

ベースロード市場に関する検討について

2022年12月22日（木）

第80回 制度設計専門会合

事務局提出資料



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

本日の御議論

- 大規模発電事業者と新電力のベースロード電源（以下「BL電源」という。）へのアクセス環境のイコルフットイングを図り、更なる小売競争の活性化を図る仕組みとしてベースロード市場（以下「BL市場」という。）を創設し、2019年7月よりJEPXにおいてオークションが開始された。
- 前回会合（第79回制度設計専門会合）においては、本年度第1回及び第2回オークションの監視の結果、供出上限価格の算定における燃料費の価格変動リスクについて大規模発電事業者の裁量の余地が大きく、算定次第では実質的な売り惜しみにつながる可能性もあること、監視等委員会において制度の見直しを検討していくことが必要とされたこと等を踏まえて、今後の制度のあり方について御議論いただいたところ。
- その後、資源エネルギー庁においても、BL市場を取り巻く現在の電力卸売の環境や、BL市場の制度趣旨、安定供給や小売電気事業者の経営安定化等の観点を踏まえ、今後のBL市場の役割や、相対取引とBL市場の制度的な供出量の関係、また商品のあり方等について、検討が進められているところ。
- 本日は、前回いただいた御指摘や資源エネルギー庁における議論を踏まえつつ、BL市場のあり方について、引き続き御議論いただきたい。その際、直ちに解決すべき課題と中長期的な課題があるが、燃料費の価格変動リスクについては、直ちに取り組むべき課題と考えられるため、まずはその点から御議論いただきたい。

