

需給調整市場の運用について

第89回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年9月29日（金）



本議題について

需給調整市場の運用について

- 前回に引き続き、 ΔkW の価格規律の在り方及び上限価格の設定について更に検討を行ったので御意見をいただきたい。
- また、電力需給調整力取引所から、2024年度以降取引開始される複合商品等を考慮したシステム障害発生時のリカバリ処理の仕様案の提示があったことから、御意見いただきたい。

1-1-①. ΔkW の価格規律について（ ΔkW の一定額の検討）

- 前回第88回会合（2023年8月開催、以下「前回会合」という。）において、 ΔkW の一定額の価格規律について、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した案を提示したところ、委員から以下の意見があった。

（委員発言）

- ΔkW の一定額の案について、もともと別物である kW 単価と kWh 単価を換算等することは解釈が難しく分かりづらい。
- 電源Ⅰの公募結果を参照すること、すなわち、容量市場がない頃のデータを使って一定のルールを作ることは、その他の合理的な代替案が出せないならばやむを得ないが、仮にそうなった場合、かなり高めの水準となることを認識するべき。
- また、応札事業者からは、未回収固定費についての懸念が示された。
- こうした議論を踏まえて、事前的措置の対象事業者に対して、前回会合で提示した案で試算した場合に、2024～2026年度に減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される電源について情報提供を求めたところ、次頁以降のとおり回答を得た。

(参考) 事前的措置の対象事業者からのデータ提供内容のイメージ

- 事前的措置の対象事業者からは以下のようなイメージのデータが提供された。(個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定 Δ 約定量、発動される調整力kWh想定は、事業者のシミュレーションによる)

(参考) 事前的措置の対象事業者データ提供内容のイメージ

〇〇年度向け	固定費 A	他市場収益 B	容量確保 契約金額 C	未回収固定費 D=A-B-C	Δ kW収益 E	調整力kWh収益 F	需給調整市場収益 G=E+F	最後まで回収でき ない固定費(億 円) <H>=(D)-(G)	Δ kW想定 GWh	Δ kWh想定 GWh	限界費用 想定(円 /kWh)	マージン	0.33
A	200.0	80.0	50.0	70.0	1.3	1.4	2.7	67.3	200.0	90	15.0		
B	50.0	1.0	40.0	9.0	0.4	0.1	0.5	8.5	60.0	4	20.0		

限界費用が比較的高い電源は、
他市場収益が低くなる可能性がある。

Δ kWの約定想定量によって、
需給調整市場収益がかわる。

Δ kW収益は、
前回会合で事務局が提示した案1、案2のマージンの額をもとに算定
(上記イメージは、案1 Δ kWの一定額 = 0.33円/ Δ kW・30分)

- 事務局において、データ提供された電源について、「固定費が回収可能となる ΔkW の一定額の水準」を試算（※）したところ、以下のとおりであり、発電形態・運転開始時期・運転方針によって、0.33～約60円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とばらつきが大きかった。

（※）他市場収益を控除した未回収固定費を、想定 Δ 約定量で除して算出

- 前回会合で提示した案で試算した場合に、減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される年度がある電源について、**2024～2026年度合計で固定費回収**となる一定額の水準を試算した結果（赤枠）。

発電形態 /燃種等	運転開始時期 （※1）	発電所/ユ ニット数 （※2） （括弧内は電源Ⅰ 応札ユニット数）	固定費回収となる一定 額の水準（全電源） （円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分）	電源Ⅰ 応札価格帯 （2023年度向け）円/ kW	備考
揚水	2010年～	3（2）	約1.0～3.0円	約15,000～約30,000円	
	2000年～2009年	3（3）	0.33～約1.0円	約12,000～約15,000円	
	1990年～1999年	2（1）	約0.38円	約6,000円程度	
	～1989年	9（0）	0.33円	電源Ⅰへの応札なし	
重油・原 油等	1980年～1995年	6（1）	稼働予定なし	約8,000円程度	
	1970年～1979年	4（4）	0.33～約8.0円	約6000円～約23,000円	容量市場収入がない電源含む
石炭	2010年～	2（0）	0.33円	電源Ⅰへの応札なし	
	1970年～2009年	5（0）	0.33～約28円	電源Ⅰへの応札なし	ΔkW の約定量想定が少ない電源含む
L N G	2010年～	12（1）	約0.5～約6.0円	約8000円程度	
	2000年～2009年	4（1）	約0.5～約2.0円	約7,000円程度	
	1990年～1999年	9（6）	約6～約60円	約8500円～約13500円	ΔkW の約定量想定が少ない電源含む
	1970年～1989年	3（1）	約9～約56円	約8000円程度	ΔkW の約定量想定が少ない電源含む

※1燃料転換をした電源は、燃料転換後の運転開始時期 ※2発電所単位かユニット単位かは事業者提出単位による。（注1）原子力・地熱発電除く

（注2）単年度では固定費が回収できないが、2024～2026年度合計で固定費回収となる電源については、「固定費が回収可能となる ΔkW の一定額の水準」を0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とし記載した。（注3）個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定 Δ 約定量、発動される調整力 kWh 想定は、事業者のシミュレーションによる

