

東京エリアにおける2021年度冬季の追加 供給力の公募実施結果等について

第72回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和4年4月21日（木）



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

- 2021年4月、電力広域的運営推進機関が行った冬季の需給見通しでは、厳寒H1需要に対し、東京エリアの2022年1月及び2月の予備率が3%を下回る見通しであることが判明したことから、追加供給力の公募（以下「追加kW公募」という。※）が実施されたところ、調整力提供期間（1月4日～2月28日）及び精算業務が終了した。
- 当委員会にて、募集要綱及び契約書（以下、「募集要綱等」という。）に基づき、追加kW供出が行われていたか確認（①精算について、②kW提供事業者の対応）を行ったので、結果を御報告する。

※資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会にて実施が決定された、調整力公募の仕組みを活用した供給力確保のスキーム。2021年8月30日に公募が開始され、10月26日に落札結果が発表された。

募集要綱等の主な内容

1. 調整力発動指令に対し、1日2回の発動を前提とする場合は3時間、1日1回の発動を前提とする場合は5時間の継続運転を行う。
2. 落札者が市場等の供出により利益を得た場合は、その全部を一般送配電事業者に還元する。
3. 市場に入札する際は東京エリアプライスと調整力の登録kWh価格とのいずれか高い方とする。小売電気事業者との相対契約で活用する際の単価は、スポット・時間前平均単価とする。
4. 契約電力未達時は、未達度合を算出した上で還元する。
5. 市場等で不落となった電力は、一般送配電事業者が電源Ⅱと同様に調整力として活用する。
6. 調整力発動指令外の市場供出によって得られた利益は、9割を一般送配電事業者に還元する。ただし、マストラン運転による供出に差損が生じた場合はその全部を還元する。
7. マストラン運転に伴い得られた収入は、マストラン運転に係る燃料費等の可変費を上限に還元する。

論点⑥：精算について

- 公募により確保された供給力について、実際の稼働量や、市場からの収益を応札時点で見通すことは困難。このため、以下のとおり、精算の仕組みを整理してはどうか。

1. 最低供出要件分

- ◆ 今回の公募により確保された供給力について、実際の稼働量や、市場からの収益を応札時点で見通すことは困難である一方、これらの供給力が市場等に供出されれば、落札者は、市場価格等に応じた収益が得られる。
- ◆ 今回の公募に要する費用は、託送料金を通じて回収されるところ、これらの収益については、その費用の抑制のために充当することが適当。
- ◆ このため、落札者が、市場等への最低供出要件（論点③（9P）参照）に基づいた市場等の供出により、利益を得た場合には、その全部を一般送配電事業者に還元することとしてはどうか。

2. 上記1以外の運用分

- ◆ 社会コストを最小化する観点からは、公募により確保された電源は、可能な限り、広く活用されることが適当。これは、小売事業者による公募電源等へのアクセス機会の増加にもつながる。
- ◆ 他方、上記のように、落札者が利益を得た場合に、その全部を還元するという条件とした場合、落札者にとって、最低供出要件を越えて、供給力を運用するインセンティブがない。
- ◆ このため、落札者が上記1以外の運用によって得られた利益（※）については、原則として、一般送配電事業者に還元するものの、その一部（例えば10%）については、発電事業者やDR事業者が得られる仕組みとしてはどうか。
（※）電源においてマストラン運転が必要となる場合には、収益が費用を下回る可能性もある。この場合には収益の還元を行わない。

3. 市場等での不落分

- ◆ 市場等で落札されなかった余った電力についても、限界費用が相対的に安ければ、一般送配電事業者が調整力として利用することが、社会コストの最小化につながる。
- ◆ このため、市場等での不落札分については、一般送配電事業者が、電源Ⅱと同様に調整力として活用できることとし、落札者との間での精算は入札時に設定した1kWhあたりにかかる費用の上限値以下の範囲で適切に計算した上で、一般送配電事業者においては、その収支は、全体のインバランス収支の中で管理することとしてはどうか。

