

2024年度以降のBG下げ代不足対応について

2023年6月29日

需給調整市場検討小委員会 事務局
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25回本小委員会（2021年9月17日）において、調整力提供者の下げ代が不足していることによって生じる三次②応札不足への対応（以下、BG下げ代不足対応※）を整理のうえ、2023年度からBG下げ代不足対応として一般送配電事業者によるユニット並解列（以下、方法1）を実施しているところ。
- 方法1は電源Ⅱ契約を活用した対応であり、2024年度以降、電源Ⅱ契約がなくなることから、2024年度以降のBG下げ代不足対応について改めて検討する必要がある。
- 今回、方法1における取引実態や2024年度以降新たに始まる余力活用契約の建付け等を踏まえて、2024年度以降のBG下げ代不足対応について検討したため、ご議論いただきたい。

※ 第25回本小委員会においては、単に「下げ代不足対応」としていたが、調整力提供者自身のバランスにおける下げ代不足か、エリアとしての下げ代不足かが不明確であったため、今回、明確化する目的で、改めて「BG下げ代不足対応」と表現する

論点整理 [三次②]

赤字：前回議論結果
青字：検討再開条件

12

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
5-1 2023年度事後 検証・2024年 度事前評価およ び必要量低減 の取り組み	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 全エリアでアンサンブル予測開始 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 共同調達エリアの拡大 ✓ 更なる気象精度向上の取り組み ✓ 効率的な調達方法の 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 時間前市場供出とするか、時間前市場での追加調達とするか引き続き検討 <p style="text-align: right;">【第38回 本小委員会】</p>
5-2 実需給断面にお いて不要となる 調整力の時間 前市場への売り 入札	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 領域aは調達した調整力と30分単位の必要量との差分 ✓ ブロック3からブロック6とし、一括で札入れ・札下げ ✓ インバランス料金への影響を検討後、案2（電源特定なし）で運用開始 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ インバランス料金への影響 ✓ 領域 b・c の入札検討 	
5-3 方法1（TSO によるユニット並 解列）の継続 可否	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2023年度の運用状況を踏まえ継続可否を検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2024年度から制度変更があるなかでの方法1の継続可否 	

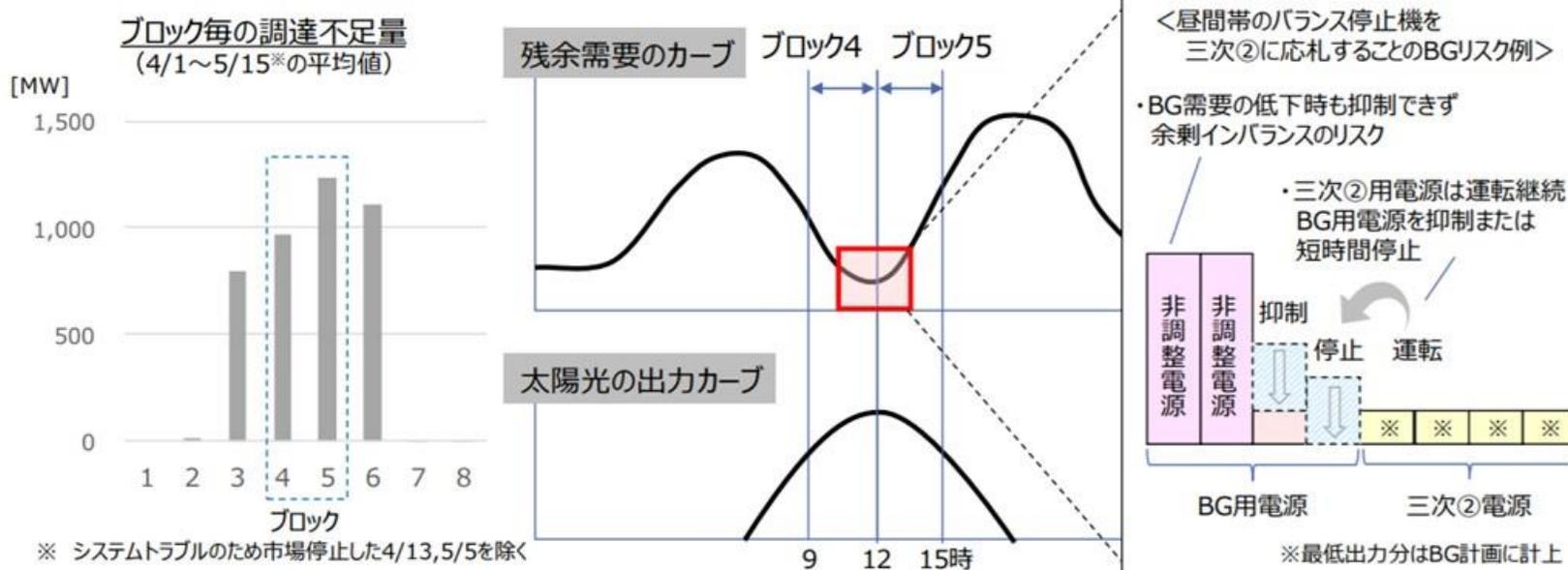
1. BG下げ代不足対応の振り返り
2. 三次②取引実績および方法1による約定実績について
3. 2024年度以降のBG下げ代不足対応について
4. まとめ

1. BG下げ代不足対応の振り返り
2. 三次②取引実績および方法1による約定実績について
3. 2024年度以降のBG下げ代不足対応について
4. まとめ

- 三次②は前日からGCまでの再エネ誤差に対応する調整力であり、2021年度から需給調整市場で取引を開始した。
- 取引開始当初から三次②の応札不足が継続したため、その要因を調査したところ、昼間の時間帯において調整力提供者が発電機の停止運用を行っていることが応札不足の要因の一つであることが判明した。
- 調整力提供者は、太陽光出力が大きく、残余需要が少なくなる時間帯（主に9～15時）において、自身の同時同量を確保するため、限界費用の高い発電機の停止等に対応している。仮に停止予定であった発電機を三次②へ応札し、落札した場合には当該発電機の並列が必要となり、調整力提供者は、自身のバランスにおける下げ代不足については余剰インバンスリスクを負うこととなる。
- そのため、調整力提供者は停止予定の発電機の一部を応札しない判断を行い、これが三次②応札不足の要因の一つとなっている。

