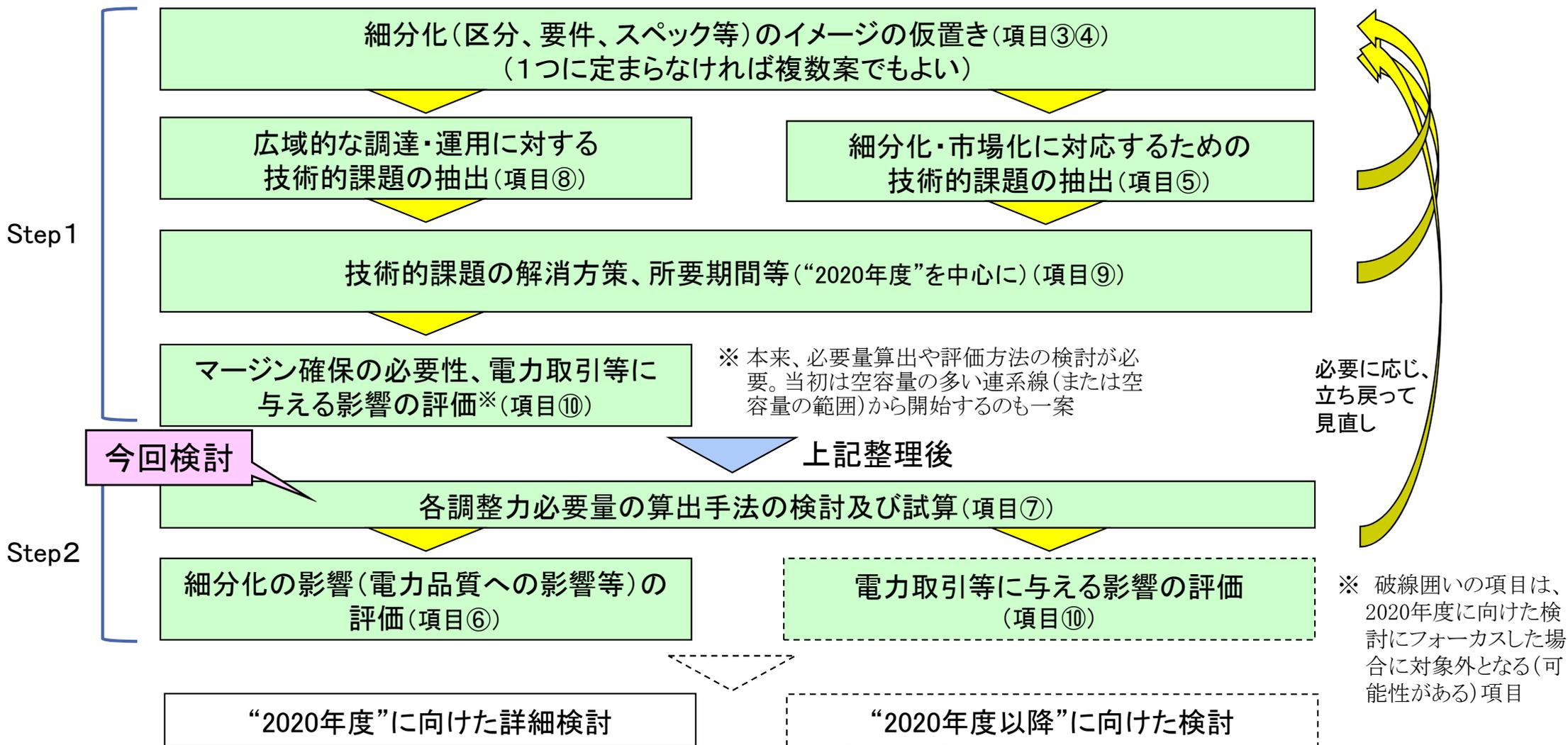


需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の 方向性について

2017年12月26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

- 第11回制度検討作業部会(2017年9月19日)において、制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」(上げ・下げ別)という計10区分を基本的な区分として商品設計を進めることとされた。
- 今回、調整力の商品区分ごとの必要量を検討するにあたり、その基本となる考え方について検討した。



※ 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. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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

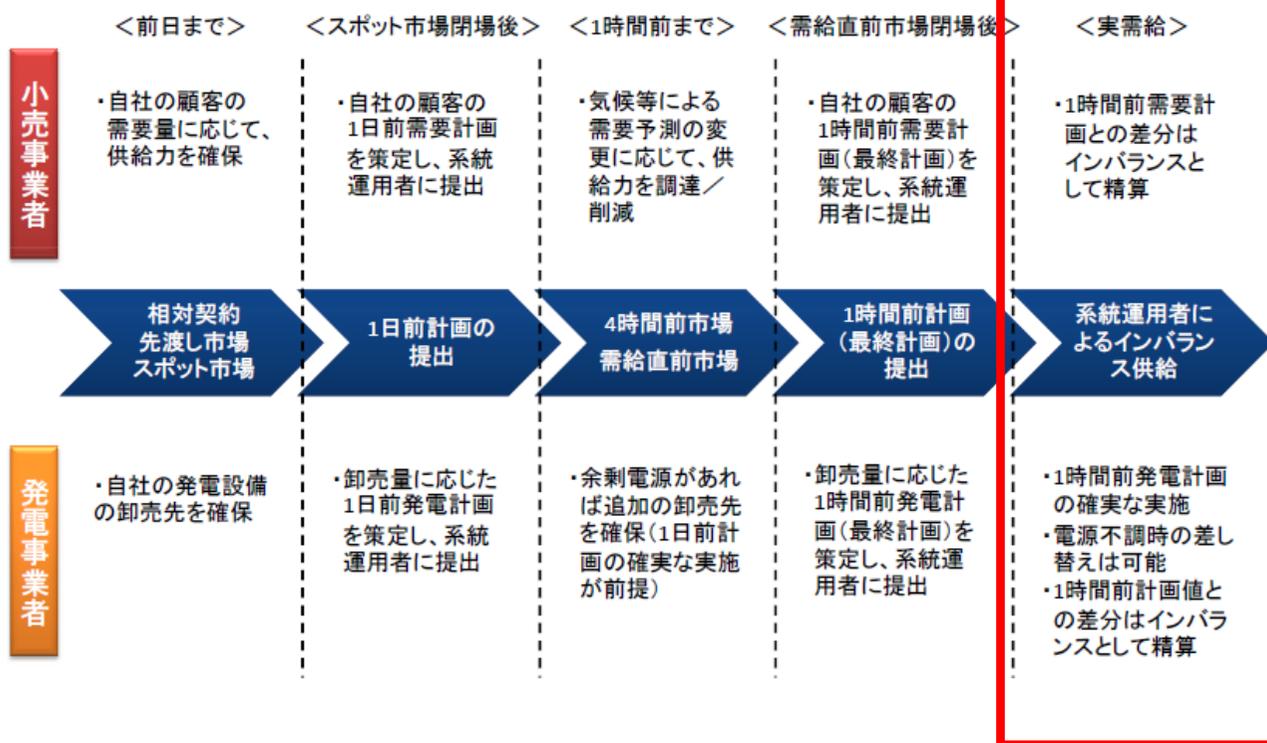
(空白)

1. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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。



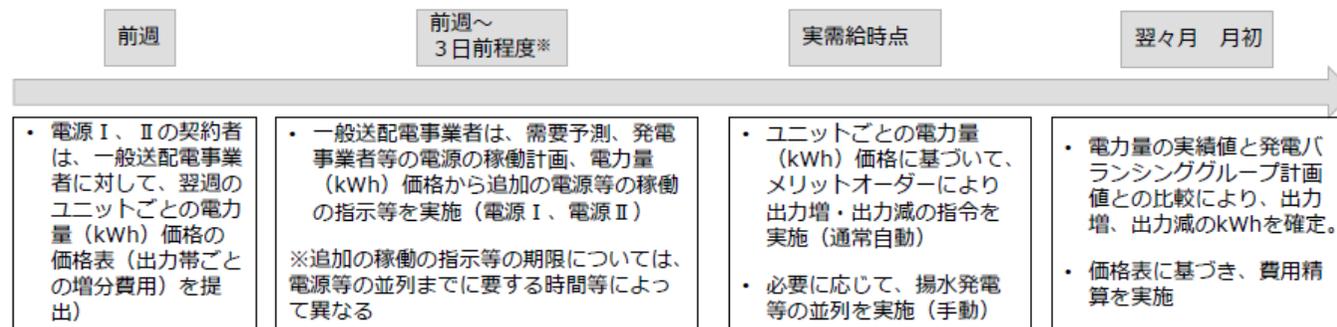
(現状)調整力電源の運用

(GC前)

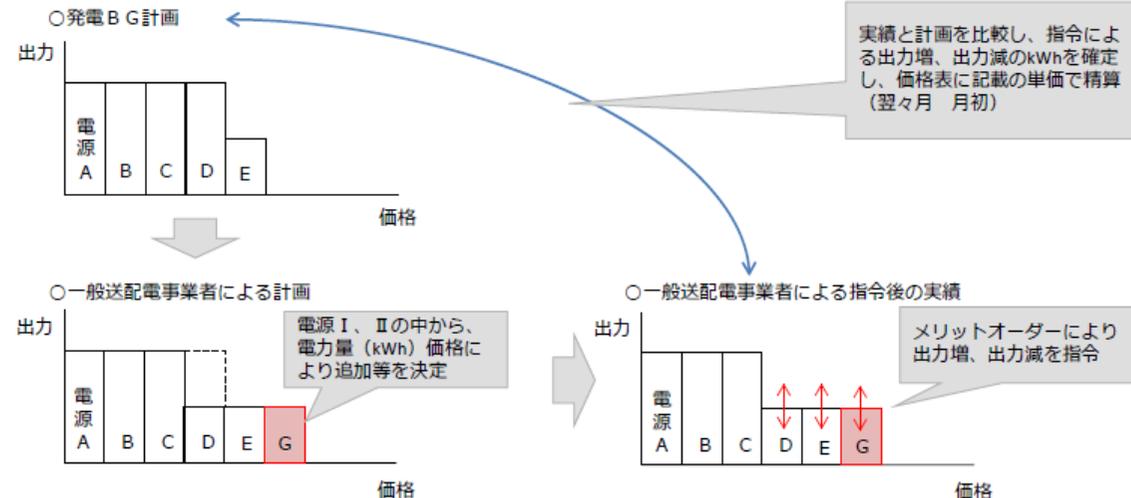
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・IIの中から電力量(kWh)価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・IIの追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(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】



(現状)調整力で対応する事象

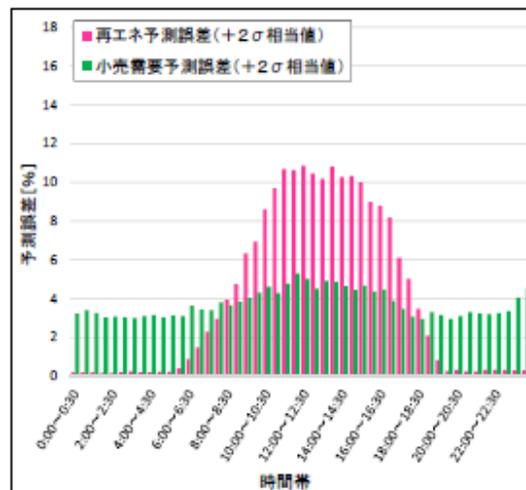
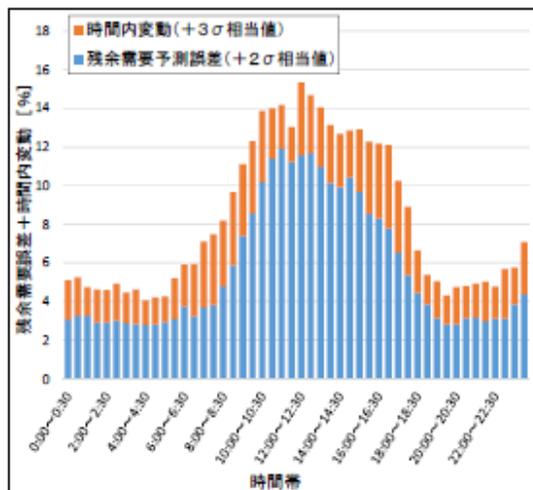
- 調整力で対応する事象には、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」があり、以下の事象に対応できるように一般送配電事業者は電源Ⅰと電源Ⅱの余力により調整力を確保している。

(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

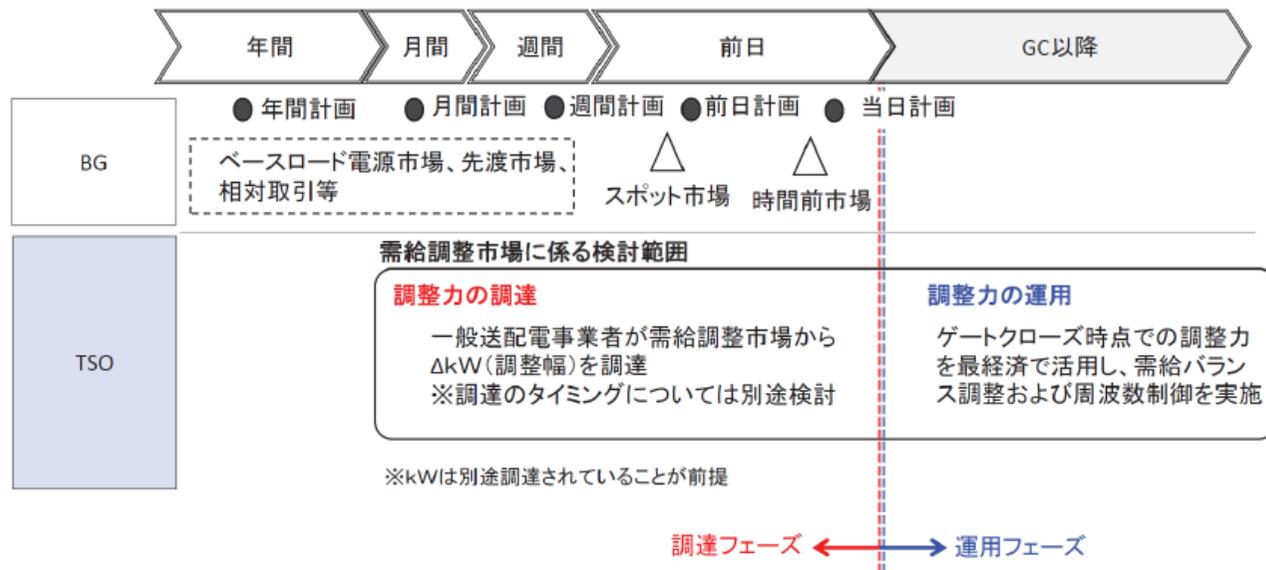
※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要

1. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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。

