経済産業省

資料1-1

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2021年9月30日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 再エネの出力制御は、電力の安定供給の維持に必要な指令であるが、必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進めつつ、需給変動に応じて適切に行われる必要がある。
- 国内では、2018年以降、九州エリアのみで行われてきたが、2030年に向けてより一層の再エネの導入拡大を進める中で、2021年度約５％と見込まれる**九州エリアにおける出力制御率が更に高まる可能性**がある一方、その他のエリアにおいても、**新たに出力制御が発生する蓋然性が高まっている**。
- こうした状況を踏まえ、9月7日の再エネ大量導入小委において、**出力制御低減に向けた包括的なパッケージ**として、①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策に区分の上、**本系統ＷＧを中心に検討を深めた上で、年内を目途に基本的方向性をとりまとめること**とされた。
- また、**出力制御の実施状況を定期的に確認**しつつ、再エネの導入規模を含めた電源の稼働状況により起こり得る出力制御の頻度について、**より細やかに情報発信する必要**があるとされている。
- 本日は、九州エリアにおける出力制御の現状及び各エリアにおける出力制御の低減に向けた取組状況等について御報告の上、今後、**出力制御の低減に向けた対策パッケージ**の具体的な検討を進めるに当たり、**検討の基本的方向性について御議論いただきたい**。

（参考）2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

2021年9月7日再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会第35回　資料１

- 2019年度の再生可能エネルギー導入量の実績は、1,853億kWh。これに対し、2030年度は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、**3,130億kWh程度の実現を目指す**（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、**もう一段の施策強化等に取り組む**こととし、その**施策強化等の効果が実現した場合の野心的なもの**として、**合計3,360～3,530億kWh程度**（電源構成では36-38%）の再生可能エネルギー導入を目指す。
- なお、**この水準は、キャップではなく**、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、**更なる高みを目指す**。

GW(億kWh)	2019年度導入量	現行ミックス水準	改訂ミックス水準
太陽光	55.8GW（690）	64GW (749)	103.5~117.6GW (1,290~1,460)
陸上風力	4.2GW（77）	9.2GW (161)	17.9GW（340）
洋上風力	–	0.8GW （22）	5.7GW（170）
地熱	0.6GW(38)	1.4-1.6GW (102-113)	1.5GW（110）
水力	50.0GW（796）	48.5-49.3GW (939-981)	50.7GW（980）
バイオマス	4.5GW（262）	6-7GW (394-490)	8.0GW（470）
発電電力量	**1,853億kWh**	**2,366~2,515億kWh**	**3,360~3,530億kWh程度**

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会　再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料２参照

（参考）再エネ出力制御の低減に向けた検討の方向性

2021年9月7日再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会　第35回　資料２を一部修正

- 2030年の再エネ目標の実現に向け、既に出力制御が発生しているエリアにおいては制御率が高まり、その他のエリアにおいても新たに出力制御が発生する蓋然性が高まっている。**出力制御は、電力の安定供給の維持に必要な指令であり、需給変動に応じて適切に行われる必要があるが、発電事業の収益に直接影響し、制御率が今後も更に高まると再エネの導入の支障となり得ることから、出力制御の低減策を速やかに検討する必要がある。**
- また、検討にあたっては、出力制御率の状況や将来の見込みを勘案しつつ、トータルの費用最小化の観点から個々の取組の費用対効果や効果発現までの時間軸、更には北海道から沖縄まで各エリアの状況を踏まえた**包括的な対策パッケージの取りまとめを目指す**。
- パッケージにおける個別の取組については、**①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策**に区分の上、本小委の下に設置されている**系統ＷＧを中心に**検討を深めた上で本小委で御議論いただき、**年内を目途に基本的方向性を取りまとめる**こととする。
- 加えて、出力制御の実施は、エリア全体の需給状況というマクロ的な要因により決まることから、**個々の発電事業者にとって予見可能性が低いことも課題**。このため、出力制御に関する情報発信をより一層強化し、**出力制御の実施状況を定期的に確認**しつつ、再エネの導入規模を含めた電源の稼働状況により起こり得る**出力制御の頻度について、より細やかに情報発信する必要がある**。その具体的な方法についても、上記のパッケージの検討と併せて議論の上、年内に基本的方向性を取りまとめることとする。

系統WGで取り扱う論点

2021年9月7日再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会　第35回　資料２に一部追記

①出力制御の効率化

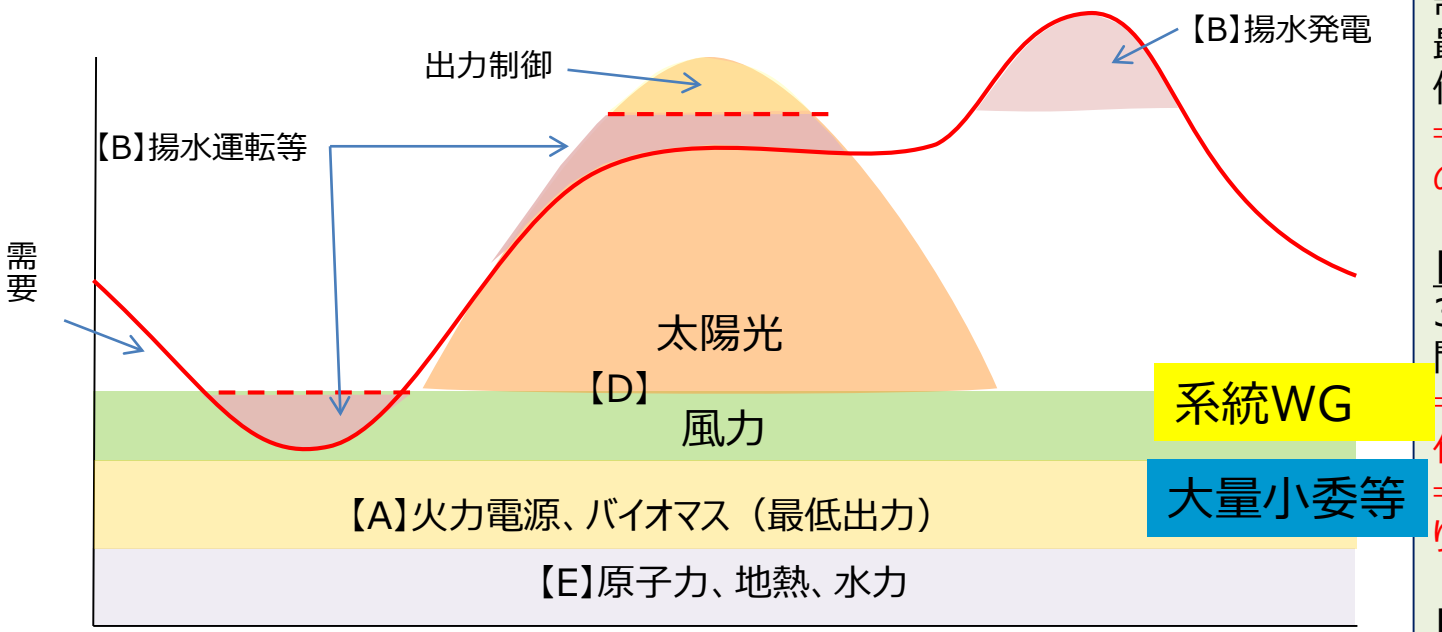
系統WG

⇒発電設備のオンライン化

⇒系統情報の公開・開示の推進

大量小委等

【需給バランス断面のイメージ図】



系統WG

大量小委等

②供給対策

【A】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。

⇒さらなる最低出力引き下げの可能性の検討

系統WG

【D】太陽光・風力

30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール

⇒出力制御量の低減対策（オンライン化等）

⇒金銭的精算を含めた出力制御の在り方の検討

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間での出力制御が難しいという技術的な特性があり、出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO2やコストが増加するという構造となっている

