

インバランス料金等について

第93回 制度設計専門会合
事務局提出資料

2024年1月30日（火）



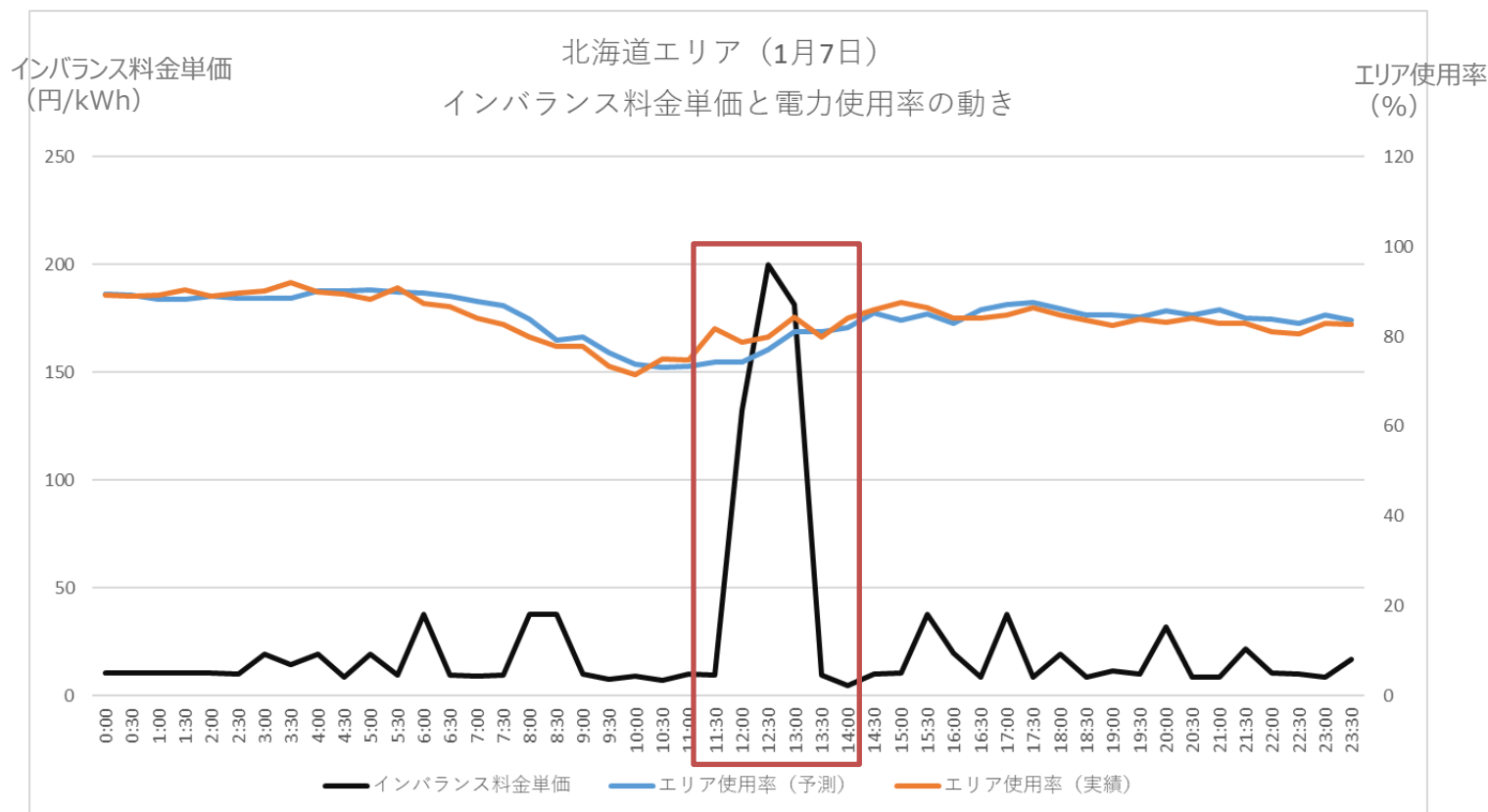
本日の内容

- インバランス料金に関しては、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。そのため、実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにしている。
- 2024年1月7日に、北海道エリアにおいて、インバランス料金単価が200円/kWhとなった（参考：2023年12月の北海道エリアにおけるインバランス料金単価平均は13.34円）。その要因について事業者ヒアリング等を行ったため、ご報告させていただきます。
- また、2023年11月に、一般送配電事業者の収入の見通しの変更申請に関して、料金制度専門会合において検証を行った際、インバランス収支が悪化している点に関して議論が行われた。そのため、議論内容に関してご報告させていただきます。

1. インバランス料金単価の動向等

1-1. 1月7日のインバランス料金単価について

- 2024年1月7日の北海道エリアのインバランス料金単価について、12:30～13:00のコマが200円/kWhとなった。
- その要因について、北海道電力ネットワークに確認したところ、当該コマにおいては、上げ調整単価（V1単価）の登録単価が200円/kWhの蓄電池が発動指令を受けており、限界的な電源となっていた。



1-2. 当該応札事業者の考え方

- 当該蓄電池事業者は、需給調整市場（調整力 Δ kW市場）において当該コマを含む複数ブロックで約定をしていたことから、登録するkWh価格については、価格規律の対象（※）となるため、値付けの考え方について確認を行ったところ、次項のとおり回答があった。

※現行の需給調整市場ガイドラインにおける予約電源の登録kWh価格は「限界費用又は市場価格」以下。

（参考）需給調整市場ガイドライン（2023年3月10日改定）（一部強調）

（2）予約電源

