

インバランス料金制度の詳細設計等について

第 7 回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年 3月31日（月）



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

本日の議論

- インバランス料金制度の見直しについて、**これまで6回の議論を実施**してきた。前回会合では、これまでにいただいた意見等の論点整理を行い、その中で需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成についての考察や、インバランス料金制度と容量市場との関係を再確認した。
- 今回は、**残りの論点（C値・D値の見直し、累積価格閾値制度、時間前市場のエリア別情報公表）**について、これまでの意見等を踏まえた検討を行ったので、これらの内容について御議論いただきたい。また、前回会合で、一部の委員から、**DRポテンシャルに関する意見があったことから、小売事業者（DR事業者）にプレゼン**をいただき、現在の議論について現場目線での見解をいただく。

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 (第1回会合)	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 (第2回会合)	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 (第3回会合)	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、BG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 (第4回会合)	① BGの行動に関する分析（BG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 (第5回会合)	① BG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
2025年2月28日 (第6回会合)	① 需給ひっ迫時の保守的な発電計画の作成等について ② インバランス料金制度と容量市場との関係

1. 前回会合で整理した論点の検討（C値・D値の見直し、累積価格閾値制度）
2. 時間前市場のエリア別情報公表について

前回会合で整理した論点

- 前回会合で整理した論点は以下のとおり。このうち、**論点 2 及び論点 5**については**前回会合で整理**を行った。
- **今回は、論点 1、論点 3 及び論点 4 について、検討**を行った。

前回会合で整理した論点

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。【前回会合で整理済み】
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【前回会合で整理済み】

論点 1 : C 値の見直しについて①

第 5 回会合での C 値見直しについての各委員の意見

- 第 5 回会合では、事務局より、C 値の具体的な設定案として、①600円/kWh、②400円/kWh、③300円/kWh、の 3 案を提示した。
- これに対する意見としては、これまでの事務局のヒアリング調査や分析結果を踏まえ、**段階的に様子を見ていくという観点などから、まずは C 値を 300 円に引き上げるべきという意見**があった。一方で、**時間前市場でのエリア別の入札情報を出すなど新電力のニーズに応え、2025 年夏の状況を観察した上で議論すべきという意見**や、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検討すべきという意見**などがあった。
- 各委員の意見を踏まえると、C 値の設定については、**2026 年度からの当面の対応として、① C 値を 300 円/kWh に引き上げる、②現状維持（C 値 = 200 円/kWh）の 2 案**が考えられるところ、これについて検討を行った。

(参考) 第5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) 第5回会合での委員意見②

2025年2月 第6回制度設計・監視専門会合 資料5
(タイトルのみ一部加工)

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**ということで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かないと**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。

論点 1 : C 値の見直しについて②

C 値の水準について

- 前回会合で示したとおり、2024年度以降の需給ひっ迫対応の基本的な考え方は、**発電事業者には、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。
- C 値は「緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格」という考え方であるが、**直近の容量市場や追加供給力公募の結果※**を踏まえれば、**現状の暫定措置（200円/kWh）の水準では不十分であり、C 値を引き上げる方向での見直しを行うべきではないか。**

※容量市場の約定価格は、2025年度～2027年度までの3カ年の平均値253円にD = 45円を加算し、約300円。直近（2023年度）の追加供給力公募（kW公募）の試算値は300円～400円。

- また、これまでの分析で示したとおり、現状では**需給ひっ迫時においても時間前市場での取引価格が十分上昇していない状況※**であり、**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観点からも、C 値・D 値の引き上げによるインセンティブの強化が必要ではないか。**（なお、同時同量インセンティブの強化により需要BGの調達行動が適切なものとなることで、**広域予備率の改善もより一層進むことが期待される。**）

※併せて、時間前市場における情報公表の拡充も検討する必要があるが、この点については後述（スライド28参照）。

C値の検討

- C値の考え方を踏まえ、現時点で取り得る数値を検討した。
- 容量市場の約定価格は年度毎に振れがあるため、C値として引用するには不安定な面がある（ただし、2025年度から2027年度までの**3年分の平均を取ると約300円**）。
- 重負荷期（夏・冬）の安定供給に必要な予備力確保の目的で実施する**追加供給力公募（kW公募）から試算した場合、300～900円程度**となり、直近の**2023年度夏季公募で試算すると300円台**であった。また、**これまでのkW公募の最高価格をDRに限定して試算すると、323円**であった。
- また、今年度から募集開始された予備電源公募もC値の参考となり得るが、初回募集には応札がなかった。
- なお、C値は、長期間上限価格が継続した場合の措置など他の検討事項の内容を踏まえ総合的に検討する必要がある。

容量市場の約定価格を参考にした場合※1

	2025年度	2026年度	2027年度
約定価格（円／kW）の 最高値	5,242	8,749	13,287
約定価格（円／kW・回・h）	146	243	369
約定価格（円／kW・回・h）+45円／kWh	191	288	414

※1 制度変更があったため、2024年度の価格は検討から除外した。

3力年の平均値：298円

追加供給力公募（kW公募）を参考にした場合

	2021年度 冬季東京	2022年度 夏季全国	2022年度 冬季東日本
最高落札価格（円／kW）	15,530	13,718	30,696
最高落札価格（円／kW・回・h）	431	381	853
最高落札価格（円／kW・回・h）+45円／kWh	476	426	898

	2022年度 冬季西日本	2023年度 夏季東京※2	DR 2022年度 夏季・冬季
最高落札価格（円／kW）	25,557	非公表	10,000
最高落札価格（円／kW・回・h）	710	300～400	278
最高落札価格（円／kW・回・h）+45円／kWh	755	300～400	323

