

第8回 制度設計ワーキンググループ  
事務局提出資料  
～送配電部門の調整力確保の仕組みについて～

---

平成26年9月18日(木)

- 現行システムにおいて、いわゆる「供給予備力」は、一般電気事業者によって確保されている。
- しかしながら、その「供給予備力」は、送配電部門によって確保されていたものなのか、小売部門によって確保されていたものなのか、必ずしも明らかではない。
- 小売全面自由化(第2弾電気事業法改正)後、一般電気事業という事業区分がなくなり、ライセンス制が導入されることに伴い、一般送配電事業者が必要な調整力を確保し、費用回収できる仕組みを整備することが必要。
- なお、第3段階では法的分離が行われることとなるが、一般送配電事業者としての業務や役割が変わるわけではないため、第2段階から第3段階への移行に当たって、一般送配電事業者が必要な調整力の範囲が変わるものではない。このため、第2段階の実施までに、必要な仕組みを整えておくことが必要。

## 【これまでの議論】

- (第3回WG)
- ・系統運用者による調整力確保の仕組みに係る論点整理

## 【本日の議論の範囲】

- ・事業類型見直し後に、一般送配電事業者が実施すべき業務と、必要な調整力のラインナップの明確化
- ・一般送配電事業者が必要な調整力の量の考え方に係る論点整理
- ・調整力確保の単位(事業者単位か発電機単位か)、確保のタイミング、確保プロセス

## 【次回以降】

- ・一般送配電事業者が必要とする調整力の量及び費用の見通し
- ・費用負担の在り方(一般負担/特定負担)等

## 発電事業者の火力等の電源

(30分同時同量制度の下、30分単位で出力変動)

※一部は系統運用に用いる調整力として活用



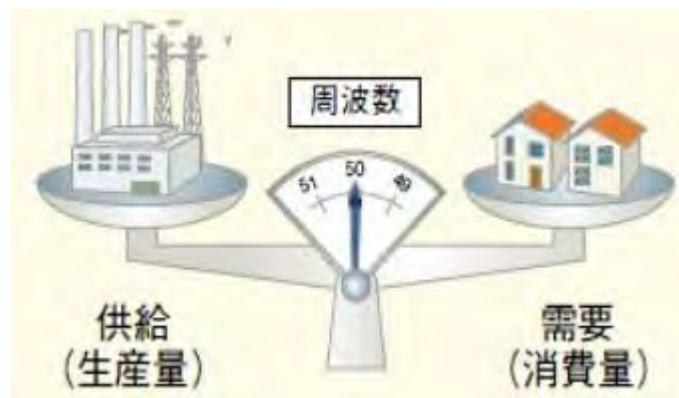
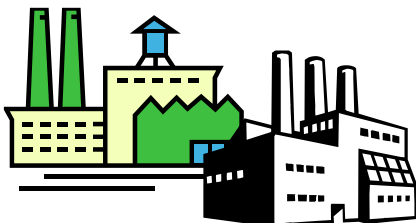
## 再生可能エネルギー

(天候等により自然変動)



## 自家用発電

(操業状態に応じて、余剰がそのまま系統に出てくる(出なり))

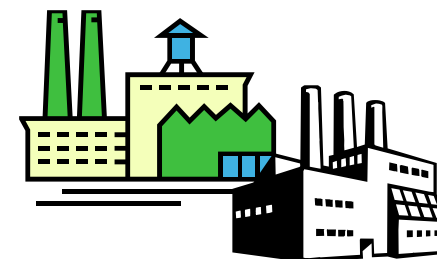


## 一般送配電事業者 (系統運用者)

需給バランスを維持し、周波数を適切に調整するため、発電事業者等の保有する電源の中で、調整可能なものを組み合わせて運用することにより、時々刻々の需給変動に対応。



## 需要家 (大口、家庭等)



※需要量は、  
時々刻々変動

○第2弾改正実施に伴い、一般送配電事業者は、電力安定供給確保の観点から、多様な電源の中から、必要な調整力等の確保が必要。また、これらは、システムを利用する者全体での一般負担、或いは、特定の原因者による特定負担により回収を保証していくことが必要となる。

## 第4回WGにおいて電気事業連合会より示された「系統安定化業務」

(1) 周波数制御  
ガバナフリー  
負荷周波数制御  
※ 調整力については、上げ方向、下げ方向の両側の確保が必要。

(2) 需給バランス調整  
運転予備力、待機予備力  
※ これらについても、上げ方向、下げ方向の両側の確保が必要。  
需給調整契約(随時調整契約等)

(3) その他  
潮流調整対策(広域停電未然防止、マストラン電源)

電圧調整(無効電力供給)  
系統安定化装置(系統異常時の系統動揺、事故拡大防止対策)  
系統保安のためのポンプアップ  
ブラックスタート(全停電からの自立的な起動)

緊急設置電源、50/60Hz両用機

第2弾改正実施による事業類型見直しに伴い、システムを運用する一般送配電事業者による確実な電源調達の仕組みが必要。

### 論点1:

- ・小売事業者が確保する予備力・供給力と一般送配電事業者が確保する調整力との関係整理
- ・必要量の考え方(現行の考え方との関係整理)

### 論点2:

- ・調達単位(事業者単位か、発電機単位か)
- ・短期と中長期との関係
- ・調達の方法

### 論点3:

- ・潮流調整対策として必要となる電源は、電力需給状況によって異なってくるが、特別に一定量を留保すべきか、それとも、一般送配電事業者による通常の電源調達の中で処理されていくものととらえれば良いか。

### 論点4:

- ・設備・機器レベルまでブレークダウンすれば、かなり多くのものが入ってくることとなるが、定量的に必要な量を評価するための信頼度基準はあるか。(なければ、経験値的にこの程度必要という参照すべき指標はあるか。)
- ・これは、系統側ではなく、小売用の供給力にもカウントされるもの。また、必要量は、上記の予備力の持ち方の議論に包含されるものではないか。



