



再生可能エネルギーの出力制御見通しについて

2019年12月5日

中国電力株式会社

■ 指定ルール出力制御見直し

- ✓ 太陽光および風力の30日等出力制御枠を超過した場合の指定ルール事業者に係る出力制御見直しを算定

1. 出力制御見通しの考え方

■ 出力制御見通しの考え方

- ✓ 制御日数が30日相当の上限に達するまでは「旧ルール/新ルール/指定ルール」間、および、「風力/太陽光」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御
- ✓ 需要、日射量、および、風力出力の実績を基に算定
- ✓ 太陽光660万kW（新旧ルール）および風力109万kW（部分制御考慮）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	
算定年度	2016~2018年度（年度ごとに算定し、3カ年平均値を採用）
需要	2016~2018年度エリア需要実績
太陽光、風力の供給力	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
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力等の活用	余剰電力対策のため最大限活用
地域間連系線の活用	0%、50%（年平均59万kW）および100%（年平均118万kW）の3ケースを算定

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（評価対象とする時点の決定）

ステップ2

検討断面における需要の設定

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）

ステップ4

再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光，風力，バイオマス）

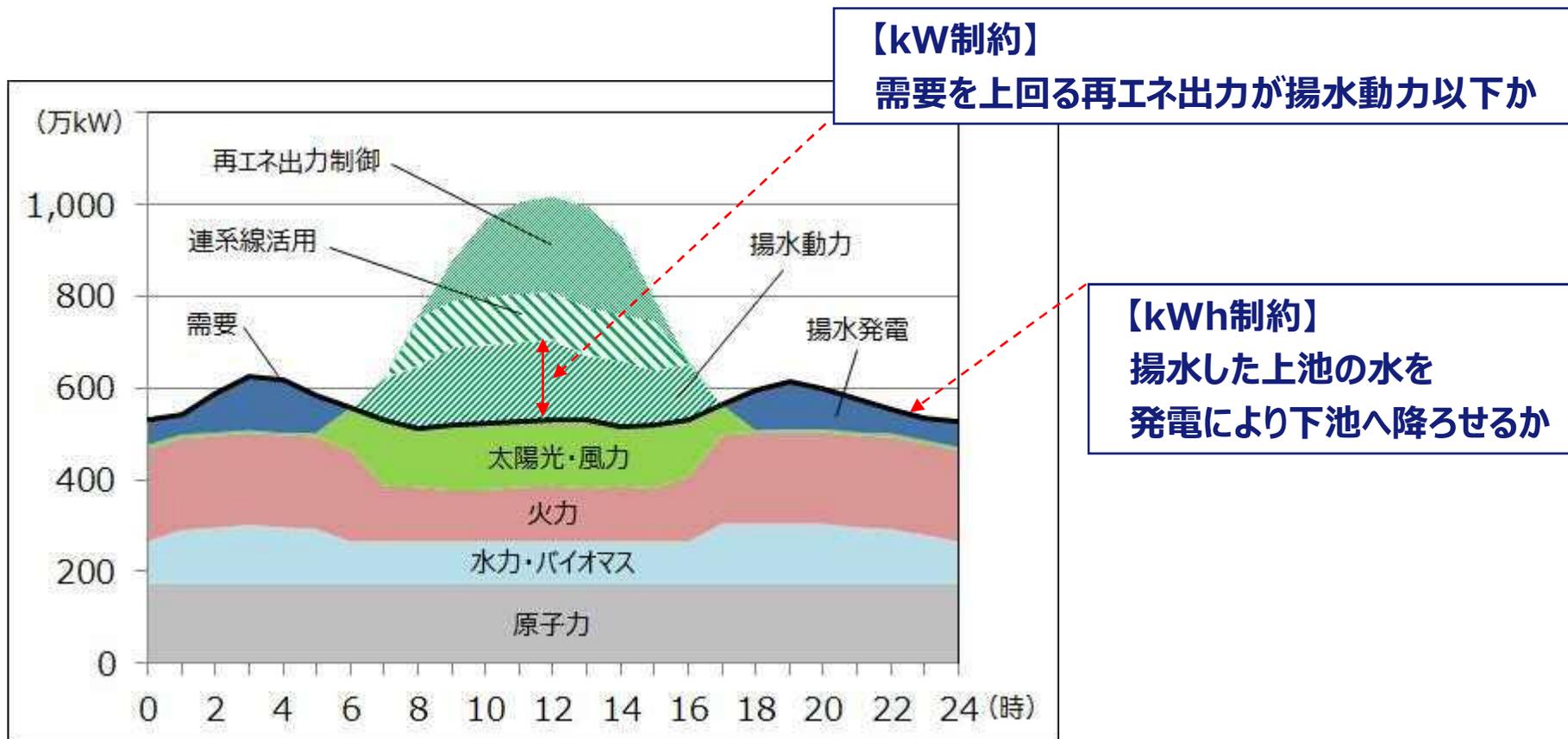
ステップ5

現状制度における需給解析
（火力の抑制，揚水運転，再エネ出力制御の反映等）

出力制御見通し

3. 出力制御見通しの算定イメージ

- 1年間（365日×24時間＝8,760時間）を対象に需給バランスを作成し、再エネを導入した場合の「kW制約」および「kWh制約」を確認
 - ✓ 【kW制約】 下げ代が確保できること
 - ✓ 【kWh制約】 揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること



4. 今回と前回の算定条件の比較（1）

■ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

		今回（2019年度算定値）	前回（2018年度算定値）
検討断面		2018年度:24時間×365日=8,760時間 2017年度:24時間×365日=8,760時間 2016年度:24時間×365日=8,760時間	2017年度:24時間×365日=8,760時間 2016年度:24時間×365日=8,760時間 2015年度:24時間×366日=8,784時間
需要		2016～2018年度エリア需要実績 (太陽光余剰契約の自家消費分を加算)	2015～2017年度エリア需要実績 (同左)
供給 (ベース)	原子力	・既設設備 島根2, 3号（利用率は震災前30年平均を採用）	
	一般水力	・震災前30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）	
	地熱	・該当なし	
再エネ 出力	風力	2016～2018年度実績（風力発電量や日射量）に基づく風力・太陽光の実績利用率を採用	2015～2017年度実績（風力発電量や日射量）に基づく風力・太陽光の実績利用率を採用
	太陽光		
	バイオマス	・今後見込まれる量も含む	
回避 措置	火力	<ul style="list-style-type: none"> ・LFC調整力を確保 ・再エネ供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保 ・供給力として必要のない域外の電発火力は受電ゼロ 	
	揚水等	<ul style="list-style-type: none"> ・俣野川・南原は5台/6台（長期作業・計画外停止を考慮），新成羽川は全台考慮 ・最大電源脱落時に対応できる上池容量を確保 	
	再エネ 出力制御	<ul style="list-style-type: none"> ・2015年1月の省令施行前の申込には旧ルールを適用(50kW未満は猶予期間あり) ・それ以降の申込には新ルールを適用 	
	電源Ⅲ 火力等	設備の保全維持の問題から事業者と合意した出力まで抑制	原則，停止
	連系線	運用容量から他エリアの中継振替分等を控除した量の0，50，100%の3パターン	

4. 今回と前回の算定条件の比較 (2)

		今回 (2019年度算定条件)	前回 (2018年度算定条件)
需要 (年間)		2018年度エリア実績 630億kWh [▲1.3%] (平均電力: 719万kW)	2017年度エリア実績 638億kWh (平均電力: 728万kW)
原子力	設備量	219.3万kW	
	利用率	79.6%	
	供給力	174.6万kW	
一般水力※1	設備量	102.7万kW	103.2万kW
バイオマス※2 ※3	設備量	62.9万kW	125.0万kW
	利用率	61.7%	38.9%
	供給力	38.8万kW	48.6万kW
連系線活用量 (年平均)		0~118万kW	0~112万kW

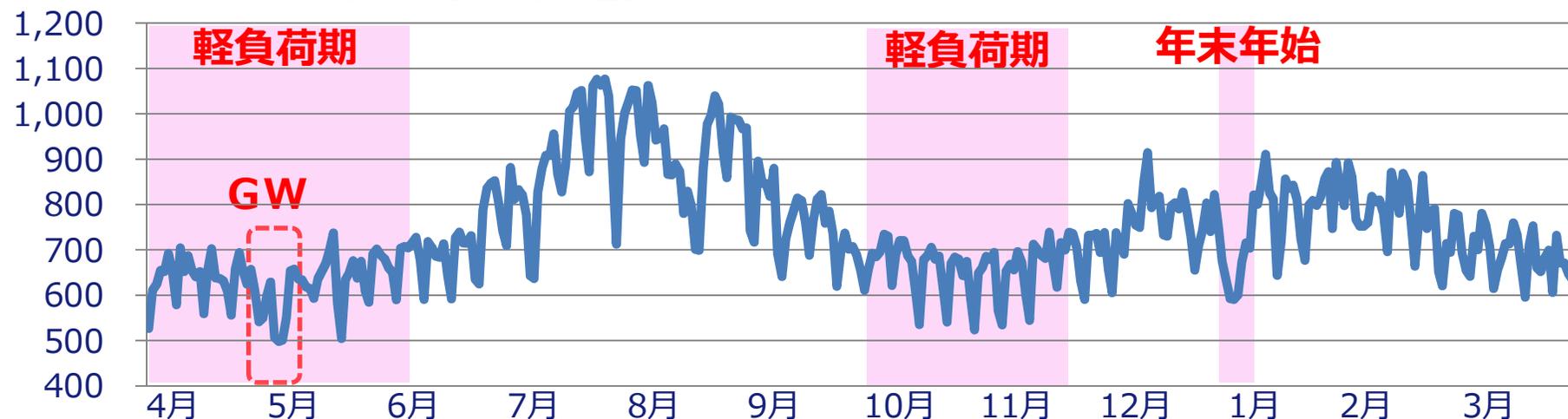
※1 一般水力の供給力はP8に記載 ※2 混焼バイオマスを除く

※3 バイオマスの将来分について、昨年度までは「接続検討申込 + 接続契約申込」の案件を織込んでいたが、同事業者による同一地点または近隣地点への申込が複数見られること等を踏まえ、本年度の算定においては「接続契約申込」の案件を織込んだ

【ステップ1, 2】検討断面の設定と需要想定

- 検討断面は2016～2018年度
- 需要は、エリアの需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算

