

需給調整市場について

2018年7月17日

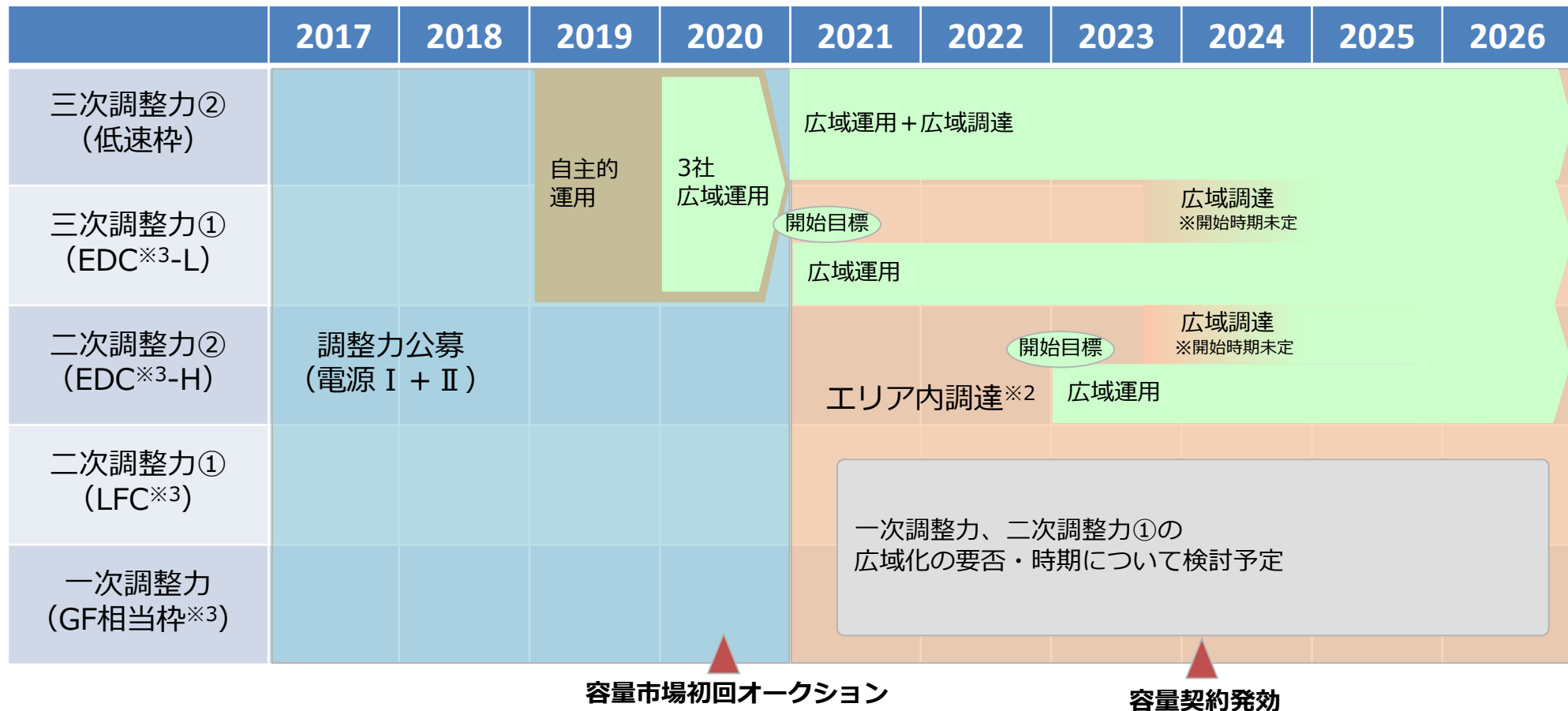
資源エネルギー庁

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。
- 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。
- こうした点を踏まえ、今後の需給調整市場の検討の進め方等について、改めて議論を行っていただく。本日の報告、議論を踏まえ、広域機関（需給調整市場検討小委員会）でさらに議論を行っていただく。

