

電力ネットワークの次世代化

2022年8月17日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を進めるに際しては、電力ネットワークの次世代化や調整力の拡大とともに、送配電事業の安定的な運営に欠かせない費用回収の仕組みを担保することが重要となる。
- 送配電事業の費用回収に係る論点のうち、本日は、喫緊の課題である三次調整力②の調達費用に対する再エネ賦課金の在り方について御議論いただくとともに、将来的な再エネの導入拡大に不可欠な調整力の調達費用の回収方法について御議論いただく。

(参考)

(1) 再エネ大量導入を支えるための経常的課題

- ・ 一般負担の増加に対する対応 (効率化、系統利用ルール等)
- ・ 再エネ導入に伴うエリア負担・地域偏在 (系統整備、三次②、調整力調達、慣性力・電圧対策等)
- ・ 変動再エネを支える調整力や慣性力等の確保 (揚水・蓄電池等の導入・維持を含む)

本日の
御議論

(2) 系統増強等の投資費用の回収方法

- ・ 着実な系統整備等に向けた環境整備

(3) 費用負担に関する受益者の考え方を踏まえた負担の在り方

今後の費用回収の在り方について（本日の御議論）

（出所）第43回再エネ大量導入小委
（2022年7月13日） 資料2

- 一般送配電事業者においては、今後、2050年カーボンニュートラル実現やレジリエンス強化に向けて、系統整備や調整力の確保に向けた新規投資及び必要な費用の確保が重要となる。
- これまでも、2020年のエネルギー供給強靱化法による全国調整スキームの確立など、便益に応じた費用回収の在り方を構築してきた。また、効率化を前提として、確実に投資量を確保する仕組み（レベニューキャップ制度）を導入しており、本制度の中で、必要な投資については回収できることが期待される。
- 一方、再エネの更なる導入拡大に向けて、ノンファーム型接続の全国展開や、北海道変動緩和要件の撤廃など、従来、起因者（発電事業者）が負担してきた設備費用等について、一般送配電事業者の負担範囲が拡大している。
- また、日々の需給調整においてエリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、系統整備や調整力の確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏りも顕在化している。
- こうした中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られないことを踏まえつつ、どのような費用負担の在り方が望ましいと考えられるか。例えば、系統増強等の投資費用の回収方法や、調整力など経常的な課題への対応、更には発電側課金など発電事業者と小売電気事業者間の負担の在り方について、どのように考えるか。
- 費用回収の在り方については幅広い論点がある中で、本日は、特に、系統増強費用の回収方法と、喫緊の課題である調整力の確保について、御議論いただく。

(参考) 再エネ大量導入に伴う系統投資の必要性

- 再エネの大量導入にあたっては、電源側のコストと系統投資費の両面を考慮することが必要。
- 電源側のコストは低下傾向にあるが、今後、変動再エネの導入に向けては、系統整備、調整力の確保、慣性力・電圧対策等の系統投資が必要となる。

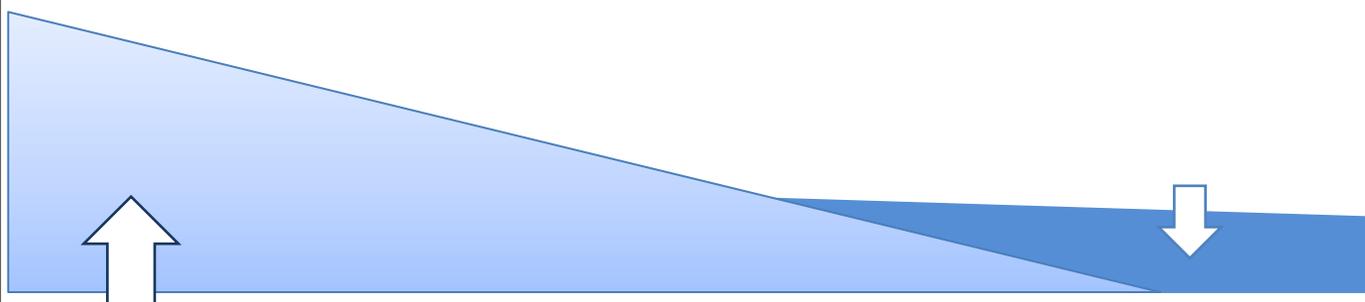
(出所) 第1回再エネ大量導入小委
(2017年12月18日) 資料3を一部編集

導入初期

大量導入時代

コスト

発電単価



系統投資

- ・ 系統整備
- ・ 調整力の確保
- ・ 慣性力・電圧対策 等

全体の中で
「飲み込めた」時代



ベネフィット

社会的価値

- ・ 自給率
- ・ 非化石価値



燃料費削減効果

※原油価格等に依存



再エネ導入メリットの最大化
(社会的トータルコストの最小化)

1. 調整力等の調達費用

2. 三次調整力②の調達費用

再エネ導入拡大に不可欠な調整力等の調達費用の負担の在り方

- 再エネ大量導入に向けて、安定供給や周波数維持を行うためには、調整力や慣性力の確保や電圧対策等がさらに必要となる。
- 太陽光や風力等の変動再エネの導入拡大に伴い、一般送配電事業者においては、自ら行う周波数調整業務をよりの確に行うため、将来的に、調整力に加えて、慣性力等が必要となる可能性がある。
 - ※例えば、変動再エネの導入が進むイギリスやアイルランドでは、応答時間が数秒以下の新たな調整力の区分が創設されているほか、需給安定に欠かせない慣性力を調達する新たな市場が創設されている。
- 現在、広域機関において、慣性力の追加調達の必要性や管理方法に関する議論が進められているところ、その調達費用の負担方法について、どのように考えるか。
- あわせて、再エネの導入が進むエリアにおいて、将来的に調整力を他エリアよりも多く確保する必要が生じた場合、その導入費用の負担の在り方について、どのように考えるか。
 - ※第40回系統WGのシミュレーションによると、北海道において500万kW程度の風力発電が導入された場合、調整力の必要量の総和は現状の約2倍となるとの試算もある。これは、北電NWの事業計画における需給調整市場の調達費用見通しを前提とすると、年間約200億円の追加的な費用負担となる。
- 例えば、北海道において、将来的に、変動緩和要件の撤廃に伴う再エネの導入拡大に対応して大幅に調整力を調達する必要が生じた場合、北海道への再エネ導入に伴う便益が全国大での再エネ大量導入や安定供給にも資すると考えられることから、その調達費用の一部を全国で負担することについて、どのように考えるか。