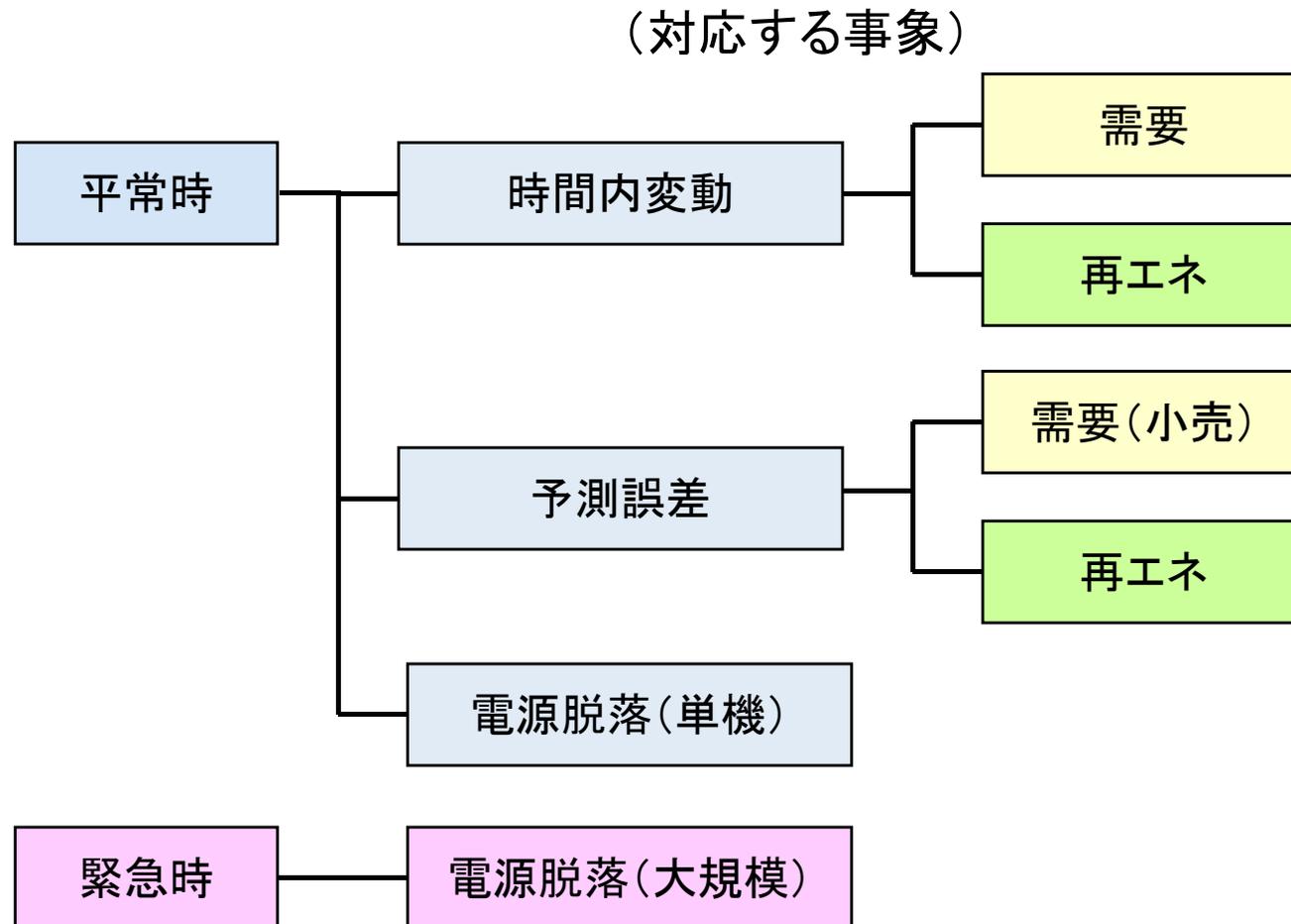
(需給調整市場創設後)

- 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とGC後の余力を活用して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. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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)

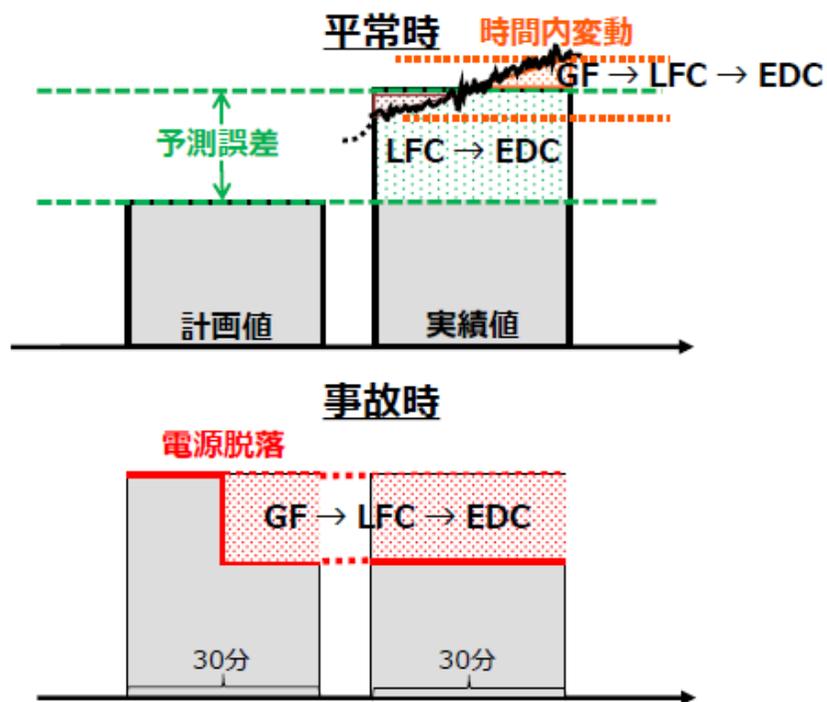
- 平常時に対応する事象としては需要変動と再エネ出力変動による時間内変動および需要および再エネ出力の予測誤差、電源脱落(単機)がある。
- 変動周期の早い変動に対しては、変動を検知して自動的に応動できる調整力および変動を検知して連続的に出される指令に応動できる調整力で対応する。
- 変動周期の遅い変動に対しては、ある程度先の時間に生じる誤差を予測しながら調整を行うことになる。数分先～1時間先に生じると予測される誤差を調整するために出される指令に応動できる調整力で対応する。

(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

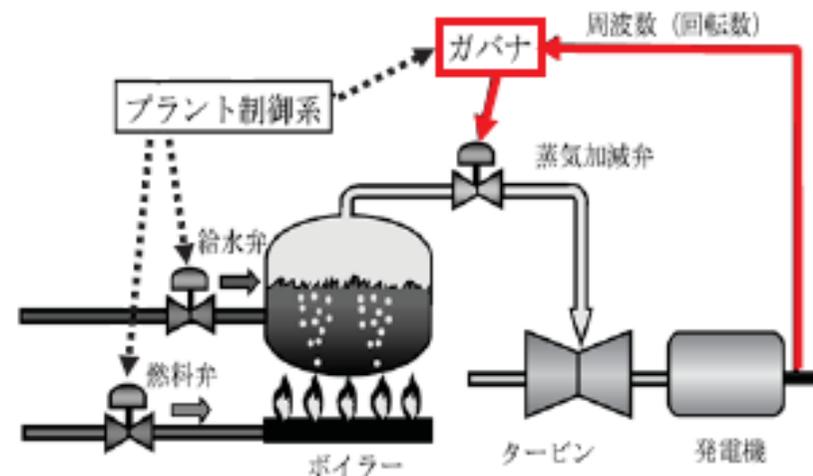
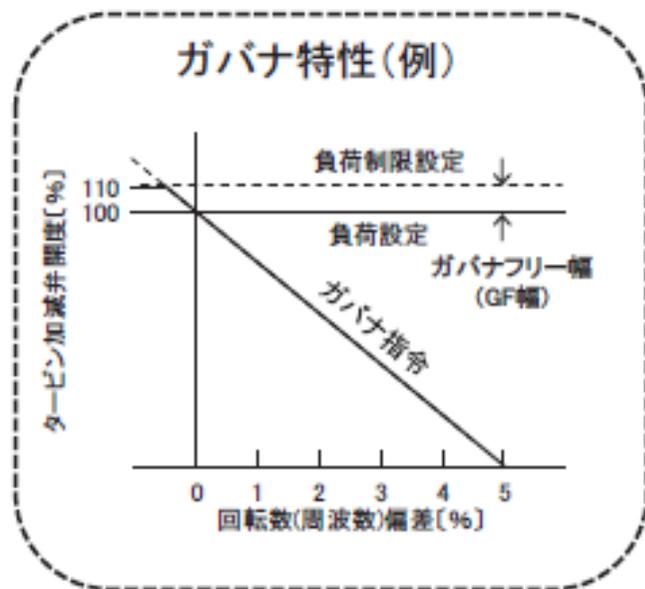
出所)第7回 制度検討作業部会 資料3 抜粋

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/007_03_00.pdf

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にかわらず、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)

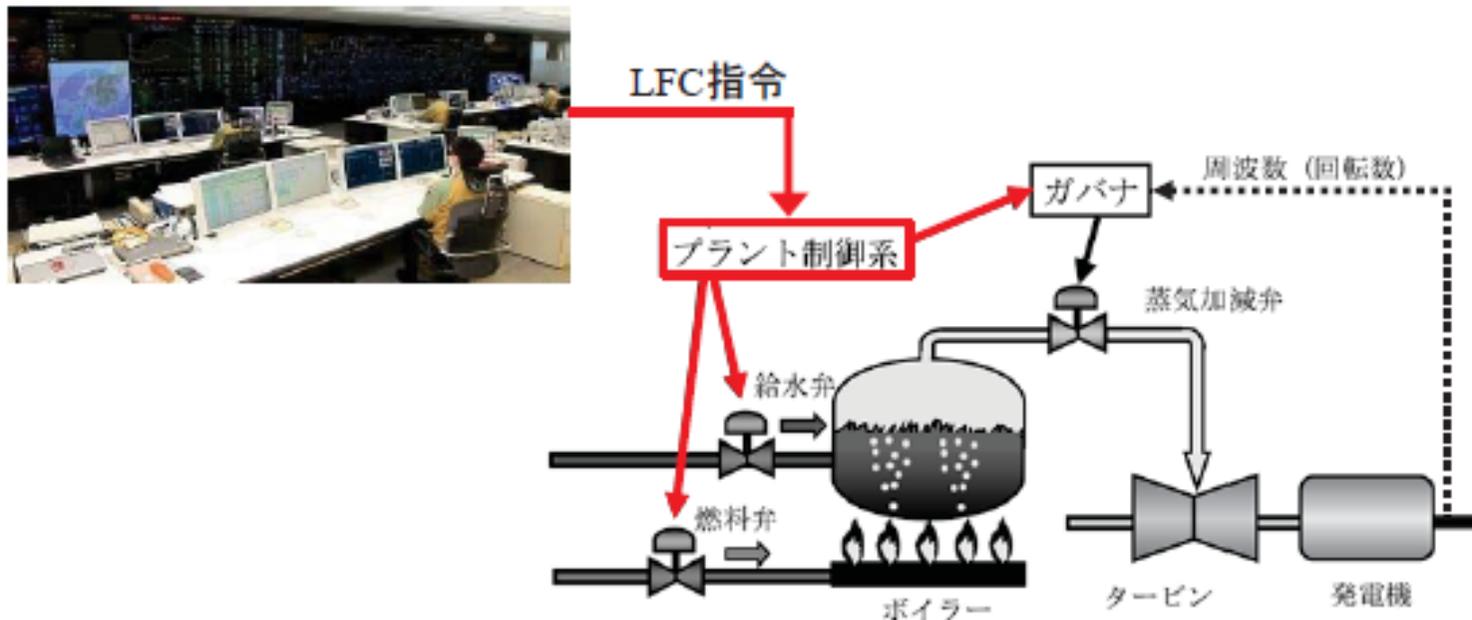
© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

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答特性,電気学会論文誌B, 124巻3号(2004)

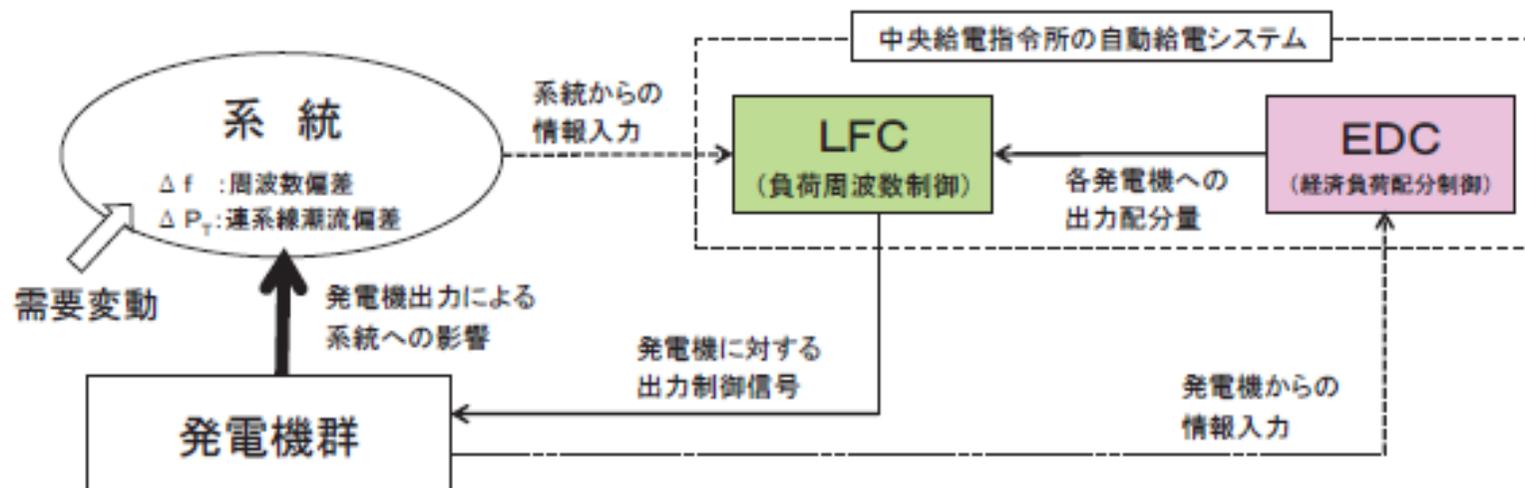
© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

