

# 再生可能エネルギーの出力制御見通し（2018年度算定値） 等の算定結果について

平成30年11月12日  
北海道電力株式会社

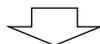
## 1. 出力制御見通しの考え方

- 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、公平性確保の観点から、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



### ステップ2

検討断面における需要の想定



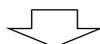
### ステップ3

再エネの導入量に応じた出力等の想定



### ステップ4

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、再エネ出力制御の反映等）



出力制御見通し（年度算定値）

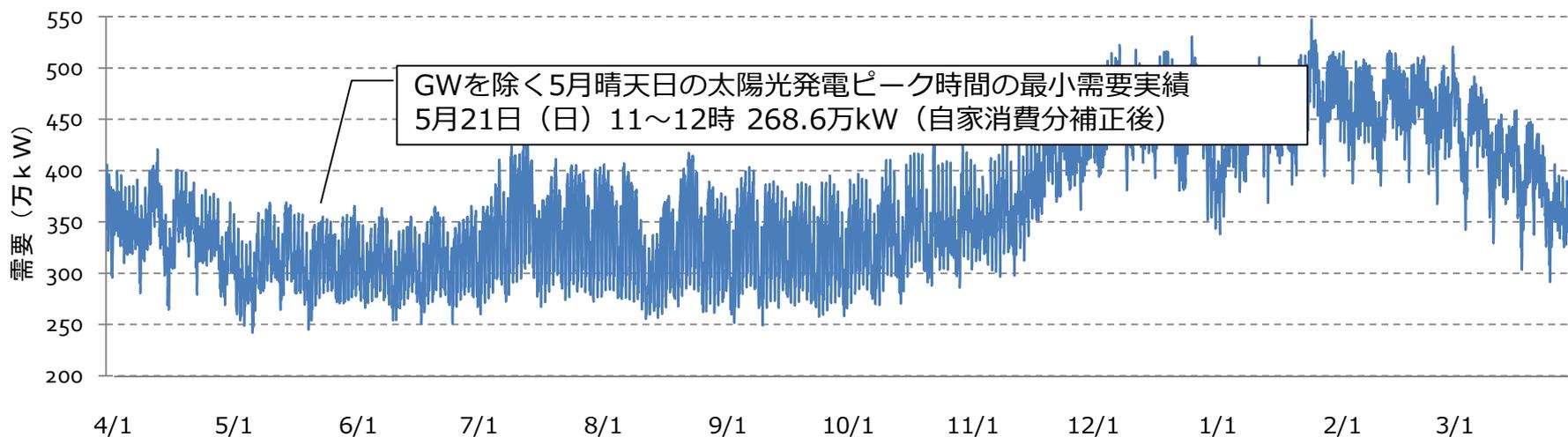
## <ステップ1> 検討断面の設定

- 年間を通じた8,760時間（24時間×365日）の各時間において試算を行う。  
これを2015～2017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、2015～2017年度のエリア需要実績を用いる。
- 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。

