

「広域化を踏まえた需給調整市場の運営の在り方」 に関する基礎検討

2017年11月17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

- 第14回制度検討作業部会(2017/11/10)にて示された論点のうち、論点⑩「広域化を踏まえた、需給調整市場の運営の在り方」について、制度検討作業部会での検討に資するため、3エリアモデルを例に、2020年及び2020+X年における「広域化を踏まえた需給調整市場の運営の在り方」に関する基礎検討を行った。

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。

	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。
広域化	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。
	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。
付随	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。
	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。

本作業会にて基礎検討を実施

本日御議論いただきたい論点

2020+X年における広域調達・運用のイメージ

- 二次調整力②及び三次調整力①②を対象として、複数エリアがそれぞれの必要量を共同市場にて広域調達し、運用においてはインバランスネットティングを行い制御量を低減するとともに、メリットオーダーに基づいた広域運用を目指して検討する。
- 調達時期については、発電機の追加並列が可能な時期と連系線確保がスポット市場に与える影響等を考慮し検討を進める。
- 広域運用は、システム間連系による自動制御を目指して検討する。なお、システム間連系による自動制御には以下対応が必要となる。
 - 各エリアの必要調整量を合算・配分するシステムの構築及び新たな機能を持つシステムの構築
 - 発電機制御機能を含む中給システムの大幅な改造

< 調達 >

調達断面で、各エリア中給が必要な調整幅を市場に提出し、複数エリアで必要量を調達する。各エリア中給は、自エリアで落札した調整幅を確保した調整電力計画を立案

(イメージ)

【各エリア】必要調整幅を送付

【市場】各エリアの必要幅の合計を Δ kW単価の安い順で落札し、落札したエリアに通知

【各エリアBG】落札された調整幅を確保した発電計画を立案

【各エリア】連系線容量を確保

< 運用 >

各エリアで発生したインバランスを全体でネットティングし各エリアに制御量を配分。エリアはその制御量をその時点の余力でメリットオーダーで運用

(イメージ)

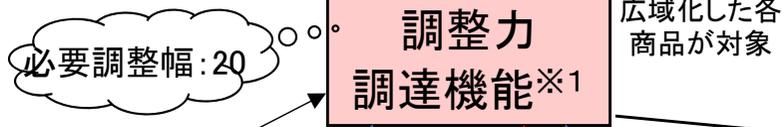
【各エリア】必要制御量を広域需給調整機能に送付

【広域需給調整機能】各エリアの必要制御量を相殺し、残る必要制御量を広域メリットオーダーに基づき計算し、各エリアの制御量を通知

【各エリア】P0を変更

【各エリア】自エリアの制御量をその時点の余力でメリットオーダーで運用

調達段階



② ΔkW単価により広域で調整幅を確保

エリア	発電機	ΔkW単価	kWh単価	容量
B	GB1	10円/ΔkW	14円/kWh	3
A	GA1	12円/ΔkW	11円/kWh	7
B	GB2	15円/ΔkW	10円/kWh	8
B	GB3	20円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA2	25円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA3	30円/ΔkW	25円/kWh	5

必要調整幅 (A+B=20)

落札 (B, A, B, B, A)

落札せず (A)

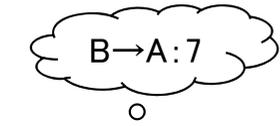
※ 発電機毎でなくBG毎のやり方もある。
※ 連系線空容量の範囲で落札する仕組みが必要



