

経済的出力制御（オンライン代理制御） について

2021年9月17日
資源エネルギー庁

九州エリアにおける出力制御実績

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

- これまで、需給バランス制約による再エネの出力制御は、九州エリアでのみ行われてきた。具体的には、九州本土では、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期において、優先給電ルールに基づき再エネの出力制御を実施。
- 変動再エネの総発電量に占める制御量の割合（出力制御率）は、2019年度は4.0%、2020年度は2.9%となっており、2021年度の出力制御率は4.6%程度※と見込まれる。

※あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

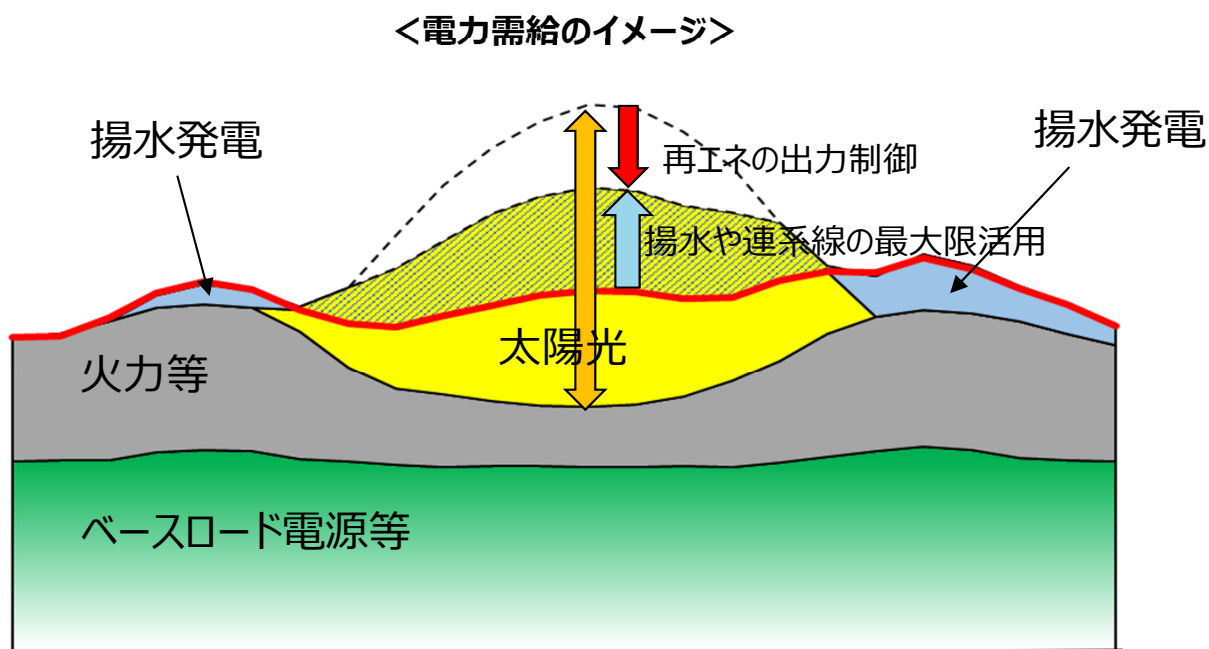
＜九州電力管内における変動再エネの出力制御実績＞

	2018年度	2019年度	2020年度
太陽光・風力接続量 (いずれも年度末時点)	904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW	1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW	1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW
出力制御日数	26日	74日	60日
出力制御率	0.9%	4.0%	2.9%

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
20年度	10.6%	8.4%	0.3%	0.0 %	0.0 %	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	7.0%
21年度	14.1%	13.3%	1.0%	—	—	—	—	—	—	—	—	—

出典：九州電力送配電HP（エリア需給実績データ、出力制御指示内容、再エネ接続状況）

- ベースロード電源は、常に安定的な出力が期待できるというメリットがある上で、短時間での出力制御が難しいという技術的な特性もある。また、仮に、水力発電や原子力発電などのベースロード電源の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。
- そのため、現状は、電力の供給が需要を上回る時などに、燃料費やCO₂排出がある火力をまず最大限制御し、揚水や連系線などを最大限活用した上で、CO₂排出がない再エネの中でも、太陽光・風力の前に、燃料費の大きいバイオマスをまず制御するルールとなっている。



＜優先給電ルールに基づく対応＞

- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水等の活用
- ②他地域への送電(地域間連系線)
- ③バイオマスの出力制御
- ④**太陽光、風力の出力制御**
- ⑤長期固定電源※(水力、原子力、地熱)の出力制御

