

# 最終保障供給について

2023年3月29日

資源エネルギー庁

# 本日の御議論

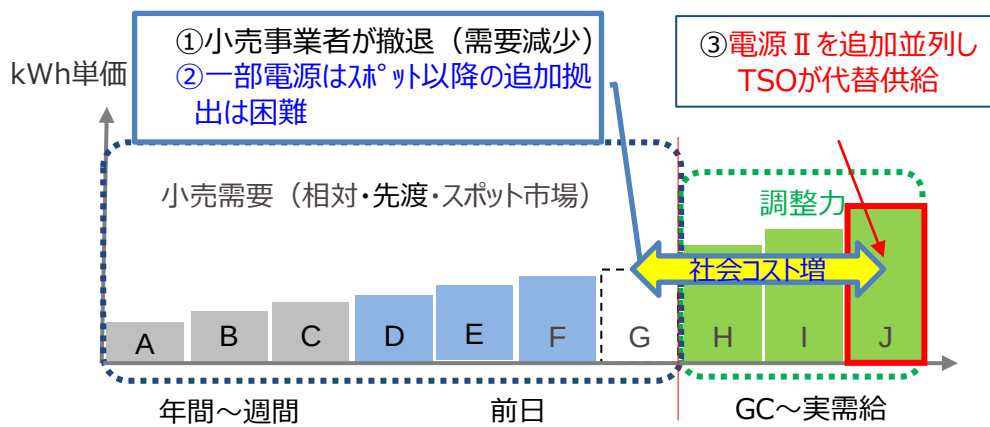
- 最終保障供給は、全ての需要家が電気の供給を受けられることを制度的に担保するためのセーフティネットとの位置付けだが、2022年3月以降、契約電力が急増。
- この点、最終保障供給契約の原資調達について、調整力の確保や、単価の高い調整力からの調達による社会全体でのコスト増を回避する観点から、第55回電力・ガス基本政策小委員会（2022年11月8日）において調達時期及び条件を整理し、準備が整った日以降、スポット市場からの調達を認めてきた。
- 一方、こうした調達については、本年3月末までとし、4月以降の対応については、最終保障供給契約件数の推移、社会的コストの低減及びスポット市場への影響を踏まえ、決定することとしていたところ。
- 今般、以下の3点に関する状況を御報告するとともに、4月以降の最終保障供給の原資調達の在り方について御議論いただきたい。
  - ①最終保障供給から小売電気事業者との契約への切り替えを促す取組の実施状況
  - ②社会的コスト低減による影響
  - ③スポット市場で調達することによる市場へ与える影響

# 【参考】今冬における最終保障供給原資の調達について

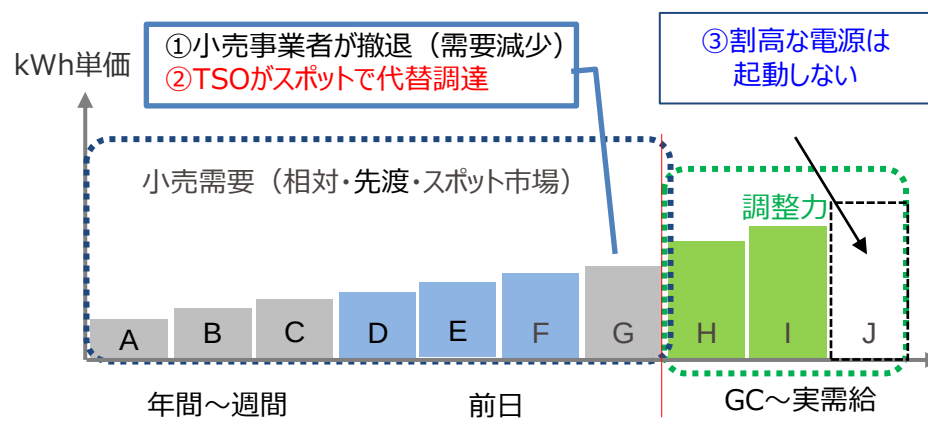
第55回 電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年11月8日) 資料4-1

- 一般送配電事業者は各小売・発電事業者の需給情報を知る立場にあることから、卸電力市場（JEPX）の取引に参加しないことが基本とされ、夏季の取組が終了して以降、**最終保障供給用の原資（kWh）は、調整電源（電源Ⅱ等）を活用して供給している。**
- 調整電源（電源Ⅱ等）は、当日に起動されている**電源の余力を活用するケースが多い**ことから、**最終保障供給用の電源として活用された場合には調整電源の不足が懸念**される。また、**当日に新たに調整電源を起動させた場合には、多額のコストが発生する。**
- また、撤退した小売電気事業者が供給すべき電気の多くを卸電力市場から調達していた場合においては、当該電気を一般送配電事業者が調整電源を使って供給することとなり、本来的な取引量に比して卸電力市場の取引が減少していると考えられる。そのため、**当日に起動されている電源の余力（電源Ⅱ等）が更に減少するとともに、新たな調整電源起動に多額のコストが発生することが懸念される。**
- こうした中で、冬季の高需要期を迎えるに当たり、**電力需給ひっ迫時における調整力の確保や社会全体でのコスト増を回避するため、最終保障供給原資の確保措置を講じる必要がある。**

## 【現状】最終保障供給用の原資は単価の高い調整力に対応



## 【スポット調達を認めた場合】単価の高い電源は起動しない



# 【参考】論点① スポット市場入札価格及び調達量について

第55回 電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年11月8日) 資料4-1

- スポット市場で入札する場合の価格については、社会コスト抑制の観点から、原則として需給状況を勘案して起動が想定される、確保済みの調整電源に係る上げ調整単価※を下回る価格で入札することとしてはどうか。
- ※ 一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う1kWhあたりの単価（円/kWh）
- 一方で、需給ひっ迫が見込まれ、確実に供給力を確保する必要がある場合は、夏季と同様に、買い入札価格は至近の実績等を参考としつつ、インバランス価格上限以下とすることとしてはどうか。
- また、調達量については、最終保障供給に必要と見込まれる量を上限として、必要最小限度※のみを市場から調達することとしてはどうか。

※ 必要最小限度（量）の例：最終保障供給の直近の実績を踏まえた想定必要量

## 論点② 市場調達における条件

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）

- 一般送配電事業者が最終保障供給に必要な供給力を卸電力取引市場から直接調達する場合、一般送配電事業者の恣意性を排除しつつ、その市場取引が市場に与える影響を最小化する必要がある。
- このため買い入札量は、最終保障供給に必要と見込まれる量から、需給状況（予備率等）を勘案したうえで必要最小限度※のみを市場から調達することとしてはどうか。
- ※ 必要最小限度（量）の例1：最終保障供給にこれまであててきた調整力の過去実績を算定しその量をさしひいた必要量
- また、買い入札価格は、市場価格の至近の実績等を参考としたものとしつつ、需給ひっ迫時には、インバランス価格上限以下とすることとしてはどうか。
- なお、市場参加者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者がスポット市場を通じた取引に参加するときは、①取引参加期間、②市場調達予定量もしくは最終保証供給契約量（kW）、③市場からの調達実績（コマ別）を示すこととしてはどうか。
- また、③市場からの調達実績（コマ別）については調達後速やかに公表することで、市場参加者への予見可能性を確保することとしてはどうか。

