

# 2022年度冬季追加供給力公募（追加kW公募）の精算時の課題について

第81回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

令和5年1月30日（月）



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

# 1. 本日の報告の内容

- 2022年度冬季の電力需給対策の一つとして、第51回電力・ガス基本政策小委員会（2022年6月30日開催）において、2022年冬季追加供給力公募（以下「追加kW公募」という。）の実施により、必要予備率に対する未達分を調達することが決定されたところ。
- 今回は、調達契約について、各所から指摘があったことから、適切な対応について議論いただく。

## ● kW公募の議論等経緯

第51回電力・ガス基本政策小委員会（6月30日）

- ・ 2022年度冬季kW公募の実施を決定、募集対象・要件、市場供出の方法、費用負担の考え方について議論

第53回電力・ガス基本政策小委員会（9月15日）

- ・ 2022年度冬季kW公募必要量未達分の調達について議論

第77回制度設計専門会合（9月26日）

- ・ 2022年度冬季kW公募結果の報告

第80回制度設計専門会合（12月22日）

- ・ 2022年度冬季kW公募、東日本エリアの必要量未達分の調達結果（随意契約）について報告

（kW公募調達のスケジュール）

2022年 8月 9日 公募開始

2022年 8月23日 公募締切

2022年 9月 1日 落札結果公表

2022年 12月 2日 未達分について随意契約

# 1 – 1. 追加 k W公募の精算時の課題について

- 追加 k W公募は、競争を通じた費用最小化の観点から、通常の調整力公募と同様、過度の制約は設けず、できる限り幅広い応募を可能とすることとし、調達対象を、電源及びデマンドリスポンス（DR）として実施されている。
- 公募に際しては、調達候補が限定されることが予想されており、調達費用が不要に高くないように、Pivotal Supplierの価格規律の議論を行った（第63回制度設計専門会合）。
- Pivotal Supplierの「入札価格の基本的な考え方」においては、「不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。」という考えのもとマストラン費用を含む「必要最小限のコストを入札価格として設定する」と整理した（第63回制度設計専門会合）。
- 過去 3 回の追加 k W公募の入札結果において、上記の考え方にに基づき、Pivotal Supplierの入札価格の適切性を確認した際には、燃料費の算出方法について、燃料費は入札時点では不確定要素であることから、燃料の変動リスクを含めることを認めてきたところ。
- 応札事業者は、燃料費の上振れリスクについては事後精算されないと認識しており、費用の回収漏れを防ぐ観点から、燃料の変動リスクを算入していた。
- 一方で、2022年度冬季追加 k W公募においては、事業者の応札時の燃料単価と、運用時の燃料調達単価が大きく乖離することが見込まれることから、応札時単価にて精算を行うことについて、各所から指摘があった。

## 調整力公募による調達対象等

- 来年 1・2 月の東京電力管内の需給見通しにおいて、地域間連系線を通じた他エリアからの電力融通を最大限行う前提となっている。このため、他エリアからの追加的な調達は見込めず、今回、追加的に募集する供給力は、**東京電力管内に限定**される。
- 調達対象については、競争を通じた費用最小化の観点から、通常の調整力公募と同様、過度の制約は設けず、できる限り幅広い応募を可能とすることとしつつ、電源及びデマンドリスポンス（DR）としてはどうか。
- 具体的な手続きや要件については、通常の調整力公募と同様、公募を実施する**東京電力パワーグリッドにおいて検討**の上、募集の規模について電力広域機関の確認を得ることとしてはどうか。
- また、今回は調達候補が限られており、競争が限定的となることも想定されるため、調達費用が不当に高くないよう、入札価格等に関する規律について、電力・ガス取引監視等委員会において検討することとしてはどうか。

### ＜調整力公募による調達候補＞

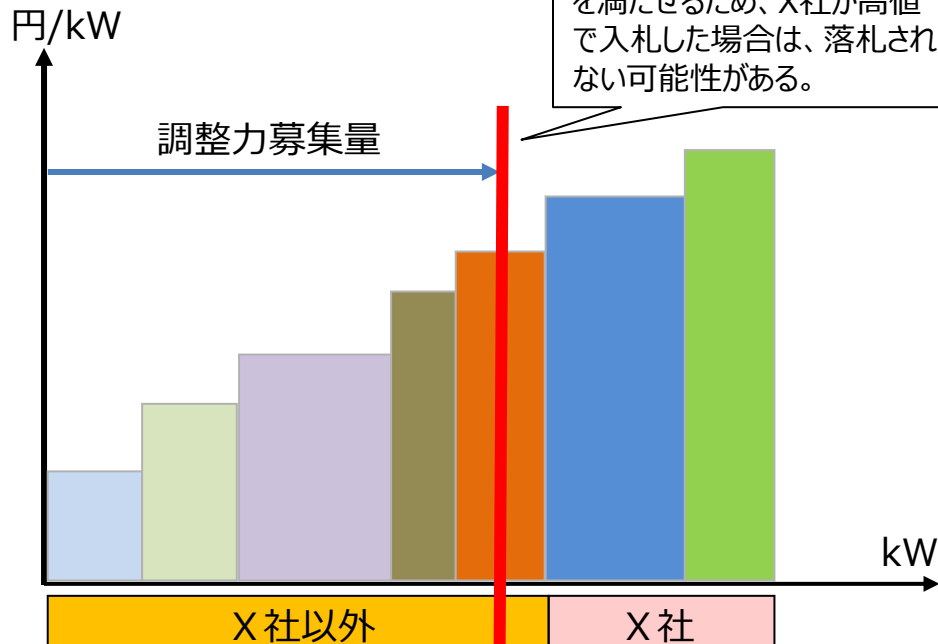
類型	規模感	具体例
①休止中の電源	数十万kW	JERA姉崎火力（60万kW）
②その他電源	数～数十万kW？	供給力としてカウントされていない自家発電等
③デマンドリスポンス	最大50万kW程度	21年度向け調整力公募（電源Ⅰ'）の東京エリア落選実績