公募結果

- 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

(参考) 公募の概要

- 今回、東京エリアで実施された追加供給力公募の概要は以下のとおり。

公募の概要

	内容
対象設備等	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対象。
募集容量	55万kW（最大25万kWまで超過落札を許容）
提供期間	2022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	前日夕方又は当日朝の段階で需要最大時の予備率が5%を下回ることが見込まれるときに発動指令を行う。 発動指令に基づき、電源等はスポット・時間前市場に原則、限界費用ベースで応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRは、発動指令時に市場に応札するほか、小売事業者との相対契約や小売事業者の自社需要減のための利用も可。 発動指令時に市場に応札し未約定となった場合などゲートクローズ時点でkWに余力があれば、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。評価用価格の総額が低い案件から落札。
費用負担	公募調達の費用負担については、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた収益で費用を回収するのが基本。その上で、不足分については、託送料金の仕組みを利用して、東京エリアの需要家から回収。

募集要綱等に基づく運用となっていたか（①精算について）

- 東京電力パワーグリッド（以下「東電PG」という。）に対し、追加供給力供出の運用に関する精算結果についてを行い、下記を確認したことから、募集要綱等に基づく運用であったことが認められた。
- ✓ 追加kW公募により東電PGと契約した事業者（以下「kW提供事業者」という。）5件（うち4件はDR）について、それぞれ発動指令に基づき発動された電力を時間前市場に供出して得た利益及び小売電気事業者との相対契約で活用して得た利益が、還元された。
- ✓ 発動指令外における市場供出により得られた利益は、全額還元された。
- ✓ 発動指令量未達分については、ペナルティとして還元された。
- ✓ マストラン運転の市場供出で得た収益は、全額還元された。
- ✓ なお、調達額90億円に対し、市場供出等で得た利益（約8億円）、発動指令未達によるペナルティ（約2千万円）及びマストラン市場供出収益（約26億円）の合計約34億円（約38%）が東電PGに還元された。

東電PGへの還元額

項目	市場供出等で得た利益(※)	発動指令外市場供出で得た利益	発動指令未達分ペナルティ	マストラン分の市場供出収益戻入	(参考)調達価格
5案件合計(億円)	3.7	4.3	0.2	26.0	89.5

※小売電気事業者との相対契約で活用し得た利益を含む

募集要綱等に基づく運用となっていたか（② kW 提供事業者の対応）

- kW提供事業者の調整力発動指令への対応が、募集要綱等に基づいたものであったか東電PG提出資料により、確認を行った。（kW提供事業者（案件A～E）の詳細データはP9に掲載。）
- 1. kW提供事業者の調整力発動指令への対応について
 - ✓ 調整力発動指令分の電力量について、案件A及びBは、小売電気事業者に相對契約で活用された。案件C、D及びEは市場供出を行い、約定しなかった分について、調整力として活用された。
 - ✓ 案件B及びDは、調整力発動指令量に対して未達度合が大きかった。
- 2. kW提供事業者の市場入札等（調整力発動指令分）の価格について、下記の通り募集要綱等に基づいた入札価格であったことを確認した。
 - ✓ 案件A、Bは、全量をスポット・時間前平均単価で小売電気事業者に相對契約で活用された。
 - ✓ 案件C、D、Eは、全量時間前市場に「東京エリアプライス」と「調整力の登録kWh価格」の高い方の価格で入札された。
 - ✓ 市場で不落となり調整力として活用された電力については、電源Ⅱ相当と扱われ調整力の登録kWh価格で精算された。
- 3. マストランを必要とする電源（案件E）について、マストラン分の運転の結果を確認し、募集要綱等に基づき運用されたことを確認した。
 - ✓ マストラン分の運転による電力は、契約期間中、全コマ全量約定した。

