

調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に 関する作業会の検討状況について

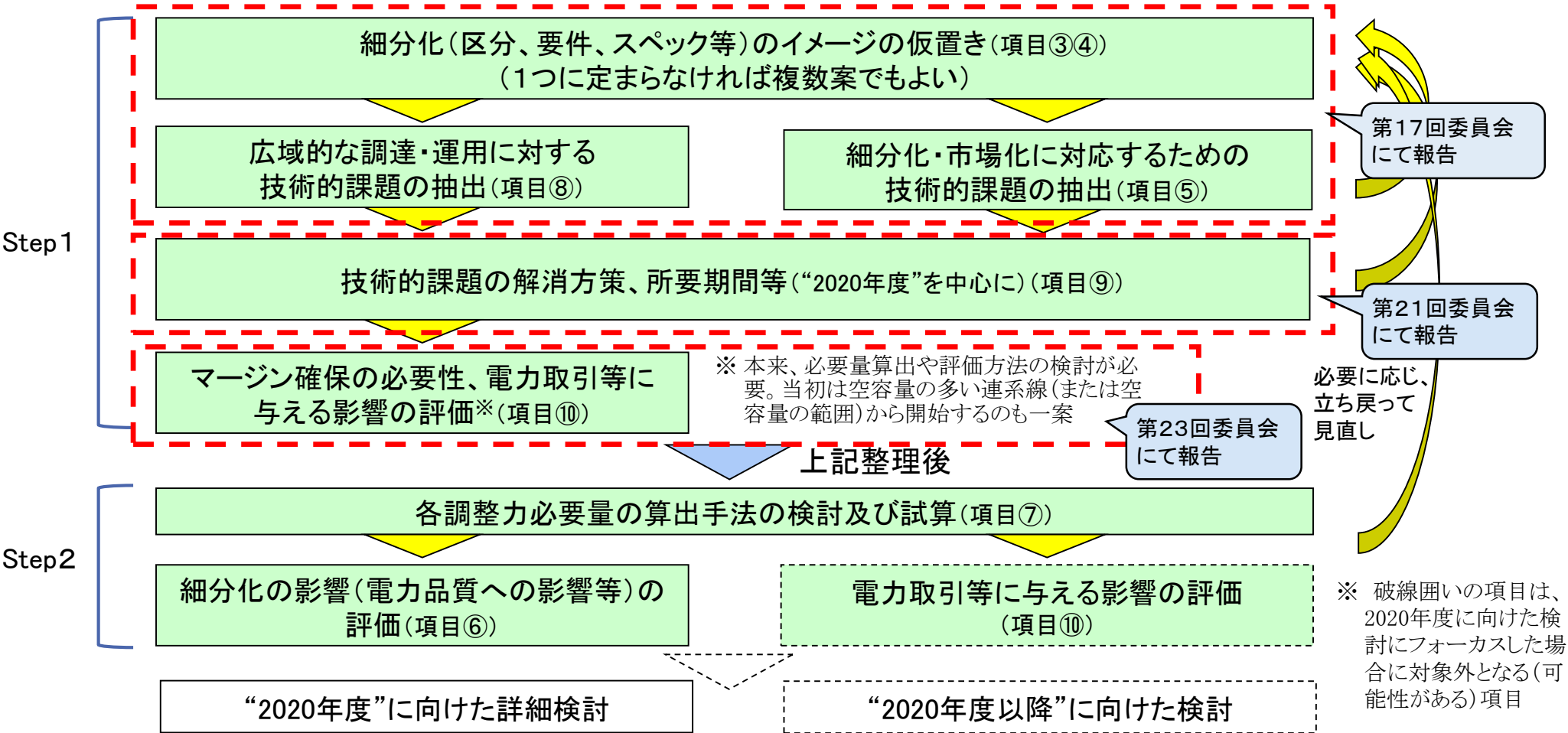
2018年1月23日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

回数	開催日	主な検討内容	
第1回	2017年3月31日	検討項目、スケジュールについて	第17回委員会にて報告
第2回	2017年4月26日	調整力区分の仮置きと検討項目⑤⑧の詳細項目について 検討項目⑤「細分化・市場化に伴い必要となる技術的な対応、ルール等の検討」について 検討項目⑧「広域的な調達・運用に対する技術的な制約の抽出」について	
第3回	2017年5月23日	検討項目⑤「細分化・市場化に伴い必要となる技術的な対応、ルール等の検討」について 検討項目⑧「広域的な調達・運用に対する技術的な制約の抽出」について	
第4回	2017年7月18日	調整力の細分化結果に基づく商品設計の方向性について 細分化した商品に対するDRの参入可能性について	第21回委員会にて報告
第5回	2017年8月18日	調整力の細分化に関する課題と対応策について	
第6回	2017年9月1日	調整力の広域的な調達・運用に関する課題と方向性について	
第7回	2017年10月25日	需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について	第23回委員会にて一部報告
第8回	2017年11月17日	需給調整市場の商品設計に関する事業者ヒアリング 「広域化を踏まえた需給調整市場の運営の在り方」に関する基礎検討	今回報告
第9回	2017年12月26日	需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について	今回報告

作業会における検討の流れ

- これまで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において検討した結果を、以下のとおり本委員会に報告してきた。
- 今回、需給調整市場における商品設計や商品区分ごとの必要量を算定するための基本となる考え方等について検討した結果を報告する。



※ 上記2つの検討については、どのような場で検討・議論を行うかは別途調整

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

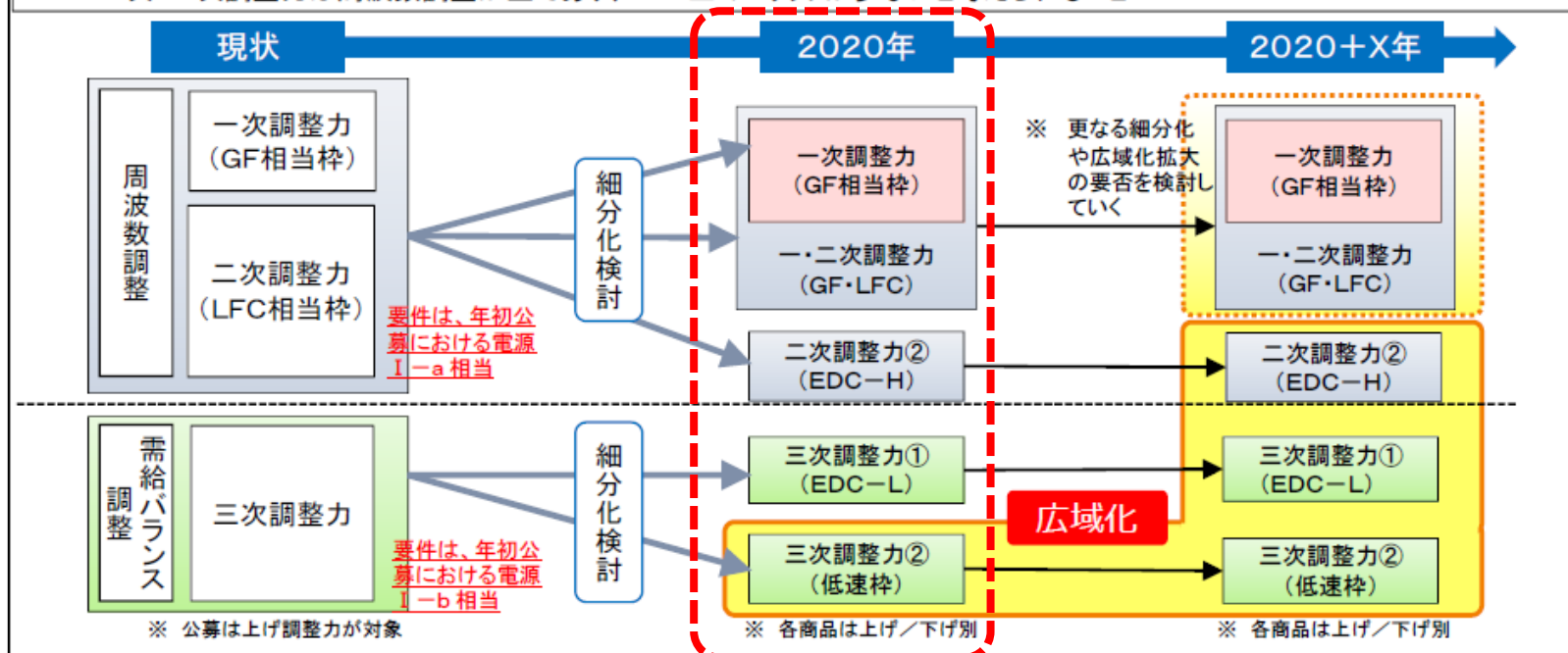
1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

2020年および2020+X年における調整力の広域化の方向性

24

- 2020年においては現行の中給システムと連系線運用で実現可能な**低速域の三次調整力②**の広域調達・運用を目指して検討。
- 2020+X年においては、EDCで制御を行う**二次調整力②、三次調整力①②**までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討。
- **一次・二次調整力(GF・LFC)**については、以下の課題に留意しつつ、2020+X年に広域調達・運用を目指して検討を進めていく。なお、検討状況を踏まえ段階的な拡大を検討することも、現時点で排除はしない。
 - ・日本は欧米に比べて系統容量が小さく、需給調整にはより多くの量をより早く制御する必要があること
 - ・自動で広域運用するためには高速での情報交換が必要であり伝送遅延のリスクや同期の見極めが必要があること
 - ・その他、調整力の偏在・系統定数への影響等の課題検討の必要があること
 - ・一次・二次調整力は周波数調整が主であり、kWh上のメリットが少ないと考えられること



1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 第11回制度検討作業部会(2017年9月19日)において、需給調整市場に関して論点(①～⑪)が示された。
- 論点①～⑤については上記作業部会にて今後の方向性について整理がなされた。

本作業部会における需給調整市場に関する論点 (1 / 2)

- これまで行ってきた調整力公募の実態や広域機関での検討、本作業部会での事業者ヒアリング等を通じて行われた議論等を踏まえて、本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。

	論点	概要
需給調整市場の基本コンセプト	①需給調整におけるメリットオーダーの考え方	需給調整に当たっては、 ΔkW と kWh の調達・運用が必要となる。二つの要素をそれぞれどのように最大効率化するべきか。
	②需給調整市場の商品区分	需給調整業務上のニーズ等を踏まえて、どのような調整力の種類が必要かを踏まえ、基本的な商品の区分を定める。
	③広域化による効率化の在り方	需給調整におけるメリットオーダーを追求する上で、調整力の広域的な調達・運用をどのように実現するか。
	④需給調整市場の開場時期の在り方	経済性と確実性の両立のために、実需給前のどの時点で需給調整市場を開場し、調整力を確保するべきか。
	⑤需給調整市場の適切な管理運用(参入要件・ペナルティ、監視等)	調整力の確実性の担保と市場への参入事業者を増やすという観点から、需給調整市場参入に際して求められる参入要件・ペナルティや市場支配力に対する監視をどのように考えるか。

■ 論点⑥～⑪については今後整理されていくことになるが、特に⑥と⑨に関しては、技術的な検討が必要な論点であることから、作業会において具体的な検討を行った。

本作業部会における需給調整市場に関する論点（2 / 2）

- 以下の各論点については、広域機関の検討や、他の論点についての議論の結果等も踏まえ、次回以降に、別途、御議論いただくこととしたい。

今回検討

今回検討

	論点	概要
詳細	⑥需給調整市場の商品設計	多数の事業者による参画が可能な、効率的な調整力構成を実現するために、商品設計をどうするか。
	⑦需給調整市場の調達・運用方法	エネルギー市場等との前後関係も踏まえ、調整力の保有者からどのように調整力を調達し運用するか。
	⑧容量市場との関係	容量市場において確保した容量を、需給調整市場においてどのように活用していくか。
広域化	⑨広域的な調整力の調達・運用方法	連系線制約、各社中給からの指令等の技術的課題を踏まえ、どのようなかたちで運用を広域化していくべきか。
	⑩広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方	複数の一般送配電事業者、発電事業者等の参画する市場は、卸電力市場とは異なる運用となる中、どのような入札・約定が行われるべきか。
付随	⑪調整力コストの負担のあり方	需給調整市場創設後の調整力コストの負担はどうあるべきか。

(空白)

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 基本的な商品メニューは以下の通りとし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、要件について引き続き検討していくこととしていた。
- 継続時間は、各商品のブロック(調達単位)の長さが最大となる。ブロックの検討において、下表の継続時間よりも短いものが出てくることも考えられるが、これは調整力の必要量と合わせて検討していくこととなる。
- 今回は、詳細検討の前に、各要件の定義について検討を行うこととした。

2020年および2020+X年の商品設計のイメージ

21

- 基本的な商品メニューは以下のとおり。ただし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値およびその他要件は引き続き検討。

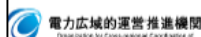
	一・二次調整力(GF・LFC) ^{※1}		二次調整力② (EDC-H)	三次調整力① (EDC-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線 ^{※2}	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間 ^{※3}	240秒以上	15分以上	7~11時間以上	7~11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・蓄電池・DR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 ^{※4}	上げ/下げ ^{※4}	上げ/下げ ^{※4}	上げ/下げ ^{※4}	上げ/下げ ^{※4}

※1 一次・二次(GF・LFC)の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

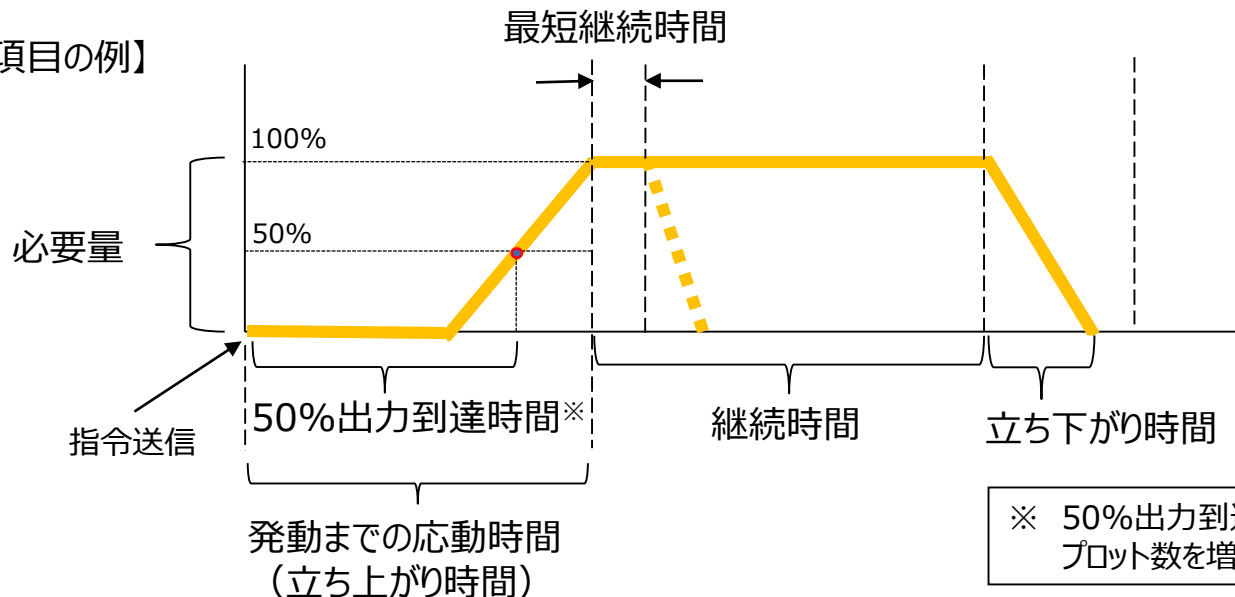
※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前には送配電が確保しておく必要性は少ない。



- 「発動までの応動時間」と「継続時間」の基本的な考え方は以下のとおりで良いか。
 - 発動までの応動時間(立ち上がり時間): 指令を出してから指令値まで出力を変化するのに要する時間
 - ※ 指令受信までに要する時間
 - + 指令を受信してから出力を変化し始めるのに要する時間
 - + (出力変化幅/変化速度)に相当する時間
 - 継続時間: 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間
- 要件設定の一例として下図のような項目が考えられる。立ち上がり時間のみを要件化すると、急峻に出力増するものも許容することになるため、海外事例等も参考に、指令を検出から出力50%に到達する時間等も要件化する必要があるか(例示した項目以外にも要件化すべき項目を検討)。
- なお、供出時間(落札した時間帯)内において繰り返し出される出力変更の指令に応じて、出力を変更できることが必要。

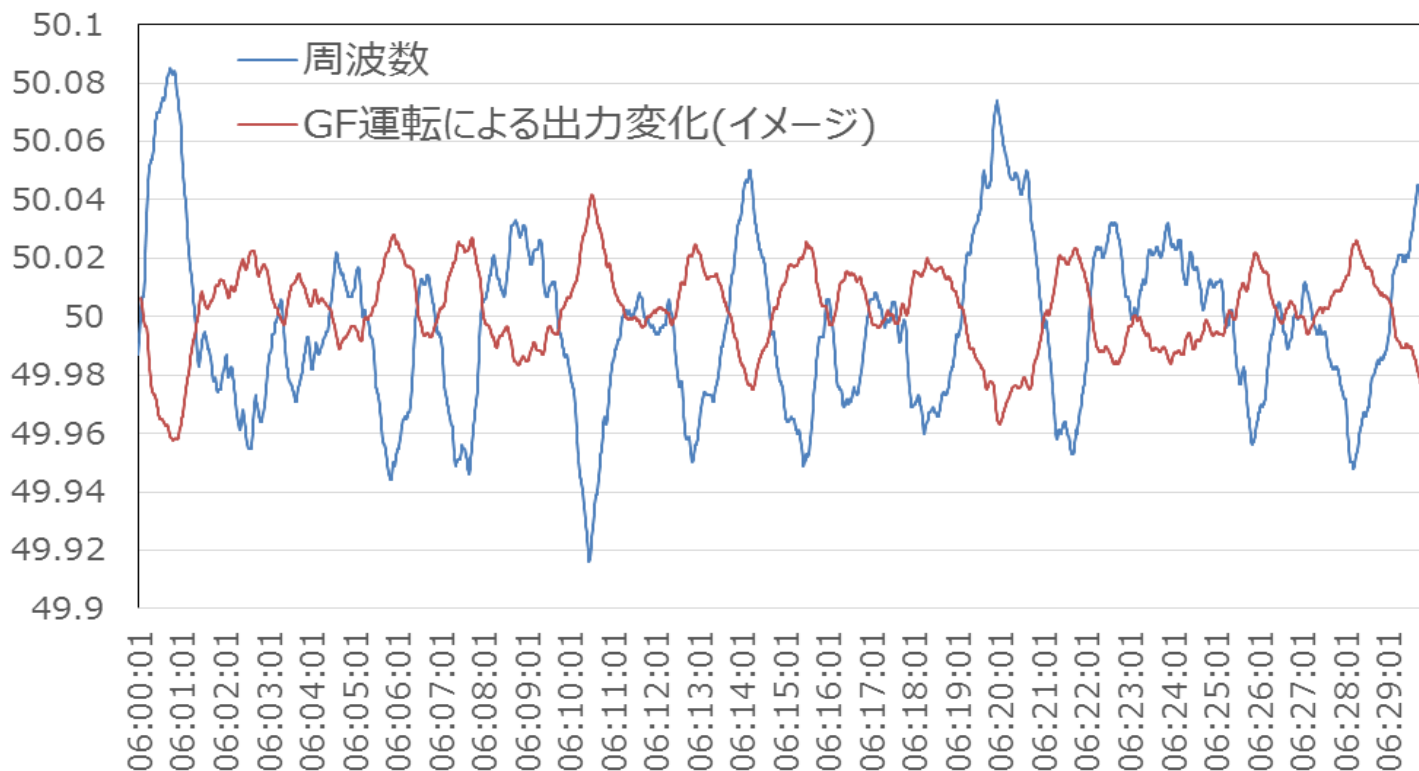
【要件必要項目の例】



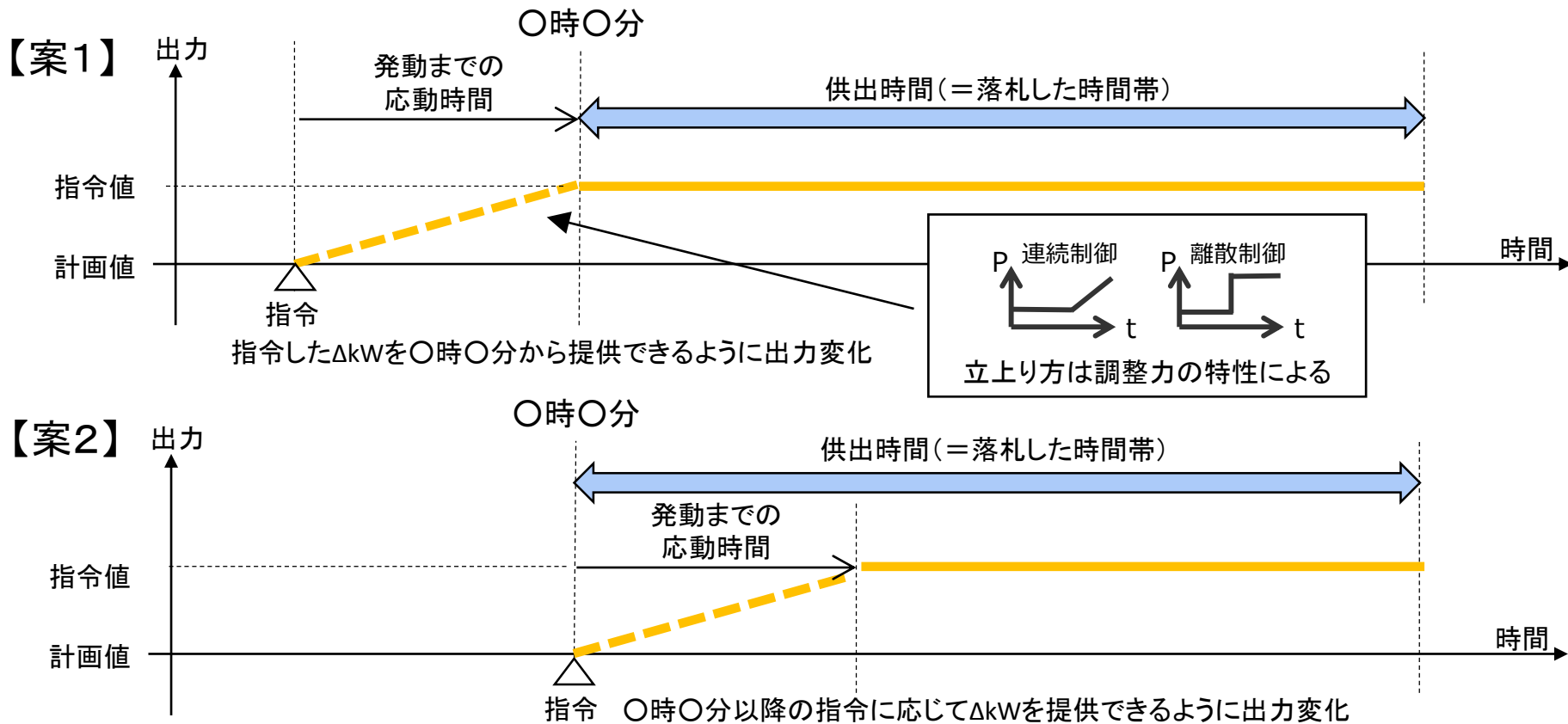
※ 50%出力到達のみで不足する場合は規定するプロット数を増やす等の対応が必要

- 冬季のある日(6時~6時半)の周波数変動実績と、GF運転による出力変化イメージは下図の通り※。
- 落札した調整力(一次調整力)は、供出時間内において周波数変動に応じて連続的に出力変化する必要がある(要件の継続時間は変動が継続した時に落札容量分を出力し続ける上限時間)。
- 二次~三次調整力についても、繰り返し出される出力変更の指令に応じて出力変化する必要がある。

※ GF運転による出力変化実績記録が残っていないため、周波数変動と逆方向の出力変化をするイメージを図示



- 調整力の各商品について、発動までの応動時間を落札した時間帯に含めるか否かによって必要量が変わってくる。
- 落札した時間帯より前に指令する案1と落札した時間帯になってから指令する案2が考えられるが、落札した時間帯において必要な ΔkW が確実に提供されるよう、案1とすることでどうか。

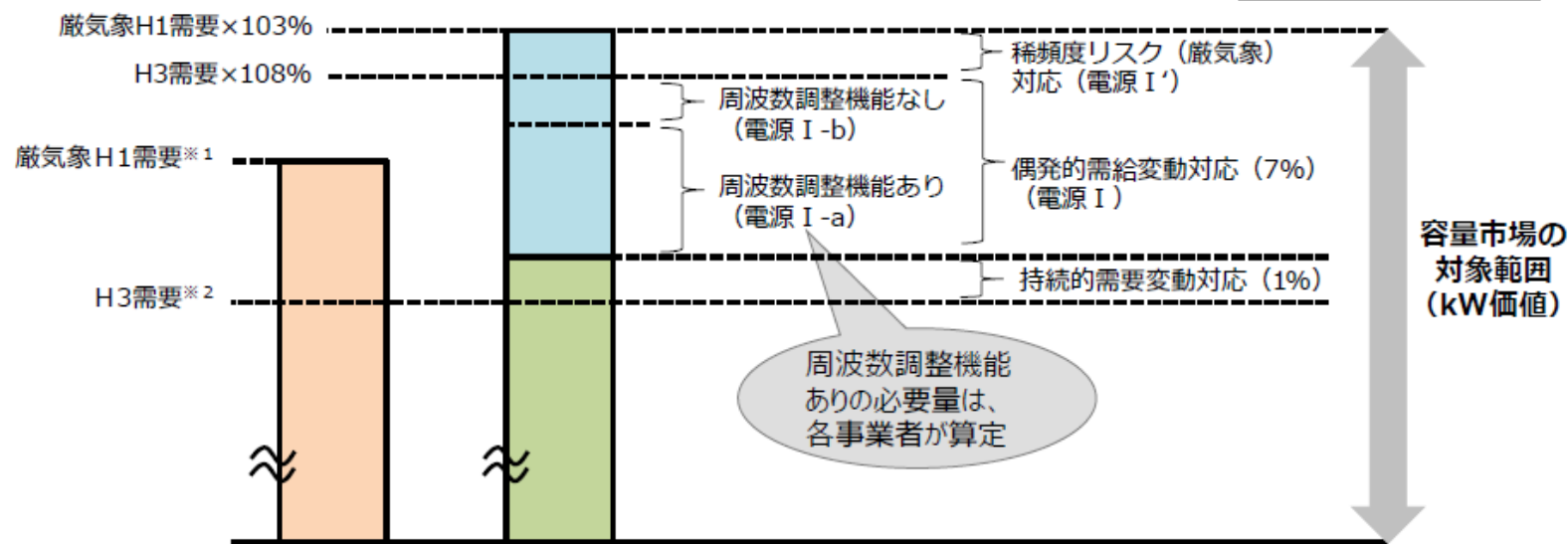


- DRについては、現在、電源Ⅰ'に参入がなされており、第5回作業会での事業者へのヒアリングによると周波数調整に対しても参入の可能性が指摘されたところ。
- 作業会での商品設計の検討においては、簡易指令システムなど参入要件を緩和した三次調整力②(低速枠)の設定を行った。これは電源Ⅱ'相当であり、2018年度向け調整力の公募対象である。今回の応札動向などについて今後注視が必要。
- 二次調整力②(EDC-H)や三次調整力①(EDC-L)については、継続時間について短時間化のニーズがあると考えられるが、継続時間は各商品のブロック(調達単位)の長さが最大となるため、これは調整力の必要量と合わせて検討してはどうか。
- また、オンライン化についてはセキュリティを確保した上でコストバランスを考慮を、という要望については、需給調整に係るシステムのセキュリティ対策は電気事業法における保安規程上に基づいて適切に実施されることを前提とした上で、今後ERAB検討会※¹におけるセキュリティ要件の議論も考慮しながら検討することになるか。

