

供給力の確保に向けて

2021年7月12日

資源エネルギー庁

1. 調整力公募について

2. 自家発の活用について

3. 小売電気事業者向けの取組

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) 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

- 東京電力パワーグリッド（以下、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。

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。
- したがって、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。

(参考) 調整力の公募調達の概要

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。

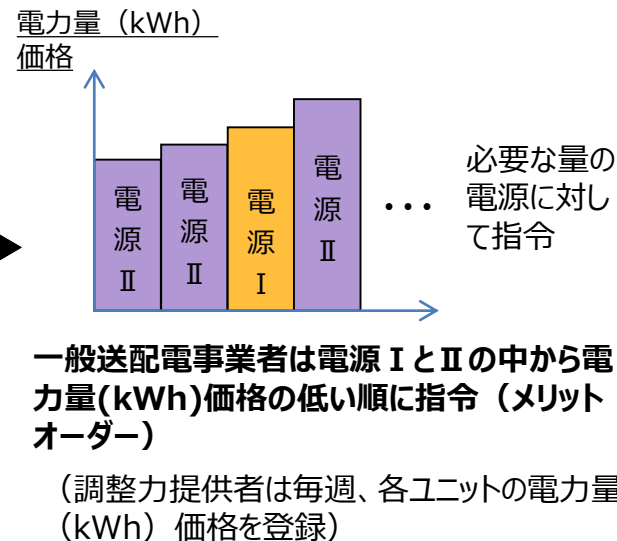
電源Ⅰの入札・契約

- ・電源Ⅰ：一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- ・入札者は、ユニットを特定した上で容量(kW)単位で入札
- ・原則、容量(kW)価格の低いものから落札

電源Ⅱの募集・契約

- ・電源Ⅱ：小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- ・容量(kW)価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- ・要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源Ⅰ、Ⅱの実運用



電源Ⅰの費用精算

- ・落札時に決定した、容量(kW)価格を受け取る
- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算
- ・発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源Ⅱの費用精算

- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量(kWh)価格で費用精算

(参考) 2021年度向け調整力公募の概要 (要件等)

電力・ガス取引監視等委員会
2021年3月 第58回制度設計専門会合
事務局資料6-1

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【Ⅰ－a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ’】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【Ⅱ－a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ’】 ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

2021年度向け公募から改善された事項

項目	改善された内容	前回までの取り扱い
電源 I ’の募集要件の統一	電源 I ’について、広域調達を実施していることから、各エリアの募集要件について統一化を図った。	エリアによっては、契約期間、ペナルティ対象期間など取扱いが異なっていた。
電源 I ’の他市場での活用	電源 I ’について、合理的な範囲で他市場での活用が進むよう、来年度以降の契約の形態について見直すこととした。	電源 I ’として契約した電源等は、一般送配電事業者の了解なしに、他市場への供出などを行うことを契約上禁止されていた。