## 【参考】論点② スポット市場調達時期及び条件

第55回 電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年11月8日) 資料4-1

- 来年4月頃には旧一電小売業者の受付が再開する見込みであり、最終保障供給契約が減少することが期待されるため、スポット市場からの調達時期については、各一般送配電事業者の準備が整った日から、来年3月末までとしてはどうか。
- また、市場参加者の予見可能性を高めるため、一般送配電事業者がスポット市場を通じた取引に参加するときは、①取引参加期間、②市場調達予定量もしくは最終保障供給契約量(kW)、③市場からの調達実績(コマ別)を示すこととしてはどうか。
- また、一般送配電事業者がスポット市場で取引を実施する場合は、他の取引と分けて、市場への影響や上記の入札価格及び調達量に係る条件の遵守状況を監視する必要がある。このため、夏季同様に、FIT法で義務付けられたFIT電源の売却等のみを行う特別会員としてのアカウントとは分けて行うこととし、取引所の取引会員規程に定める「本取引所が適格と認めた者」として取引会員の資格を付与することとしてはどうか。
- なお、今年度の取引内容の監視は取引と並行して進めることとし、最終保障供給契約数の動向を確認しながら、来年4月以降の対応については必要に応じて検討を行うこととする。

### (参考) JEPX取引規程

#### (取引資格) 第6条 2

特別取引会員は、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第17条第1項に係る電気の売り入札、電気事業法第24条第1項に定める供給区域外に設置する電線路による託送供給に係る電力の運用および流通設備の作業停止に伴い行われる電力の運用のための取引以外を行うことができない。

### (参考) JEPX取引会員規程

#### (取引会員適格) 第2条

本取引所は、次の各号のいずれかに該当する者（以下「取引会員適格者」という。）に、本取引所の取引会員たる資格を付与することができる。

～中略～

(5) 前各号のほか、本取引所が適格と認めた者



## 【参考】今後の最終保障供給におけるスポット市場での原資の調達について

- 最終保障供給契約の原資調達について、単価の高い調整力からの調達を回避する観点から、スポット市場からの調達を認めてきた。
- 一方、こうした調達については、本年3月末までとし、4月以降の対応については必要に応じて検討を行うこととしている。このため、最終保障供給契約件数の推移、社会的コストの低減及びスポット市場への影響を踏まえ、今後の調達について決定する必要がある。
- その際、確認する事項は以下のとおり。
  - ① 最終保障供給から小売電気事業者との契約への切り替えを促す取組の実施状況
  - ② 社会的コストの低減による影響
  - ③ スポット市場で調達することによる市場へ与える影響
- 上記を踏まえ、次回第60回電力・ガス基本政策小委員会で最終保障供給の原資をスポット市場で調達することを検討する。

### 今後のスケジュール

#### 令和5年3月27日(月) 第83回制度設計専門会合

今冬のスポット市場における取引による市場への影響に関する分析結果を報告

#### 令和5年3月29日(水) 第60回電力・ガス基本政策小委員会

第83回制度設計専門会合における報告内容を踏まえ、令和5年4月以降のスポット市場での取引における対応を議論

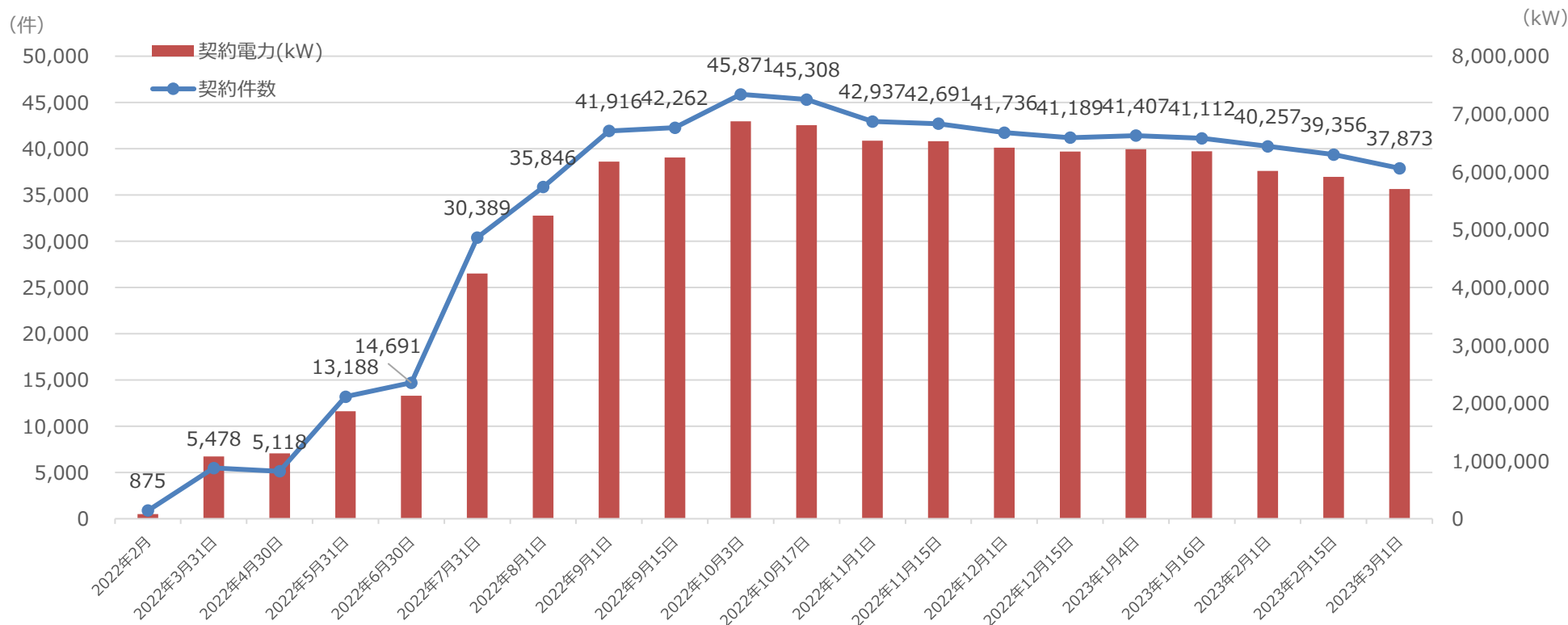
#### 令和5年4月以降

令和4年度スポット市場での取引結果から市場へ与えた影響分析及び社会的コストの低減による影響を分析したうえで、今後の取引の対応を検討

# 最終保障供給の契約電力及び件数の推移（3月1日時点）

- 一般送配電事業者が行う最終保障供給は、すべての需要家が電気の供給を受けられることを制度的に担保するためのセーフティネットとの位置付け。
- 2022年3月以降、契約電力が急増。秋以降、微減傾向にあるものの、多くの小売電気事業者が新規の契約受付を見合わせていたこともあり、契約件数は4万件弱、契約電力は600万kW弱と引き続き高水準となっている。