① エリアから必要調整幅を送付

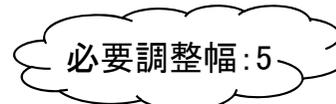
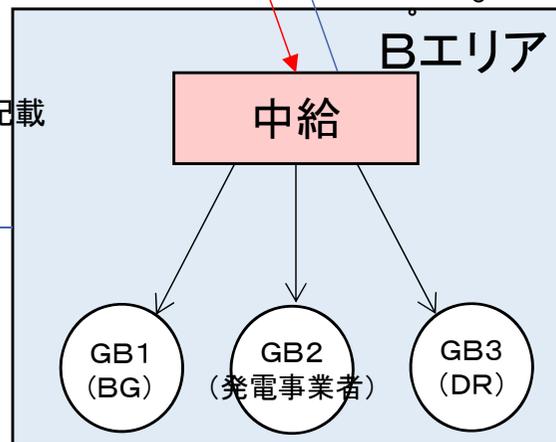
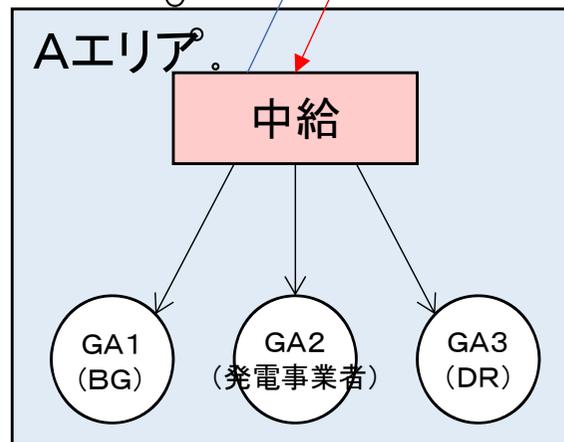


