

# 制御量評価WGからの報告

2018年9月28日

資源エネルギー庁  
新エネルギーシステム課

# 制御量評価WGの概要

## 開催日程

第5回	2018年7月18日（水）
第6回	2018年9月25日（火）

## 概要

- 2018年5月に実施したアグリゲーターへのアンケートを踏まえ、「ネガワット調整金の計算方法」について議論。本件は2018年後期も継続する。
- 当日補正によりベースラインがマイナスとなる事例の取扱等、ベースラインに関する論点について整理。

## 出席者

### 【座長】（敬称略）

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

### 【出席者】（50音順、敬称略）

#### ●学識経験者

浅野 浩志 一般財団法人電力中央研究所  
エネルギーイノベーション創発センター 研究参事  
市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 弁護士  
石井 英雄 早稲田大学 先進グリッド技術研究所 上席研究員  
梅嶋 真樹 慶應義塾大学 政策・メディア研究科 特任講師  
大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

#### ●事業者

市村 健 エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長  
沖 隆 株式会社F-power 副社長  
加藤 浩二 東京電力パワーグリッド株式会社  
系統運用部 広域給電グループ マネージャー  
草野 吉雅 京セラ株式会社 研究開発本部 ソフトウェアラボ  
システム開発研究部責任者  
竹廣 尚之 株式会社エネット 経営企画部長  
西村 陽 関西電力株式会社 営業本部 担当部長

#### ●関係機関

内田 明生 ディマンドリスポンス推進協議会 理事長  
北見 浩二 電力取引監視等委員会 ネットワーク事業監視課 係長  
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長  
佐藤 秀夫 電気事業連合会 業務部長  
進士 誉夫 電力広域的運営推進機関 企画部 部長  
三谷 嘉伸 電気事業連合会 電力技術部長

### 【経済産業省】

資源エネルギー庁  
省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課  
電力・ガス事業部 政策課 電力市場整備室  
電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室

# 今年度の制御量評価WGの検討項目

- 今年度の制御量評価WGにおいては、以下の(1)～(3)の検討を進める予定。

## (1) 電源I'のDR

- ネガワット調整金の考え方【第5、6回WG】
- DRを実施するアグリゲーターから供給元小売電気事業者への情報共有【第5回WG】

## (2) ベースラインの設定方法

- 当日補正によって、ベースラインの需要がマイナスとなる場合のベースラインの設定方法【第5回WG】
- 最小の需要日が複数ある場合、High 4 of 5の選定方法【第5回WG】
- ベースラインの設定時における除外日の取扱い【第5回WG】
- 低圧需要家のベースラインの設定方法
- 需給調整市場において早い応動の調整力をDRが提供する場合のベースラインの詳細な設定方法および応動の確認方法（機器ごとの個別計測の取扱も含む）。

## (3) その他の事項

- 広域機関における議論の進捗を踏まえ、容量市場にDRが応札する場合の実効性テストの内容
- 上げDRの活用が期待されるケースの取引スキームが具体的に整理できた場合、当該取引スキームに関してガイドラインで設定すべき事項



# 1 アンケート結果（概要）

## 2 ネガワット調整金の計算方法の検討 （個別検証）

① 予見可能性

② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ

③ 中立的な市場

## 3 小売電気事業者への情報共有等

## 4 ベースラインの設定方法

## 【参考】ERABガイドラインの活用状況調査の結果

- 2018年5月にアグリゲーター等に対してERABガイドラインの活用状況についてアンケート調査を実施し、DRの種類ごとの事業実態やDR発動実績の回答を得た。
- アグリゲーターからはネガワット調整金やベースラインの算定方法に関する意見があり、また、小売電気事業者からDR発動の情報を把握する仕組みの創設を求めるなどの意見があった。

### 【アンケート結果（概要）】

- ERAB検討会への参加事業者等 7 2 社へ送付し、1 5 社より回答※1、2

#### （類型 1 ①）

- 2 社が事業を実施
- 東電エリアにて発動実績あり

#### （類型 1 ②）

- 1 社が事業を実施
- 東北電、東電、中電エリアにて発動実績あり

#### （類型 2）

- 1 0 社が事業実施
- 東電、九電エリアにて発動実績あり
- ベースラインは概ね「High 4 of 5」が採用されていた

#### （意見・要望）

- 関係者間でネガワット調整金に対する理解が異なるため、協議に要する負担が大きい
- 小売電気事業者へDR発動通知の要望
- ベースライン算定に除外すべき需要日など

※1 複数の類型で事業を実施している事業者や実証のみ、意見・要望のみ回答のあった事業者もいる

※2 回答のあったアグリゲーターの集計結果であり、市場全体の実態を網羅的に表しているものではないことに留意が必要

# 【参考】ネガワット調整金に関するアンケート

- 第5回の制御量評価WGにおける議論を受け、2018年7月に小売電気事業者及びアグリゲーター等、ネガワット調整金に係る事業者に対して、主として「類型2」を念頭において、調整金の計算方法に関するアンケートを実施した。
- ✓ 調査対象：ERAB検討会の参加事業者、旧一般電気事業者（小売部門）、新電力連絡会の参加事業者など、計107社
- ✓ 調査項目：ネガワット調整金について、以下6つの質問
- ✓ 回答数：49社(アグリゲーター19社、小売電気事業者14社、2つを兼務する事業者16社)

## 【調査項目】

- (質問1) 平成29年度もしくは平成30年度において、電源I'の調整力に関する契約の締結実績がありますか。ある場合は、エリア、貴社の役割（主契約者・一部委託）、契約規模（kW）を可能な限りでご回答下さい。
- (質問2) 質問1で電源I'の契約があると回答した場合、現状のネガワット調整金の計算方法をご回答下さい。
- (質問3) 質問2の計算方法を採用した経緯・理由を教えてください。
- (質問4) 質問1の契約実績の有無に関わらずご回答下さい。今後のネガワット調整金の計算方法はどうかでしょうか。その際に、合理性を確保した上で、予見可能性の向上、契約に係る業務コストの低減、シンプルさの追求、等の観点を踏まえて回答して下さい。
- (質問5) 質問4の計算方法を選択した理由を教えてください。
- (質問6) 類型1②を想定した際に、ネガワット調整金の計算方法の考え方が質問4、5と異なる場合は教えてください。

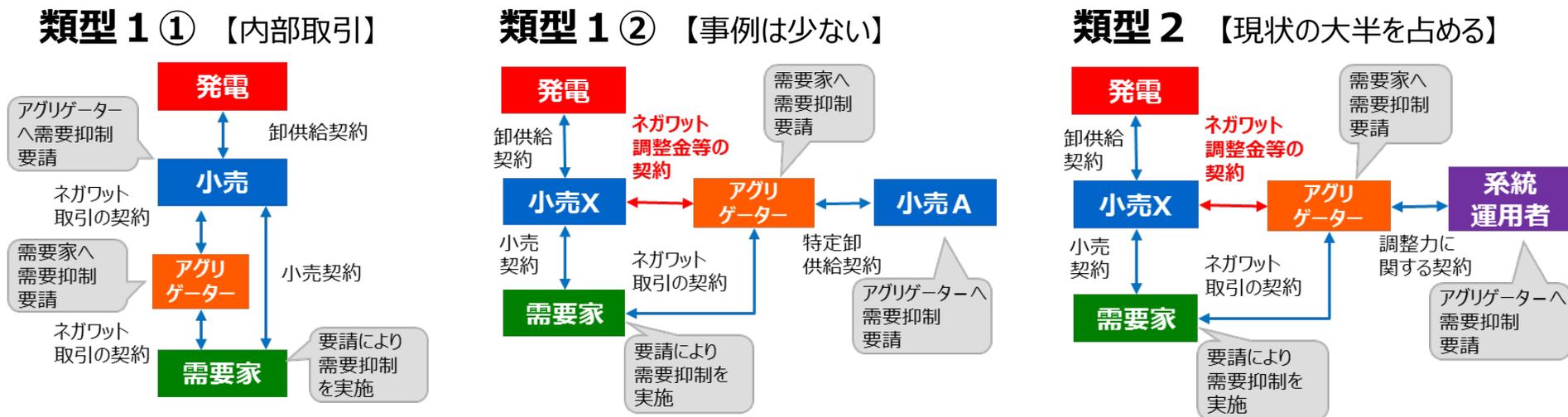
※「アグリゲーター、小売電気事業者、2つを兼務する事業者」の3つの事業区分から自社の立場を選んで回答  
※質問1及び2については、小売電気事業者向けアンケートには、アグリゲーターとの契約状況について質問



# 【参考】現在のガイドライン上のネガワット調整金の計算方法

- ネガワット調整金の計算方法は、以下の4パターンを選択肢として例示している。
  - (a) 電力料金単価（実績値※） - 託送料金（※DR対象需要家の単価実績）
  - (b) 電力料金単価（参考値※） - 託送料金（※例えば、旧一般電気事業者の小売部門が公表している単価）
  - (c) （一社）日本卸電力取引所の平均価格
  - (d) （一社）日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格
- 供給元小売電気事業者とアグリゲーターは、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点から踏まえて協議の上、決定することとしている。