【2017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。

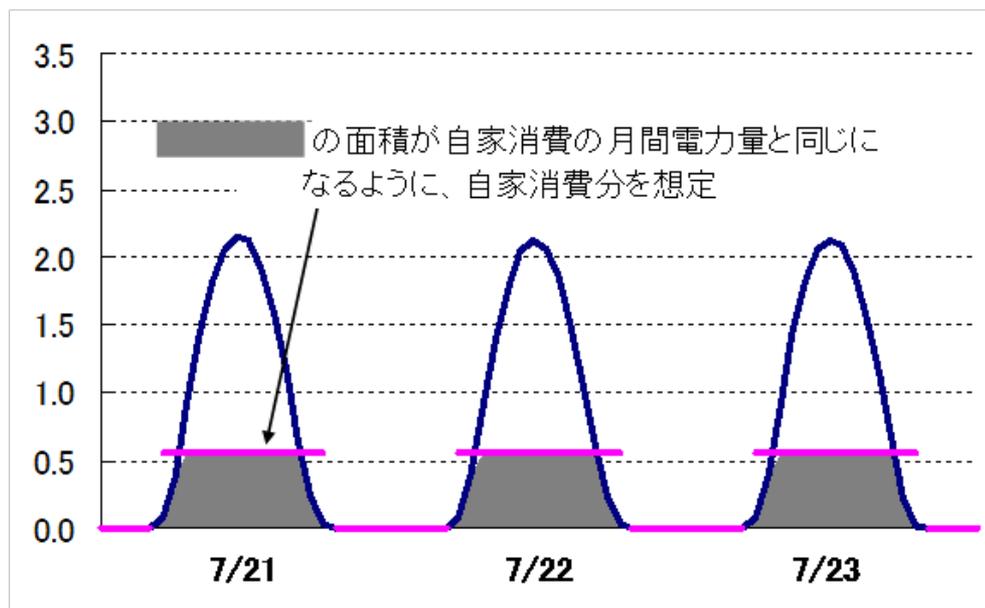
## (参考) 太陽光発電の自家消費分の計算方法について

- 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。

【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 [%]	7.4	4.2	5.2	3.5	2.7	5.3	2.8	3.8	13.0	21.0	28.8	22.4
自家消費量 [万kW]	1.1	0.6	0.8	0.5	0.4	0.8	0.4	0.6	2.1	3.3	4.6	3.6

【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		
設備容量※1 (万kW)	11.4	67.1	7.7	41.7	128.0
年間利用率 (%)	44.8			49.6	46.1
出力想定※2 (万kW)	10.3	45.0	0	27.1	82.4

※1 接続検討申込済みおよび平成30年度供給計画に個別計上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21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カ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	19.4	23.0	20.7	19.0	18.6	16.6	17.2	17.7	16.4	14.0	12.9	13.0
調整池式	15.5	45.9	32.0	24.3	25.7	18.9	18.7	16.6	8.3	7.1	10.9	9.2
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	34.9	68.9	52.7	43.3	44.3	35.5	35.9	34.3	24.7	21.1	23.8	22.2

## <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
原子力	泊	1	57.9万kW	84.8%	1989～2010年度※ (震災前21年)	175.5万kW
		2	57.9万kW			
		3	91.2万kW			

※1989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、2013～2017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	－	2.5万kW	65.2%	2013～2017年度	5.9万kW
	他社	－	6.6万kW※1			

※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。
- また、地域資源バイオマスは安定的に発電可能でkWhでの最大導入にも資すること、酪農等が盛んな北海道では地域活性化に果たす役割も大きいことから、事前検討の一部に相当する分を設備容量に織り込み想定。
- 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
地域資源 バイオマス (抑制困難)	メタン発酵ガス発電設備	7.1万kW	70.2%	2011～ 2017年度	5.0万kW
	一般廃棄物発電設備 (メタン発酵ガスを除く)	10.5万kW	21.5%		2.3万kW
専焼バイオマス		77.7万kW	0.0%		0.0万kW
計		95.3万kW	7.7%		7.3万kW

※1 接続検討申込済みおよび事前検討の一部に相当する分を含む。

## <ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅰ・Ⅱ）〕

○火力出力の想定にあたっては、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2台、知内発電所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（内燃力・ガスタービンを除く）※1,2】

発電所		号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	出力想定※3 (万kW)	
自社	石炭火力	苫東厚真	1	35.0	10.5	10.5	0
			2	60.0	18.0	9.0	20.0
			4	70.0	10.5	10.5	12.8
		奈井江	1	17.5	6.0	5.5	0
			2	17.5	6.0	5.5	0
		砂川	3	12.5	8.5	5.5	0
	4		12.5	4.5	4.5	0	
	石油火力	苫小牧	1	25.0	5.0	5.0	0
		伊達	1	35.0	7.5	7.5	0
			2	35.0	7.5	7.5	0
		知内	1	35.0	9.0	4.0	0
			2	35.0	10.5	5.3	11.6
	LNG	石狩湾新港※4	1	56.94	—	—	0
他社	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、昨年度までと同様に、苫東厚真2号機および4号機、知内2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39万kW）。

