

再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2023年9月27日

資源エネルギー庁

再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

- FIT制度では、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバランシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取義務者が代行する特例制度（FITインバランス特例①・③）を設けた上で、一般送配電事業者が、この特例に起因する再エネ予測誤差に対応するための三次調整力②（以下「三次②」という。）を調達する費用については、再エネ交付金を交付することとしている。
 - この費用に関しては、毎年度、本小委員会で御議論いただいているところ。本年2月・3月の第49回・第50回会合では、2023年度の三次②調達費用について御議論いただき、その額として、約1,200億円（※）を交付することとしている。
- （※）なお、併せて、過年分（2022年1～12月分）の過不足調整額（約600億円）も交付している。
- 本日の会合では、2023年度の三次②調達費用に係る足下の実績を御報告させていただくとともに、三次②に関わる諸論点について御議論いただきたい。

1. 2023年度三次②調達費用の算定の考え方と足下の実績

2. 三次②に関わる諸論点

【算定時の考え方】三次②調達費用の調達単価

- 2023年度の三次②調達費用の調達単価の算定では、市場実績を可能な限り反映するため、**2022年1～12月の三次②取引実績を活用**。全国平均の調達単価は、**6.2円/ΔkW・h**。

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2023年3月2日）資料2 一部修正

エリア	1～12月 取引実績額※ (億円)
北海道	53.6
東北	128.0
東京	141.9
中部	206.3
北陸	14.5
関西	292.8
中国	108.6
四国	50.4
九州	205.8
合計	1,202.0



エリア	1～12月 取引実績量 (億ΔkW・h)
北海道	3.7
東北	22.1
東京	43.8
中部	30.3
北陸	2.0
関西	28.8
中国	17.7
四国	14.8
九州	31.0
合計	194.1



エリア	ガイドライン等の改定 を踏まえた調達単価 (円/ΔkW・h)
北海道	14.6
東北	5.8
東京	3.2
中部	6.8
北陸	7.3
関西	10.2
中国	6.1
四国	3.4
九州	6.6
平均	6.2

※ 1 : 各数値は四捨五入のうえ表示。

※ 2 : 電取委が示した、需給調整市場ガイドライン及び取引規程の改定によるマイナスの影響額については、実際の取引実績値から控除している。

【算定時の考え方】三次②調達費用の交付見込額

- 2023年度の三次②調達費用の交付見込額は、それぞれのエリアにおいて、調達単価に、効率化係数やインセンティブを考慮した取引実績量（全国合計：196億ΔkW・h）を乗じることで算出。全国合計は、約1,200億円。

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2023年3月2日）資料2 一部修正

エリア	調達単価 (円/ΔkW・h)		エリア	補正後の実績量 (億ΔkW・h)		エリア	2023年度交付金見込額 (億円)
北海道	14.6		北海道	3.6		北海道	53.4
東北	5.8		東北	21.3		東北	123.6
東京	3.2		東京	43.6		東京	141.1
中部	6.8		中部	30.1		中部	205.3
北陸	7.3		北陸	2.0		北陸	14.8
関西	10.2		関西	29.6		関西	300.1
中国	6.1		中国	17.6		中国	108.0
四国	3.4		四国	15.2		四国	51.7
九州	6.6		九州	30.8		九州	204.8
沖縄	2.1		沖縄	2.2		沖縄	4.6
平均	6.2		合計	196.0		合計	1,207.4

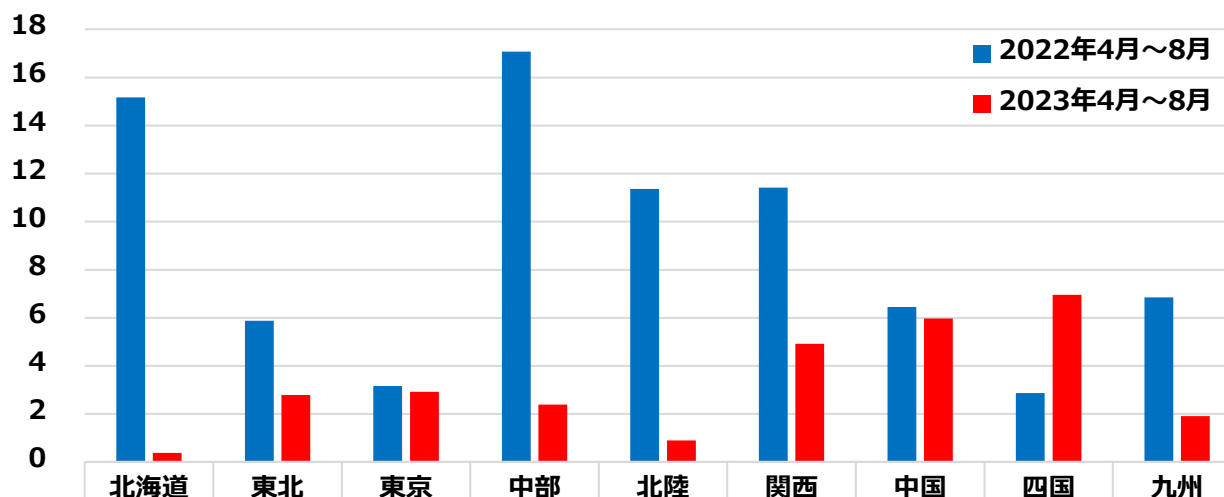
※ 1：各数値は四捨五入のうえ表示。
※ 2：実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で算定した交付金額を、エリアごとに2023年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。
※ 3：沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。
※ 4：三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2023年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用した。今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。

