

インバランス収支の状況について

平成29年11月28日（火）



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

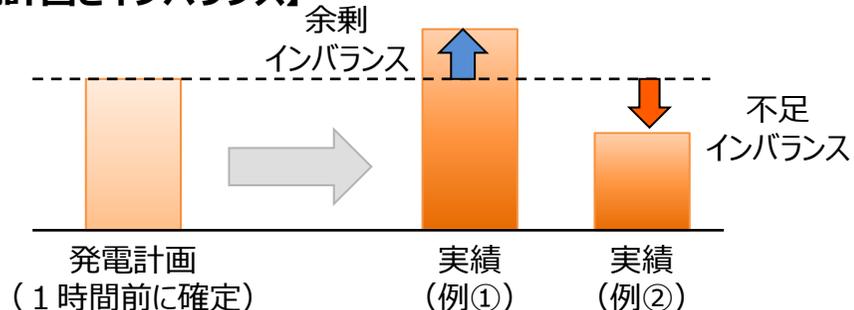
インバランス収支について

- 一般送配電事業者は、発電事業者及び小売事業者が発生させたインバランスに対して、調整力を用いて需給バランスを維持している。
- 一般送配電事業者がインバランス発生に伴う需給調整に用いた調整力のコスト（変動費 = kWh費用）は、発電事業者及び小売事業者に起因する費用であるため、それを発生させた者からインバランス料金で回収するのが基本。
- 現行のインバランス料金の算定式は需給調整市場創設までの間の暫定的な措置として、卸電力取引所における市場価格をベースとして定められており、調整力コストを必ずしも正確に反映する設計とはされていない。
- インバランス供給に係る収支については、託送収支とは別に管理することとされている。

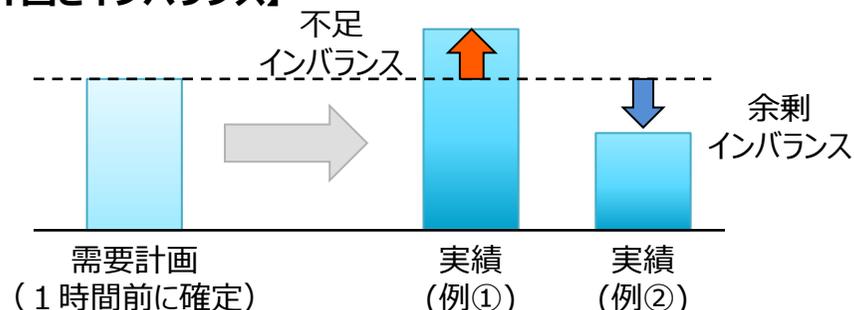
（インバランス調整の概要）

- 発電事業者及び小売事業者等は、発電計画・需要計画を、電力広域的運営推進機関を通じて一般送配電事業者に提出。
（前日 12 時提出 → 実需給の 1 時間前まで変更可能）
- 実績値とこれらの計画値の差をインバランスと呼び、一般送配電事業者が調整力を用いて需給バランスを維持している。
- 調整分の電力は、一般送配電事業者が発電事業者及び小売電気事業者等との間で事後的に精算（インバランス精算）

【発電計画とインバランス】



【需要計画とインバランス】



(参考) 現行のインバランス精算単価の算定方法

- 現行のインバランス精算の単価は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、全国大のインバランス発生量が余剰のときは市場価格より低めに、不足のときは市場価格より高めになるような調整項を用いて算定されている。

インバランス精算単価 = スポット市場価格と 1 時間前市場価格の30分毎の加重平均値 × α + β

<2016年4月～2017年9月>

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

(β = 当該地域の年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
2017年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

<2017年10月～>

α : 変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減

(算定に用いる入札曲線の両端除外幅を 20% から 3% に変更)

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項に変更

(β = 精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017年10月	3.91	0.00	0.00	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.52	0.00

