

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2018年度） の算定結果について

2018年11月12日
東北電力株式会社

今年度の算定項目は以下のとおり。

2015年度～2017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

- 需要，日射量，および風力出力の実績などから出力制御の必要の有無を各時間で検討。
- 30日等出力制御枠である太陽光552万kWおよび風力251万kWの連系を前提として，指定ルール設備が追加となった場合の出力制御時間，制御電力量，制御率を算定。

〔前提条件〕

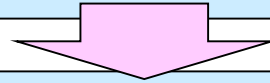
項目	内容
算定年度	2015年度～2017年度（年度毎算定3年間平均）
電力需要	2015年度～2017年度のエリア実績
太陽光、風力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績
供給力(ベース)	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用
地域間連系線	東北東京間連系線運用容量から他エリア間の送電可能量および長期固定電源の他エリア送電分を控除した量の0%，50%，100%の3パターンで算定

- 火力抑制，揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合，風力・太陽光の出力制御を行う。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達しない見込みである時は，「新・旧ルール」・「指定ルール」間および「風力・太陽光」間の各事業者の出力制御の機会が均等になるように制御。
- 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達する見込みである時は，「新・旧ルール」の各事業者の制御日数（制御時間）を最大限活用することを前提とし，「指定ルール」の事業者を必要に応じて制御。
- 風力・太陽光の出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に発電している事業者すべてを一括制御するのではなく，余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて風力・太陽光を効率的に制御することで，上記の制限を最大限活用する。
- 太陽光（旧ルール）は輪番抑制（複数のグループに分けて，必要なグループ数だけ停止）とする。
- 風力発電は，全系一律の出力上限指令で抑制を行う。

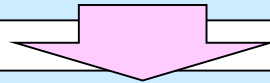
算定条件の一覧表

	前回の算定条件	今回の算定条件
需要断面	2014～2016年度エリア実績	2015～2017年度エリア実績
太陽光想定	2014～2016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	26.2万kW (設備容量107.5万kW × 利用率24.3%)	28.4万kW (設備容量137.2万kW × 利用率20.7%)
地熱想定	18.0万kW (設備容量27.9万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 (4月昼間の最 低供給力と利用 率を記載)	流れ込み式：75.7万kW (設備容量92.0万kW × 利用率82.3%)	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：117.3万kW (設備容量223.5万kW × 利用率52.5%)	
	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	234.9万kW (設備容量336.5万kW × 利用率69.8%)	200.3万kW (設備容量284.1万kW × 利用率70.5%)
火力想定	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	
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	24万kW	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

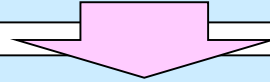
ステップ1：2018年度制御見通しの検討断面の設定



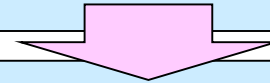
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



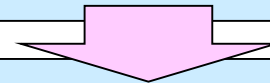
ステップ3：検討断面における出力の設定
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ導入量に応じた出力の想定



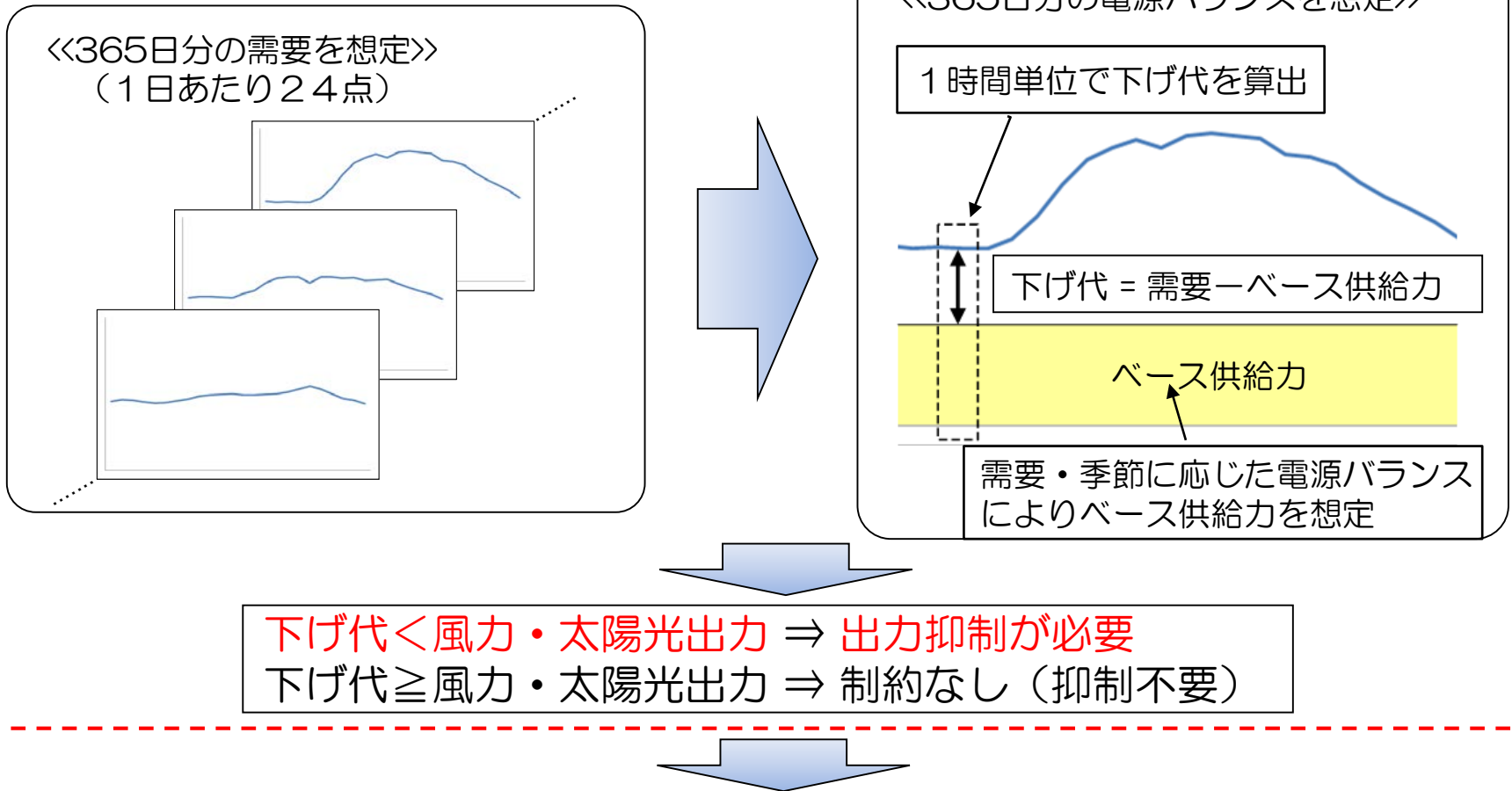
ステップ5：現状制度における需給解析（火力発電の抑制,
揚水運転, 再エネ出力制御の反映等）