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③ 市場供出方法（続き）

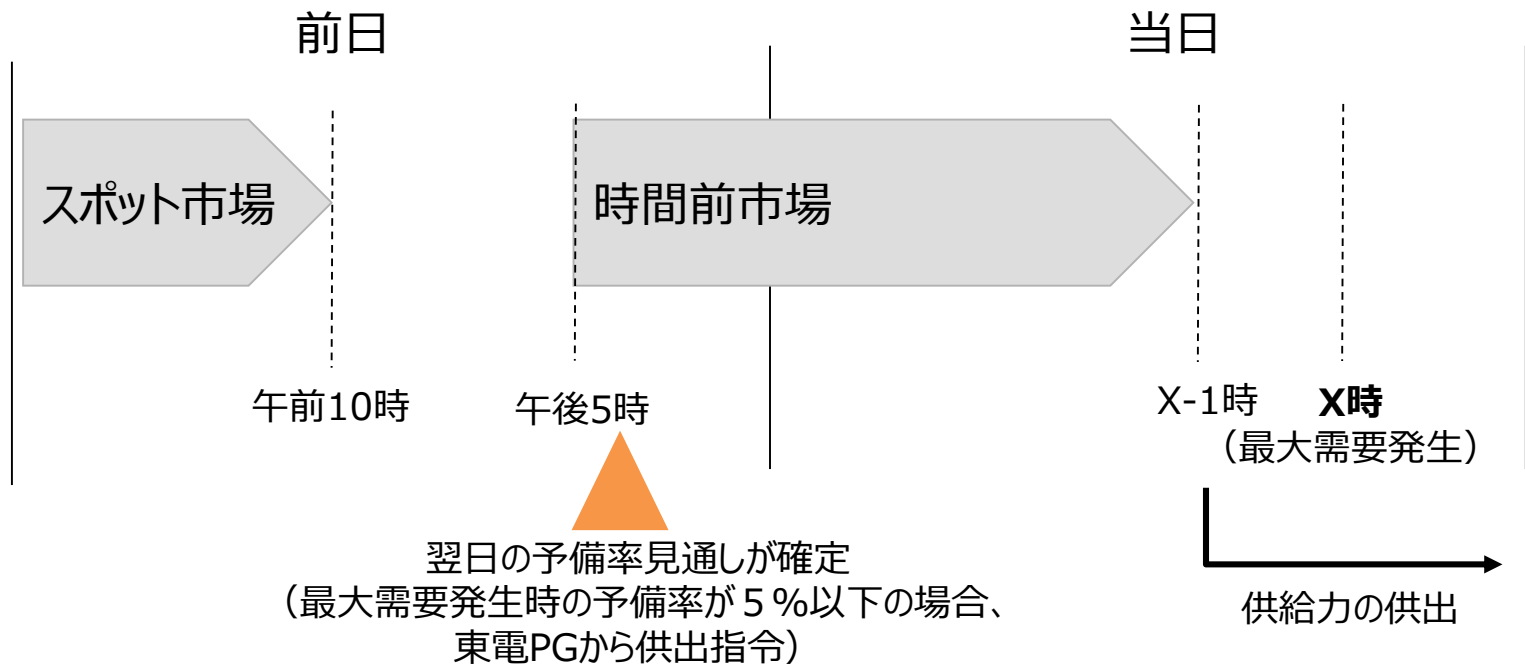
- 電源Ⅰ'は、一般送配電事業者からの発動指令を受けて3時間以内に供出することが求められるが、これと同様に指令を受けて3時間以内に時間前市場に供出することは、とりわけディマンドリスポンズ事業者にとって難度が高く、実務面での負担を強いることとなる。
- また、運用の透明性の観点から、今回確保する追加の供給力が市場に供出されるタイミングは一般送配電事業者の判断に基づくものではなく、客観的な指標に基づき発動されることが望ましい。
- このため、たとえば翌日の最大需要時の予備率見通しが一定の基準を下回る場合に、一般送配電事業者が速やかに電力供出の要請を行うこととしてはどうか。その場合、過去5年にわたる東京エリアの予備率実績（注）を踏まえ、前日夕方もしくは当日朝の段階で、需要最大時の予備率見通しが5%を下回ることが見込まれる場合としてはどうか。
- なお、指令を受けた供給力提供者は、原則、時間前市場に直接応札するか、小売電気事業者等に提供することとなるが、指令のタイミング等によって、市場供出が困難な場合があると考えられる。その場合は、未約定の場合と同様、東電PGの調整力として活用することとしてはどうか。

東京エリアの 供給予備率(実績)	2017	2018	2019	2020	2021
4%以下	3/27	1/25	—	—	1/6、5/21
4～5%	—	1/23、1/26、2/1	4/10	12/5	1/3、4/6
5～6%	2/9、2/22、 10/24	1/22、1/24、2/2、 2/22、2/23	8/1、8/5、9/10、 11/22	8/27、12/31	1/12

注：需要量や再エネ供給力量等の乖離により、実需給前日（当時）に提示された予備率見通しの値とは異なることに留意。

（出典）東京電力パワーグリッド調べ

(参考) 確保した供給力の運用イメージ (電源・その他)



	平時	需給ひっ迫時 (供出指令) ※リクワイアメント対象
電源	● スポット市場へ供出 (限界費用ベース)	● 時間前市場へ供出 (限界費用ベース)
その他 (デマンドリスポンス)	—	● 時間前市場へ供出 または ● 自社需要抑制

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）

(参考) 電源 I ' の評価方法

- 東電PGにおける電源 I ' の公募では、主に、kW価格とkWh価格を用いて、評価点を計算。原則、評価点の高い入札案件から応札量を累計し、募集容量に達する直前までの入札案件を落札案件として選定。
- 上記により選定した落札案件を除いた残りの入札案件においては、応札量が「落札案件の応札量の累計と募集容量との差分」を超える案件に対し、評価点を応札量で除して「落札案件の応札量の累計と募集容量との差分」を乗じた値を、評価点としてみなし、最も評価点が高い入札案件を落札案件として選定。
※その他、東北が属地TSOとなる案件における特殊な選定プロセス等も存在していることに注意。

評価点の計算方法

価格要素評価配点	99点 $\text{価格要素評価点} = \frac{\text{基準入札価格}}{\text{評価用容量単価} + \text{評価用電力量単価}} \times \text{価格要素評価配点(99点)}$ 評価用容量単価 $= \frac{\text{容量価格}}{\text{電源 I ' 厳気象対応調整力契約電力(送電端値)} \times \text{運転継続可能時間 (3時間)}} \times \frac{\text{運転継続時間}}{11\text{時間}}$ 電源 I ' 厳気象対応調整力提供可能時間数 → kW価格の評価 評価用電力量単価 $= \text{上限電力量単価} \times \text{年間想定発動回数 (3.6回)} \times \text{運転継続可能時間 (3時間)}$ → kWh価格の評価 ※入札者が設定する数値を赤字とした。
	1点 指令応動時間が1時間未満のものであれば加点。
非価格要素評価点	