(参考) 需給調整市場とインバンス料金

- 現行のインバンス料金を設計した際の議論においては、需給調整市場（リアルタイム市場）の創設後、調整力の価格が透明性をもって形成された際には、この価格を指標としてインバンス精算を行うことができるとされ、これに至るまでの暫定的な措置として、現行の市場価格ベースの精算が導入された。

インバンス料金の水準に関する考え方

2014年9月第8回制度設計WG
事務局提出資料

- リアルタイム市場が創設され、需給調整に用いられる調整力の提供への対価が、高い透明性を伴って形成されることとなると、この価格をある時点においてインバンス調整に要するコストと考え、インバンスを精算する料金に適用することが可能。
- リアルタイム市場が創設されるまでの間においては、①市場価格ベースでの精算という方式と、②調整力の実コストベースでの精算という方式の二つが考えられるが、いずれも課題があり、制度設計上の工夫が必要。

【観点1】インバンス抑制のインセンティブへの需給状況の反映

リアルタイム市場価格での精算
(※第3段階で市場を創設)

実需給時点での需給状況を反映しており、系統運用者にとっての需給調整コストそのもの。

【観点2】予見性の低さ

市場価格ベースでの精算
(スポット市場又は1時間前市場)

市場価格は実需給時点での需給状況とはズレがあり、また、需給調整のためのコストとも必ずしも整合しない。

価格が実需給時点のため(リアルタイム)、事前に見えにくい。

市場価格をそのまま適用すると、価格を事前に予見できるため、何らかの対応が必要。

【観点3】価格の妥当性や透明性の確保

需給調整に用いる調整力の
実コストベースでの精算

発電事業者にとっての実コストを、小売用と調整用に区別することは容易ではなく、「需給調整のコスト」とは一致しない可能性。

エリアごとにリアルタイム市場が運営される場合には寡占が生じる可能性がある。

全国市場であり、取引量に一定の厚みがあれば、価格の妥当性・透明性が高い。

調整力の太宗を持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予見できる可能性が高い。

調整力の実コストは競争部門である発電事業者のコストデータであり、その公開は当該事業者の利益を害さない範囲に制約される。

論点2: アンシラリーサービス費とインバランス料金との関係 5

○下記の費用のうち、「◆」を付した部分(赤色)については、発電事業者又は小売事業者がインバランスを発生させた際に生ずる費用であるため、この部分の費用はインバランス料金として回収しつつ、過不足については別途調整する仕組みを講じることが適当ではないか。

業務	一般電気事業者より示された費用イメージ		
	固定費	変動費	試算額
1. 周波数制御業務	○	—	15～20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務	○	◆	
3. その他			0.003～11銭/kWh (平均0.6銭/kWh)
(潮流調整)	—	○	
(電圧調整)	—	○	
(ポンプアップ)	—	○	
(ブラックスタート)	○	—	

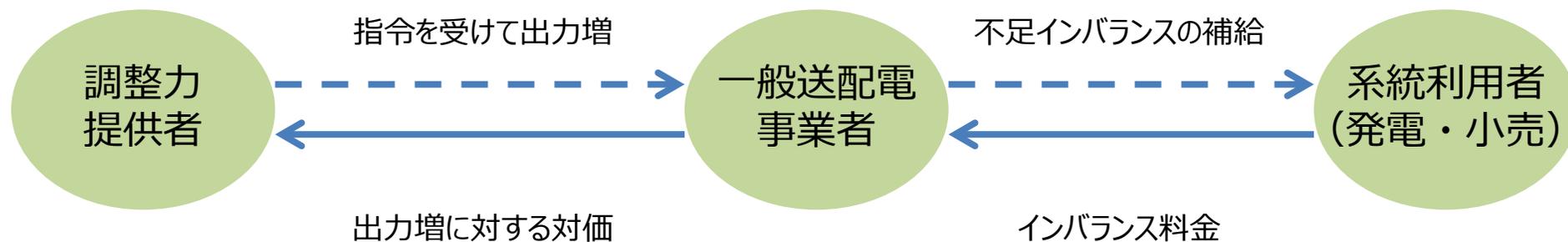
【特記事項】

- ・第2段階以降のインバランス料金は、市場価格ベースの料金となるため、必要費用に対して回収が不足する場合も、余剰となる場合もあり得る。
- ・インバランス供給に係る収支については、託送収支とは切り分けて厳格に管理することが必要。また、必要に応じて、公平性の観点等も踏まえつつ、託送料金やインバランス料金等において収支を調整する仕組みを講じることとする。

