

各社出力制御見通しの算定結果

2019年12月
資源エネルギー庁

※出力制御見通しの前提となる数値、算定値については、各電力会社の算定結果を集計したものです。

1. 出力制御見通しの算定方法

2. 各種電源の前提条件等

3. 出力制御見通しの算定

1. 出力制御見通しの算定方法

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- 出力制御の見通しの算定に当たっての前提は、従来実施してきた「接続可能量」の算定に用いる前提と同様に置くことを基本とする。
- ただし、出力制御の見通しの算定に当たっては、より実際の導入実績等に即したものにするため、昨年同様の考え方を採用する。
- また、地域間連系線については2018年10月1日より「間接オークション」が開始され、発電コストの安い電源順に送電が可能となることから、「地域間連系線の活用」については間接オークションの対象となる容量を踏まえ、その活用の見通しに応じた幅を持った数値を示すこととする。
- なお、出力制御の見通しは、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際に発生する出力制御の時間数等については、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり、電力会社が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- ① 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。（「2σ方式」の見通しは策定しない。）
- ② 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
- ③ 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用。

項目	諸元
算定年度	2016年度～2018年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用）
電力需要	2016年度～2018年度のエリア実績
太陽光発電・風力発電の供給力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価
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
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力、需給バランス改善用蓄電池の活用	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
地域間連系線の活用	間接オークションの活用の見通しに応じた幅を持った数値を採用

(参考 1) 「接続可能量」の算定方法①

【E】揚水式水力・需給バランス改善用蓄電池

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW：再エネの出力（下図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（下図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【需給バランス断面のイメージ図】

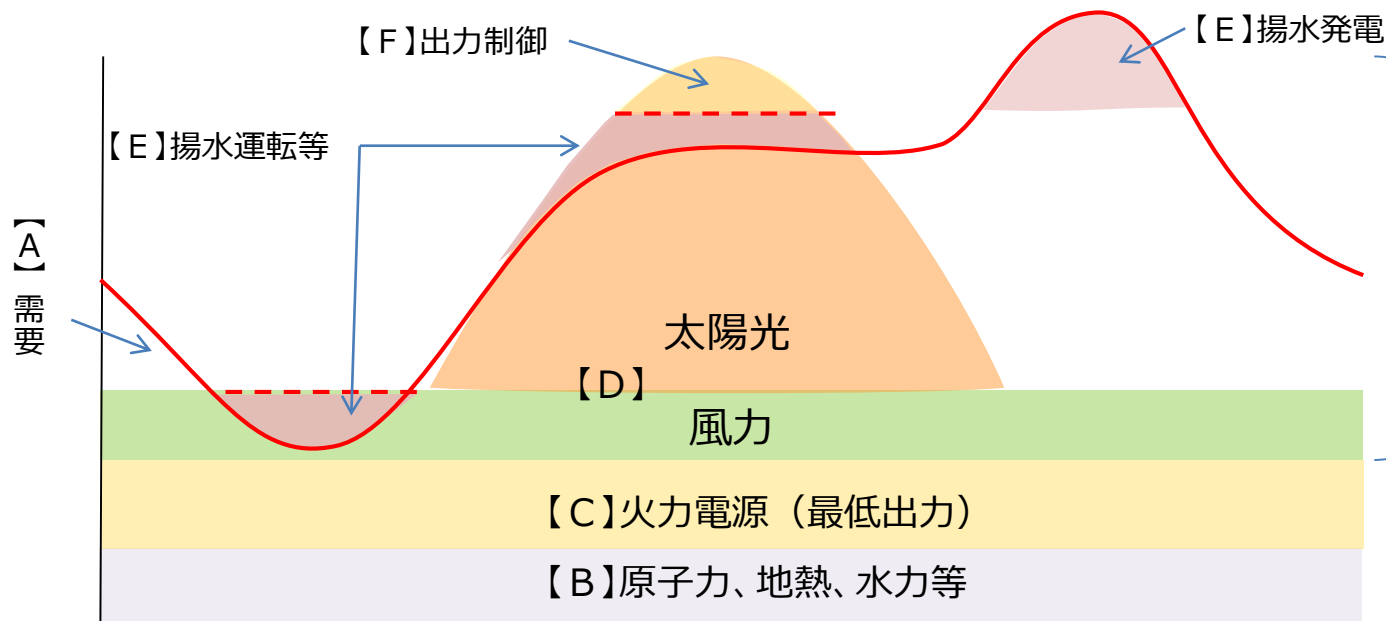
【F】出力制御

年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)[※]までの出力制御による需給調整を織り込み「接続可能量」を算定する。

