

2022年度以降のインバランス料金の 詳細設計等について

第48回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和2年6月30日（火）



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

今回御議論いただく内容

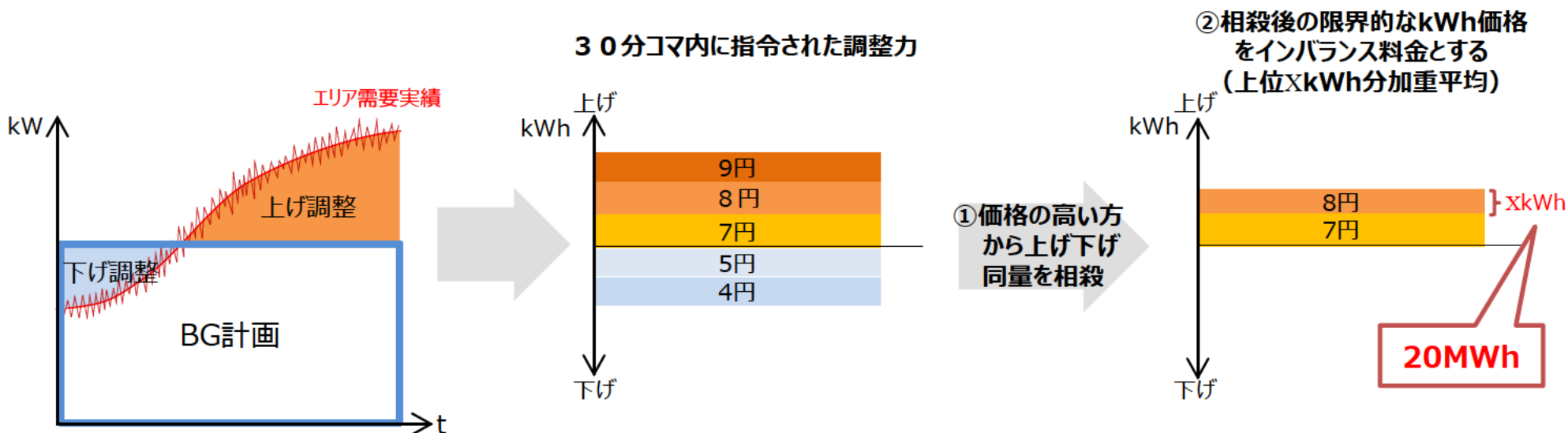
		今後の検討課題	スケジュール
①新たなインバランス料金の詳細	調整力のkWh価格の反映	<ul style="list-style-type: none"> コマ内で限界的なkWh価格が異なる場合の扱い インバランス料金と卸市場価格が逆転した際の補正のあり方（補正による影響を踏まえた卸市場における規律のあり方） <u>沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法</u> 	<ul style="list-style-type: none"> 4～6月に審議済み 7、8月に審議済み
	需給ひっ迫時のインバランス料金	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時補正の一定の式（直線）における数値の設定 災害時のインバランス料金のあり方 	<ul style="list-style-type: none"> 6～12月に審議済み 10～12月に審議済み
②タイムリーな情報公表		<ul style="list-style-type: none"> 情報公表の意義、情報公表の項目・タイミング・公表主体など 	<ul style="list-style-type: none"> 5月に審議済み
③収支管理のあり方		<ul style="list-style-type: none"> 新たなインバランス料金制度を踏まえた調整力関連費用及びインバランス料金に係る一般送配電事業者の収支管理のあり方 	
④その他		<ul style="list-style-type: none"> 競争が十分でない場合の調整力のkWh価格の規律のあり方など 	

沖縄エリアのインバランス料金について

沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法（前回までの議論）

- 前回までの本専門会合では、沖縄エリアのインバランス料金について、以下のとおり事務局案をお示しし、御議論をいただいた。
- 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的なkWh価格を引用してインバランス料金を算定する。
- 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とから、以下のように算定することとする。
 - ・ 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（20MWh）の加重平均価格を引用することとする。
 - ・ 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殺し、残った方の kWh 価格の高いものから順に一定量（20MWh）の加重平均価格を引用することとする。