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2015～2017年度の3年分検討する。

3年分検討

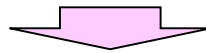


下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

各年度の抑制見通しの平均により制御見通しを算定

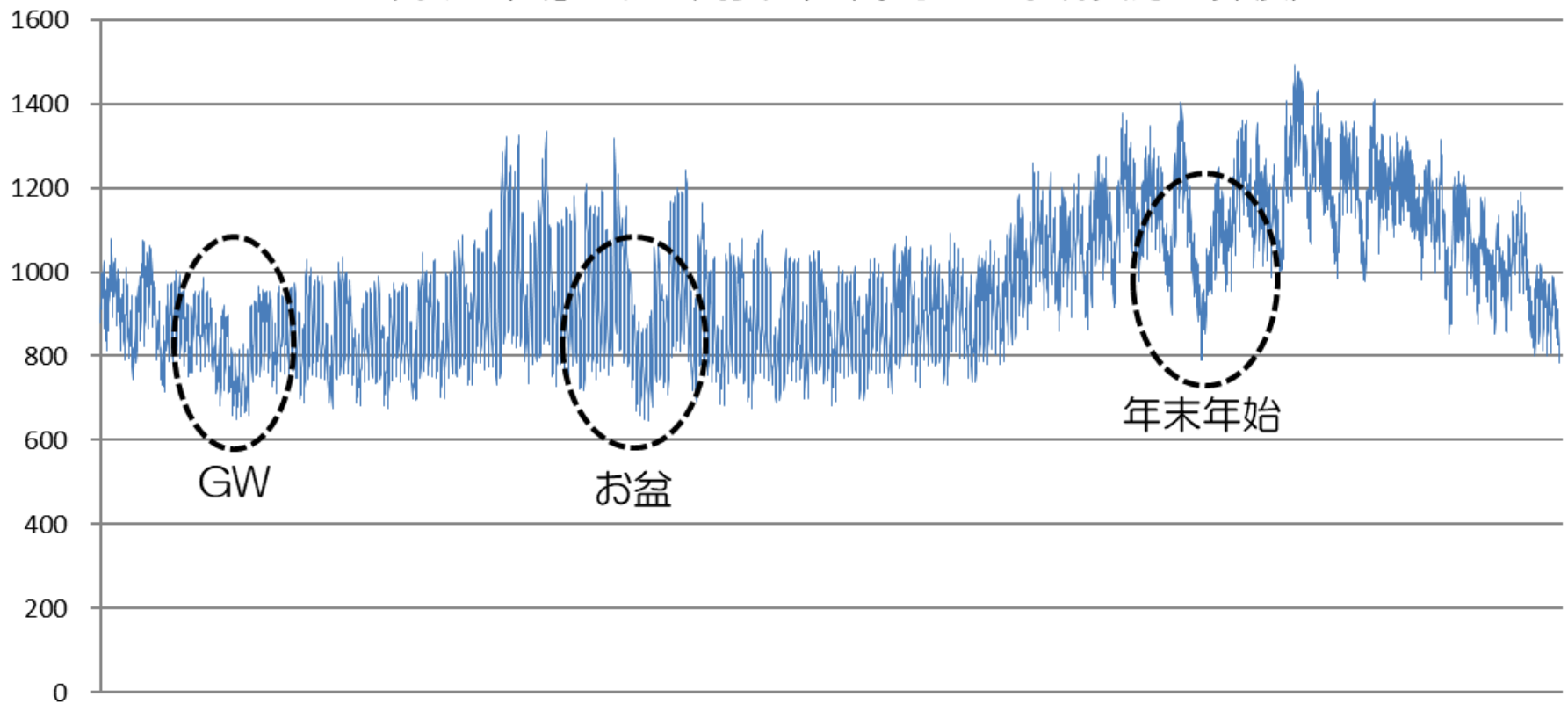
STEP2：検討断面における需要想定の設定

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

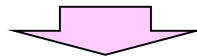


2015～2017年度の東北エリア需要実績（発電端）を使用する。
なお、需要実績には余剰買取契約の自家消費分電力を加算する。

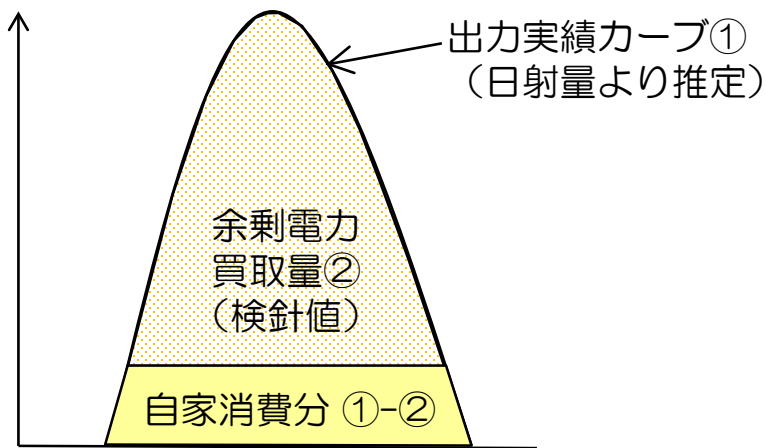
《2017年度の東北エリア需要（太陽光の自家消費分加算後）》



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。

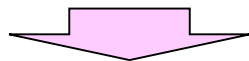


自家消費分のイメージ

2017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 (%)	9.8	5.7	5.6	6.2	9.3	6.6	6.7	5.4	5.9	8.6	10.0	10.8
自家消費電力 (万kW)	7.0	4.0	4.0	4.4	6.6	4.7	4.8	3.9	4.3	6.3	7.4	8.0

