

三次調整力①および二次調整力②の 広域調達の開始時期について

2018年9月21日

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

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
3. 三次①の調達方法
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
3. 三次①の調達方法
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点
1-1 三次①および二次②の 広域調達開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 三次①および二次②の広域運用の見通しを踏まえた広域調達開始時期
1-2 二次①の 広域調達可否と開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用メリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記および中給システムの抜本的な改修を踏まえた広域調達・運用開始時期
1-3 一次の 広域調達可否と開始時期		<ul style="list-style-type: none"> ✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 <ul style="list-style-type: none"> • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用のメリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記を踏まえた広域調達開始時期

- 第3回需給調整市場検討小委員会において、2021年度以降の調整電源等の確保の仕組みとして以下のとおり整理しており、その際に調達時期やその方法などについては今後広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、適宜見直すこととしていた。
- その後、三次①および二次②の広域運用の検討が進んでおり、広域運用の開始目標時期が示された。本日は、これらの状況を踏まえた三次①および二次②の広域調達の開始時期などについてご議論いただきたい。

まとめ

35

2021年度以降の調整電源等の確保については以下のような整理としてはどうか。

- 広域運用・調達されるものは市場により調達する。他方、エリア内で調達するものは公募で調達する。
- 調達時期と方法
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量は電源Ⅰ（Ⅰ-a、Ⅰ-b）公募により年間で調達する。
 - ✓ 広域的に調達・運用される三次調整力②（主に再エネ予測誤差に対応するもの）は市場にて前日に調達（スポット後に調達）する。
 - ✓ エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量で対応できないものは電源Ⅱの仕組みを続ける。（市場調達であれば週間で調達が望ましい。）
- 電源の余力活用は年初に公募に基づく契約により行う。
- 電源Ⅰ'相当の仕組みは少なくとも2021年から2023年の期間は継続する。

上記の整理は、今後広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、調達時期・方法など適宜見直していくこととなる。

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
3. 三次①の調達方法
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

三次①および二次②の広域運用の開始目標

- 第24回制度検討作業部会（2018.7.17）において三次①および二次②の9社による広域運用開始目標が示されたところ。
 - ✓ 三次①：2021年度
二次②：2023年度
 - ✓ ただし、具体的なスケジュールについては広域需給調整システム（運用）の製作メーカーが決定次第、各社中給対応の調整等も踏まえ今後検討とされている。

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)					広域運用+ 広域調達					
三次調整力① (EDC※3-L)			自主的 運用	3社 広域運用	開始目標			広域調達 ※開始時期未定		
二次調整力② (EDC※3-H)	調整力公募 (電源 I + II)					開始目標		広域調達 ※開始時期未定		
二次調整力① (LFC※3)					一次調整力、二次調整力①の 広域化の要否・時期について検討予定					
一次調整力 (GF相当枠※3)										

▲ 容量市場初回オークション
▲ 容量契約発効

※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）

（例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大…）

※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については今後検討。

※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。

LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。

GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

06 | 二次調整力②への拡大について

- 対象調整力および地理的範囲の拡大については、各社中給システムの対応スケジュールも考慮し検討。
- 2020年度内に三次調整力①相当までの広域需給調整を9社で実現したのち、2023年度からの二次調整力②相当の運用開始に向けて進めていく。

		2018 (H30)	2019 (H31)	2020 (H32)	2021 (H33)	2022 (H34)	2023 (H35)
イベント		現在 ▼		東京オリンピック等 ▶	需給調整市場システム (調達) 運用開始 (三次調整力②より広域調達) ▼		
広域需給調整機能 製作スケジュール		▶	ベンダ選定	▶	製作		
広域 運用	三次調整力①相当 まで		中地域 各社	▶	中給システム改造		
				試験(30分周期) ▶	▼	運用開始	
				試験(15分周期) ▶	▼	運用開始	
	二次調整力② 相当		9社	▶	中給システム改造*		
				試験(15分周期) ▶	▼	9社運用開始*	
				▶	FC, 中給システム対応*		
				試験(5分周期) ▶	▼	9社運用開始*	

※ 各ステップが順調に進んだ場合の開始目標であり、具体的なスケジュールについては、広域需給調整システム（運用）の製作メーカーが決まり次第、各社中給システム対応の調整等を実施し、今後検討

三次①および二次②の広域調達開始時期

- 三次①および二次②の広域調達の開始時期を検討するに際して、以下のような点を考慮してはどうか。
 - ✓ 三次①および二次②は応動時間が15分以下、指令頻度が数分以下であるため、運用者が手動により調整力の発動を指示することは困難であり、中給システムのEDC機能により自動制御することとしている。そのため広域運用についても、広域需給調整システム(運用)により自動的にエリア間の調整力配分を行うこととしている。このため、広域調達した後に広域需給調整システム(運用)のトラブル等が発生すると、他エリアで確保した調整力の運用ができなくなり、エリアで必要となる調整力が不足するリスクがある。このようなリスクを極力回避するため広域需給調整システム(運用)を用いた9社での広域運用を一定期間運用することにより、広域運用が安定的に行えることについて確認した後に、広域調達を開始することが望ましいのではないか。
 - ✓ 2021年度以降の調整電源等の確保の仕組みについては、エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量（現在電源 I 公募で固定費を負担している量）は電源 I (I -a、 I -b)公募により年間で調達することとされた。この電源 I 公募から広域調達へスムーズに移行するためには、移行のタイミングを「年度初め」とすることが望ましいのではないか。
 - ✓ 広域調達の開始時期とはその商品の市場調達の開始時期となることから、参入事業者にとって開始時期の予見性や準備期間を考慮すると、あらかじめその時期が示されている方が望ましいのではないか。
 - ✓ 中給改修も含めメーカーとの調整はこれからなされることや、開発過程での不具合リスクなど開発のスケジュールに不確定な要素がある。
- 上記を踏まえ、広域運用の開始時期に不確定な要素があるものの、参入事業者に対して一定の予見性を与えるために、三次①および二次②の広域調達開始時期を以下のとおりとしてはどうか。
 - ✓ 三次①：広域調達開始時期を2022年度とする
 - ✓ 二次②：広域調達開始時期を2024年度とする
- ただし、システム開発トラブルなどにより大幅な遅延が見込まれるなど大きな状況変化があった場合には、開発主体からすみやかに報告し、広域調達開始時期の見直しを検討することとしてはどうか。

三次①および二次②の具体的な調達方法について

- 以降、三次①および二次②の広域調達を行う際の調達時期（年間、週間など）などの具体的な方法についてご議論いただきたい。

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
- 3. 三次①の調達方法**
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

三次①の広域調達に係る具体的な方法（1/2）

- これまでに以下の点が整理されている。
 - ✓ 2021年度以降の調整電源等の確保の仕組みとして、エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量（現在、電源 I 公募で固定費を負担している量）は公募により年間で調達すること
 - ✓ また、商品を細分化して必要量を個別に算定すると、合計の調達量が増加するため、固定費負担を増やさないと観点から、商品を細分化して公募するのではなく、電源 I 公募（I -a、I -b）により調達すること
- ここで、三次①は電源 I の中に含まれている部分があることから、三次①の広域調達を2022年度から開始するにあたり、この扱いについて検討を行った。