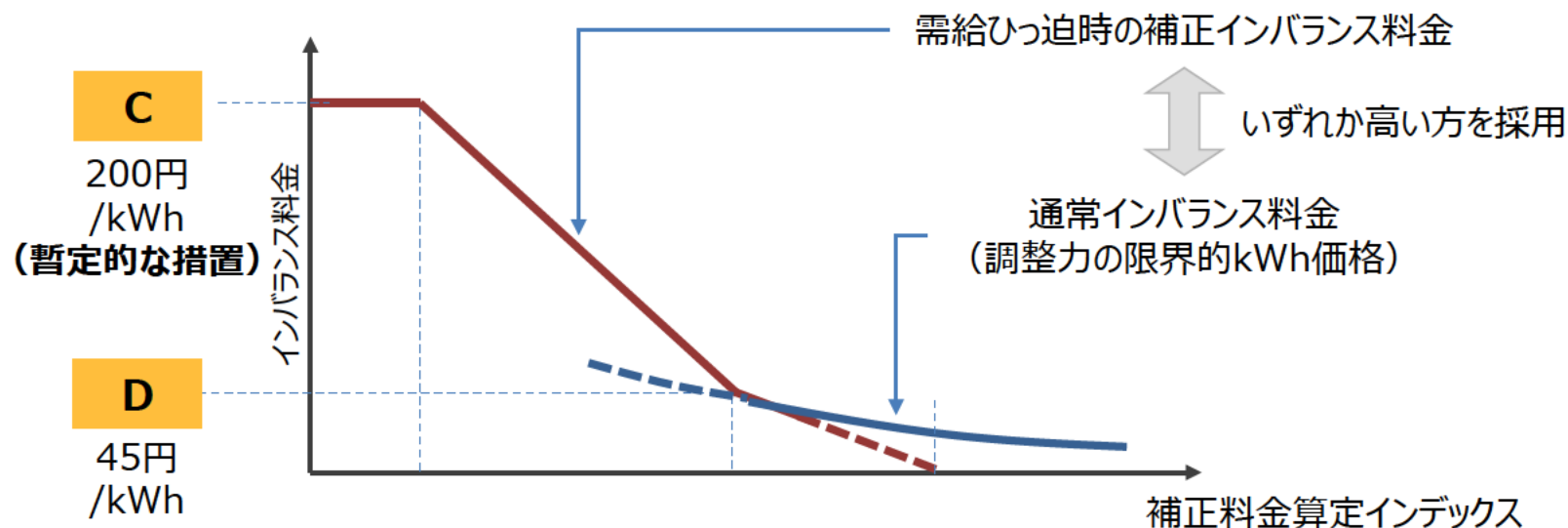
2019年5月 第38回制度設計専門会合 資料5を一部改変



沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定（前回までの議論）

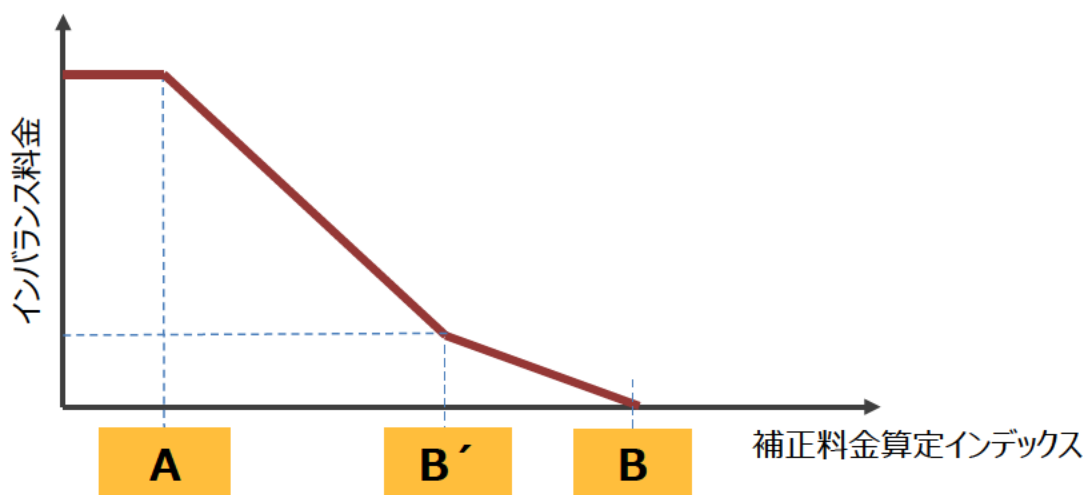
- 前回までの本専門会合では、沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定について、以下のとおり事務局案をお示しし、御議論をいただいた。
 - 需給ひっ迫時補正インバランス料金については、沖縄エリアにも他エリアと同様のルールを適用する。
 - 沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定は他のエリアと同様とする。
 - ・ C：新たにDRを追加的に確保するコスト＝200円/kWh（暫定的な措置）
 - ・ D：確保済みの電源 I' のコスト＝45円/kWh