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



※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。

中給改修と広域化の関係について

- 需給調整市場における広域調達・運用を実現していくにあたっては中給システムの改修が不可欠。中給システムの改修には、抜本的な改修と比較的小規模な改修がある。
- 複数の一般送配電事業者において中給システムの抜本的な改修が完了し、広域調達・運用を開始するまでには数年以上を要すると考えられるものの、中給システムの抜本的な改修でしか実現できないことは限定的であり、二次調整力①以外では、比較的小規模な改修によって対応可能と考えられる。
- そのため需給調整市場に係るスケジュールについては、これまで将来を「2020+X年度」として論じてきたところであるが、中給システムの抜本的な改修に合わせて2020+X年度を先延ばしにするのではなく、「比較的小規模な改修で対応可能なものは早期に実現する」との観点から、将来断面を大きく2つのステップ（2020+X年度、2020+Y年度）に分けて議論を進めることとしてはどうか。
 - 「2020+X年度」：比較的小規模な中給システムの改修で実現される三次調整力①および二次調整力②の広域調達・運用を開始する断面
 - 「2020+Y年度」：中給システムの抜本的な改修により実現される二次調整力①の広域調達・運用を開始する断面（一次調整力の広域調達・運用は別途検討）

(参考) 中給システムの抜本的な改修が必要となる項目

- これまでの検討において抽出された中給システムの抜本的な改修※¹が必要となる項目は以下のとおり

【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

二次調整力①の広域調達・運用にかかる検討

- 中間とりまとめにおいて、一次・二次調整力（GF・LFC）も含め広域調達・運用を行うかは、技術的課題に留意しつつ、今後検討することと整理されていた。
- 2020+Y年度の二次調整力①の広域調達・運用に向けては各一般送配電事業者の中給システムの抜本的な改修が必要。他方で、中給リプレイス直後の更なる抜本改修は、コスト面等で非効率と考えられる。
- 中給システムの抜本改修時期は、各一般送配電事業者が中給リプレイスを計画していた時期等も勘案し、一般送配電事業者が今後検討していくものと考えられる。
- この点、2020+Y年度の具体的な時期は未定であり、まだ数年の間があると考えられる一方で、中給システムの抜本的な改修には数年を要すると考えられることを踏まえると、二次調整力①を広域調達・運用する際の制約とならない改修内容について、早期に検討が必要。
- また、上記の検討にあたっては、関連する広域調達・運用上の課題の抽出等について同時に行うことが必要。
- 上記については、広域機関（需給調整市場検討小委員会）において早期に検討を行うことを求めることとしてはどうか。

三次調整力①及び二次調整力②の広域調達について

- 三次調整力①及び二次調整力②の広域運用について、早期の実現に向けた検討が一般送配電事業者において行われているところ。
 - － 三次調整力①： 2020年度から一部（3社）において広域運用を開始し、2021年度から全体（9社）において広域運用開始を目標
 - － 二次調整力②： 2021年度から広域運用に向けた対応と試験を開始し、2023年度から全体（9社）において広域運用開始を目標
- 現在の一般送配電事業者における広域運用の目標を踏まえれば、遅くとも、2024年度から三次調整力①及び二次調整力②の広域調達を開始することを基本に検討・準備を進めてはどうか。
（2020+X年度 → 遅くとも2024年度とする）
- なお、2020年度に容量市場オークションが実施され2024年度に容量契約が発効することも踏まえると、容量市場・需給調整市場の市場参加者に予見可能性を与える観点から、三次調整力①及び二次調整力②の広域調達についての大枠の内容については、容量市場の初回オークションが実施される2020年度までに検討されることが適切。
- 上記のスケジュールについては、広域運用の検討状況やシステム開発の状況等を踏まえ、必要に応じて見直しを行うこととしてはどうか。また、2024年度以降の二次調整力①及び一次調整力の広域調達の在り方については、前述の検討とあわせ、別途検討を行うことが必要。

