経済産業省

資料３

一般送配電事業者による
調整力の運用状況について

平成２９年５月３１日（水）

電力･ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

調整力の運用に関する監視（モニタリング）について

- これまでの専門会合において、各委員から調整力の調達・運用状況についてはモニタリングを行うことが必要というご意見を頂いた。
- また、昨年度に制定をした「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下「指針」という）においても、電力量（kWh）価格の適切性などについて監視を行うことが示されているところ。

（モニタリングについて頂いた御意見）

- 運用実態のモニタリングは、それはもしかしたらこの委員会の使命かもしれないので、ぜひ丁寧に行っていただきたい。
- 価格差については、地域特性によるものもあるし、単に事業者が非効率だからというのもある。継続的に監視をして欲しい。また、今回安い価格となった地域が、次回突然高くなるような動きがないかといった点も監視すべき。
- 広域化という観点では、限界電源の価格差が見るべきポイント。

今回の報告内容

- 調整力向け電源の大部分を提供する旧一般電気事業者（発電・小売部門）に、以下について質問し、回答を得た。
  - 電源Ｉの選定の考え方
  - 電源Ｉの容量（kW）価格（以下「kW価格」という。）設定の考え方
  - 電源Ｉ・Ⅱの電力量（kWh）価格（以下「kWh価格」という。）設定の考え方
- また、平成２９年４月のいくつかの時間帯（３０分間）をとりあげ、各一般送配電事業者より、稼働したユニットのうちで最も高いkWh価格について任意の回答を得て、比較した。

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ⅰの選定の考え方	kW価格の考え方	kWh価格の考え方
北海道	以下の①、②の条件を満たす全ての電源を電源Ⅰとして応札。 ①　電源Ⅰの設備要件（出力調整幅、ガバナフリー幅等）を全て満たしている。 ②　ミドル～ピーク電源として余力を有している。 ピーク電源：発電（運転）コストは高いが、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源 ミドル電源：発電（運転）コストがベースロード電源の次に安価で、電力需要の動向に応じて出力を機動的に調整できる電源	応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、公租公課、その他経費などについては実績値、減価償却費については計画値に、事業報酬相当額を上乗せして応札額を算定	【上げ調整単価（V1）】 ・火力発電機 　発電可変費単価に相当する増分燃料費（燃料費、廃棄物処理費、消耗品費で構成される費用）の計画値から算定。 ・水力発電機 　純揚水は揚水原資平均発電可変費単価／（１－揚水ロス）として算定。その他の水力は並列中発電機のうち発電可変費単価が最高値のものと同値として算定。 【下げ調整単価（V2）】 ・火力発電機 　上げ調整単価（V1）と同様。 ・水力発電機 　純揚水は上げ調整単価（V1）と同様。その他の水力は並列中発電機のうち発電可変費単価が最低値のものと同値として算定。

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ⅰの選定の考え方	kW価格の考え方	kWh価格の考え方
東北	・水力は，電源Ⅰの要件を満たす揚水発電所を応札。 ・火力は，電源Ⅰの要件を満たし，かつ供給余力のある発電機のうち，運用性も考慮しつつ，石油火力＞ガス従来型火力＞ガスコンバインド火力の順番を基本に応札。 ・なお，水力と火力の順番については，調整スピードに優れる揚水発電所を先取りしている。	応札対象発電所に係る人件費，修繕費，減価償却費，公租公課， その他の費用等を実績値にもとづき想定のうえ，事業報酬相当額を上乗せして算定した金額で応札。	（火力発電） 【上げ調整単価（V1）】 ・市況や為替等の直近の動向を反映した想定燃料価格，実績に基づく火力発電設備の効率特性，および操業可変費（廃棄物処理費，消耗品費）を用いて，出力が１ｋW変化した場合の変分単価(円/kWh)を算出。 【下げ調整単価（V2）】 ・上げ調整単価(V1)と同様の手法により算出。 （水力発電） ・上池への揚水に用いた火力発電機のV1，揚水電力量，上池水量を用いて，上池の水量単価を算出。これと単位水量あたりの発電電力量から発電単価（円/kWh）を算出。 ・揚水発電の単価は，原資となる上池の水量単価によることから，上げ調整単価（V1）および下げ調整単価（V2）は同一単価となる。
東京	・ｋＷｈ当たりの発電コストが高い電源で、公募要件で定められた調整力を提供可能な状態で維持・運用できるものを選定して応札	応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、諸税、委託費、一般管理費等の費用の計画値の合計に事業報酬を上乗せして入札金額を算定	【上げ調整単価（V1）】 一般送配電事業者の電源Ⅰ・Ⅱ（kWh）に対する技術要求に応ずる機能を有する電源について、上げ調整に対するユニット毎・出力帯毎の変動費に設備利用対価を考慮し設定 【下げ調整単価（V2）】 一般送配電事業者の電源Ⅰ・Ⅱ（kWh）に対する技術要求に応ずる機能を有する電源について、下げ調整に対するユニット毎・出力帯毎の変動費から設備利用対価を考慮し設定