①2022年度第3回オークション結果について

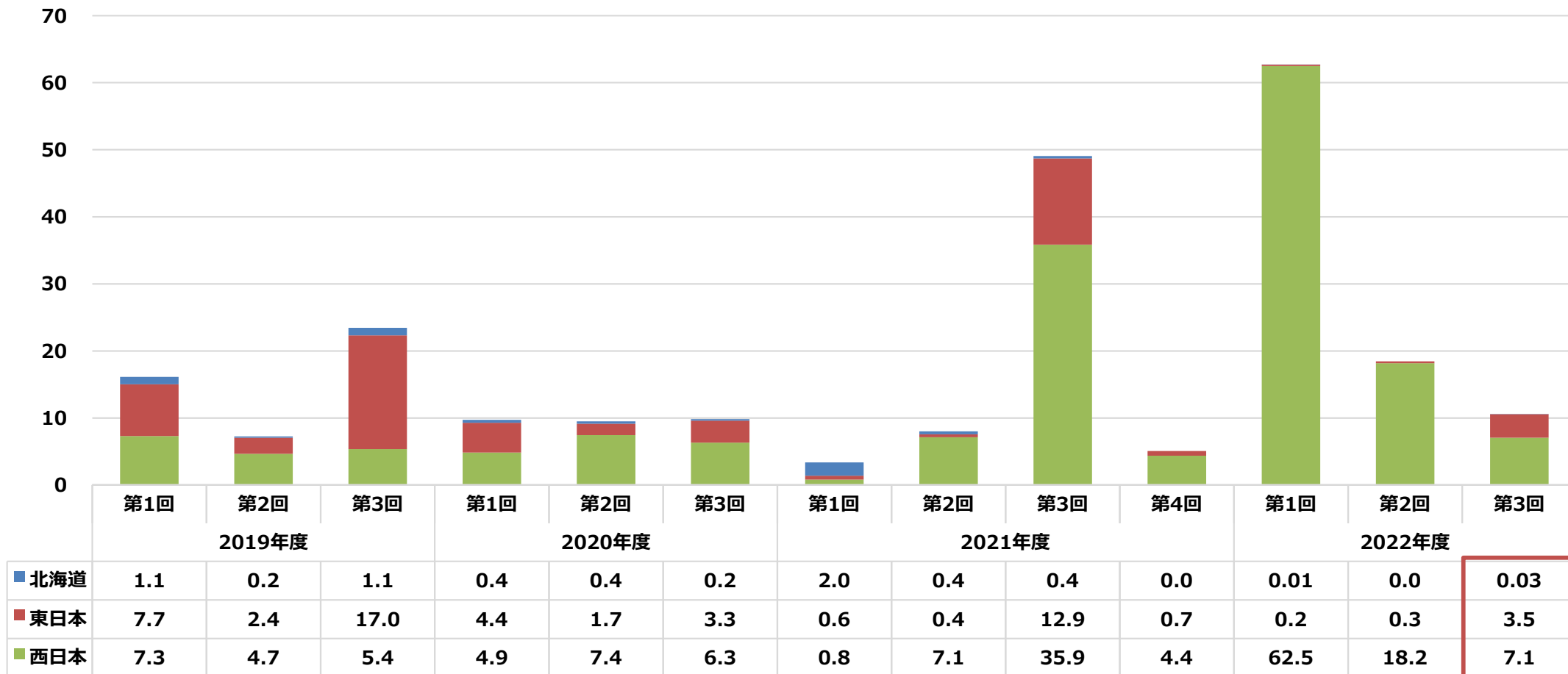
②燃料費の価格変動リスクの見積りについて

BL市場の約定量について

- 2022年11月30日に本年度第3回オークションが実施された。
- 約定量は、合計で120.8MW（年間の電力量換算で約10.6億kWh）となっている。
第1回・第2回オークションと比べて、約定量は限定的。

2022年12月21日 第73回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

オークション別約定量 [億kWh]



BL市場の約定価格について

- 約定価格は、全エリアで電力先物価格に近い水準となった。
- 一方で、売り札平均価格は依然として電力先物価格に比べて高い水準で推移しており、買い札平均価格は電力先物価格に比べて低い水準で推移している。

2022年10月3日 第70回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

2022年12月21日 第73回 制度検討作業部会 資料3より事務局で一部加工

<2022年度第2回オークション結果と参考価格> (円/kWh)

商品エリア	約定価格	(参考)基準エリアの直近月までの平均エリアプライス		(参考)TOCOM先物価格※3
		1年分※1	6か月分※2	
北海道	※4	21.36	22.83	35.41
東日本	37.67	23.55	26.17	
西日本	25.11	20.65	20.94	28.20

- ※1 スポット市場価格単純平均にて算出 (2021年10月1日～2022年9月30日)
- ※2 スポット市場価格単純平均にて算出 (2022年4月1日～2022年9月30日)
- ※3 1年間分の先物市場価格帳入値段単純平均にて算出 (9/30 2023年4月限～2024年3月限)
- ※4 2022年第2回目は北海道約定無し

<2022年度第3回オークション結果と参考価格> (円/kWh)

商品エリア	約定価格	(参考)基準エリアの直近月までの平均エリアプライス		(参考)TOCOM先物価格※3
		1年分※1	6か月分※2	
北海道	29.95	23.16	25.35	30.48
東日本	31.00	25.39	27.91	
西日本	23.50	21.10	21.90	23.84

- ※1 スポット市場価格単純平均にて算出 (2021年12月1日～2022年11月30日)
- ※2 スポット市場価格単純平均にて算出 (2022年6月1日～2022年11月30日)
- ※3 1年間分の先物市場価格帳入値段単純平均にて算出 (11/30 2023年4月限～2024年3月限)

(出所) 日本卸電力取引所 (JEPX) 及び東京商品取引所 (TOCOM) 公開情報を基に事務局にて作成。

<第2回オークション平均価格>

	売り札平均価格 ※1	買い札平均価格 ※1
2021年度第2回	12.73円/kWh	9.08円/kWh
2022年度第2回	36.65円/kWh	24.17円/kWh
前年同期比増減	+23.92円/kWh	+15.09円/kWh

※1 : 売り札平均価格及び買い札平均価格は、全エリアの注文量および注文価格の加重平均にて事務局作成。

<第3回オークション平均価格>

	売り札平均価格 ※1	買い札平均価格 ※1
2021年度第3回	13.17円/kWh	10.82円/kWh
2022年度第3回	31.61円/kWh	22.50円/kWh
前年同期比増減	+18.44円/kWh	+11.68円/kWh

