

第9回ERAB検討会 制御量評価WGからの報告

2019年3月19日
資源エネルギー庁
新エネルギーシステム課

制御量評価WGの概要

開催日程

第5回	2018年7月18日 (水)
第6回	2018年9月25日 (火)
第7回	2018年12月20日 (木)
第8回	2019年2月5日 (火)
第9回	2019年3月4日 (月)

概要

- 2018年5月に実施したアグリゲーターへのアンケートを踏まえ、「ネガワット調整金の計算方法」について議論。本件は2018年後期も継続する。
- 当日補正によりベースラインがマイナスとなる事例の取扱等、ベースラインに関する論点について整理。

出席者

【座長】(敬称略)

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

【出席者】(50音順、敬称略)

●学識経験者

浅野 浩志 一般財団法人電力中央研究所
エネルギーイノベーション創発センター 研究参事
市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 弁護士
石井 英雄 早稲田大学 先進グリッド技術研究所 研究員教授
梅嶋 真樹 慶應義塾大学 SFC研究所 AUTO-IDラボ・ジャパン 副所長
大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

●事業者

市村 健 エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長
沖 隆 株式会社F-Power 代表取締役副社長
加藤 浩二 東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部
広域給電グループ マネージャー
草野 吉雅 京セラ株式会社 研究開発本部 ソフトウェアラボ
システム開発研究部責任者
竹廣 尚之 株式会社エネット 経営企画部長
西村 陽 関西電力株式会社 営業本部 担当部長

●関係機関

内田 明生 ディマンドリスポンス推進協議会 理事長
北見 浩二 電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業監視課 係長
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
佐藤 秀夫 電気事業連合会 業務部長
進士 誉夫 電力広域的運営推進機関 企画部 部長
三谷 嘉伸 電気事業連合会 電力技術部長

【経済産業省】

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
電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室
電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室

今年度の制御量評価WGの検討項目

- 今年度の制御量評価WGにおいては、以下の1～4について検討を行った。
- 本日は、第8回ERAB検討会以降（第7回制御量WG）に検討した結果を報告する。

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法【今回報告】
- DRを実施するアグリゲーターから供給元小売電気事業者への情報共有【報告済】

2 ベースラインの設定方法

- 当日補正により、ベースラインの需要がマイナスとなる場合のベースラインの設定方法【報告済】
- 標準ベースライン算出対象日において最小の需要日が複数ある場合の取扱い【報告済】
- ベースラインの算出時における小数点以下の取扱い【報告済】
- ベースラインの設定に利用する日の除外日の取扱い【報告済】

3 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量のアセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点【今回報告】
- 三次調整力②に関する計測方法【今回報告】
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件【今回報告】

4 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案【今回報告】

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

ネガワット調整金の考え方

- 第6回WGにおいて、調整金の計算方法の検討に際に考慮すべき視点として、事務局から以下の事項を提示。特に、契約に係るコストの低減・シンプルさを追求すれば、調整金の計算方法はガイドライン上1つの例示に絞るべきであると提案。
 - ① 予見可能性の向上
 - ② コストを低減するためシンプルであること
 - ③ DR発動に係る金銭面での中立性を確保すること
- 第6回WGにおいては、主に①選択肢の柔軟性を考慮すべき、②競争環境の公平性を担保すべき、③小売電気事業者は調整金交渉を誠意を持って対応すべき、とのご意見をいただいた。
- これらの点を踏まえ、第7回WGでネガワット調整金の計算方法について検討を行った。

ネガワット調整金の計算方法の検討（1/2）

- 電源 I 'においては、以下の事業上の特性から、調整金の計算方法を明確化する必要があるのではないか。
 - ① 調整金水準の予見可能性が低い
 - 電源 I 'は、需給逼迫時の調整力として一般送配電事業者が発動を判断するもので、アグリゲーターは発動のタイミングと回数を自ら決定できない。また、入札前に独立系アグリゲーター※¹が供給元小売電気事業者と事前協議を行う場合、当該小売電気事業者が需要家とネガワット取引契約を締結してしまう可能性があるため、独立系アグリゲーター※¹は入札前に調整金の協議を行うことは困難である。
 - ② 調整金の協議にかかる契約コストが大きい
 - 上記のとおり、入札前に調整金の協議を実施しづらいため関係事業者は限られた期間内に調整金の協議を終了しなければならない。また、複数例示されている計算方法を協議するより、基本となる1つの計算方法を適用するほうが契約コストの低減につながる。
 - ③ 金銭面の中立性を担保する必要がある
 - DRの発動による調整力の提供はアグリゲーターだけでなく、小売電気事業者、需要家等の多くの関係者との連携の上で成り立つもので、特定の事業者に過度な利益や損失が生じるとDRの活用が進まない。関係者間でDR発動による利益が適切に配分されるよう金銭面の中立性を確保し、アグリゲーターの事業形態※²を問わず、公平な競争環境を整備することに留意した計算方法とすることが重要となる。
- 調整金の計算方法は、実取引を十分に考慮した上で検討する必要があるため、今回は、発動実績が積み上がりつつある電源I'として調達されるDR（類型2）に関する調整金の計算方法に限定して検討することとしてはどうか。

※1 他社が小売供給契約を締結する需要家に対してネガワット取引契約を締結し、需要抑制を行うアグリゲーターを意味する。

※2 独立系アグリ（※1）のほか、自らが小売供給契約を締結する需要家に対してネガワット取引契約を締結し、需要抑制を行う者も存在する。

ネガワット調整金の計算方法の検討（2/2）

- 前回WGにおいて、事務局が持つデータによる分析において、「b」の計算方法を採用した場合は、小売電気事業者とアグリゲーター※において比較的適切な利益配分となりうるのではないかという結果が得られた。
- 前回WGとその後のERAB検討会において、本分析に活用できるデータの提供を呼び掛けたが、新たなデータの提供はなかった。
- 以上を踏まえ、電力システム改革を着実に進め、DR取引を円滑化する観点からも、電源I'として調達されるDR（類型2）の計算方法としては「b」を基本とすることとしてはどうか。
- また、前回WGにおいて意見があった「選択肢の柔軟性」については、ガイドライン上は「b」を基本としつつも、合理的な理由を示し、両者の合意が得られれば、業務実態に応じて加減補正を行うなど他の計算方法も妨げないこととしてはどうか。
- 加えて、事業者協議の長期化により、アグリゲーターの事業に影響が発生することを考慮し、「関係事業者はネガワット調整金の交渉が円滑に行われるよう協力して協議を行う」旨を明記することとしてはどうか。
- なお、今回の検討は電源I'として調達されるDR（類型2）における調整金に限ったものであり、DR市場の成熟度や技術の進展等に応じて、随時見直しを行うこととする。また、今後創設される需給調整市場におけるネガワット調整金の在り方については、契約や応札タイミングなど、取引の実態が明らかになった際に改めて検討することとしてはどうか。

ERABガイドラインの改定について

- 第7回制御量評価WGにおける議論を踏まえ、ERABガイドラインの改定を実施した。
- すでにパブリックコメントは終了し、本日結果の公示を行ったので報告する。

意見公募（パブリックコメント）の状況

1 実施期間等

意見募集期間：平成31年2月8日（金）～平成31年3月10日（日）

実施方法：電子政府の総合窓口（e-Gov）における掲載

意見提出方法：郵送、FAX、電子メール

2 意見公募の結果

意見提出件数：23件（提出者数10名）

3 意見公募の結果の公示日

平成31年3月19日（火）

4 改定日

平成31年4月1日（月）（経産省HPにて公表）

今回改定する内容のポイント（概要）

- ネガワット調整金に関する部分

- 現状のネガワット取引の大半を占める電源 I'（ガイドライン上類型 2 に分類）について、事業上の特性を踏まえて、ガイドラインで 4 つ例示している計算方法を基本となる 1 つの計算方法「**(b) 電力料金単価（参考値）－ 託送料金**」の例示に変更。
- ネガワット調整金に関する供給元小売電気事業者とアグリゲーターの個別協議及び契約書作成の業務負担軽減のため、モデル契約書をガイドラインに追加。

- ベースラインに関する部分

- ガイドラインに規定がない、または規定が不明確な部分について、適切にベースラインを設定できるように内容を追加または変更。

- その他

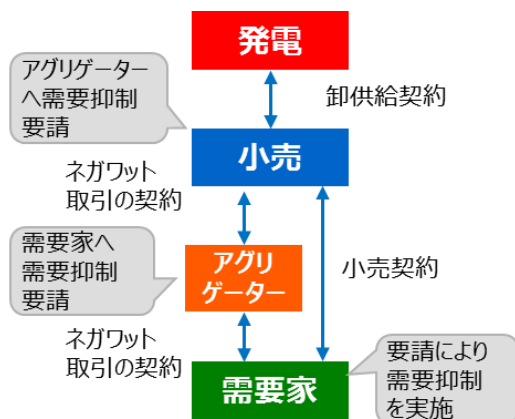
- DR発動による供給元小売電気事業者のインバランスを回避するため、アグリゲーターから供給元小売電気事業者への情報共有に関する内容を追加。

【参考】現行ガイドライン上のネガワット調整金の計算方法

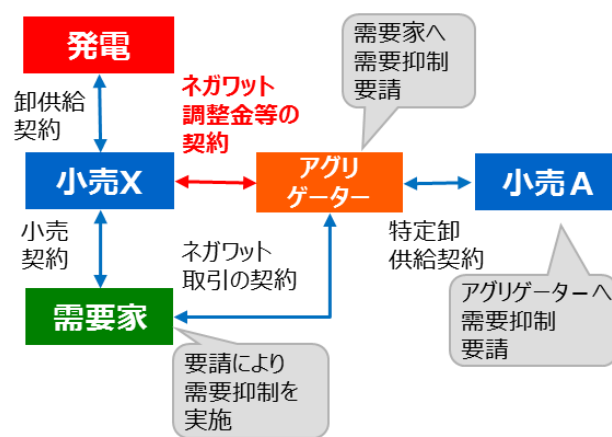
- ネガワット調整金の計算方法は、以下の4パターンを選択肢として例示している。
 - (a) 電力料金単価（実績値※） – 託送料金（※DR対象需要家の単価実績）
 - (b) 電力料金単価（参考値※） – 託送料金（※例えば、旧一般電気事業者の小売部門が公表している単価）
 - (c) （一社）日本卸電力取引所の平均価格
 - (d) （一社）日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格
- 供給元小売電気事業者とアグリゲーターは、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点から踏まえて協議の上、決定することとしている。

下げDR（ネガワット取引）における各類型のイメージ

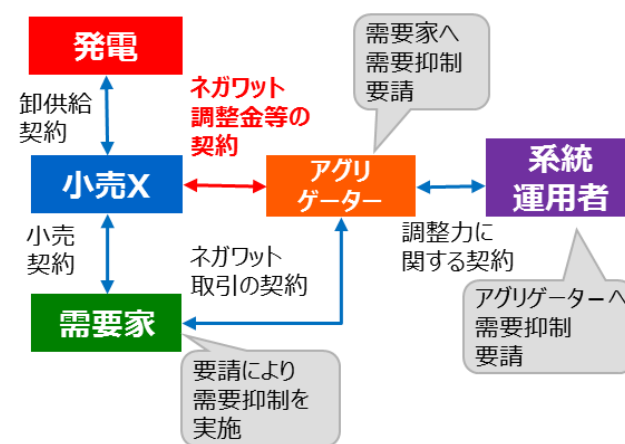
類型 1 ① 【内部取引】



類型 1 ② 【事例は少ない】



類型 2 【現状の大半を占める】



【参考】電源I'におけるネガワット調整金の水準

- 現行のERABガイドラインにおいては、ネガワット調整金は、供給元小売電気事業者とアグリゲーターとの間に生じる費用と便益の不一致を調整するべく、アグリゲーターが供給元小売電気事業者に対して支払うものとして規定している。
- また、調整金の額の計算方法については、選択肢として、「a」～「d」の4つの計算方法を例示し、供給元小売電気事業者とアグリゲーターは、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点を踏まえて、調整金を協議する旨を規定している。
- 2017年度から調整力公募が開始され、電源I'で調達されたDRについては、**2017年度に九州エリアで2回、東京エリアで13回発動**された。さらに**2018年度（夏季）に関西エリアで2回、東京エリアで4回発動**され、以下のとおり、電源I'の発動実績やその際の調整金実績が積みあがりつつある。

