

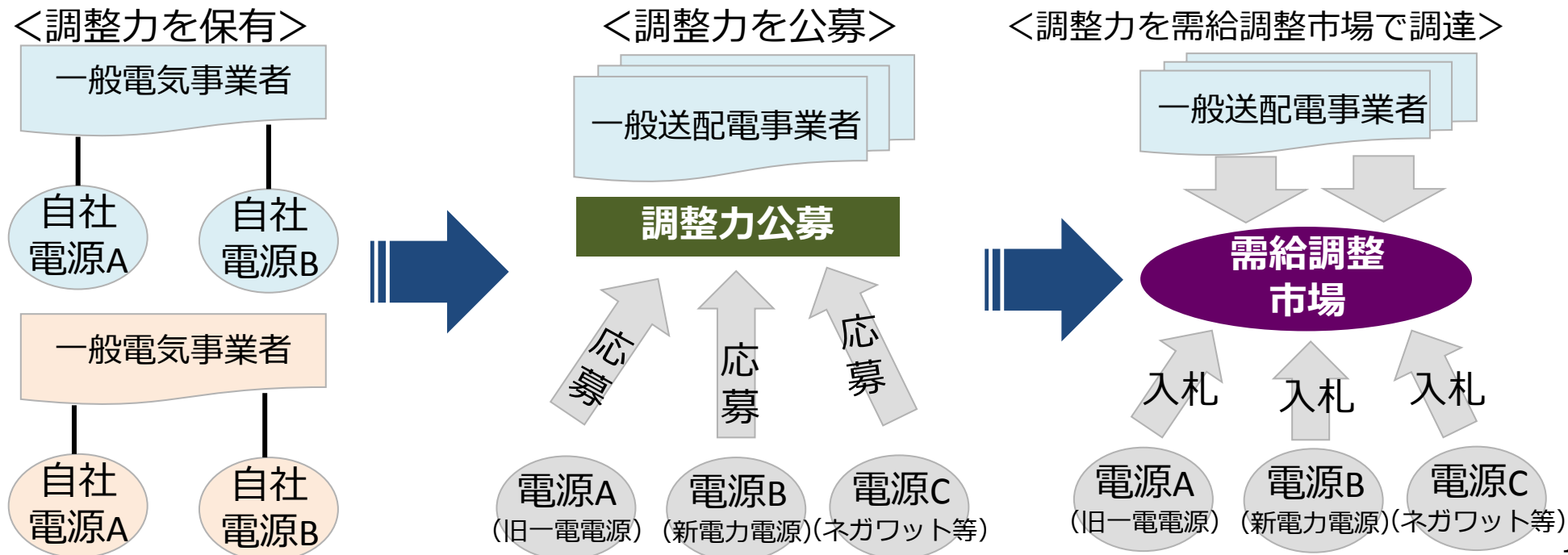
需給調整市場の創設 に向けた論点

2017年6月6日

資源エネルギー庁

- 新しいライセンス制度に基づき、一般送配電事業者が電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うこととなっているが、**必要な調整力を調達するにあたっては、特定電源への優遇や過大なコスト負担を回避することが重要**となる。
- 係る観点から、一般送配電事業者は公募調達の実施方法等を定めた「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に従って、**調整力の公募を昨年末に実施**。
- 今後は、海外の事例も踏まえ、2020年を目途に、**柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる市場（需給調整市場）**を創設し、**調整力の確保をより効率的に実施**する。

【調整力の調達手法のイメージ】



(参考) 調整力の区分ごとの要件について

- 調整力としての目的に応じて各一般送配電事業者が設定した電源等（I-a、I-b、I'）の主な要件は以下のとおり。

2017年1月
第69回電力・ガス取引監視等委員会
事務局提出資料

	電源 I -a	電源 I -b	電源 I'
オンライン指令対応	必要	必要	原則必要※1
周波数調整機能	必要	不要	不要
応動時間	5分以内	15分以内～ 30分以内	3時間以内
継続時間※2	7時間～ 11時間	7時間～ 16時間	2時間～ 4時間
最低容量※3	0.5万kW～ 1.5万kW	0.5万kW～ 2.9万kW	0.1万kW以上
提供期間※4	通年 (平成29年4月1日～ 平成30年3月31日)	同左	・通年 ・夏季(7月～9月)

※1 オフライン電源等については、実務上対応が可能な範囲で各社募集(5件～10件)。

※2 記載の継続時間に満たない場合でも応札は可能であり、その場合は価格評価に反映。

※3 DRの場合、需要家単位ではなくアグリゲーター単位での容量で判定。

※4 各社ごとに年間の稼働停止可能日数を設定。また電源I'については、発動回数の設定あり。

需給調整市場の役割

- 需給調整市場は、一般送配電事業者が周波数調整・需給調整を行うための調整力を調達する市場と位置付けられ、現在の調整力公募の後継制度と考えられる。
- また、需給調整市場に基づき今後のインバランス制度が構築されると考えられる。

市場	役割	主な買い手と売り手
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ● そもそものkWの確保 	売り手：発電事業者 DR事業者 買い手：小売電気事業者 ※集中型の場合は一括買い上げ
卸電力市場 (一日前市場、 時間前市場、 ベースロード市場)	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給の一致のための計画値に対するkWhの積み上げ 	売り手：発電事業者 DR事業者 買い手：小売電事業者
需給調整市場	<ul style="list-style-type: none"> ● ゲートクローズ後の需給ギャップの補填 ● 30分未満の需給変動への対応 ● 周波数維持 	売り手：発電事業者 DR事業者 買い手：一般送配電事業者

(注1) 上記イメージ図は開設期間を表すものではない。

(注2) 固定費の回収は容量市場のみで行うものではない。

(注3) 各市場においては小売電気事業者が売り手となる場合がある。また、卸電力市場では発電事業者が買い手になる場合がある。

需給調整市場検討の視座

- 需給調整市場は、需給一致の最後の砦である調整力を調達する市場であるため、他の市場に比べ、**調達の確実性が一層重要**となってくるのではないかと。
- 一方、調整電源を自ら保有する時代から、公募する時代に移り変わり、今後は市場での調達を行う時代へと変遷する一連の流れの中で、**効率性や透明性の視点も重要**ではないかと。
- こうした中で、DRなどの新たな技術も活用も視野に入れつつ、我が国の送配電網の特徴や、新たな制度への移行に係るシステム開発に係る期間などを踏まえ、場合によっては、段階的な移行も含めて検討を行っていくべきではないかと。

1

確実性：調達・運用の確実性・透明性をどのように高めていくのか。

→安定供給と低廉な電気料金の両立

ex)容量メカニズム等の他制度との整合性、ペナルティ

2

効率性：新規電源の参入に資する設計とはどのようなものか。

→効率的な調整力確保のための新規市場参入促進

ex)広域調達・運用の検討、調達頻度の細分化、DR事業者の位置付け、
市場の参入要件

3

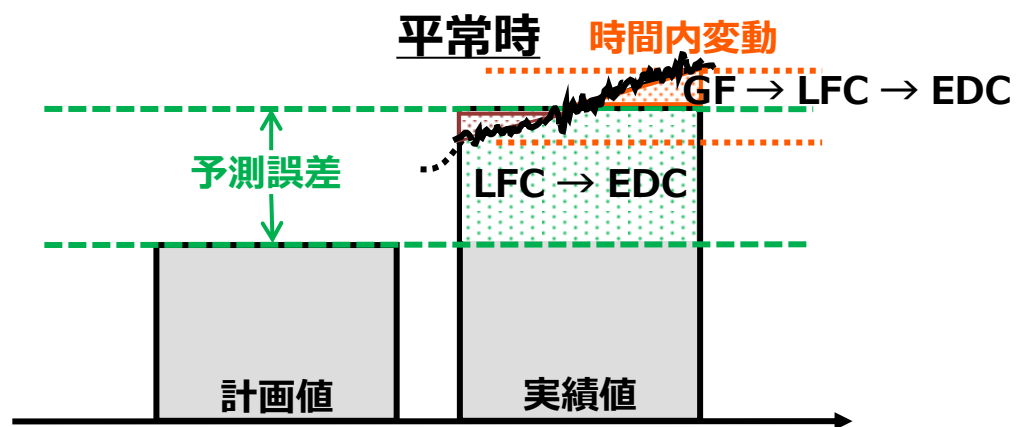
柔軟性：海外事例を参考にしつつ、どのように我が国としての制度としていくか。

→技術的課題・日本固有実態の考慮

ex)デマンドレスポンス (DR)をはじめとする新たな取組の活用
系統の特徴 (くし型)、システム開発の課題

(参考) 調整力で対応する事象

- 需給調整市場で調達すべき調整力は予測誤差、時間内変動、電源脱落等。
- これらの事象に対応するため、各一般送配電事業者はGF、LFC、EDCに活用できる調整力を確保。
- また、一定程度のバックアップ電源も必要不可欠。