【D】太陽光・風力発電

太陽光・風力発電の出力については、合成2σ値相当を採用するとともに、発電量が少ない日（曇天・雨天）を考慮する。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。



【A】需要

需要については、算定対象年度の前年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実需要を用いる。また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）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。

【B】原子力、地熱、水力等

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価した。なお、バイオマスについては、過去の実績を用いる。また、地熱、小水力、バイオマスについては、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力発電

火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで制御又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととする。

(参考2)「接続可能量」の算定方法②

● 年間を通しての「接続可能量」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・(A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転、需給バランス改善用蓄電池の充電を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・(B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)を上限とする出力制御を実施。・・・(C)
- ④ 1発電所当たりの再エネ電気の出力制御日数が年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)に達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算定。・・・(D)

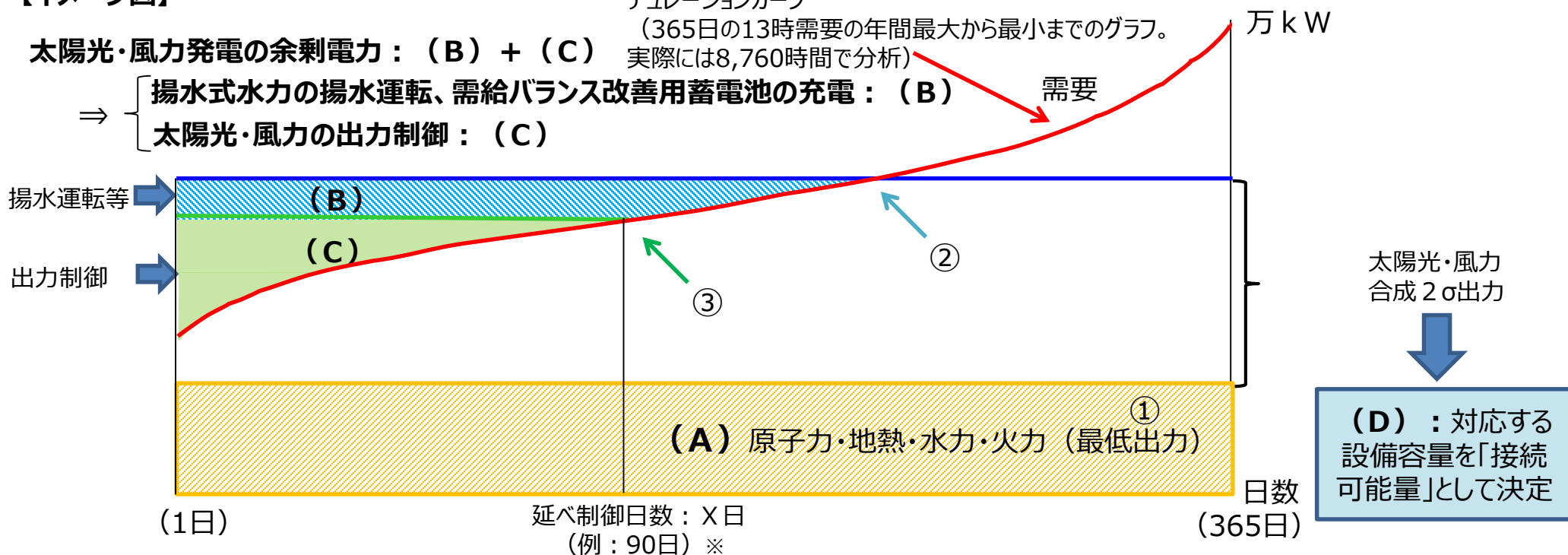
【イメージ図】

太陽光・風力発電の余剰電力：(B) + (C)

⇒ { 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：(B)
太陽光・風力の出力制御：(C)

デレーションカーブ

(365日の13時需要の年間最大から最小までのグラフ。
実際には8,760時間で分析)