用語の定義

用語	定義
基準入札価格 (円/kW)	入札案件の中で最も安価な入札価格 (評価用容量単価 + 評価用電力量単価)
容量価格 (円)	1kW あたりの価格 × 電源 I ' 厳気象対応調整力契約電力
電源 I ' 厳気象対応調整力契約電力(送電端値) (kW)	電源 I ' 厳気象対応調整力として電力を供出する契約設備との契約kWで、指令応動時間以内に応動可能な出力幅で契約上使用できる最大値。なお、DRを活用した負荷設備等の場合は、属地TSOの約款における損失率を考慮。
運転継続時間 (時間)	契約設備が、電源 I ' 厳気象対応調整力契約電力で電力の供出を継続できる時間。3時間を超過する場合は3時間とする。運転要件は原則3時間以上となっているが、3時間未満でも入札が可能 (ただし、評価用容量単価の計算式の通り、3時間未満の場合、単価は高く計算される仕組みとなっている)。
電源 I ' 厳気象対応調整力提供可能時間数 (時間)	平日時間のうち、契約設備をTSOの指令に従い電力の供出が可能な状態で維持できる時間 (9～20時の最大11時間)。11時間を超過する場合は11時間とする。11時間未満でも入札が可能 (ただし、評価用容量単価の計算式の通り、11時間未満の場合、単価は高く計算される仕組みとなっている)。
上限電力量単価 (円/kWh)	1kWhあたりの上限価格。従量料金については、上限電力量単価を上限として、計算される。

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。

今後のスケジュール（案）

- 本日の審議会における議論を踏まえ、東電PGが主体となって速やかに公募開始に向けた準備を進めていくこととなる。応募を検討する事業者の準備等に鑑み、柔軟性を持たせつつも予見性を確保する観点から、以下を基本として進めることとしてはどうか。
- 7月末日処：公募要綱案の公表
- 8月：意見募集（RFC）及び要綱案の見直し
- 9月：入札募集期間
- 10月：落札者選定

1. 調整力公募について

2. 自家発の活用について

3. 小売電気事業者向けの取組

本日の御議論

- 他者への供給ではなく、自らの需要に応じた供給を目的とする自家発は、特に製造業に多く見られ、平時から電力供給の役割の一端を担っている。
- また、地震等により電力会社の発電所が大きな被害を受けたときは、一般の需要に応じた供給を行い、東日本大震災や北海道胆振地震の後にも少なからぬ自家発が電力供給の増加に寄与した。
- 加えて、年始に生じたような需給ひっ迫時には、焚き増しにより追加的な供給力として活用されることが期待される。
- 他方、自家発はその利用目的に応じて多様であり、数十万kWに及ぶ大規模な発電所から、1,000kWに満たない小規模なものもある。また、小規模なものほど、非常用として設置され、平時は使われていないことも多い。
- こうした中で、需給ひっ迫時における自家発への焚き増しについては以下の課題があり、年始の需給ひっ迫時にもこうした課題が顕在化した。
 - ・小売電気事業者と一般送配電事業者のどちらが優先的に焚き増し分を確保するか
 - ・既存契約がなかった場合、事後的にどのような方法で費用を精算するか
- 本日は、需給ひっ迫時における自家発の活用に向けた平時からの備えの在り方について、御議論いただきたい。