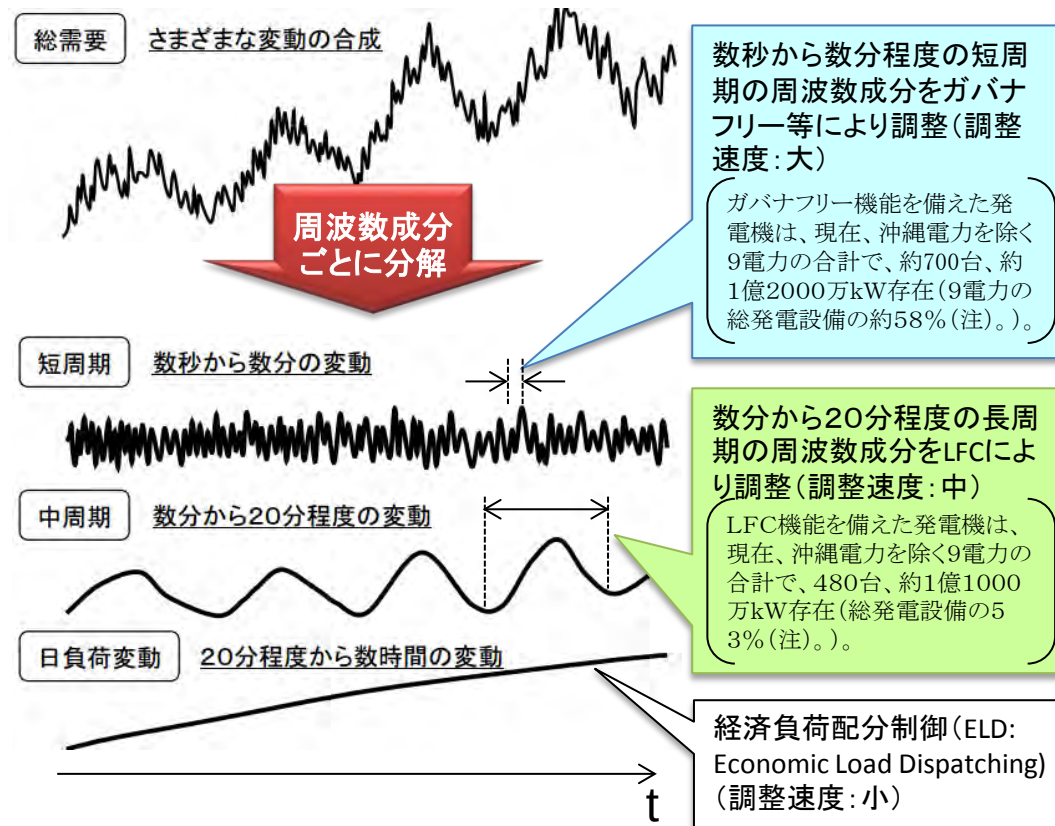
○周波数制御とは、系統の周波数を維持する調整であって、電力量の補給を伴わない調整をいう。

○一般電気事業者は、全ての発電事業者及び小売事業者が 30分同時同量を達成したとしても、30分のコマ内で発生する周波数(しわ)を調整することが必要。

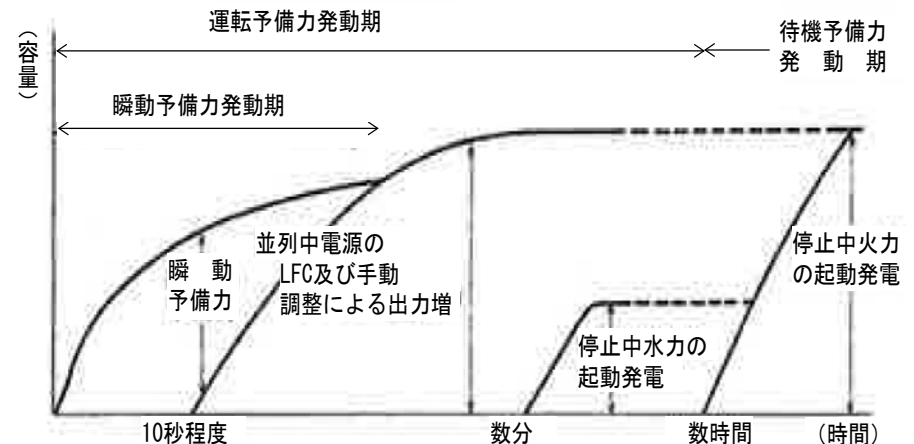
○ガバナフリー(GF: Governor Free)などの瞬動予備力により数秒から数分程度の短周期の周波数を調整。

○部分負荷運転中の火力発電機の余力や、水力発電などの運転予備力により、数分から20分程度の長周期の周波数を調整(LFC: Load Frequency Control)。

※運転予備力は、次頁の「需給バランス調整」でも活用。



| 分類                      | 機能                                                                           | 設備                              |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| 瞬動予備力(spinning reserve) | ■ 電源脱落時の周波数低下に対して即時に応答を開始し(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまで継続して自動発電可能な供給力 | ■ ガバナフリー等                       |
| 運転予備力(hot reserve)      | ■ 短時間内(10分程度以内)で起動し、待機予備力が起動するまで継続して発電し得る供給力                                 | ■ 部分負荷運転中の火力発電機余力<br>■ 停止待機中の水力 |
| 待機予備力(cold reserve)     | ■ 起動から全負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力                                                  | ■ 停止待機中の火力等                     |



(注) 常に、これらすべての容量が調整力として活用できるわけではなく、計画発電量に対して、上げしろや下げしろとなる部分が調整力として活用できる。

(出所) 設備量については、いずれも電気事業連合会資料より

- 一般電気事業者は、系統利用者がインバランスを発生させた場合、その調整を行わなければならない。需給バランス調整とは、系統利用者のインバランスに対する電力量の補填や引き取りによって、需給を一致させる調整をいう。
- この調整のため、系統運用者は、部分負荷運転中の火力発電機の余力や、水力発電などの運転予備力、及び、停止待機中の火力発電機などの待機予備力(数時間程度で起動)を活用することが基本。
  - ・一般電気事業者は、系統利用者が、エリア全体で不足となるインバランスを発生させた場合、電力量を補給する。そのため、「上げしろ」となる調整力を確保しておくことが必要。
  - ・また、発電事業者や小売事業者が、エリア全体で余剰となるインバランスを発生させた場合、電力量を引き取る。そのため、「下げしろ」となる調整力を確保しておくことが必要。
- 一般電気事業者は、調整力の「上げしろ」の代わりに、需給調整契約も活用(次頁参照)。

## 小売電気事業者A

需要を100と予測。

需要予測に対し100の供給力を調達。

想定外の事態の発止により、需要が110に増大

小売電気事業者Aは、10の不足インバランスを発生

供給力の  
調達計画

需要  
予測

実際の  
調達量

実際の  
需要

ゲートクローズ時  
点(1時間前)

実需給時点

この場合、送配電事業者は30の電力量を補填しなければならない。

## 送配電事業者

不足分  
(10)を  
補填

余剰分  
(30)を  
引き取り

不足分(50)を  
補填

実際の  
調達量

実際の  
需要

需給  
ギャップ  
(不足)

小売  
電気事業者A

実際の調  
達量

実際の  
需要

需給  
ギャップ  
(余剰)