各社の燃料費見積りについて

- 各社の供出上限価格について、現在、詳細に確認を行っている最中ではあるが、燃料費見積り方法に大きな変更は確認されていない。
- 第2回オークションまでと同様、事業者によっては燃料費の価格変動リスクを相当大きく見込んでおり、応札時点の燃料先物価格を大きく上回っている。

■ 石炭燃料費見積り単価と貿易統計との比較

単位：円/t	直近の 現物価格 (貿易統計) ※ 1	石炭燃料費見積り単価※ 2		直近の現物価格との乖離		応札時点の 石炭先物価格 ※ 3	応札時点の 石炭先物価格との乖離	
		最も低かった 事業者	最も高かった 事業者	最小	最大		最小	最大
2021年第3回 (2021年11月時点)	21,250	17,437	27,936	▲3,813	+6,686 (+31%)	13,363	+4,074	+14,573 (+109%)
2022年第1回 (2022年7月時点)	51,303	44,278	121,479	▲7,025	+70,176 (+137%)	40,152	+4,126	+81,327 (+203%)
2022年第2回 (2022年9月時点)	53,258	57,896	124,852	+4,638	+71,594 (+134%)	45,401	+12,495	+79,451 (+175%)
2022年第3回 (2022年11月時点)	59,224	49,704	131,248	▲9,520	+72,024 (+122%)	46,979	+2,725	+84,269 (+179%)

※ 1：財務省 貿易統計（概況品コード 3010105（一般炭））から算定。なお、2022年11月時点の数値は速報値を採用。
※ 2：石炭燃料費見積り単価には、リスクプレミアム・フレート代等も含む。
※ 3：石炭先物価格は、オークション時点のICE Newcastle Coal Futuresの単純平均を当日の為替レートを乗じて算出。
(2021年11月30日 2022年4月限～2023年3月限 2022年7月29日時点、2022年9月30日時点、2022年11月30日時点 2023年4月限～2024年3月限)
(出所) Barchart HP及びみずほ銀行HPを基に事務局にて作成。

■ BL市場ガイドラインより抜粋

(a)費用の算定
「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第3条第2項各号の方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。ただし、同項第2号に定める燃料費に関して、ベースロード取引は受渡期間を通じて固定価格で電気の受け渡しを行うものであるため、供給計画等を基に算定した数量に乘じる単価としては、価格変動リスクを勘案した価格（燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格）を用いる。

①2022年度第3回オークション結果について

②燃料費の価格変動リスクの見積りについて

前回会合における御議論

- 前回会合においては、検討の方向性案として、（案１）燃料費単価の見積りルールの明確化、（案２）燃料費調整制度の導入、（案３）内外無差別のさらなる徹底、をお示しさせていただいたところ。
- 前回会合における御議論では、燃料費調整制度のように、燃料費を事後清算するスキームを支持する御意見が多かった。その際、制度設計を工夫することによって、市場の細分化を回避することも可能との御指摘もあった。
- 一方で、固定価格の維持にもメリットがある、燃料費の事後清算と固定価格のハイブリッドもあり得るとの御意見もあった。他方で、固定価格の算定時の燃料費の変動リスクの見積もりは本来事業者が行うべきとの御指摘があった。いずれにせよリスクを完全に取り除くことは難しいとの御意見もあった。
- また、いずれにせよ内外無差別の確保は必要との御意見があった。
- こうした御意見を踏まえ、過大なリスクプレミアムによる課題を解消しつつ、発電事業者によるリスクの適切な織り込みや卸売の内外無差別性を確保するといった様々な要請を満たすため、燃料費調整制度のように、燃料費を事後清算するスキームを導入することを軸として、検討を深めていくこととしてはどうか。

(参考) 前回の専門会合における委員等のご意見 (1 / 2)