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ｉの選定の考え方	容量（kW）価格の考え方	電力量（kWh）価格の考え方
中部	kWhの単価が高く、発電販売部門として利用頻度が低いと想定されるものから、順番に応札。	応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用について、実績をベースに想定した金額を合計し、事業報酬率を上乗せして入札金額を算定	＜火力機の調整単価の考え方＞ 火力機の調整により増減する燃料費および諸経費をもとに算定。 ＜水力機の調整単価の考え方＞ 水力機の調整による発電効率の低下影響および諸経費をもとに算定。
北陸	・ピーク断面での需給調整を担当する石油火力、貯水池式水力のうち、燃料の追加調達により発電電力量に制約がない石油火力を優先し、設備要件に応じて調整力ｋＷを最大限割当て。 ・石油火力への割当てで不足する調整力ｋＷは、貯水池式水力に割当て。	託送料金原価と同様な考え方で算定した応札対象の発電ユニットに係る人件費・修繕費・減価償却費・公租公課・その他費用・事業報酬相当額を対象とする固定費と、ゲートクローズ時点で調整力を確保するために固定的に発生する、火力ユニット間の電源持替および追加起動にかかる費用とを合算して入札金額を算定。	(1) 火力 ・至近の想定を反映した燃料費と、廃棄物処理費および消耗品費を考慮して、ユニット毎に各出力における増減分単価（円/kWh）を計算。 【上げ調整単価(V1)】 ・各出力帯区分の最大の増分単価をもとに算定。 【下げ調整単価(V2)】 ・各出力帯区分の最小の減分単価をもとに算定。 (2) 水力（貯水池式・調整池式） ・貯水池式・調整池式水力は、火力燃料費を最小化するために経済的に運用しており、水力の価値は、火力と等価であると考えている。 【上げ調整単価(V1)】 ・火力のV1の最高値を採用。 【下げ調整単価(V2)】 ・火力のV1の最高値を採用。水力を下げ調整し、生じた水の貯留分は、上げ調整に使えることになるため、水力の上げ調整単価(V1)と同じとしている。

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ｉの選定の考え方	容量（kW）価格の考え方	電力量（kWh）価格の考え方
関西	Ｈ２９年度の需給バランス想定において、kWh単価や運用性を考慮して活用見込みの低い電源から順番に応札。	応札対象の発電所に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用を実績に基づき想定し、事業報酬相当額を加えて入札金額を算定	【上げ調整単価（V1）】 ・契約電源の各ユニットに対する熱効率の特性をもとに上げ調整した場合に発生する燃料費と諸経費（薬品費等）より算定 【下げ調整単価（V2）】 ・契約電源の各ユニットに対する熱効率の特性をもとに下げ調整した場合に発生する燃料費と諸経費（薬品費等）より算定
中国	kWh単価が高く稼働が少ないと想定される予備用電源のうち，募集要綱や運用面等を踏まえたうえで応札	・応札電源に係る減価償却費，修繕費，人件費，事業報酬，公租公課，諸経費について，実績・計画値に基づき算定	【上げ調整単価（V1）】 火力ユニット 購入予定価格を基にした燃料費および諸経費（脱硫・脱硝経費，灰処理経費等）を考慮して，Ｖ１単価を算定。 水力ユニット 週間需給計画において調整式水力が発電する時間帯における最上積み火力のＶ１単価を，水力ユニットのＶ１単価として設定。 【下げ調整単価（V2）】 火力ユニット 購入予定価格を基にした燃料費および諸経費（脱硫・脱硝経費，灰処理経費等）を考慮して，Ｖ２単価を算定。 水力ユニット 週間需給計画において調整式水力が発電する時間帯における最上積み火力のＶ２単価を，水力ユニットのＶ２単価として設定。

