

需給調整市場について

2017年11月10日

資源エネルギー庁

本作業部会における需給調整市場に関する論点（1 / 2）

- 以下の各論点については、第11回制度検討作業部会において議論を行った。

論点		概要
需給調整市場の基本コンセプト	①需給調整におけるメリットオーダーの考え方	需給調整に当たっては、 ΔkW とkWhの調達・運用が必要となる。二つの要素をそれぞれどのように最大効率化すべきか。
	②需給調整市場の商品区分	需給調整業務上の二ーズ等を踏まえて、どのような調整力の種類が必要かを踏まえ、基本的な商品の区分を定める。
	③広域化による効率化の在り方	需給調整におけるメリットオーダーを追求する上で、調整力の広域的な調達・運用をどのように実現するか。
	④需給調整市場の開場時期の在り方	経済性と確実性の両立のために、実需給前のどの時点で需給調整市場を開場し、調整力を確保すべきか。
	⑤需給調整市場の適切な管理運用（参入要件・ペナルティ、監視等）	調整力の確実性の担保と市場への参入事業者を増やすという観点から、需給調整市場参入に際して求められる参入要件・ペナルティや市場支配力に対する監視をどのように考えるか。

第11回制度検討作業部会で議論した論点

本作業部会における需給調整市場に関する論点（２／２）

- 本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。（⑥、⑦、⑩）
- その他の論点については、広域機関での検討状況等も踏まえて、別途、御議論いただくこととしたい。

	論点	概要
詳細	⑥需給調整市場の商品設計	多数の事業者による参画が可能な、効率的な調整力構成を実現するために、商品設計をどうするか。
	⑦需給調整市場の調達・運用方法	エネルギー市場等との前後関係も踏まえ、調整力の保有者からどのように調整力を調達し運用するか。
	⑧容量市場との関係	容量市場において確保した容量を、需給調整市場においてどのように活用していくか。
広域化	⑨広域的な調整力の調達・運用方法	連系線制約、各社中給からの指令等の技術的課題を踏まえ、どのようなかたちで運用を広域化していくべきか。
	⑩広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方	複数の一般送配電事業者、発電事業者等の参画する市場は、卸電力市場とは異なる運用となる中、どのような入札・約定が行われるべきか。
付随	⑪調整力コストの負担のあり方	需給調整市場創設後の調整力コストの負担はどうあるべきか。

本日御議論いただきたい論点

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

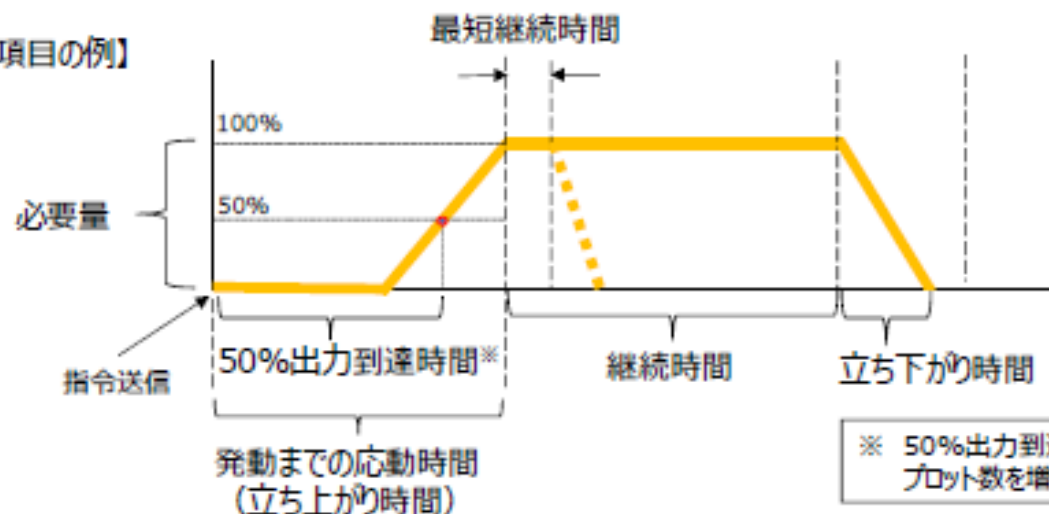
※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない

発動までの応動時間と継続時間について

13

- 「発動までの応動時間」と「継続時間」の基本的な考え方は以下のとおりで良いか。
 - 発動までの応動時間(立ち上がり時間): 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
※ 指令受信までに要する時間
+ 指令を受信してから出力を変化し始めるのに要する時間
+ (出力変化幅/変化速度)に相当する時間
 - 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
- 要件設定の一例として下図のような項目が考えられる。立ち上がり時間のみを要件化すると、急峻に出力増するものも許容することになるため、海外事例等も参考に、指令を検出から出力50%に到達する時間等も要件化する必要があるか(例示した項目以外にも要件化すべき項目を検討)。
- なお、供出時間(落札した時間帯)内において繰り返し出される出力変更の指令に応じて、出力を変更できることが必要。

【要件必要項目の例】



※ 50%出力到達のみで不足する場合は規定する
プロット数を増やす等の対応が必要

論点⑥：需給調整市場の商品設計（要件評価②）

- 各一般送配電事業者の中央給電指令所（以下、「中給」という。）からの指示により制御される調整力の中で、今後既存電源に加えて様々なリソースの参入が予想される中、この商品区分の中においても、応動時間・継続時間等の違いがある。
- 需給調整を安定的に行う観点から、各調整電源の応動時間、継続時間の整合は重要であり、これらについては、調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みが必要になるとも考えられる。
- 例えば、こうした調整力の調達にあたり、入札価格に各要件に係る評価を反映した係数を乗じ、これを入札電源等の価値として総合的に評価することも一案と考えられる。
- なお、どのような調整係数とするか等については、電源等の性能を踏まえた技術的な検討が必要であることから、広域機関において詳細を検討することとしてはどうか。