※2 2023年度は約定価格非公表のため、価格帯で表記

論点 1 : C 値の見直しについて③

検討の時期について

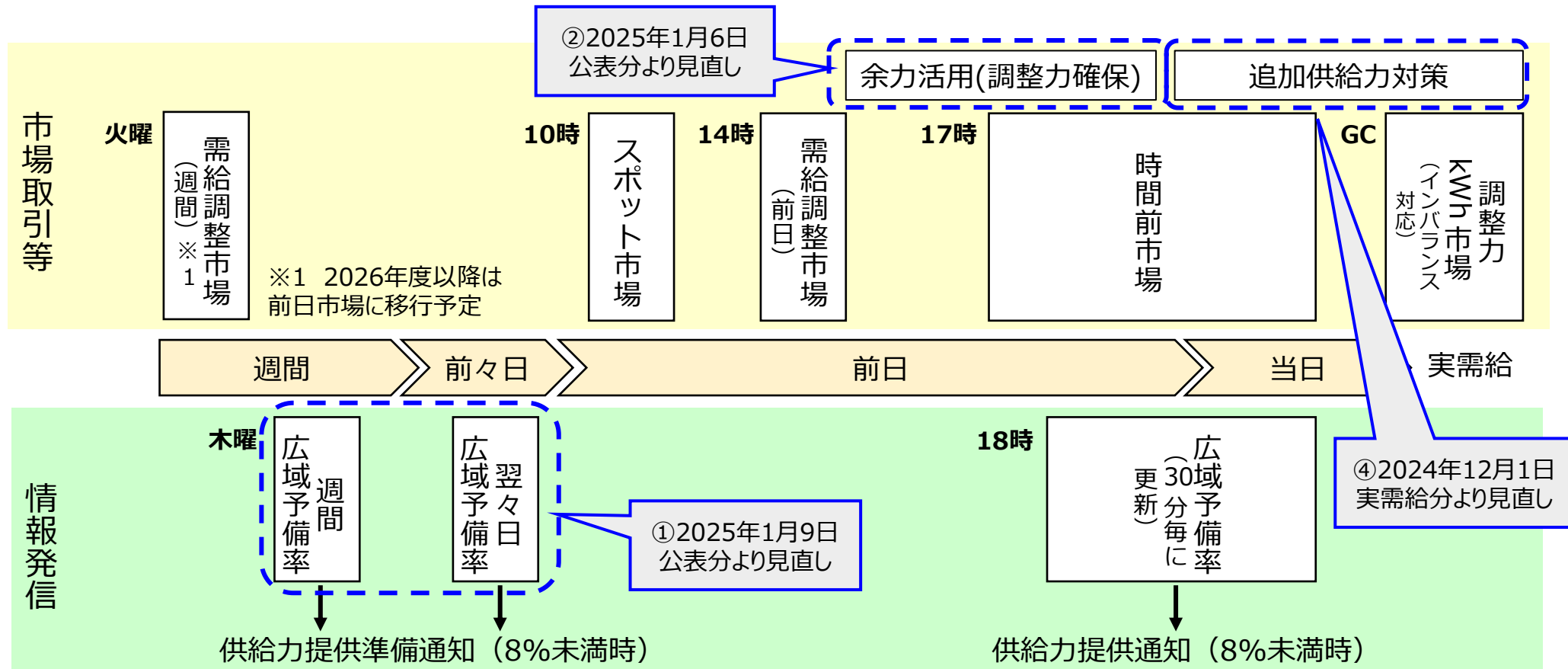
- また、検討の時期について、2025年夏の需給や広域予備率の状況等を見た上で議論すべきとの意見もあった。この点、送配電網協議会に確認したところ、補正インバランス料金のC値・D値の見直し、累積価格閾値制度を運用するためには、**インバランス単価中央算定システムの改修が必要**となり、**期間としては1年程度を要する**とのことであった。
- このため、**2025年夏の状況を待っている、上記のシステム改修期間により2026年度からの制度実施が困難となり、本来2023年度までとしていた現状の暫定措置（C = 200円/kWh）の期間をさらに延長せざるを得ず、小売事業者によるDRなど、新たな取組の普及が阻害される懸念等に配慮し、暫定措置期間は必要最小限とすべきという当初の制度趣旨に反するものとなる。**
- なお、**本年1月に制度見直しを行った広域予備率の運用**については、電力広域的運営推進機関が今冬の状況を分析しており、一部エリアではH1想定程度の需要実績があったところ、需給状況は安定的であり、**広域予備率の見直し策も一定程度機能していることが確認されている。**
- また、電源調達やリスク回避手段の状況については、第1回会合で示したとおり、2019年度の制度検討当時と比較して、**旧一電の内外無差別な卸売の取組等により、グループ外への相対卸供給、ベースロード市場の取引量等は増加している。**加えて、2024年度以降、容量市場のリクワイアメントが運用開始となり、**需給ひっ迫時には、容量市場で約定した電源等が卸電力市場等に供出され、新電力が供給力を確保する環境は仕組み上整備されている。**
- 以上を踏まえ、**C値については、2026年度から当面の間、300円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直すこととしてはどうか。**※

- 広域予備率の状況に基づく需給運用の4つの課題のうち①②④に対して、第103回の調整力等委にて報告したとおり、2024年度冬季に向けた暫定対策を下表のように整理。
- 本項では、これら暫定対策①②④について、今冬の運用状況を報告する。

