

## 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

改定 令和3年12月21日

改定 令和5年11月21日

改定 令和7年6月27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、2019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（2024年9月以降は、「制度設計・監視専門会合」に改組）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

- 34 映するよう、以下により算定する。
- 35 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)
- 36 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
- 37 を引用する。
- 38 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
- 39 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
- 40 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
- 41 昇する仕組みを導入する。

42

## 43 2. インバランス料金の算定方法の詳細

### 44 (1) インバランス料金の算定方法

45 以下のア)、イ) 及びウ) の高い方をインバランス料金とする。

46 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 :

47 以下の (2) により算定。必要な場合、(3)、(4) により補正。

48 イ) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金 :

49 以下の (5) により算定。

50 ウ) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金 :

51 以下の (6) により算定。

52

### 53 (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

#### 54 ①広域運用された調整力の kWh 価格を引用

55 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

56 力によって対応される<sup>1</sup>ことから、広域運用調整力の限界的な kWh 価格<sup>2</sup>をインバラ

57 ン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

58 ン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。)

---

<sup>1</sup> 2021 年度以降の調整力の運用は、以下のとおりとなる。

① 各一般送配電事業者が実需給の 11 分前 (2023 年 2 月までは 21 分前) までに予測したインバ  
ランス量については、広域需給調整システムにより北海道から九州までの 9 エリア分が集計さ  
れ、全エリアの調整力を kWh 価格の安いものから活用して対応。(広域メリットオーダー)

② その後、実需給断面における、11 分前 (2023 年 2 月までは 21 分前) に予測できなかったイン  
バランスや時間内変動への対応は、各エリアごとに自エリアの調整力を用いて対応。(エリアご  
とのメリットオーダー)

※沖縄は系統が独立しているため、調整力の広域運用は行われない。

<sup>2</sup> 広域運用調整力の限界的な kWh 価格とは、上げ調整においては広域需給調整システムにより指  
令された調整力の最も高い kWh 価格、下げ調整においては広域需給調整システムにより指令され  
た調整力の最も低い kWh 価格。

59 **②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法**

60 調整力の広域運用は、2021 年度からは 15 分ごとの指令によって運用されていたが、  
61 2023 年 3 月からは 5 分ごとの指令によって運用されている。したがって、30 分コマ  
62 内に 5 分ごと 6 つの限界的な kWh 価格が存在することになる。

63 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  
64 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  
65 えられることから、各 5 分の限界的な kWh 価格を各 5 分におけるインバランス量に  
66 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。

67 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  
68 高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  
69 価格を加重平均することとする。

70

71 **③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い**

72 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、  
73 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  
74 格と、指令されなかった下げ調整力の最も高い kWh 価格の平均を引用する。

75

76 **④エリア分断時の扱い**

77 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>3</sup>は、分断さ  
78 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。

79

80 **(3) 太陽光等の出力抑制のケースの扱い**

81 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  
82 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。  
83 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の出力  
84 抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金については、実際に稼働し  
85 た調整力の kWh 価格を引用するのではなく、インバランス料金の算定に用いる調整  
86 力の限界的な kWh 価格 = 0 円/kWh とする。

87 なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づ  
88 いて判断する。

---

<sup>3</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。以下、分断されたエリアごとの各エリアの集合を「広域ブロック」という。また、広域ブロックは、広域需給調整システムの運用に基づく分断の判定により定義する。

89

#### 90 (4) 旧電源Ⅲ抑制のケースの扱い

91 太陽光等の出力抑制には至らないまでも、優先給電ルールにより、一般送配電事業  
92 者からの指令によって、オフラインの火力等の出力を計画値から下げる場合がある  
93 (旧電源Ⅲ抑制)<sup>4</sup>。

94 このような状況において、系統余剰が発生した場合、持ち替えた旧電源Ⅰ・Ⅱを下  
95 げることとなるが、実質的には、旧電源Ⅲを下げているとみなすことができる。した  
96 がって、その旧電源Ⅲの下げ調整 kWh 価格をインバランス料金に反映させるのが適  
97 当であるが、旧電源Ⅲの価格をタイムリーに把握することは困難であるため、インバ  
98 ランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格は、広域需給調整システムに  
99 登録された調整力の下げ指令単価の最低値とする。

