# 再生可能エネルギーの出力制御見通し(2019年度算定値) 等の算定結果について

2019年12月5日 北海道電力株式会社

#### 1. 出力制御見通しの考え方

- ○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)、バイオマスを停止または抑制、揚水動力等ならびに連系線の空容量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日等)に達するまでは「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、および「太陽光・風力」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。
- ○太陽光117万kW(30日等出力制御枠)、風力36万kW(30日等出力制御枠)を前提に、指定ルール設備が追加になった場合の太陽光・風力の出力制御見通しを算定する。

### 2. 出力制御見通し算定のフロー

ステップ1

出力制御見通し算定の検討断面の設定

<u>ステップ2</u>

検討断面における需要の想定



ステップ3

再エネの導入量に応じた出力等の想定



<u>ステップ4</u>

検討断面における出力等の想定(一般水力、原子力、地熱、バイオマス)



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、需給バランス改善用蓄電池の充電、再工ネ出力制御の反映等)



出力制御見通し(年度算定値)

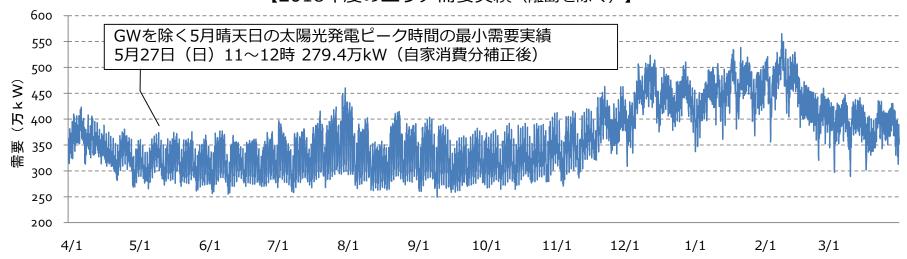
### <ステップ1> 検討断面の設定

○年間を通じた<u>8,760時間(24時間×365日)の各時間において試算を行う</u>。 これを2016~2018年度の3年分検討する。

### <ステップ2> 需要の想定

- ○需要想定は、2016~2018年度のエリア需要実績を用いる。
  - ※胆振東部地震の影響を除外するため、2018年9月6日~14日は2017年の同曜日実績で置き換え
- ○出力制御見通しの算定にあたっては、太陽光発電の自家消費分を補正する。

#### 【2018年度のエリア需要実績(離島を除く)】



### <ステップ3> 再エネ出力の想定

#### 《太陽光、風力》

○出力制御見通しの算定にあたっては、昨年度までと同様に、各年度の各時間帯における実績に相当する 太陽光・風力発電出力比率を使用し、前提とする設備容量に掛け合わせた出力を想定した。

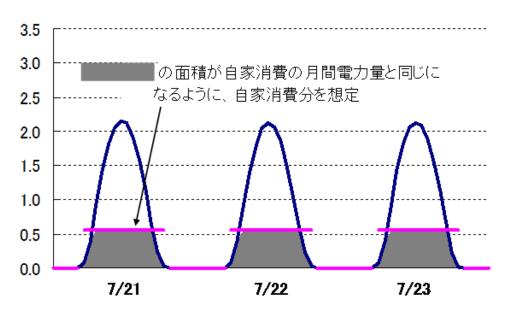
### (参考) 太陽光発電の自家消費分の計算方法について

○余剰買取である住宅用太陽光発電(低圧10kW未満)を対象として、日射量データから想定した太陽光発電の月間電力量から、当社が購入した月間電力量を差し引くことによって、月毎に自家消費分を想定し、太陽光発電が発電する時間帯の需要実績に平均的に加算している。

#### 【2018年度の自家消費率と自家消費量】

	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 [%]	8.2	4.3	2.7	4.4	2.3	5.5	4.2	2.3	12.5	19	26.9	14.5
自家消費量 [万kW]	1.3	0.7	0.4	0.7	0.4	0.9	0.7	0.4	2.1	3.2	4.6	2.5