大量小委等

③需要対策

【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造

揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。

⇒揚水式水力の最大限活用

⇒蓄電池（EV含む）、電気給湯器など制御可能な機器の導入拡大

⇒DR,水素製造等セクターカップリング

大量小委等　系統WG

④系統対策

【C】連系線

周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用

⇒電制電源による容量拡大

⇒増強による容量拡大

系統WG

大量小委等

⇒市場主導型への移行も見据えたメリットオーダーを追求した混雑処理の検討

「①出力制御の効率化」に係るこれまでの取組等

- 出力制御量をできる限り抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならない**オフライン電源**（※主に2015年1月25日以前に接続申込）について、需給予測の精度が高まる当日段階で**効率的に出力制御が行えるオンライン化を促進**してきた。
- 一方で、なお残るオフライン電源については、代わりにオンライン電源を出力制御した上で、当該オンライン電源に対して**経済的補償を行う仕組み（オンライン代理制御）を2022年から導入**することが本年６月の規制改革実施計画で定められている。
- また、**出力制御の予見可能性を高め**、電源の適切な立地誘導を行うためには、電源や系統に関する情報の公開・開示が重要であることから、**出力制御量を発電事業者自らが分析・シミュレーションできるよう系統情報の公開・開示を進めてきた**。
- 他方、小規模事業者は自らシミュレーションを行うことに限界があることから、一般送配電事業者において、最新の電源構成等の状況を踏まえつつ、**一定の前提に基づき出力制御の見通しの試算**を行い、毎年、本WGに御報告いただいている。
- 加えて、出力制御を実際に行ったエリアにおいては、出力制御が行われた日や時間帯、指示を行った出力等についても公表するともに、**電力広域機関にて当該出力制御が適切であったかを検証**し、翌月にはその**結果を公表**している。
- こうした中で、出力制御の予見可能性を更に高める観点から、本年９月に系統情報の公表の考え方を改正し、可能な限りリアルタイムに近くビジュアル化して公開を行うこととした。また、本年６月の規制改革実施計画において、**火力の燃料種別の情報公開について、2021年内のできる限り早期に検討・結論**を得ることとされている。

（参考）変動再エネ発電設備のオンライン化

2020年12月11日　系統WG第28回　資料1-8を一部修正。

- 出力制御を抑えるためには、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%**	**47.0%**
	②新・指定ルール、オンライン事業者	24.7	177.5	34.9	126.2	77	212	3.8
	③旧ルール、オフライン事業者	52.8	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	74.2（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)）	**58.4%(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)）	**90.7%**	**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	43.3	121.3	0.7	0	0	2.9	0
	⑧旧ルール、オフライン事業者	4.9	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※

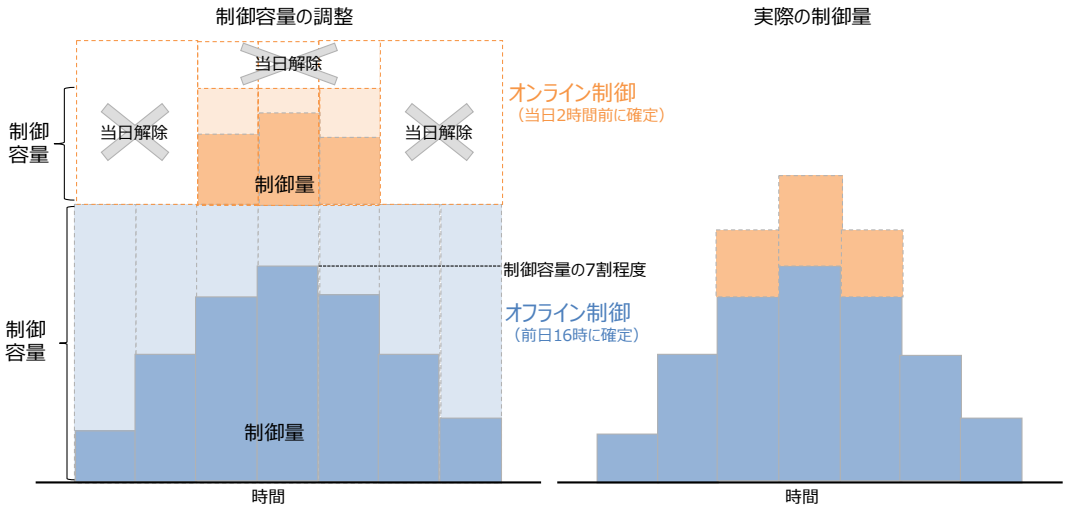
※　2020年9月末時点の数値には、10月中にオンライン制御可能となる旧ルール事業者も含む。

（備考）旧ルール：出力制御上限は年間30日、出力制御用機器の設置義務なし。
新ルール：出力制御上限は年間360時間/720時間（太陽光/風力）、出力制御用機器設置義務あり。
指定ルール：出力制御上限について規定なし、出力制御用機器設置義務あり。

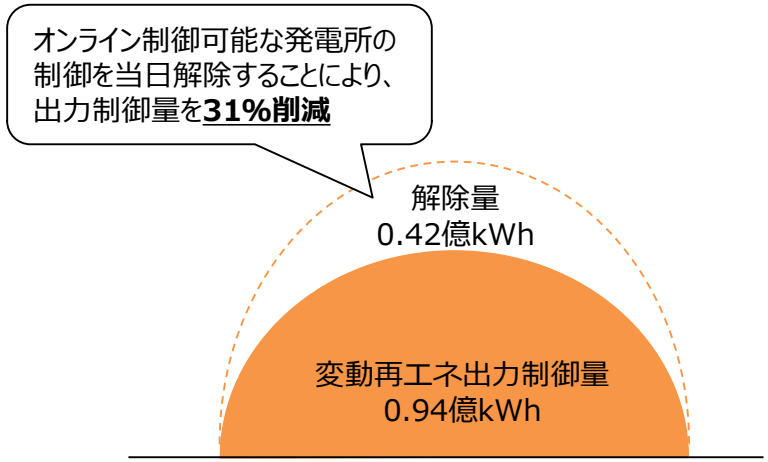
（参考）オンライン制御の拡大

- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日8～16時**に発電を停止。
- 一方、オンライン制御は**当日2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**であり、**必要時間帯のみ制御が可能**。オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減**（2018年度実績）。
- **オンライン制御の拡大は再エネ制御量の一層の低減**に加えて、**発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減**にも資するが、発電事業者任せでは十分にオンライン化が進展しない。こうした状況を踏まえ、**一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ**、国や発電事業者の業界団体とともに、**先ずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次促していくべきではないか**。

＜オンライン／オフライン制御（イメージ）＞



＜九州における再エネ出力制御量（2018年度）＞



【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

・発電容量：1,000kW
・買取価格：30円/kWh
・制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
・事業者あたりの制御回数/年：5回

（参考）オンライン代理制御の導入による制御量の低減

- オンライン代理制御（経済的出力制御）が導入され、オンライン制御が拡大すると実質的にオンラインのみの制御となり、実需給に近い柔軟な調整が可能となるため、オンライン制御とオフライン制御が混在する現状の運用に比べて制御量の低減が期待される。
- 例えば、既に出力制御が行われている九州でオンライン代理制御（経済的出力制御）を導入した場合、現状に比べて制御量が2割程度低減する効果が見込まれる。

＜オンライン代理制御（経済的出力制御）による制御量低減効果＞
（九州における2019年4月の制御実績を基に試算）

［単位：万kWh］	制御量（実績）	制御量（経済的出力制御導入時）	低減効果
オフライン制御事業者	10,305	11,163	▲17%
オンライン制御事業者	3,187		

（備考）九州における2019年4月の太陽光発電の制御実績に基づき試算。制御量がオンライン制御可能な設備の最大発電量を下回る時間帯は全てオンライン制御を実施し、上回る時間帯はオンライン制御とオフライン制御を併用したと仮定した場合の試算結果である。

（参考）系統情報の公開・開示の推進

2020年12月11日　系統WG第28回　九州電力送配電資料

●出力制御の見通し試算(九州エリア)

4　太陽光の出力制御見通しの算定結果（つづき）

19

o太陽光の出力制御見通し〔2017～2019年度実績をもとに算定（至近3か年平均）〕

指定ルール設備量（万kW）	連系線活用量（%）	制御時間（時間）	制御電力量（百万kWh）	制御率（%）
＋400万kW	0	1,555	2,861	59
	50	1,288	2,021	42
	100	954	1,095	22
＋500万kW	0	1,766	3,692	61
	50	1,447	2,669	45
	100	1,104	1,619	27
＋600万kW	0	1,913	4,577	63
	50	1,609	3,333	46
	100	1,299	2,218	31
＋700万kW	0	2,025	5,656	67
	50	1,735	4,024	47
	100	1,431	2,844	33

