

需給調整市場について

2019年1月30日

資源エネルギー庁

本日の議論の概要

- 制度検討作業部会中間とりまとめを踏まえ、広域機関において、市場運営等に係る詳細検討やシステム仕様等の論点を議論するために設置された「需給調整市場検討小委員会」が開催され、有識者や関係事業者が参加する形で議論が行われている。また、事業者においても、広域運用を早期に開始するべく、鋭意検討が進められている。
- 本日は議論の状況を報告する。指摘事項を踏まえ、引き続き、広域機関（需給調整市場検討小委員会）でさらに議論を行うこととする。

商品区分

- 事業者意見募集の結果をうけて、商品要件の再検討を行い、以下の通り変更した。中間点の設定等については、引き続き広域機関にて検討をすすめている。

	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 Reserves (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserves (S-FRR)	Frequency Restoration Reserves (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。

(参考) 商品区分の変更点について

(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 13

	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：オンライン※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。

(参考) 商品区分に関する今後の検討課題について

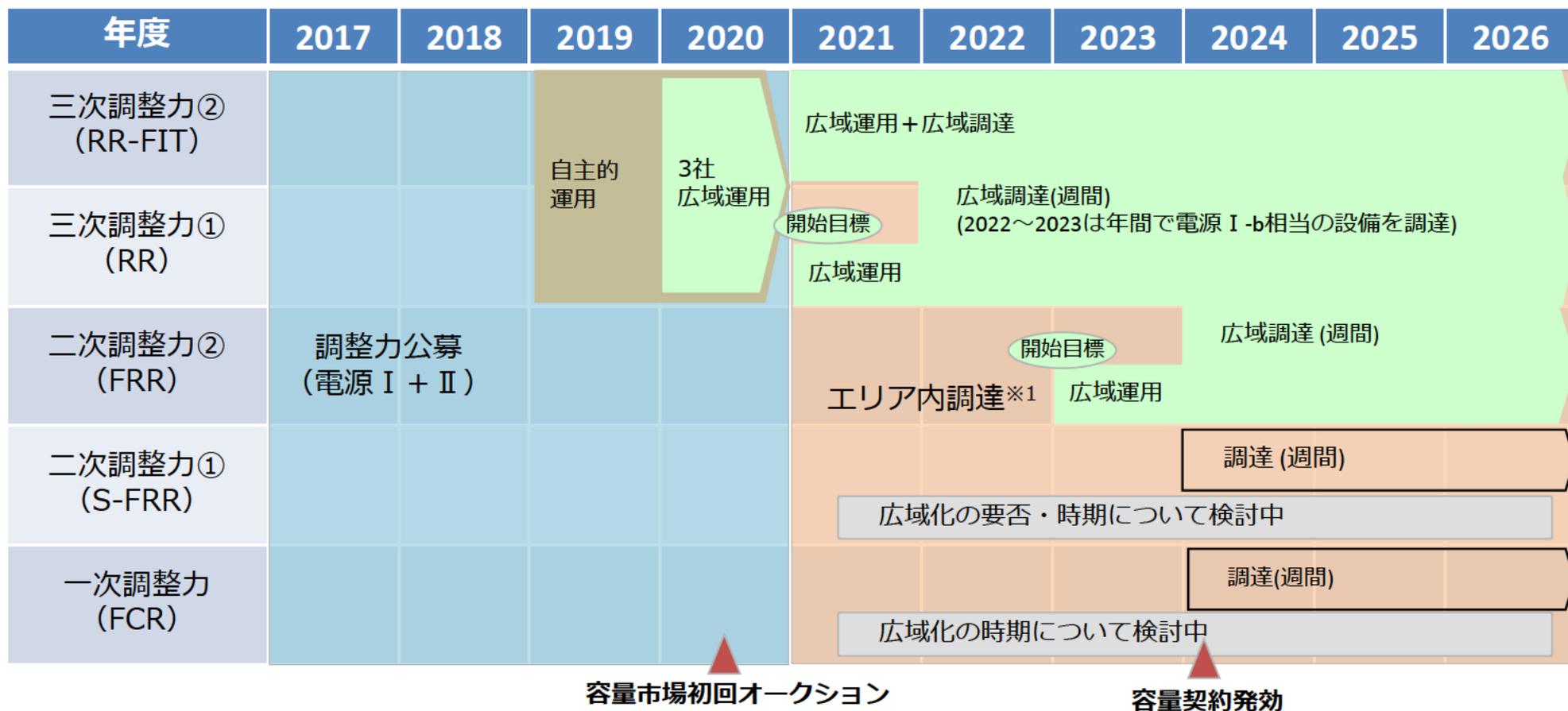
今後の検討課題について

34

- 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

商品導入スケジュールについて

- 各種商品の調達についての詳細検討を行い、二次調整力②については2024年度より、三次調整力①については2022年度から、広域調達（週間）を開始することが示された。
- また、一次調整力、二次調整力①については、2024年度から週間調達を開始することが示され、引き続き広域化の時期については広域機関において検討を進めている。

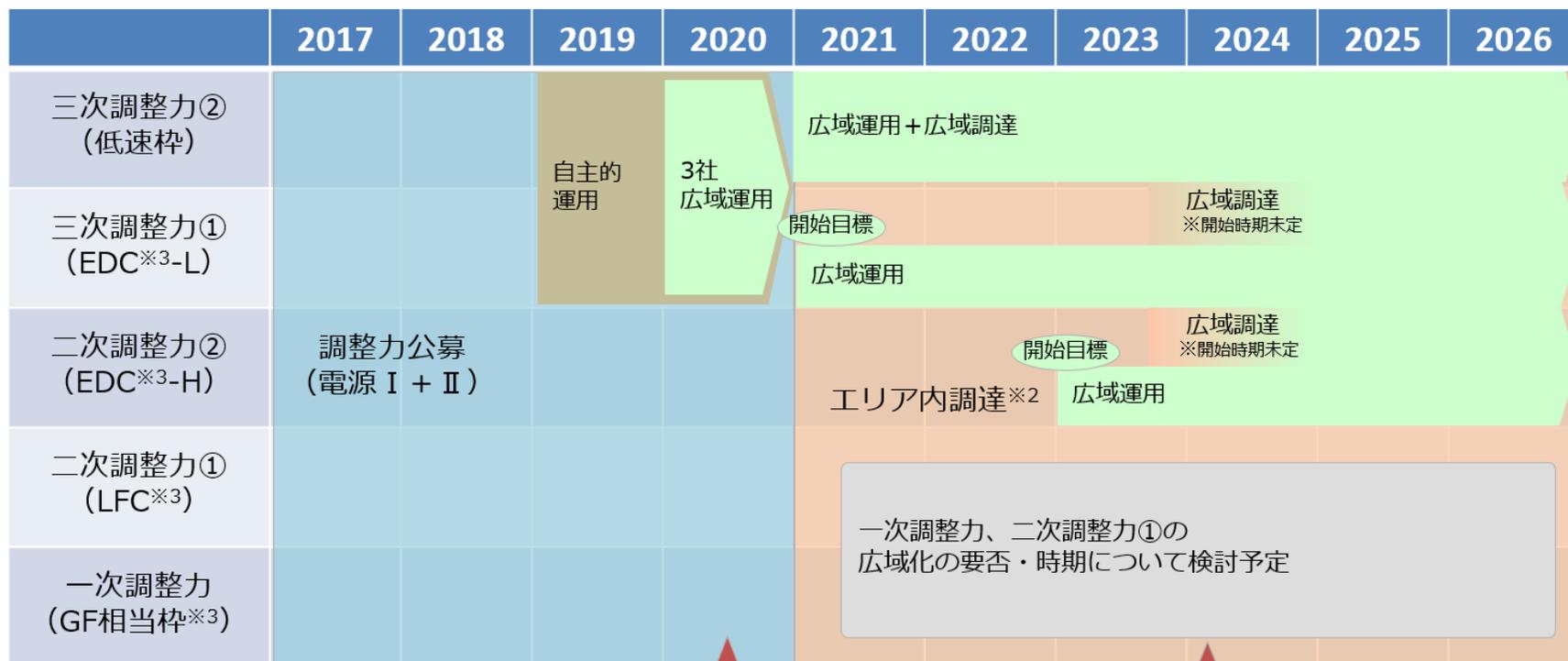


※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。詳細については今後検討。

(参考) 変更前スケジュール

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1



容量市場初回オークション

容量契約発効

- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）
（例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...）
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については今後検討。
- ※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。
LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

