

再給電方式における 費用負担等のあり方について

第62回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年6月29日（火）

本日の概要

- 再エネの主力電源化に向け、基幹送電線の利用ルールを、「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こととされ、その混雑処理の方法については、速やかな実施の観点から、まずは「再給電方式」で対応することとされた。
- 再給電方式の実現に向けた検討課題のうち、費用負担等に関する残された論点（以下）について、御議論いただきたい。

- ① 混雑地域の電源に下げ指令を実施する仕組み及びその精算価格について
- ② 2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における再給電費用の取扱いについて
- ③ 再給電の費用とインバランス対応の費用とを切り分けるための計算ルールについて

（参考）前回の御議論（再給電の費用負担の在り方について）

- 既存の類似制度及び将来のゾーン制・ノードル制との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは、案②の考え方（混雑エリアの発電事業者が負担）が合理的と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、案②の導入は費用対効果の面で適当でない可能性が高い。
- したがって、案②の導入は見送り、案③（一般負担：託送料金で回収）とすることが適当。

案③が適当と考えられる理由

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を10年程度とした場合、10年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノードル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと、案②の導入に必要な課金システム費用の見積り額の比較（全国計）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

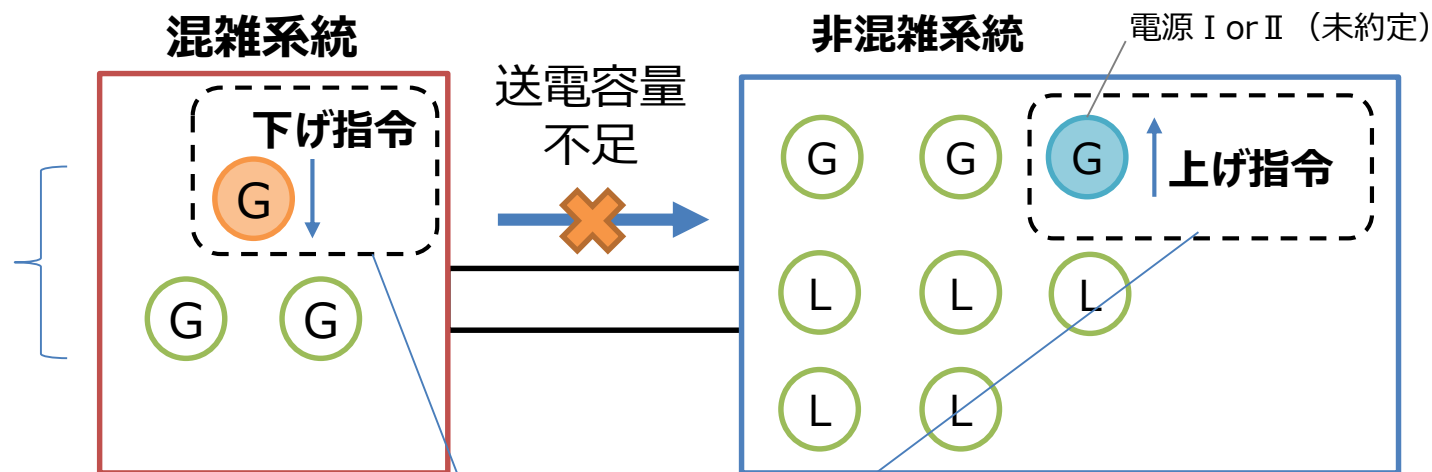
(参考) 再給電方式による混雑処理のイメージ①

- 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。



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)

(参考) 再給電方式による混雑処理のイメージ②

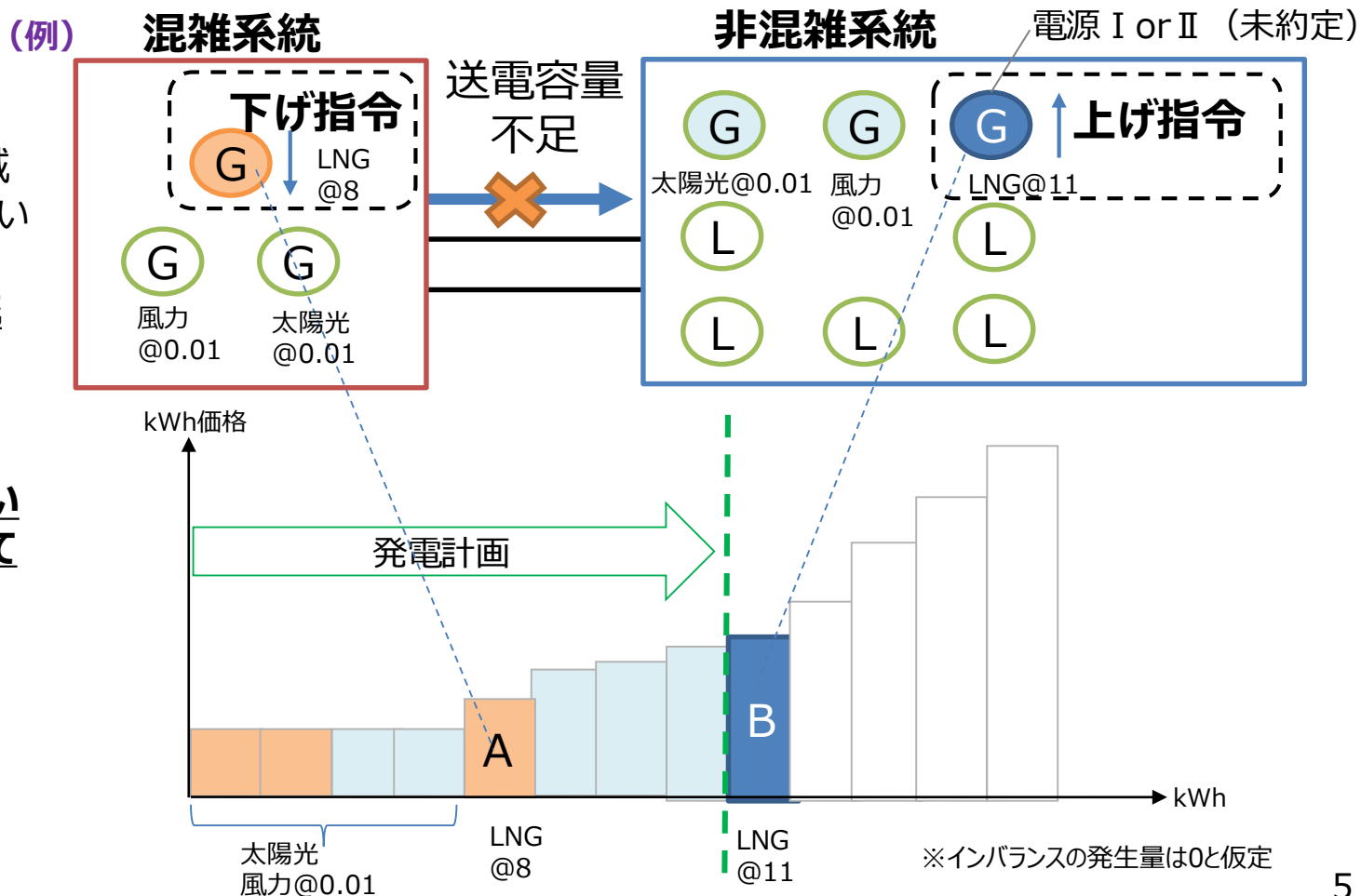
- 混雑処理が必要になった場合、一般送配電事業者は登録された各電源のkWh価格に基づきメリットオーダーで下げ・上げを指令。
- 混雑地域の電源については、下げ指令時のkWh価格を限界費用ベースで登録（具体的な仕組みは、需給調整市場における価格規律を踏まえつつ、今後検討）。