【2023年度実績（4～8月）】三次②の調達単価

- 2023年4～8月の平均調達単価は3.4円/ΔkW・hであり、昨年度と比較して低下傾向。
- 同時期の卸電力市場価格は、燃料価格の下落を背景に、前年同時期と比較して大きく下落しており（約21円→約10円/kWh）、需給調整市場においても同様の事象が生じていると考えられる。
- 一方、エリア別では、北海道・中部・北陸において、昨年度に比べて8割以上大きく低下しているほか、東北・東京・関西・中国・九州でも低下している。
- エリアごとに調整電源の構成が異なるほか、例えば北海道エリアでは電圧調整機能公募（p.8参照）が開始したことなども、エリアごとに単価下落幅が異なる一因と考えられる。
- なお、四国における単価上昇の要因は引き続き精査する必要があるが、エリア内からの調整電源の供出量の減少による影響が大きいと考えられる。

【円/ΔkW・h】

＜三次②約定単価 前年度との比較＞



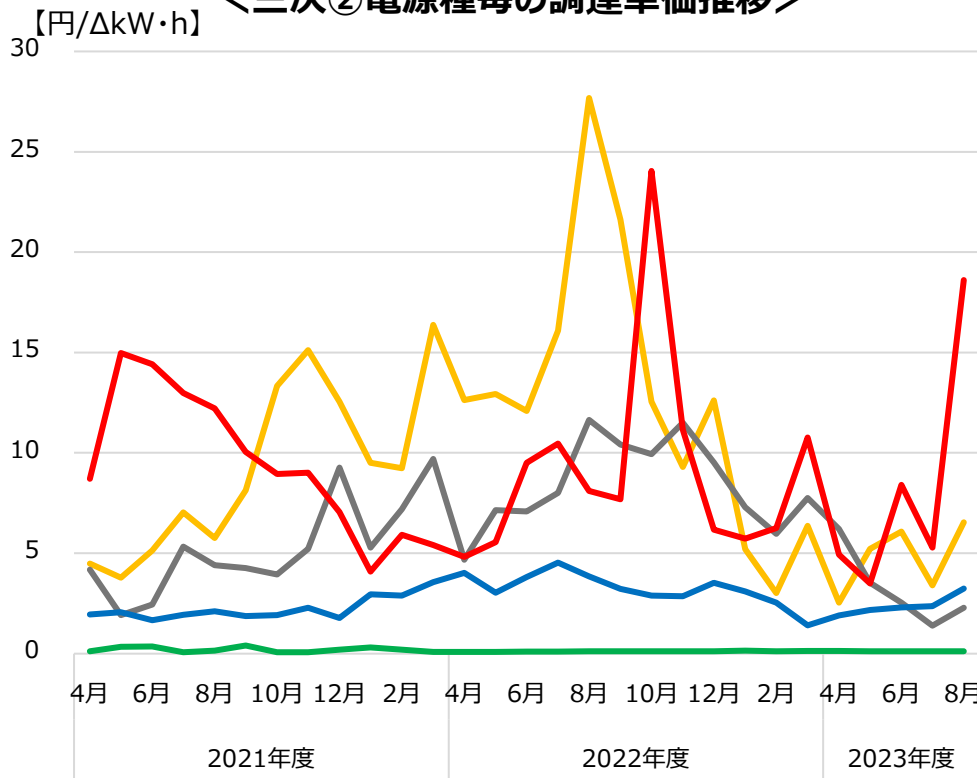
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
■ 2022年4月～8月	15.2	5.9	3.2	17.1	11.4	11.4	6.4	2.9	6.9
■ 2023年4月～8月	0.4	2.8	2.9	2.4	0.9	4.9	6.0	7.0	1.9

※送配電網協議会による提供資料（速報値）をもとに事務局作成。持ち下げ供出及び起動費等の返還分は未反映。

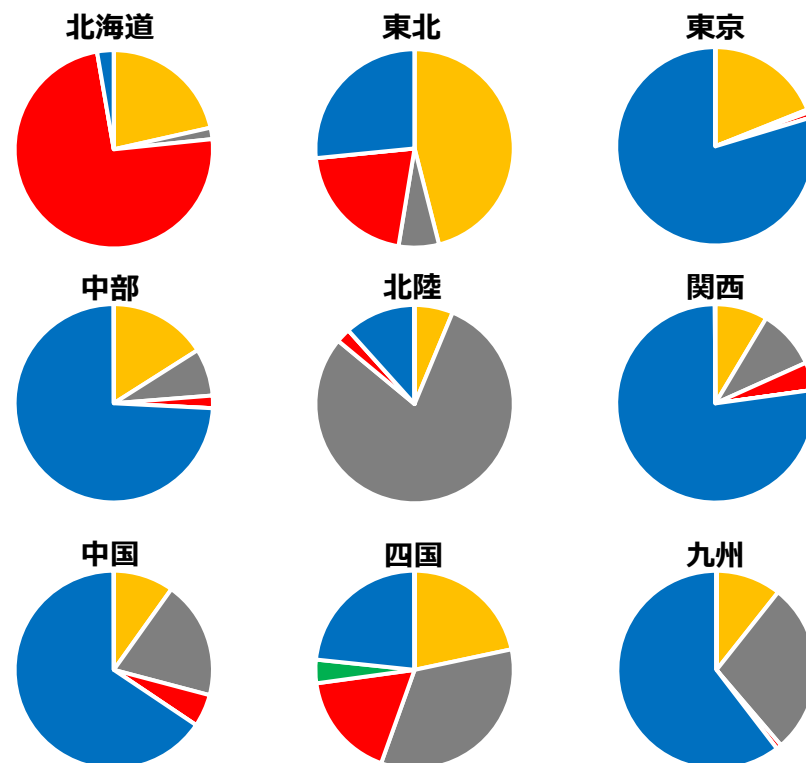
(参考) 各エリアにおける調整電源の構成

- 三次②の約定方法においては、広域メリットオーダーに基づき、全エリア合計の調達費用が最小化されるよう電源を確保した後、連系線の影響を勘案し自エリア優先で紐付けを実施している。
- そのため、各調整力電源の調達割合はエリア毎に大きく異なり、燃料価格の変動等が与える影響も、エリア毎に差が生じる状況。