※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21日11～12時）の想定値。

※4 2019年2月に運用開始予定

## <ステップ5> 回避措置〔火力出力の想定（電源Ⅲ）〕

○旧一般電気事業者以外の小売電気事業者については、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※2 (万kW)
他社受電	新日鐵住金室蘭製鉄所※1	10.0	停止	0
	日本製紙釧路工場	8.0		
	出光興産北海道製油所	1.5		
その他（新電力分など）		63.7	停止	0

※1 他社の受電分を含む

※2 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21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）

- 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、再エ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。

【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（29万kW：連系線の潮流抑制のため）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

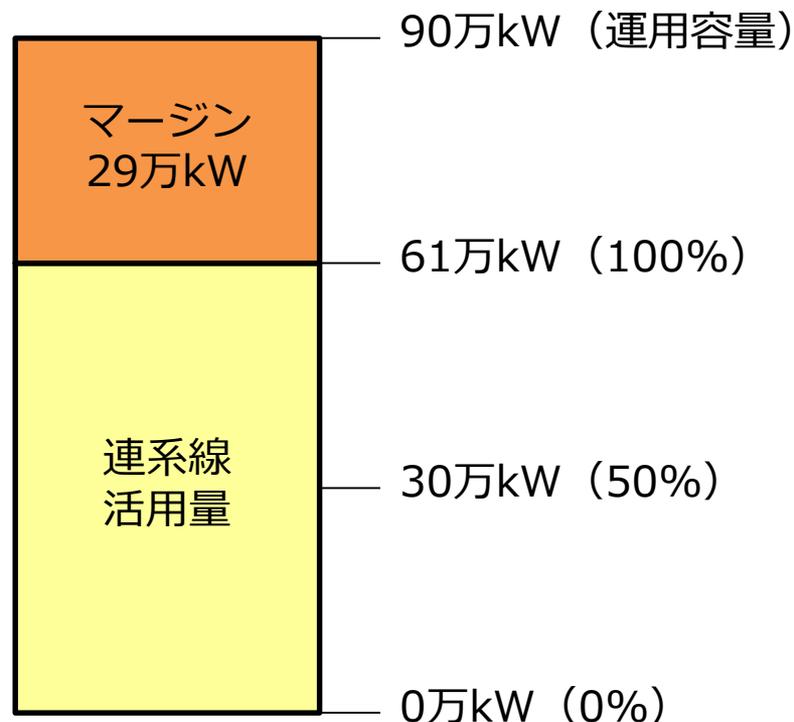
運用容量 = 設備容量（熱容量等）とする。

北海道本州間連系設備：60万kW

※2019年3月末 30万kW増強予定

### ○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。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：2018年2月9日 第4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/2017/files/2017\\_4\\_1\\_3\\_bessatsu.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2017/files/2017_4_1_3_bessatsu.pdf)

マージン：2018年2月9日 第5回 マージン検討会 資料3-3 2020～2027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）