【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**

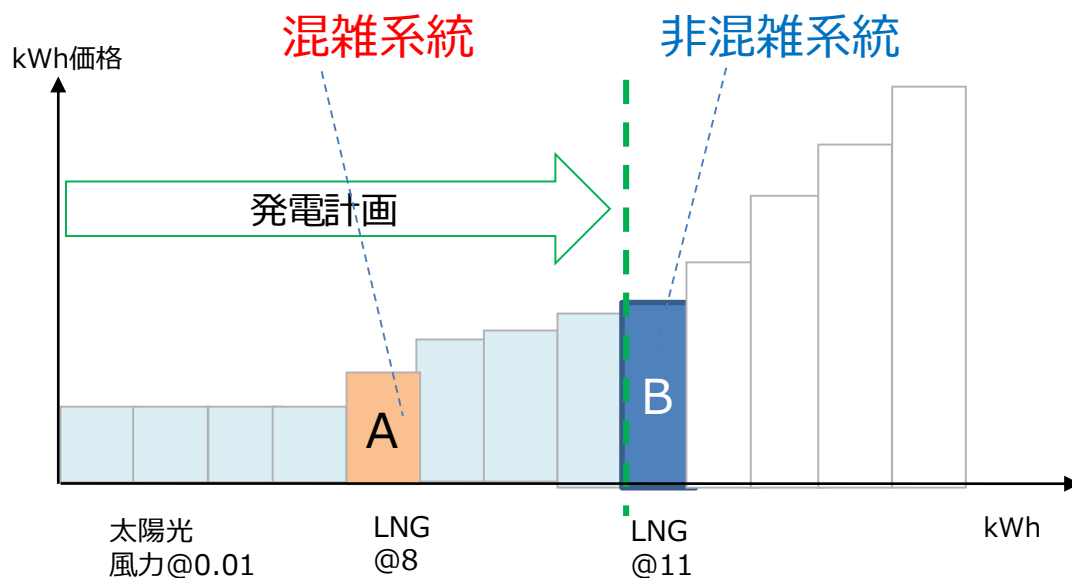


(参考) 再給電により一般送配電事業者が生じる費用

- 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※ (ΔkW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



