

各社出力制御見通しの算定結果

2020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、一般送配電事業者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の前提は、従来「接続可能量」の算定に用いてきた前提と同様としつつ、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、昨年度同様の考え方を採用する。
- 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、一般送配電事業者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	2017年度～2019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	2017年度～2019年度のエリア実績
太陽光発電・風力発電の出力	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
発電出力（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
火力発電の出力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力・需給調整用蓄電池の活用	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】

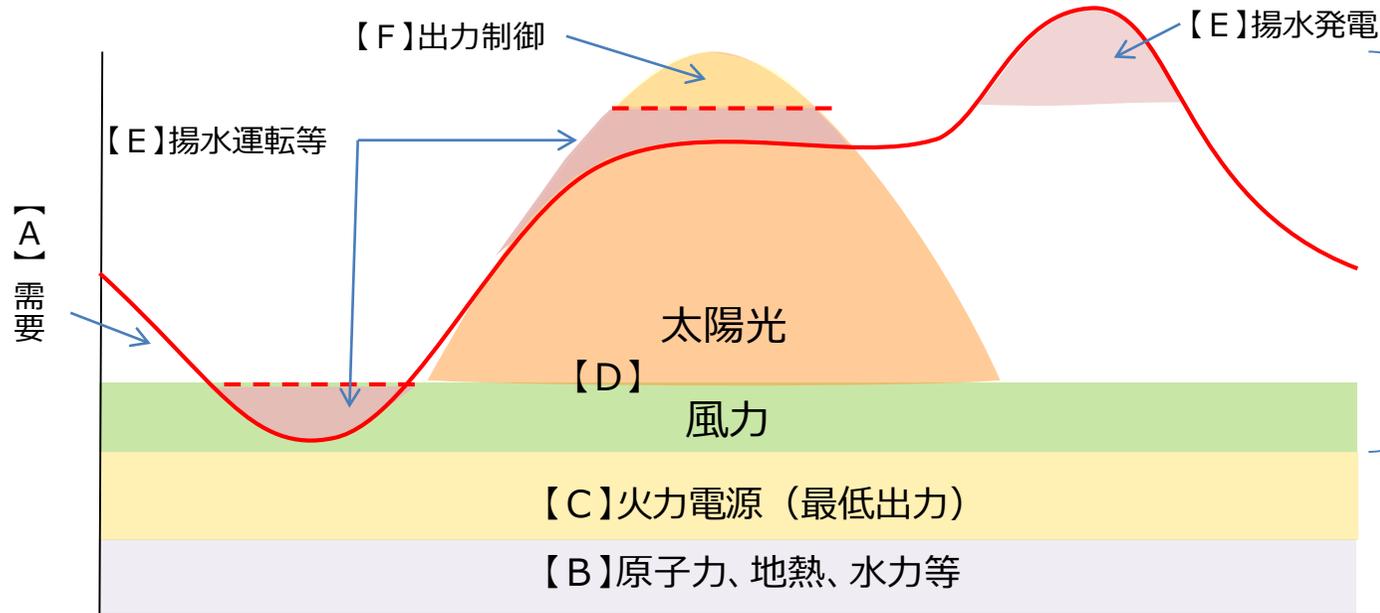
【F】出力制御

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

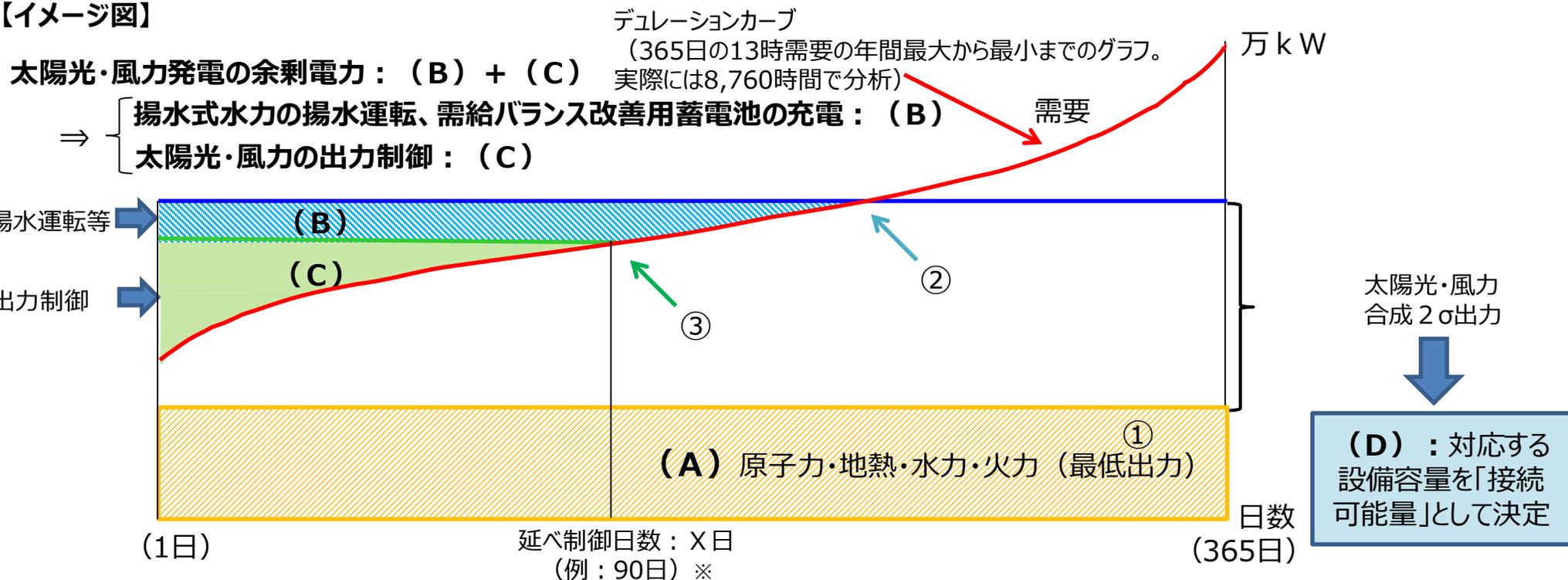
火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで制御又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととする。

