

再給電方式における 費用負担等のあり方について

第55回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年2月5日（金）



目次

一 再給電方式の導入について

1. 検討すべき課題
2. 再給電方式の導入について
3. 再給電方式による混雑処理のイメージ

二 本会合において整理すべき点

1. 再給電により一般送配電事業者に生じる費用の負担のあり方など
2. インバランス料金制度への影響を踏まえた再給電の運用のあり方

一 再給電方式の導入について

1. 検討すべき課題

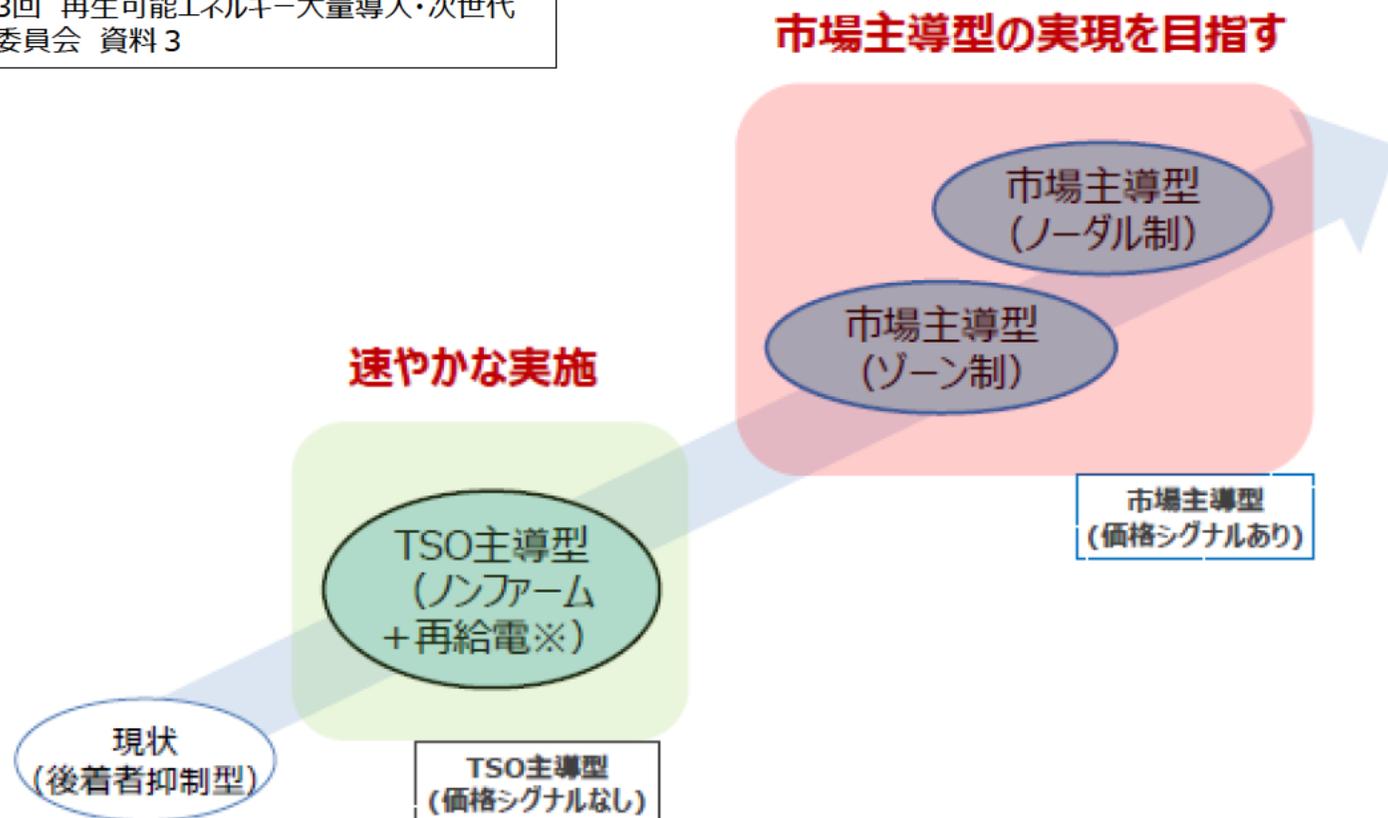
- 基幹送電線の利用ルールについて、資源エネルギー庁の審議会※において、**再エネの主力電源化に向け、「ノンファーム型接続＋メリットオーダーによる混雑処理」に速やかに変更**する方針が示された。
- これを受け、同審議会において、混雑処理の方法について検討が進められ、**速やかに実現可能な選択肢**として、**「再給電方式」が適当との方針が示された**ところ。
- 再給電方式の実現にあたっては、その**費用負担のあり方**及び**インバランス料金制度との関係を整理**する必要があり、**電力・ガス取引監視等委員会で検討**することとされている。
- 本日は、これらの論点について、御議論いただきたい。

※再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会の合同会議

(参考 1) 混雑処理手法の検討

- 系統混雑が発生しても確実に対応できる仕組みを速やかに設けることが必要との考えから、現行の実需給段階における需給調整方法を踏襲した仕組みで、TSOが混雑処理を行う「再給電方式」の早期導入を目指す旨、資源エネルギー庁の審議会や電力広域機関の勉強会において整理がなされている。
- あくまでも再給電方式はその先に市場主導型の実現を見据えた対応である。

2021年1月 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3



(参考2) 再給電方式の導入スケジュール

2021年1月 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料2

- 電力広域機関から、調整力を活用する再給電方式については、早期実現という本方式の目的趣旨を踏まえ遅くとも2022年中に開始することとし、その上で、調整力以外の電源を一定の順序で出力制御することを含む再給電方式については、混雑発生が見込まれる2023年中までに開始することを目指して検討を進めることとして報告を受けた。

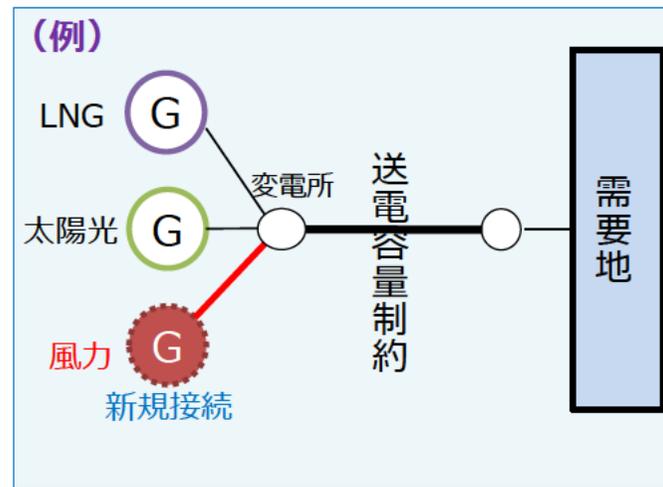
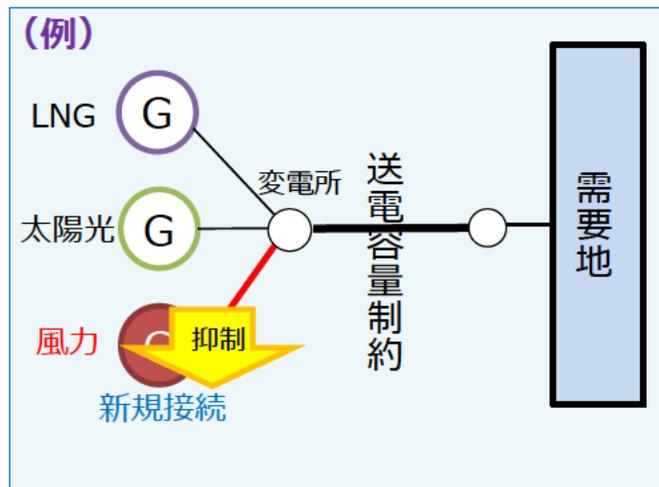
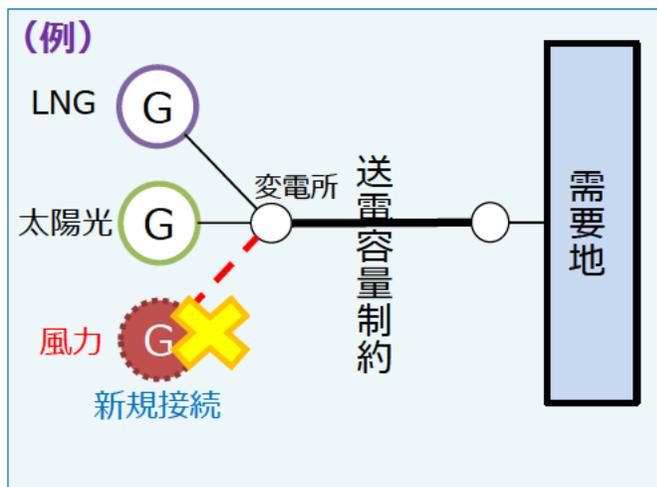
2. 再給電方式の導入について

- 再エネの主力電源化を加速するため、基幹送電線の利用ルールを、再給電方式により「ノンファーム+メリットオーダーに基づく出力制御」に変更する。

従来
混雑する系統には接続しない

現状
ノンファーム型接続+先着優先

今後速やかに実現
ノンファーム+再給電
(メリットオーダー)