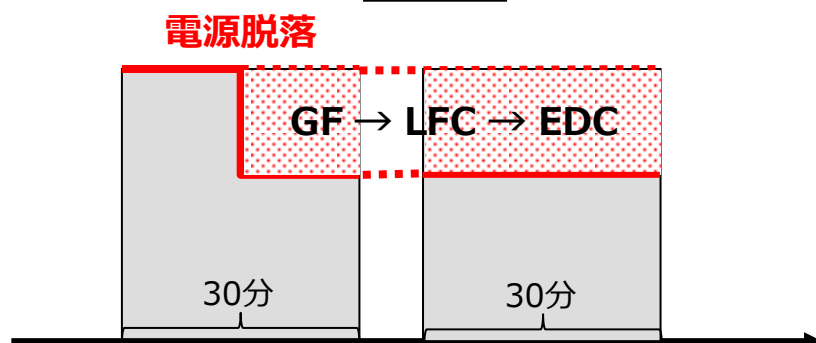
予測誤差

- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

時間内変動

- 30分未満の変動。
- 秒単位の変動にはGFで対応。分単位以上の変動には主にLFC、EDCで対応。

事故時

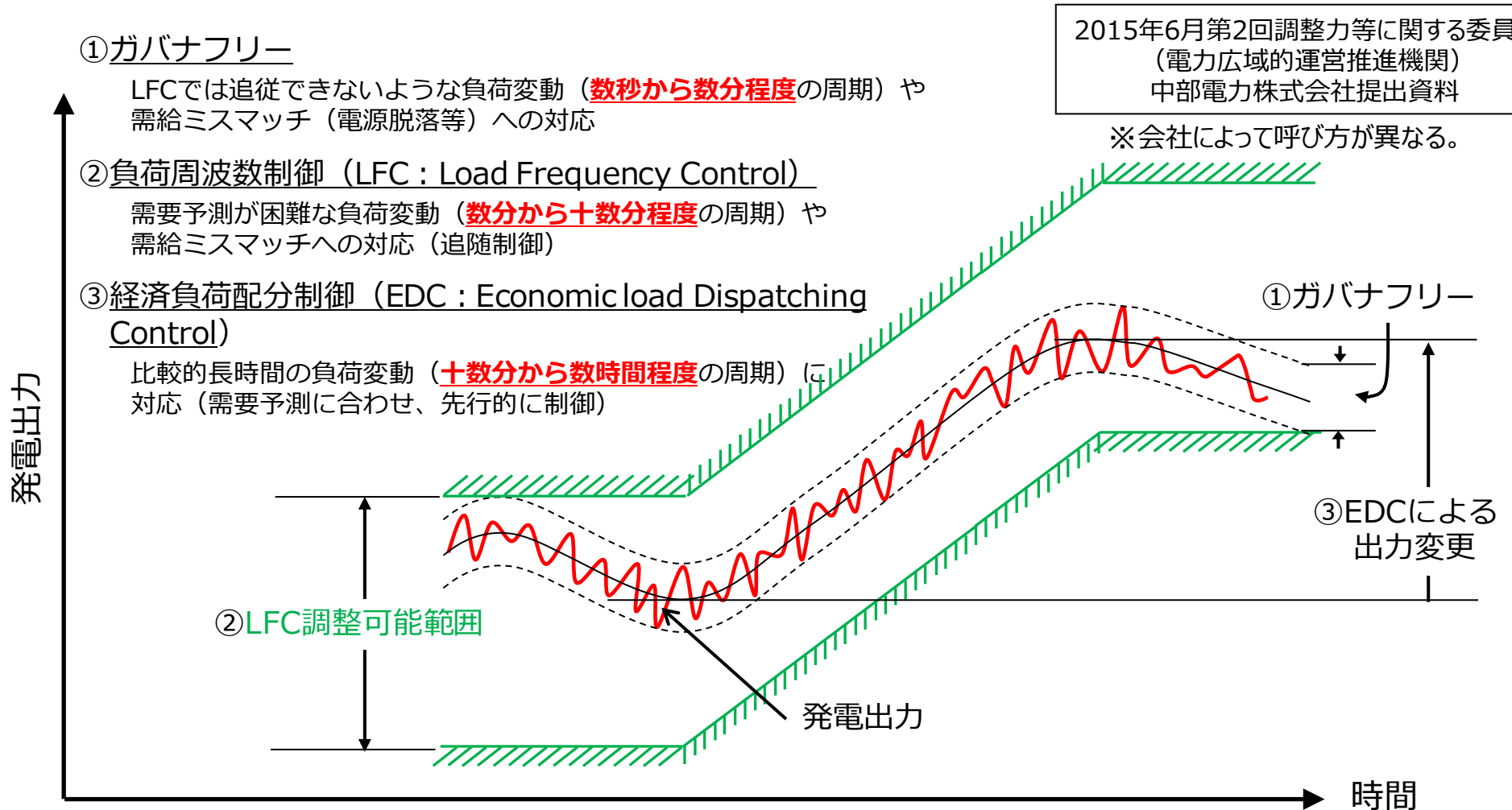


電源脱落

- 電源脱落に備え、一定程度のバックアップ電源を確保。
- 脱落直後の瞬時の応答が必要になるため、直後はGFで対応し、その後LFC、EDC等で対応。

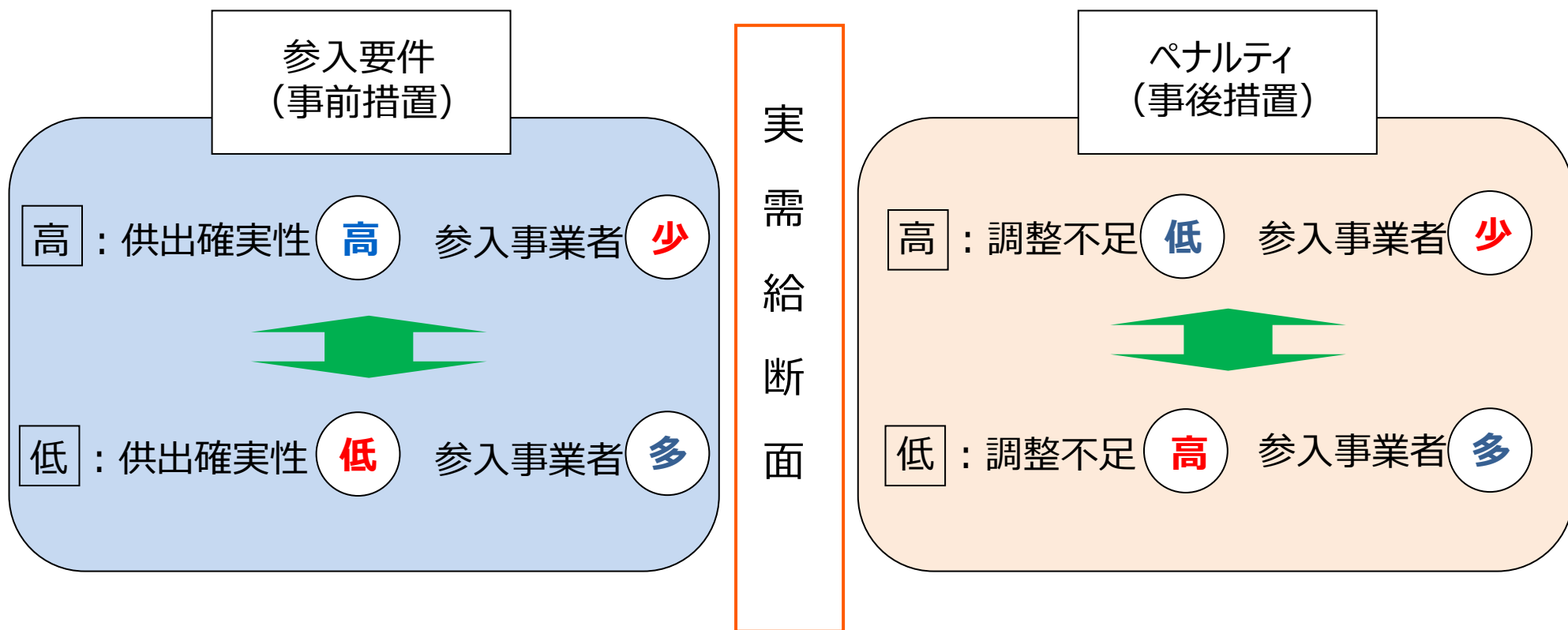
(参考) 一般送配電事業者による需給バランス・周波数維持

- 需給の変動周期に応じ、①ガバナフリー(GF)、②負荷周波数制御 (LFC※)、③経済負荷配分制御 (EDC※) による発電機の出力調整を組み合わせ、エリア単位で基準周波数を維持している。



需給調整市場における措置について

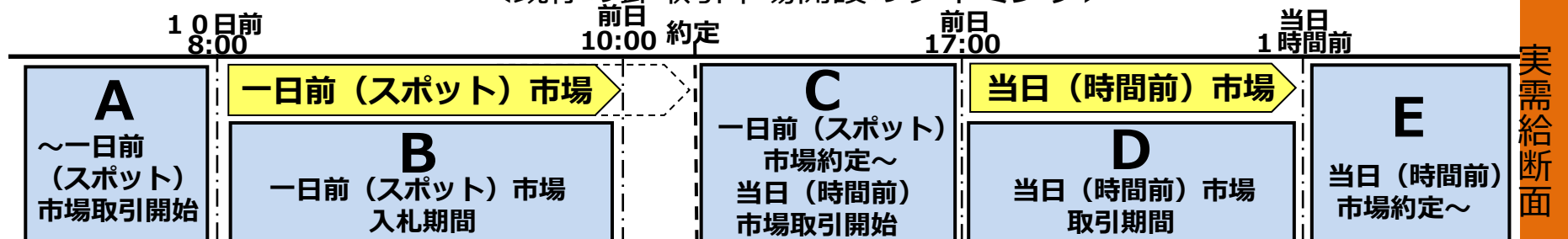
- 需給調整という用途の重要性を鑑みると、調整力の確実な提供を担保するような措置（要件・ペナルティ等）の検討が必要ではないか。



需給調整市場の開場時期

- 卸取引の活性化と調整力の安定的調達を両立することが必要であり、こうした観点から 需給調整市場の開場期間をどのタイミングにするべきか（卸取引市場との前後関係など）。
- 連系線の容量に制約がある中、連系線の使い方も含めて検討する必要があるのではないか。

<既存の卸取引市場開設のタイミング>



実需給断面

	~A	~C	E
調達対象電源	多 (全電源)	中 (スポット取引で約定した電源を除く)	少 (スポット市場、一時間前市場で約定した電源を除く)
調達コスト	価格※ 低 (全電源)	中 (スポット取引で約定した電源を除く)	高 (スポット市場、一時間前市場で約定した電源を除く)
	必要量 多 (予測ベース)	中 (前日計画値ベース)	少 (当日計画値ベース)
