

# 需給調整市場の運用について

第88回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

令和5年8月22日（火）



# 本議題について

## 1. 需給調整市場の価格規律等について

- 需給調整市場（三次調整力①）については、一般送配電事業者による調達不足等の問題が生じており、第84回制度設計専門会合（2023年4月）において、今後の課題として予約電源（三次調整力①等）および非予約電源（電源Ⅱ等）の供出インセンティブのバランスについて検討が必要とした。
- 第86回及び第87回制度設計専門会合（2023年6、7月）においては、現行の $\Delta kW$ 及び調整力 $kWh$ の価格規律の在り方及び上限価格の設定について議論を行った。
- これまでの議論を踏まえ、更に検討を行ったので御意見をいただきたい。

## 2. 需給調整市場の入札単価誤りへの対応について

- 需給調整市場の入札単価誤りへの対応について検討を行ったので御議論いただきたい。

**1.需給調整市場の価格規律等について**

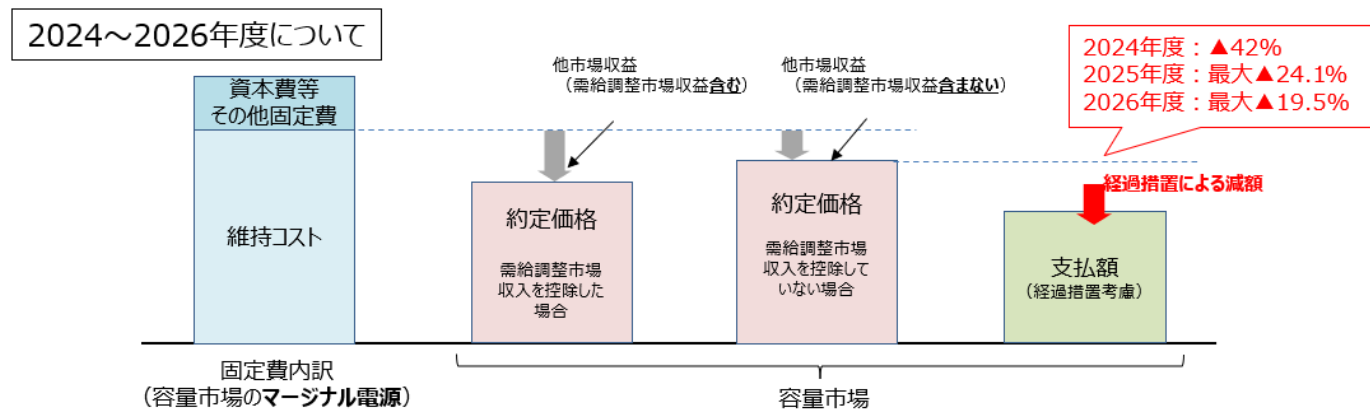
2.需給調整市場の入札単価誤りへの対応について

## 1- 1. $\Delta kW$ の価格規律について①（固定費回収のための合理的な額）

- 前回第87回制度設計専門会合（2023年7月）において、 $\Delta kW$ の価格規律における固定費回収のための合理的な額の扱いについては、慎重に検討するとしたところ。応札事業者から、以下の追加意見の提出があった。

（応札事業者意見）

- 需給調整市場収益を控除した場合よりも容量市場約定価格が高くなっている可能性がある点をご指摘のとおりと考えるが、他方、2024～2026年度は経過措置として容量市場の支払い額が減額されていることも考慮する必要。
- 経過措置による減額も踏まえると、固定費を回収する額としては不十分と考えられ、需給調整市場における固定費回収を認めることが適切。
- 2027年度以降については、容量市場の応札価格において需給調整市場収益を適切に控除するとともに、需給調整市場における固定費の回収を認めることが、現行ルールと整合的かつ適切と考える。



## 1-2. $\Delta kW$ の価格規律について①（固定費回収のための合理的な額）

- 前項の応札事業者意見を含めた議論から、固定費回収のための合理的な額の扱いについて以下のように考える。

（事務局見解）

- 総括原価方式と規制料金による投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、または、市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みとなる。
- 容量市場は、単に卸電力市場等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保することによって、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを目的に導入されたもの。
- 容量市場では、容量市場約定価格に近い落札電源であっても、実需給年度に維持コストにかかる費用が得られるので、容量市場からの退出が生じる可能性は低く、実需給年度において安定供給上問題にはならない。
- 減価償却費を含む固定費（維持コストを除き、以下「当該固定費」という。）については、実需給年度に全額の回収が必須となる費用ではなく、当該費用の回収は、実需給年度以外の年度も含めて、市場取引を通じて、または、市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていくことが基本と考える。
- 現行の需給調整市場の $\Delta kW$ 価格規律の固定費回収のための合理的な額は、当該電源等の当年度分の固定費を予め法定耐用年数等を元に算出し、他市場で得られる収益を差し引いた分を想定年間約定ブロック数で除して算定することとしている。
- 需給調整市場に、大きな市場支配力を有する事業者が存在する中で、上記の算出方法を認めることは、実質、総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の在り方を認め続けることとなり、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを目的とした容量市場の目的と合致しない可能性が考えられる。
- そのため、 $\Delta kW$ の一定額で未回収固定費のある電源の応札インセンティブを考慮することを前提に、現行の固定費回収のための合理的な額の算出方法を廃止することとしてはどうか。