＜三次②電源種毎の調達単価推移＞



＜三次② エリア別 電源構成比（2023年4～8月実績）＞



(参考) 北海道エリアにおける電圧調整機能公募と調整力について

- 北海道エリアにおいては、2023～2025年度の期間、電圧調整機能公募を実施。
- 電圧調整機能公募のリクワイアメントとして、余力分は需給調整市場等に供出することとされており、公募において最低出力相当分の固定費が得られている電源等が需給調整市場に参入したことも、同エリアの約定単価を引き下げた一つの要因と考えられる。

事務局提案のまとめ

第73回制度設計専門会合
(2022年5月31日) 資料8より抜粋

- 今回の事務局提案をまとめると以下のとおり。
- 今後は、今回御議論頂いた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募における監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

入札価格の基本的な考え方

- ✓ 入札価格は、電圧調整電源の固定費相当額としてはどうか。
- ✓ 固定費相当額は、電源Ⅰと同様の考え方とし、対象範囲は最低出力相当分までとしてはどうか。
- ✓ 固定費相当額の精算対象期間は、電圧調整電源の運転要請期間に限定することとしてはどうか。
なお、入札価格作成のため、予め募集要綱に想定運転要請期間を明記し、実際の精算は実績運転要請期間で行うこととしてはどうか。
- ✓ 追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まず、都度実費精算としてはどうか。また、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントとしてはどうか。

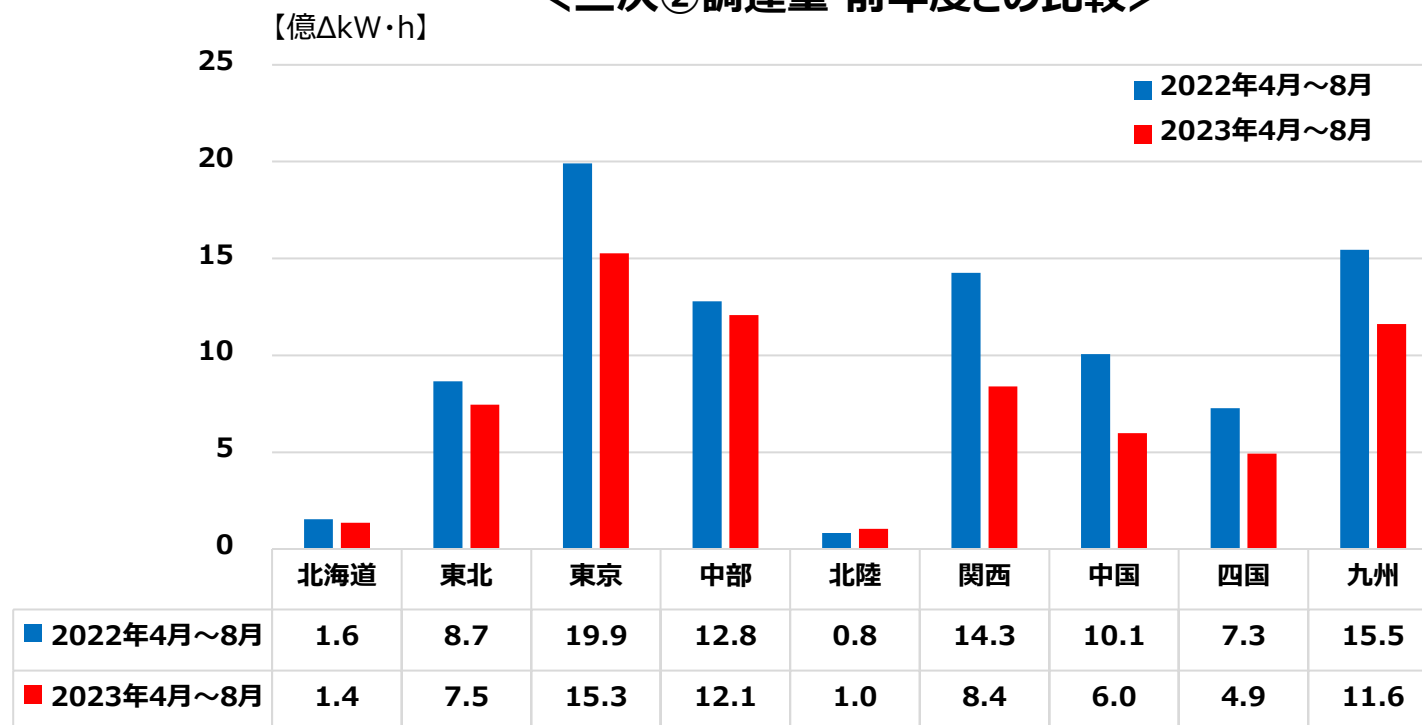
今後のスケジュール (予定)

