

発動指令電源の発動指令時の 精算単価について

2022年3月2日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

※本検討会は、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関の共同事務局により開催している。

1. はじめに
2. これまでの整理
3. 2022年度以降のインバランス料金制度について
4. 発動指令電源の精算単価の見直しについて
5. まとめ

- 第25回容量市場検討会において、**発動指令電源の未約定時の精算単価**は、インバランス料金の算定における卸電力市場価格補正（P補正）をもとに、時間前市場における約定の新しいものから異なる事業者の**5取引の単純平均価格を用いる**ことと整理した。
- 他方、先般の**国の審議会**において、2022年度からの新たなインバランス料金制度の今後の検証等において、電気の価値を適切に反映した**補正インバランス料金についての検討、および整理**が行われた。
- 本日は、国の審議会における補正インバランス料金の検討、および整理を踏まえて、**発動指令電源の未約定時の精算単価についてあらためて整理**を行ったためご議論いただきたい。

- **発動指令電源の未約定時[※]の精算単価**は、インバンス料金の価格以下とする一方で、市場応札を行うインセンティブを減少させないよう、卸電力市場価格補正（P補正）を用いて、時間前市場における約定の新しいものから異なる事業者の**5取引の単純平均価格**としている。^{※発動指令は未約定かどうかに関わらず実施される。}

第25回 容量市場の在り方等に関する検討会資料より

3. 発動指令電源の供給力が未約定となった場合の精算単価（1/2）

- 未約定時の精算単価が市場価格より高い場合、市場応札を行うインセンティブは減少し、小売電気事業者の調達機会も失われるため、インバンス価格以下であることが望ましい。
- 一方、発動指令電源が小売電気事業者へ供給力を提供する努力を十分行っているという前提で、限界費用割れを生じる可能性もあり、極端に安価な設定ではないことも必要と考えられる。
- 精算単価については、以下の案が考えられる。

	案1	案2
内容	時間前市場における約定価格の最高値 ^{※1}	時間前市場における約定の新しいものから異なる事業者の5取引の単純平均価格等 ^{※2}
メリットとデメリット	事業者の限界費用割れは生じにくくなるものの、更なる高値となることを想定する等により市場応札に積極的でなくなる可能性が考えられる。	市場応札のインセンティブが高まる一方、最高値から大きく値を下げる可能性も考えられ、結果として限界費用割れを生じる可能性がある。

※1・2：インバンス価格以下の値を用いる

※2：2021年度以降のインバンス設計においてPとして利用（Pについては、実行後の状況を分析し、卸市場価格を用いた補正による効果等について評価し、必要があれば見直しを検討することが適当としている）



3. インバランス料金の制度変更

- 2022年度以降のインバランス料金については、これまでの整理において、実需給の電気の価値が適切に反映するものであることが望ましいことから、需給ひっ迫時には補正インバランス料金の式により算定されることとされている。
- 一方、インバランス料金の算定に用いていた**卸電力市場価格補正（P補正）**※の取り扱いについて、第65回制度設計専門会合において、実需給における電気の価値を適切に反映したものにならない場合があるため**廃止することが適当**と整理された。

※P補正の算定方法は、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5事業者による5取引の単純平均価格と定義

卸電力市場価格補正（P補正）について

- 昨冬の需給ひっ迫では、スポット市場での売り切れ状態の継続により、高値買いが誘発され、スポット市場価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部の期間では、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なると考えられるような動きがあった。
- 2022年度から導入される新インバランス料金制度においては、スポット市場価格に関係なく実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する仕組みとなることから、昨冬のような事象は基本的には発生しないものと考えられる*。
- しかしながら、新インバランス料金制度には、需給調整市場（調整力kWh市場）が十分に理想的に機能していない可能性を考慮し、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映していないケースに備えて、系統不足時にはインバランス料金が市場価格を下回らない（系統余剰時にはインバランス料金が市場価格を上回らない）ものとする卸電力市場補正（P補正）を設定している。

卸電力市場価格補正（P補正）

※スポット市場価格もインバランス料金の水準に影響を受けるため。

	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)

✓ 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異なる5事業者による5取引の単純平均価格を用いる。また、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、残りの件数はエリアプライスを引用する。（詳細は、後述の参考を参照）

