

2022年度冬季の追加供給力公募（kW 公募）の調達結果の事後確認について

第77回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和4年9月26日（月）



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

本日の報告の内容

- 2022年6月時点における2022年度冬季の電力需給見通しは、厳気象H1需要（※）に対し、北海道と沖縄を除く全国8エリアで、安定供給に必要な予備率3%が確保できていない状況であった。※10年に一度の厳しい寒さを想定した場合の需要
- 資源エネルギー庁において、電力需給対策の一つとして、追加供給力対策（kW）の検討が行われ、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「kW公募」という。）が行われることになった。
- 今回は、2022年度冬季kW公募の落札結果が9月1日に決定、公表されたことから、事後確認の結果を報告する。

● kW公募の議論の経緯

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

● kW公募スケジュール

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

(参考)

【参考】2022年度冬季の電力需給見通し

第51回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日) 資料3-1 一部修正

- 3月の福島沖地震で被災した新地火力1号が年内に復旧する見通しとなり、マイナスだった東京の予備率は1%台半ばに改善。しかしながら、北海道と沖縄を除く全国8エリアで、依然として安定供給に必要な予備率3%を確保できていない状況。
- このため、冬季に向けて供給力を最大限確保するべく、予備率3%に不足する分に加え、予備率1%に相当する電源を、公募により追加的に確保する予定（募集量：東北・東京エリア170万kW、中西6エリア190万kW）。

<5月時点>

10年に一度の厳寒を想定した需要に対する予備率

<現時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.0%
東北	7.8%	3.2%	3.4%	9.4%
東京		▲0.6%	▲0.5%	
中部	4.3%	1.3%	2.8%	
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	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%

(出典) 電力広域的運営推進機関

※()内は3%に対する不足量 単位:【万kW】

2022年度冬季に向けた追加の供給力対策（kW公募）

- 2022年度冬季は、全国8エリアで最低限必要な予備率3%を確保できておらず、休止中の電源に一定のリードタイムが必要なことを踏まえれば、追加の供給力対策（kW公募）を早急に行う必要がある。
- このため、冬季に向けた追加の供給力対策における募集量及び実施エリアについて、御議論いただきたい。
- なお、公募における以下の各論点については、夏季に向けた追加の供給力対策と基本的に同様とする。
 - ・募集対象・要件
 - ・市場供出の方法
 - ・費用負担の考え方

募集量及び実施エリア

- 2022年度夏季向けのkW公募は、全国的に最低限必要な予備率3%は確保されている中で、需給両面での不確実性を踏まえ、不測の事態に備えた一種の社会保険として行ったものである。
- このため、募集量は徒に過大とならないよう留意しつつ、現実には生じ得る一定の電源脱落リスクを想定し、標準的な火力発電60万kW×2基分（120万kW）の追加供給力を全国8エリア（北海道・沖縄除く）で調達することとした。
- その際、予備率3%をкаろうじて上回る見通しであった東北・東京・中部の3エリアについて、H1需要の1%相当の改善を念頭に、優先的に需給改善を図る約定方法とした。
- 今冬については、安定供給に最低限必要な予備率3%に対し、東北・東京エリア（東日本）で最大103万kWの不足（1・2月）、中部から九州にかけての6エリア（西日本）で99万kWの不足（1月）が生じる※¹見込みである。
- これを踏まえ、募集量については、夏季向けのkW公募と同様、需要増大リスク等に備えた社会保険として、公募実施エリアのH1需要の1%分を追加的に確保することとし、東日本では170万kW、西日本6エリアでは190万kW※²まで募集することとしてはどうか。

※東京・東北エリア（東日本）のH1需要は最大6,927万kW、中部から九州にかけての6エリア（西日本）のH1需要は最大8,798万kW

※¹ 予備率3%に対する不足量を最低限確保する募集量として設定。

※² 追加的に確保する約1%分を落札上限として設定し、その上限を超過する札の落札は認めないこととする。

※³ なお、公募における契約（需給運用）期間は1・2月を基本としつつも、期間外の12月及び3月の供給力の供出に対してインセンティブを持たせる仕組みも併せて検討することとしてはどうか。