< 応札電源の評価（イメージ） >

$$\text{応札電源の評価} = \text{入札価格} \times \alpha$$

α ：性能に応じた調整係数

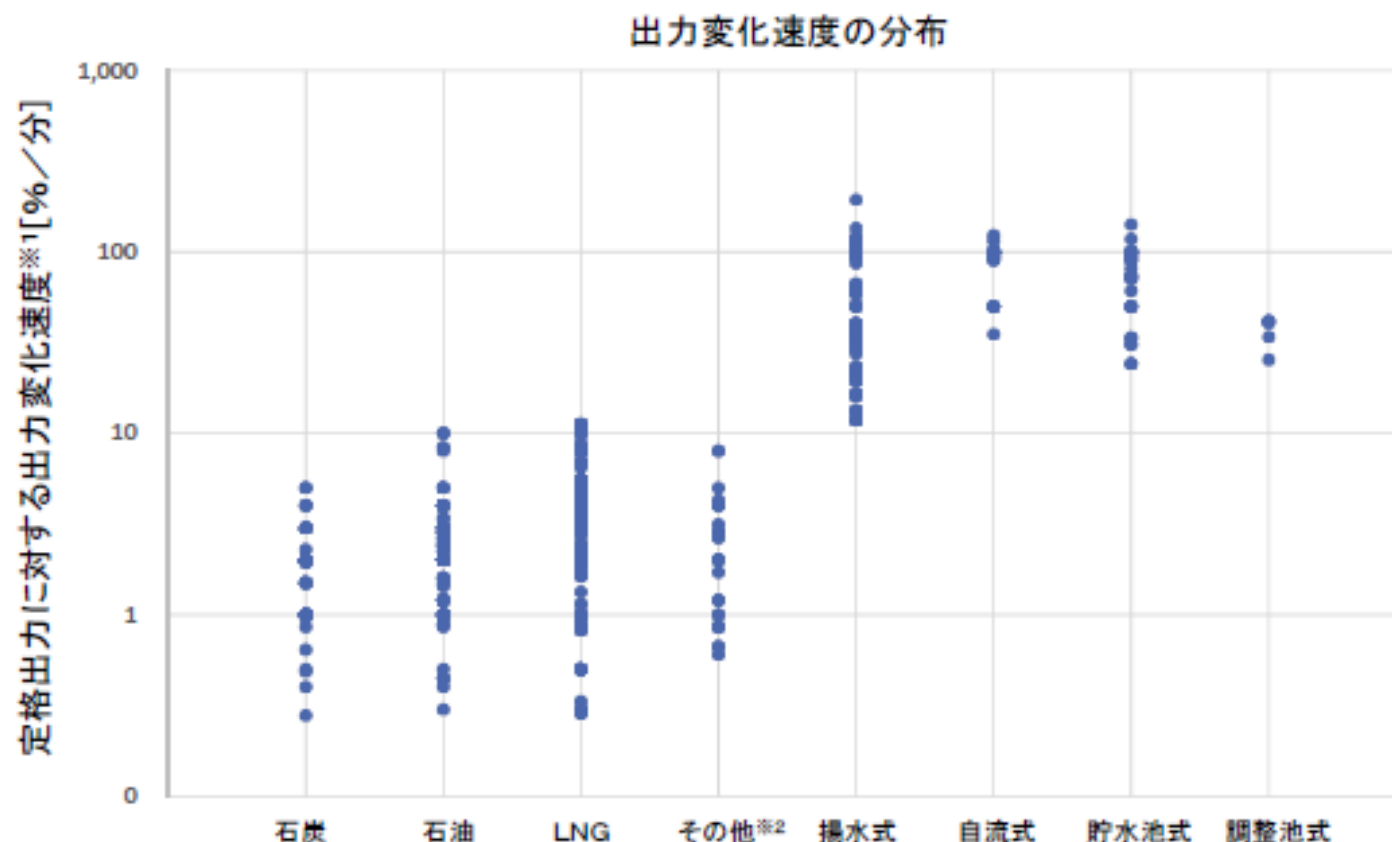
※ 今後の検討状況によっては、調整係数が複数となることもありうる

2-2. 電源 I 等のスペック

19

(2) 火力発電、水力発電の出力変化速度の分布

- 2017年度の調整力の確保に関する計画における電源 I、II の出力変化速度の分布は下図の通りである。
- 火力発電より水力発電の方が出力変化速度が速い傾向がある。



論点⑥：需給調整市場の商品設計（特定地域立地電源の取り扱い）

- 調整電源等の中には、一般的な調整力とは別に、ブラックスタート電源（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できる電源）や電圧調整電源（近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす電源）のような特定の地域に立地していることが系統安定化上重要な電源（以下、「特定地域立地電源」という。）も存在する。
- こうした特定地域立地電源は、例えば、①ブラックスタート電源は、その能力を有する発電所が限定的であり、限られた発電所でないと機能が提供できない、②電圧調整電源は、電圧調整が特に必要な地点が特定されているといった特徴がある。
- こうした特定地域立地電源の特徴を踏まえ、特定地域立地電源については、各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討することとしてはどうか。
- なお、特定地域立地電源の調達期間等の詳細な設計については、実務作業のフローなどを踏まえ広域機関において引き続き検討することとしてはどうか。

＜ブラックスタート発電所の箇所数＞

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

2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋

＜電圧調整電源（調相運転）の箇所数＞

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。）。

水力発電機による調相運転：夜間の軽負荷時に、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。

※電圧調整電源については、調相運転以外に特定の地点において電圧上昇のために運転に役立つものも存在

2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋

需給調整市場におけるブラックスタート、電圧調整等の扱いについて

34

- 需給調整市場はΔkWを取引の対象としているため、ブラックスタートや電圧調整のような特殊な機能を取引する市場ではない。
- 容量市場ではこういった機能について特段の配慮は検討されていない。
- 必要な機能、量は年初段階から通年でわかっていることから、年初に一般送配電事業者が調達することでどうか。

(参考) 中部電力におけるブラックスタート機能の公募

35

平成29年度 ブラックスタート募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力)抜粋

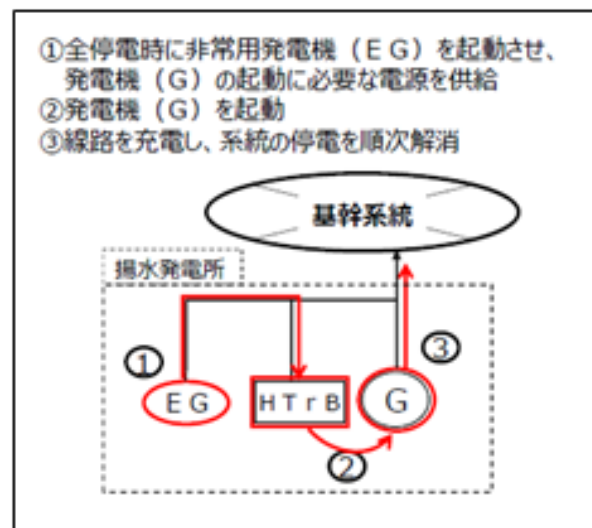
(1)全系統ブラックスタート

- ・当社電力系統の全停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく対象の発電設備(以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。)の起動を行い、停電解消のための発電を行うことをいいます。

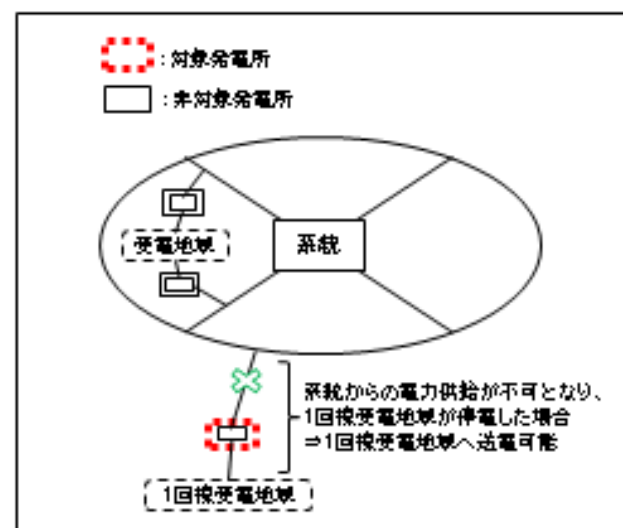
(2)一部系統ブラックスタート

- ・当社電力系統のうち系統末端かつ1回線受電地域の停電時において、外部電源より発電された電気を受電することなく契約電源の起動を行い、下記の対象系統の停電解消のため、自らの発電所のみで当該系統に適正な周波数で需要に応じた電力供給を行うことをいいます。

ブラックスタート手順イメージ



一部系統ブラックスタート発電所



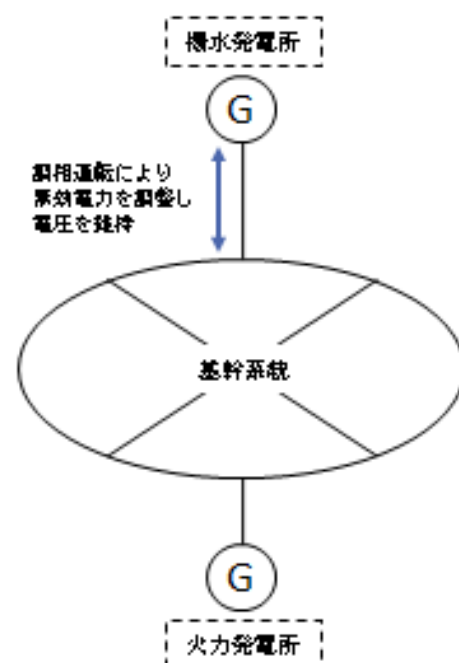
(参考) 中部電力における電圧調整機能の公募

36

平成29年度 調相運転募集要綱 (平成29年10月11日 中部電力)抜粋

調相運転

- ・当社の電力系統における電圧を一定範囲に維持することを目的に、対象の発電設備(以下「契約電源」といい、契約電源の単位は発電所といたします。)において、有効電力の供給または吸収を行うことなく(無効電力の供給または吸収に必要な有効電力の吸収は除きます。)、無効電力の供給または吸収を行うことをいいます。

