

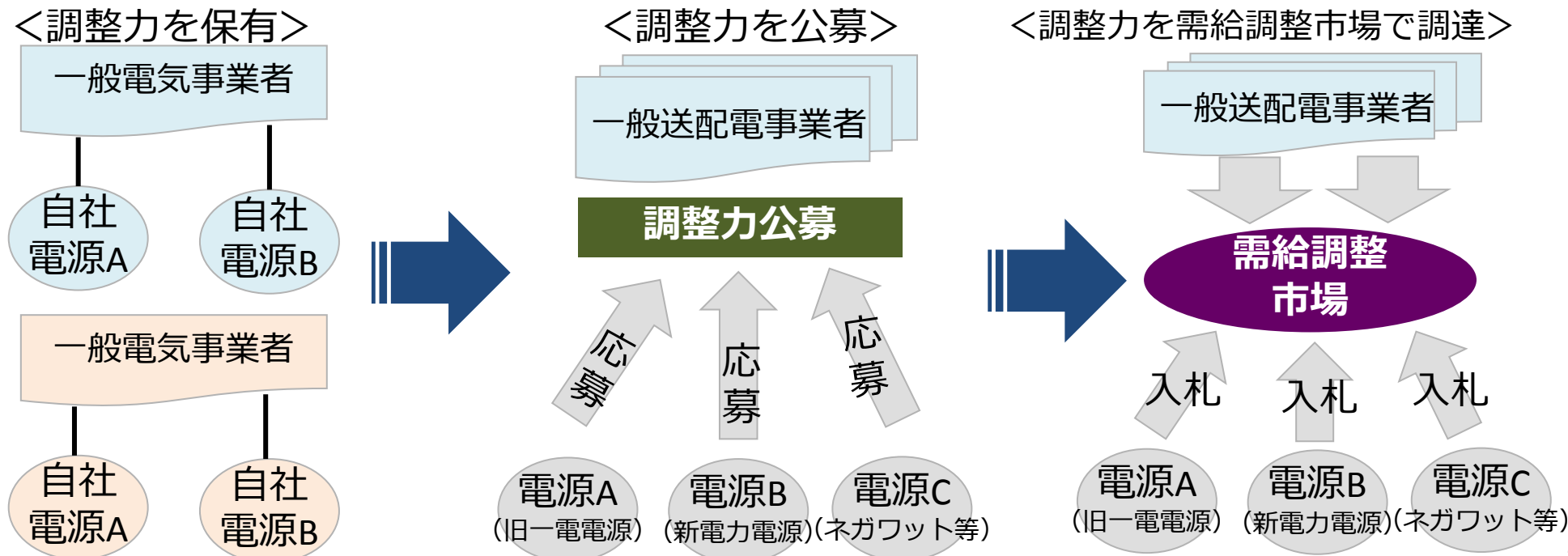
需給調整市場について

2017年9月19日

資源エネルギー庁

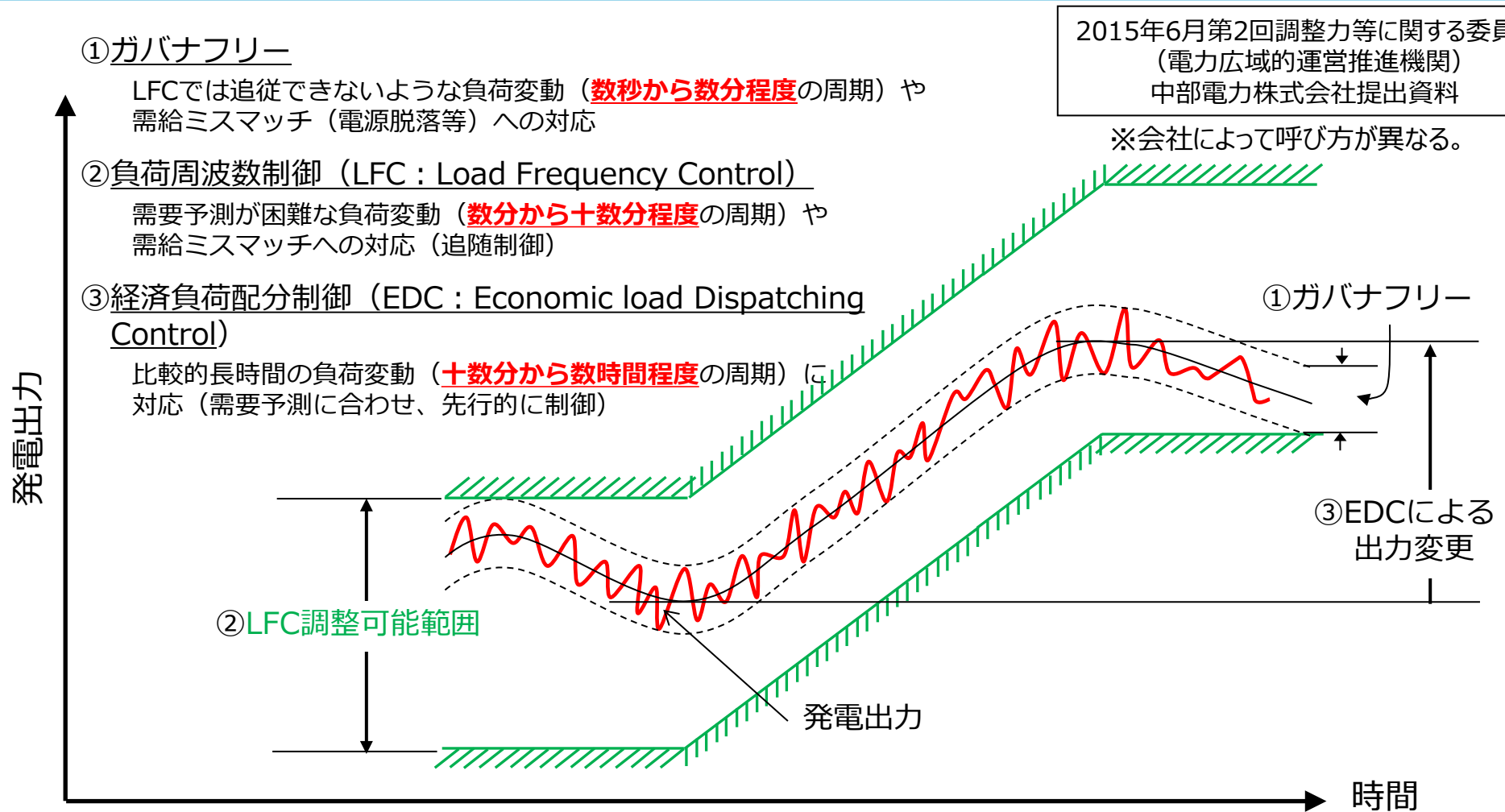
- 新しいライセンス制度に基づき、一般送配電事業者が電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うこととなっているが、**必要な調整力を調達するにあたっては、特定電源への優遇や過大なコスト負担を回避することが重要**となる。
- 係る観点から、一般送配電事業者は公募調達の実施方法等を定めた「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に従って、**調整力の公募を昨年末に実施**。
- 今後は、海外の事例も踏まえ、2020年を目途に、**柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる市場（需給調整市場）**を創設し、**調整力の確保をより効率的**に実施する。

【調整力の調達手法のイメージ】



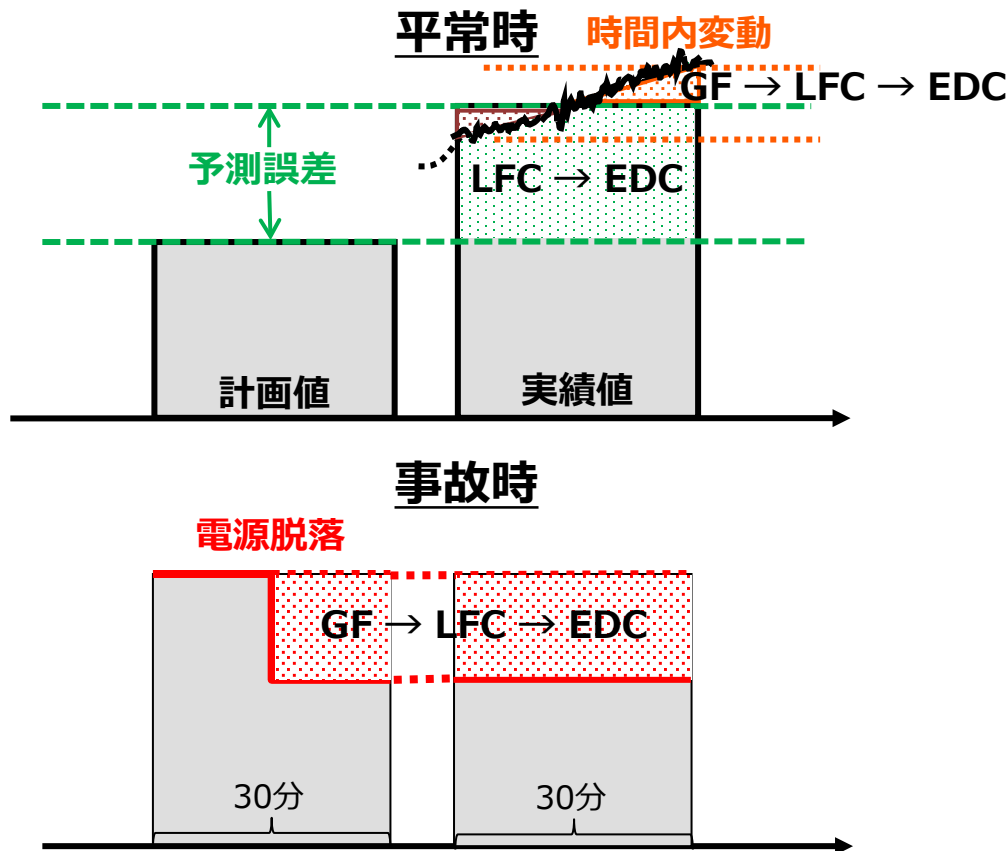
(参考) 一般送配電事業者による需給バランス・周波数維持

- 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量調整を組み合わせ、エリア単位で基準周波数を維持している。



