

2022年度夏季の追加供給力公募（kW 公募）及び追加電力量公募（kWh公 募）の調達結果の事後確認について

第75回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和4年7月26日（火）



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4月時点における夏季の電力需給見通しは、厳気象H1需要（※）に対し、安定供給に最低限必要な予備率3%を上回ってはいたものの、7月の東北・東京・中部エリアの予備率は3.1%と非常に厳しい見通しであった。※10年に一度の厳しい暑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）及び燃料対策（kWh）の検討が行われ、第49回電力・ガス基本政策小委員会（2022年5月17日開催）において、追加供給力公募（以下「kW公募」という。）及び追加電力量公募（以下「kWh公募」という。）が行われることになった。
- 今回は、2022年夏季kW公募及びkWh公募の落札結果が6月20日に決定、公表されたことから、1. kW公募の結果等について及び2. kWh公募の結果等について、事後確認の結果を報告する。

kW公募及びkWh公募の議論の経緯

第46回電力・ガス基本政策小委員会（3月25日）

- ・ 2022年度夏季kW公募の実施を決定

第47回電力・ガス基本政策小委員会（4月12日）

- ・ 2022年度夏季kW公募の詳細（実施主体、落札決定方法）について議論
- ・ 2022年度夏季kWh公募の実施を決定

第48回電力・ガス基本政策小委員会（4月26日）

- ・ 2022年度夏季kW公募の詳細（募集量・市場供出方法等）について議論
- ・ 2022年度夏季kWh公募の詳細（募集量・市場供出方法等）について議論

第49回電力・ガス基本政策小委員会（5月17日）

- ・ 2022年度夏季kW公募及びkWh公募の概要について前回までの議論を経て整理

【参考】2022年度の電力需給の見通し

2022年4月
第48回電力・ガス基本政策小委員会 資料4-1

- 夏季は、7月の東北・東京・中部エリアにおいて3.1%と非常に厳しい見通し。
- 冬季は、1月、2月に全7エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保できず、東京エリアは特に厳しい見通し。

厳気象H1需要に対する予備率

<夏季>

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	3.1%	4.9%	6.1%
東京			
中部			
北陸	5.0%	4.9%	6.1%
関西			
中国			
四国			
九州	31.6%	34.3%	31.3%
沖縄			

<冬季>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.3%
東北	6.9%	3.2%	3.4%	
東京		▲1.7%	▲1.5%	
中部	5.4%	2.2%	2.5%	
北陸				
関西				
中国				
四国	4.6%	42.0%	43.6%	
九州				
沖縄	56.4%	42.0%	43.6%	69.3%

追加供給対策の概要 (kW公募及びkWh公募)

第49回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年5月17日) 資料5-2 一部修正

- 需給両面での不確実性や燃料調達リスクの高まりを踏まえ、2022年度夏季に向けた供給対策として、**供給力 (kW) 及び電力量 (kWh) を公募予定。**
- 前回 (4/26) の本小委員会での御議論を踏まえ、**供給力は120万kW** (標準的な火力発電所2基相当)、**電力量は10億kWh** (標準的なLNG船2隻分) を募集予定。
※電力量の落札量は、前回の本小委員会 (第48回 (4月26日)) でいただいた御意見を踏まえ、最大15億kWhとしていたものを9億～最大14億kWhに収まる範囲に修正。

供給力公募 (kW)

<募集量>

120万kW ※最大140万kWまで

<対象エリア>

北海道・沖縄を除く全国 8 エリア

<対象設備>

電源及びDR ※追加性の確認あり

<スケジュール>

5月20日～6月3日

公募要綱の公表・入札募集開始

6月下旬 落札者選定・契約協議

7月1日 運用開始

電力量公募 (kWh)

<募集量>

10億kWh ※最大14億kWhまで
(最経済の組み合わせとし、各社の応札量によっては落札量が9億kWhに満たない場合がある)