予約電源については、事前に調整力 Δ kW市場を通じて調達され、既に Δ kWの収入を得ているものであることなどから、当面は、上述（1）にかかわらず、**全ての事業者について、その登録kWh価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当**であり、 Δ kWの契約においてそれを明確化することとする。

なお、予約電源の登録kWh価格に引用する市場価格については、電気の価値を反映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当であるが、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の平均値」を参照して、市場価格の登録を行う。

需給調整市場で約定されれば、
大きな市場支配力を有する事業者に関わらず、
すべての事業者の登録kWhは価格規律の対象となる。
なお、改定後の需給調整市場ガイドラインでは、
登録kWh単価は「限界費用＋マージン（「限界費用×10%」）」
となる予定。

（蓄電池事業者の回答）

- 当該蓄電池事業者（※1）は、小売電気事業者と電気需給契約を行いつつ、需給調整市場（3次①及び3次②）に参加している蓄電池。
- 小売事業者との契約では、スポット市場の入札受付が終了する前日10:00以降に行われる充電（計画変更）は、インバランス料金単価で精算することとなっていた。
- 200円/kWhの価格を登録した前日は、複数ブロックで需給調整市場での約定がなされており、全てのブロックで発動されると充電量が不足することが見込まれたことから、ブロックの合間で、急きょ充電を行った（※2）。
- インバランス料金単価予想は非常に難しいことから、損失を出すリスクを排除するために、当日のkWh価格は上限値の200円/kWhとして登録した。
- 当日は複数ブロックで発動指令が出され、そのうちの一つのコマが12:30～13:00であった（※3）。

（※1）当該蓄電池事業者は、需給調整市場への供出にあたり、特定卸供給事業者（アグリゲーター）と契約を行っており、蓄電池事業者は Δ kW・kWh単価の値付けを行い、特定卸供給事業者は約定した Δ kWへの発動指令への対応等の運用を行っているとのこと。なお、充電のタイミングの決定は蓄電池事業者が行う。

