

余力活用の仕組みについて

2019年4月10日

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 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位でV1/V2単価により精算 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年初に公募に基づく契約を行う 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 商品区分、商品の要件は意見募集のとおり 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力②：前日スポット後 ✓ 上記以外：週間 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次調整力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

- 一般送配電事業者が需給調整を実施するにあたっては、需給調整市場で取引された調整力のみならずGC後の余力についてもあわせて活用されることが国の審議会において示されているところ。
- また、容量市場では参入にあたって、調整機能を有する電源は「調整電源に指示できる契約」を締結することがリクワイアメントとして定められており、第8回需給調整市場検討小委員会において、これらの契約を「余力活用に関する契約」として整理した。
- 需給調整市場は、「調整力の調達（ ΔkW ）」および「調整力の運用」の二つの側面があると整理してきた。今回、余力活用の仕組みは、調達した調整力ではなく余力を活用する仕組みであることから、GC後に余力としてある調整力の「運用」に関する仕組みとなる。
- 今回、余力活用の対象となる事象や仕組みについて整理するとともに、懸念が示されていた実効性についても確認したことから、本日、ご議論いただきたい。

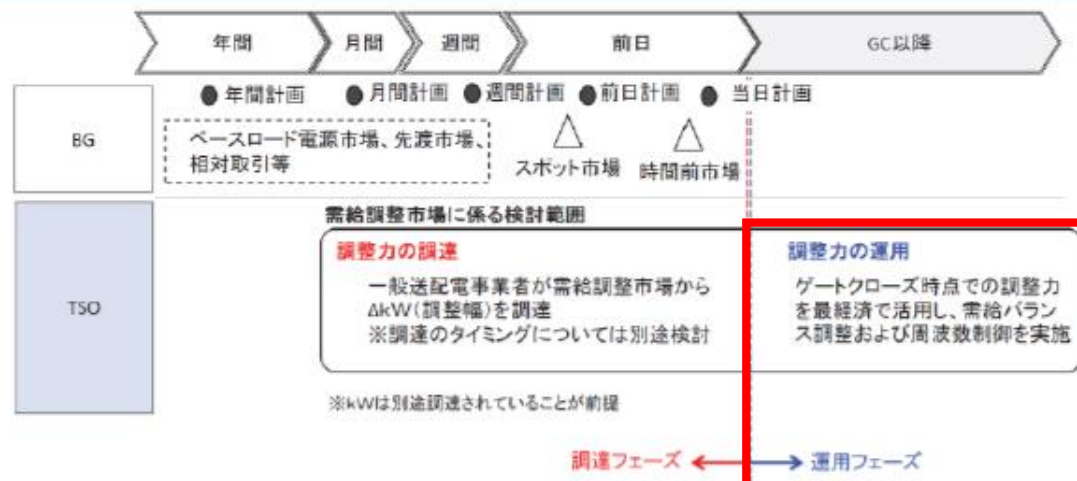
需給調整市場における調達と運用について

16

- 需給調整市場においても現状の調整力の運用と同様、GC前に実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を商品毎にそれぞれの時間に必要な量を確保する「調整力の調達」、GC後に実際に発生した誤差に対して、GC前に確保した調整力やGC後の余力を活用して運用する「調整力の運用」の二つの側面がある。

需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における ΔkW の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対しkWh価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないか。



2017年8月第5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資料より抜粋

12

容量市場の論点 (4)

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑫費用精算の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量拠出金(仮称)の徴収の確実性を担保するため、広域機関に対して容量市場の実施状況の定期的な報告を求める。 ● キャッシュフローや手続に関し、発電事業者等にとってできるだけ負担の少ない方向で整理。 ● 容量市場のリクワイアメントに対するアセスメント結果を検証する場を設け、適切な情報公開に取り組む等の対応を行う。 ● 市場管理者は、資金の勘定を区分経理する等、資金管理を適切に行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み等。 ● 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法。
⑬容量市場におけるリクワイアメント	<ul style="list-style-type: none"> ● 緊急時に加え、平常時から一定のリクワイアメントを設定。 <平常時からのリクワイアメント> ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。 ②計画外停止をしないこと。 <追加的なリクワイアメント> ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていること。 ● DR等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントについて、技術的な課題がある場合、広域機関において検討。

※本資料は中間論点整理(第2次)の内容をわかりやすさのために簡略化したもの。詳細については、中間論点整理(第2次)を参照。

容量市場におけるリクワイアメントについて

14

- 2024年度に開設される容量市場への参入にあたって、各事業者は保有するリソースについて、調整機能の有無についてもあわせて登録することとされており、調整機能を有する電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約」を締結することがリクワイアメントとして求められている。
- こうした「調整電源に指示できる契約」を「余力活用に関する契約」という。

2. 調整機能等を有している電源等のGC以降の供給余力の調整力としての利用

10

- 中間とりまとめにおいて、「調整機能※を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていること。」と整理がされている。（※調整機能は、需給調整市場の参加要件を満たす機能と考えることができるが、詳細は別途検討を行う）
- また、需給調整市場の検討において、「需給調整市場創設後も電源の余力は活用していく方向であり、一般送配電事業者の指示により電源の余力を活用、経済差し替えをしていくための契約として、調整電源に指示できる契約をあらかじめ結んでおき都度指示をする仕組みが必要ではないか。」との整理がなされている。
- 容量市場で調整機能を有している電源等が落札した場合の取り扱いは、下記のように整理することとしてはどうか。
 - (1) 容量市場に参加登録する際（落札の前段階）に、電源等は調整機能の有無を登録する。
 - (2) 参加登録時に調整機能有とした電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約等」の締結を求める。
 - ① 広域機関は、調整機能有の電源がオークションで落札した場合、関係するTSOへ必要な情報を提供する。
 - ② 広域機関は、容量確保契約の締結後に「調整電源に指示できる契約等」の締結を確認する。
 - (3) なお、需給調整市場におけるインセンティブ性は、別途、需給調整市場の検討を確認していく。

出所) 第12回容量市場の在り方に関する検討会 (2018.6.22) 資料3
http://www.occto.or.jp/iinkai/younyou/kenkoukai/2018/younyou_kentoukai_haifu12.html

属地TSOおよび調整力提供者間の契約について

12

- 需給調整市場への参入にあたって、買い手である一般送配電事業者および調整力提供者の間で締結する契約は、一般送配電事業者が需給調整を目的として調整力提供者の調整電源等を確保・運用するために締結するものである。
- また、一般送配電事業者が需給調整を実施するにあたっては、需給調整市場で取引された調整力のみならずGC後の余力についてもあわせて活用されることが国において示されているところ。
- こうした点を踏まえると、買い手である一般送配電事業者および調整力提供者の間で締結が必要な契約は以下の二つとなるのではないかと見られる。
 - ✓ 需給調整市場に関する契約 ($\Delta kW \cdot kWh$)
 - ✓ 余力活用に関する契約 (kWh)

(参考) 年間公募にかかる契約の変更時期

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品				三次② 需給調整市場 (広域)	三次① 需給調整市場 (広域)	二次② 需給調整市場 (広域)	二次② 需給調整市場 (広域)
						二次① 需給調整市場 (エリア内)	二次① 需給調整市場 (エリア内)
						一次 需給調整市場 (開始時期検討中)	一次 需給調整市場 (開始時期検討中)
	電源 I -a (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場
	電源 I -b (kW)	エリア内公募 (年間)				広域調達 (年間)	容量市場
電源 I' (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場	
電源 II	エリア内公募 (随時)						余力活用
電源 II'	エリア内公募 (随時)						余力活用
ブラックスタート	電源 I 公募時に公募						公募