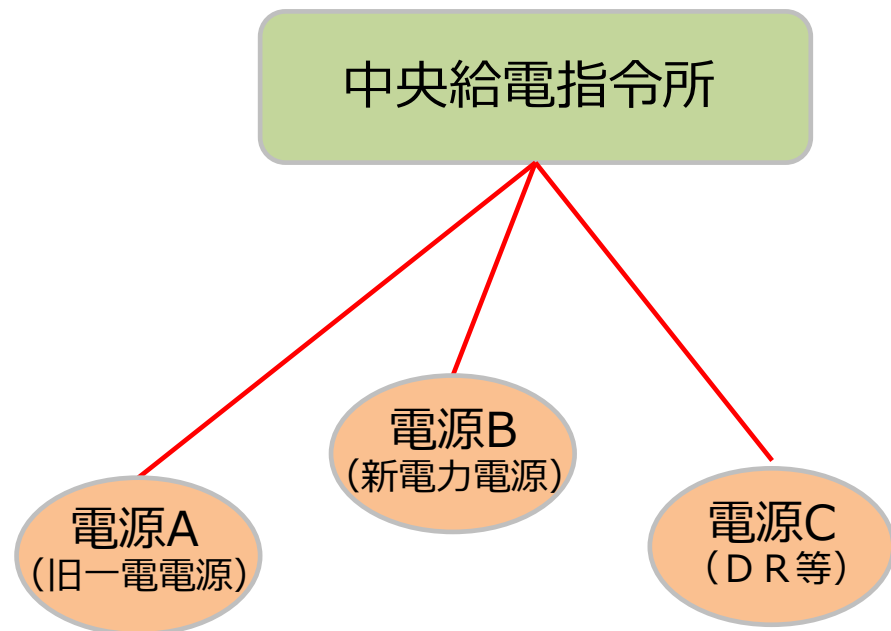


出所)電気料金審査専門会合(第7回) 資料5-4をもとに作成
(http://www.emsc.metigo.jp/activity/emsc_electricity/pdf/007_05_04.pdf)

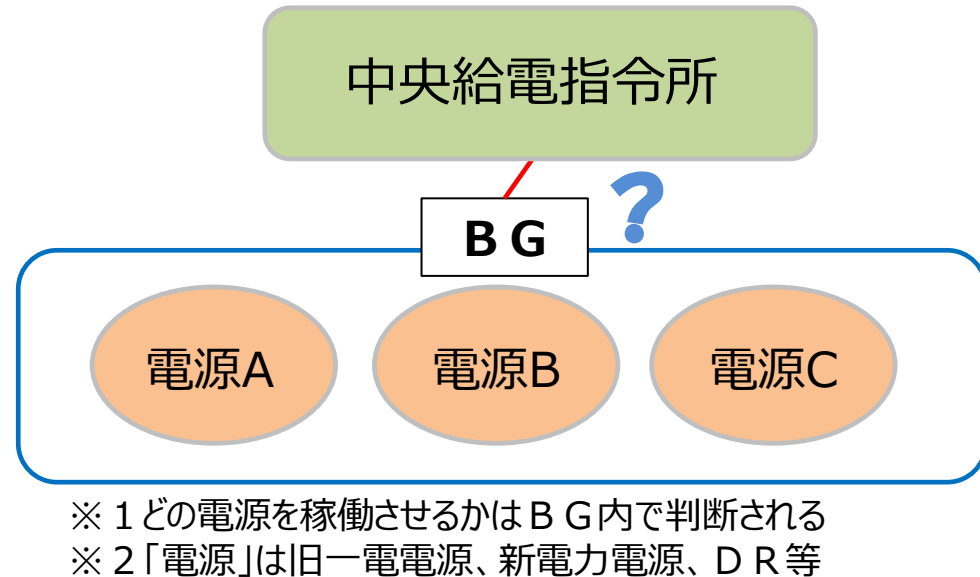
論点⑦：需給調整市場の調達・運用方法（応札・契約単位①）

- 実需給断面において、調整力がきちんと周波数調整に寄与したかどうかを監視する目的等から、落札された調整力は中給との紐付けがなされた上での契約が必要となる。
- 応札・契約単位としては各電源単位やBG（バランシンググループ）単位が考えられるところだが、BG単位の契約ではBG内の電源等が適切に稼働し、全体として調整力が確保されているか把握しにくくなるおそれがある。
- 調整電源の稼働実績を適正に把握し安定的な需給運用を行う観点から、応札・契約単位としては原則電源単位としてはどうか。
※複数調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる可能性があるもの（同一水系の水力等）等については、応札・契約単位を別途、技術的に検討する。

＜電源との紐付けイメージ＞



＜BGとの紐付けイメージ＞



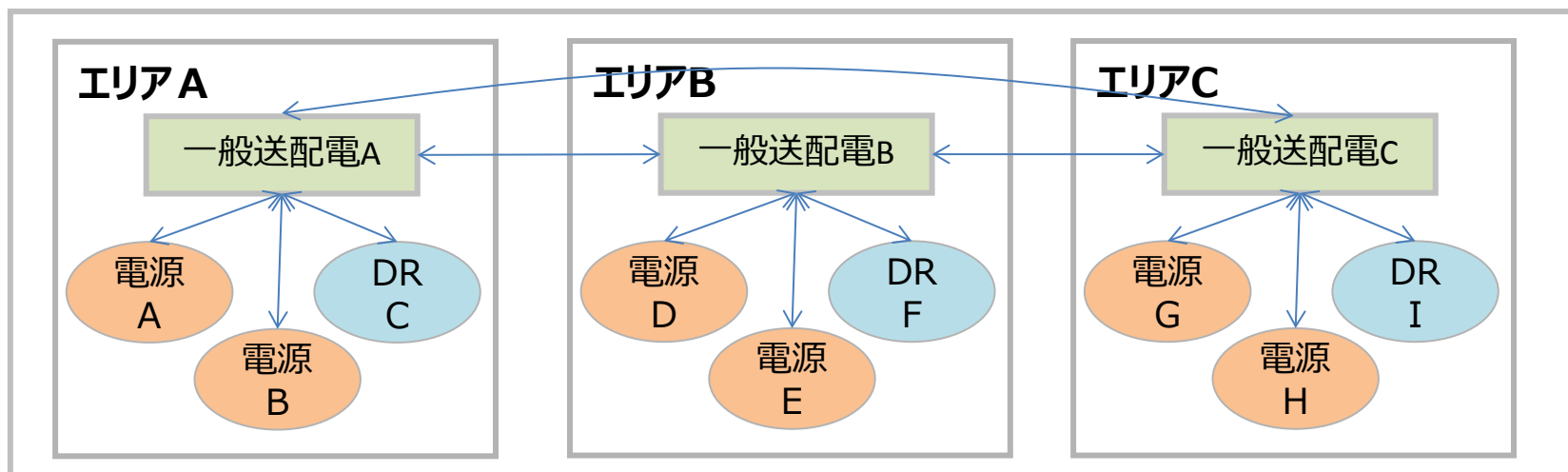
論点⑦：需給調整市場の調達・運用方法（応札・契約単位②）

- 第11回制度検討作業部会での議論のとおり、実運用においては、あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整力（現状における電源Ⅰ相当）以外も含め、発電事業者等の余力（現状における電源Ⅱ相当）も広く活用した上で、基本的にはkWhの安価なものからメリットオーダーに基づいて調整力を活用する仕組みを設けることとしてはどうか。
- なお、 Δ kW調達後、電源トラブル等に対して、電源の差し替えを認めるかについては、その要否も含め、実務状況等を踏まえ広域機関において検討することとしてはどうか。
- また、第11回制度検討作業部会において、一般送配電事業者が調達時に確保する Δ kWについては、 Δ kW価格のメリットオーダーに基づいて落札する調整力を決定するとの議論が行われたところ。
- 他方で、 Δ kW価格を安く入札しておきながらkWh価格は高く設定し、電源を稼働させずに固定収入を得ようとするような市場取引を監視し、防止する観点から、発電事業者等は応札時には電源等の Δ kW価格に加えkWh価格も併せて応札することとしてはどうか。