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

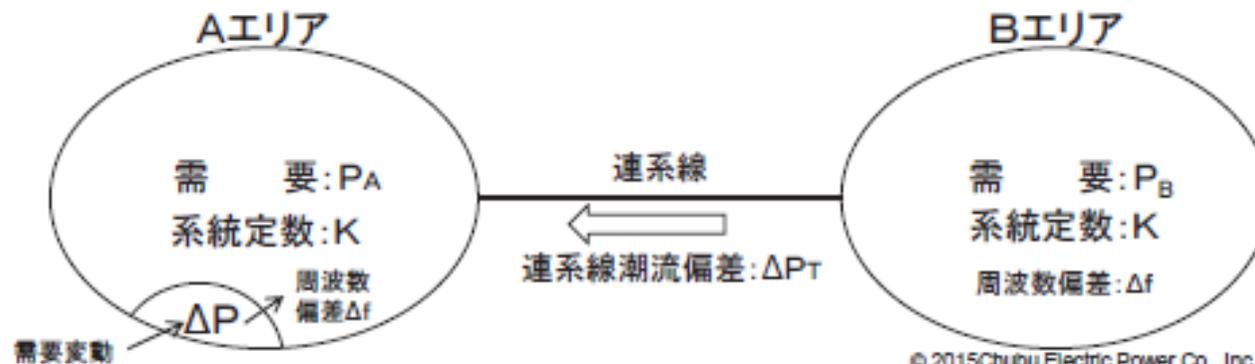
【参考】地域要求量 (AR : Area Requirement) について



- 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。

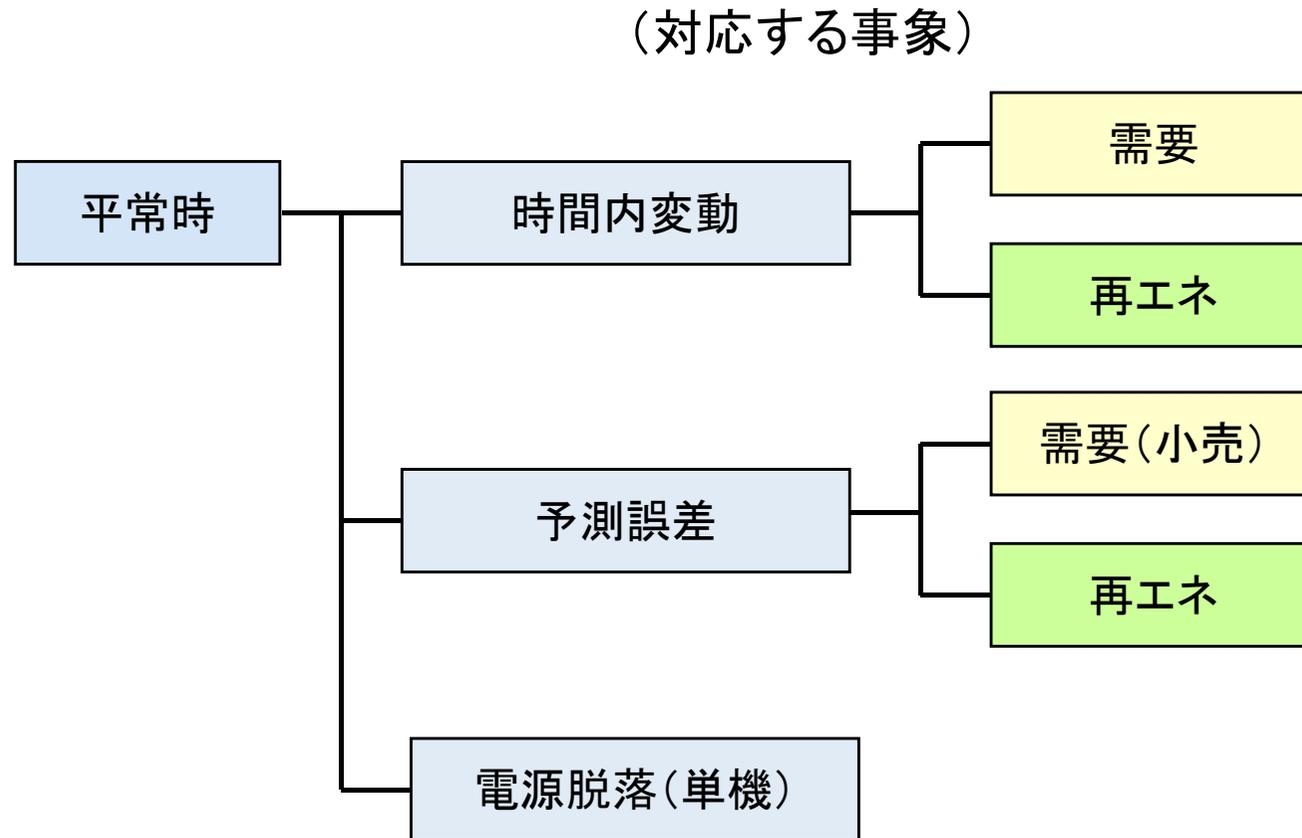
$$AR = -K \cdot P_A \cdot \Delta f + \Delta P_T \quad (= \Delta P)$$
- 中央給電指令所は、常時ARを監視し、その値が「零」になるよう発電出力の調整を行っている。



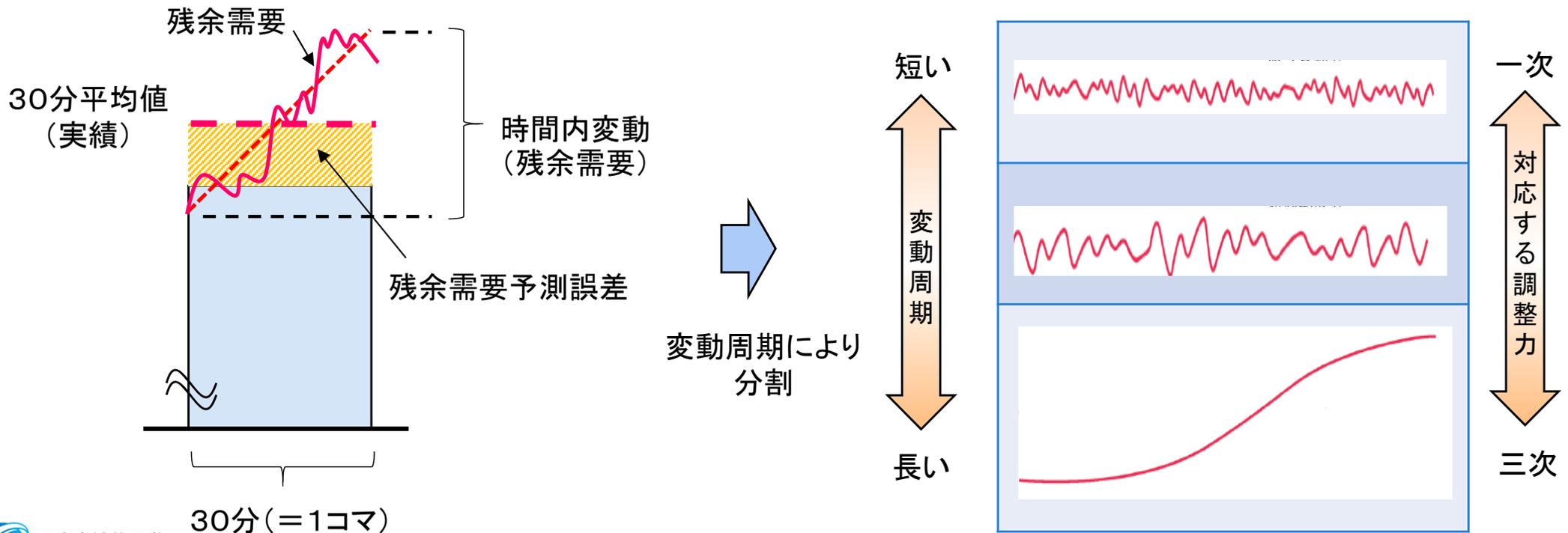
© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

1. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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

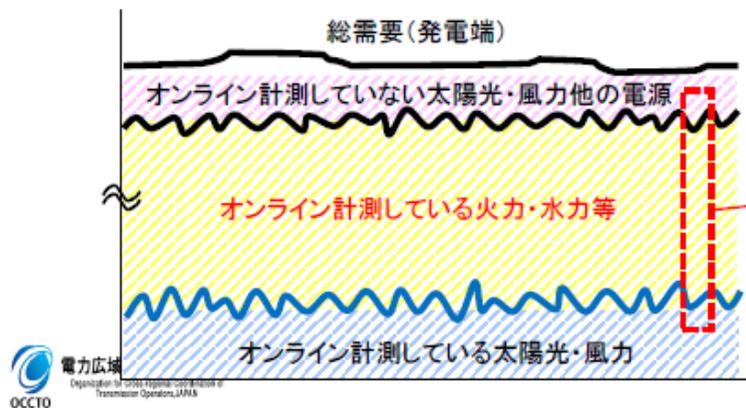
今年度の時間内変動の分析に使用するデータについて

- 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。

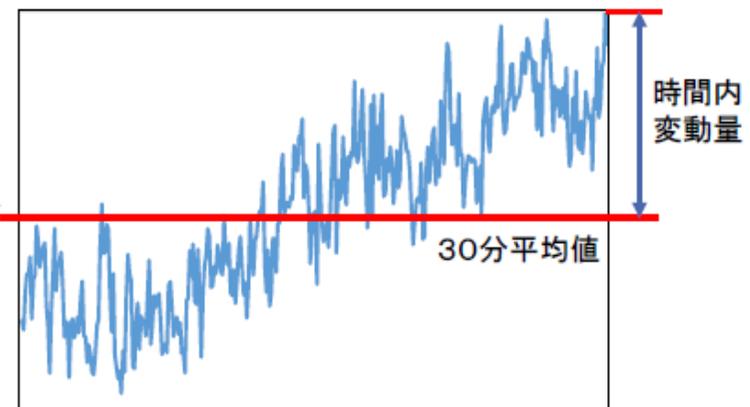
◆ 時間内変動の分析に使用するデータ

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】



予測誤差に対応する調整力必要量検討の基本的な考え方① (予測誤差について)

- 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と。
- 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】



予測誤差に対応する調整力必要量検討の基本的な考え方② (調整力の分担について)

- 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に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

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

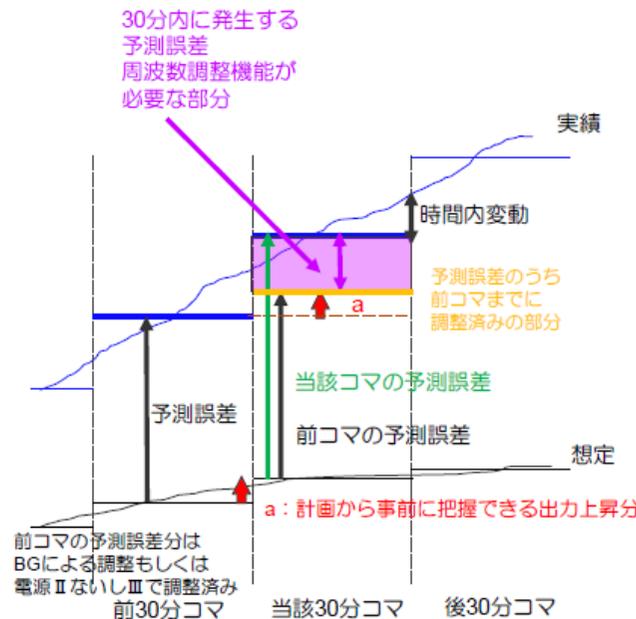
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

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。



前コマの予測誤差分はBGによる調整もしくは電源IIないしIIIで調整済み

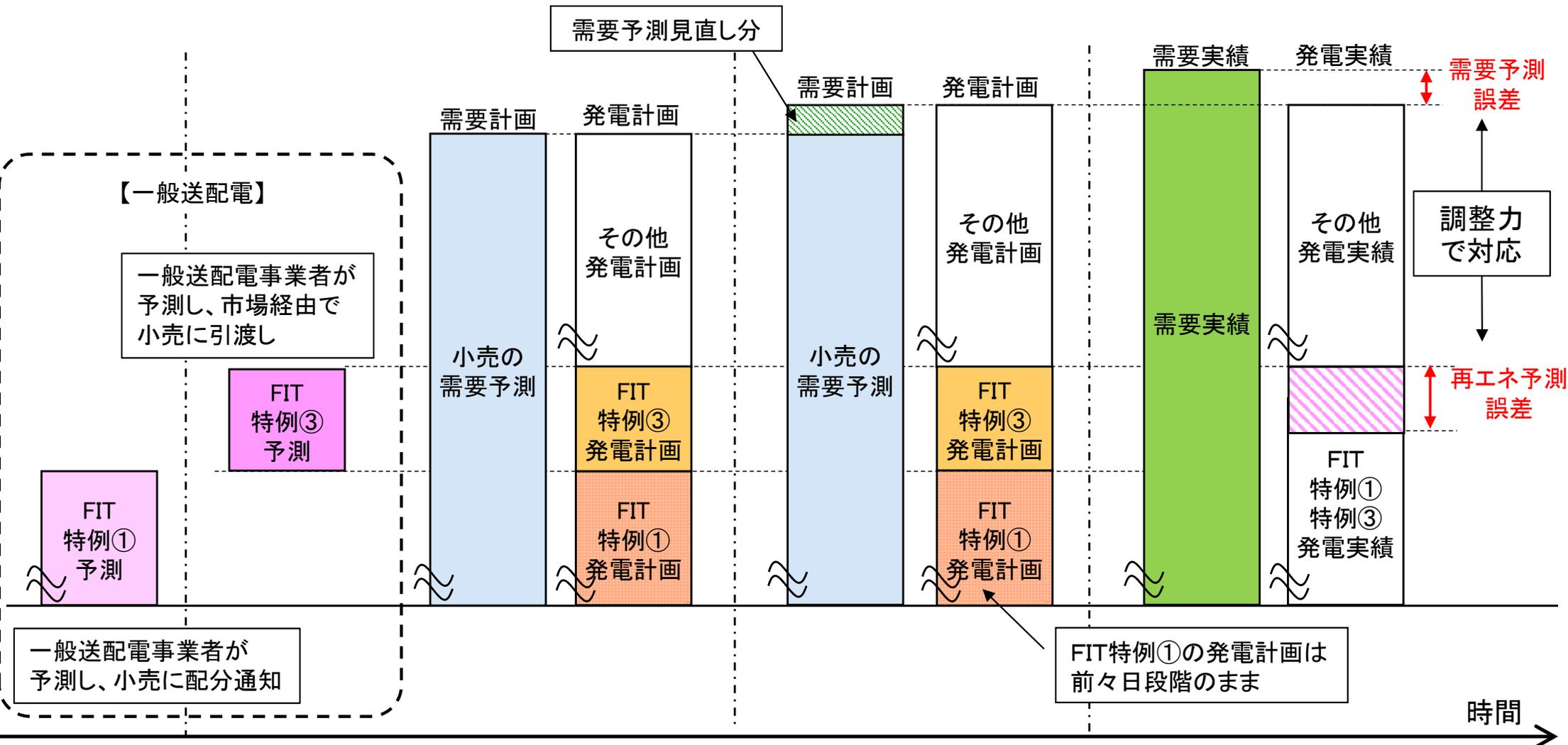
- 需要計画については、小売電気事業者がGCまで計画見直しを行い、供給力の調達を行うことができるが、FIT特例①と③については前々日と前日で計画値が確定し、生じる予測誤差は調整力のみで対応することになる。