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10月25日に公表した女川1号機の廃止を反映。
また，福島第二は，東京電力の「新々・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定としており，地元のご意向も踏まえて，出力制御見通し算定時の設備容量には含めていない。

- 4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)	88.4※	223.5	12.0
利用率 (%)	82.3	52.5	32.5
最低供給力 (万kW)	72.8	117.3	3.9

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

- 月別の水力の最低供給力（万kW）

※将来連系分として、2018年3月末時点の水力の設備認定量（新規認定分）を加算

	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	72.8	78.2	64.2	60.1	48.6	46.8	46.8	53.6	48.0	34.0	30.7	41.8
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	194.0	194.0	138.7	126.9	98.7	91.9	80.0	104.7	106.2	74.2	75.6	114.4

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、2018年3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）	27.8
利用率（%）	64.6
供給力（万kW）	18.0

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	松川 : 2.3
	鬼首 : 1.5
	設備認定済み : 5.1

- 将来連系分として、2018年3月末時点の導入見込み設備（連系承諾済）を織り込む
- 既連系設備の利用率は、過去の実績利用率を用いる。稼動前設備の利用率は、80%※1と想定
- 地域資源バイオマスで抑制困難と想定される発電所のみを供給力として計上し、その他のバイオマスは停止可能と仮定

	区分	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
地域資源 バイオマスで 抑制困難なもの	既連系設備	23.3	60.9	14.2
	導入見込み 設備	17.7	80.0※1	14.2
専焼バイオマス※2		96.2	0	0
	合計	137.2	20.7	28.4

※1 コスト等検証委員会報告書（2011年12月19日）の値を使用。

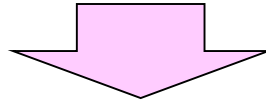
※2 化石燃料を主燃料とするバイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めていない。

- 設備容量で約89.1万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

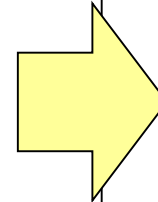
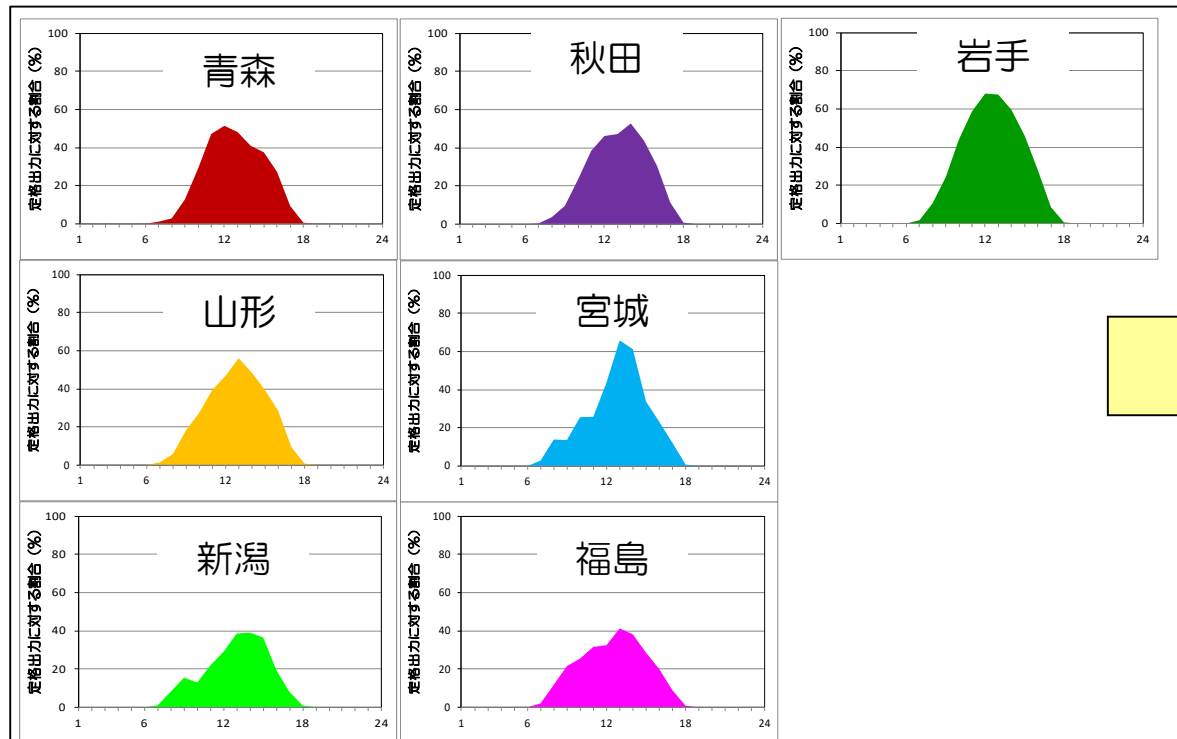
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	46サイト※	89.1※	2015年4月 ～2018年3月