# (参考) 入札価格の規律の必要性

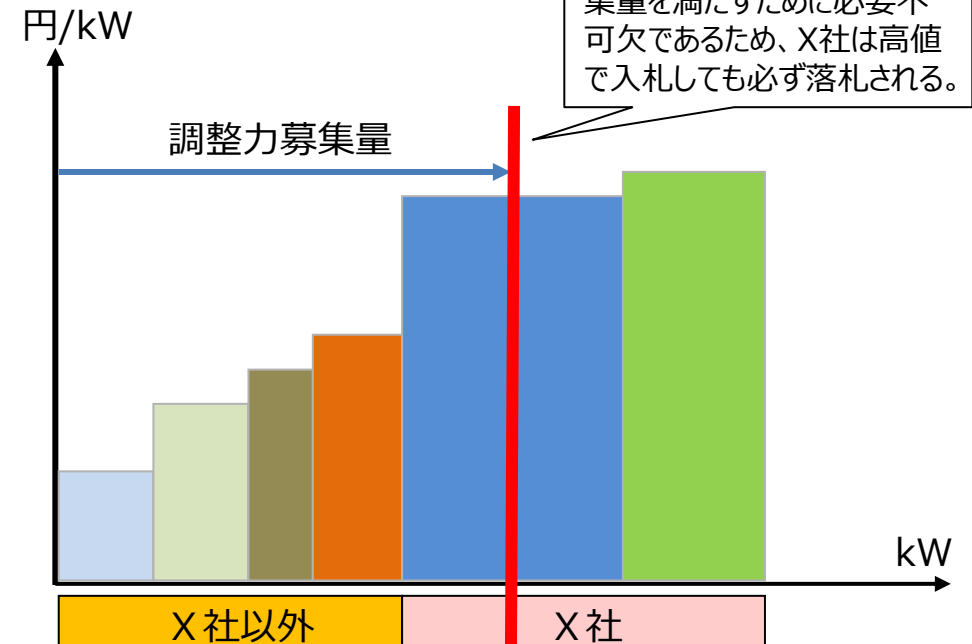
2021年7月 第63回制度設計専門会合 資料7

- 電力・ガス基本政策小委員会の議論では、今回の公募について、
  - 募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力（60万kW）は1基で募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。ということが言及されている。これは、すなわち、今回の公募において、姉崎火力を保有する事業者はPivotal Supplier（当該電源がなければ募集容量を満たすことができない存在）であることを示唆しており、当該事業者は高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）。
- したがって、こうした事業者が存在する可能性がある場合、厳格な入札価格のルール設定及び監視が必要となる。

## ● 市場支配力を行使できない



## ● 市場支配力を行使可能

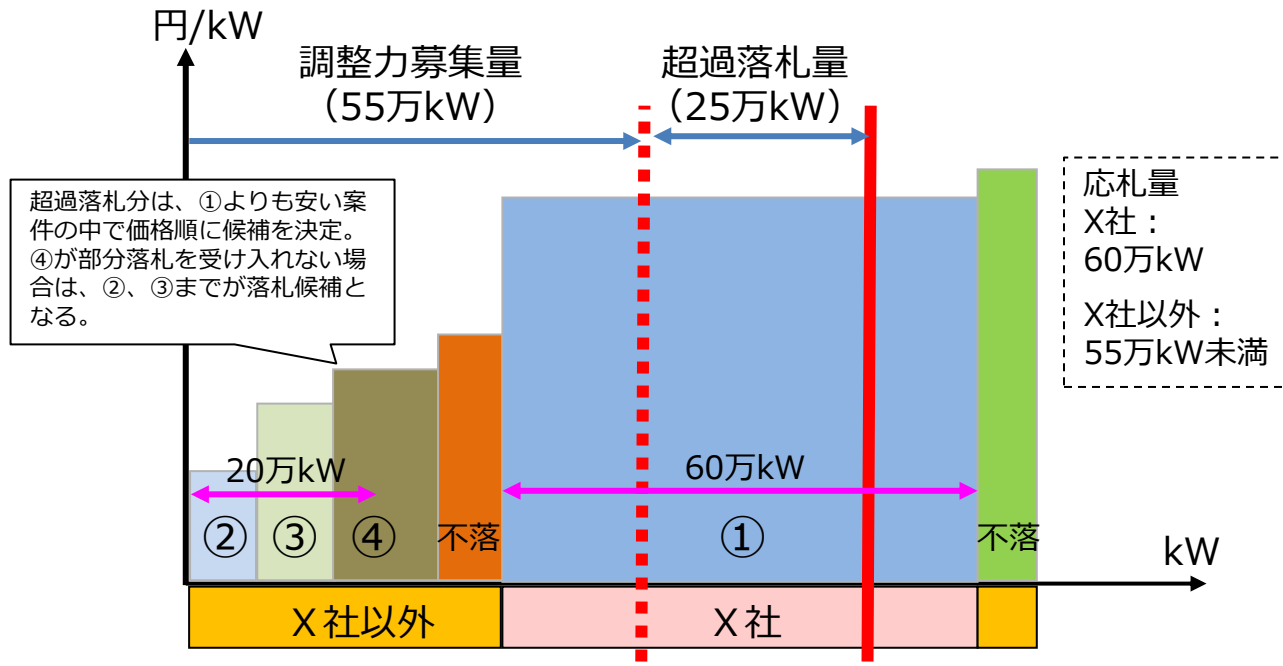


# (参考) 入札価格の規律の対象範囲

- 前頁を踏まえ、市場支配力が行使可能な事業者に対しては、入札価格に対する一定の規律が必要となるが、規律の対象とすべき事業者の範囲をどこまでとすべきか検討した。
- 姉崎火力(60万kW)の場合は、休止電源を再稼働させるために要するコストを確実に回収すべく、応札容量は60万kWで設定するのが合理的な行動となる。このため、今回の公募では、Pivotal Supplierになると考えられるため、入札価格に対する規律の対象※とすべきではないか。
- 姉崎火力以外の電源、DRの場合は、実質的には募集容量超過分の最大25万kW分の落札を巡る競争となる可能性が高く、Pivotal Supplierとはならないと考えられるため、入札価格に対する規律は不要と考えるがどうか。

## 落札評価プロセスのイメージ

※姉崎火力が応札せず、別の55万kW以上の電源等が一件応札した場合は、当該電源等が規律の対象となる。



## ● 落札評価プロセスのイメージ

1. X社以外の応札量では、募集量55万kWを満たせないため、X社が落札候補1位(左図①)となる。
2. 残りの落札可能量20万kWの中で、①よりも価格が安い入札案件の中から価格順に落札候補を決定(左図②～④)。
3. 上記2のうち落札候補最下位の電源等(左図④)について、その応札量を全て落札すると20万kWを超過する場合は、応札量未満で約定(部分約定)が可能か協議。
4. ④が部分約定不可とした回答した場合、当該電源等は不落となる。



# (参考) 入札価格の基本的な考え方

- 市場支配力が行使可能な事業者に対する入札価格の規律については、不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。
- 稼働に要するコスト等としては、例えば、以下の費目を基本とした必要最小限のコストを入札価格として設定することとしてはどうか（マストラン費用の必要性は後述）。
  - － 燃料費等の入札時点では不確定な要素については、合理的な予測に基づく価格とすること。
  - － 減価償却費等は、今回応札する電源の稼働において追加的に発生する費用を対象とすること。

