

需給調整市場で取引される ΔkW について

2018年2月23日

需給調整市場検討小委員会 事務局

- 需給調整市場で調達する Δ kWについて
- 調整力の必要性和インバランスとの関係について

- 各市場の整備の検討がなされており、一般送配電事業者が必要とするGC後の需給ギャップ補填、時間内変動、周波数維持のための調整力は需給調整市場で取引されることとなる。

2017年9月第10回制度検討作業部会
事務局提出資料

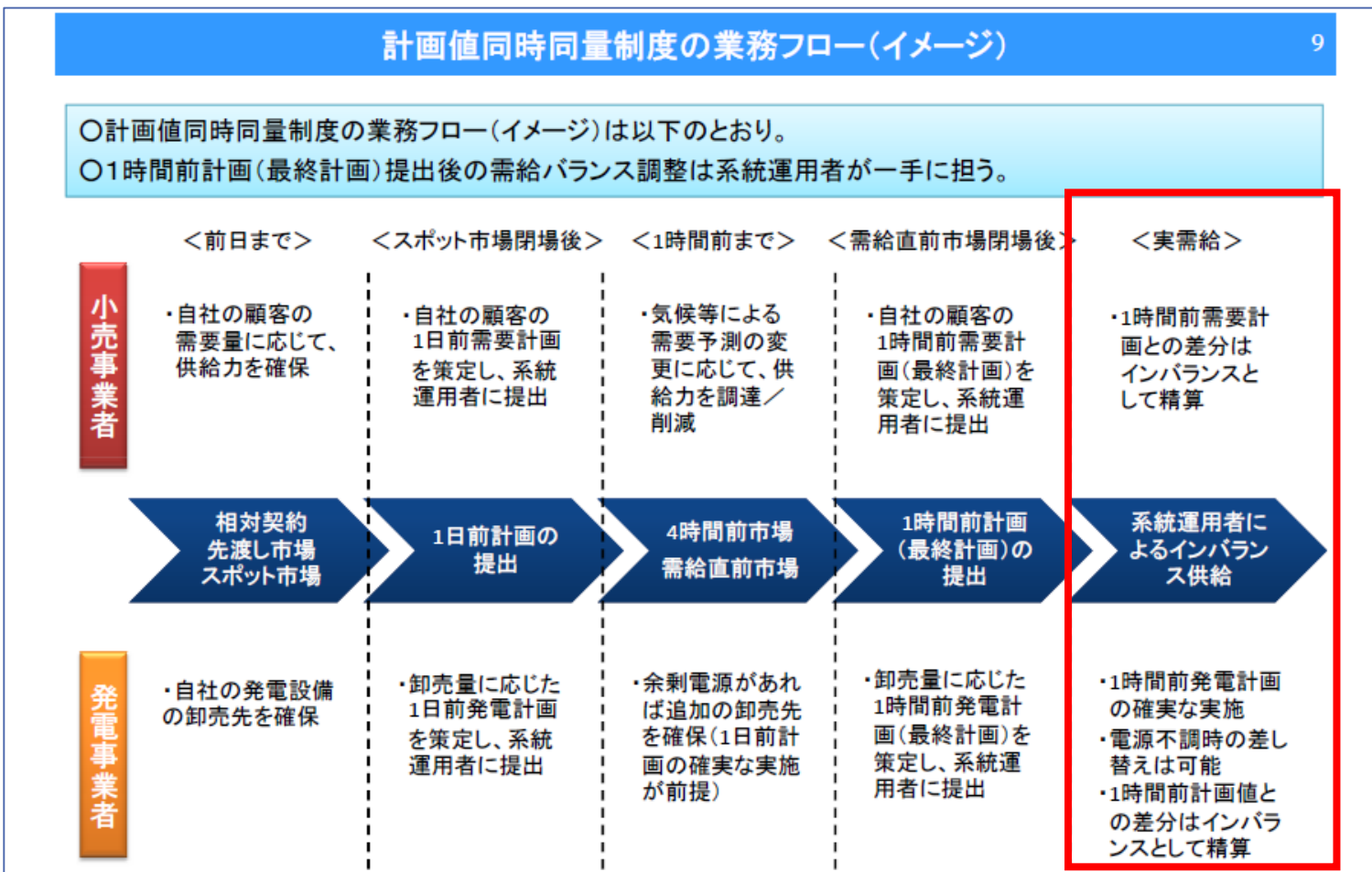
(参考) 容量市場と需給調整市場との関係 (kW価値の取引)

- 需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなるとともに、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする Δ kW価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引されるkW価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 国全体で必要となる供給力 (kW価値) の取引 	市場管理者 (広域機関等) ※分散型の場合は小売電気事業者
卸電力市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 計画値に対して不足する電力量 (kWh価値) の取引 	小売電気事業者
需給調整市場	<ul style="list-style-type: none"> ● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力 (ΔkW価値 + kWh価値) の取引 	一般送配電事業者

10

- 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。



(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。

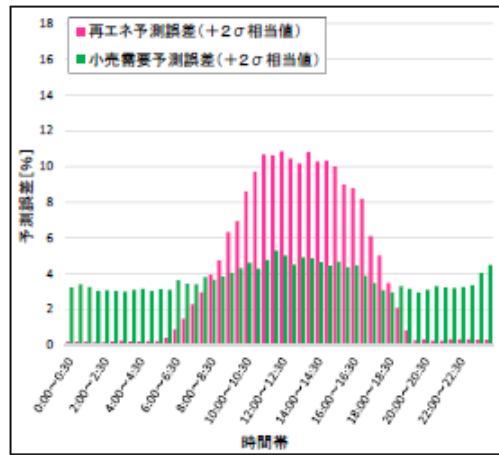
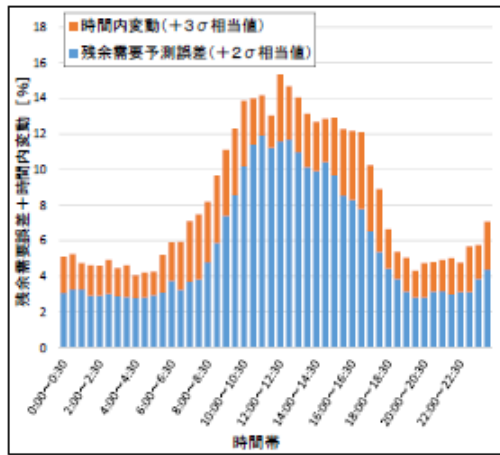
(対応する事象)

- 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。

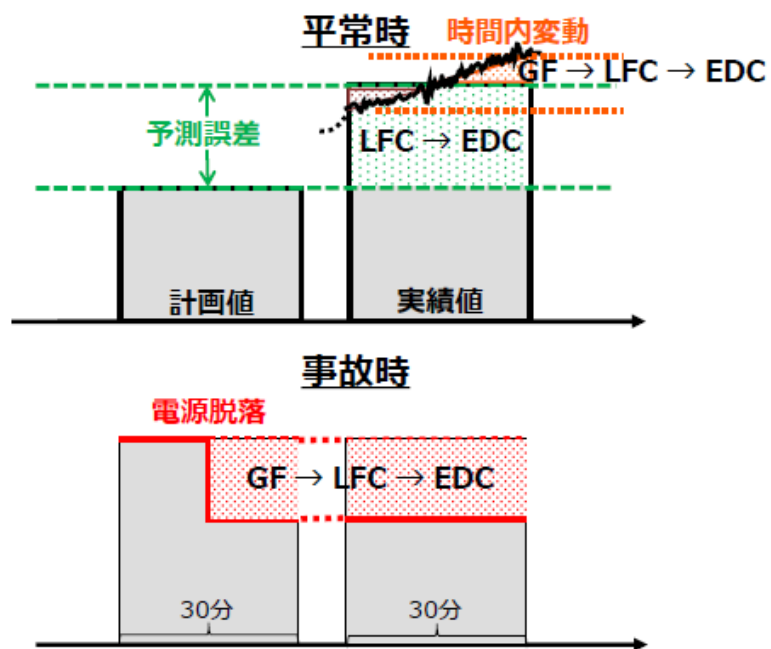
【九州エリア(年間)】



- ※ 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

(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

- 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)