2. 年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるもの

14

- これまで固定費を負担してきた年間を通じて必ず必要となる量について、調達方法としては商品を細分化して調達する方法(案1)と、現行の電源I公募を続ける方法(案2)がある。年間で調達する際、調達方法を考える上では、経済性、監視の容易性、参入の容易性などの観点から評価を行った。
- 商品の細分化を行い必要量を算定すると調達量が増加する。これは商品毎に対応するリスクの不等時性が考慮されなくなるためである。現在の電源I公募においては、旧一般電気事業者の発電機は全ての商品の機能(GF、LFC、EDC)を備えており、必要量の算定においては不等時性を考慮した量となっている。
- 固定費負担を増やさないととの観点から、監視の容易性も考慮すると、年間を通じて必ず必要となる量でエリア内から調達されるものについては、電源I公募により電源単位で年間調達とすること(案2)がよいのではないかと。

	案1:商品を細分化	案2:現行の電源I(I-a、I-b)公募
経済性	<p>△→○</p> <p>不等時性により商品毎の調達量の合計は不等時性を考慮された電源I公募の調達量より増加する。同じ電源等から応札された量を最適化するロジックの開発により量を減少できる可能性がある。ただし対応できる全ての商品に入札されることが前提。</p> <p>※ 複数の商品を組み合わせた落札の仕組みは諸外国でも事例が確認されていない</p>	<p>○</p> <p>不等時性を考慮された電源I公募の調達量となっている。</p>
監視の容易性	<p>△</p> <p>細分化された各商品に固定費がどう転嫁されているかの妥当性の判断が困難</p>	<p>○</p> <p>電源等単位での応札となり監視は容易</p>
参入の容易性	<p>○</p> <p>特定の機能だけを持つ事業者が参入可能</p>	<p>△</p> <p>特定の機能だけを持つ事業者は参入困難</p>

(参考) 不等時性による調達量の増加について

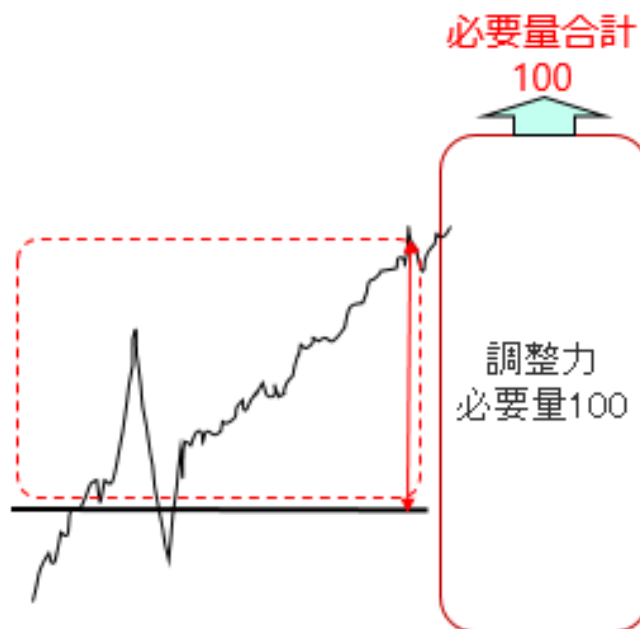
15

二次調整力、三次調整力を
同一のリソースで確保する場合

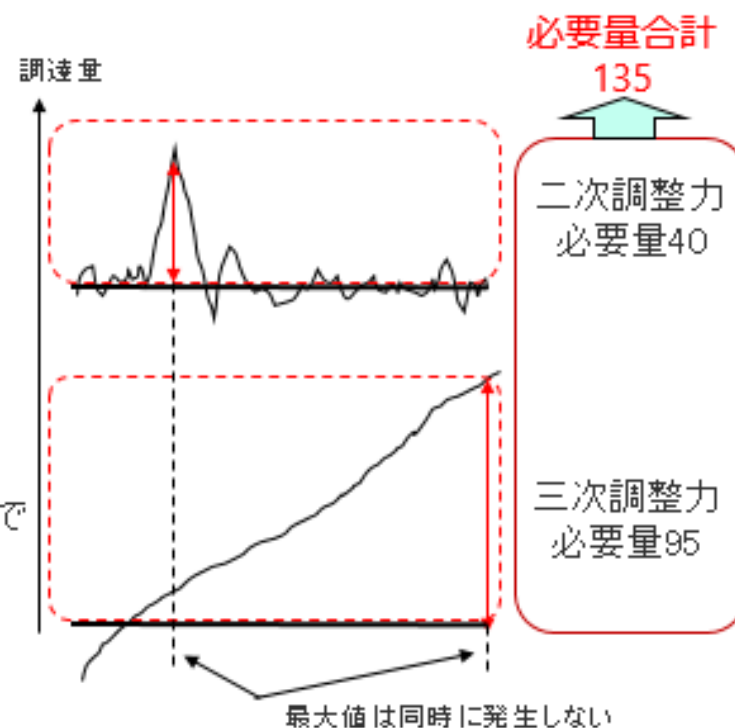
- ・調達量を低減できる可能性
(旧一般電気事業者の発電機は、一次から三次調整力②までのいずれの能力も兼ね備えており、同じ調整幅(kW)を共用することができる。)
- ・複数商品を総合的に落札する仕組み、または電源Ⅰのように単一区分で調達する仕組みが必要

二次調整力、三次調整力を
別のリソースで確保する場合

- ・二次調整力、三次調整力を別々に確保するため、合計の調達量が増加する可能性あり
- ・一部の商品区分の調整力のみ提供できるリソースにとっては参入しやすくなる
(例:水力は一次調整力、火力は二次調整力、など)

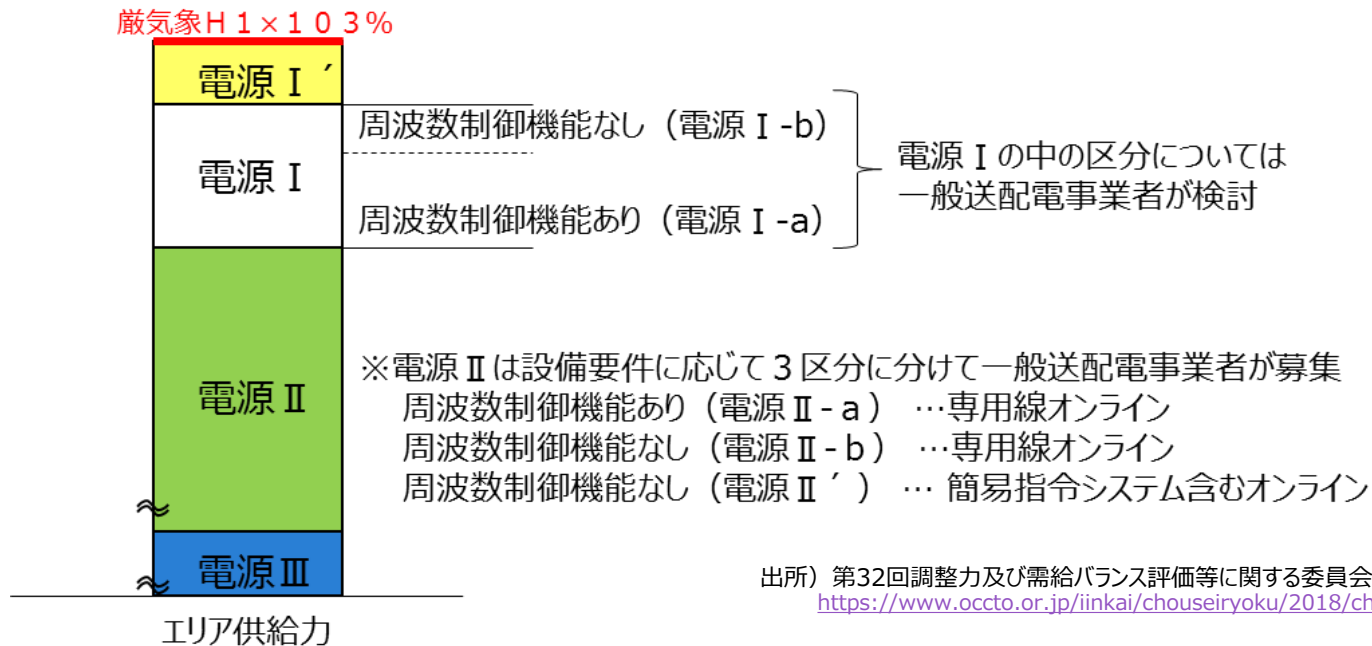


分けて調達することで
必要量が増加



三次①の広域調達に係る具体的な方法 (2/2)

