送配電網協議会

第4回 送配電網投資・運用効率化委員会
資料2-1

調整力の広域化・費用適正化に関する取組みについて

2024年11月13日

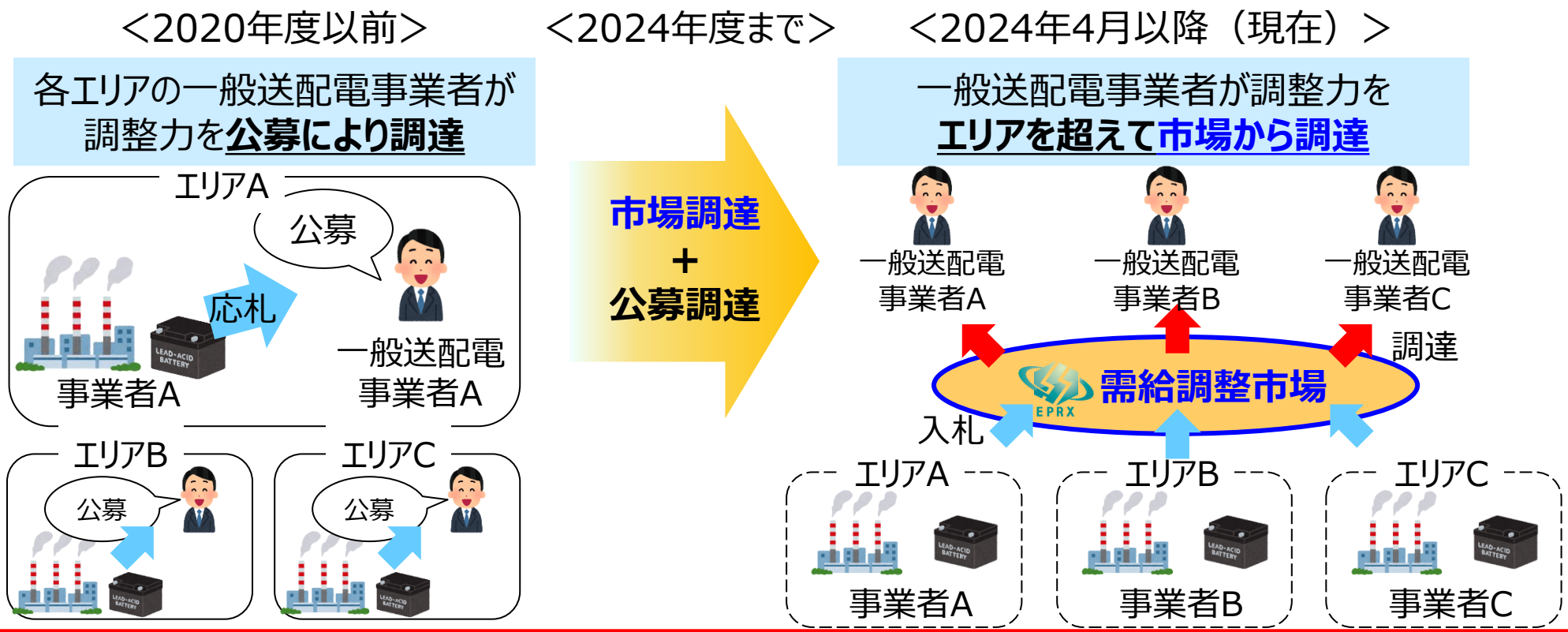
本日のご説明内容

○ 第2回委員会では、一般送配電事業者が需給と供給のバランスを維持する際に必要となる調整力の調達に関する課題とその解決に向けた取組についてご説明させていただいた。

○ 本日は、**2024年4月より需給調整市場での全商品の取引が開始**されたことから、**足元の状況と新たに生じた課題への対応についてご説明**させていただく。

○ また、今回、改めて整理した**将来の調整力の調達・確保の考え方**や、第2回委員会で**各委員よりいただいたご意見への対応状況**等についてご報告させていただく。

（調整力調達方法の変遷）



本日のご説明事項

- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

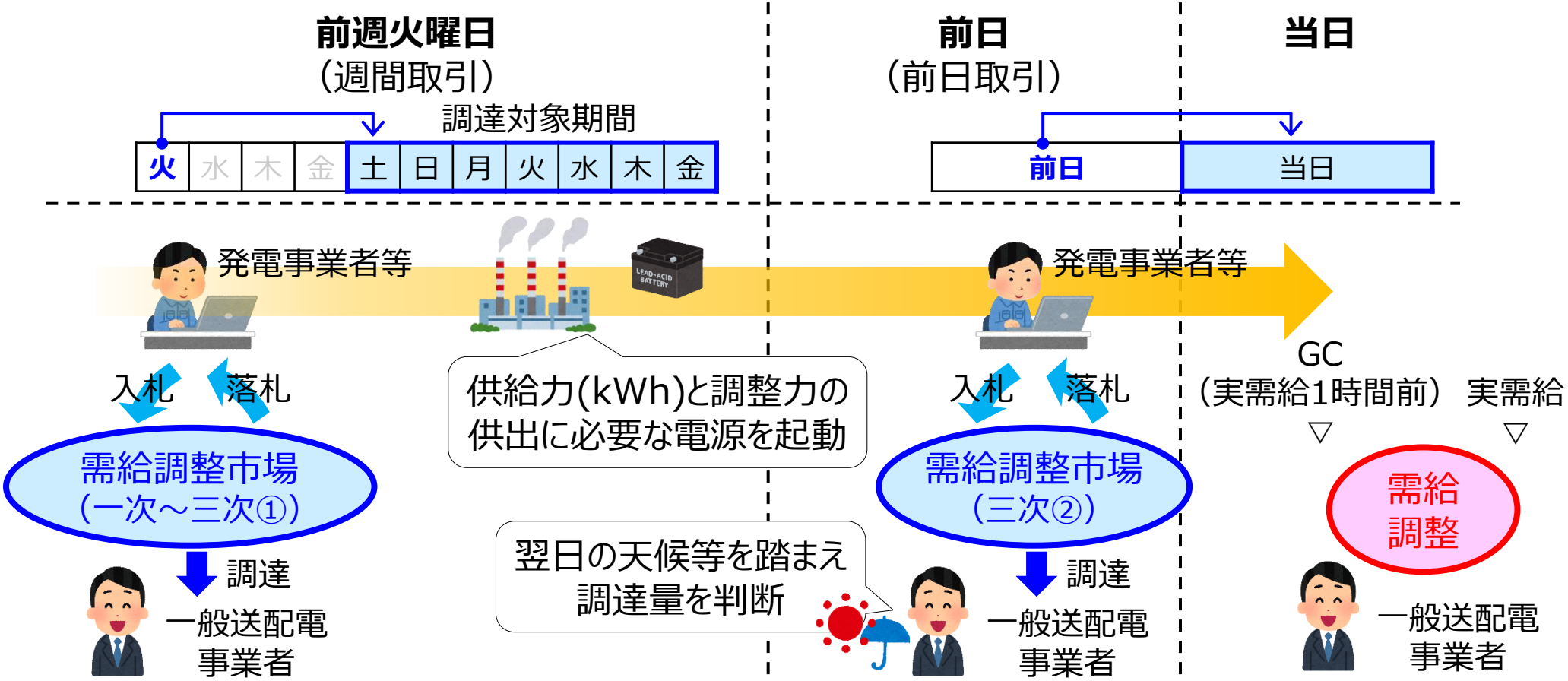
需給調整市場における調整力の調達タイミング

○ 2024年4月より需給調整市場での全商品の取引が開始され、**一次～三次調整力①については**、一部の火力発電機において1日以上の起動時間がかかるといった起動特性も踏まえ、**調整力を確実に調達する観点から、週間断面で取引**※を行っている。

※前週火曜日に翌週の土曜日～金曜日の調整力を取引

○ また、実需給1時間前（以下、ゲートクローズ（GC））までの再エネ予測誤差に対応する**三次調整力②は前日の再エネ出力予測を踏まえて必要量を決めるため、前日に調達**を行っている。

（調整力ΔkW市場での調達タイミングのイメージ）



2024年4月からの実受給までの調整力調達の流れ

○ 需給調整市場における週間・前日取引以外にも、市場で調整力を調達できなかった場合に備え、**市場外調達や余力活用契約といった仕組みが整備**されている。各仕組みの関係は以下のとおり。

(1) 前週火曜日※1：**週間取引**にて一次～三次①を調達

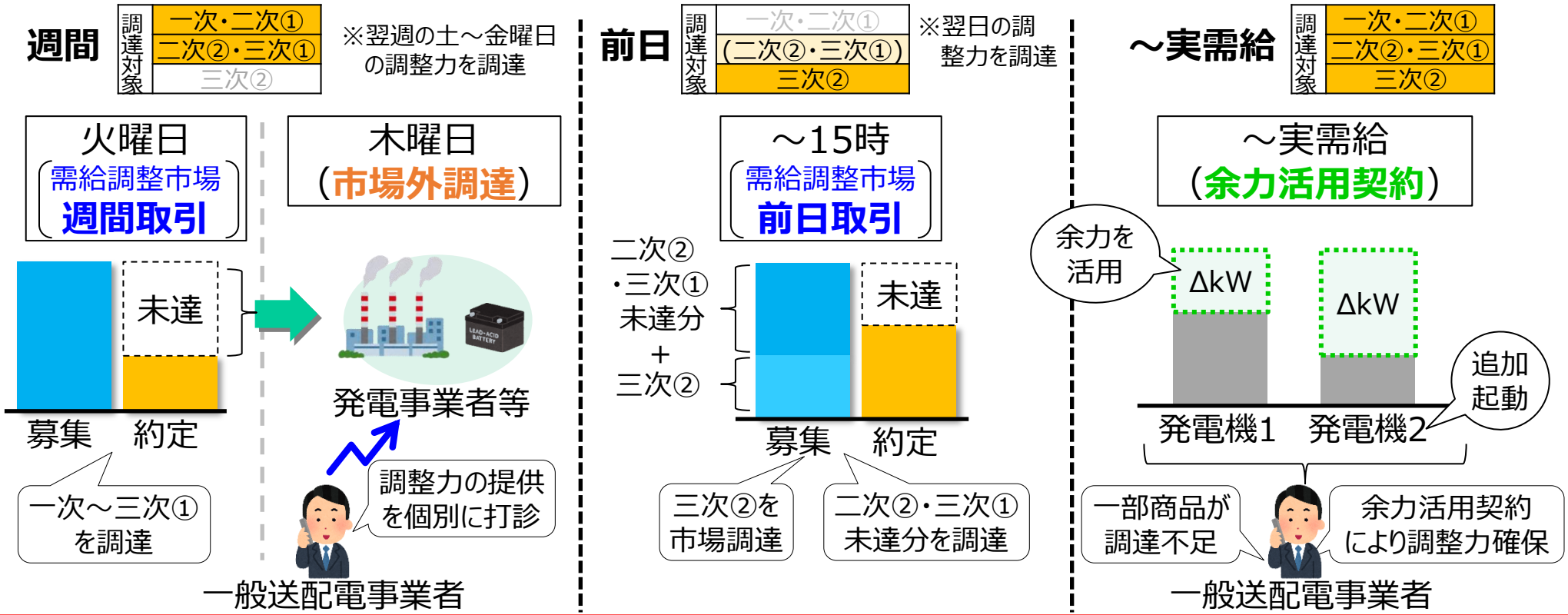
(2) 前週木曜日※2：週間取引で調達不足が生じた場合は、各商品を**市場外調達**により確保

(3) 前日　　：**前日取引**にて三次②および二次②・三次①の未達分を調達

※1：毎週水曜日に発電事業者等が広域機関に対し、週間計画を提出するため、火曜日に需給調整市場の週間取引を実施

※2：毎週木曜日に一般送配電事業者が広域機関に対し、エリア需給バランスや調整力に関する計画を提出するため、木曜日に市場外調達を実施

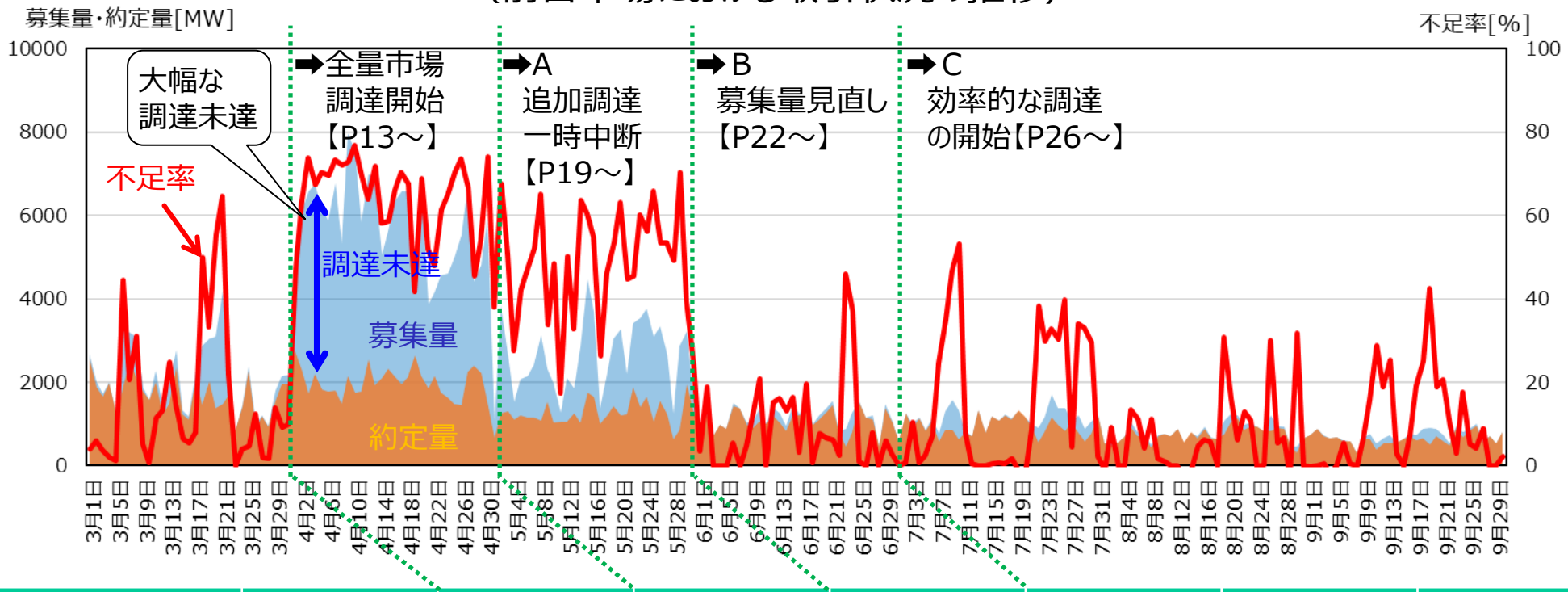
○ 上記の結果、調整力が不足する可能性がある場合は、(4)**余力活用契約**により調整力を確保する。



前日取引の状況

○ 2024年4月から需給調整市場での全商品取引が開始された中で、それ以前から行っていた前日取引（三次②）において、**大幅な調達未達や調達費用の増大が発生**した。

（前日市場における取引状況の推移）



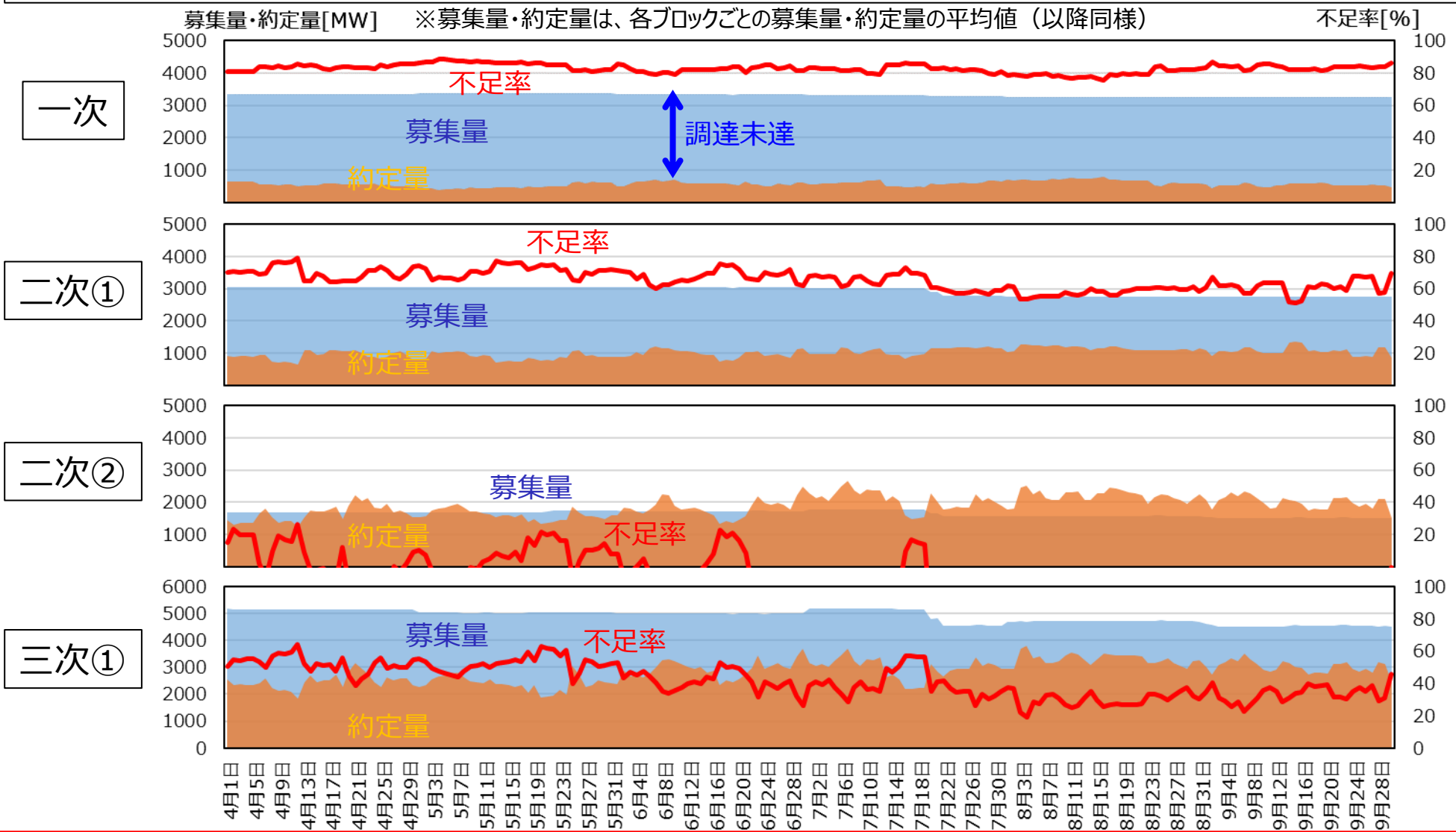
全国	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
不足率(%)	１５%	**６６%**	５２%	１０%	１７%	８%	１０%
平均単価 (円/ΔkW･30分)	２.８	４.７	６.０	２.２	３.４	２.７	４.９
調達費用(億円)	６８	**１３６**	１１３	３４	４８	２９	４５