※2018年3月末時点の値

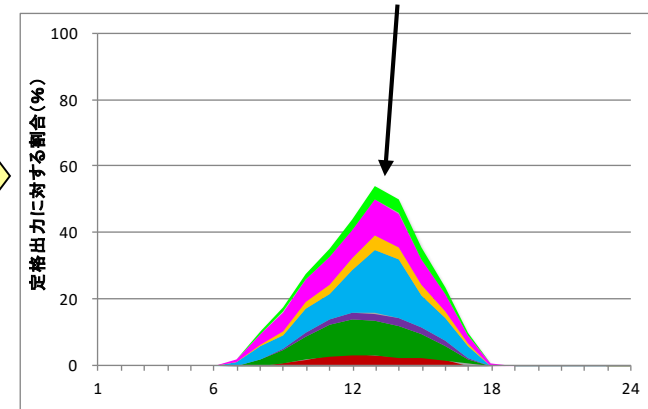
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 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

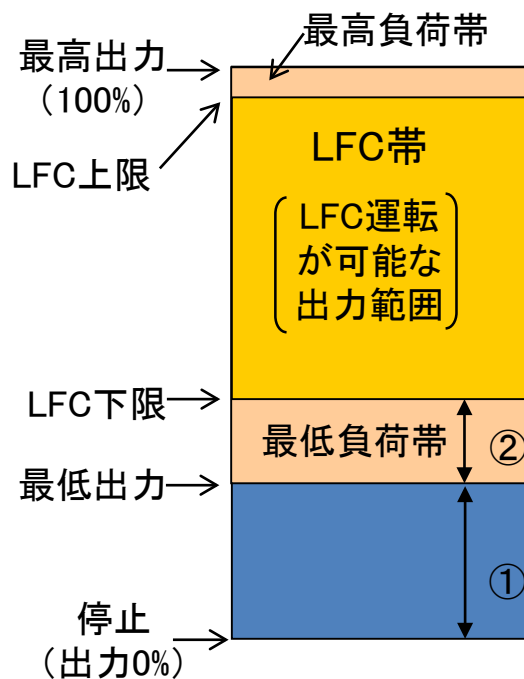


➤ 火力発電については，再エネを含めた需給変動を調整する観点から，下記の点を考慮し，安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。

- 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，全て停止可能と仮定して算定する。

STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

<最小需要断面（2017年4月16日）12時における火力ユニットなどの想定> 【単位：万kW】

	燃種	所名	号機	定格出力	想定出力	備考
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	全機停止		130	0	
	石炭	全機停止		408.7	0	
	LNG (コバツヨカ)	東新潟	2T	60	30	LFC下限(28) LFC調整力(2)
			港1T	35	18.5	LFC下限(17) LFC調整力(1.5)
		その他停止機		95	0	
	LNG (コバインド)	新仙台	3-1系	52.3	27	LFC下限(24.5) LFC調整力(2.5)
		東新潟	3-1系	60.5	23	LFC下限(20) LFC調整力(3)
			4-1系	82.6	24	LFC下限(20) LFC調整力(4)
		その他停止機		299.5	0	
	電源Ⅲ		全機停止	205.0	0	
	蓄電池	西仙台		0	0	LFC調整力(2)
合計				1428.6	122.5	LFC下限(109.5) LFC調整力(15)

※ BOG制約により、東新潟火力については最低出力合計70万kW以上

(参考) 火力の出力調整範囲

<<火力(電源Ⅰ, Ⅱ想定)>>

【単位: 万kW】

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
石油	秋田	2T	35	6	17.5
		3T	35	14	17.5
		4T	60	9	26
石炭	能代	1T	60	21	30
		2T	60	18	30
	原町*	1T	52.7	16.2	21.4
		2T	52.6	18.7	18.7
	相馬共同*	1T	47	16.4	22
		2T	47	16.4	17
	常磐共同*	8T	28.2	9.1	21.0
		9T	28.2	9.1	21.0
	酒田共同	2T	33	11.8	15.9

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
LNG (コバツヨ 川)	東新潟	1T	60	9	28
		2T	60	17	28
		港1T	35	6	17
		港2T	35	6	17
LNG (コバ イ ド)	八戸	5T	41.6	18	18
	仙台	4T	46.8	20	20
	新仙台	3-1系	52.3	24.5	24.5
		3-2系	52.3	24.5	24.5
	新潟	5系	10.9	8.34	8.34
	東新潟	3-1系	60.5	12	20
		3-2系	60.5	12	20
		4-1系	82.6	20	20
4-2系		87.4	20	20	

<<火力(電源Ⅲ想定)>>

燃種	所名	号機	受電最大	受電最小	LFC下限
石炭	常磐共同*	7T	11.9	5.9	—
	酒田共同	1T	33	12.7	—
その他の電源Ⅲ火力	—	—	160.1	—	—

※広域火力は、当社受電分のみ記載

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1台停止）を織込む。
- 第二沼沢発電所においては、下池（※2）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あり
- 上池の容量に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
- 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。