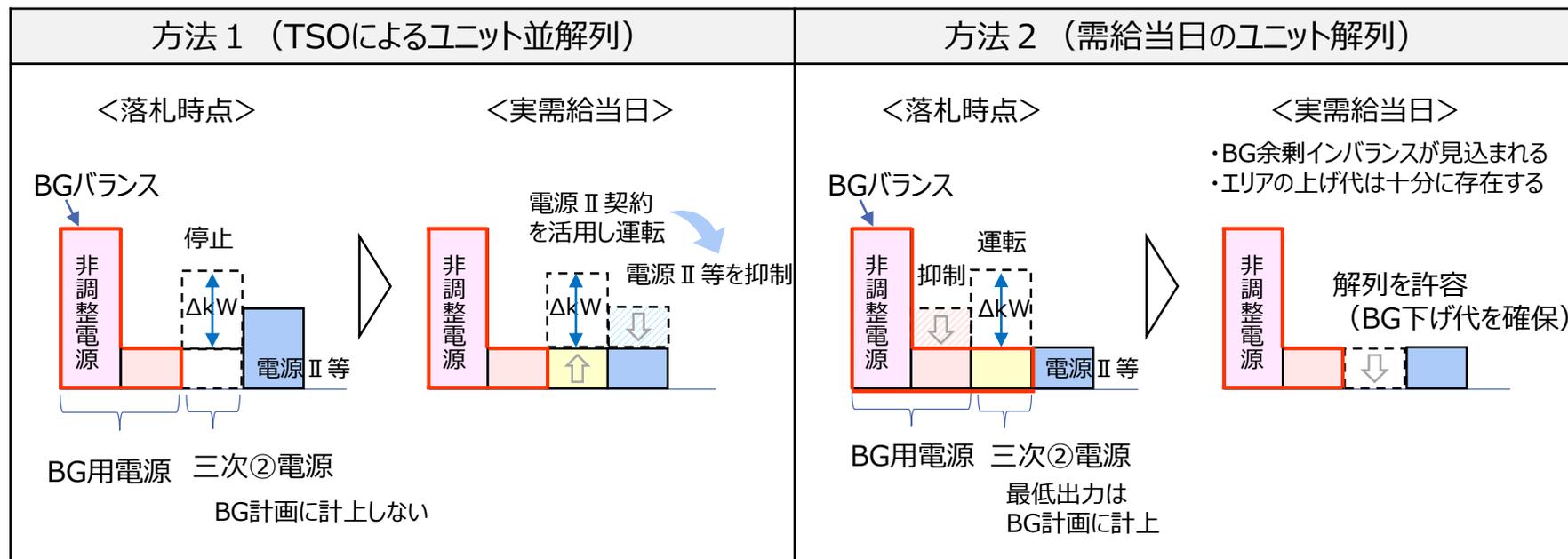
三次②の応札量が少ない要因について ～ 市場ルールに係る詳細要因 (2/2) ～ 16

- また、調達不足が生じているブロックのうちブロック4、5 (9～12、12～15時) は、太陽光出力が大きい際に、残余需要が少なくなる時間帯であり、特に、軽負荷期においては、BGは計画値同時同量を確保するため、限界費用の高い発電機の停止等を行うことで対応している。
- そのような需給状況において、BGとしては停止予定の発電機を三次②へ応札し、落札した場合は、当該発電機の運転が求められるため、BGとしては別の発電機の短時間停止が必要となるうえ、実需給で残余需要がさらに低下した場合には余剰インバランスを生じるリスクを負うことになる。このため、それらのリスクを回避するために昼間帯において停止予定の発電機の一部を三次②に応札することを見送っていることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。



- 前述のBG下げ代不足対応として、第25回本小委員会において、方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）および方法2（需給当日のユニット解列）の2つの対応策を策定した。
- 方法1については、事前に調整力提供者によるユニット並列を求めず、調整力が必要な場合には電源Ⅱ契約を活用して、一般送配電事業者の判断でユニットを並列し、調整力を確保するものである。なお、電源Ⅱ契約を活用することから、基本的には2023年度末まで実施可能な方法である。
- 一方、方法2については、事前に調整力提供者による並列が必要となる※ものの、調整力提供者は自身のバランスにおける下げ代が不足することが見込まれる際に一般送配電事業者に連絡し、一般送配電事業者がエリア内に十分に上げ代がある判断した場合に限り、一般送配電事業者がユニットの解列を許容する方法となる。

※ 短時間で並列可能なユニットは除く



【検討項目②】下げ代不足への対応 1/2

応札量増加
取引会員増加

21

- 第23回本小委員会において、太陽光出力が大きく、残余需要が少ない時間帯について、一部のBGでは下げ代不足によりBGバランスで停止するユニットを、三次②に応札することを見送るケースが発生していることを取り上げた。また、第61回制度設計専門会合においても、JERAからGCまでの販売電力量減少に備えて下げ代のバッファを考慮する必要があると説明がされた。
- このような下げ代不足への対応としては、以下の2つが考えられる。

実施方法案	方法1 (TSOによるユニット並解列)	方法2 (需給当日のユニット解列)
概要	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約を活用し運転を行い、最低出力分は実需給の当日にTSOが有する調整力の出力を抑制することで対応。 • 落札したユニットはBGバランスに組み込まないものの、ΔkW価格には起動費や最低出力に要する費用を織り込んで応札する。 	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込んだうえで、実需給の当日において、BGバランスで余剰インバランスが見込まれ、かつエリアの上げ代は十分に存在していることを条件に、落札ユニットの解列を許容。
イメージ	<p><落札時点> <実需給当日></p> <p>BG用電源 三次②電源 BG計画に計上しない</p>	<p><落札時点> <実需給当日></p> <p>BG用電源 三次②電源 最低出力はBG計画に計上</p>

【検討項目②】下げ代不足への対応 2/2

応札量増加

22

取引会員増加

- 方法1は、電源Ⅱ契約による起動費等の支払いを回避するためにBGバランスに組み込まないユニットをTSOへ通知する等の実務対応が必要となるが、応札量の増加が期待できるため、調達不足が生じている状況の改善には有効な手立てとなりうる。そのため、まずは調整力公募が併存している2023年度までの当面の対応として取り入れることを念頭に、BGとTSOの情報連携方法や電源Ⅱの費用清算方法等の実務対応について、引き続き検討を進めることとしてはどうか。なお、2024年度以降については、それまでの運用実態も踏まえ、本方法を継続するのかを別途検討することとしたい。
- また、方法2は、応札量の増加期待値は限定的ではあるが、電源Ⅱ契約における清算等の対応は不要であり、かつTSOとBGの協議で対応可能な方法と考えられるため、恒久的対策として取り入れてはどうか。なお、実施時期については、実務面の詳細検討とともに、システム対応要否も確認のうえ、別途整理したい。

実施方法案	方法1 (TSOによるユニット並解列)	方法2 (需給当日のユニット解列)
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • 前日計画段階においてBGバランスに下げ代が不足している状況においても、バランス停止機を三次②へ応札できる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 需給当日の需要低下等への下げ代（バッファ）を減少できる。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 電源Ⅱ契約による起動費等の支払いを行わないための事務処理が必要。そのため、BGバランスに織り込まないユニットをTSOへ漏れなく通知する等の連携や電源Ⅱ契約の内容変更が必要。 • 実需給当日に、再エネの上振れ等により落札ユニットを起動しない場合でも起動費等は先払いになる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 前日計画段階においてBGバランスに下げ代が不足している状態には対応できない。
応札量の増加見込み	<ul style="list-style-type: none"> • 最低出力分をBGバランスで持ち替える必要がないため、方法2より起動可能なユニットは多くなる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 最低出力分をBGバランスで持ち替える必要があるため、方法1より起動可能なユニットは少なくなる。