(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需要予測誤差、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。



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。

予測誤差

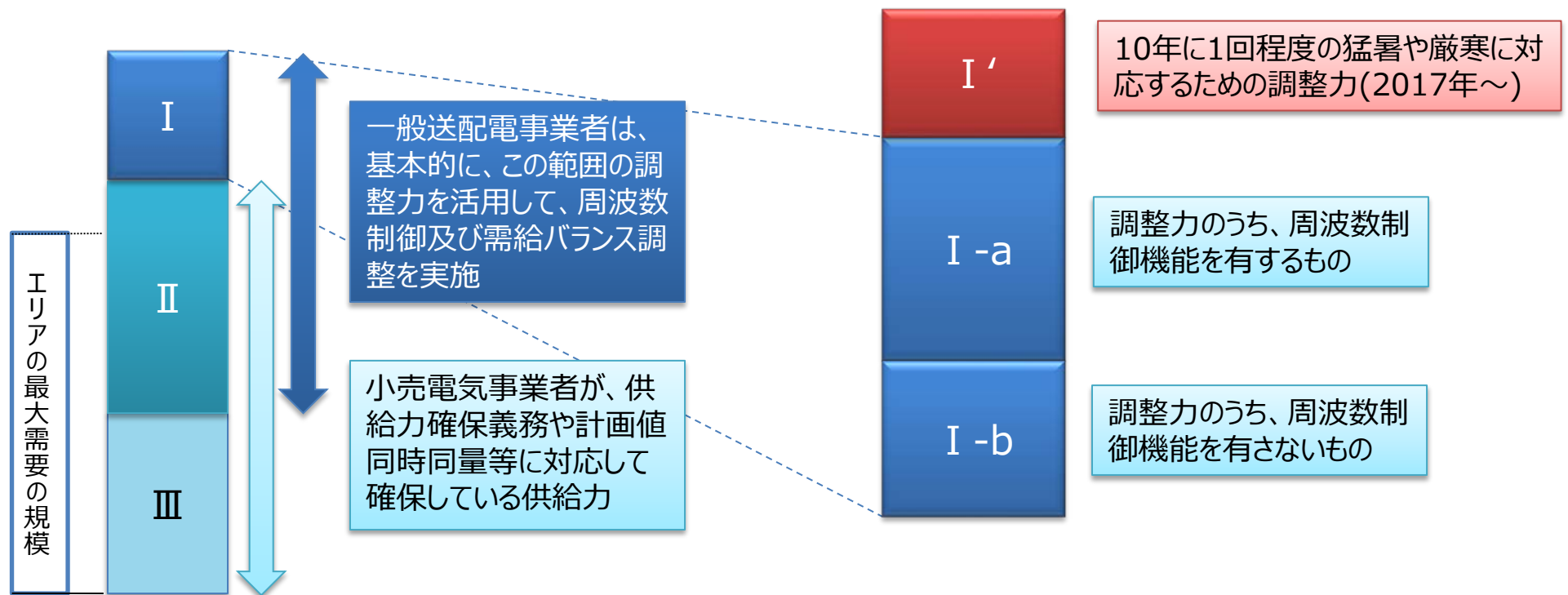
- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

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。

これまでの供給力・調整力の区分け

- 供給力、調整力は、電源種として全く異なる訳ではないため、
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等
電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等
とし、調整力として機能しない電源については、電源Ⅲと定義している。
- また、昨年度より実施された調整力公募においては、電源Ⅰを更に細分化（Ⅰ-a、Ⅰ-b）するとともに、厳気象対応用の調整力（電源Ⅰ'）を新たに定義し、一般送配電事業者はこれら調整力を駆使して需給調整を行っている。



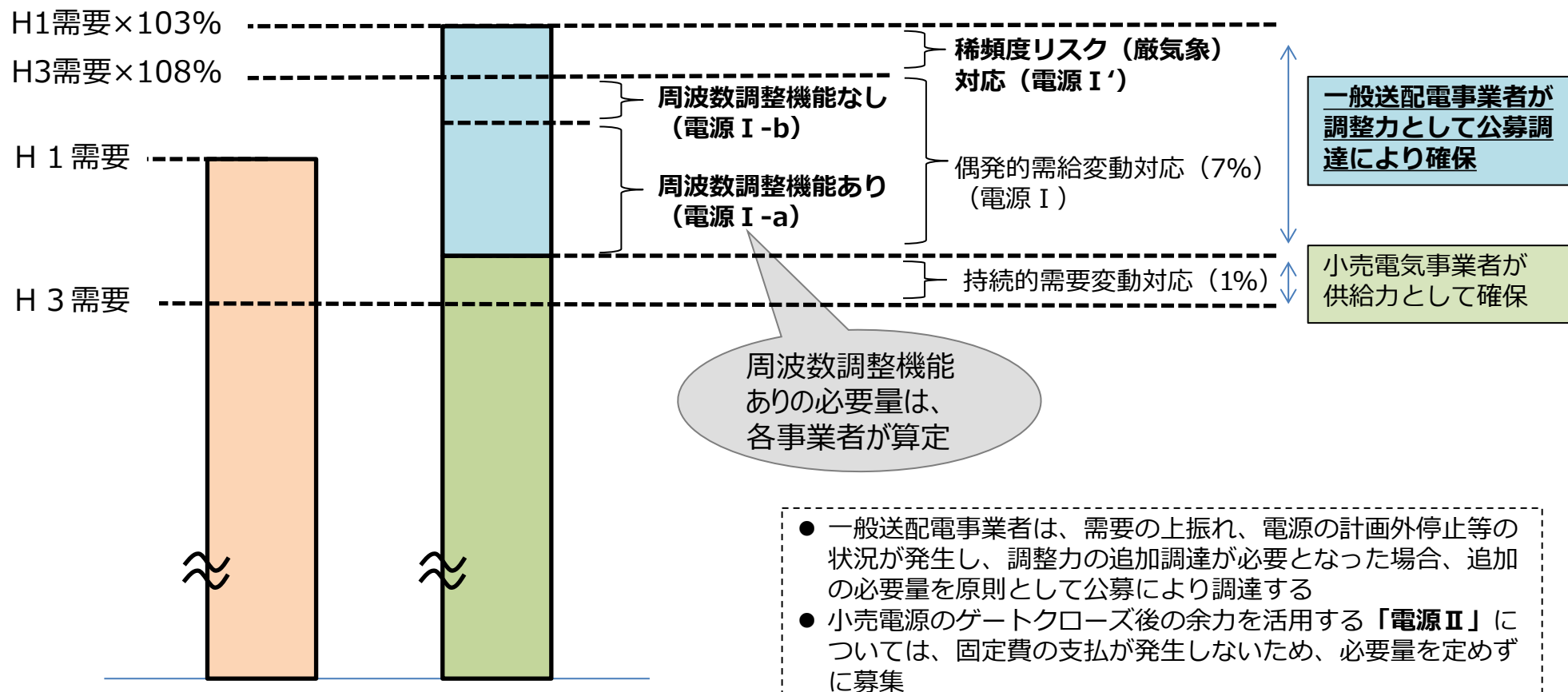
(注) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。

調整力の必要量の考え方について（平成29年度公募調達分）

2017年6月第19回制度設計専門会合
事務局提出資料

- 各一般送配電事業者は、周波数調整機能の有無等により電源等の区分を設定し、調整力の必要量を算定した上で公募調達を実施。

○本年度の調整力の区分及び必要量の概念図（沖縄電力を除く）



(参考) 調整力の公募結果 (電源 I)

2017年6月第19回制度設計専門会合
事務局提出資料

容量：万kW
価格：円/ kW

		北海道	東北	東京	中部	北陸
電源 I - a	募集容量	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0
	応札容量	54.3	97.4	326.2	160.7	33.0
	落札容量	36.0	95.7	323.7	160.7	33.0
	最高価格	37,862円	40,911円	15,171円	11,696円	21,461円
	平均価格	25,047円	11,531円	14,575円	9,260円	15,359円
電源 I - b	募集容量	募集無し	募集無し	47.0	9.7	2.0
	応札容量			47.8	9.7	2.0
	落札容量			44.3	9.7	2.0
	最高価格			15,171円	5,165円	18,317円
	平均価格			15,171円	5,165円	18,317円
電源 I'	募集容量	募集無し	9.1	59.0	19.2	募集無し
	応札容量		9.3	67.7	20.4	
	落札容量		7.4	59.9	19.2	
	最高価格		782円	4,750円	1,245円	
	平均価格		782円	4,501円	1,196円	

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が作成

(参考) 調整力の公募結果 (電源 I)

2017年6月第19回制度設計専門会合
事務局提出資料

容量：万kW 価格：円/kW		関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電源 I - a	募集容量	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7	1,022.8
	応札容量	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7	1,048.3(-)
	落札容量	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7	1,025.8(-)
	最高価格	12,339円	10,119円	17,579円	42,261円	37,336円	
	平均価格	9,740円	9,785円	12,328円	16,291円	27,878円	
電源 I - b	募集容量	26.0	募集無し	4.1	募集無し	24.4	113.2
	応札容量	26.0		4.1		24.4	114.0(1.0)
	落札容量	26.0		4.1		24.4	110.5(-)
	最高価格	12,331円		17,579円		9,352円	
	平均価格	12,319円		17,579円		7,676円	
電源 I'	募集	17.0	募集無し	募集無し	28.4	募集無し	132.7
	応札	36.6			31.4		165.4(40.3)
	落札	17.0			28.5		132.0(27.1)
	最高価格	5,900円			32,622円		
	平均価格	3,034円			8,176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、落札の容量
であり、全体の
内数。

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が作成

(参考) 調整力の公募結果(電源 I'の詳細)