※1 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会(国の審議会)

(参考) 2017年度の調整力公募における調達量

○2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図 (沖縄電力を除く)



(※1) 厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象 (猛暑/厳寒) 条件における最大電力需要 (なお、単にH1需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す)

(※2) H3需要：年間最大3日平均の電力需要

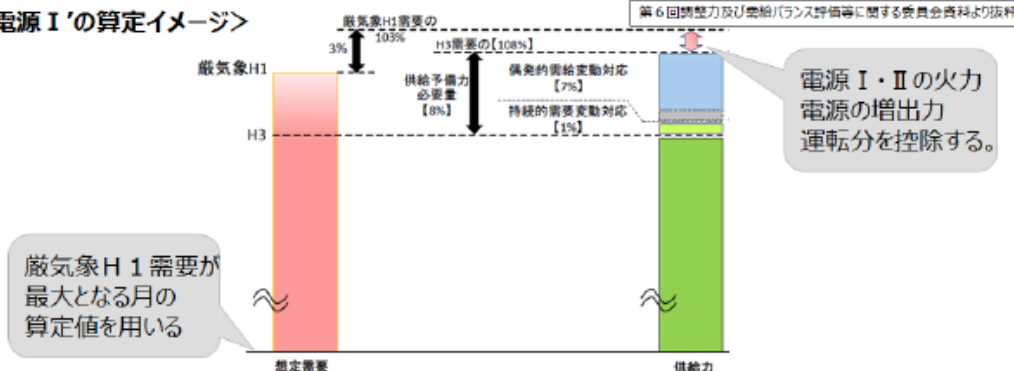
(参考) 調整力公募での電源 I' の必要量

- さらに、2016年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要に対応できる供給力についても、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、原則として、一般送配電事業者が確保することとした。

2-2. 広域機関における検討内容(電源 I' の必要量) について

- 前回の小委員会資料にもあるように、**厳気象(猛暑/厳寒)時の最大電力需要(H1)に対して不足するおそれがある供給力を、原則一般送配電事業者が調整力(電源 I')として確保すること**は適当と結論が得られているところ。
- 具体的な電源 I' の必要量は、広域機関の検討により、**猛暑/厳寒時H1の103%と、小売電気事業者と一般送配電事業者による供給力確保期待分(最大3日平均電力(H3)の101%(小売電気事業者)+7%(一般送配電事業者))との差分とされている。**
- ただし、電源 I や電源 II (小売電気事業者との相乗り電源)として契約される可能性が高い火力電源の増出力運転分については、電源 I' の公募量からあらかじめ控除する等の補正を行うことも示されている。

<電源 I' の算定イメージ>

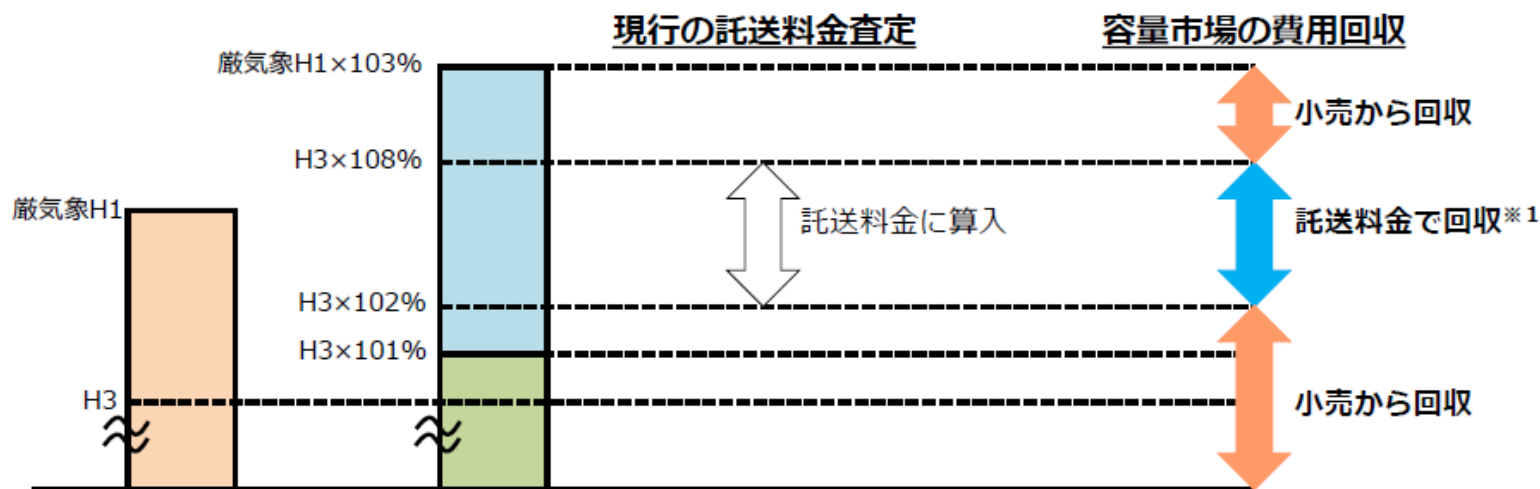


出所: 2016年10月 第1回電力・ガス基本政策小委員会 事務局提出資料

12

論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方（2）

- 容量市場において確保された供給力について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払額総額に変わりはない。)
- これまでの議論や上記の観点を踏まえれば、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することとしてはどうか。
- なお、具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すこととしてはどうか。



(※1) 託送料金で回収する場合でも、最終的に小売経由で国民負担となることは変わらない

13

(空白)

「公募要件の緩和」 専用線オンライン機能を有さない事業者への対応について 6

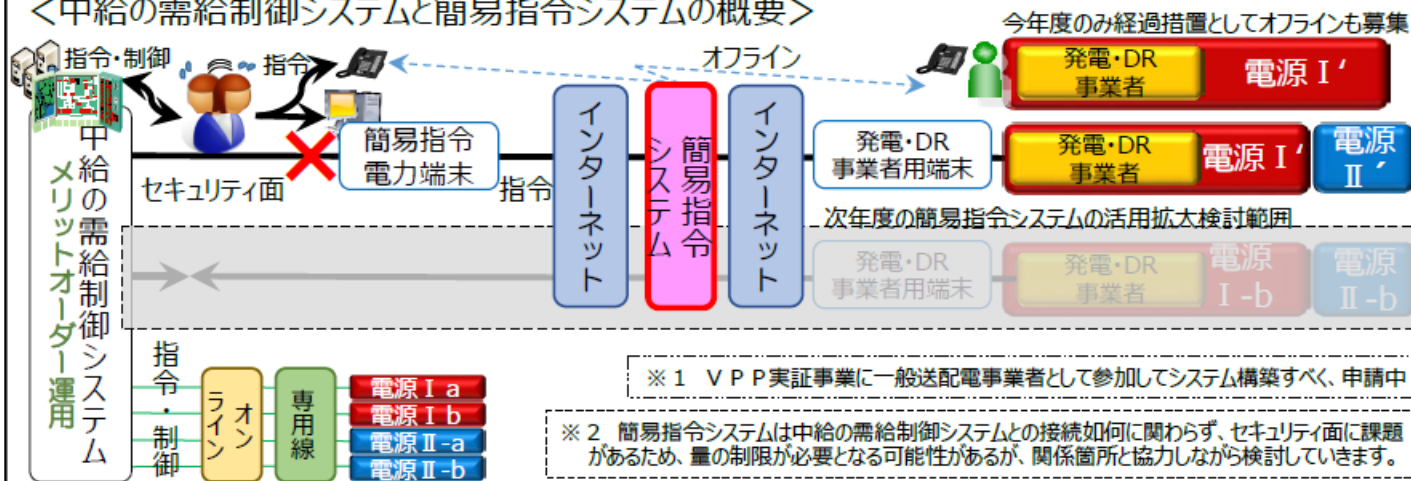
<電源 I'、II'への対応>

- ▶ 今年度の対応としてDR活用機会拡大のため、中給の需給制御システムとは別システム（以下、「簡易指令システム」）を構築します。*1
- ✓ 電源 I'、II'は運用者の繁雑さを考慮し、原則、専用線または、簡易指令システムを導入したオンラインに一本化したいと考えています。ただし、電源 I'は今年度のみ経過措置として件数制限し、オフラインの電源等も募集します。
- ✓ なお、電源 II'は、実務対応等を勘案し、実効性の高いものとなるよう、最低容量を1万kW程度とし、セキュリティ面に課題がある場合、募集量に一定の制限を設けたうえで*2、募集開始します。

<電源 I-b、II-bへの対応>

- ▶ 簡易指令システムの電源 I-b、II-bへの活用拡大については、常時の需給バランス調整にてメリットオーダー運用するために中給の需給制御システムへの接続が必要であることから、今年度実施するVPP実証事業で検証し、その結果を踏まえ、検討を進めます。

<中給の需給制御システムと簡易指令システムの概要>



第7～8回のWGの検討結果

- セキュリティWGの議論をまとめガイドラインの改定案を策定し、電源Ⅰ'と電源Ⅱ'に関して送配電事業者とリソースアグリゲーターとの間のシステムに関して、E R A Bに参画する各事業者が行うべきサイバーセキュリティ対策を整理した。
- Ver1.1では電源Ⅱ'に関するサイバーセキュリティについても扱うものとした。

・主なガイドラインの改訂内容

- ①電源Ⅰ'と電源Ⅱ'に関してR 1のシステムに以下の対策を求める。

相互認証、通信の暗号化により保護すること（勧告）

送配電事業者のシステム 接続は特定されたアグリゲーターのシステムのみからの接続に限定すること（勧告）

- ②電源Ⅱ'を本WGで検討を行い、ガイドラインの対象とする。

ガイドラインver1.1でのR1に関する追記内容を電源Ⅰ'及び電源Ⅱ'に適用する

50

注)R1:リソースアグリゲーターシステムと送配電事業者システム間

- 発電機やDR以外にどのような形態のものが参入してくるか分からないため、それらに対してきちんと対応できるような商品設計であることが必要。
- 二次調整力は一次調整力と一体となっている商品しかないが、違う機能であるならば二次調整力単独で商品を作ったうえで、大部分の事業者が保有する発電機に対して一・二次調整力の枠を作るのではないか。LFC単独の機能を提供できるものがあるのかは分からないが、発電機だけを考えた商品設計にしない方が良い。
- LFCなどについて、継続時間中の出力が終わった直後に出力することになると、継続時間が延長したことと同義になるため、インターバルをどう扱うのか等を引き続き検討していかなければならない。これらを明確にすることが新規参入者への公平性に繋がるのではないか。
- 図だと常に100%の出力を一定で出せれば良いように見えるが、実際には50%や30%等の指令も行う。繰り返し出される出力変更の指令に応じることが必要と書いていただいているとおりなので、より具体的なイメージを提示して、今後議論させていただきたい。
- 低速の三次調整力②の応動時間が1時間ということについて、GCとの関係から考えると、少し長すぎるのではないかと考えている。GC後に指令を出すこと考えると、30分間か45分間かは分からないが、その応動時間をもう少し短くしないと、GC後の調整力として三次調整力②を活用することができないと考えている。
- 実績が残っていないと事業者に対して必要なスペックを提示することができないのではないかと。機能を提供していると主張しているが要件を満たしていないことが疑われる事業者に対して、根拠を持って是正を促すことができないのではないかと。実績を残せるような対応が必要。

- 作業会の内容を踏まえ、第14回制度検討作業部会(2017年11月10日)において整理された内容は以下のとおりであり、要件とともに応札電源を評価する仕組みに関する詳細検討が必要。

論点⑥：需給調整市場の商品設計（要件評価②）

- 各一般送配電事業者の中央給電指令所（以下、「中給」という。）からの指示により制御される調整力の中で、今後既存電源に加えて様々なリソースの参入が予想される中、この商品区分の中においても、応動時間・継続時間等の違いがある。
- 需給調整を安定的に行う観点から、各調整電源の応動時間、継続時間の整合は重要であり、これらについては、調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みが必要になるとも考えられる。
- 例えば、こうした調整力の調達にあたり、入札価格に各要件に係る評価を反映した係数を乗じ、これを入札電源等の価値として総合的に評価することも一案と考えられる。
- なお、どのような調整係数とするか等については、電源等の性能を踏まえた技術的な検討が必要であることから、広域機関において詳細を検討することとしてはどうか。

< 応札電源の評価（イメージ） >

$$\text{応札電源の評価} = \text{入札価格} \times \alpha$$

α：性能に応じた調整係数

※ 今後の検討状況によっては、調整係数が複数となることもありうる

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 想定される需給変動に対する必要量を需給調整市場で確保することを基本とする。

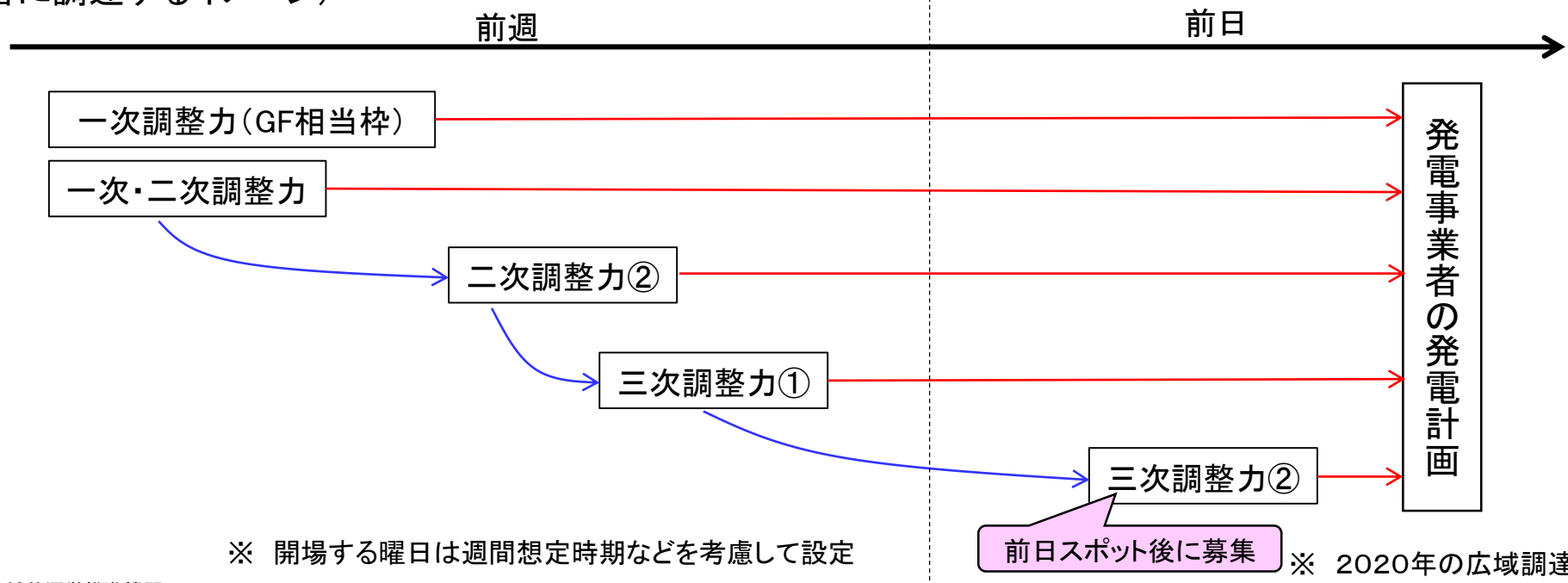
- 調達タイミングの選択肢としては、「年間」・「四半期」・「月間」・「週間」・「卸電力引所におけるスポット取引後(以降、「スポット後」と表記)」などが考えられる。
- 年間段階など早めの時期に調達すると需給見通しが不確かなため以下のメリット・デメリットが考えられる。
 - 売り手から見れば、需要、電源状況等不確かな要因が多く、リスクを考慮すると玉だし量は少なく価格は高めとなる可能性がある。他方、早めに落札が決まることで収入を確定させることができるメリットも考えられる。
 - 買い手から見れば、商品にもよるが必要量の算定精度は低い一方、ひっ迫時などに備え確実に調達しておけるメリットがある。
- 現時点では調整力機能をもった発電機が十分にあり、容量市場もしくはkW公募により調整力も含めた電源が量として確保されることや不足してきた場合は容量市場の中で量のチェックがなされることを前提とすれば、年初に調整力を調達しないと確実性が劣るとは言い難いのではないか。これを考慮すると、調達タイミングとしてはある程度需給状況を見通すことができ電源並列に間に合う週間や、需給想定精度が向上して必要量の算定精度が向上するスポット後(直前)が、適切といえるか。(現在の運用とも近い調整でもある。)

		年間	月間	週間	前日(スポット後)
		← 早め調達			直前の調達
予測	需要想定	精度悪い	⇔	⇔	精度向上
	電源トラブル	不確か	⇔	⇔	確度向上(長期停止の有無は判明)
	再エネ予測	不確か	⇔	⇔	精度向上
売り手	△kW玉だし量	少ない	⇔	⇔	多い(需給状況により少ない場合も)
	△kW玉だし価格	高い	⇔	⇔	安い(需給状況により高い場合も)
買い手	調達の確実性	高い	⇔	⇔	ひっ迫すると低くなる場合あり ※ 発電機の起動時間は配慮要
	算定必要量の確度	低い(多めに調達)	⇔	⇔	高い(予測に応じた調達)

調達タイミングについて(調達時期)②

- 各商品の調達については、全商品を一斉に調達する方法や、順番に調達する方法が考えられる。
- また、FIT特例制度①は、一般送配電事業者が前々日に発電量を通知し、発電実績との差を一般送配電事業者が調整する仕組みである。再エネ出力の予測精度は実需給に近づくほど向上することを考慮すると、実需給に近づくほど調達量を低減できる可能性があることから、三次調整力②(低速枠)の調達は実需給に近い前日(スポット後)に行い、連系線の空き容量内で広域調達も実施することとしてはどうか。
- なお、各商品の調達方法については、各事業者の週間の発電計画など運用に対して配慮した設計が必要であり、業務フローを検討する中で詳細を詰めていくこととする。

(順番に調達するイメージ)



調整力の広域調達における連系線活用の困難性と今後の進め方

9

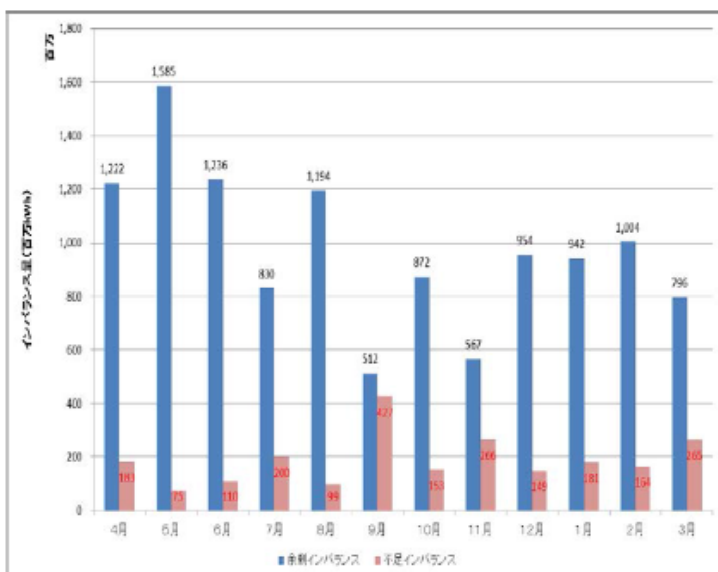
- 調整力の広域調達を行えば、必要な調整力を他エリアに期待しているため実運用において確実に発動できるよう連系線の容量確保を行う必要がある。
- 日本は串型系統であるという特徴があり、複数のエリアと複数の連系線で密につながったメッシュ型系統の欧米とは状況が異なる。
- また、一部連系線は頻繁に混雑が発生している状況であり、調整力の連系線確保は、卸電力取引に影響を及ぼす。
- このことから、調整力の調達においては、予め卸電力取引への影響を考慮した調達を行う必要がある。諸外国の事例を参考に検討を進めることも考えられるが、欧州においては国際連系線における調整力の容量確保策が現在検討されているところであり、米国においてもISO間での前例は確認できていない。また、送配電事業者間の連系線の割当を検討するにあたっては、日本では連系線混雑が多く発生するという諸外国と異なる状況も考慮することが重要であり、十分な検討が必要である。
- まずは、連系線の確保量に対する経済的な評価は、卸電力取引や調整力のエリア間値差等、今後データにて確認していくこととしてはどうか。(調整力のエリア間値差については電力・ガス取引監視等委員会にて分析を行う)
- 調整力の調達段階における連系線割当量の考え方を検討するに当たっては、これらの実態を見ながら、例えば、「実績比較により割当量を決める」、「事前シミュレーションにより割当量を決める」など実現可能な手法は何か、から検討していくこととしてはどうか。
- また、GC後の運用容量やマージンの在り方についても、現状と同様の考え方でよいか検討が必要。
- なお、2020年については、三次調整力②が広域調達の対象であり、取引量の太宗を占めるスポット取引後に調達することを検討しており、調整力の広域調達が卸電力取引に与える影響は限定的であるため、2020+X年に向けて検討していく。

(空白)

論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 現在の調整力公募においては、1年間で必要な調整力を通年で確保している。他方で、調整力（インバランスの発生量）は月単位あるいは季節毎でも変動がある。
- 調整力の調達について、実需給前のどのタイミングで需給調整市場から調達することとするか。

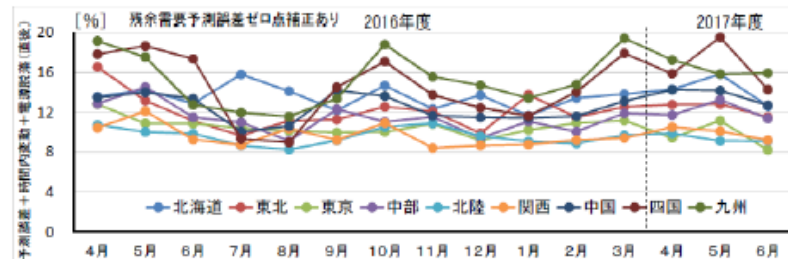
<月別のインバランス量>



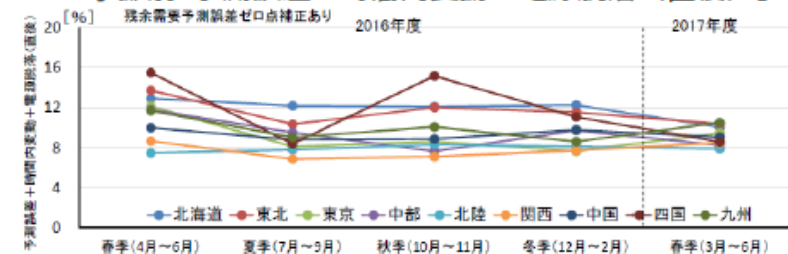
※ 1：H28.4～H29.3における各コマ合計値
 ※ 2：出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(注) 現在のインバランス制度を前提としているため、今後のインバランス制度の見直しによって上記のトレンドが変化する可能性があることに留意が必要。

<月別「予測誤差+時間内変動+電源脱落(直後)」>



<季節別「予測誤差+時間内変動+電源脱落(直後)」>



2017年8月第19回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局提出資料より抜粋

論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 調整力の必要量については、季節や日毎に変動することから、実需給に近づくほど必要量の見通しが立てやすくなる。一方で、調整力を確実に調達する観点からは、卸電力市場の取引前に必要な調整力を確保しておく必要がある。
- 現在、一般送配電部門においては、翌週の週間計画を立てた上で調整力を確保していることから、調整力の調達にあたっては、前週に調達することが考えられるのではないかと。
- また、安定的な調達の観点からは、一定程度の長期確保も必要であり、1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節ごとに調達することが考えられるのではないかと。(詳細については、広域機関における技術的検討を踏まえ、本作業部会で検討する)
- また、ゲートクローズ後の実運用にあたっては、卸電力市場で落札されなかった電源の余力(現行の電源Ⅱ相当)など、前週以前に確保したもの以外も含め、実需給断面において活用可能な調整力をkWhのメリットオーダー順に発動できる仕組みを設けることが適当ではないかと。

【⑤-12】発電機の起動準備時間による調達タイミングの制約

35

○火力発電機の起動準備時間(中給[TSO側]の並列指令から給電運用[調整力]として出力調整できるまでの時間)は、以下のとおり。(A電力の例)

	発電機並列指令から並列までの時間	発電機並列から給電運用までの時間※	合計時間
ガスタービン機	6～12時間	1～6時間程度	7～18時間程度
それ以外の発電機	12時間	2～8時間程度	14～20時間程度

※:同じ発電機でも発電機の停止時間によって、時間に差が生じる(長時間停止の方が時間が長くなる)

- 同一発電所で2機以上の並列が必要となった場合、2機目の発電機の起動時間は、上記より12時間程度時間を要することになる。
- また、1週間以上停止させる場合、発電機の補機類を停止するため、その後の発電機の起動には、機能点検等が必要となることから、上記よりさらに半日から2日程度並列までの時間が必要となる。

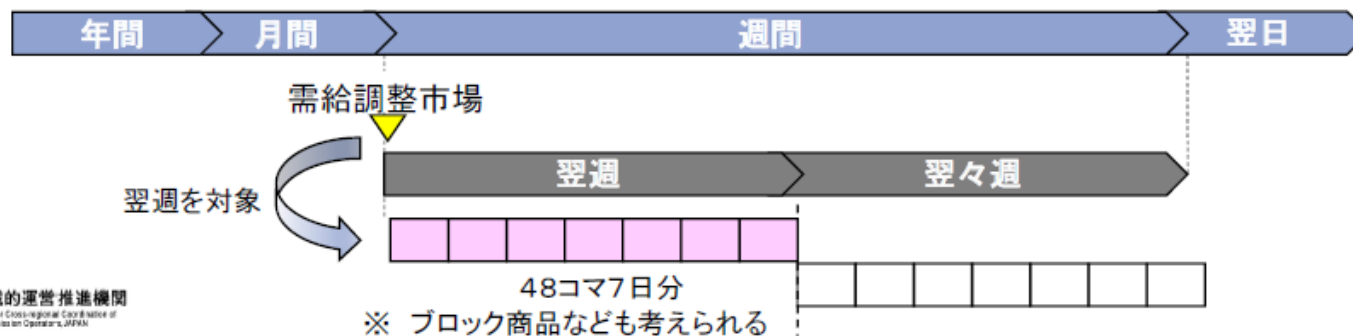
→確実に調整力を確保するには、週間段階から準備する必要があるのではないかと

⑤-12の対応案 (2020年、2020+x年)

34

- 実需給をある程度見通すことができ、調整力提供者が詳細な発電・販売計画を作成する週間段階より以前の調達であれば、調整火力発電機の起動準備時間等を考慮した調達が可能となる。
(今後の課題など)
- 需給状況監視のため、一般送配電事業者・発電事業者等は、年間・月間・週間・翌日・当日計画を作成し、本機関に提出している。
- なお、市場を開場するタイミングに関わらず、必要な調整力が需給調整市場に供出され得ることを量的に確認するためには年間段階で、市場参加者を公募する必要があると考えられる。
- 一方、実需給が近づくにつれて予測精度の向上により必要量が精査できる可能性があり、調達タイミングを実需給段階へ近づけられる調整力の検討も必要か。
- 商品調達期間の切れ目における調整力の入れ替えが煩雑であり、落札結果を反映して制御対象ユニットと調整幅を認識し、指令を出すシステムが中給にないことを考慮すると、ある程度幅を持たせたブロック商品を検討すべきか。
- 具体的な調達時期については引き続き検討。