(万kW) <2018年度 13時のエリア需要>



【最小需要日】2018年5月20日(日) 505万kW

(GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要(12～13時の1時間平均)が最も小さい日)

<参考> 余剰買取契約太陽光の自家消費電力想定

- ✓ 余剰買取である住宅用太陽光発電(低圧10kW未満)が対象
- ✓ 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引くことによって、月毎に自家消費分を想定
- ✓ 太陽光発電の発電時間帯の需要実績に平均的に加算

<2018年度 月別の自家消費量と自家消費率>

	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 (%)	3.9	6.4	3.6	7.2	7.2	5.8	5.5	6.2	3.4	5.3	6.4	8.7
自家消費電力 (万kW)	3.7	6.1	3.4	6.9	6.9	5.6	5.3	6.1	3.3	5.3	6.4	8.8

【ステップ3】 検討断面における出力設定（一般水力）

- 一般水力の出力は、平水（震災前過去30年間の平均水量）
- 調整池式は、太陽光が発電する昼間帯において可能な限り出力を抑制

(万kW)

	設備容量	供給力※
流れ込み式	28.0	12.5
調整池式	73.2	19.2
貯水池式	1.5	0.0
合計	102.7	31.7

※ 最小需要日（2018年5月20日：GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要が最も小さい日）の昼間供給力

各月の最低供給力

(万kW)

	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	15.5 (0.8)	12.5 (0.6)	11.6 (0.5)	15.0 (0.7)	10.8 (0.4)	11.2 (0.6)	8.9 (0.4)	7.4 (0.3)	9.0 (0.5)	10.5 (0.5)	12.6 (0.6)	16.8 (0.9)
調整池式	26.9	19.2	18.3	25.9	12.5	21.1	10.7	10.1	17.2	13.8	19.7	32.4
貯水池式	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計	42.4	31.7	29.9	40.9	23.3	32.3	19.6	17.5	26.2	24.3	32.3	49.2

()内の値は、将来の接続見込分であり内数

調整池式は灌漑・工業用水等の責任放流に必要な最低限の出力値

【ステップ3】 検討断面における出力設定（原子力・地熱）

10

■原子力の出力は、震災前過去30年（運開後30年経過していない島根2号は運開後の期間）の利用率の平均を設備容量に乗じた値

	原子力	備考
供給力 (万kW)	174.6	設備容量×利用率
設備容量 (万kW)	219.3	島根2号 (82.0) 島根3号 (137.3)
利用率 (%)	79.6	島根2号：運開年度の1988年度～2010年度 島根3号：島根2号の利用率を採用

■地熱の導入実績および申込実績なし

■風力の出力想定

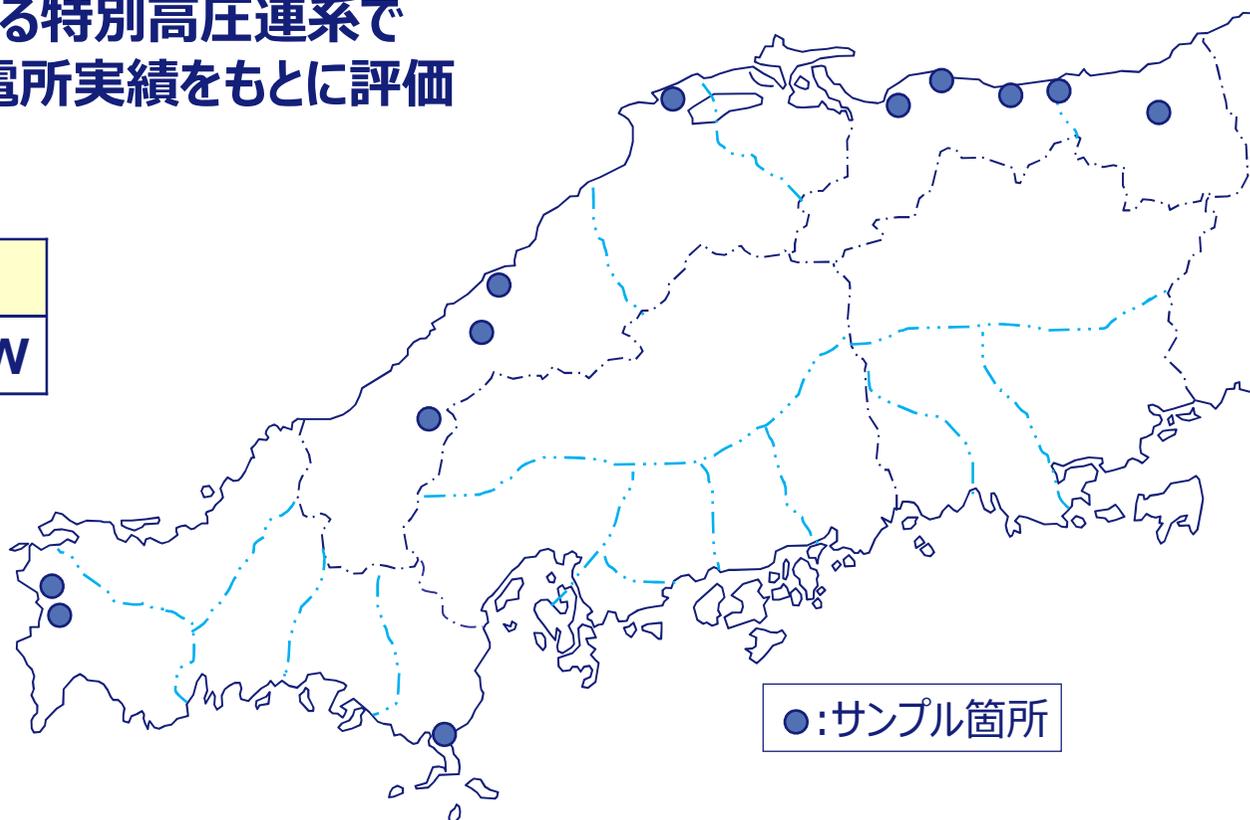
- ✓ 既設風力（特高）の出力実績をもとに，設備容量に対する出力比率を算定
- ✓ 太陽光の接続可能量算定時の風力の導入想定量は109万kW
- ✓ 導入想定量に出力比率を乗じて風力の出力を想定

○出力データ評価

発電出力を計測している特別高圧連系で
2,000kW以上の発電所実績をもとに評価

○対象箇所

サンプル数	設備容量
12箇所	33.0万kW



【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定（太陽光）

■太陽光出力の想定

- ✓中国エリアの20地点における日射量実測データまたは日射量推定データから地区ごとの太陽光出力を想定
- ✓各地区の太陽光出力を合成し，中国エリア分を想定

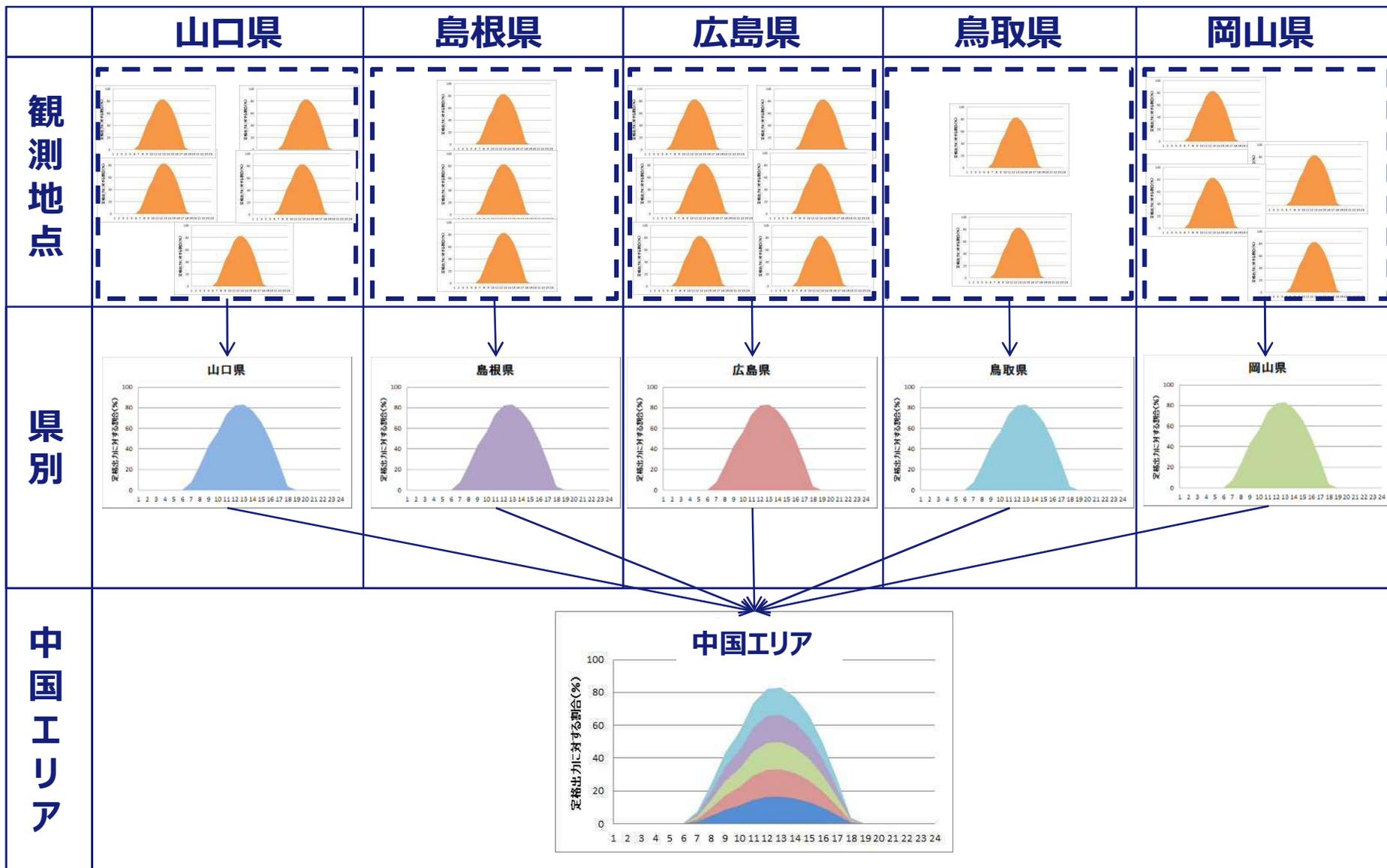
地区別観測地点数

山口	島根	広島	鳥取	岡山
5	3	6	2	4



【ステップ4】 検討断面における太陽光の出力想定イメージ

■観測地点データおよび市町村別導入実績から県別と中国エリア全体の出力を想定



【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定（バイオマス）

14

- 将来連系分として、接続契約申込済の案件を考慮することとし、2019年7月末時点の導入見込設備量（接続契約申込済）を織込※1
- 中国地方は民有林が広範囲に分布しており、木材の利用が比較的容易であることから、FIT制度施行以降、バイオマスの申込みが増加している。