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ｉの選定の考え方	容量（kW）価格の考え方	電力量（kWh）価格の考え方
四国	・電源Ｉの設備要件を満たす発電機のうち、当社においてｋＷｈ単価が高くピーク電源として活用している石油、ＬＮＧコンベンショナル、揚水から選定	・各電源に係る人件費、修繕費、減価償却費、水利使用料、諸税、委託費、一般管理費等の費用の計画値の合計に事業報酬を上乗せして入札金額を算定	【上げ調整単価（V1）】 ○石油、石炭ユニット ・電源に係る燃料費（適用期間（各週）における最新の当社想定価格）に、諸経費（廃棄物処理費等）を考慮して算定 ○水力、ＬＮＧユニット ・石油火力の単価を適用 （水力についてはダムの貯水量が有限であることや、ＬＮＧについてはＬＮＧタンク運用に制約がある※ことから、上げ調整に使用した場合は石油焚き増しになり得ることを考慮し、上記単価設定とした） ※当社はＬＮＧタンク1基のみで運用しているため計画的消費が必要 ○揚水ユニット ・石油火力の単価に揚水ロスを考慮し設定 （揚水については、上げ調整に使用した場合は上池の水量を回復させるために、石油原資でのポンプアップになり得ることを考慮し、上記単価設定とした） 【下げ調整単価（V2）】 ○石油、石炭ユニット ・上げ調整単価（Ｖ１）を同じ考え方に基づき算定 ○水力、揚水、ＬＮＧユニット ・石炭火力の単価を適用 （水力、揚水についてはダム（上池）運用に制約があることや、ＬＮＧについてはＬＮＧタンク運用に制約があることから、下げ調整に使用した場合は、別の時間帯で石炭を抑制して水やＬＮＧを増発することになり得ることを考慮し、上記単価設定とした）

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答

会社名	電源Ⅰの選定の考え方	kW価格の考え方	kWh価格の考え方
九州	夏季に補修停止が計画されているユニットを除き、以下の順に選定。 ① 調整力に優れる揚水を需給計画に影響のない範囲で優先的に選定 ② kWhの単価が高いと想定されるものから順番に火力ユニットを選定	・電源等に係る資本費（減価償却費・固定資産除却費・固定資産税；計画値）、運転維持費（人件費・修繕費・諸経費・法人税；実績値）、及び電気事業報酬を積み上げて算定 ・なお、調整力供出に伴い発生する電源持ち替えに要する費用を応札価格に織込み	・従量料金単価のうち、上げ調整単価(V1)、下げ調整単価(V2)については、当該月の燃料調達価格等に基づく単価（増分単価）を基本としている。 ・上記単価算定にあたっては、燃料受入関係（受入作業費等）、発電所運転関係（灰処理費等）などの諸経費を考慮。 （揚水については、揚水（ポンプ）運転時の火力増出力により火力燃料に振替）
沖縄	公募された設備要件に合致する電源からkWh単価の高い順及び運用性を考慮し応札	電源等に係る固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）の計画値に事業報酬を上乗せして算定。	【上げ調整単価（V1）】 電源等に係る燃料費に上げ調整等に係る諸経費を考慮して算定。 【下げ調整単価（V2）】 電源等に係る燃料費に下げ調整等に係る諸経費を考慮して算定。

旧一般電気事業者（発電・小売部門）からの回答（まとめ）

- 調整力向け電源の大部分を提供する旧一般電気事業者（発電･小売部門）の、電源Ⅰ選定の考え方、kW価格の設定の考え方及びkWh価格の設定の考え方は、いずれも一定の合理性のあるものと言えるのではないか。

稼働していた電源で最も高いkWh価格の地域ごとの状況について

- 平成２９年４月のいくつかの時間帯（３０分間）をとりあげ、各一般送配電事業者より、稼働していた電源Ⅰ・Ⅱのうちで最も高いkWh価格について任意の回答を入手し、比較。
- 時間帯によっては、地域によって大きな差があった。

【日時選定の考え方】
公募調達した電源等の運用が始まった本年４月平日のなかで、①比較的需要の大きな日（気温の低い雨天）、②比較的需要の小さな日（全国的に晴天）を抽出。そのなかで、朝の需要立ち上がりの時間、需要立ち上がり後の需要変化が比較的小さいと考えられる時間、夕方の需要立ち上がりの時間について把握。