小売  
電気事業者B

実際の調  
達量

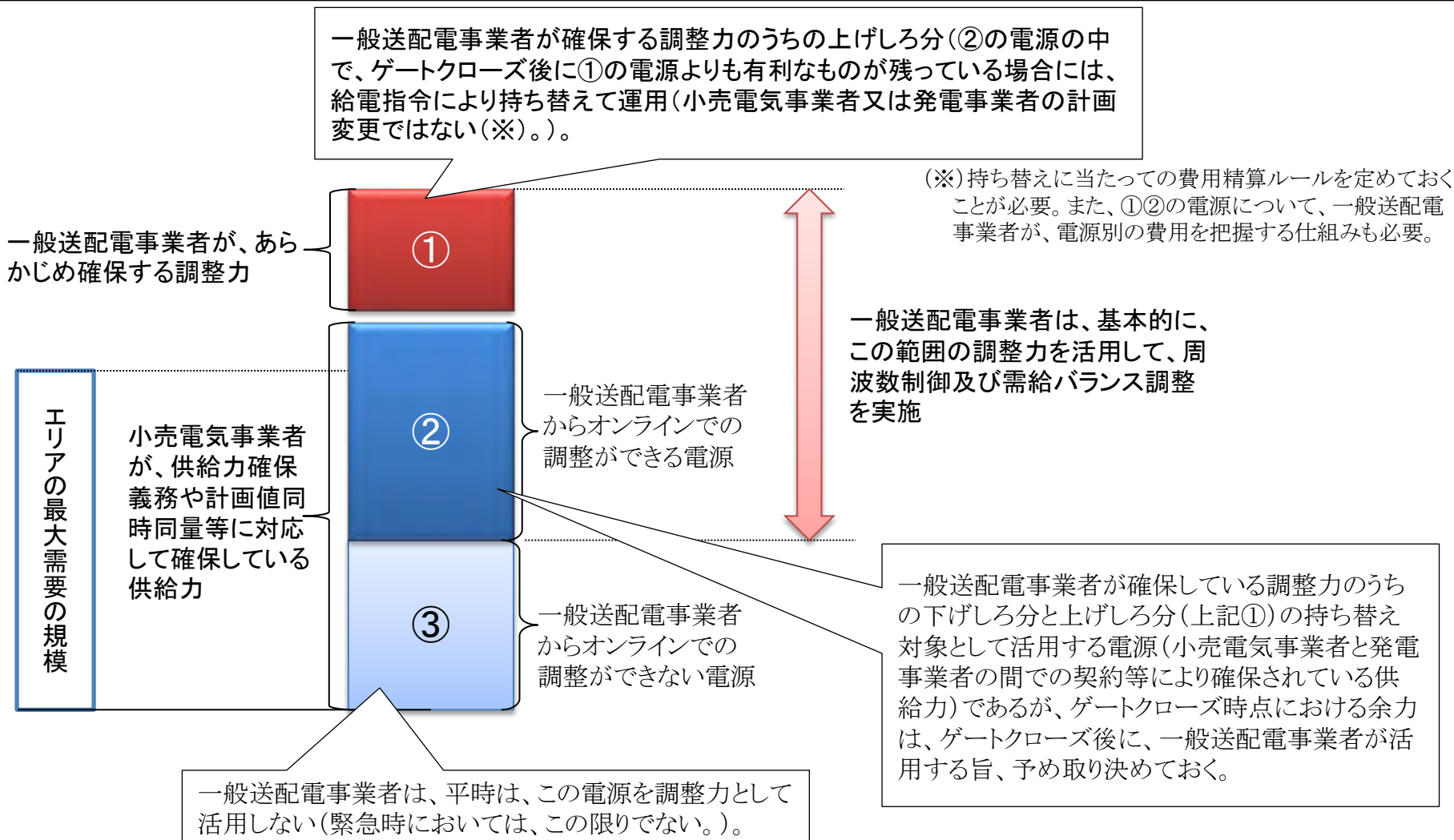
実際の  
需要

需給  
ギャップ  
(不足)

小売  
電気事業者C

- ①夏期ピークとなる平日に夏休みや生産設備の補修等を設定したり、需要家の自家発を稼働させたりすることなどにより、計画的に日中の電気の使用を削減(ピークカット)。
- ②夏期ピークとなる時間帯に昼休みをずらしたり、工場の生産工程の工夫によりピーク時間における高負荷機器の使用を抑制することなどにより、計画的に電気の使用を調整(ピークシフト)。

- 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あらかじめ確保すべき調整力(前頁図の①)については、**当面は、これまでの供給予備力に関する考え方**も踏まえ必要量を算定することとし、**広域機関設立後、再エネの導入拡大等による調整力の必要量の増大を踏まえ、見直しを図っていくこと**としてはどうか。

## (1) 周波数制御に対応した調整力

発電側、小売側が30分同時同量制度の下で求められるのは、あくまで、30分単位で電力量(kWh)を合わせることであり、時々刻々の需給変動(kW)をバランスさせることは求められていないため、一般送配電事業者は、これをエリア単位で調整することが必要。

## (2) 需給バランス調整に対応した調整力

### ① 発電事業者によるゲートクローズ後の電源脱落

発電事業者が、代替電源を確保するまでの間は、一般送配電事業者が、発電インバランス補給を行うことが必要。

### ② 小売電気事業者によるゲートクローズ後の需要の見積もり誤差

気温予測誤差等により、計画値を超える需要が発生した場合には、一般送配電事業者が、需要インバランス補給を行うことが必要。

実運用に近づくにつれて、気温変動分に必要な予備力が徐々に減少していくことを背景に、現行では、4時間前のタイミングで、一般電気事業者が確保しておくことが必要な予備力の量は、原則として、3～5%程度と考えられている。



第2弾改正実施による事業類型見直し後、当面は、**現行の供給予備力に関する考え方(次々頁参照)も踏まえつつ、一般送配電事業者が、実需給1時間前(ゲートクローズ時点)で必要な予備力の量を算定。**

(注) 系統規模に対して大きな電源が存在する地域における予備力の量についての考え方は、地域間連系線におけるマージンの位置付けと併せて検討。

## (3) FIT電源対策

再エネの導入拡大に伴い、FIT電源のインバランスの処理のための調整力の確保が必要。

## (4) 計画外停止対応

(2)①が一時的なものとして扱われるのに対し、例えば、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対し、経験的に見積もることが適当とされる量。

従来の供給予備力概念の中では、十分な配慮がなされていない。



来年4月の広域機関設立後にきちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要。

## 電力システム改革専門委員会報告書(平成25年2月)における供給予備力の考え方

供給予備力については、前々日、前日と実運用に近づくにつれて、気温の予測精度が向上し、気温変動分に必要な予備率が徐々に低下していくことから、以下の予備率を確保した上で、各断面で時間帯ごとに余力を判断し、原則全量を卸電力取引所に投入することが適当である。また、卸電力市場の活性化のためには買い入札も重要であることから、一般電気事業者は、自社の限界費用に基づく価格で買い入札を行い、積極的に購入していくことが適当である。

### ➤ スポット市場への投入時(前日)の供給予備率

「原則8%又は最大電源ユニット相当」の予備力を確保しつつ、少なくともそれを超える電源分をスポット市場に投入する。なお、気候が安定している季節など、需要予測の乖離が小さい場合には、市場投入する電源の上積みを行うことが適当である。また、実需給の時間に近づくにつれ、必要な予備率は減少することから、次の「時間前市場への投入」を行うことを求める。

