

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第十九次中間とりまとめ(案)

令和7年3月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

目 次

1. はじめに	3
2. 市場整備の方向性(各論)	4
2. 1.需給調整市場	4
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	34
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	42

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下「貫徹小委員会」という。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめの上、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 19 回目の中間とりまとめとなる。

需給調整市場においては、2024 年度より全商品の取り扱いが開始されたが、募集量に対する応札量・約定量の未達が発生し、前日商品においては調達費用の高騰も大きな課題となっている。こうした課題について、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関と連携して対応を行ってきた。今回、即効性のある対策として、需給調整市場における募集量の削減や、調整力の効率的な調達方法のあり方に加え、発電事業者の応札を促進する誘導的措置として、「需給調整市場ガイドライン」の価格規律に関する内容について議論を行った。

エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電力の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行っていかねばならない。

¹ 本作業部会は、2017 年 3 月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会（以下「基本政策小委員会」という。）の下に設置されたものである。

2. 市場整備の方向性(各論)

2. 1. 需給調整市場²

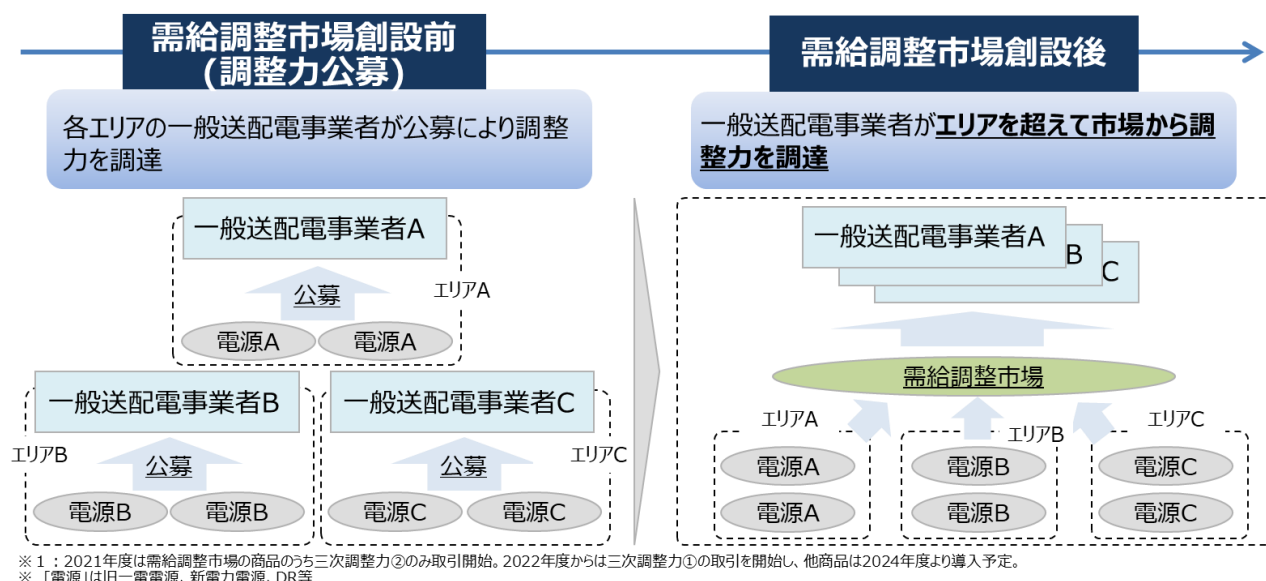
(1) 背景

我が国において、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきた。

また、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し、2021年4月より取引を開始した。

需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用と密接に関わるため、慎重な検討が求められる。本作業部会においては、日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性だけではなく、広域化等による需給調整の効率化や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、電力システムにとって必須の課題であるという認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を進めてきた。

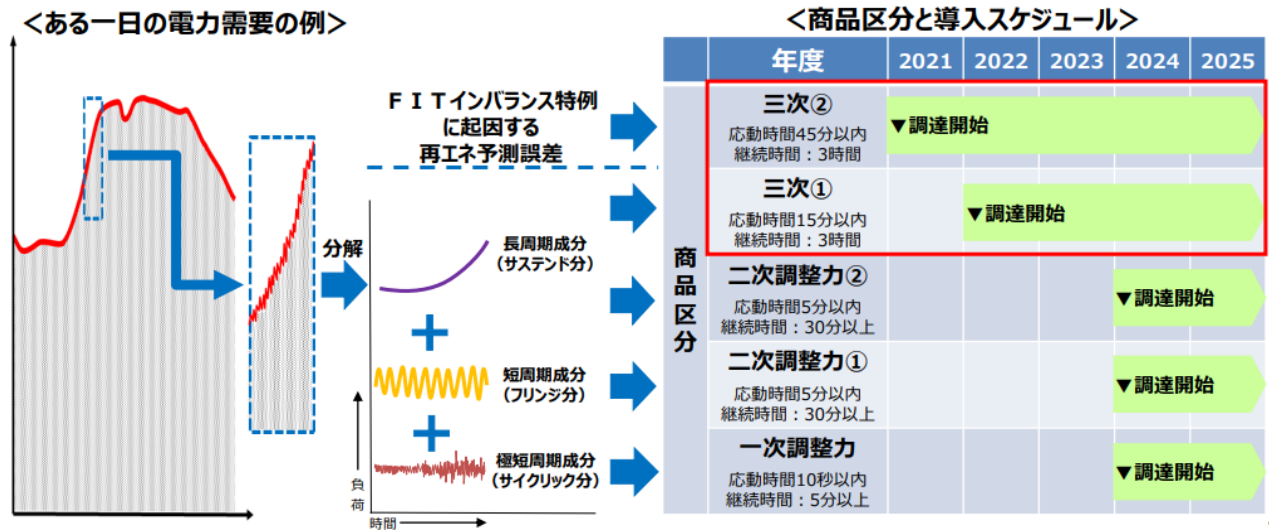
(参考図1-1) 調整力の調達の在り方



電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれ変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、応動時間や継続時間に応じて、一次調整力から三次調整力②までの5つの商品を取り扱うこととした。第三次中間とりまとめにおいて、需給調整市場の市場開設に向けた準備として、2021年度に取引を開始する三次調整力②を対象とした取引規程(入札、約定、アセスメント、ペナルティ等に係るルールを規定)を策定し、2021年度から三次調整力②の運用が開始され、2022年度から三次調整力①の運用、2024年度からは一次調整力から二次調整力②の運用が始まり、現在は全商品の運用が行われている。

² 本項で取りあげられている取引状況のデータについては、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更が発生する可能性がある。

(参考図1-2) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

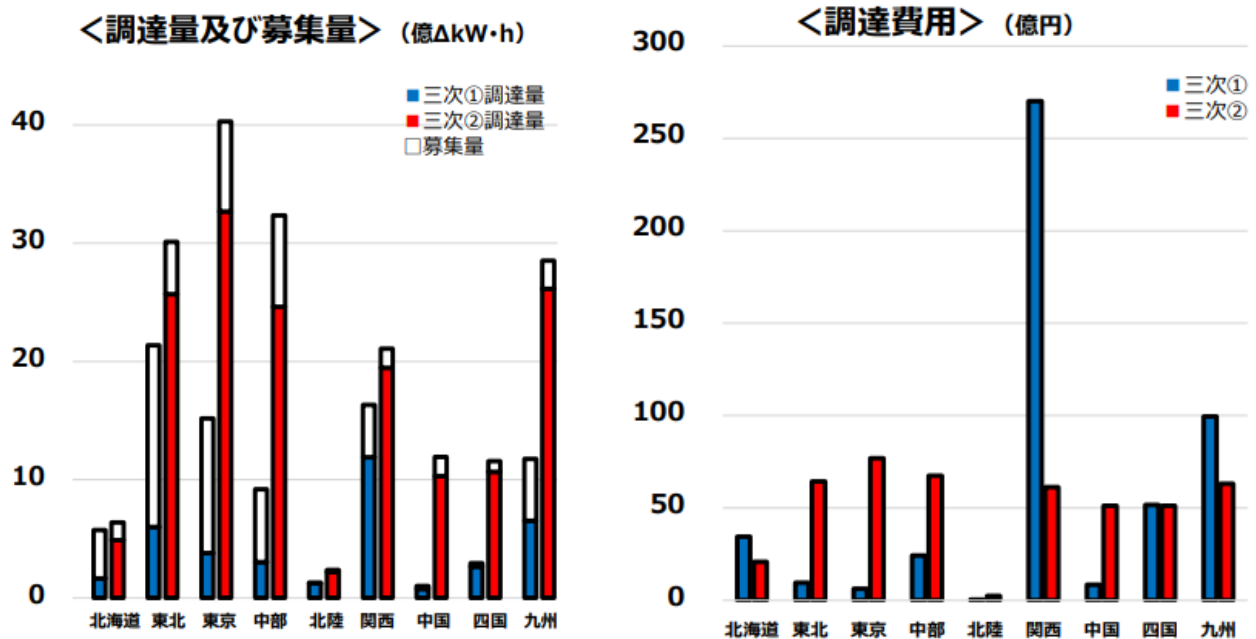


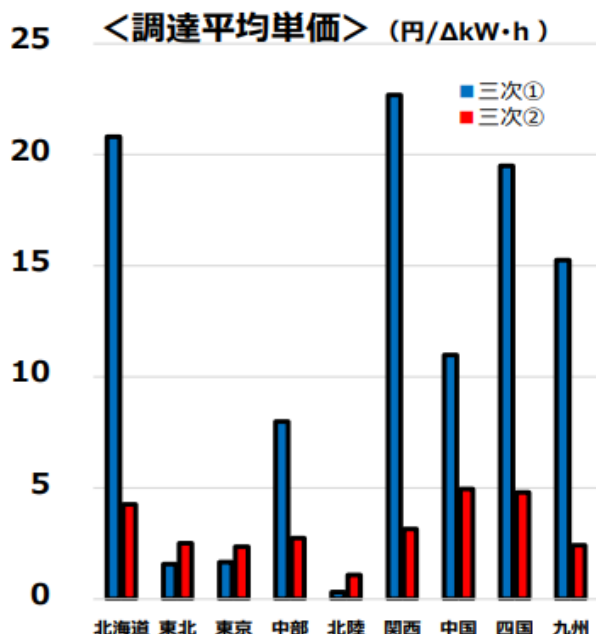
(2) 需給調整市場の取引状況と対応策について

(2023 年度・2024 年の需給調整市場取引状況について)

2023 年度の需給調整市場(三次調整力①・三次調整力②)については、募集量に対する応札量の不足や調達費用の大幅な上昇等といった課題が生じ、特に三次調整力①については、北海道・関西・四国・九州エリアの調達平均単価が 15 円/ΔkW・h 超となっていた。

(参考図1-3) 三次調整力①②取引実績(2023 年 4 月～2024 年 3 月)





2024 年度の需給調整市場については、全商品取引において募集量に対する応札量・約定量の未達が発生し、上限価格の設定を行っていない前日商品(三次調整力②)については調達費用の高騰も大きな課題となった。2024 年 4 月～8 月における取引状況は以下のとおりであった。

未達率((募集量－約定量)／募集量)については、二次調整力②の未達率が比較的低い水準である一方で、一次調整力の未達率が約 8 割程度と極めて高い状態が続いている。エリア別では北陸、中国、四国において未達率が比較的低く、二次調整力②・三次調整力①の未達率では 0%に近い水準となっている。一方、東京及び中部では未達率が極めて高く、特に一次調整力及び二次調整力①については約定量がほぼゼロの状態が続いている。また、三次調整力②については 5 月以降、段階的に前日商品の募集量を削減したことで、三次調整力②の未達率は基本的に減少傾向にある。

(参考図1－4)需給調整市場における未達率(%)の状況 (2024 年 4 月～2024 年 8 月)

	一次			二次①			二次②			三次①			複合			三次②		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
北海道	19	7	3	5	10	3	80	96	48	82	97	37	45	52	16	46	12	10
東北	89	92	87	79	85	78	29	45	34	8	29	13	24	42	24	68	20	3
東京	99	98	96	99	98	95	19	46	24	80	84	75	82	85	77	70	49	13
中部	100	100	100	100	100	100	62	85	66	76	82	77	80	85	80	88	67	19
北陸	63	57	51	4	1	1	0	0	0	5	1	6	9	6	10	56	35	7
関西	61	77	81	56	58	70	3	0	1	33	13	18	34	23	29	61	51	0
中国	81	76	56	45	57	30	9	1	0	25	28	11	37	40	28	78	52	11
四国	22	40	17	21	44	19	0	0	0	7	13	15	17	25	25	37	50	0
九州	98	97	95	48	36	36	34	24	12	46	33	22	56	46	38	34	53	8
全国	84	86	83	71	72	70	28	38	25	54	54	44	56	57	49	66	52	10

	一次		二次①		二次②		三次①		複合		三次②	
	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月
北海道	0	0	0	0	49	42	33	37	12	19	23	2
東北	87	86	76	74	12	10	9	6	22	19	17	2
東京	98	95	98	95	23	18	70	65	73	68	32	3
中部	100	100	99	99	80	67	89	79	91	91	13	29
北陸	51	49	0	1	0	0	3	1	10	6	3	9
関西	85	73	75	79	5	0	24	12	34	23	2	6
中国	51	48	22	2	0	0	4	0	20	17	11	2
四国	13	42	9	38	0	0	13	10	24	21	4	1
九州	93	90	28	18	4	3	19	12	34	27	13	10
全国	83	80	69	64	20	11	43	33	49	42	17	8