	接続見込量(万kW)	利用率(%)	供給力(万kW)
専焼※2	28.4	51.3※4	14.6
地域型※3	34.5	70.2	24.2
合計	62.9	61.7	38.8

※1 バイオマスは混焼バイオマスを含まず、将来分は専焼バイオマスと地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定

※2 専焼バイオマスの既設設備の供給力は事業者と合意した最低出力とし、導入見込設備の供給力は50%まで抑制した出力として算定

※3 地域資源バイオマスの既設設備の利用率は2018年度の実績利用率を採用し、導入見込設備の利用率は80%（コスト等検証委）で算定

※4 事業者と合意した最低出力を踏まえ想定した利用率は50%を超過したものの、50%以下となるよう今後も協議を継続

【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制）

- 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を考慮し、安定供給に支障の無い範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制
- 電源Ⅲ火力は、設備の保全維持の問題が生じない出力※1まで抑制
(考慮事項)
 - ✓ LFC調整力を確保
 - ✓ LNGについては、BOG(Boil off Gas)消費のために必要な発電機を運転
 - ✓ 再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保
- 最小需要日※2（2018年5月20日）13時の火力発電出力は次ページのとおり

※1 事業者と合意した最低出力

（ただし自家発電事業者は、軽負荷期の実績から算出した想定出力）

※2 GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12～13時の1時間平均）が最小となる日

【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制） [電源Ⅰ・Ⅱ]

■ 設備仕様と最小需要日（2018年5月20日）13時の想定出力

(万kW)

発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	備考
玉島	2	石油	35	10.5	12	0	-
	3		50	12.5	15	0	-
下関	2		40	8	10	0	-
水島 ^{※1}	1	LNG (コンバインド)	28.5	14	14	17.3	LFC調整力
柳井 ^{※1} ^{※2}	1		12.5×6機	4.0×6機	8.5×6機	0	-
	2		19.8×4機	8.0×4機	12.0×4機	15.4×2機	LFC調整力
水島	3	LNG (コンベンショナル)	34	10.5	14	0	-
玉島	1		35	10.5	12	0	-
三隅	1	石炭	100	30	30	30	最低
水島	2		15.6	6.3	6.3	0	-
下関	1		17.5	9.0	9.0	0	-
新小野田	1		50	15	15	0	-
	2		50	15	15	0	-

※1 BOG消費のため運転が必要な発電機

※2 認可出力は、1号系列・2号系列の合計で140万kW

【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制） [電源Ⅲ]

■ 設備仕様と最小需要日（2018年5月20日）13時の想定出力

【自社】

(万kW)

発電所	燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	備考	
岩国	2	石油	35	7	—	0	—
	3	石油	50	9	—	0	—
下松	3	石油	70	21	—	0	—

【その他火力等※1】

	最大受電	想定出力
火力	137.3	67.4※2
自家発	144.0	21.5※3

※1 混焼バイオマスを含む

※2 事業者と合意した最低出力

※3 2019年度GW期間中の最軽負荷日の13時における自家発事業者の出力実績に対して、事業者と合意した最低出力まで出力抑制指示を行った場合の想定出力

【ステップ5】 回避措置（揚水式水力揚水運転，需給バランス改善用蓄電池の充電※）

※現時点では需給バランス改善用蓄電池の導入実績なし

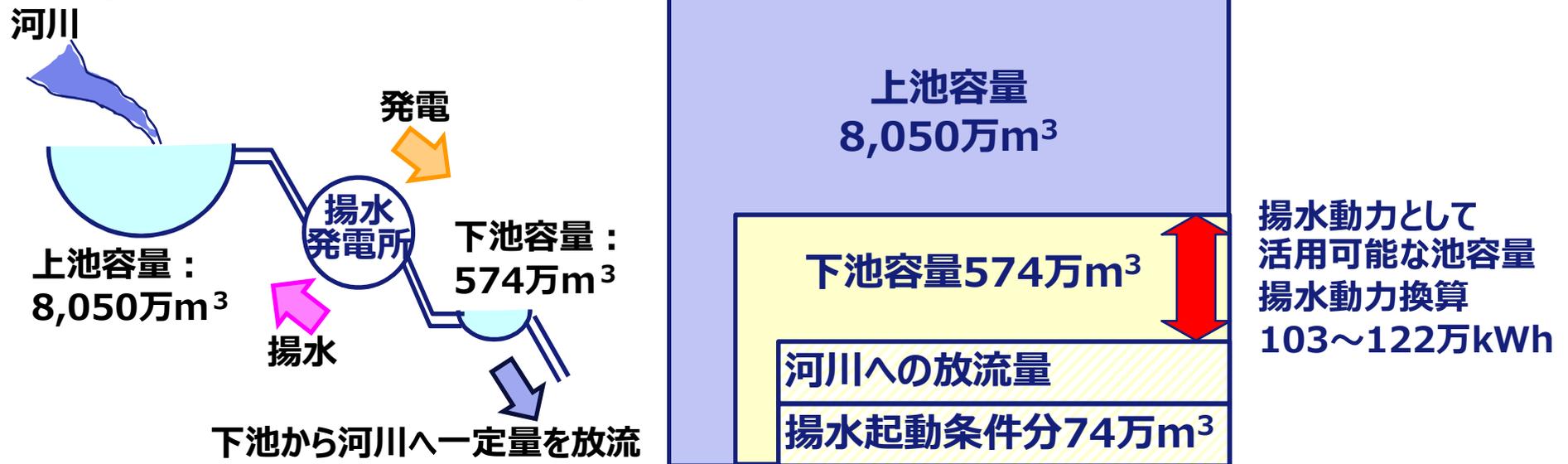
- 補修作業・計画外停止を考慮し，揚水1台（30万kW）の停止を前提に，揚水動力を最大171万kW織込み（201万kW－30万kW）
- 揚水の活用にあたっては，以下の制約を考慮
 - ✓【kW制約】 下げ代が確保できること
 - ✓【kWh制約】 揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること
（週間運用を考慮（休日の揚水分を平日に発電））

	設備仕様	備考
発電出力合計（万kW）	212.5	
揚水動力合計（万kW）	201	
揚水動力換算容量 （万 kWh）	1,723~ 1,742	俣野川 : 1,170万kWh÷30万kW = 39h 南原 : 450万kWh÷30万kW = 15h 新成羽川 : 103~122万kWh÷ 7万kW = 15~17h
設備仕様の内訳（万 kW） （発電出力／揚水動力）	俣野川 1G~4G (30 / 30) 南原 1G~2G (31 / 30) 新成羽川 2G~4G (7.6 / 7) (1G : 発電専用 (7.7 / -))	

	揚水稼働台数
稼働台数 / 全台数	俣野川・南原 : 5台 / 6台, 新成羽川 : 3台 / 3台

- 新成羽川発電所は，混合揚水（自流分を含む揚水）であり，以下を考慮した運用が必要
 【運用にあたり考慮すべき事項】
 - 上池に比べて，下池の容量が極端に小さい
 - 灌漑・工業用水等の確保のため，一定量を河川へ放流することが必要
- 短時間であれば揚水動力として期待できるものの，下池容量の全量を揚水動力として期待することはできない
 ⇒ 使用できる新成羽川揚水の池容量は，河川への放流分等を控除

【新成羽川揚水発電所の概要】



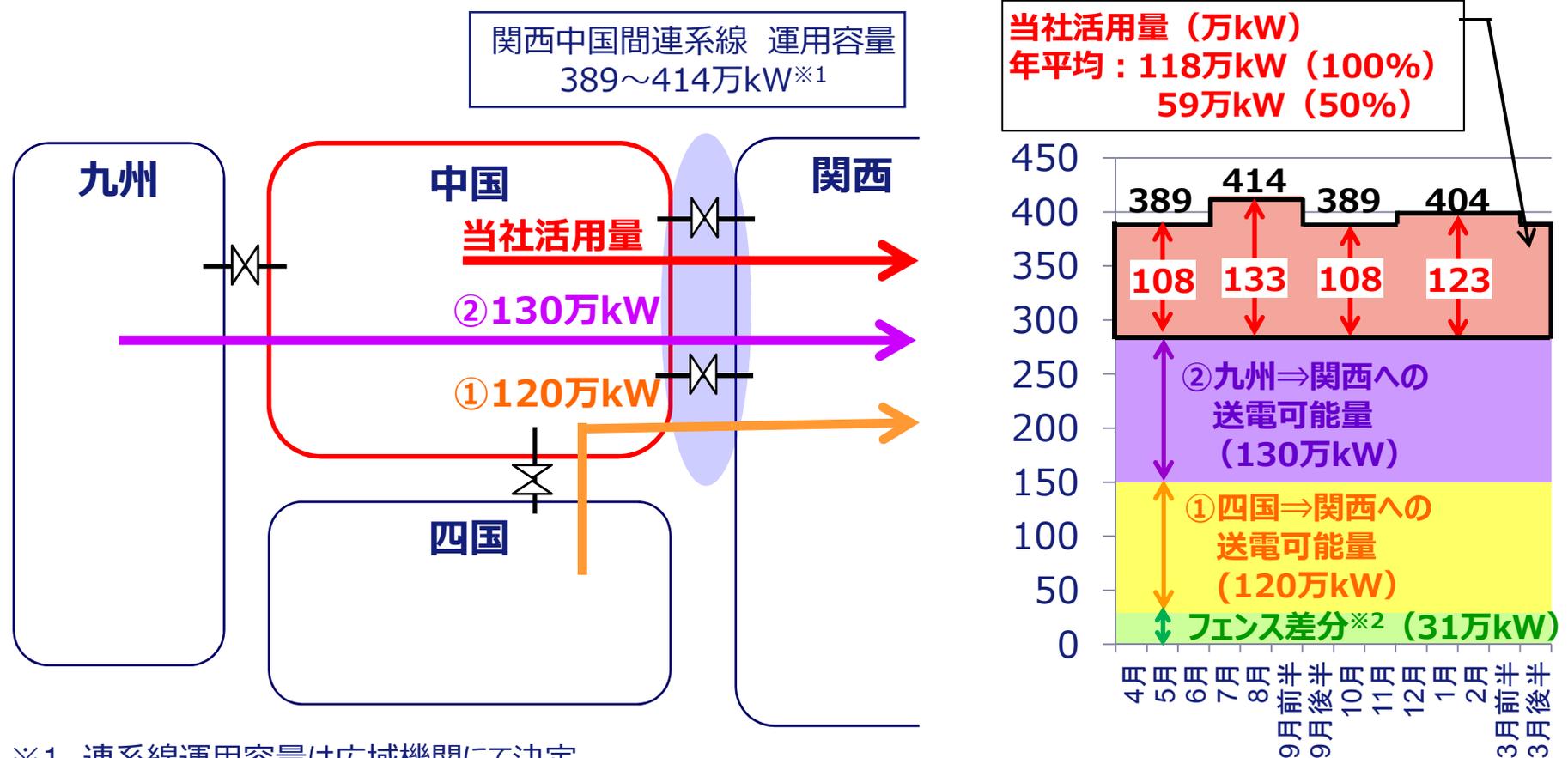
新成羽川揚水発電所の各月の揚水動力換算容量

(万kWh)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
122	122	122	122	114	116	113	105	103	104	112	122