（注1）　出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御日数等を保証するものではない。

（注2）　連系線活用量：100%、50%、0%

（参考）系統情報の公開・開示の推進

●出力制御の検証結果

2021年3月12日　再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会第27回資料６

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）

	燃料	発電所	10月18日(日) 最低出力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)	10月24日(土) 最低出力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
電源Ⅰ・Ⅱ火力	石炭	松浦	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		苓北	8.7	8.7	0.0		8.8	49.5	40.7	(o)
		苅田	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
ＬＦＣ調整力2%確保の発電所	ＬＮＧ	新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		新大分（コンバインド）	52.5	52.5	0.0		53.5	53.5	0.0	
	合計		61.2	61.2	0.0	—	62.3	103.0	40.7	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）

	発電所	号機	10月18日(日) 揚水動力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)	10月24日(土) 揚水動力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
揚水発電機の揚水運転	大平	1	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)
		2	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		3	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		4	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)
	合計		▲ 253.2	▲ 167.0	86.2	—	▲ 253.2	▲ 167.0	86.2	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）

		10月18日(日) 充電最大電力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)	10月24日(土) 充電最大電力①	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	▲ 5.0	0.0	5.0	(n)	▲ 5.0	0.0	5.0	(n)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）

	種別	発電所	10月18日(日) 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)	10月24日(土) 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
電源Ⅲ火力	電制電源	A	22.8 [49%]	22.8	0.0		22.8 [49%]	22.8	0.0	
		B	68.7 [36%]	68.7	0.0		68.7 [36%]	68.7	0.0	
	電制電源を除く	火力他（発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 （　）内は、全設備運転時）	7.0 [10%]	7.0 [10%]	0.0		7.0 [10%]	7.0 [10%]	0.0	
			(45.8) [30%]				(45.8) [30%]			
		自家発余剰	13.0	8.5	▲ 4.5	(f)	13.0	7.6	▲ 5.4	(f)
	合計		111.5	107.0	▲ 4.5	—	111.5	106.1	▲ 5.4	—

(※)差異理由
(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
・・・
(f) 自家発設備など工場の生産調整に基づく計画
(g) オーバーホールで停止中(9/24～4/23)
・・・
(m) 設備更新に伴う停止（9/23～11/27)
(n) 設備点検に伴う一部停止(6/1～12/29)
(o) 設備不具合による出力制約(10/21～11/4)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）

		10月18日(日) 前日１２時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
長周期広域周波数調整（連系線活用）	中国九州間連系線（関門連系線） ※1 空容量＝（運用容量）－約定済みの域外送電電力	0.0 (196.0)	0.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）

		10月18日(日) 合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②−①）	差異理由(※)
バイオマス専焼電源	電源合計 ※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	11.4 [51%]	11.4	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）

		10月18日(日) 合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②−①）	理由Ａ～Ｃ毎（発電所数）
地域資源バイオマス	電源合計				
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—
	出力抑制不可	—[0%]	23.8	—	A(51),B(23),C(2)

想定誤差量

			10月18日(日)
想定誤差量	出力帯		中出力帯1
	出力帯算定	(A)過去 最大出力／設備量	76.6%
		(B)当日 最大出力／設備量	67.3%
		(C)出力率 (B)／(A)	87.9%
	誤差量	太陽光誤差	92.8
		エリア需要誤差	59.0
		合計	151.8

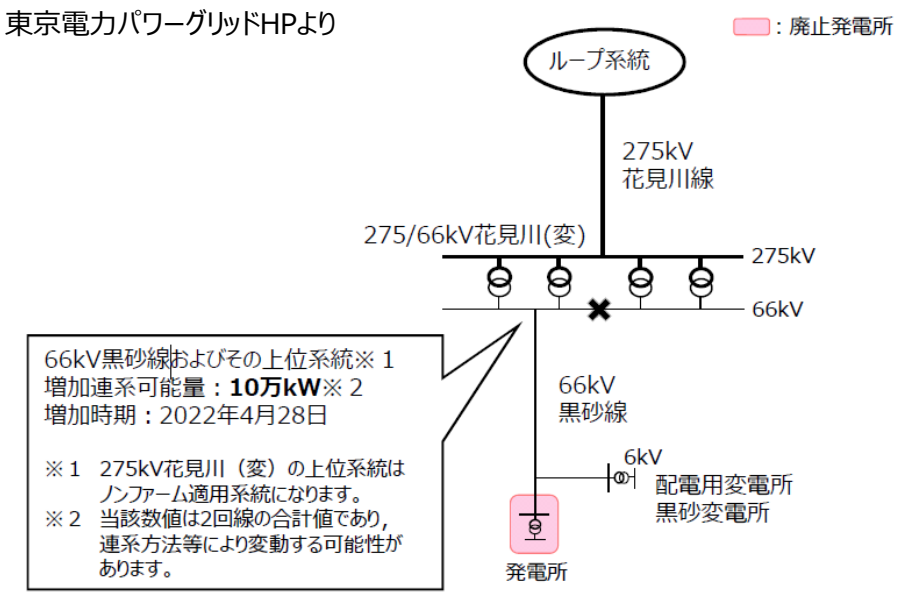
○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生） Ａ発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）、Ｂ出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす、Ｃ出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす(発電所数)

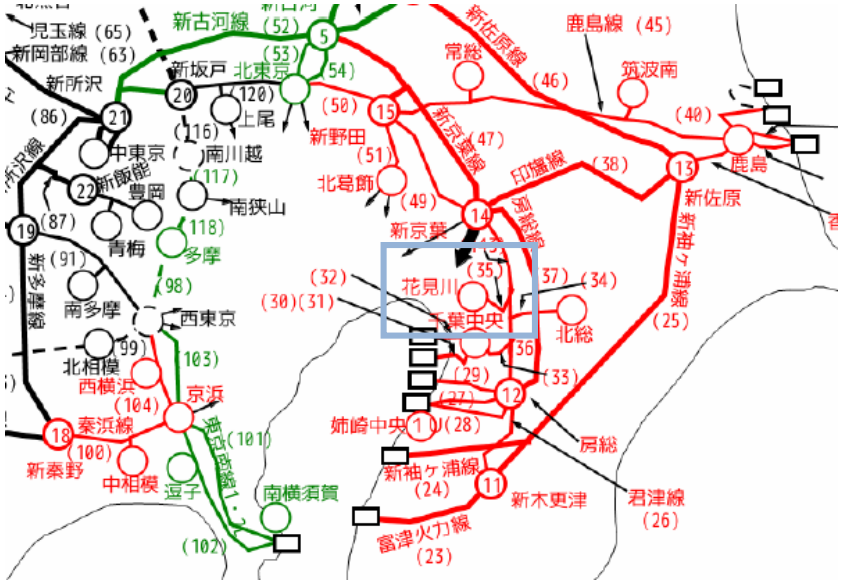
（出典）九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について（2020年10月分）より抜粋。
（電力広域機関　https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html）

（参考）電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開

- **<u>電源の休廃止の増加</u>**が見込まれる中、**<u>送電線の公平な利用を確保</u>**することが必要。
- このため、第28回電力・ガス基本政策小委員会（2020年10月30日）において、発電事業者からの廃止の申込みや最大受電電力減少の申込みがあった場合、**<u>一般送配電事業者は、連系可能量が10万キロワット以上増加することが確実に見込まれるときは、増加連系可能量、増加時期及び連系可能量が増加する送電系統を、速やかにウェブサイトに公表する</u>**ことと整理された。
- これを受け、電力広域的運営推進機関は規程類を変更し、**<u>2021年４月以降、電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開を行う</u>**こととした。
- **<u>2021年９月17日に東京電力パワーグリッドにおいて、千葉県の66kV黒砂線およびその上位系統の連系可能量の情報公開</u>**が行われている。

東京電力パワーグリッドHPより





「②供給対策」に係るこれまでの取組等

- 供給対策の柱となる火力等設備の最低出力の引下げに関しては、2018年及び2019年の再エネ大量小委の中間整理（第１次、2次）において、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、**既設においても、新規と同様の調整機能（最低出力等）を具備することを促していくとされた**。
- これを踏まえ、2019年8月の本WGにて、最低出力については**「技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、少なくとも50%を上回らない」**こととし、同年10月、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインを改定。2020年4月以降、新規の火力等設備については、**最低出力を50%以下とすることが求められている**。
- こうした中で、本年６月の規制改革実施計画では、2021年内のできる限り早期に、「**最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引下げ等を検討する**」こととされた。
- なお、前回（6/8）の本WGでは、出力制御の低減に向けた取組について御議論いただいた際、「再エネ出力制御が発生する断面で稼働する発電所名については公表すべき」との御意見もいただいている。