2020～2023年度の調整電源の確保について

- 2020年度までは、調整力公募を実施。2021年度以降、三次調整力②の広域調達・運用を開始し、段階的に広域的に調達する商品を拡大、遅くとも2024年度には三次調整力①、二次調整力②の広域調達・運用を開始することを目標とする。
 - 広域機関の議論においては、2021年度から2023年度までの広域化商品拡大期間において、
 - － 公募や需給調整市場の仕組みを組みあわせて調達する。
 - 三次調整力②については、広域調達・運用を開始する。
 - それ以外の調整力でエリア内で調達されるもののうち、年間を通じて必ず必要となる量は、年間で調達する。年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものは、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。
 - － 広域運用を行わない商品については、細分化しての広域調達を行わない。
 - － 厳気象対応（現行の電源Ⅰ'に相当する電源等）は、年間調達とする。
- 等が議論された。
- 需給調整市場の価格をインバランス料金算定の諸元に用いるという議論も別途行われていることも踏まえ、引き続き、広域機関において早期に検討を行うことを求めることとしてはどうか。

(参考) エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量

2. 年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるもの

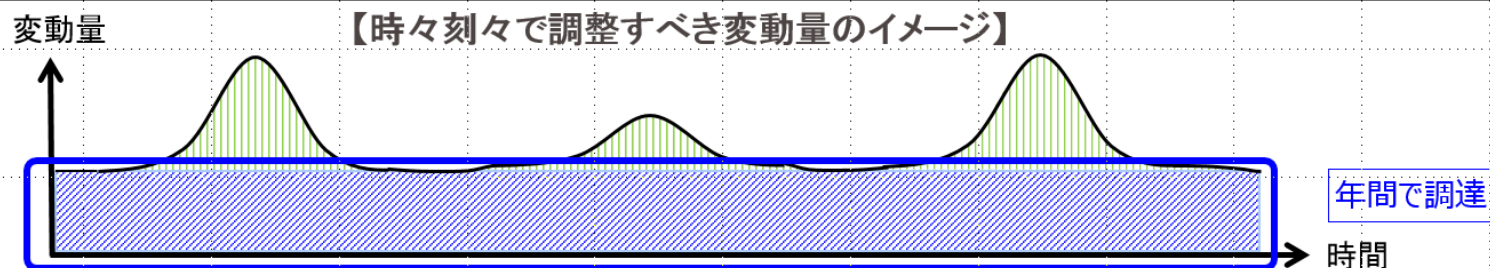
13

現行の仕組みの下では、電源Ⅱに期待できない調整力の量を年間を通じて必要な量として電源Ⅰを調達し、一般送配電事業者が固定費を負担してきた。電源Ⅰと電源Ⅱで対応してきた全ての調整力をきめ細かく調達するためには週間調達が基本となるが、これまで固定費を負担してきた「年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるもの」については、以下の理由により例外として扱ってはどうか。

- (調達の確実性) 週間調達において調整力を確実に調達するためには、電源の総量が十分にあることが前提である。調整力公募や容量市場がない期間においては、年初段階で電源の総量が明確でないことから年間調達とすることで調達の確実性は増す。
- (経済性) 年間を通じて必ず必要となる量に限れば、年間調達においても過剰な量を調達することはない。
- (監視の容易性) 固定費転嫁の妥当性の判断の難易度を考えると、年間調達の方が監視は容易である。
- (新規参入面) 年間のある特定の時期だけ参入できる事業者にとっては週間調達が望ましい。他方、DRの需要家への支払いなど年間を通じてコストがかかる事業者にとっては年間調達が望ましいという声もある。

