経済産業省

資料2

再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

資源エネルギー庁

2023年2月9日

本日のご議論

- 一般送配電事業者が、FITインバランス特例①・③（※）の再エネ予測誤差に対応するため、需給調整市場において調整力を確保する際にかかる費用については、FIT交付金の仕組みを活用して適切に回収することとされている。
- 今回は、これまでのご議論や三次調整力②（以下「三次②」という。）の取引状況を踏まえ、2023年度の交付金活用の在り方についてご議論いただきたい。

※FIT制度においては、再エネの普及拡大を図るため、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）を設け、再エネ発電事業者に対するインセンティブを高めている。

2023年度 三次②関連 FIT交付金

＝

2022年1~12月 交付額と調達実績額の一定以上の差額

＋

2023年度における 三次②確保費用見込

論点１ 交付額と調達実績額の差額への対応について

論点２ 調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ

１．調達の更なる効率化

２．三次②の費用負担

論点１：交付額と調達実績額の差額への対応について

論点２：調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ

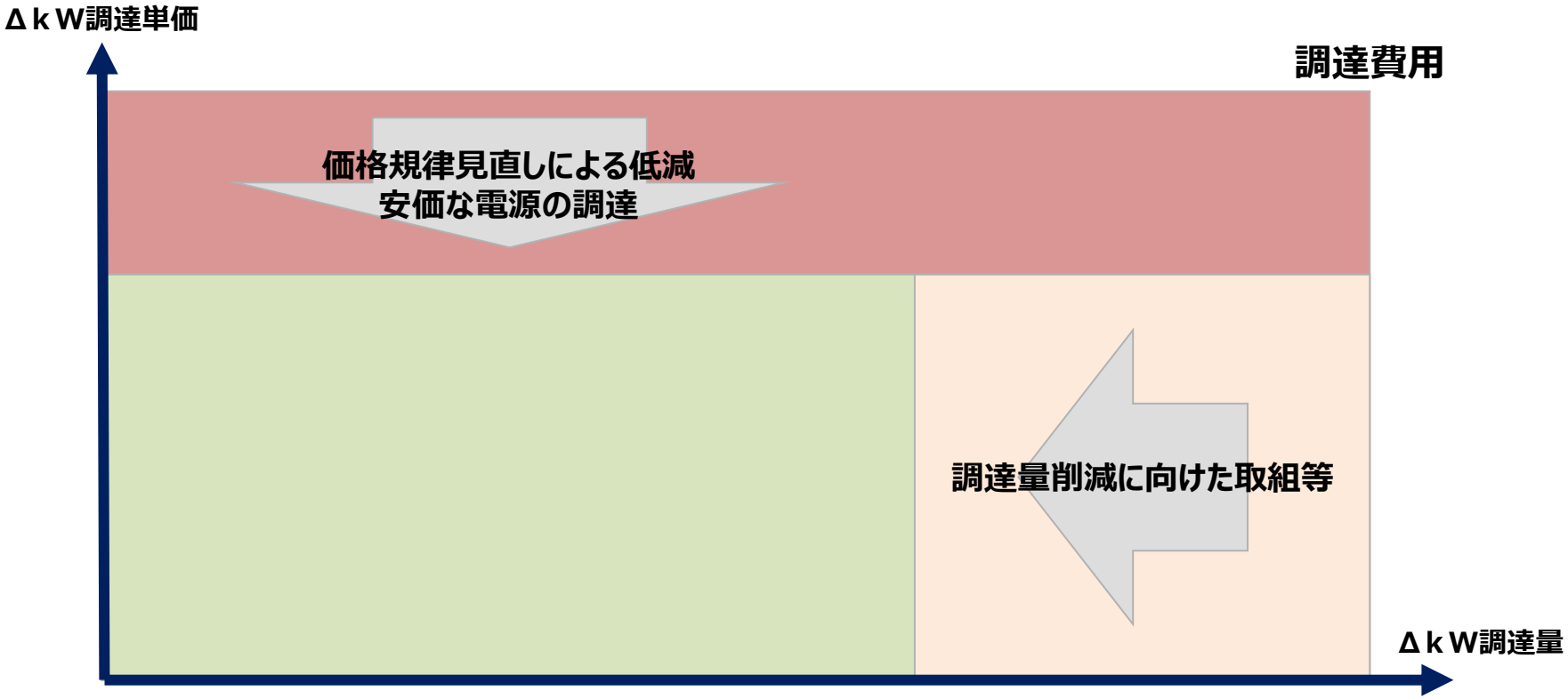
調達の更なる効率化

- **三次②の必要量・調達量**は、予測精度の向上に向けた予測モデルの改良等、一般送配電事業者による調達量低減に向けた取組や、エリアを跨いだ共同調達の導入、必要量テーブルの見直し等により、全国大で見ると、**2022年度は前年度に比べて減少傾向**にある。
- こうした中で、2022年度から需給調整市場において取引が開始した三次調整力①については、過去の誤差実績に基づき常に最大値相当の量を確保している現行制度の見直しが検討されている。**今後、三次②についても、調達量の更なる低減に向けて、調達量の算定の在り方について検討が行われる予定**。
- 一方、**三次②の応札価格**については、機会費用等の計上や起動費等の扱いなどに関する電取委における検討結果を踏まえ、今後、**需給調整市場ガイドラインの改定が行われる予定であり**、**合理的な価格形成が行われることが期待される。**また、今後も機会費用や逸失利益の考え方等について、検討を進める予定。
- 再エネ賦課金を原資とする三次②については、予測精度向上による必要量低減に向けて取り組むだけではなく、**必要量及び応札価格の両面において、調達の更なる効率化に向けて、制度面で不断の見直しを行っていくことが重要である**。