精算の在り方等に基づく運用となっていたか（②kW 提供事業者の対応）

- 前項「1. kW提供事業者の調整力発動指令への対応について」にて記載した、調整力発動指令量に対して未達度合が大きかった案件B及びDについて、追加的調査を行ったところ、以下を確認した。
 1. 案件B及びDの未達度合が大きかった主な理由
 - ✓ 年明けの稼働から自家発機が不調であった。
 - ✓ 積雪のため、系統からの解列を余儀なくされ対応できなかった。
 2. 事前アセスメントでリスクを把握できたか
 - ✓ DRの未達リスクは、設備トラブルや想定外の製品受注減少によるベースライン低下等が考えられるところ、事前に定量的に把握することは難しく、現時点では、未達ペナルティによる契約遵守インセンティブに頼らざるを得ない。

以上から、案件B及びDの未達度合が大きかった理由は致し方ないものであったと考えられ、未達度合に応じたペナルティが支払われていたことから、募集要綱等に照らして問題があるものではない。

他方で、DRの組成にあたっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないか。

調整力発動指令量とkW提供事業者の実績計測値、市場入札量等

	調整力発動指令の 時間帯	調整力発動 指令量合計 (kWh)	実績計測値 合計 (kWh)	未達度合※ (平均)	調整力発動指令量 のうち市場約定量合 計 (kWh)	実績計測値のうち 調整力活用分合計 (kWh)
案件A (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	195,000	198,761	0.7%	—	—
案件B (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	54,600	5,862	89.3%	—	—
案件C (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	426,750	481,415	14.0%	317,574	164,567
案件D (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	105,000	11,135	89.4%	11,130	5
案件E (電源)	1/6 9:00-24:00 1/7 0:00-20:00 2/10 9:00-24:00 2/11 0:00-20:00 2/14 16:30-20:00 2/15 9:00-12:00	44,293,500	43,896,327	0.9%	24,884,100	19,012,227

※未達度合は、コマごとに算出された。

案件Eにおける、マストラン供出量及び任意供出量

	マストラン供出量 (kWh)	任意供出 (kWh) ※	調整力としての活用分 (kWh)
案件E(電源)	108,581,400	181,449,850	334,881

※任意供出分は、追加kWh公募で活用され収益の9割が一般送配電事業者に還元され、kW公募では、kWh公募の還元額を差し引いた後の利益が還元された。

まとめ

- 追加kW供出の運用については、募集要綱等に照らして問題となる点は認められなかった。
- 他方で、DRの組成にあたっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないかな。
- 現在、資源エネルギー庁では、次回の追加供給力公募に向けた制度設計の検討が進められているところ、効率的な供給力の公募調達が実施されるよう、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。

(参考) 募集要綱抜粋

第5章 募集概要

(略)

(1) 運用要件

(略)

ハ 運転継続時間が原則3時間以上（1日2回〔原則として3時間以上の間隔をおくものとする。以下同じ。〕の発動を前提とする場合）または原則5時間以上（1日1回の発動を前提とする場合）

(イ) 原則として、1日2回の発動を前提とする場合は3時間にわたり、または1日1回の発動を前提とする場合は5時間にわたり、当社の指令に応じた2021年度冬季追加供給力契約電力の供出が継続可能であることが必要です。

(ロ) 2021年度冬季追加供給力契約電力での運転継続時間が1日2回の発動を前提とする場合は3時間、1日1回の発動を前提とする場合は5時間に満たないものは、所定の計算方法で算定して落札者決定過程で評価いたします。

二 平日時間における発動回数が12回以上（1日2回の発動を前提とする場合）、または6回以上（1日1回の発動を前提とする場合）

(略)

ト 市場への供出等の義務

原則として、当社からの指示に応じ、または予め当社の指定する基準等にもとづき、日本卸電力取引所のスポット市場または時間前市場（以下、総称して「卸電力取引市場」といいます。）への売り入札を行っていただき、当該入札に係る約定により得られる利益を当社に還元していただきます。