広域取引メリット	△kw調達コスト低下	△kw調達コスト低下	kWh調達コスト低下

※理論上は調達対象となる電源が多いほど価格が安くなるが、実際には価格変動が起こる可能性があることに留意が必要。

諸外国における需給調整市場の概要

- 諸外国の例を見ると、例えば1週間前に調達しているケースもあるため、今後は当面、「リアルタイム市場」ではなく「需給調整市場」という名称で議論を進めてはどうか。

	特徴	概要	需給調整市場の開設時期
ドイツ	事前確保型	4 TSOが協調して市場を運営。 エネルギー市場の開設より前に調整力を市場調達。	A~B
北欧 (statnett)	直前確保型	TSOにより運営。水力発電所が多く立地し、調整力確保の確実性が高いため、 直前で調整力を市場調達。 （アンシラリーサービスについて、kWは事前確保しつつ、2018~2019年度を目処にkWh分について直前調達に移行予定）	A、D
イギリス	事前確保+直前調整型	TSOにより運営。国際連系線の制約等から、自国内で必要な調整力を確保するため、 商品区分を細分化し、競争入札で事前確保。 GC直前に 調整力を追加取引する需給調整メカニズムあり。	A、D
アメリカ (PJM)	一体確保型 (エネルギー市場との一体運用)	ISOにより運営。PJMが エネルギー市場と需給調整市場を一体運用 し、需給予測・各発電機のコストなどから最適な発電量を割り当て。	B~E

- 2020年度の需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関・電力ガス取引監視等委員会において、一体的に検討を進める。

＜検討の枠組み＞

資源エネルギー庁 ～全体制度設計～

- 需給調整市場（リアルタイム市場）の設計
- DR（ディマンドレスポンス）の推進 等

電力広域的運営推進機関 ～技術的検討～

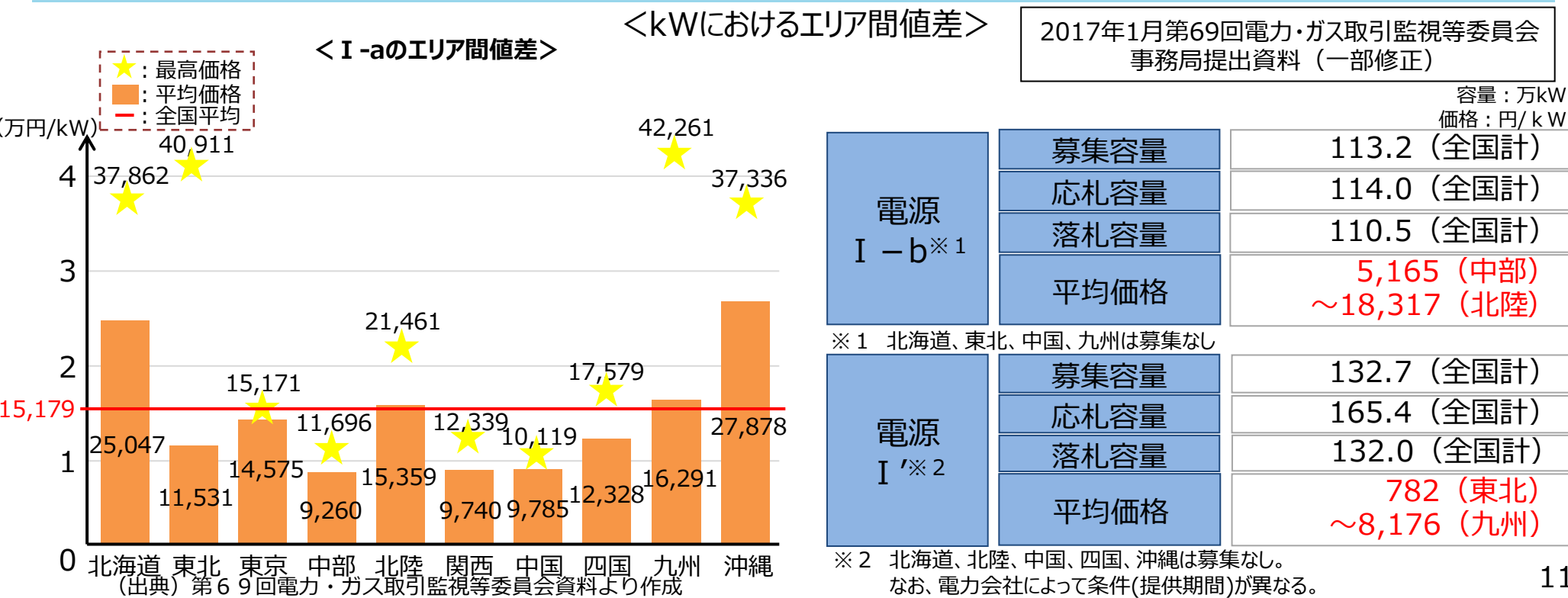
- 広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討
- 安定供給との両立の在り方 等