### 1-3 . $\Delta kW$ の価格規律について①（固定費回収のための合理的な額）

- 未回収固定費がある電源について、現行の $\Delta kW$ の価格規律では「固定費回収のための合理的な額」の算入が認められており、個々の応札電源の未回収固定費を元に算出することが認められているところ。
- この考え方においては、本来ならば市場から退出すべき電源の固定費までも充当可能となる仕組みとなっている。
- 2024年度から、安定供給に必要な供給力（kW）については、容量市場で確保され、発電事業者は、容量市場に約定した電源については、主に容量市場収入等を電源固定費に充てることができる。このため、 $\Delta kW$ の価格規律から、原則として「一定額」の算定において「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」の織り込みを認めないこととしてはどうか。（容量市場に約定していない電源は、固定費回収済み電源と同じ価格規律を適用する。）
- ただし、容量市場に約定しているが、未回収固定費が発生している電源については、その未回収範囲内での回収を認めるという考え方もあるがどうか。
- 一方で、容量市場入札時において、需給調整市場の収益を控除しているケースがほとんどないと考えられ、この場合は、容量市場において電源維持のための費用が全て回収されるはずであるという指摘もある。
- また、逸失利益で、市場収入との差額は得ており、卸電力市場で回収すべき固定費についても、一定程度回収できる仕組みとなっているという指摘もある。
- なお、需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 $\Delta kW$ に算入することを認めてはどうか（詳細は応札事業者の費用計上実態と照らして検討）。



### （事務局検討内容）

- 容量市場収入及び他市場収益により、減価償却費を含む電源の固定費を回収できるか否かは個々の応札電源の減価償却費の大きさと電源の競争力（kWhコスト）によるところが大きいと考えられる。
- 一方で、旧一般電気事業者は、1事業者で複数電源を所有していることから、所有電源全体では、電源固定費を容量市場収入により回収できる可能性がある。
- ただし、固定費を回収できる見通しが立たない電源については、容量市場約定電源であっても費用をかけて維持するインセンティブはないと判断される可能性があり、そうした電源の動向を注視する必要がある。
- 需給調整市場の $\Delta kW$ の価格規律における「固定費回収の合理的な額」の扱いについては、引き続き慎重に検討することとしたい。

## 1-3 . $\Delta kW$ の価格規律について① ( $\Delta kW$ の一定額)

- 前項までの検討により、現行の固定費回収の合理的な額の考え方を廃止すると仮定し、 $\Delta kW$ の一定額について、応札電源全てを対象することとして、 $\Delta kW$ の一定額の検討を行った。
- これまで、固定費回収済み電源の一定額の考え方は、発動指令があった場合に得られる利益を基本としていたところ。応札電源全てを対象とすることから、未回収固定費がある電源の応札インセンティブを一定程度考慮することが望ましいと考え、過去の電源 I 公募結果をもとに算定する案を検討したところ、御意見いただきたい。
- なお、 $\Delta kW$ の一定額についての考え方は、適用後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

### ( $\Delta kW$ の一定額の案)

- 仮に、調整力公募が継続していたと仮定し、過去の電源 I 約定単価から容量市場約定単価（経過措置控除後）を控除した額をもとに、需給調整市場の精算コマである30分あたりのマージン相当額を算定する。

（例）2021～2023年度向け電源 I の約定価格の加重平均kW単価（約11,720円/kW・年）から2020～2022年度実施の容量市場の約定結果平均（経過措置控除後）（約5,960円/kW・年）を控除した約5,760円/kW・年を、需給調整市場の精算コマ（30分毎）に換算する（30分あたり約0.33円/kW）。

### （案 1）

- 上記算定結果を、一定額の上限単価とする。（上記例の場合：一定額（円/ $\Delta kW$ ・30分）= 0.33円）

### （案 2）

- 固定費のkW単価を限界費用のkWh単価に換算することは困難ではあるが、限界費用を基準とし一定額の上限を、一定額（円/ $\Delta kW$ ・30分）=（案 1 の値）= 限界費用×●%とする。（上記例の場合：一定額（円/ $\Delta kW$ ・30分）= 0.33円 = 限界費用×●%（※）

（※）●%の数値は、限界費用の基準値を2022年度インバランス料金平均単価（22.23円/kWh）とした場合1.5%、限界費用の基準値を2019～2021年度の上げ調整kWh単価平均（10.06円/kWh）とした場合、3.3%となる。



- なお、電源Ⅰの約定単価はエリア差が大きいことから、各エリアのエリア平均の9エリア平均を考慮する以外の方法も考えられる。

(例) 最高約定価格とエリア平均の9エリア平均、最高約定価格の9エリア平均を考慮する案等

**(参考)  $\Delta kW$ の一定額の案(試算)**

		2021～2023年度向け電源Ⅰのエリア平均の9エリア平均を考慮した場合(約11,720円/kW・年)
(案1) 「電源Ⅰ約定単価-容量市場約定単価」をもとに、30分あたりのマージン相当額を算定		約0.33円/kW・30分 (約5,760円/kW・年)
(案2) 案1の数値を基準に、一定額(円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分) = (案1の値) = 限界費用 $\times \bullet$ %とする。	限界費用の基準値を2022年度インバランス料金平均単価とした場合(22.23円/kWh)	1.5%
	限界費用の基準値を2019～2021年度の上げ調整kWh単価平均とした場合(10.06円/kWh)	3.3%
	限界費用の基準値を2020～2022年度の上げ調整kWh単価平均とした場合(16.32円/kWh)(※1)	2.0%(※1)