最終保障供給の契約電力及び件数（2022年2月～2023年3月1日）



# 【参考】4月からの新たな標準メニューでの受付状況について

第59回 電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年3月1日) 資料5

- 昨年来、みなし小売電気事業者各社は、一時的に標準メニューでの受付を停止していたが、**順次、新たな標準メニューについて公表し、受付を再開**（4月から供給開始予定）。
- 他方、受付再開後に、当初想定していた供給力を上回る申し込みがあり、**受付を再停止した事業者も存在**。

| 事業者  | 受付再開日     | 供給開始日   | 現ステータス | 備考                                                     |
|------|-----------|---------|--------|--------------------------------------------------------|
| 北海道  | 22年12月22日 | 23年4月1日 | 受付中    |                                                        |
| 東北   | 22年7月29日  | 23年4月1日 | 受付中    | ・22年9月20日に再度受付停止<br>⇒23年2月13日に再度受付再開<br>・市場連動型メニューも受付中 |
| 東京EP | 22年10月24日 | 23年4月1日 | 受付停止中  | ・22年10月26日に再度受付停止<br>・市場連動型メニューにて受付中                   |
| 中部MZ | 23年1月31日  | 23年4月1日 | 受付中    | ・市場連動型メニューも受付中                                         |
| 北陸   | 22年12月15日 | 23年4月1日 | 受付中    |                                                        |
| 関西   | 22年12月15日 | 23年4月1日 | 受付中    | ・市場連動型メニューも受付中                                         |
| 中国   | 23年1月10日  | 23年4月1日 | 受付停止中  | ・23年1月11日に再度受付停止<br>・市場連動型メニューにて受付中                    |
| 四国   | 22年12月12日 | 23年4月1日 | 受付中    | ・市場連動型メニューも受付中                                         |
| 九州   | 23年2月14日  | 23年4月1日 | 受付停止中  | ・23年2月14日に再度受付停止<br>・市場連動型メニューにて受付中                    |
| 沖縄   | 受付停止の実績なし |         | 受付中    |                                                        |



# 【参考】新たな標準メニューについて

第59回 電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年3月1日) 資料 5

- これまでに各社が公表した新たな標準メニューの中には、市場調達やFIT調達の費用を反映させる観点から、**市場価格調整項を設定**したものが存在。
- 具体的には、過去 3 ヶ月間の平均市場価格を 2 ヶ月後の電気料金に反映（例：10 - 12 月の平均市場価格を翌年 3 月料金に適用）することで調整を実施するケースが多い。

| 事業者  | 平均市場価格の算定パターン     |                                                              | 市場価格連動の基準単価<br>※ 市場価格でのおおよその調達比率を示す |
|------|-------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| 北海道  | パターン A            | エリアの①昼間・②全日のスポット市場価格を、①FIT購入比率で、②市場調達比率で加重平均                 | 高圧：0.229<br>特高：0.223                |
| 東北   | パターン A            | エリアの①昼間・②全日のスポット市場価格を、①FIT購入比率で、②市場調達比率で加重平均                 | 高圧：0.146<br>特高：0.142                |
| 東京EP | パターン A<br>(※ 1)   | エリアの①昼間・②全日のスポット市場価格を、①FIT購入比率で、②市場調達比率で加重平均                 | 高圧：0.337<br>特高：0.328                |
| 中部MZ | パターン B            | エリアの昼間スポット市場価格を平均                                            | 高圧：0.103<br>特高：0.101                |
| 北陸   | パターン B<br>(※ 1、2) | エリアの昼間スポット市場価格を平均                                            | 高圧：0.149<br>特高：0.145                |
| 関西   | 標準メニューの見直しなし      |                                                              | -                                   |
| 中国   | パターン A            | エリアの①昼間・②全日の回避可能費用単価（※ 3）を、①FIT（PV）購入比率で、②FIT（PV以外）購入比率で加重平均 | 高圧：0.162<br>特高：0.158                |
| 四国   | 市場価格調整項の設定なし      |                                                              | -                                   |
| 九州   | 標準メニューの見直しなし      |                                                              | -                                   |
| 沖縄   | 市場価格調整項の設定なし      |                                                              | -                                   |

