

# 旧一般電気事業者（発電・小売部門） による調整力のkWh単価設定について

平成30年2月23日（金）



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

## 今回御議論いただきたい内容

- 前回本会合において、来年度も各エリアの調整力の大部分は、そのエリアの旧一般電気事業者（発電・小売部門）が提供することとなることを踏まえ、これらが提供する調整力のkWh単価について、現状を把握・分析した上で、なんらかの規律が必要か、今後検討していくこととされたところ。
- 今回は、旧一般電気事業者（発電・小売部門）がどのようにkWh単価を設定しているか把握した内容の報告と、その結果見えてきた論点について御議論いただきたい。

# 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。

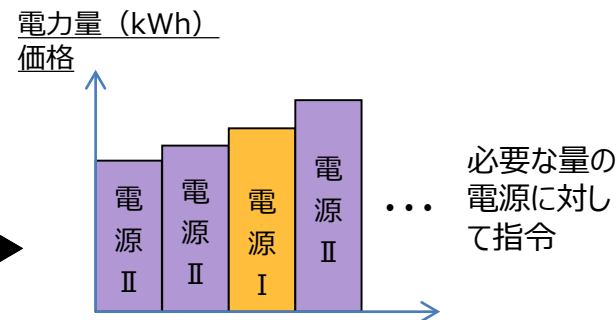
## 電源 I の入札・契約

- 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
- 定期検査実施時期等の調整

## 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



一般送配電事業者は電源 I と II の中から電力量 (kWh) 価格の低い順に指令 (メリットオーダー)

(調整力提供者は毎週、各ユニットの電力量 (kWh) 価格を登録)

## 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：平成30年度向け調整力の公募結果

- 前回の公募よりは増えたものの、引き続き旧一電（発電・小売部門）以外の電源の落札、応募が少なかった。

## 応札容量・落札容量（万kW）

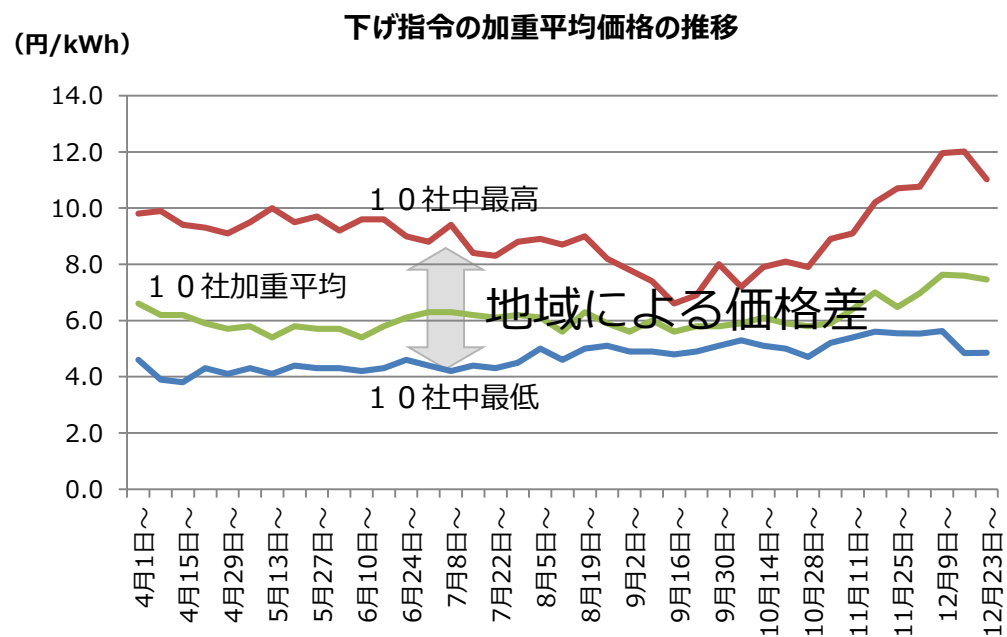
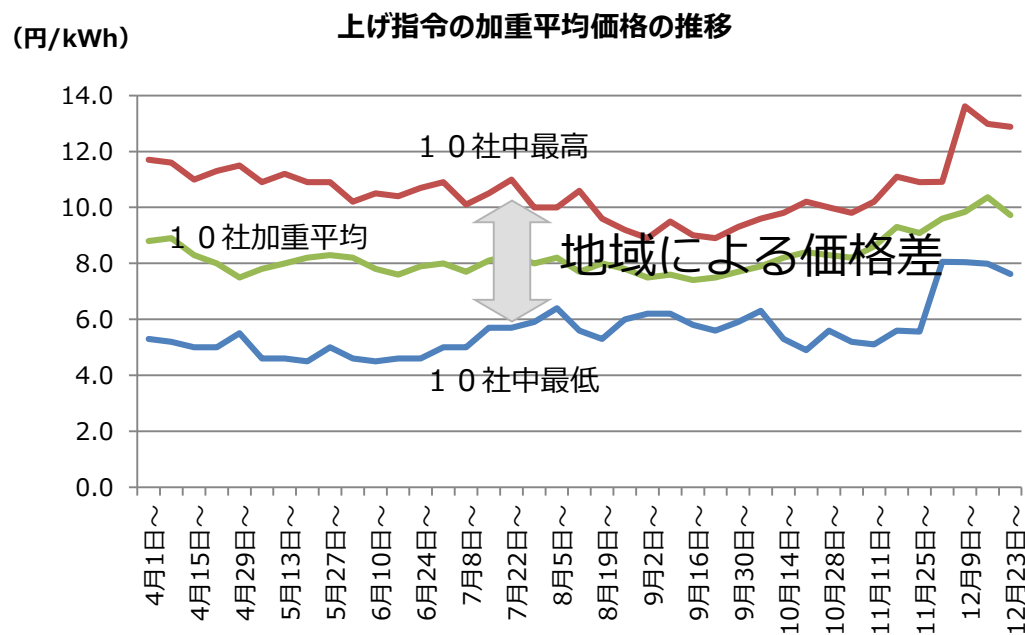
		前年度	当年度	増減
電源 I-a	募集容量	1,022.8	<b>1,004.5</b>	▲18.3
	応札容量	1,048.3	<b>1,081.9</b>	33.6
	旧一電以外	-	-	-
	落札容量	1,025.8	<b>1,008.9</b>	▲16.9
	旧一電以外	-	-	-
電源 I-b	募集容量	113.2	<b>123.7</b>	10.5
	応札容量	114.0	<b>158.8</b>	44.8
	旧一電以外	1.0	<b>1.4</b>	0.4
	落札容量	110.5	<b>120.8</b>	10.3
	旧一電以外	-	<b>1.4</b>	1.4
電源 I'	募集容量	132.7	<b>132.2</b>	▲0.5
	応札容量	63件	<b>55件</b>	▲8件
		165.4	<b>175.4</b>	10.0
	旧一電以外	43件	<b>46件</b>	3件
		40.3	<b>50.4</b>	10.1
	落札容量	41件	<b>46件</b>	5件
132.0		<b>132.2</b>	0.2	
	旧一電以外	22件	<b>37件</b>	15件
		27.1	<b>36.8</b>	9.7