2022年 7月	募集要綱案の意見募集
9月～10月	公募期間
11月下旬	落札結果公表
2023年 4月	運用開始

【2023年度実績（4～8月）】三次②の調達量

- 2023年4～8月の三次②調達量は約68億ΔkW・hであり、昨年度と比較して約25%減少。最も減少率が多い関西・中国では約41%となっている。
 - その要因として、一般送配電事業者の気象モデルの効果的な活用、必要量の合理化、複数エリア間での共同調達等の取組による、募集量の減少（約83億ΔkW・h（昨年度比：約30%減））が挙げられる。
- （※）募集量に占める調達量の割合（約定率）は上昇（約78%→約82%）している。

＜三次②調達量 前年度との比較＞



1. 2023年度三次②調達費用の算定の考え方と足下の実績

2. 三次②に関わる諸論点

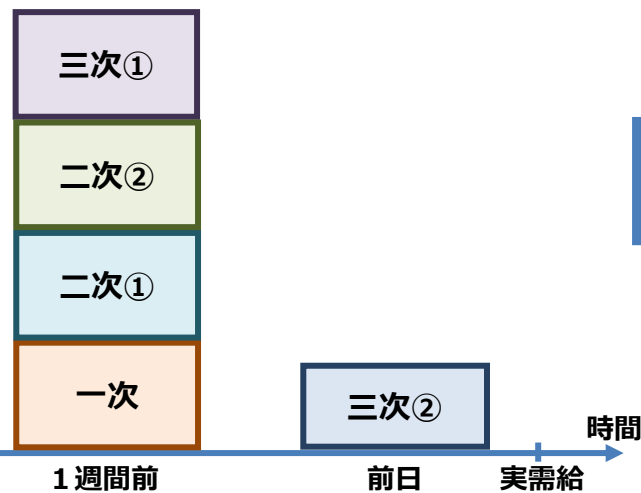
(1) 調達量効率化に伴う調達費用の区分方法

(2) 三次②の時間前市場への売入札の取扱い

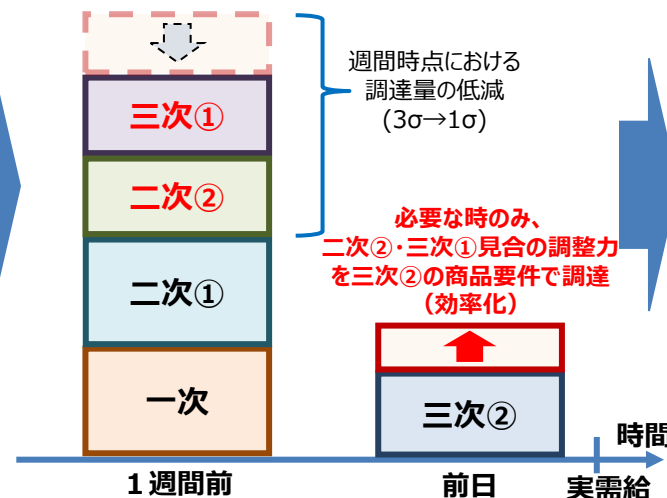
調達量効率化に伴う調達費用の区分方法（背景）

- 需給調整市場において、三次②以外の4商品（一次～三次①）について、現行制度では、実需給の1週間前に取引を行うこととしている。他方、今後、より効率的な調整力の確保に向けて、2026年度を目途に、不確実性の高い1週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行する予定。
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するためには一定の準備期間を要する見込み。そのため、2025年度までは、移行期間という位置付けの下、効率化のため、
 - ① 1週間前の取引における二次②・三次①の調達量を低減（ $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ ）した上で、
 - ② 前日時点で必要な時のみ、二次②・三次①見合の調整力を三次②の商品要件で調達する。
- この際、FITインバランス特例に起因する三次②も、二次②・三次①見合として調達する調整力も、いずれも同じ商品要件（三次②）に基づき募集するため、両者の費用の区分について整理する必要がある。