※ 但し、雨天・曇天は太陽光出力を小さく評価し、区別して制御対象日から除外

2. 各種電源の前提条件等

A 一般水力の供給力

- 一般水力（沖縄以外）については、震災前過去30年間の平均稼働率（平水）をもとに、太陽光発電の出力が大きい、電力需要が小さく、需給調整が厳しい、4月または5月の出力を記載した。なお、設備容量には今後の導入見込みを含んでいる。
- 多少の出力の調整が可能である調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネの出力が大きい時間帯にはできる限り抑制することを前提とした。貯水池式は、農業用水等に必要な責任放流分の制約等があり、出力をゼロまで下げられない場合がある。
- 北海道、東北、北陸地域は春期に融雪により高出力となる傾向が見られた。

		北海道		東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時の出力最小値 (万kW)	流れ込み式	10.3	他社 29.5	81.0	72.0	12.5	8.6	30.5	-
	調整池式	41.6		108.3	43.0	19.2	11.1	25.8	-
	貯水池式	0.0		7.5	10.0	0.0	2.3	0.0	-
合計 ※1		81.4		196.8	125.0	31.7	22.0	56.3	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	28.4		91.5	86.8	28.0	17.1	62.4	-
	調整池式	77.2		223.5	60.2	73.2	41.0	99.6	-
	貯水池式	28.2		12.0	122.9	1.5	22.5	39.3	-
合計 ※1		133.8		327.0	269.9	102.7	80.6	201.3	-
昼間最低負荷 ※2 (万kW)		279.4 (5月27日 12時)		768.4 (5月20日 13時)	248.6 (5月20日 11時)	504.8 (5月20日 13時)	235.2 (4月1日 13時)	785.2 (5月20日 13時)	66.1 (3月31日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		29.1%		25.6%	50.3%	6.3%	9.4%	7.2%	-

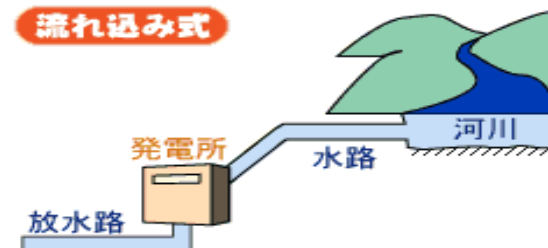
※1 端数により、合計が一致しない場合がある。

※2 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については3～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

(参考) 一般水力の種類

流れ込み式

河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する方式。



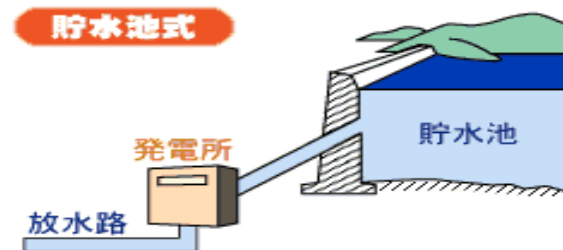
調整池式

夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を調整池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する方式。



貯水池式

水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を貯水池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間運用の発電方式。



B 地熱の供給力

- 地熱（北海道、東北、九州のみ）については、震災前過去30年間の平均設備利用率により、出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価出力：（A） （万kW） （＝（B）×（C））	9.4	19.3	-	-	-	35.7	-
設備容量：（B） （万kW）	14.3	29.8	-	-	-	43.0	-
設備利用率：（C）	65.3%	64.6%	-	-	-	83.1%	-
設備 （万kW）	森（2.5） 他社購入 （11.8）	葛根田 （8.0） 上の岱（2.9） 澄川（5.0） 柳津西山 （3.0） 他社購入 （10.9）	-	-	-	八丁原1号（5.5） 八丁原2号（5.5） 八丁原バィリ-（0.2） 滝上（2.75） 大岳（1.25） 山川（3.0） 大霧（2.6） 他社購入（22.2）	-
昼間最低負荷※ （万kW）	279.4 （5月27日 12時）	768.4 （5月20日 13時）	248.6 （5月20日 11時）	504.8 （5月20日 13時）	235.2 （4月1日 13時）	785.2 （5月20日 13時）	66.1 （3月31日 14時）
昼間最低負荷に 占める割合	3.4%	2.5%	-	-	-	4.5%	-

※ 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については3～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