- 現在の電源 I は、周波数調整機能をもった電源 I -aおよび周波数調整機能を持たない電源 I -bに分かれている。
- 電源 I -bはEDC機能で制御される発動までの応動時間が15分以内の調整力であり、機能は三次①相当である。
- 今後は、電源 I -bを三次①として広域的に運用することが可能となる。
- 以上より、現在の電源 I -bの必要量を2022年度以降は三次①として年間で広域調達することとしてはどうか。



出所) 第32回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2018.9.7) 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_32_haifu.html

	発動時間	周波数制御機能 (GF・LFC)の有無	専用線オンライン による指令・制御
電源Ⅰ-a	5分以内	あり	可
電源Ⅰ-b	15分以内	なし	可
三次①	15分以内	なし (EDCによる制御)	可 (専用線が必要)

平成30年度向け調整力公募概要（募集区分）

2017年10月 第23回制度設計専門会合
事務局資料

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動		ロースペック・低速発動
電源 I	【I - a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【I - b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※ H31年度向けからは0.5万kWに見直し	【I'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令（経過措置：オフライン） ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II - a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【II - b】 <当年度から追加> ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：1万kW ※	【II'】 <当年度から追加> ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：1万kW ※

※最低容量は各社の系統状況に応じて設定

(参考) 需給調整市場における商品の要件

11

	一次・二次調整力 (GF・LFC※ ¹)		二次調整力② (EDC※ ² -H)	三次調整力① (EDC※ ² -L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC※ ¹)			
指令・制御	-	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線※ ³	-	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
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
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※ ^{4,5}	45分以内
継続時間	5分以上※ ⁴	30分以上※ ⁵	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	45分以内に出力変化可能 な量とし、オンライン(簡易指 令システムを含む)で調整可 能な幅を上限とする
最低入札量	5MW※ ⁶	5MW※ ⁶	5MW※ ⁶	5MW※ ⁶	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
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	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 点線の商品区分けは将来の検討課題

※2 小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる

※3 「専用線等」については、回線速度やセキュリティを考慮して専用回線・電力専用網などすることを検討中

※4 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定

※5 後段の調整力への受け渡しを含めて今後見直す可能性あり

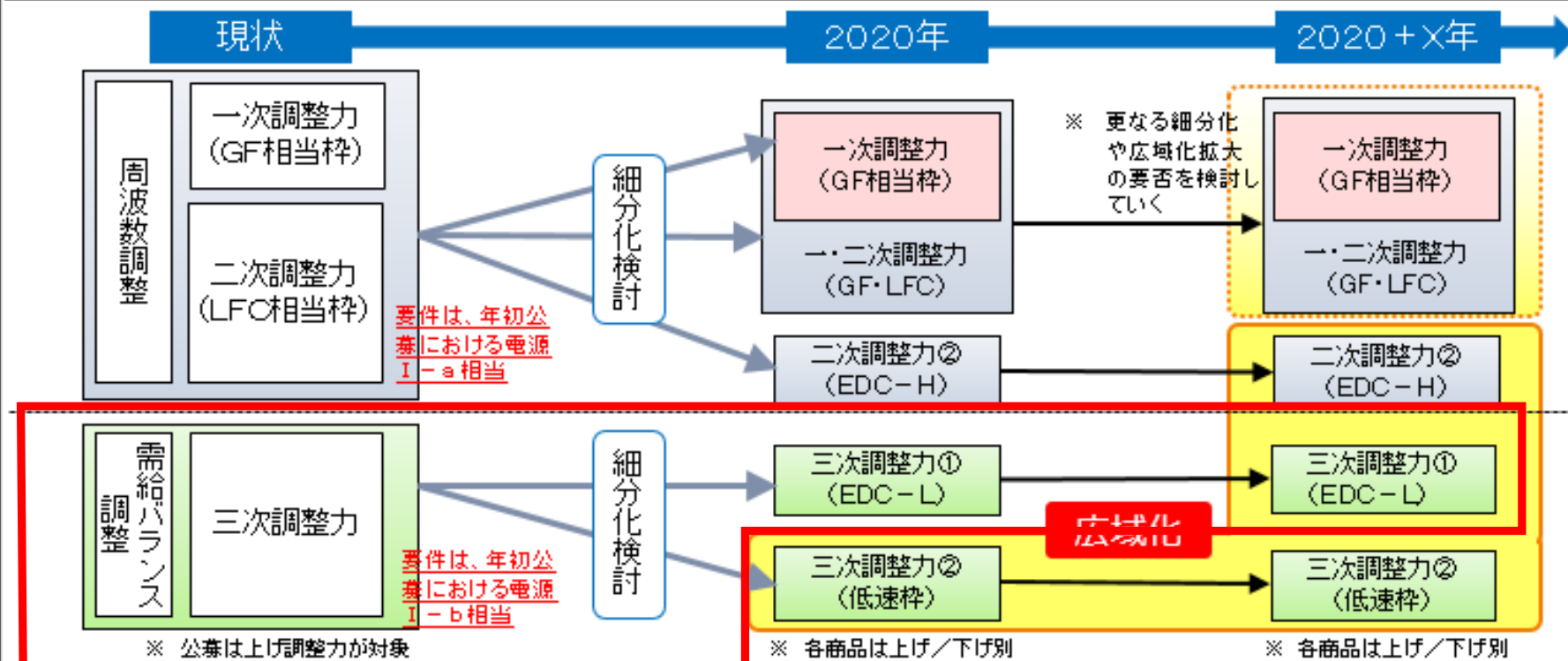
※6 専用線設置数増加や中央給電指令システムの大幅な改造による一般送配電事業者にとって著しいコスト増とならないことを考慮し設定

(本内容については今後の検討により見直すことがある)

2020年および2020+X年における調整力の広域化の方向性

24

- 2020年においては現行の中給システムと連系線運用で実現可能な**低速域の三次調整力②**の広域調達・運用を目指して検討。
- 2020+X年においては、EDCで制御を行う**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。
- **一次・二次調整力(GF・LFC)**については、以下の課題に留意しつつ、2020+X年に広域調達・運用を目指して検討を進めていく。なお、検討状況を踏まえ段階的な拡大を検討することも、現時点で排除はしない。
 - ・日本は欧米に比べて系統容量が小さく、需給調整にはより多くの量をより早く制御する必要があること
 - ・自動で広域運用するためには高速での情報交換が必要であり伝送遅延のリスクや同期の見極めが必要があること
 - ・その他、調整力の偏在・系統定数への影響等の課題検討の必要があること
 - ・一次・二次調整力は周波数調整が主であり、kWh上のメリットが少ないと考えられること



(参考)電源 I -b募集量

(2019年度向け)

[万kW]

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
-	4.2	74.0	24.7	2.5	42.0	-	1.5	-	24.4

(2018年度向け)

[万kW]

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
-	-	53.0	14.7	2.0	26.0	-	3.6	-	24.4