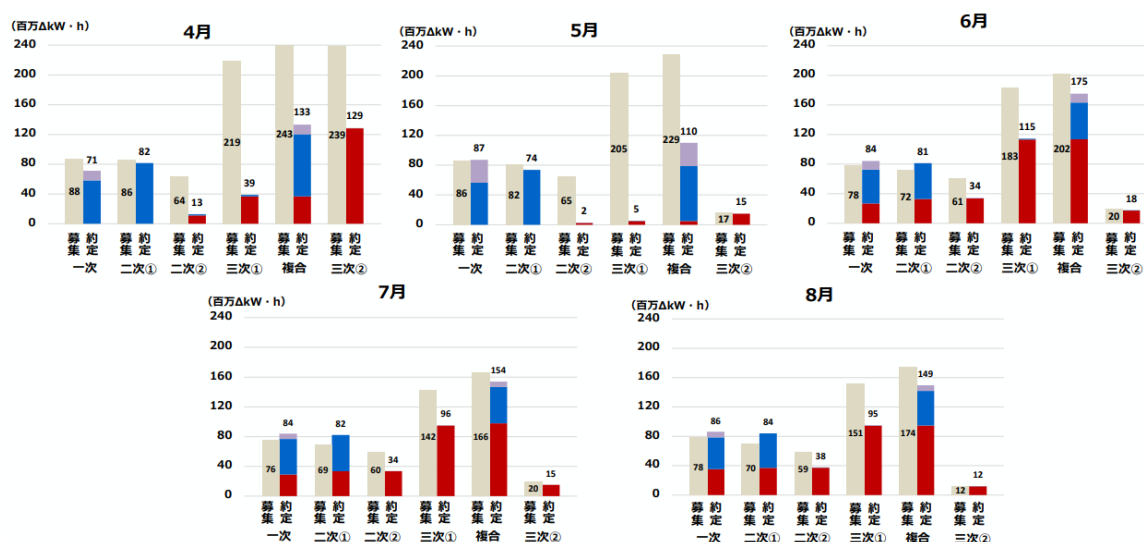
(注) 未達率は(募集量-約定量)÷募集量で求める。募集量・約定量は1日8BL×1か月分のデータを合算。
募集量を上回る約定量となったBLでは、上回った分の約定量は合算の対象外とする。

約定量については、エリアにより差があるものの、約定リソースの内訳としては、火力が最多、次いで揚水となり、蓄電池やDRは僅かとなっている。火力は、すべての商品で幅広く約定しているが、東京及び中部において約定量が少ない。揚水は、応動時間の短い高速商品(一次調整力及び二次調整力①)に適したリソースと考えられるが、北海道以外では高速商品での約定が少ない。北海道で蓄電池の約定量が一定量あるが、その他エリアにおいては、蓄電池やDR等の新規リソースの約定量はほとんどない。

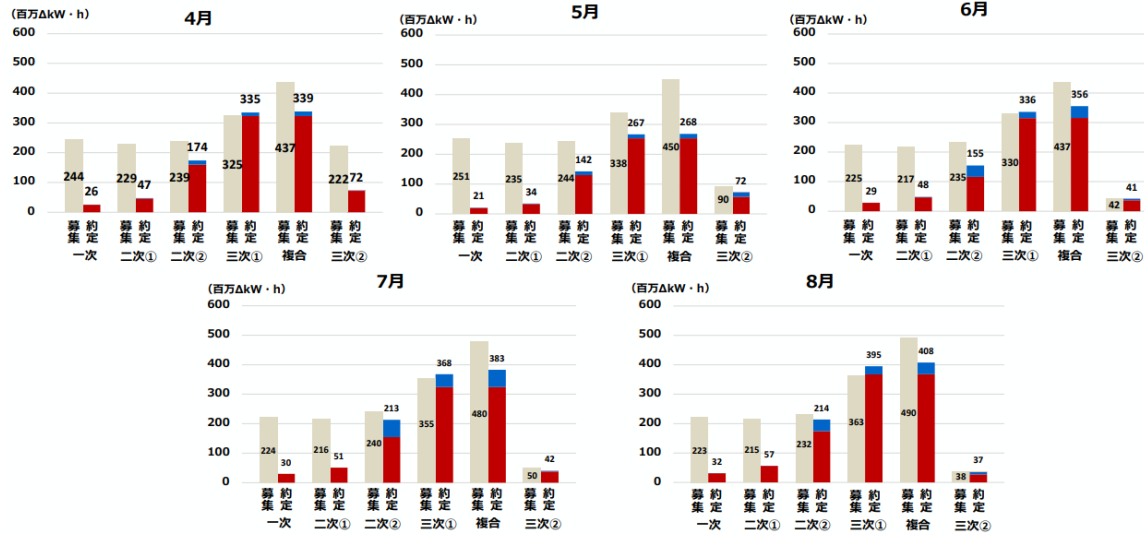
(参考図1-5)需給調整市場における各エリア・リソース別約定量の状況 (2024年4月～2024年8月)