1. kW公募の結果の事後確認について

2. まとめ

(参考) kW公募の概要

- 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。	

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">・本会合で整理された費目が計上されていた。・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。・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>
燃料費について	<ul style="list-style-type: none">・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。・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>	<ul style="list-style-type: none">・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。・<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>

（※）

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。

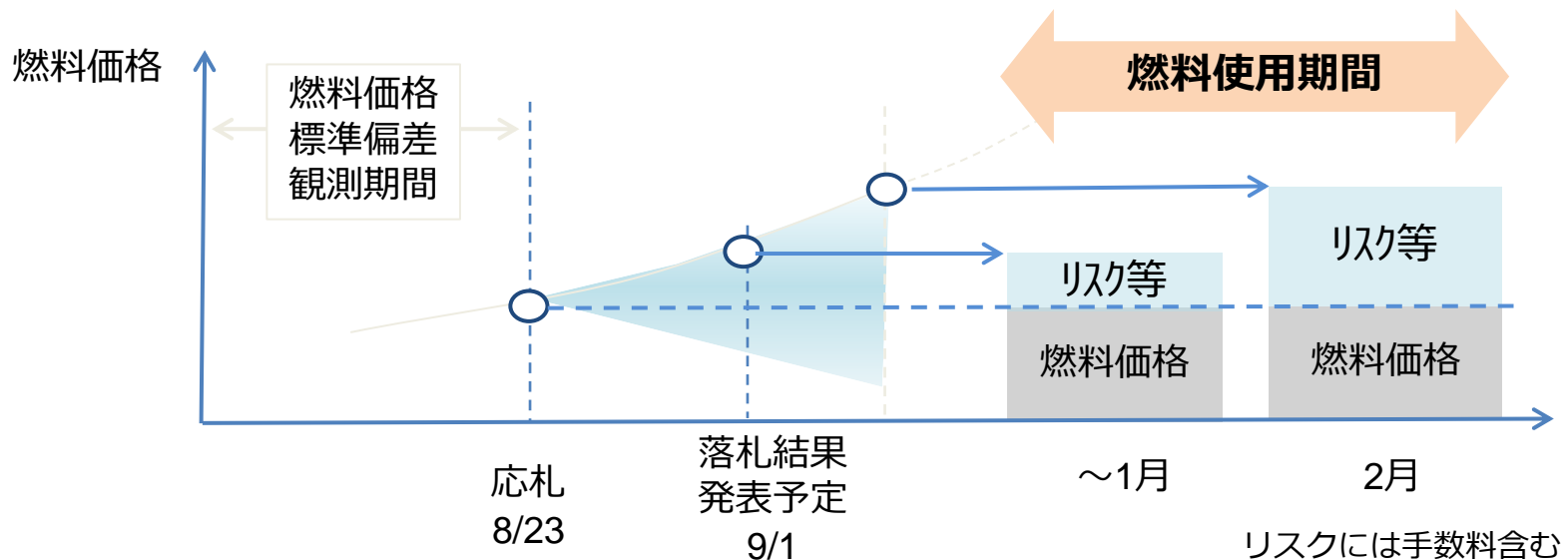
当該事業者の燃料費の考え方

- 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）

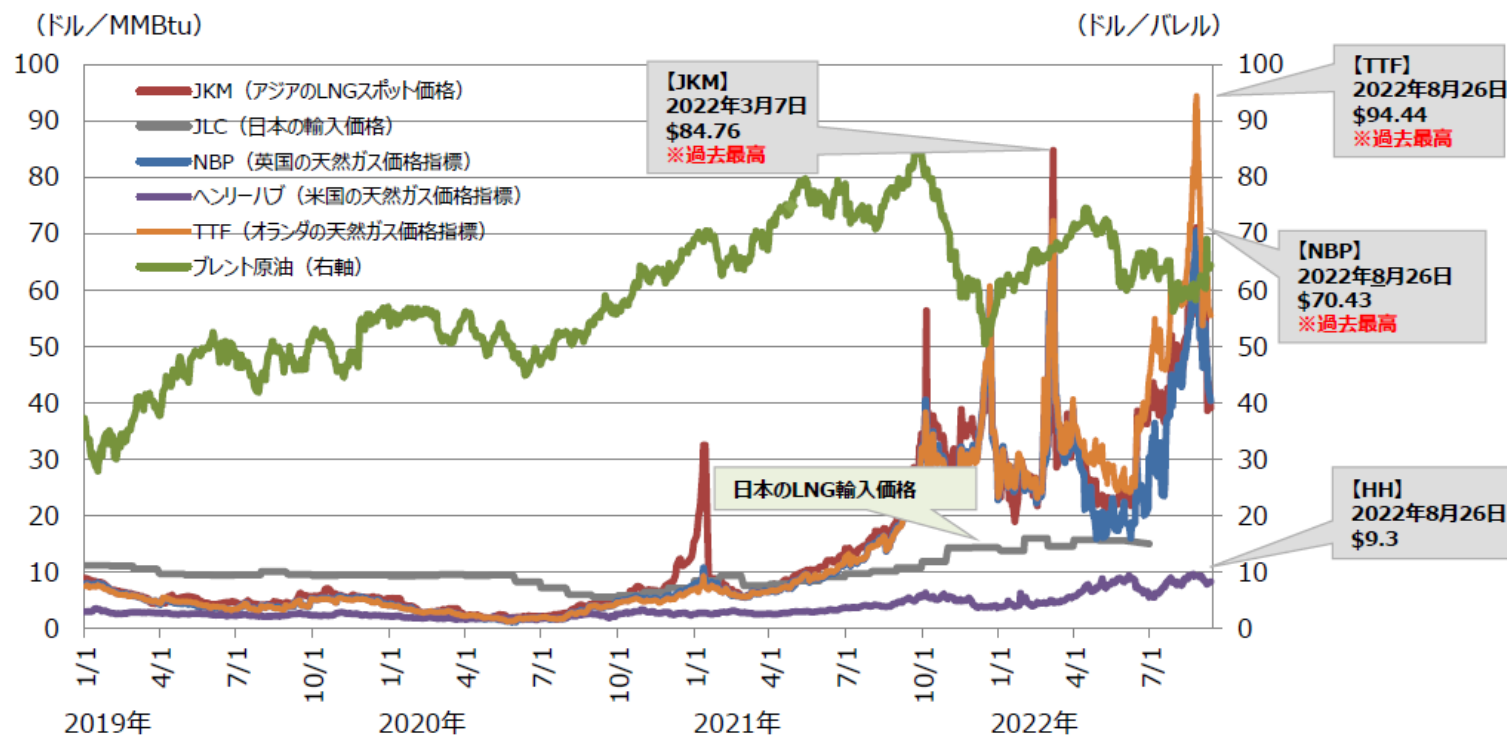
燃料価格の標準偏差×信頼係数（採録期間：2021/4～2022/8）× $\sqrt{8}$ ＋ヘッジ手数料