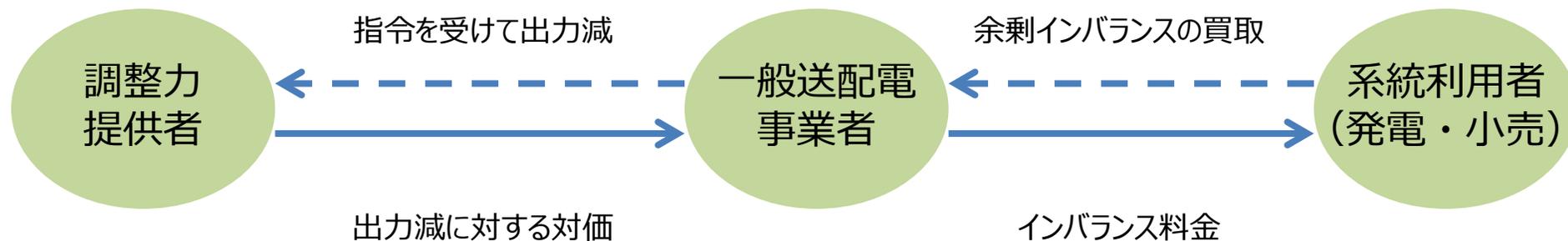
(参考) インバランス発生時における費用等の流れ



(不足インバランス発生の場合)



(余剰インバランス発生の場合)



インバランス収支の算定方法

- インバランス収支は、主に、インバランス単価及び調整力の k W h 価格とインバランス量とから算定される。

(イメージ)

不足
インバランス
対応

インバランス料金の収入
(不足インバランス補給分) - 上げ調整に係る支出 = 不足インバランス対応
の収支

余剰
インバランス
対応

下げ調整に係る収入 - インバランス料金の支出
(余剰インバランス買取分) = 余剰インバランス対応
の収支

その他

他の送配電との電力融通に係る収入・支出
インバンスリスク料の収入 (FIT制度による収入) = その他

合計：インバランス収支

インバランス収支の状況

- 調整力については、本年度分から公募による調達を開始され、調整力への指令に伴う変動費の算定方法も大きく変更された。
- 制度変更後のインバランス収支がどのような状況か把握するため、各社に本年4月以降のインバランス収支（暫定値）の集計を依頼。その結果、全てのエリアにおいて営業損失となっていることが判明した。

平成29年4～8月分インバランス収支

単位:百万円

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
営業利益（又は営業損失）	-884	-740	-3,788	-1,618	-55	-4,075	-1,437	-856	-769	-41
(参考)										
平成28年度実績電力量（億 kWh）	300	779	2,724	1,272	282	1,385	592	265	838	80

※インバランス収支：一般送配電事業者による試算値であり、確定した値ではない。

※実績電力量：（出典）第23回制度設計専門会合事務局資料より

(参考) エリアインバランスの量 (平成29年4～8月合計)

- すべてのエリアにおいて、余剰インバランスが不足インバランスを上回って発生している。

単位: 百万kWh	余剰インバランス※1 (a)	不足インバランス※1 (b)	合計 (a - b)	(a) / (b)
北海道エリア	273	120	154	2.3
東北エリア	531	359	172	1.5
東京エリア	1,417	937	480	1.5
中部エリア	772	510	262	1.5
北陸エリア	152	101	51	1.5
関西エリア	1,380	370	1,010	3.7
中国エリア	651	154	497	4.2
四国エリア	298	109	189	2.7
九州エリア	852	482	370	1.8
沖縄エリア	43	41	2	1.0
全国 ※2	4,221	1,036	3,185	4.1