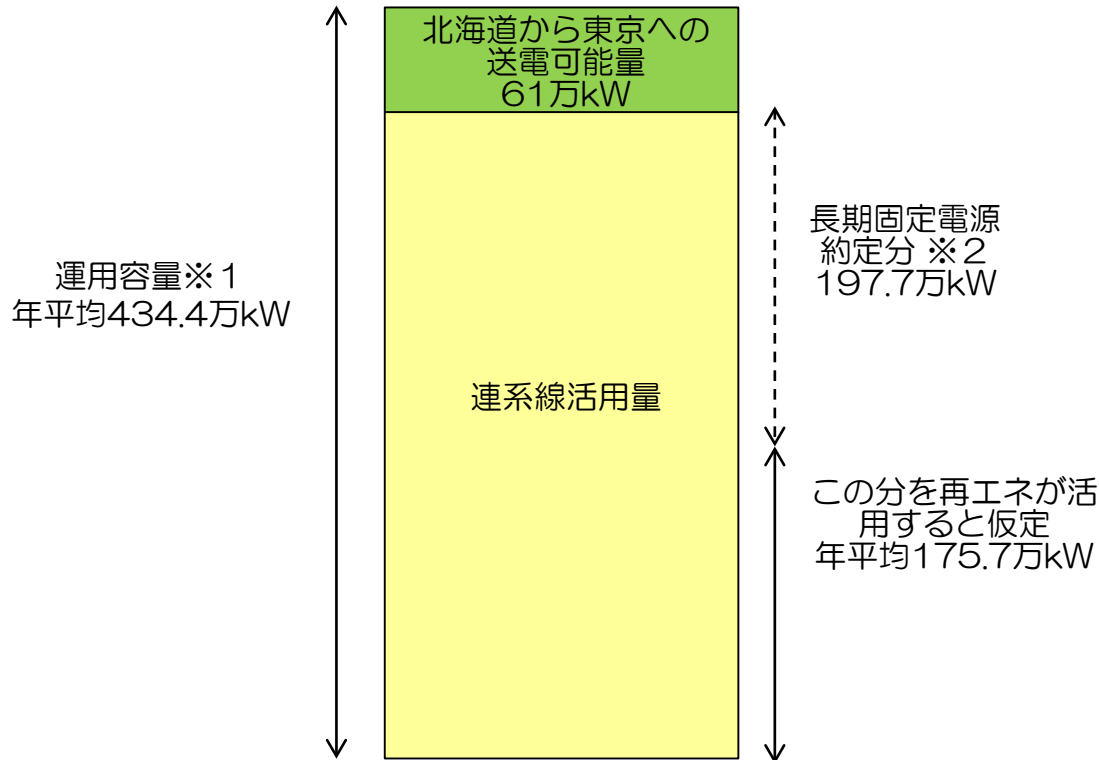
発電所等		発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	保有量※3 (万kWh)
第二沼沢	1	23	23	3,413 [74時間分]
	2	23	23	
池尻川		0.234	0.234	—※1
下郷（電発）		25	25	335[13時間分]
南相馬蓄電池		4	4	4[1時間分]

※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 下池は一般的なダム式水力と同じ構造

※3 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175.7万kW）の場合のイメージ】

※1 運用容量は広域機関公表の2018年度月間値の平休日・昼夜別にて想定（年間最大:8月昼間530万kW）

広域機関HP：2018～2027年度の連系線の運用容量の一部訂正について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2017/180314_unyouyouryou_teisei.html

※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

STEP5：回避措置（連系線活用量の想定値）

・各月の連系線運用容量（万kW）※広域機関公表の2018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	375	400	395	475	530	410	405	410	375	495	490	485
平日夜間	355	400	400	493	505	410	390	395	375	480	475	485
休日昼間	375	400	395	475	530	410	405	415	400	495	490	430
休日夜間	355	400	400	488	505	410	390	395	410	480	475	390

- ・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258.7万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87.9万kW）、100%（年平均175.7万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を61万kW
- ・水力の他エリア送電分として 9万kW
- ・原子力の他エリア送電分として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