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。



(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>

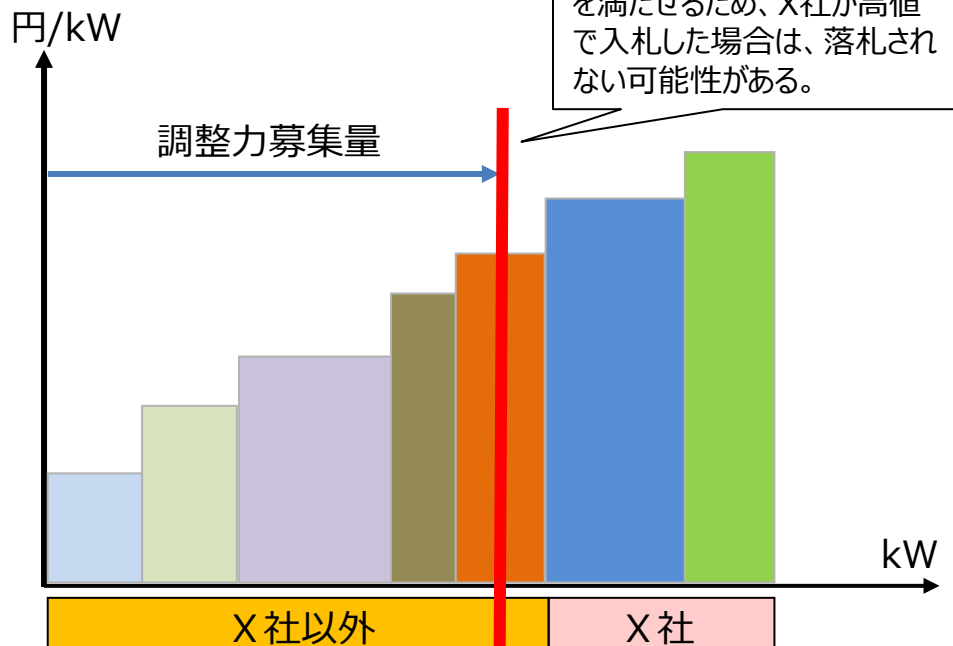
入札価格

精算
価格

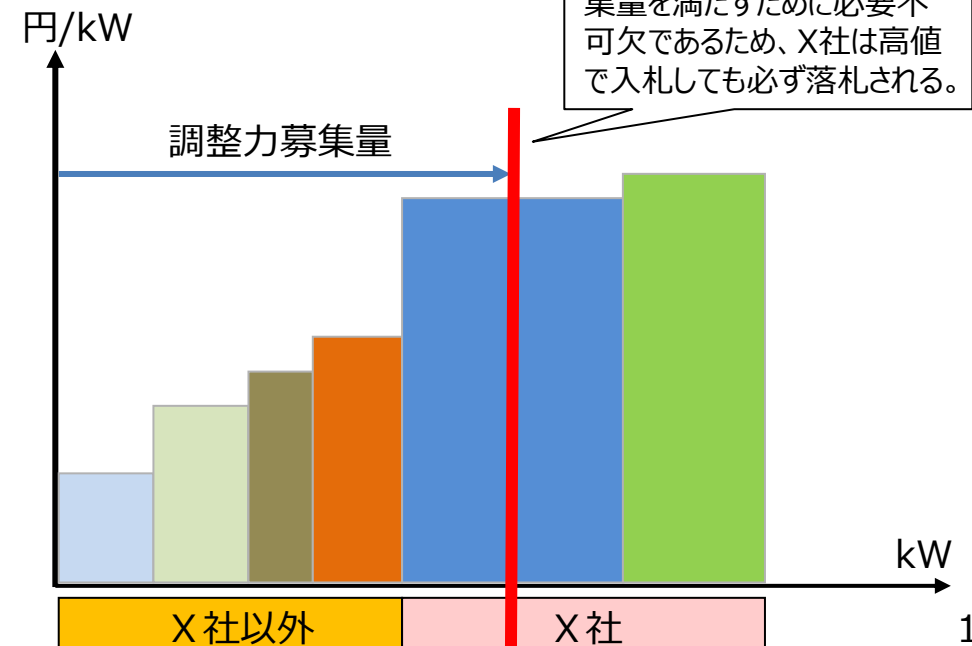
スポット市場等での
収益の還元（後述）

- 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

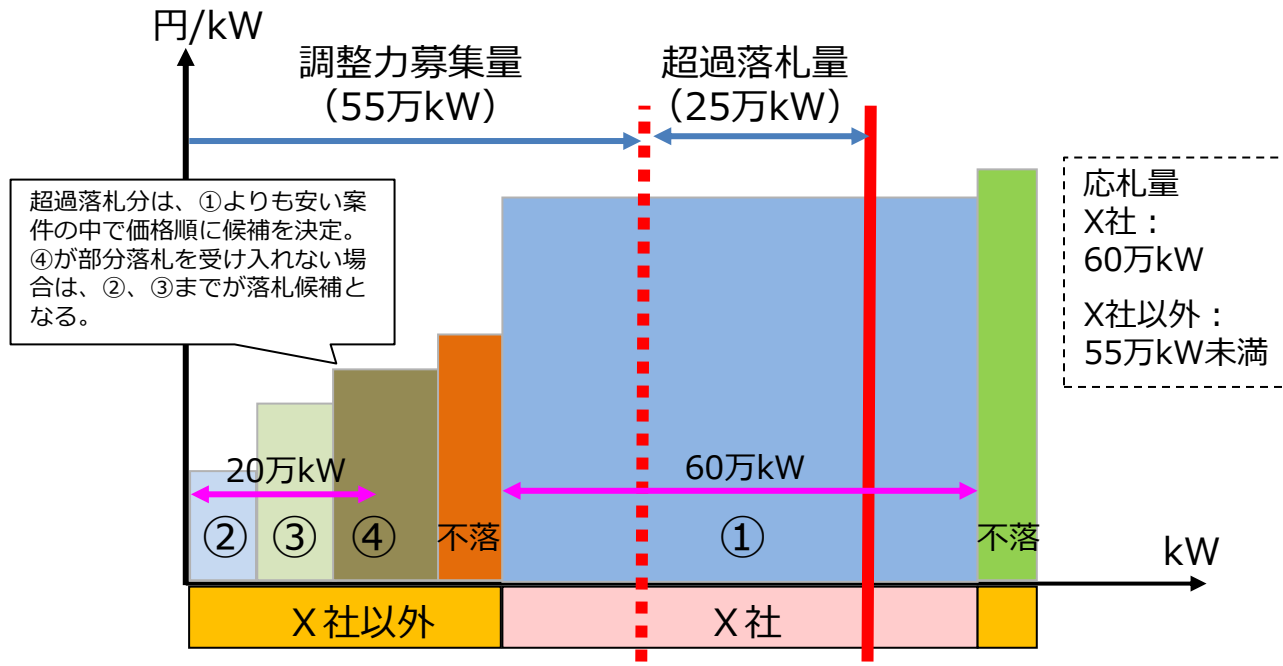


(参考) 入札価格の規律の対象範囲

- 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。

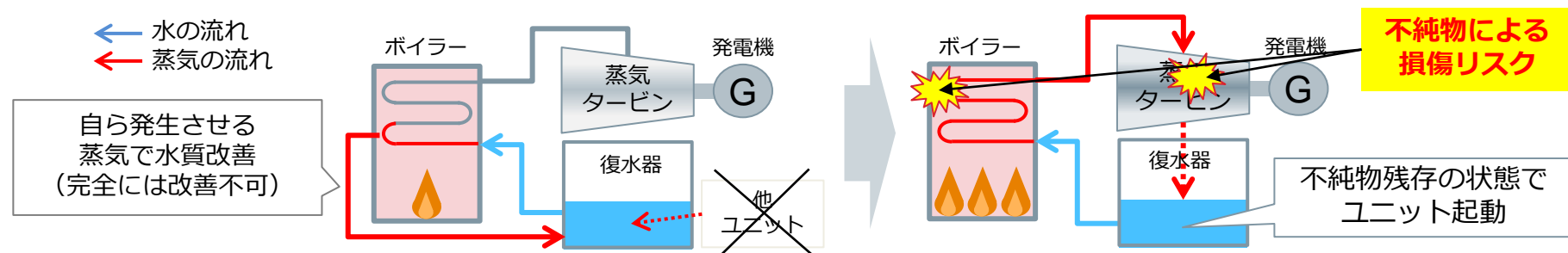


● 落札評価プロセスのイメージ

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) 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。



- 募集量120万kW（最大140万kW）に対し、応札量145.7万kW（うちDR0.4万kW）、落札量135.7万kW（うちDR0.4万kW）であった。応札件数は9件（うち、DR 3件）、落札件数は6件（うちDR 3件）であった。
 - － 電源3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は、既に小売事業者の供給力として見込まれていた発電機に関して同一地点内の需要を抑制して逆潮分を増加させるという応札であり、一般送配電事業者として追加性が確認できなかったこと、及び、提供期間の追加供給力の供出が現実的でなかったこと、であった。なお、小売電気事業者の供給力として見込まれている発電所の同時最大受電電力の内数であっても同一地点内の需要を抑制して逆潮分を増加させるという案件があった場合に一般送配電事業者として追加性を認めるケースがあり得るか等、継続的に確認を行うこととしたい。
 - － DR落札3案件中2件は、自家発電による供出、1件は需要抑制による供出であった。いずれの案件もDRの需要家件数は1件であった。
- 平均落札価格は7,761円/kW（電源平均7,754円/kW、DR平均10,000円/kW）であり、2021年度冬季東京エリアkW公募時の平均価格（14,440円/kW）と比して安値であった。
- 最高落札価格は13,718円/kW（電源最高13,718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2,811円/kWであり、これは、2021年度冬季東京エリアkW公募時の2,284円/kWと比して著しく高くはなかった。
- 今回の公募における合計落札額は、約105億円であった。