- 将来の燃料不確実性をどのように反映するのかというところ。案1～案3は丁寧に整理いただいた。案2が良いのではないか。将来の不確実性のリスクは事業者が決めるべきところであり設計は難しいのではないか。案3は魅力的だが、同等性の確認は困難であり、監視や是正が難しいのではないか。案2を前提に、燃調について折り合わなければ落札者がキャンセルできるような仕組みはできないか。【松田委員】
- 今回の結果、石炭先物価格に比べて2倍以上のコストを入れちゃう事業者が出たのは問題。これが売り惜しみでなければ何が売り惜しみなのか。GLの裁量の余地がすごく大きいのを悪用したとも思える。これを前提にすれば、案1から案3が出てくるのはやむを得ない。案1に関しては、事業者が本来リスクを見込むべき。先物価格だとしそれを超えるのは認めないというのもあり得る。今回の事例を見る前と見た後では状況が違ふ。事業者の裁量を狭めるので良くないという議論は妥当性あるのか、大いに疑問。案1は重要な選択肢。案2はとても良い面もあり、問題がある面もあるという書き方になっている。燃料費調整制度を入れればいいというのは反対する理由はない。燃調を付けて売り手の数、商品の数だけ市場が分断してしまうことについて。例えば基準価格を統一で定めて、燃調を各社の電源構成に入れて設計する。各社の小売価格のように燃調をつけてリスクプレミアムは認めないとすればとてもクリアな市場。落札者がこんな燃調とは思ってなかったというのもある。燃調がどういうものが付いているか明らかにして、買い手がそんな燃調が付いているなら要らない。キャンセルできるとすれば、エリアをまとめても燃調を導入できる。買手の落札事業者には比例配分でき、部分約定ができてしまう。基本的に1年前に売れるものであり、部分約定はできるのではないか。通常の燃調と同じやり方であれば化石燃料が上がっているのであれば3カ月遅れであがる。小売価格も上がり、調達価格もあがるので市場価格高騰がそれ以外の影響で起きるので買う理由はある。さらに案2や案3のハイブリッドもあり得る。BL市場現行と同じやり方で一旦入札し、売れ残りは足元の現物価格に置きなおし+燃調で入札することにすれば同じ役割を果たせる。無茶なプレミアムを織り込んだ会社はより安くなる可能性もあり、無茶な織り込み方ができなくなるのではないか。エネ庁も共同しながら合理的な案をだすべき。案3の内外無差別については、BL市場があろうがなかろうが貫徹しないといけず、この文脈でなくてもやるべきである。そのため合理的な案は案1・案2。【松村委員】
- BL市場の話だが、本質的には内外無差別ができていないところに尽きる。黒に近いグレーと言っていたが、この市場で外部に売れなくても内部に売れると考えているのではないか。BL市場だと固定だが、内部には燃調が付いている。だとすれば案2のように燃調を入れていくのが一番スムーズではないか。その上で、当たり前のように内外無差別を確認する。市場分断される、燃料構成が違いフォーミュラが異なる。買い手はどの燃調が魅力的かを考えたうえで入札する。エリアをまたいで使えないのであれば、難しい。案1に関しては、リスクをどのように判断するのかは経営判断であり最大限に織り込んで価格に乗付けると内部にはこんな価格ではいけない。【圓尾委員】

(参考) 前回の専門会合における委員等の御意見 (2 / 2)