出所) 各社HPをもとに作成

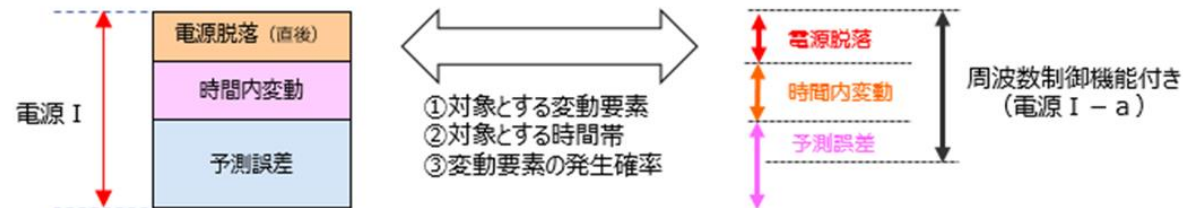
(参考) 電源 I -bの必要量について

- 電源 I -bは、電源 I の必要量から周波数調整機能が必要な部分（電源 I -a）を引いた部分となる

$$\checkmark \quad (\text{電源 I -bの必要量}) = (\text{電源 I の必要量}) - (\text{電源 I -aの必要量})$$

- 電源 I のうち、周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）の必要量は、「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「残余需要予測誤差の一部」に対応するための量として各一般送配電事業者が算定し、公募調達を行っている。
- 現時点で特に問題が生じていないことから、2019年度向けの調整力公募においても、これまでと同様の考え方で電源 I - a 必要量を算定することでどうか。

- (2)で提案した電源 I 必要量の算定の考え方と、次ページ以降の一般送配電事業者(東京電力パワーグリッド)の検討における周波数制御機能付き(電源 I - a)必要量の算定の考え方は下表のとおり。
- なお、電源 I - aの算定における電源 II の余力に期待できないという見方(相違点②)は、P24の(2)論点1のとおりリスクとして見過ぎであると考えられるものの、安定供給の観点からは、算出された電源 I - a必要量を調達することを否定するものではない。



	電源 I (算定1)	電源 I -a (算定2)	相違点
①	「電源脱落(直後)」「時間内変動」「予測誤差」を考慮	「電源脱落」、「時間内変動」、「予測誤差の一部」を考慮	・算定2においては、予測誤差のうち、実需給コマ内でしか把握できない予測誤差のみを周波数制御機能で対応が必要な量として切り分けて算出。
②	残余需要ピークを基本 (P19~22の試算では、残余需要最大×95%以上のコマを対象)	全時間帯 ※第9回委員会にて、電源 II の余力に期待し、 残余需要ピークを基本とするよう変更	・算定1においては、(2)論点1のとおり 電源 II の余力に期待し 、残余需要ピーク時を対象とする考え方。 ・算定2においては、電源 II の周波数制御機能をGC後まで確保することができないため、 電源 II の余力には期待せず 、全時間帯を対象とする考え方。
③	時間内変動:3σ 予測誤差:2σ (P19~22の試算では、この考え方にに基づき算出)	時間内変動:3σ 予測誤差:3σ	・算定1においては、周波数制御機能で対応する時間内変動は3σ値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は2σ値とする考え方。 ・算定2においては、すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため3σ値とする考え方。

予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

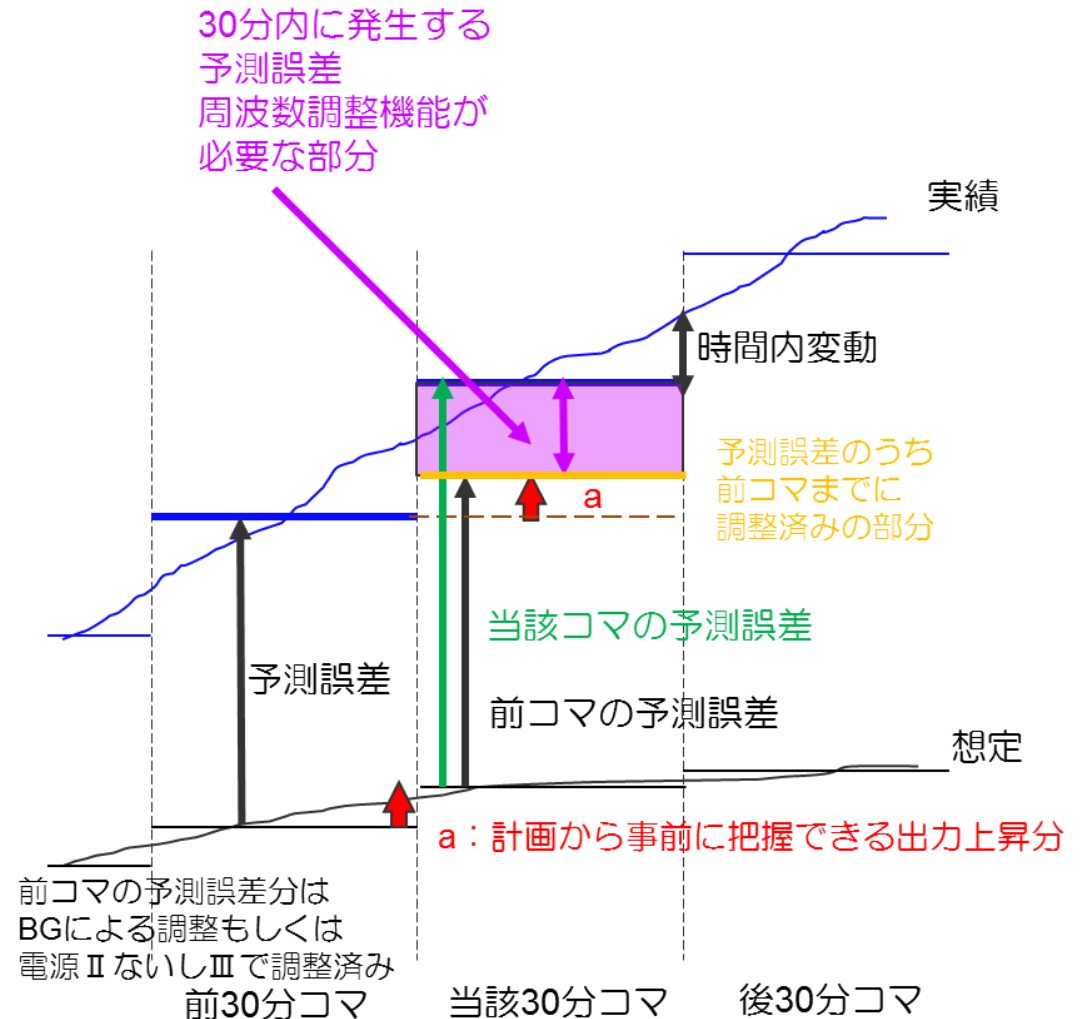
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。

