

インバランス料金制度の詳細設計等について

第 6 回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年2月28日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議論

- 前回会合では、B Gへのヒアリング結果の報告、補正インバランス料金C値・D値及び累積価格閾値制度並びにインバランス料金の予測に資する情報公表について議論を行い、委員等から様々な意見をいただいた。
- 今回は、**前回いただいた意見等を受けた論点整理と、その中の一部論点についての考察を行った。**また、**需給ひっ迫時におけるB Gの余剰インバランスの発生状況の分析や発電事業者へのヒアリングの実施と、インバランス料金等の情報公表の拡充について検討を行った**ので、これらの内容について御議論いただきたい。

インバランス料金制度の暫定措置解除に係るこれまでの議論

開催日	議論内容
2024年9月30日	① 各エリアにおけるインバランス料金動向（2024年7月、8月） ② 小売電気事業者の電力調達の状況（スポット・時間前市場、相対取引、ベースロード市場、常時バックアップの取引状況） ③ 補正インバランス料金のC値及びD値に関する検討について（これまでの経緯、今後の検討の視点）
2024年10月15日	一般送配電事業者、発電事業者、小売電気事業者、DR事業者からプレゼン
2024年11月15日	① 補正料金算定インデックスについて（追加供給力対策のインバランス料金への反映方法） ② 長期間上限価格が継続した場合の措置について（累積価格閾値制度） ③ C値・D値について（インバランス料金と時間前市場との比較分析、B Gのインバランスの発生状況の分析、C値・D値の見直しの検討、C値の引き上げによる不適切な行動に対する対応の検討）
2024年12月26日	① B Gの行動に関する分析（B Gのインバランスの発生状況の分析、時間前市場の入札状況の分析） ② 補正料金算定インデックスの見直しの検討（追加供給力対策のインバランス料金への反映方法） ③ インバランス料金の分析（C値・D値の設定パターンごとのインバランス料金の試算） ④ 長期間上限価格が継続した場合の措置の検討（累積価格閾値制度の具体案） ⑤ 2025年度の方針
2025年1月30日	① B Gへのヒアリング結果等（ヒアリング結果、事務局の所見） ② C値・D値について（C値・D値の設定の具体案） ③ 長期間上限価格が継続した場合の措置について（累積価格閾値制度） ④ インバランス料金等の情報公表の拡充について

1. 前回会合での意見を受けた論点整理と各論点の考察等
2. 情報公表について

前回会合での委員意見を踏まえた論点整理

- 前回会合において、各論点ごとの各委員からいただいた御意見は次頁以降のとおり。
- このうち、今回は、論点2及び論点5について検討を行った。

前回の委員意見を踏まえた論点

1. C値の見直し
2. **C値引き上げにより需給ひっ迫時に保守的な発電計画を作成し、実需給で余剰インバランスを発生させるのではないか。**
3. D値の見直し
4. 累積価格閾値制度
 - ① 制度発動時のC値の引き下げ額（C値の設定とセットで検討すべき）
 - ② 閾値設定（システムプライスではなく、エリアプライスにすべき）
5. **インバランス料金制度と容量市場との関係**

(参考) 前回会合での委員意見①

論点1：C値の見直し

松田委員：インバランス料金は上げれば上げるほど同時同量達成のインセンティブが高まって、それでよいことばかりというわけではない。上げることにより生じるデメリット、例えば新規参入や事業拡大が抑制されることによって、競争の減殺リスクとか、比較的小規模な事業者が高額なインバランス料金によって、局面によっては直ちに倒産状態に追い込まれてしまうことなど、様々な社会的な不利益が考えられるので、その影響や**プラスマイナスを考慮した上で、最適と考えられる水準を見極めて設定すべき**。

需給がタイトになる際にはスポットで十分な売り札が出なかったり、時間前が売り切れたりということで、電源を持たない新電力にとっては、調達がそもそも困難な局面があり得る。そのため、C値を引き上げるのであれば、**電源調達やリスク回避手段が十分と言えるのか**という点についても、いま一度検討いただきたい。

岩船委員：広域予備率に関して制度側で対応できることは今回行った。もちろんB G側の行動も必要なのだけれども、まず制度側でできることは行った。かつ**時間前市場に関するエリア別の入札情報を出すとか、そういうニーズに応えた上で、やれることをやった上で、今はまだそれほど需給は厳しくないのに、次の夏、2025年夏の需給の厳しくなるときにB Gがどんな行動をしたらろう、そういう観察をした上で、そこから議論をすべきではないか。C値を今引き上げることが前提になっている議論には賛同しない**。

(参考) 前回会合での委員意見②

論点1：C値の見直し

松村委員：あまり一挙に上げないで、まずここで様子を見るということから考えると、一挙に2倍にするのではなく、**この案の中では一番低い300円というところで、これで十分機能するということが確認されれば、そこで止めてもよいし、これでもまだ不十分だということであれば、さらに将来の引上げというのも考える、様子を見るというようなことのためにも、300円という水準がよいのではないか。**

まだ今需給が逼迫していないのだから、需給が逼迫してから、それで駄目だったらそこからゆるゆると考えて引上げを検討しましょうなどというようなことをしたら、問題が起こってから考えるという今までのことと同じではないか。それに**備えて制度を整えなければいけないというようなことに著しく反するのではないか。**

今のルールだと送配電部門が足りなかったとしても、8%まである意味マストで戻すということがあるので、一旦8%に戻した上で、その後で何かとんでもないことが起こるということがあったときだけC値に近いインバランス料金が出てくるということで、本当に例外的な事態でないインバランス料金がそこまでいかないという状況になっていて、その制度の下でも本当にそういうものすごく**例外的、危機的な状況のときには、200円を超えるようなコストのものでも出てほしいというようなことでこういう議論をしているのだ**ということとは忘れてはならない。

山口委員：こういう緊急事態にはそれなりのコストがかかってしまうのだという重要なことというのが、まずメッセージとしてちゃんと伝わっていないと**B Gの方も具体的に行動をどうするかということコストをかけて真剣に考えなくなってしまうのではないか。**

体力のないもしくは比較的弱いとか、規模が小さい会社がどんどん苦しんでいくから、**競争環境がなくなっていつてしまつて困るからC値を上げないということ言い続ければ、上がらないでそのまま済むのだ**というようなことになってしまつと、それは**国全体の需給の問題として大きな問題になるので、C値は上げていかないといけないのではないか**と思う。

300円でそんなに変わるのか分からないけれども、まずは少しずつという方針で賛成。今起きてないからいいんだというようなことは、**全く受け入れられない**と思っている。

大橋委員：今回事務局に示していただいたようなヒアリング等の結果を踏まえて見たときに、**C値を据え置くよりは上げていく方向で検討していくのだ**ということについては、私は**そこには同意かな**というふうに思っている。