（※2）調整力 Δ kW市場で約定したとしても、発動されるかどうかは当日の需給状況等によるため、約定した全てのブロックで発動されるかどうかは事前には分からない。

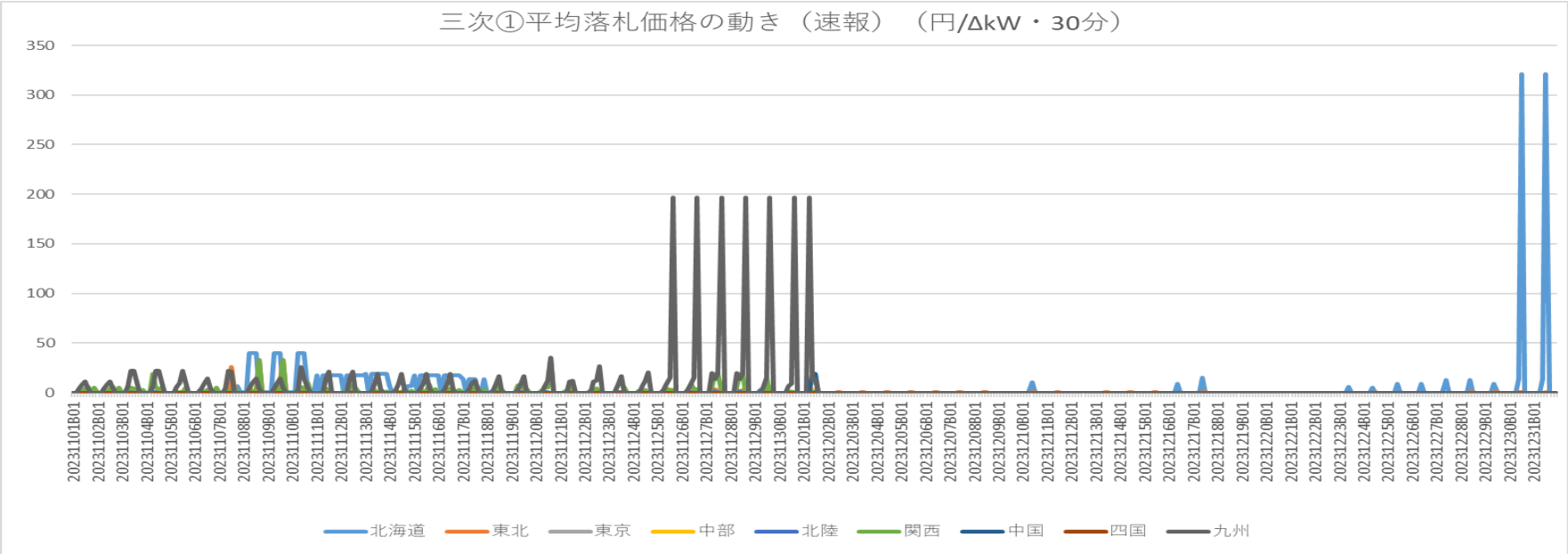
（※3）発動指令は5分単位で行われるが、インバランス料金単価は30分単位であることから、インバランス料金単価は加重平均や系統不足・余剰がネットされ算定される。そのため、当該蓄電池が発動されたとしても、当該蓄電池が30分間継続して『限界的な調整力』とならない限り、インバランス料金単価が200円/kWhにはならない。

1-3. 事務局評価（200円/kWhの電源等について）

- 当該蓄電池事業者は、小売事業者との契約内容及び充電計画の運用上、上げ調整力単価についてインバランス料金単価が限界費用となることから、限界費用をインバランス料金単価予測値で登録していた。
- インバランス料金単価の予測が外れた場合、当該蓄電池事業者に利益もしくは損失が発生する。そのため、当該蓄電池事業者は、リスクを回避する目的から、インバランス料金単価上限値200円/kWhを上げ調整単価とし登録していた。
- 前日市場のようなシングルプライスオークションの場合は、リスク回避の価格で応札したとしても市場の需給によって適切な水準に価格が決定するが、需給調整市場のkWh価格の場合、発動された場合には当該価格で対価が支払われる仕組みとなっている。
- 200円/kWhは、前日市場や時間前市場の実勢価格と著しい乖離があり、需給調整市場ガイドラインは、「全ての事業者について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当」としていることから、同様の状況が継続する場合、更に状況を精査することとしてはどうか。
- また、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとしてはどうか。
- なお、計画値同時同量を遵守する観点からは、蓄電池の充電計画は計画変更分も含め、BGの需要計画に含まれることが適当であると考える。