③ 各エリアに調整幅を通知

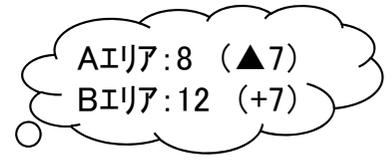


⑤ 連系線容量確保

※ 変化分のみ記載



④ 調整幅を織り込んで計画

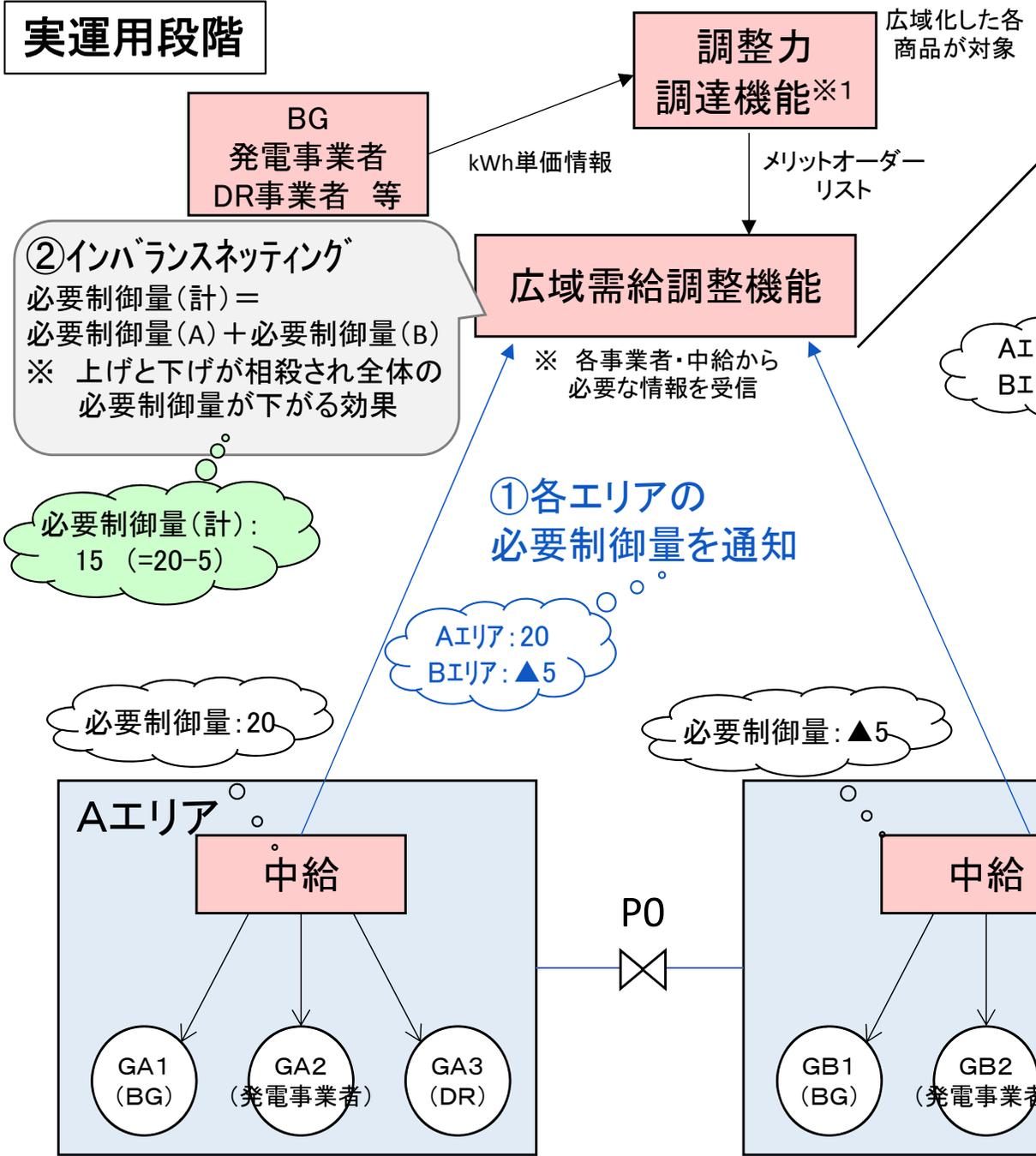


(Aエリア)	(Bエリア)
GA1: 7	GB1: 3
GA2: 1	GB2: 8
	GB3: 1

※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外

(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能

実運用段階



③kWh単価により各エリアに制御量を配分

エリア	発電機	ΔkW単価	kWh単価	容量
B	GB2	15円/ΔkW	10円/kWh	8
A	GA1	12円/ΔkW	11円/kWh	7
B	GB1	10円/ΔkW	14円/kWh	3
B	GB3	20円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA2	25円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA3	30円/ΔkW	25円/kWh	5

必要制御量(計)

AIエリア: 7
BIエリア: 8

※ 発電機毎でなくBG毎のやり方もある。
※ ΔkWの調達に関わらず、他の発電余力も対象とする。
※ 連系線空容量を考慮した検討が必要
※ 空容量範囲内でやり取りするか、あらかじめ枠を確保しておくか等、方法を決めておく必要有り。

※ 一定周期で繰り返す

※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外

(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能

実運用段階

調整力
調達機能※1
広域化した各
商品が対象

メリットオーダー
リスト

広域需給調整機能

AIリア:7
BIリア:8

④各エリアの
制御量を通知

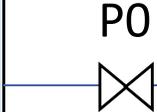
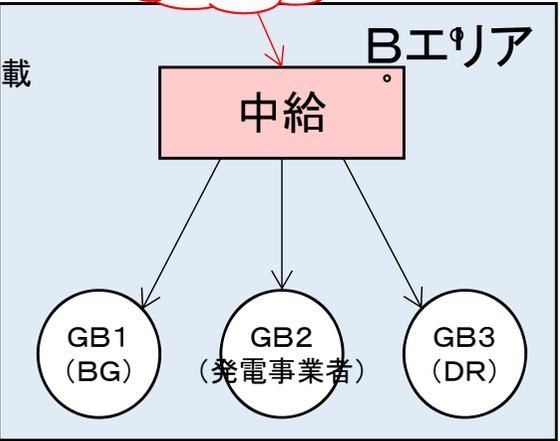
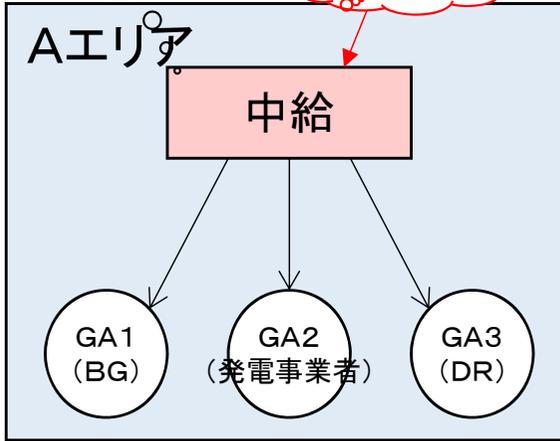
B→A:
7→13に変更

必要制御量:▲5

AIリア:7 (▲13)
BIリア:8 (+13)