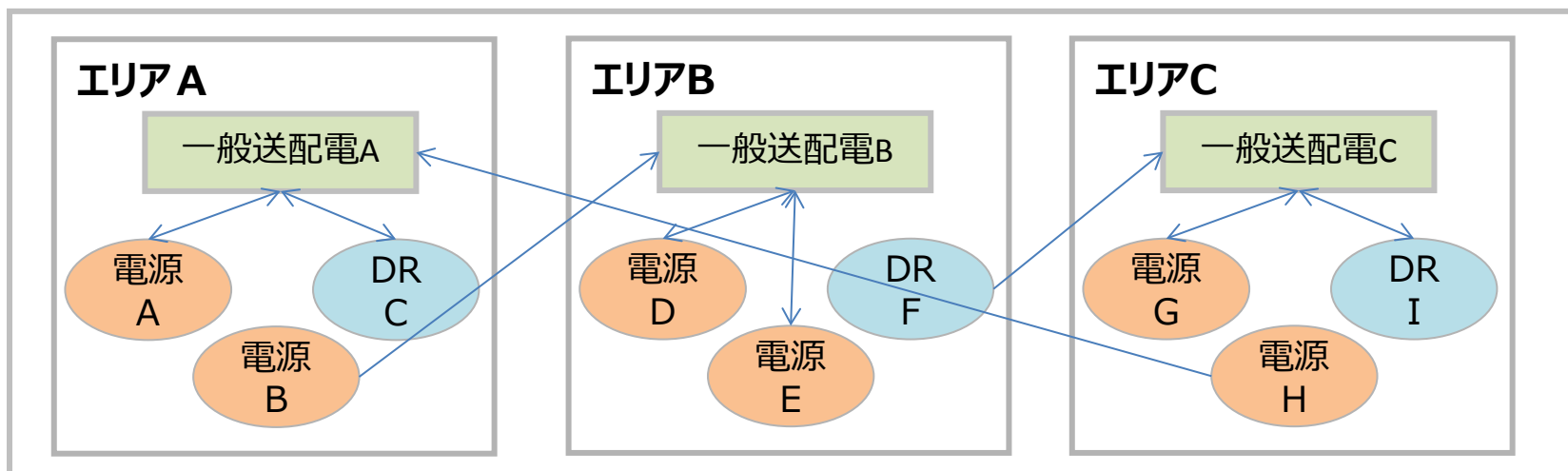
論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（契約形態①）

- 広域化された需給調整市場において、一般送配電事業者と電源等の契約形態については、電源等が立地する一般送配電事業者を経由して契約を締結する方式（モデル1 送配－送配モデル）と、各地域の一般送配電事業者と電源等が直接契約を締結する方式（モデル2 送配－電源等モデル）の2方式が考えられる。

モデル1
(送配－送配モデル)



モデル2
(送配－電源等モデル)

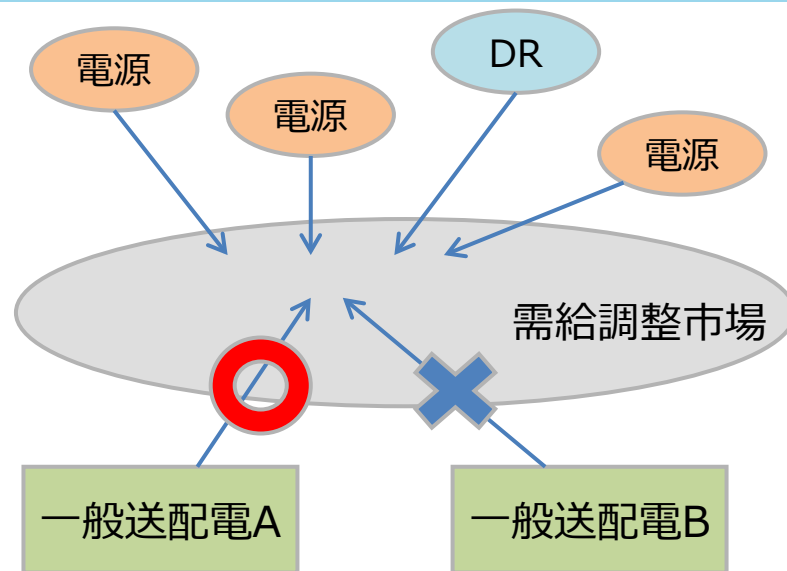


論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（契約形態②）

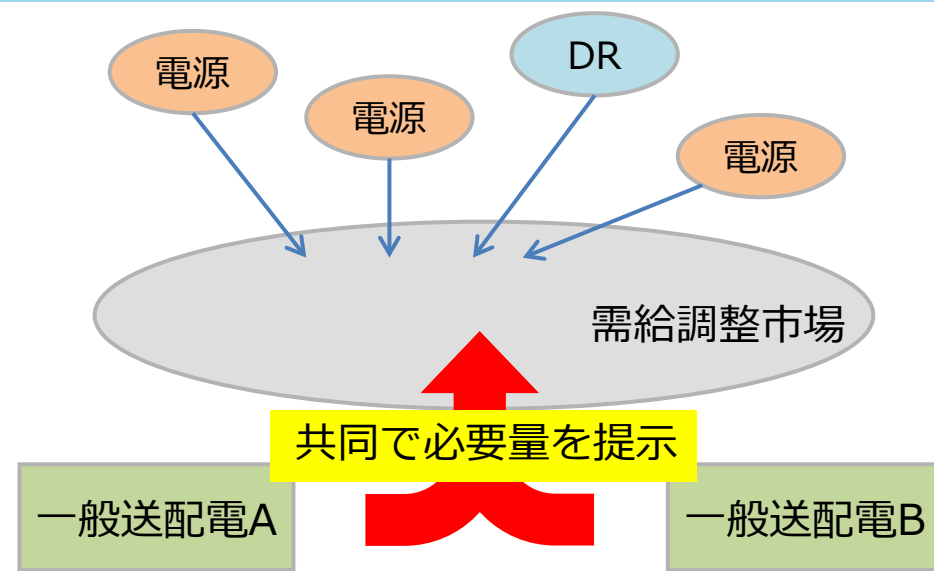
- モデル1（送配－送配モデル）とモデル2（送配－電源等モデル）を比較した場合、2020年においてはモデル1（送配－送配モデル）を基本とすることが適当と考えられるのではないかと。
 - ①少なくとも2020年時点においては、調整力として電源等を起動・制御する際には、エリアの一般送配電事業者から指示を行う運用となると考えられること
 - ②電源等のレベルで調整力のエリア間配分を最適化する本格的な俯瞰的機能が整備されておらず、一般送配電事業者間において簡素なシステム（場合によっては電話・メール等）を介して調整力のやりとりをする運用になると考えられること
- また、モデル1（送配－送配モデル）については、2020年時の暫定的な形態とし、2020＋X年時における形態については、後掲の共通プラットフォームの在り方も踏まえつつ、モデル2（送配－電源等モデル）のような形態以外も含め、改めて検討することとしてはどうか。

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方 (一般送配電事業者の市場における調達の方法)

- 広域的な需給調整市場においては、本来的には、一つの市場に買い手である一般送配電事業者が複数参加することとなる。
- 仮にエリアの一般送配電事業者とエリア内の電源等が契約する仕組み（モデル1：送配－送配モデル）であっても、共同で必要量を提示するとともに、広域的な共通のメリットオーダーリストを共有するなどして、実質的にエリアを越えた調整力の調達・運用を可能とする工夫を行うことが可能と考えられる。



ダブルオークションにより一般送配電事業者間の競争を行う場合、競争に負けて調達出来ない事業者が生じるリスクがある。また、その後の運用を広域化することを踏まえば、事前の確保で一般送配電事業者間に優劣を与える事は適切でない。



エリア間の平準化効果等、広域運用のメリットを踏まえば、予め共同で調達していることが望ましい。
※この時の必要量算出については、その的確性を担保する措置が必要。

(参考) ドイツにおける送配電事業者間の協力 (GCC)