(参考) 前回会合での委員意見③

論点2：C値引き上げにより需給ひっ迫時に保守的な発電計画を作成し、実需給で余剰インバランスを発生させるのではないか。

草薙委員：C値を引き上げれば引き上げるほど需給逼迫時に事前計画を恣意的に低めに抑えて、余剰インバランスを高値で買い取ってもらうような行動を取るインセンティブを強めてしまう可能性もあるのではないか。

松田委員：インバランス料金がはね上がると想定されるような場面で、**発電側があえて抑制的な計画とする**ような機械主義的な行動の誘引がないか。

山口委員：草薙委員が、余剰インバランスを出してというようなことを懸念されているということで、私も**その懸念は同感**。そういうところをよく調べてからの意思決定というのは必要。

(参考) 前回会合での委員意見④

論点3：D値の見直し

松田委員：D値については、従来から確保済みの追加供給力対策のコストを反映するという考え方によっているので、今回の最もコストの高い電源を参照して**D値を50円に改める**ということは、**従来の考えに整合的**ですし、**合理的**である。

草薙委員：D値については、定量的な実績に基づいて導かれた数字だと思われ、**合理的な水準だと考えるので賛成**。

大橋委員：D値についても、**今回の価格は適当**と思われる。

(参考) 前回会合での委員意見⑤

論点4①：累積価格閾値制度発動時のC値の引き下げ額

草薙委員：（制度発動時のC値の引き下げ額は）**C値の設定とセットで検討すべき**。C値の水準を先に決めてから、その後でセーフティーネットの水準を決めるというプロセスが考えられる一方、**C値の水準よりも先にセーフティーネットの水準を200円と決めてしまうというのは、順序が逆ではないか。**

論点4②：累積価格閾値制度の閾値設定

松田委員：閾値設定はシステムプライスによるとされているが、需給逼迫の要因として局地的な災害なども想定されることから、**エリアプライスとする余地も十分にあるのではないか。**

(参考) 前回会合での委員意見⑥

論点5：インバランス料金制度と容量市場との関係

岩船委員：最初にインバランスの制度、600円がむしろ出てきた頃から、今は大分容量市場も整備されて条件が変わってきているということも踏まえなくてはいけないのではないか。要するに、**インバランスだけで需給の問題を解決するわけでは既にある。容量市場できちんとピーク需要に合った電源は本来確保されているはずであって、それとセットでインバランスの制度も考えなくてはいけないが、インバランスのところだけを取り出すから、ここだけを頑張って守らせるような議論にどうしてもなっているところが、そもそも、もうちょっと大きい枠組みで考えると、私は問題なのではないかとも思う。**

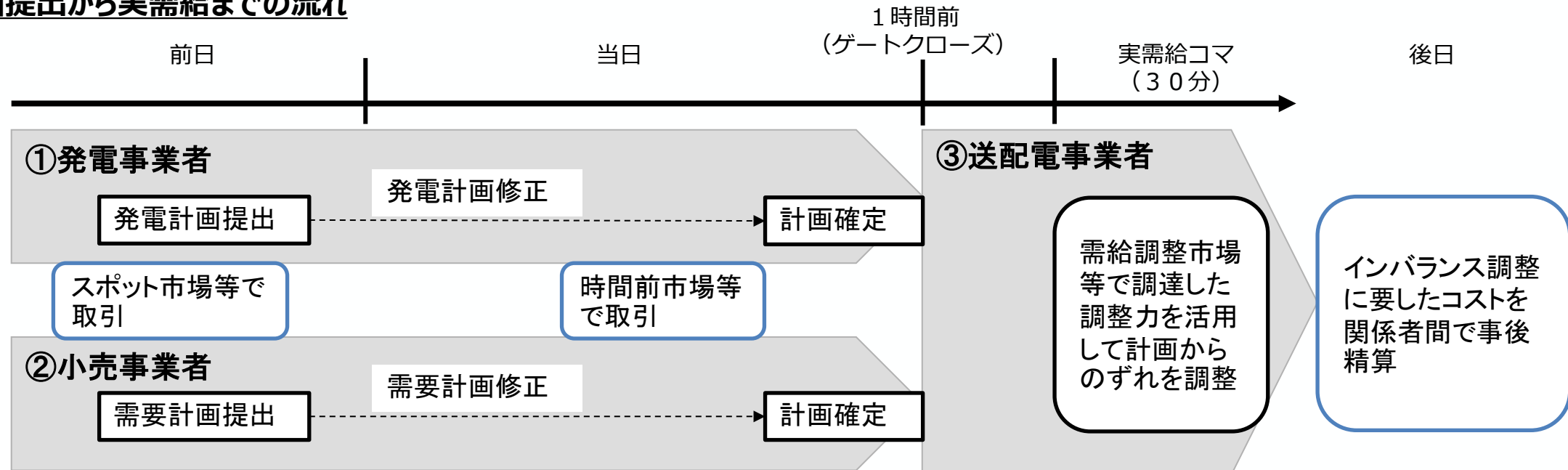
論点：需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成等について①

発電計画について

- 計画値同時同量制度では、発電及び小売事業者は、**実需給前日12時までに翌日の48コマの発電・販売計画、需要・調達計画を策定し、電力広域的運営推進機関に提出する。**その後、**需給調整市場や時間前市場等での取引結果等を踏まえて、計画修正を行い、ゲートクローズ時点（実需給1時間前）で計画が確定する。**このとき、**発電計画と販売計画、需要計画と調達計画※は、原則一致が求められる。**
- ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が発電及び小売事業者が提出した計画と実績の差（インバランス）を調整力を用いて補填・吸収する。インバランス調整に要したコストは、インバランスを発生させた発電及び小売事業者から、インバランス料金を通じて回収する。