(参考) 二次調整力②、三次調整力①の広域調達開始時期

- 三次①、二次②の広域調達開始時期・方法については以下の整理としてはどうか。
 - 三次①については2022年度より、現在の電源 I -b相当の量を年間で広域調達し、設備を確保する。実需給断面に向けては、 ΔkW として電源等をhotな状態で確保するために、週間で ΔkW を広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差し替えを行う。
送配電が調整力として活用することを目的として年間調達により設備を確保している。このため、年間調達された三次①の機会損失はなく、年間を通じて活用されることが必要であり、この点について三次①の年間調達におけるリクワイアメントとする。
なお、2024年度以降は、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
 - 二次②については2024年度より、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
- 必要供給予備力との関係は別途整理する。（現在、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、容量市場の在り方等に関する検討会においてエリア間の持ち替え（必要供給予備力を各エリアで必ずしも一律に確保しないこと）について検討がなされているところ）
- 広域調達を行うことで連系線容量を確保することになるが、卸市場との関係の中で連系線容量の枠取りに対する上限を設定するかといった連系線容量の活用方法については、電力・ガス取引監視等委員会の検討などを踏まえて別途整理する。

(参考) 一次調整力、二次調整力①の広域調達開始時期

- 一次および二次①の調達スケジュールについて、2024年度以降の調達スケジュールは週間調達とする。
(三次①および二次②と同様)
 - ※ 週間で調達するとは、「1週間前に1週間分を56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達すること」を指す。
- 一次の広域調達の開始時期については、以下を踏まえて検討を進めてはどうか。
 - 必要量の検討を踏まえた電源 I -aからの切り出しの可否。
 - その他の課題（偏在リスク、連系線容量確保、直流設備制約、必要供給予備力との関係）は引続き検討。

※ なお、連系線容量確保については、一次だけでなく他の調整力についても共通の課題である。
この課題については、例えば中国九州間連系線のように潮流が特定方向に偏っている連系線では、逆方向については容量確保の問題は少ないため、すでに広域運用できている一次については早々に広域調達を始められるのではないか、というアイデアを本小委員会においていただいた。ただ、一次の広域調達を実現するためには、偏在リスク、必要供給予備力との関係、電源 I -aからの切出しなど上記の課題について検討し、解決する必要がある。

三次調整力②の必要量の考え方について

- FIT特例制度①、③を利用している再生可能エネルギーの発電事業者に関しては、一般送配電事業者が前々日（FIT特例制度③の場合、前日）からの予測誤差に対応する。このような誤差については、応動時間が長い調整力で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、三次調整力②を商品として設けている。
- そのため、三次②必要量は、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の誤差」を控除して算定する。具体的な算定式は以下のとおり。

三次②必要量 = 「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値※

－ 「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3σ相当値※

- なお、2021年度の三次②広域調達開始までにデータを蓄積していくが、統計処理を行うには、データが足りない可能性があり、その場合の扱いについて広域機関において別途検討する。