※出力制御が技術的に困難

(参考) 出力制御の低減に向けた取組

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

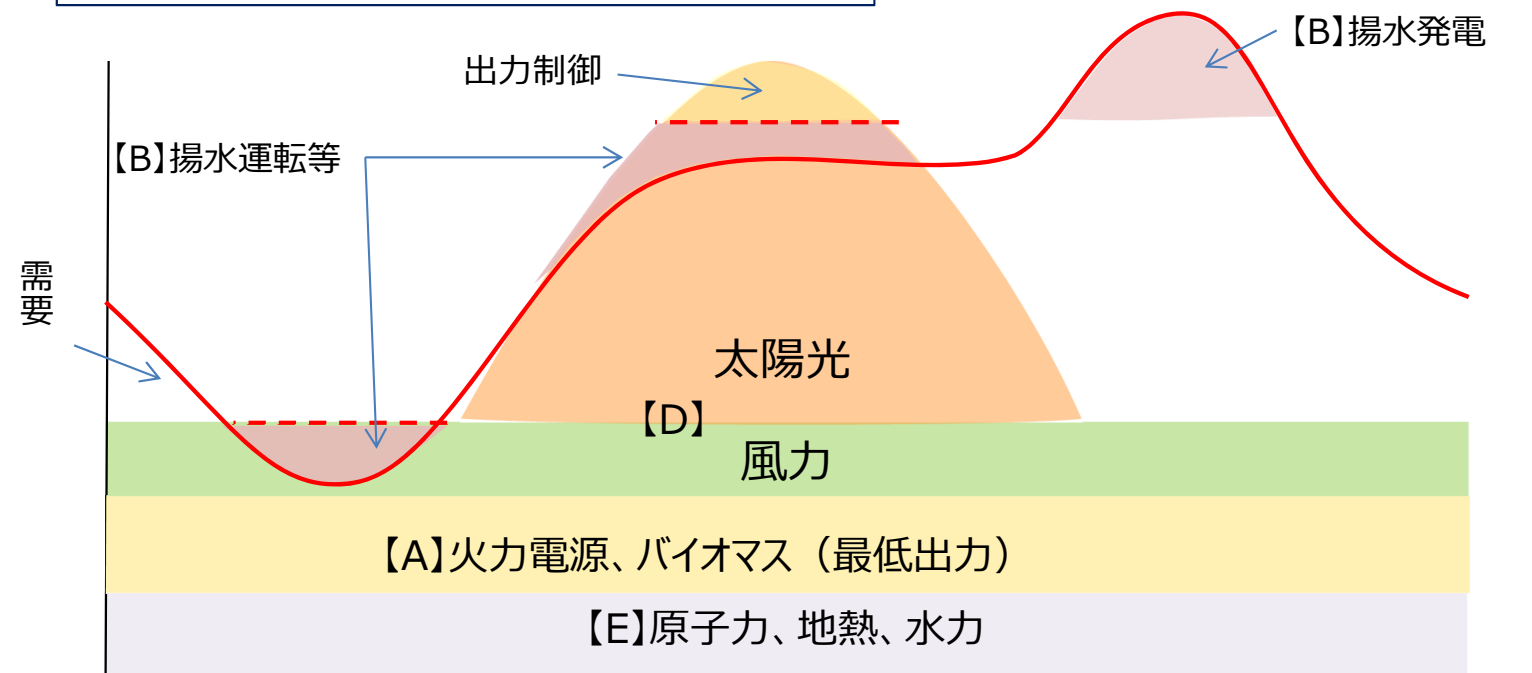
【需給バランス断面のイメージ図】

【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）。

【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。



【C】連系線

周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用

【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

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間で小刻みに調整することが技術的に難しく、一度出力を低下させるとすぐに元に戻すことができないため、最後に抑制することとされている。

(参考) 電力広域機関による出力制御 (需給要因) の検証

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)			10月18日(日)				10月24日(土)			
電源Ⅰ・Ⅱ 火力 LFC調整力 2% 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	石炭	松浦	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		苅北	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	
	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	—

- (※)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) 自家発電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 (2)		10月18日(日)				10月24日(土)				
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	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 (5)		10月18日(日)			
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 = (連系容量) - 約定済みの域外送電電力	前日12時時点 の空容量① ※1 (連系容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		0.0 (196.0)	0.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		10月18日(日)				10月24日(土)			
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		▲ 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 (6)		10月18日(日)			
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	合算した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		11.4 [51%]	11.4	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		10月18日(日)				10月24日(土)			
電源Ⅲ火力	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)
	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	7.0 [10%]	7.0	0.0		7.0 [10%]	7.0	0.0
		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	(45.8) [30%]	[10%]		(45.8) [30%]	[10%]		
	自家発電余剰		13.0	8.5	▲ 4.5	(f)	13.0	7.6	▲ 5.4
		合計	111.5	107.0	▲ 4.5	—	111.5	106.1	▲ 5.4

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		10月18日(日)			
地域資源バイオマス	電源合計	合算した 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)
	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)
出力帯 算定	出力帯	中出力帯1
	(A)過去 最大出力/設備量	76.6%
誤差量	(B)当日 最大出力/設備量	67.3%
	(C)出力率 (B)/(A)	87.9%
	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>)