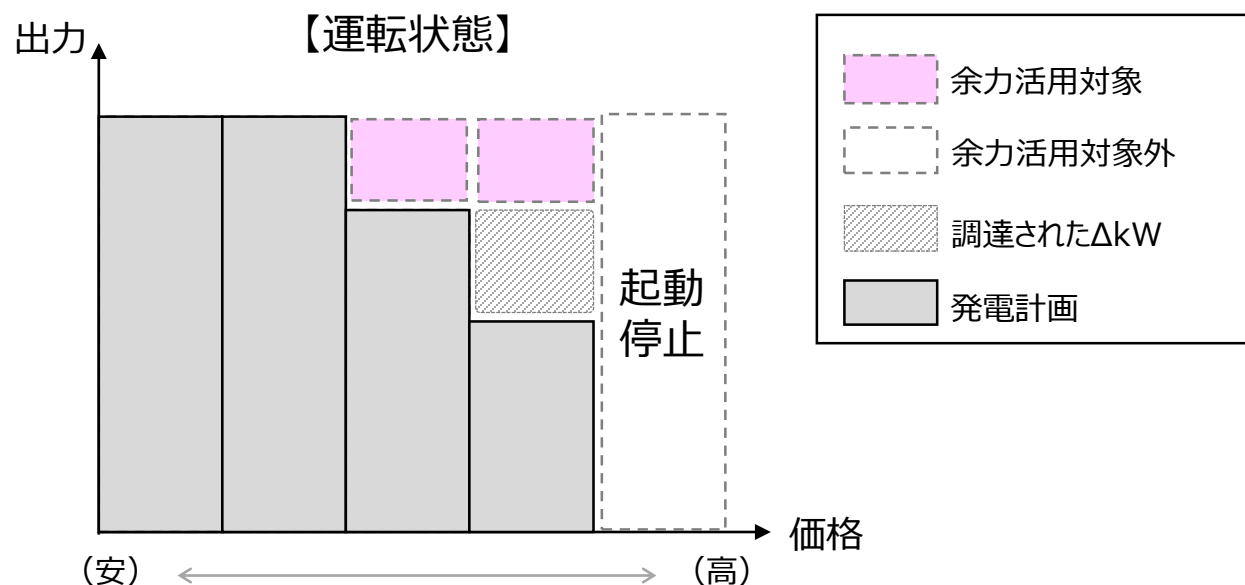
※国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえて需給調整市場のスケジュールを見直す可能性がある。

1. GC後の余力および余力活用の目的
2. 余力の活用にあたって検討が必要な事項について
3. 余力活用の運用において定める必要がある事項について
4. まとめ

1. GC後の余力および余力活用の目的
2. 余力の活用にあたって検討が必要な事項について
3. 余力活用の運用において定める必要がある事項について
4. まとめ

- GC後の余力とは、一般送配電事業者の指令に応じて応動が可能な状態にある電源において、発電計画および調達した Δ kW以外の部分を指しており、調整機能を有しているが起動停止しており、指令に応じることができない電源は対象とならない。
- 現在においても、一般送配電事業者は、周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を目的として、電源Ⅱ等の契約に基づきGC後の余力を活用しており、これらに要したkWh等について、その対価を発電事業者等に支払っている。
- 容量市場の開設後、電源Ⅱ公募の廃止以降についても、一般送配電事業者がGC後に周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を実施する際は、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に余力を活用することで、社会コストの低減等、より効率的、安定的な需給調整、系統運用が期待できる。

【余力活用対象のイメージ図（上げ余力の例）】



余白

1. GC後の余力および余力活用の目的
2. 余力の活用にあたって検討が必要な事項について
3. 余力活用の運用において定める必要がある事項について
4. まとめ

- これまでの需給調整市場検討小委員会において、委員から余力の活用にあたって「余力活用に応じるインセンティブはあるのか」、「調整機能を有する電源が適切に申告する仕組みであるのか」および「こうした機能を有する設備が適切に維持・確保される仕組みを検討する必要があるのではないか」等のご意見をいただいた。
- これらの意見を踏まえ、以下の点について検討を実施した。
 - ✓ 余力提供の実効性
 - ✓ 調整機能の設備維持に関する実効性

【委員からのご意見（余力提供の実効性に関する懸念）】

- 『余力活用に関する契約』というところに関連して、想定しておくべきこととして、例えば中間出力帯において、余力がある発電機であるにもかかわらず、「余力はない」というレスポンスをされるとか、指令を出したのに出力応動がない発電機などが仮に出てきたときにどうするか、想定はしておく必要があるのではないか。
(第8回需給調整市場検討小委員会 今井委員ご発言)
- (前略) 余力活用について、21ページに「余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要」とあるが、そもそも余力活用に関する契約とはどのようなものであって、需給調整市場との関係がどのようになっているか、この点が不明瞭でよく分からない。(中略) 余力活用の仕組みやインセンティブの設計はこの委員会で議論するもの、検討されるものなのか(略)。
(第9回需給調整市場検討小委員会 野村委員ご発言)
- 下げ調整力の調達について、事務局案に異論はない。(略) 21ページのまとめに記載のところ、野村委員からも発言があったが、平常時の余力活用のインセンティブ性については、しっかりと検討いただきたい。
(第9回需給調整市場検討小委員会 大久保オブザーバーご発言)
- 容量市場で落札された電源で、必要な調整力が充足すればよいが、仮にそれだけでは不十分で、任意とされている部分の契約が不足するような状況であれば、インセンティブの付与等の仕組みを検討していく必要があるのではないかと。
(第8回需給調整市場検討小委員会 平岩委員ご発言)

【委員からのご意見 (調整機能の設備維持に関する実効性に関する懸念)】

- 調整力の確保状況 (略) がエリアごとに異なることを考えれば、発電事業者に機能維持のインセンティブを付した上で、全国にある電源の調整力を、必要とされるエリアで確実に活用されるように広域調達を実現していくことは非常に重要と考えている。
(第7回需給調整市場検討小委員会 野村委員ご発言)
- 機能ごとに個別に公募で調達するという提案には賛成する。一般送配電事業者が系統安定上必要な機能を確実に調達できるようにし、発電事業者に適切な対価を支払うことで機能維持のインセンティブにも繋がると考えている。その上で2点コメントがある。(中略) 調相運転だけではなく、発電機が持つ電圧調整機能等も含めて電圧調整機能が適切に評価される仕組みを考えるべきではないか。
(第8回需給調整市場検討小委員会 野村委員ご発言)

【委員からのご意見 (再エネ抑制を避けるための揚水機能の設備維持に関する懸念)】

- 再エネ導入量がエリアごとに異なることを考えれば、発電事業者に機能維持のインセンティブを付した上で、全国にある電源の調整力を、必要とされるエリアで確実に活用されるように広域調達を実現していくことは非常に重要と考えている。
(第7回需給調整市場検討小委員会 野村委員ご発言)
- 揚水発電のポンプ機能を、余力活用に関する契約締結を前提として、今後の需給調整において期待されているのであれば、他の発電設備が持っていない揚水発電のポンプ機能を評価していただき、この設備が将来に亘って存続できるように一連の制度設計の中で考慮いただきたい。
(第9回需給調整市場検討小委員会 渡邊委員ご発言)

- 一般送配電事業者の指令に応じて一定の起動時間で応動が可能な状態にある電源が余力活用の仕組みの中で運用される場合、発電事業者は時間前市場の価格相当の価格で活用されることを期待していると考えられる。
- GC直前までkWh価格を変更できる仕組みがない場合、例えば前週や前日のようなタイミングであらかじめ登録した価格で活用されるほかなく、卸市場にて売却できたであろう価格を下回る可能性がある。一方、GCの直前まで変更できる仕組みとした場合、直近の市場価格を反映した価格で活用されることができるようになるため、発電事業者は利益を確保することが可能となる。
- なお、第9回需給調整市場検討小委員会の審議において、kWh価格を可能な限りGC直前まで変更可能とする中給システムの抜本的改修を実施することが確認され、ハード面の条件は今後解決される。
- GC直前までkWh価格を変更できる仕組みとした場合、旧一般電気事業者も含めプライスベースの入札を認めることとなり、例えば低稼働率の電源が容量市場で回収できなかった費用も含め、需給ひっ迫時にkWh価格にそういった回収できない固定費をまとめて回収するようなプライスベースによる応札が可能となることとなる。
- 余力提供の実効性に関する懸念が示されていた。これは、kWh価格がコスト回収をできる水準とならないのではないか、卸電力取引市場に比べて価格が劣後するのではないか、ということに起因していたと考えられるが、GC直前までkWh価格を変更できる仕組みとし、プライスベースで入札することができる仕組みとすればこのような懸念はなくなるのではないか。
- なお、kWhのGC直前までの単価変更に関して、需給調整市場で落札された電源等も対象とするのか、若しくは余力活用の電源のみを対象とするのか、また、その具体的な変更締切をどうするのか等については、今後、電力・ガス取引監視等委員会において、インバランス制度の見直しも含め議論されることとなる。