No.	検討課題	暫定対策
①	予備率算定の考え方	✓ 週間・翌々日の広域予備率の算定において、需給調整市場の調達不足分や市場取引前の三次②の想定必要量に対して、余力活用電源の対応可能量を供給力に計上する
②	揚水発電の余力活用	✓ 需給調整市場での調達不足時に余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力必要量を充足できない場合には一時的なTSO運用を行うことを認める
④	追加供給力対策の実施順位	✓ 発動指令電源を5%未満で実施することに加えて、揚水発電の運用切り替え、余力活用電源の追加起動を8%未満、オーバーパワー運転等を5%未満で実施する

(参考) 各暫定対策の運用開始時期(評価対象期間)

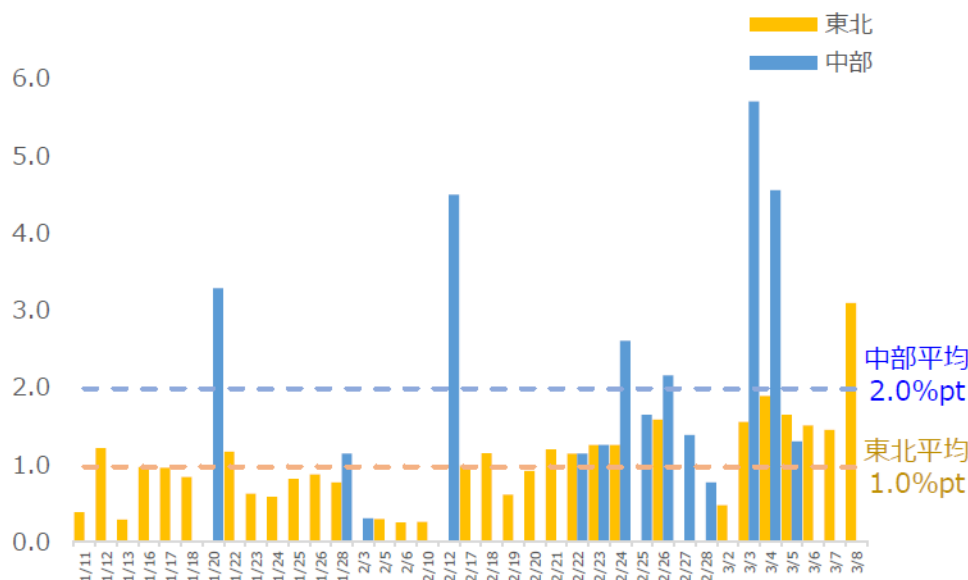
- これまでに整理した暫定対策のうち、週間予備率の見直しおよび調整力不足時の揚水発電の一時的な運用主体の変更については、ツール対応や調整力提供事業者との協議等の準備期間が必要であった。
- そのため、④以外はそれぞれ以下の日程で運用の見直しを行っている。(広域機関HPでも公表済み)
 - ① 週間・翌々日計画予備率の見直し：2025年1月9日公表分の週間計画および翌々日計画より実施
 - ② 調整力不足時の揚水発電の一時的な運用主体の変更：2025年1月6日公表分より実施



(参考) 【暫定対策①】調整力必要量の供給力計上による週間計画の広域予備率に対する効果

- 運用開始後（実需給日1/11～3/8）の週間予備率の公表において、暫定対策①※による供給力計上の実施回数が多い2エリアの属する広域ブロックの予備率への影響をそれぞれ確認したところ、東北エリアの属する広域ブロックが平均1.0%pt、中部エリアの属する広域ブロックが2.0%ptの予備率が上昇していた。
 - この対策を適用しない場合に広域予備率が8%未満となるコマは2/5（最小予備率時）と3/4（最大需要時および最小予備率時）であり、3/4の最大需要コマは対策を実施してもなお広域予備率8%未満であった。
- ※BGの起動予定の電源のみで、調整力必要量の充足が見込まれる場合は、実施しない

調整力必要量の供給力計上実施日の広域予備率への影響



最大需要時および最小予備率時の平均値を記載

(3/4最大需要時)
調整力必要量の供給力計上による広域予備率への影響

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
積み上げ前	28.3	5.8	5.8	11.6	11.6	11.6	11.6	20.3	17.2
積み上げ分	0.0	1.7	1.7	4.6	4.6	4.6	4.6	0.0	0.0
積み上げ後	28.3	7.5	7.5	16.2	16.2	16.2	16.2	20.3	17.2