(参考) 同期電源減少に伴う課題 (慣性力調達) に関する検討

【論点4】調達方法の検討

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策に応じた調達方法(慣性力の調達方法)について

- 論点3(16ページ)で示す慣性力低下の対応策のうち、「同期電源の運転」については、kWh取引(小売との相対取引や卸電力市場取引)や Δ kWh取引(需給調整市場取引)に約定されずバランス停止している同期電源を起動する(待機することによって、慣性力を調達することが考えられる。また、「疑似慣性機能」については、機能を有している再エネ・蓄電池が、同期電源の回転エネルギーに代わるエネルギー余力を出力抑制または蓄電池等に蓄積しておく必要があるため、その準備(待機)によって、慣性力を調達することが考えられる。したがって、「同期電源の運転」・「疑似慣性機能」による慣性力の調達については、需給調整市場の Δ kWh調達のように、週間ベース・日々ベースの市場により調達していくことが考えられるがどうか。
- 他方で、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」については、慣性力の確保のために設備投資するものであり、設備形成の考え方として検討することが必要となる。したがって、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」による慣性力の調達については、調整力公募や容量市場のような年間ベースにより調達していくことや、系統対策として一般送配電事業者にて設置することが考えられるがどうか。
- 以上のことから、慣性力の増加対応が、年間ベースとなるか、あるいは週間ベース・日々ベースとなるかによって、その調達方法および調達対象が異なると考えられる。
- 今回、慣性力の増加対応が必要となる期間を確認するため、次ページ以降にて各検討ケースの慣性力 M_{sys} の状況を確認することとした。

慣性力を確保するための各技術のイメージ



【出典】基本政策分科会(第40回会合)(経済産業省 2021年4月13日) 資料2

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/040_005.pdf

(参考) 英国における新しい周波数応答サービス

- 非同期電源の再生可能エネルギーの増加による慣性の減少に伴い、動的で高速な周波数管理が重要になっていることから、英国では2016年に導入したEFRに代わる新しい周波数応答サービスを導入。通常動作時から作動するpre-faultサービス (DM,DR) と、周波数がoperation rangeを外れた際のpost-faultサービス (DC) からなる。
- 周波数変化に1秒以内に応答するDCが2020年10月から開始されたほか、2022年4月にはDRが、2022年5月にはDMが開始されている。



nationalgridESO
Operability Strategy Report 2019 より抜粋

| 種類 | 商品 | 市場要件 |
|--------------------|----------------------------|--|
| Frequency Response | LFS (Low Frequency Static) | <ul style="list-style-type: none"> • Trigger level: 49.6Hz • Full response: within 1 sec • Duration: 30 minutes. |
| | DLH (Dynamic Low High) | <ul style="list-style-type: none"> • Mandatory Frequency Response と似ているが、Primary, Secondary, High response の供給量が同じであることが必要 |
| | Dynamic Containment (DC) | <ul style="list-style-type: none"> • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Small linear: +/-0.015 -0.1 (5% at +/-0.1Hz) • Full delivery: +/- 0.5Hz is 100% • Full delivery: 1 sec (but no faster than 0.5 sec) |
| | Dynamic Moderation (DM) | <ul style="list-style-type: none"> • Speed of response: 1 sec • Delivery range: +/-0.1 -0.2 Hz • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Initial linear range: +/-0.015 -0.1 (5% at +/-0.1Hz) • Second linear range: +/-0.1 -0.2 (100% at +/-0.2Hz) • Max ramp start: 0.5 sec |
| | Dynamic Regulation (DR) | <ul style="list-style-type: none"> • Speed of response: 10 sec • Delivery range: +/-0.015 -0.2 Hz • Deadband: +/-0.015 Hz (0%) • Initial linear range: +/-0.015 -0.2 (5% at +/-0.2Hz) • Max ramp start: 2 sec |

広域機関 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告 より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf

(参考)アイルランドにおける再エネ大量導入に向けたシステムサービス

- 元々、アイルランド及び北アイルランドでは共通アンシラリーサービス (HAS) 制度において7種類のシステムサービス (POR, SOR, TOR1, TOR2, SSRP, RRS, RRD) が調達されてきた。
- 非同期電源の導入増加に対応するため新規に4種類のシステムサービス (SIR, RM1, RM3, RM8) が2016年10月に追加導入された。
- 新規に3種類のシステムサービス (FFR, DRR, FPFAPR) が2018年に追加導入された。

主に周波数対応

主に電圧対応

| Service Name | Abbreviation | Unit of Payment | Short Description |
|---------------------------------------|--------------|--------------------|---|
| Synchronous Inertial Response | SIR | MWs ² h | (Stored kinetic energy)* (SIR Factor – 15) |
| Fast Frequency Response | FFR | MWh | MW delivered between 2 and 10 seconds |
| Primary Operating Reserve | POR | MWh | MW delivered between 5 and 15 seconds |
| Secondary Operating Reserve | SOR | MWh | MW delivered between 15 to 90 seconds |
| Tertiary Operating Reserve 1 | TOR1 | MWh | MW delivered between 90 seconds to 5 minutes |
| Tertiary Operating Reserve 2 | TOR2 | MWh | MW delivered between 5 minutes to 20 minutes |
| Replacement Reserve – Synchronised | RRS | MWh | MW delivered between 20 minutes to 1 hour |
| Replacement Reserve – Desynchronised | RRD | MWh | MW delivered between 20 minutes to 1 hour |
| Ramping Margin 1 | RM1 | MWh | The increased MW output that can be delivered with a good degree of certainty for the given time horizon. |
| Ramping Margin 3 | RM3 | MWh | |
| Ramping Margin 8 | RM8 | MWh | |
| Fast Post Fault Active Power Recovery | FPFAPR | MWh | Active power >90% within 250 ms of voltage >90% |
| Steady State Reactive Power | SSRP | MVarh | MVar capability*(% of capacity that MVar capability is achievable) |
| Dynamic Reactive Response | DRR | MWh | MVar capability during large (>30%) voltage dips |