凡例: ■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

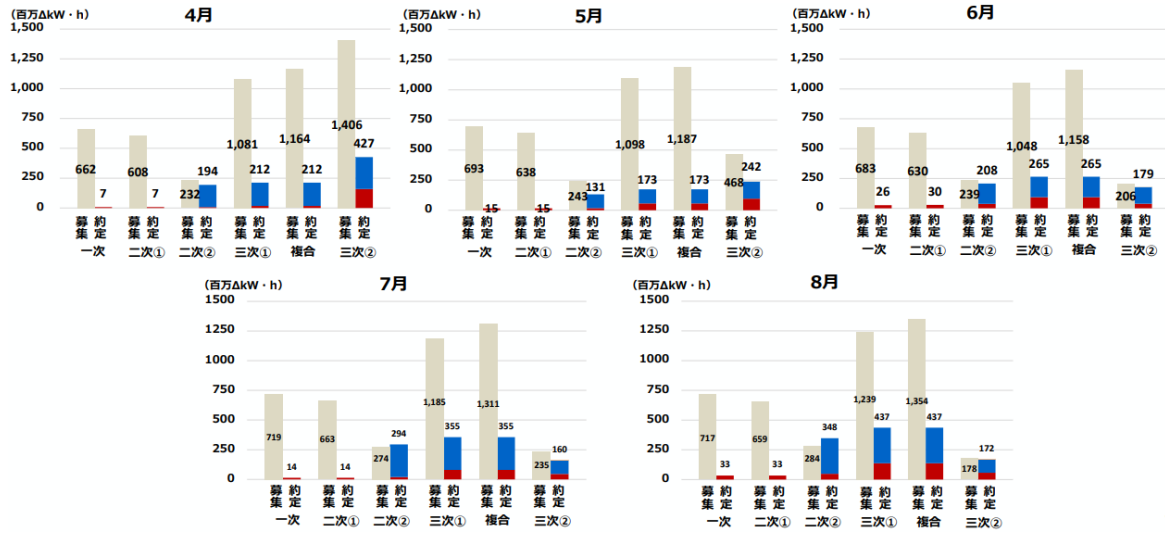
【北海道】



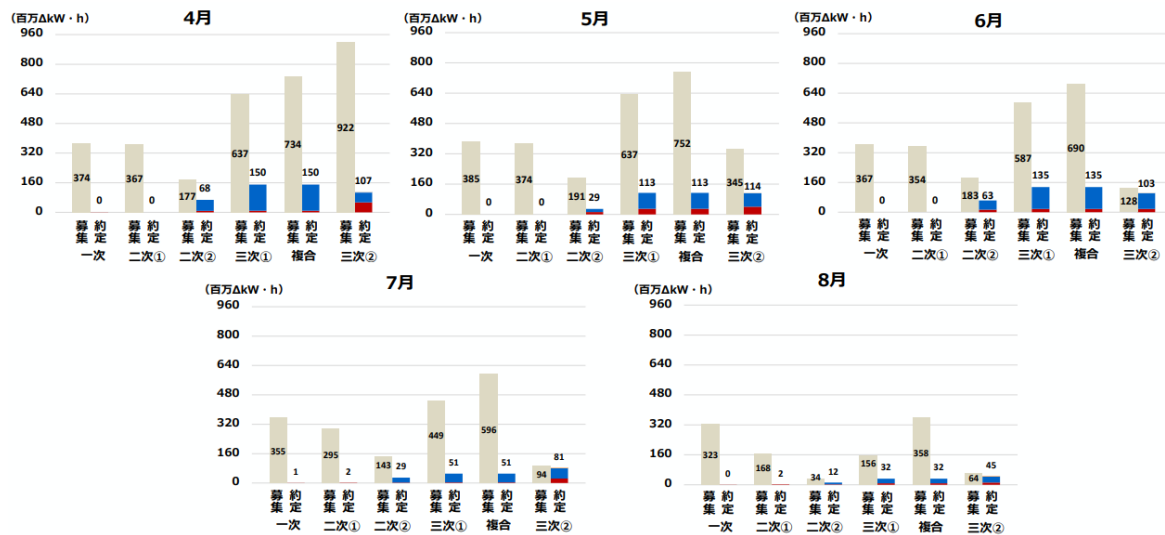
【東北】



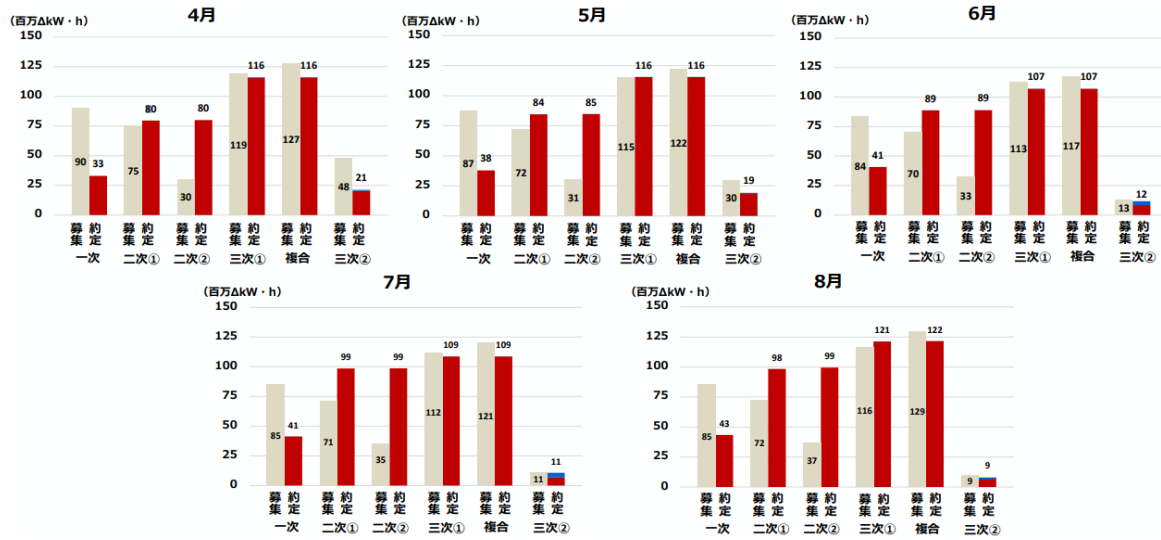
【東京】



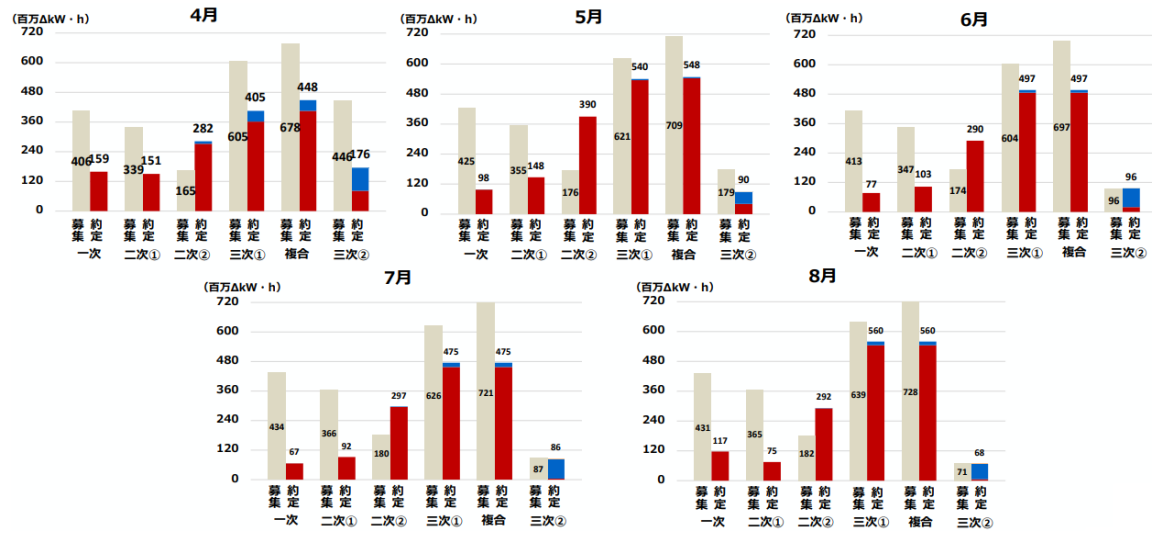
【中部】



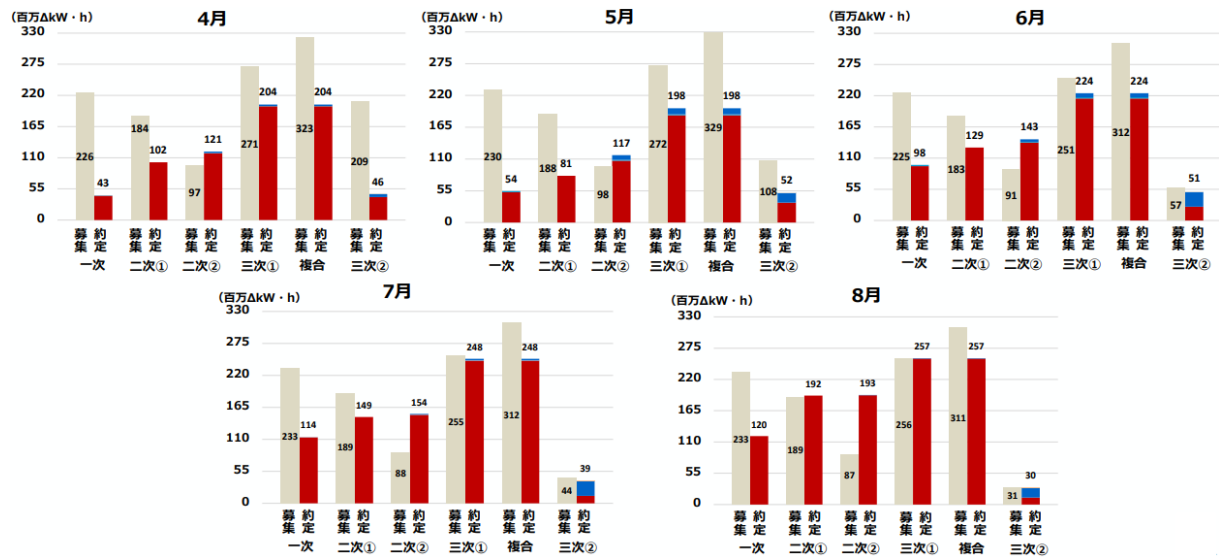
【北陸】



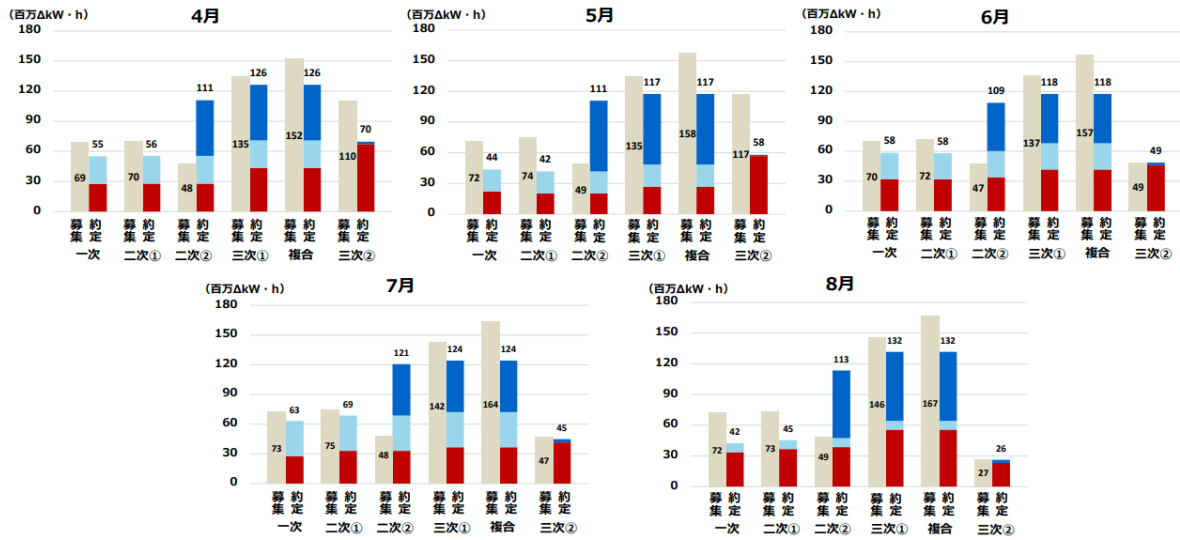
【関西】



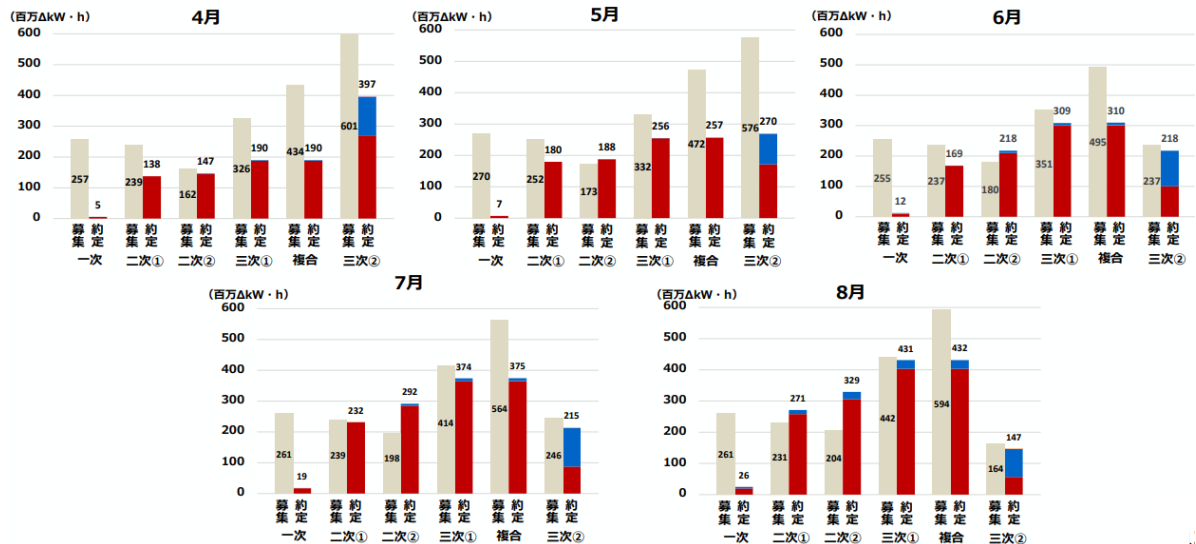
【中国】



【四国】

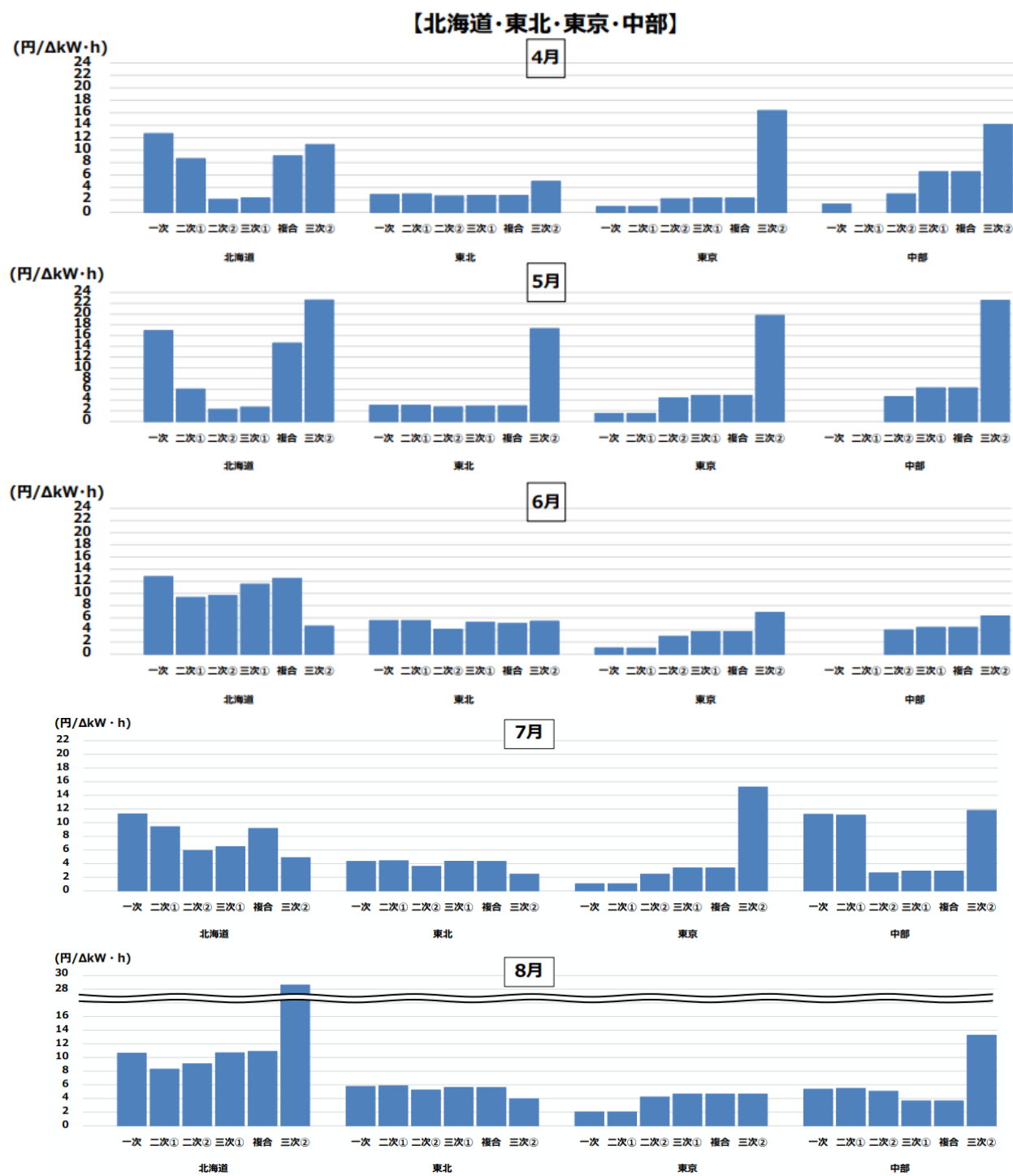


【九州】

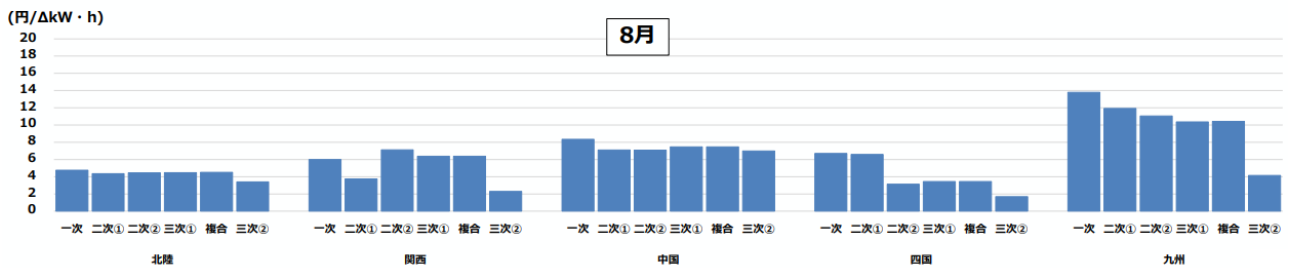
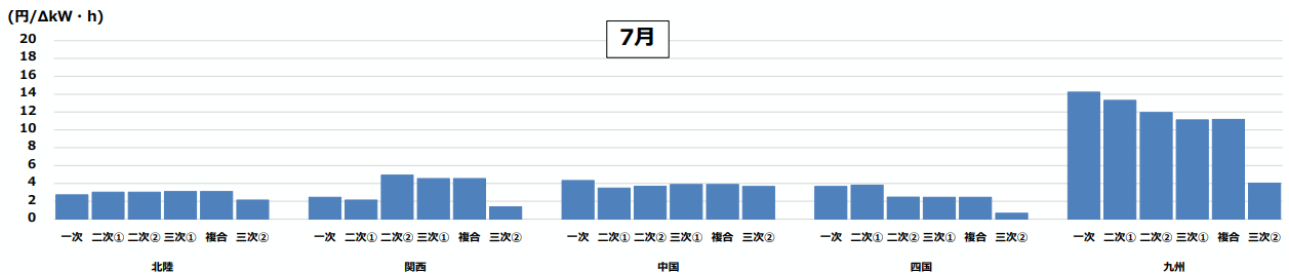
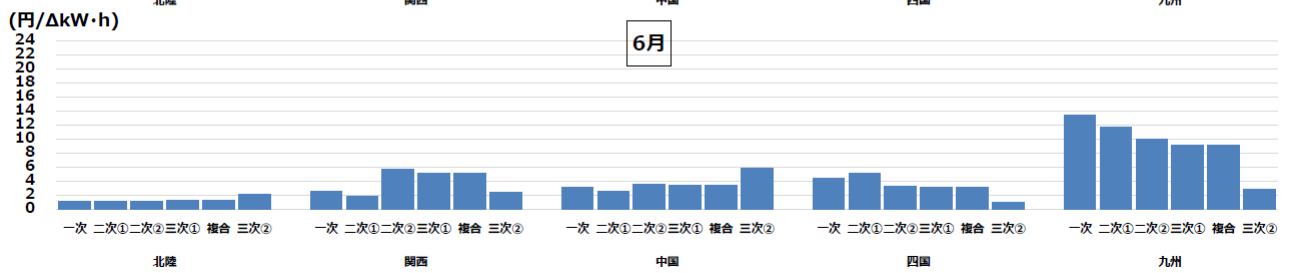
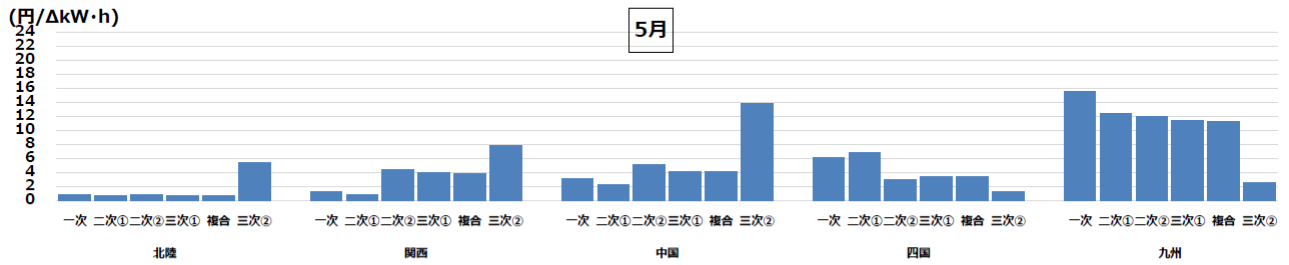