なお、当社との間で需要抑制調整供給契約が締結されていない負荷設備によるDR等で、契約設備を含むバランシンググループ（以下「BG」）からの供出が困難な場合は、当社と協議のうえ、当該DRの契約設備に供給する小売電気事業者の供給力とし、卸電力取引市場への供出等に用いることにより代替できるものといたします。（この場合、当社に還元する利益は、原則として、スポット市場および時間前市場における約定価格の、30分コマごとの売買取引の数量により加重平均して得られる回避可能費用単価〔電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則[平成二十四年七月一日施行] 附則第十三条第一項にもとづき算定される回避可能費用単価。以下同じ。〕による収益が得られたものとみなして算定するものといたします。）ただし、この場合、当該小売電気事業者との間で、卸電力取引市場への入札、および当社に対し利益を還元するに際して必要な合意がなされている等、本要綱にもとづく契約の履行に支障をきたさないようにしていただくことが必要です。

(参考) 募集要綱抜粋

第6章 応札方法

(略)

3. 入札価格等

(3) 落札した契約設備について、当社が求めた場合には、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、内訳とともに当社に提示していただき、入札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いたします。なお、マストラン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）するものとしします。

第8章 契約条件

1. 主たる契約条件は以下のとおりです。

(略)

(3) 市場への供出等に伴う精算

イ 本要綱第5章2.(1)トに定める市場への供出等を行った場合は、当該供出等によって得られる利益相当（卸電力取引市場における約定価格〔本要綱第5章2.(1)トなお書きによる場合は、原則として回避可能費用単価〕から、対応する30分コマにおける(4)イに定める申出単価を差し引いて得られる単価に、供出量相当を乗じて得られる金額）の全額を当社に還元する（(2)の基本料金および(4)の従量料金と相殺、または当社に支払う）ものといたします。

ロ 提供期間を通じて、本要綱第5章2.(1)ルによる市場への供出等（以下「任意供出」といいます。）により得られた収益の合計が、任意供出のために要した燃料費等の可変費（原則として対応する30分コマにおける(4)イに定める申出単価をもとに算定いたします。）の合計を上回る場合の、その利益については、90%を当社に還元するものといたします。

ただし、マストラン運転が必要な設備の場合は、提供期間を通じて、任意供出およびマストラン運転に伴い生じる電力量相当の市場供出（以下「マストラン供出」といいます。また任意供出とマストラン供出を総称して「要件外供出」といいます。）により得られた収益の合計が、要件外供出のために要した燃料費等の可変費の合計を上回ったときの、その利益については、90%を当社に還元するものといたします。この場合、要件外供出全体で利益が発生したか否かに関わらず、提供期間を通じて、任意供出のみに係る利益が発生し、かつマストラン供出に係る差損が発生した場合は、マストラン供出に係る差損の額を超えない範囲で、任意供出のみに係る利益の全額を当社に還元していただきます。

(参考) 募集要綱抜粋

第8章 契約条件

1. 主たる契約条件は以下のとおりです。

(略)

(8) 契約電力未達時割戻料金

イ 平日時間において、契約者の設備トラブルや計画外の補修等、当社の責とならない事由により、当社からの発動指令にもかかわらず、運転継続時間（発動1回あたりの運転継続時間が、1日1回の発動を前提とする場合で5時間を超えるときは5時間、1日2回の発動を前提とする場合でそれぞれ3時間を超えるときは3時間といたします。）において、契約者が提供した30分単位のコマごとの電力量（市場供出等された電力量と当社に供給した電力量の実績の合計といたします。ただし契約者が設備トラブル等の正当な理由なく契約電力の一部または全部について卸電力市場への入札を行わなかった場合は、入札量を上限とします。以下、「提供電力量」といいます。）が2021年度冬季追加供給力契約電力を2で除して得た値に達しない場合は、契約電力未達時割戻料金を算定し、各月ごとに当社が支払いを受けるものといたします。なお、契約電力未達時割戻料金については、30分単位のコマごとに契約電力未達度合いを算出したうえで算定するものとし、契約電力未達時割戻料金を算定する際の「2021年度冬季追加供給力契約電力」は30分単位の値として2で除してえた値といたします。