※1 余剰インバランスのコマの合計値、又は、不足インバランスのコマの合計値

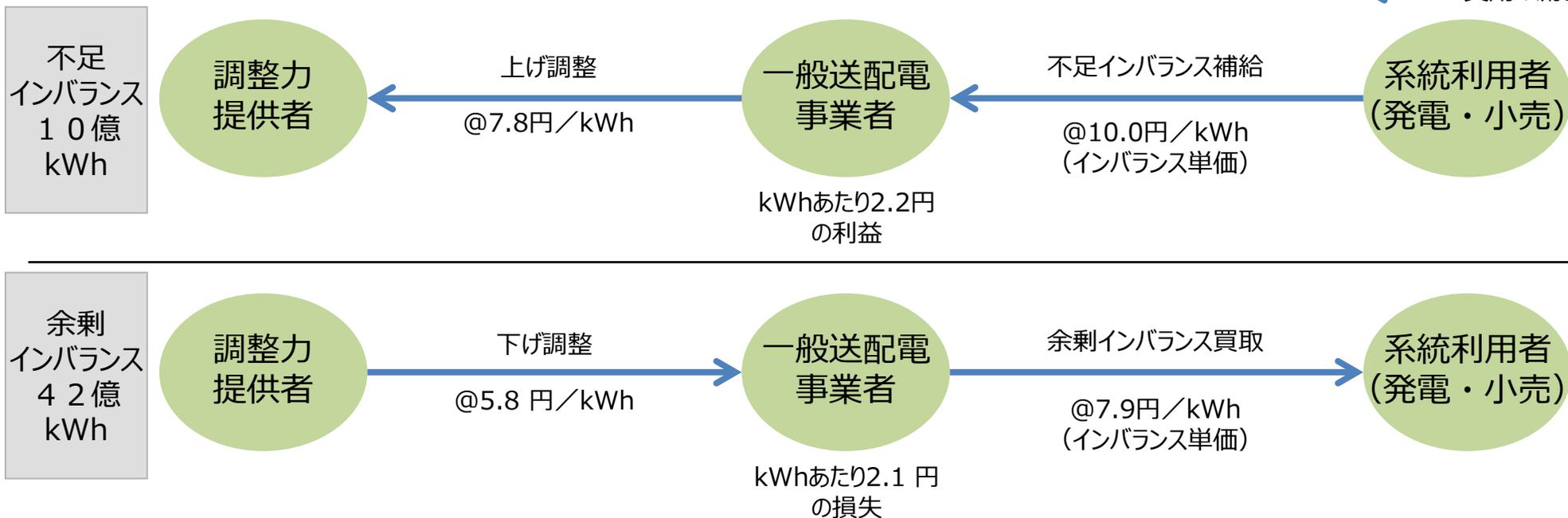
※2 全国大の各コマのインバランス合計値のため、各エリアの合計値とは一致しない。

インバランス収支が均衡しない主な要因

- インバランス収支が均衡しない主な要因は、以下の2点。
 - インバランスの精算と調整力の精算に単価差があること
(余剰インバランスでは、インバランスを発生させた者に支払う単価が高く、損失が発生する構造)
 - 余剰インバランスと不足インバランスの量に差があること
- 今後のインバランス料金の在り方を検討する際には、量のみならず単価差にも注目すべきではないか。