## 下げDR（ネガワット取引）における各類型のイメージ



# 【参考】ガイドラインにおけるネガワット調整金に関する記載内容

- 現在のエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン（2017年11月29日改定）におけるネガワット調整金に関する記載内容は以下のとおり。

## 3. 小売Xへのネガワット調整金の支払い

類型1②及び類型2において、アグリゲーターが小売Xに対して、需要抑制量に応じてネガワット調整金を支払う。ネガワット調整金の決定にあたっては、取引の実情やDR・VPPの普及拡大の観点を踏まえて協議をすること。

本ガイドラインでは海外事例等も踏まえ、①ネガワット調整金の額の決定のタイミング、②ネガワット調整金の額の計算方法、③ネガワット調整金の支払いタイミングについて、以下のとおり例示する。

なお、小売Xと需要抑制を行う需要家との間で確定数量契約が結ばれている場合は、小売Xは需要抑制分の電気の調達費用も回収できることから、アグリゲーターによるネガワット調整金の支払いは不要である。

### ① ネガワット調整金の額の決定のタイミング

DR発動前

### ② ネガワット調整金の額の計算方法

以下の4パターンを選択肢として例示する。

#### a) 電力料金単価（実績値）－託送料金

DR対象の需要家の実際の小売価格から託送料金を引いた価格

#### b) 電力料金単価（参考値）－託送料金

DR対象の需要家の想定の小売価格から託送料金を引いた価格

参考値例：旧一般電気事業者の小売部門が公表している単価

#### c) 一般社団法人 日本卸電力取引所の平均価格

なお、計算条件は以下のとおりとする。

採用データ（スポット市場）

システムプライス、エリアプライスのいずれか

算出単位（区分）と計算方法

以下の区分毎に算出するものとする。

・ ピーク時：夏季の平日（土曜日も含む）の10時から17時  
夏季=7/1～9/30

・ 非ピーク時・昼：ピーク時を除く平日（土曜日を含む）の8時から22時まで

・ 非ピーク時・夜：ピーク時、非ピーク時・昼を除く時間

→上記3つの区分では以下のいずれかの計算方法を採用

同一区分の過去5日間の平均値

同一区分の昨年度の平均値

・ 区分なしとする場合は、過去5日間の平均値又は昨年度の平均値を採用

d) 一般社団法人日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格

③ ネガワット調整金の支払いタイミング  
インバランス精算と同じタイミング

(※) 上記①～③に関しては、小売Xとアグリゲーターが協議し、上記に挙げたもの以外の内容で、ネガワット調整金を支払うことを妨げない。

なお、類型1①については、小売電気事業者の意思に基づき、需要抑制を行うものであるため、小売電気事業者へのネガワット調整金支払いという概念は存在しない。

また、上げDRにおける調整金については、今後、制度が具体化される中で定めるものとする。

## ネガワット調整金に関するアンケート結果（採用している計算方法）

- アンケートによれば、現状のERABガイドラインで例示する計算方法はすべてがいずれかの契約で採用されているが、一方で「bとdの平均」など、ガイドラインで例示していない計算方法を採用している報告もあった。
- また、採用されている計算方法としては、「b」、「d」、「bとdの平均」が多かった。

事業者区分 ( I '契約あり)	アグリゲーター (4社)	小売電気事業者 (5社)	2つを兼務する※1 事業者 (8社)	合計 ※2 (17社)
a	1件	0件	2件	3件
b	2件	0件	4件	<b>6件</b>
c	0件	0件	1件	1件
d	1件	2件	3件	<b>6件</b>
bとdの平均	2件	3件	5件	<b>10件</b>
その他 ※3	1件	0件	3件	4件

- ※1 2つを兼務する事業者とは、アンケートにおいて、「小売電気事業も兼務するアグリゲーター」または「アグリゲーション事業も兼務する小売電気事業者」として回答した事業者である。
- ※2 回答件数は契約件数ではなく事業者数で計上しており、一事業者が異なる計算方法で小売電気事業者またはアグリゲーターと契約を行っているケースがあるため、合計は回答事業者数に一致しない。
- ※3 その他の内訳は、「dまたはインバランス単価の高いほう」、「調整金なし」、「b + 燃調」、「a + 燃調」である。

## 【参考】ネガワット調整金のアンケート結果（計算方法の選択理由）

- 個々の事例によるが、相手方から提案や指定されて採用している理由が多い。
- なお、このほか、事業者間の考え方の違いから協議に長期間を要したケースや、一方的に計算方法を指定され、協議や交渉の余地がないケースも報告があった。

事業者区分	アグリゲーター (4社)	小売電気事業者 (5社)	2つを兼務する事業者 (8社)
a	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方が需要家の単価を開示可能と判断</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社需要家の単価を開示可能と判断</li> <li>相手方からの提案</li> </ul>
b	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方との協議結果</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方とdで合意できず選択</li> <li>相手方からの提案</li> <li>aが妥当と考えるが、自社需要家の単価開示を不適切と判断</li> </ul>
c	—	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方からの提案</li> </ul>
d	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方とaまたはbで合意できず選択</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方からの提案</li> <li>DR発動時の市場価格が高騰する可能性が高いため高い価格を設定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方からの提案</li> </ul>
bとdの平均	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方からの指定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガイドラインの基準をもとに両者の得失を踏まえて設定</li> <li>dが妥当と考えるが、DRの普及拡大に配慮（協議負担の軽減、事業者間の不公平をなくすため一律で設定）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>相手方からの指定</li> <li>dが妥当と考えるが、アグリゲーターの声やDRの促進に考慮して設定</li> </ul>

# ネガワット調整金に関するアンケート結果（あるべき計算方法）

- 契約実績に関わらず、アンケートに回答した各事業者（49社）が適切と考える調整金の計算方法（複数回答可）としては、事業者区分によって、売上補填指標（a、b）を回答する傾向と、調達コスト指標(d)を回答する傾向に分かれ、「bとdの平均」という折衷案も提案された。

事業者区分	アグリゲーター (19社)	小売電気事業者 (14社)	2つを兼務する事業者 (16社)	合計 ※1 (49社)
a	7件	0件	1件	8件
b	11件	2件	2件	15件
c	1件	0件	0件	1件
d	0件	4件	6件	10件
bとdの平均	0件	6件	1件	7件
その他 ※2	5件	1件	7件	13件

※1 あるべき計算方法として複数の計算方法を回答、または未回答の事業者がいるため、合計は回答事業者数に一致しない。

※2 その他の内訳は、固定価格、調整金なし、小売電気事業者の全電源平均など（詳細は12頁参照）

# 【参考】あるべき調整金の計算方法の「その他」の意見

- あるべき計算方法において「その他」として提案された意見は以下のとおり。

その他の計算方法	その理由
aまたはb + 業務コスト	<ul style="list-style-type: none"> <li>● アグリゲーターはネガワットによって便益を得るため、その一部をネガワット取引によって小売電気事業者に発生する業務コストに充当すべき</li> </ul>
aまたはb × 調整係数	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 実績単価（競争情報）の他小売事業者への流出を防ぐため</li> <li>● 実態として現実の電力契約が公表されている料金より比較的安価であると考え、bの参考値は単純に公表された数値ではなく、補正を加えた一律的な数値であるべき</li> </ul>
b + 燃調	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 通常供給の小売料金から、燃料調整費を加算した値が合理的</li> </ul>
cとdの併用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● DR実施時間のスポット市場価格（高騰している可能性大）を用いた場合、自社電源のある旧一電に過大なネガワット調整金が行くことが懸念され、平均スポット市場価格を用いた場合、新電力の実調達コストを充足できない可能性が高いため、旧一電は日本卸電力取引所の平均価格とし、新電力は日本卸電力取引所のDR実施時間のスポット市場価格と、指標を併用することが適切</li> </ul>
dの単価を基本とし、 $d < b$ となる場合はbの単価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● DR発動時、新電力は概ね市場からの調達であるため基本はdで計算すべきだが、最低限収入が確保されるべきであるため、<math>d &lt; b</math>となる場合はbを底とする事が妥当（DR発動により新たに発生する事務コストやシステム改修等のコスト、新たなインバンスリスクなどのコスト増を懸念）</li> </ul>
固定価格（定額制）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 予見可能性、シンプルさ、契約手間減の観点ではエリア・昼夜別など定額制が望ましい</li> </ul>
調整金不要（廃止）	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調整金自体がネガワットの取組を阻害する要因であり、必要性の再検討が必要</li> <li>● ネガワット取引が活発になった際、調整金の算出・支払は手間</li> <li>● ネガワットは需要家の努力の結果であり、省エネを推奨した企業は使用電力量が減っても小売電気事業者に売上補償していないのと同様の考え方</li> <li>● ピークカットによる電力会社の収益減は想定されるが、日本のピーク電力を抑え、不要な発電設備を減らし、社会的コストを削減するという主旨に鑑み、許容されるべきもの</li> </ul>