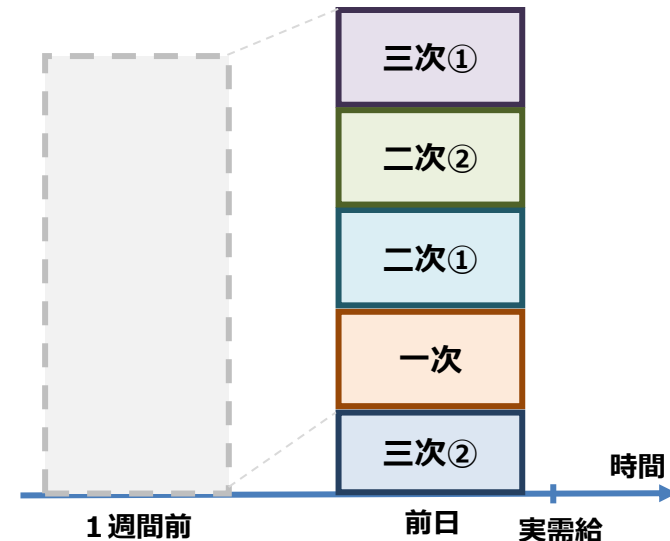
＜現行における需給調整市場の調達イメージ＞



＜～2025年度までの移行期間＞



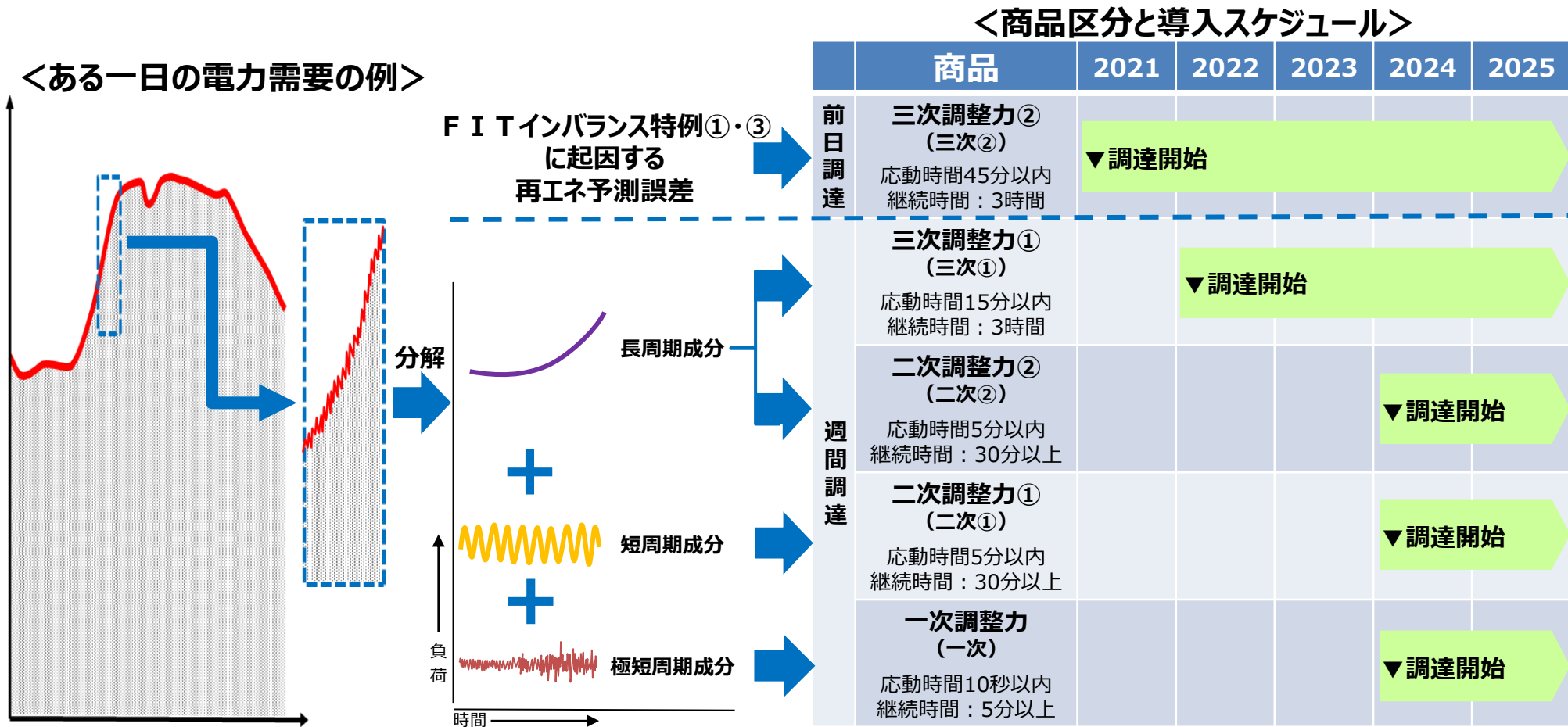
＜2026年度以降の需給調整市場の調達イメージ＞



※調整力必要量について、現行整理では、過去実績相当の誤差に対応できるよう、過去実績をもとに統計処理した最大値相当（ 3σ 、いわゆる99.87パーセントタイル値）の量を確保している。
 1σ 相当は、いわゆる84.13パーセントタイル値。

(参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分け、周波数を制御している。需給調整市場では、各成分に応じた制御機能等を踏まえ、応動時間や継続時間ごとに、一次から三次②までの5つの商品を取り扱う。
- 2021年度より三次②、2022年度より三次①の取引を開始しており、残りの3商品については、2024年度より取引を開始する予定。



(参考) 三次②の商品要件内の区分について

- 2025年度までの間は、FITインバランス特例に起因する三次②も、二次②・三次①見合として調達する調整力も、前日時点において、三次②の商品要件に基づき募集。
 - この下でも、FITインバランス特例①・③に起因する三次②と、二次②・三次①見合として調達する調整力のそれぞれについては、以下の式に基づいて機械的に算定されるため、これらを明確に区分することが可能。
- FITインバランス特例に起因する三次②
 = 【前日予測値－ゲートクローズ予測値】の再エネ予測誤差3σ相当値
- 二次②・三次①見合として追加調達する調整力
 = 週間調達商品の複合必要量の3σ相当値－1σ相当値

＜三次②の量＞

過去の再エネ予測誤差のデータに基づき
作成した三次②必要量テーブル

●年●月		ブロック							
予測出力帯		1	2	3	4	5	6	7	8
0~10%		15	20	0	0	0	0	15	20
10~20%		0	10	10	25	25	10	10	0
...		.	.	.	.	.	.	.	.
...		.	.	.	.	.	.	.	.