電力・ガス取引監視等委員会 ～市場ルールの整備～

- コスト合理化の観点からの調整力の広域調達の内訳
- 価格情報のより詳細かつタイムリーな公表の在り方 等

需給調整市場の範囲

- 調整力公募の結果によれば、エリア間値差（kW・kWh（次ページ））が存在。調達・運用の広域化の可能性を追求していくべきではないか。
- その際、GF、LFC、EDCといった機能毎に、調達・運用の広域化にはメリット・課題・準備に要する期間等が異なることに留意しながら、検討を進めて行くべきではないか。
- 電源Ⅱも使用して調整力を確保している中、電源Ⅱの今後の位置付けも議論する必要があるのではないか。



稼働したユニット中で最も高いkWh価格の地域ごとの状況について

2017年5月第18回制度設計専門会合
事務局提出資料

- 平成29年4月のいくつかの時間帯（30分間）をとりあげ、各一般送配電事業者より、稼働したユニットのうちで最も高いkWh価格について任意の回答を入手し、比較。
- 時間帯によっては、地域によって大きな差があった。

【日時選定の考え方】

公募調達した電源等の運用が始まった本年4月平日のなかで、①比較的需要の大きな日（気温の低い雨天）、②比較的需要の小さな日（全国的に晴天）を抽出。そのなかで、朝の需要立ち上がりの時間、需要立ち上がり後の需要変化が比較的小さいと考えられる時間、夕方の需要立ち上がりの時間について把握。

単位：円/kWh

	A	B	C	D	E	F	G※1	H	I	J
①4月11日（火）雨										
8時～8時半	9.07	12.02	9.10	10.56	9.83	11.31	8.89	18.06	6.02	8.87
10時～10時半	9.37	12.02	9.10	10.58	15.06	11.31	6.82	18.46	5.96	9.05
16時～16時半	10.26	12.02	9.10	10.90	8.46	10.32	7.64	18.46	5.89	12.17
②4月19日（水）晴										
8時～8時半	5.51	11.77	8.90	10.75	8.46	10.86	11.23	14.92	6.02	8.70
10時～10時半	6.81	11.77	8.90	10.80	8.46	10.86	11.23	16.29	6.02	8.70
16時～16時半	6.81	11.77	8.90	10.89	8.46	14.15	11.23	16.31	6.02	9.15

※1 系統制約から、メリットオーダーとは別に16.5円/kWhの電源を継続的に運転

※2 上記の価格は、稼働していた電源のうち、最も増分単価が高いものであり、実際に一般送配電事業者から指令があったものとは限らない

※3 安定供給維持のため、一定以上の出力で常時稼働が必要となる電源も含まれている可能性がある点に留意が必要

最も高いkWh価格の地域ごとの状況について（まとめ）

2017年5月第18回制度設計専門会合
事務局提出資料

- 平成29年4月のいくつかの時間帯について、各地域ごとに稼働したユニットのうちで最も高いkWh価格を比較した結果からは、調整力を広域的に運用することによって、全体としてより効率化できる可能性が示唆された。
- 今回の分析はサンプルサイズが小さいため、今後さらに網羅的かつ詳細な分析を行い、以下について評価・検討していくこととしたい。
 - メリットオーダーに基づいた運用がなされているか
 - 調整力のコスト（kWh価格）について、市場価格との関係、地域間の比較、インバランス料金との整合性 等
- あわせて、一般送配電事業者に対し、調整力の広域的運用について、そのメリットを評価するとともに、どのような方策があり得るか（短期的にできること、中長期的にできること）について検討するよう要請することとしたい。

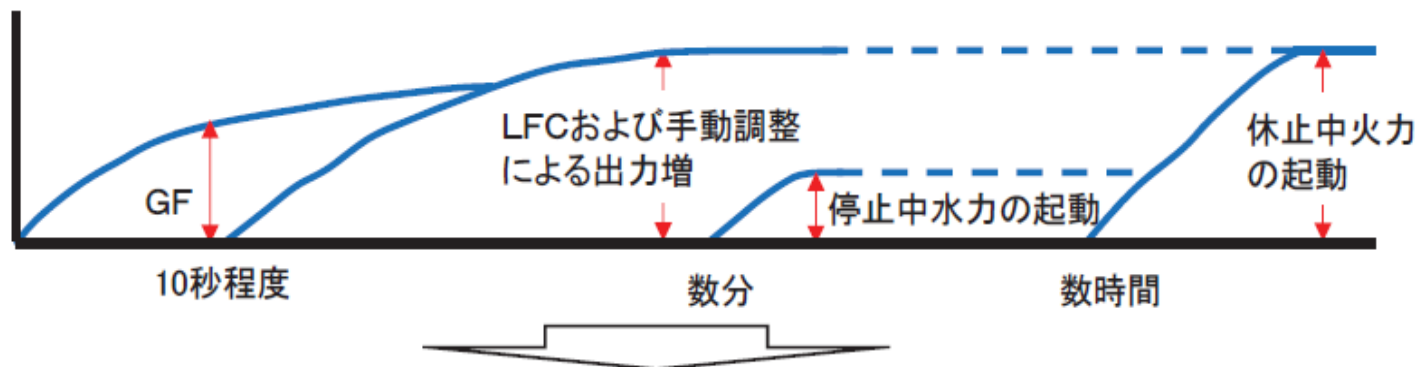
（現在、広域的運営推進機関においては、需給調整市場の創設に向けた調整力の細分化及び広域調達の技術的検討が進められている。）

需給調整市場の商品設計

- 多様な電源種を調整力として活用していく観点から、プライマリー・セカンダリー・ターシャリーなど電源の反応速度、あるいは調整力の上げと下げ、などを別商品としていく必要があるか。（広域機関における技術的検討も踏まえ議論していく。）

2017年4月第2回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（電力広域的運営推進機関）事務局提出資料（一部修正）

【第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2(抜粋)一部修正】



調整力細分化の仮置き(案)※P、S、Tは作業を行っていく上での便宜上の仮称

- 【一次調整力(P:プライマリー)】GF機能、直流設備による緊急融通制御機能、瞬時に需要を制御する機能等、周波数変動の抑制のため瞬時に活用される調整力(上げ、下げ)
- 【二次調整力(S:セカンダリー)】LFC機能に組み込まれて活用される調整力(上げ、下げ)
- 【三次調整力(T:ターシャリー)】上記以外の一般送配電事業者の指令を受けて活用される調整力(上げ、下げ)

※ EDC機能は三次調整力（T：ターシャリー）に含まれる

現時点までの検討結果(概要)