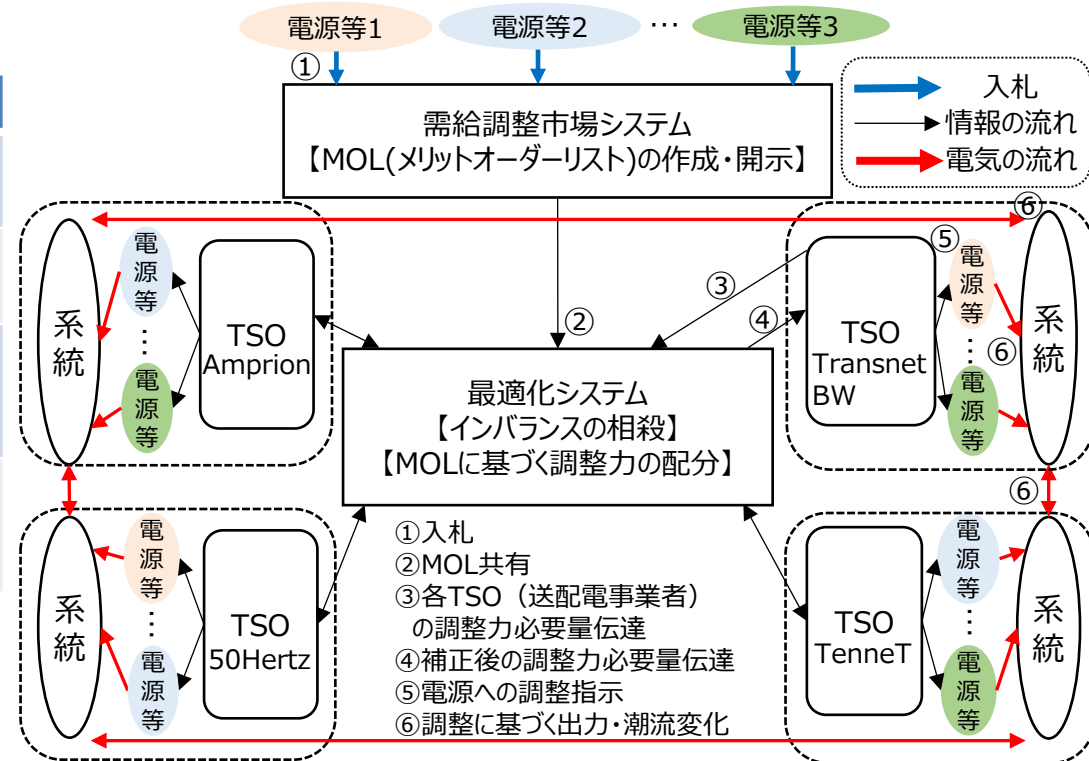
- ドイツにおいては、モデル1 (送配－送配モデル) とモデル2 (送配－電源等モデル) が検討された結果、モデル1 (送配－送配モデル) での一般送配電事業者間の協力 (※) が進むこととなった。
※Grid Control Cooperation(GCC)
- この協力枠組みにおいて、インバランス相殺や送配電事業者経由での統一市場の実現、共通メリットオーダーの創設等の取組を実施

ドイツの送配電事業者間協カスキーム (GCC)

	テーマ	概要
モジュール1	インバランス相殺	送配電事業者間のインバランスを相殺する (2008年12月～)
モジュール2	調整力の相互供給	送配電事業者間で調整力を相互に供給する体制を整える (2009年6月～)
モジュール3	統一市場の実現	エリアの送配電事業者経由で他の送配電事業者と擬似的に接続することで統一市場を創設 (2009年7月～)
モジュール4	共通メリットオーダーリストの創設	関係送配電事業者間でメリットオーダーリストを共有し、安価なものから稼働する調整力を選択 (2009年10月～)

※実施時期については、2次調整力についてのもの

Grande et al. "Alternative schemes for exchange of balancing resources between separate synchronous systems in Northern Europe (SINTEF Energy Research)" (2011年8月)から経済産業省作成

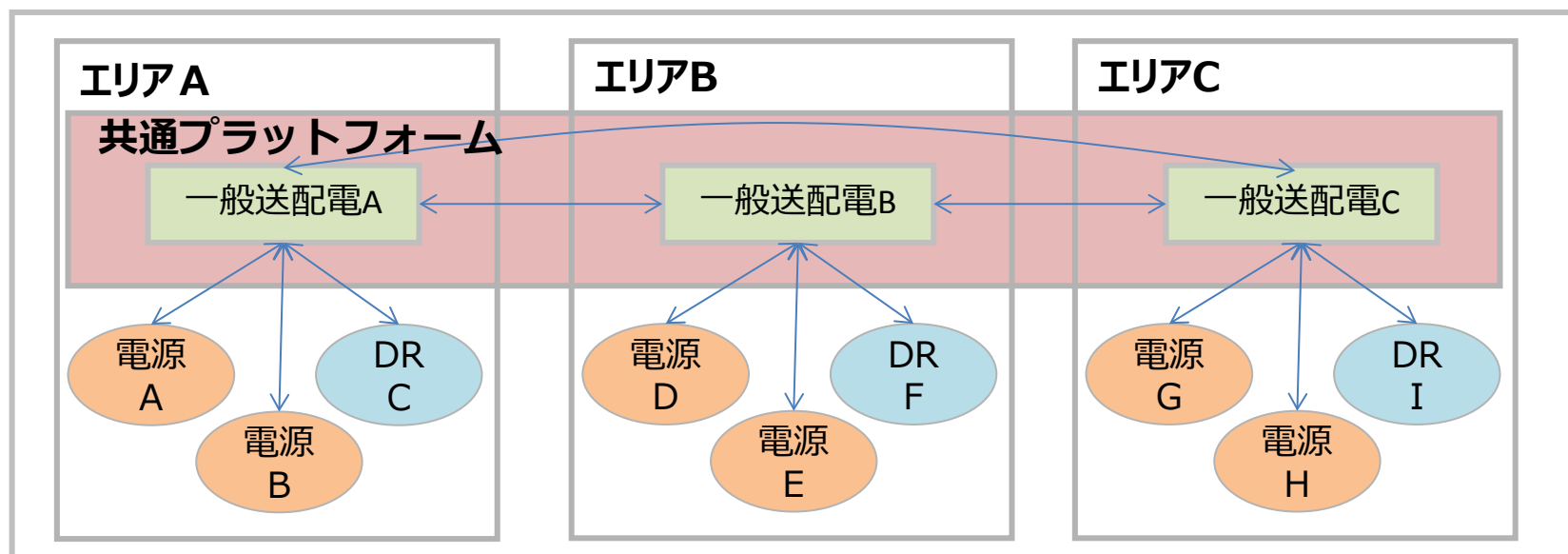


Zolotarev et al. "Grid Control Cooperation –A Framework for Technical and Economical Cross-Border Optimization for Load-Frequency Control" Cigre C2-107, 2012 及びGrande et.alから経済産業省作成

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（共通プラットフォーム①）

- モデル1（送配－送配モデル）をとった場合、各一般送配電事業者がエリア内の電源等と契約を行うこととなる。このとき、各一般送配電事業者が調達や運用のルールを調和させずバラバラに需給調整市場を開設した場合、調整力の広域的運用や、将来的な需給調整市場の更なる広域化の妨げになり、市場システムの開発費の重複や、電源等の対応コスト増加が懸念される。
- このため、2020年に向けては、簡素な共通プラットフォームを開発し、各一般送配電事業者は共通プラットフォーム上で需給調整市場を開設し、調整力を調達することとしてはどうか。
- また、将来的（～2020＋X年）には、活用可能な調整力をメリットオーダー順に確保・発動するなどの俯瞰的機能を共通プラットフォームに追加するなどの増強を行うことが考えられる。