# ネガワット調整金に関するアンケート結果（あるべき計算方法の選択理由）

- 現在のERABガイドラインにおいて例示している計算方法と、その他の計算方法で最も意見の多かった「bとdの平均」を各事業者が選択する理由は以下のとおり。

事業者区分	アグリゲーター (19社)	小売電気事業者 (14社)	2つを兼務する事業者 (16社)
a	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 補填すべき対象は、小売の電気料金単価相当が妥当であるため</li> <li>● 市場価格に連動すると調整金の価格が増加し、採算性が悪化する</li> <li>● 正確な額という点で最も合理的</li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 補填対象は小売の電気料金単価相当が妥当</li> </ul>
b	<ul style="list-style-type: none"> <li>● aが妥当だが、開示されないケースや実務が難しいことを考慮しbが適当</li> <li>● 市場価格を反映した計算方法では、需給逼迫時におけるDR発動のインセンティブが働かない。また、予見可能性も低い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● aが妥当だが、開示されないケースや実務が難しいことを考慮しbが適当</li> <li>● 市場価格ではネガワット事業そのものへの取組意欲が減退する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● aが妥当だが、開示されないケースを考慮</li> </ul>
c	—	—	—
d	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達費用補填が妥当</li> <li>● 公表されており客観性が高い</li> <li>● ネガワット取引に係る小売側の費用が未知数であるため、高価格を選択</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達費用補填が妥当</li> <li>● 公表されており客観性が高い</li> <li>● 類型2においては、送配電に調整金をのせることができるため</li> </ul>
bとdの平均	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>● DRにより生じるが特定できない契約電力の減収分を補填するため</li> <li>● 小売とアグリの得失を踏まえて、どちらかに利益が偏重しないように</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 卸供給指標のdが妥当だが、ネガワット取引の促進の観点などを考慮</li> </ul>

## 【参考】類型 1 - ②に関するネガワット調整金の考え方

- 類型 1 - ②における調整金の計算方法については、類型 2 と同様との回答が多数であったが、類型 2 とはDRの目的が異なることや、送配電事業者からの報酬がないことから、類型 2 とは計算方法を変えるべきとの意見もあった。

### 【アンケート結果】

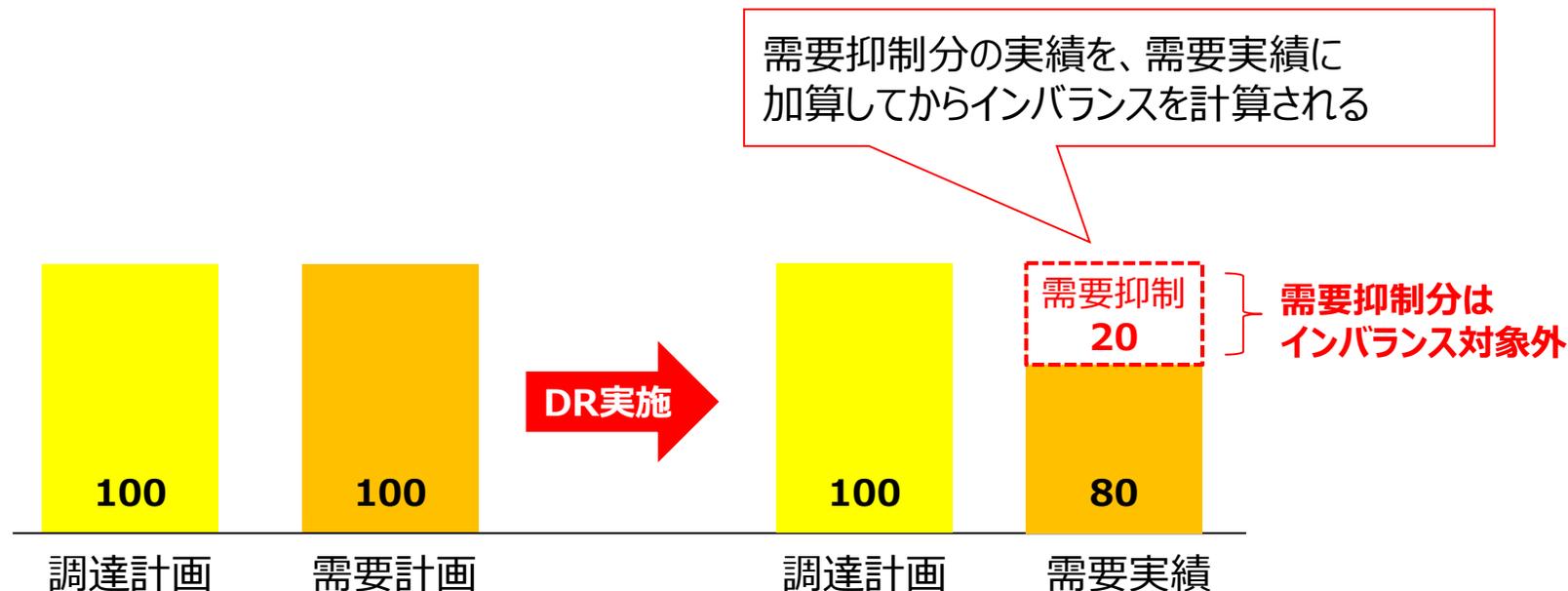
事業者区分	アグリゲーター (19社)	小売電気事業者 (14社)	2つを兼務 する事業者 (16社)	合計 (49社)
類型 2 と同じ	15社	14社	13社	42社
類型 2 と異なる	4社	0社	3社	7社
異なる計算方法	その理由			
調整金なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>ピークカットや運用改善を行う場合に調整金はない</li> <li>類型 1 ②は基本料金がなく、調整金があると経済的に成立しない</li> </ul>			
bとdの平均	<ul style="list-style-type: none"> <li>類型 1 ②は送配電からの収入は見込めず、J E P Xでの取引を前提として事業の継続性を考慮</li> </ul>			
具体例なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>ネガワットの提供先が異なる</li> <li>GC前に取引が決定されるため</li> <li>目的や手法によりネガワット調整金の取扱いは変えるべき</li> </ul>			
その他の意見	<ul style="list-style-type: none"> <li>同時同量を達成する目的で、他の小売事業者が擁する需要家の電力を買い上げるといって自体が合理性を欠いている</li> </ul>			

## 【参考】DR発動時におけるインバランスの考え方

- アンケートにおいては、インバランス料金を踏まえて調整金を設定すべきという意見もあった。
- なお、現在の調整力公募におけるDRの発動による需要抑制された電力量は、託送供給約款上、インバランス対象外として整理されている。

### 【類型2におけるインバランス精算の考え方】

※DRの発動がなければ100の電力実績となる場合に、需要抑制（△20）を行ったケース



- 1 アンケート結果（概要）
- 2 **ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）**
  - ① 予見可能性
  - ② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ
  - ③ 金銭面での中立性
- 3 小売電気事業者への情報共有等
- 4 ベースラインの設定方法

## アンケートの結果を踏まえた検討すべき計算方法の選別

- アンケートによれば、あるべき計算方法として、売上補填指標「a」または「b」、調達コスト指標「d」、2つの折衷案として「bとdの平均」が代表的なものとして提案された。
- 「a」は売上補填の観点からは適切であるが、小売電気事業者の情報が漏洩されるリスクから現実の小売価格を開示できない実態を踏まえて、「a」の計算方法を採用することは現実的でないとする意見もあった。
- 「c」はほぼ採用されておらず、本案を提案する意見も少なかった。
- そこで、現在のガイドライン及び現在採用されている計算方法からは、「b」、「d」、「bとdの平均」があるべき計算方法の候補として検討することとしてはどうか。

# 調整金の計算方法の検討にあたっての視点

- これまでの調整金の計算方法に関する議論においては、アグリゲーターと小売電気事業者の考え方が相反することとなり、議論が収束できていない。
- そのため、前頁で候補とした「b」、「bとdの平均」、「d」の計算方法について、以下の視点に基づいて、適切な調整金の計算方法を検討することとしてはどうか。

## 【検討にあたっての視点】

- ① 予見可能性の向上
- ② 契約に係る手続コストを低減するため、シンプルさを追求
- ③ DR発動に係る金銭面での中立性を確保

- 1 アンケート結果（概要）
- 2 **ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）**
  - ① **予見可能性**
  - ② **契約に係る手続コストの低減・シンプルさ**
  - ③ 金銭面での中立性
- 3 小売電気事業者への情報共有等
- 4 ベースラインの設定方法

## ① 予見可能性、② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ

- 予見可能性及び契約に係る手続コストの低減・シンプルさについては、以下の観点により調整金の計算方法の適否を判定する。

### 【予見可能性】

- ✓ 予見可能性が向上されるためには、**DR発動時点ではなくアグリゲーターが調整力公募に応札する時点**において、調整金の水準が想定できる必要がある（現在、調整金の計算方法は応札後に小売電気事業者との個別協議で決定されるため、アグリゲーターは応札時点で調整金が予見できない状況となっている）。