【参考】一般送配電事業者による自家発焚き増しのお願い

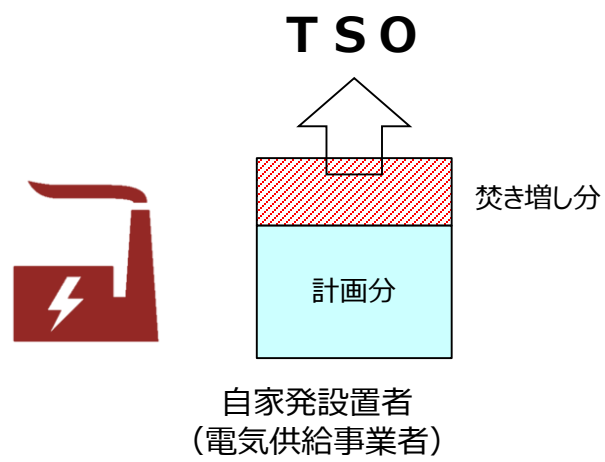
2021年2月17日 第30回電力・ガス
基本政策小委 電力広域機関資料

- 全ての一般送配電事業者から所管エリアの自家発事業者に対して、発電余力の焚き増しを要請し、供給力増加により需給バランスを改善した。

＜一般送配電事業者による 自家発事業者への焚き増しの依頼＞

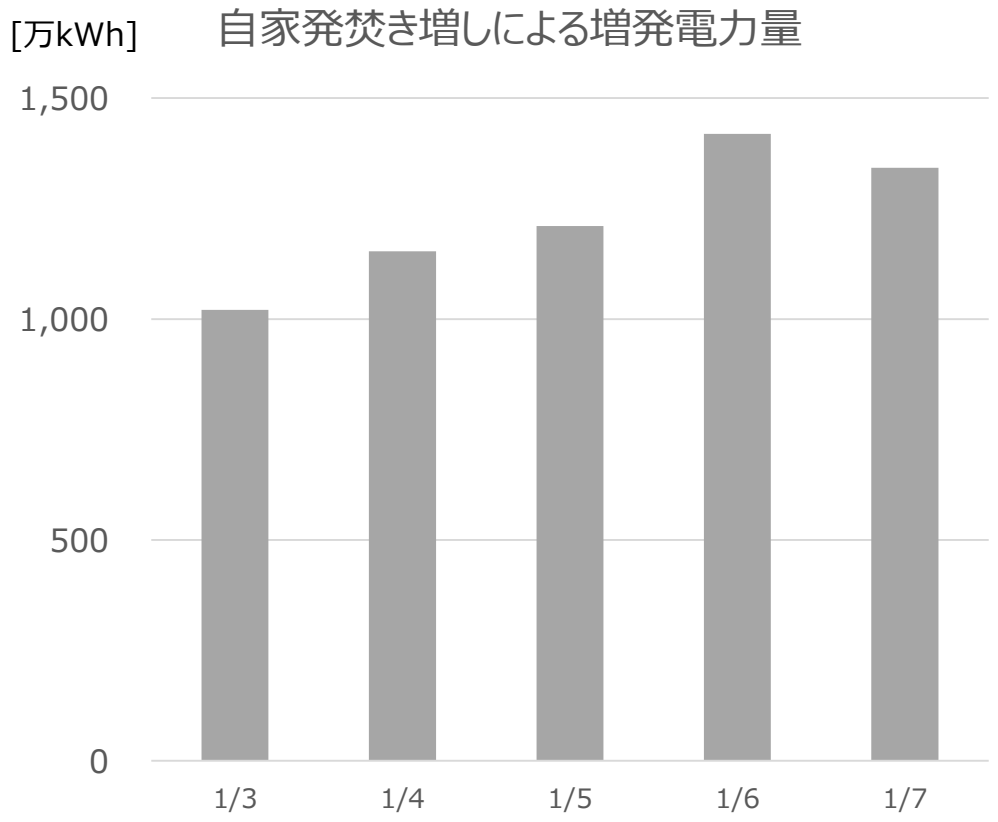
- ・一般送配電事業者から特定自家発設置者も含む自家発保有事業者*に対して、供給力を増加させる目的で発電計画以上の出力を上げることがを依頼した。

