

インバランス料金の当面の見直しについて

2017年7月26日

資源エネルギー庁

本日御議論いただく内容

- 現行のインバランス料金は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、事業者の計画遵守インセンティブを損なわないよう、予見可能性を低くするための一定の調整項を設けている。
- しかしながら、昨年4月の新制度開始以降のインバランス料金の推移を見ると、制度検討時に想定したよりも予見可能性が高まっており、結果的に、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。
- このため、2020年度を目途とする需給調整市場の創設を見据えつつ、当面の見直し策を検討することとした。
- 本日は、前回（6/6）の御議論を踏まえつつ、当面の見直しの具体的方策について御議論いただく。

<具体的な検討事項>

- 当面の見直しについて
 - ① インバランス料金算定式の β 値について（前回内容＋追加議論）
 - ② インバランス料金算定式の α の上下限について（前回内容報告＋追加議論）
 - ③ インバランス料金制度の運用状況の監視について（前回内容＋実施状況報告）

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に当たっての単価は、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。
- 事後的にしか判明しない、このような調整項を設けることにより、インバランス精算単価が予測しにくい仕組みとし、事前に提出した発電や需要の計画を事業者が遵守するインセンティブを持たせている。

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta$$

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

$\beta = \text{当該地域の年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$

	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

(参考) 系統全体の需給状況に応じた調整項 α の決定方法

- 系統全体の需給状況に応じた調整項 (α) は、全国大のインバランスとスポット市場での入札曲線を利用して決定されている。

α についての基本的な考え方

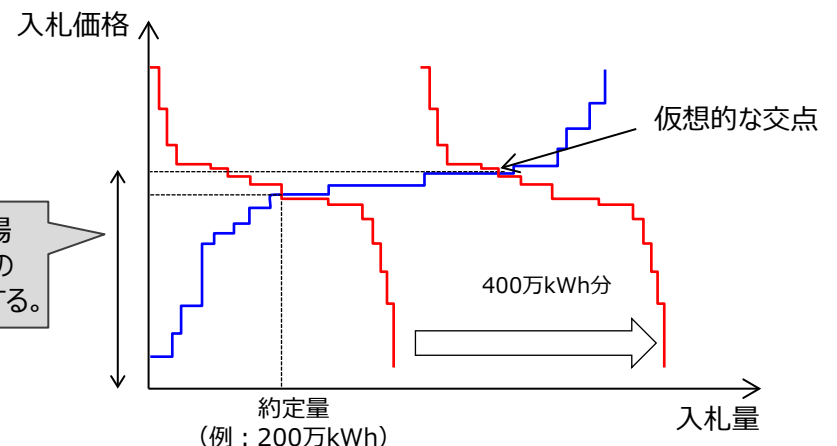
- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画順守のインセンティブを損なわないようにする (α がある程度変動するようにする) 一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする (α が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス精算単価が1時間前市場の上限価格とならないようにする (スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

スポット市場での入札曲線を利用した α の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス料金精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当 (地域間の差異については β により調整するという考え方)。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合



(参考) 上限値・下限値の設定方法

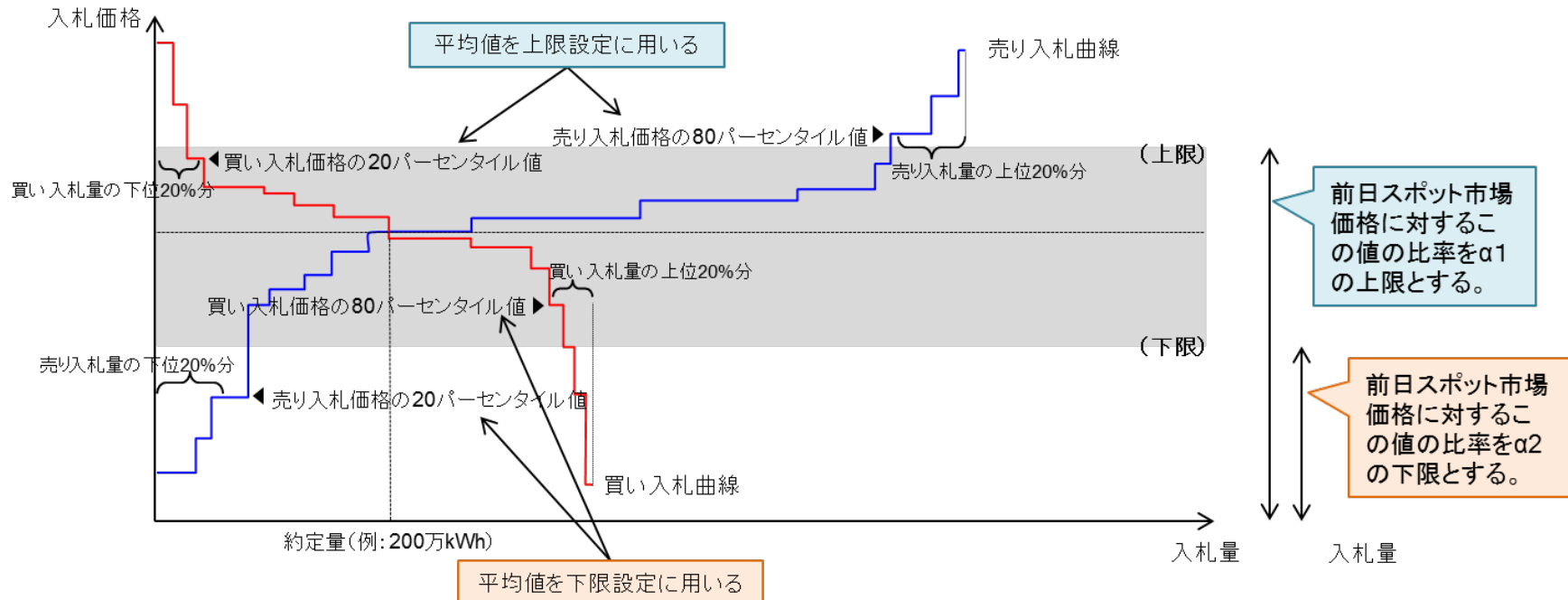
(2) 上限値・下限値の設定について

- 入札曲線を利用して α を定める場合、スポット市場が薄いとインバランス料金が極端に振れる(更に薄ければ玉切れで定義できなくなる)おそれがあるため、 α について何らかの上限値・下限値を定めることが必要。
- 上限値・下限値について、系統利用者が事前に把握できないようにすること(予見可能性の排除)と、事後的なチェックを可能とすることを両立するため、以下のように売りと買いの入札情報を用いて α の上限値、下限値を設定する。