電源 I 'の発動回数、調整金の価格等の状況（2017年度）

		九州電力エリア	東京電力エリア
発動回数		2 回/年	13 回/年
平均価格	b	11.15 円/kWh	13.93 円/kWh
	bとdの平均	11.53 円/kWh	18.67 円/kWh
	d	11.91 円/kWh	23.41 円/kWh

電源 I 'の発動回数、調整金の価格等の状況（2018年度）

		関西電力エリア	東京電力エリア
発動回数		2 回/年	4 回/年
平均価格	b	12.21 円/kWh	15.20 円/kWh
	bとdの平均	17.41 円/kWh	25.71 円/kWh
	d	22.62 円/kWh	36.22 円/kWh

- ネガワット調整金は、小売電気事業者と独立系アグリゲーターのDR発動による利益配分を行うものであり、ネガワット取引がアグリゲーターの取組によるものであることを考慮しつつ、ネガワット調整金の計算方法はどちらか一方に極端な利益又は損害が生じないようにしながら、適切な利益配分となるように考える必要があるのではないか。
- 事務局のデータを用いた検証では、DR発動による関係者の収支変化は以下のように分析できる。
 - ① **「d」の計算方法を採用した場合、DRの発動により小売電気事業者に過剰な収入が生じる一方で、独立系アグリゲーターに大きな負担が生じる**可能性が高いのではないか
 - ② DRの発動により特定の事業者に利益が偏重しないことが重要であり、**「b」の計算方法を採用した場合は、小売電気事業者と独立系アグリゲーターでの適切な利益配分となりうる**のではないか
 - ③ DR発動における独立系アグリゲーターと小売電気事業者を兼務するアグリゲーターとのイコールフットイングからすれば、「a」が適切な計算方法とも考えられるが、現実の小売価格を開示できないなどの実態を踏まえると採用が現実的でないのではないか

調整金の計算方法	【参考】発動に係る費用	小売電気事業者	独立系アグリゲーター	小売電気事業者を兼務するアグリゲーター
「a」(DRが無い場合と同水準の12円)	26.1円	± 0円(小売の収入は通常通り12円)	③ 14.1円	14.1円
「b」(15.2円)	26.1円	② + 3.2円(収入は15.2円)	10.9円	14.1円
「bとdの平均」(25.71円)	26.1円	+ 13.71円(収入は25.71円)	0.39円	14.1円
「d」(36.22円)	26.1円	① + 24.22円(収入は36.22円)	△10.12円	14.1円

【収支分析の前提となる数値】

- ・ 12円：小売電気事業者が需要家から得る小売料金「a」は「b」よりも低い額と仮定
- ・ 15.2円、25.71円、36.22円：調整金額は、2018年8月に東京電力エリアにおいてDRが4回発動した時間帯における「b」、「d」、「bとdの平均」の実績を採用
- ・ 36.22円：小売電気事業者は供給する電力を全て卸電力市場から調達していると仮定し、当該調達コストは「d」と仮定
- ・ 26.1円：DR発動時にアグリゲーターが送配電事業者から得る報酬（調整力公募にて応札したkWh単価）は、本年5月に事務局が実施したアグリゲーター向けアンケートの調査結果を基に算出

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量のアセスメント方法

- 2018年4月に電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）は広く関係者から意見募集を行い、その結果を受け10月の需給調整市場検討小委員会において、参入する電源やDR・VPPが満足すべき応動時間（指令を受けてから指令通りの出力まで変化するのに要する時間）や継続時間（供出可能量の範囲での指令値を継続して出力し続けることが可能な時間）等の需給調整市場における商品要件が承認された。
- これまで本WGでは、調整力公募における商品要件等を踏まえて、DRのベースライン、測定方法を整理してきたが、今回変更された需給調整市場の商品要件を踏まえつつ、三次調整力②におけるDR・VPPが指令に基づいて正確に出力を供出しているかを評価する方法（以下、アセスメント方法）について検討を行った。

本WGで検討を行った三次調整力②に関する論点

番号	論点	論点の概要
1	計測地点	① 受電点計測のみとするか、個別計測（※）も求めるか
2	計測方法	① 追従性の確認は何分おきか ② 基準値の設定方法 ③ 精算時に利用するベースラインの設定方法
3	報告データ・メーターの要件	① データの要件（計測地点ごとか、アグリゲートされたデータか）とその計測に用いるべきメーターは何か

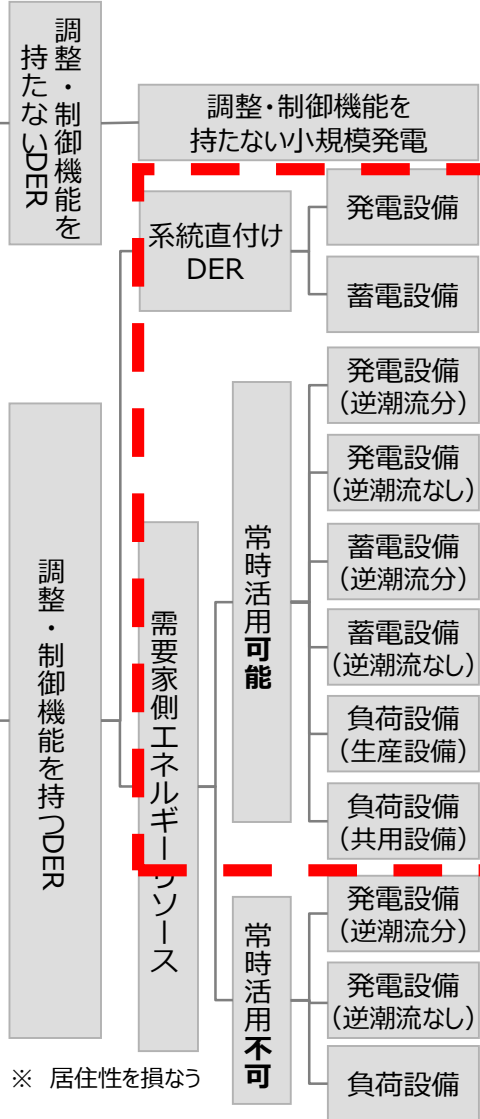
（※）個別計測とは、機器点計測など、受電点以外の地点で計測を行う方法を意味する

分散型エネルギーリソース (DER) のポテンシャル

- 三次調整力②では、常時活用可能な需要家側エネルギーリソースを用いたDR・VPPの参画が期待

凡例

- ◎：現状での活用実績あり/十分に活用可能
- ：活用が期待されている
- △：課題があるが将来において活用に期待
- ×：活用が困難か

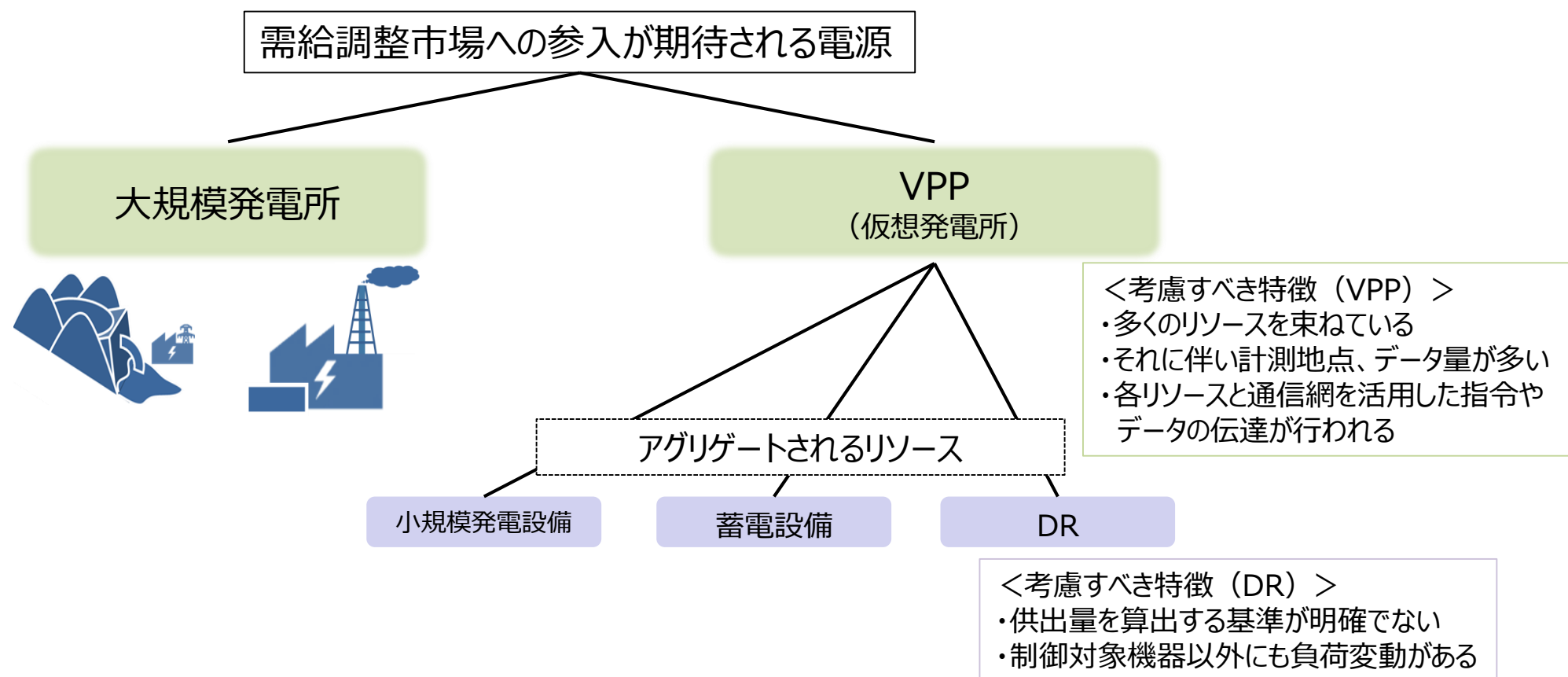


名称	電源 I / 容量市場	スポット市場 / 時間前市場	三次調整力②	三次調整力① / 二次調整力②	二次調整力①	一次調整力
調達目的	需給ひっ迫時の供給力 (予備力)	BGのバランス機能・供給力	FIT特例に伴う予測誤差対応	GC後の調整力 (EDC相当)	GC後の調整力 (LFC相当)	GC後の調整力 (GF相当)
PV/WT等の変動再エネ	×	×	×	×	×	×
調整・制御機能を持たない小規模発電	この赤枠の領域が論点					
系統直付けDER	◎	◎	○	△	△	○
発電設備	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備	◎	◎	○	△	△	○
発電設備 (逆潮流分)	◎	◎	○	△	△	○
自家発電設備	◎	◎	○	△	△	○
発電設備 (逆潮流なし)	◎	◎	○	△	△	○
自家発電設備 (DR)	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備 (逆潮流分)	◎	◎	○	△	△	○
蓄電設備 (逆潮流なし)	◎	◎	○	△	△	○
蓄電池、V2H	◎	◎	○	△	△	○
蓄電池、V2H (DR)	◎	◎	○	△	△	○
負荷設備 (生産設備)	◎	◎	○	△	△	○
電解、電炉等	◎	◎	○	△	△	○
負荷設備 (共用設備)	◎	◎	○	×	×	×
エコキュート、空調、蓄熱空調 等	◎	◎	○	×	×	×
常時活用不可	◎	△	×	×	×	×
発電設備 (逆潮流分)	◎	△	×	×	×	×
需要家保有のバックアップ用発電機	◎	△	×	×	×	×
発電設備 (逆潮流なし)	◎	△	×	×	×	×
需要家保有のバックアップ発電機 (DR)	◎	△	×	×	×	×
負荷設備	◎	△	×	×	×	×
一般的な生産ライン、空調、照明*	◎	△	×	×	×	×

※ 居住性を損なう

【参考】検討を進める上で考慮すべき事項① DR・VPPの特徴

- 大規模発電所と比べて、DR・VPPには小規模電源等をアグリゲート（統合）していること、供出量を算出する基準が明確でないなどの特徴があり、これらの点を踏まえた上でアセスメント方法の検討を進めていく必要がある。



【参考】検討を進める上で考慮すべき事項② 調整力

- これまで本WGにおいては、DRの主な活用先となる電源 I 'を念頭に置いて制御量の評価方法の検討を進めてきた。この電源I'は「調整力」と呼ばれながらも、供給力に近い特性をもつ。
- 一方、一般送配電事業者が需給調整市場で調達する「調整力」は、周波数を維持し安定供給を果たすという重要な役割を担っており、求められる要件や評価の考え方が、下表のとおり電源I'と異なると考えられる。このため、要件や評価の考え方が異なることを踏まえて、アセスメント方法を検討する必要があるのではないか。
- 特に、DR・VPPのアセスメント方法は、一般送配電事業者が調整力を運用する実態を踏まえ、中央給電指令所からの指令等に対する供出量、応動速度、継続時間を定量的に評価できる手法である必要がある。