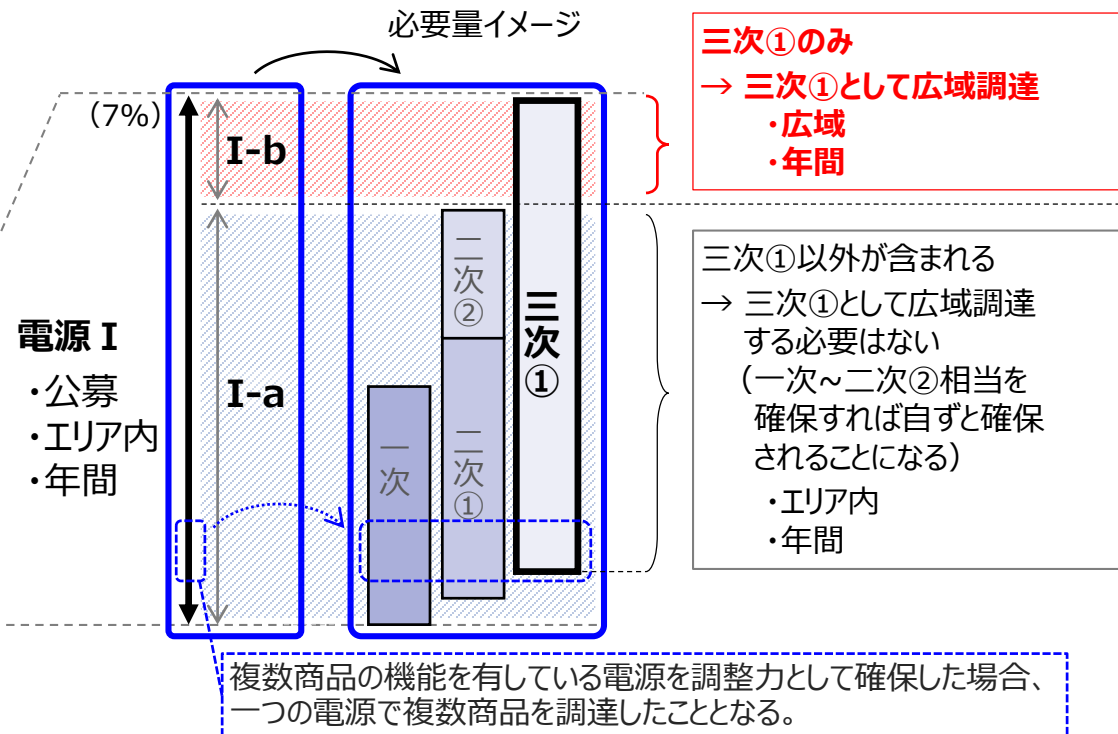
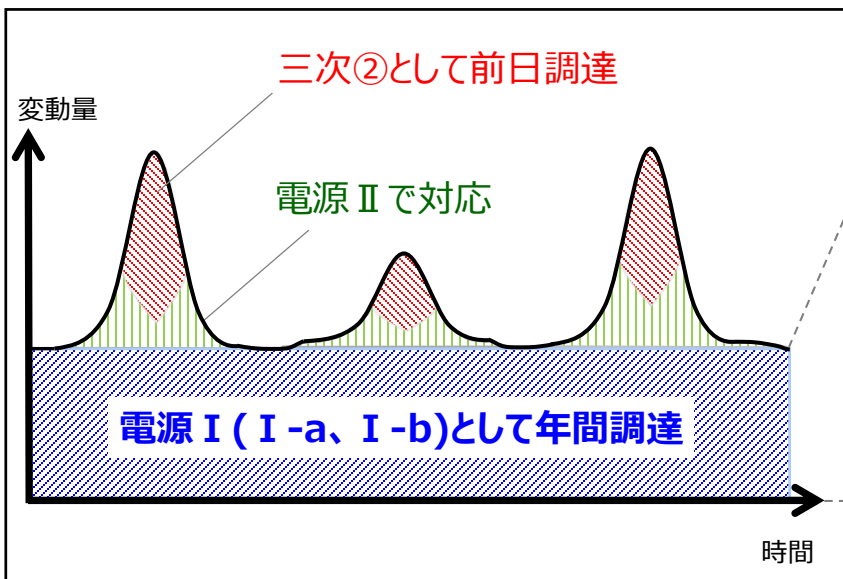


(余白)

電源 I -aに含まれる三次①の扱い

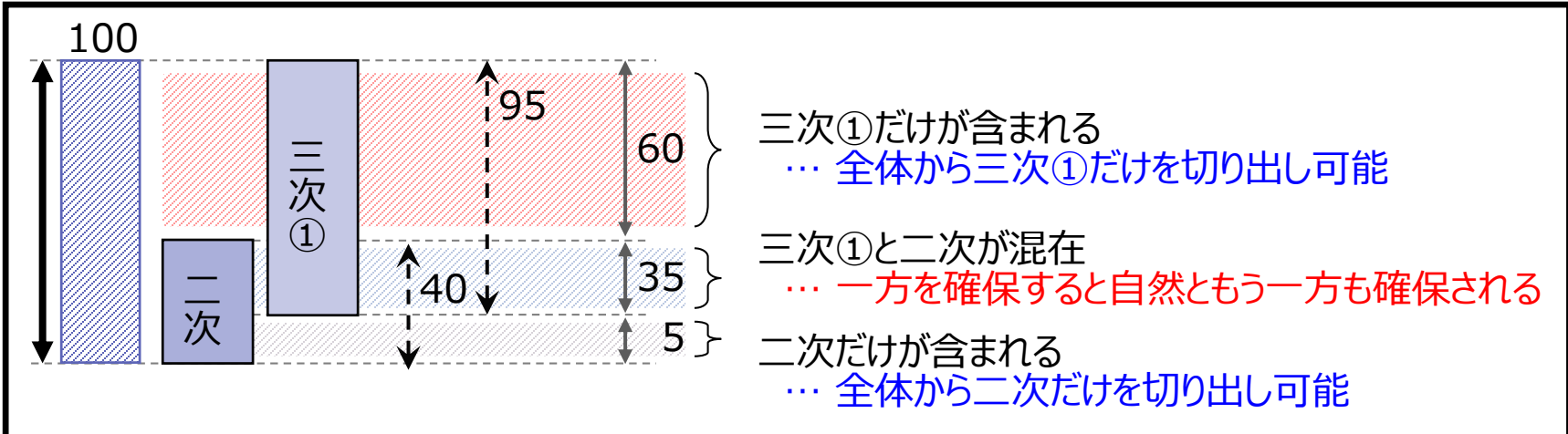
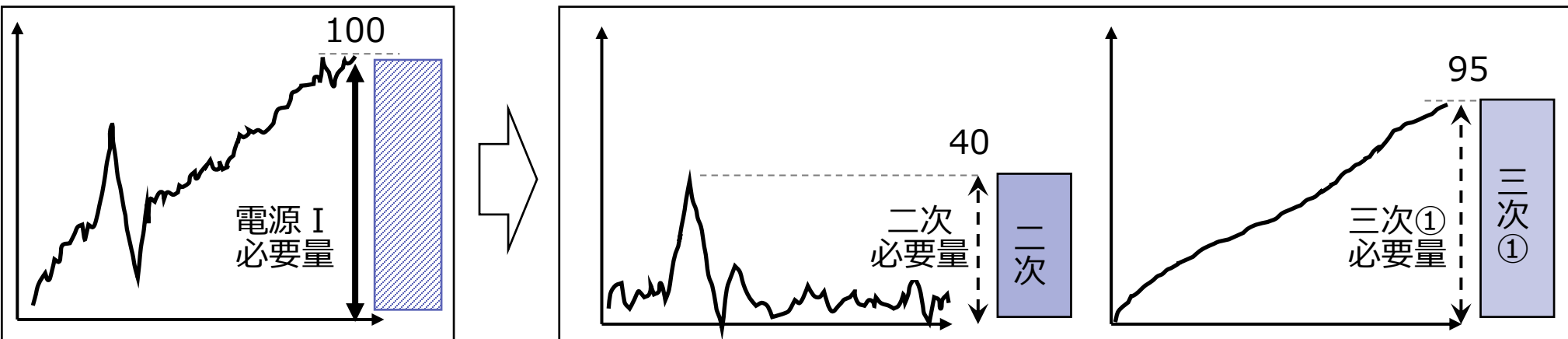
- 現在の電源 I -aは周波数制御機能（GF、LFC）を持ち、その必要量には、一次、二次①、二次②、三次①の必要量が含まれている。
- 現在の調整電源等は複数の商品に相当する機能を有していることから、各商品の必要量から不等時性を考慮した量を電源 I -aの必要量としている。そのため、細分化した商品の関係については下図のイメージとなる。
- 電源 I -bの必要量は三次①のみの必要量が単独で含まれており、三次①の必要量として切り出して調達できる。
- 他方、電源 I -aの必要量には一次～三次①の必要量が重複しており、この中の三次①の必要量は、一次～二次②の必要量をエリア内で調達する中で自ずと確保される。そのため、電源 I -aの必要量に含まれる三次①の必要量を別途調達すると、二重に調達することになることから電源 I -aに含まれる三次①の必要量を別途調達することは不要ではないか。