*電気供給事業者（電気事業者、非電気事業者を含む事業者の総称）



※自家発焚き増し要請は
1/6～1/25において実施

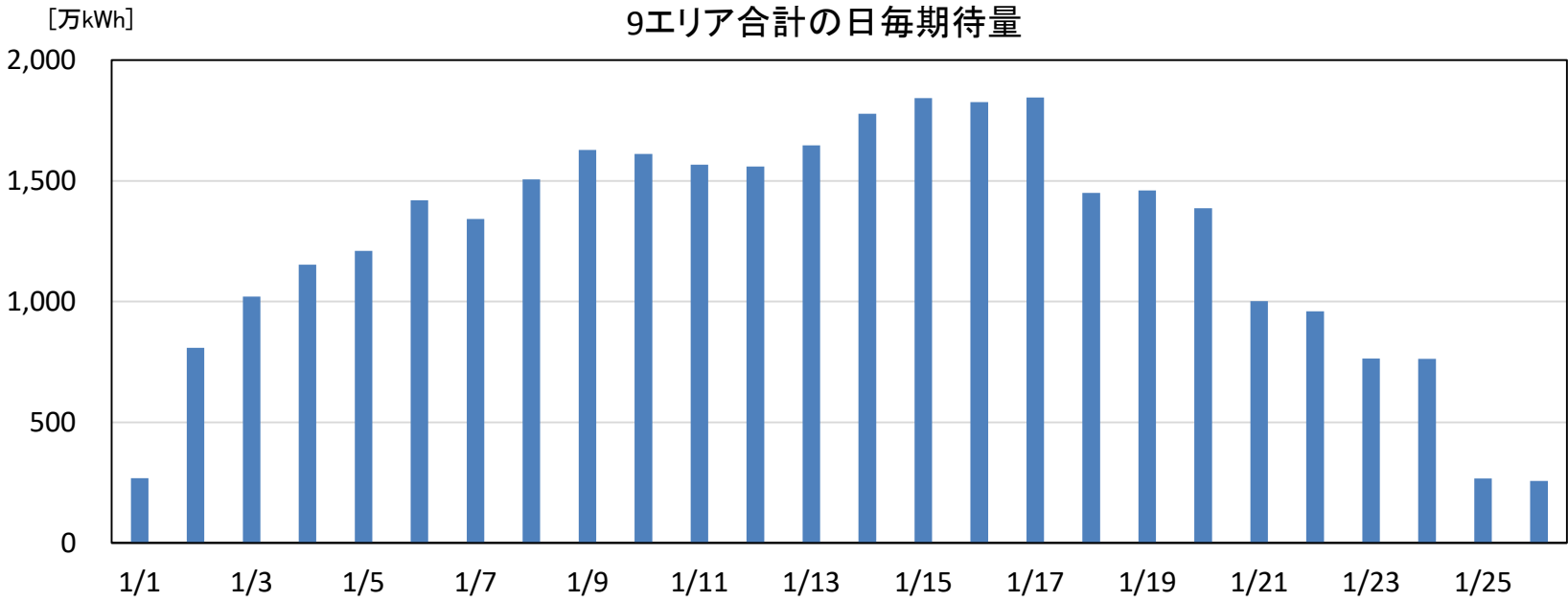
＜効果＞
最大約1,400万kWh/日
の供給力増加



【参考】自家発保有事業者への発電余力の焚き増し依頼

- 国からの依頼を受け、一般送配電事業者から所管エリアの特定自家発設置者も含む自家発保有事業者*¹に対して、供給力を増加させる目的で発電計画以上の出力を上げる協力を依頼し追加供給力を確保。
- 1/6～1/25の期間では9エリア合計で日平均約1,400万kWh*²を受電。
(1/26以降、各エリアの需給状況を踏まえて順次取りやめ)

*¹：電気供給事業者（電気事業者、非電気事業者を含む事業者の総称） *²：発電事業者へ依頼時に可能量を聞き取りした想定焚き増しkWhであり、実績値ではない



対応件数	825	1,700	2,463	2,744	2,781	2,796	2,893	2,906	2,906	2,240	1,900	1,832	810
可能件数	115	220	219	279	316	289	347	329	329	305	252	217	122

自家発電の意義・役割

- 自家発電とは、自らの発電設備（自家発電設備）を利用して、主に自ら利用する電気を発電すること。
- 自家発電設備は、系統を通じて一般的な電力需要を満たすとともに、自家消費を通じて系統需要の抑制に寄与することで、電力システムにおいて重要な役割を担っており、約2900万kWの最大出力を持つ。
- 東日本大震災後や胆振地震などの災害時にも、電力需給を支えた実績がある。



六本木ヒルズには、
六本木ヒルズ各棟
（テレビ朝日スタジオ棟を除く）への
電気の供給を行う
自家発電設備が存在。
特にレジデンスについては
住宅専用部の各戸とも
直接契約を行い、売電事業も実施。
東日本大震災の発災時には、
最大4,000kWを東京電力に供給。



発電設備の種類・規模：
ガスタービン発電装置
6,360kW × 6台

（出所）森ビル株式会社HPから抜粋

<https://www.mori.co.jp/morinow/2011/05/20110512160000002184.html>



化学コンビナートでは、
製品の製造のために電気・蒸気が
必要であり、コージェネを活用した
自家発を使用。非常時には
系統線に電力も供給。
発電設備のイメージ：
数万～数十万kW



高知大学病院では、
南海トラフ地震を念頭に、
非常用の自家発電装置を導入。

発電設備の種類・規模：
ディーゼル発電機
5000kW（2台分）

（出所）高知大学HPから抜粋

<https://www.kochi-u.ac.jp/kms/hsptl/byouinnkouhousi/kohasu61.pdf>



水力や、風力・太陽光なども、自家発電設備として利用。
自家用のみに使用している場合や、非常用の発電機等は、
系統に接続せず、独立して運用している場合もある。

自家発電設備を有する事業者の整理

- 夏期・冬期等の電力需要のひっ迫時に備え、自家発電を活用する観点から、1000kW以上の最大出力を持つ自家発電設備を有する事業者について整理。
- 火力発電など、発電量を調節できる自家発電設備を持つ事業者は、電力需要のひっ迫時に焚き増しできる可能性あり。

1000kW以上の自家発電設備を有する事業者

1. 発電事業者

自家発電設備を持ちながら、電気事業(売電)を行う事業者。

2. 非発電事業者 — 約5860か所、最大出力:2,900万kW

※主に自家用に消費をする電気事業者を含む

2-1. 発電量の調整が可能な自家発電設備を持つ事業者

火力発電設備、水力発電設備、地熱発電設備を持つ事業者。
約2060か所、最大出力:約2200万kW

2-2. 発電量の調整が可能な自家発電設備を持たない事業者

風力発電設備、太陽光発電設備を持つ事業者。
約3800か所、最大出力:約700万kW

電力需要の
ひっ迫時に
焚き増しが
できる
可能性がある
事業者



平時からの備え（小売電気事業者等による自家発との契約）

- 小売電気事業者において、平時から自家発保有者と買電やDRなどの契約をしていれば、需給ひっ迫時には、当該契約に基づき、自家発の焚き増し分が当該小売電気事業者を通じて需要家に供給されることとなる。（DRの場合は当該自家発保有者が自家消費）
- また、分散電源の統合役としての役割が期待されるアグリゲーターにおいても、平時から自家発と契約をしておくことで、需給ひっ迫時に自家発の発電余力を活用する機能を担うことができる。
- したがって、小売電気事業者やアグリゲーターに、積極的に需給ひっ迫時に備えた契約を自家発電保有者と結んでおくことが望ましい。
- そのような契約締結の促進に向けて、資源エネルギー庁において、特定自家用電気工作物設置者（※）の連絡先等に関するHP情報の充実を図ることとしてはどうか。