⑤P0変更
※ 変化分のみ記載

⑥中給より
メリットオーダーに基づき
最適制御



※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外

(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能

※ 本案では制御量とP0の両方を変更する方式としているが、P0のみを変更する方式も考えられる。

- ① 各エリアは必要調整幅を送付
- ② 各エリアの必要調整幅の合計を、 ΔkW 単価※により広域でメリットオーダー順に約定し、各エリアに通知
- ③ 各エリアごとに、必要調整幅に見合った量を確保

※ 第14回制度検討作業部会資料では、「発電事業者等は応札時には電源等の ΔkW 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」と記載されている。

<必要調整幅集約から各エリアへの落札量通知までのイメージ> (kW)

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	合計
① 必要調整幅	80	50	30	160
② 通知	70 (自エリア向け: 70)	70 (自エリア向け: 50 Aエリア向け: 10 Cエリア向け: 10)	20 (自エリア向け: 20)	160

<落札時のリスト>

エリア	容量	ΔkW 単価
B	30	8円/ ΔkW
A	70	9円/ ΔkW
B	20	10円/ ΔkW
C	20	11円/ ΔkW
B	10	12円/ ΔkW
B	10	13円/ ΔkW
A	10	14円/ ΔkW

落札 160
落札せず

③ <各エリアでの確保イメージ>

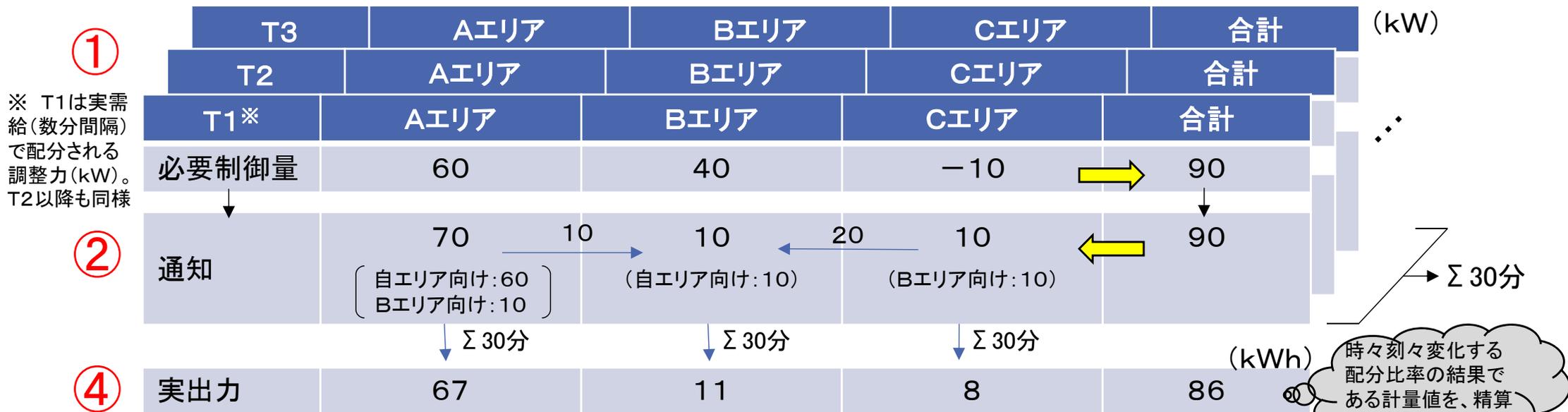
エリア	容量	ΔkW 単価	必要箇所
A	70	9円/ ΔkW	自エリア向け(70)
B	30	8円/ ΔkW	自エリア向け(50) 他エリア向け(20)
B	20	10円/ ΔkW	
B	10	12円/ ΔkW	
B	10	13円/ ΔkW	
C	20	11円/ ΔkW	自エリア向け(20)

精算時の原資を
どう考えるか

- ① 各エリアから実運用上発生した必要制御量を送付し、インバランスネッティングにより相殺された全エリア大での必要制御量を算出
- ② 全体でのkWh単価のメリットオーダーにより各エリアに制御量を通知
- ③ 各エリアでは、その制御量を自エリアのメリットオーダーにより最適制御
- ④ 上記に基づき、30分単位で計量が行われる

<一定周期での配分イメージ>

※ 実運用においては、GC時点の余力も活用して調整する。



<配分リスト>

エリア	容量	kWh単価	配分
B	10	4円/kWh	90
A	60	5円/kWh	
C	10	6円/kWh	
A	10	7円/kWh	
B	30	8円/kWh	配分せず

