

第12回 制度設計ワーキンググループ  
事務局提出資料  
～第2段階以降の優先給電ルールの在り方について～

---

平成27年1月22日(木)

○年末年始やゴールデンウィーク等における電源出力の抑制の在り方を定める「優先給電ルール」については、電力システム改革の進展に併せ、抜本的に見直すことが必要。

## 【課題認識】

- 現行のESCJにおける「優先給電ルール」は、一般電気事業者の存在が前提。ただし、これまで通常の需給調整以外に本ルールが発動された事例はない。
- 第2弾電力システム改革以降、右記のような環境変化が生じるところ、改革の進展に併せて、優先給電ルールの見直しが必要。



## 【検討すべき論点】

- (1) 優先給電ルールを適用すべきタイミング
  - ・ゲートクローズ前後で、ルールの内容、適用関係がどのように整理されるか
- (2) 優先給電指令の発動対象
  - ・指令対象者は、発電事業者か、小売事業者か
  - ・指令対象は、電源単位か事業者(BG)単位か
- (3) 優先給電指令の発動順位
  - ・順位の見直しは必須。
  - ・改革の進展に併せ、どのようなスケジュールで、どのような見直しを行うか
  - ・取引所取引や広域融通の位置付け

## 【第2段階】

- ・ライセンス制の導入により、一般電気事業者の小売部門及び新電力の小売部門は、いずれも「小売電気事業者」と位置付けられる。また、発電部門についても同様に、いずれも「発電事業者」と位置付けられる。
- ・計画値同時同量制度の導入により、小売電気事業者及び発電事業者は、実需給1時間前のタイミングで計画値を確定させ(ゲートクローズ)、当該計画値と実需給の差分を、一般送配電事業者が補填する仕組みとなる(※)。
- (※)第3段階の施行までは、実同時同量制度も併存する点に留意が必要。
- ・1時間前市場の創設により、小売電気事業者及び発電事業者は、実需給の1時間前まで、電気の取引を行い、自らの需給を調整する仕組みとなる。

## 【第3段階】

- ・法的分離の方式が採用される場合には、指令を行う一般送配電事業者は、基本的には、別会社である発電事業者又は小売電気事業者に指令を行うこととなる(※)。
- (※)現行ルールにおいても、一般電気事業者が新電力等に指令を行うことは想定されている。また、第2段階でも、自主的に分社化する会社もある点に留意が必要。

## 【特記事項】

- FIT法においても優先順位に係る規律があり、これとの整合性を確保することが必要。

一般電気事業者の送電部門は、年末年始、ゴールデンウィーク期間、夜間および休日などの軽負荷時ならびに豊水時、長期固定電源(原子力、水力(揚水式を除く。))および地熱発電所)の出力抑制を回避する目的のため、自然変動電源の出力抑制の指令、および特定規模電気事業、特定電気事業または自己託送の用に供する発電者の発電機の出力抑制の指令(以下、「優先給電指令」という。)を発令することができる。本節において、自然変動電源の出力抑制の指令および優先給電指令の考え方を定める。なお、出力抑制の対象となる自然変動電源は、発電設備容量の合計値が500kW以上とする。

### 1. 長期固定電源の出力抑制の回避措置

長期固定電源の出力抑制の回避措置に係わる順序については以下を基本とし、長期固定電源の出力抑制は全発電機の最後に位置づける。

- a. 一般電気事業者が調達した発電機(自然変動電源を除く)の出力抑制および一般電気事業者が調達した揚水式発電所の揚水運転
- b. 取引所取引の活用
- c. 一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制
- d. 全国融通(広域相互協力融通)の活用
- e. 特定規模電気事業、特定電気事業または自己託送の用に供する発電者の発電機の出力抑制

ただし、一般電気事業者と発電者との契約書等の中で個別の出力抑制の条件などを有する自然変動電源の出力抑制は、上記によらない。

### (4) 広域相互協力融通の発動要件

広域相互協力融通は、翌日計画提出締切時刻後に、発動することができる。

### 3. 優先給電指令の発令対象者

一般電気事業者の送電部門は、原則として当該管轄制御エリア内の特定規模電気事業を営む者、特定電気事業者および自己託送を利用する者へ優先給電指令を発令する。優先給電指令を受けた特定規模電気事業を営む者、特定電気事業者および自己託送を利用する者は、自然変動電源の出力抑制を極力回避するよう、発電機を選定して出力抑制する。ただし、一般電気事業者の送電部門は、需要の大幅な減少や急激な出水など想定を超えた事象が発生し時間的に余裕がない場合、当該管轄制御エリア内の発電者に直接指令することができる。なお、発電者へ直接指令した場合、すみやかに特定規模電気事業を営む者、特定電気事業者および自己託送を利用する者へ連絡する。当該管轄制御エリア内の特定規模電気事業を営む者、特定電気事業者および自己託送を利用する者がいない場合は、発電者へ優先給電指令を発令する。

○システム改革後の優先給電ルールは、ゲートクローズ後に発電機の出力行抑制の指令を行うことを基本としつつ、急激な天候の変更などの場合には、ゲートクローズまでの断面であっても、発電計画の変更を指令する仕組みとすることが適当ではないか。

【課題】

○現行の優先給電ルールでは、必ずしもルール上明確化されていないが、右記のとおり、基本的には、実需給の前日の段階で、優先給電ルールの運用が行われている。

○第2弾のシステム改革後、小売事業者・発電事業者は、実需給1時間前(ゲートクローズ)まで、計画値の修正、1時間前市場での取引を行う。このため、ゲートクローズまでの間、小売事業者・発電事業者は、余剰電力が発生するようであれば、自らの他の電源の抑制や、市場取引の活用により、計画値同時同量を達成することが求められる。このような小売事業者・発電事業者側の行動を前提に考えれば、一般送配電事業者による優先給電指令は、ゲートクローズ後に発動することが基本と考えられる。

○しかしながら、急激な天候変化による自然変動電源の発電量の急増などの場合には、小売事業者・発電事業者が自ら調整できる範囲を超えて調整をしなければ調整しきれず、緊急的な対応が必要となるケースも想定される。

○こうした場合に、ゲートクローズ以降の断面で、エリア全体での調整をしようとしても、電源の出力行抑制に時間を要する等により、調整が間に合わなくなるおそれもある。

【軽負荷時における電源に対する抑制指令に係る現行の運用】

- ①前々日までに、一般電気事業者は、自社火力電源又は他者から調達した火力電源を最大限抑制等する計画を策定
- ②更に出力を下げる必要がある場合、一般電気事業者は、前日9時に、スポット市場に売札を入札、約定結果の通知(前日10時)
- ③更に出力を下げる必要がある場合、一般電気事業者は、他社から調達した自然変動電源を抑制する計画を策定
- ④更に出力を下げる必要がある場合、一般電気事業者は、全国融通を活用(前日12時以降)
- ⑤更に出力を下げる必要がある場合、一般電気事業者は、特定規模電気事業者等に対して抑制を指令(便宜上、前日17時に翌日計画が確定)

(※)時間的余裕がない場合、一般電気事業者は、発電者に対して直接指令

【方向性】

○優先給電ルールは、ゲートクローズ以降の断面において、一般送配電事業者が、発電機の出力行抑制を指令する仕組みを基本とすることが適当ではないか。

○他方、急激な天候変化による自然変動電源の発電量の急増などの場合には、個々の事業者の計画の見直しでは間に合わないケースも想定されるため、ゲートクローズまでの断面であっても、一般送配電事業者が、電源の特性等にも勘案して、発電計画の変更を指令する仕組みとすることが適当ではないか。

