

2021年度冬季に向けた 調整力公募について

2021年8月27日

資源エネルギー庁

意見公募の結果について

- これまで、電力・ガス基本政策小委員会（第35～37回）及び第63回制度設計専門会合において、2021年度冬季の東京エリアにおける追加的な供給力確保策について、ご議論いただいていたところ。
- 当審議会での議論等を踏まえ、募集主体である東京電力パワーグリッド（以下、東電PG）が募集要綱案を作成し、8月4日～16日まで意見公募（RFC）を実施。約50件にわたる質問等が寄せられたが、募集要綱の策定にあたって当審議会ですらに検討を深めるべき論点はなかった旨、報告があった。

<今後のスケジュール>

- 8月4日～16日 意見募集
- 9月初め 募集要綱の確定、入札募集
- 10月中 落札者決定
- 11月初め～ 契約締結

(参考) RFCのとりまとめ状況

- RFCで寄せられた主なご意見及びご意見に対する基本的な考え方について、東電PGから以下の通り報告があった。
- 詳細は後日、東電PGのホームページで公表予定。

寄せられたご意見の概要

安価なDRなどの少量応札が姉崎火力（60万kW）より高価であっても（上限価格以下であれば）25万kWまで超過して募集するとの理解で良いか。

市場入札不可のDRの場合、小売電気事業者から買い取ったネガワットを再度小売電気事業者に回避可能費用相当で売り戻すのだとすると、複雑かつ非効率で需要家からの理解も得にくい。また、ネガワット調整金<回避可能費用の可能性が高く、小売電気事業者との協議が難航することが想定される。市場入札不可のDRの場合に限り、TSOが調整力として引き取る仕組みを検討願いたい。

協議の上であれば、目的外利用も認められるのか。また、利益の90%をTSOへ還元することとされているが、数値に経済的根拠があるのか。アグリゲーターとしては、10%の収益では運用費用、利益がまかなえない状況。

ご意見に対する考え方

・落札者選定手順上、1案件で募集容量を満たす規模の応札があった場合、当該案件よりも価格が高い応札案件は落選となる。

・市場供出が原則であり、市場供出不可のDRに限り、例外として小売電気事業者との相対契約を通じた運用等も認めるものであり、小売事業者が供給力として利用する前提には変わらない。

・また市場供出による利益の還元により費用を最小化する趣旨を踏まえ、市場供出不可のDRの場合は回避可能費用を参考に還元額を算定することとしている。

・発動に支障を及ぼさない範囲において、東電PGとの協議にもとづき、リソースを任意に活用可能。

・なお、利益還元の水準については、第37回基本政策小委員会における整理に沿って設定している。

➡ その他、質問や確認を含め、合計 5 3 件のご意見が寄せられた。

(参考) 追加供給力確保策の概要

1. 公募手法

- 調整力公募の追加実施の形式

本来、調整力公募は、各一般送配電事業者が、翌年度分の調整力を調達するための制度。2021年度分はすでに調達済みだが、供給力不足が顕在化したため、年度途中で追加実施するもの。なお、今回追加で調達するのは供給力であり、一般送配電事業者が確保した電源等は、小売電気事業者が公平にアクセスできるよう、運用面での配慮が必要。

※なお、卸電力市場で約定しなかった場合、その余力を調整力として活用することとなる。

2. 募集内容

- 東電PGが実施主体。
- 募集規模は、これまでの補修調整を反映した冬季の東京エリアの不足量（※）をまかなう容量とし、具体的な手続きや要件については、国や広域機関と連携しつつ、東電PGが検討。
※1月：▲約35万kW、2月：▲約55万kW
※ピーク需要の時間帯（朝・夕）の供給を要件とする方向。
- 公募により価格を決定。事業者の入札価格の妥当性については、事前にとりまとめられた価格規律のルールに則り、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）で確認。