- 電源の公平性の観点等から、「固定費回収のための一定額」の考え方について、電源毎に差を付けることは望ましくないと考えられる。一方で、前項のとおり、電源毎に試算される「固定費回収可能のための一定額」にばらつきがあるのも事実。
 - このため、電源を以下の2種（A種、B種）に分けて、それぞれ一定額（マージン）を定めることとしてはどうか。（詳細は次頁のとおり）
 - ・ A種：B種以外の電源（前回会合で提示した水準で未回収固定費が回収可能と考えられる電源及び固定費回収済みの電源等）
 - ・ B種：前回会合で提示した水準では固定費が回収できないものとして、監視委と個別協議を希望する電源。
 - なお、B種を選択した電源については、需給調整市場において追加的なインセンティブを付与する電源であることから、電源毎の一定額の協議においては、「ひっ迫の恐れがある時には余力を需給調整市場に応札すること」等を確認した上で、仮にそうした応札行動をとっていないと判断される場合には、監視等委において応札行動の合理性を厳正に確認することが考えられるのではないかと。
- ※当該協議方法の可能性について一部事業者から意見を聴取した際の指摘事項は次次頁のとおり。

●ΔkW一定額の案（詳細は次項）

種類	一定額		個別協議の要否
	案1（ΔkW・30分）	案2（ΔkW・30分） （※）	
A	0.33円	限界費用×1.5～3.3%	不要
B	個別協議①0.33～1.64円	限界費用×1.5～16%	必要
	個別協議②1.64円以上	限界費用×16%以上	必要性についてさらに厳正に精査

（※）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- 「ΔkWの一定額」事務局案詳細（前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載）

- A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{（案1）一定額} = 0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分} \quad \text{（案2）一定額} = \text{限界費用} \times 1.5 \sim 3.3\% \text{（※1）}}$$

（※1）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

$$\underline{\text{一定額} = \text{固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定}}$$

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWのマージンは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhのマージン含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額 = 1.64円/ΔkW・30分 （案2）一定額 = 限界費用 × 7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495円、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

- なお、事務局案については、以下の指摘が一部の発電事業者等からあった。
- ΔkW 一定額の考え方について
- 事務局案の一定額0.33円/ ΔkW ・30分の水準は、調整力公募を通して年単位で電源を予約するよりも、需給調整市場を通して必要量を必要な時に予約することを合理的と考えれば、30分の予約料は、年間契約金額を30分値（年間8,760時間×2）に換算した水準が適切と考えたもの。

（指摘・意見内容）

- 一定額0.33円は、過去の電源Ⅰ約定単価等をもとに未回収固定費を算出し、8,760時間×2で除したことで見積もられた結果と認識。しかし、年間で常時に約する電源Ⅰとは異なり、需給調整市場に8,760時間を連続して落札できる電源は存在せず、実態と大きく乖離する。そのため、除算する値（分母）は減方向に再検討いただきたい。具体的には、稼働率（平均的な補修期間の控除）の考慮や、代表的な電源の約定ブロック数の実績値※を用いてはどうか。

※これまでの「固定費回収のための合理的な額」の単価を算定する場合の除算項も「想定年間約定ブロック数」であったため

- B種電源について
- 需給調整市場において追加的なインセンティブを付与する電源であることから、「ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること」を協議する案を提案しているところ。
- 以下の指摘については、ひっ迫の恐れがある時に余力を需給調整市場に応札するインセンティブとなる一定額を設定することで解消する案も取り得ると考えられるが、必要性については精査が必要。

（指摘・意見内容）

- ΔkW として約定する前から需給調整市場への供出を強制することは、調達側と提供側の公平性の観点から、合理的とはいえないのではないか。（容量市場においては約定後にリクワイアメントが発生する点で調達側・提供側の公平性が保たれていると考えられる。）
- 応札の自由度をなくすことで、時間前市場が高騰する可能性があるのではないか。

1-1-②. ΔkW の価格規律について（前回会合で提示した案1・案2について）

- 前回会合にて、案2として示した考え方については、もともと別物であるkW単価とkWh単価を換算等することについて指摘があったところ。
- 案1では、ほとんどの電源が上限値で入札することが考えられる。限界費用の安い電源の応札インセンティブを一定程度確保できる可能性がある。一方で、限界費用の高い電源の応札インセンティブが確保できない可能性がある。また、国民負担の観点から見れば、案1の方が託送費用を抑えられる可能性が高い。
- 案2では、需給調整市場への供出電源は、スポット市場や相対契約に供出される電源と比して、限界費用が比較的高いと考えられることから、応札事業者のインセンティブ確保に繋がる。一方で、限界費用が高い電源ほど利鞘が多くでる仕組みとなる。
- 応札インセンティブの確保の観点からは案1より、案2が適当と考えられるが、現行ガイドラインと比べた場合、固定費回収済みの電源の一定額は、案1であってもインセンティブが上昇する電源が多いと考えられ、固定費未回収の電源の一定額は、B種電源の案を採用することにより、一定程度確保できると考えられることから、需給調整市場に係る費用が託送費を通じて国民負担となることを鑑み、案1を採用することが考えられる。
- なお、案1を採用することについては、一部の発電事業者等から以下の指摘・意見があった。