- 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。

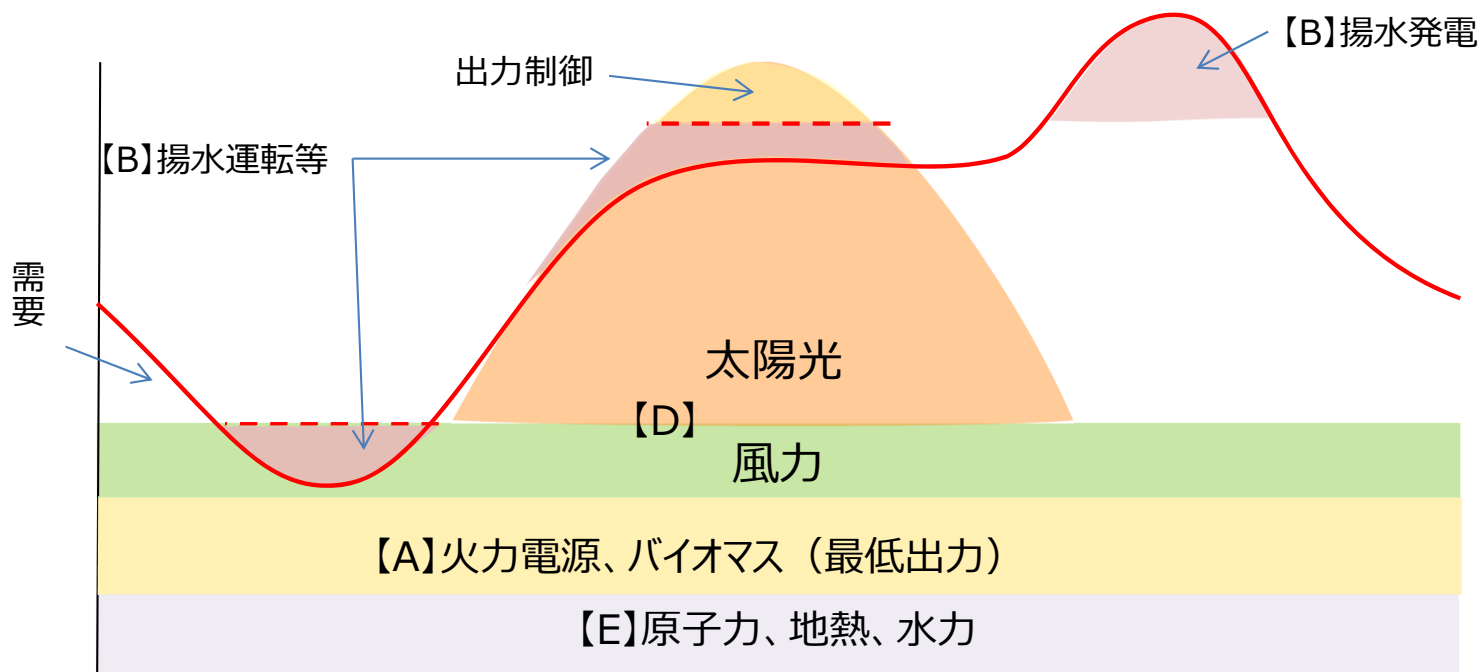
(参考) 出力制御の低減に向けた対策

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

① 出力制御の効率化

- ⇒発電設備のオンライン化
- ⇒系統情報の公開・開示の推進

【需給バランス断面のイメージ図】



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

【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

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

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

⇒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

出力制御の低減に向けたこれまでの取組

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

- 2018年に九州エリア内で初めて出力制御が行われたところ、再エネの出力制御の低減に向けては、様々な対策を講じてきた。
- 具体的には、**①出力制御の効率化の観点**から、太陽光や風力の出力制御量を抑制するため、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よう、オンライン化を促進してきた。**
- 加えて、残りのオフライン電源についても、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年度から導入することとしている。**
- **②供給側の対策**としては、再エネ以外の電源を最大限抑制するべく、**火力の最低出力の引下げに取り組んできており**、系統連系技術要件を改正し、2021年4月から、新規に接続する火力電源については、最低出力を50%以下とすることを求めている。
- **③需要側の対策**としては、**蓄電池やデマンドレスポンスの実証や市場・制度整備**
- **④系統対策**としては、**地域間連系線の空き容量枠の拡大や、連系線の増強等**が行われている。

(参考) 出力制御量の低減対策

2021年1月8日 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース 資料2-1

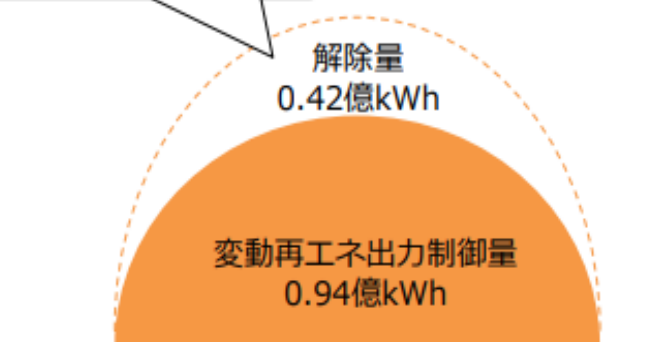
- 出力制御量を低減するため、**オンライン制御可能な機器設置、連系線活用枠の拡大、発電量予測精度向上、火力やバイオマス発電設備の最低出力の明確化**、再エネの自律的な調整を促す**FIP制度の制定**などの取り組みを行ってきた。
- 今後、オンライン代理制御の導入や、蓄電池の普及拡大等、出力制御量低減に向けたさらなる対策を進めていく。併せて、課題となる再エネの市場統合(FIP)、時間前市場の活性化を進める。

対策	詳細
オンライン制御可能な機器設置	オンライン制御が可能になることで、前日予測ではなく、実際に発電する直前（2時間前）の予測に応じ、柔軟な出力制御が可能となる。
連系線活用枠の拡大	九州においては、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。
火力・バイオマス発電設備の最低出力の明確化	「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」を改正し、『火力・バイオマス発電設備については、技術的に合理的な範囲で最大限抑制するよう努め、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』等を記載。
オンライン代理制御（経済的出力制御）	オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組み。 2022年早期の導入を目指す。