## <kW費用内訳>

- ・ 人件費
- ・ 管理費
  - － 運転計画、財務管理、システム費用等
- ・ 減価償却費
- ・ 燃料基地運営費
- ・ 設備工事費（修繕、取替等）
- ・ 試運転費用
- ・ 起動費
- ・ 委託費（燃料加工費等）等

- ・ 燃料費等

## <kW費用>

固定費※

※適正利潤を含む

マストラン費用

## <費用回収>

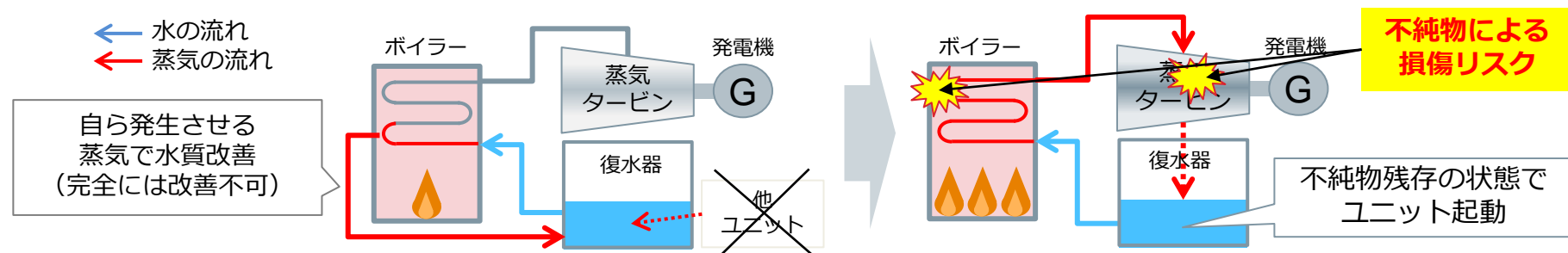
入札価格

精算  
価格

スポット市場等での  
収益の還元（後述）

# (参考) マストラン費用の必要性について

- 今回の公募で応札が検討されている姉崎火力については、マストラン運転が必要となる  
とのこと、その必要性について事業者を確認を行った。
- 姉崎火力は設備構造上、不純物によるボイラ・タービン等の損傷を回避するため、本来、  
起動には他ユニットから補助蒸気を供給して高純度化した水が必要。しかし、全ユニット  
停止中からの1台起動となり、他ユニットからの蒸気供給不可である。このため、2021年  
度冬季の起動に当たっては、特殊な方法として、低純度の水のままで自ら発生させる蒸  
気を活用し起動を行うとのこと。
- このような水質を犠牲にした起動による設備故障リスクのほか老朽火力機動に伴う起動  
失敗リスク等を踏まえると、安定的な運転を確保するためには、起動、停止を極力行わ  
ないマストラン運転が必要となるとのことであった。
- こうした事情を踏まえれば、マストラン費用については、稼働に要するコストとして必要と考  
えられるのではないかと。





# 1 - 2. 公募要綱の記載

- 追加 kW 公募要綱上、事業者の応札時の燃料単価と、運用時の燃料調達単価の乖離について、精算することが可能かについて確認を行ったところ、文言上、運用時の燃料調達単価での精算が不可能とはなっていなかった。

## 第6章 応札方法

### 3. 入札価格等

- (3) 落札した契約設備について、公募実施者が求めた場合には、提供期間の終了までの間において、契約者が(1)に関して実際に要した費用について、内訳とともに属地TSOに提示していただき、入札時における容量価格の算定との乖離が生じた場合には、実際に要した費用にもとづく精算について協議を行なうものといたします。なお、マストラン等運転に伴い発生した発電電力量を市場供出等して実際に得られた収入については、マストラン等運転に係る燃料費等の可変費の総額を上限に（本要綱第8章1. (3) による利益の精算とは別に）、精算（戻入）するものとします。

#### （事務局見解）

①「第6章 応札方法」3. (3)「実際に要した費用」について「内訳」を提示させた上で、当該「実際に要した費用」に基づいて精算されとの建付けになっているところ。

当該「実際に要した費用」のうち、燃料費は燃料単価と量を乗じる形で求められるものである以上（＝燃料単価と量が「内訳」となる以上）、「乖離」について燃料単価と量いずれも含むと解することが自然。

（燃料の量に関して乖離が生じた場合のみに補正を限定するように読める文言・規定も、そのように解釈すべき制度上の理由は存在しない。）

## 第8章 契約条件

1. 主たる契約条件は以下のとおりです。

### (2) 基本料金

属地TSOが容量価格をお支払いいたします。

イ 容量価格（ただしマストラン等運転に伴う燃料費等の可変費相当額が含まれる場合は実績に応じて補正した金額といたします。）を基本料金とし、原則、提供期間後の翌々月に支払うものといたします。

#### （事務局見解）

②「第8章 契約条件」の1. (2)も、基本料金は「容量価格（ただしマストラン等運転に伴う燃料費等の可変費相当額が含まれる場合は実績に応じて補正した金額...）」としており、ここでも可変費相当額の実績（燃料費については、燃料単価と量が当然含まれると理解される。）に応じて容量価格を補正することが前提とされている。

③要綱上、公募実施者のみが補正を主導できる点で事実上燃料費が高額となった場合の補正は行われない。しかし、価格変動リスクを織り込んだ入札が可能であることから、要綱の構造が、価格変動リスクを応札事業者に寄せる構造となっていることは、不合理とまではいえないと考えられる。

# 1 - 3. 当事者間の主張について①

- 要綱上は、「実際に要した費用」が算定上の費用と乖離した場合は、実際に要した費用に基づく精算について、公募実施者の求めにより協議することとなっている。この費用の乖離が単価の乖離まで含むかについて、当事者の見解が分かれており、電取委事務局に見解を求められている。