2017年6月第19回制度設計専門会合
事務局提出資料

- 電源 I'の区分では、ダイヤモンドリスponsによる応札もあり、その多くが落札となった。詳細は以下のとおり。

件数：件
容量：万kW
価格：円/kW

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	
募集	－	9.1	－	59.0	－	19.2	－	17.0	－	28.4	－	132.7	電源	D R	電源	D R
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

(参考) 電源Ⅱの募集結果

2017年6月第19回制度設計専門会合
事務局提出資料

- 電源Ⅱについては、必要量を定めずに募集が行われた。

件数：件 容量：万kW	北海道		東北		東京		中部		北陸			
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量		
旧一般電気事業者	23	433.6	20	1,097.1	107	4,315.4	58	2,423.3	17	453.6		
旧一般電気事業者以外	4	34.5	5	195.0	21	527.5	2	84.2	1	25.0		
合計	27	468.1	25	1,292.1	128	4,842.9	60	2,507.5	18	478.6		
	関西		中国		四国		九州		沖縄		合計	
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量
旧一般電気事業者	46	1,974.9	41	923.6	18	404.0	39	1,215.2	12	170.2	381	13,410.9
旧一般電気事業者以外	-	-	-	-	-	-	-	-	2	28.2	33	886.2
合計	46	1,974.9	41	923.6	18	404.0	39	1,215.2	14	198.4	414	14,297.1

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

(参考) 容量市場と需給調整市場との関係 (kW価値の取引)

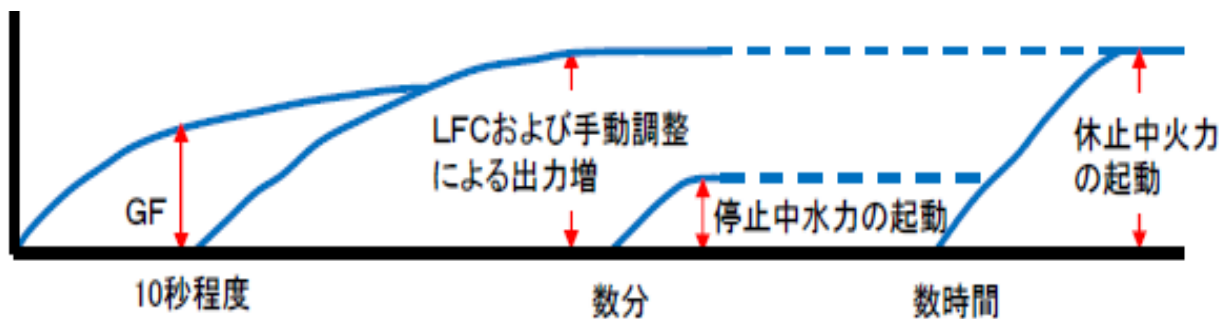
- 需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなるとともに、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする Δ kW価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引されるkW価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 国全体で必要となる供給力 (kW価値) の取引 	市場管理者 (広域機関等) <small>※分散型の場合は小売電気事業者</small>
卸電力市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 計画値に対して不足する電力量 (kWh価値) の取引 	小売電気事業者
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補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力 (ΔkW価値 + kWh価値) の取引 	一般送配電事業者

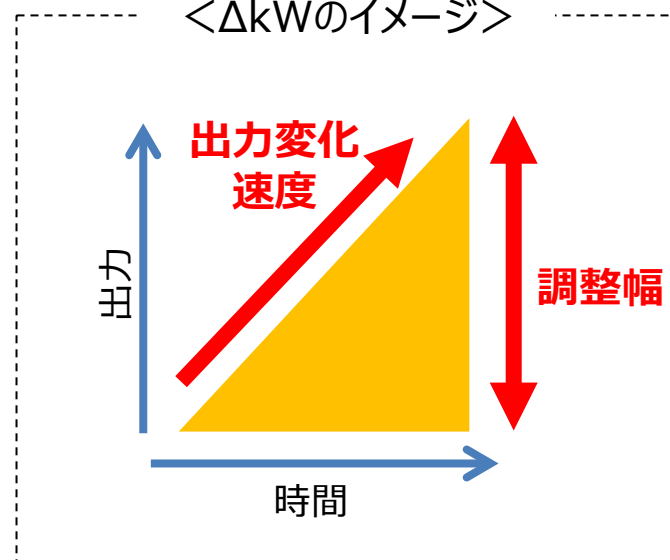
(参考) 調整力の価値 (ΔkW) の考え方

- 一般送配電事業者が行う需給調整に当たっては、系統の周波数や需給バランスの変動に対応した出力調整等を行う必要があるため、調整力となる電源等は、通常の供給能力に加え、①中央給電指令所からの指令に応じた出力変化速度等といった反応力や②発生した需給差に対応するための調整幅といった能力を求められる。
- 需給調整市場においては、上記の「出力変化速度等の反応力」や「調整幅」を調整力の価値 (ΔkW) として評価し、調達することとなる。

＜周波数変動に対応する需給運用のイメージ＞



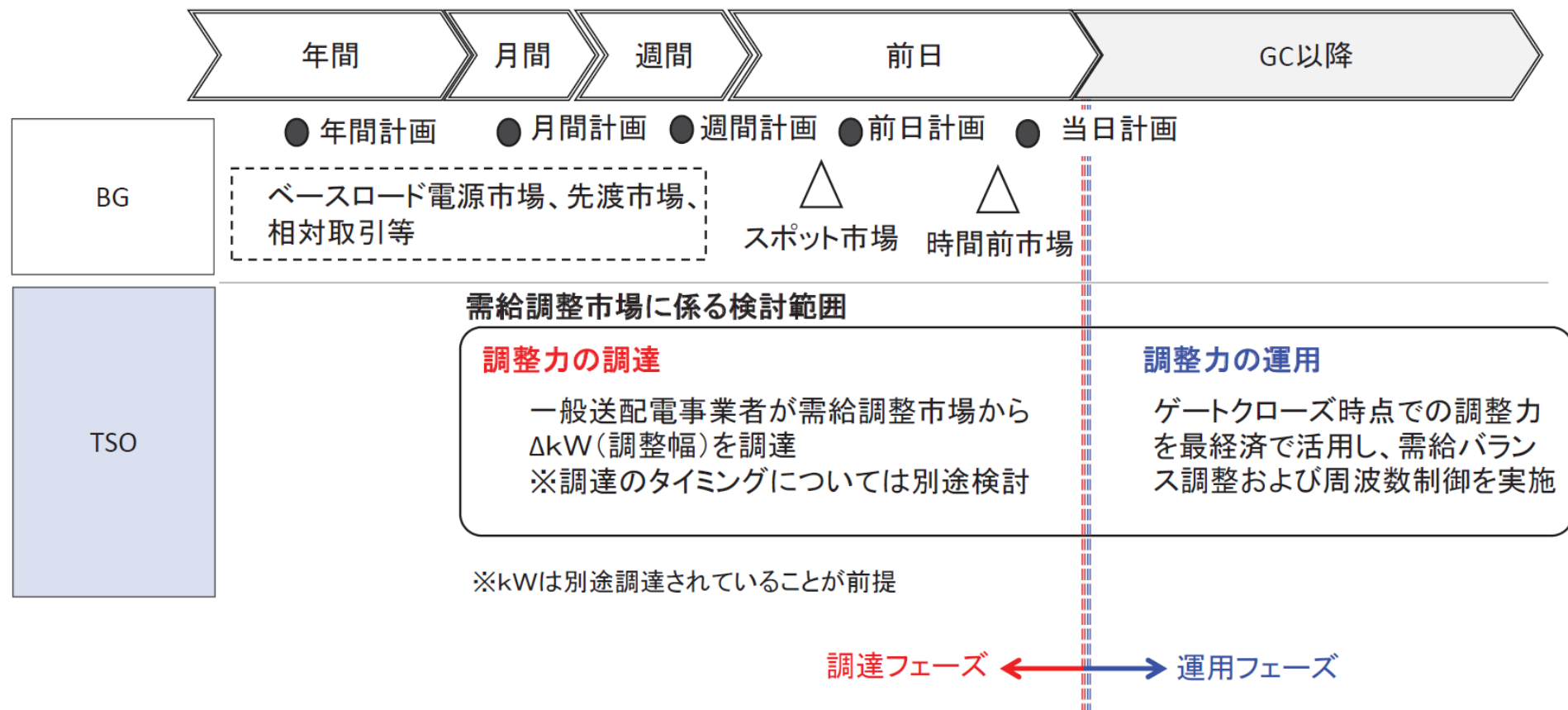
＜ ΔkW のイメージ＞



- 周波数変動が発生した場合、まず出力変化速度等の速い電源を活用する。
- 一方で、次の変動事象に備え必要なGF・LFC量を確保するため、運転コストを考慮しつつ順次応動時間の遅い電源に差し替えて運用していく。
- 調整力の調達においては、十分な出力変化速度と、発生した需給差を埋めるための調整幅を確保する必要がある。

需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における ΔkW の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対しkWh価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないか。



需給調整市場の検討に当たっての留意点

- 需給調整市場は、安定供給を実現する上で欠かせない周波数調整等を担う調整力を確保する市場であることから、調達・運用における安定性を担保する事が重要。
- これを前提とし、効率的な調整力の調達・運用と市場原理による競争活性化・透明化により調整力コストの低減を果たし、低廉かつ安定的な需給運用を目指す。
- ただし、詳細設計に当たっては、需給運用の技術的な課題等に最大限配慮しながら、柔軟な制度設計を行う必要がある。