（指摘・意見内容）

- 固定的な粗利とする案1の場合、燃料調達費用が上がるほど利益率は減少し、燃料価格高騰時に ΔkW を供出する動機が相対的に目減りすることになるため、案1と案2は選択性としても良いのではないか。

1-3. ΔkWの価格規律について① (ΔkW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、ΔkWの一定額について、応札電源全てを対象することとして、ΔkW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、ΔkW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。

(ΔkW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/ΔkW・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、 $\frac{\text{一定額（円/ΔkW・30分）}}{\text{（案1の値）}} = \frac{\text{限界費用} \times \bullet\%}{\text{（案1の値）}}$ とする。（上記例の場合：一定額（円/ΔkW・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。

事務局が提示したΔkW一定額の案

8

- 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) ΔkW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/ΔkW・30分）＝（案1の値）＝限界費用×●%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。

1-2-①. 一般送配電事業者からの提案（上限価格の設定について_第88回の続き）

- 第86、88回会合（2023年6、8月）において、事業者等から提案があった上限価格の案について、合理的な点・課題点を示したところ、委員から上限価格の設定と価格規律とは別の問題である旨指摘があった。
- 上限価格の水準については、調達主体となる一般送配電事業者から詳細案が提示されたところ（次項）。上限価格の水準については、不確実性がある週間取引で無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、差し支えないと考える。
- 他方で、安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える（※）。
- 今後、検討を踏まえて内容が変更された場合には改めて報告させていただくが、現時点で指摘等があればいただきたい。

（※）資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会（2023年6月27日）において、「2024年度に本格運用が開始する需給調整市場を中心とする調整力確保の在り方については、（略）本年秋頃を目途に全体を取りまとめる」とされている。

（参考）前回会合における委員発言

- 上限価格の設定は、価格規律とは別の問題と考えている。容量市場の上限価格も価格規律ではなく、これより高値であれば、他のより合理的な代替的な方法で調達することを考えるべきだという水準として設定されていると考える。
- 需給調整市場の週間取引の上限価格は、不確実性がある週間取引で無理に調達することは合理的でなく、より実需給に近い断面で取引を行い、リスクを減らして合理的な価格で取引ができる方法に切り替えていく目安となる価格を念頭においていると考える。そして、その発想は間違っていないと考える。
- 週間取引への供出にかかるリスクについては繰り返し指摘され、実際に供出量も少ないことを鑑みれば、今後、システム改修を経て、週間取引から前日取引に切り替えられる過渡期の対応として、しばらく継続せざるを得ない週間取引を将来の姿に近づける真摯な提案であることを頭に入れながら、議論されることを期待する。



(提案の内容)

- 週間取引では、大宗が複合(入札単価が単一)入札と考えられ、入札単価が単一であるため、週間取引における上限価格設定は、商品区分を考慮せず、一次～三次①共通のものとする。
- 上限価格の水準は、以下の点を考慮して、三次②加重平均単価 + 1σ相当を目安※とする。
 - ・市場外調達との関連性を踏まえ、火力の追加起動を概ね妨げない水準
 - ・ΔkW入札価格の指標となるJEPXスポット市場の価格水準や電源Iの固定費水準※市場動向を踏まえ、必要に応じ水準を見直すことも考慮。
- 上限価格の設定見直し頻度は、1週間毎が適当と考える。
- 上限価格を設定した場合でも、安定供給確保の観点から必要な調整力が確実に確保できるよう、調整力の必要量が不足する見込みがあれば、一般送配電事業者が起動指示(起動準備)できる仕組みも必要と考える。

(参考) 1週間毎に上限価格を設定した場合の費用削減額と未達増分量について(週間取引_全エリア計)

【単価：円/ΔkW・h、削減額：億円、未達増分量：億ΔkW・h、割合：％】

			2022年度						2023年度(4~6月)					
			上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減額	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合	上限価格の 平均値	約定平均単価 (上限価格あり)	削減額	削減 割合	未達 増分量	未達 増分割合
①	加重 平均 単価	0σ	6.9	2.5	306	84%	14.0	23%	3.3	1.2	208	97%	8.0	31%
②		0.5σ	14.1	4.4	237	65%	8.5	14%	11.3	3.1	191	89%	5.7	22%
③		1σ	21.3	5.3	196	54%	5.7	9%	19.3	5.3	166	77%	4.1	16%
④		1.5σ	28.5	6.1	161	44%	4.1	7%	27.3	7.0	143	67%	3.2	12%
⑤		2σ	35.8	6.6	140	39%	3.3	5%	35.3	8.7	119	55%	2.4	9%
⑥		2.5σ	43.0	7.3	111	31%	2.4	4%	43.3	10.9	86	40%	1.5	6%
⑦		3σ	50.2	7.7	90	25%	1.9	3%	51.3	12.6	58	27%	1.0	4%