2. 単価登録の細分化 (2) 検討結果

6

2021年度に向けた対応案

	【現状 (参考)】	対応案①	対応案②																																								
単価細分化	週間あたり1単価	1日あたり1単価	30分毎単価 (複数認識)																																								
単価変更期限	週間	前日	G C																																								
中給システムの認識	<table border="1"> <thead> <tr> <th>(JskW)</th> <th>調整力A</th> <th>調整力B</th> <th>調整力C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>90以上~100</td> <td>12.0</td> <td>11.5</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>80以上~90未満</td> <td>11.5</td> <td>11.0</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>70以上~80未満</td> <td>11.0</td> <td>10.5</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> </tr> </tbody> </table> <p>※週1回差し替え</p>	(JskW)	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	<table border="1"> <thead> <tr> <th>(JskW)</th> <th>調整力A</th> <th>調整力B</th> <th>調整力C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>90以上~100</td> <td>12.0</td> <td>11.5</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>80以上~90未満</td> <td>11.5</td> <td>11.0</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>70以上~80未満</td> <td>11.0</td> <td>10.5</td> <td>...</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> </tr> </tbody> </table> <p>※毎日差し替え</p>	(JskW)	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	<p>※30分毎に差し替え</p>
(JskW)	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	...																																								
...																																								
(JskW)	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	...																																								
...																																								
事業者ニーズへの意義	燃料状況や需要家の負荷状況に応じたタイムリーな価格設定が困難	需要家リストのパターン登録との組合せにより、翌日の状況想定に応じた価格設定が可能	対応案①に加え、タイムリーな価格設定が可能																																								
システム改修規模	改修不要	手動対応の会社もあり、多くても数千万円程度	抜本改修レベル (改修規模の大きい会社は数億円規模にまで増大)																																								

検討結果

これまでの議論を踏まえて**対応案①までは実施**することとする。また、**市場開設時点での対応案②までの必要性**については議論いただきたい。

2021年4月に実施する場合は、2019年3月末までにシステム改修の仕様を確定する必要がある。
(対応案②決定から2年程度のシステム改修期間が必要)

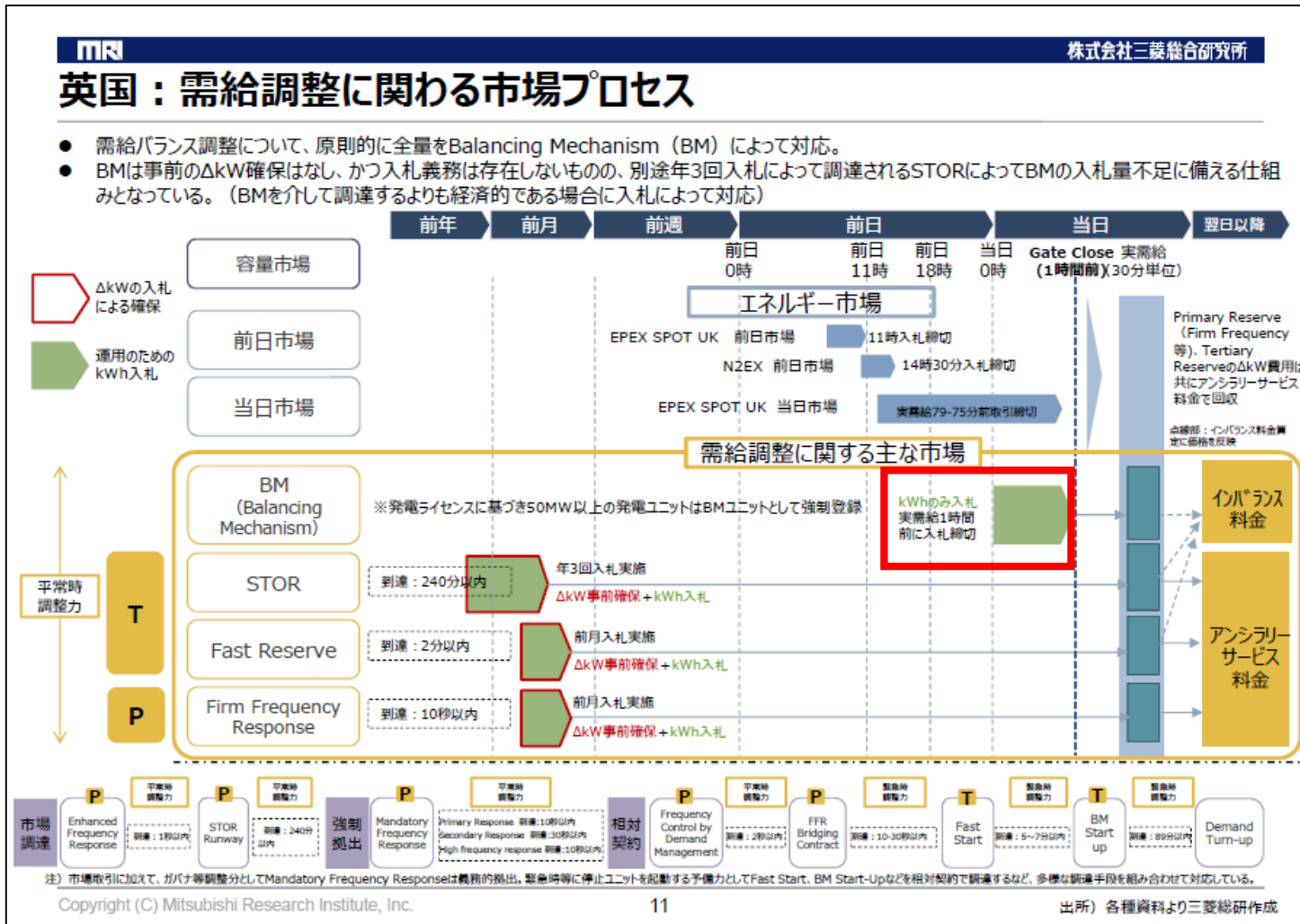
論点整理⑥ [2020+Y年度 二次①の広域調達・運用に向けた対応]

18

赤字：今回追記

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>6-1 1社目の中給システムの抜本的な改修において反映すべき中給改修項目の整理</p>		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 将来の広域化に対して制約とならない中給改修項目の整理と改修内容 	<p><制御方式・演算周期の統一></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 二次①の広域運用に向けて、中給システムの抜本改修なしで、各エリアの現在の制御方式を活用する案の検討をシミュレーションを含め開始 ✓ 更なる将来に向けては、中給システムのリプレイに合わせた抜本改修の検討を進める <p><単価登録の細分化></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 単価登録細分化、中給システムへの単価登録の自動化、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検討を進める ✓ 中給システムを、30分毎単価を複数認識し、GC直前まで変更可能とできるよう、2021年4月を目途に改修する。(メーカーとの協議により多少前後の可能性あり) <p><V1/V2による直接的な運用></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ V1/V2による直接的な運用には、中給システムの抜本改修が必要であり、実現するための方式について検討を進める ✓ リプレイまでの間は引き続きabc定数による運用を継続 <p><中給制御の最大数></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 制御最大数の拡大に関して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等のタイミングに合わせて検討を進める ✓ 接続申込状況に応じて中給システムの改修を実施(個別に相談)