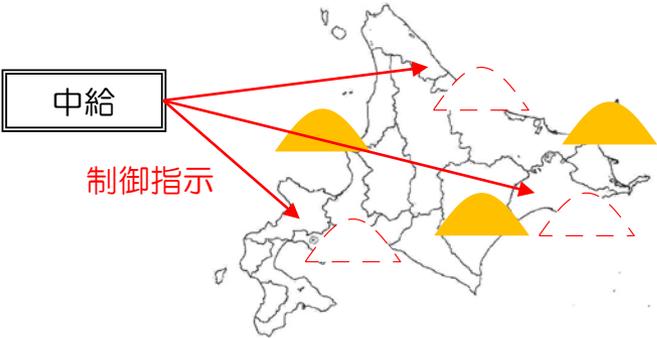
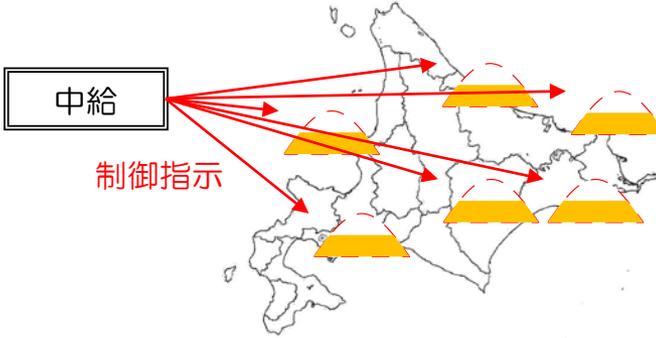
[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2017/files/2017\\_5\\_3\\_3\\_margin\\_chouki.pdf](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2017/files/2017_5_3_3_margin_chouki.pdf)

## <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たっては、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】

太陽光	風力
 <p>・日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量制御</p>	 <p>・出力制御必要量に応じて、全ての制御対象を一律で部分制御</p>

### 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）】

	2017年度算定値 (昨年WG)	2018年度算定値 (今回のWG)
需要	・ 2014～2016年度実績 (エリア需要)	・ 2015～ <b>2017</b> 年度実績 (エリア需要)
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～2016年度の設備利用率実績	・ 2013～ <b>2017</b> 年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2014～2016年度実績相当	・ 2015～ <b>2017</b> 年度実績相当
風力		
バイオマス	・ 2011～2016年度の設備利用率実績	・ 2011～ <b>2017</b> 年度の設備利用率実績
火力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 周波数調整能力として、系統容量の2%を確保</li> <li>・ 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</li> <li>・ 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保</li> </ul>	
揚水運転	・ 点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮（全6台のうち京極1台を除く揚水動力67万kWを織り込む）	
地域間連系線の活用	・ 長期的に活用が可能と見込まれる量（5万kW）	・ 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（5/21）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※1 5月21日 11～12時】  
(万kW)

需要(離島除く)		268.6	
電源 Ⅰ・Ⅱ (火力)	石炭	苫東厚真2	20.0
		苫東厚真4	12.8
	石油	知内2	11.6
	LNG	石狩湾新港1	0.0
計		44.4	
電源 Ⅲ	他社受電		0.0
	その他		0.0
原子力		175.5	
再 エ ネ	一般水力		82.4
	太陽光		91.2
	風力		3.0
	地熱		5.9
	バイオマス		7.3
	小計		189.8
	太陽光抑制量		▲ 37.9
	風力抑制量		0.0
計		151.9	
揚水式水力		▲ 42.2	
連系線の活用		▲ 61.0	
供給力計		268.6	

【点灯ピーク需要 5月21日 19～20時】  
(万kW)

需要(離島除く)		322.4	
電源 Ⅰ・Ⅱ (火力)	石炭	苫東厚真2	28.0
		苫東厚真4	32.6
	石油	知内2	16.3
	LNG	石狩湾新港1	0.0
計		76.9	
電源 Ⅲ	他社受電		0.0
	その他		0.0
原子力		175.5	
再 エ ネ	一般水力		96.7
	太陽光		0.0
	風力		3.0
	地熱		5.9
	バイオマス		7.3
	小計		112.9
	太陽光抑制量		0.0
	風力抑制量		0.0
計		112.9	
揚水式水力		18.1	
連系線の活用		▲ 61.0	
供給力計		322.4	