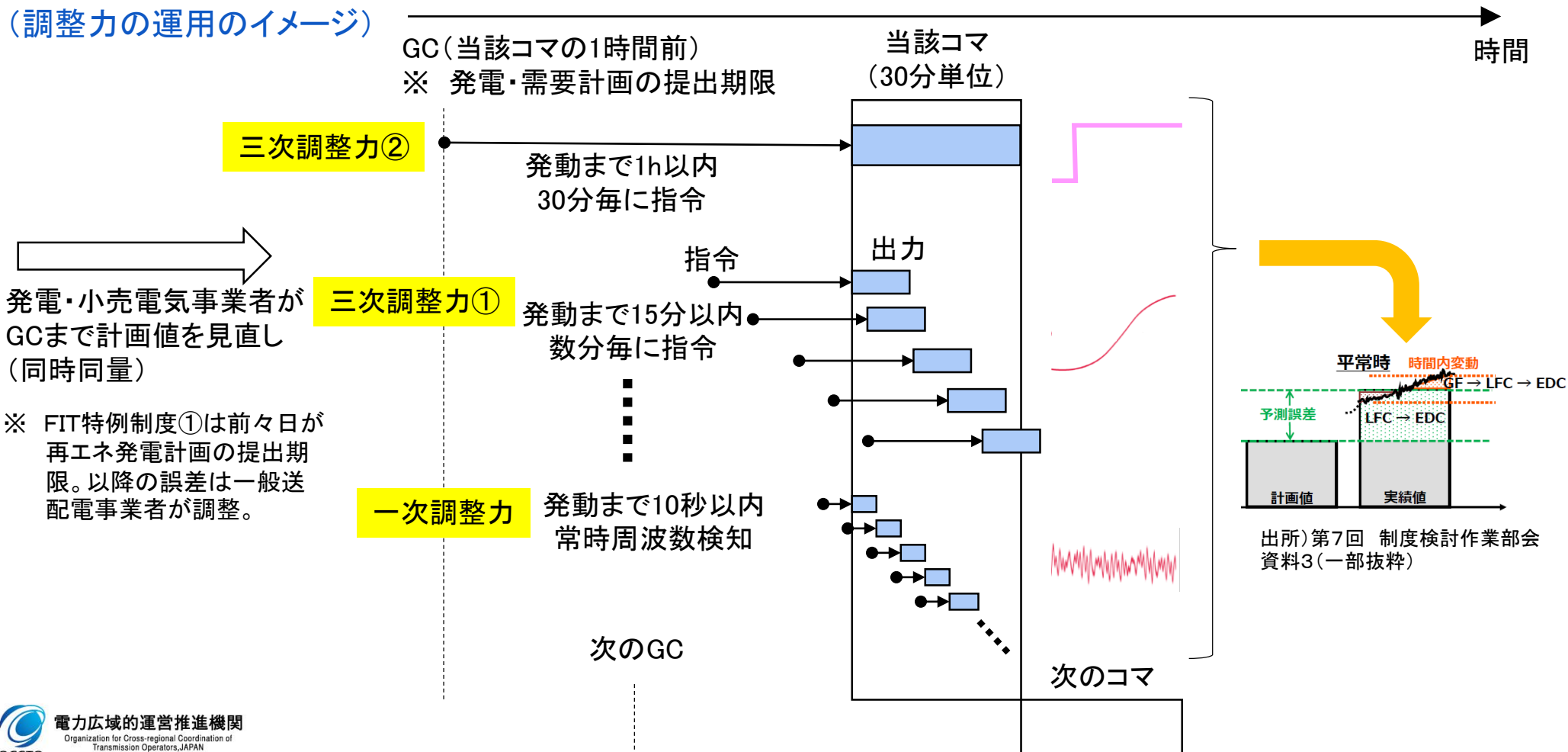
- 平常時に対応する事象としては需要変動と再エネ出力変動による時間内変動および需要および再エネ出力の予測誤差、電源脱落(単機)がある。
- 変動周期の早い変動に対しては、変動を検知して自動的に応動できる調整力および変動を検知して連続的に出される指令に応動できる調整力で対応する。
- 変動周期の遅い変動に対しては、ある程度先の時間に生じる誤差を予測しながら調整を行うことになる。数分先～1時間先に生じると予測される誤差を調整するために出される指令に応動できる調整力で対応する。

(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。

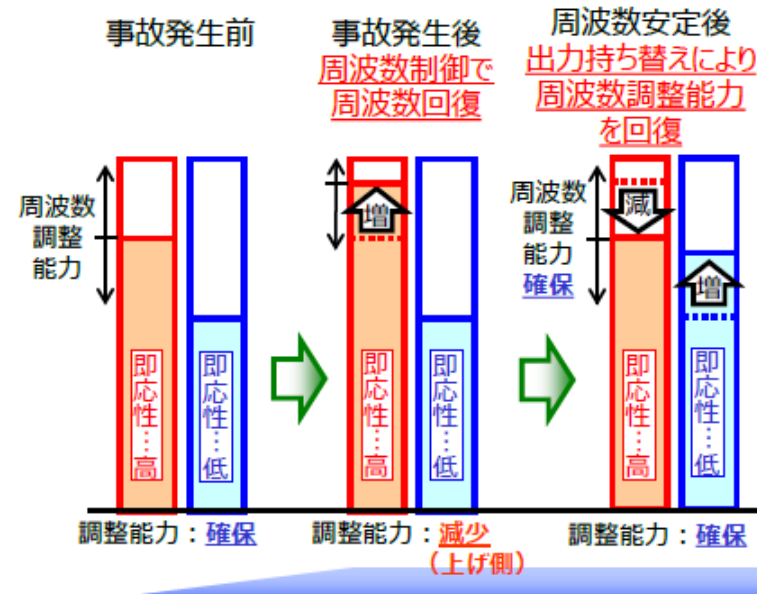
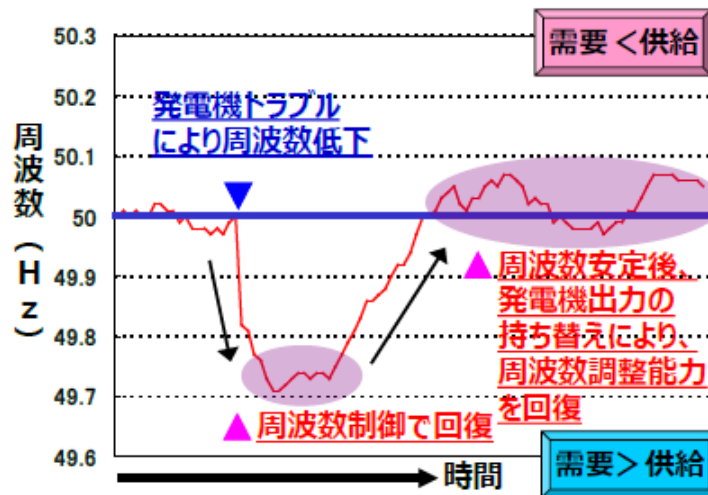
- 計画提出期限であるGC(各コマ実需給1時間前)までは発電・小売電気事業者が計画値を見直し、GC後に残る誤差は、一般送配電事業者が事前に確保した調整力で調整している。
- 細分化された調整力は、それぞれの応動時間に応じた事前の指令により、GC後に残る誤差を予測もしくは実測しながら、遅い調整力で長周期の変動を、速い調整力で短周期の変動を分担して調整している。

(調整力の運用のイメージ)