## 応募容量（万kW）

		前年度	当年度	増減
電源 II-a	応募容量	414件 14,252.5	<b>402件</b> <b>13,920.4</b>	▲12件 ▲332.1
	旧一電以外	33件	<b>33件</b>	-
		874.6	<b>865.9</b>	▲8.7
電源 II-b	応募容量		<b>14件</b> <b>375.2</b>	14件 375.2
	旧一電以外		<b>1件</b>	1件
			<b>1.4</b>	1.4
電源 II'	応募容量		-	-
	旧一電以外		-	-

# 参考：調整力のkWh単価の地域差について

- 調整力のkWh単価（一般送配電事業者が指令をした調整力のkWh単価の加重平均）については、地域によって大きな差がある状況が継続している。



# 旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（火力機）

- 各社からの回答によれば、火力機のkWh単価は、以下の考え方により設定されている。

## 火力機のkWh単価設定の考え方（各社からの回答のまとめ）

	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
①	燃料費 + その他変動費（消耗品費等）	燃料費 + その他変動費（消耗品費等）	B社、C社、D社、 E社、F社、G社、 H社、I社、J社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
②	燃料費 + その他変動費（消耗品費等） + マージン※	燃料費 + その他変動費（消耗品費等） - マージン※	A社（電源Ⅱ）
③	LNG火力については、運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値で設定 ⇒ 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その後の時間帯で石油焚き増しになり得ることを考慮	LNG火力については、運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値で設定 ⇒ 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その後の時間帯で石炭を抑制してLNGを増発することになり得ることを考慮	D社(LNG火力) （電源Ⅰ、Ⅱ）

※マージンの額はA社が独自に設定

## 考えられる論点

- kWh単価について、マージンを設定することについてどう考えるか（上げ、下げそれぞれについて）。マージンはどの程度まで許容されるか。
- 燃料に制約がある場合に、その後の時間帯への影響を考慮して、上げ、下げで異なるkWh単価を設定することは合理的と言えるか。