C バイオマスの供給力

- バイオマスについては、過去の実績を踏まえて出力を評価した。なお、設備容量等には今後の導入見込みを含んでいる。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力：（A） （万kW） （＝（B）×（C））	3.6	60.3	4.4	38.8	35.2	123.1	0.7
設備容量：（B） （万kW）	77.4	114.6	91.4	62.9	63.2	213.5	16.4
設備利用率：（C）	4.7%	52.6%	4.8%	61.7%	55.7%	57.7%	4.3%
設備 （万kW）	他社購入 （77.4）	他社購入 （114.6）	他社購入 （91.4）	他社購入 （62.9）	他社購入 （63.2）	他社購入 （213.5）	他社購入 （16.4）
昼間最低負荷※ （万kW）	279.4 （5月27日 12時）	768.4 （5月20日 13時）	248.6 （5月20日 11時）	504.8 （5月20日 13時）	235.2 （4月1日 13時）	785.2 （5月20日 13時）	66.1 （3月31日 14時）
昼間最低負荷に占める 割合	1.3%	7.8%	1.8%	7.7%	15.0%	15.7%	1.1%

D 原子力の供給力

- 原子力については、震災前過去30年間の平均稼働率により、出力を評価。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力： (A) (万kW) (=(B)×(C))	175.5	200.3	119.7	174.6	78.3	348.6	-
設備容量：(B) ※1 (万kW)	207.0	284.1	167.4	219.3	89.0	414.0	-
設備利用率： (C)	84.8%	70.5%	71.5%	79.6%	88.0%	84.2%	-
設備 (万kW)	泊1 (57.9) 泊2 (57.9) 泊3 (91.2)	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)	志賀1 (54.0) 志賀2 (75.8) 原電敦賀2 (37.6)	島根2 (82.0) 島根3 (137.3)	伊方3 (89.0)	玄海3 (118.0) 玄海4 (118.0) 川内1 (89.0) 川内2 (89.0)	-
昼間最低負荷※2 (万kW)	279.4 (5月27日 12時)	768.4 (5月20日 13時)	248.6 (5月20日 11時)	504.8 (5月20日 13時)	235.2 (4月1日 13時)	785.2 (5月20日 13時)	66.1 (3月31日 14時)
昼間最低負荷に占める割合	62.8%	26.1%	48.1%	34.6%	33.3%	44.4%	-

※1 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当を記載している。

※2 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については3～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

E 火力の供給力

13

- 火力発電については、LFC調整力の確保や、ピーク時の需要に対応できること等を前提に、最大限出力を抑制することとして算出した。
- 結果として、経済面で有利な石炭火力の抑制が大量に発生し、効率的な電源利用の観点からは課題が見られることとなった。

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時 に見込んだ出力 ※1 (万kW)	石油	11.8	0.0	0.0	5.9	14.7	9.0	7.5
	LNG	10.6	105.9	7.5	48.1	12.1	69.0	14.2
	石炭	20.2	0.0	33.0	61.2	0.0	10.5	24.9
	その他	0.0	68.0	0.0	51.8	0.4	35.2	-
合計 ※2		42.6	173.9	40.5	167.0	27.2	123.7	46.6
設備容量※1,3 (万kW)	石油	204.8	60.0	125.0	349.4	90.0	31.0	25.0
	LNG	56.9	684.9	42.5	237.5	93.5	503.1	50.2
	石炭	200.0	408.7	290.0	298.4	175.4	458.8	106.4
	その他	42.4	178.7	6.7	146.6	100.8	102.1	-
合計 ※2		504.1	1,332.3	464.2	1,031.9	459.7	1095.0	181.6
昼間最低負荷※4 (万kW)		279.4 (5月27日 12時)	768.4 (5月20日 13時)	248.6 (5月20日11 時)	504.8 (5月20日 13時)	235.2 (4月1日 13時)	785.2 (5月20日 13時)	66.1 (3月31日 14時)
昼間最低負荷に占める割合		15.2%	22.6%	16.3%	33.1%	11.6%	15.8%	70.5%

※1 副生ガスについては火力ユニットの主な燃料の種別に、新電力が調達した電源については“その他”に含めて表示している。

※2 端数により、合計が一致しない場合がある。

※3 複数の電力会社に供給している電源の設備容量については、各社の受電相当分を記載している。

※4 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については3～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算している。