【ステップ5】 回避措置（連系線の活用）

- 間接オークションの対象となる容量を踏まえ、関西中国間連系線の運用容量から、フェンス差分を控除した値とする。
- ただし、当社は立地的に中継会社のため、他エリア間の送電可能量を控除した値に対して、0%、50%および100%を当社活用量として算定する。



※1 連系線運用容量は広域機関にて決定

(https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2018/190301_20192028unyouyouryou_henkou.html)

※2 関中フェンス潮流に影響を与える中国エリア内の潮流変動分

【参考】関西中国間連系線の運用

【出典】2018年度 第2回運用容量検討会 資料2-1

関中フェンス潮流の管理方法の見直し案（まとめ）

6

- 間接オークション導入（平成30年10月1日）以降は、前々日～実受給まで、フェンス潮流が運用容量を超過しないよう、フェンス差分の枠を事前に確保した運用とする
- フェンス差分の設定値（31万kW）は、実運用開始後に過不足がなかったか、運用容量検討会において、定期的に検証し、必要により見直しする
- 長期～週間断面については、同様の対応ができるよう今後検討

	前々日	前日～実受給	
フェンス差分の設定先	フェンス差分欄 ※広域機関システム新設	—	中国電力が実施するフェンス潮流計算結果の内数として設定
設定値	31万kW（西播東岡山線作業時については18万kW）		
空容量	運用容量－フェンス差分		運用容量－フェンス潮流計算結果
	<p>運用容量</p> <p>この範囲内で経過措置計画策定</p> <p>この範囲内でスポット約定処理</p> <p>空容量</p> <p>フェンス潮流計算結果（内数）</p> <p>以降のフェンス潮流計算のベース値</p> <p>前々日</p> <p>前日10時頃</p> <p>前日15時頃</p> <p>前日17時以降</p> <p>実受給</p>		

【参考】 昼間最小需要日の需給バランス

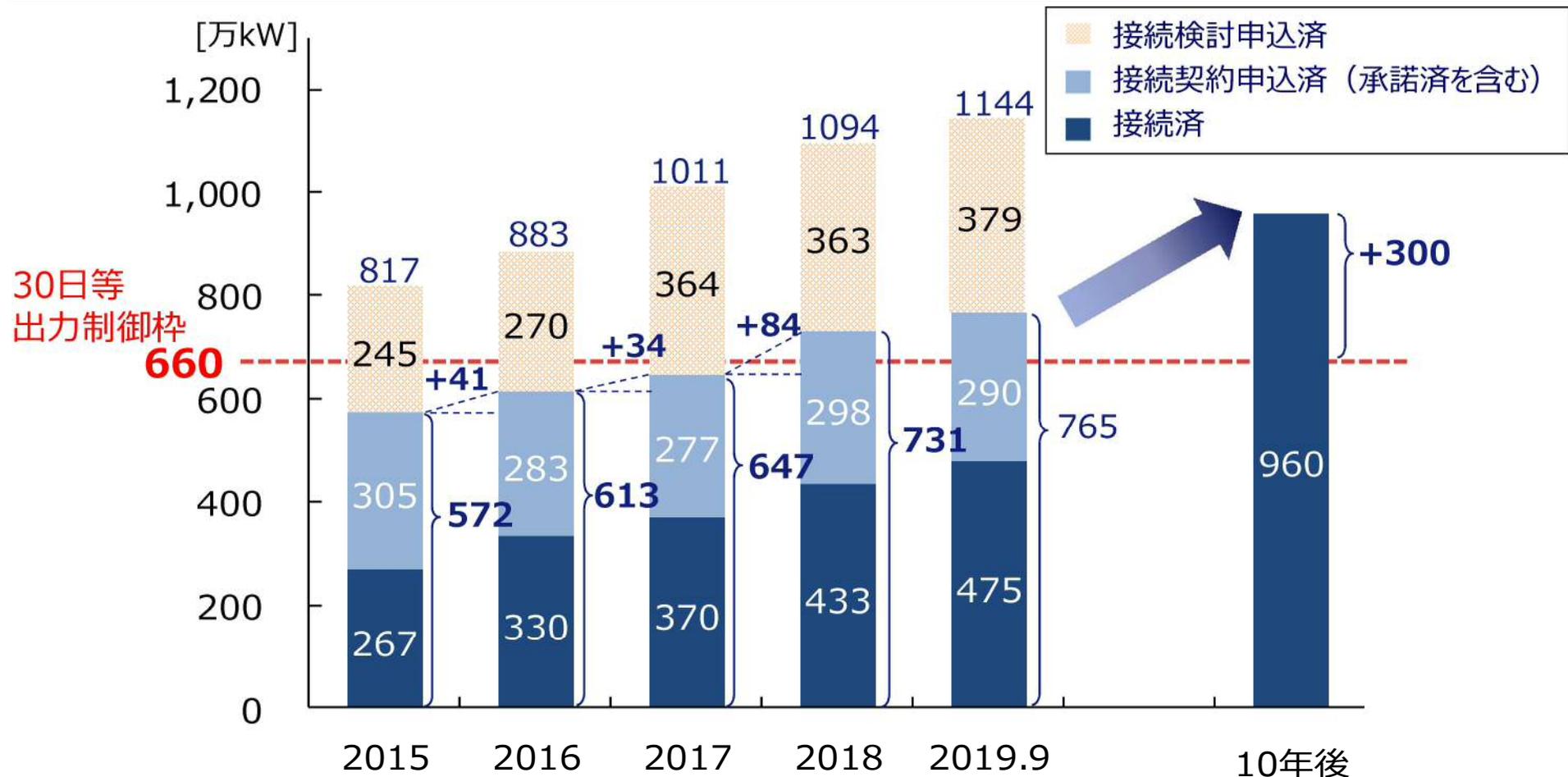
【最小需要日（2018年5月20日）の需給バランス】

(万kW)

				連系線活用0%		連系線活用100%		
				13時	20時	13時	20時	
需要				504.8	614.3	504.8	614.3	
供給力	電源Ⅰ・Ⅱ	石油	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
		LNG	水島1		17.3	17.3	17.3	17.3
			柳井2		15.4×2	15.4×2	15.4×2	15.4×2
		石炭	三隅		30.0	32.2	30.0	32.2
			新小野田1		0.0	15.0	0.0	15.0
			新小野田2		0.0	15.0	0.0	15.0
		計			78.1	110.3	78.1	110.3
	電源Ⅲ	自家発	-	21.5	21.5	21.5	21.5	
		その他火力	-	67.4	67.4	67.4	67.4	
		計			88.9	88.9	88.9	88.9
	再エネ	太陽光	-	581.5	0.0	581.5	0.0	
		風力	-	37.3	16.2	37.3	16.2	
		一般水力	-	31.7	70.6	31.7	70.6	
		地熱	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
		バイオマス	-	38.8	38.8	38.8	38.8	
		計			689.3	125.6	689.3	125.6
	原子力				174.6	174.6	174.6	174.6
揚水				▲ 171.0	114.9	▲ 171.0	114.9	
連系線活用				0.0	0.0	▲ 108.0	0.0	
再エネ出力制御				▲ 355.1	0.0	▲ 247.1	0.0	
供給力計				504.8	614.3	504.8	614.3	