※発電事業者が電気の調達を行う場合、または小売事業者が電気の販売を行う場合は、それぞれ調達計画、販売計画の提出も求められる。

計画提出から実需給までの流れ

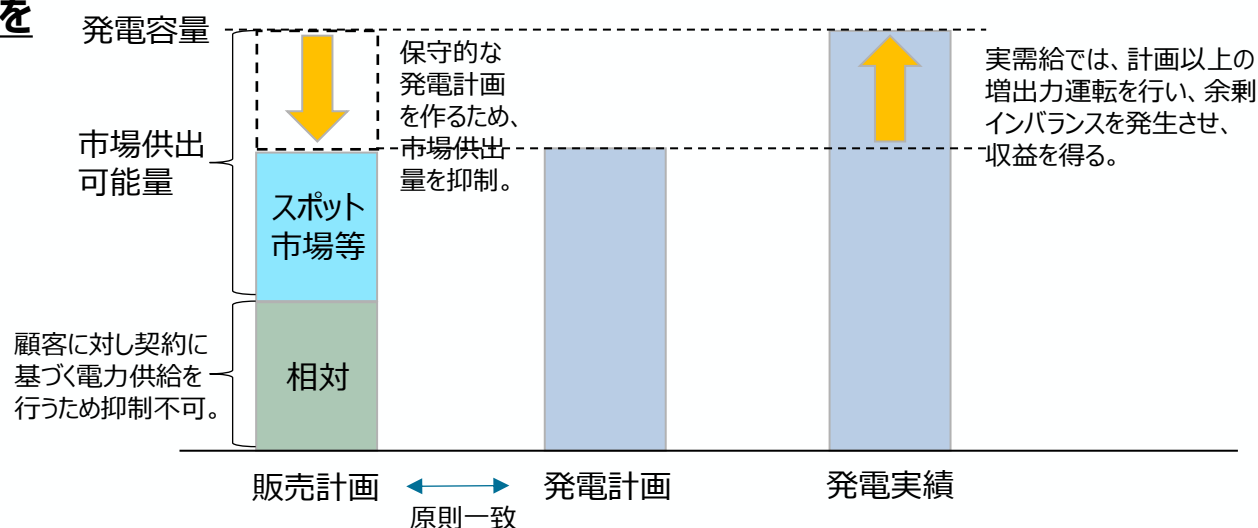


論点：需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成等について②

保守的な発電計画とは

- 本論点を考察するに当たり、需給ひっ迫時の保守的な発電計画とは、どのような計画かを想定する必要がある。
- 発電事業者は、販売した量（販売計画）に応じた発電計画を策定し、確実な発電を行うことを通じて、エリアの安定供給に対する一定の役割を果たすこととなる。
- 販売計画の内訳は、相対契約分やスポット市場等での販売分となる。これらのうち、相対契約分については、契約に基づく顧客への電力供給を行うことから、基本的には発電事業者が保守的な発電を計画する余地はないものと考えられる。他方、スポット市場等への販売分については、入札義務が課されている部分を除けば、発電事業者は管理可能である。
- したがって、需給ひっ迫時の保守的な発電計画とは、発電事業者がスポット市場等への販売を抑制することを意味するものと考えられる。

保守的な発電計画により収益を得ようとするイメージ

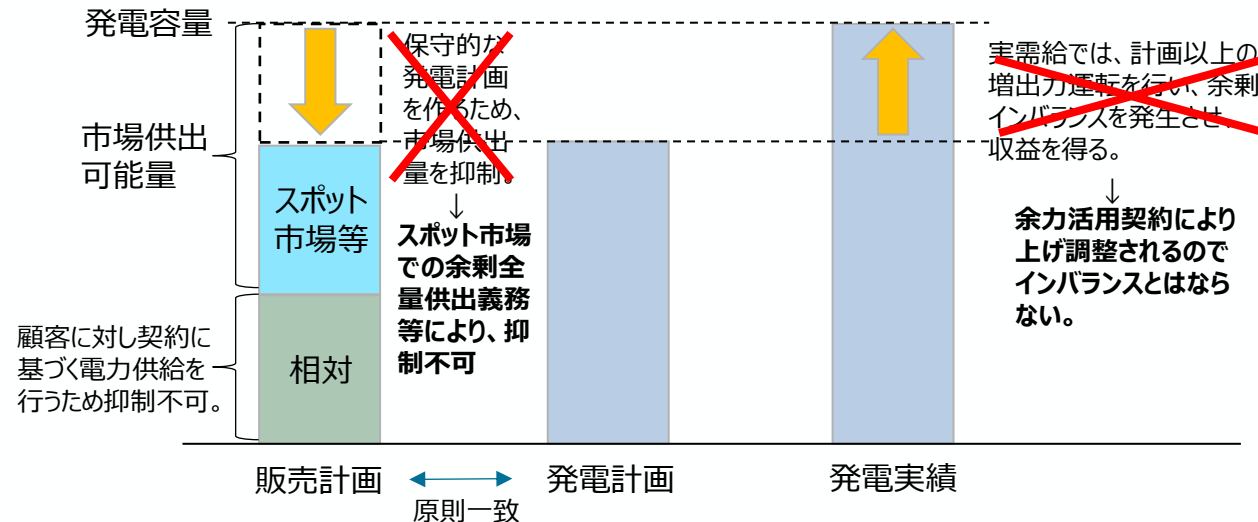


論点：需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成等について③

スポット市場等への販売抑制の可否について（旧一電・JERA）

- 発電事業者が、需給ひっ迫時にスポット市場等への販売抑制が可能かどうか考察した。
- 旧一電・JERAの場合、適正な電力取引についての指針（以下「適取G L」という。）では、スポット市場において市場支配力を有する可能性の高い事業者については、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが強く求められている。このため、適取G L上の「市場支配力を有する可能性の高い事業者」に該当する旧一電・JERAについては、規律上、スポット市場での販売抑制は困難である。
- また、旧一電やJERAが保有する多くの電源は容量市場において収入を得ており、こうした電源については、需給ひっ迫時は、容量市場のリクワイアメントにより、時間前市場等への入札が求められる。さらに、余力活用契約を締結している電源については、ゲートクローズ後の発電余力は一般送配電事業者から調整力として上げ指令され、V1価格（限界費用+10%以内）で精算される。このため、こうした電源については、需給ひっ迫時のインバランス料金が高い時間帯において、意図的に余剰インバランスを発生させ収益を得ることも困難であると考えられる。

保守的な発電計画により収益を得ることが困難なイメージ



論点：需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成等について④

保守的な発電計画に対する対応について

- 前頁のとおり、現在の仕組みでは、適取G L上の「市場支配力を有する可能性の高い事業者」に該当する旧一電やJERAが需給ひっ迫時にスポット市場等への販売を抑制し、保守的な発電計画を作成し、実需給で意図的に余剰インバランスを発生させ収益を得るといような行動は難しいと考えられる。
- 適取G L上の「市場支配力を有する可能性の高い事業者」に該当しない新電力等についても、容量市場で収入を得ている電源については、容量市場のリクワイアメントや余力活用契約を締結していることにより、需給ひっ迫時のインバランス料金が高い時間帯において、意図的に余剰インバランスを発生させ収益を得ることも困難であると考えられる。
- 一方で、新電力等が保有する電源のうち、容量市場で収入を得ていない電源については、スポット市場等への販売抑制は可能であり、理論上、保守的な発電計画を作ることができると考えられるが、このような電源は限定的であると考えられ、仮にこうした電源において何らかの問題が発生する場合には、事後の監視において、インバランスの発生状況を監視するなどして対応していくことになると考えられる。
 - － 再エネ電源（FIT特例①・③を除く）の場合も、需給ひっ迫が予測される局面で発電量の予測外れによる不足インバランス回避から、保守的な発電計画を作ることあり得るが、その計画が合理的に作成されたものであれば、直ちに問題となる行為とは言えないのではないか。なお、本来的には、蓄電池を併設するなどインバランスを調整する取組が重要。