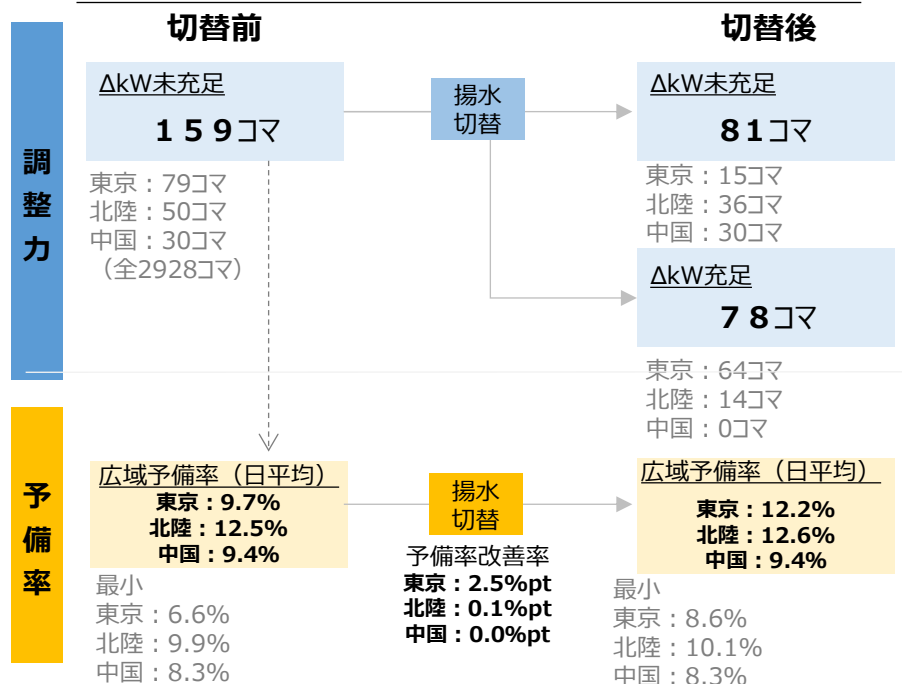
(参考) 【暫定対策②】翌日計画にて調整力不足時の揚水の余力活用による調整力確保状況

電力広域的運営推進機関
第107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 (2025年3月)

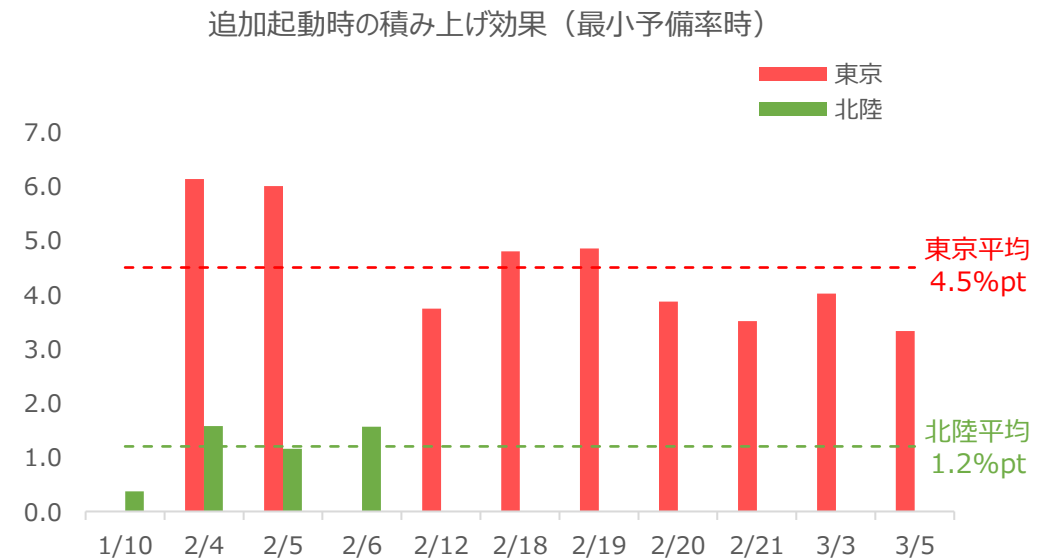
- 運用開始後（実需給日1/7～3/8）、東京、北陸および中国エリアのみ余力活用電源の追加起動をしても、調整力不足となるコマが合計で159コマあった。
- そのコマのうち、揚水発電機の運用切替※を実施しても、東京エリアでは約2割、北陸エリアでは約7割、中国エリアでは全コマ調整力が未充足であった。
- なお、この対応の予備率への影響を確認したところ、広域予備率は東京エリアの属する広域ブロックで2.5%pt、北陸エリアの属する広域ブロックで0.1%pt、エリア予備率は東京エリアで平均4.5%pt、北陸エリアで平均1.2%pt上昇していた。（中国エリアでは、3/4のみ揚水切替を実施したが、効果量は無かった）

※北陸エリアは揚水ではなく貯水池式・調整池式水力が対象になる

揚水発電機の運用切替による調整力確保状況



揚水発電機の運用切替によるエリア予備率への影響



(参考) 【暫定対策④】追加供給力対策の順位変更後の発動状況

- 運用開始後（12/1～3/8）において、追加供給力対策の発動回数は、多くのエリアで揚水発電機の運用切替のみであった。
- また、発動指令電源の発動基準を8%から5%に変更したこともあり、夏季のように発動指令電源を高頻度で発動することもなかった。

項目		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
8% 対策	揚水発電機の 運用切り替え	2	0	0	3	4	3	3	1	1
	安定電源への 電気の供給指示	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	余力活用電源の 追加起動	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5% 対策	発動指令電源の 発動	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	増出力運転 (オーバーパワー運転等)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(参考) 至近の需要動向について

- 12月～2月の需要実績は以下のとおりであり、一部エリアではH1想定程度の需要実績もあった。

単位:万kW

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	最大実績	495 (▲10)	1,338 (▲61)	4,469 (▲124)	2,099 (▲161)	479 (▲9)	2,227 (▲127)	954 (▲111)	413 (▲84)	1,334 (▲216)
	厳気象H1想定	505	1,399	4,593	2,260	488	2,354	1,065	497	1,550
1月	最大実績	505 (▲64)	1,373 (▲125)	4,570 (▲849)	2,371 (▲66)	500 (▲33)	2,507 (▲15)	1,032 (▲51)	481 (▲16)	1,519 (▲97)
	厳気象H1想定	569	1,498	5,419	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616
2月	最大実績	486 (▲83)	1,433 (▲33)	4,600 (▲819)	2,285 (▲152)	520 (▲13)	2,467 (▲55)	1,043 (▲40)	462 (▲35)	1,550 (▲66)
	厳気象H1想定	569	1,466	5,419	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616
3月	最大実績	453 (▲53)	1,273 (11)	4,837 (35)	2,093 (▲43)	441 (▲6)	2,276 (96)	898 (▲20)	401 (▲16)	1,193 (▲172)
	厳気象H1想定	506	1,262	4,802	2,136	447	2,180	918	417	1,365