いくつかの実需給断面において送電容量の超過が見込まれる場合、系統が増強されるまでは新規電源の接続を認めない。

送電容量の超過が発生した時間帯は、新規電源の出力を制限する。
(それを前提に、新規電源を接続する。)

新規電源の接続は原則制限しない。送電容量の超過が発生した時間帯は、再給電方式によりメリットオーダーに従い出力を制御する。

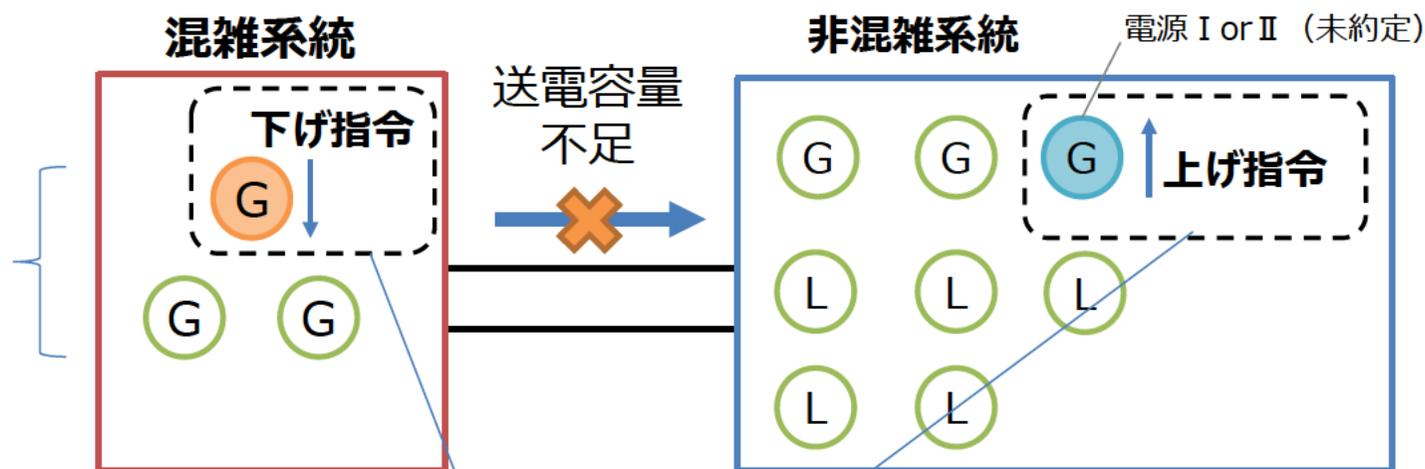
3. 再給電方式による混雑処理のイメージ①

- 再給電方式においては、以下のように混雑処理を行う。

再給電による混雑処理の仕組み

- ① **発電事業者・小売事業者による発電計画・需要計画の策定に制限は設けない。**
(発電事業者はスポット市場などで混雑の制約を受けずに、自由に電気を売却することができる。)
- ② **ゲートクローズ (GC) 後、送電容量不足により、発電計画の一部について送電できないことが判明した場合には、調整力への指令と同じ仕組みにより、一般送配電事業者が混雑系統内外の電源に対し、同量の下げ指令・上げ指令を出して混雑を解消する。**(メリットオーダーにより指令)

① **GC前**
混雑がないときと同様、全ての電源が自由にスポット市場等で取引することができる。



※インバランスの発生量は0と仮定

- ② **GC後(実需給断面)**
一般送配電事業者が、同量の下げ指令・上げ指令を出して混雑を解消。
(調整力への指令と同じ仕組み)

3. 再給電方式による混雑処理のイメージ②

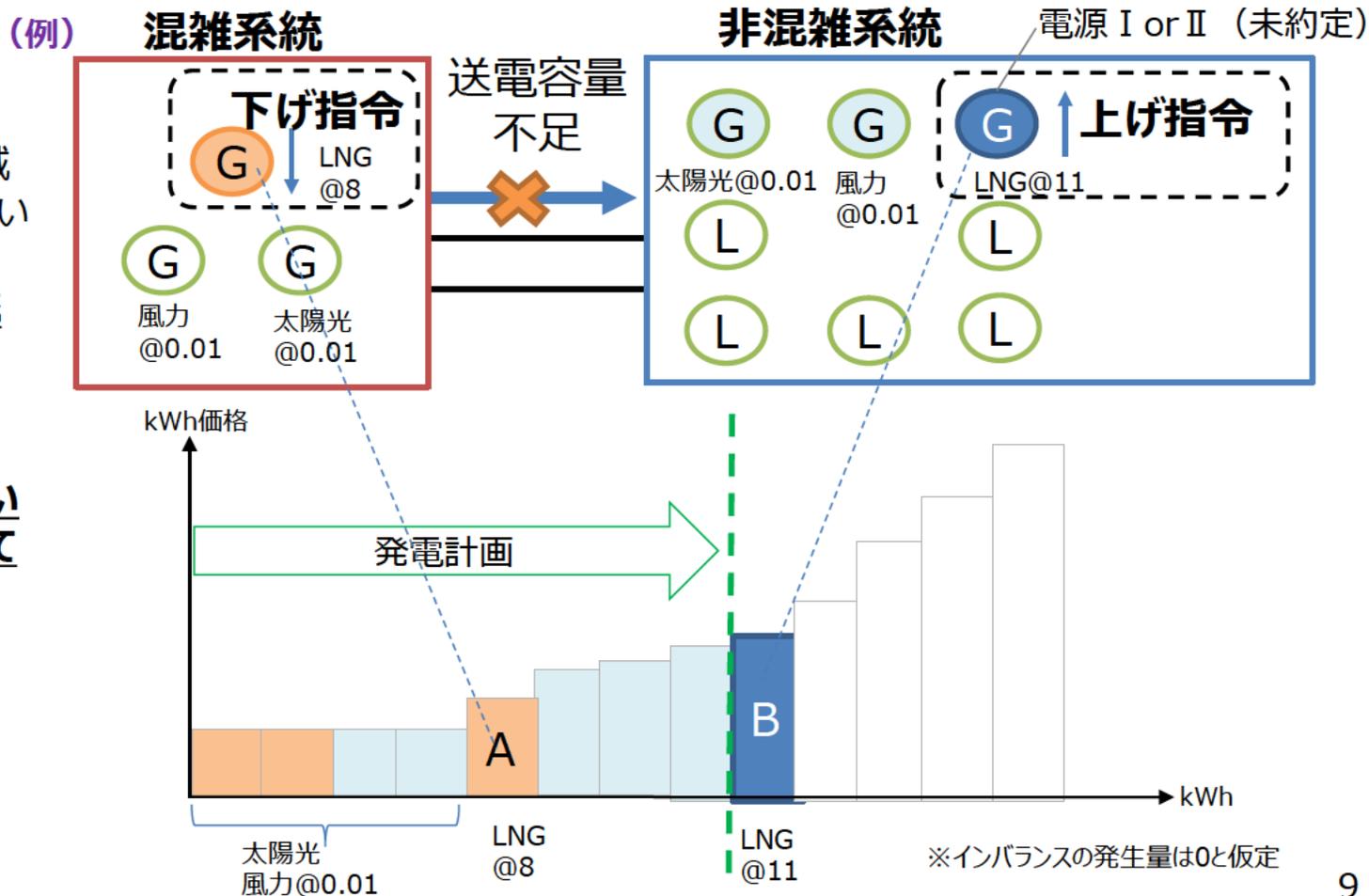
- 混雑処理が必要になった場合、一般送配電事業者は登録された各電源のkWh価格に基づきメリットオーダーで下げ・上げを指令。
- 混雑地域の電源については、下げ指令時のkWh価格を限界費用ベースで登録（具体的な仕組みは、需給調整市場における価格規律を踏まえつつ、今後検討）。

【混雑処理の概要】

①送電容量不足により、混雑地域の発電計画の全量を送電できない場合、一般送配電事業者は、メリットオーダーに従い、**混雑システム内の最も高い単価の電源A（8円）に下げ指令**。

②同時に、**非混雑システムの最も安い単価の電源B（11円）に対して上げ指令**

↓
一般送配電事業者に価格差3円×指令量の費用が発生



(参考) 送電容量制約による混雑を解消するための出力制御順について

- 資源エネルギー庁の審議会では、送電容量制約による混雑を解消するための出力制御順として以下の案が提示され、議論が行われている。

2021年1月 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料2

- 非化石電源より先に出力制御する火力電源について、現行エネルギーミックスで用いた燃料費やCO2対策コストの水準等を前提に3Eの観点からコスト比較を行うと、石炭<LNG<石油となる。
- また、需給調整バランス維持のための優先給電ルールは、出力制御における実務負担等に鑑み、オンライン制御可能な電源を優先的に出力制御することとしている。
- このため、当面は優先給電ルールにならない、オンラインで制御可能な調整電源を優先的に出力制御してはどうか。その上で、火力電源の中では、石油やLNGなどコストの高い順に出力制御することについて、どのように考えるか。
 - ※仮に送電容量制約における出力制御ルールにおいて、画一的に石炭を優先的に出力制御することとした場合、優先給電ルールと齟齬を生じ、運用の煩雑化や調整コストの増加といった課題が生じる。
- また、火力電源の出力制御後に非化石電源の出力制御を行う場合には、バイオマス電源の燃料費の大きさや、長期固定電源を制御する際の追加コストの大きさなどを考え、市場を活用する新たな仕組みを長期的な視点で議論しつつ、現行の需給バランス維持におけるルールと同様、当面はバイオマス電源や自然変動電源から出力制御することについて、どのように考えるか。