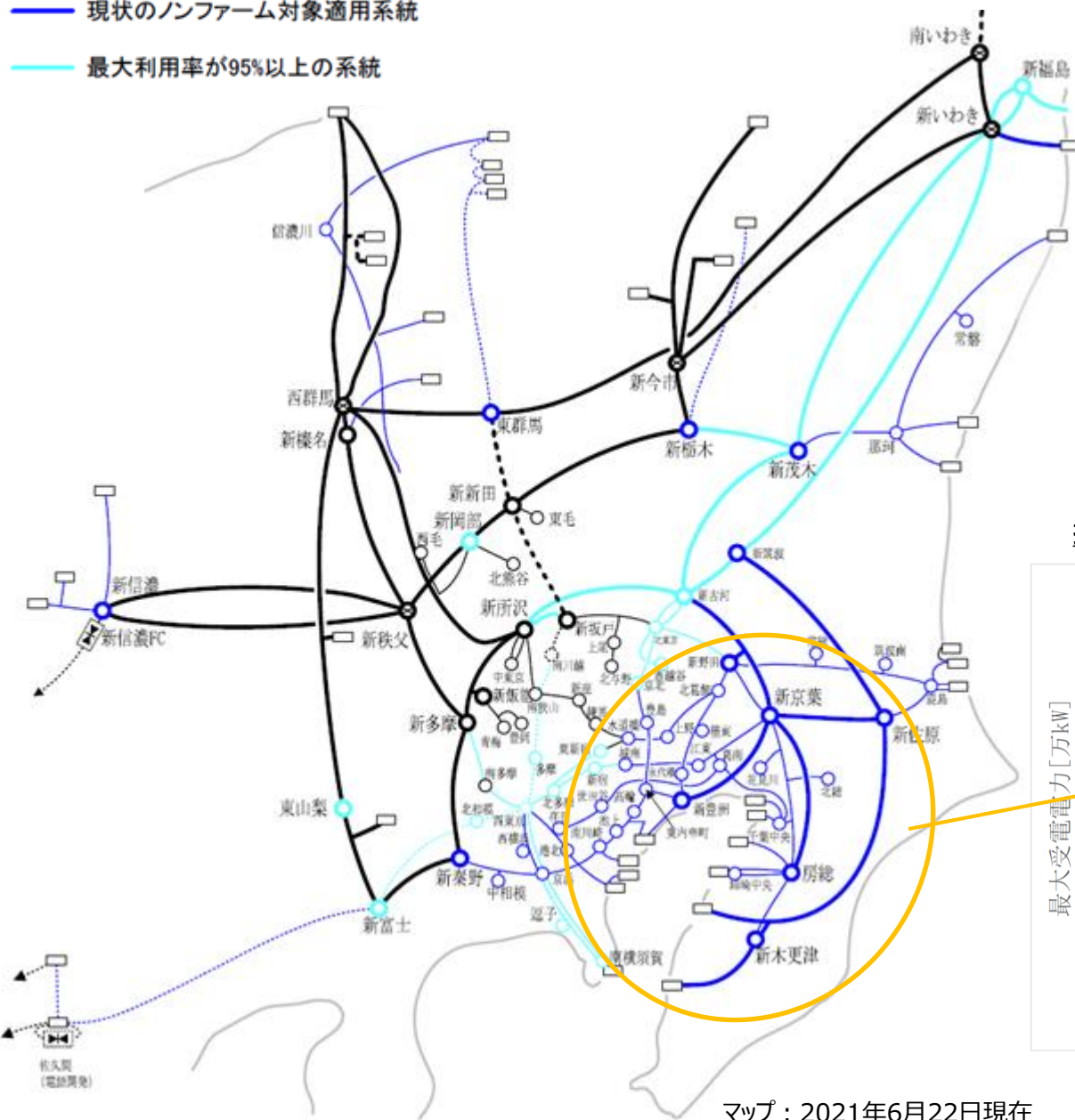
- ① 一般送配電事業者は、混雑系統内の最も高い単価の**電源A (8円)**に下げ指令。
- ② 同時に、非混雑系統の最も安い単価の**電源B (11円)**に対して上げ指令

