

系統用蓄電池の接続・利用の在り方について

2023年10月16日
資源エネルギー庁

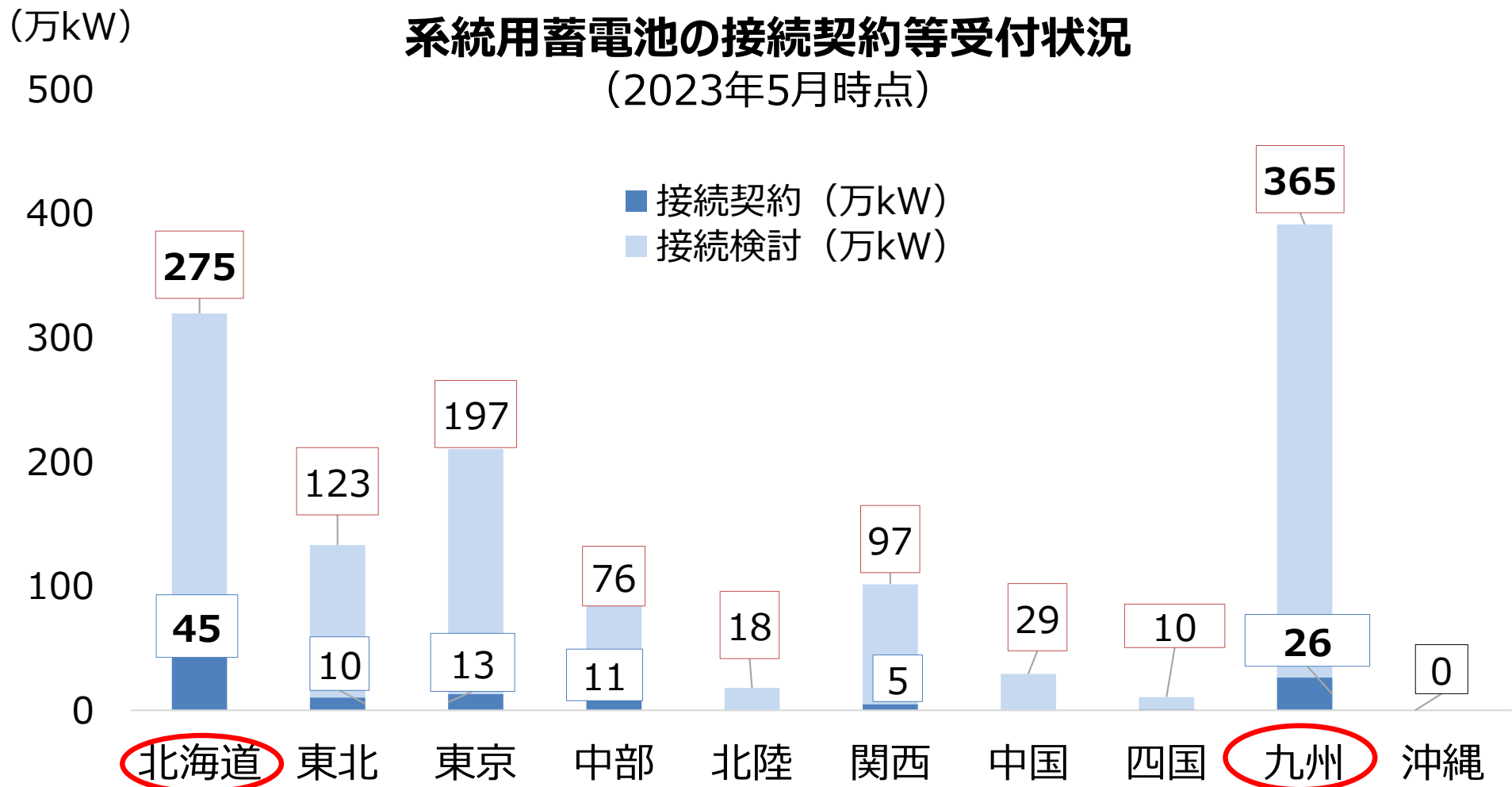
本日の御議論

(系統用蓄電池の活用による需給バランス制約による出力制御量の抑制)

- 再エネの導入拡大とともに、特に需要の少ない春秋において、全国的に出力制御量が増加傾向にある。こうした中で、更なる再エネの導入拡大に向けて、年内を目途に再エネの出力制御低減に向けた新たな対策パッケージを取りまとめることとしている。
- 系統に単独で直接接続する系統用蓄電池は、出力制御が発生しやすく、スポット価格が安価となる昼間の時間帯に充電を行うことが想定される。このため、系統用蓄電池の導入が進めば、出力制御量の抑制にも資することが期待される。
- 他方、スポット価格が0.01円となるタイミングと、出力制御が起きる時間は必ずしも一致しない。そのため、現状の市場メカニズムに従い、スポット価格が低いタイミングを狙って系統用蓄電池の充電が行われるとしても、実際に出力制御が発生する時間帯には系統用蓄電池が満充電となってしまう充電ができない状況が生じ得るなど、自然体では、系統用蓄電池の導入が、必ずしも出力制御の抑制につながらない可能性がある。現状の市場メカニズムを最大限活用しつつ、出力制御が起きる時間帯に系統用蓄電池の充電を促すためには、どのような方策が考えられるか。
- 本日は、出力制御の抑制に向けた系統用蓄電池の活用方策として考えられる以下の3ケースについて、制度的な課題や実務的な対応可能性等を検討する。
 - ①一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために充電を指令
 - ②一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために下げ余力を活用
 - ③再エネ事業者が自らの出力制御量を減らすために下げ余力を活用

(参考) 短期対策②：系統用蓄電池の導入

- 再エネの出力制御等に活用される系統用蓄電池は、ここ1, 2年で急速に導入が拡大。
全国で接続検討受付が約1,200万kW、契約申込が約112万kWとなっている。
※接続検討のすべてが接続契約に至るものではない。なお、通常、契約から設置まで2年程度を要する。
- エリア別では、特に北海道や九州で導入が進んでいる。



（参考）エリア別の系統用蓄電池の接続検討等の受付状況

＜接続検討等の受付状況＞

(単位) 上段：件
下段：万kW

2023.1末	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
接続検討受付	107	50	222	27	8	25	7	2	134	-	582
	251.3	101.5	140.4	63.8	12.6	48.6	17.2	3.8	239.5	-	878.7
接続契約申込 受付	14	4	3	3	-	2	2	-	10	-	38
	29.9	10.2	12.1	1.5	-	4.8	0.7	-	7.5	-	66.8
連系済	-	-	-	1	-	-	-	-	2	-	3
	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.2	-	0.3
合計	121	54	225	31	8	27	9	2	146	-	623
	281.2	111.7	152.5	65.3	12.6	53.4	17.9	3.8	247.3	-	945.8