< 需給調整バランス維持のための優先給電ルール >

- 出力制御順 ↓
1. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力制御、揚水式発電機の揚水運転及び需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
 2. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力制御
 3. バイオマス電源（注1）の出力制御
 4. 自然変動電源（太陽光・風力）（注2）の出力制御
 5. 長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））の出力制御

注1 バイオマス電源は、優先給電ルールと同様に、専焼バイオマスを出力制御した後地域資源バイオマスの出力制御（出力制御が困難なものを除く）の出力制御を行う。
注2 FIT対象電源、FIT対象外電源は同列に扱う。ただし、FIT対象電源内の順序については、FIT関連法令の規定に従うものとする。

3. 再給電方式による混雑処理のイメージ③

- 再給電方式における発電事業者の取引（精算）は以下のようになり、**発電事業者に下げ指令による損失は生じない。**

混雑地域にある発電事業者の取引及び精算の概要（FIT電源を除く）

- ① 発電事業者はスポット市場などで自由に電気を売却することができる。
→ **混雑のないときと同じように収入を得る。**
- ② ゲートクローズ後に混雑により発電計画の一部について送電できないことが判明した場合には、調整力への指令と同じ仕組みにより、一般送配電事業者から下げ指令を受けることがある。
→ 下げ指令を受けた場合にも、**発電事業者が①で行った電気の取引に影響はない。**（①の収入はそのまま）
→ 発電事業者は、あらかじめ登録しておいた下げ指令時のkWh価格で一般送配電事業者と精算を行う。
（そのkWh価格は限界費用ベースで登録するため、発電事業者に下げ指令による損失は生じない。）

※FIT電源については、固定価格で買い取りされるのは実際に発電された部分とされ、出力抑制時の取扱いについては、無補償とルール化されている。
ファーム型接続のFIT電源についての再給電方式導入に伴う経過措置は、資源エネルギー庁の審議会で別途議論予定。

発電事業者の取引（例）

- ① スポット市場で売り約定

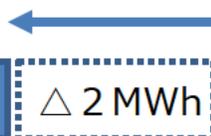
10 MWh



10MWh分の収入

- ② GC後に下げ指令を受けて出力を引下げ

8 MWh



下げ指令に基づく出力の下げは①の取引には影響を与えない。（不足インバランスにもならない）

発電事業者は、

ア) 燃料費等が 2 MWh分浮く

イ) 下げ単価 × 2 MWhをTSOに支払う

→ 限界費用で下げ単価を登録するため、ア) = イ)

二 本会合において整理すべき点

1. 再給電により一般送配電事業者に生じる費用の負担のあり方など

- 1) 再給電により一般送配電事業者に生じる費用は、誰からどのように回収することとすべきか
- 2) 再給電に伴う費用について、他の費用と区分して管理するためのルール（需給調整に用いた調整力のコストとどのように区分するか など）

2. インバランス料金制度への影響を踏まえた再給電の運用のあり方

再給電で用いる上げ調整力について、インバランス料金への影響も踏まえて、どのような運用が適当か

(参考) 詳細検討の進め方

2020年12月 第22回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1

課題	検討の進め方 (案)
①費用負担の方法： 出力制御された電源と代わりに給電した電源との間の費用精算等	詳細については関連業務を担当する監視委において検討し、整理できたところで本委員会に報告
②価格シグナルの確保： 混雑した系統への電源立地を抑制する価格シグナルの確保	電力広域機関において検討し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）
③インバランス料金への影響： 再給電方式の適用を踏まえたインバランス料金算出の整理	詳細については関連業務を担当する監視委において検討し、整理できたところで本委員会に報告
④出力制御ルール： 現状は一律制御となっている考え方をどう転換するかの整理	本日の本委員会において詳細を議論
⑤調整電源の確保のあり方： 出力制御する電源や代わりに給電する電源（調整電源）の確保のあり方	電力広域機関において検討し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）
⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合： 各市場に参加するための要件の整理	電力広域機関において検討し、次回の本委員会に報告（必要に応じて、電力広域機関において追加検討）

1. 再給電により一般送配電事業者に生じる費用の負担のあり方など

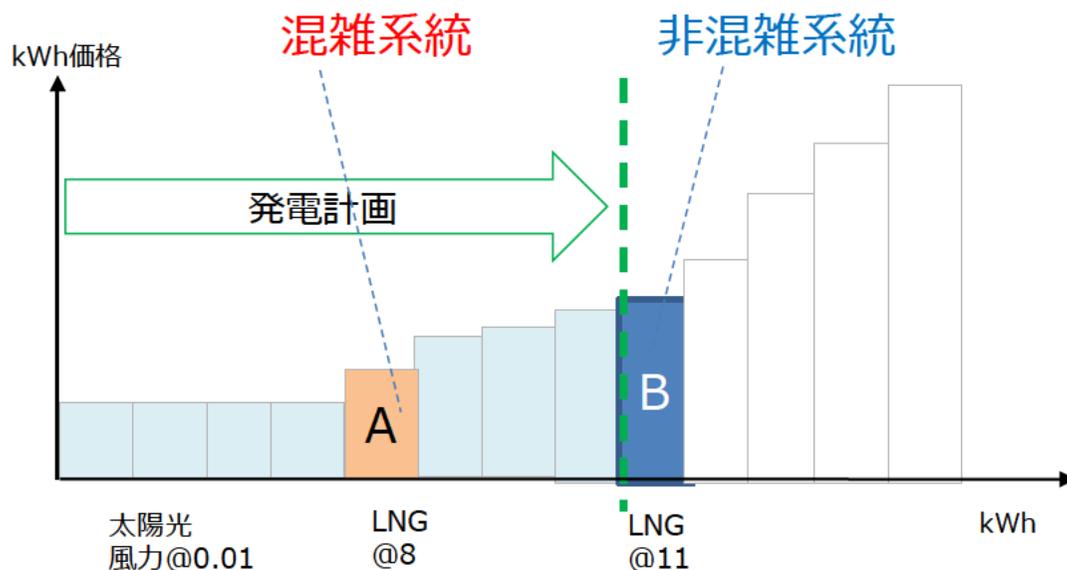
- 1) 再給電により一般送配電事業者に生じる費用は、誰からどのように回収することとすべきか
- 2) 再給電に伴う費用について、他の費用と区分して管理するためのルール（需給調整に用いた調整力のコストとどのように区分するか など）

1. 再給電により一般送配電事業者が生じる費用の負担のあり方

- 再給電を実施した場合、一般送配電事業者に以下の費用が発生する。
 - ① （上げ指令のkWh価格と下げ指令のkWh価格の差）×指令量
 - ② 確実に上げ指令をできるように調整力を多めに確保するための費用※（ Δ kWh価格）
- この費用を、一般送配電事業者がどのように回収するかを整理する必要がある。

※電力広域機関において、当面は、あらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力確保の考え方に基づいて対応する旨、整理されている。

上げ指令のkWh価格と下げ指令のkWh価格の差のイメージ



- ① 一般送配電事業者は、混雑系統内の最も高い単価の電源A（8円）に下げ指令。
- ② 同時に、非混雑系統の最も安い単価の電源B（11円）に対して上げ指令



一般送配電事業者に
価格差 3円×指令量の費用が発生

1. 再給電により一般送配電事業者に生じる費用の負担のあり方

- 再給電により一般送配電事業者に発生する費用の負担のあり方については、以下のような考え方があり得るのではないか。これらのうち、どの考え方が適切か。
- 本日の議論を踏まえて、次回以降、より具体的に検討を深めることとしたい。

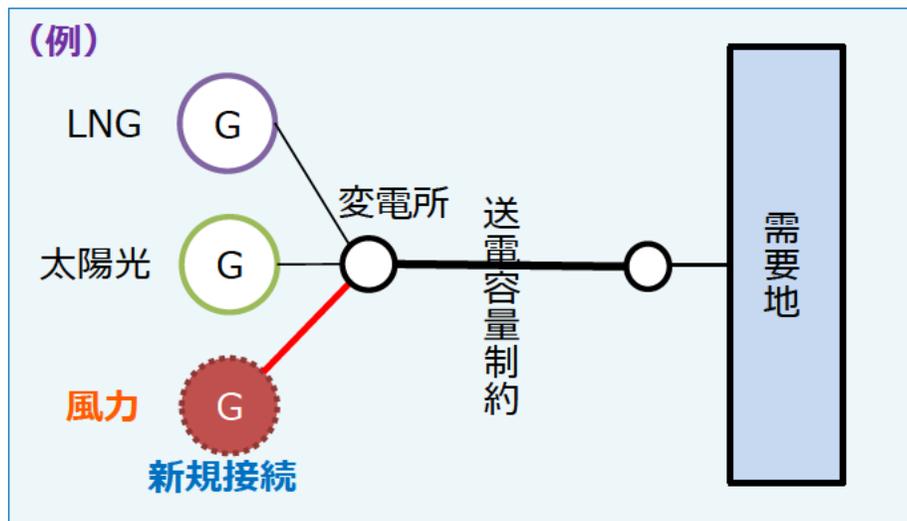
費用負担の考え方としてあり得るもの

- ① 再給電により、新規に接続した発電事業者がメリットを受けていると考え、この者に負担を求めるのが合理的という考え方。（17ページ）
- ② 再給電により、混雑地域の発電事業者がメリットを受けていると考え、これらの事業者に負担を求めるのが合理的という考え方。（18ページ）
- ③ 再給電による混雑処理は、広く系統利用者が裨益するものと考え、全体で負担するのが適当という考え方。（19ページ）