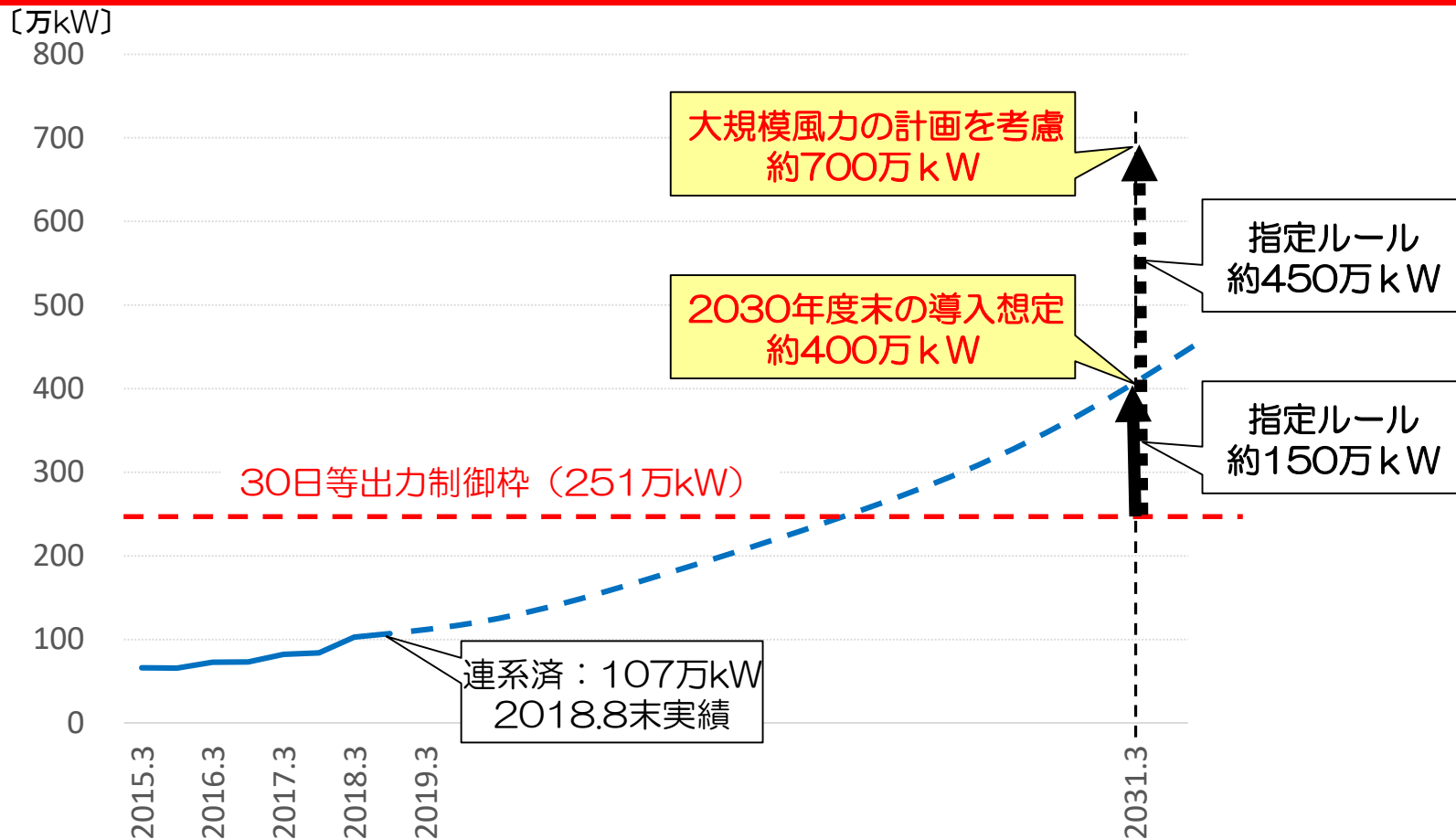
差引:267.7万kW×利用率70.5%=188.7万kW

（注）出力制御見直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

<2017年4月16日の12時, 19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>

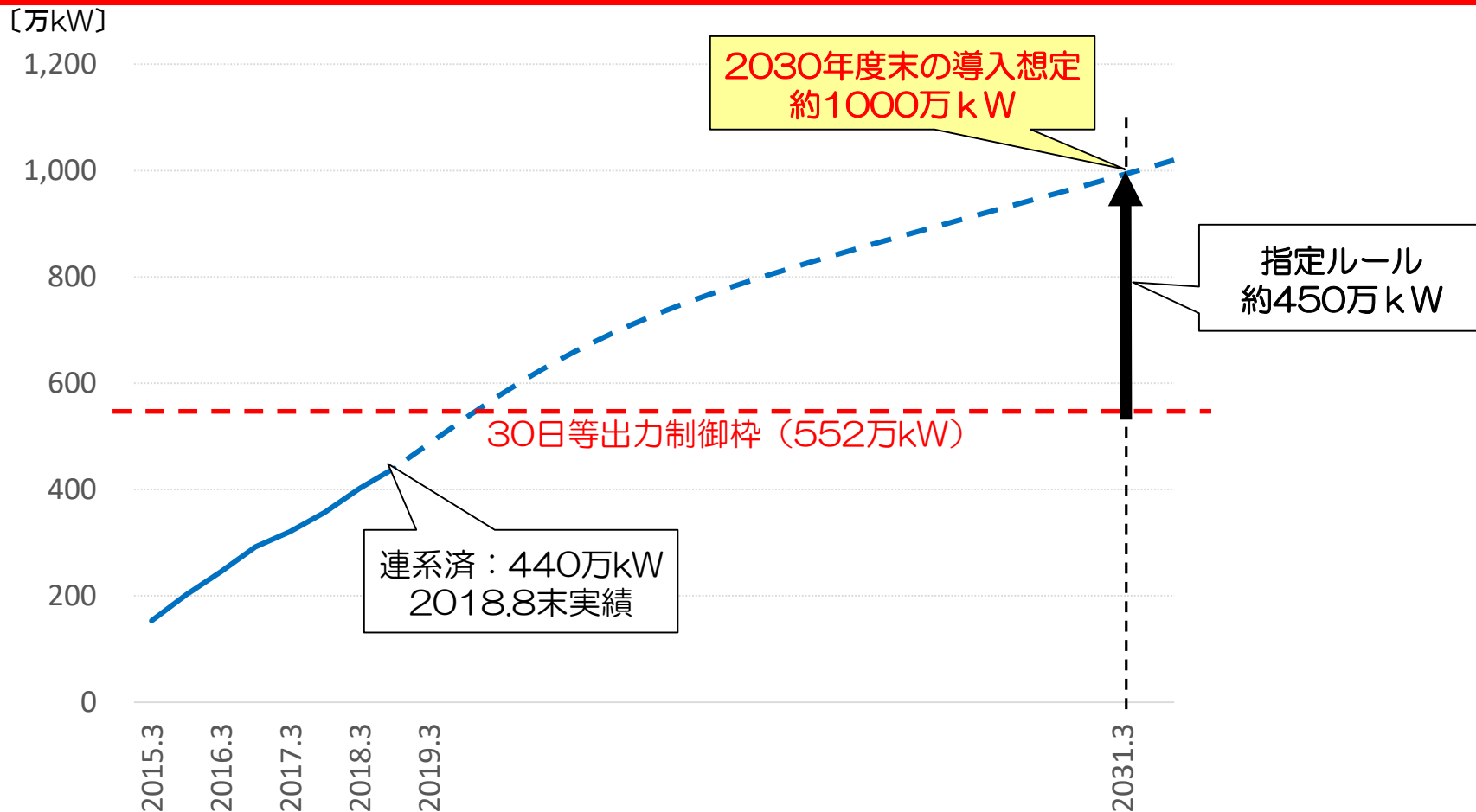
				連系線活用0%		連系線活用100%	
				12時	19時	12時	19時
供給力 (万kW)	原子力			200.3	200.3	200.3	200.3
	火力			122.5	161.6	122.5	277.9
	(内訳) LNG (コバ ヲヨナル)	東新潟	2T	30.0	32.0	30.0	32.0
			港1T	18.5	20.0	18.5	20.0
	LNG (コバ イド)	仙台	4T	0	0	0	44.3
			新仙台	3-1系	27.0	49.8	27.0
		東新潟		3-2系	0	0	0
			3-1系	23.0	23.8	23.0	46.0
	4-1系	24.0	36.0	24.0	36.0		
	再エネ			801.5	459.7	801.5	459.7
	(内訳) 水力			194.0	312.7	194.0	312.7
	地熱			18.0	18.0	18.0	18.0
	バイオ			28.4	28.4	28.4	28.4
	太陽光			414.0	0	414.0	0
	風力			147.1	108.6	147.1	108.6
揚水・蓄電池			-50	50	-50	50	
地域間連系線活用			0	0	-116.3	-116.3	
出力抑制必要量			-319.8	0	-203.5	0	
合計			754.5	871.6	754.5	871.6	
需要 (万kW)			754.5	871.6	754.5	871.6	



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	859	19,109	345,356	5.5
	50	87.9	344	6,141		1.8
	100	175.7	129	2,200		0.6
+300	0	0	1,655	87,327	690,711	12.6
	50	87.9	753	30,154		4.4
	100	175.7	367	11,533		1.7
+450	0	0	2,459	223,817	1,036,067	21.6
	50	87.9	1,346	94,065		9.1
	100	175.7	738	42,208		4.1