2019年10月 系統WG第23回資料より抜粋

<九州における再エネ出力制御量（2018年度）>

オンライン制御可能な発電所の制御を当日解除することにより、出力制御量を**31%削減**

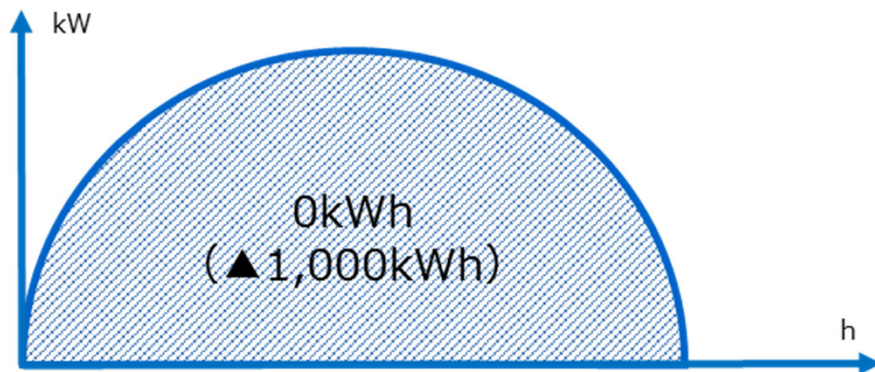


(参考) オンライン代理制御 (経済的出力制御)

2019年10月8日系統ワーキンググループ (第23回) 資料6 一部修正

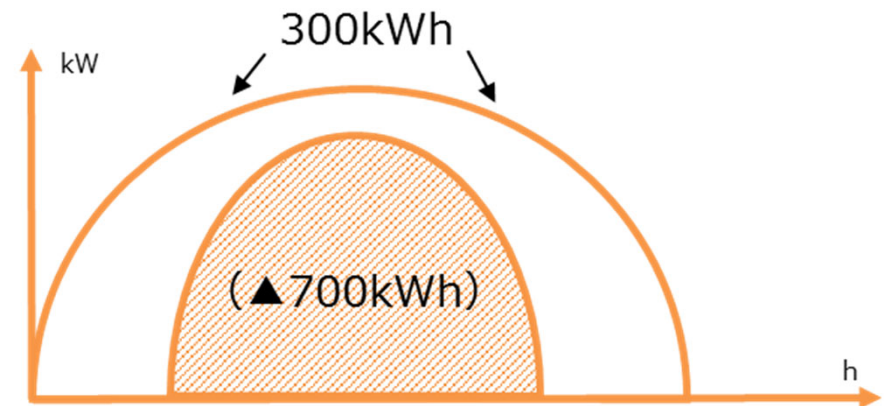
- オンライン事業者による代理制御は、オフライン事業者の実務上の負担軽減にもつながることに加え、オンライン制御はオフライン制御と比べ、より実需給に近い柔軟な調整が可能であり、必要時間帯のみ制御が可能 (九州では約3割の再エネ制御量を削減 (2018年度実績))となるため、オンライン事業者がオフライン事業者の代理制御を行うことにより、出力制御量が最小化する仕組みを構築することが可能。
- なお、代理制御時においては、オフライン事業者は物理的には発電しているが、本来はオフライン事業者が制御すべきところに代理制御を行っているため、出力制御回数は一回とカウントするとともに、オフライン事業者が本来行うべきであった出力制御を実施したものとみなして買取費用相当額を精算し、オンライン事業者の代理制御については制御回数としてはカウントしないという整理が適切。
- また、代理制御者に対しては、本来発電し売電することが出来た発電量を推計する等して補填を行うべきであるが、前述のオンライン化促進の主旨を踏まえつつ、補填金額の算定方法を検討する必要がある。

<オフライン制御 (イメージ)>



※図の白塗りが発電、塗りつぶしが制御。

<オンライン制御 (イメージ)>



(参考) オンライン代理制御の導入による制御量の低減

2019年10月8日 第23回 系統ワーキンググループ資料6

- 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）

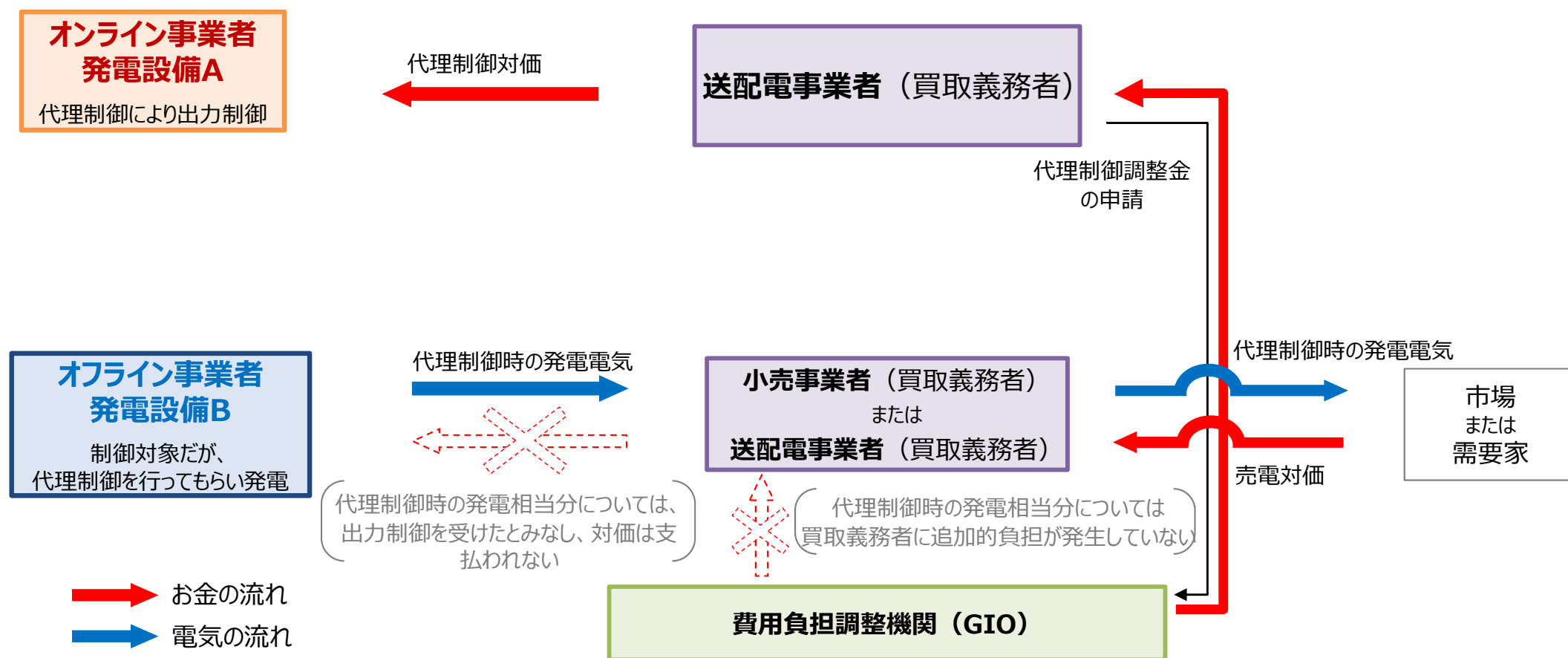
【単位：万kWh】	制御量 （実績）	制御量 （経済的出力制御導入時）	低減効果
オフライン制御事業者	10,305	11,163	▲17%
オンライン制御事業者	3,187		