- 案1については、事務局ご指摘の通り設計によっては発電事業者が回収困難となるコストが生まれる。先物を使うことでBL市場の固定価格が維持されるメリットもある。電取委では監視もしてデータが集まってきているがBL市場の本旨に即した必要なコストをカバーできるようにしなければならない。案2については、リスクヘッジを勘案していくのであれば事業者ごとの電源保有状況によりエリアごとに市場が細分化されてしまう。エリアによって全く異なる。全国大での電源調達に資するのか。極力市場範囲が分割しないようにご議論いただいているところ。【加藤オブ】
- 従前からBL 市場には課題が多い。市場の信頼が歪む。実態として相対価格の指標にもなってしまう。東日本エリアの約定価格が現実として高値がつき小売料金が全く成り立たない。自社小売にこの価格で卸を行っているのは明らか。大規模発電事業者の判断で、ここまで市場が歪むという事象があらわれた。案1と案2のハイブリッドもあるかと思う。売り手買い手にとって完全にリスクを取り除くのは難しい話である。どこかでハイブリッド的なものを考えていかなければならない。【中野オブ】
- 1 4 スライドの適格相対契約の控除量はあくまで最初限定していたものであり早急に見直すべき。内外無差別な卸が進んできているので早急に見直していく。控除限度をなぜやる必要があったのかを考えるとなくていい。BL 市場は市場を介して取引すべきなのが、スポット市場の価格を通して市場分断値差が発生している。燃調を付与して卸売するという考え方もあり得るのではないか。これを集めて一斉にやる必要性はないのではないか。全国大でやる必要がそもそもあるのか。このあたりをどのように考えていくべきなのか。エリア内で各社が独自にオークションを行う。北海道電力のようにブローカーがやることも考えられる。取引所でやる必要はあるのか。【國松オブ】
- 燃料価格の変動リスク織り込みについて、各社の合理的な判断でありロジックに基づいて算出されている。BL 市場ガイドラインに基づいていけば事業者ごとに差が出ていてもいい。石炭価格の予測は非常に困難。想定したリスクを上回っており、逆ザヤとなっている事業者もいるのではないか。案1について、燃料費単価の見積ルール明確化については約定量を全量ヘッジできるとは限らない。過度なリスク負担が生じる。発電事業者にこれを持てと言われるのは受容できない。案2について、中間とりまとめにおいてBL市場で燃調を導入することで市場を介してリスク回避を行うとされていたところどう整理するのか。理論的にはありうると思うが、実現性の観点からどうするのか。案3については、BL市場での売れ残りについて相対契約は自由で各社各様となっているなかで内外無差別が取り組まれているのであればBL市場はなくても達成されている。民民の契約に過度な規制となるのではないか。【松本オブ】
- BL市場ガイドラインにて燃料費の見積り方法に裁量が認められており、開きが出てきている。新電力のBL電源のアクセスイコールフットイングとなっているが、BL市場が扱える市場になっているかといわれると難しい。この市場で売れなくても構わない。今の情勢下でBL市場を見直す必要がある。松村委員の案2も伺っていて工夫の余地がある。細分化のデメリットにスポットがあたっていたが卸取引の取り組みも踏まえて市場設計を見直しても良いのではないか。今のままルールを変えないということはない。【竹廣オブ】

燃料費の事後清算スキームの基本的な考え方

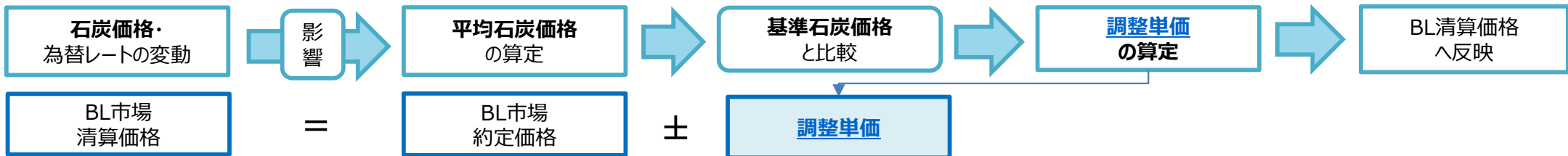
- BL市場における大規模発電事業者の供出上限価格は、石炭火力・原子力・一般水力（流れ込み式）・地熱の発電コストを発電量で除すことによって算出されている。
- このうち、石炭火力の燃料費が発電コストの大部分を占め、かつ、ボラティリティが高いことに鑑みれば、**石炭価格を事後清算の対象とすることが妥当**。現行の規制料金における燃料費調整制度を参考に、**基準石炭価格を設定し、当該価格を織り込んだ供出価格でオークションを実施した上で、受渡年度における石炭価格と基準石炭価格の差額を事後的に清算**することが考えられる。
- その際、**基準燃料価格の設定方法**（参照価格、採録期間）、**調整単価の算定方法**（受渡年度における石炭価格の参照価格、BL電源に占める石炭火力の割合に基づく係数の設定）の考え方を検討する必要がある。