(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】



※ 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 一般水力の出力

- 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、農業用水等必要責任放流分（制約等）あり、出力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	22.2	78.9	72.0	16.0	8.4	31.6	-
	調整池式	61.0	108.3	43.0	26.7	11.1	25.8	-
	貯水池式	0	7.5	10.0	0.0	2.3	0.0	-
合計 ※1		83.2	194.8	125.0	42.7	21.8	57.4	-
設備容量 (万kW)	流れ込み式	31.5	89.1	86.8	28.4	16.7	63.8	-
	調整池式	76.4	223.5	60.8	73.7	41.0	99.6	-
	貯水池式	26.5	12.0	123.6	1.5	22.5	39.3	-
合計 ※1		134.4	324.6	271.3	103.5	80.2	202.7	-
昼間最低負荷 ※2 (万kW)		271.1 (5月12日 12時)	797.5 (5月12日 13時)	254.8 (5月12日 11時)	527.8 (4月7日 13時)	243 (4月21日 13時)	883.8 (5月12日 13時)	67.5 (2月23日 12時)
昼間最低負荷に占める割合		30.7%	24.4%	49.1%	8.1%	9.0%	6.5%	-

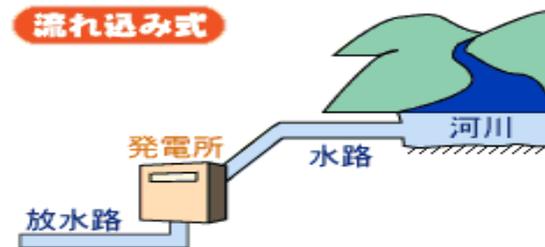
※1 端数により、合計が一致しない場合がある。

※2 昼間最低負荷については、2019年4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5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。