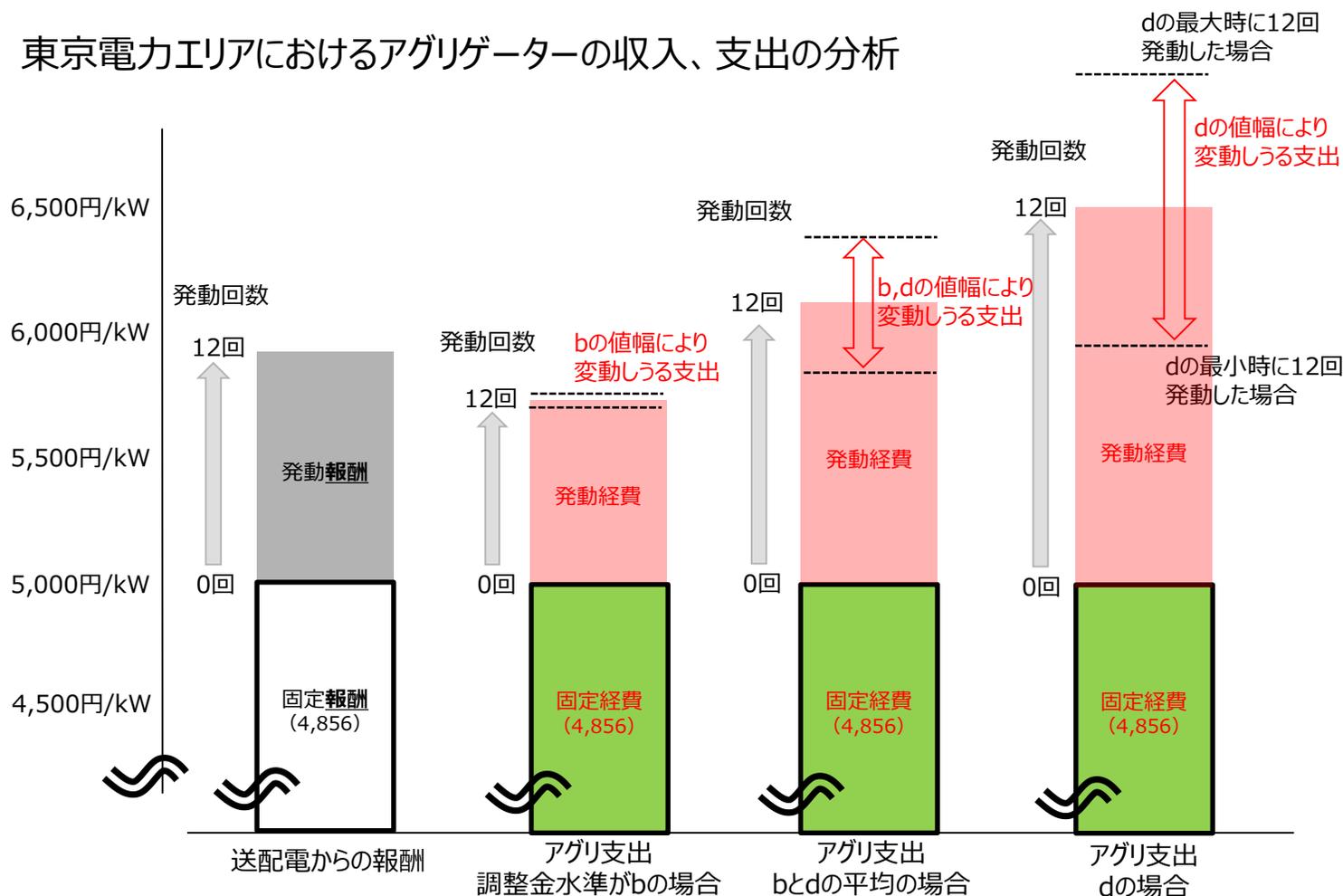
### 【契約に係る手続コストの低減・シンプルさ】

- ✓ ガイドラインで例示された計算方法を4つの例示から **1つとし、シンプルにすることで、個別協議の負担が軽減する**のではないかな。

# 【参考】アグリゲーターの予見可能性

- アグリゲーターの支出は発動回数、調整金の計算方法、計算方法が市場連動する場合の変動幅に左右される。一方、収入は発動回数によって増減する。
- 収支に与える影響を抑えるため、予見可能性を向上させることが必要ではないか。

東京電力エリアにおけるアグリゲーターの収入、支出の分析



試算の前提条件

項目	前提条件
発動報酬	26.1円/kWh (アンケートによる仮定値)
固定報酬	5,138円/kW - 26.1円/kWh × 3h × 3.6回 = 4,856円/kW (平成30年度東京エリア平均落札価格 - 発動報酬 × 3時間 × 想定発動回数)
固定経費	固定報酬と同額と仮定 (需要家への報酬、アグリ自身の経費・報酬等を含む)
発動経費	発動に係るアグリ経費 + ネガワット調整金
発動に係るアグリ経費	5円/kWh (アンケートによる仮定値) (需要家への報酬 等)
ネガワット調整金	平成30年8月の東京エリア発動実績に基づく b 平均値 15.20円/kWh 最大値 15.28円/kWh 最小値 15.17円/kWh d 平均値 36.22円/kWh 最大値 47.10円/kWh 最小値 18.20円/kWh

※落札価格自体、またkW価格とkWh価格のバランスはアグリゲーターが決定するもの。ここではエリアの平均落札価格（電源含む）でアグリが落札したものと仮定した。

※平成30年度より、kW単価、kWh単価をどちらも評価できるよう、「kW単価 + kWh上限単価 × 想定発動回数 × 運転継続可能時間」の価格で公募が行われている。

- 1 アンケート結果（概要）
- 2 ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）**
  - ① 予見可能性
  - ② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ
  - ③ 金銭面での中立性**
- 3 小売電気事業者への情報共有等
- 4 ベースラインの設定方法

## (個別検証) ③金銭面での中立性

- DRの発動による調整力の提供は、アグリゲーター、小売電気事業者、需要家等の多くの関係者との連携の上で成り立つものである。
- 仮に特定の事業者に過度な利益や損害が生じるとDRの活用が進まないため、関係者間において金銭面の中立性の確保が重要となる。
- なお、DRの普及拡大には小売電気事業者の協力が不可欠であることから、DR事業へ協力することにより小売電気事業者に損失が発生しないよう留意することも重要である。

## 【参考】③金銭面での中立性：ネガワット取引関係者の収支分析の前提

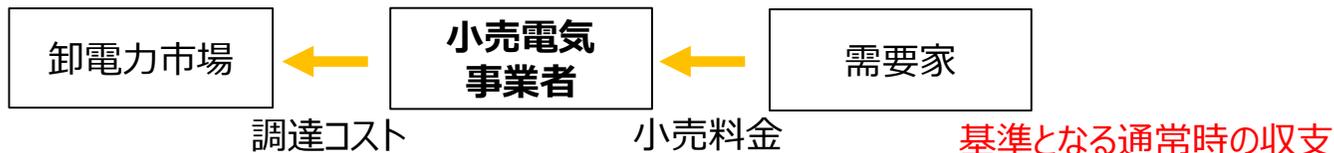
- 以下の数値を用いて、小売電気事業者及びアグリゲーターの収支を検証した。
  - 小売電気事業者が需要家から得る小売料金「a」は「b」よりも低い額と仮定(12円)
  - 調整金額は、2018年8月に東京電力エリアにおいてDRが4回発動した時間帯における「b」、「d」、「bとdの平均」の実績を採用（それぞれ15.20円、36.22円、25.71円）
  - 小売電気事業者は供給する電力を全て卸電力市場から調達していると仮定し、当該調達コストは「d」と仮定(36.22円)
  - DR発動時にアグリゲーターが送配電事業者から得る報酬（調整力公募にて応札したkWh単価）は、本年5月に事務局が実施したアグリゲーター向けアンケートの調査結果を基に算出(26.10円)

指標	検証に用いる数値
「a」	12円（仮定）
「b」	15.20円（実績）
「d」	36.22円（実績）
「bとdの平均」	25.71円（実績）
小売電気事業者の調達コスト	36.22円（仮定）
送配電事業者からの報酬額	26.1円（仮定）

### ③金銭面での中立性：DR発動における小売電気事業者の収支

- 小売電気事業者はDRの発動の有無に関わらず支出（電力の調達コスト）は変わらないが、収入は調整金の計算方法によって変化し、調整金の水準が「a」よりも高い場合は、DRが発動した場合に小売電気事業者の収支が好転することとなるのではないか。