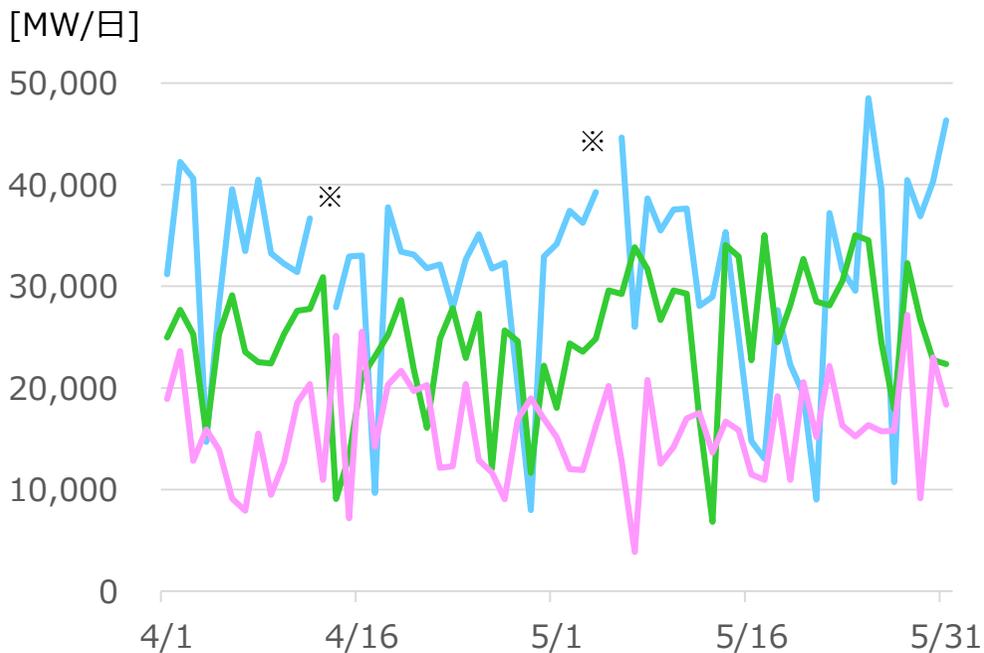
- 前述のとおり、方法1は電源Ⅱ契約を活用するものであることから、2023年度までに限定された対応策となっており、2024年度以降は、電源Ⅱ契約によらない方法2で対応することが基本であると考えられるところ。
- 他方で、方法2は方法1と比較すると応札量の増加が限定的と考えられることから、2024年度以降、応札不足が拡大するおそれがある。
- そのため、まずもって至近の三次②取引実績、および方法1による約定実績の確認を行った。

1. BG下げ代不足対応の振り返り
2. 三次②取引実績および方法1による約定実績について
3. 2024年度以降のBG下げ代不足対応について
4. まとめ

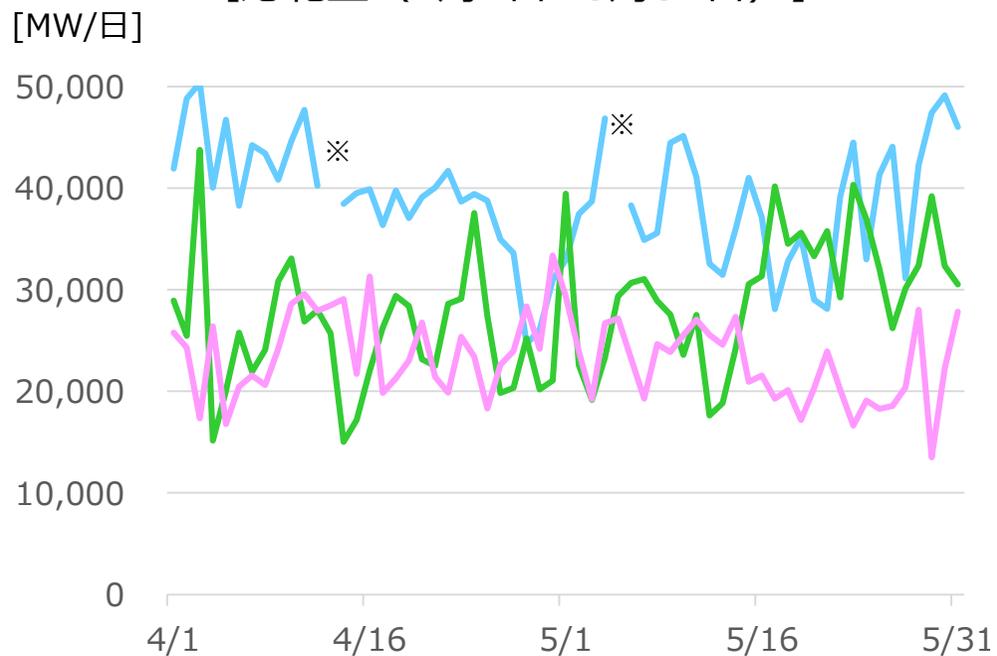
出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに作成
 募集量・応札量は、全8ブロックの全国合計値

- 募集量については、三次②取引開始以降、複数モデルの活用や共同調達、アンサンブル予報の適用など、募集量低減の取り組みを行っており、減少傾向にある状況である。
- 応札量についても減少傾向にあるものの、これは、需給調整市場が事前に募集量を公開した取引であることから、調整力提供者は、募集量に合わせた応札としていることが一因と考えられる。