※電気事業法第二十八条の三で定める自家発電設備保有者であり、
前述の電力需要のひっ迫時に焚き増しができる可能性がある事業者から、電気事業者を除いた者（2-1.）。

- なお、自家発保有者との契約に際しては、年始の需給ひっ迫時に顕在化した課題に鑑み、どのような要請があった場合にどのように発電余力を活用するか、また、事後的な精算をどのように行うか、あらかじめ明確化しておくことが望まれる。

平時からの備え（一般送配電事業者による調達の考え方）

- 年始の需給ひっ迫時においては、供給力を増やす観点から、
 - ①電力広域機関から非調整電源（自家発電設備等）を保有する発電事業者等に対する焚き増し指示（電気事業法及び業務規程に基づく）
 - ②一般送配電事業者から自家発保有事業者に対する焚き増し協力依頼（資源エネルギー庁からの要請に基づく）が行われた。
- 需給のひっ迫時、焚き増した電力が卸電力市場で販売されれば、市場において価格が決定することとなる。また、既存契約に基づき小売電気事業者に直接供給されれば、その買取価格は、あらかじめ結ばれた小売電気事業者との契約にしたがって決められることとなる。
- 一方、電力広域機関の会員でない自家発保有者が卸電力市場の取引会員となることは少なく、焚き増した電力が卸電力市場で販売される可能性は小さい。また、既存契約がなく小売電気事業者に供給されていない場合は、一般送配電事業者が直接買い取ることとなり、事前にルール等が定められていないため、その買取価格について事後的な協議が難航することも多い。
- このような事態を回避するには、一般送配電事業者が需給ひっ迫時に自家発保有者から余剰電力を調達する場合の具体的な手順や精算方法等について、あらかじめルールを定めておくことが有効である。
- このため、今後、これらの事項について、ルールの在り方も含めて検討を行うこととしてはどうか。また、費用精算の在り方については、電力・ガス取引監視等委員会において検討を行うこととしてはどうか。

1. 調整力公募について

2. 自家発の活用について

3. 小売電気事業者向けの取組

(参考) 小売電気事業者向け勉強会の開催について

- 2021年6月23日に、「2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた小売電気事業者向け勉強会」を開催。

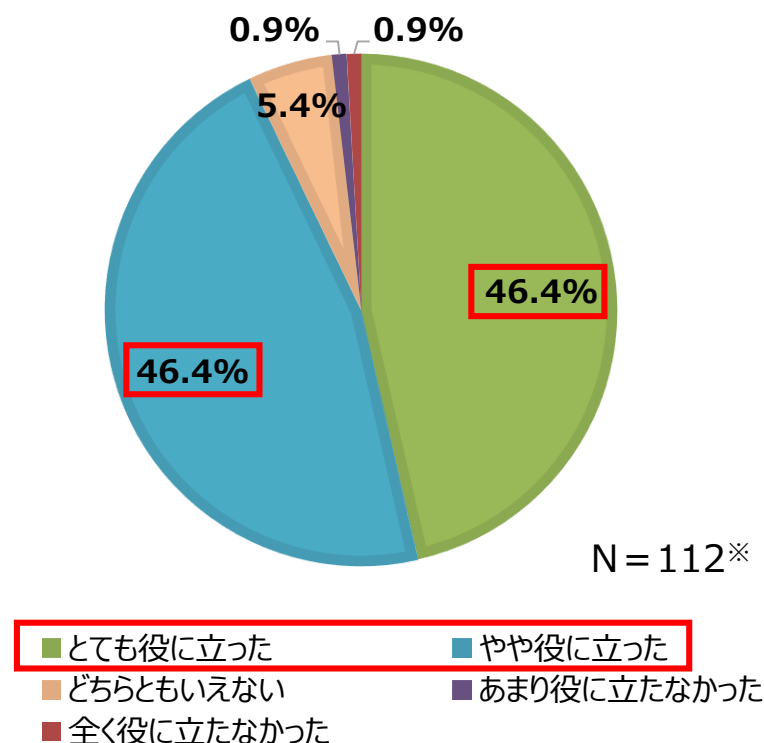
議事次第

1. 2020年度冬期の検証のポイントと2021年度夏季及び冬季の需給見通しについて (資源エネルギー庁)
2. リスクヘッジに向けた取組について
 - ① 小売電気事業者のリスク管理について (資源エネルギー庁)
 - ② 小売電気事業者のリスクヘッジの状況について (電力・ガス取引監視等委員会)
 - ③ 電力先物取引について (TOCOM)
 - ④ 「電力預かりサービス」について (東京電力RP)
3. 小売電気事業者の供給力確保等について
 - ① 電力の安定供給に必要な供給力の確保に向けた取組について (資源エネルギー庁)
 - ② 2021年度夏季及び冬季の電力需給の見通しを踏まえた事業者としての対応・見解 (再エネ 推進新電力協議会)
 - ③ 小売電気事業者の供給力確保等について (新電力有志一同)
4. 質疑応答