## 「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について(平成16年5月、電気事業分科会)」

現在、一般電気事業者間で行われている全国融通として、緊急的な供給力の不足分を調達するための融通として需給相互応援融通が、緊急的な余剰分の融通としての広域相互協力融通が行われている。これらについては、系統運用者の最後の調整手段として、今般の制度の枠組みの中においても存続させておくことが必要であるが、系統運用者が当該制度を利用するに当たっては、事前取引所での取引を活用するとともに、あらかじめ給電指令により自社電源で必要な調整を行っていること、すなわち、系統運用者間の全国融通以外に実質的に需給の不一致を解消すべき手段が残されていないことを条件とすべきである。

なお、全国融通の運用は、公平性・透明性ある運用の確保の観点から、一般電気事業者からの委託に基づき、中立機関によりなされることが適切である。

## 「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について(平成20年7月、電気事業分科会)」

現在、一般電気事業者の送電部門間で、緊急的な供給力の不足分を調達するための融通として需給相互応援融通が、緊急的な余剰分の融通として広域相互協力融通が行われている。これらについては、前回制度改革時において、系統運用者の最後の調整手段として、卸電力取引所の創設後も存続させておくこととされた。ただし、系統運用者が当該制度を利用するに当たっては、事前に卸電力取引所での取引を活用するとともに、予め給電指令により自社電源で必要な調整を行っていること、すなわち、系統運用者間の全国融通以外に実質的に需給の不一致を解消すべき手段が残されていないことが条件とされた。

今般の制度改革により、不測の需給ミスマッチに対応する電源調達手段として時間前市場が整備されることとなったものの、系統運用者の最後の調整手段としての性格を踏まえれば、引き続き全国融通を存続させることが適当である。また、系統運用者には、安定供給確保のため、前日計画確定後は運転予備力の確保が常に求められ、運転予備力水準を下回る事態が生じた場合は直ちにその回復を図るべく最大限の努力が求められている。したがって、一般電気事業者の送電部門が全国融通を発動するための条件として、事前に時間前市場を利用することを求めることは適当ではない。

なお、この場合、前日計画確定後の電力取引手段として、時間前市場と別に一般電気事業者間の取引が認められることになることから全国融通の取引価格等について一般電気事業者は説明責任を果たしていく必要があるものと考えられる。

○システム改革後の優先給電指令の発動対象は、原則として発電側とし、発動のタイミングや、発電機  
の特性に応じ、指令の方法や手順を明確化することが適当ではないか。

【課題】

○現行ルールにおいては、指令対象が、  
一般電気事業者にあつては発電機、新  
電力等にあつては小売事業者(緊急時  
は、発電者)とされているところ、今後は、  
考え方の一本化が必要。

【方向性】



○指令対象を小売側と整理すると、  
・小売事業者の需要に係る計画は、需給  
調整契約を想定している場合等を除き、  
指令による変更は困難であること、  
・小売事業者の供給力の調達計画を、指  
令により変更する仕組みとすると、小売  
事業者が任意の発電事業者に連絡し、  
発電事業者が任意の発電機に係る計画  
を変更することとなるため、①指令ルート  
が煩雑となり、かつ、②一般送配電事業  
者は、指令対象電源を特定できなくなる  
こと、  
から、基本的に、発電側に対して指令  
を行う仕組みとすることが適当ではな  
いか。

○また、これらの指令の在り方について  
は、ゲートクローズの前後、指令対象  
電源の特性に応じて、インバランスの  
扱いを含めた整理を行うことが必要で  
はないか(右表参照)。

【ESCJルール】

○ 優先給電指令の発令対象者  
一般電気事業者の送電部門は、原則として当該管轄制御エリア内の特定規模電気事  
業を営む者、特定電気事業者および自己託送を利用する者へ優先給電指令を発令する。  
優先給電指令を受けた特定規模電気事業を営む者、特定電気事業者および自己託送  
を利用する者は、自然変動電源の出力抑制を極力回避するよう、発電機を選定して出力  
抑制する。

	オンライン調整の対象電源(P6の 図において「②」に位置付けられる 電源)	オンライン調整の対象外電源(P6の図に おいて「③」に位置付けられる電源)(※)
ゲ ー ト ク ロ ー ズ 後	○一般送配電事業者は、「 <u>発電機</u> 」 に対して、直接、オンラインで、抑 制指令を行う。 ○当該電源は、インバランスの対象 外。	○一般送配電事業者は、左記では調整 が賄いきれない場合、「 <u>発電BG</u> 」に対 して、発電量の抑制指令を行う。(※※) ○「 <u>発電BG</u> 」は、指令に応じて抑制を実 施。この際、当該「 <u>発電BG</u> 」は、中給指 令下電源とみなし、インバランスの対象 から除く。
ゲ ー ト ク ロ ー ズ 前	○一般送配電事業者は、「 <u>発電B G</u> 」に対して、発電計画の変更の 指令を行う。ただし、小売事業者 に対する販売計画は変更しない。 ○この変更は、指令に基づく変更の ため、インバランスの対象から除く。	○一般送配電事業者は、左記では調整 が賄いきれない場合、「 <u>発電BG</u> 」に対 し、発電計画の変更の指令を行う。ただし、 小売事業者に対する販売計画は変更し ない。 ○この変更は、指令に基づく変更のため、 インバランスの対象から除く。

(※) オンライン調整の対象電源は、発電BGによる発電計画にかかわらず、一般送配電事業者がエリアの需給調整を行  
うために、一般送配電事業者からの指令に応じて出力調整を行う電源であるのに対して、オンライン調整の対象外  
電源は、発電BGが自らの発電計画に沿うように発電量を調整する電源。すなわち、一般送配電事業者は、優先給  
電指令の必要のない平常時の運用においても、前者の電源を活用した需給調整を実施。

本稿で対象としている優先給電ルールは、この運用の延長上に位置づけられるものであり、平常時の対応では需  
給調整を行いきれない場合に、通常では調整の対象とは位置づけしていない電源の抑制を行うこととなる。

(※※) 緊急時には、一般送配電事業者が、発電所に指令を行う場合もあり得る。

論点1: 周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の持ち方イメージ

- 一般送配電事業者は、自ら、必要な調整力をあらかじめ確保できることが必要(下図①)。
- また、上げ側だけでなく下げ側の調整も必要であること、また、上げ側の場合であっても、小売電気事業者が確保している供給力に余裕がある場合には、相対的に安い電源を活用して、需給バランス・周波数調整を行う方が合理的。このため、一般送配電事業者は、下図①の調整力に加え、小売電気事業者が確保した電源のうち、オンラインでの調整ができる電源(下図②)も調整力として活用することとしてはどうか。

一般送配電事業者が確保する調整力のうちの上げしろ分(②の電源の中で、ゲートクローズ後に①の電源よりも有利なものが残っている場合には、給電指令により持ち替えて運用(小売電気事業者又は発電事業者の計画変更ではない※)。