# 参考：旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（火力機）

会社	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方
A社	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 <b>変動費（燃料費、廃棄物処理費、消耗品費等）</b> に設備利用対価（マージン）を考慮し設定	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 <b>変動費（燃料費、廃棄物処理費、消耗品費等）</b> に設備利用対価（マージン）を考慮し設定
B社	至近の想定を反映した <b>燃料費と、廃棄物処理費および消耗品費</b> を考慮して、ユニット毎に各出力における増分単価（円/kWh）を計算。	至近の想定を反映した <b>燃料費と、廃棄物処理費および消耗品費</b> を考慮して、ユニット毎に各出力における減分単価（円/kWh）を計算。
C社	発電可変費単価に相当する増分燃料費（ <b>燃料費、廃棄物処理費、消耗品費</b> で構成される費用）の計画値から算定。	同左
D社	<p>&lt;石油、石炭ユニット&gt;            電源に係る<b>燃料費</b>（適用期間（各週）における最新の当社想定価格）に、<b>諸経費（廃棄物処理費等）</b>を考慮して算定</p> <p>&lt;LNGユニット&gt;  <b>当該期間において運転予定の石油火力機の上げ指令単価の最低値を採用</b>            （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焼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</p>	<p>&lt;石油、石炭ユニット&gt;            電源に係る<b>燃料費</b>（適用期間（各週）における最新の当社想定価格）に、<b>諸経費（廃棄物処理費等）</b>を考慮して算定</p> <p>&lt;LNGユニット&gt;  <b>当該期間において運転予定の石炭火力機の下げ指令単価の最高値を採用</b>            （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）</p>

# 参考：旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（火力機）

会社	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方
E社	市況や為替等の直近の動向を反映した <b>想定燃料価格</b> 、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（ <b>廃棄物処理費、消耗品費</b> ）を用いて、出力が1kW変化した場合の変分単価(円/kWh)を算出。	同左
F社	購入予定価格を基にした <b>燃料費および諸経費（脱硫・脱硝経費、灰処理経費等）</b> を考慮して上げ調整に要する単価を設定。	購入予定価格を基にした <b>燃料費および諸経費（脱硫・脱硝経費、灰処理経費等）</b> を考慮して下げ調整に要する単価を設定。
G社	当該月の <b>燃料調達価格等に基づく単価（増分単価）</b> を基本としている。 上記単価算定にあたっては、 <b>燃料受入関係（受入作業費等）、発電所運転関係（灰処理費等）</b> などの諸経費を考慮。	同左
H社	電源等に係る <b>燃料費</b> に上げ調整等に係る <b>諸経費</b> を考慮して算定。	電源等に係る <b>燃料費</b> に下げ調整等に係る <b>諸経費</b> を考慮して算定。
I社	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 <b>燃料費とその他変動費（廃棄物処理費、消耗品費等）</b> より算定	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 <b>燃料費とその他変動費（廃棄物処理費、消耗品費等）</b> より算定
J社	火力機の上げ調整により発生する <b>燃料費および諸経費</b> をもとに算定。	火力機の下げ調整により減少する <b>燃料費および諸経費</b> をもとに算定。



# 旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（水力機）

- 各社からの回答によれば、水力機のkWh単価は、以下の考え方により設定されている。

## 水力機のkWh単価設定の考え方（各社からの回答のまとめ）

	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
①	① 運転予定火力機の上げ指令単価の最高値	① 運転予定火力機の下げ指令単価の最低値	カ社、ア社（電源Ⅱ）
②		② 下げ指令単価 = 上げ指令単価	キ社（電源Ⅰ、Ⅱ）
③	③ 運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値	③ 運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値	ウ社（電源Ⅱ）
④	④ マージン※ + 上げ指令効率低下分	④ ▲（マイナス）マージン※	ク社（電源Ⅱ）
⑤	⑤ 諸経費（消耗品費等）	⑤ ▲（マイナス）諸経費（消耗品費等） - 下げ調整による発電効率の低下影響を考慮して算定	イ社（電源Ⅱ）
⑥	⑥ ゼロ円	⑥ 同左	コ社（電源Ⅱ）

※マージンの額はク社が独自に設定

## 考えられる論点

- kWh単価について、マージンを設定することについてどう考えるか（上げ、下げそれぞれについて）。マージンはどの程度まで許容されるか。
- 貯水池の水を使用して減ることの影響（コスト）をどのように評価すれば良いか。
  - 貯水が減少した分はその後の時間帯で火力の出力増が必要となるので、火力の単価を参照するという考え方が合理的と言えるか。
  - その場合、上げ指令単価と下げ指令単価でそれぞれどのような火力機の単価を参照することが適当か。