(報告 1) 需給調整市場三次①の平均落札価格の動き (速報値)

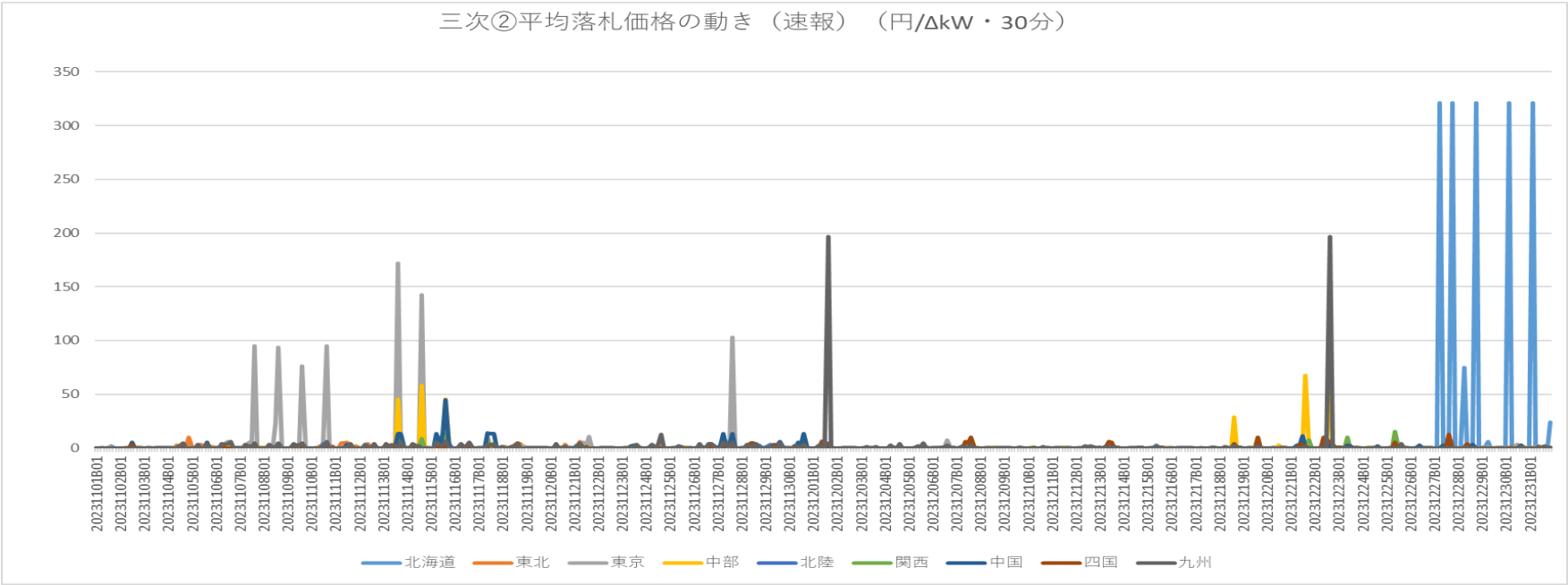
- 2023年11月～2023年12月の三次①の平均落札価格の動きは以下の通り。
- 11月24日取引以降、必要量が削減されたことが起因してか、多くのエリアで平均落札価格は低値となった。北海道エリアでは約300円/ΔkW・30分、九州エリアでは約200円/ΔkW・30分となるブロックが発生した。これは、11月以降に新たに算入した蓄電池事業者の影響も含まれる。
- なお、需給調整市場ガイドラインに示される価格規律（上乗せ措置）に基づいた入札は、大きな市場支配力を有する事業者のみに要請され、それ以外の事業者については「望ましい」行動とされている。



| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 9エリア計 |
|------------|-------|------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|
| 2023年4-10月 | 8.21 | 0.86 | 0.83 | 4.04 | 0.15 | 11.59 | 5.46 | 9.75 | 7.71 | 6.9 |
| 2023年11月 | 14.27 | 0.66 | 0.28 | 0.50 | 0.18 | 3.62 | 7.09 | — | 7.41 | 4.44 |
| 2023年12月 | 10.82 | 0.23 | 0.28 | 0.50 | 0.31 | 0.09 | 7.09 | — | 6.72 | 3.76 |