【上限・下限の設定方法】 入札曲線の端部(20%)での「仮想的な交点」に基づく値を排除する方法

$\alpha 1$ の上限値: (スポット市場における買入札の20パーセンタイル値と、売入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

$\alpha 2$ の下限値: (スポット市場における売入札の20パーセンタイル値と、買入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格



(参考) 各地域の需給調整コストの水準差を反映する調整項の決定方法

第9回制度設計WG (2014.10) 資料5-4より抜粋

- 需給調整コストの地域差をインバランス料金に一定程度反映するための調整項 (β) は、以下の算定方法に基づき各一般送配電事業者が算定し、託送料金の認可申請時又は届出時に改定することとしてはどうか。
- 各エリアの β を昨年度実績値を用いて試算すると、概ね-4円半ば/kWh~+1円前半/kWh程度という結果。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

需給調整コストの定め方： 火力・水力の可変費を火力・水力の総発電受電量で除すことで算定（実績ベース）

算定フロー： ① 上記算定方法に基づく前年度の実績値を、各エリアの一般送配電事業者が一般送配電業務の収支の一環として毎年公表。

② 国は監査を行った上で、全国平均値を公表。

③ 各エリアの一般送配電事業者は、翌年度開始までに上記算定式で計算した「当該エリアの年平均の需給調整コスト」の前年度実績値と、国が公表した全国平均値に基づき β を計算。

※上記の算式に基づく β の改定については、客観性のある形で算定される限りにおいて、託送料金の認可は不要ではないか。

※制度開始当初においては、実績値が一般送配電業務の収支の一環として公表されないため、国が報告徴収等で把握した値を用いることを想定。

燃料費調整： 現行制度では、約款で固定的な料金を定めた上で、燃調制度により毎月の調整を実施。新制度では、燃料価格の変動による価格変動は基本的に市場価格に反映されると考えられ、毎月の動きを随時 β に反映させる必然性は乏しいため、毎月の燃料費調整は行わない。なお、 β の数値を改定する際には、上記算定方法により、燃料費を織り込んだ上で改定が行われる。

(参考) 電力各社のインバランス料金(平成26年7月現在:円/kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	単純平均
変動範囲内インバランス料金	13.45	14.83	17.96	15.72	10.73	14.97	12.47	13.35	13.43	16.00	14.3
託送余剰電力購入料金(可変費相当)	6.84	9.89	13.30	11.67	5.72	9.74	8.50	7.32	8.35	10.03	9.1
差分(固定費相当)	6.61	4.94	4.66	4.05	5.01	5.23	3.97	6.03	5.08	5.97	5.2

※「託送余剰電力購入料金」は可変費相当額であるが、原子力が含まれているなど、上述の需給調整コストの定め方とは異なる点があることに留意が必要。

- これまでのインバランス料金制度の考え方や、現行のインバランス料金制度の抱える課題、事業者の意見等を踏まえ、以下のような基本的考え方に基づき、インバランス料金算定式の見直しを行ってはどうか。

1. 暫定的な制度の見直しであることを踏まえた政策コストと実効性のバランス

昨年4月から始まった現行の算定式を見直すことは、一般送配電事業者が有する託送料金調定システムの改修を含め、各事業者に対して一定の負担（政策コスト）を強いることになる。

現行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り、その見直しに当たっては、中長期的な観点から政策コストと実効性のバランスを勘案することが重要。特に、制度見直しに伴うシステム改修の負担を十分に考慮する必要がある。

2. 過大なペナルティ性を回避した上での事業者の計画遵守インセンティブの向上

インバランス料金制度は、調整力の費用を事業者間で事後的に精算するものであると同時に、事業者に対する計画遵守のインセンティブという側面を併せ持つ。このため、可能な限り単価の予見可能性を低減させることにより、事業者に対して需要と調達（販売と発電）を一致させる努力を促すことが重要。

他方、計画値同時同量制度の下でのインバランスは、必ずしも各事業者の努力により回避できるものでなく、一定程度、不可避免的に発生し得るものである。このため、新規参入者や規模の小さな事業者にとって過大なリスクとならないよう、インバランス料金が過度に変動しないよう配慮する必要がある。

3. インバランス料金制度を適切に機能させるためのその他の政策的取組の必要性

市場価格をベースとしたインバランス料金制度は、適切な市場価格の形成が前提であり、卸電力取引の活性化を通じて取引の厚みを増していくことが制度の実効性を高めていくことに留意する必要がある。

論点① インバランス料金算定式の β 値について

- 広域的な調整力市場の実現を見据えれば、インバランス精算単価は中長期的に全国一律であることが望ましい一方、現状のインバランス料金は、各地域の事情を一定程度考慮した設定となっている点に配慮する必要がある。
- このため、インバランス精算単価とエリアプライスの間の乖離に着目し、その地域ごとの影響を考慮した、統計的な代表値を新たな β 値として用いてはどうか。