論点：卸電力市場価格補正（P補正）の取扱いについて

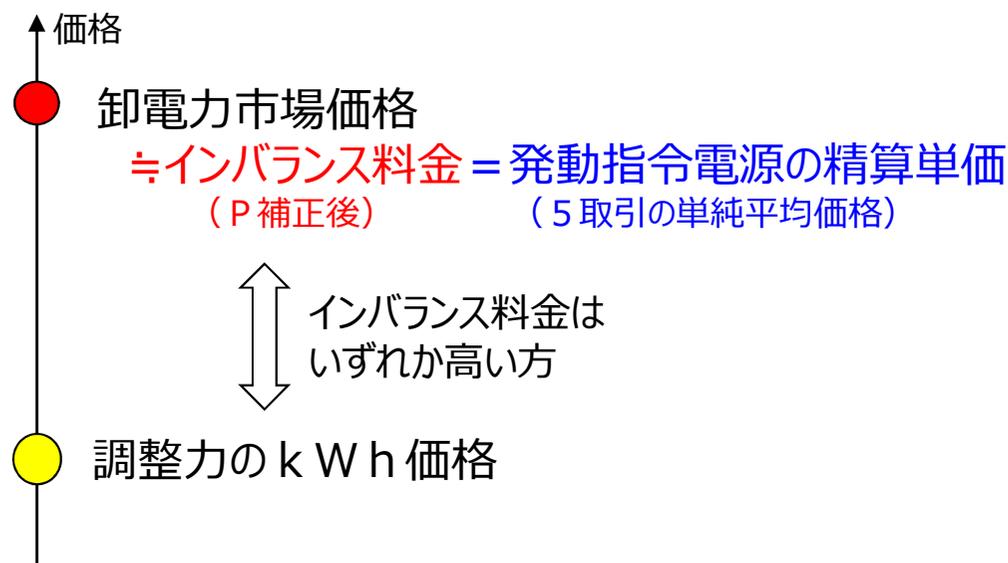
- P補正は、インバランス料金が実需給における電気の価値を適切に反映するための予防的措置として設定したものである。
 - － 系統不足時にインバランス料金が市場価格よりも低い場合、系統利用者は、市場調達を行わずにインバランスを出した方が経済合理的となることから、需給一致のインセンティブが機能しなくなる。
- 他方、P補正の算定方法は、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5事業者による5取引の単純平均価格と定義している。このことから、昨冬のような需給ひっ迫状況等とは異なる動きの市場価格高騰が再度発生した場合には、P補正によりこうした市場価格を反映したインバランス料金が算出されることとなり、実需給における電気の価値を適切に反映したものとならなくなる。
- BG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ることが重要であり、需給ひっ迫時にはひっ迫時補正インバランス料金の仕組みにより、需給一致のインセンティブが確保されること、また、昨冬のひっ迫時に新電力等が受けた影響等を考慮すれば、P補正を廃止するのが適切と考えるがどうか。

※新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）事象がどの程度発生するか、その状況を注視していく。

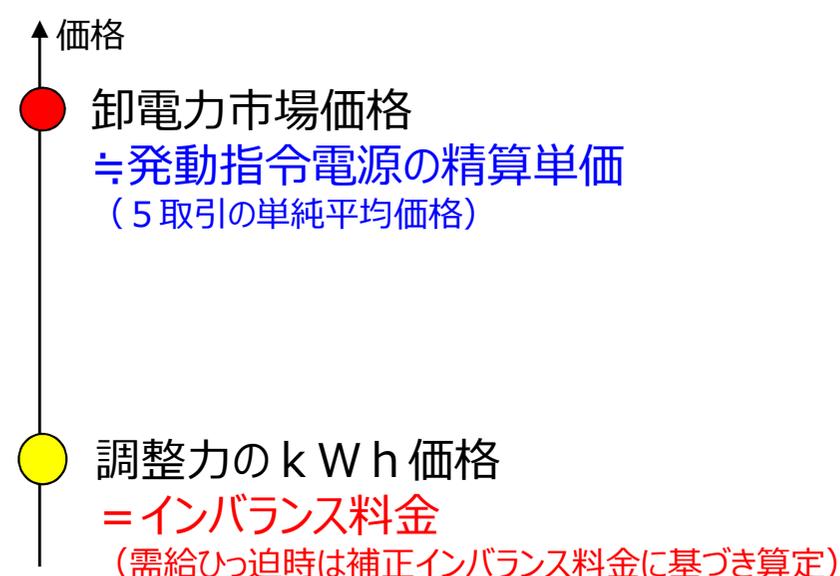
4. 発動指令電源の精算単価の見直しについて (1 / 4)