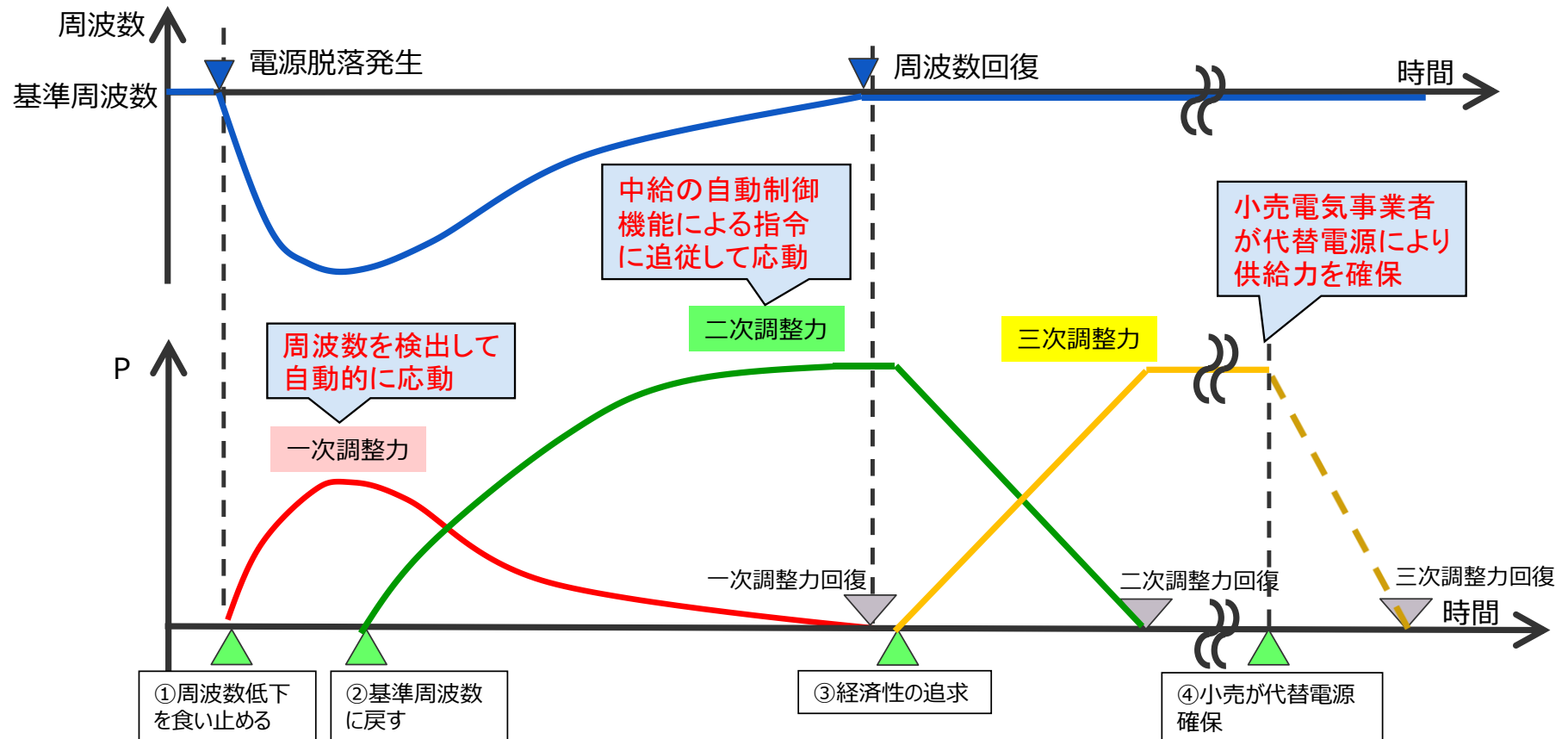


出所) 第7回 制度検討作業部会資料3 (一部抜粋)

- 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。



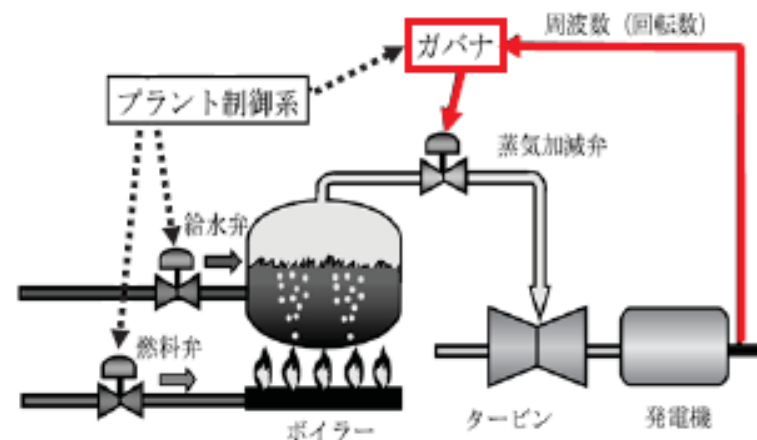
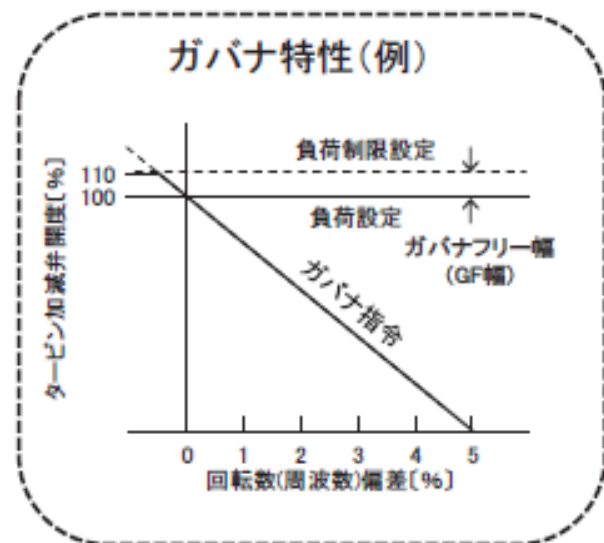
- 電源脱落時には、周波数変動を検出して自動的に応動する一次調整力で周波数低下を一定の範囲内に抑える。
- 中給システムの自動制御機能による指令に追従して応動する二次調整力で周波数を回復させる。周波数が回復することにより、一次調整力が回復する。
- さらに二次調整力の発動量を、より継続時間の長い三次調整力に徐々に受け渡すことにより、二次調整力を回復させる。
- 小売電気事業者が代替電源を確保することにより、三次調整力が回復する。



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)

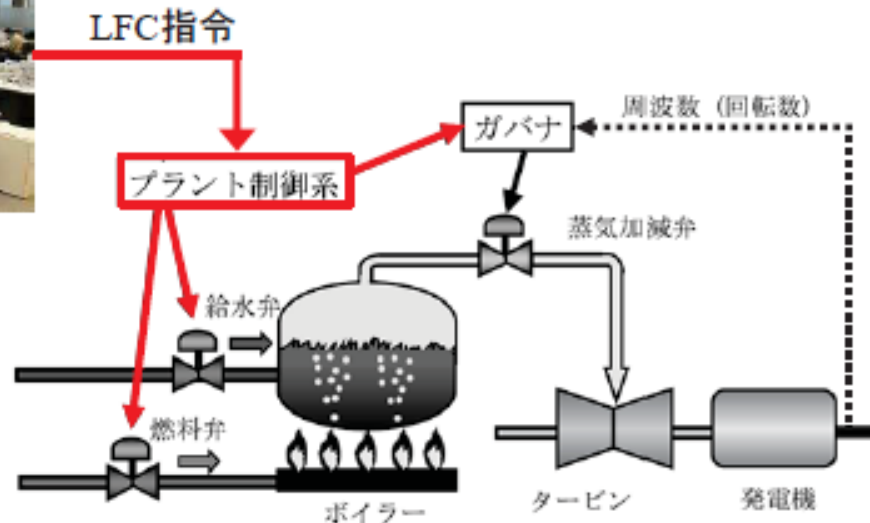
© 2015Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

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)