(注) なお、電源Ⅰの約定単価はエリア差が大きいことから、各エリアのエリア平均の9エリア平均を考慮する以外の方法も考えられる

(例) 最高約定価格とエリア平均の9エリア平均、最高約定価格の9エリア平均を考慮する案等

(※1) 2022年度の上げ調整kWh単価平均が速報値であることから、確報値を用いて算出した際の値と異なる可能性あり。

# 1-4.調整力kWhの価格規律について

- 第86回会合（2023年6月）にて、固定費回収済み電源の応札インセンティブを確保する観点から、限界費用×10%を、 $\Delta$ kWと調整力kWhで分けて確保できることとし、当面 $\Delta$ kWの一定額（マージン）を限界費用×1%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）を限界費用×9%とする案をお示しするとともに、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでないことについて指摘があった旨お示したところ。
- 上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでない時、及び、非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低い時の弊害については、以下が考えられるところ。
- ✓ 上げ・下げ調整力kWh単価がインバランス料金単価の諸元となっているところ。現行のインバランス料金制度においては、インバランス料金単価は余剰インバランスと不足インバランスは同じであり、上げ・下げ調整力kWh単価のマージンに差を付けることは、余剰・不足インバランスの電気の価値を等価としている点と矛盾するのではないか。
- ✓ 非予約電源の調整力kWhのインセンティブが低いと感じられる場合、余力活用電源契約を行う電源の減少や新規参入事業者が容量市場に調整機能有電源を応札するインセンティブが削がれる可能性がある。
- そのため、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合を同等とすること、非予約電源への供出インセンティブを確保すること、下げ調整力の供出インセンティブを確保する観点から、調整力kWhのマージンは、限界費用×10%とする案が考えられる。

(案) 調整力kWh単価の価格規律

	現状	変更案
予約電源	限界費用or市場価格	限界費用 + 限界費用×10%
非予約電源（上げ）	限界費用 + 限界費用×10%   or   限界費用 + 固定費	限界費用 + 限界費用×10%
非予約電源（下げ）	限界費用 - 限界費用×10%   or   限界費用 - 固定費	限界費用 - 限界費用×10%

## 1-2. 調整力kWhの価格規律について①

(上げ調整力kWh価格の価格規律について)

- 調整力kWh市場への供出インセンティブは「予約電源 > 非予約電源」となっていることが望ましいと考えるところ。予約電源への供出インセンティブについては $\Delta kW$ で確保することとし、調整力kWhの価格規律は、予約電源と非予約電源の差を設けないこととしてはどうか。
- また、第50回制度設計専門会合での整理のとおり、固定費回収済み電源のインセンティブ確保や市場間・事業者間のバランス確保の観点から、調整力kWhに対するマージンを認めることとしてはどうか。マージンは、現行の非予約電源向マージン率を引用し、限界費用の10% (※) としてはどうか。
- 以上から、予約電源、非予約電源とも「上げ調整力kWh  $\leq$  限界費用  $\times$  1.1」を上限としてはどうか。

(※) 現行のガイドラインにおいて、固定費回収済みの電源の応札額には、 $\Delta kW$ に一定額(マージン)として、限界費用(円/kWh)  $\times$  10%  $\times$  電源 I の平均稼働率(5%)の織り込みが可能となっていることから、「上げ調整力kWh  $\leq$  限界費用  $\times$  1.1」は、電源 I の平均稼働率(5%)程度発動指令がある電源と同程度のインセンティブと考えられる。

### (参考) 上げ調整力kWhの価格規律

	現状	変更案
予約電源	限界費用or市場価格	限界費用 $\times$ 1.1
非予約電源	限界費用 $\times$ 1.1 or 限界費用 + 固定費	限界費用 $\times$ 1.1

## 1-2. 調整力kWhの価格規律について②

(下げ調整力kWh価格の価格規律について)

- 下げ調整力指令は、上げ調整力指令と同様に、設備への負担や発動指令後の燃料調達・貯水池計画の運用に一定の影響を与えることから、**下げ調整力kWh価格(※)のインセンティブは、上げ調整力kWh価格と同様の考え方とすることが適当と考えられるところ。**
- 下げ調整力kWh価格は「調整力kWh $\geq$ 限界費用 $\times 0.9$ 」としてはどうか。

(※) 系統余剰となり、一般送配電事業者が下げ調整力指令をおこなった場合、調整力提供事業者が、下げ調整価格 $\times$ 電力量を一般送配電事業者に対して支払う。

### (参考) 下げ調整力kWhの価格規律

	現状	変更案
非予約電源	限界費用 $\times 0.9$ or 限界費用-固定費	限界費用 $\times 0.9$

### 1-3 . $\Delta kW$ の価格規律について② (固定費回収済み電源の一定額等)

- 固定費回収済みの電源については、 $\Delta kW$ に以下の一定額（マージン）を織り込むことが可能となっているところ。  
一定額(円/ $\Delta kW$ ) = 限界費用(円/kWh)  $\times$  10%  $\times$   $\Delta kW$  約定量  $\times$  電源 I の平均稼働率（5%）  $\times$  約定ブロック（3時間）
- 一定額（マージン）の算定に調整力の稼働率を用いることについては、広域機関において必要量の圧縮の議論が行われており、稼働率は必要量に伴って変動することから、適切でないと考えられる。
- P7の議論では、上げ調整力kWh単価において、既に限界費用  $\times$  10%の収益は確実に得ることができることから、一定額の織り込みは認めないと考えることもできる。
- しかし、固定費回収済み電源の応札インセンティブを確保する観点から、**限界費用  $\times$  10%を、 $\Delta kW$ と調整力kWhで分けて確保**できることとし、当面 $\Delta kW$ の一定額（マージン）を限界費用  $\times$  1%、上げ調整力kWhの一定額（マージン）を限界費用  $\times$  9%とすることも考えられる。（この場合、未回収固定費がある電源及び非予約電源の上げ調整kWhの一定額も限界費用  $\times$  9%とする。）
- 下げ調整力kWhの一定額（マージン）については、下げ調整力には $\Delta kW$ 市場がないことを鑑み限界費用  $\times$  10%とすることも考えられる。
- 一方で、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価で、限界費用に乗じる割合が同じでないことについての指摘があり、固定費回収済み電源の一定額等については、引き続き検討することとしてはどうか。