※ 1 平均市場価格の採録期間が他社と異なる  
 ※ 2 市場価格に応じた非調整バンドを設定  
 ※ 3 スポット市場価格と時間前市場価格の加重平均値

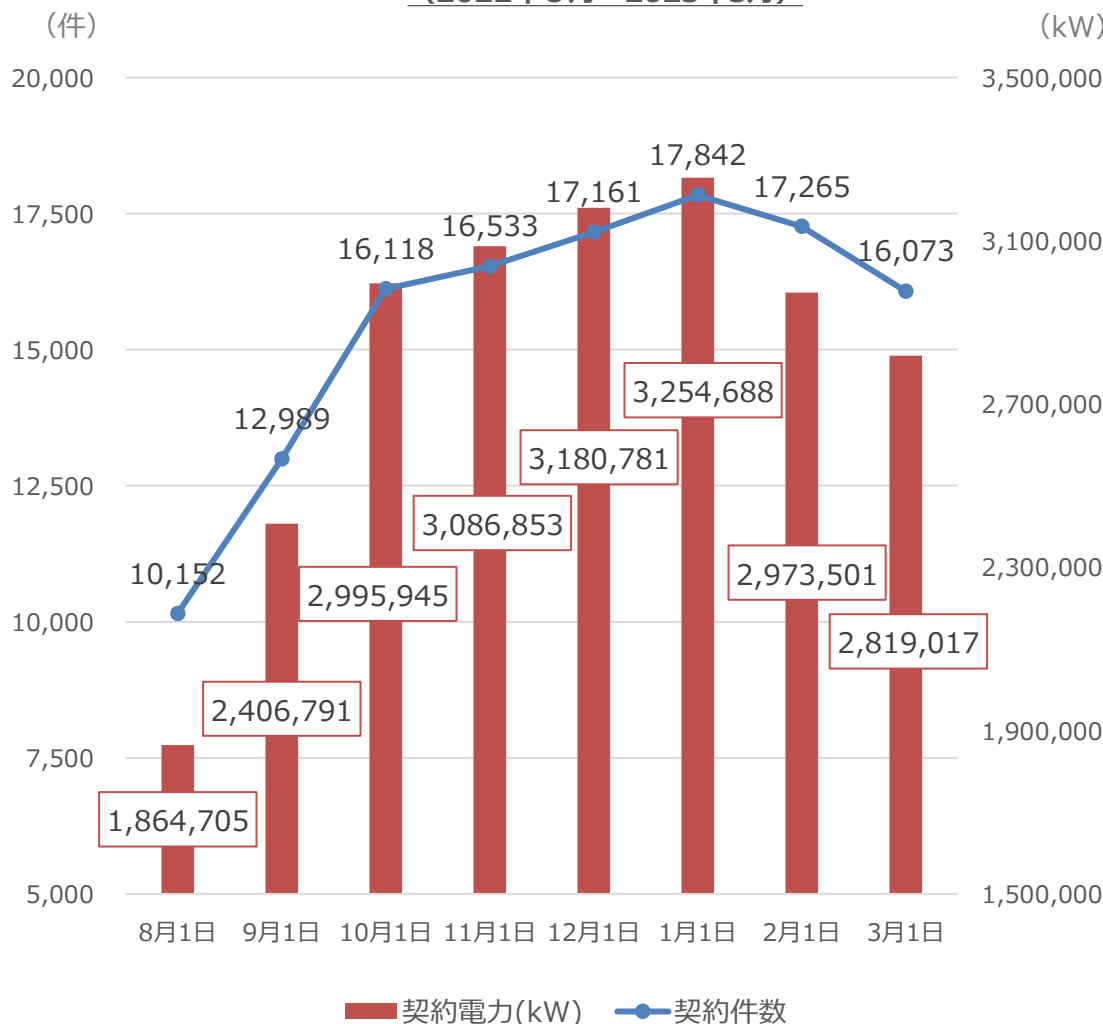
# ①最終保障供給から小売電気事業者との契約への切り替えを促す取組（実績）

| エリア | 切り替えを促す取組実績                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 北海道 | <ul style="list-style-type: none"> <li>北海道内の小売電気事業者全社に対し、メール等により、高圧以上の小売契約申込みの受付を継続または今後再開予定の場合、<b>最終保障供給契約者への紹介を希望される小売電気事業者の募集を実施。</b></li> </ul>                                                                                                                                                                                                 |
| 東北  | <ul style="list-style-type: none"> <li>旧一電関係の小売電気事業者の標準メニューの受付の再開公表等を受け、<b>2022年に最終保障供給料金の見直し（約款の変更）を2度実施。</b></li> <li>全ての最終保障供給契約者に対し、料金の見直し内容等の周知と小売契約への切替検討を促すDMの送付とアウトバウンド（架電または訪問）を複数回実施。</li> </ul>                                                                                                                                          |
| 東京  | <ul style="list-style-type: none"> <li><b>最終保障供給約款において2023年4月1日に見直しを行うことについて、2022年9月30日に公表を実施。</b></li> <li><b>最終保障供給契約者へ個別に周知を実施した際に受け入れ可能な小売電気事業者の一覧を同封。</b></li> <li>東京電力EPの受入再開日の公表（10月14日公表・10月24日受付開始）を捉え、<b>10月17日より全数アウトバウンド（架電）を実施</b></li> </ul>                                                                                          |
| 中部  | <ul style="list-style-type: none"> <li>小売契約の受入要望がある小売事業者を需要家に紹介し、<b>需要家による小売契約への切替検討を促進。</b></li> <li>具体的には、中部管内で事業展開する全小売事業者（245社）にアンケート調査し、<b>需要家への紹介に賛同が得られた小売事業者を需要家に紹介。（10月、2月送付請求書に同封）</b></li> </ul>                                                                                                                                         |
| 北陸  | <ul style="list-style-type: none"> <li>北陸管内で小売契約の<b>受入可の小売事業者一覧（19社:現時点※）を需要家に紹介し、</b>需要家による小売契約への切替検討を促進。</li> <li><b>定期的（毎月20日過ぎ）に、</b>需要家に対して、翌月の市場調整単価のメール案内に併せて、9月見直しの<b>最終保障供給料金は小売電気事業者の料金より割高な可能性</b>を伝え、受付可の小売電気事業者一覧をメール提供。</li> <li>特に<b>契約期間満了（2023年3月）の需要家について、優先的に電話。</b>なお<b>官公庁</b>に対しては、入札が難しいようであれば<b>随意契約</b>のご検討を依頼。</li> </ul> |
| 関西  | <ul style="list-style-type: none"> <li><b>市場価格調整単価の導入に伴う最終保障供給料金の見直しのお知らせ及び旧一電小売の標準メニュー見直しに伴う最終保障供給料金の見直しのお知らせ</b>を実施。</li> <li>小売契約の申込を受付している小売電気事業者の紹介</li> </ul>                                                                                                                                                                                 |
| 中国  | <ul style="list-style-type: none"> <li>最終保障供給契約をしている需要家に対し、<b>料金見直し内容の概要周知と小売契約への切替検討を促すお知らせを送付。</b></li> <li>需要家から契約切替の相談があった場合に、当社が受入を把握している<b>小売電気事業者の連絡先をお伝えし、需要家による小売契約への切替検討を促進。</b></li> </ul>                                                                                                                                               |
| 四国  | <ul style="list-style-type: none"> <li>四国エリアで事業を展開する全小売電気事業者（234事業者）に個別連絡を行い、<b>顧客への紹介を希望した小売電気事業者の一覧を送付。</b></li> <li>みなし小売電気事業者の標準的な料金メニュー見直しを受け、令和5年4月以降の最終保障供給料金の見直しを行うべく、2023年2月24日に最終保障供給約款の変更届出を実施。当該見直しの内容について、令和4年12月および令和5年2月に契約者へ通知（DM送付）を実施。</li> </ul>                                                                                 |
| 九州  | <ul style="list-style-type: none"> <li>2022年9月の料金改定時、HPの関連ページで改定の内容について、チラシ等を用いてお知らせを実施。</li> <li>また、2023年2月には旧一電小売の料金設定状況を踏まえた最終保障供給料金の見直しの概要をプレスにてお知らせ。</li> <li>小売契約の切替および相談の受付を行っている<b>小売事業者一覧表を作成し、需要家による小売契約への切替検討を促進。</b></li> </ul>                                                                                                         |
| 沖縄  | 実績なし                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |

# 【参考】切り替えを促す取組と契約電力・件数の関係性（東京電力エリア）

- 小売契約の切り替えを促す取組を継続的に実施し、1月以降の最終保障供給の契約電力及び件数は減少。

東京電力管内における最終保障供給の契約電力及び件数  
(2022年8月～2023年3月)



## 切り替え依頼文書（例）

2023年1月

東京電力パワーグリッド株式会社

最終保障供給契約（電気需給契約）から小売電気事業者への契約切替のお願いについて。

拝啓 平素より当社事業に格別のご高配を賜り厚くお礼申し上げます。

さて、当社とご契約いただいている最終保障供給契約につきましては、2023年3月31日をもって契約期間満了をむかえます。これにともない、いずれの電気供給事業者とも電気の供給に関するご契約がない状態となりますので、引き続き電気をご使用される場合は、小売電気事業者と電気の供給に関する新たなご契約を締結していただきますようお願い申し上げます。

契約切替のご検討にあたっては、電気需給契約の受付をしている旨を当社にお申し出いただいた小売電気事業者の一覧（添付資料）を同封いたしましたので、ご参考にしていただきますようお願いいたします。

いずれの小売電気事業者とも電気の供給に関するご契約が成立しない場合は、電気事業法に基づく電気最終保障供給約款に定める内容により、当社とのご契約を更新することも可能でございますが、最終保障供給は、いずれの小売電気事業者ともご契約の協議が整わない場合のセーフティネットとして暫定的に当社とご契約いただく制度であります。お客さまにおかれましては、小売電気事業者とのご契約への速やかな切替をご検討いただけますと幸いです。

## 切り替えを促す取組

| 実施時期     | 実施内容                                                                                                                           |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 8月初旬     | DM周知（1回目）                                                                                                                      |
| 8月下旬     | DM周知（2回目）                                                                                                                      |
| 9月下旬     | 最終保障供給料金の見直しをHP公表                                                                                                              |
| 10月14日   | 東京電力EP受入再開を公表                                                                                                                  |
| 10月17日   | 契約社全数に架電を実施（11月18日完了）                                                                                                          |
| 10月24日   | 東京電力EP受付開始                                                                                                                     |
| 12月22日以降 | <ul style="list-style-type: none"> <li>○切替お願い文書・小売事業者一覧の更新</li> <li>○大口の契約顧客等中心に再架電</li> <li>○官公庁に対して切替えお願いの専用文書を発送</li> </ul> |