- 国の審議会において、**卸電力市場価格補正 (P補正) により市場価格を反映したインバンス料金は、実需給における電気の価値を適切に反映したものにならない場合がある**と整理された。
- 上記整理によりP補正が廃止されたため、インバンス料金は基本的に調整力のkWh価格となる (需給ひっ迫時には補正インバンス料金の式により算定)。一方、発動指令電源の精算単価は、P補正の5取引の単純平均価格を用いているため、今回の国における整理にしたがうと電気の価値が適切に反映されない価格で精算されることとなる。
- 発動指令電源の**精算単価に卸電力市場価格 (P補正) を用いることは、インバンス料金の設定の考え方と不整合を生じさせる**ため、見直しを検討してはどうか。

【P補正あり (系統不足時)】



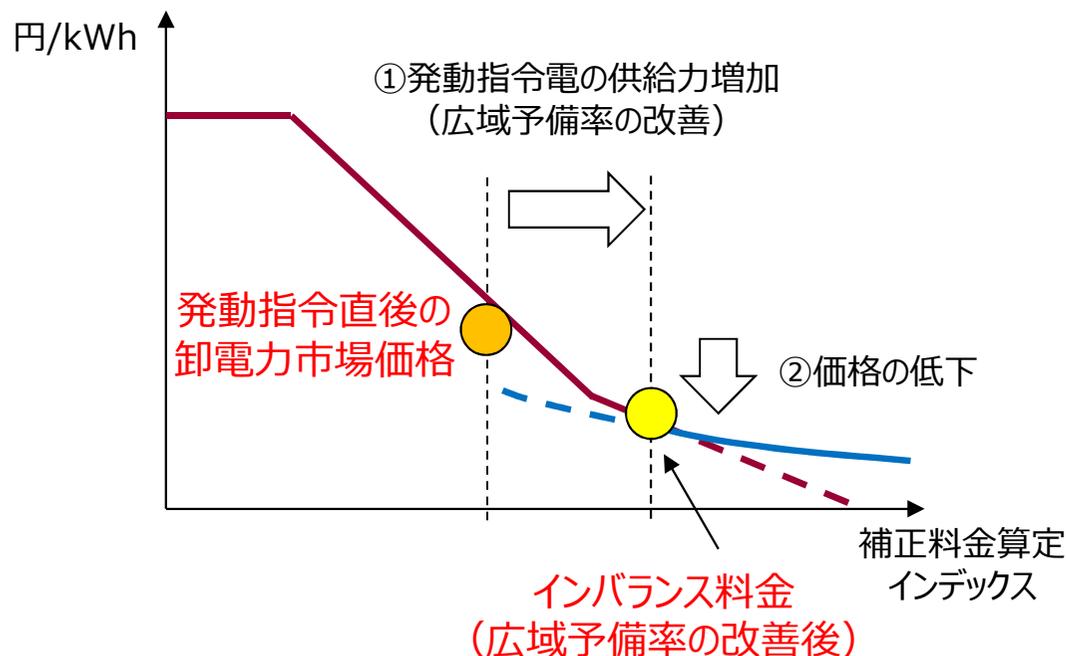
【P補正廃止後】



4. 発動指令電源の精算単価の見直しについて (2 / 4)

- 発動指令電源の精算単価はインバランス料金以下とすることが望ましいことから、インバランス料金を用いることが考えられる。
- 発動指令電源の発動後は供給力が増加し、**基本的に広域予備率は改善するため、市場価格が下がる前に早期に入札することが経済合理的**と考える。
- なお、発動指令電源は、相対契約または卸電力市場を通じて小売電気事業者へ供給力を提供することをリクワイアメントとして課していることから、**必要により入札状況等を確認**することも考えられる。