応札容量・落札容量 募集量120万kW（最大140万kW）

	応札件数	応札容量 (万kW)	落札件数	落札容量 (万kW)
合計	9	145.7	6	135.7
電源	6	145.3	3	135.3
DR	3	0.4	3	0.4

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) 2021年度冬季 (円/kW)	
			平均落札価格	最高落札価格
全体	7,761	13,718	14,440	15,530
電源	7,754	13,718	15,530	15,530
DR	10,000	10,000	2,323	2,400

- 募集量55万kW（最大80万kW）に対し、応札量64.4万kW（うちDR5.5万kW）、落札量63.1万kW（うちDR5.2万kW）であった。
- 応札件数は7件（うち、DR 5件）、落札件数は5件（うちDR 4件）であった。
 - － 不落となったのは電源 1 件、DR 1 件。電源は本公募がなかった場合には市況等により供給力として供出される電源であるため、追加供給力に該当しなかったこと、DRはPivotal Supplierの入札価格よりも高額であることから超過落札の対象とはならなかったことから、不落になったとのことであった。
- 平均落札価格は約14,400円/kW（電源平均約15,500円/kW、DR平均は約2,300円/kW）であった。これは、電源 I（2021年度向け調整力）の平均落札価格約11,900円/kWより約2,500円高値であった※。
- 今回の公募における合計落札額は、約90億円であった。

※マストラン運転を要する電源については、マストラン費用（燃料費等）が含まれており、マストラン費用を除いた平均価格は、2,284円/kWとなり、電源 I 平均落札価格よりも安価となる。

応札容量・落札容量

		件数	容量（万kW）
募集		—	55.0 (最大80.0)
応札		7	64.4
	電源	2	58.9
	DR	5	5.5
落札		5	63.1
	電源	1	57.9
	DR	4	5.2

平均落札価格・最高落札価格

		価格（円/kW）
平均落札価格		14,440
	電源	15,530
	DR	2,323
最高落札価格		15,530
	電源	15,530
	DR	2,400

1. kW公募の結果等について

2. まとめ

3. まとめ

- 今回のkW公募では、価格規律の対象となる事業者の入札価格の考え方について確認を行い、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で適切に精算されたかを事後的に監視することとしたい。
- なお、今回のkW公募では、東日本エリアの募集量が未達であったことを受けて、第53回電力・ガス基本政策小委員会（2022年9月15日）にて、対応についての議論がなされたところ、電力・ガス取引監視等委員会においては、当該対応を行った結果契約した容量（kW）、容量単価を含め、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づいた運用であったかについて事後確認を行うこととしたい。

今後の対応について

- kW公募は、一般送配電事業者が調整力公募という形で調達しているもの。
- 電源Iの調整力公募では、落札量が募集量を下回る結果となった場合は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき、以下の対応のいずれかを状況に応じて判断し実施している。
 - イ) 募集期間を新たに設定して再募集
 - ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
 - ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結
- 電力需給の見通しが依然として厳しい今冬に向けた稼働を前提に考えると、イ、ロは発電事業者の稼働準備期間が著しく短くなり、応札できる電源がさらに限られる可能性が高いことから、今冬に向けての対応として、公募を実施した一般送配電事業者においてハの手続きを実施する（この場合の要件や費用回収方法等の考え方はkW公募要綱に準じるものとする）こととしてはどうか。
- その場合、電力・ガス取引監視等委員会においては、上記が、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づいた運用であったかについて、契約した電源等の容量（kW）、容量（kW）単価等を含め確認することとなる。
- また仮に、今後kW公募を実施する場合は、今回の事例も踏まえ、より適切な上限価格の設定となるよう見直すこととしてはどうか。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。