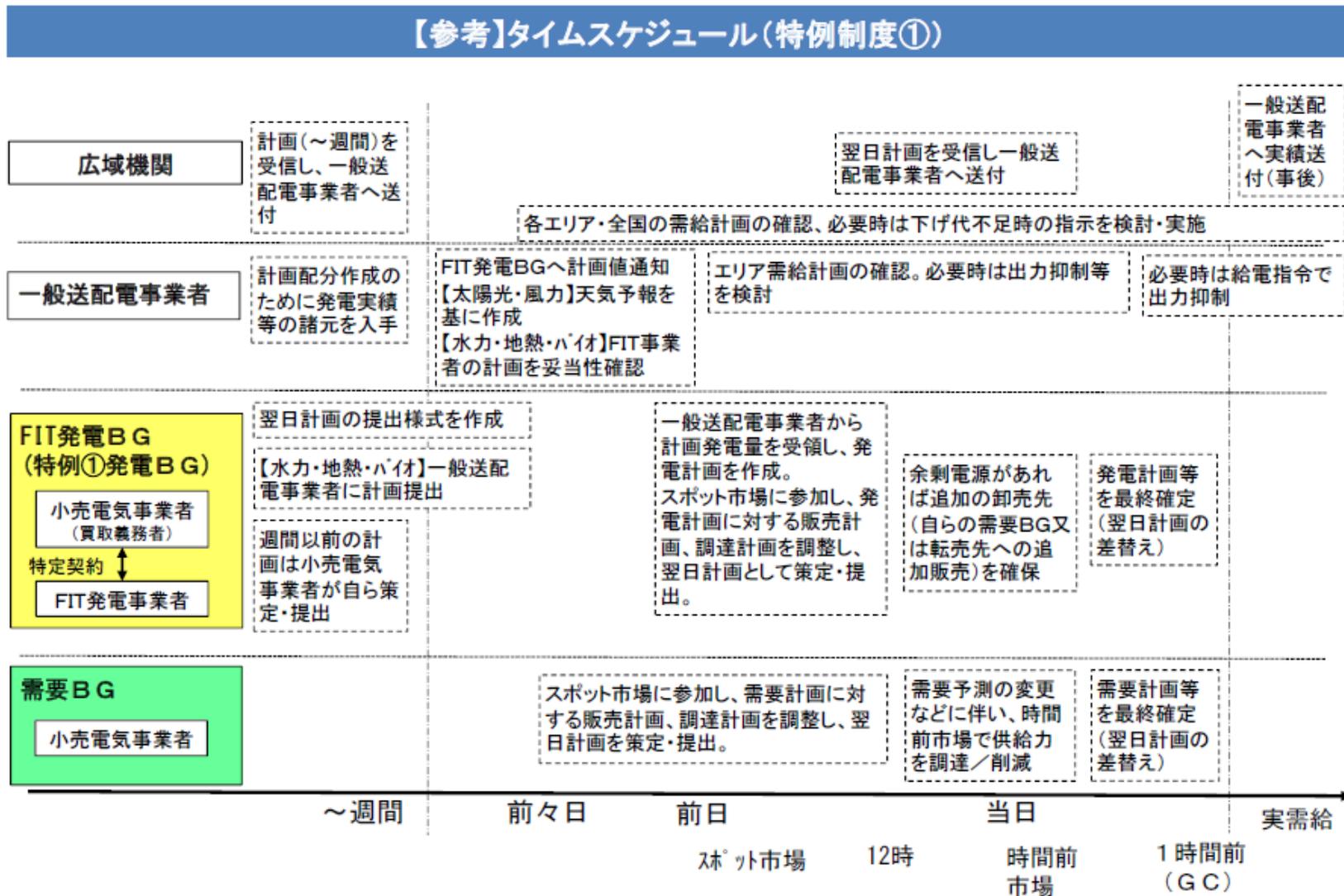
【前々日】

【前日】

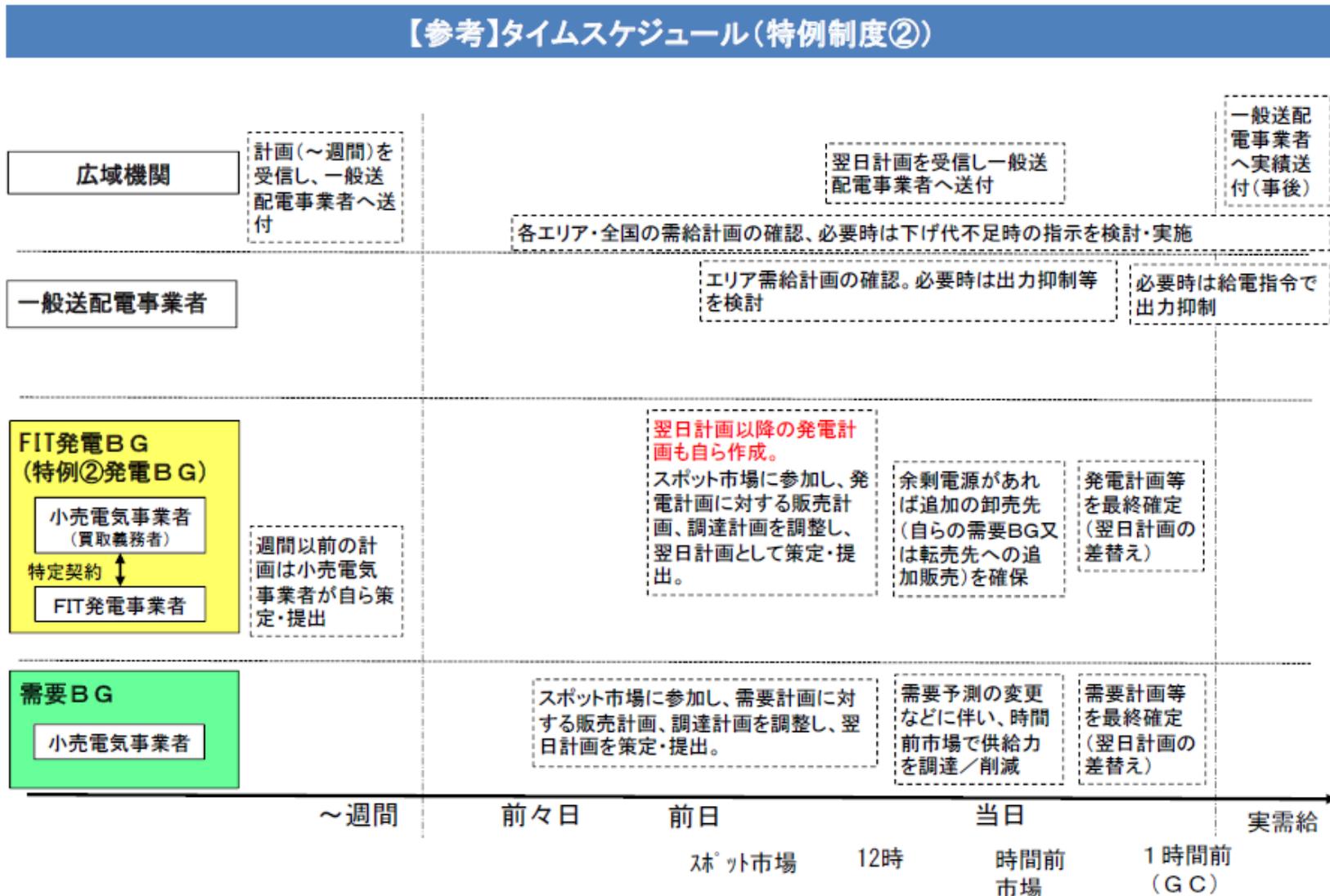
【1時間前GC(計画確定)】

【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

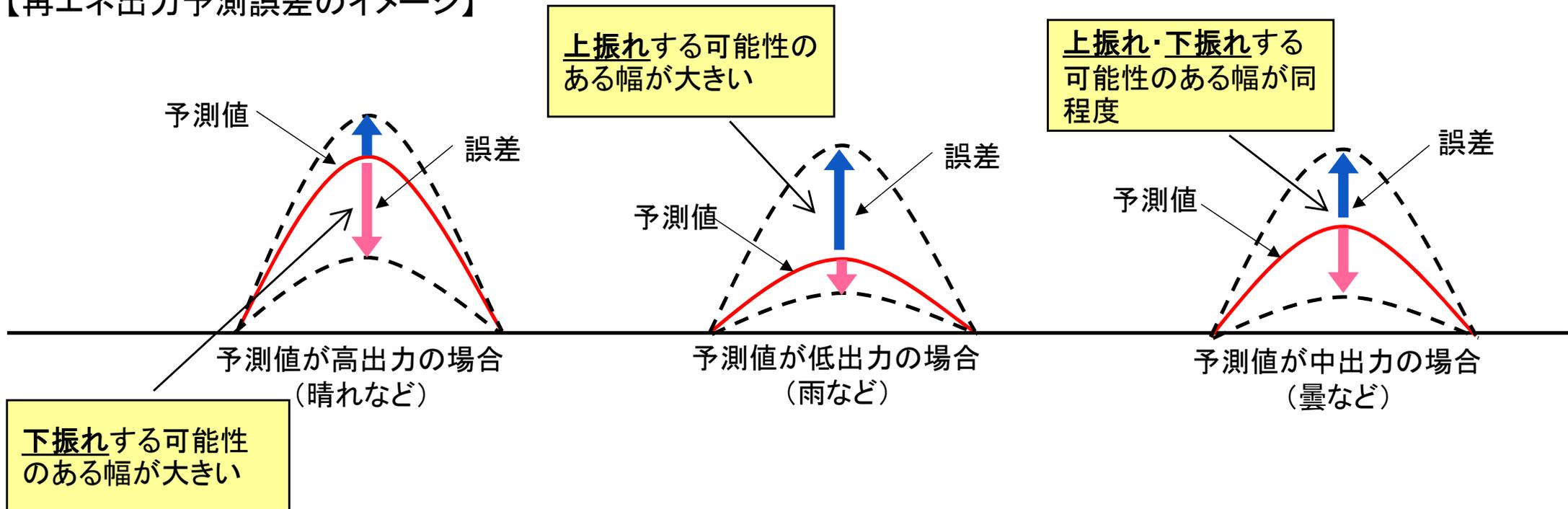
- 国全体でFIT電気を広域的・効率的に使用することによって再生可能エネルギーの最大限の導入を促進する観点から、送配電事業者が調達したFIT電気は、原則として、卸電力取引市場を経由して小売に引き渡すこととする。
- その上で、電源を特定した供給が必要となる場合や市場が使えない場合等において、再生可能エネルギー電気卸供給約款に基づく送配電事業者と小売電気事業者との相対供給を可能とする。

<改正法第17条に基づく引渡しの詳細(省令事項)>

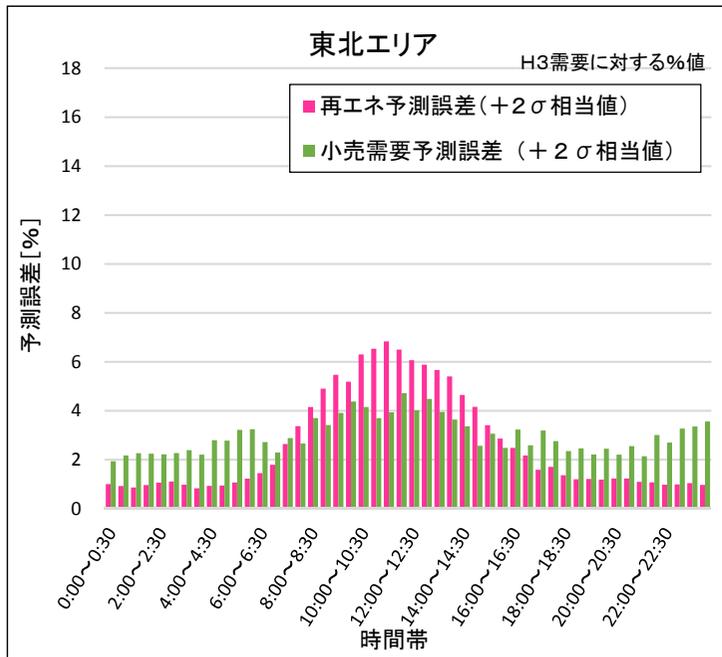
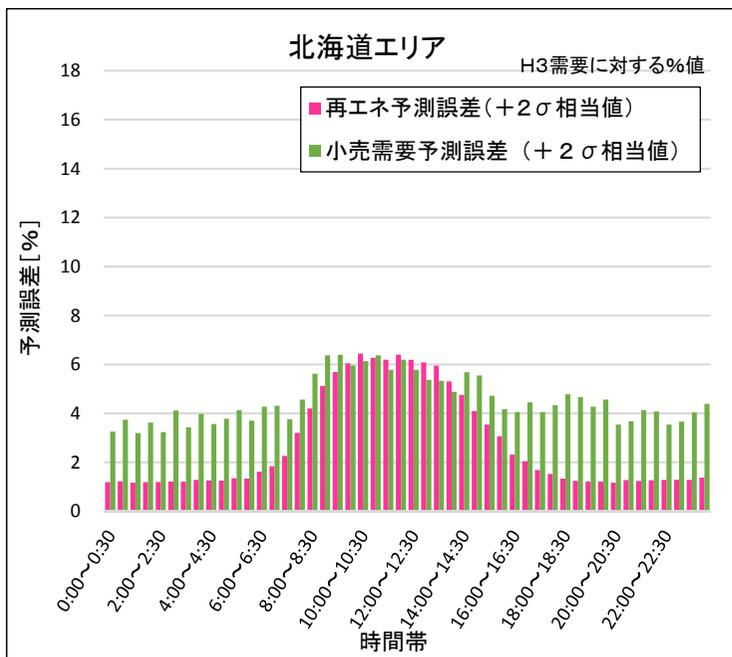
	契約上の電気の流れのイメージ	詳細
1項	<p>(1) 市場経由の引渡し</p> <p>市場での買い付け</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ この引渡しを原則とする。 ■ 旧一般電気事業者内のやり取り(法律上は「使用」)についても同様とする。
2項	<p>(2-1) 電源・供給先固定型</p> <p>※FIT発電事業者と小売との間に個別の契約が締結されていることが必要。 ※あくまで送配電事業者が買い取った上で、小売電気事業者に供給。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款に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>※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、 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。
- 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