単位：円／kWh

	A	B	C	D	E	F	G※1	H	I	J
①4月11日（火）雨										
8時～8時半	9.07	12.02	9.10	10.56	9.83	11.31	8.89	18.06	6.02	8.87
10時～10時半	9.37	12.02	9.10	10.58	15.06	11.31	6.82	18.46	5.96	9.05
16時～16時半	10.26	12.02	9.10	10.90	8.46	10.32	7.64	18.46	5.89	12.17
②4月19日（水）晴										
8時～8時半	5.51	11.77	8.90	10.75	8.46	10.86	11.23	14.92	6.02	8.70
10時～10時半	6.81	11.77	8.90	10.80	8.46	10.86	11.23	16.29	6.02	8.70
16時～16時半	6.81	11.77	8.90	10.89	8.46	14.15	11.23	16.31	6.02	9.15

※１　系統制約から、メリットオーダーとは別に16.5円／kWhの電源を継続的に運転
※２　上記の価格は、稼働していた電源のうち、最も増分単価が高いものであり、実際に一般送配電事業者から指令があったものとは限らない
※３　安定供給維持のため、一定以上の出力で常時稼働が必要となる電源も含まれている可能性がある点に留意が必要

最も高いkWh価格の地域ごとの状況について（まとめ）

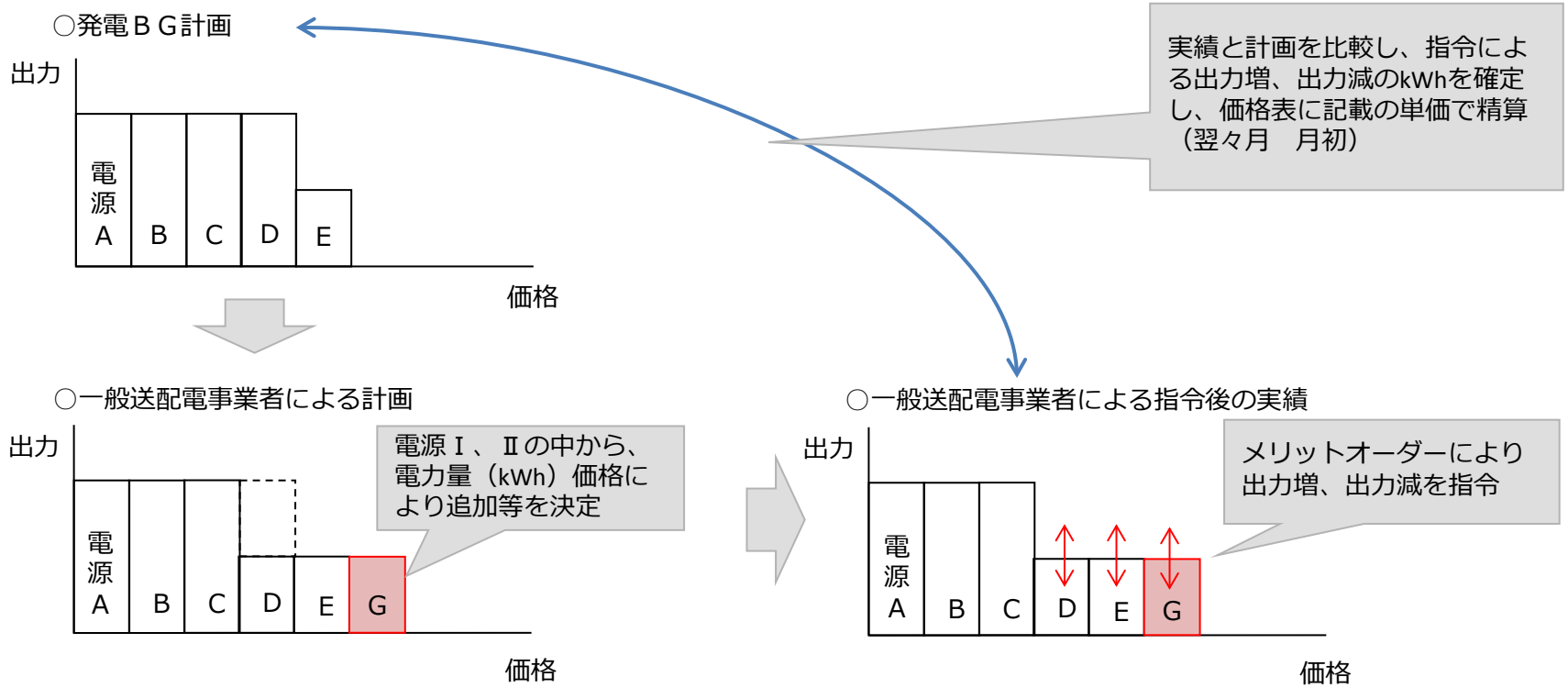
- 平成２９年４月のいくつかの時間帯について、各地域ごとに稼働したユニットのうちで最も高いkWh価格を比較した結果からは、調整力を広域的に運用することによって、全体としてより効率化できる可能性が示唆された。
- 今回の分析はサンプルサイズが小さいため、今後さらに網羅的かつ詳細な分析を行い、以下について評価・検討していくこととしたい。
  - メリットオーダーに基づいた運用がなされているか
  - 調整力のコスト（kWh価格）について、市場価格との関係、地域間の比較、インバランス料金との整合性　等
- あわせて、一般送配電事業者に対し、調整力の広域的運用について、そのメリットを評価するとともに、どのような方策があり得るか（短期的にできること、中長期的にできること）について検討するよう要請することとしたい。