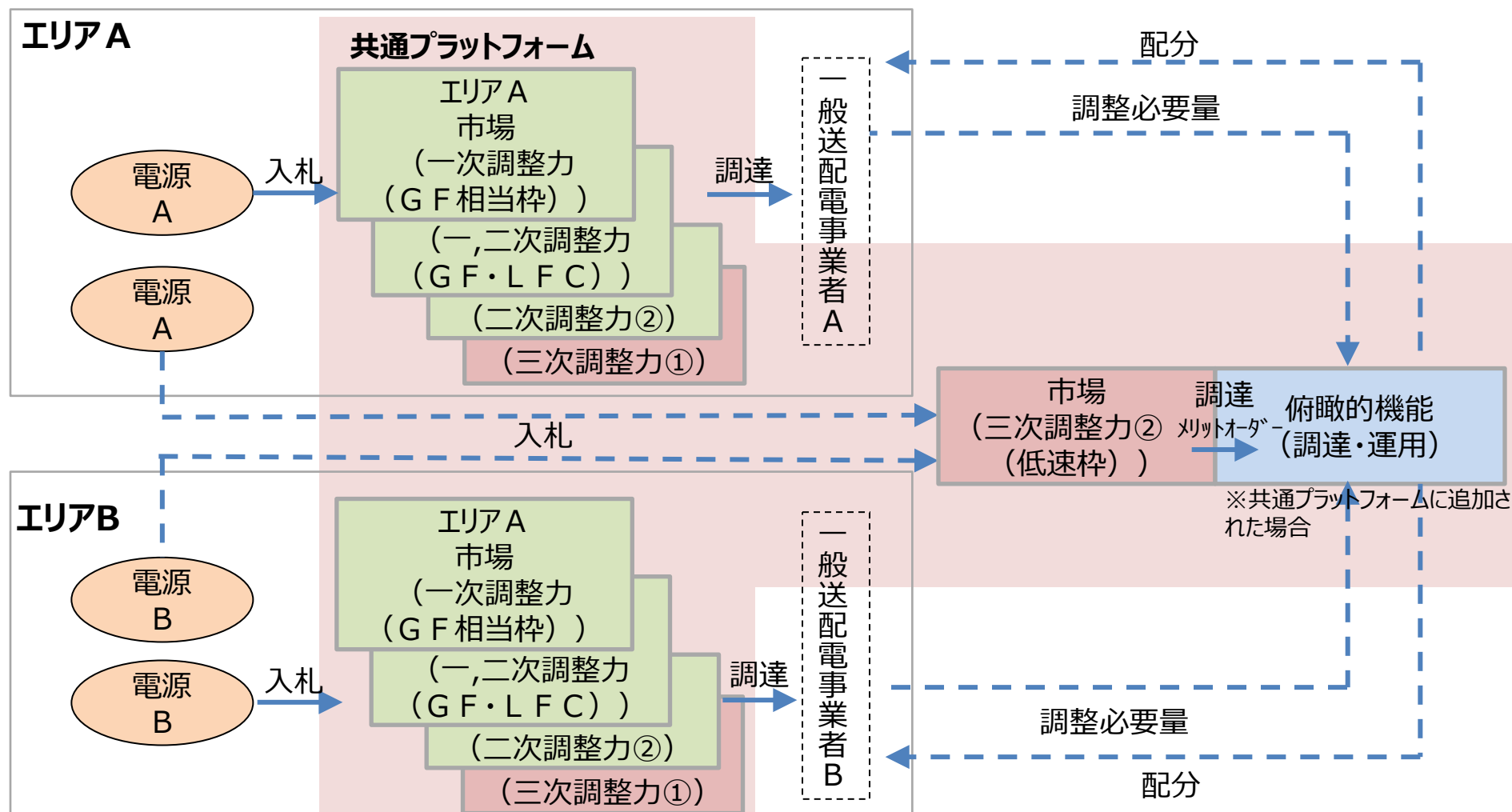
モデル1
(送配－送配モデル)



論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（共通プラットフォーム②）

- 2020年には、三次調整力②（低速枠）のみが広域化することを踏まえると、基本的には各エリアの一般送配電事業者が調達・運用を行いつつ、広域化部分における俯瞰的機能（共通プラットフォームに俯瞰的機能が追加された場合）と並存することが考えられる。

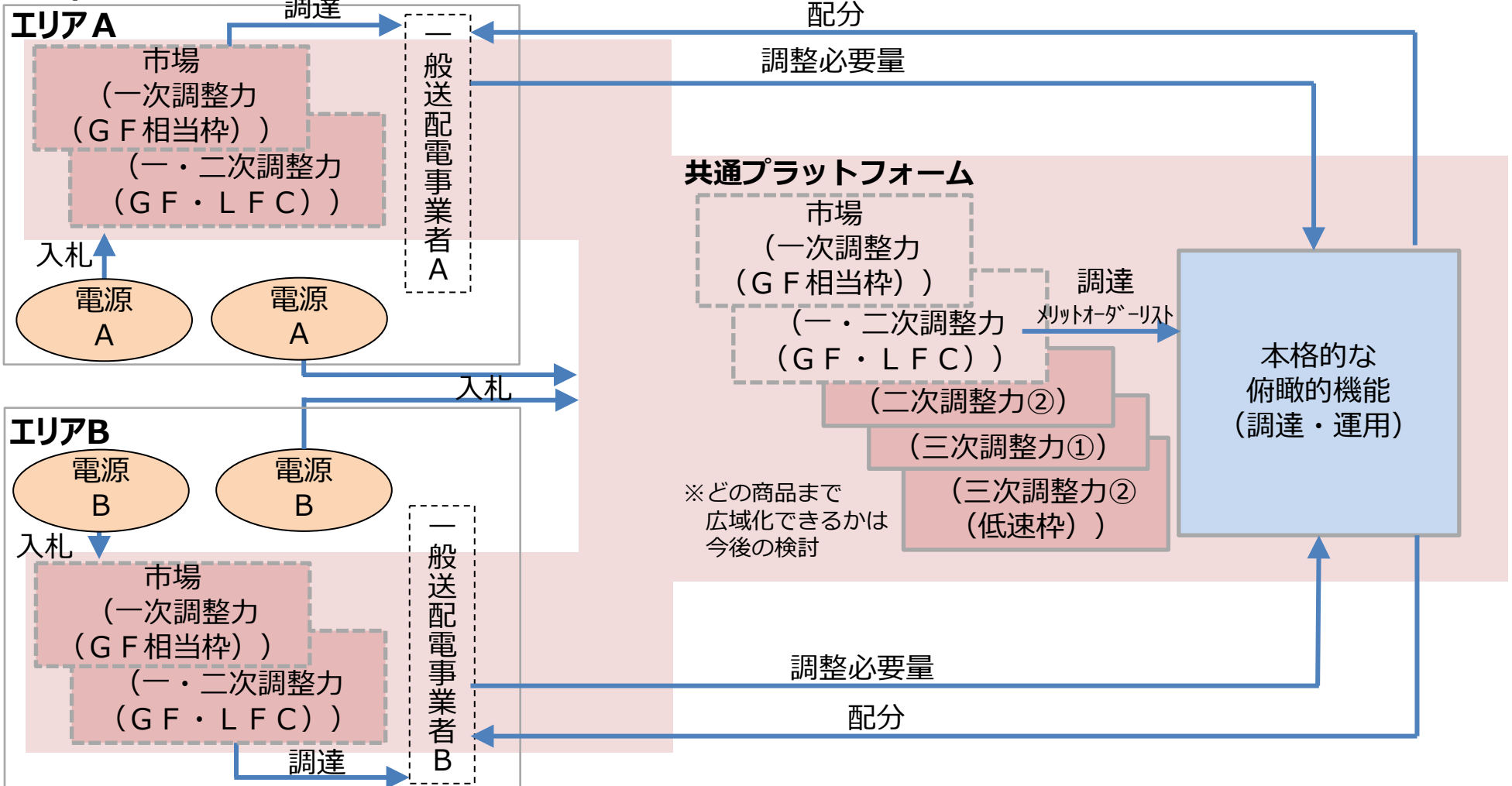
<全体イメージ>



論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（共通プラットフォーム③）

- 2020+X年には、三次調整力②（低速枠）に加え、二次調整力②、三次調整力①などの更なる広域化を目指していくことを踏まえると、広域化部分における俯瞰的機能の在り方が重要となり、更なる検討を深めていく必要があるのではないか。

<全体イメージ>



論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（共通プラットフォーム④）

- 2020年に向けた共通プラットフォームの開発については、品質の高いシステムを構築することにより利益を受ける主体が一般送配電事業者であることや、開発作業が一般送配電事業者の実運用と密接に連携することが想定されることから、一般送配電事業者が開発し、費用負担することが妥当ではないか。
- 具体的には、一般送配電事業者において、代表会社を選定し、開発することとしてはどうか。
- 他方で、開発における透明性を確保するため、システムの仕様等については、本作業部会における検討を踏まえ、広域機関等の場において、開発を担う代表会社が検討状況を報告し、客観的な審議を行うこととしてはどうか。
- また、上記の検討や審議にあたっては、2020年に向けた共通プラットフォームを開発するにあたって、2020 + X年の絵姿に最短で近づけることを常に念頭におきつつ進めることを確認してはどうか。また、それに向けて各事業者における中給のシステム改修の整合性なども確認していくこととしてはどうか。