↓
一般送配電事業者に
価格差3円×指令量の費用が発生

(参考) 東京エリアにおけるノンファーム接続の対象となっている系統

— 現状のノンファーム対象適用系統

— 最大利用率が95%以上の系統



【補足】

※今後の系統混雑を予想するものではない。

※「最大利用率95%以上」について

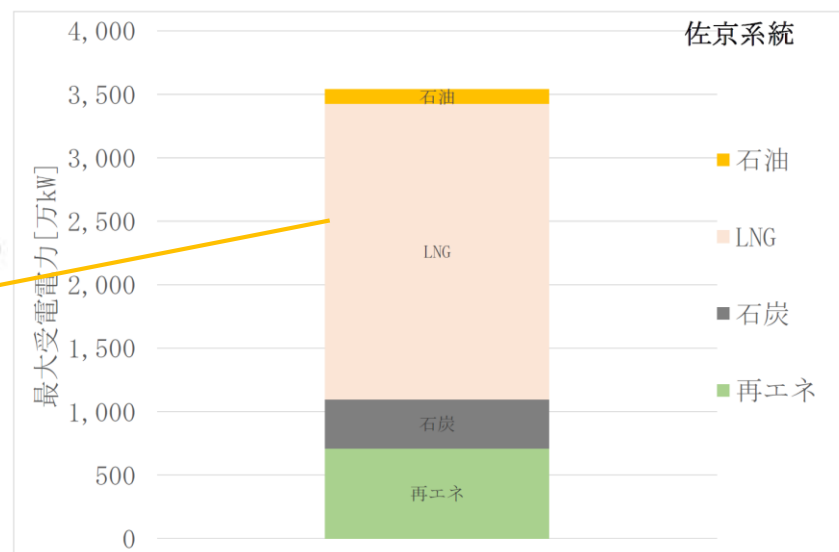
・95%は当該系統に連系する標準的な発電機容量に基づき設定。

・利用率 = (運用容量 - 空き容量) / 運用容量 * 100 ≥ 95%

※系統図内の点線は他社設備。

【佐京系統】

接続電源の主な内訳

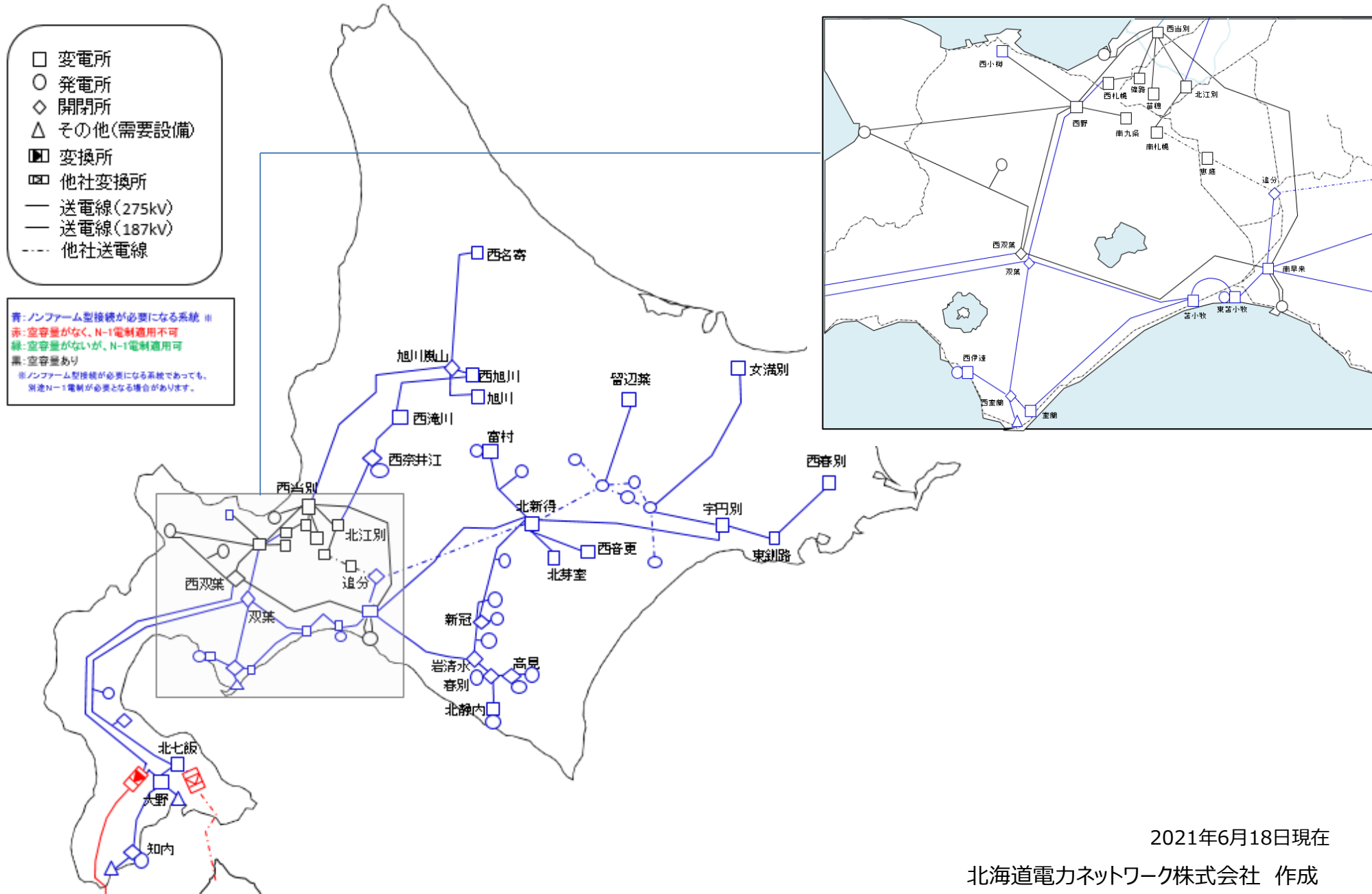


電源構成：2019年9月17日現在

マップ：2021年6月22日現在

東京電力パワーグリッド株式会社 作成

(参考) 北海道エリアにおけるノンファーム接続の対象となっている系統



混雑地域の電源に下げ指令を実施する仕組み及びその精算価格について

混雑地域における下げ指令を実施する仕組み及びその精算価格について

- 再給電の仕組みにおいては、一般送配電事業者は混雑系統内の電源に対し下げ指令を出し、混雑系統外の電源に同量の上げ指令を出して混雑を解消する。
- 混雑エリアの下げ指令については、資源エネルギー庁の審議会において以下の順番で行うと整理されている。これらのうち電源Ⅰ・Ⅱ及び電源Ⅲについて、再給電による混雑処理が効率的に（社会全体としてのコストが最小となる形で）実施されるようにするためには、以下の2点が重要となる。
 - ① 下げ指令に応じた際の精算価格（kWh価格）が、コストベースで登録されること。
 - ② 一般送配電事業者が、上述①のkWh価格の高いものから下げ指令を行うこと。（メルिटオーダー）

2021年6月 第33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

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に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。

(参考) 再給電方式による混雑処理のイメージ②

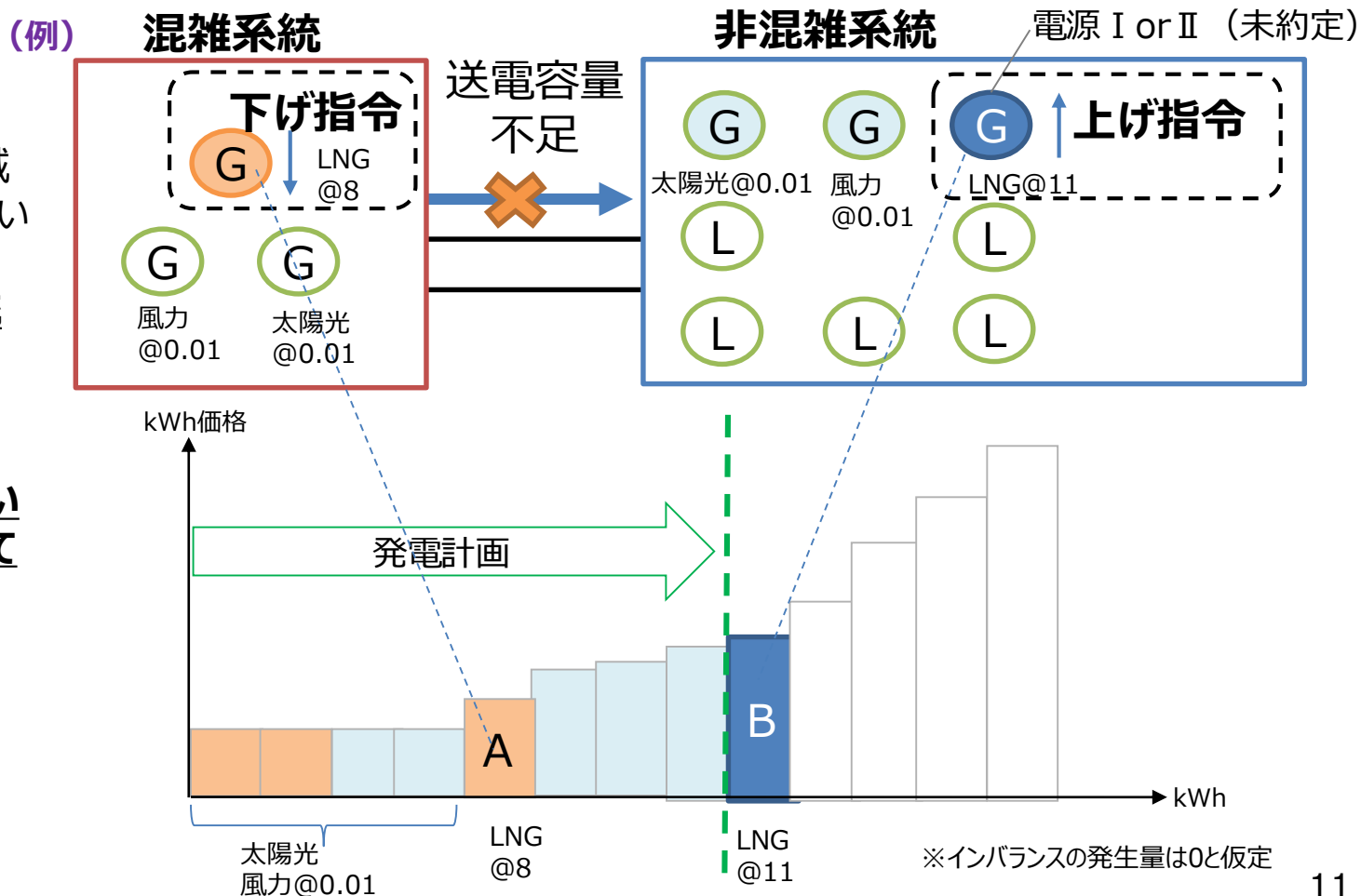
- 混雑処理が必要になった場合、一般送配電事業者は登録された各電源のkWh価格に基づきメリットオーダーで下げ・上げを指令。
- 混雑地域の電源については、下げ指令時のkWh価格を限界費用ベースで登録（具体的な仕組みは、需給調整市場における価格規律を踏まえつつ、今後検討）。