※約定平均単価(上限価格設定なし)は、2022年度：9.8円/ΔkWh、2023年度(4~6月)：16.0円/ΔkWh

(注)

上限価格の平均値：週単位で算定した上限価格の期間平均値

約定平均単価(上限価格あり)：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の約定平均単価

削減額：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減額

削減割合：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の費用削減割合

未達増分量：仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量

未達増分割合：(仮に3次②の加重平均値に基づき週間単位で変動する上限価格を設定した場合の未達増分量)/(週間取引の約定量実績値+未達量実績値)

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ΔkW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：週間調達の前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れ
 - ✓ 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。

1-2-②. 発電事業者からの提案（起動費の織り込みについて_第86回の続き）

- 第86回会合（2023年6月開催）にて、起動費の織り込み方法についての整理（※）としたところ、市場取引で取り漏れた起動費の事後的な実費精算を求める旨の指摘及び意見があり、再度検討を行った（次項）。

（※）第86回会合の整理

「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（例：起動費2回分）することとしてはどうか。ただし、使用しなかった起動費は適切に返還。取り漏れ起動費を先々の取引に計上することは引き続き認める。」

（指摘及び意見の内容）

- リンクブロックの導入などの約定の仕組みが整い、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用についてより適切に計上することが可能になることが「本来的」である旨が2022年1月24日の制度設計専門会合で整理されている。起動費の按分などにより赤字が膨らみかねない運用を事業者に求めたまま、「本来的」な施策が取られない場合の過渡的な改善要望を以下に申し上げる。
- 取り漏れ起動費の先々の取引への計上を認め続ければ、その ΔkW 価格は、 ΔkW を生み出すために真に必要な価値よりも上昇傾向となり、取引時点の ΔkW の価値が正しく表されないことにならないか。そのため、各事業者が1回または2回での起動費で入札には臨む※ことを前提とし、取り漏れた起動費は、先々の取引で回収するのではなく、市場取引外での事後精算が適当ではないか。

※需給調整市場ガイドラインの記述のように事業者が計上の工夫をし、その考え方を監視等委殿に事前に説明をすることも一案

- また、市場制度として「本来的」な施策の検討状況が見通せない間、事業者に取り漏れ起動費のリスクを寄せても良いという理屈はない。せめて入札オペレーションをシンプルにするなど事業者意見を汲み取った配慮をお願いしたい。（この場合、監視等委殿の監視労力も大きく省力化される認識）
- なお、市場取引外の精算の類似ケースを挙げると、持ち下げ入札については、約定後に結果的に不要となった起動費などは、送配電網協議会や一般送配電事業者での検討のもと、既に（先々の取引でなく）翌月に市場取引外での精算を行っているところ。この取り漏れ起動費に関する課題に限って、先々取引での計上を堅持する理由は見当たらないのではないかと。

(事務局検討内容)

- 起動費の織り込みについては、需給調整市場は競争的な市場であることが望ましいこと、及び、事後精算を前提とした入札が行われることは本来望ましくない、とした上で、調達不足改善の観点から対応を検討したところ。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めた場合、未使用分が返還された場合であっても、返還を前提とした起動費の額が多く ΔkW に算入されれば、適切な ΔkW の価格から大幅にずれる可能性があることから、全てのブロックへの起動費算入を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、全てのブロックへの起動費算入を認めず、全額起動費を事後精算とすれば、 ΔkW に起動費が算入しなくなり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。
- 仮に、起動費数回分の ΔkW 算入を認めた上で起動費の事後精算を行うとした場合、最終的に取り漏れた起動費の事後精算が行われるのであれば、応札事業者は全てのブロックに起動費を算入しないことが合理的な行動となり、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できなくなる。そのため、最終的に取り漏れた起動を事後精算する案を認めることは難しいと考えられる。
- 仮に、起動費数回分の ΔkW 算入を認めた上で、起動費の織り込み方法について事業者から事前説明を受けた上で監視し、事後精算を行うとした場合、起動費の織り込み方法について事業者の戦略的な行動を認めているところ、合理的な織り込み方法の評価が困難であると考えられる。
- 以上から、競争が限定的な現在の需給調整市場においては、調達不足改善の観点から、起動費数回分の ΔkW 算入を認めた上で、先々の取引に取り漏れ起動費の算入を認める手法が、市場を通して最適な ΔkW を調達する観点から現時点で取り得る手法と考える。
- 取り漏れた起動費額が回収できるかは担保されないことから、未使用となった起動費を一般送配電事業者に返還する現行規程と非対称となっているが、需給調整市場の費用は託送料金を通じて国民負担となることから、引き続き未使用起動費は一般送配電事業者に返還されることが望ましいと考える。
- また、 ΔkW への算入を認める起動費の回数は、当面2回分とし、事業者の取り漏れの発生状況をみつつ必要に応じて見直すこととしてはどうか。