【募集量（4月1日～5月31日）】



【応札量（4月1日～5月31日）】

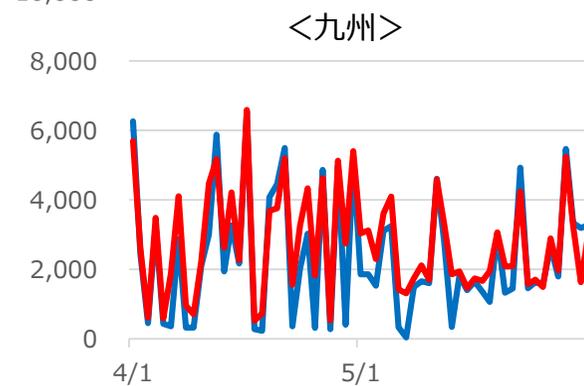
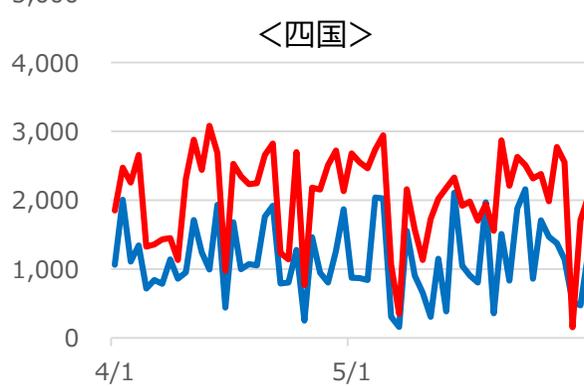
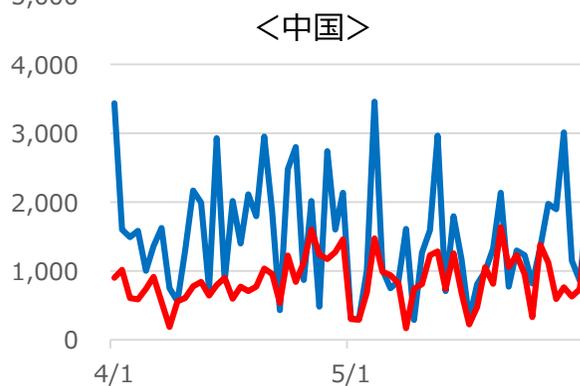
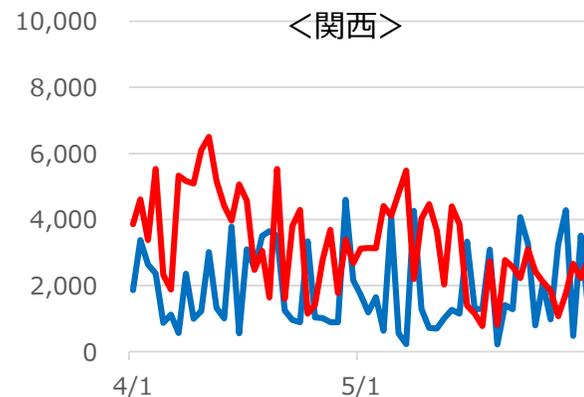
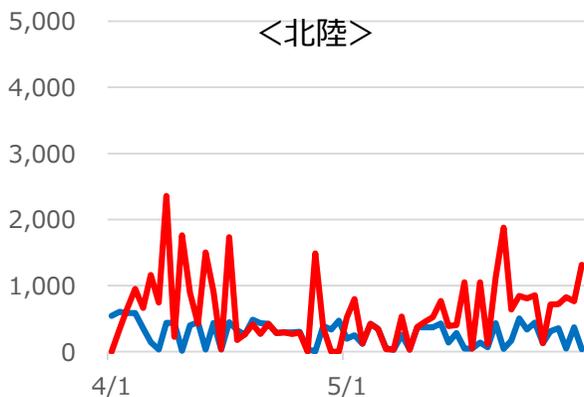
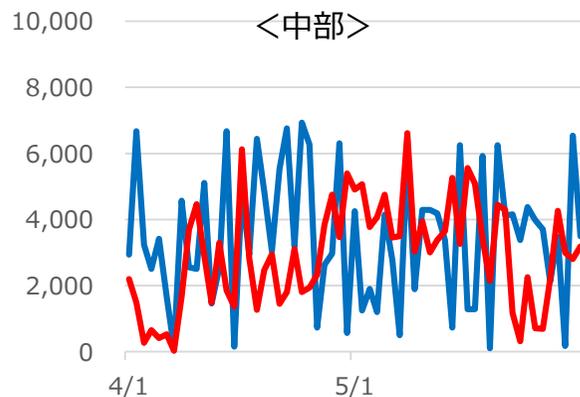
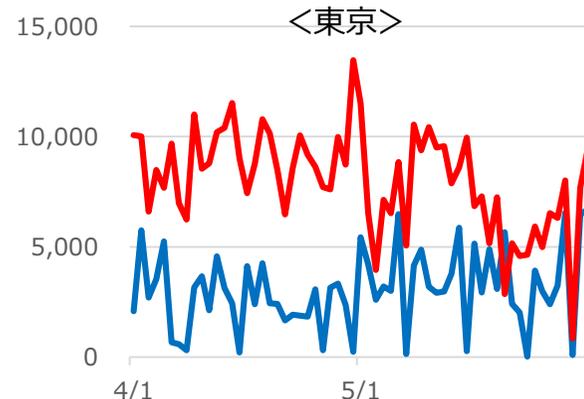
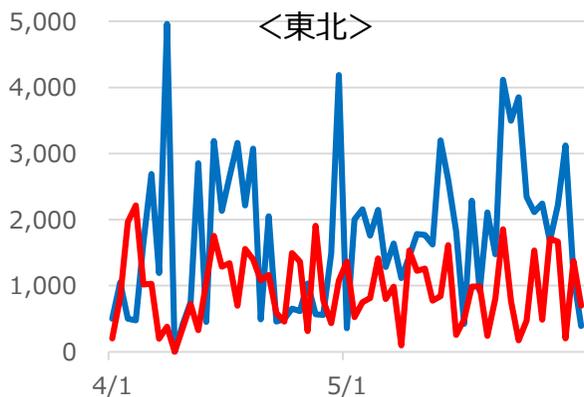
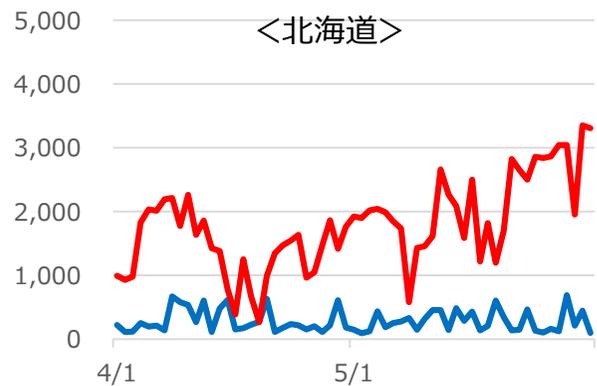


※ 2021年4月13日および5月5日はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

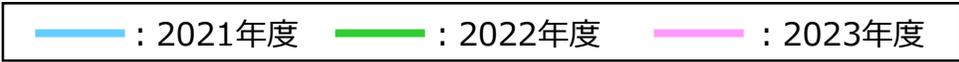
(参考) エリア別募集量・応札量(2023年度)

出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに作成
募集量・応札量は、全8ブロックの全国合計値

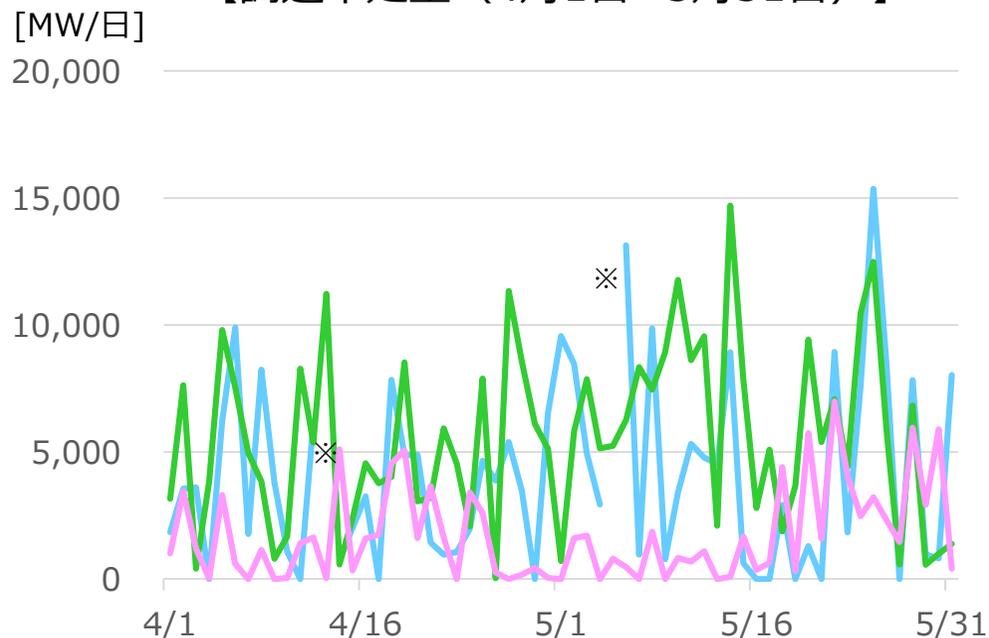
— : 募集量[MW/日] — : 応札量[MW/日]



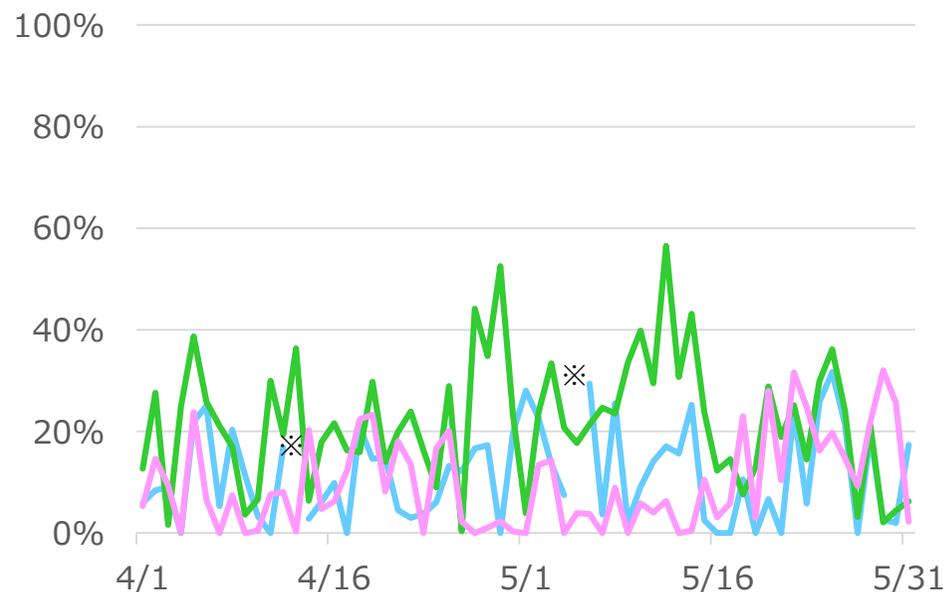
- 三次②の調達不足量については、2021年度から2022年度にかけてやや増加傾向にあったものの、2023年度には募集量低減の効果もあり、調達不足量は減少したものと考えられる。
- 調達不足率について、2021・2022年度と比較すると2023年度は調達不足率が減少している日が多い一方で、調達不足率が高い日では依然として、約30%の調達不足が発生している状況にある。