3. 費用負担のあり方

- 落札電源は市場に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとする。

以下、参考

**第37回 電力・ガス基本政策小委員会
(2021年7月12日)**

資料6 抜粋

本日御議論いただきたいこと

- 前回（第36回（6月15日））の本小委員会において、2021年度冬季において不足する供給力の追加的確保策として、休止中の発電所の稼働要請の対策を取り上げ、その進め方について御議論いただいた。
- その際、一般送配電事業者が調整力公募という形で供給力を調達する場合の
 - ①調達対象
 - ②公募に係る実施手続
 - ③追加的に確保する供給力の位置づけ
 - ④調達費用の回収方法といった論点とそれについての基本的な考え方が示された。
- 本日は、これらの論点をより詳細化し、冬季に向けて速やかに公募を開始できるよう、入札の実施に向けて事前に検討しておくべき以下の事項についてご議論いただきたい。
 - ・論点①：対象設備等
 - ・論点②：運用要件
 - ・論点③：市場供出方法
 - ・論点④：落札決定方法
 - ・論点⑤：公募において評価対象とする価格の範囲
 - ・論点⑥：精算

【参考】東京エリアにおける2022年1月・2月の需給ギャップ^o

単位[万kw]

※四捨五入で一部数値が一致しない。

東京エリアの需給バランス
(2022年1月断面)

東京エリアの需給バランス
(2022年2月断面)

H1予備率3%ライン

5,492

▲135

▲35

▲55

▲145

供給力
5,357

供給力
5,457

供給力
5,347

供給力
5,437

論点① 対象設備等

- 前回の本小委員会で、今回の公募における調達対象は、できる限り幅広い応募を可能とするため、電源とデマンドリスポンス（DR）とすることとした。今回、追加的に募集する供給力は、来年1・2月の東京電力管内の需給見通しにおける不足分を埋めるためのものであり、2021年3月に提出された最新の供給計画において、2022年1・2月の時点で供給力として計上されていないものが対象となる。
- したがって、供給計画ではすでに供給力または調整力として計上されていたものを、事後的に変更して非計上とした場合は、当然に募集要件を満たさず、調達候補から除外すべきである。この点に関し、供給力については供給計画の提出先である広域機関が、調整力については東電PGが、各応募者が募集要件を満たしているかどうかを確認することとしてはどうか。
- なお、当面は供給力に余裕がない状況が続く見込みであり、追加的な供給力の確保策の必要性が増している。今回の調整力公募を契機として、供給計画でいたずらに休廃止を装い、供給力として非計上とする行為を誘発することがないように、今後、対応策を検討していく必要がある。

論点② 運用要件

- 今回確保する供給力は、厳気象時の最大電力需要（H1 需要）に対して不足するおそれがあるもの。こうした供給力に対して供出指令が行われると、稼働継続時間は一定程度長くなる可能性が高い。

※昨冬の需給ひっ迫時の需要カーブを考慮すると、5時間程度にわたってkWh不足が生じるおそれ。

- 一方で、厳寒時の最大需要（H1）対応で既に調達している電源 I' の運用要件は、指令応動時間が3時間以内、かつ運転継続時間が原則3時間以上であることとされており、デマンドリスポンスの技術的性能を踏まえると、こうした要件と整合性を図る必要がある。
- したがい、電源 I' の運用要件と整合性を図りつつ、来冬に向けて厳寒時に必要な供給力を確保する観点から、運転継続時間が5時間以上、または、3時間以上で1日2回以上の発動が可能であることを基本としてはどうか。

※ただし、一日複数回の発動を前提とする場合のペナルティの在り方には一定の配慮が必要。

論点③ 市場供出方法

- 追加的な供給力の確保にあたっては、それに要する費用は小売電気事業者が公平に負担することを基本とするが、調達した供給力については、卸電力市場を介して小売事業者が公平にアクセスできるようにしておく必要がある。したがって、確保した供給力の運用については、市場供出を原則とする。
※電源においては、平時から市場に供出（限界費用ベース）することが前提。
- 他方、デマンドリスポンスについては、電源とは異なり、市場に直接供出しているケースは少ない。小売電気事業者と需要抑制契約を締結して運用している場合が大半で、現状、卸電力取引市場（JEPX）の会員として取引を行っている事業者は限定的。
- よって、デマンドリスポンスについては、市場供出のほか、小売電気事業者との相対契約を通じた運用や小売電気事業者の自社需要減のための利用も認めることとしてはどうか。なお、電源 I' の調整力公募においても、複数のデマンドリスポンス事業者を束ねて小売電気事業者が応募・落札する場合がある。

