

## 2022年度以降のインバランス料金制度について

(中間とりまとめ)

令和元年12月17日

電力・ガス取引監視等委員会事務局

資源エネルギー庁の審議会（電力・ガス基本政策小委員会）において、需給調整市場の創設にあわせて2021年度からインバランス料金制度を改正する方針が示され、その詳細については、電力・ガス取引監視等委員会において、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を進めることとされた。

これを受け、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、本年2月より、資源エネルギー庁の審議会で示された考え方をベースに、新たなインバランス料金制度の詳細について議論を積み重ねてきた。今般、これまでの議論の結果を踏まえ、2022年度以降のインバランス料金制度の詳細設計の中間とりまとめを行うに至った。

なお、今後更に詳細な議論を要する事項については、引き続き、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関等の協力を得つつ、検討を進めていく。

※2019年11月に開催された電力・ガス基本政策小委員会において、電力・ガス取引監視等委員会における検討結果も踏まえ、新たなインバランス料金制度の開始時期が2022年度からに延期された。

## 1. 新たなインバランス料金の基本的考え方

インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるもの。したがって、2022年度以降のインバランス料金制度は、インバランスを発生させた者に合理的な負担を求める（発生させたインバランスが合理的な価格で精算される）とともに、系統利用者に適切なインセンティブを与えるものとなるよう、①インバランス料金が実需給の電気の価値を反映するようにし、②関連情報をタイムリーに公表することが重要。

こうした考え方にに基づき、インバランス料金は、その時間における電気の価値を反映するよう、以下により算定する。

ア) インバランス料金はエリアごとに算定する。（調整力の広域運用は考慮）

イ) コマごとに、インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格

34 を引用する。(卸電力市場価格に基づく補正の仕組みも導入)  
35 ウ) 需給ひっ迫時における不足インバランスは、系統全体のリスクを増大させ、緊急  
36 的な供給力の追加確保といったコスト増をもたらすことを踏まえ、そうした影響  
37 がインバランス料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にはインバランス料金が上  
38 昇する仕組みを導入する。

39

## 40 2. インバランス料金の算定方法の詳細

### 41 (1) インバランス料金の算定方法

42 以下のア) 及びイ) の高い方をインバランス料金とする。

43 ア) インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格 :

44 以下の (2) により算定。必要な場合、(3)、(4) により補正。

45 イ) 需給ひっ迫時補正インバランス料金 :

46 以下の (5) により算定。

47

### 48 (2) インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格

#### 49 ①広域運用された調整力の kWh 価格を引用

50 2021 年度以降の調整力の運用においては、インバランス対応は主に広域運用調整  
51 力によって対応されることから、広域運用調整力の限界的な kWh 価格<sup>1</sup>をインバラン  
52 ス料金に引用することとする。この場合、広域運用されたエリアすべてが同一のイン  
53 バランス料金となる。(エリア分断時の取扱いについては、以下④に記載。)

54

#### 55 ②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法

56 調整力の広域運用は、2021 年度からは 15 分ごとの指令、2023 年度からは 5 分ご  
57 との指令によって運用される予定。したがって、30 分コマ内に、前半 15 分と後半 15  
58 分の二つの限界的な kWh 価格が存在することになる。(2023 年度以降は 5 分ごと 6  
59 つの限界的な kWh 価格が存在することとなる。)

60 30 分コマのインバランス料金は、そのコマでさらに 1 kWh のインバランスが増え  
61 た場合に生じる費用の増減(30 分全体の限界的な費用)を反映させることが適当と考  
62 えられることから、各 15 分の限界的な kWh 価格を各 15 分におけるインバランス量  
63 によって加重平均して得られる値をインバランス料金に引用することとする。

64 30 分コマ内で上げ指令と下げ指令が両者存在したケースでは、上げ指令の価格が高

---

<sup>1</sup> 限界的な kWh 価格=上げ調整においては最も高い kWh 価格、下げ調整においては最も低い kWh 価格

65 い方と下げ指令の価格が低い方とから同量を相殺し、残ったものの限界的な kWh 価  
66 格を加重平均することとする。

67

### 68 ③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い

69 広域エリア合計でのインバランスが小さく、広域運用調整力の指令量がゼロの場合、  
70 当該エリアのインバランス料金は、指令されなかった上げ調整力の最も安い kWh 価  
71 格と、指令されなかった下げ調整の最も高い kWh 価格の平均を引用する。