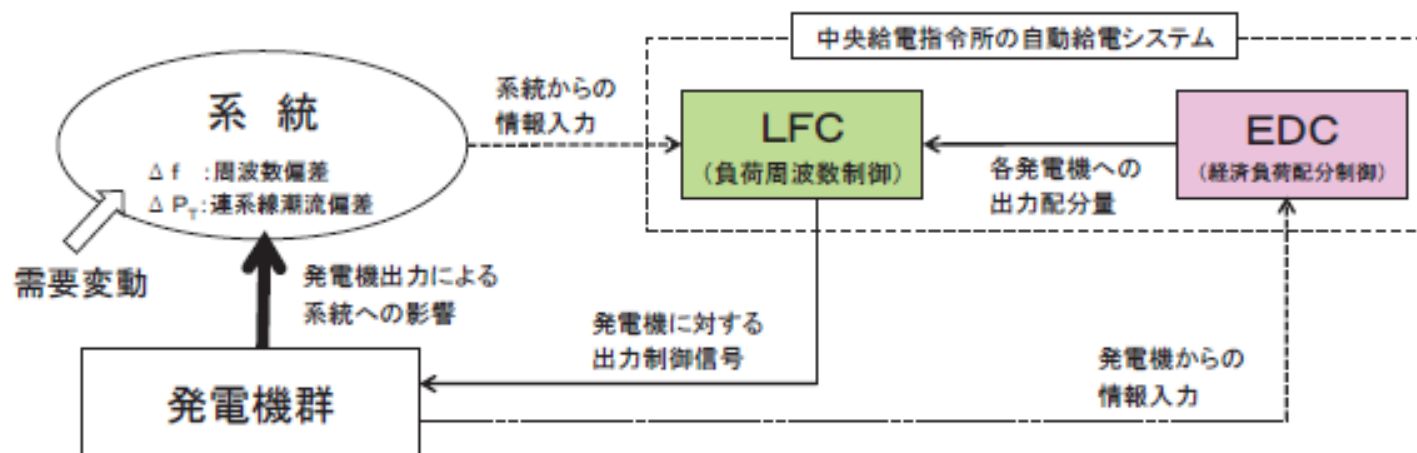
© 2015 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

9 【参考】 LFCとEDC(経済負荷配分制御)の協定制御

(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.

論点⑥：需給調整市場の商品設計（要件評価①）

- 商品設計については、第11回制度検討作業部会において、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。
- また、詳細な商品設計に先立ち、商品に求められる要件である「発動までの応動時間」、「継続時間」の考え方について、以下のように広域機関において検討されたところ。
- これを踏まえ、発動までの応動時間及び継続時間を、以下のように考えることとしてはどうか。

発動までの応動時間：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

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

<広域機関での検討内容>

	一・二次調整力（GF・LFC）※1		二次調整力②	三次調整力①	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、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない

2017年9月第21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

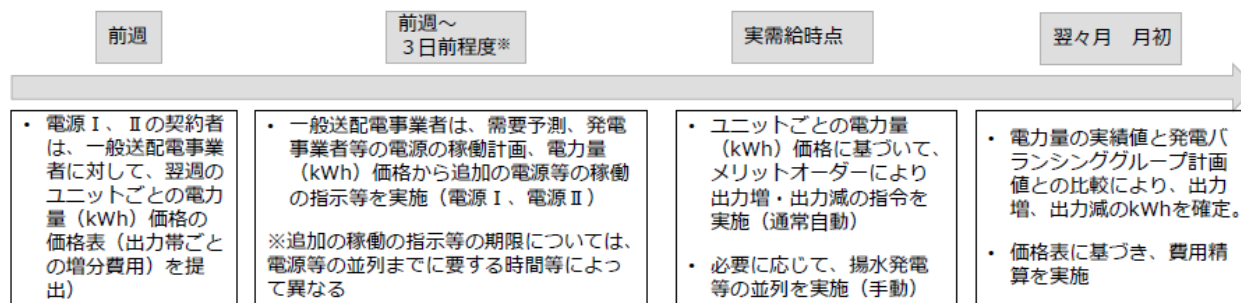
3

(GC前)

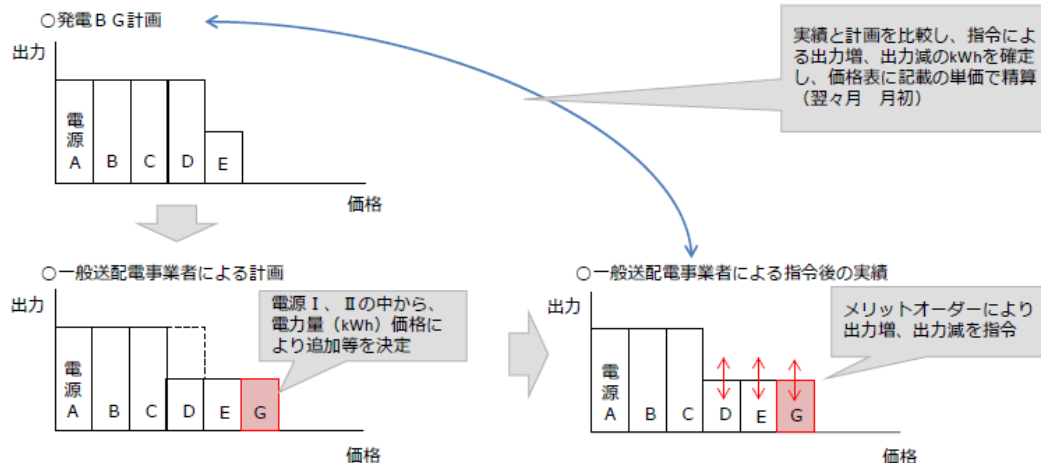
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・II の中から電力量 (kWh) 価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・II の追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(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。



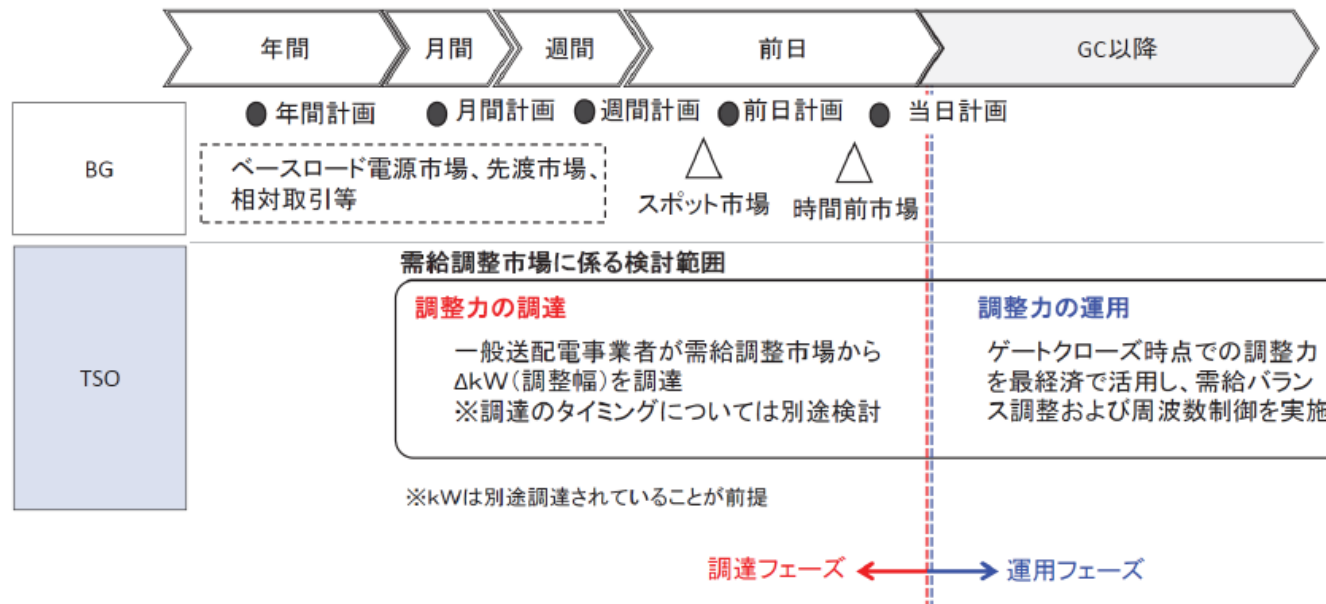
【イメージ】



- 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と。



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

- GC前に、実需給時点で発生し得る変動に備え、出力を調整できる状態の電源等を必要な量だけ確保しておく必要があり、実需給時点では調整した量に応じたkWhが発生することが調整力の調達と運用であることを念頭におくと、**需給調整市場では、実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態で確保することを「 ΔkW 」として取引し契約することになるのではないか。**
- なお、kWhは実績に応じた精算となる。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、卸取引市場のようにkWh受電を契約することができないためである。kWh単価(可変費等)は予め適切な時期に契約しておく必要がある。