$\Delta kW$ の一定額（マージン）：限界費用  $\times$  ●% 、 上げ調整力kWhの一定額（マージン）：限界費用  $\times$  ▲% （● + ▲ = 10）  
例1： ● = 1% ▲ 9%      例2： ● = 2% ▲ 8%

# 1-5 . 揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について

- 揚水発電・一般水力・DR・蓄電池・燃料制約のある火力電源等（以下「揚水発電等」）の調整力kWh単価における限界費用について、「機会費用を含めた限界費用」としているところ。「機会費用」とは卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等が考えられ、「限界費用」とは揚水発電における揚水運転等に対応するために火力発電等の稼働コストとなっている。
- 第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて、揚水発電等の機会費用の考え方について検討を行っているところ、揚水発電等の入札を促す観点から、検討された機会費用の考え方について、需給調整市場ガイドラインに記載することとしてはどうか。

（参考）需給調整市場ガイドライン（抜粋）

## ①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。



## P 4 燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の調整力kWh価格について

- 2020年度冬季は、多くの発電事業者において火力発電が燃料不足となる懸念が発生し、燃料を節約するため、各日の発電電力量を一定以下に抑制する運用が行われた。
- このような燃料制約期間中、一般送配電事業者は、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱの火力電源に対し、燃料制約を超過した稼働指令等を行った。
- 一般送配電事業者によるこのような調整力の稼働指令等は、燃料の先使いとして先々の時間帯で発電できなくなることから、調整力のkWh価格の精算においては、一部のエリアでは事後協議により機会費用を加味した精算が行われた。

## P 5 調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の取扱いについて

- 2021年度以降の需給調整市場の監視及び価格規律のあり方の議論では、調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の限界費用は、「機会費用も含めた限界費用」を基本的な考え方とすることで整理したが、その詳細までは議論していない。
- 2020年度冬季の事象を踏まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力電源の登録kWh価格について、その具体的な算定方法の考え方を検討した。

## P 7 燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）における調整力kWh価格の機会費用の考え方

- 火力発電で燃料が十分にある場合には、kWh価格は燃料費等であることが明確である。他方、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）、発電によって燃料が減少し、以後の時間帯で発電量が制約されることから、以下の機会費用が発生する。
- これらの機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方について、次頁以降、検討を行った。

燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

1. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働で充当する際の費用（＝代替電源の限界費用）
2. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分をスポット市場等からの調達で充当する際の費用（＝先々の時間帯における市場価格）
3. 先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益（＝先々の時間帯における市場価格）

## P 8 機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方

- 燃料制約は次の入船日（燃料の補充）まで継続すると考えると、今調整力を1kWh提供することの機会費用は、その期間中のどこかにおいて市場への売り入札が1kWh減少することによる収入の減少又は不足分の1kWhを市場調達する費用である。
- したがって、この機会費用を算出する際の市場価格は、次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もるのが適当ではないか。
- なお、機会費用を加味したkWh価格登録が適切に運用されるためには、一般送配電事業者又は広域機関によって、エリア全体の燃料の見通しが随時正確に評価され、その情報が適切に提供されることが必要。

## P 9 例 1：過去の市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 機会費用を次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もる場合、将来のスポット市場価格等をどのように考えるべきか。
  - 例えば、過去の燃料制約が発生した期間におけるコマごとのスポット市場価格の上位Xコマの平均値を基に算出するのも一案ではないか。
- － 過去の市場価格を基に将来価格を簡易的に推計するため、機械的に計算できるが、燃料制約下における需給の状況を考慮できていないという点や、参照可能な過去の燃料制約の実績データが不十分という課題がある。

## P 10 例 2：先渡・先物市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 先渡・先物市場価格は、現時点における将来のスポット市場価格等の指標となることから、入札量が十分にあれば、これを基に機会費用を算出するのも一案ではないか。

## P 11 例 3：週間予備率により先々のインバランス料金を推計①

- 燃料不足により供給力が減少しスポット市場で売り切れとなるようなケースにおいては、スポット市場価格は市場参加者のインバランス料金の予測値から決定される状況になると考えられる。したがって、機会費用の算出に用いる先々のスポット市場価格を、先々のインバランス料金の予測値から推計する方法が考えられるのではないか。
- また、燃料不足のケースにおいて今調整力を1kWh提供することは、先々に1kWhの不足インバランスを発生させることにつながり得るものであるから、この観点からも、機会費用を先々のインバランス料金から算定することは合理的であると考えられる。
- 先々のインバランス料金を推計する方法として、週間の広域予備率を基に先々の補正インバランス料金を推計し、それを参照するというのも一案ではないか。

## P 12 例 3：週間予備率により先々のインバランス料金を推計②

- 現在、広域予備率については、1週間先までのものまで算定・公表する方向で広域機関において検討が進められている。
  - 広域機関での検討の詳細を踏まえつつ、将来のインバランス料金を推計する方法について引き続き検討することとしてはどうか。
- － 週間予備率は、1週間先までの各日について、需要最大コマと予備率最小コマの2点が算出されることになっている。

# 1-6-① 事業者等からの提案（上限価格の設定について\_第86回の続き）

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において事業者等から提案があった、上限価格の設定について、具体的な案が提出され、検討したため、御意見いただきたい。