※ 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（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	514	19,196	187,975	10.2
	50	87.9	202	6,606		3.5
	100	175.7	105	3,283		1.7
+300	0	0	901	92,731	375,950	24.7
	50	87.9	597	42,762		11.4
	100	175.7	310	13,612		3.6
+450	0	0	1,206	211,620	563,925	37.5
	50	87.9	831	98,854		17.5
	100	175.7	620	65,363		11.6

※ 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（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	808	16,269	354,187	4.6
	50	87.9	311	4,686		1.3
	100	175.7	100	1,675		0.5
+300	0	0	1,522	73,427	708,373	10.4
	50	87.9	674	25,066		3.5
	100	175.7	315	8,838		1.2
+450	0	0	2,342	191,562	1,062,560	18.0
	50	87.9	1,144	73,128		6.9
	100	175.7	608	32,155		3.0

※ 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	821	19,522	342,525	5.7
	50	87.9	360	6,808		2.0
	100	175.7	144	2,207		0.6
+300	0	0	1,638	87,667	685,049	12.8
	50	87.9	727	31,053		4.5
	100	175.7	373	13,116		1.9
+450	0	0	2,504	233,124	1,027,574	22.7
	50	87.9	1,395	97,745		9.5
	100	175.7	734	43,973		4.3

※ 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（2015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	948	21,537	339,355	6.3
	50	87.9	360	6,930		2.0
	100	175.7	142	2,718		0.8
+300	0	0	1,804	100,888	678,711	14.9
	50	87.9	857	34,342		5.1
	100	175.7	413	12,644		1.9
+450	0	0	2,532	246,765	1,018,066	24.2
	50	87.9	1,500	111,322		10.9
	100	175.7	870	50,495		5.0

※ 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	514	18,526	185,488	10.0
	50	87.9	194	6,789		3.7
	100	175.7	103	3,588		1.9
+300	0	0	923	94,549	370,976	25.5
	50	87.9	641	43,243		11.7
	100	175.7	313	12,569		3.4
+450	0	0	1,227	212,660	556,464	38.2
	50	87.9	859	102,900		18.5
	100	175.7	671	66,414		11.9

※ 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（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	512	18,196	192,032	9.5
	50	87.9	186	4,124		2.1
	100	175.7	93	1,906		1.0
+300	0	0	916	90,636	384,064	23.6
	50	87.9	579	40,229		10.5
	100	175.7	298	12,901		3.4
+450	0	0	1,242	215,353	576,096	37.4
	50	87.9	829	92,478		16.1
	100	175.7	598	62,600		10.9

※ 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（2015年度実績を基に算定）】

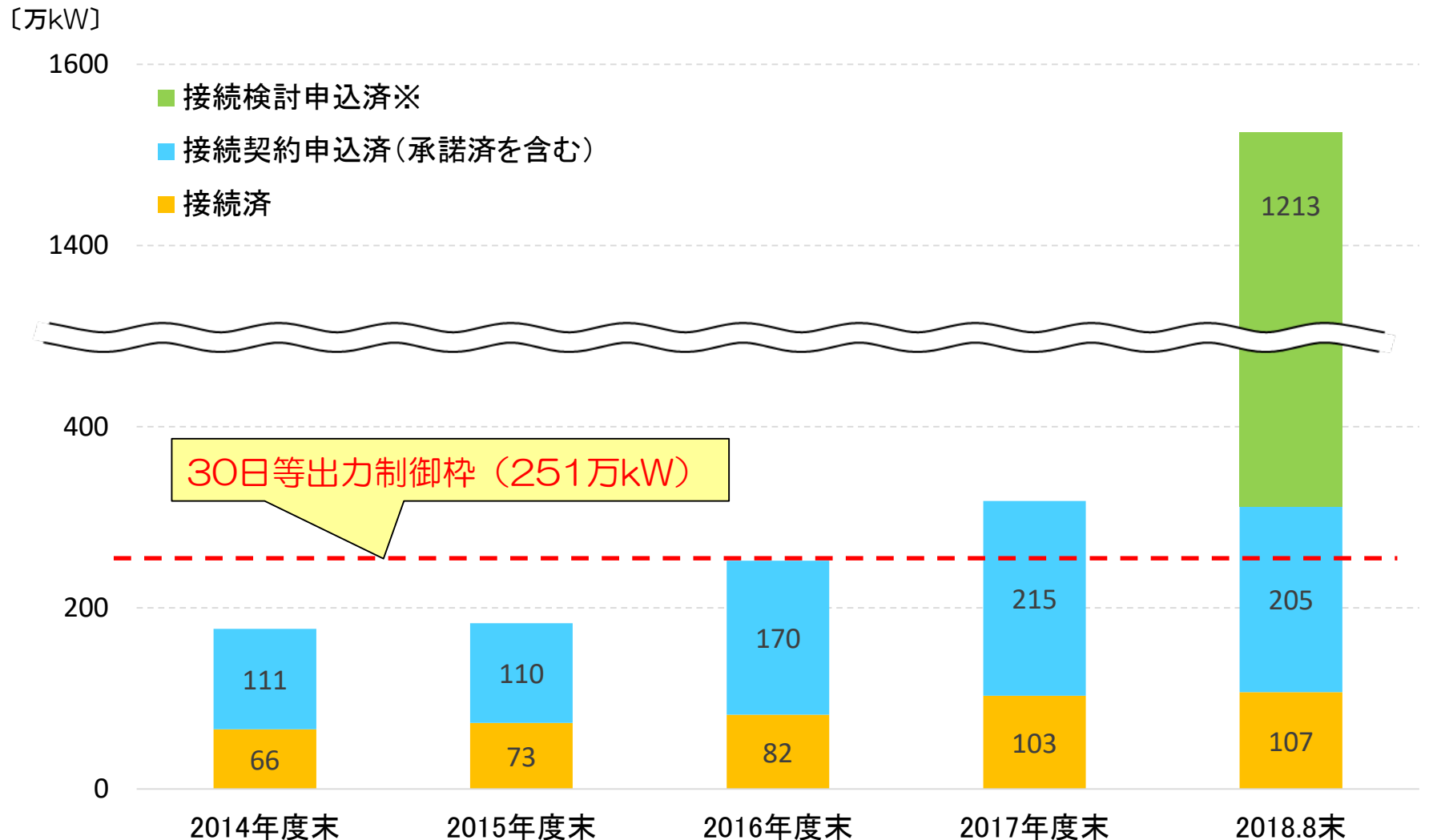
30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kWに追加して指定ルール太陽光が連系すると想定。