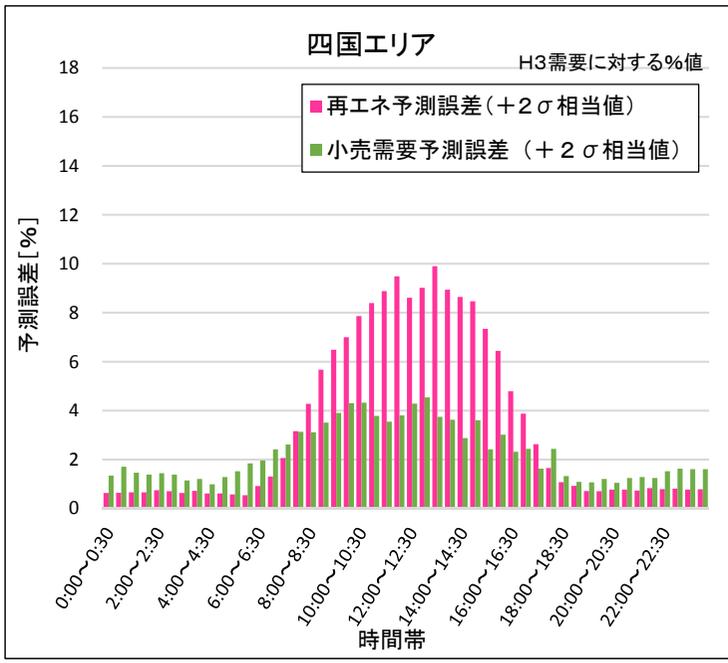
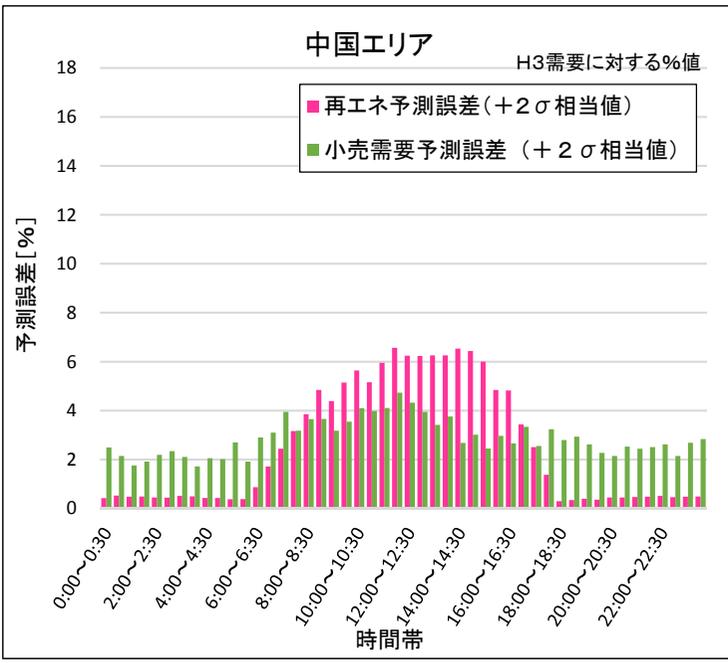
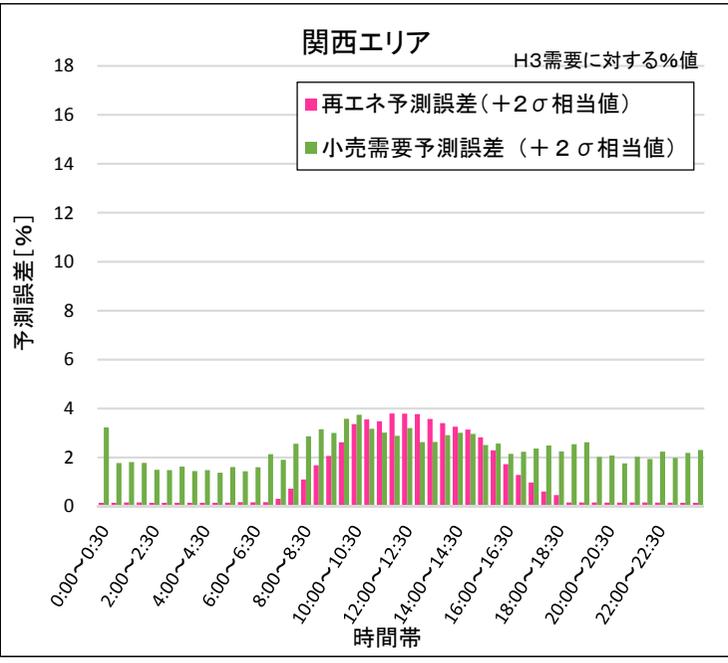
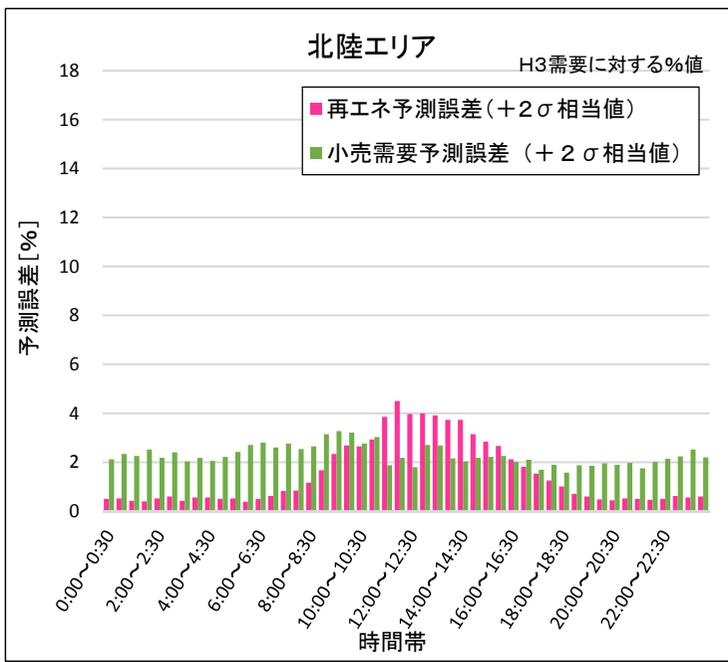
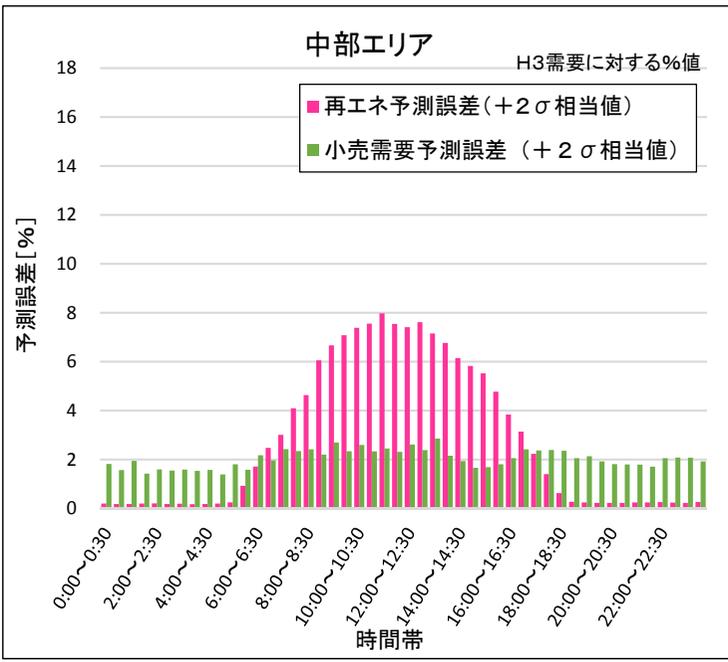
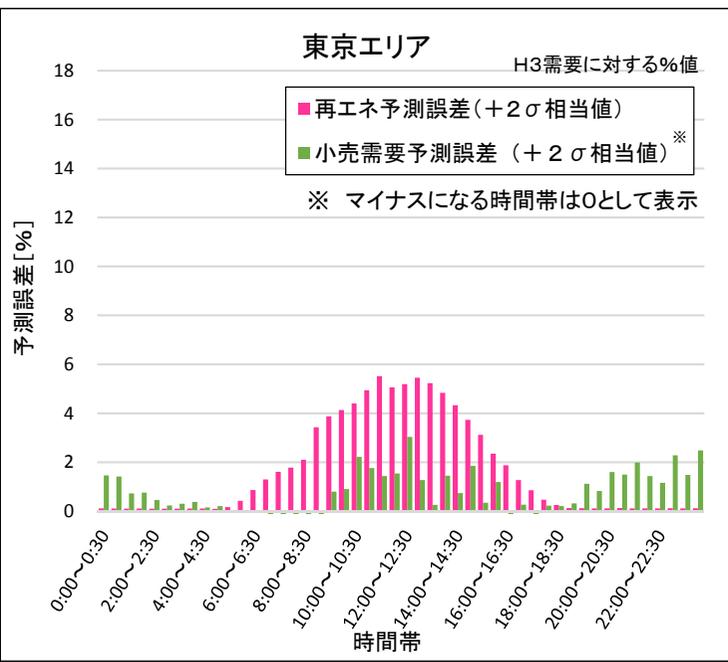
※ 以降では再エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 ・再エネ予測誤差 = 予測 - 実績
 ・小売需要予測誤差 = 実績 - 予測

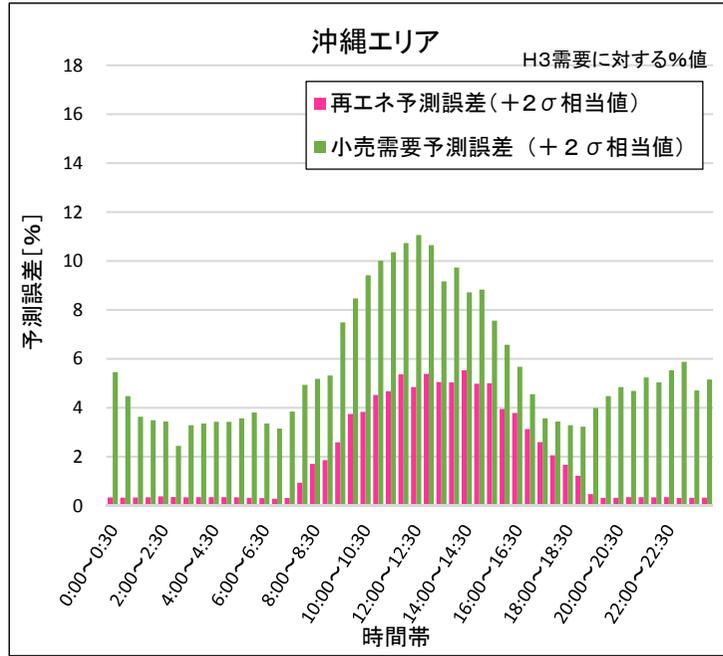
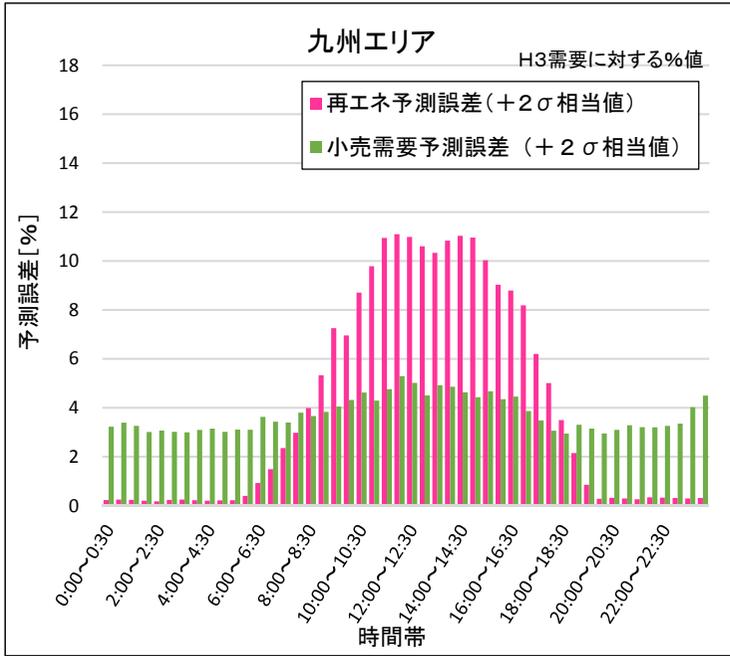
※ 再エネは太陽光+風力(2016年度はFIT特例制度①のみ。2017年度からはFIT特例制度③も算入。)

※ 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

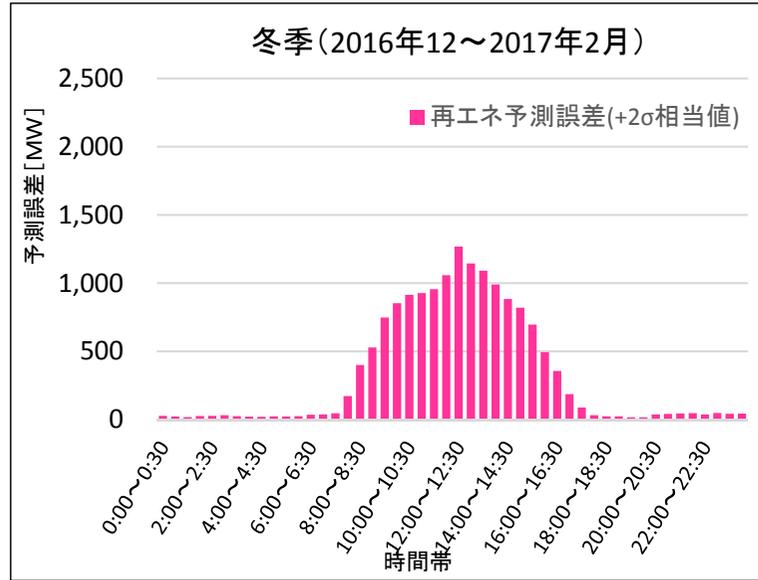
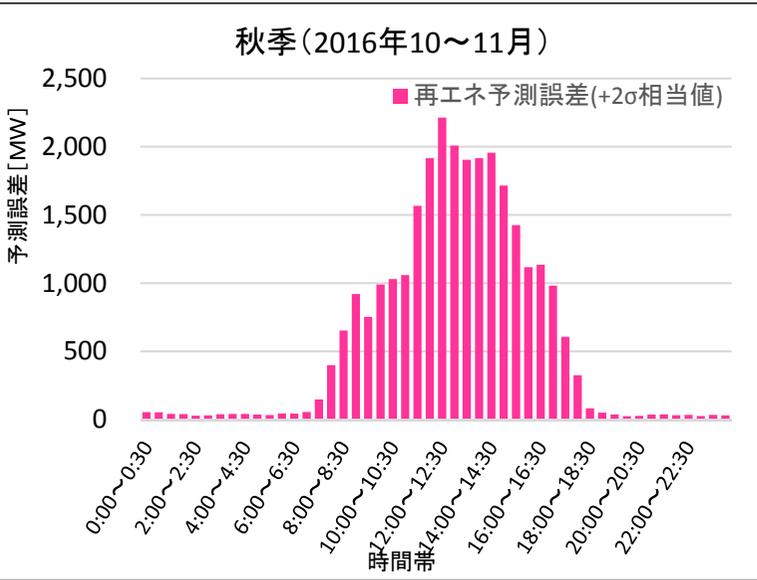
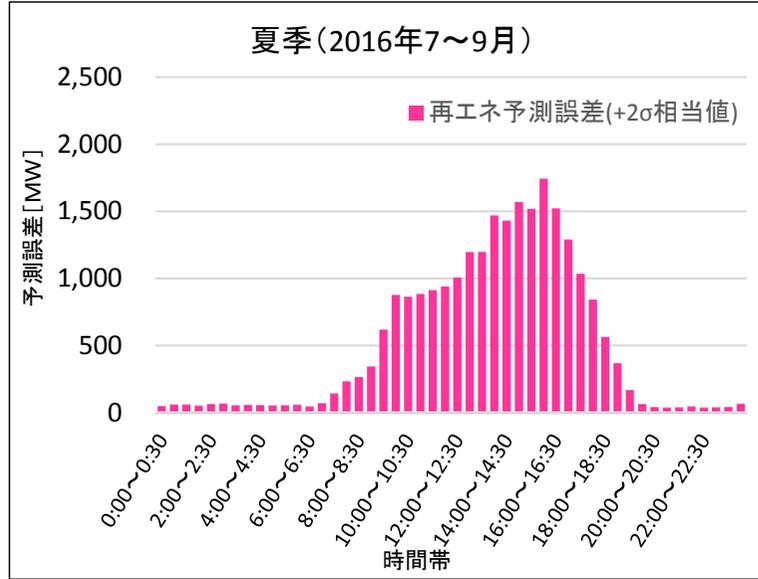
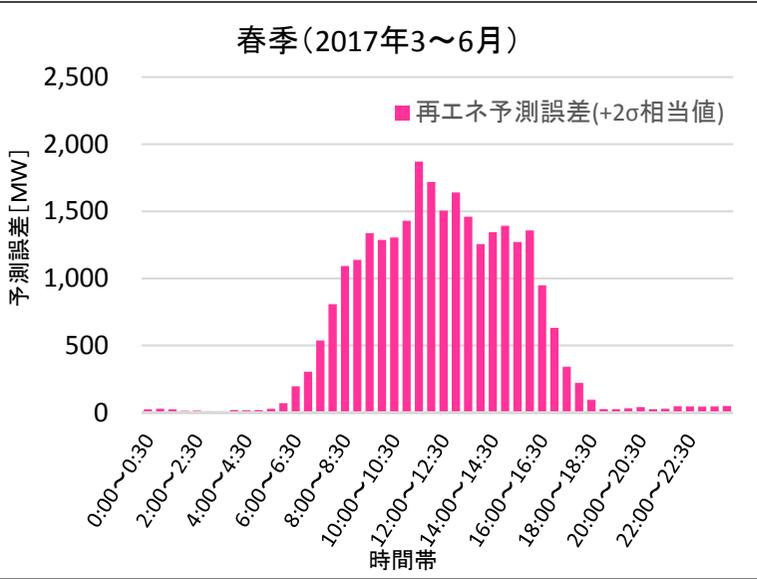
※ 不等時性により、再エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要