① 調達・運用における 安定性の担保

- ・他制度（容量市場等）との整合性
- ・参入要件・ペナルティ 等

② 効率的な 調整力の調達・運用

- ・広域調達・広域運用の実現
- ・調整力の区分、調達頻度の細分化 等

③ 市場原理による 競争活性化・透明化

- ・多種多様な電源等の市場への参入 等

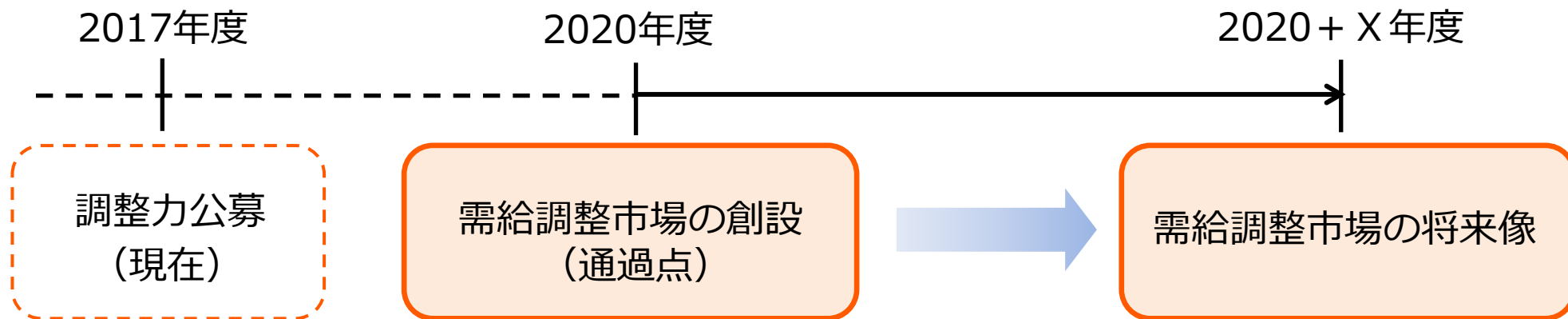
技術的課題等を踏まえた
柔軟な設計

低廉かつ安定的な需給運用

需給調整市場創設に当たってのタイムスパン

- 今後、需給調整市場を創設し、調達及び運用を行っていくにあたっては、システム改修や運用の抜本的な改変が必要となり、特に、エリアを越えた広域的な調整力の調達及び運用を行っていくためには、連系線の運用変更も含めたシステム改修が必要となると考えられる。こうした改修等を行うにあたっては、数年にわたる入念な準備期間が必要と考えられる。
- このため、2020年度に開始する需給調整市場の検討に当たっては、こうしたシステム改修等の制約の中での検討とならざるをえないのではないか。
- 他方で、こうした制約の中で市場設計を行うにあたっては、将来の需給調整市場の目指すべき姿を見据えた上で、システム改修等や運用の抜本的な改変等の技術的制約を踏まえながら、市場設計を行うことが重要ではないか。

＜需給調整市場創設までのスケジュール＞



今後の検討の進め方

- 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・広域機関・監視等委員会において、一体的に検討を進める。
- 本作業部会で全体制度設計を行うとともに、実際に需給調整市場の運営を行うに際して万全を期するため、広域機関において市場運営等の課題についてより詳細な検討を行い、監視等委員会において参入要件や市場監視等の在り方について検討を進めていくこととしてはどうか。

＜検討の枠組み＞

資源エネルギー庁 ～全体制度設計～

- 具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討
- 安定供給と低廉化の両立 等

電力広域的運営推進機関 ～市場運営等に係る詳細検討～

電力・ガス取引監視等委員会 ～参入要件・市場監視等 の在り方検討～

- 実運用の観点を踏まえた必要な調整力の量・質等条件の検討
- 市場運営等や広域化に関する技術的検討 等
- コスト合理化の観点からの競争活性化に係る検討
- 価格情報のより詳細かつタイムリーな公表の在り方 等

本作業部会における需給調整市場に関する論点（1 / 2）

- これまで行ってきた調整力公募の実態や広域機関での検討、本作業部会での事業者ヒアリング等を通じて行われた議論等を踏まえて、本日御議論いただきたい論点は以下のとおり。

	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	需給調整業務上のニーズ等を踏まえて、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。

本作業部会における需給調整市場に関する論点（２／２）

- 以下の各論点については、広域機関の検討や、他の論点についての議論の結果等も踏まえ、次回以降に、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。

論点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が論点となる。
- 現在行われている調整力公募(電源I-a及びI-b)においては、 $\Delta kW + kW$ を入札し、 $\Delta kW + kW$ の価格の安いものから落札する仕組みをとっている。また、実運用の際には、電源 I -a及び電源I-bのみならず、基本的に、別途募集した電源Ⅱも含め、一般送配電事業者に対して kWh 価格を通知し、実需給断面において安いものから動かすという運用がとられている。

【価値と取引される市場の関係性（イメージ）】

価値	価値の概要※1	卸電力市場	容量市場※2	需給調整市場	非化石価値取引市場
kWh	実際に発電された電気	○		○	
kW	将来の発電能力 (供給力)		○		
ΔkW	短期間の需給調整能力			○	
非化石※3	非化石電源で発電された 電気に付随する環境価値				○

(※1) 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。

(※2) 容量市場においては、電源の最大出力に調整係数を乗じる等し、供給力として見込めるものを取り扱う kW 価値と定義する。

(※3) 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値（ゼロエミ価値等）を包含した価値を言う。

(参考) 海外の調整力調達に関する市場の考え方

- 諸外国においても、 ΔkW の安価な順に調整力を確保した上で、 kWh の安価な順に調整力を稼働する仕組みとなっている。（米国PJMについては、 ΔkW と kWh を含めたコストを総合的に評価し、安価な順に調整力を稼働する仕組みとなっている。）

	調整力の調達	調整力の運用
ドイツ※	ΔkW の安価な順に調整力を確保	kWh の安価な順に調整力を稼働
北欧※ (statnett)	ΔkW の安価な順に調整力を確保	kWh の安価な順に調整力を稼働
イギリス※	ΔkW の安価な順に調整力を確保	kWh の安価な順に調整力を稼働
アメリカ (PJM)	$\Delta kW + kWh$ を総合的に評価し、安価な順に調整力を稼働	

※はLFC機能（負荷周波数制御機能）を持っている電源に限る

論点①：需給調整におけるメリットオーダーの考え方

- 調整力について、一般送配電事業者の費用は、①事前に確保した ΔkW に対する対価と、②実際に運用で使用した調整力が供給する kWh に対する対価の和となる。
- この対価の和（ ΔkW 価値 + kWh 価値）を最小化するためには、実需給時に稼働する調整力を想定した上で、最小費用となる組み合わせを割り出すことも考えられるが、現時点でそうしたシミュレーションモデルは確立していない。
- こうしたことを踏まえ、制度開始時においては一般送配電事業者が調達時に確保する ΔkW については、 ΔkW 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ともに、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 のメリットオーダーに基づいて調整力を発動する仕組みを設けることとしてはどうか。

※実需給においては、系統における供給の信頼度を確保するために、状況に応じて送電制約等を勘案する必要があり、一般送配電事業者が常に kWh のメリットオーダーに基づいて調整力を稼働するものではないという点については留意が必要。

論点②：需給調整市場の商品区分

- 需給調整市場の商品設計については、様々な調整能力を持つ電源が存在する中で、①需給調整を行う一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保し、運用できることを担保しつつ、②その上で調整力の提供者（発電・DR等）側が参画しやすく、効率的な需給調整を実現できるような区分であることが重要。
- まずは、買い手である一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保し、運用できることを担保する観点から、どのような商品区分を設定するべきか。

(参考) 調整力公募における商品区分

2017年3月第16回制度設計専門会合
事務局提出資料より抜粋（一部修正）

	電源Ⅰ-a	電源Ⅰ-b	電源Ⅰ'	電源Ⅱ
オンライン指令対応	必要	必要	原則必要※1	必要
周波数調整機能	必要	不要	不要	必要
応動時間	5分以内	15分以内～30分以内	3時間以内	— ※5
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	— ※5
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）	通年 (ゲートクローズ後の 余力のみ)

※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。

※5 電源Ⅱについては契約容量という概念はないが、各社ごとに出力変化幅として、例えば、5分以内に最低1.0万kWの出力変動ができることを要件として設定

※6 調相運転（電圧を一定範囲に維持するための運転）やブラックスタート機能（外部の電源から電気の供給を受けることなく起動できる機能）を有する電源等も調整力として存在しており、これらは相対契約にて調達。

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が作成

(参考) 需給調整市場の商品設計に関するこれまでの議論

<武田委員>

(前略) もう1点、需給調整市場の商品設計についてです。調整力の上げと下げを別商品にするというオプションが示されました。これについては、欧州でも、プライマリーについては例外を認めていますが、原則として別商品とするとの考え方が示されていると思います。もろもろの制約はあると思いますが、基本的に上げと下げとを別商品にするという方策で良いと感じます。

長くなって恐縮ですが、もう1点、事務局からは确实性、効率性、柔軟性という3原則を4ページで示していただきました。他方、欧州では、公正性、透明性、無差別性という原則に基づいて、特にDRとかアグリゲーターに、レベルプレイングフィールド、すなわち共通の土俵を与えるという考え方が示されています。わが国でも、DRも含めた電源間のレベルプレイングフィールドを考えて、制度設計を考えていく必要があるのではないかと思います。(制度検討作業部会(第7回))