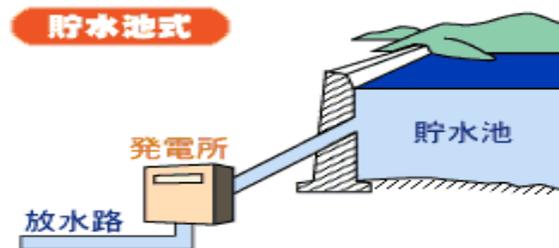
調整池式

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 地熱の出力

- 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））	9.0	22.2	-	-	-	34.9	-
設備容量：（B） （万kW）	14.3	34.4	-	-	-	42.0	-
設備利用率：（C）	63.1%	64.6%	-	-	-	83.1%	-
昼間最低負荷※ （万kW）	271.1 （5月12日 12時）	797.5 （5月12日 13時）	254.8 （5月12日 11時）	527.8 （4月7日 13時）	243 （4月21日 13時）	883.8 （5月12日 13時）	67.5 （2月23日 12時）
昼間最低負荷に 占める割合	3.3%	2.8%	-	-	-	3.9%	-

※ 昼間最低負荷については、2019年4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5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 バイオマスの出力

- 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
評価出力：(A) (万kW) (=(B)×(C))	45.4	71.6	18.8	31.4	26.3	117.5	0.6
設備容量：(B) (万kW)	80.2	130.0	36.0	51.1	52.3	206.2	6.3
設備利用率：(C)	56.6%	55.1%	52.2%	61.5%	50.3%	57.0%	9.5%
昼間最低負荷※ (万kW)	271.1 (5月12日 12時)	797.5 (5月12日 13時)	254.8 (5月12日11 時)	527.8 (4月7日 13時)	243 (4月21日 13時)	883.8 (5月12日 13時)	67.5 (2月23日 12時)
昼間最低負荷に占める 割合	16.7%	9.0%	7.4%	6.0%	10.8%	13.3%	0.9%

※ 昼間最低負荷については、2019年4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5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。

D 原子力の出力

- 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
評価出力：(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%	-
昼間最低負荷※2 (万kW)	271.1 (5月12日 12時)	797.5 (5月12日 13時)	254.8 (5月12日11 時)	527.8 (4月7日 13時)	243 (4月21日 13時)	883.8 (5月12日 13時)	67.5 (2月23日 12時)
昼間最低負荷に占める割合	64.7%	25.1%	47.0%	33.1%	32.2%	39.4%	-

※1 複数のエリアに供給している電源の設備容量については、各エリアの受電相当を記載している。

※2 昼間最低負荷については、2019年4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5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 火力の出力

- 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。

		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	20.3	0.0	3.1	13.4	14.8	12.9	7.5
	LNG	19.6	150.9	7.5	48.6	12.1	71.0	14.2
	石炭	37.3	116.8	46.5	122.8	0.4	41.8	24.9
合計 ※2		77.2	267.7	57.1	184.8	27.3	125.7	46.6
設備容量※1 (万kW)	石油	242.1	60.0	54.0	293.7	108.4	208.0	25.0
	LNG	66.0	842.3	92.5	238.5	93.5	503.1	50.2
	石炭	222.9	815.1	293.5	472.4	487.6	720.5	106.4
合計 ※2		531.0	1717.4	439.9	1004.5	689.5	1431.6	181.6
昼間最低負荷※3 (万kW)		271.1 (5月12日 12時)	797.5 (5月12日 13時)	254.8 (5月12日11 時)	527.8 (4月7日 13時)	243 (4月21日 13時)	883.8 (5月12日 13時)	67.5 (2月23日 12時)
昼間最低負荷に占める割合		28.5%	33.6%	22.4%	35.0%	11.2%	14.2%	69.0%

※1 副生ガスや混焼電源については、火力ユニットの主な燃料の種別を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 昼間最低負荷については、2019年4月又は5月のGWを除く（沖縄については2～5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。

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	30.0/61.5	200.0/230.0	-
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	219.2/253.2	-
揚水可能量 （万kWh） [揚水動力可能時 間※1（h）]	揚水：563 [8.4h] 蓄電池：6.0 [4.0h]	揚水：3,413 [74.2h] 蓄電池：4 [1.0h]	57 [4.8h]	1,723~1,742 [10.1~10.2h]	745 [24.8h]	揚水：2,103 [9.6h] 蓄電池：30 [6.0h]	-
需給バランス改善用 蓄電池 （万kW/万kWh）	南早来 (1.5/6.0)	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。