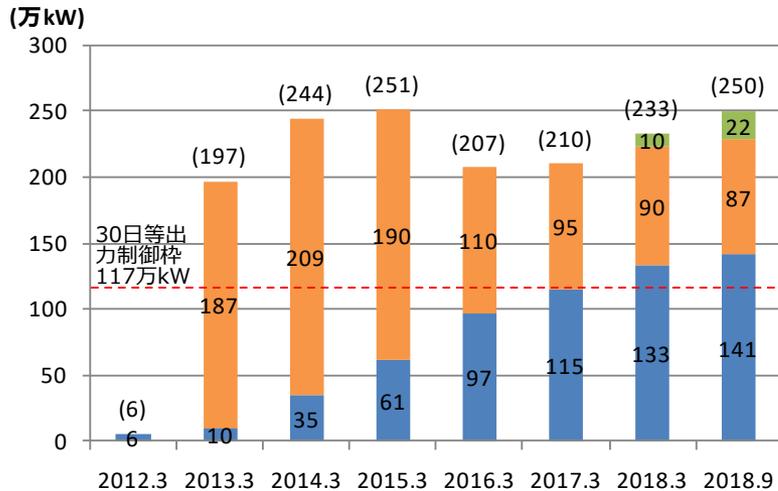
※1 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要発生時

## 5. 太陽光・風力発電の導入状況

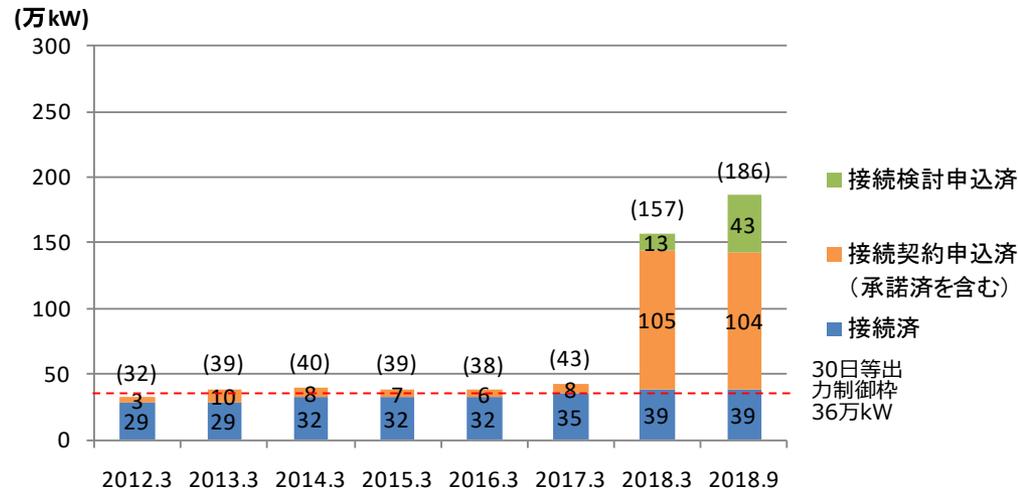
### 《導入状況》

○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】

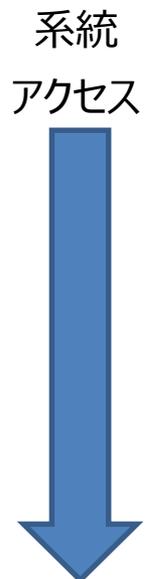


- ※ 2016.3以前は自社買取、2017.3以降は北海道エリア全体の集計値。
- ※ 太陽光発電は、2014.3以前の低圧連系の接続申込量データが無いため参考値。
- ※ 風力発電は、系統側蓄電池による募集分（100万kW）を除く。  
また、2017.3以前は東京電力との実証試験分（20万kW）を除く。
- ※ 接続検討申込済の件数は、実績集計可能な2017.10以降の累積値。