72

### 73 ④エリア分断時の扱い

74 調整力の広域運用において、連系線に空き容量がなく分断があった場合<sup>2</sup>は、分断さ  
75 れたエリアごとに広域運用された調整力の限界的な kWh 価格を引用する。

76

## 77 (3) 卸市場価格による補正

78 電源 I など、登録された調整力 kWh 価格が必ずしもその時点の需給状況を考慮さ  
79 れたものとなっていない場合があり、そのため、稼働した調整力の限界的な kWh 価  
80 格が電気の価値を適切に反映しない場合があり得る。こうしたことから、卸市場価格  
81 との関係が逆転する場合においては、以下の補正を行う。

	系統余剰のとき	系統不足のとき
余剰インバランス料金	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (低い方)	限界的な調整力 kWh価格
不足インバランス料金	限界的な調整力 kWh価格	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (高い方)

82

83 ● 上表において P は、当分の間、時間前市場における取引の実需給に近い取引から  
84 異なる 5 事業者・5 取引の単純平均価格を用いる。

85 ● 調整力の広域運用が分断した場合は、分断したエリア毎に算定する。

86 ● 当該エリアの異なる事業者による取引件数が 5 件未満である場合には、残りの件  
87 数はエリアプライスを引用する。

88 ● 系統余剰／系統不足の判断は、広域運用調整力の指令量に基づいて判断する。

89

---

<sup>2</sup> 分断の判断は、あるエリアで予測されたインバランスの全量が広域運用調整力によって対応でき  
なかった場合、そのエリアは分断されたものと見なすこととする。

90 (4) 太陽光等の出力抑制のケースの扱い

91 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に  
92 限界費用0円/kWh の太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。  
93 したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合につい  
94 ては、実際に稼働した調整力の kWh 価格を引用するのではなく、インバランス料金  
95 の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格 = 0円/kWh とする。

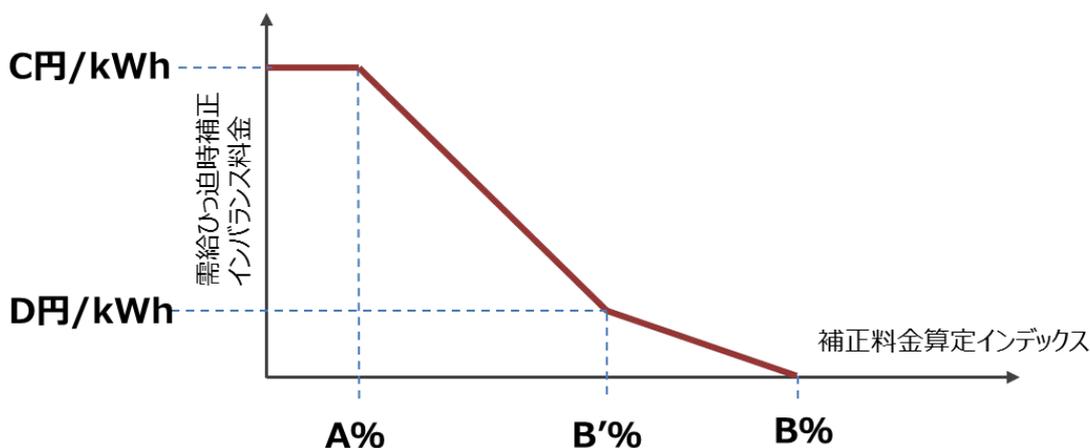
96 なお、系統余剰/系統不足の判断は、広域運用調整力の指令量に基づいて判断する。

97

98 (5) 需給ひっ迫時補正インバランス料金

99 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  
100 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  
101 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  
102 もの。したがって、需給ひっ迫時、すなわち「上げ余力」が一定値以下になった場合  
103 には、そうした影響（コスト増）をインバランス料金に反映させ、系統利用者に対す  
104 る適切なインセンティブとなるよう、料金を上昇させることで、需給の改善を促して  
105 いくことが適当である。

106 このため、以下のような直線的な式に基づき、そのコマの「上げ余力」（以下、「補  
107 正料金算定インデックス」という。）に対応する需給ひっ迫時補正インバランス料金を  
108 決定し、これが、上述（1）のア）調整力の限界的な kWh 価格よりも高い場合は、こ  
109 の価格を当該コマのインバランス料金とする。