	調達	運用
卸取引市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \text{単価 (kWh価値)}$ ※量を確定</p>	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>調達した量(確定済)をそのまま受電</p>
需給調整市場	<p>※各商品毎</p> <p>二次②</p> <p>二次①</p> <p>一次</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \Delta kW \text{単価} (\Delta kW \text{価値})$</p> <p>$\Delta kW1$, $\Delta kW2$, $\Delta kW3$</p> <p>t1, t2, t3</p>	<p>※GC後の実誤差を調整するために必要な量のみ受電する。その時点の需給状況により受電しない場合や100%受電の場合もあり得る。</p> <p>※各商品毎</p> <p>二次②</p> <p>二次①</p> <p>一次</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kWh(\text{実績}) \times kWh \text{単価} (\text{可変費等})$</p> <p>$\Delta kW1$, $\Delta kW2$, $\Delta kW3$</p> <p>t1, t2, t3</p>
(参考) 容量市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)(1年間)</p> <p>$kW \times \text{年間} \times \text{単価 (kW価値)}$</p>	

- 欧米諸国の需給調整市場を調査した結果、以下のことが明らかとなった。
 - 需給調整市場は、系統運用者が電源設備の物的なコントロール権を取りに行く場である。
 - 卸電力市場は、現物商品に関する契約の売買の場である。

MRI
株式会社三菱総合研究所

概念整理

基礎用語・概念

調整力 = ΔkW

短期間の需給調整能力

- 需給バランス調整に対応した調整力
- 周波数制御に対応した調整力

欧州の用語例

- RR
mFRR
- aFRR
(LFC相当枠)
- FCR
(GF相当枠)

費用回収

- インバランス料金
- アンシラリーサービス料金

調整力の調達・運用

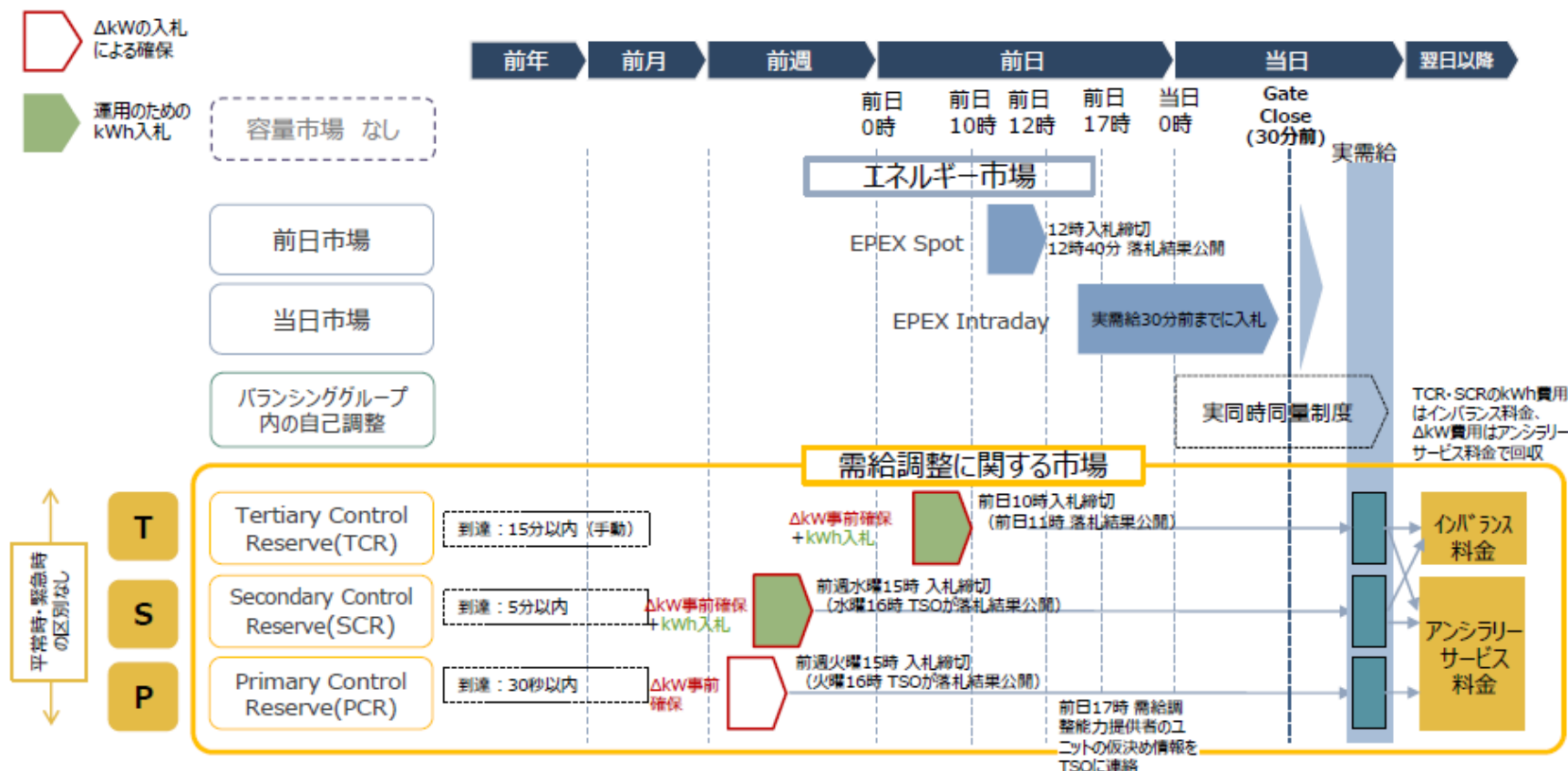
卸電力市場と需給調整市場の性格に関する弊社理解

卸電力市場	現物商品に関する 契約の売買の場 ※現物商品：Gate Closeの段階で計画として系統運用者に報告可能であり、その後のインバランス精算の基礎となる電力売買契約 ※発電小売間の関係は売電価格による金銭的精算関係のみに純化されており、発電事業が実際に契約通り実電気を発電しない不利益はインバランス制度の問題
需給調整市場	需給バランス調整、周波数制御の目的で系統運用者が電源設備の 物的なコントロール権を取りに行く場
欧州	計画値同時同量：Gate Close後の調整力に関するコントロール権を全てTSOが把握 実同時同量：Gate Close後も調整力に関するコントロール権の一部をBGが留保
米PJM	一貫して全ての電源のコントロール権をISOが把握