#### (1) DRが発動していない場合

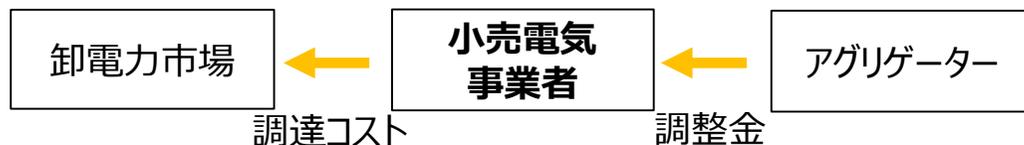


計算方法	支出（調達コスト）	収入（小売料金）	収入－支出
—	36.22円	12円	△24.22円

#### 【収支分析の前提となる数値】

- 12円：小売電気事業者が需要家から得る小売料金「a」は「b」よりも低い額と仮定
- 15.20円、36.22円、25.71円：調整金額は、2018年8月に東京電力エリアにおいてDRが4回発動した時間帯における「b」、「d」、「bとdの平均」の実績を採用
- 36.22円：小売電気事業者は供給する電力を全て卸電力市場から調達していると仮定し、当該調達コストは「d」と仮定
- 26.10円：DR発動時にアグリゲーターが送配電事業者から得る報酬（調整力公募にて応募したkWh単価）は、本年5月に事務局が実施したアグリゲーター向けアンケートの調査結果を基に算出

#### (2) DRが発動した場合



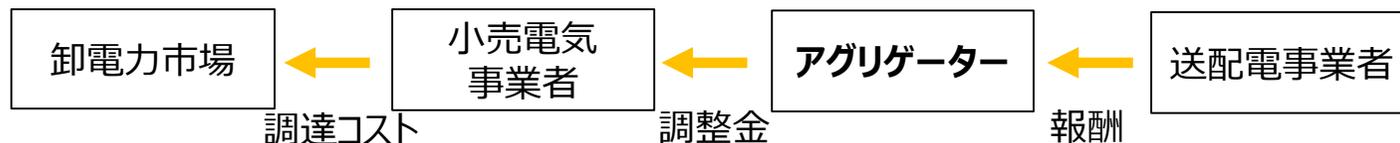
計算方法	支出（調達コスト）	収入（調整金）	収入－支出	DR発動による収支の変化
【参考】「a」※1	36.22円	12円	△24.22円	±0円
「b」	36.22円	15.20円	△21.02円	+3.2円
「bとdの平均」	36.22円	25.71円	△10.51円	+13.71円
「d」	36.22円	36.22円	±0円	+24.22円

※1：「a」は実態の価格は不明であり、「b」よりも高い場合がある

### ③金銭面での中立性：DR発動におけるアグリゲーターの収支

- アグリゲーターは事業形態に関わらず、送配電事業者からの収入は変わらないが、独立系アグリゲーターの支出は採用する計算方法によって変化してしまう。
- また、小売電気事業者を兼務するアグリゲーターが行う処理は内部の資金移動であり、調整金とは異なるため、有利な価格で競争に参加できることとなるのではないか。

#### (1) 独立系アグリゲーター※1



計算方法	支出 (調整金※2)	収入(送配電報酬)	収入-支出	【参考】小売兼アグリとの収支差
【参考】「a」※3	12円	26.1円	14.1円	±0円
「b」	15.20円	26.1円	10.9円	△3.2円
「bとdの平均」	25.71円	26.1円	0.39円	△13.71円
「d」	36.22円	26.1円	△10.12円	△24.22円

#### (2) 小売電気事業者を兼務するアグリゲーター



計算方法	支出 (小売料金)	収入(送配電報酬)	収入-支出
—※4	12円	26.1円	14.1円

【収支分析の前提となる数値】

- 12円：小売電気事業者が需要家から得る小売料金「a」は「b」よりも低い額と仮定
- 15.20円、36.22円、25.71円：調整金額は、2018年8月に東京電力エリアにおいてDRが4回発動した時間帯における「b」、「d」、「bとdの平均」の実績を採用
- 36.22円：小売電気事業者は供給する電力を全て卸電力市場から調達していると仮定し、当該調達コストは「d」と仮定
- 26.10円：DR発動時にアグリゲーターが送配電事業者から得る報酬(調整力公募にて応札したkWh単価)は、本年5月に事務局が実施したアグリゲーター向けアンケートの調査結果を基に算出

※1：わかりやすさの観点から、独立系アグリゲーターとしたが、実際は自社が小売供給契約をしていない需要家の需要抑制するアグリゲーターも本アグリゲーターの分類と同様となる。  
 ※2：本分析では調整金のみをDR発動に関する支出としているが、調整金に加えて、需要家への報酬やアグリゲーター自身の経費も発生するため、実際の支出はより大きいと思われる。  
 ※3：「a」は実態の価格は不明であり、「b」よりも高い場合がある  
 ※4：小売事業とアグリ事業が同一の事業者が行う処理は内部の資金移動であり、調整金とは異なるため、調整金の計算方法で収支が影響しない。

### ③ 金銭面での中立性：ネガワット取引関係者の収支（まとめ）

- ネガワット調整金の計算方法は、小売電気事業者と独立系アグリゲーターのDR発動による利益配分の問題であり、ネガワット取引の契約の獲得はアグリゲーターの取組によるものであることを考慮しつつ、どちらか一方に極端な利益または損害が生じないようにしながら、適切な分配方法を考える必要があるのではないか。
- DRの発動による関係者の収支の変化を分析すると、以下の点がいえるのではないかと。
  - ① 「d」の計算方法を採用した場合、小売電気事業者に過剰な収入が生じる一方で、DRの発動によって独立系アグリゲーターに大きな負担が生じる可能性が高いのではないかと
  - ② DRの発動により特定の事業者に利益が偏重しないことが重要であり、「b」の計算方法を採用した場合は、小売電気事業者と独立系アグリゲーターでの適切な利益配分となりうるのではないかと
  - ③ DR発動における独立系アグリゲーターと小売電気事業者を兼務するアグリゲーターとのイコールフットィングからすれば、「a」が適切な計算方法とも考えられるが、現実の小売価格を開示できないなどの実態を踏まえると採用が現実的でないのではないかと

計算方法	小売電気事業者	独立系アグリゲーター	小売電気事業者を兼務するアグリゲーター
【参考】「a」	± 0円	③ 14.1円	14.1円
「b」	② + 3.2円	10.9円	14.1円
「bとdの平均」	+ 13.71円	0.39円	14.1円
「d」	① + 24.22円	△10.12円	14.1円

## 【参考】関西電力エリアにおける電源 I '発動時の調整金関連指標

- 平成30年度に関西電力エリアで発動した電源 I 'の発動タイミングにおけるネガワット調整金と各指標の水準は、 $b < d < \text{参考値}$ としてのインバランス価格、となった。

電源 I '発動タイミング	b.参考値 (円/kWh)	d.スポット価格 (円/kWh)	参考インバラ (円/kWh)	(b+d)/2 (円/kWh)
2018/7/17 15:00 ~ 18:00	12.21	20.79	34.50	16.50
2018/7/18 15:00 ~ 18:00	12.21	24.44	38.29	18.33
平均	12.21	22.62 (9.81)	36.39	17.41

b.参考値：関西電力の料金メニュー（高圧以上、TOUメニュー含む）にある電力量料金単価から託送料金を引いた各値の単純平均値

d.スポット価格：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）のエリア価格の単純平均値、（ ）内の値は前年度のエリア価格の単純平均値

参考インバラ：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）の関西電力エリアのインバランス価格の単純平均値

(b+d)/2：上述のbおよびdから計算した値

## 【参考】東京電力エリアにおける電源 I '発動時の調整金関連指標（1）

- 平成30年度に東京電力エリアで発動した電源 I 'の発動タイミングにおけるネガワット調整金と各指標の水準は、概ね  $b < \text{参考値としてのインバランス価格} < d$ 、となった。

電源 I '発動タイミング	b.参考値 (円/kWh)	d.スポット価格 (円/kWh)	参考インバラ (円/kWh)	(b+d)/2 (円/kWh)
2018/8/1 15:00 ~ 18:00	15.17	32.72	17.06	23.94
2018/8/2 15:00 ~ 18:00	15.17	47.10	27.95	31.13
2018/8/22 15:00 ~ 18:00	15.17	18.20	23.65	16.68
2018/8/27 14:00 ~ 17:00	15.28	46.88	26.92	31.08
平均	15.20	36.22 (9.78)	23.89	25.71

b.参考値：東京電力EPの料金メニュー（高圧以上、季時別料金メニュー含む）にある電力量料金単価から託送料金を引いた各値の単純平均値

d.スポット価格：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）のエリア価格の単純平均値、（ ）内の値は前年度のエリア価格の単純平均値

参考インバラ：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）の東京電力エリアのインバランス価格の単純平均値