特に、沖縄エリアについては、卸電力取引市場がなく、小売事業者の調達手段が限られている（特に当日断面での需給調整手段は存在しない）ことも踏まえ、補正インバランス料金の設定について一定の配慮が必要。



沖縄エリアの補正インバランス料金の需給ひっ迫の範囲（前回までの議論及び今回の論点）

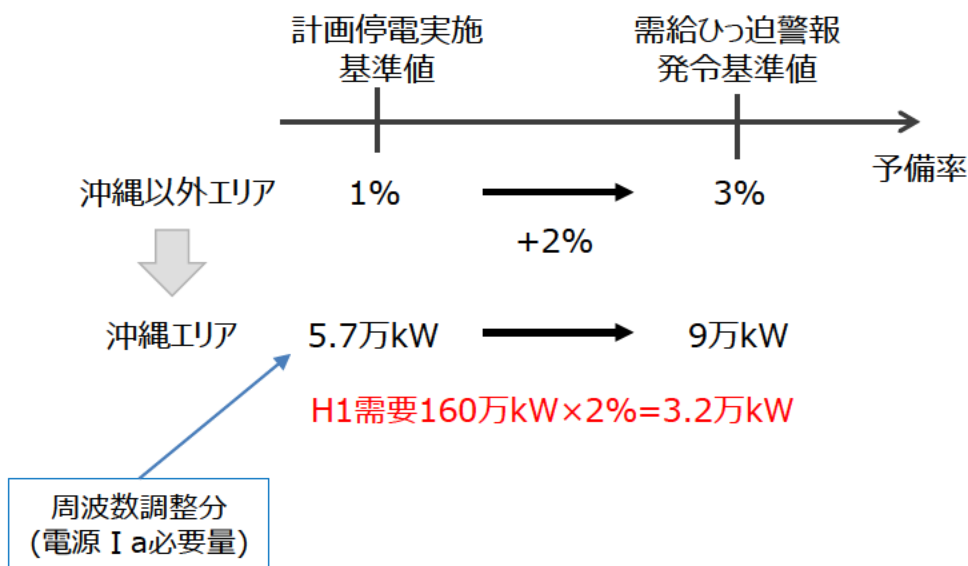
- 前回までの本専門会合では、沖縄エリアの補正インバランス料金の需給ひっ迫の範囲について、以下のとおり事務局案をお示しし、御議論をいただいた。
 - － 沖縄エリアの需給ひっ迫の範囲の設定について、他エリアと同様、以下のとおりとする。
 - ・ B：通常時には用いない供給力である電源 I' を発動し始める水準
 - ・ B'：確保済みの電源 I' の発動が確実となる水準
 - ・ A：需要家に痛みのある協力を求める対策の水準（例えば、政府が需給ひっ迫警報を発令する水準）
- 今般、国において、沖縄エリアにおける需給ひっ迫警報の発令基準が整理された。また2019年度からの電源 I' の運用開始にあたり、沖縄エリアにおいて電源 I' の発動基準が検討された。
- 今回は、沖縄エリアにおけるこれらの検討結果を踏まえ、補正インバランス料金の需給ひっ迫の範囲の具体的な水準について御議論いただきたい。



沖縄エリアにおける需給ひっ迫警報の発令基準（横軸A）

- 第25回基本政策小委員会において、沖縄エリアにおける、政府が需給ひっ迫警報を発令する基準について議論され、以下のように整理された。
 - － 最低限必要な周波数調整分5.7万kWに、他エリアにおいて需給ひっ迫警報を発令する予備率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%※を加えた予備力9万kWを参考とする。
- ※ 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。
- 補正料金算定インデックスの横軸Aについては、上記を参考に9万kWとすることで良いか。

需給ひっ迫警報の発令水準



沖縄エリアにおける電源Ⅰ'の発動が確実となる水準（横軸B'）

- 沖縄エリアにおける2020年度向けの電源Ⅰ'の運用開始にあたり、一般送配電事業者により電源Ⅰ'の発動が確実となる水準（電源Ⅰ'が発動済みの水準）は以下のように検討された。
 - － 最低限必要な周波数調整分（電源Ⅰa必要量）とエリア内単機最大ユニットの電源脱落分（電源Ⅰb必要量）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'の発動が確実となる水準は、電源Ⅰa必要量と電源Ⅰb必要量を加えた値として、30万kWを参考とする。
- 補正料金算定インデックスの横軸B'については、上記を参考に30万kWとすることで良いか。