(参考) 発電事業者へのヒアリング結果

需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成について

- 需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成可否について、旧一電等にヒアリングを行ったところ、**相対契約分はコントロールできず、スポット市場は余剰全量供出が強く求められているため、売惜しみを行うことはない。**また、容量市場に約定している電源は、**需給ひっ迫時には容量市場のリクワイアメントにより時間前市場等に供出することから売惜しみを行うことはなく、更に余力活用契約を締結しているので、ゲートクローズ以降の余力も一般送配電事業者調整力として指令され上げ調整価格で精算されるので、高額なインバランス料金で儲かることにはならない**という回答であった。
- 同様に新電力にもヒアリングを行ったところ、需給ひっ迫が予測される局面では、**不足インバランス回避の観点とスポット市場価格よりもインバランス料金の方が高額となるという観点から、スポット市場には売り入札を行わずに余剰インバランスを出す**という回答があった。また、別の新電力からは、**スポット市場で売惜しみをを行い、意図的に余剰インバランスを発生させて収益を得るという行為はモラルハザードであり問題であること、こういう行為は現状のC値200円/kWhであっても生じ得るものであり、逆にこういう行為をやらない事業者は、C値が600円/kWhになったとしてもやらない。C値を引き上げると保守的な発電計画を作成するという因果関係ではないのではないか**という回答があった。

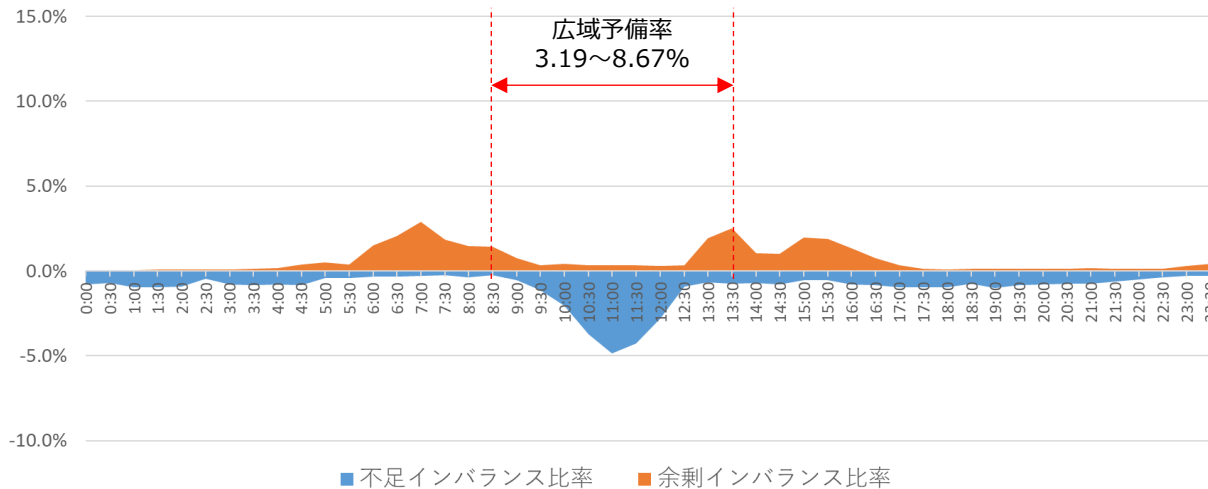
(参考) インバランスの発生状況②

2024年7月8日 東京エリア (発電BG)

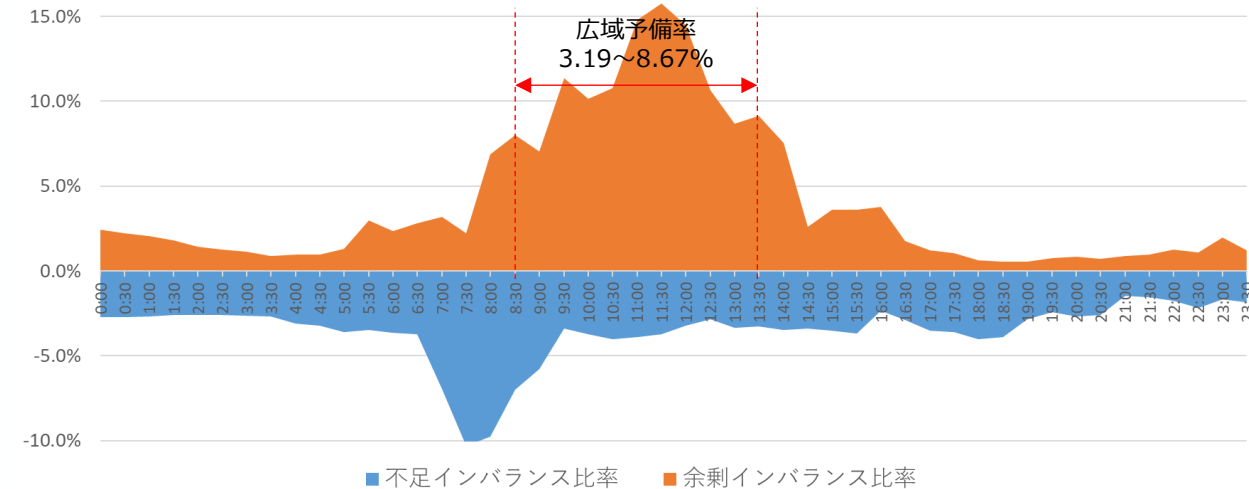
- 同様に発電BGのインバランス発生状況を確認したところ、以下のとおりであった。
- 旧一電以外の余剰インバランス比率が高いが、追加供給力対策として、安定電源への電気の供給指示が発出されており、その影響により、余剰インバランスが発生していると推察される。

2024年7月8日 東京エリア (発電BG)

発電BG：旧一電・JERA



発電BG：旧一電・JERA以外



不足インバランス比率 = 不足インバランス量 / 計画電力量

余剰インバランス比率 = 余剰インバランス量 / 計画電力量

(参考) 発電 B Gのインバランスの発生状況

2024年7月8日 東京エリアにおける発電 B Gのインバランス比率の度数分布表

- 下表は、発電 B Gを発電規模別に区分し、各区分に属する発電 B Gの補正インバランス料金が発動した時間帯（8:30から13:30までの11コマ）におけるインバランス比率（インバランス量÷計画電力量）を階級別に整理したもの。
- 東京エリアの発電 B G412者のうち、当該時間帯において**20%以上の余剰インバランスを発生させていた B Gは75者（約18%）**存在し、その中には発電規模の大きい B Gも複数存在していることが確認された。
- これらの B Gに余剰インバランスの要因を確認したところ、**一般送配電事業者からの供給指示によるものや、需要BGと発電BGの両方に所属している事業者が、需要側の不足インバランスの影響を軽減するため、発電側で余剰インバランスを出した**とのことであった。
 - － なお、需給ひっ迫時に需給バランス確保のために一時的に余剰インバランスを発生させるのではなく、市場価格とインバランス料金あるいは、エリア間のインバランス料金の値差収益を得るなどの目的で反復継続的にインバランスを発生させ収益を得るような行為は、計画値同時同量制度の主旨に反するものであり問題であると考えられる。