費用増大

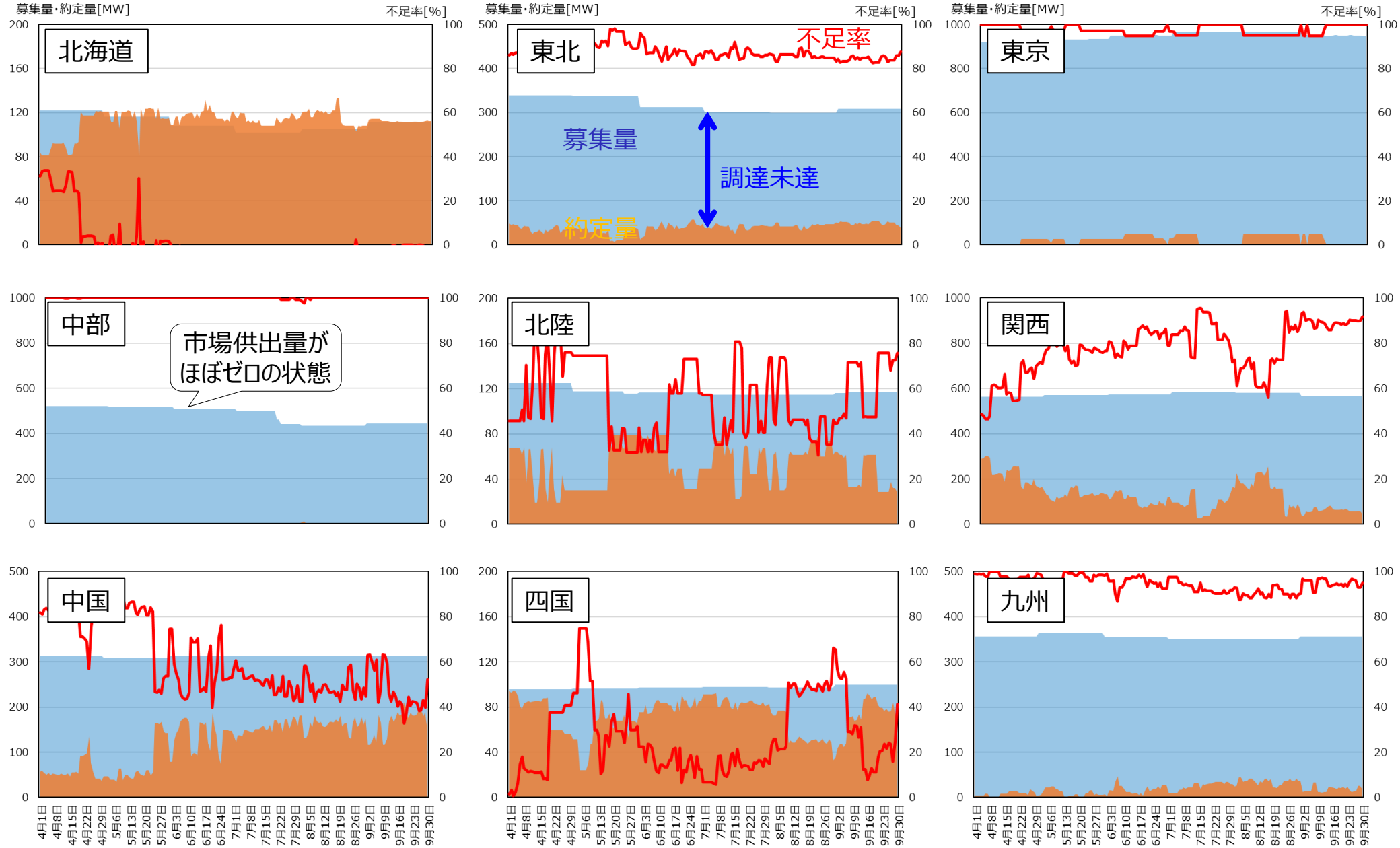
週間取引の状況

○ 同様に、週間取引における**各商品（一次～三次①）で調達未達が発生**した。

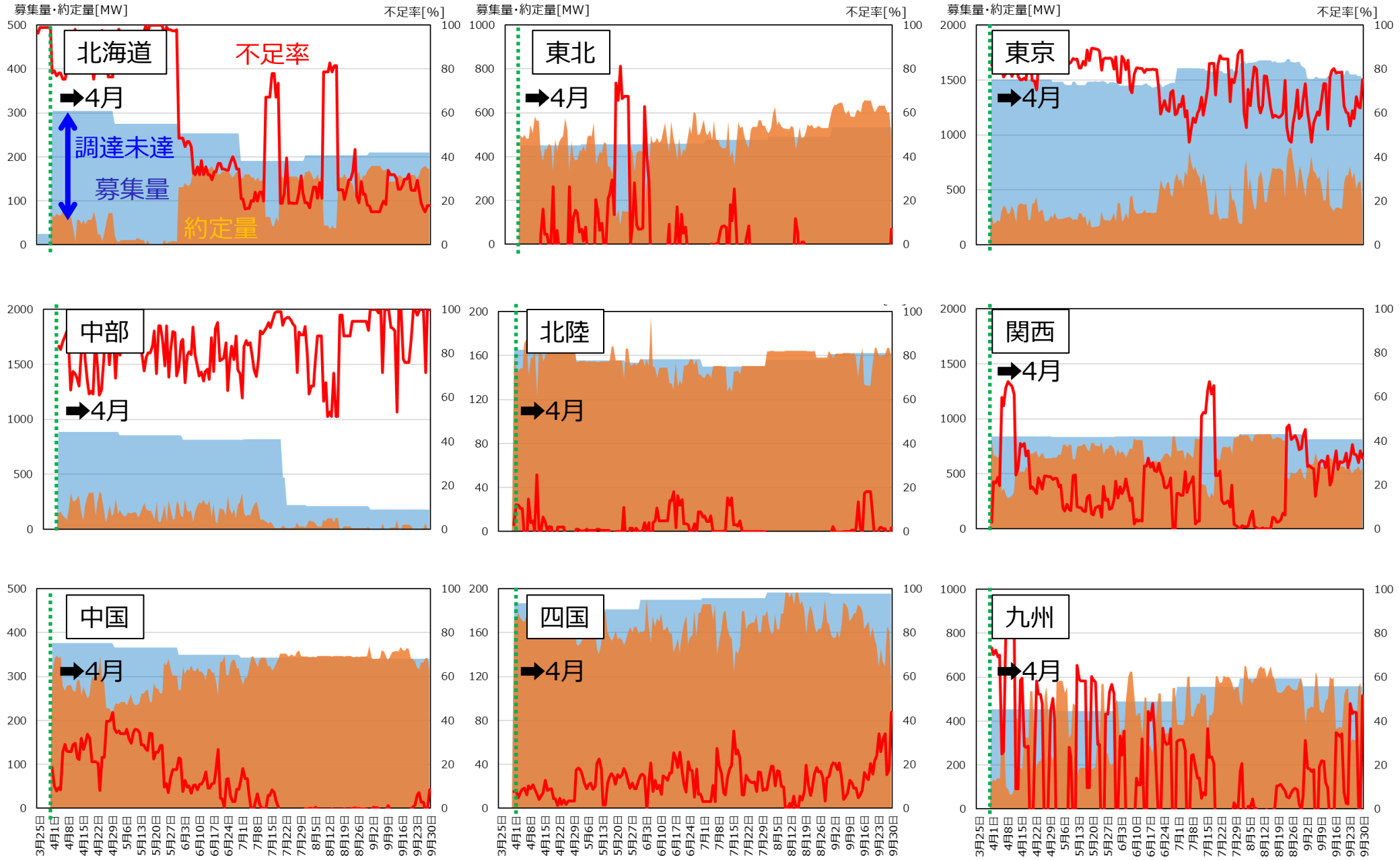
○ なお、週間・前日取引で調達未達が生じたが、**余力活用契約により、実需給断面で必要な調整力を確保**しており、**需給バランス維持（周波数維持）に問題は生じていない**。



（参考）週間取引の状況＜エリア単位：一次＞



（参考）週間取引の状況＜エリア単位：三次①＞



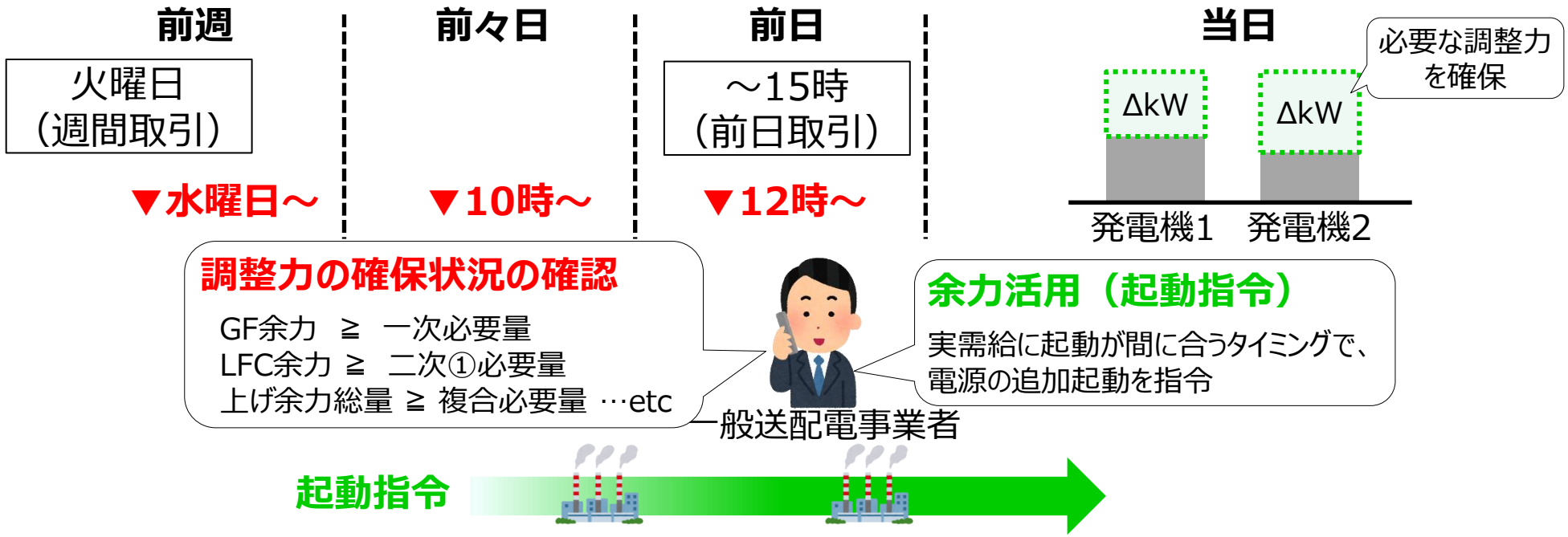
余力活用契約による調整力の確保について

○ **余力活用は**、余力活用契約のもと、GC前の発電事業者などの計画に支障を与えないことを前提に、**GC後の余力を一般送配電事業者が活用できる仕組み**である。

○ **平常時は一般送配電事業者は起動停止権を有しない**が、需給調整市場で必要な調整力が調達できない場合等は、安定供給に支障が生じないよう、**緊急時の余力活用として電源の追加起動が認められている**。

○ そのため、一般送配電事業者は、需給調整市場での調達結果や発電・小売電気事業者の最新の計画を踏まえ、適宜、調整力の確保状況を確認し、**調整力が不足する場合には、**起動費やkWh単価を踏まえて選定した**電源を余力活用により追加起動することで、必要な調整力を確保**している。

（余力活用における追加起動による調整力確保のイメージ）



（参考）調整力確保および広域予備率の状況について

○ 余力活用による追加起動で調整力を確保するには、調整機能を有した電源等が確保されていることが前提となるが、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）において、**2024年度の調整力設備量の確認がなされ、必要量に対して充足されていることが確認**されている。

○ また、2024年度の広域予備率から分かるように、一部広域予備率が8%を切る断面もあるものの、**実際の運用においても一定の電源等が確保**されていることが分かる。

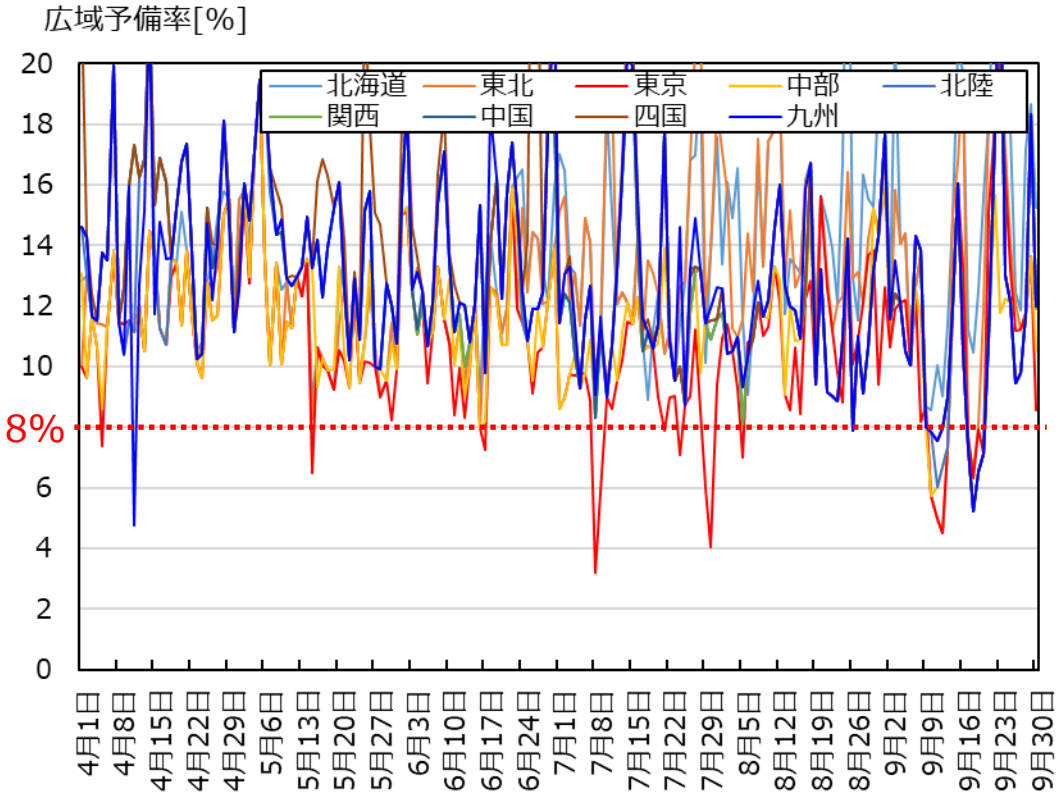
（2024年度の調整力確保状況）

	北海道	東北	東京	中部～九州
一次	○	●	○	○
二次①	○	○	○	○
二次②	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○
複合＋三次②	○	○	○	○

○：必要量に対してエリア内で充足
●：必要量に対して広域的に充足

第99回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.7.23）資料2を元に作成

（各エリアにおける広域予備率（日毎の最小値））



※広域機関の広域予備率Web公表システムにおける“広域予備率ブロック情報（翌日・当日）”データを元に作成

本日のご説明事項

- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
  - ・前日取引の調達未達等の状況と対応
  - ・週間取引の調達未達への対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

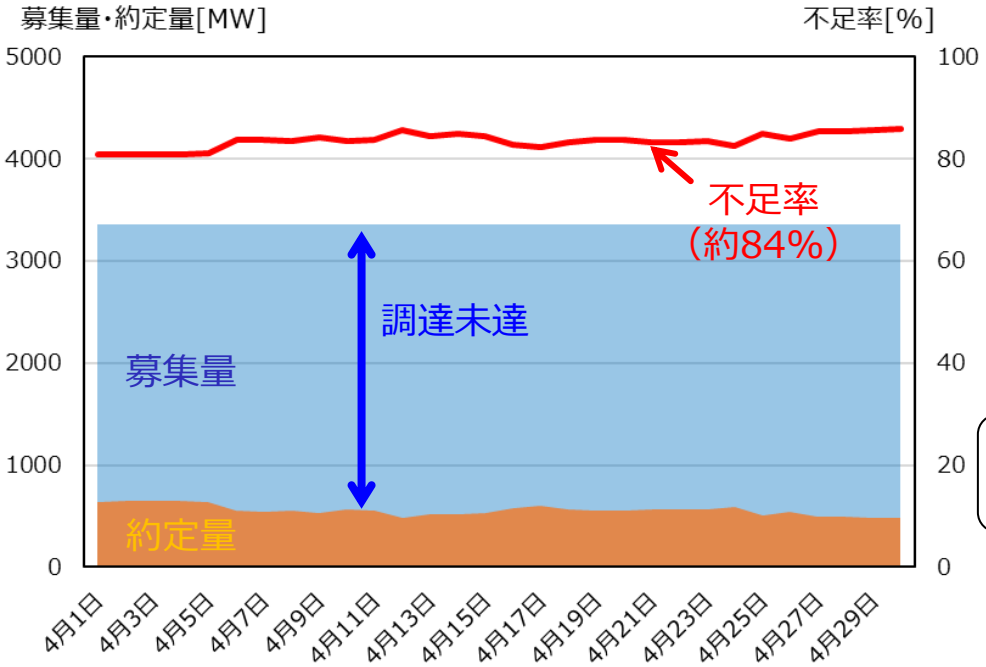
2024年4月の市場調達の状況（週間取引）

○ 前述のとおり、**週間取引**（一次～三次①）では、総じて**募集量に対して大きく未達が発生**した。

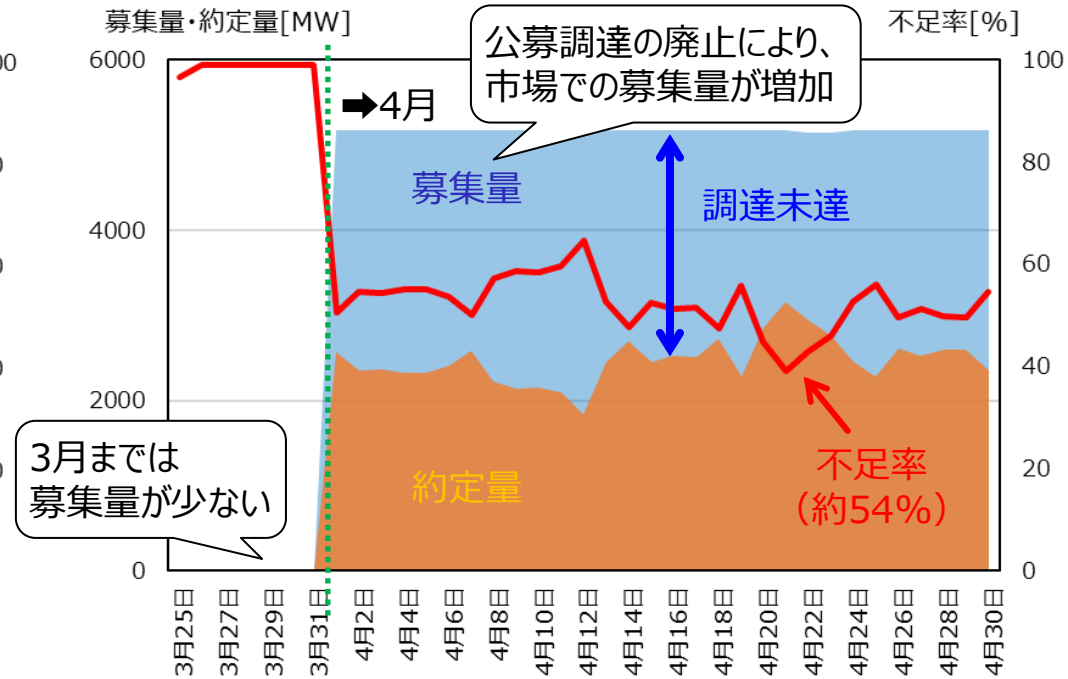
○ なお、前年度から取引を行っている**三次①については**、3月までは公募調達した調整力があったことから、市場での募集量は少なかったが、**4月からは公募調達の廃止により、募集量が大幅に増加**した。