(b+d)/2：上述のbおよびdから計算した値

## 【参考】東京電力エリアにおける電源 I '発動時の調整金関連指標（2）

- 平成29年度に東京電力エリアで発動した電源 I 'の発動タイミングにおけるネガワット調整金と各指標の水準は、概ね  $b < d < \text{参考値}$  としてのインバランス価格、となった。
- DRが発動されるタイミングでは、売上価格(例えばb)よりも調達価格(例えばd)の方が高い傾向となっている。

電源 I '発動タイミング		b.参考値 (円/kWh)	d.スポット価格 (円/kWh)	参考インバラ (円/kWh)	(b+d)/2 (円/kWh)
2018/1/22	17:00 ~ 20:00	13.93	21.84	23.57	17.89
2018/1/23	17:00 ~ 20:00	13.93	13.23	14.95	13.58
2018/1/24	9:00 ~ 12:00	13.93	18.31	19.33	16.12
2018/1/24	17:00 ~ 20:00	13.93	30.19	56.02	22.06
2018/1/25	9:00 ~ 12:00	13.93	17.58	28.97	15.76
2018/1/25	17:00 ~ 20:00	13.93	30.54	41.83	22.24
2018/1/26	9:00 ~ 12:00	13.93	16.41	19.35	15.17
2018/1/26	17:00 ~ 20:00	13.93	30.95	42.09	22.44
2018/2/1	9:00 ~ 12:00	13.93	20.00	29.30	16.96
2018/2/1	17:00 ~ 20:00	13.93	25.82	26.29	19.88
2018/2/2	9:00 ~ 12:00	13.93	30.00	24.72	21.96
2018/2/2	17:00 ~ 20:00	13.93	33.18	29.03	23.55
2018/2/3	17:00 ~ 20:00	13.93	16.23	15.89	15.08
平均		13.93	23.41 (9.32)	28.56	18.67

b.参考値：東京電力EPの料金メニュー（高圧以上、季時別料金メニュー含む）にある電力量料金単価から託送料金を引いた各値の単純平均値

d.スポット価格：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）のエリア価格の単純平均値、（ ）内の値は前年度のエリア価格の単純平均値

参考インバラ：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）の東京電力エリアのインバランス価格の単純平均値

(b+d)/2：上述のbおよびdから計算した値

## 【参考】九州電力エリアにおける電源 I '発動時の調整金関連指標

- 平成29年度に九州電力エリアで発動した電源 I 'の発動タイミングにおけるネガワット調整金と各指標の水準は、 $b < d < \text{参考値}$ としてのインバランス価格、となった。

電源 I '発動タイミング	b.参考値 (円/kWh)	d.スポット価格 (円/kWh)	参考インバラ (円/kWh)	(b+d)/2 (円/kWh)
2017/9/7 10:30 ~ 14:30	11.05	11.66	13.66	11.35
2017/9/7 13:30 ~ 17:00	11.47	12.19	12.86	11.83
平均	<b>11.15</b>	<b>11.91 (8.21)</b>	<b>13.49</b>	<b>11.53</b>

b.参考値：九州電力の料金メニュー（高圧以上、ピーク時間料金考慮）にある電力量料金単価から託送料金を引いた各値の単純平均値

d.スポット価格：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）のエリア価格の単純平均値、（ ）内の値は前年度のエリア価格の単純平均値

参考インバラ：電源 I 'が発動した3時間（6コマ）の九州電力エリアのインバランス価格の単純平均値

(b+d)/2：上述のbおよびdから計算した値

## 【参考】小売電気事業者に発生する事務コスト

- アンケートでは、「b」の場合でも、DRに伴い新たに発生する小売電気事業者の事務コスト回収のため、実務上の経費を算定して加算してはどうかという意見もあった。
- 実際に作業を実施しているかは別にして、以下のような事務の発生が想定される。
- 仮に事務コストを調整金に反映させる場合、その計算方法には一定程度の合理性が必要であるが、具体的な事務作業は各社ごとに異なることから一律設定は難しく、協議による個別設定も契約に係る手続の負担が増すこととなり好ましくない。そのため、現時点では事務コスト分は考慮せず、今後事務コストの根拠が明らかとなる場合があれば、その実態に応じて反映を検討することとしてはどうか。

小売に新たに発生する事務	内 容	類 型 2	【参考】 類 型 1 - ②
① 個別協議・契約書作成	「ネガワット調整金等に関する契約」成立までの事務作業	○	○
② DR発動の連絡・調整	DRが発動される際のアグリゲーターからの情報連携に関する事務作業（開始時刻、終了時刻、抑制量）	○	○
③ 需要計画の修正及び広域機関への提出	DR発動計画に基づき需要計画を修正し、実需給 1 時間前までに広域機関に提出する事務作業	—	○
④ 調整金の精算（確認）	アグリゲーターから需要抑制量データを受領、精算までの事務作業	○	○
⑤ 需要予測のデータ修正	正確な予測のため、需要抑制量を実績値に加算する事務作業	○	○

- 1 アンケート結果（概要）
- 2 ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）**
  - ① 予見可能性
  - ② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ
  - ③ 金銭面での中立性
- 3 小売電気事業者への情報共有等
- 4 ベースラインの設定方法

# ネガワット調整金の計算方法の検証結果(案)

- 「b」、「bとdの平均」、「d」の計算方法について、3つの視点に基づき検証した結果、以下のように整理できるのではないかと。

検討にあたっての視点		【参考】a※	b	bとdの平均	d
① 予見可能性		△	○	× 市場価格に連動	× 市場価格に連動
② 契約に係る手続きコストの低減・シンプルさ		× 需要家によって異なる	○	○	○
③ 金銭面での中立性	小売の観点	× 発動時に利益が偏重	△	○	○
	アグリ の観点	○	△	△	× 発動時に利益が偏重
	競争環境	○	△	× 独立系アグリが不利	× 独立系アグリが不利

※：「a」は実態の価格は不明であり、「b」よりも高い場合がある

# ネガワット調整金の検証結果

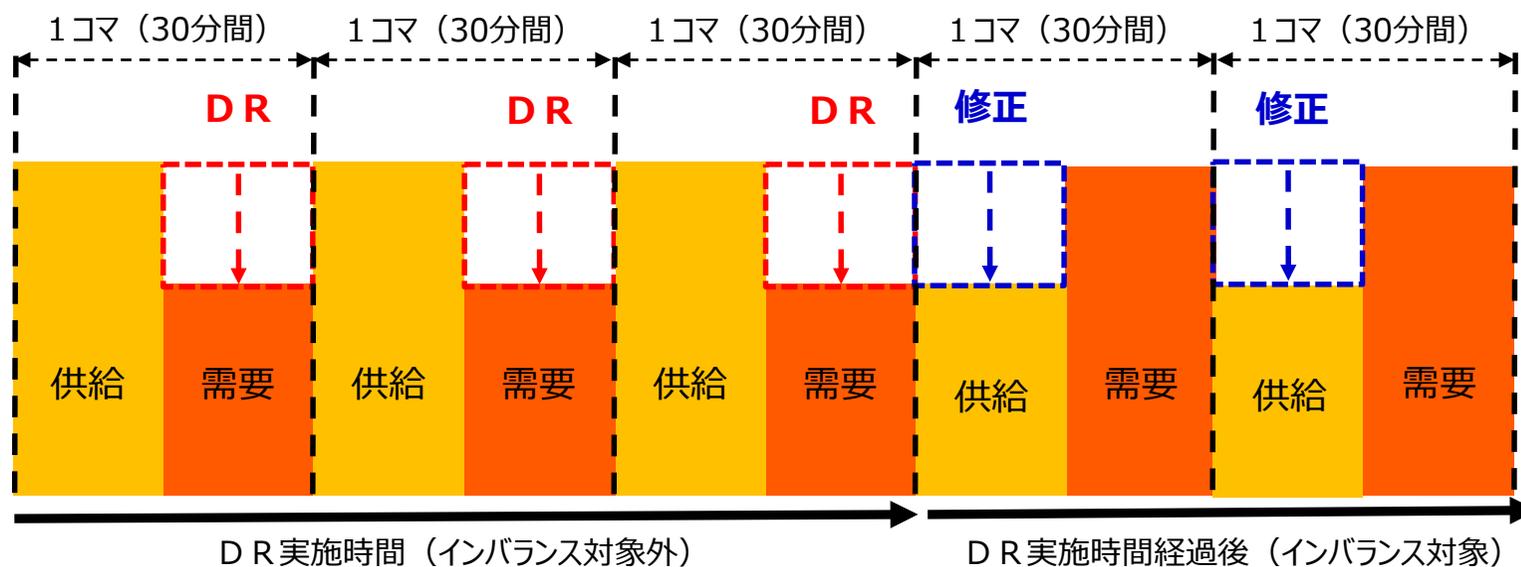
- 調整金の計算方法の候補として、「b」、「bとdの平均」、「d」について、検討の視点に基づき、整理した。
- 調整金の計算方法における検討は、関係者の立場により考え方が異なり、引き続き議論が必要である。一方、**契約に係る手続きコストの低減・シンプルさの追求を考えれば、調整金の計算方法はガイドライン上1つの例示に絞ることを目指すこととしてはどうか。**
- 今回は事務局が得られるデータを基に分析したが、WGでの議論及び関係者から新たなデータの提供があれば、それらを踏まえ、「b」、「bとdの平均」、「d」のうち、どの計算方法が妥当か次回以降議論したい。
- なお、2021年度以降、需給調整市場が随時開設されることとなるが、3次調整力②（45分応動）は前日12時に応札、3次調整力①（15分応動）は前週火曜日に応札することとなり、「d」であっても、前日10時に翌日卸電力市場の取引価格が明らかになる。需給調整市場に応札するDRに関する調整金の計算方法の検討の際には、その取引のタイミングも踏まえる必要がある。
- さらに、調達コスト指標とした場合、現状は「d」のみだが、2019年度から開設されるベースロード市場の価格の取扱をどのように行うのかについても論点となる。