(※)持ち替えに当たっての費用精算ルールを定めておくことが必要。また、①②の電源について、一般送配電事業者が、電源別の費用を把握する仕組みも必要。

一般送配電事業者が、あらかじめ確保する調整力

エリアの最大需要の規模

小売電気事業者が、供給力確保義務や計画値同時同量等に対応して確保している供給力



一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源

一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源

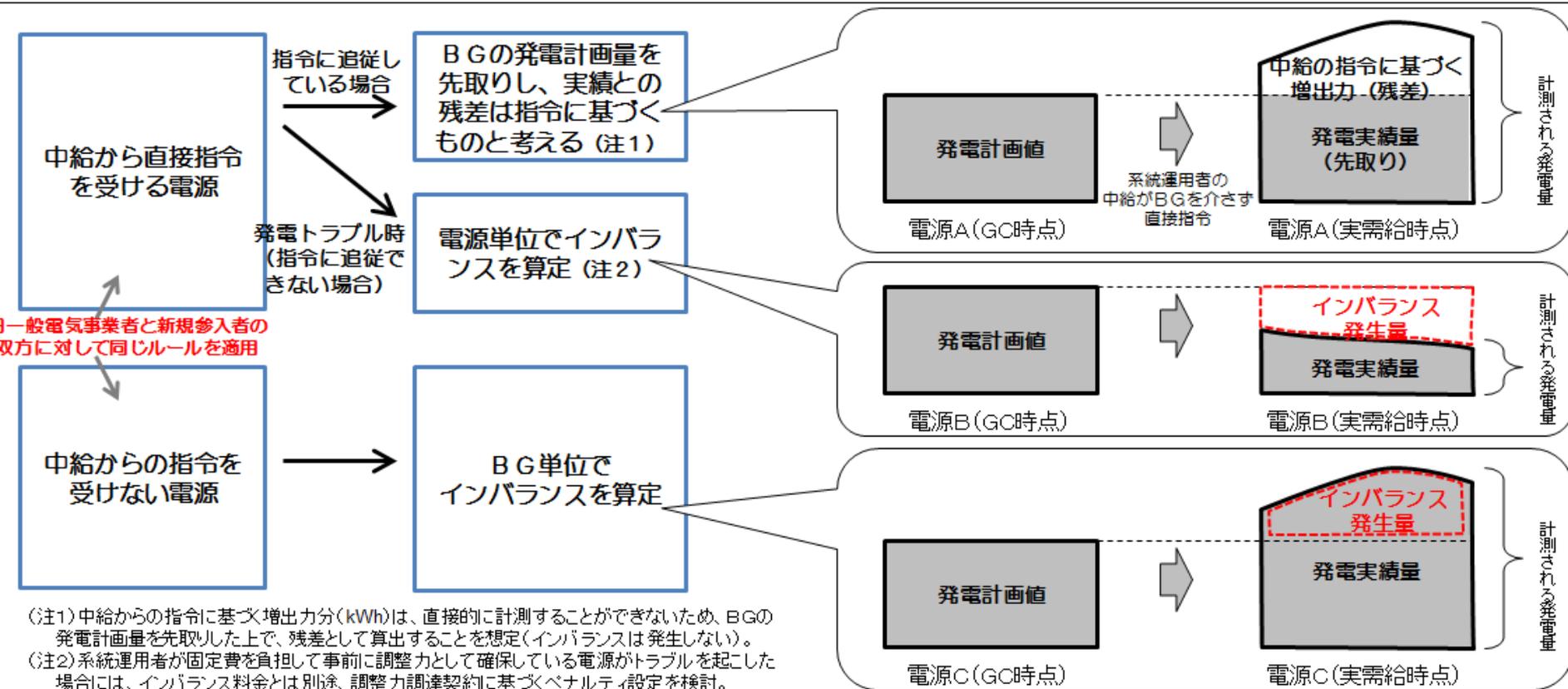
一般送配電事業者は、基本的にこの範囲の調整力を活用して、周波数制御及び需給バランス調整を実施

一般送配電事業者が確保している調整力のうちの下げしろ分と上げしろ分(上記①)の持ち替え対象として活用する電源(小売電気事業者と発電事業者の間での契約等により確保されている供給力)であるが、ゲートクローズ時点における余力は、ゲートクローズ後に、一般送配電事業者が活用する旨、予め取り決めておく。

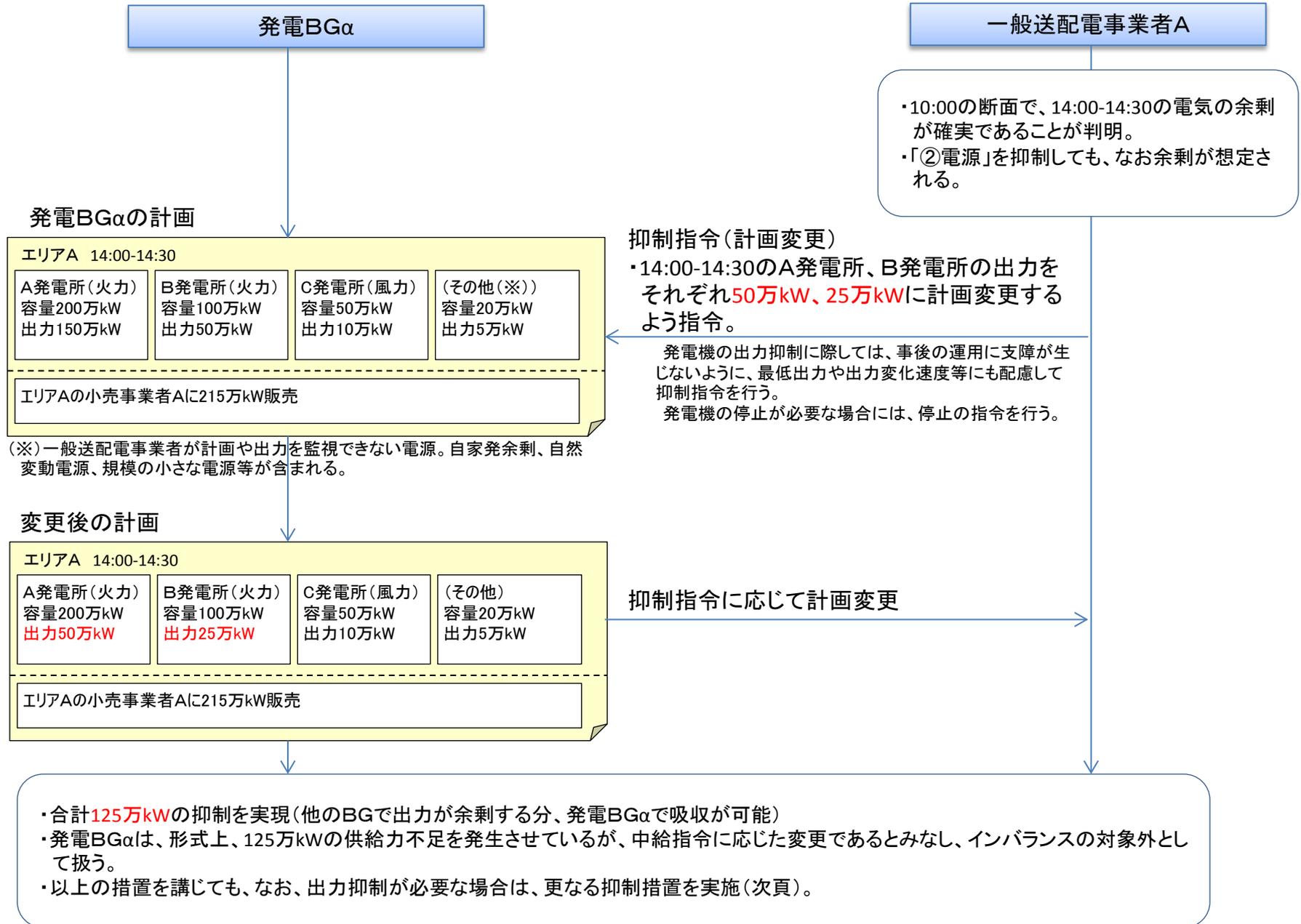
一般送配電事業者は、平時は、この電源を調整力として活用しない(緊急時においては、この限りでない)。