混雑地域における新規の発電事業者が負担すべきという考え方 (考え方の案①)

- 以下のように、再給電により、混雑系統に新規に接続した発電事業者がメリットを受けていると考えて、負担のあり方を整理するという案があり得るのではないかと。
- 再給電方式の導入により、新規に接続した発電事業者の混雑系統での発電機会が拡大することとなる。したがって、新規に接続した発電事業者が受益者であると考え、その者に負担を求めているかどうか。
- この場合、新規接続が阻害されない工夫が必要ではないかと。

ノンファーム＋再給電方式（メリットオーダー）

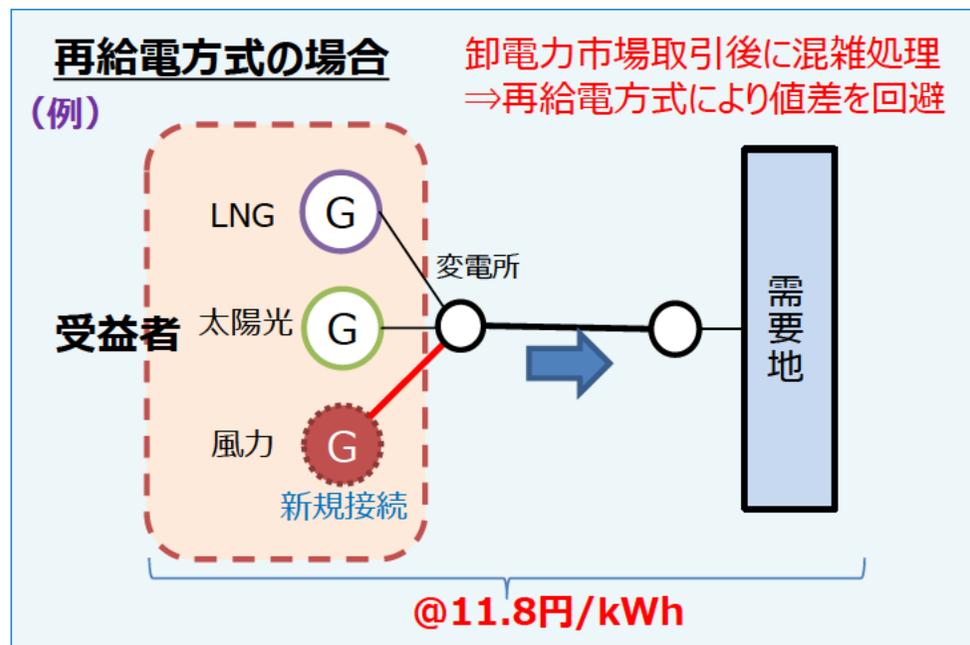
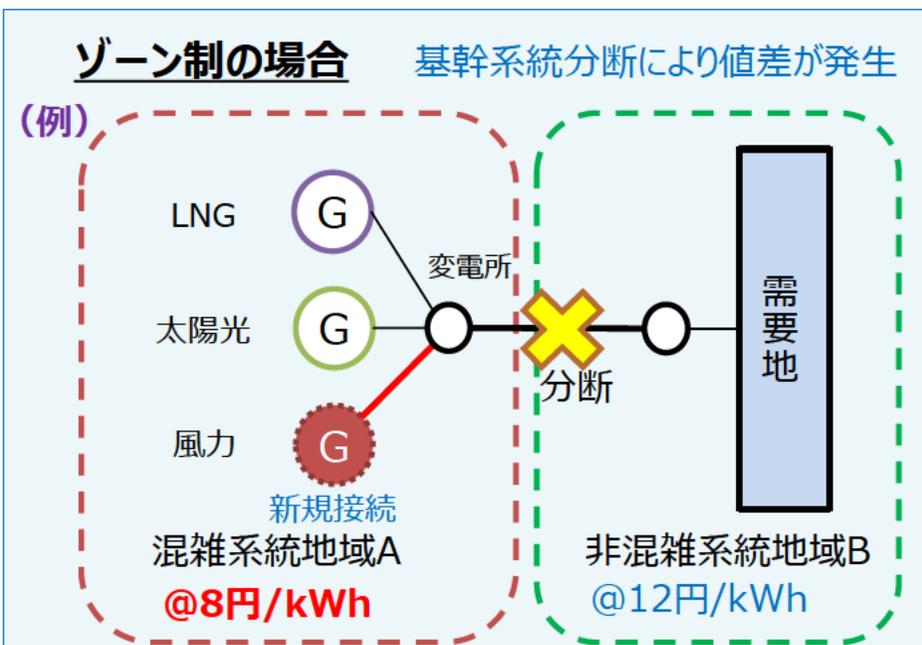


※新規電源の接続は原則制限しない。

送電容量の超過が生じた時間帯は、再給電方式によりメリットオーダーに従い出力を制御する。

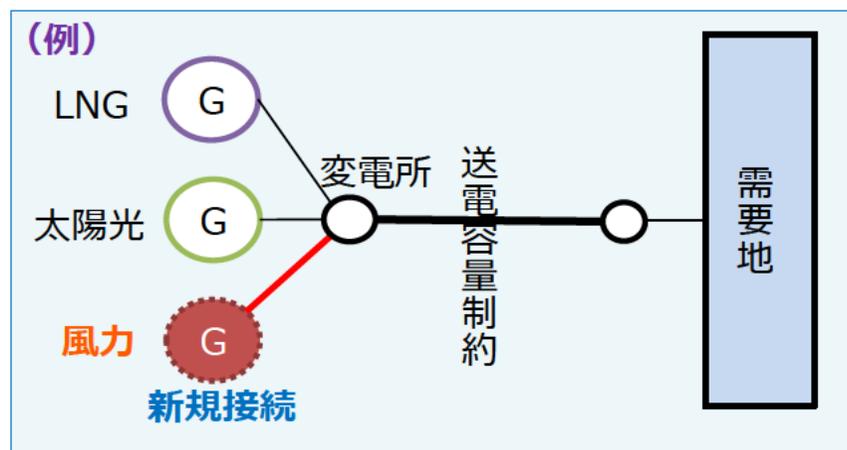
混雑地域の発電事業者が負担すべきという考え方（考え方の案②）

- 以下のように、再給電により、混雑地域の発電事業者がメリットを受けていると考えて、負担のあり方を整理するという案があり得るのではないか。
- 再給電方式の導入による受益者は、ゾーン制であれば安価なスポット価格になるところ、それを避けられることができた混雑地域の発電事業者であると考えられるのではないかと。
- したがって、混雑地域の発電事業者に負担を求めることとしてはどうか。
- その際、地域間連系線の間接オークション導入時と同様に、既存の発電事業者に対する経過措置を設けることが適当か。その場合、当該一般送配電事業者の供給エリア又は全国の系統利用者全体で負担することに加え、新規に接続した発電事業者が負担することとなるが、そのような整理でよいか。



広く系統利用者全体が裨益すると考え、全体で負担すべきという考え方 (考え方の案③)

- 再給電による再エネの拡大や既存の非効率な火力電源の抑制・停止は、CO₂の削減や安価な電力の導入拡大をもたらし、当該一般送配電事業者のエリア又は全国の系統利用者全体に便益をもたらすものであると考えて、負担のあり方を整理するという案があり得るのではないか。
- 再給電により、これまで接続できなかった再エネ等の電源が接続できるようになり、その発電機会が拡大するが、こうした便益は当該一般送配電事業者のエリア又は全国の系統利用者全体が裨益するとも考えられる。
- 当該一般送配電事業者のエリア又は全国の系統利用者全体のコストの軽減やCO₂削減といった効果を踏まえ、どのように負担することが適当か。