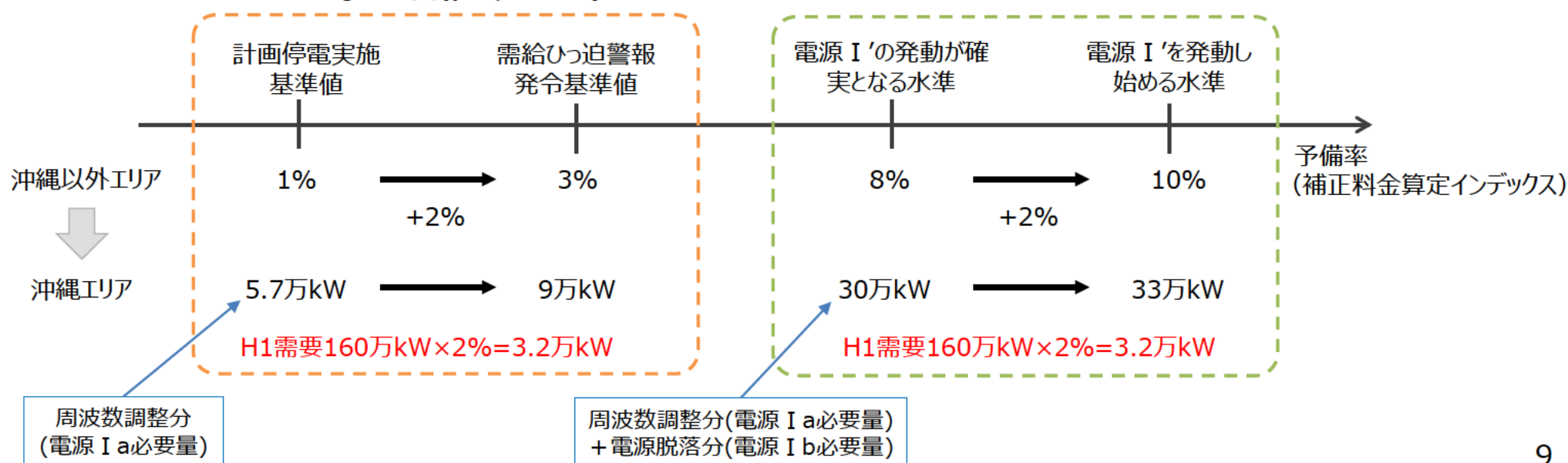
沖縄エリアにおける電源 I' を発動し始める水準（横軸B）

- 他エリアでは、これまで電源 I' が発動されたケースにおける電源 I' を発動し始める水準を参考に、補正料金算定インデックスの横軸Bを10%と設定した。
- 沖縄エリアにおいては、これまで電源 I' を確保しておらず、電源 I' の発動実績がないことから、以下のように設定してはどうか。
 - － 沖縄エリアにおけるB'の水準30万kWに、他エリアにおけるB'の水準（電源 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%の差分となる2%に相当する予備力※を加えた値として、33万kWを基準とする。

※ 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。

需給ひっ迫警報の発令水準

電源 I' の発動水準

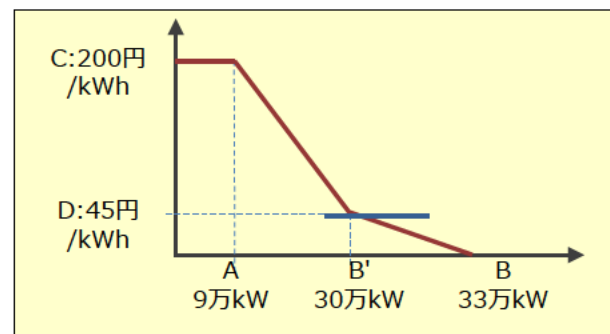


沖縄エリアにおける補正インバランス料金の試算

- 事務局提案について、沖縄エリアにおける予備力やインバランス量の2019年度実績をもとに、年間のコマ毎の補正インバランス料金を試算した。

		2019年度 年間17,568コマ
補正料金 算定インデックス分布 (コマ数)	0~10万kW	0
	10~20万kW	0
	20~30万kW	9
	30~33万kW	49
	計	58

補正インバランス料金 発生コマ数	100~200円	0
	80~100円	0
	70~80円	3
	60~70円	2
	45~60円	5
	30~45円	15
	30円未満	33
	計	58



