

効率的かつ安定的な電力需給バランスの 確保に向けた制度環境整備について

2018年5月18日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 一般的な財物と異なり、容易に貯蔵できない電力の瞬時瞬時の需給バランスを確保するための仕組みとして、2016年4月の小売全面自由化を機に、従来の実同時同量制度に代わり、計画値同時同量制度が導入された。
- 新たな制度の下では、発電事業者や小売事業者が実需給前に提出する計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）を、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整する一方、調整に要する費用については、卸電力取引所における市場価格をベースとしたインバランス料金を通じて回収される。
- 現在、2021年度の開設に向けた需給調整市場の詳細設計が進められており、効率的かつ安定的な需給バランス確保に向けた現行制度の課題を整理の上、需給調整市場開設後のインバランス料金制度の在り方等について、検討していく必要がある。
- 本日は、前回小委員会後に行われた意見募集※の結果や、直近の事業者の運用実態を踏まえながら、新たなインバランス料金制度の設計や、FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応に関する基本的方向性について御議論いただくとともに、系統利用者による需給バランス一致を促すための環境整備の方策についてご議論いただく。

※意見募集期間：3/19～4/17、意見提出事業者：11事業者・団体、提出意見件数：34件

1. 新たなインバランス料金の 基本的方向性について

需給調整市場開設後のインバランス料金に当たっての考え方

- インバランス料金設計に当たって考慮すべき要素及び観点は以下のとおり。

第8回 電力・ガス基本政策小委
(2018.3)事務局資料一部改変

考慮すべき要素	観点	取り得る手段	記載
インセンティブの基本的考え方	系統全体の需給バランスを一致方向に促す（マクロ一致）かどうか	系統インバランス状況を踏まえた傾斜調整力コストの限界費用の転嫁 等	(P13)
	個々の事業者の需給バランスを一致方向に促す（ミクロ一致）かどうか	不足料金と余剰料金の設定 卸電力市場価格との大小関係の維持 等	① (P4)
	インセンティブ付与に当たっての考慮要素① 事業者の規模あるいは熟練度を考慮するか	規模・参入時期を考慮した料金 等	(P15)
	インセンティブ付与に当たっての考慮要素② 発電と小売のインバランスを分けるか	発電・小売ごとの料金設定 等	(P16)
インバランス調整の収支を考慮する上で勘案すべき事項	厳密な収支一致とインセンティブ措置とのバランス	—	② (P11)
	収支一致を図る際の期間単位	—	
	収支一致を図る際のエリアごとの単価差の設定	—	③ (P12)
	要した調整力コストの転嫁方法	—	(P13)

個々の事業者の需給バランスを一致方向に促すインセンティブについて

- 小売全面自由化後の計画値同時同量制度の下で、インバランス料金は、効率性・公平性を損なわない限りにおいて、個々の事業者に対し、需給バランスを一致させる方向に機能することが望ましいと考えられる。
- 特に、系統全体の需給バランスを確保する観点からは、事業者が経済合理性の観点からあえて市場からの調達を行わず、不足インバランスに依存することとなる状況は回避すべきであり、今回行った意見募集においても、個々の事業者にとって過度のサンクションとしない範囲において、需給バランスを一致させる方向に促す（ミクロ一致）ことについて、肯定的な意見が多かった。
- したがって、不足インバランスの料金単価については、需給調整市場価格を基本としつつ、卸電力市場の価格を下回らないようにするなど、不足及び余剰のインバランス料金単価を異なるものとするを基本としてはどうか。
- なお、余剰インバランスの料金単価については、例えば系統全体の需給バランスが不足傾向で推移する場合に、系統全体の需給バランス確保に寄与する余剰インバランスに対し、殊更にディスインセンティブを付す必要性は低い。このため、卸電力市場の価格如何にかかわらず、基本的に需給調整市場価格とすることを念頭に置きつつ、検討を深めていくこととしてはどうか。

（参考）意見募集で提出された主な意見

- 個々の事業者の需給バランスを一致方向に促すインセンティブについて、その必要性や効果等については意見が分かれたが、根底となる考え方については、一定の共通性が見られた。

【事業者からの意見（抜粋）】

適切に民間の創意工夫を促し、インバランスを回避しようとするのが、結果として電気代の低廉化につながると考える。

インバランス制度は、スポット価格や需給状況を適切に反映されることが必要であり、また、トータルコストを引き下げる事業者努力を引出して、需給調整コストが最小化される制度であることが求められる。

計画遵守インセンティブを高める方が望ましいと考えます。

事業者ごとでの需給一致（ミクロ一致）を促進すべきではないか。需要予測と供給力確保は小売電気事業者の責務であると考える。

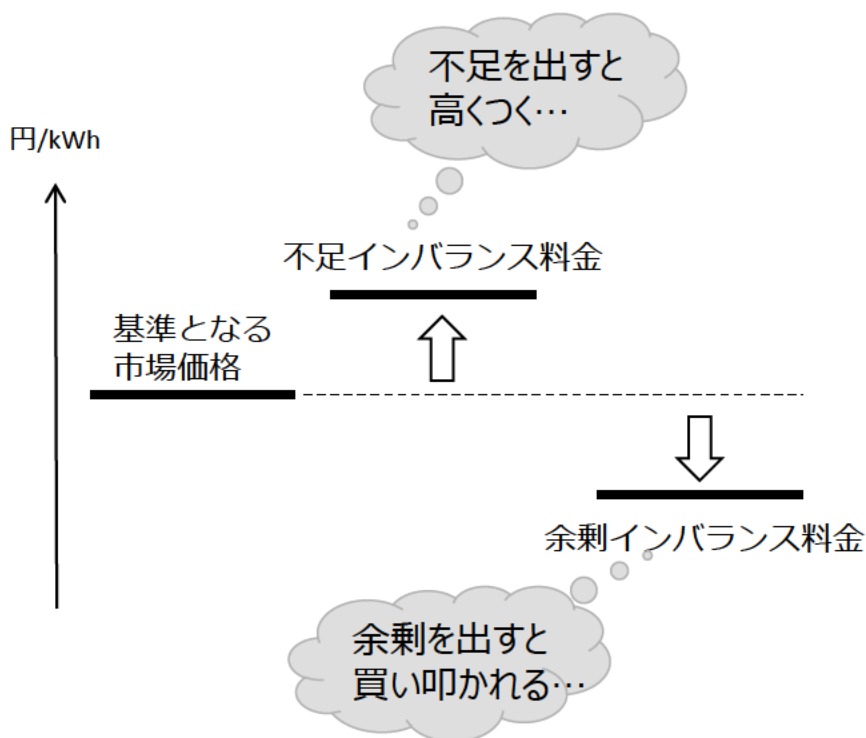
マクロ一致については、現行のインバランス料金においても、 α 値にて考慮されているが、第8回電力・ガス基本政策小委員会資料においても記載のとおり、事業者に対する計画遵守インセンティブが十分機能していなかったものと認識。

個々の事業者の需給バランスを一致方向に促すミクロ一致は、サンクションの要素がマクロ一致より色濃くなり、事業者の規模の違い等による競争上の影響が生じる懸念がある。

本当に電力系統の「安定」と「国民負担の軽減」を望むのであれば、「インバランス料金」を懲罰的に課すだけでは解決しないと思われます。

(参考) 個社のインバランス状況の考慮 (フランスの事例)