⇒ これらのことから、これまで固定費を負担してきた年間を通じて必ず必要となる量に限れば、競争が働いていない市場(エリア内調達)においては監視の容易性の観点から年間調達が優れていることや調達の確実性も増すこと、さらに過剰な量を調達してしまうデメリットがないことから、年間調達としてはどうか。

なお、需給状況によって電源の差し替えを認めることが適当であるため、差し替えのための仕組みを合わせて検討することとしてはどうか。



(参考) エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量

5. エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないもの²⁸

- エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものについては、現在電源Ⅱの余力に期待していた部分であり、その中には電源Ⅱ-aのような速い調整能力に期待していた部分も含まれる。
- 現行の仕組みの下では、電源Ⅱについては、一般送配電事業者はGC後の余力を活用していることから変動費等のみを負担しており、2021年度以降においても、上記の考え方に大きな変更はないと考えられる。

	案1:週間調達	案2:年間調達	案3:現行の仕組み (電源Ⅱ)
A)調達の確実性	○ ^{※1}	○	△ インセンティブが低ければ十分な量を確保できないおそれがある
B)経済性	△ スポット市場より前に調達するため機会損失が発生	× きめ細かな調達が困難	○
C)調達業務の負担	△→○ システム化により業務量の低減が可能	○	○
D)監視の容易性	△→○ ^{※2}	○	○
E)参入の容易性	○ 一時的に余力を供出したい調整電源等が参入	○ 年間通じてコストのかかる調整電源等が参入	○

※1 現状においては主に電源Ⅱ余力を活用できていることを踏まえると、年間調達と比べて調達の確実性は変わらないと考えられる。

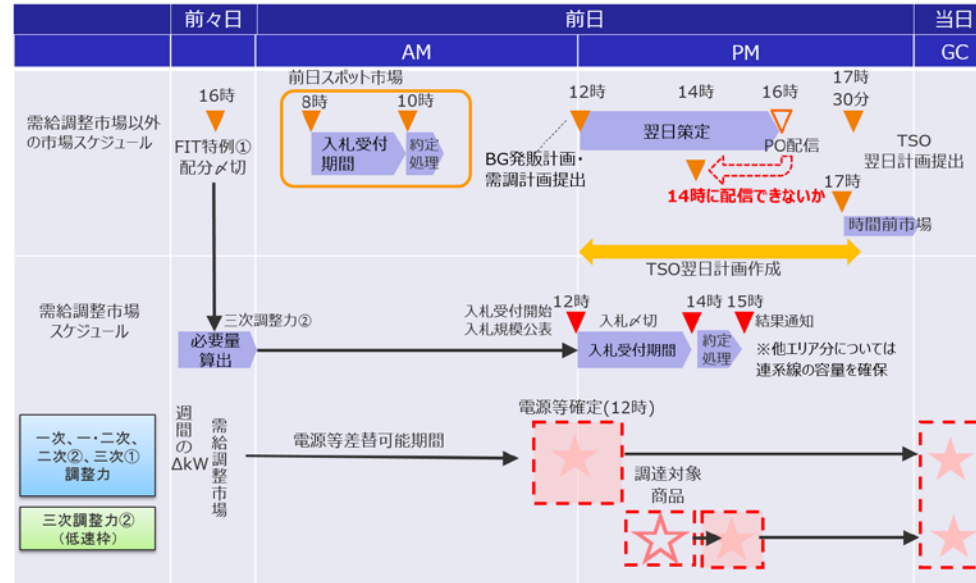
※2 現行の仕組みで負担していない電源Ⅱの固定費が算入されているかの監視については、現在の電源Ⅱのように固定費を転嫁していない契約に基づくものは監視が容易。

三次調整力②について

- 三次調整力②については、以下のとおり広域化を行う予定としている。
 - 2021年度から広域調達を開始。
 - 主に再エネ予測誤差に対応。
 - 前日スポット市場後に、調達予定。
- 必要量等、詳細については引き続き、広域機関で議論予定。

