

アグリゲーションビジネス及び 系統用蓄電池に関する取組について

令和4年1月19日

資源エネルギー庁
新エネルギーシステム課

- 1.アグリゲーションビジネスに関する課題・要望等について**
- 2.系統用蓄電池に関する取組について

アグリゲーションビジネスに関する課題・要望について

- 第16回ERAB検討会にて、アグリゲーションビジネスに関する各種の課題・要望について進捗状況をご報告した。
- 一部の課題・要望については更なる進捗があったため、それらの内容について報告する。

アグリゲーションビジネスにかかる課題・要望への対応状況

- 第13回ERAB検討会で整理された課題・要望のうち、多くは一定の進捗があるものの、未対応の課題・要望について引き続き関係機関等と連携し検討を進めていく。
- また、下記に関連する新たな課題・要望等はあるか。

市場	課題・要望 ※第13回ERAB検討会での整理から、一部項目の記載箇所を修正	対応状況	参考
需給調整市場	【三次①②】①需要家リスト・パターンの多様化 ②商品ブロック時間の多様化 ③事前審査要件の緩和	①当初予定の10パターンから20パターンに拡大 ②三次②の運用状況等を踏まえ今後検討 ③〃	参考1
	【一次・二次①②】①蓄電池等のDSR・DERの参加 ②DSR・DERと中給との接続方法の整理	①参加できるように広域機関で要件整理中 ②一次はオフライン枠（詳細検討中）、二次は専用線接続	参考2 参考3
	【その他】①高圧逆潮流アグリ参入 ②低圧リソースの参入	①2023年度以降の参入を目指し検討中 ②今年度実証において事前審査・アセスメント方法等も含めて検証を予定	参考4 参考5
容量市場	発動指令電源へのアグリ参入の推進	アグリゲーターによる落札実績あり 発動指令電源の調達上限の拡大（2025年度向け）	参考6 参考7
調整力公募	逆潮流アグリゲーションの参入	電源 I'にて2022年度から逆潮流アグリ参加可能	参考8
卸電力市場	再エネアグリゲーションの推進	今年度実証において再エネアグリ技術実証等を予定	参考9
非化石価値	アグリゲーションされたFIP非化石価値の取扱い整理	FIP非化石価値（非FIT非化石証書）をアグリゲーターが取り扱えるかどうかについて、今年度中に整理予定	参考10
その他	①アグリライセンス要件 ②FIP電源と他電源の同一BG組成の許容 ③FITからFIPへの移行の許容 ④大規模蓄電事業の位置づけ ⑤機器個別計量の適用拡大	①規模要件やセキュリティ等の要件を整理済み（構築小委） ②同一BG組成を許容と整理済み（大量小委） ③FITからFIPへの移行を許容と整理済み（大量小委） ④位置づけ等整理を開始（電ガ基本政策小委等） ⑤特定計量の要件は整理済み（特定計量委員会）	参考11 参考12 参考13 参考14 参考15

各課題・要望等への対応進捗状況

- 進捗のあった課題・要望等への対応状況は下記の通り。下記以外の課題・要望等についても、事業者及び関係機関等との連携の上、引き続き検討を進めて行く。

市場等	課題・要望	対応状況	参考
需給調整市場	DSR・DERの参入拡大に向けた環境整備（一次～三次②）	① 【三次②】商品ブロック時間を3時間単位から30分単位に見直し。 ② 【二次②】簡易指令システム適用範囲を二次②まで拡大。 ③ 【一次】オフライン枠の調達上限量を設定（上限4%）。	① 参考1 ② 参考2 ③ 参考3及び 本日資料5-2
容量市場	DSR・DERの参入拡大に向けた環境整備（発動指令電源）	① （2024年度向け）DR実施時のベースライン当日補正の対象時間について、現行の電源Ⅰ'と同様の5～2時間前とすることに見直し。 ② 1地点1電源区分の取扱いについて、「安定電源と発動指令電源の組合せ」の場合、適切なアセスメントを前提に許容する方向で検討が進められている。 ③ 2025年度向け容量市場メインオークションで、DRを含む発動指令電源は475万kWが落札。	① 参考4 ② 参考5 ③ 参考6
調整力公募	DSR・DERの参入拡大に向けた環境整備（電源Ⅰ'）	① 逆潮流アグリゲーションの参加要件整理、及び調整電源の単独BGの取扱いを整理した上で2022年度向け電源Ⅰ'公募を実施。 ② 2022年度向け電源Ⅰ'においては、DRが229.7万kW（全体の6割強）を落札。	① 参考7-1 参考7-2 ② 参考8
非化石価値	アグリゲーターによる非化石価値の取扱い方法の整理	① アグリゲーター（特定卸供給事業者）が、非化石価値オークション市場での入札や、非化石価値認定のための電力量認定申請を行うことができる方向で整理。	① 参考9
その他	省エネ法におけるDRの促進	① 省エネ法において、余剰再エネ電気の活用等のため、電気の需要の最適化（上げDR・下げDR）を促す枠組みを構築する方針。	① 参考10
	アグリゲーターライセンスの届出	① 2022年4月からのライセンス制度開始に向け、省令や届出書類の記載要領等、詳細の策定を進めている。	① 参考11

【参考1】【三次②】商品ブロック時間の見直し

- 2021年4月から開始された三次調整力②については、その運用状況を踏まえ、商品ブロック時間を3時間単位から30分単位に見直すこととされた（見直し時期は、一次・二次①②取引開始等に向けたシステム構築等も踏まえ、2025年度からを予定）。

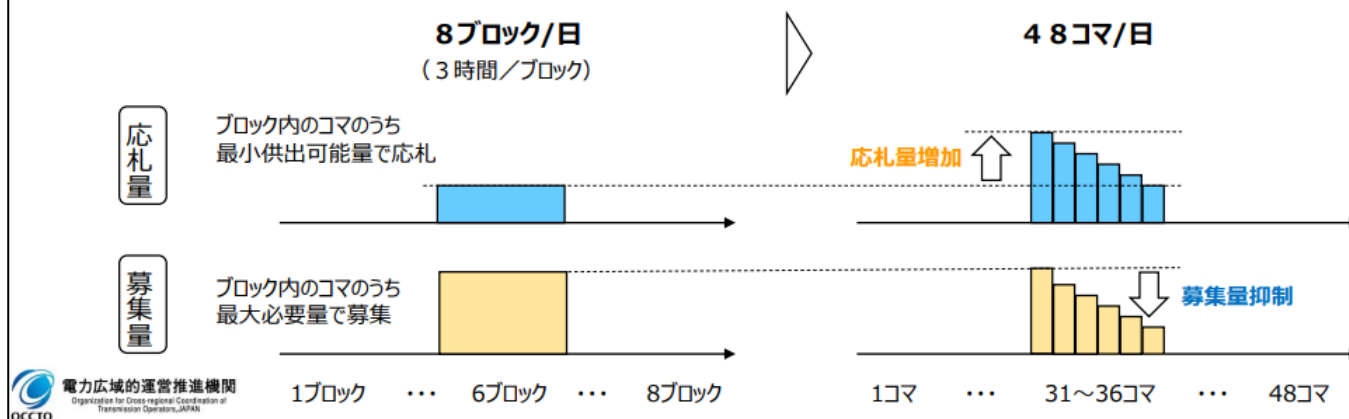
【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

応札量増加

14

取引会員増加

- ブロック時間の設定に関するこれまでの経緯を振り返ると、DR等の新規事業者の参入を促すためにはブロック時間は短い方が望ましい一方で、ブロックが細切れになりすぎると、ブロック間で調整力の持ち替えが必要となり、周波数調整に影響が生じる懸念も踏まえ、3時間と設定されたものと考えられる。
- 他方で、三次②は供給力型商品であり、周波数調整に与える影響は限定的と考えられること、既存電源をリソースとしている事業者のみならず、DRをリソースとしている事業者からも商品ブロック時間の短縮により応札量を増加できる可能性があるとの意見を頂いていることから、3時間を短縮することとしてはどうか。
- そのうえで、三次②のブロック時間は、応札側となる事業者において、 ΔkW 応札量を算定する基となる発電計画が30分コマ単位で策定されていること、また、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、入札単位を30分としてはどうか。なお、商品ブロック時間の短縮が周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とともに継続的に実績確認をしていくこととしたい。
- また、調整力型である一次～三次①（週間商品）のブロック時間の見直しについては、引き続き検討していく。



【参考2】【二次②】簡易指令システムの適用範囲拡大

- これまで、簡易指令システムによる需給調整市場の参加については三次②、三次①のみが対象とされていたが、伝送遅延も含めた応動時間内に指令値に到達することを前提として、二次②についても簡易指令システムの対象とすることとされた。
- これにより、二次②についてもアグリゲーションによる参加が可能となる。

【論点①】簡易指令システムの二次①および二次②への適用について

8

- 二次①は、簡易指令システム性能の制約により、秒単位の間隔で指令・制御ができないことから、通信回線はこれまでどおり、専用線のみとしてはどうか。
- 他方、二次②は、応動時間が5分間と短いため、これまでは専用線での接続を前提に整理してきたが、応動時間を除き、指令・制御方法は簡易指令システムの適用を認めている三次①と同様であること、また新規参入の促進に資することも踏まえ、専用線に加え、簡易指令システムの適用も認めることとしてはどうか。なお、その際、リソースは伝送遅延を含めた応動時間内に、指令値へ到達することが必要となることには留意が必要である（実質的に、指令を受信してから約3分以内に指令値へ到達することが必要）。
- なお、簡易指令システムを二次②に対応させるためには中給システムの改修※が必要となるため、適用開始時期については、各エリアの受け入れ態勢が整い次第、順次開始することとしてはどうか。

※休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための改修。

<システム制約>

簡易指令システムの性能
<制御間隔> 5分未満の間隔での指令・制御は不可
<伝送遅延> 上り遅延：1分13秒程度 下り遅延：1分36秒程度

<簡易指令システム適用可否の方針と留意事項>

	制御方法	制御周期	簡易指令適用可否	応動時間	留意事項
二次①	LFC	0.5～数十秒	×	5分	-
二次②	EDC	数分	× → ○	5分	伝送遅延を含め、応動時間内に指令値へ到達する必要あり
(参考) 三次①	EDC	数分	○	15分	-

二次②のアグリゲーションによる参入について

12

- 二次②の通信線については、専用線を商品要件としてきたところ、専用線を用いてDSR等に出力変化量指令を行う場合、中給システムの改修が必要になることから、二次②のアグリゲーションによる参入については、事業者の申し出に応じて検討することとしていた。
- 今回、二次②に簡易指令システムの適用を認めたことから、簡易指令システムを用いる場合については、アグリゲーションによる参入が可能となる。