4～8月の単価（全国平均）の概算値

← 費用の流れ



※ここで示した単価は以下から計算した概算値であり、一般送配電事業者による試算値とは一致しない。

・余剰買取・不足補給単価は、JEPX公表値（α確報値×スポット・時間前平均価格(2017/4/1～8/31の平均値)）より

・上げ調整・下げ調整単価は、電力・ガス取引監視等委員会公表値（一般送配電事業者が指令を出した調整力の電力量価格(2017/4/1～9/1の10社加重平均)）より

今後の対応について（案）

- 一般送配電事業者がインバランス発生に伴う需給調整に用いた調整力のコスト（変動費 = kWh費用）は、インバランスを発生させた者からインバランス料金で回収するのが基本。
- インバランス供給に係る収支については、託送収支とは別に管理することとされている。
- 調整力の制度変更後の状況について、本年4月から8月までのインバランス収支（暫定値）は、全ての一般送配電事業者で営業損失。
- 昨年4月以降のインバランス料金制度は、2020年度を目途とする需給調整市場の創設までの間の暫定的なものであるところ、新制度開始以降において、事業者の計画遵守インセンティブが損なわれている可能性があることから、本年10月より事業者の発生インバランスを低減させる方向にインバランス料金制度が見直されている。
- これら制度見直しの効果も考慮しつつ、引き続き、本年9月以降のインバランス収支の状況を把握・分析していくこととする。

(参考) 一般送配電事業者が指令をした調整力の電力量(kWh)価格①

(単位：円/kWh)

	上げ（出力増）を指令した価格						下げ（出力減）を指令した価格						上げ・下げ絶対値の 10社加重平均
	週ごとの最高価格			週ごとの加重平均価格			週ごとの最低価格			週ごとの加重平均価格			
	10社中最高	10社中最低	10社単純平均	10社中最高	10社中最低	10社加重平均	10社中最低	10社中最高	10社単純平均	10社中最低	10社中最高	10社加重平均	
4月1日～4月7日	61.1	8.9	18.9	11.5	5.3	8.7	1.1	4.5	3.2	4.6	9.8	6.5	7.5
4月8日～4月14日	43.6	6.0	16.6	11.4	5.2	8.7	1.1	4.9	3.2	3.9	9.9	6.1	7.3
4月15日～4月21日	22.4	6.9	13.1	10.9	5.0	8.1	1.4	4.7	3.2	3.8	9.4	6.1	7.0
4月22日～4月28日	61.1	6.5	17.1	11.3	5.0	8.0	1.1	4.7	3.0	4.3	9.4	5.8	6.7
4月29日～5月5日	61.1	6.3	17.8	11.5	5.5	7.4	1.1	4.8	3.1	4.1	9.1	5.6	6.4
5月6日～5月12日	22.4	6.0	13.4	10.9	4.6	7.7	2.4	4.7	3.3	4.3	9.5	5.6	6.6
5月13日～5月19日	22.4	6.1	13.2	11.2	4.6	7.9	2.0	4.8	3.4	4.1	10.0	5.3	6.5
5月20日～5月26日	22.4	6.3	12.4	10.9	4.5	8.1	1.7	4.8	3.3	4.4	9.5	5.7	6.8
5月27日～6月2日	60.3	6.8	17.8	10.9	5.0	8.1	1.0	4.7	3.1	4.3	9.7	5.5	6.6
6月3日～6月9日	20.5	8.5	13.3	10.2	4.6	8.0	0.9	5.0	3.2	4.3	9.2	5.6	6.7
6月10日～6月16日	18.7	6.1	11.9	10.5	4.5	7.7	0.9	5.0	3.3	4.2	9.6	5.3	6.4
6月17日～6月23日	19.1	6.3	12.6	10.4	4.6	7.4	0.8	5.0	3.1	4.3	9.6	5.7	6.6
6月24日～6月30日	18.7	6.7	12.0	10.7	4.6	7.7	1.0	5.0	3.2	4.6	9.0	6.0	6.7

※一般送配電事業者が調整力として上げ指令・下げ指令の両方を行うことになっている揚水発電については、本集計に含まれていない。

(出典) 電力・ガス取引監視等委員会HPより

(参考) 一般送配電事業者が指令をした調整力の電力量(kWh)価格②

(単位：円/kWh)