## （事業者等提出案）

- 上限価格を導入する場合、三次調整力②の一定期間の過去実績等を基準として、三次調整力①の上限価格を設定するということが考えられるのではないかと。
- 上限価格は、事前的措置の対象事業者のみでなく、需給調整市場に参加する全ての事業者を適用対象とする。

2023年6月27日 第86回制度設計専門会合 資料 8

## 1-4 . 事業者等からの提案②（上限価格の設定について）

- 現行の取引規程において、市場運営側は、上限価格を定めておらず、必要量を必ず購入する仕組みとなっており、特に三次①については、週間調達商品であることから、スポット市場価格が0.01円となった時間帯における $\Delta kW$ を、数百円で調達することが発生しているところ。
- 安定供給の観点及び取引額の推移から**上限価格を定めた上で、調達未達となった場合は、余力活用電源等を活用する仕組みを検討**することがよいのではないかと。

例：週間調達の断面では上限価格を設定し、前日取引等（仮定）においては上限価格を設定しない等

## （事務局見解）

- 上限価格の設定は、需給調整市場費用を圧縮する観点から**メリットがある**と考えられるところ。
- 一方で、現状、未達時には、余力活用を含む需給調整市場外での追加調達となることから、安定供給確保の観点、調整力の商品区分も踏まえた追加調達の仕組み、市場外調達費用も含めた**制度全体の観点から更なる検討が必要**と考える。

## （事務局見解）

- 提出された案について以下の点は合理的と考える。
  - ✓ 三次調整力①（前週に調達）と三次調整力②（前日に調達）は、価格規律対象事業者の応札価格について、基本的に同じ価格規律が導入されており、（対象事業者の同一電源であれば）三次調整力②と比較して三次調整力①の方が著しく高いという状況は考えにくいこと。（注）週間計画時点において追加起動を伴う供出であった場合等は、同一電源であっても三次調整力①の方が高値となることはありえる。
  - ✓ 三次調整力①が調達未達の場合は、不足量を三次調整力②として市場から調達することも広域機関にて検討されており、技術的には可能と考えられること。（運用時の費用負担等については留意が必要）
  - ✓ 三次調整力②については、昨年度の市場監視やガイドラインの見直しにより応札事業者におけるガイドラインへの理解が深まり、価格が安定的になっていること。また、三次調整力②については、昨年度のガイドラインの見直しの効果を更に見極めることが適当と考えられること。（注）ただし、ガイドラインによる価格規律の対象外の事業者の応札行動については注視が必要。
- 一方で、以下の点が課題と考える。
  - ✓ 三次調整力②の価格を参照して三次調整力①の上限価格を設定する場合に、具体的にどのように参照するか（例：前週の取引価格の平均価格等）は更に精査が必要。
  - ✓ 上限価格の設定により、事業者の創意工夫の取り組み（※）がなされなくなり、供出量が減少することの影響について精査が必要。容量市場のリクワイアメントにおいては、卸電力取引所または需給調整市場に余力供出すればよく、需給調整市場への供出が必須ではないことへの留意が必要。（※）追加起動や持ち下げを伴う入札
  - ✓ 2024年度から応動時間のより高速な一次調整力・二次調整力及び複合商品の取引が開始されることから、三次調整力①に設置する上限価格を、そのまま他商品の上限価格とする点については、必要量確保等の観点から精査が必要。また、複合商品が取引開始となった場合に、三次調整力①にのみ上限価格を設置する効果についても精査が必要。



## 1-6-②. 事業者等からの提案（需給変動リスクの織り込みについて\_第86回の続き）

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において事業者等から提案があった、需給変動リスクについて引き続き検討事項としたところ、追加意見が提出された。
- 需給変動リスクを加味することが認められていないことから、応札未達が発生している旨指摘しているところ、需給調整市場の必要量については資源エネルギー庁及び広域機関にて改善検討が行われていることから、必要量の変更後の状況を見ながら必要に応じて議論することとしてはどうか。

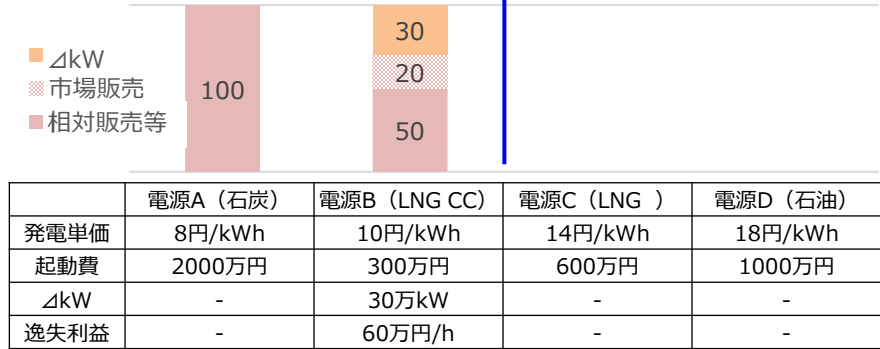
### （事業者等提案）

- 一週間前調達である一次～三次①について、事業者は、一週間前の需給バランス想定や市場価格想定に基づき、逸失利益（機会費用）を算定のうえ、応札価格を決定し、応札することとなる。そのため、逸失利益（機会費用）についても、応札時の想定値からの変動リスクが一定程度ある。
- 逸失利益（機会費用）の想定値からの上振れについては、電源の差替えによる対応が考えられるが、常に差替え可能な電源があるわけではなく、また、差替え可能な場合においても、逸失利益（機会費用）の上振れを全て解消できる場合もあれば、部分的な解消に留まる場合もある。
- また、差替えにより逸失利益（機会費用）が想定よりも下がる場合もありうるが、差替えにより $\Delta$ kW価格が下がる場合は差替え後のユニットの $\Delta$ kW単価に約定単価を変更する必要がある、差替えによるメリットについて、事業者は享受することはできない。
- 上記より、需要や市場価格が変動した場合、事業者は逸失利益（機会費用）の増加リスクに偏って負わされていることとなり、結果、応札未達に繋がっているのではないかと懸念。応札量の増加に向けて、当該リスクを考慮した価格規律の設計が必要ではないかと懸念。