【発動指令後の広域予備率とインバランス料金イメージ】



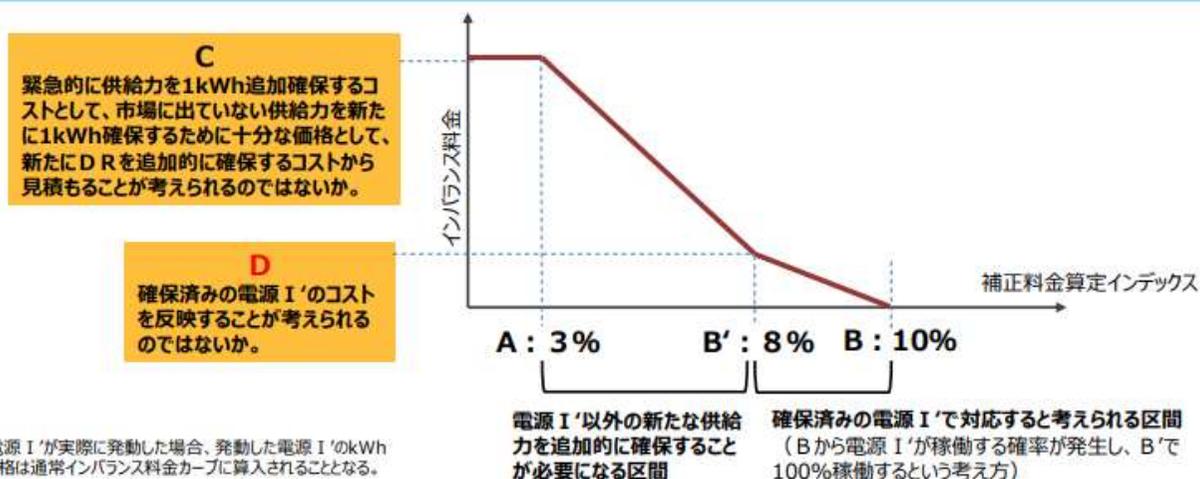
4. 発動指令電源の精算単価の見直しについて (3 / 4)

- 発動指令電源の精算単価をインバランス料金とした場合においても、補正インバランス料金は過去実績をもとに算定されており、精算単価として極端に安価なものではないと考えられる。
- また、発動指令電源の発動量について、発動後に急激な広域予備率の上昇を緩和するため、広域予備率の状況によりグループ別に発動することも検討されている。

(参考) 補正インバランス料金におけるDの設定について

2019年11月 第43回制度設計専門会合 資料5

- 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。



第33回 容量市場の
在り方等に関する検
討会資料より

(参考) 発動指令電源のグループ別発動について

11

- 第66回調整力等委において、発動指令電源のグループ別発動についての考え方が示された。
- グループ別発動とは、**発動指令電源の容量提供事業者を2つのグループに分け、どちらか片方のグループまたは両方のグループへの発動指令を行うものである。**
- グループ別発動は、**契約容量の半分を発動したり、発動時間を短くするようなものではなく、容量提供事業者に課せられたリクワイアメント（1日／1回発動、年間12回発動、3時間継続発動など）の範囲内で行われる。**
- 上記のグループ別の発動方法は、調整係数の改善にも繋がることが考えられる。**引き続き、実務的な検討について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で検討が予定されているところ。**