【調達不足量（4月1日～5月31日）】



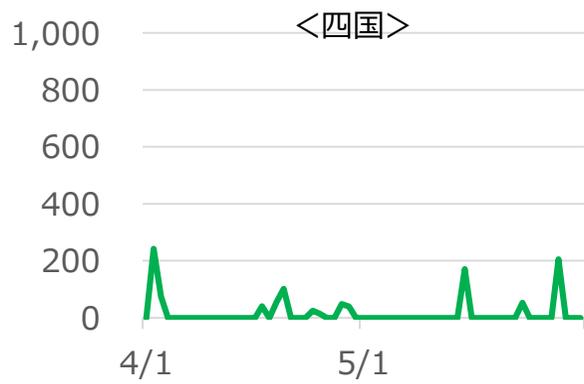
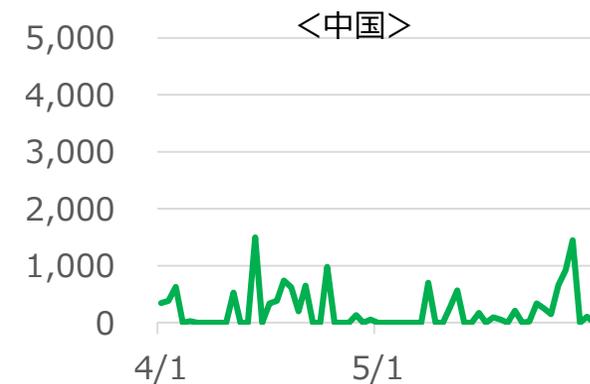
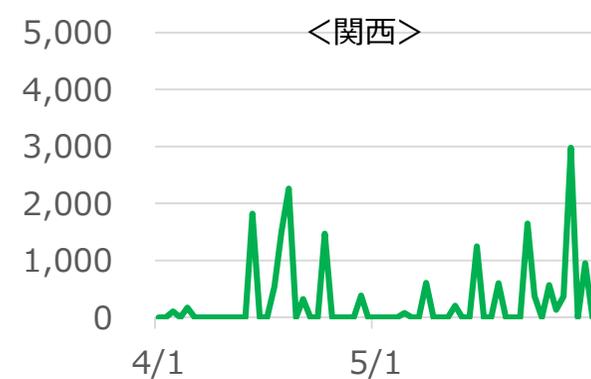
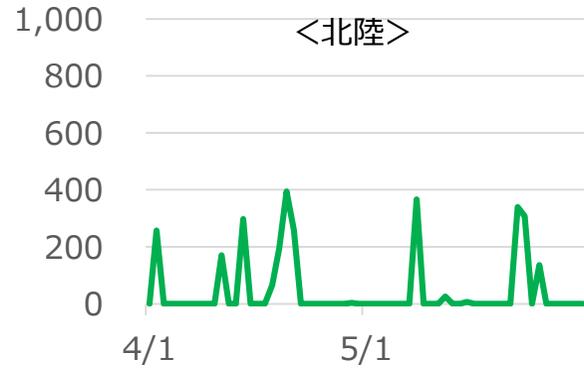
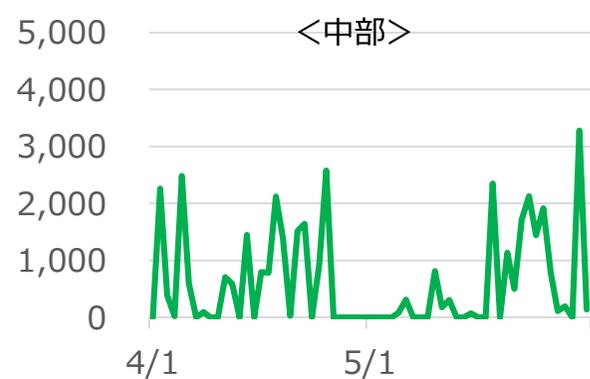
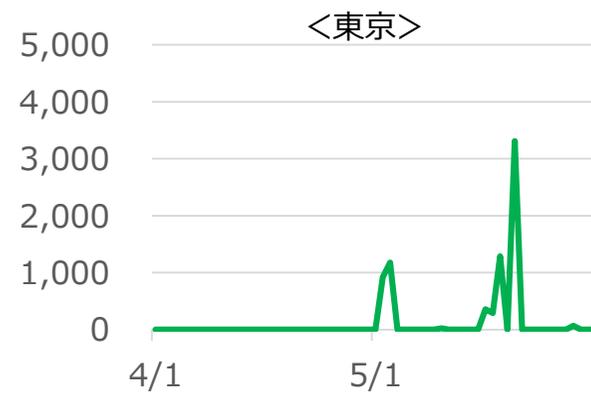
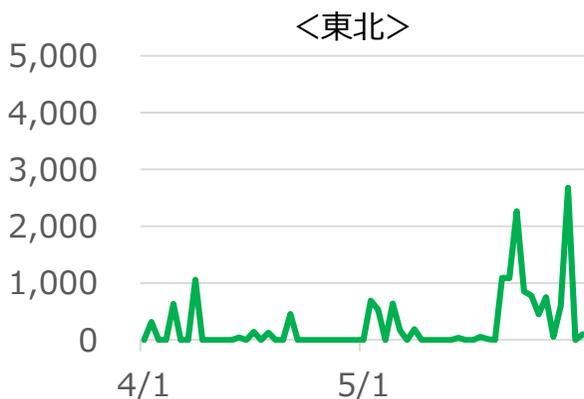
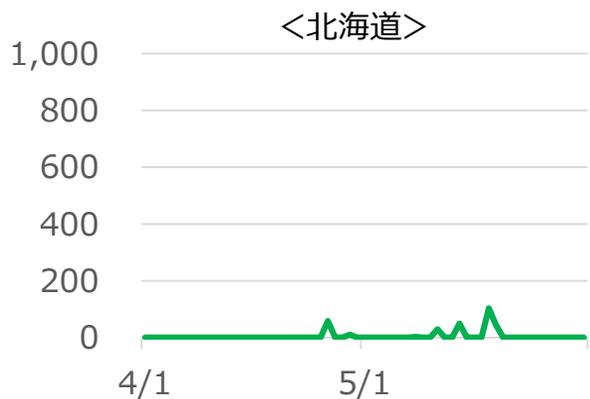
【調達不足率（4月1日～5月31日）】



(参考) エリア別調達不足量(2023年度)