#### 【自家消費分の想定イメージ】



### <ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定

- ○当社管内の各電源の特性や長期的な傾向を反映することとし、東日本大震災前30年(30年経過していない場合は運転開始後の全期間)の設備利用率平均を用い、設備容量を乗じる(設備利用率×設備容量)こととする。
- ○ただし、一般水力のうち、貯水池式・調整池式水力については、多少の出力調整が可能であり、再生可能 エネルギーの発電状況に応じた運用をする前提により算定を行う。

#### 《水力》

○一般水力の過去の設備利用率実績と出力の想定、月別の最低供給力は下表のとおり。

#### 【一般水力の設備利用率と出力の想定(離島を除く)】

		自社	他社*3	合計		
	流れ込み式	調整池式	貯水池式	16tt		
設備容量 <sup>※1</sup> (万 k W)	11.4	67.1	7.7	47.6	133.8	
年間利用率(%)		44.8		49.6	46.1	
出力想定 <sup>*2</sup> (万 k W)	10.3	41.6	0	29.5	81.4	

- ※1 接続検討申込済みに相当する分を 含む。
- ※2 GWを除く5月晴天日の太陽光発電 ピーク時間の最小需要実績発生時 (5月27日11~12時)の想定値で あり、再生可能エネルギーの発電 状況に応じた運用(出力調整)を 考慮。
- ※3 震災前30ヵ年の発電所別実績が一部確認できず、分類毎に設備利用率を算定できないことから、一括で出力を想定。

#### 【一般水力の月別の最低供給力(離島を除く)】

	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	18.9	22.1	19.9	18.0	17.8	16.6	16.7	17.2	15.4	13.0	12.0	12.4
調整池式	16.6	48.6	34.7	26.6	27.6	20.7	20.4	18.6	9.6	8.1	12.5	11.4
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	35.5	70.7	54.6	44.6	45.4	37.3	37.1	35.8	25.0	21.1	24.5	23.8

### **<ステップ4> 一般水力・原子力・地熱出力の想定**

#### 《原子力》

○原子力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

#### 【原子力の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
		1	57.9万kW		1000 2010左座》	
原子力	泊	2	57.9万kW	84.8%	1989~2010年度*   (震災前21年)	175.5万kW
		3	91.2万kW		(2000)	

<sup>※1989</sup>年6月に泊発電所が営業運転を開始。

#### 《地熱》

○地熱については、道内の主要設備である森発電所において、認可出力の変更を伴う改修工事(2012年9月、5万kW→2.5万kW)を実施していることから、これを運転開始に準じて扱い、2013~2018年度の設備利用率実績を用いる。

#### 【地熱の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率*2	実績算定期間	出力想定
地熱	森	1	2.5万kW	65.3%	2013~2018年度	9.4万kW
	他社	1	11.8万kW <sup>※1</sup>	05.570	2013 - 2010 千皮	J. 7/JKVV

- ※1接続検討申込済みに相当する分を含む。
- ※2 設備利用率は、森発電所の実績。

### <ステップ4> バイオマス出力の想定

- ○地域資源バイオマスに該当するメタン発酵ガス発電設備および一般廃棄物発電設備は、至近年の設備利用率実績平均を用いて、出力を想定。
- ○地域資源バイオマスに該当しないと想定される案件は、給電停止とする。

#### 【バイオマス発電の出力想定】

		設備容量*1	設備利用率	実績算定期間	出力想定
<ul><li>地域資源</li><li>バイオマス</li></ul>	メタン発酵ガス発電設備	1.8万kW	69.2%	2011~	1.2万kW
(抑制困難)	一般廃棄物発電設備 (メタン発酵ガスを除 く)	11.9万kW	20.0%	2018年度	2.4万kW
É	厚焼バイオマス	63.7万kW	0.0%		0.0万kW
	計	77.4万kW	4.7%		3.6万kW

<sup>※1</sup>接続検討申込済みに相当する分を含む。なお、昨年度までは事前検討の一部を含めていたが、連系確度が高くない こと、水力、地熱の織り込みとの平仄を考慮し、含めないことに見直した。