(事業者等提出資料) 市場価格・需要の上振れ(再エネ下振れ) ケース

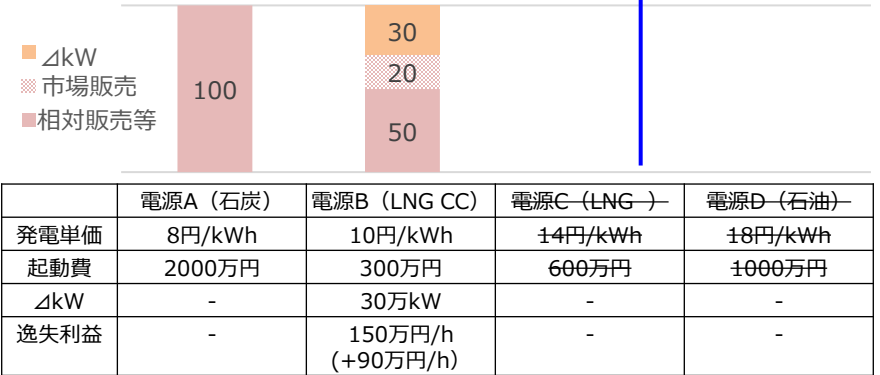
ΔkW応札時(想定)

市場価格 12円(想定)



上振れケース①(差替電源なし)

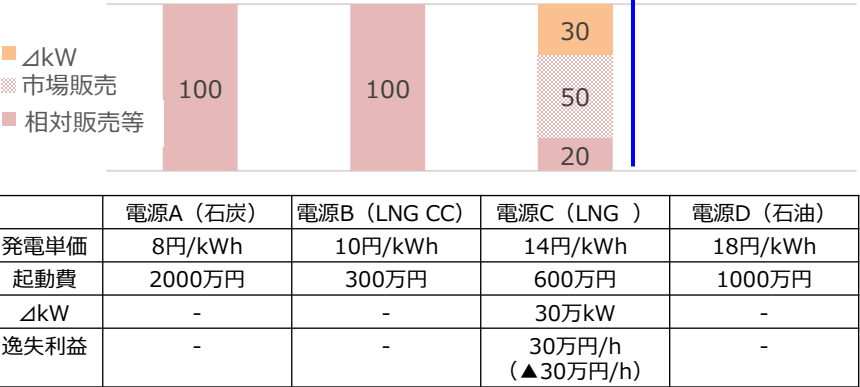
市場価格 15円(実績)



差替電源ができない場合、逸失利益(機会費用)の増加リスクは供出事業者が負うこととなる。

上振れケース②(差替電源あり)

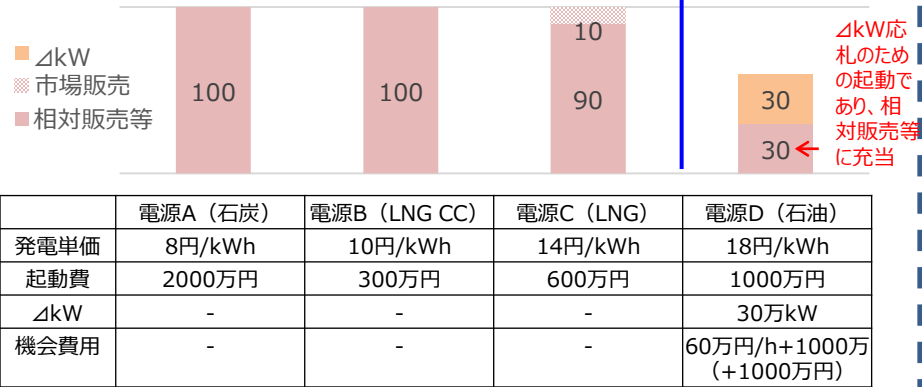
市場価格 15円(実績)