(参考) 他国と日本の再エネ導入状況の違い【数値比較】

- 再エネ導入が進展している国の多く(例えば、アイルランド、英国、米国テキサス)において、その主力は風力発電である。他方で、日本に導入されている再エネの主力は太陽光である。

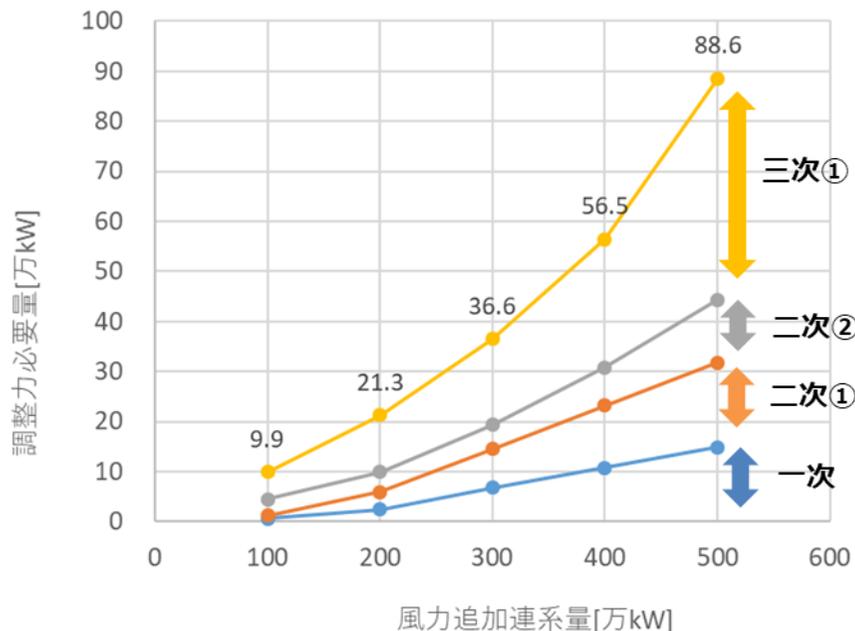
| | アイルランド | | 英国 | | 米国テキサス | | 日本 | |
|------------------------|--------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2020年 | 2029年 | 2019年 | 2030年 | 2019年 | 2029年 | 2020年 | 2029年 |
| ピーク需要(万kW) | 695 | 809 | 5,867 | 6,215 | 7,482 | 8,875 | 15,892 | 15,662 |
| 再エネ導入量(設備容量)(万kW) | 635 | 1,121 | 4,039 | 6,982 | 3,067 | 4,921 | 9,117 | 11,737 |
| 内、風力 (ピーク需要に対する比率) | 560 (81%) | 1,012 (125%) | 2,212 (38%) | 4,650 (75%) | 2,386 (32%) | 3,292 (37%) | 486 (3%) | 1,272 (8%) |
| 内、太陽光 (ピーク需要に対する比率) | 30 (4%) | 69 (9%) | 1,295 (22%) | 1,714 (28%) | 228 (3%) | 1,557 (18%) | 5,970 (38%) | 7,652 (49%) |
| 再エネ年間kWh比率※ | 40% | 70% | 38% | 59% | 19% | 30% | 19% | 27% |

※ 再エネ年間kWh比率:年間の総発電電力量(kWh)に占める太陽光発電及び風力発電の年間電力量(kWh)の割合

(参考) 調整力必要量に係るシミュレーションの結果について

(出所) 第40回系統ワーキンググループ
(2022年7月7日) 資料 1

- 北海道電力ネットワークによる調整力必要量に係るシミュレーションにより、風力の追加連系量の増加に伴って必要となる調整力の推移が示された。
- 風力の追加連系量が少ないうちは、足下2021年度の需要（最大501万kW）や太陽光（214万kW）の規模の影響もあり、調整力必要量の増加量は抑えられると考えられる一方、追加連系量が増加するに従って必要量が大きく増加することが明らかになった。
- 風力の連系量が増加するにつれ、調整力必要量の増加も大きくなることから、引き続き実際の連系量を踏まえてシミュレーション等により影響を精査する必要がある。



| | シミュレーションB |
|---------|-----------------------------|
| 算出ツール | 需給調整市場の商品毎に定められた必要な調達量の算出方法 |
| 検討断面 | 将来的な風力の追加導入を見越した感度分析 |
| 需要変動 | 2021年度実績に基づく |
| 風力発電出力 | +5GWの範囲までで感度分析 |
| 太陽光発電出力 | 2021年度実績に基づく |
| 結果 | 商品区分毎に、各月の商品ブロック毎に示す |

1. 調整力等の調達費用

2. 三次調整力②の調達費用

三次調整力②の取引状況等

- 翌日の需給計画を策定する前日段階と当日ゲートクローズ段階との再エネ予測誤差については、一般送配電事業者が再エネの発電事業者に代わり、需給調整を行っている。
- その需給調整に必要な調整力（三次調整力②）の調達費用については、**その全額を補填するのではなく、コスト削減に対するインセンティブを設けることを前提に再エネ賦課金から交付することとされており、2021年度には全国の一般送配電事業者に対し合計約180億円が交付された。**
- 一方、**2021年度の三次調整力②の調達費用は一般送配電事業者全体で計約1,200億円を上回り、再エネ賦課金を原資とする交付額約180億円を大きく上回った。**その背景には、交付金算定時には電源の起動費や固定費が考慮されていなかったこと、また、昨年来、世界的に燃料価格が高騰していることなどがある。
- 2022年度においては、交付の考え方を変更し、合計約800億円を交付することとした中、一般送配電事業者の調達量低減に向けた取組もあり、調整力の調達量は多くのエリアにおいて減少傾向にある一方、**ウクライナ情勢等を踏まえてエネルギー価格が高騰し、調整力の単価は交付金算定時と比較して上昇傾向にある。**
- その結果、足下の実績を踏まえると、2022年度も三次調整力②の調達費用の合計が再エネ賦課金交付見込総額を500～600億円規模上回る可能性がある。