1-4. 事業者等からの提案①（起動費の織り込み方法について）

- 需給調整市場の運用においては、応札事業者及び調達事業者から複数の要望や改善提案が提出されているところ。調達不足改善及び調達費用圧縮の観点から、提出された要望及び改善提案について検討した。

（事業者等提案）

- 現行のガイドラインでは、 ΔkW に算入可能な機会費用の算出において、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とされているところ（取り漏れがあった場合は、先々の取引に計上可能）。
- 上記の規律は、当初ガイドライン策定時において、約定した ΔkW については事後精算を行わない前提で定められていた。
- 現行ルールでは、 ΔkW 価格の算定処理が煩雑となり、2024年度以降需給調整市場全商品の取引が開始されると応札量に支障を来す。
- 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」規律を廃止してはどうか**（※1）。
- なお、現行の取引規程（2023年3月改定）では、**一般送配電事業者の指令により実際に使用しなかった起動費等については事後精算**（※2）をすることとなっている。

（※1）ガイドラインの改定が必要。（※2）精算は3ヶ月後に、実績に基づき実施。

（参考）需給調整市場ガイドライン

2. 調整力 ΔkW 市場（略）

（適切な起動費等の計上・入札の在り方）

- 原則、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。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

12

（事務局見解）

- 需給調整市場は、競争的な市場であることが望ましく、事後精算（※1）を前提とした入札が行われることは、本来であれば望ましいことではない。
- 一方で、調達不足の改善の観点から、監視方法を整理次第、「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（例：起動費2回分）**することとしてはどうか。ただし、使用しなかった起動費は適切に返還。取り漏れ起動費を先々の取引に計上することは引き続き認める。
- なお、当該課題は、複数時間指定入札（以下「ブロック入札」という。）が導入される場合（※2）は、再度検討する。

（※1）実際に使用しなかった起動費等の事後精算

（※2）第39回需給調整市場検討小委員会（2023年6月）にて、ブロック入札を導入しないと決定されたところ、今後、大きな状況変化等があった場合には、ブロック入札の導入について再度検討される。

13

適切な起動費等の計上・入札についての考え方

- 現在の需給調整市場において、起動費等を連続するブロックにおいて重複計上し、過剰に回収することは、結果的に必要な経費以上の金額を入札事業者が得ることとなる可能性が高いため、のぞましい入札行動とは言えない。
- 他方、起動費等の重複計上を認めない場合、歯抜け約定が発生した際に取り漏れが生じる。この取り漏れ分を完全に入札事業者のリスクとするのは、入札事業者の負担が大きいという考え方もありうる。また、今回あらためて調査を行ったところ、傾斜配分により入札している事業者において、取り漏れが発生していることがわかった。
- したがって、連続するブロックに起動費等を重複計上することは基本的に認めないこととしつつ、歯抜け約定による取り漏れに対しても一定の配慮を行うことが必要と考えられるのではないか。
- なお、本来的には、広域機関において検討される予定のブロック入札の導入や、さらにはリンクブロック機能やThree-Part Offer等の導入が行われれば、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用についてより適切に計上することが可能になると考えられるところ。したがって、中長期的な対応としては、ブロック入札やThree-Part Offer等の導入が適切と考えられるところであるが、それまでの短期的な対応として、どのような起動費等の計上・入札の考え方が適切であるかを整理することとする。

1-2-③. 発電事業者からの提案（新規_複合商品への供出インセンティブ）

- 事業者から、複合商品への供出インセンティブをについて、単一商品と比して高くする旨の指摘及び意見があったことから、検討を行った。
- 複合商品への供出インセンティブの必要性については、未だ取引が開始されていないところ、単一商品と比してどの程度インセンティブを付けるかの考え方の整理が困難と考える。
- また、複合商品への供出の多くは、現在電源 I 契約電源を所有している旧一般電気事業者（価格規律の対象となっている事業者）によって行われることが考えられ、仮に、新規参入事業者の多くが単一商品に応札している場合、複合商品にインセンティブを付けることは、新規参入事業者の応札インセンティブを阻害する可能性がある。
- 複合商品は単一商品と比較して約定しやすいというインセンティブはある上で、仮に商品毎にインセンティブ付与をする際には、慎重に検討する必要があると考える。