<対象エリア>

沖縄を除く全国9エリア

<対象設備>

電源及びDR ※追加性の確認あり

<スケジュール>

5月20日～6月3日

公募要綱の公表・入札募集開始

6月下旬 落札者選定・契約協議

7月1日 運用開始

- 1. kW公募の結果の事後確認について**
2. kWh公募の結果の事後確認について
3. まとめ

(参考) kW公募の概要

- 2022年夏季 kW公募概要は以下のとおり。

公募の概要

	内容
対象設備等	東北～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	120万kW（最大140万kWまで超過落札を許容）
提供期間	2022年7月1日～8月31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	<ul style="list-style-type: none">・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

- 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、DR3件）、落札件数は6件（うちDR3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

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、Pivotal Supplier（※）となる事業者の応札があった。
- 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、入札価格の考え方に基づく価格設定が行われていたことを確認した。

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、試運転費等）を計上。	費目は本会合で整理された費目を適切に計上しており、また、費用は、今回の追加供給力の供出に必要な範囲で計上されていた。 <u>なお、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（マストラン）について	燃料費は、入札時点における燃料先物市場価格等を基に計上。	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計上することは合理的と考える。

（※） 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、募集容量120万kW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電やDRは、すべて合計しても募集容量に達しなかった。

以上から、応札量合計が募集容量を満たす事業者のみをPivotal Supplierとした。

(参考) 価格規律の適用対象外の事業者の入札価格について

- 今回の公募では、価格規律の適用対象外の事業者の落札量は全体の約 8 %であった。
- 当該事業者の入札価格は、価格規律の適用対象外ではあるものの、平均落札価格等と比して高値（※）であったことから、念のため入札価格の考え方について聞き取りを行ったところ、下記回答があった。

※DR : 2021年度冬季のDR平均落札価格の約 4 倍。

電源 : マストラン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の約 5 倍

価格規律適用対象外事業者の入札価格の考え方（聞き取り結果）

案件	理由
DR	<ul style="list-style-type: none">• 2021年度冬季（前回）kW 公募の最高落札価格等を考慮し価格を決定。• 未達ペナルティリスク、未達時の不足インバランス料金支払リスク、需要家（工場等）の顧客との契約不履行に伴う違約金リスク等を折り込み。
電源	<ul style="list-style-type: none">• 修繕費（ガスタービンの交換や高温部の修理等）、人件費、管理費を織り込み。