### <ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定(電源 I・Ⅱ)〕

- ○電源Ⅰ・Ⅱは以下の点を考慮し、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。
  - ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
  - ・需給調整(負荷追従)や系統運用(電圧調整)を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所1台、知内発電所1台、石狩湾新港発電所1台の運転を確保する(運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮)。
  - ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する(北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保)。

【火力発電設備	(電源 I ·	· II )	)の仕様】

	発電	<b>三</b> 所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 <sup>※1</sup> (万kW)	下限出力 (万kW)	出力想定 <sup>※3</sup> (万kW)
			1	35.0	10.5	10.5	0
	豆	苫東厚真	2*2	60.0	18.0	9.0	20.2
	石炭火力		4	70.0	10.5	10.5	0
	分	砂川	3	12.5	8.5	5.5	0
		119711	4	12.5	4.5	4.5	0
自社		苫小牧	1	25.0	5.0	5.0	0
'-	石	伊達	1	35.0	7.5	7.5	0
	石油火力		2	35.0	7.5	7.5	0
	分	知内	1	35.0	9.0	4.0	0
		אראא	2*2	35.0	10.5	5.3	11.8
	LNG	石狩湾新港	1*2	56.94	8.5	8.5	10.6
他社	石油火力	苫小牧共同	3	25.0	12.5	5.0	0

- ※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。
- ※2 今回の試算においては、苫東厚真2号機、知内2号機、石狩湾新港1号機を最低限運転が必要なユニットと想定 (最低出力の合計37万kW、黄色網掛部)。
- ※3 GWを除く5月晴天日の11~12時における最小需要実績発生時(5月27日11~12時)の想定値。

### 〈ステップ5〉 回避措置〔火力出力の想定(電源Ⅲ)〕

○電源Ⅲは設備仕様や供給力確保の考え方の確認ができておらず、また、料金等の整理や事業者との協議 も必要であるが、今回の出力制御見通しの算定にあたっては、停止で算定する。

#### 【火力発電設備(電源Ⅲ)の仕様】

	発電所	最大出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	出力想定 <sup>※3</sup> (万kW)
他社受電 日本製鉄室蘭製鉄所 <sup>※1</sup>		10.0	停止	0
その他 <sup>※ 2</sup>		57.2	停止	0

- ※1 他社の受電分を含む。燃料種別:石炭。
- ※2 音別発電所(石油火力) 14.8万kWを含む。
- ※3 GWを除く5月晴天日の11~12時における最小需要実績発生時(5月27日11~12時)の想定値。

#### <ステップ5> 回避措置(揚水式水力の揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電)

- ○揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限運転する。
- ○揚水式水力での調整にはkWとkWhの制約がある。従って、再工ネ電源の出力が下げ代を超過する場合、 ①超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か(kWの制約)、②出力面では調整可能な場合でも、その発 電量を受け入れる貯水池に余裕があるか(kWhの制約)の二つを考慮し、出力制御見通しを算定する。
- ○運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮して、6台のうち5台(最大機の京極1台を除く揚水動力67万kW)を織り込む。
- ○需給バランス改善用蓄電池の充電については、該当設備なし。

#### 【揚水式水力発電設備の仕様】

発電所	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)	揚水可能時間 (時間)
新冠 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	20.0 (10.0+10.0)	76*1	3.8
高見 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	24.0 (10.0+14.0)	87*1	3.6
京極 1・2号機	40.0 (20.0+20.0)	46.0 (23.0+23.0)	400*2	8.7

- ※1 混合揚水(新冠・高見)の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009~2010年度(泊3号機試運転開始~震災前)の日量実績の2σ値から算出。データ件数が少ないことから、月毎では算定していない。
- ※2 電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を確保。