（現在、広域的運営推進機関においては、需給調整市場の創設に向けた調整力の細分化及び広域調達の技術的検討が進められている。）

（参考）電源Ⅰ及びⅡの運用について

前週	前週～ ３日前程度※	実需給時点	翌々月　月初
• 電源Ⅰ、Ⅱの契約者は、一般送配電事業者に対して、翌週のユニットごとの電力量（kWh）価格の価格表（出力帯ごとの増分費用）を提出）	• 一般送配電事業者は、需要予測、発電事業者等の電源の稼働計画、電力量（kWh）価格から追加の電源等の稼働の指示等を実施（電源Ⅰ、電源Ⅱ） ※追加の稼働の指示等の期限については、電源等の並列までに要する時間等によって異なる	• ユニットごとの電力量（kWh）価格に基づいて、メリットオーダーにより出力増・出力減の指令を実施（通常自動） • 必要に応じて、揚水発電等の並列を実施（手動）	• 電力量の実績値と発電バランシンググループ計画値との比較により、出力増、出力減のkWhを確定。 • 価格表に基づき、費用精算を実施

【イメージ】



（参考）ユニットごとの価格表のイメージ

系統コード									
適用開始年月日	2017/04/01		適用開始点	00:00					
出力（30分当たりのkWh）	V1（上げ単価）	V2（下げ単価）	V3（停止コマ数）	V3（万円）起動費	V4（逼迫時）	V4出力（30分当たりのkWh）	V4（上げ単価）	V4（下げ単価）	
202,581 以上	8.20	7.20	100 以上	250	OP	223,852 以上	15.00	10.00	
197,995 以上	8.00	7.00	50 以上	100					
191,427 以上	7.80	6.80	0 以上	50					
186,951 以上	7.60	6.60	以上						
179,357 以上	7.40	6.40	以上						
173,647 以上	7.20	6.20	以上						
168,738 以上	7.00	6.00	以上						
160,324 以上	6.80	5.80	以上						
154,445 以上	6.60	5.60	以上						
143,754 以上	6.40	5.40	以上						
135,369 以上	6.20	5.20	以上						
120,867 以上	6.00	5.00	以上						
108,118 以上	5.80	4.80	以上						
95,957 以上	5.60	4.60	以上						
80,365 以上	5.40	4.40	以上						
0 以上	9.00	8.00							
以上									
以上									
以上									
以上									
以上									
以上									
以上									

価格情報（kWh価格）の公表について

- 昨年策定した指針では、電源Ⅰ及び電源Ⅱの契約をした発電事業者等が競争上不利益を被らないように配慮しつつ、電力量価格（kWh価格）実績の週ごとの平均価格及び最高価格を公表することとされた。