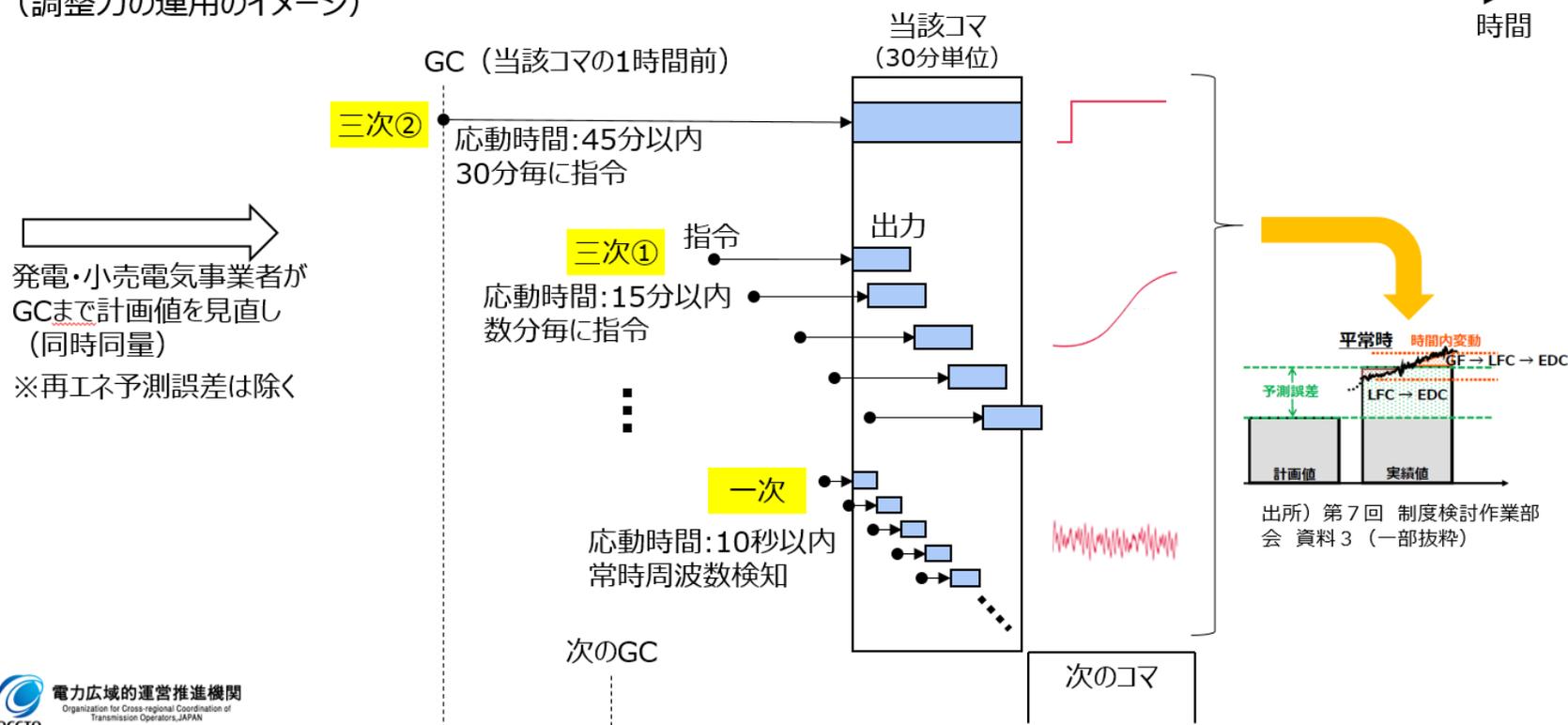
※「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差（想定出力の下振れ）に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。
具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