注1 2023.1末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（東京電力PGと九州電力送配電は2023.2.9時点）

2023.5末	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
接続検討受付	110	65	245	43	10	40	14	5	190	-	722
	274.8	122.8	197.4	76.0	18.1	96.5	29.2	9.5	364.7	-	1189.0
接続契約申込 受付	19	5	29	5	-	3	1	1	26	-	89
	44.8	10.4	13.0	10.7	-	5.0	0.2	1.2	26.4	-	111.7
連系済	-	-	-	1	-	-	-	-	3	-	4
	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.4	-	0.5
合計	129	70	274	49	10	43	15	6	219	-	815
	319.6	133.2	210.4	86.8	18.1	101.6	29.3	10.6	391.6	-	1301.2

注2 2023.5末時点のデータを各一般送配電事業者において集計（九州電力送配電は2023.6末時点）

注3 高圧以上について集計

注4 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注5 接続検討受付した案件がすべて連系まで至るわけではないことに留意が必要

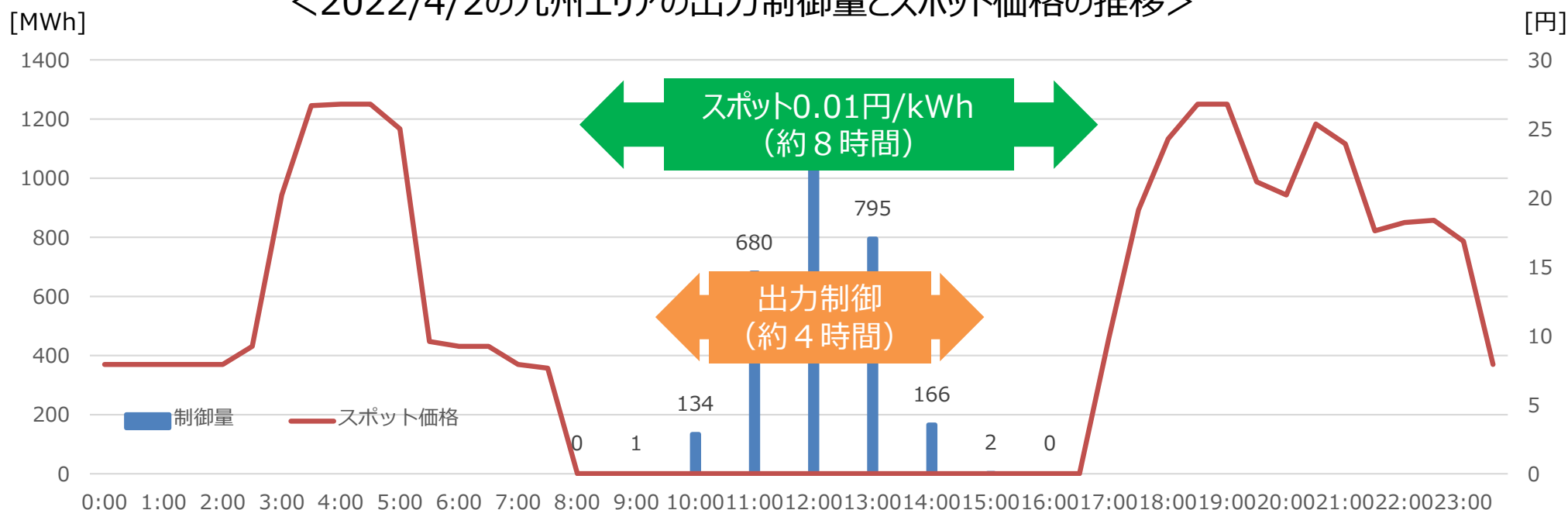
(参考) 需給バランス改善への系統用蓄電池の更なる活用について

(出力制御が生じる時間帯での充電の促進)

第46回 系統WG (2023年5月29日) 資料5

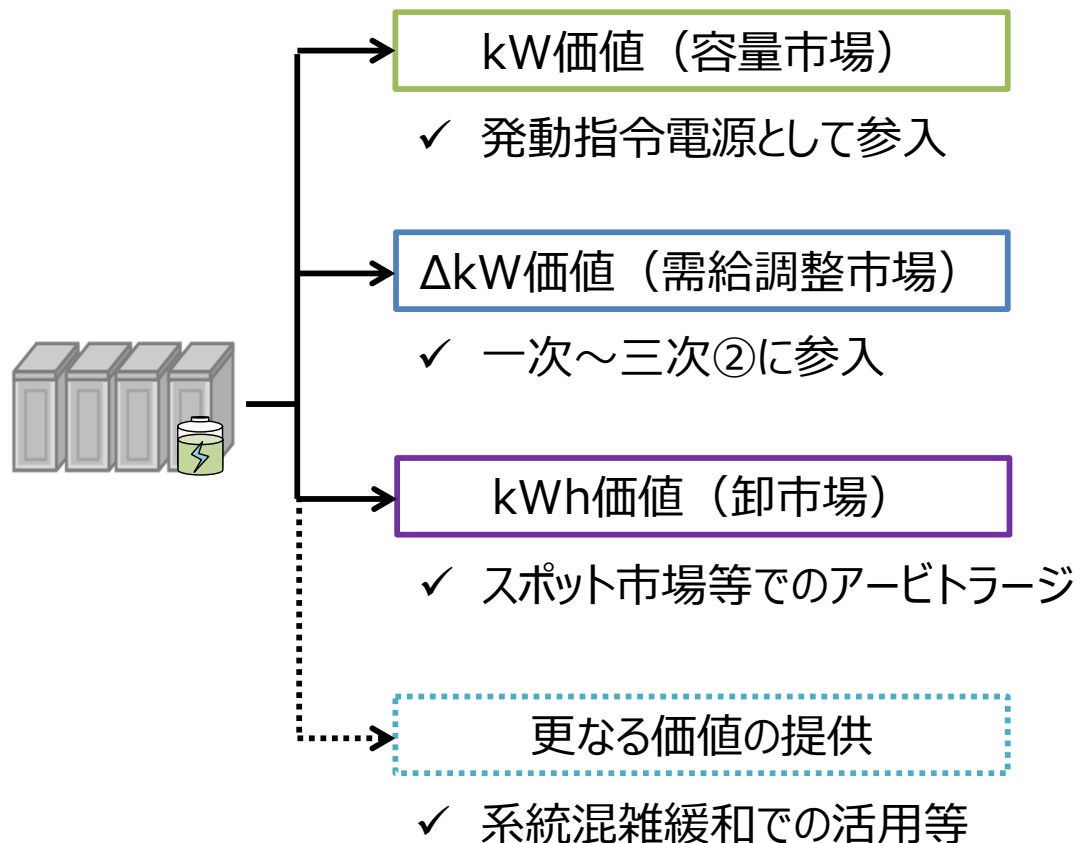
- 軽負荷期や休日などにおいては、出力制御が発生しない時間を含めて長時間に渡ってスポット価格が0.01円/kWhとなり、一般的な系統用蓄電池の時間容量（2～6時間程度）より長時間となるケースも存在する。
- 蓄電事業者は、天候予測や過去の価格トレンド等から、適切なタイミングを予測して充電を行うことが考えられるが、価格シグナルだけを参考にしては実際に制御が起きるタイミングではすでに満充電となってしまうっており、出力制御を回避するために充電が行えない可能性があるのではないかな。
- 再エネの最大限の活用という観点を踏まえると、実際に出力制御が起きるタイミングで充電を促すような仕組みについて検討を深めていくこととしてはどうか。