第66回調整力及び需給バランス評価等に関する委員資料より

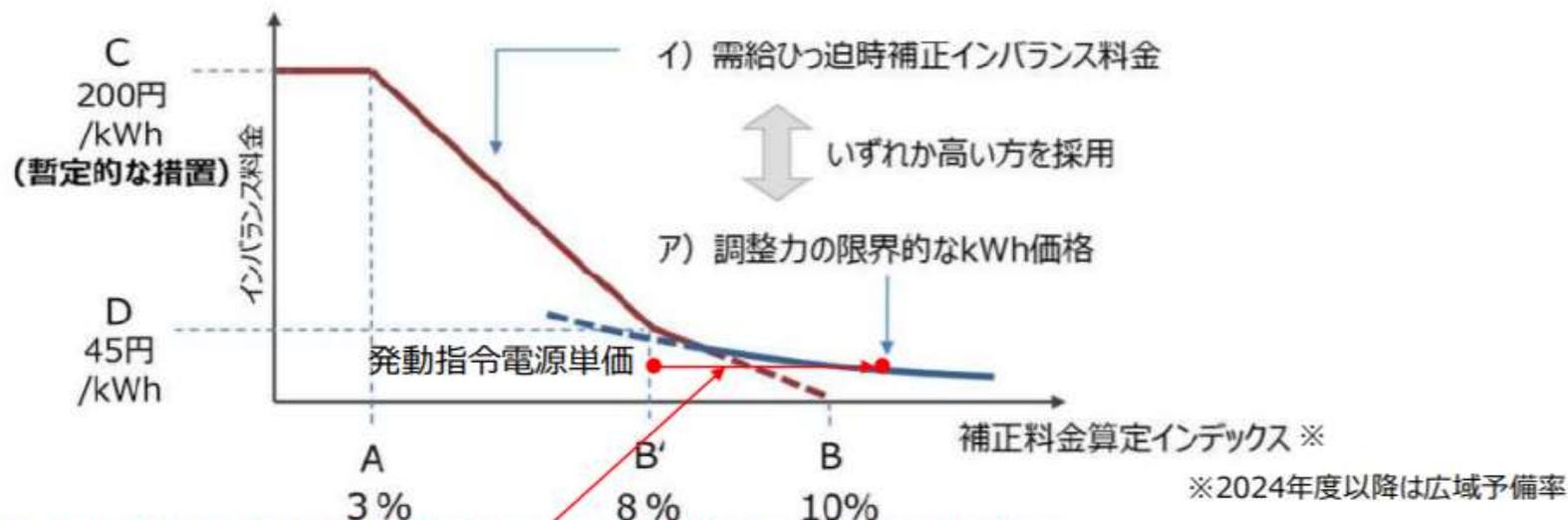


全量発動の問題点～過剰な広域予備率の上昇～

第66回調整力及び需給
バランス評価等に関する委員
資料より

10

- 広域予備率による全エリアの発動指令電源の発動は、広域予備率8%未満としている。
- この発動基準においては、発動指令電源は3%上限に確保することとしているため、全量発動した場合、最大11%まで広域予備率は上昇し、2025年度以降、発動指令電源の調達上限が4%に拡大された場合は、さらに12%まで上昇する。(過剰な広域予備率の上昇)
- なお、端境期に年間最大H3需要の4%相当を発動するとすると、さらに影響は大きくなる。
- インバランス補正料金カーブ上の10%を上回るため、通常インバランス料金となった場合に、kWh価格の高い発動指令電源が市場約定することは難しいと想定される。
- また、3%～4%の供給力が急激に増えた場合は、周波数調整にも影響が生じることも想定される。



8%では、発動指令電源単価はカーブより安価であるが11%では高価となり、売れ残る可能性が高い
さらに発動指令電源が4%上限となった場合、売れ残る可能性はもっと高くなる。

- 発動指令電源の精算単価にインバランス料金を用いた場合、事業者にとっては調整力の精算とインバランス精算は金額面では同義となるため、発動指令電源の未約定分はインバランスとして扱うことが考えられる。

※インバランスはB G単位で精算されるため、当該B G内において発動指令電源の発動量を仕訳・精算する必要がある場合は、事業者間で実施するものとする。

- 発動指令電源のリクワイアメントにおいて、相対契約または卸電力市場を通じて小売電気事業者へ供給力を提供することとしており、**需給ひっ迫時において未約定となる事例は限定的**であることが考えられる。

- また、**適切に入札した結果、未約定となったとしても需給ひっ迫時には不適切な余剰インバランスを発生させるものではない**ため、**通常のインバランスと同様に扱う**ことが考えられる。

※なお、未約定となった場合においても、容量市場での契約容量を供給することがリクワイアメントとなっている

- 上記整理から、**発動指令電源の未約定分についてはインバランスとして扱う**こととしてはどうか。

- 国の審議会において、2022年度からの新たなインバランス料金制度における、卸電力市場価格補正が廃止されることとなったため、発電指令電源の精算単価についての見直しを行った。
※なお、発電指令電源の発電実績については、見直し後においてもリソース単位で確認を行う。
- 発電指令電源の精算単価に卸電力市場価格（P補正）を用いた場合、実需給の電気の価値が適切に反映されないことから、インバランス料金の考え方と不整合を生じさせないよう、インバランス料金を用いることとした。
- また、発電指令電源の精算単価にインバランス料金を用いた場合、調整力での精算とインバランス料金での精算は同義となるため、発電指令電源の未約定分についてはインバランスとして扱うこととした。なお、発電指令電源の卸電力市場への入札状況については注視する。