(参考) 三次調整力②が対応する事象

- 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。

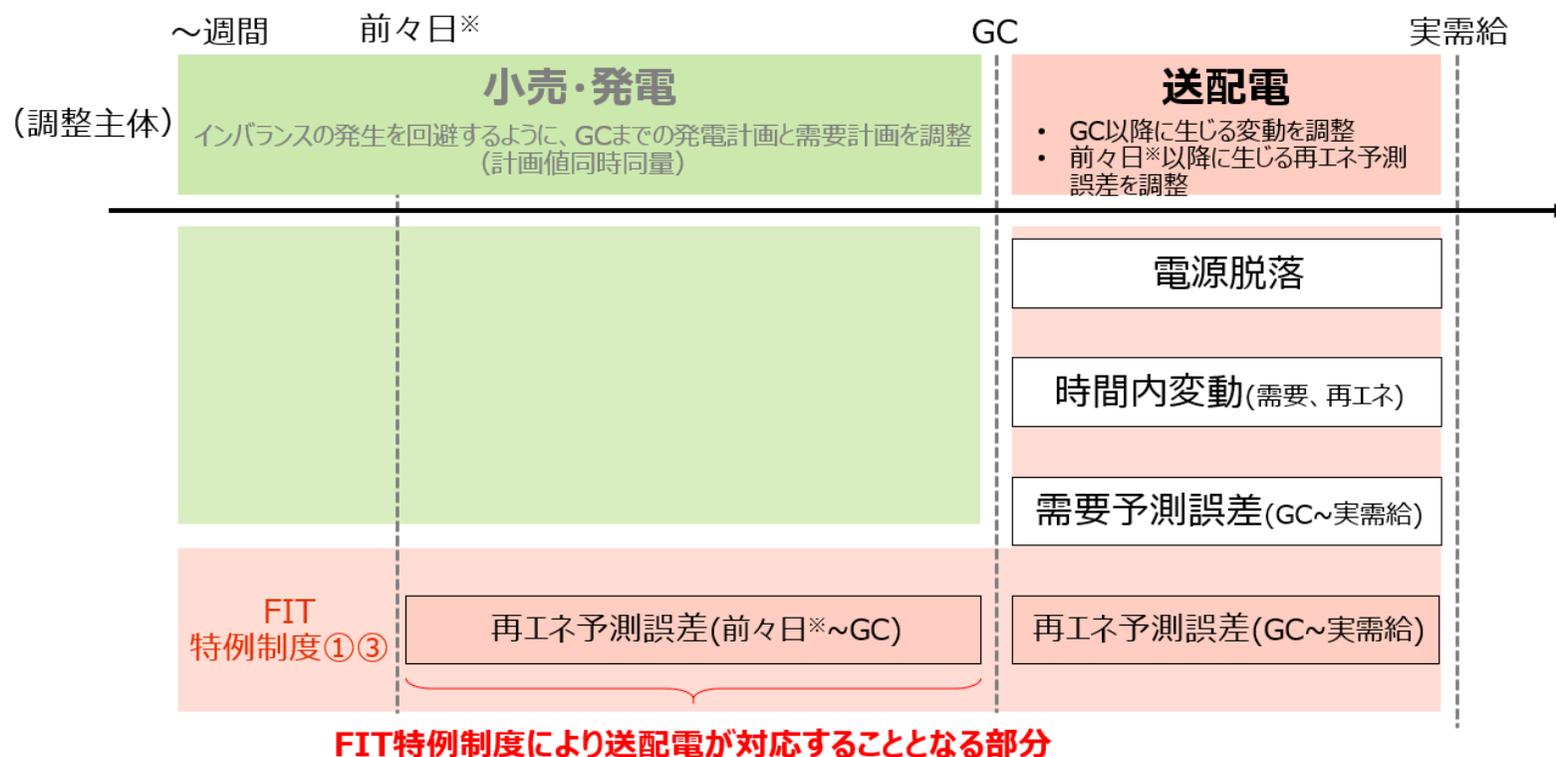
※FIT特例制度③に関しても同様

(調整力の運用のイメージ)



(参考) FIT特例制度における再エネ予測誤差

- 前述のとおりFIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。



※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

中給システムの抜本的な改修に関する検討状況

- 第24回TFにて、中給システムの抜本的な改修が必要となる項目について、一般送配電事業者より、検討状況が報告された。

【中給システムの抜本的な改修が必要となる項目】

項目	内容	(参考) 抜本的な改修をしないで現行システムを継続した場合
制御方式・演算周期の統一	各発電機制御方式の統一要否および可否※2の検討	二次①の広域運用ができない
	LFC演算周期の統一要否を含めた検討	二次①の広域運用ができない
単価登録の細分化	現状の出力帯別の単価から、出力帯別・時間帯別の単価への変更検討	時間帯ごとにリソースの変わる事業者のニーズに応えられない
V1/V2による直接的な運用	現状のa,b,c項を用いた近似的な運用から、V1/V2単価による運用への変更検討	a,b,c項を用いた近似的な運用により一定のメリットオーダーが実現できるが、より厳密なメリットオーダー実現が困難
中給制御の最大数	制御数上限の拡大について検討	監視/制御可能数以上の参入事業者の制御ができない