一般送配電事業者各社の2021年度収支

第51回電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日) 資料5-1より抜粋

- 一般送配電事業者各社の経常損益は、三次調整力②の差額負担※等の影響により大幅に悪化し、北海道、中部は赤字決算となった。

※ 2021年度再エネ予測誤差に対応する、三次調整力②調達費用とFIT賦課金との差額

(単位：億円)

| 会社 | 送配電 | | (参考) 連結 | | | |
|-----|--------|--------|---------|-------|---------|------------|
| | 売上高※1 | 経常損益※1 | 売上高 | 経常損益 | 純損益 | インバランス還元損失 |
| 北海道 | 2,679 | ▲ 44 | 6,634 | 138 | 68 | ▲ 15 |
| 東北 | 7,931 | 409※2 | 21,044 | ▲ 492 | ▲ 1,083 | ▲ 60 |
| 東京 | 19,623 | 1,183 | 53,099 | 449 | 56 | ▲ 158 |
| 中部 | 8,995 | ▲ 148 | 27,051 | ▲ 593 | ▲ 430 | ▲ 55 |
| 北陸 | 1,810 | 85 | 6,137 | ▲ 176 | ▲ 68 | ▲ 12 |
| 関西 | 9,978 | 60 | 28,518 | 1,359 | 858 | ▲ 107 |
| 中国 | 4,360 | 171 | 11,366 | ▲ 618 | ▲ 397 | ▲ 16 |
| 四国 | 2,198 | 105 | 6,419 | ▲ 121 | ▲ 62 | ▲ 15 |
| 九州 | 5,983 | 71 | 17,433 | 323 | 68 | ▲ 39 |
| 9社計 | 63,561 | 1,895 | 177,705 | 270 | ▲ 989 | ▲ 480 |

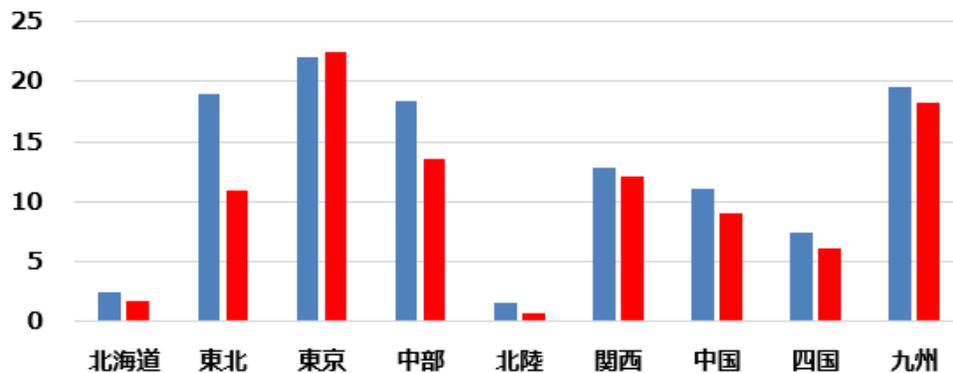
※1 2021年度各社決算における、送配電事業のセグメント情報を記載

※2 減価償却方法を定率法から定額法へ変更したことによる影響有

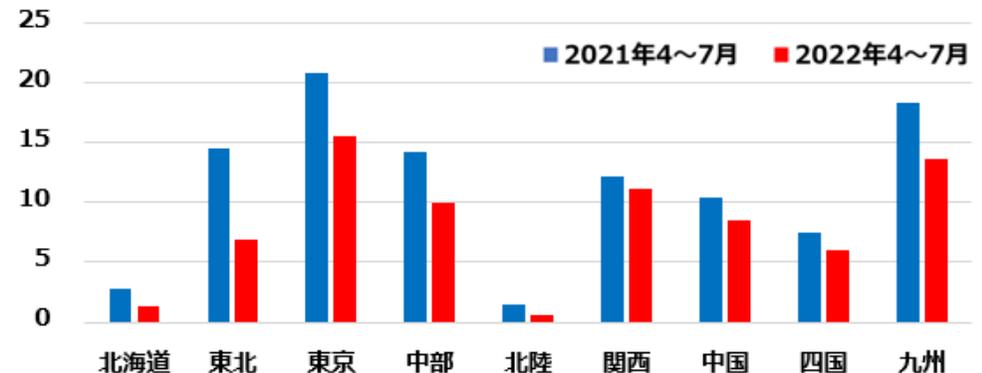
(参考) 2022年度の取引状況

- 三次調整力②の募集量は、エリアの天候や気象予測状況の影響も受けるものであるが、共同調達や必要量テーブルの見直し、一般送配電事業者による再エネ予測誤差削減に向けた取組により、ほとんどのエリアにおいて三次調整力②の募集量は前年同月対比減少傾向にある。
- 他方、ほとんどのエリアにおいて調整力の調達単価は前年同月対比上昇傾向にあり、募集量・調達量は減少したものの、単価上昇により調達費用は前年同等、あるいは前年以上となっているエリアも複数存在する。

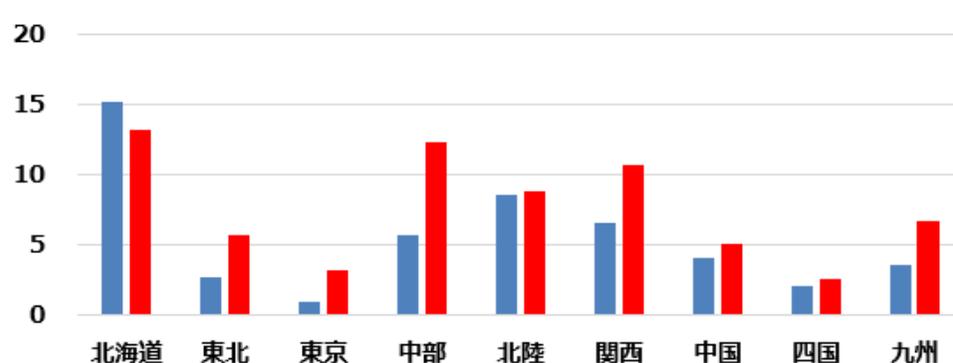
募集量 (億ΔkWh)