【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**。

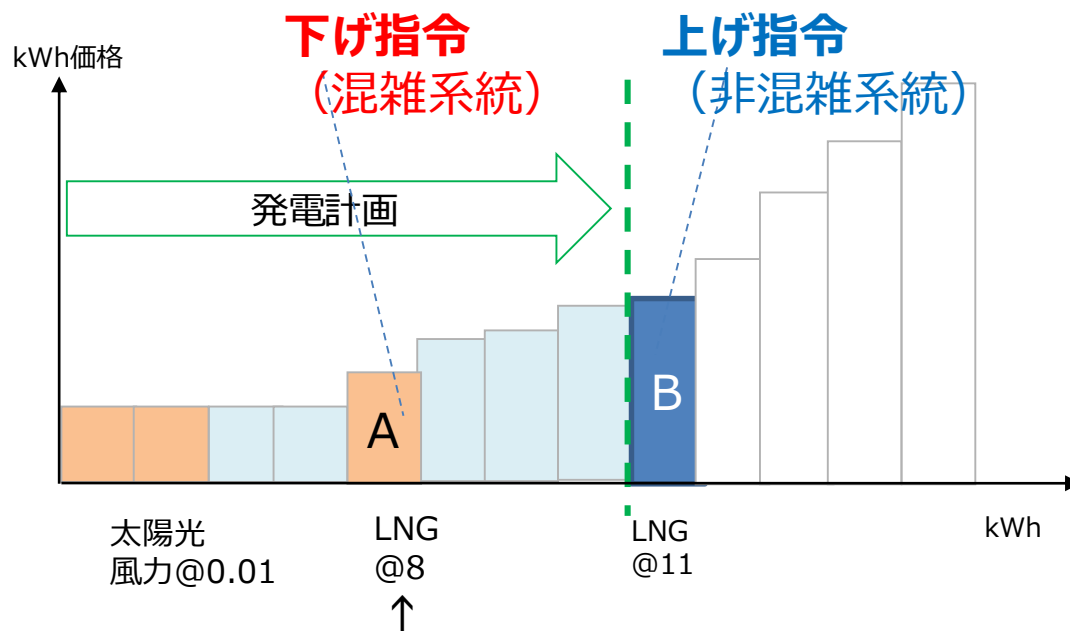
②同時に、**非混雑システムの最も安い単価の電源B（11円）に対して上げ指令**

↓
**一般送配電事業者に
価格差3円×指令量
の費用が発生**



混雑エリア内の電源の下げ指令価格（kWh価格）がコストベースで登録される仕組みについて

- 混雑エリアにおいて電源間の競争が十分であれば、各電源には、出力を1kWh下げた場合に削減できるコスト（すなわち限界費用）をベースに下げkWh価格を登録することが利潤を最大化する行動となり、特に規制等がなくとも、競争を通じてコストベースでのkWh登録が促されると考えられる。
- しかしながら、**混雑エリアにおいては、電源の数が少なく、十分に競争的でないケースも多いと考えられるため**（市場支配力の行使が懸念されるため）、**下げkWh価格がコストベースで登録されるよう、何らかの規律付けが必要**と考えられる。



下げ指令を受けた電源は、下げ指令kWh価格×指令量を、TSOに支払う。

混雑地域の電源の下げ指令価格（kWh価格）に関する規律のあり方

- 調整力kWhの価格については、当専門会合においてその価格規律のあり方を整理し、「需給調整市場ガイドライン」を建議した。その中で、大きな市場支配力を有する事業者については、事前的措施として以下によりkWh価格を登録するよう要請とした。（次ページ参照）