安 ↑ ↓ 高

<各エリアへの配分イメージ>

エリア	容量	kWh単価	必要箇所
A	60	5円/kWh	自エリア向け(60)
A	10	7円/kWh	他エリア向け(10)
B	10	4円/kWh	自エリア向け(10)
C	10	6円/kWh	他エリア向け(10)

- ③ 精算時の原資をどう考えるか
- 各エリアは配分された制御量により最適制御
- 精算時の原資をどう考えるか

(余白)

2020年における広域調達・運用のイメージ

- 調整力は各エリア毎に一次・二次調整力～三次調整力①を調達するが、現行の中給システムと連系線運用で実現可能な三次調整力②を対象として、例えば再エネのインバランスなど30分成形値での追加ニーズを、共同市場にて広域調達・運用することを目指す。
- 調達時期については、発電機の追加並列が可能な時期と連系線確保がスポット市場に与える影響等を考慮し検討を進める。
- 運用者が介在する部分が残るが、支援システムなどにより負担軽減を目指す。
- 調整力調達機能や運営主体の検討については本作業会の検討範囲外であるが、2020年は期近であり、この検討時期や内容によっては、広域調達・実現範囲は変わり得る。その場合は支援システムが簡易になり、電話やメールなど運用者に依存する部分が増えることや、ブロック商品から始めることなどもあり得る。

< 調達 >

調達断面で、各エリア中給が調整力の追加ニーズを市場に提出し、必要量を調達する。各エリア中給は、自エリアで落札した調整幅を確保した調整電力計画を立案

(イメージ)

【各エリア】調整力の追加ニーズを送付

【市場】各エリアの追加ニーズの合計を Δ kW単価の安い順で落札し、落札したエリアに通知

【各エリアBG】落札された追加ニーズを確保した発電計画を立案

【各エリア】連系線容量を確保

< 運用 >

他エリアの調整力の発動は、中給間の相互連絡により実施(システム化が必要)

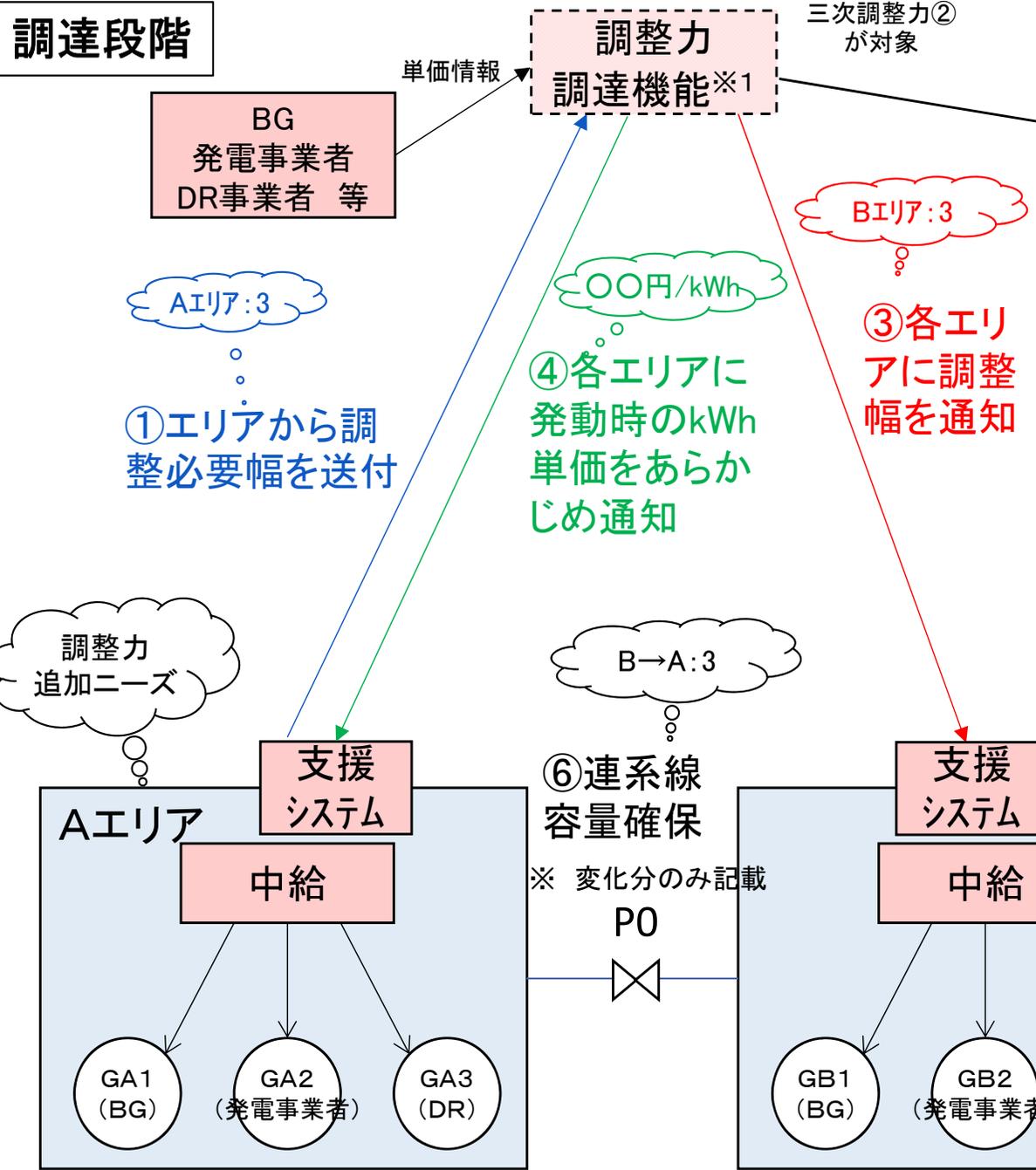
(イメージ)