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc. 6

ドイツ：需給調整に関わる市場プロセス

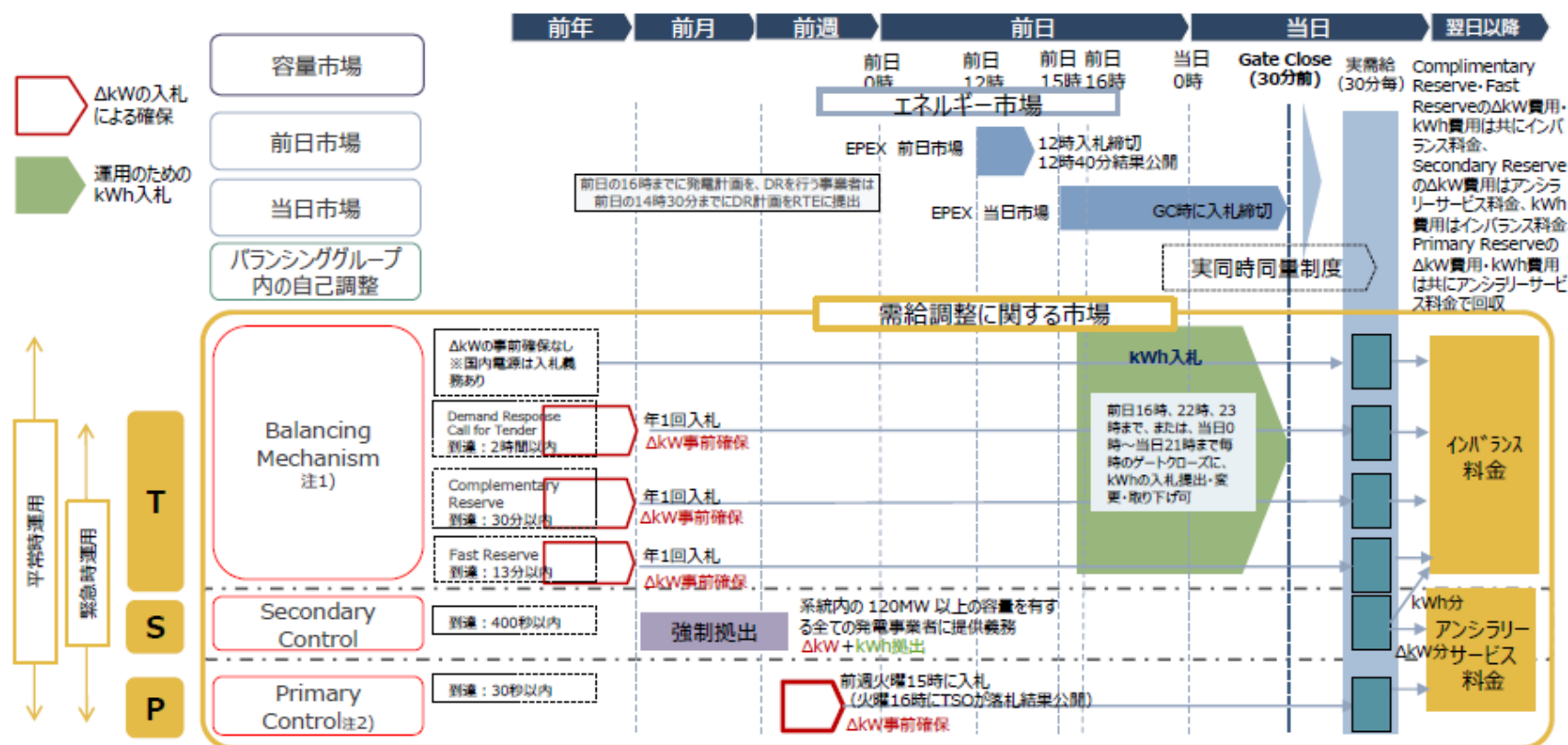
- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力を前日スポット市場開場前に全量事前調達。



注) 1回目のオークションで必要量が不足する場合は、2回目のオークションが実施される。PCR、SCRに関しては次の日に、TCRに関しては同日午後2回目のオークションが実施される。また、2回目のオークションでも不足する場合は、各TSOが各調整力提供者との相対契約や義務的調達を通じ、必要量を確保することが認められている。

フランス：需給調整に関わる市場プロセス

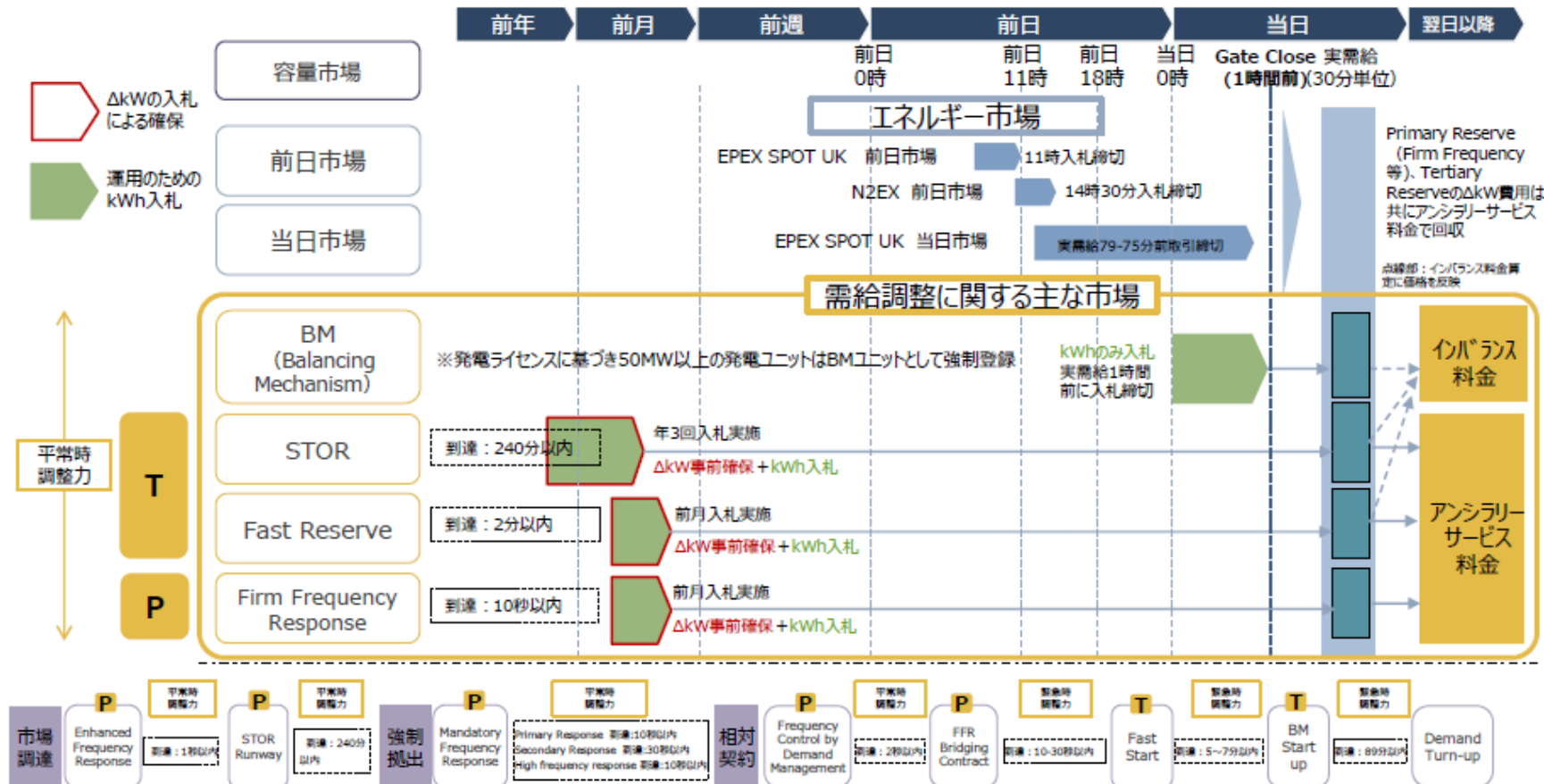
- 需給バランス調整について、実同時同量制の下、BGの自己調整分を除く量の必要調整力の一部を年間入札によって事前調達。その上で事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeまでに実施。
- ただし、事前調達されていない電源もGate Close前に調整力を提供可能な国内電源は、法律上、Balancing Mechanismに入札義務がかかっており、入札量を担保。



注1) Mécanisme d'ajustement。系統に接続する全ての発電事業者に入札義務あり
 注2) 2017年1月17日より、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、スイスの各TSOとの共同調達を開始

