

商品要件の見直しについて

2018年10月9日
需給調整市場検討小委員会 事務局

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点
3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス	✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位のkWhでV1/V2単価により精算	✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法
3-2 余力活用に係る具体的な仕組み	✓ 年初に公募に基づく契約を行う	✓ 容量市場におけるリクワイアメント等を前提とした余力活用の具体的な仕組みの検討 ✓ kWh単価の登録および変更時期
3-3 商品設計	✓ 商品区分、商品の要件は意見募集のとおり	✓ 意見募集を踏まえた要件の確定 ✓ 新たなリソースを踏まえた際に、取り決めておくべき事項の整理（DRにおけるベースラインの考え方など）
3-4 調整力を確実に調達するための調達スケジュール	一次調整力①・前日17時以降 ✓ 上記以外	二次調整力②・前日17時以降 ✓ 二次調整力②以外の調達時期 ✓ FIT①発電計画見直しの動向を踏まえた三次調整力②調達量等の検討

[今回の議論] 課題3-3のうち、意見募集等を踏まえた要件の設定について議論

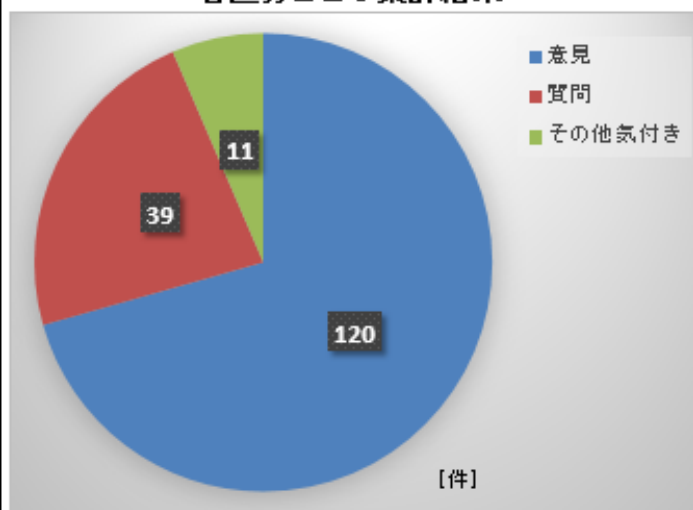
- 第1回需給調整市場検討小委員会にて、委員から、市場に参入を検討している事業者にとって関心が高いと考えられる商品の要件や取引スケジュールについて、事業者の意見を広く聞いたほうがよいのではないかとの意見を頂いた。
- これを受けて、意見募集を実施した結果、商品の要件のうち、再検討が必要な項目が明らかになったことから、第15回調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会（2018.6.20）において、これらの項目を取りまとめたところ。

意見募集の結果（概要）

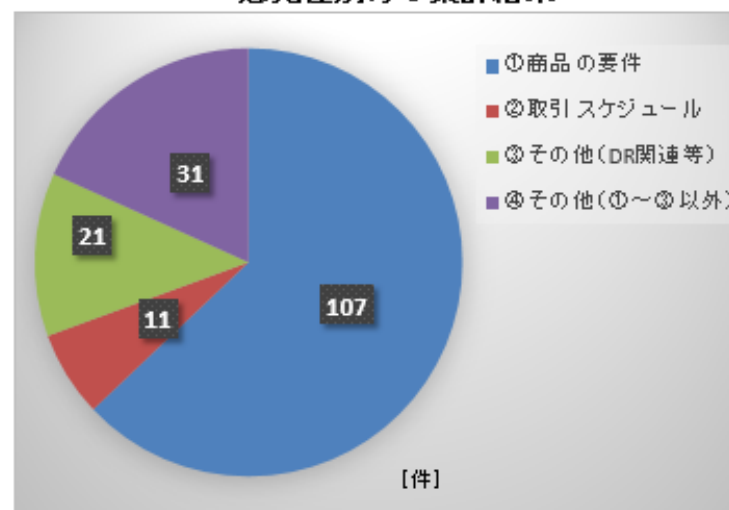
3

- 意見募集期間：2018年4月27日～2018年5月14日（18日間）
- 実施方法：電力広域的運営推進機関ホームページにて意見を募集し、電子メールにて意見を提出
- 意見提出件数：170件（25事業者）

<各区分ごとの集計結果>



<意見種別毎の集計結果>



(余白)

意見募集の結果(詳細)①

5

- 一部の意見に重複が見られるものの、25事業者から合計170件のご意見をいただいた。
- 提出されたご意見のうち、「商品の要件」に関する意見が多くを占めており、そのうち「最低入札量」および「通信設備」に関して、新規参入促進の観点から、特に多くの意見が寄せられた。
- 今後の制度設計に関する意見についても寄せられており、今後、引き続き検討が必要な項目について、明らかになった。
- 今回の意見募集でいただいた意見については、今後の検討を踏まえて対応を整理する。

【主な意見】

大区分	小区分	主な意見
【1】 商品の要件 (107件)	入札量	■ 参入障壁の低減に向けて、一次調整力～三次調整力①の最低入札量を引き下げではどうか
	通信設備	■ 専用線の設置は新規参入事業者にとって、コスト負担が大きいいため、簡易指令システムやインターネット回線で代用ではどうか
	応動時間 継続時間	■ 応動時間を延長することで参入障壁の低減を図れるのではないかと ■ 継続時間に上限を設定することで、応札時の意思決定が容易になるのではないかと
	ブロック時間	■ DR等、電源特性を考慮し、ブロック時間の短縮化を図れないかと
	その他	■ 定性的な要件のうち、都度出力変化、繰り返し指令等を商品の要件とした場合、応札可能な需要家が限定的になってしまうのではないかと ■ 蓄電池やDRIに特化した商品要件を設定する必要があるのではないかと ■ 一次調整力(GF相当)は自端制御電源のため、常時監視する必要がないのではないかと