- 需給一致のためには、①個々の需給バランス一致を深く追求せず、系統全体として需給バランスを一致させる、②個々の事業者に計画一致を促し、積み上げた合計を一致させる、の2種類のインセンティブ付けが考えられる。
- ②について、例えばフランスでは、同一時点における不足/余剰のインバランス料金単価をそれぞれ別に定め、市場取引で一致させる方が、インバランス調整で一致させるよりも常に経済的になるよう設計することで、個々の事業者に対する計画遵守インセンティブを付与している。



不足/余剰で別々の料金単価を設定している国

フランス、スペイン、デンマーク、フィンランド（発電のみ）
スウェーデン（発電のみ）、ノルウェー（発電のみ）

不足/余剰で同一の料金単価を設定している国

英国、ドイツ、オランダ、ベルギー、米PJM

(出所)ENTSO-E. Survey on Ancillary Services Procurement,
Balancing Market Design 2016

※日本では、小売全面自由化前は別々の料金単価、
全面自由化以降は同一の料金単価としている。

(参考) インバランス量・率に応じた料金設定（国内の事例）

- 国内においては、2016年の小売全面自由化まで、「通常の運用でも想定されるインバランス(変動範囲)」を需要規模の3%未満とし、これを超過したインバランスに対しては別途の料金設定を講じることで、同時同量インセンティブを付与していた。
- また、新規参入事業者に対しては、変動範囲を需要規模の10%とするなど、同時同量の技術的な成熟度に合わせた料金設定を行っていた。

日本におけるインバランス料金制度の変遷

	制度創設当初(2000～)	第3次制度改革(2005～)	第4次制度改革(2008～)	小売全面自由化(2016～)
基本コンセプト	変動範囲外は事故扱い	事故時補給契約の見直し	変動範囲外インバランスの対価を値下げ	市場価格連動（需給調整市場移行までの過渡的措置）
変動範囲外 不足インバラ ※3%以上	事故時補給契約を結び、 高額基本料金を別途 支払	エリア内全電源コスト平均 ※固定費分を20倍 (稼働率5%と想定)	変動内インバラの3倍 (適切なインセンティブの 検討の結果) ※夜間は2倍	下記①、②の和。 ①エネルギー市場価格に、全 体の需給状況を踏まえた調整 項を乗じた一律料金 ②各エリアの需給調整コストの 平均との差分。
変動範囲内 不足インバラ	エリア内全電源コスト平均 に限界性を評価	エリア内全電源コスト平均	エリア内全電源コスト平均	
変動範囲内 余剰インバラ	各社自由設定	各社自由設定	各社自由設定 ※GLにより相場感を提示	
変動範囲外 余剰インバラ ※3%以上	無償	無償	無償	

料金制度によるインセンティブと事業者ガバナンスの在り方

- 個々の事業者において、インバランスを全く発生させずに計画同時同量の実現を図ることは極めて困難な中、インバランス料金のみでもって事業者の需給一致を促そうとすると、過度に制裁的な料金設定となり、送配電事業者における経済性に基づく調整力の運用と乖離する懸念もある。
- 電気事業法が小売電気事業者の供給能力確保義務違反に罰則を課していることを踏まれば、インバランス料金等を通じた事業者へのインセンティブと、第三者による監視・指導等を通じたガバナンスの双方をバランス良く機能させていくことが重要ではないか。

【事業者からの意見】

個々の事業者の需給バランスを一致方向に促すマイクロ一致は、サンクション的要素がマクロ一致より色濃くなり、事業者の規模の違い等による競争上の影響が生じる懸念がある。

現在の「結果として発生したインバランスのみ」に集中した議論は、問題の全体像をゆがめ、公正な議論による「より良い環境」づくりを難しいものになっていると考えます。

本当に電力系統の「安定」と「国民負担の軽減」を望むのであれば、「インバランス料金」を懲罰的に課すだけでは解決しないと思われます。注意喚起を受けた事業者数が減少傾向にあり、かつ将来的にも更に減少することが期待されることを踏まれば、基本的にこの方向性に誤りはないものと考えられるため、この方向性に則って計画値の見直しの在り方について検討すると共に、現行制度において適切な運用を行っている事業者に対して不要なコスト負担を強いることのないよう、明確な行政罰を設定する等、悪質な事業者に限定して効力を発揮する方法をご検討いただきたい。

一部の悪質の事業者の行動を是正するために、料金制度を変更すると、システム対応や体制の再構築等、その影響は真面目に運用している事業者にまで及ぶ。こうした一部の悪質事業者のために、真面目に運用をしている事業者を徒に翻弄させることは避けていただきたい。インバランスは常にペナルティとなる設計とすべきではないか。

(参考) インバランス実態監視に関する海外の事例

- Statnett（ノルウェー）では、一定の基準を定めた上で、BG（BRP）のインバランス実績を月間で公表している。
- また、過度なインバランスを継続して発生させる事業者には、市場からの強制退出等を受けることとなっている。

April 2017: Norwegian BRPs' Imbalances

Statnett

事業者名	小売					発電				
Akershus Energi Vannkraft AS		NO1	NO3		NO2	NO3		NO2	NO1	
Aktieselskabet Saudefaldene	NO2								NO2	
Aurland Energiverk AS				NO5						
AVINOR AS		NO1	NO3	NO4	NO5					
AXPO Nordic AS			NO3	NO5	NO1	NO2	NO4			
Bane NCR		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5				
BKK Produksjon AS										NO5
Boliden Odda AS	NO2									
Dalane Kraft AS						NO2				
E-CO Energi AS		NO5	NO2		NO1	NO3				
Eldefoss AS			NO3							
Eidsdal Kraft AS			NO3							
Eidsiva Marked AS			NO2	NO3	NO4	NO5	NO1			
Eidsiva Vannkraft AS	NO1									
Elendomsspar Energi AS								NO1		NO5
Elkem AS		NO3		NO4		NO2	NO3			
Elkraft AS	NO1		NO2	NO3	NO4	NO5				
Energi Danmark										
Energi Selg Norge AS		NO1	NO2		NO5		NO3	NO4		
ENI NORGE AS		NO4								
EVRY ASA		NO1	NO2							
Fjord Energi AS		NO3			NO5		NO2			
Fortum Markets AS		NO1				NO2	NO3	NO4	NO5	
Giltre Energi Produksjon AS		NO1								NO1
Giltre Energi Strøm AS - Engros	NO2		NO1	NO3	NO4	NO5				
Gudbrandsdal Energi AS (utg)	NO1		NO2	NO3					NO4	NO5
Hafslund Hedding AS	NO1	NO4		NO3		NO2				NO5
Haugaland Kraft Energi AS		NO2		NO1	NO3	NO4	NO5			
Helgeland Kraft AS		NO4		NO1	NO2	NO3	NO5			
Helgeland Kraft AS Vannkraft		NO4								
Helse Ser-Øst RHF				NO3	NO5	NO1	NO2			
Hemsedal Energi (Balansansvarlig)					NO5	NO1				
Hydro Energi AS		NO5		NO4		NO1	NO2	NO3		
Hålogaland Kraft Kunde AS									NO2	
Isavskraft AS		NO4	NO1	NO3						NO4
Istad Kraft AS		NO3			NO5	NO1	NO2			NO4
Jotun Kraft A/S			NO1	NO2	NO3					NO5
Kinect Energy Spot AS	NO1	NO2		NO3	NO4					NO5
Konsesjonskraftfondet for Aust-Agder IKS						NO2				