（参考）調整力の効率的な調達について

第47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（2022年12月6日）　資料1より抜粋

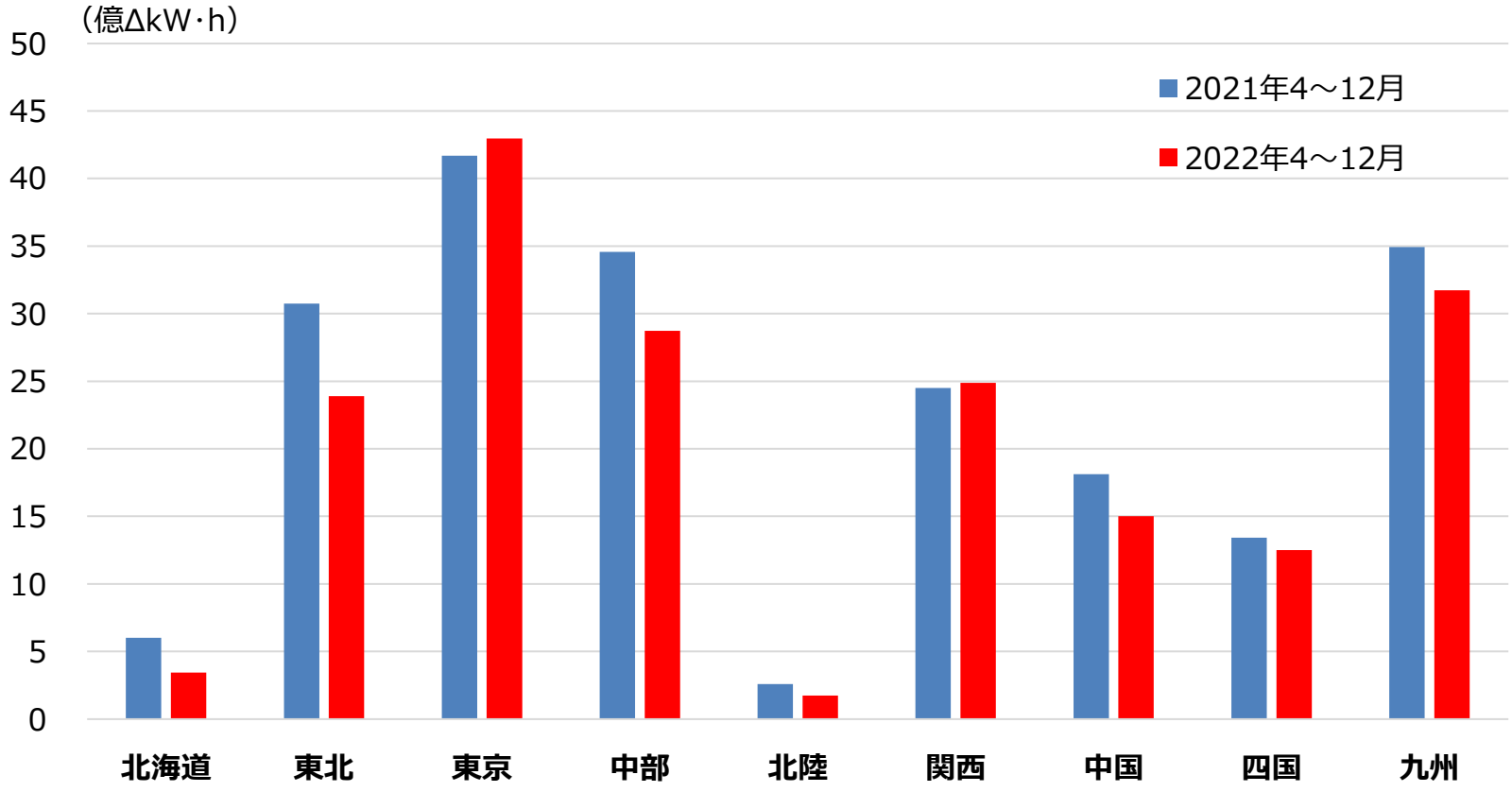
- 調整力のより効率的な調達に向けて、2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①について、需給調整市場を通じた調達が開始した。
- 他方、いずれの調整力についても、調達量の未達や調達費用の大幅な上昇といった課題が生じ、現在、原因の分析と対応策の検討を進めている。
- 今後、2024年度に一次調整力及び二次調整力①・②の市場調達が開始されることも踏まえ、**これらの調整力の効率的な調達の在り方についても、検討を行うこととしてはどうか**。



（参考）三次②の必要量の推移（2022年4月～12月）

- 三次②の調達においては、継続した調整力必要量削減の取組だけではなく、2022年度からは、エリア間の共同調達等を行っており、**2022年4～12月の必要量を前年同月と比較した場合、一部エリア（東京、関西）を除き、必要量は減少**している。
※ただし、調達単価の上昇に伴い、調達費用の総額は大きく増加。

＜三次②必要量の推移※＞



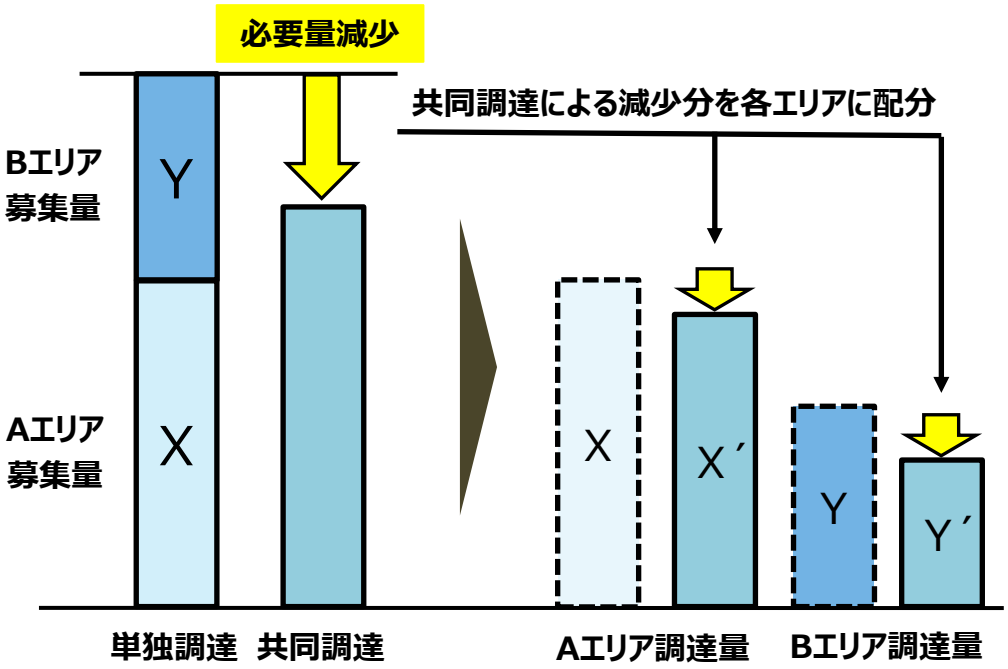
※送配電網協議会提供の情報を元に事務局にて作成（約定時点）

（参考）複数エリアによる共同調達

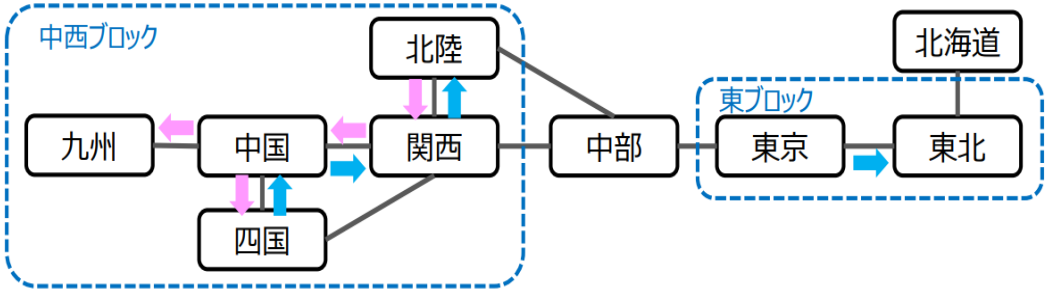
- 三次②必要量低減対策として、従来、エリア毎に確保していた調整力の必要量について、エリア間の不等時性を考慮し、複数エリアで共同調達するスキーム※を2022年4月から導入。電力広域的運営推進機関において、2022年4月～10月の取引状況を分析したところ、共同調達により東ブロックで約19%、中西ブロックで約8%の必要量低下が確認された。
  ※実運用において、空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施

- 連系線空容量実績値を踏まえ、2023年度も同様のエリアを対象として共同調達を実施するが、今後、さらに実績を蓄積することにより、適宜、対象エリア拡大も含め見直しを検討する予定。

＜共同調達の考え方※1＞



＜2022年度・2023年度の共同調達実施エリア※2＞



※連系線空容量実績値をもとに検討
※矢印は空容量のある向きを示している
※今後、連系線空容量の見直し等により、共同調達実施エリアの範囲は変わりうる

※１：第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）資料5-1より作成
※２：第27回需給調整市場検討小委員会（2021年12月21日）資料3より作成