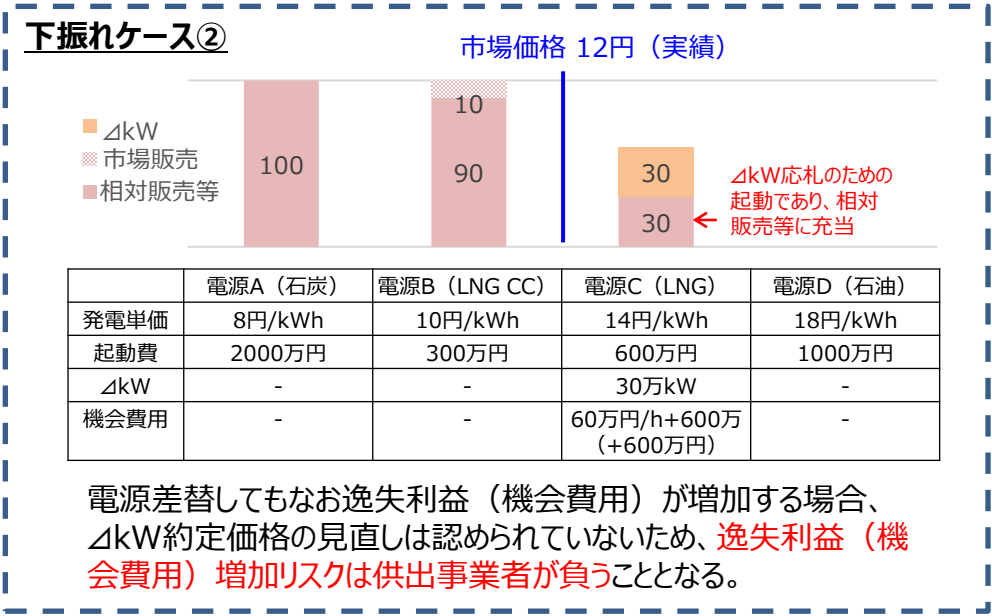
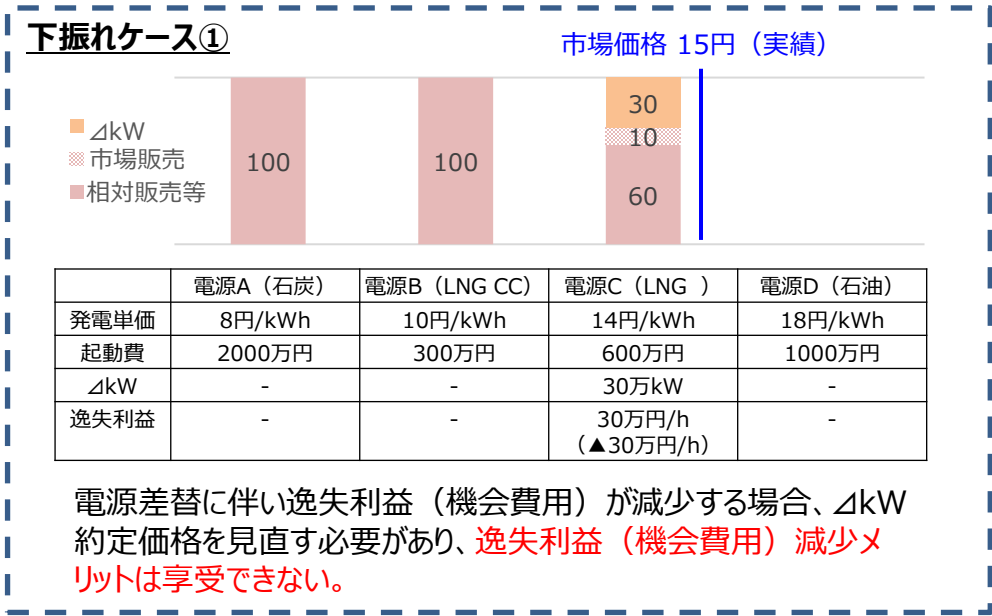
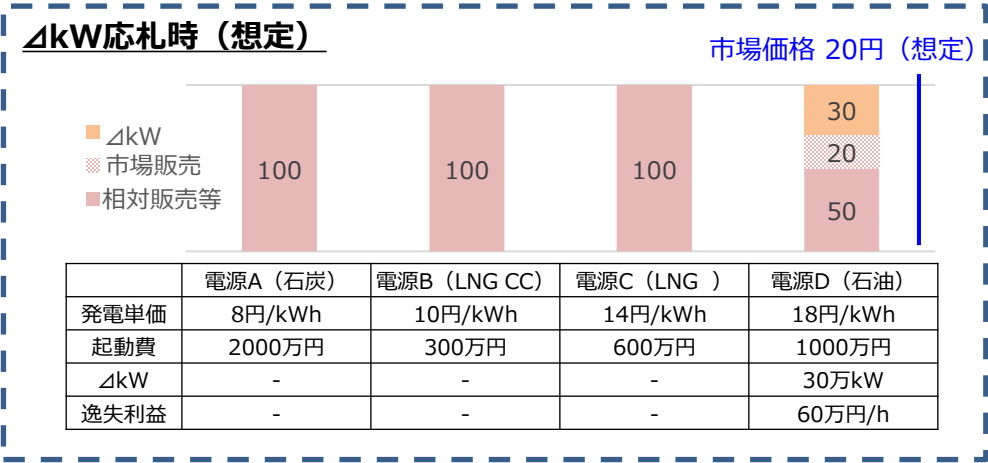
電源差替に伴い逸失利益(機会費用)が減少する場合、ΔkW約定価格を見直す必要があり、逸失利益(機会費用)減少メリットは享受できない。

上振れケース③(差替電源あり)

市場価格 16円(実績)



電源差替しても逸失利益(機会費用)が増加する場合、ΔkW約定価格見直しは認められていないため、逸失利益(機会費用)増加リスクは供出事業者が負うこととなる。





## 1-4 . 事業者等からの提案③（需要変動リスクの織り込みについて）

- 一次調整力～三次調整力① は、一週間前調達となり、スポット市場と限界費用の差分の利益逸失の他、需給が変動することにより追加的に発生するコスト分のリスク（以下「需要変動リスク」という。）<sup>(※)</sup>を負っている。
- 一方で、現行のガイドラインでは、 $\Delta kW$ に需要変動リスクの織り込みが認められていない。
- これは、調達不足の要因とも考えられることから、需要変動リスクの織り込みを認めることが適当ではないか。

（事務局見解）

- 需要変動リスクの織り込みについては、実運用において、予約電源を、約定時の電源及び出力帯の調整力kWh単価で供出することが徹底されていれば、必要な措置とも考えられるところ。現時点では、当該運用はされていないこと等が考えられることから、需要変動リスクの織り込みは不要と考えるところ、引き続き検討事項とする。

（※）需要調整市場約定後の需要変動によって追加で発生する費用に対するリスク

（注）実需給において、需給調整市場の約定電源とは異なる電源で供出を行う場合、現行の需給調整市場ガイドラインでは、需給調整市場約定価格と比して安値への $\Delta kW$ への変更を求めているが、高値への $\Delta kW$ への変更は不可となっている。