<アグリゲーションによる参入の対応状況>

商品	回線	ネガワット		ポジワット型／ネガポジ型	
		可否	開始時期	可否	開始時期
一次	専用線 (一部オフライン)	○	2024年度	○	2024年度
二次①	専用線	○	2024年度	○	2024年度
二次②	専用線	△	※1	△	※1
	簡易指令	○	2024年度以降※2	○	2024年度以降※2
三次①	専用線	△	※1	△	※1
	簡易指令	○	2022年度	○	2024年度
三次②	専用線	△	※1	△	※1
	簡易指令	○	開始済み	○	2023年度

※1：出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に開始可能となる。
また、実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて対応方法を検討する（2027年度以降）。
※2：休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための改修(P8)完了後に開始。

簡易指令システムの適用により、参入可能となる

【参考3】【一次】一次調整力オフライン枠の設定

- 一次調整力のオフライン枠（産業用需要家等のDSRや蓄電池等のDERの参入が期待）について、まずは必要量の4%を上限とすることとされた。
- この4%はあくまで出発点であり、DSR・DERの実力評価（本日の資料5-2参照）も踏まえ、今後関係機関と連携の上、調達上限の在り方等についても検討していく。

【論点③】一次のオフライン枠の調達上限量について 2/2

11

- 他方、今回、オフラインによる参入対象リソースとしたDSRや蓄電池等のうち、特に、ネガワット型リソースについては、エリア需要値の算定には直接的な関与はないと考えられる。
- このため、エリア需要値算定の観点からはオフライン枠に調達上限量を設ける必要はないとも考えられる一方、一次調整力は需給調整を行ううえでの重要な商品であるところ、オフラインのリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、調達上限量を設けるとし、その上限量は、対象リソースの容量を参考に定めることとしてはどうか。
- 具体的には、本取り組み開始段階における参入対象リソースが容量市場における発動指令電源と同等であることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、一次の単独必要量のうち4%※1を、一次のオフライン枠の調達上限量に設定することとしてはどうか。
- なお、市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や調達上限量のあり方等についても検討をすることとしたい。

【一次におけるオフライン枠の上限量イメージ】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア
一次の 必要量※2	H3比率[%]	2.2	2.3	1.8	2.0	2.4	2.0	2.9	1.9	2.2	2.2
	容量[MW]	109.6	310.3	953.1	488.0	117.8	526.8	301.9	93.3	334.8	3467.4
発動指令電源の 調達上限比率※1[%]		4%									
オフライン枠上限量[MW]		4.4	12.4	38.1	19.5	4.7	21.1	12.1	3.7	13.4	138.7

<試算諸元> ※1：2025年度向けの容量市場における発動指令電源の調達上限の比率
※2：一次の必要量：2020年度実績（冬季需給ひっ迫発生日のデータを除く）

【参考4】【発動指令電源】ベースライン当日補正時間の見直し

- 現行の電源 I 'においては、ゲーミング防止の観点から2020年6月にERABガイドラインが改定されたことを踏まえ、ベースライン設定の当日補正時間は「5時間前～2時間前」とされている。
- 一方、2024年度向け容量市場の発動指令電源においては、ベースラインの当日補正時間が「4時間前～1時間前」とされていたところ、上記の経緯や応札者の対応可否等を勘案し、これを「5時間前～2時間前」に見直すこととされた。

5. 現状の電源 I 'および容量市場における取扱いについて

6

- 2021年度および2022年度の電源 I 'の調整力公募では、ベースライン算定の当日調整対象時間は「5時間前から2時間前まで」としている。
- 容量市場においては、2021年度のメインオークション（実需給対象年度：2025年度）より「5時間前から2時間前まで」の設定を用いている。
- したがって、2020年度のメインオークション（実需給年度：2024年度）の設定が、「4時間前から1時間前まで」の設定となっている。

<各制度における、ベースライン算定の当日調整対象時間の設定状況>

実需給年度	2020	2021	2022	2023 (見込)	2024	2025以降
各制度	＜調整力公募＞ 電源 I '				＜容量市場＞ 発動指令電源	
当日調整 対象時間	4時間前から 1時間前まで	5時間前から 2時間前まで	5時間前から 2時間前まで	5時間前から 2時間前まで	4時間前から 1時間前まで	5時間前から 2時間前まで

「5時間前から
2時間前まで」
に見直し

【参考5】【発動指令電源】1地点1電源区分の取扱い

- 自家発等の常時逆潮流分を安定電源として応札しつつ、根本の需要を抑制することで逆潮流を増加し、当該増加分を発動指令電源として応札することは現時点では認められていない（1地点1電源区分）。
- 一方、参入機会拡大の観点から、**1地点における安定電源 + 発動指令電源の組合せにおいては、適切なアセスメントを前提に、許容する方向で検討が進められている。**
- また、**託送供給等約款に基づく計量単位以外での応札についても、適切にアセスメントが可能かどうか、引き続き検討することとされている。**

2. 1地点複数応札の考え方の方向性

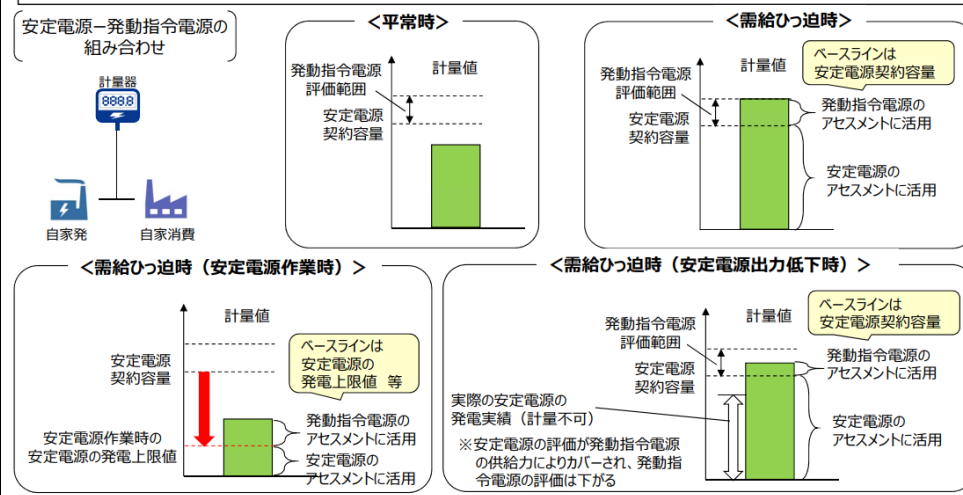
③ 1地点複数応札が可能なパターン

- 計量値を複数の応札に分けることを考えた場合、**安定電源－発動指令電源の組合せは、需給ひっ迫時には、双方ともに供給力を提供し実績値でアセスメントすることから、供給力が提供されたことについて一定の評価が可能と考えられるのではない。**
- 一方で、**変動電源は、自然影響等により出力変動するため、組合せた場合に合理的な実績値評価を行うことは難しいのではない。**また、変動電源はアセスメントにおいて契約容量を提供する必要がないため、付け替えなどの恣意的な配分を排除できないこととなる。
- まずは、**安定電源－発動指令電源の組合せについて検討を深めてはどうか。**

パターン	安定電源 発動指令電源	安定電源 変動電源	変動電源 発動指令電源	安定電源 変動電源 発動指令電源
具体例	・自家発(安定)+DR など	・火力+非FIT など	・非FIT+蓄電池・DR など	・火力+DR+非FIT など
アセスメントの観点からの評価	・平常時は、発動指令電源は基本的に発動されないため、計量値を安定電源の実績値として評価可能 ・需給ひっ迫時は、双方ともに供給力を提供し実績値でアセスメントすることから、配分方法を決めることが出来れば一定の評価は可能	・変動電源は、自然変動等により出力が変動するため、組み合わせ内容の合理的な実績値評価が困難 ・変動電源の実績値が契約容量以上に出た場合、アセスメントにおいては、契約容量以上の部分は提供する必要がないため、組み合わせ先の供給力へ恣意的な配分も可能となる ・変動電源－発動指令電源の組み合わせにおいては、自然影響や操業計画等にもない、いずれも契約容量に対して出力が増減する可能性が高く、お互いに影響を及ぼし合うことで、より正しい実績値の評価ができない		

(参考) 安定電源契約分を先取りした場合の具体的なアセスメント方法のイメージ

- 計量値について、基本的には、**安定電源の契約容量までを安定電源の供給力評価とする（安定電源の契約容量を発動指令電源のベースラインとする）。**
- **安定電源の作業時は、作業を考慮した供給力評価とする（発動指令電源のベースラインも同様）。**



【参考6】【発動指令電源】2025年度向けメインオークション結果

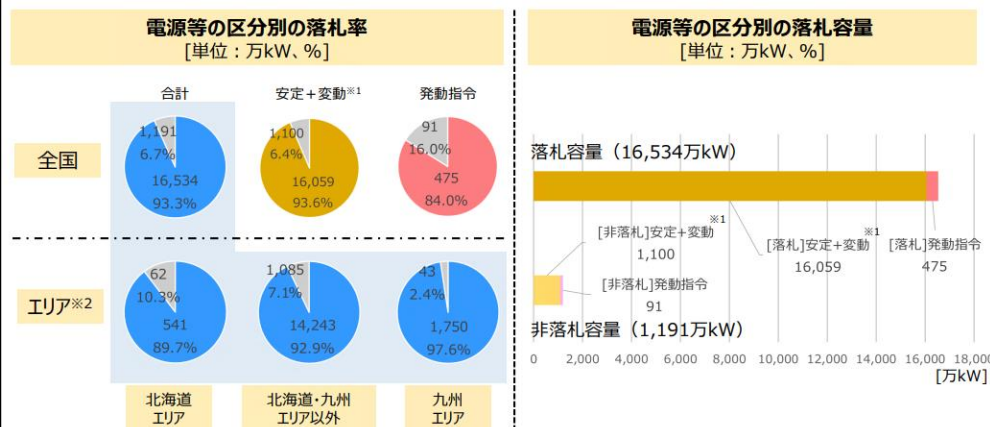
- 2025年度向け容量市場メインオークションにおいて、**DRを含む発動指令電源は566万kWが応札し、うち475万kWが落札した。**
- 応札量がメインオークションの調達上限3%を超過し、かつ当該調達上限容量を超える点において同一価格（0円/kW）の応札が複数存在したため、これまでの整理に基づき、ランダムに約定・未約定が決定された。

3. オークション結果の集計・公表

22

(3) 応札容量と落札容量（落札率）

- 全国の電源等の区分別の落札率は、安定電源、変動電源（単独）、変動電源（アグリゲート）を合わせて93.6%、発動指令電源が84.0%であった。また、全体の落札率は、93.3%であった。
- 北海道エリア、九州エリア、北海道・九州エリア以外における、落札率は下記のとおり。