<新たな β 値の在り方（6/6事務局案）>

- 現行の β 値により、インバランス精算単価とエリアプライスとの間に乖離が生まれていることを踏まえ、各コマの「エリアプライス-システムプライス」を集計し、これらの統計的な代表値を β 値の候補とし、乖離状況の改善の度合いを踏まえ、エリアごとの乖離を最も満遍なく緩和する可能性の高い、「(エリアプライス-システムプライス)の中央値」を新たな β の算定式として用いることとしてはどうか。
- 予見可能性の低減及びデータの適切な反映のため、理想的には30分ごとに β 算定、反映することが望ましいが、現行のシステムからの改修を要するため、当面の対応が困難。そこで、毎月の精算に当たっては当月分の市場価格を元に β を都度算定し、これを用いることとしてはどうか。
- また、沖縄エリアの β 値に関しては、今般の β 値の考えに基づけば、特段の補正を要するものではないため、沖縄エリアについては β 値をゼロとしてはどうか。

(参考) インバランス料金算定式のβ値の検証

第7回制度検討作業部会(2017.6)

事務局資料

昨年度実績 (17520コマ) のデータを用いた様々なβ値の与える影響試算

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
αX + 昨年度βとエリア°ライスの差 (絶対値)>2 となるコマ数		12105	5221	9210	5123	16739	5561	3834	8733	4619	
システム°ライス+βと エリア°ライスの差 (絶対値)>2	昨年度β	値	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.9	1.84	-0.6	-1.76	1.54
		コマ数	10279	2438	12469	5105	16999	5956	746	1785	4324
		改善率	15%	53%	-35%	0%	-2%	-7%	81%	80%	6%
	今年度β	値	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.9	0.19
		コマ数	8432	2466	1461	1112	2804	995	760	835	1111
		改善率	30%	53%	84%	78%	83%	82%	80%	90%	76%
	β=エリア-システム (年間中央値)	値	2.13	0.07	0.07	0	0	0	0	0	-0.02
		コマ数	6761	2001	2004	744	781	744	745	745	995
		改善率	44%	62%	78%	85%	95%	87%	81%	91%	78%
	β=エリア-システム (平均値)	値	3.48	0.85	0.86	-0.17	-0.18	-0.17	-0.17	-0.17	-0.26
		コマ数	9575	1500	1494	742	778	741	744	744	928
		改善率	21%	71%	84%	86%	95%	87%	81%	91%	80%
β=エリア-システム (最頻値:0)	値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	コマ数	9276	2071	2074	744	781	744	745	745	982	
	改善率	23%	60%	77%	85%	95%	87%	81%	91%	79%	
β=エリア-システム (月毎中央値)	値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	コマ数	6484	1627	1607	728	766	729	729	729	909	
	改善率	46%	69%	83%	86%	95%	87%	81%	92%	80%	

前回の御議論を踏まえた見直しの具体的方策（論点①）

<前回の御議論（委員等意見抜粋）>

- 1日前市場が分断していないのに差が出る β に問題。方向性は賛成。（大山委員）
- 現行の β は廃止したいが、一方でエリアごとのアンバランスは存在する。見直しの方向性として、引き続き β を組み込んだ事務局の提案は理解。（秋山オブザーバー）
- 月単位で、という提案だったが、週単位、あるいは日単位でやっても良いと思う。重厚なシステムで運用するなら難しいのだろうが、Excelで出来るような気もする内容。システム自体もちゃんと考えてはどうだろうか。月単位はマストぐらいで頑張ってもらいたい。（大橋委員）
- 30分ごとがベストと思うがシステム上の難しさは察するので、月単位、それも難しければちょっと延ばして、少しでも改善すれば望ましい。（小宮山委員）
- 参照すべき市場価格をエリアプライスにすればよいのではないか。（國松オブザーバー）



- 中長期的には全国一律の精算単価であることが望ましい一方、当面、卸電力取引所における市場価格に地域格差が生じることを踏まえ、インバランス料金のベースはシステムプライスを用いるとともに、「(エリアプライス-システムプライス)の中央値」を新たな β （沖縄は $\beta=0$ ）とする（10月1日から実施）。
- 予見可能性の低減及びデータの適切な反映の観点から、将来的に、 β は30分ごとに変えていくことを目指しつつも、その対応にはシステム改修に一定期間を要すること、また、地域間で市場価格に大きな格差が生じている中で、インバランス料金を過度に変動させる可能性が高いことから、当面、 β は月単位で算定し、JEPXが公表するものとする（なお、速報値においては $\beta=0$ として公表する）。
- 新たな β の効果については随時モニタリングを行い、必要に応じ、あらためて見直しを行う。

論点② インバランス料金算定式の α の上下限について

- 現行のインバランス料金は、需給状況を踏まえた調整項（ α 値）の変動幅に制限を設けているため、結果的に、インバランス精算単価の振れ幅が極めて狭くなっている。
- 本年4月にグロスビディングが開始し、徐々に市場の厚みが増している中で、精算単価の振れ幅を過度に制限することは、事業者の計画遵守インセンティブ向上の観点からは望ましいことではないことから、現行の上下限を見直してはどうか。

<新たな α 値の上下限設定方法（6/6事務局案）>

- 現行のインバランス料金制度は、需給状況を踏まえた調整項（ α 値）の変動幅に制限があり、結果的に、事業者が同時同量を達成するためのインセンティブが十分働いていない。
- これを解消する方法としては、現行の α 値の考え方そのものを改める（個社の余剰/不足に応じた直接的なsanction要素の導入等）の他、 α 値算定に当たっての上下限（約定曲線の両端20%）について、上限を引き上げ、下限を引き下げる方法が考えられる。
- また、これにより、インバランス料金そのものの予見可能性も低減すると共に、監視等委員会から指摘のあった、上下限によりインバランス量と α の相関が異なる状況も改善することが期待される。
- 上下限の設定については、それぞれの設定方法において一長一短の特徴がある一方で、事業者の計画遵守インセンティブを向上させる目的や、これまでの制度との連続性も鑑みて、入札曲線の両端除外幅を変更することとし、過去のインバランス精算単価の上限額の規模感も踏まえて、例えば上下限を3%としてはどうか。