【公表方法】

月間実績を元に、一定規模のBGを公表

<緑>

(小売)

月間のインバランスが6%未満かつ

月間の不足・余剰の比率が1.5倍未満

(発電)

月間のインバランスが6%未満かつ

月間の不足・余剰の比率が1.5倍未満

<灰色>

緑でも赤でもないBG

<赤>

(小売)

月間のインバランスが10%以上かつ

月間の不足・余剰の比率が2倍以上

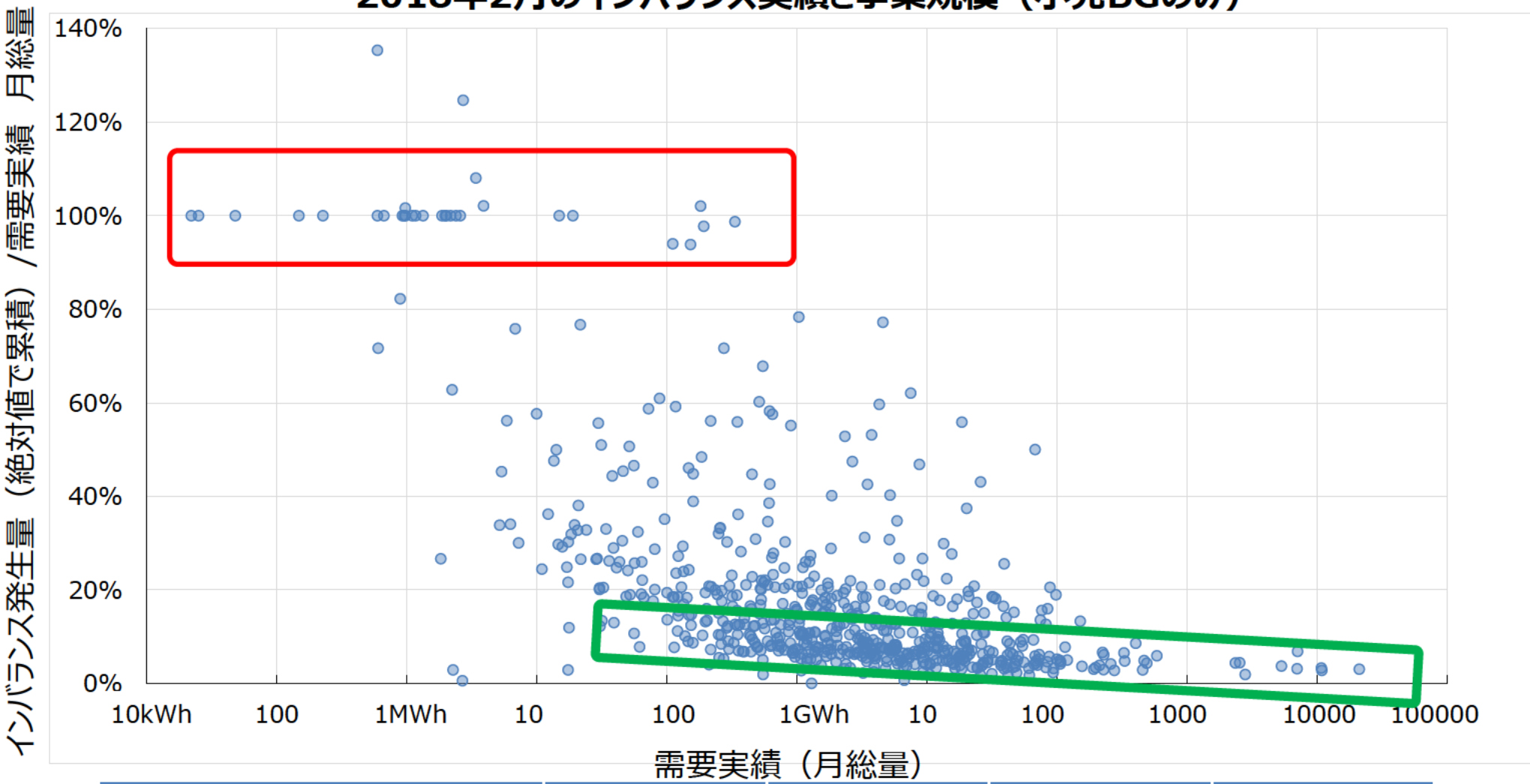
(発電)

月間のインバランスが5%以上かつ

月間の不足・余剰の比率が2倍以上

(参考) 事業者の規模とインバランス発生状況

2018年2月のインバランス実績と事業規模（小売BGのみ）



		1GWh未満	1GWh以上	10GWh以上	100GWh以上
インバランス発生率 （絶対値）	平均値	38.4%	13.3%	9.7%	4.8%
	中央値	21.1%	9.5%	6.9%	4.3%

(出所)広域機関所有インバランス実績データ

インバランス料金における収支一致の在り方

- 調整力の計量が30分単位で行われ、都度調整力コストが明らかになることを踏まえれば、インバランス料金もこれに対応した精算単位で都度算定されることが自然であり、新たなインバランス料金についても、30分単位で算定することとして算定式の検討を進めていくこととしてはどうか。
- また、送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収することを厳密に追求すると、事業者に対するインセンティブを付与する仕組みに制約となる懸念がある。
- このため、まずは適切なインセンティブを志向して料金を設計しつつ、収支については、これまでの託送収支管理と同様、一定の期間、総じて一致させることを原則とすることとしてはどうか。

【事業者からの意見】

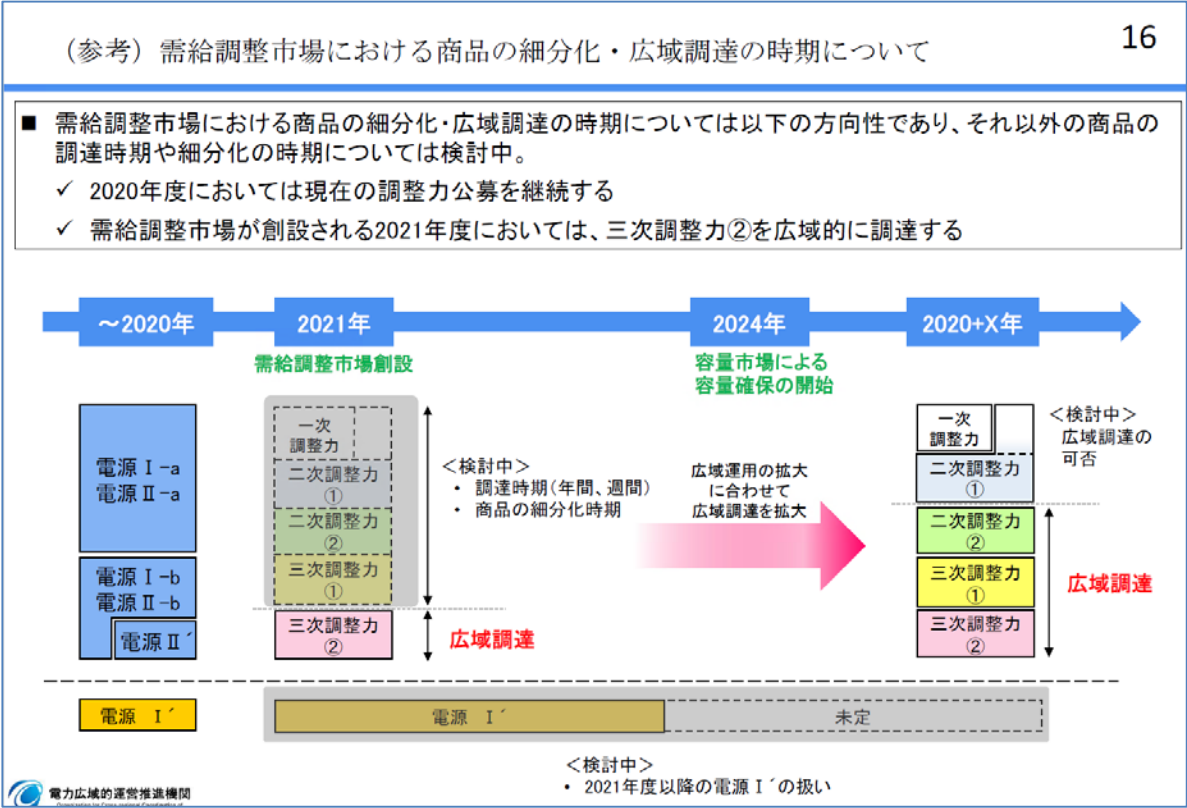
厳密な収支一致を求める必要はないのではないのでしょうか。インセンティブを付与する場合、基本的には託送収支は好転するものと考えます。それによって発生した収益の用途については、電気代の低減、インバランスの低減などに資するものに限ることが望ましいのではないのでしょうか。