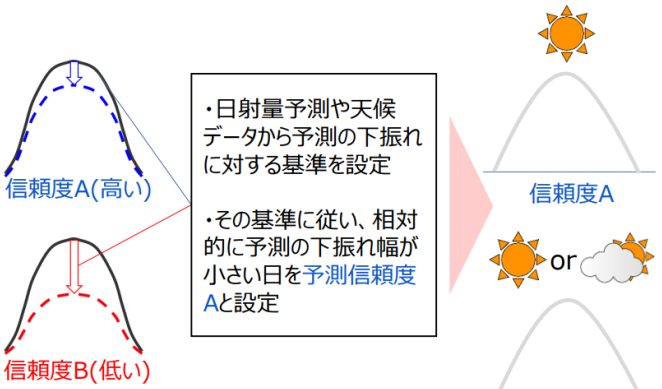
（参考）三次②必要量テーブルの見直し

- 電力広域的運営推進機関と中部電力ＰＧは、日射量予測精度の信頼度に応じて２つの三次②必要量テーブルを作成し、契約している気象会社が日々想定した天候データの予測信頼度に応じ、２つの必要量テーブルを使い分けることとした。
- 日々気象状況は変化し、こうした要因でも再エネ予測後誤差に起因する調整力の必要量は変動するものであるが、中部エリアにおける2022年7～10月の取引結果を分析したところ、本手法の導入により、約7%程度の調整力量低減効果が確認された。
- 一定の有効性が得られたこと、気象の専門家の同意も得られたこと等を踏まえ、データの分析・集約ができた中部以外のエリアについても、本手法を用いた必要量テーブルを順次導入する予定。

＜日射量予測制度の信頼度に応じた必要量テーブル（見直し）※1＞

気象会社

日射量予測や天候データから翌日の予測信頼度(A,B)を設定・配信



中部電力PG

例：４月におけるブロック4、出力予測値50~60%の場合

Aテーブルを使用

4月	ブロック1 (0時~3時)	ブロック2 (3時~6時)	ブロック3 (6時~9時)	ブロック4 (9時~12時)	ブロック5 (12時~15時)	ブロック6 (15時~18時)	ブロック7 (18時~21時)	ブロック8 (21時~24時)
0~10%	11.0	13.3	15.6	17.9	20.2	22.5	24.8	83.7
10~20%	0.0	72.0	145.3	218.5	291.7	365.0	36.6	0.0
20~30%	0.0	9.5	341.8	362.8	383.9	492.4	36.7	0.0
30~40%	0.0	20.9	539.8	834.9	1371.5	619.8	36.7	0.0
40~50%	0.0	32.3	402.0	1510.2	1442.3	1374.3	36.8	0.0
50~60%	0.0	43.6	264.1	494.4	1281.2	855.1	34.9	0.0
60~70%	0.0	105.1	276.0	446.9	1096.6	811.9	36.2	0.0
70~80%	0.0	49.0	249.2	589.6	911.9	769.5	37.5	0.0
80~90%	0.0	98.5	446.0	732.3	1108.3	727.1	14.1	0.0
90~100%	0.0	54.4	642.8	1542.8	879.1	216.4	0.0	0.0

Bテーブルを使用

4月	ブロック1 (0時~3時)	ブロック2 (3時~6時)	ブロック3 (6時~9時)	ブロック4 (9時~12時)	ブロック5 (12時~15時)	ブロック6 (15時~18時)	ブロック7 (18時~21時)	ブロック8 (21時~24時)
0~10%	5.5	7.9	10.9	14.0	17.1	20.1	23.2	85.1
10~20%	0.0	72.0	145.0	218.1	291.2	364.3	36.6	0.0
20~30%	0.0	53.8	326.6	497.0	667.5	278.7	46.6	0.0
30~40%	0.0	144.8	708.1	1271.5	1241.3	108.9	56.6	0.0
40~50%	0.0	18.0	621.0	1147.1	1038.5	329.7	66.7	0.0
50~60%	0.0	138.8	533.8	1022.7	1207.6	1159.0	35.0	0.0
60~70%	0.0	40.3	612.2	1100.9	1589.7	1293.1	23.8	0.0
70~80%	0.0	97.9	522.5	907.4	1347.1	1154.2	12.7	0.0
80~90%	0.0	104.0	432.9	943.2	1104.4	1015.2	107.2	0.0
90~100%	0.0	54.3	628.7	979.0	1021.6	1064.3	50.0	0.0

＜各エリア導入予定時期※2＞

	2022.4Q	2023.1Q
北海道		4月より導入開始
東北		4月より導入開始
東京	2月より導入開始	
中部	2022年7月に導入済	
北陸		4月より導入開始
関西	2月より導入開始	
中国	2月より導入開始	
四国		4月より導入開始
九州	2月より導入開始	

※一部エリアについては、2022年度期中からの導入を予定している。

※１：第30回需給調整市場検討小委員会（2022年7月13日）資料２より抜粋
※２：第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）資料４より抜粋

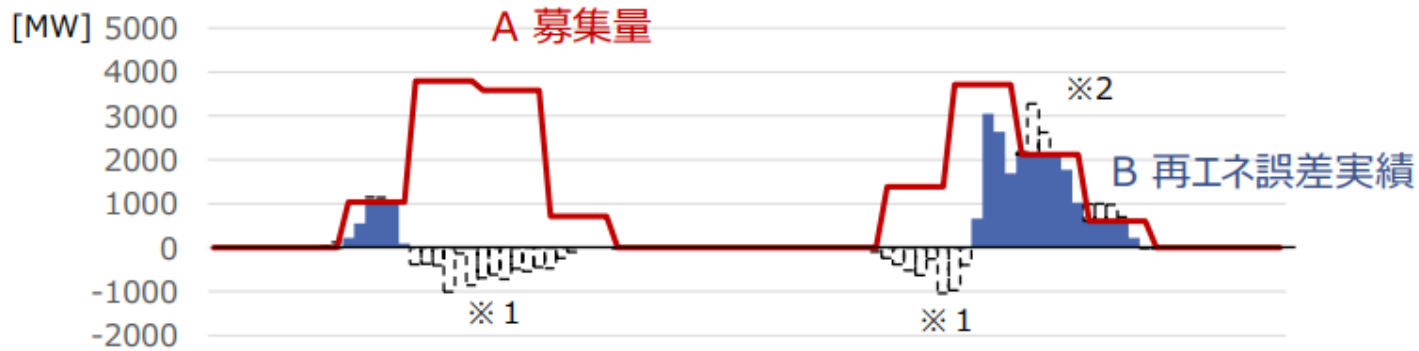
（参考）三次②の使用率向上について

第35回需給調整市場検討小委員会
（2023年1月24日）資料4より抜粋

(4)三次②募集量の使用率について

29

- 続いてこれまでの必要量低減に向けた取り組みを踏まえ、三次②募集量に対する経済性評価として、実際の三次②募集量のうち、再エネ予測の下振れ誤差の実績値に対応した使用率を確認した。
- 結果としては、実際の三次②募集量のうち、約22%が再エネ予測誤差に対応していた。
- 昨年度の使用率が全国平均で19%であったことを踏まえると、前述の必要量低減に向けた取り組みにより、使用率が向上したと言える。使用率向上に繋がりうる取り組みは、安定供給上の問題がないことを維持したうえで、継続的に取り組むべきものであることから、一般送配電事業者における取り組みについては、引き続き確認することとしたい。