### ➤ 時間前市場への投入時(4時間前)の供給予備率(第1場、第2場、第3場(当日分のみ))

「原則3～5%又は最大電源ユニット相当」の予備力を確保しつつ、少なくともそれを超える電源分は時間前市場に投入する。

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

## 現在の必要予備力の考え方

|           |              |                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----------|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 持続的需要変動対応 | 1～3%         | 循環的景気による需要変動を過去の実績から分析                                                                                                                                                                                                                     |
| 偶発的需給変動対応 | 7%           | 水力の出力変動 <ul style="list-style-type: none"> <li>過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み</li> </ul> 計画外停止 <ul style="list-style-type: none"> <li>電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み</li> </ul> 需要変動 <ul style="list-style-type: none"> <li>気温などによる需要変動を確率的に織り込み</li> </ul> |
| 合計        | 8～10%<br>(※) |                                                                                                                                                                                                                                            |

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

## 電気事業類型見直し後の方向性

### 「持続的需要変動対応」：

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

### 「偶発的需要変動対応」：

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
- (例)
  - 一 小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
  - 一 発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
- ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

## 論点2:一般送配電事業者による周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の確保単位(事業者単位か発電機単位か)、短期と長期の関係①

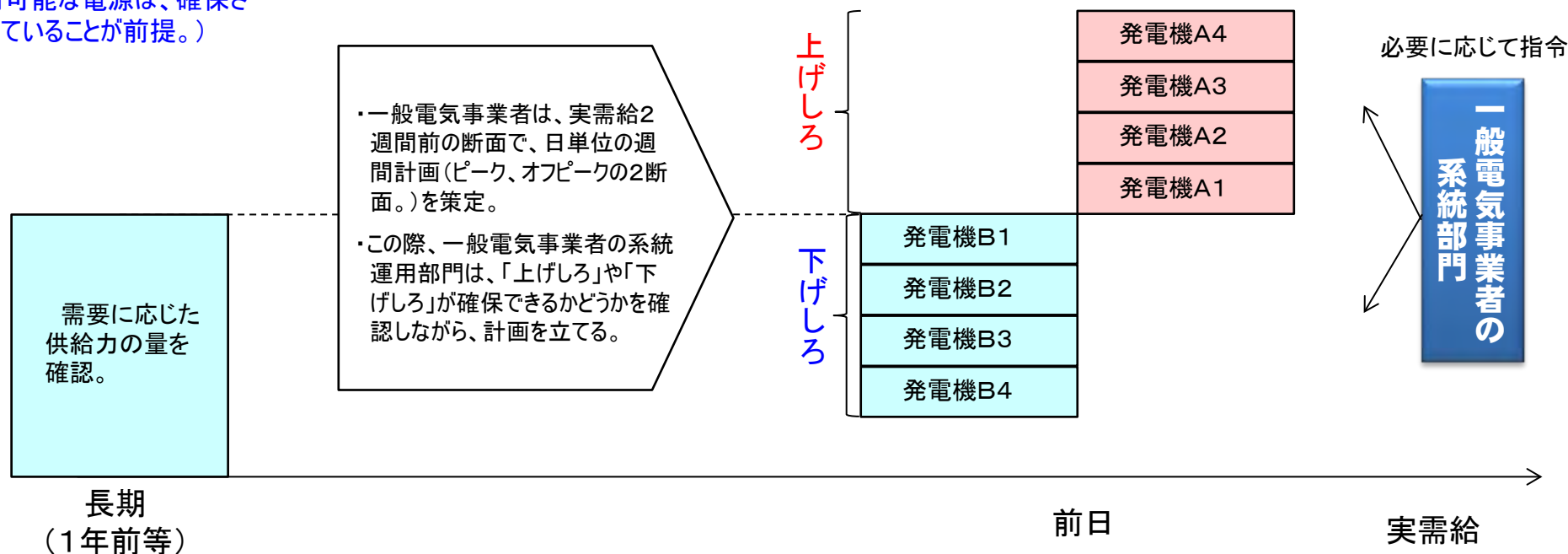
11

- 現在、一般電気事業者の系統運用部門は、長期断面で、必要な設備容量が確保されていることを前提に、
- ・実需給の2週間～1週間前の週間計画策定段階で、調整力となる余力(火力発電機の上げしろ等)の確保状況の確認等、発電機単位での運転計画の検討を開始し、
  - ・実需給の前日に、発電機単位での調整力可能量が確定する(当日の変更もあり得る。)

### 一般電気事業者による現行の調整力確保イメージ

一般電気事業者は、長期(1年前等)の段階において、作業停止計画等により、需要に対する供給力の量を確認。(調整力として活用可能な電源は、確保されていることが前提。)

一般電気事業者は、前日断面で、翌日、時間単位の「発電計画」を策定。  
このタイミングで、「上げしろ」「下げしろ」など、発電機ごとに調整可能な調整力の量を計画。





# **論点2:一般送配電事業者による周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の確保単位(事業者単位か発電機単位か)、短期と長期の関係②**

12

- 一般電気事業者の現行の電源運用では、前日断面で発電機単位で調整力の量を確定させ、それまでは発電機を特定させない。
- 第2弾改正実施による事業類型見直し後、一般送配電事業者による調整力の確保単位としては、真に必要な電源の透明性のある確保の観点から、以下の3案のうち、案1を採用することが適当ではないか。
- 案1)長期断面で、一般送配電事業者は、要件を特定し、発電機単位で、調整力を調達
- ・一般送配電事業者は、要件を特定し、発電機単位で調整力を確保。
  - ・発電事業者は、発電機を特定して、必要なkW分の調整力を待機。
- 案2)長期断面で、一般送配電事業者は、スペック単位で、電源を特定せずに調整力を調達
- ・一般送配電事業者は、スペック単位で調整力を確保(出力変化速度、揚水発電所、等)
  - ・発電事業者は、スペックを満たす電源ラインナップを一般送配電事業者に提出(例えば、一般送配電事業者が揚水を調達する場合、発電事業者は、揚水発電所A1、A2、A3というラインナップを提出し、このラインナップの中から必要なkW分の調整力を待機。)
- 案3)長期断面で、一般送配電事業者は、事業者単位で、調整力として調達
- ・一般送配電事業者は、発電事業者単位で調整力を確保。
  - ・発電事業者は、オンライン指令が可能な電源を一般送配電事業者に提出。発電事業者は、オンライン指令が可能な電源の中から必要なkW分の調整力を待機。
- ※いずれの案も、前日断面では、発電機単位の計画を策定。実需給断面では、P7のとおり、①及び②の中で必要に応じて電源を持ち替えて運用。
- ※また、いずれの案においても、ネガワットによる調達も含まれる。