種別	応動	求められる要件	評価の考え方
調整力	中給からの指令値に従って随時出力を変化	今の需給状態※からの変化 ※現時点の需要及び供給値	指令に対して追従できているかどうか
供給力	あらかじめ策定した需要計画・発電計画に沿って自ら発動	計画通りの出力	あらかじめ策定した計画通りの動きであるかどうか。（30分単位のkWh）

【参考】調査対象国および商品

- 諸外国の需給調整市場において、日本の三次調整力相当の商品（15分～30分の応動時間）、一次・二次調整力相当の商品（30秒～数分の応動時間）の要件を調査した。
- 特に、DRの取引実績が確認できた商品を選択して、商品の要件を確認した。






	イギリス	ドイツ	フランス	ベルギー	アメリカ
対象TSO	National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	Elia	PJM
三次調整力相当の調整力 (15分～30分の応動時間)	STOR : Short Term Operating Reserve	mFRR : Minutes Reserve	mFRR : Rapid Reserve RR : Complementary Reserve	R3 : Tertiary Control	Primary Reserve Day-ahead Scheduling Reserve : Secondary Reserve
一次・二次調整力相当の調整力 (30秒～1分の応動時間)	FCR : Firm Frequency Response(FFR), Enhanced Frequency Response(EFR)	FCR : Primary Control Reserve	FCR : Primary Reserve	FCR : Primary Reserve	Regulation

mFRR: manual Frequency Restoration Reserve

FCR: Frequency Containment Reserve

【参考】諸外国の需給調整市場における三次調整力相当のアセスメント方法

- 選択した諸外国市場におけるアセスメント方法の概要は以下のとおり。

		イギリス 	ドイツ 	フランス 	ベルギー 	アメリカ 
対象TSO		National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	Elia	PJM
商品		STOR	Minutes Reserve	Rapid Reserve	R3 : Tertiary Control	Synchronized Reserve
計測地点	計測地点 (受電点 or 個別計測)	<ul style="list-style-type: none"> 個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点計測（機器点での評価は不可） 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点計測もしくは個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点計測
	個別計測許容の場合の留意点	未判明	<ul style="list-style-type: none"> 2つのメーターを足し合わせた合算値評価も可能 	(個別計測不可)	<ul style="list-style-type: none"> ゲーミング防止策として受電点での計測量に影響を与えないことを宣言し、事前に単線結線図(電気回路系統の図)を提出 	(個別計測不可)
メーター・通信	TSOへの送信データ種類・データ送信周期 (オンライン(リアルタイム) or オフライン(事後送信))	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力 (kW) オンライン(リアルタイム) : 1分 	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力 (kW) 	<ul style="list-style-type: none"> エンティティ単位の使用電力 (kW) (アグリゲーター⇒RTE) 受電点毎の使用電力 (kW) (RTE) オンライン(リアルタイム) : 15秒 	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力量 (kWh) : 15分値 オンライン(リアルタイム) : 15分 	<ul style="list-style-type: none"> 計測頻度 : 1分毎 報告時間 : 発生後2日以内
	メーターの要件等	<ul style="list-style-type: none"> メーターは、TSOの要求仕様を満たすこと 	<ul style="list-style-type: none"> メーターは、TSOの要求仕様を満たすこと 	<ul style="list-style-type: none"> 検定電力量計 	<ul style="list-style-type: none"> メーターは、TSOの要求仕様を満たすこと 	<ul style="list-style-type: none"> 小売メーターリングシステム、もしくはTSOの要求仕様を満たしたプライベートメーター
計測方法	ベースラインの設定方法等	<ul style="list-style-type: none"> 直前負荷 + 直近3日間の需給実績 	<ul style="list-style-type: none"> 5分先の想定MW 	<ul style="list-style-type: none"> 直前型(調整依頼の直前30分間の使用電力の平均値) 	<ol style="list-style-type: none"> 直前の15分電力量(連続発動の場合は最初のコマの直前15分電力量) High X of Y 	<ul style="list-style-type: none"> 事前計測
	指令値への追従性の確認方法	未判明	未判明	未判明	未判明	<ul style="list-style-type: none"> 開始時および10分後(各前後1分を含む3点)の出力差

【参考】三次調整力相当の調整力における論点別の各市場要件

- メーター要件については、計量法の検定済み計量器のみを認めている市場（フランス）、TSOが要求する仕様を満たすメーターを採用している市場（イギリス、ドイツ、ベルギー）がある。
- 計測方法は、フランス、アメリカは発動の直前負荷を利用している一方、イギリスは過去数日のデータを利用している。またベルギーにおいては、直前負荷の利用と過去数日データの利用の双方を採用していることが確認された。
- イギリスの商品であるSTORは予備力という性質が強いこと、またイギリス、ベルギーともに商品の継続時間が比較的長い点については日本におけるDRの基準の算定方法を検討する際に留意する必要がある。

計測地点

受電点計測

 フランス
  ベルギー
  P J M

個別計測

 イギリス
  ドイツ
  ベルギー

メーター

法定

 フランス

TSOの要求仕様

 イギリス
  ドイツ
  ベルギー

基準の算定方法



直前負荷

 フランス (直前30min)
  ベルギー (直前15min)
  PJM (直前15min)

想定直後負荷

 ドイツ (直後想定5min)

統計的手法

 ベルギー (High X of Y)
  イギリス (直近三日間)

【参考】三次調整力相当の調整力に関する要件およびDR等取引状況

- 調査を実施した三次調整力相当の商品要件およびDR等の市場規模は以下のとおり。

	イギリス	ドイツ	フランス		ベルギー	米 PJM
	STOR Short Term Operating Reserve	Minutes Reserve (Tertiary Control Reserve)	mFRR : Rapid Reserve	RR : Complementary Reserve	R3 : Tertiary Control (Standard Tertiary Control, Flex Tertiary Control)	Primary Reserve (Synchronized Reserves)
応動時間	通常20分以内 (最大240分)	15分以内	9分、13分	30分	15分以内	10分
継続時間	最低2時間	15分～ 1時間 (数時間の場合あり)	30分、60分、 90分、120分	30分、60分、 90分	Standard:8時間、 Flex:2時間(4時間への 変更を検討中)	最大30分
最低入札容量	3MW	5MW	10 MW (1MWに緩和 する議論あり)	10 MW (1MWに緩和 する議論あり)	1MW (アグリゲーション可能)	100kW
全取引量 ^{注1}	約2,071MW (2016年度平均)	上げ: 42GW ^{注2} 下げ: 41GW ^{注2} (2017年11月末時点)	1,323 MW (2018年)	264 MW (2018年)	Standard : 451MW Flex : 379MW (2018年)	Tier1 : 1,166MW Tier2 : 565MW (2017年)
DR・DER・蓄電池取引量 ^{注1}	緊急バックアップ発電機 : 92.6MW CHP : 約24.7MW 需要削減 : 約0.8MW (2016年度平均)	蓄電池 : 0MW ^{注2} 需要/DSM : 上げ 約670MW ^{注2} 下げ 約650MW ^{注2}	DR:約480 MW		不明 (Standard, Flexとも DR参加可能) ※Next Kraftwerkeや REstoreが入札実績あり	DR : 121 MW
全取引量に占めるDR・DER・蓄電池取引量の割合	緊急バックアップ発電機 : 約 4.5% CHP : 約1.2% 需要削減 : 約0.0% (2016年度平均)	蓄電池 : 0% ^{注2} 需要/DSM : 上げ 約1.6% ^{注2} 下げ 約1.6% ^{注2}	不明		不明 (Standard, Flexとも DR参加可能)	DR : 6～10%

注1 : 年間を通した時間当たりの平均調達量

注2 : 事前資格審査通過リソースの量を記載









【参考】諸外国の需給調整市場における一次・二次調整力相当のアセスメント方法

● 諸外国の高速調整力（一次・二次相当）に関するアセスメント方法の概要を示す。

		イギリス 	ドイツ 	フランス 	ベルギー 	アメリカ 
対象TSO		National Grid	Amprion, Transnet, 50Hertz, TenneT	RTE	Elia	PJM
商品		Firm Frequency Response (EFR)	FCR : Primary Control Reserve	FCR : Primary Reserve	FCR : R1	Regulation
計測地点	計測地点 (受電点 or 個別計測)	<ul style="list-style-type: none"> 個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点計測 (機器点での評価は不可) 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点計測もしくは個別計測 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点または個別計測
	個別計測許容の場合の留意点	未判明	未判明	(個別計測不可)	未判明	<ul style="list-style-type: none"> ゲーミング防止のため、Regulationのみ、設置時の確認により承認を受けたいうえで、サブメータの設置を認める Regulationのサブメータ計測はBehind-the-Meterの全発電機 (蓄電池含む) に設置し、PJMへ申請する。
メーター・通信	TSOへの送信データ種類・データ送信周期 (オンライン (リアルタイム) or オフライン (事後送信))	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力 (kW) オンライン (リアルタイム) : 1秒 	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力 (kW) オンライン (リアルタイム) : TSOに継続的にリアルタイムデータを送信 (1秒または4秒毎) 	<ul style="list-style-type: none"> エンティティ単位の使用電力 (kW) (アグリゲーター⇒RTE) Availabilityの情報 (実施可、または実施不可) (アグリゲーター⇒RTE) 受電点毎の使用電力 (kW) (RTE) オンライン (リアルタイム) : 10秒 	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力 (kW) オンライン (リアルタイム) : 2秒 	<ul style="list-style-type: none"> オンライン (リアルタイム) 遠隔計測が必須 2秒 (RegD)または10秒 (RegA)
	メーターの要件等	<ul style="list-style-type: none"> メーターはTSOの要求仕様を満たすこと 	未調査	<ul style="list-style-type: none"> 検定電力トランスデューサー *10mHz以下の測定精度 *Accuracy Class 0.2S *RTEはエンティティのサイトの1つでメーターが要件を満たしているか検証する 	<ul style="list-style-type: none"> TSOの要求仕様を満たすこと (1%以内または100kW以内、10 mHz以下) 	<ul style="list-style-type: none"> 受電点ではユーティリティ水準の小売メータ (ANSI c12を満たす) を用いる サブメーターの場合はANSI c12.1およびc57.13を満たす、または±2%以内の精度とPJMが検証・認可すること
計測方法	ベースラインの設定方法等	<ul style="list-style-type: none"> 発動前の平均MW ※5秒又は10秒、30秒先の想定MWを使用することを試験的に開始 	<ul style="list-style-type: none"> 30秒又は5分先の想定MW (デフォルトのベースラインは5分先の予測であるが、TSOはFCRのリアルタイム予測を検討している。) 	下記の3つのどれか <ul style="list-style-type: none"> 事前事後 アグリゲーター、もしくは統計的なアプローチにより計算されたヒストリカルデータ ポートフォリオが大きい場合、ケースバイケース 	<ul style="list-style-type: none"> 直前20秒間の平均電力 	<ul style="list-style-type: none"> 指令値への追従性をPerformance Scoreで評価し報酬に直結する Performance Scoreにより指令値への追従性をリアルタイムで計測
	指令値への追従性の確認方法	未判明	未判明	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力が、周波数の変動に対して、以下条件を満たして追従していること 「15秒以内に契約調整電力 x 周波数偏差の50%、30秒以内に契約調整電力 x 周波数偏差の100%」 	未判明	

【参考】一次・二次調整力相当の調整力における論点別の各市場要件

- 一次・二次調整力では、全ての市場でTSOの要求を満たすメーターが採用されている。
- 三次調整力と比べて、より直前の負荷を基準としている（イギリス、ベルギー）。またフランス、米国PJMにおいては、指令値や周波数偏差への追従性を評価している。これは一次・二次調整力が、三次調整力と比べてより短い時間で指令や周波数偏差に対して応動し、より細かな周期での需給調整を行うための商品であることによると考えられる。

計測地点						
受電点計測			個別計測			
 フランス	 ベルギー	 P J M	 イギリス	 ドイツ	 ベルギー	 P J M
メーター						
TSOの要求仕様						
 イギリス	 ドイツ	 フランス	 ベルギー	 P J M		
計測方法						
直前負荷		想定直後負荷		周波数・指令値の追従性		
 イギリス (直前5-15sec)	 ベルギー (直前20sec)	 ドイツ (直後想定30sec-5min)	 フランス	 P J M	(一定のPerformance Scoreにより評価)	