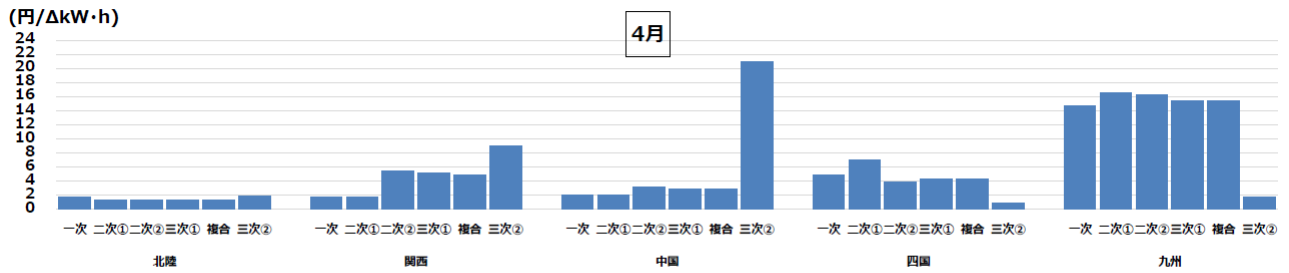


約定価格については、エリア・商品別の区分で見るとエリアにより大きな差が生じており、北海道や九州において平均単価 10 円超の商品が多い一方、北陸、四国においては、すべての商品について比較的低くなっている。上限価格の設定がない三次調整力②については、6 月 1 日から始まった一定割合による募集量削減により、ある程度調達単価が抑えられているエリアも存在する。

(参考図1－6)需給調整市場における各エリア・商品別約定価格の状況 (2024 年 4 月～2024 年 8 月)

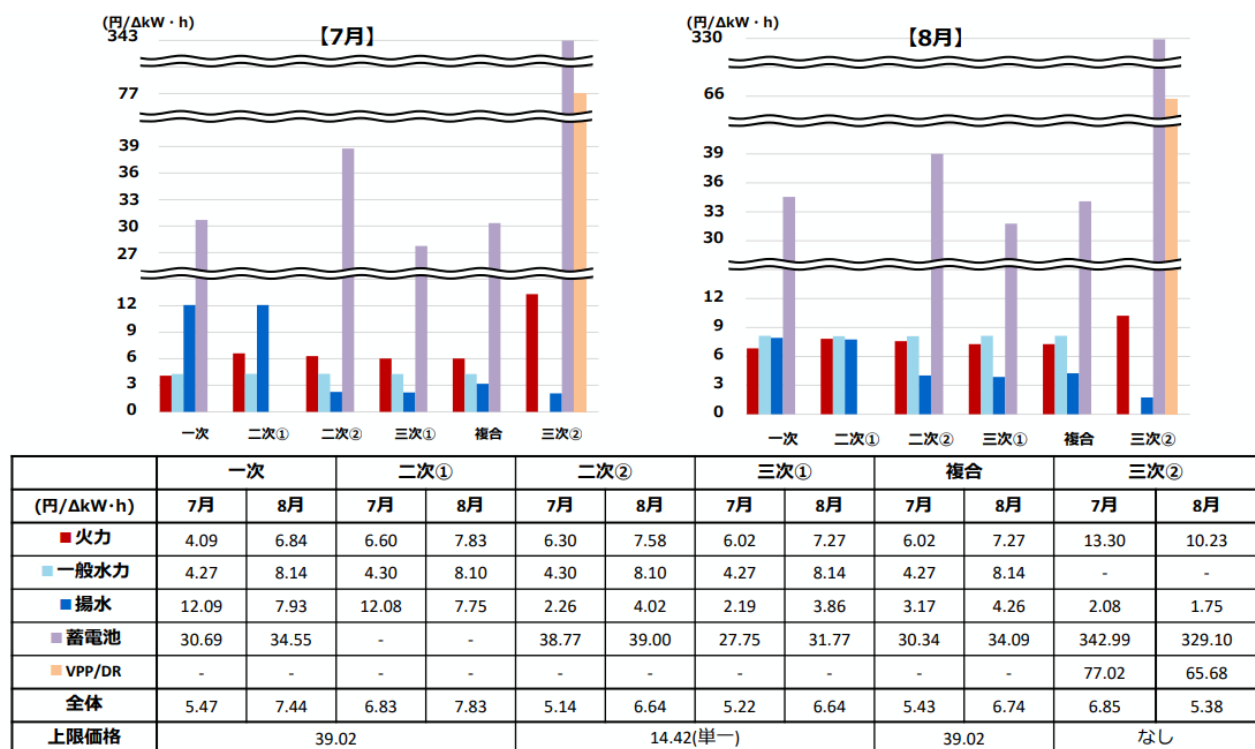
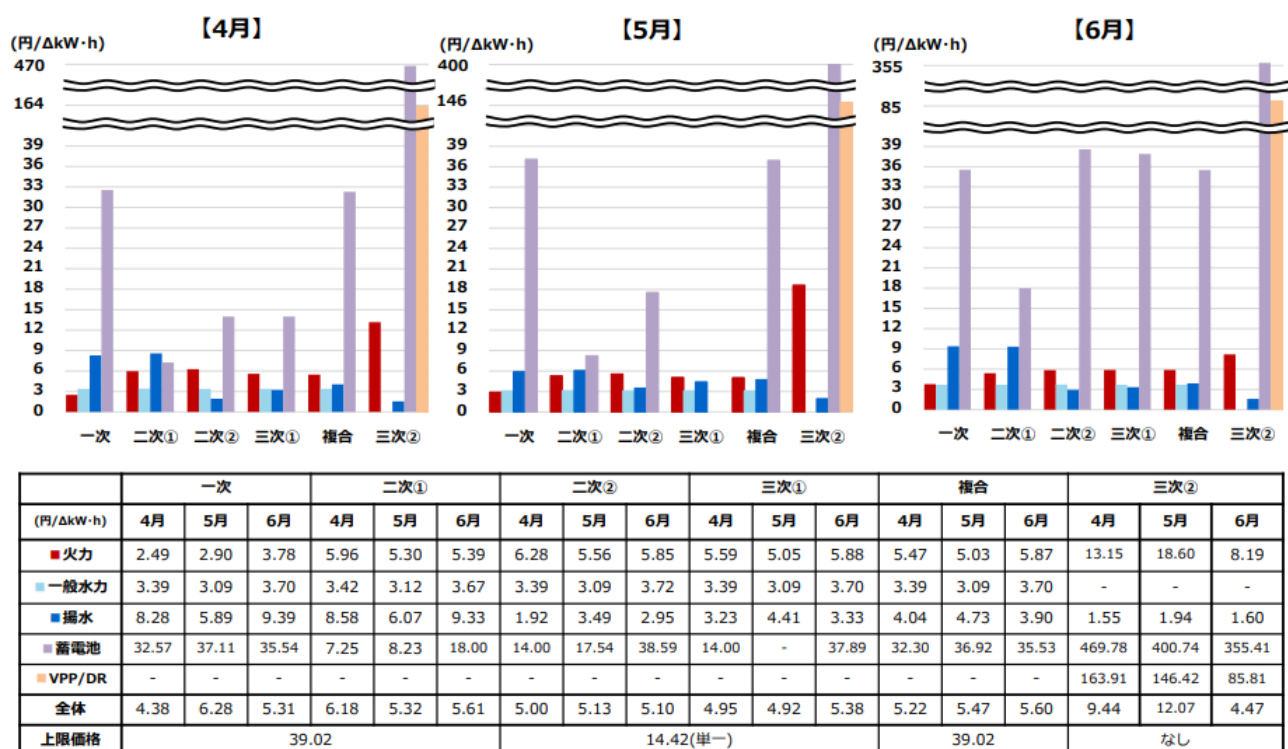


【北陸・関西・中国・四国・九州】



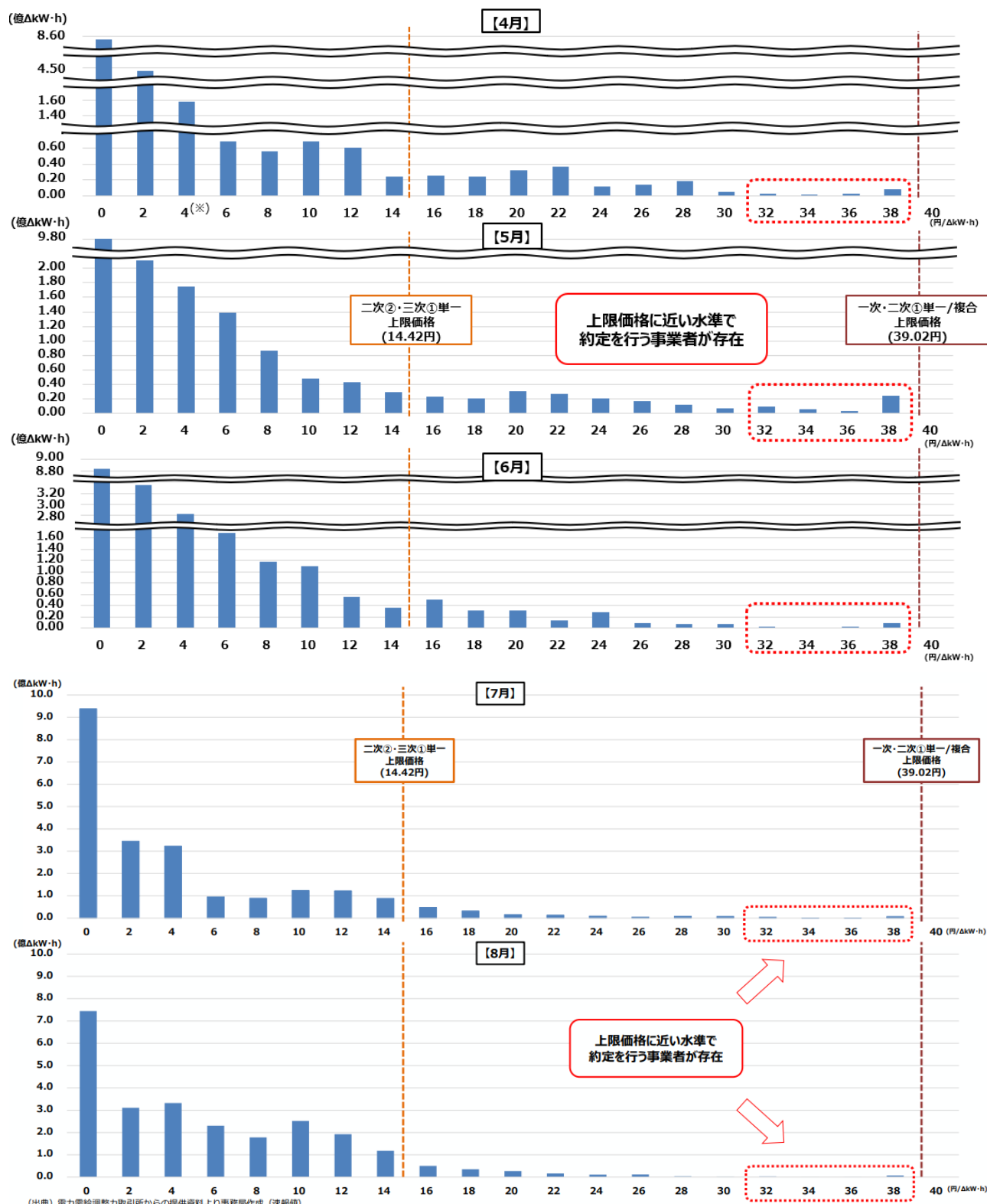
約定価格について商品・リソース別の区分で見ると、週間商品（一次調整力～三次調整力①）においては、蓄電池リソースを中心に上限価格に近い水準での約定が確認できる。三次調整力②においては、蓄電池や DR リソースにて価格高騰が見られる他、火力リソースについて他商品より平均価格が高く、より高値で応札している事業者の存在が確認できる。