|                   | メリット                                                                                                                | デメリット・課題                                                                                                                                                                                              |
|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 案1)<br>発電機<br>単位  | <p>○揚水発電所や石油火力等、一般送配電事業者が、調整上必要な電源を、予め確保しておくことが可能。</p> <p>○必要な調整力に対する費用の特定が容易であるため、透明性が高い。</p>                      | <p>○現行の運用とは異なる(発電事業者が長期から調整電源を待機。)</p>                                                                                                                                                                |
| 案2)<br>スペック<br>単位 | <p>○一般送配電事業者が、必要なスペックを有する電源を、必要に応じて、確保しておくことが可能。</p> <p>○発電事業者は、柔軟に発電計画を立てることが可能。</p>                               | <p>○同等のスペックを持つ複数の電源から必要なkWが提供されるため、コストの透明性が低い。</p> <p>○規模の大きな発電事業者と小さな発電事業者との間の公平性が低い。</p> <p>○スペック指定が大雑把にとどまる場合、案3と実質的に同じ課題を抱え、あらかじめ必要となる調整電源の確保に支障がでるおそれ。</p>                                       |
| 案3)<br>事業者<br>単位  | <p>○(オンライン指令さえ可能であれば、どのような電源であっても調整可能ということであれば、)スペックに関わらず、費用の安い電源を確保していくことが可能。</p> <p>○発電事業者は、柔軟に発電計画を立てることが可能。</p> | <p>○専ら送配電事業用となる電源の確保に関する保証がなくなる。</p> <p>○揚水発電所等、一般送配電事業者が、安定供給上必要であると考えた電源があつたとしても、長期断面で、電源を特定した確保ができないため、当該電源が維持される保証がない。</p> <p>○事業者単位で調達すると、火力・水力発電所の平均固定費等を用いることしかできなくなり、必要な調整力に対する費用が不透明になる。</p> |

一般送配電事業者は、長期断面において、発電事業者との間で、「契約」(\*)を締結し、発電機単位で、必要な調整力の全部又は一部を確保。

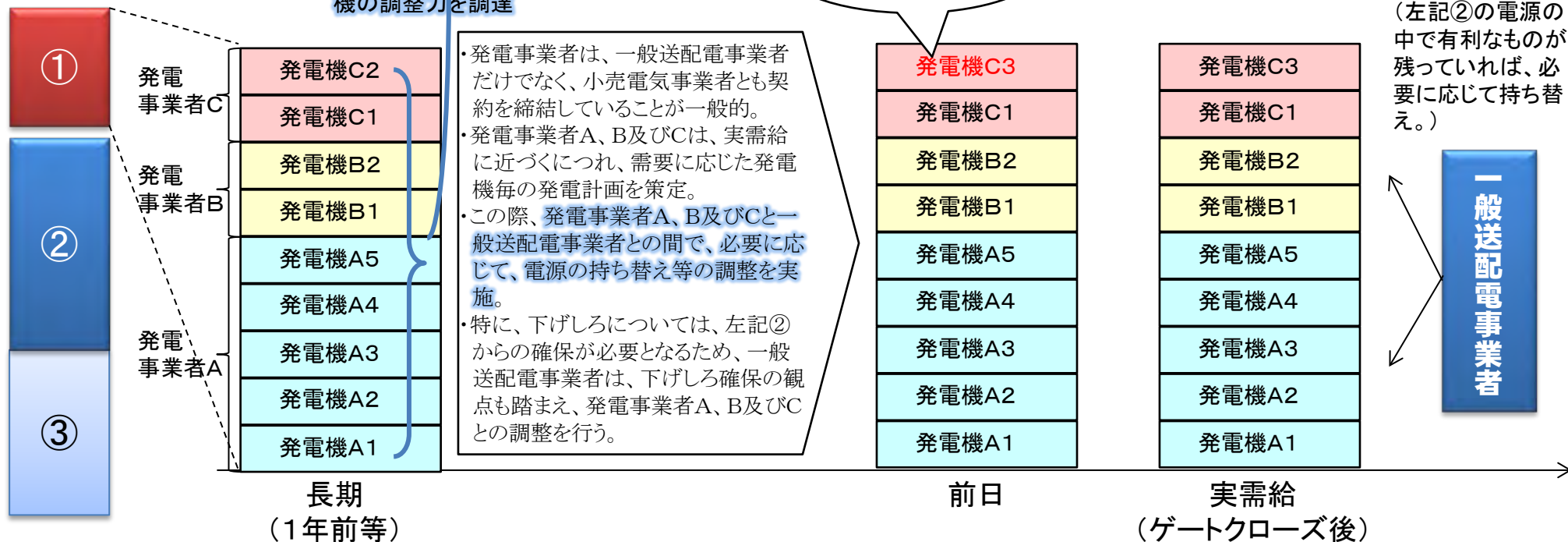
一般送配電事業者は、需要動向等必要に応じて、調整力を追加確保。

一般送配電事業者は、調整力の確保状況について、前日断面で、翌日48断面、発電機単位の需給計画を策定。

1時間前ゲートクローズの段階で、一般送配電事業者による需給計画が確定。

一般送配電事業者が、確保する調整力

要件ごとに、必要な発電機の調整力を調達



(※) 一般送配電事業者が、自社電源を調整力として活用する場合には、契約に準ずる「社内ルール」となる。

例えば、1年前の断面では、年間を通じて必要な調整電源があれば、部門間で、年間を通じて利用可能となるよう取り決めるを行う、或いは、毎月に必要な調整電源があれば、月間を通じて利用可能となるよう取り決めるを行う等、様々な手法が考えられる。