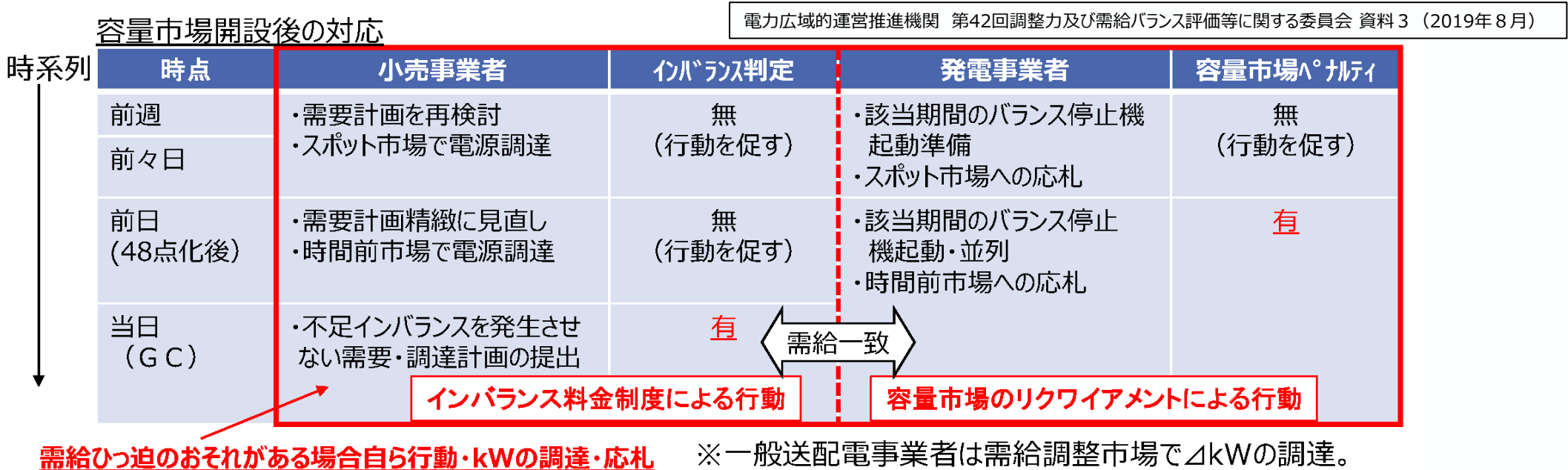
東京エリア全発電BG：412		余剰インバランス比率(第18～28コマ平均値)							不足インバ ランス比率 (18～28コ マ平均値)	計算不能 (計画値0の ため)	合計
発電規模 (18～28コマ平均値)	100%以上	50以上～ 100%未満	40以上～ 50%未満	30以上～ 40%未満	20以上～ 30%未満	10以上～ 20%未満	5以上～ 10%未満	5%未満			
2,000,000kW以上								1	2		3
1,000,000以上～2,000,000kW未満								1	3		4
500,000以上～1,000,000kW未満							1	5	0		6
100,000以上～500,000kW未満		1			1		1	7	2		12
75,000以上～100,000kW未満								1	2		3
50,000以上～75,000kW未満					1				1		2
25,000以上～50,000kW未満								2	3		5
10,000以上～25,000kW未満		2			1	5	1	4	10		23
5,000以上～10,000kW未満	1	1			1	2	1	5	16		27
2,500以上～5,000kW未満			1	1	2	6	3	3	12		28
1,000以上～2,500kW未満	1	3	1	3		3	3	8	12		34
1,000kW未満	12	13	9	8	12	13	13	19	77		176
小計	14	20	11	12	18	29	23	56	140	89	412

※表内の数値は、B G数を表している。余剰（不足）インバランス比率＝余剰（不足）インバランス量／計画電力量

論点：インバランス料金制度と容量市場との関係①

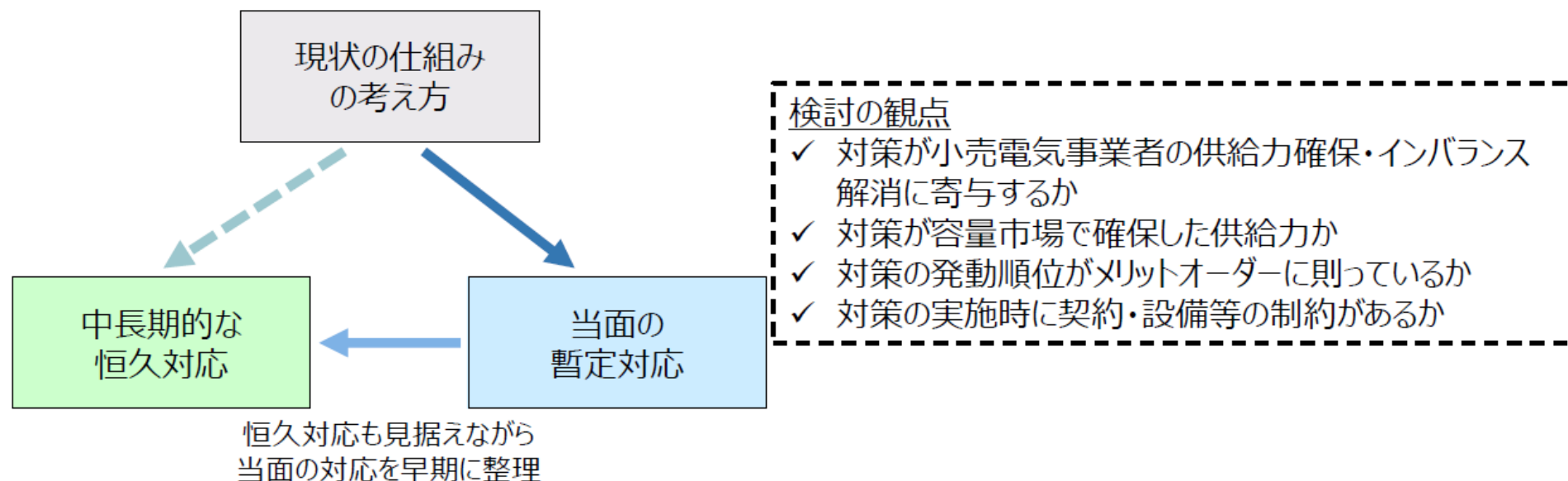
需給ひっ迫対応の基本的な考え方

- 2024年度以降（容量市場開設後）、広域予備率が8%未満となる場合は、容量市場の需給ひっ迫時のリクワイアメントによる市場応札の増加（発電事業者の観点）や、インバランス料金が高騰することによる自発的な同時同量の達成を促す（小売事業者の観点）仕組み（市場メカニズム）で対応することとされている。
- すなわち、発電事業者には、容量市場のリクワイアメントにより供給力を供出させ、小売事業者には、インバランス料金制度により需要計画を精緻化させ、需要に応じた供給力の調達を促すという供給側と需要側の両輪での対応を期待した制度設計となっている。（なお、こうしたインバランス料金制度と容量市場の関係については、現在の補正インバランス料金制度の検討がされていた2019年時点で、既に議論されている。）
- 一般送配電事業者による追加供給力対策は、市場メカニズムのみでは安定供給が困難な状況であるとされている広域予備率3%（インバランス料金が頭打ちとなる値）を基本としている。