ア) 単価の変動は協議対象に含まれないとの立場からの主張

- ✓ 公募実施者のみが補正を主導できることから、事実上燃料費が応札時と比して安価となった場合のみ補正が行われ、高額となった場合の補正は行われない対応（応札事業者負担）となり一貫性がない。
- ✓ 一般的に、公募の趣旨からすると、約定単価と異なる金額での契約とすることは不適切。約定後に安価となった場合に限り約定単価と異なる契約単価にて契約する必要があるならば、事前にそのような募集である旨を明示すべきだった。（応札事業者としては事後精算がある前提での募集と明示されれば受容）。
- ✓ **2022年夏季 kW 公募の応札時に、単価補正は行わないことを公募にあたり監視委事務局に事前に確認済（※ 1）。**  
※ 1 （監視委事務局見解）2022年5月に、応札事業者から監視等委員会事務局に対し応札前に説明があったが、事務局から単価補正の点について明示的に見解を示したとは理解していない。監視委事務局は、応札価格の適切性、精算の適切性を事後確認し、審議会にて評価するための分析を提供する立場であり、そうした仕組みは応札事業者も理解していると考え。本主張は事務局として理解しかねる。
- ✓ **また、8エリアでの募集となった2022年夏季のkW公募においては公募実施者と単価補正を行わないことを確認し、契約締結した（応札時の燃料費は、「不確定な要素については、合理的な予測に基づく価格で入札」していることから、事後的な精算は想定していなかった。）（※ 2）。事前の周知もなく単価補正の事後変更は公募の趣旨に反する。仮に変更する場合は約定者の再選定もすべき。**

※ 2 （監視委事務局注）2022年度夏季 kW 公募を経て応札事業者と公募実施者との間で締結された契約書においては、燃料単価の補正を行う旨の記載はなかった。これは、公募実施者側が、燃料単価に大きな乖離があると想定される状況になく見直し協議は不要と判断したことによるものであったことを、公募実施者より確認した。なお、応札事業者が指摘するとおり、2022年冬季 kW 公募の募集要綱は、精算に係る部分の記載は、2022年夏季 kW 公募の募集要綱から変更されていない。

## 1－3．当事者間の主張について②



（単価の変動は協議対象に含まれないとの立場からの主張の続き）

- ✓ なお、公平なリスクリターンの観点からは、実績精算とする場合は、安値でも高値のどちらのケースでも精算を行うとするルールメイクであるべき。

イ) 単価の変動は協議対象に含まれるとの立場からの主張

- ✓ 価格変動の上昇リスクを織り込んだ入札は可能としており、過去の審議会でも認めてきているところ、公募要綱上、燃料価格の上昇リスクについては応札価格に反映させた上で、応札事業者に実際の上昇分の費用負担を寄せている構造となっている。他方、燃料価格の下落リスクは応札価格に特段反映されていないと考えられるため（※3）、価格単価下落時には、実費精算の対象である。

※3（監視委事務局注）実務上は、応札直後に全ての必要燃料量の価格を固定しているものではなく、至近の調達量についてのみ価格を固定化する等、上振れのリスクもある中で安値調達の工夫をしている模様であるが、公募への応札時には概念上、燃料上昇リスクへの対応コスト（価格変動の標準偏差のルートT倍等）を織り込んでいるものと考えられるのではないか。

（参考）※1関係\_応札事業者による事務局説明資料（2022年5月）

1	kW公募 kWh公募	応札価格	<u>燃料費の折り込みについて、事後精算がない前提ですと、昨冬と同様に燃料費変動リスクを計上する対応を予定をしております。至近の資源価格の変動を考慮するとリスク費の計上が大きくなる算定結果が出ていることから、昨冬と同様の対応で問題ないか今一度確認させていただきたく存じます。</u>
---	---------------	------	---

# 1－3．対応について

- 過去3回のkW公募の入札結果においては、「不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。」という過去の審議会の整理に基づき、燃料費の算出方法について、燃料費は入札時点では不確定要素であることから、燃料価格の上方変動リスクを含めることを認めてきたところ。
- 一方で、「実際に要した費用」についてのkW公募の精算が論点になっているところ、燃料価格の変動値差で得た利益を「稼働に要するコスト」であると見なすことは、kW公募の費用が託送回収され、最終的に電気の使用者に転嫁されることを鑑みれば、適切と言い切れないのではないか。
- また、今回のkW公募において、約定単価が高値であった案件の契約単価が安値となる場合であれば、安値となる理由を確認した上で、約定単価と異なる金額での契約を認めることは、kW公募が電力の安定供給を目的として実施されたこと及び費用負担者が国民であることを鑑みれば、許容されるのではないか（※）。
- 以上から、本件の関係事業者に対して、要綱に基づいて、実際に要した費用について、内訳（燃料については量及び単価を含む。）とともに属地TSOに提示し、入札時における容量価格の算定との乖離が生じた場合には、実際に要した費用に基づいた精算協議を求めることとしたい。
- なお、精算協議の結果について、電力・ガス取引監視等委員会への報告を求めることとしたい。

（※）仮に、約定単価が安値であった案件の契約単価が高値となる場合は、他の応札案件との関係から単価を補正することは基本的には不適切であり、その扱いについては慎重な検討が必要となると考えられる。



## 1－4．今後の課題

- 追加kW公募は、競争を通じた費用最小化の観点から、通常の調整力公募と同様、過度の制約は設けず、できる限り幅広い応募を可能とすることとし、調達対象を、電源及びデマンドリスポンス（DR）として実施されているところ。
- 追加kW公募において、Pivotal Supplierの燃料費変動リスクの織り込み価格が大きくなり、結果として応札価格が高値となれば、他の応札案件の応札価格が不要につり上がる可能性は否定できない。
- 費用圧縮等の観点から、例えば、①応札価格に燃料費変動リスクを織り込まず、事後的に精算する仕組みとする（※1）、②Pivotal Supplierとなる事業者については公募実施者との交渉により契約価格を決定することを認め、燃料単価を実調達価格に近い価格で契約できるようにする（※2）、③燃料調達価格の乖離について一定額精算する等の工夫の余地がないか、検討を進めることが適当ではないか。
- また、公募要綱は、可能な限り解釈に余地ができないような記載を求めることとしてはどうか。

（※1） 応札者が燃料を可能な限り安く調達するインセンティブがなくなることが懸念。

（※2） 追加kW公募においては、Pivotal Supplierとの契約が必須であることから、交渉において公募実施者の立場が弱いことに留意が必要。

# 1 - 1. kW公募の結果①（東日本エリア\_東北・東京）

- 募集量103万kW（最大170万kW）に対し、応札量130.5万kW（うちDR1.1万kW）、落札量77.9万kW（うちDR1.1万kW）であった。応札件数は9件（うち、DR 5件）、落札件数は8件（うちDR 5件）であった。
  - － 電源1件が不落となった。一般送配電事業者が不落と判断した理由：応札価格が上限価格を上回っていた。
  - － DR落札5件中4件は、1需要家地点、1件は、3需要家地点であった。
- 平均落札価格は25,972円/kW（電源平均26,214円/kW、DR平均8,408円/kW）であった。
- 最高落札価格は30,696円/kW（電源最高30,696円/kW、DR最高10,000円/kW）であった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は5,795円/kWであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約202億円であった。