一般送配電事業者は、長期断面において、発電事業者との間で、「契約」(\*)を締結し、スペック単位で、必要な調整力の全部又は一部を確保。

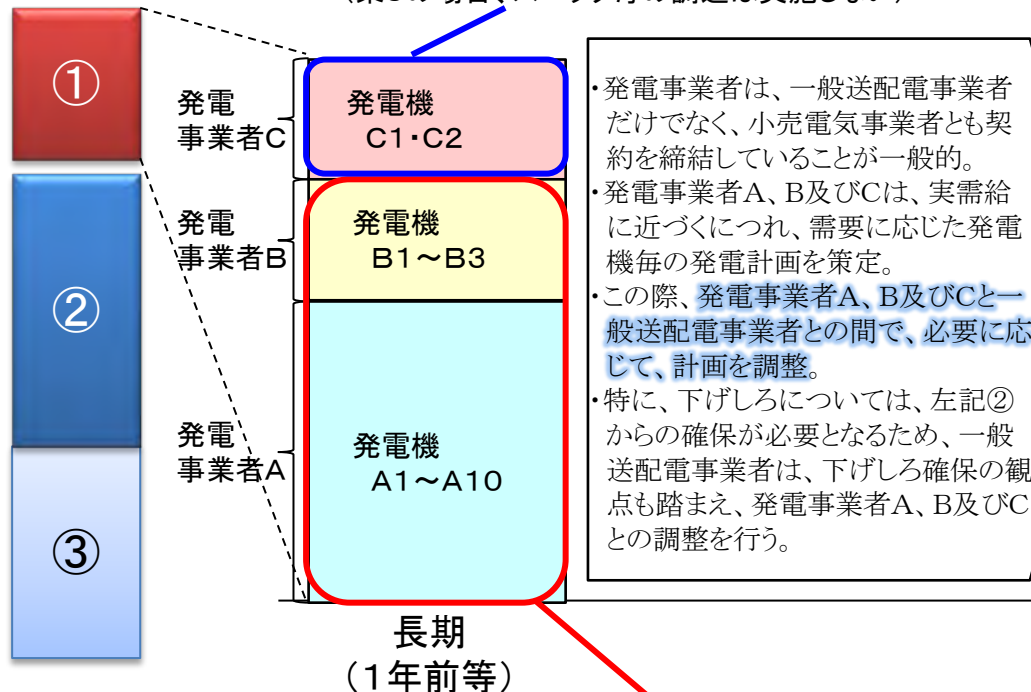
一般送配電事業者は、需要動向等必要に応じて、調整力を追加確保。

一般送配電事業者は、調整力の確保状況について、前日断面で、翌日48断面、発電機単位の需給計画を策定。

1時間前ゲートクローズの段階で、一般送配電事業者による需給計画が確定。

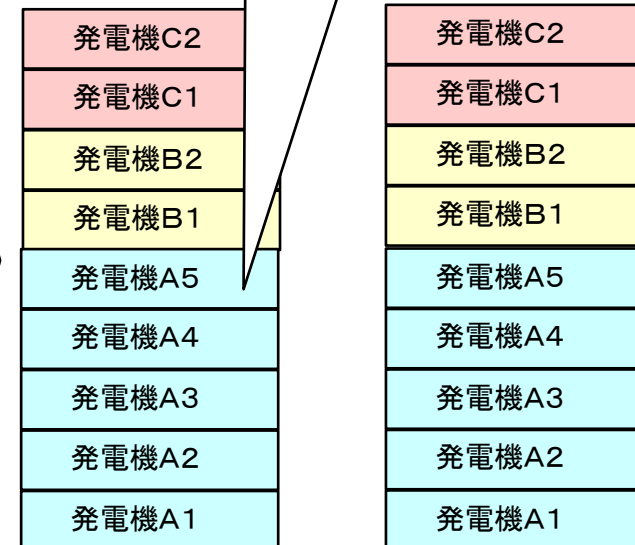
一般送配電事業者が、確保する調整力

【スペック(例):出力変化率〇%/分以上の揚水発電所】  
・揚水発電所2機、(OkW)を確保。  
(案3の場合、スペック毎の調達は実施しない)



【スペック(例):出力変化率〇%/分以上の電源】  
・A1～A10のうちOkW、B1～B3のうちOkWを確保。  
(案3の場合、スペック毎の調達は実施しない)

発電機A1～A10の中から、発電事業者Aと一般送配電事業者が調整の上、計画を編成。



必要に応じて指令 (左記②の電源の中で有利なものが残っていれば、必要に応じて持ち替え。)

一般送配電事業者

(※)一般送配電事業者が、自社電源を調整力として活用する場合には、契約に準ずる「社内ルール」となる。

例えば、1年前の断面では、年間を通じて必要な調整電源があれば、部門間で、年間を通じて利用可能となるよう取り決めるを行う、或いは、月毎に必要な調整電源があれば、月間を通じて利用可能となるよう取り決めるを行う等、様々な手法が考えられる。

- (1)一般送配電事業者は、過去の需要のトレンドや将来の経済指標(長期)、気象状況(短期)などに基づいて、エリアの需要想定を実施。
- (2)一般送配電事業者は、当該需要想定に基づき、調整力の必要量を、電源の出力変化速度などの要件ごとに算定。
- (3)一般送配電事業者は、当該必要量を、燃料種なども勘案した経済性、多重対応可能性等も勘案しつつ発電事業者等との契約により確保。
- (自社電源を活用する場合には、契約に準ずる社内ルール。計画の変更による火力発電機等の追加並列や、作業停止スケジュールの変更等も含む。その確保に当たっては透明性・公平性の確保が必要(次頁参照)。)

＜活用する電源の例＞

- ・発電機に設定されるガバナフリー運転分
- ・部分負荷運転中の水力及び火力発電機
- ・揚水発電機
- ・需給調整契約
- ・非常用のガスタービン／ディーゼル発電機
- ・待機中の火力発電機(必要に応じて追加並列することを前提)

- (4)一般送配電事業者によるこれら調整力の確保状況は、長期であれば供給計画、短期であれば需給計画として事業者から広域機関に提出。(供給計画については、広域機関でとりまとめた上で最終的には国に届け出られる)
- (5)実運用段階では、上記で確保された電源のほか、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(②の電源)も活用しつつ需給バランス調整、周波数調整を実施。
- (大規模災害等による緊急時においては、上記に加え、広域機関からの指示等にも従い、③の電源や緊急設置電源・50/60Hz両用機を活用するとともに、エリアを越えた緊急的な融通を実施。)

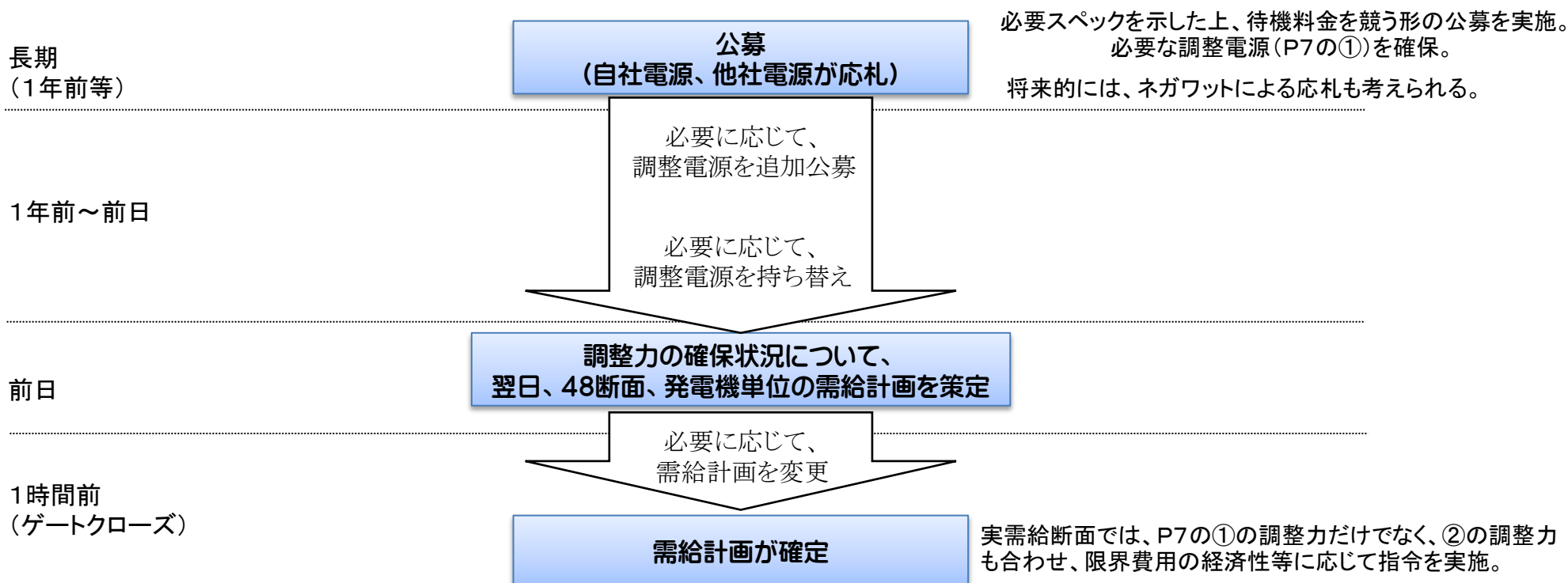


○一般送配電事業者は、調整力の確保に当たって、自社電源を調整力として割り当てる場合と、他社電源を契約により調達する場合があり得る。調整力確保に要する費用については系統利用者の負担となるため、その確保に当たっては透明性・公正性が求められる。