各月の最大実績は、広域機関HP系統情報サービスをもとに作成
括弧内の数値はH1想定との差分
3月実績は3/1～3/8での最大値
冬季厳気象H1想定はエリア間の不等時性を考慮しない数値

- 暫定対策の運用開始以降、需給状況は安定的であり現状において暫定対策の見直しも含めて、速やかに検討を行うべき課題は顕在化していない。
 - 暫定対策①②：ΔkW不足を主要因として広域予備率8%未満となった実績はなかったことに加えて、広域予備率上昇に効果があることを確認した
 - 暫定対策④：発動指令電源の発動回数が徒に増加することはなかった
- そのため、**2025年度以降も、当面は現状の暫定対策を継続することにし、今後の夏季の重負荷期等の状況などを確認しつつ、必要に応じて更なる対応策の検討を行うこと**でどうか。

まとめ		13
■ 課題②について、第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月15日）において方向性の審議が行われ、需給調整市場での調達不足時に余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力必要量を充足できない場合には一時的なTSO運用を行うことを認めることになった。 ■ これによって、今冬に向けて当面の対応の整理がある三つの課題について、対応方針の整理が完了した。 ■ 引き続き、今後の運用状況や制度設計・監視専門会合におけるインバランス料金制度に関する議論状況を踏まえ、今後の恒久対策の検討を進めていく。		
No.	検討課題	検討状況
①	予備率算定の考え方	✓ 今冬に向けた対応として、週間・翌々日計画の広域予備率の考え方を整理した。 市場取引前の三次②や余力活用での対応見込み分を含めて調整力必要量を供給力に計上することかどうか ✓ 今後の運用状況を確認しつつ、今後の制度変更（需給調整市場の取引スケジュール変更等）や追加供給力対策の恒久対策の整理の方向性を踏まえ、更なる見直しの要否の検討を進める。
②	揚水発電の余力活用	✓ 需給調整市場での調達不足時に余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力必要量を充足できない場合には一時的なTSO運用を行うことを認める
④	追加供給力対策の実施順位	✓ 今冬に向けた、当面の暫定対応を整理した 具体的な変更点として、揚水発電の運用切り替え、余力活用電源の追加起動を8%未満、オーバーパワー運転等を5%未満で実施することかどうか ✓ 恒久的な対応については、暫定対応時の運用状況も確認しつつ、詳細な検討を中長期的な課題として整理を進める

論点3：D値の見直しについて

D値の設定について

- D値の設定については、広域予備率8%で実施される追加供給力対策のうち、最もコストが高いと考えられる余力活用電源の追加起動のコストを反映して50円/kWhとする案について、委員からは、合理的等の評価があり、特に反対意見はなかった。
- したがって、**D値については、2026年度から当面の間、50円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直すこととしてはどうか。**※

(※) 沖縄エリアも同様。

2025年1月 第5回制度設計・監視専門会合 資料4

C値・D値について③

D値の設定について

- D値は、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ことから、第3回制度設計・監視専門会合において、現状の確保済みの追加供給力対策のうち、最もコストが高いと考えられる余力活用電源の追加起動のコストを反映して、**50円程度とする案**を示した。
- 他方で、補正料金算定インデックスを見直すことで、補正インバランス料金が適切に上昇し、追加供給力対策が発動する広域予備率8%付近でのB・Gの同時同量達成インセンティブを高めるという考え方もあり得ることから、理論上考えられる選択肢として、①**補正料金算定インデックスのみを見直す**、②**D値の水準のみを見直す**、③**補正料金算定インデックスとD値の双方を見直す**、といった選択肢を示した。
- その後、第4回制度設計・監視専門会合での議論において、**補正料金算定インデックスの見直しは行わないことと整理した。**
 - 第4回制度設計・監視専門会合における分析では、D値に相当する45円以上のコマは、2022年度実績では125コマ～1,502コマ発生し、2023年度・2024年度の実績では、45円以上のコマの発生は、14コマ～104コマの発生にとどまっていた。
- 以上の経緯を踏まえると、**補正料金算定インデックスの見直しを行わないのであれば、②D値の水準のみを見直す**、ことが同時同量達成インセンティブを高める上での取り得る選択肢となるが、**D値を50円に引き上げる**ことについて、**どう考えるか。**

(参考) 第5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。

論点 4：累積価格閾値制度について①

検討の順序と条件設定について

- 累積価格閾値制度（案）については、第4回会合において、委員から合理的な案であるという意見があった一方で、第5回会合において、**C値の設定とセットで検討すべき**という意見や、**閾値設定の指標はシステムプライスではなくエリアプライスとすべきではないか**、という意見があった。今回、前述のとおりC値の設定について検討を行ったことから、累積価格閾値制度についても再度検討を行った。