110

111 上図におけるA～Dの具体的な数値の設定については、必要に応じて見直しを行う  
112 ことを前提に、当面は以下の設定とする。

113 A: これ以上「補正料金算定インデックス」を低下させることは許されない水準として、  
114 需要家に痛みのある協力を求める対策のタイミングを参考に、政府が需給ひっ迫警

115 報を発令する予備率（3%）を参考に3%とする。

116 B：「補正料金算定インデックス」が低下するリスクに備えて対策を講じ始める水準とし  
117 て、通常時には用いない供給力である電源 I' を発動し始めるタイミングを参考に、  
118 これまで電源 I' が発動されたケースにおける広域エリアでの概ねの予備率(10%)  
119 を参考に10%とする。

120 B'：B～B'までは、確保済みの電源 I' で対応すると考えられる水準。したがって、  
121 B'は、これ以上「補正料金算定インデックス」が低下すると電源 I' 以外の新たな  
122 供給力を追加的に確保することが必要になり始める水準として、確保済みの電源 I'  
123 の発動が確実となる水準を参考に、電力広域的運営推進機関における需給ひっ迫の  
124 基準となる広域エリアでの予備率（8%）を参考に8%とする。

125 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  
126 たに1kWh確保するために十分な価格ということから、新たにDRを追加的に確保  
127 するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から電源 I' として確保した  
128 DRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として  
129 600円/kWhとする。ただし、2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的な  
130 措置として、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  
131 高価格を参考に200円/kWhを適用する。

132 暫定措置期間終了後は、600円/kWhに変更することを原則とする。ただし、暫定措  
133 置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況、リスク回避のため  
134 の手段の整備状況などを確認した上で、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的  
135 変更を検討する。

136 D：確保済みの電源 I' のコストとして、電源 I' 応札時に応札者が設定する kWh 価格  
137 の上限金額の各エリア最高価格の全国平均を参考に45円/kWhとする。ただし、C  
138 の設定における暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状  
139 況、リスク回避のための手段の整備状況などを確認した上で、必要に応じ、見直し  
140 を検討する。

141  
142 上図における「補正料金算定インデックス」は、調整力の広域運用が行われるエリ  
143 ア毎に、以下の式により算出する。

144

$$\text{補正料金算定インデックス} = \frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}}{\text{当該コマの広域エリア需要}}$$

145

	電源種別	「補正料金算定インデックス」における各電源の供給力の算定方法
調整電源 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力等	起動並列している電源の最大出力を計上
	一般水力	貯水式、調整池式 以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定(※) 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値 (BGと共用の場合)
	揚発	純揚水・混合揚水 以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定(※) 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値 (BGと共用の場合)
非調整電源 (電源Ⅲ)	火力・原子力・一般水力・揚発等	発電計画値を計上 (一般送配電事業者の緊急確保自家発は含めない)
	太陽光・風力	気象予測に基づく出力想定値

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。  
 ※ 貯水式・調整池式は、最大出力に比べ上池が十分に大きい設備が多いことから、下池制約等を考慮した上で最大出力のみを用いることも一案。

147

148

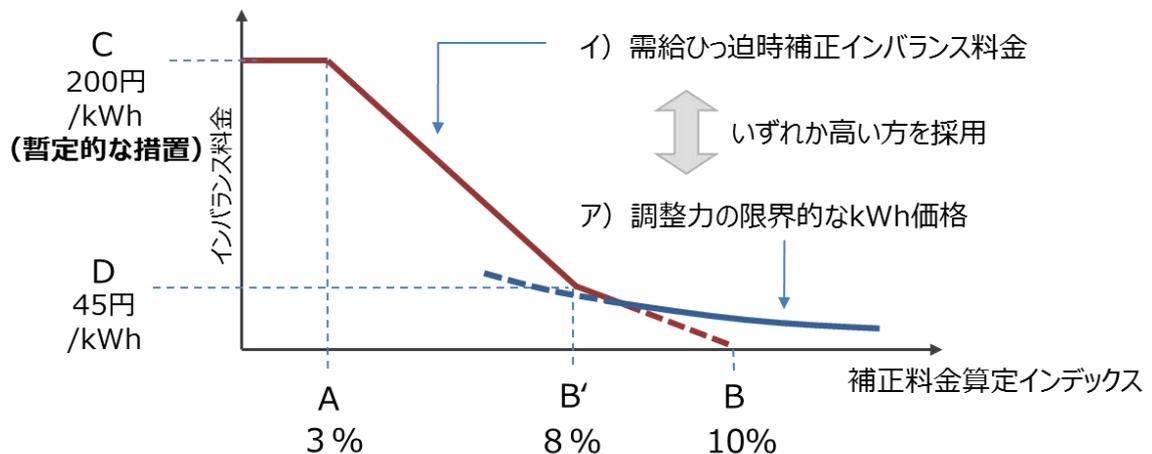
149 各コマの「補正料金算定インデックス」の諸元となる広域エリア内の供給力及びエ  
 150 リア需要は、ゲートクローズ時点における予測値を用いる。