出所) 2021年12月22日 広域機関 容量市場メインオークション約定結果
 (対象実需給年度：2025年度)

<参考> 発動指令電源の約定処理

16

- 今回のオークションでは、発動指令電源の応札容量の合計が、メインオークションにおける調達上限容量※を超過し、かつ当該調達上限容量を超える点において、同一価格（0円/kW）の応札が複数存在した。
- ※ メインオークションにおける調達上限容量は、全国H3需要の3%
- そのため、同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理について、これまでの整理に基づき、約定・未約定をランダムに決定した。

4. 具体的な約定処理のプロセス

18

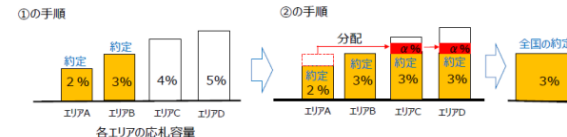
補足2：発動指令電源の0円入札による、同一価格の札の約定処理方法

- 発動指令電源の応札容量の合計がメインオークションにおける調達上限容量を超過し、かつ当該調達上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在する場合は、下記①～③の順で約定処理を行う※1、2。
- ① エリア需要の3%を超過していないエリアは全て約定※3
- ② エリア需要の3%を超過しているエリアは、超過率が等しくなるように当該エリアへ約定可能な容量を分配※3
- ③ エリア内の約定、未約定はランダムに決定

第32回 容量市場の在り方等に関する検討会資料より

※1: 0円以外の同一価格札を約定する場合も、同様の対応方法を行う。
 ※2: 発動指令電源の上限容量に達する入札は、全額約定処理前に行われ、超過・減少分を超過した入札に振り回す。
 ※3: 市場分額が決定した場合は、ブロック単位で判断する

<約定のイメージ>



出所) 2021年12月22日 広域機関 容量市場メインオークション約定結果
 (対象実需給年度：2025年度)

【参考7-1】【電源 I '】逆潮流アグリゲーションの要件整理

- 2022年度向け電源 I 'から、逆潮流アグリゲーション（複数地点のポジワットアグリゲーション、ネガワット・ポジワットのアグリゲーション等）が参入可能となった。

逆潮流（ポジワット）アグリゲーション要件を踏まえた具体例

2

■ 1 スライドの要件を踏まえた具体的なアグリゲーション方法は以下のとおりです。

①複数地点のポジワットアグリゲーション 例) 1 地点（発電所）にて最低入札容量を満たすことができない場合、当該複数の地点をアグリゲーションし、入札することが可能です。 A 発電所 B 発電所 500kW ↑ 逆潮流 kWh 調整電源BG	②ネガワットとポジワットのアグリゲーション 例) 1 地点（発電所）にて最低入札容量を満たすことができない場合、当該地点と他の需要場所をアグリゲーションし、入札することが可能です。（この場合、当該他の需要場所における供出電力に制約はありません。） A 需要場所 B 発電所 順潮流 逆潮流 500kW ↑ kWh 調整電源BG	③同一地点におけるポジワットアグリゲーション 例) 1 発電所における発電設備（ユニット）単体では最低入札容量を満たすことができない場合で、当該発電場所における他の発電設備と組み合わせることで最低入札容量を満たすことができる場合は、これらを 1 案件として入札することが可能です。 A 発電所 500kW + 500kW ↑ 逆潮流 kWh 調整電源BG 調整電源BG			
④同一地点でネガワット・ポジワットを供出するケース 例) 通常時は当社系統からの順潮流、発電時は自家発起動等により逆潮流となる地点において、ネガワット・ポジワットを組み合わせることで最低入札容量を満たすことができる場合は、当該 1 地点を 1 案件として入札することが可能です。 A 発電所 ①常時 : 順潮流 ↓ ②発電時 : 逆潮流 ↑ (ネガ+ポジ合計で 1,000kW以上) kWh 調整電源BG	⑤同一地点でネガワット・ポジワットを供出し、さらに他地点でアグリゲーションを行うケース 例) ④のケースに関連して、1 地点においてネガワット・ポジワットを組み合わせても最低入札容量を満たすことができない場合は、他の 1 発電設備では最低入札容量を満たすことができない地点または他の需要場所とアグリゲーションし、入札することが可能です。 A 発電所 B 発電所 ①常時 : ↓ 順潮流 ②発電時 : ↑ 逆潮流 (ネガ+ポジ合計で 1,000kW未満) kWh 調整電源BG				
入札時の単位	地点単独での入札(他地点とのアグリゲーション不可) : ケース④				他地点とアグリゲーション : ケース⑤
当該地点の 供出電力	ネガワット	1,000kW以上	1,000kW以上	1,000kW未満	1,000kW未満
	ポジワット	1,000kW以上	1,000kW未満	1,000kW以上	1,000kW未満
	ネガ+ポジ計	1,000kW以上	1,000kW以上	1,000kW以上	1,000kW未満

【参考7-2】【電源 I'】逆潮流の単独BG化の取扱い

- 常時逆潮流している自家発を持つ需要家において、根本の需要を抑制する等により逆潮流量を増加させるケース等においては、**原則として当該逆潮流の単独BG化が必要**であるが、**状況によっては一般送配電事業者との協議が可能な体制として頂いた。**

調整力公募における調整電源の 単独バランシンググループの設定(1/3)

4

- 調整力公募においては、原則として、調整力契約を締結している発電設備のみで単独でバランシンググループを設定していただくことを条件として入札していただきます。(次頁参照)
- 単独BG化にあたっての小売電気事業者等との協議・調整は応札者にて実施いただき、契約締結までに合意を得ていただくことが必要です。
- 単独BG化は、原則として、調整力提供期間の始期までに実施いただく必要があります。(電源 I' 契約に関し、端境期の調整力提供に応じていただける場合は、その期間の始期までに単独BG化していただきます。)
- 電源 I' において、単独BG化に関する小売電気事業者等との協議が整わず応札が困難となる場合には、募集期間中、早期に当社までご相談ください。バランシンググループの設定方法について個別に協議させていただきます。なお、当社との協議が整わなかった場合※、落札者とならない可能性があります。
※ 募集期間中にご相談の連絡が無い場合、募集期間中切間際の連絡となり協議時間が十分に確保できない場合を含みます。
- なお、逆潮流アグリゲーションにつきましては第11回ERAB検討会での整理に基づき、単独BG化が必須となります。

【参考：第11回ERAB検討会】

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/energy_resource/011.html

【参考8】【電源 I'】2022年度向け公募結果

- 2022年度向け電源 I'においては、**DRが229.7万kW（全体の6割強、対前年で+53.8万kW）を落札**した。
- 平均落札価格は、DR：3,899円/kW、電源：4,189円/kWであり、**DRに一定の価格競合力があることが示された。**

2022年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

- 電源 I'については、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者からの応札容量は前回より増加、落札容量はやや減少した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合は前回より増加した。
 応札結果：252.1万kW（294件）→453.5万kW（296件）、応札全体に占める割合：30.8%→39.4%（kWベース）
 落札結果：91.9万kW（106件）→91.0万kW（90件）、落札全体に占める割合：21.5%→24.7%（kWベース）
- デマンドリスポンス（DR）の応札容量及び落札容量は前回より増加した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合も前回より増加した。
 応札結果：321.4万kW（261件）→666.2万kW（306件）、応札全体に占める割合：39.2%→57.9%（kWベース）
 落札容量：175.9万kW（100件）→229.7万kW（112件）、落札全体に占める割合：41.2%→63.1%（kWベース）
- 広域調達の応札容量及び落札容量は前回より増加した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合も前回より増加した。
 応札結果：259.0万kW（180件）→667.5万kW（263件）、応札全体に占める割合：32%→58%（kWベース）
 落札容量：48.2万kW（18件）→52.0万kW（17件）、落札全体に占める割合：11%→14%（kWベース）
- 平均価格は、全国平均で前回より下降した。

応札容量・落札容量

	2020年度		2021年度		2022年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	—	428.7	—	423.4	—	365.3	—	▲ 58.1
応札容量	207	619.5	371	819.7	432	1,150.6	61	330.9
電源	73	420.8	110	498.2	126	484.4	16	▲ 13.8
DR	134	198.7	261	321.4	306	666.2	45	344.7
落札容量	91	426.5	152	427.3	152	363.7	0	▲ 63.6
電源	41	297.7	52	251.4	40	134.1	▲ 12	▲ 117.4
DR	50	128.9	100	175.9	112	229.7	12	53.8
旧一電以外（応札主体が旧一電以外のもの）								
応札容量	128	98.8	294	252.1	296	453.5	2	201.4
落札容量	46	29.5	106	91.9	91	90.0	▲ 15	▲ 2.0

平均価格（円/kW）

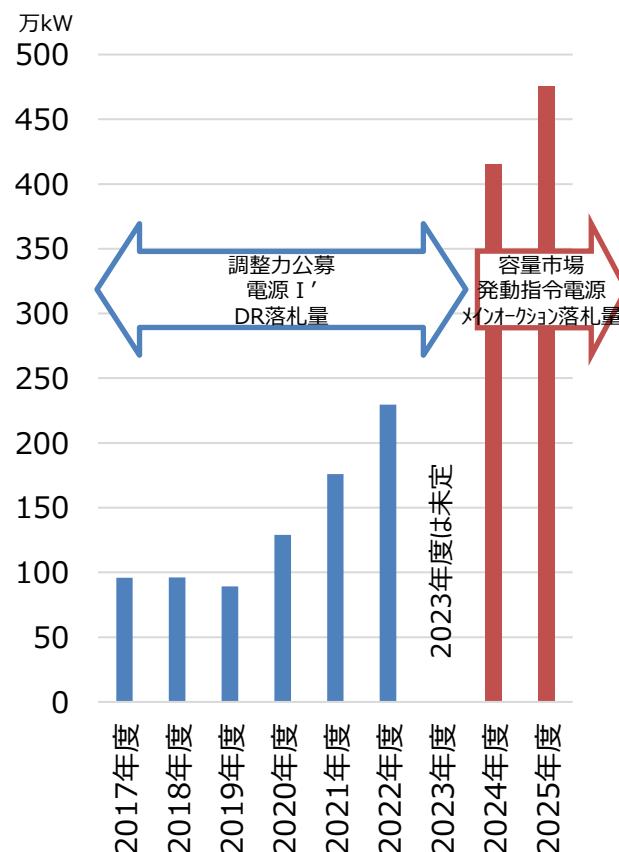
	2020年度	2021年度	2022年度	対前年度
合計	5,941	4,892	4,006	▲ 886
電源	6,302	5,297	4,189	▲ 1,108
DR	5,106	4,313	3,899	▲ 414