送配電事業者の収支一致を図ることを目的に、インバランス料金単価（ペナルティ単価）を短期間に変動させることは、インバランス削減努力に対するメリットの予見性を阻害するため、望ましくない。送配電事業者の収入過大が生じた場合は、ペナルティ単価を下げるのではなく、インバランス発生が少なかった事業者に対して事後的に還元を行う等で、収支調整を行うべきではないか。

収支一致を図る際のエリアごとの単価差の設定について

- 需給調整市場の検討においては、少なくとも当面、一定の調整力は域内で調達・運用されることとされている（一部の調整力は、広域化の技術的可否も含めて今後検討）。
- 各送配電事業者で調整力の運用コストが異なること、また、各送配電事業者がそれぞれに収支一致を目指すべきことを踏まえれば、新たなインバランス料金は基本的に各送配電事業者の供給エリアごとに算定することとしてはどうか。

（参考）広域機関における議論



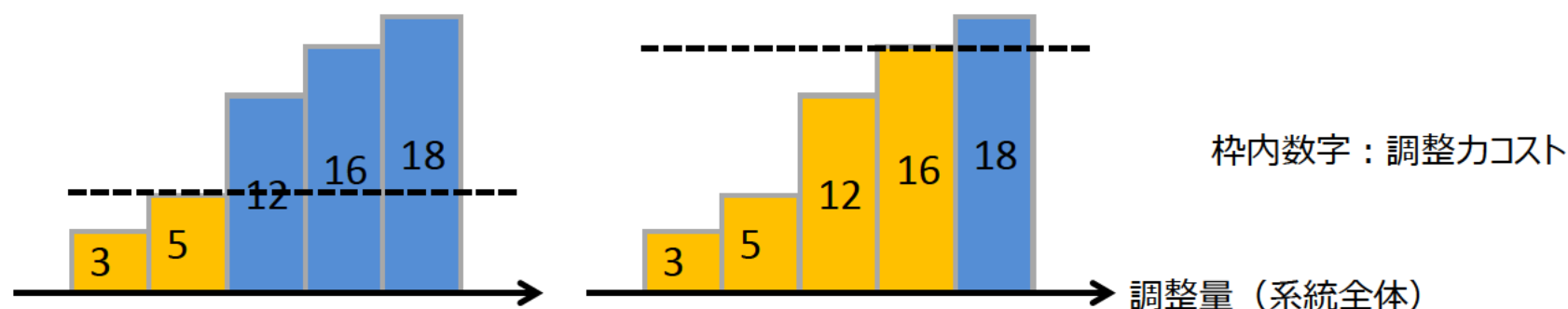
継続検討①：系統全体の需給バランスを一致方向に促すインセンティブ

- 系統全体の需給バランスを一致方向に促す（マクロ一致）インセンティブは、需給調整市場導入後、メリットオーダーに基づく調整力の運用コスト（kWh）を諸元とすれば、一定程度措置されることになる。
- 他方、①30分コマ単位の運用コストを平均費用ベースで算定するか、限界費用ベースで算定するか、また、②系統全体の需給バランスや調整力の稼働状況に基づき、調整項を追加的に導入するか、など、具体的な料金設定方法により、系統利用者への負担や送配電事業者の収支に対する影響が大きく異なる。
- このため、新たなインバランス料金の設計に当たっては、その影響の大きさに留意し、運用の実態を踏まえ、具体的な料金設定が系統利用者の需給バランス一致の取組にどのような影響を与えることになるかを考慮しつつ、検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 需給調整コストの転嫁方法 (欧州の事例)

- マルチプライスオークション制度を採用する需給調整市場における調整力コストを、インバランス料金の算定時の指標とする場合、①限界費用ベースと、②平均費用ベースの二つの参照方法が考えられる。
- 一般的には、①限界費用を用いたインバランス料金の方が、その時点における系統インバランス状況に対して感度良く変動することになり、計画遵守インセンティブが高い設計となる。このため、②平均費用を採用する国は、追加的なルール設定により、計画遵守インセンティブを担保している。

インバランス料金指標の比較



	系統インバランス 少	系統インバランス 多	採用国
限界費用	5	16 (+11、 $\times 3.2$) 	フィンランド(一部)、オランダ、デンマーク(一部)、米PJM
平均費用	4	9 (+5、 $\times 2.25$) 	ドイツ、フランス(一部)、英国、スペイン(一部)

(参考) 系統のインバランス状況の考慮（ドイツの事例）

- 需給一致のためには、①個々を深く追求せず、系統全体として需給バランスを一致させる、②個々の事業者に計画一致を促し、積み上げた合計を一致させる、の2種類のインセンティブ付けが考えられる。
- ①について、ドイツでは個社のインバランス状況によらず同一時点では単一料金となるが、系統全体の不足/余剰が過度にある場合にはインバランス料金が相乗的に変動し、総じてバランスが均衡するよう促す仕組みとなっている。

ドイツにおける系統全体のバランスを踏まえたインバランス料金制度

系統インバランス不足		系統インバランス余剰	
調整力(上げ)の使用状況		調整力(下げ)の使用状況	
80%以上	80%未満	80%未満	80%以上
- 調整力市場の平均エネルギー価格の1.5倍 - 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算	調整力市場の平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	調整力市場市場の平均エネルギー価格（但し平均当日スポット価格を下回らないこと）	- 調整力市場の平均エネルギー価格の半分 - 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを減算

※ドイツはこの制度により、過度な余剰インバランスには、系統利用者からTSOにインバランス料金を支払うことが起こり得る。

※なお、我が国では小売全面自由化以降、上記と同様の効果を志向して系統全体の需給状況に応じた調整項 α が算定式に用いられている。

継続検討②：事業者の規模・熟練度

- 計画値同時同量制度の下では、事業規模が大きいほど予測誤差が安定し、インバランスの発生が抑制される。また、一般的に、新規参入者ほど需給調整の習熟に時間を要し、インバランスの発生が多くなる傾向がある。
- こうした中で、小規模な新規事業者と大規模な先行事業者を同等に扱うかどうかは、検討の余地がある。
- 他方、小規模事業者や新規参入者においては、他事業者のバランシンググループに参画したり、需給調整業務を外部に委託したりすることが可能であり、現実にそのような事業者が少なくないことを踏まえると、小規模事業者あるいは新規参入者に対し、インバランス料金上、特別の措置を講じる必要はないとも考えられるのではないか。