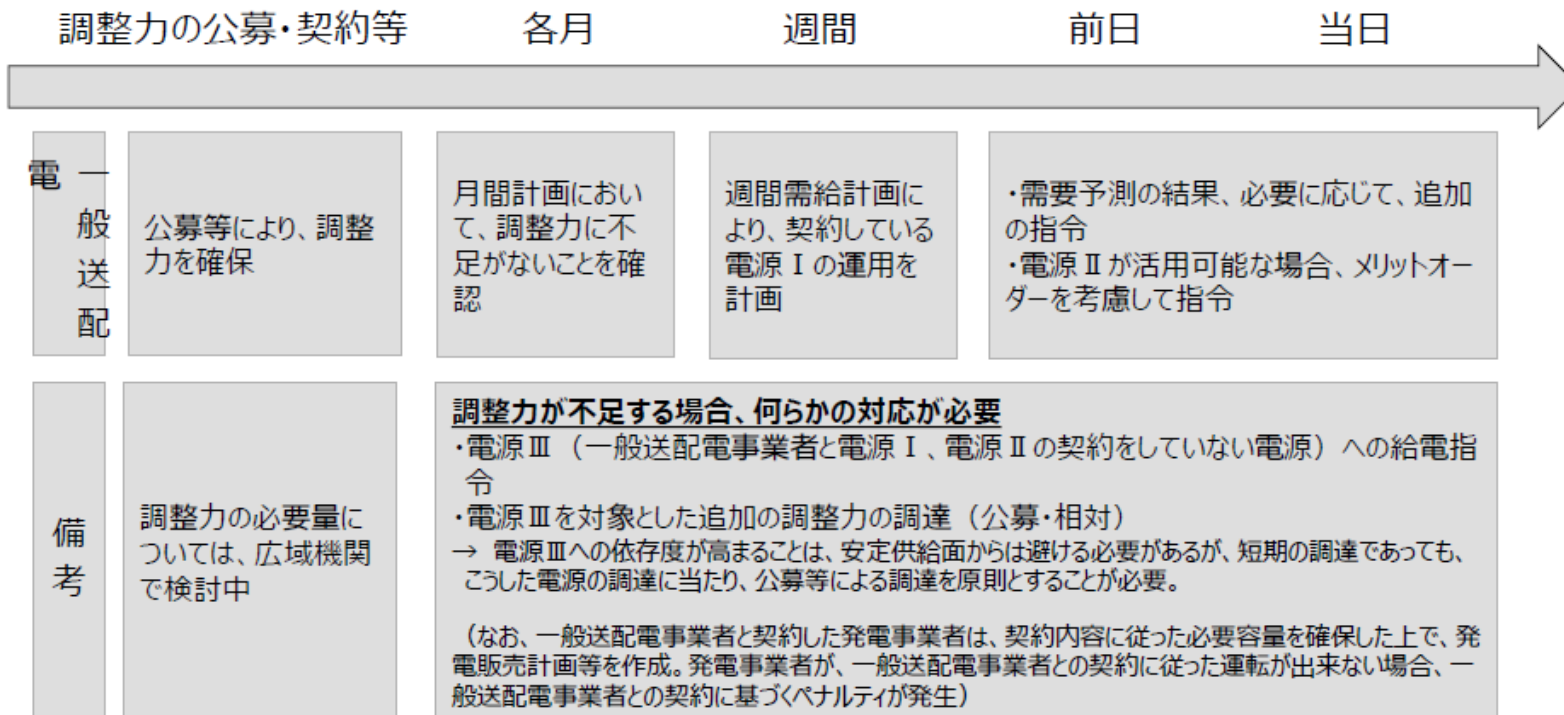
<週間とした場合のイメージ>



参考：今後の調整力の確保とその運用

11

○一般送配電事業者は、個別に発電事業者との契約等により、調整力を確保※

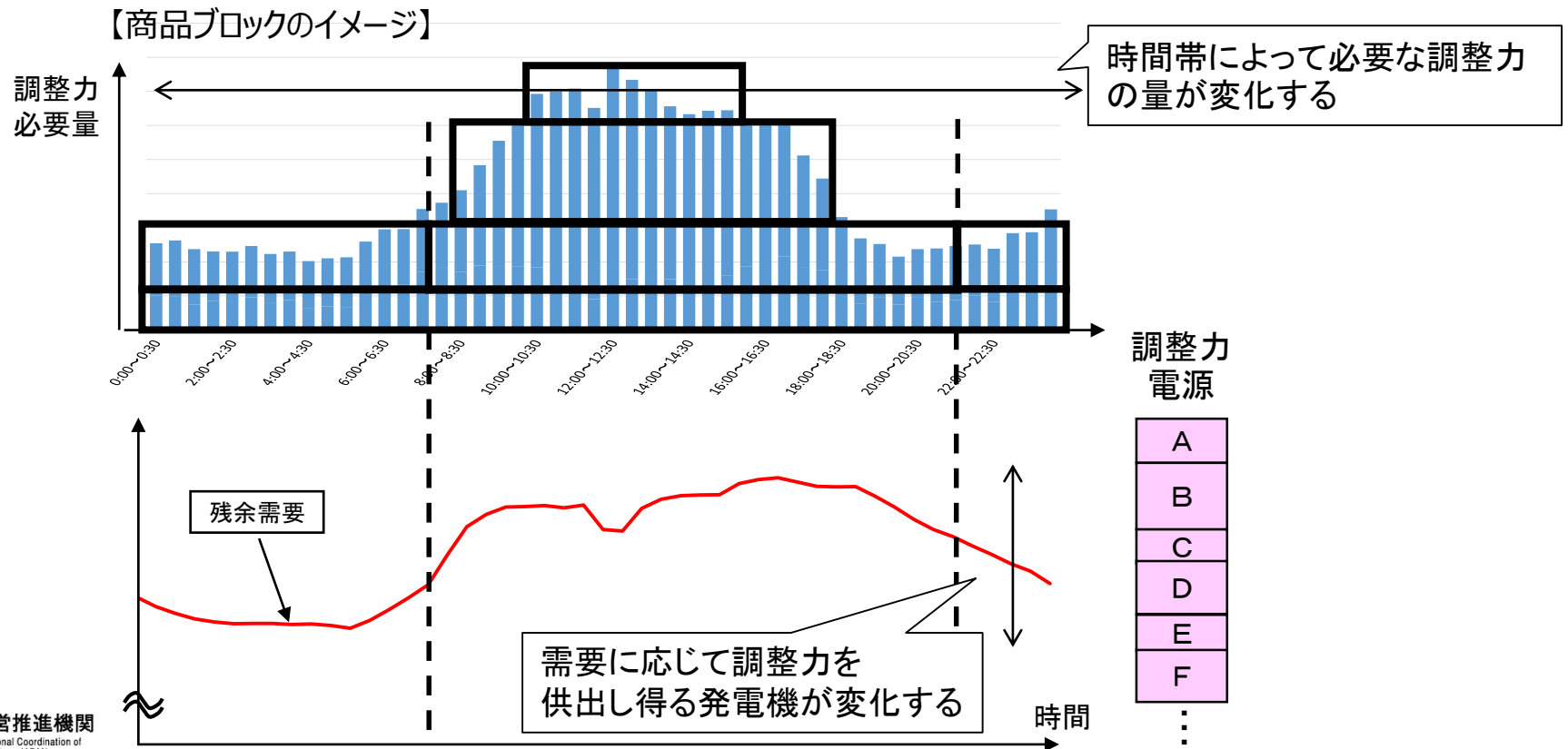


（※）一般送配電事業としては、原則として電源を保有しないため、発電事業者から調整力として必要な電源を調達。電力市場の公平な競争のためには、当該調達はすべての電源に参加の機会が担保され、かつ、公平な方法で行われることが必要。調整力確保に要する費用は、託送料金で回収されることから、透明性が確保されることが必要。

（発電・小売との一貫体制の事業者においては、事業者間契約という形にはならないが、部門間での取引を観念し、同様の対応を実施。）

(空白)

- 調整力必要量は、一日の中でも時間によって大小があり、季節、曜日によっても変わる。また、需要の大小に応じて調整力を供出し得る発電機は変化していく。
- 必要量変化に応じてコマ毎(30分単位)に調整力を調達することも考えられるが、高頻度での調整力調達は業務効率性が低いため、商品ごとの必要量の分析を通じて適正なブロックを検討し、調達してはどうか。
- なお、ブロック単位を大きくすると必要以上に調達する量が増えることに配慮が必要。
- ブロックの区切り方や組合せは必要量の検討、調達・約定処理等の運用も考慮しながら詳細を詰めていくことでしょうか。



- 需給調整市場の主旨は調達量の適正化である。前日・前週以外にも年間で量の把握ができるものがあれば、例えば揚水発電を年間で少量を調達することもあり得るかと考えている。これについては検討の余地がある。
- 容量市場で容量の確保しかせず、調整力の確保をしなくてもいいのかという議論が容量市場検討会でもあったが、そのときは当面は調整機能を持った発電機の数が危機的状況でないだろうということで、手当てしないこととなった。手当てが必要な状況になってきた場合、容量市場と異なり、需給調整市場での1週間前というタイミングでは調整力を供出する設備がなければ間に合わないので、もっと早い段階で手当てする方法については別途議論する必要がある。
- 横方向にブロックを区切っているが、縦方向に区切る方法もあるのかと思う。確かに、区切り方は今後の議論となるが、横方向の区切り方だと他の商品がある中でブロック商品の約定が複雑になるイメージがある。
- 落札する発電機が変わっていくため縦方向となるのは自然だ。しかし一方で、ブロックを積み上げていく方法もあるかと思う。今後は調達しやすさという観点も含めて運用者や事業者の意見を聞きながら、決めていくことになるか。今回の図はあくまでイメージである。また、ブロックが横方向に短くなる分にはDRにとってもいいのではないか。
- 調達対象期間について、ブロック単位に分けて調達するとのことだが、継続時間が非常に重要と考えるDR事業者に配慮された内容となっている。

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

論点②：需給調整市場の商品区分（その他附帯する論点）

- 電源によって、複数の調整力機能（一次＋二次、上げ／下げ）を具備するものもある。効率性の観点から、全ての必要区分においてそれぞれ別個の電源を確保するのではなく、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容することとしてはどうか。また、その際は、 ΔkW の総コストで評価することも検討してはどうか。
- DRなどの新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値その他の要件については、広域機関において引き続き検討することとしてはどうか。
- また、電圧調整やブラックスタート（広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始できる電源）等、特定地域に立地していることがエリアの調整力として重要な電源に関しては、どのような取り扱いを行うか、詳細商品設計の検討に併せて議論してはどうか。

- 需給調整市場は ΔkW を取引の対象としているため、ブラックスタートや電圧調整のような特殊な機能を取引する市場ではない。
- 容量市場ではこういった機能について特段の配慮は検討されていない。
- 必要な機能、量は年初段階から通年でわかっていることから、年初に一般送配電事業者が調達することでどうか。

平成29年度 ブラックスタート募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力株式会社) 抜粋

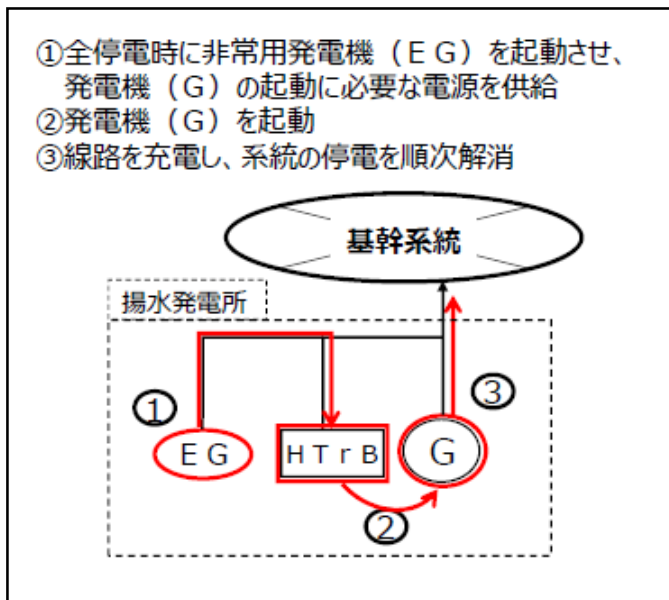
(1) 全系統ブラックスタート

- ・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。

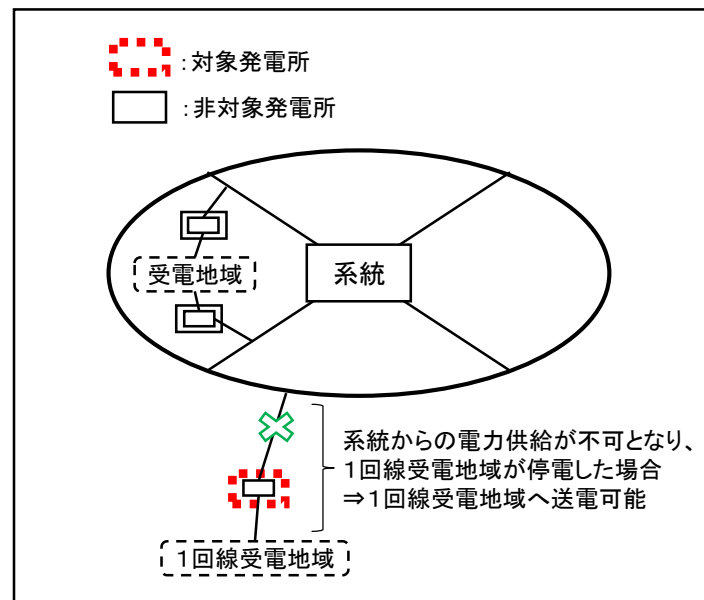
(2) 一部系統ブラックスタート

- ・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



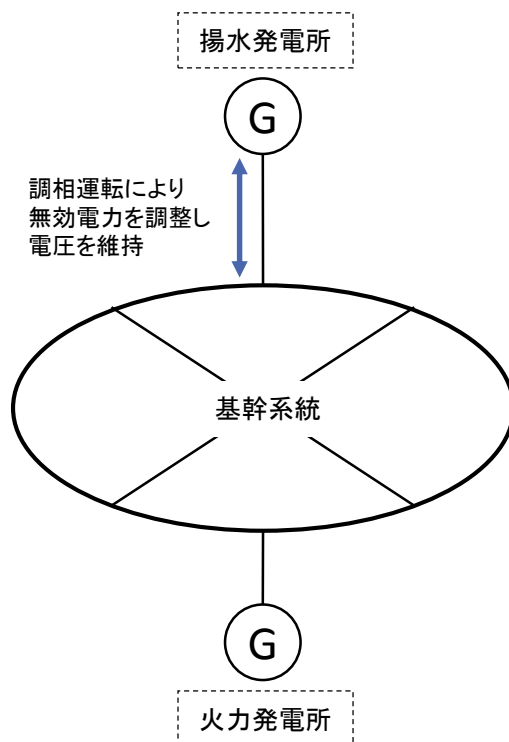
一部系統ブラックスタート発電所



平成29年度 調相運転募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力株式会社) 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。



論点4-①: 電圧調整

18

○発電に伴う電圧調整は、電源の系統連系要件とされている。また、変電施設等に導入されているものについては、もとより送配電費用として計上されていると考えられる。

○これらを前提としても、電源の稼働状況や需要の分布により、電圧上昇や下落が発生する場合の調整(水力発電機による調相運転(注)や電圧維持のための発電機の運転等)が、一般送配電事業者が行うべき業務となると考えられる。

(注)夜間等の軽負荷時に、系統電圧が上昇してしまった場合に、水力発電機を空回しすることにより、系統電圧を下げ(上げ)ることができる。調相運転機能を備えた水力発電機は、現在、北海道、東京、北陸、中部、九州の5電力が、合計で52台保有している(東北、関西、中国、四国は保有していない。)

◆電圧調整は、安定供給上求められる行為であるものの、

○系統の状況

○必要となる局面での電源と需要の分布

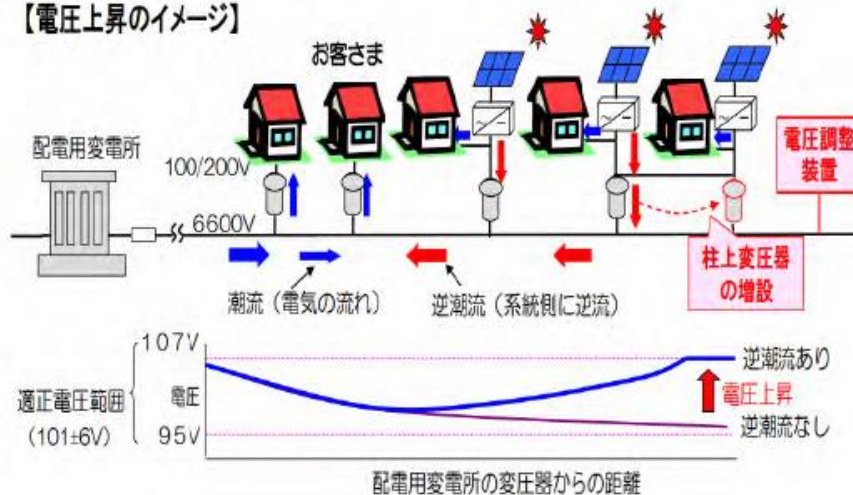
にも依存し、水力発電機を空回しさせることになるため、託送料金の審査に当たって、事業者は、自社の事情に即した必要性について整理し、表明することが必要。

◆他方、電圧調整に必要な調整力は、必要となる局面での電源と需要の分布によって異なるため、あらかじめ電源を特定した対応は見込めない。このため、過去の実績等から趨勢的に導かれる量を一般送配電事業者が明らかにしつつ、託送料金の原価に参入していくことが適切。

◆なお、系統の電圧をどの程度の水準に維持すべきか等の信頼度基準について、予め定めておく必要があるのではないかと。

◆また、調相運転機能を備えた揚水発電機が存在しないエリアもある。信頼度基準に照らして、調相運転機能が必要と認められるエリアにおいては、調相運転機能に係る設備を維持するための仕組みも必要と考えられる。

【電圧上昇のイメージ】



出所: 第2回 新エネルギー小委員会 電気事業連合会提出資料より

論点4-③ 系統保安のためのポンプアップ・ブラックスタート

20

(系統保安のためのポンプアップ)

○軽負荷時に電源の事故が発生すると、即座に対応できる上げしろの不足により、周波数を元に戻せない場合がある。このような場合に、揚水発電機によるポンプアップを実施し、事故時に、即座にこれを停止し、周波数を回復できるようにする運転を行う場合がある。

(ブラックスタート)

- 広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始する業務。
- 例えば、一部の揚水発電所又は水力発電所では、自家発電設備や燃料を有しており、これによって所内電力を確保し、発電機を起動することが可能。
- また、これらの発電所では、定期的に訓練を実施。

(系統保安のためのポンプアップ)

- ◆系統保安のためのポンプアップは、安定供給上求められる行為であるものの、
 - 系統の状況
 - 必要となる局面での電源と需要の分布
 にも依存し、ポンプアップにより負荷を増加させることとなるため、託送料金の審査に当たって、事業者は、自社の事情に即した必要性について整理し表明することが必要。

- ◆他方、系統保安のためのポンプアップに必要な調整力は、必要となる局面での電源と需要の分布によっても異なるため、あらかじめ電源を特定した対応は見込めない。このため、過去の実績等から趨勢的に導かれる量を一般送配電事業者が明らかにしつつ、託送料金の原価に算入していくことが適切。

(ブラックスタート)

- ◆現行、地域によって、ブラックスタート機能を有する発電所数は異なるが、事業類型見直し後も、一般送配電事業者は、一定箇所のブラックスタート発電所を確保しておくことが必要と考えられる。
- ◆このため、一般送配電事業者が、ブラックスタートの機能の付加に必要な設備(所内電力確保用の自家発電設備や燃料等)を確保できる仕組みが必要。

一般電気事業者が確保しているブラックスタート発電所の箇所数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
15	3	4	6	2	8	2	2	4

(注)ローカル系統用のものを含む。

(出所)電気事業連合会資料

調整力の費用回収の仕組み

21

- 各種の調整力について、現行制度における費用回収上の取扱は下表のとおり。
- 一般送配電事業者は、事業類型見直し後も、下表に掲げる業務が確実にこなされることが必要であることから、電力システムの信頼度基準を維持するために必要な調整力確保のため費用は、適切に回収できるようにすることが必要。
- 他方、費用回収を保証していく際には、一般送配電事業者が確保すべきそれぞれの調整力について、①どの程度の量の調整力が必要となるか、②特に周波数制御・需給バランス調整のために必要な調整力については、現行と比較して、必要量がどう変化するか・なぜ変化するか、③どの程度の費用となることが見込まれるか等について、一般電気事業者より概算が示された上で、各費用に係る負担の在り方、すなわち、一般負担(託送料金)とすべきか、特定負担(インバランス料金)とすべきかなどについて、更なる検討を深めていくことが必要。

一般送配電事業者の送配電業務と費用回収の状況

業務	調整力	固定費	変動費	備考
1. 周波数制御業務	瞬動予備力	託送料金の一部として回収	-	○周波数制御においては、電力量を発生させない範囲の調整となるため、変動費は0とみなす。 ○部分負荷運転に伴う増分燃料費は考慮されていない。
	運転予備力			
2. 需給バランス調整業務	運転予備力	N/A	インバランス料金として回収	○現行のインバランス料金は、ペナルティ性のある料金が設定され、実質的に変動費を超える料金収入が発生。
	待機予備力			
3. その他(潮流調整)	一部の発電機(潮流調整)	-	非送電	○基本的に、潮流調整のためだけの固定費は存在せず、変動費のみ。
	(電圧調整) 一部の水力発電機(調相運転)又は発電機	非送電	非送電	
(系統安定化)	一部の系統安定化装置(系統安定化装置)	非送電	-	○すべての系統安定化装置を系統連系要件としている地域もある。 ○系統安定化装置は、変動費は発生しない。
(ポンプアップ)	一部の揚水発電機(ポンプアップ)	-	非送電	○基本的に、系統安定化に必要なポンプアップのためだけの固定費は存在しない。
(ブラックスタート)	一部の揚水発電機	非送電	非送電	○変動費は、大規模停電が発生した場合にのみ発生。

(注) 上表中、「非送電」とされているものは、現在は、発電原価等に織り込まれ、託送料金回収もインバランス料金回収もなされていない。

- 作業会の内容を踏まえ、第14回制度検討作業部会(2017年11月10日)において整理された内容は以下のとおりであり、実務作業のフローなどを踏まえ引き続き詳細検討が必要。

論点⑥：需給調整市場の商品設計（特定地域立地電源の取り扱い）

- 調整電源等の中には、一般的な調整力とは別に、ブラックスタート電源（広範囲の停電が起ってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始できる電源）や電圧調整電源（近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす電源）のような特定の地域に立地していることが系統安定化上重要な電源（以下、「特定地域立地電源」という。）も存在する。
- こうした特定地域立地電源は、例えば、①ブラックスタート電源は、その能力を有する発電所が限定的であり、限られた発電所でないとな機能が提供できない、②電圧調整電源は、電圧調整が特に必要な地点が特定されているといった特徴がある。
- こうした特定地域立地電源の特徴を踏まえ、特定地域立地電源については、各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討することとしてはどうか。
- なお、特定地域立地電源の調達期間等の詳細な設計については、実務作業のフローなどを踏まえ広域機関において引き続き検討することとしてはどうか。

<ブラックスタート発電所の箇所数>

一般電気事業者が確保しているブラックスタート発電所の箇所数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
15	3	4	6	2	8	2	2	4

(注)ローカル系統用のものを含む。

(出所)電気事業連合会資料

2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋

<電圧調整電源（調相運転）の箇所数>

調相運転機能を備えた水力発電機は、現在、北海道、東京、北陸、中部、九州の5電力が、合計で52台保有している（東北、関西、中国、四国は保有していない。）。

水力発電機による調相運転：夜間の軽負荷時に、系統電圧が上昇してしまった場合に、水力発電機を空回しすることにより、系統電圧を下げ（上げ）ることができる。

※電圧調整電源については、調相運転以外に特定の地点において電圧上昇のために運転に役立つものも存在
2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋

7

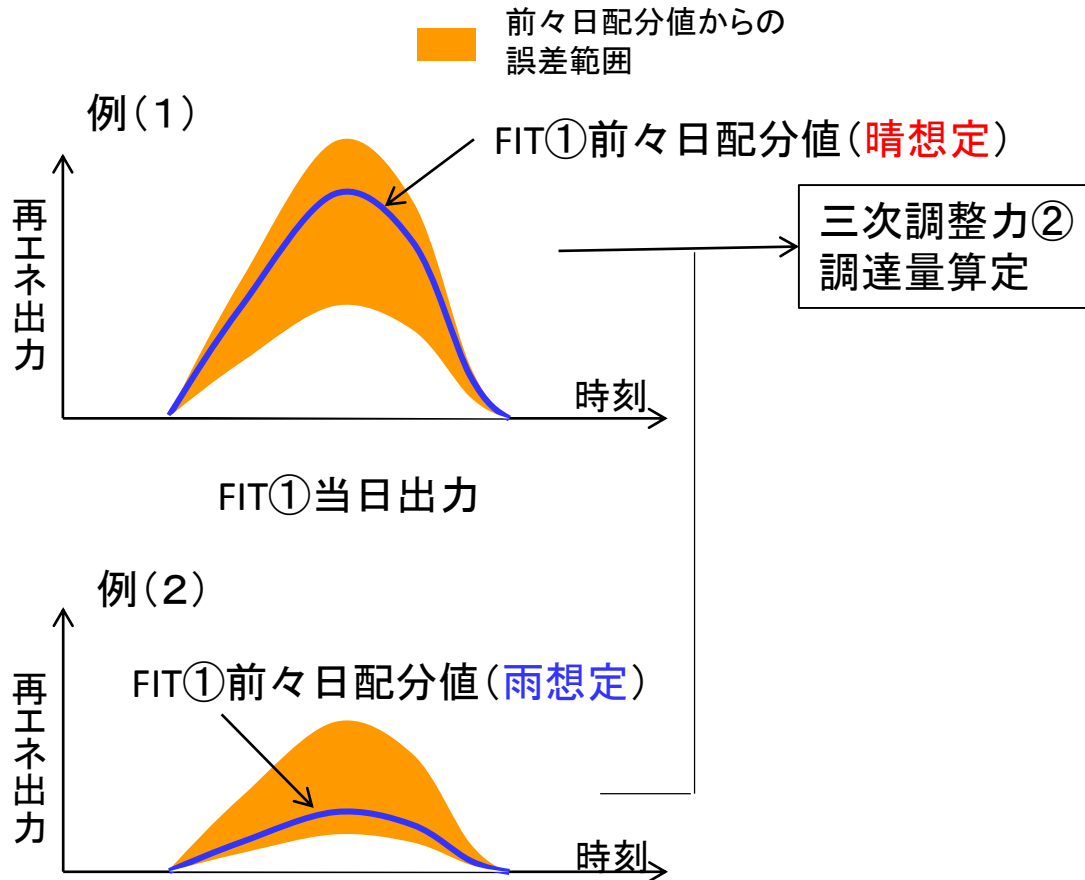
(空白)

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

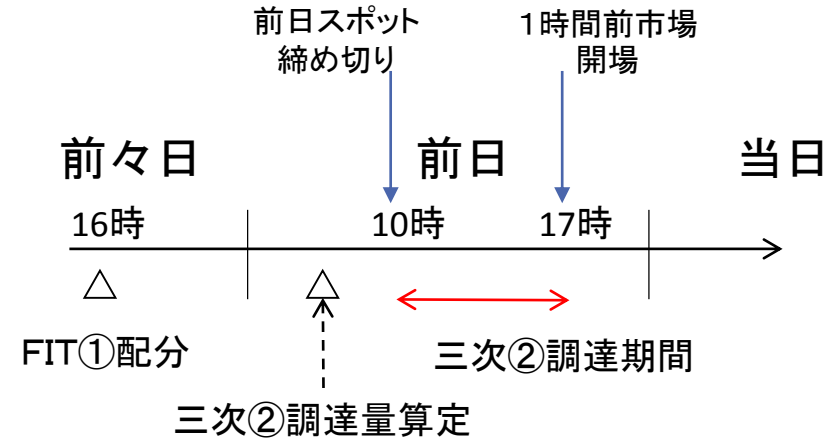
2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