<松村委員>

(前略) ハイスペックのものが一定量ないと困るという話と、全量がハイスペックでないと困るという話は区別した上で、DRにも入りやすいような市場をつくるべき。

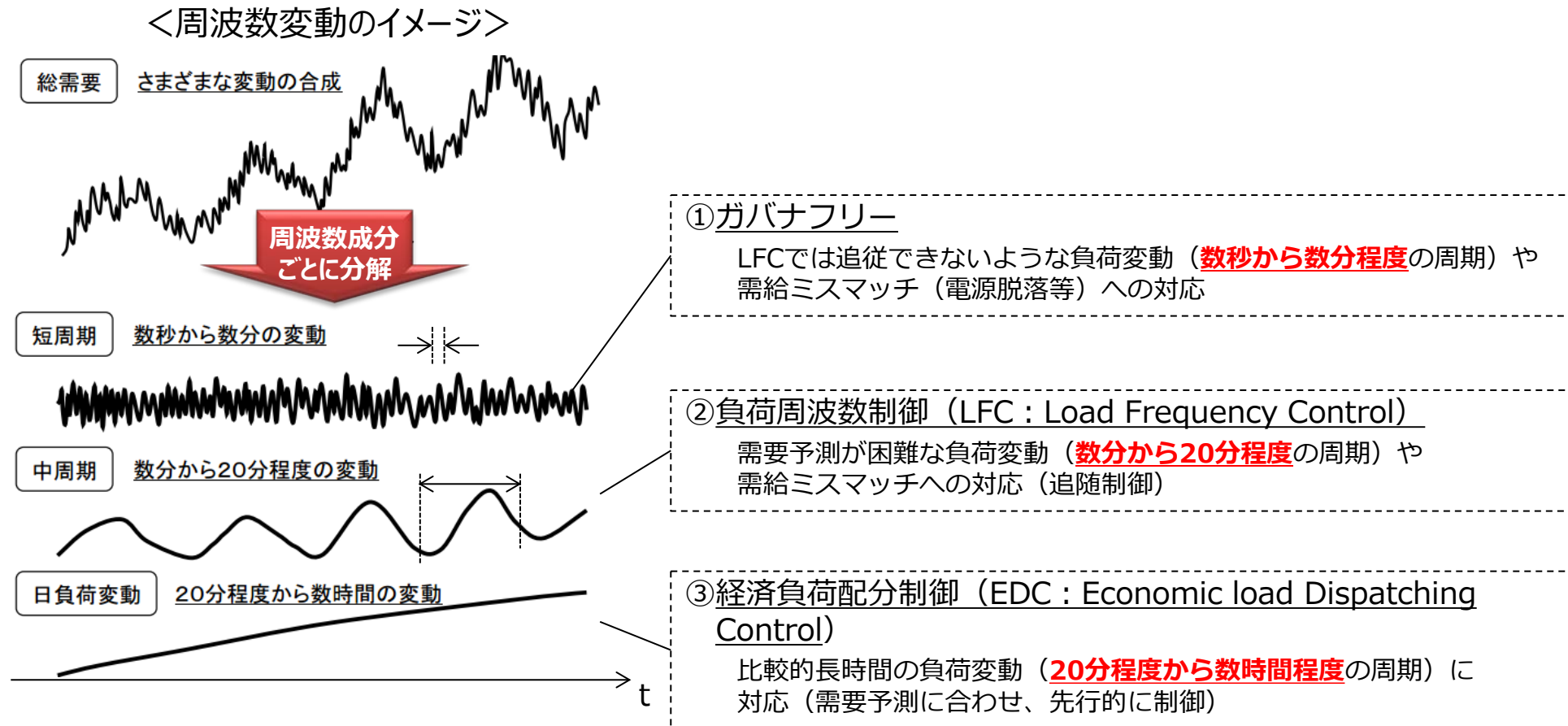
やり方は、いつも同じことを言っていますが、この程度の性能のものは、これ以上入ってもらったら困るという上限を設定すれば、ハイスペックの調整力のコストが低ければ全てハイスペックになるでしょうし、ロースペックのコストが低ければ、その上限量入ってくることになると思います。そういう柔軟な制度設計をお願いします。

(前略) 最初のカテゴリー、ガバナフリーを念頭に置いて調達した電源を、次のCのやり方で使っちゃいけないのかというと、そんなことは決してなくて、これは明らかに最初のカテゴリーのものが上位だと思えるのですけれども、危機的な状況のときに、1番目のカテゴリーのものを2番目の用途に使う、2番目のカテゴリーのものを3番目の用途に使うという
ようなことはあっていいはず。

(制度検討作業部会(第7回))

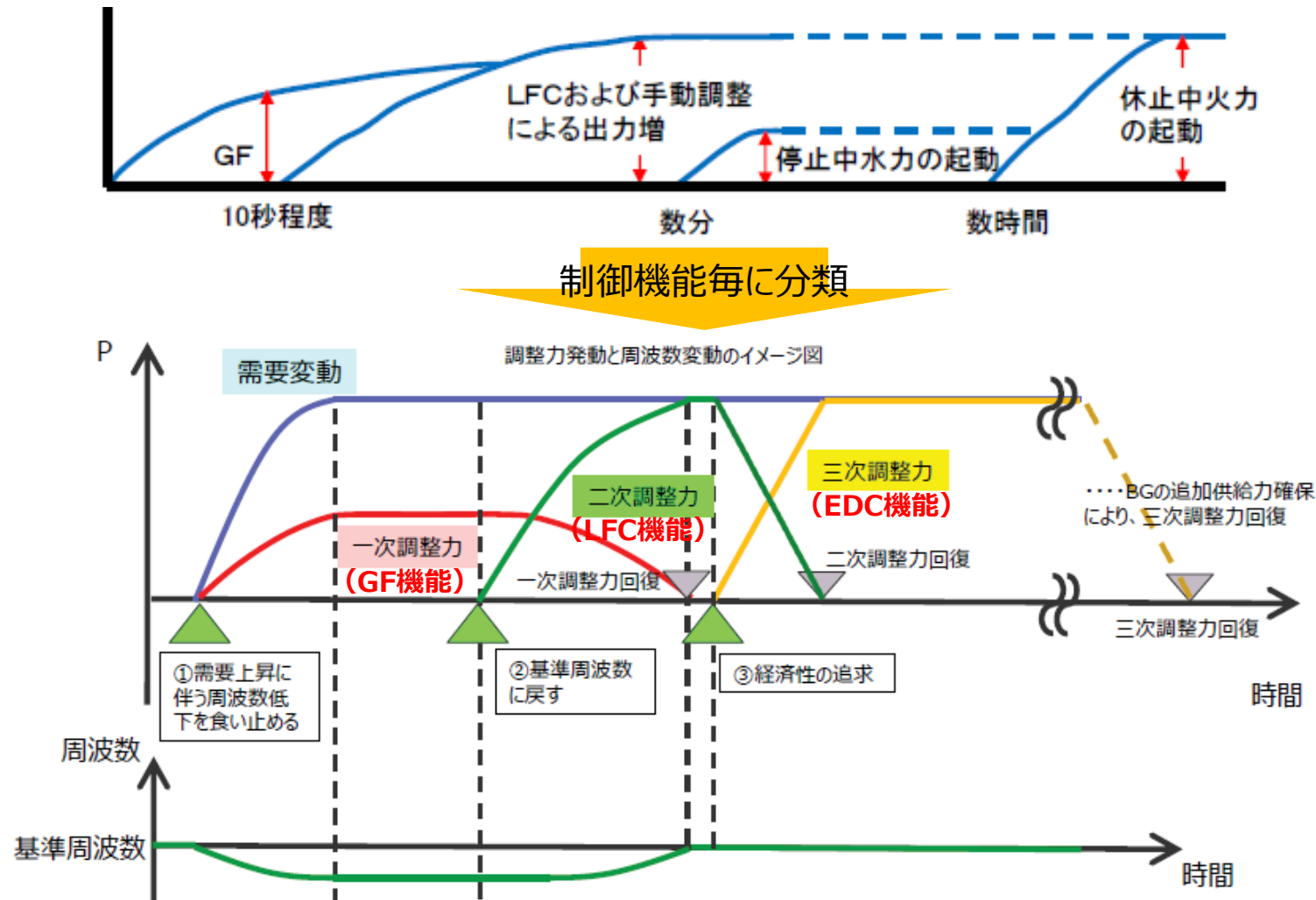
(参考) 一般送配電事業者による需給バランス・周波数維持の実態について

- 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。



(参考) 技術的観点から見た商品区分の検討 (広域機関における検討)

- 実際の需給運用では、それぞれの特徴を持つ電源を、柔軟に稼働・差し替え等実施しながら、需要変動に対して、周波数を一定に保つ (変動を即座に回復させる) よう運用している。



論点②：需給調整市場の商品区分

- 広域機関における技術的検討では、現在の周波数制御・需給バランス調整において各種制御機能（LFC、EDC等）を用いて運用していること等を理由に、制御機能毎に各商品を区分することが妥当とされたところ。
- これら技術的見解も踏まえ、需給調整市場では、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してはどうか。

＜広域機関での検討内容＞

	一・二次調整力（GF・LFC）※ ³		二次調整力② （EDC-H）	三次調整力① （EDC-L）	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※ ⁴	－	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※ ¹	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※ ²	上げ／下げ※ ²	上げ／下げ※ ²	上げ／下げ※ ²	上げ／下げ※ ²