【参考】一次・二次調整力相当の調整力に関する要件およびDR等取引状況

- 調査を実施した一次・二次調整力相当の商品要件およびDR等の市場規模は以下のとおり。

	イギリス		ドイツ	フランス	ベルギー	米 PJM
	Firm Frequency Response (FFR)	Enhanced Frequency Response (EFR)	FCR : Primary Control Reserve	FCR : Primary Reserve	FCR : R1	Regulation
応動時間	Primary : 10秒以内 Secondary : 30秒以内 High : 10秒以内	1分以内	30秒以内	30秒以内	30秒以内	Reg-D : 10秒 Reg-A : 5分
継続時間	Primary : 最低20秒 Secondary : 最低30分 High : 無制限	15分	15分以内	15分以内	最大25分	5分
最低入札容量	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW	100kW
全取引量 ^{注1}	Primary : 83MW ^{注2} Secondary : 131MW ^{注2} High : 78MW ^{注2} (2016年度)	201MW (2016年)	上げ下げ : 約5.6GW ^{注3} (2017年11月末時点)	511MW (2018年)	約80MW (2019年 必要調達量)	Ramp Hours : - RegA 528.9 actual MW - RegD 191.1 actual MW Non-ramp Hours : - RegA 306.0 actual MW - RegD 181.9 actual MW
DR・DER・蓄電池取引量 ^{注1}	Primary : 2.1MW ^{注2} Secondary : 12.8MW ^{注2} High : 1.0MW ^{注2} (2016年度)	蓄電池 : 201MW (2016年)	蓄電池 : 約160MW ^{注3} 需要/DSM : 約70MW ^{注3}	約60MW (年不明)	27MW (2015年)	Ramp Hours : 8.5MW Non-ramp Hours : 7.5MW
全取引量に占めるDR・DER・蓄電池取引量の割合	Primary : 2.5% ^{注2} Secondary : 9.7% ^{注2} High : 1.3% ^{注2} (2016年度)	蓄電池:100% (2016年)	蓄電池 : 約2.9% ^{注3} 需要/DSM : 約1.3% ^{注3}	不明	不明	約1.2%

注1 : 年間を通じた時間当たりの平均調達量

注2 : FFRを含めたFR全体の取引量を記載

注3 : 事前資格審査通過リソースの量を記載

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

【論点 1】計測地点

- 一般送配電事業者は、受電点より上位系統において実際に需給調整に活用できる供出量を調整力として求めている。
- そのため、DRやVPPによる供出量を評価する計測地点については、系統における需給調整の効果を確実に確認できる受電点が原則である。
- 一方で、受電点計測では、DRにより制御した電力量を明確に把握できない可能性がある。これは、制御リソース以外の負荷も常に変動しており、その影響を受け制御リソースの制御量を正確に把握できないことや、受電点に設置する計測器の最小計測単位が制御リソースの制御量より大きく、制御量が把握できないことが要因である。
- WGにおける議論を踏まえ、個別計測の採用については、制御リソースの特性や、商品の応動時間によって不正行為のリスクが変わるという観点も踏まえて、不正行為を防止するための方策等も含めて検討していく必要があり、一定の時間を要するものと考えられる。
- 上記を踏まえると、市場の開設当初は受電点での計測を基本としつつ、受電点以外での計測（個別計測）の採用についても引き続き、他の審議会等とも連携しながら検討を進めることとしてはどうか。

【個別計測を認める場合に整理すべき課題（例）】

1. 不正行為の防止策

不正行為を防止するため、メーターの仕様や設置方法はどうすべきか。

2. 電気事業法、計量法、託送供給約款上の整理

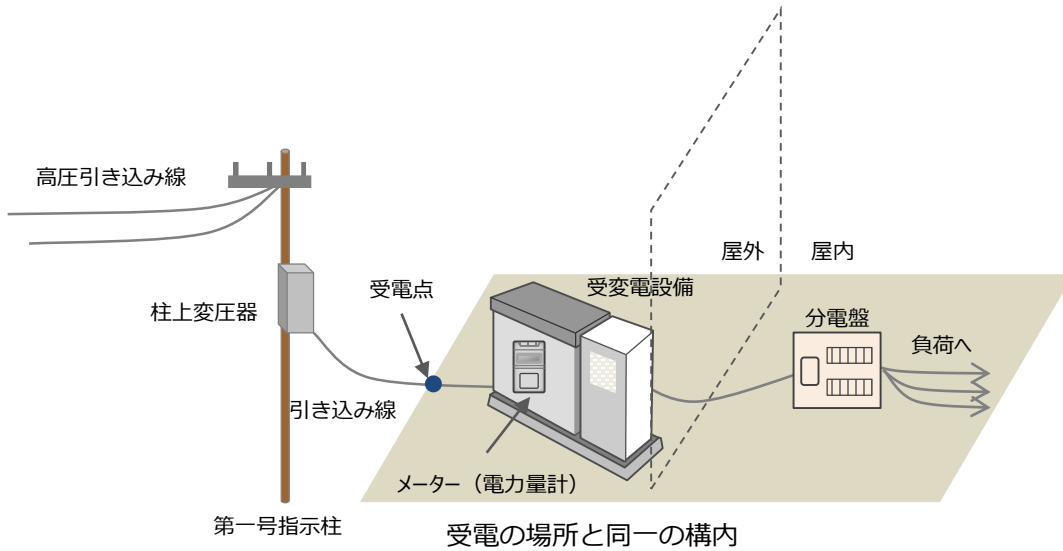
個別計測を採用した際、電気事業法、計量法、託送供給約款上の課題はないか。

3. 個別計測から得られるデータの取扱

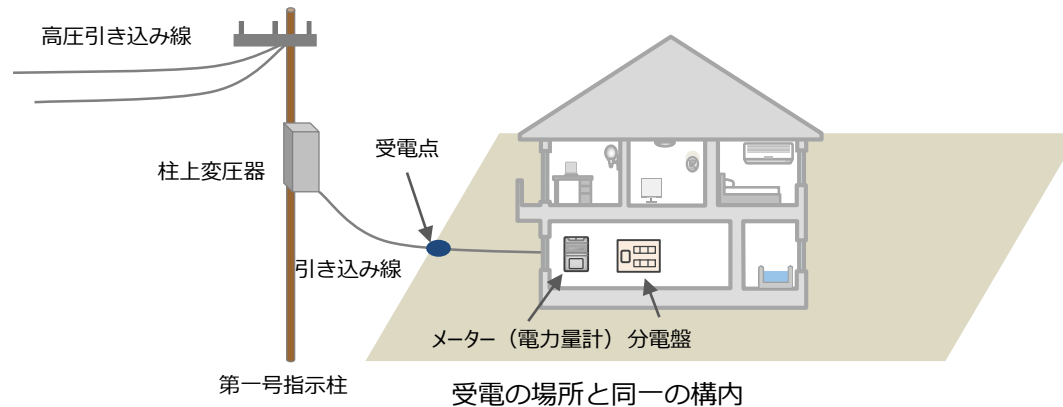
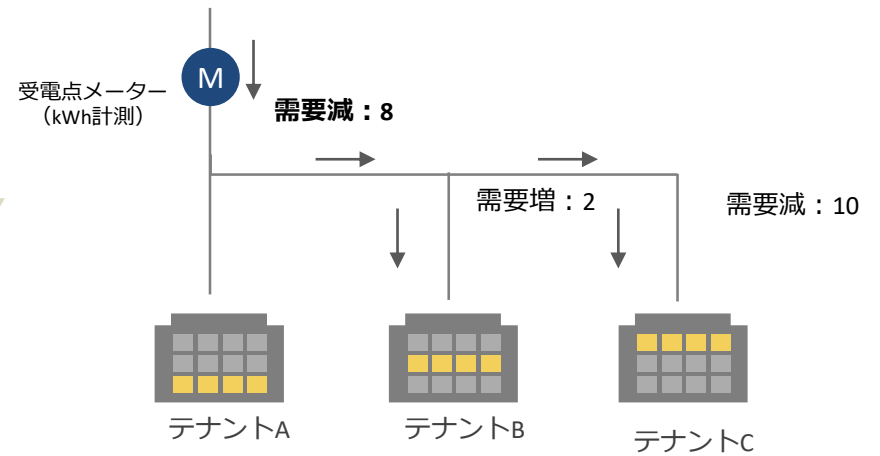
個別計測に用いる計量器で得られるデータは誰が収集するか。

【参考】計測地点① 受電点計測

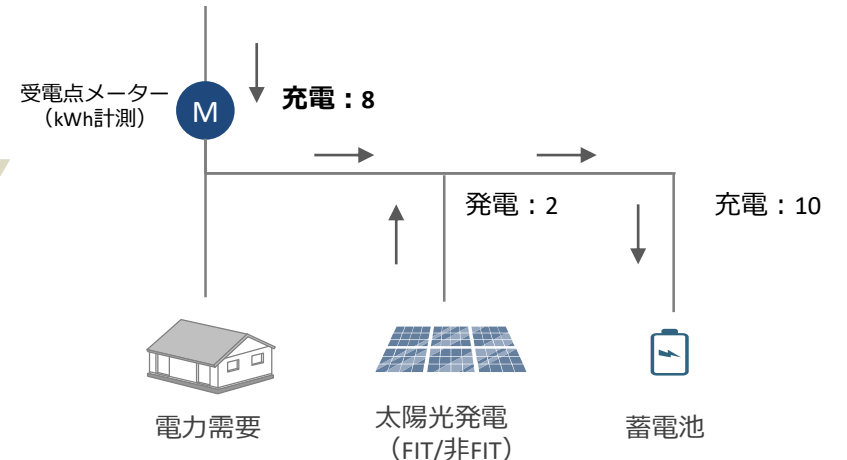
- 受電点とは、受電の場所と同一の構内への入り口となる地点。受電点計測とは、受電点から屋内の分電盤の間に設置されたメーターにより計測する方法である。