(参考図1-7)需給調整市場における各商品・リソース別約定価格の状況 (2024 年 4 月～2024 年 8 月)

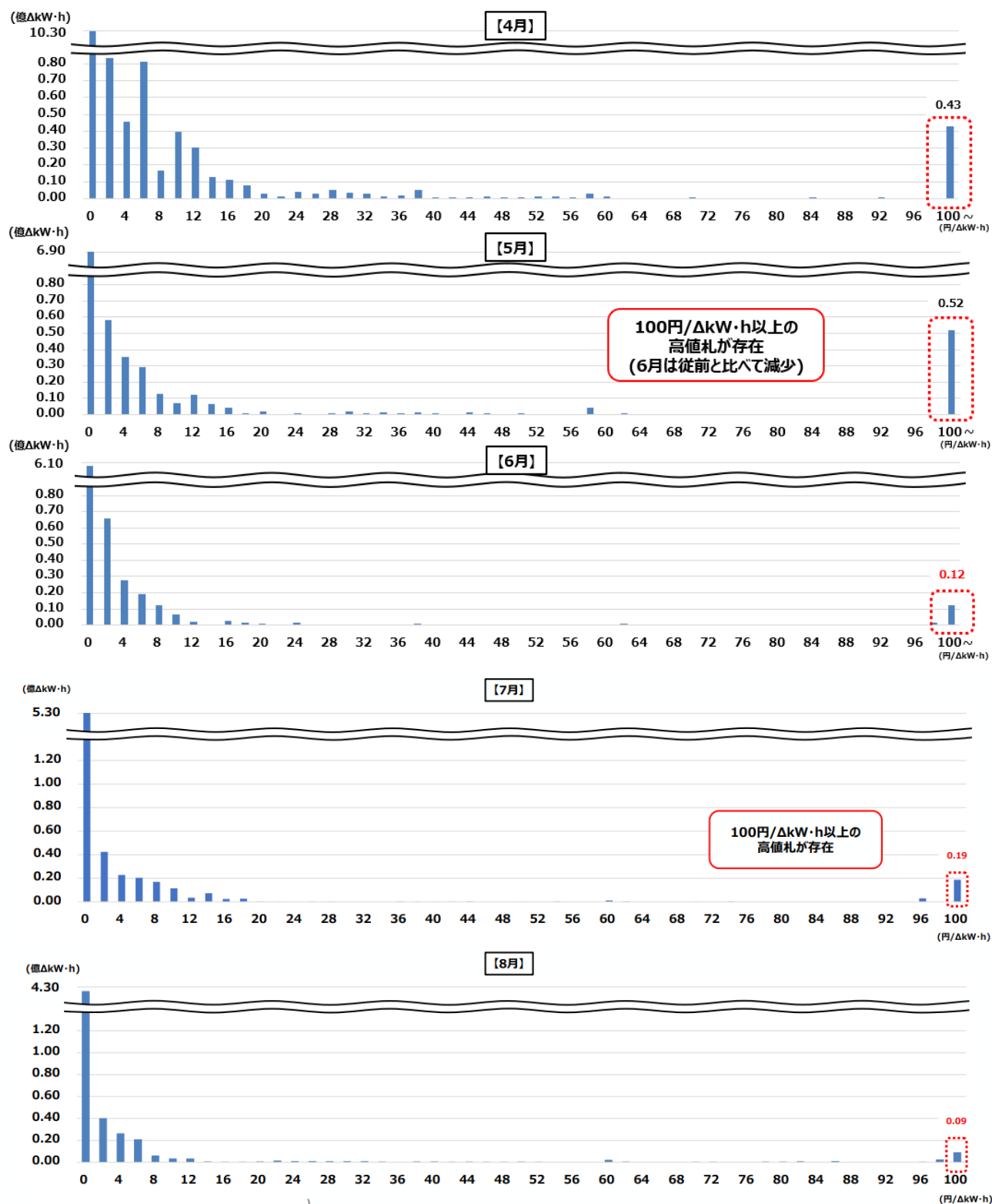


週間商品・前日商品について約定単価分布をみると、週間商品においては、上限価格に近い水準(或いは張り付き)の約定もあった。また、三次調整力②は上限価格設定がなく、募集量の削減を行った一方で、100 円/ΔkW・h 以上の高値札が引き続き多く約定した。

(参考図1－8)需給調整市場における週間商品の約定単価分布 (2024 年 4 月～2024 年 8 月)



(参考図1－9)需給調整市場における前日商品の約定単価分布 (2024 年 4 月～2024 年 8 月)



調達費用総額については、4月・5月に前日商品の調達費用が多額となったエリアが発生した。それ以降、募集量削減に関する施策を段階的に行之、特に6月1日以降に実施した前日商品の一定割合による募集量削減は、全エリアにおいて前日商品の調達費用を大きく低減させた。これは、高価な火力・蓄電池・DRリソースの約定機会が少なくなったことが主因と考えられる。週間商品については、4月以降調達費用が増加傾向にある。これは、高需要期においてスポット市場の単価も高騰し、需給調整市場ガイドラインの中で応札価格に組み込む「逸失利益」が増加する断面が多かったことなどが要因と考えられる。

(参考図1-10) 需給調整市場における調達費用総額の動向 (2024年4月～2024年8月)

(百万円)	週間商品			前日商品(うち蓄電池・DR)			総額		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
北海道	1,213	1,607	2,189	1,397 (231)	337 (23)	82 (19)	2,611	1,944	2,271
東北	923	782	1,799	359 (55)	1,243 (33)	223 (6)	1,281	2,024	2,023
東京	486	839	984	7,002 (8)	4,783 (1)	1,228 (0)	7,488	5,622	2,212
中部	981	711	595	1,515 (83)	2,575 (100)	651 (42)	2,496	3,286	1,246
北陸	155	97	136	41 (0)	107 (13)	27 (7)	196	204	163
関西	2,173	2,170	2,572	1,596 (417)	718 (177)	234 (31)	3,768	2,888	2,806
中国	605	839	763	967 (87)	719 (78)	298 (30)	1,572	1,558	1,061
四国	548	413	375	65 (10)	82 (25)	47 (0)	613	495	422
九州	2,938	2,931	2,835	683 (146)	694 (178)	638 (34)	3,621	3,625	3,474
合計	10,022	10,389	12,249	13,626 (1,036)	11,257 (628)	3,428 (170)	23,647	21,646	15,677

(百万円)	週間商品		前日商品		うち蓄電池・DR		総額	
	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月
北海道	1,409	1,629	75	342	(28)	(7)	1,484	1,971
東北	1,655	2,284	103	147	(22)	(10)	1,757	2,431
東京	1,200	2,029	2,441	798	(50)	(21)	3,641	2,827
中部	149	118	958	603	(41)	(34)	1,107	721
北陸	335	549	23	29	(0)	(7)	358	578
関西	2,161	3,570	118	157	(17)	(32)	2,279	3,726
中国	965	1,919	144	210	(11)	(2)	1,109	2,129
四国	305	454	30	45	(0)	(6)	335	498
九州	4,188	4,504	867	611	(54)	(66)	5,055	5,115
合計	12,367	17,055	4,759	2,941	(222)	(184)	17,126	19,996

(2024 年の需給調整市場取引状況を踏まえた対応策について)

需給調整市場は、エリアを越えた広域的な取引や市場を通じた競争の活性化等による調整力コストの低減を目的としており、2024 年度当初から生じている各エリアで応札量が不足し、十分な競争が行われていない状況は、極めて憂慮すべき状況と整理された。そして、まずは市場における競争性を確保していくため、応札量が募集量を大幅に下回る状況を改善することが急務であると整理された。

募集量と応札量の大幅な不均衡を解消し、競争を活性化する方策としては、大別して、応札量を増やす取組と、募集量を減らす取組が考えられた。

応札量増加の具体的な方策としては、応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法と、応札義務化のような規制的手法が考えられた。その中でも、応札義務化は、義務に見合った確実な費用回収と収益の確保が前提となり、価格規律の在り方も含め、慎重な検討が必要である。そこで、まずは、応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法を中心に検討を深めていくこととされた。

一方で、誘導的手法は、インセンティブの強度を誤ることにより調達費用の増加などの副作用が生じ得ることや、効果発現までに一定の時間を要することを踏まえ、より即効性の高い募集量の削減について、具体的検討を進めることとされた。

(参考図1－11)2024 年度以降の需給調整市場における対応策の基本的考え方について

		対応所要期間	想定されうる効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施		・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、 <u>揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか</u>	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ <u>公募要件や実効性等について精査要</u>
応札量の増加 (誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、 <u>需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要</u> ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ <u>揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献</u>	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、 <u>対応の可否、実効性についての十分な検証が必要</u> ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加 (規制制)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 需給調整市場に対する <u>出し惜しみがなく</u> なり、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ <u>高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる</u>	・ リソースにとっては <u>個別事情で供出不可な場合</u> もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ <u>義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要</u>
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。 <u>調達価格の高騰防止に寄与</u>	・ 設定価格次第では非支配的事業者の <u>新規リソースを中心に退出事業者が存在</u> 。

(3) 需給調整市場の募集量に関する措置

(週間商品(二次調整力②・三次調整力①)の追加調達の一時中断)

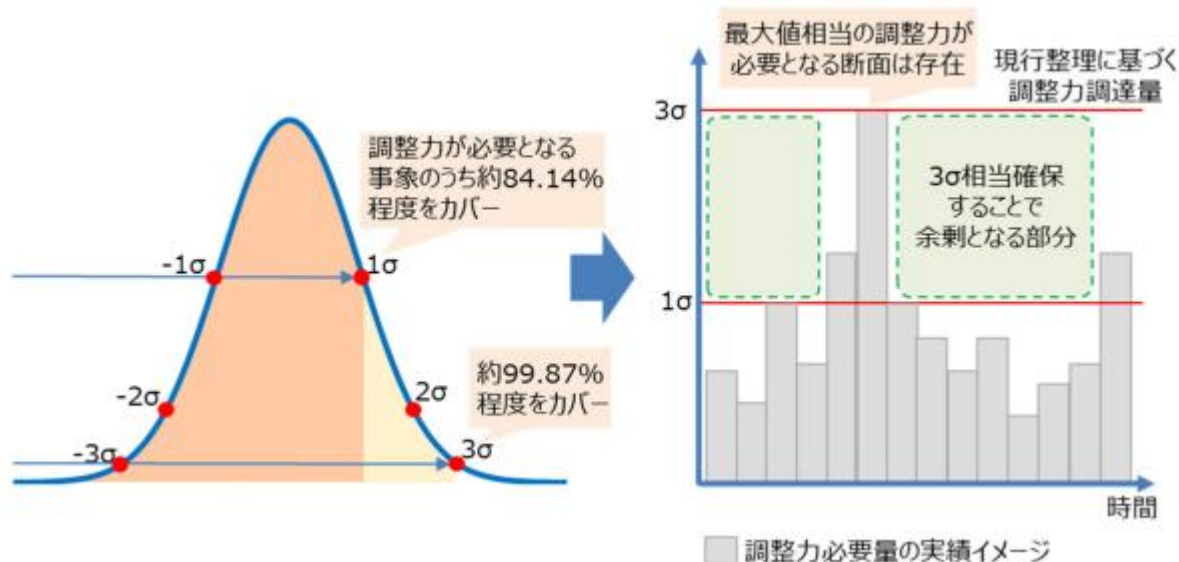
需給調整市場においては、2021 年度から三次調整力②、2022 年度から三次調整力①の取引が開始したが、いずれについても、募集量に対して応札量が少ない傾向が継続していた。このため、調整力の調達をより効率化する観点から、二次調整力②及び三次調整力①について、実需給1週間前の調達量を減らした上で(3σ→1σ相当)、必要に応じ、前日に三次調整力②と合わせて不足分を追加調達することとした(二次調整力②・三次調整力①の効率的な調達)。三次調整力①については 2023 年 12 月から、二次調整力②については 2024 年 4 月から、実需給前日における追加調達を開始した。