# 2023年4月以降の最終保障供給契約件数の見通しと課題について

● 2023年4月以降の最終保障供給契約件数は、約2万5千件の契約数となることが想定されるが、引き続き、最終保障供給の正常化を目指すところ、今後どのような対応が取りうるか。

| エリア | 契約数※1<br>(A) | 最終保障供給契約から<br>小売契約への切替申込件数※2<br>(B) | 4月以降の最終保障供給<br>契約件数の見通し<br>(A) – (B) |
|-----|--------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 北海道 | 2,054        | 943                                 | 1,111                                |
| 東北  | 2,901        | 915                                 | 1,986                                |
| 東京  | 16,073       | 1,955                               | 14,118                               |
| 中部  | 5,365        | 2,856                               | 2,509                                |
| 北陸  | 666          | 363                                 | 303                                  |
| 関西  | 2,242        | 1,017                               | 1,225                                |
| 中国  | 4,266        | 2,529                               | 1,737                                |
| 四国  | 245          | 139                                 | 106                                  |
| 九州  | 4,061        | 1,624                               | 2,437                                |
| 計   | 37,873       | 12,341                              | 25,532                               |

※1 2023年3月1日時点の契約数  
※2 最終保障供給契約から小売契約への流出件数に、小売契約から最終保障供給契約への流入件数を加味した数値（2023年3月20日時点の概算値）

# ①最終保障供給から小売電気事業者との契約への切り替えを促す取組（予定）

- 各一般送配電事業者において、最終保障供給から小売電気事業者との契約への切り替えを促す取組を行ってきた。
- 各一般送配電事業者においては、4月以降も継続して、最終保障供給契約を継続している事業者の特性の分析を行いながら、適切な呼びかけを実施する予定。

| エリア | 4月以降実施予定の切り替えを促す取組                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 北海道 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 小売契約への切替を慫慂するお知らせ文書送付等、引き続き、粘り強く顧客への個別の働きかけを行う。<br/>※継続している顧客は、入札実施の<b>官公庁のウェイトが高</b>くなっており、入札不調時の随意契約には応じず次回の入札までは最終保障供給でよいとする顧客や、入札不調後も入札による事業者の募集を続け落札者が現れるまでは最終保障供給でつなぎたいとする顧客等、<b>最終保障供給契約することに抵抗がない顧客が多いこともあり</b>、小売切替の働きかけの効果が限定的となっている状況。</li> </ul> |
| 東北  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 引き続き契約切り替えの状況を注視し、4月以降小売契約への<b>切り替えが滞るようなことを確認した場合</b>には、必要に応じてアウトバウンドによる<b>契約切替検討状況の再確認等の対応を検討</b>。</li> </ul>                                                                                                                                              |
| 東京  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 今年度当社においては、約款でも定められている契約期間を来年度末とし契約更改を実施。</li> <li>● 今年度のまき直しをすることは考えていないものの、<b>契約期間を1年よりも短縮（例えば3ヶ月）し、満了の度にTSOから切替状況を確認するなど需要者との接触を密にはかることで需要者の小売への切替意識を高めることができないか検討</b>。</li> </ul>                                                                        |
| 中部  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 契約期間満了による契約更新時等に接点機会を個別に設け、最終保障供給の位置付け（制度趣旨）をあらためて説明のうえ、<b>切替に向けた検討状況（小売契約への切替に難色を示される顧客がいた場合は、その理由）をヒアリングし、小売契約への切替を促す</b>。</li> </ul>                                                                                                                      |
| 北陸  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要家へ切替促進の架電を継続して、切替に向けた検討状況（小売契約への切替に難色を示される顧客がいた場合は、その理由）をヒアリングし、小売契約への切替を促す。</li> </ul>                                                                                                                                                                    |
| 関西  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 最終保障契約中および契約予定の顧客に対して架電を行い、小売事業者との契約締結についての現断面での検討状況を聞き取りしたうえで小売切替を慫慂。</li> <li>● 4月以降で小売契約の申込受付を再開している（再開予定である）小売事業者の一覧表を、請求書に同封して契約者へ送付予定。</li> </ul>                                                                                                      |
| 中国  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>HPへ小売電気事業者比較サイトの運営事業者のURLを記載する等して慫慂</b>予定。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                     |
| 四国  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 今後、最終保障供給契約件数の減少に向け、契約中の顧客を対象にアウトバウンド（架電等）を実施予定。</li> <li>● 上記アウトバウンド時に、顧客が最終保障供給契約に留まっている要因等をヒアリングのうえ、状況に応じた説明を行うなど、<b>顧客属性や要因セグメントに応じた個別対応を実施</b>。</li> </ul>                                                                                              |
| 九州  | <ul style="list-style-type: none"> <li>● 小売契約への切替を慫慂するDM送付等、LR需要家に対して継続的に個別の働きかけを行う。</li> </ul>                                                                                                                                                                                                       |
| 沖縄  | 予定なし                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |



## ②スポット市場での原資調達による社会的コストへの影響

- 一般送配電事業者の試算によると、最終保障供給原資の確保措置として、スポット市場での原資調達を行ったことで、月単位ではいずれの一般送配電事業者の調達コストも削減に寄与していることが確認された。

①最終保障供給による収入（託送料金相当分・賦課金・消費税を除く）

②スポット市場調達を行った場合の最終保障供給のための調達費用

（スポット市場調達平均単価×スポット市場調達率＋V1平均単価×（1－スポット市場調達率））×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

③スポット市場調達がなかった場合の最終保障供給のための調達費用

V1平均単価×最終保障供給用調達量（ロス率加味）

最終保障供給収支：①－② スポット市場調達加減：①－③ **社会的コスト低減額：③－②**

（単位：億円）

|     |           | 8月       | 9月   | 10月      | 11月 | 12月  | 1月  | 2月  |
|-----|-----------|----------|------|----------|-----|------|-----|-----|
| 北海道 | 最終保障供給収支  | ▲1.2     | ▲3.1 | ▲0.3     | 0.5 | 4.2  | 5.1 | 5.9 |
|     | 市場調達加減    | 市場調達開始 → |      |          |     | 3.1  | 3.2 | 2.7 |
|     | 社会的コスト低減額 |          |      |          |     | 1.1  | 1.9 | 3.2 |
| 東北  | 最終保障供給収支  | ▲28      | ▲19  | ▲3.2     | 2.0 | 3.5  | 8.1 | 8.8 |
|     | 市場調達加減    | 市場調達開始 → |      |          |     | ▲0.2 | 5.2 | 4.8 |
|     | 社会的コスト低減額 |          |      |          |     | 3.7  | 2.9 | 4.0 |
| 東京  | 最終保障供給収支  | ▲93      | ▲21  | ▲10      | 35  | 23   | 80  | 105 |
|     | 市場調達加減    | ▲145     | ▲115 | 市場調達開始 → | 6   | ▲48  | 46  | 94  |
|     | 社会的コスト低減額 | 51       | 94   |          | 29  | 71   | 33  | 12  |