G 地域間連系線の活用量

- 「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)	29	82.2	84	63	90	67.5	-
100% (万kW)	58	164.3	167	126	180	135	-
(参考) 昨年度の 活用量 (100%時)	59	196.1	167	118	135	130	-

※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32万kWを控除し算定。

※2 東北東京間連系線の再エネ制御断面における運用容量は、下げ代不足時の運用容量低下と低下緩和策を考慮し、420万kWに設定。また、運用容量から北海道から東京への送電可能量58万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中部北陸間連系設備の関西・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406万kWから九州から関西への送電可能量135万kW並びに四国から関西への送電可能量145万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285万kWから電制電源100万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135万kW（送電可能量の拡大方策適用後の年間平均値）で算定。

※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（2017～2019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	273.0万kW	0万kW <0%>	+100万kW 3,448時間 (76.6%)	+150万kW 3,591時間 (80.1%)	+200万kW 3,649時間 (80.9%)
			29万kW <50%>	+100万kW 3,158時間 (65.8%)	+150万kW 3,302時間 (69.8%)	+200万kW 3,450時間 (73.6%)
			58万kW <100%>	+100万kW 2,777時間 (49.6%)	+150万kW 2,951時間 (56.2%)	+200万kW 3,112時間 (61.6%)
東北	552万kW	773万kW	0万kW <0%>	+150万kW 1,688時間 (57.2%)	+300万kW 2,094時間 (68.8%)	+450万kW 2,430時間 (77.2%)
			82.2万kW <50%>	+150万kW 1,059時間 (42.6%)	+300万kW 1,460時間 (55.5%)	+450万kW 1,792時間 (65.7%)
			164.3万kW <100%>	+150万kW 380時間 (5.7%)	+300万kW 745時間 (18.6%)	+450万kW 1,026時間 (29.8%)

() 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2～5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、2017～2019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（2017～2019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	254.3万kW	0万kW <0%>	+20万kW 2,234時間 (51.0%)	+40万kW 2,451時間 (53.5%)	
			84万kW <50%>	+20万kW 399時間 (11.8%)	+40万kW 467時間 (13.1%)	
			167万kW <100%>	+20万kW 73時間 (3.4%)	+40万kW 86時間 (4.0%)	
中国	660万kW	522万kW	0万kW <0%>	+100万kW 1,035時間 (46.6%)	+200万kW 1,191時間 (51.9%)	+300万kW 1,336時間 (56.9%)
			63万kW <50%>	+100万kW 368時間 (18.1%)	+200万kW 683時間 (32.0%)	+300万kW 893時間 (40.3%)
			126万kW <100%>	+100万kW 220時間 (11.3%)	+200万kW 319時間 (15.9%)	+300万kW 502時間 (24.1%)

() 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2～5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、2017～2019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（2017～2019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	244万kW	0万kW <0%>	+50万kW 549時間 (24.6%)	+100万kW 811時間 (34.4%)	+150万kW 1,025時間 (41.3%)		
			90万kW <50%>	+50万kW 41時間 (2.2%)	+100万kW 100時間 (5.2%)	+150万kW 182時間 (9.0%)		
			180万kW <100%>	+50万kW 0時間 (0.0%)	+100万kW 3時間 (0.2%)	+150万kW 18時間 (1.0%)		
九 州	817万kW	825万kW	0万kW <0%>	+400万kW 1,555時間 (59%)	+500万kW 1,766時間 (61%)	+600万kW 1,913時間 (63%)	+700万kW 2,025時間 (67%)	
			67.5万kW <50%>	+400万kW 1,288時間 (42%)	+500万kW 1,447時間 (45%)	+600万kW 1,609時間 (46%)	+700万kW 1,735時間 (47%)	
			135万kW <100%>	+400万kW 954時間 (22%)	+500万kW 1,104時間 (27%)	+600万kW 1,299時間 (31%)	+700万kW 1,431時間 (33%)	