しかしながら、2024 年 4 月にすべての調整力が需給調整市場で取引されるようになり、2024 年 4 月の

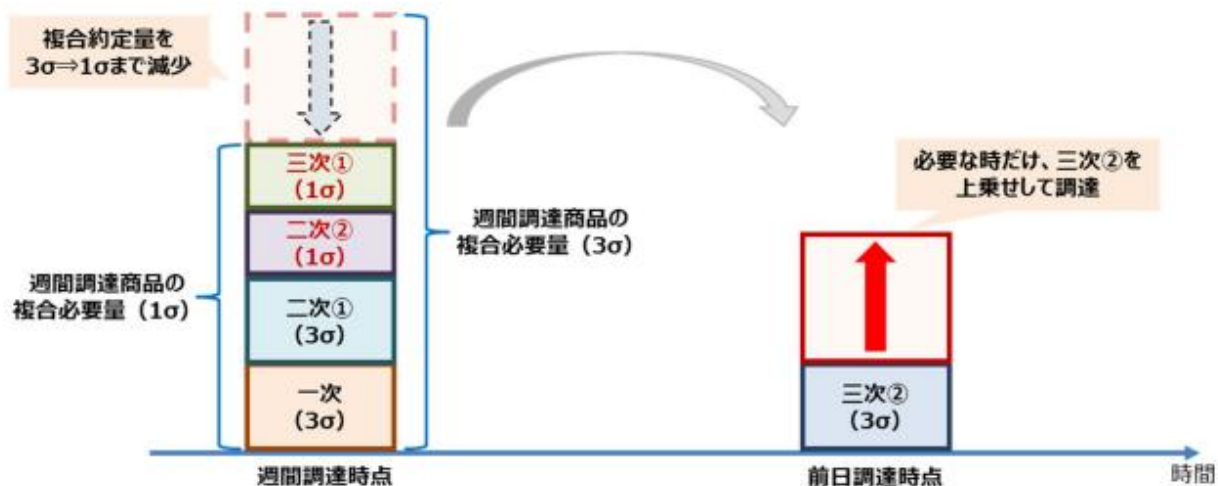
三次調整力②の募集量は全エリア合計で 2024 年 3 月と比較して約 2.7 倍程度に増加した。応札量が少なく、大幅な未達が続く中で、 Δ kW 単価が 100 円/ Δ kW・h を超える高値での約定量も大幅に増加した。

このようにして一般送配電事業者による三次調整力②の調達費用が急増したことを踏まえ、5 月 1 日の受渡分(4 月 30 日取引)から、二次調整力②・三次調整力①の追加調達を一時中断することとした。

(参考図1-12)調整力調達量イメージ



(参考図1-13)週間商品(二次調整力②・三次調整力①)の追加調達イメージ



(一定割合(募集量削減係数)による募集量の削減について)

2024 年 4 月の全商品取引開始以降も大半のエリア・商品の組み合わせにおいて、募集量が応札量を大きく上回っている状況は、市場原理による競争活性化が働いているとは言いがたい。この点、広域的な調整力の調達という需給調整市場の目的を踏まえると、市場調達が基本になると考えられるが、大幅な未達が発生し、市場競争が十分に働いていない状況においては、余力活用契約など市場以外の調達方法にも頼りつつ、需給調整市場における調整力募集量を絞ることが一案として示された。

こうした中、週間・前日商品について、週間・前日断面で算定される必要量に一定の割合を乗じることで

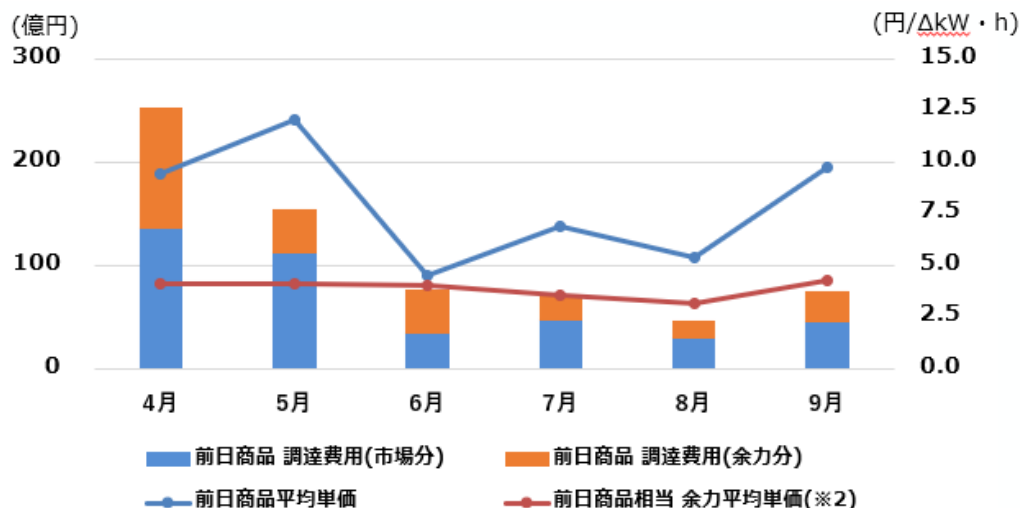
募集量を圧縮する方法が検討された。当該検討において、週間商品は、上限価格の設定により想定を上回る調達負荷の発生には至っていないとされ、前日商品である三次調整力②の募集量の見直しを他商品に先行して対応することとした。募集量に乗じる一定割合(募集量削減係数)の定め方については、①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持(過度な市場退出の防止)という3つの観点や削減効果の試算を踏まえ、以下の通り、過去一定期間(直近約1ヶ月)における全エリア・ブロック別での調達率平均とすることとされた。

$$N \text{ 月募集量削減係数} = N-1 \text{ 月分約定量} \div N-1 \text{ 月分募集量(削減前)}$$

本対応については、6月1日の受渡分(5月31日取引)以降に開始するものとされた。

実際に週間商品の追加調達の一時中断、一定割合による募集量の削減対応により、全国単位で見ると、市場での調整力調達だけでなく、余力活用含めた調達費用総額が下がっている状況が確認できた。

(参考図1-14)前日商品調達費用の総額(市場調達・余力活用)について(2024年4月～2024年9月)



	前日商品 平均単価	前日商品相当 余力平均単価(※2)	①前日商品 調達費用(市場分)	②前日商品 調達費用(余力分)	合計 (①+②)
4月	9.44	4.10	136.26	115.47	251.73
5月	12.07	4.08	112.57	40.66	153.23
6月	4.47	4.00	34.28	42.14	76.42
7月	6.85	3.59	47.59	23.60	71.19
8月	5.38	3.16	29.41	16.27	45.68
9月	9.77	4.27	45.18	29.01	74.19

(注)単価は円/ΔkW・h、費用総額および合計は億円。

現時点での発電事業者、小売事業者とTSO間の精算データを元に算出を行った速報値であるため、今後変更の可能性がある。

(※1) 4月分については、前日商品の中に「週間商品の前日追加調達」分を、7月以降分については「三次②の余力追加調達分(必要量を1σ相当に減らした後に必要に応じて行う追加調達分)」も含む。

(※2) 余力平均単価は、持替費用の和(起動費含む)を持替電力量で除したもの(持替費用単価)に相当。エリア毎に余力平均単価を計算し、各エリアの前日商品相当の余力調達量で加重平均することで、全体での前日商品相当の余力平均単価を算出。

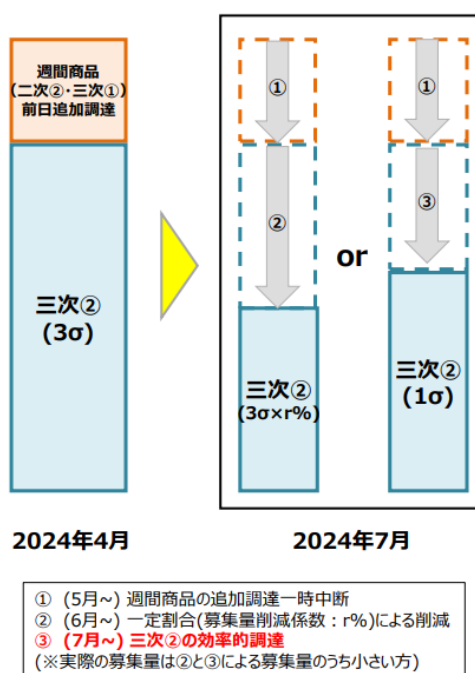
(三次調整力②の効率的な調達について)

第 83 回制度検討作業部会では、先述の週間商品(二次調整力②・三次調整力①)をより効率的に調達する方法が提示された(5 月 1 日の受渡分(4 月 30 日取引)からは一時中断することとされた)。その後、三次調整力②についても同様の効率的な調達を行うことについて検討するものとされ、第 48 回需給調整市場検討小委員会では、三次調整力②でも同様に、前日時点での募集量を減らし(3 σ →1 σ 相当)、追加調達が必要とされる断面では余力活用にて追加調達を行う方針が提示された。

本対応は、三次調整力②の調達が効率化され、調整力全体の調達コスト削減に繋がることから、7 月 1 日の受渡分(6 月 30 日取引)より導入されることとなった。本取組と「一定割合による募集量削減」を同時に行うにあたり、市場における実際の募集量は「3 σ 相当の募集量に一定割合(募集量削減係数)をかけた削減後の募集量と、1 σ 相当の募集量のうち、小さい方」と整理された。

また、第 48 回需給調整市場検討小委員会では、三次調整力②の募集量の一定割合での削減及び上記の効率的な調達を導入する期間においては、実質的に三次調整力②の余剰分を売却する断面がなくなることを踏まえ、三次調整力②の余剰分を時間前市場へ売入札することについて、一時中断する案が示された。時間前市場への売却可否の判断及びそれに伴う対応に際しては、TSO の人的コストが発生していたが、今後余剰分が生じる断面が実質的になくなることにより、コストのみが経常的に発生する形になることを踏まえ、本案通り三次調整力②の時間前市場での売却を一時中断することとした。

(参考図1-15)前日商品の募集量の考え方(7 月 1 日の三次調整力②効率的調達の導入以降)



(募集量削減係数の考え方の見直しについて)

6 月 1 日以降に開始した募集量削減係数の設定(前述)に際しては、実際の取引状況を踏まえ必要に応じて見直しを行っていくこととされた。その際には、前述の 3 つの観点(①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用の抑制、③新規リソースの事業性維持)を確認しつつ、エリアによる効果の差の発生状況についても十分に注意すべきとされた。

実際に 6 月以降の需給調整市場をみると、前日商品の未達率及び調達費用は 4 月・5 月比で減少した。一方で、募集量削減係数による募集量削減には「募集量削減係数が毎月減少してしまう」「エリアごとの応札状況等の特徴が反映できない」「余力活用コストと合わせた調整力調達コストの最適化を図れない」といった課題も見受けられた。

こうしたことから、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定すべく、ブロック別・エリア別で、以下の式により募集量削減係数は算定されることとなった。本対応は 11 月 1 日の受渡分(10 月 31 日取引)より導入されることとなった。

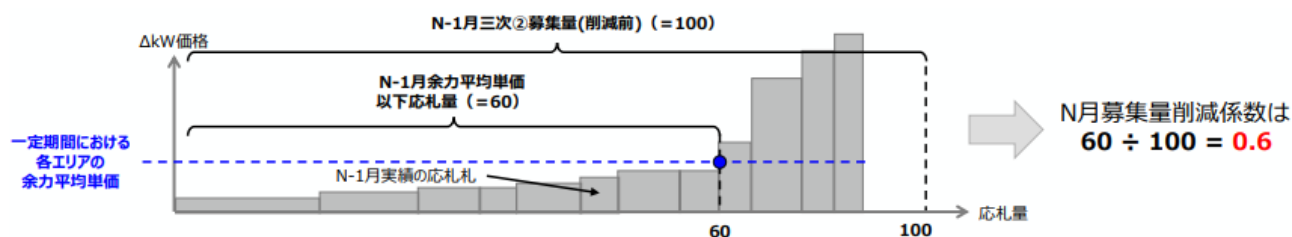
$$\text{N 月 募集量削減係数} = \frac{\text{N-1 月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)}}{\text{N-1 月分募集量(削減前)}}$$

これにより、以下のポイントを踏まえた募集量削減係数の設定がなされるようになった。

- ・エリアによって異なる ΔkW 応札単価・余力電源リストのコスト分布を考慮に入れた募集量削減ができる
- ・ ΔkW の応札量・応札価格に応じて募集量削減係数が増減する
- ・余力調達コスト・市場調達コストの最適化に近い状況が目指される

新しい募集量削減係数について、前述の注意すべき観点で評価をすると、以下図 1-17 のような整理がなされ、更なる効果が期待できるものと整理がなされた。

(参考図 1-16) 前日商品募集量の見直しイメージ(11 月 1 日以降の新たな募集量削減係数)



(参考図 1-17) 11 月 1 日以降の新たな募集量削減係数に関する評価

	① 大幅な不均衡の解消	② 余力を含めた費用抑制	③ 新規リソースの事業性維持	④ エリアによる効果の差
現行案	・ 前月実績を踏まえた募集量削減により、未達率は大きく減少 ・ 一方で、前月比で応札量が増加しても、削減係数は前月の削減係数を超えることは無く、常に減少していく方向	・ 対応前の5月比で6月の調達コストは減少 ・ 余力活用コスト次第で、調整力調達コスト全体が増加する可能性あり	・ 現状も引き続き、一定程度の新規リソース約定がなされており、新規リソースにおける事業性への影響は限定的	・ エリア毎に差こそあれど全エリアにおいて調達費用は減少 ・ 一方で、従来未達が少なかったエリアでも募集量が一律削減され、低単価応札の約定確率も低下
新規削減案	・ 市場での削減係数が応札状況によって増減する仕組み、現行案と異なり安い応札が増加すれば、翌月の削減係数は増加	・ 余力活用より安い応札が約定されやすくなり、高い応札は約定されにくくなるため、余力を含めた調達コスト削減にはより寄与する構造	・ 削減後の募集量の枠内で、応札価格順に約定がなされるという構造は現行と同様であり、引き続き一定程度新規リソースの約定は見込める 削減係数の増加に伴う募集量の増加が見込め、結果として新規リソースの約定にもつながる可能性	・ エリア毎の余力コストに応じて募集量に変化するため、各エリアにおける経済性を意識した形での募集量設定が可能 ・ 調整力コスト全体の削減の観点では、エリア単位でより効果が出ることを期待