**応札容量・落札容量** 募集量103万kW（最大170万kW）

	応札件数	応札容量 (万kW)	落札件数	落札容量 (万kW)
合計	9	130.5	8	77.9
電源	4	129.4	3	76.8
DR	5	1.1	5	1.1

**平均落札価格・最高落札価格**

	平均落札価格 (円/kW)	最高落札価格 (円/kW)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/kW)	
			2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万kW)	2021年冬季 (東京) (募集量80万kW)
全体	25,972	30,696	7,761	14,440
全体 (マストラン除く)	5,795	—	2,811	2,284
電源	26,214	30,696	7,754	15,530
DR	8,408	10,000	10,000	2,323



# 1－1．kW公募の結果②（西日本エリア\_中部～九州）

- 募集量99万kW（最大190万kW）に対し、応札量185.6万kW（うちDR8.9万kW）、落札量185.6万kW（うちDR8.9万kW）であった。応札件数は12件（うち、DR 7 件）、落札件数は12件（うちDR7件）であった。
  - － DR落札 7 件中 5 件は、1 需要家地点、2 件は、複数需要家地点（4 地点、41地点）であった。
- 平均落札価格は6,810円/kW（電源平均6,670円/kW、DR平均9,604円/kW）であった。
- 最高落札価格は25,557円/kW（電源最高25,557円/kW、DR最高10,000円/kW）であった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は5,960円/kWであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約126億円であった。

**応札容量・落札容量** 募集量99万 kW（最大190万 kW）

	応札件数	応札容量 (万kW)	落札件数	落札容量 (万 kW)
合計	12	185.6	12	185.6
電源	5	176.7	5	176.7
DR	7	8.9	7	8.9

**平均落札価格・最高落札価格**

	平均落札価格 (円/kW)	最高落札価格 (円/kW)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/kW)	
			2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万 kW)	2021年冬季 (東京) (募集量80万 kW)
全体	6,810	25,557	7,761	14,440
全体 (マストラン除く)	5,960	—	2,811	2,284
電源	6,670	25,557	7,754	15,530
DR	9,604	10,000	10,000	2,323

## 1 - 2. 価格規律の適用対象となる事業者の入札価格の考え方の評価

- 今回の公募では、東日本エリア、西日本エリアともPivotal Supplier (※次項) となる事業者 (以下「当該事業者」という) の応札があった。
  - kW公募におけるPivotal Supplierの入札価格の考え方については、第63回制度設計専門会合 (2021年7月30日開催) で整理されているところ。
  - 当該事業者に対し入札価格の考え方を聴取したところ、本来必要とならない起動分の燃料費 (※) (東日本エリア 約2.4億円) が含まれていたことを確認した。当該部分については、一般送配電事業者との契約書等に基づき適切に精算されたかを事後的に監視することとしたい。
- (※) マストラン運転が必要となる発電機については、一般送配電事業者からの調整力発動指令時 (提供期間中最大6回) の起動費が不要となる  
ところ、誤って、他の入札電源 (マストラン運転不要) と同様の計上方法にて燃料の必要量を算定した (約2.4億円) 。
- また、過去の公募における入札電源について、今回の入札価格の固定費が高かったことから、理由を聴取したところ、下記の説明があった。
  - 夏の公募時に入札スケジュール等の関係で実施できなかった点検に係る費用 (資材・人件費等) を計上した
  - 資源価格の高騰により消耗品費 (電気代、補助蒸気代) が上昇した



## 入札価格の考え方の評価



	事業者の考え方	事務局としての評価
固定費について	第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕等）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本会合で整理された費目が計上されていた。</li> <li>・費用は、今回の追加供給力の供出に必要な範囲のみ計上されていた。</li> <li>・なお、<u>減価償却費、燃料基地運営費のいずれの費用も計上されていなかった。</u></li> </ul>
燃料費について	<ul style="list-style-type: none"> <li>・起動・確認運転・マストラン運転にかかる燃料分を入札時点における燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上。</li> <li>・マストラン運転が必要となる電源について、<u>本来必要としない起動費について織り込んでいたことが入札後に発覚（約2.4億円）。これについては、一般送配電事業者との契約書にて精算を予定。</u></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料費は入札時点では不確定要素であり、燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上することは合理的と考える。</li> <li>・<u>本来不要であった起動費を、一般送配電事業者と契約書等で精算することについて、適切に行われたか事後監視を行うこととしたい。</u></li> </ul>

（※）

Pivotal Supplierは、その電源がなければ募集容量を満たすことができない存在である事業者のことをいい、当該事業者は、高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）ことから、入札価格のルール設定及び監視が必要となるとして、第63回制度設計専門会合にて入札の考え方が整理された。今回の公募では、東日本エリア・西日本エリアとも、募集容量に対し、1事業者の電源の応札容量合計が募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達さなかった。以上から、応札量合計が募集容量を満たす事業者をPivotal Supplierとした。