下げ調整のkWh価格 \geq 当該電源等の限界費用 - 一定額

一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 \times 10%程度）

- 再給電の対象となる混雑地域においては、下げ指令対象となる電源が比較的少なく下げ指令における競争が限定的なケースが多いと考えられる。したがって、混雑地域の下げ指令の対象となる電源全てに対し、上述の式により下げkWh価格を登録するよう要請することが適当ではないか。
 - － 混雑地域におけるシェアが極めて小さい電源があった場合、その電源にも要請することでもいいか。
 - － また、容量確保契約を締結している電源については、例えば下げkWh価格を「限界費用 - 一定額」以上で登録することをそのリクワイアメントなどにもすることも、将来的には考えられるのではないか。
- なお、電源の中には、一旦出力を下げると再立ち上げ等に大きなコストが発生するものもあり、これらについては、下げkWh価格においてそのコストも考慮することが合理的。電源によってさまざまなケースがあり得ることから、こうした電源があった場合には、kWh価格のあり方について個別に整理することとしてはどうか。（必要に応じて本会合でご審議いただく。）

Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力 kWh 市場

(1) 予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 \leq 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 \geq 当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 \times 一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としないとなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれていることがあることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合の kWh 価格の登録については、「代替電源等の限界費用 + 一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。

②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

固定費回収のための合理的な額 (円/kWh)

$$= \{ \text{①電源等の固定費 (円/kW} \cdot \text{年)} - \text{②他市場で得られる収益 (円/kW} \cdot \text{年)} \} \div \text{③想定年間稼働時間 (h)}$$

③「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用 (円/kWh) \times 10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

混雑エリア内のできるだけ多くの電源に下げ指令できるようにしておく工夫

- 再給電の対象となる混雑地域においては電源の数が十分に多くないこともあり得ると考えられることから、契約等に基づき、電源Ⅲを含むできるだけ多くの電源が下げ指令を受けられるようにしておくことが重要。
- 現状、電源Ⅰ及び電源Ⅱについては、調整力の契約に基づいて、一般送配電事業者が下げ指令をすることができる。（登録したkWh価格で精算）
- 電源Ⅲについては、調整力としての契約はなく、託送供給等約款より給電指令として下げ指令できるとされているが、再給電のために指令できることが明確化されておらず、また、インバランス料金での精算が基本とされている（次ページ参照）。また、オンライン化も課題。
↓
- 混雑地域の電源Ⅲについては、オンライン化を促進するとともに、再給電の際に下げ指令を出すことができることを明確化するため、託送供給等約款に明記する又は別途の契約を締結する等、工夫することとしてはどうか。
 - 登録されたkWh価格で精算することや、kWh価格の登録のタイミングなどの手続きについても規定
 - 価格の登録のタイミングは、月一回を基本としつつ電源の事情も考慮して両者協議の上決定することとするのが合理的か
- また、混雑地域で上げDRを募集し、電源の下げkWhよりも高価格で需要増kWh価格を登録する者があればそれを先に指令する（メリットオーダーで指令）、といったことも検討すべきと考えられる。

(参考) 託送供給等約款 (東京電力PG) <抜粋>

38 給電指令の実施等

(1) (略)

(2) 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ 当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合

ロ 当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合

ハ 系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電または水力発電を抑制する必要性が生じた場合

ニ 振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) ～(9) (略)

25 給電指令時補給電力

(1) (略)

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適用範囲

38 (給電指令の実施等) (5)または(6)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30 (電力および電力量の算定) (18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづき**インバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額**とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

新たな託送料金制度における再給電 費用の取扱いについて

新たな託送料金制度における再給電費用の取扱いについて

- 再給電による混雑処理を実施することによって一般送配電事業者に発生する費用は、一般負担として託送料金を通じて回収することと整理した。
- この費用については、以下の理由から、2023年度より導入される新託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、実際に発生した費用を事後的（翌期など）に託送料金に上乗せして回収する仕組みとすることが適当と考えられる。
- この旨、新たな託送料金制度の詳細設計を行っている料金制度専門会合に伝えることとしたい。

一般送配電事業者に発生する再給電費用の特徴

- ①一般送配電事業者の努力によって費用を削減することが難しい。
 - － 混雑処理すべき量は主に混雑地域における電源の接続量及びそれらの発電計画によって決定される。
 - － 混雑処理の単位当たり費用は、各電源の下げkWh価格と上げkWh価格に依存する。
- ②事前にその費用の規模を見積もることが難しい。



一般送配電事業者に発生した費用は、事後的（翌期など）に託送料金に上乗せして回収する仕組みとすることが適当。（運用状況を見て、必要があれば見直し。）

※現在、レベニューキャップ制度の詳細設計の検討において、一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用や効率化が困難な費用については「制御不能費用」と分類し、実績費用を事後的に収入上限に反映して回収する仕組みとする方針とされている。

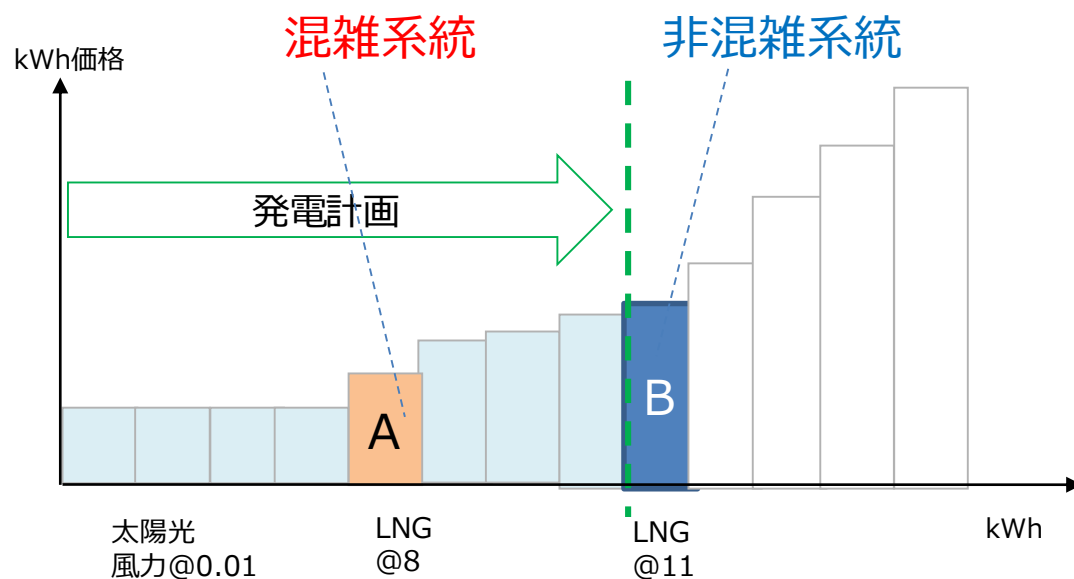
(参考) 再給電により一般送配電事業者が生じる費用

- 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。

再給電による費用 = (上げ指令のkWh価格と下げ指令のkWh価格の差) × 指令量

※将来的には、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(ΔkW費用)も発生する可能性もあるが、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、現状の調整力で対応すると整理されている。