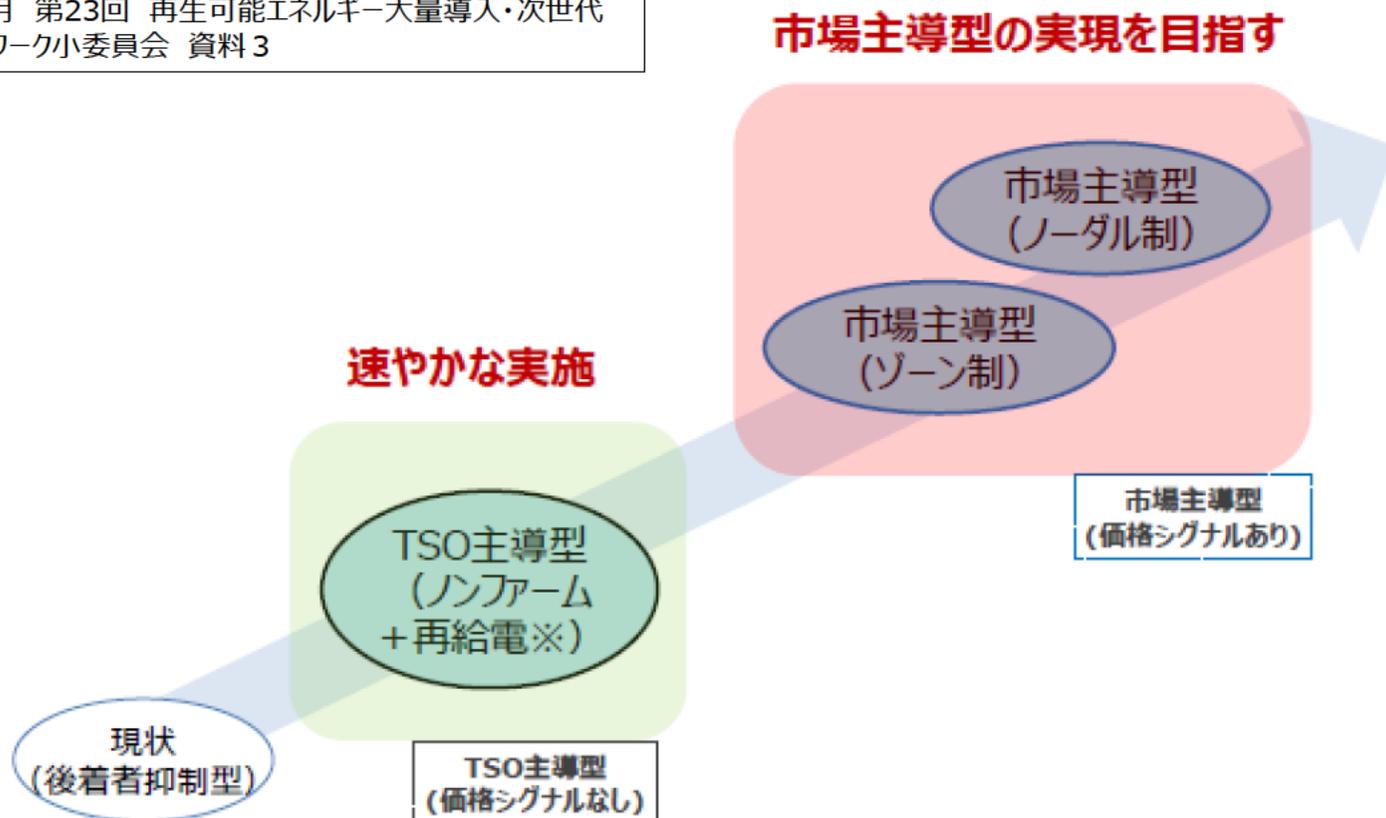


➡ CO₂の削減、市場価格の低減など

価格シグナルへの配慮

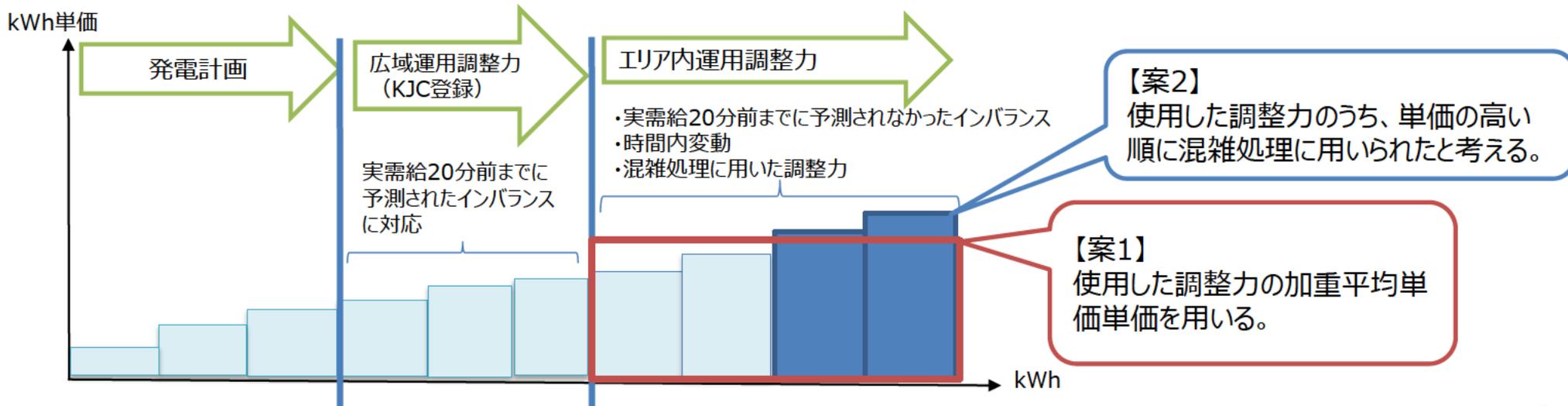
- 再給電方式の場合、費用負担の方法によっては、混雑対応のコストについて適切な価格シグナルが発信されないこととなる。
- その場合、できるだけ速やかにゾーン制・ノードル制などの市場主導型の混雑処理手法へ移行していくことが重要となる。

2021年1月 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3



再給電の費用をインバランス収支と区別して管理するためのルールについて

- 費用負担について、前述のいずれの方法をとるにせよ、一般送配電事業者においては、**再給電に要した費用を、インバランス対応に要した費用など、他の費用とは区分して管理することが適当**である。
- **非混雑地域の上げ指令**については、**混雑対応だけでなくインバランス対応なども同時に行われる**。そのため、再給電の費用を区分するためには、その上げ指令を混雑対応とそれ以外とに振り分ける必要がある。
- これについて、以下の2つの方法があり得るが、どちらが適当か。
 - ① **どの上げ指令が混雑対応用かを特定することはできない**と考え、**使用した調整力の加重平均単価**を用いる。
 - ② **混雑対応は追加的に発生したものと**考え、**使用した調整力のうち、単価の高い電源から順に、混雑処理に使用した電源として扱う**。



(注) 上記の図は、非混雑地域の上げ調整力について、エリア内運用調整力を活用することを念頭に置いたものだが、広域運用調整力の場合でも同じ論点が発生。

2. インバランス料金制度への影響を踏まえた再給電の運用のあり方

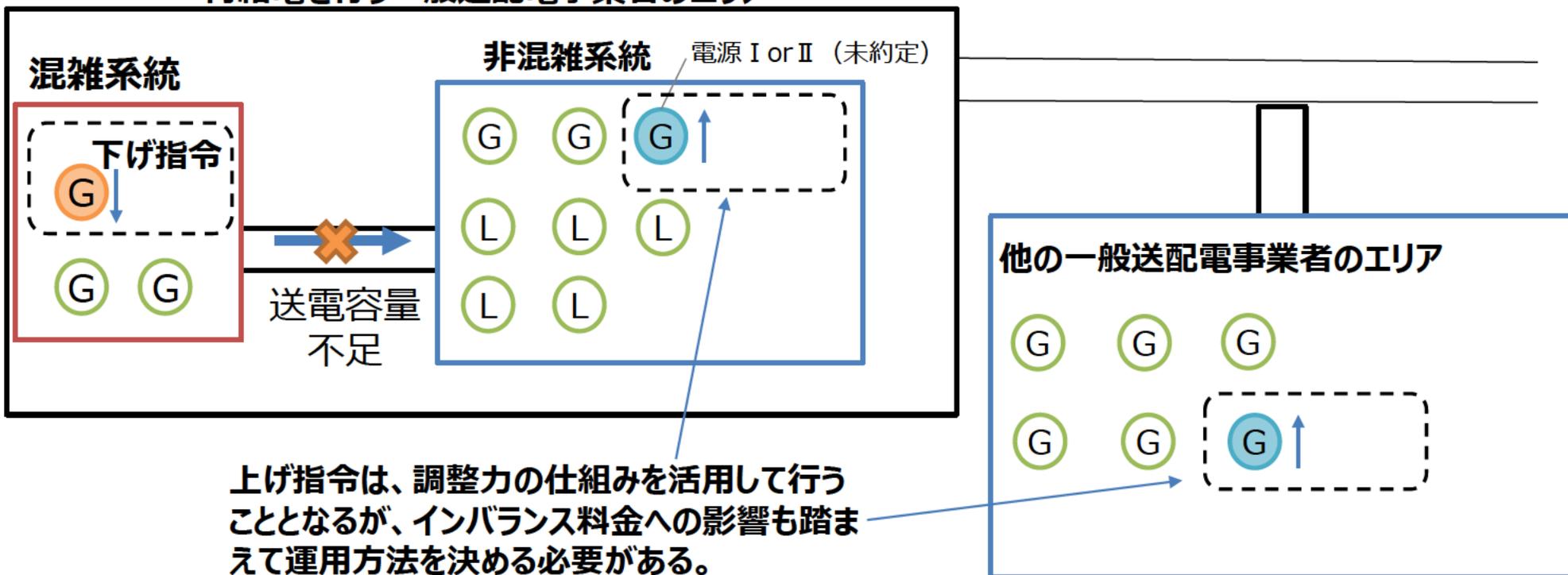
再給電で用いる上げ調整力について、インバランス料金への影響も踏まえて、どのような運用が適当か

2. 再給電に用いる上げ調整力の運用のあり方

- 再給電に用いる非混雑地域の上げ調整力の運用のあり方については、以下の3通りの方法があると考えられるところ、インバランス料金への影響及びシステム改修に要する期間も考慮して、どの方法で進めるか決める必要がある。