＜2022/4/2の九州エリアの出力制御量とスポット価格の推移＞



（参考）系統用蓄電池のビジネスモデル

- 系統用蓄電池は、容量市場（kW価値）、需給調整市場（ΔkW価値）、卸市場（kWh価値）等での収入を組み合わせ（revenue stacking）、投資回収していくビジネスモデルが主に想定される。
- また、海外においては送配電事業者等が一定の固定収入を保証するようなスキームも存在。日本においても、系統混雑緩和対策への系統用蓄電池活用等、今後新たな収入に繋がるスキームの出現が期待されるところ。

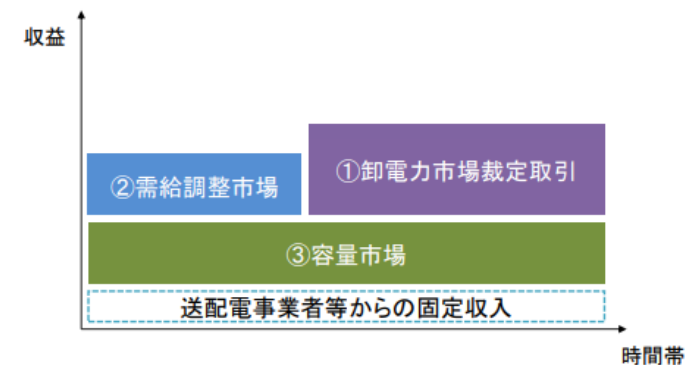


（参考）諸外国における系統用の蓄電事業の在り方

2021年2月25日 系統ワーキンググループ（第29回）事務局資料

- EUや米国、豪州等においては、原則として系統運用者以外が、蓄電池を所有する方策をとっている。
- その際、系統向けの蓄電池事業者の基礎的な収入は、①卸電力市場（時間帯の値差の裁定）、②需給調整市場、③容量市場によって回収されることになる。
※カリフォルニア州、豪州等においては、送配電事業者等が一定の固定収入を保証するようなスキームも存在。

蓄電池事業者の収入構造のイメージ



出所）2021年3月10日 第31回 電力・ガス基本政策小委員会 資料4

ケース① 一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために充電を指令

- 一般送配電事業者が所有する一部の系統用蓄電池は、需給バランス改善に向けた出力制御の条件や順番を定めた優先給電ルールにおいて、揚水と同様、出力制御時に充電することが規定されている。
- 他方、昨年11月の本WGで御議論いただいたとおり、一般送配電事業者ではない事業者が所有する系統用蓄電池については、技術的及び実務的観点から様々な検討が必要であるため、現状、一般送配電事業者による充電指令の対象とはしていない。
- 揚水と比べ、系統用蓄電池は1つ1つの規模が小さい一方、多数の導入が見込まれており、これらをすべて一般送配電事業者が一律に管理することは現実的でない。また、蓄電事業者としても、市場等を活用した蓄電池運用を行う中で、運用計画と異なる一般送配電事業者による指令は望ましいものではない。
- このため、系統用蓄電池を充電指令の対象とする場合には、まずは、一定の基準等に基づき対象を限定することとし、例えば、長期的な収入の予見可能性が付与される長期脱炭素オークションで落札された系統用蓄電池について、指令対象とすることを検討してはどうか。
- なお、仮に一定の系統用蓄電池を指令対象とする場合、一般送配電事業者における中給システムの改造や充電指令の精算等に費用負担が生じることで、結果的に社会コストが増加する可能性もある点に留意する必要がある。

（参考）優先給電ルールにおける系統用蓄電池の扱いについて

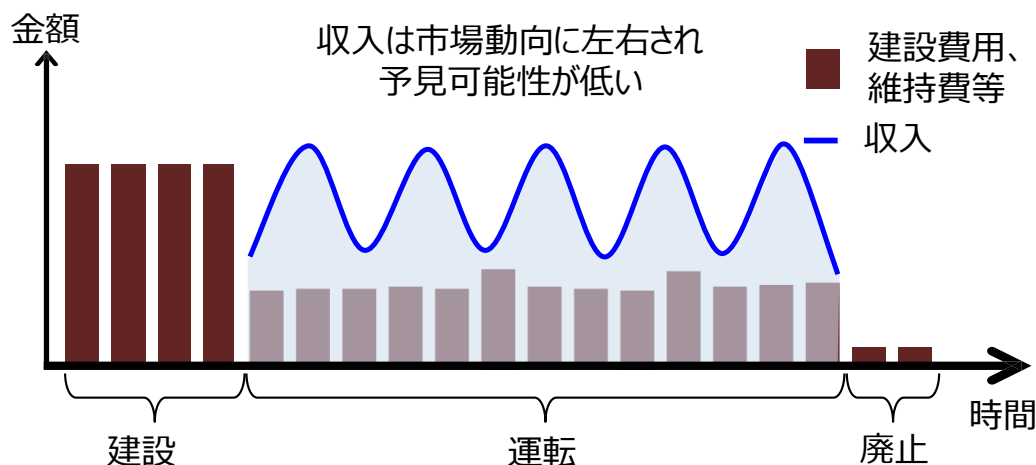
- 優先給電ルールにおいて、系統用蓄電池をどのように整理すべきか。
- 役割や機能が近い揚水は、下げ調整力の不足時、発電機の出力抑制と同列に揚水運転が位置付けられていることを鑑みると、系統用蓄電池にも充電を求めることについてどのように考えるか。
- 他方、蓄電池の寿命は充放電の回数や深度に依存し、充放電を繰り返すことが直接劣化に繋がるため、充電指示を行う場合には制限を設けることも考えられるか。
- 仮に、一送の指示により充電を行わせる場合には、上述した蓄電池特有の機能や事情を踏まえ、蓄電池の用途にも応じた具体的な方法について、技術的及び実務的な観点から検討することが必要であり、場合によっては中給システム等の改修が必要になる可能性がある。
- したがって、需給バランスによる出力制御が生じる際、まずは発電機の出力抑制と同じ並びで、系統用蓄電池についても放電を抑制することとしてはどうか。
- また、充電を指示する際の課題や、充電対象となる系統用蓄電池について整理し、将来的に準備が整ったタイミングで充電を求めることも含め、検討を行うこととしてはどうか。
- なお、第41回系統WGにて整理したとおり、系統用蓄電池については順潮流側に課題があるケースもあり、充電側の制御についても引き続き検討を行う。