- 1 アンケート結果（概要）
- 2 ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）
  - ① 予見可能性
  - ② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ
  - ③ 金銭面での中立性
- 3 小売電気事業者への情報共有等**
- 4 ベースラインの設定方法

# 供給元小売電気事業者へのDR発動に関する情報共有

- 現行のERABガイドラインには、DR発動に関する供給元小売電気事業者に対する情報共有に関する規定がない。
- 供給元小売電気事業者の中には需要量を確認しつつ、各コマの調達計画を随時変更している事業者が存在する。
- このような事業者の場合、DR発動の事実を把握できないと、DR発動による需要減を実際に需要家が需要量を減らしたものと認識し、調達した電力を売却し、DR実施時間経過後に通常需要に戻った際、不足インバランスを引き起こし、供給元小売電気事業者の事業に悪影響を及ぼす可能性がある。

## <DR実施時間経過後のインバランス発生リスク>



# 供給元小売電気事業者へのDR発動に関する情報共有の対応

- 当該リスクは、本来的に供給元小売電気事業者が負うべきものではなく、電力供給の安定化の観点からも抑制すべきものである。
- そのため、供給元小売電気事業には通常需要を把握する必要がある、その算定には、DRの発動時刻、終了時刻及び需要抑制量が必要であると考えられる。
- そのため、DRを有効利用する健全な電力市場を実現するため、アグリゲーターが把握できる情報を供給元小売電気事業者に対して提供することとしてはどうか。具体的には、DRの発動の開始時刻、終了時刻及び抑制量の情報を提供することとしてはどうか。

## 【参考】類型 2（電源 I'）の取引に関するヒアリング結果

- 供給元小売電気事業者へのDR実施の事前通知の有無はアグリゲーターによって異なる。

### 【ヒアリング結果（概要）】

- 実ビジネスを行う 4 社より回答  
(質問項目)

- 小売電気事業者にDR実施について事前に通知をしているか。
- 通知をしている場合、どのような方法で通知をしているか。通知のタイミングはいつか。
- 通知をしていない場合、どのような方法で通知することが考えられるか。事業実施に及ぼす影響（負担）はどの程度か。

### (回答)

事前通知の有無	有 2件 / 無 1件 / 小売電気事業者によって通知するかが異なる 1件
通知手段	メール 4件 / 電話 3件
通知のタイミング	DR発動指令後速やかに 3件
事業実施に及ぼす影響（負担）	<ul style="list-style-type: none"><li>● 発動指令の通知にかかる人的作業コスト増加 例) 連絡先の確認・CRM データベースへの追加・通知システム設定</li><li>● 発動直前～直後の需要家対応に忙しいタイミングで、小売電気事業者からの問い合わせに対応することは、実運用に支障が出る可能性が高い。</li></ul>

# ネガワット調整金に関する契約書のひな型

- ネガワット調整金に関する個別協議・契約書作成の業務負担軽減のため、契約書ひな型(資料7-2参照)をガイドラインに盛り込むこととしてはどうか。

## 契約書ひな型条項 (概要)

「アグリゲーター」(以下「甲」という。)及び「小売電気事業者」(以下「乙」という。)は、甲が、一般送配電事業者としての「送配電事業者」(以下「丙」という。)に対し、電源 I '厳気象対応調整力 (kW) 契約書及び電源 I '厳気象対応調整力 (kWh) 契約書にもとづき、乙が確保し、乙の需要家(下記に定める需要家をいう。)が需要抑制を行うことにより生じた供給力を甲に電源 I '厳気象対応調整力として供給すること(以下「本件供給」という。)に関し、次のとおり契約する(以下「本契約」という。)ものとする。

### 記

#### 対象需要家

- ・対象需要家名 : ○○
- ・供給地点特定番号 : ○○
- ・需要抑制予定電力 : ○○kW
- ・需要抑制予定期間 : 2019年○月～2020年○月
- ・需要抑制予定曜日 : 月曜～金曜
- ・需要抑制予定時間 : ○ : ○～○ : ○

#### 1条 本件供給等

甲及び乙は、本契約に定めるところにしたがい、本件供給に関し協議を行い、甲が本件供給を行うこと、及び乙がその為の供給力を確保するものとする。

#### 2条 契約の有効期間

#### 3条 調整金の算定

#### 4条 調整金の算定期間

#### 5条 需要抑制電力量の算定

6条 調整金の取り纏め及び支払期日・支払方法

7条 需要抑制に関する情報提供

8条 合意による解約

9条 契約の解除等

10条 契約の承継

11条 反社会的勢力への対応

12条 損害賠償

13条 消費税等相当額

14条 単位及び端数処理【不要であれば削除】

15条 運用細目【不要であれば削除】

16条 合意管轄及び準拠法

17条 秘密保持義務

18条 本契約の変更

19条 協議事項

以上、本契約締結の証として本書2通を作成し、甲、乙それぞれ記名押印のうち1通を保有する。

2020年 ○ 月 ○ 日

甲 : (アグリゲーター)

乙 : (小売電気事業者)

- 1 アンケート結果（概要）
- 2 ネガワット調整金の計算方法の検討  
（個別検証）
  - ① 予見可能性
  - ② 契約に係る手続コストの低減・シンプルさ
  - ③ 金銭面での中立性
- 3 小売電気事業者への情報共有等
- 4 **ベースラインの設定方法**

# ベースラインに係るERABガイドラインの改定案

- 事業者へのヒアリング等を通じて挙がった現行ガイドラインに関する論点のうち、下記のように現行ガイドラインを改定することとしてはどうか。

No.	論点	概要	改定案
1	当日補正を行うことによって、ベースラインの需要がマイナスとなる場合、当該対応の方針が不明確	PVの有無に限らず、当日調整により、ベースライン自体がマイナスとなる時間帯が存在している。この場合の扱いについて、現状ガイドライン等で規定されていない。	マイナスとなる時間帯においては、原則ゼロに補正することとしてはどうか。
2	最小の需要量が複数ある場合、High 4 of 5の選定方法が規定されていない	ベースライン算出対象となるDR実施日の直近5日間のうち、DR実施時間帯の平均需要量が最小となる日が複数ある場合の取扱いが明確になっていない。	DR実施時間帯の平均需要量が最小となる日が複数ある場合は、DR発動日に近い日を採用することとしてはどうか。
3	ベースライン算出時における小数点以下の取扱いが規程されていない	ベースライン算出時、小数点以下の計算となる場合が想定されるが、その際の手扱いについて明確に規定されていない。	計算の過程においては小数点以下まで正確に行い、最終的なベースライン値については整数となるよう小数点第一位を四捨五入することとしてはどうか。
4	標準ベースラインを設定する際、除外する日の規定内容が不明確	需要の低い日のベースライン設定からの除外日について、現在のガイドライン上の表現では、総平均値の25%未満の場合に除外するのか、75%未満の場合に除外するのか、曖昧となっている	<p>以下のように改定を行ってはどうか。</p> <p>【現在】 「直近5日間の各日のDR実施時間帯の需要量の平均値と、直近5日間を通じたDR実施時間帯の需要量の総平均値を比較して、総平均値の25%よりも需要量が少ない日があった場合には、当該日」</p> <p>【改定案】 「DR実施時間帯における需要量の平均値が、直近5日間のDR実施時間帯における需要量の総平均値の25%未満の場合、当該日」</p>