(参考) 追加供給力対策の検討の進め方

- 現行制度においては、広域予備率8%未満になる場合は、**容量市場のひっ迫時のリクワイアメントによる市場応札の増加**（発電事業者側の観点）や、**インバランス料金が高騰することによる自発的な同時同量の達成を促す**（小売電気事業者の観点）仕組み（市場メカニズム）としている。
- そのため、一般送配電事業者による追加供給力対策は、市場メカニズムのみでは安定供給が困難な状況であるとされている広域予備率3%（インバランス料金が頭打ちとなる値）を基本としている。
- そのうえで、需給変化リスク等も踏まえ、現状は余力活用電源の追加起動や揚水発電の一時的な運用の切り替えなどの対策実施の基準を広域予備率5%にしている。
- これらの仕組みと足元の状況を踏まえつつ、中長期的にとりえる対応の方向性と当面の対応方針について整理を行った。



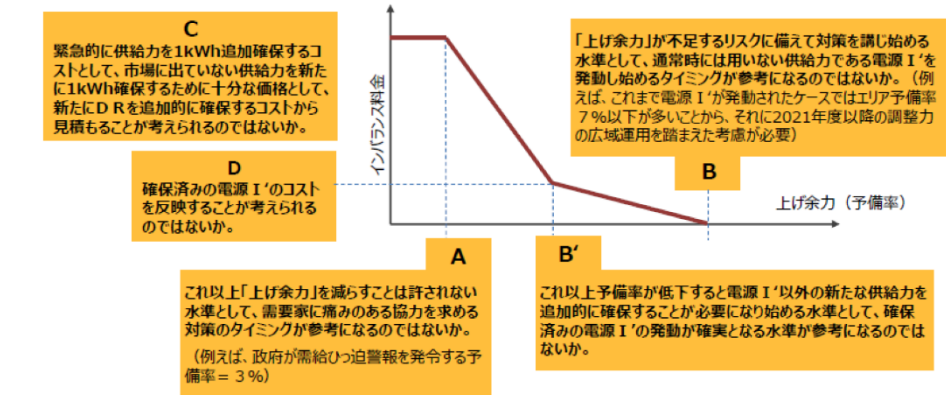
(参考) インバランス料金制度と容量市場のリクワイアメントによる 需給ひっ迫抑制効果

電力広域的運営推進機関
第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料3（一部加工）（2019年8月）

インバランス料金制度による需給ひっ迫抑制効果

6

- 新たなインバランス料金制度においては、予備率が低下する（需給ひっ迫のおそれがある）場合に不足インバランスが発生させると、インバランス料金が高額となる。その支払いを回避するため、小売事業者は供給力を確保し、需給を一致させると期待される。
- さらに上記仕組みにより、需給ひっ迫のおそれがあるときには、供給力不足の小売事業者が相対契約を締結している発電事業者に追加供給力対策を要請（計画停止を中止）することで、さらなる予備率の改善が期待される。



容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果

5

- 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。
- 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」では、全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者が電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課することとなる。
- したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。

事業者	リクワイアメント	ペナルティ
平常時	● 稼働可能な電源等における余力を応札する。 ● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。	● 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。
需給ひっ迫のおそれがあるとき	● 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。 ● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。	● リクワイアメント未達量（kW・時間）から、以下にてペナルティ額を算定する。 ● ペナルティレート（¥／kW・h） ＝容量収入額×100% ÷（容量確保契約量(kW)・Z(h)） 経済的ペナルティ額＝リクワイアメント未達成量 ×ペナルティレート ※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときと なることが想定される時間

論点：インバランス料金制度と容量市場との関係②

容量市場での供給力の確保量について

- 前頁までのとおり、需給ひっ迫時には容量市場のリクワイアメントにより、発電事業者に対し必要な供給力を供出させることとなる。
- 供給力の確保量については、実需給年度の4年前に実施される容量市場の約定処理（メインオークション）により決定される。具体的には、複数の諸元により設定された目標調達量を構成要素の一つとして作成された全国の需要曲線と、応札電源を価格の低い順に並べた全国の供給曲線との交点により約定価格とともに決定される。
 - － 各エリアの供給信頼度を確認し、あるエリアが基準を満たさない場合、当該エリアは市場分断され供給信頼度が満たされるまで、電源を追加確保する約定処理の補正が行われる。
- 目標調達量は、**最新の供給計画における実需給年度の全国H3需要（離島除く）に偶発的需要変動対応分、持続的需要変動対応分、厳気象対応分、稀頻度リスク対応分、追加設備量を加算したものとして設定される。**
- また、メインオークション実施後の想定需要や供給力の変化を踏まえ、**実需給年度の1年前に必要な応じ追加オークションが実施される。**
- このように、**容量市場を通じて需給安定上、必要な量の供給力は基本的に確保される仕組み**となっていることから、**これらが安定的に稼働し、発電事業者、小売事業者、一般送配電事業者の各プレーヤーが適切に行動していれば、想定外の事象等が発生しない限り、広域予備率は安定的な水準を維持し、補正インバランス料金が上昇することはないと考えられる。**

(参考) 容量市場の需要曲線と目標調達量の考え方

電力広域的運営推進機関
2024年度メインオークション需要曲線作成要領
(対象実需給年度：2028年度)