（参考）火力の最低出力引き下げに向けた検討について

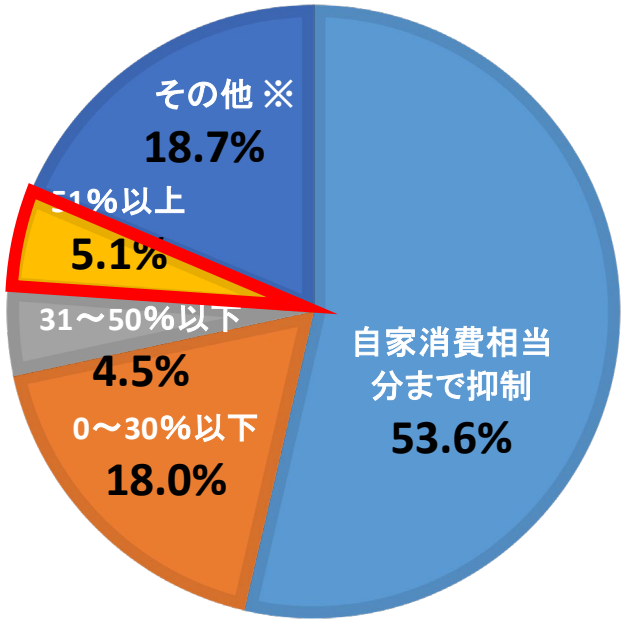
電源Ⅲの最低出力に関する状況について

2021年6月8日系統WG第30回　資料３

- 中三社（東京・中部・関西）を除く全エリアの一送へ、既設および系統連系契約申込済の電源Ⅲ設備の事業者に関し、契約している最低出力率帯ごとの設備容量（事業者数）を確認したところ、電源Ⅲ火力（LNG）を除く、**電源Ⅲ火力（石油）、電源Ⅲ火力（石炭）については、最低出力が50%を超える設備が存在**。

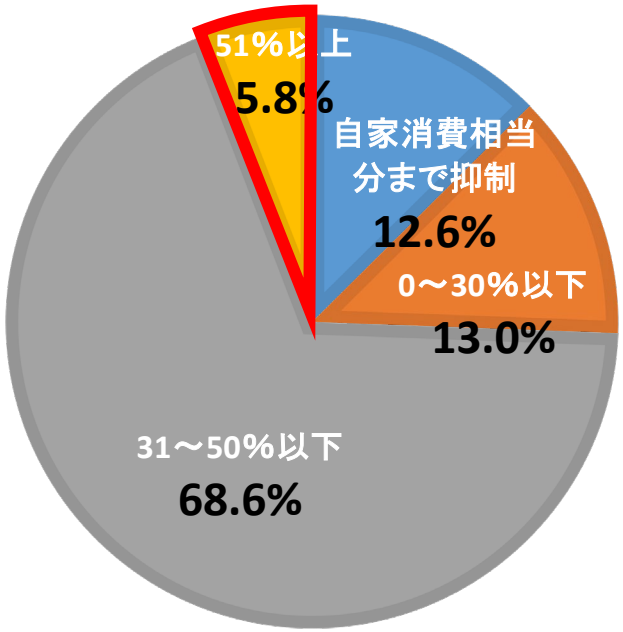
＜最低出力率別の**設備容量**割合＞

① 電源Ⅲ火力（石油）

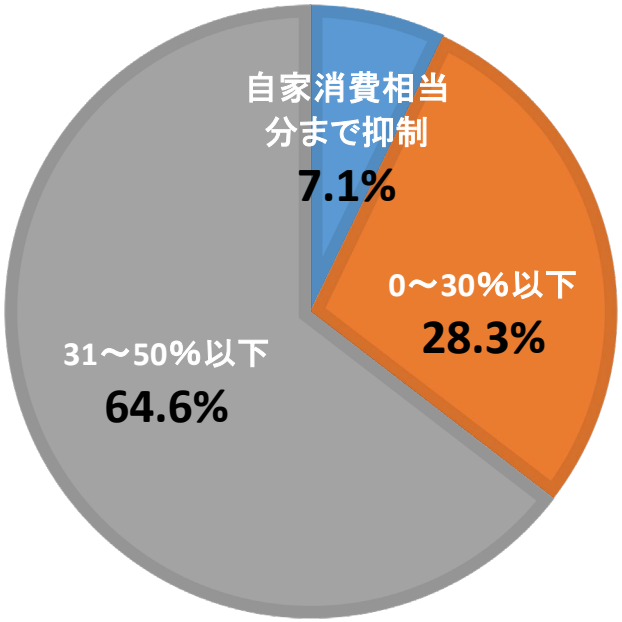


※多くは自家消費相当分まで抑制できるが、状況によって逆潮流が発生する可能性もある。

② 電源Ⅲ火力（石炭）



③ 電源Ⅲ火力（LNG）



自家消費相当分まで抑制　0～30%以下　31～50%以下　51%以上　その他

（参考）火力の最低出力引き下げに向けた検討について

委員からいただいたご意見（2021年6月系統WG）

- 出力抑制される時に、どの電源が動いていたかは明らかにされるべき。少なくとも出力抑制がされている時間は、卸市場は0円になっており、事業者の限界費用が推定されないので、**このような時期に限っては詳細な情報**が出されて当然。その電源が動いていたことでこれだけ抑制力が増えたという情報の公開は是非検討いただきたい。調整力として必要で動いていたなら国民の理解が得られると思う。
- 製造プロセスとの絡みは複雑で、全部調べるとコストがかかる。出力制御時であれば、情報公開する方向で問題ないと思う。電源Ⅲの最低出力を50%以下まで下げることでどれくらい効果があるか不明であり、個別に対応するのは非効率であり本質的な議論でもない。出力制御が起こった断面では、**個別電源の情報を出すことが、管理を効率的にする点でも重要**。

（参考）エリア需給バランス（2021年における最小需要日）

- 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、気象、出水状況、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まるエリアもある。

【単位：万kW】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2021年	4月11日 13時	5月４日 12時	4月10日 13時	5月3日 12時	5月4日 14時	5月3日 11時	5月3日 12時	5月3日 12時	5月３日 14時	4月18日 12時
発電出力	原子力・ 水力・地熱	66	204	106	115	112	463	35	27	414	-
	火力	87	191	1629	322	75	225	147	108	95	44.0
	バイオマス	16	42	27	10	4	8	8	6	29	-
	太陽光	176 (134)	552 (511)	1337 (1162)	806 (721)	91 (86)	463 (449)	447 (374)	232 (204)	791 (774)	29.0 (26.0)
	風力	18 (14)	83 (38)	7 (7)	13 (12)	2 (2)	6 (3)	7 (1)	2 (0)	36 (19)	0.8 (0.5)
	揚水	△41	△44	△572	△180	-	△251	△97	△61	△180	-
	蓄電池	0	△1	-	-	-	—	-	-	△3	-
	連系線	△30	△303	411	△55	△64	229	△52	△86	△144	-
	再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	—	-	-	△350	-
	【下げ代余力】	**【77】** 〈103〉	**【10】** 〈35〉	**【545】** 〈－〉	**【311】** 〈438〉	**【44】** 〈126〉	**【68】** 〈－〉	**【52】** 〈281〉	**【５】** 〈174〉	-	**【0.1】**
	合計	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
需要		292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合 ※4		**53.4 %**	**59.2 %**	**43.3 %**	**64.6%**	**32.9%**	**40.3%**	**70.6%**	**62.4 %**	**47.0 %**	**40.4 %**

※１最小需要日（GW含む）とは、４月から５月9日までの休日（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太陽光・風力における()内の数字は、2020年の最小需要日の出力。【下げ代余力】における〈〉は連系線空き容量を含めた値。
※３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）