意見募集の結果(詳細)②

6

【主な意見】

大区分	小区分	主な意見
【2】 取引 スケジュール (11件)	業務フロー	■ FIT特例①計画の見直しタイミングを踏まえた上で入札スケジュールを決定する必要があるのではないか ■ TSOの翌日計画提出〆切を後ろ倒しすることで、BGの計画変更の作業時間を延長できないか
	調達時期	■ 週間・前日のみならず、年間や季節毎の調達メニュー等も検討してはどうか ■ 三次調整力②以外の商品は週間調達だが、前日調達の設定についても検討してはどうか
【3】 その他 (DR関連等) (21件)	市場参入に向けた課題	■ DRIについては、系統連系技術要件に定める制御(最低出力、DSS等)を満たす必要がないのではないか ■ ネガワット調整金の廃止等により、小売電気事業者およびアグリゲーター間の協議が不要となることでDR事業者の参入が促進されるのではないか
	供出時間終了後の取り扱い	■ 供出時間終了後については制御対象から外れるため、必ずしもベースラインに戻す必要がないのではないかと
【1～3以外】 その他 (31件)	制度設計関連	■ 沖縄エリアにおける需給調整市場の創設について、早期に見解を示してほしい ■ 各TSOにて定めているグリッドコードについて、需給調整市場の創設に向けて統一する必要があるのではないかと ■ 三次調整力②の調達に時間前市場を活用可能とする、もしくは時間前市場と三次調整力②とを連動できる仕組みを検討してはどうか
	調整力公募からの移行	■ 現行の調整力公募の要件が需給調整市場に移行した場合、新規参入事業者にとって、参入障壁が高すぎると考えているため、現行の調整力公募の要件についても、需給調整市場の創設に先立ち、最低入札量及び継続時間等の要件について、見直してはどうか
	今後の検討の方向性に対する要望	■ 需給調整市場の創設後、市場の運営状況等について、委員会等にて報告・審議する場を設けてはどうか

■ 意見募集結果を踏まえ、商品の要件確定にあたり、本日以下の点についてご議論いただきたい。

	一次・二次調整力① (G F相当枠)		二次調整力② (E D C※2-H)	三次調整力① (E D C※2-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (G F相当枠)	二次調整力① (L F C※1)			
指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令・制御
回線	専用線等	専用線等	専用線等	専用線等	専用線等
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	5分以内	45分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	45分以内に出力変化可 能な量とし、オンライン(簡 易指令システムも含む) 幅を上限とする
最低入札量	5MW	5MW	5MW	5MW	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定される 主な設備	発電機・ 蓄電池・D R 等	発電機・ 蓄電池・D R 等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 D R・自家発電等	発電機 D R・自家発電等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

論点1：商品の分割

論点2：簡易指令システムの許容

論点3：オフラインの許容

論点4：応動時間の延長

論点5：ブロック時間の短縮

論点6：最低入札量の低減

論点7：追加要件の設定検討

需給調整市場における商品の要件

5

- 需給調整市場における商品の要件は以下のとおりとする。
- なお、要件として求める値は、沖縄エリアを除く9エリアで統一する。

	一次・二次調整力(GF・LFC※1)		二次調整力② (EDC※2-H)	三次調整力① (EDC※2-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC※1)			
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線※3	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※4,5	45分以内
継続時間	5分以上※4	30分以上※5	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	45分以内に出力変化可 能な量とし、オンライン (簡易指令システムを含 む)で調整可能な幅を上 限とする
最低入札量	5MW※6	5MW※6	5MW※6	5MW※6	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定され る主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ DR・自家発余剰等	発電機・ DR・自家発余剰等
商品区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 点線の商品区分けは将来の検討課題

※2 小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる

※3 「専用線等」については、回線速度やセキュリティを考慮して専用回線・電力専用網などとすることを検討中

※4 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定

※5 後段の調整力への受け渡しを含めて今後見直す可能性あり

※6 専用線設置数増加や中央給電指令システムの大規模な改造による一般送配電事業者にとって著しいコスト増とならないことを考慮し設定

- 旧一般電気事業者以外の電源は専用線が敷設されていないものが大半であるため、二次①へ参入を検討している新規参入事業者から、一次と二次①を別商品にしてほしいとの意見があった。

5. 商品区分

7

現行案

一次調整力と二次調整力①の商品区分は将来の検討課題とする

→

主な意見

2021年度の需給調整市場創設時から一次調整力と二次調整力①は別商品としてほしい（1社）

【主な理由】

- 旧一電以外の電源は指令受信設備や専用線等がないため、一次調整力と二次調整力②の区分けがないと、旧一電以外の電源の参入が困難であり、新規参入が促されなくなる
- 海外では一次調整力、二次調整力①において、蓄電池やDRを利用するケースがある

- 当初は、複数の調整機能を具備した既設の発電機は一次のみを機能ロックできないものが大半であり、商品分割することでこれらの発電機を有する事業者が参入を回避するのではないかと懸念し、一体商品を設定した。
- また、一体商品とすることで、必要量を個別に算出するよりも不等時性により必要量を減らすことができるため、調達コストの低減も期待していた。
- その後の検討を踏まえ、複合約定ロジックを構築することで調整力の細分化による調達量の増加に対し調達コストの低減が可能になること、及び余力活用の仕組みを設けること等により、一次及び二次①の商品区分を分割してはどうか。

⑥メリットオーダーの考え方における具体的な約定方法について
需給調整市場システムにおける三次調整力②以外の開発方針について

12

- 2021年度時点は三次調整力②のみが広域調達・運用されるため、複数商品を約定するロジックを構築する必要が無い。一次調整力～三次調整力②の調達機能を同時に備えておくのであれば、三次調整力②も含めた複数商品を複数エリア間で約定するロジックも構築する必要がある。
- システム開発は下図の2案が考えられるが、前述の複数パラメータから最安値の組合せを決定するロジック(以下、「複合約定ロジック」とする。)は諸外国でも事例が確認されておらず、当該ロジックの検討に相当な時間を要することに留意が必要である。
- 案1を採用して6月末までに複合約定ロジックの検討が完了せず、その時点で検討期間を延長することとなれば、三次調整力②のシステムの運用時期も延長することになってしまう。また、十分な検討が行われなければ、手戻りが発生し開発コストが増大してしまう。
- 一方案2では、複合約定ロジックの検討完了時期にかかわらず必要な機能のみで2021年度にシステムを運用することができ、十分な検討の後に複合約定ロジックを追加することができる。

2021年度以降の調達方法は別途議論されているが、市場システムで一次調整力～三次調整力②を調達する場合で、仮に6月末までに複合約定ロジックが決まらなければ、需給調整市場の確実な運用を迎えるために、2021年4月に使用する機能の開発に注力できる案2を指向することも考えられる。