（2022年4～10月の実績）

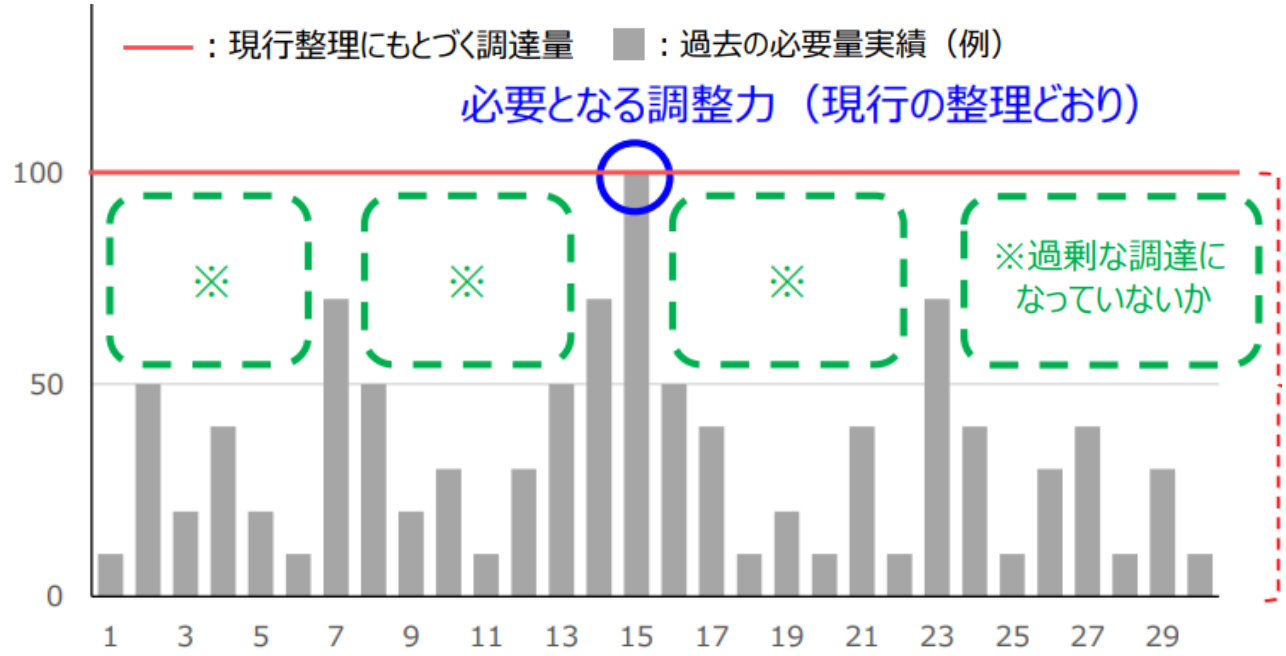
		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
A	募集量[億⊿kWh]	2.8	20.1	37.9	23.4	1.7	20.6	12.9	10.1	25.7	155.2
B	誤差実績[億kWh]	0.7	4.6	7.7	6.8	0.4	3.9	3.0	2.0	5.2	34.3
C(=B/A)	使用率[%]	26	23	20	29	24	19	23	20	20	22

募集量がどの程度FITの下振れ誤差に対応したかを確認するため、誤差実績について以下のとおり集計
※1 再エネが上振れした場合の誤差は「0」とする　※2 募集量を超過する下振れ誤差は募集量を上限とする
※3 7月15日よりアンサンブル予報を活用した募集量とする

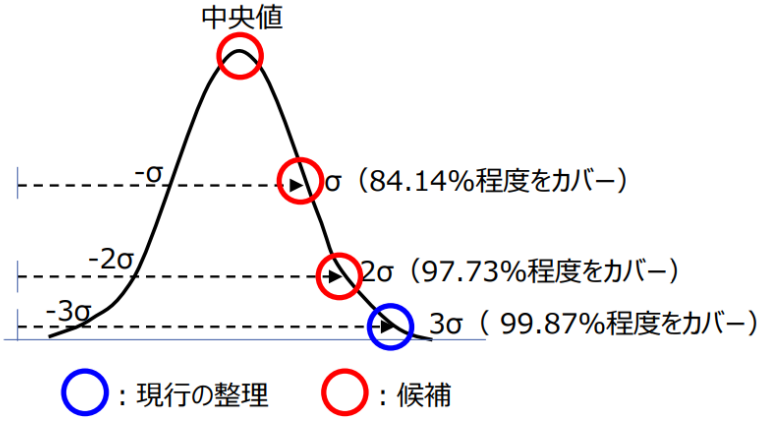
（参考）調整力の効率的な調達に関する議論

- 現在、電力広域的運営推進機関において、2022年度から需給調整市場において取引が行われている、三次調整力①の調達量低減に向けた方策の検討が行われている。
- 具体的な方策の１つとして、過去実績相当誤差から算出した最大値（3σ）相当としている調整力の必要量を、１週間前の調達においては少なめ（1σ相当等）とし、前日段階で調整力が不足すると判断された場合に、追加調達することが検討されている。
- **<u>三次②の調達においても、常に過去実績に基づく最大値相当を調達するのではなく、蓋然性を踏まえて調達量を調整できないか、今後検討が行われる予定</u>**。

＜調整力の調達のイメージ＞



＜確保量の考え方のイメージ＞



（出典）第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）資料3より抜粋

（参考）需給調整市場ガイドラインの改定について

第73回制度検討作業部会
（2022年12月21日）資料４より抜粋

- 分析結果を踏まえ、機会費用と逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いに関する整理について制度設計専門会合において議論・検討が行われ、とりまとめられた。そのうえで、機会費用や逸失利益の考え方等については引き続き検討することとし、以下の点については需給調整市場ガイドラインを改定することについて、電力・ガス取引監視等委員会より建議が行われたところ。
- 本件は、電源側の費用を必要な範囲で回収しつつ、その適正化を図るものであり、より合理的な入札行動に資する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てはどうか**。

＜ガイドライン改定の方向性＞

- 「機会費用と逸失利益の計上に関する整理」では、需給調整市場ガイドラインにおける限界費用、卸電力市場価格（予想）等について明確化。
- 「持ち下げ供出の扱いに関する整理」では、需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合の、持ち下げ供出機に関する入札価格の考え方を整理。
- 「起動費等の扱いに関する整理」では、実需給時までに起動しなかったユニットの起動費の返還方法や、電源差替え時の価格の考え方等について整理。

＜需給調整市場ガイドライン 改定事項 ＞

- 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つ選定する旨、記載する。また、揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh 市場における記載を参照する旨、記載する。
- 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つ選定する旨、記載する。なお、受け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し、受け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旨、記載する。また、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旨、記載する。
- ΔkW価格の算出に当たっては、「ΔkW価格≦当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする旨、記載する。
- 原則、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こととし、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工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、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旨、記載する。