2. 発動指令電源に対する発動指令の整理

11

第25回容量
市場の在り方
等に関する検
討会資料より

<これまでの整理（第二次中間とりまとめより）>

- 発動指令電源は、容量確保契約に基づき、応動の3時間前までに発動指令が行われる。
- 発動指令電源は、一般送配電事業者から発動指令された場合は、相対契約や卸電力市場への応札等を通じて小売電気事業者に供給力を提供することが考えられる。

<第二次中間とりまとめ（2019年7月）>

容量市場で調達された発動指令電源は、容量確保契約（広域機関=発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、**発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、小売電気事業者が調達する**ことが考えられる。したがって、現在の電源 I は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用されることとなる。

- 一方、時間前市場において、以下のような状況等で未約定となるケースもあり、この場合は、発動指令にもとづく供給力を一般送配電事業者が調整力として確実に活用する。
 - 売買可能な時間に約定が成立しなかった場合
(実需給の3時間前の発動指令にもとづき、1時間前（ゲートクローズ）迄に応札や計画提出等を行う中で、約定不成立の場合)
 - 各小売のΣ想定需要が一般送配電事業者の想定需要より少なかった場合
(小売電気事業者が供給力を充足していると判断した場合)
- したがって、発動指令電源の未約定時の精算単価を予め設定する必要がある。

<第二次中間とりまとめ（2019年7月）>

また、発動指令を受けたにも関わらず、**時間前市場で調達されなかった場合は**、一般送配電事業者によりエリアの需給状況において必要と判断された電源と考えられるため、**一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとする**。この場合、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる。