当日資料：

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/shiryo_joho/2021062325.html

アンケート結果 (勉強会開催後)
質問：今回の勉強会は役に立ちましたか。



※勉強会に参加申込みをした小売電気事業者249者のうち、アンケートに回答のあった112者について集計。(回答率45%)

(参考) 地域新電力向け勉強会の開催について

- 2021年6月25日に、「2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた地域新電力向け勉強会」を環境省と共同で開催。

議事次第

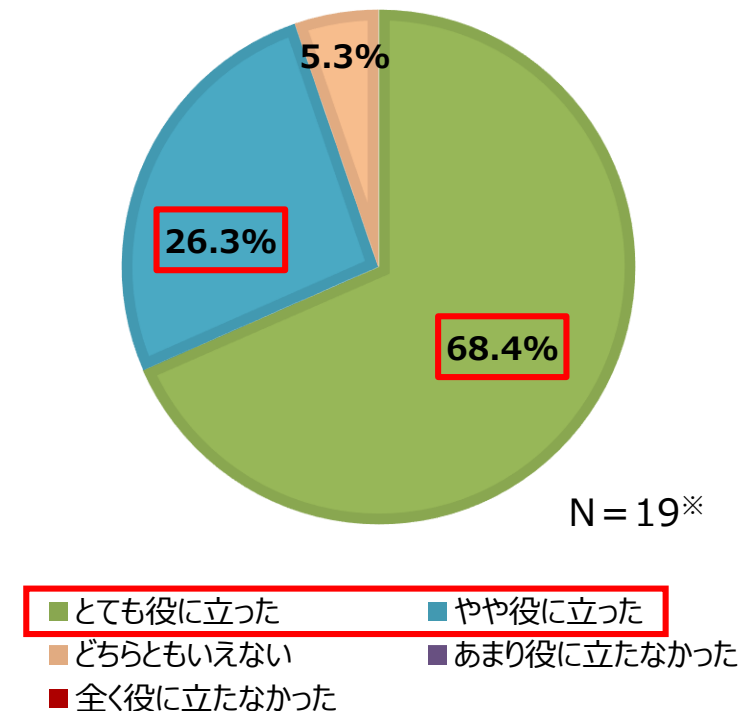
1. 2020年度冬期の検証のポイントと2021年度夏季及び冬季の需給見通しについて (資源エネルギー庁)
2. 地域新電力として求められる対策について
 - ① 小売電気事業者のリスク管理について (資源エネルギー庁)
 - ② 小売電気事業者のリスクヘッジの状況について (電力・ガス取引監視等委員会)
 - ③ 電力先物取引について (TOCOM)
 - ④ 『自治体新電力サポート保険』のご案内 (三井住友海上)
3. 小売電気事業者の供給力確保等について
 - ① 電力の安定供給に必要な供給力の確保に向けた取組について (資源エネルギー庁)
 - ② 電力システムの分散化に係る法制度の整備等について (資源エネルギー庁)
 - ③ 地域共生型再生可能エネルギー等の普及について (資源エネルギー庁)
 - ④ 改正地球温暖化対策推進法及び地域脱炭素ロードマップについて (環境省)
 - ⑤ 地域新電力の特性を踏まえたリスクヘッジ (ローカルグッド創成支援機構)
4. 質疑応答

当日資料：

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/shiryo_jo_ho/2021062325.html

アンケート結果（勉強会開催後）

質問：今回の勉強会は役に立ちましたか。



※勉強会に参加申込みをした地域新電力等38者のうち、アンケートに回答のあった19者について集計。(回答率50%)

(参考) 地域新電力向け保険商品 (三井住友海上)