○このため、一般送配電事業者は、

- 電源の応動時間／出力変化速度等の要件
- これらごとに必要となる募集量
- 調整に参加する電源の最低容量
- 発電機に対する指令の方法

などを明らかにした上で、コストベースの容量価格(¥/kW)を競う形で調整電源の公募を行うようにしていくこととしてはどうか。



○送配電設備の事故・トラブルが発生した際に、エリア内の電力潮流のバランスが悪い場合には、広範囲の停電が発生することとなる。

○このため、一般送配電事業者は、需給状況に対応して稼働している電源の分布なども勘案の上、必要な電源に指令することとなる(潮流調整)。

○潮流調整用の必要量については、こうした特別な給電指令による給電分を特定することが必要。

◆ 潮流調整は、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、経済的に不利な電源を稼働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、潮流調整に必要となる調整力は、必要となる局面での電源と需要の分布にもよって異なるため、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、託送料金の原価に算入していくことが適切。

◆ なお、大規模自然災害等により、趨勢的に見込まれる以上の潮流調整が必要となった際の追加的費用が極めて大きいと見込まれる場合には、

○託送収支のストック管理を行う中で、当該費用に係る収支を調整

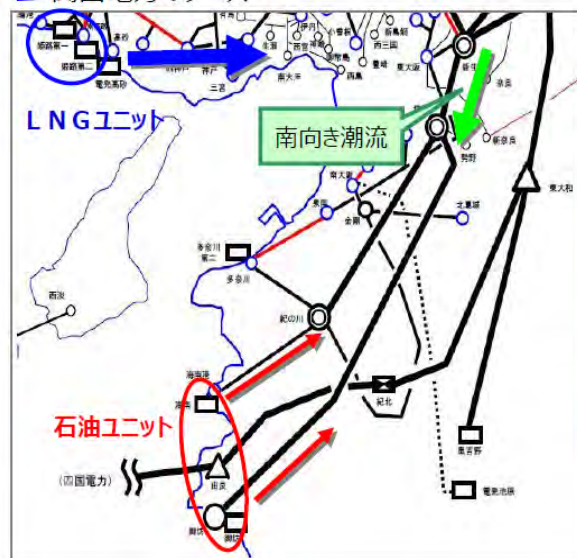
○現行の燃料費調整制度のように自動的に託送料金を変動させ調整できる仕組みを設ける

など、事後精算的な取扱を可能とするため、必要に応じて追加的検討を実施。

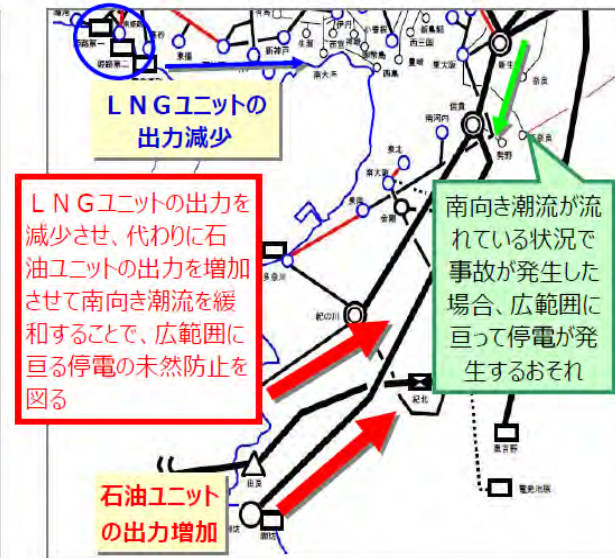
## 潮流調整に関する運用状況

例えば、下左図のように南向き潮流が流れている状況で基幹系統の送配電設備に事故・トラブルが発生した場合には、広範囲にわたる停電が発生するおそれ。このため、雷・台風等により供給支障が発生するリスクが高まった場合には、エリア南部にある石油火力の出力を増加させ潮流調整を実施。

### 関西電力のケース



【平常時】



【事故リスクが高まった場合】

○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

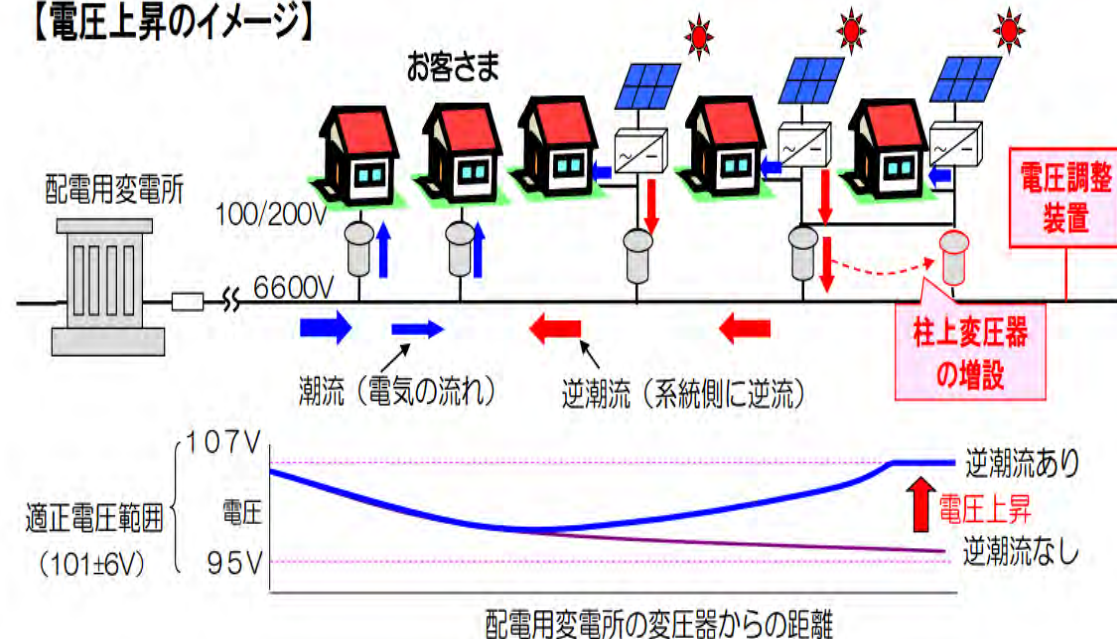
にも依存し、水力発電機を空回しさせることになるため、託送料金の審査に当たって、事業者は、自社の事情に即した必要性について整理し、表明することが必要。