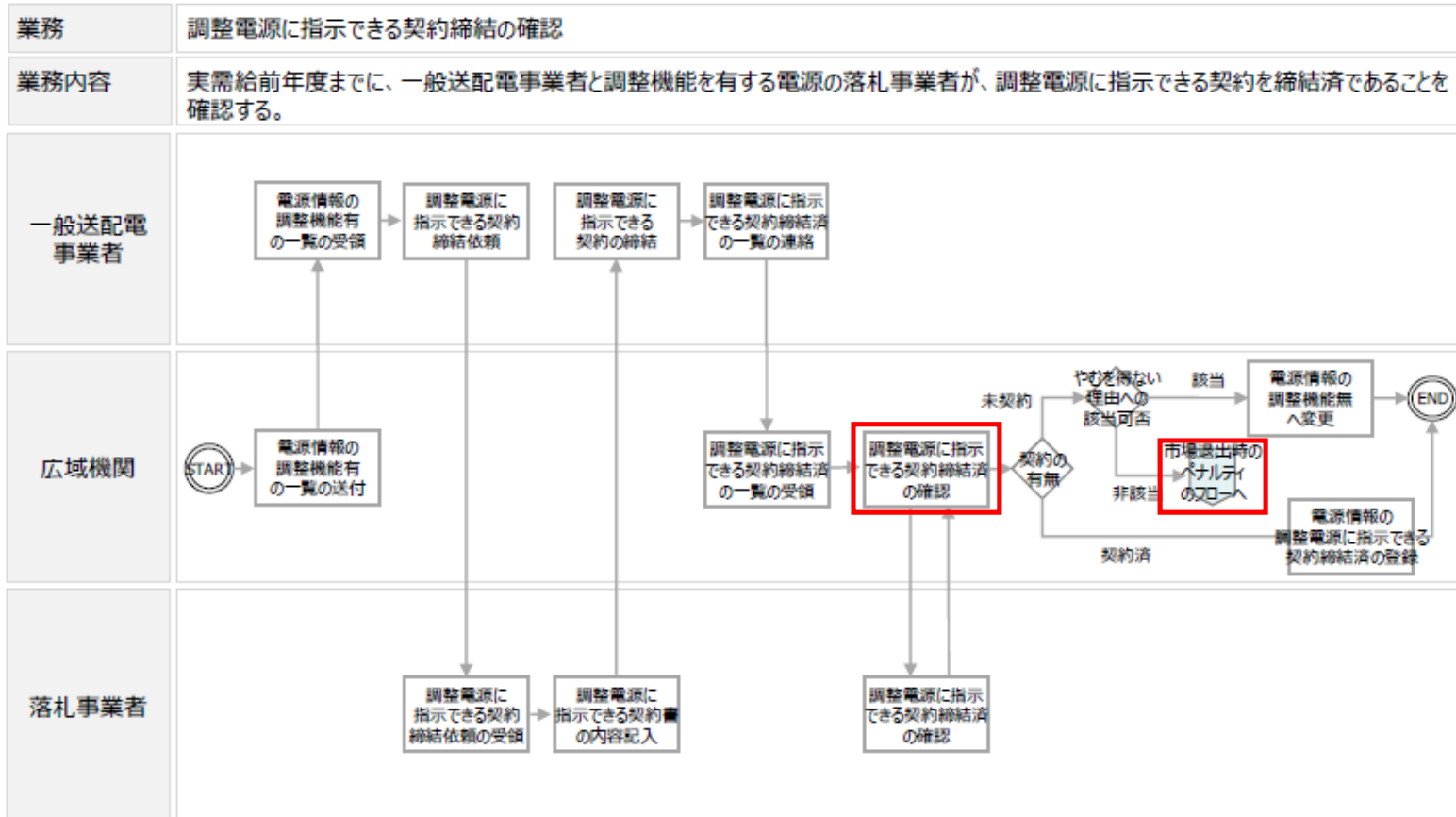
- GC後の余力活用の仕組みは、欧州におけるbalancing・メカニズムと同等の仕組みであると考えられる。イギリスにおいては、 $\Delta kW \cdot kW$ の対価を受けている者は、その落札時に登録したkWh価格から自ら変更できないとされている（例：STOR）。一方、balancing・メカニズムにおいては、GC直前まで単価変更が可能とされている。



- 前ページにおいて、余力活用におけるkWhの価格はプライスベースとなる点について、余力提供の実効性との関係について整理した。
- また、 Δ kWを調達されていない余力活用においては、 Δ kWのリクワイアメントを果たす必要がないことから、このリクワイアメントを果たしたかどうかのアセスメントを実施することがなく、これに基づくペナルティについてもその対象とはならない。また、余力活用された場合の発電計画と実績のずれはインバランスではなく調整力として精算されることとなる。これについても、余力提供の動機となる可能性が考えられる。
- 余力提供に関する他の課題として、「調整機能有りとしてあらかじめ申告されるのか」、「調整機能を有した設備が維持・確保されるのか」、という点についても懸念が考えられる。
- 「調整機能有りとしてあらかじめ申告されるのか」という点については、容量市場において調整機能を有する電源が「調整機能を有する」旨を申告しない場合、余力活用の契約締結を求められない。ここで、「調整機能有り」と申告されることが余力活用の契約を結ぶ前提となる。
- 前ページにおいて、余力活用におけるkWhの価格はプライスベースとすれば、発電事業者等は容量市場等で回収しきれなかった固定費等を回収することができるようになるため、およそ「調整機能有しない」と申告する電源は少なくなることが想定される。
- また、「調整機能を有した設備が維持・確保されるのか」、という点については、国の審議会において今後グリッドコードが整備することを検討しており、この中で検討していくこととしてはどうか。
- なお、再エネ出力抑制を回避するための揚水維持のためのインセンティブについては、安定供給・周波数維持等とは異なる目的であることから、国の審議会等で審議が必要ではないか。

業務概要フロー
 契約締結後の対応：調整電源に指示できる契約の確認

43



出所) 容量市場システム (一次開発) の業務概要に関する意見募集 (意見募集期間: 2018年10月12日~2018年10月26日) (2018年10月29日)
 資料: 容量市場システム (一次開発) の業務概要に関する意見募集 https://www.occto.or.jp/iken/2018/181012_youryoshijosystem.html

- 2024年度に開設される容量市場への参入にあたって、各事業者は保有するリソースについて、調整機能の有無についてもあわせて登録することとされており、調整機能を有する電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約」を締結することがリクワイアメントとして求められている。
- こうした「調整電源に指示できる契約」を「余力活用に関する契約」という。

2. 調整機能等を有している電源等のGC以降の供給余力の調整力としての利用

10

- 中間とりまとめにおいて、「調整機能※を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていること。」と整理がされている。(※調整機能は、需給調整市場の参加要件を満たす機能と考えることができるが、詳細は別途検討を行う)
- また、需給調整市場の検討において、「需給調整市場創設後も電源の余力は活用していく方向であり、一般送配電事業者の指示により電源の余力を活用、経済差し替えをしていくための契約として、調整電源に指示できる契約をあらかじめ結んでおき都度指示をする仕組みが必要ではないか。」との整理がなされている。
- 容量市場で調整機能を有している電源等が落札した場合の取り扱いは、下記のように整理することとしてはどうか。
 - (1) 容量市場に参加登録する際（落札の前段階）に、電源等は調整機能の有無を登録する。
 - (2) 参加登録時に調整機能有とした電源等がオークションで落札された場合、「調整電源に指示できる契約等」の締結を求める。
 - ① 広域機関は、調整機能有の電源がオークションで落札した場合、関係するTSOへ必要な情報を提供する。
 - ② 広域機関は、容量確保契約の締結後に「調整電源に指示できる契約等」の締結を確認する。
 - (3) なお、需給調整市場におけるインセンティブ性は、別途、需給調整市場の検討を確認していく。