(参考) 昨年度実績をベースに試算した上下限変更のイメージ

昨年度実績（17520コマ）のデータを用いた上下限設定の試算

	上下限20% (現行)	αの上下限（入札曲線の両端除外幅）を変更				完全撤廃
		上下限10%	上下限5%	上下限3%	上下限1%	
最大(円/kWh)	21.82	29.45	33.34	53.72	63.00	504.20
最小(円/kWh)	3.86	2.97	2.37	1.76	1.25	0.00
αX>500(コマ数)	0	0	0	0	0	10
αX>100(コマ数)	0	0	0	0	0	17
αX>50(コマ数)	0	0	0	3	31	32
αX>30(コマ数)	0	0	34	56	57	57
αX>20(コマ数)	24	178	182	182	182	176
αX<5(コマ数)	851	1795	1978	1985	1985	1979
αX<3(コマ数)	0	8	31	153	242	242
αX<1(コマ数)	0	0	0	0	0	146
上限張付(コマ数)	277(1.6%)	83(0.5%)	60(0.3%)	42(0.2%)	30(0.2%)	—
下限張付(コマ数)	4158(23.7%)	1213(6.9%)	398(2.3%)	263(1.5%)	195(1.1%)	—

前回の御議論を踏まえた見直しの具体的方策（論点②）

<前回の御議論（委員等御意見抜粋）>

- やむをえずインバランスが発生してしまうような小規模の事業者のことを考慮し、保護の観点から監視や指導を大前提として、 α に上下限を切っている制度設計。少し3%は高すぎるのかなという印象がある。（秋山オブザーバー）
- 規模が大きいと、インバランスの一致率というのは確実に平滑化効果で高まっていくことがあるので、新電力で規模の小さいところは、不可避免的にインバランスが発生してしまうことは留意して欲しい（柳生田オブザーバー）



- インバランスは一定程度不可避免的に発生することに留意しつつ、卸電力取引所の市場の厚みが増すことにより適切な価格形成が進むことを踏まえ、 α の上下限設定が事業者の計画遵守インセンティブを著しく損なうことのないよう、現行制度を見直す(10月1日から実施)。
- 具体的には、上下限を3%とすることにより、需給がひっ迫するなど一定の場合には、インバランス精算単価が一定程度高くなる仕組みとする。（※本年4～5月実績を元にした試算によれば、見直しにより、一定の場合（全体の0.1%程度）にkWh当たり40円台にインバランス精算単価が上昇。）
- 新たな上下限の効果については随時モニタリングを行い、必要に応じ、あらためて見直しを行う。
- なお、市場の厚みを増すことがインバランス料金制度が適切に機能する大前提であることに鑑み、経済産業省においては、今まで以上に旧一般電気事業者等による売り入札の状況等を厳格に監視し、卸電力取引所において適切な価格形成がなされるよう取り組んでいく。

本年4～5月実績をベースに試算した上下限変更のイメージ

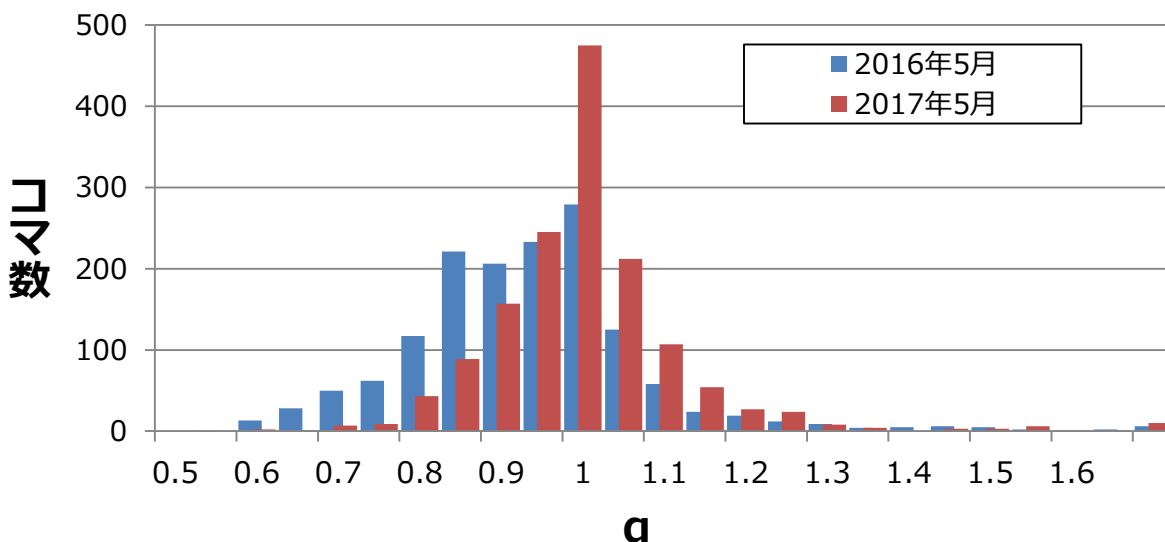
2017年4～5月実績（2928コマ）のデータを用いた上下限設定の試算

	上下限20% (現行)	αの上下限（入札曲線の両端除外幅）を変更				完全撤廃
		上下限10%	上下限5%	上下限3%	上下限1%	
最大(円/kWh)	19.84	31.44	34.57	47.92	57.68	58.09
最小(円/kWh)	4.61	4.01	2.88	2.24	1.62	0.01
αX>500(コマ数)	0	0	0	0	0	0
αX>100(コマ数)	0	0	0	0	0	0
αX>50(コマ数)	0	0	0	0	1	1
αX>30(コマ数)	0	2	7	8	8	8
αX>20(コマ数)	0	20	20	20	20	20
αX<5(コマ数)	31	137	156	156	156	156
αX<3(コマ数)	0	0	15	16	19	19
αX<1(コマ数)	0	0	0	0	0	9
上限張付(コマ数)	35(1.2%)	8(0.3%)	7(0.2%)	3(0.1%)	1(0.0%)	
下限張付(コマ数)	502(17.1%)	132(4.5%)	37(1.3%)	19(0.6%)	12(0.4%)	