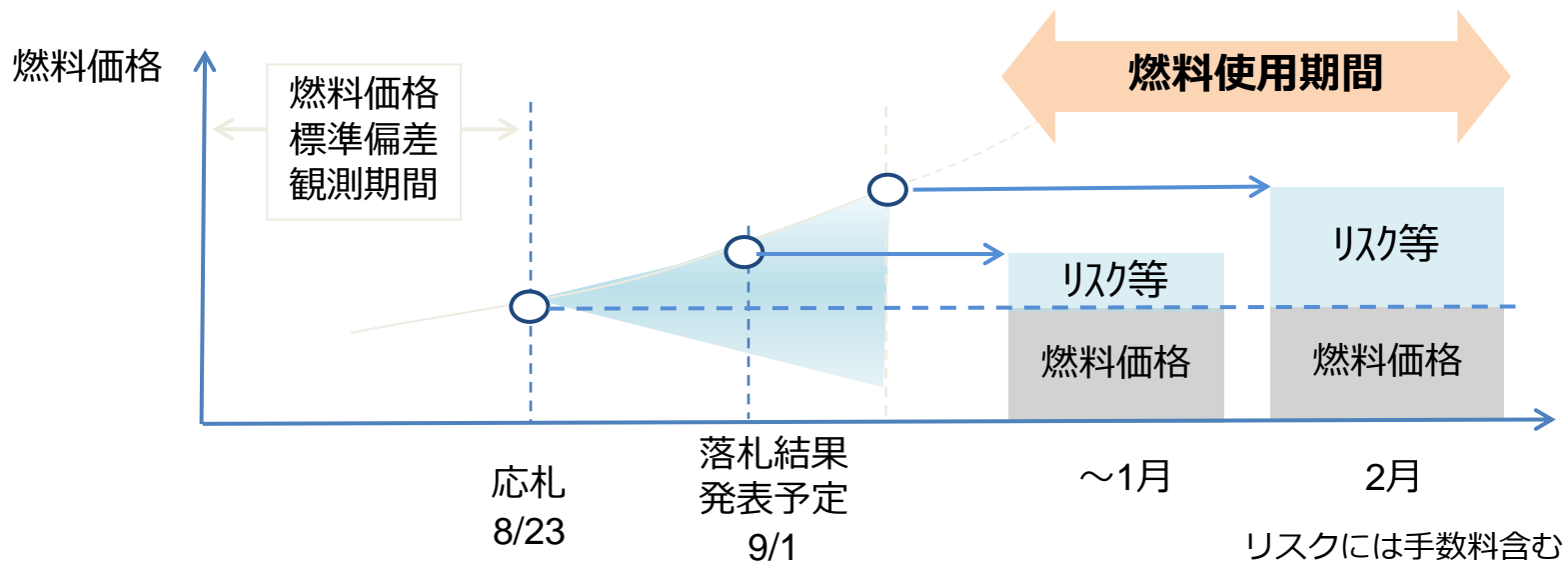
## (参考) 燃料費の考え方について

- 当該事業者の燃料費の考え方は下記の通りであった。

### 当該事業者の燃料費の考え方

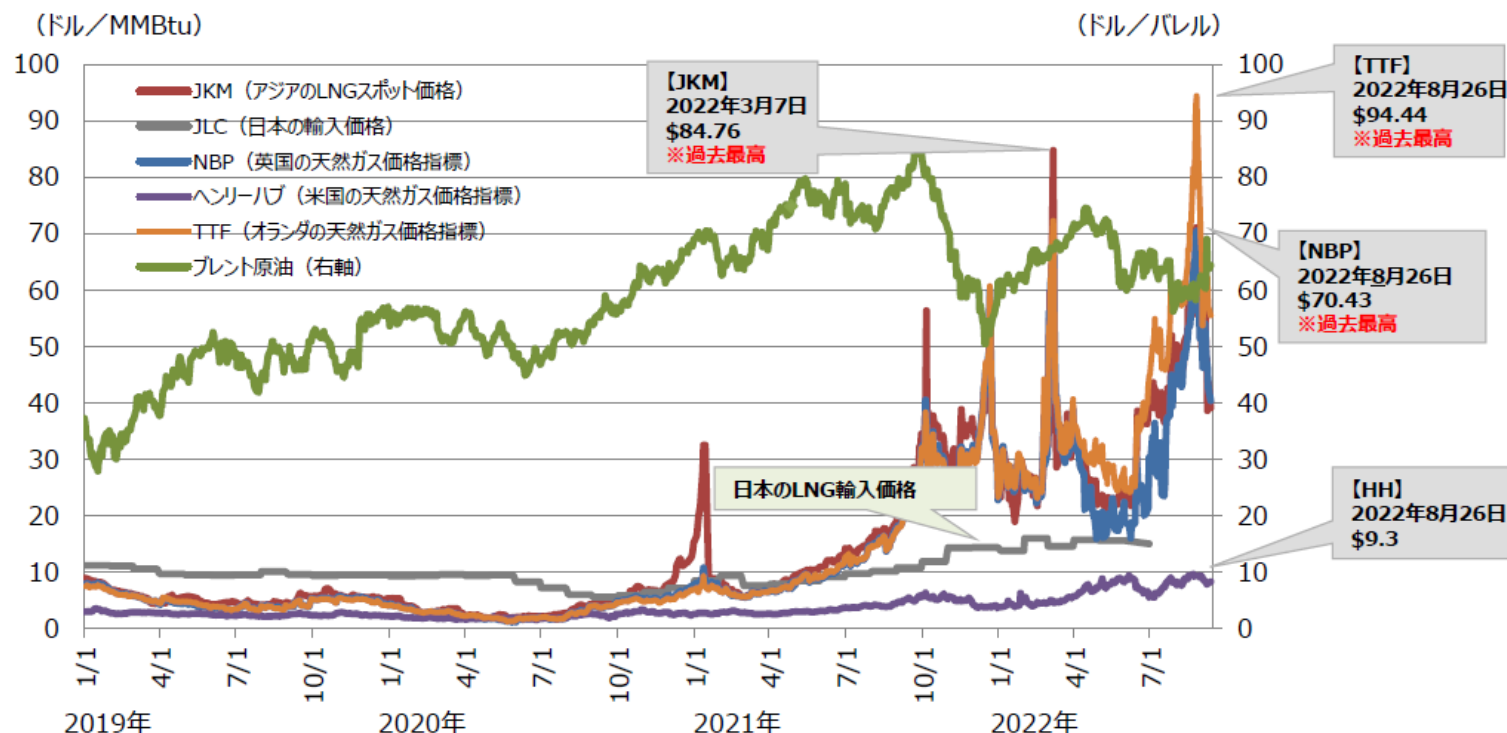
- 入札日の燃料想定価格（JKM先物市場価格（月毎）を参照）に、燃料変動リスク（※）8月23日（入札日）から9月1日（落札結果発表予定日）までの8日間について、燃料変動リスクを $\sqrt{t}$ 倍法にて織り込む。  
 (※)燃料変動リスク（約19 \$/mmbtu）  
 燃料価格の標準偏差×信頼係数（採録期間：2021/4～2022/8）× $\sqrt{8}$ ＋ヘッジ手数料

### 燃料変動リスクのイメージ図



## 最近の天然ガス価格動向

- ロシアのウクライナ侵攻前の2021年の秋頃から、特に欧州において、再エネを補完する資源として、LNG・天然ガスの需要が伸びており、価格が高騰。そこにウクライナ危機が重なり、ロシアから欧州へのパイプライン経由の天然ガスの供給が減少し、価格が急騰（欧州価格（TTF）は過去最高値）。
- 欧州は、地理的に近接する米国のLNGの輸入を増やしていることから、米国の天然ガスの在庫の減少につながり、米国の天然ガス価格も高騰（14年ぶりの高値）。
- アジア価格（JKM）についても歴史的な高値で推移しており、市場が安定していた2019年等と比較すると10倍以上の価格。



## 2-2. 当該案件の費用について

- 当該案件は、当初 k W公募においてPivotal Supplierであったことから、第63回制度設計専門会合（2021年7月30日開催）の整理に基づいた契約価格の考え方であったか確認を行った結果は下表のとおりであり、費用項目及び燃料費の単価の考え方は合理的であったと考えられる。
- また、主な個別費用についても確認を行った結果（次項以降に確認結果を掲載）、費用計上についても合理的であったと考えられる。