**(参考) 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
中間整理 (第2次) アクションプラン抜粋**

<系統整備・増強を含めた次世代NW形成の在り方>

- 新北本連系線整備後の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、具体化を図る。
- 各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系線強化対策の現状を踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討を行う。
- レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方について、海外の先進事例を参考にしながら、総合的に検討を行う。

<再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革>

- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立し、系統接続費用を抑えていくため、
 - ①既存NW等コストの徹底的なコスト削減
 - ②次世代NW投資の確保
 - ③発電側もNWコスト最小化を追求するインセンティブの確保を基本とする政策パッケージを検討する。
- 再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換に向け、「発電 + NW」の合計でみた再エネ導入コストを最小化する。
- 短期・中長期の論点を切り分けて整理し、関係する機関や審議会等とも連携しながら、パッケージの実現に向け検討を進めていく。

<2030年以降を見据えた次世代電力NWシステム>

- 将来の電力NWの絵姿とともに、これを構築するためのコストを誰が、どのように負担していくのか、継続的に議論を行う。

<グリッドコードの整備>

- グリッドコードの体系の在り方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について検討を進める。

1. GC後の余力の活用について
2. 余力の活用にあたって検討が必要な事項について
3. 余力活用の運用において定める必要がある事項について
4. まとめ

- 一般送配電事業者は、GC後の安定的かつ経済的な需給運用等を目的として余力を活用することとなる。これらを踏まえると、余力活用の仕組みにおいては、以下の用途としてはどうか。
 - ① 電源の経済差替え（出力増減、電源の起動タイミング・停止タイミングの調整）
 - ② 下げ調整力の運用
 - ③ ブラックスタート機能の活用
 - ④ 電圧調整機能の活用
 - ⑤ 潮流調整機能の活用
 - ⑥ 系統保安ポンプ（揚水ポンプ運転）機能の活用
 - ⑦ 緊急時の追加起動

- 現在、一般送配電事業者は、電源 I および II の契約に基づき、経済性の向上を目的として、メリットオーダーに基づく出力増減を行い、これによって生じたkWh等の対価を支払っている。
- これを踏まえると、容量市場開設後においても同様に、余力活用の仕組みにおいて、経済性の向上を目的とした出力増減を行い、その対価を支払えることとしてはどうか。
- また、朝の需要立ち上がりの時間帯等に電源の起動タイミングを前後させること等によって、より安定的かつ効率的な発電機の運用できる場合がある。電源の起動タイミング・停止タイミングの調整についても、余力活用の仕組みにおいて対象としてはどうか。

- 第9回需給調整市場検討小委員会の審議において、優先給電ルールがあることおよび余力活用の仕組みがあることを前提に下げ調整力の ΔkW の調達は不要と整理した。
- これを踏まえ、平常時およびエリア内の供給量が需要量を上回る時については、以下の通りとしてはどうか。
 - (平常時)
 - ✓ 調整能力を持った電源等の下げ余力を活用できることが必要であるため、余力活用の仕組みにおいて出力減を行い、その対価を支払えることとしてはどうか。
 - (エリア内の供給量が需要量を上回る時)
 - ✓ 優先給電ルールに基づき出力抑制や電源の停止を行うこととなるが、そこで生じた費用の精算については余力活用の仕組みにおいて精算することとしてはどうか。

まとめ

21

- エリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールは、抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ Δ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量を決めるという考え方であり、これを前提として以下のとおり対応することとなる。
 - 平常時
 - ✓ 発電事業者がMeritオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力になると考えられるため、十分な量の下げ Δ kWを備えた調整電源等が自然に生じる。
 - ✓ このため、下げ調整力について Δ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これは余力活用の仕組みにより、下げ調整力の Δ kW調達を行われていない調整能力を持った電源等の下げ余力を十分活用できることを前提としている。ただし、余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要となる。
 - エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時
 - ✓ 優先給電ルールによる抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ Δ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げ Δ kW）を決めることで下げ Δ kWを確保することができる。
 - ✓ このため、下げ調整力について Δ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
 - ✓ なお、これはエリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールがあることを前提としており、この前提を変更する場合には国の審議会にて検討が必要。
- 以上より、下げ Δ kWをあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、下げ Δ kWについては当面市場調達しないこととしてはどうか。

(参考) 優先給電ルールにおける抑制指令順位のイメージ

13

<新たな抑制指令順位のイメージ> (2016年4月～)

- a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する**調整力(火力等)**(電源Ⅰ)及び一般送配電事業者から**オンラインでの調整ができる火力発電等**(電源Ⅱ)の出力抑制^(注1)及び揚水式発電機の揚水運転
- b. 一般送配電事業者から**オンラインでの調整ができない火力発電等**(電源Ⅲ)の出力抑制^(注1,2,3)
- c. **連系線を活用した広域的な系統運用(長周期広域周波数調整)**
- d. バイオマス電源^(注4)の出力抑制
- e. 自然変動電源(太陽光・風力)^(注5)の出力抑制
- f. 電気事業法に基づく広域機関の指示(緊急時の広域系統運用)
- g. 長期固定電源^(注6)の出力抑制

(注1) 火力発電にはバイオマス混焼発電(地域資源バイオマスを除く)を含む。鉄鋼や製紙工場等における自家発電の余剰電力等の経済活動に伴って出力が発生する等の要因により出力を調整できないものは対象外とする。

(注2) 原則、発電事業者に差損が発生しない範囲内で発電計画の変更を指令するものとするが、必要に応じて、発電事業者に差損が発生する場合にも指令できるものとする。

(注3) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。

(注4) バイオマス専焼の出力抑制後に地域資源バイオマスの出力抑制(出力制御が困難なものを除く)を行う。

(注5) F I T対象電源、F I T対象外電源は同列。ただし、F I T対象電源内の出力制御はF I T関連法令等により規定。

(注6) 長期固定電源とは、原子力、水力(揚水式を除く)及び地熱発電所を指す。

(※) 小売電気事業者、発電事業者は、市場の活用等により計画値同時同量の達成を目指すため、メリットオーダーの実現が達成されていく。しかし、それでもなお発生すると見込まれる再エネ発電量の予測誤差やインバランス等に対応するために、一般送配電事業者は、基本的にメリットオーダーで調整し、高コストの電源から抑制指令を行うことになる。

(※) a.に位置づけられている調整力(電源Ⅰ、電源Ⅱ)を活用してもなお、供給が必要を上回り、一般送配電事業者が確保している調整力では調整しきれないおそれがある場合は、b以下の指令を行う。

(※) b(電源Ⅲの出力抑制)とc(連系線を活用した広域的な系統運用)の順位については、仮に、(c)連系線を活用した広域的な系統運用の実施後に(b)オンラインでの調整が出来ない火力発電等(電源Ⅲ)の抑制指令を行うとした場合、実務上、運用が間に合わない場合がありうる。オンライン調整が可能であっても、一般送配電事業者からのオンライン指令を受け入れる契約をしない電源も存在することを踏まえ、bを上位にすることとした。

出所) 第3回 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会 (2015.12.10) 資料5 3ページをもとに作成

http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_kihon/pdf/003_05_00.pdf

出所) 第9回 需給調整市場検討小委員会 (2019年3月5日) 資料2

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_09_haifu.html

■ 第8回需給調整市場検討小委員会において、ブラックスタート機能の維持については公募で行うこと、電圧調整等の機能に対する設備の確保については、特定の地域に立地していることが系統安定上必要である場合に公募によって調達することと整理された。