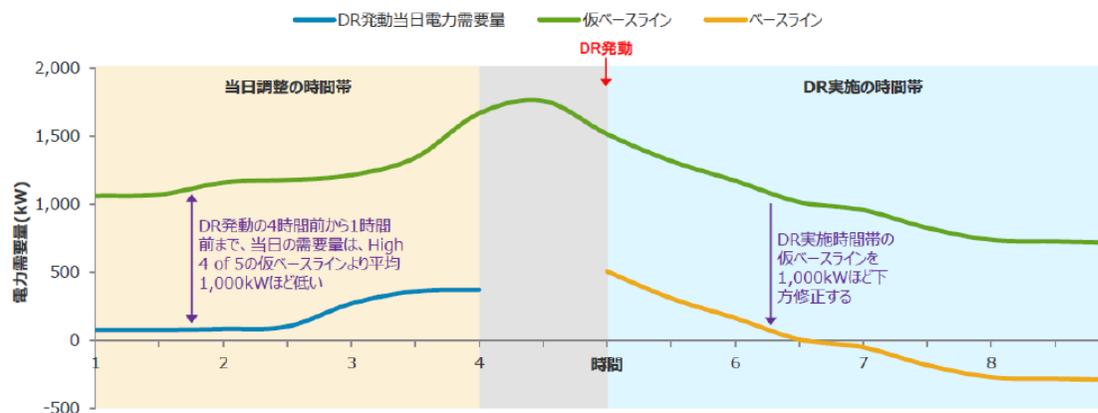
# 当日補正により、ベースラインがマイナスとなる場合のベースラインの設定方法

- 標準ベースラインにおいて、当日補正によりベースラインがマイナスとなる事例が存在する。
- 当該の場合については、マイナスとなる時間帯を原則ゼロに補正することとしてはどうか。

## 論点3. 当日補正によりマイナスとなるベースライン

- 標準ベースラインに当日調整を適用することにより、ベースラインがマイナスとなる事例が散見される。
- 標準ベースラインがマイナスとなってしまった場合は、当該需要家は下げる需要量がないものと想定できるため、別の需要家のリソースにリレーするなどの対応を推奨することとしてはどうか。

イメージ



時間	当日調整の時間帯						DR実施の時間帯									
DR発動当日電力需要量	78	78	84	102	270	360			1,514	1,317	1,172	1,016	957	827	738	728
仮ベースライン (High 4 of 5)	1,059	1,070	1,158	1,178	1,214	1,341	1,667	1,758	1,514	1,317	1,172	1,016	957	827	738	728
ベースライン									506	309	164	8	-51	-181	-270	-280

出所) EnerNOC Japan 受領資料

出所) 第3回制御量評価WG 資料3

# 標準ベースライン算出対象日において最小需要日が複数ある場合の取扱い

- 現行ガイドラインにおいては、標準ベースラインは、DR実施日の直近5日間のうち、DR実施時間帯の平均需要量の多い4日間の需要データにより算出することとなっている。
- しかし、当該平均需要量が最小となる日が複数ある場合、いずれの日を平均需要量の多い4日間として採用するかについては、明確に規定されていない。
- この対応については、DR発動日に近い日を採用することとしてはどうか。

例：DR実施日（N日）直近5日間のDR実施時間帯の平均需要量のうち、N-4日とN-5日の平均需要量がいずれも最小となる場合

(kW)

日	コマ1	コマ2	コマ3	全コマの平均需要量
N-1	120	120	60	100
N-2	160	100	100	120
N-3	100	130	100	110
N-4	60	100	80	80
N-5	80	80	80	80

平均需要量の多い4日間として

- ・ N-4日を採用した場合  
コマ1の平均値：110 kW
- ・ N-5日を採用した場合  
コマ1の平均値：115 kW

➡ **このような場合はDR発動に近い日であるN-4日を採用する**

↑  
いずれの日も平均需要量が最小

# ベースライン算出時における小数点以下の取扱い

- 現行ガイドラインにおいては、ベースライン算出時、小数点以下の計算となる場合が想定されるが、その際の実取扱いについて明確に規定されていない。
- この対応については、計算の過程においては小数点以下まで正確に行い、最終的なベースライン値については整数となるよう小数点第一位を四捨五入することとしてはどうか。

計算例

(kW)

日	コマ1	コマ2	コマ3	全コマの 平均需要量
N-1	120	120	60	100
N-2	160	100	100	120
N-3	100	130	100	110
N-4	60	100	80	80
N-5	80	81	80	80.333...

➡ 小数点以下まで比べ、N-5日を採用する

ベースライン 計算結果	115	<del>107.75</del> →108	85	-
----------------	-----	---------------------------	----	---

➡ 小数点第一位を四捨五入する

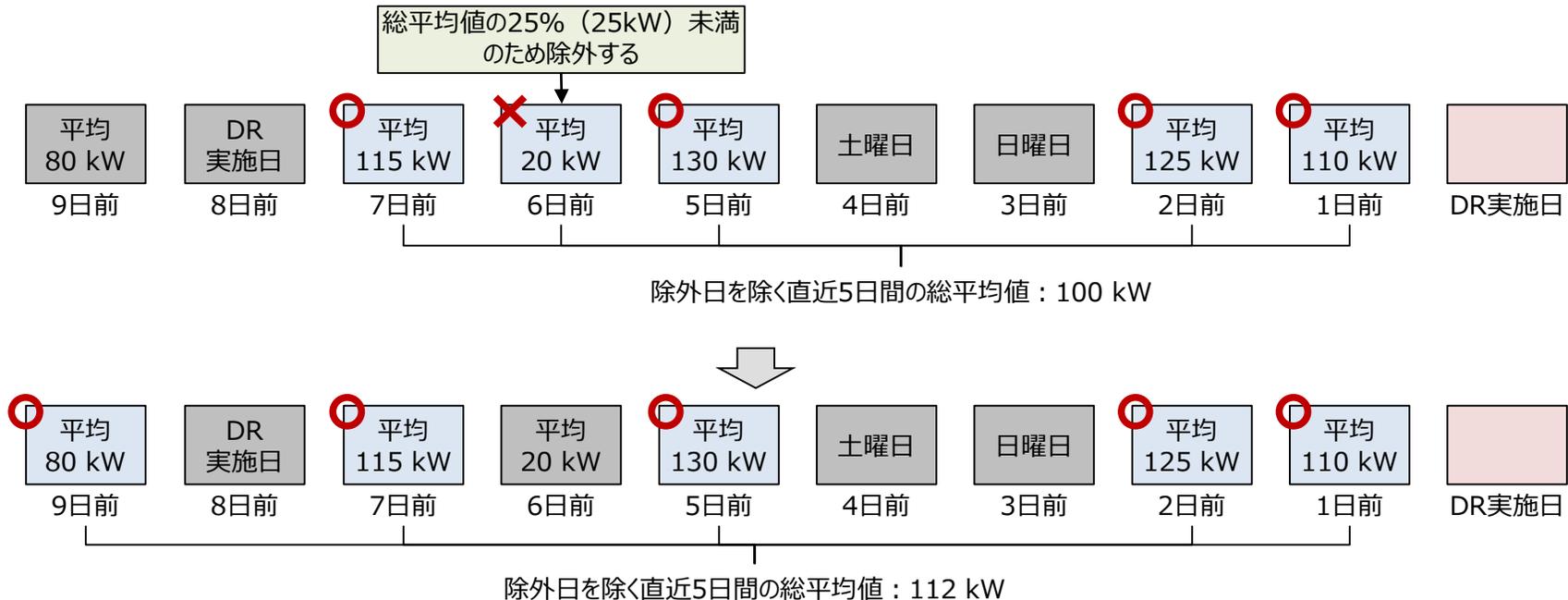
# ベースラインの設定に利用する日の除外日の取扱い

- ベースライン設定の除外日について、現状の表現では判断が曖昧になる可能性があるため、表現を明確にすべく以下のように改定を行ってはどうか。

## 第2章 第3節 2-2 (1) ① ベースライン設定の除外日について

(改定前) 直近5日間の各日のDR実施時間帯の需要量の平均値と、直近5日間を通じたDR実施時間帯の需要量の総平均値を比較して、**総平均値の25%よりも需要量が少ない日があった場合には、当該日**  
→ **総平均値の25%未満の場合に除外するのか、75%未満の場合に除外するのか、判断しにくい表現となっていたため、25%未満の場合と明確に示すために以下のように改訂を行ってはどうか。**

(改定後) DR実施時間帯における需要量の平均値が、直近5日間のDR実施時間帯における需要量の総平均値の25%未満の場合、当該日



## 【参考】標準ベースラインの設定方法

- 現行ガイドラインでは、「反応時間・継続時間が比較的長いDR」において、以下のように標準ベースライン、代替ベースラインが定められている。

反応時間・継続時間が比較的長いDRに関するベースライン設定方法

	ベースライン	ベースライン算出方法
標準 B L	High 4 of 5 (平均化法) (当日調整あり)	直近5日のうち、需要の多い4日の平均 (※土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日) ※当日調整値は、DR実施時間の4時間前～1時間前の需要データを用いる。
代替 B L	High 4 of 5 (平均化法) (当日調整なし)	直近5日のうち、需要の多い4日の平均 (※土日、祝日の場合は、直近3日のうちの2日)
	同等日採用法	DR発動時間を除く時間帯の過去30日間の需要データのうち、発動日との差が最も小さい非発動日3日間の平均
	事前計測	DR実施時間の4時間前～1時間前の平均
	発電機等計測	発電機又は蓄電池等の専用メーターによる計測 (ベースラインは常にゼロ)