5-1. 太陽光発電設備の導入量想定

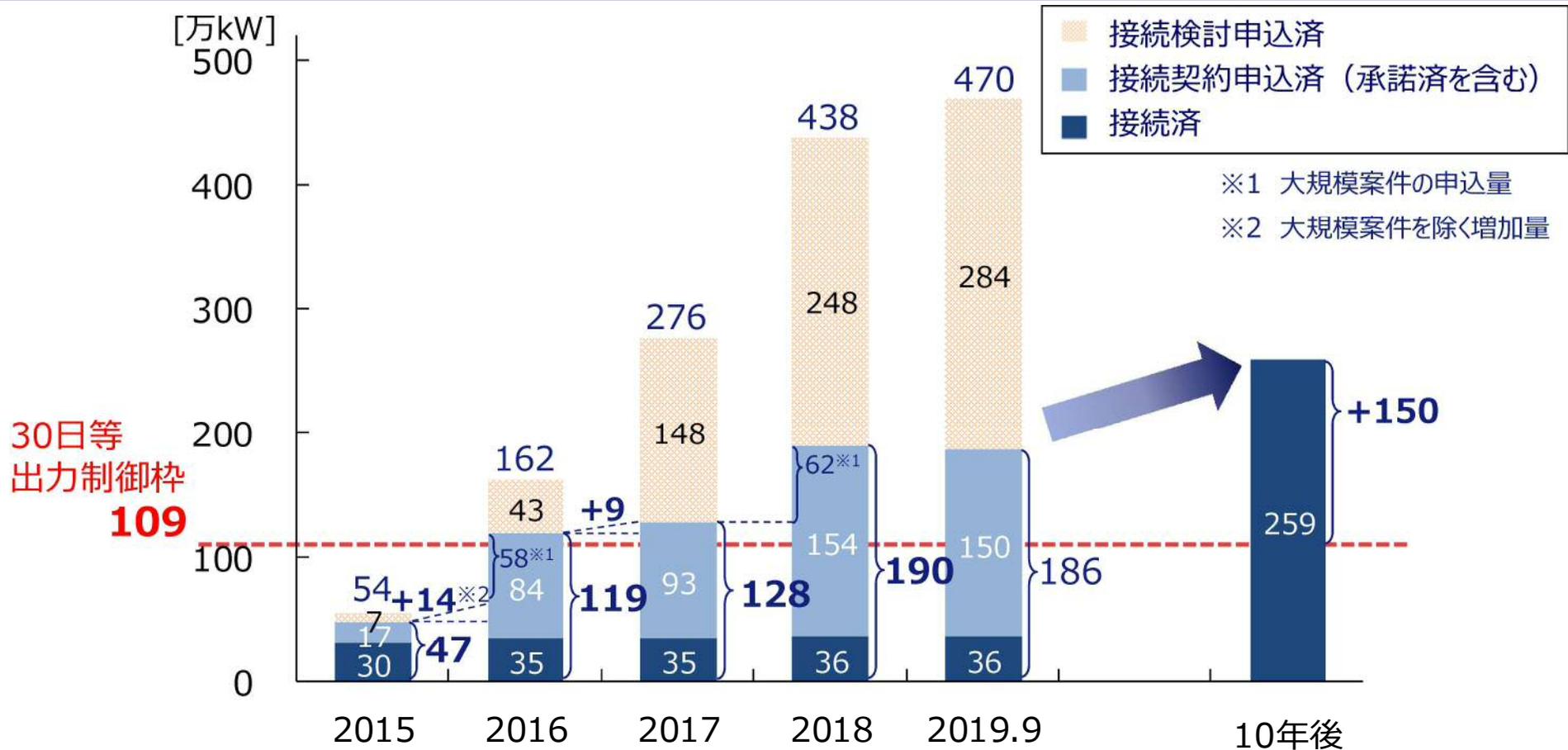
- 2019.9月末時点で接続済および接続契約申込済は約765万kW
- 2015年度からの伸び率は平均53万kW/年程度であるが買取価格の低下等も考慮し、10年後の指定ルール導入量を+300万kWとして算定



(注) 2015~2017データは非FIT除き, 2018および2019.9データは非FIT含み

5-2. 風力発電設備の導入量想定

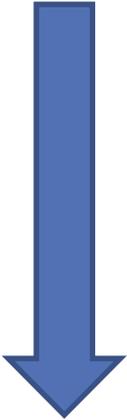
- 2019年9月末時点で接続済および接続契約申込済は約186万kW
- 2015年度から伸び率は、一部の大規模な申込を除くと平均10万kW/年程度となっているが、接続検討申込量が引続き増加傾向であることを考慮し、10年後の指定ルール導入量を+150万kWとして算定



(注) 2015～2017データは非FIT除き、2018および2019.9データは非FIT含み

【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

6-1. 出力制御見通し 算定結果（太陽光）

■ 指定ルール of 出力制御見通し※1

太陽光 [実績ベース方式 2016～2018年度平均（至近3カ年実績を基に算定）]

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量※2		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
	(%)	(万kW)				
+100	0%	(0)	738	51,336	146,054	34.8
	50%	(59)	276	20,985		14.3
	100%	(118)	175	13,673		9.3
+200	0%	(0)	914	123,508	292,109	42.1
	50%	(59)	440	64,403		21.9
	100%	(118)	253	38,511		13.1
+300	0%	(0)	1,062	209,118	438,163	47.6
	50%	(59)	631	132,741		30.1
	100%	(118)	354	78,500		17.9

※1 出力制御見通しは、一定の条件に基づいた試算結果であり、実際に発生する出力制御の時間数等については、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上限値として保証するものではない。

※2 () 内の値は年平均の連系線活用量（万kW）を示す。

6-2. 出力制御見通し 算定結果（風力）

■ 指定ルール of 出力制御見通し※1

風力

[実績ベース方式 2016～2018年度平均（至近3カ年実績を基に算定）]

指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量※2 (%) (万kW)		制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+50	0%	(0)	694	4,582	67,046	6.8
	50%	(59)	389	2,556		3.8
	100%	(118)	219	1,532		2.3
+100	0%	(0)	734	9,872	134,093	7.3
	50%	(59)	407	5,323		4.0
	100%	(118)	230	3,209		2.4
+150	0%	(0)	798	16,095	201,139	8.0
	50%	(59)	434	8,620		4.3
	100%	(118)	251	5,580		2.8

※1 出力制御見通しは、一定の条件に基づいた試算結果であり、実際に発生する出力制御の時間数等については、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上限値として保証するものではない。

※2 () 内の値は年平均の連系線活用量 (万kW) を示す。

【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（2018年度データ）

太陽光		【昼間最低負荷：505万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	連系線活用量 (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	960	65,346	150,708	43.4
	50%	(59)	307	22,818		15.1
	100%	(118)	194	15,002		10.0
+200	0%	(0)	1,090	145,149	301,416	48.2
	50%	(59)	508	73,024		24.2
	100%	(118)	279	41,883		13.9
+300	0%	(0)	1,206	235,513	452,124	52.1
	50%	(59)	738	152,836		33.8
	100%	(118)	390	84,749		18.7

※ 昼間帯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

【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（2017年度データ）

太陽光		【昼間最低負荷：533万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	連系線活用量 (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	916	63,765	146,688	43.5
	50%	(59)	310	23,864		16.3
	100%	(118)	203	15,985		10.9
+200	0%	(0)	1,038	140,708	293,376	48.0
	50%	(59)	518	76,542		26.1
	100%	(118)	284	43,795		14.9
+300	0%	(0)	1,152	227,797	440,064	51.8
	50%	(59)	725	153,760		34.9
	100%	(118)	402	90,418		20.5

※ 昼間帯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

【参考】太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（2016年度データ）

太陽光		【昼間最低負荷：563万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	連系線活用量 (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+100	0%	(0)	339	24,896	140,767	17.7
	50%	(59)	212	16,272		11.6
	100%	(118)	127	10,033		7.1
+200	0%	(0)	613	84,668	281,535	30.1
	50%	(59)	295	43,643		15.5
	100%	(118)	195	29,856		10.6
+300	0%	(0)	828	164,045	422,302	38.8
	50%	(59)	430	91,626		21.7
	100%	(118)	271	60,332		14.3

※ 昼間帯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

【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し（2018年度データ）

風力		【昼間最低負荷：505万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	連系線活用量 (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+ 50	0%	(0)	813	5,651	66,192	8.5
	50%	(59)	435	2,882		4.4
	100%	(118)	244	1,689		2.6
+ 100	0%	(0)	855	12,145	132,384	9.2
	50%	(59)	454	6,103		4.6
	100%	(118)	255	3,572		2.7
+ 150	0%	(0)	967	19,797	198,575	10.0
	50%	(59)	487	10,095		5.1
	100%	(118)	280	6,807		3.4

※ 昼間帯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

【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し（2017年度データ）

風力		【昼間最低負荷：533万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	連系線活用量 (万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+50	0%	(0)	782	5,321	69,727	7.6
	50%	(59)	458	3,081		4.4
	100%	(118)	267	1,856		2.7
+100	0%	(0)	836	11,523	139,454	8.3
	50%	(59)	470	6,311		4.5
	100%	(118)	273	3,840		2.8
+150	0%	(0)	897	18,533	209,181	8.9
	50%	(59)	507	10,037		4.8
	100%	(118)	304	6,319		3.0

※ 昼間帯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

【参考】風力発電の指定ルール分 出力制御見通し（2016年度データ）

風力		【昼間最低負荷：563万kW※】				
指定ルールの設備量 (万kW)	連系線活用量 (%)	(万kW)	制御時間 (時間)	A. 制御電力量 (万 kWh)	B. 制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B)制御率 (%)
+50	0%	(0)	486	2,773	65,220	4.3
	50%	(59)	275	1,704		2.6
	100%	(118)	147	1,051		1.6
+100	0%	(0)	510	5,948	130,440	4.6
	50%	(59)	297	3,554		2.7
	100%	(118)	161	2,215		1.7
+150	0%	(0)	529	9,956	195,661	5.1
	50%	(59)	309	5,727		2.9
	100%	(118)	168	3,613		1.8

※ 昼間帯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

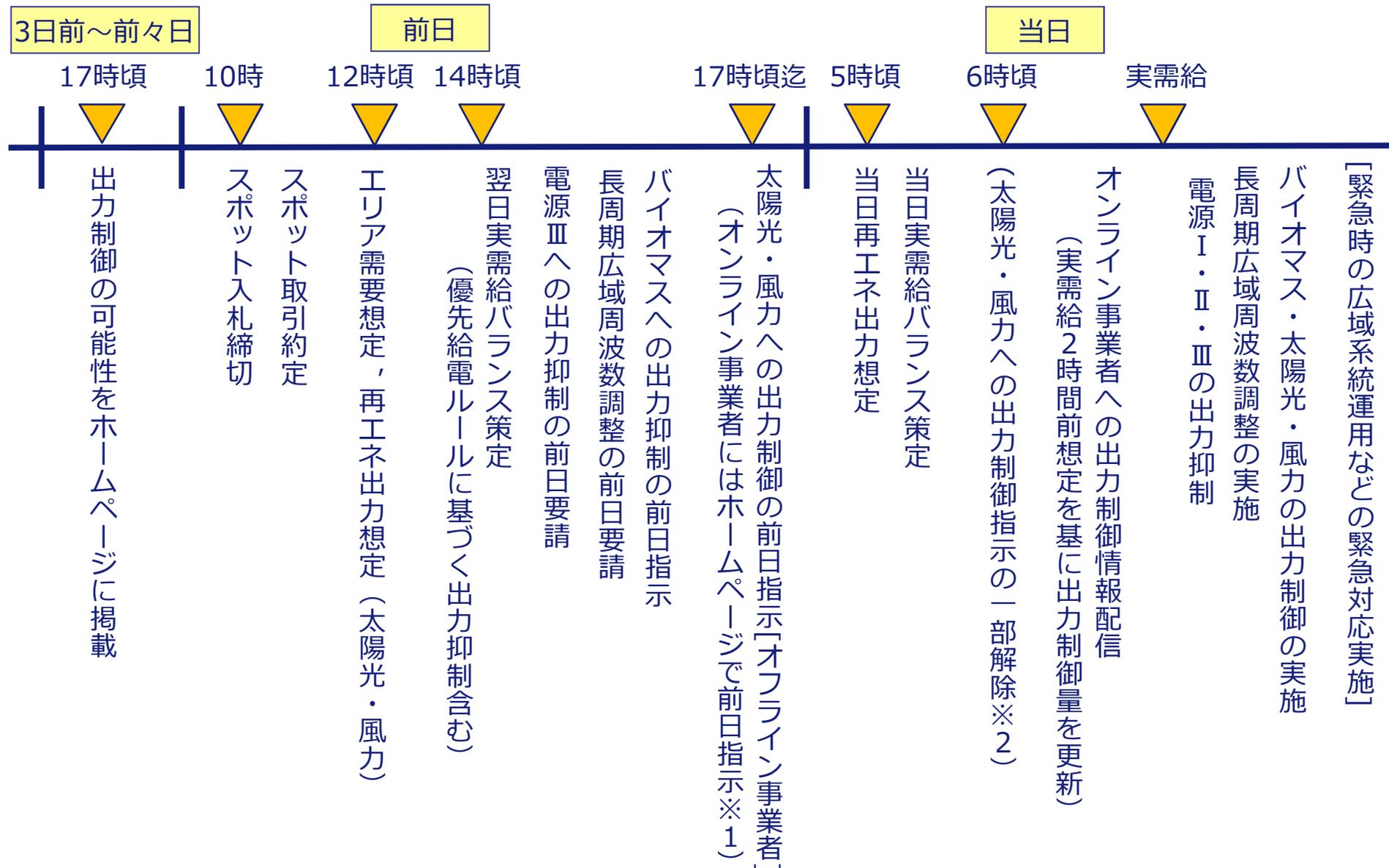
(空白)