事業者名	対象エリア	登録年月日
グローバルエンジニアリング	東北、東京、中部、関西、九州	2017.3.10
大阪瓦斯株式会社	関西	2018.6.8
エネルエックス・ジャパン株式会社	東北、東京、中部、九州	2020.7.31
パシフィックパワー株式会社	中部、九州	2021.6.3

論点④ 落札決定方法

- 落札電源等の決定に際しては、安価なものから順に落札し、合計の調達費用を最小化することが大原則である。したがって、安価な小規模電源やDRの応札量の合計が募集容量に達しない一方、より高価な大規模電源が1つで募集容量を満たす場合、当該大規模電源のみが落札されることとなる。
- 他方、安定供給の観点からは、費用最小化を理由に安価な小規模電源やDRを不落札とはせず、より高価な大規模電源と合わせて一定程度までは募集容量を超えて調達する方が供給安定性を高めることとなる。募集容量55万kWを満たした場合でも、供給予備率は安定供給に最低限必要な3%であることを考えると、少しでも多く供給力を確保しておくことは極めて重要である。
- また、今回の追加的な調整力公募のように、応札可能な電源等が限定的であることがあらかじめ明らかである場合、費用最小化の視点のみ着目すると、そもそも小規模電源やDRの応札可能性が事実上なくなることとなりかねない。

※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電や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。

- このため、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとしてはどうか。
- その際、入札価格の妥当性については、監視等委において事後的に確認することとし、とりわけ約定価格の決定に大きな影響力を行使し得る大規模電源については、同委員会において特に厳格に確認を行うこととしてはどうか。

論点④ 落札決定方法（続き）

- 一定程度の募集容量の超過を認める方法としては、例えば、10万kWまで募集容量の超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源より安価な小規模電源やDRの応札があれば、10万kWまでは落札されることとなる。
- また、容量ではなく費用に着目し、例えば、10億円まで費用超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源の約定価格がkW当たり5千円であれば、それより低い価格で応札した小規模電源やDRが20万kW余り落札されることとなる。
※10億円は、東京電力管内の託送料金の約0.3銭に相当。
- 方法論としてはいずれもあり得るが、応札者の予見可能性確保の観点から、あらかじめ募集容量の超過を認める方法としてはどうか。
- また、具体的な超過量としては、募集容量が55万kWである中、供給安定性を高めつつ、費用負担の増加をできる限り抑制する観点から、最大25万kW（H1需要の約0.5%に相当）を基本とすることとしてはどうか。

論点⑤：公募において評価対象とする価格の範囲について

- 電源 I'では、主に、kW価格とkWh価格が評価の対象となる。
- 今回の公募については、電源 I'と同じく、厳気象を想定した調達であることや、kWコストとkWhコストの切り分けが難しいDRが調達対象であることなど、電源 I'に近い性質の公募であるため、評価対象は、電源 I'と同様の考え方を基本としてはどうか。
- 具体的には、
 - － kW価格については、電源の稼働又はDRの確保に必要な固定費等（電源においてマストラン運転が必要となる場合には、そのための費用も含む。）を、
 - － kWh価格については、市場等への最低供出要件を満たす際に必要となる変動費（下記参照）を、それぞれ応札し、これらの総額の低い案件から順に落札する方式を採用してはどうか。

kWh価格の見積もり

- 電源 I'においては、夏冬併せて想定発動回数を3.6回としているところ、kWh価格の見積もりの際の想定発動回数はその半分の「1.8回」と設定してはどうか。
- また、運用要件として、論点②（5P参照）の通り、「運転継続時間が5時間以上、または、3時間以上で1日2回以上（＝1日6時間以上）の発動が可能であること」を求めているところ、kWh価格の見積もりの際の運転時間は「6時間」と設定してはどうか。

kWh価格 = 1kWhあたりにかかる費用の上限値 × 想定発動回数（1.8回） × 運転時間（6時間）

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。