100 なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づ  
101 いて判断する。

102

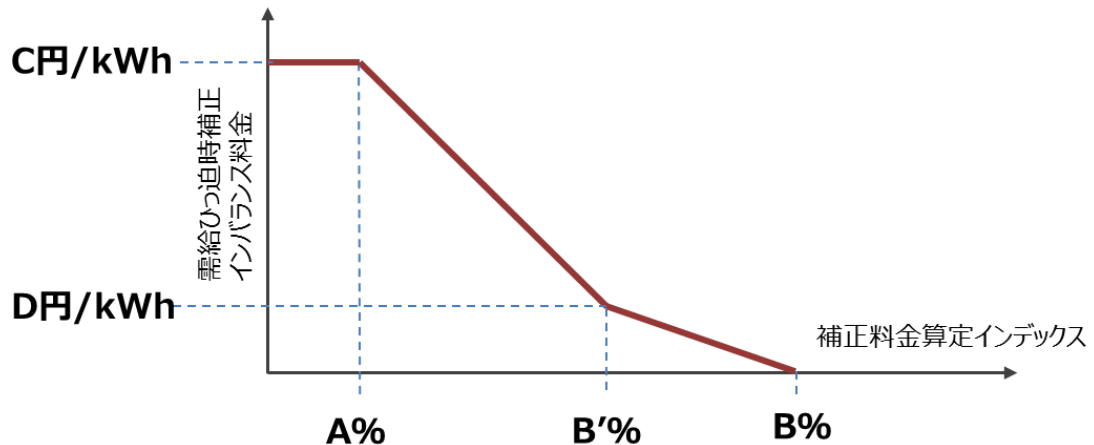
#### 103 (5) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金

104 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  
105 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  
106 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  
107 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  
108 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  
109 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  
110 いくことが適当である。

111 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  
112 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  
113 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  
114 の価格を当該コマのインバランス料金とする。

---

<sup>4</sup> 下げ代を確保するために旧電源Ⅰ・Ⅱとの持ち替えを行うケースなど。



115  
 116 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  
 117 ことを前提に、当面は以下の設定とする。

118 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、  
 119 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  
 120 報を発令する予備率（3%）を参考に3%とする。

121 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  
 122 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、  
 123 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%)  
 124 を参考に10%とする。

125 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、  
 126 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  
 127 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'  
 128 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  
 129 基準となる広域エリアでの予備率（8%）を参考に8%とする。

130 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  
 131 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  
 132 するのに必要となる価格として、2018年度及び2019年度向け電源I'の公募結果  
 133 から電源I'として確保したDRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合  
 134 の価格を参考に、原則として600円/kWhとされた。ただし、2022年度から2023  
 135 年度までの2年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる  
 136 過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に200円/kWhを適用することとした。  
 137 2024年度は、小売電気事業者の事業環境の大きな変化が予想されることから、200  
 138 円/kWhの適用を継続した。2025年度は、C、Dの設定の見直し、累積価格閾値制  
 139 度を制度運用に反映させるためには、実務的にはシステム改修等の所要の準備期間

140 を要することに加え、託送料金算定規則の改定等の所要の規則変更が必要となり  
141 2025年4月からの制度運用開始は難しい面があることから、200円/kWhの適用を  
142 継続する。2026年度からは当面の間、300円/kWhとし、インバランスの発生やイ  
143 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。

144 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  
145 の上限金額の各エリア最高価格の全国平均を参考に2025年度までは、45円/kWh  
146 とする。2026年度からは当面の間、50円/kWhとし、インバランスの発生やインバ  
147 ランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。

148  
149 なお、補正料金算定インデックスは各一般送配電事業者等の予備率（広域予備率）  
150 を参照する。今後、広域予備率の算定方法が見直された際には、算定方法の見直しを  
151 補正料金算定インデックスに反映させるか見直しの都度確認する。

152

### 153 (6) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金

154 燃料不足懸念がある状況での不足インバランスは、貴重な燃料を使うことにより大  
155 きな社会的コストを発生させることから、それを適切に反映してインバランス料金が  
156 上昇することが適当と考えられる。

157 その反映方法については、燃料不足懸念等が発生した時に調整力を提供する発電事  
158 業者が、燃料不足懸念等を反映した調整力のkWh 価格登録、具体的には燃料不足懸  
159 念等により生じる機会費用を加味したkWh 価格登録を行えば、調整力の限界的な  
160 kWh 価格が上昇し、燃料不足懸念等を反映したインバランス料金となる。