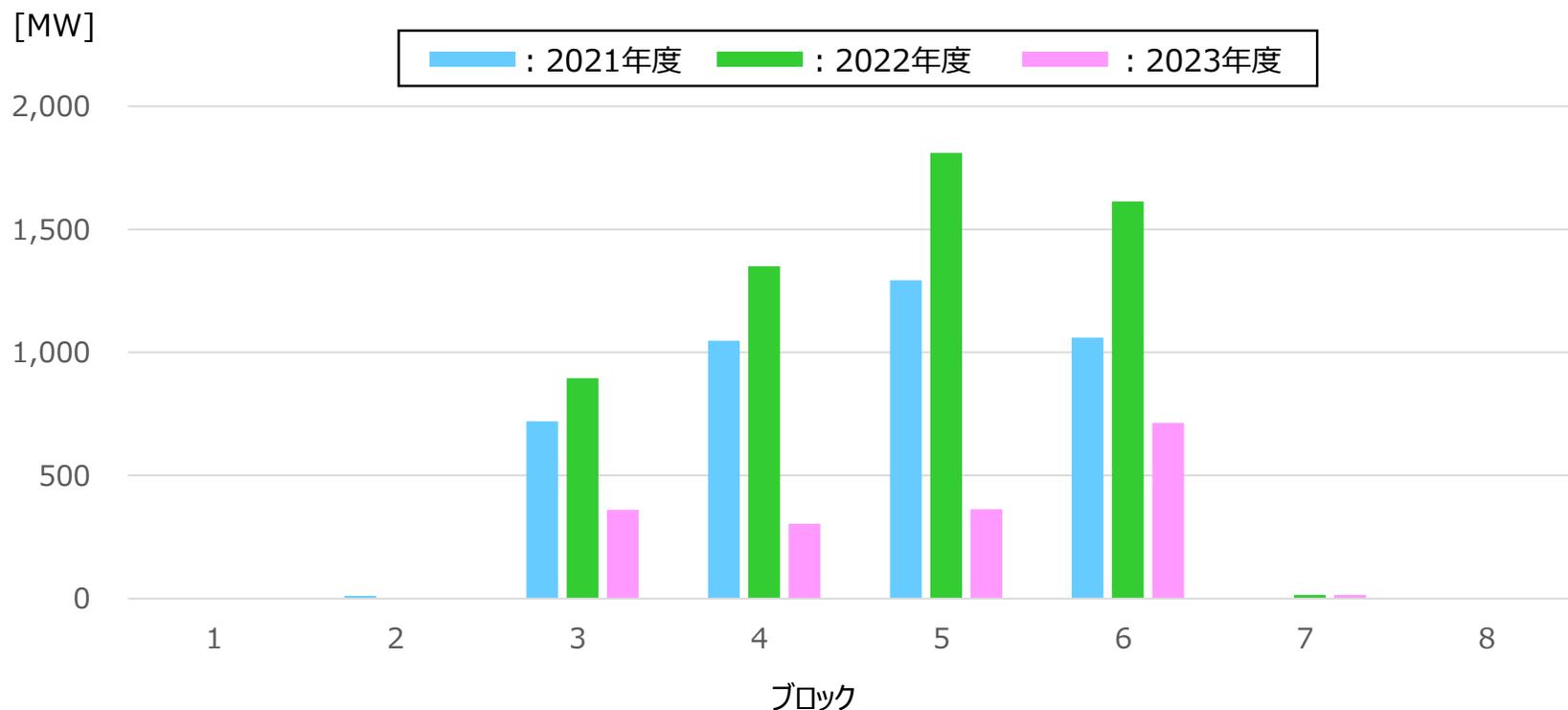
出所) 送配電網協議会HPの情報をもとに作成
調達不足量は、全8ブロックの全国合計値

— : 調達不足量[MW/日]



- ブロック別の調達不足量について、2021・2022年度はブロック4~6において不足量が多い状況であったものの、2023年度においては、特にブロック4・5の不足量が大きく減少している。
- この点、次頁の方法1による約定実績を踏まえて、深掘り検討を行う。

【ブロック別調達不足量（4月1日～5月31日）】



- 四国・九州の2エリアにおいて、方法1による三次②約定実績があったものの、全約定量に対する割合は数%程度となっていた。また、四国・九州エリア以外での約定実績はなかった。
- 期間中（4月1日～5月31日）の需給状況としては、エリアとして、電源Ⅲや再エネ抑制が行われた日数が相応にあり、これは調整力提供者としては十分に下げ代があったとは考えにくく、方法1による応札が期待できるところ。
- 他方で、実態としては、方法1による応札は少なかったと言える。

【各エリアにおける方法1による約定実績（4月1日～5月31日）】

エリア	方法1による 約定量※1[MW]	全約定量※1 [MW]	方法1による 約定日数	電源Ⅲ抑制 日数※2	再エネ抑制 日数※2
北海道	0	17,109	0	2	0
東北	0	91,324	0	22	9
東京	0	179,576	0	0	0
中部	0	173,730	0	13	10
北陸	0	15,943	0	29	10
関西	0	98,314	0	4	0
中国	0	78,612	0	50	36
四国	2,088 (3%)	66,720	11	48	28
九州	4,257 (3%)	135,975	8	52	43

※1 約定量は期間中の合計値。()内は全約定量に対する方法1による約定量の割合。

※2 1日のうち1コマ以上抑制していた日の合計値。

- 四国エリアにおいてはブロック4・5において方法1による約定があり、方法1による約定があったブロックを対象すると、全約定量の約30%が方法1による約定であった。

四国エリア	方法1約定ブロック	方法1による約定量[MW]	ブロック約定量[MW]	電源Ⅲ抑制	再エネ抑制
4月30日	ブロック4	124(26%)	484	有り	有り
	ブロック5	124(23%)	548	有り	有り
5月1日	ブロック5	87(32%)	268	有り	有り
5月2日	ブロック4	67(34%)	198	有り	有り
	ブロック5	40(15%)	268	有り	有り
5月4日	ブロック4	138(45%)	307	有り	有り
	ブロック5	138(22%)	626	有り	有り
5月5日	ブロック4	137(25%)	543	有り	無し
5月15日	ブロック5	137(60%)	227	有り	有り
5月18日	ブロック4	137(25%)	543	有り	無し
	ブロック5	137(24%)	574	有り	無し
5月20日	ブロック4	137(61%)	223	有り	有り
5月22日	ブロック5	137(22%)	626	有り	無し
5月24日	ブロック4	137(69%)	198	有り	無し
	ブロック5	137(51%)	268	有り	無し
5月27日	ブロック4	137(48%)	286	有り	無し
	ブロック5	137(38%)	363	有り	無し
合計	17ブロック	2,088(32%)	6,550	—	—

- 九州エリアにおいてはブロック3~6において方法1による約定があり、方法1による約定があったブロックを対象すると、全約定量の約20%が方法1による約定であった。

九州エリア	方法1約定ブロック	方法1による約定量[MW]	ブロック約定量[MW]	電源Ⅲ抑制	再エネ抑制
4月1日	ブロック5	239(14%)	1,694	有り	有り
	ブロック6	629(38%)	1,645	有り	有り
4月12日	ブロック6	346(28%)	1,218	有り	有り
4月16日	ブロック5	81(4%)	1,858	有り	有り
	ブロック6	707(34%)	2,079	有り	有り
4月21日	ブロック4	172(11%)	1,617	有り	無し
	ブロック6	243(23%)	1,053	有り	無し
4月26日	ブロック3	173(28%)	628	有り	有り
	ブロック4	523(30%)	1,735	有り	有り
4月30日	ブロック4	324(22%)	1,502	有り	有り
	ブロック5	405(20%)	2,012	有り	有り
5月4日	ブロック4	297(25%)	1,173	有り	有り
5月11日	ブロック4	118(7%)	1,756	有り	有り
合計	13ブロック	4,257(21%)	19,970	—	—