【 ΔkW として調達する対象】



- 電源 I の必要量と二次、三次①の必要量を合わせて記載すると下図のように「二次だけ」／「二次と三次①が混在」／「三次①だけ」の3つの部分に分かれる。
(簡単のため、二次と三次①の二商品しかないものと仮定)

【イメージ図】



三次①の広域調達方法

- 以上のことから、三次①の広域調達は、現状の電源 I - b に相当する量を年間で広域調達することとして、電源 I - a は年間でエリア内調達を継続することとしてはどうか。

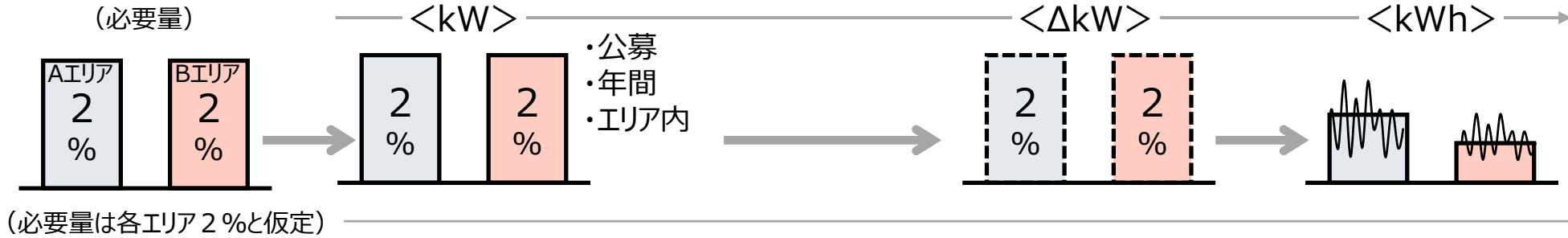
(余白)

広域調達された三次①の広域運用について

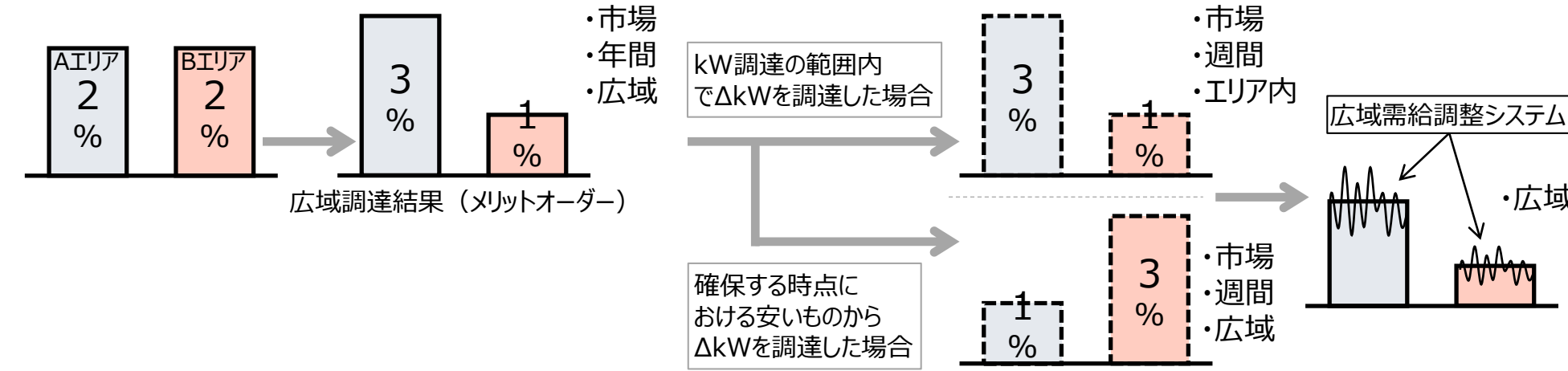
- 現状はエリア内で年間で電源Ⅰの調達を行い、運用においてはより安価な電源Ⅱがそのエリア内にあれば、バランス停止を決める段階で差し替えることを行い、さらに調整力を発動する運用段階においてもより安価な電源Ⅱがそのエリア内にあれば、安価なものから発動を行っている。（常に年間で調達した電源Ⅰを活用しているわけではない）
- 今後、三次①については、広域調達し、広域運用していくこととなる。
- 以上のことから、年初に広域調達した三次①を、バランス停止を決める段階で必ずしも同じエリアで確保するのではなく、その時点で広域的に差し替えることで、より安価にhotな状態で電源等を確保できるのであれば、広域的に差し替えることを検討してはどうか。実際に発動する運用段階においては、広域需給調整システム（運用）により、安価な調整力から発動されていくこととなる。
- なお、バランス停止を判断する段階で広域的に差替えることのできる電源とは、年間調達された三次①（現在の電源Ⅰ-b）に加えて、余力活用契約を締結した電源のうち当該時間帯において小売りによる使用計画がないものが対象となる。

三次①の広域調達・広域運用のイメージ

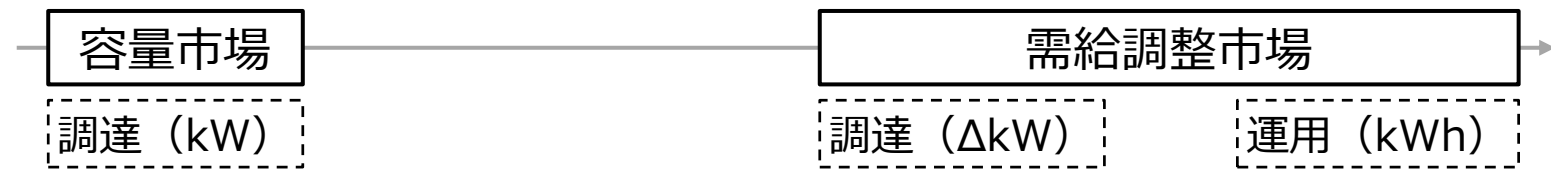
【現状】



【広域調達開始後】



【将来】



広域調達された三次①の差替えについて

- バランス停止を決める段階で広域的により安価に差し替えることを検討するに当たっては、hotな状態で確保するためにどういったコストがかかるかを考慮する必要がある。
なお、これまでに需給調整市場で取り扱う ΔkW については、あらかじめ調整力を発動できる状態で確保することが、 ΔkW として確保することであると整理した。
- ΔkW を確保するためには、電源をhotな状態としておくため起動費や増分燃料費などの追加コストがかかることに加え、確保された電源が卸市場で売買する機会を失うことによる機会損失が発生する。
ただし、年間調達された三次①については、送配電が固定費を支払うことから送配電の専用電源となり、この場合、機会損失は発生しない。
- バランス停止を判断する段階で広域的に再度調達することにより、この起動費や増分燃料費などがより安価となるhotな電源との差替えができる場合があると考えられる。透明性をもってこれを行うためには、需給調整市場の ΔkW に入札させることで、差し替えを行うこととしてはどうか。また、その時期については高性能なものが卸市場で売り切れる前に調整力必要量を確実に確保するとの考えから、週間としてはどうか。
- ただし、年間調達された三次①は送配電が固定費を負担している専用電源であることから機会損失はなく、また、年間を通じて活用されることが必要である。この点については三次①の年間調達時のリクワイアメントとしてはどうか。
- なお、日や時間帯によっては三次①の量が電源 I -b相当の量では不足する場合も考えられる。この量については三次①の必要量の検討の中で明らかになるが、その調達については需給調整市場の ΔkW として週間であわせて調達することとしてはどうか。