各社の取引状況を送配電網協議会にてとりまとめ（試算値のため今後変更の可能性がある）



## ② スポット市場での原資調達による社会的コストへの影響

(単位：億円)

|    |           | 8月       | 9月     | 10月      | 11月  | 12月    | 1月   | 2月   |
|----|-----------|----------|--------|----------|------|--------|------|------|
| 中部 | 最終保障供給収支  | ▲47      | ▲68    | ▲4.6     | 16.5 | 5.3    | 21.9 | 28.0 |
|    | 市場調達ナカセバ  | 市場調達開始 → |        |          | 5.1  | ▲18.1  | 16.0 | 15.6 |
|    | 社会的コスト低減額 |          |        |          | 11.4 | 23.4   | 5.9  | 12.4 |
| 北陸 | 最終保障供給収支  | ▲5.5     | 0.4    | 2.3      | ▲0.9 | 0.4    | 1.2  | 2.4  |
|    | 市場調達ナカセバ  | ▲6.1     | ▲1.2   | 市場調達開始 → |      | ▲0.2   | 0.2  | 0.4  |
|    | 社会的コスト低減額 | 0.7      | 1.6    |          |      | 0.6    | 1.1  | 2.0  |
| 関西 | 最終保障供給収支  | ▲16.0    | ▲31.0  | ▲25.6    | ▲6.7 | ▲2.6   | 4.6  | 7.0  |
|    | 市場調達ナカセバ  | 市場調達開始 → |        |          |      | ▲6.7   | ▲0.5 | ▲2.4 |
|    | 社会的コスト低減額 |          |        |          |      | 4.1    | 5.1  | 9.4  |
| 中国 | 最終保障供給収支  | ▲11.7    | ▲10.7  | 4.1      | 7.8  | 6.7    | 12.6 | 16.7 |
|    | 市場調達ナカセバ  | 市場調達開始 → | ▲10.7  | 市場調達開始 → |      | 5.8    | 11.5 | 12.8 |
|    | 社会的コスト低減額 |          | 調達実績なし |          |      | 0.9    | 1.0  | 3.9  |
| 四国 | 最終保障供給収支  | ▲1.5     | 0.5    | 0.4      | ▲0.5 | ▲0.4   | 0.0  | 0.3  |
|    | 市場調達ナカセバ  | 市場調達開始 → |        |          |      | ▲0.4   | ▲0.2 | ▲0.1 |
|    | 社会的コスト低減額 |          |        |          |      | 0.1    | 0.2  | 0.4  |
| 九州 | 最終保障供給収支  | ▲1.3     | ▲1.1   | 0.64     | 1.9  | ▲4.9   | 0.8  | ▲0.8 |
|    | 市場調達ナカセバ  | 市場調達開始 → |        |          |      | ▲4.9   | 0.8  | ▲0.8 |
|    | 社会的コスト低減額 |          |        |          |      | 調達実績なし |      |      |

### ③ スポット市場で調達することによる市場へ与える影響

- 第83回制度設計専門会合において、以下の手法により検証を実施した。

#### 1. 影響分析の手法について②

第83回 制度設計専門会合  
(2023年3月27日) 資料7

- 具体的な検証方法については、以下のとおり。

##### (1) 分析対象の取引コマの抽出

スポット市場における一送の約定実績があるコマのうち、エリアプライスの上位10コマを抽出。主に以下の比較的需要が逼迫しやすい時間帯の取引コマが抽出されている。

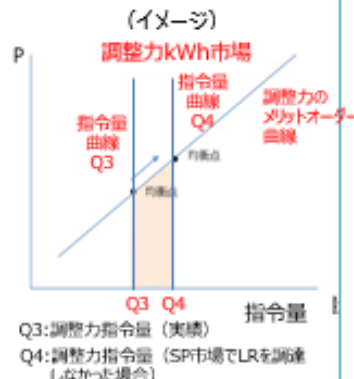
- ① 電力需要が立ち上がる朝方で、太陽光発電による供給量が十分でない時間帯
- ② 太陽光発電による供給量が減少する夕方の方灯時間帯

##### (2) 市場調達せず調整力対応した場合の影響値

###### 【試算方法】

各一送によるスポット市場でのLR供給力の調達を踏まえた調整力の稼働費用から、各一送がスポット市場でLR供給力を調達しなかった場合の調整力の稼働費用を差し引き、市場調達しなかった場合の追加調整力費用を計算。  
(※4)

※4 図の斜線部分(調整量の差をとり、当該調達の調達のために必要なV1単価を乗じて算出される。調整力は基本的には指令量に就いてメリットオーダーで稼働させるため、需要に相当する指令量の需要曲線は垂直となる。また、マルチプライスのため、精算は均衡価格一律ではなく、各電源のV1単価で精算される。)

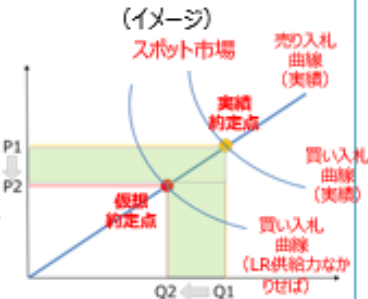


##### (参考) 市場調達行為による約定価格の影響値

###### 【試算方法】

各一送がスポット市場においてLR供給力の調達を実施した実績を踏まえた需給カーブの交点(※1)と、各一送がスポット市場においてLR供給力の調達を実施しなかった場合の需給カーブの交点(※2)をとり、LR供給力の市場調達を実施したことによるスポット市場における取引費用増加分を計算(※3)

- ※1 図の2つの買い入札曲線のうち上側の買い入札曲線と売り入札曲線の交点  
※2 図の2つの買い入札曲線のうち下側の買い入札曲線と売り入札曲線の交点  
※3 図の緑面積部分



##### (3) 「(2) 影響値」と「一送のスポット市場の約定費用の実績」の比較

(2) の影響値と、LR供給力の調達実績を比較した結果、(2) の影響値が高ければ、社会コスト低減の観点から、合理的と評価することが可能ではないか。(次ページ)

## 【参考】2. 影響分析の結果について（東京PG）

第83回 制度設計専門会合  
(2023年3月27日) 資料7

- スポット市場調達量が大きい東京PGにおいての試算は以下のとおり。

### 分析対象コマの選定

LR約定実績があるコマのうち、エリア  
プライスが高い上位10コマ

2022/12/19 07:00-07:30※  
2022/12/19 20:00-20:30  
2022/12/19 17:30-18:00  
2022/12/19 19:30-20:00  
2022/12/23 17:30-18:00  
2022/12/19 17:00-17:30  
2022/12/20 07:30-08:00  
2022/12/19 16:00-16:30  
2022/12/23 17:00-17:30  
2022/12/19 16:30-17:00※

※本来、LR供給力の市場調達を除外することにより買い入札曲線は左にシフトするが、ブロック入札の影響により買い入札曲線が右にシフトし、エリアプライスが上昇することから、②及び②－①からは除外。

### 分析結果

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））  
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）  
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）

| 分析対象コマ                 | ①         | ②          | ②－①         |
|------------------------|-----------|------------|-------------|
| 2022/12/19 07:00-07:30 | 552,669   | —          | —           |
| 2022/12/19 20:00-20:30 | 1,929,359 | 2,621,424  | 692,065     |
| 2022/12/19 17:30-18:00 | 996,616   | 6,643,878  | 5,647,262   |
| 2022/12/19 19:30-20:00 | 1,466,112 | 167,726    | ▲ 1,298,386 |
| 2022/12/23 17:30-18:00 | 880,092   | 19,083,088 | 18,202,996  |
| 2022/12/19 17:00-17:30 | 624,306   | 6,355,164  | 5,730,858   |
| 2022/12/20 07:30-08:00 | 3,148,589 | 4,398,031  | 1,249,442   |
| 2022/12/19 16:00-16:30 | 6,756,834 | 2,125,469  | ▲ 4,631,366 |
| 2022/12/23 17:00-17:30 | 4,178,474 | 17,025,558 | 12,847,084  |
| 2022/12/19 16:30-17:00 | 17,226    | —          | —           |