【調達元】その時点の余力で経済性を判断し、広域調達した調整力の受電要否を判断・通知

【調達元】P0を変更

【調達先】他エリア(調達元)の制御量も含め、その時点の余力でスポットオーダーで運用

調達段階



② ΔkW単価により広域で調整幅を確保

エリア	発電機	ΔkW単価	kWh単価	容量
B	GB1	10円/ΔkW	14円/kWh	3
A	GA1	12円/ΔkW	11円/kWh	7
B	GB2	15円/ΔkW	10円/kWh	8
B	GB3	20円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA2	25円/ΔkW	20円/kWh	1
A	GA3	30円/ΔkW	25円/kWh	5

必要調整幅

※ 発電機毎でなくBG毎のやり方もある。
※ 連系線空容量の範囲で落札する仕組みが必要

3

⑤ 各発電機は調整幅を織り込んで計画

※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外。本機能開発の進捗状況によっては、広域調達の範囲が見直される可能性あり。

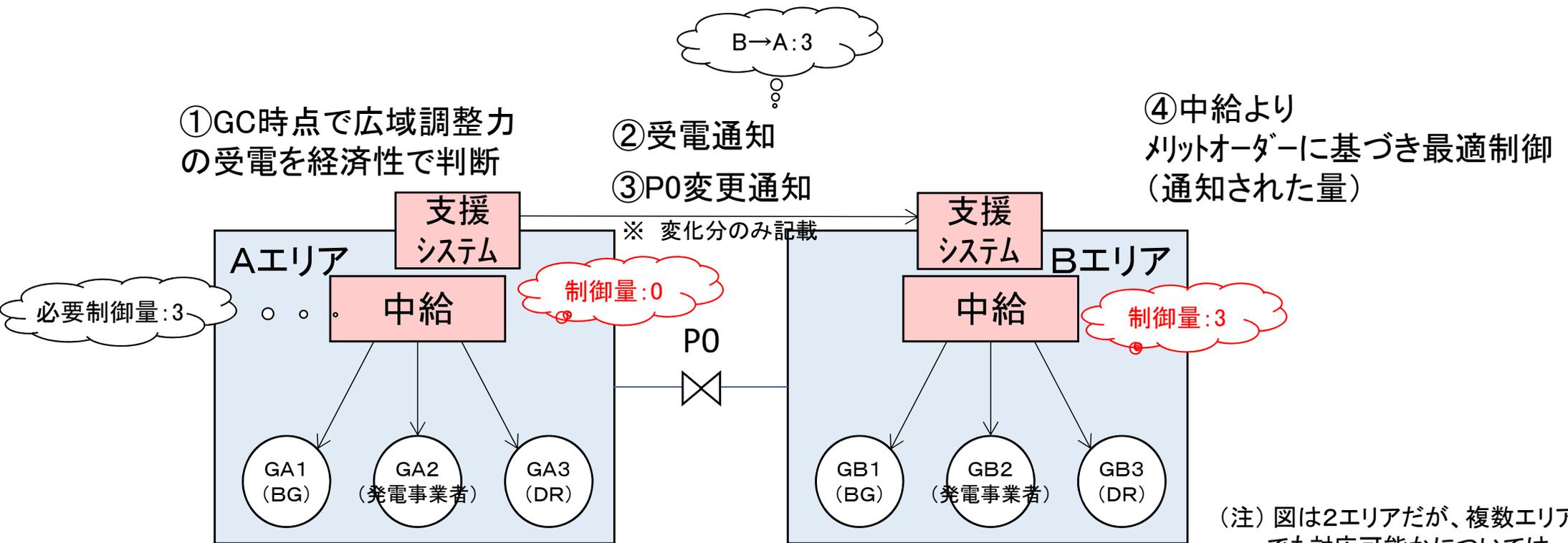
(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能かについては、調整力調達機能の設計による。