＜全国大での週間取引の状況＞

（一次調整力の調達状況）



（三次調整力①の調達状況）



（2024年4月の週間取引における不足率）

全国	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	複合商品
不足率 (%) ※	84	71	28	54	56

※電力需給調整力取引所ホームページの取引実績まとめより

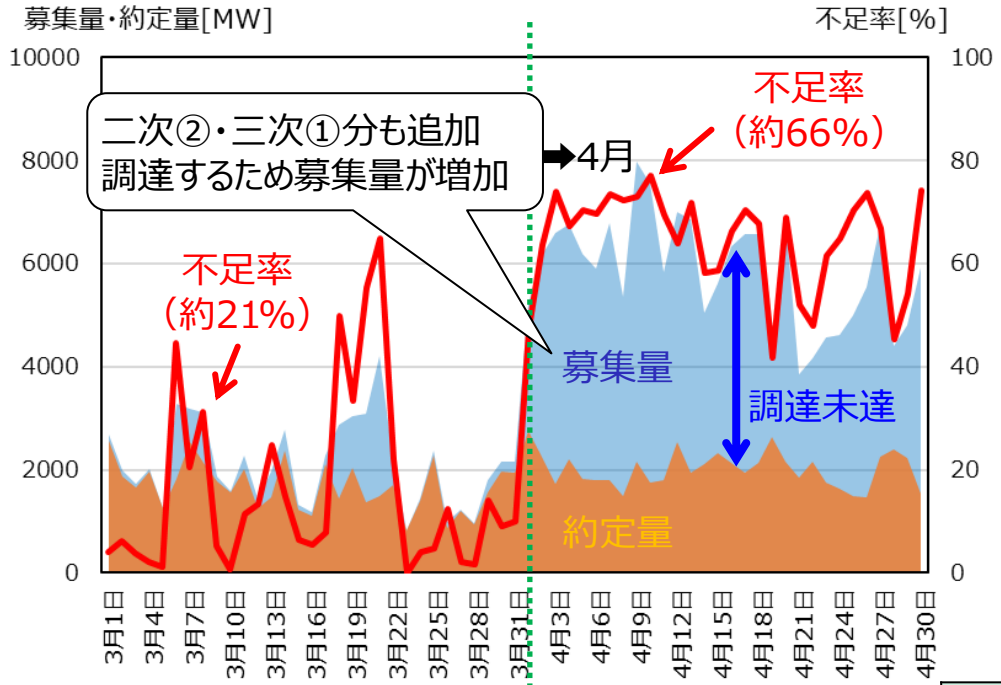
2024年4月の市場調達の状況（前日取引）

○ 前日取引においては、市場への供出量は変わらないが、三次②に加え週間取引で未達となった**二次②・三次①分も追加して調達**する方策により、**募集量が従来よりも増加したことで、2024年3月よりも未達の状況が悪化**（不足率21%➡66%）した。

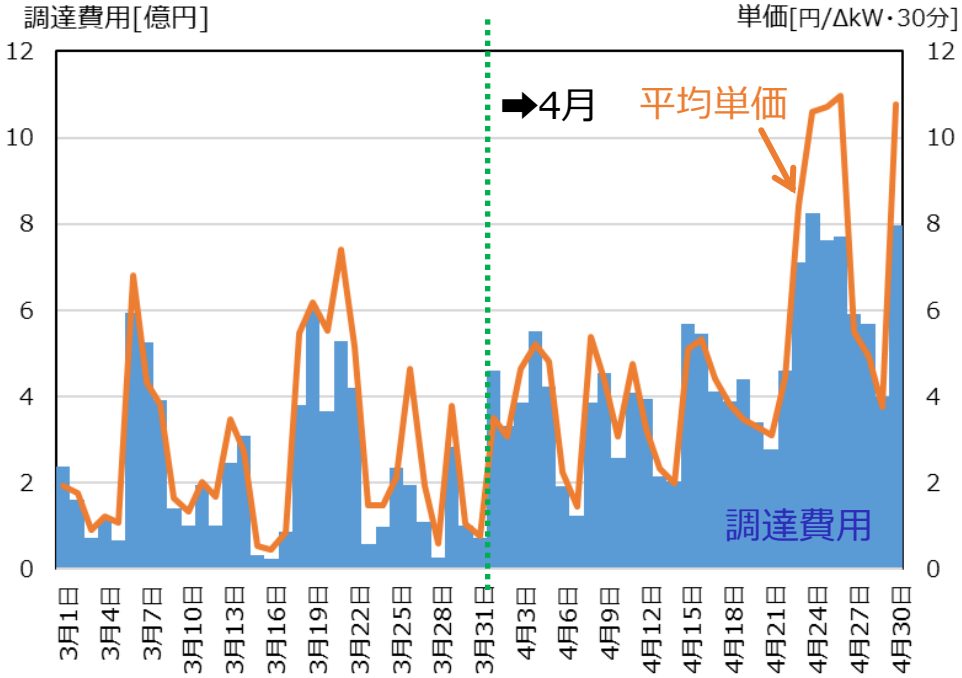
○ また、**前日市場での調達費用については、2024年3月の約2倍に増加**した。

＜全国大での三次調整力②取引の状況＞

（募集量・約定量、不足率）



（約定価格と調達費用）



全国	平均単価(円/ΔkW・30分)	調達費用(億円)
3月	2.8	68
4月	4.7	136

約2倍に増加

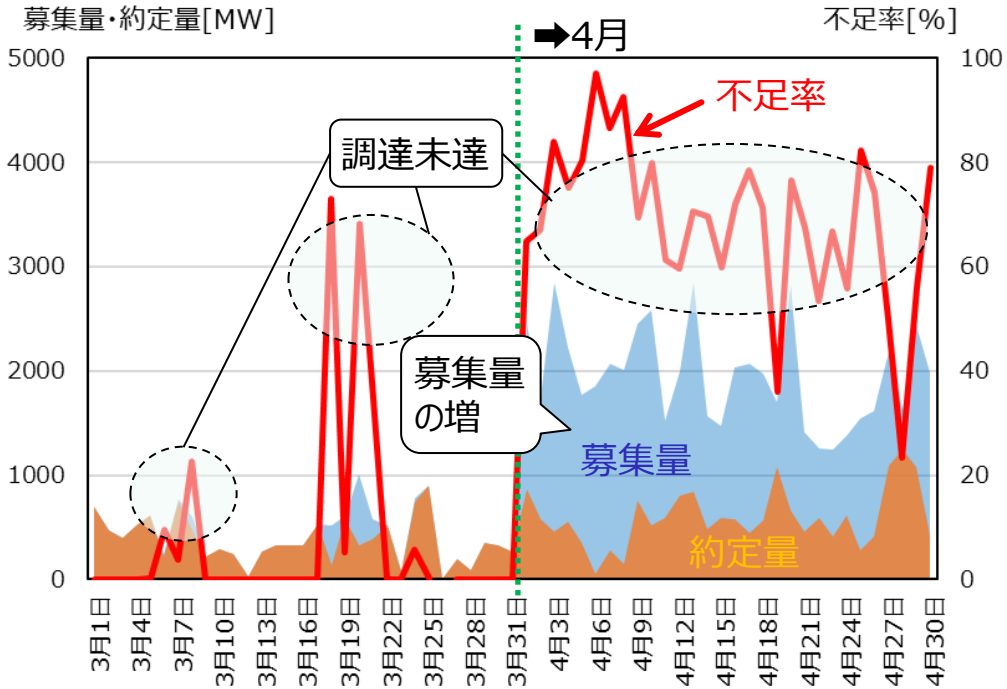
前日取引（三次調整力②）の調達費用が増加した要因＜東京エリア＞

○ 前日取引の募集量が増加し「募集量＞応札量」となるケースが増加することで、従来は未落札となっていた高額単価札が落札されることが多くなり、**約定価格の上昇、調達費用の増加**につながった。

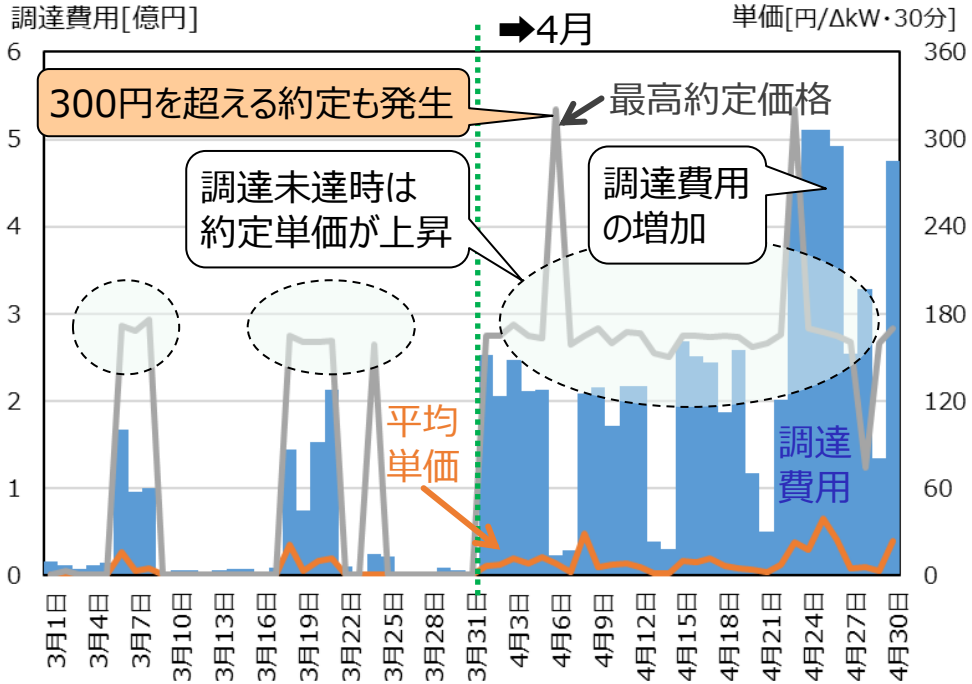
○ また、**最高約定価格が300円/ΔkW・30分を超えるケース**も生じている。

＜東京エリアにおける三次調整力②取引の状況＞

（募集量・約定量、不足率）



（約定価格と調達費用）



東京エリア	平均単価(円/ΔkW・30分)	調達費用(億円)
3月	2.0	11
4月	8.2	66

約4倍に増高

調達未達とそれに伴う三次②の調達費用増大への対応（1/2）

○ 4月からの調達未達やそれに伴う三次②の調達費用が増大したことから、一般送配電事業者において**幅広に対応案を抽出し、国や広域機関と協議を実施**した。

○ 応札量が募集量を大幅に下回ることを改善し、競争環境を整えることが急務と考え、これまでの発電事業者からの意見等も踏まえ、一般送配電事業者から、**①募集量の削減と②応札量の増加の観点から具体的な対応策を提案**した。（提案内容の一覧は次ページ）

○ また、高額応札への対応として、**高額応札者に対するヒアリングの実施についても提案**※を行った。

○ その後、国の審議会において対応策の基本的な考え方が整理され、具体的な検討を進めてきた。

※電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）にて、高額応札者に対するヒアリングが実施され、第97回制度設計専門会合にて報告されている。

（発電事業者から示された市場供出についての課題）

第89回制度検討作業部会（2024.2.8）資料5-1より抜粋

✓ 週間取引を行う一次・二次①については需給調整市場取引規程に「並列要件」が定められている。**揚水発電リソースにとっては並列必須要件を満たすことのハードルが高い**ため、揚水発電所からでは一次・二次①への供出が難しく、複合商品として応札するに際しても二次②・三次①に限る。

✓ 需給調整市場における機会費用の収入の内、**起動した際の最低出力相当分の手当てが余力活用契約と比較し劣後**しており、かつ、余力活用契約では確実に追加起動費の実費が支払われる関係性から、市場への起動供出は経済合理的な選択とは認識していない。

✓ 需給調整市場ガイドライン上では、**起動費は2回（2024年度以降。2023年度までは1回）しかΔkW単価に計上できない**ことから、発電事業者は歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、２ブロック／日を超えた応札を控えてしまう。

調達未達とそれに伴う三次②の調達費用増大への対応（2/2）

（一般送配電事業者における提案と国における対応策の整理）

※各対応策については後述

国の整理※1（第92回制度検討作業部会より）			一般送配電事業者から提案した対応策	ステータス	関連ページ
対応策（例）		対応所要時間			
募集量の削減	調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	• 余力活用を踏まえた募集量の見直し	6/1～実施【対策B】	P22～
			• 効率的な調達（3σ→1σ）の導入	7/1～実施【対策C】	P26～
	揚水発電の公募調達実施	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	• 年間・四半期・月間などの一定期間で調整電源を公募調達	7/20～実施（一部エリア）	P31
応札量の増加	（余力活用と比べ魅力ある）価格規律の見直し		• 起動費の取漏れリスクの回避※2	2025年4月～導入予定	P34
			• 余力活用と比較した金銭的インセンティブ	国にて検討中	P35
	一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		• 揚水発電の応札拡大策※2	10/1～順次導入※3	P36

※1：上記以外にも、需給調整市場における制度的な供出義務の設定や三次②上限価格設定が対策例として挙げられ、慎重な検討が必要とされている。

※2：国から発電事業者へのヒアリング（第89回制度検討作業部会（2024.2.8））において示唆された、調整力の供出における課題を元に提案。

※3：揚水発電事業者と一般送配電事業者の間で契約締結したものから順次導入

足元での三次②の調達費用増大への対応

○ 足元での調達未達を要因とした三次②の調達費用増大への対策として、国・広域機関と連携しながら、順次、以下の対策を実施した。

対策A：5月1日受け渡し分～：二次②・三次①の**前日市場での追加調達の一時中断**＊

対策B：6月1日受け渡し分～：**三次②の募集量の見直し**（一定割合を乗じて募集量を低減）

対策C：7月1日受け渡し分～：**三次②の効率的な調達の開始**（前日市場での調達量の見直し）

＊対策Aは、第91回制度検討作業部会（2024.4.22）において、二次②・三次①の追加調達一時中断について検討することとされた案となる

（調達費用増大に対する足元での対応）

	状況変化・対策の実施	4月	5月	6月	7月	8月
–	全量市場調達開始	▼1※1 →	→	→	→	→
A	二次②・三次①の 前日市場での追加調達の一時中断		▼1※1 →	→	→	→
B	三次②の募集量の見直し （一定割合を乗じて募集量を低減）			▼1※1 →	→	→
C	三次②の効率的な調達 （前日市場での調達量の見直し※2）				▼1※1 →	→

※1：受け渡し日を記載しており、取引は前日に実施
※2：効率的な調達を行うために、前日の取引断面での募集量は最大1σとし、足りないと判断した場合には、余力活用により3σまで確保

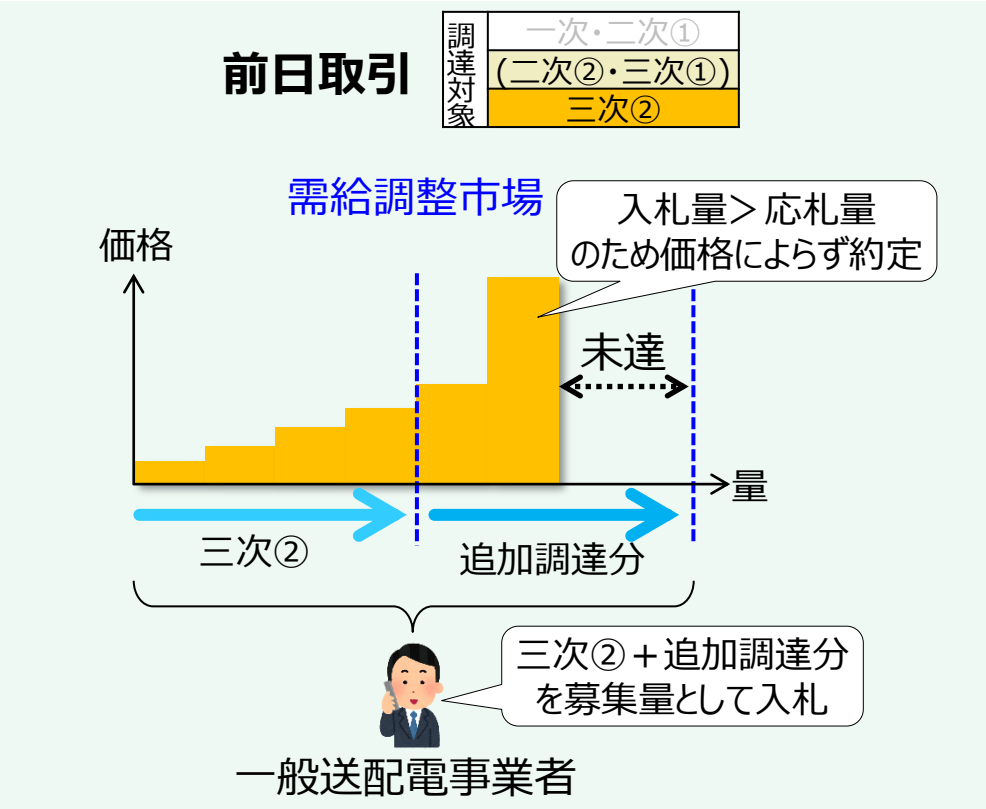
対策Ａ：5/1～　二次②・三次①の前日市場での追加調達の一時中断

○ 前日取引での調達費用増大の主な要因は、週間商品の未達分を加えて前日取引で募集することによる募集量の増大であったことから、応急的な対策として、**二次②・三次①の前日市場での追加調達を一時中断※し、余力活用契約により確保**することとした。

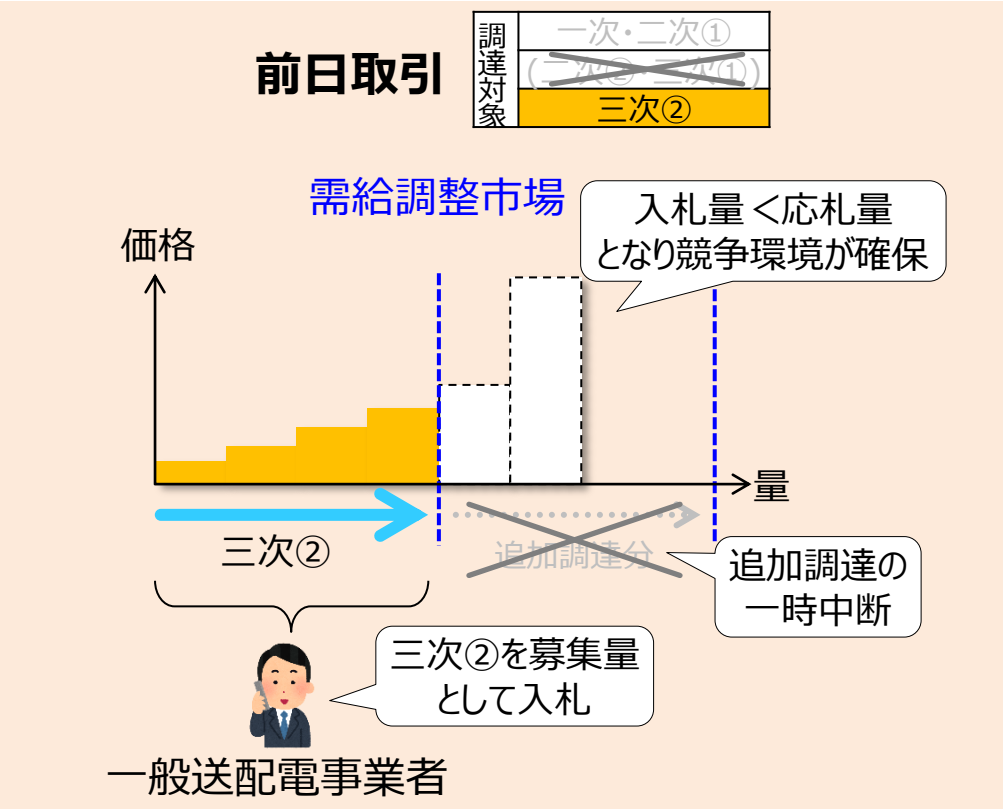
○ これにより、前日市場での**募集量が昨年相当となるため、調達費用の低減が期待**される。