（出所）第400回電力・ガス取引監視等委員会（2022年12月13日）資料５より抜粋

（参考）三次②の入札価格等に関する分析

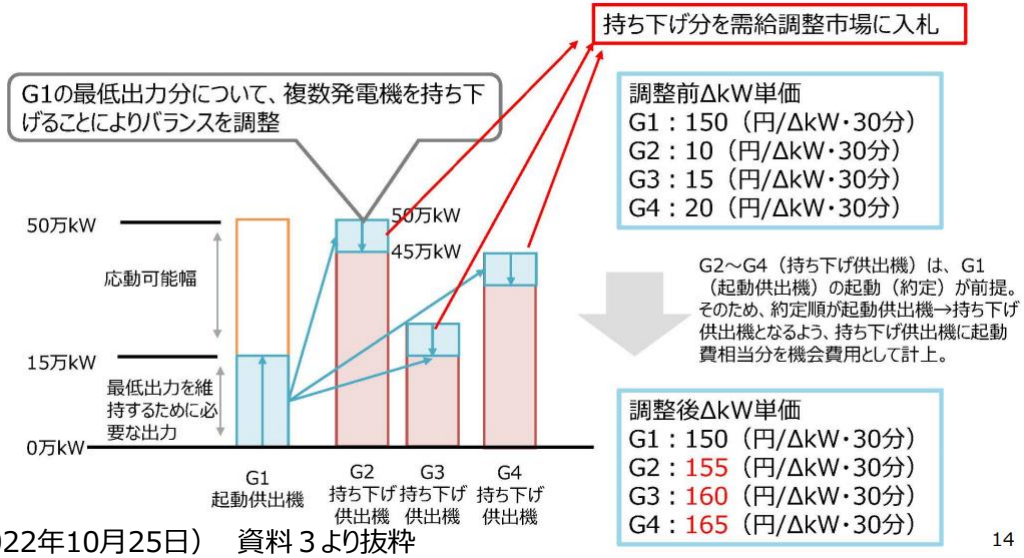
第73回制度検討作業部会
（2022年12月21日）資料４より抜粋

- 三次②の取引では、今夏約定価格が上昇し、8月には最高約定価格が347.8円/kW・30分となり、過去最高となった。そのような価格高騰を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会においては、本年8月の三次②の入札価格等のデータに関して報告徴収を行うとともに、合理的な行動となる価格で入札を行っているかを確認するため、ヒアリング等を行った。

- 分析の結果、**機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について、事業者毎に解釈が異なることが判明**した。また、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するための電力分を、他のユニットの出力を下げることにより調整し、出力を下げたことにより余力分が生じたユニット（以下「持ち下げ供出機」という）を需給調整市場に入札している事業者が複数確認された。その際、**起動供出機の起動費単価を機会費用として計上している事業者がいることが確認**された。

- その他、約定したユニットを必ず起動しなければならないという整理はないものの、**三次②に応札し、約定したものの、実需給時に起動していないユニットが存在することが判明**した。また、その場合の起動費の扱いも、事業者により異なることが判明した。

＜とある事業者における追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出イメージ＞



（出所）第78回制度設計専門会合（2022年10月25日）　資料３より抜粋

（参考）三次②調達費用実績とガイドライン改定による影響試算

制度見直しによる三次調整力②の調達費用への影響試算

（2022年１月～12月（TSOエリアごと））

（億円）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
①制度見直し前	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
②制度見直し後	53.6	128.3	141.9	206.3	14.5	298.7	108.6	50.4	205.8	1,208.1
②－①	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

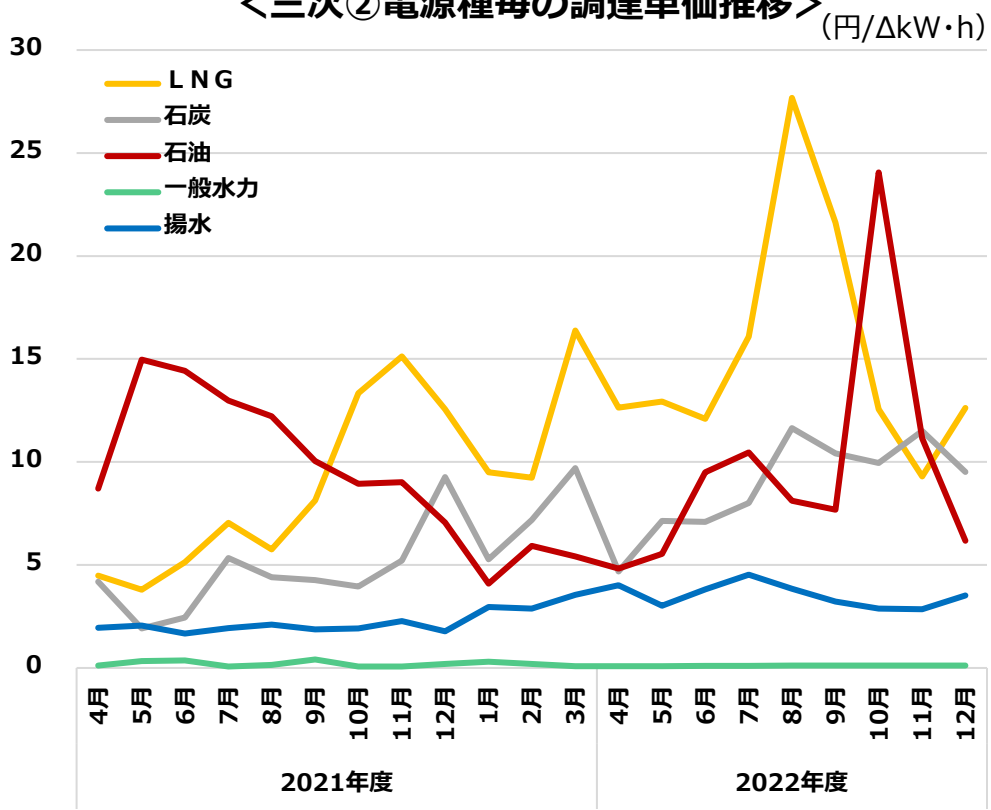
※１．制度見直し前の数値は、三次②の調達費用の実績額。
※２．制度見直し後の数値は、制度見直しを踏まえ、発電事業者において各入札実績を見直して試算したものの合計。
※３．東北エリアにおいては、一部発電事業者による機会費用の算出方法の見直しを行った。
※４．関西エリアにおいては、一部発電事業者が、制度見直し前の機会費用の算出時に、卸電力市場価格（予想）の価格設定において高い価格を用いていた。
※５．四捨五入の関係上、制度見直し前と制度見直し後の差額が「②－①」の数値と一致しない場合がある。
※６．制度見直しに関し、制度設計専門会合の議論自体は2022年10月以降に開始され、需給調整市場ガイドラインの見直し自体は同年11月会合等を踏まえて現在手続き中である。上記の制度見直し後の効果はあくまで将来の調達費用を考えるための試算値であり、2022年内の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または下げられるはずだった、といったことを含意するものではない。

（出所）第81回制度設計専門会合（2023年1月30日）資料５より抜粋

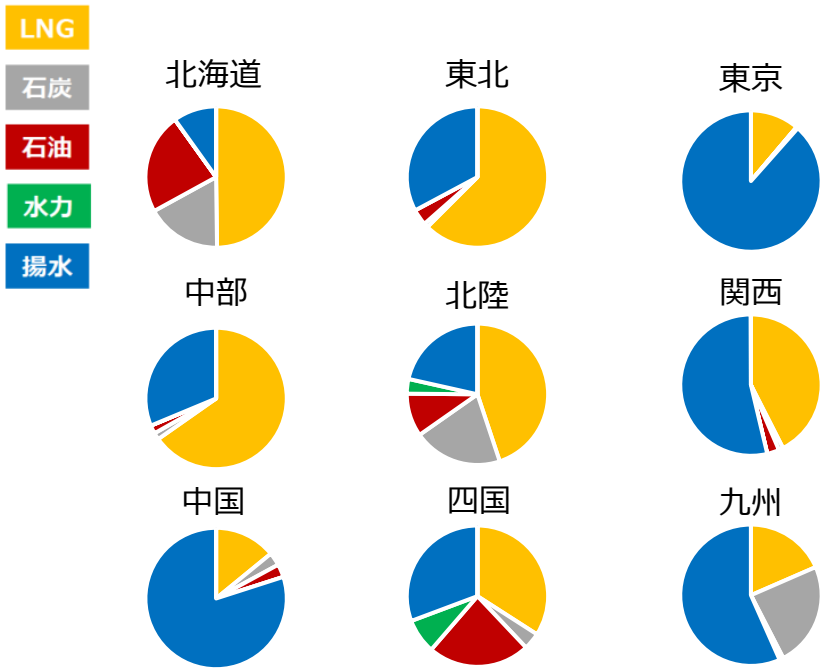
（参考）各エリアにおける調整電源の構成

- 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、火力単価の上昇が与える影響もエリア毎に差がある状況。