(4) 揚水発電に関する対応について

揚水発電においては、揚水発電所の上池容量を踏まえた運用の制約などを主因に、一次調整力・二次調整力①における並列必須要件への適応が難しい面があり、図 1-11 の通り、需給調整市場へ供出するに当たっての課題とされた。その点、揚水リソース由来の調整力供出に際して、調達に自由度を一定程度設けること(その分需給調整市場での募集量を削減すること)、或いは一次調整力・二次調整力①への揚水リソースの応札を増加させるために打つべき施策について検討をすることとされた。

(揚水随意契約と募集量削減)

2024 年 4 月以降、需給調整市場において、応札量が募集量を大幅に下回る状況の改善が急務であったことも踏まえ、揚水リソース由来の調整力は、需給調整市場ではなく公募等で調達を行う方式に変更し、公募等で調達を行う分については、需給調整市場での募集量から削減することが一案として提示された。

この点、揚水発電所の運用主体は 2024 年度から BG に統一されているが、そもそも揚水発電は、安価な kWh 単価の時間帯で買電(上池にポンプアップ)し、高価な kWh 単価の時間帯で売電することで、その差益を得るビジネスモデルであることから、揚水発電の BG 運用においては火力など他電源に比べて Δ kW の供出が難しい。

そこで、従前の電源Iと同様に、BG が TSO に対して一部揚水機の運用権を貸与し、必要な対価を BG に支払う随意契約を締結することで、一部 TSO に運用主体を戻す仕組みを試験的に取り入れることも一案と考えられ、契約価格の在り方や、需給調整市場の募集量との関係性等、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関とも連携しながら、検討を進めていくこととされた。

こうした中、第 98 回制度設計専門会合では、中部エリアにおいて、ブラックスタート(BS)機能契約のある揚水機の Δ kW を随意調達したい旨申し出があったことが示され、当該随意契約による Δ kW の調達を認めることとされた。

また、需給調整市場の募集量との関係性については、第 48 回需給調整市場検討小委員会において、「揚水公募量を市場の募集量から一律控除する考え方」が示された。

(参考図1—18)揚水公募量を市場の募集量から一律控除する考え方のイメージ

※第 48 回需給調整市場検討小委員会 資料3抜粋

【揚水発電機の調整力供出可能量】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	0	0	0	10	10	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	0
LFC	0	0	0	20	20	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0
EDC	200	200	100	50	50	100	100	50	50	50	200	200	200	200	200	50	50	50	0	0	0	0	0	0

【案1:揚水を複合リソース(発電リソースのみ)と見做し、公募量を募集量から一律控除】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LFC	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
EDC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

：TSOによる代替確保(余力活用による火力追加起動等)で補完

：揚水の調整力供出可能量を活用しきれない断面

揚水機は全ての断面で一律の調整力供出ができるとは限らないことから、供出不可の断面では、TSO が余力活用により控除分の代替確保を行うこととなるが、その行為自体は余力を有効活用しながら調整力供出を行っていることとの整合性に欠けるものではない。

こうしたことを踏まえ、随意契約を締結している期間においては、契約締結分の最大容量について、対象エリアにおける需給調整市場の募集量から一律控除することとされた。また、足下では三次調整力②については十分未達率が下がっている点、及び揚水の複合リソースとしての価値などを踏まえ、まずは週

間商品の募集量からの控除を行うこととされた。

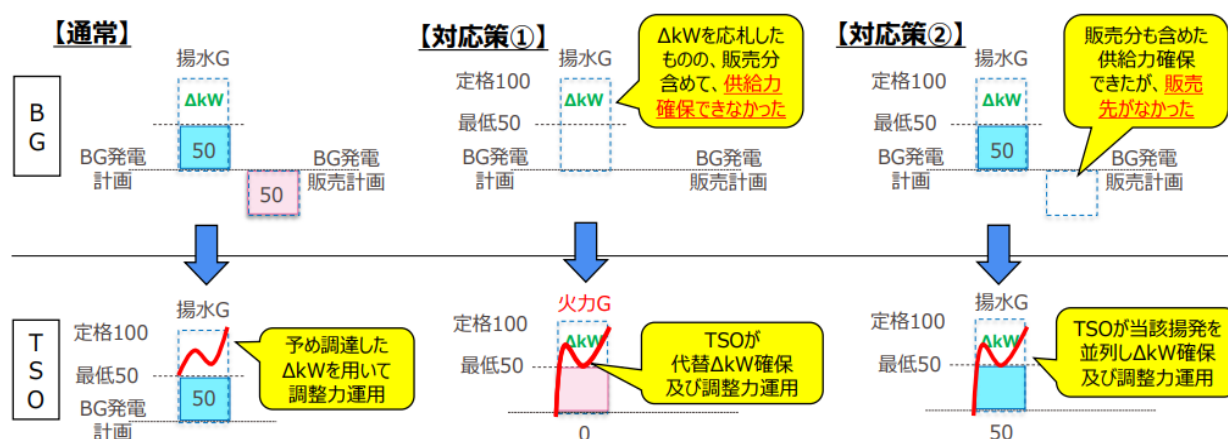
ただし、週間商品の募集量を算定する週間断面において、天候要因(濁水)や点検などにより当該揚水リソースの運転が困難(加えてその場合に他リソースで代替することについて契約で定められていない)と分かる場合については、当該一律控除は行わないものとされた。

(揚水における応札拡大方針について)

第 47 回需給調整市場検討小委員会では、揚水 BG 運用の下、並列することを必須とされている一次調整力・二次調整力①に揚水リソースを応札するに際しての課題として、週間断面では、系統並列時の電源態勢の持替えが確約できず、アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないということが挙げられた。

その課題に対して、第 48 回需給調整市場検討小委員会では、対応策①(TSO が余力活用電源で代替 ΔkW を用意すること)及び対応策②(TSO が最低出力分を系統並列し、持ち替え先も用意すること)が提示され、揚水事業者へのヒアリング結果も踏まえると、本対応策を実施した場合に一次調整力・二次調整力①へ一定程度応札がなされる可能性も見て取れた。

(参考図1-19)各対応策のイメージ ※第 48 回需給調整市場検討小委員会 資料4抜粋



足下、一次調整力・二次調整力①の応札不足が深刻であることを踏まえると、早期に本対応を通じて応札が増加することが望ましいと考えられることから、TSO にて必要な対応が完了し次第、本対応策を開始することとされた。

(5)価格規律の見直しについて(需給調整市場ガイドラインの改定)

(起動費の事後精算について)

現行の需給調整市場ガイドライン上では、 ΔkW 入札価格への起動費の反映は 1 日 2 回分まで認められる。取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容としている。

一方で、第 47 回需給調整市場検討小委員会においては、2024 年 4 月の一定期間について、需給調整市場への応札を見送った理由に関するアンケート結果が示された。その結果、「起動費を取り漏れるリスクを回避するため」応札が回避された供出ポテンシャルが多く存在したことが分かった。

そこで、より精査に生じた起動費を計上すべく、第1回制度設計・監視専門会合では、起動費を1日1回、各応札ブロックに約定確率を考慮して按分計上し、事後的に生じた分を精算³する方向性が示された。

これまでは、需給調整市場に応札しないことで、歯抜け約定等により起動費が十分回収出来ず、発電事業者に損失が生じるリスクを回避していたとも考えられるため、本対応によって確実に起動費を事後的に精算できるようになった結果、発電事業者にとって需給調整市場のために電源を起動し供出する際の障壁が一つなくなるものと思料される。

本変更は、需給調整市場への応札量増大、競争活性化による調整力調達コストの削減にも資する取り組みであると判断されることから、建議の通り、需給調整市場ガイドラインを改定することとした。

(固定費計上・機会費用・V1V2 単価設定について)

第1回制度設計・監視専門会合においては、調整力 Δ kW 市場における高値落札案件の調査や調整力kWh 市場におけるV1V2 スプレッドに関する調査結果の報告が行われ、以下の考え方が示された。

1. Δ kW 価格に固定費を計上する際の対象期間を、適切に期間按分された固定費の「当年度分」とすることを改めて明確にすること(当年度固定費回収後の一定額は0.33 円/ Δ kW・30 分)
2. Δ kW 価格に計上する機会費用(逸失利益)は、需給調整市場への応札に伴い発生するものに限ること
3. V1 と V2 の価格登録では、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用を一致させること

1)について、2024 年 3 月 25 日改定以前のガイドラインでは、固定費回収のための合理的な額の考え方として、対象期間を「当年度分」とすることが明確化されていたものの、改定後は A 種・B 種電源が設定され、固定費回収のための合理的な額の具体的内容を説明する記載が削除された。一方で、これにより事業者に拡大解釈の余地が生まれたことを受け、改めて需給調整市場ガイドラインへの記載を明確化させるものである。

2)について、運用上マストラン運転が必要なユニットが最低出力相当分をスポット市場に応札することによる機会費用(逸失利益)を、需給調整市場へ応札していないブロック分のもので含め Δ kW 価格に組み込んだ事業者が存在。需給調整市場に応札するブロックに対応する部分が、 Δ kW 価格への計上対象であることを明確化させるものである。

3)について、V1V2 計算の諸元となる「当該電源の限界費用」の考え方を、V1 と V2 で異なるものとして解釈する事業者が存在していたことから、発電機の種類毎に、V1V2 設定がより合理的になされるよう、今一度整理がなされたものである。

本対応は、調整力調達コストの抑制かつ、発電事業者間での認識の相違を無くすための改定と考えられることから、建議の通り、需給調整市場ガイドラインを改定することとした。

³ 実際の事後精算の対象は、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格(予想)と限界費用との差額」となる。

需給調整市場ガイドライン 改定事項

- 調整力 kWh 市場
 - 限界費用は、1 単位追加的に発電した際に追加的に増加する費用であることを踏まえ、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとする旨、記載する。
 - 卸電力市場価格等を機会費用として上げ調整の kWh 価格に引用する場合、下げ調整の kWh 価格は、以下の算定式とする旨、記載する。また、卸電力市場価格等を機会費用として下げ調整の kWh 価格に引用する場合、以下の算定式を逆算して上げ調整の kWh 価格を登録することとする旨、記載する。
下げ調整の kWh 価格 = 上げ調整の kWh 価格 ÷ 1.1 × 0.9
 - 一定割合は、「限界費用 (円/kWh) × 10%」とする旨、記載する。
- 調整力 ΔkW 市場
 - B 種電源の一定額は、「当年度分」の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される旨、記載する。
 - 固定費回収のための合理的な額は、以下の考え方にしたがって算定する旨、記載する。
 - ・ 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
 - ・ 固定費回収の上限額は、当年度分の減価償却費等を含む固定費 (※1) から他市場で得られる収益 (※2) を差し引いた額とする。
(※1) 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、ΔkW に算入することを認める。
(※2) 容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。
 - 固定費回収後の一定額は、0.33 円/ΔkW・30 分 (A 種電源) とする旨、記載する。
 - 逸失利益 (機会費用) は、需給調整市場への応札に伴い発生するものに限る旨、記載する。
 - 起動費等の入札価格への反映は、1 回分までしか認めない旨、記載する。また、取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について、一般送配電事業者と発電事業者等の間で事後精算を行うことを許容する旨、記載する。

(6) ノンファーム電源の取り扱いについて

(これまでのノンファーム電源の取り扱い)

基幹系統については、2021 年 1 月よりノンファーム接続の受付を開始し、ローカル系統についても、2023 年 4 月 1 日よりノンファーム接続の受付を開始している。

第 34 回需給調整市場検討小委員会においては、系統混雑発生時の需給調整市場における課題として、混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するのか(課題①)、系統混雑に

より調整力が利用できないことによる需給調整用 ΔkW の不足にどのように対応するか(課題②)が挙げられ、さらに需給調整用 ΔkW が不足した場合については、代わりとなる ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか(課題②-1)、発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか(課題②-2)の2つの課題が挙げられていた。

同時に課題①・課題②-1についていずれも余力の範囲で対応可能とされた⁴ことを受け、第73回制度検討作業部会において、基幹系統起因・ローカル系統起因共にノンファーム電源の需給調整市場参入を2026年度程度までは認めることとされた。また、2027年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとされていた。

(2027年度以降のノンファーム電源の取り扱い)

第50回需給調整市場検討小委員会では、各エリアの基幹系統における2027年度・2028年度の混雑量・発動制限の見通しが示された。

その中で、当該2年度の間については、混雑処理用 ΔkW の必要量が少なく非混雑系統内の余力の範囲で対応可能であること(課題①)と、エリア内調整電源が発動制限を受けても非混雑系統側の余力は設備量としては十分にある(または余力の追加起動などで対応できる)こと(課題②-1)が整理された。

以上を踏まえると、2026年度までと同様に、2028年度までにおいても課題①・課題②-1についていずれも余力の範囲で対応可能といえることから、基幹系統起因・ローカル系統起因共にノンファーム電源の需給調整市場参入を2028年度までは認めることとした。

2029年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとされた。

(7)今後の検討の方向性について

三次調整力②は、調達費用が再エネ賦課金から供出されていること等を踏まえると、再エネ予測誤差削減に向けた取組みや・調達コスト削減のための対応等は不断に取り組むべきものである。まず足下においては、三次調整力②の募集量削減の効果について、引き続き状況を注視していくこととする。