■ 2020年における三次調整力②(低速枠)は、スポット後に、主としてFIT出力の予測誤差分に対応する調整力を調達。

【FIT①出力の予測誤差のイメージ】



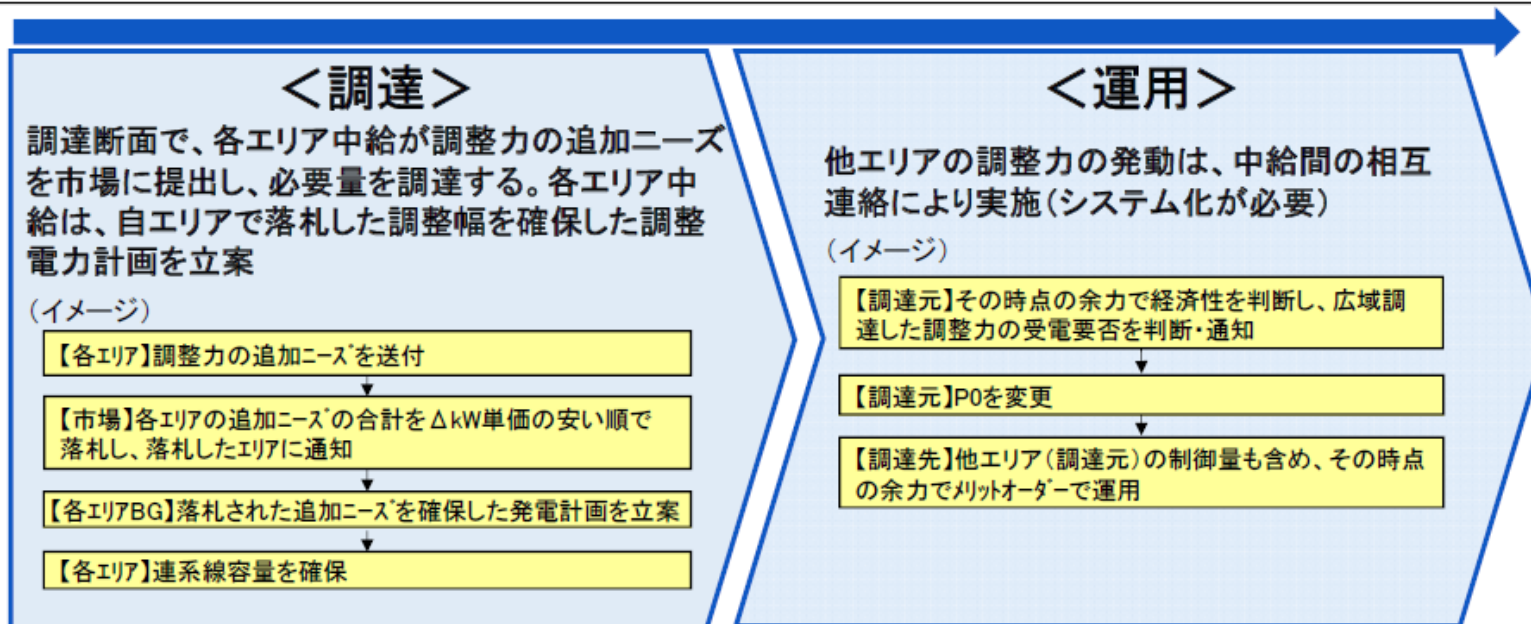
【調達タイミング】

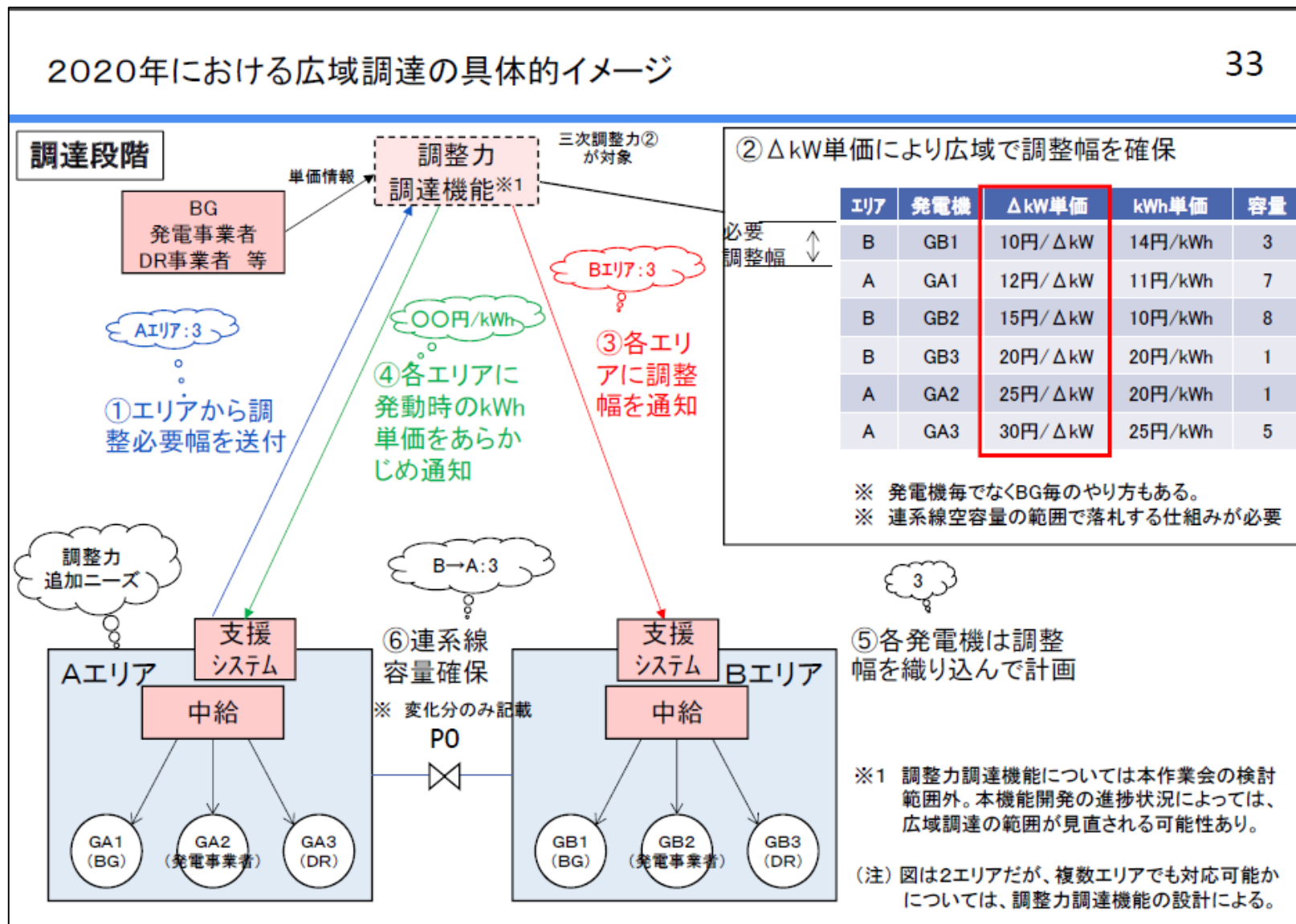


2020年における広域調達・運用のイメージ

32

- 調整力は各エリア毎に一次・二次調整力～三次調整力①を調達するが、現行の中給システムと連系線運用で実現可能な三次調整力②を対象として、例えば再エネのインバランスなど30分成形値での追加ニーズを、共同市場にて広域調達・運用することを目指す。
- 調達時期については、発電機の追加並列が可能な時期と連系線確保がスポット市場に与える影響等を考慮し検討を進める。
- 運用者が介在する部分が残るが、支援システムなどにより負担軽減を目指す。
- 調整力調達機能や運営主体の検討については本作業会の検討範囲外であるが、2020年は期近であり、この検討時期や内容によっては、広域調達・実現範囲は変わり得る。その場合は支援システムが簡易になり、電話やメールなど運用者に依存する部分が増えることや、ブロック商品から始めることなどもあり得る。





2020年における広域運用の具体的なイメージ

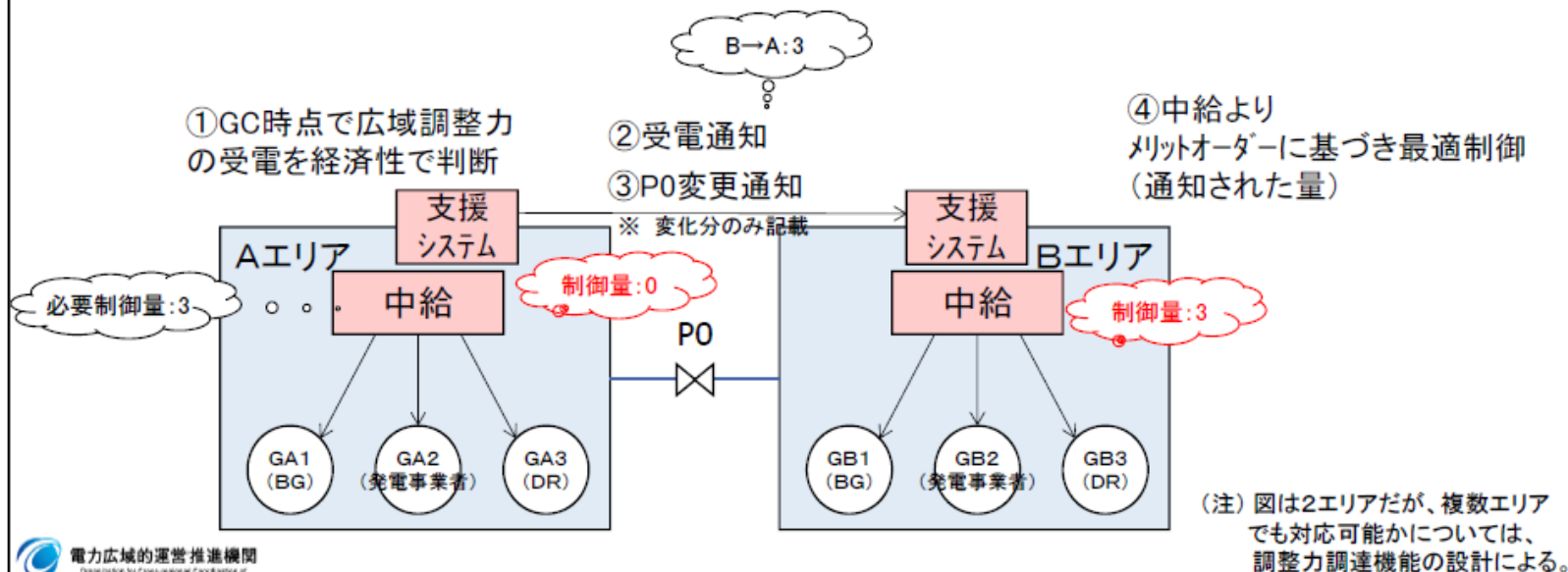
34

実運用段階

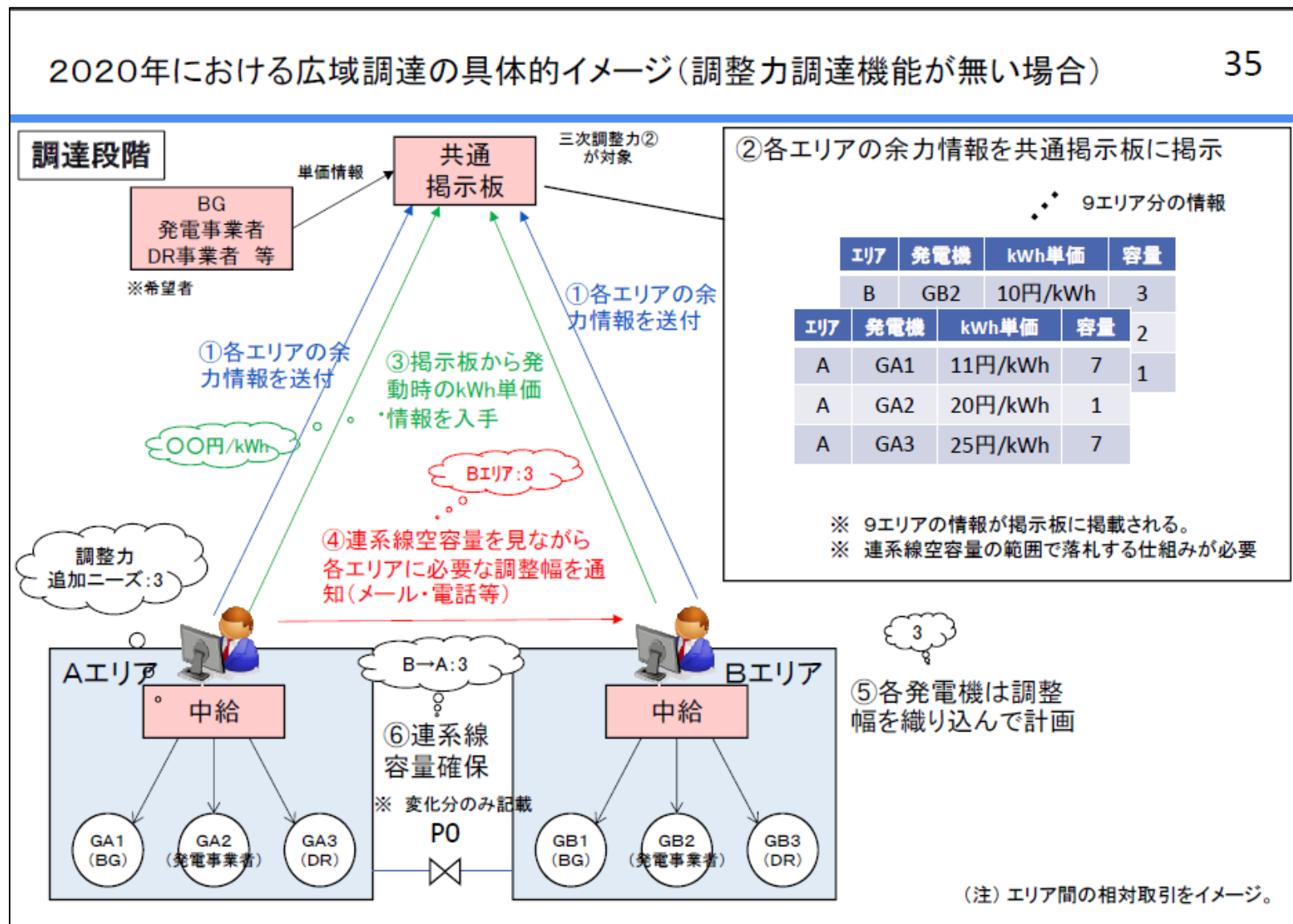
調整力
調達機能※1

三次調整力②
が対象

※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外。本機能開発の進捗状況によっては、広域調達の範囲が見直される可能性あり。



(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能かについては、調整力調達機能の設計による。



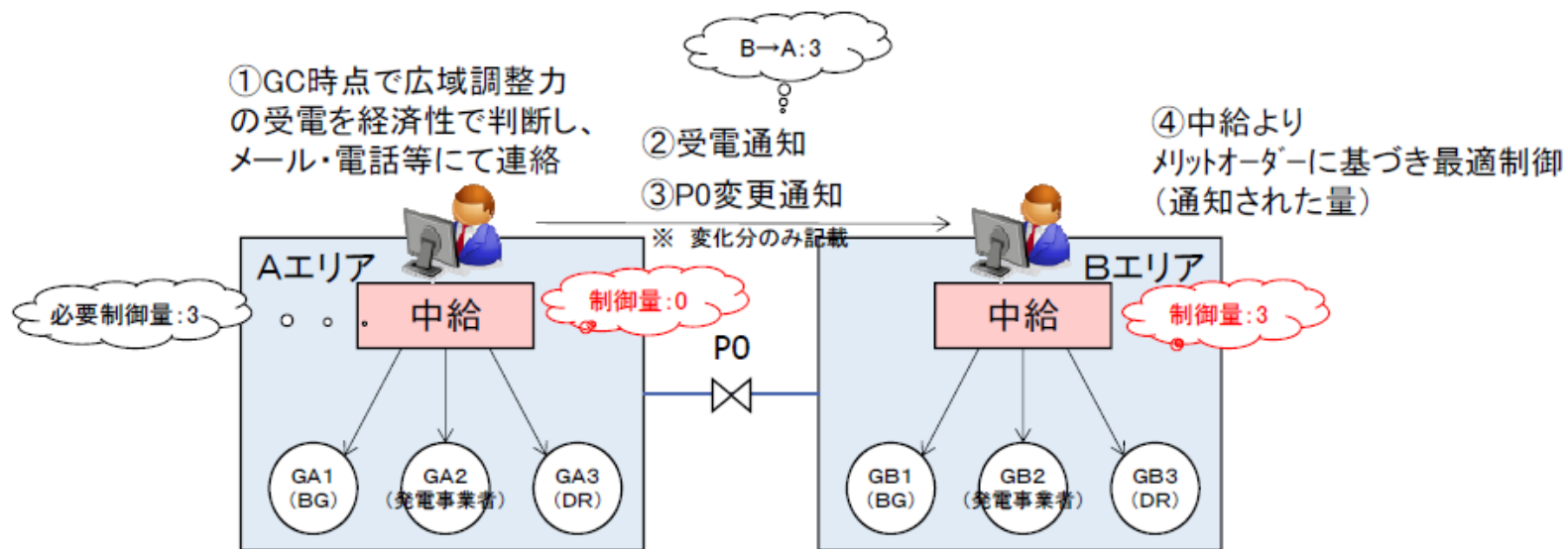
2020年における広域運用の具体的なイメージ(調整力調達機能が無い場合)

36

実運用段階

共通
掲示板

三次調整力②
が対象



(空白)

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

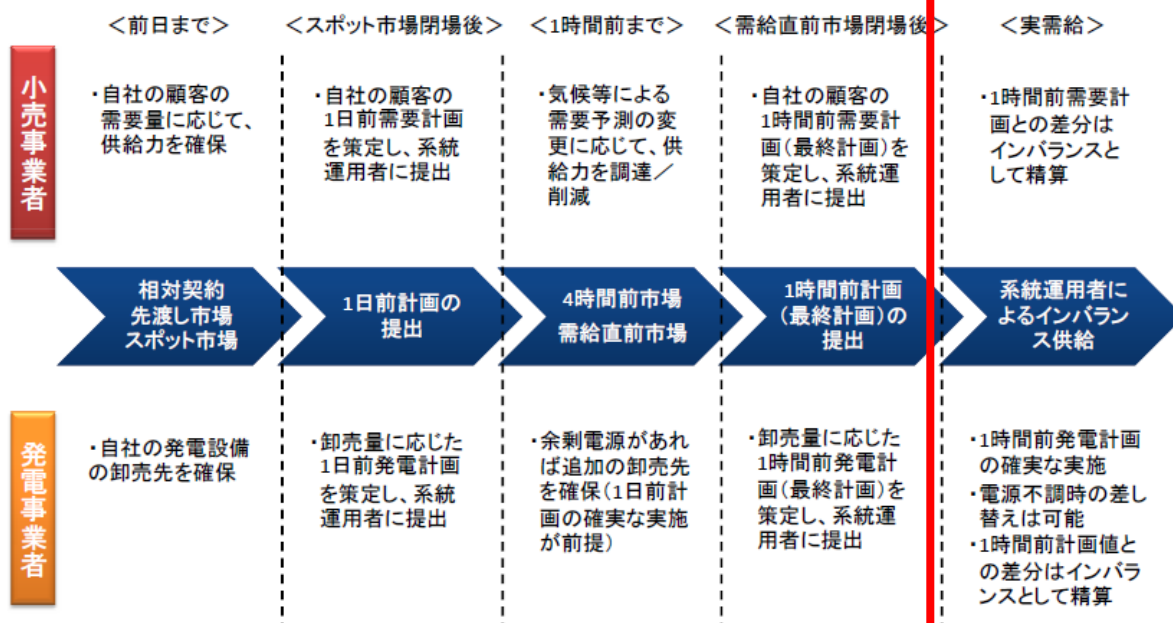
2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 小売電気事業者に需要を賄うための供給力確保を義務付け、1時間前計画(最終計画)提出後の需給バランス調整は一般送配電事業者が一手に担う仕組み。
- 日本は計画値同時同量の仕組みを採用しており、ゲートクローズ(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。

計画値同時同量制度の業務フロー(イメージ)

9

○計画値同時同量制度の業務フロー(イメージ)は以下のとおり。
 ○1時間前計画(最終計画)提出後の需給バランス調整は系統運用者が一手に担う。

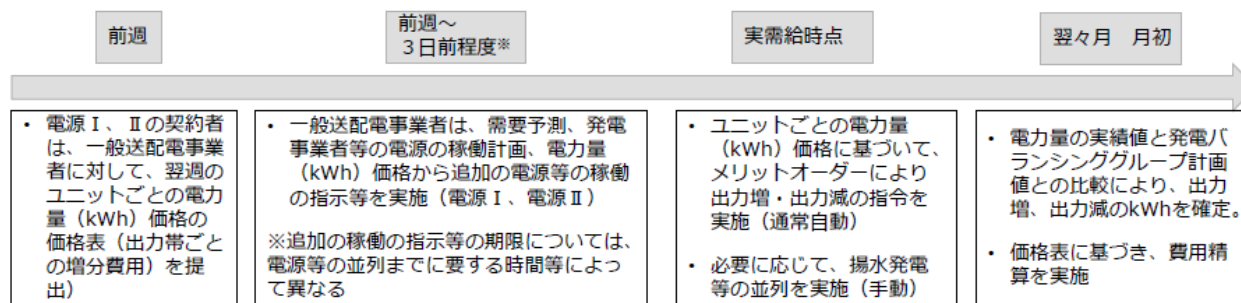


(GC前)

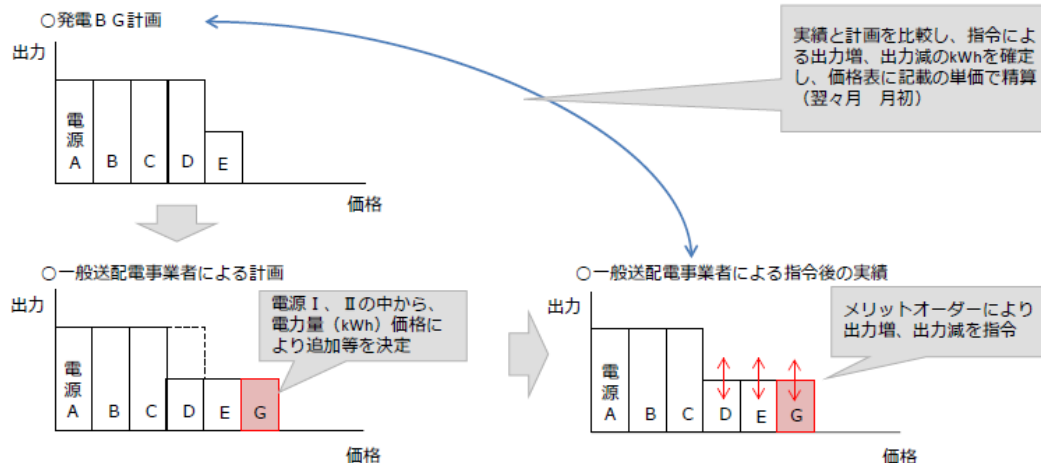
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・II の中から電力量 (kWh) 価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・II の追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力(電源 I・電源 II 余力)を活用して調整する。



【イメージ】



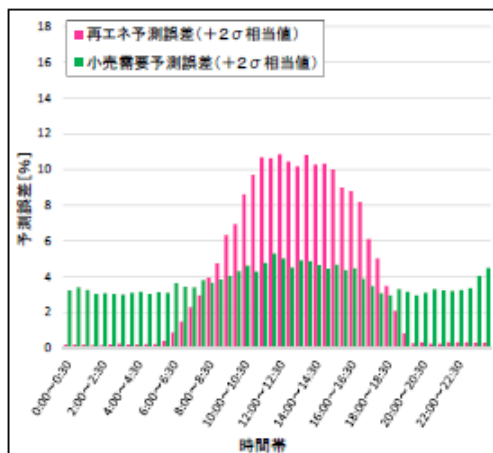
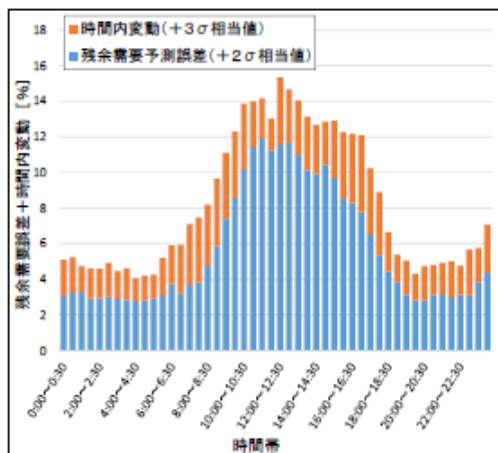
- 調整力で対応する事象には、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」があり、以下の事象に対応できるように一般送配電事業者は電源Ⅰと電源Ⅱの余力により調整力を確保している。

(対応する事象)

- 時間内変動 : 需要変動、再エネ出力変動
- 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差
- 変動 : 電源脱落(直後)

- 対応する事象のうち再エネ出力予測誤差については、昼間帯に大きくなる傾向がある。
- なお、年初段階で確保する電源Ⅰの必要量については、電源Ⅱの余力をあわせて活用して対応する仕組みであることから、電源Ⅱに期待できない残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を評価している。

【九州エリア(年間)】



※ エリアのH3需要に対する%値

※ ここでは再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 ・再エネ予測誤差=予測-実績
 ・小売需要予測誤差=実績-予測

※ 再エネは太陽光+風力

※ 再エネのうち大宗を占めるFIT①の予測は現在の制度を勘案して前々日予測値を使用

※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要

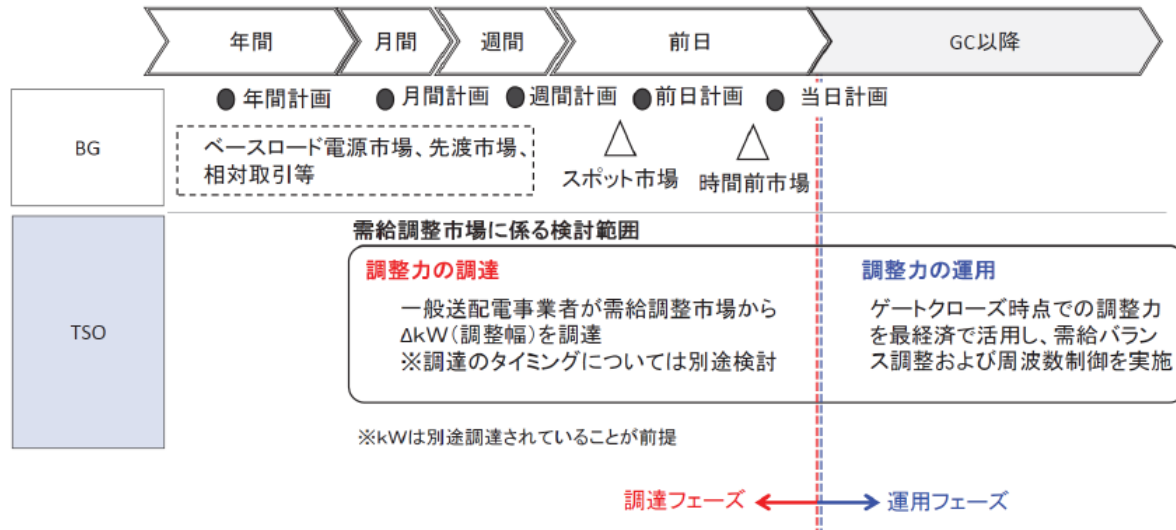
1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 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ことを「 ΔkW 」として取引し契約することになるのではないか。
- また、実際に発生した誤差に対してメリットオーダーで運用した調整力に対しては実績に応じた「kWh」を精算することになるのではないか。これはGC後に調整する実誤差が事前には分からないため、kWh受電を事前に契約することができないためである。