(報告 2) 需給調整市場三次②の平均落札価格の動き (速報値)

- 2023年11月～2023年12月の三次②の平均落札価格の動きは以下の通り。
- 三次①と同様に、北海道エリアでは約300円/ΔkW・30分、九州エリアでは約200円/ΔkW・30分となるブロックが発生し、これは、11月以降に新たに算入した蓄電池事業者の影響が含まれる。
- なお、需給調整市場ガイドラインに示される価格規律（上乘せ措置）に基づいた入札は、大きな市場支配力を有する事業者のみに要請され、それ以外の事業者については「望ましい」行動とされている。



| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 9エリア計 |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 2023年4-10月 | 0.22 | 1.33 | 1.42 | 1.19 | 0.48 | 2.21 | 2.82 | 3.2 | 1.33 | 1.65 |
| 2023年11月 | 0.23 | 1.36 | 0.53 | 1.50 | 0.81 | 0.79 | 1.57 | 0.88 | 1.81 | 1.12 |
| 2023年12月 | 0.33 | 0.33 | 0.27 | 1.26 | 0.55 | 0.42 | 1.73 | 1.10 | 0.60 | 0.65 |

(参考) 蓄電池事業者の ΔkW の値付けの考え方

- 2023年11月から算入した蓄電池事業者について、当該事業者は「大きな市場支配力を有する事業者」に該当しない事業者であったが、過去の約定平均価格等と比して高値であったことから、念のため値付けの考え方を確認したところ、事業者からの回答は以下の通りであった。

(事業者回答)

- 需給調整市場ガイドラインにおいて、大きな市場支配力を有する事業者に対して講じられている「固定費回収のための合理的な額」の算定方法を参考に、設備固定費を、想定約定ブロック数で除して価格設定を行った。

(参考) 需給調整市場ガイドライン抜粋

Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

2. 調整力 ΔkW 市場

(1) ΔkW 電源 調整力 ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「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 ΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益 (機会費用) + 一定額等

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額 (当年度分の 固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 \times 一定割合) とし、等は売買手数料とする。

(略)

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の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益 (需給調整市場での既回収分も含む) を差し引いた分とする。

固定費回収のための合理的な額 (円/ ΔkW) = { ①電源等の固定費 (円/ $kW \cdot$ 年) - ②他市場で得られる収益 (円/ $kW \cdot$ 年) } \div ③想定年間約定ブロック数
想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間 \div 3 時間

(略)

2. インバランス料金制度に関する 今後の検討

インバランス収支に関する期中調整での審議

- 一般送配電事業者の収入の見通しに関して変更承認申請が出され、2023年11月の第49回料金制度専門会合においてその内容に関して検証を行った。その際、2022年度の一般送配電事業者のインバランス収支は赤字となっていることから、その要因等に関する議論がなされた。

第49回料金制度専門会合（2023年11月）
資料4（一部強調）

- 各一般送配電事業者は、2022年度実績に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、各事業者のインバランス等取引利益・損失及び不足インバランスの貸倒損等については、託送収支計算規則第3条に基づき監査法人の監査を受け公表している2022年度の託送収支計算書に含まれる「インバランス等収支計算書」により確認を行った。
- また各事業者のインバランス収支過不足について、次スライド以降で分析を行った。