(参考) 調整力に要する費用の取り扱われ方

- 現在の仕組みでは、一般送配電事業者は電源Ⅰ、電源Ⅱを活用して調整している。
- 調達とその支払いについては、電源Ⅰ公募に加え、電源Ⅰ、Ⅱ契約内で一般送配電事業者の指示による発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて発電事業者を支払っている。この両者の中で、起動費、増分燃料費などが ΔkW に相当する費用として支払っていることになる。なお、託送料金原価上は、増分燃料費（kWhの2.5%相当）が織り込まれている。
- 運用で発生したkWhについても、電源Ⅰ、Ⅱの契約内で発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて支払っており、インバランス制度により費用回収されている。

<電源Ⅰ>

	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年度以降の扱い
kW (調達)	送配電	調整力公募で年間一括払い (電源Ⅰ)	託送料金 (kWの6%)	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い (電源Ⅰ公募に一部含めている一送あり)	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅰ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

<電源Ⅱ>

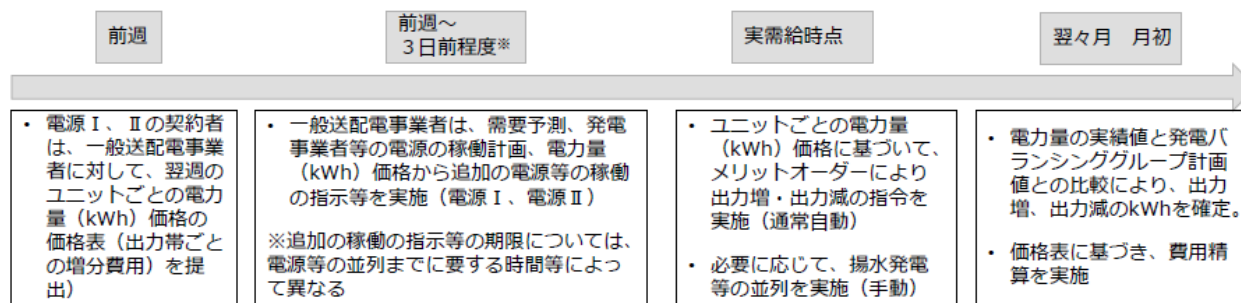
	支払い元	支払方法	送配電の費用回収	2024年度以降の扱い
kW (調達)	小売	小売の供給力確保義務を優先	—	容量市場
ΔkW (調達)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	託送料金 (kWhの2.5%)	需給調整市場 (調達)
kWh (運用)	送配電	電源Ⅱ契約の中で出来高払い	インバランス料金	需給調整市場 (運用)

(GC前)

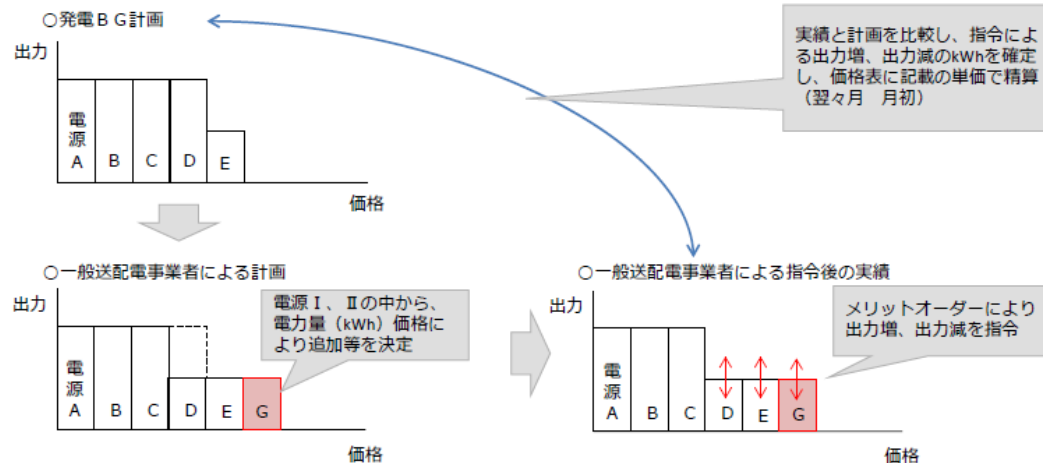
- 一般送配電事業者は、週間断面から必要な調整力を算出の上、発電BG計画に対し、電源 I・IIの中から電力量(kWh)価格により発電機の追加等を必要に応じて決定し、必要となる調整力電源を実需給時点で調整力を提供できる状態にする。なお、電源 I・IIの追加にあたっては、準備するための起動・停止費用や増分燃料費、熱効率低下影響など費用を要する場合がある(待機費用(機会損失)の発生)。

(GC後)

- 一般送配電事業者は、時間内変動や予測誤差、電源脱落など、発電・小売電気事業者の計画と実績の差分に対して、事前に確保した調整力(電源 I・電源 II 余力)を活用して調整する。



【イメージ】

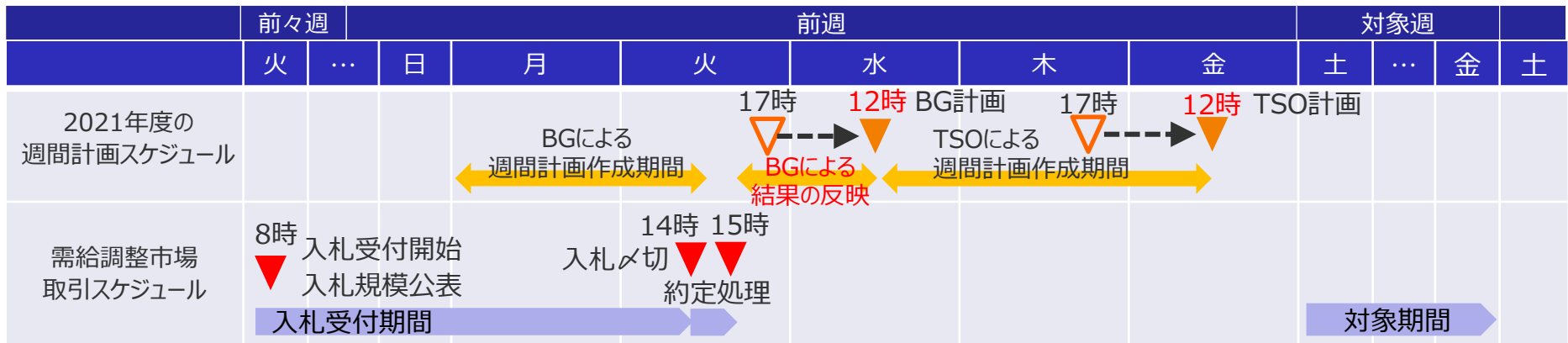


市場における取引スケジュール 三次調整力②以外

- 三次調整力②以外のΔkWは週間調達とする。
- 具体的な週間調達のタイミングは、広域機関に報告している週間計画スケジュールとの整合が必要である。
- 現状の週間計画は、BGは毎週火曜 17時まで、TSOは毎週木曜 17時までに広域機関に提出することとしている。