再生可能エネルギーの出力制御に係る 運用の基本的考え方について

2019年12月5日
中国電力株式会社

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール
2. 出力制御量算定と配分の考え方
3. 出力制御対象者選定の考え方
4. 関西中国間連系線の活用方策

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール



※1：オンライン事業者には、前日にホームページで出力制御の実施可能性を公表することにより前日指示を行う

※2：出力制御解除可能と判断した場合は、当日可能なオフライン特高事業者のみ出力制御指示を解除

2. 出力制御量算定と配分の考え方

<出力制御量算定の基本的な考え方>

○需給前日

- 再生可能エネルギー（以下、再エネ）の出力制御指示は、FIT法施行規則に基づき、前日に行う。
- 出力制御量については、前日12時時点で想定したエリア需要や再エネ出力をもとに、優先給電ルールに基づき、火力等の出力抑制や揚水発電所の揚水運転、地域間連系線の活用等を最大限考慮したうえで算定する。
- 実需給断面において再エネ出力が想定値を上回った場合、出力制御量が不足しないよう、「想定誤差」を考慮したうえで出力制御量を算定する。
- 想定誤差は、出力制御量の低減の観点から、過去3年分の「平均誤差相当」を適用する。
- 当日、オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、平均誤差以上の値を適用する。

○需給当日

- 当日の運用では、適宜、実需給2時間前（※）にエリア需要や再エネ出力の想定値を見直し、出力制御量を更新する。

※ オンライン制御は実需給30分前～1時間前までに出力制御量を送信するが、需給バランス策定に要する時間等を考慮し、2時間前に見直しを実施。

2. 出力制御量算定と配分の考え方

<想定誤差の織り込み量>

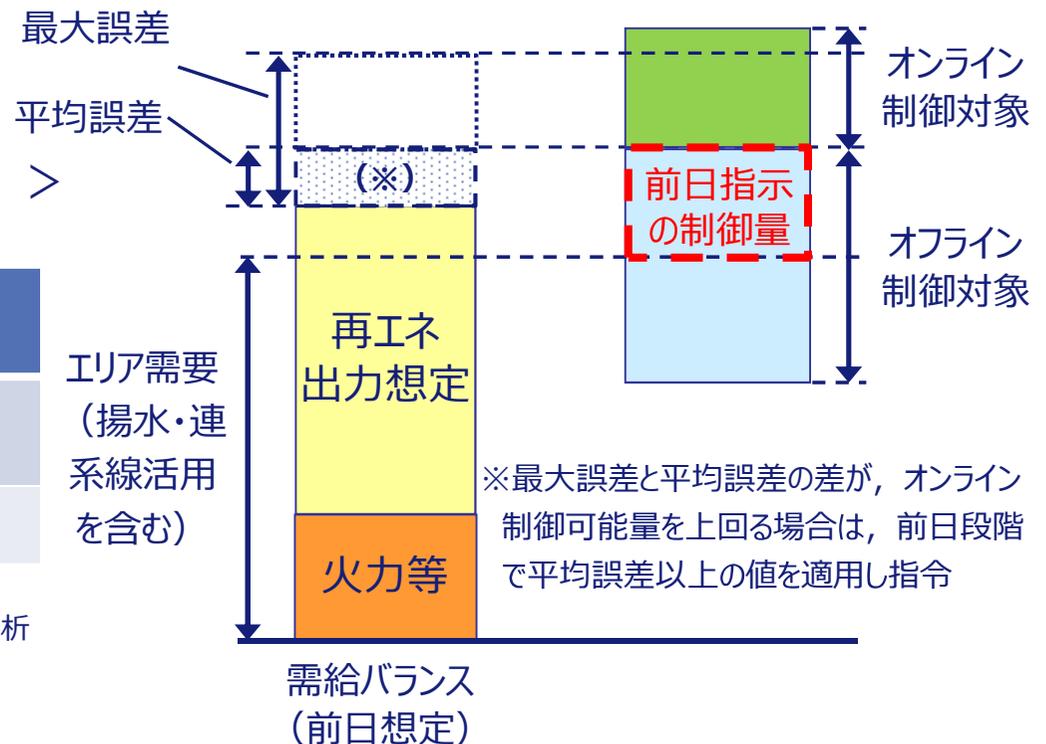
- 前日におけるエリア需要や再エネ出力の想定値と実績との誤差については、気象予報の誤差の影響等により、最大で約260万kW（※1,2）となる場合がある。
- 出力制御量低減のため、想定誤差量は小さい方が望ましいが、実需給段階において再エネ出力が上振れた際、オンライン制御可能量が不足する場合がある。
- このため、需給バランス策定時において、最大誤差と平均誤差の差が当日のオンライン制御可能量を上回る場合は、至近の類似日における誤差実績等も踏まえ、前日において平均誤差以上の値を適用し、オフライン制御量を配分する。

<太陽光・風力の前日想定と実績との誤差（※1,2）> （上振れ方向）

太陽光・風力発電出力および需要の合成誤差 （春季4月～6月）	
各月最大値	最大誤差 – 平均誤差 の各月最大値
190～260万kW	100～180万kW

※1 2018年度の前日12時時点における想定値（11～14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析

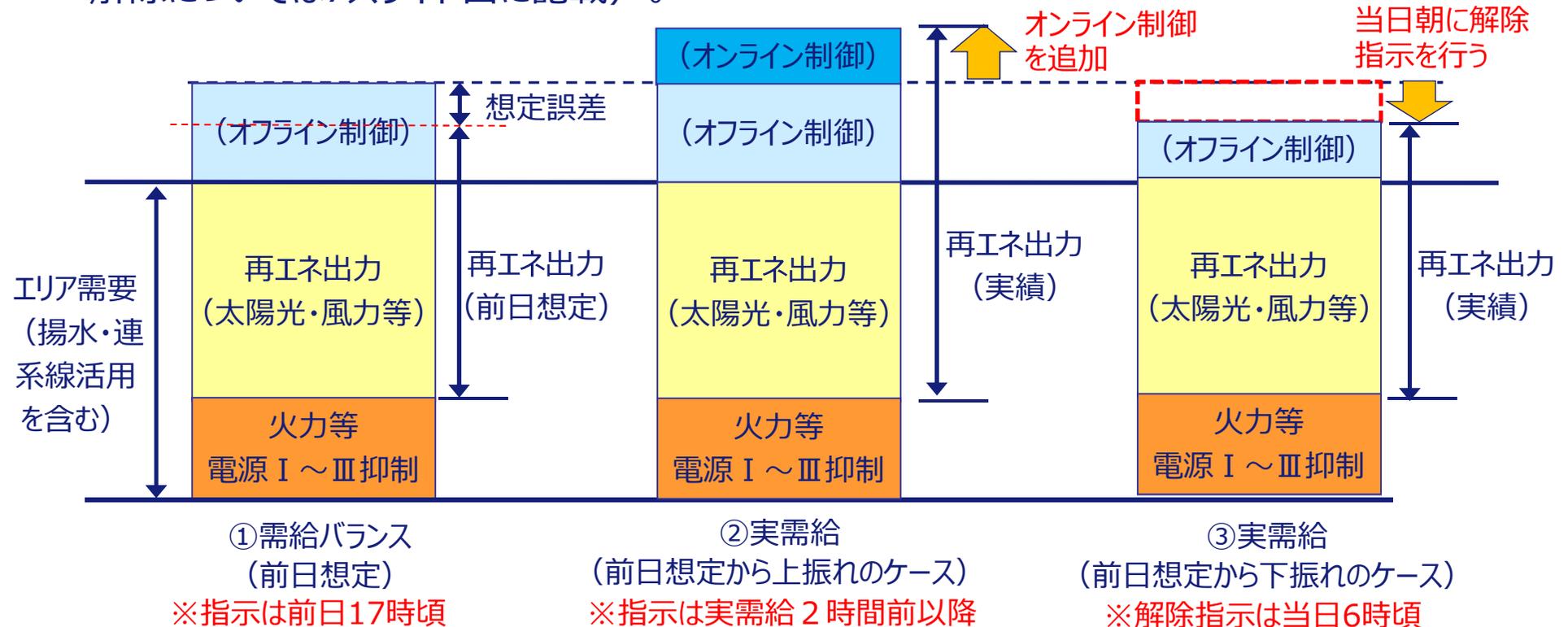
※2 太陽光660万kWおよび風力109万kW導入時に換算した値（導入量は30日等出力制御枠の値）



2. 出力制御量算定と配分の考え方

＜出力制御量配分の考え方＞

- ① 前日14時頃に策定した翌日需給バランスに基づき、算定した出力制御量をオフライン制御に配分する。
- ② 当日の運用において、想定誤差以上の再エネ出力の上振れが見込まれる場合は、実需給2時間前以降、オンライン制御の追加で対応する。
- ③ 当日朝の需給バランス見直しにおいて、再エネ出力の下振れ等が想定され、下げ調整力の増加が見込まれる場合は、オフライン制御の一部解除を行う（オフライン制御の一部解除については7スライド目に記載）。