○ 調整力の細分化(区分)

- ・3つの区分(それぞれ上げ/下げ別)に仮置き ⇒ 一次調整力(GF相当)、二次調整力(LFC相当)、三次調整力(その他)

○ 調整力の細分化・市場化に対応するための技術的課題の抽出

(抽出された課題)

- ・機能、調達期間を細分化した場合における商品間(一次⇒一次、一次⇒二次など)の機能の受け渡し
- ・各調整力の状態監視の方法、動作実績の確認・計量の方法とその粒度
- ・発電機の起動準備時間による調整力調達タイミングの制約

○ 広域的な調達・運用に対する技術的課題の抽出

(抽出された課題)

- ・需給調整システムの改修や他エリア電源への制御ルート構築
- ・1つの電源の複数機能を複数エリアから制御する場合における一般送配電事業者間の連携
- ・市場調達の結果、調整力が特定のエリアに偏在した場合の連系線運用容量への影響や一般送配電事業者の周波数制御・需給バランス調整への影響
- ・調整力の広域的なメリットオーダー運用の方法

(今後の検討予定項目)

- ・技術的課題の解消方策、所要期間等
- ・調整力の広域調達・運用を行う場合のマージン確保の必要性、電力取引等に与える影響
- ・各調整力必要量の算出手法

など

需給調整市場に関するこれまでの議論・意見①

<松村委員> →スケジュールについて

(前略) スケジュールに関してです。システム開発で、やはりどうしても間に合わないことも出てくると思います。そのときに、もうここでスケジュールを決めたのだから、このスケジュールを死守するためになにがなんでも、という発想ではなく、必要があれば柔軟に見直していただきたい。例えば、リアルタイム市場では、問題はより深刻になる可能性があります。精算にかかわるシステムだと、もちろんそれも重要ですが、ある意味でお金のことだけなので、事後対応もある程度は可能。しかし電気の実際の運用、発電機の運用だとかというところに直接関わるシステムだと、そこに不具合があると本当に停電が起きかねない。そういうレベルのシステム開発は、精算に関するシステム開発より、更に万全な体制を整える必要がある。2020年に間に合わせるためにいい加減な市場をつくるよりは、2020年には一部は間に合わないかもしれないけれども、ちゃんとしたものをつくるかという柔軟な発想を、これからしていかなければならないと思います。ただ、2020年のことを今から先延ばしすることを念頭に置くと、怠慢の結果としておくれかねないので、今の段階で遅延の可能性を強くいってはいけないと思いますが、そういう問題があり得ることは念頭に置いた上で、柔軟に対応することも必要かと思えます。(制度検討作業部会 (第1回))

<小宮山委員> →市場範囲について

(前略) それからあと、エネット様のほうから系統運用の標準化という言葉が、プレゼンの資料の中でございましたけれども、これは、具体的にどういふことをおっしゃったのでしょうか。確認なのですけれども、例えば今、個社様ごとにLFCの制御とかEDCの、多分、信号の送受信、いろいろな種類は多様であるかと存じますけれども、そうしたものを統一化するとか、そうしたことで標準化、例えば将来的なリアルタイム市場のような、広域化を円滑に進める上での何かしら標準化ということ、そうしたことをご指摘されていたのかどうかということを一度、念のために確認させていただければと思います。

→ (株式会社エネット 秋山オブザーバー) 先生のご認識のとおりでございます。今後のリアルタイム市場の設計の中で、個社さんがばらばらでなく、統一的な運用ができてくれば、コストも下がってくるということを期待しての発言でございました。(制度検討作業部会 (第2回))

<大橋委員> →電源投資のインセンティブについて

(前略) 3点ぐらいあるのですが、まず1点、ちょうど今、佐藤さんからあった容量市場の話ですけれども、大山先生から先ほどありましたが、調整力の市場でも、電源投資のインセンティブは担保されるはずだと思えます。

そういう意味でいうと、本当は、その部分でも、価格のスパイクを許すかどうかというのはあると思えますけれども、電源投資のインセンティブということを考えてみると、容量市場との考え方のすみ分けというのは多分、十分に必要なのかなと思っていて、容量市場に過度に新設のインセンティブを与えることはどうなのかというのが、先ほどのご意見だと思えます。私もそのようには考えています。

(制度検討作業部会 (第2回))

需給調整市場に関するこれまでの議論・意見②

<エナジープールジャパン株式会社 市村代表取締役> →DRの参入について

(前略) 私個人的には調整力公募、それからネガワット取引市場ができた2017年は「DR元年」というふうに思っております。現在、昨年の4月にエネ庁様から出していただきましたエネルギー革新戦略の中では、2030年断面の最大電力で6%をネガでとアナウンスしていただいております。やはり単純計算でいきますと、2030年断面の最大電力をオールジャパンで1億6,000万とした場合に、6%というと単純計算で960万kW、原子力発電所9基分強の供給力をネガで賄うという、ある意味では大きな目標を掲げていただいております。そのためには、やはり私は電源I'では足りないのかなと個人的に思っております。

例えば、今回調整力公募では電源I-a並びに電源I-bという領域もつくっていただきましたが、できれば、こういうところに我々のDRが参入できるような制度設計をお願いしたいというふうに思っております。(制度検討作業部会(第4回))

<松村委員> →インバランスとの関係について

(前略) インバランスについては2つを区別していただきたい。最終的にはリアルタイムマーケットがきちんとできて、こちらに移行していく。今の制度は、あくまで暫定的なもの。その暫定的だとしても、現行制度に不都合があり、しかも早急に変えられるので、早急に対応すべきという類いのものと、長期を見据えてこうあるべきだという話は区別すべきだと思います。(制度検討作業部会(第4回))

<意見募集>

(市場参加者について)

・リアルタイム市場の詳細設計においては、様々なプレーヤーが参入可能となるように商品の設計をしていただきたい。

(市場開設期間について)

・調整力の広域活用を検討する際においては、スポット市場や時間前市場での取引に影響がないようにしていただきたい。

(商品設計について)

・周波数調整機能について、なるべく多くの発電設備に参加を促すような制度設計を行うべき。現在実施の調整力公募では、競争力があり高い稼働率が見込まれる発電設備に参加するインセンティブが無く、調整力不足および系統維持費用の増加が懸念される。

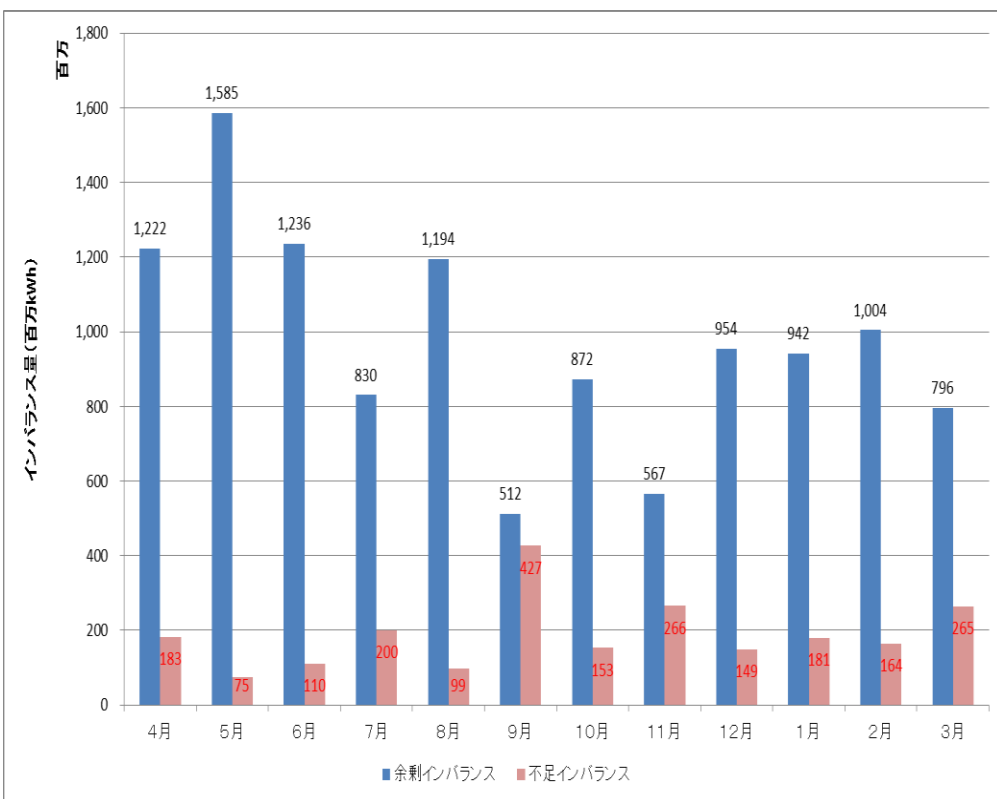
(ネガワットについて)