（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。

オンライン代理制御のスキーム

2020年10月9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20回資料2を一部修正

（オフライン事業者が小売事業者又は送配電事業者と契約し、
オンライン事業者が送配電事業者と契約している場合）



代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）の算定方法について(具体的イメージ①)

・代理で制御されたオンライン発電設備の出力制御量を、制御対象のオフライン発電設備の発電量（①）と考え、オンラインとオフライン発電設備の設備容量あたりの月間制御量（②・③）から、オフライン発電設備の本来の制御量を推計（④）し、全時間帯の発電量実績（⑤・⑥）から、制御量の割合（⑦・⑧）を算出する。

2021年2月25日系統ワーキンググループ（第29回）資料6を一部修正

① 太陽光の代理制御対象オフライン事業者 代理制御時間帯の月間発電量（推計値）： 384.5万kWh

② 太陽光のオンライン制御対象事業者の月間制御量（設備容量あたり）（推計値）： 2.8kWh/kW

③ 太陽光のオフライン制御対象事業者の月間制御量（設備容量あたり）（推計値）： 6.8kWh/kW^{注2}

④ 太陽光の代理制御対象オフライン事業者の本来(8時間^{注3})の月間制御量（推計値）： 933.8万kWh（①×③÷②）

⑤ 太陽光の代理制御対象オンライン事業者 全時間帯の総発電量実績（実績値）： 26,164万kWh【N月検針分買取kWh】

⑥ 太陽光の代理制御対象オフライン事業者 全時間帯の総発電量実績（実績値）： 20,785万kWh【N月検針分買取kWh】

⑦ 太陽光の代理制御対象オンライン事業者 発電量に占める代理制御電力量の割合： 1.47%（①/⑤）

⑧ 太陽光の代理制御対象オフライン事業者 発電量に占める制御対象量の割合： 4.49%（④/⑥）

<N月>

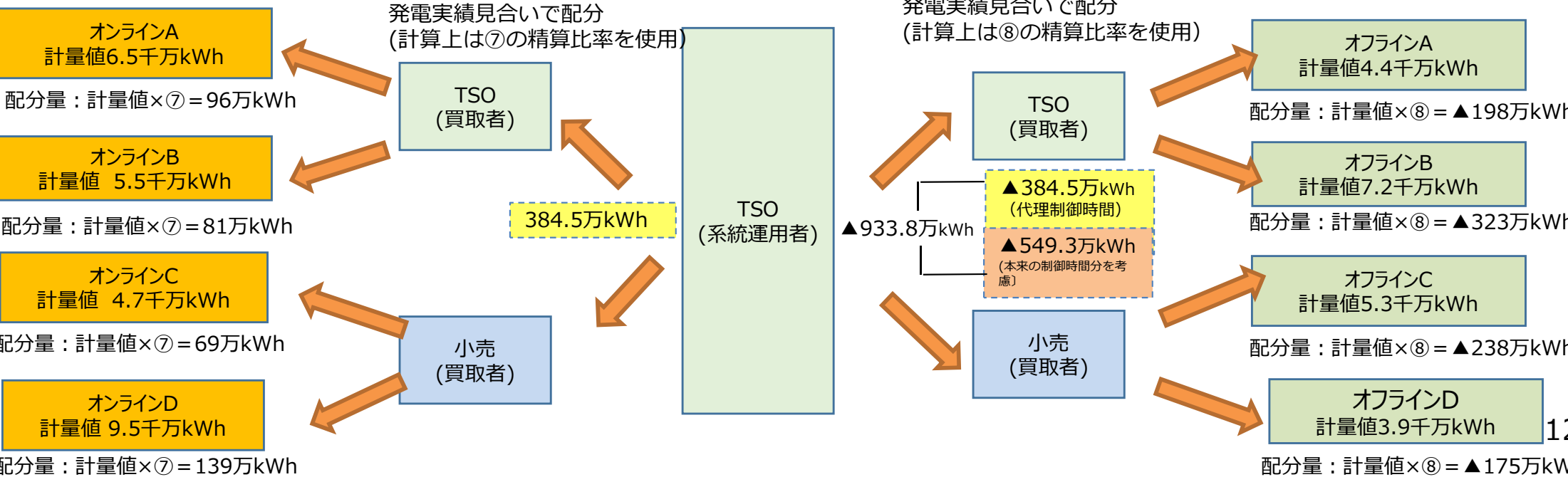
注1 九州エリアの過去実績値に基づく試算。代理制御開始後、手動制御分の実績は除く。