- (案1) 広域運用調整力を用いる（インバランス料金への影響はあるが、それは許容）。
- (案2) 広域運用調整力を用いる。システム改修によりインバランス料金への影響を回避する。
- (案3) エリア内運用調整力のみを用いる（インバランス料金への影響はない）。

再給電を行う一般送配電事業者のエリア



2. 再給電に用いる上げ調整力の運用のあり方

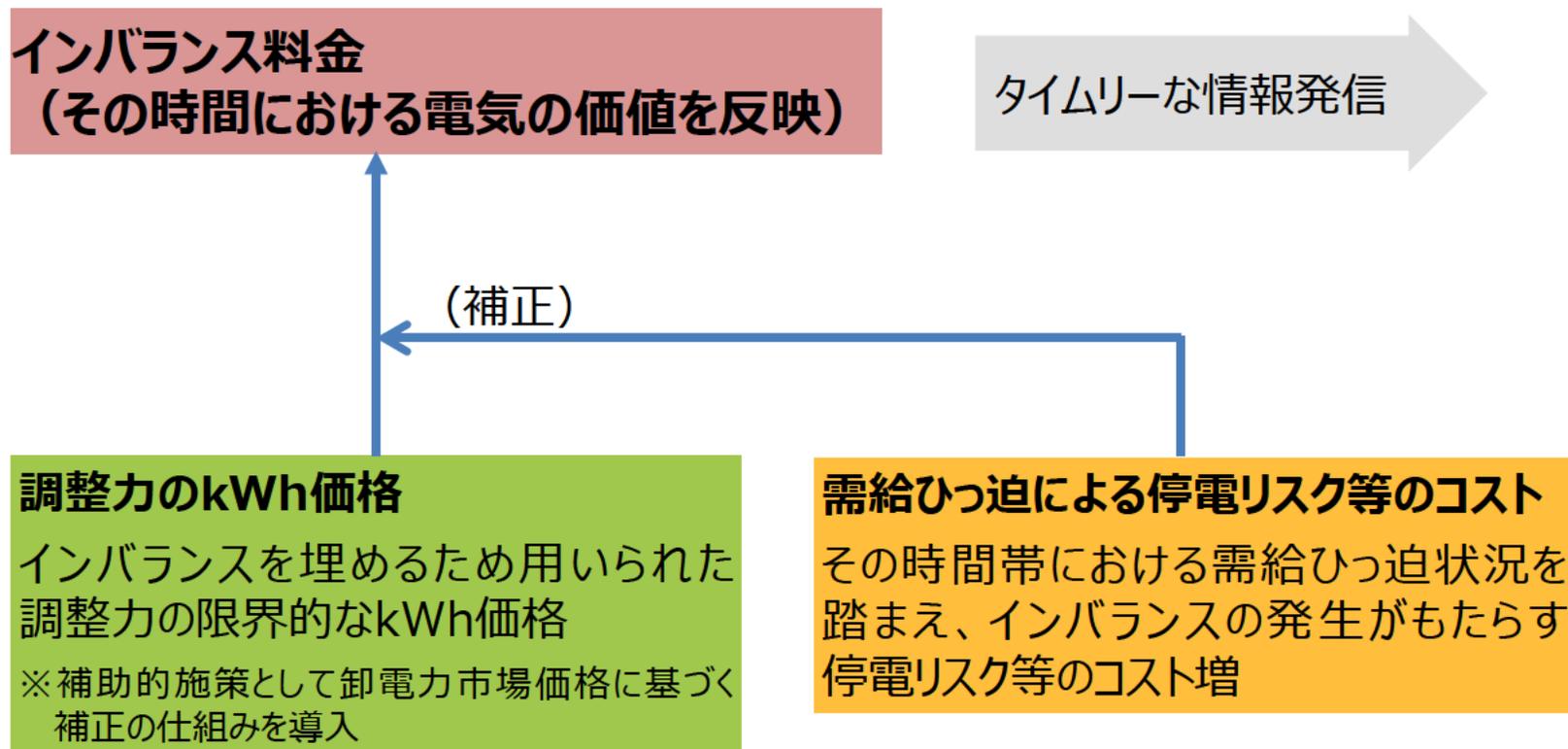
- 以下の考察から、再給電に用いる上げ調整力については、広域運用調整力は用いず、(案3) エリア内運用調整力のみを用いることとしてはどうか。

	概要	評価
案1	広域運用調整力を活用 + システム改修をせず、インバ ランス料金への影響を許容	<p>広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、システム改修も不要であるが、インバランス料金への影響がある。</p> <p>インバランス料金は、需給状況を市場価格に反映させることにより、インバランスを出した者に合理的な負担を求めるとともに、市場参加者に系統全体のインバランスを減らす行動を促すもの。したがって、混雑対応によってインバランス料金が影響を受けるのは望ましくない。</p>
案2	広域運用調整力を活用 + システム改修によりインバ ランス料金への影響を回避	<p>広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、インバランス料金への影響もない。</p> <p>しかし、広域需給調整システム（KJC）・中央算定システムの改修は長期間かかるため、再給電の導入が遅れる（2022年中の導入は困難）。また、2022年度の新インバランス料金制度の導入に支障をきたすおそれがある。</p>
案3	エリア内運用調整力のみ活用	<ul style="list-style-type: none"> ・広域メリットオーダーで調整力を活用できず、案1・案2より混雑対応のコストが上昇するが、<u>インバランス料金への影響を回避</u>できる。 ・さらに各社中給システムのみ改修で実現できることから、<u>再給電方式の速やかな実現が可能</u>。

(参考 1) インバランス料金の考え方

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

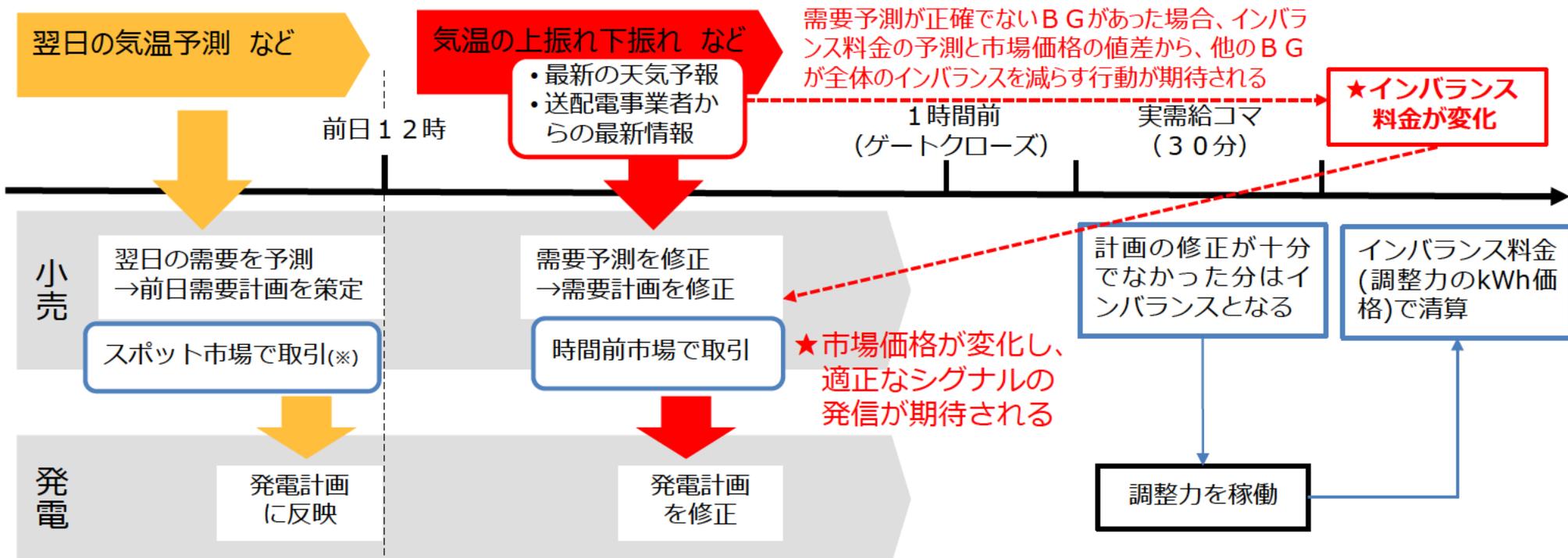
- インバランス料金は、系統利用者への価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。



(参考2) 新たなインバランス料金制度の効果 (電気の価値の反映、タイムリーな情報公表)

- 仮に計画を適切に修正しないB Gがいた場合、時間前市場は十分に反応しないが、調整力稼働量が増えるためインバランス料金の予測は上昇あるいは下降。
- その結果、例えば、市場価格よりインバランス料金が高くなると予測される場合に、リスクを低減させるため需要予測より少し多めに調達するなど、他のB Gが全体のインバランスを減らす方向に調達量を増減させる等が期待される。
- こうした動きにより、需給状況の変化が市場価格に反映されることも期待される。