※5 域外の発電所からの受電分について、最大受電出力から最小需要時に見込んだ出力までの抑制量を記載。

※6 火力発電については、再エネ導入のための出力制御により経済的運用（メリットオーダー）とはなっていない。

F 揚水式水力の揚水動力、需給バランス改善用蓄電池の充電

- 揚水式水力については、定期点検や事故時対応等を想定し、必要な最低台数（1台）は予備電源として確保。また、安定供給上必要となる上池の貯水量は確保した。混合揚水については、上池及び下池への流入量や放水量の制限についても考慮した。
- その上で、kW（揚水動力）とkWh（蓄電容量）の制約及び週間運用（放水）を確認し、再エネの余剰電力を吸収するため最大限活用することを前提とした。
- 揚水動力可能時間については、最大動力時（想定稼働台数）の値を記載した。

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
想定稼働台数／ 全台数	5/6	3/4	1/1	8/9	1/2	8/9	-
揚水出力（万kW） 想定稼働／全台数	60.0/80.0	50.0/75.2	11.0/11.0	182.5/212.5	31.5/61.5	205.0/235.0	-
揚水動力（万kW） 想定稼働／全台数	67.0/90.0	50.0/75.2	12.0/12.0	171.0/201.0	30.0/60.0	224.2/258.2	-
揚水可能量 （万kWh） [揚水動力可能時 間※1（h）]	563 [8.4h]	揚 水：3,413 [74.2h] 蓄電池： 4 [1.0h]	58 [4.8h]	1,723~1,742 [10.1~10.2h]	745 [24.8h]	揚 水：1,756 [8.0h] 蓄電池： 30 [6.0h]	- [-h]
設備一覧 （出力／揚水動力） （万kW）	新冠1~2 (10.0/10.0) 高見1 (10.0/10.0) 高見2 (10.0/14.0) 京極1~2 (20.0/23.0)	第二沼沢1~2 (23.0/23.0) 下郷 (25.0/25.0) ※池尻川は容量が 小さく(0.234)、農業 用水の調整が必要な ため、計上していない。	電発長野 (11.0/12.0)	俣野川1~4 (30.0/30.0) 南原1~2 (31.0/30.0) 新成羽川1 (7.7/-) 新成羽川2~4 (7.6/7.0) ※新成羽川1は 発電専用	本川1 (31.5/30.0) 本川2 (30.0/30.0)	大平1,2 (25.0/26.1) 天山1,2 (30.0/32.5) 小丸川1~4 (30.0/34.0)	-
需給バランス改善用 蓄電池 （万kW/万kWh）	-	南相馬 (4.0/4.0)	-	-	-	豊前 (5.0/30.0)	-

※1 揚水動力可能時間は、揚水可能量÷揚水動力（想定稼働台数）で算定。

- 「地域間連系線の活用」については間接オークションの対象となる容量を踏まえ、その活用の見通しに応じた幅を持った数値を用いることとする。
- 連系線活用量については、原則、運用容量から、①マージン、②他エリアから受電し、自エリアを通過して別の他エリアに送電される量、③長期固定電源の他エリア送受電分を控除した量を「100%」として算定している。

	北海道※1	東北※2	北陸※3	中国※4	四国※5	九州※6	沖縄
0% (万kW)	0	0	0	0	0	0	-
50% (万kW)	30	98.1	83.5	59	67.5	65	-
100% (万kW)	59	196.1	167	118	135	130	-
(参考) 昨年度の 活用量 (100%時)	61	175.7	161	112	135	135	-

※1 北海道本州間連系設備の本州向き運用容量90万kWからマージン31万kWを控除し算定。

※2 東北東京間連系線の東京向き年間平均運用容量452.8万kWから北海道から東京への送電可能量59万kW及び長期固定電源約定分197.7万kWを控除し算定。

※3 北陸関西間連系線及び北陸中部間連系設備の関西・中部向き年間平均運用容量（北陸フェンス運用容量）183万kWから長期固定電源約定分16万kWを控除し算定。

※4 関西中国間連系線の関西向き年間平均運用容量399万kWからフェンス差分31万kW及び九州から関西への送電可能量130万kW並びに四国から関西への送電可能量120万kWを控除し算定。

※5 中国四国間連系線の中国向き運用容量及び関西四国間連系線の関西向き運用容量の合計260万kWから電制電源120万kW及び長期固定電源約定分5万kWを控除し算定。