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

第81回制度検討作業部会（2023年6月21日）資料7

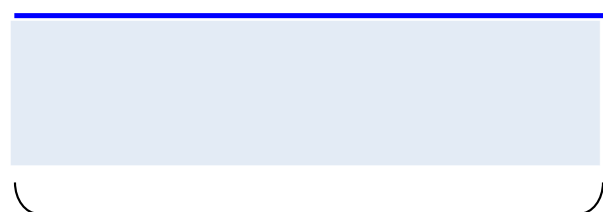
- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始予定（初回の応札を2024年1月に実施）。
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、固定費水準の容量収入を原則20年間得られることとすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



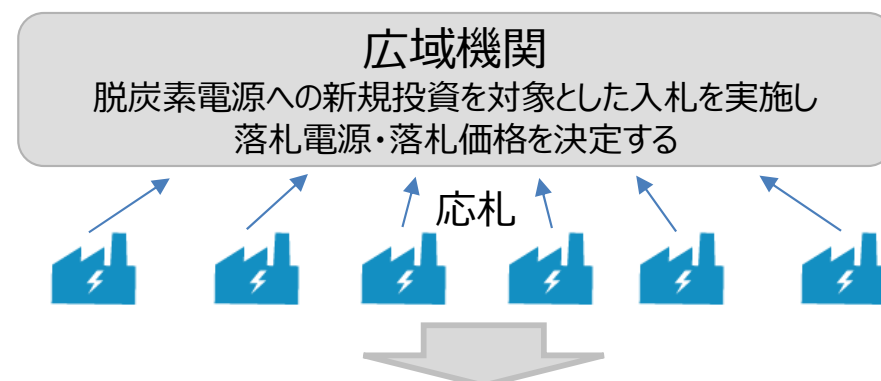
〈投資判断に必要な要素〉

①投資判断時に
収入の水準を
確定させたい



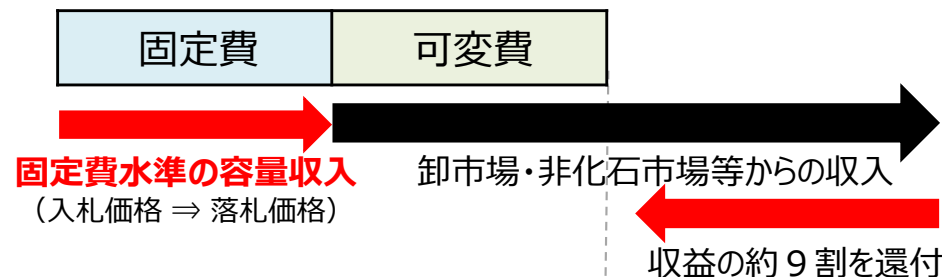
②投資判断時に
長期間の収入を
確定させたい

〈新制度のイメージ〉



〈落札電源の収入〉

①収入の水準



(※) 本制度での収入 = 落札価格 - 還付する収益

②収入の期間



第2章 募集概要

オークション参加対象となる電源

(広域機関)
長期脱炭素電源オークションの制度詳細について
(応札年度：2023年度) (2023年9月)

- 本オークション参加対象となる電源は、今後の設備投資が必要であり、応札時点で供給力提供開始前の安定電源と変動電源です。
- 募集要綱にて電源種毎に定められた諸条件を満たす電源のみ参加対象となります。
- 本オークションの募集対象となるエリアは、日本全国です。ただし、沖縄地域及びその他地域の離島を除きます。

対象	電源種別	燃料または 発電方式	専焼/混焼	新設・リプレイス/改修	本オークションに参加可能な設備容量 (送電端) ※1 (万kW以上)	電源等区分
脱炭素電源	太陽光	—	—	新設・リプレイス	10	変動電源
	風力	陸上風力、洋上風力		新設・リプレイス	10	変動電源
	蓄電池	—	—	新設・リプレイス	1※4	安定電源
	水力	揚水	—			
		一般(貯水式)	—	新設・リプレイス	10	安定電源
		一般(調整式)	—			変動電源
		一般(流入式)	—			
	地熱	—	—	新設・リプレイス	10	安定電源
	原子力	—	—	新設・リプレイス	10	安定電源
	火力※2	水素	専焼	新設・リプレイス/改修	10（新設・リプレイス） 5（改修）	安定電源
			混焼			
		アンモニア	専焼	改修	5	
			混焼			
バイオマス※3		専焼	新設・リプレイス/改修	10		
LNG専焼火力	火力	LNG火力	専焼	新設・リプレイス	10	安定電源

※1：設備容量（発電端）から、当該電源の所内消費電力および自家消費のために必要な容量、自己託送および特定供給のために必要な容量ならびに特定送配電事業者が利用するために必要な容量等、長期脱炭素電源オークションの要件を満たさない発電容量、FIT・FIPの適用対象となる容量を控除した容量とします。

※2：「CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）付火力」や「アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイス」、合成メタンを燃料とする発電所は、本制度の対象だが、現時点では応札が想定されないこと、上限価格を設定することが困難であることを踏まえ、本年度のオークションでは対象外とします。

※3：既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件（同一プラントの一部の設備容量が別の脱炭素技術（アンモニア等）による設備容量である場合を含む）は、改修によって新たに増加する脱炭素化kW分を本制度の対象とし、燃料の専焼に至るまでは7割以上の混焼比率が必要です。