### 《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、至近の導入、申込状況および現在までの協議状況等を踏まえ、指定ルール案件の導入量を+200万kWまでに設定した。

## (参考) 各ステータスの定義について

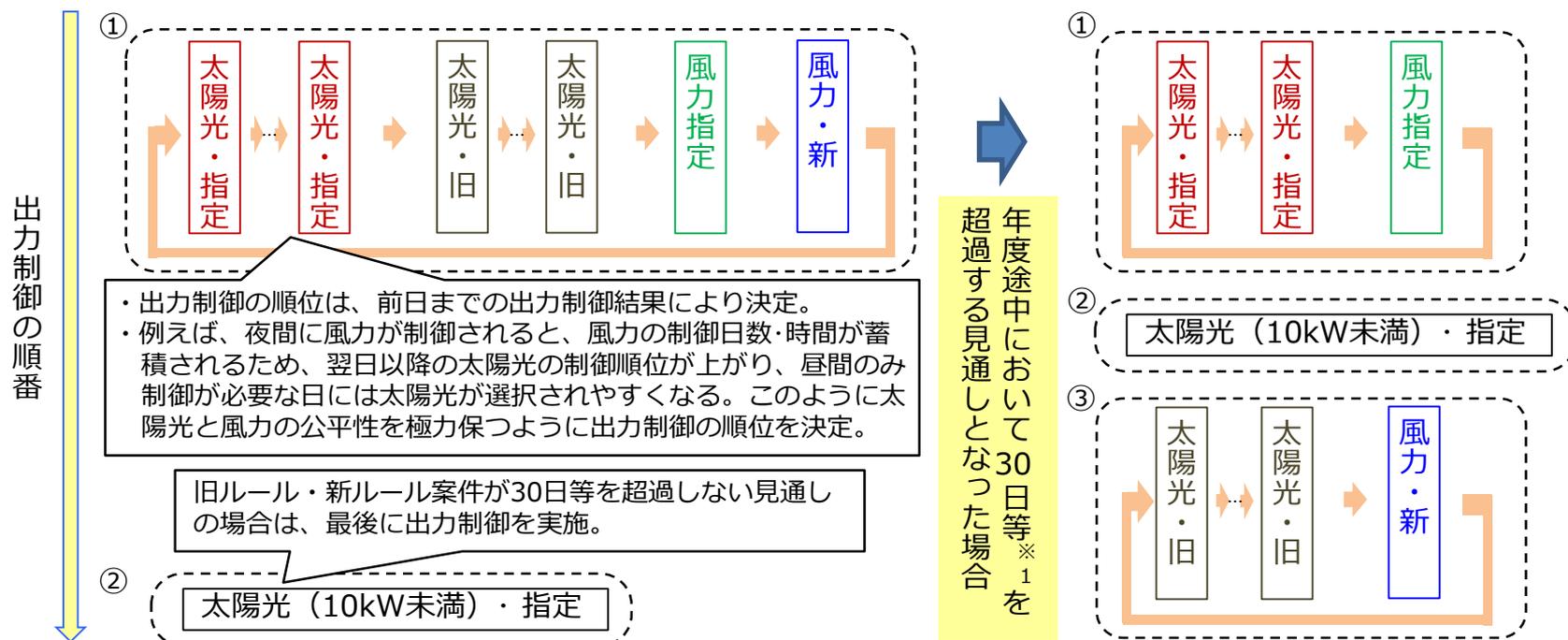


	区分定義	系統容量上のステータス
接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積 (事業者からの取り下げがないものも含み、「接続 契約申込済」以降の行程に進んだものを除く)	容量未確保
接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積 (「接続済」を除く)	暫定容量確保
承諾済	連系を承諾したものの累積 (「接続済」を除く)	確定容量確保
接続済	運転開始済のものの累積	同上

## 6. 出力制御の運用方法

- 年度当初の見通しにおいて、旧ルール・新ルール案件の出力制御日数が30日等<sup>※1</sup>を超過しないものと想定される場合、各グループの事業者間の公平性の観点から、出力制御日数等が同じとなるよう順番に出力制御を実施する。
- ただし、年度途中において、旧ルール・新ルール案件の出力制御日数が30日等<sup>※1</sup>を超過する見通しとなった場合には、指定ルール案件の出力制御を先行して実施する運用に切り替え。
- なお、太陽光発電や風力発電による供給量の増減に加え、需要や出水の増減等、不確実性を常に伴っている実際の運用においては、机上での検討とは異なり、出力制御日数を正確に見通しながら運用することは難しいことから、完全に公平な出力制御を実現することは技術的にも困難であるため、公平な出力制御の運用にあたっては、関係者の方々にご理解いただくことが必要。