	上げ（出力増）を指令した価格						下げ（出力減）を指令した価格						上げ・下げ絶対値 の 10社 加重 平均
	週ごとの最高価格			週ごとの加重平均価格			週ごとの最低価格			週ごとの加重平均価格			
	10社中 最高	10社中 最低	10社 単純 平均	10社中 最高	10社中 最低	10社 加重 平均	10社中 最低	10社中 最高	10社 単純 平均	10社中 最低	10社中 最高	10社 加重 平均	
7月1日～7月7日	42.8	9.2	16.3	10.9	5.0	7.6	0.7	4.8	3.2	4.4	8.8	5.9	6.7
7月8日～7月14日	20.5	10.0	14.6	9.9	5.0	7.2	0.7	4.5	3.1	4.2	9.4	5.7	6.4
7月15日～7月21日	20.5	6.9	13.6	10.5	5.7	7.8	2.2	4.9	3.4	4.4	8.4	5.8	6.7
7月22日～7月28日	20.5	9.8	13.9	11.0	5.7	8.1	0.7	4.9	3.2	4.3	8.3	6.0	7.0
7月29日～8月4日	64.0	7.0	18.6	10.0	5.9	7.9	0.7	4.6	3.3	4.5	8.8	6.1	7.0
8月5日～8月11日	64.0	10.1	18.0	10.0	6.4	7.9	0.5	4.6	3.3	5.0	8.9	5.8	6.8
8月12日～8月18日	64.0	6.9	17.6	10.6	5.6	7.5	0.9	4.6	3.1	4.6	8.7	5.5	6.4
8月19日～8月25日	64.0	9.8	18.6	9.6	5.3	7.6	0.7	4.6	3.3	5.0	9.0	5.8	6.7
8月26日～9月1日	20.8	7.5	13.6	8.7	6.0	7.5	0.5	4.6	3.1	5.1	8.2	5.7	6.4
9月2日～9月8日	21.6	7.2	13.6	8.9	6.2	7.3	1.7	4.5	3.3	4.9	7.8	5.4	6.4
9月9日～9月15日	20.1	8.0	13.9	9.5	6.2	7.3	1.7	4.6	3.4	4.9	7.4	5.7	6.5
9月16日～9月22日	20.1	7.2	13.2	8.6	5.8	7.3	0.7	4.3	3.2	4.8	6.6	5.5	6.4
9月23日～9月29日	20.1	7.2	13.3	8.9	5.6	7.5	0.7	4.6	3.1	4.9	6.9	5.7	6.5

※一般送配電事業者が調整力として上げ指令・下げ指令の両方を行うことになっている揚水発電については、本集計に含まれていない。

(出典) 電力・ガス取引監視等委員会HPより

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。

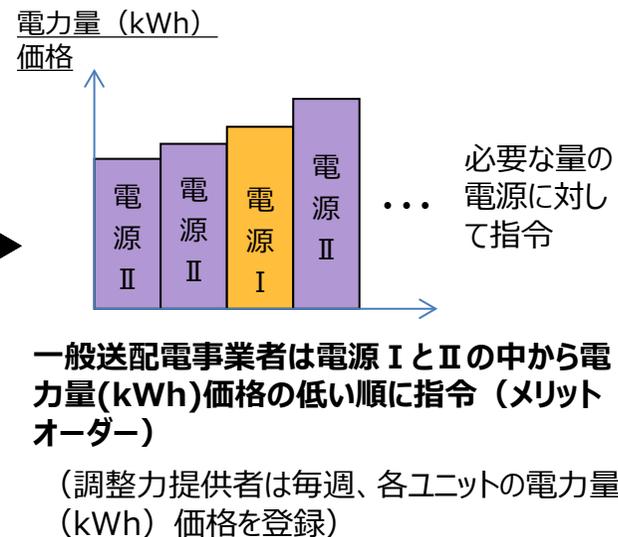
電源Ⅰの入札・契約

- 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



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