業務需要家における受電点計測のパターン



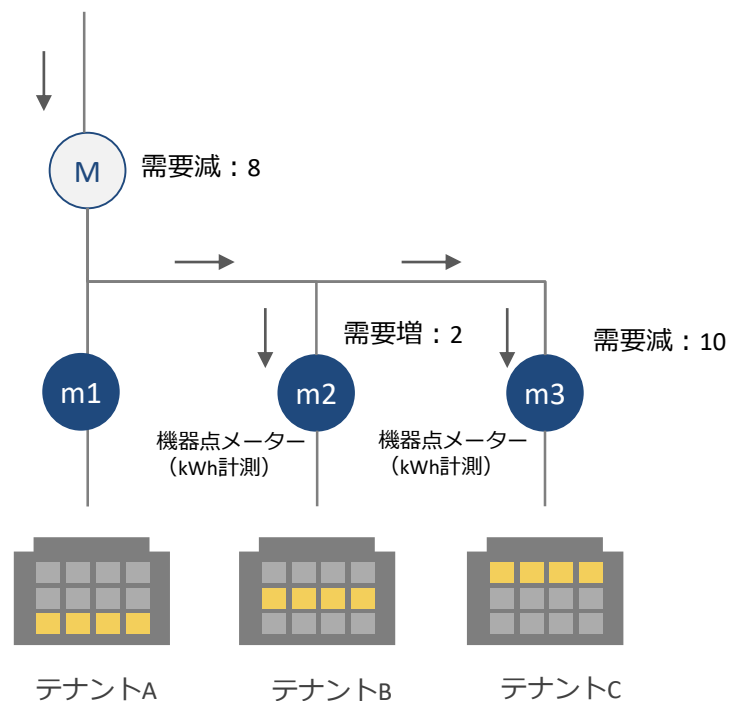
家庭需要家における受電点計測のパターン



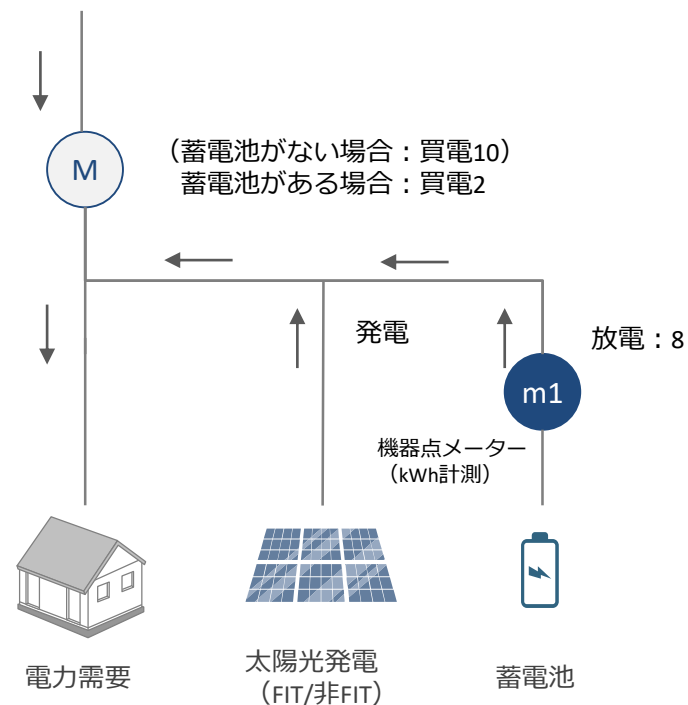
【参考】計測地点② 個別計測

- 個別計測とは、受電点以外で計測する方法である。
- 個別機器に接続したメーターにより計測する方法等がある。

業務需要家における個別計測のパターン



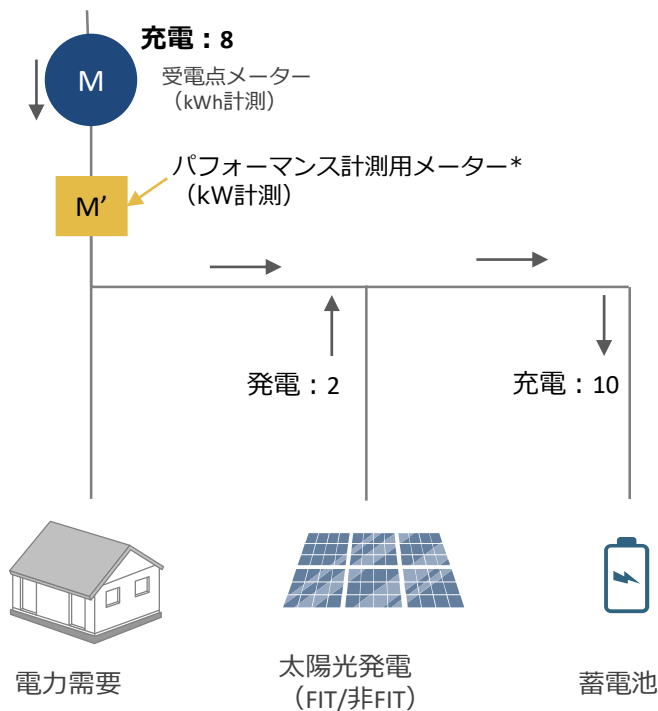
家庭需要家における個別計測のパターン



【参考】計測地点③ パフォーマンス計測用メーター

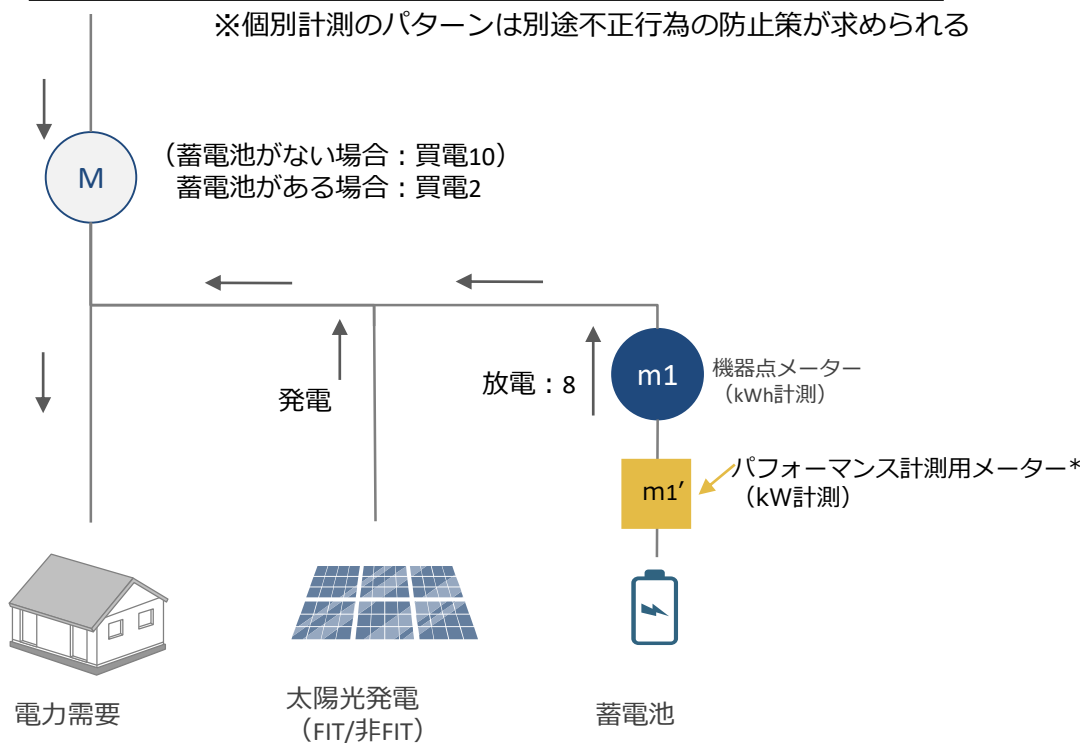
- 電力取引を行う際には特定計量器を使用することが計量法上定められているが、応動速度の速い調整力提供のパフォーマンスを測定するため、受電点計測、個別計測いずれの場合においても、電力量 (kWh) を計測する特定計量器とは別に、一般送配電事業者が指定する計量器等を設置することが考えられる。

家庭需要家における受電点計測のパターン



家庭需要家における個別計測のパターン

※個別計測のパターンは別途不正行為の防止策が求められる



* : サンプル周期が秒単位など30分より短い計測器

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

【論点2】計測方法

- 計測方法については、以下の3つの論点が存在する。

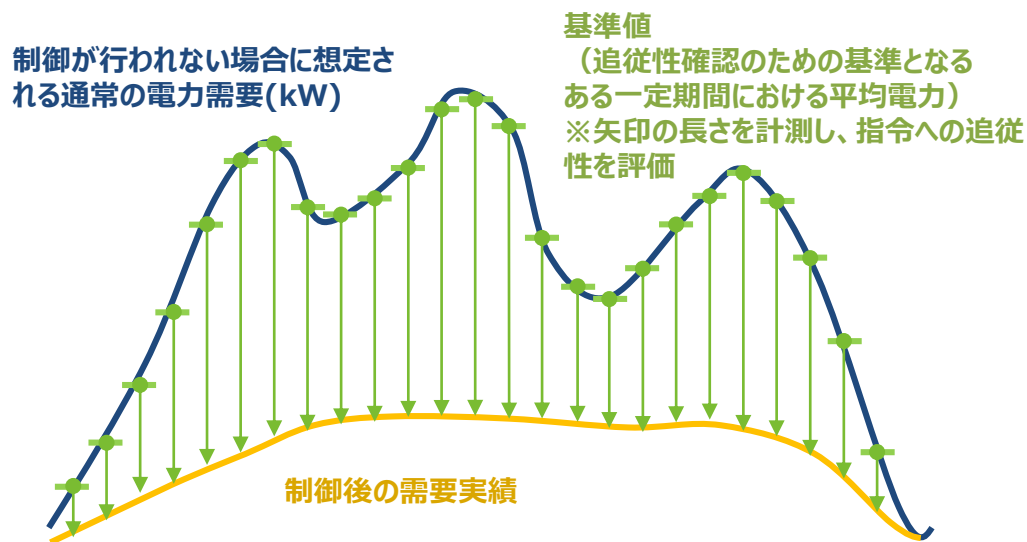
論点2① 追従性の確認は何分おきか

論点2② 追従性の確認に用いる基準値の設定方法

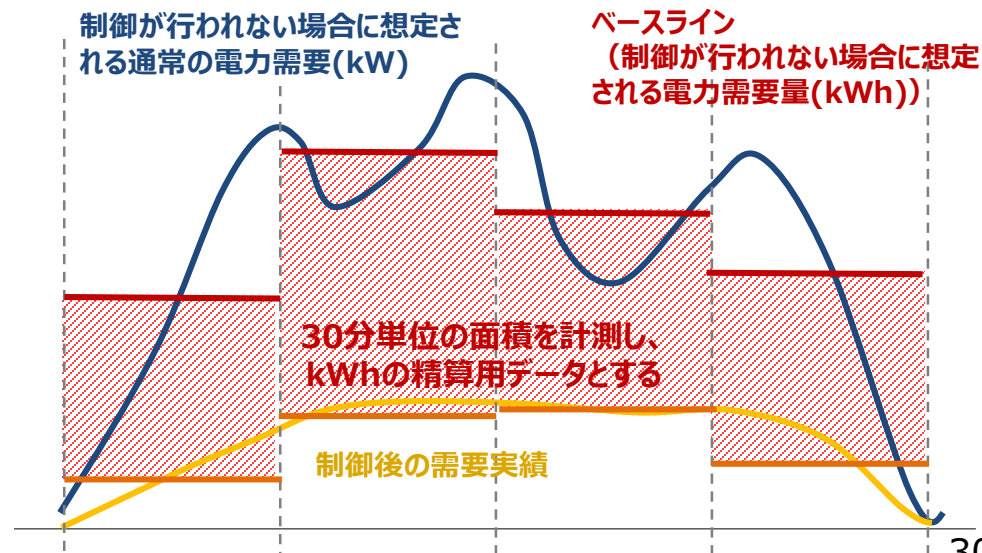
論点2③ kWh精算時に利用するベースラインの設定方法

- **基準値は、指令値(kW)通りの応動を確認するため、ある一定期間における電力値の平均であり、この一定期間は監視頻度によって決定されるものと考えられる。**
- kWh精算は、調整力を供出したことによる電力量(kWh)を精算することであり、ベースラインはそのための電力量を計測するための基準である。
- 調整力を供出したことによる電力量は、**基本的には追従性の確認に用いた基準値と実績の差の電力量(kWh)になると考えられ、基準値とベースラインは同様の考え方で設定されることとなる。**