※こうした効果の前提として、新たなインバランス料金が引用する調整力kWh価格が合理的なものとなるよう、需給調整市場が適切に機能することが重要。



※旧一般電気事業者は、自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分を全量、市場に投入。

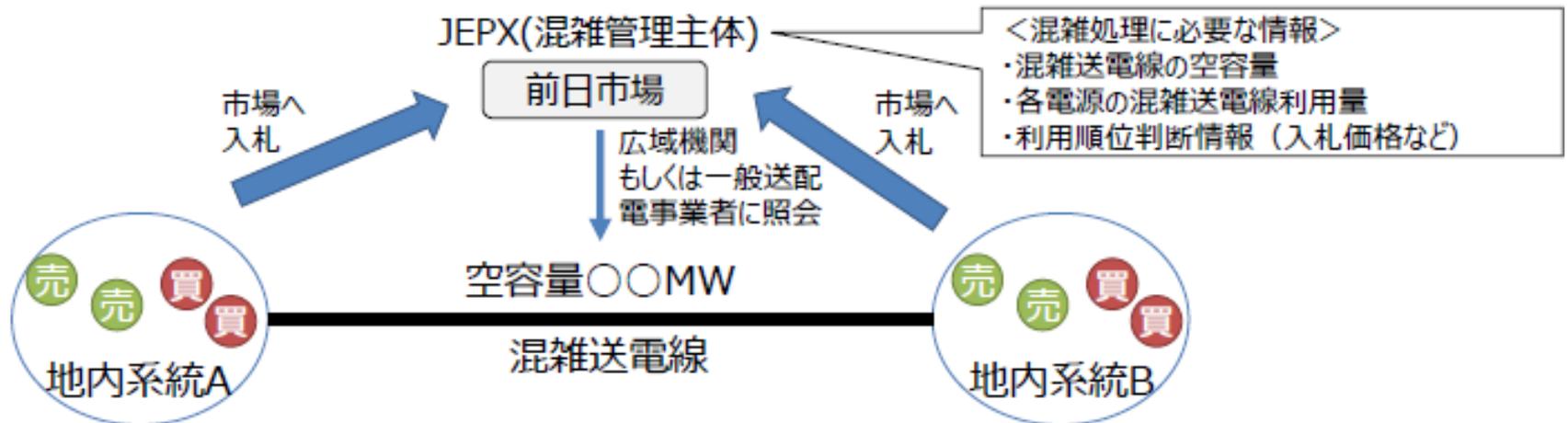
以下、参考

(参考) ゾーン制について

2021年1月 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3

- 地内系統へゾーン制を導入する場合も、地域間連系線と同様に、系統の**空容量情報は広域機関（もしくは一般送配電事業者）が保有し、「各電源の混雑送電線利用量」、「利用順位を判断するための情報」を保有したJEPXが市場を通じて混雑調整が行う**ことを想定。
- 地内系統へゾーン制を展開する際、システム対応期間や実施までの裕度を考慮する必要があるものの、これまでのエリア間のゾーン制の延長であるとするれば基本的にはシステム対応や実務上の対応も可能。

【エリア間におけるゾーン制を踏襲した地内へのゾーン制適用イメージ】



(参考) 市場主導型(ゾーン制)

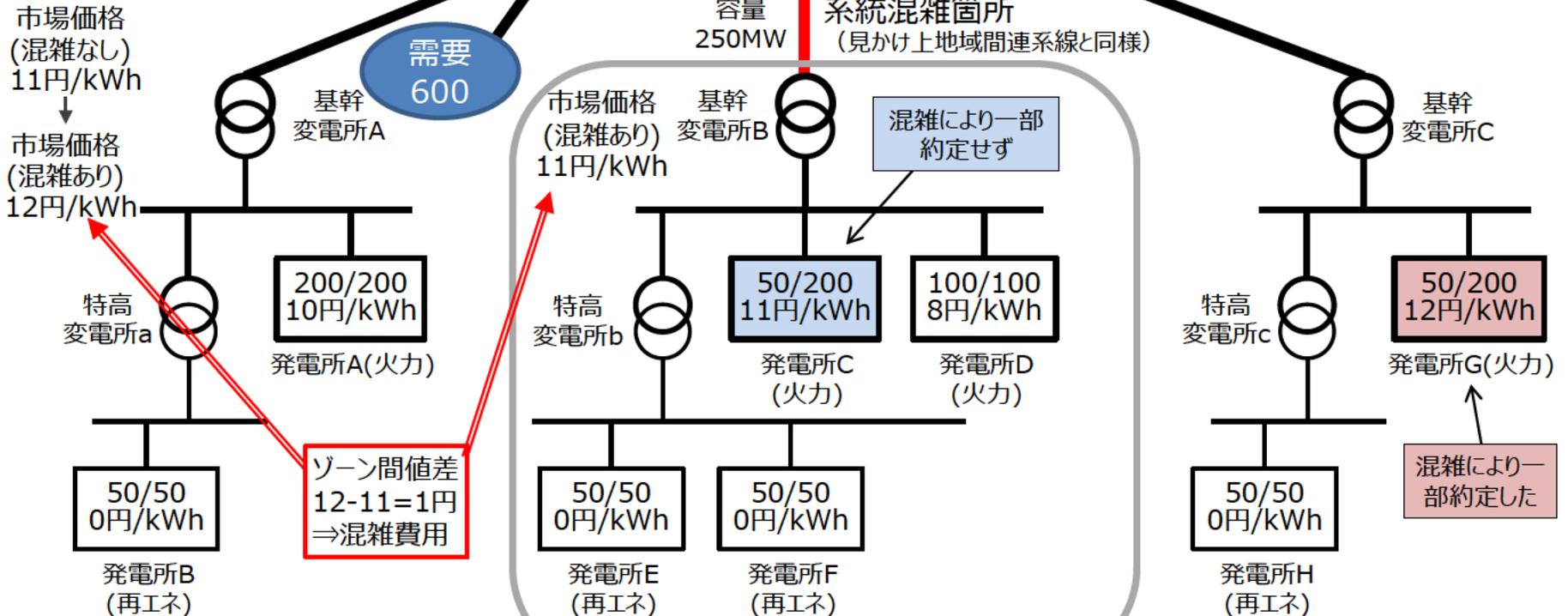
- 抑制判断：市場で決定（運用容量以内でしか約定しない）
- 抑制のタイミング：スポット市場
- 抑制対象：市場で決定（約定しなかった電源）
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止
- 抑制分の電源調達者：事業者が市場から調達