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

年度広域的調達結果

	2020年度	2021年度	2022年度	対前年度
応札容量	80件 114.1万kW	180件 259.0万kW	263件 667.5万kW	83件 408.5万kW
落札容量	18件 27.4万kW	18件 48.2万kW	17件 52.0万kW	▲ 1件 3.8万kW

（参考）電源 I'・発動指令電源の推移



【参考9】【非化石価値】アグリゲーターによる非化石価値の取扱い

- FIP電源等をアグリゲーターが束ねる場合、それらにかかる非化石価値についてもアグリゲーターが取り扱うことができることとし、非化石価値オークション市場での入札や、非化石価値認定のための電力量認定申請を行うことができる方向で整理された。

特定卸供給事業者（アグリゲーター）における環境価値の取扱いについて

- アグリゲーターによる今後の主な役割には、DRを中心とした予備力提供やより瞬時の調整力の確保のみならず、複数の再エネ電源を束ねることで、再エネ電源の発電変動を吸収し、安定した供給力として卸電力市場などへ電力の供給を行うことが挙げられる。
- 再エネ価値（非FIT）を有する電力を他者へ提供するという観点では、発電事業者と同様な役割になっていると思われるため、環境価値の取引においては、第33回での本作業部会において整理した内容と同様、**アグリゲーター（特定卸供給事業者）を発電事業者に準ずる者**として取り扱うことにはどうか。
- また、**非FIT電源からの調達分については、アグリゲーター（特定卸供給事業者）によるオークション市場での入札を認める方向で整理してはどうか。**
- なお、アグリゲーターは、非FIT再エネ電源から調達した環境価値（再エネ価値）について、発電事業者と同様に、その価値の認定主体である国へ申請し、認定を受ける必要がある。
- その際、仮にアグリゲーターが電気事業法上の発電事業者から、電気と環境価値（再エネ価値）を調達する場合は、環境価値のダブルカウントを回避することから、取得するアグリゲーターが環境価値のための電力量認定の申請を行う必要があるとしてはどうか。

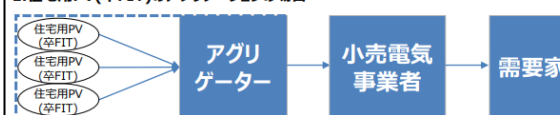
29

出所）2021年12月22日 第60回制度検討作業部会 資料3-1

【参考】アグリゲートされる非FIT再エネ電源の環境価値の取扱い例

- アグリゲーター（特定卸供給事業者）による環境価値の取得する方法については、今後以下のようなケースが想定されるので、一例として考え方を記載する。

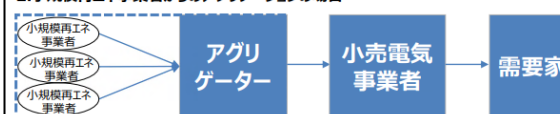
1. 住宅用PV(卒FIT)のアグリゲーションの場合



備考

✓ これまでの整理と同様、アグリゲーターが電力量認定の申請を行い、環境価値を取り扱う。

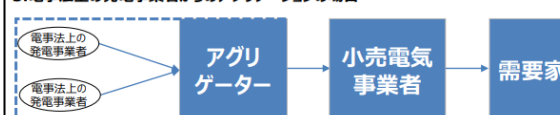
2. 小規模再エネ事業者からのアグリゲーションの場合



※小規模再エネ事業者は電気事業法上の発電事業者ではない場合。

✓ 電気事業法上の電気事業者ではない小規模な再エネ発電事業者から環境価値もアグリゲーターが調達する場合は、1のケースと同様、アグリゲーターが電力量認定の申請を行う。
✓ その調達した環境価値を小売事業者へ提供することは可能。

3. 電事法上の発電事業者からのアグリゲーションの場合



✓ 電気事業法上の発電事業者から環境価値もアグリゲートする場合、その環境価値については、アグリゲーターが、電力量認定申請を行う。

30

出所）2021年12月22日 第60回制度検討作業部会 資料3-1

【参考10】省エネ法におけるDRの促進

- 省エネ法における「エネルギー」の定義を「非化石エネルギーを含む全てのエネルギー」に拡大し、**再エネ余剰時の上げDRや電力需給逼迫時の下げDR等、電気の需給状況に応じて需要を最適化する枠組みを設けていく方針とされた。**
- また、電気事業者の供給サイドに対しても、**電気の需要の最適化に資する時間帯別料金の整備を促す**枠組みを設けていく方針とされた。

改正事項③
(電気需要最適化)

【見直し事項③】電気需要最適化（需要サイド）

- **電気需要最適化**の推進に当たっては、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、需給逼迫時に需要を抑制（下げDR）**することが重要。これらを制度的に促すためには、供給サイドの変動に応じて電気換算係数を変動させることが有効である。
- このため、省エネ法において、**電気需要平準化に代えて「電気需要最適化」**の枠組みを新たに設け、当該枠組みにおける電気換算係数について、①再エネ出力制御時には**再エネ係数**を使用し、②**それ以外の時間帯については火力平均係数を基本**として、③需給逼迫時には**火力平均係数に重み付けした係数（ $\times\alpha$ ）**を使用することとし、再エネ出力制御時への需要シフトや需給逼迫時の需要減少を促す枠組みを構築する。
- また、**住宅・建築物や輸送分野**についても、電気需要平準化に代えて電気需要最適化を推進することが重要であるため、**これらの分野における需要最適化の評価の在り方についても今後検討が必要**。

■ 電気の需要の最適化のイメージ

■ 制度の概要（案）

基本的考え方（目的）	・再エネ余剰電力の有効利用（上げDR） ・需給逼迫時等の需要抑制（下げDR）
具体的措置	・電気需要最適化原単位の改善など、再エネ出力制御時への需要シフトや需給逼迫時の需要減少を評価 ※需要最適化原単位の報告を必須とし、通常の原単位改善と合わせて評価 ※算定ルールや報告支援ツールは国が整備 ※簡便な報告方法の確立を検討
電気換算係数	・供給側の状況を踏まえた係数 ※例えば、 ①再エネ出力制御時には、再エネ係数を使用 ②それ以外の時間帯には、火力平均係数を使用 ③需給逼迫時には、火力平均に重み付けした係数（ $\times\alpha$ ）を使用

33

出所）2021年12月24日 第36回 省エネルギー小委員会 事務局資料

改正事項③
(電気需要最適化)

【見直し事項③】電気需要最適化（電気事業者への措置）

- 電気需要最適化のためには、電気事業者から需要家に対する**適切な情報提供や、電気需要最適化を促す料金メニュー等の提示が必要**。
- このため、**現行の需要平準化に係る電気事業者への義務事項を見直し、以下の事項に関する計画の作成・公表**を求めることとする。（②③は、現行法でも規定されている。）
 - ① 電気の需要の最適化に資する取組を促す**電気料金その他供給条件の整備（需要最適化に資する時間帯別料金の整備に関する計画）**
 - ② スマートメーター等の電気使用量の推移の情報等の提供が可能な機器の整備
 - ③ 電気の需給状況や再エネ出力制御に関する情報等を提供するための環境の整備（てんき予報等）