季節別の再エネ出力予測誤差

■ 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。

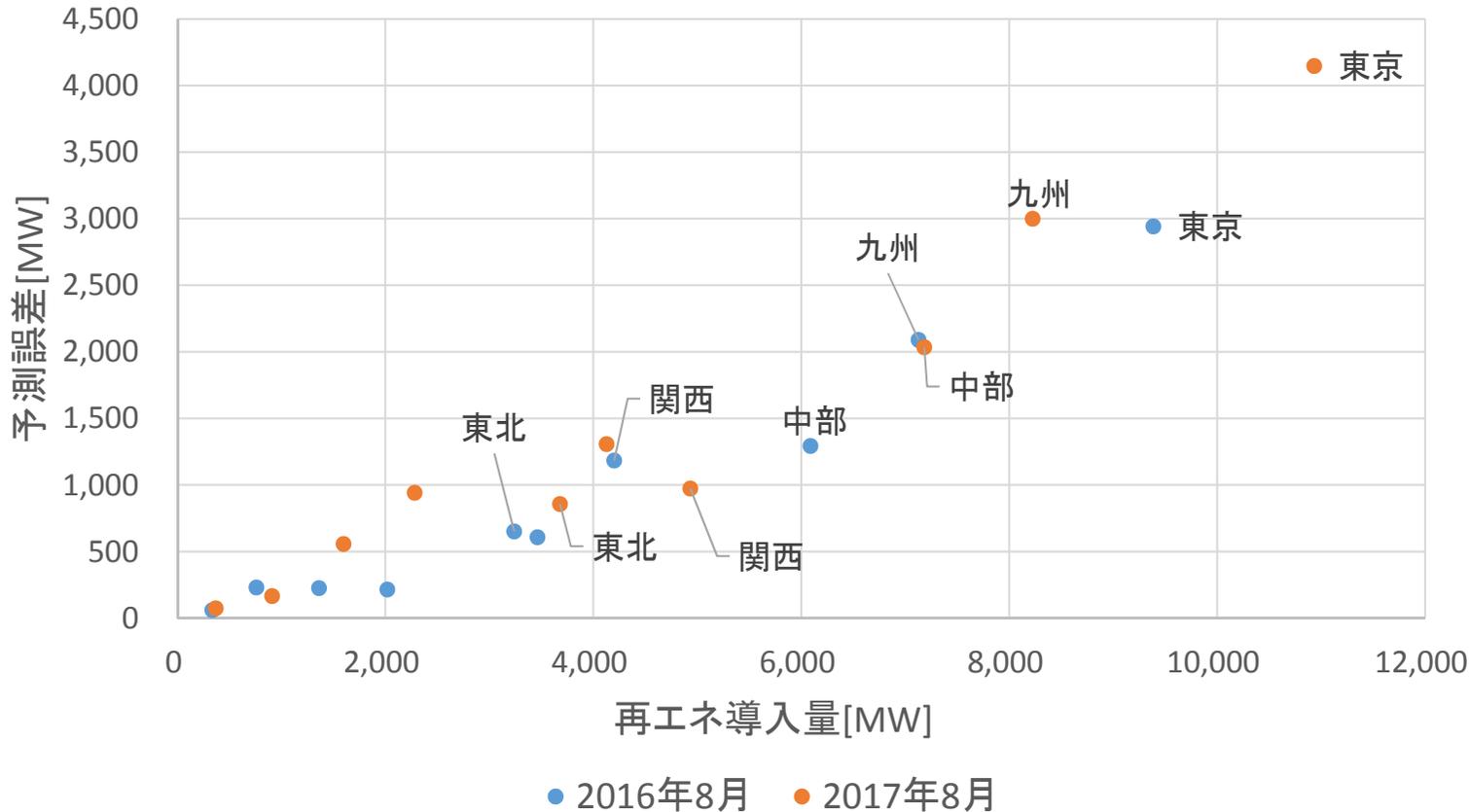


- ※ 九州エリアの2016年7月～2017年6月の季節別データを使用
- ※ 再エネは太陽光+風力(2016年度はFIT特例制度①のみ。2017年度からはFIT特例制度③も算入。)
- ※ FIT特例制度①については前々日予測と実績の誤差を、FIT特例制度③については前日予測と実績の誤差を計算

再エネ導入量に対する再エネ出力予測誤差

- 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

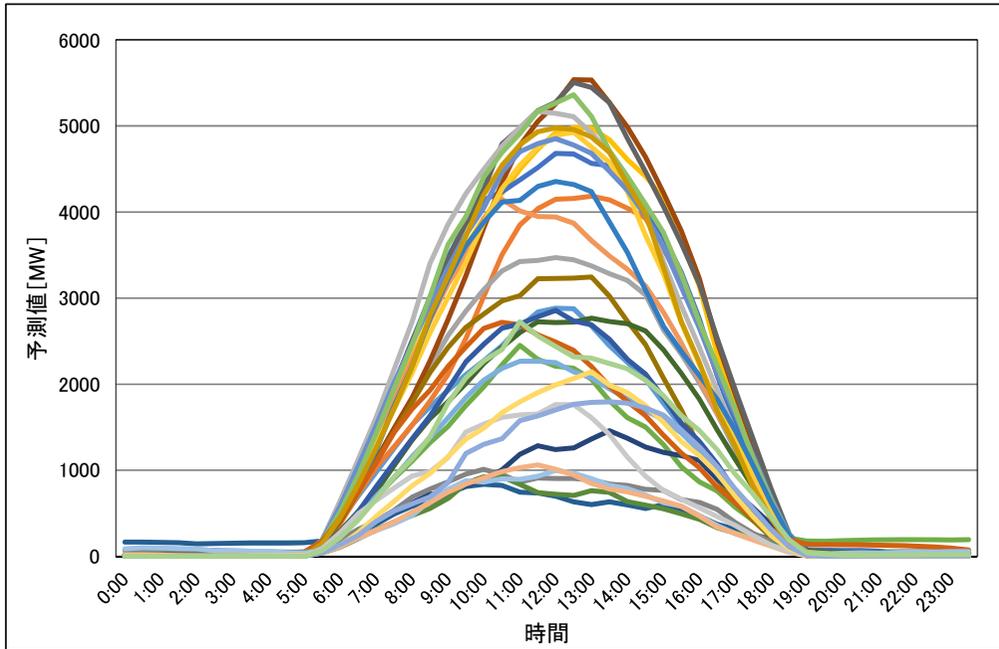


※ 2016年8月の再エネ導入量は固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト (http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html) より集計

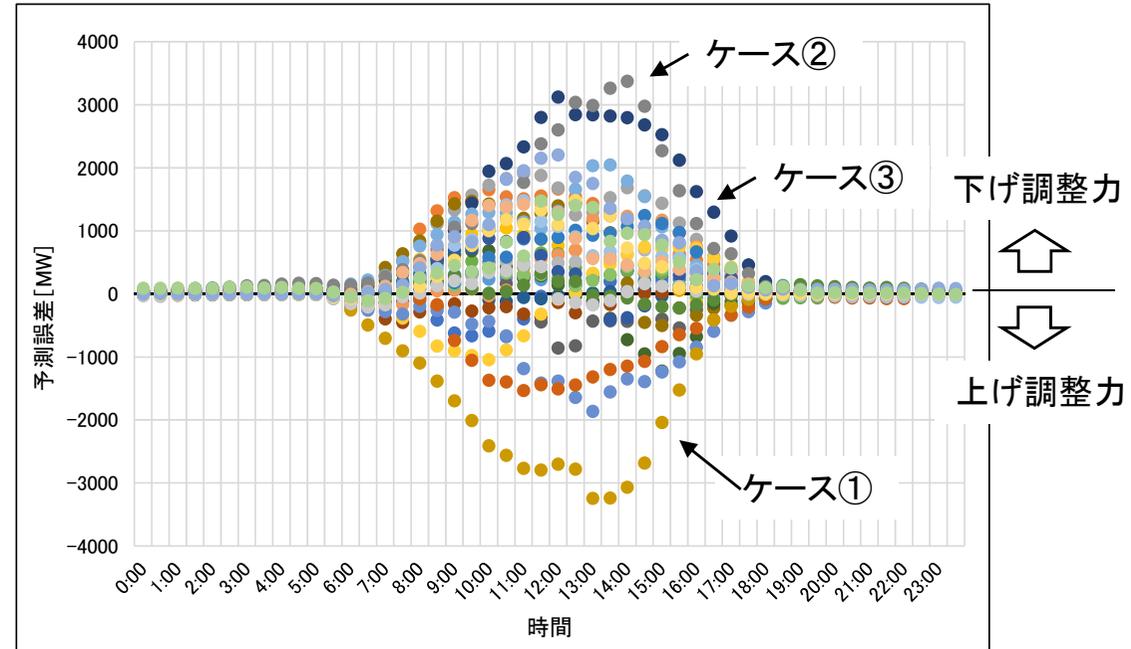
2017年8月の導入量については未公開のため、供給計画において集計している1万kW以上の太陽光・風力発電の導入見通しの増加割合をもとに、2017年3月の固定価格買取制度情報から内挿して類推

※ 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し、+2σ相当値を集計

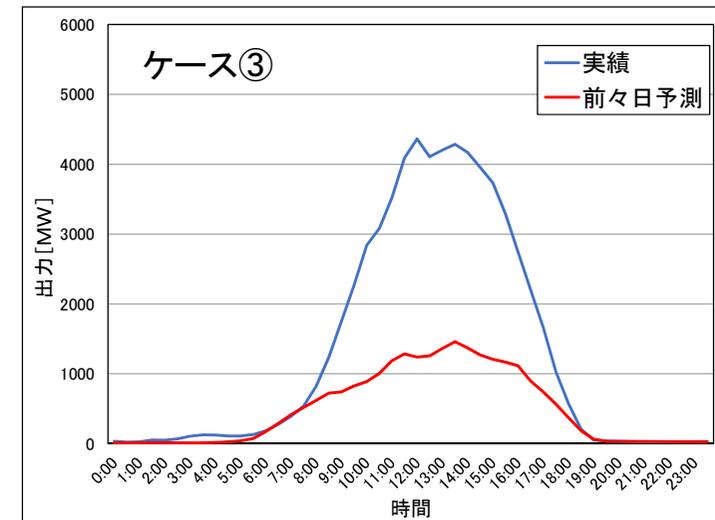
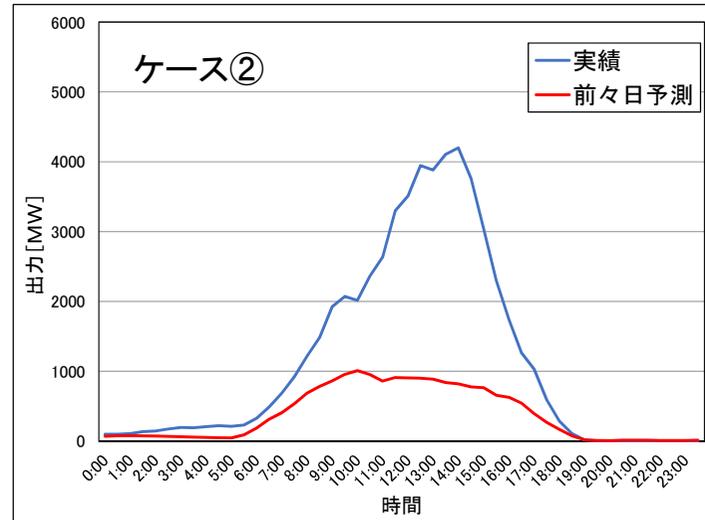
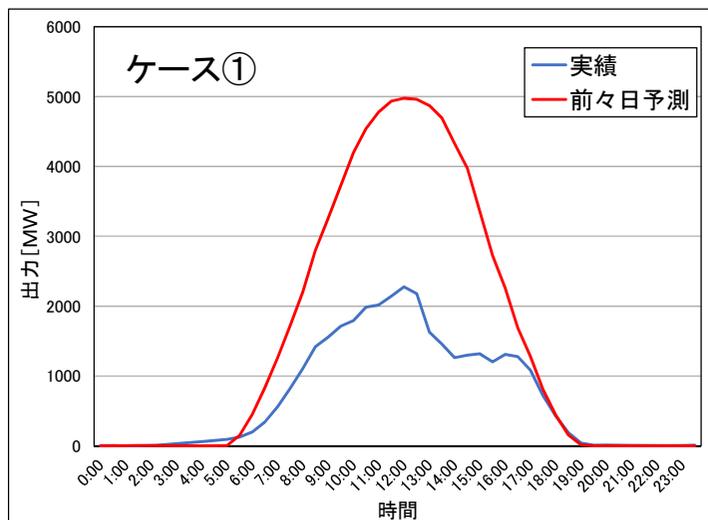
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(6月)



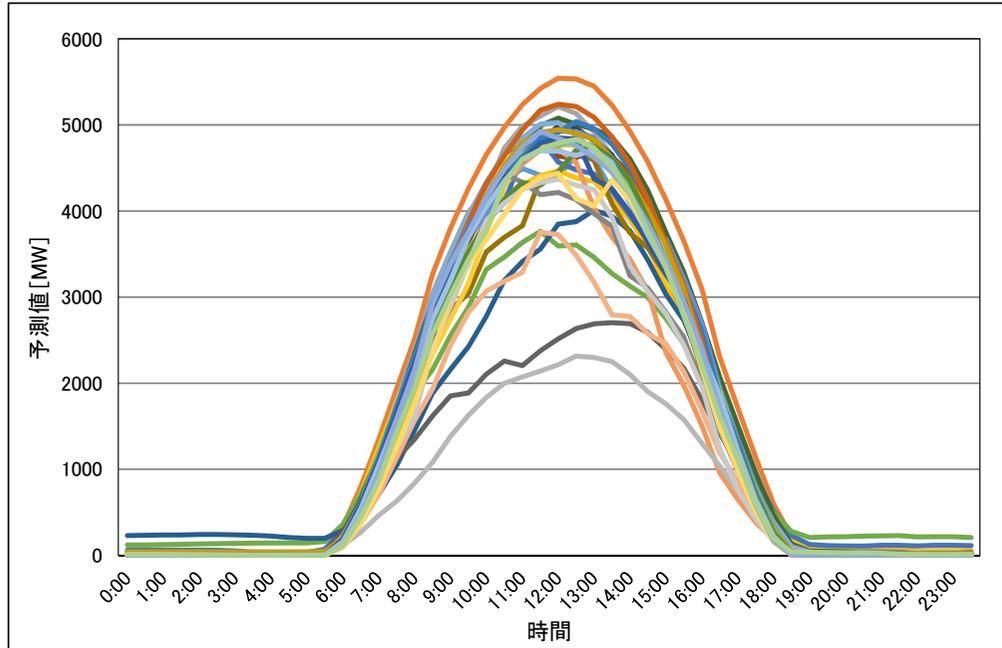
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(6月)