「一般送配電事業者による調整力の公募調達に係る考え方」（2016年10月）（抜粋）

5．公募調達の実施に伴う情報の公表

（略）公募調達の落札結果や実需給断面での一般送配電事業者からの指令が、原則として容量（kW）価格や電力量（kWh）価格に基づいた適切なものであることを、発電事業者等が確認可能なだけではなく、新規開発する電源等や既存の電源等に、調整力の要件に適合する機能を持たせることについての投資判断に資する情報が公表されている必要がある。このため、一般送配電事業者は、電源Ⅰ及び電源Ⅱとして契約をした発電事業者等が競争上不利益を被らないように配慮しつつ[26]、以下の情報を適切な時期に公表することが望ましいと考えられる。

イ）電源Ⅰの公募調達の結果として、最高落札額及び平均落札額（容量（kW）価格）

ロ）電源Ⅰ及び電源Ⅱへの指令の結果として、指令をした電源等の週ごとの平均価格及び最高価格[27]（電力量（kWh）価格）

26 競争上不利になることを避けるための配慮としては、落札した電源等の保有者、名称、容量、燃料種等については、非公表とすることが考えられる。

27 公募調達を開始した当初については、旧一般電気事業者が市場支配的な事業者となる可能性が高く、公表内容が個社の不利益となることも考えられる。このための配慮としては、当初の段階では、例えば、最高価格の公表単位を東西の区分とすること等も考えられる。また、この場合についても、一般送配電事業者以外が情報の取り纏めと公表を行うことも考えられる。

価格情報（kWh価格）の公表について

● 指針の整理を踏まえ、kWh単価の公表は、当面は以下のように行うこととしてはどうか。

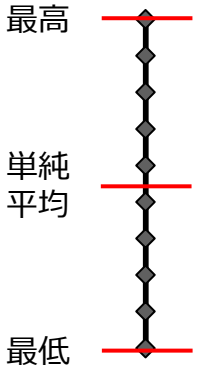
○各社ごとに算出する数値と公表する数値

各社ごとに算出する数値		**公表する数値 （電力・ガス取引監視等委員会が公表）**
上げ指令に応じた電源Ⅰ及び電源ⅡのkWh価格	週ごとの最高値	１０社中の最高値、最低値及び１０社の単純平均値
	週ごとの加重平均値	１０社中の最高値、最低値及び１０社の加重平均値
下げ指令に応じた電源Ⅰ及び電源ⅡのkWh価格	週ごとの最高値	１０社中の最高値、最低値及び１０社の単純平均値
	週ごとの加重平均値	１０社中の最高値、最低値及び１０社の加重平均値

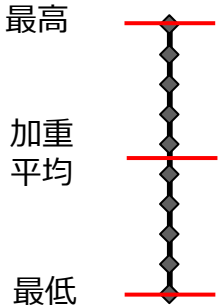
注）調整力の応札者は、上げ指令に対応する場合と下げ指令に対応する場合のそれぞれのkWh価格を申し込むこととされているため、それぞれ公表することが適当。なお、下げ指令はkWh価格の高い電源等から順に行うため、最高値は最も安い価格を指すことになる。

【イメージ】以下の赤線の価格（最高、平均、最低）を公表

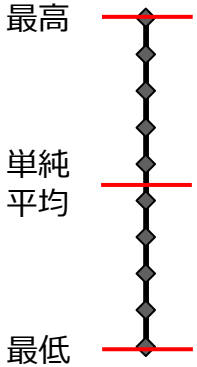
1週間の中で、上げ指令に用いられた電源Ⅰ、ⅡのkWh価格の最高値（各社ごと）



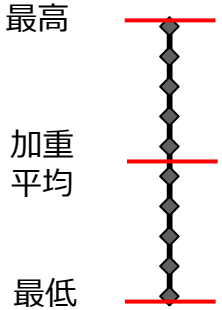
1週間の中で、上げ指令に用いられた電源Ⅰ、ⅡのkWh価格の加重平均値（各社ごと）