実運用段階

調整力
調達機能※1

三次調整力②
が対象

※1 調整力調達機能については本作業会の検討範囲外。本機能開発の進捗状況によっては、広域調達の範囲が見直される可能性あり。



(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能かについては、調整力調達機能の設計による。

- ① 各エリアは必要調整幅を送付
- ② 各エリアの必要調整幅の合計を、 ΔkW 単価※により広域でメリットオーダー順に約定し、各エリアに通知
- ③ 各エリアごとに、必要調整幅に見合った量を確保

※ 第14回制度検討作業部会資料では、「発電事業者等は応札時には電源等の ΔkW 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」と記載されている。

<必要調整幅集約から各エリアへの落札量通知までのイメージ> (kW)

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	合計
① 必要調整幅	80	50	30	160
② 通知	70 (自エリア向け:70)	70 (自エリア向け:50 Aエリア向け:10 Cエリア向け:10)	20 (自エリア向け:20)	160

<落札時のリスト>

エリア	容量	ΔkW 単価
B	30	8円/ ΔkW
A	70	9円/ ΔkW
B	20	10円/ ΔkW
C	20	11円/ ΔkW
B	10	12円/ ΔkW
B	10	13円/ ΔkW
A	10	14円/ ΔkW

落札 160
落札せず

③ <各エリアでの確保イメージ>

エリア	容量	ΔkW 単価	必要箇所
A	70	9円/ ΔkW	自エリア向け(70)
B	30	8円/ ΔkW	自エリア向け(50) 他エリア向け(20)
B	20	10円/ ΔkW	
B	10	12円/ ΔkW	
B	10	13円/ ΔkW	
C	20	11円/ ΔkW	自エリア向け(20)

精算時の原資を
どう考えるか

- ① 各エリアは発動時のkWh単価をあらかじめ通知
- ② 実運用上発生した必要制御量に対して、事前に確保した調整力のうちkWh単価で安価なものから必要なだけ発動して調整

※ 実運用においては、GC時点の余力も活用して調整する。

<最終的な受電量配分までのイメージ>

	(kW)		
	Aエリア	Bエリア	Cエリア
事前に確保したΔkW (調達済み)	自エリア:70 Bエリア:10	自エリア:50	自エリア20 Bエリア:10
① kWh単価	自エリア:11円/kWh Bエリア:10円/kWh	自エリア:10円/kWh	自エリア:9円/kWh Bエリア:10円/kWh
	(kWh)		
必要制御量	50	50	10
	(kWh)		
② 受電量(安価のものから必要なだけ)	自エリア:40 Bエリア:10 (広域受電)	自エリア:50	自エリア:10 (広域受電せず)

Bエリアの方がAエリアよりkWh単価が安価なため、必要制御量のうち10をBエリアより受電

Cエリアの方がBエリアよりkWh単価が安価なため、Bエリアからの受電は行わず

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。