英国：需給調整に関わる市場プロセス

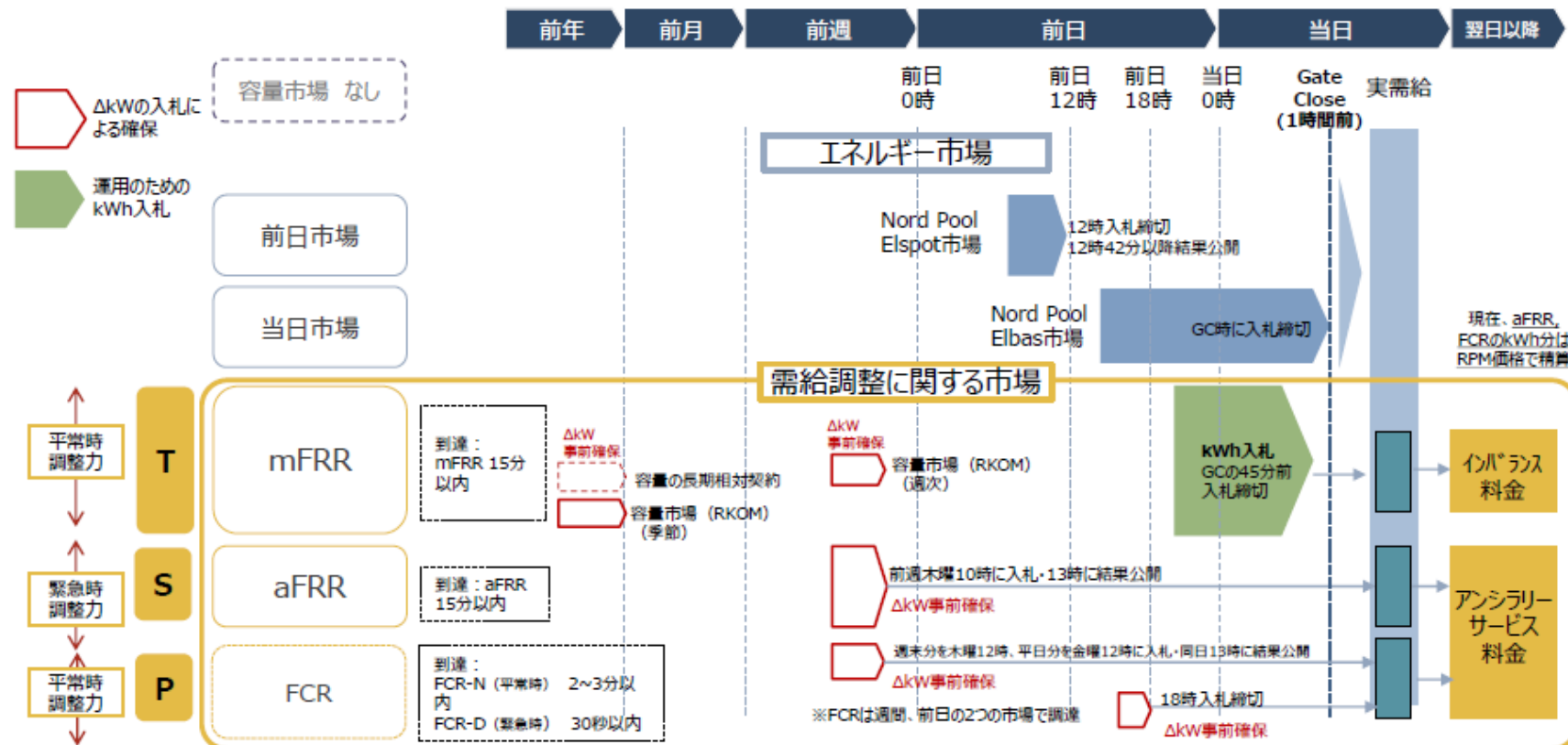
- 需給バランス調整について、原則的に全量をBalancing Mechanism (BM) によって対応。
- BMは事前の ΔkW 確保はなし、かつ入札義務は存在しないものの、別途年3回入札によって調達されるSTORによってBMの入札量不足に備える仕組みとなっている。(BMを介して調達するよりも経済的である場合に入札によって対応)



注) 市場取引に加えて、ガバナ等調整分としてMandatory Frequency Responseは義務的拠出。緊急時等に停止ユニットを起動する予備力としてFast Start, BM Start-Upなどを相対契約で調達するなど、多様な調達手段を組み合わせて対応している。

ノルウェー：需給調整に関わる市場プロセス

- 需給バランス調整については、必要調整力の一部を季節・週間、長期相対契約によって事前調達。その上で、事前調達されていない電源も含めて、kWhに関する価格入札はGate Closeの45分前までに実施。
- なお、事前調達分以外の入札は任意であり、入札量確保のための特段の手当はなされていない。



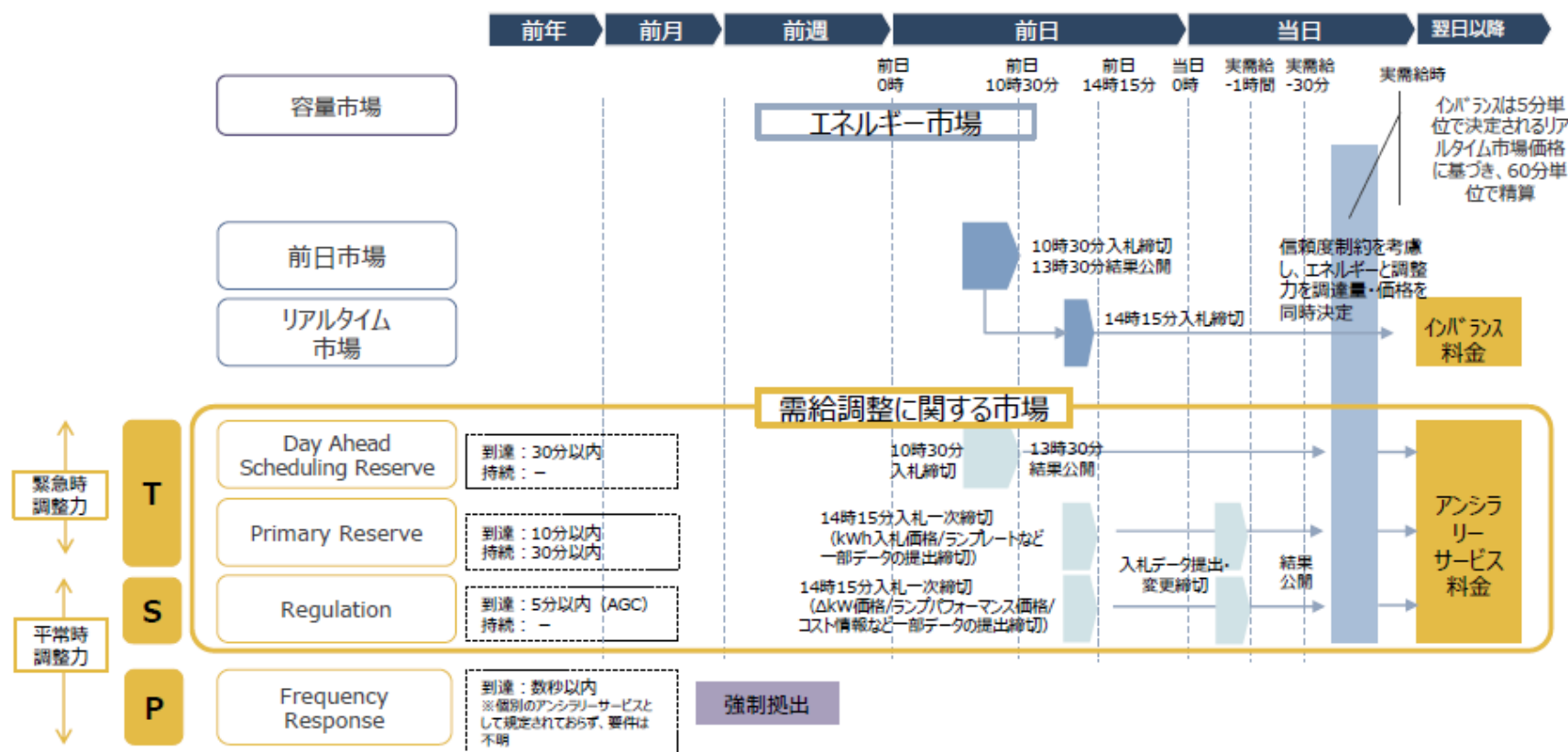
注1) aFRRは北欧共通市場に向けた取組が進行中。2017年中に北欧共通の入札市場が開設され容量 (ΔkW) ベースで調達した上でkWh分については比例配分する方式を導入し、さらに2018~2019年にはkWh分について実需給45分前に入札締切とするメットオーター方式に変更する計画
 注2) mFRRは、ノルウェーでは季節・週の容量市場 (RKOM) および相対契約を通じて、事前に一部の容量 (ΔkW) を確保。
 注3) FCRの週間市場の落札後、調達量の不足が判明した場合、Statnettは落札済みリソースの提供事業者に対し、追加分の入札を通知することができる。