### 〈ステップ5〉 地域間連系線の活用

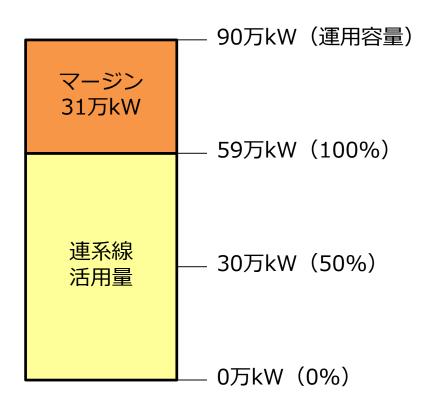
○連系線の活用量は、運用容量(90万kW)からマージン(31万kW:連系線の潮流抑制のために設定)を 差し引いたものを最大値(100%)として0、50、100%の刻みで試算。

#### ○運用容量

運用容量 = 設備容量(熱容量等)とする。 北海道本州間連系設備: 90万kW

#### ○マージン

北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するために設定されている。具体的には、北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値とする。



※運用容量、マージンの算出方法については広域機関で定められており、以下資料に基づく。

運用容量:2019年2月15日 第6回 運用容量検討会 別冊 各連系線の運用容量算出方法・結果

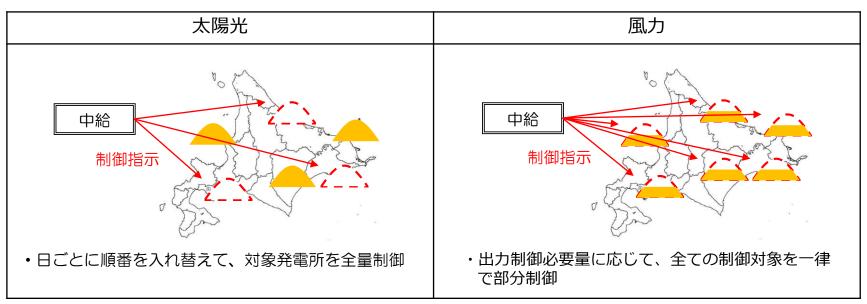
http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2018/files/2018 6 1 3 sansyutsuhouhou.pdf

マージン: 2019年2月15日 第4回 マージン検討会 資料3-3 2021~2028年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画) https://www.occto.or.jp/jinkai/margin/2018/files/2018 4 3 3 margin chouki.pdf

### <ステップ5> 再エネの出力制御

- ○火力発電の抑制、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、太陽光および風力の出力 制御を行う。
- ○太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、指定ルールに分類され、無補償での出力制御は、 旧ルールは30日/年、新ルールは360時間/年(太陽光)または720時間/年(風力)に制限されている。
- ○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対象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グループ毎に出力制御することにより、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。
- ○風力の出力制御にあったては、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御し、部分制御考慮時間により制御時間を計算する※。
  - ※ 旧ルール(30日ルール)の既存設備についても新ルール(720時間ルール)を遡及適用したうえで、全ての制御対象を一律に同じ制御率で制御。制御時間については、例えば、設備容量に対して70%に制御する場合、制御時間を0.3時間とカウント。

#### 【出力制御方法の比較】



### 3. 算定条件の比較

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

#### 【主な算定条件の比較(供給力算定根拠)】

	2019年度算定値 (今回のWG)	2018年度算定値 (昨年のWG)
需要	・2016〜 <b>2018</b> 年度実績 (エリア需要)	・2015〜2017年度実績 (エリア需要)
一般水力	・1981~2010年度(震災前30年)の設備を	利用率実績
原子力	・1989~2010年度(震災前21年)の設備を	利用率実績
地熱	・2013~ <b>2018</b> 年度の設備利用率実績	・2013~2017年度の設備利用率実績
太陽光	・2016~ <b>2018</b> 年度実績相当	・2015~2017年度実績相当
風力		
バイオマス	・2011〜 <b>2018</b> 年度の設備利用率実績	・2011〜2017年度の設備利用率実績
火力	・需給調整(負荷追従)や系統運用(電圧 調整)を考慮して、少なくとも、苫東厚 真発電所 <u>1台</u> 、知内発電所1台、 <u>石狩湾</u> 新港発電所1台の運転を確保	・需給調整(負荷追従)や系統運用(電圧 調整)を考慮して、少なくとも、苫東厚 真発電所2台、知内発電所1台の運転を 確保
揚水運転	・点検、補修または設備トラブル等による1 揚水動力67万kWを織り込む)	台停止を考慮(全6台のうち京極1台を除く
地域間連系線の活 用	・運用容量(90万kW)からマージン( <u>31</u> <u>万kW</u> :連系線の潮流抑制のため)を差 し引いた容量を最大(100%)として、 0・50・100%の活用量として試算	・運用容量(90万kW)からマージン(29 万kW:連系線の潮流抑制のため)を差 し引いた容量を最大(100%)として、 0・50・100%の活用量として試算