### 【出力制御の運用方法（昼間帯）】



※1 風力の場合、部分制御考慮時間が720時間

## 7. 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、2015～2017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 [%]
+ 20万kW	0万kW (0%)	1603	270	121	44.9
	30万kW (50%)	738	270	64	23.8
	61万kW (100%)	100	270	12	4.4
+ 40万kW	0万kW (0%)	1668	541	252	46.6
	30万kW (50%)	816	541	145	26.8
	61万kW (100%)	139	541	34	6.2
+ 60万kW	0万kW (0%)	1734	811	397	49.0
	30万kW (50%)	890	811	240	29.6
	61万kW (100%)	187	811	68	8.4
+ 80万kW	0万kW (0%)	1805	1081	553	51.2
	30万kW (50%)	974	1081	355	32.8
	61万kW (100%)	237	1081	114	10.6
+ 100万kW	0万kW (0%)	1861	1351	721	53.3
	30万kW (50%)	1053	1351	483	35.8
	61万kW (100%)	316	1351	191	14.2

※1 30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。

※2 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。

※3 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、再エ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. 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、2015～2017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 [%]
+40万kW	0万kW (0%)	2945	964	254	26.3
	30万kW (50%)	1426	964	118	12.3
	61万kW (100%)	345	964	26	2.7
+80万kW	0万kW (0%)	3504	1927	583	30.2
	30万kW (50%)	1827	1927	295	15.3
	61万kW (100%)	573	1927	79	4.1
+120万kW	0万kW (0%)	4096	2891	989	34.2
	30万kW (50%)	2323	2891	545	18.8
	61万kW (100%)	946	2891	174	6.0
+160万kW	0万kW (0%)	4613	3855	1468	38.1
	30万kW (50%)	2937	3855	874	22.7
	61万kW (100%)	1491	3855	359	9.3
+200万kW	0万kW (0%)	5070	4819	2019	41.9
	30万kW (50%)	3517	4819	1301	27.0
	61万kW (100%)	1985	4819	621	12.9

※1 30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。

※2 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。

※3 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、再エ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 [%]
+ 20万kW	0万kW (0%)	1764	271	136	50.0
	30万kW (50%)	894	271	74	27.2
	61万kW (100%)	148	271	18	6.6
+ 40万kW	0万kW (0%)	1824	543	280	51.7
	30万kW (50%)	971	543	167	30.8
	61万kW (100%)	191	543	47	8.7
+ 60万kW	0万kW (0%)	1881	814	437	53.7
	30万kW (50%)	1061	814	279	34.3
	61万kW (100%)	273	814	100	12.2
+ 80万kW	0万kW (0%)	1954	1085	604	55.7
	30万kW (50%)	1144	1085	405	37.4
	61万kW (100%)	360	1085	174	16.0
+ 100万kW	0万kW (0%)	2009	1356	777	57.3
	30万kW (50%)	1226	1356	547	40.3
	61万kW (100%)	451	1356	269	19.8

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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 [%]
+ 20万kW	0万kW (0%)	1620	262	120	45.6
	30万kW (50%)	653	262	60	22.9
	61万kW (100%)	98	262	12	4.5
+ 40万kW	0万kW (0%)	1673	525	247	47.1
	30万kW (50%)	742	525	136	25.9
	61万kW (100%)	138	525	34	6.5
+ 60万kW	0万kW (0%)	1741	787	386	49.0
	30万kW (50%)	827	787	229	29.2
	61万kW (100%)	164	787	61	7.8
+ 80万kW	0万kW (0%)	1813	1050	536	51.2
	30万kW (50%)	914	1050	342	32.6
	61万kW (100%)	190	1050	93	8.8
+ 100万kW	0万kW (0%)	1867	1312	703	53.6
	30万kW (50%)	987	1312	463	35.3
	61万kW (100%)	282	1312	177	13.5