[その他の論点①] 旧一般電気事業者における発電側インバランスについて

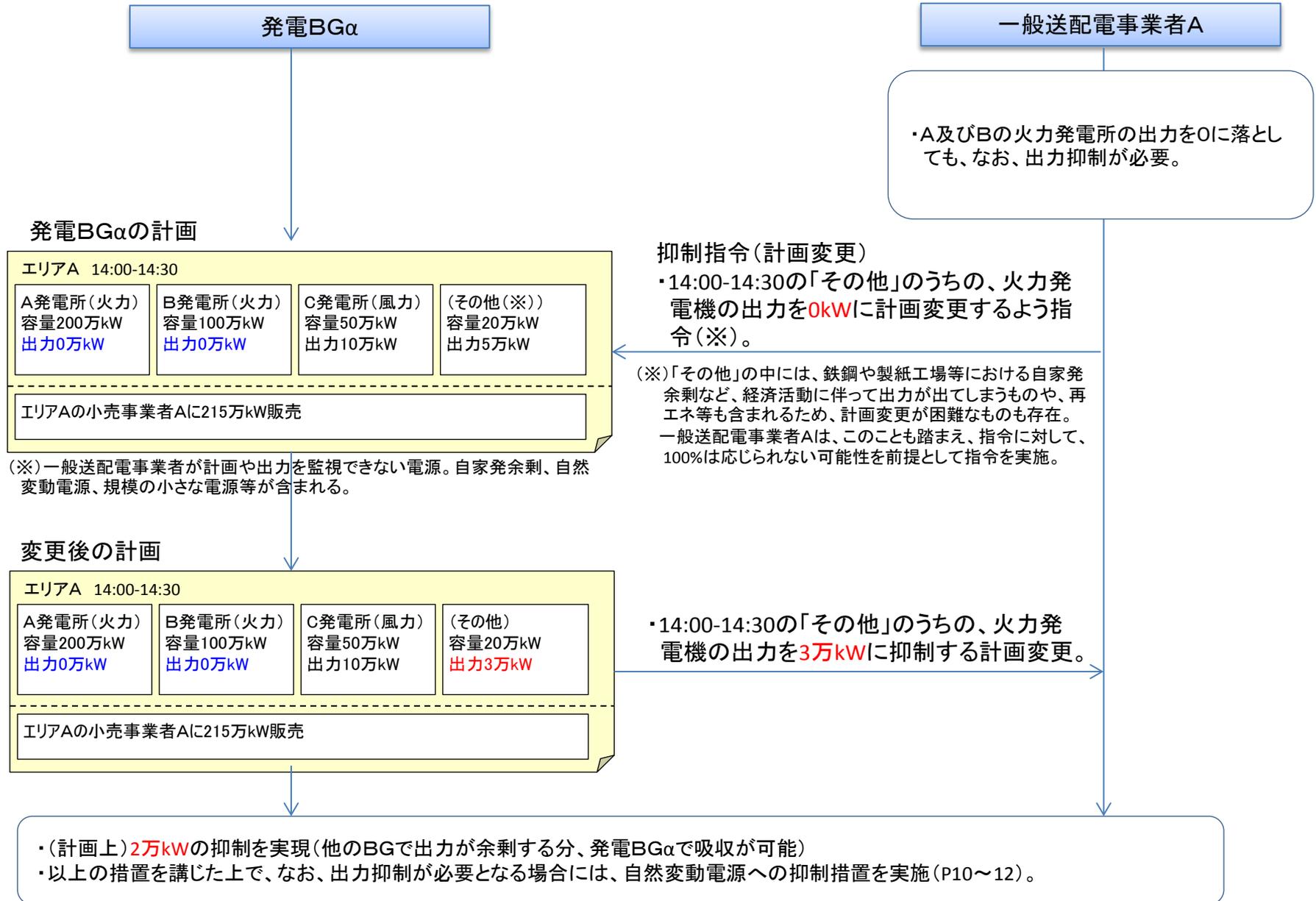
- 発電・送配電を一貫で行っている事業者における発電側インバランスの特定方法が継続検討課題(次頁参照)。
- 中給から指令を受けない電源については、BG単位での計画と実績の差をインバランスとし、他方、中給から直接指令を受ける電源については、指令に追従している時は平常時は計画と実績の差はすべて中給からの指令によるものとみなし、発電トラブル時は計画と実績の差をインバランスとして電源単位で精算することとしてはどうか。
- また、イコールフットイング確保のため、旧一般電気事業者と新規参入の発電事業者の双方に対し、同一ルールを適用してはどうか。