□ 契約電力未達時割戻料金の算定式は以下のとおりといたします。

契約電力未達時割戻料金 = 各コマの未達度合い合計 ÷ (発動回数※1 × 運転継続時間※2 × 2コマ) × 基本料金 × 1.5

未達度合い = (2021年度冬季追加供給力契約電力 - 提供電力量※3) ÷ 2021年度冬季追加供給力契約電力

※1 1日1回の発動を前提とする場合は6回、1日2回の発動を前提とする場合は12回といたします。

また、前者の場合は7回目の発動回数以降、6回を超えて実際に応じていただいた回数を、後者の場合は13回目の発動回数以降、12回を超えて実際に応じていただいた回数を、それぞれ加算いたします。

※2 発動1回あたりの運転継続時間が、1日1回の発動を前提とする場合で5時間を超えるときは5時間、1日2回の発動を前提とする場合で3時間を超えるときは3時間といたします。

※3 未達度合いの算定に用いる提供電力量は、2021年度冬季追加供給力契約電力を上限といたします。ハ 契約電力未達時割戻料金は、基本料金以下といたします。

（参考）契約書抜粋

（市場供出指示および入札の条件等）

第8条

甲は、実需給の前日夕刻または当日朝時点の予備率の見通しが一定水準を下回ったことによる乙からの市場供出の指示にもとづき、卸電力取引市場において第5条の契約電力に相当する売り入札を行なうものとする。なお、市場供出の指示や連絡等の具体的な運用方法については別途甲乙の協議により定めるものとする。また、需給運用上の必要がある場合等で、乙から特段の入札に関する指示があったときは、甲はその指示に従って卸電力取引市場における入札を行なうものとする。

2 甲は、時間前市場において前項にもとづく入札を行なった売り札について、実需給の原則として3時間前までに、乙からの発動指令が行なわれなければ、その時点で約定していない売り札を取り下げるものとする。

3 甲が、第9条にもとづく運用により卸電力取引市場において契約設備からの売り入札を行ない既に約定しているときに、前項に定める乙からの市場供出指示があった場合、第5条の契約電力に相当する入札について、乙からの市場供出指示に従って行なった入札とみなす。

4 甲が第1項により卸電力取引市場へ売り入札を行なう場合、入札を行なう市場が時間前市場のときは実需給30分コマのスポット市場における東京エリアプライスと第18条の申出単価のいずれか高い方で、入札を行なう市場がスポット市場のときは第18条の申し出単価で、それぞれ入札するものとする（この場合の入札単価を総称して「要件入札単価」という。）。

（従量料金に係る単価の提出）

第18条

甲は乙に対し、乙が定める様式（別紙2〔申出単価等一覧表〕）により、契約設備ごとに、土曜日から翌週金曜日（以下「適用期間」という。）までの調整電力量に適用する単価（円/kWh）を原則として適用期間の開始直前の火曜日（当該日が休祝日の場合はその直前の営業日とする。）の14時までに提出するものとし、単価は入札時に甲が提示した上限電力量単価を上限とする。

ただし、甲の特別な事情により、適用期間の途中で申出単価を変更する必要がある場合は、甲はすみやかにその旨を乙に連絡し、甲乙協議のうえ、申出単価の変更を行なうことができるものとするが、適用した単価を過去に遡って修正することはできないこととする。また、発動決定後、発動終了時間までの単価変更についてもできないこととする。

v1：当社が契約設備に対して、出力増指令したことにより増加した電気の電力量に係る1kWhあたりの増分費用相当単価（円/kWh）単価については、第28条で定める事業税相当額を加算しない金額とし、銭単位で登録するものとする。