2021年度夏季及び冬季の電力需給見通しを踏まえた地域新電力向け勉強会
(2021年6月25日) 三井住友海上様御提供資料より抜粋

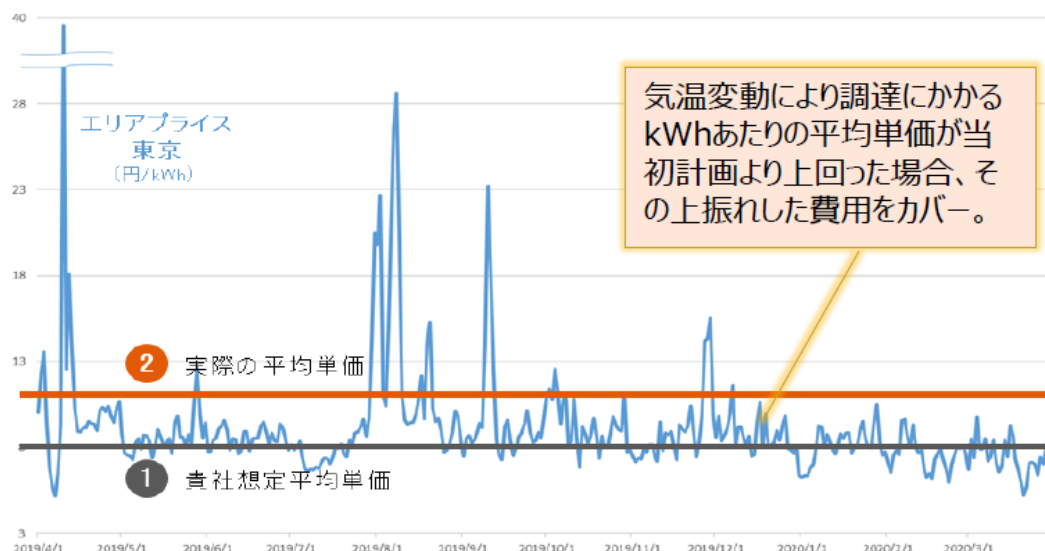
自治体新電力事業者さま専用商品のご案内

～猛暑や厳冬による電力調達コストの増加を補償する～ 自治体新電力サポート保険 (天候保険) について

■自治体新電力サポート保険 (天候保険) の概要

- 自治体新電力事業者さまの経営の安定化に資することを目的とした、**自治体新電力事業者さま専用商品**です。
- 事業者さまがJEPX (日本卸電力取引所) から電力を調達される際の、想定外の猛暑や厳冬といった**気象要因によるJEPXの価格変動**により被った想定外の費用支出を補償します。

JEPXの価格に基づいて調達する電力 (JEPXおよびFIT特定卸供給) について、気温の変動に伴い期初に想定した価格より実際に調達した価格が高かった場合の、その調達コストの上振れ額を補償します。



立ちどまらない保険。

MS&AD 三井住友海上

上記は保険の概要を説明したものです。詳細は代理店・扱者または当社までお問い合わせください。

Copyright 2021 © Mitsui Sumitomo Insurance Co., Ltd. All rights reserved.

1

新電力による積極的なDRの取組

- 株式会社エナリスは需給逼迫時に消費者に対し節電を促すサービスの提供を開始。



News Release

各 位

2021年7月1日

株式会社エナリス

需給逼迫時にお客さまの節電を促す新たな取り組み

～2021年7月1日よりスタート～

株式会社エナリス(本社:東京都千代田区、代表取締役社長:都築実宏、以下、エナリス)は、2021年7月1日より、節電にご協力いただいたお客さまにインセンティブを還元するサービスを開始します。電力需給逼迫が予想される際に、契約に基づいてお客さまに節電活動にご協力いただく新たな取り組みです。

今年5月、経済産業省は今年の夏季・冬季について、電力需給が逼迫するという見通しを明らかにしました。特に今夏の電力需給逼迫は、ここ数年で最も厳しいものになるという見方もあり、エナリスとしても電気事業者として需給の安定化とお客さまメリットを図るべく本サービスを開始することとしました。

本サービスは、エナリスが独自に発令する節電依頼に応じていただけたお客さまに、節電量に応じたインセンティブをお支払いするものです。ただし、節電の達成を確約していただくものではありませんので、節電できなかった場合でもペナルティはありません。節電にご協力いただくこと以外、初期費用を含め、お客さま側のご負担は発生しません。

調整力公募が送配電事業者からの要請に基づいて発動されるのに対し、本サービスは小売事業者であるエナリスの判断で発動いたします。スポット市場の価格を判断基準として、前日の17時までにお客さまに節電をお願いする時間帯をご連絡します。節電をお願いする時間帯は、原則として、平日8時から20時までの間での指定となります。

エナリスでは、小売電気事業者に求められる重要な役割の一つに需要サイドのエネルギーマネジメントがあると考え、バーチャルパワープラント(VPP)実証事業などに取り組んでいます。今回ご提供を開始するサービスは、VPPに用いられるような高度なエネルギーマネジメント技術に依るものではなく、インセンティブによる行動変容等によって自家発電機や蓄電池を保有されていないお客さまにも節電参加にご協力いただくものです。より多くのお客さまに節電活動に意欲的に参加していただけるよう、これからも工夫をこらしてまいります。

エナリスは、本サービスの提供を通じ、今ある社会課題の解決に貢献するとともに、豊かな未来社会づくりに貢献します。

以上

(出典) 株式会社エナリス ニュースリリース (2021年7月1日)
<https://www.eneres.co.jp/news/release/20210701.html>