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	516	20,865	186,405	11.2
	50	87.9	227	8,906		4.8
	100	175.7	118	4,356		2.3
+300	0	0	864	93,008	372,810	24.9
	50	87.9	571	44,815		12.0
	100	175.7	320	15,365		4.1
+450	0	0	1,150	206,846	559,215	37.0
	50	87.9	804	101,185		18.1
	100	175.7	592	67,075		12.0

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

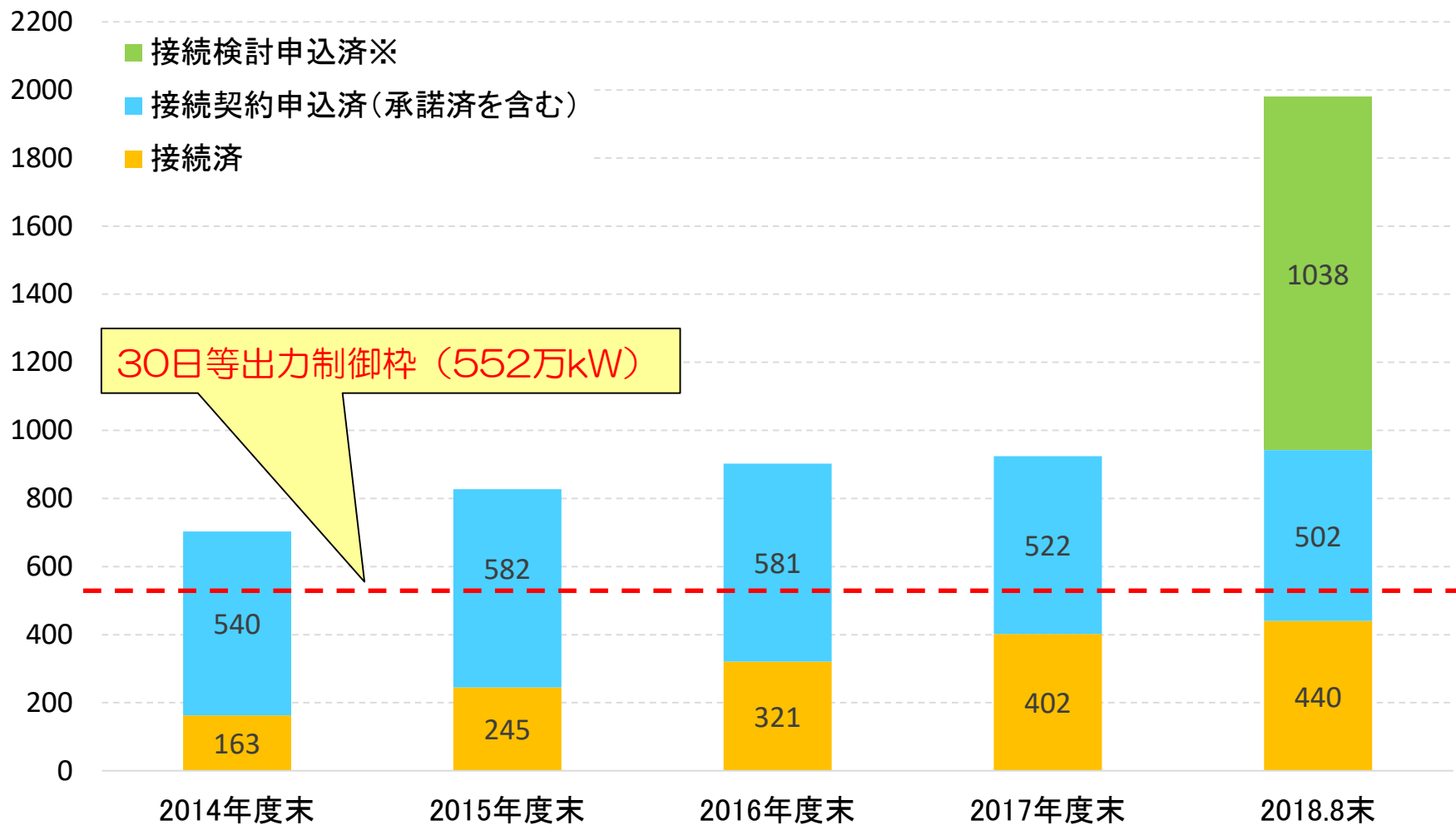
(注) 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた算定結果であり、実際の制御時間、制御電力量を保証するものではない。

(参考) 風力発電の申込状況の推移

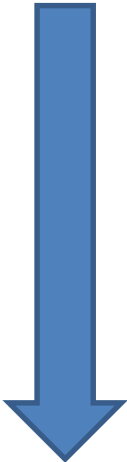


※「接続検討申込済」は集計値のある2018.8末時点のみを記載。

[万kW]



※「接続検討申込済」は集計値のある2018.8末時点のみを記載。

系統		区分定義	系統容量上のステータス
アクセス 	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

- 東北エリアでは、再エネの導入量が増加しており、将来的に需要や天候の状況によっては発電と需要のバランスが崩れることが考えられます。そのため、再エネの出力制御に向けた準備を進めていきます。
- 出力制御の準備にあたっては発電事業者の皆様に対し、優先給電ルールに則った対応について丁寧にご説明していくこととしており、詳細については準備が整い次第お知らせいたします。