【参考】執行スキーム（案）

- 電気事業者の取組を評価するため、電気需要最適化に資する料金体系の整備に関する計画を作成・公表している者を国が把握し、評価するスキームを検討していく。

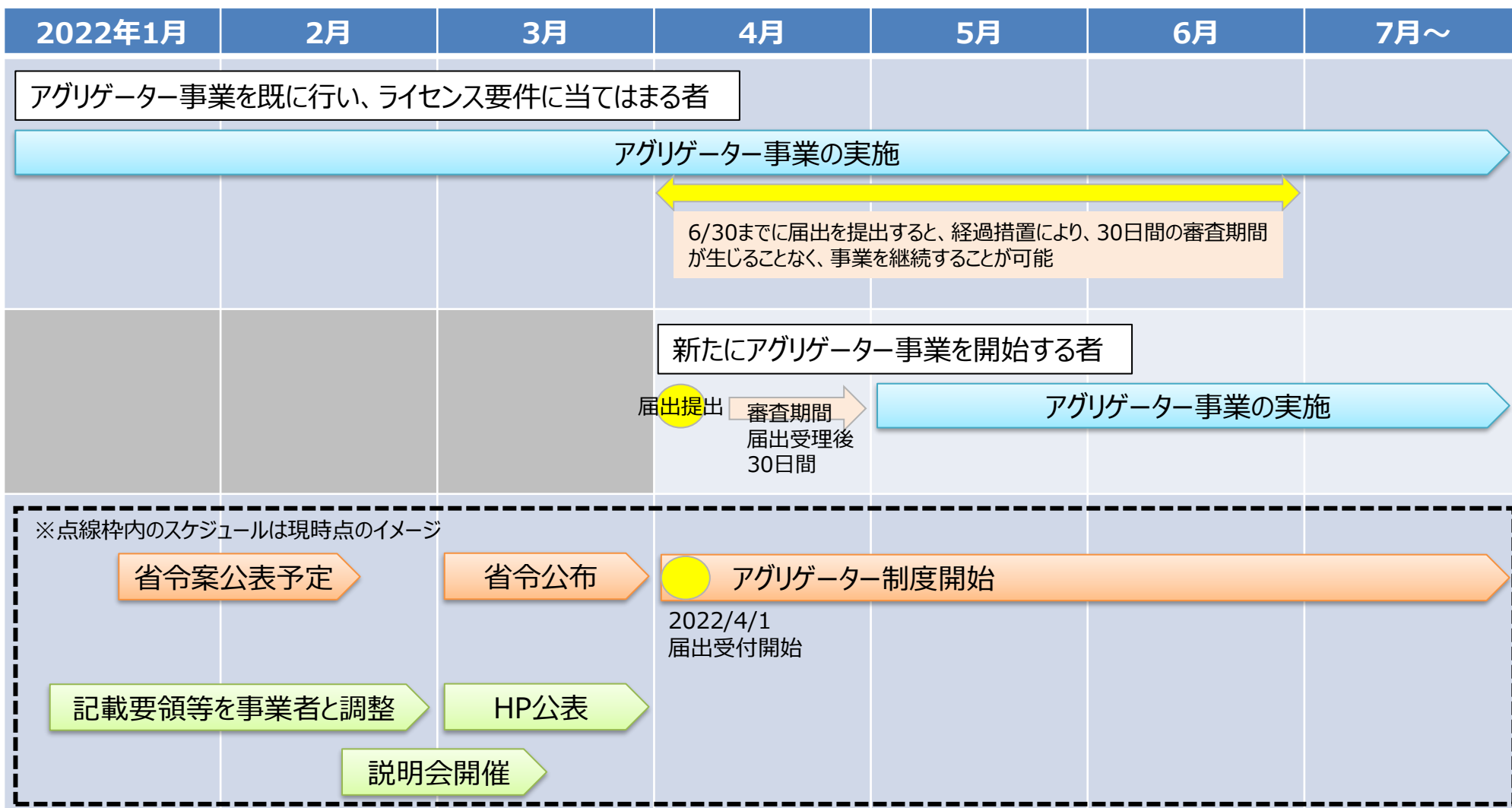
※一定規模以上の電気事業者に限定

36

出所）2021年12月24日 第36回 省エネルギー小委員会 事務局資料

【参考11】アグリゲーターライセンス制度の運用開始に向けて

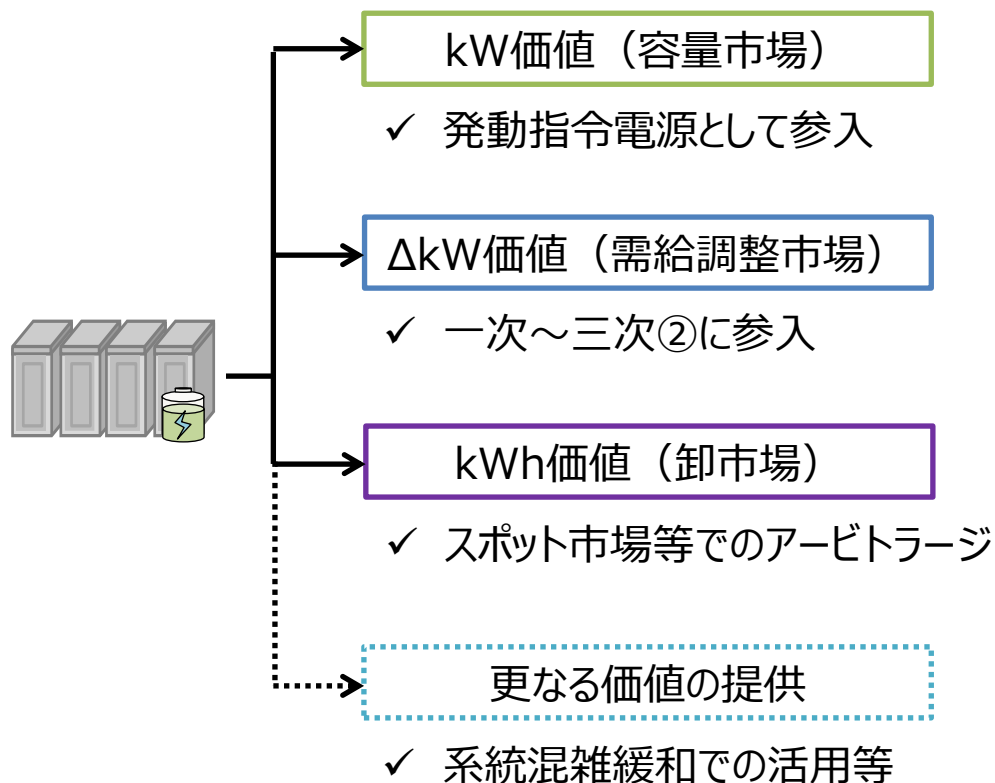
- 2022年4月からのライセンス制度開始に向け、省令や届出書類の記載要領等、詳細の策定を進めている。



- 1.アグリゲーションビジネスに関する課題・要望等について
- 2.系統用蓄電池に関する取組について**

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（ Δ kW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。

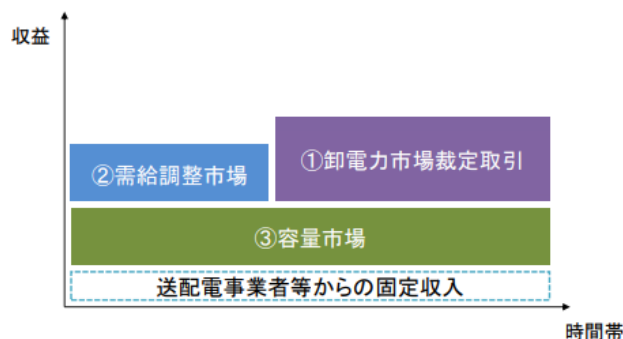


（参考）諸外国における系統用の蓄電事業の在り方

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

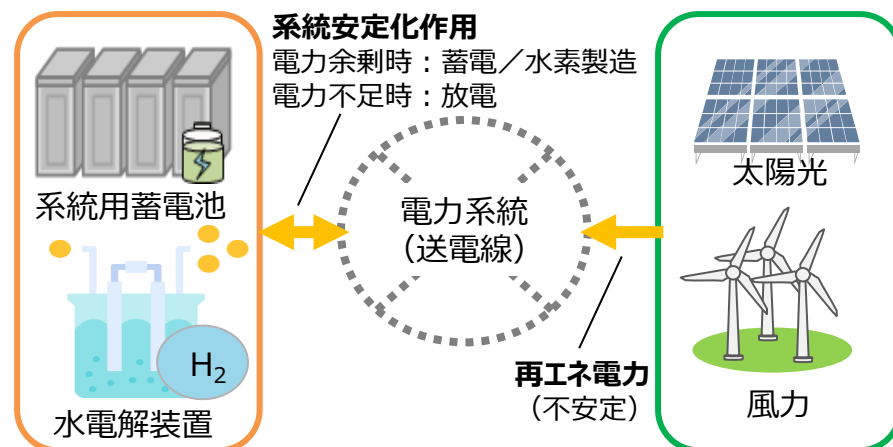
- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力系統の安定性に影響を及ぼす可能性がある。実際に北海道等の再エネ導入が先行する地域では、これらの変動に対応できる調整力等が不足しており、再エネ導入の律速になっている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資すると考えられる。
- また、水電解装置は、再エネの余剰電力を吸収し別エネルギー（水素）へ転換することが可能であるとともに、その出力を制御することで調整力の供出も可能である。
- 今後、これらの系統用蓄電池や水電解装置の導入について、制度面の整備等も含め、検討していく。

<蓄電池>

- 充放電の応答速度が速く、優れた調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（蓄電）も可能

<水電解装置>

- 出力制御により調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（水素製造）が可能



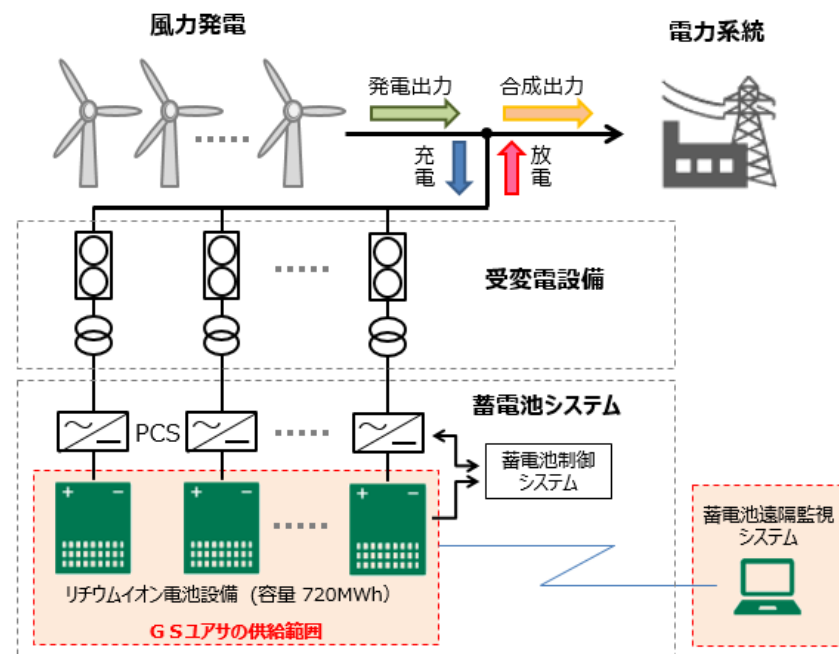
(参考) 北海道北部風力送電株式会社の事例

- 北海道北部風力送電株式会社は、同社が設置・運用する送電網の変電所に、世界最大級（240MW/720MWh）の大規模蓄電システム（GSユアサ製リチウムイオン電池）を設置中。
- この蓄電システムは、同送電網に接続される風力発電の出力変動を充放電によって緩和することで、系統安定化や系統の利用効率向上に寄与するもの。
- なお、本事例は送電事業者が蓄電システムを保有する形態であるが、今後はアグリゲーター等の第三者が保有する形態の拡大が期待される。



出所) 北海道北部風力送電株式会社HP

<https://www.hokubusouden.com/progress/468/#contents>



出所) 株式会社GSユアサHP

https://www.gs-yuasa.com/jp/newsrelease/article.php?ucode=gs180913322428_598 20

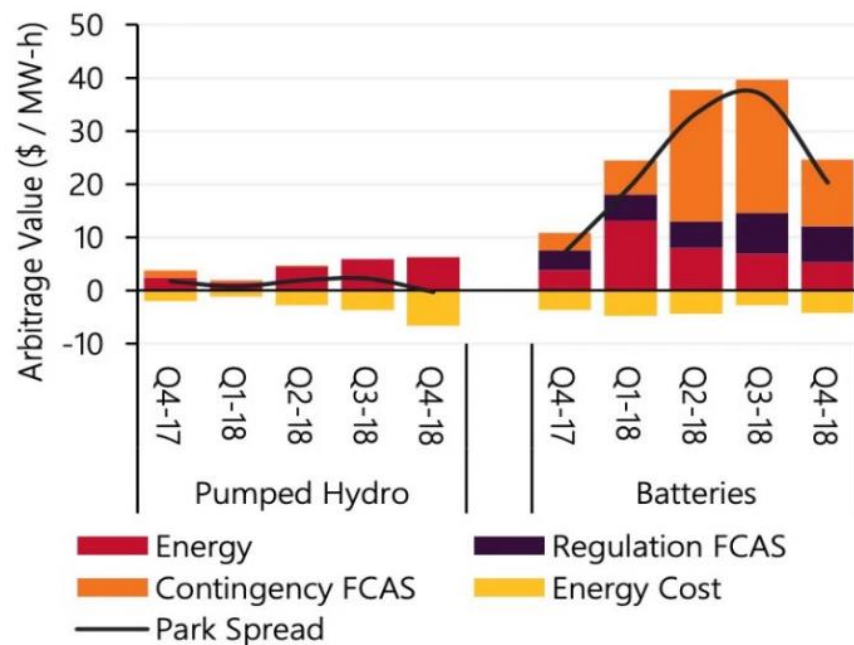
(参考) 豪州での系統用蓄電池の事例

- Neoen社は、南オーストラリア州において、大規模蓄電池100MW/129MWhを導入し、Hornsedale Power Reserve (HPR) を建設。
※2020年に、150MW/193.5MWhに増強
- HPRの2018年の収益は、29百万豪ドルといわれており、このうち大半をFCAS (Frequency Control Ancillary Services : アンシラリー市場) による収益が占める。