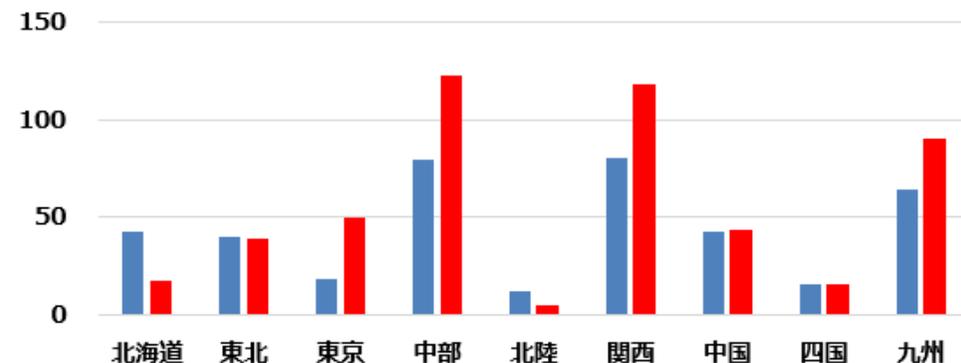
約定量 (億ΔkWh)



平均調達単価 (円/ΔkW・h)



調達費用 (億円)

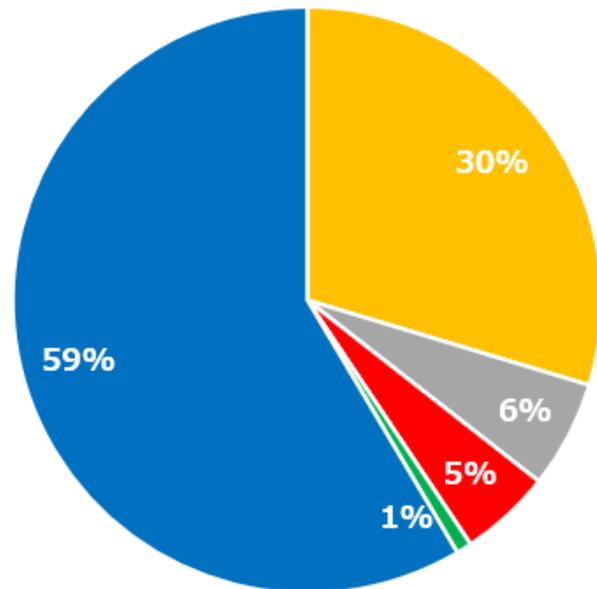


(参考) 調整力を提供している電源種別

- 2022年度に約定した調整力電源のうち約41%は火力である。また、2021年4月と2022年4月の火力電源の月別平均調達単価を比較した場合、単価は2.1倍となっている。
- また、三次調整力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費用が最小化されるよう電源を調達した後、連系線への影響を勘案し自エリア優先で電源の紐付けを実施している。そのため、エリア毎に各調整力電源の調達割合は大きく異なり、火力の単価上昇が与える影響もエリア毎に差がある状況。