（指摘及び意見の内容）

- 現在の価格規律では、全ての商品（一次～三次②）で同じ価格規律となっており、商品毎のスペックが反映されておらず、 Δ kWの量が低速商品に包含される場合は、高速商品への追加的なインセンティブが殆ど得られない。一方で、一次から三次①の各々単独（4つの商品ごと）の間に価格規律に差を設けることが、複合商品への入札インセンティブ確保との関係から困難であることは理解するところ。
- そのため、複合商品への応札を促す観点、ひいては市場活性化（調達不足の解消方向に寄与）の観点から、複合商品側への誘導（供出インセンティブ）を確保することについて制度上で手当てし、安定供給に貢献させることが大切ではないか。
- 一般送配電事業者にとっても複合商品を確保するニーズは強いと推測され、むしろ単一商品に応札している事業者の投資・改修への意欲を高めて必要調整力を効率的に調達させることこそ、制度設計が果たすべき役割であると考ええる。（複合商品にインセンティブがあるからといって、新規参入事業者が単一商品への応札を取りやめるとは全く考えづらい）

1-3. その他論点（揚水機及び蓄電池の限界費用について）

- 調整電源として使用される揚水機及び蓄電池の揚水・蓄電ロス分の託送費の従量料金については、これまで揚水ペイバックとして、一般送配電事業者が調整電源費用として事後精算していたところ、①手続き簡略化、②応札価格を実態的成本に近づける観点から、需給調整市場の限界費用の応札価格の中に揚水・蓄電ロス分の託送費の従量料金を予め含めることとしてはどうか（※）。
- なお、上記にした場合、応札価格が上昇することから、揚水電源がこれまでと比して競争力が若干下がる可能性があるが、実態コストを市場に反映させることが重要と考えられるのではないかと。

（※）揚水ロス：ポンプアップ等に要した電力量と発電した電力量の差。現行の運用では、一般送配電事業者が運用した電力にかかる揚水ロス相当の託送費は事後的に精算されている（揚水ペイバック）。一般送配電事業者の一時的な揚水機の運用が起因となり託送料金の基本料金が上昇した場合は、引き続き事後的に精算されることが考えられる。

● 揚水機及び蓄電池の限界費用の算定式

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

（参考）揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定することについて

- 現行の運用では、一般送配電事業者が運用した電力にかかる揚水ロス相当の託送費は事後的に精算されており、2024年度以降も、引き続き、同様の運用をすることは可能であるところ。
- 揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定した場合、揚水機の上げ調整kWh単価・下げ調整単価は現在より上昇し、上げ調整は指令されにくく、下げ調整は指令されやすくなることが考えられる。また、インバランス料金単価に影響を及ぼす可能性がある。
- 一方で、揚水ペイバックは市場外精算であることから、極力行わないことが適当と考えられることから、揚水機の限界費用は、揚水ロスにかかる託送費の従量料金分を含み揚水ロスを勘案し算定することを認め、実質託送料金の従量料金にかかる揚水ペイバック精算の運用を廃止することが適当と考える。

2022年10月5日 第21回 料金制度専門会合 資料 3

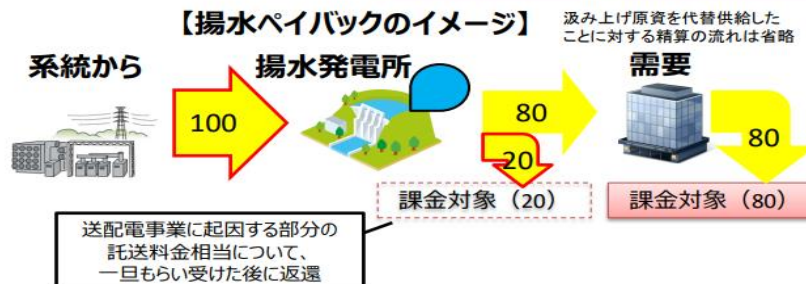
（参考）揚水ペイバック費用について

- 一般送配電事業者が、調整力として小売事業者等が保有する揚水発電所を稼働させる場合、揚水発電所で水をポンプアップする際、変換効率のため一定量がダムに水位エネルギーに変換されず、ロスが発生（揚水ロス）。
- この揚水ロスは、託送料金の課金対象となっているところ、一般送配電事業者が調整力を発動させるために行ったポンプアップの部分については、小売電気事業者等に対して、託送料金相当を返還（揚水ペイバック）し、相殺している。
- 託送料金の基本料金部分のペイバックについては、契約電力のうち一般送配電事業者の起因による運用分を特定し精算。
- 託送料金の従量料金部分のペイバックについては、一般送配電事業者の起因による発電量分を精算。

【揚水発電に関する託送料金還元のイメージ】



【揚水ペイバックのイメージ】



1－4．需給調整市場システム障害発生時のリカバリ処理について

- 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、2024年度以降取引開始される複合商品等を考慮したリカバリ用Webアプリの仕様案について提示されたところ。
- 技術的検討に基づくものであり問題ないとする。
- 電力調整力取引所提出案