Ⅱ. 需要曲線

1. 需要曲線の形状

需要曲線は、以下の4点を直線で結んだ形状とする。

- ① 目標調達量と指標価格の交点
- ② 上限価格
- ③ 上限価格における調達量
- ④ 調達価格ゼロにおける調達量

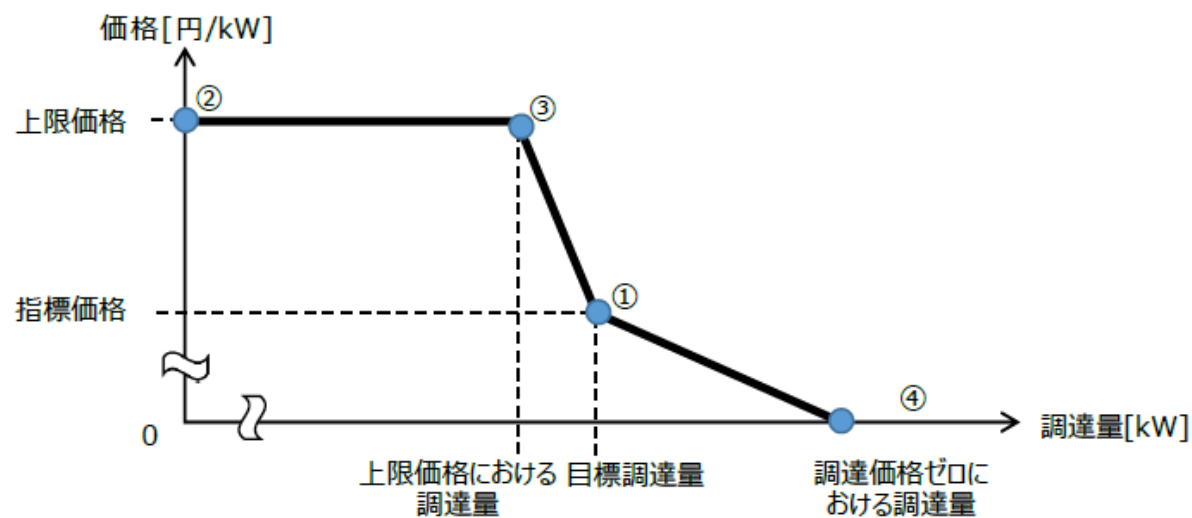


図1 需要曲線の形状

Ⅲ. 諸元

1. 目標調達量に係る諸元

目標調達量の算定に用いる諸元は以下のとおり。

項目	数値	備考
全国 H3 需要 (離島除き)	160,577,100 kW	諸元は 2024 年度供給計画の 2028 年度断面
偶発的需給変動分	5.9%※1	目標停電量 0.016[kWh/kW・年]を満たす必要供給力を算定 諸元は 2024 年度供給計画の 2028 年度断面
持続的需要変動分	2%※1	第 77 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会「(資料 1-2) 持続的需要変動対応の必要供給予備力について」
稀頻度対応分	1%※1	第 81 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会「(資料 1) 確率論的必要供給予備力算定手法(EUE 算定)における諸課題の検討について」
厳気象対応分	夏季・冬季 4.2%※1 春季・秋季 3.6%※1	第 95 回制度検討作業部会「(資料 6) 容量市場について」
追加設備量	2.8%※1※2	計画停止可能量 1.90 ヶ月を満たす追加設備量を算定 諸元は 2024 年度供給計画の 2028 年度断面

※1 対全国 H3 需要比

※2 厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)の供給力は、安定電源の補修調整で対応

項目	詳細
偶発的需給変動対応分	自然変動電源の出力変動、電源の計画外停止、気温等による需要変動に対応する供給力。
厳気象対応分	10 年に 1 回程度の厳気象(猛暑および厳寒)に対応する供給力。
稀頻度リスク対応分	想定したリスクを超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクに対応する供給力。
持続的需要変動対応分	景気変動等による需要変動に対応する供給力。
追加設備量	計画停止可能量を確保するために必要な供給力。

論点：インバランス料金制度と容量市場との関係③

インバランス料金制度の役割について

- 他方で、電源トラブル等により容量市場で確保した電源が稼働しない場合、あるいは小売事業者の需要予測が大外れし、本来必要な電源の稼働があらかじめ確保されない場合など例外的な事象が発生することもあり得る。
- その場合、供給力が不足又は需要が増加するため一時的に広域予備率が低下するが、一般送配電事業者による追加供給力対策が発動するため、一般的には、一定期間後に広域予備率は回復し、インバランス料金の上昇は一時的なものとなると考えられる。
 - このとき、一般送配電事業者が追加供給力対策のコストを適切に回収するため、これらのコストがインバランス料金に適切に反映される必要がある。
- **広域予備率が3%に近いような低い水準においては、一般送配電事業者が各種の追加供給力対策を行うこととなるが、こうした措置を行ってもなお、広域予備率が改善せず供出可能な供給力が出尽くした場合、かなりの稀頻度であることが想定されるが、容量市場では確保されていない新たな供給力を供出させることが必要となり、そのインセンティブがC値である。**
- また、広域予備率が低い水準での追加供給力対策中に、**系統利用者が適切な需給一致の行動を取らなければ、一般送配電事業者による追加供給力対策コストがかえって膨らむこととなるため、系統利用者には需給状況を踏まえた同時同量インセンティブを与えることが必要。**
- すなわち、インバランス料金制度の役割は、**容量市場において必要な供給力が確保されていることを前提とした上で、需給が極めて厳しい状況においては、補正インバランス料金を通じて、容量市場で確保されていない新たな供給力の供出のインセンティブを与えるとともに、系統利用者に需給状況を踏まえた同時同量インセンティブを与えることを求めるものであると考えられる。**

1. 前回会合での意見を受けた論点整理と各論点の考察等
- 2. 情報公表について**

インバランス料金等の情報公表について

インバランス料金等の情報公表に係る拡充の検討

- 前回会合では、B Gへのヒアリングで出てきた情報公表の拡充の要望について紹介した。委員、オブザーバーからも時間前市場でのエリア別の入札情報やHJKSの情報拡充などの必要性について、意見があったところ。
- **時間前市場やHJKSの情報公表の拡充については、日本卸電力取引所などの関係機関等と検討を進めていくこととしたい。**
- また、現在のインバランス料金に係る関連情報公表については、一般送配電事業者、送配電網協議会、電力広域的運営推進機関の努力により、インバランス料金の情報だけでなく、系統の需給に関する情報や調整力に関する情報など多岐にわたっており、その公表タイミングも多くの情報がタイムリー（実需給終了後30分以内など）に公表されている。
- 今後、このような**インバランス料金に係る関連情報についても検証を行い、必要に応じて情報開示の改善を検討することとしてはどうか。**

（参考）インバランス料金に係る関連情報公表

中間取りまとめ（抜粋）（令和 5 年11月21日）

系統の需給に関する情報

● エリアの需要に関する情報

項目名	公表のタイミング
エリア総需要量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
エリア総需要量（予測値）	一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表
エリア総需要量（需要 BG 計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表

● エリアの発電に関する情報

項目名	公表のタイミング
エリア総発電量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
エリア総発電量（予測値）	前日夕方、当日午前中などに公表
エリア総発電量（発電 BG 計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表
エリア風力・太陽光発電量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
エリア風力・太陽光発電量（予測値）	前日夕方、当日午前中などに公表
エリア太陽光・風力発電量（発電 BG 計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表

※風力発電量については、エリア内の導入量等を踏まえ、段階的な対応を検討。

● エリアの需給状況に関する情報

項目名	公表のタイミング
連系線の空き容量	状況変化に基づき随時公表
発電ユニット等の停止情報	状況変化に基づき随時公表
広域エリア供給力/広域予備率（GC 時点での最終計画値）	GC 後速やかに公表（実需給前まで）
広域エリア供給力/広域予備率（予測値）	一週間前、前日夕方、前日 23 時から 30 分ごとに当日 0 時から 24 時までの各コマの GC 時点の予測値を公表
補正料金算定インデックス（GC 時点での最終計画値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）

インバランス料金に関する情報

項目名	公表のタイミング
インバランス料金	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
広域運用調整力の指令量（≒インバランス量）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
インバランス料金の算定根拠（指令した調整力の限界的な kWh 価格）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
インバランス料金の算定根拠（卸市場価格による補正インバランス料金）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
インバランス料金の算定根拠（需給ひっ迫時補正インバランス料金）	GC 後速やかに公表（実需給前まで）
インバランス料金単価の諸元誤りの可能性（エリア、日付けコマ）	事案を把握した時点から 3 時間を目処に公表（日付コマの特定に時間を要する際には、インバランス料金単価が修正される可能性がある旨を、可能な範囲で期間等を特定した上で、先行して公表する）
インバランス料金単価の修正値	可能な限り早期に公表（1 週間以内を目処）