出典：各エリア一般送配電事業者

「③系統対策」に係るこれまでの取組等

- 出力制御の低減に向けた系統対策としては、まずは既存の地域間連系線の運用容量を拡大するべく、**電源に対する電制装置の設置等を通じた運用容量の拡大**の取組が行われてきた。
- 例えば、九州と中国を結ぶ**関門連系線**においては、水力・地熱発電所のOFリレー活用や転送遮断システムを構築すること等により、2018年度までに、**従来45万kWであった運用容量を最大135万kWへ拡大**している。
- また、**東北エリアや四国エリア**においても、下げ代不足時における連系線事故が起きた場合に電源制限量が不足することによる運用容量低下や周波数上昇対策として、特高再エネ出力制御システムを活用することにより、**連系線の運用容量をそれぞれ約30万kW拡大**することとしている。
- 一方、**再エネの大量導入に対応した地域間連系線の増強に向けて**、電力広域機関のマスタープラン検討会では、**系統整備の考え方について本年５月に中間整理**を行った上で、早期着手すべき整備計画に関する議論を始めたところである。
- 同検討会では、**2022年度中のマスタープラン策定**に向けて、シミュレーション評価を深掘りする要素として、アデカシー便益や需要モデル等の検討を進めている。

（参考）連系線容量の拡大

	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減少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済み（連系線運用容量拡大）。	－	－	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は2022年度中に確保予定（連系線運用容量拡大）。	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、（電力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。	－

関門連系線の活用

2018年11月12日 系統WG第１８回資料 九州電力資料1-6を一部修正

[関門連系線の運用容量]

（１）熱容量面　278万ｋW（１回線）

（２）周波数面　（東向き）

・九州域外60Hzエリアの周波数維持面：178万kW

[関門連系線の更なる活用]

・関門連系線の再エネ送電可能量は、以下の取組を行い、2018年度末までに最大135万kW(注)へ拡大。

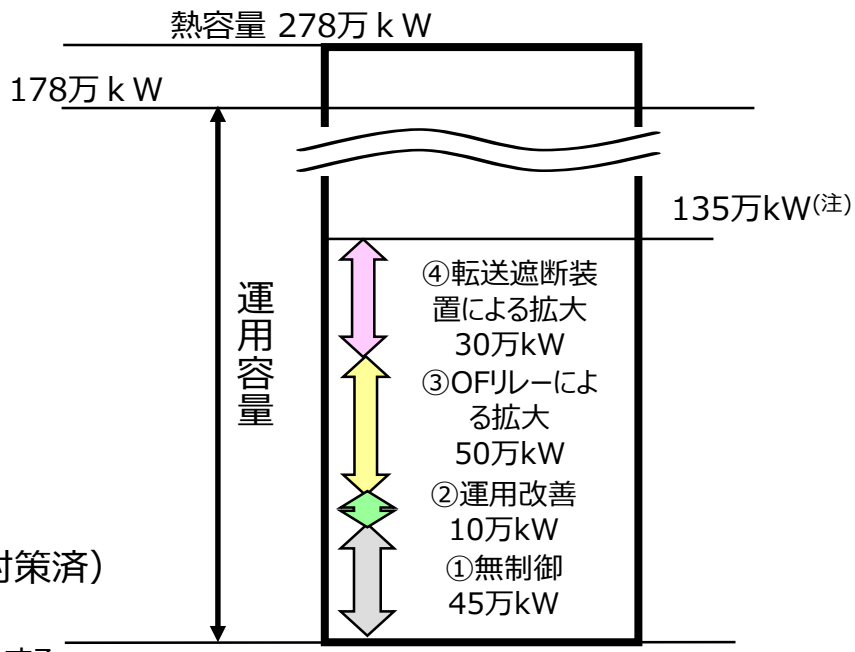
①域外送電できる再エネ量は、従来45万kW（5月休日）

②連系線の運用改善（+10万kW：2017年度対策済）

③OFリレーを活用した電源制限量確保（+50万kW：2017年度対策済）

④転送遮断システムによる電源制限量確保（+30万kW：2018年度末対策済）

【関門連系線活用のイメージ(５月）】

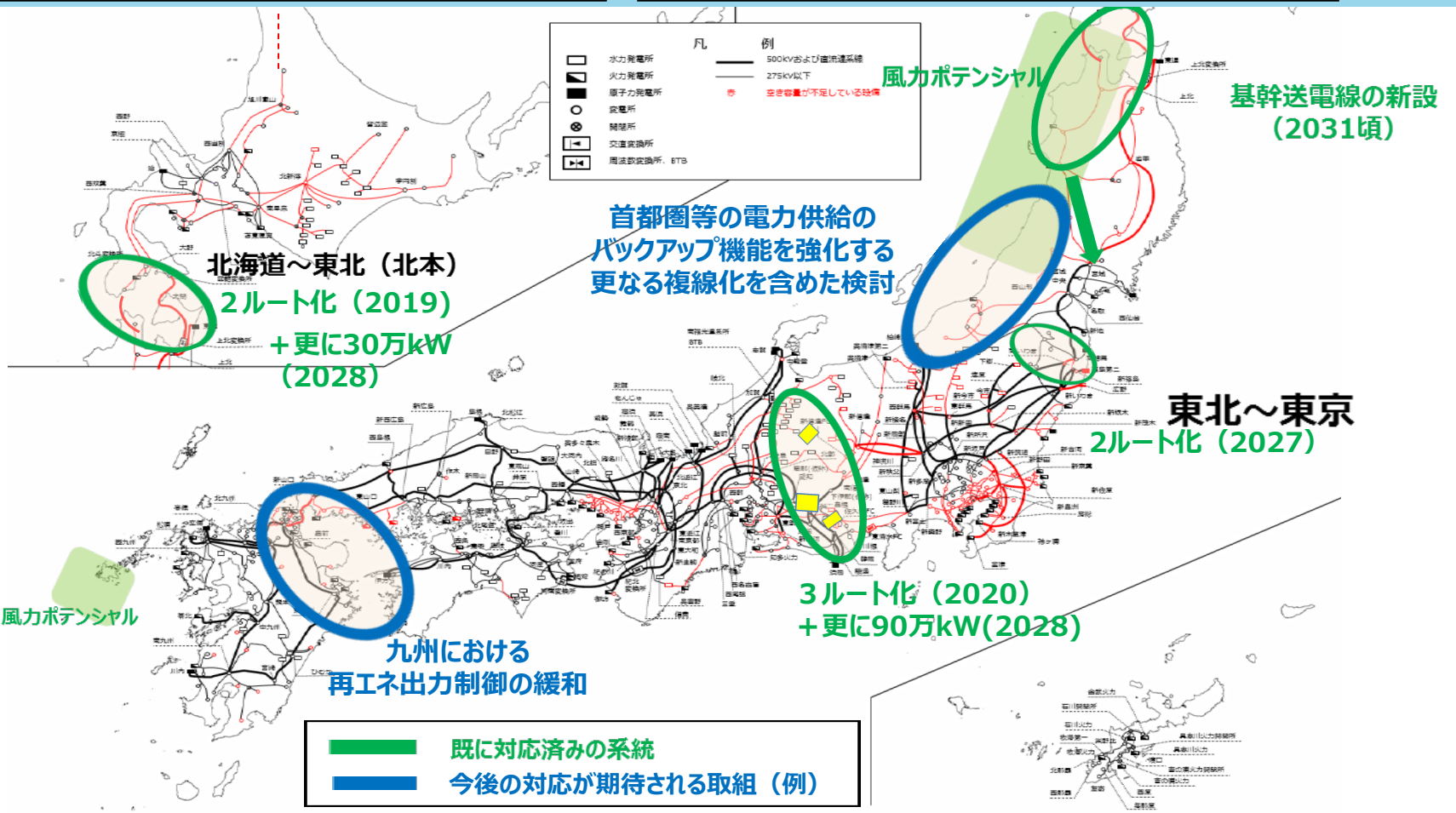


（注）一定の前提の下で試算した数値であり、需要動向や電制電源の稼働状況によって変動する

（参考）マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

2021年９月
電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ

- 脱炭素化の要請がより一層強まる一方、首都直下地震等の大規模災害も見込まれる中、全国の送電ネットワークを、**再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要**。
- このため、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図る**とともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合の**バックアップ機能の強化を図るため**、**全国大での送電ネットワークの複線化**を進めていく。