論点④-1 需給調整市場の開場時期 三次調整力②(低速枠)

40



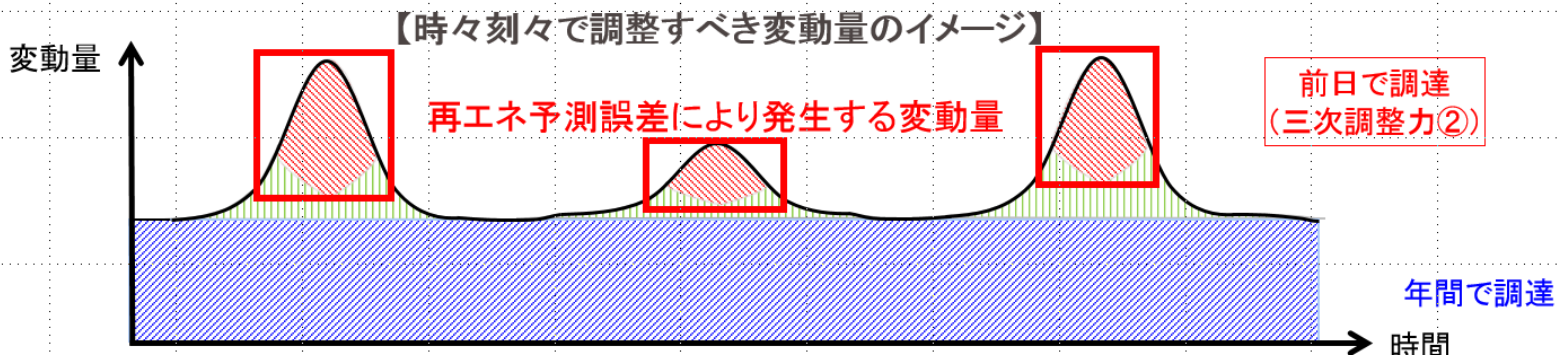
※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。

(参考) 三次調整力②について

4. 広域的に調達・運用されるもの(三次調整力②)の調達について

24

- (調達の確実性)
三次調整力②はエネルギー市場の電源と同等の性能であるため、エネルギー市場に先行して調達しなくても、発電機の並列指示が間に合うタイミングであれば調達の確実性が損なわれることはない。
 - (経済性)
主に調整対象となる再エネ予測誤差は天気予報次第で日々調達量は増減するため、再エネの前々日予測をした以降の前日に調達(スポット後に調達)の方が調達量の低減の観点から合理的である。
 - (調達業務の負担)
週間・前日調達は調達頻度が増すため業務負担は増えるがシステム化により負担は低減可能。
 - (監視の容易性)
三次調整力②は広域調達・運用されるため、エリアを超えた売り手間の競争が期待できるため監視の重要性は低下する。
 - (新規参入面)
年間のある特定の時期だけ参入できる事業者にとっては週間・前日調達が望ましい。他方、需要家への支払いなど通年でコストがかかる事業者にとっては年間調達が望ましいという声もある。
- ⇒ これらのことから、三次調整力②は、需給調整市場システムができた後、調達量の見極めを優先して前日調達とすることが合理的ではないか。



(参考) 三次調整力②について

4. 広域的に調達・運用されるもの(三次調整力②)の調達時期について

23

■ 再エネ予測誤差は、天気予報次第で日々調達量は増減するため、前々日予測以降の前日調達が調達量の低減の観点からは合理的。

	案1:年間調達	案2:週間調達	案3:前日調達
A)調達の確実性	○	○※1	○※1※2
B)経済性	×	△	○
C)調達業務の負担	○	△→○ システム化により業務量の低減が可能	△→○ システム化により業務量の低減が可能
D)監視の容易性	—	—	—
E)参入の容易性	○ 年間を通じてコストのかかる電源等が参入	○ 一時的に余力を供出した <u>い</u> 電源等が参入	○ 一時的に余力を供出した <u>い</u> 電源等が参入