### 4. 軽負荷期の需給バランス

○最小需要日(5/27)の11~12時・19~20時の算定条件における需給バランスは下表のとおり。

【昼間最小需要<sup>※1</sup> 5月27日 11~12時】

(万kW) 需要(離島除く) 279.4 石炭 苫東厚真2 20.2 石油 知内2 11.8 火 石狩湾新港1 LNG 10.6 力 電源Ⅲ 0.0 42.6 原子力 175.5 水力 81.4 太陽光 91.4 風力 3.4 地熱 9.4 再 バイオマス エ 3.6 ネ 小計 189.2 太陽光抑制量 **▲** 22.2 風力抑制量 0.0 167.0 揚水式水力 **▲** 46.7 連系線の活用 **▲** 59.0

供給力計

【点灯ピーク需要 5月27日 19~20時】

				(万kW)	
		需要(	離島除く)	329.8	
	電源	石炭	苫東厚真2	24.6	
.1.	I	石油	知内2	14.4	
火力	I	LNG	石狩湾新港1	23.4	
7,			電源Ⅲ	0.0	
			計	62.4	
		原	子力	175.5	
			105.6		
			0.0		
			1.7		
再			9.4		
エ		,	3.6		
ネ			120.3		
		太	0.0		
		压	0.0		
			計	120.3	
	揚水式水力				
	連系線の活用				
		供	給力計	329.8	

※1 GWを除く5月晴天日の11~12時における最小需要発生時

279.4

### 5. 太陽光・風力発電の導入状況

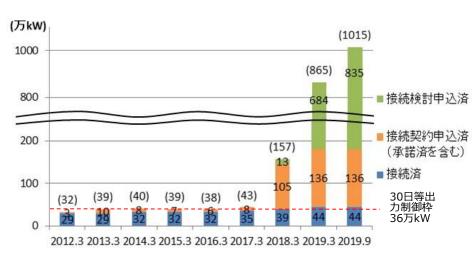
#### 《導入状況》

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。

#### 【太陽光発電】



#### 【風力発電】



- ※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。
- ※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いため参考値。
- ※ 風力発電の2017.3以前は東京電力との実証試験分(20万kW)を除く。
- ※ 接続検討申込済の件数は、実績集計可能な2017.10以降の累積値。

#### 《導入見通し》

- ○太陽光発電については、至近の導入、申込状況を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+100万kW までに設定した。
- ○風力発電については、接続検討申込が至近で増加しているものの、系統連系には出力変動対策が必要となることから、「系統側蓄電池による風力発電募集プロセス\*1」の募集容量100万kWまでを考慮し、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。
  - ※ 1 2018年4月19日募集要綱公表

## (参考) 各ステータスの定義について

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

### 6. 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し(試算結果)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2016~2018年度平均※1,2,3】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	1756	264	128	48.6
+20万kW	30万kW(50%)	816	264	70	26.5
	59万kW(100%)	118	264	14	5.3
	0万kW(0%)	1815	528	266	50.4
+40万kW	30万kW(50%)	887	528	155	29.3
	59万kW(100%)	164	528	40	7.4
	0万kW(0%)	1888	791	416	52.6
+60万kW	30万kW(50%)	968	791	257	32.4
	59万kW(100%)	220	791	78	9.8
	0万kW(0%)	1951	1055	578	54.8
+80万kW	30万kW(50%)	1048	1055	374	35.4
	59万kW(100%)	318	1055	150	14.1
	0万kW(0%)	2008	1319	749	56.8
+100万kW	30万kW(50%)	1139	1319	508	38.5
	59万kW(100%)	421	1319	242	18.4