| 単位：億円 | 北海道 NW | 東北 NW | 東京 PG | 中部 PG | 北陸 送配電 | 関西 送配電 | 中国 NW | 四国 送配電 | 九州 送配電 | 沖縄 電力 | 合計 |
|---|-----------|-----------|-------------|----------|-----------|------------|------------|-----------|-----------|----------|------------|
| ①インバランス等取引利益・損失 | ▲138 | ▲122 | ▲286 | ▲163 | ▲43 | ▲300 | ▲59 | ▲24 | ▲181 | ▲9 | ▲1,324 |
| ②追加kW・kWh公募費用 | ▲29 | ▲129 | ▲462 | ▲156 | ▲34 | ▲169 | ▲71 | ▲32 | ▲100 | － | ▲1,183 |
| ③インバランス収支過不足 追加kW・kWh公募費用控除後 (=①－②) | ▲109 | 7 | 176 | ▲7 | ▲8 | ▲131 | 12 | 8 | ▲80 | ▲9 | ▲142 |
| ④調整額（貸倒損等※） | ▲10 | ▲3 | 27 | ▲3 | 0 | 0 | ▲8 | ▲1 | ▲1 | ▲0 | 2 |
| ⑤インバランス収支過不足 期中調整対象（=③－④） | ▲99 | 9 | 148 | ▲3 | ▲9 | ▲131 | 20 | 9 | ▲80 | ▲9 | ▲144 |
| 期中調整額（⑤の符号反転） | 99 | ▲9 | ▲148 | 3 | 9 | 131 | ▲20 | ▲9 | 80 | 9 | 144 |

（出典）各一般送配電事業者の2022年度インバランス等収支計算書をもとに集計（いずれもマイナスは損失）

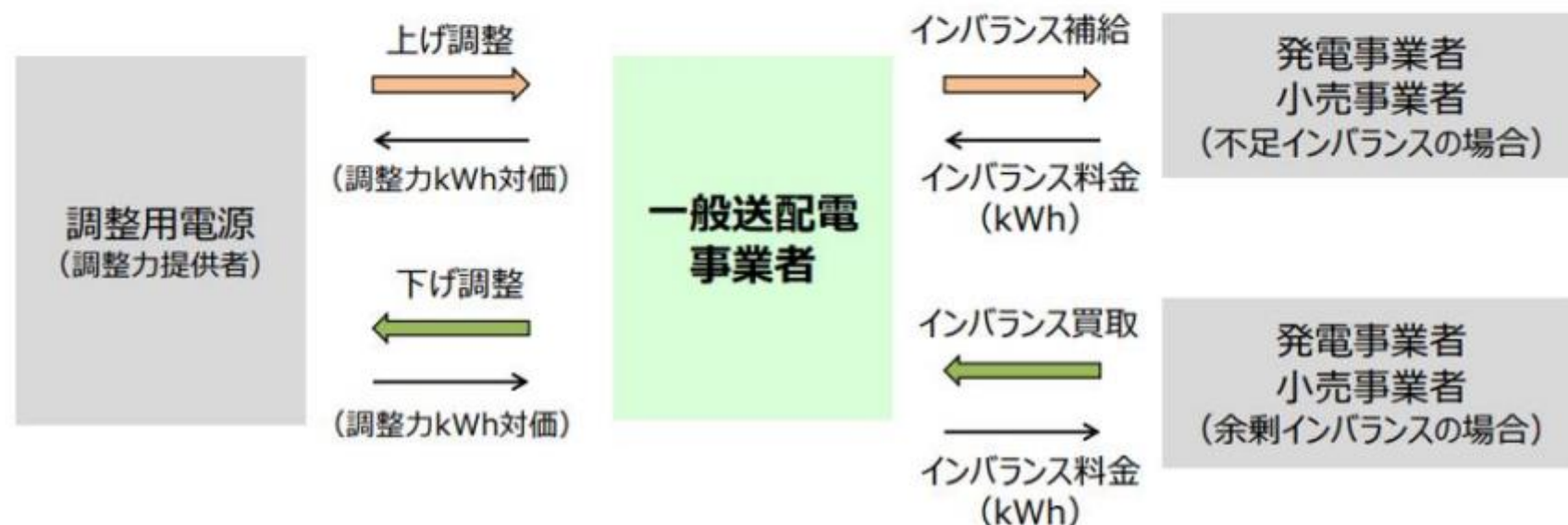
※ インバランスに係る債権の貸倒損及び貸倒損引当から貸倒損引当戻入を控除した額等