1週間の中で、下げ指令に用いられた電源Ⅰ、ⅡのkWh価格の最高値（各社ごと）



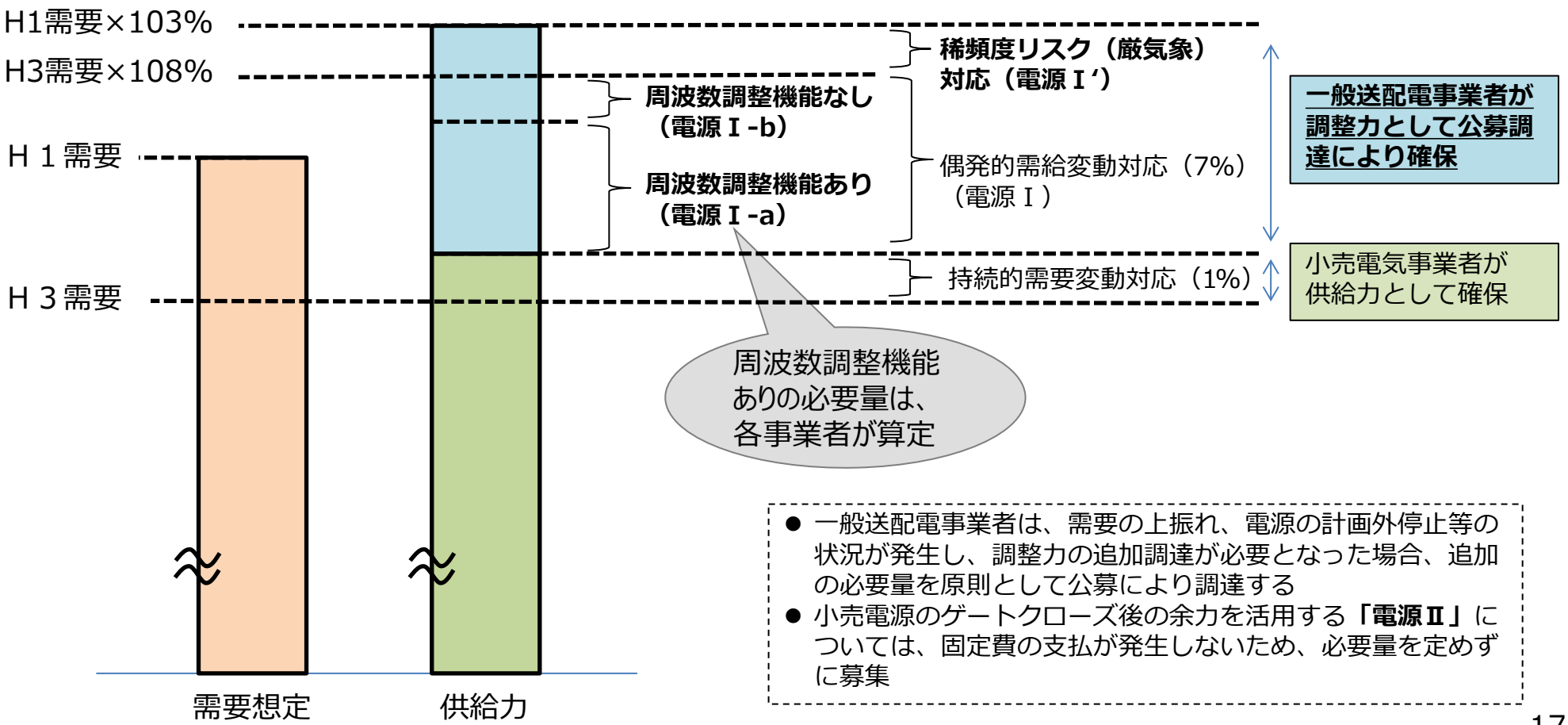
1週間の中で、下げ指令に用いられた電源Ⅰ、ⅡのkWh価格の加重平均値（各社ごと）



（参考）調整力の区分及び必要量の考え方について

- 各一般送配電事業者は、周波数調整機能の有無等により電源等の区分を設定し、調整力の必要量を算定した上で公募調達を実施。

○本年度の調整力の区分及び必要量の概念図（沖縄電力を除く）



- 一般送配電事業者は、需要の上振れ、電源の計画外停止等の状況が発生し、調整力の追加調達が必要となった場合、追加の必要量を原則として公募により調達する
- 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、固定費の支払が発生しないため、必要量を定めずに募集