指令値(kW)への追従性

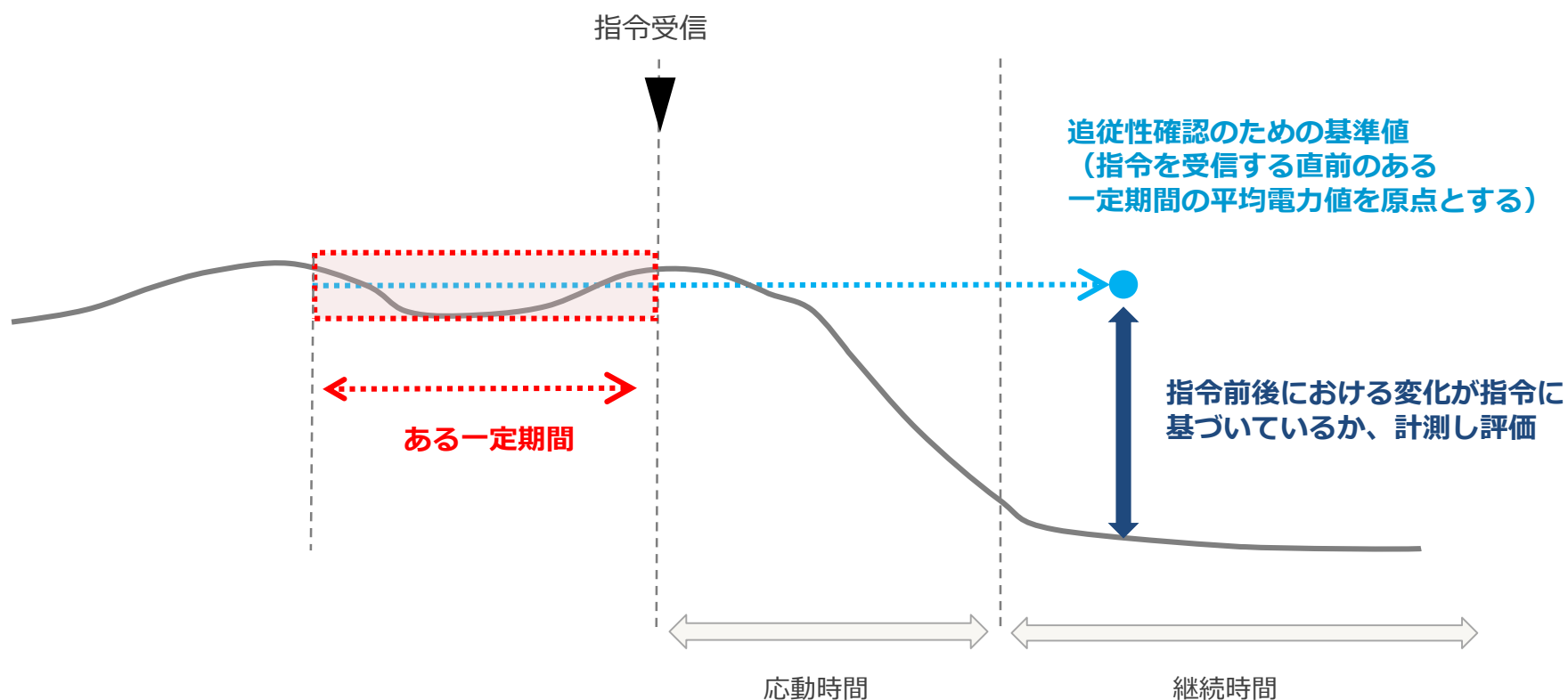


精算のための電力量(kWh)の計測



【論点2】追従性(kW)の確認に関する基本的考え方

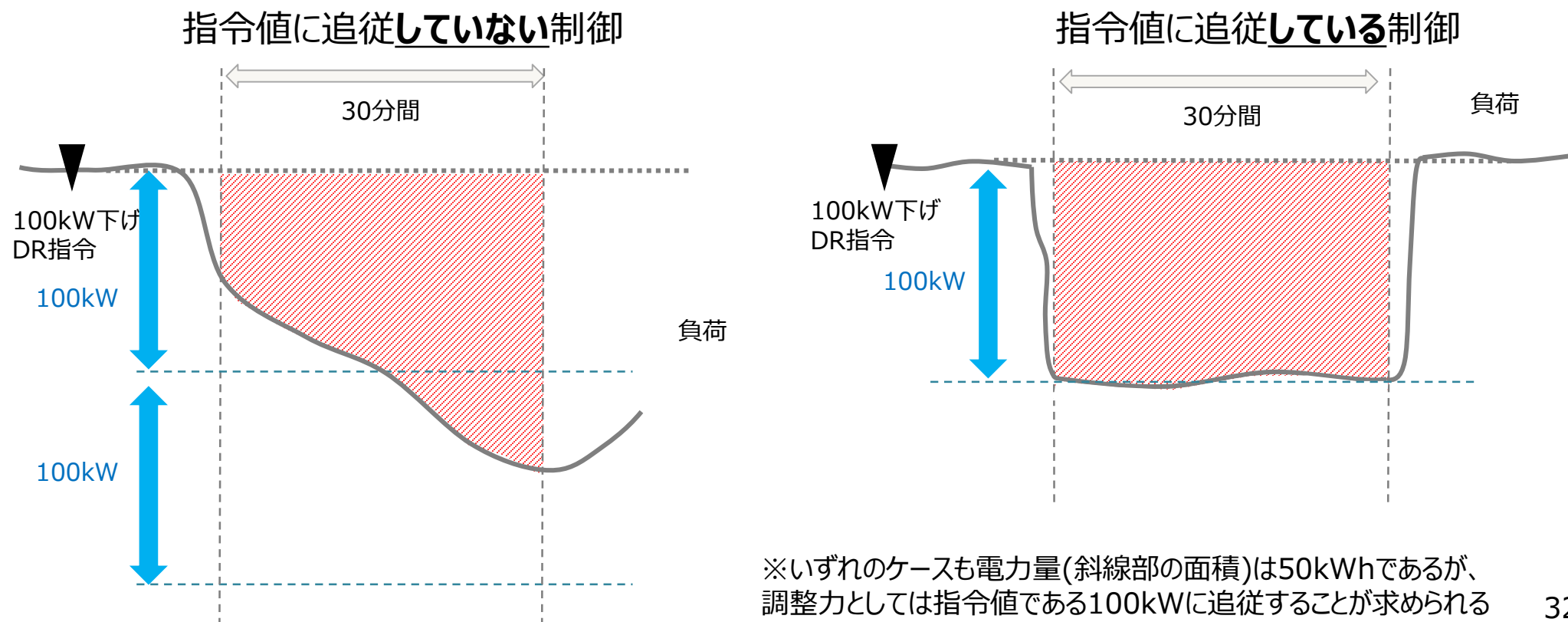
- 供出された調整力が指令値に追従した応動をしているか確認するためには、指令を受信した直前の需要電力値(kW)からの変化量を把握することが必要である。
- そのため、追従性を確認するためには、最初の指令を受信した直前のある一定期間における平均電力値を基準値とすべきではないか。
- 指令受信後、追従性を確認する際は、基準値に基づき、指令前後における変化が指令に追従しているかどうかを確認すべきではないか。



【論点2】指令値(kW)に追従した制御に関する基本的考え方

- 調整力は、ゲートクローズ後に生じる需要と供給の差を一般送配電事業者が一致させるために使うものである。そのため、継続時間を通して、指令値(kW)に追従することが求められる。
- 例えば、三次調整力②において30分間100kWの下げDR指令（上げ調整力）を受信した際には、30分間常にマイナス100kWを継続することが求められる。これは、合計で50kWh(100kW×0.5h)の電力量を供出すれば良いというわけではない。
- この考え方は全ての調整力に適応されるものであり、当然、三次調整力②も例外ではない。

30分間100kWの下げDR指令に対する制御のイメージ



【論点2①】三次調整力②における追従性の確認は何分おきか

- 三次調整力②の商品要件において指令間隔は30分であるため、本来は30分より細かい頻度で追従性の確認が必要と考えられる。
- 現在、主に一般送配電事業者がゲートクローズの前々日16時までに再生可能エネルギーの発電計画を作成しており、ゲートクローズ時点での当該計画との予測誤差も、一般送配電事業者が自ら調達した調整力により調整することとなっている。**FIT予測誤差は応動時間が長い調整力でも対応ができるとの考えから、これに必要となる調整力として三次調整力②の商品が設定**されている。
- 一方、今後はbalancingグループが再生可能エネルギーの発電計画を作成し、ゲートクローズまでbalancingグループが発電計画や需要計画等を変更しつつ調整することが基本的方向性として整理されている。この場合、balancingグループは時間前市場等を通じて需給バランスを調整することが想定される。そして、ゲートクローズ後の発電計画との予測誤差等は、これまで通り、一般送配電事業者が調整することとなる。
- その結果、**発電計画の作成及び誤差の調整対応が今後一般送配電事業者からbalancingグループに移っていくことに伴い、三次調整力②が担う役割は、balancingグループが時間前市場等にて調達する供給力(kWh)の取引に移行していくと考えられる。**
- **以上の三次調整力②の特性等を踏まえ、将来への連続性も考慮すると、三次調整力②においては、追従性の確認を30分間隔で実施することとしてはどうか。**この場合、基準値は**30分単位で一点の設定**となる。
- 仮に30分間隔で追従性の確認を行うとなれば、メーター等、**既存の設備を利用できる場合が増え、アグリゲーターにとって過度な参入障壁とならずに、常時に調整能力を持つリソースの参入を促すことも期待**できる。

【論点2②】追従性の確認に用いる基準値の設定方法に関する基本的考え方

- 指令値に対する追従性の確認を行う基準値は、最初の指令を受信した直前のある一定期間の平均電力値(kW)に基づき設定される。
- 仮に調整力を供出するため制御を行う時間（継続時間）において常時同じ基準値を利用した場合、継続時間が長いとDRを発動しなかった場合の通常需要と基準値に差が生じてしまう可能性がある。
- そのため三次調整力②においては、DRを発動しなかった場合の通常需要を踏まえた基準値の設定をするほうが、踏まえない基準値を設定するよりも本来の需要水準に近い基準値となるのではないか。

【論点2②】三次調整力②における基準値の設定方法①

- 基準値の設定については、以下が考えられる。
 - ①アグリゲーターが考える独自の手法を利用する場合
 - ②ERABガイドラインや一般送配電事業者が標準的な手法を設定し、これを利用する場合
- 分散型エネルギーリソースは多種多様であり、当然それらの用途や使用条件は異なる。
- アグリゲーターが基準値を想定するにあたっては、工場や制御対象機器の通常の稼働計画に基づき算定する手法や統計的データ（既存のHigh 4 of 5、自ら参考になると抽出した過去の特定日データ等）に基づく手法が考えられる。その他、天候データ等のビッグデータを活用するなどアグリゲーター側の創意工夫が期待できる。
- そのため不正行為等の課題が解決されるのであれば、アグリゲーターに対して一律に標準的な手法を指定せず、リソースの稼働計画や特性を熟知するアグリゲーター側が自らの責任において想定した基準値を事前に申告することが適切ではないか。

基準値の設定方法		内容	メリット	デメリット
① アグリゲーターが考える独自の手法 (直前計測値)		<ul style="list-style-type: none"> アグリゲーターが自ら指令前の電力値を基準に、過去日データや設備の稼働計画等を考慮し制御を行わない場合の通常需要を想定し、一般送配電事業者に申告するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 設備の稼働計画や機器特性を熟知するアグリゲーターが自ら設備の通常の使用パターン等を織り込んで基準値を設定することが可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 基準値の確からしさの検証や想定を行う事業者の信頼性が求められる。 また作為的に虚偽の基準値を設定するなどの不正行為を防止するための対策が必要となる。
② ERABガイドライン や一般送配電事業者が示す標準的な手法	②-1 直前計測値および統計的手法による補正	<ul style="list-style-type: none"> 指令直前の電力値を基準に、過去数日間のDR制御と同時間帯の平均負荷データを用いて、時間の経過とともに、補正するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力の継続時間がある程度長くても、通常の使用パターンによる負荷変動に基づいて補正できるため、通常需要と基準値の誤差を小さくすることが可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> DR発動日を除いた過去数日間の平均をとる手法を採用した場合、日常的に発動が想定される調整力ではDR非発動日まで遡ることが困難な可能性がある。 電力使用量がパターン化していない需要家の場合は、実態と異なる基準値が形成されてしまう。
	②-2 直前計測値のみ(補正は無し)	<ul style="list-style-type: none"> 指令直前の電力値のみを基準として調整力の継続時間において参照するもの。 	<ul style="list-style-type: none"> 最もシンプルでわかりやすい。 調整力の継続時間が長くなければ、通常需要と基準値の誤差もほぼ発生しないと考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力の継続時間によっては、通常需要と基準値の誤差が発生してしまう。

【論点2②】三次調整力②における基準値の設定方法②

- アグリゲーターが考える独自の手法によって基準値を設定することとした場合、約定した対象時間開始前に、一般送配電事業者に対して、約定した対象時間分の基準値を申告することとすれば、アグリゲーターは、当日の指令直前の電力需要データを用いて基準値を設定することができる。
- この場合、アグリゲーターは稼働計画や需要データ等を想定して、約定した対象時間内に、DRを発動しなかった場合の通常需要も踏まえた基準値を設定することが可能となる。
- 仮に出力指令値が0kWの時は、発電事業者の場合、発電計画値通りの発電が必要となることから、これと同様にDRを束ねるアグリゲーターも申告した基準値どおりの需要実績が必要となると考えられる。そのため、一般送配電事業者に対して指令前に基準値を申告することで、作為的に通常需要と異なる基準値を申告するような不正行為を行うことも考えにくい。
- また、約定した対象時間の45分前から指令を受信する可能性があることから、一般送配電事業者がその追従性を確認するためには、約定した対象時間の1時間前からの基準値も必要となる。
- 以上を踏まえ、**アグリゲーターが、約定した対象時間の開始前1時間分及び約定した対象時間の3時間分における独自に設定した30分毎の基準値（4時間合計8点）を、一般送配電事業者に対して、約定した対象時間開始の1時間前までに申告することとしてはどうか。**
- なお、一般送配電事業者がインバランス精算を行うためには、小売電気事業者ごとに細分化した基準値が必要であることに留意する必要がある。