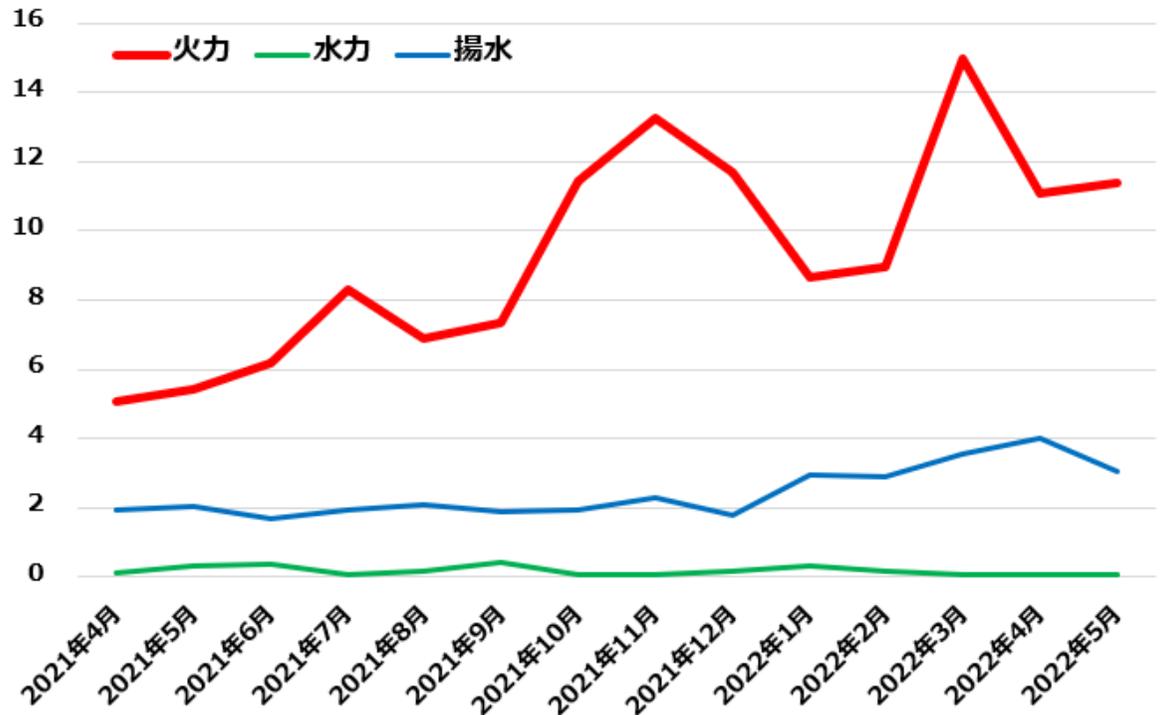
<2022年度の調整力電源>

■ LNG ■ 石炭 ■ 石油 ■ 一般水力 ■ 揚水



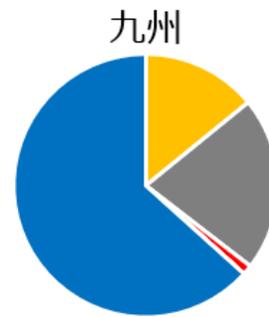
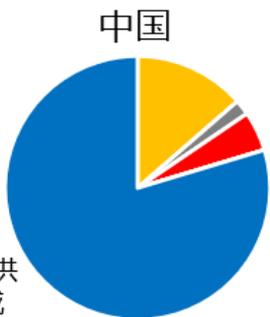
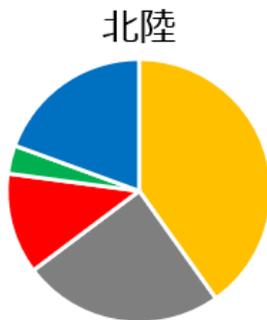
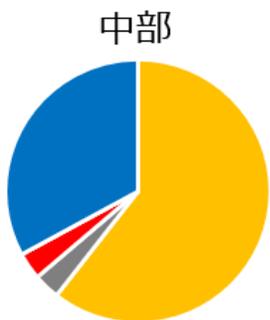
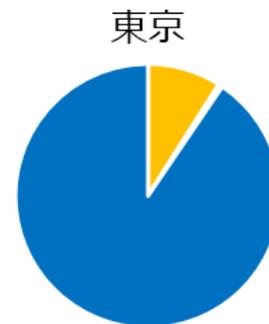
※2022年4月～7月累計

<電源種別 月別平均調達単価>



(参考) 各エリアにおいて約定した調整力電源

2022年4月～7月の取引状況



※送配電網協議会提供
情報を基に事務局作成

交付金の基本的な考え方

- FIT制度においては、再エネの導入拡大を図るため、本来は再エネ事業者が担うべき需給調整業務を一般送配電事業者等に代行させる特例制度を設け、再エネ発電事業者の負担軽減を図っている（FITインバランス特例制度）。
- したがって、一般送配電事業者が調達する三次調整力②は、FITインバランス特例制度①・③に起因する再エネ予測誤差に特化した調整力であり、当該調整力の確保費用は再エネ賦課金で適切に負担することとしている。
- かかる中、2021年度は約1,030億円の差額が生じ、2022年度も500～600億円規模の差額が生じる可能性がある。
- このような背景を踏まえると、**一般送配電事業者が再エネ事業者に代わり行う業務において必要となる調整力の調達費用は、必要額が適切に交付されるべきである。**
- 現在、三次調整力②の調達費用については、翌年度分の費用見込みに基づき交付する仕組みとしている。一方で、燃料価格の高騰等が発生している2022年度のように、**交付金算定時の見込みと取引実績の乖離は今後も生じる可能性がある。**
- このため、適切に費用を交付し制度を安定的に運用するには、翌年度の費用を見込みで交付しつつ、例えば**見込みと実績の間に生じた一定以上の大幅な乖離については、次年度の交付金で対応することとしてはどうか。**
- その際、**一般送配電事業者において、再エネ予測誤差を削減し調達する調整力を削減するための取組を引き続き行っていくことや、適切な情報公開を進めていくことは、大前提である。**

(参考) 論点② 需給調整費用 (三次調整力②)

第43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7月13日) 資料2より抜粋

- 一般送配電事業者において、電気事業法に定められた周波数調整等の業務に必要な費用は、基本的に託送料金で回収することとされている。
- 一方、一般送配電事業者の再エネ予測誤差に起因する調整力費用 (三次調整力②) については、再エネ賦課金の仕組みを活用して回収することとされており、2021年度には約180億円が交付された。
- しかしながら、事前の想定から費用内訳や燃料価格等が大きく変化し、2021年度の実績は1,200億円を上回った。また、調整力の必要量低減など削減に向けたインセンティブ設計と併せて、2022年度の交付見込額は約800億円と大幅に増えたものの、引き続き三次調整力②の調達単価・調達費用は上昇基調にあり、4～6月の実績を踏まえると、今年度の交付見込額を数百億円程度上回る可能性もある。
- ウクライナ情勢を踏まえてエネルギー価格が大幅に高騰する中で、一般送配電事業者のFIT制度に係る必要なコストを適時に反映する観点から、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、2023年度の交付見込額に反映させることが考えられるが、緊急の対応策を講じることも考えられるか。

(参考) 三次調整力②余剰分の時間前市場への供出について

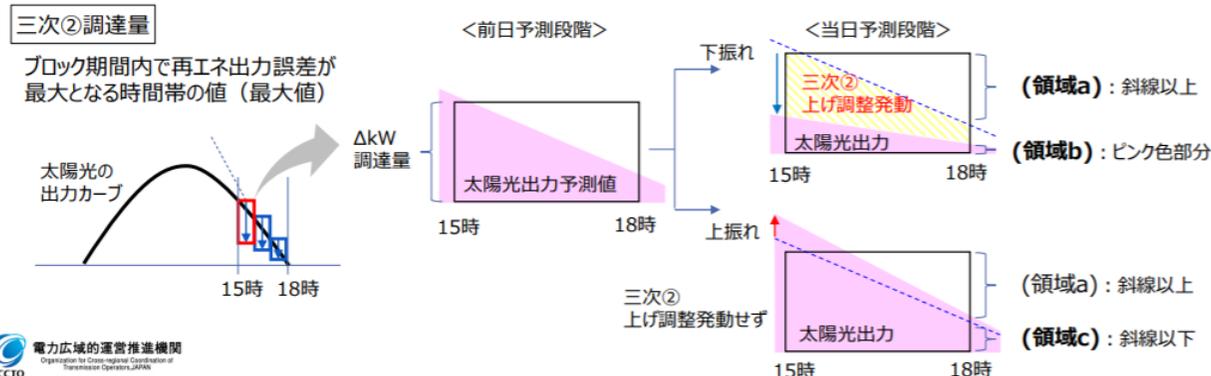
- 調整力電源は大きな下振れに備えるため確保されており、基本的に使用率は高くないものの、電源を有効活用するための施策は不断に取り組むべきものである。
- 現在、電源の有効活用の観点から、実需給が近づき余剰が明らかになった三次調整力②を時間前市場へ入札することについて検討を進めている。まずは、3時間ブロックで調達することにより太陽光の上振れ・下振れに関わらず余剰となる分の供出を想定している。
- 2025年度には3時間ブロックでの調達を見直す予定であることから、制度の有効性を担保するためにも早急な実装が必要である。