＜方法案①＞

インバランス料金に小規模事業者用の料金体系を導入することで、事業者の規模を考慮する

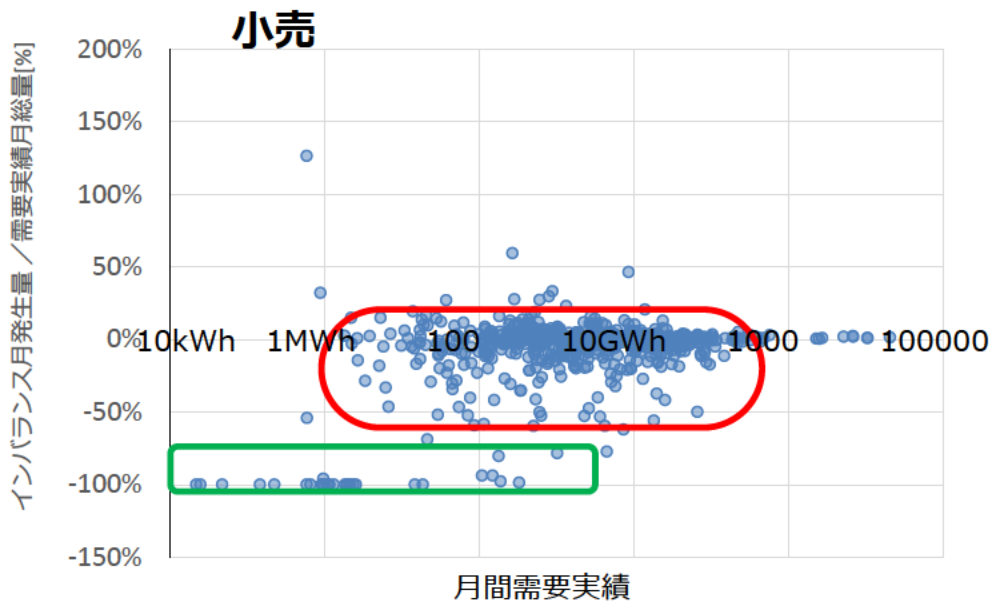
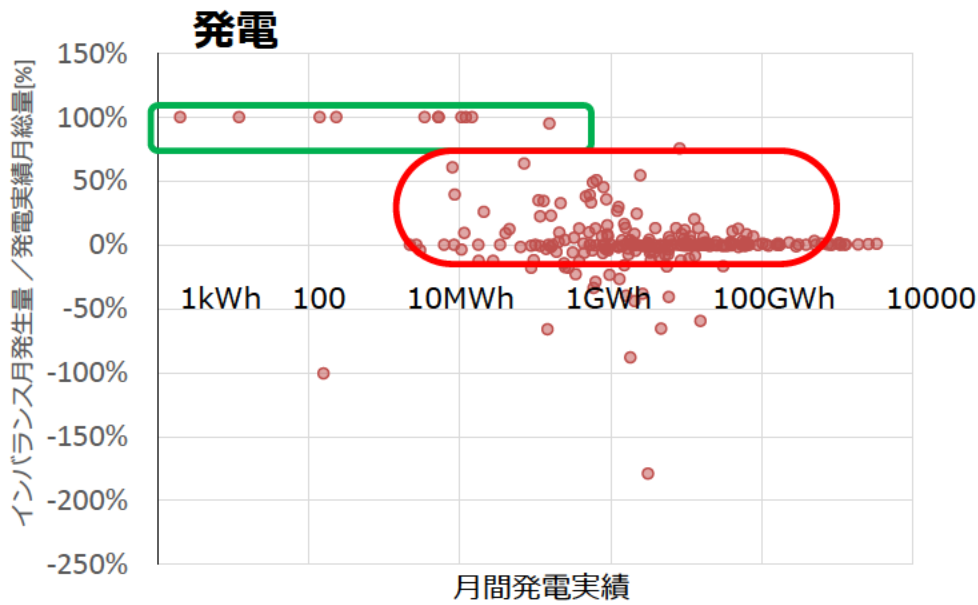
＜方法案②＞

インバランス料金は規模に関わらず一律で定める一方、事業者のインバランス発生に対する監視・指導等の基準において、事業者の規模を考慮する

継続検討③：発電・小売の料金体系

- 発電・小売事業者のインバランス実績を見ると、いずれも明らかに不十分な計画を提出している事業者が見られるなど、一定の共通点が見られる。他方、インバランスの内訳は、発電が余剰気味、小売が不足気味となっている。
- こうした中で、事業者間の公平性等を考慮した場合、どのような料金上の設計を行うべきか。

2018年2月におけるBGごとのインバランス実績



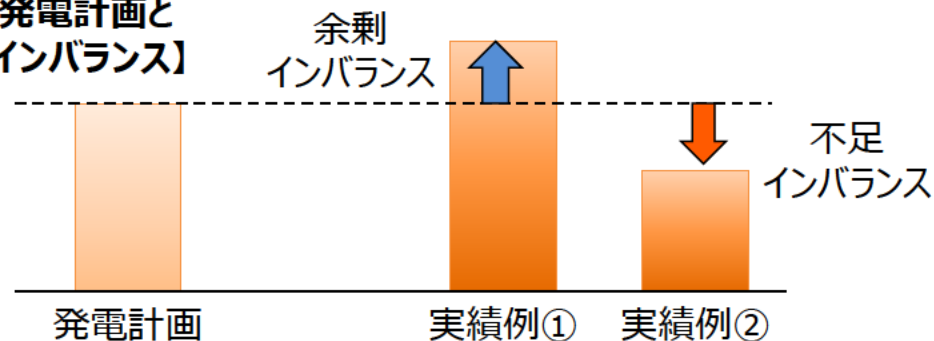
- 計画値ゼロ（発電：余剰100%、小売：不足100%）
- 発電：計画よりも多めに発電実績を計上する（余剰）
小売：計画よりも多めに需要実績を計上する（不足）方向

(出所)広域機関所有インバランス実績データ

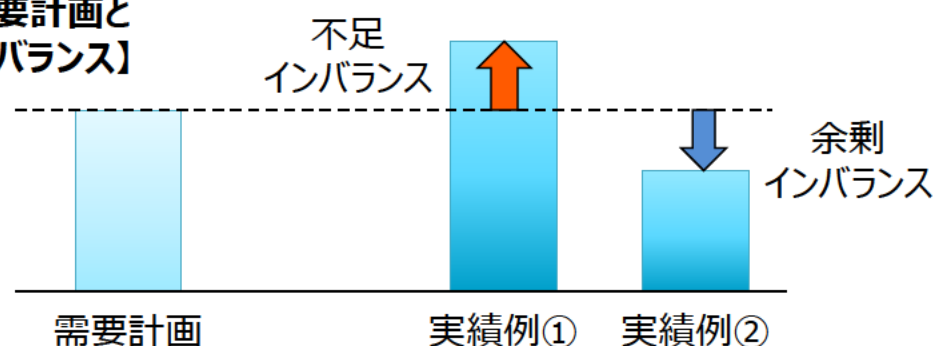
(参考) 発電/小売ごとの料金体系 (欧州の事例)