() 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2～5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、2017～2019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（2017～2019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)				
				+4.8万kW 398時間 (10.1%)	+9.6万kW 530時間 (12.5%)	+14.4万kW 801時間 (17.5%)		
沖縄	49.5万kW	68.8万	-					

()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2～5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、2017～2019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

	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（2017～2019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	273.0万kW	0万kW <0%>	+100万kW 6,433時間 (60.6%)	+150万kW 7,049時間 (65.4%)	+200万kW 7,505時間 (70.3%)
			29万kW <50%>	+100万kW 5,818時間 (50.6%)	+150万kW 6,238時間 (54.8%)	+200万kW 6,816時間 (59.4%)
			58万kW <100%>	+100万kW 4,925時間 (38.0%)	+150万kW 5,365時間 (43.1%)	+200万kW 5,877時間 (47.6%)
東北	251万kW	773万kW	0万kW <0%>	+150万kW 2,919時間 (35.3%)	+300万kW 3,771時間 (43.6%)	+450万kW 4,540時間 (50.9%)
			82.2万kW <50%>	+150万kW 1,612時間 (20.4%)	+300万kW 2,323時間 (27.4%)	+450万kW 3,135時間 (34.3%)
			164.3万kW <100%>	+150万kW 636時間 (4.4%)	+300万kW 1,236時間 (9.1%)	+450万kW 1,885時間 (15.8%)

() 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、2017～2019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

	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 (2017～2019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)		
				+50万kW	+100万kW	+150万kW
北陸	59万kW	254.3万kW	0万kW <0%>	4,568時間 (47.6%)	5,042時間 (53.7%)	5,498時間 (57.4%)
			84万kW <50%>	802時間 (9.0%)	1,044時間 (12.8%)	1,292時間 (15.5%)
			167万kW <100%>	133時間 (1.6%)	170時間 (2.3%)	232時間 (3.3%)
中国	109万kW	522万kW	0万kW <0%>	889時間 (9.0%)	942時間 (9.6%)	1,014時間 (10.5%)
			63万kW <50%>	509時間 (4.8%)	538時間 (5.0%)	575時間 (5.4%)
			126万kW <100%>	288時間 (2.7%)	312時間 (3.1%)	340時間 (3.4%)

() 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、2017～2019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

	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（2017～2019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	244万kW	0万kW <0%>	+30万kW 386時間 (3.7%)	+60万kW 474時間 (4.6%)	+90万kW 589時間 (5.7%)	
			90万kW <50%>	+30万kW 35時間 (0.3%)	+60万kW 46時間 (0.4%)	+90万kW 66時間 (0.5%)	
			180万kW <100%>	+30万kW 0時間 (0.0%)	+60万kW 0時間 (0.0%)	+90万kW 1時間 (0.0%)	
九州	180万kW	825万kW	0万kW <0%>	+100万kW 447時間 (3%)	+200万kW 652時間 (5%)	+300万kW 858時間 (8%)	+400万kW 1,064時間 (10%)
			67.5万kW <50%>	+100万kW 373時間 (3%)	+200万kW 516時間 (4%)	+300万kW 659時間 (6%)	+400万kW 803時間 (8%)
			135万kW <100%>	+100万kW 138時間 (1%)	+200万kW 208時間 (2%)	+300万kW 279時間 (2%)	+400万kW 350時間 (3%)

() 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、2017～2019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) 各エリアの太陽光・風力発電の接続量・接続申込量

- P17～P23で示された、各一般送配電事業者のシミュレーションの算定結果に対して、各地域における現時点での接続量・接続契約申込量が全て導入されると仮定した場合、地域によっては多くの出力制御が発生する可能性がある（※足下の実績値とは異なる一定の前提条件を用いていることに留意）。
- ノンファーム型接続の適用に向けて、出力制御量を見定めるための情報の公開・開示について、今後の課題として整理されているところ、需給バランスによる出力制御量を見定めるための情報公開についても、併せて検討を進める。