補正インバランス料金の試算結果

- 補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価 34円/kWh（現行インバランス料金実績値10円/kWh）
- 補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 12万kWh
- 補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 4.2百万円

沖縄エリアの特殊性を踏まえた補正インバランス料金の設定について

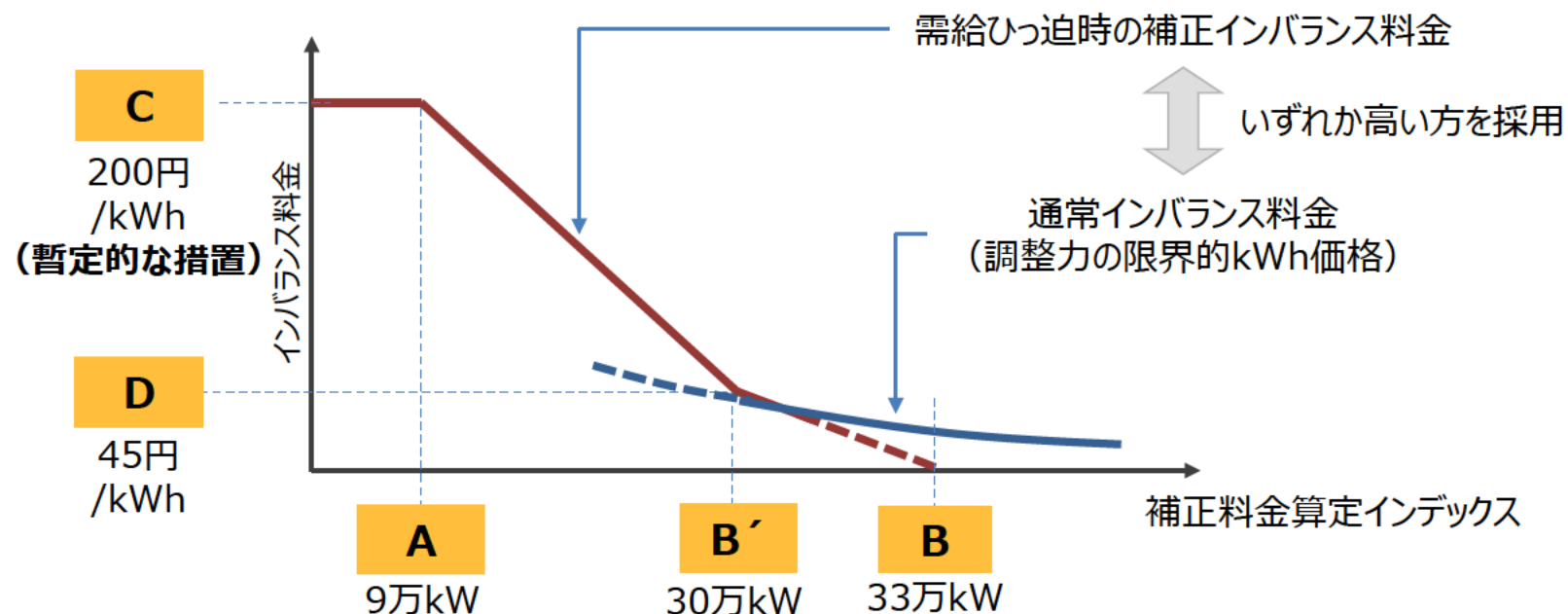
- 沖縄エリアについては、卸電力取引市場がなく、BGの調達手段が限られている（特に当日断面での需給調整手段は存在しない）ことも踏まえ、補正インバランス料金の設定について一定の配慮が必要としていた。
- 試算を行った結果、補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価は34円/kWhで、現行インバランス料金の実績単価10円/kWh※を上回る単価として算出されており、また、ひっ迫に応じて単価が上昇しているコマも見られることから、各BGの経済合理的な行動を促すうえで十分な価格シグナルとなることが期待できるのではないかと。

※ 沖縄エリアの現行のインバランス料金は、全国のシステムプライスに基づき算出されるため、沖縄エリアの需給状況を必ずしも反映していない。

- なお、沖縄エリアの補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価は34円/kWhで、他エリアにおける、48～98円/kWhを下回っており、BGの調達手段が限られている沖縄エリアの特性を踏まえたとしても、各BGの負担額は非合理的なものとはならないのではないかと。
- 沖縄エリアにおいても、他エリアと同様に、新たなインバランス料金制度の下でのインバランスの発生等の見通しは現時点で不透明であり、当面はこの案を前提とするものの、今後、関係機関における詳細検討の状況や市場環境等に大きな変化があった場合には、機動的に見直しを行うこととしてはどうか。