注2 オフライン設備は本来1回あたり決まった時間制御（オンライン設備は必要時間のみ制御）するため、設備容量あたりの制御量はオフラインの方が多くなる。

注3 オフラインの本来制御時間は、エリア毎に差異あり（8時間以外のエリアもあり）

注4 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

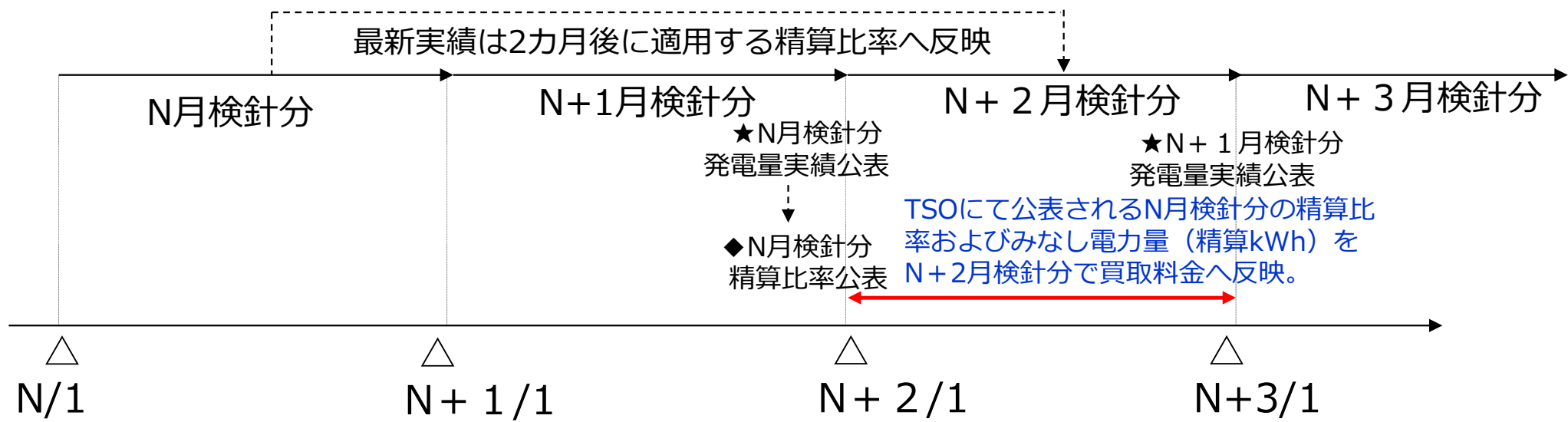
<発電地点毎への電力量 分配イメージ>



精算比率の計算スケジュール

- ◆ 発電量等の実績の確定が早くて翌月末頃となるため、発電実績を公表するタイミングとおおよそ同じタイミングで精算比率についても、各TSOのホームページで公表する。
(N月分実績であれば、TSOがN+1月末の発電量実績公表と概ね同時期に精算比率を公表のうえ、買取事業者はN+2月分買取料金の計算時にTSOから通知されるN月検針分の精算比率およびみなし電力量（精算kWh）を買取料金へ反映）

<精算比率公表スケジュール>



代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）の算定方法について(具体的イメージ②)

- 前ページで算定されたオンライン発電設備及びオフライン発電設備のオンライン代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）のイメージは以下の通り。

2021年2月25日系統ワーキンググループ（第29回）資料6

<買取料金の計算（N+2月検針分）>

オンライン制御事業者A（調達単価24円／kWh、当月計量発電量10万kWh、前々月計量発電量12万kWh）の場合

本来の売電収入 = 計量値に基づく売電収入 + 代理制御に基づくみなし発電量に対する対価（買取代金）

 = 24円/kWh × 10万kWh + 24円/kWh※¹ × (12万kWh※² × 1.47%)

 = 244.2万円

 → 約4.2万円（240万円との差額）が代理制御に基づくみなし発電量に対するオンライン事業者への対価（買取代金）

オフライン制御事業者A（調達単価32円／kWh、当月計量発電量10万kWh、前々月計量発電量14万kWh）の場合

本来の売電収入 = 計量値に基づく売電収入 - 代理制御時間帯の買取代金相当

 = 32円/kWh × 10万kWh - 32円/kWh※¹ × (14万kWh※² × 4.49%)

 = 299.9万円

 → ▲約20.1万円（320万円との差額）が代理制御時間帯のオフライン事業者への買取代金相当

注 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

※1変更認定申請等で、FIT調達単価の変更が発生する場合、みなし電力量に乗じるFIT調達単価は前々月（N月）分に適用したFIT調達単価を適用。

※2出力制御時間帯のオフライン発電設備の発電電力量は、分散検針の関係から、買取実績（例：N月検針分）が出そろった翌月末（例：N+1月末）まで計算ができないため、代理制御による精算については、翌々月（例：N+2月）の買取料金へ反映。

(参考) 再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理 (第3次) (抜粋)