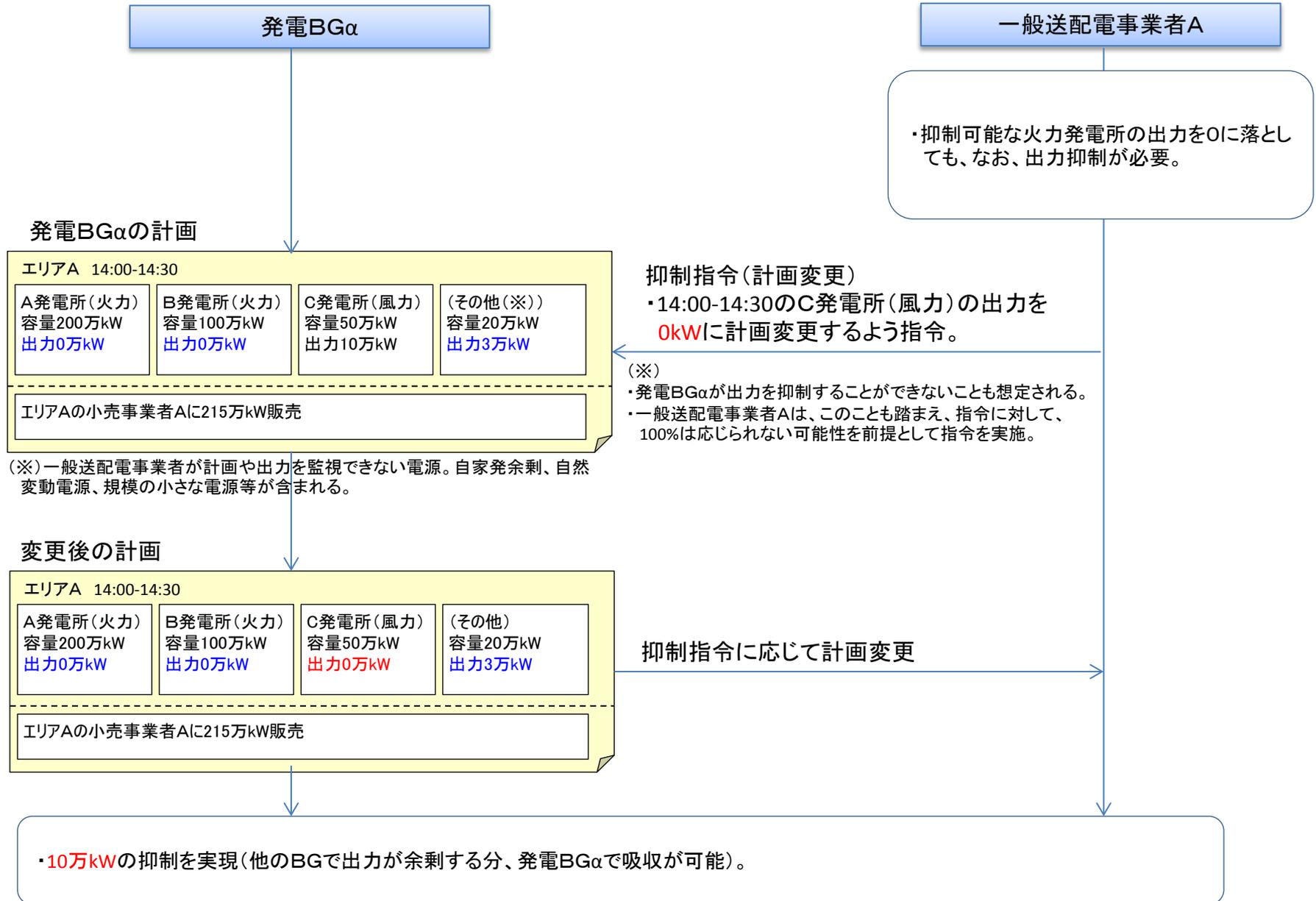
# (参考)ゲートクローズ前の断面における発電BGへの抑制指令イメージ (火力の抑制①)



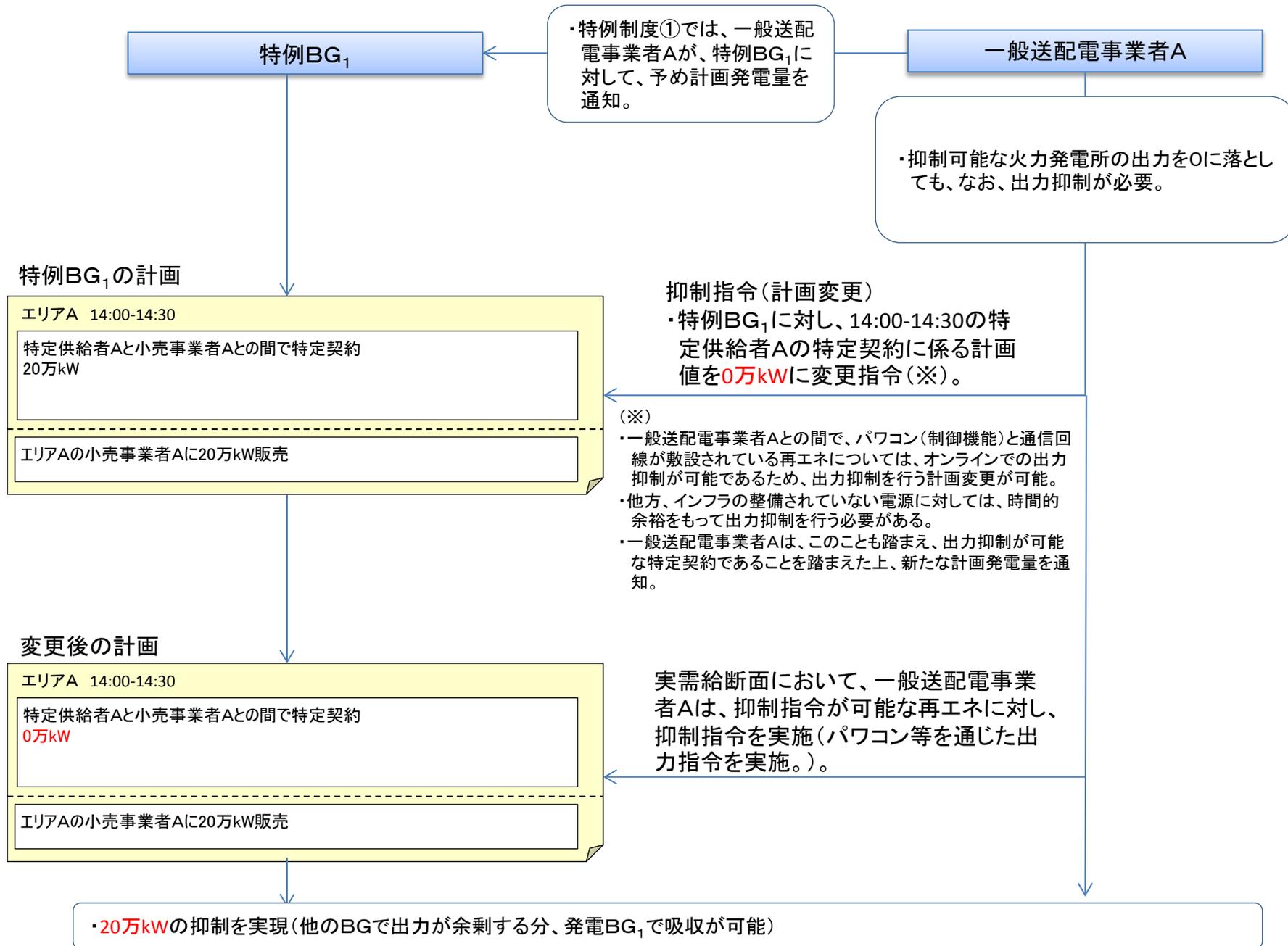
# (参考)ゲートクローズ前の断面における発電BGへの抑制指令イメージ (火力の抑制②)