# 参考：旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（水力機）

会社	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方
ア社	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 <b>最上積み火力の上げ指令単価</b> を水力ユニットの上げ指令単価として設定。	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 <b>最上積み火力の下げ指令単価</b> を水力ユニットの下げ指令単価として設定。
イ社	<b>諸経費</b> （消耗品費等）を設定（水系運用制約（日々の使用可能量・目標水位等）の範囲内で使用することが前提）	<b>諸経費</b> （消耗品費等）に加え、 <b>下げ調整による発電効率の低下影響を考慮</b> して算定（水系運用制約（日々の使用可能量・目標水位等）の範囲内で使用することが前提）
ウ社	当該期間において運転予定の <b>石油火力機の上げ指令単価の最低値</b> を採用 （水力についてはダム貯水量が有限であることから、上げ調整に使用した場合は別の時間帯で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）	当該期間において運転予定の <b>石炭火力機の下げ指令単価の最高値</b> を採用 （水力についてはダム貯水量が有限であることから、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力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）
エ社	—	—
オ社	—	—
カ社	当該期間において運転する予定の <b>火力機の上げ指令単価の最高値</b> を採用	当該期間において運転する予定の <b>火力機の下げ指令単価の最低値</b> を採用
キ社	当該期間において運転する予定の <b>火力機の上げ指令単価の最高値</b> を採用	同左
ク社	<b>設備利用対価（マージン）に効率低下分を加算</b> して算定	<b>設備利用対価（マージン）</b> を設定
ケ社	—	—
コ社	<b>ゼロ円</b> を設定（水系運用制約（日々の使用可能量・目標水位等）の範囲内で使用することが前提。諸経費等の費用計上を検討中。）	同左

# 旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（揚水機）

- 各社の揚水機のkWh単価は、以下の考え方により設定されている。

## 各社の揚水機のkWh単価の設定パターン（各社からの回答のまとめ）

		上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
①	調整力提供者がポンプアップを実施（費用負担）	運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値÷揚水効率	運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値	f社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
②		ポンプアップ原資となった発電機の上げ指令単価÷揚水効率	同左	h社、a社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
③	送配電がポンプアップを実施（費用を負担）	マージン※	▲（マイナス）マージン※	i社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
④		諸経費（消耗品費等）	▲（マイナス）諸経費（消耗品費等） －下げ調整による発電効率低下影響	b社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑤		変動費（消耗品費等）	同左	e社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑥		ゼロ円	同左	g社、d社 （電源Ⅰ、Ⅱ）

※マージンの額は i 社が独自に設定

## 考えられる論点

- － kWh単価について、マージンを設定することについてどう考えるか（上げ、下げそれぞれについて）。マージンはどの程度まで許容されるか。
- － ポンプアップを調整力提供者が行うこととしている社と送配電事業者が行うこととしている社の2通りあるが、どのように考えれば良いか。
- － 調整力提供者がポンプアップを行う場合、どの単価を参照することが合理的か。

# 参考：旧一電（発電・小売部門）のkWh単価設定の考え方（揚水機）

会社	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方
a社	揚水時間帯における運転火力機のうち、実績等により揚水電源原資を特定し、その火力機の上げ指令単価の加重平均により揚水原資を算出し、揚水ロスを考慮してkWh単価を算定	同左
b社	諸経費(消耗品費等)を設定	諸経費（消耗品費等）に加え、下げ調整による発電効率の低下影響を考慮して算定
c社	—	—
d社	ゼロ円を設定（諸経費等の費用計上を検討中）	同左
e社	変動費（潤滑油等の消耗品費）より算定	同左
f社	単価適用期間において運転する予定の石油火力機のうち、最低単価の値をベースに、揚水ロスを考慮して算定	単価適用期間において運転する予定の石炭火力機のうち、最高単価の値を採用
g社	ゼロ円を設定	同左
h社	純揚水については、ポンプアップ時の揚水原資火力機の加重平均単価をベースに揚水ロスを考慮して算定 ただし、混合揚水については、一般水力と同じ単価を設定	純揚水については、下げ指令単価 = 上げ指令単価 混合揚水については、一般水力と同じ単価を設定
i社	設備利用対価（マージン）を登録	設備利用対価（マージン）を登録
j社	—	—

# 今後の進め方

- 本日の御議論を踏まえ、調整力のkWh単価の設定に関する規律の在り方について、事務局において以下の論点を中心に、さらに詳細な検討を進める。
- 需給調整市場創設後当初も競争が限定的と予想され、引き続き同様な規律が必要となることも念頭に検討を進める。

## 考えられる論点

- － kWh単価の設定について、そもそも規律を設ける必要があるか（例えば、十分に競争が働いている場合には、各社の裁量にゆだねることもあるのではないか）。
- － マージンをkWh単価に加算することについてどのように考えるか（上げ、下げそれぞれについて）。マージンはどの程度まで許容されるか。
- － 実際に要する変動費をベースに算定する考え方や、調整力として電源を提供することにより事後的に発生する費用をベースに算定する考え方が考えられるが、いずれも合理的と考えて良いか。
- － 電源Ⅱの提供が義務ではないところ、インセンティブへの配慮が必要か。