（経緯等）

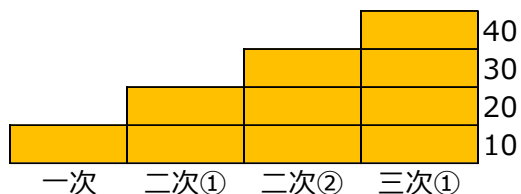
- 現行、需給調整市場システムの障害発生時のリカバリ処理として、リカバリツール（エクセルマクロ）を用いてエリア内約定処理を行っているが、業務効率化、取引会員への通知の迅速化を目的に、Webサーバ上で動作するリカバリWebアプリの開発に着手している。
- リカバリWebアプリでは取引会員への通知方法として、取引会員ごとにWeb上で約定結果のファイルをダウンロードしていただく方法を志向。2024年3月の運用開始を予定。

（広域約定と複合約定の扱い）

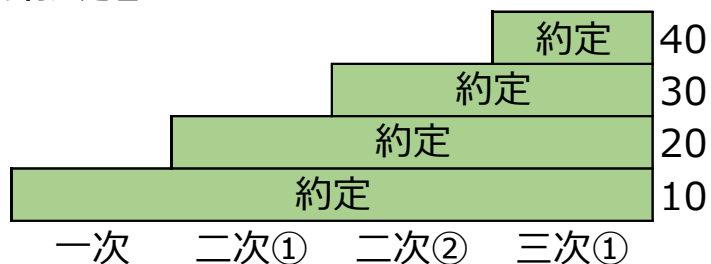
- 広域約定ロジックは計算方法が複雑でありリカバリ処理でのプログラム構築が困難であるため、従来のリカバリツールと同様にエリア内約定とする。
 - 複合約定ロジックは複合商品の複雑性、計算所要時間、解の収束性から実装不可。
 - そのため、複合札としての応札については、以下のとおり取り扱う。
- 一次調整力から順にその商品区分の応札量にもとづいて応札があるものとして扱う。
- 次の商品区分では前段までの商品区分の約定量を減じた応札量とする。
- 最小約定希望量をまずはいずれかの商品区分で満たすことを前提とする。