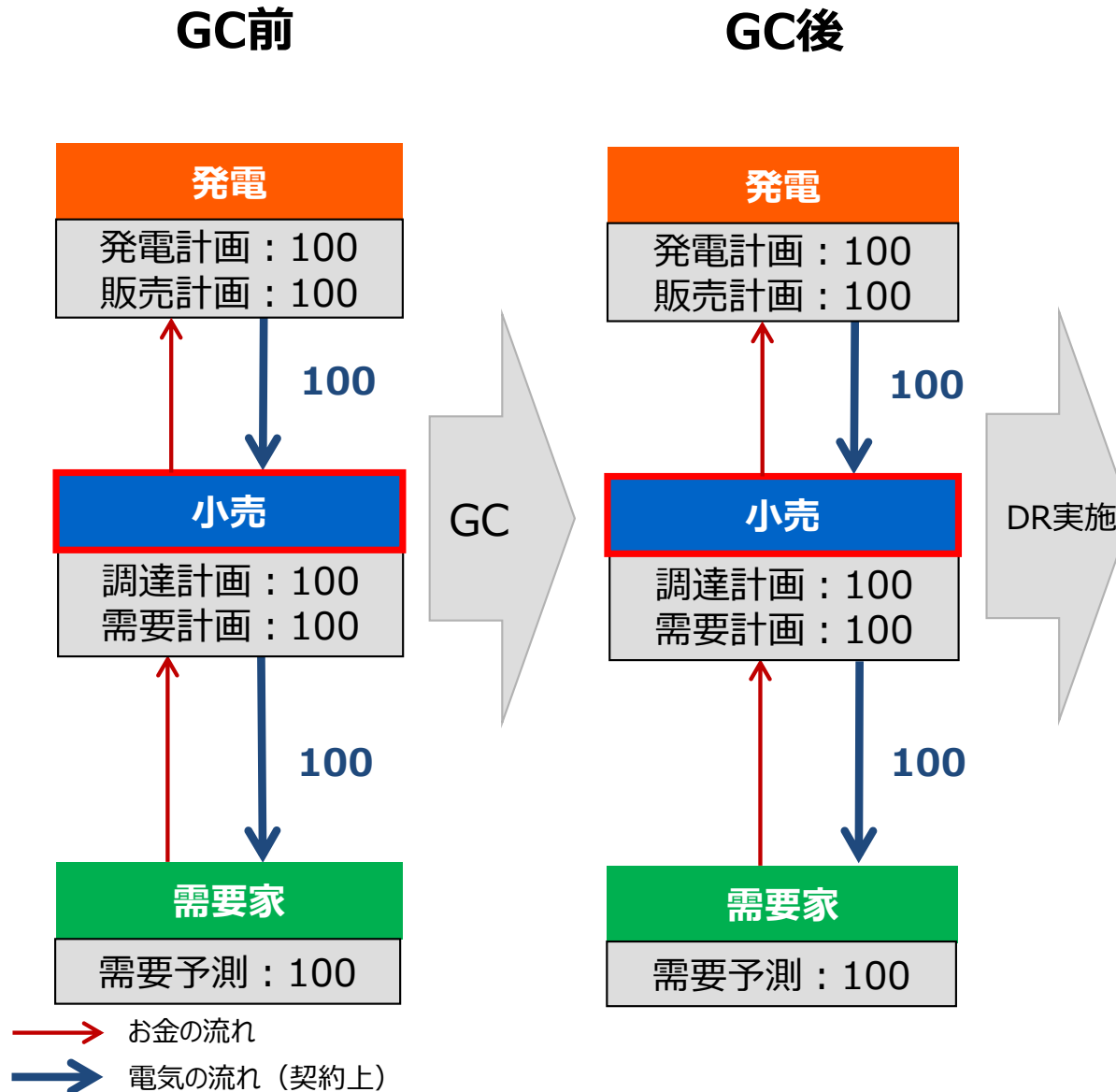
※4：1日1回以上3時間以上の運転継続が可能な能力を有すること

ケース② 一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために下げ余力を活用

- 蓄電事業者の意向を踏まえた系統用蓄電池の活用方策として、一般送配電事業者が実需給1時間前（ゲートクローズ前）までに確保する下げ余力として活用されることを望む系統用蓄電池等を募集し、出力制御時に必要に応じて充電指令を出すことが考えられる。
 - しかしながら、現状、市場メカニズムを通じて一般送配電事業者が調整力を調達する需給調整市場においては、上げ余力のみを商品化しており、下げ余力は対象外である。
 - このため、再エネの最大限の活用に向けて、下げ余力を需給調整に活用している海外の事例も参考に、どのような条件の下で下げ余力に経済的インセンティブを付することができるか、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会や広域機関において検討を行ってきている。
- (※) 再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会では、買取義務が存在するFIT電源に関する出力制御について、国民負担の下で追加的に補償することは妥当でない（無制限・無補償ルール）が、今後増加が見込まれる卒FIT電源やFIP電源等の非FITの再エネについて、現行の調整電源と同様、ゲートクローズ後に送配電事業者が指示する出力制御に応じた場合に一定の金銭的な精算を行うことは考えられるといった議論がされている。
- また、下げ余力を供出できるリソースは、系統用蓄電池のみならず、再エネを含めた幅広い電源がある。こうした中で、下げ余力に対する経済的インセンティブの付与の在り方については、その是非を含め、今後の調整力確保の在り方を幅広い観点から検討する中で、引き続き丁寧に検討を進めることとしてはどうか。
 - なお、広域機関の委員会でも指摘されているとおり、下げ余力に対する経済的インセンティブの付与は、蓄電事業者が自然体で充電を行わない方向に働く可能性がある。また、インセンティブの原資によっては社会コストを増加させる可能性がある点に留意する必要がある。