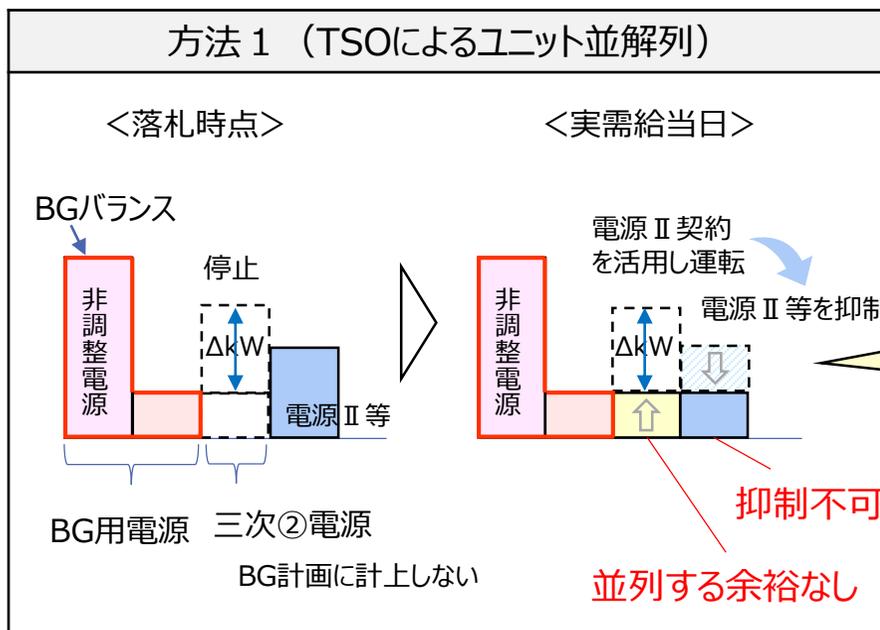
1. BG下げ代不足対応の振り返り
2. 三次②取引実績および方法1による約定実績について
3. 2024年度以降のBG下げ代不足対応について
4. まとめ

- 第25回本小委員会において、2024年度以降も方法1を継続運用するかは2024年までの運用実態を踏まえ検討するとしていたところ。
- 方法1の継続運用を検討するにあたっては、方法1の運用実態に加えて、2024年度以降の制度変更との整合性を踏まえる必要がある。
- また、BG下げ代不足対応を策定した当時から現在に至るまで状況変化があることから、至近の需給調整市場の検討状況も踏まえる必要がある。
- そのため、今回は、方法1を継続するかといった点を含め、あるべきBG下げ代不足対応について、以下の3つの論点に対して検討を行った。

No	論点	詳細
1	運用実態	<ul style="list-style-type: none"> • 方法1は運用として機能していたか
2	制度変更との整合性	<ul style="list-style-type: none"> • 2024年度以降、新たに始まる余力活用契約との整合は取れるのか • 整合が取れない場合、どのような対応が考えられるか
3	至近の検討状況	<ul style="list-style-type: none"> • BG下げ代不足対応を策定して以降、様々取り組んできた三次②応札不足対応はBG下げ代不足対応の方向性に影響するか

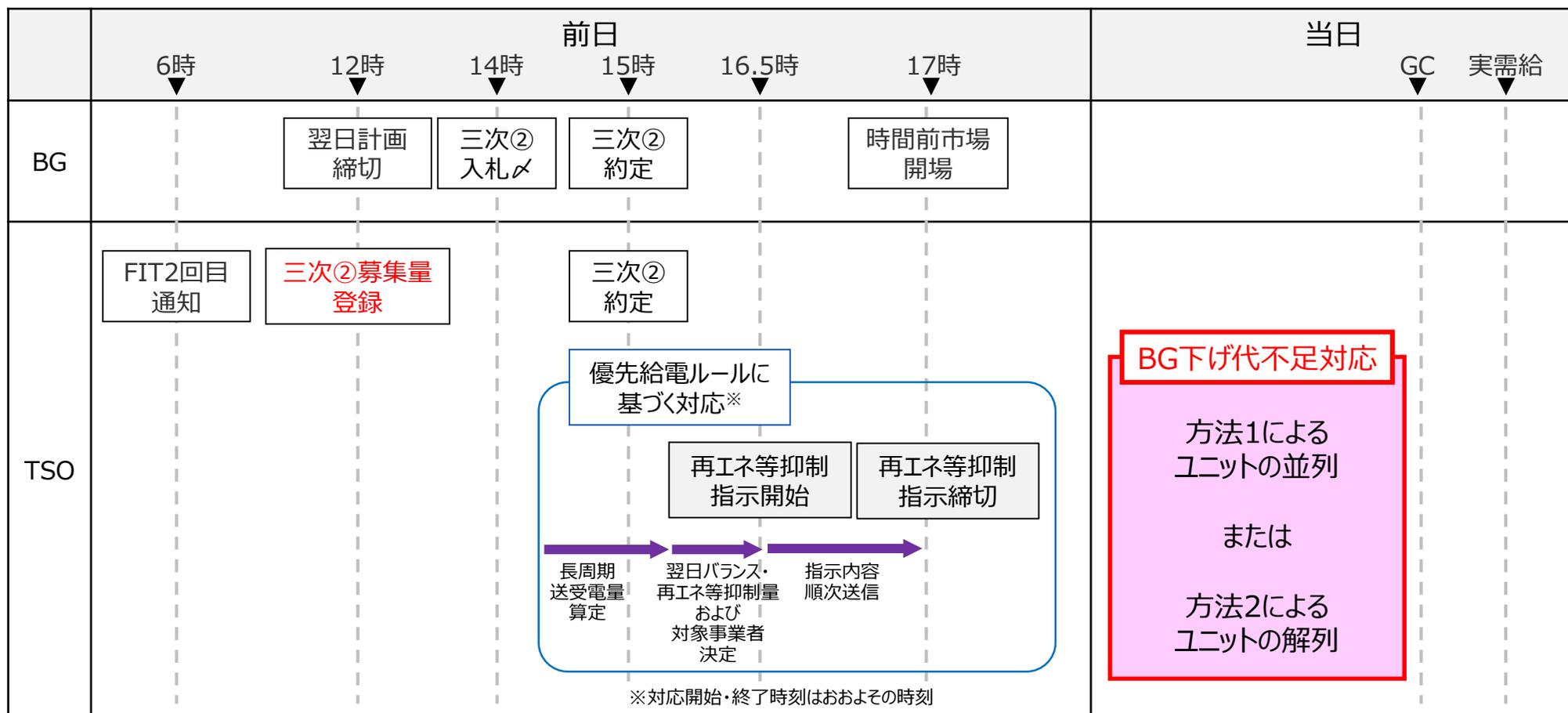
- 前述のとおり、方法1の約定実績は一部のエリアの全約定量の数%程度ではあったものの、一定の応札不足解消に寄与したものと考えられる。
- 一方、約定していた時間帯においては、電源Ⅲ・再エネの抑制を行うほどエリアの下げ代が不足した状態であったことから、実際には一般送配電事業者による並列（追加起動）が行われていなかった。
- これは、電源Ⅱ等を抑制し、方法1により約定したユニットを並列（最低出力を運転）する余裕がなかったケースと考えられ、実需給断面において実質的に方法1により ΔkW を確保していたといえない*。
- 方法2の場合も約定したユニットの解列を許容することにより、実需給断面において ΔkW を確保していないこととなるが、この点は方法1と同様であることから、運用上、方法2としたとしても問題は生じないと考えられる。