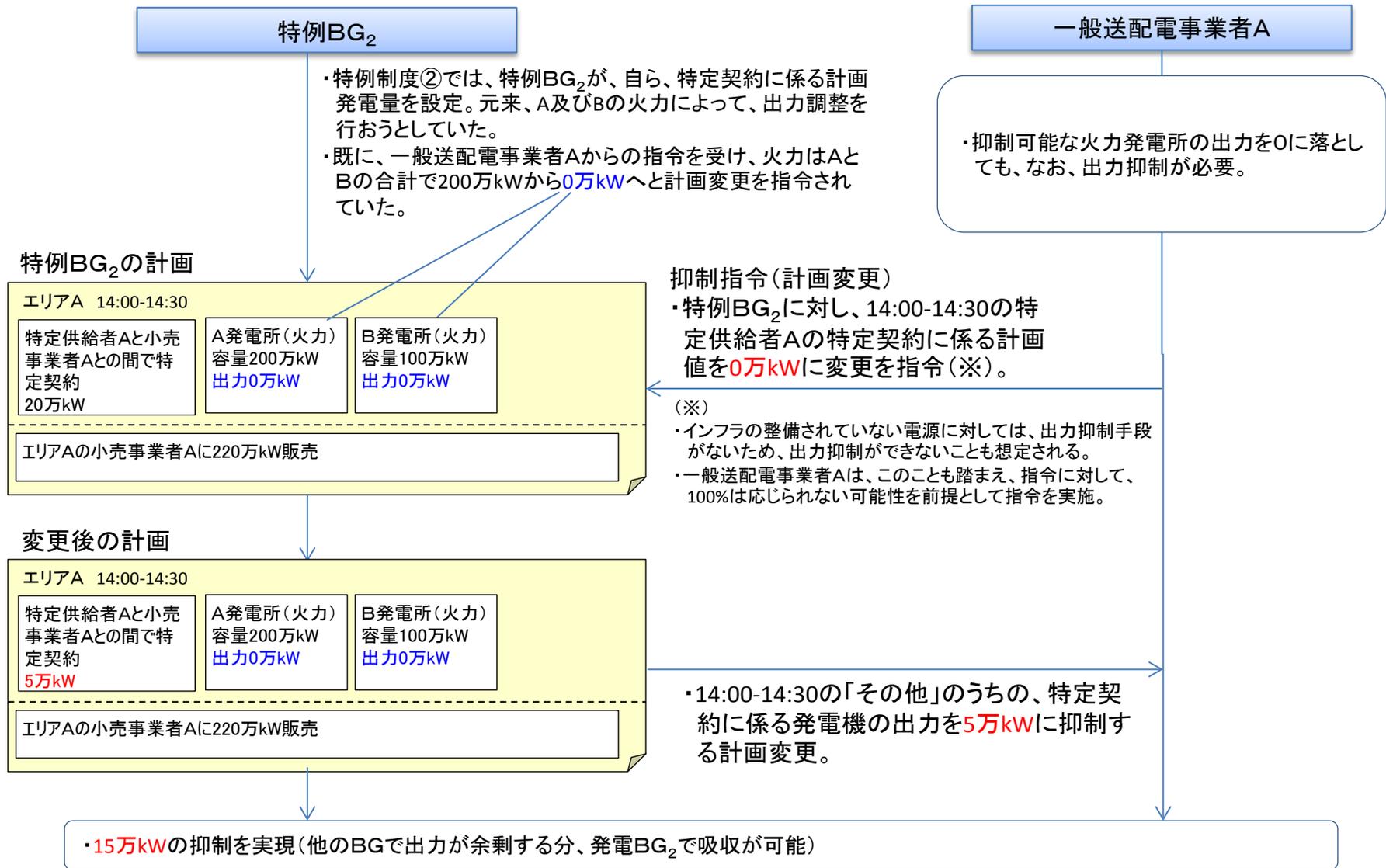
# (参考)ゲートクローズ前の断面における発電BGへの抑制指令イメージ (再エネの抑制)(FITの対象でない場合)



# (参考)ゲートクローズ前の断面におけるFIT電源を含むBGへの抑制指令イメージ (再エネの抑制)(FITの対象の場合(特例制度①))



# (参考)ゲートクローズ前の断面におけるFIT電源を含むBGへの抑制指令イメージ (再エネの抑制)(FITの対象の場合(特例制度②))



## 対処方針(案)～FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図る仕組みの構築～

◇前3ページの各課題をクリアしつつ、FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図るため、以下のような仕組み(以下「特例制度」という)を導入してはどうか。

1. 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
2. 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なバラシンググループ(BG)を設定。
3. BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、当該FIT認定電源の出力・電源種等を踏まえ、一般送配電事業者が設定。**【課題2への対応】**
4. 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。具体的には、
  - (1) 不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量をFIT価格で引き取ったうえで、不足分については負担の生じないインバランス料金(例えば、回避可能費用)により精算。**【課題3への対応】**
  - (2) 余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者の負担が生じないインバランス料金(例えば、回避可能費用)を支払い。**【課題1への対応】**

※具体的な電気の流れ、インバランスの精算については次ページ以降を参照

※特定契約を締結した小売電気事業者が実同時同量制度を選択する場合はこの仕組みの対象外となる

## 小売電気事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度②)の導入について

◇FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図ることに加え、小売電気事業者に対してFIT認定電源の計画発電量の精度向上を図るインセンティブを付与するため、以下のような仕組み(特例制度②)を導入してはどうか。

※特例制度②については、特例制度①と異なり、全てのFIT対象電源を適用対象とする。

※特例制度①、特例制度②、通常の計画値同時同量制度のいずれを適用するかは事業者の選択に委ねる。

1. 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
2. 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特例制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なバラシンググループ(BG)を設定。
3. BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、特定契約の締結相手である小売電気事業者が設定。
4. 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。具体的には、
  - (1) 不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量をFIT価格で引き取ったうえで、不足分については通常のインバランス料金により精算。
  - (2) 余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者に対して通常のインバランス料金を支払い。

※具体的な電気の流れ、インバランスの精算については次ページ以降を参照

検討課題(1)

○オンライン調整の対象外となる電源には、長期固定電源の他、様々な性質・属性の電源が混在。

- ・自然変動電源
- ・鉄鋼や製紙工場等における自家発余剰など、経済活動に伴って出力が発生する電源
- ・新電力の火力電源 等

○また、電源の接続している電圧階級によっては、一般送配電事業者が計画や出力を監視できないものも存在。

	一般送配電事業者が出力を監視できる電源	一般送配電事業者が出力を監視できない電源
計画が提出される電源	(特高連系の新電力火力・風力等) [A] ・一般送配電事業者は、ゲートクローズ前の断面において、計画により電源ごとの計画を把握できる。 ・一般送配電事業者は、実需給断面において、電源毎の出力及び指令後の出力変化を監視できる。	(高圧連系の新電力火力・風力等) [B] ・一般送配電事業者は、ゲートクローズ前の断面において、計画により電源ごとの計画を把握できる。 ・一般送配電事業者は、実需給断面において、電源毎の出力及び指令後の出力変化を監視できない。
計画が提出されない電源	(特高連系の新電力火力・風力等) [C] ・一般送配電事業者は、ゲートクローズ前の断面において、計画により電源ごとの計画を把握できない。 ・一般送配電事業者は、実需給断面において、電源毎の出力及び指令後の出力変化を監視できる。	(高圧連系の新電力火力・風力等) [D] ・一般送配電事業者は、ゲートクローズ前の断面において、計画により電源ごとの計画を把握できない。 ・一般送配電事業者は、実需給断面において、電源毎の出力及び指令後の出力変化を監視できない。

○例えば、[A]については、電源ごとの優先給電指令を比較的容易に行えると考えられるが、[D]については、一般送配電事業者が電源毎の状況を把握することが困難である。また、電源の中には、経済活動に伴って出力が発生する電源であり、抑制を行うと、経済活動に支障が生ずるおそれのあるものも含まれる。このため、実態に即した、慎重な運用が必要ではないか。

○また、一般送配電事業者として、計画を把握する必要性と、実需給断面における出力を把握する必要性について、整合性のとれた仕組みとすることが必要ではないか。

例えば、現行、一般電気事業者は、特別高圧以上の系統に連系する電源については、一般送配電事業者がオンライン監視できる設備の設置を要件化。発電事業者が計画を提出しなければならない電源についても、これと同じ要件にすることが考えられるがどうか(このように運用すると、[B][C]は空集合となる。)