◆他方、電圧調整に必要となる調整力は、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。

◆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



○送配電設備の事故が発生した場合に、系統安定化装置によって、一部の発電機を高速に系統を遮断することにより、広範囲の停電を回避する(ただし、各発電機における、系統安定化装置の設置は系統連系要件。)

(注) 中部及び北陸では、系統連系要件によって、必要な系統安定化装置は、すべて、発電側で具備されている。

### 現行、一般電気事業者が確保している発電所内の系統安定化装置

| 北海道                                                                                         | 東北                                                                                           | 東京                                                                                                                                                                             | 中部                                                                   | 北陸                                                                   | 関西                                                          | 中国                                                                                                                                                         | 四国                                                                                                                                                                                                                 | 九州                                                                                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>・知内発電所系統安定化装置</li> <li>・電源遮断装置(火力2台、揚水5台)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・基幹系統事故波及防止リレーシステム</li> <li>・電力動揺検出リレーシステム</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・房総系統脱調未然防止リレー</li> <li>・新潟系統脱調未然防止リレー</li> <li>・鹿島線系統脱調未然防止リレー</li> <li>・那珂系統安定化リレー</li> <li>・揚水安定化リレー</li> <li>・都心系統安定化リレー</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>なし(すべて系統連系要件化している)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>なし(すべて系統連系要件化している)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・揚水負荷遮断装置</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・基幹系統安定化装置</li> <li>・新山口系統安定化装置</li> <li>・東山口系統安定化装置</li> <li>・北松江系統安定化装置</li> <li>・柳井火力発電所連系トランスインターロック</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・500kV緊急制御装置</li> <li>・橘湾系緊急制御装置</li> <li>・伊方系脱調分離システム</li> <li>・橘湾系脱調分離システム</li> <li>・阿南緊急制御装置</li> <li>・坂出緊急制御装置</li> <li>・本川電圧安定度維持装置</li> <li>・伊新線ローカル転送遮断装置</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・揚水負荷遮断リレー</li> <li>・周波数高ランバック装置</li> </ul> |

(注) 系統連系要件化していないが、発電側で負担している系統安定化装置を列举したもの。

(出所) 電気事業連合会資料

◆現行、地域によって、必要な系統安定化装置が、系統連系要件化されている(＝発電設備設置者による負担となっている。)地域と、そうでない地域(＝一般電気事業者による負担となっている。)が混在。事業類型見直し後、中部・北陸以外の地域において、これらの費用が一般送配電事業者負担となると、中部・北陸地域に発電設備を設置する発電事業者と、他の地域に発電設備を設置する発電事業者との間に不平等が生じる。このため、以下の2とおりの考え方が採り得るのではないかと。

#### 【オプション1】

全ての地域で、必要な系統安定化装置の設置を系統連系要件化する(発電事業者負担)。

#### 【オプション2】

全ての地域で、必要な系統安定化装置を、一般送配電事業者負担とする。

◆また、系統安定化装置の設置には、費用を伴うため、一般送配電事業者が、どのような場合に、系統安定化装置を設置するかについて、基本的な考え方を整理しておくことが求められるとともに、オプション2のときには、託送料金の審査に当たって、一般送配電事業者は、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。



(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

- 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なされることが必要であることから、電力系統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<br>.....<br>運転予備力 | 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。<br>○部分負荷運転に伴う増分燃料費は考慮されていない。 |
| 2. 需給バランス調整業務 | 運転予備力<br>.....<br>待機予備力 | 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。                       |
| 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。<br>○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。

- 平成25年度、一般電気事業者9社の託送料金収入、インバランス料金収入及びアンシラリーサービス取引費用は以下のとおり。
- 総需要の8%相当の固定費を設定している北海道を除き、現行、系統利用者(一般電気事業者の社内取引も含む。)は、単純平均で、11銭/kWh～14銭/kWhのアンシラリーサービス費を負担している計算となる。

| 平成25年度 | 託送(収益)       |                 |                 | 社内取引(収益)                 |                            | 託送料金収入    | インバランス<br>料金収入 | 費用(百万円)                |               |
|--------|--------------|-----------------|-----------------|--------------------------|----------------------------|-----------|----------------|------------------------|---------------|
|        | 接続供給<br>託送収益 | (変動範囲内<br>発電収益) | (変動範囲外<br>発電収益) | 基準託送供<br>給料金相当<br>額取引収益※ | (変動範囲内・<br>外発電相当額<br>取引収益) |           |                | アンシラリー<br>サービス<br>取引費用 | 単価<br>(円/kWh) |
| 北海道    | 905          | 58              | 16              | 200,037                  | 13,949                     | 186,919   | 14,023         | 6,924                  | 0.23          |
| 東北     | 3,244        | 243             | 128             | 495,419                  | 37,066                     | 461,226   | 37,437         | 9,367                  | 0.12          |
| 東京     | 56,465       | 5,159           | 1,521           | 1,576,882                | 162,187                    | 1,464,480 | 168,867        | 30,646                 | 0.11          |
| 中部     | 7,304        | 512             | 275             | 696,941                  | 61,900                     | 641,558   | 62,687         | 15,486                 | 0.12          |
| 北陸     | 40           | 2               | 0               | 150,795                  | 10,667                     | 140,166   | 10,669         | 3,381                  | 0.12          |
| 関西     | 16,722       | 1,689           | 451             | 778,281                  | 71,278                     | 721,585   | 73,419         | 16,635                 | 0.11          |
| 中国     | 2,566        | 160             | 54              | 337,480                  | 25,554                     | 314,278   | 25,768         | 8,217                  | 0.14          |
| 四国     | 312          | 22              | 8               | 169,558                  | 11,974                     | 157,866   | 12,004         | 3,794                  | 0.14          |
| 九州     | 3,613        | 286             | 128             | 478,539                  | 38,834                     | 442,904   | 39,248         | 9,622                  | 0.11          |

## 【備考】

1. 出所:各社公表の平成25年度送配電部門収支公表資料「第2表 社内取引明細表」及び「第4表 送配電部門収支計算書」
2. 基準託送供給料金相当額等取引収益※については、地帯間購入電源費取引収益・他社購入電源費取引収益を含めない場合の額。
3. 託送料金収入＝接続供給託送収益－変動範囲内・外発電収益＋基準託送供給料金相当額等取引収益※－社内取引(変動範囲内・外発電相当額取引収益)
4. インバランス料金収入＝託送(変動範囲内・外発電収益)＋社内取引(変動範囲内・外発電相当額収益)
5. 単価については、アンシラリーサービス取引費用を、平成25年度託送供給等収支における送電・高圧配電関連需要で割ったもの。
6. 金額については、端数処理により必ずしも一致しない場合がある。
7. 沖縄については、託送実績がない。