①燃料費の事後清算制度導入後の各社の供出上限価格・供出価格（イメージ）

$$\boxed{\text{供出価格※}} \leq \boxed{\text{供出上限価格}} = \boxed{\text{基準石炭価格で算定したBL発電平均コスト}} \div \boxed{\text{受渡期間のBL電源発電量}}$$

※加えて、BL電源に係る社内もしくはグループ内取引価格と整合する水準で供出価格は決定される。

②燃料費の事後清算制度のしくみ（イメージ）



③調整単価の算定方法

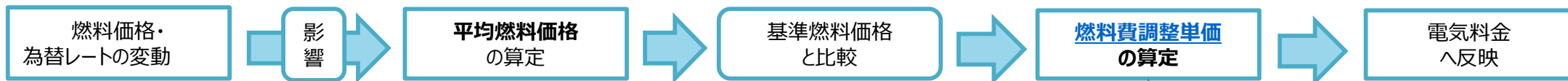
平均石炭価格が1,000円/ton変動した場合の円/kWh当たりの変動額。

$$\boxed{\text{調整単価 (円/kWh)}} = \underbrace{\boxed{\text{石炭消費数量 (ton)}} \div \boxed{\text{BL発電電力量 (kWh)}}}_{\text{係数}} \times \boxed{1,000\text{円/ton}}$$

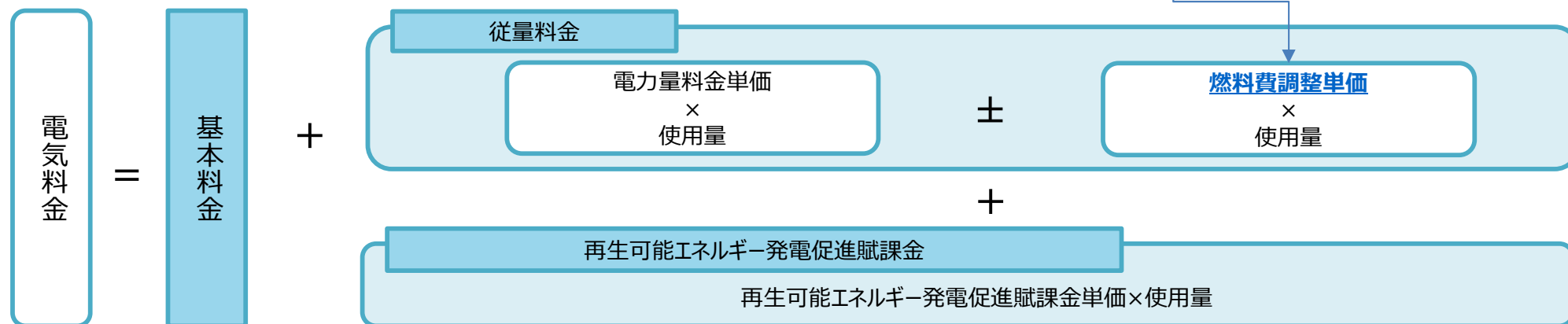
(参考) 燃料費調整制度について

- 燃料費調整制度は、**原油・LNG・石炭の燃料価格の変動**を、毎月自動的に電気料金に反映する仕組みであり、原油・LNG・石炭それぞれの3か月間の貿易統計価格に基づいて、毎月、平均燃料価格を算定し、現行料金の前提となっている燃料価格に基づいて設定した基準燃料価格との差分を燃料費調整単価に換算し、電気料金に反映されている。
- 2016年4月以降は、みなし小売電気事業者の特定小売供給約款における料金等に適用されている。