・リアルタイム市場に向けて、時間要件の短い電源(電池や小口DR)も力が出せる制度設計としていただきたい。

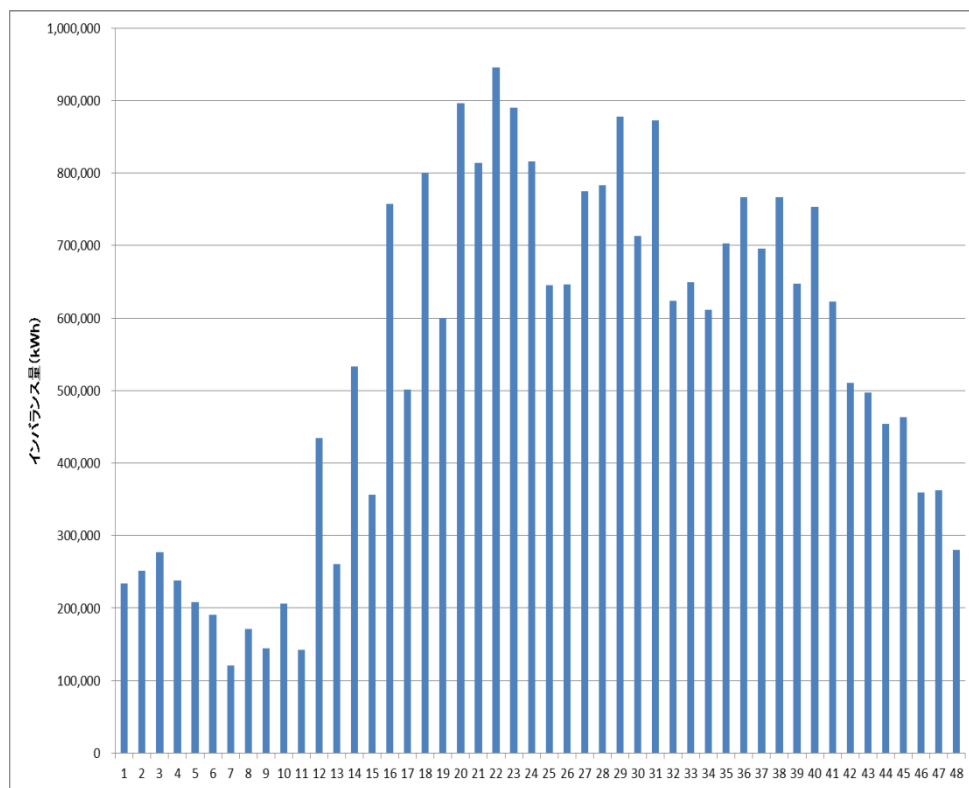
需給調整市場の調達期間の細分化

- 現状インバンス量は月単位あるいは一日の中でバラツキがあるため、原因分析を踏まえて、調整力の調達期間、必要量を現状の公募の期間・必要量を細分化していくべく検討するべきではないか。

＜月別のインバンス量＞



＜時間帯別のインバンス量＞



※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ合計値

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ平均値 (全国値)

※ 2 : 横軸は、24時間を30分 (コマ) ごとに48商品として順に並べている
 ※ 3 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(注) 現在のインバンス制度を前提としているため、今後のインバンス制度の見直しによって上記のトレンドが変化する可能性があることに留意が必要。

需給調整市場におけるDR（デマンドレスポンス）の位置付け

- 昨年度の調整力公募において、DRは稀頻度リスク（厳気象）対応の電源I'という偶発的需給変動対応の電源I-a、電源I-bと比べて応動時間の長い電源区分に入ってきている。今後、LFCやEDCという機能領域において、DRを活かすことができるか、DRの反応速度や持続時間等を確認しながら検討していく必要があるのではないか。
- 調整力公募と同様に、需給調整市場の議論における電源にはDRが入るものとして議論していく必要があるのではないか。