### 考察

①について、一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用が、スポット市場の約定費用より高いことから合理的と評価することが可能と考えられる。

また、参考として  
②市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用が、①の調整力に対応した影響値よりも低いコマもあり、社会コスト全体が低減されていたと考えられる。

## 【参考】2. 影響分析の結果について（中部PG）

第83回 制度設計専門会合  
(2023年3月27日) 資料7

- スポット市場調達量が大きい中部PGにおいての試算は以下のとおり。

### 分析対象コマの選定

LR約定実績があるコマのうち、エリアプライスが高い上位10コマ

| 分析対象コマ                  |
|-------------------------|
| 2022/12/20 07:00-07:30  |
| 2022/12/27 06:30-07:00※ |
| 2022/12/27 07:30-08:00※ |
| 2022/12/23 16:30-17:00  |
| 2022/12/19 17:30-18:00  |
| 2022/12/23 07:00-07:30  |
| 2022/12/19 18:00-18:30  |
| 2022/12/19 18:30-19:00  |
| 2022/12/19 07:00-07:30※ |
| 2022/12/23 17:30-18:00  |

※本来、LR供給力の市場調達を除外することにより買い入札曲線は左にシフトするが、ブロック入札の影響により買い入札曲線が右にシフトし、エリアプライスが上昇することから、②及び②－①からは除外。

### 分析結果

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））
- ② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）
- ②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）

| 分析対象コマ                 | ①         | ②          | ②－①         |
|------------------------|-----------|------------|-------------|
| 2022/12/20 07:00-07:30 | 290,440   | 7,098,993  | 6,808,553   |
| 2022/12/27 06:30-07:00 | 602,817   | —          | —           |
| 2022/12/27 07:30-08:00 | 646,340   | —          | —           |
| 2022/12/23 16:30-17:00 | 1,743,510 | 12,783,654 | 11,040,144  |
| 2022/12/19 17:30-18:00 | 1,942,770 | 7,726,180  | 5,783,410   |
| 2022/12/23 07:00-07:30 | 2,118,955 | 28,264,225 | 26,145,270  |
| 2022/12/19 18:00-18:30 | 2,001,920 | 1,815,345  | ▲ 186,575   |
| 2022/12/19 18:30-19:00 | 2,129,605 | 0          | ▲ 2,129,605 |
| 2022/12/19 07:00-07:30 | 2,254,855 | —          | —           |
| 2022/12/23 17:30-18:00 | 2,138,790 | 6,776,928  | 4,638,138   |

### 考察

①について、一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用が、スポット市場の約定費用より高いことから合理的と評価することが可能と考えられる。

また、参考として  
②市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用が、①の調整力に対応した影響値よりも低いコマもあり、社会コスト全体が低減されていたと考えられる。

# 【参考】他エリアにおける影響分析結果一覧

第83回 制度設計専門会合  
(2023年3月27日) 資料7

## 北海道NW

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））  
 ② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）  
 ②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①         | ②         | ②－①       |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|
| 2022/12/24<br>00:00-00:30 | 228,756   | 708,702   | 479,946   |
| 2022/12/26<br>07:00-07:30 | ▲ 25,520  | —         | —         |
| 2022/12/26<br>07:30-08:00 | ▲ 31,088  | 370,290   | 401,378   |
| 2022/12/27<br>15:30-16:00 | ▲ 39,623  | 4,323,573 | 4,363,196 |
| 2022/12/29<br>07:30-08:00 | ▲ 278,852 | —         | —         |
| 2022/12/26<br>11:00-11:30 | ▲ 25,730  | 2,641,723 | 2,667,453 |
| 2022/12/24<br>00:30-01:00 | ▲ 185,680 | 0         | 185,680   |
| 2022/12/24<br>09:30-10:00 | ▲ 109,715 | 0         | 109,715   |
| 2022/12/26<br>06:30-07:00 | 13,750    | 436,176   | 422,426   |
| 2022/12/26<br>10:00-10:30 | ▲ 125,171 | 3,354,750 | 3,479,921 |

## 東北NW

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））  
 ② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）  
 ②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①           | ②          | ②－①        |
|---------------------------|-------------|------------|------------|
| 2022/12/16<br>16:30-17:00 | ▲ 96,618    | 20,389,449 | 20,486,067 |
| 2022/12/16<br>17:00-17:30 | ▲ 751,211   | 20,422,627 | 21,173,837 |
| 2022/12/16<br>17:30-18:00 | ▲ 1,524,314 | 20,485,808 | 22,010,122 |
| 2022/12/16<br>18:00-18:30 | ▲ 127,764   | 20,613,614 | 20,741,378 |
| 2022/12/15<br>16:30-17:00 | 1,256       | 21,251,622 | 21,250,366 |
| 2022/12/15<br>17:00-17:30 | ▲ 136,329   | 22,295,256 | 22,431,585 |
| 2022/12/15<br>16:00-16:30 | ▲ 251,163   | 27,175,776 | 27,426,939 |
| 2022/12/15<br>17:30-18:00 | ▲ 527,240   | 22,078,510 | 22,605,750 |
| 2022/12/16<br>07:00-07:30 | 102,644     | 10,054,010 | 9,951,366  |
| 2022/12/16<br>07:30-08:00 | ▲ 211,395   | 2,556,059  | 2,767,454  |

## 北陸送配電

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減分費用（負担が減少すると正））  
 ② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費用（参考）  
 ②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①         | ②         | ②－①       |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|
| 2023/01/25<br>17:30-18:00 | ▲ 460     | 0         | 460       |
| 2023/01/25<br>18:00-18:30 | 3,225     | 0         | ▲ 3,225   |
| 2023/01/25<br>19:00-19:30 | 2,090     | 0         | ▲ 2,090   |
| 2022/12/27<br>18:00-18:30 | ▲ 144,900 | 5,148,644 | 5,293,544 |
| 2022/12/26<br>16:30-17:00 | ▲ 24,760  | 5,532,375 | 5,557,135 |
| 2022/12/27<br>17:30-18:00 | ▲ 131,280 | 5,091,860 | 5,223,140 |
| 2022/12/15<br>17:30-18:00 | ▲ 3,495   | 2,185,043 | 2,188,538 |
| 2022/12/15<br>16:30-17:00 | ▲ 229,880 | 2,680,678 | 2,910,558 |
| 2022/12/24<br>17:30-18:00 | 14,260    | 4,369,941 | 4,355,681 |
| 2022/12/26<br>17:00-17:30 | ▲ 4,940   | 2,878,313 | 2,883,253 |

# 【参考】他エリアにおける影響分析結果一覧

第83回 制度設計専門会合  
(2023年3月27日) 資料7

## 関西送配電

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－  
「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減  
分費用（負担が減少すると正））  
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費  
用（参考）  
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増  
分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①         | ②          | ②－①        |
|---------------------------|-----------|------------|------------|
| 2023/01/26<br>18:00-18:30 | 600,393   | 2,218,735  | 1,618,343  |
| 2023/01/26<br>17:00-17:30 | 163,923   | 4,825,964  | 4,662,042  |
| 2023/01/26<br>18:30-19:00 | 675,665   | 0          | ▲ 675,665  |
| 2023/01/24<br>17:30-18:00 | 340,326   | —          | —          |
| 2023/01/24<br>18:00-18:30 | 381,029   | —          | —          |
| 2023/01/25<br>08:30-09:00 | 579,568   | 14,136,124 | 13,556,556 |
| 2023/01/24<br>17:00-17:30 | 397,416   | 5,051,856  | 4,654,440  |
| 2023/01/24<br>18:30-19:00 | 837,330   | —          | —          |
| 2022/12/26<br>09:30-10:00 | 919,882   | 13,091,520 | 12,171,638 |
| 2022/12/17<br>16:30-17:00 | 1,153,867 | —          | —          |