※第91回制度検討作業部会（2024.4.22）において、二次②・三次①の追加調達一時中断について検討することとされており、一般送配電事業者各社が判断し、本対策を実施

（**～4/30**：二次②・三次①の前日追加調達**あり**）



（**5/1～**：二次②・三次①の前日追加調達**一時中断**）



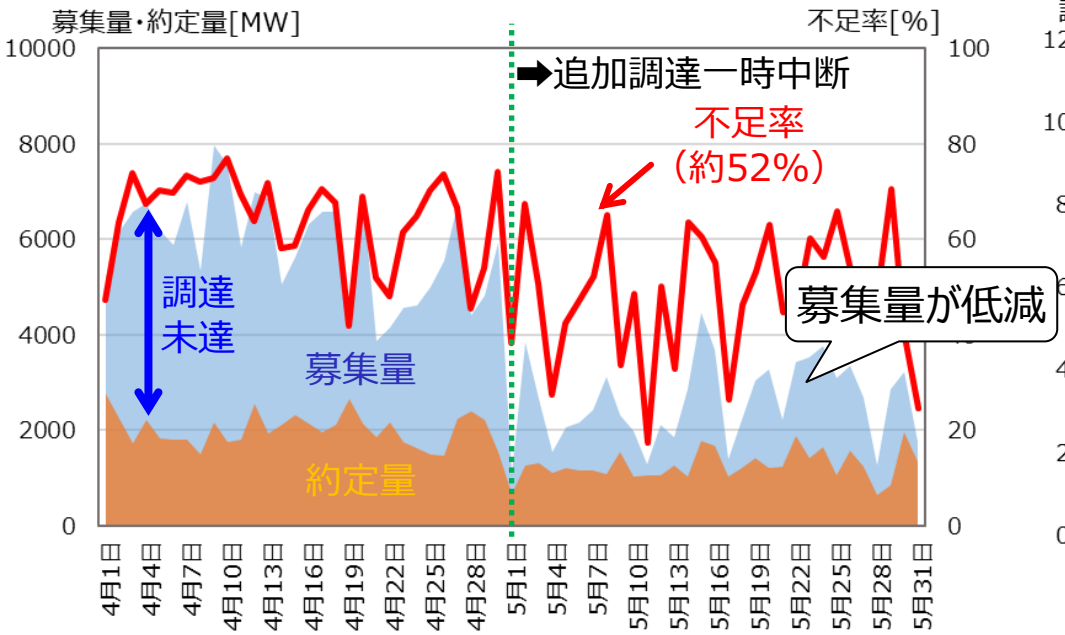
対策Ａ：5/1～　二次②・三次①の前日市場での追加調達の一時中断

○ 二次②・三次①の前日市場での追加調達の一時中断により、**前日市場での募集量が大幅に低減**（約6割減少）しており、**不足率も少し改善**（66%→52%）した。

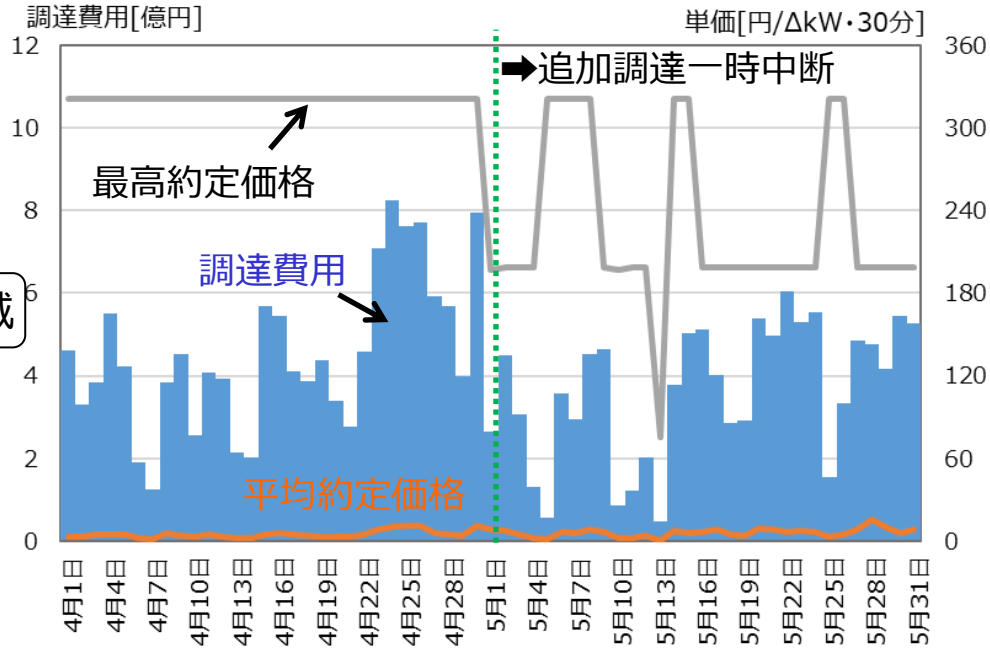
○ 一方で、**調達費用は引き続き高い状況**が続いており、さらなる対策を検討することとした。

＜全国大での三次調整力②取引の状況＞

（募集量・約定量、不足率）



（約定価格と調達費用）



全国	不足率(%)	平均単価(円/ΔkW・30分)	調達費用(億円)
3月	21%	2.8	68
4月	66%	4.7	136
5月	52%	6.0	113

←A：追加調達の一時中断

（参考）前日市場での追加調達の一時中断における取引状況の変化

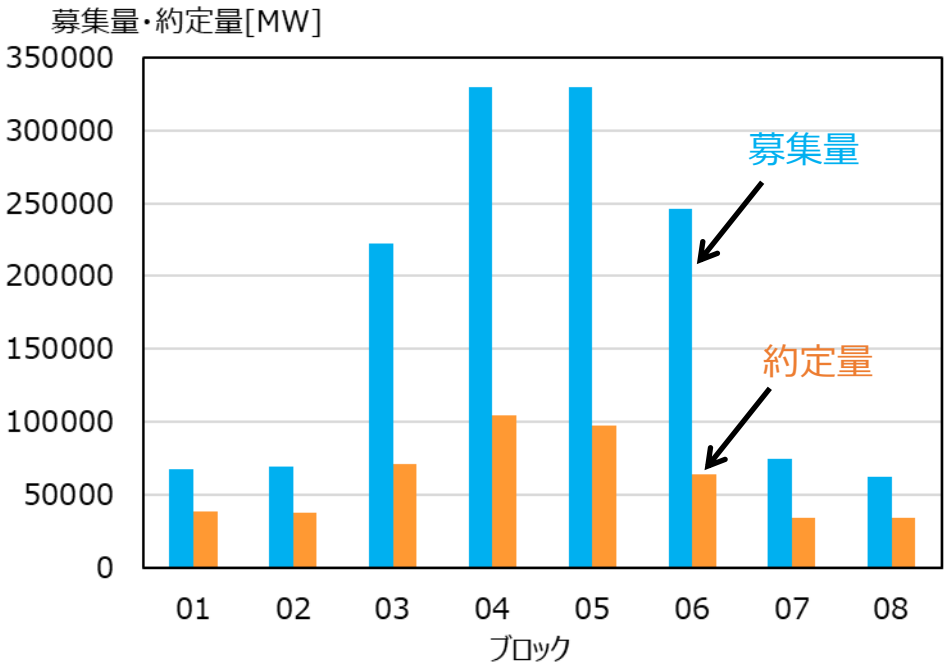
○ ブロック※毎に約定の状況を確認すると、**追加調達を行っていた4月は全ブロックで未達**が生じていたが、追加調達を一時中断した**5月は夜間帯（1～2、7～8ブロック）の未達状況が改善**した。

○ しかし、昼間帯（3～6ブロック）は引き続き大幅な未達が継続している状況であった。

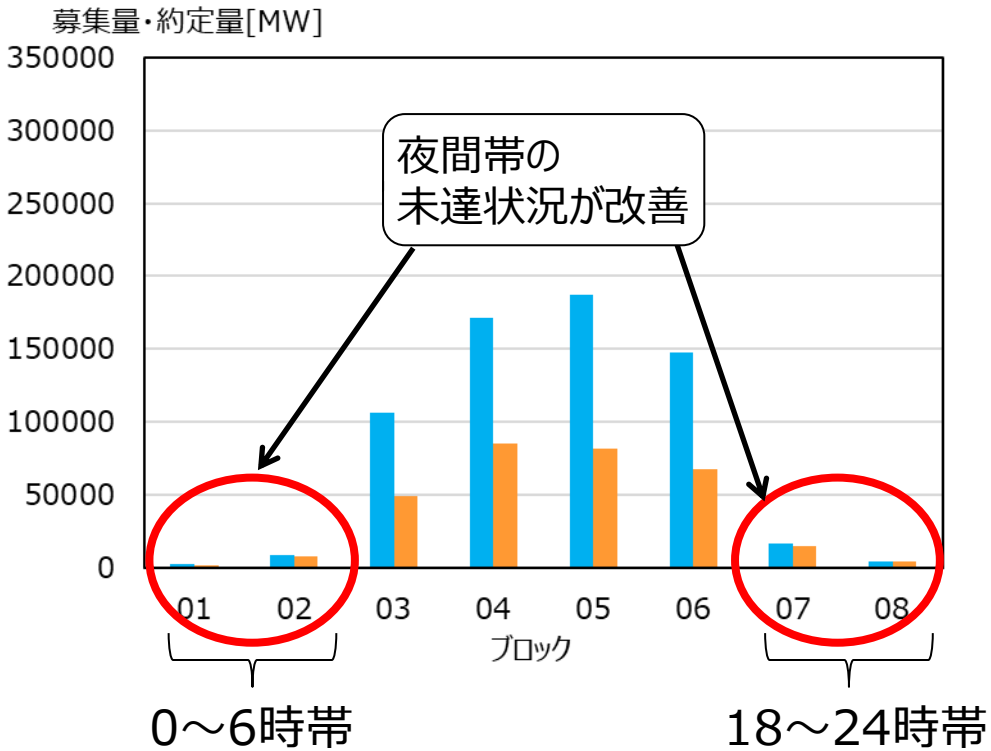
※商品は1ブロック（3時間）毎に取引を行っており、例えば第1ブロックは0～3時、第4ブロックは9～12時となる。

＜全国大での三次調整力②取引の状況（ブロック毎）＞

（4月の取引状況）



（5月の取引状況）



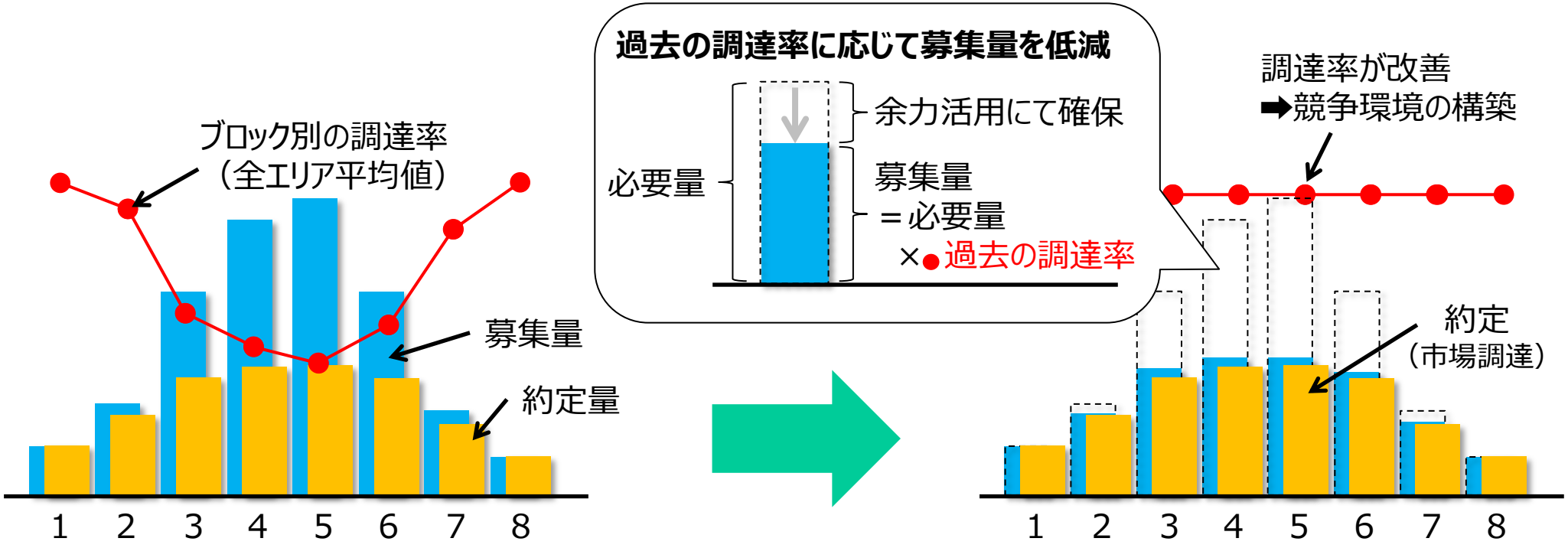
対策Ｂ：6/1～　三次②募集量見直し（一定割合を乗じて圧縮）

○ Ａの対策以降も、昼間帯において前日取引での未達が継続していたことから、**競争の行われる市場環境とするため**、暫定的な対策として、**必要量に一定割合を乗じて市場での募集量を見直す取組（必要量に満たない量は余力活用により確保）を6月1日より開始**した。

○ **乗じる一定割合については**、国の審議会で複数案が議論されたが、**過去一定期間（直近約1か月）における全エリア・ブロック別での調達率平均**とすることで整理された。

（**～5/31**：募集量＝**必要量**）

（**6/1～**：募集量＝**必要量×調達率**）



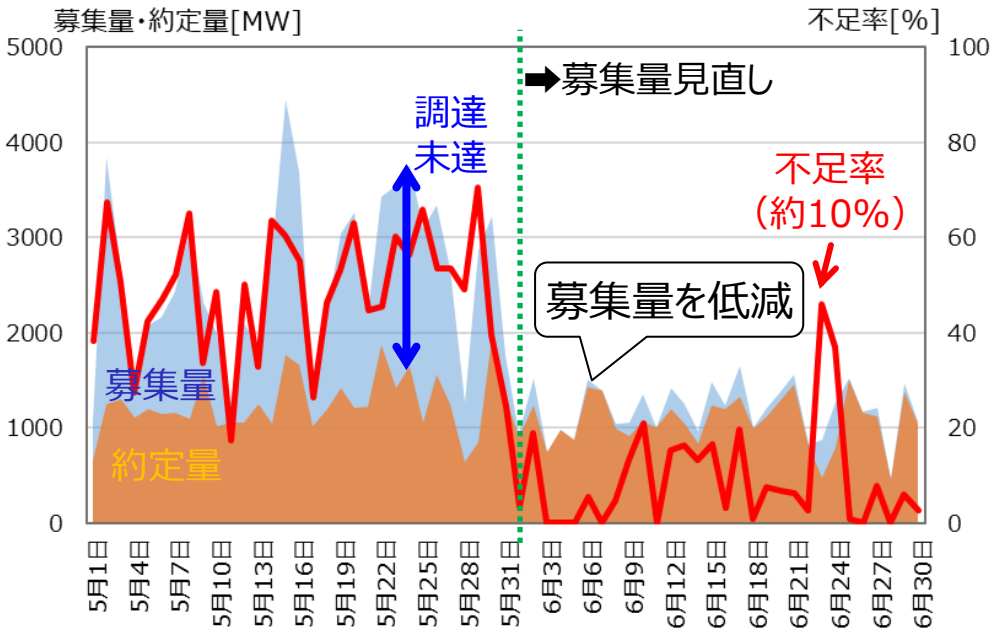
対策Ｂ：6/1～　三次②募集量見直し（一定割合を乗じて圧縮）

○ 募集量の見直しにより、**昼夜問わず市場で競争が行われる環境**となり、**不足率も10%まで改善**した。

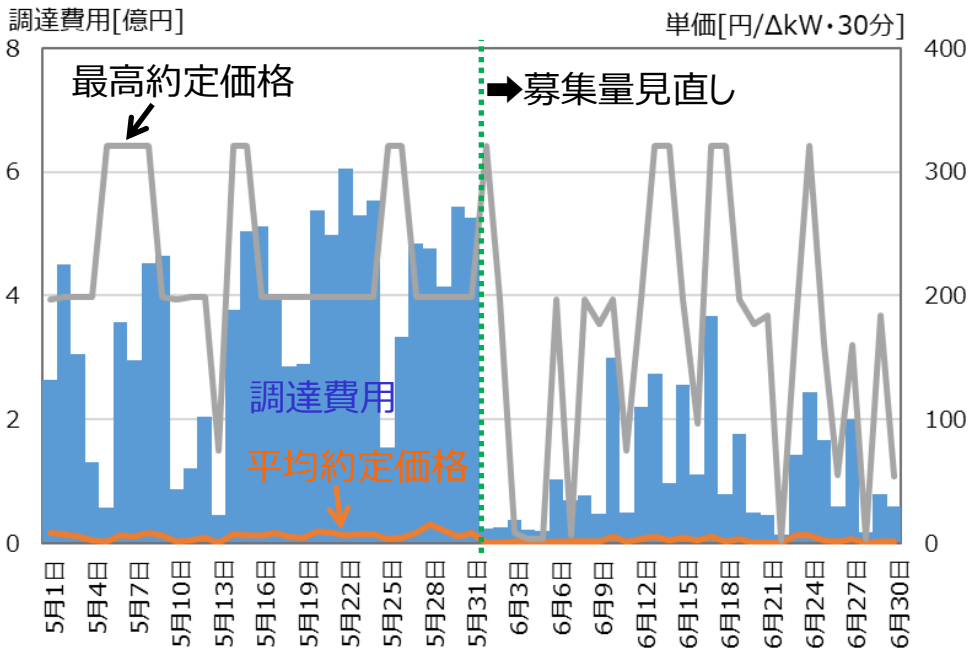
○ また、**前日市場での調整力調達費用も5月から大幅に抑制**することができている。