- ① ブラックスタート機能※ : 広範囲の停電が起こった際に、外部から電源供給なしに発電を開始できる機能
- ② 電圧調整機能 : 近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす機能
- ③ 潮流調整機能 : 送電線・変圧器など流通設備における過負荷の防止、送電損失の軽減などの目的で、電力潮流を調整する機能
- ④ 系統保安ポンプ機能 : 系統や台風等の天候状況を勘案して、電源脱落や連系線事故等が発生した場合に大規模停電を回避するために行う揚水ポンプを行う機能

※ブラックスタート機能については、公募契約との整合性を図る必要がある。

■ これらの機能を有する設備の機能の維持については公募で行うこととなるが、GC後の余力の範囲で安定供給および系統運用のために活用するためには、活用できる仕組みが必要である。これらの用途についても、余力活用の仕組みにおいて取り扱うこととしその対価を支払えることとしてはどうか。

(参考) ブラックスタート機能(例:中部電力)

7

平成30年度 ブラックスタート募集要綱 (平成30年9月3日 中部電力) 抜粋

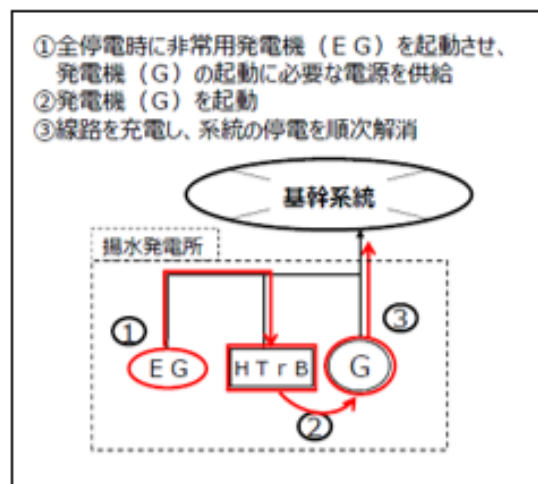
(1)全系統ブラックスタート

・当社電力系統の全停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく対象の発電設備（以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。）の起動を行い、停電解消のための発電を行うことをいいます。

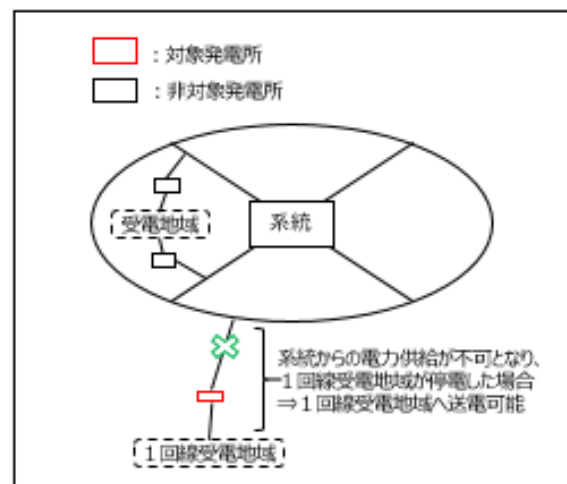
(2)一部系統ブラックスタート

・当社電力系統のうち系統末端かつ1回線受電地域の停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく契約電源の起動を行い、下記の対象系統の停電解消のため、自らの発電所のみで当該系統に適正な周波数で需要に応じた電力供給を行うことをいいます。

ブラックスタート手順イメージ



一部系統ブラックスタート発電所



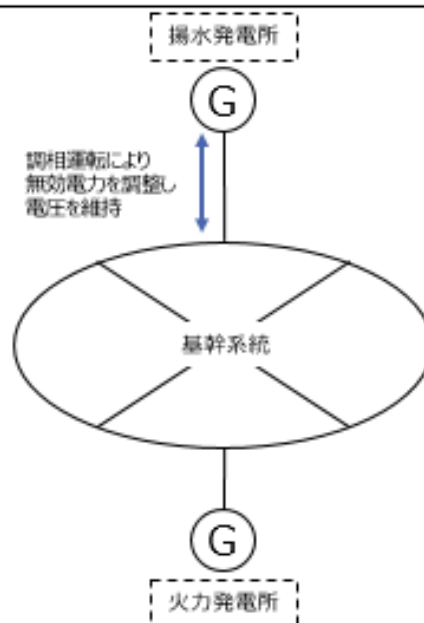
(参考) 電圧調整機能(例:中部電力)

8

平成30年度 調相運転募集要綱 (平成30年9月3日 中部電力) 抜粋

調相運転

- 当社の電力系統における電圧を一定範囲に維持することを目的に、対象の発電設備 (以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。) において、有効電力の供給または吸収を行うことなく (無効電力の供給または吸収に必要な有効電力の吸収は除きます。)、無効電力の供給または吸収を行うことをいいます。



出所) 電気料金審査専門会合 (第7回) 資料5-4をもとに図を作成

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/007_05_04.pdf

電圧調整機能等の調達方法

19

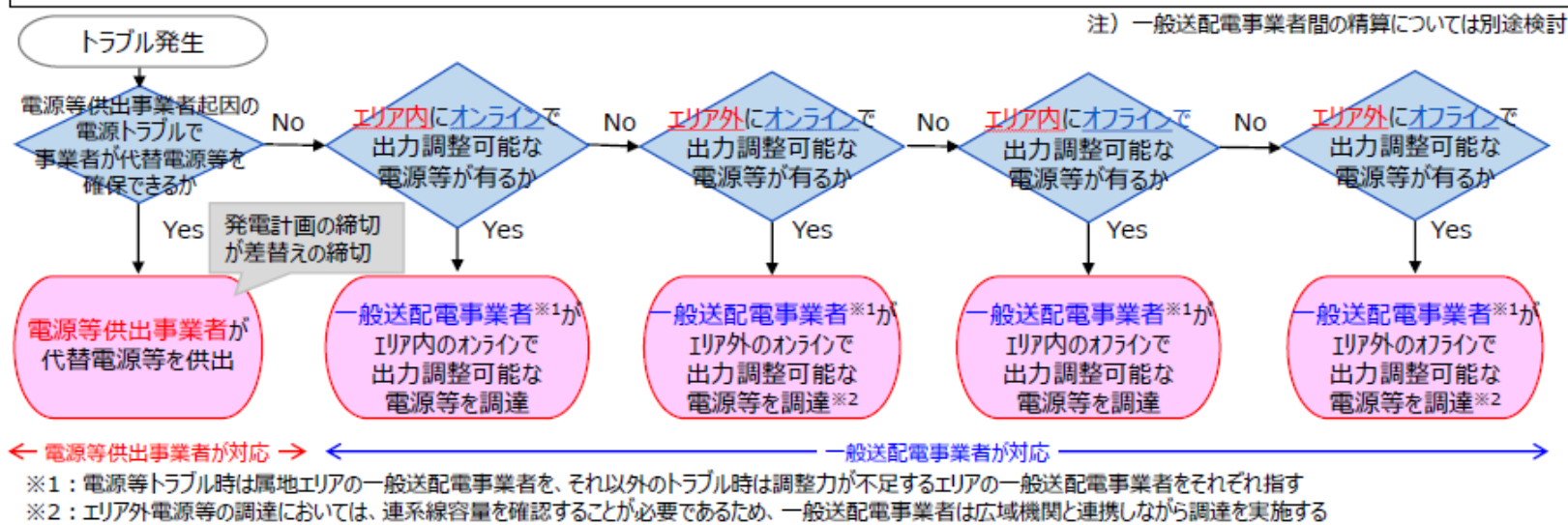
- 現在、電圧調整・潮流調整・系統保安ポンプ（以降、電圧調整機能等）は電源Ⅰや電源Ⅱで行っており、これらを行ったことにより発生した変動費を発電事業者と取り決めた単価により支払っている。
- 電圧調整については、特定の地点の電源でなければ電圧調整することが困難な状況になる場合もあることが想定される。また、その電源の代替としては、調相設備を新設するなど系統側で対応することも考えられるが、数年程度を要する。
- 今後、このような地点が確認された場合には、ブラックスタート機能の公募と同様のスキームで、電圧調整機能等を公募をすることとしてはどうか。