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源 の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### 7. 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し(試算結果)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2016~2018年度平均※1,2,3】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	3317	953	278	29.2
+40万kW	30万kW(50%)	1559	953	127	13.3
	59万kW(100%)	436	953	27	2.8
	0万kW(0%)	3856	1906	636	33.4
+80万kW	30万kW(50%)	2056	1906	312	16.4
	59万kW(100%)	653	1906	81	4.2
	0万kW(0%)	4445	2859	1067	37.4
+120万kW	30万kW(50%)	2607	2859	579	20.3
	59万kW(100%)	1130	2859	195	6.8
	0万kW(0%)	4975	3813	1565	41.1
+160万kW	30万kW(50%)	3301	3813	934	24.5
	59万kW(100%)	1709	3813	396	10.4
	0万kW(0%)	5363	4766	2132	44.8
+200万kW	30万kW(50%)	3862	4766	1372	28.8
	59万kW(100%)	2257	4766	681	14.3

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源 の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2018年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2018年度(最小需要279.4万kW)※1,2,3,4】

	1		1		·
指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	1791	258	125	48.5
+20万kW	30万kW(50%)	842	258	74	28.5
	59万kW(100%)	83	258	9	3.6
	0万kW(0%)	1856	515	262	50.9
+40万kW	30万kW(50%)	890	515	157	30.5
	59万kW(100%)	122	515	28	5.4
	0万kW(0%)	1935	773	414	53.6
+60万kW	30万kW(50%)	954	773	253	32.7
	59万kW(100%)	186	773	64	8.3
	0万kW(0%)	1997	1031	575	55.8
+80万kW	30万kW(50%)	1034	1031	367	35.6
	59万kW(100%)	310	1031	142	13.8
	0万kW(0%)	2053	1288	745	57.8
+100万kW	30万kW(50%)	1116	1288	498	38.7
	59万kW(100%)	403	1288	229	17.8

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2017年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2017年度(最小需要268.6万kW)※1,2,3,4】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	1776	271	137	50.3
+20万kW	30万kW(50%)	903	271	74	27.3
	59万kW(100%)	163	271	20	7.2
	0万kW(0%)	1829	543	280	51.7
+40万kW	30万kW(50%)	990	543	167	30.8
	59万kW(100%)	232	543	57	10.4
	0万kW(0%)	1909	814	438	53.8
+60万kW	30万kW(50%)	1075	814	279	34.3
	59万kW(100%)	312	814	111	13.6
	0万kW(0%)	1972	1085	605	55.8
+80万kW	30万kW(50%)	1152	1085	404	37.2
	59万kW(100%)	419	1085	194	17.8
	0万kW(0%)	2028	1356	782	57.6
+100万kW	30万kW(50%)	1248	1356	544	40.1
	59万kW(100%)	534	1356	298	22.0

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2016年度データ)

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2016年度(最小需要273.3万kW)※1,2,3,4】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	1700	262	123	46.9
+20万kW	30万kW(50%)	702	262	62	23.7
	59万kW(100%)	108	262	13	5.1
	0万kW(0%)	1761	525	255	48.6
+40万kW	30万kW(50%)	781	525	140	26.7
	59万kW(100%)	138	525	34	6.4
	0万kW(0%)	1819	787	396	50.4
+60万kW	30万kW(50%)	875	787	238	30.2
	59万kW(100%)	163	787	60	7.6
	0万kW(0%)	1883	1050	553	52.7
+80万kW	30万kW(50%)	958	1050	352	33.5
	59万kW(100%)	226	1050	113	10.8
	0万kW(0%)	1942	1312	721	54.9
+100万kW	30万kW(50%)	1052	1312	481	36.7
	59万kW(100%)	325	1312	200	15.3