沖縄エリアの補正インバランス料金の設定（案）のまとめ

- 事務局の提案をまとめると、以下のとおり。



3. 沖縄エリアの需給ひっ迫時の判断基準について（2）

- 補正料金算定インデックスにおけるAの値は、「これ以上低下することは許されない水準として需要家に痛みのある協力を求めるタイミング」とされている。
- 沖縄エリアを除く9エリアは、需給ひっ迫警報を発令する予備率3%をAの値に準用している。引き続き需給のひっ迫状況が解消されず、予備率が1%を下回る見通しとなった場合には、計画停電実施を発表することとされており、その間に予備率約2%の幅を持たせている。
- 沖縄エリアでは、年間を通じて周波数調整に最低限必要となる調整力5.7万kWを確保しており、これを下回ると発電機の連鎖脱落の可能性があることから、一般送配電事業者による計画停電実施判断の水準としては、この5.7万kWが一つの参考になる。
- 沖縄エリアにおける需給ひっ迫警報の発令基準は、他エリアと同様の考え方に基づき、計画停電実施判断の水準の一つの参考である5.7万kWに、沖縄エリアにおける予備率約2%※分の供給力を加えた9万kWが参考になるのではないか。

※ 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。

- なお、今後、沖縄エリアの需給状況等を踏まえ、必要に応じ、これらの判断基準の見直しを行うこととしてはどうか。

【参考】沖縄エリアの需給ひっ迫時の判断基準について

1. 必要量の試算結果と募集量

- 募集量の設定は、沖縄を除き、各社ともに最新データ（2018年度）実績データを用いる事とした。
- なお、試算結果が7%以上となっているエリアは、電源Ⅱの余力活用等により、7%あれば現状周波数調整が出来ており、運用可能である事から7%を採用とした。

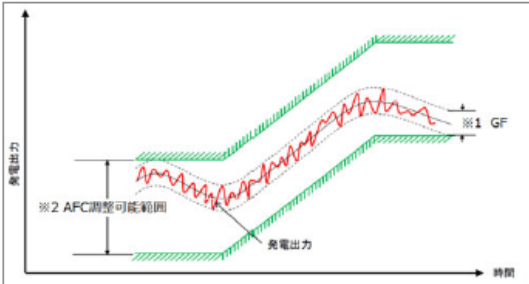
エリア	【参考】 2019年度 募集量	2020年度 試算（年間）	2020年度 募集量
北海道	7.0%	7.9%	7.0%
東北	6.7%	7.2%	7.0%
東京	5.6%	5.2%	5.2%
中部	6.0%	7.2%	7.0%
北陸	6.5%	6.0%	6.0%
関西	5.4%	5.8%	5.8%
中国	7.0%	7.9%	7.0%
四国	6.7%	7.6%	7.0%
九州	7.0%	8.2%	7.0%
沖縄※1	57MW	6.1%	57MW

※1. 沖縄エリアについては「事故時対応調整力」は含まれない
各エリア、残余需要ピーク9.5%以上の30分コマを対象として試算

○沖縄設定理由

第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（資料3-2）において、「沖縄エリアは独立系統であるため、供給力（電源Ⅱの余力を含む）がエリア外に流出することなく、当面の間はGC前に見込んでいた電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できる。よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をとおして最低限必要な調整力となる57MW（送電端）を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。

（出所）第41回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1参考（2019年7月10日）



（出所）第2回調整力等に関する委員会資料3-1（2015年6月11日）を加工

【参考】当社系統における火力発電の運用について

- (2) 当社系統における発電機運用の留意事項
小規模・独立系統および火力発電の運転制約などから、下記のような発電機運用が必要となる。
- ① 最低運転台数の確保
○発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。発電機1台（N-1）脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
○発電機構成については、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおりとしている。
・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台運転する必要がある。
・ AFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台運転する必要がある。
・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台運転する必要がある。
※大容量火力機は、慣性力（回転機の質量に比例し、外径の2乗に比例）が大きいいため、周波数低下・上昇を抑制する効果が高い。
- ② AFC機の選定
○周波数制御のため、AFC可能ユニットを最低1台選定し、AFC容量を需要の2%相当確保。