- 第8回需給調整市場検討小委員会の議論において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これら電源に対して起動を指令をしたり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて追加起動や出力減を行い、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、 ΔkW を市場で調達する必然性がなくなるため、需給調整市場が適切に機能しなくなる可能性がある。必要な ΔkW は需給調整市場で確保することを基本とし、第8回需給調整市場検討小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した ΔkW では不足する場合もしくは必要な ΔkW が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動をできることとしてはどうか。

対応策の優先順位

16

- 電源等トラブルではトラブルを生じた電源等を供出した事業者に代替電源等の供出を求めるが、その場合は連系線容量に影響を与えないように、トラブルが生じた電源等の所在エリア（以降“属地エリア”と表記）で電源等を供出する。
当該事業者が代替電源等を供出できない場合、属地エリアの一般送配電事業者が電源等を調達する。
- 電源等トラブル以外の事象では、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が代替電源等を調達する。
- 一般送配電事業者が代替電源等を調達する場合、通常の調整力の運用通り、「オンラインで出力調整可能な電源等」について「エリア内→エリア外」の順で調達する。「オンラインで出力調整可能な電源等」の調達で不足分を満たせない場合には、「オフラインで出力調整可能な電源等」について「エリア内→エリア外」の順で調達する。
- ただし、上記措置を実施した場合においても調整力が不足するケースや実需給までの時間的裕度が少ないケースにおいては、給電指令や広域機関の指示により代替電源等を確保することがある。



- 出力増減などの調整を行うためには、以下の条件が必要と考えられる。
 - ① オンラインで調整可能な電源等が存在すること
 - ② 調整機能が使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）
 - ③ 上げ・下げ調整力の余力が存在すること
 - ④ 一般送配電事業者が活用できる契約を持つこと
- ①については、余力を活用するためには調整機能を有することが必要であり、一般送配電事業者がこの調整機能を把握しておくことが必要である。こうした調整機能（商品の要件のうち、いずれかを満たすこと）を把握するため、書類審査も含め事前審査を行うこととしてはどうか。
- ②については、調整機能が使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）が重要となる。この点については、余力活用に関する契約において求めることとしてはどうか。
- ③については、GC後の余力を調整力として活用することになる。運用するためには一般送配電事業者がその余力をリアルタイムに把握することが必要であり、商品の要件の監視で定めるとおり、オンラインで監視できる情報を一般送配電事業者に送信することとしてはどうか。
- ④については、余力活用に関する契約を締結することにより、一般送配電事業者はGC後の余力を調整力としてこの契約に基づき活用することとなる。この契約の中で余力を活用した対価を支払うこととし、その単価は Δ kWが落札された電源と同様、需給調整市場システム（調達）に登録することとしてはどうか。

【2023年度以前】

(参考) 上げ調整力の調達 (ΔkW)

6

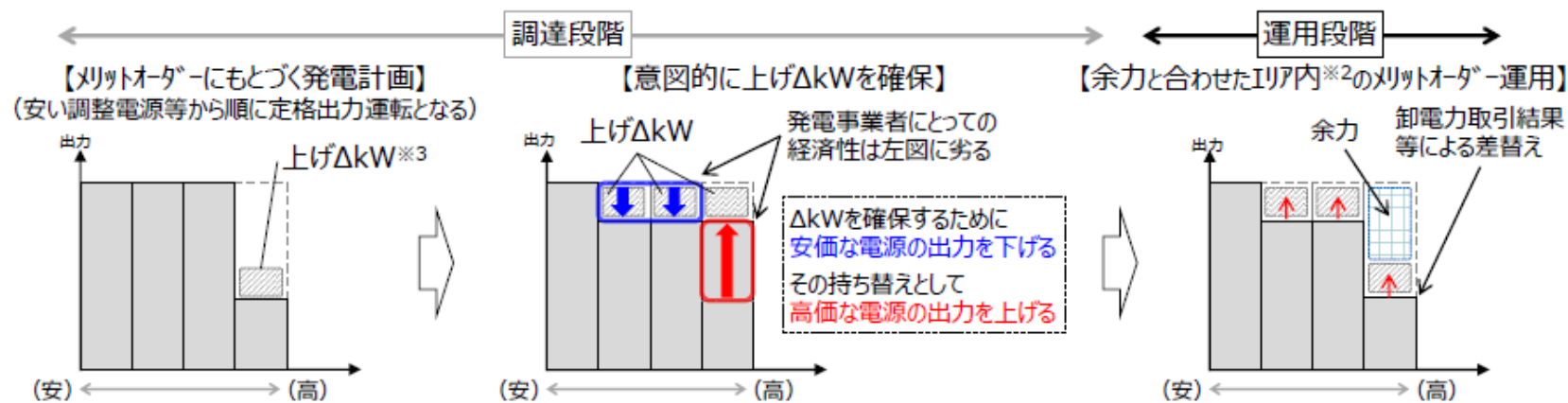
■ 実需給時点で上げ調整を行うには、オンラインで調整可能な電源等（以降、調整電源等）が存在すること、調整機能が使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）、上げ余力(上げ ΔkW)が確保されていること、一般送配電事業者が上げ余力を活用できること（例えば、電源Ⅰ契約や電源Ⅱ契約を締結すること）が必要である。

✓ 調達段階

- 発電事業者がメリットオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力となるため、上げ ΔkW を備えた調整電源等はあまり生じない。このため、上げ ΔkW を確保するには、発電事業者にとっての経済性を阻害してでも電源持替等により意図的に調整電源等に上げ ΔkW を作ることが必要である。
- なお、現状は電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約に基づき、一般送配電事業者が指示して上げ ΔkW を確保しており※1、需給調整市場創設後は市場で調達して上げ ΔkW を確保することになる。

✓ 運用段階

- 実需給時点では、事前に確保した上げ ΔkW とGC後の上げ余力を利用して、エリア内※2のメリットオーダーにより上げ調整を行う。



※1：機会損失費用の補償は必要に応じて行う。

※2：2019年度より段階的に広域メリットオーダー運用が行われていく。 ※3：応動時間内に供出できる量で表示した。

	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。

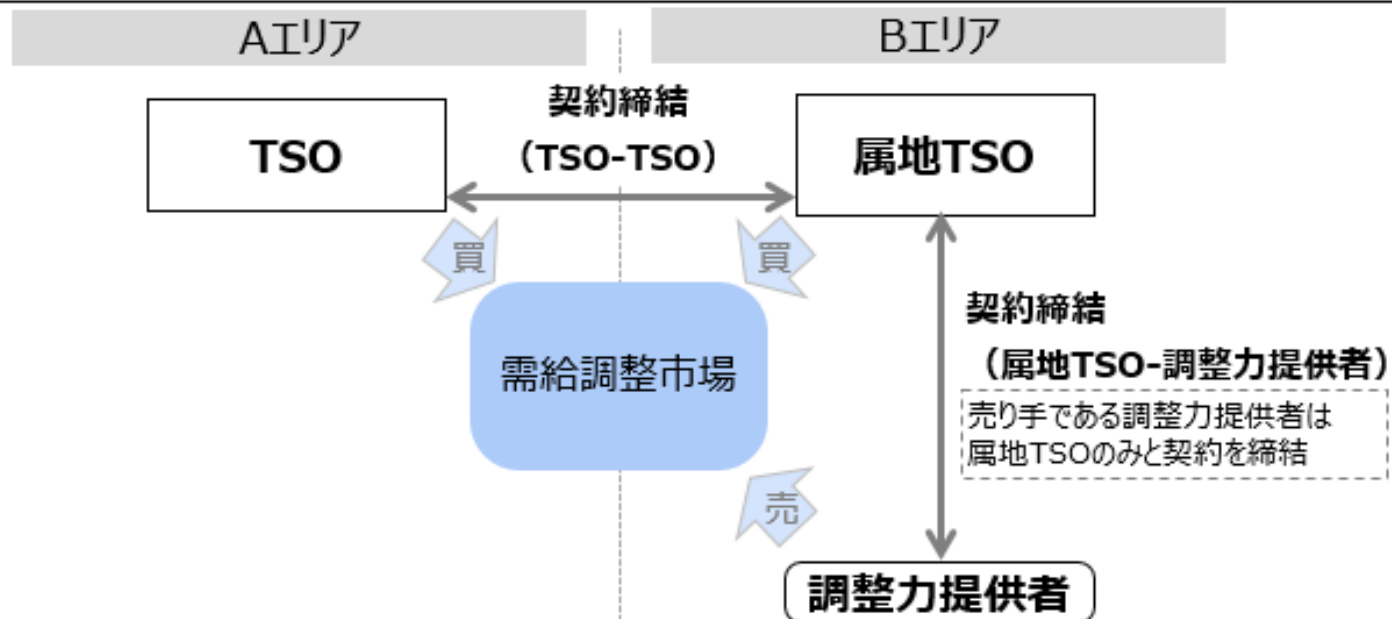
※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※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。