- 蓄電池によるプラント：100MW/129MWh
⇒2020年に150MW/193.5MWhに拡張
- 2018年の収入：\$A 29 million
うち、FCAS:\$A 24 million

蓄エネ設備（揚水、蓄電池）の収益構造



出所) AEMO資料

(参考) 米国での系統用蓄電池の事例

- AES社が設置したAlamitos Battery Energy Storage Systemは、民間電力事業者（IOU：Investor Owned Utility）の一つであるSCEと20年のPPA契約を結び、Local capacityの提供を行う。
- Local capacity用途の独立した蓄電池プラントとしては初の事例とされている。



2021年1月運転開始

リチウムイオン電池：100MW/400MWh

出所) <https://www.presstelegram.com/2021/02/15/giant-long-beach-aes-battery-storage-facility-in-full-operation/>

系統用蓄電池の導入・活用に向けた課題と対応状況

- 系統用蓄電池の導入・活用に向けた課題と対応状況について、各審議会等での議論状況等を踏まえ、改めて以下の通り整理した。

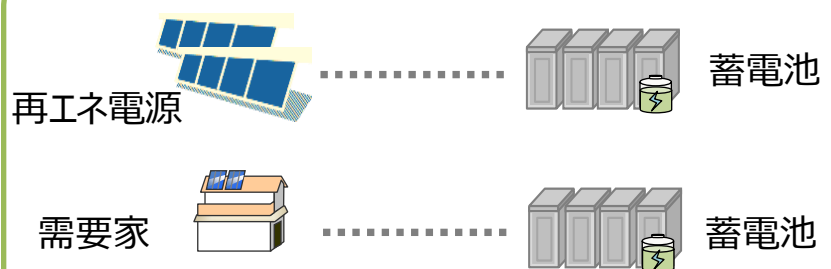
項目	対応状況の概要
①蓄電事業の法的位置づけの整理	一定規模以上の系統用蓄電池を用いた蓄電事業は、電気事業法上の「発電事業」と位置付ける方向で、検討が進められている。【電ガ基本政策小委】
②系統用蓄電池の保安規制の整備	系統用蓄電池の設置・運用にあたり、保安規程、電気主任技術者選任、工事計画届出、自主検査・安全管理審査、事故報告、技術基準といった項目について、適切な保安規制の検討が進められている。【電力安全小委】
③託送料金等の費用負担の在り方	- 系統用蓄電池にかかる託送料金については、揚水と同様に、そのロス分によりのみ課せられるものと整理された。【電ガ基本政策小委】 - 導入が検討されている発電側課金においては、逆潮流する自家発電等と同様に、蓄電池の出力（＝逆潮流出力kW）から需要としての託送料金の課金対象kW（＝ロス率）を除いた分が課金対象となる。【制度設計専門会合】
④系統用蓄電池が参入できる市場等の整備	- 需給調整市場（一次調整力等）において、系統用蓄電池も参入できるような技術要件が整備されるとともに、将来的な慣性力不足への対応やその調達の必要性についても検討が進められている。【広域機関】 - また、ノンファームエリアに設置される電源等（系統用蓄電池を含む）についても、容量市場や需給調整市場に参加し得るか、検討が開始。【大量導入小委】
⑤再エネ導入拡大に向けた系統用蓄電池の導入加速	再エネ余剰電力の吸収や短周期変動に対応する調整力の供出等に資する系統用蓄電池等の導入加速化のため、令和3年度補正予算にて補助金を創設。【新エネルギーシステム課】
⑥地域間の調整力融通	再エネ導入のために必要となる調整力を、域内だけでなく域外からも調達することも重要であり、地域間連系線を活用した域外からの調整力調達について、実証が進められている。【系統WG】

(参考) 系統用蓄電池の活用・導入に向けた取組

出所) 2021年11月25日
第34回系統ワーキンググループ 資料1

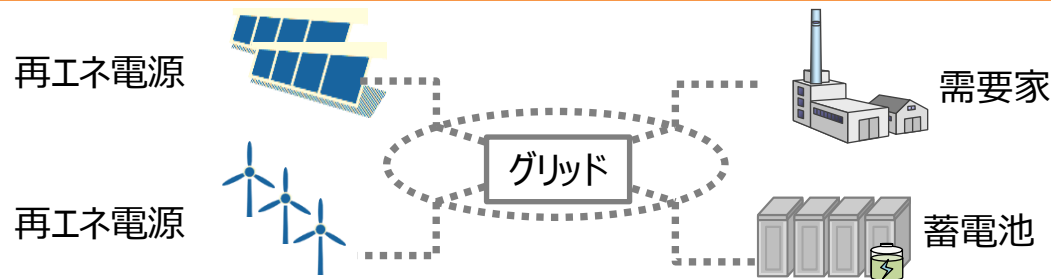
- 再エネの導入拡大を見据え、一般送配電事業者以外から、**再エネ価値向上**や**需給調整等に系統用蓄電池を活用**する蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避**や**調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する**ため、その**実現のために各種課題への対応を進めている**ところ。

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

①蓄電事業の法的位置づけ

- 一定規模以上の系統用蓄電池を用いた蓄電事業は、電気事業法上の「発電事業」と位置付ける方向で、検討が進められている。

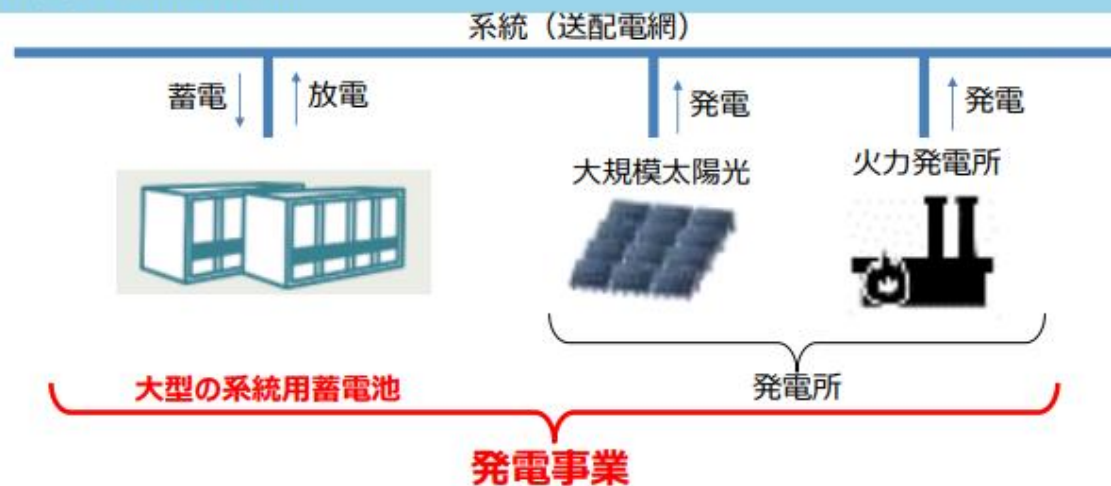
（参考）発電事業の要件概要

以下のいずれの条件にも該当する発電用の電気工作物について、小売電気事業等の用に供する電力の合計が1万kWを超えるものであること。

- 出力計 1,000kW以上
- 託送契約上の同時最大受電電力が5割超
- 年間の逆潮流量（電力量）が5割超

大型系統用蓄電池の発電事業への位置づけ

- 大型の系統用蓄電池は、コストダウンによって今後大幅な導入拡大が期待され、脱炭素電源と併せて用いることで、脱炭素化された供給力・調整力として、電力の安定供給に大きく貢献していくことが期待されている。
- このため、その設備容量を適切に把握し、必要な命令等を行うことができるよう、揚水発電所と同様、大型の系統用蓄電池から放電する事業を発電事業に位置づけ、現行の発電事業者に対する規制を課すこととしてはどうか。



（規制内容：参入・退出時の届出義務、需給逼迫時の供給命令、等）

※ 併せて、発電事業の規模に満たない蓄電池も含め、系統接続、系統利用の環境整備に向けた措置を講じる。

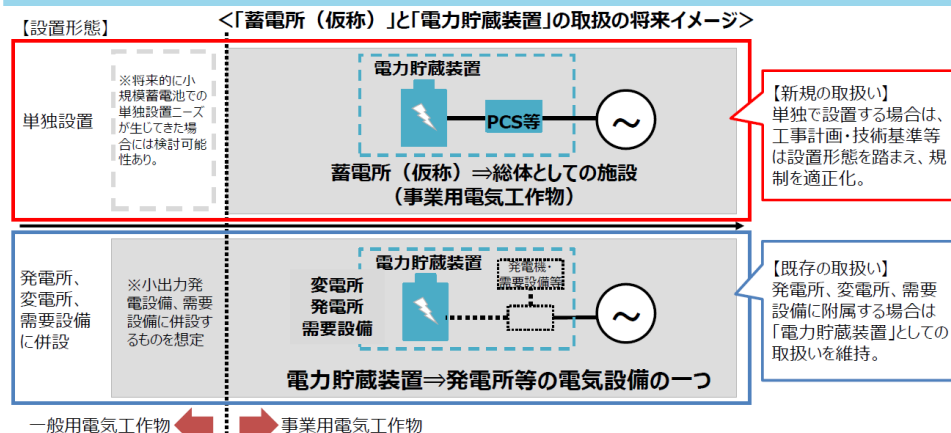
※ 大型の系統用蓄電池と同様に、需給ひっ迫時に供給力を活用できるようにする趣旨から、一定の規模以上の蓄電用電気工作物を所有する者を特定自家用電気工作物設置者に含め、経済産業大臣への届出を求めることとする。

②系統用蓄電池の保安規制の整備

- 現在の電気保安規制では、蓄電池は単独で設置されることはないものと想定し、**発電所、変電所、需要設備等を構成する電気設備の一つ（電力貯蔵装置）**として各種規制が課されているが、系統用蓄電池という新たな形態の出現を踏まえ、電力安全小委員会にて、**系統用蓄電池に関する保安規制について検討が進められている。**
- 具体的には、「蓄電所（仮称）」に係る保安規制について、**①保安規程、②電気主任技術者選任、③工事計画届出、④自主検査・安全管理審査、⑤事故報告、⑥技術基準** について、検討が進められている。