※¹ 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

※² 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

※³ 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

※⁴ 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

2017年8月第5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事務局提出資料より抜粋

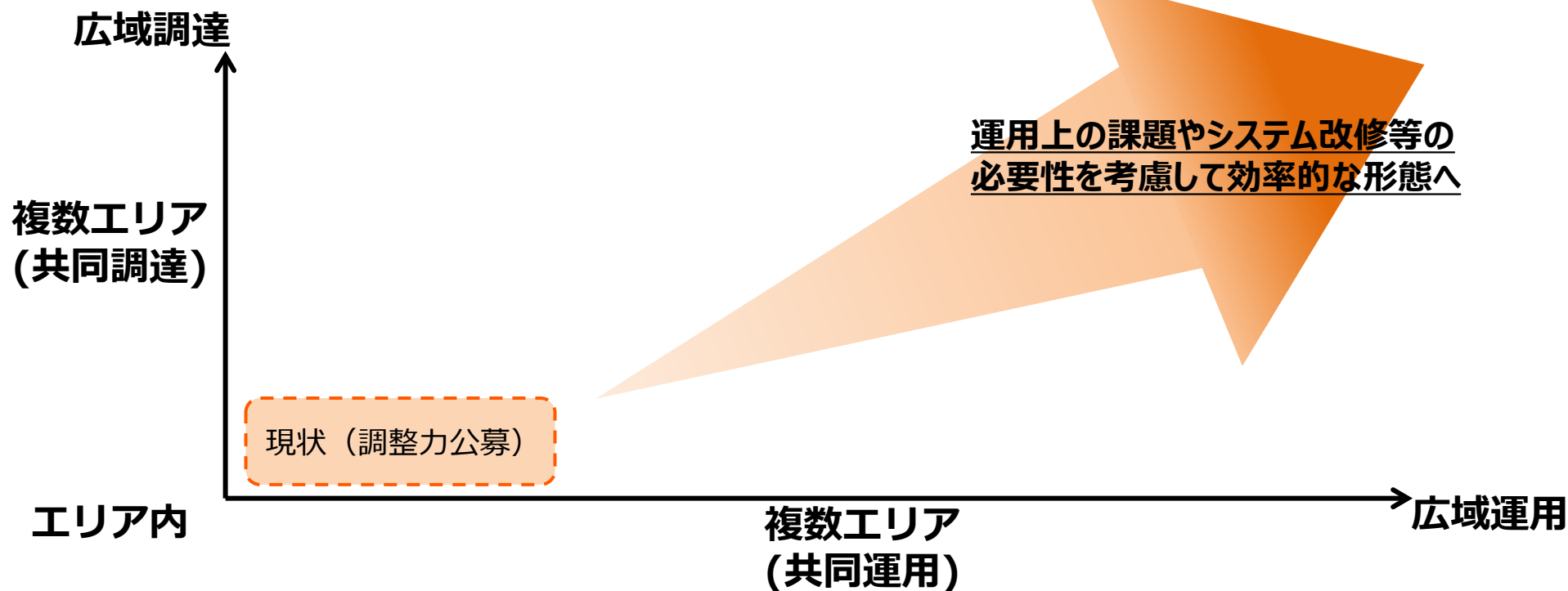
論点②：需給調整市場の商品区分（その他附帯する論点）

- 電源によって、複数の調整力機能（一次＋二次、上げ／下げ）を具備するものもある。効率性の観点から、全ての必要区分においてそれぞれ別個の電源を確保するのではなく、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容することとしてはどうか。また、その際は、 ΔkW の総コストで評価することも検討してはどうか。
- DRなどの新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値その他の要件については、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。
- また、電圧調整やブラックスタート（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できる電源）等、特定地域に立地していることがエリアの調整力として重要な電源に関しては、どのような取り扱いを行うか、詳細商品設計の検討に併せて議論してはどうか。

論点③：広域化による効率化

- 広域化は需給調整業務の効率化を目的としたものであり、諸外国の需給調整市場においても、エリアを跨いだ広域的な調達・運用を行っている。
- 日本に特有な系統状況（串形構造）や、システム改修等、運用上の課題は考慮しつつ、低廉な電気料金を実現し、国民負担を最小限にするという観点からは、今般の検討においては我が国においても調整力の広域的な調達・運用の双方を実現していくことを前提に、市場設計等を進めてはどうか。

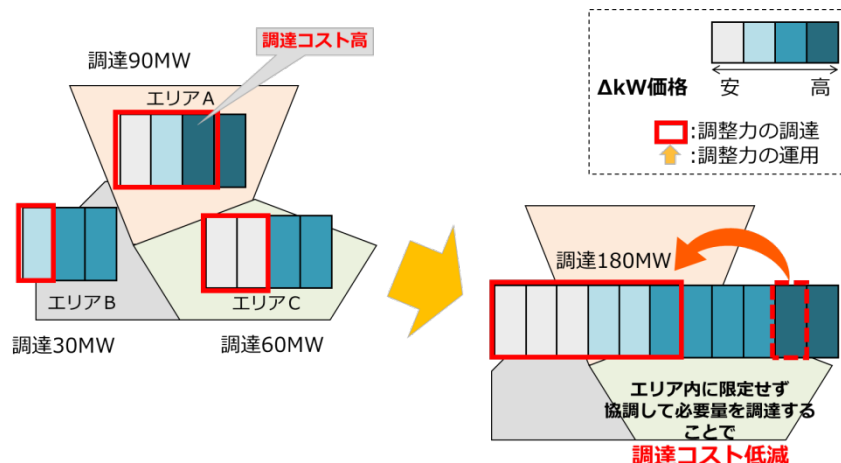
<広域化のイメージ>



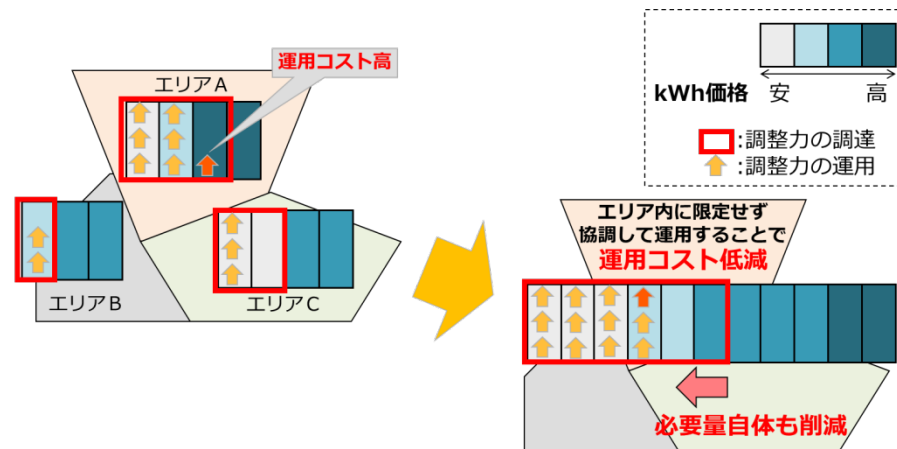
論点③：広域化による効率化（想定されるメリット）

- 需給調整をエリアを超えて広域的に行うことにより、以下のような効率化が期待される。
 - ① 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を調達することにより、必要な調整力調達コスト（ ΔkW ）が低減
 - ② 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を運用することにより、運用コスト（ kWh ）が低減
 - ③ 加えて、協調して広域的に運用すれば、各エリア内で運用することに比べ、調整力の総量も減らすことが出来るため、調整力調達コストの低減も期待される。
- 他方で、調整力の広域的調達・運用にあたっては、連系線制約等を踏まえた調達の確実性を十分に確保する必要がある。また、システム改修や運用の変更も必要と考えられ、そうした制約やコストも踏まえながら検討を進めていくことが必要ではないか。

<調達面のメリット>



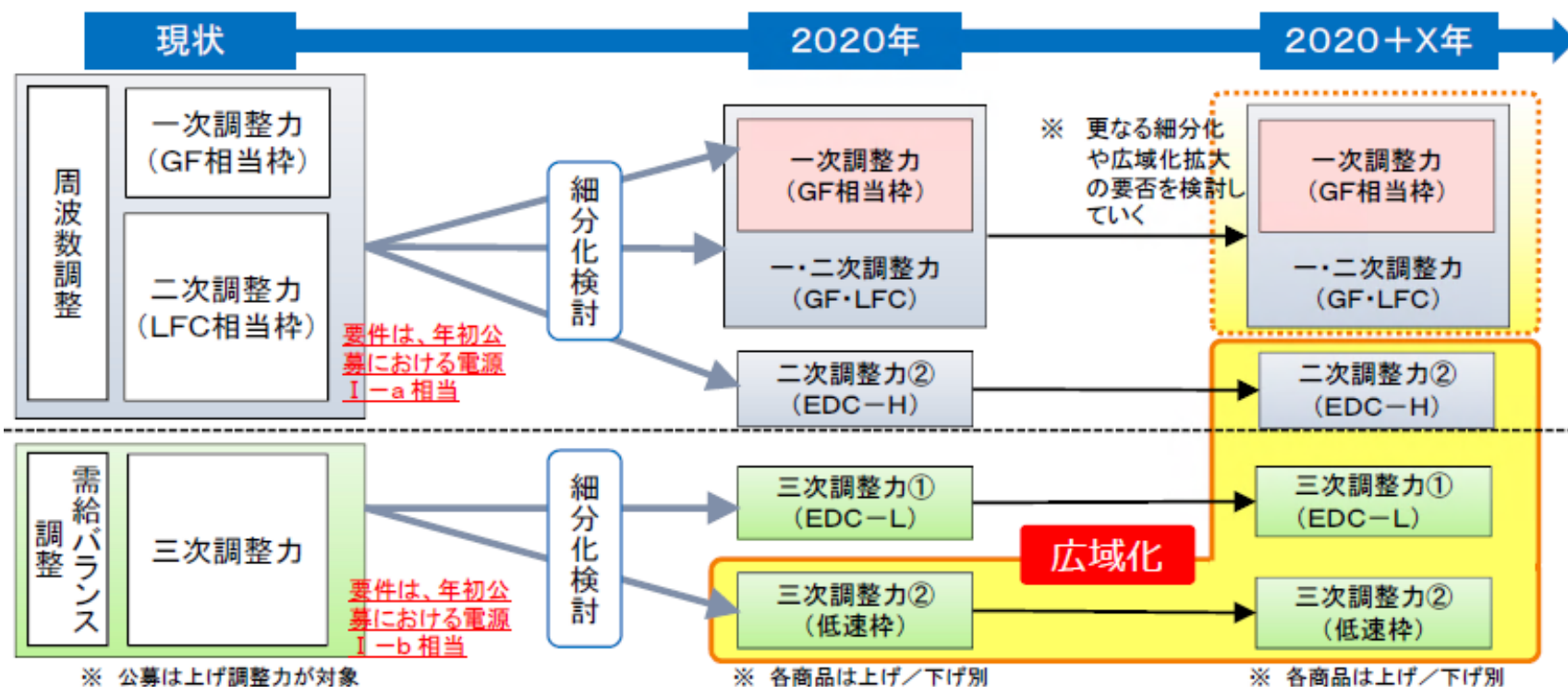
<運用面のメリット>



論点③：広域化による効率化（広域化の範囲とスケジュール）

- 広域化を進めるにあたっては、システム改修や連系線の運用変更を伴うと考えられるため、2020年においては、まずは低速域の三次調整力②の広域調達・運用を行うことを目指して準備を進めることとしてはどうか。
- その後、2020+X年においては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討し、その際に一次・二次調整力（GF・LFC）も含め広域調達・運用を行うかは、技術的な課題に留意しつつ、今後検討することとしてはどうか。