【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、以下のとおりにケース分けし、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

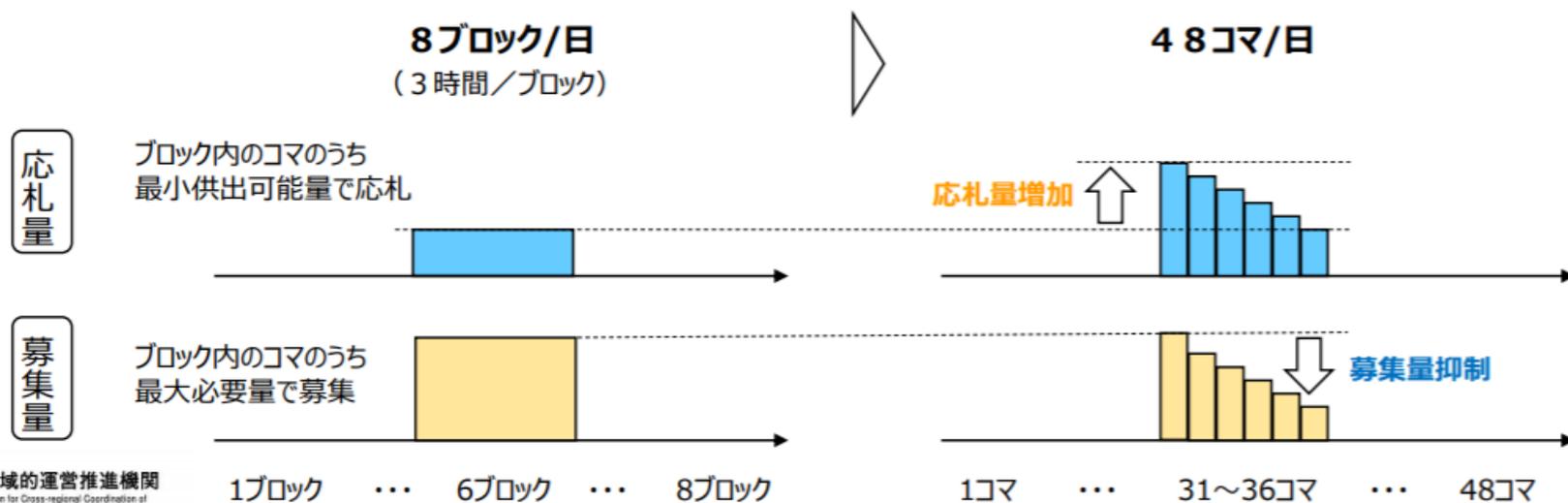
※入札単位が30分（2025年度開始予定）となれば、この領域は市場調達しない



【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

| | |
|--------|----|
| 応札量増加 | 14 |
| 取引会員増加 | |

- ブロック時間の設定に関するこれまでの経緯を振り返ると、DR等の新規事業者の参入を促すためにはブロック時間は短い方が望ましい一方で、ブロックが細切れになりすぎると、ブロック間で調整力の持ち替えが必要となり、周波数調整に影響が生じる懸念も踏まえ、3時間と設定されたものと考えられる。
- 他方で、三次②は供給力型商品であり、周波数調整に与える影響は限定的と考えられること、既存電源をリソースとしている事業者のみならず、DRをリソースとしている事業者からも商品ブロック時間の短縮により応札量を増加できる可能性があるとの意見を頂いていることから、3時間を短縮することとしてはどうか。
- そのうえで、三次②のブロック時間は、応札側となる事業者において、 ΔkW 応札量を算定する基となる発電計画が30分コマ単位で策定されていること、また、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、入札単位を30分としてはどうか。なお、商品ブロック時間の短縮が周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とともに継続的に実績確認をしていくこととしたい。
- また、調整力型である一次～三次①（週間商品）のブロック時間の見直しについては、引き続き検討していく。



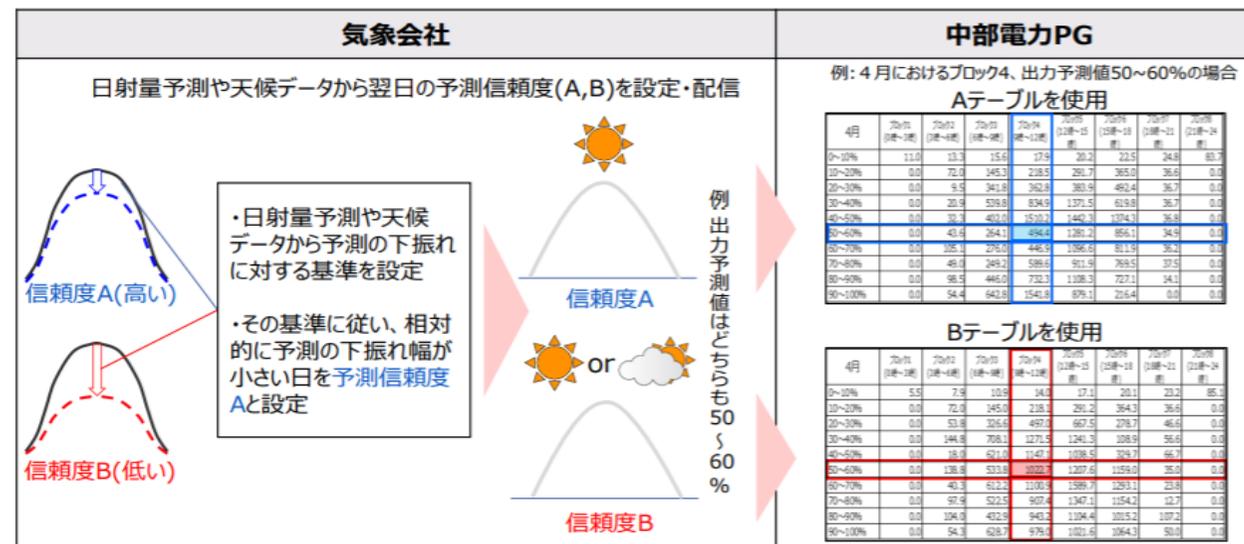
(参考) 三次調整力②必要量テーブルの見直し

- 電力広域的運営推進機関と中部電力 P G は、日射量予測精度の信頼度に応じて 2 つの三次調整力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信頼度に応じ使い分けて使用することを検討。
- 当該取組は再エネ予測誤差削減に向け一般送配電事業者ができる取組の一部であり、本件により**20%程度の必要量削減効果が見込まれている**。他方、年度ごとに気象状況は変化し、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。
- 今後は N E D O 事業との連携や気象の専門家を含む関係者の見解等も踏まえ、本事例を中部電力 P G 以外の一般送配電事業者に横展開することを検討している。