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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 (2015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、2015年度(最小需要287.7万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 [%]
+ 20万kW	0万kW (0%)	1425	277	108	39.0
	30万kW (50%)	667	277	59	21.2
	61万kW (100%)	55	277	6	2.3
+ 40万kW	0万kW (0%)	1506	554	229	41.4
	30万kW (50%)	734	554	132	23.8
	61万kW (100%)	87	554	20	3.7
+ 60万kW	0万kW (0%)	1581	831	368	44.3
	30万kW (50%)	782	831	213	25.7
	61万kW (100%)	125	831	43	5.2
+ 80万kW	0万kW (0%)	1648	1108	520	46.9
	30万kW (50%)	864	1108	317	28.6
	61万kW (100%)	161	1108	76	6.9
+ 100万kW	0万kW (0%)	1707	1385	682	49.2
	30万kW (50%)	947	1385	439	31.6
	61万kW (100%)	216	1385	128	9.2

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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 [%]
+40万kW	0万kW (0%)	3127	999	267	26.7
	30万kW (50%)	1656	999	132	13.2
	61万kW (100%)	432	999	33	3.3
+80万kW	0万kW (0%)	3799	1999	610	30.5
	30万kW (50%)	2095	1999	321	16.0
	61万kW (100%)	675	1999	96	4.8
+120万kW	0万kW (0%)	4447	2999	1037	34.6
	30万kW (50%)	2628	2999	587	19.6
	61万kW (100%)	1055	2999	196	6.5
+160万kW	0万kW (0%)	4991	3999	1529	38.2
	30万kW (50%)	3230	3999	924	23.1
	61万kW (100%)	1646	3999	385	9.6
+200万kW	0万kW (0%)	5393	4999	2086	41.7
	30万kW (50%)	3939	4999	1390	27.8
	61万kW (100%)	2178	4999	654	13.1

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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 [%]
+40万kW	0万kW (0%)	3098	938	269	28.7
	30万kW (50%)	1381	938	117	12.5
	61万kW (100%)	333	938	21	2.9
+80万kW	0万kW (0%)	3533	1875	609	32.5
	30万kW (50%)	1814	1875	302	16.1
	61万kW (100%)	579	1875	73	3.9
+120万kW	0万kW (0%)	4013	2813	1023	36.4
	30万kW (50%)	2250	2813	556	19.8
	61万kW (100%)	1024	2813	178	6.3
+160万kW	0万kW (0%)	4587	3751	1514	40.4
	30万kW (50%)	2933	3751	897	23.9
	61万kW (100%)	1461	3751	372	9.9
+200万kW	0万kW (0%)	5052	4689	2077	44.3
	30万kW (50%)	3466	4689	1330	28.4
	61万kW (100%)	1976	4689	641	13.7

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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 (2015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、2015年度(最小需要287.7万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 [%]
+40万kW	0万kW (0%)	2609	954	225	23.6
	30万kW (50%)	1242	954	106	11.2
	61万kW (100%)	271	954	23	2.4
+80万kW	0万kW (0%)	3181	1908	529	27.7
	30万kW (50%)	1571	1908	261	13.7
	61万kW (100%)	466	1908	69	3.6
+120万kW	0万kW (0%)	3827	2861	907	31.7
	30万kW (50%)	2092	2861	491	17.2
	61万kW (100%)	760	2861	149	5.2
+160万kW	0万kW (0%)	4262	3815	1361	35.7
	30万kW (50%)	2647	3815	800	21.0
	61万kW (100%)	1365	3815	321	8.4
+200万kW	0万kW (0%)	4764	4769	1894	39.7
	30万kW (50%)	3146	4769	1182	24.8
	61万kW (100%)	1801	4769	567	11.9

※1 30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。

※2 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。

※3 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。

※4 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、再エ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。