＜全国大での三次調整力②取引の状況＞

（募集量・約定量、不足率）



（約定価格と調達費用）



全国	不足率(%)	平均単価(円/ΔkW・30分)	調達費用(億円)
4月	66%	4.7	136
5月	52%	6.0	113
6月	10%	2.2	34

←A：追加調達の一時中断

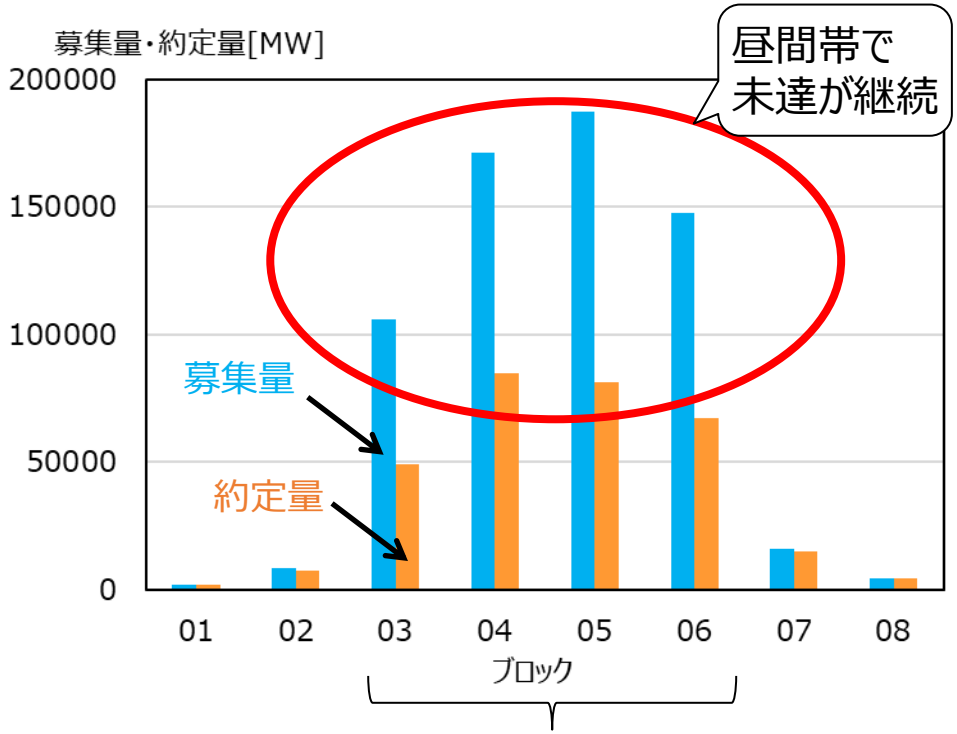
←B：募集量見直し

（参考）前日市場での募集量見直しにおける取引状況の変化

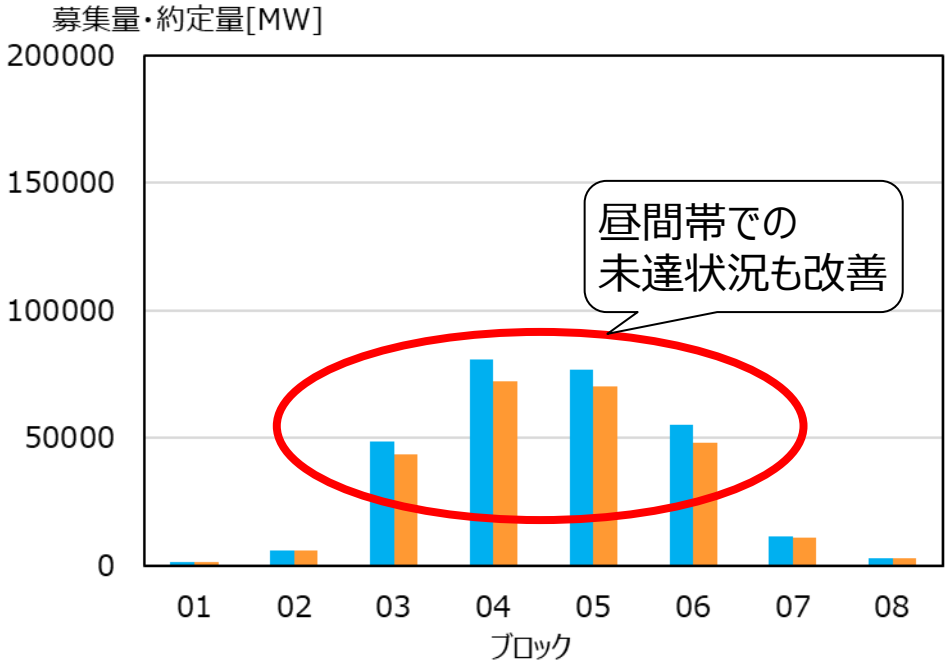
○ ブロック毎に約定の状況を確認すると、**募集量を見直すことで昼間帯も含め、全ブロックでの未達状況が改善**した。

＜全国大での三次調整力②取引の状況（ブロック毎）＞

（5月の取引状況）



（6月の取引状況）



（参考）前日商品募集量削減の影響評価（制度検討作業部会）

○ 第94回制度検討作業部会において、対策Bの影響評価がされており、**未達率は大きく減少し、全エリアにおいて調達費用が下がっていると判断**されている。

○ また、**新規リソースの事業性への影響**については、6月上旬は募集量の削減により新規リソースの約定確率が大きく低下したものの、中旬には一定程度の約定が再びなされており、その**影響は限定的と判断**されている。

前日商品募集量削減の影響評価

出典：第94回制度検討作業部会（2024.6.28）資料3に一部追記

- 第93回制度検討作業部会（5月27日）では、三次②の一定割合（募集量削減係数）による募集量削減に際し、その募集量削減係数を「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」として定めた。
- さらに、その募集量削減係数の定め方については、その後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し、その際は、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、④エリアによる効果の差の発生状況といった観点から注意するものとした。
- そこで、前述までの検証を踏まえ、それぞれの観点から、以下の通り効果検証を行う。
  （※）②については、調整力提供者と属地TSOとの精算時期の関係から現状整理ができず、データが揃い次第分析を行う予定。
- ①について、過去の調達実績を踏まえた募集量削減により、**未達率は大きく減少**したと判断できる。
- 一方で、③について、6月上旬は募集量の削減により新規リソースの約定確率が大きく低下したものの、中旬には一定程度の約定が再びなされており、**新規リソースにおける事業性への影響は限定的**と判断できる。
- ④について、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下がっているが、**エリア毎に差こそあれど全エリアにおいて調達費用は下がっている**。
- 以上を踏まえ、上記の**募集量削減係数の設定を7月1日以降も継続**することとし、その後も**7月以降の取引状況を踏まえて必要に応じて見直しを行う**こととしてはどうか。

対策Ｃ：7/1～ 三次②の効率的な調達の開始（3σ→1σ）

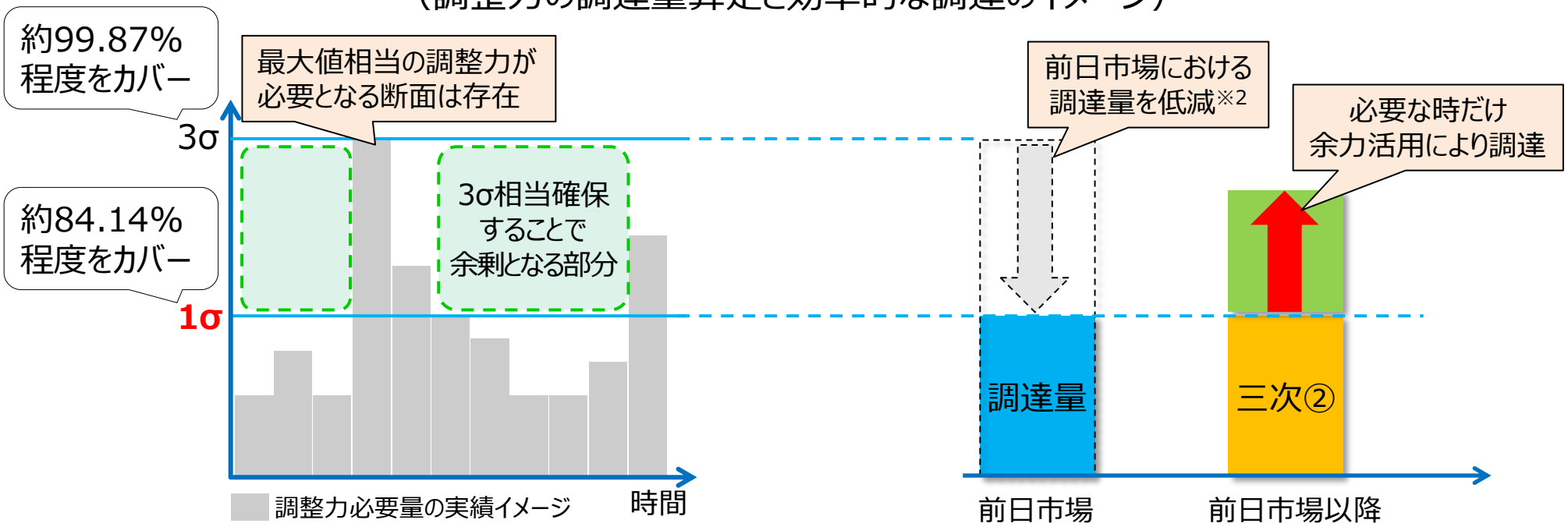
○ 週間商品（二次②・三次①）をより効率的に調達するため、週間断面での調達量を低減(3σ→1σ)し、調整力が不足する可能性がある場合は、前日時点で追加調達※1する取組を行っている。

※1：追加調達については、5月1日受け渡し分より一時中断している（対策A）

○ 調整力全体の調達コスト削減のため、前日商品である**三次②においても、前日の調達量を減らし、調整力が不足する可能性がある場合は余力活用にて追加調達する取組（三次②の効率的な調達）を7月1日より導入**することとなった。

○ 対策Ｂと本取組を同時に行うにあたり、前日市場での募集量は、対策Ｂの募集量（3σ相当の募集量に一定割合をかけた削減後の値）と調達量（1σ相当）のうち、小さい方とした。

（調整力の調達量算定と効率的な調達のイメージ）



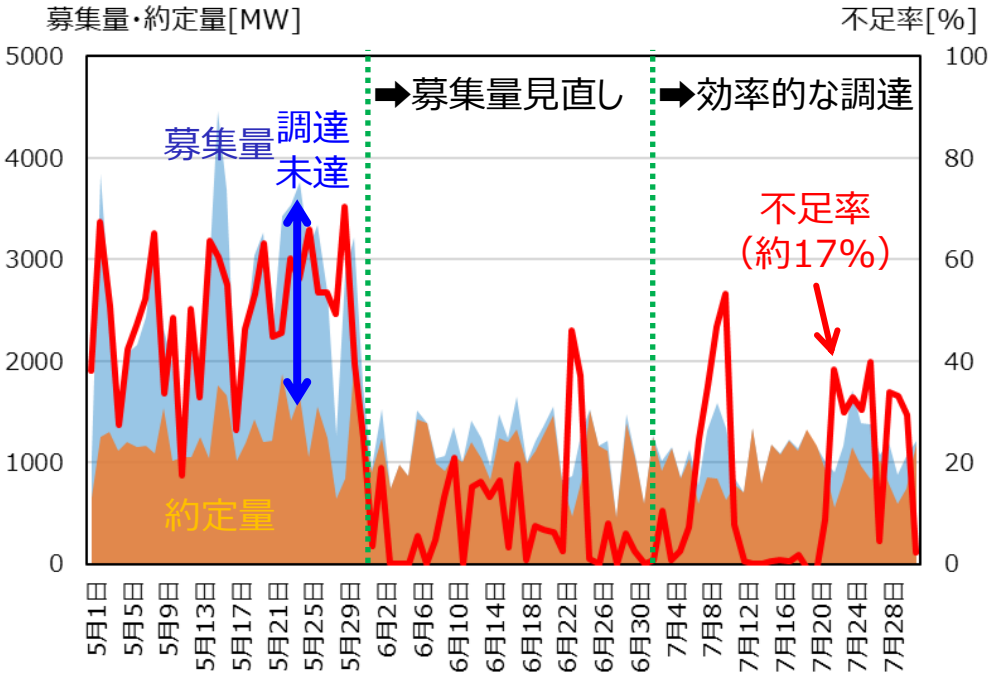
※2：対策Bと本取組（1σ）の小さい値を募集量とする

対策Ｃ：7/1～ 三次②の効率的な調達の開始（3σ→1σ）

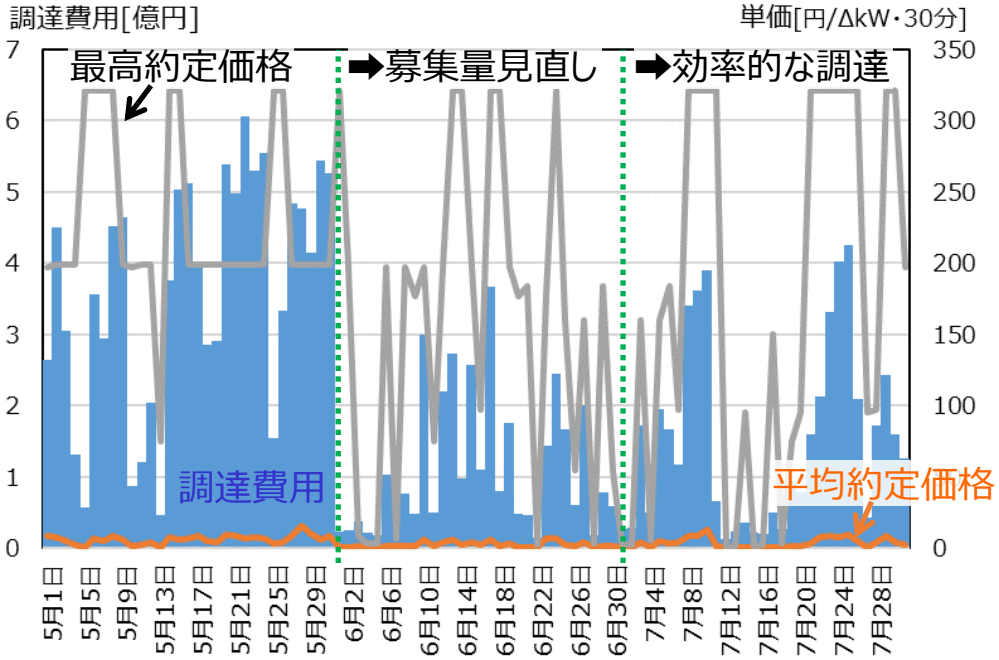
○ 三次②の効率的な調達を開始したが、**不足率の改善や調達費用の低減は見られなかった**が、これは対策Ｂと本対策の募集量に大きな差がなかったためと考えられる。なお、前日市場での調達量を1σ相当に見直すことから、**前日市場以降の余力活用契約による追加調達費用を低減**することができる。

＜全国大での三次調整力②取引の状況＞

（募集量・約定量、不足率）



（約定価格と調達費用）



全国	不足率(%)	平均単価(円/ΔkW・30分)	調達費用(億円)	
5月	52%	6.0	113	←A：追加調達の一時中断
6月	10%	2.2	34	←B：募集量見直し
7月	17%	3.4	48	←C：効率的な調達

（参考）週間断面の調達量低減

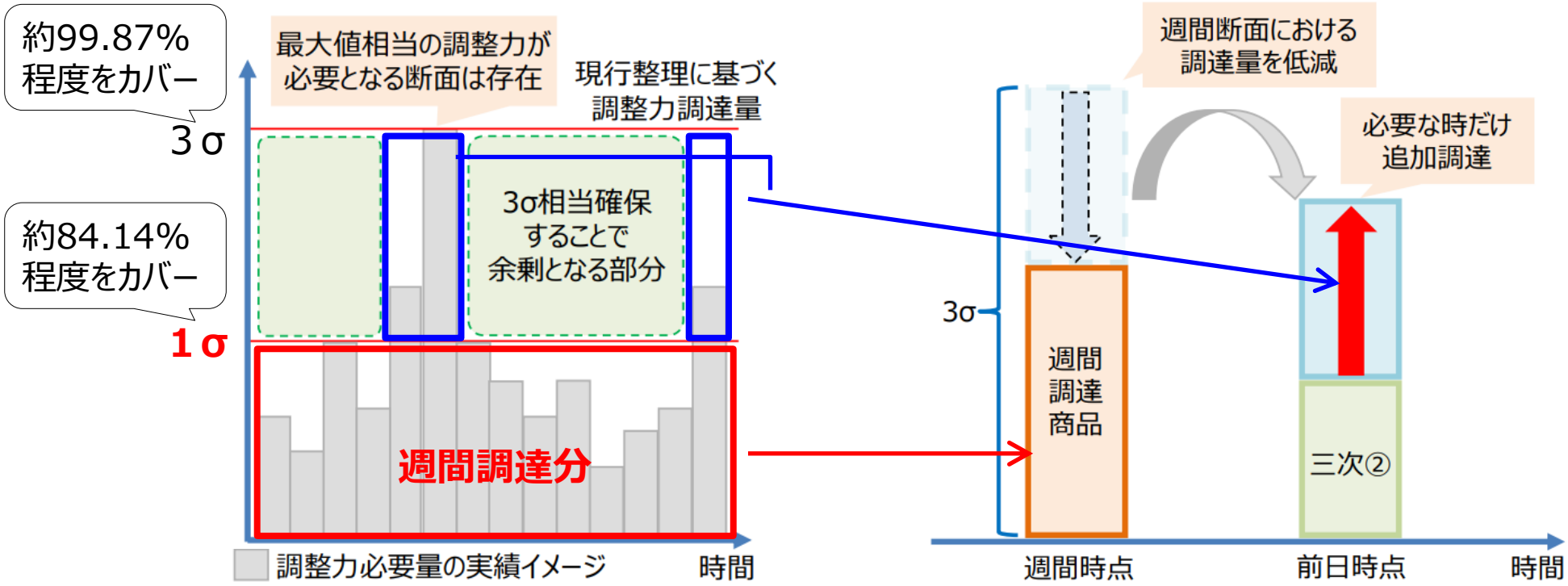
○ 2026年度から調達タイミングを前日に変更するまでの期間において、より効率的に調整力を調達する方法として、**週間断面での調達量を３σ相当から1σ相当に減らし、調整力が不足する可能性がある場合は、前日に追加調達**する方法を、2024年4月から開始している。