※1 現状においては主に電源Ⅱ余力を活用していることを踏まえると、年間調達と比べて調達の確実性は変わらないと考えられる。

※2 三次調整力②の性能はエネルギー市場における商品と同等であることから、エネルギー市場に先行しない前日段階においても十分な量の調達が可能と考えられる。

電源の余力活用

- 中間とりまとめを踏まえ、広域機関（需給調整市場検討小委員会）において、発電余力の活用について議論が行われた。
- 具体的には、
 - － 一般送配電事業者がGC後に発電余力のある電源に指示ができる契約をあらかじめ結び、上げ調整・下げ調整ごとの単価表（V1、V2）に基づいてメリットオーダー順に出力の調整を指示をする仕組み
 - － 安価な発電余力を最大限活用するために、最新の単価を単価表に反映できる仕組み等について、検討を行った。
- 詳細については、需給調整市場の価格をインバランス料金において参照するという議論も別途行われていることも踏まえ、引き続き広域機関で議論予定。なお、容量市場のリクワイアメントとの関係についても整理を行っていく。

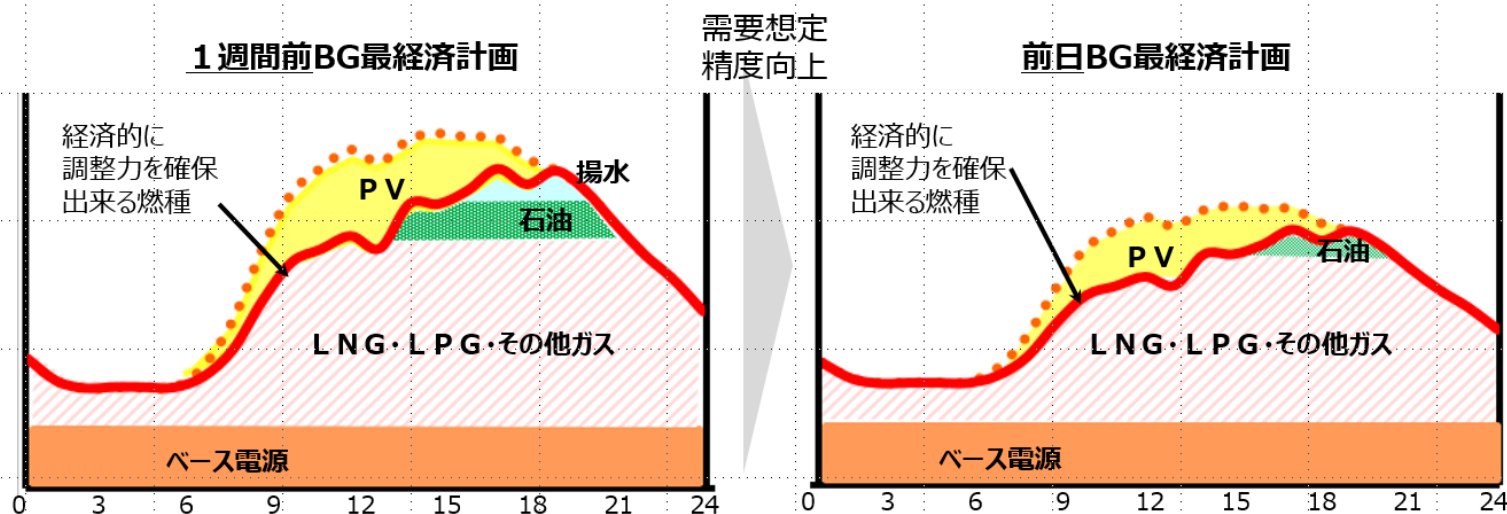
(参考) 電源の余力活用

3. 電源の余力活用の仕組み

17

- 現在は年間調達した電源Ⅰを当日の需給状況に応じて安価な電源Ⅱに差し替えることにより、調整コストの低減を図りつつ調達している。また、事前に確保した調整力も含めて電源等の余力も活用して調整コストの低減を行っている。