(参考) インバランス料金の仕組み

第49回料金制度専門会合（2023年11月）
資料 4

- インバランス（計画と実績の過不足）を発生させた発電事業者又は小売事業者（バランシンググループ）は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算する。
- 個々の発電事業者又は小売事業者（バランシンググループ）が発生させた不足インバランス量・余剰インバランス量は一部が相殺され、エリア全体のインバランス量が残る。これを調整するために、一般送配電事業者は、調整力を稼働させ、調整力提供者に対して対価を支払う。
- 不足インバランスのインバランス補給料金単価と、余剰インバランスのインバランス買取料金単価は同一であり、一般送配電事業者が用いる調整力のkWh単価を参照して決定される。

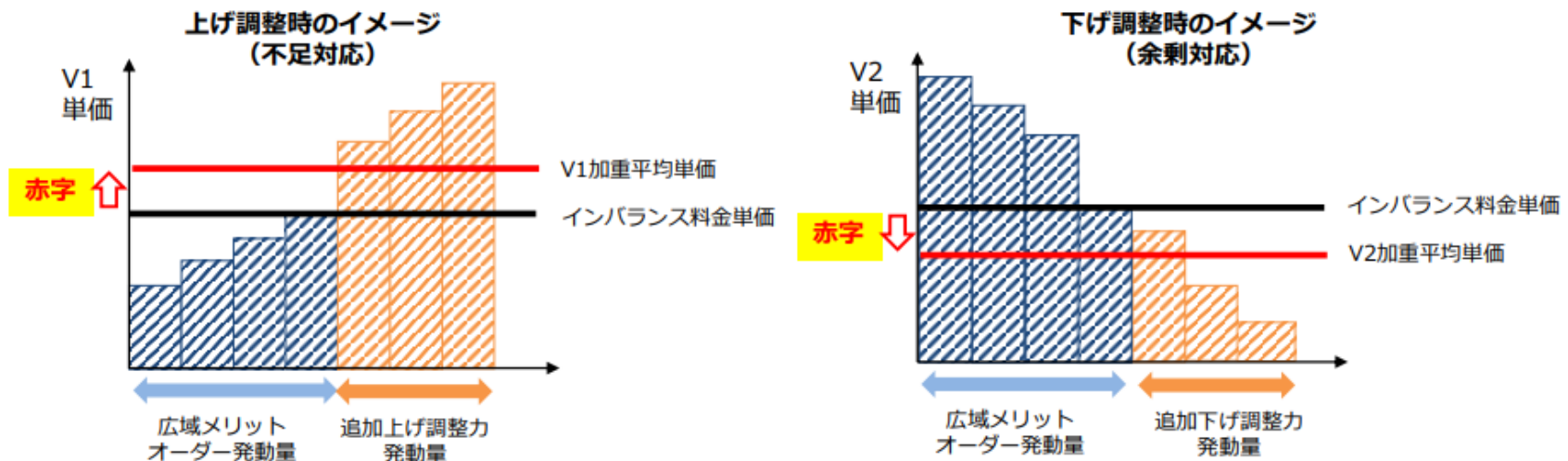
「インバランス料金制度等について」
(2022年1月28日)