	案1:三次②以外の区分もあらかじめ構築し、機能ロック	案2:三次②以外の区分はモジュール追加で対応
特徴	・6月末目途で設計完了した他の商品区分の運用開始を最短で実現可能(ロジック変更がない場合) ・運用開始前にロジック変更となった場合、モジュール変更での対応となるため、案2と同様の対応(あらかじめ構築した機能が無駄になる)	・運用開始時期に合わせて三次②機能を開発完了 ・他の商品区分に対応するための期間・費用をあらかじめベンダ選定時に確認することで、他の商品区分についても早期に実現可能と見込み(追加する機能の規模にもよるが、運用後に開発を開始すると1年程度掛かる見込み)
対応イメージ	※6月末の仕様で構築 ロジック変更無し ロジック変更有り モジュール変更 →開発コスト増大 (運用開始時) ロック解除	(運用開始に合わせて) モジュール追加

(論点2) 二次①～三次①における簡易指令システム適用に関する意見募集結果について10

■ 専用線等の設置はコスト負担が大きく、簡易指令システムの適用を拡大できないかとの意見があった。

1. 通信回線

3

現行案

- 一次調整力～三次調整力①：専用線等
- 三次調整力②：専用線等または簡易指令システム

→

主な意見

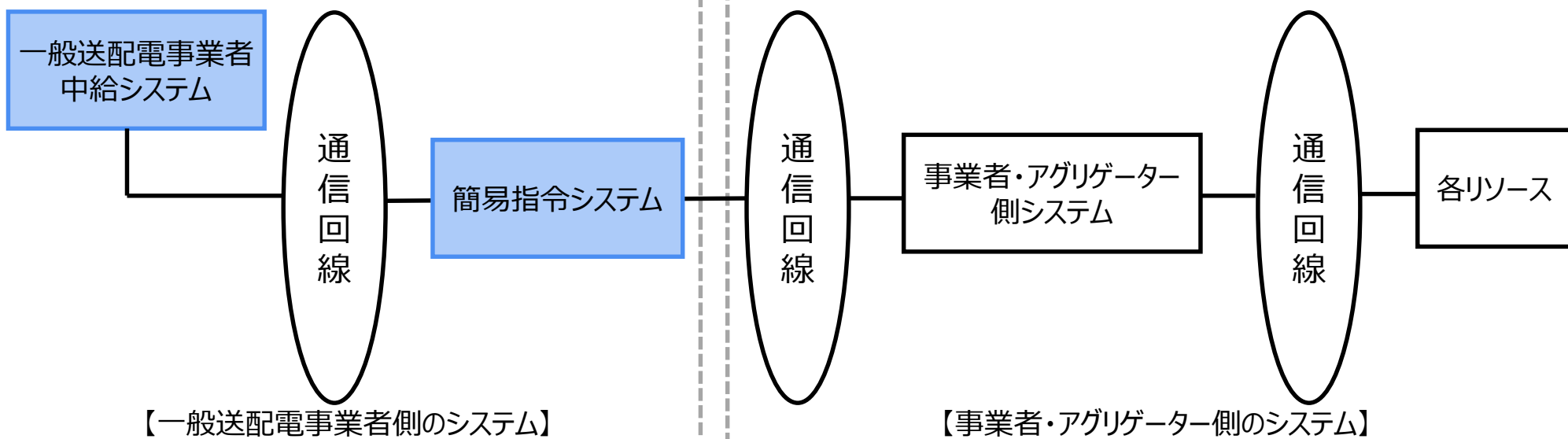
- インターネット回線を認めてほしい（8社）
- 電話やメールによる指令を認めてほしい（1社）

【主な理由】

- 専用線等の設置はコスト負担が大きく、また、多様な通信手段を認めることで、新規参入を促すことができるため
- ERAB検討会における検討内容を参考とするべき
- VPP実証事業によると二次調整力②および三次調整力①も公衆網を用いたシステム構築が可能
- NISTIR7628などの国際的に評価された手法により選択すべき
- 海外ではインターネット網を活用しながらセキュリティを確保している事例がある
- 汎用回線使用に伴い通信遅延などが生じた場合については事業者にはペナルティを課すことで対応してはどうか

- 三次②については、指令・制御に対して応動するまでの時間が十分に長いことから、運用者による手動での操作を許容し、中給システムと直接接続しない簡易指令システムの適用を可としてきた。
- 一方、簡易指令システムを二次①～三次①のような速い調整力に適用する場合、中給システムと接続する必要があるが、接続の可否を判断するにあたり、中給システムが重要インフラであることを踏まえると、サイバーセキュリティの観点が必要となる。このため、セキュリティ確保のために、通信回線の要件を専用線としていた。
- 他方、簡易指令システムと中給システムの接続可否については、サイバーセキュリティの観点から国で検討中であるところ。今後、国での議論の結果をふまえ、通信回線の要件見直しについて、改めて検討してはどうか。
- なお、仮に中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においては、監視の通信プロトコルや監視間隔等も含めて、別途検討が必要。

【中給～簡易指令システム～事業者・アグリゲーター等を含めたセキュリティの検討範囲】



- 一次は自端制御であるため、中給システムへの接続に伴う通信コスト増を考慮すると、オンライン監視は不要ではないかとの意見があった。

2. 一次調整力の監視方法

4

現行案		主な意見
オンライン監視とする	→	・ 一次調整力は監視不要としてほしい (1社) ・ 事前確認によりリアルタイム監視を不要としてほしい (1社) ・ [DR]ベースラインとの差 (制御量) の想定値で代用したい (1社) ・ V P P、アグリゲーター単位での監視方法を明らかにしてほしい (3社)

【主な理由】

- 一次調整力は自端制御であるため常時監視する必要がない
- PJM等の欧米の需給調整市場では事前テストで合格すれば常時監視不要としている事例がある
- ベースラインは事後算定する場合があるため、ベースライン算定方法と併せて検討すべき
- V P P等の監視方法を明確化することで、D R事業者の市場参入が促されるため

(余白)