- 将来における週間の需給調整市場は、BGの週間計画の策定期間を踏まえ、**前週の火曜 14時～15時に約定処理を行う。**
(なお、BGが約定結果を週間計画に反映する時間を十分に確保できるよう、広域機関への提出期限の後ろ倒し(半日程度)について検討中)
- 入札受付開始ならびに入札規模の公表は、入札の期間を1週間程度確保するため、前々週の火曜とする。



出所) 需給調整市場に関する意見募集

https://www.occto.or.jp/iken/2018/180427_jukyuchouseishijou.html

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
3. 三次①の調達方法
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

二次②の調達方法

- 二次②は2024年度に広域調達を開始する。
- 2024年度からは容量契約が発効されるため容量市場のkW価値の支払いが始まる時期である。
- 容量市場は供給力確保のために設けられており、年間を対象に調達され、需給調整市場は実需給に向けてよりきめ細かく日々必要となる調整力を Δ kWとして調達することとなる。
- 2024年度以降は三次①と二次②の必要量を Δ kWとして週間で調達することとしてはどうか。
(三次①の年間調達は2023年度までとなる)
- また、この場合には複合約定ロジックの開発が必要となるが、これについては現在メーカーを含めて需給調整市場システムの開発主体である一般送配電事業者が検討を進めているところ。

需給調整市場の論点（2）

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
④ 広域化を踏 まえた市場 の在り方	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020年に向けては、一般送配電事業者が代表会社を選定した上で共通プラットフォームを開発し、その上で需給調整市場を開設。 ● システムの仕様等については、開発を担う代表会社が広域機関等の場において検討状況を報告し、客観的な審議を行う方向で検討。 ● 2020年時点における市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体は、一般送配電事業者。 ● 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や、応札・落札結果などの取引情報の適切な公開等については広域機関における委員会にて行う。 ● 価格決定方式については、当面マルチプライスのオークションシステムを採用。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020+X年時における需給調整市場の組織形態や契約形態。
⑤ 開場時期	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力は前週に調達。 ● 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、季節毎に調達。 ● GC（ゲートクローズ）後の実運用については、電源の余力など前週以前に確保したもの以外も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調達時期（年度、季節毎等）の詳細については、広域機関において検討。
⑥ メリット オーダーの考 え方	<ul style="list-style-type: none"> ● ΔkWはメリットオーダーに基づいて落札。 ● kWhは発電事業者等の余力も活用した上で、メリットオーダーに基づいて調整力を発動する市場の仕組みの検討。 ● 効率性の観点から、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容（ΔkWの総コストで評価）。 ・ 応札時にはΔkWに加えkWh価格も併せて応札。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 対価の和（ΔkW価値+kWh価値）を最小化する組み合わせの詳細。

(余白)

1. 本日のご議論いただきたい内容
2. 三次①および二次②の広域調達開始時期
3. 三次①の調達方法
4. 二次②の調達方法
5. 本日のまとめと今後の課題

本日のまとめと今後の課題

- 三次①、二次②の広域調達開始時期・方法については以下の整理としてはどうか。
 - 三次①は2022年度より、年間で広域調達を行い（現在の電源 I -b相当）、週間で ΔkW を広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差し替えを行う。
ただし、年間調達された三次①は送配電が固定費を負担している専用電源であることから機会損失はなく、また、年間を通じて活用されることが必要であり、この点について三次①の年間調達におけるリクワイアメントとする。
なお、2024年度以降は、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
 - 二次②は2024年度より、需給調整市場により週間で広域調達を行う。
- 必要供給予備力との関係は別途整理する。（現在、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、容量市場の在り方等に関する検討会においてエリア間の持ち替え（必要供給予備力を各エリアで必ずしも一律に確保しないこと）について検討がなされているところ）
- 広域調達を行うことで連系線容量を確保することになるが、卸市場との関係の中で連系線容量の枠取りに対する上限設定などといった連系線容量の活用方法については電力・ガス取引監視等委員会の検討などを踏まえて別途整理する。

(参考) 調整力の広域調達における連系線活用の困難性

32

調整力の広域調達における連系線活用の困難性と今後の進め方

9

- 調整力の広域調達を行えば、必要な調整力を他エリアに期待しているため実運用において確実に発動できるよう連系線の容量確保を行う必要がある。
- 日本は串型系統であるという特徴があり、複数のエリアと複数の連系線で密につながったメッシュ型システムの欧米とは状況が異なる。
- また、一部連系線は頻繁に混雑が発生している状況であり、調整力の連系線確保は、卸電力取引に影響を及ぼす。
- このことから、調整力の調達においては、予め卸電力取引への影響を考慮した調達を行う必要がある。諸外国の事例を参考に検討を進めることも考えられるが、欧州においては国際連系線における調整力の容量確保策が現在検討されているところであり、米国においてもISO間での前例は確認できていない。また、送配電事業者間の連系線の割当を検討するにあたっては、日本では連系線混雑が多く発生するという諸外国と異なる状況も考慮することが重要であり、十分な検討が必要である。
- まずは、連系線の確保量に対する経済的な評価は、卸電力取引や調整力のエリア間値差等、今後データにて確認していくこととしてはどうか。(調整力のエリア間値差については電力・ガス取引監視等委員会にて分析を行う)
- 調整力の調達段階における連系線割当量の考え方を検討するに当たっては、これらの実態を見ながら、例えば、「実績比較により割当量を決める」、「事前シミュレーションにより割当量を決める」など実現可能な手法は何か、から検討していくこととしてはどうか。
- また、GC後の運用容量やマージンの在り方についても、現状と同様の考え方でよいか検討が必要。
- なお、2020年については、三次調整力②が広域調達の対象であり、取引量の太宗を占めるスポット取引後に調達することを検討しており、調整力の広域調達が卸電力取引に与える影響は限定的であるため、2020+X年に向けて検討していく。

2. エリアを越えた柔軟な調整（地域間連系線の活用）

需給調整市場については、2020年度目途で広域的な調整力の運用等を開始することを目指して、資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会において、一体的な検討が進められている。調整力の広域的な調達、広域的な運用には、エリア間で調整力に値差がある状況において安価な調整力が有効活用できる、広域的な調達・運用することによってエリア間で売り手間の競争が期待できる、といったメリットがある。

他方、調整力を広域的に調達した場合、実運用で確実に発動できるよう連系線の容量確保が必要となるため、連系線の混雑が頻繁に発生するような状況においては、卸電力取引に与える影響についても考慮する必要がある。また、調整力の広域的な運用を卸電力取引後の空き容量の範囲で行うのか、あらかじめ枠取りをしておくのか、といった論点もある。

このような状況を踏まえつつ、より効率的な需給運用に資する調整力の広域的な調達・運用を実現するための連系線のさらなる活用方策について検討する必要がある。なお、北本連系線では、既の実証枠として4万kWを確保し、風力発電等の出力変動に対応可能な調整力が不足する北海道エリアへの調整力として活用することとしている。今後の検討に当たっては、広域機関において詳細検討を行い、その検討状況や検討結果を踏まえ、国において基本的な方向性や重要な論点に係る議論を行うべきである。

【アクションプラン】

- 調整力の広域的な調達、広域的な運用を行うメリットに鑑み、卸電力取引に影響があり得ることも踏まえた上で、連系線にあらかじめ一定の枠を設けることの是非も含め、連系線の一層の活用方策について詳細検討を行う。

【➡広域機関、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（需給調整市場の検討と併せて議論）】