インバランス料金算定式の α の上下限を変更することの影響

- 現行算定式の α は、卸電力取引所の取引の厚みが増すほど、変動幅は小さくなる。
- 小売全面自由化以降、卸電力取引所の取引量は着実に増加しており、 α の変動自体は減じつつある。

2016.5 売り入札量(GWh)	2017.5 売り入札量(GWh)	増加率
4,215	6,045	1.43



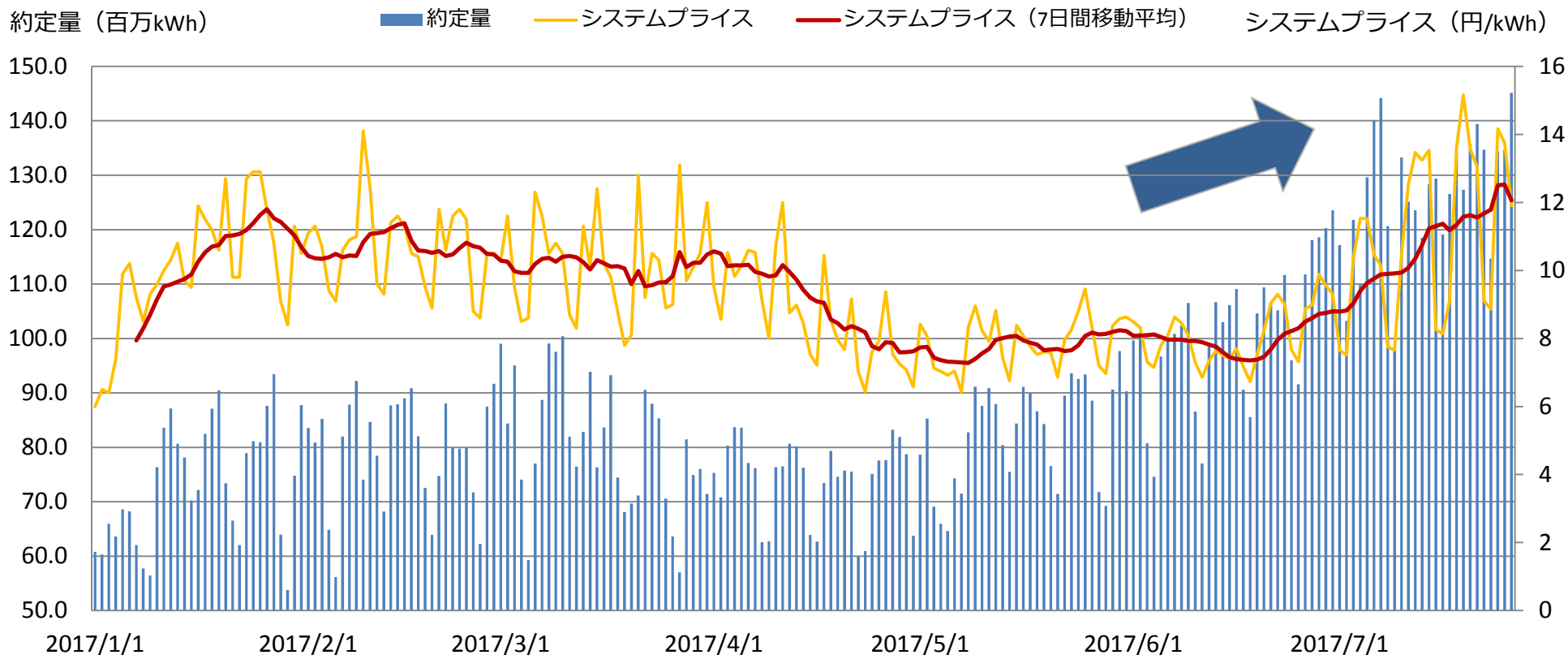
- 昨年5月と本年5月の α 値の分布を比較すると、市場の厚みが増したことに伴い、全体的に α 値は1付近に収束する傾向にある。
- 一方で、 α が上限値に張り付いたコマ数を比較すると、改善傾向は見られない。これは現行の上限の設定が極端であるために、さほど極端でないインバランスが発生しても、上限に張り付かせてしまっている可能性があるといえる。

2016.5 上限張り付き	2017.5 上限張り付き
13/1488コマ	15/1488コマ

(参考) 卸電力取引所の取引の状況 (取引量・取引価格)

- 昨年4月の小売全面自由化以降、卸電力取引所の取引量は大幅に増加。特に、直近2～3か月は目立って取引量が増えており、取引量が1億kWhを超える日も増えている。
 ※7月26日には過去最大の約1.45億kWhを記録 (4月以降の取引量増の背景としては、グロス・ビディングが一因と考えられる)
- 取引価格は、年明け以降、1kWh当たり平均10円前後で推移してきたが、5月以降は平均7～9円台で推移。足元は上昇傾向にある。

卸電力取引所の取引量・取引価格の推移 (スポット市場)



インバンス料金算定式の α の上下限を変更することの影響（つづき）

- 市場の厚みが増していく中で、 α の上下限を変更すること自体に、 α のボラティリティを増大させる効果はないが、事業者が一様に極端なインバンスを発生させた場合等に、上下限に張り付くことにより自動調整効果が損なわれることを軽減することができる。