- 専用線は、応動の監視及び指令・制御のそれぞれに必要となることから商品の要件として設定しているが、一次については、自端制御であることから監視についてのみその設置が必要である。監視の目的には大きく以下 2 点がある。
 - ✓ 調整力必要量を算出する際には、発電機の出力実績から時間内変動を分析することでその算出を行っている。
 - ✓ また、中給では、需要の変動を直接計測することができないため、一次を含む発電機の出力の合計値をエリア需要としてとらえ、この中で時間内変動も把握している。これに周波数偏差を考慮して、調整力の発動に必要な発動指令を行うことで周波数調整を行っている。
- こうした点を踏まえると、仮にオフラインを許容した場合、その出力値が把握できないため、エリア需要の算定精度が低下し、運用及び必要量の分析に影響が出ることが考えられる。そのため現行の発電機同様、オンラインで出力実績を確認することが必要であるとしてきた。
- 今回改めて、一次の監視をオフラインにすることの可否を考えた場合、必要量の算出や応動の検証については、別途、調整力の提供者から周波数及び出力値のデータなどを後日提出してもらうことで、対応できると考えられる。
- 他方、中給で需給調整を行うためのエリア需要値の把握の精度については、オフラインにすると低下する。ただし当面は新たに参入する事業者が少ない可能性があることを考えると、新規参入を促す観点から、オフラインによる接続容量の上限(オフライン枠) を設けることで、一部はオフラインとすることは許容できるのではないか。
- 以上より、一次については、事後にデータを提出してもらうことを前提に、オフライン枠を設けることとしてはどうか。
- なお、データの提出にあたり、周波数変動の計測及びデータの信頼度を担保する仕組み、オフライン枠の量等、具体的な点については今後別途定めることとしてはどうか。

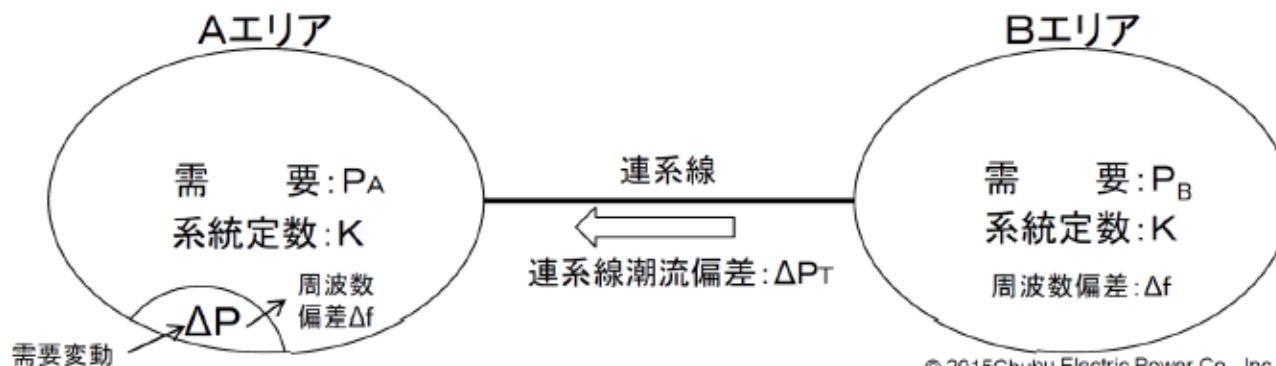
(参考) AR (地域要求量) について

12

- 60Hz地域では、エリア内で需給変動が生じた場合、変動が生じたエリア内の発電機出力を調整し、基準周波数を維持している。
- 需要変動(ΔP)と、エリア需要(P_A)と周波数偏差(Δf)の積は、次式のとおり比例関係にある。

$$\Delta P = -K \cdot P_A \cdot \Delta f \quad (K: \text{系統定数})$$
- 下図において、Aエリアで需要変動(ΔP)が生じ、周波数偏差(Δf)が生じた場合、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量を、地域要求量 (AR) と呼んでいる。
- 連系系統において、Aエリア内の需要変動(ΔP)により、周波数偏差(Δf)および連系線潮流偏差(ΔP_T)が生じた場合の、Aエリアにて必要な調整量 (AR) は、周波数偏差および連系線潮流偏差を「零」に戻すために必要な量の合計となる。

$$AR = -K \cdot P_A \cdot \Delta f + \Delta P_T \quad (= \Delta P)$$
- 中央給電指令所は、常時ARを監視し、その値が「零」になるよう発電出力の調整を行っている。



© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

■ 三次②の応動時間を延長できないかとの意見があった。

3. 応動時間

5

現行案	→	主な意見
- 一次調整力 : 10秒以内 - 二次調整力① : 5分以内 - 二次調整力② : 5分以内 - 三次調整力① : 15分以内 - 三次調整力② : 45分以内		- 一次調整力 : 30秒以内 (2社) - 二次調整力① : 5分以内 (意見なし) - 二次調整力② : 5分以内 (意見なし) - 三次調整力① : 15分以内 (意見なし) - 三次調整力② : 60分以内 (1社) - 応動時間内における出力変化の様相については、出力変化速度等の要件を設定しないでほしい (1社)

【主な理由】

<一次調整力>

- 欧州では供出可能量100%到達までの応動時間は30秒が一般的であり、これらも参考にすべき (フランス、ドイツ、オーストリア、ベルギー、イギリス[一部]など)