今回手法の概要について(1/2)

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

- 他方で、中部電力PGが契約している気象会社から日々入手している気象予測データのうち、日射量予測については、従来より、当該気象会社において、翌日の予測信頼度を高い (A) と低い (B) にランク付けをしている。
- 今回、中部電力PGとともに検討した手法は、信頼度Aの日では下振れの予測誤差が相対的に小さくなる点に着目し、信頼度Aの日に対する必要量テーブル(以下、Aテーブル)を新たに準備し、気象会社が日々想定した信頼度に応じ、信頼度Aの日にはAテーブルを、信頼度Bの日には従来のテーブル(以下、Bテーブル)を使い分けて使用するもの。



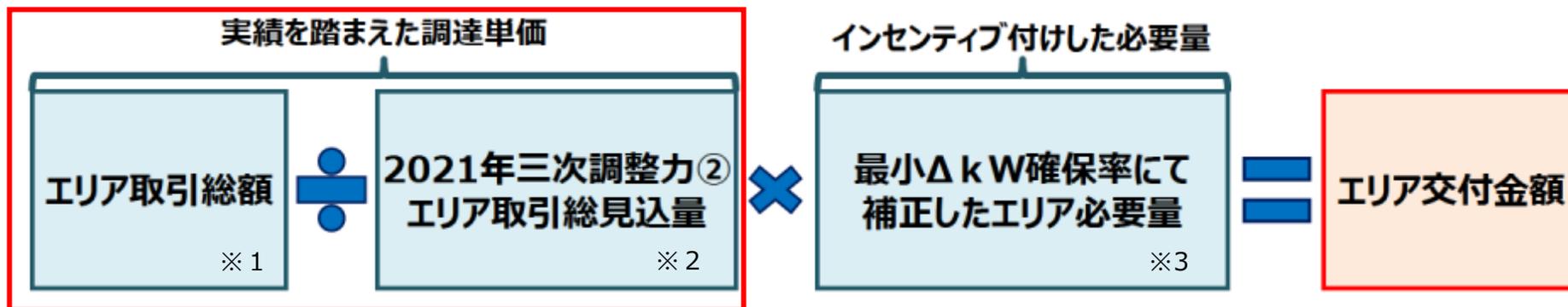
費用見込額と実績に乖離が生じた場合の対応

- 現在、毎年度の三次調整力②の調達費用は、前年度の1月時点において、直近1年間（1～12月）の調達実績をベースに算定することとしている。
- こうした中で、三次調整力②の調達費用見込みと実績に生じた乖離について、次年度の交付金で対応するためには、以下の各論点に対する考え方を整理する必要がある。

論点① 対応範囲

論点② 具体的な対応方法

<2022年度交付金活用の考え方>



単価については起動費重複計上額を控除し算出した取引総額を各エリアの取引実績量で割ることで算出

必要量については過去の4年間のΔkW確保率の最小値とFIT設備量を基に算出

※1：算定当時の実績値を使用（2021年1月～12月）

※2：需給調整市場開場前の2021年1～3月分の三次調整力②取引量は、必要量テーブルより想定される量で推計

※3：ΔkW確保率 = 三次調整力②必要量 ÷ FIT設備量（FITインバランス特例①・③）

（出典）第39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2月14日）資料2より抜粋

論点① 対応範囲

- 三次調整力②の調達費用は、調達量と調達単価を乗じて算定される。
- このうち、調達量は一般送配電事業者自らの取組でも増減する余地があり、2022年度においては、共同調達等の事業者の取組の効果により削減効果が生じていることが確認できる※。

※天候の影響等、一般送配電事業者の努力外の要素によっても再エネ予測誤差は変動することがある。

- このため、調達量の増減については次年度に対応する必要はないのではないかと。
- 一方、調達単価は一般送配電事業者の取組と無関係に応札事業者の売り札価格により決まり、その増減を一般送配電事業者にそのまま帰属させることは妥当でない。
- このため、**例えば一定以上の調達単価の増減については、次年度に対応することとしてはどうか。**
- なお、実績単価は、2021年度と2022年度はいずれも見込単価を上回っているが、燃料価格が下落するなどすれば、見込単価を下回る可能性がある。その場合、一般送配電事業者に差額利益をとどめおく必要はないことから、原則として、実績単価が見込単価を上回る場合と同様の方法で対応することとしてはどうか。

論点② 具体的な対応方法

- 三次調整力②の調達単価について、前年度の見込みと調達実績の間に生じた乖離に対し次年度の交付金算定時に対応する場合、**当該乖離により生じた不足額または余剰額を次年度の交付額に加算または交付額から控除することが考えられる。**
- その際、実績費用を全額精算するという観点から、調達単価に僅かでも乖離が生じた場合には**過不足なく全額調整するという考え方もあり得る**が、そのような全額精算は、募集量削減に向けた検討や、需給調整市場に売入札を行う事業者の参入を促進することによる調達単価の低減等、一般送配電事業者による取組を継続するためのインセンティブを損ねる可能性がある。
- そのため、**前年度の見込みと実績との間の乖離が一定以上の場合のみ、次年度の交付金算定において対応する考え方もあり得るがどう考えるか。**
- 具体的には、交付金の額の算定において前提とした調達費用単価と実績単価との間に、**例えば1～2割以上の乖離が生じた場合など、基準を上回った不足額または余剰額に対応することとしてはどうか。**