「蓄電所（仮称）」区分の設定

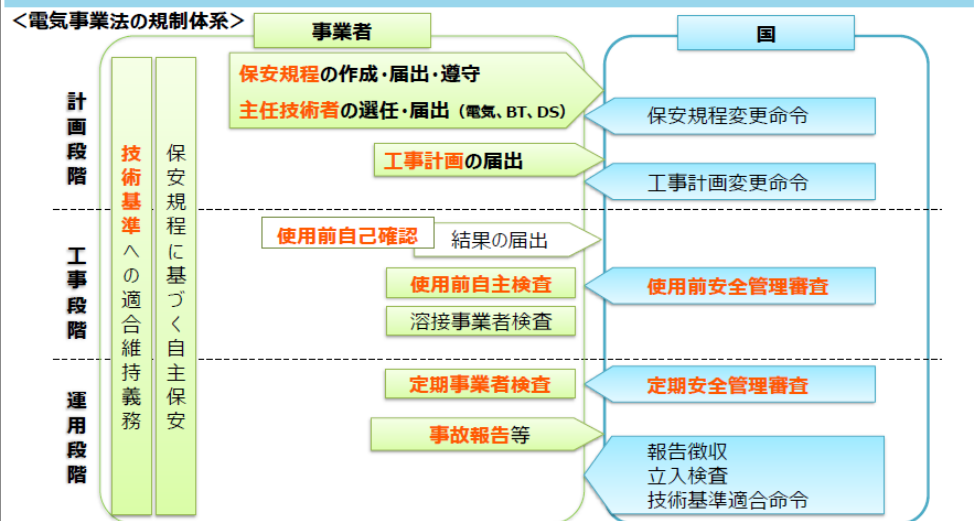
- 現行の電気事業法では、蓄電池は実体上、単独で蓄電池が設置されることはないものと想定し、**発電所、変電所、需要設備等を構成する電気設備の一つ（電力貯蔵装置）**と整理。
- しかしながら、近年、系統への調整力の提供等を目的とした**蓄電池単独での設置ニーズ**が生じている。こうした単独で設置される蓄電池については、**事業用電気工作物の新たな区分（蓄電所（仮称））として整理**するとともに、それに合わせた**個別規制（工事計画届出、技術基準等）**を検討。



21

蓄電所に係る規制体系と検討範囲の整理

- **新たに導入する「蓄電所」という設備類型**について、当該設備に係る**保安規制の対象範囲及び水準**を1つ1つ検討する必要がある。他設備との平仄を踏まえ、**令和4年度上期を目処に制度整備**を行っていく。



※橙色は「蓄電所」類型の新設にあたっての検討対象項目

22

③託送料金等の費用負担の在り方

- 系統用蓄電池は、需要（充電）と発電（放電）の両面があり、需要としての託送料金については、揚水と同様に、蓄電ロス分にはのみ課金することと整理されている。
- 現在、導入の可否を含めて検討が進められている発電側課金においては、「需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分」が課金対象となると整理されており、蓄電池の出力（＝逆潮出力kW）から需要としての託送料金の課金対象kWを除いた分が課金対象となる。

<託送料金・発電側課金の課金対象> 蓄電池の出力が10,000kWで、ロス率が20%とした場合の例

託送料金：10,000kW×ロス率20%＝2,000kWが課金対象

発電側課金：最大逆潮10,000kW－2,000kW＝8,000kWが課金対象

系統用蓄電池の託送約款上の取扱い

- 平成26年には、最初の発電所から系統用蓄電池等に供給する小売BGと、系統用蓄電池等から供給する小売BG等が、同一BGの場合を念頭に、蓄電池と揚水発電について同様の措置をとることを明確化する約款の改正が行われた。
- この考え方は、上記の2つのBGが異なる場合についても、同様に扱うことが適当と考えられるため、以下の考え方で運用を明確化することとしてはどうか。

東京電力PG 託送供給約款 附則5 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりとします。

(1) 適用範囲

イ 揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ イの接続供給に係る電気が、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電された電気等）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上、やむをえない場合等特別の事情がある場合は、(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社の協議により定めることがあります。(イ)当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）、最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルト・アンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力、最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）(ロ)当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電を制御することが可能なものであること。

(考え方)

←系統用蓄電池の蓄電ロス分を需要とみなす小売BGとしての契約者と解するものとする。

←現行でも、揚水発電等から、一般送配電事業者が電力量調整供給を行うための電力を供給する場合、その電気が、一般送配電事業者による電力量調整供給を通じて、当該需要場所以外の需要場所に託送供給されると考えられることから、本特別措置の対象とされている。このため、最初の発電所から系統用蓄電池等に供給する小売BGと、系統用蓄電池等から供給する小売BG等が、異なる場合であっても、電源1等や需給調整市場等を通じて、一般送配電事業者に対して供給を行う場合も、本特別措置の対象に含むものと解するものとする。

系統用蓄電池等の運用者は、小売BGと発電BGの両方を形成



25

(参考)送配電WG中間とりまとめにおける整理（課金対象kWの考え方）

- 系統に接続している電源すべてについて、電源種別・事業属性等にかかわらず、kW単位で課金（逆潮に着目した課金であり、系統に逆潮しない自家消費分には課金しない）。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外。
- 発電側の課金対象となるkWは、需要側の託送契約kWを上回る発電側の逆潮kW分。（※）

課金対象

課金対象となるkW（需要を上回る逆潮kW分）

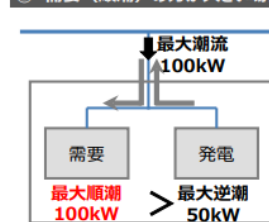
【課金対象】

- ✓ 系統側への逆潮に着目した課金（＝逆潮しない自家消費分には課金しない）
- ✓ 電源種別・事業属性等にかかわらず、系統に逆潮している電源全てが対象

【課金対象外】※当分の間

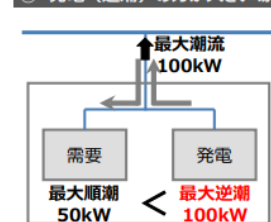
- ✓ 逆潮が10kW未満と小規模な場合（例：住宅用太陽光）

① 需要（順潮）の方が大きい場合



発電側基本料金の負担：0kW
（託送料金による既負担分：100kW）

② 発電（逆潮）の方が大きい場合



発電側基本料金の負担：50kW
（託送料金による既負担分：50kW）

(※) 送配電網は両方向に電気を流せるため、需要側の託送料金の契約kWで費用負担済みの送配電設備は発電側の逆潮kWにも適用は対応できるの考え方。すなわち、多くの場合、発電（逆潮）が必要（順潮）のいずれか片方が条件条件となって送配電設備が整備されると考えられるところ、既に需要側で小売電気事業者を経由して託送料金として順潮kWに応じた費用を負担していることから、小売電気事業者との契約で負担していない逆潮kW分の費用についてのみ発電側に負担を求めるという考え方に基づく。

5

④ 系統用蓄電池が参入できる市場等の整備

- 系統用蓄電池が参入する市場の一つとして、需給調整市場が想定されるが、一次調整力等、今後開設が予定されている商品についても、蓄電池が参入可能な形で技術要件の整理が進められている。
- また、海外諸国においては、慣性力を維持・確保するための高速調整力市場に系統用蓄電池が参入している事例がある。日本においても、再エネ導入拡大に伴う将来の慣性力不足への対応やその調達必要性について議論が開始されているところであり、またNEDOにおいて疑似慣性力付きPCSの技術開発も進められている。

【論点①】一次のオフラインによる参入対象リソースについて

6

- 需給調整市場は、多様なリソースが市場参入することで、市場活性化を促し、調整力をより安価に調達、運用することを目的としている。また、今後、カーボンニュートラルを目指していくなかで、DSRといった環境負荷の小さいリソースや、蓄電池などの新しいリソースを調整力として活用していくことが重要になっていくものと考えられる。
- また、複数のリソースを束ねて市場参入する必要のある発電機は、単独で市場参加が可能な発電機と比較すると、専用線構築の費用負担が相当大きくなることが想定される。
- そのため、本取り組み開始段階においては、まずはDSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機（アグリにより最低入札量を満たす場合）を参入対象リソースとしてどうか。

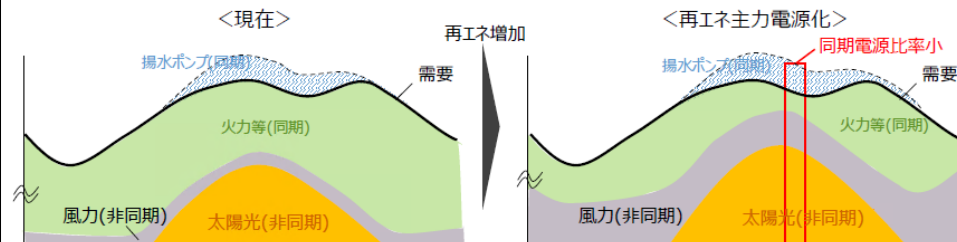
オフラインによる参入対象リソース
(本取り組み開始段階)

発電機(1,000kW以上) 発電機(1,000kW未満) 蓄電池 負荷設備(需要家)

再エネ主力電源化に向けた検討にあたっての論点について

5

- 「再エネ主力電源化」に伴い再エネ導入量が増加し、太陽光発電や風力発電などのインバート電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等の同期電源が減少する場合には、安定的に電気を送れるかどうかの技術的な課題【論点1】を確認することがまず必要であり、技術的な課題を確認した上で、その対応策【論点2～5】や、その費用対効果【論点6】などを検討していくこととした。
- 今回、論点2の管理指標、論点6の費用対効果、論点4の調達方法について検討したため、ご議論いただきたい。



【論点】

【論点1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理

【論点2】技術的な課題を管理する指標の検討

【論点3】技術的な課題の対応策の検討

今回の内容

【論点4】対応策に応じた調達方法の検討

【論点5】対応策を可能とする環境整備の検討

【論点6】対応策に要する費用対効果の確認

出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3を修正 https://www.occto.or.jp/linkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyuu_55_haifu.html

④ 系統用蓄電池が参入できる市場等の整備（続き）

- 2022年4月からは全基幹系統にノンファーム型接続が適用される予定である中で、現状の制度では、ノンファーム型接続の電源（系統用蓄電池を含む）については、容量市場及び需給調整市場への参加が認められていない。
- 系統用蓄電池のみならず、調整力等を供出できる電源についても影響を受ける可能性があることから、今後、ノンファーム型接続の電源について、容量市場・需給調整市場における参加の在り方について、検討が進められる予定。

＜ノンファーム型接続の適用等のスケジュール＞

	2021年	2022年	2023年	2024年
基幹系統	▼2021年1月：空き容量の無い基幹系統に適用	▼2022年4月：全基幹系統に適用		
ローカル系統			▼2023年3月頃（2022年度末頃）ローカル系統に適用*	
配電系統	＜FS調査＞ ユースケース・要件検討等	方向性の取りまとめ シミュレーション・実施フロー検証・小規模実証等		