① 燃料費調整制度のしくみ (イメージ)



② 燃料費調整単価の電気料金への反映



③ 燃料費調整単価の算定方法

平均燃料価格が1,000円/kl変動した場合の電力量1kWh当たりの変動額。
具体的には、火力発電の燃料消費数量（原油換算kl）をもとに、以下の通り算定。

$$\text{燃料費調整単価 (円/kWh)} = \text{燃料消費数量 (原油換算 kl)} \div \text{総販売電力量 (kWh)} \times 1,000\text{円/kl}$$

燃料費の事後清算スキームに関する論点について

(基準石炭価格の設定方法)

- 基準石炭価格の設定方法については、現行の規制料金における燃料費調整制度と同様、オークション直前の3ヶ月の貿易統計価格とすることが、小売料金との親和性や小売事業者による受容性という観点から考えられるのではないか。それ以外にどのような設定方法が考えられるか。【論点1】

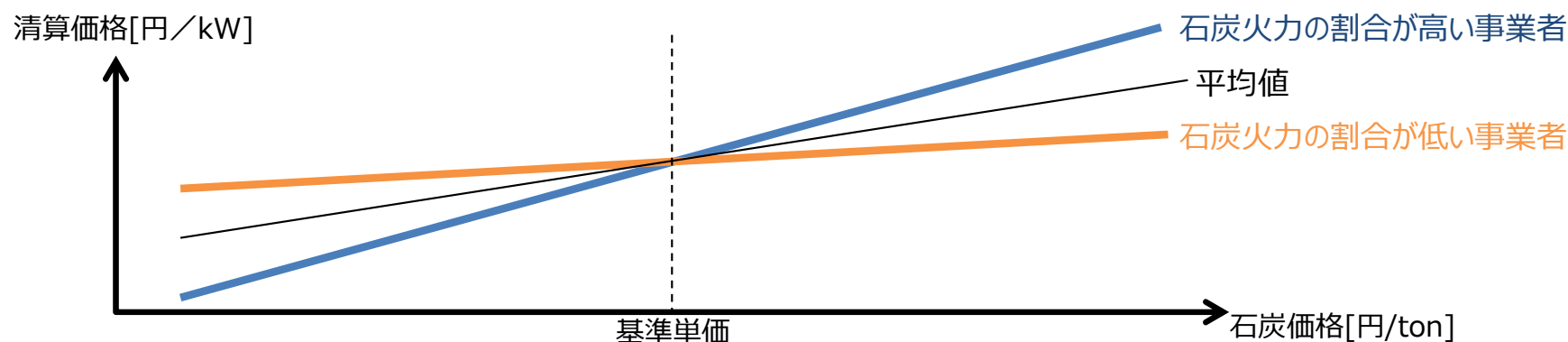
(調整単価の算定方法)

- 受渡年度において参照する石炭価格については、上記基準石炭価格と平仄を取ることが必要となる。また、BL電源に占める石炭火力の割合に基づく係数の設定については、事業者ごとに電源構成が異なり、燃料費の変動による価格への影響が異なる中、売り手・買い手双方にとって適切な係数を設定しつつ、市場の細分化を避けるにはどのような工夫が考えられるか。【論点2】
- 大きく、以下の2つの方向性が考えられるのではないかと。
 - ① エリアごとに共通の係数を設定
 - ② 事業者ごとに異なる係数を設定

【論点2】案① エリアごとに共通の係数を設定

- 市場で取引される商品を標準化するという観点からは、オークション開催エリアごとに共通の係数を設定することが考えられるのではないかな。
- 例えば、各エリアにおける大規模発電事業者の平均的な電源構成に基づいて係数を設定することが考えられるのではないかな。
- 一方で、個々の発電事業者にとっては、実際の電源構成と異なる係数に基づいて事後清算が行われることとなるため、市況次第で**買い手・売り手双方が実際の燃料価格の変動とは異なる価格変動リスクに晒されることとなる**が、これは許容可能と考えられるか。あるいは、大規模発電事業者の費用回収の観点から、平均との乖離に相当するだけのプレミアムを織り込むといった方法も考えられるか。