下図の例の場合、1週間前の段階では揚水発電機が調整電源として活用される計画であるが、前日想定では需要想定が下方修正され調整対象電源は揚水発電機と比較して安価な石油火力機に変更。



商品区分

- これまでの議論を踏まえると、2021年度に商品化されるものは三次調整力②のみであり、2024年度には商品が拡大される予定。
- 市場に参加する事業者にとって、需給調整市場で取引する商品の要件については、実務を行う上で関心の高い事項であると考えられるため、事業者意見募集を行った。
- 代表的な意見は以下のとおり。
 - － 最低入札量を引き下げてはどうか
 - － 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ため、簡易指令システムやインターネット回線で代用してはどうか
 - － DR等、電源特性を考慮し、継続時間の短縮化を図れないか。
- 意見募集の結果、さまざまな意見が寄せられたことから、広域機関（需給調整市場検討小委員会）において、引き続き検討を行う予定。

意見募集の結果(概要)

- 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)

(参考) 商品区分

需給調整市場における商品の要件

20

- 需給調整市場における商品の要件は以下の通りとする。
- 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※45	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 (簡易指令システムも含 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・自家発電等	発電機 DR・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

※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幅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

(参考) 海外での需給調整市場の動向について

- 欧州においても、広域的な需給調整市場の導入の検討が進められている。

対象調整力	一次調整力 (FCR: Frequency Containment Reserve)	二次調整力 (aFRR: Automatic Frequency Restoration Reserve)	三次調整力① (mFRR: Manual Frequency Restoration Reserve)	三次調整力② (RR: Replacement Reserve)
プロジェクト名	FCR Cooperation	PICASSO ^[注1]	MARI ^[注2]	TERRE ^[注3]
地理的範囲				
スケジュール	<ul style="list-style-type: none"> • 2011年: ドイツ国内開始 • 2012年: スイス・オーストリア参加 • 2014年: オランダ参加 • 2016年: ベルギー参加 • 2017年: フランス参加 • 今後拡大予定 	<ul style="list-style-type: none"> • 2018年Q4: 制度導入 • 2021年Q4: 導入期限 • 2023年Q4: 移行期間終了 	<ul style="list-style-type: none"> • 2018年Q4: 制度導入 • 2021年Q4: 導入期限 • 2023年Q4: 移行期間終了 	<ul style="list-style-type: none"> • 2017年Q4: 制度導入 • 2019年Q4: 導入期限 • 2021年Q4: 移行期間終了

(参考) 海外での需給調整市場の動向について

Timelines including implementation projects

Obligations	2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023				
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
RR TERRE			★	★	Impl Framework EIF+6m				RR EU Platform EIF+2yrs								TSO Join Derogation +2yrs												
Imb. Netting IGCC		★			Impl Framework EIF+6m				IN EU Platform EIF+2yrs								TSO Join Derogation +2yrs												
mFRR MARI		4.9. ★	★	★	Impl Framework EIF+1yr												FRR EU Platform EIF+4yrs									TSO Join Derogation +2yrs			
aFRR PICASSO			★	★	Impl Framework EIF+1yr												FRR EU Platform EIF+4yrs									TSO Join Derogation +2yrs			
Imbalance Settlement									Harmonised Proposal EIF+1yrs							ISP & Proposal Impl EIF+3yrs					ISP Derogation +2yrs-4yrs								
TSO Proposals									Pricing EIF+1yr				CZC Alloc EIF+2yrs								CZC Harm EIF+5yrs								
General Compliance									EIF+1yr				Pub Info EIF+2yr																

★ Consultation ★ IG Meeting ★ Stakeholder Meeting

Key Proposal Deadline Derogation