* ローカル系統への適用範囲等は、NEDO実証を踏まえ別途検討する予定。

出所）2021年12月24日
第38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 資料1（抜粋）

出所）2021年12月24日
第38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 資料1（抜粋）

（2）ノンファーム型接続適用電源の関連市場のリクワイアメント

- 現状、ノンファーム型接続適用電源は、容量市場・需給調整市場への参加が認められていない。このため、新たな系統利用ルールのもと、供給信頼度評価を踏まえ容量市場・需給調整市場における参加の在り方について検討を行うこととしてはどうか。
- なお、オークションの公募のタイミングによっては、当該検討が間に合わない可能性もある。このため、公募には参加できるとしつつ、本検討の状況を踏まえ、必要な対応を行ってはどうか。

⑤再エネ導入拡大に向けた系統用蓄電池の導入加速

- 再エネの導入拡大に伴い、地域によっては需要が限定的であることから、再エネの余剰が発生するケース（≒出力制御）が顕在化している。
- また、風力等の短周期変動を吸収するための調整力についても必要量が増大することが見込まれ、例えば北海道においては需給調整市場にて必要となる調整力の量の算定検討等が進められている。
- こういった状況を踏まえ、令和3年度補正予算において、余剰電力の吸収や調整力の供出等が可能な系統用蓄電池等の導入を加速化するための補助金を創設。

（参考）各エリアの再エネ出力制御見通し等

- 一般送配電事業者による2022年度の再エネ出力制御の短期見通しによると、北海道、東北、四国、九州、沖縄エリアにおいて、電力需要や電源の稼働状況等によって、需給バランス制約上の再エネ出力制御が発生する可能性がある。

2021年12月15日系統WG第35回参考資料を一部修正

	北海道	東北	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し（2022年度） 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.33%※1 [3,137万kWh]	0.01%※1 [44万kWh]	5.2%※1 [73,000万kWh]	0.2%※1 [97.6万kWh]
50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.35%※2 [144万kWh]		1.1%※1 [5,388万kWh]		
最低需要（2020年度） [万kW]	226.5	595.6	191	622.6	55.6
変動再エネ導入量（2020年度） [万kW]	252	817	321	1088	43.0
変動再エネ導入量/最低需要(%) (2020年度)	111%	137%	168%	175%	77%

出典：各エリア一般送配電事業者

- ※1 太陽光の出力制御見通しを試算
 ※2 太陽光と風力を含めた出力制御見通しを試算
 ※3 本表に掲載のない5エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い。
 ※4 「-」で示している部分は、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない。

5

具体的な調整力の量の算定方法について

- 現在、需給調整市場への移行を順次進めている中、今後は、以下の図のように、出力変化の実績値や予測値等を元に、日～週単位で必要な調整力を調達されることとなる。
- 需給調整市場における必要な調整力の算定方法については、広域機関の委員会において既に議論されているところ、その算定方法を用いることで追加的に風力発電が導入された際に必要となる調整力の量を、今後の参考値として試算してはどうか。
- その際には、追加的に導入された風力の変動データを正確に推定することが重要となるが、どのような点に留意が必要か。

電力広域的運営推進機関 調整力の細分化及び広域調整の技術的検討に関する作業会（第25回）（令和元年10月23日）資料2

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		残余需要 元データ※1 - 残余需要※1 10分周期成分※2
二次①		残余需要※1 10分周期成分※2 - 残余需要※1 30分周期成分※2
二次②		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値※3のコマ間で連続する量

- ※1 残余需要1～10秒計測データ
 ※2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他同様
 ※3 残余需要30秒計測データ30分平均値（BG需要計画-GC時点の再エネ予測値）

5

再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等 導入支援事業 令和3年度補正予算額 130.0億円

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
新エネルギーシステム課

事業の内容

事業目的・概要

- 2050年のカーボンニュートラル達成のためには、再生可能エネルギー（以下再エネ）の導入をさらに加速化させる必要があります。
- 一方、太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力系統の安定性に影響を及ぼす可能性があります。実際に北海道等の再エネ導入が先行する地域では、これらの変動に対応できる調整力等が不足しており、再エネ導入の律速になっています。
- そのため本事業では、電力系統に直接接続する大規模蓄電池（系統用蓄電池）等を導入する事業者等へ、その導入費用の一部を補助することで、再エネの大量導入に向けて必要な調整力等の確保を図ります。

成果目標

- 再エネポテンシャルを最大限発揮するための調整力等を確保し、2030年の再エネ比率目標36～38%の達成に貢献します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）

補助(定額)

補助(1/2以内、1/3以内、2/3以内)

国

民間団体等

民間事業者等

事業イメージ

系統用蓄電池等の導入支援

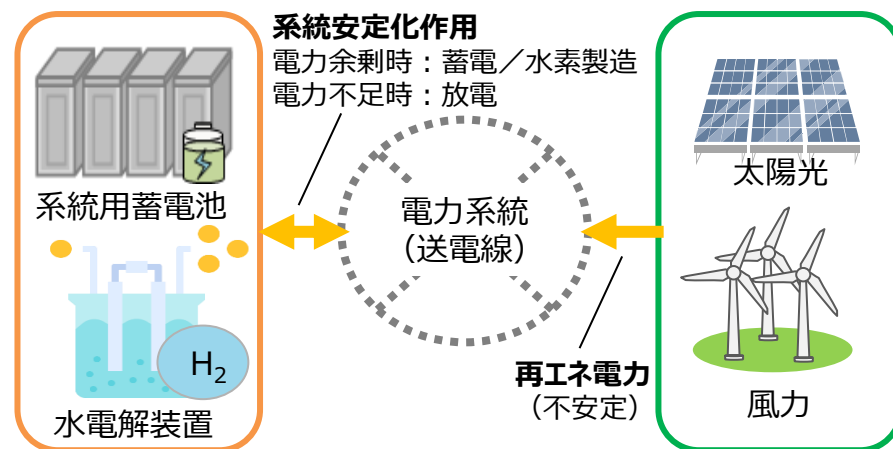
- 再エネの出力変動に対応できる調整力等の供出や再エネ余剰電力の吸収が可能な、蓄電池や水電解装置を導入する際にかかる費用の一部を支援します。

<蓄電池> 補助率：1/2以内又は1/3以内

- 充放電の応答速度が速く、優れた調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（蓄電）も可能

<水電解装置> 補助率：2/3以内

- 出力制御により調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（水素製造）が可能



令和3年度補正予算 系統用蓄電池等導入補助金の概要（案）

- 2022年1月19日時点の補助要件の概要（案）は以下の通り。

※本内容はあくまで現時点の予定であり、今後予告なく変更される場合がある。
詳細については執行団体から後日公表される公募要領等を参照のこと。

項目	系統用蓄電池	水電解装置
補助対象	蓄電システムに関連する必要最低限の設備費、工事費。 ※系統と接続するための受変電設備に関する費用や系統連系費用は補助対象外。	水電解装置に関連する必要最低限の設備費、工事費。 ※系統と接続するための受変電設備は補助対象外。
補助率	10MW以上：1/2以内 1～10MW未満：1/3以内 ※各電力市場の規模要件等を鑑み、1件あたりの最低容量を1MWとする。 ※発電側併設蓄電池は補助対象外。需要側設置蓄電池については、1MW以上であり、かつDR等を通じて系統用蓄電池と同様の活用をする場合においては、補助対象。	1MW以上：2/3以内 ※各電力市場の規模要件等を鑑み、1件あたりの最低容量を1MWとする。
補助上限	25億円/件	10億円/件
審査内容	事業者としての適格性、金額の妥当性、工事スケジュールの実現性、適切な安全確保等の確認に加え、再エネの導入拡大に向けて系統用蓄電池や水電解装置をどのように効果的に活用するかといった事業モデルの妥当性等について審査し、採択案件を決定する。	

※上記以外の補助要件設定も検討中。

⑥地域間の調整力融通

- 北海道では、再エネ導入のために必要となる調整力を、域内だけでなく域外からも調達することも重要であり、地域間連系線のマージンを確保した上で、域外からの調整力の調達の活用について、北海道電力ネットワーク(株)及び東京電力パワーグリッド(株)にて実証が進められている。
- こういった実証成果を活かし、将来的には、ある地域に設置された系統用蓄電池が、需給調整市場を通じて他地域での調整力として活用されることも期待される。

域外からの調整力の調達について

- 域内の調整電源が不足している北海道においては、連系線を通して域外から調達することが重要。
- そのため、本WGの議論を踏まえ、2017年11月から、北海道電力ネットワークと東京電力パワーグリッドにおいて、北本連系線等に設定されたマージンを介して、東京エリアの調整力（長周期の変動）を活用することにより風力発電の連系を拡大する実証試験（風力発電19.8万kW）を実施してきた。
- その際には、2021年度までに実証を行うことを前提に議論がなされたところ、今回、実証の進捗状況について、北海道電力ネットワーク・東京電力パワーグリッドから御報告いただく。
- その上で、実証試験後の風力設備の継続運転には需給調整市場を活用した運用等が考えられる一方、本実証スキームを需給調整市場や広域運用の仕組みに変更するためには、検討すべき技術的課題があることが整理された。
- 技術的課題の解決のためにも、来年度以降も実証を継続し検討を進めることでよいか、御議論いただきたい。

14

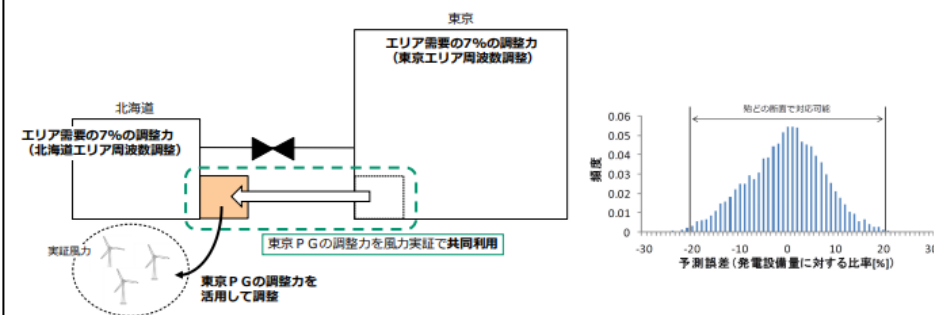
2. 実証試験スキームについて

○調整力の授受について

実証試験のための調整力をエリア外から調達するにあたり、北本連系線および東北・東京間連系線にB0マージンを設定し、確保したマージンの中で、東電PGより必要な調整力を受給している。調整力の受給は、現状の短周期広域周波数調整の機能を活用し、実需給1時間前に ΔP_0 を決定し、5分単位に設定することにより実施。

○調整力枠の設定について

実証開始時点での過去実績から、長周期変動への対応が可能であると想定される調整力調達量を風力発電設備量の20%とし、実証試験を通して必要な調整力枠を検証している。



5