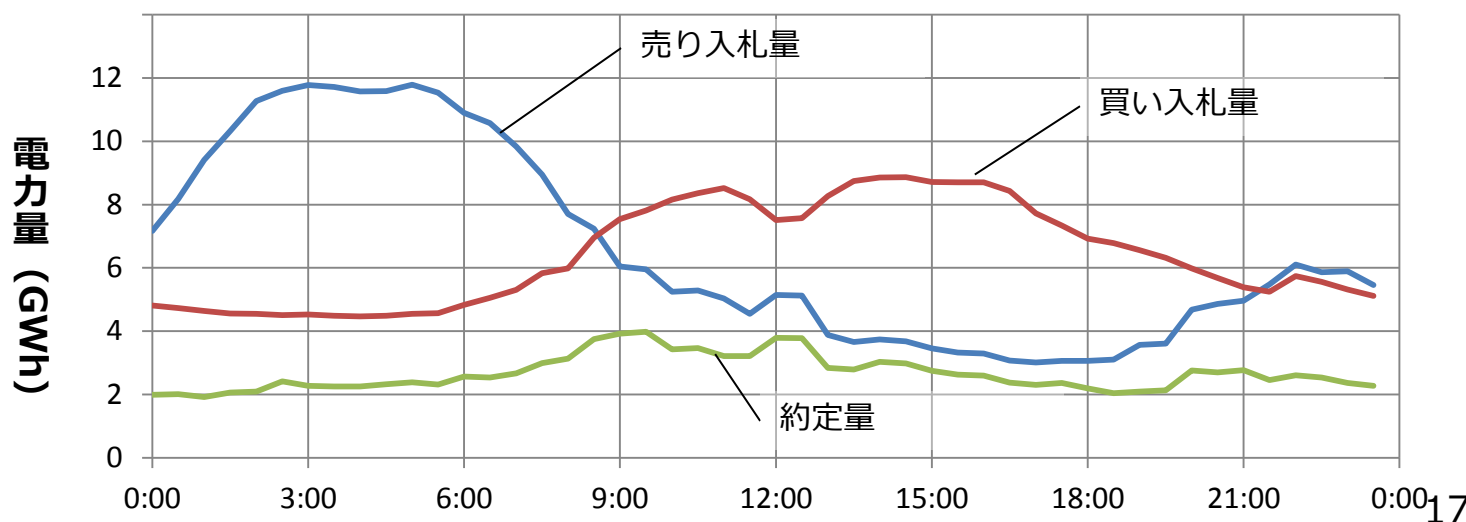
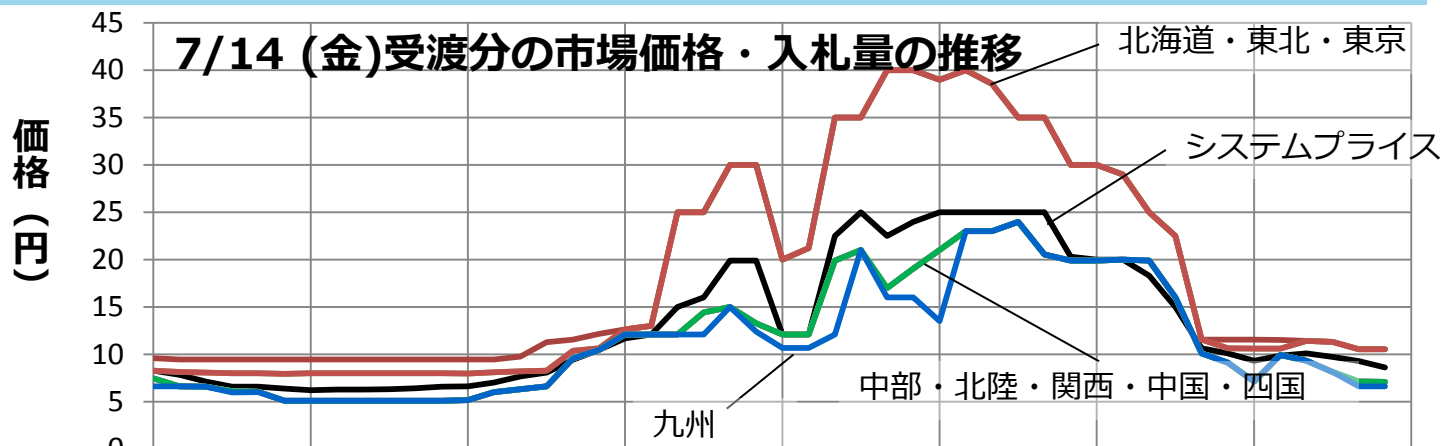
市場入札曲線イメージ	通常運用範囲で生じるインバンス	事業者が一様に流れ、過剰にインバンスが発生した場合
<p>現行α運用 (制度開始期)</p>	<p>αの変動</p>	
<p>現行α運用 (現在)</p>		
<p>α見直し (今後・案)</p>		

留意事項① インバランス料金制度を適切に機能させるための政策的取組

- 昨年4月以降、卸電力取引所の取引量は着実に増加しており、以前に比べて市場の厚みは増しているものの、十分なものとは言いがたく、日や時間帯によってはエリアプライスが高騰することがある。
- したがって、インバランス料金制度が適切に機能するためにも、市場が十分に機能しているかを厳格に監視していくことが重要。