2024年12月 第4回制度設計・監視専門会合 資料3

累積価格閾値制度（第4回会合においてお示した案）

- ・ 期間設定：対象日の直前7日間。
- ・ 閾値設定：スポット市場価格（システムプライス）200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達。
- ・ 閾値を超えた場合の上限価格：閾値に到達した翌日から補正インバランス料金の上限価格を200円/kWhとする。
- ・ 解除要件：対象日の直前7日間の200円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点。



すなわち、

- ・ 対象日の直前7日間のスポット市場価格（システムプライス）200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達すると、翌日から補正インバランス料金の上限価格を200円/kWhとする。
- ・ 対象日の直前7日間の200円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点で解除する。

(参考) 第4回、第5回会合での委員意見⑤

2025年2月 第6回制度設計・監視専門会合 資料5
(一部加工し、第4回会合意見も追加)

論点4①：累積価格閾値制度発動時のC値の引き下げ額

松村委員：スポット市場を参照にして一定の基準を超えたときには適用される**上限価格を現行の200円とするという提案は、理屈として合理的**だと思う。(第4回会合)

松田委員：**ひとまず200円とすることには賛成**だが、(中略) **場合によっては臨機応変に対応すべき**こともあるかと思うので、そういう将来の含みを持たせていただければと思う。(第4回会合)

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**。(第5回会合)

論点4②：累積価格閾値制度の閾値設定

松村委員：本当に異常な事態というのが出てきたときだけ発動されるということを念頭に置かなければいけないと思う。一定の確率で起こり得る、**本来備えておくべきある種の非常事態に対しても安易に発動されないようにすることはとても重要**。(中略) 案2は、その意味でもかつて起こったことがあり、非常事態と必ずしも言うてはいけない事態に簡単にかからないということを考えれば、合理的な案だと思う。(第4回会合)

松田委員：200円以上のコマ数という提案だが、これは**C値が、例えば仮に300円なのか600円なのかによって小売側に与える経済的なインパクトというのは変わってくる**。C値に対する考え方が固まったら、もう一度この論点に戻り、小売側のリスクに対応できているかというところを考えてもいいのではないか。(第4回会合)

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**。(第5回会合)

論点 4：累積価格閾値制度について②

制度発動時のC値の引き下げ額の検討

- 当初の事務局案では、
 - 現状、C値が200円/kWhとして設定されていることを踏まえれば、閾値を超えた場合にC値を200円未満に引き下げる合理的理由はないこと。また、200円/kWhの水準は、新電力の経営への影響を勘案して設定されたものであること。
 - C = 200円/kWhは、2020年度冬季のスポット価格高騰時に、セーフティネット的な価格として当時のインバランス料金制度の上限価格として先行的に導入された経緯があること。を踏まえ、累積価格閾値制度発動時のC値の引き下げ額は、C = 200円/kWh とするのが合理的との考えを示した。
- しかし、**2024年度以降、小売事業者には新たに容量拠出金の負担が発生**している中、稀頻度ではあるが、C = 200円/kWhが継続する状況は、**特に新電力にとって負担が大きい**とも考えられる。
- インバランス料金制度では、電力使用制限令が発出されたときは、期間中、100円/kWhの調整力が稼働しているとみなして、通常インバランス料金（調整力の限界的なkWh価格）に反映させている。電力使用制限令は、2011年に発出された実績があり、その期間は数ヶ月と長期間に及んだ。
- 今回の累積価格閾値制度も、長期間閾値を超える価格が継続した場合の措置であることから、電力使用制限令の措置と類似する。したがって、**C値の引き下げ額を電力使用制限令の措置を参考に設定するという案**も考えられるのではないか。

(参考) 閾値を超えた場合の上限価格

2024年12月 第4回制度設計・監視専門会合 資料3
(タイトルのみ一部加工)

C値の引き下げ価格ほどの程度にすべきか

- 現状、C値が200円/kWhとして設定されていることを踏まえれば、閾値を超えた場合にC値を200円未満に引き下げる合理的理由はない。

※なお、現状のC = 200円/kWhは、新電力の経営への影響を勘案し、激変緩和として当時において実績がある価格を参考としたもの。

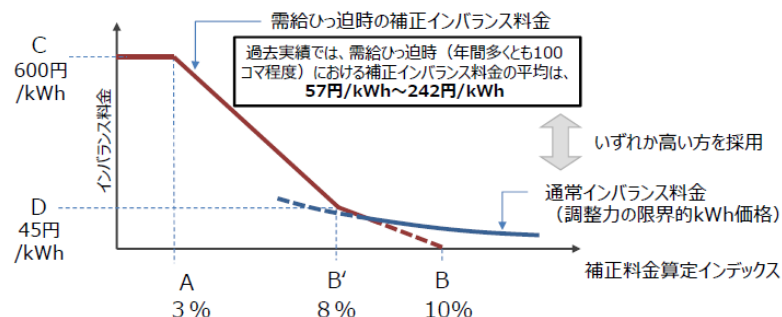
- また、前回会合でも一部のオブザーバーからコメントがあったとおり、C = 200円/kWhは、2020年度冬季のスポット価格高騰時に、セーフティネット的な価格として先行的に導入された経緯がある。以上を踏まえれば、**累積価格閾値制度の閾値を超えた場合の上限価格は、C = 200円/kWh とするのが合理的**と考えるがどうか。

2019年12月 第44回制度設計専門会合 資料3-1

前回の議論及び今回の論点（Cの設定の暫定的な措置について）

- 前回、需給ひっ迫時の補正インバンス料金について議論を行い、複数の委員から、事務局提案への御理解・御賛同の御意見をいただいた一方で、複数の委員及びオブザーバーから、現状は、インバンス料金の高騰に備えた電源の調達を行う市場が整備された直後の段階である等の理由から、Cの設定については、新電力の経営への影響を勘案し、一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等の御意見をいただいた。
- 今回は、暫定的な措置の導入の是非について御議論いただきたい。