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

出所) 第11回 制度検討作業部会 資料4

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/011_04_00.pdf

(現状)

- 現状の需給調整の仕組みは、一般送配電事業者が前年度に調整力公募を実施して確保した電源Ⅰと、電源Ⅱの余力を活用して調整を行う仕組みである。
- 電源Ⅰの確保量と一般送配電事業者が調整したインバランス実績は明確であり、そのうち電源Ⅰは年間を通じて確保することから、電源Ⅱに期待できない残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を評価し、一般送配電事業者が必要量を確保している。残余需要の低い時間帯については電源Ⅰに加えて電源Ⅱの余力に期待して運用しており、一般送配電事業者が調整力として事前に確保している量は明確ではない。

(需給調整市場創設後)

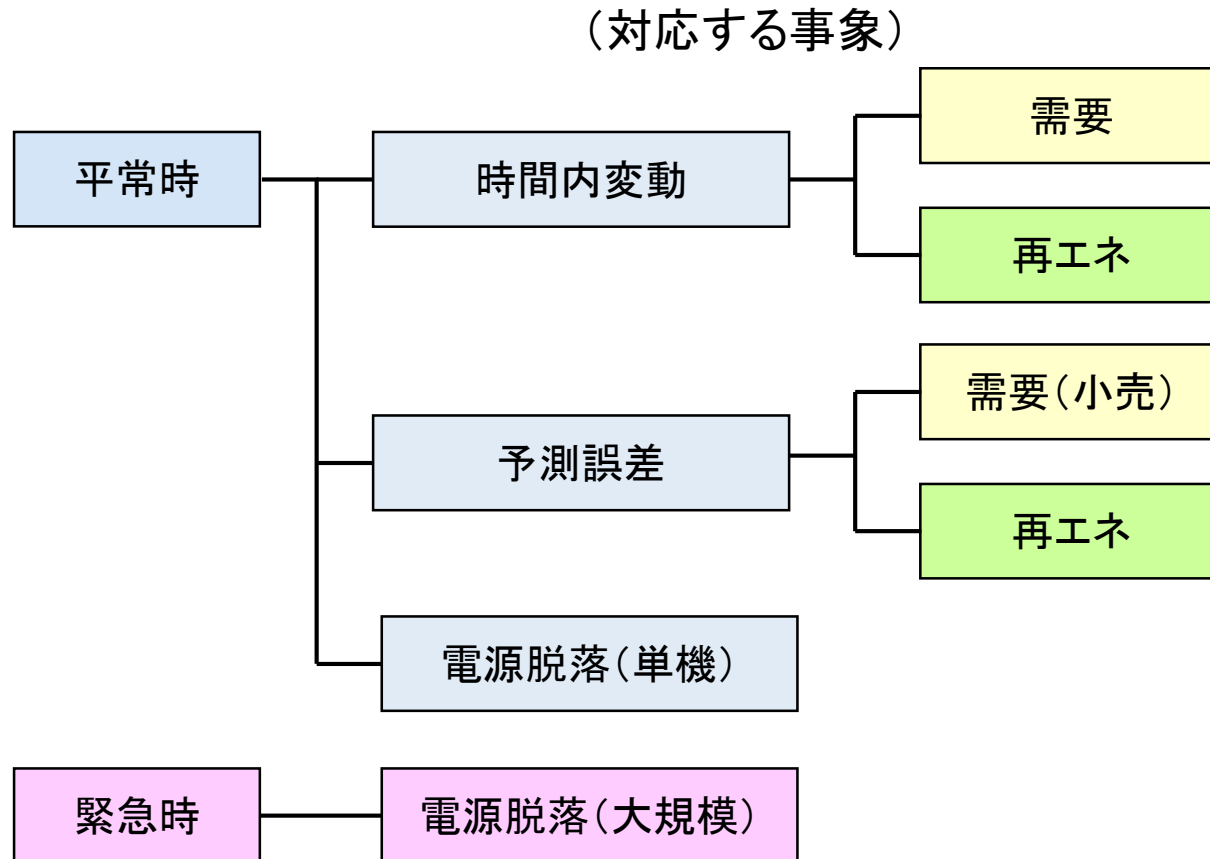
- 需給調整市場創設以降は、基本的には全ての時間において時間帯毎に必要な量を市場から調達し、実需給段階においては、あらかじめ調達した調整力に加えてGC後の余力も含めたメリットオーダーにより調整を行うこととなる。
- なお、必要量の算定においては、他制度の検討状況を踏まえつつ余力の考え方も考慮して検討していく。

(空白)

1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 需給調整市場開設後は、想定される需給変動に対する必要量を需給調整市場で確保することを基本とし、市場調達後に想定以上の変動が発生した場合はGC後の余力で対応することとなる。※第7回作業会より
- 需給調整市場開設後も、調整力に対応する事象は変わるものではない。



※大規模電源脱落の想定においては系統安定化装置や負荷遮断等を組合せて対応することに留意が必要。

- 電力の需給は時々刻々と変動しており、周波数を維持するためには、常に需要・供給力の変動にあわせて調整力を運用し、周波数制御および需給バランス調整を行う。

(平常時)

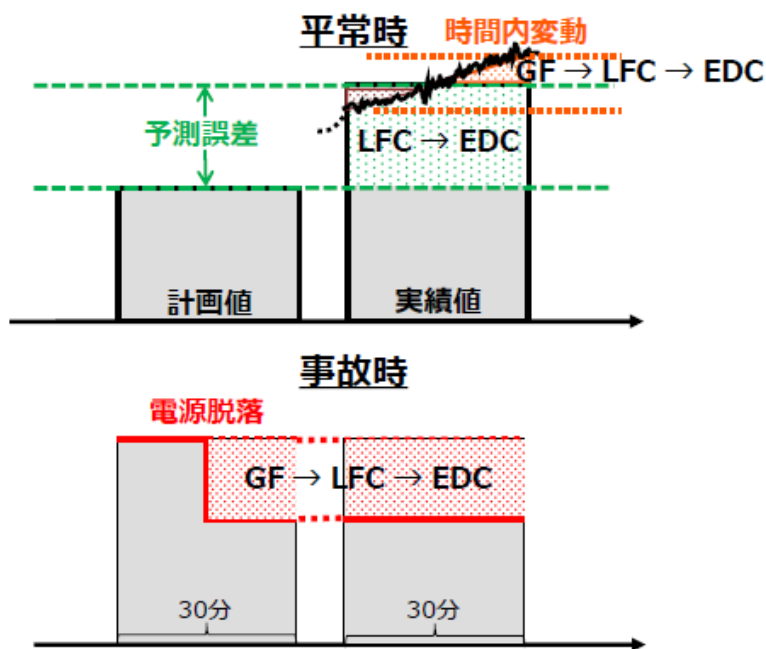
- 平常時に対応する事象としては需要変動と再エネ出力変動による時間内変動および需要および再エネ出力の予測誤差、電源脱落(単機)がある。
- 変動周期の早い変動に対しては、変動を検知して自動的に応動できる調整力および変動を検知して連続的に出される指令に応動できる調整力で対応する。
- 変動周期の遅い変動に対しては、ある程度先の時間に生じる誤差を予測しながら調整を行うことになる。数分先～1時間先に生じると予測される誤差を調整するために出される指令に応動できる調整力で対応する。

(電源脱落時)

- 事故による電源脱落等により大幅に需給バランスが崩れ、周波数が低下した場合にも周波数低下を一定の範囲内に抑えた後、回復させることが必要であり、周波数変動に対して直ちに応動できる調整力およびその後引き続き安定的に周波数を維持するための調整力を活用して対応する。
なお、大規模電源脱落の想定においては系統安定化装置や負荷遮断等を組合せて対応することに留意が必要。

(参考) 調整力で対応する事象

- 需給調整市場で調達すべき調整力は予測誤差、時間内変動、電源脱落等。
- これらの事象に対応するため、各一般送配電事業者はGF、LFC、EDCに活用できる調整力を確保。
- また、一定程度のバックアップ電源も必要不可欠。



予測誤差

- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

時間内変動

- 30分未満の変動。
- 秒単位の変動にはGFで対応。分単位以上の変動には主にLFC、EDCで対応。

電源脱落

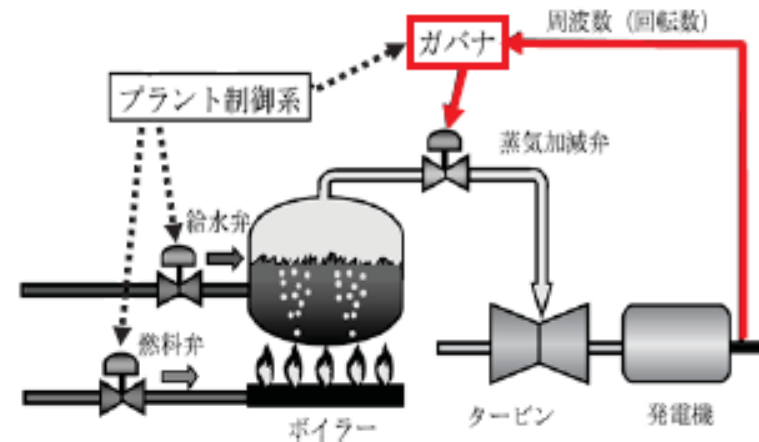
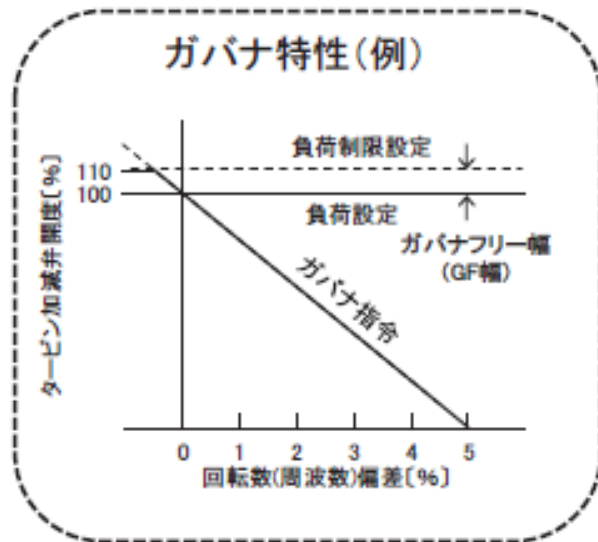
- 電源脱落に備え、一定程度のバックアップ電源を確保。
- 脱落直後の瞬時の応答が必要になるため、直後はGFで対応し、その後LFC、EDC等で対応。

5

7 【参考】ガバナフリー運転



- ガバナ(調速機)とは、発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定に保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置。
- 発電機の回転速度の変化に対して、速度調定率に応じて出力を変化させる運転をガバナフリー運転と呼ぶ。一般に回転速度(周波数)低下時の出力増加の上限として負荷制限(ロードリミット)が設定され、負荷設定からロードリミットまでの余裕をガバナフリー幅という。
- ガバナフリー運転は、発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う。



出典:電力システムの周波数制御から見た火力機出力応答特性,電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

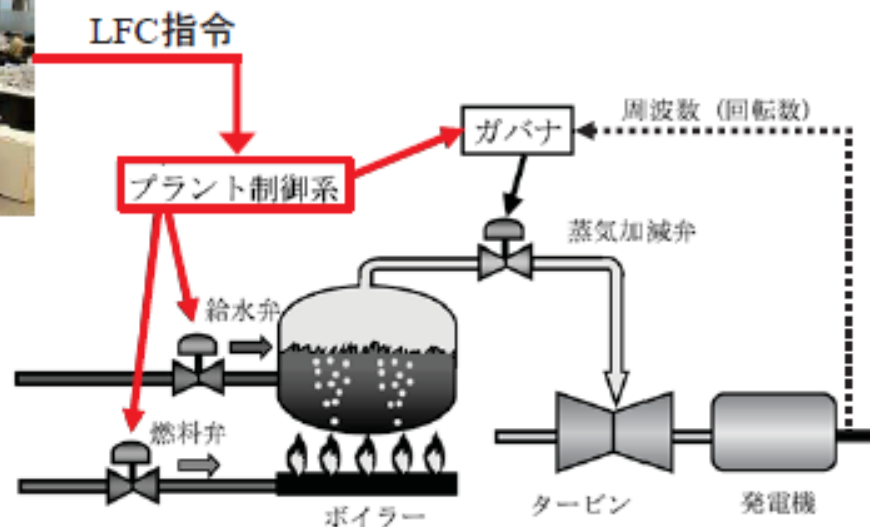
© 2015Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

8 【参考】LFC (負荷周波数制御)



- LFC(負荷周波数制御)は、数分から十数分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御であり、中央給電指令所で必要な調整量(地域要求量:AR(Area Requirement))をリアルタイムで計算し、調整対象の各発電機に出力の上げ・下げ信号(LFC指令)を送信する。
- LFC指令を受信した各発電機のプラント制御系では、燃料弁や給水弁を制御するとともに、ガバナの発電出力指令値を変更する。

中央給電指令所



出典: 電力系統の周波数制御から見た火力機出力応動特性, 電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

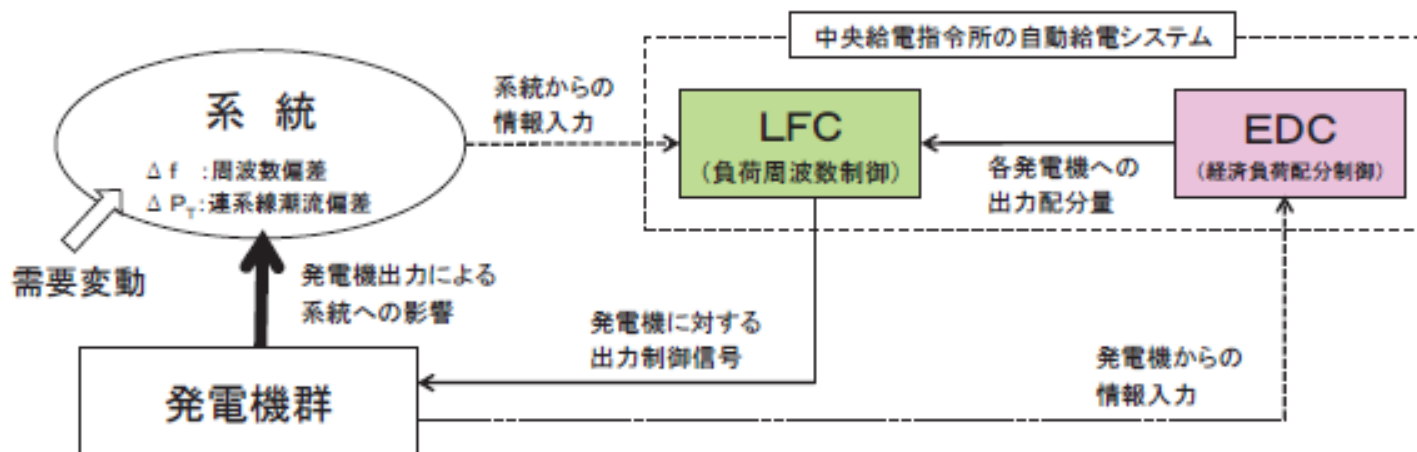
© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

9 【参考】 LFCとEDC (経済負荷配分制御) の協調制御

(中部電力の自動給電システムのケース)



- 中央給電指令所の自動給電システムは、周波数維持を目的とするLFCと全体の発電費用の最小化を目的とするEDCにより構成される。
- LFCは、周波数偏差(Δf)と連系線潮流偏差(ΔP_T)から、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量(地域要求量(AR: Area Requirement))を算出し、出力変化速度の速い発電機から出力配分量を10秒ごとに決定する。
- EDCは、十数分程度先の需要予測変動量に対し、全体の発電費用が最小となるように、各発電機への出力配分量を5分ごとに決定する。
- LFCが、EDCで求めた出力配分量にARの出力配分量を加えて、各発電機に10秒ごとに出力上げまたは出力下げ信号を送出する。



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

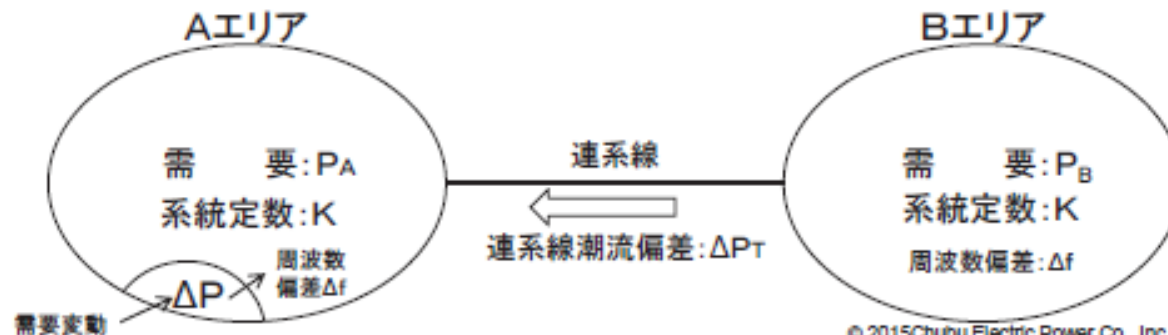
17 【参考】地域要求量 (AR : Area Requirement) について



- 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。

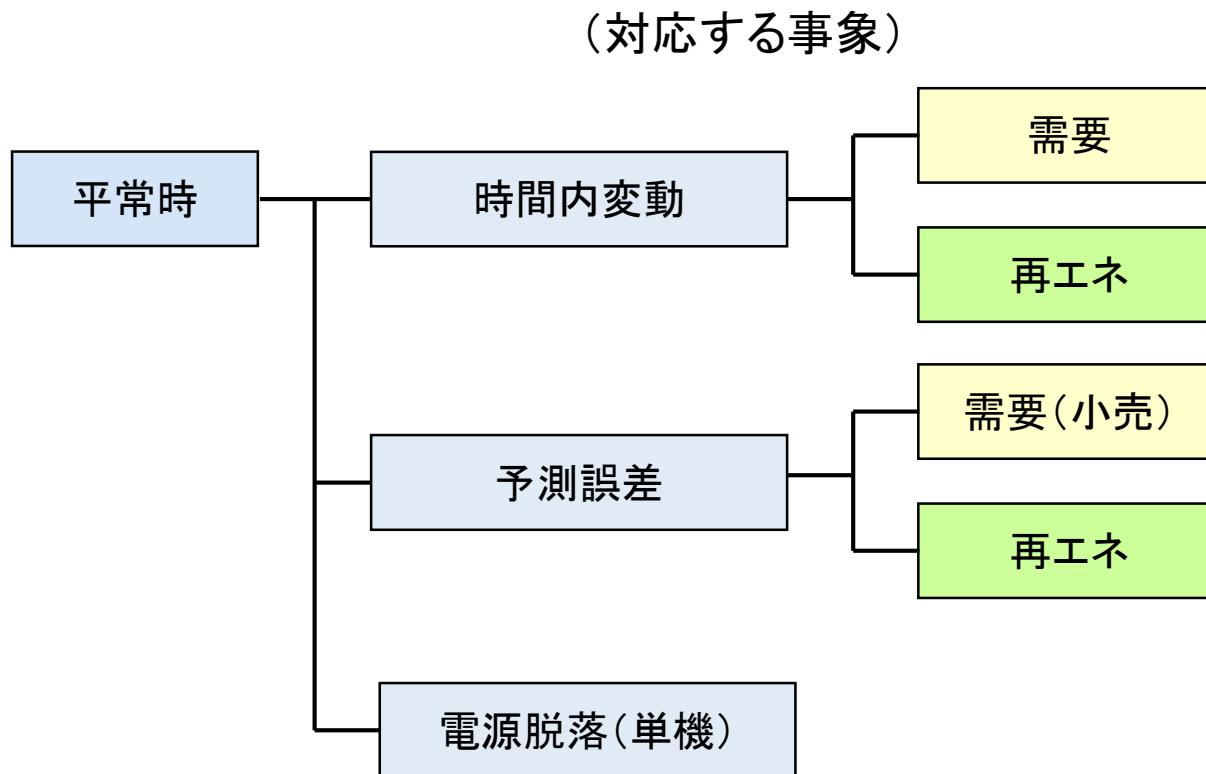


© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

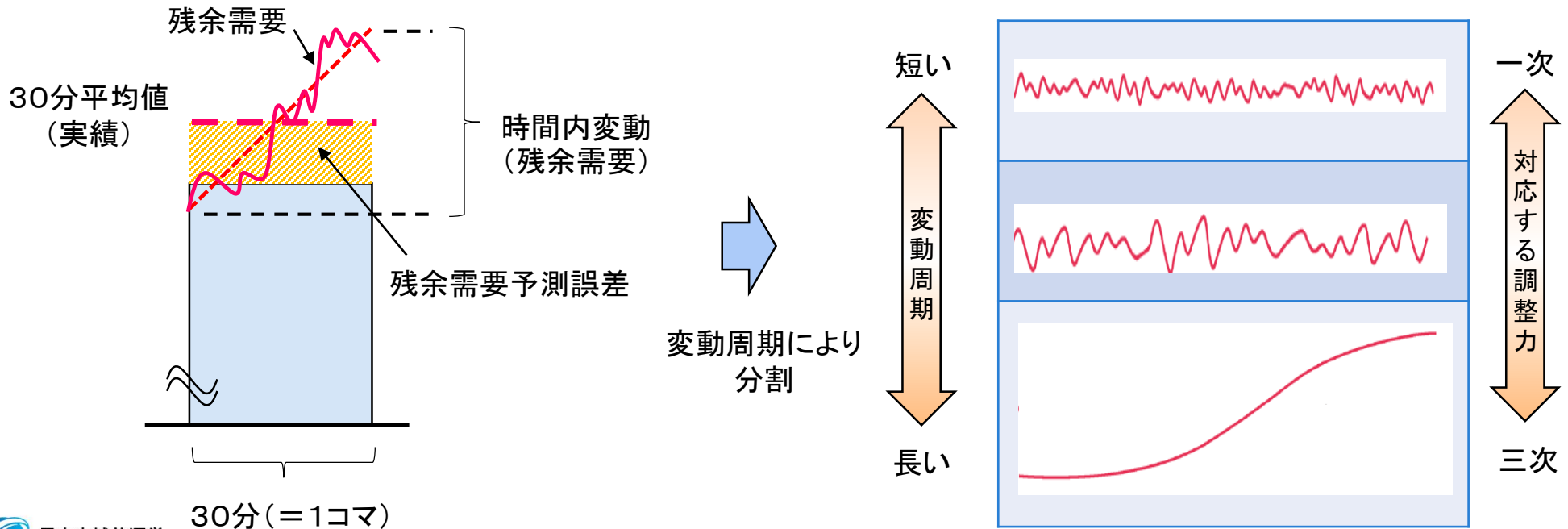
1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

- 平常時に対応する事象としては需要変動と再エネ出力変動による時間内変動および需要および再エネ出力の予測誤差、電源脱落(単機)がある。
- それぞれの事象は変動周期等が異なり、対応するための調整力を発動させるタイミングが異なることから、それぞれの事象毎にその特性の検討を行い、対応する調整力を考える必要がある。



- 実需給段階で発生する時間内変動には、様々な変動周期の変動が含まれており、その変動周期に応じた調整力を組み合わせて対応する必要がある。短い周期の変動もあるため、中給システムの自動制御機能を活用して対応する。
- 各調整力の応動時間は異なるため、それぞれが対応できる変動周期も異なっており、各調整力の必要量の検討にあたっては、時間内変動を各調整力が対応できる変動周期に分割して分析することでどうか。
 ※現在、時間内変動分析のために広域機関で一般送配電事業者から収集しているデータは1分値であり、データの収集・分析については検討が必要。一般送配電事業者が保有しているデータについても事業者ごとに時間粒度が異なる。
- 高圧・低圧の太陽光・風力は細かい時間粒度では計測しておらず、時間内変動については需要変動と再エネ出力変動を切り分けることが困難であるため、残余需要変動を分析することでどうか。



(2) 時間内変動

28

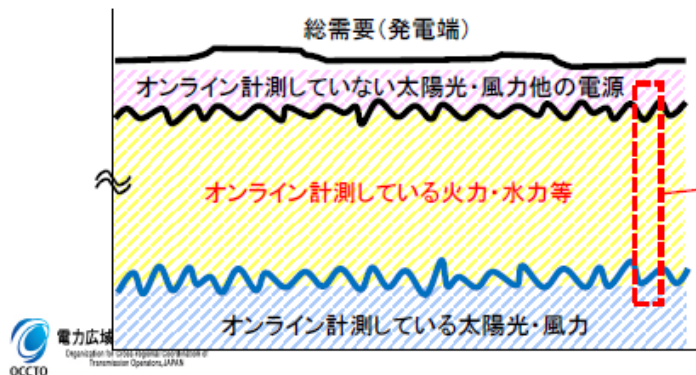
今年度の時間内変動の分析に使用するデータについて

- 将来の太陽光・風力発電導入拡大時の検討を行うためには、総需要データ(細かい粒度のデータ)と太陽光・風力の出力データ(需要と同じ粒度のデータ)をそれぞれ取得(または作成)する必要がある。
- しかし、現状、オンライン計測していない太陽光・風力の推定実績値を細かい粒度で作成できないエリアがあるため、今年度の検討においては、全エリアが計測できている「**オンライン計測している需要(発電端)からオンライン計測している太陽光・風力を除いたもの(残余需要)**」を用いることとする。
- なお、細かい粒度の太陽光・風力の出力データを作成可能なエリアについては、当該データも収集し、分析する。

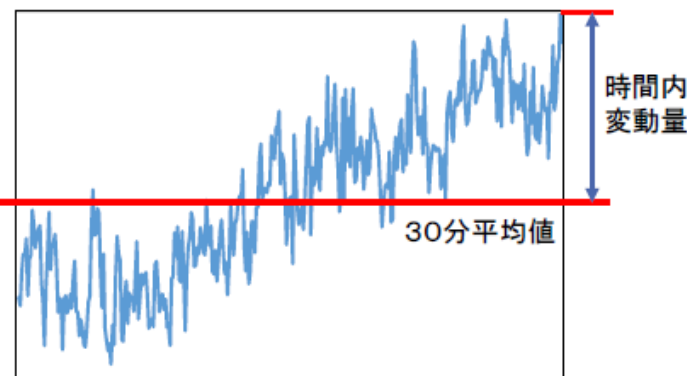
◆ 時間内変動の分析に使用するデータ

データ項目	データの内容	粒度
残余需要相当の実績値	オンライン計測している需要からオンライン計測している太陽光・風力を除いた連続データ	1分値
再エネ実績値	太陽光、風力の出力実績(推定実績含む)の連続データ	