2019年8月

IV. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワーク

2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方

①事業者間の公平性確保

旧ルール500kW未満の太陽光・風力は、過去の審議会において「当面の間は出力制御の対象外」とされ、系統運用に支障を来すおそれが生じた場合には出力制御が行われることが適当と整理されてきた。前述のとおり、旧ルール500kW未満の太陽光・風力を出力制御対象に含めた場合には、現在制御対象となっている既存事業者や新規連系が見込まれる事業者の制御日数が低減するとともに、新規投資の予見性が向上するため、さらなる再エネ投資にプラスの効果が見込まれる。

こうした点を踏まえ、事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW未満の太陽光・風力についても出力制御の対象とし、その際、同時期に認定を取得した旧ルール500kW以上の設備同様、30日無補償ルールを適用することが適切である。

②オンライン制御

オンライン制御は、オフライン制御に比べてより実需給に近い柔軟な調整が可能であり、必要時間帯のみの制御が可能であることから、出力制御量の低減効果が見込まれることに加えて、発電事業者にとっても機会損失の低減や手動制御による人件費削減等のメリットがある。オンライン制御の拡大は、系統安定確保の観点のみならず、再生可能エネルギーの最大限の導入の観点からも重要である。なお、本来であれば、送配電網の次世代化を見据え、電源の導入時期や規模を問わずオンライン制御を実施することが適切であるが、旧ルール事業者においてはオンライン機器の設置が義務化されておらず、これら事業者に対して直ちにオンライン機器設置を義務付けることは困難である。このため、経済的出力制御の手法を組み合わせることによって、出力制御の効率性と公平性の両立を図ることが適切である。

③経済的出力制御(オンライン代理制御)

オンライン制御の導入拡大を進めていくべきであるが、直ちにすべての発電設備をオンライン化するのは制度運用上困難であることから、出力制御の公平性と実効性の両立を図ることからも、経済的出力制御の仕組みを導入すべきである。具体的には、オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組みを引き続き検討していくべきである。

(参考) 九州エリアの出力制御ルール別内訳 (太陽光)

2020年12月11日系統ワーキンググループ (第28回) 資料 1

〔太陽光発電の出力制御ルール別の対象件数・設備容量(2020年9月末時点)〕

電圧階級		旧ルール事業者		指定ルール事業者	
		オフライン制御(前日指令)		オンライン制御(当日指令)	
特別高圧		50件	86万kW	49件※1	88万kW※1
高圧	500kW以上	0.2万件	196万kW	847件※2	104万kW※2
	500kW未満	0.2万件	36万kW	537件	13万kW
低圧	10kW以上	6.4万件	180万kW	3.1万件	109万kW
	10kW未満	29.7万件	133万kW	9.9万件	55万kW
接続量計		36.5万件	630万kW	13.3万件	368万kW
うち出力制御対象計(分)		0.2万件	282万kW	3.3万件	313万kW
適用の考え方		2015.1.25までに連系承諾の事業者		2015.1.26以降に連系承諾の事業者	
出力制御		年間30日まで無補償		無制限、無補償	

(四捨五入の関係上、合計が合わない場合がある。)