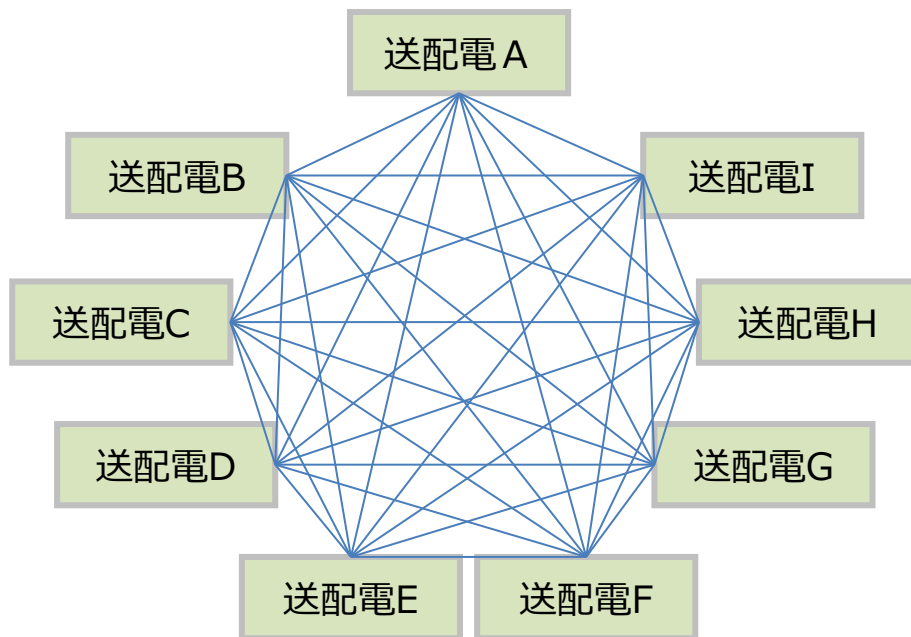
論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（市場開設主体①）

- 2020年に向けて、開発された共通プラットフォームを活用し、需給調整市場を開設するにあたり、市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体を確定させる必要がある。
- この点、主体として、一般送配電事業者、広域機関、JEPXなどが考えられるが、以下の理由から、2020年時点においては、一般送配電事業者が市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体となつてはどうか。
 - ① 共通プラットフォームに将来的に俯瞰的機能（インバランスネッティングや調整力の最適配分）が付与されれば、エリア内の実運用と密接に関係してくること
 - ② 2020年時点での俯瞰的機能は限定的であり、一般送配電事業者による相互調整で運営が可能と考えられること
- 2020年時点で一般送配電事業者が共同で市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体になるとしても、運営を透明化し万全を期すことが求められる。
このため、広域機関において有識者や関係事業者が参加する形で、調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの見直しを検討する委員会を開催するとともに、応札・落札結果などの取引情報を適切に公開するなどの対応をとることとしてはどうか。
また、2020 + X年の需給調整市場の整備やシステム開発に向けた検討についても、最短で実現可能な時期の精査も含め、当該委員会にて行つてはどうか。

論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（市場開設主体②）

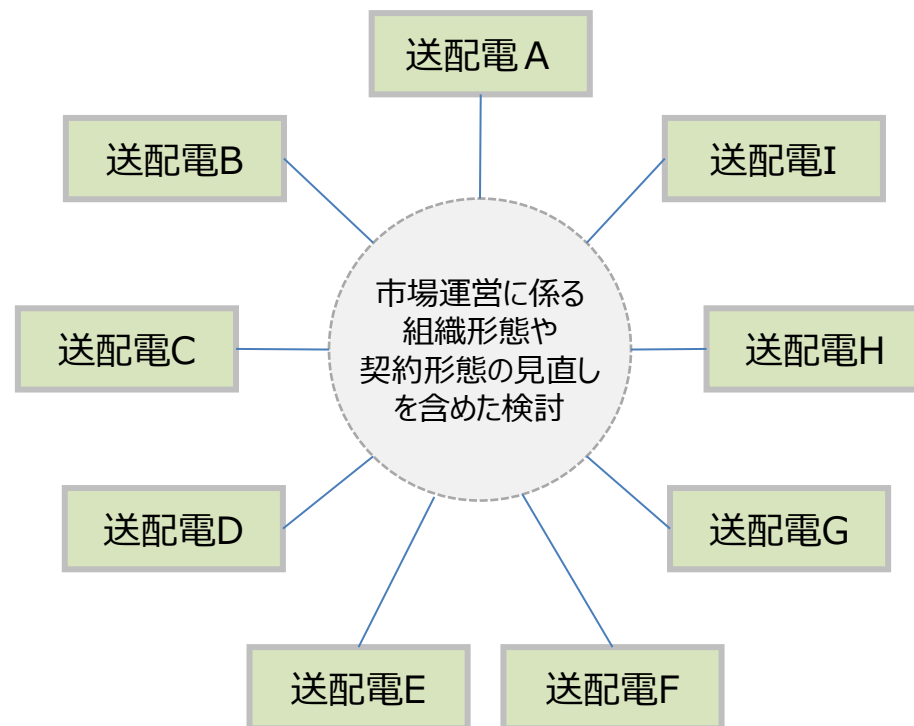
- 2020年段階では一般送配電事業者間で相互に連絡調整を行いつつ市場を開設するが、2020+X年において、本格的に俯瞰的機能が付与されるとともに、全国一体的な需給調整市場が創設される段階では、一般送配電事業者間の円滑な調整を、どのように行っていくかが課題となるのではないかな。
- 2020+X年の需給調整市場については、効率的な市場運営が可能となるよう、需給調整市場に係る組織形態や契約形態の見直しを含めて、改めて検討することとしてはどうか。

<2020年段階：一般送配電事業者間での相互調整>



※2020年段階では隣接エリアを中心とした調整となるため、複雑な調整が発生しないことも考えられる

<2020+X年段階>



論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（価格決定方式①）

- メリットオーダーの追求や効率的に調整力を調達し、調整力コストの低減を図る観点から、本市場においては基本的にオークション方式を採用することとしてはどうか。

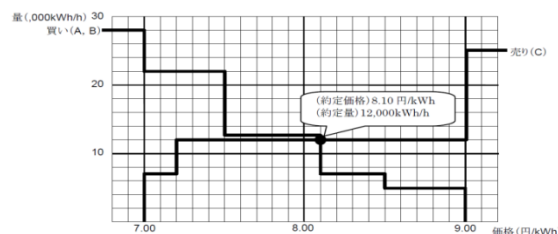
※なお、諸外国の例では、市場支配力の行使が懸念される局面において、コストベースでの入札を求めている例があり、こうした場合の取り扱いについては、引き続き検討が必要と考えられる。

＜オークション方式＞

概要

- 締切までの入札を付け合せ、売り買いが均衡する量と価格で取引を成立させる方式

- ✓ 市場参加者は他の参加者の入札状況は分からず、締め切り後の発表まで、落札できたかどうかはわからない
- ✓ 一般的には、各商品につき一つの価格が適用される（ただし、市場によっては、入札価格に基づき複数の取引価格が適用される場合もある）



採用している市場の例

- JEPXの一日前市場（スポット市場）、諸外国の前日市場（Day-ahead market）、大阪堂島商品取引所 等

適する市場の特徴

- メリットオーダーの追求や、公正な価格指標の形成を重視する市場に適する

- ✓ 入札のタイミングに約定価格・量が左右されない
- ✓ （原則として）商品毎に1つの価格が形成されるため、指標性に優れる

2013年10月第3回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋

(参考) PJMのローカルな市場支配力判定手法について (TPS Test)

- PJMは送電容量制約が生じた場合のローカルな潜在的な市場支配力を判定するための評価手法として、TPS Test (Three Pivotal Supplier Test) を開発し、2005年より適用されている。
- TPS Testは調整力市場 (Regulation市場)、前日エネルギー市場、リアルタイム市場の他、容量市場の市場支配力判定にも用いられている。
※本手法は、特定の大手事業者の単独の市場支配力ではなく、複数事業者の結託による潜在的な市場支配力行使の可能性を評価する (具体的には三事業者を想定) 。
- TPS指数が1以下の場合、事業者は市場支配力抑制の観点から費用ベースの入札を強制される^注。