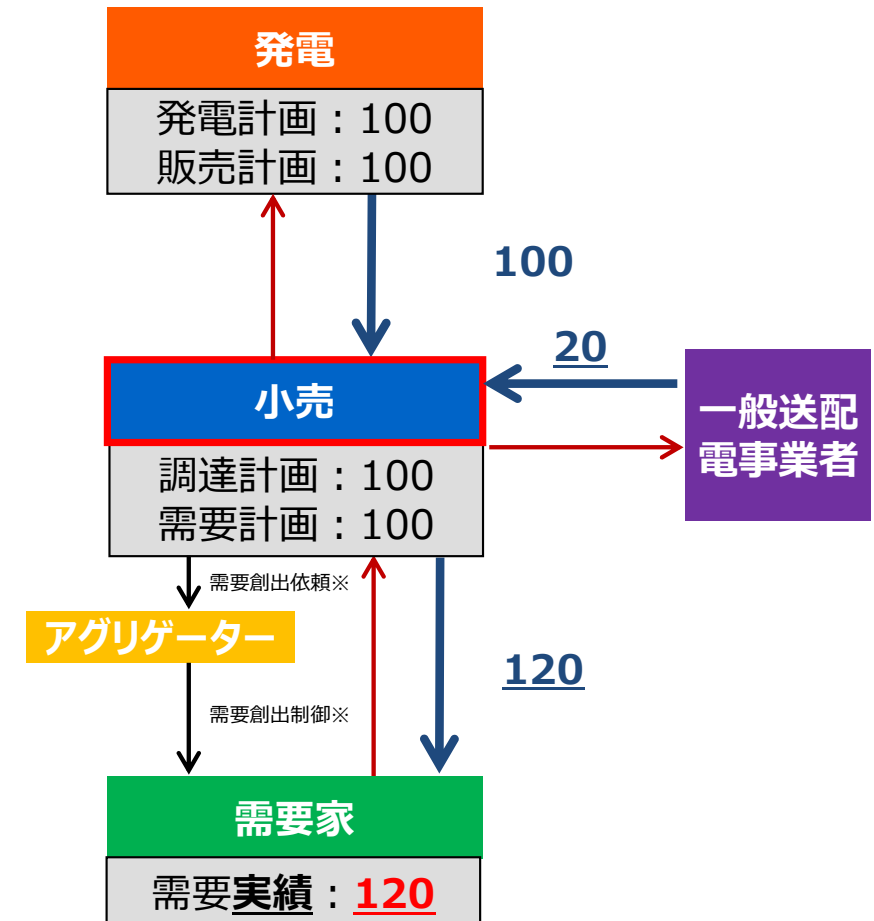
（参考）上げDR ユースケース7および8（自社需要家からの電力調達による供給力・調整力提供）

- 下げ供給力・調整力（創出された需要量）を、系統全体の需給調整を目的として一般送配電事業者に提供するケース。（現状は存在していないが、仮に実施するとした場合のイメージ）



実断面（DR実行）（UC7および8）

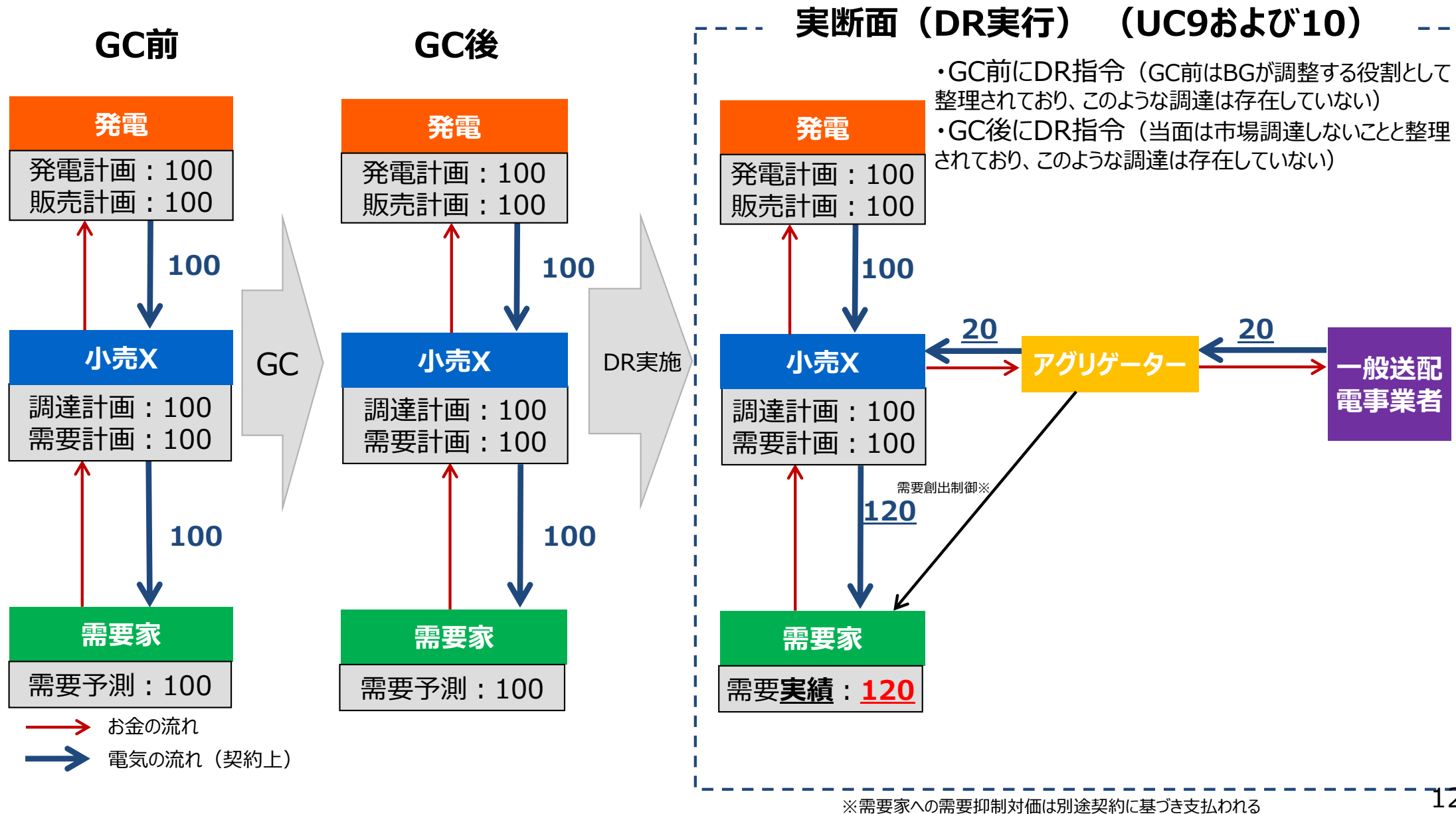
- ・GC前にDR指令（GC前はBGが調整する役割として整理されており、このような調達は存在していない）
- ・GC後にDR指令（当面は市場調達しないことと整理されており、このような調達は存在していない）



※アグリゲーター並びに需要家への需要創出対価は別途契約に基づき支払われる

（参考）上げDR ユースケース9および10（他社需要家からの電力調達による供給力・調整力提供）

- 下げ供給力・調整力（創出された需要量）を、系統全体の需給調整を目的として一般送配電事業者に提供するケース。（現状は存在していないが、仮に実施するとした場合のイメージ）



(参考) 第12回ERAB 議事要旨 (抜粋)