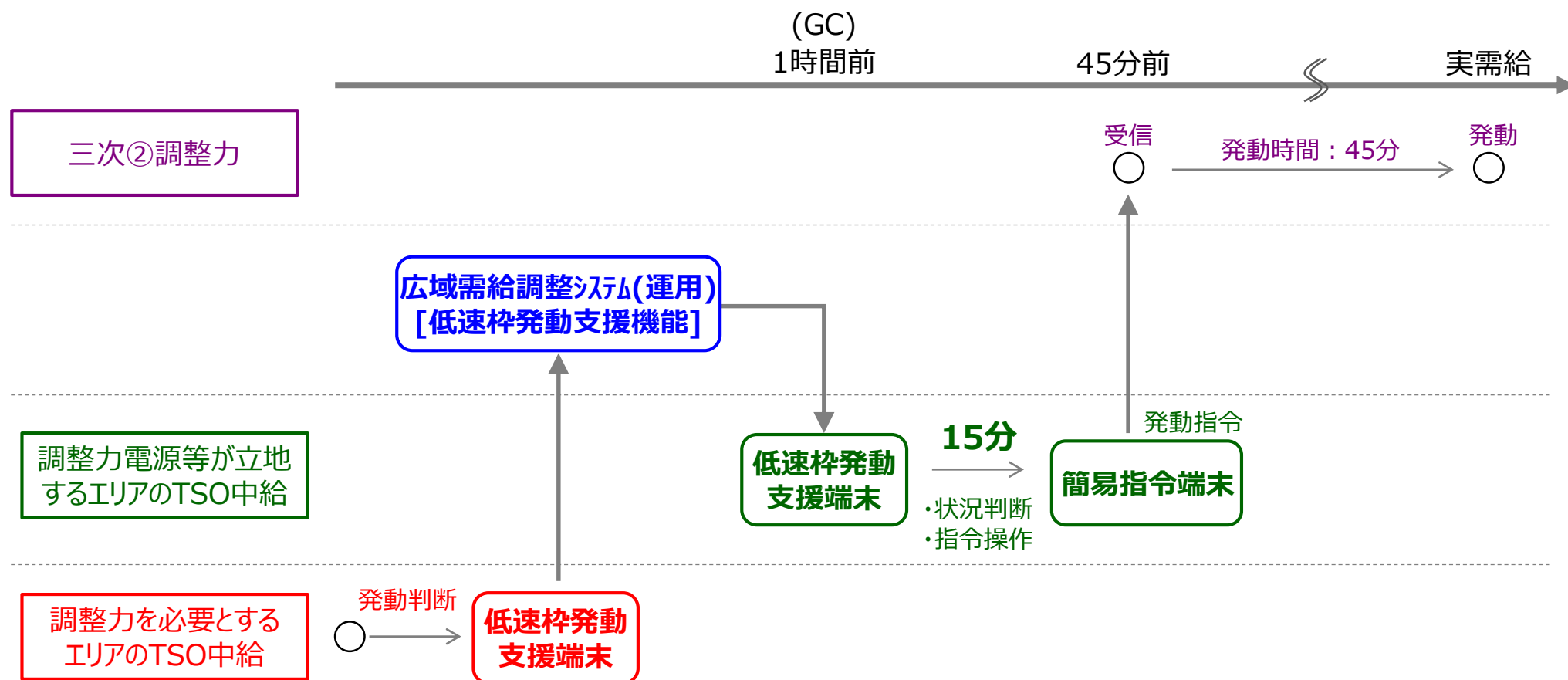
<三次調整力②>

- TSOから指令を受けて発動するには実質的に35分~40分程度の応動時間が必要
- 45分と60分では参加できる需要家数が大きく変動する

<その他>

- 需要家設備の負荷抑制によって応札する場合、需要家ごとに設備停止手順等が異なるため、一定速度での出力変化は困難なため

- 三次②は前々日のFIT予測値から実需給断面の1時間前であるG Cまでの需給調整に対応した調整力であり、その発動時間は、G C時点（1時間前）から一般送配電事業者のシステム操作時間を考慮する必要がある。
- 一般送配電事業者にてシステム操作時間を検討した結果、状況判断および機器操作等に15分程度を要することから、三次②の応動時間は、原案の通り45分としてはどうか。