161 しかしながら、調整力kWh 価格については、以下の懸念があり、これらにより燃  
162 料不足懸念等が発生した時に調整力の限界的なkWh 価格が十分に上昇しない可能性  
163 がある。

164 ● スポット市場価格が機会費用を全て反映することにより上昇すれば、これに伴  
165 い調整力kWh 価格も上昇するが、現状は、必ずしもスポット市場価格に機会  
166 費用を全て反映できるものとはなっていない。

167 ● 調整力kWh 価格への機会費用の反映について、発電事業者は、スポット市場  
168 価格の機会費用の反映方法をにらみながら行動するため、調整力kWh 価格へ  
169 の機会費用の反映に抑制的となる可能性がある。

170 このため、スポット市場価格や調整力kWh 価格に機会費用を全て反映できるよう  
171 になるまで、燃料不足懸念等が生じた場合に発生する追加的なkWh 供給力コスト<sup>5</sup>を

---

<sup>5</sup> 緊急的な燃料の追加確保や将来の燃料確保量の増大（燃料余剰リスクの増大）等のコスト。

172 インバランス料金に反映する仕組みとして、kWh 不足の度合いに応じた補正インバ  
173 ランス料金（kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金）を設定する<sup>6</sup>。

174 kWh 不足の度合いに応じた補正インバランス料金を設定するためには、kWh 不足  
175 を反映した指標が必要となる。kWh 不足を反映した指標として kWh 余力率があるが、  
176 kWh 余力率はコマごとではなく、一週間単位で管理することとされているため、kW  
177 需給ひっ迫時補正インバランス料金のような直線的な式を設定することは、現状では  
178 困難。

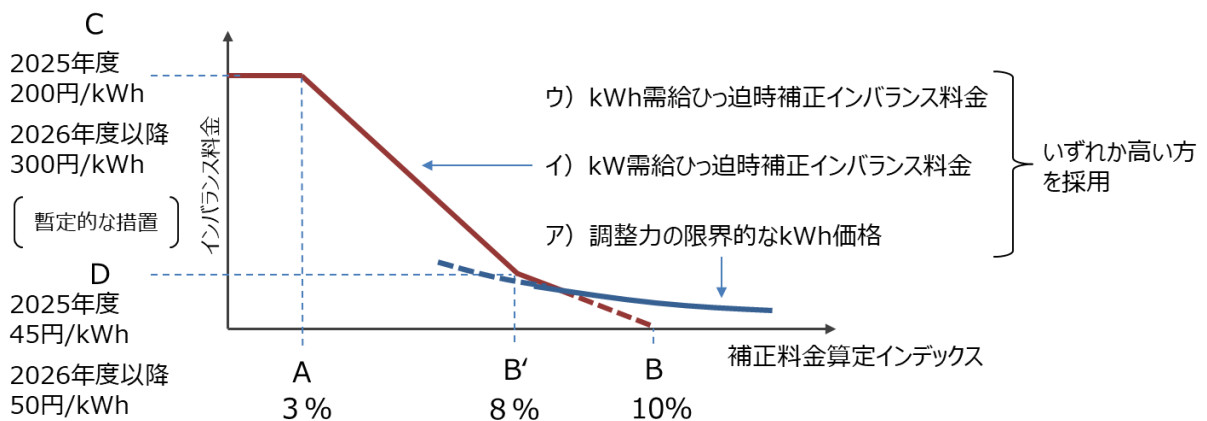
179 このため、当面は、暫定的措置として簡易的な手法で対応することとし、kWh 余力  
180 率が3%未満の期間において、80 円/kWh の補正インバランス料金を適用する<sup>7</sup>。ただ  
181 し、暫定措置期間中の kWh 余力率に関する関係機関における詳細検討の状況等を踏  
182 まえ、必要に応じて見直しを検討する。

183 なお、kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金の導入に当たっては、インバランス  
184 料金算定システムの改修や kWh 余力率算定のシステム化を要することから、その導  
185 入時期については、システム改修が完了次第導入することとする。