※下線は事務局が追加

- 資料3のP.33では、一般送配電事業者が優先給電ルールに従ってゲートクローズ後にFIT電源の出力抑制を行うケースが想定されている。その他のユースケースとして、再エネ発電事業者がゲートクローズ後に再エネの出力抑制回避のために上げDRを活用するケースもあり得るのではないか。つまり、再エネ出力抑制緩和等へ上げDRを活用する場合、一般送配電事業者が上げDRを調達するのではなく、再エネ事業者がゲートクローズ後に自社電源の出力抑制を回避するために、上げDRを活用する契約を結ぶこともあり得ると思われるため、類型1でも類型2でもないようなユースケースもあると考えている。
- 資料3のP.17にまとめている通り、小売電気事業者が上げDRを積極的に活用できる仕組みを作してほしい。その一方でP.38に記載しているように上げDRでもゲーミングの可能性もあるため、その防止策の議論や監視の仕組みも検討していただきたい。
- 一般送配電事業者がGC 後の再エネ抑制回避を目的として上げDRを活用するケースについて先ほど意見があったが、再エネ余剰時は、そもそも再エネがエネルギー市場において0円で売りに出されており、そのエネルギー市場で0円でも不要とされたものである。GC後に一般送配電事業者が上げDRを活用するということは、社会コストをかけてその再エネ余剰を買うということであるが、それ対して社会的に意義があるのかどうかポイント。つまり、上げDRを実施することでなにがなんでも再エネ抑制を回避することが本来の目的ではない。上げDRはあくまでエネルギー消費に再エネを有効に活用することで社会的コストを下げる可能性がある1つの手段である。上げDRをGC後に活用するというのがどういう状況でどういう意味を持つのか、どのようなやり方をすれば社会的に意義があるか、今後議論していくべきだ考える。再エネ抑制回避のためにわざわざ一般送配電事業者が上げDRを調達することで社会コストを増やすということにはならないようにしていただきたい。
- 上げDRを実施したことで再エネの出力抑制回避ができた場合、その非化石価値が再エネ事業者側あるいは上げDRを実施した事業者のどちらに帰属するのかということも大切な論点だと思う。

- 現状、強制買取が前提のFIT電源に関する出力制御については、無制限無補償のルールが整備されており、国民負担の下で一定の制約下にあるFIT電源に対して出力制御時に追加的に補償することは妥当でない。
- 一方、今後増加が見込まれる卒FIT電源やFIP電源等の非FITの再エネについて、現行の調整電源と同様、ゲートクローズ後に送配電事業者が指示する出力制御に応じた場合に一定の金銭的な精算を行うことは考えられる。
※例えば、イギリスのバランシングメカニズムにおいては、再エネ事業者自身が発電の計画を策定する規律の下、安定供給に必要な下げ調整を提供する対価のような形で、出力制御の補償を実施しており、強制買取が前提となるFITの場合は、バランシングメカニズムに参加できず、補償されていない。
- こうした取組は、卒FIT電源の価値を正當に評価するのみならず、FIT制度からFIP制度への移行を後押しすることとなり、再エネの電力市場への統合の促進につながると考えられる。
- 他方、こうした取組が具体的にどのような効果を有するかは、下げ調整の市場取引に関する規律次第であるため、今後、このような市場取引の在り方について、需給調整市場等に関する詳細制度設計の議論も踏まえつつ、検討を深めていくこととしてはどうか。
- なお、今後検討する仕組みの構築は、FIP制度の開始時期である2022年4月には間に合わない可能性が高いため、FIP制度について既に整理した内容は変更せず、将来的な対応策として、関連する市場との整合性を考慮しつつ、詳細な検討を進めてはどうか。

(参考) イギリスにおけるメリットオーダーの実現の例 (balancing mechanism)

- イギリスにおいては、優先給電ルールは存在せず、balancing mechanismを活用し、可能な限り、**再生を含む全電源をメリットオーダーで出力制御**している。^{※1}

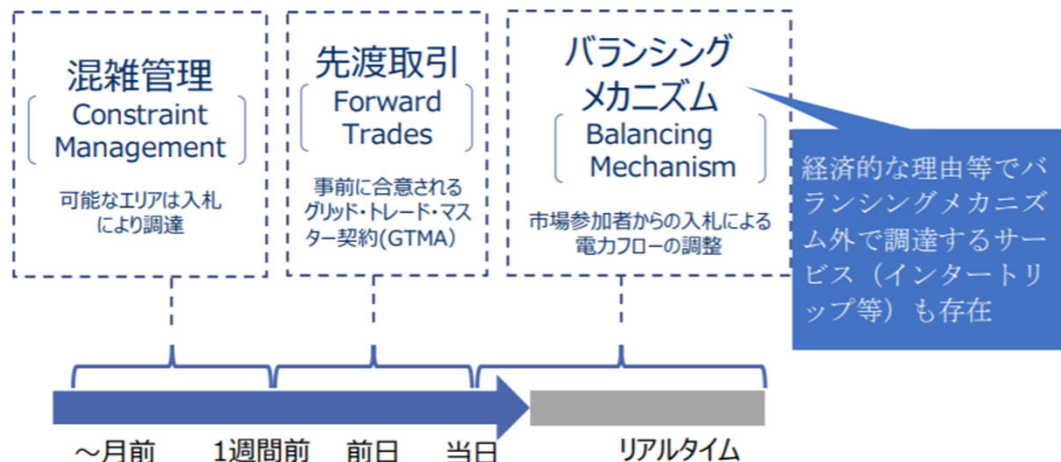
※1：高圧送電網に直接接続する大型電源（地域・電圧により異なるが、**概ね50-100MW以上の電源**）は**参加義務**を負う。それ以下の地域配電網接続の**小規模電源は参加義務はないが、1MW以上は参加可能**。

- 当日の市場で調達されるbalancing mechanismは、我が国の調整力公募における電源Ⅱと同様、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組みであり、系統利用者（発電事業者）は、ゲートクローズ時にBid-Offerを提出する。^{※2}

※2：一般送配電事業者が調整力専用として必要量を明示して募集し、常時確保する電源Ⅰに対し、一般送配電事業者が必要量を明示せず募集し、運用段階で調整指令を出した場合にのみ指令量に応じて精算される電源

- ✓ Offer：発電量を一定量増やす場合に系統運用者からいくら受け取りたいかを登録
- ✓ Bid：発電量を一定量減らす場合に系統運用者にいくら支払うかを登録
- 系統運用者であるNational Gridが、送電制約や発電ユニットの特性を考慮したうえで入札の価格順に指令（落札）を行う。