MRI

株式会社三菱総合研究所

PJM : 需給調整に関わる市場プロセス

- 全ての電源は系統運用者であるPJMが運営するエネルギー市場への入札が義務付けられており、系統運用と電力市場運営が一体化されている点の特徴。この構造の下、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。



注) Primary Reserveは、Spinning Reserve (回転予備力) およびNon-Spinning Reserve (非回転予備力) を含む総称。

- 日本は計画値同時同量の仕組みを採用しており、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。小売電気事業者の計画と実績の差(30分単位)はインバランスとなる。
 - 一般送配電事業者の調整力には以下の側面があり、「ΔkW」としてGC前に確保しておく必要がある。
 - 発電計画・需要計画、再エネの発電計画は30分単位で計画されているため、30分より時間粒度の細かい時間で発生する変動(時間内変動)については一般送配電事業者が対応する必要がある。30分平均値の差を予測誤差とすれば時間内変動はインバランスとならない。
 - 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。GCから実需給までには時間があり、誤差の発生を避けることはできない。仮にこの時間が短くなったとしても発電機の応動には一定時間を要することから、小売電気事業者が発電計画を見直すことができたとしても限界がある。よって、GC後に一定量残る需要予測誤差は一般送配電事業者が調整することになりインバランスとなる。
 - 再エネFIT特例制度①と③の発電計画については、現行制度下では前々日あるいは前日に一般送配電事業者が行った発電予測がそのまま計画となり、GCまでに計画変更は行われぬ。したがって、実際にはGC以前に発電予測の乖離を仮に明らかにできたとしても、当該乖離分は計画誤差として扱われ、理論的には「GC時点での予測と実績の差」に加え、「当初計画とGC時点での発電予測の差」も合わせたものがインバランスとして調整がされており、これに調整力が用いられている。
- ※現在はFIT特例制度①が太陽光・風力の大宗を占めている。

■ 仮に一般送配電事業者が時間前市場で調達できるとした場合

- 時間前市場で代替可能な調整力としては、以下の理由から三次調整力②(低速枠)のkWh受電となる。
 - ✓ 時間前市場はGC以前に30分単位のkWh量を約する市場であり、調整力の各商品の中で、時間前市場と指令のタイミング、取引単位(30分単位のkWh量)が共通するのは、三次調整力②(低速枠)のkWh受電(運用)のみ。三次調整力①～一次調整力は、発動までの時間、発動周期が短く時間前市場では代替できない。
 - ✓ GCまでは小売電気事業者が計画修正を行うため、GCより前に実運用で受電する量を見極めて調達することが必要。これは時間前市場で調達したkWhは受電を契約してしまうため、実際誤差が出なかった場合に調達したkWhを違う調整力で調整しなくてはならないためである。なお、現行制度の下では、GC以前にある程度見極めることができるものは主に再エネ予測誤差(FIT特例制度①、③)となる。
 - ✓ 時間前市場は発電事業者の判断で並列された発電余力が原資となっており、kWhを確保する機能はあるが発電機の並列台数を増やしたり維持しておく機能はないことから Δ kWの調達は代替できず、時間前市場でkWhを受電することができたとしても、需給調整市場で Δ kWを調達しておく必要がある。
- 一般送配電事業者が需給調整市場と時間前市場の双方からkWh受電を選択できること、一方で発電事業者はいずれかの市場で少しでも利益を得るよう行動することを考えると、両市場のkWh価格が裁定される効果を期待できるのではないか。なお、一般送配電事業者は比較考慮しながらより安く調達することになる。
- なお、一般送配電事業者が時間前市場で調達することは現在想定されずに制度設計されており、取引することの是非は、電事法改正時の一般送配電事業者の在り方にまで遡った検討が必要であり、国の審議会などで相当な議論が必要。また、本項は一般送配電事業者の視点での考え方であり、国の審議会などにおいて小売電気事業者・発電事業者など他の市場参加者への影響を考慮した総合的な議論が必要となるのではないか。

<現在の調整力公募>

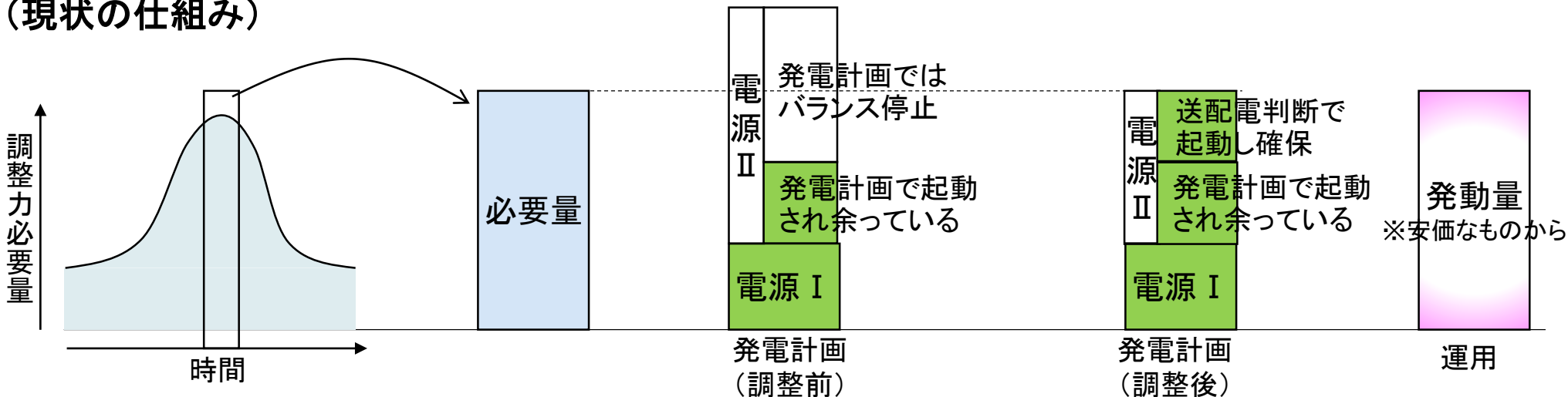
- 一般送配電事業者が前年度に調整力公募を実施して確保した電源Ⅰと、電源Ⅱの余力を活用して調整を行う仕組みである。
- 電源Ⅰの確保量と一般送配電事業者が調整したインバランス実績は明確であり、そのうち電源Ⅰは年間を通じて確保することから、電源Ⅱの余力に期待できない残余需要が高い時間帯の上げ調整力必要量を評価し、一般送配電事業者が必要量を確保している。残余需要の低い時間帯については、電源Ⅰに加えて電源Ⅱの余力を活用して運用しており、一般送配電事業者が各時間に対し事前に確保している調整力の量は明確ではない。

<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それぞれの時間帯毎に必要な量を「 Δ kW」として市場から調達し、実需給段階においては、予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。そのため、需給調整のために事前に確保した調整力の量と費用が Δ kWとして明確になる。
- なお、実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を確保しておくという「 Δ kW」を取引・契約する概念は、最低出力分の電気の扱いを考慮すべき発電機とは異なり、最低出力などがないDRや蓄電池といった新しいリソースに対してより統合的な概念なのではないか。

- 現状は発電事業者の発電計画から電源Ⅱの余力を確認した上で、系統に不足する場合は、電源Ⅱに起動指令をかけるなどして各時間に必要な調整力の量を確保している。
- 需給調整市場導入後は、実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を ΔkW として予め市場で調達する。

(現状の仕組み)



(需給調整市場導入後の仕組み)