混雑費用負担者：事業者

B電力供給エリア

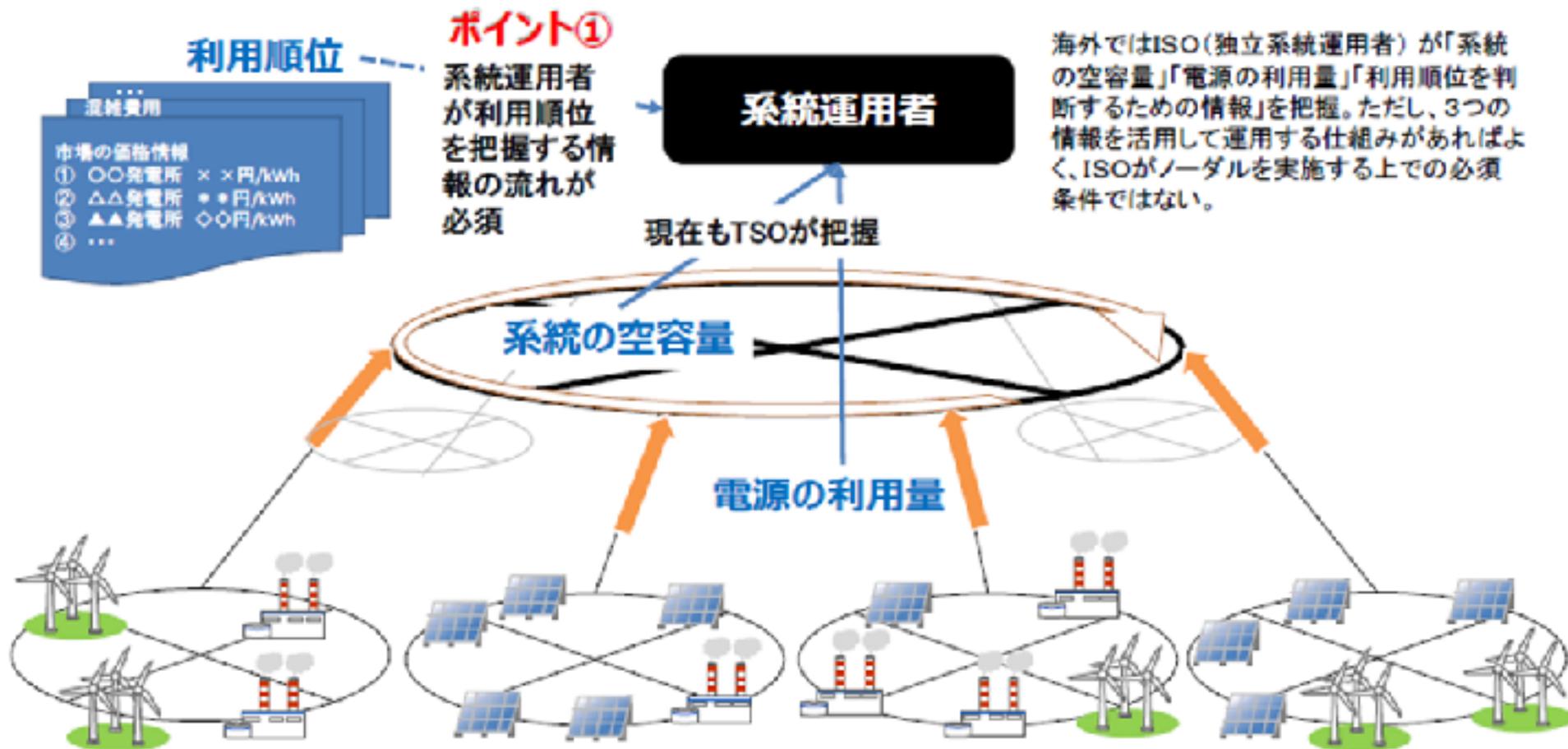
地域間連系線

A電力供給エリア



(参考)ノード制について

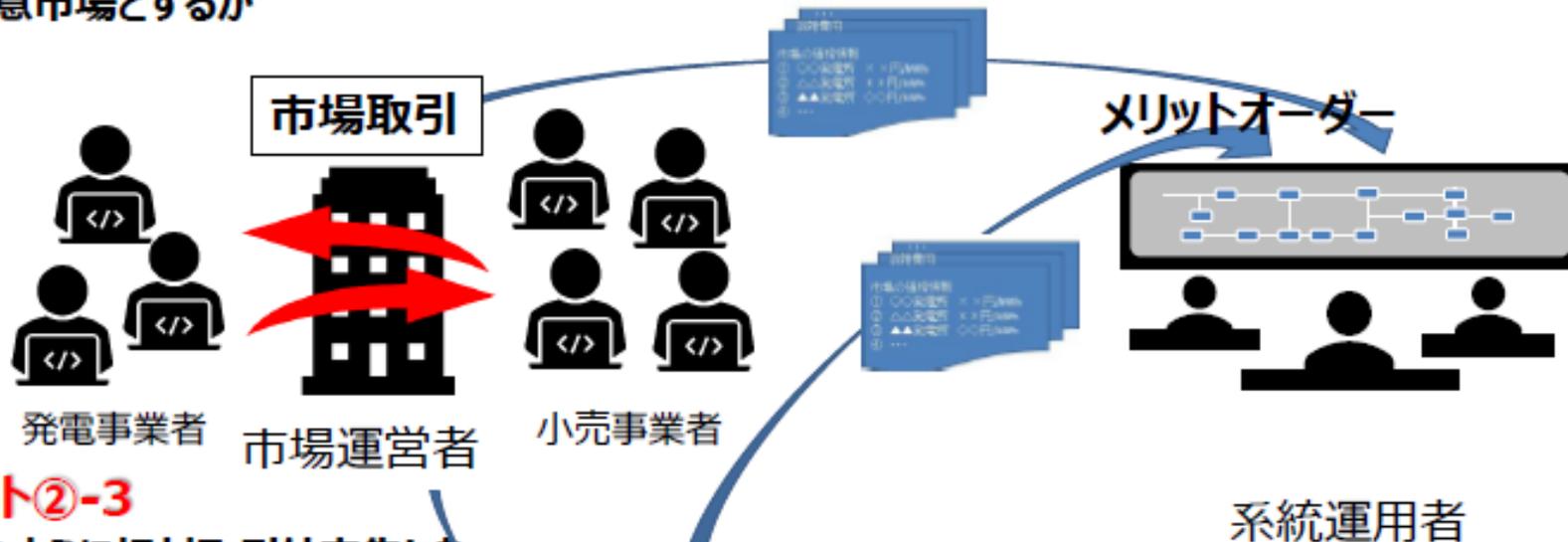
- ノード制は、混雑管理に必要な3つの情報「系統の空容量」を元に系統運用者が発電所の出力を決定し混雑管理を行う方法であるため、系統運用者がこれらの情報を把握。



- ノードル制では市場と相対といった取引の扱いについて論点整理が必要となる。海外の先行事例もあることから、これらを参考に日本の仕組みにどのようにフィットさせていくか検討。

ポイント②-1

全ての電源が市場を通じて取引を行う全量プール市場とするか、従来の任意市場とするか



ポイント②-3

PJMのように相対取引は申告したスケジュールで発電できるが下限価格で入札したとみなし市場の結果で支払いを受ける（セルフスケジュール電源）仕組みもある

ポイント②-2

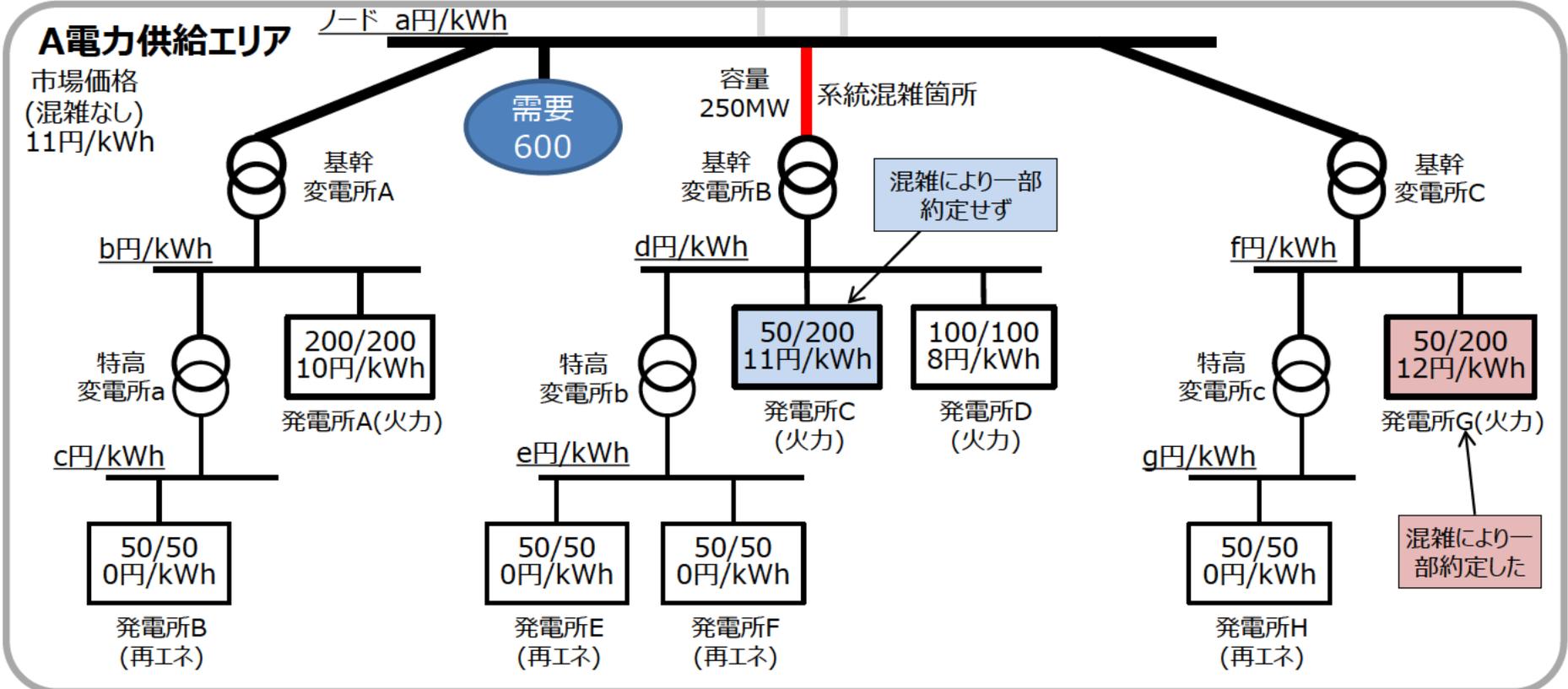
任意市場の場合、相対契約のkWh単価などを系統運用者へ提出した上で、市場価格と合わせて運用を行う仕組みもあり得る

(参考) 市場主導型(ノーダル制)

PJMの仕組み(市場運営者と系統運用者が同一)を
念頭に全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージ

- 抑制判断：市場入札結果等に基づく系統制約を考慮した経済負荷配分(SCED)※により決定
- 抑制のタイミング：スポット市場後、リアルタイム市場への入札があった都度、実需給10分前
- 抑制対象：市場約定しなかった電源 (SCEDの結果により決定)
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止 (SCEDの結果により稼働されないとされた電源が停止)
- 抑制分の電源調達者：系統運用者が市場から調達 混雑費用負担者：事業者

B電力供給エリア



※LMPは母線ごとに設定され、送電ロスと混雑状況を加味した上で計算される

(参考) 再給電の上げ指令に必要な上げ調整力について

2020年12月 第5回広域連系システムのマスタープラン及びシステム利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1

- 現状も需給調整市場導入後も、ピーク時間帯において、調整能力を有する電源を最も多く確保している。
- 混雑発生とは、その系統内において【発電>需要】という状態であることから、ピーク需要の時間帯に混雑が発生するケースは少ない。
- ピーク需要時間帯以外での混雑発生であれば、ピーク需要時の上げ調整力を維持するような対応が可能（例：電源Ⅱのピーク出力維持、起動並列）と考えられる。
- また、あらかじめ上げ調整力を積み増しすると、実際には混雑発生に至らなくても調達費用が増加する。
- これらのことから、上げ調整電源については、当面は、あらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力確保の考え方に基づいて対応することとしてはどうか。