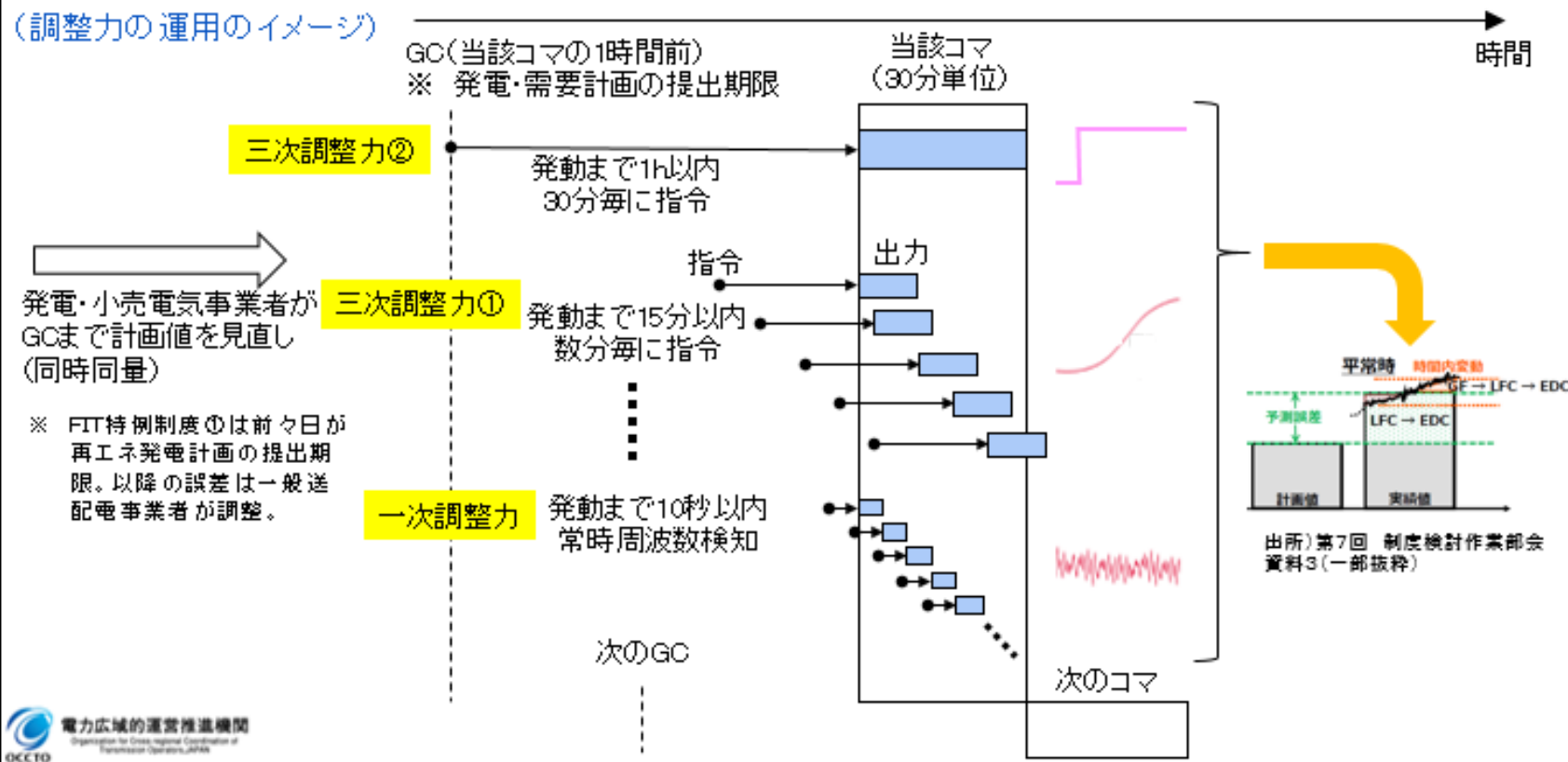


(参考) 各調整力の発動を指令して需給調整するイメージ

8

- 計画提出期限であるGC(各コマ実需給1時間前)までは発電・小売電気事業者が計画値を見直し、GC後に残る誤差は、一般送配電事業者が事前に確保した調整力で調整している。
- 細分化された調整力は、それぞれの応動時間に応じた事前の指令により、GC後に残る誤差を予測もしくは実測しながら、遅い調整力で長周期の変動を、速い調整力で短周期の変動を分担して調整している。

(調整力の運用のイメージ)



ΔkW として調整力を確保する必要性とインバランスとの関係

24

- 日本は計画値同時同量の仕組みを採用しており、GCまでは小売電気事業者が1時間前計画を基準に供給力を調達し、GC以降は一般送配電事業者が調整力電源を運用して需給バランス調整を行う。小売電気事業者の計画と実績の差(30分単位)はインバランスとなる。
- 一般送配電事業者の調整力には以下の側面があり、「 ΔkW 」としてGC前に確保しておく必要がある。
 - 発電計画・需要計画、再エネの発電計画は30分単位で計画されているため、30分より時間粒度の細かい時間で発生する変動(時間内変動)については一般送配電事業者が対応する必要がある。30分平均値の差を予測誤差とすれば時間内変動はインバランスとならない。
 - 需要計画については、GCまでに小売電気事業者が需要予測を見直しながら計画変更を行う。GCから実需給までには時間があり、誤差の発生を避けることはできない。仮にこの時間が短くなったとしても発電機の応動には一定時間を要することから、小売電気事業者が発電計画を見直すことができたとしても限界がある。よって、GC後に一定量残る需要予測誤差は一般送配電事業者が調整することになりインバランスとなる。
 - 再エネFIT特例制度①と③の発電計画については、現行制度下では前々日あるいは前日に一般送配電事業者が行った発電予測がそのまま計画となり、GCまでに計画変更は行われない。したがって、実際にはGC以前に発電予測の乖離を仮に明らかにできたとしても、当該乖離分は計画誤差として扱われ、理論的には「GC時点での予測と実績の差」に加え、「当初計画とGC時点での発電予測の差」も合わせたものがインバランスとして調整がされており、これに調整力が用いられている。

※現在はFIT特例制度①が太陽光・風力の大宗を占めている。

- ブロック時間（＝三次①及び三次②における継続時間）について、短縮できないかといった意見があった。

6. ブロック時間

8

現行案

4時間×6ブロック

→

主な意見

- 3時間 × 8ブロック（1社）
- 2時間 × 12ブロック（2社）
- 1時間 × 24ブロック（1社）
- 30分 × 48ブロック（1社）

【主な理由】

- 欧州では1時間半～2時間が一般的
- 需要側のリソースとして節電DRなどがあることを想定すると、小刻みの方が対応し易い
- 電源の特性と買い手の確保量の確実性を考慮し、電源特性に応じた入札の仕組みが必要なため

- 容量市場におけるアグリゲートに関するリクワイアメントでは、平常時および需給ひっ迫時ともに、継続時間を3時間としている。
- 容量市場にアグリゲートで参入する事業者がリクワイアメントを果たす場として、需給調整市場を活用することも考えられる。
- そのため、需給調整市場の継続時間（＝ブロック時間）も4時間から3時間に短縮してはどうか。
（3時間×8ブロック）

2. 取りまとめ結果について

(2) 平常時の計画停止等 (アグリゲート)

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の計画停止等	従来型電源 アグリゲート			
平常時の市場応札	従来型電源 アグリゲート			
周給ひっ迫のおそれがあるとき	従来型電源 アグリゲート			
	自然変動			

49

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
前回までのまとめ	- 電源 I' を参考として、年間発動回数、指令応動、発動後の継続時間等とする。 - 発動は一般送配電事業者が判断する。 - 追加オークション前に実効性テストを行う。(実効性テストにより期待容量を確定する。) - 実効性テスト前に需要家確保状況(需要家リスト)の報告を求める。	(実効性テストのアセスメント) - 実効性テストの可否判定は、応札単位であるアグリゲーター単位で判断する。 - 広域機関は需要家リストを確認し、重複が無いかをチェックする。	
追加整理	- 電源 I' と同様に、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。(13回目以降は協力をお願いとする。) - 最低年1回は発動を求める。 - 受け渡し対象年度の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。	- 事業者が行う実効性テスト、受け渡し対象年度の発動実績からリクワイアメント未達成量を算定する。 - 発動指令、または実効性テストの開始後から、継続時間における各30分コマ毎にアセスメントする。 - 発動実績が、容量確保契約量の100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。 - 発動実績の測定方法(ベースラインの設定方法等)は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。	- 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各30分コマ毎、以下にて求める。 - リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績 - 経済的ペナルティ額 = 容量収入額 × (110% / (12×6)) × リクワイアメント未達成量 (%) 13回目以降はリクワイアメントの対象外。

2. 取りまとめ結果について

(10) 需給ひっ迫のおそれがあるとき (アグリゲート)

※平常時と需給ひっ迫のおそれがあるときの区別を設けない

		リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
平常時の 計画停止等	従来型電源			
	アグリゲート			
平常時の 市場応札	従来型電源			
	アグリゲート			
需給ひっ迫の おそれがあるとき	従来型電源			
	アグリゲート			