【使用するデータのイメージ】



【分析する時間内変動(30分コマ)のイメージ】

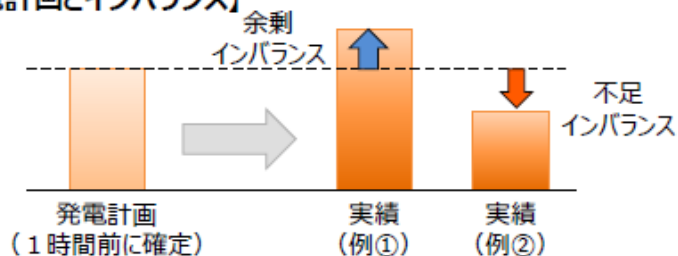


- 発電計画・需要計画は事業者の予測に基づき30分単位で計画されており、それぞれ予測誤差が発生する。
- 発電・小売電気事業者はGCまで計画を見直し、一般送配電事業者はGC以降に生じる予測誤差に対して調整力で対応する。
 - ✓ 需要計画については、GCまで小売電気事業者が需要予測を見直しながら計画変更を行うが、GCから実需給までには時間(1時間)があり誤差が発生することは避けることができない。(需要予測誤差)
 - ✓ 本来GCまでの予測誤差は小売電気事業者が計画を見直し調整するものであるが、FIT特例制度①と③の発電計画については一般送配電事業者が前々日と前日に予測を行うものであり、その後、計画変更を行えないため、予測誤差が発生することは避けることができない。(再エネ出力予測誤差)
- ※FIT特例制度①は一般送配電事業者が前々日に予測し小売電気事業者へ通知。FIT特例制度③は一般送配電事業者が前日に予想し市場を経由して小売電気事業者に引渡し。現在はFIT特例制度①の容量が大宗を占めている。
- ✓ FIT特例制度①と③以外の発電予測誤差については、最大の発電インバランスを電源脱落と見なすことでよいのではないか。
- 需要予測誤差と再エネ出力予測誤差については誤差の発生要因が異なることから、必要量の検討にあたっては個別に分析することでどうか。

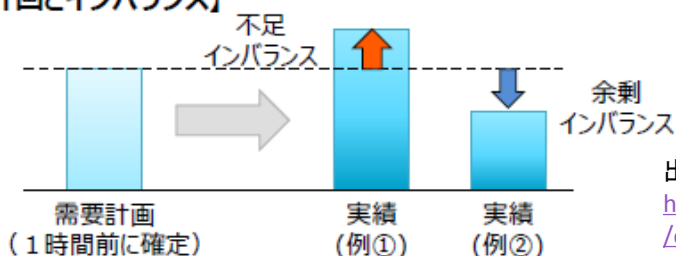
(インバランス調整の概要)

- 発電事業者及び小売事業者等は、発電計画・需要計画を、電力広域的運営推進機関を通じて一般送配電事業者に提出。
(前日12時提出 → 実需給の1時間前まで変更可能)
- 実績値とこれらの計画値の差をインバランスと呼び、一般送配電事業者が調整力を用いて需給バランスを維持している。
- 調整分の電力は、一般送配電事業者が発電事業者及び小売電気事業者等との間で事後的に精算(インバランス精算)

【発電計画とインバランス】



【需要計画とインバランス】



- 計画値が30分単位であることから予測誤差も30分単位となる。
- 一般送配電事業者はGC以降も実需給段階に向けて、自ら需要や再エネ出力を予測し、その予測結果に基づきGC時点の発電・小売電気事業者の計画値に対して実需給段階で生じる誤差の大きさを予測しながら運用を行うことが考えられ、ここで対象としている30分単位の予測誤差に対しては基本的には応動時間の長い三次調整力で対応することが考えられるのではないかと。
- しかし、30分コマごとに予測誤差量は変動し、その段差に対応する必要があることから、より応動時間の短い調整力も組み合わせて対応する必要があるのではないかと。そのような組合せも考慮しながら調整力必要量を検討することでどうか。

(参考)一般送配電事業者の検討における予測誤差のうち周波数調整機能が必要な量の算出方法

28

予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

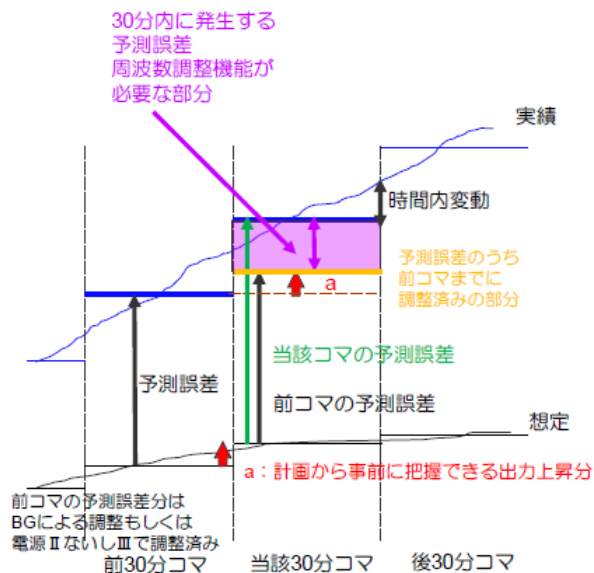
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。



出所)第7回調整力及び需給バランス評価に関する委員会 資料2
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_07_haifu.html

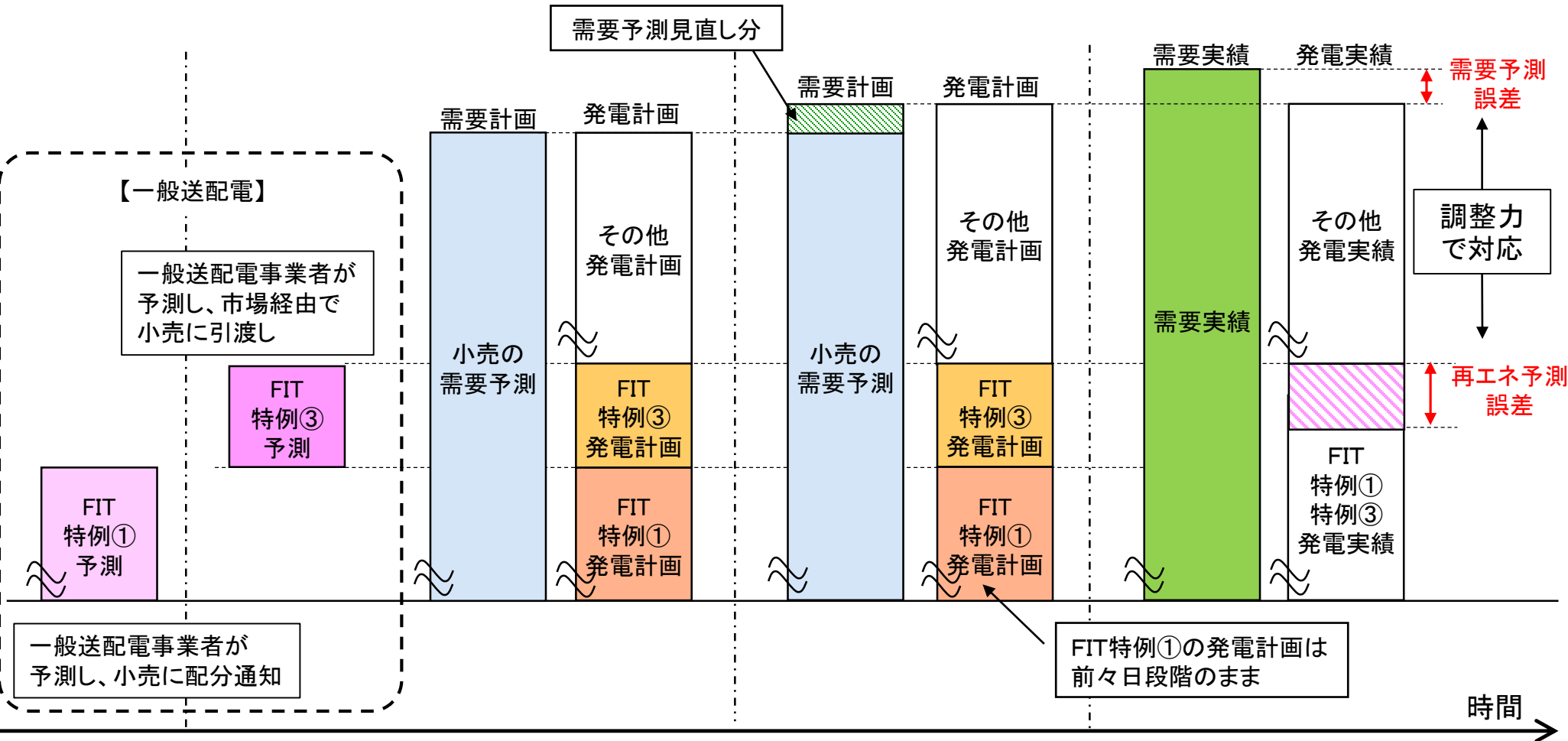
- 需要計画については、小売電気事業者がGCまで計画見直しを行い、供給力の調達を行うことができるが、FIT特例制度①と③については前々日と前日で計画値が確定し、生じる予測誤差は調整力のみで対応することになる。

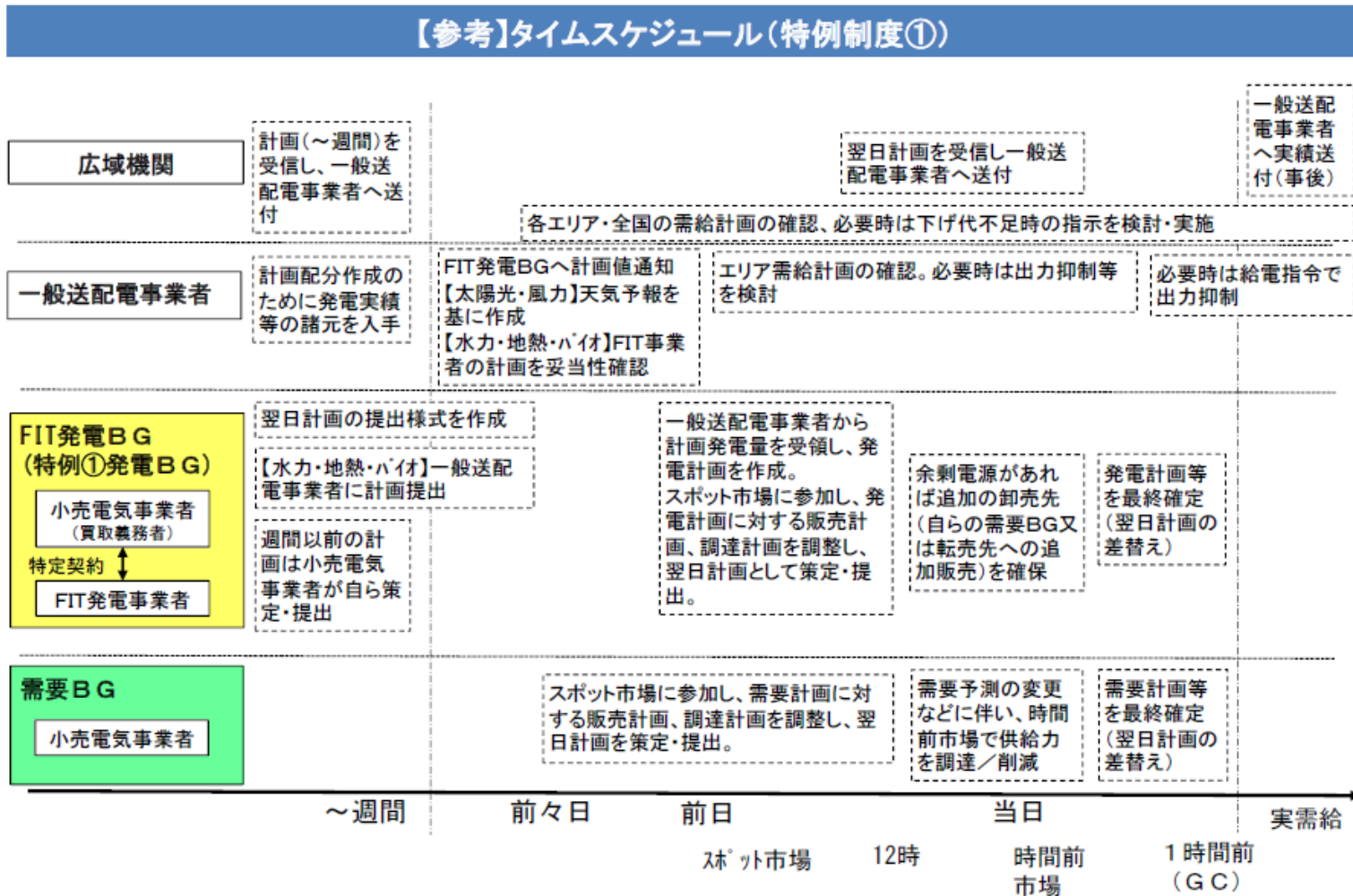
【前々日】

【前日】

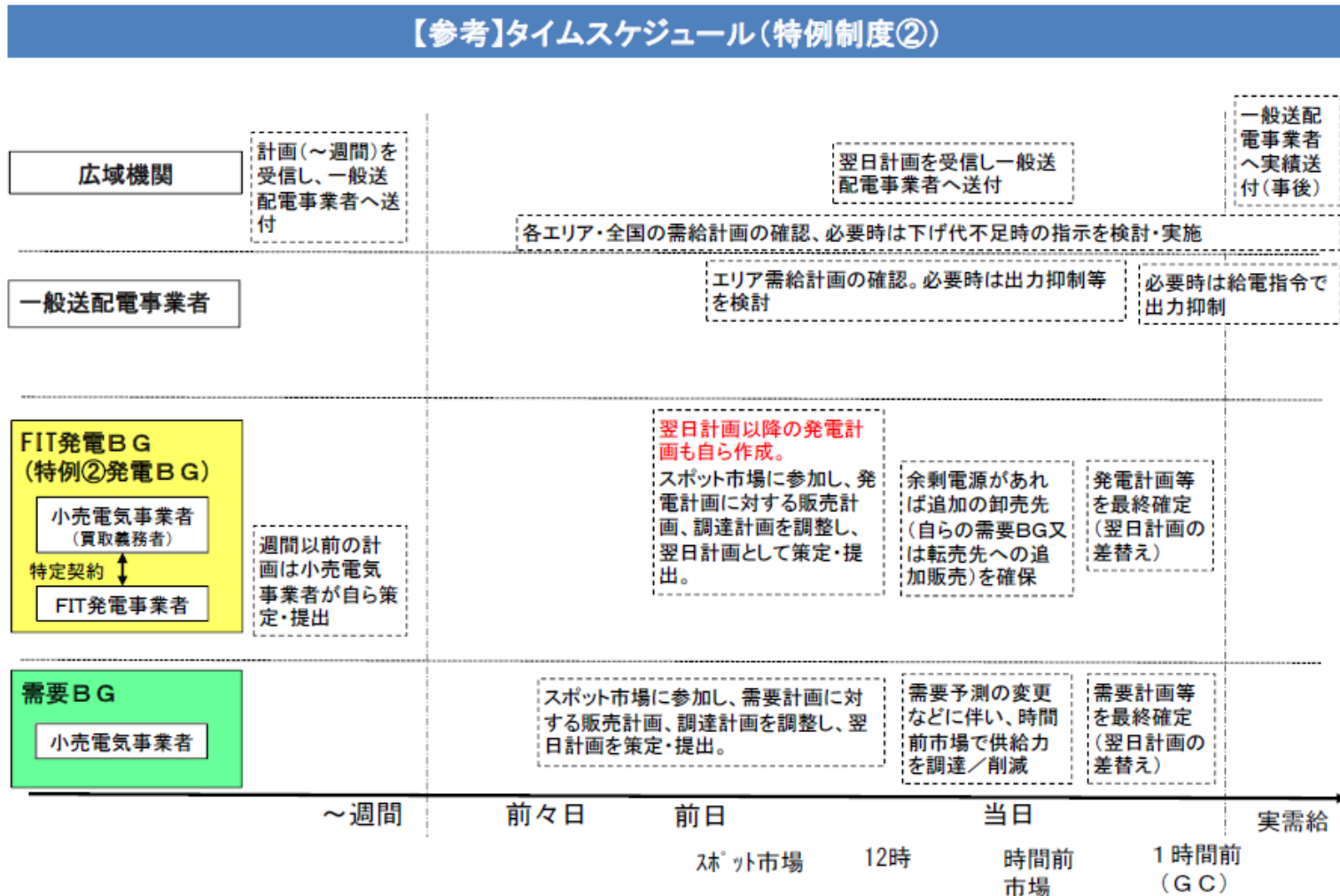
【1時間前GC(計画確定)】

【実需給】





出典: 電力広域的運営推進機関の資料「FIT特例制度を適用する場合の計画値同時同量制度について」より作成 20



出典: 電力広域的運営推進機関の資料「FIT特例制度を適用する場合の計画値同時同量制度について」より作成 21

2-③. 送配電買取における小売電気事業者への引渡し方法

8

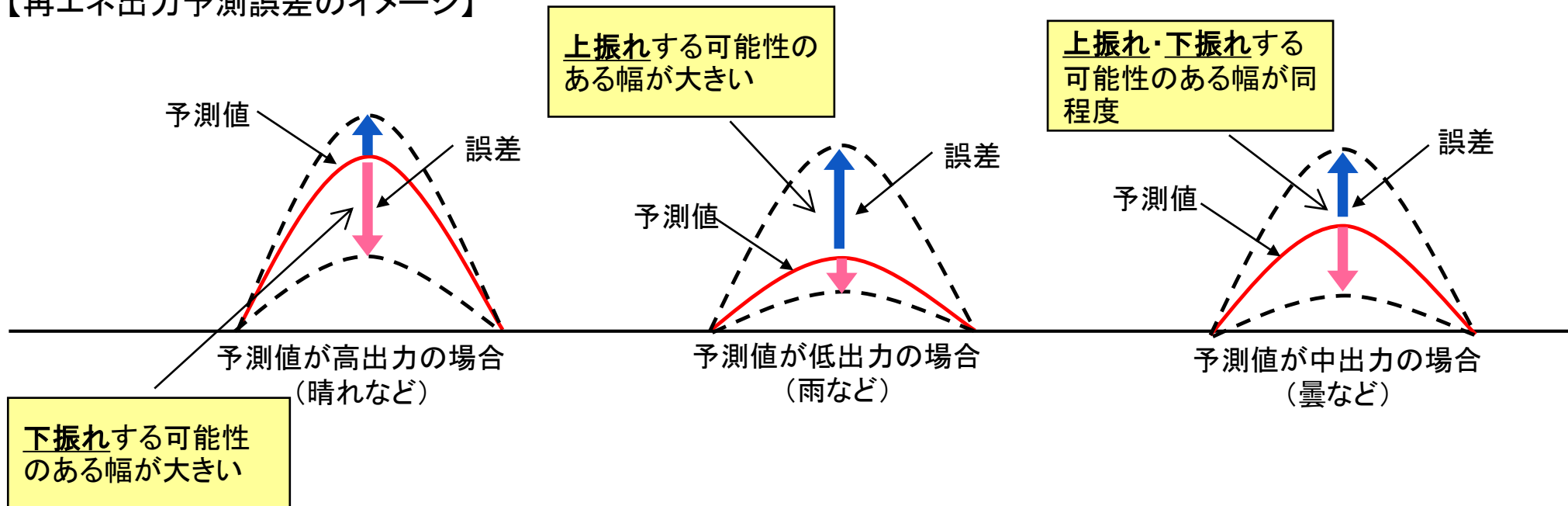
- 国全体で F I T 電気を広域的・効率的に使用することによって再生可能エネルギーの最大限の導入を促進する観点から、送配電事業者が調達した F I T 電気は、原則として、卸電力取引市場を経由して小売に引き渡すこととする。
- その上で、電源を特定した供給が必要となる場合や市場が使えない場合等において、再生可能エネルギー電気卸供給約款に基づく送配電事業者と小売電気事業者との相対供給を可能とする。

<改正法第17条に基づく引渡しの詳細(省令事項)>

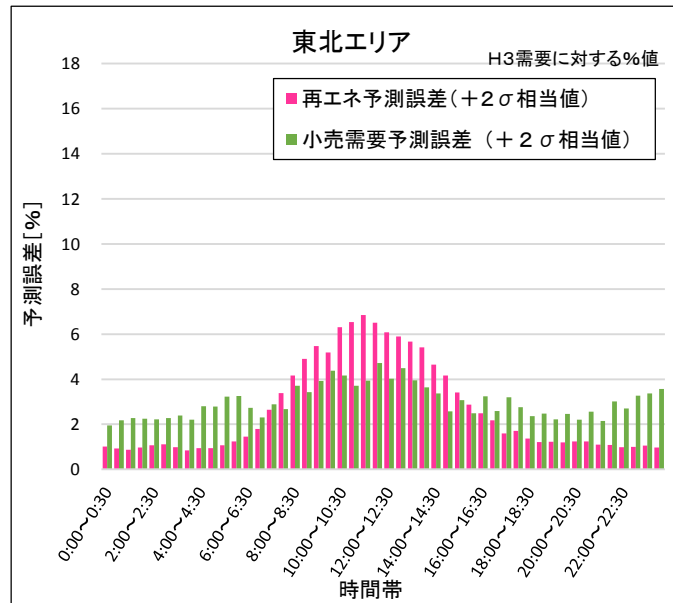
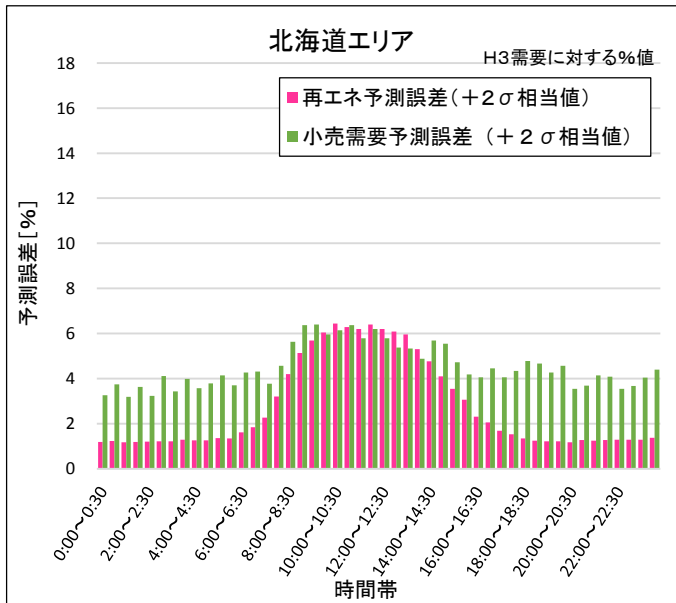
	契約上の電気の流れのイメージ	詳細
1 項	<p>(1) 市場経由の引渡し</p> <p>市場での買い付け</p> <p>卸電力取引市場</p> <p>小売電気事業者</p> <p>市場での買い付け</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ この引渡しを原則とする。 ■ 旧一般電気事業者内のやり取り(法律上は「使用」)についても同様とする。
2 項	<p>(2-1) 電源・供給先固定型</p> <p>送配電事業者</p> <p>小売電気事業者</p> <p>※ F I T 発電事業者と小売との間に個別の契約が締結されていることが必要。 ※あくまで送配電事業者が買い取った上で、小売電気事業者に供給。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。 ■ 発電・小売双方の間に契約が成立していることが条件。 ■ 地域をまたぐ場合は、連系線の確保が必要。
	<p>(2-2) 電源・供給先非固定型</p> <p>送配電事業者</p> <p>小売電気事業者</p> <p>小売電気事業者</p> <p>※個別の電源は特定されず、小売電気事業者には kWh だけが渡される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。 ■ 利用できる場合は、 <ol style="list-style-type: none"> ①市場が存在していない地域(沖縄・離島等) ②市場が存在していても使えない場合等(災害時等)

- 本来GCまでの予測誤差は小売電気事業者が計画を見直し調整するものであるが、FIT特例制度①と③の発電計画については、一般送配電事業者が前々日と前日に予測を行うものであり、その後は計画変更を行えないため予測誤差が発生することは避けることができず、その量は特に昼間に大きい。
- 再エネ出力予測誤差量は時間帯によって異なるとともに、予測結果が高出力であるか低出力であるかによっても実績が上振れするか下振れするかなどの予測誤差の傾向は異なるため、年間や月間を通じて一律に必要な量を検討するのではなく、予測時に想定した天候等を考慮した検討を行う必要があるのではないかと。
- 予測時に想定した天候等により予測誤差量が変わるのであれば、対応する調整力をFIT特例制度①と③の翌日発電計画作成前に調達するか、翌日発電計画作成後に調達するかで必要量も異なることから、調達タイミングも考慮して調整力必要量を検討することでどうか。

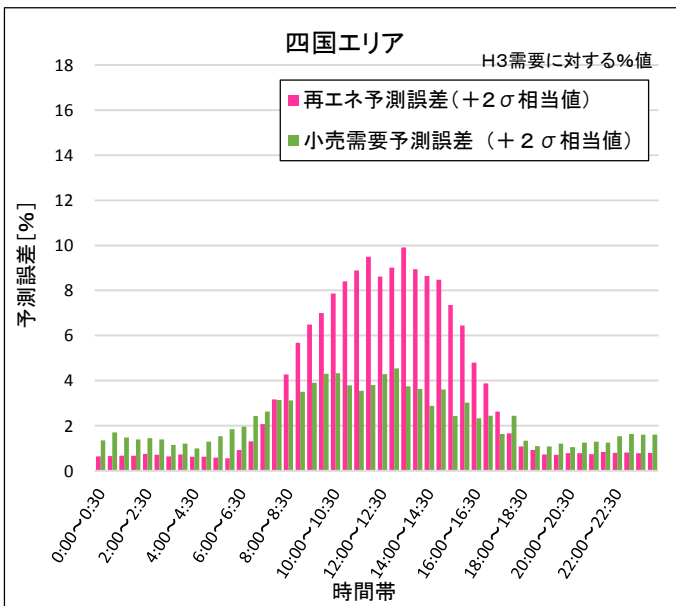
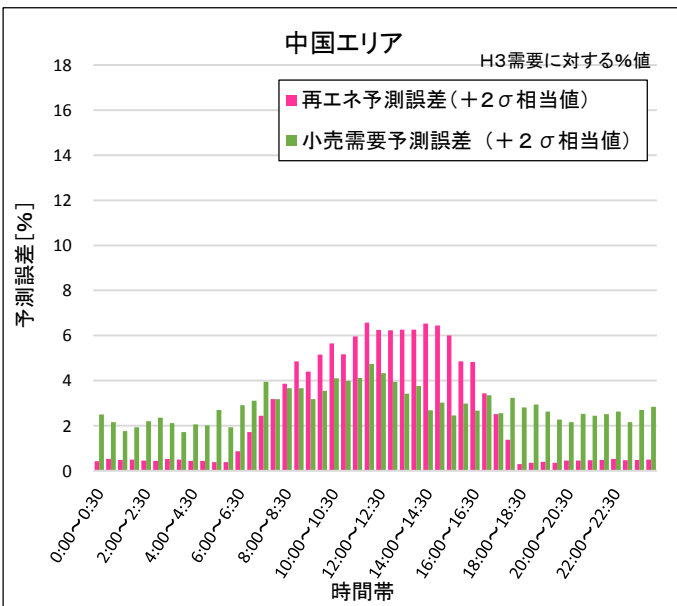
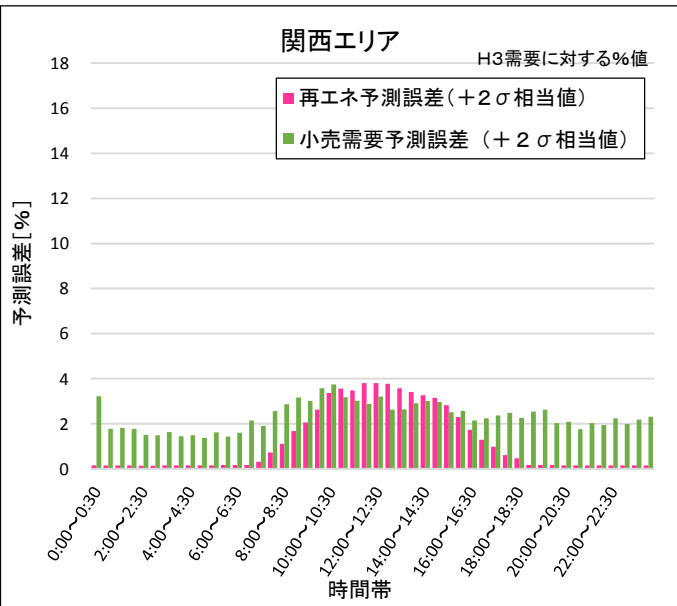
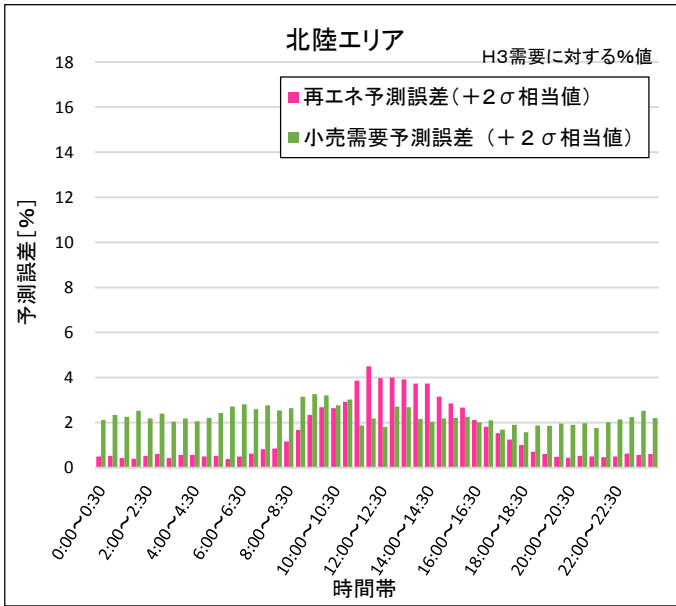
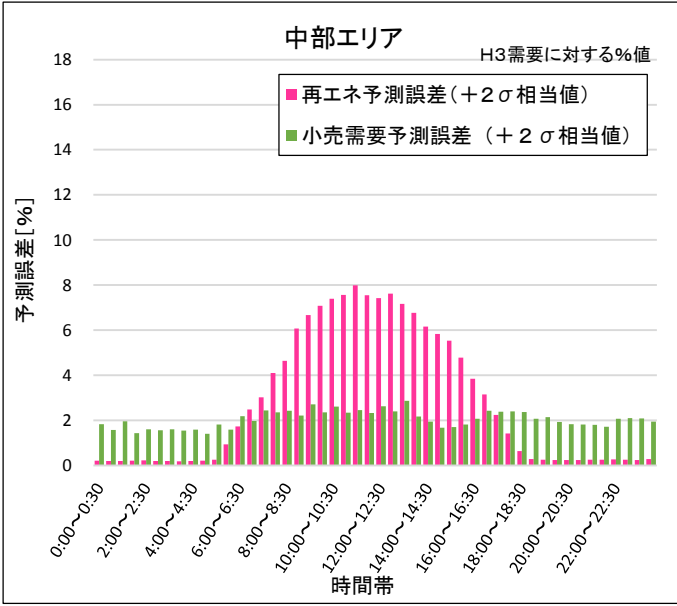
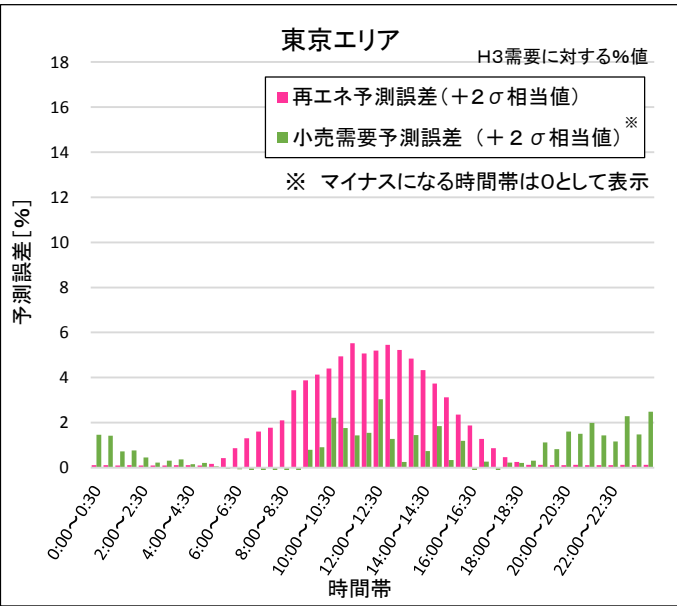
【再エネ出力予測誤差のイメージ】