需給調整市場における契約締結の形態

11

- 需給調整市場の開設に伴い調整力は全国大で広域的に取引されることとなる。このため、調整力提供者が異なるエリアの買い手に調整力を提供する場合もある。
- また、調整力提供者は属地TSOを經由して取引することとなり、 ΔkW の確保、指令信号の送受信等の実運用および精算等は属地TSOとの間で実施されるため、その詳細について契約で取り決める必要がある。
- 一方、異なるエリアのために調達・運用された場合については、別途、TSO-TSO間でその精算方法等について取り決める必要がある。
- これらを踏まえると、契約は「TSO-TSO間」および「属地TSO-調整力提供者間」が必要となるのではないか。

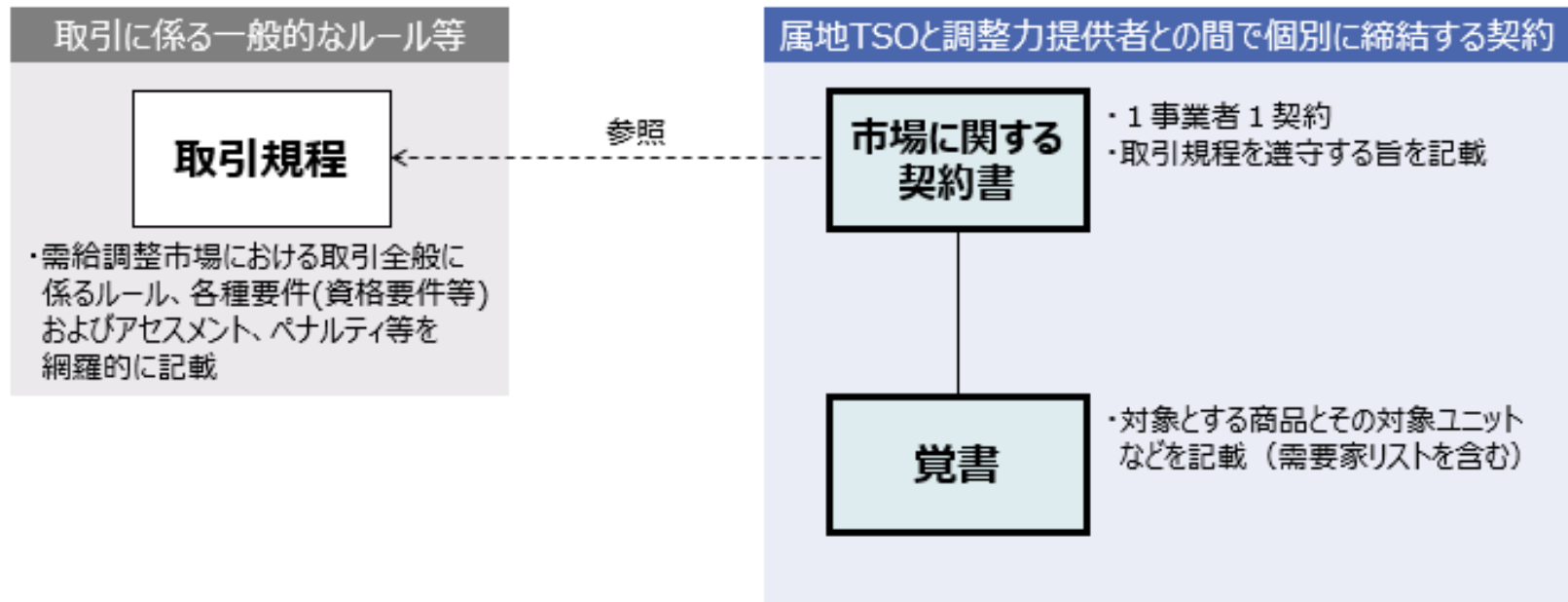


属地TSOおよび調整力提供者間の契約体系について

19

- 市場運営にかかる取引の詳細等を取引規程で定めることとし、これに基づいて属地TSOおよび調整力提供者で個別に契約を締結することとしてはどうか。
- 需給調整市場で調達される調整力と余力として活用される調整力とでは、その運用、kWhの精算等について、共通する事項がある。
- こうした点を踏まえると、余力活用に関する契約は、取引規程の関連する部分を参照した契約としてはどうか。

【契約体系のイメージ】



※余力活用に関する契約は、取引規程のうち関連する部分を参照した契約形態とする。

1. GC後の余力および余力活用の目的
2. 余力の活用にあたって検討が必要な事項について
3. 余力活用の運用において定める必要がある事項について
4. まとめ

- 容量市場の開設後において、一般送配電事業者がGC後に周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を実施する際は、GC前の発電事業者の計画策定に支障を与えないことを前提に、社会コストの低減等、より効率的、安定的な需給調整、系統運用を実施するため、余力を活用する仕組みを設ける。
- 一般送配電事業者が余力を活用する用途として以下の項目が考えられ、余力を活用した対価は余力活用に関する契約を締結し、この契約の中で支払うこととしてはどうか。
 - ① 電源の経済差し替え
 - ② 下げ調整力の運用
 - ③ ブラックスタート機能の活用
 - ④ 電圧調整機能の活用
 - ⑤ 潮流調整機能の活用
 - ⑥ 系統保安ポンプ（揚水ポンプ運転）機能の活用
 - ⑦ 緊急時の追加起動
- 余力を活用する仕組みが適切に機能するために、以下の事項を行うこととしてはどうか。
 - ✓ 一般送配電事業者が調整機能を把握するため、書類審査も含め事前審査を行う。
 - ✓ 一般送配電事業者が余力をリアルタイムに把握するため、商品の要件の監視で定めるとおりオンラインで監視できる情報を一般送配電事業者に送信する。
 - ✓ 調整機能が使用できる状態であること（機能ロックされていないこと）については、余力活用に関する契約において求める。
 - ✓ 単価は、 Δ kWが落札された電源と同様、需給調整市場システム（調達）に登録する。

■ 余力活用におけるkWh価格と余力提供の実効性について

- ✓ 余力提供の実効性に関する懸念は、価格を変更できる仕組みとし、プライスベースで入札することができる仕組みとすればなくなると考えられる。
- ✓ kWhのGC直前までの単価変更に関して、需給調整市場で落札された電源等、若しくは余力活用の電源のみを対象とするのか、また具体的な変更締切どうするのかについては、今後、電力・ガス取引監視等委員会において、インバランス制度の見直しも含め議論してはどうか。

■ 調整機能の設備維持および確保について

- ✓ 調整機能を有した設備の維持については、国の審議会において今後グリッドコードが整備することを検討しており、この中で検討していくこととしてはどうか。
- ✓ 再エネ出力抑制を回避するための揚水維持のためのインセンティブについては、国の審議会等で審議してはどうか。