<広域化のイメージ>



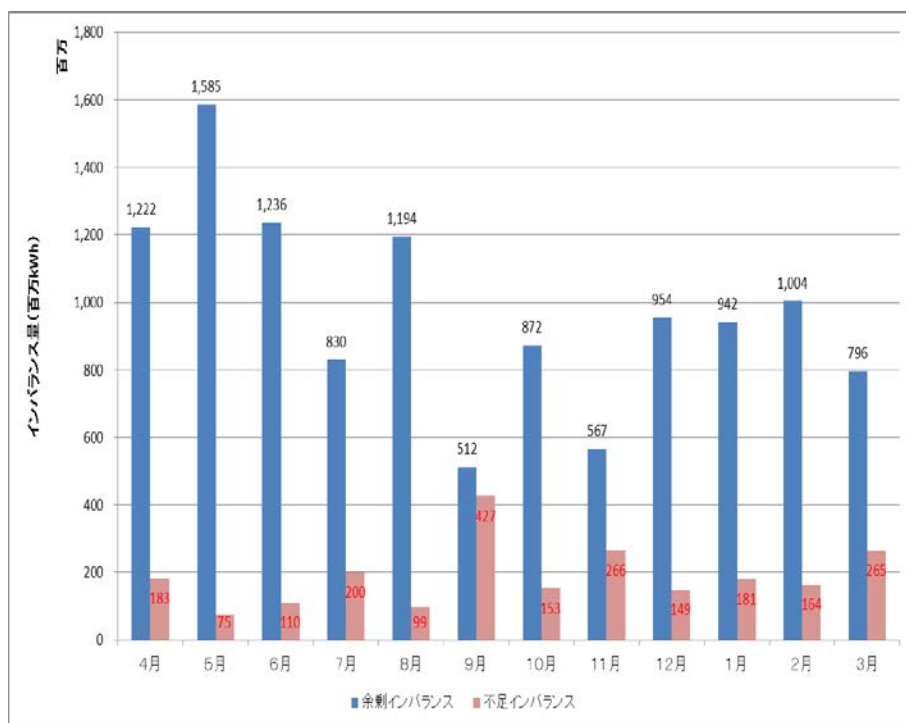
論点③：広域化による効率化（2020年に向けた対応）

- 2020 + X年の広域化の絵姿を実現するためには、市場からの調整力の調達・運用システムや連系線の運用変更、中給等のシステム改修も必要になると考えられる。
- これに対し、2020年は期近であり、三次調整力②の広域調達・運用を行うにあたって、システムによる自動化等が間に合わないことが考えられる。この場合、電話やメール等を使った簡易な広域調達・運用となることも考えられる。
- 広域調達・運用についての技術的な事項については、本作業部会における検討を踏まえ、さらに広域機関において詳細検討を行うこととすべきではないか。

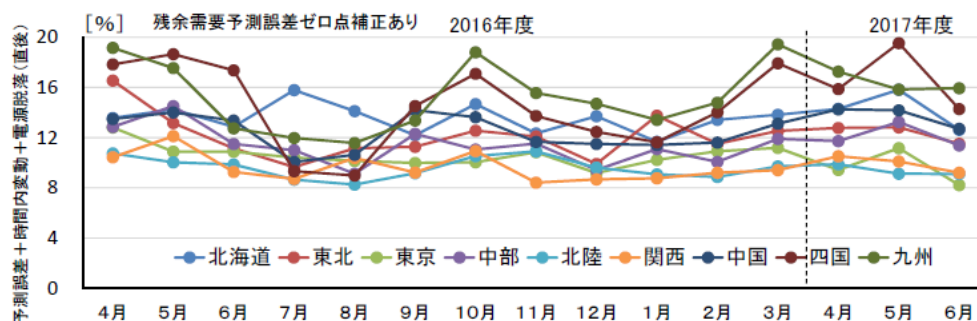
論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 現在の調整力公募においては、1年間で必要な調整力を通年で確保している。他方で、調整力（インバランスの発生量）は月単位あるいは季節毎でも変動がある。
- 調整力の調達について、実需給前のどのタイミングで需給調整市場から調達することとするか。

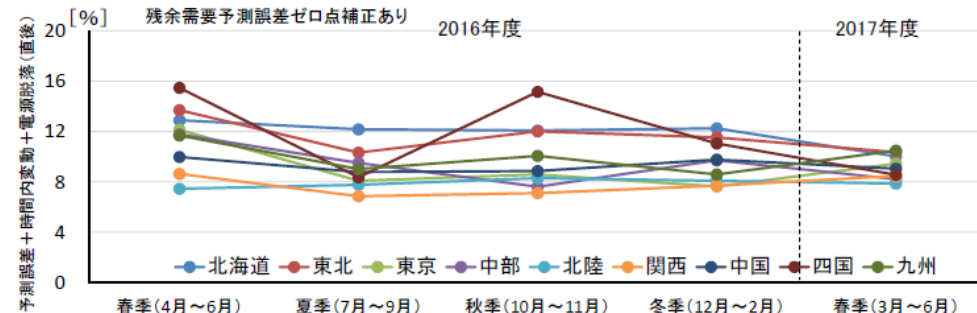
＜月別のインバランス量＞



＜月別「予測誤差＋時間内変動＋電源脱落（直後）」＞



＜季節別「予測誤差＋時間内変動＋電源脱落（直後）」＞



※ 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

（注）現在のインバランス制度を前提としているため、今後のインバラ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。

2017年8月第19回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局提出資料より抜粋

論点④：需給調整市場の開場時期の在り方

- 調整力の必要量については、季節や日毎に変動することから、実需給に近づくほど必要量の見通しが立てやすくなる。一方で、調整力を確実に調達する観点からは、卸電力市場の取引前に必要な調整力を確保しておく必要がある。
- 現在、一般送配電部門においては、翌週の週間計画を立てた上で調整力を確保していることから、調整力の調達にあたっては、前週に調達することが考えられるのではないかな。
- また、安定的な調達の観点からは、一定程度の長期確保も必要であり、1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節ごとに調達することが考えられるのではないかな。（詳細については、広域機関における技術的検討を踏まえ、本作業部会で検討する）
- また、ゲートクローズ後の実運用にあたっては、卸電力市場で落札されなかった電源の余力（現行の電源Ⅱ相当）など、前週以前に確保したもの以外も含め、実需給断面において活用可能な調整力をkWhのメリットオーダー順に発動できる仕組みを設けることが適当ではないかな。

(参考) 諸外国の需給調整市場における調達時期の在り方

	商品毎の調達時期の特徴	調達時期の特徴
ドイツ	<p>< 1週間前> Primary Control Reserve(PCR) (応答：30秒以内) Secondary Control Reserve(SCR) (応答：5分以内) <前日> Tertiary Control Reserve(TCR) (応答：15分以内)</p>	事前確保型
北欧 (statnett)	<p>< 1週間前> aFRR (応答：15分以内) < 1週間前+前日> FCR-D (応答：30秒以内) FCR-N (応答：2～3分以内) < G C直前> Regulating Power MarketからmFRR (応答：15分以内) を確保</p>	事前確保型 + 直前調整型
イギリス	<p><年3回> STOR (応答：240分以内) < 1ヶ月前> Frequency Response (Primary) (応答：10秒以内) Regulating reserve (Fast Reserve) (応答：2分以内) < G C直前> Balancing Mechanism (B M) から調整用のkWhを調達</p>	事前確保型 + 直前調整型
アメリカ (PJM)	<p><前日> 全ての調整用電源 ※PJMがエネルギー市場と需給調整市場を一体運用しており、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。</p>	エネルギー市場と一体運用

(参考) 需給調整市場の開場時期の在り方に関するこれまでの議論

<小宮山委員>

(前略) まず 8 枚目のスライドの需給調整市場の開場時期でございますけれども、やはり先ほどの確実性というのが、やはりプライオリティーが非常に高いという観点からは、なるべく、やはり早目に確保するという方針が日本でも非常に重要かなと思います。(制度検討作業部会 (第 7 回))

<松村委員>

(前略) インバランスの量が、時間帯、季節ごとに違うことが今回の資料でも出ているわけですが、例えば、電源脱落のリスクに備えるのであれば、需要が少ないときであっても、当然ある程度は必要。年間を通じて、あるいは時間帯を通じて必要な量は、きっとそれなりの量になると思います。

こういうようなものを事前に、早い時期に調達しておいて、微調整が必要な部分は後からというつくり方だって可能はず。全て事前に調達するのがいい、全て直前に調達するのがいい、その 2 択という安直な発想にならないようにすべき。
(制度検討作業部会 (第 7 回))

<意見募集>

・調整力の広域活用を検討する際には、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。

論点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）

- 調整力は、その機能が適切に発揮されなければ、系統運用に重大な支障が生じかねないため、提供者（発電・DR等）側から調整力は確実に供給されることが必須。このため、需給調整市場への参入要件やペナルティ、運用状況の監視等が必要。
- 調整力公募の参入要件・ペナルティや市場支配力の行使への監視も含めた監視については、調整力公募における議論も踏まえつつ、検討を行っていくべきではないか。現在、調整力公募の参入要件やペナルティ、監視等については、監視等委員会において検討が行われているところ、監視等委員会における更なる検討を行った上で、本作業部会で検討を行うこととしてはどうか。
- また、需給調整を行う一般送配電事業者が、本来の必要量を大幅に超えて、過度に調達するような事態も、効率性の観点から回避すべき。
- 一般送配電事業者が確保する調整力の必要量については、調整力公募の実施においては広域機関にて検討が行われており、需給調整市場においても、引き続き広域機関にて検討することとしてはどうか。
- さらに、支配的な事業者による市場支配力の行使への監視についても、監視等委員会で検討してはどうか。