* 結果的に ΔkW の確保が不要であったケースであり、安定供給上支障はなかった



TSOにおいても下げ代が不足した状態であったことから、電源Ⅱ等を抑制する余裕がなく、実質的に方法1により ΔkW を確保していたといえない状態

- 優先給電ルールに基づく対応（エリアとして下げ代が不足している場合の対応）は、前日14時以降に対応することとなっており、三次②募集量登録時点（前日12時）においては、三次②を調達する必要がある。
- 他方で、BG下げ代不足対応については、実需給に近づき、前日に調達した三次②の発動が必要となる（方法1）、または、三次②の発動が不要となる（方法2）と判断できることで対応可能となる取り組みである。



- 2024年度以降、電源Ⅱ契約が廃止され、新たに余力活用契約が開始される。あわせて、容量市場の契約対象年度も開始されることから、基本的に発電事業者は自ら電源起動をしたうえで、供給力や調整力を提供する仕組みとなる。
- 電源Ⅱ契約・余力活用契約は共に、一般送配電事業者が電源の余力を活用する仕組みではあるものの、電源Ⅱ契約は一般送配電事業者が起動停止権を有している点に対し、余力活用契約は基本的に一般送配電事業者が起動停止権を有しない※点が大きな違いとなる。
- 方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）においては一般送配電事業者が電源の起動停止を行うことになるため、仮に方法1を継続するとすれば、何らかの手当てが必要となる。この点、2024年度以降は発電事業者が自ら電源起動をする制度の建付けから大きく違えることになる（整合性が取れない）ため、慎重に議論を進める必要がある。
- 他方、方法2（需給当日のユニット解列）は起動停止権を有していなくとも実現可能なため、制度変更との整合性は取れていると考えられる。

※短時間で並解列が可能な揚水発電・ポンプ等は、単純な上げ下げ調整の一部（≠ Δ kWを作り出す電源持ち替え）としての起動停止は認められる

まとめ

39

- 2024年度以降の余力活用の考え方について、過去からの状況変化踏まえ、整理した内容については以下のとおり。
- 今後、本整理内容をもとに、一般送配電事業者による詳細検討が進められ、事業者間の余力活用契約締結に向けて、年内に一般送配電事業者による意見募集がかけられる予定。

		余力活用	ΔkW約定分	(参考) 電源Ⅱ
平常時	起動停止	×	×	○
	調整力kWh市場	○	○	○
	①経済差替え（出力増減）	GC後のEDCのみ	GC後のEDCのみ	GC前のUC GC後のEDC
	①経済差替え （起動・停止タイミング調整）	○	×	○
	②下げ調整力の活用	○	-（対象外）	○
	③～⑥系統運用機能の活用	○（公募実施時のみ）	-（対象外）	○
緊急時	⑧再給電方式の活用	○	○	○
	⑦追加起動	【ΔkW確保】 ・需給ひっ迫時（3%） ・ΔkW調達不足時 【系統運用機能の活用】 ・故障、BO復旧、試験時 ・発雷等設備故障予見時 ・特異日の電圧調整 ・想定外の混雑発生時	-（対象外）	○

- 三次②については、BG下げ代不足対応を策定した以降、複数モデルの活用による誤差そのものの低減や、共同調達やアンサンプル予報の活用により必要量を低減させる取り組みを行ってきたところ。
- また、現在、効率的な調達（需給調整市場で必要量の一部を調達し、不足すると見込まれる場合は時間前市場で調達する取り組み）についても、検討を進めているところ。
- こうした募集量を低減させる取り組みを進めていくことで、調達不足は解消していくものと考えられる。
- 一方で、BG下げ代不足対応は応札量を増加させる取り組みであり、募集量を低減させる取り組みとは異なるアプローチの応札不足対応である。
- 現状、応札不足が継続していることを踏まえると、募集量低減の取り組みのみでは十分とは考えられないため、BG下げ代不足対応を継続する意義はあるものと考えられる。

- 前述の論点 1 ～ 3 より、まとめると以下のとおり。
 - 方法1は一定の応札量増加に寄与したものの、実需給断面においては実質的に ΔkW を確保していたといえない運用となるケースがあった
 - 方法1は制度上の整合が取れず、方法2は整合的である
 - 応札不足（調達不足）が継続している現状においては、応札量増加の取り組みの意義はある
- 上記を踏まえ、従来の整理どおり、**方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）については、2023年度末までの取り組みとし、2024年度以降は方法2（需給当日のユニット解列）によりBG下げ代不足に対応する方向性**としてはどうか。
- なお、エリアの上げ代が十分にあるかの判断については、現在、検討を進めている効率的な調達や三次②の時間前供出との整合を図る必要があると考えられることから、別途整理することとしたい。

- BG下げ代不足対応については、これまで三次②を念頭に整理を行ってきた一方、他の調整力（一次～三次①）においてもBG下げ代不足対応による応札量減少の影響が考えられる。
- この点、前日取引との精度の違いはあるものの、週間取引時点において調整力提供者が下げ代不足の状況から応札を控える可能性が考えられるところ。
- こうしたことを踏まえると、三次②のみならず、他調整力（一次～三次①）にも方法2を適用することが考えられる。

- 方法2は、調整力提供者からユニット解列の申し出があった際、エリアの上げ代が十分にあると一般送配電事業者が判断した場合に限り、ユニット解列を許容するものであるため、上げ代が十分にあることを一般送配電事業者が判断できるかが重要となる。
- 三次②については再エネ予測誤差対応の調整力であることから、実需給が近づくとつれ、調整力の発動が必要かどうかの判断が可能となり、上げ代が十分にあるかを判断できるものと考えられる。
- この点、一次・二次①については時間内変動（30分コマ内の変動）対応の調整力であり、実需給に近づいても、調整力の発動が必要かどうかの判断が難しいことから、方法2の適用はできない※1ものと考えられる。
- 他方、二次②・三次①については、三次②と同様に予測誤差対応の調整力であることから、実需給が近づくとつれ調整力の発動が必要かどうかの判断が可能となり、上げ代が十分にあるかを判断できるものと考えられる。
- 以上を踏まえ、**二次②、三次①、三次②を方法2の適用対象※2とすることとしてはどうか。**

※1 一次・二次①を含む複合商品についても同様

※2 二次②・三次①のみで構成される複合商品は適用対象

1. BG下げ代不足対応の振り返り
2. 三次②取引実績および方法1による約定実績について
3. 2024年度以降のBG下げ代不足対応について
4. まとめ

- 方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）の運用実態や、2024年度以降の制度変更との整合性、至近の需給調整市場の取り組み状況を踏まえ、方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）については、2023年度末までの取り組みとし、2024年度以降は方法2（需給当日のユニット解列）によりBG下げ代不足に対応する方向性としてはどうか。
- また、エリアの上げ代が十分にあることを一般送配電事業者が判断可能と考えられることから、二次②、三次①、三次②を方法2の適用対象※とすることとしてはどうか。
- なお、方法2におけるエリアの上げ代が十分にあるかの判断については、現在、検討を進めている効率的な調達や三次②の時間前供出との整合を図る必要があると考えられることから、別途整理することとしたい。

※ 二次②・三次①のみで構成される複合商品は適用対象