（出所）第3回系統ワーキンググループ資料8（2014年12月16日）

並列電源を原則全台GF運転※1とし、その中から原則1台をAFC※2運転とすることで周波数制御に必要な調整力（約5.7万kW）を確保

- ※1 GF（ガバナフリー）運転
系統周波数の変動に対応するため、タービンの調速機（ガバナ）により、自動的に発電機出力を制御する運転
- ※2 AFC（自動周波数制御）
GFでは対応しきれない変動幅に対応するため、中央給電指令所から送信される信号により発電機出力を制御

参考：沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方

2019年6月 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方

130

- 沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量としている。

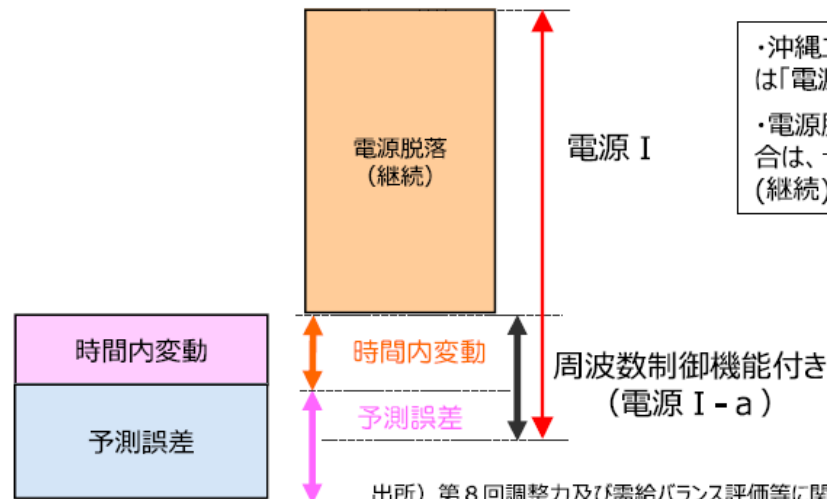


- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで考慮すべき状況の変化はなく、2020年度向けの調整力公募においても以下のとおりとすることかどうか。

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量

※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



・沖縄エリアについては、電源 I - a 必要量には「電源脱落(直後)」分は含まれない。
・電源脱落発生時に周波数維持できない場合は、一旦停電のうえ、速やかに「電源脱落(継続)」分の調整力にて復旧することとなる。

参考：沖縄エリアの電源Ⅰ必要量の考え方

2019年6月 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

(参考) 沖縄エリアの電源Ⅰ必要量について

131

- 沖縄エリアは単独系統であることから、電源脱落事故等による大規模な停電が発生した場合に供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように電源Ⅰ必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいる。 ※電源Ⅰ－bとして募集

【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。

発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。

- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。

- ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
- ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
- ・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。

- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について

系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。

下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。

- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

第18回系統ワーキンググループ(2018年11月12日)

資料1-7

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoen/shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_07.pdf

参考：沖縄エリアの電源Ⅰ'必要量の考え方

2019年6月 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

沖縄エリアの電源Ⅰ'必要量の考え方

132

- 電源Ⅰ'必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
 - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源Ⅰ'必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×101% + 電源Ⅰ'必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源Ⅰ'必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。

インバランス料金に関するその他論点について

太陽光等の出力抑制時のインバランス料金

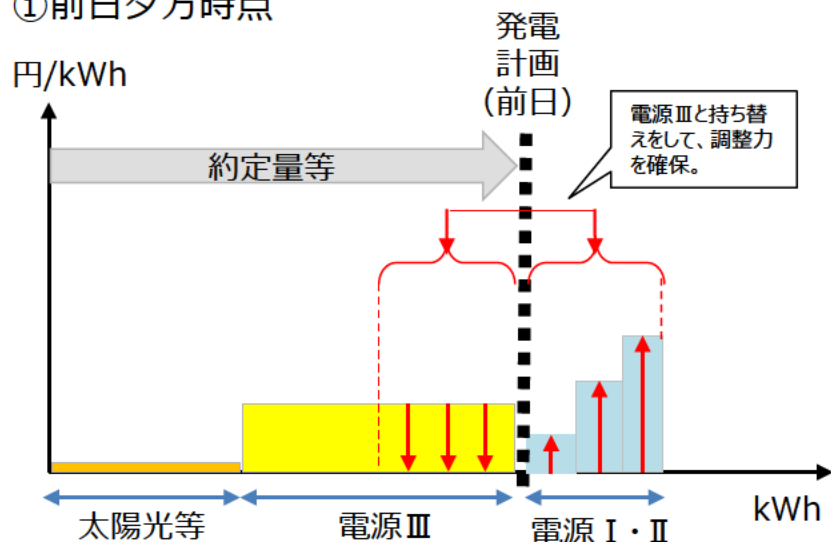
- 太陽光・風力の出力抑制時のインバランス料金については、中間とりまとめにおいて以下のとおり整理した。
 - 太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的なkWh価格 = 0 円/kWhとする。
 - 系統余剰／系統不足の判断は、広域運用調整力の指令量に基づいて判断する。
- 今回、具体的な適用方法を検討し、以下のとおりとする。
 - 太陽光等の出力抑制が行われているコマで、系統余剰となった場合、出力抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金を0円/kWhとする。
 - 系統余剰/系統不足の判断は、広域需給調整システム（KJC）運用時の指令量に基づいて判断する。
 - 広域ブロックは、KJCの運用に基づく分断の判定により定義する。