(参考) 前日および当日想定と実績の誤差(平均, 最大)

<前日(12時)想定との誤差実績 (上振れ想定) >

上段：平均誤差, (下段)：最大誤差[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90%~>	38 (105)	22 (43)	18 (45)	27 (43)	44 (117)	29 (69)	17 (51)	7 (19)	21 (46)	50 (104)	31 (48)	22 (61)
中出力帯① <67.5~90%>	80 (216)	89 (192)	58 (131)	74 (163)	57 (232)	57 (119)	51 (177)	48 (128)	63 (117)	80 (161)	49 (140)	74 (163)
中出力帯② <45~67.5%>	122 (252)	85 (185)	84 (201)	112 (242)	124 (259)	97 (232)	68 (178)	65 (176)	86 (209)	70 (185)	129 (267)	123 (249)
低出力帯① <22.5~45%>	111 (253)	69 (142)	83 (264)	104 (224)	104 (214)	55 (106)	66 (201)	103 (202)	103 (207)	105 (284)	132 (265)	114 (343)
低出力帯② <~22.5%>	69 (107)	29 (59)	34 (75)	104 (239)	68 (144)	27 (63)	48 (125)	44 (123)	83 (239)	97 (249)	109 (298)	52 (111)

< 2時間前想定との誤差実績 (上振れ想定) >

上段：平均誤差, (下段)：最大誤差[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90%~>	29 (72)	16 (42)	21 (39)	8 (28)	35 (79)	27 (46)	10 (33)	20 (29)	24 (41)	39 (90)	7 (19)	27 (54)
中出力帯① <67.5~90%>	34 (75)	24 (65)	20 (57)	14 (30)	36 (139)	37 (103)	27 (59)	35 (103)	21 (76)	51 (136)	63 (134)	46 (150)
中出力帯② <45~67.5%>	34 (112)	61 (171)	37 (100)	18 (65)	58 (192)	38 (97)	33 (149)	36 (114)	48 (121)	59 (155)	70 (162)	65 (190)
低出力帯① <22.5~45%>	52 (110)	41 (165)	52 (142)	66 (139)	62 (153)	45 (120)	54 (168)	51 (126)	52 (130)	58 (152)	41 (169)	82 (250)
低出力帯② <~22.5%>	3 (12)	20 (43)	20 (50)	44 (141)	137 (163)	34 (90)	24 (62)	33 (98)	33 (93)	25 (72)	30 (69)	38 (122)

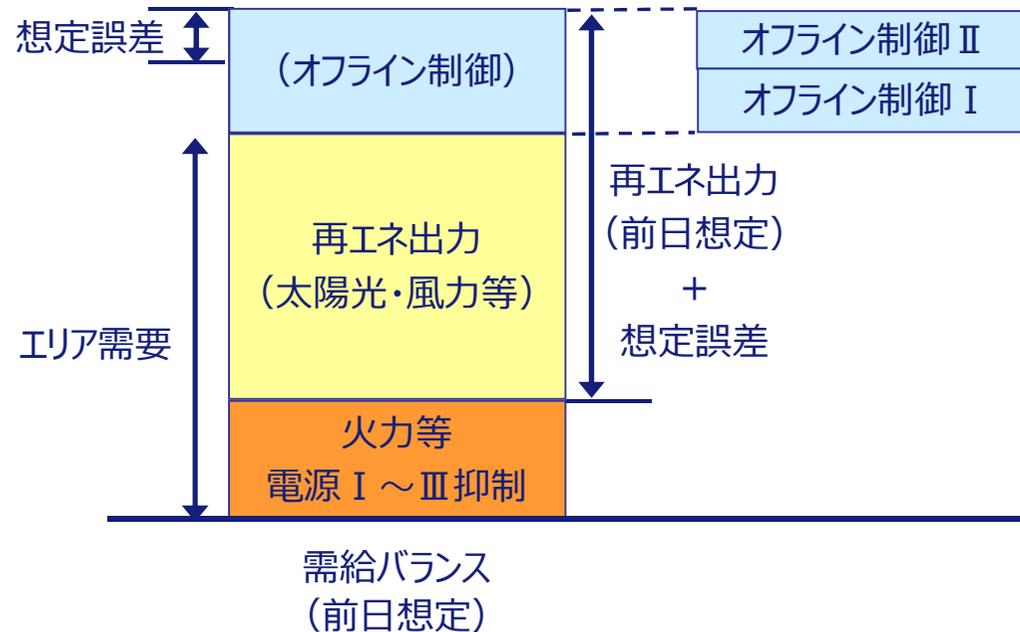
<>は月間最大出力に対する出力率を示す。太陽光・風力の誤差は30日等出力制御枠660万kW, 109万kWで換算。

データ収集期間：2017年4月~2019年3月

2. 出力制御量算定と配分の考え方

＜オフライン制御への制御量配分と一部解除の考え方＞

- オフライン制御量は，設備容量比率を考慮したうえでオフライン制御Ⅰとオフライン制御Ⅱに配分する。
- 当日朝6時時点において，エリア需要および再エネ出力想定を見直した結果，下げ調整力が増加し出力制御量の減少が見込まれる場合には，オフライン制御Ⅱの制御指示を解除する。
- オフライン制御Ⅱは，オフライン制御Ⅰに比べ，当日解除により制御日数が減少するが，次回出力制御実施時において優先的に配分するなど，年間でオフライン制御Ⅰ・Ⅱ間の制御日数が均等になるようにする。



《オフライン制御Ⅰ》

オフラインの出力制御対象の高圧事業者およびオフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できないもの。

《オフライン制御Ⅱ》

オフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除に対応できるもの。

3. 出力制御対象者選定の考え方

<事業者単位での制御>

➤ 公平な出力制御を行うため、適用ルール・制御方法別に分類し、事業者単位で輪番に出力制御を行う。

分類	ルール	全設備量	出力制御対象設備量		制御方法の取扱い分類	
太陽光	旧ルール	30日等出力制御枠 660万kW	500kW以上	235万kW	(旧ルール・オフライン) A1事業者 A2事業者 A3事業者	
			(当面,出力制御対象外) 500kW未満	164万kW		
	新ルール		10kW以上	212万kW	(旧ルール・オンライン) B1事業者 B2事業者 B3事業者	
			(当面,出力制御対象外) 10kW未満※1	49万kW		
	指定ルール		超過分300万kW	10kW以上	241万kW	(新ルール・オンライン) C1事業者 C2事業者 C3事業者
				(当面,出力制御対象外) 10kW未満	59万kW	
※1 H27.1.26~3.31接続申込みの10kW以上50kW未満含む					(指定ルール・オンライン) D1事業者 D2事業者 D3事業者	

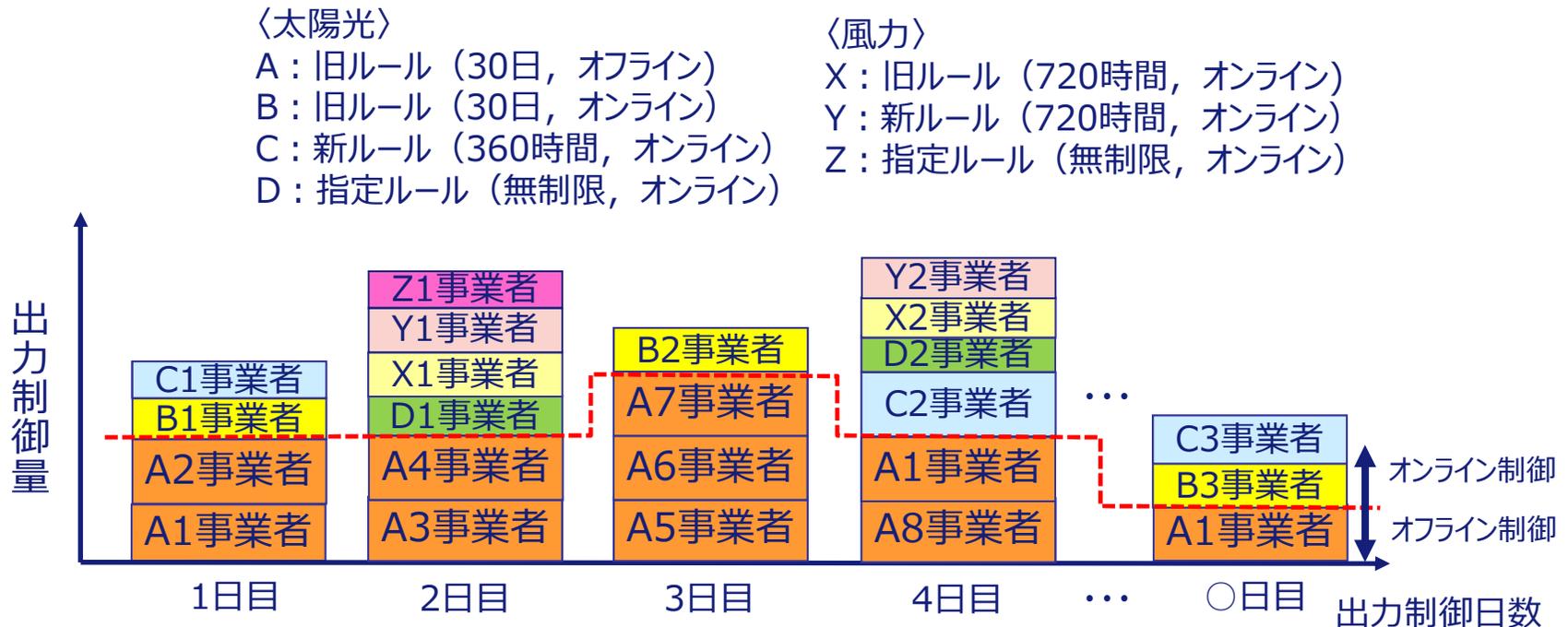
分類	ルール	全設備量	出力制御対象設備量		制御方法の取扱い分類	
風力	旧ルール	30日等出力制御枠 109万kW	500kW以上	47万kW	(旧ルール・オンライン※3) X1事業者 X2事業者 X3事業者	
			(当面,出力制御対象外) 500kW未満	0万kW		
	新ルール		20kW以上	62万kW	(新ルール・オンライン) Y1事業者 Y2事業者 Y3事業者	
			(当面,出力制御対象外) 20kW未満	0万kW		
	指定ルール		超過分150万kW	全て対象	150万kW	(指定ルール・オンライン) Z1事業者 Z2事業者 Z3事業者