○ 具体的には、長周期成分である二次②と三次①であれば、調整力不足の予見性も得られる可能性があることから、**週間断面での調達量を1σに低減する**※1,2。

※1：複合商品の必要量を1σに低減し調達量を低減
※2：前日12時前における最新の広域予備率が12%を下回っている場合に追加調達を判断

（調整力の必要量算定と効率的な調達のイメージ）

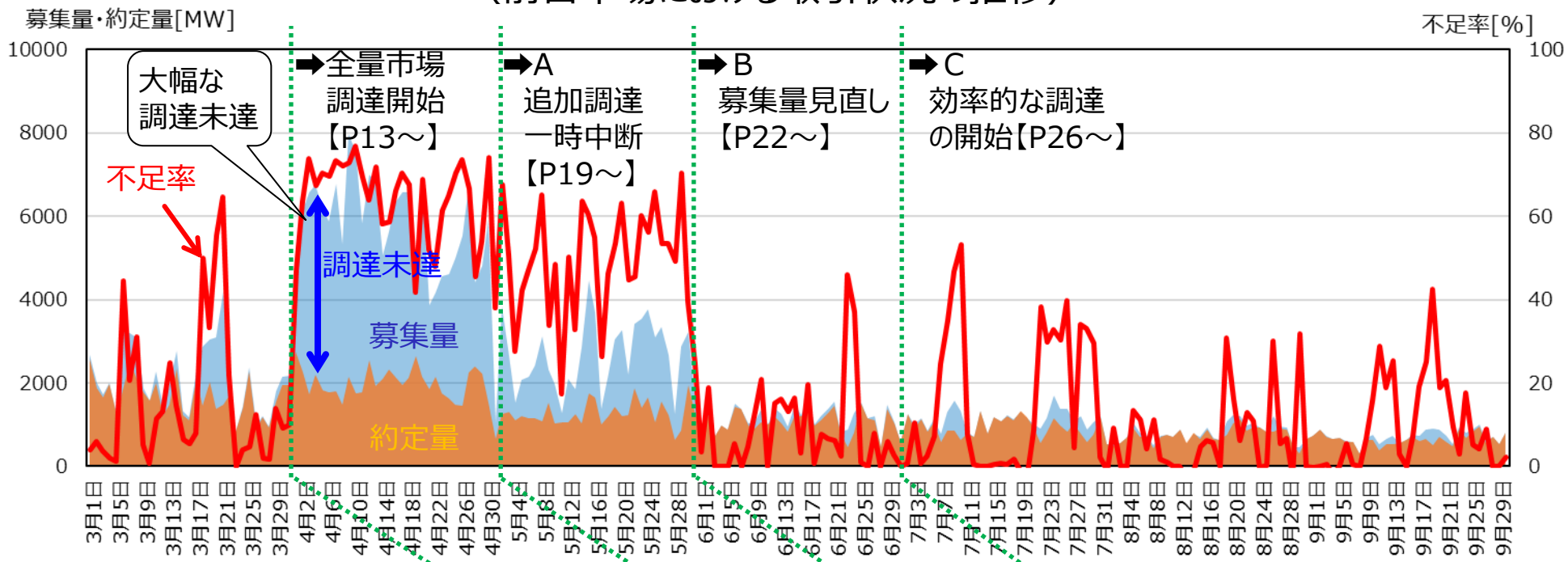
第83回制度検討作業部会（2023.7.31）資料3を元に作成



三次②調達費用増大に対する各取組による効果（再掲）

○ 2024年4月から需給調整市場での全商品取引が開始された中で、三次②調達費用増大に対し、適宜、国・広域機関と調整の上、対策を講じることで、**市場からの調達費用は課題の発覚した4月時点と比べ大幅に低減**することができた。

（前日市場における取引状況の推移）



全国	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
不足率(%)	１５%	６６%	５２%	１０%	１７%	８%	１０%
平均単価 (円/ΔkW・30分)	2.8	4.7	6.0	2.2	3.4	2.7	4.9
調達費用(億円)	６８	１３６	１１３	３４	４８	２９	４５

大幅
低減

本日のご説明事項

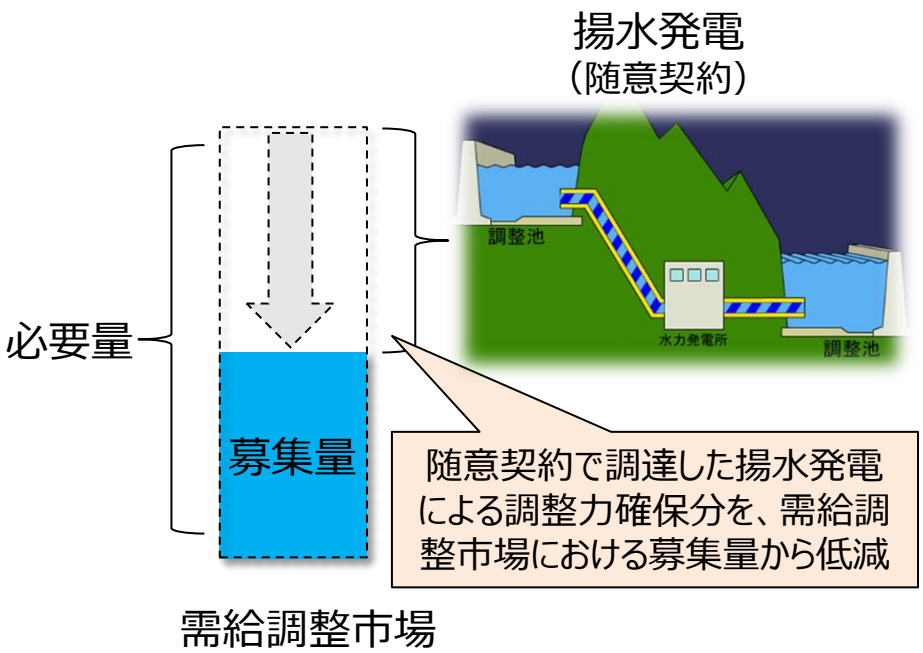
- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
  - ・前日取引の調達未達等の状況と対応
  - ・週間取引の調達未達への対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

揚水機の随意契約による調達

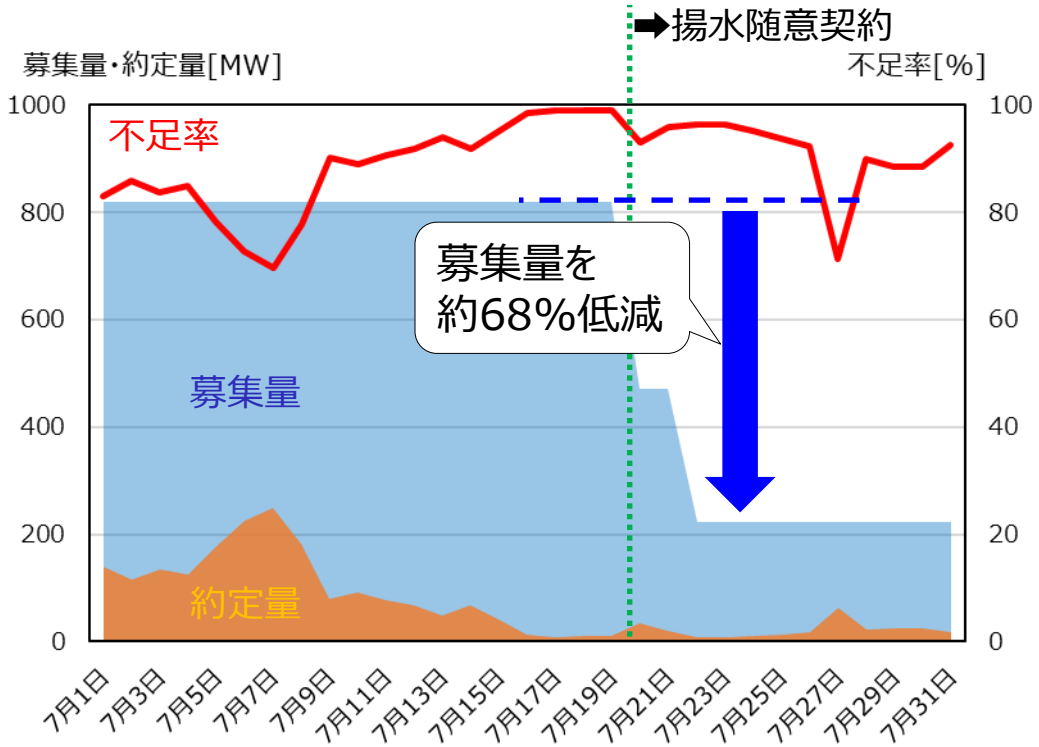
○ 揚水発電の公募調達について国や広域機関において検討がなされており、中部電力PGにおいて、**揚水機のΔkWを市場ではなく随意契約により調達**し、**市場からの募集量を低減する取組を、7月20日から試験的に実施**している。

○ 調達未達の解消には至っていないものの、例えば三次①については、7月前半に比べ後半は、募集量を68%程度低減できている。

（随意契約による募集量低減イメージ）



（揚水機随意契約による募集量低減効果［三次①］）
＜中部エリア＞



（参考）調達手段多様化に関する検討（広域機関）

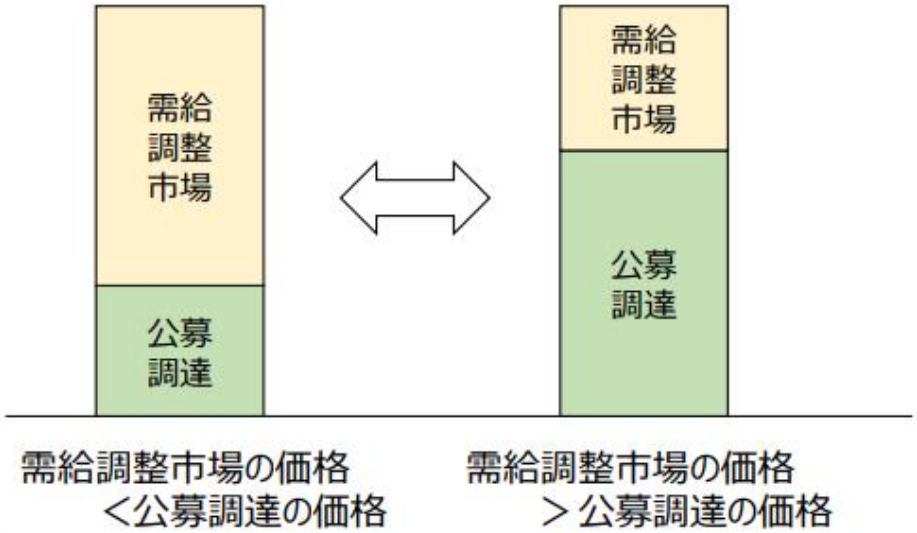
○ 広域機関において調達手段多様化に関する検討がなされており、需給調整市場のみでなく、例えば**公募調達などの複数の調達先があることで、市場間の競争による価格の均衡（ボラティリティリスクの低減）が期待**できるとされている。

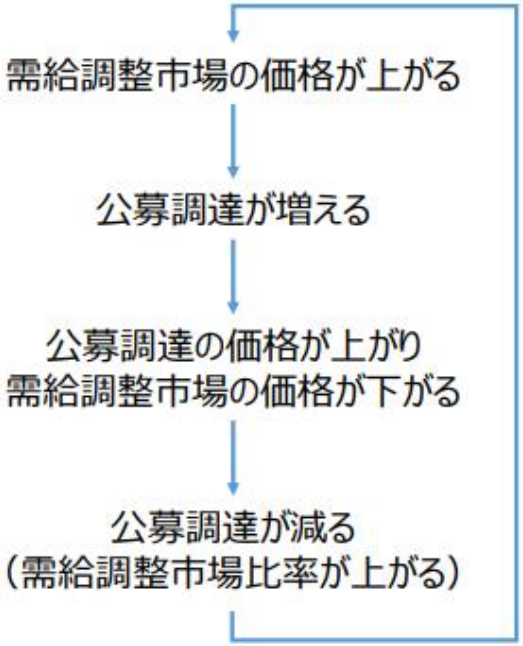
調達手段多様化の趣旨について（１／２）

出典：第48回需給調整市場検討小委員会（2024.6.26）資料3

- 2024年度以降、調整力（ΔkW）の調達先は、基本的に需給調整市場のみ（需給調整市場以外に、調達の選択肢がない状態）となっており、今回のように市場価格高騰・ボラティリティリスクが高まる状況になった際、対応がしづらい一因になっているとも考えられるところ。
- この点、複数の調達先がある（例えば、需給調整市場と公募調達等）があることで、市場原理的には、市場間の競争による価格の均衡（ボラティリティリスクの低減）が期待できる。

【調達手段多様化の効果（イメージ）】





国・広域機関にて検討中の応札量増加策

○ 4月以降、週間商品（一次～三次①）の未達が継続していることから、**国や広域機関において、価格規律の見直しや商品要件の見直し**について検討が進められている。

（国や広域機関で議論中の価格規律や商品要件見直しの概要）

	対応策の概要		主な検討の場
（余力活用と比べ魅力ある）価格規律の見直し	起動費の取漏れリスクの回避【➡P34参照】	• 1回分の起動費をΔkW価格に計上し、過不足があれば一般送配電事業者との間で事後精算する方向で、今後詳細検討を進める	制度設計・監視専門会合／制度設計専門会合
	余力活用と比較した金銭的インセンティブ【➡P35参照】	• 余力活用契約におけるkWh単価と需給調整市場におけるΔkW単価の考え方について、慎重に検討	
商品要件の見直し	揚水発電の応札拡大策【➡P36参照】	• ΔkWのための揚水原資の確保、並列必須要件を満たすための最低出力の並列をクリアするための方策を検討中	需給調整市場検討小委員会
	アセスメントの見直し【➡P37参照】	• 応動が早い商品（一次・二次①）への応札を促す観点から、アセスメント緩和について検討	
	一次調整力の供出可能量の考え方の見直し【➡P38参照】	• 2023年度までのGFの考え方を踏まえ、一次調整力の供出可能量の考え方を見直し	

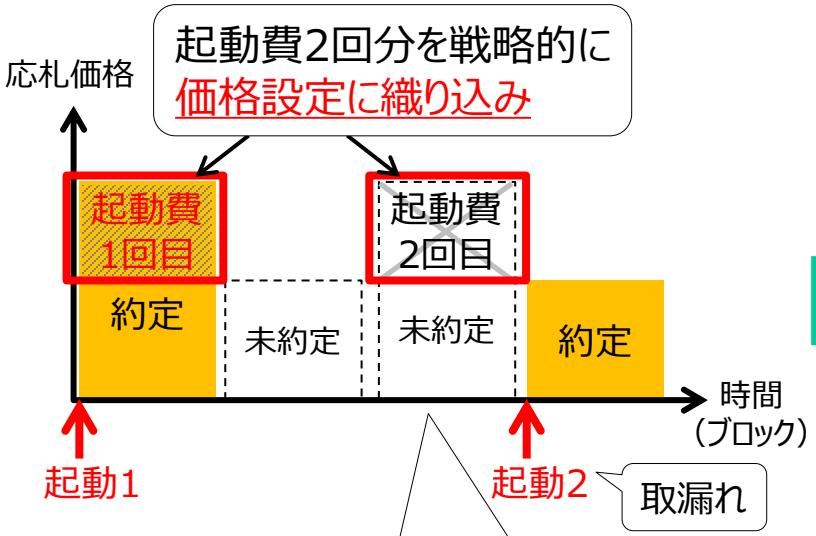
（参考）起動費の取漏れリスクの回避

○ 制度設計・監視専門会合において、発電事業者からの意見を踏まえ、起動費の取漏れリスクの回避と、余力活用と比較した金銭的インセンティブについて検討が行われている。

○ 起動費の取漏れリスクについては、ΔkW価格に1回分の起動費を計上した上で、**取漏れた起動費等について、事後的に一般送配電事業者との間で清算**する方向で検討が進められている。

＜発電事業者の応札のイメージ＞

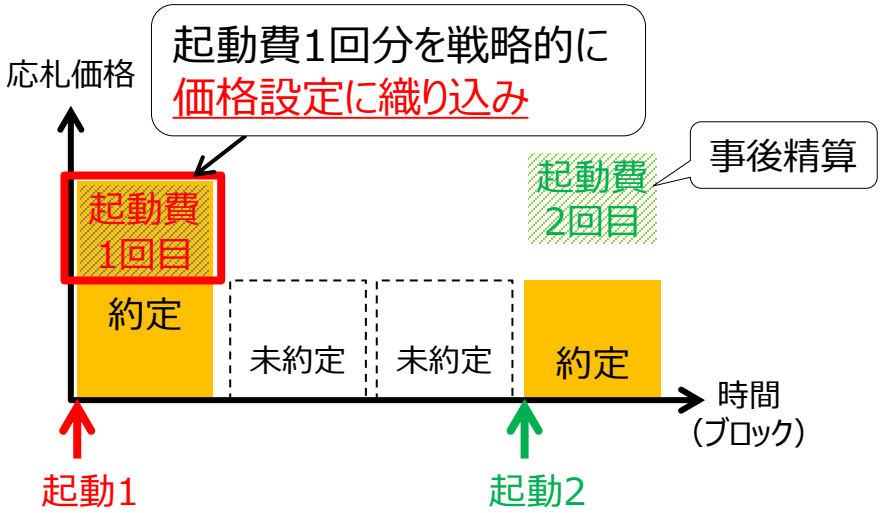
（現行の起動費織り込みの考え方）



起動費2回分を特定のブロックに織り込んでいたが、当該ブロックの未約定により**起動費が取漏れ**（この場合、2回目の起動費が取漏れ）

※連続約定により2回目の起動が不要であった場合は、2回目の起動費分を一般送配電事業者に返還

（見直し後の起動費織り込みの考え方）



起動費は1回分しか織り込めないが、**取漏れ分は事後精算で回収**
（この場合、2回目の起動費を事後精算）

（参考）余力活用と比較した金銭的インセンティブ

○ 発電機を新たに起動して調整力を供出する際、需給調整市場と余力活用契約では以下の違いがある。

- ✓ **余力活用契約の場合**、一般送配電事業者からの指令に基づく行為として持上げまたは持ち下げの**kWhに対してマージン（kWh価格の10%）が支払われる**
- ✓ **需給調整市場に供出する場合**、価格規律上、持上げと持ち下げのkWhに対してマージン（kWh価格の10%）は支払われない。ただし、**ΔkW費用として0.33円/kW・30分が支払われる**。

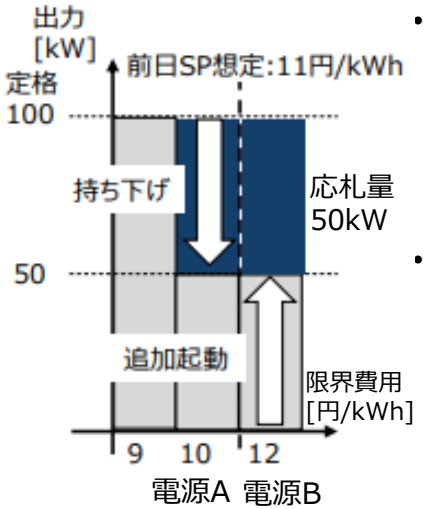
○ つまり、余力活用契約での利益がkWh価格の10%に対し、需給調整市場では0.33円/kW・30分となるため、**kWh価格によっては需給調整市場に供出するメリットが発電事業者に生じない**ケースもある。

○ そのため、余力活用契約におけるマージン（kWh価格の10%）の見直しや、需給調整市場に供出する際のマージンの設定について、慎重な検討がなされている。

（需給調整市場より余力活用契約の方が事業者の利益が大きくなる場合のイメージ）

第46回需給調整市場検討小委員会（2024.3.26）資料2を元に作成

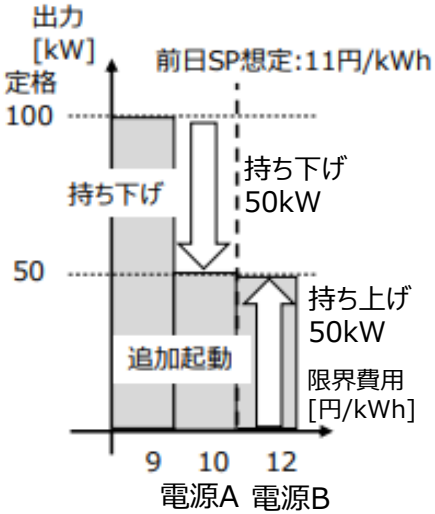
＜追加起動による需給調整市場への応札＞



- ΔkW価格の考え方は以下のいずれかであり、逸失利益や機会費用はΔkW約定した際に実際に生じると想定される調整力提供者の支出に相当する。
  (1)逸失利益＋マージン分
  (2)機会費用＋マージン分
- そのため、調整力提供者がΔkW市場から得られる利益は**マージン分**となる。