(エリアの平均値に基づく燃調を採用した場合の清算価格の変動イメージ)



【論点2】案② 事業者ごとに異なる係数を設定

- より燃料価格の変動に即した事後清算を行う観点からは、事業者ごとに異なる係数を設定することが考えられるのではないかと。その際、市場の細分化を避けるためには、オークションの約定結果を踏まえて、どの売り手の係数がどの買い手に適用されることになるか、明確化することが必要となると考えられる。
- 例えば、以下のようなスキームが考えられるのではないかと。
 - ・すべての事業者は、基準石炭価格を燃料費として織り込んだ供出価格とは別に各々の電源構成に基づく調整単価を設定し、オークションの結果約定した売り手の係数を事後清算に適用することとする。
 - ・オークションの結果、同じエリアで2以上の事業者の売り札が同時に約定した場合にはそれらの売り約定量を買い手ごとに買い約定量に応じて比例配分した上で、それぞれの係数を事後清算に適用することとする。（例：発電事業者Aが10kWh、発電事業者Bが20kWh売り約定し、小売事業者Cが30kWh買い約定した場合、Cの買い約定量のうち10kWhにはAの、20kWhにはBの係数をそれぞれ適用。）
- この際、買い手にとってはオークション結果が分かるまでどのような係数が適用されることになるか正確に分からないこととなるが、この点をどう考えるか。例えば、オークション直後に係数を確認した上で、一定期間内であれば買いをキャンセルすることを可能とすることも考えられるか。他方、キャンセルを可能とすることで、非常に高値での買いを入れる事業者が現れるなど、入札行動に影響が出る可能性もあるが、どのように考えるか。
- その他にも、事業者ごとに電源構成に応じた係数を設定しつつ、市場の細分化を避けるスキームとして、どのようなものが考えられるか。

燃料費の事後清算スキームの導入範囲に関する論点について

- 固定価格という商品特性にもニーズがあることや現状においても西日本エリアでは約定している実態も踏まえつつ、全4回（※ただし、第4回の供出は任意）のオークションのうち、どこまで燃料費の事後清算スキームを導入すべきか。【論点3】
- 大きく、以下の2つの方向性が考えられるのではないか。
 - ① 全ての回のオークションを事後清算スキームに変更する
 - ② 特定の回のオークションにのみ事後清算スキームを導入し、他の回は固定価格を維持する

【論点3】案① すべての回を事後清算に変更

- 大規模発電事業者の裁量で燃料費の価格変動リスクを過大に見積もることを防止するという観点からは、全4回のオークションについて、現行の固定価格での入札から、燃料費の事後清算スキームに変更することが考えられるのではないか。
- 一方で、現行のスキームにおいても、燃料先物を活用して調達費用を固定化し燃料先物価格に基づく水準で供出している売り手が存在し、また、エリアによっては電力先物価格に近い水準で約定している買い手が存在する中で、すべての回のオークションを事後清算スキームに変更することとすると、売り手・買い手双方にとって、固定価格によるヘッジというBL市場の特性は失われることになるが、その点をどのように考えるべきか。

【論点3】案② 特定の回にのみ事後清算を導入

- 売り手・買い手双方に固定価格によるヘッジという選択肢も確保するという観点からは、固定価格によるオークションを残しつつ、特定の回にのみ燃料費の事後清算スキームを導入することも考えられるのではないか。
- その際、早い時期のオークションの方が実需給までの期間が長く、燃料価格の変動リスクも大きいと考えられるが、どの時期のオークションを固定価格として、どの時期のオークションを事後清算とすることが適当か。
- また、固定価格で行うオークションについては燃料費の価格変動リスクの織り込みの課題が残ることになるが、価格変動リスクを含まないコストベースでの売買機会も提供されることとなるため、燃料費の変動リスクの算定方法については現行のルールのままでも問題はないと考えられるか。