電源Ⅲ抑制時のインバランス料金

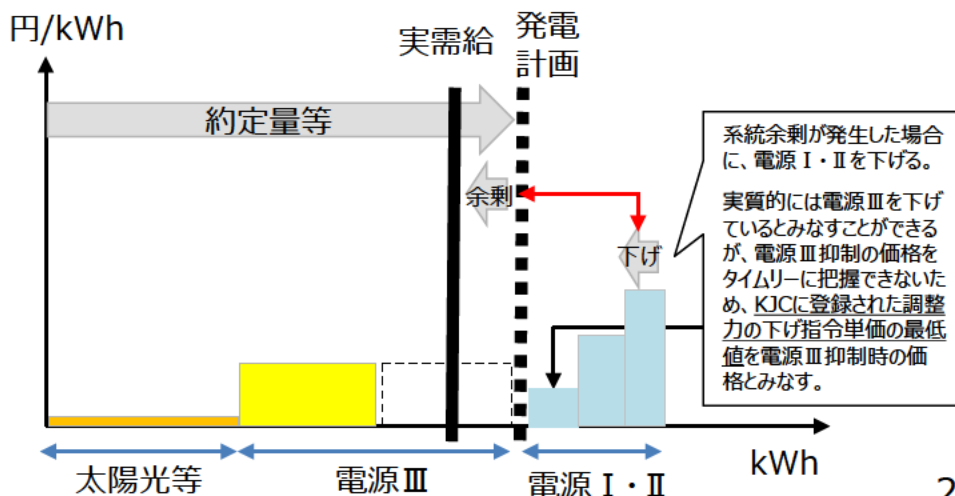
- 太陽光等の出力抑制には至らないまでも、優先給電ルールにより、一般送配電事業者からの指令によって、オフラインの火力等の出力を計画値から下げる場合がある（電源Ⅲ抑制）。
 - － 例）下げ代を確保するために電源Ⅰ・Ⅱとの持ち替えを行うケースなど（下図）
- このような状況において、系統余剰が発生した場合、持ち替えた電源Ⅰ・Ⅱを下げることとなるが、実質的には、電源Ⅲを下げているとみなすことができる。したがって、その電源Ⅲの下げkWh価格をインバランス料金に反映させるのが適当であるが、電源Ⅲの価格をタイムリーに把握することは困難であるため、以下のとおりとする。
 - ✓ 電源Ⅲ抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金は、広域需給調整システム（KJC）に登録された調整力の下げ指令単価の最低値とする。※卸市場価格による補正（P補正）は考慮
 - ✓ 系統余剰/系統不足の判断は、KJC運用時の指令量に基づいて判断する。
 - ✓ 広域ブロックは、KJCの運用に基づく分断の判定により定義する。

系統余剰時の電源Ⅲ抑制実施時におけるインバランス料金について

①前日夕方時点



②実需給時点



インバランス料金の情報公表（計画停電時等）

- インバランス料金の情報公表は、コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）を前提として、システム開発等が進められている。
- 一方で、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。
- 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、一般送配電事業者において検討していくこととしてはどうか。
- なお、計画停電時や電力使用制限時の適用については、実施が決定した段階で、政府等から広く国民への周知が行われることとなる。

インバランス料金に関する情報

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）

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）

計画停電時等のインバランス料金

事象	インバランス料金
計画停電	ひっ迫時補正インバランス料金のCの価格（200円/kWh）
電力使用制限	100円/kWh
ブラックアウト発生からネットワーク機能の復旧まで	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）

※ 広域予備率に基づく需給運用を前提にした情報発信のあり方について、今後、国、広域機関において検討が進められていく予定である。