週間商品については、現状は募集量削減を実施していないが、応札価格や約定価格が安定しない状況下においては上限価格による調達コストのコントロールを継続すると共に、その他調達コスト削減のための対応についても、引き続き検討を進める。

併せて、週間商品・前日商品のどちらにおいても、価格規律の見直しなどの各種誘導的措置を講じたことによる、応札状況の変化について注視していくこととする。

また、需給調整市場検討小委員会においては、需給調整市場における制度的措置に関する検討も進んでいるが、本検討の進捗状況や今般対応した各種誘導的措置による市場状況の変化などを踏まえつつ、その実施の要否についても検討していくこととする。

2025年度には現在は3時間となっている三次調整力②の1取引ブロックの長さが30分になる。2026年度には本対応が全商品に適用されることに加え、週間商品における取引(一次調整力～三次調整力①)が全て前日取引に移行する。このように、需給調整市場における応札を促進させるための制度変更は今後も続く予定である。更にその先を見据えた同時市場に関する検討も、同時市場の在り方等に関する検討会にて行われてきたところであり、中長期的な需給調整市場の状況や調整力確保の在り方について、引き続き注視をしていくこととする。

⁴ なお、課題②-2については、第75回制度検討作業部会にて費用負担の対応方針が示された。

需給調整市場ガイドライン（案）

策定 2021年3月30日

改定 2023年3月10日

改定 2024年3月25日

改定 2025年3月●●日

経済産業省

I. 本文書の位置づけ

2021年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乘せ措置として、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。

この事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当とされ、また、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましいものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すものである。

需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乘せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

II. 需給調整市場の概要

需給調整市場には、

調整力 Δ kW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場

調整力 kWh 市場：実需給断面において、予約確保した電源等（以下「予約電源」という）に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源も含めた電源から、一般送配電事業者が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場

の2つの市場が存在するため、需給調整市場における「望ましい行為」の詳細については、調整力 Δ kW 市場（調達）と調整力 kWh 市場（運用）のそれぞれについて整理する。

Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力 kWh 市場

（1）予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における~~適正取引ガイドライン~~適取ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格 $\leq$ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用 - 一定額

一定額 = 限界費用 $\times$ 一定割合

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「限界費用」及び「一定割合」については、以下の通りとおりである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

なお、限界費用は、1単位追加的に発電した際に増加する費用であることを踏まえ、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとする。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。

- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む（※1）。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る（※2）。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する（※2、※3※1、3、4）。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※1 揚水発電及び蓄電池の限界費用は、以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量ーロス量）}}$$

※2 卸電力市場価格等を機会費用として上げ調整の kWh 価格に引用する場合、下げ調整の kWh 価格は、以下の算定式とする。

なお、卸電力市場価格等を機会費用として下げ調整の kWh 価格に引用する場合、以下の算定式を逆算して上げ調整の kWh 価格を登録する。

$$\text{下げ調整の kWh 価格} = \text{上げ調整の kWh 価格} \div 1.1 \times 0.9$$

※2-3 燃料不足が懸念される場合の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

- ・先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働、スポット市場等からの調達で充当する際の費用
- ・先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益

※3-4 機会費用算定における先々の時間帯における市場価格の考え方の例

- ・過去の市場価格を元に将来の市場価格を推計
- ・先渡・先物市場価格を元に将来の市場価格を推計
- ・週間予備率により先々のインバランス料金を推計

②「一定割合」について

調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

(2) 予約電源

予約電源については、事前に調整力 ΔkW 市場を通じて調達され、既に ΔkW の収入を得ているものをいい、後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高

い事業者であるかどうかにかかわらず、全ての事業者について、その登録 kWh 価格は予約電源以外の登録 kWh 価格と同等とし、 Δ kW の契約においてそれを明確化することとする。

また、「限界費用」及び「一定割合」は、上述（１）①②を参照する。

2. 調整力 Δ kW 市場

~~（１） Δ kW 電源~~

調整力 Δ kW 市場における適取ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の Δ kW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

Δ kW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

一定額＝0.33 円/ Δ kW・30 分（※１）~~または又は~~電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※２）とし、等は売買手数料とする。

※１ A 種電源という。

※２ B 種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、当年度分の固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。~~なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A 種電源とする。~~

上式に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の Δ kW 価格で登録することを要請する。それ以外の事業者においては、B 種電源の一定額にかかる電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議は必須としないが、上式の考え方に基づいた Δ kW 価格を入札価格とすることが望ましい。

なお、この式に~~おいて、おける~~「逸失利益（機会費用）」及び※２における「固定費回収のための合理的な額」については、以下の~~通りとする~~とおりである。

①「逸失利益（機会費用）」について

Δ kW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されると考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。なお、逸失利益（機会費用）は、需給調整市場への応札に伴い発生するものに限る。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し Δ kW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その「起動費」、及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」（以下「起動費等」という。）の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量 (kWh) について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



なお、限界費用及び卸電力市場価格（予想）については、以下の通りとおりとする。

（限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、調整力kWh市場における限界費用の記載を参照して算定する。

（卸電力市場価格（予想）の考え方）

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。
- 受け渡し受渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し受渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

また、適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札することとする。

（適切な起動費等の計上・入札の在り方）

- 起動費等の入札価格への反映は~~2~~1回分までしか認めない。~~2~~1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について、~~当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。一般送配電事業者と発電事業者等の間で事後精算を行うことを許容する。~~

②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下の考え方にしたがって算定する。

(固定費回収のための合理的な額の考え方)

- 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
- 固定費回収の上限額は、当年度分の減価償却費等を含む固定費（※1）から他市場で得られる収益（※2）を差し引いた額とする。

※1 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 Δ kWに算入することを認める。

※2 容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。

3. 事前的措置の対象とする事業者の範囲について

(1) 調整力 kWh 市場

①地理的範囲の画定

事前的措置の対象とする事業者については、調整力 kWh 市場において、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象とすることが適当である。そこで、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価するためには、まず第一に、市場（地理的範囲）の画定が必要となる。

調整力 kWh 市場では、調整力の運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、市場（地理的範囲）の画定は、広域需給調整システムの運用時点における市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。その上で、市場分断の状況は、コマごと、日ごと、季節ごとに変化することから、どのような期間ごとに市場（地理的範囲）の画定を行うかが論点となる。事前的措置はあくまで上乗せ措置であること及びその実務的な負担を考慮すると、当面は月単位で市場（地理的範囲）の画定を行うことが合理的と考えられる。

②事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

市場（地理的範囲）を画定すると、当該市場に基づき、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価することとなるが、どのような評価指標を用いるかが論点となる。具体的には、市場シェア、HHI（Herfindahl Hirschman Index）、PSI

（Pivotal Supplier Index）等の指標を用いた分析があり得るが、需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力が行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能とも考えられるが、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

評価指標を確定すると、当該評価指標に基づき分析することとなるが、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価する基準値をどのように設定するかが論点となる。これについても、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要。

（２）調整力 Δ kW 市場

調整力 Δ kW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じと考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、調整力 Δ kW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措置の対象とする事業者が同じである方が、運用上も分かりやすい。

こうしたことを踏まえ、調整力 Δ kW 市場における事前的措置の対象とする事業者は、前述した調整力 kWh 市場の事前的措置の対象と同一とすることが適当である。

IV. 本文書の見直しについて

需給調整市場開始後、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合 又は制度設計・監視専門会合 で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

以上

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第 2 回	平成 29 年 3 月 28 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 3 回	平成 29 年 4 月 10 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度(2016 年度)中間取りまとめについて
第 4 回	平成 29 年 4 月 20 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 5 回	平成 29 年 5 月 15 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第 6 回	平成 29 年 5 月 22 日	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第 7 回	平成 29 年 6 月 6 日	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第 8 回	平成 29 年 6 月 30 日	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第 9 回	平成 29 年 7 月 26 日	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第 10 回	平成 29 年 9 月 6 日	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について
第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日	(1) 容量市場について

		(2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について

第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について (2)第三次中間とりまとめ(案)について
第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日	(1)第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 45 回	令和 2 年 12 月 24 日	容量市場について
第 46 回	令和 3 年 1 月 25 日	容量市場について

第 47 回	令和 3 年 3 月 1 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 48 回	令和 3 年 3 月 26 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第 49 回	令和 3 年 4 月 15 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 50 回	令和 3 年 4 月 26 日	(1)第四次中間とりまとめ(案)について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 51 回	令和 3 年 5 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2021 年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第 52 回	令和 3 年 6 月 14 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 53 回	令和 3 年 7 月 5 日	第5次中間とりまとめ(案)について
第 54 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第 55 回	令和 3 年 8 月 5 日	(1)ベースロード市場について (2)非化石価値取引市場について
第 56 回	令和 3 年 8 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2022 年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第 5 次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 57 回	令和 3 年 9 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2020 年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021 年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第 58 回	令和 3 年 10 月 12 日	第6次中間取りまとめ(案)について
第 59 回	令和 3 年 11 月 29 日	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第 60 回	令和 3 年 12 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 61 回	令和 4 年 1 月 21 日	(1)容量市場について

		(2) 電源投資の確保について (3) 非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日	(1) 容量市場について (2) 電源投資の確保について (3) 非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード市場について (3) 非化石価値取引市場について
第 64 回	令和 4 年 4 月 25 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード市場について (3) 非化石価値取引市場について
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日	(1) ベースロード市場について (2) 容量市場について (3) 電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日	第 7 次中間取りまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日	(1) ベースロード市場について (2) 容量市場について (3) 電源投資の確保について (4) 非化石価値取引市場について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日	(1) 電源投資の確保について (2) 非化石価値取引について (3) 需給調整市場について (4) 容量市場について (5) 第七次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 非化石価値取引について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 第八次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (5) 非化石価値取引について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 非化石価値取引について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日	(1) ベースロード市場について

		(2) 予備電源について (3) 容量市場について (4) 長期脱炭素電源オークションについて (5) 非化石価値取引について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) 長期脱炭素電源オークションについて (6) 非化石価値取引について
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日	第九次中間取りまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について
第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について
第 77 回	令和 5 年 4 月 5 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 非化石価値取引について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) ベースロード市場について
第 78 回	令和 5 年 4 月 26 日	(1) 高度化法義務達成市場について (2) 容量市場について (3) 予備電源について (4) ベースロード市場について
第 79 回	令和 5 年 5 月 25 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 高度化法義務達成市場について
第 80 回	令和 5 年 6 月 6 日	第十二次中間とりまとめ(案)について
第 81 回	令和 5 年 6 月 21 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について (4) 第十一次中間とりまとめ等に関するパブリックコメントについて (5) 長期脱炭素電源オークションについて
第 82 回	令和 5 年 7 月 7 日	第十三次中間とりまとめ(案)について

第 83 回	令和 5 年 7 月 31 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について (3) 予備電源について (4) ベースロード市場について
第 84 回	令和 5 年 9 月 11 日	(1) 高度化法第一フェーズ中間達成状況の評価について (2) 非化石価値取引について (3) 予備電源について (4) 需給調整市場について (5) ベースロード市場について
第 85 回	令和 5 年 10 月 13 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) 非化石価値取引市場 2022 年度監視結果の報告 (4) 高度化法義務達成市場について
第 86 回	令和 5 年 11 月 29 日	(1) 予備電源について (2) 非化石価値取引について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 需給調整市場について (5) ベースロード市場について
第 87 回	令和 5 年 12 月 25 日	(1) 予備電源について (2) 非化石価値取引について (3) ベースロード市場について
第 88 回	令和 6 年 1 月 31 日	(1) 予備電源について (2) 容量市場について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) 第十四次中間とりまとめ(案)について
第 89 回	令和 6 年 2 月 28 日	(1) 予備電源について (2) 非化石価値取引について (3) 需給調整市場について (4) 容量市場について (5) ベースロード市場について (6) 第十五次中間とりまとめ(案)について
第 90 回	令和 6 年 3 月 22 日	(1) 非化石価値取引について (2) 予備電源について (3) 長期脱炭素電源オークションについて (4) ベースロード市場について (5) 第十六次中間とりまとめ(案)について
第 91 回	令和 6 年 4 月 22 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について

		(3) 第十七次中間とりまとめ(案)について
第 92 回	令和 6 年 5 月 10 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について
第 93 回	令和 6 年 5 月 27 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について
第 94 回	令和 6 年 6 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) ベースロード市場について (4) 第十八次中間とりまとめ(案)について
第 95 回	令和 6 年 7 月 23 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について
第 96 回	令和 6 年 9 月 27 日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引について (3) ベースロード市場について (4) 容量市場について
第 97 回	令和 6 年 10 月 30 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 需給調整市場について
第 98 回	令和 6 年 12 月 24 日	(1) 需給調整市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 非化石価値取引について (5) 第十九次中間とりまとめ(案)について

※網掛け回は第十九次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(令和6年12月現在)

○秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学経済学部 教授
◎大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
河辺 賢一	東京科学大学 工学院 准教授
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所・外国法共同事業 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
又吉 由香	SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部 マネジング・ディレクター
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(令和6年12月現在)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
加藤 英彰	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
菊池 健	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小林 総一	出光興産株式会社 専務執行役員
齊藤 公治	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
斎藤 祐樹	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 小売統括部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
今井 敬	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省