<調整力の公募結果（電源I'の詳細）>

2017年3月第16回制度設計専門会合事務局提出資料（一部抜粋）

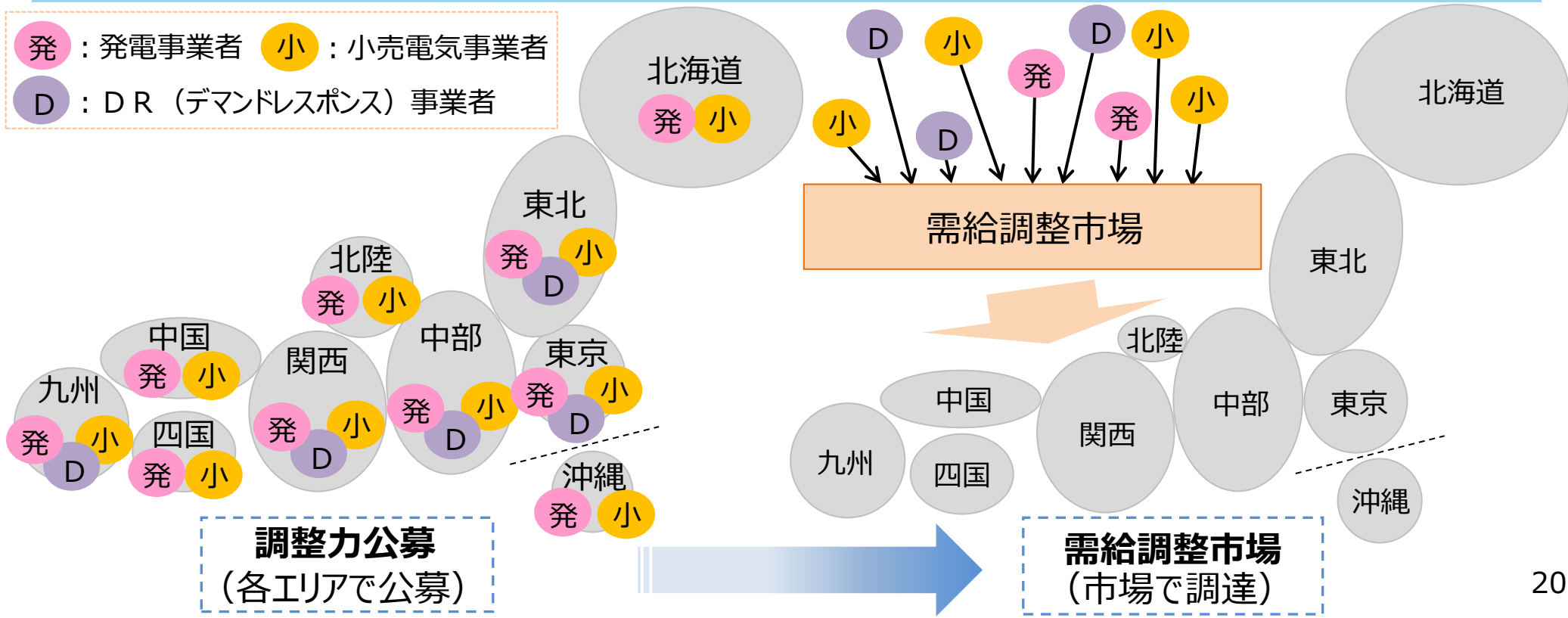
件数：件
容量：万kW
価格：円/kW

	東北		東京		中部		関西		九州		合計		応札・落札内訳（再掲）						
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	電源	DR	電源	DR	
募集	-	9.1	-	59.0	-	19.2	-	17.0	-	28.4	-	132.7							
応札合計	2	9.3	12	67.7	14	20.4	20	36.6	15	31.4	63(43)	165.4(40.3)	6	57	54.2	111.2			
落札合計	1	7.4	6	59.9	11	19.2	13	17.0	10	28.5	41(22)	132.0(27.1)	5	36	36.2	95.8			
最高価格	782円		4,750円		1,245円		5,900円		32,622円		※ 括弧内の数字は、旧一般電気事業者以外の事業者による応札、落札の件数及び容量であり、全体の内数。								
平均価格	782円		4,501円		1,196円		3,034円		8,176円										
平均価格(DR)	-		4,690円		1,196円		3,034円		5,250円										
提供期間	7月16日～9月20日		4月1日～3月31日		7月1日～9月30日		4月1日～3月31日		4月1日～3月31日										

出所：各一般送配電事業者からの聞き取りにより、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成

スケジュール

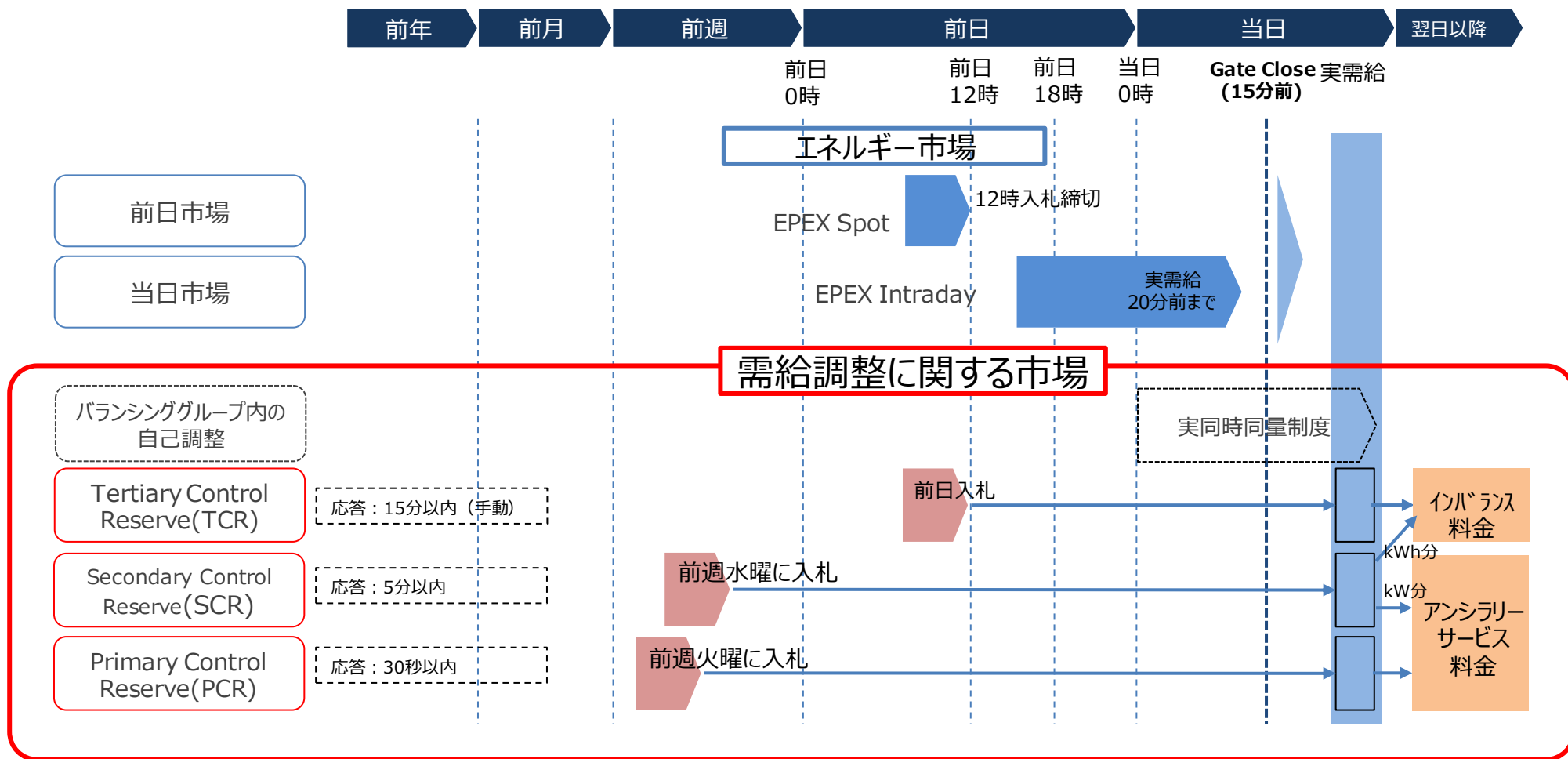
- 2020年度の開始を見据える一方で、需給調整という重要な業務を鑑みると、システム改修等や運用の抜本的な改変が必要であれば、すべてについて、2020年から開始することにこだわらず、検討を進めるべきではないか。
- すなわち、移行にかかる作業コストの違い等も踏まえ、2020年度までに目指すべき事と、中長期的視野で目指す課題を整理し、需給安定を担保した上で、技術的に対応可能なものから段階的な移行を目指すべきではないか。