※6 九州エリアの周波数維持面を考慮した九州中国間連系線の中国向き運用容量130万kW（送電可能量の拡大方策適用後の年間平均値）で算定。昨年度は5月の値を記載。

※7 定期検査等により、長期固定電源が停止している場合には、連系線活用量は増加することが見込まれる。

3. 出力制御見通しの算定

H－①指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し¹⁷

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
北海道	117万kW	279万kW	0万kW <0%>	+20万kW 1,756時間 (48.6%)	+40万kW 1,815時間 (50.4%)	+60万kW 1,888時間 (52.6%)	+80万kW 1,951時間 (54.8%)	+100万kW 2,008時間 (56.8%)
			30万kW <50%>	+20万kW 816時間 (26.5%)	+40万kW 887時間 (29.3%)	+60万kW 968時間 (32.4%)	+80万kW 1,048時間 (35.4%)	+100万kW 1,139時間 (38.5%)
			59万kW <100%>	+20万kW 118時間 (5.3%)	+40万kW 164時間 (7.4%)	+60万kW 220時間 (9.8%)	+80万kW 318時間 (14.1%)	+100万kW 421時間 (18.4%)
東北	552万kW	768万kW	0万kW <0%>	+150万kW 1,018時間 (43.0%)	+300万kW 1,435時間 (57.3%)	+450万kW 1,779時間 (67.5%)		
			98.1万kW <50%>	+150万kW 382時間 (6.5%)	+300万kW 680時間 (18.6%)	+450万kW 962時間 (28.0%)		
			196.1万kW <100%>	+150万kW 133時間 (2.2%)	+300万kW 348時間 (5.6%)	+450万kW 615時間 (13.6%)		

() 内は出力制御率 注) 各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－①指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し¹⁸

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
北 陸	110万kW	252万kW	0万kW <0%>	+20万kW 1,120時間 (28.0%)	+40万kW 1,244時間 (31.7%)	+60万kW 1,393時間 (34.0%)		
			83.5万kW <50%>	+20万kW 132時間 (5.4%)	+40万kW 145時間 (6.0%)	+60万kW 156時間 (6.7%)		
			167万kW <100%>	+20万kW 24時間 (1.4%)	+40万kW 33時間 (1.7%)	+60万kW 39時間 (2.2%)		
中 国	660万kW	534万kW	0万kW <0%>	+100万kW 738時間 (34.8%)	+200万kW 914時間 (42.1%)	+300万kW 1,062時間 (47.6%)		
			59万kW <50%>	+100万kW 276時間 (14.3%)	+200万kW 440時間 (21.9%)	+300万kW 631時間 (30.1%)		
			118万kW <100%>	+100万kW 175時間 (9.3%)	+200万kW 253時間 (13.1%)	+300万kW 354時間 (17.9%)		

() 内は出力制御率 注) 各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－①指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し¹⁹

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
四 国	257万kW	255万kW	0万kW <0%>	+30万kW 866時間 (40.1%)	+60万kW 997時間 (44.1%)	+90万kW 1,129時間 (48.0%)		
			67.5万kW <50%>	+30万kW 154時間 (8.2%)	+60万kW 226時間 (11.7%)	+90万kW 387時間 (19.5%)		
			135万kW <100%>	+30万kW 14時間 (0.7%)	+60万kW 31時間 (1.7%)	+90万kW 84時間 (3.6%)		
九 州	817万kW	805万kW	0万kW <0%>	+400万kW 1,526時間 (57%)	+500万kW 1,736時間 (59%)	+600万kW 1,912時間 (61%)	+700万kW 2,037時間 (65%)	
			65万kW <50%>	+400万kW 1,271時間 (40%)	+500万kW 1,446時間 (43%)	+600万kW 1,622時間 (45%)	+700万kW 1,786時間 (48%)	
			130万kW <100%>	+400万kW 922時間 (21%)	+500万kW 1,093時間 (26%)	+600万kW 1,290時間 (30%)	+700万kW 1,449時間 (34%)	

（ ）内は出力制御率 注）各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－①指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し²⁰

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
沖縄	49.5万kW	67.7万kW	-	+7.4万kW 451時間 (11.1%)	+14.8万kW 728時間 (16.5%)	+22.2万kW 1,183時間 (23.2%)		

（ ）内は出力制御率 注）各電力の風力は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く（沖縄については3～5月）晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－②指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