上げ指令のkWh価格と下げ指令のkWh価格の差のイメージ



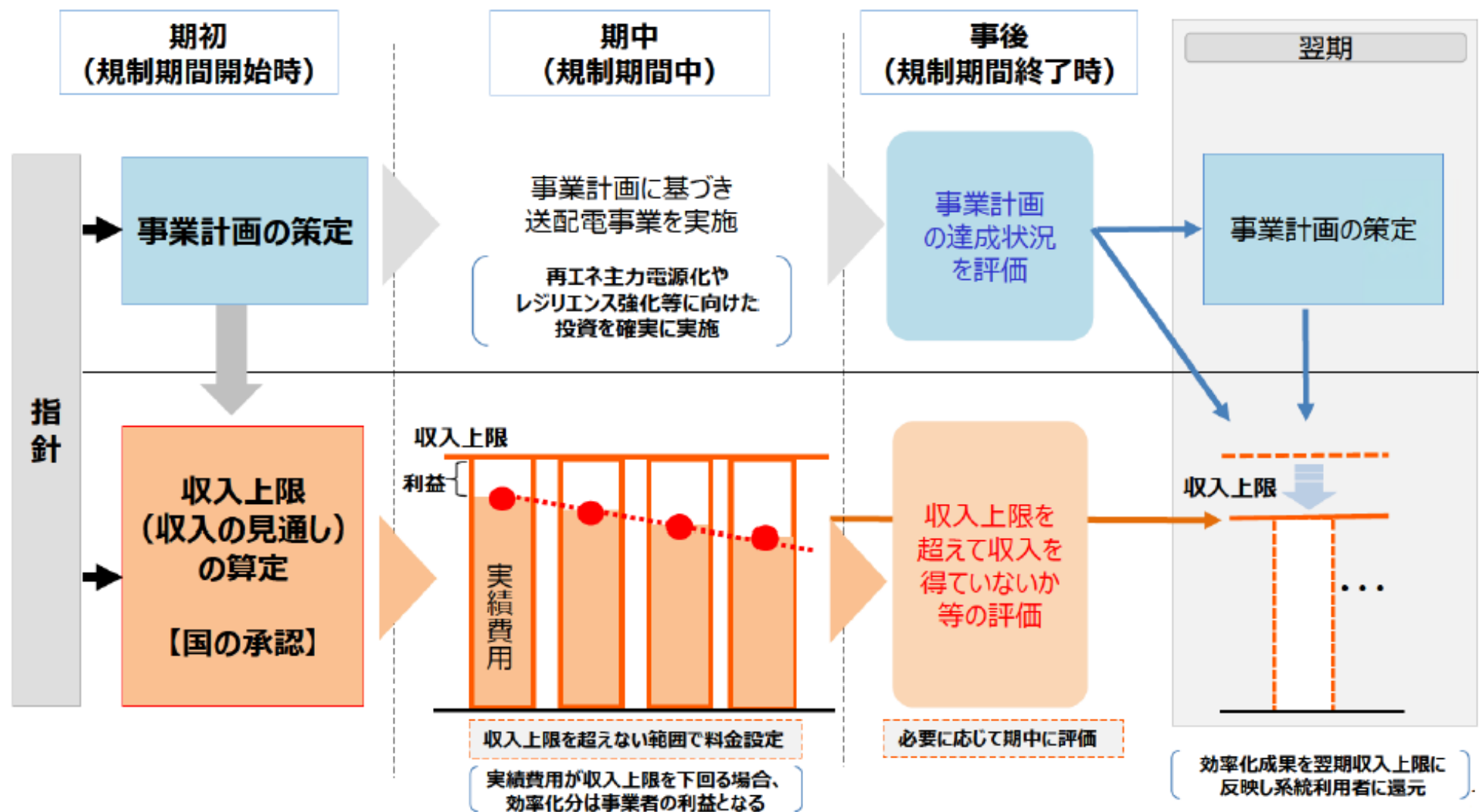
- ①一般送配電事業者は、混雑系統内の最も高い単価の**電源A (8円)**に下げ指令。
- ②同時に、非混雑系統の最も安い単価の**電源B (11円)**に対して上げ指令



一般送配電事業者に
価格差3円×指令量の費用が発生

(参考) レベニューキャップ制度の全体像

- 新しい託送料金制度では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



(参考) 制御不能費用について①

2020年10月 第3回 料金制度専門会合 資料3

- 一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用や、効率化が困難な費用については予め制御不能費用と定義した上で、実績費用を収入上限に反映し回収することとしてはどうか。
- 具体的には、以下の条件、基準に基づいて対象を選定してはどうか。

<制御不能費用の対象条件>

前提条件

費用算定が可能な費目であるもの
(合理的な方法で費用算定を可能とするため)

<前提条件に加えて、以下のいずれかの基準を満たすものを制御不能費用の対象としてはどうか。>

基準①

費用変動が外生的に発生する費目
(量・単価の両方が外生的な要因によって変動するもの)