	事業者の考え方	事務局としての評価
固定費について	<ul style="list-style-type: none"><li>● 第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕等）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● 本会合で整理された費目が計上されていた。</li><li>● 費用は、今回の追加供給力の供出に必要な範囲のみ計上されていた。</li><li>● なお、<u>減価償却費、燃料基地運営費のいずれの費用も計上されていなかった。</u></li></ul>
燃料費について	<ul style="list-style-type: none"><li>● <u>起動・確認運転・マストラン運転にかかる燃料分を、一般送配電事業者からの購入意思表明のタイミングで価格を固定化して計上。</u></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● 固定化した燃料価格及び手数料（実費）を元に燃料費を計上しており合理的な対応であったと考える。</li></ul>



## 2-3. 当該案件の個別費用の確認結果①（燃料費単価）

- 当該案件については、公募時応札時点、落札の可否が不明であることから応札価格に燃料費変動リスクが算入されていたところ。
- 今回、未達分の調達を随意契約で行う整理となったことから、当該案件においては一般送配電事業者からの購入意思表明後（10月21日）、燃料費単価を固定化(※)した上で契約価格の決定を行った。そのため、燃料費について実費での契約が可能となったこと、また、燃料の市場価格が応札時時点より低下したことから、結果として燃料費の圧縮に繋がった（当初 k W公募時比約60%減）。

(※) 燃料調達先と下記の燃料費単価で価格を固定（ヘッジコスト含む）。

10、11月:JKMの実績平均。12～2月：燃料費単価は先物市場価格。

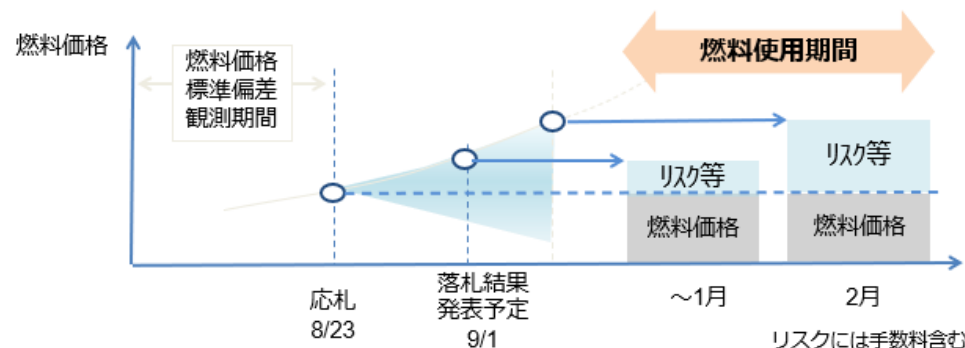
### 当該案件の公募時の燃料費の考え方（随意契約時は変動リスクは含まず実費で契約）

- ・ 入札日の燃料想定価格（JKM先物市場価格（月毎）を参照）に、燃料変動リスク(※) 8月23日（入札日）から9月1日（落札結果発表予定日）までの8日間について、燃料変動リスクをvT倍法にて織り込む。

(※)燃料変動リスク（約19 \$ /mmbtu）

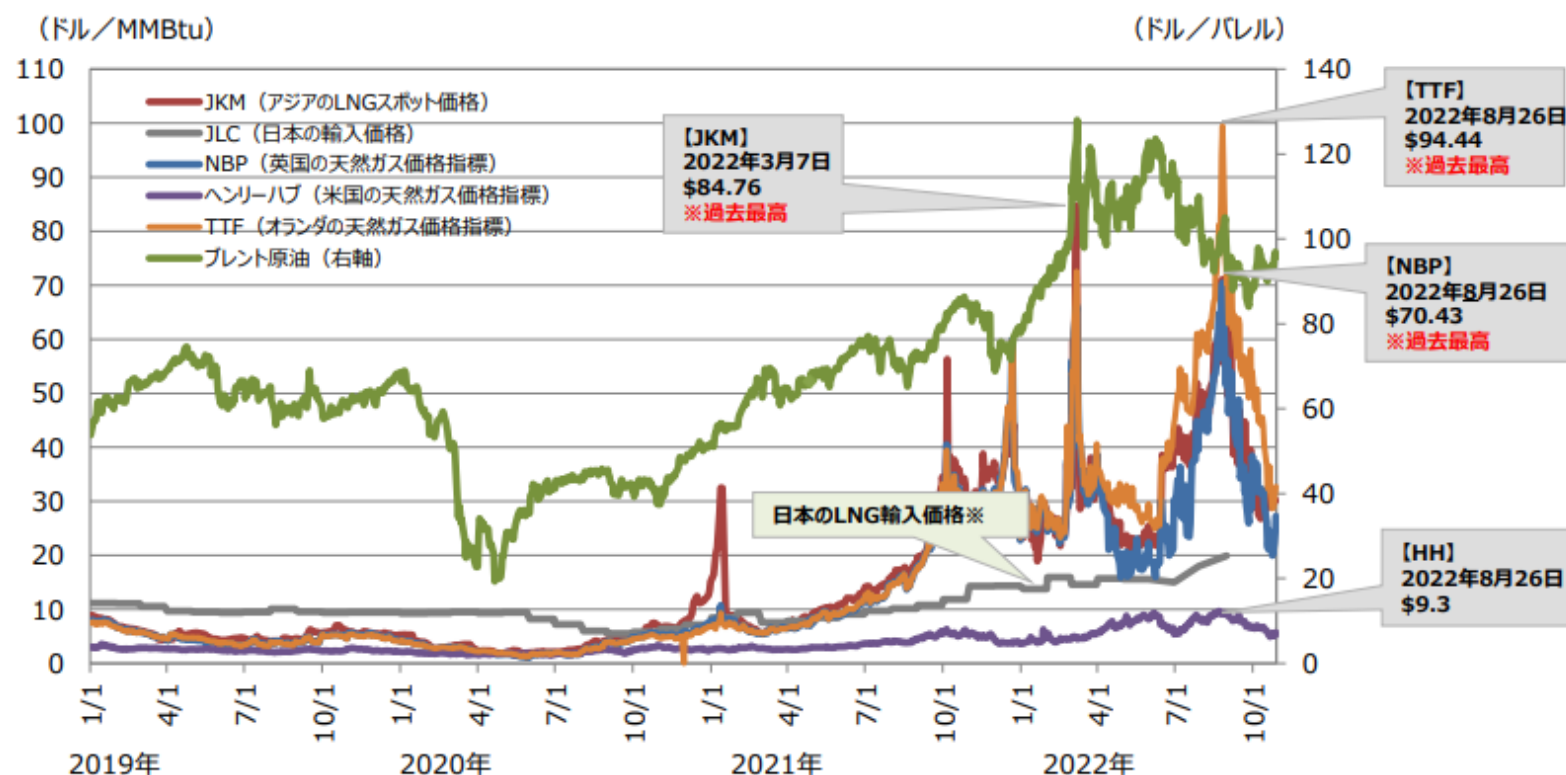
燃料価格の標準偏差×信頼係数（採録期間：2021/4～2022/8）× v8 + ヘッジ手数料