- 発電と小売のインバランス発生具合に応じて、インバランス料金を発電/小売ごとに設定している国がある。
- 特に、これらの国では発電側の余剰インバランスを「本来は卸市場で売るべきもの」と捉え、前日のスポット市場価格をベースにインバランス料金を設定していることが多い。

【発電計画と
インバランス】



【需要計画と
インバランス】



発電・小売別料金単価

スペイン
フィンランド
スウェーデン
デンマーク

発電・小売同一料金単価

英国
ドイツ
フランス

(出所)ENTSO-E. Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016

※我が国では小売完全自由化前は全て小売負担（実同時同量制）、自由化以降は発電と小売に請求し、料金としては同一料金単価を採用している。

(参考) 事業者の業態とインバランス発生状況

【事業者からの意見】

料金設定においては発電と小売で個別に考えるべき。例えば、小売インバランスはマイクロ一致、発電インバランスはマクロ一致とする等が考えられるのではないかな。

小売のインバランスは主に気温等の影響で、薄く長く需要規模に応じて発生し、発電のインバランスは発電機のトラブルによる場合が多く、短期間に発電容量に応じて発生する。これらの特性を無視してインバランス料金を設定してしまうと、現状と比較し過度なインバランスの負担となる可能性がある。また、自然変動でない火力発電等は、マクロ一致とすることで、需給逼迫時のトラブル回避や、場合によっては余力活用のインセンティブにもなるのではないかな。

新たなインバランス料金の基本的方向性

- 前述の論点を踏まえると、新たなインバランス料金の具体的な算定方法は、以下の考え方を基本としつつ、具体的な変数等の検討を更に進めることとしてはどうか。

【インバランス料金の算定方法】

- ・30分ごとに、需給調整市場の運用コスト（kWh）を諸元として算定
- ・各送配電事業者のエリアごとに算定
- ・収支は30分の精算単位ごとに厳密に一致させるのではなく、一定期間の中で一致するように設計

【追加要検討要素】

収支管理方法等

【基本の算定式イメージ】

需給調整市場を通じた
調整力の運用コスト（kWh）

±

個別の事業者の不足・余剰の傾向に
応じた補正項

【追加要検討要素】

- （ 系統バランスを踏まえたインセンティブ付与
- ・限界費用ベースor平均費用ベース
- ・系統バランスに応じた追加的調整項
（影響を考慮して検討）

【追加要検討要素】

- （ 補正項の算定方法（影響を要考慮）
- ・市場価格との大小関係の考慮

※その他検討すべき要素：発電・小売の料金体系の是非
事業者（BG）の規模に応じた料金体系の是非 等

2. 足下の課題への対応について

足下の課題①

- 現行のインバランス料金制度では、エリアの需給ひっ迫時にインバランス料金が必ずしも相応に高くなり、事業者に対して需給一致を促すインセンティブが十分に働かないことが少なからずある。

【事業者に対する需給一致促進インセンティブが十分でない場合】

2017.10～2018.2（7248コマ）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
$\alpha \geq 1$, エリアプライス $\geq$ インバランス料金	1718	1981	1981	1833	1824	1824	1825	1825	1805
$\alpha \geq 1$, エリアプライス $<$ インバランス料金	1158	895	895	1043	1052	1052	1051	1051	1071
$\alpha < 1$, エリアプライス $\geq$ インバランス料金	1227	764	764	850	845	845	853	850	961
$\alpha < 1$, エリアプライス $<$ インバランス料金	3145	3608	3608	3522	3527	3527	3519	3522	3411

単位：コマ （出所） JEPX公表インバランス料金データ

系統全体の需給状況に応じた調整項 α により、 $\alpha \geq 1$ （系統ひっ迫時）はインバランス料金が高く、 $\alpha < 1$ （系統余剰時）にはインバランス料金が低くなる設計としている。

一方で、2017年10月以降見直されたインバランス料金においても、系統ひっ迫時に不足の事業者が市場より安い不足インバランス料金を支払い、系統余剰時に市場より高い余剰インバランス料金で引き取ってもらえる（赤枠）時間帯が発生。

足下の課題②

- 現状、調整力コストとインバランス単価が乖離し、一般送配電事業者は、インバランス料金による調整力コストの回収が不十分となっている。 ※昨年10月の見直しにより一部改善

【インバランス精算単価と調整力コストの乖離】

第144回 電力・ガス取引監視等委員会
(2018.5)事務局資料

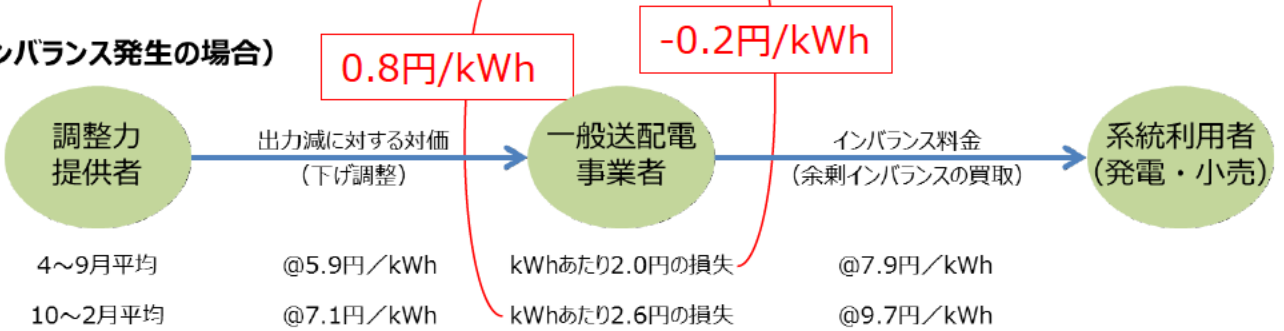
インバランスの精算と調整力の精算の単価差（全国平均の推計値）

- 不足インバランスに比べ、多くの余剰インバランスが発生しており、また、余剰インバランスの単価については、送配電事業者がインバランスを発生させた者に支払う単価が調整力提供者から支払われる単価より高く、引き続き、損失が発生する状況となっている。

（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）



※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(2017/4/1～2018/2/28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(2017/4/1～2018/2/23の10社加重平均)）より

足下の課題②（続き）

- 調整力コストとインバランス単価の乖離により、一般送配電事業者のインバランス収支が悪化しているが、昨年10月の制度見直しにより、一部改善している。

【インバランス調整に伴う一般送配電事業者の収支状況】

第144回 電力・ガス取引監視等委員会
(2018.5)事務局資料

本日の報告事項

- 一般送配電事業者のインバランス収支（平成30年2月までの暫定値）を報告する。
- インバランス料金算定方法が変更された平成29年10月以降の一般送配電事業者のインバランス収支は、2社が黒字、8社は引きつづき赤字であった。
- 10社合計の月間赤字額は、6割程度に縮小。（約27億円→約16億円）

平成29年4月～平成30年2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	合計
4～9月平均	-163	-141	-743	-283	-11	-840	-254	-141	-122	-8	-2,705
10～2月平均	-126	-179	-584	431	30	-797	-249	-10	-117	-10	-1,611
4～2月合計	-1,610	-1,739	-7,380	457	86	-9,024	-2,770	-900	-1,320	-100	-24,300