＜三次②電源種毎の調達単価推移＞



＜三次調整力②エリア毎の電源構成＞
（2022.1月～12月）



※送配電網協議会提供の情報を元に事務局にて作成（約定時点）

１．調達の更なる効率化

２．三次②の費用負担

論点１：交付額と調達実績額の差額への対応について

論点２：調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ

論点１：交付額と調達実績額の差額への対応（1/2）

- 前回（12/27）のご議論では、**三次②の調達見込単価と実績単価に一定以上の大幅な乖離が生じた場合は、次年度の交付金で対応**し、2023年度のFIT交付金は、2022年1月～12月の差額に対応することとされた。
- 2022年1月～12月の調達費用は、合計約1,477億円であった一方、2022年度のFIT交付金（見込）は約640億円であり、**計800億円を超える差額の発生が見込まれている**。
- このうち、**約270億円**は、機会費用の計上や起動費の扱いなどに関する電取委における検討結果を踏まえ、**今後、需給調整市場ガイドラインの改定以降は費用として認められないもの**である。
- **2023年度の交付金の算定に際し、このような費用について、どのように扱うことが妥当と考えられるか**。

（億円）

2022年1~12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
三次②調達費用※1	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
FIT交付金(見込)※2	76.8	45.6	58.5	135.1	17.1	95.7	54.6	31.1	122.5	640.0
制度見直し影響額※3	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

※１：2022年1~12月の三次②調達費用（確報値）を使用。
※２：2021年度・2022年度交付金算定時の調達見込単価・調達見込量をもとに算定しており、実数ではないことに留意が必要。
※３：第81回制度設計専門会合（2023年1月30日）資料5より抜粋

論点１：交付額と調達実績額の差額への対応（2/2）

- 三次②は、FIT発電事業者に代わり、一般送配電事業者が再エネ予測誤差を調整するための費用であり、**現実に要した費用については、FIT賦課金で適切に手当することが原則**である。
- 他方、国民負担を原資とするFIT交付金において、**今後は費用計上が認められない費用を全額負担することは、妥当性を欠く**と考えられる。このため、今回、**電取委の調査により明らかになった金額については、交付金の算定対象から除外することを基本としてはどうか**。
- ただし、一般送配電事業者に発生した費用を**全て一般送配電事業者の負担とすることは、電力の安定供給の中核を担う一般送配電事業者の経営の安定性の観点から課題が残る**。
- このような視点に立ち、約270億円の内訳を見ると、エリアにより大きく差異があり、**全体の９割を超える約250億円は中部エリアで生じている**。
- このため、**中部エリアにおいて多額の費用が生じていることの要因を更に調査・分析の上、その結果を踏まえ、これらの費用の扱いを最終的に判断することとしてはどうか**。

（参考）論点１：交付額と調達実績額の差額への対応について（1/2）

- 調達見込と実績に一定以上の大幅な乖離が生じた場合は、次年度の交付金で対応することとしたが、**次年度の交付金算定**において、その**具体的な算定方法**についてはどのように考えるか。
- **差額への対応**については、**調達量と調達単価の視点から検討**することとしており、**調達単価が一定以上変動した場合**に、その乖離について**次年度の交付金で対応する**こととした。調達単価については、一般送配電事業者の取組以外の要素等によっても変動しうるものであるなか、**どの程度の単価差が生じた場合に対応する**こととするか。また、対応に際しては、**単価差の発生が不可避であったかどうかについて、どのように確認**を行うことが考えられるか。
- なお、**調達単価は**、燃料価格の下落等により、**見込単価を下回る可能性**がある。その場合、単価下落による差額利益を一般送配電事業者に留め置く必要はないと考えられる。そのため、実績単価が見込単価を上回り、差額を次年度の交付金に加算する場合と同様の方法に基づき、**次年度の交付金から控除する**こととしてはどうか。
- そのほか、電取委が持ち下げ供出機の扱いや機会費用・逸失利益、起動費の扱い等について分析しているなか、**合理的な入札行動とは言えない金額が計上されている可能性もあるところ、そのような金額については、差額への対応の中ではどのように扱うべきか**。

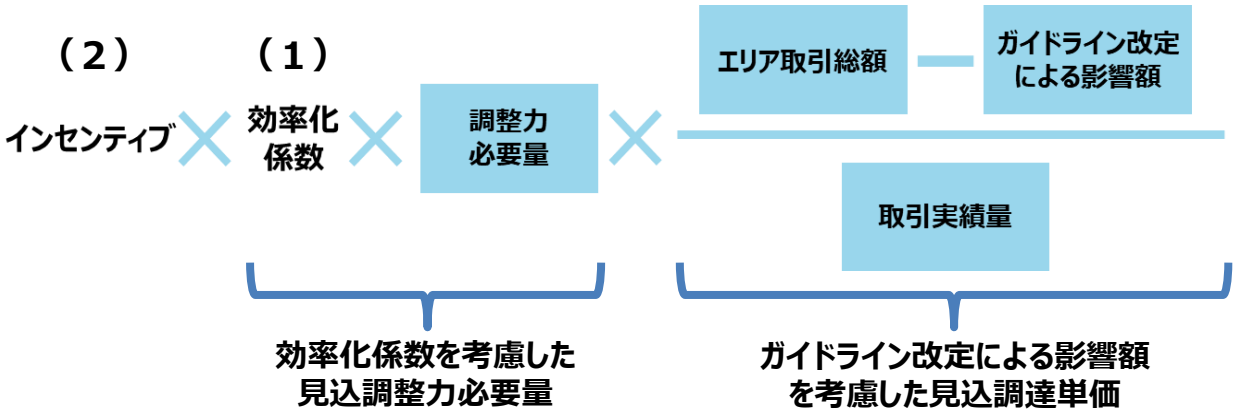
（参考）論点１：交付額と調達実績額の差額への対応について（2/2）

- **調達量**についても**交付金算定時と実績の乖離が発生**するものの、こうした点は一般送配電事業者の取り組みにより削減する余地があることから、**乖離として考慮する必要はない**のではないか。
- ただし、こうした量の変動による乖離額については、今後各取組等により必要量は減少する可能性もあるところ、2021年度以降発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえつつ、**国民負担の下で一般送配電事業者に収益が発生することのないよう、事後的に検証する**こととしてはどうか。
- なお、**差額に対応する期間**としては、交付金算定時に参照することができる直近1年間とする。2022年度交付金算定時には、2021年1～12月の取引実績を参考に算定を行ったことから、2023年度交付金においては、その算定時期を勘案し、**2022年1～12月の差額に対応することとしてはどうか**。