<系統混雑管理のタイムライン>



<Bid-Offerのイメージ>

Bid-Offer Pairs for a BM Unit

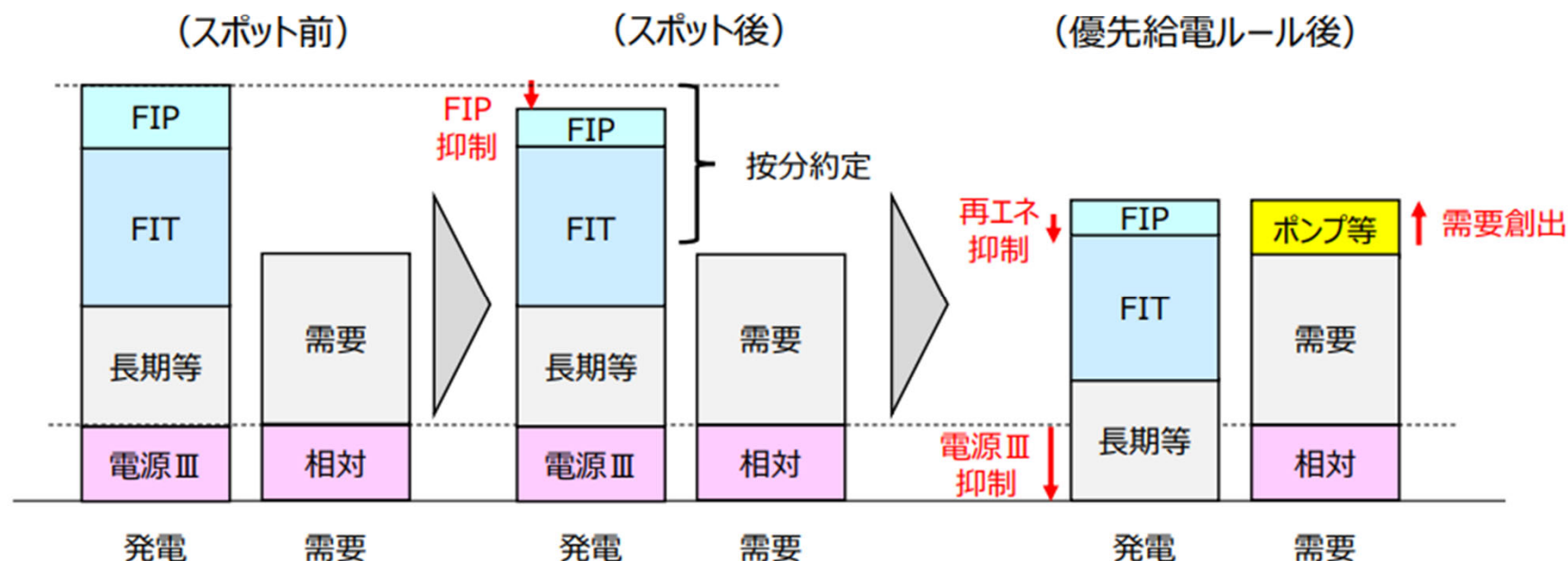
Operating volume	
275 MW	Pair + 5: Offer Price £100/MWh Bid Price £2/MWh
250 MW	Pair + 4: Offer Price £50/MWh Bid Price £5/MWh
225 MW	Pair + 3: Offer Price £35/MWh Bid Price £7/MWh
200 MW	Pair + 2: Offer Price £25/MWh Bid Price £13/MWh
175 MW	Pair + 1: Offer Price £20/MWh Bid Price £18/MWh
150 MW	Pair - 1: Offer Price £25/MWh Bid Price £20/MWh
125 MW	Pair - 2: Offer Price £20/MWh Bid Price £15/MWh
100 MW	Pair - 3: Offer Price £15/MWh Bid Price £10/MWh
75 MW	Pair - 4: Offer Price £10/MWh Bid Price £5/MWh
50 MW	Pair - 5: Offer Price £7/MWh Bid Price £2/MWh
25 MW	

FPN

Settlement Period

- つまり、系統余剰かつ再エネの抑制が行われる状況においては、インバランス精算単価が0円/kWhとなることから、電源Ⅲやポンプ等（調整電源を除く）においては、前日スポット市場で自ら差し替えやポンプ等を行うより、優先給電ルールによる抑制を受ける（相対契約に基づく発電計画のままにしておく等）方が僅かではあるものの経済合理的な行動となると考えられる。
- このようななか、GC以前の同時同量達成のための抑制（優先給電ルールによる抑制）に対し、単純に新たな価値を与える、つまり、抑制によって発電事業者が対価を得られるとすると、ゲーミング（抑制時に対価が貰えることを期待して逆に高出力の計画にする等）ならびに更なるFIP電源の未約定（抑制）を誘発すると考えられる。
- このため、こういったGC以前の同時同量達成のための抑制（下げ調整）に対する価値については、丁寧な議論が必要になると考えられる。

【優先給電ルールによる抑制を期待した前日スポット市場約定結果】



ケース③ 再エネ事業者が自らの出力制御量を減らすために下げ余力を活用

- 系統用蓄電池の活用方策として、再エネ事業者が自らの出力制御量を減らすために下げ余力を活用するケースも考えられる。
- 現状の制度において、再エネ発電事業者は、発電設備の設置場所内に蓄電池を併設（再エネ併設蓄電池）し、出力制御時に再エネ併設蓄電池に充電を行うことにより、出力制御量の低減・下げ余力の活用を図ることが可能となっている。

(※) FIP制度では、出力制御が発生するような市場価格が0.01円となるコマのプレミアムについては、他の時間帯に交付する仕組みとしており、需給が逼迫する時間帯への供給シフトを促進している。

(※) 現状では、系統からの充電を行っていない場合には、再エネ併設蓄電池への蓄電を経た再エネ電気について、非化石価値を認めている。
- 更なる出力制御量の低減・下げ余力の活用の観点からは、こうした運用を系統用蓄電池にも拡大して適用し、系統用蓄電池にも同様の役割を持たせることが考えられるが、例えば以下のような点が課題となる。
 - ✓ 再エネと系統用蓄電池を活用した新たなビジネスモデルの構築
 - ✓ 充電量の計測方法
 - ✓ 系統用蓄電池に充電された電気のFIP制度上の取扱いや非化石価値の考え方
- このため、再エネ事業者による系統用蓄電池の活用に向けて、新たな実証等を通じ、これらの制度的な課題を含めた実務的な課題等について、検討を深めていくこととしてはどうか。