151 なお、将来的(2024年度)には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等  
 152 の予備率(広域予備率)と一本化することを目指す。

153

154 以上、インバランス料金の算定方法の詳細をまとめると下図のとおりとなる。

155



156

157

158 **(6) 需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いについて**

159 需給ひっ迫時において一般送配電事業者は、通常の調整力に加えて、電源Ⅰ'や緊  
 160 急的に追加確保した自家発からの逆潮も供給力として活用する。更に、需給ひっ迫時  
 161 には、国によって、電気事業法に基づく電力使用制限や計画停電といった対策が講じ  
 162 られることがある。

163 そのコマにおける電気の価値を適切にインバランス料金に反映させるためには、こ  
 164 れらの対策が講じられた際には、そのコストがインバランス料金に反映されることが

165 適当であることから、以下のような方法でインバランス料金に反映する。

166

需給ひっ迫時に講じられる対策	インバランス料金の計算方法
一般送配電事業者が電源 I' を稼働させた場合	稼働した電源 I' についても広域運用された調整力の一部とみなして、上述（２）の計算を行う。
一般送配電事業者が緊急的に追加確保した自家発からの逆潮を利用した場合	その自家発がなければ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、その値に基づいて上述（５）の計算を行う。
電力使用制限	電力使用制限を調整力とみなし、kWh 価格 = 100 円 / kWh の調整力が稼働したとみなして、上述（２）の計算を行う。
計画停電	計画停電を調整力とみなし、kWh 価格 = C 円 / kWh の調整力が稼働したとみなして、上述（２）の計算を行う。

167 ※節電要請については、その発動をインバランス料金に反映させる特別なルールを導入しない。

168 ※一般送配電事業者のインバランス対応に係る調整力の kWh コストについては、収支均衡を原則とし、今後の収支状況を踏まえ、その管理方法等について検討を行う。

169

170  
171 なお、需給ひっ迫時に、価格メカニズムを通じて新たな供給源の参入や需要側の取  
172 組を促すとともに、電気の最適配分を実現していくためには、こうしたケースにおい  
173 てもスポット市場や時間前市場を開場し、取引が可能となることが重要。したがって、  
174 電力使用制限や計画停電が実施されるケースも含めて、原則として卸電力取引市場  
175 （スポット市場、時間前市場）は閉じないこととする。

176

### 177 **（７）ブラックアウトが発生した場合のインバランス料金及び卸電力市場のあり方**

178 複数の事故が同時に発生する等によって、ごく短時間でも需給が大きく崩れた場合  
179 には、いわゆるブラックアウト（全域停電）が発生する可能性がある。また、ブラッ  
180 クアウトからの復旧は、複数の発電機を段階的に並列していくことが必要といった技  
181 術的な理由によって時間がかかることがある。

182 ブラックアウトとなった場合には様々な混乱が生じる可能性が高く、関連する情報  
183 を全ての関係者がタイムリーかつ偏りなく得られない状況になる可能性がある。

184 以上を踏まえ、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間に  
185 ついては、無用な混乱を回避するとともに、市場参加者の公平性を確保するため、卸

186 電力取引市場を一旦停止し、この期間中のインバランス料金については、ブラックア  
 187 ウト発生前の卸電力取引市場価格（スポット市場価格）を適用する。  
 188

状況	インバランス料金の扱い	卸電力取引市場の扱い
ブラックアウトが発生した場合 - ブラックアウト～ネットワーク機能が復旧するまで - ネットワーク機能の復旧には、設備損壊など当面物理的に通電しえない地域を除く。	ブラックアウト発生当日： ブラックアウト発生直前のスポット市場価格（各 48 コマ） ブラックアウト発生翌日以降： ブラックアウト発生直前一週間のスポット市場価格の平均値（各 48 コマ）	卸電力取引市場を停止

189 ※ブラックアウト以外に、何らかのトラブルにより卸電力市場システムが停止した場合等、市場の運営が  
 190 困難となった場合にもブラックアウト時と同様のインバランス料金を適用する。