(参考) 諸外国における需給調整市場の実態

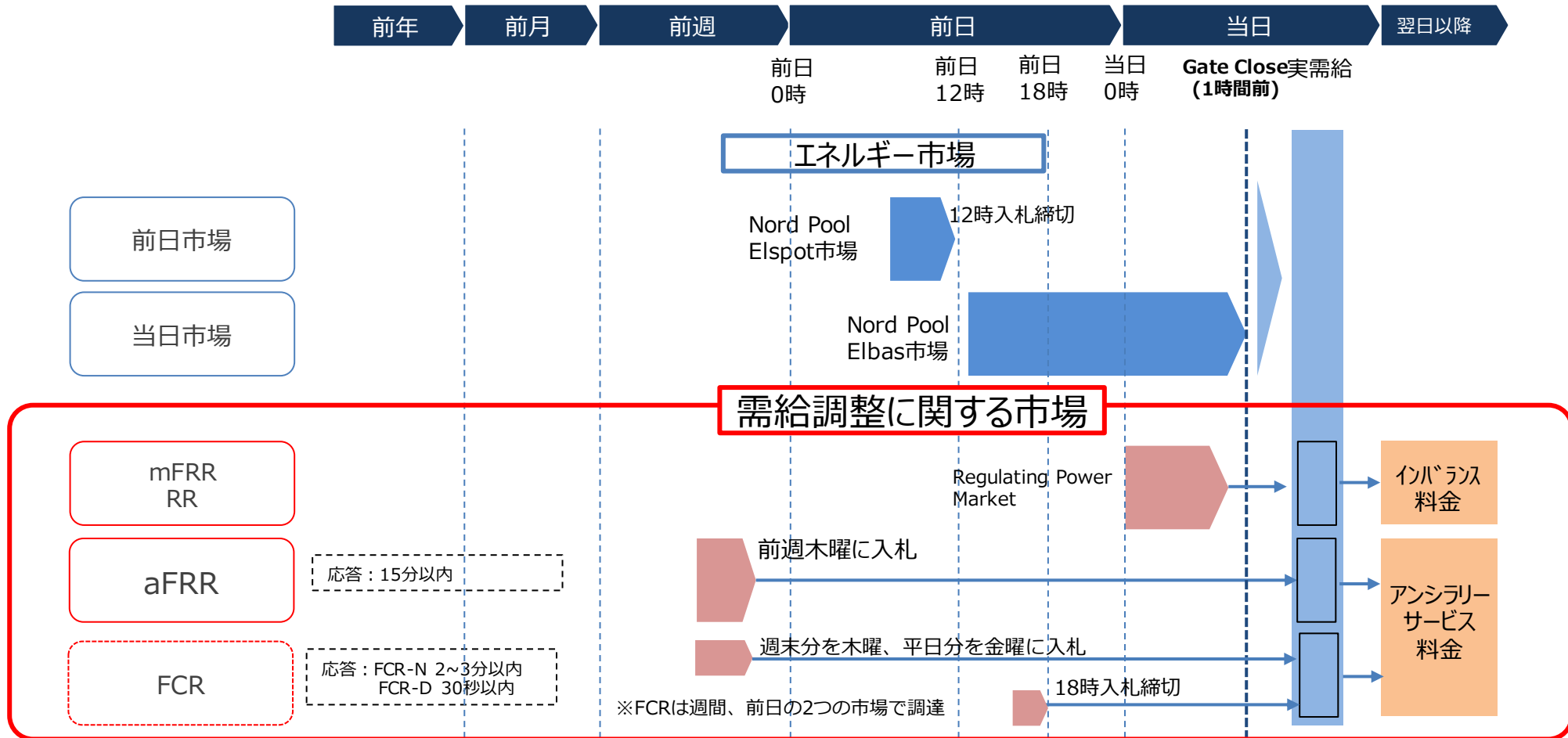
ドイツの需給調整にかかわる市場プロセス【事前確保型】

- 実同時同量制度の下、特にエネルギーインバランスはバランシンググループ内部の自己調整分と系統運用者が調達する調整力の双方で手当てされている点が特徴。
- 風力等の再生可能エネルギーの増大等による系統潮流変化により調整力コストが増大しているとの指摘もある。



北欧（ノルウェー）の需給調整にかかわる市場プロセス【直前確保型】

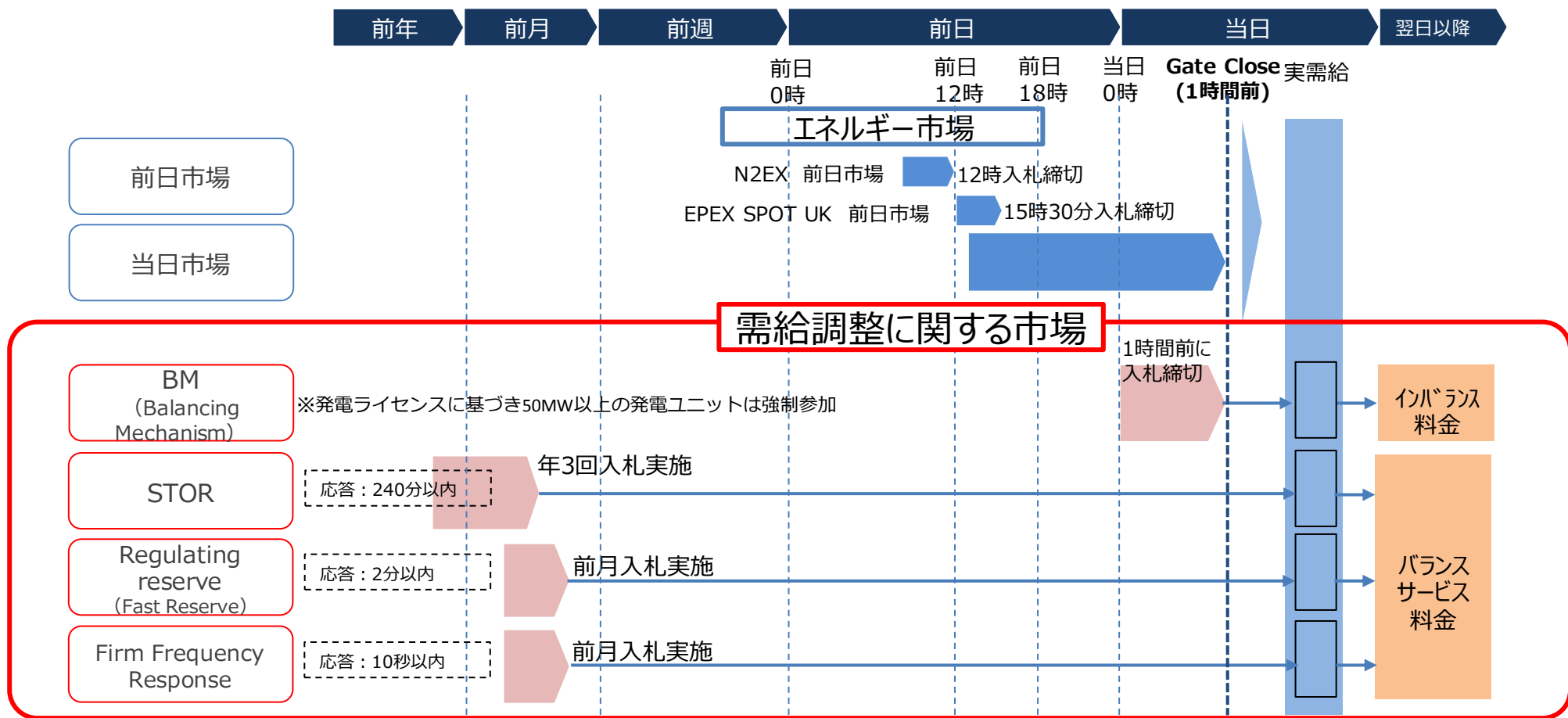
- 電源構成として、水力発電比率が高く、調整力の調達が容易という点が特徴。
- 主にエネルギーインバランス解消を目的とするRPMは、かねてより北欧4カ国で共同運営されている。



注) aFRRは北欧共通市場に向けた取組が進行中。2017年中に北欧共通の入札市場が開設され容量ベースで調達した上でkWh分については比例配分する方式を導入し、更に2018~2019年にはkWh分について実需給45分前を入札締切とするメソッドオーダ方式に変更する計画

イギリスの需給調整にかかわる市場プロセス【事前確保 + 直前調整型】

- エネルギーインバランスについては発電ライセンスに基づく強制参加型のBM市場で調達されている点が特徴。
- また、アンシラリーサービスについては、市場調達だけでなく、系統運用者の技術的ニーズ・政策ニーズに応じて、サービスを細分化し、義務的調達、相対契約による調達を組み合わせた複雑なものとなっている。



強制
拠出

Mandatory
Frequency
Response

Primary Response(周波数低下時) 応答：10秒以内
Secondary Response(周波数低下時) 応答：30秒以内
High frequency response(周波数上昇時) 応答：10秒以内

相対
契約

Frequency
Control by
Demand
Management

応答：2秒以内

Fast
Start

応答：5～7分以内

BM
Start
up

応答：89分以内
に系統同期

注) 市場取引に加えて、ガバナ等調整分としてMandatory Frequency Responseは義務的拠出。緊急時等に停止ユニットを起動する予備力としてFast Start、BM Start-Upなどを相対契約で調達するなど、多様な調達手段を組み合わせ対応している。

アメリカ（PJM）の需給調整にかかわる市場プロセス【一体確保型】

- 全ての電源は系統運用者であるPJMが運営するエネルギー市場への入札が義務づけられており、系統運用と電力市場運営が一体化されている点が特徴。
- この構造の下、エネルギーインバランスは前日市場と連続的に運営されるリアルタイム市場で調整される。