57

	リクワイアメント	アセスメント	経済的ペナルティ
前 回 ま で の ま と め	➢ 電源 I' を参考として、年間発動回数、指令応動、発動後の継続時間等とする。 ➢ 発動は一般送配電事業者が判断する。 ➢ 追加オークション前に実効性テストを行う。(実効性テストにより期待容量を確定する。) ➢ 実効性テスト前に需要家確保状況(需要家リスト)の報告を求める。	(実効性テストのアセスメント) ➢ 実効性テストの可否判定は、応札単位であるアグリゲーター単位で判断する。 ➢ 広域機関は需要家リストを確認し、明らかな不整合が無いかをチェックする。	
追 加 整 理	➢ 電源 I' と同様に、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。 ➢ 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。(13回目以降は協力をお願いとする。) ➢ 最低年1回は発動を求める。 ➢ 受け渡し対象年の発動実績は、追加オークション前の実効性テストを兼ねることができる。	➢ 事業者が行う実効性テスト、受け渡し対象年度の発動実績からリクワイアメント未達成量を算定する。 ➢ 発動指令、または実効性テストの開始後から、継続時間における各30分コマ毎にアセスメントする。 ・ 発動実績が、容量確保契約量の100%以上であった場合に成功とし、不成功の場合はリクワイアメント未達成量を実績値から算定する。 ・ 発動実績の測定方法(ベースラインの設定方法等)は、資源エネルギー庁の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に基づいて設定することとする。	➢ 発動指令に対して不成功の場合、リクワイアメント未達成量は、発動継続時間中の各30分コマ毎、以下にて求める。 ➢ リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績 ➢ 経済的ペナルティ額 = 容量収入額 × (110% / (12×6)) × リクワイアメント未達成量 (%) ・ 13回目以降はリクワイアメントの対象外。

■ アグリゲーターの新規参入促進の観点から、各商品について最低入札量を低減できないかとの意見があった。

4. 最低入札量

6

現行案		主な意見
- 一次調整力～三次調整力① : 5MW - 三次調整力② : 1MW	→	- 一次調整力～三次調整力① : ✓ 1MW (11社) - 全般 : ✓ 0.1MW (2社) ✓ 0.5MW (1社) ✓ 引下げてほしい (2社)

【主な理由】

<1MW>

- 欧州では1MWが一般的（フランス、ドイツ、オーストリア、ベルギー、イギリス、フィンランド、ノルウェー）
- 市場参加機会の拡大および取引活性化のため
- 5MWではアグリゲーターにとって参入障壁となるおそれがある
- 5MWでは発電機のみ対応可能であり、分散型電源など新しいリソースの競争が限定される
- JEPXスポット市場や調整力公募の実績を鑑みて1MWからとすべき

<1MW以外>

- 他市場との整合
- アグリゲーターの取り纏め能力を考慮
- 経過措置としての引き下げを検討すべき
- 算定根拠を示してほしい

- 専用線の敷設及び中給システムへの接続対応による一般送配電事業者のコストや専用線敷設による参入事業者のコストを鑑み、現在の調整力公募と同様の水準として、最低入札量を5MWとした。
- その後、意見募集を実施した結果、最低入札量の引き下げに関する要望が多数の事業者から挙がった。
- これらの事業者の多くは専用線の要件緩和（＝簡易指令システムの適用）についてもあわせて要望しており、こうした事業者の一部は、制御可能なリソースの規模が小さいため、初期投資額低減の観点から専用線の要件緩和を要望しつつ、より小さい容量での参入を希望しているものと考えられる。
- 二次①～三次①については、サイバーセキュリティの観点から中給への接続にあたり現時点では専用線の敷設が求められており、参入事業者及び一般送配電事業者双方に設置コストがかかるため、投資回収の観点から最低入札量は一定規模の容量が必要と考えられる。
- こうした点を踏まえると、自端制御である一次については、監視の通信方法にオフラインを許容する場合、専用線が不要となるため、参入容易性の観点から、オフライン枠については最低入札量を1MWに引き下げてもよいのではないかと。
- 他方、二次①～三次①については、中給への接続にあたり現時点では専用線の敷設が求められていること、また、その場合、投資回収の観点から一定程度の事業規模が必要となることを踏まえると、原案通り5MWとしてはどうか。
- ただし、サイバーセキュリティ上の問題が解消され、簡易指令システムと中給システムの接続が可能となった場合には、最低入札量の引き下げについて、改めて検討することとしてはどうか。

- 商品の要件を検討するにあたり、これまでの本小委員会や調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会、意見募集結果等において、並列要否（必須とするのか、任意とするのか）および指令・監視間隔を商品の要件に追加してはどうかとの意見をいただいた。
- 今回の変更にあわせて、これらの項目を商品の要件に追加してはどうか。

■（監視間隔の要件設定）

21ページの調整力の調達・運用方法のところ、もう少し詳細な情報が必要だと思っていて、監視方法と言った方が適切なのかもしれないが、実際に運用している断面で電源やDR、蓄電池がどう動いているのかというのを、どれぐらいの頻度で中給が監視しようと考えているのかが明らかになっていないのではないか。今までは電源だけが見られていたので、中給と直接繋がって全部リアルタイムで見えるという状況だったのかもしれないが、今後の分散型電源を考えると、例えば電源が動いているか動いていないかというだけの情報だけで済むのか、kW値として必要なのか、それがどのくらいの時間の粒度で必要なのかという情報が明らかにならないと、アグリゲーターがどういったシステムを構築すべきかの設計ができないので、そういう情報を検討いただきたい。（第15回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 佐久間オブザーバーご発言）

■（ベースラインの詳細設定）

「需給調整市場における商品の要件」に記載された応札が想定される主な設備にDR等があるが、DRの場合のベースライン設定方法について、その具体的な内容を早期に整理してはどうか。（意見募集における事業者意見）

■（並列要否に関する意見募集結果）

二次調整力①（LFC）は「落札コマでの発電機等の状態」として「発電機：並列が必須」とされているが、落札したコマの前までに事業者自ら発電機を並列させて準備することが要件となる、という理解でよいか（意見募集における事業者意見）