約定した対象時間の前後における基準値の取扱い

- 一般送配電事業者は、アグリゲーターから申告された基準値と0kW指令時の実需要を比較することで、当該基準値の正確性を確認することができる。
- しかし、アグリゲーターが日常的に指令を受けている場合、約定した対象時間の45分前に指令がくることから、アグリゲーターから提出される1時間前の基準値からでは、一般送配電事業者はDRを発動しなかった場合の通常需要を把握することができず、アグリゲーターが申告した基準値の正確性の検証が困難になってしまう可能性がある。
- そのため、一般送配電事業者が基準値の正確性を検証するため、一般送配電事業者からアグリゲーターに対して約定した対象時間の1時間前よりさらに前の基準値の提出を求めた場合、正当な理由がない限り、アグリゲーターはその基準値の提出を拒んではならないこととしてはどうか。
- 一方、制御対象時間後の取扱いについては、需給調整市場に参加した需要家は、約定した対象時間の後に関しては電力供給を受ける小売電気事業者の計画値同時同量の中で需給バランスをとっていくこととなる。
- しかし、調整力の提供が約定した対象時間後の時間帯にて小売電気事業者の計画値同時同量に影響を与える可能性があるため、その影響を抑えるため、アグリゲーターは小売電気事業者に適切な情報（約定した対象時間、約定量(ΔkW)、基準値等）を適切なタイミングで伝えるべきではないか。
- また、調整力に起因する約定した対象時間終了後の計画値同時同量への影響を定量的に確認するため、一般送配電事業者がアグリゲーターに対して約定した対象時間後の基準値の提出を求めた場合にも、正当な理由がない限りアグリゲーターはその基準値の提出も拒んではならないこととしてはどうか。
- 他方、市場開設当初はDRの参入量は調整力全体の割合としても小さいと想定されるため、アグリゲーターから小売電気事業者に対して適切なタイミングで連絡できれば、計画値同時同量へ与える影響は大きくないと考えられる。今後影響度合いを確認しながら、安定供給上の課題として顕在化する可能性があるのであれば、商品時間後の取扱いについて改めて対策を行うべく議論を進めてはどうか。

出力指令値がない場合、または出力指令値が0kWの場合

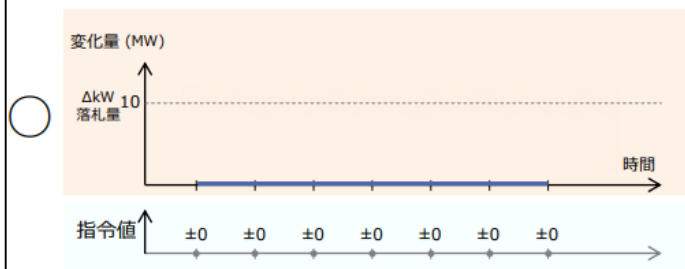
- 発電機もDRも同様の前提で、調整力については約定した対象時間の全ての時間帯において、指令値に対して正確に応動することが求められ、指令値がゼロの場合は変化しないことが求められる。
- 他方、今後、DRを調整力として活用するためにはどのような取り扱いが適切であるか。

調整力に求められる応動：指令への追従性③

34

- 出力指令値がゼロの場合は、変化しないこと（変化ゼロ）が求められる。

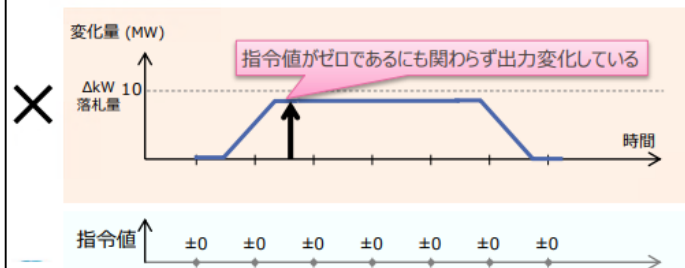
出力指令値（指令値ゼロ）に追従できているケース



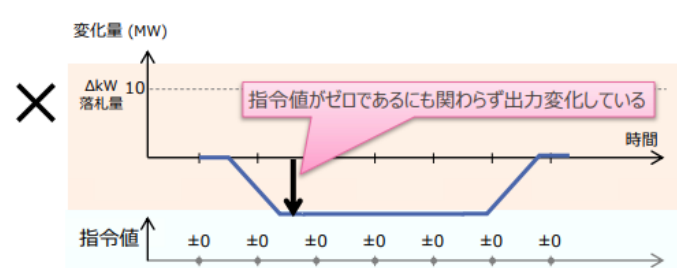
(参考) 調整力公募における電源 I'

- 電源 I' における発動評価は、指令が発信された時間のみが対象となるため、指令が無い時間は評価されない。

指令値に追従できていないケース①

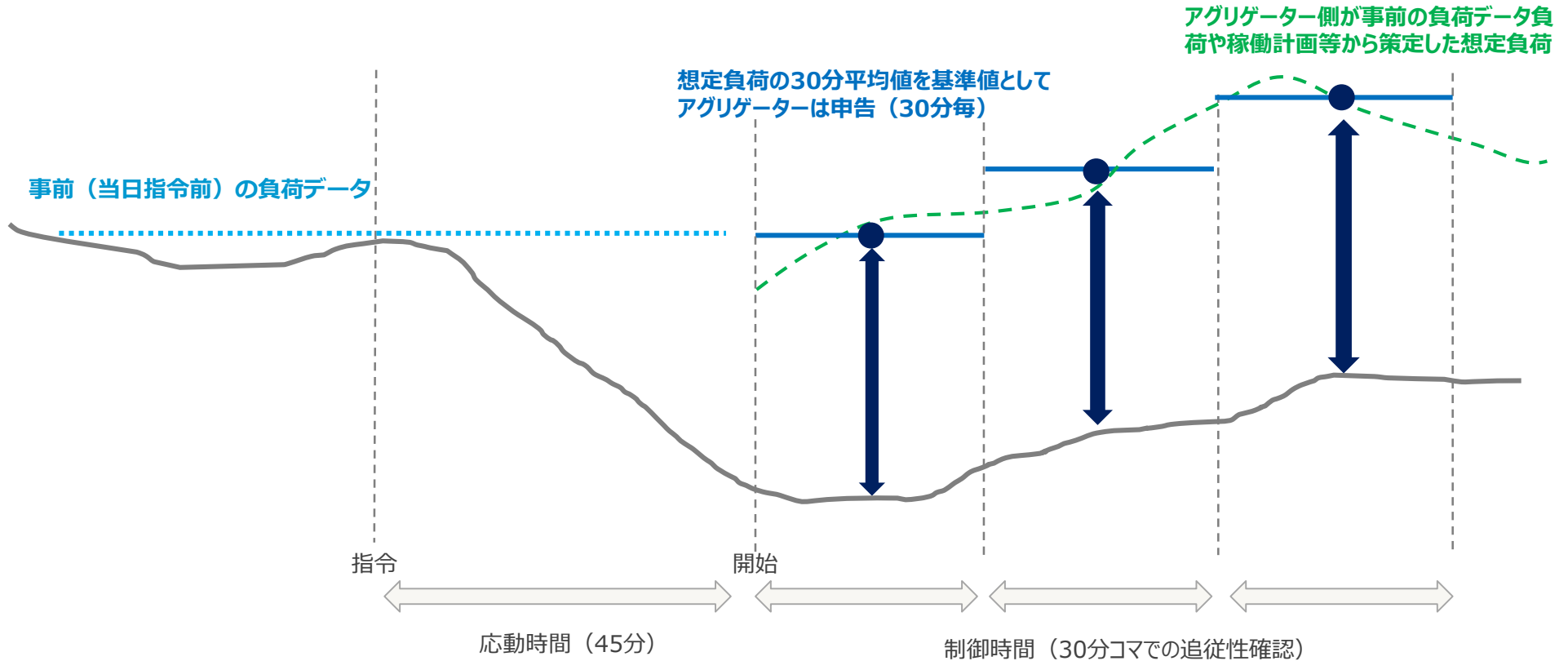


指令値に追従できていないケース②



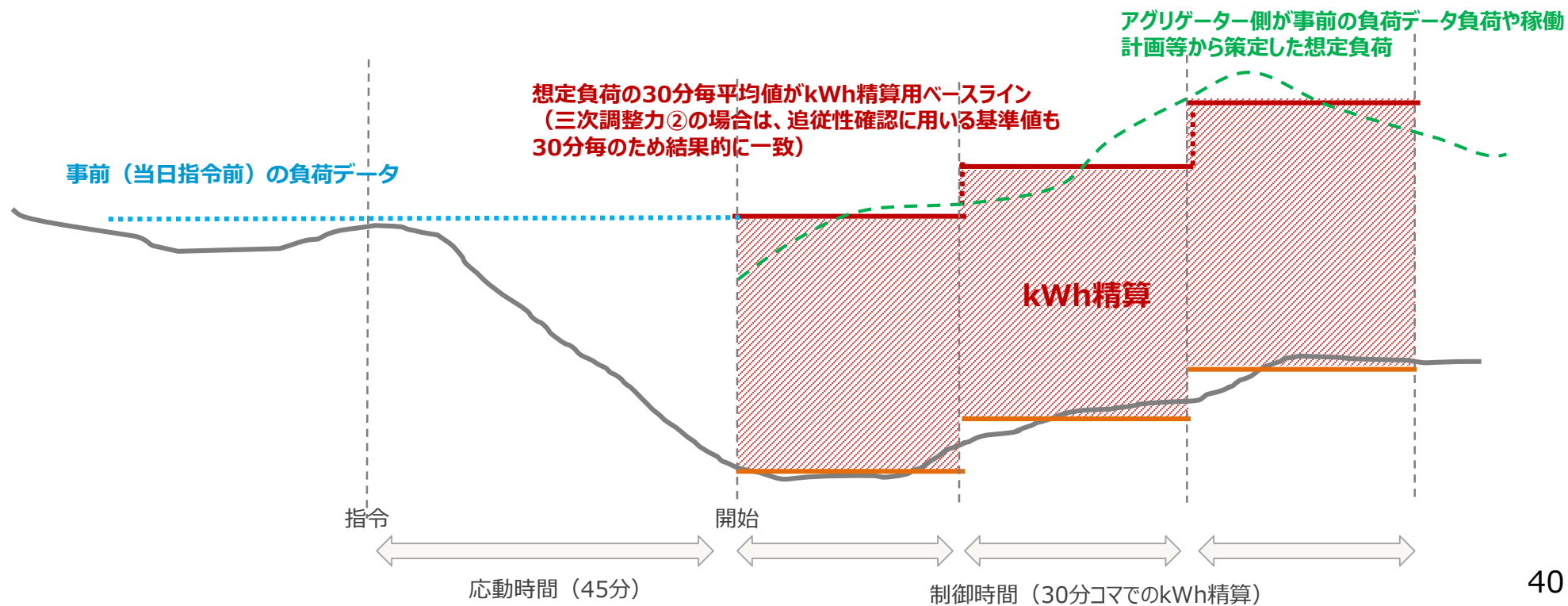
【参考】基準値のイメージ

- 三次調整力②（45分応動）において、30分単位で追従性の確認を行うとした場合、アグリゲーター側の負荷想定や稼働計画により設定した基準値のイメージは以下のとおり。



【論点2③】精算時に利用するベースラインの設定方法

- 需給調整市場におけるkWh精算は、調整力を供出したことによる電力量（kWh）の対価であり、基本的には追従性の確認に用いた基準値と実績の差の電力量（kWh）になると考えられ、ベースラインは基準値と同じ考え方で設定されるべきである。
- また、電力量取引において電力量の計測は検定済み電力量計を用いて30分単位の計量が基本となる。
- 以上を踏まえ、ベースラインは追従性確認に用いた基準値の30分間の平均としてはどうか。
- 三次調整力②の追従性の確認頻度が30分とした場合、追従性確認に用いる基準値も30分毎一点の設定となることから、ベースラインと追従性確認に用いる基準値は一致することとなる。