※3 JWPA方式（部分負荷制御考慮時間管理）への移行により、全てオンライン化していることを想定

3. 出力制御対象者選定の考え方

〈年間計画において、事業者の出力制御が30日・360時間・720時間を超過しない見込みの場合〉

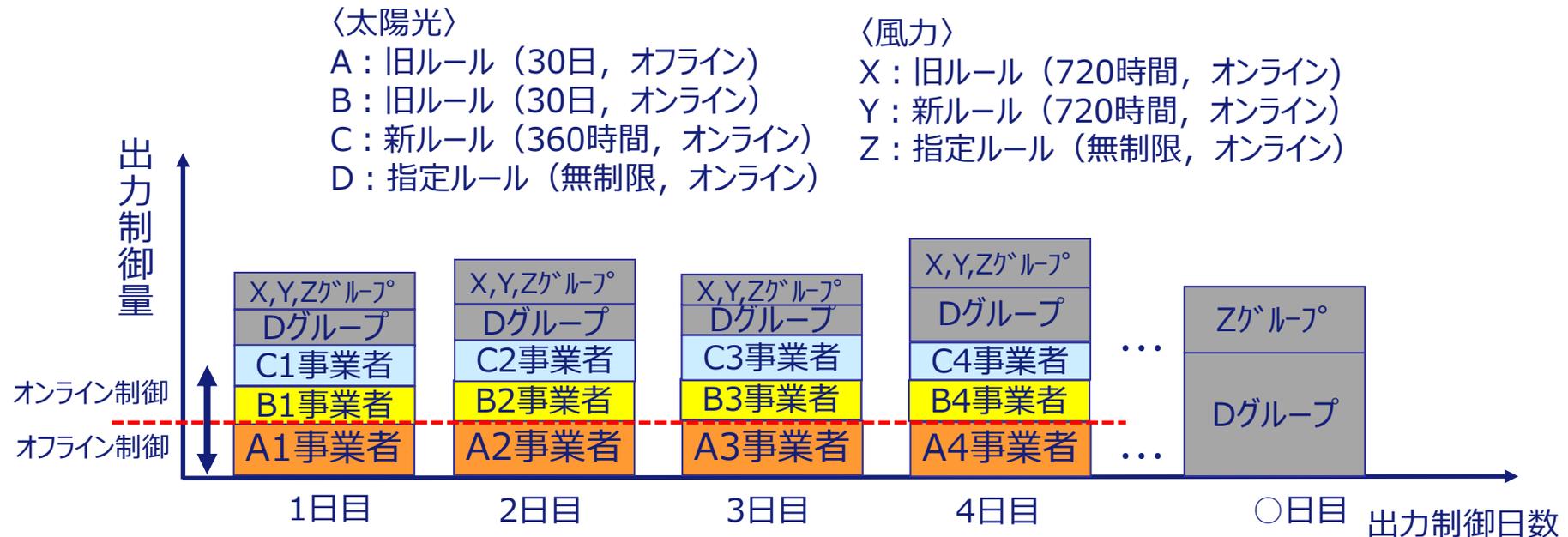
- オフラインまたは、オンライン各事業者の出力制御が30日・360時間・720時間を超過しない見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止，オンライン太陽光（B,C,D）は必要な時間，停止とする。（制御方法の取扱い分類毎に順番に停止）
 - ✓ 風力（X,Y,Z）の出力制御は，オンライン太陽光と同様，必要な時間，停止とする。（制御方法の取扱い分類毎に順番に停止）
 - ✓ オフライン事業者間，オンライン事業者間で出力制御日数が公平となるように順番に制御する。（オンライン事業者とオフライン事業者間の制御日数調整は行わない）



3. 出力制御対象者選定の考え方

＜年間計画において、事業者の出力制御が30日・360時間・720時間を超過する見込みの場合＞

- オフラインまたは、オンライン各事業者の出力制御が30日・360時間・720時間を超過する見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止、旧・新ルール of オンライン太陽光(B,C)は必要な時間、停止とする。指定ルール太陽光（D）は一律による部分制御を行う。
 - ✓ 風力事業者（X,Y,Z）の出力制御については、部分考慮時間による一律制御を行う。
 - ✓ 旧・新ルール of 太陽光事業者（A,B,C）および旧、新ルール of 風力事業者（X,Y）の出力制御を、出力制御上限（30日、360時間、720時間）まで最大限活用したうえで、更なる余剰に対して指定ルール太陽光・風力事業者（D,Z）の出力制御を行う。



4. 関西中国間連系線の活用方策

＜関西中国間連系線の活用方策＞

- 関西中国間連系線の運用容量を最大限活用して以下の取り組みを行い、再エネ出力制御量の低減を図る。
 - ① 前日スポット取引により再エネを中国エリア外に送電する。
 - ② 前日スポット取引約定後、中国エリア外に送電する火力を抑制し、再エネで補給する。
 - ③ 前日12時時点で連系線に空容量がある場合、電力広域的運営推進機関に要請し、長周期広域周波数調整を行う。

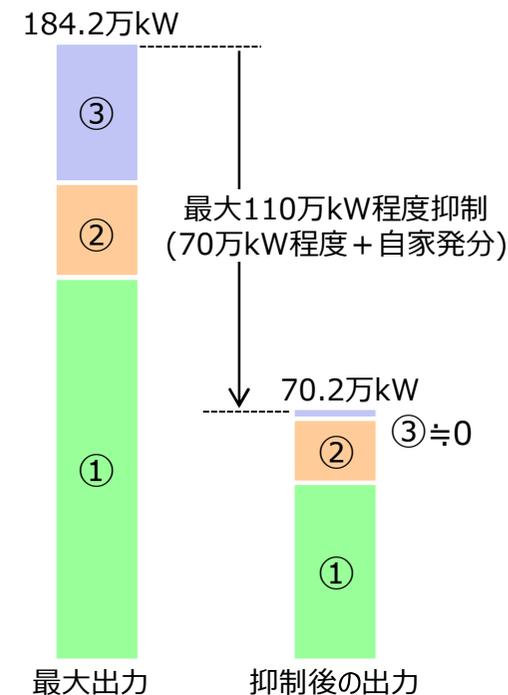
(参考①) 電源Ⅲ等の出力抑制に関する事業者対応

- 中国エリア内の電源Ⅲ等の発電者（42箇所 ※¹）に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請。
- 出力抑制指令時の最低出力の引下げについて、系統連系に係る技術要件の改正を踏まえ、リプレースなどの設備改修時に抑制対応に必要な機能実装を求めるなど、引き続き発電者と協議を行っていく。

<事業者と申し合せた出力抑制対応>

種別	抑制時の出力		発電者 [箇所数]	受電地点の出力 [万kW]	
				最大出力	抑制時出力
事業用	① 定格出力の50%以下	電源Ⅲ	5	111.1	51.3
		専焼バイオマス	4	2.8	1.4
	② 定格出力の50%超過	電源Ⅲ	3	26.3	16.2
		専焼バイオマス	4	2.0	1.3
小計			16	142.2	70.2
自家発 ※ ²	③ 逆潮流なし（または 定格出力の50%以下）		15	42.0 ※ ⁴	原則 逆潮流なし ※ ⁵
		可能な限り抑制 ※ ³	11		
	小計		26		
出力抑制対象 合計			42	184.2	70.2

<出力抑制量のイメージ>



※¹ 地域資源バイオマスであって、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発電者（30箇所）は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。
 ※² 自家発事業者については、操業への影響などの個別事情から、多少の逆潮は不可避であるものの、可能な限り抑制対応する運用を要請
 ※³ 逆潮流なし（または定格出力の50%以下）の対応が困難な自家発事業者（11箇所）とは、操業への影響など個別事情を踏まえ、最低出力引き下げ協議を継続
 ※⁴ 契約上の最大逆潮流の合計224万kW程度に対して、軽負荷期における逆潮流を想定した値（2019GW実績相当）
 ※⁵ 自家発事業者と協議・申し合せた内容から、軽負荷期の逆潮想定値に対して出力抑制指令した場合における「不可避な逆流」は合計22万kW程度を想定

(参考②) 出力制御量低減に向けたオンライン制御化の現状

<オンライン制御化の推奨>

- 当社は、太陽光・風力の旧ルール事業者に対して、再エネ出力制御の準備に関するダイレクトメールを送付する際に、出力制御機能付PCS等への切替を推奨する旨を記載。
- 引続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し、出力制御機能付PCS等への切替を促していく予定。

（太陽光の旧ルール事業者におけるオンライン化希望状況（未接続分含む）（10/9時点速報）
 特別高圧：7件，29.5万kW，高圧：96件，7.1万kW

<太陽光の旧ルール事業者におけるオンライン制御化推奨対象（2019年9月末 接続分）>
 特別高圧：55件（約86万kW），高圧（500kW以上）：800件程度（約91万kW）

<接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳：2019年9月末>

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）			
		（旧ルール）		（新ルール）		（指定ルール）	
		件数	出力	件数	出力	件数	出力
特別高圧		55件	86万kW	5件	18万kW	0件	0万kW
高圧	500kW以上	0.8千件	91万kW	0.2千件	23万kW	6件	0万kW
	500kW未満	0.8千件	19万kW	0.4千件	11万kW	23件	1万kW
低圧	10kW以上	38千件	90万kW	15千件	42万kW	2千件	5万kW
	10kW未満	159千件	68万kW	37千件	19万kW	10千件	5万kW

■ は、当面の出力制御の対象

□ は、太陽光のオンライン制御化推奨の対象

(参考②) 出力制御量低減に向けたオンライン制御化の現状

＜オンライン制御化推奨対象の風力の旧ルール事業者（2019年9月末 接続分）
 特別高圧：16件（約34万kW）、高圧（500kW以上）：9件（約1万kW）

＜接続済の風力における出力制御ルール別内訳：2019年9月末＞

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）			
		（旧ルール）		（新ルール）		（指定ルール）	
		件数	出力	件数	出力	件数	出力
特別高圧		16件	34万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
高圧	500kW以上	9件	1万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
	500kW未満	0件	0万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
低圧	20kW以上	0件	0万kW	0件	0万kW	0件	0万kW
	20kW未満	7件	0万kW			21件	0万kW

は、当面の出力制御の対象

は、風力のオンライン制御化推奨の対象

以上