【太陽光】 [単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万	552万	－	－	110万	－	660万	257万	817万	49.5万
接続量・接続契約申込量合計	230万	1,155万	2,539万	1,181万	132万	773万	766万	348万	1,445万	43.8万
接続量	194万	620万	1,561万	933万	106万	595万	515万	285万	998万	35.8万
接続契約申込量	36万	535万	978万	248万	26万	178万	251万	63万	447万	8.0万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	○
接続検討申込量	29万	334万	1,167万	124万	48万	160万	389万	36万	136万	6.7万
接続契約申込量が全て接続した場合の出力制御率※の見込み	49.6～ 56.2%	29.8%～	－	－	3.4～ 4.0%	－	11.3～ 15.9%	～0.2%	31～ 33%	－

※指定電気事業者の下で追加される太陽光発電または風力発電の出力制御率（各社算出した数字より記載。連系線活用量100%）。

【風力】 [単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万	251万	－	－	59万	－	109万	71万	180万	18.3万
接続量・接続契約申込量合計	208万	811万	493万	324万	142万	172万	192万	84万	571万	1.8万
接続量	53万	162万	43万	37万	16万	17万	36万	28万	59万	1.2万
接続契約申込量	155万	649万	450万	287万	125万	155万	156万	56万	512万	0.6万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	－
接続検討申込量	1,116万	1,792万	2,890万	679万	162万	219万	264万	253万	1,236万	0.0万
接続契約申込量が全て接続した場合の出力制御率※の見込み	43.1～ 47.6%	15.8%～	－	－	1.6～ 2.3%	－	2.7～ 3.1%	－	3%	－

(備考)
 ・接続量・接続申込量は各エリアの一般送配電事業者ホームページの情報に基づく（2020年9月末時点）。
 ・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。

・淡路島南部分は、四国エリアに含む。
 ・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2020年)

- 各エリアにおいて、太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫しており、条件次第では、出力制御が発生する可能性が高まっている。

【単位：万kW】

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄	備考欄	
2020年	5月5日14時	5月5日12時	5月4日11時	5月5日12時	5月5日12時	4月18日13時	4月5日13時		
発電出力	原子力・水力・地熱	91	179	94	34	20	359	-	
	火力	93	398	49	102	133	169	48.9	
	バイオマス	2	35	4	23	9	21	-	
	太陽光	134 (119)	511 (452)	86 (84)	374 (335)	204 (187)	774 (652)	26.0 (25.2)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	風力	14 (16)	38 (20)	2 (0)	1 (1)	0 (3)	19 (2)	0.5 (0.6)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	揚水	△42	-※5	-	△130	△60	△169	-	※5 東北：GW期間中の気温上昇による融雪により、揚水発電所の下池である河川濁り、揚水運転ができなかった。
	蓄電池	-	△4	-	-	-	△1	-	
	連系線	△45	△456	△34	37	△75	△185	-	
	再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	△185	-	
	【下げ代余力】	【57】〈68〉	【51】〈82〉	【24】〈120〉	【81】〈274〉	【109】〈214〉	-	【3.7】	〈〉は連系線空き容量を含めた値
合計	247	701	200	441	232	802	75.4		
需要	247	701	200	441	232	802	75.4		
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合※4	44.3 %	47.3 %	37.6 %	70.3 %	55.7 %	52.5 %	35.1 %		

※1 最小需要日 (GW含む) とは、4月又は5月の休日 (GWを含む) 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。

※2 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。

※3 火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。

※4 需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合 = 発電出力の内、太陽光と風力 / (需要 + 連系線、揚水、蓄電池活用)

(参考) 各エリアの出力制御対策等

- 出力制御を抑えるためには、連系線の活用枠の拡大やPCSのオンライン化等の取組を進めることが重要。
- 九州では、出力制御が発生して以降、旧ルール事業者のオンライン化が進んだことから、他のエリアでは、現段階においても引き続き、出力制御時にオンラインであることによるメリットを発信し、切り替えを促すことが効果的。

●オンライン化の状況(2020年9月末時点)

(万kW)