燃料変動リスクのイメージ図



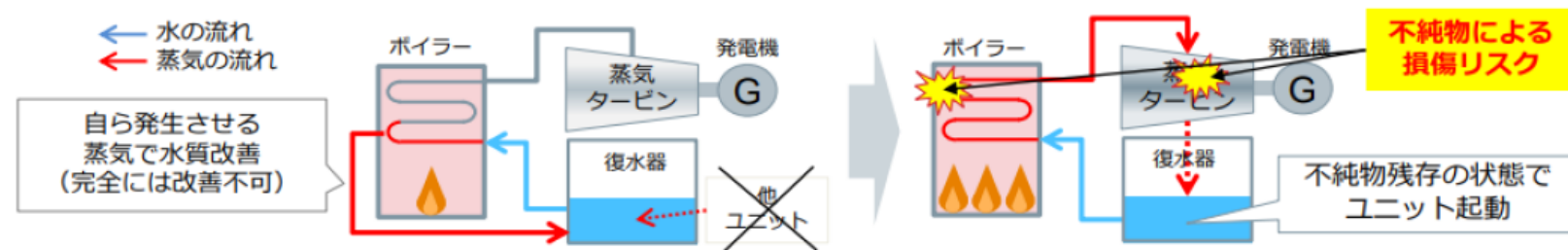
## 【参考】最近の天然ガス価格動向

- ロシアのウクライナ侵攻前の2021年の秋頃から、特に欧州において、再エネを補完する資源として、LNG・天然ガスの需要が伸びており、価格が高騰。そこにウクライナ危機が重なり、ロシアから欧州へのパイプライン経由の天然ガスの供給が減少し、価格が急騰（欧州価格（TTF）は過去最高値）。
- 欧州は、地理的に近接する米国のLNGの輸入を増やしていることから、米国の天然ガスの在庫の減少につながり、米国の天然ガス価格も高騰（14年ぶりの高値）。



## 落選案件について

- 落選案件は長期間停止していた老朽火力発電設備であり、応札価格の大半を占めるのは、稼働準備のために必要となる燃料費であった。燃料費には、公募要綱に基づき応札から燃料調達までの間に生じ得る燃料価格高騰のリスクを織り込んで応札している。
- また、落選案件は、設備構造上、不純物によるボイラ・タービン等の損傷を回避するため、起動には他ユニットから補助蒸気を供給して高純度化した水が必要となっている。
- 補助蒸気を供給するためのユニットも老朽火力であり、出力の増減を繰り返すと、故障や計画外停止のリスクが高まるため、10月末から12月末までの落選案件の試運転期間中は発電端最低出力約9万kW（期間中計1.5億kWh）でマストラン運転を実施する必要がある。
- 上記のマストラン運転に必要な燃料費に加え、落選案件そのものの試運転（期間中計1.2億kWh）に必要な燃料費の計上があり、試運転については、老朽火力であることから、万が一に備えた予備の試運転も予定されておりその分の燃料費も計上されている。



# (参考) kW公募の概要

2022年9月26日  
第77回制度設計専門会合 資料 4

- 2022年度冬季 kW公募概要は以下のとおり。

## 公募の概要

	東日本エリア（東北・東京）	西日本エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）
対象設備等	東北・東京エリア管内の電源及びDR。 供給力は、供給計画に計上されていないものが対象。	中部～九州エリア管内の電源及びDR。 供給力は、供給計画に計上されていないものが対象。
募集容量	103万kW（最大170万kWまで超過落札を許容）	99万 kW（最大190万 kWまで超過落札を許容）
提供期間	2023年1月4日～2月28日の土日祝日を除く9時～20時	
最低入札容量	1,000kW	
応動時間	3 時間以内	
運転継続時間	1 日 1 回発動の場合は、原則、5 時間以上／回 1 日 2 回以上発動の場合は、原則、3 時間以上／回	
発動回数	1 日 1 回発動の場合は、6 回。 1 日 2 回以上発動の場合は、12回。	
運用方法	・ 広域予備率8%未満を基本に発動指令を3 時間前までに行う。 ・ 発動指令に基づき、電源等は時間前市場等に応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRで市場入札が困難な場合は、小売電気事業者の供給力とし時間前市場等への供出等に用いることにより代替可能。 ・ 市場に応札し未約定となった場合は、一般送配電事業者の調整力として活用される。	
落札評価方法	落札評価は、電源 I' と同様の考え方として、kW価格とkWh価格の総合評価を実施。電源において、マストラン運転が必要となる場合は、その費用をkW価格に含める。	
その他	落札上限価格（非公表）あり。 落札事業者は、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた利益を一般送配電事業者へ還元する。 公募費用は、託送料金の仕組みを利用して需要家から回収する。	

## 2022年度冬季の電力需給見通し

- 電源の補修計画の変更や、kW公募の落札結果等を反映したH1需要に対する予備率※は、1月は東北、東京エリアで4.1%、中西6エリアで4.8%。2月は東北、東京エリア4.9%となった。
- 安定供給に最低限必要な予備率3%を確保することができるものの、依然として厳しい見通し。

## 厳気象H1需要に対する予備率

&lt;6月時点&gt;

&lt;現時点&gt;

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北	7.8%	1.5%	1.6%	
東京		(103)	(95)	10.1%
中部	5.5%	1.9%	3.4%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州				
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%



	12月	1月	2月	3月
北海道	14.4%	7.9%	8.1%	12.1%
東北	9.2%	4.1%	4.9%	11.5%
東京				
中部	7.3%	4.8%	6.4%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	6.4%			11.3%
沖縄	44.5%	33.1%	34.4%	56.6%

注：()内は3%に対する不足量 単位:【万kW】

(出典) 左図：第74回（2022年6月28日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料

右図：第53回（2022年9月15日）電力・ガス基本政策小委員会資料3-1

※p41で御議論いただく、電力広域的運営推進機関によって示された予備率のうち、kW公募で非落札となった電源を含んだ予備率