【電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(平成25年、資源エネルギー庁)】

第2章 連系に必要な技術要件

第5節 特別高圧電線路との連系

7. 連絡体制

(2) 60kV以上の特別高圧電線路と連系する場合には、系統側電気事業者の給電所と発電設備等設置者との間に、必要に応じ、系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置するものとする。

なお、このような機器を設置することは、発電設備等設置者の過度の負担となりかねないので、逆潮流の有る場合に限定することとする。また、このための伝送路は保安通信用電話設備回線と兼用することを前提とする。

【系統アクセスルール[特別高圧版](平成26年、東京電力)】

7. 10. 6 電力保安通信設備

系統運用上必要な通信設備について以下に示す。

(2) 受電状態自動伝達装置

系統運用上必要な情報を伝達する装置として通信端末装置(SV(スーパービジョン)、TM(テレメータ装置))を設置。(略)

発電者に対し当社が系統運用上必要な情報

(a)標準的に収集する情報項目

連系条件	情報種別	情報内容	目的
22kV以上の系統に連系	テレメータ	連系点の有効電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・潮流監視</li> <li>・同時同量監視(託送供給用)</li> <li>・需要実績管理</li> </ul>
		連系点の電力量	
	スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態	
		発電機並列用しゃ断器の開閉状態	
		連系線線路用設置開閉器の開閉状態	
		連系用しゃ断器を開放する保護リレー動作表示	
		発電機並列用しゃ断器を開放する保護リレー動作表示	
		連系用断路器(線路用、母線用)の開閉状態	
		線路側断路器の操作機能ロック状態	

## 【論点1-3】供給力確保の観点から、発電側が作成する 発電計画・販売計画の作成主体・作成方法

30

○供給力確保の観点から提出を求める、発電側の発電計画や販売計画については、以下のように整理することとしてはどうか

論点	対処方針
<b>発電計画・販売計画 の作成主体</b> (発電BG単位か、事業者 単位か。)	<p>○発電側の発電計画や販売計画については、発電側については、電事法上の発電事業者以外の系統利用者も存在するが、それらの小規模な事業者等にまで個別の計画作成を求めることは、実務的な負担が大きくなり、系統参加への阻害も想定されること等から、<u>発電BG単位での発電計画や販売計画の提出を求めることとする。</u></p>
<b>発電計画・販売計画 の作成方法</b>	<p>○当該BGに属する電源の発電計画の合計値を発電計画として設定（論点1-1と同様。）</p> <p>※一電源が複数のBGに所属することも考慮し、その場合には、上記の計画と併せて実績発電量の仕訳情報等も提出する。</p> <p>○発電BG単位での発電計画量をどの小売電気事業者のどのエリアの需要に配分するかを記載した販売計画（他の発電事業者や小売電気事業者との間での転売や卸市場からの調達も記載可【詳細は後述】）を作成。</p> <p>○いずれも、当該発電BGの契約者が広域機関と（広域機関を経由して）送配電事業者に提出。</p> <p>○また、エリアの系統の潮流を管理する上で必要となる、一定規模以上の電源については、発電場所毎の発電計画値を併せて提出。</p>

## 検討課題(2)

○一般送配電事業者が、発電BGαに対して指令を行った場合、インバランスの対象外とする範囲をどのように考えるか。

案1 発電BGαのうち、指令を受けたもののみをインバランスの対象外とし、残った部分は、引き続き、インバランス算定の対象とする。(この場合、発電BGαは、事実上、調整機能の無い電源のみで、自らの同時同量を達成しなければならなくなる可能性がある。)

案2 発電BGα全体をインバランスの対象外とする。(このような場合、およそ全ての発電BGがインバランスの対象外となる可能性がある。)

○この点、①発電BGが自らの出力調整可能な電源のみをインバランス対象外とすると、調整不能な電源のみがインバランスの対象となってしまうかねないこと、②発電BGのオンライン調整の対象外電源にまで抑制をかけなければならない状況は、緊急度の高い状況であり、まず第一に系統安定を考えねばならない状況であると考えられることから、案2と整理することが適当ではないか。

## 検討課題(3)

○オンライン調整の対象電源については、今後、以下のような要件が、一般電気事業者により明らかにされるべきではないか。

- ・一般送配電事業者に対して、電源毎の発電計画を提出する電源
- ・中給からのオンライン指令による出力制御を受けられる機能(発電機運転制御装置)を有している電源
- ・中給からの指令に応じて、○○kW/sの速度で追従できる電源

## 検討課題(4)

○指令を行う場合の費用精算ルールについて、更に詳細な議論が必要(現在は、託送供給約款において、一般電気事業者が受け取る金額が予め決められているが、平常時における費用精算の仕組みも踏まえ、更なる詳細検討が必要と考えられる。)

## 検討課題(5)

○第2段階では、計画値同時同量と実同時同量が混在。実質的に、実同時同量制を選択する小売事業者の場合、小売事業者が発電機の運用管理を行っているケースも考えられる(一般送配電事業者に対しては、小売事業者が、「発電BG」の立場として、計画を提出すると考えられる。)

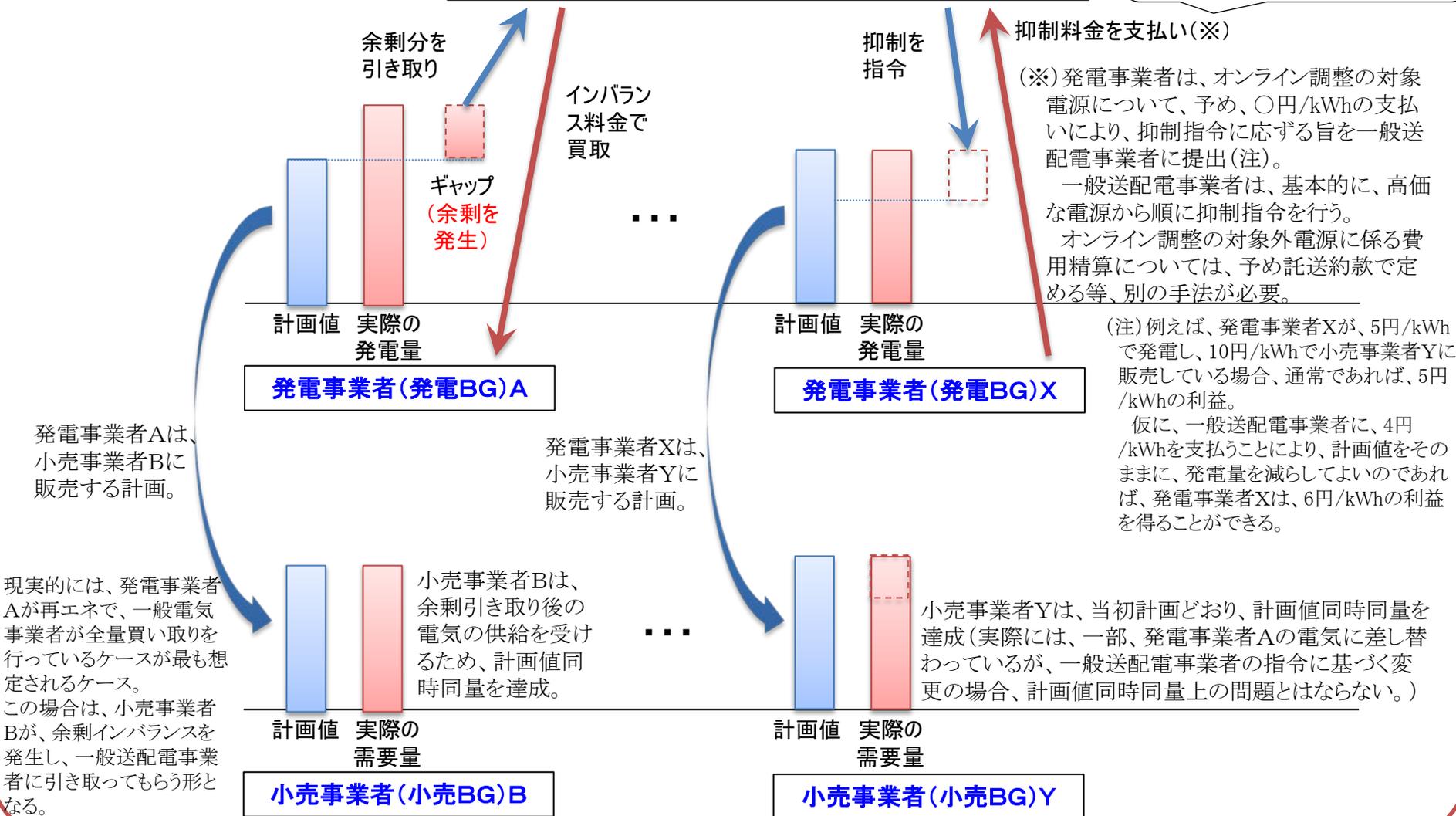
この場合、小売事業者は、1時間前ではなく、実需給断面において30分同時同量の達成を目指すこととなるため、一般送配電事業者は、実需給の直前までは計画の変更の指令を行い、即座の対応が必要な場合には出力抑制指令を行うことが基本と考えられるのではないか。