電源A,Bを保有する調整力提供者の利益
＝マージン0.66円/kW×（応札50kW×2）
＝**66円**

＜余力活用による追加起動＞



- 余力活用で起動・発電した費用は、発電事業者等が登録するkWh単価や起動費に応じて精算することとなる。
  上げ単価：限界費用＋10%
  下げ単価：限界費用－10%
  起動費　：実際に要する費用を設定
- そのため、発電事業者等が余力活用で得られる利益は**限界費用の10%分**となる。

電源A,Bを保有する発電事業者等の利益
＝限界費用10円×10%×持ち下げ50kW
＋限界費用12円×10%×持上げ50kW
＝**110円**

注）上記は余力活用が有利となる一例であり、限界費用単価によって需給調整市場へ応札した方が利益を見込める場合もある。

（参考）揚水発電の応札拡大策

○ 需給調整市場においては、優れた調整能力を持つ揚水発電の応札が期待されていたが、特に高速商品である一次・二次①について応札が少ない状況となっているため、広域機関において、課題の抽出と対応策の検討が行われた。

○ 揚水発電の特徴として、**①上池にΔkW供出分の水を汲み上げ（揚水）**しておくことや、ΔkW供出のために並列した際に**②最低出力分の電源持替え（他電源の出力を下げる）**といった対応が必要となる。

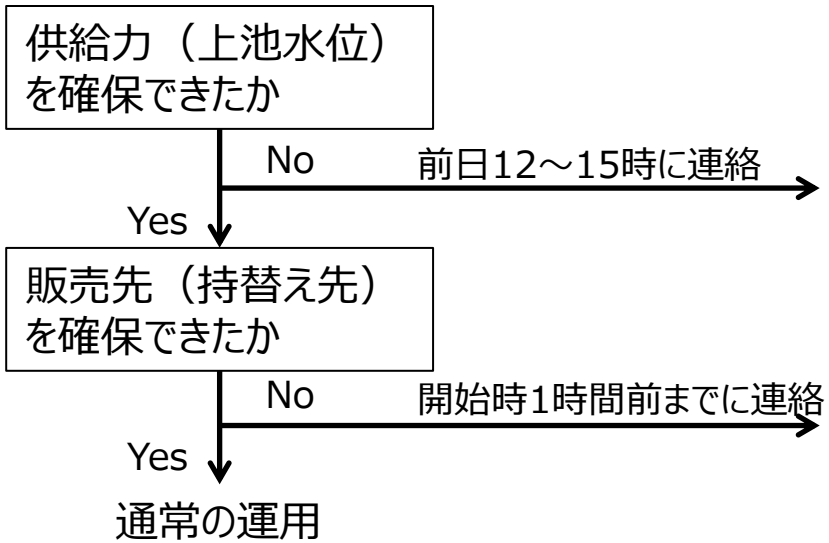
○ 週間取引において需給バランスの想定が難しい中、**①のための揚水原資を確実に確保できるのか、②の電源持替えを確実にできるのかといった点が課題**とされた。

○ そのため、①②に対して調整力提供者からの連絡を受け、**一般送配電事業者が代替ΔkWを確保したり、電源持替えを行い揚水発電を並列する対応策**が案として整理された。

（揚水発電の応札拡大策のイメージ）

第48回需給調整市場検討小委員会（2024.6.26）資料4を元に作成

※適用時期等については、国とも連携の上、引き続き検討を進めることとされた。



【対応策①】
一般送配電事業者が代替ΔkWを確保
（一般送配電事業者による揚水による供給力確保含む）

【対応策②】
一般送配電事業者が揚水発電を並列
（他調整電源を持下げ）

（参考）アセスメントの見直し

○ 需給調整市場においては、技術要件どおり約定したリソースが調整力を供出できているかを評価（アセスメント）し、要件が満たされていない場合はペナルティを課すこととしている。

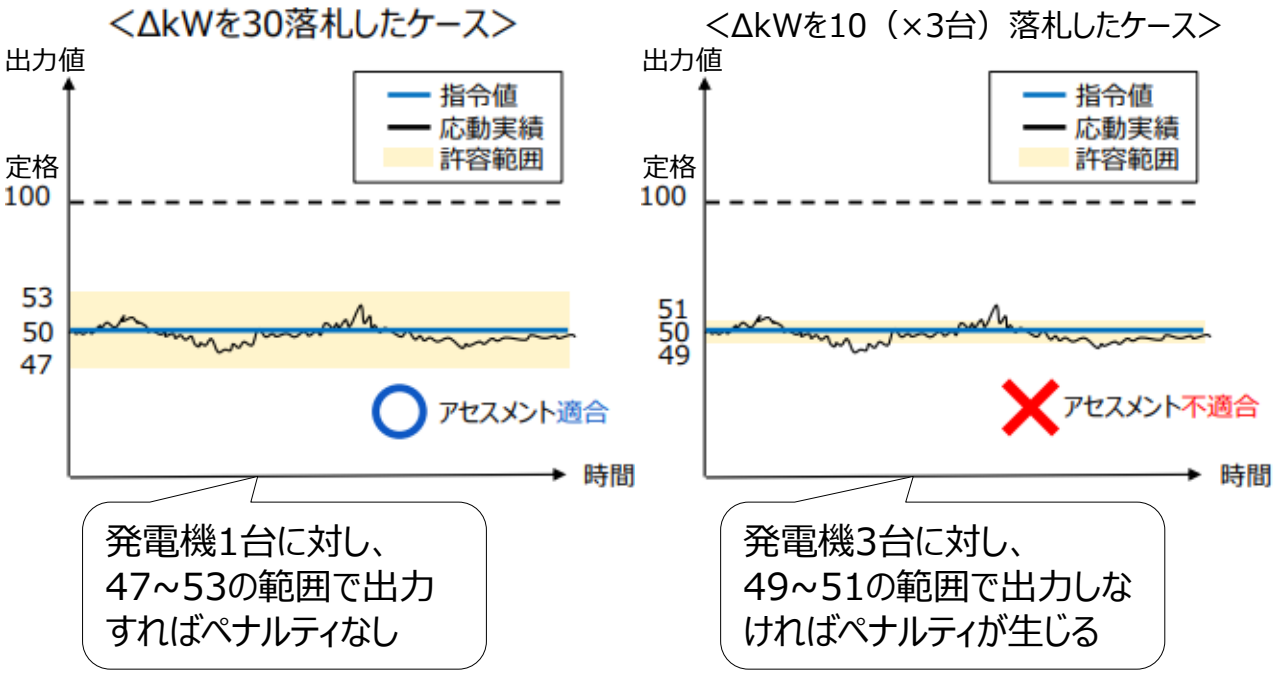
○ 調整力提供者から、「**複数ユニットの持下げ供出は、アセスメント対象となる電源が増加し、アセスメント許容範囲が狭くなることで、（単一ユニットの持下げ供出と比較して）ペナルティリスクが増加するため経済合理的でない**」といった意見があったため、広域機関において、アセスメントの緩和※について検討が行われた。

※具体的なアセスメント緩和内容や運用開始時期等は、国および一般送配電事業者と連携の上、引き続き検討とされている。

第49回需給調整市場検討小委員会（2024.7.30）資料2を元に作成

（複数ユニットの持下げ供出におけるアセスメントの違い）

【アセスメント：落札ΔkWの±10%以内で出力を制御】



（アセスメント緩和の一案の概要）

<アセスメント緩和対象>

✓ 「一次あるいは二次①が含まれる商品を落札」かつ「定格の10%以下のΔkWで落札」

<アセスメント緩和方法>

✓ 定格のX%～10%以下で落札：定格の10%を落札した場合と同等の許容範囲とする

✓ 定格のX%以下で落札：従来の許容範囲に、定格の10-X%を落札した場合と同等の許容範囲を足し合わせた許容範囲（一定の下駄をはかせた許容範囲）とする

（参考）一次調整力の供出可能量の考え方の見直し

○ 平常時（時間内変動のサイクリック分（極短周期成分））および異常時（電源脱落時）の周波数変動に対して、2023年度までは公募調達した電源のGF機能で対応してきたが、2024年度以降は需給調整市場から一次調整力を調達して対応している。

○ 周波数維持目標である0.2Hz変動が発生した際に10秒で全量供出できるよう要件化されたため、特に機械的限界幅の大きい**揚水発電機の供出可能量が大きく制限**されることになっている。

○ 一次調整力の必要量のうち平常時分は、全体必要量の1/3であり、0.2Hz低下時に全量供出する必要がないことから、**一次調整力の供出可能量の考え方の見直し**が行われた。

（一次供出可能量の考え方）

2023年度まで（GF）	現行
1.0Hz周波数低下時に10秒以内で供出できる量	0.2Hz周波数低下時に10秒以内で供出できる量

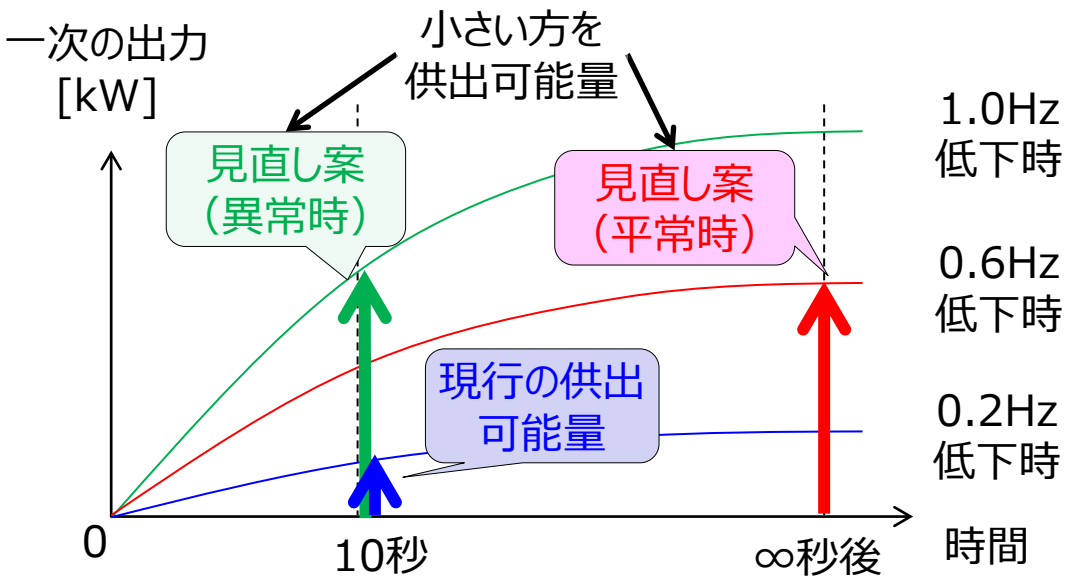
見直し案

平常時と異常時のいずれか小さい値

平常時：0.6Hz周波数低下時に供出できる量
（0.2Hz周波数低下時に１／３が動作）

異常時：1.0Hz周波数低下で10秒以内に供出できる量

（一次調整力の出力イメージ）



※実際には機械的限界（火力：定格5%程度、揚水：定格50%程度）により制限される

（空白）

- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

調整力の調達・確保に関する考え方について（1/2）

○ 引き続き調整力の費用適正化に向けた検討を進めるにあたり、持続的に調整力を確保する観点も踏まえ、改めて**調整力の調達・確保に関する考え方について整理**したので、この観点で今後検討を進めていきたい。

＜調整力の費用適正化に向けた調達・確保に関する考え方＞

✓ 一般送配電事業者が**複数の調整力調達方法を有する**ことで、**調整力を量・価格ともに安定して確保（最適な調整力調達ポートフォリオの構築）**

✓ 調整力提供事業者は、**様々な取引手段**※1**に対し、価格やペナルティー等を踏まえ供出先を選定**することを考慮した仕組み**（事業者行動を想定した仕組み）**

✓ 調整力が将来にわたって維持されるよう**調整力の提供事業者が適切な対価**※2**を得る**ことができ、**一般送配電事業者も調達に要した費用を確実に回収（調整力の持続的な確保）**

※1：卸電力取引市場、kWh相対契約、調整力公募、需給調整市場、余力活用等
※2：発電機等を維持する費用は、需給調整市場のみならず、容量市場や卸電力取引市場、相対契約などからも回収される

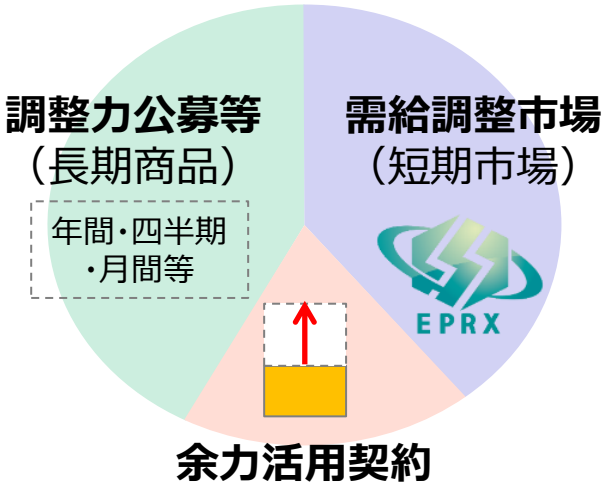
＜留意点＞

✓ 複数の調達手段の中で**調整力の調達に要する費用を、量・価格の両面から適切であること**

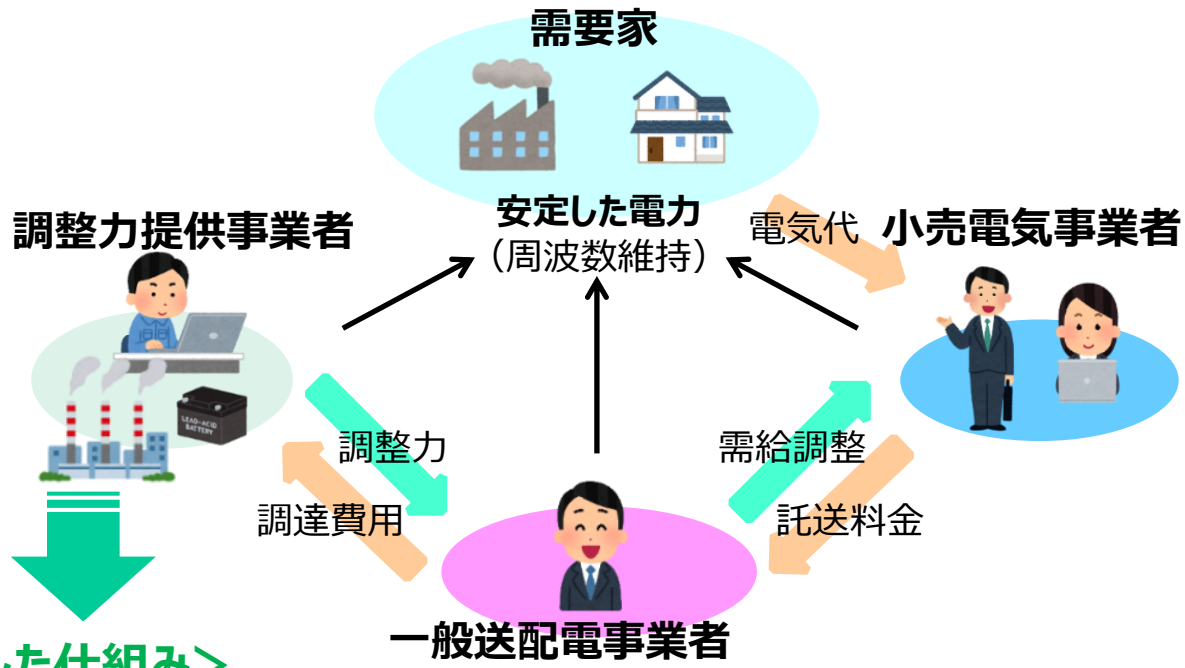
調整力の調達・確保に関する考え方について（2/2）

＜最適な調整力調達ポートフォリオの構築＞

（複数の調達手段のイメージ）



＜調整力の持続的な確保＞



＜事業者行動を想定した仕組み＞

様々な取引手段を通じて電源等を
維持する費用や利益を確保

（参考）中長期の調整力確保の在り方について

○ 広域機関において、中長期の調整力確保の在り方について、**①中長期の調整力設備の確保方法**、**②中長期に確保する調整力の機能**、**③中長期に確保する調整力の設備量**の3つの論点について議論されている。

○ ①中長期の調整力設備の確保方法については、容量市場の枠組みを活用することが基本とされており、具体的な方策については、国の容量市場の在り方に関する検討会等において検討される。

第96回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.3.19）資料1 抜粋

論点	論点の概要	対応の方向性
① 中長期の調整力設備の確保方法	容量市場、調整力設備(kW)公募、調整力設備(kW)相対契約といった手段が考えられるがどのように確保するか	✓ 容量市場の枠組みを活用することを基本に、今後の調整力の不足状況の確認を行い、不足状況も鑑みながら容量市場の在り方に関する検討会等において具体的な方策を検討
② 中長期に確保する調整力の機能	需給調整市場の要件（一次～三次②）、機能毎（GF、LFC、EDC）といった案が考えられるがどのような区分で確保するか	✓ 需給調整市場の要件とすることを基本スタンスとする
③ 中長期に確保する調整力の設備量	③-1.中長期の調整力必要量はどのように算定するか	✓ 需給調整市場における算定方法と整合をはかることを基本とする（再エネ導入量と時間内変動、予測誤差について相関分析を行う）
	③-2.計画停止・計画外停止を考慮した調整力必要量の考え方をどうするか	✓ 停止調整前後においてそれぞれ以下の考え方を基本とする ・停止調整前（実需給２年前以前）においては、計画停止＋計画外停止を考慮 ・実需給１年前の調整力の確保に関する計画では、計画外停止のみ考慮

（参考）同時市場の検討について

○ 現在、国・広域機関における「同時市場の在り方等に関する検討会」において、kWh市場（スポット市場、時間前市場）とΔkW市場（需給調整市場）が分散している中で経験してきた課題を踏まえ、**kWhとΔkW同時に取引する「同時市場」の導入に向けた検討**が進められている。

○ **同時市場は、kWh市場とΔkW市場が分かれていることでの取り合いが生じない**ことから、現行の需給調整市場における**調達未達の解消が期待**できる。

○ 一方で、市場設計は検討中であり、導入することとなった後も、市場や各事業者のシステム開発や運用準備も踏まえると、**導入までには相当程度期間を要する**と思われる。

第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024.6.19）資料3 抜粋

課題 ▷ 環境変化 ▷ 解決策

- **市場価格の高騰・不安定化の緩和**
  - ✓ 2020年度冬期の需給ひっ迫・市場価格高騰、需給調整市場の調達未達・価格高騰
- **供給力・調整力の効率的・安定的な確保・運用**
  - ✓ kWh市場、ΔkW市場それぞれでの部分最適化（ΔkWの過剰調達・調達不足）
- **効率的・安定的な需給・系統運用**
  - ✓ 再エネ出力制御による需給運用の難化、地域内の系統混雑の拡大

変動性再エネの更なる大量導入による上記課題の拡大

同時市場の導入

- kWh市場とΔkW市場の一体化
- 発電機特性を踏まえた市場約定ロジック（Three-Part Offer）の構築
- 一元的な情報把握及び系統制約を考慮した発電計画の策定

- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

第2回委員会での主なご意見について

○ 第2回の委員会で各委員よりいただいたご意見を踏まえ、これまで取組んできた事項についてご説明させていただく。

No.	ご意見	対応状況
1	✓ 再エネ予測精度の改善には、技術開発側に予測がどのような使われ方をするのか等をフィードバックすることが効果的。	再エネ予測精度向上に向けた取組について整理（➡P47）
2	✓ 余力活用契約において、義務を強めすぎると入ってこないし、努力義務的にすると実効性が弱まる。余力を最大限活用するには余力活用契約の位置付けや役割をどうしたら良いか。	余力活用契約と需給調整市場における効率的な調達について検討（➡P50）
	✓ 市場参加者が伸びたら本当に課題が解決するのかという点も重要だと思う。（競争により全てが解決するのか）	
3	✓ 検討のプロセスも交えながら、事業者の技術力の底上げや消費者に理解いただくための情報発信を検討。	本委員会等を活用しながら、事業者や消費者等の理解促進に役立つ情報を発信
4	✓ 取引会員数だけでなく、実際に取引している事業者を増やすためにも、情報発信について検討。	資料2-2
	✓ 新しい技術を持った事業者の参入を促すような働きかけが必要であり、取引会員に限らず関心を持っている事業者からの意見を聞くことも一案。	

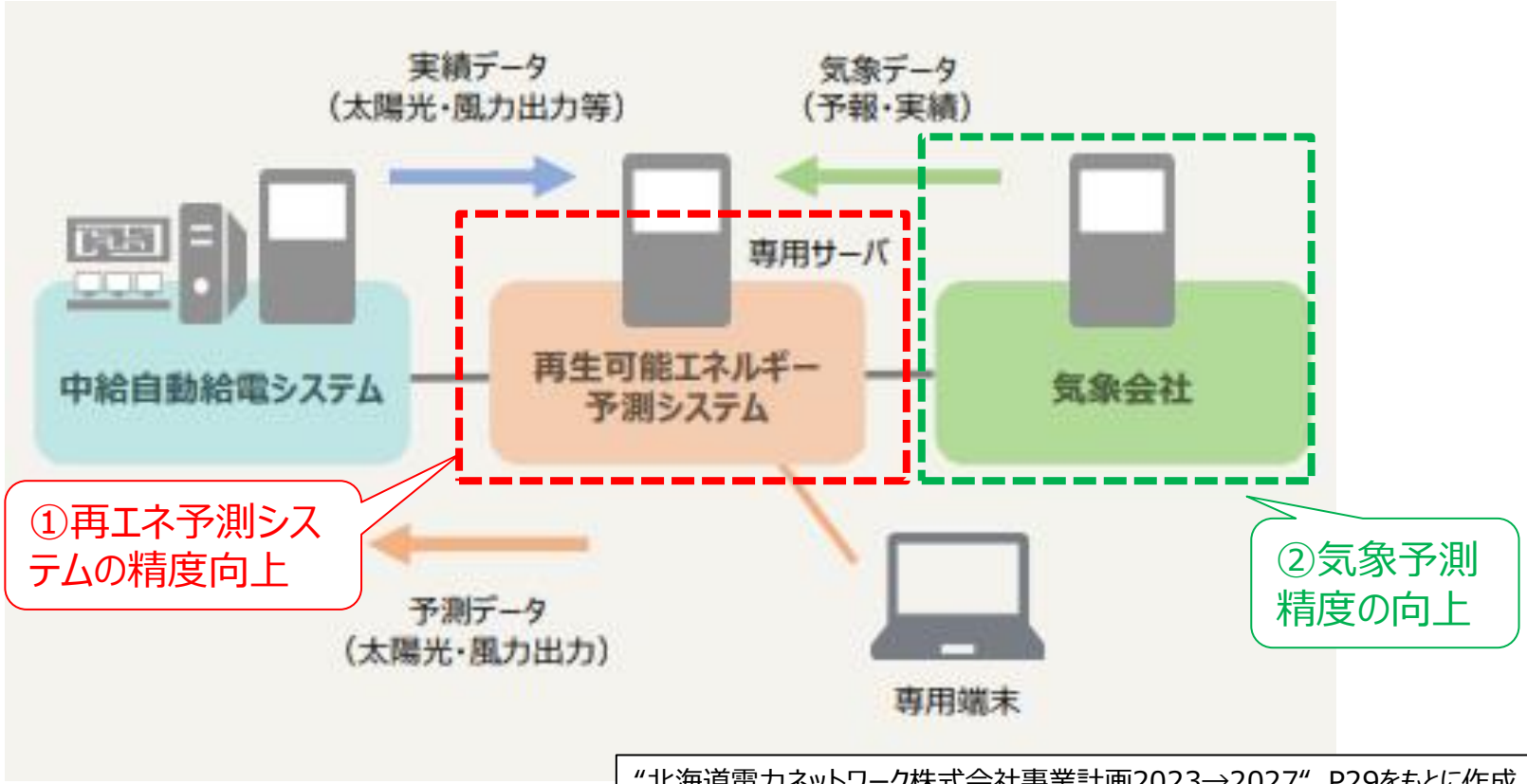
No.1　再エネ予測精度向上に向けた取組について（1/2）

○ 一般送配電事業者は、再生可能エネルギーの出力を、気象会社の日射量等の気象予測をもとに、再生可能エネルギー予測システム（以下、再エネ予測システム）により予測している。

○ そのため、再エネ予測精度を向上するアプローチとしては、**①再エネ予測システムの精度向上**と、**②気象予測精度の向上**の2つがある。

○ 今回、①②に対する10社の取組状況について整理を行った。

（再エネ予測システムの構成イメージ）



“北海道電力ネットワーク株式会社事業計画2023→2027“　P29をもとに作成

No.1　再エネ予測精度向上に向けた取組について（2/2）

①再エネ予測システムの精度向上

○ 再エネ予測システムの精度向上に向けて、これまで、一般送配電事業者は各社で技術開発側と以下のような連携を進めており、今後も精度向上に向けた検討を継続していく。

- ✓ 定期的に技術開発側とコミュニケーションを取り、例えば、ユーザー側のニーズとして、業務フロー等で予測データの使い方を伝えつつ、現行予測手法よりも精度向上となる新たな予測ロジックとなるよう、システム開発を行っている。
- ✓ 再エネ発電予測に関する**メッシュ単位の発電予測の具体的手法の検討**、**スマートメーターデータによる地点情報の中給システムへの連係**、**AI学習機能による予測データの向上**など、システム機能向上に向けた検討を進めている。

②気象予測精度の向上

○ 再エネ予測精度は、**気象会社側の気象データに基づく予測精度の寄与が大きい**。

○ そのため、一般送配電事業者各社は、「太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた勉強会 兼連絡会」※1への参加や、NEDO実証事業「翌日および翌々日程度先の日射量予測技術の開発」※2の情報収集など、気象予測に関する再エネ予測精度向上に向けた取組を継続している。

※1：資源エネルギー庁・広域機関が主催の有識者による勉強会であり、年１回実施
※2：2021～2024年の間で、日本気象協会によってNEDO実証事業を受託者し実施中

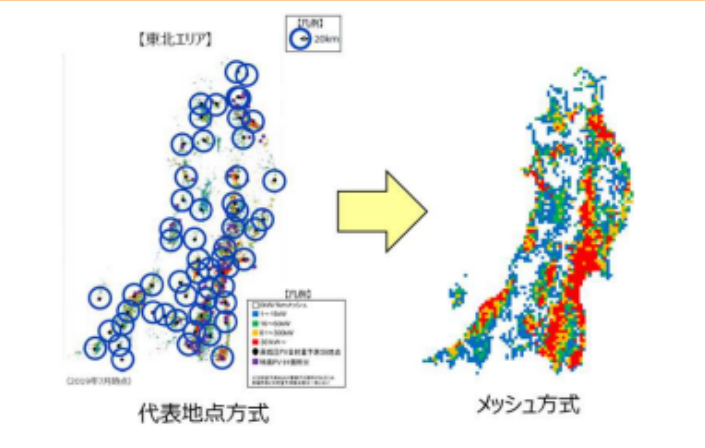
（参考）再エネ予測システムの機能向上に向けた取組例

○ 再エネ予測システムの機能向上に向け、**メッシュ単位の発電予測の具体的手法の検討**、**スマートメーターデータによる地点情報の中給システムへの連係**などの検討を進めている。

（システム機能向上に向けた検討のイメージ）

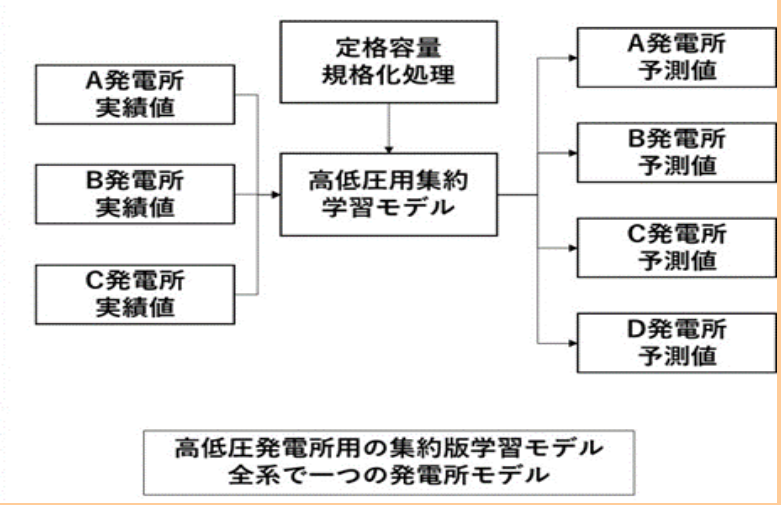
＜メッシュ単位の発電予測の具体的手法＞

- 従来は、代表地点の周辺は同一の気象状況と考え、各太陽光発電設備の出力を最寄りの代表地点の気象情報に基づき予測していた。
- メッシュ単位で取得した気象情報に基づき予測を行うことにより、地理的粒度の細分化により予測精度の向上を見込んでいる。



＜スマートメーターデータによる地点情報の連係＞

- 高低圧発電所については予測学習用の出力実績を受信できていないことから、スマートメーター実績を用いた高低圧発電所用の学習モデルをベンダーとの共同研究で作成した。予測精度向上が見込まれたため、既設システムの反映を実施する。



No.2　余力活用契約と需給調整市場における効率的な調達

○ 現在の調整力は、**基本的には需給調整市場から全量を調達**することとなっており、必要な調整力が確保できない場合に、余力活用契約にて調達することとしている。

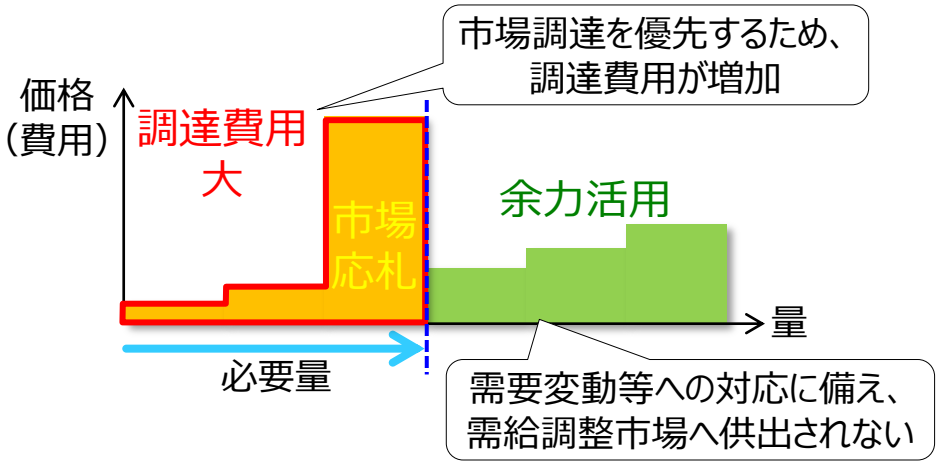
○ これは、需給調整市場は全国市場での複合約定により必要量を低減できるが、**余力活用契約はエリア内調達であり複合約定も難しいため、需給調整市場よりもコスト面で劣後する**※ことが主たる理由とされている。※2024年4月より、複合約定の考え方の一部を余力活用に反映する略式複合約定を導入し、可能な限り安価な余力調達に努めている

○ 一方、需給調整市場においては、300円/ΔkW・30分を超える高額な応札もあり、市場調達を単純に優先した場合、**余力活用契約により調達した方が安価なケースでも、高額な札を市場調達**することとなり、余力活用契約よりも需給調整市場の方がコスト面で劣後することも考えられる。

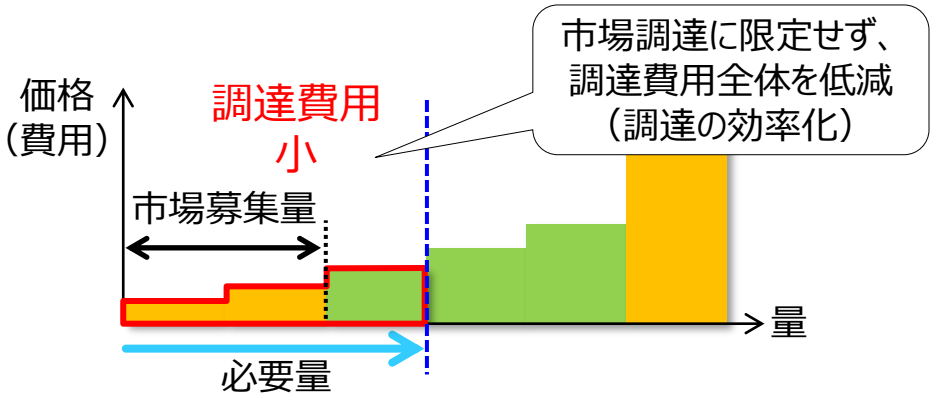
○ そのため、余力活用契約での調達費用も考慮し、需給調整市場の募集量を見直すことで、**市場と余力活用全体で調整力調達費用を低減する仕組み**について検討し、11月より導入されている。

（需給調整市場と余力活用による調達費用全体の低減イメージ）

＜需給調整市場から調達＞



＜需給調整市場＋余力活用から調達＞



注）余力活用による調達費用（価格）を事前に把握することはできないため、至近実績からその費用を推定し、前日市場での募集量を低減

（参考）余力調達コスト･市場調達コストの最適化に向けた取組

○ 11月以降の前日商品の募集量削減策として、**余力調達コストと市場調達コストの大小が逆転する点にて募集量を削減し、コスト最適化に近い状況を目指す取組が導入**されている。

第96回制度検討作業部会（2024.9.27）資料3

今後の前日商品の募集量削減について（１／２）

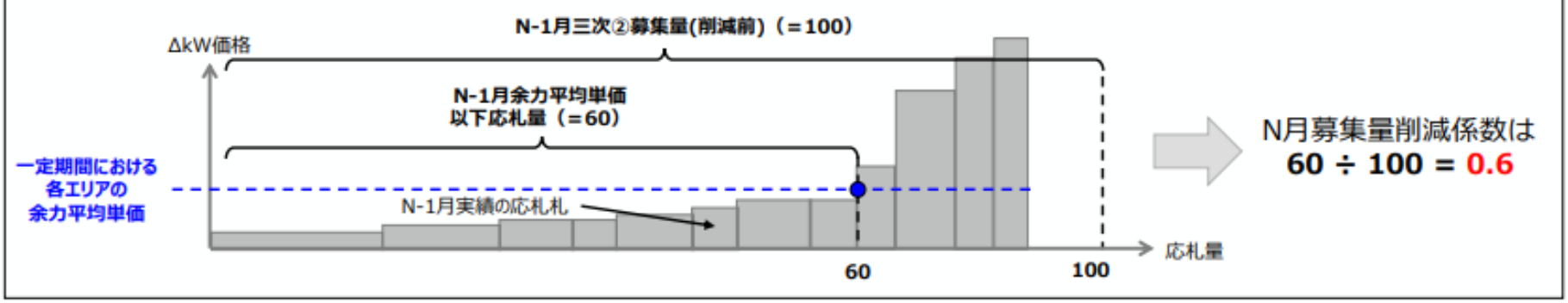
- 前述の課題等を踏まえると、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定することが必要。例えば、**ブロック別・エリア別**で以下の式により算定してはどうか。

  N月 募集量削減係数 ＝ **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)** ÷ N－1月分募集量(削減前)

  （参考）現行の方法　N月 募集量削減係数 ＝ N－1月分約定量 ÷ N－１月分募集量(削減前)

- この設定によるポイントは以下のものが考えられる。
  - **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て削減**ができる。
  - ΔkWの約定量ではなく、**応札量・応札価格次第で募集量削減係数が増減する仕組み**であり、安価なΔkWの札が大量に応札された場合は、募集量削減を行わない可能性もある（係数は最大で1）　。
  - **余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点にて募集量を削減し、コスト最適化に近い状況を目指す**。

新しい募集量削減係数の算出イメージ



（参考）十分な応札が行われないことに対する事業者ヒアリング結果

○ 国の審議会で紹介された、週間や前日取引において十分な応札がされないことに対する事業者の意見は以下のとおり。

	意見の概要	備考
商品要件に関する意見	• 揚水発電リソースにとっては並列必須要件を満たすことのハードルが高いため、一次・二次①の供出を行うことができない。一方で、現状の価格規律ではすべての商品が同一であり、アセスメント（並列必須要件等）の厳しさに対してインセンティブが乏しい。	第92回制度検討作業部会（2024.5.10）
価格規律に関する意見	• 追加起動して需給調整市場に供出を行った際の、最低出力相当分の手当てが余力活用契約と比較し劣後している。 • 需給調整以上ガイドライン上、起動費の計上回数が2回までしか認められず、発電事業者は歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、2ブロック/日を超えた応札を控えてしまう。	第97回制度設計専門会合（2024.5.28）
その他	• 最終通告期限については、電気事業法上の同時同量義務の達成にあたりインバランス発生を最小とする目的から可能な限りGCに近づける協議をし合意した結果である。 • 最終通告を伝えた後、需要減少により需要BG全体で余剰側となった場合、発電事業者（最終通告後）の電源を原資として需要BGが需給調整市場に供出することはできない契約もあるものの、需要BGが確保している契約電源を原資とした需給調整市場への入札は実施している。 • 週間応札時点で需要の変動に影響されず稼働を計画している電源の余力を応札の基本としているが、当該期間には該当する電源がなかった。	第98回制度設計専門会合（2024.6.25）

- ✓ 調整力調達における足元の状況と対応
- ✓ 将来の調整力の調達・確保に関する考え方
- ✓ 第2回委員会での主なご意見と対応状況
- ✓ まとめ

まとめ

○ 2024年4月より需給調整市場での全商品の取引が開始されたが、**各商品の調達未達や三次②の調達費用増大といった課題が顕在化**した。

○ 三次②の調達費用増大に対しては、国や広域機関、電力需給調整力取引所と協議しながら**適宜対策を取ることで、安定供給を維持しつつ、市場からの調達費用を一定程度低減**することができた。

○ 一方、**週間商品の調達未達の解消**や、需給調整市場だけでなく**余力活用も含めた全体での調整力調達費用の低減**など、引き続き、取り組むべき事項がある。

○ 一般送配電事業者として、引き続きこれらの課題に取り組むにあたり、検討の視点や留意すべき事項などがあれば、ご意見をお願いしたい。