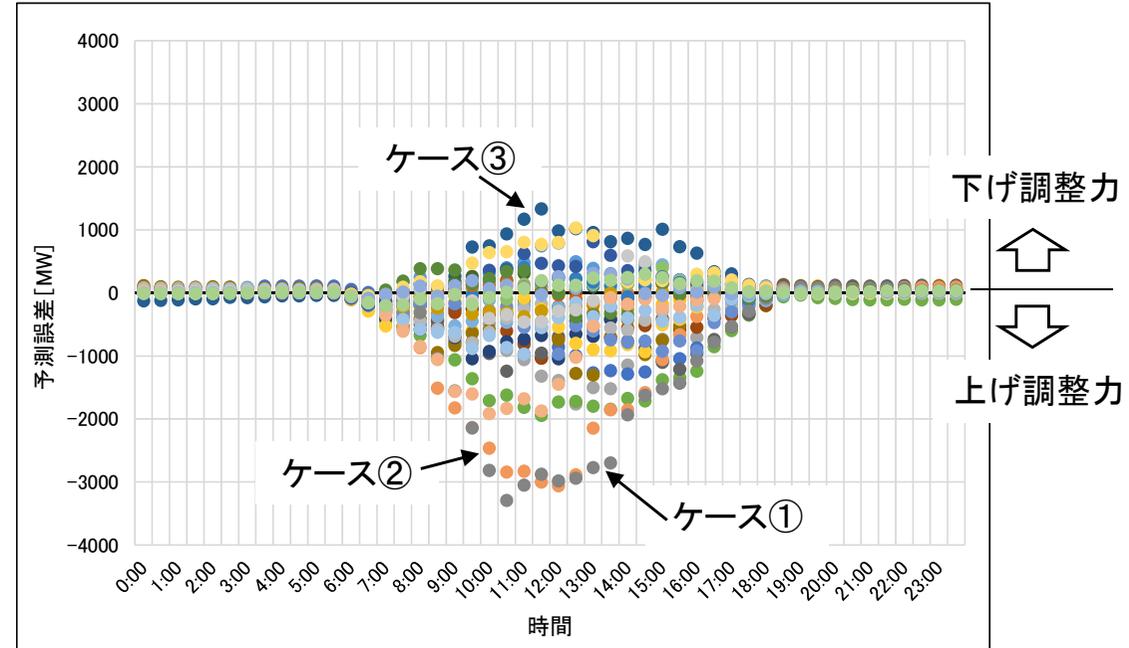
※予測誤差=実績値-予測値



FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(8月)

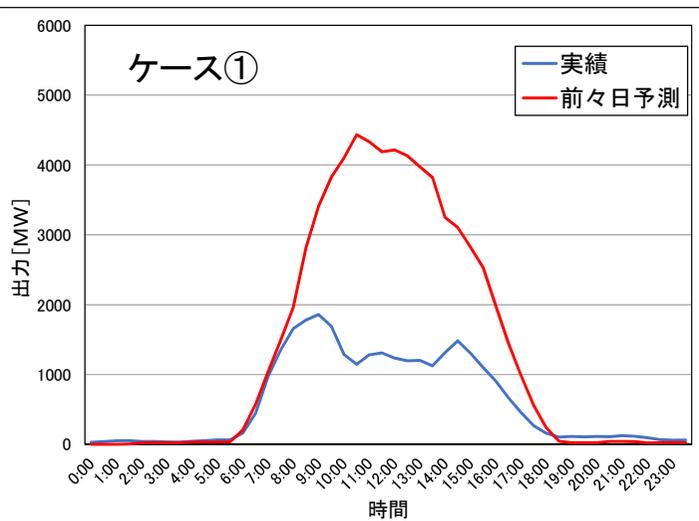


FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(8月)

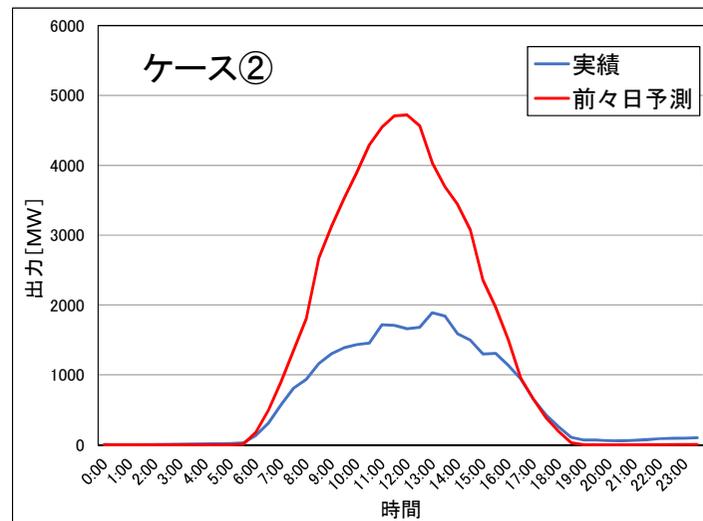


※予測誤差=実績値-予測値

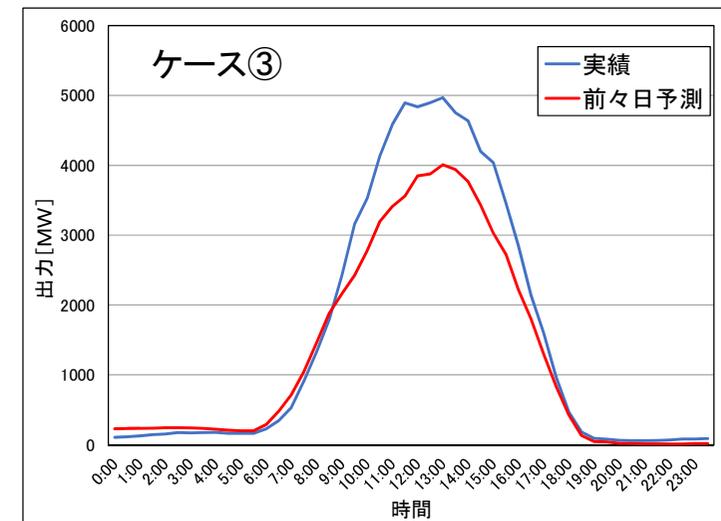
ケース①



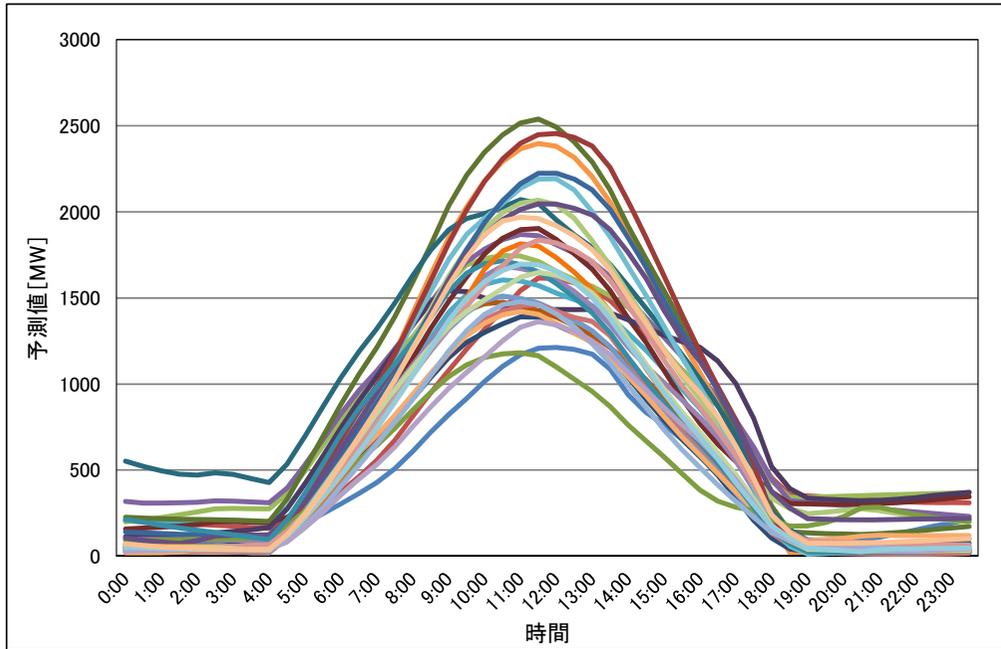
ケース②



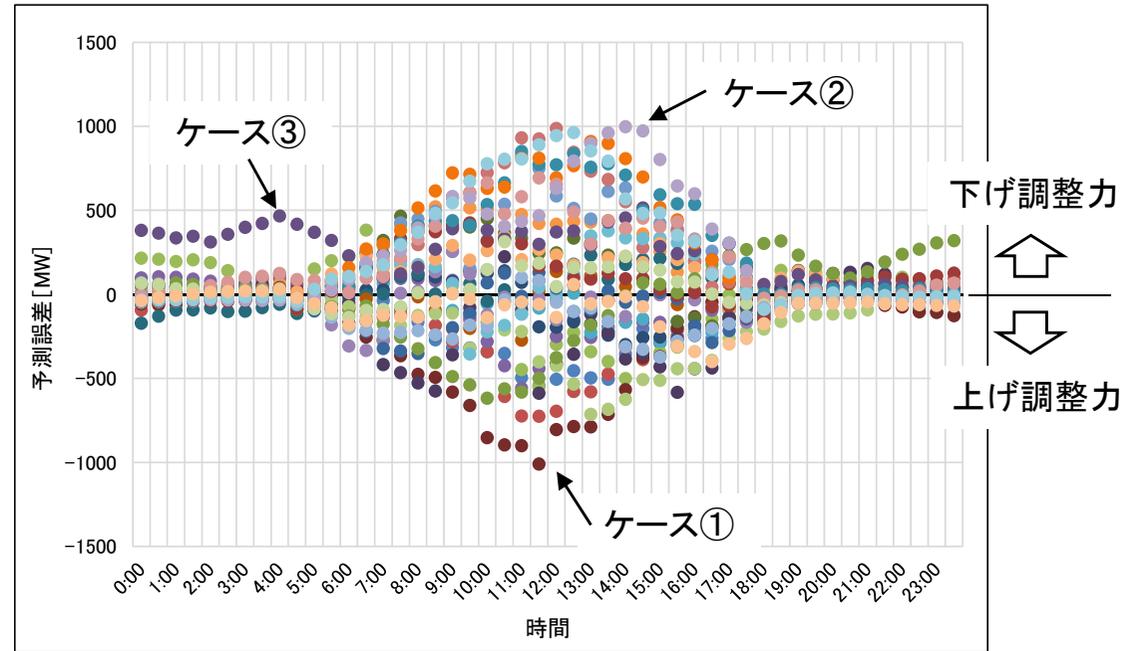
ケース③



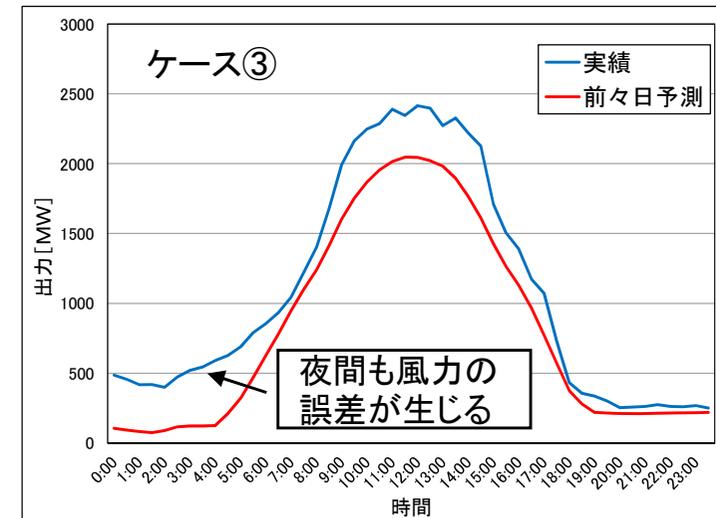
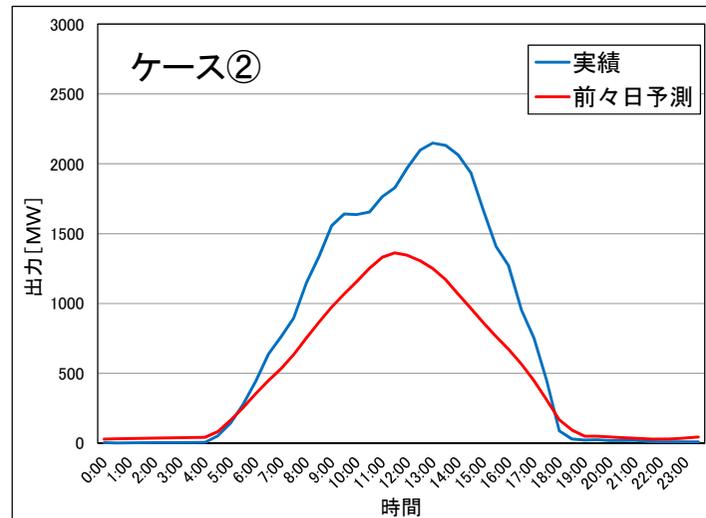
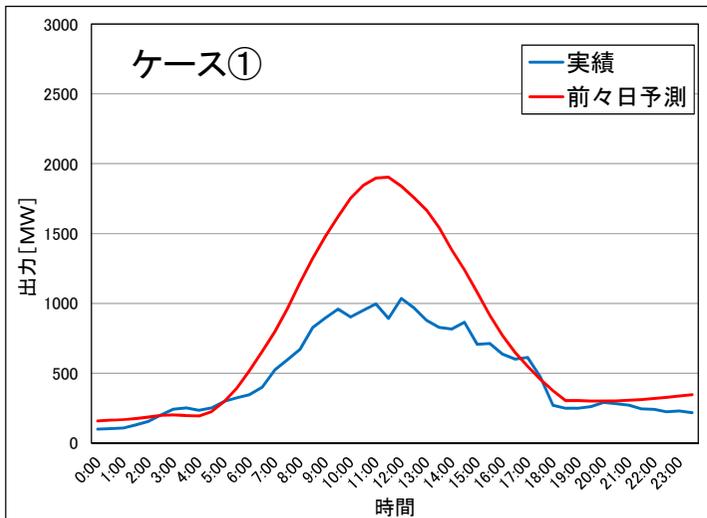
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(6月)