(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

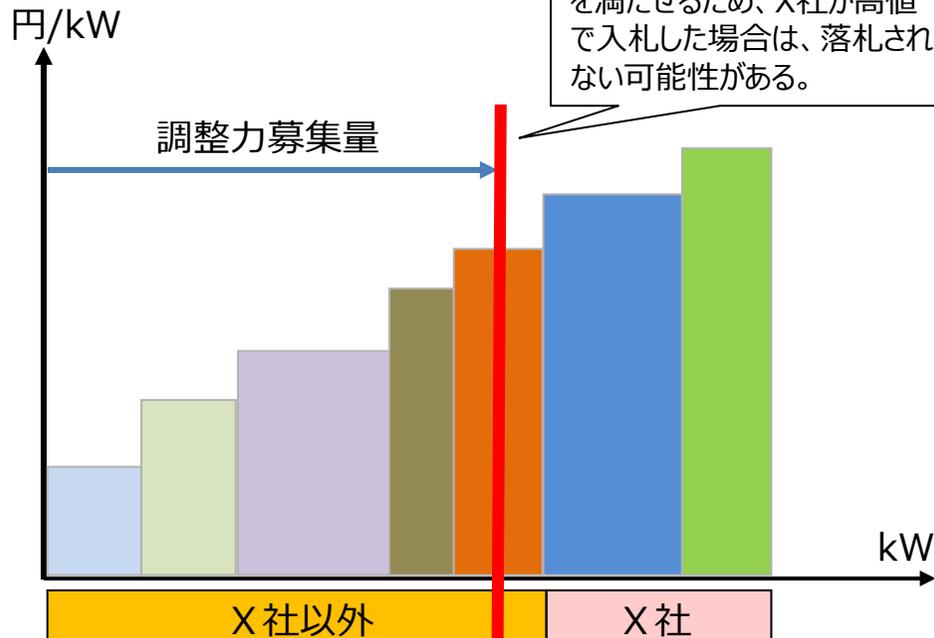
↑ スポット市場等での
収益の還元（後述）

精算
価格

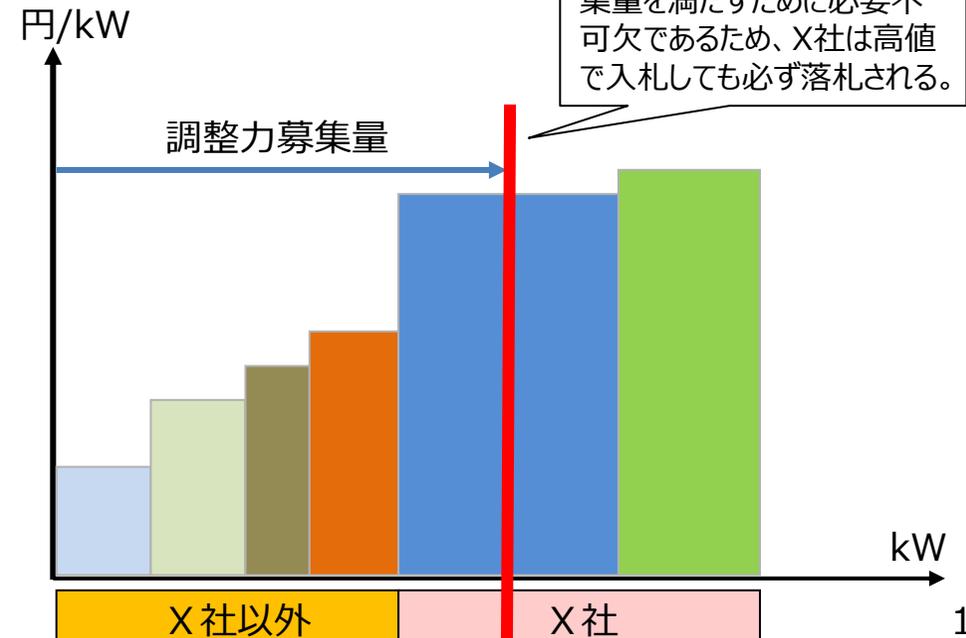
(参考) 入札価格の規律の必要性

- 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

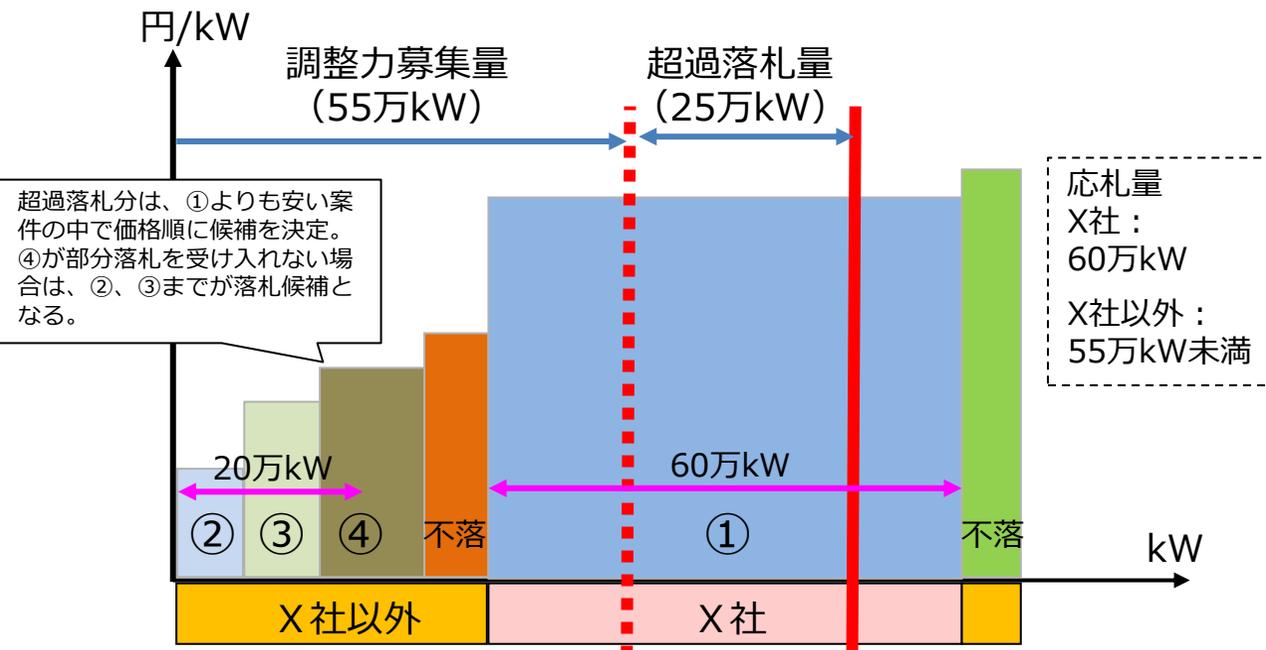


(参考) 入札価格の規律の対象範囲

- 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。

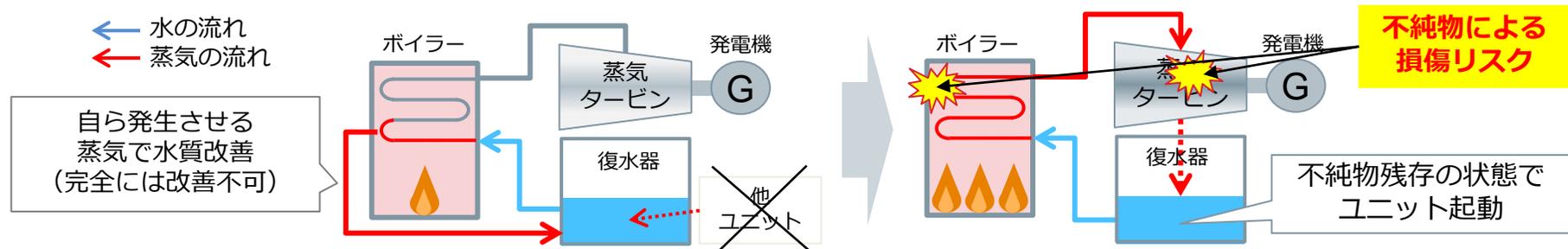


● 落札評価プロセスのイメージ

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、DR1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公募の結果の事後確認について
2. **kWh公募の結果の事後確認について**
3. まとめ

(参考) kWh公募の概要

- 2022年夏季kWh公募の概要は以下のとおり。

公募の概要

	内容
実施主体	沖縄除く一般送配電事業者9社による共同調達
対象エリア	沖縄除く9エリア（北海道～九州）
募集電力量	10億kWh（9～最大14億kWhに収まる範囲）
提供期間	2022年7月1日から2022年8月31日まで
対象設備等	電源及びDR。供出するkWhは、電源においては燃料の調達計画をベースに、DRにおいては過去の需要計画をベースに、追加性が確認できるものが対象。
最低入札電力量	発電設備等による供出の場合は120万kWh以上。負荷設備等による供出（DR）の場合は24万kWh以上。
運用方法	発電事業者等は、提供期間の間に契約電力量の全量をスポット市場又は時間前市場に売り入札を行う。市場供出のタイミングは発電事業者等で判断するが、市場価格がより高い時間帯かつ原則として落札されたkWhの限界費用以上の価格で売り入札を行う。
落札評価方法	入札されたkWh価格の安価な順から落札。
その他	市場へ応札し得られた収益の85～95%を損益比率（※）に応じて一般送配電事業者に還元する。 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。 （※）損益比率 = （市場供出等によって得られる収益 - 燃料等確保料金） / 燃料等確保料金