○インバランス料金のベースとなる市場価格は、未だに十分な厚みがあるとは言えず、特に連系線の制約から、東日本エリアではエリアプライスが高騰しがちである。

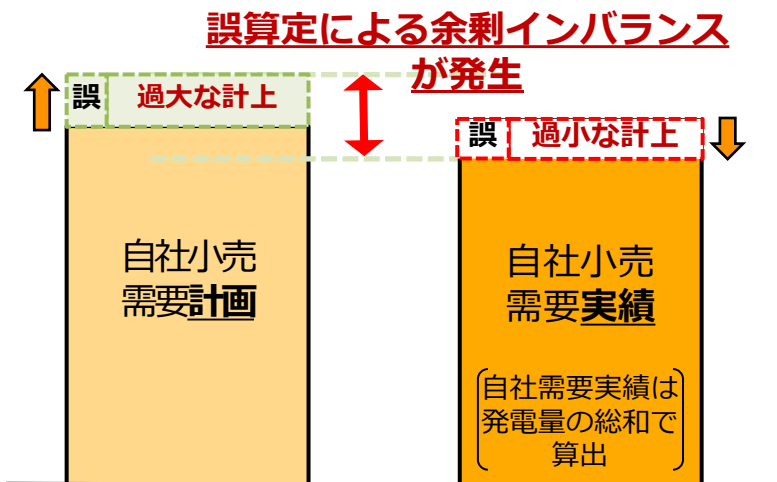
○特に事業者が十分に供給力を確保出来るようにするためにも、売り札が十分に存在するか、旧一般電気事業者の自主的取組の状況や、各事業者の入札状況も含めて、確認していくことが必要。



留意事項② インバランス料金制度を適切に機能させるためのその他の取組

- 昨年4月の小売全面自由化以降、一般送配電事業者によるエリアインバランスの誤算定が繰り返し発生し、インバランス精算の再実施という形で全国の発電・小売事業者に多大な負担を及ぼすケースも生じており、一般送配電事業者には、再発防止策の徹底が求められる。

一般送配電事業者のインバランス誤算定



(第2回電力・ガス基本政策小委 事務局資料より抜粋)

- 現行のインバランス料金制度の円滑な運用には、系統利用者が適切な計画を提出することと同様、一般送配電事業者、広域機関、JEPXによる精算単価の算定プロセスが適切に行われる事が重要である。
- 2016年度に発生した、エリアインバランス誤算定については、再精算に伴って全国の関係事業者に多大な負担を及ぼしており、今後の運用では、このような事態が発生しないよう、精算単価の算定プロセスに携わる者にも厳格な取組を求めていくべきである。

事業者名	誤算定期間	誤算定規模	再精算
中部電力	2016.4～2016.10	556GWh	実施
北海道電力	2016.4～2016.11	358GWh	実施
東北電力	2017.3	23GWh	実施せず
東北電力	2017.4～2017.5	109GWh	検討中

(参考) 東北電力のエリアインバランス誤算定

- 本年7月、東北電力が、本年度の制度改正に伴うシステム設定の誤りにより、エリアインバランスを2か月間にわたって誤算定していることが明らかとなった。

- 東北電力は、本年4月からのFIT送配電買取制度の開始に際し、エリアインバランス算定システムの設定変更を誤った結果、本来エリアインバランス算定に必要なデータが余分に引用されることとなり、本年4月、5月分のインバランス精算に用いるエリアインバランスの算定を継続的に誤っていた。
- 誤算定の規模は最大約38万kWh/30分となり、これにより、全国でインバランス精算が総じて本来より低い単価で行われていた。

エリアインバランスの概要 (東北電力発表資料 一部改変)

《平成29年3月までの算定イメージ》

【東北エリア】

【他社エリア】

送配電(100)

(販売100)

(調達100)

送配電(100)

発電(250)

(販売50)

(調達50)

小売(50)

小売(200)

エリア全体の需要実績の算定範囲
発電250 - 販売50 = 需要200

《平成29年4月以降の算定イメージ》

【東北エリア】

【他社エリア】

送配電(100)

(販売100)

(調達100)

送配電(100)

送配電FIT(10)

(販売10)

発電(240)

(販売50)

(調達50)

小売(50)

(調達10)

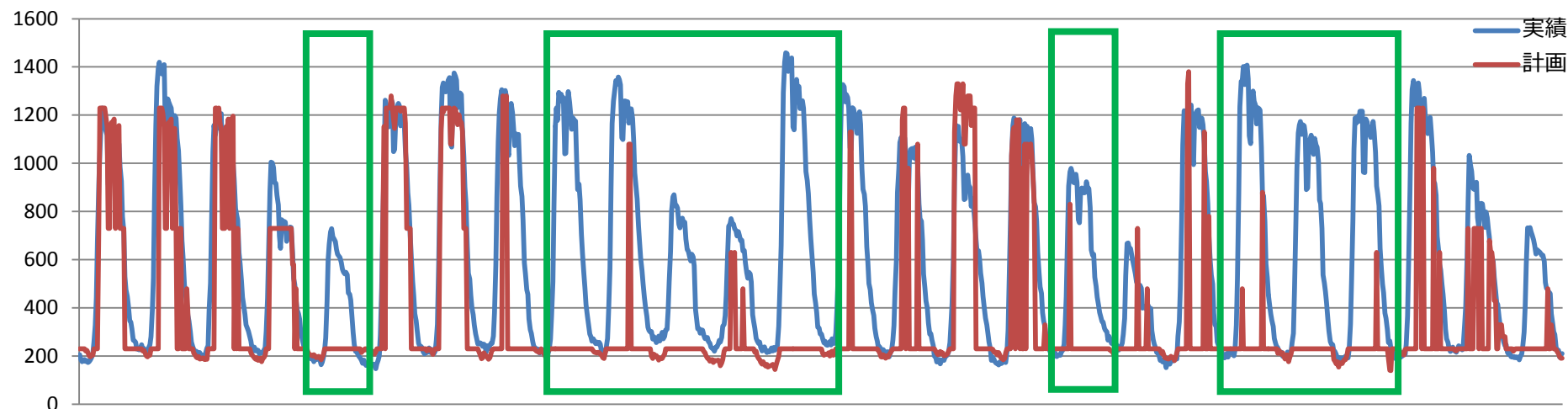
小売(200)