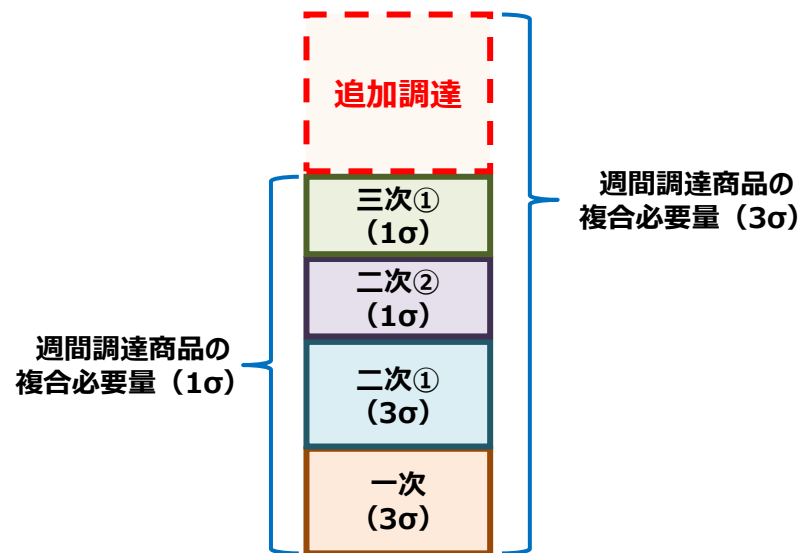
●月●日
再エネ
出力予測

FITインバランス特例
①・③に対応するために
必要となる調整力量が
明確に算定される。

●月●日
三次②

- 必要量テーブルの考え方等は、広域機関の需給調整市場検討小委で議論し整理。
- その考え方に基づき、一般送配電事業者が必要量テーブルを作成したうえで、広域機関において、必要量テーブルの妥当性の事前評価を実施。
- 取引実施後、一般送配電事業者が募集量の妥当性について事後検証を実施し、広域機関において、事後検証結果を確認。
- 事前評価・事後検証の結果は、毎年度末頃に需給調整市場検討小委員会において提示のうえ、議論。

＜二次②・三次①見合の追加調達の量＞



(参考) 本取組による調整力調達費用の低減効果について

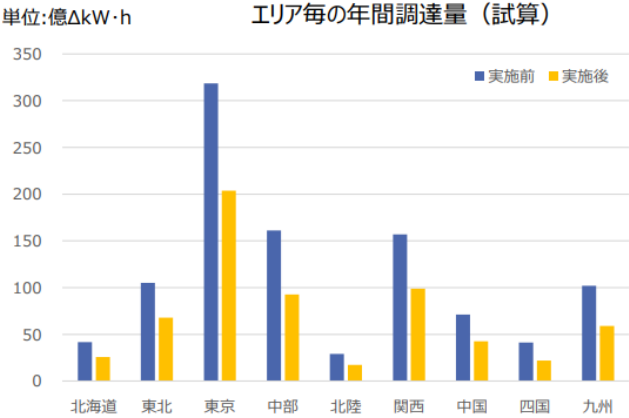
- 追加調達を実施するのは、実需給の前日12時前における最新の広域予備率が12%を下回っている場合のみであり、この取組を実施することにより、週間調達商品の調整力調達量は、一定の仮定の下で試算すると、全エリア合計で年間約40%程度減少する見込みである。
- そのため、基本的には、今回整理する調整力の費用の区分方法に関わらず、週間調達商品の調整力調達費用の総額は、低減する可能性が高いと考えられる。

効率的な調達における低減効果について（試算結果）

第40回需給調整市場検討小委員会
(2023年6月29日) 資料 2 より抜粋

■ 試算結果としては、エリア毎に若干の違いはあるものの、一次～三次①の複合必要量（異常時対応分含む）は、全エリア合計で40%程度※減少することが期待される。

※2022年度データをもとにした試算値（調達不足は未考慮）



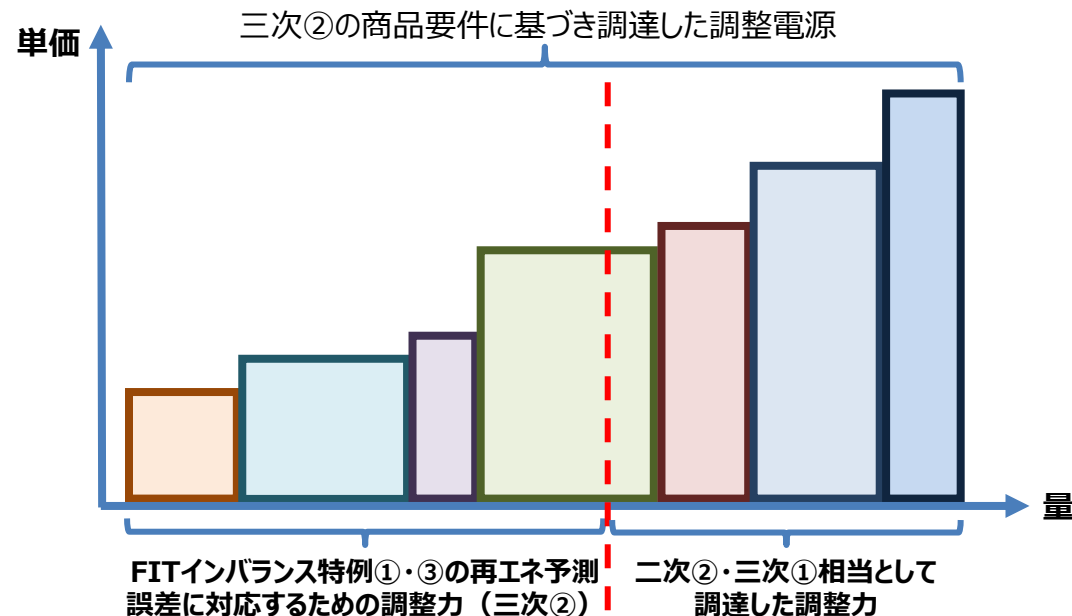
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国計
実施前（3σ相当値）	42	105	318	161	29	157	71	41	102	1027
実施後	1σ相当値	60	177	85	16	93	40	20	56	571
	追加調達（見込）	3	8	27	8	1	6	3	2	59
低減率	38%	35%	36%	42%	40%	37%	40%	47%	42%	39%