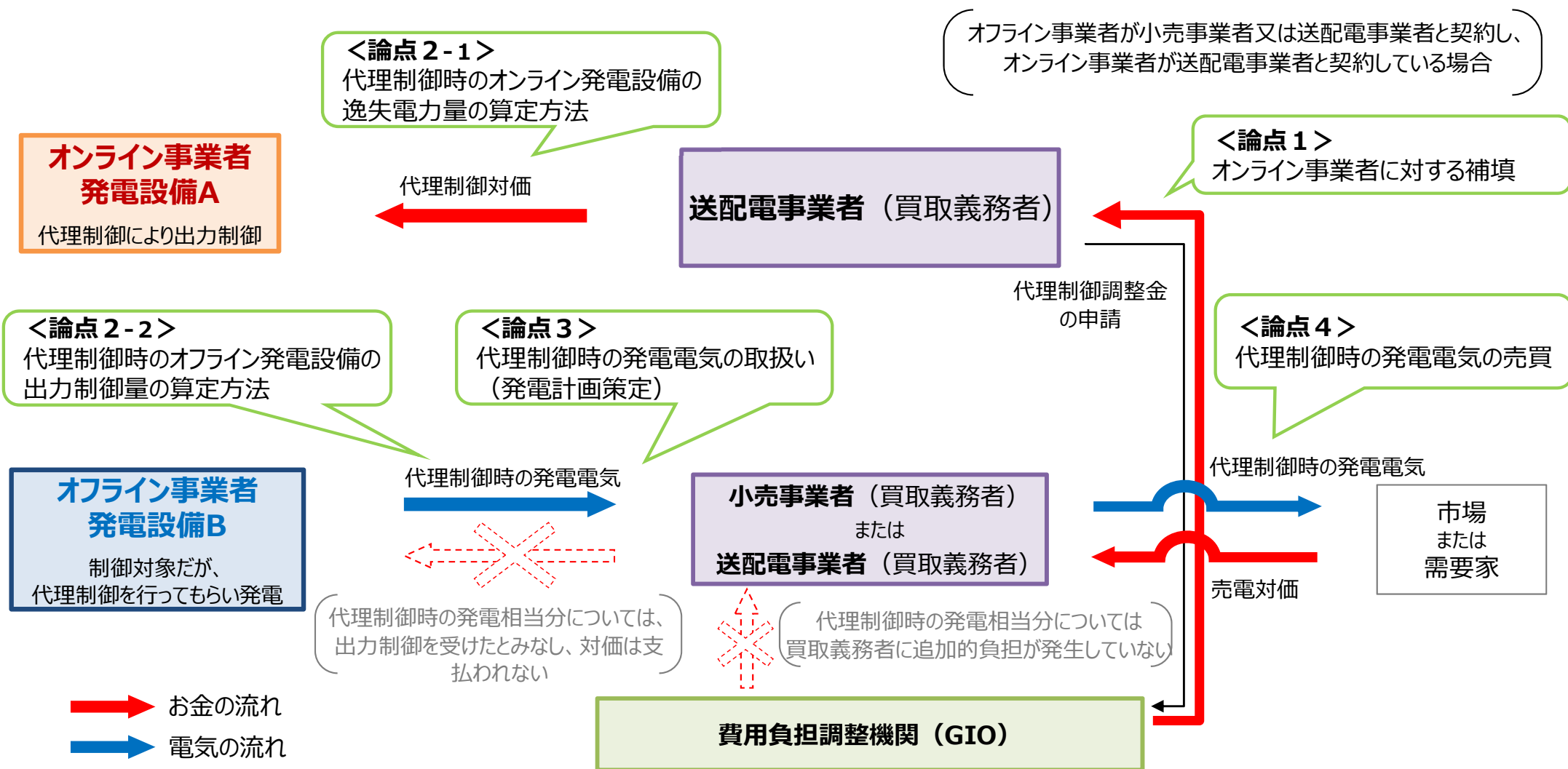
計: 595万kW

※1 表中における「オンライン制御」の「特別高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者(28件、56万kW)を含む

※2 高圧500kW以上の指定ルールには、10月末以降の旧ルール事業者のオンライン化織り込み(353件、45万kW)

(参考) オンライン代理制御のスキーム

2020年10月9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20回資料 2



(参考) 代理制御の制度構築に向けた論点と方向性①

論点

対応の方向性

2020年10月9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20回資料 2

1. オンライン代理制御により出力制御が行われた再エネ発電事業者への補填

- 費用負担調整機関（GIO）から買取義務者に対してFIT電源の代理制御の調整に起因する負担分を交付金で補填し、買取義務者からオンライン事業者に対して代理制御実施分の対価を補填する。
- また、オンライン代理制御時のオフライン事業者の発電相当分については、出力制御されたものとみなして対価は支払われない。

2. 代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量の算定方法、及びオフライン発電設備の出力制御量の算定

- オンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量は、代理制御時間帯における実発電量をベースに算定することが望ましいが、実発電量の把握に不可欠なスマートメーター設置には一定期間を要する。
- 上記を踏まえ、スマートメーター設置完了後にシステム改修が整い次第、実発電量に基づくスキームを導入することを前提に引き続き検討を行うこととした上で、当面はみなし電力量に基づきオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量を算定するスキームで運用する。
- また、オンライン代理制御システムの導入時期については、発電事業者への一定の周知期間の確保、契約上の実務、システム改修等を考慮して、2022年早期を目指す。
- さらに、再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理（第3次）において、当面の間出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW未満の太陽光・風力発電事業者（一部エリアでは新ルール50kW未満も含む）についても出力制御の対象とすることが合意されたところ、出力制御量低減や運用効率化の観点から当該事業者をオンライン代理制御システムに組み入れることが望ましいことから、出力制御対象事業者の拡大と代理制御システムの導入時期を合わせる。
- なお、風力発電については、現時点ではオフライン発電設備を代理制御できるだけの十分な量のオンライン発電設備が存在しないことから、当面の間はオンライン代理制御の対象外とし、オンライン発電設備の導入拡大等の状況を踏まえつつ導入を検討する。

(参考) オンライン代理制御の制度構築に向けた論点と方向性②

2020年10月9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20回資料 2

論点	対応の方向性
3. 代理制御時の発電電気の取扱い (発電計画策定)	● <u>オンライン代理制御はFIT制度における出力制御の一様態</u>であり、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気は出力制御されたものとみなして対価は支払われないが、<u>FIT認定設備が発電した電気</u>である。 ● また、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>発電事業者及び買取者は代理制御時に発電する電気を予め特定することができない</u>ことから、<u>オンライン代理制御の運用面で一定の配慮が必要</u>。 ● これを踏まえ、<u>代理制御時の発電電気は、FIT電気と同様、発電事業者による発電計画策定を免除</u>する。
4. 代理制御時の発電電気の売買	● 買取義務者は、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気を市場取引ないし相対取引によって売電することになる。 ● 一方、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>買取義務者は代理制御時のオフライン発電設備の発電電気を予め特定することができない</u>。 ● 上記を踏まえ、<u>みなし電力量に基づくスキームでは代理制御時の発電電気の売電対価について適切な扱いを検討することとし、代理制御調整金算定にあたっては考慮しない</u>こととする。

オンライン代理制御に係る情報提供について

- 経済的出力制御（オンライン代理制御）については、詳細な制度設計が進められているところ、以下のサイト等に、随時、情報を掲載させていただきます。

資源エネルギー庁HP

○なるほど！グリッド！ <出力制御について>

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyo.html

○出力制御の公平性の確保に係る指針

※オンライン代理制御の運用方法等について2021年内に追記予定です。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_denki.pdf

○系統ワーキンググループ（オンライン代理制御に係る議論）

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/index.html

その他、オンライン代理制御の開始時期等、具体的な運用方法については、各一般送配電事業者のHPをご確認ください（随時更新予定です）。