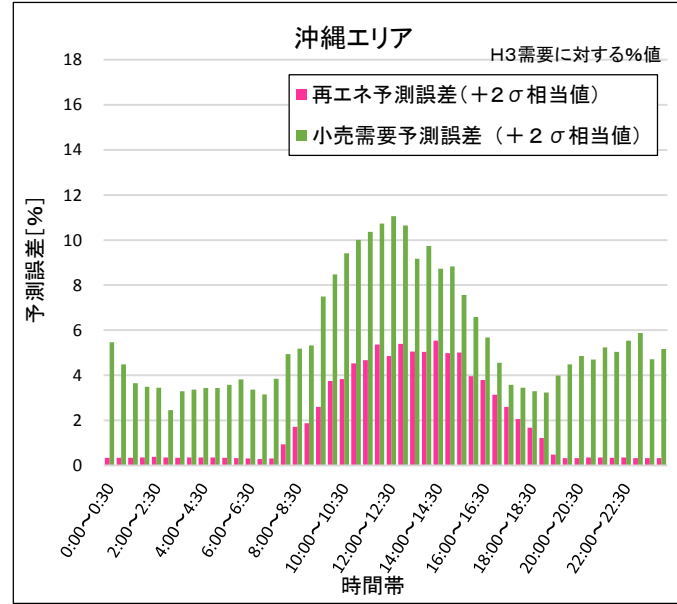
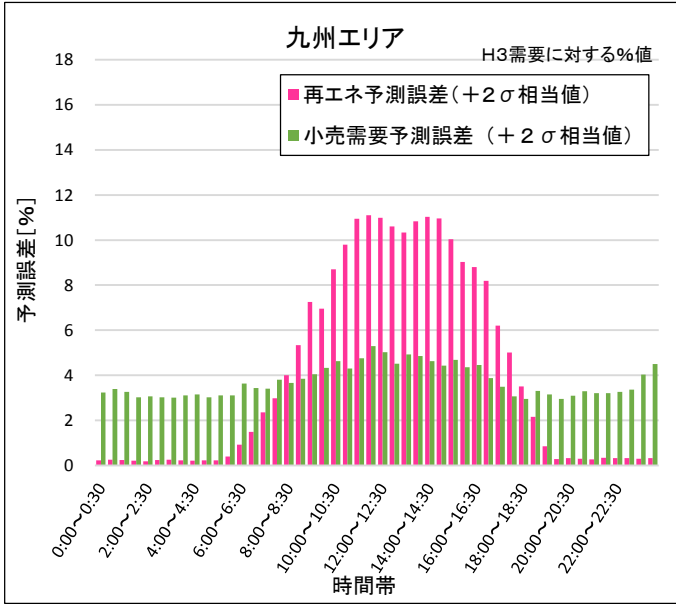


■ 再エネの導入が進んでいるエリアにおいては、需要予測誤差よりも再エネ出力予測誤差の方が大きくなる傾向にあり、再エネ出力予測誤差に対応するために必要な調整力も昼間に増加する傾向にある。

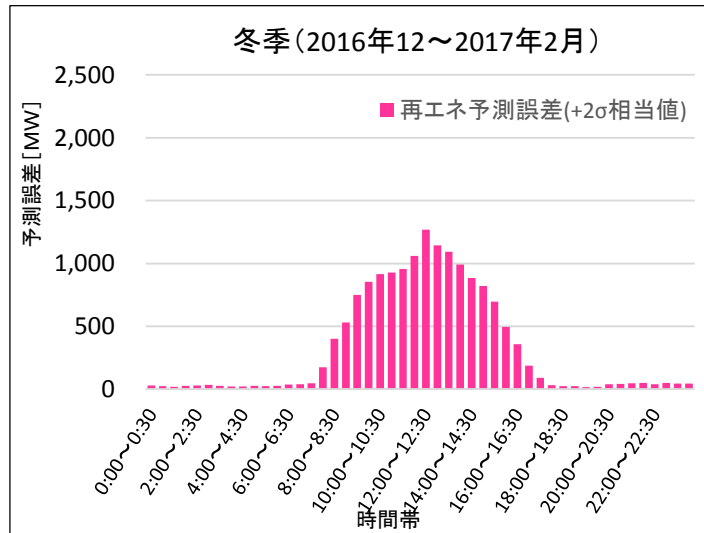
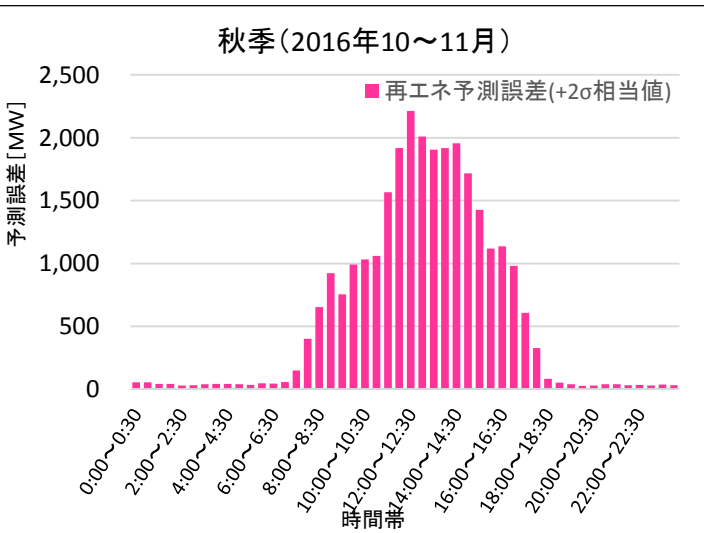
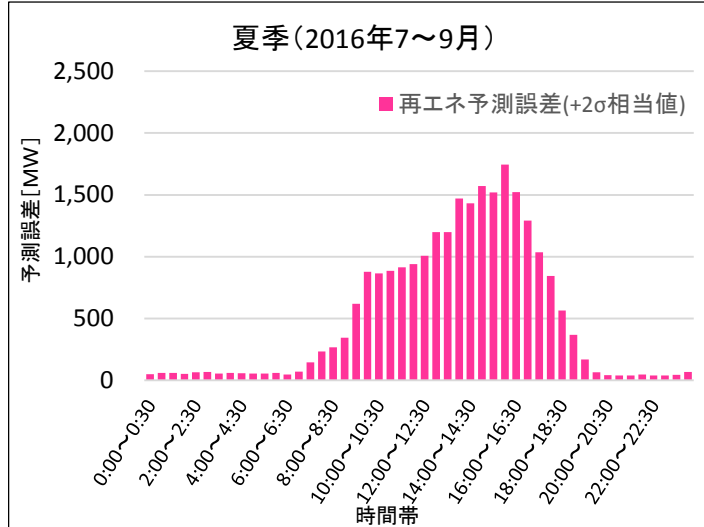
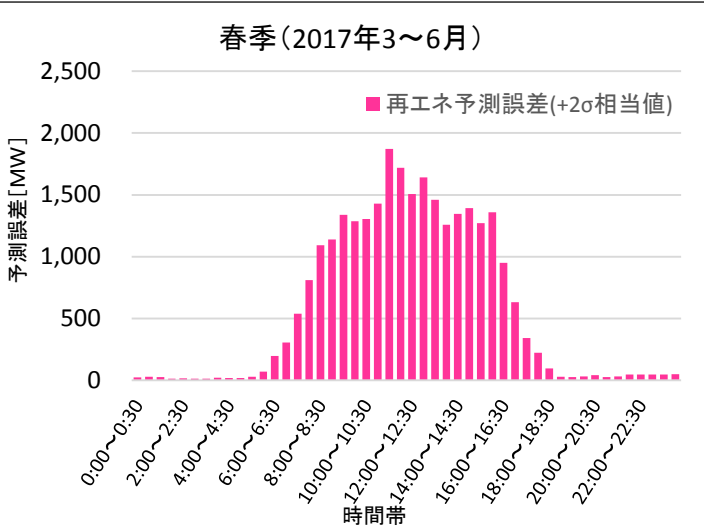


- ※ エリアの年間H3需要に対する%値
- ※ 以降では再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 - ・再エネ予測誤差 = 予測 - 実績
 - ・小売需要予測誤差 = 実績 - 予測
- ※ 再エネは太陽光+風力(2016年度はFIT特例制度①のみ。2017年度からはFIT特例制度③も算入。)
- ※ FIT特例制度①については前々日予測と実績の誤差を、FIT特例制度③については前日予測と実績の誤差を計算
- ※ 2016年7月～2017年6月のデータを使用
- ※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要





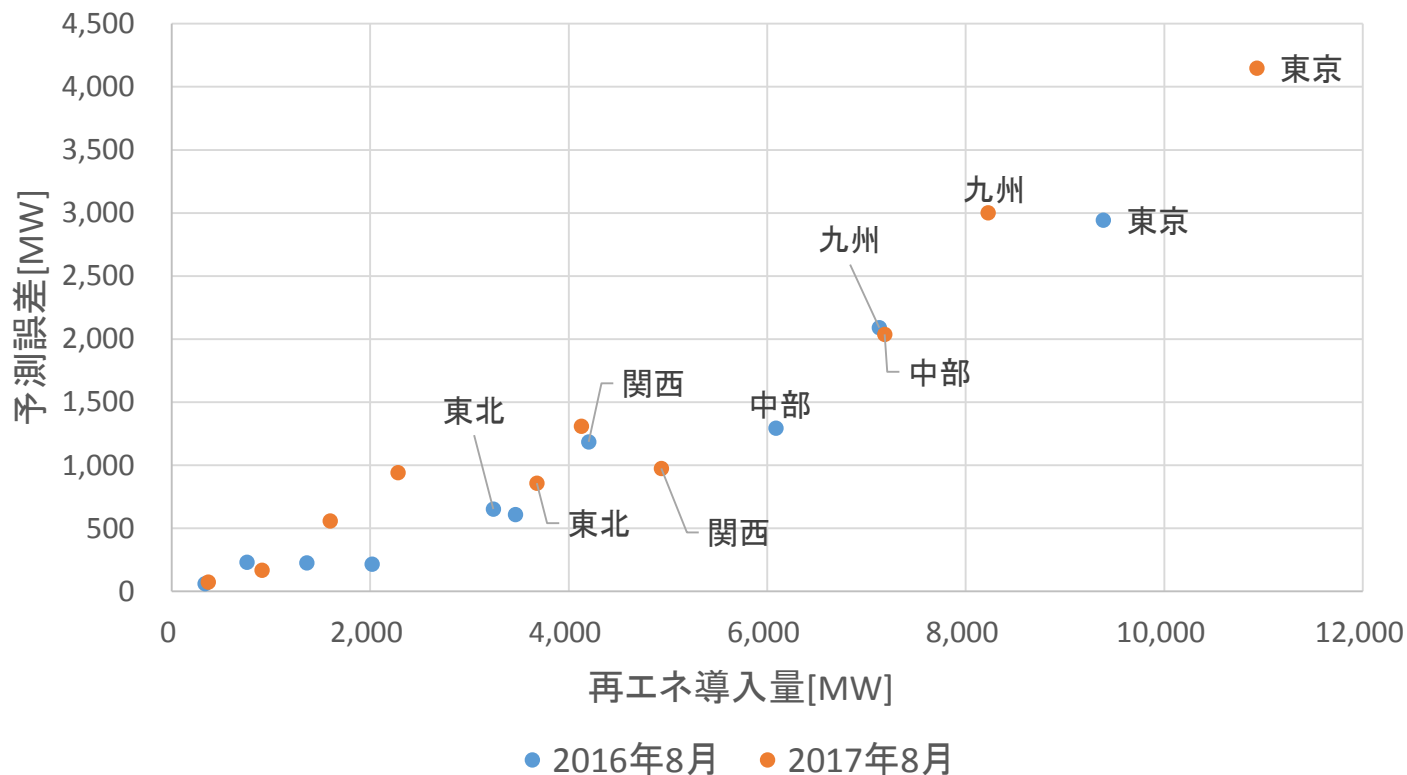
■ 季節に応じて再エネ出力予測誤差の大きさや発生時間帯などの傾向はやや異なり、冬季は少ない傾向がある。季節に応じて必要量を算定する必要があるのではないか。



- ※ 九州エリアの2016年7月～2017年6月の季節別データを使用
- ※ 再エネは太陽光+風力(2016年度はFIT特例制度①のみ。2017年度からはFIT特例制度③も算入。)
- ※ FIT特例制度①については前々日予測と実績の誤差を、FIT特例制度③については前日予測と実績の誤差を計算

- 2016年と2017年8月の11～13時の2時間における再エネ出力予測誤差※について比較した結果、再エネ導入量増加に伴い、再エネ予測誤差も概ね比例して増加する傾向にあることが確認された。
- 今後も再エネ導入量の増加は続くと考えられることから、必要量は設備量の伸びを考慮する必要があるのではないかと。

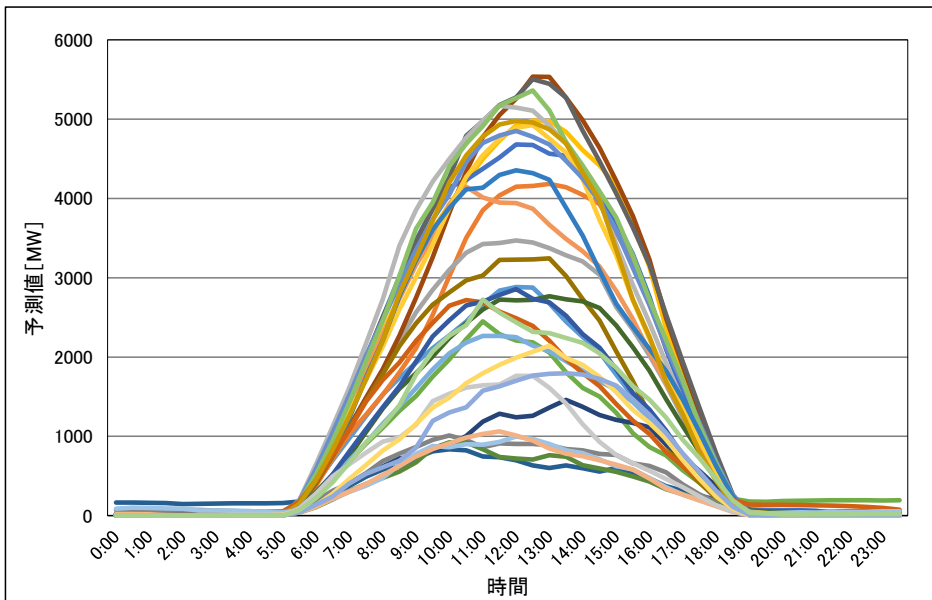
再エネ導入量に対する再エネ予測誤差



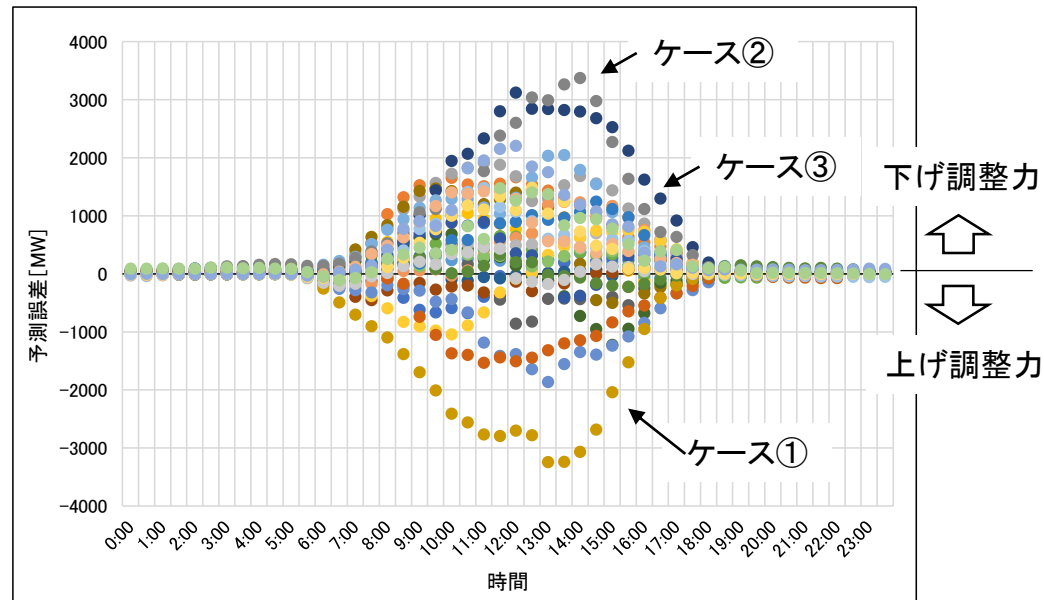
※ 2016年8月の再エネ導入量は固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト (http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html) より集計
2017年8月の導入量については未公開のため、供給計画において集計している1万kW以上の太陽光・風力発電の導入見通しの増加割合をもとに、2017年3月の固定価格買取制度情報から内挿して類推

※ FIT特例制度①については前々日予測と実績の誤差を、FIT特例制度③については前日予測と実績の誤差を計算

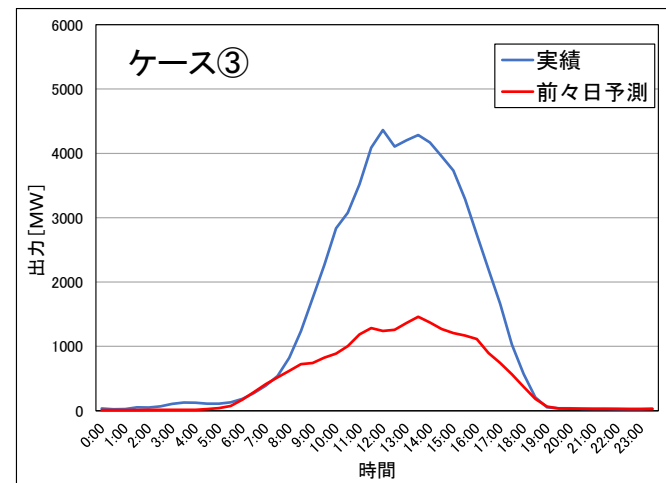
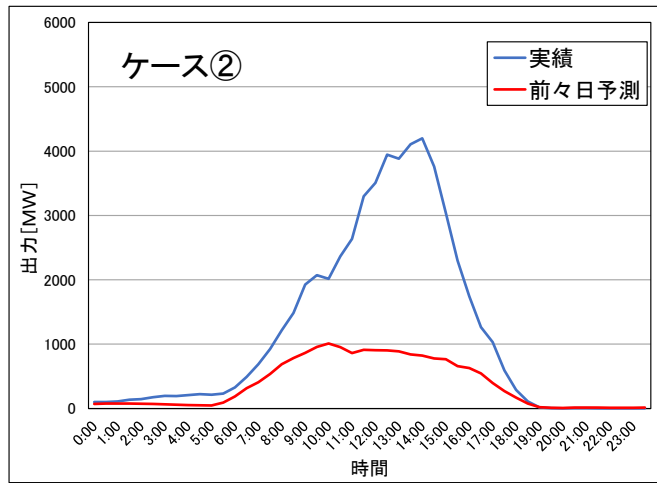
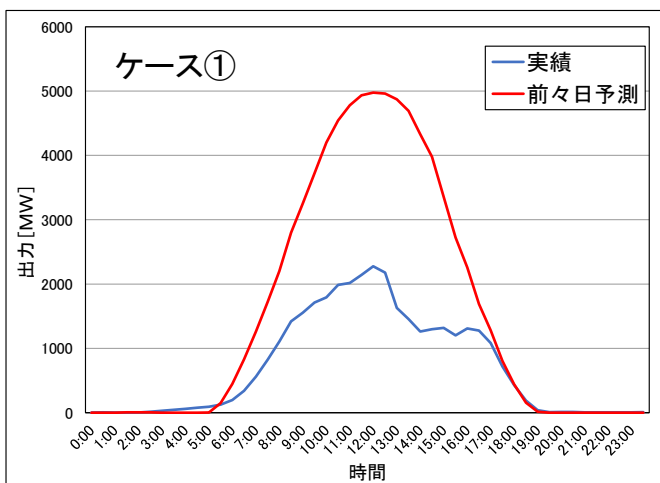
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(6月)



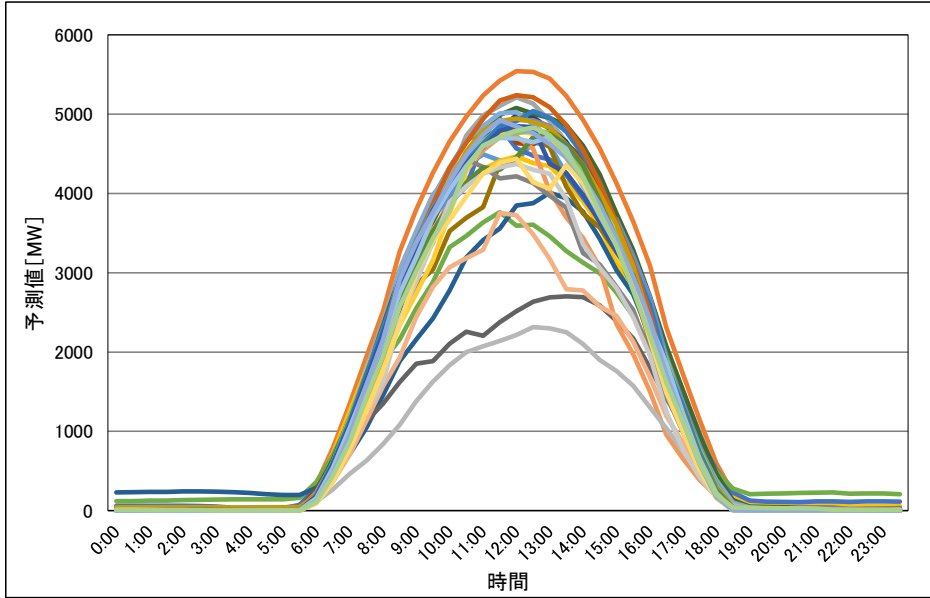
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(6月)