186

187 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。

188



189

190

191

<sup>6</sup> スポット市場価格や調整力 kWh 価格に機会費用を全て反映できるようになれば、調整力の限界的な kWh 価格によるインバランス料金が燃料不足懸念等を適切に反映したものとなるため、kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定は廃止する。

<sup>7</sup> 簡易的手法による kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金 80 円/kWh の反映方法の一案としては、kWh 余力率 3%未満の時間帯に 80 円/kWh の調整力が稼働しているとみなして、上述 (2) の計算を行う方法が考えられる。

192 **(7) 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**

193 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、発動指令電源  
194 や緊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  
195 迫時には、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  
196 講じられることがある。

197 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  
198 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  
199 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。

200 なお、他の対策のコストのインバランス料金への反映は、当該対策を調整力とみな  
201 し、kWh 価格=X 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  
202 方向で検討を進めていく。

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
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。

204 ※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。

205 ※一般送配電事業者のインバランス料金収入・支出については、それに対応するために指令した調整  
206 力の kWh 支出・収入とをあわせてインバランス収支として管理する。インバランス収支は、収支均衡を  
207 原則とし、インバランス収支の過不足については、託送収支に繰り入れ、託送料金を通じて調整する。

208  
209 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  
210 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  
211 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、  
212 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  
213 （スポット市場、時間前市場）は閉じないこととする。

214  
215 **(8) 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**

216 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  
217 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

218 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  
219 術的な理由によって時間がかかることがある。

220 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  
221 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。

222 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  
223 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  
224 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  
225 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。

226

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

227 ※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  
228 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。

229

### 230 (9) 長期間 kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金の上限価格が継続した場合の措置

231 長期間 kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金の上限価格が継続するような状況で  
232 は、電源は供給力として出尽くしており、追加的な供給力として期待できるのは、基  
233 本的にはDRに限られてくると考えられる。しかし、長期間のDRの連続稼働には限  
234 界があることから、一定期間を超えると小売電気事業者の供給力確保は極めて厳しい  
235 状況になり、不足インバランスが累積することが想像される。

236 こうした回避困難な不足インバランスの累積による経済的負担を緩和するには、上  
237 限価格が一定期間以上連続して発生した場合には、一時的に補正インバランス料金の  
238 上限価格を引き下げる措置（累積価格閾値制度：cumulative price threshold）を設定  
239 することが必要と考えられる。

240 このため、2026 年度から以下の措置を導入する。

241

242

243 【累積価格閾値制度】

- 244 ・ 期間設定：対象日の直前7日間。
- 245 ・ 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  
246 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  
247 ンス料金とする。
- 248 ・ 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  
249 上限価格を電力使用制限令の措置を参考に100円/kWhとする。
- 250 ・ 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  
251 時点。

252

253 (10) 沖縄エリアにおけるインバランス料金

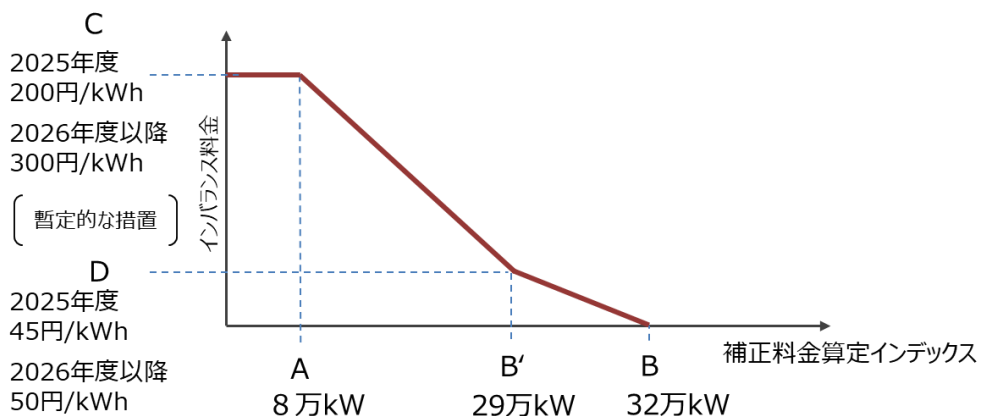
254 沖縄エリアにおける上述（2）の算定においては、調整力の広域運用が行われない  
255 ことから、エリア内で稼働した調整力の限界的な kWh 価格を引用してインバランス  
256 料金を算定する。

257 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  
258 とから、以下のように算定することとする。