（参考）調整力の公募結果（電源Ⅰ）

容量：万kW
価格：円/ｋW

		北海道	東北	東京	中部	北陸
電源Ⅰ－a	募集容量	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0
	応札容量	54.3	97.4	326.2	160.7	33.0
	落札容量	36.0	95.7	323.7	160.7	33.0
	最高価格	37,862円	40,911円	15,171円	11,696円	21,461円
	平均価格	25,047円	11,531円	14,575円	9,260円	15,359円
電源Ⅰ－b	募集容量	募集無し	募集無し	47.0	9.7	2.0
	応札容量			47.8	9.7	2.0
	落札容量			44.3	9.7	2.0
	最高価格			15,171円	5,165円	18,317円
	平均価格			15,171円	5,165円	18,317円
電源Ⅰ’	募集容量	募集無し	9.1	59.0	19.2	募集無し
	応札容量		9.3	67.7	20.4	
	落札容量		7.4	59.9	19.2	
	最高価格		782円	4,750円	1,245円	
	平均価格		782円	4,501円	1,196円	

出所：各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成

（参考）調整力の公募結果（電源Ⅰ）

	容量：万kW 価格：円/ｋW	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電源Ⅰ－a	募集容量	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7	1,022.8
	応札容量	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7	1,048.3(-)
	落札容量	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7	1,025.8(-)
	最高価格	12,339円	10,119円	17,579円	42,261円	37,336円	
	平均価格	9,740円	9,785円	12,328円	16,291円	27,878円	
電源Ⅰ－b	募集容量	26.0	募集無し	4.1	募集無し	24.4	113.2
	応札容量	26.0		4.1		24.4	114.0(1.0)
	落札容量	26.0		4.1		24.4	110.5(-)
	最高価格	12,331円		17,579円		9,352円	
	平均価格	12,319円		17,579円		7,676円	
電源Ⅰ’	募集	17.0	募集無し	募集無し	28.4	募集無し	132.7
	応札	36.6			31.4		165.4(40.3)
	落札	17.0			28.5		132.0(27.1)
	最高価格	5,900円			32,622円		
	平均価格	3,034円			8,176円		

出所：各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成

※　括弧内の数字は、旧一般電気事業者以外の事業者による応札、落札の容量であり、全体の内数。

（参考）調整力の公募結果(電源Ⅰ'の詳細)

- 電源Ⅰ'の区分では、ディマンドリスポンスによる応札もあり、その多くが落札となった。詳細は以下のとおり。

件数：件
容量：万kW
価格：円/ｋW

	東北		東京		中部		関西		九州	
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量
募集	－	9.1	－	59.0	－	19.2	－	17.0	－	28.4
応札合計	2	9.3	12	67.7	14	20.4	20	36.6	15	31.4
落札合計	1	7.4	6	59.9	11	19.2	13	17.0	10	28.5
最高価格	782円		4,750円		1,245円		5,900円		32,622円	
平均価格	782円		4,501円		1,196円		3,034円		8,176円	
平均価格（DR）	-		4,690円		1,196円		3,034円		5,250円	
提供期間	7月16日～9月20日		4月1日～3月31日		7月1日～9月30日		4月1日～3月31日		4月1日～3月31日	

合計		応札・落札内訳（再掲）			
件数	容量	件数		容量	
		電源	ＤＲ	電源	ＤＲ
－	132.7				
63(43)	165.4(40.3)	6	57	54.2	111.2
41(22)	132.0(27.1)	5	36	36.2	95.8

※ 括弧内の数字は、旧一般電気事業者以外の事業者による応札、落札の件数及び容量であり、全体の内数。

出所：各一般送配電事業者からの聞き取りにより、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成

（参考）電源Ⅱの募集結果

● 電源Ⅱについては、必要量を定めずに募集が行われた。

件数：件
容量：万kW

	北海道		東北		東京		中部		北陸	
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量
旧一般電気事業者	23	433.6	20	1,097.1	107	4,315.4	58	2,423.3	17	453.6
旧一般電気事業者以外	4	34.5	5	195.0	21	527.5	2	84.2	1	25.0
合計	25	459.9	25	1,292.1	128	4,842.9	60	2,507.5	18	478.6

	関西		中国		四国		九州		沖縄		合計	
	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量	件数	容量
旧一般電気事業者	46	1,974.9	41	923.6	18	404.0	39	1,215.2	12	170.2	381	13,410.9
旧一般電気事業者以外	-	-	-	-	-	-	-	-	2	28.2	33	886.2
合計	46	1,974.9	41	923.6	18	404.0	39	1,215.2	14	198.4	414	14,297.1

出所：各一般送配電事業者からの聞き取りにより、電力・ガス取引監視等委員会事務局が作成