※1 ソフトウェア改修などの軽微な変更ではなく、ハードを含む中給システムのリプレースを必要とするなどの大規模な改修のこと

※2 一次・二次調整力の広域化については、技術的検討が必要であり時間を要する

出所) 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年6月20日)資料2をもとに広域機関にて作成

検討状況① 制御方式・演算周期の統一

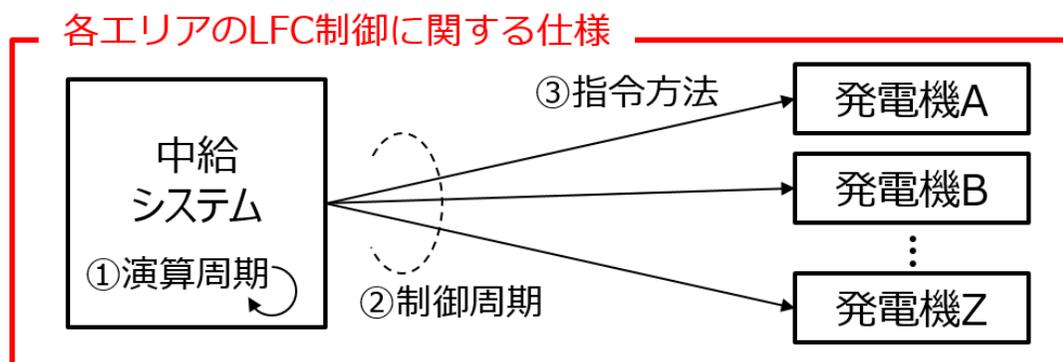
- 周波数制御（LFC制御：二次調整力①相当）はエリア毎に実施されており、二次調整力①の広域運用に向けては、中給システムの抜本改修を伴う、発電機への制御方式（パルス、指令値等）や、中給システムのLFC演算周期・制御周期の仕様統一を前提に、検討を進めていた。
- ただし、仕様統一を進める場合、改修に時間がかかることが想定される。そのため、中給システムの抜本改修なしで現在の制御方式を活用する案等も検討を開始することとしている。現状活用案を採用できれば、二次調整力①の広域運用の前倒しが予想される。
- ただし、現状活用案の実現を目指す場合においても、事業者の参加機会の拡大等を考慮し、並行して仕様統一案の検討を進めていくこととした。

	当初考えていたスケジュール	今回提案
2020 + X～Y年度		<p>現状活用案：中給抜本改修なし (各エリアの現在の制御方式の活用)</p> <p>○ 二次調整力①広域運用の早期実現による調整力コスト低減 ▲ 周波数品質悪化のおそれ（シミュレーションにより評価）</p>
2020 +Y年度		<p>仕様統一案：中給システムのリプレイスに合わせた抜本改修 (LFC制御・演算周期および各発電機制御方式の統一)</p> <p>○ 現状と同程度の周波数品質※ ○ 事業者の参加機会拡大</p>

(参考) 中給システムの仕様差異の現状調査

○ 二次調整力①の広域運用に関する各エリアの中給システムの以下の仕様差異を調査した。

- ①演算周期：中給システム内での演算の周期
- ②制御周期：発電機への制御指令の送信周期
- ③指令方法：発電機への指令方法



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①演算周期	3秒	5秒	1秒	5秒	2秒	0.5秒	2秒	2秒	5秒	2秒
②制御周期	3秒	5秒	1秒	10秒 ※1	30秒	0.5秒	10秒	20秒 ※4	5秒	2秒
③指令方法	指令値	指令値	パルス	パルス ※2	指令値	パルス ※3	指令値	指令値	指令値	指令値

③指令方法の「パルス」とは、調整力の出力を増加(減少)させる場合は上げ(下げ)出力の信号を目的値に達するまで出す方式。また、指令方法(指令値、パルス)は同様でも、各社により「配分対象の考え方」、「指令の送信方法」等の詳細仕様は異なる。

※1：ARがある閾値以上になると5秒
 ※2：一部他社水力に数値指令あり
 ※3：10秒継続又は積分量超過にて制御出力
 ※4：指定により、5秒に切替可能

検討状況② 中給制御の最大数

- 現状、中給システムの制御最大数(制御可能な上限値)が存在する。
- 新規参入事業者が増加することを考え、当面は先着優先で実施するが、制御最大数の拡大を進めていく。中給システムの抜本改修等が必要なエリアについては、中給システムのリプレイス等のタイミングに合わせて検討を進めていくこととした。

(参考) 中給システムの制御最大数に関する現状調査

21

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
中給システムの制御最大数	128	128	512 (1024※1)	209	24 (40※1)	120	80	80	256	64
現在の制御数※2	34	98	193	52	23	27	69	23	222	34
空き制御数※2	94	30	319 (831※1)	157	1 (17※1)	93	11	57	34	30
ネック箇所※3	中給システム	伝送装置	中給システム	中給システム	伝送装置	伝送装置	中給システム	中給システム	中給システム	中給システム