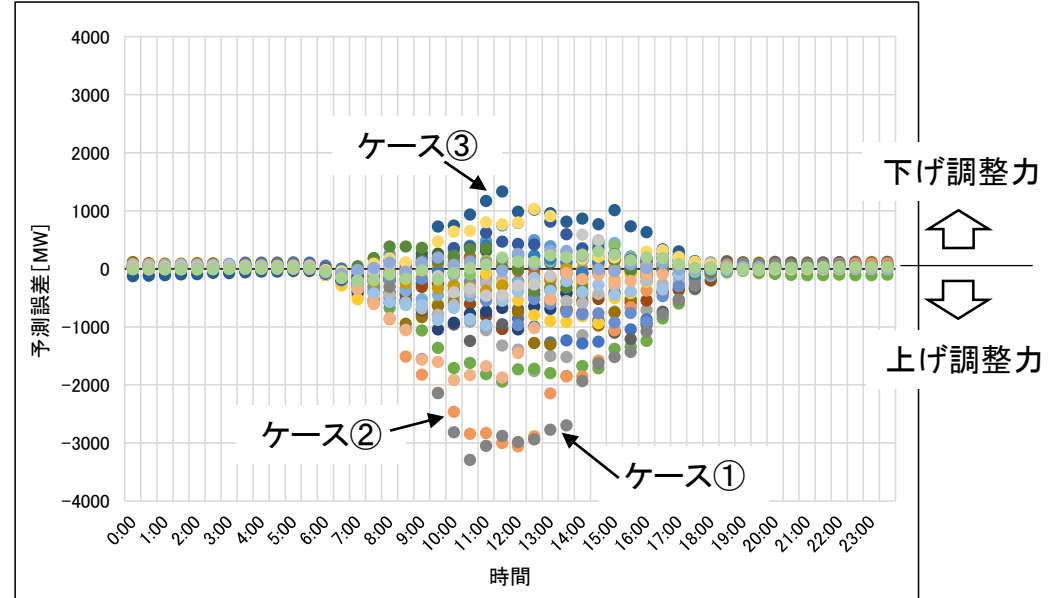
※予測誤差=実績値-予測値



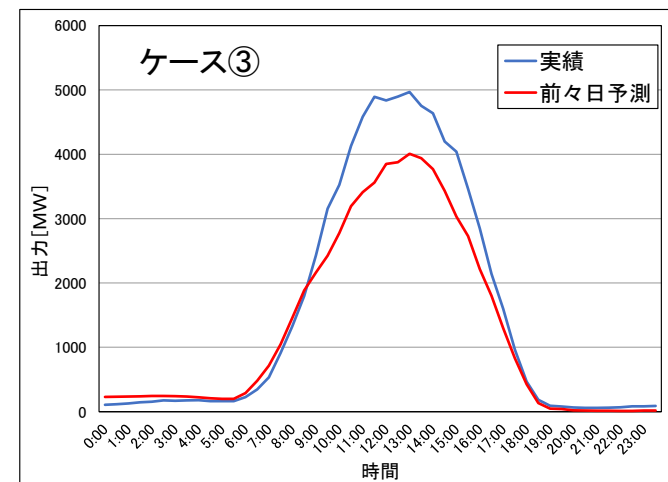
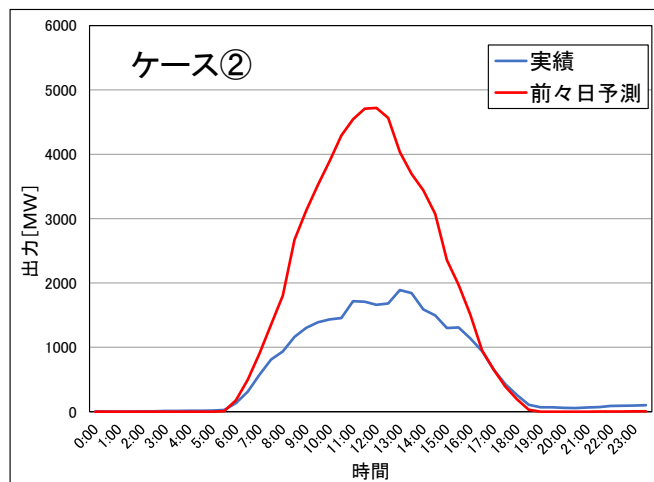
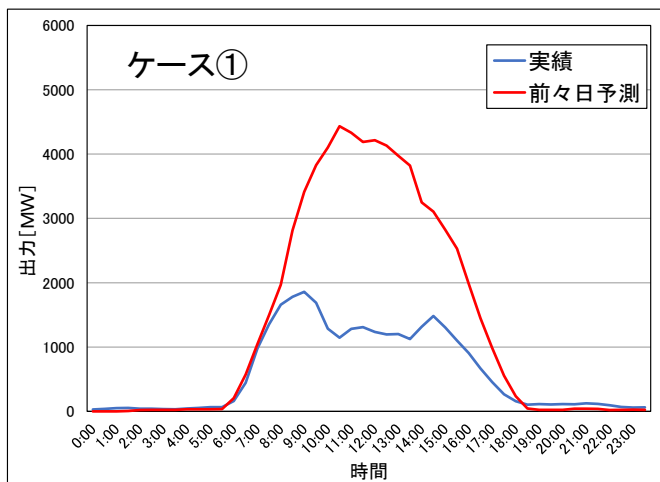
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(8月)



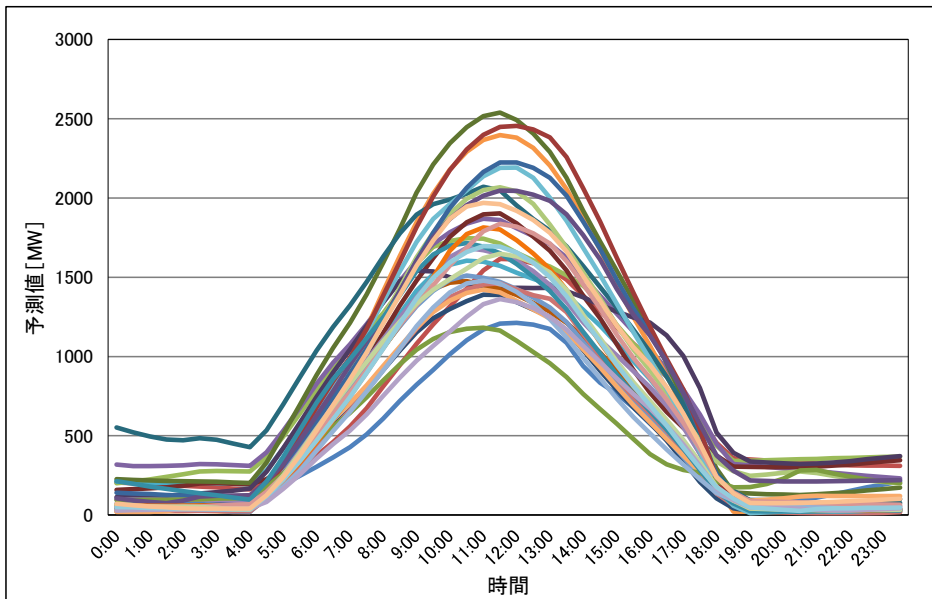
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(8月)



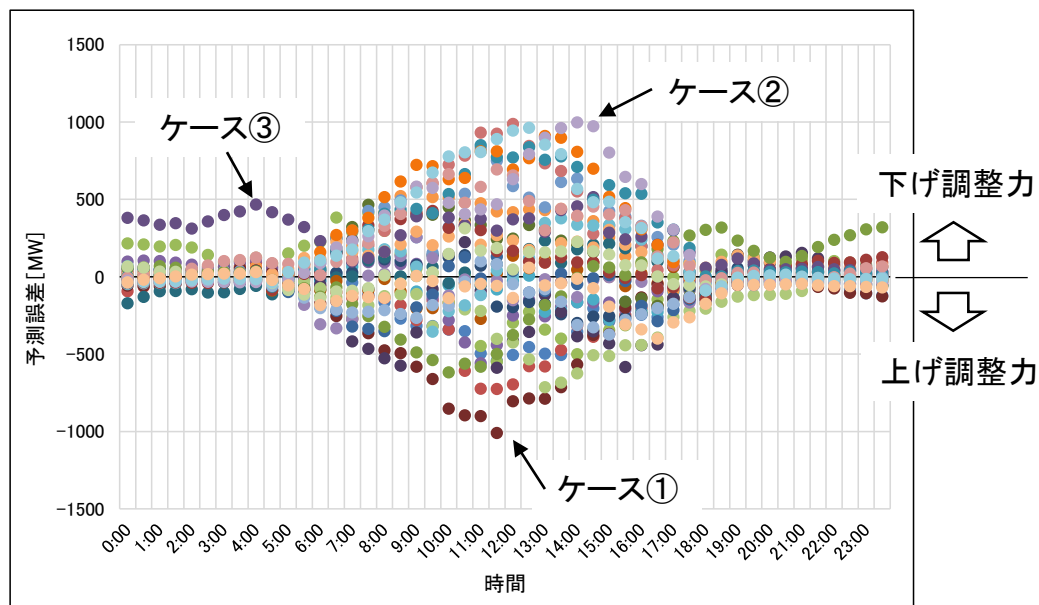
※予測誤差=実績値-予測値



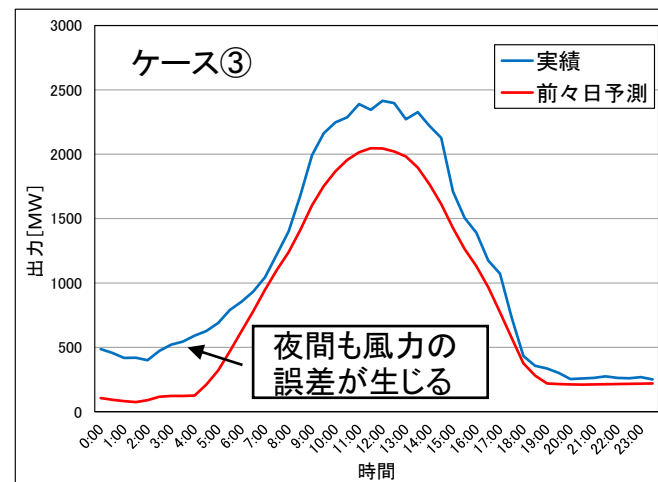
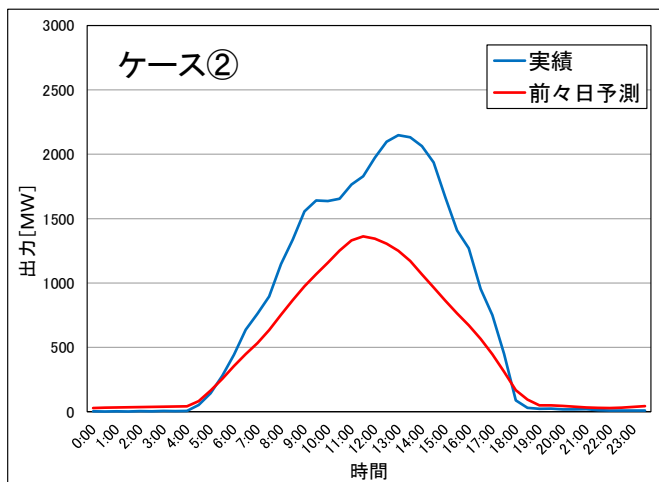
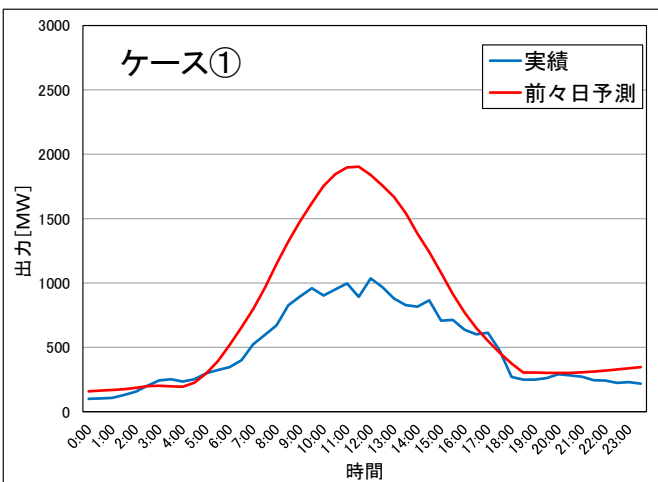
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(6月)



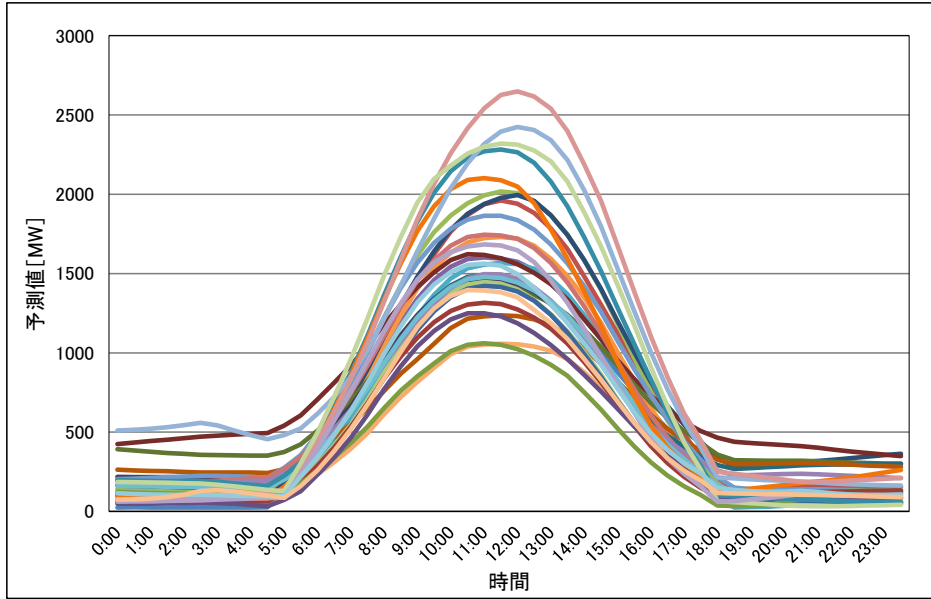
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(6月)



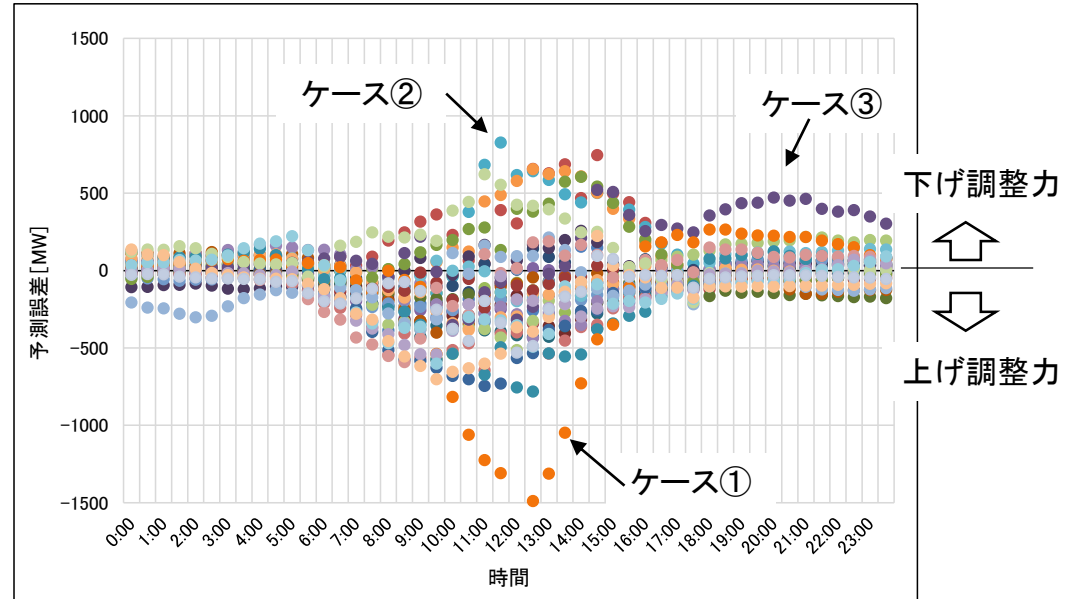
※予測誤差=実績値-予測値



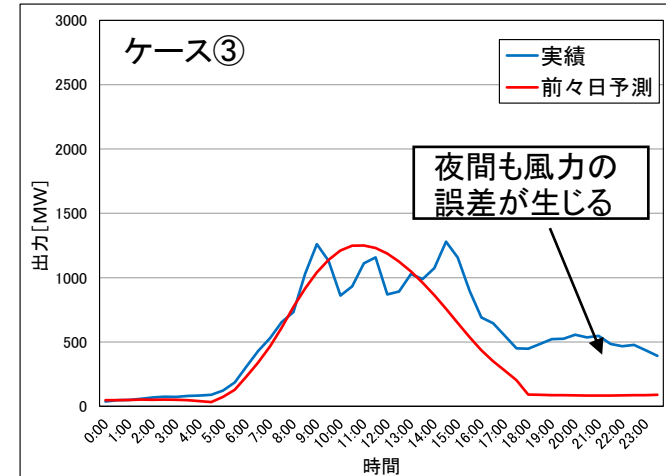
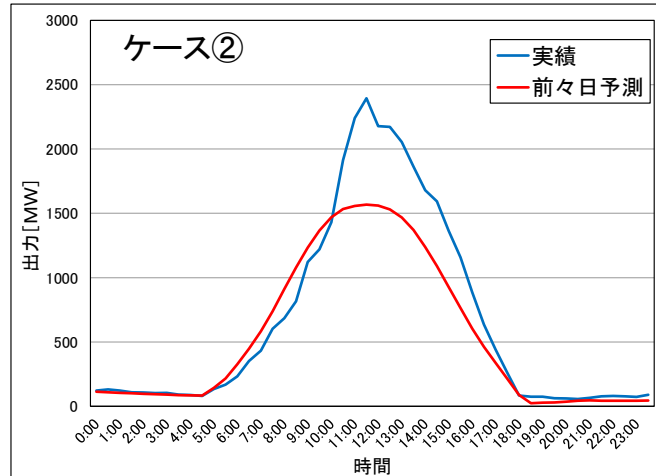
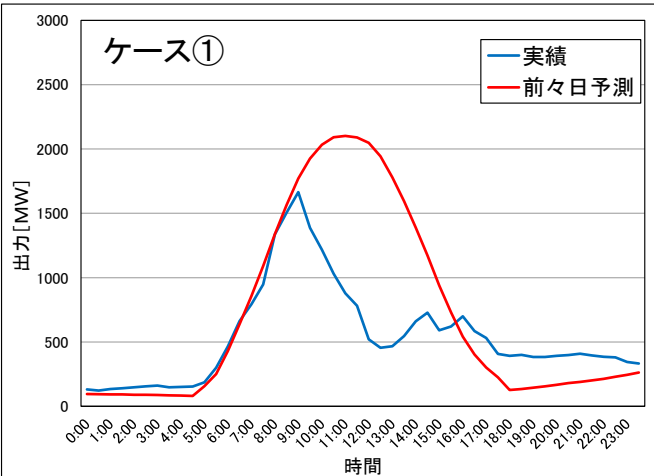
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(8月)



FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(8月)



※予測誤差=実績値-予測値

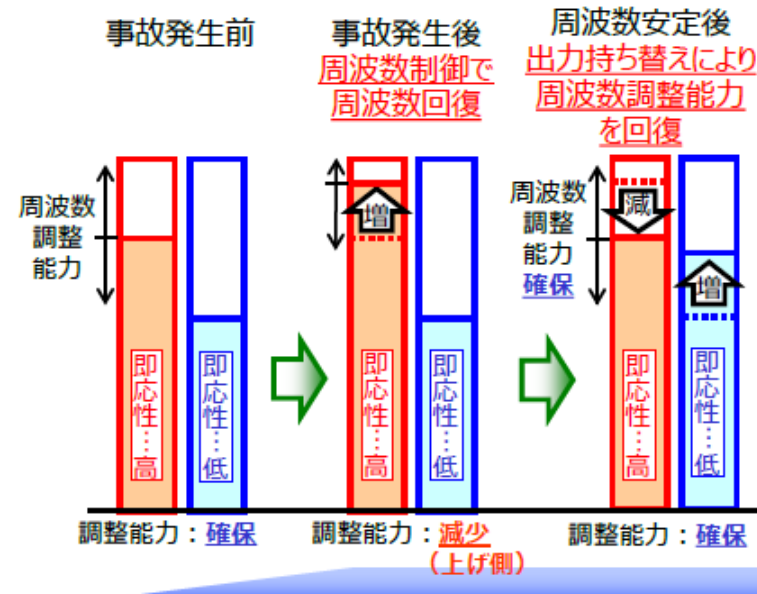
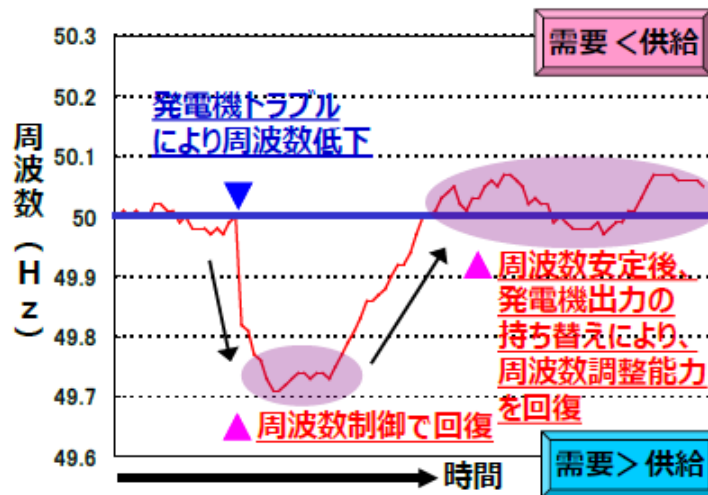


1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

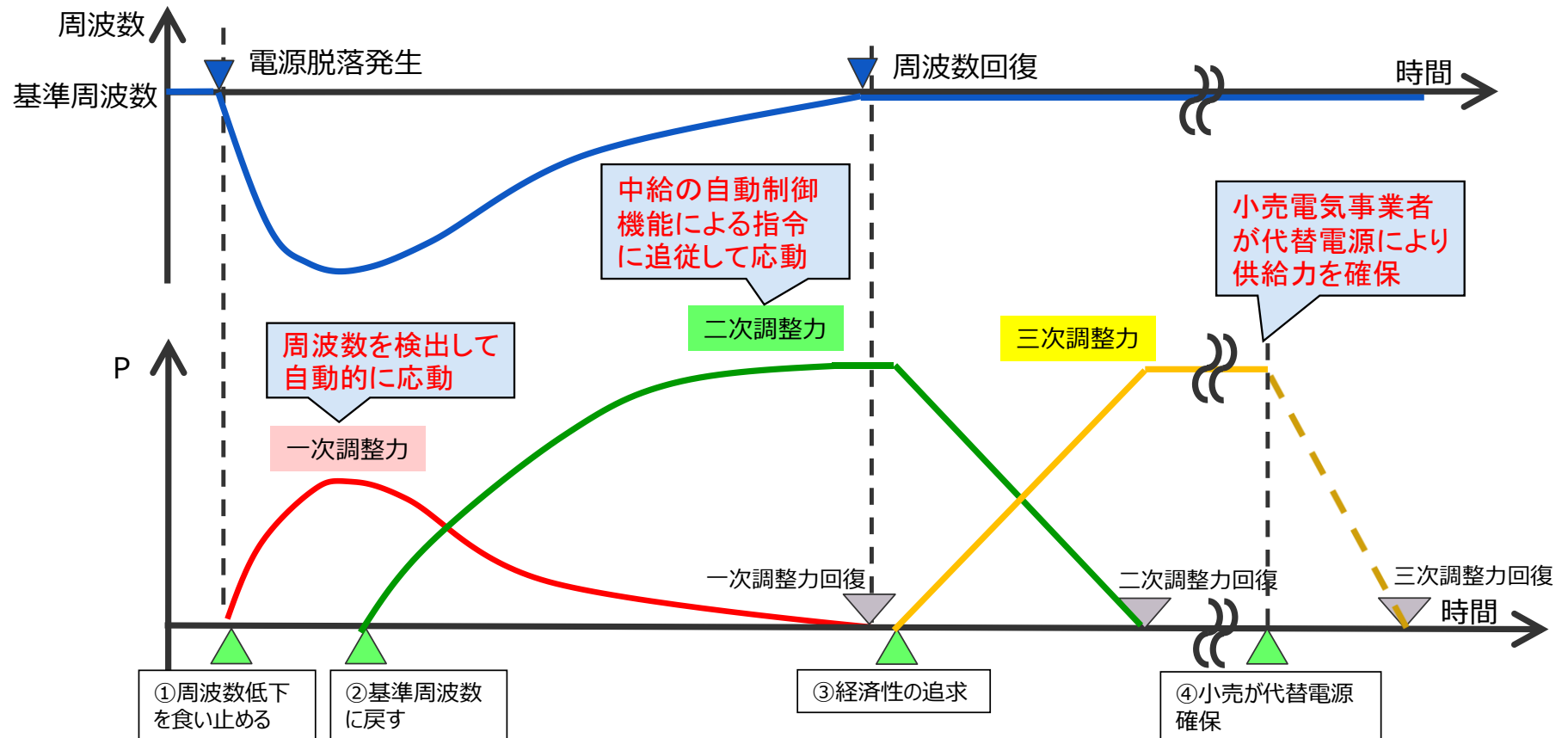
2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

(空白)

- 事故による電源脱落等により周波数低下が発生した場合は、調整力を活用して周波数低下を一定の範囲内に抑え、周波数制御で周波数を回復し、出力持ち替えにより周波数調整能力を回復する。
- 現状は、応動時間の短いGF機能で周波数低下を一定の範囲内に抑え、その後、中給システムからの指令に対する応動時間の短いLFCで維持し、EDCで発電機の持ち替えを行いながら周波数を回復させるとともに、周波数調整力を回復し、次に備えている。なお、大規模電源脱落時には系統安定化装置や負荷遮断等を組合せて対応している。
- 各段階で調整力に求められる能力は異なり、大規模な電源脱落等が発生した場合にも細分化した調整力を組み合わせて対応する必要がある。



- 電源脱落時には、周波数変動を検出して自動的に応動する一次調整力で周波数低下を一定の範囲内に抑える。
- 中給システムの自動制御機能による指令に追従して応動する二次調整力で周波数を回復させる。周波数が回復することにより、一次調整力が回復する。
- さらに二次調整力の発動量を、より継続時間の長い三次調整力に徐々に受け渡すことにより、二次調整力を回復させる。
- 小売電気事業者が代替電源を確保することにより、三次調整力が回復する。



1. 需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について
 - A) 2020年の需給調整市場の姿
 - B) 制度検討作業部会(TF)における課題
 - C) 需給調整市場の商品設計に関する検討
 - a. 調整力の要件
 - b. 調達タイミング、調達対象期間(商品のブロック)
 - c. ブラックスタート、電圧調整等の扱い
 - D) 広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討
 - a. 三次調整力②(低速枠)の概要

2. 需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について
 - A) 現状の調整力運用
 - B) 需給調整市場で取り扱うもの
 - C) 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - a. 調整力で対応する事象
 - b. 平常時に必要な調整力
 - c. 電源脱落時に必要な調整力
 - d. 商品毎の必要量の算定の考え方

(空白)

- 需給調整市場では細分化された調整力毎の必要量を検討する必要がある。商品毎の必要量については、主に平常時に対応する事象に関するデータを分析して算定していくこととしてはどうか。(実際はその他事象においても調整力は動作することもある)
- 緊急時については、系統安定化装置や負荷遮断等があることを踏まえつつ、どの程度の電源脱落まで対応可能かについて確認することによってどうか。

事象		調整力の商品区分					必要量検討の方向性
		一・二次		二次②	三次①	三次②	
		一次					
予測誤差	需要(小売)			○	○		小売需要計画(GC時点)と需要実績(30分平均値)の誤差を分析
	再エネ					○	FIT①と③の予測値と発電実績(30分平均値)の誤差を分析
時間内変動	需要	○	○	○			需要と再エネの切り分けは困難であり、残余需要の時間内変動を分析 ※データの時間粒度についての確認・検討が必要
	再エネ	○	○	○			
電源脱落(単機)		○	○	○	○		

- 「電源脱落(単機)」という表現は、送電線の1回線事故でも電源脱落する可能性があるため、「電源脱落(N-1)」という表現の方がより良いのではないか。
- 仮にFIT制度が見直されれば表の○が付く位置は変わってくるかと思うため、検討の中で今後も留意していきたい。
- 表は調整力の必要量を算定するうえで考慮していく事象を表しているのだとすると、調整力の受け渡しを考慮しながら○を付けていく箇所を変えることはあり得ると思う。今後の検討では、受け渡しも踏まえつつ考えていくことが必要。
- 二次調整力②と三次調整力①の再エネ出力予測誤差のところに○が付いていないが、需要予測誤差とどちらが原因か分からないのであれば、欄をまとめるか、両方に○を付ける方が良いのではないか。この表の今後の扱いは分からないが、どちらがコストを払うんだという議論をした時に、この表だけを見ると、再エネの影響がないように見えてしまう可能性があるのではないか。
- 二次調整力②や三次調整力①の必要量を何のデータから算出するかによって、○が付いたり付かなかったりすることがあるのではないか。残余需要予測誤差のデータを使うとすれば、再エネと需要の両方に○が付いてもおかしくはないのではないかと思う。ただ、もう少し検討が必要だと思う。
- 需給調整市場が始まった後に電源Ⅱの扱いをどうするのかというのを今後議論していく必要があり、容量市場のリクワイアメントとの関係性に留意する必要がある。