2 - 1. kWh公募結果

- 募集量10億kWhに対し、応札量9.3億kWh、落札量9.3億kWh であり全て電源（LNG 3件、石油 1件）であった。
- 応札件数は4件、落札件数は4件であった。
- 平均落札価格は約36.04円/kWhであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約334億円であった。

応札電力量・落札電力量

	件数	電力量 (kWh)	
募集	4	10億(最大14億)	
応札	4	9.3億	
	電源	4	9.3億
	DR	-	-
落札	4	9.3億	
	電源	4	9.3億
	DR	-	-

平均落札価格・最高落札価格

	価格 (円/kWh)	(参考) 2021年度冬季 (円/kWh)
平均落札価格	36.04	35.88
最高落札価格	36.95	37.61

2-2. 入札価格の評価

- kWh公募の入札価格については、社会費用最小化の観点から、資源エネルギー庁電力・ガス基本政策小委員会において整理された必要最小限のコストに基づくものであることが求められるところ、落札事業者の入札価格が募集要綱に基づいたものであったか確認を行った。
- 確認の結果、その費目は、燃料費・人件費等であり、大半が燃料費であった。燃料費の算定は、市場価格や直近の為替レート及び価格変動リスク等に基づいており、合理的に想定可能な費用相当額であり、特に問題となる点はなかった。

kWh公募・募集要綱抜粋

第6章 3. 入札価格等

(1) 入札価格は、原則として、契約設備等を用いて募集概要に応じた追加供給kWh契約電力量の供出を行なうための燃料等原資の確保等に要する、合理的に想定可能な費用相当額（燃料費、人件費等）としていただきます。（略）

落札事業者の入札価格の費目及び各費目の考え方

費目	考え方
燃料費	入札時点におけるスポット及び先物市場価格、直近の為替レート、価格変動リスク、燃料供給事業者との価格交渉により決定した価格等を基に計上。
人件費	応札電力量分の燃料調達や発電、販売（スポット市場等への売り入札等）に要する人件費に相当する額を計上。
その他	追加稼働に伴い発生する脱硝経費（脱硝アンモニア等） 追加kWh公募専用のJEPXユーザーアカウント設置費用 ペナルティリスク費用

2-3. 追加kWh公募専用のJEPXユーザーアカウントの設置について

- 第72回制度設計専門会合にて、kWhの追加性や市場への影響等についてより詳細な分析を可能とするために、追加kWh公募で落札した供給力から供出されるkWhであることを明示した専用のJEPXユーザーアカウント（以下、「専用アカウント」という。）の設置が望ましい旨提示したところ。
- 今回の公募にて、専用アカウントを設置した案件は4件中2件であった。
- 専用アカウントの設置しなかった理由については、自社システムの仕様によるものであったことから、致し方ないものであったと考えられる。
- 当該2件を含め追加kWh供出については、聞き取り等により事後確認していく。

専用アカウントを設置しなかった理由について聞き取り結果

案件	理由
A	社内システムのアカウント追加工事に10ヶ月程度要するため難しい。
B	社内システムが複数アカウントでの取引に対応していないため、専用アカウントの設置は難しい。

今後の公募実施に向けた検討課題

2022年4月 第72回制度設計専門会合 資料7

- 今回の追加kWh公募においては、一般送配電事業者及びkWh提供事業者への聞き取りにより事後確認を行ったところ。今後、kWhの追加性や市場への影響等について、より詳細な分析を可能とするために、追加kWh公募専用のJEPXのユーザーアカウントの設置を規定することが望ましいのではないか。
- 「市場供出方法及び精算の在り方」において、kWh提供事業者の市場入札価格を、一般的なLNGの限界費用価格（10円/kWh）以上を基本とするとしていたところ。下限値については、LNGや電力の市況等を踏まえ検討すべきではないか。