※1：2019年度中に制御可能数の増強予定あり。増加後の数を（ ）内に示す。

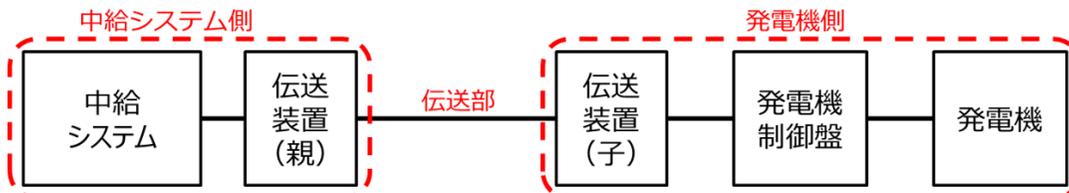
※2：・現在中給と接続しているオンライン調整電源は、1つの調整電源で複数の制御数を使用することもある。

・制御可能数を増やす場合の改修は、中給システムの抜本改修や大規模改修が必要となるが、各エリアの申込み状況等に応じて対応を検討していく。

・簡易指令システムは、中給システムの空き制御数に関係なく接続可能。

※3：中給システムの制御最大数となるネック箇所。(伝送装置の場合、接続最大数がネック箇所となる)

【制御ブロック概念図と仕様統一の検討が必要となる項目(例)】



検討状況③ 単価登録の細分化のイメージ

- 現状の中給システムは、あらかじめ発電機ごとに登録された単価(各1種類)に基づき、運用を行っている。
- 意見募集において、事業者より単価登録の細分化により安い調整力の活用が見込まれ、調整力コスト低減に寄与することから、単価登録の細分化の要望があった。
- ただし、実現には中給システムの改修を伴うため、当面は週間段階で単価を事業者に登録していただくこととし、以下に示すイメージの単価登録細分化については鋭意検討を進めていくこととした。
- 中給システムへの単価登録の自動化や、時間帯別に異なる単価の調整力の自動制御については、抜本改修を必要としない改修方法についても、鋭意検討を進めていくこととした。

【現在】

(万kW)	調整力A	調整力B	調整力C
90以上~100	12.0
	11.5
80以上~90未満	11.5
	11.0
70以上~80未満	11.0
	10.5
...
...

【細分化後】

上段：V1（上げ調整単価）
下段：V2（下げ調整単価） [円/kWh]

(万kW)	調整力A	調整力B	調整力C
90以上~100	12.0
80以上~90未満	11.5
70以上~80未満	11.0
...
...

時間帯毎に設定

検討状況④ V1/V2による直接的な運用

- 現状の中給システムでは、2次曲線(a b c 定数にて 2 次曲線を表現)から出力に対する燃料費を認識し、そこから算出された燃料単価カーブに基づいて経済負荷配分を実施している。
- 現在、事業者からは発電機出力帯毎にV1/V2単価を受領するとともに、実運用では、中給システムで演算可能な2次曲線を表すための係数(a b c 定数)を用意している。
- 事業者から受領したV1/V2単価により、直接的にメリットオーダー運転を行うには 中給システムの抜本改修が必要と考えており、実現するための方式について、引き続き検討を進めていくこととした。

【V1単価と中給の燃料単価カーブのイメージ】

kWh単価
(円/kWh) ↑

【事業者から受領】

① V1単価
(出力帯毎に階段状)