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	65.2%	45.0%	63.7%	55.1%	51.9%	52.6%	47.6%
	②新・指定ルール、オンライン事業者	98	177.5	34.9	126.2	77	212	3.9
	③旧ルール、オフライン事業者	53.3	259.4	24.4	137.9	77	282	4.4
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	1.7(予定)	35	7.9	43.3	6(予定)	101	0.1
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④)/(③+④)	3.1%(予定)	11.9%	24.5%	23.9%	7.2%	26.4%	2.2%
風力	⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	90.1%	74.9%	14.1%	0.1%	28.6%	4.9%	0%
	⑦新・指定ルール、オンライン事業者	43.7	121.3	0.7	0	0	2.9	0
	⑧旧ルール、オフライン事業者	5.3	40.7	14	36	20	55.7	1.2
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	4.7(予定)	-	1.5	-	8	-	-

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・指定ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

【九州エリア】旧ルール事業者のオンライン切り替え状況

	～2018年9月末	2019年3月末	2020年3月末	2020年9月末
設備出力(万kW)	27.4	40.5	47.3	101.2※

※ 2020年9月末時点の数値には、10月中旬にオンライン制御可能となる旧ルール事業者も含む。

●連系線活用枠拡大の状況

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
連系線の活用枠の拡大	-	下げ代不足時において、相馬双葉幹線ルート断事故が起きた場合は電源制限量が不足するため運用容量は下がる。これを補うため特高再エネ出力制御システムの活用による電制量確保(連系線運用容量拡大)を検討中。	-	-	下げ代不足時において、本四連系線ルート断事故時における四国エリアの周波数上昇対策として、特高再エネ出力制御システムの活用による電制量確保(連系線運用容量拡大)を検討中。	関門連系線ルート断事故時に九州エリアの周波数が上昇することからOFリレー活用による電源制限量の確保、転送遮断システム構築による電源制限量を確保(連系線運用容量拡大)済み。 また、(広域機関調整力等委員会にて)周波数制約の緩和を検討中。	-

(参考) 出力制御見通し算定におけるバイオマスの設備利用率について

●出力制御見通し算定における地域資源バイオマス・専焼バイオマスの設備利用率

(万kW)

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
地域資源 バイオマス	設備容量	10.2	35.2	4.7	28.7	5.8	148.4	1.8
	設備利用率	75.8%	68.5%	59.4%	69.3%	51.5%	59.7%	32.0%
専焼 バイオマス	設備容量	70.0	94.8	31.2	22.4	46.5	57.8	4.5
	設備利用率	53.9%	50.0%	51.6%	51.6%	50.0%	50.0%	0.0%

※地域資源バイオマスの設備利用率については、過去の実績利用率等をもとに各社で算出したもの。

※専焼バイオマスの設備利用率については、事業者と協議した出力制御時に対応可能な最低出力等をもとに各社で算出したもの。

※導入見込設備の利用率においては、地域資源バイオマスでは、コスト等検証委員会報告書(2011年12月19日)から利用率80%、専焼バイオマスでは、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインから最低出力50%等の値を適宜用いて算出されている。

・系統連系技術要件ガイドラインでは、『バイオマス発電設備（地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を**技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努める**こととし、その**最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする**』と記載。

●個別電源における設備利用率設定の理由

	制御困難としている理由（地域資源バイオマス） 最低出力を50%超としている理由（専焼バイオマス）	制御可能としている理由（地域資源バイオマス） 50%未満の制御を可能としている理由（専焼バイオマス）
地域資源バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> 燃料貯蔵が困難であるため 燃料調達体制に支障をきたすため ゴミや家畜排せつ物等を利用した発電において、出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼすため 排熱等を利用した併設施設の運営に支障をきたすため 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力の売電を目的とした自家発において、自家消費により、逆潮流をさせないことが可能と見込まれるため
専焼バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> 安定的な運転を維持するために一定の出力が必要なため <ul style="list-style-type: none"> 燃料水分率の影響によるもの 出力制御試験の結果、機器の性能上の理由によるもの ボイラ蒸気量下限によるもの 燃料調達体制に支障をきたすため 機器仕様上の限界値は50%だが、諸試験等の終了まで一定の出力を保っているため 	<ul style="list-style-type: none"> 事業者協議により、事業者が制御に同意したため 事業者と協議中のため