端数処理の関係で全国計と各エリア合計が一致しない場合がある

調達量効率化に伴う調達費用の区分方法（案）

- FITインバランス特例に起因する三次②も、2025年度までの間において必要時のみに実施する二次②・三次①見合の調整力の追加調達も、両方とも三次②の商品要件に基づき同時に調達することになるため、調達した全調整電源の平均調達単価を元に調達費用を算定し、再エネ交付金の対象と整理する考え方もある。
- 他方で、従来三次②として取引してきた調整力は、FITインバランス特例制度①・③であるFIT電源による再エネ予測誤差の調整に特化した調整力であり、二次②・三次①に相当する調整力の追加調達有無によって、調達にかかる費用が増減することは望ましくない。
- そのため、追加調達実施時においては、三次②の商品要件に基づき調達した調整電源のうち、安価なものからFITインバランス特例に起因する三次②として調達したこととして、費用を整理してはどうか。

<FITインバランス特例に起因する三次②と、二次②・三次①の追加調達見合の調整力調達費用の区分イメージ>



1. 2023年度三次②調達費用の考え方と足下の実績

2. 三次②に関わる諸論点

(1) 調達量効率化に伴う調達費用の区分方法

(2) 三次②の時間前市場への売入札の取扱い

三次②の時間前市場への売入札の取扱い（案）

- これまで、三次②として確保したものの、実需給断面で活用しない電源を時間前市場に供出することについて、関係各所において検討を進めてきたところ。
- 本取組については、三次②を確保した一般送配電事業者が、まずは太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力量から時間前市場に投入することとしており、最速で本年10月下旬から取引を開始する予定である。
- 三次②の調達費用は、国民負担の下で、再エネ賦課金を原資に対応していることから、余剰となる三次②を時間前市場に入札し、約定することで一般送配電事業者が得た利益（※）については、再エネ賦課金の低減に活用することが妥当ではないか。

（※）時間前市場で得た利益とは、約定価格から、V1単価や手数料といった諸費用を除いた額が考えられる。

- その上で、こうした制度設計を前提とすると、時間前市場への入札については、一般送配電事業者の利益や約定量を最大化するような売入札が行われることが望ましい（※）。

（※）ただし、適正取引ガイドライン上の相場操縦規制に抵触しないことが前提。

- そのため、2024年度の調整力確保費用の算定の際には、一般送配電事業者の時間前市場への応札状況等を勘案するなど、一般送配電事業者の本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みについて、本小委員会で検討することとしてはどうか。

(参考) 時間前市場への供出量について

- 本取組については、まずは、三次②として調達した調整力のうち、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力（領域a）から、時間前市場に供出することとした。
- そのほか、太陽光が下振れしたとしても使用しない調整力（領域b）や、太陽光が上振れした場合は使用しない調整力（領域c）についても、時間前市場に供出可能か、リスク分析や定量評価を進め、改めて整理することとしている。

【論点①】供出量について（1/4）

第29回需給調整市場検討小委員会
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6（15-18時）では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりケース分けし、時間前市場への売り入札の検討を行った。

領域a：太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域※

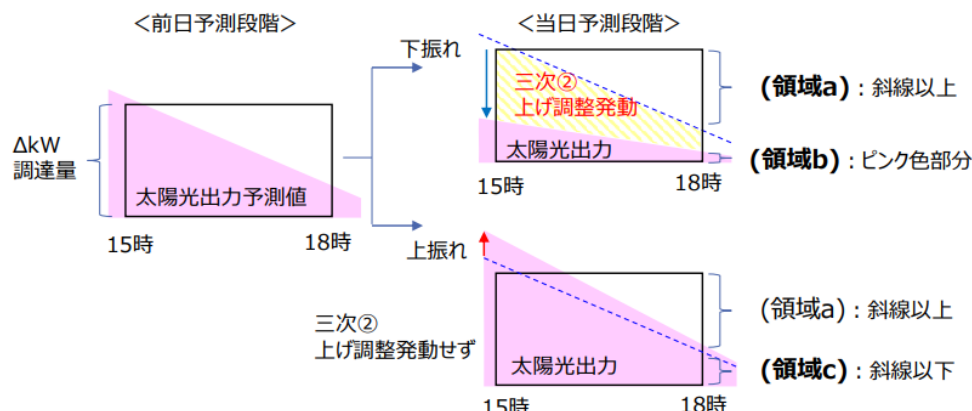
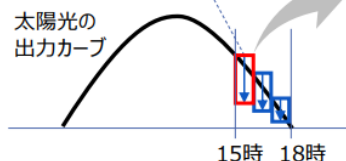
領域b：太陽光の下振れが発生しても使用しない領域