(参考) 広域運用された調整力と自エリアで稼働した調整力の関係性

第49回料金制度専門会合（2023年11月）
資料 4

- 2021年度からの需給運用では、調整力の広域運用が実施されており、一般送配電事業者が実需給20分前までに予測した各エリアのインバランス量は、広域需給調整システムを通じて9エリア分（北海道～九州）が集計され、9エリアの調整力をkWh単価に基づきコストが最も安価となる順に運用している（広域メリットオーダー）。
- インバランス料金単価は、こうした広域運用調整力のkWh単価を参照している。
- 一方、実需給20分前までに予測できなかったインバランスに関しては、自エリアの調整力で対応することとしているほか、最終保障供給や持替（自エリアの需給運用のために一部電源の出力を直前に調整すること）などに関しても、自エリアの調整力を用いて対応する（エリアごとのメリットオーダー）こととなっている。
- この結果、インバランス料金単価（＝広域運用調整力のkWh単価）と、実需給20分前以降のインバランスに対応した調整力や、最終保障供給や持替なども含めて自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生する。
※更に、一般送配電事業者が調整力提供者に支払う単価は、上げ調整時（V1）と下げ調整時（V2）で異なり、V1、V2と広域運用調整力のkWh単価（＝インバランス料金単価）に乖離が発生する場合がある。（後述）



(参考) 上げ調整力単価 (V1) と下げ調整力単価 (V2) の関係

第49回料金制度専門会合 (2023年11月)
資料 4

- 一般送配電事業者は、エリア全体のインバランス量について、不足の場合に上げ調整力を用い、余剰の場合に下げ調整力を用いる。その際の単価を、それぞれV1単価、V2単価といい、**一般にV1単価 > V2単価**の関係にある。
- 実需給20分前に下げ調整力を用いる想定であった場合、広域運用調整力はV2単価を参照することになり、**インバランス単価も当該V2単価を参照することとなる。その後、実需給までに状況が変わり、上げ調整力を用いることになった場合、一般送配電事業者はV1単価を参照しつつ、エリア内の調整力提供者に対して対価を支払うことになる。**
- こうした状況においては、一般送配電事業者にとっては、**インバランス料金収入を上回る支出が発生**し、赤字が発生することになる。

(参考) インバランス収支の赤字額が多いエリアの状況 (主な赤字要因)

第49回料金制度専門会合 (2023年11月)
資料 4

<北海道NW>

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、(広域運用調整力の調達後である) 実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

<関西送配電>

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、(広域運用調整力の調達後である) 実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

<九州送配電>

- 実需給の20分前までにエリアインバランス量を余剰と判断した後に、太陽光発電の下振れによる供給力の低下などでエリアインバランス量が不足となった場合に、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

<北海道エリアの特徴 (北海道NWの考え) >

- 再エネ出力予測は、気象庁や気象協会から入手した最新データや再エネ設備量等の情報に基づき行っているが、北海道はエリアが広範に及ぶことや降雪影響等により、風力・太陽光発電の予測誤差量に少なからず影響を及ぼしている。
- なお、再エネ出力予測の基となる気象情報そのものの精度向上に向けて、NEDO事業による技術開発が気象会社において進められているため、それら技術の活用についても検討していく予定である。

今後の検討

- インバランス料金制度は、例えば系統余剰となったとき、下げ指令を受ける電源の限界的な調整力 kWh単価（最安単価）がインバランス料金単価となることとなっており、制度上は一般送配電事業者には費用負担がない形で設計されていた※。
- 一方で、実需給20分前以降にインバランス料金単価が確定した後、エリア内調整が発生した場合、インバランス料金単価と実際の調整単価が乖離することの影響等から、2022年度のインバランス収支は、10社中6社で収支欠損が生じたところ。
- 次回以降の制度設計専門会合において、インバランス料金制度上の課題がないか等について、検討を進めていく予定。

※ インバランス収支計算書上、一般送配電事業者がバランシンググループとの間で精算を行った余剰インバランス買取費用・不足インバランス供給収益は相殺せずそれぞれ計上される一方、調整力はエリア全体の不足・余剰インバランスを相殺して運用され、調整力提供者との間で精算し計算書に計上される。計算書上の記載方法はそのようになっているが、いずれにしても、系統余剰時・系統不足時の収支を相殺すれば、バランスするものとして設計されていた。