- 259 ● 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  
260 重平均価格を引用することとする。
- 261 ● 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  
262 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  
263 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  
264 用することとする。

265 kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金については、上述（5）の考え方にに基づき、  
266 以下の設定とする。

267



268

269 A：最低限必要な周波数調整分 4.9 万 kW に、他エリアにおいて需給ひっ迫警報を発令  
270 する予備率 3 %と計画停電を実施する予備率 1 %の差分となる予備率 2 %に相当す  
271 る予備力<sup>8</sup>を加えた値として 8.1 万 kW を参考に 8 万 kW とする。

272 B：沖縄エリアにおける B' の水準 29 万 kW に、他エリアにおける B' の水準（電源  
273 I' の発動が確実となる水準）8 %と B の水準（電源 I' を発動し始める水準）10 %  
274 の差分となる 2 %に相当する予備力を加えた値として 32.2 万 kW を参考に 32 万  
275 kW とする。

276 B'：最低限必要な周波数調整分（電源 I a（GF 機能）必要量）とエリア内単機最大ユニ  
277 ットの電源脱落分は、電源 I' 発動時点で最低限維持すべき予備力と考え、電源 I'  
278 の発動が確実となる水準は、電源 I a（GF 機能）必要量と電源脱落分を加えた値と  
279 して 29.3 万 kW を参考に 29 万 kW とする。

280 C 及び D：他のエリアの設定と同様とする。

281  
282 なお、上述（3）、（4）、（7）、（8）及び（9）については、沖縄エリアにも同様  
283 のルールを適用する。ただし、（7）について、沖縄エリアの電源 I' に関しては、広  
284 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。また、kWh 需給ひ  
285 っ迫時補正インバランス料金については、沖縄エリアは kWh 余力率管理の対象外と  
286 なっているため、今後、必要に応じて検討を行う。

287

## 288 【参考】卸市場価格による補正

289 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  
290 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  
291 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  
292 との関係が逆転する場合においては、以下の補正を行うこととしていた。その後、2020  
293 年度冬季の需給ひっ迫において、卸市場価格が需給の状況等とは乖離して高騰した。  
294 このような事象が再度発生した場合には、卸市場価格補正によりこうした市場価格を  
295 反映したインバランス料金が算出されることとなり、実需給における電気の価値を適  
296 切に反映したものとならなくなる。

297 系統利用者による需給一致のインセンティブは、特に需給ひっ迫時において機能す  
298 ることが重要であり、需給ひっ迫時には需給ひっ迫時補正インバランス料金の仕組み  
299 により、需給一致のインセンティブが確保されることや、2020 年度冬季の需給ひっ迫  
300 時に新電力等が受けた影響等を考慮し、卸市場価格による補正は廃止する。

---

<sup>8</sup> 沖縄の厳気象 H1 需要は 160 万 kW 程度であるため、2 %は 3.2 万 kW 程度に相当。

301 なお、新たなインバランス料金制度の開始後、系統不足時にインバランス料金が市  
 302 場価格を下回る（系統余剰時にインバランス料金が市場価格を上回る）事象がどの程  
 303 度発生するか、その状況を注視していく。

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

- 304 ● 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
- 305 異なる 5 事業者・5 取引の単純平均価格を用いる。
- 306 ● 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。
- 307 ● 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
- 308 数はエリアプライスを引用する。
- 309 ● 系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づいて
- 310 判断する。

311

### 312 【参考】補正料金算定インデックス

313 「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ア毎に、以下  
 314 の式により算出し、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  
 315 内の供給力及びエリア需要は、ゲートクローズ時点における予測値を用いる運用を行  
 316 っていた。しかし、2024 年度以降、補正料金算定インデックスには広域予備率を参照  
 317 することとなり、本運用は廃止されている。

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

318

	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電は含めない)
	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。

319

320  
321  
322  
323  
324  
325  
326  
327

**【参考】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**

下表の対策のうち、電源 I' については、沖縄エリアを除き 2023 年度を持って制度廃止となったことから、インバランス料金の算定における需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いから削除する。また、自家発についても、2024 年度以降、補正料金算定インデックスには広域予備率を参照することとなったことから、同様に削除する。

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。 ただし、kWh 不足に対応するために長時間発動を行った場合は、広域運用された調整力の一部とはみなさず、電源 I' の長時間発動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。
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。