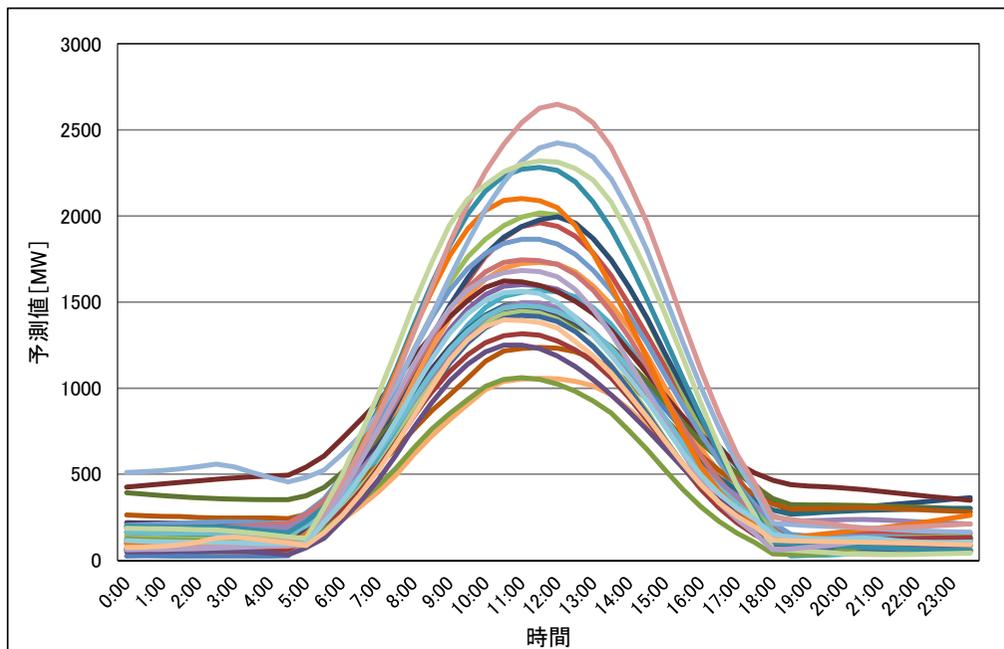
FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(6月)



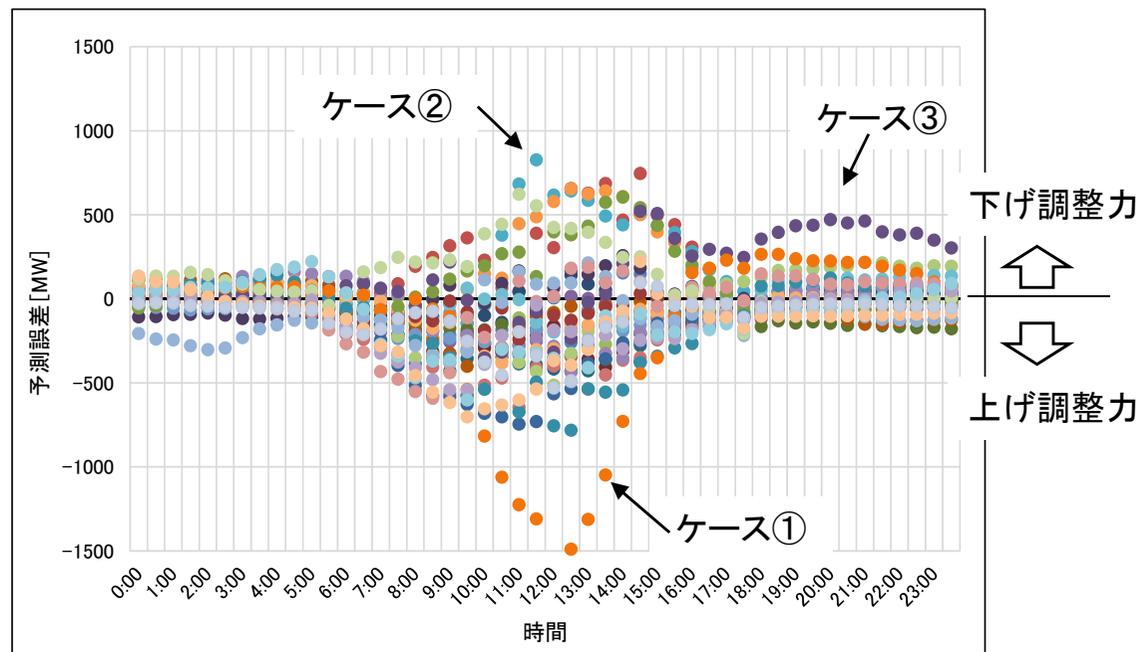
※予測誤差=実績値-予測値



FIT①(太陽光+風力)の前々日予測値(8月)

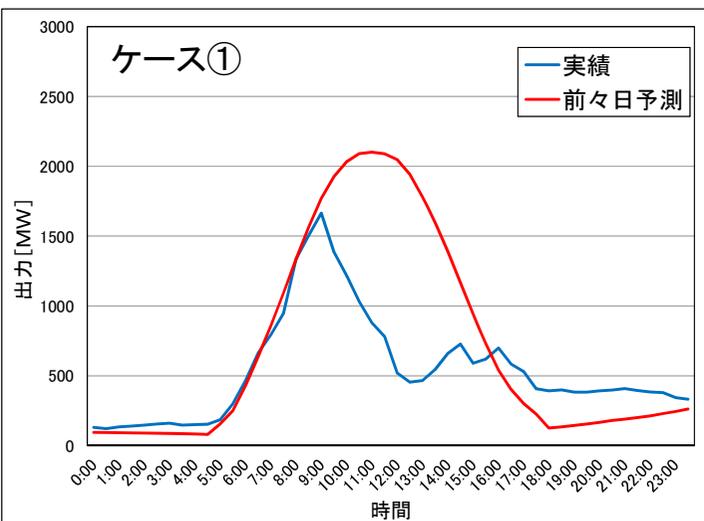


FIT①(太陽光+風力)の前々日予測誤差(8月)

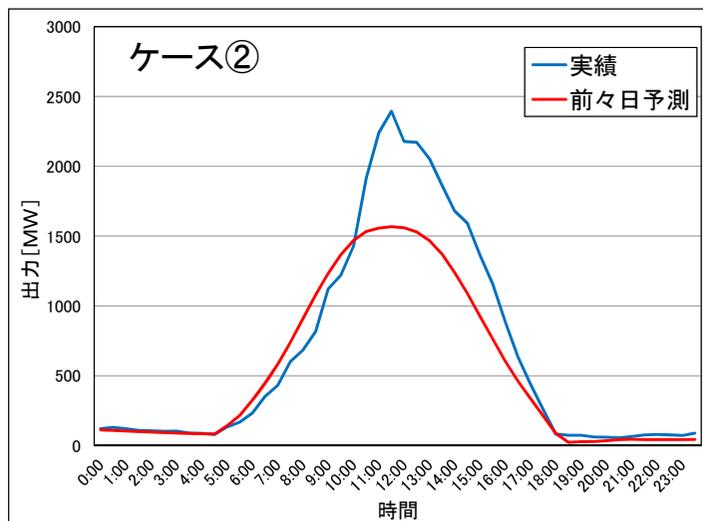


※予測誤差=実績値-予測値

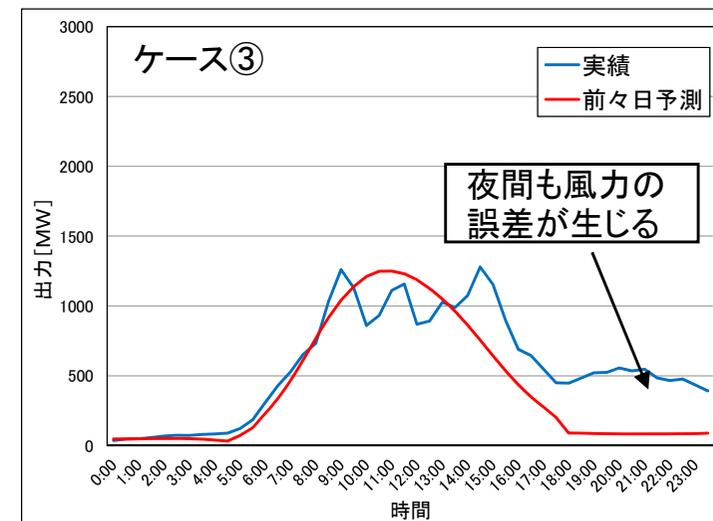
ケース①



ケース②



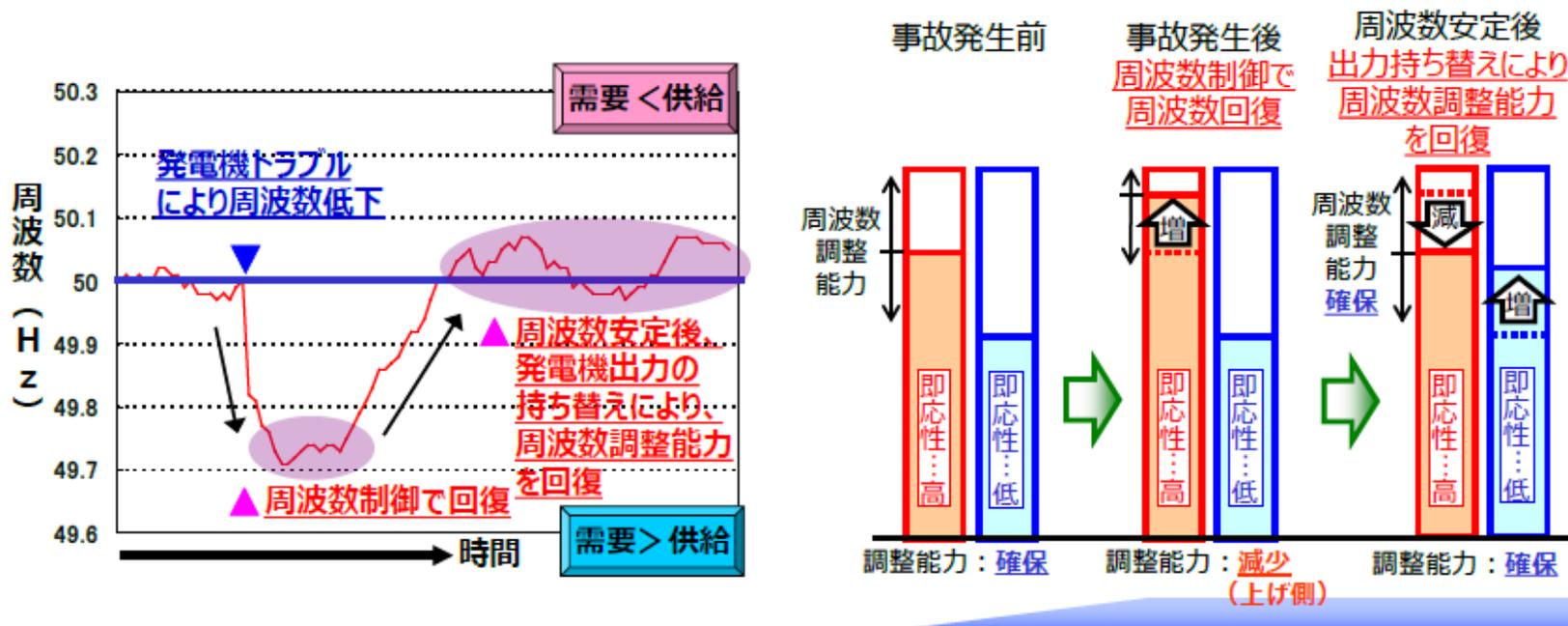
ケース③



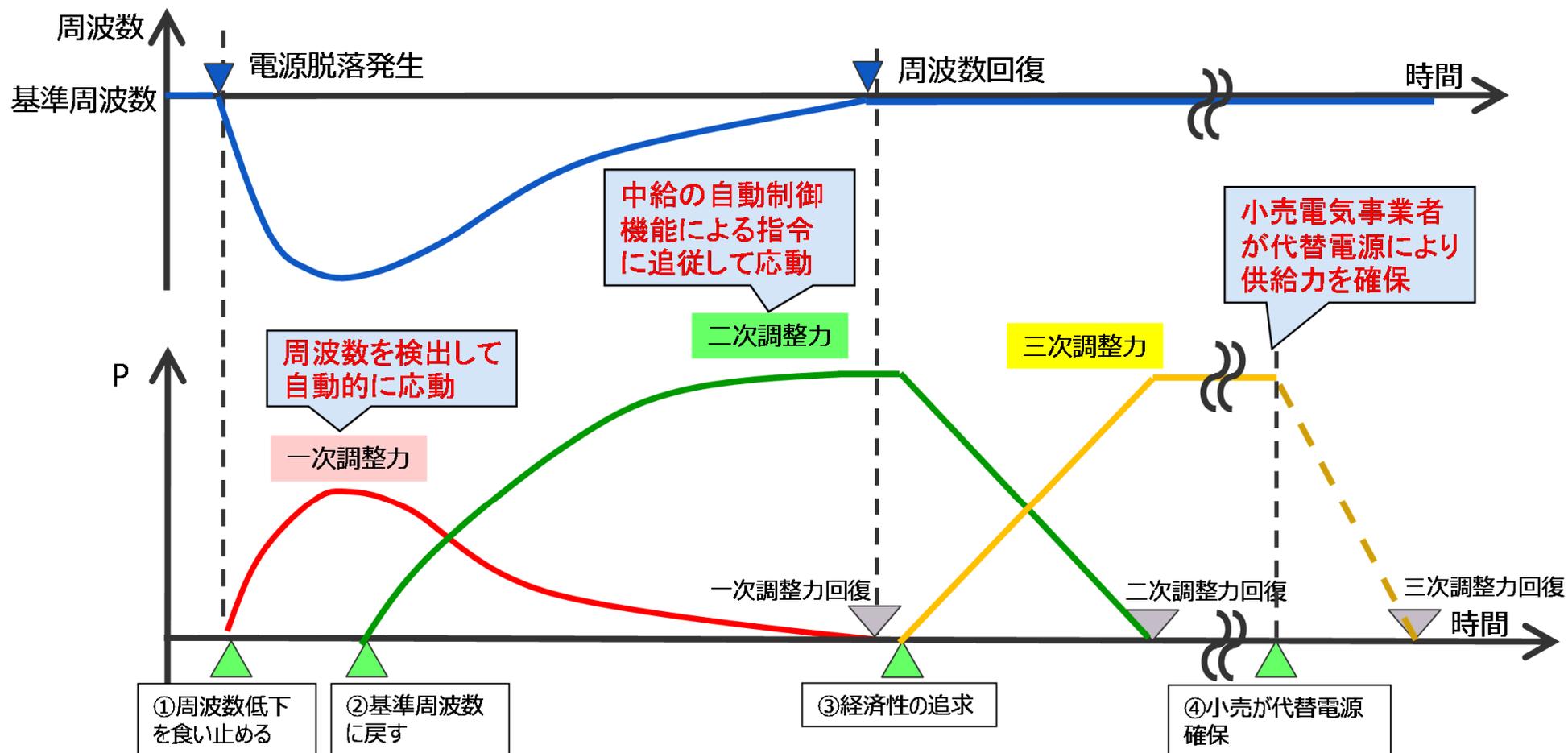
1. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 需給調整市場で調達する調整力必要量の考え方
 - A) 調整力で対応する事象
 - B) 平常時に必要な調整力
 - C) 電源脱落時に必要な調整力
 - D) 商品毎の必要量の算定の考え方

(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. 現状の調整力運用
2. 需給調整市場で取り扱うもの
3. 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について確認することでどうか。

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)		○	○	○	○		

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など新規参加者の参加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加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、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない。