

インバランス料金制度の詳細設計等について

第5回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年1月30日（木）



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、今夏の広域予備率低下時のB Gの行動分析、補正料金算定インデックスの見直しの検討、2022年度以降の需給状況等を基にしたインバランス料金の分析、長期間上限価格が継続した場合の措置の検討を行った。
- 今回は、**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	<ol style="list-style-type: none">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	<ol style="list-style-type: none">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）
2025年12月26日	<ol style="list-style-type: none">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

- 1. BGへのヒアリング結果等**
2. C値・D値について
3. 長期間上限価格が継続した場合の措置
4. 情報公表について

B Gへのヒアリング結果等

B Gへのヒアリング実施について

- 第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月15日）において、一部の委員から、**C値・D値の引き上げにより、B Gにどのような行動変容を求めるのか**、といった意見があったことなどから、第4回制度設計・監視専門会合（2024年12月26日）では、2024年7月8日の東京エリアを対象にB Gの行動分析（インバランスの発生状況や時間前市場の状況等）を行った。
- 今回、2024年7月8日の東京エリアにおいて、需要規模に比して比較的多くの不足インバランスを発生させた需要B Gを主な対象として、不足インバランスを発生させた経緯等について、複数事業者に対してヒアリングを行った。

B Gへのヒアリング結果①

不足インバランスを発生させた経緯・その後の対応

- **大きな不足インバランスを発生させた小売事業者**においては、7月8日が月曜日であったため、前週の金曜日に約定方針を決定した後、**前日にスポット市場の大量の未約定**が発生したが、土日は休日対応の体制となっており、また**時間前市場は前年度以降の価格傾向を踏まえてスポット市場より安い価格で入札するという定型的な対応で不落**となったまま、月曜朝に事態を認識するという初動の遅れがあったこと。また、当日朝にインバランス料金の高騰を認識するも、**時間前市場の入札価格引き上げの意思決定に時間を要し、判断が遅れた**ことから、結果的に大量の不足インバランスを発生させる結果となったとのことであった。
- また、他の小売事業者においては、**需要予測が想定以上に外れた**ことや、**電源トラブル**などにより不足インバランスを発生させたというケースがあった。なお、需要BGと発電BGの両方に所属している事業者の中には、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すことで対応したという回答もあった。
- 今回の事象を受けて、各事業者は、スポット市場で多めに調達するなど試行錯誤しながら調達不足を発生させないよう行動を改めたり、時間前市場の積極的な活用を検討するなど様々な対応が取られているとのことであった。

インバランス料金制度についての意見

- 本会合でのインバランス料金制度の議論、特にC値の引き上げについては、**C値が引き上げられればそれに応じた経済合理的な行動を取っていくという意見が複数**あった。
- 一方で、**複数の事業者からは、経済合理的な行動を取るための、情報公表の充実の要望**があった。例えば、時間前市場の入札価格を判断する上でのインバランス料金の予測に資する情報や、時間前市場でのエリア別の入札情報、発電情報公開システム（以下「HJKS」という。）の情報拡充、前日までの広域予備率の精度向上などといったものがあった。
- 2020年度冬季のスポット市場価格高騰を経験した小売事業者からは、**累積価格閾値制度の導入に理解**を示す声があった。

BGへのヒアリング結果②

事務局の所見

- 2024年7月8日の東京エリアで不足インバランスを発生させた需要BGへのヒアリングにおいては、需給ひっ迫が休日明けの月曜日であったために初動の遅れがあったという点で曜日の巡り合わせが影響したという点や、需要BGと発電BGの両方に属している事業者の中には発電BG側で余剰インバランスを発生させる対応を行ったケースなど、考慮すべき要因もあった。
- 一方で、**多くの不足インバランスを発生した事業者の中には、スポット市場で多くの未約定が発生しながら、時間前市場において迅速かつ積極的な買い入札を行っていなかった事業者**があったことも明らかになった。
- 実際、前回分析で示したとおり、7月8日の東京エリアでは需給がひっ迫した時間帯で**平均20%以上の不足インバランスを発生させたBGが一定程度（約8%）存在**しており、また、需給が厳しい時間帯においても時間前市場での売り札は一定量供出されていたが、買い入札価格が十分に上昇せず、約定には至らなかった状況が確認されている。
- こうした状況を踏まえれば、**現状のインバランス料金における同時同量達成インセンティブが不十分**であると考えられ、**事業者の行動変容を合理的に促していくには、インバランス料金制度による事前のインセンティブ強化が必要**と考えられるのではないか。
- また、事業者が経済合理的な行動を取るためには、その前提となる**情報公表の充実についても検討する必要がある**のではないかと。
- 以上を踏まえ、今回、**C値・D値の設定や累積価格閾値制度、情報公表**についての検討を行った。

(参考) BGの行動に関する分析のまとめ

補正インバランス料金の上限価格の見直しの必要性について

- 7月8日の東京エリアにおいて、広域予備率が低下した時間帯における**時間前市場の売りと買いの入札状況の分析**に関しては、**需給が厳しい時間帯においても売り札は一定量供出されていたが、買い入札価格が20円~25円程度にとどまっており、十分な約定には至らなかった状況が確認された。**
- また、**当該時間帯には需要BG全体で一定の不足インバランスが発生しており、当該時間帯において20%以上の不足インバランスを発生させている事業者も一定数存在していた。**需要BGは、顧客の需要量を予測し、それに見合った電力量を調達することが求められるところ、当該時間帯における不足インバランスの発生量からすると、**一部の事業者においては、需要予測が過小であるか、需要計画に対する電力量の未調達の発生のいずれか、又はその両方が起きていたと考えられる※。**

※需要BGによる需要予測の過小な見積もりや需要計画に対する電力量の未調達に伴う不足インバランスの発生は、翌日計画における広域予備率の低下の要因となり得る。

- 結果として、**需要BGが需給が厳しい時間帯において計画内不一致を起こし、計画値同時同量を遵守できない場合には、一般送配電事業者に対し追加的な需給調整コストを発生させることとなる。**
- 上記のように、**広域予備率が低下しインバランス料金が高値となった時間帯において、時間前市場の買い入札価格が十分に上昇しなかったこと等の状況を踏まえれば、現状のインバランス料金における同時同量達成インセンティブが不十分であるとも考えられるのではないか。**

(参考) 需要BG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需要BGのインバランス比率の度数分布表

- 下表は、需要BGを需要規模別に区分し、各区分に属する需要BG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の。
- 東京エリアの需要BG278者のうち、**当該時間帯において20%以上の不足インバランスを発生させていたBGは23者（約8%）存在し**、その中には需要規模の大きいBGも複数存在していることが確認された。

東京エリア全需要BG： <u>278</u>	不足インバランス比率(第18～28コマ平均値)								余剰インバランス比率 (18～28コマ平均値)	計算不能 (計画値0のため)	合計
	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			
500,000kW以上								3	1		4
250,000以上～500,000kW未満								3			3
100,000以上～250,000kW未満		1			1	2	2	1	6		13
75,000以上～100,000kW未満							2	1	1		4
50,000以上～75,000kW未満						1	2	2	2		7
25,000以上～50,000kW未満						2	4	4	8		18
10,000以上～25,000kW未満					1	4	7	5	4		21
5,000以上～10,000kW未満	1					2	2	2	2	1	10
2,500以上～5,000kW未満		1				2	4	7	6		20
1,000以上～2,500kW未満		1			1	5	3	5	4	2	21
1,000kW未満	3	3	2	3	5	12	8	23	24	74	157

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

(参考) 計画値同時同量制度について①

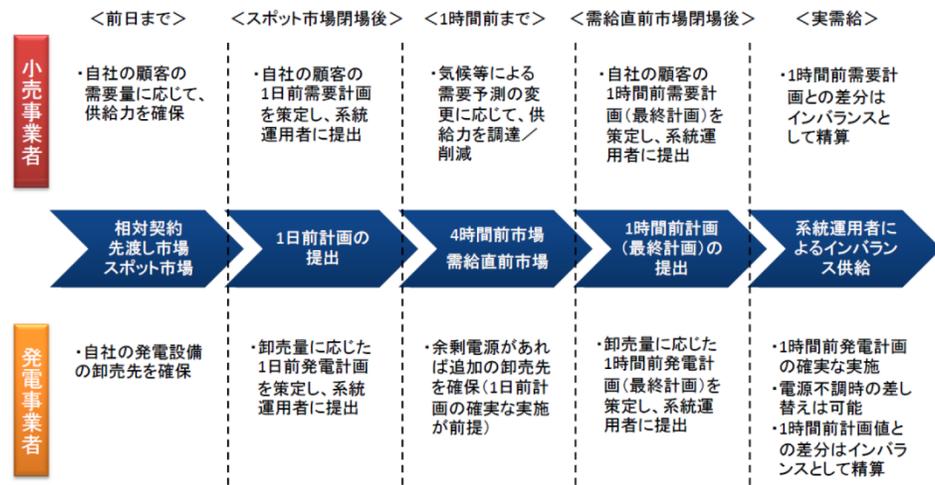
- 前回会合では、特定のBGが需要に応じた調達を行わず、計画内不一致で電力広域的運営推進機関に計画提出していた事案を示した。改めて、計画値同時同量制度の再認識のため、過去の本会合で示した資料を以下のとおり再掲。

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

現行の計画値同時同量制度の考え方

- 現行の計画値同時同量制度は、需要BG（小売事業者等）は合理的に需要を予測し、その予測に応じて供給力を調達する、発電BG（発電事業者等）は販売した量を正確に発電することを通じ、需要に見合った電気が供給されるという考え方で設計された。

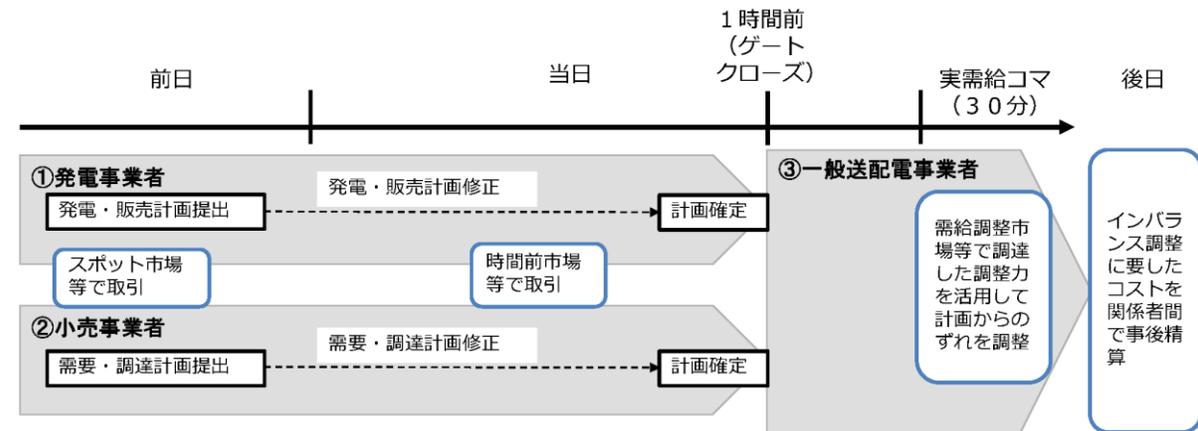
○計画値同時同量制度の業務フロー（イメージ）は以下のとおり。
○1時間前計画（最終計画）提出後の需給バランス調整は系統運用者が一手に担う。



(出典) 第10回電力システム改革専門委員会事務局提出資料 (平成24年12月6日)

計画値同時同量制度のフロー

- 発電及び小売事業者は、前日12時までに翌日の48コマの発電計画と需要計画をそれぞれ策定。発電計画・需要計画は、各コマの1時間前（ゲートクローズ）まで変更可能。
- ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が需給調整業務を行い、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。インバランスを発生させたBGは、インバランス分の電気について、送配電事業者との間で事後清算。



※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

(参考) 計画値同時同量制度について②

- 前回会合では、特定のB Gが需要に応じた調達を行わず、計画内不一致で電力広域的運営推進機関に計画提出していた事案を示した。改めて、計画値同時同量制度の再認識のため、過去の本会合で示した資料を以下のとおり再掲。

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

現行制度においてB Gに求められている事項 (法令)

- 電気事業法上、小売電気事業者は、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならないこととされている。
- 小売電気事業者が、定常的に供給能力の不足を発生させている場合や、短時間であっても極めて大きな供給能力の不足を発生させたなどの場合、経済産業大臣による供給能力確保命令の対象となる可能性がある。

電気事業法

(供給能力の確保)

第2条の12 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等

第2 処分の基準

(2) 第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、~~次のような場合とする。~~

~~① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合~~

(※) ~~② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合~~

~~③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合~~

11

現行制度においてB Gに求められている事項 (約款等)

- 託送供給約款及び送配電等業務指針における計画値同時同量の規定ぶりは、需要B Gについては、以下の通り。(発電B Gについても同様の規定。)

一般送配電事業者「託送供給等約款」

- ✓ 需要BGは、需要計画・調達計画・販売計画を、電力広域的運営推進機関を通じて一般送配電事業者に通ずる。(変更する必要が生じた場合も同様。)
- ✓ 需要計画(需要想定値)は、需要実績と30分ごとに一致するようにする。
- ✓ 需要計画と需要実績の差は、インバランス料金単価を適用して精算される。
- ✓ 頻繁に著しいインバランスが発生する場合、一般送配電事業者が接続供給契約を解約することがある。

電力広域的運営推進機関「送配電等業務指針」

- ✓ 需要計画には、合理的な予測に基づく需要の想定を記載する。
- ✓ 原則として、翌日計画(前日12時)以降は調達計画は(合理的な予測に基づく需要の想定を記載した)需要計画と一致させる。
- ✓ 需要B Gが適切に供給力を確保する見込みがない場合や、法令、送配電等業務指針等に照らして不適切な行為を行っていることが認められる場合は、指導又は勧告を実施し、当該事業者名を公表する。

12

(※) 現在の基準(2024年3月27日改正)で示されている例示は以下のとおり。
・広域的運営推進機関による供給能力を確保するための費用の請求に応じない場合とする。

(参考) インバランス料金制度が期待する効果

- 今回のB Gへのヒアリングにおいて、複数のB Gから需給ひっ迫時の余剰インバランスの発生についての見解を求められた。本論点については、過去、本会合でも議論しており、当時の資料を以下のとおり再掲。

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

新たなインバランス料金制度の効果（電気の価値の反映、タイムリーな情報公表）

- 新たなインバランス料金制度は、現行制度と同様に各B Gが正確に計画を策定することを原則としつつ、仮に予測が正確でなかったB Gが一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、需給状況が適切に市場価格に反映されることを促進すると期待されるもの。

2021年度以降のインバランス料金制度：

実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させるとともに、関連情報をタイムリーに公表

需要B Gは、最新の情報を踏まえて常に需要予測を精査し、変化があれば需要計画を修正。時間前市場も活用して調達量を変化させる。

※インバランス料金が、正確な計画を策定するインセンティブとして機能。

【各B Gの計画が正確になることによって総和として正確な計画となる】

仮に予測が正確でなかったB Gがいた場合、時間前市場は十分に反応しないが、調整力稼働量が増えるためインバランス料金の予測は上昇あるいは下降。

その結果、例えば、市場価格よりインバランス料金が高くなると予測される場合に、リスクを低減させるため需要予測より少し多めに調達するなど、他のB Gが全体のインバランスを減らす方向に調達量を増減させる等が期待される。

【一部のB G計画には過不足があるが全体としてはより正確な計画となる】

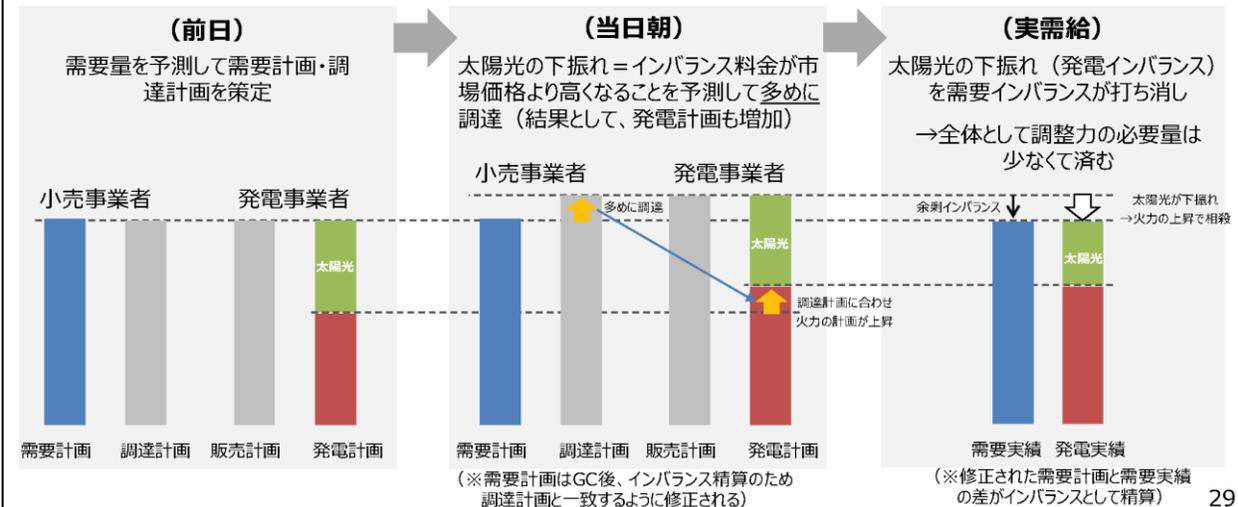
適正な価格シグナルに基づく、マクロ一致の方向での（結果的な）需要インバランスは、基本的には問題がないものと考えられるのではないか。

- 実需給で必要となる電源がGC前までに確保されるとともに、最新の需要予測が市場価格に反映される。（→その価格にさらに反応して需要が変化するという最適配分を促進）
- 予測からの過不足（インバランス）は、その時間帯の電気の価値（限界的な調整力のkWh価格）で清算。（合理的な負担）

27

考えられるケース：FIT太陽光の予測外れを打ち消す需要BGの動き

- 当日朝にFIT太陽光外れの傾向が分かった時点で、需要BGがインバランス料金の高騰を予測し、そのリスクに備え多めに電源を調達するといった行動は、系統全体のインバランスを減らし調整力稼働量を減らすことに貢献。また、系統の状況が時間前市場価格に反映される。
- 適正な価格シグナルに基づく、マクロ一致の方向での（結果的な）ミクロの需要インバランスは、基本的には問題がないものと考えられるのではないかと。



29

(参考) 広域予備率の改善に向けた取組①

- 今回のBGへのヒアリングにおいて、広域予備率の精度に関する意見があった。前日までの広域予備率については、以下の対策が措置され、本年1月から運用が開始されている。

資源エネルギー庁
第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料4 (2024年10月)

今冬からの対応 (週間・翌々日の予備率関係)

週間計画段階で、一般送配電事業者が調整力の調達不足がある場合は、余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上

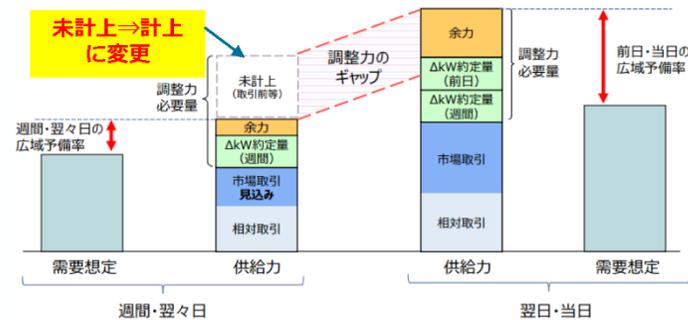
- 現状の広域予備率は週間・翌々日計画の断面では、スポット市場や時間前取引市場での確保量は想定取引量で計画を作成している。
- 広域予備率が低くなる要因の一つとして、需給調整市場での調達不足を挙げたが、一般送配電事業者が需給調整市場において調整力の必要量を調達できなかった場合は、前日計画時点で、余力活用契約を締結している電源を起動させ、調整力の確保を行う。
- このため、週間計画時点で、一般送配電事業者が調整力を確保できていない場合でも、余力活用契約を締結している電源を起動させるものと見なして、当該不足分を予備率に計上することとしてはどうか。

【現行の予備率の計上方法】

断面	粒度	発電計画			ΔkW		余力
		相対取引	スポット取引	時間前取引	週間商品	前日商品	
週間 (木曜日)	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	-	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌々日	2点	実取引量	想定取引量		実調達量 (一次～三次①)	-	起動済み 電源の余力 (BG起動)
翌日	48点	実取引量	実取引量	(余力で計上)	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)
当日	48点	実取引量	実取引量	実取引量	実調達量 (一次～三次①)	実調達量 (三次②)	起動済み 電源の余力 (TSO起動含む)

取引見込みを含めて供給力計上 取引済みの供給力計上 (未達分および取引前を計上しない) 余力を含めて調整力確保した状態

【供給力の計上イメージ】



(参考) 広域予備率の改善に向けた取組②

- 今回のBGへのヒアリングにおいて、広域予備率の精度に関する意見があった。前日までの広域予備率については、以下の対策が措置され、本年1月から運用が開始されている。

資源エネルギー庁
第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料4 (2024年10月)

今冬に向けた追加供給力対策の発動基準の変更等

- 第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024年10月23日) を踏まえ、今冬に向けた広域予備率改善の暫定的な対応として、**追加供給力対策の順番については、揚水発電機の運用機切り替え及び余力活用電源の追加起動の発動基準をいずれも8%未満での実施に変更し、翌日計画公表以降で計上することとしてはどうか。また、増出力運転・ピークモード運転については、経済合理性等の観点から5%未満の対策とすることとしてはどうか。**
- 加えて、これまで**エリア予備率3%未満の見通しの場合に実施されてきた「需給ひっ迫融通」**は、広域予備率上は需給ひっ迫に至らない状況でも実施される場合があり、エリア間での融通であることを明確化するため、**今後は「エリア間補正融通」と名称を改めてはどうか。**

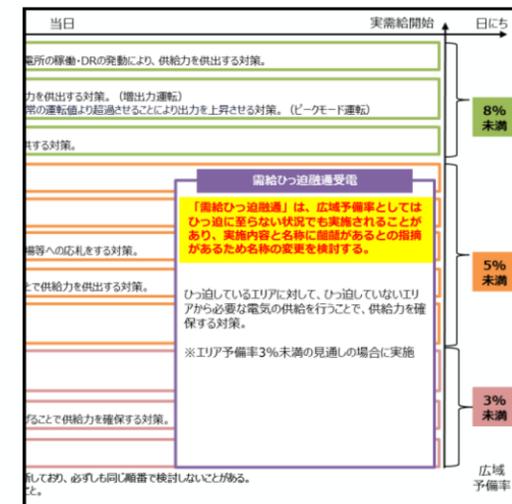
追加供給力対策の発動基準の変更

現行	予備率	変更後	発動基準
増出力・ピークモード運転	8%	揚水発電機の運用切り替え	8%
安定電源への電気の供給指示	8%	安定電源への電気の供給指示	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	余力活用電源の追加起動	8%
余力活用電源の追加起動	5%	発動指令電源の発動	5%
発動指令電源の発動	5%	増出力・ピークモード運転	5%
自家発電き増し要請	5%	自家発電き増し要請	5%
水力両用機の切り替え	5%	水力両用機の切り替え	5%

※ 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない

出典：左図：第102回 (2024年10月23日) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1を基に、資源エネルギー庁作成
右図：第81回 (2024年9月26日) 電力・ガス基本政策小委員会 資料4

「需給ひっ迫融通」の名称変更



(参考) 広域予備率の改善に向けた取組③

- 今回のBGへのヒアリングにおいて、広域予備率の精度に関する意見があった。前日までの広域予備率については、以下の対策が措置され、本年1月から運用が開始されている。

2024年11月 第3回制度設計・監視専門会合 資料6

広域機関で検討された対応案

調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用

- 前頁までの課題に対する対応策として、広域機関で提案された案は、調整力不足時には、以下の条件をトリガーに一時的に揚水発電の運用主体を一般送配電事業者に変更するというものである。

【運用主体変更の発動要件】

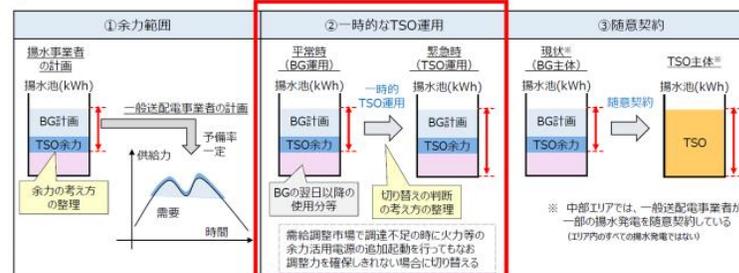
- ①需給調整市場で調整力の調達未達が発生し、
- ②余力活用電源の追加起動を行い調整力を確保しても、必要量を充足できない場合

調整力不足時の揚水の余力活用について

57

- 前回調整力等委員会において、足元の調整力確保不足の早期解消の方策として、一時的なTSO運用の考え方の整理を進めることをお示した。
- この点について、一時的なTSO運用の考え方の整理や揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理の他に、中部エリアで行われている、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約も対応方策として考えられるとご意見をいただいた。
- これらの方策について、今後行われる予定である揚水発電の随意契約の事後監視や、足元の課題への対策導入までのリードタイムなどを考慮したうえで、どのような対応とするか、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。

電力広域的運営推進機関
第102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 (2024年10月)



54

1. BGへのヒアリング結果等
- 2. C値・D値について**
3. 長期間上限価格が継続した場合の措置
4. 情報公表について

C値・D値について①

補正インバランス料金の設計と暫定的な措置設定の経緯

- 補正インバランス料金は、需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時の不足インバランスの発生により生じる社会的コストをインバランス料金に反映させ、**B Gに需給一致の行動をより強く促す**だけでなく、**時間前市場の価格が上昇し、D Rや自家発など追加的な供給力を引き出す**効果や、**需要家が節電する**効果が発現することを期待して制度を設計した。
- また、**Cの設定は、激変緩和による暫定的な措置（C = 200円/kWh）を2022年度からの制度開始以降導入**しているが、その導入期間は必要最小限の期間とすべきとされている。これは、Cの設定が実際の社会的コストよりも低い場合、需給ひっ迫時においても時間前市場などの価格が十分に上昇しないこととなり、小売事業者によるD Rなど、新たな取組の普及が阻害される懸念があり、将来にわたってこうした状況が継続することは需給バランス確保の効率化・円滑化を実現していく観点から望ましくないということによるものである。

(参考) 需給ひっ迫時のインバランス料金の考え方

- 需給ひっ迫時、すなわち一般送配電事業者が用いることができる「上げ余力」が少ない状況での不足インバランスは、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながるもの。
- したがって、「上げ余力」が一定値以下になった場合には、そうした影響（コスト）をインバランス料金に反映させ、料金を上昇させることで、需給の改善を促していくことが適当。

※なお、安定供給確保（負荷遮断の回避）の観点からは、市場取引の停止時などにおいても同様の考えを適用することが合理的と考えられるが、災害時のインバランス料金のあり方については別途検討が必要。

需給ひっ迫時（「上げ余力」が一定量以下になった状況）での不足インバランスの影響

- ① 一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に供給力を追加確保しなければならなくなる。
- ② 負荷遮断の可能性を増大させる。（ひいては、周波数低下による大規模停電のリスクを増大させる。）
- ③ それ以降の同様な事象に備えるため一般送配電事業者がより多くの調整力を確保しなければならなくなる。

このようなコストをインバランス料金に反映させることが適当（供給力不足時価格）

インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

(参考) Cの設定が卸電力取引市場に与える影響について

- 前回の会合において、Cの設定が、事実上の卸市場価格の上限となるため、Cの設定を低くしすぎる場合のデメリットも考慮すべきとの御指摘をいただいた。
- スポット市場や時間前市場における小売事業者（買い手）の行動として、インバンス料金がCより上がることはないだろうと考え、計画停電や電力使用制限が実施されるようなケースにおいても、Cよりも高い価格では買いを入れないという行動を取る可能性が高い。そのため、こうした状況下においても、時間前市場やスポット市場の価格はC以上にはならない可能性が高い。
- したがって、Cの設定を実際の社会的コストよりも低くした場合、需給ひっ迫時においても時間前市場やスポット市場の価格が十分に上昇しないこととなり、小売事業者と需要家が協力して需要を調整するという取組（小売BGによるDR）など、新たな取組の普及を阻害することが懸念される。将来にわたってこうした状況が継続することは、需給バランス確保の効率化・円滑化を実現していく観点から望ましくない。
- 以上を踏まえれば、暫定的な措置を導入する場合においても、こうした影響にも配慮した必要最小限の期間とすべきと考えられる。

C値・D値について②

これまでの議論を踏まえたC値・D値のあり方

- これまで第1回から第4回にわたり、C値・D値の見直しについて議論を重ね、その中で委員やオブザーバー、様々な立場の事業者等からの意見等を受けて、C値・D値の設定案や長期間上限価格が継続した場合のセーフティネットの検討、インバランスの発生状況及びインバランス料金の状況や需給ひっ迫時における時間前市場での入札行動などの各種分析の実施、BGへのヒアリングなどを実施した。
- 長期間上限価格が継続するような状況に対しては、回避困難な不足インバランスの累積による経済的負担緩和の観点から、**累積価格閾値制度を導入**することを議論した。
- また、先述のとおり、実際の需給ひっ迫時の分析の結果等においては、**現状のインバランス料金の同時同量達成インセンティブが不十分**であり、**BGの時間前市場等の行動変容を促す**ためには、**インバランス料金制度における事前のインセンティブ強化が必要である**との議論を行ったところ。
- こうした状況が確認された一方で、BGが時間前市場での買い行動に至らない理由には、広域予備率の情報の確度を指摘する声や、インバランス料金の予測が難しいといった声もあった。
- この点、前日までの広域予備率の**低下要因の一つである調整力の計上**については、既に見直しが行われ1月から運用が開始されている。もう一つの**低下要因である需要BGの需要予測誤差や需要に応じた電力量の調達不足の影響**については、**BGの行動変容が改善策**であり、ある種の因果性のジレンマが存在する。しかし、自然な行動変容に期待しては、**広域予備率の改善がなお一層遅れ、容量市場のリクワイアメントの発動など社会コストが増加する可能性もある**。
- 以上を踏まえれば、C値・D値については、**2026年度よりこれを引き上げる方向での見直しを行うべきではないか**。

(参考) 広域機関による広域予備率の分析

- 電力広域的運営推進機関では、4月1日から8月31日までの間、翌日計画で供給力提供通知が発信されたコマを対象に、**翌日計画の広域予備率が低下する要因**を分析しており、その低下要因として、**小売事業者の不足インバランスの影響が、東京エリアでは36% (50/139コマ)、中部エリアでは52% (42/81コマ)、関西エリアでは52% (54/103コマ) に及ぶことが示されている。**
- 需要BGの不足インバランスは、需要予測誤差や需要に応じた電力量の調達不足により生じることから、すなわち、**翌日計画の広域予備率が低下する要因には、需要BGの需要予測誤差や需要に応じた電力量の調達不足も影響していることが示唆されている。**

【No. I - 2】小売事業者・一般送配電事業者の需要想定への傾向による影響 翌日・当日計画 9

- 広域予備率の低下要因として、翌日計画で広域予備率が低下したコマの不足インバランスと、調整力の不足による影響を分析した。
- 分析によれば、東京エリアでは調整力不足の影響が大きく、中部・関西エリアでは一般送配電事業者の需要想定が大きい影響と小売事業者の不足インバランスの影響が同程度であった。
 - 東京： TSO需要想定誤差(④) < 小売BGの不足インバランス(①,②) < 調整力不足(①,③)
 - 中部： TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)
 - 関西： TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)

電力広域的運営推進機関
第101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
(2024年9月)

翌日計画で供給力提供通知を発信したコマの状況

ケース	小売BGの 不足インバランス※1	一般送配電事業者による 電源起動後の調整力不足※2	東京	中部	関西
①	あり	あり	36%(50/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
②	あり	なし	0%(0/139コマ)	52%(42/81コマ)	52%(54/103コマ)
③	なし	あり	63%(88/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
④	なし	なし	1%(1/139コマ)	48%(39/81コマ)	48%(49/103コマ)
パターン④のうちTSOの需要想定が 実績より大きい割合			100%(1/1コマ)	97%(38/39コマ)	80%(39/49コマ)

小売BG (需要BG) の不足インバランス
「あり」のコマ数
東京：50/139コマ
中部：42/81コマ
関西：54/103コマ

※1 翌日計画の小売BGの需要調達計画において、小売BGの需要想定誤差(計画実績差)に、未調達分を考慮した合計が不足の状況

※2 前日の需給調整市場閉場後、調達不足に伴う余力活用契約を締結する電源の追加起動を行った後に、なおも調整力必要量を充足していない状況

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、②D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) D値の見直しについて①

D値の考え方

- 補正インバランス料金のDの設定は、補正料金算定インデックスの水準が8%までは確保済みの電源I'で需給対策が行われると考えられ、8%までは電源I'のコストのみを反映することが合理的との考えから、確保済みの電源I'のコストとして45円/kWhを適用した。
- すなわち、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、D値の見直しに当たっては、現状の追加供給力対策を踏まえる必要がある。

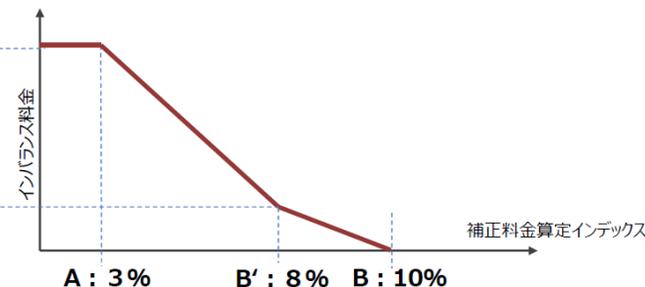
補正インバランス料金におけるDの設定について

第43回制度設計専門会合 資料5
(2019年11月)

- 2020年度以降、全てのエリアで電源I'（容量市場受渡し開始後（2024年度以降）は発動指令電源）を確保する予定であることを踏まえると、一定の水準（以下のB'）までは確保済みの電源I'で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源I'のコストのみを反映することが合理的と考えられる。（これより「補正料金算定インデックス」が低下すると、新たに供給力を確保する必要性が発生。）
- したがって、Dの設定は、確保済みの電源I'のコスト（例えば、電源I' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限金額の各エリア最高価格の全国平均）とすることが適当ではないか。
- この価格は、直近の2019年度向け電源I'公募結果から試算すると、約45円/kWhとなる。当面はこの価格を前提に検討を進めつつ、電源I'の価格など市場環境等に大きな変化があった場合には必要に応じ見直しを行うこととしてはどうか。

C
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して、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないか。

D
確保済みの電源I'のコストを反映することが考えられるのではないか。



電源I'以外の新たな供給力を追加的に確保する必要がある区間
確保済みの電源I'で対応と考えられる区間（Bから電源I'が稼働する確率が発生し、B'で100%稼働するという考え方）

※電源I'が実際に発動した場合、発動した電源I'のkWh価格は通常インバランス料金カーブに算入されることとなる。

(参考) D値の見直しについて②

現状の追加供給力対策について

- 現在、資源エネルギー庁及び広域機関では、今冬の追加供給力対策の実施順位について検討を行っており、広域予備率8%で実施される対策は、発動順に
 - ①揚水発電機の運用切り替え：
一般送配電事業者が一時的に貯水池全体の水位を主体的に運用する対策
 - ②安定電源への電気の供給指示：
一般送配電事業者からの電気の供給指示に基づき、GC以降の余力を供給力として提供する対策
 - ③余力活用電源の追加起動：
一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて電源を追加起動する対策となっている。
- このとき、**発動順位が最後となる余力活用電源の追加起動が起動費を加味すれば最もコストが高い対策（広域予備率8%未満における限界的な対策）**になると考えられ、そのコストは、上げ調整費用（V1）+起動費（V3）となる。

(参考) D値の見直しについて③

余力活用電源の追加起動に係るコスト

- 余力活用電源の追加起動に係るコストを把握するため、現在、需給調整市場システムに登録されている調整力のV 1、V 3のうち、直近1年分の実績からこれら費用の1 kWh当たりの単価を算出したところ、最高価格は47円～55円/kWhとなった。

余力活用電源の追加起動に係るコスト

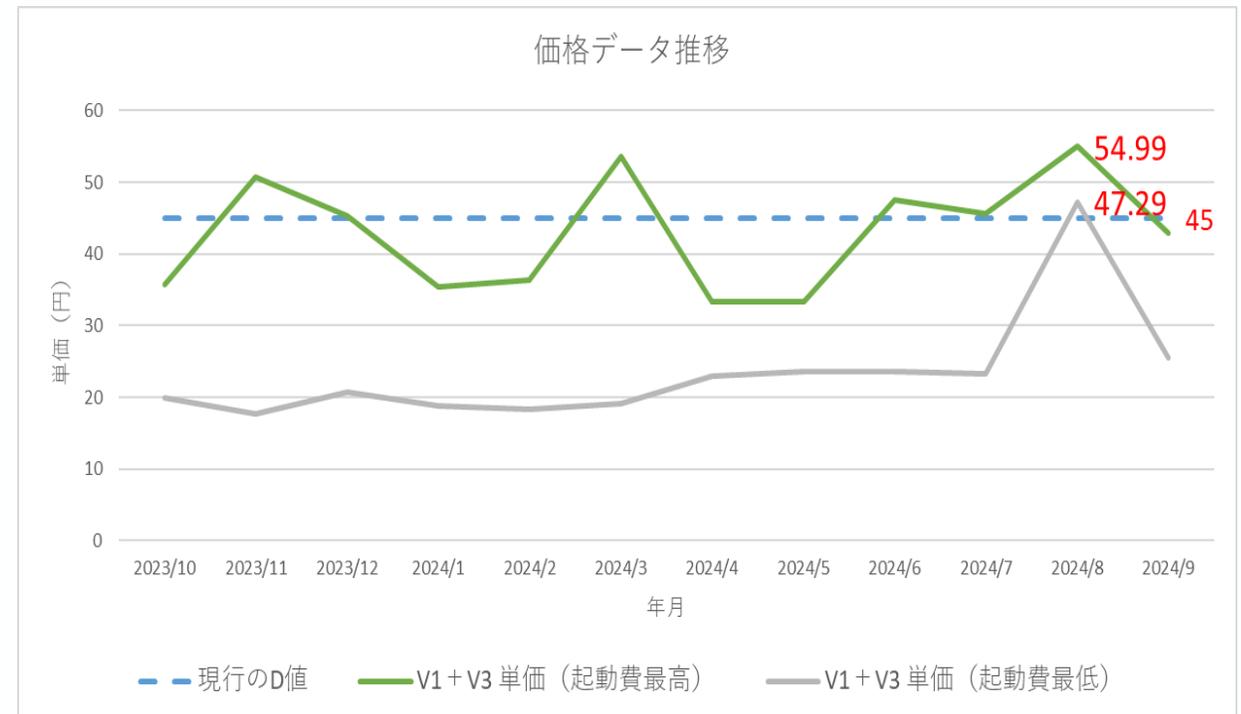
【試算方法】

- ① 需給ひっ迫時に追加起動指令がかかるのは、火力電源が主と想定し、需給調整市場システムから、火力電源のV 1 + V 3の各月の最高価格を抽出。
- ② なお、V 3は運転停止時間により異なるため、停止時間最長（V 3の最大値）と停止時間最短（V 3の最小値）の2パターンを抽出。
- ③ V 3は1回分の起動費であるため、以下の算式により1kWh当たりの単価に変換。

$$V 3の1kWh当たり単価 = V 3 / 定格出力 (kW) / 7時間※$$

※7時間は、電源I契約における運転継続時間（エリアにより異なり7～11時間/日）のうち、kW不足による需給ひっ迫対応の対策時間を考慮し、最短のものを設定。

- ⑤ V 1 + (kWh単価に換算したV 3)の最高価格を月別に整理すると、右のグラフのとおりとなる。



(参考) D値の見直しについて④

余力活用電源の追加起動に係るコスト

- 前頁のとおり、D値については、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円程度とするのが一案と考えられる。
 - 最高価格の55円は起動費が停止時間最長の場合で、47円は起動費が停止時間最短の場合であり、いずれも全ての追加起動電源が停止時間最長又は停止時間最短となることはあり得ないと考えられるため、中間的な50円程度とするという考え。
- 他方、10頁以降でお示したとおり、**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BG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。
- 上記を踏まえれば、理論上は、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**、といった選択肢が考えられるがどうか。
- いずれにしても、次回以降の会合にて行う過去の需給ひっ迫事例を用いた影響度分析を踏まえて、検討を深めていきたい。

(参考) 補正料金算定インデックスの方向性

- 補正料金算定インデックスの定義を追加供給力対策なかりせばで見直すことは、控除可能な対策が限られており補正料金算定インデックスの変化に与える影響も限定的であることに加え、送配電網協議会によると本件に対応するための一般送配電事業者の中給システム改修に2～3年を要し、中給システム改修で対応したとしても、その後の2020年代後半に運開予定の次期中給システムへの実装も要するとのことで、対応に長期間を要することが判明した。
- 代替案として、前回会合で提案した追加供給力対策のコストを補正インバランス料金（補正インバランス料金カーブの縦軸）で調整する方法と、28頁、29頁で示した通常インバランス料金で反映する方法との2案があるが、後者の方が、前例がありロジックが確立しているためシステム改修が比較的行いやすい。ただし、2案いずれも追加供給力対策のコストを特定する必要がある。
- 以上を踏まえ、補正料金算定インデックスの方向性としては、現状の広域予備率による運用を続けることとし、追加供給力対策コストの反映は、通常インバランス料金で行う方向で検討を進めていくこととしてはどうか。

C値・D値について④

C値の設定について

- C値は、「緊急的に供給力を1 kWh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1 kWh確保するために十分な価格」として、何が考えられるかという視点で検討を行い、第3回制度設計・監視専門会合において現時点で取り得る数値を示した。
- 仮にC値の見直しを行う場合、これまでの検討を踏まえると以下の3案が考えられるが、いずれの案にすべきか。

C値の見直し案

案	C値の設定	考え方	第4回会合での分析結果（東京エリア）	
案1	600円/kWh	中間取りまとめの整理に則った設定。ただし、金額設定は、2019年度の議論当時における電源I'の価格を参考にしたもの。	200円以上の発生コマ数※2： 2022年度：28コマ（0.16%） 2023年度：0コマ 2024年度：27コマ（0.23%）	最高価格： 2022年度：600円 2023年度：200円 2024年度：579円
案2	400円/kWh	過去の追加供給力公募（kW公募）のうち、直近の2023年度公募における試算値が300円～400円であったことから、その価格帯の上限値を参考にしたもの。	200円以上の発生コマ数： 2022年度：17コマ（0.1%） 2023年度：0コマ 2024年度：17コマ（0.15%）	最高価格： 2022年度：400円 2023年度：145円 2024年度：387円
案3	300円/kWh	容量市場の約定価格の平均値（2025年度から2027年度までの3年分の平均値253円にD=45円を加算）を参考にしたもの。また、第2回会合のSBパワープレゼンでは、同社から300円が提示された。なお、容量市場の場合、入札価格に減価償却費や事業報酬が含まれていないなど、電源I'の価格設定とは異なる点※1がある。	200円以上の発生コマ数： 2022年度：13コマ（0.07%） 2023年度：0コマ 2024年度：13コマ（0.11%）	最高価格： 2022年度：300円 2023年度：118円 2024年度：291円

※1 電源I'と追加供給力公募の入札価格の考え方は基本的に同じ。 ※2 発生コマ数の割合は年間コマ数に対する割合。ただし、2024年度は4月から11月までのコマ数。

(参考) C値の見直しについて①

C値の考え方

- **補正インバランス料金のCの設定**は、需給ひっ迫時の不足インバランスが、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、一般送配電事業者による緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながることから、**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して、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることとした**。具体的には、当時は、全国の電源I'の応札額を参考に、複数回発動でのコスト回収額を基に600円/kWhを適用した。
- したがって、**C値の見直しは、電源I'の調達価格ありきではなく、「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」として、何が考えられるかを検討する必要がある**。

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

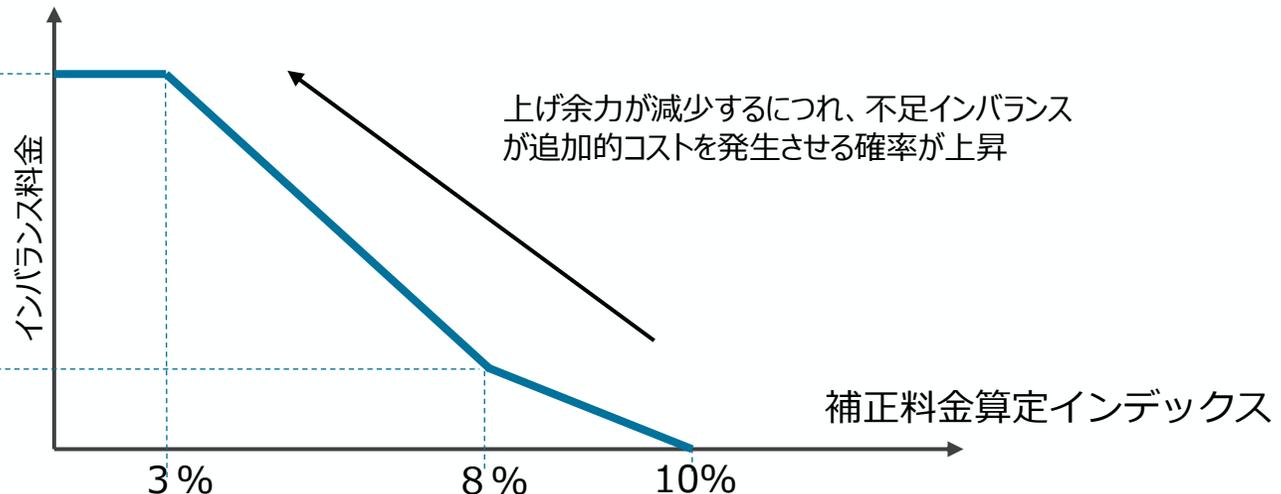
緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

C
600円
/kWh

〔 現在は、暫定的措置として
200円/kWhを適用 〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。

D
45円
/kWh



(参考) C値の見直しについて②

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

(参考) SBパワー プレゼン資料

サマリ

- 補正インバランス料金C値（以下、C値）は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、2018年・2019年の調整力公募の電源 I'（DR）の価格を参考に、原則600円/kWh、暫定措置として200円/kWhが設定された。
- DRが普及している現時点において、原則600円/kWhが適切な水準であるかを精査する必要。
- 調整力公募や容量市場の実績を踏まえると、以下を条件として、300円/kWh程度の水準とすることが妥当と考える。

① 需給調整市場の流動性向上

C値の上昇により需給調整市場の高騰が懸念されるため、流動性の向上が不可欠

② 災害時等の措置導入

災害時等、小売電気事業者の取組で対処が出来ない場合の措置導入

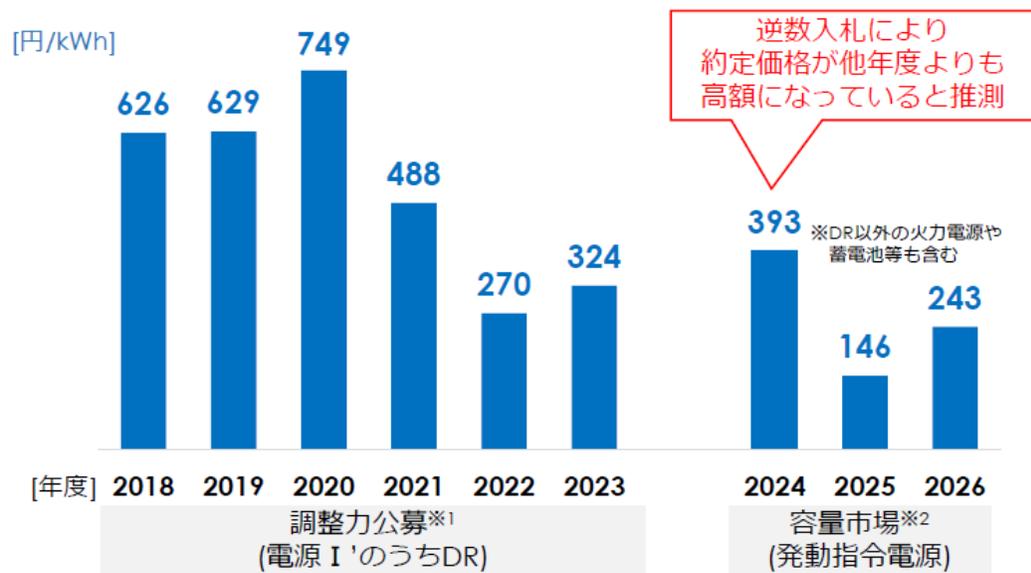
- なお、供給力の追加確保コストを適切にC値へ反映させるため、定期的なモニタリングについても検討してはどうか。

供給力の追加確保コストの状況

電源 I 'の価格は低下傾向、DRの市場参加も増加

DRの価格推移 (電源 I 'および発動指令電源)

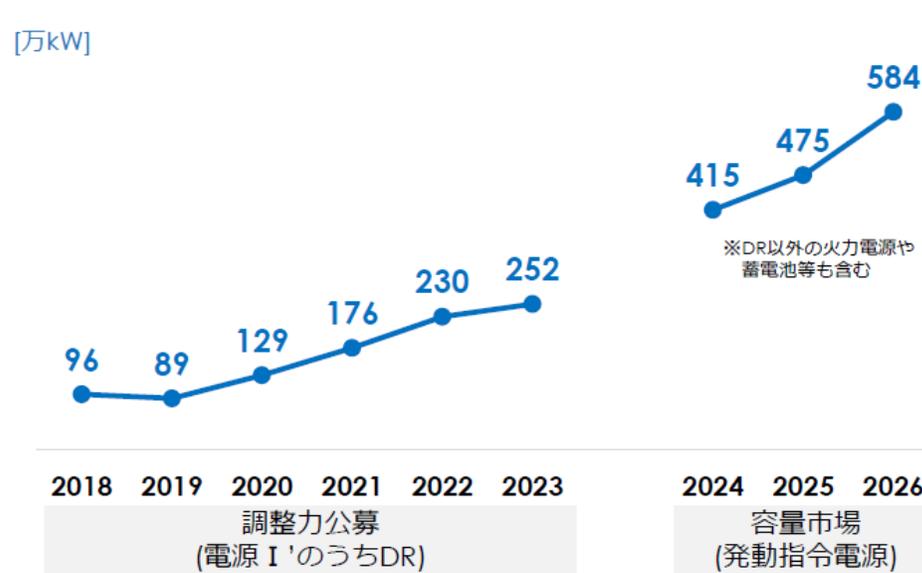
2020年度以降電源 I ' (DR) の価格は低下傾向
2024年度以降は容量市場を参照すると150~390円程度



※1: 2018~2023年度のC値は「各エリアの電源 I 'の評価用価格最高値 / (年間想定発動回数×1回当たりの発動時間)」の9エリア平均値
※2: 2024年度以降は発動指令電源のリクワイアメント(年間発動回数12回、発動後継続時間3時間)から算出した1時間当たりの価格

DRの落札容量推移 (電源 I 'および発動指令電源)

2020年度以降電源 I ' (DR) の落札容量は増加傾向
容量市場開始後もDRの市場参加は増加



出所: 左右のグラフともに第37回 制度設計専門会合(2019/4/25) 資料5、第58回 制度設計専門会合(2021/3/24) 資料6、第84回 制度設計専門会合(2023/4/25) 資料6、第85回 制度設計専門会合(2023/5/22)資料6-1、を当社にて加工し作成

(参考) 分析1：各エリアのインバランス料金の実績・試算

分析結果の概要

- 2022年度から2024年度の実績では、インバランス料金が45円未満となったコマは、2022年度は91%以上、2023年度・2024年度は99%以上であり、現行制度においては高値のインバランス料金発生は限定的であった。
- 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、北海道・東北・東京エリアは、1,154コマ～1,502コマ、中部以西の6エリアは、125コマ～561コマ発生しており、東西で傾向が異なっていた。また、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。
- 最高価格は、2022年度から2024年度までの実績で、65.9円～200円であり、需給要因によるC値相当の200円の発生は、2022年度に東京エリアで1コマのみであった※。また、65.9円の発生は、2023年度の北陸・関西・中国・四国・九州エリアであり、これは補正インバランス料金ではなく、通常インバランス料金で決まったものであった。

※ 需給要因以外では、2023年度の北海道で200円が1コマ発生。これは、ある蓄電池事業者が損失回避のため、V1の諸元に充電電力量費用としてC値（200円）を引用したことによるもの。（事案の詳細は、第93回制度設計専門会合（2024年1月30日）資料4を参照）

- C値、D値を引き上げた試算において、分布の中央値や45円以上のコマ数はほとんど変化はなかった。最高価格は、ケース1では65.9円～300円、ケース2では65.9円～400円、ケース3では65.9円～600円となり、各ケースの最高価格はいずれも2022年度の東京エリア1コマのみであった。また、最高価格65.9円は通常インバランス料金で決まったものであるため、C値、D値の引き上げに影響は受けなかった。
- 各年度において最も45円以上の発生コマ数が多い東京エリアにおいて、ケースごとの200円以上の発生コマ数は以下。

2022年度	実績：1コマ（0.01%）、ケース1：13コマ（0.07%）、ケース2：17コマ（0.1%）、ケース3：28コマ（0.16%）
2023年度	実績・ケース1～3：0コマ
2024年度	実績：0コマ、ケース1：13コマ（0.11%）、ケース2：17コマ（0.15%）、ケース3：27コマ（0.23%）

1. BGへのヒアリング結果等
2. C値・D値について
- 3. 長期間上限価格が継続した場合の措置**
4. 情報公表について

長期間上限価格が継続した場合の措置

累積価格閾値制度の検討

- 前回会合において、補正インバランス料金の上限価格が長期間継続した場合の措置として、累積価格閾値制度の具体案を提示したところ、**方向性について特に反対はなかったが、一部の委員から、閾値設定はC値の設定次第で変わりうるのではないか**といった主旨の意見をいただいた。
- 今回のC値の設定の議論を踏まえ、今後、最終的な整理案について検討を行っていく。

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（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。

1. BGへのヒアリング結果等
2. C値・D値について
3. 長期間上限価格が継続した場合の措置
- 4. 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必要性

- 今回実施したB Gへのヒアリングでは、情報公表についての要望が複数あり、例えば、時間前市場の入札価格を判断する上でのインバランス料金の予測に資する情報や、時間前市場でのエリア別の入札情報、HJKSの情報拡充、前日までの広域予備率の精度向上などといったものがあった。
- このような**インバランス料金や時間前市場等の情報公表の拡充について、どう考えるか。**
- なお、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。
 - このような情報を基に、一部のB Gでは、A Iによりインバランス料金の予測を行っているという取組も見られる。
- また、補正インバランス料金については、広域予備率が算定諸元となっているため、補正インバランス料金の予測精度は、広域予備率の予測精度に依存することとなるが、広域予備率の改善に向けた取組は、既に進められている。

(参考) インバランス料金に係る関連情報公表について

情報公表に関するこれまでの経緯

- インバランス料金は、系統利用者への価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 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、
 - ② 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する。という考え方の下、第38回制度設計専門会合（2019年5月31日）において、インバランス料金に係る関連情報公表の整理を行い、現在、インバランス料金情報公表ウェブサイトを中心にその運用が行われている。
- また、第50回制度設計専門会合（2020年9月8日）において、インバランス収支の諸元の情報公表という観点から、一般送配電事業者各社のホームページにおいて、広域需給調整及びエリア内需給調整に係る情報公表を行うことを整理し、その運用が行われている。

(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

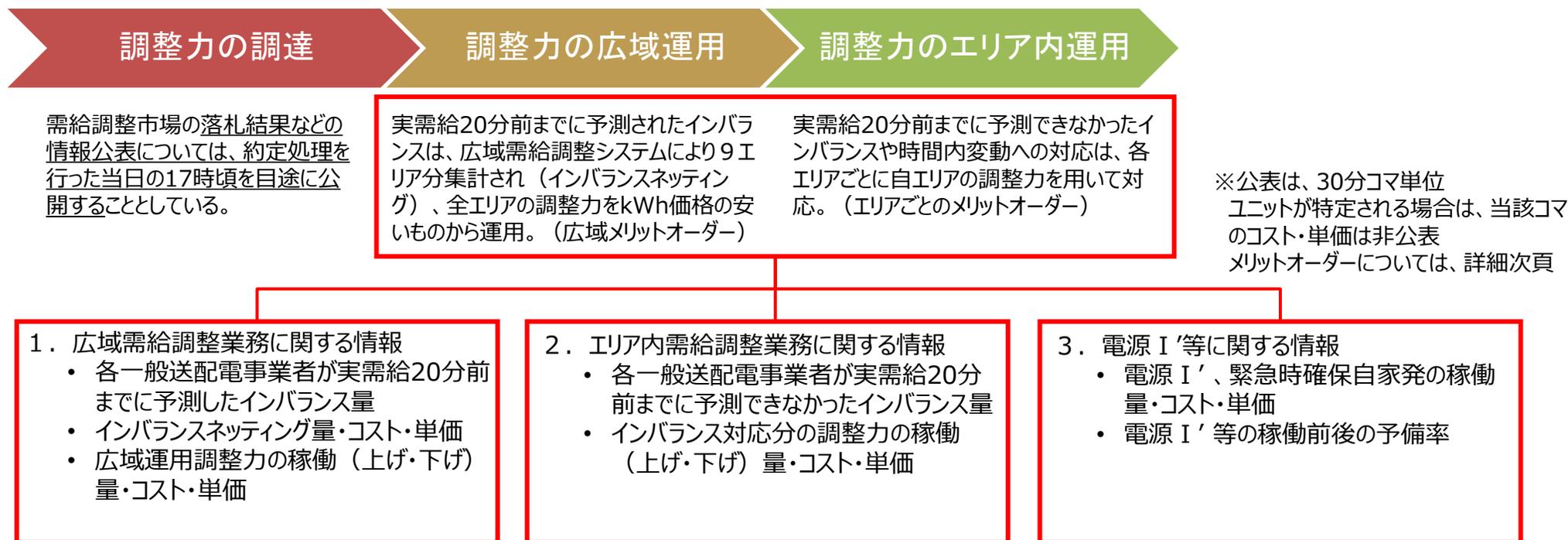
項目名	公表のタイミング
インバランス料金	コマ終了後速やかに公表 (遅くとも 30 分後まで)
広域運用調整力の指令量 (≒インバランス量)	コマ終了後速やかに公表 (遅くとも 30 分後まで)
インバランス料金の算定根拠 (指令した調整力の限界的な kWh 価格)	コマ終了後速やかに公表 (遅くとも 30 分後まで)
インバランス料金の算定根拠 (卸市場価格による補正インバランス料金)	コマ終了後速やかに公表 (遅くとも 30 分後まで)
インバランス料金の算定根拠 (需給ひっ迫時補正インバランス料金)	GC 後速やかに公表 (実需給前まで)
インバランス料金単価の諸元誤りの可能性 (エリア、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

- 需給調整業務の実施状況等に関する情報公表については、その公表目的を踏まえると、基本的にはインバンス収支の諸元となる情報を提供するのが適当であり、具体的には以下の項目を公表することで必要な情報は概ね網羅されるものと考えられる。
- 今回の一般送配電事業者からの提案には、これらの項目が含まれていることから、情報公表項目については、妥当と考えられる。

需給調整業務の実施状況等に関し必要な情報公表項目



(参考) 時間前市場で確認できる情報について

- 前回会合において、一部の委員から、時間前市場で入札参加者が参照可能な情報にはどのようなものがあるのか、という主旨のコメントがあった。時間前市場で確認できる情報は下図のとおり。

時間前市場で参照可能な取引情報 (取引会員専用)

1. 入札情報
 - ・ 売注引量 (MWh/h)
 - ・ 売気配値 (円/kWh)
 - ・ 買気配値 (円/kWh)
 - ・ 買注引量 (MWh/h)
2. 最新約定情報
 - ・ 現在値/終値 (円/kWh)
 - ・ 約定量 (MWh/h)
3. 約定情報
 - ・ 高値 (円/kWh)
 - ・ 安値 (円/kWh)
 - ・ 平均約定価格 (円/kWh)
 - ・ 約定量合計 (MWh/h)
 - ・ 約定件数
 - ・ (参考) スポット価格 (円/kWh)

取引コマごとにレコードを表示

- ・ 地域間連系線の空容量 (順方向、逆方向) (MW)
- ・ 託送不可領域 (MW)

商品名	入札情報				最新約定情報		約定情報					
	売注引量 (MWh/h)	売気配値 (円/kWh)	買気配値 (円/kWh)	買注引量 (MWh/h)	現在値/終値 (円/kWh)	約定量 (MWh/h)	高値 (円/kWh)	安値 (円/kWh)	平均約定価格 (円/kWh)	約定量合計 (MWh/h)	約定件数	(参考) スポット価格 (円/kWh)
2025/01/20 16:30-17:00	1.2	9.25	15.40	19.0	12.89	0.1	16.44	9.02	15.06	246.9	109	14.56
2025/01/20 17:00-17:30	1.4	9.34	14.70	3.7	12.49	0.2	15.94	9.03	14.81	191.8	116	14.99
2025/01/20 17:30-18:00	30.0	11.55	14.70	20.4	15.37	0.2	15.70	11.18	14.76	215.8	104	15.48
2025/01/20 18:00-18:30	26.1	10.11	15.21	23.2	13.50	0.2	17.32	10.28	15.65	273.5	103	15.77
2025/01/20 18:30-19:00	26.3	10.09	15.64	1.3	10.28	3.7	16.50	10.00	14.72	280.8	112	15.50
2025/01/20 19:00-19:30	2.1	10.85	14.59	4.7	12.59	1.4	15.16	9.52	13.67	572.0	116	15.05
2025/01/20 19:30-20:00	1.2	11.11	14.59	22.7	14.59	8.0	14.96	8.96	13.49	542.2	121	14.75
2025/01/20 20:00-20:30	1.2	9.34	14.57	20.2	8.86	2.1	16.11	8.86	13.72	426.8	108	14.95
2025/01/20 20:30-21:00	2.2	8.89	13.94	1.8	13.94	0.1	15.05	8.50	13.13	440.6	108	14.56
2025/01/20 21:00-21:30	1.1	9.16	14.21	54.6	11.72	0.1	14.87	8.50	12.68	368.8	79	14.00
2025/01/20 21:30-22:00	1.0	9.07	13.26	33.5	10.86	0.1	14.21	8.50	12.86	462.4	96	13.66
2025/01/20 22:00-22:30	2.3	9.17	13.62	51.1	8.50	1.4	15.00	8.50	12.67	469.5	98	13.46
2025/01/20 22:30-23:00	4.2	8.95	13.24	27.1	8.94	6.8	13.98	8.94	12.51	529.4	94	12.84
2025/01/20 23:00-23:30	4.7	8.42	13.17	4.2	8.41	6.7	14.89	8.41	12.07	407.7	76	12.52
2025/01/20 23:30-24:00	1.1	7.95	13.23	7.5	13.60	7.1	14.81	7.84	11.87	344.8	85	11.79

連系線 (2025/01/20 23:00-23:30)	順方向(MW)	逆方向(MW)	託送不可領域(MW)	
			最高値	最低値
北本直流幹線 (北海道→東北)	1178.000	0.000	420.000	420.000
相馬双葉幹線 (東北→東京)	1826.200	-5932.800		
三重東近江線 (中部→関西)	3320.000	0.000		
越前嶺南線 (北陸→関西)	2121.900	-665.100		
西播東岡山線+山崎智頭線 (関西→中国)	5106.082	-2552.888		
本四連系線 (中国→四国)	2153.500	-96.500		
関門連系線 (中国→九州)	1305.300	-1221.700		
南福光BTB (中部→北陸)	600.000	0.000	330.000	270.000
阿南紀北直流幹線 (関西→四国)	70.000	0.000	140.000	0.000
東京中部FC (東京→中部)	2260.400	-730.600		
北陸フェンス (→北陸)	965.100	-1821.900		

特定コマのザラ場状況