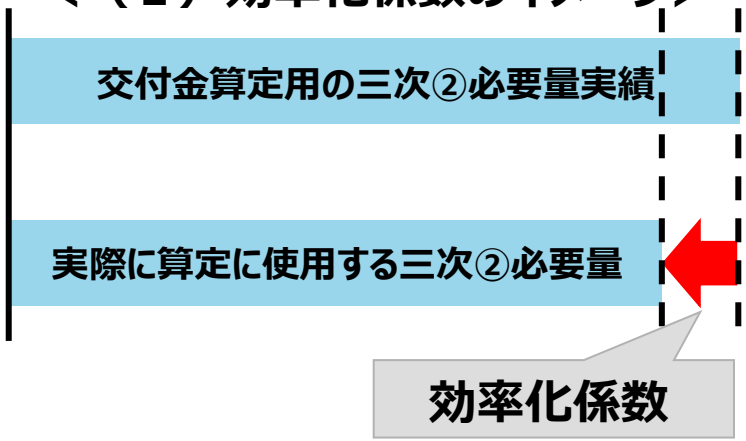
論点２：調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ（１／３）

- 三次②の必要量は、エリア毎に異なる再エネの導入状況や天候等、一般送配電事業者にとって外生的な要素でも変動しうる。一方で、**一般送配電事業者による再エネ予測誤差の低減に向けた取組によるところも少なくない**。
- このため、翌年度の三次②の確保費用を算定する際には、その全てを自動的に交付するのではなく、**各一般送配電事業者による、再エネ予測誤差の低減に対するインセンティブが働く仕組みとする必要**がある。
- こうした観点から、（１）**調達量を継続して減らすことを促す効率化係数**と、（２）**他エリアとも比較の上、各事業者の取組結果に応じたインセンティブ**を導入し、調達量削減に向けた取組を促すこととしてはどうか。
- **効率化係数**については、一般送配電事業者による調達量低減に向けた継続的な取組を促すという趣旨に鑑み、例えば**0.5～1.0%程度を基本**とし、今後の取組状況を踏まえつつ、**定期的に見直すこととしてはどうか**。

＜2023年度の三次②確保費用 算定式のイメージ※＞



＜（１）効率化係数のイメージ＞



※2022年1~12月における、交付額と調達実績額の差額への対応は別途算定を行う。

論点２：調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ（２／３）

- 個別事業者に対するインセンティブについては、レベニューキャップにおけるインセンティブ設計を参考としつつ、**自らの前年度からの改善率（縦比較）と、他社の改善率との競争（横比較）の双方を考慮することとしてはどうか**。
- その際、評価指標としては、前回のご議論も踏まえ、一般送配電事業者の取組を評価可能な指標とするため、**天気の影響や設備量の増減等、外生的な要因を極力控除したΔｋW改善率**を使用することとしてはどうか。
- インセンティブとしては、総額に与える影響も考慮のうえ、例えば±3～5%程度が考えられるか。

＜インセンティブに用いるΔｋW改善率イメージ＞

$$\frac{\text{改善量}}{\text{FIT設備量（前年度）}}$$

$$= \boxed{\frac{\text{ΔkW必要量（前年度ー当年度）±FIT設備量影響±気象影響}}{\text{FIT設備量（前年度）}}}$$

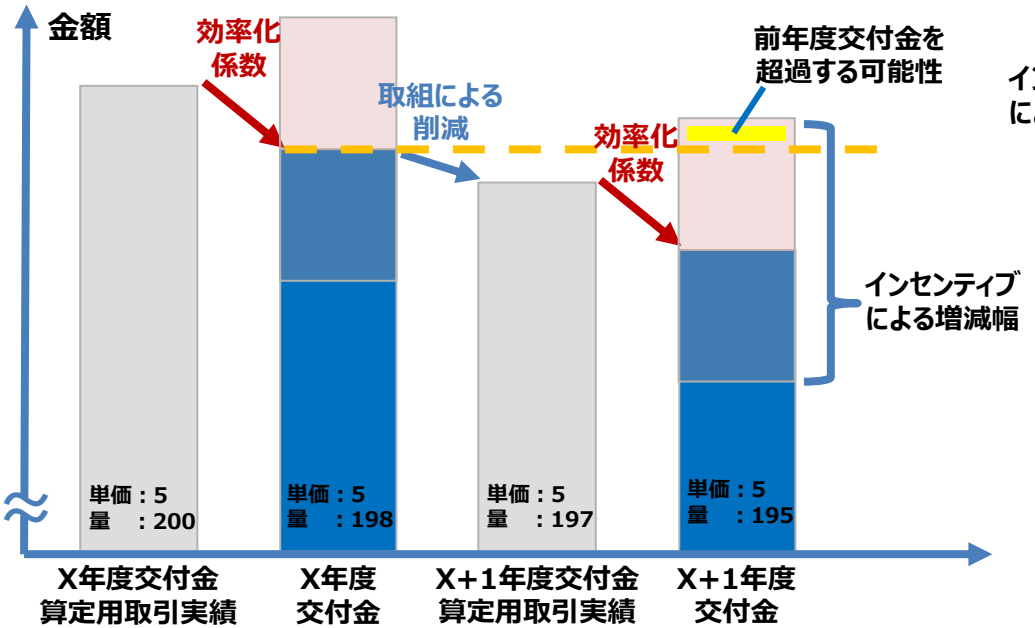
＜インセンティブの考え方のイメージ＞

昨年度の自社との比較（縦比較）		他社との比較（横比較）		
ΔｋW改善率が一定以上改善	＋	９位中上位３位以内	▶	インセンティブ＋3~5%
ΔｋW改善率が±▲%以内の変動			▶	インセンティブ付与なし
ΔｋW改善率が一定以上の悪化	＋	９位中7位以下	▶	ペナルティー3~5%

論点２：調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブ（３／３）

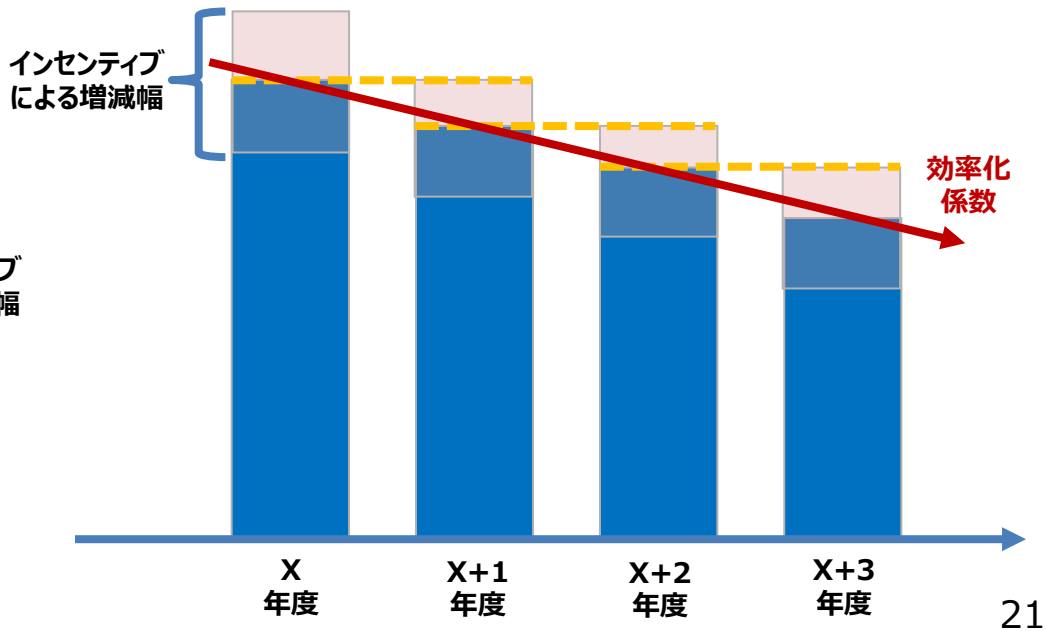
- また、三次②の取引状況や、インセンティブ等の設定状況によっては、インセンティブ付与による費用の増加により、効率化係数による低減効果を勘案してもなお、交付金額が過年度の三次②確保費用を上回る可能性がある。そのため、**効率化係数やインセンティブ設計の水準については、相互の関係を考慮し設定する必要がある**。
- そのうえで、国民負担が原資であるFIT交付金を活用しているため、継続的に三次②確保費用を低減させていく必要があることを踏まえ、**本インセンティブとして付与できる金額については、前年度の交付金額を踏まえつつ、上限を定めてはどうか**。
- なお、一般送配電事業者にとって外生的な要因により変動する調達単価の増加等によって、過去の取引費用を超過する場合については、増加要因について別途分析のうえ、対応することとする。