【補正インバンス料金の設定（案）】



Cの設定の暫定的な措置の具体案について

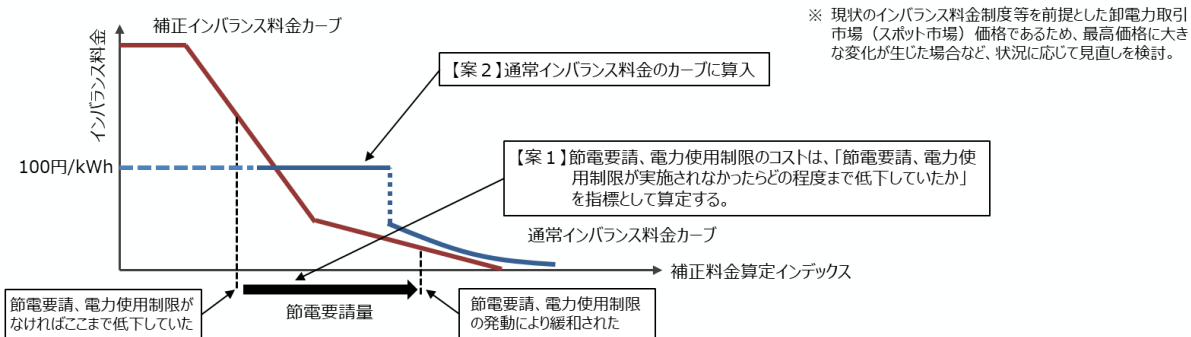
- 以上の議論を踏まえ、Cの設定については、新たな需給バランス確保への取組や市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、激変緩和のため、一定期間の暫定的な措置を設けてはどうか。
- まず、Cの設定については、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格が201円/kWhであることから、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、暫定的にC=200円/kWhとすることとしてはどうか。
- 次に、暫定措置期間については、2022年度から新たなインバンス料金制度が開始され、2024年度には容量市場が開始されることを踏まえ、2022年度から2023年度までの2年間としてはどうか。（電力先物市場及びベースロード市場の開設からは5年間が確保されることとなる。）
- 暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則としてはどうか。ただし、暫定措置期間中のインバンスの発生状況やインバンス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとしてはどうか。

(参考) 電力使用制限のインバランス料金への反映方法

2019年11月 第43回制度設計専門会合 資料5

節電要請、電力使用制限のインバランス料金への反映方法について①

- 節電要請や電力使用制限のインバランス料金への反映は、自家発と同様に以下の案が考えられるところ。
【案1】節電要請や電力使用制限が実施されなかった場合にはどの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを算定し、それを補正インバランス料金のカーブに当てはめてインバランス料金を計算する。(例えば、 $\text{節電要請量} = \text{想定需要} \times \text{節電要請率} \times \text{達成見込み率}$ 、など)
- 他方で、節電要請や電力使用制限が生じている緊急的な状況において、節電要請量の算出、補正料金算定インデックスへの反映が困難という意見がある。これを踏まえ、以下のように扱ってはどうか。
【案2】節電要請や電力使用制限を一種の調整力とみなして、通常のインバランス料金カーブ（調整力の限界的kWh価格）に算入する。
調整力の限界的kWh価格は、節電要請、電力使用制限中の電気の希少価値を踏まえると、節電要請、電力使用制限にまで至らないときの需給ひっ迫時の電気よりは高価であると考えられる。したがって、当面は、需給要因により高騰したと考えられる過去の卸電力取引市場の最高価格を参考に100円/kWh※としてはどうか。



8

節電要請、電力使用制限のインバランス料金への反映方法について②

- 前回、インバランス料金に反映する節電要請等は、どの範囲までを対象とするかについて、御意見をいただいた。
- 節電要請はあくまで任意の協力を求めるものであり、また、その効果を定量的に把握することが困難なため、【案2】のように一種の調整力とみなすことが難しいと考えられる。
- しかしながら、節電要請期間中は、供給力として電源 I 'や自家発が稼働しているケースが多いと想定され、このうち電源 I 'は通常インバランス料金に算入され、また、自家発についても将来的には通常インバランス料金に算入することを志向している。このため、節電要請期間中は、通常インバランス料金を通じ、需給状況を適切に反映するものとなることが期待される。
- 他方、電力使用制限は法律に基づくものであり、また、節電要請に比べ効果を定量的に把握しやすいとも考えられる。
- このため、インバランス料金に反映する対象は、電力使用制限のみとしてはどうか。

9

論点 4：累積価格閾値制度について③

電力使用制限令発出時のインバランス料金100円/kWhの水準について

- 2019年度の制度検討時、電力使用制限令をインバランス料金に反映させる価格水準については、電力使用制限中の電気の希少価値は、一般的な需給ひっ迫時よりは高いと考えられ、その価格は高価であるべきとする一方で、長期間に及ぶためどの程度の水準とすべきか課題となった。結果的に、**当時における需給要因により高騰したと考えられる過去のスポット市場価格の最高価格を参考に100円/kWhとした。**
- また、100円/kWhの水準については、当時の制度設計専門会合において「**現状のインバランス料金制度等を前提とした卸電力取引市場（スポット市場）価格であるため、最高価格に大きな変化が生じた場合など、状況に応じて見直しを検討。**」と整理されている。
- このため、**現在のインバランス料金制度を前提とした2022年度以降のスポット市場価格を確認したところ、その最高価格はシステムプライス100円/kWhであったため、価格水準の見直しは不要と考える。**

制度発動時のC値の引き下げ額について

- 以上を踏まえると、累積価格閾値制度発動時のC値の引き下げ額については、①**当初の事務局案である200円/kWh、②電力使用制限令の措置を参考として100円/kWhとする2案が考えられるが、累積価格閾値制度が長期間閾値を超える価格が継続した場合の措置であることに鑑み、新電力の経営への影響を勘案し、②の100円/kWhとしてはどうか。**
 - なお、②とした場合、閾値設定との整合性より、**解除要件も対象日の直前7日間の100円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点**となる。

論点 4：累積価格閾値制度について④

閾値設定の指標について

- 当初の事務局案では、閾値設定の指標はスポット市場のシステムプライスとした。
- 他方、長期間閾値を超える価格が継続するような状況が局所的に発生すれば、地域間連系線の分断により一部のエリアプライスが上昇する可能性がある。このとき、システムプライスとエリアプライスに乖離が生じるため、閾値設定の指標がシステムプライスだと当該エリアに対する累積価格閾値制度の発動が遅れる可能性もある。
- したがって、このような状況における**セーフティネットの強度を高める観点から、閾値設定の指標をエリアプライス**としてはどうか。
 - システムプライスの場合、全国一律に制度が発動されるが、エリアプライスの場合は、一部エリアにおいて制度が発動しないことがあり得る。
- なお、沖縄エリアは、スポット市場が存在しないことや、系統が独立していることを踏まえれば、代替の指標としてシステムプライスを用いることも適切ではないことから、**閾値設定の指標は同エリアのインバランス料金とすることが**適当と考えるがどうか。

1. 前回会合で整理した論点の検討（C値・D値の見直し、累積価格閾値制度）
2. **時間前市場のエリア別情報公表について**

時間前市場のエリア別情報公表について

時間前市場のエリア別情報公表に関する今後の進め方

- **時間前市場の情報公表の拡充**については、日本卸電力取引所（JEPX）等との調整を行っているところであるが、今後、**エリアを分割した情報公表を行う方向**で検討を進め、時期については、次回JEPXのシステム更新を行う予定である**2026年4月からの実施を目指して、JEPX等における検討を進めていくこと**としたい。
- なお、今回、旧一電等にヒアリングを実施し、時間前市場のエリア別の情報公表についてどう考えるか質問したところ、回答は以下のとおり。
- 今後の検討に当たっては、詳細な情報公表により競争に及ぼす影響に留意する必要がある一方で、各事業者が価格情報が類推されるリスクの受け止めにばらつきがあり、こうした主張の妥当性については今後検証が必要と考えられる。

旧一電等へのヒアリング結果概要

A社

時間前市場は**限界費用が明らかになるわけではないので、エリア別の情報が出ても気にならない**。

B社

個社の具体的な取引行動が類推されない方が望ましいことは前提とした上で、時間前市場はマルチプライスで**限界費用が明らかになるわけではないので、エリア別の情報が出ても気にならない**。

C社

現状、広域機関でユニット別発電実績が30分コマごとに公開されており、貿易統計で燃料の輸入額も公表されているため限界費用については類推可能な状況。現在のインバランス料金制度の議論の流れを踏まえれば、**エリア別情報公表も致し方ない**と考える。他方で、エリア別の情報公表で事業者が特定されると、入札行動が慎重になり市場の流動性が下がる可能性がある。

D社

時間前市場は必ずしも**限界費用で入札しているわけではないため、エリア別の情報公表が行われたとしても電源等の価格情報への影響は抑えられる。相対交渉への影響も僅少**と思慮。また、買入札での利用も増えており、**エリア別情報公表のメリットの方が大きい**。

E社

エリア別の情報公表により、自社の価格が明らかになると**相対交渉等の観点で一抔の不安が残る**。自社が単独とならないエリア分割方法であれば許容され则认为られる。

F社

売り札が約定しない時等はエリア別の情報が合った方がよいとは思いますが、限界費用に近い価格で入札することもあるため、**相対交渉で不利になるリスク**がある。また、貿易統計等の他の情報と組み合わせると燃料価格が推測され、**燃料価格交渉にも影響が及ぶリスク**がある。

まとめ

- 今回、C値・D値の設定と累積価格閾値制度の見直し案、時間前市場のエリア別の情報公表について検討を行った。
- 次回会合では、今回の議論を踏まえた最終的な整理案（中間取りまとめの改定案）を提示することとしたい。

今回の事務局提案

- **C値については、2026年度から当面の間、300円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）**
- **D値については、2026年度から当面の間、50円/kWhに見直すこととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）**
- 累積価格閾値制度
 - ・ 期間設定：対象日の直前7日間。
 - ・ 閾値設定：スポット市場価格（**エリアプライス**）200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達。
ただし、**沖縄エリアについては、指標をインバランス料金とする。**
 - ・ 閾値を超えた場合の上限価格：閾値に到達した翌日から補正インバランス料金の上限価格を**100円/kWh**とする。
 - ・ 解除要件：対象日の直前7日間の**100円**以上の累積発生コマ数がゼロになった時点。
- **時間前市場の情報公表の拡充**については、今後、**エリアを分割した情報公表を行う方向**で検討を進め、時期については、次回JEPXのシステム更新を行う予定である**2026年4月からの実施を目指して、JEPX等における検討を進めていく。**