※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。

足下の課題への対応（インバランス料金の見直し案）

- 足元の課題に対しては、需給調整市場開設により新たなインバランス料金制度の導入が見込まれる2021年を待つことなく、速やかに対応することが必要ではないか。
- 具体的には、前述の新たなインバランス料金の基本的方向性を前提としつつ、導入にかかる対応コスト等も踏まえた簡便な手段として、例えば、事業者の不足と余剰に応じて定数を加減算することとしてはどうか。

【現行】

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 $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項



【移行イメージ】

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 $\times \alpha + \beta$ $+k$
 $-l$

k, l : インセンティブ定数（ ≥ 0 、不足の場合加算、余剰の場合減算）

定数の加減算に関する考え方

- 加減算する定数は、下記のような要素に加え、措置した際に生じる事業者行動の変化による影響等も見据えつつ、検討する必要があるのではないか。

【定数の検討に当たって考慮すべき要素】

- 各送配電の収支状況
- 調整力単価との差異
- エリアごとのインバランス発生状況
- 事業者へのインセンティブ

	不足加算のみ	余剰減算のみ	余剰・不足双方に措置	
			同一定数項	別々の定数項
収支改善	 余剰側には付与できない	 不足側には付与できない	 一定程度付与出来る	 より柔軟に付与出来る
インセンティブ	 余剰側には付与できない	 不足側には付与できない	 一定程度付与出来る	 より柔軟に付与出来る

3. 効率的かつ安定的な電力需給バランスの 確保に向けたその他の制度環境整備について

FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応

- FIT制度の下で再エネの導入拡大が進む中で、FITインバランス特例制度に由来するインバランス料金制度の構造的な課題として、再エネ予測誤変動分による調整力への負担増が指摘されている。
- インバランス料金制度には、事業者の計画遵守インセンティブ向上を通じ、送配電事業者が要する調整力の削減、更には調整力コストの低減を図ることが期待されている。他方、FITインバランス特例制度（①及び③）の下では、発電量の全量をFIT価格で買い取ることを前提としているFIT制度との整合性を図るため、本来、発電事業者が行うべき再エネ予測変動分の調整を送配電事業者が行うこととしている結果、調整力コストの増大につながっている。
- 今後、インバランス料金制度の在り方を議論していくに当たり、FIT制度の下での再エネ予測変動に関する現状と課題を紹介の上、調整力コストの削減に向けて、どのような役割分担の中で調整を行っていくことが望ましいか、今後の対応の方向性について御議論いただく。

（参考）FITインバランス特例の類型

＜特例制度の類型＞

特例制度の 類型	計画発電 量の設定	インバランス 精算主体等	FIT小売買取	FIT送配電買取	
			適用の有無	適用の有無	引き渡し形態
特例制度①	一般送配 電事業者	小売電気 事業者 (リスクなし)	○	○	(2-1) 電源を特定した小 売電気事業者との相対供給
特例制度②	小売電気 事業者	小売電気 事業者 (リスクあり)	○	○	
特例制度③	一般送配 電事業者	一般送配 電事業者	—	○	(1) 市場経由の引渡し (2-2) 電源を特定しない 小売電気事業者との相対供給

※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。

※ (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。

※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度時同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)

＜2017年10月の発電実績（GWh）＞

	小売買取				送配電買取				
	みなし小売 FIT特例①	新電力 FIT特例①	みなし小売 FIT特例②	新電力 FIT特例②	みなし小売 FIT特例①	新電力 FIT特例①	みなし小売 FIT特例②	新電力 FIT特例②	一般送配電 FIT特例③
合計	3669.6	578.9	23.6	443.5	0.0	2.8	0.0	0.7	55.8

FITインバランステ例制度①の見直しの基本的方向性について

- 現行FITインバランステ例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

(参考) FITインバランス特例制度の見直しにかかる意見等

- FITインバランス特例制度の見直しそのものに、大きな反論はなかったものの、実際の運用面からの問題意識や、発電予測・調整についての役割分担については様々な意見が見られた。

FIT特例①の再エネ予測変動分については、発電・小売事業者がインバランス制度の下で調整することが望ましいとの方向性が示されているが、仮にインバランス料金で対応する場合でも、原因者であるFIT事業者がインバランスリスクを負うべき。

FIT制度化（特例①）での再エネ予測変動分における扱いについて、仮に一定範囲の変動分調整を「発電事業者」または「小売事業者」に求めると整理する場合、FIT発電事業者の規模・実務負担等を踏まえると、発電事業者に求めることは難しく、小売事業者にて何らかの対応を実施せざるを得ないものと思料。

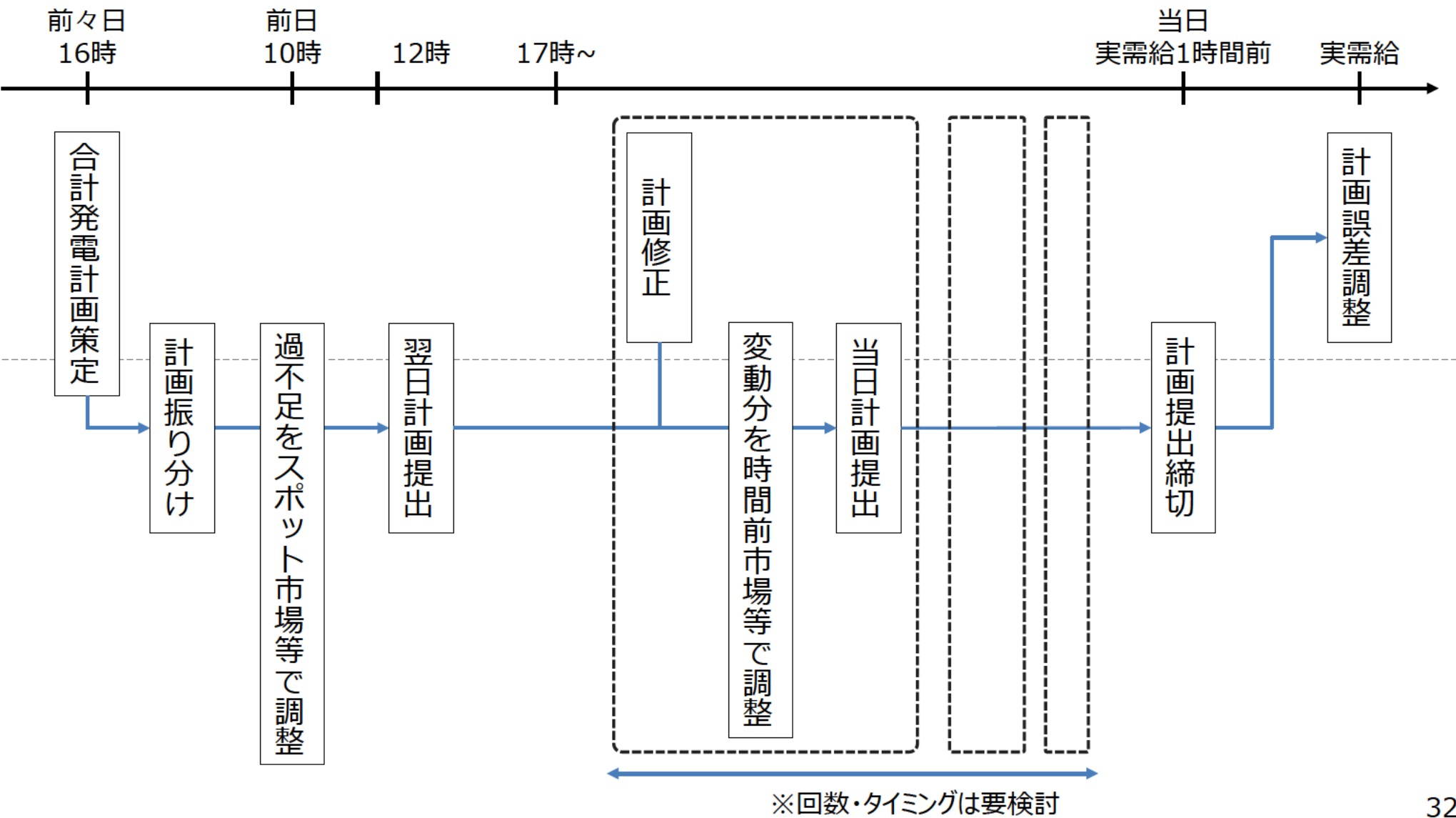
仮にFIT特例①の考え方を修正し、小規模事業者が計画を提出するような制度に修正をするとした場合においても、小売が提出している計画が一致しない可能性は残存しており、最終的に送配電事業者が保持すべき調整力コストの低減には繋がらないことも考えられます。また、小売事業者に過度な予測・調整のハードルを課すことで、小売事業者が再エネ電源の買い取りを取りやめれば、結果として送配電買取の量が増える結果となることも懸念されます。小売電気事業者の創意工夫を引き出すという観点を踏まえると、（エリア一体で予測を実施している送配電事業者がより高い技術を取り込み、予測精度を向上させつつ）前々日の計画確定を後ろ倒し（＝現状と比較し、小売事業者も一定の変動をしわ取り）することで、全体の変動量を小さくする等の案も考えられるのではないのでしょうか。