【①を元に中給で作成】

② 中給システムにて用いる
燃料単価カーブ

出力 (MW) →

※ V1 : 上げ調整力単価
V2 : 下げ調整力単価

検討のスケジュール

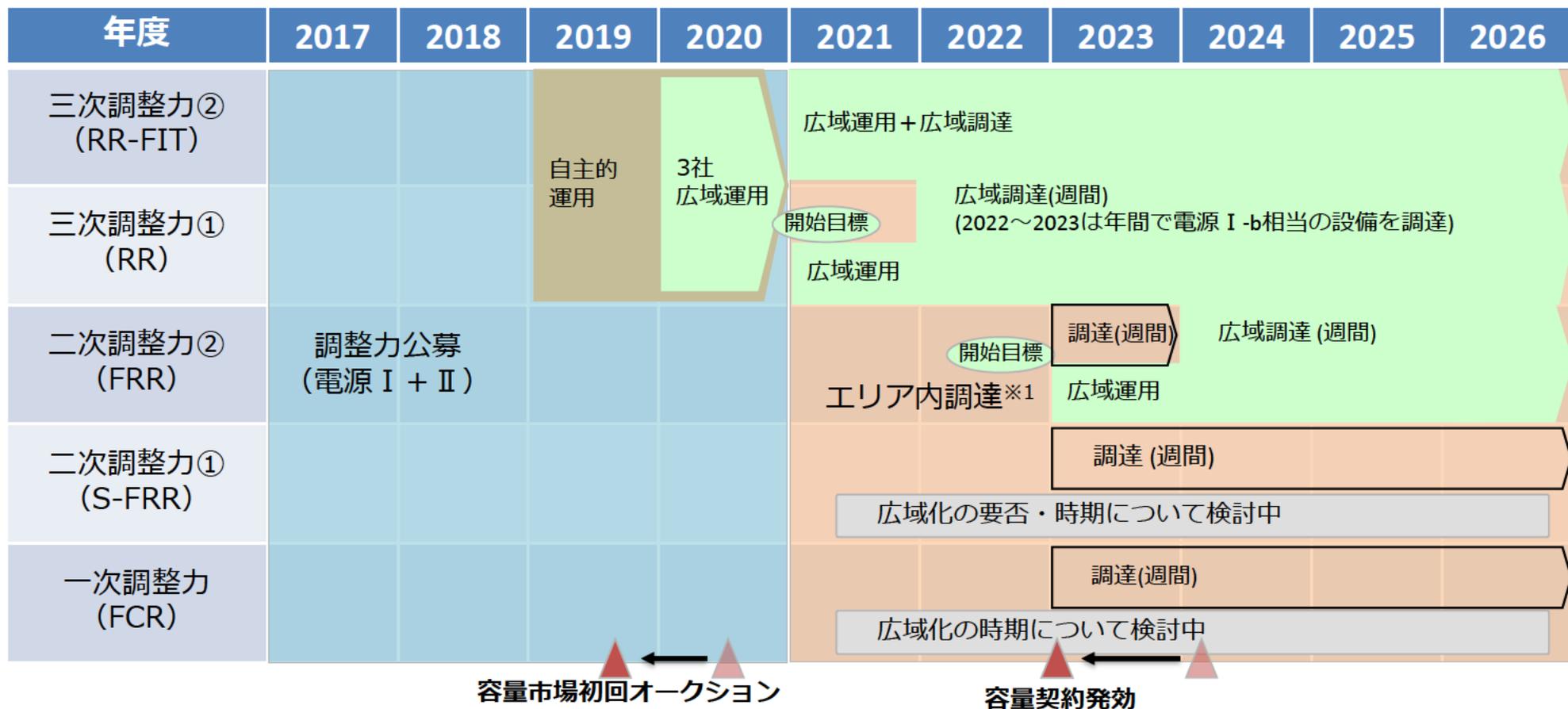
- 各エリアの中給システムのリプレース時期を勘案しつつ、シミュレーション等を通じて、中給システムの改修内容等の検討を引き続き一般送配電事業者において、進めていくこととした。

<検討スケジュール（現状活用案の検討を行う場合）>

		2018	2019	2020	2021	2022	2023
制御方式・演算周期の検討	現状活用案の検討	システム仕様検討	シミュレーション分析				
	仕様統一案の検討		システム仕様検討	シミュレーション分析			
単価登録細分化の検討							
V1/V2による直接的な運用の検討							
中給制御の最大数の検討							

容量市場の前倒しに伴う商品導入スケジュールへの影響

- 現在、容量市場の前倒しが検討されており、2023年度から容量契約が発効される可能性がある。
- その場合には、需給調整市場の一次調整力、二次調整力①、②について、エリア内での週間調達の開始時期を1年前倒しすることが可能かどうか、需給調整市場小委員会において技術的に検討し、可能な場合には前倒しすることとしてはどうか。



※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。詳細については今後検討。