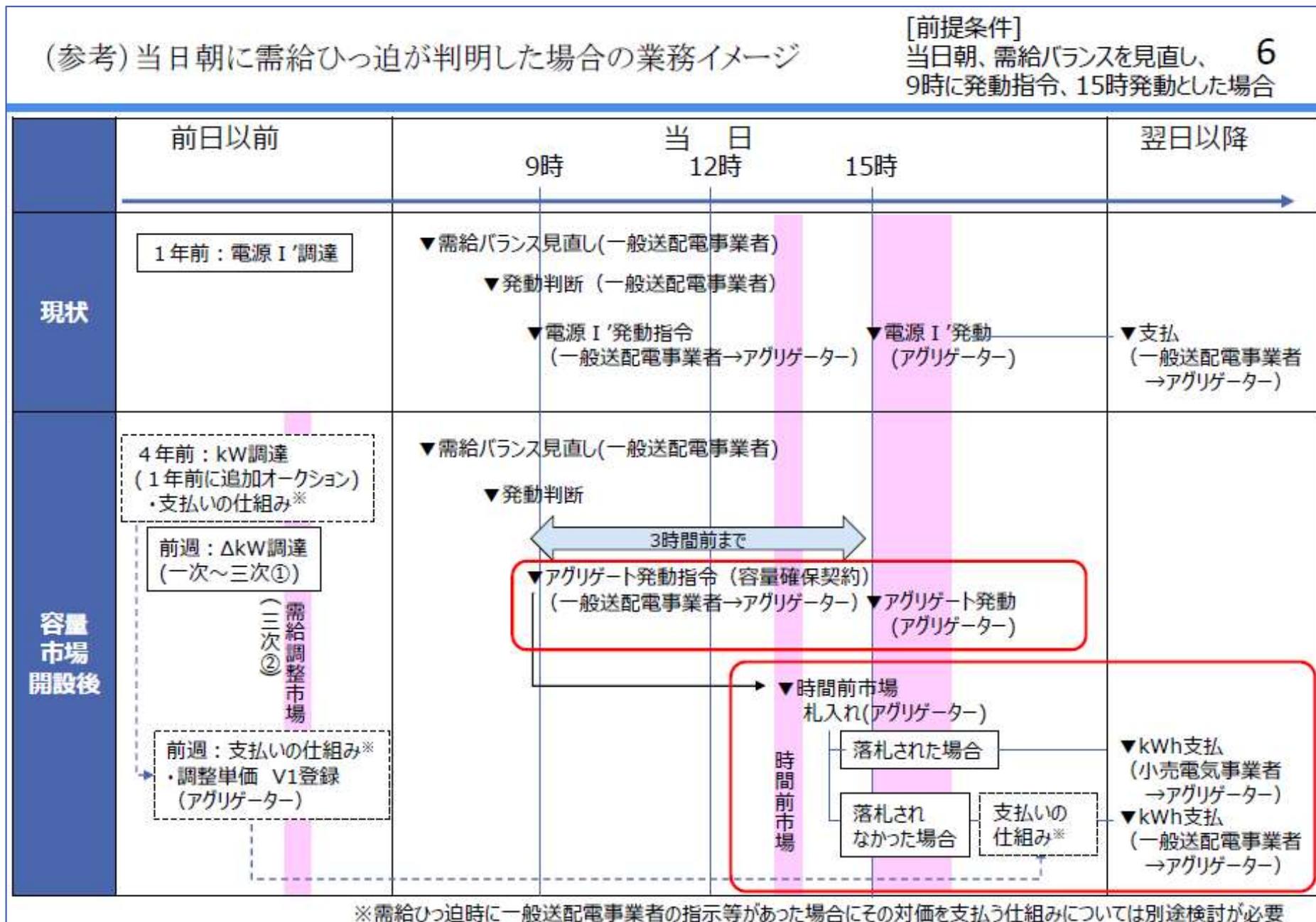
需給ひっ迫時における発動回数制約電源の発動指令、kWh費用の支払いについて 5

- 現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用される。どのようにすれば小売電気事業者の供給力として活用できるかについて検討が必要である。
- 容量市場で調達された発動回数制約電源は、容量確保契約（広域機関＝発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する機会を得ることで小売電気事業者が活用できるのではないか。その場合、アグリゲーターは小売電気事業者からkWhの支払いを受けることになる。
- また、時間前市場で調達されなかった場合は一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとしてはどうか。このため、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる*。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要。（三次調整力②としての活用も考えるが、要件が必ずしも一致しないこと、発動判断は当日朝となることが大半であると考え、この判断のタイミングはΔkW調達に間に合わないケースが多い。）

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

	調達者 (kW)	発動判断	発動指令	活用者	概要
現状	一般送配電事業者 (電源 I' 公募)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行い、アグリゲーターが当該時間に発動し、電源 I' 契約により精算する。
容量市場 開設後	広域機関 (容量市場)	一般送配電事業者 (容量確保契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (容量確保契約)	小売電気事業者 (時間前市場)	3時間前までの発動指令後に、小売電気事業者が時間前市場により調達し、卸市場取引を通じて、小売電気事業者の間で精算する。
				一般送配電事業者 (支払う仕組み※)	時間前市場で落札されなかった場合、一般送配電事業者が活用することとなる。支払いの仕組み※などkWh単価を予め取り決める契約により精算する。

第10回需給調整市場小委員会資料より



まとめ

8

第10回需給
調整市場小
委員会資料
より

- 現状の電源 I 'の多くは、需給調整市場の三次調整力②に参入するのではなく、容量市場の中で活躍することになる。なお、能力に余裕のある範囲で三次調整力②の商品要件を満足する場合は、容量市場のリクワイアメントを果たすことを前提に活躍することもできる。
- 容量市場で確保された発動回数制約電源の取扱いについては以下のとおりとはどうか。
 - 容量市場において調達された発動回数制約電源は、容量確保契約に基づき一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行う。
 - 供出したkWhの対価については、3時間前までの発動指令をもってアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、小売電気事業者に調達されることでkWhの支払いを受ける、小売電気事業者により調達されなかった場合においては、小売電気事業者が調達しなかった余力を調整力として活用し費用の精算が行われる仕組み※の中で一般送配電事業者からkWhの支払いを受ける、こととし、活用した者がアグリゲーターにkWhの費用を支払う。

※需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みは別途検討が必要。
 - その他、容量確保契約に基づく発動指令に応じられない場合のペナルティの扱いなどは容量確保契約で取り決められたものに従う。

実需給に近い取引から一定量の考え方 (案)

- 時間前市場はザラバ方式であるため、取引ごとに価格が大きくぶれることもあることから、実需給に近い取引から一定量の平均価格を用いることが適当ではないか。
- 一定量については、例えば、複数の取引を含み、かつ、特定事業者の価格操作性を排除する観点から、異なる事業者による5取引分の価格の単純平均としてはどうか。

※当該エリアの時間前取引件数が5未満である場合には、残りの件数はエリアプライスを引用する。