21

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
北海道	36万kW	279万kW	0万kW <0%>	+40万kW 3,317時間 (29.2%)	+80万kW 3,856時間 (33.4%)	+120万kW 4,445時間 (37.4%)	+160万kW 4,975時間 (41.1%)	+200万kW 5,363時間 (44.8%)
			30万kW <50%>	+40万kW 1,559時間 (13.3%)	+80万kW 2,056時間 (16.4%)	+120万kW 2,607時間 (20.3%)	+160万kW 3,301時間 (24.5%)	+200万kW 3,862時間 (28.8%)
			59万kW <100%>	+40万kW 436時間 (2.8%)	+80万kW 653時間 (4.2%)	+120万kW 1,130時間 (6.8%)	+160万kW 1,709時間 (10.4%)	+200万kW 2,257時間 (14.3%)
東北	251万kW	768万kW	0万kW <0%>	+150万kW 1,609時間 (16.0%)	+300万kW 2,414時間 (24.5%)	+450万kW 3,304時間 (33.6%)		
			98.1万kW <50%>	+150万kW 582時間 (4.5%)	+300万kW 1,025時間 (7.7%)	+450万kW 1,732時間 (13.5%)		
			196.1万kW <100%>	+150万kW 201時間 (1.5%)	+300万kW 464時間 (3.2%)	+450万kW 842時間 (5.8%)		

() 内は出力制御率 注) 各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－②指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

22

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
北 陸	59万kW	252万kW	0万kW <0%>	+30万kW 1,891時間 (20.9%)	+60万kW 2,133時間 (23.5%)	+90万kW 2,380時間 (28.6%)		
			83.5万kW <50%>	+30万kW 280時間 (4.1%)	+60万kW 323時間 (4.7%)	+90万kW 374時間 (5.4%)		
			167万kW <100%>	+30万kW 57時間 (0.9%)	+60万kW 66時間 (1.1%)	+90万kW 86時間 (1.4%)		
中 国	109万kW	534万kW	0万kW <0%>	+50万kW 694時間 (6.8%)	+100万kW 734時間 (7.3%)	+150万kW 798時間 (8.0%)		
			59万kW <50%>	+50万kW 389時間 (3.8%)	+100万kW 407時間 (4.0%)	+150万kW 434時間 (4.3%)		
			118万kW <100%>	+50万kW 219時間 (2.3%)	+100万kW 230時間 (2.4%)	+150万kW 251時間 (2.8%)		

() 内は出力制御率 注) 各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

H－②指定電気事業者の下で追加される風力発電と出力制御の見通し

23

	30日等 出力制御枠	最小需要 (※1)	連系線活用量	実績ベースの見通し（2016～2018年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3年間の平均値）(※2)				
四 国	71万kW	255万kW	0万kW <0%>	+40万kW 586時間 (6.6%)	+80万kW 759時間 (8.7%)	+120万kW 956時間 (11.0%)		
			67.5万kW <50%>	+40万kW 205時間 (2.2%)	+80万kW 247時間 (2.5%)	+120万kW 314時間 (3.1%)		
			135万kW <100%>	+40万kW 19時間 (0.1%)	+80万kW 36時間 (0.3%)	+120万kW 64時間 (0.5%)		
九 州	180万kW	805万kW	0万kW <0%>	+100万kW 442時間 (3%)	+150万kW 561時間 (4%)	+200万kW 672時間 (5%)		
			65万kW <50%>	+100万kW 362時間 (2%)	+150万kW 451時間 (3%)	+200万kW 545時間 (4%)		
			130万kW <100%>	+100万kW 110時間 (1%)	+150万kW 169時間 (1%)	+200万kW 229時間 (2%)		

() 内は出力制御率 注) 各電力の太陽光は30日等出力制御枠を前提。

※1 昼間最低負荷については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2016～2018年度の平均値である。

※2 至近の導入状況等を踏まえ、各社が見積もった30日等出力制御枠からの追加接続量ごとに、出力制御の見通しを算定。

(参考) 需給バランス制約による出力制御に関する情報

- 出力制御等についての情報収集の利便性向上のため、2019年11月29日より資源エネルギー庁HP内の系統にかかる情報提供サイト「なるほど！グリッド」において、各一般送配電事業者のHPで公表されている出力制御見通しのバックデータや出力制御実績、エリア毎・各月毎の需給実績（電源種別、1時間値）及び再生可能エネルギーの導入状況等へのリンクを一元的に掲載をしている。

○「なるほど！グリッド」のポータルページ

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid//