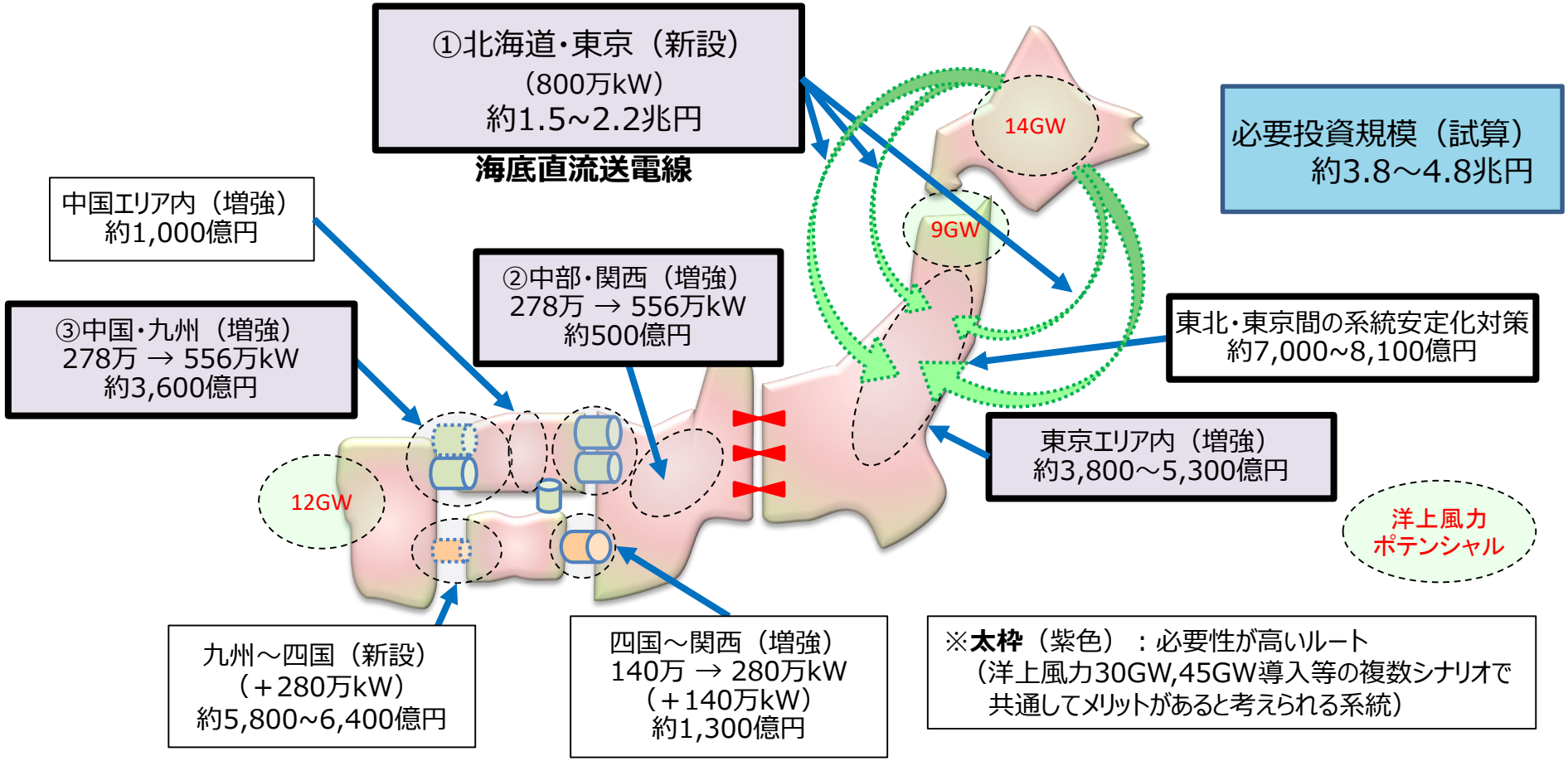


（参考）マスタープランの検討状況

マスタープラン検討に係る中間整理(概要版)
（2021年５月20日）　から抜粋

- 電力系統のマスタープランとして、設定したシナリオに対する系統整備の考え方について中間整理し、その内容を受けて早期着手すべき整備計画について議論を開始。
- 併せて、2022年度中のマスタープラン策定に向けて、シミュレーション評価を深掘りする要素としてアデカシー便益や需要モデル等の検討を進めている。

中間整理の概要（電源偏在シナリオ４５GWの例）



「④需要対策」に係るこれまでの取組等

- 出力制御の低減に向けた需要対策として、再エネ余剰電力が発生している時に需要をシフトする等の取組が重要。
- そのため、**再エネ余剰電力が発生している時に需要を増加させる上げDRの拡大**に向けて、需給逼迫時等に需要を抑制する下げDRと合わせ、DRの普及拡大を図ってきている。
- 具体的には、再エネ事業者に電力需給を意識させる取組として、**太陽光・風力等の導入支援にあたっては、従来のFIT制度から、電力市場と連動した支援制度であるFIP制度**への移行を進めている。
- また、これまで蓄電池等の**分散型エネルギーリソース（DER）を活用したアグリゲーション技術実証**や**EVの充電シフト実証**などを進めてきたところ。
- さらに、**系統用蓄電池**についても、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資するため、その実現のために、蓄電事業者の位置付けの明確化など各種課題への対応を進めている。
- 揚水式水力についても、再エネ出力制御が発生した断面においては、最大限活用すべく取り組まれてきた。

（参考）再エネ事業者に電力需給を意識させる取組（市場連動型の導入支援）

2020年11月17日　総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第33回　資料

- 需給バランスの調整のためには、再エネ事業者に電力需給を意識させる取組も重要。
- **太陽光・風力等の導入支援にあたっては、従来のFIT制度から、電力市場と連動した支援制度であるFIP制度**へ移行。

FIT制度

価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ

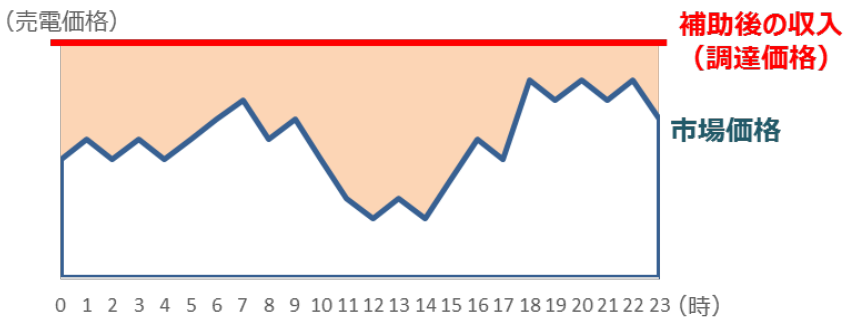
→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に供給量を増やすインセンティブなし

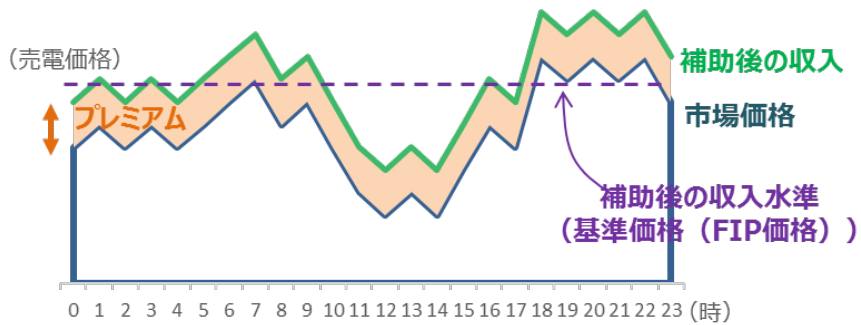
FIP制度

補助額（プレミアム）が一定で、収入は市場価格に連動

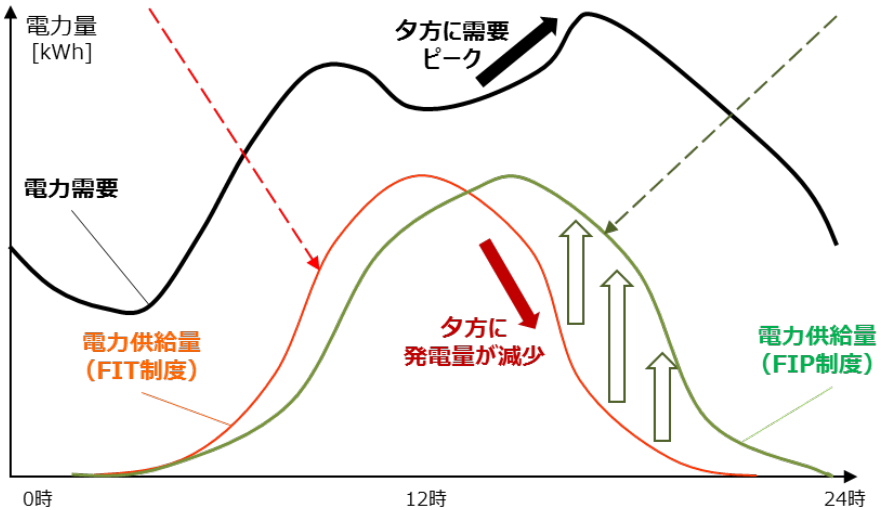
→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり

※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新





１日の電力需要と太陽光発電の供給量



（参考）2030年に向けた分散型エネルギーリソース（蓄電池、アグリゲーター、マイクログリッド）の取組の方向性

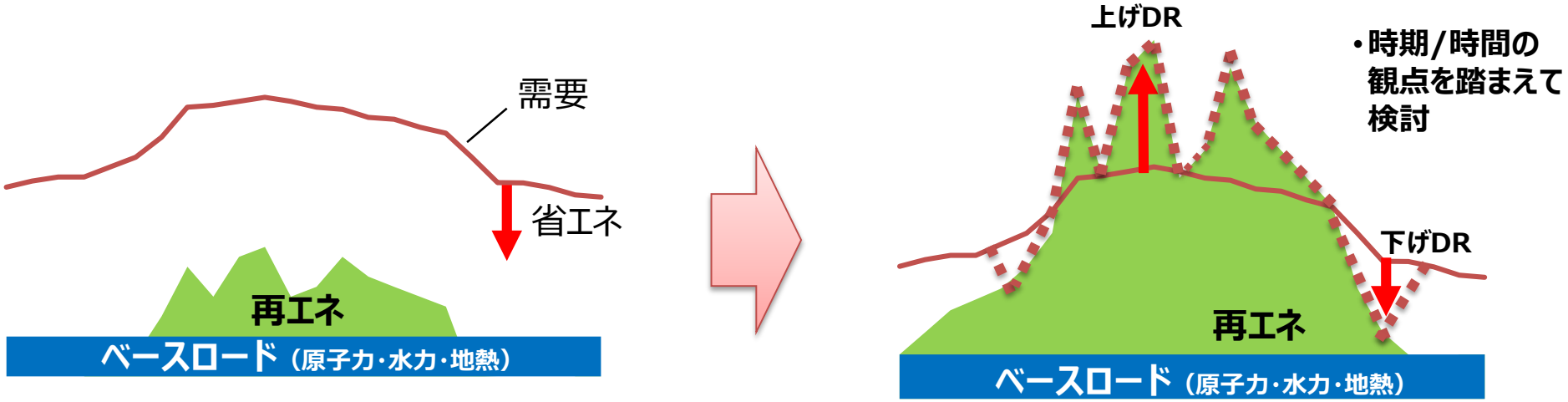
	現状・課題	方向性
全体	• 再エネコストの低下等によりDERの導入が進展 • DERの役割は、従来のピークカットや自家消費等に加えて、**供給力や調整力等への活用に拡大**が期待されるも、**現状の活用は限定的**。	• DERの一層の**導入促進**と、その価値を適切に評価する**制度・市場整備**を両輪で進める • DERを束ね制御する**アグリゲーターの育成を促進**
蓄電池	• **家庭用蓄電システムは世界最大級の市場規模**。今後は、再エネの更なる導入促進の観点から**一層の導入が期待** • 他方、他国と比して**コストは高止まり** • 系統用蓄電池は**電気事業での位置づけが不明確**	• 蓄電池の**目標価格や導入見通しの設定**、**EV電池の転用促進、製造設備への投資促進等** • 系統用蓄電システムの**法的位置付等の整理** • 蓄電池（EV含む）を活用した**新たなビジネスモデルの実証等**の促進
アグリゲーター	• 現状、需要抑制によるDRのみが実用化（調整力公募にて**約176万kW**(21年度向け)が落札。2024年度からの容量市場でも**約415万kW**が落札）。**DRの一層の活用が必要** • **DERの制御や再エネの予測技術等が未確立** • 2022年度より「**特定卸供給事業者**」として、**電事法上にアグリゲーターを位置づけ**	• 今後順次開設される需給調整市場等においてDER（蓄電池、需要リソース等）が調整力や供給力として評価されるよう、**市場環境を整備** • FIP制度を見据え、**再エネアグリゲーション事業の実証を推進** • DERを用いた上げDRによる**再エネ出力制御の回避、系統混雑の緩和への貢献を促進**
マイクログリッド	• **域内の地産地消により上位系統・配電の混雑緩和に貢献**。レジリエンス、地域活性化の観点でも重要だが、経済性等に課題。	• マイクログリッド構築に向けた**基盤技術の構築**、**事業性の改善**、**関係者間調整の円滑化**に取り組む。

（参考）需要の最適化の方向性

2021年7月13日　総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第45回　資料６

- **太陽光発電等の再エネの導入が拡大**し、**一部地域では出力制御を実施**。**出力制御時の系統電力の非化石比率は８割程度との試算**もあることを踏まえると、一定量活用されていない余剰再エネが発生している可能性。再エネの大量導入を実現するためには、こうした余剰再エネをどのように有効活用していくかも課題。
- このため需要側において、時期・時間に応じて**再エネ余剰電力が発生している時に需要をシフト（上げDR）し、需給逼迫時等に需要を抑制（下げDR）**することが重要。
- 今後、省エネ法において、これらを**制度的に促すための枠組みを検討**していく。

■需要の最適化のイメージ

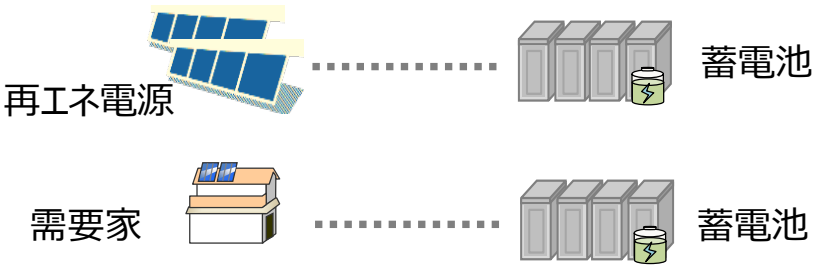


変動する供給に合わせて需要を最適化

（参考）系統用蓄電池の活用・導入に向けた取組

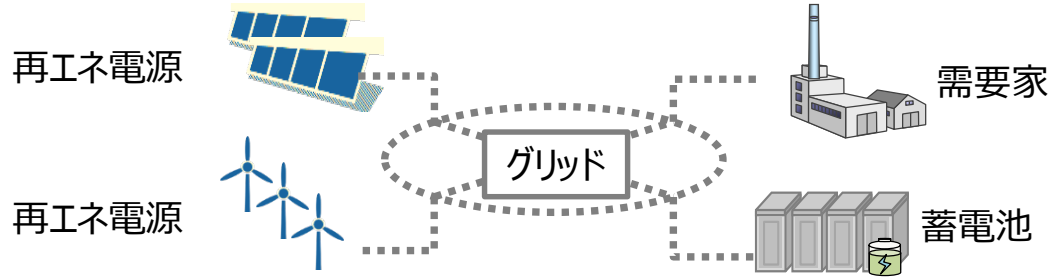
- 再エネの導入拡大を見据え、一般送配電事業者以外から、**再エネ価値向上**や**需給調整等に系統用蓄電池を活用**する蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する**ため、その**実現のために各種課題への対応を進めている**ところ。