(参考) 入札価格の考え方

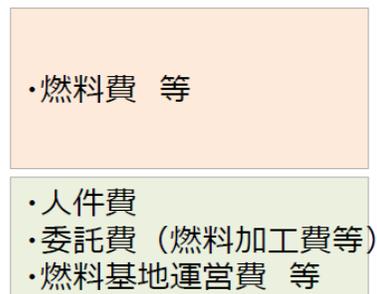
- 今回の公募における入札価格の考え方は、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において、以下の費目を基本とした必要最小限のコストを入札価格とすることが整理されている。
- そこで、本委員会事務局では、応札事業者の入札価格が以下の費目のとおり適切に計上されているか確認を行った。

論点⑤ 費用負担と価格規律の在り方

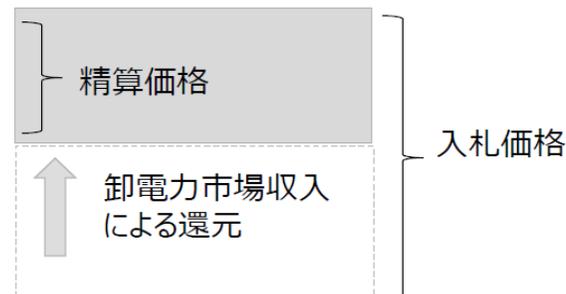
- 前回の本小委員会において、電力卸市場の収入及び託送料金の仕組みで補填される金額の水準は、先物市場から想定される価格にわずかに上乗せされる程度であれば、発電事業者が公募調達を通じて過剰な利益を見込むようなモラルハザードは生じにくいのではないか、という御意見があった。
- **今年度のkWh公募は、一定の仮定の下にあり得べきkWh不足への予防的措置**であり、連系線でつながっている9エリアを対象とした共同調達であることから、今回実施する場合の費用負担については、**当該対象エリアの需要家が負担**することとしてはどうか。
- また、**社会費用最小化の観点**からは、事業者の**入札価格についても一定の規律が必要**となる。今回のkWhの追加調達に要するコストとしては、たとえば、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。
- なお、入札価格の妥当性については、電力・ガス取引監視等委員会で確認を行うこととする。

資源エネルギー庁
2021年10月 第40回電力・ガス
基本政策小委員会 資料4-2

<追加調達に必要なコスト (円/kWh) >



<費用回収(円/kWh)>



(参考) 2021年冬季公募結果

- 募集量3.0億kWhに対し、応札量4.96億kWh（うちDR 2千万kWh）、落札量4.19億kWh（うちDR 2百万kWh）であった。
- 応札件数は12件（うち、DR 5件）、落札件数は4件（うちDR 1件^(注)）であった。
- 平均落札価格は約35.88円/kWhであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約150億円であった。

(注) DRの落札事業者は、落札決定後に契約辞退。

応札電力量・落札電力量

		件数	電力量 (kWh)
募集		-	3.00億
応札		12	4.96億
	電源	7	4.72億
	DR	5	0.24億
落札		4	4.19億
	電源	3	4.17億
	DR	1	0.02億

平均落札価格・最高落札価格

	価格 (円/kWh)
平均落札価格	35.88
最高落札価格	37.61

1. kW公募の結果等について
2. kWh公募の結果等について
- 3. まとめ**

3. まとめ

- 今回のkW公募及びkWh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ったが、特に問題となる点はなかったと評価できる。
- 一方で、今回のkW公募における不落となった応札があった件に係る、一般送配電事業者の供給力の追加性の判断に当たり、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について、継続的に確認を行うこととしたい。
- 次回実施される公募（※）についても、効率的かつ効果的に実施されるよう、当委員会としても必要に応じて連携を図ってまいりたい。

※ kW公募 : 第51回電力・ガス基本政策小委員会にて2022年冬季の実施が決定され、一般送配電事業者が主体となり公募開始に向けた準備を開始

kWh公募 : 次回実施時期は未定