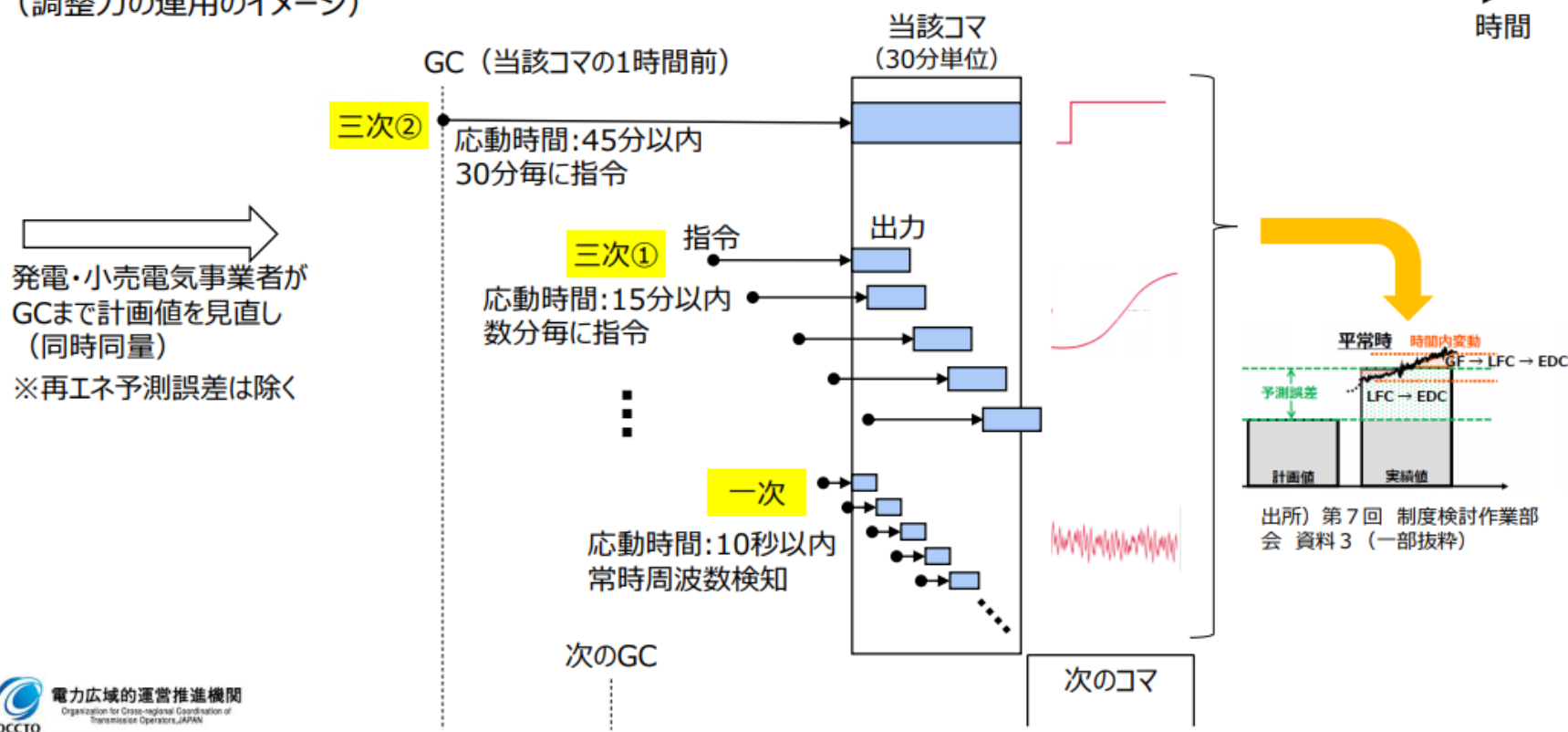
三次②が対応する事象

7

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- **このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。**

※FIT特例制度③に関しても同様

(調整力の運用のイメージ)



FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

【論点3】三次調整力②に関する報告データ・メーター要件

- 報告データ・メーター要件に関する論点は以下のとおり。

- ① データの要件（計測地点ごとのデータか、アグリゲートされたデータか）とその計測に用いるべきメーターは何か

※三次調整力②において、一般送配電事業者への報告等が必要となるデータは以下のとおり。

- i. 指令値への追従性を確認するためのデータ（kW）
- ii. 精算のための電力量（kWh）

【論点3 ①】i. 指令値への追従性を確認するためのデータ (kW)

- 現在、簡易指令システムには、アグリゲーター側から一般送配電事業者側に制御情報を提供する機能（上りテレメーター機能）が実装されていないため、監視はオフライン枠※と整理されている。
- オフライン枠の場合、指令値への追従性を確認するためのデータ (kW) は、リアルタイムではなく、事後にアグリゲーターから一般送配電事業者に報告することとなる。
- 報告のタイミングは検討中であるが、将来リアルタイムでのデータ報告が必要になる可能性があることも踏まえると、受電点に設置された検定済み電力量計の30分計量値ではなく、別途アグリゲーターが電力値の計測を実施することも必要になりうる。
- その場合、アグリゲーターは検定済み電力量計から得られるBルートの活用やその他パルス検出器・計測器類を用いて電力値を計測することを基本となるのではないかと考えられる。
- またその際は、アグリゲーターが多くの需要家を束ねて個々ではなく全体で正確な調整力を供出するというVPPの特徴、また一般送配電事業者のデータ処理の煩雑さの軽減という観点も踏まえて、個々の需要家ごとのデータではなくアグリゲーターが自らが連携する計測地点別のデータを収集し、合算した形で一般送配電事業者に報告することとしてはどうか。
- なお、その他パルス検出器・計測器類による計測については、海外事例を踏まえ、一般送配電事業者が指定する規格を満たした計測器を利用すること等が考えられるが、報告のタイミングの検討状況や計量法との関係も踏まえつつ、引き続きの検討事項とする。

※オフライン枠の許容量は今後検討とされている。また、簡易指令システムの改修により上りテレメーター機能が実装された場合には、三次調整力②についてもリアルタイムで1. 指令値への追従性を確認するためのデータ (kW) の報告が必要となると考えられる。

【論点3 ①】ii. 精算のための電力量 (kWh)

- 精算のための電力量 (kWh) データについては、ベースライン及び受電点に設置の検定済み電力量計の30分計量値を用いて算出されることとなる。
- アグリゲーターは受電点の30分計量値を入手することとなっていないことから、一般送配電事業者において精算のため電力量 (kWh) の算出が完了次第、算出結果をアグリゲーターに通知することとしてはどうか。

1 ネガワット調整金の考え方

- ネガワット調整金の計算方法

2 需給調整市場におけるDR・VPPによる供出量の アセスメント方法

- 三次調整力②に関する計測地点
- 三次調整力②に関する計測方法
- 三次調整力②に関する報告データ・メーターの要件

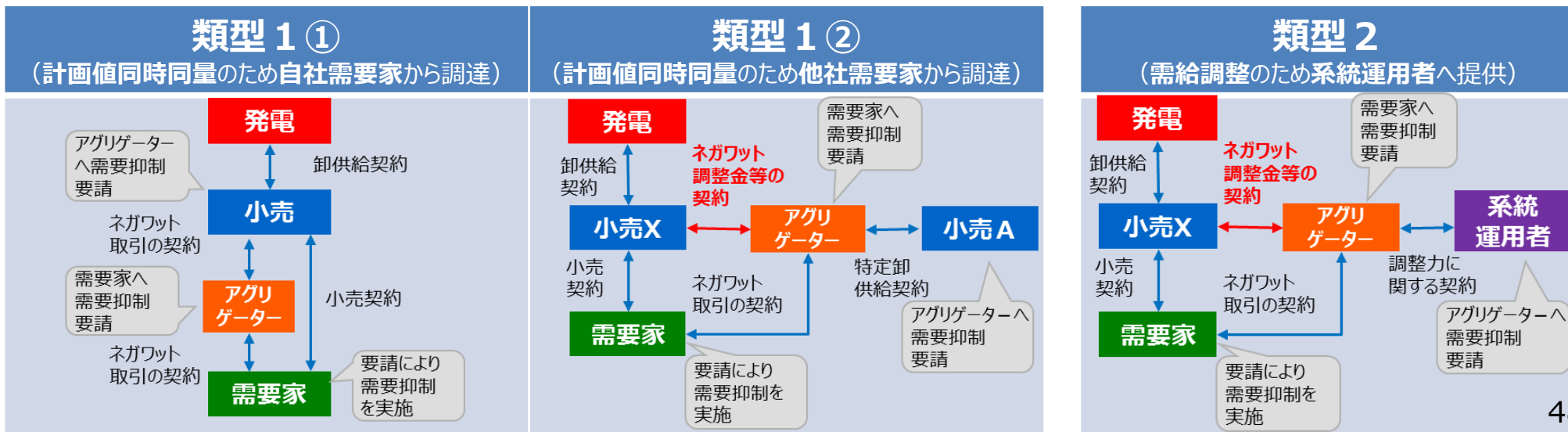
3 ERABガイドラインにおける下げDR（ネガワット取引）の分類見直し

- 現行のネガワット取引類型（類型2）の見直し案

現行ガイドラインにおけるネガワット取引類型の分類

- 現行ERABガイドラインでは、下げDR（ネガワット取引）を需要抑制量の提供先（調達目的）により、**類型1**と**類型2**の大きく2つに分類している。
 - 小売電気事業者が計画値同時同量の達成を目的として需要抑制量を調達するケース：類型1
 - 系統運用者が系統全体の需給調整を目的として需要抑制量を調達するケース：類型2
- また、類型1は需要抑制量の調達先により、更に**類型1①**と**類型1②**に分類している。
 - 自社の需要家から需要抑制量を調達するケース：類型1①
 - 他の小売電気事業者の需要家から需要抑制量を調達するケース：類型1②

現行ガイドライン上のネガワット取引類型

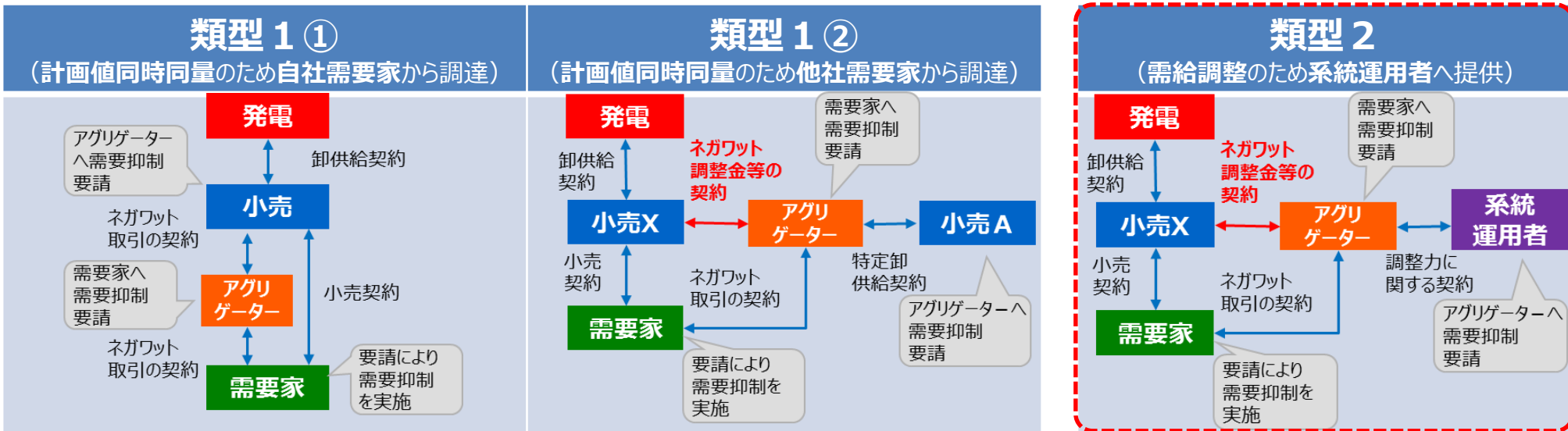


現行ガイドラインにおけるネガワット取引類型の見直し

- 現行ガイドラインにおけるネガワット取引類型は、電源 I 'を念頭においたものであり、需給調整市場の商品を踏まえた整理とはなっていないため、系統運用者が調達するネガワット取引を全て類型 2 として整理している。
- 一方、周波数を維持し安定供給を果たすという役割を担う調整力については、電源 I 'と異なるアセスメント方法を採用する可能性がある。
- また、類型 2 は、類型 1 のように需要抑制量の調達先による分類をしておらず、ネガワット調整金の要否といった調達先の違いによる類型分けがない状況である。
- 今後、需給調整市場への DR・VPP の参入に向けた検討を進めるにあたり、正確かつ誤解なく議論を進めるために、取引類型をより細分化したものに見直すこととしてはどうか。

現行ガイドライン上のネガワット取引類型

電源 I 'と需給調整市場の商品が同じ類型で整理されることとなる



ネガワット取引類型の見直し（案）

- 需給調整市場において、DR・VPPを活用するための検討を進めるにあたり、**類型2**については**調達先と調整力の発動指令時期により分類**し、**現行の類型を4つに細分化**することとしてはどうか。

(類型2の細分化)		ネガワットの調達先による分類	
		系統運用者が小売電気事業者から直接ネガワットを調達	系統運用者が間接的に（第三者を介して）ネガワットを調達
調整力の発動時期による分類	GC前 (例：電源I')	<p>類型2① (GC前・直接型)</p>	<p>類型2② (GC前・間接型)</p>
	GC後 (例：需給調整市場の各商品)	<p>類型2① (GC後・直接型)</p>	<p>類型2② (GC後・間接型)</p>