基準②

合理的な代替手段が無く、一般送配電事業者の努力による効率化の取り組みが困難と判断した費目

再給電の費用とインバランス対応の費用とを切り分けるための計算ルールについて

再給電の費用をインバランス対応の費用と切り分けるための計算ルール

- 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必要。
- 非混雑地域の上げ指令に用いられるエリア内運用調整力は、混雑対応だけでなく時間内変動対応やインバランス対応にも用いられることから、混雑対応分の切り分けが必要となるが、以下の簡易な方法により計算することとしてはどうか。（実務上の課題や運用状況を見て、必要があれば見直し）

混雑対応の上げ指令の費用 = 再給電の指令電力量(kWh) × 上げ指令の単価(円/kWh)

再給電の上げ指令電力量 (kWh)

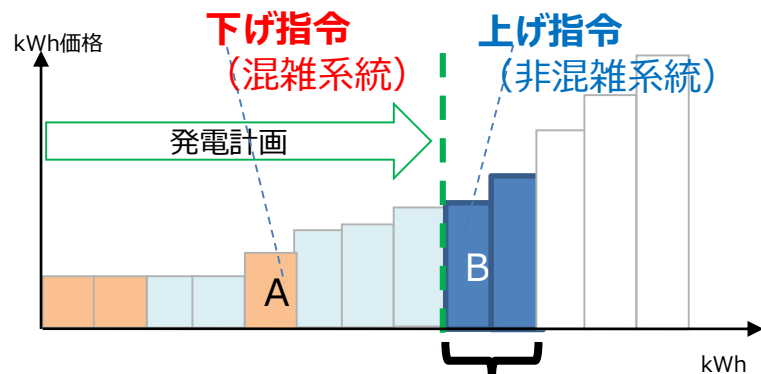
再給電の上げ指令量は混雑地域における下げ指令量と同量であったとみなす。

→ 再給電の上げ指令電力量は、混雑エリアにおいて一般送配電事業者が混雑対応のために下げ指令を出した電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの（発電電力量の実績値－発電計画値）の合計値、とする。ただし、KJCで下げ指令が出ていた場合はその量を除く。

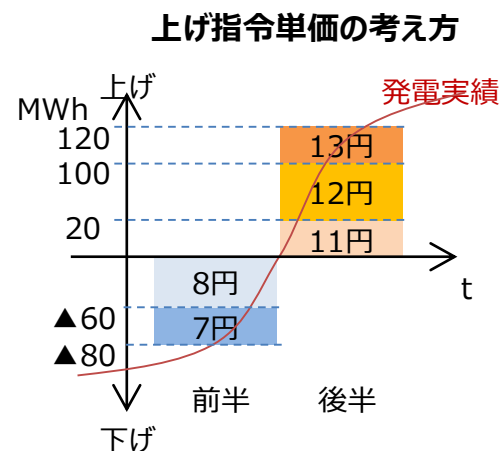
非混雑地域の上げ指令の単価 (円/kWh)

上げ指令については、時間内変動対応／インバランス対応／混雑対応ものが混ざっているが、いずれも同じ単価であったと考える。

→ 再給電の上げ指令のkWh単価は、そのコマのエリア内運用で指令された上げ指令調整力の加重平均単価とする。



上げ指令は、インバランス対応等の分も含まれることから、混雑対応分の費用の切り分けが必要。



コマ内で上げ下げ両方あった場合も、上げ指令調整力の加重平均価格とする。
（混雑対応と時間内変動対応・インバランス対応は同じ単価であったと考える。）

(参考) インバランス収支の計算におけるエリア内運用調整力のkWh価格の算定方法

2020年7月 第49回 制度設計専門会合 資料3

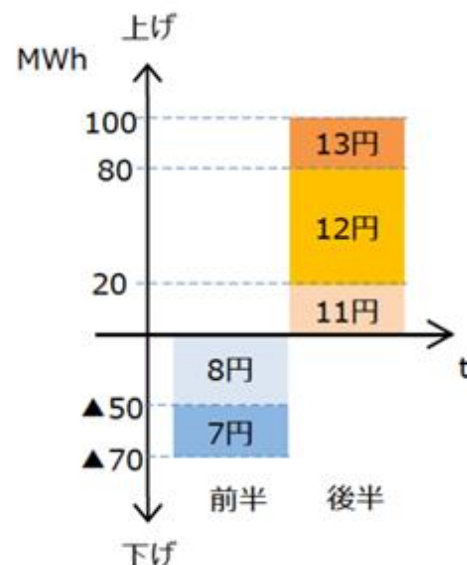
- エリア内運用調整力のkWhコストのうち、インバランス対応分の計算方法は、エリア内運用調整力の上げ下げ相殺後のkWhに、コマ毎の稼働した上げ（下げ）調整力の加重平均kWh単価を乗じて計算する。（コマごとに計算）

★算出方法

インバランス対応の調整力の
kWhコスト
⇒インバランス収支に計上

Aエリア	Bエリア	Cエリア	
15分前までに予測されたインバランス	15分前までに予測されたインバランス	15分前までに予測されたインバランス	①広域運用調整力
15分前までに予測されなかったインバランス	15分前までに予測されなかったインバランス	15分前までに予測されなかったインバランス	②エリア内運用調整力
時間内変動	時間内変動	時間内変動	

(例) あるコマのエリア内で稼働した調整力



上げ30MWh（上げ100MWh、下げ70MWh）

<内訳>

①広域運用調整力（他エリア向け）（上げ）20MWh

②エリア内運用調整力（上げ）10MWh

←差し引きで算出

・予測されなかったインバランス対応調整力（上げ）10MWh

・時間内変動（上げ）70MWh（下げ）▲70MWh

←上げ下げ同量と仮定

上げ調整加重平均単価 @12円

$(@11 \times 20\text{MWh} + @12 \times 60\text{MWh} + @13 \times 20\text{MWh}) \div 100\text{MWh}$

15分前までに予測できなかったインバランスに対応するコスト @12×10MWh=120千円