# (参考) 今回の価格規律検討案におけるインセンティブの変化 (案)

## 【調整力ΔkW市場の価格規律 (上限値)】

固定費	限界費用	現状	変更案	調整力ΔkWの供出インセンティブ影響
回収済	安い	逸失利益orマージン (「限」×10%×電源 I の平均稼働率 (5%) )	逸失利益+マージン (継続検討)	—
	高い	機会費用+マージン (「限」×10%×電源 I の平均稼働率 (5%) )	機会費用+マージン (継続検討)	—
未回収 容量市場約定 電源	安い	逸失利益+固定費回収のための合理的な額等	逸失利益+マージン (継続検討)	—
	高い	機会費用+固定費回収のための合理的な額等	機会費用+マージン (継続検討)	—
未回収 容量市場約定 電源以外	安い	逸失利益+固定費回収のための合理的な額等	逸失利益+マージン (継続検討)	—
	高い	機会費用+固定費回収のための合理的な額等	機会費用+マージン (継続検討)	—

## 【予約電源kWh市場の価格規律 (上限値)】

限界費用	現状	変更案	調整力kWh供出インセンティブ影響
安い	市場価格	限界費用+マージン(上げ「限」×10%)	限界費用が十分安い電源はインセンティブ減 限界費用が卸価格想定付近の電源はインセンティブ増 (市場価格-限界費用<マージンとなるため)
高い	限界費用	限界費用+マージン(上げ「限」×10%)	インセンティブ増

## 【非予約電源kWh市場の価格規律 (上限値)】

固定費	限界費用	現状	変更案	調整力kWh供出インセンティブ影響
回収済	安い	限界費用±マージン(10%)	限界費用±マージン(上げ10%/下げ10%)	上げ：変化なし      下げ：変化なし
	高い	限界費用±マージン(10%)	限界費用±マージン(上げ10%/下げ10%)	上げ：変化なし      下げ：変化なし
未回収	安い	限界費用±固定費	限界費用±マージン(上げ10%/下げ10%)	固定費が高いと想定すると、インセンティブ減少
	高い	限界費用±固定費	限界費用±マージン(上げ10%/下げ10%)	固定費が高いと想定すると、インセンティブ減少

※実際に使用しなかった起動費等が事後精算の対象となること、及び、応札量確保の観点から、「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を緩和 (2回)  
 ※週間市場への上限価格の設定については、設定方法含め引き続き検討。

1.需給調整市場の価格規律について

2.需給調整市場の入札単価誤りへの対応について

## 2. 需給調整市場の入札単価誤りへの対応について

- 需給調整市場を運営している電力需給調整力取引所から、取引会員（発電事業者）による 需給調整市場（調整力 $\Delta$ kW市場、調整力kWh市場）の入札単価の誤りがあった際の対応について相談があり、以下の案が提示された。
  - 市場で約定したものであることから、取引会員による入札単価の誤りがあったとしても、基本的に取引結果に関しては修正を行わない。
  - 一方、より安価な価格で入札するべき価格であったものに関しては、適正化することが望ましい。そのため、そうした事案に関しては、誤った価格と、より安価で適切な価格との差額に関して、取引会員から一般送配電事業者に対して返還する。
  - なお、上記対応は、需給調整市場の取引規程第60条（臨機の処置）として扱われる。

### 取引規程

#### （臨機の処置）

第60 条需給調整市場システムが障害等により停止した場合、本規程において必要となる需給調整市場システムへの登録および需給調整市場システムを介して行う通知等の実施方法は、都度、市場運営者が定め周知する。

2 本規程に定めのない事項で臨機の処置を必要とする場合は、市場運営者は、本規程の趣旨に準じてその処置を定める。





- 需給調整市場（調整力kWh市場）における取引会員による入札価格の誤りがあった際の対応に関して、**前頁の提案のとおり運用した場合、インバランス料金の扱いを整理する必要がある。**
- 一般送配電事業者から、**前頁の提案を前提とした場合のインバランス料金に関する整理案として、以下を受けているところ。**
  - 調整力kWh市場における入札価格の誤りがあった場合、市場の取引結果に関して修正を行わないため、同様に**インバランス料金の再算定・修正は行わない。**
    - ※ もし単価の登録誤りによってインバランス料金を事後的に修正するのであれば、取引会員が恣意的にインバランス料金を変更することも可能となり、不適切な取扱いになることを懸念。

### （事務局検討内容）

- 取引会員（発電事業者）による需給調整市場の入札単価に誤りがあった場合、市場において決定した取引であることから、基本的には**取引結果を修正する必要はないのではないか。**
  - ※ 三次調整力②の調達費用にはFIT交付金が充てられているため、交付金算定時には取引結果を修正し、算定する必要がある。
- ただし、調整力の調達費用は託送料金が充てられているため、より安価な価格で入札するべきであったことが判明した場合には、**誤った入札価格と、より安価で本来適切であったと考えられる入札価格との差額に関して、当該取引会員から一般送配電事業者に対して返還することとしてはどうか。**
- インバランス料金に関しては、その価格を修正する場合、広域ブロックでの再算定を実施する可能性があり、再算定に係る手続き・コスト等を考慮すると修正することが必ずしも望ましいわけではない。そのため、基本的には**インバランス料金の再算定・修正をしないこととしてはどうか。**
- インバランス収支に関して、最終的には、必要以上に収益として得た分に関しては、レベニューキャップの翌期調整の中で調整し、託送料金に反映されることとなる。