エリア全体の需要実績の算定範囲【正】
発電240 + 発電10 - 販売50 = 需要200

エリア全体の需要実績の算定範囲【誤】
発電240 + 発電10 - 販売50 - 販売100 = 需要100

- インバランス料金制度の運用において、計画値同時同量の理念に照らして不適切な行動をとる事業者が見受けられる場合には、制度の更なる見直しを検討する一方で、当該事業者に対するヒアリング等を実施するなど、電事法に基づく処分も視野に、今まで以上に厳格な監視を行っていくべきでないか。

事業者Aのインバランス状況



- 事業者Aは北陸エリア ($\beta < 0$) において、本来的に、計画を適切な需要予測に基づいて策定するのが責務である中、ベースとなる値以上に計画をほとんど計上しないパターンが数日に及んで見られた（緑枠内。常に一定計上されている計画値は常時バックアップ等）。
- 当該時期に市場に売り札が不足していた訳ではなく、他の事業者がこのような不足インバランスを発生させていないのであれば、例えこの事業者が経済合理性を理由に取った行動であったとしても、電事法上の供給力確保義務の観点から問題であると言える。また、この事業者と逆に、余剰インバランスを大量に発生させる事業者もまた、調整力確保等の送配電事業者に対する負担を徒に増やす行為である。
- 当該事業者に対しては、ヒアリングを行った上で改善指導を行ったところであるが、引き続き、このような不適切な運用がないか、関係機関が連携して厳格な監視を行っていくべきではないか。

(参考) 徒にインバランスを発生させ続ける事業者への対応

- 計画に沿って本来行うべき電気の調達や販売を怠り、常態的に、あるいは大量に、計画の不整合やインバランスを発生させる事業者に対しては、広域機関や経済産業省において、制裁措置も視野に入れた厳格な措置を講じるべきでないか。

○常態的に、あるいは大量に不整合やインバランスを発生させる事業者は、計画値同時同量制度が想定するものから外れた「不適切な計画」を提出することになる。

①需要計画、発電計画との整合性がとれない調達計画・販売計画(不整合部分を調整力で調整)

②①のような条件下であえて調達計画、販売計画に合わせることによる、“バーチャルな”需要計画、発電計画を伴う一見して整合性の確保された計画(実績との差分を調整力で調整)

※偶発的に生じた不整合や悪意のないインバランス等については、実態等も考慮しながら対応することが必要である点に留意。

<あるべき計画例>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	100	需要実績 110
JEPX調達	70		
合計	100		

<不適切な計画①>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	100	需要実績 110
JEPX調達	0		
合計	30		

適切に調達せず、不整合分を放置
→不整合分(70)に調整力を行使

<不適切な計画②>

小売事業者X			
調達計画		需要計画	
発電A	30	(本来の需要想定: 100)	
JEPX調達	0	調達出来た分に合わせて	
合計	30	30	

適切に調達せず、調達分に合わせて本来の需要想定と乖離した需要計画を作成
→実績との差分(80)に調整力を行使

前回の御議論（論点③）

<前回の御議論（委員等意見抜粋）>

- 不可避免的にインバランスが生じてしまうことがあるので、制度設計で上下限を切ることは理解。他方、悪質的なものは制裁措置というのは重要だと考える。（秋元委員）
- 供給力確保義務について、真っ当に義務を遵守している事業者に対して迷惑な制度改正にならないよう、義務は当然のことであり、登録取り消し実施のアナウンスもあり。それでも足りなければもっと策を講じても良い。（松村委員）
- 計画値同時同量制度は、供給能力確保義務を前提としている。これは電事法の中で明示され、処分の規定もあるので、当局において発動いただきたい。（武田委員）
- 計画同時同量の理念の遵守は、安定供給の中だけでなく、取引所の価格を形成する中でも、しっかりと守っていただけないと。高いから買わないというようなことが許されるような市場では、正当な価格がつかないので、監視についてはしっかり取り組んで欲しい。（國松オブザーバー）
- 事業者ヒアリングでも、制度を憎むべきという意見が合ったが、やはり、事業者にも責務があることを考えると、監視や厳格な措置もしっかり合わせてやっていただくことが非常に重要。（大橋委員）
- 日々オペレーションを行う我々としては、例えばインバランス料金が幾らになるかに関係なく、確実に供給力を確保しようとしている事業者とが多数いる中、一部の事業者が問題となる行為を行っているという実態があるということなのであれば、まずは不適切な行為を行っている事業者に対する監視や指導を強化していくことが先。（秋山オブザーバー）
- 料金制度だけで事業者行動を規定するのは難しい。金融市場でも、グレーゾーンと言える市場者行動は決してゼロにはなりにくいという状況。需給計画を遵守する事業者と遵守しない事業者間での不公平問題を解決するために、第三者機関による監視機能の強化等も視野に入れるべき。（又吉委員）

前回の御議論を踏まえたインバランス発生事業者等への対応状況

- 前回の御議論も踏まえ、関係機関の連携の下、今まで以上に厳格な監視を実施中。
- 6月以降、広域機関において、インバランスを繰り返し相当程度発生させている電気事業者計76者に対し、注意喚起を行った上で、適正な計画の提出、不適切な計画の発生原因と供給力確保を含む再発防止策の説明を要請。
- また、広域機関において、インバランスの発生規模が大きいあるいは需給調整の意思が見受けられない事業者6者に対し、個別にヒアリングを実施ないし実施予定。加えて、注意喚起にかかわらず、なお目立った改善が見受けられず、状況確認が更に必要と考えられる事業者3者に対しては、業務規程に基づく報告徴収を実施ないし実施予定。
- こうした事業者に対し、注意喚起を今後とも行うとともに、必要に応じ、ヒアリングや報告徴収、広域機関の業務規程に基づく指導又は勧告等や、電事法に基づく対応等を関係機関が密に連携して行っていく。