蓄電池を再エネや電力需要家と1対1で接続



蓄電池を1対1で接続することで、個々の再エネ電源等の安定化を図る

蓄電池をグリッドに接続し複数の事業で共用化（系統用蓄電池）



蓄電池をグリッドに接続することで、多様な価値（再エネの出力整形、インバランスの回避、系統の調整力、マイクログリッド内の需給調整等）を提供

系統用蓄電池を実現するための主な課題

課題	課題の概要
①蓄電事業の位置づけ	現在は不明確な事業類型の整理（発電事業として整理する方向）
②調整力等の評価	蓄電池の価値を評価する各種市場に係る環境整備
③再エネ導入制約の対応	再エネの短期変動に対する調整力制約に向けた対応（北海道エリアにおける蓄電システムの調達公募の実施）
④地域間の調整力融通	調整力融通用の地域間連系線におけるマージン設定
⑤費用負担の在り方	系統費用負担の整理などの費用負担の適正化
⑥保安規制の整備	適切な保安規制

第24回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2021年2月16日）資料2　一部編集

規制改革実施計画（令和3年6月18日　閣議決定）

(8)再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた系統制約の解消

事項名	規制改革の内容	実施時期
ローカル系統や配電系統におけるノンファーム型接続の適用と費用負担	a ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用に際しては、平滑化効果の弱さ等から、再生可能エネルギーの出力制御量が大きくなることが課題のため、増強計画の策定や再生可能エネルギーを調整電源化していく取組と一体的に検討を進めることとし、令和６年度で終了する予定のＮＥＤＯ事業の完了を待たず、ノンファーム型接続の受付開始の前倒しを検討し、速やかに全国展開する。 b 配電系統へのノンファーム型接続の適用拡大については、当面、分散型エネルギーリソースを活用したＮＥＤＯの事業プロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて社会実装に向けた方向性を取りまとめ、速やかな展開を目指す。 c 計画的な形でのローカル系統等の整備が望ましいことなどを踏まえ、ローカル系統等の整備と費用負担・接続の在り方を一体的に検討し、少なくともローカル系統に関しては原則一般負担化する方向で、一定の方向性を取りまとめる。	a:遅くとも令和４年度検討・結論・措置 b:aの検討・結論も踏まえつつ、遅くとも令和４年度までの検討・結論を目指す、結論を得次第速やかに措置 c：令和３年上期検討・結論、結論を得次第速やかに措置
送電線利用・出力制御ルールの見直し	a 送電線の利用ルールについては、メリットオーダーを追求していくが、市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）への見直しは、システム開発等により一定の時間がかかる。そこで、早期に再生可能エネルギーの出力制御量を減らすため、まずは現行の実需給段階における需給調整方法を踏襲した仕組みにより、メリットオーダーにより混雑処理を行う再給電方式を開始する。 b その後、市場主導型への見直しを検討し、早急な実現を目指す。	a:令和４年措置 b:aの検討・結論・措置を踏まえつつ、令和４年度までに市場主導型への見直しの検討・結論を目指す、結論を得次第速やかに措置
北海道エリアにおける蓄電池の設置	a 北海道エリアにおけるサイト側蓄電池を求める技術的要件については、最大限早期に廃止することを検討する。 b 同エリアにおける系統側蓄電池については、最新データに基づくシミュレーションによる必要性を再検証し、その結果として導入不可欠な場合は、一般負担化を検討する。	令和３年度内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
蓄電池の導入促進策	再生可能エネルギーの自家消費や調整力の観点から定置用蓄電池の導入促進が重要であるが、家庭用蓄電池については、価格目標や導入見通しの設定、ＥＶ電池の定置転用促進、製造設備への投資支援等に取り組む。系統用蓄電池については、その法的位置付け等の整理を進める。	令和３年上期検討・結論、結論を得次第速やかに措置
オンライン代理制御等の早期実現	出力制御量を低減するため、オンライン制御可能な機器設置、発電量予測精度向上やオンライン代理制御等を検討・実施する。特に、オンライン代理制御については、出力制御単価の計算方法を再整理し、早期の導入を目指す。	令和４年措置

規制改革実施計画（令和3年6月18日　閣議決定）

(8)再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた系統制約の解消

事項名	規制改革の内容	実施時期
需給制約による出力抑制時の優先給電ルールの見直し	需給制約による出力抑制時の優先給電ルールについては、メリットオーダーを徹底するとともに、柔軟性を高めるよう、最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引下げ等を検討する。	令和３年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
再エネの電力市場への統合を見据えた出力抑制の在り方の見直し	今般の、ＦＩＰ制度の導入により、欧州同様に再生可能エネルギー事業者が自ら発電計画を提出する形となり、必ず買取が行われる状況から市場連動型での再生可能エネルギー導入が進む形へと転換していく中で、出力制御の在り方について、卒ＦＩＴ電源やＦＩＰ電源などの非ＦＩＴ再エネへの出力抑制に一定の金銭的精算をすることも含めて早急に検討し、一定の方向性を取りまとめる。 また、ＦＩＴ電源に関しても、出力抑制時の追加的補償について、引き続き検討する。	令和３年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
系統情報の公開・開示の推進	投資判断と円滑なファイナンスを可能とし、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、出力制御の予見可能性を高めることが必要であり、可能な限りリアルタイムに近く、30分値で電源別にビジュアル化して公開・提供する方針で見直しを実施する。また、火力の燃料種別の情報公開についても速やかに検討し、結論を得る。	令和３年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開	連系可能量が10万kW以上増加する際は、リプレースの有無にかかわらず、公表手続の対象に含むと整理し、電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開を、休廃止などの度ごとに都度実施していく。	令和３年度以降順次措置
オフサイト型の再生可能エネルギー発電設備導入に向けた「１需要場所１引込み１契約」の見直し	一定の条件を満たした場合、オフサイトの再生可能エネルギー設備から需要地まで自営線を敷設した上で、既存の送電網から１契約の契約を締結することが可能となるような措置を講ずる。	措置済み
小水力発電等に関連する系統連系要件の見直し	a 50kW未満の小水力発電（かご型誘導発電機）に課されている逆変換装置の追加設置要件については、その特性や運用実態等を調査した上で、方向性を取りまとめ、速やかに緩和等の措置を講ずる。 b 小水力に限らず、風力、太陽光、地熱などの全ての低圧及び高圧連系の発電設備に課されている能動的方式の単独運転検出装置の設置要件について、海外との比較や系統側での対策との比較（効果、経済合理性など）も含め、その必要性の見直しを検討し、速やかに結論を得る。	令和３年度検討・結論、結論を得次第速やかに措置

検討の基本的方向性（案）

①出力制御の効率化

- オンライン化については、九州エリアにおいて特に、オフラインからオンラインへの切り替え率が伸びているところ、先行的な取組を参考に、さらに拡大していくこととしてはどうか。
- 出力制御の予見可能性を高めるため、可能な限りリアルタイムに近く、30分値で電源別にビジュアル化して公開・提供するべく、燃料種別の情報公開の是非を含めさらに検討を深めていくこととしてはどうか。
- 一般送配電事業者による出力制御の見通しの試算については、予見可能性を高める観点から、電源の稼働状況に係る試算条件を見直すなどするとともに、現に出力制御を行っているエリアにおいては、例えば、年に２回、実施状況と年度の見通しを示すなど、情報発信を強化することとしてはどうか。

②供給対策

- 火力等発電設備の最低出力については、メーカーからヒアリングも行った上で、技術的な最低出力を精査し、基準の引下げの可能性について検討を深めていくこととしてはどうか。
- その際、全国一律の基準とするのではなく、例えば、出力制御の実施状況や、各エリアの特性に応じて異なる基準を設けることも検討してはどうか。
- 更に、最低出力の引下げを促すインセンティブとして、出力制御時に稼働する発電所名の公表や、最低出力を引下げない場合の経済的なディスインセンティブを検討することとしてはどうか。

検討の基本的方向性（案）

③系統対策

- 電源へ電制装置を設置し、周波数異常があった際には瞬時の遮断を可能とすること等により、連系線容量をさらに増やすことができないか検討してはどうか。

④需要対策

- 蓄電池（EV含む）や水電解装置の活用に加え、柔軟な電気料金の設定による需要創出（上げDR）等の新たなビジネスモデルの実証の促進や系統用蓄電システムの導入推進を促す方策としてどのようなものがあり得るか。
- DERを用いた上げDRによる再エネ出力制御の回避・系統混雑の緩和に向けた技術開発を進めていく。
- 揚水式水力について、再エネ出力制御時に需要を創出すべく、さらに活用量を上げる方策としてどのようなものがあり得るか。