## 中国NW

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－  
「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減  
分費用（負担が減少すると正））  
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費  
用（参考）  
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増  
分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①       | ②          | ②－①        |
|---------------------------|---------|------------|------------|
| 2022/12/23<br>21:00-21:30 | 27,750  | 2,900,934  | 2,873,184  |
| 2022/12/23<br>20:00-20:30 | 32,370  | 9,647,484  | 9,615,114  |
| 2022/12/23<br>20:30-21:00 | 66,400  | 20,462,261 | 20,395,861 |
| 2022/12/22<br>17:30-18:00 | 0       | 11,771,777 | 11,771,777 |
| 2022/12/23<br>07:00-07:30 | 10,010  | 1,717,088  | 1,707,078  |
| 2022/12/22<br>18:00-18:30 | 86,240  | 17,582,837 | 17,496,597 |
| 2022/12/23<br>09:00-09:30 | 116,160 | 20,821,398 | 20,705,238 |
| 2022/12/22<br>18:30-19:00 | 173,910 | 16,244,978 | 16,071,068 |
| 2022/12/15<br>17:00-17:30 | 0       | 9,719,797  | 9,719,797  |
| 2022/12/24<br>17:00-17:30 | 0       | 17,576,649 | 17,576,649 |

## 四国送配電

- ①「一送が市場調達しなかった場合の追加調整力費用」－  
「一送のスポット市場の約定費用」（一送負担分の減  
分費用（負担が減少すると正））  
② 一送の市場調達によるスポット市場取引全体の増分費  
用（参考）  
②－① スポット参加者負担分の増分＋一送負担分の増  
分合計（参考）

| 分析対象<br>コマ                | ①        | ②         | ②－①       |
|---------------------------|----------|-----------|-----------|
| 2022/12/24<br>00:00-00:30 | 7,222    | 3,350,820 | 3,321,058 |
| 2022/12/28<br>08:30-09:00 | ▲ 20,793 | 2,395,932 | 2,404,110 |
| 2022/12/28<br>18:30-19:00 | ▲ 18,403 | 954,555   | 961,793   |
| 2022/12/28<br>19:00-19:30 | ▲ 16,969 | 1,014,068 | 1,020,742 |
| 2022/12/25<br>19:30-20:00 | ▲ 5,398  | —         | —         |
| 2022/12/26<br>06:30-07:00 | ▲ 3,936  | 3,218,560 | 3,222,496 |
| 2022/12/30<br>19:00-19:30 | ▲ 38,564 | 600,143   | 598,686   |
| 2022/12/30<br>18:00-18:30 | ▲ 5,202  | 1,731,713 | 1,736,915 |
| 2022/12/24<br>06:30-07:00 | 9,568    | 2,666,685 | 2,631,637 |
| 2022/12/26<br>21:30-22:00 | 10,071   | 4,742,556 | 4,746,255 |



- 前頁までの分析結果を踏まえると、一般送配電事業者による最終保障供給原資をスポット市場から調達した行為については、複数のエリアにおいて、一般送配電事業者が市場調達しなかった場合の追加調整力費用がスポット市場の約定費用よりも低いコマがあることが確認された。また、複数のエリアでは逆の現象が起こっており、さらに、スポット市場価格の上昇を勘案しても社会的コストが減少しているコマもあった。
- 一般送配電事業者のスポット市場調達によりスポット市場価格が上昇するなど市場参加者の負担増が生じている中で、一般送配電事業者の調整力調達だけをとっても調達コストが増加しているコマがあるということは、少なくとも当該エリアの当該コマについては社会的コストの抑制が図れていないことを意味するのではないかな。
- このため、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場調達について、今回の分析結果を踏まえ、取引を一時中止した上で今後の対応を検討することも考えられるのではないかな。

## 第83回制度設計専門会合における主な御意見抜粋

- 第83回（3/27）制度設計専門会合において、電力・ガス取引監視等委員会より、最終保障供給原資のスポット市場からの調達に係る影響分析について報告した際に、以下のとおり御意見をいただいた。

➤ 地域別に効果があったところとそうでないところが出た。その要因として想定されているものがあるか。

- スポット市場から調達せず、あらかじめ確保した調整力で対応した部分があると思うが、これだけ多くの最終保障供給に対応しなければならない中で、市場から調達せず、調整力で対応できる枠内で対応することになるが、調整力の調達ルールを決定した際、これだけの最終保障供給の契約件数を想定していたわけではない。
- それでも安定供給上、調整力でこれだけ多くの最終保障供給に対応できるというのは、調整力の調達量が多すぎるのではないか。調整力市場の改革も含め検討を進めてほしい。
- 調整力を過剰に調達するより、市場を活用することが望ましく、一般送配電事業者による市場調達を否定するものではない。一般送配電事業者が市場に参加することが間違っているわけではない。調査を継続することは強く支持する。

# 4月以降の最終保障供給の原資調達をスポット市場で行うことについて

- 一般送配電事業者によるスポット市場での最終保障供給の原資調達について、4月以降の対応を検討するため、最終保障供給契約件数の推移や社会的コストの低減、スポット市場への影響を確認したところ、以下のとおりであった。
  - ① 最終保障供給契約件数は緩やかに減少しているが、引き続き高水準。更なる低減に向けて、一般送配電事業者において、小売電気事業者との契約への切替えを促す取組を実施中。
  - ② 一般送配電事業者の試算によると、スポット市場で最終保障供給の原資を調達したことで、市場調達を行わずに調整力を用いた場合に比べ、各一般送配電事業者のコストは毎月一定程度削減された。
  - ③ 電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、複数の一般送配電事業者において、市場調達に要した費用が、市場調達を行わずに調整力を用いた場合の費用を上回るコマがあった。
- 本来、調整力は、現在のような高水準の最終保障供給の契約件数に対応する前提として調達していない。また、一般送配電事業者の試算によると、スポット市場での原資調達により、コスト削減効果が生じている。
- したがって、一定規模の最終保障供給契約が継続している状況においては、スポット市場への影響に留意しつつ、一般送配電事業者による市場調達を許容することを基本としてはどうか。
- 他方、電力・ガス取引監視等委員会の分析によると、市場調達が必ずしも社会的コストの抑制に寄与していないケースが確認されている。同分析の対象は一部時間帯に限定されているものの、一部とは言え、コスト抑制効果が実現していない以上、現在の市場調達方法に見直すべき点はないか、検討する必要がある。
- このため、一般送配電事業者による最終保障供給原資のスポット市場からの調達については、3月末までで一時的に中止することとしてはどうか。
- その上で、今後の市場調達については、社会的コストの抑制に向けて、電力・ガス取引監視等委員会と連携し、入札条件等について検討した上で、最終保障供給契約の推移を踏まえ、再開の是非を判断することとしてはどうか。