<TPS指数による市場支配力評価の概要>

各事業者の供給可能電力量の総計 上位2社の供給可能電力量合計 テスト対象となる j 事業者の供給可能電力量

$$TPS指数_j = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i) - \sum_{i=1}^2 (S_i) - S_j}{D}$$

← 特定のエリアの信頼度維持のために必要な追加電力量

TPS指数 > 1の場合

特定のエリアの信頼度維持は、上位2社と j 事業者の供給力が得られなくとも可能であり、市場支配力行使の懸念無し

TPS指数 ≤ 1の場合

特定のエリアの信頼度維持には、上位2社と j 事業者のいずれかの供給力が必要であり、三事業者の結託により市場支配力行使の懸念有り

注：上限価格の設定方法には複数のオプションがあるが、多くの事業者は費用ベースの方法を選択している。

入札価格規制の適用
(費用ベースの入札強制)

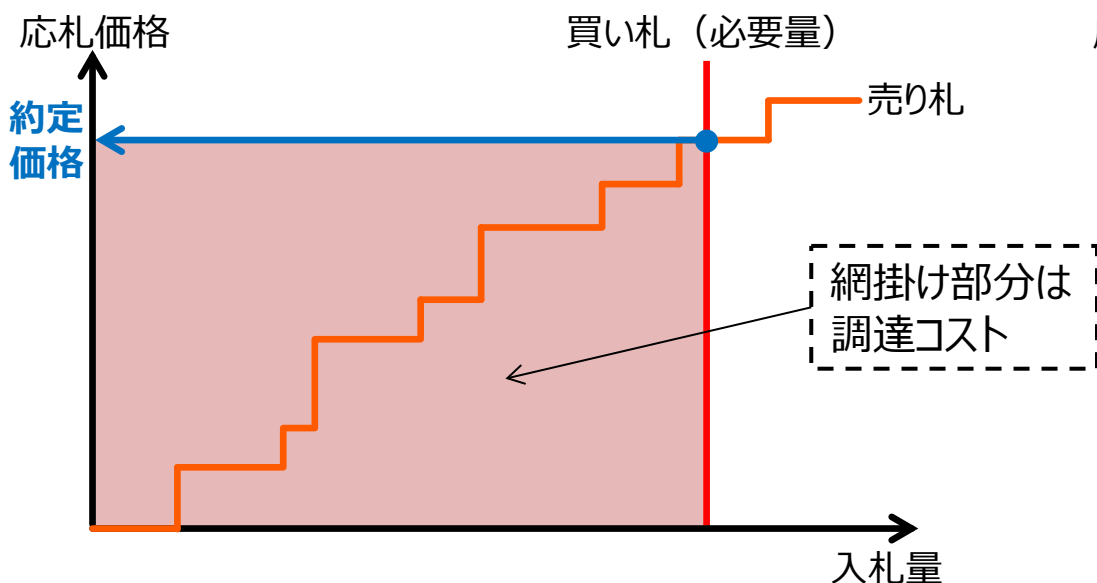
論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（価格決定方式②）

- オークション方式で取引を行う際、それぞれの入札価格に関わらず、約定価格が一意に決まるシングルプライスオークションと、売り手側が自らの入札価格で約定する（約定価格が複数発生する）マルチプライスオークションの二つの方式が考えられる。

＜オークション方式のイメージ＞

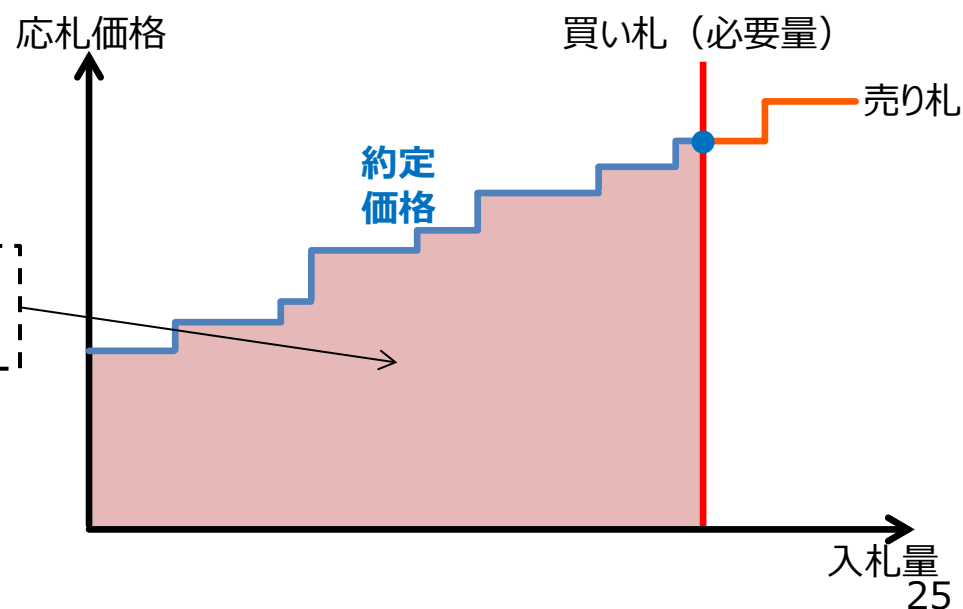
シングルプライスオークション

- ・売り手と買い手はそれぞれ価格を指定して入札。
- ・需要カーブと供給カーブの交点で約定価格は一意に決まり、約定した商品は一つの価格（シングルプライス）で取引が行われる。



マルチプライスオークション

- ・買い手は成行き価格のみの入札を行い、買い入札量が売り入札量の少ない量に合わせ全て約定する。
- ・売り入札価格がそのまま約定価格となり、複数の価格（マルチプライス）で取引が行われる。



論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（価格決定方式③）

- 2つの方式のメリット/デメリットは下記のように整理できるが、低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用してはどうか。

	シングルプライス	マルチプライス
メリット	・価格指標性が高い ・入札価格によらず約定価格にて取引されるため、安価な電源は値差を得ることができるため、売り手側は自らの最も安い価格で入札する可能性が高い。	・調整力公募による価格決定方法と同様であるため、調整力公募に参加したことのある事業者においてはシステムが理解しやすい。 ・売り札毎に約定価格が決まり、複数の約定価格で取引が実施されることから、入札がコストベースで行われることを前提とすると、約定価格との値差が発生せず買い手側に余分なコストがかからない。 ・現状の託送原価の調整力費用計上の考え方と一致している。
デメリット	・約定価格は1つに決定し、約定した商品は1つの価格にて取引が実施されることから、約定価格との値差が発生し、現状に比べて追加的なコストがかかる可能性がある。	・売り手がコストベースでの入札を行わず、他の入札参加者の入札額を予想しながら自らの受取額を最も高くするような入札行動を行う可能性がある。（この場合、シングルプライスオークションに近づく。）

(参考) 諸外国の需給調整市場における価格決定方式

	商品名	応動時間	調達時期	価格決定方式
ドイツ	Primary Control Reserve(PCR)	30秒以内	1 週間前	シングルプライスオークション
	Secondary Control Reserve(SCR)	5分以内		
	Tertiary Control Reserve(TCR)	15分以内	前日	
北欧 (statnett)	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	15分以内	1 週間前	マルチプライスオークション
	Frequency Containment Reserve in Disturbed condition (FCR-D)	30秒以内	1 週間前+前日	
	Frequency Containment Reserve in Normal condition (FCR-N)	2～3分以内		
	Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	15分以内	ゲートクローズ直前	
イギリス	Short Term Operating Reserve (STOR)	240分以内	年 3 回	マルチプライスオークション
	Frequency Response (Primary)	10秒以内	1 ヶ月前	
	Regulating reserve (Fast Reserve)	2分以内		
	Balancing Mechanism (BM) から調達した調整力	-	ゲートクローズ直前	シングルプライスオークション
アメリカ (PJM)	Secondary Reserve (Day-Ahead Scheduling Reserve)	30分以内	前日	シングルプライスオークション
	Primary Reserve	10分以内		
	Regulation Reserve	5分以内		

PJM Manual11 Energy & Ancillary Services Market Operations (2017) 等公表資料より作成