(参考) 複合札の本来の約定処理とリカバリ処理の違い

①電源Aの複合札の応札



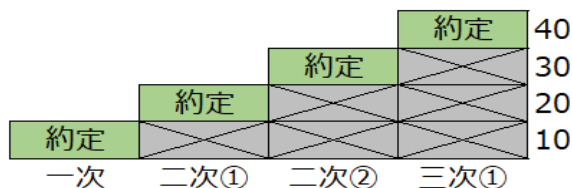
②本来の約定処理



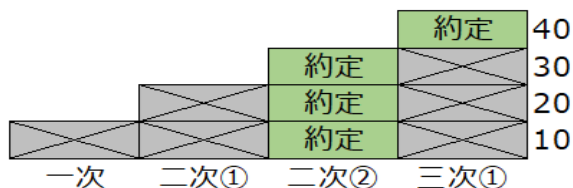
③リカバリ処理

複合札の約定例

(例1) 最小約定希望量 = 10



(例2) 最小約定希望量 = 30

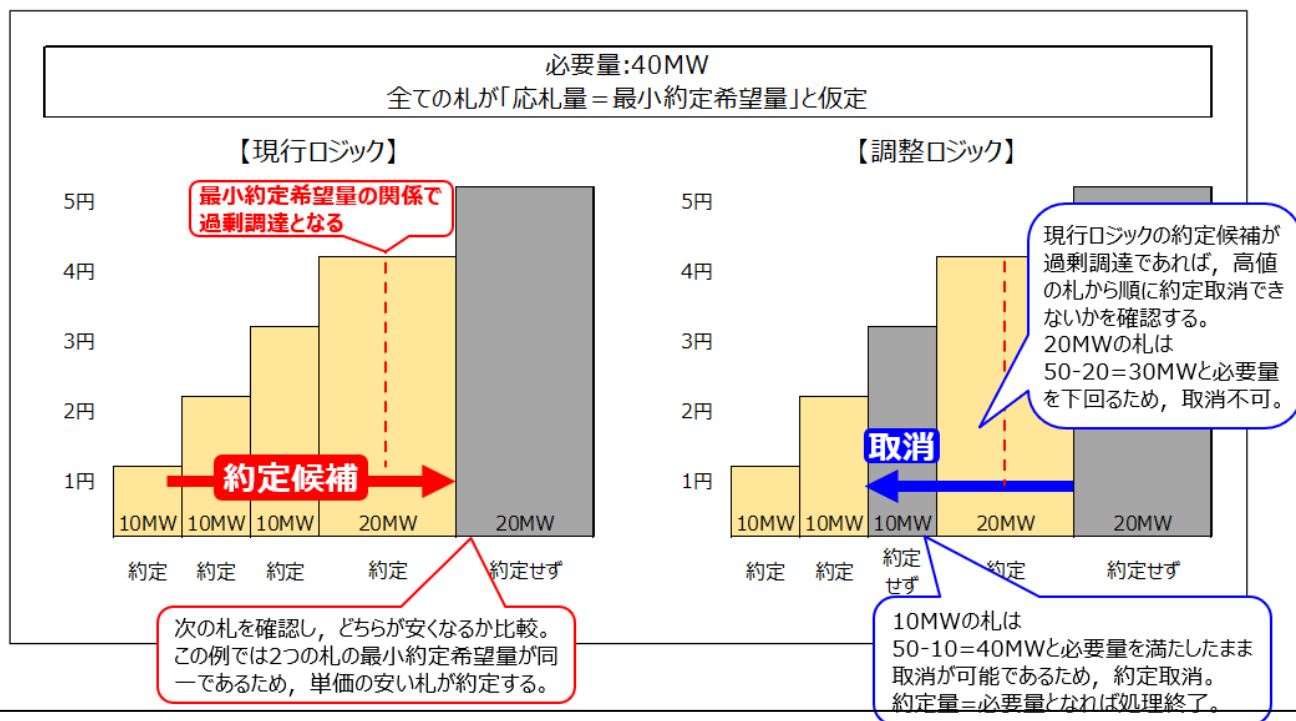


複合商品に応札した事業者からは約定した高さが「本来の約定処理」と同じであれば、複合約定しなくとも、市場から得られる ΔkW 料金は変わらない。
(「②本来の約定処理」ではエリア外に約定する可能性があるが、リカバリ処理ではエリア内約定に限定される。)

(事務局注) 最小約定希望量：入札時点において登録する最小約定希望量は、入札量に対して落札量が少量となった場合に、リソースの特性によっては許容範囲の制御が困難となることが考えられることから設定しているもの。

(その他改善点)

- 現行のリカバリ約定ロジックは単価の安い札から順に約定候補とし、必要量を満たす時点の札の最小約定希望量の関係で過剰調達となっていた場合に、次の札と入れ替えることで安くなるか否かの判定のみを行っている。このため、最安の組み合わせを求める需給調整市場システムを通じた約定時よりも、必要量に対して過剰調達となる可能性が高かった。
- これに対し、最も単価の高い札から順に「約定を取り消す」または「最小約定希望量を満たす範囲内で約定量を減らす」というロジックを追加し、より安価な組み合わせの電源を約定させることにより、需給調整市場システムを通じた約定時により近づく約定結果を出せるよう改善を行う。



（参考）需給調整市場システム障害発生時の対応

需給調整市場システム障害発生時は、以下のとおりシステムトラブル復旧見込みや約定処理時刻までの時間等をから検討が行われ、最終的に運営委員会の判断により、リカバリ処理を行うか否かの決定がされる。

第64回 制度検討作業部会 資料5-1

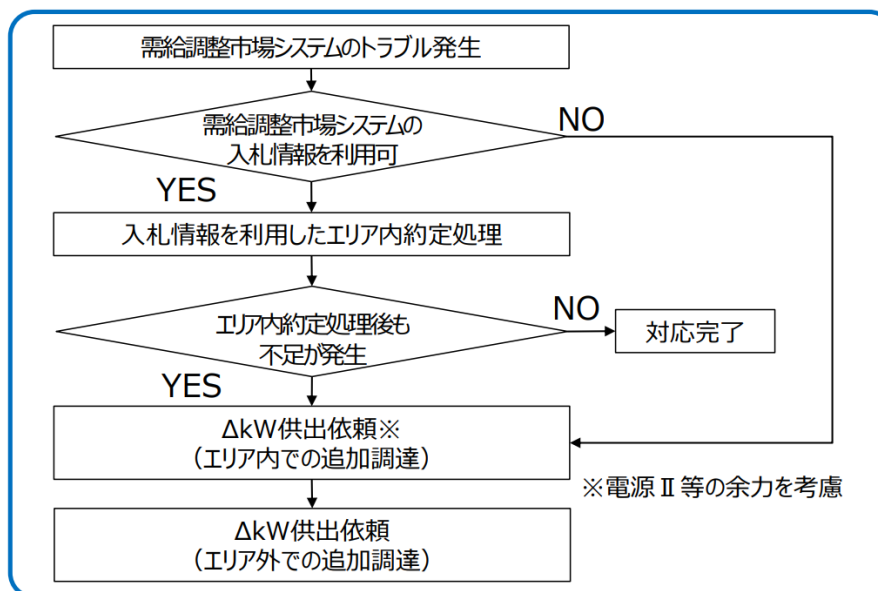
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/064.html

【参考】約定処理不具合発生時のコンティンジェンシー対応

29

- 電力需給調整力取引所では、「リスクが顕在化した際に可能な限り事業継続を図り、取引会員等への影響を最小化する」という考え方に則り、需給調整市場システムのトラブル等によって約定処理不具合が生じた場合のコンティンジェンシー対応について整理している。

＜コンティンジェンシー対応の概要（三次②・三次①共通）＞



©EPRX. All Rights Reserved.

（注）複合約定導入後は約定処理が収束しない可能性があり、その場合についてよりリカバリ対応に移行となることが考えられるところ、約定処理の計算打ち切り時間は16時とする方針で議論中