領域c：太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

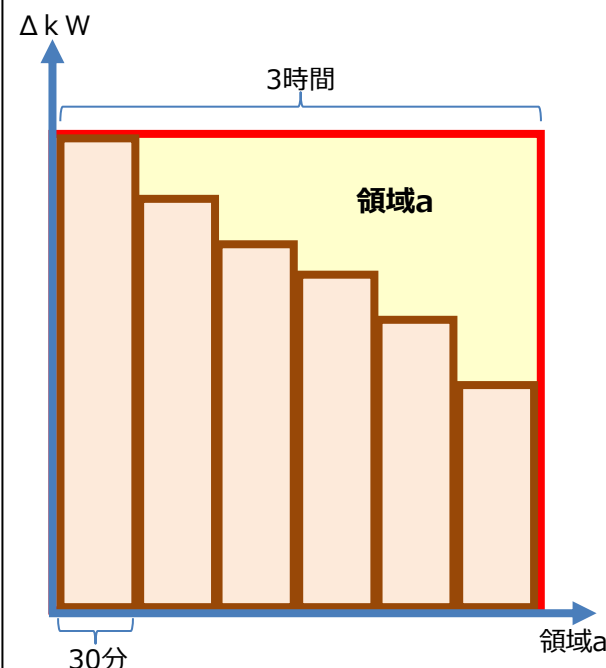
※入札単位が30分（2025年度開始予定）となれば、この領域は市場調達しない

三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値（最大値）



<領域aのイメージ>



(参考) 当面の対応を踏まえた時間前市場への供出量について

- 早期に本取組を開始するため、当面の間、時間前市場への三次②の入札は人間系（マニュアル）で行うこととし、安定供給に関する日常業務との兼ね合い等を踏まえつつ、本取組に関する実務面の対応を検討した。
- その結果、勤務時間や省力化の観点から、領域aのうち、まずは効果が高い3～6ブロック(実需給の6:00～18:00分)に限定して時間前市場に供出することとした。そのため、**取組開始当初は、領域aのうち約61%が時間前市場に供出される見込み**である。

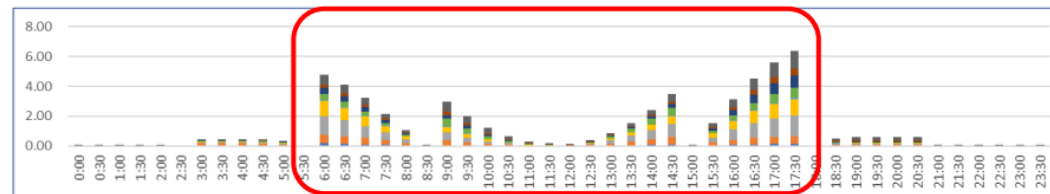
※ 1：領域aは、2022年度の事前評価データをもとにした試算では約57.6億kWhであり、そのうち約61%は約35億kWh程度。

※ 2：また、時間前市場における年間約定量は約49.4億kWh（2022年度実績）。なお、ザラ場取引のため、売入札量等の正確な把握は困難。

(参考)入札対象ブロックについて(補足)

第36回需給調整市場検討小委員会
(2023年3月2日) 資料2より抜粋

- 前述の方法（一括で札入れ・札下げ）であれば、日勤者による人間系（マニュアル）での対応であっても、火曜日から土曜日の全ブロックを対象とした売り入札自体は可能となる。
- 一方、太陽光がほとんど発電していないブロック1・ブロック2・ブロック7・ブロック8については、供出可能量が限定的であるにも関わらず、当該ブロックを入札対象とすると、対象ブロックが倍になり（業務量が増大し）、省力化とは言えないことから、人間系（マニュアル）での対応を行う開始当初においては、対象ブロックを限定することとしたい。



	1 B	2 B	3 B	4 B	5 B	6 B	7 B	8 B
月曜日	0%	1%	4%	2%	2%	6%	1%	0%
平日	0%	2%	14%	7%	8%	19%	3%	0%
土曜日	0%	0%	4%	2%	2%	6%	1%	0%
日曜日	0%	1%	5%	2%	3%	6%	1%	0%

■ = 61%

(参考) 入札価格の価格規律について

- 時間前市場への入札価格は、市場支配力を有する可能性が高いTSOが存在しなかったことから、**まずは価格規律等は設けず、取組を開始することとし、取組開始から一定期間経過後、レビューを行ったうえで、必要に応じて更なる対応を検討することとしている。**

時間前市場におけるTSOの市場支配力の判定 (2/2)

第86回制度設計専門会合
(2023年6月27日) 資料7より抜粋

- 一方で、**需給調整市場（調整力kWh市場）**における大きな市場支配力を有する蓋然性の判定においては、**（全発電容量ではなく）電源Ⅰ・Ⅱ、三次調整力①・②に占める各事業者のシェアを算定**しているところ、時間前市場における市場支配力の判定においては、**これら調整力^{※1}を除いた供給力に占める各事業者のシェアを算定することも考えられる。**

※1 電源Ⅱは時間前市場においても供出対象となるため除外すべきではないと考えられる。

- そこで、**二次的な考慮材料として、エリア内発電容量から調整力として既に確保されている容量を除いた値を基準**として、以下の計算式に基づき各TSOのシェアの確認を行った。

$$\text{シェア}[\%] = \frac{\text{領域a供出量}^{\text{※3}}}{\text{エリア内発電容量} - \text{エリア内調整力}^{\text{※2}} + \text{領域a供出量}^{\text{※3}}}$$

※2 エリア内調整力 = 電源Ⅰ 落札容量 + 三次調整力①約定量 + 三次調整力②約定量 として計算（2022年度実績値より参照）

※3 領域a相当分については、供出予定の各コマのうち、最大供出予想量となるコマの値より計算。

- この結果においても、**シェアが50%を超えるエリアはなく、市場支配力を有する可能性が高いと評価されるTSOは存在しなかった。**

【シェアの算定結果】

単位：MW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調整力を除いた発電容量に対するシェア	2.56%	4.94%	3.82%	5.39%	1.69%	2.70%	5.77%	6.45%	5.42%