

1 (参考資料8) 2021年度以降のインバランス料金制度について  
2 (電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合第36回～39回の議論のまとめ)

3  
4 令和元年6月26日

5 電力・ガス取引監視等委員会事務局  
6

7 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  
8 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  
9 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  
10 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。

11 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、  
12 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  
13 の詳細について検討しているところ、これまでの議論をまとめると以下の通り。

14 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  
15 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。

16  
17  
18 **1. 新たなインバランス料金の基本的考え方**

19 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  
20 のベースとなるもの。したがって、2021年度以降のインバランス料金制度は、インバ  
21 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  
22 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  
23 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  
24 をタイムリーに公表することが重要。

25 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  
26 映するよう、以下により算定する。

27 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）

28 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  
29 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）

30 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  
31 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  
32 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  
33 昇する仕組みを導入する。

34  
35 **2. インバランス料金の算定方法の詳細**  
36 **(1) 調整力の限界的な kWh 価格の引用方法**  
37 **①広域運用された調整力の kWh 価格を引用**  
38 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  
39 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  
40 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  
41 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。)  
42  
43 **②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法【本日の議論を反映】**  
44 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  
45 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  
46 15 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  
47 と 6 つの限界的な kWh 価格が存在することとなる。)  
48 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  
49 え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  
50 と考えられることから、各 15 分の限界的な kWh 価格を各 15 分におけるインバラ  
51 ンス量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。  
52 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  
53 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  
54 価格を加重平均することとする。  
55  
56 **③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い**  
57 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、  
58 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  
59 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。  
60  
61 **④エリア分断時の扱い**  
62 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  
63 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。

---

<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

<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。

64  
65  
66  
67  
68  
69

## (2) 卸市場価格による補正インバランス料金【本日の議論を反映】

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)

70  
71  
72  
73  
74  
75

- P は、卸電力市場における約定の新しいものから異なる事業者による 5 取引分<sup>3</sup>の価格の単純平均価格とする。
- 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。
- 系統余剰／系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断することが適当と考えられるが、今後実務面等を踏まえて決定する。

76  
77

## (3) 太陽光等の出力抑制のケースの扱い【本日の議論を反映】

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。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、インバランス料金を 0 円/kWh とする。なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断することが適当と考えられるが、今後実務面等を踏まえて決定する。

84  
85

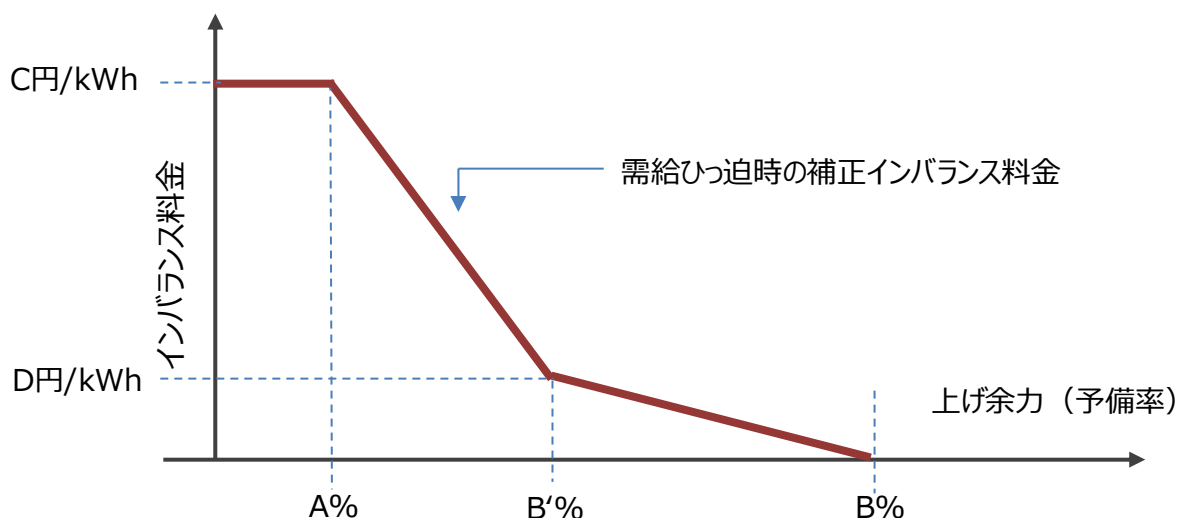
## (4) 需給ひっ迫時補正インバランス料金【本日の議論を反映】

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

<sup>3</sup> 時間前市場の異なる事業者による取引が 5 件未満の場合は、残りの件数はエリアプライスを参照する。

89 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  
90 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  
91 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  
92 いくことが適当である。