調整力に関する情報

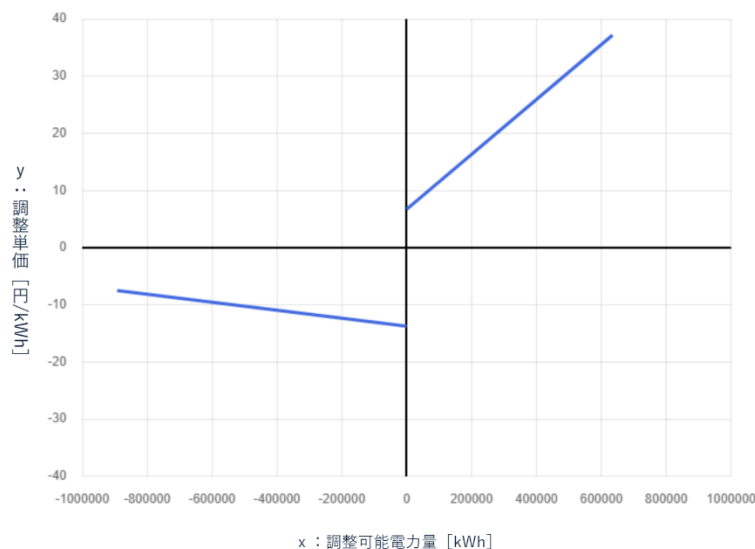
項目名	公表のタイミング
広域運用調整力の指令量	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
指令した調整力の限界的な kWh 価格（＝インバランス料金の算定根拠）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
広域運用システムに登録された調整力等の詳細（メリットオーダー）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで） ※公表の方法は、当分の間、9 エリア全体、東日本 3 エリア、西日本 6 エリアそれぞれについて、広域メリットオーダーを近似した直線を公表

(参考) インバランス料金に関する情報公開の例

広域運用された調整力のメリットオーダーの情報

- インバランス料金は、通常時は、広域運用された調整力の限界的なkWh価格で決定される。その諸元となる広域運用された調整力のメリットオーダーについては、詳細な情報公表により競争に及ぼす影響に留意し、当分の間、公表エリアは、全国、東日本、西日本の3ブロックとし、メリットオーダーは、それぞれのブロックで合算したものとなっており、その形状も直線近似式で表現されている。

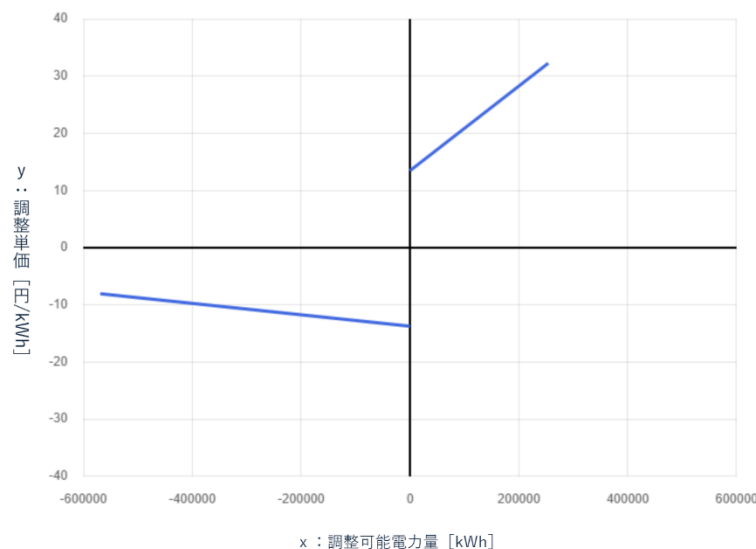
調整力の詳細（メリットオーダーリスト）グラフ
全国 2025/01/21（火） 14:30-14:35



下げ調整単価近似式	上げ調整単価近似式
$y = -0.000007x - 13.76$	$y = 0.000048x + 6.71$

- 正の値が「上げ調整可能電力量」を、負の値が「下げ調整可能電力量」を示します。
- 調整力のメリットオーダーリストの近似直線を描画しているため、元のメリットオーダーリストの値によっては上げ調整がマイナス単価のエリアや下げ調整がプラス単価のエリアに描画される場合があります。

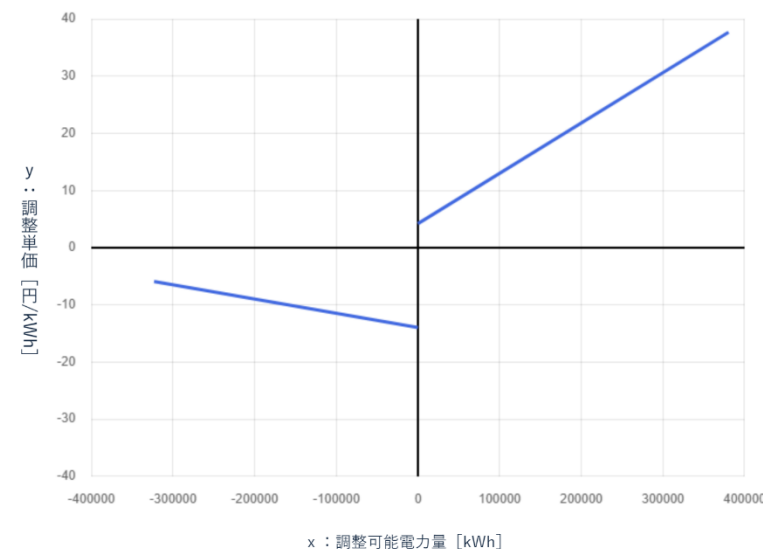
調整力の詳細（メリットオーダーリスト）グラフ
東日本 2025/01/21（火） 14:30-14:35



下げ調整単価近似式	上げ調整単価近似式
$y = -0.000010x - 13.76$	$y = 0.000074x + 13.46$

- 正の値が「上げ調整可能電力量」を、負の値が「下げ調整可能電力量」を示します。
- 調整力のメリットオーダーリストの近似直線を描画しているため、元のメリットオーダーリストの値によっては上げ調整がマイナス単価のエリアや下げ調整がプラス単価のエリアに描画される場合があります。

調整力の詳細（メリットオーダーリスト）グラフ
西日本 2025/01/21（火） 14:30-14:35



下げ調整単価近似式	上げ調整単価近似式
$y = -0.000025x - 13.99$	$y = 0.000088x + 4.20$

- 正の値が「上げ調整可能電力量」を、負の値が「下げ調整可能電力量」を示します。
- 調整力のメリットオーダーリストの近似直線を描画しているため、元のメリットオーダーリストの値によっては上げ調整がマイナス単価のエリアや下げ調整がプラス単価のエリアに描画される場合があります。