- 本作業会において、中間点の設定については、将来的な課題として整理していた。

⑤－6の対応案（2020年、2020＋X年）

28

- 離散電源の場合、出力変化がステップ状となる可能性が考えられるが、現状を踏まえると、2020年段階で離散制御電源等の比率が大幅に増加するとは考えづらいことから、周波数変動への影響は軽微と考えられる。したがって、他の発電機等と協調制御が可能となるよう、要件として一定の出力変化率等を設定し、事前に試験等により特性を検証しておくことで対応可能と考えらえる。
- なお、DR等については、例えば含まれるリソースが様々であるなど、ステップ状を含めた様々な出力変化の形態が考えられるため、事前に試験等により特性を検証する必要がある。
- そのため、「一定の出力変化率を要件として求める」または「ステップ状の最大出力変化幅を要件として求める」ことなどで対応する。併せて、大きく増加した場合に備え、離散制御電源の導入上限を設けるなどの対応も将来的には検討していく。

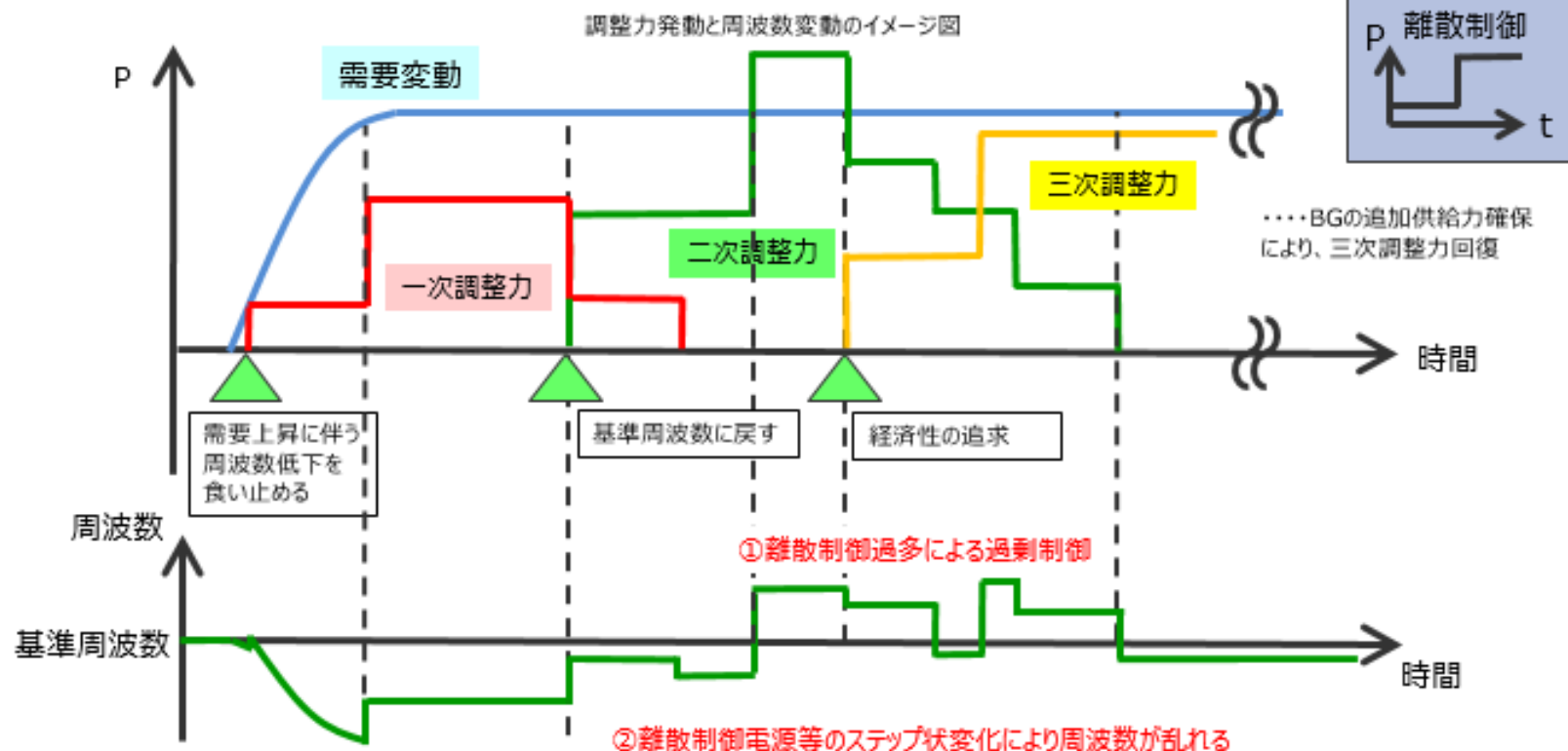
【⑤－⑥】離散制御と連続制御それぞれの割合や立上り・立下り時間、継続時間等

29

例として、離散制御電源等と連続制御電源等の状況を想定した場合、
以下のような懸念があるか。

- ① 一時的な過制御が発生する可能性があり、調整力を余分に使用することになる。
- ② 離散制御電源等のステップ状の調整力出力変化により、周波数が乱れる。

それぞれの商品設計等については、詳細に検討が必要。



- 一次～三次①は短い指令間隔で発信される指令に追従して周波数維持を行うものであり、例えば、立ち上がりまでの時間が遅く、立ち上がりが速いステップ状の調整力が増えるなどすれば、周波数が乱れる要因となりえる。
- 他方、三次②は、応動時間が各コマの時間より十分長いこと、30分とコマ単位の発動であることから、従来、電源Ⅰ'、卸市場と同等の能力であればよいと考えられる。
- このことから、現状の電源Ⅰ'等と同様、三次②における中間点等の設定は不要と整理してはどうか。
- なお、一次～三次①については、周波数品質確保の観点から、中間点や出力変化率等の設定について引き続き検討していくこととする。

- これまでの検討を踏まえて、商品の要件を次ページの通り変更してはどうか。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅（入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大宗を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

(参考)商品の要件に関する今回の変更点について

赤字：変更点 33

	一次調整力 (FCR)	二次調整力① (S-FRR)	二次調整力② (FRR)	三次調整力① (RR)	三次調整力② (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定される 主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

■ 商品の要件について、今後検討すべき課題は以下のとおりではないか。

- ✓ セキュリティが確保された場合の簡易指令システムの適用範囲
- ✓ ベースラインの詳細設定
- ✓ 中間点などの設定
- ✓ 一次及び三次②におけるオフライン枠の上限設定