○一般送配電事業者は、基本的にメリットオーダーで調整を行い、インバランスを発生した者が料金を負担することにより、費用精算が行われる(通常の給電指令と同様の調整・精算の仕組みが適用される。)

エリア全体で電力が余剰する場合  
(抑制指令を行う場合)

一般送配電事業者

発電事業者が、小売事業者との間で、一般送配電事業者による指令に関わらず、確定数量の取引を行う契約を結んでいる場合の考え方





○システム改革後の優先給電指令の発動順位については、基本的に、一般電気事業者が調達した発電機と、新電力等が調達した発電機は同順位とすべきと考えられるが、その実施時期や、自然変動電源の扱い等、更に丁寧に議論を行っていくことが必要ではないか。

【課題】

- 現行ESCJルールは、一般電気事業者の存在を前提に、一般電気事業者の調達した発電機と、新電力等の調達した発電機を区別し、また、小売の性格がある取引所取引の活用が順位に含まれている。
- 現行、全国融通は、ESCJと9電力会社との間の契約により実施されているが、この契約内容や実施要綱は公表されていない。

【方向性】

- 一般送配電事業者は、原則、発電事業者の発電機に対して指令を行うという整理を前提とすれば、販売先の小売事業者の属性にかかわらず、指令順位を定めるべきではないか。
- 取引所取引は、基本的に、小売事業者と発電事業者が参加して、電気の取引を行う場であるため、一般送配電事業者による指令順位から、取引所取引は除くべきではないか。
- 全国融通は、今後は、広域機関の指示に基づき実施するものとして位置付けるべきではないか。
- 広域機関は、一般送配電事業者が、b以降の電源への指令を行った場合には、チェック・検証を行う仕組みが必要ではないか。

【ESCJルール】

- 長期固定電源の出力抑制の回避措置に係わる順序については以下を基本とし、長期固定電源※の出力抑制は全発電機の最後に位置づける。
- a. 一般電気事業者が調達した発電機(自然変動電源を除く)の出力抑制および一般電気事業者が調達した揚水式発電所の揚水運転
  - b. 取引所取引の活用
  - c. 一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制
  - d. 全国融通(広域相互協力融通)の活用
  - e. 特定規模電気事業、特定電気事業または自己託送の用に供する発電者の発電機の出力抑制
- ※長期固定電源:原子力、水力(揚水式を除く)、地熱発電所

【新たな指令順位イメージの骨格】

- a. 火力発電(注1)(オンライン調整の対象電源)の出力抑制及び揚水式発電の揚水運転
- b. 火力発電(注1)(オンライン調整の対象外電源)の出力抑制
- c. バイオマス発電(a. b. に含まれるものを除く)(注2)の出力抑制
- d. 自然変動電源の出力抑制
- e. 全国融通(広域機関の指示に基づく広域系統運用)の活用

(注1)火力発電機には、バイオマス混焼発電(地域資源バイオマスを除く。)を含み、主に自家消費に使っているものの、余剰電力が生じてしまう等の要因により出力を調整できないものを除く。

(注2)cの中では、バイオマス専焼発電(地域資源バイオマスを除く。)を抑制した後に、地域資源バイオマスを抑制する。

【更なる論点】

- 新たな優先給電指令の発動順位は、第2段階から適用していくことが適当ではないか(次頁参照)。
- 自然変動電源の扱いについては、FIT制度における義務対象者の範囲や、費用精算ルールと併せた議論が必要。

- 今後、再生可能エネルギーの導入拡大が予想される状況であっても、安定供給を維持するには、一般電気事業者の発電機に限らず、一般電気事業者以外の発電機についても、自然変動電源に先立って出力抑制の対象とすべきではないか。
- 他方で、第2段階では、本則上、一般電気事業者概念が無くなるが、附則上、経過措置が残る。また、分社化する会社と垂直一貫体制を維持する会社が当面は併存することに留意が必要。このため、その実施時期については、以下のような案があり得る。

案(1):第2段階から、新電力と一般電気事業者の順序を全て同列にする  
 →電気事業法上、旧一般電気事業者たる小売事業者も、旧新電力たる小売事業者も同じ扱いとなる点に着目。

案(2):第3段階で全て同列とする  
 →法的分離に着目。

- 下記、メリット、デメリットを勘案すれば、案1で進めていくことが適当ではないか。

オプション	メリット	デメリット	配慮事項
(1)第2段階から、新電力と一般電気事業者の順序を全て同列にする	○第2段階から、自然変動電源の導入拡大が可能となる。 ○「小売事業者」概念に着目すれば、事業者間のイコールフットリングが図られる。	○準備期間が限られている。	○第2段階当初においては、 ・旧・新電力の電源は、専らオンライン調整の対象外電源であり、 ・旧・一般電気事業者の電源は、専らオンライン調整の対象電源である、 と考えられるため、運用見直し当初の段階で、現行の運用と比較して、必ずしも大きな変更があることは想定されない。 ○今後は、多様な電源を活用する中で安定供給を確保していく観点から、オンライン調整の対象電源を増やしていくべきと考えられるが、個別の実態に応じ、丁寧に議論を進めていくことが必要。
(2)第3段階ですべて同列とする	○十分な時間的猶予を持って準備が可能。	○第2段階の間、新電力の火力に対し、自然変動電源の抑制が先んじることとなるため、自然変動電源導入の制約となる。	○再生可能エネルギーに係る系統への接続が課題となっている中、第3段階までの間、旧・新電力の電源より、自然変動電源の抑制が優先して行われることとなる。