191  
 192

### 193 (8) 沖縄エリアにおけるインバランス料金

194 沖縄エリアにおける上述（2）の算定においては、広域運用が導入されないことか  
 195 ら、エリア内で稼働した調整力の限界的な kWh 価格を引用してインバランス料金を  
 196 算定する。

197 エリア内調整力は、インバランス対応と時間内変動対応の両方のために稼働するこ  
 198 とから、以下のように算定することとする。

- 199 ● エリア内で稼働した調整力のうち、kWh 価格の高いものから順に 20MWh 分の加  
 200 重平均価格を引用することとする。
- 201 ● 30 分コマにおいて上げ調整と下げ調整が同時に行われた場合は、上げ調整の高い  
 202 方から、下げ調整の低い方から、どちらかの調整量がゼロになるまでそれぞれ相  
 203 殺し、残った方の kWh 価格の高いものから順に 20MWh 分の加重平均価格を引  
 204 用することとする。

205 なお、沖縄エリアでは、上述（3）の補正は行わない。また、上述（4）、（6）及  
 206 び（7）については、沖縄エリアにも同様のルールを適用する。需給ひっ迫時補正イ  
 207 ンバランス料金については、基本的には上述（5）の考え方にに基づき、今後、検討を  
 208 行う。

209

210 **3. タイムリーな情報公表の詳細**

211 **(1) 情報公表の意義**

212 インバランス料金が、その時間における電気の価値を反映することを踏まえ、以下  
213 の意義に基づき、関連情報がタイムリーに公表されるべきである。

214 **① 需給バランス確保の円滑化を通じた安定供給の確保**

215 系統の需給状況やインバランスの発生状況、インバランス料金に関する情報をタイ  
216 ムリーに提供することにより、系統利用者が最新の状況を踏まえて自らの需要予測を  
217 精査し、市場取引などを通じて調達量を調整することを促進。

218 **② 電気の有効利用の促進・新たなビジネスモデルの育成**

219 インバランス料金 (=リアルタイムの電気の価格) に関する情報をタイムリーに公  
220 表することで、状況変化があった場合にそれが速やかに時間前市場価格等に反映され  
221 ることを促進。今後、需給の状況変化に応じて電気の消費・供給・充放電を変化させ  
222 るといった分散型の取り組みが拡大するための環境を整備。

223 **③ 適正な競争の確保 (情報格差の防止)**

224 電力市場における適正な競争を確保する観点から、一部の者 (調整力提供者) のみ  
225 がインバランス料金の予測に資する情報を持つことがないようにする。

226 **④ インバランス精算の透明性の確保**

227 インバランス料金が適正に算定されているか検証できるようにする。

228

229 **(2) 公表されるべき情報の項目及びタイミング**

230 **系統の需給に関する情報**

231 系統の需給状況は、系統利用者が最新の状況を踏まえてインバランス料金を予測し、  
232 市場取引などを通じて自らの計画をより合理的なものとする上で重要な情報となる。

233

234 ● 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

235

236 ● 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

237 ※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。

238

239 ● 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）

240

## 241 インバランス料金に関する情報

242 インバランス料金の情報は、系統利用者が最新の状況を把握する上で不可欠な情報で  
 243 あるとともに、その算定根拠を公表することでインバランス料金の透明性を確保するこ  
 244 とに資する。

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）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）

価格による補正インバランス料金)	
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）

- 245
- 246 **調整力に関する情報**
- 247 調整力の稼働情報は、系統利用者がインバランス料金を予測する上で重要な情報であるとともに、一部の者（調整力提供者）のみがその情報を持つことがないよう、公表を行うことが適正な競争の確保に資する。

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

- 250
- 251
- 252 **（参考）これまでの審議経過**
- 253 平成 31 年 2 月 15 日 第 36 回制度設計専門会合
- 254 平成 31 年 4 月 25 日 第 37 回制度設計専門会合
- 255 令和元年 5 月 31 日 第 38 回制度設計専門会合
- 256 令和元年 6 月 25 日 第 39 回制度設計専門会合
- 257 令和元年 7 月 31 日 第 40 回制度設計専門会合
- 258 令和元年 9 月 13 日 第 41 回制度設計専門会合
- 259 令和元年 10 月 18 日 第 42 回制度設計専門会合
- 260 令和元年 11 月 15 日 第 43 回制度設計専門会合
- 261 令和元年 12 月 17 日 第 44 回制度設計専門会合