(参考) 調整力公募における参入要件・ペナルティの議論

- 現在の調整力公募においては、監視等委員会の議論において、参入要件及びペナルティに関する検討がされており、各一般送配電事業者においては、これに基づいた公募が実施されるとともに、監視等委員会・広域機関により、事後検証等が実施されている。

契約の長期、短期によるペナルティの考え方

長期の契約のペナルティ	短期の契約のペナルティ
<ul style="list-style-type: none"> ・ 長期の契約の場合、年間（予め協議した定期検査等の期間を除く）で容量を確保するため、短期の契約よりも計画外停止等のリスクは相対的に高くなる。 ・ <u>ペナルティの内容、水準が厳しい場合、多くの電源等にとって参入が困難となる可能性がある。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 短期の契約については、週間～数ヶ月といった単位で契約されるため、計画外停止等のリスクは相対的に低い。 ・ 需要精度がより高まり、調整力の不足が懸念される場合や、当初契約していた電源等の計画外停止等が発生した場合に行われると想定され、電源等が確実に指令に応じられない場合には、安定供給への影響が大きい。 ・ <u>ペナルティの水準を高くし、より確実に調整力が提供されることを担保する必要がある。</u>

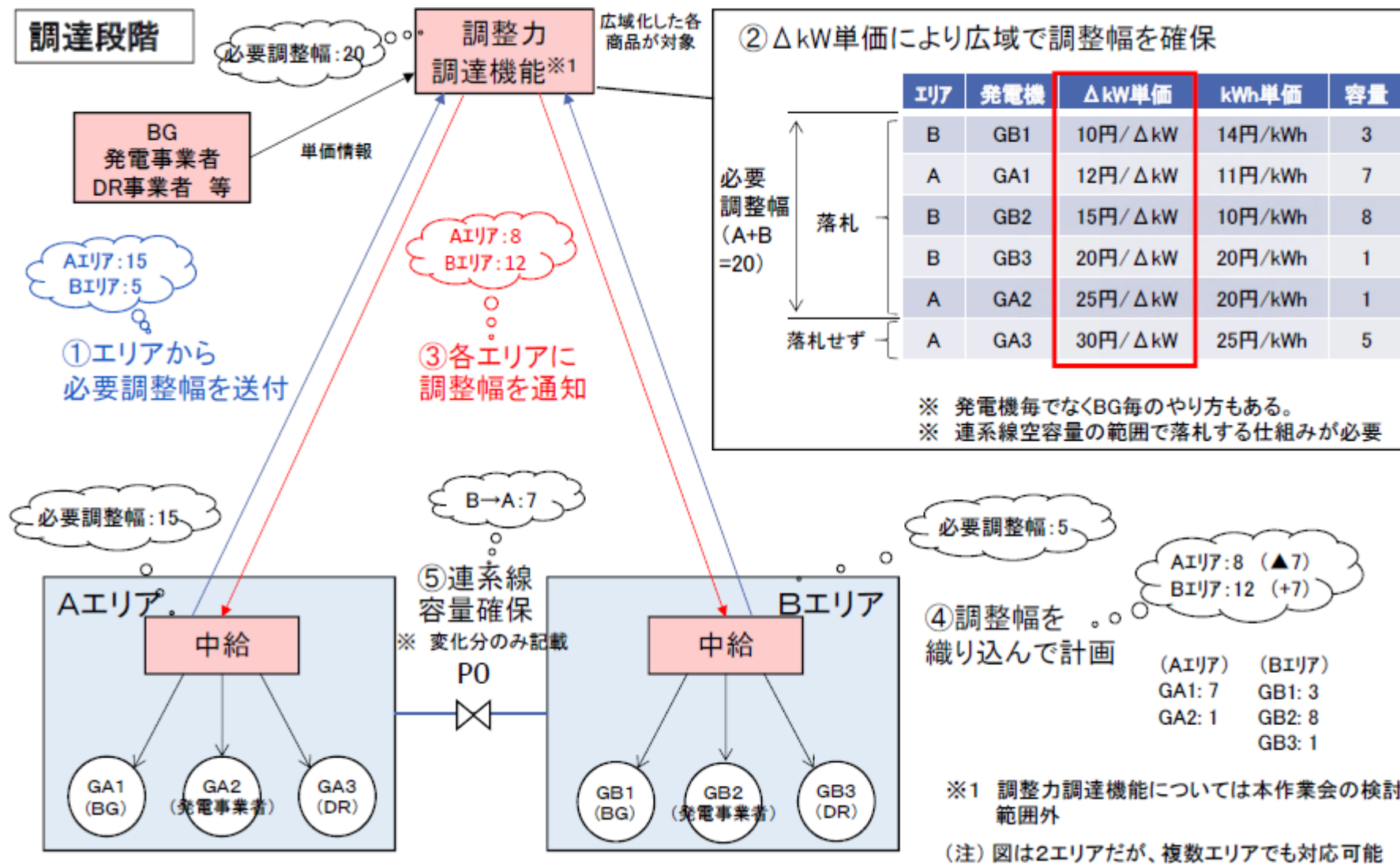
第8回制度設計専門会合（平成28年6月）事務局提出資料より抜粋

【事後検証実施する場合の役割分担のイメージ】

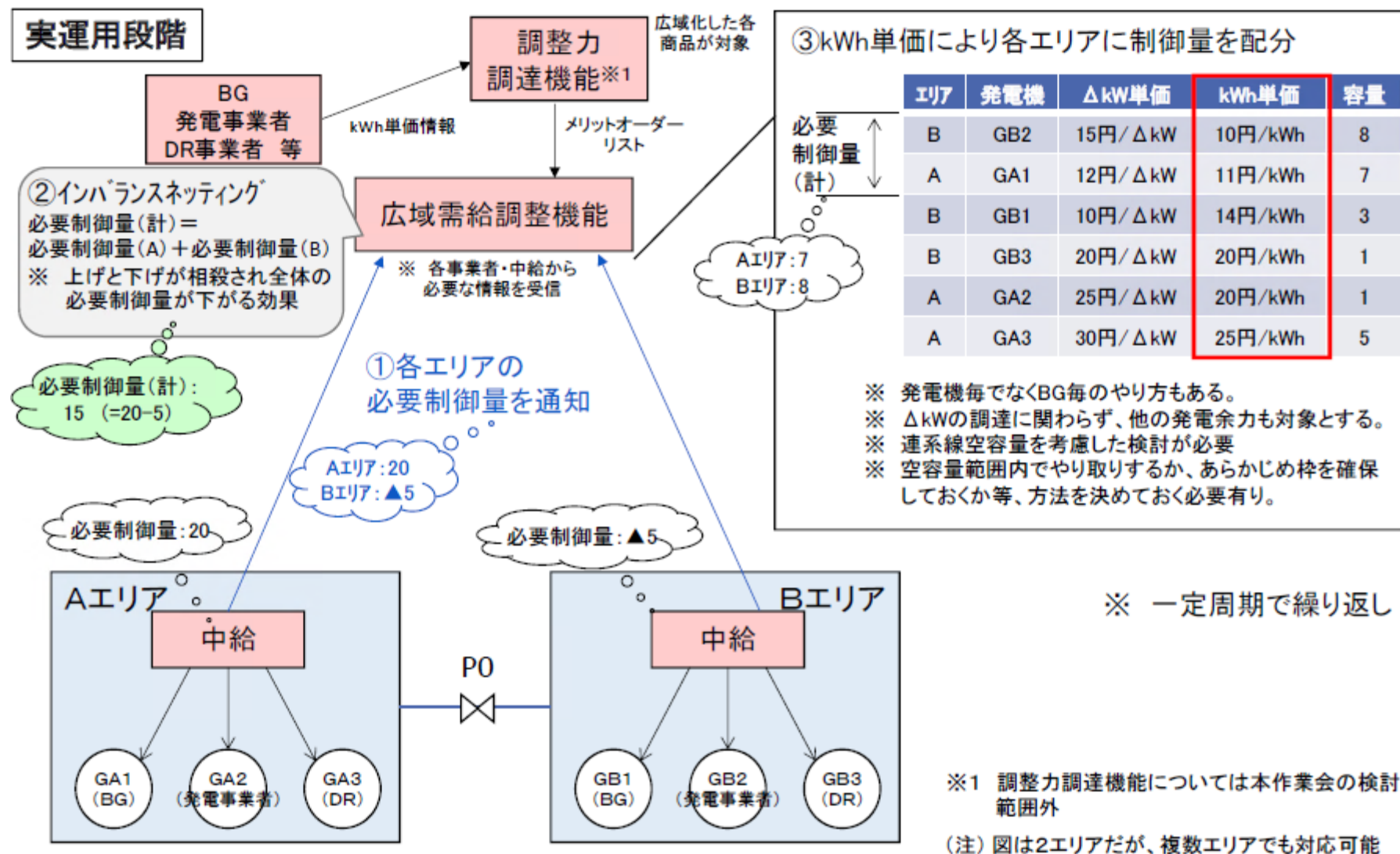
電力・ガス取引 監視等委員会	広域機関	一般送配電事業者	発電事業者等
調整力として調達した電源等の活用状況を確認	需給変動等の実績データに基づく、必要量の検証	調整電源についてのデータを委員会に報告	—

2016年5月第7回制度設計専門会合事務局提出資料より抜粋

**(参考) 広域機関において検討された調達段階における広域化イメージ
(2020+X年)**



(参考) 広域機関において検討された実運用段階における広域化イメージ (2020+X年) (1/2)



（参考）広域機関において検討された実運用段階における広域化イメージ （2020+X年）（2/2）