328  
329  
330  
331  
332  
333  
334  
335  
336  
337  
338  
339  
340  
341

**3. タイムリーな情報公表の詳細**

**（１）情報公表の意義**

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。

**① 需給バランス確保の円滑化を通じた安定供給の確保**

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。

**② 電気の有効利用の促進・新たなビジネスモデルの育成**

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。

342 ③ 適正な競争の確保（情報格差の防止）

343 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  
344 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。

345 ④ インバランス精算の透明性の確保

346 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。なお、インバ  
347 ランス料金情報公表ウェブサイトにおいて公表されたインバランス料金単価の諸元  
348 に誤りの可能性がある場合には、当該エリア及び要因（システム不備等）が特定・確  
349 認できた時点で、修正される可能性がある日付けコマについて、事案を把握した時点  
350 から3時間を目安に同ウェブサイト及び一般送配電事業者のウェブサイトでその旨  
351 を公表している。

352

353 **（2）公表されるべき情報の項目及びタイミング**

354 **系統の需給に関する情報**

355 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、  
356 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。

357

358 ● 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

359

360 ● 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

361 ※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。

362

363 ● 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）

364

365 インバランス料金に関する情報

366 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  
 367 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  
 368 とに資する。

369 なお、計画停電時や電力使用制限時等については、復旧作業などに注力する緊急的な  
 370 状況であり、また、実施時間等は政府等との調整が必要なため、タイムリーに情報公表  
 371 システムに反映する運用が当面は困難となることが想定される。

372 このため、これらの事象が発生した際には、その実施時間等を一般送配電事業者のホ  
 373 ームページに公表し、インバランス料金については、あらかじめ、インバランス料金の  
 374 公表用ホームページ等に常時分かりやすい形で注記して情報発信することとし、システ  
 375 ムへの反映のあり方は、ニーズ等を踏まえ、引き続き、国、広域機関、一般送配電事業  
 376 者において検討する。

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）

377

### 378 調整力に関する情報

379 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  
 380 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  
 381 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

382

### 383 時間前市場に関する情報

384 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、次回日本卸電力取引所のシステム更新を行う予定である  
 385 ある2026年4月からの実施を目指して、日本卸電力取引所等における検討を進めてい  
 386 く。  
 387

388

## 389 **4. 本文書の適用開始について**

390 「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）」の内容は、  
 391 2025年6月27日からの適用開始とする。

392

### 393 **（参考）これまでの審議経過**

394 平成31年2月15日 第36回制度設計専門会合  
 395 平成31年4月25日 第37回制度設計専門会合  
 396 令和元年5月31日 第38回制度設計専門会合

397	令和元年6月25日	第39回制度設計専門会合
398	令和元年7月31日	第40回制度設計専門会合
399	令和元年9月13日	第41回制度設計専門会合
400	令和元年10月18日	第42回制度設計専門会合
401	令和元年11月15日	第43回制度設計専門会合
402	令和元年12月17日	第44回制度設計専門会合
403	令和2年3月31日	第46回制度設計専門会合
404	令和2年6月30日	第48回制度設計専門会合
405	令和2年7月31日	第49回制度設計専門会合
406	令和2年9月8日	第50回制度設計専門会合
407	令和3年10月1日	第65回制度設計専門会合
408	令和3年10月22日	第66回制度設計専門会合
409	令和3年11月26日	第67回制度設計専門会合
410	令和3年12月21日	第68回制度設計専門会合
411	令和5年2月20日	第82回制度設計専門会合
412	令和5年4月25日	第84回制度設計専門会合
413	令和5年5月22日	第85回制度設計専門会合
414	令和5年6月27日	第86回制度設計専門会合
415	令和5年9月29日	第89回制度設計専門会合
416	令和6年9月30日	第1回制度設計・監視専門会合
417	令和6年10月15日	第2回制度設計・監視専門会合
418	令和6年11月15日	第3回制度設計・監視専門会合
419	令和6年12月26日	第4回制度設計・監視専門会合
420	令和7年1月30日	第5回制度設計・監視専門会合
421	令和7年2月28日	第6回制度設計・監視専門会合
422	令和7年3月31日	第7回制度設計・監視専門会合
423	令和7年4月25日	第8回制度設計・監視専門会合