＜過年度の確保費用と効率化係数、インセンティブの関係※＞



※単価等の変動による増減については、別途検討することとする。

＜長期的な見通しのイメージ＞

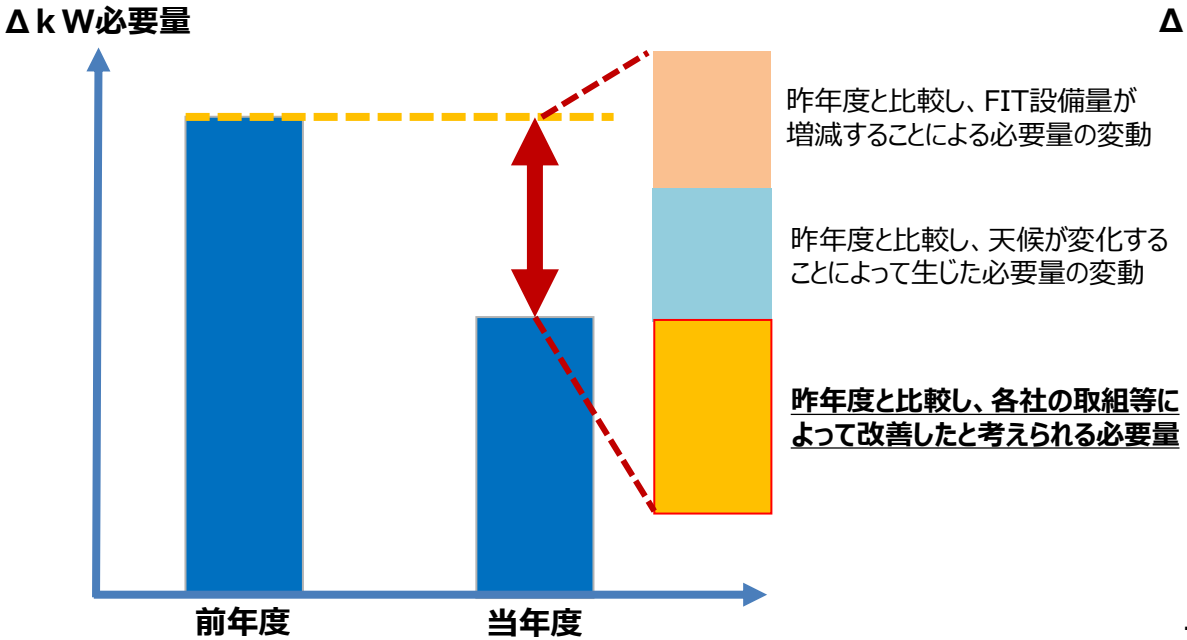


（参考）ΔｋＷ改善率について

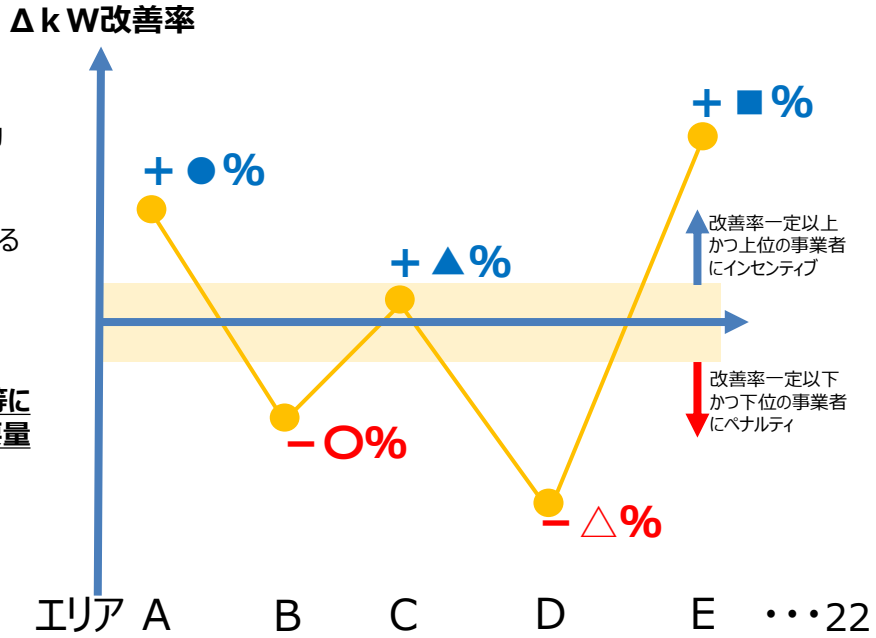
- ΔｋＷ改善率については、昨年度からのFIT設備量増減による必要量の変動、今年度気象実績と前年度気象実績を踏まえた必要量の変動を控除することで、可能な限り各一般送配電事業者の取組自体を評価できるように配慮したもの。
- そのような指標を使用することで、前年度からの改善率を評価できるだけではなく、エリア毎の差異を考慮したうえで、公平に各社の取組を比較・評価することが可能。

$$\text{ΔkW改善率（イメージ）} = \frac{\text{改善量}}{\text{FIT設備量（前年度）}} = \frac{\text{ΔkW必要量（前年度−当年度）±FIT設備量影響±気象影響}}{\text{FIT設備量（前年度）}}$$

＜各社の改善量の算出イメージ＞



＜各社のΔｋＷ改善率の算出イメージ＞



（参考）レベニューキャップにおけるインセンティブ設計例

停電対応（具体的な評価方法）

- 目標の達成状況を踏まえた、インセンティブ付与における評価を行う上では横比較の観点が重要。他方で、停電対応については、事業者によって要因分類の粒度等も異なっており、精緻な横比較が困難であることを踏まえ、縦比較（事業者毎の経年比較）と組み合わせて、具体的な評価を行うこととする。
- なお、事業者の説明により、合理的理由により目標の未達成があったと判断される場合は、評価において考慮する。

縦比較		横比較		インセンティブ
● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から**5%以上減少**	＋	● 規制期間における停電量の割合が少ない方から**10社中3位以内**	▶	**ボーナス**を付与する ※当期収入上限の一定割合を、翌期の収入上限に上乗せ
● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から**5%以上減少**	＋	● 規制期間における停電量の割合が少ない方から**10社中4位以下**	▶	インセンティブを付与しない
● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から**5%未満増減**	＋	● 規制期間における停電量の割合**順位に関わらず**	▶	インセンティブを付与しない
● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から**5%以上増加**	＋	● 規制期間における停電量の割合が少ない方から**10社中3位以内**	▶	インセンティブを付与しない
● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から**5%以上増加**	＋	● 規制期間における停電量の割合が少ない方から**10社中4位以下**	▶	**ペナルティ**を付与する ※当期収入上限の一定割合を、翌期の収入上限から引き下げ

※1需要家あたりの停電時間換算で、15秒程度（5年間）に相当。

※停電量の割合は、「停電量」÷「需要電力量」にて算出する。