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2018年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2018年度(最小需要279.4万kW)※1,2,3,4】

				- 1.24(1.22)	- , - ,
指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	3620	922	286	31.0
+40万kW	30万kW(50%)	1572	922	122	13.2
	59万kW(100%)	342	922	20	2.2
	0万kW(0%)	4060	1844	664	36.0
+80万kW	30万kW(50%)	2187	1844	297	16.1
	59万kW(100%)	554	1844	59	3.2
	0万kW(0%)	4606	2766	1093	39.5
+120万kW	30万kW(50%)	2770	2766	573	20.7
	59万kW(100%)	936	2766	142	5.2
	0万kW(0%)	5152	3689	1590	43.1
+160万kW	30万kW(50%)	3566	3689	929	25.2
	59万kW(100%)	1809	3689	345	9.3
	0万kW(0%)	5439	4611	2146	46.6
+200万kW	30万kW(50%)	4153	4611	1365	29.6
	59万kW(100%)	2328	4611	617	13.4

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2017年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2017年度(最小需要268.6万kW)※1,2,3,4】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	3155	999	270	27.0
+40万kW	30万kW(50%)	1658	999	134	13.4
	59万kW(100%)	516	999	37	3.7
	0万kW(0%)	3878	1999	620	31.0
+80万kW	30万kW(50%)	2110	1999	323	16.2
	59万kW(100%)	692	1999	100	5.0
	0万kW(0%)	4525	2999	1053	35.1
+120万kW	30万kW(50%)	2622	2999	583	19.4
	59万kW(100%)	1267	2999	228	7.6
	0万kW(0%)	5036	3999	1551	38.8
+160万kW	30万kW(50%)	3315	3999	937	23.4
	59万kW(100%)	1708	3999	423	10.6
	0万kW(0%)	5495	4999	2117	42.3
+200万kW	30万kW(50%)	3849	4999	1371	27.4
	59万kW(100%)	2342	4999	713	14.3

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### (参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し(2016年度データ)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し:実績ベース方式、2016年度(最小需要273.3万kW)※1,2,3,4】

指定ルール 案件の導入量	連系線活用量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]
	0万kW(0%)	3177	938	277	29.5
+40万kW	30万kW(50%)	1446	938	126	13.4
	59万kW(100%)	450	938	25	2.6
	0万kW(0%)	3631	1876	624	33.3
+80万kW	30万kW(50%)	1872	1876	316	16.9
	59万kW(100%)	714	1876	85	4.5
	0万kW(0%)	4204	2813	1054	37.5
+120万kW	30万kW(50%)	2429	2813	582	20.7
	59万kW(100%)	1188	2813	214	7.6
	0万kW(0%)	4737	3751	1555	41.5
+160万kW	30万kW(50%)	3023	3751	935	24.9
	59万kW(100%)	1611	3751	421	11.2
	0万kW(0%)	5156	4689	2133	45.5
+200万kW	30万kW(50%)	3584	4689	1379	29.4
	59万kW(100%)	2101	4689	712	15.2

<sup>※1 30</sup>日等出力制御枠(太陽光117万kW、風力36万kW)を前提とした試算。

<sup>※2</sup> 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量[制御前]に対する出力制御量の比率。

<sup>※3</sup> 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績(11~12時の1時間平均値)であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

<sup>※4</sup> 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再工ネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御時間数等を保証するものではない。

### 8. おわりに

- ○北海道エリアにおいては、再工ネの導入量が継続的に増加しており、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。直ちにこのような状況となるということではありませんが、準備に相応の時間を要することを考慮し、再工ネの出力制御に向けた準備を進めております。
- ○現在、発電事業者様に具体的な準備内容をお知らせする等の対応を進めておりますが、今後、出力制御 の運用方法や準備状況に関しまして、検討がまとまりましたらご説明させていただきます。