93 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」に対応する  
94 需給ひっ迫時補正インバランス料金を決定し、これが、上述（１）調整力の限界的な  
95 kWh 価格または（２）卸市場価格による補正インバランス料金よりも高い場合は、こ  
96 の価格を当該コマのインバランス料金とする。



97  
98 上図におけるA～Dの具体的な数値の設定については、2021 年度から調整力の広域  
99 運用が開始されること等を考慮して今後検討を深めていくこととするが、それぞれ、以  
100 下のような考え方がありえる。

101 A：これ以上「上げ余力」を減らすことは許されない水準として、需要家に痛みのある協  
102 力を求める対策のタイミングを参考とする。

103 B：「上げ余力」が不足するリスクに備えて対策を講じ始める水準として、通常時には用  
104 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とする。

105 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、B'は、  
106 これ以上予備率が低下すると新たな供給力を追加的に確保することが必要になり始  
107 める水準として、電源 I' の発動が確実となる水準を参考とする。

108 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  
109 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  
110 必要となる価格を参考とする。

111 D：確保済みの電源 I' のコストを参考とする。

112

113 上図における「上げ余力」は、調整力の広域運用が行われるエリア毎に、以下の式に  
114 より算出することが合理的と考えられる。その詳細については、今後検討する。  
115

$$\text{上げ余力} = \frac{\text{広域エリア内の一般送配電事業者が活用可能な供給余力} \\ \text{(応動時間が一定以下のもの)}}{\text{当該コマの広域エリア需要}}$$

116  
117  
118 なお、各コマの需給ひっ迫時補正インバランス料金の算定に用いる「上げ余力」は、  
119 ゲートクローズ直後に一般送配電事業者が公表する予測値を用いることが一案として  
120 考えられる。

121  
122 **(5) 沖縄エリアにおけるインバランス料金**  
123 沖縄エリアは広域運用が導入されないことから、エリア内で稼働した調整力の限界  
124 的な kWh 価格を引用してインバランス料金を算定する。

125 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  
126 とから、以下のように算定することとする。

- 127 ● 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一定量の加重平  
128 均価格を引用することとする。
- 129 ● 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  
130 い方から、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  
131 相殺し、残った方の kWh 価格の高いものから順に一定量の加重平均価格を引用  
132 することとする。

133 なお、上述(3)及び(4)については、沖縄エリアにも同様のルールを適用する。  
134

### 135 3. タイムリーな情報公表の詳細

#### 136 (1) 情報公表の意義

137 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  
138 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。

#### 139 ① 需給バランス確保の円滑化を通じた安定供給の確保

140 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  
141 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  
142 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。

#### 143 ② 電気の有効利用の促進・新たなビジネスモデルの育成

144 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  
 145 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  
 146 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  
 147 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。

148 ③ 適正な競争の確保（情報格差の防止）

149 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  
 150 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。

151 ④ インバランス精算の透明性の確保

152 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。

153

154 **（２）公表されるべき情報の項目及びタイミング**

155 **系統の需給に関する情報**

156 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、  
 157 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。

158

159 ● 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

160

161 ● 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）	一週間前、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）	一週間前、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

162 ※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。

163

164 ● 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/上げ余力（需給ひっ迫時補正料金の算定諸元・実績値）	GC 後速やかに公表（実需給前まで）
広域エリア供給力/上げ余力（予測値）	一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表

165

166 インバランス料金に関する情報

167 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  
 168 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  
 169 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 価格及び補正料金の詳細）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）

170

171 調整力に関する情報

172 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  
 173 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  
 174 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（各ユニットの上げ代・下げ代や kWh 価格、いわゆるメリットオーダー）	公表によって競争に及ぼす影響などを考慮しつつ、公表のあり方・方法等について引き続き検討を行う。

175