仮に、小売事業者に予測や一定の調整を求めることとする場合、余剰配線になっている一般家庭太陽光などについては、送配電事業者が把握しているメーター情報をリアルタイムで公開していただく必要があると考えます。また、そのためには、送配電・小売共に、システム投資および運用体制整備が必要であることから、費用対効果や準備時間について、慎重な検討をお願い致します。

FIT制度によって必要となる調整力は、小売事業者がFIT制度および自然変動電源を設置してきた原因者ではないので、負担者となるのはおかしいのではないかと。また、現状の多くの新電力は、FIT由来の電源の調達者ではないと考えるが、今後、FIT電源を調達していない新電力にもインバランスリスクを負わせるのであれば反対である。

FITインバランス特例制度①の運用見直しイメージについて

- 前述の考え方を踏まえた運用作業フローは、例えば以下のようなイメージとなる。



新たなFITインバランス特例運用への移行に向けた課題

- 前述の方向性を踏まえた運用の見直しを具体的に実行に移していく上で、更なる検討が必要な以下の課題については、関係する他の審議会等の議論も踏まえ、更に検討を行っていく。

発電予測見直しのタイミング、回数について

実需給までの間で、いつ、何回発電予測を見直すか。

自ら計画を策定する者へのサポートとなる情報の開示・公表について

自ら発電予測等を実施していく事業者の予測を支援するため、どのようなデータが提供されることが、事業者による自立的な運用に資するか。

送配電事業者の調整力との役割分担・予備力の考え方について

予測変動分への対応に必要な電源は、送配電事業者の調整力とどのように役割分担がされるべきか。また、現行の予備力の市場投入の取組を、これら予測変動対応を踏まえてどのように進めていくか。

インバンスリスクの精算について

暫定的な算定方法により、かならずしも本来の精緻なインバンスリスク補填が実現できていないが、本来の精算方法の実現に向けてどのように対応を進めていくか。

(参考) 各課題の詳細

発電予測見直しのタイミング、回数

頻繁な発電予測の見直しは、送配電事業者と系統利用者の双方において実務的な負担が増大。
また、実需給に近づくほど予測精度が向上し、調整力の負担軽減が期待できる一方、実需給直前に更新しても、系統利用者は調整時間が確保できない（市場で調達できない、発電機の稼働が間に合わない）可能性がある。

自ら計画を策定する者へのサポートとなる情報の開示・公表

自ら発電予測等を実施していく事業者の予測を支援するためには、スマートメーターシステムによる発電実績データ等の速やかな共有や、発電予測に資する基本的データの開示・公表等が期待される。

送配電事業者の調整力との役割分担・予備力の考え方

これまでは、FIT再エネ発電予測の変動に備えて送配電事業者が調整力を待機させており、一部の送配電事業者では、域内の発電事業者に対して、変動に備えて卸電力市場に投入せずに稼働状態で待機を依頼する（いわゆる電源Ⅱの事前予約）等の運用もなされている。

現在、旧一般電気事業者は「予備力削減及び電源投入量増加に向けた行動計画」に基づき行われる市場への全量投入を行っているが、これら変動対応に向けた対応も踏まえてどのような市場への余力投入が望ましいか。

インバンスリスクの精算

現行のインバンスリスク単価は、FIT制度の下で「インバンス調整を担うことに伴うコスト」を補填するものとして、インバンス料金と回避可能費用（市場価格）との差分に、全国大でのFIT電源のインバンス発生率（インバンス量/実績発電量）を乗じた価格としているが、一般送配電事業者のシステム改修の準備が整うまでの間は、本来はこれら諸元を30分コマごとに算定する単価について、暫定的に過去1年の平均値を参照して算定を行っている。その結果、2017年度のインバンスリスク単価は年間を通じて一律ゼロ円/kWhとなるなど、自ら発電計画を策定し調整を行うFITインバンス特例②の事業者にとっても、本来の精緻なインバンスリスク補填が実現できていない状況。

(参考) 各課題に関連した意見

激変緩和対象外のFIT電源を調達電源とするメリットを作って頂きたい。

FITについては、①「小売買取」から「送配電買取」に移行したこと、②FIT環境価値の顕在化（非化石価値取引市場創設）、③回避可能費用の激変緩和措置の終了、等により小売事業者としては、送配電買取＋FIT特例①のインセンティブがこれまで以上に増大する可能性があるところ、小売事業者に再エネの予測変動分の「調整」の機能を実効的に委ねる観点からは、「調整」に対する何らかの直接的（経済的）なインセンティブについても検討の余地があるのではないかと考えます。

FIT特例②を推奨するために小売電気事業者に対するインセンティブの予見性を確保すべきではないか。FIT特例①により調整コストが増大している現状があるのであれば、小売電気事業者にFIT特例②をより強く推奨すべきではないか。

例えばFY17年度のインバンスリスク単価が0.00円だったが、下限を設ける等、何らかの優遇措置があってもよいのではないか。

面的に予測をする送配電事業者ですら困難な予測を、各小売に求めることは、少なくとも短期的には「知見が存在しないこと」や「システム投資を含めた追加コストが発生すること」から、容易ではなく、小売料金への転嫁に繋がること懸念される。また、小規模小売電気事業者と比べると、立場的に大量の契約を保有しやすいみなし小売（旧一般電気事業者小売部門）は、インバンスに対するリスク吸収や投資に対する余力が大きいと考えられ、競争上の観点からも配慮が必要ではないか。

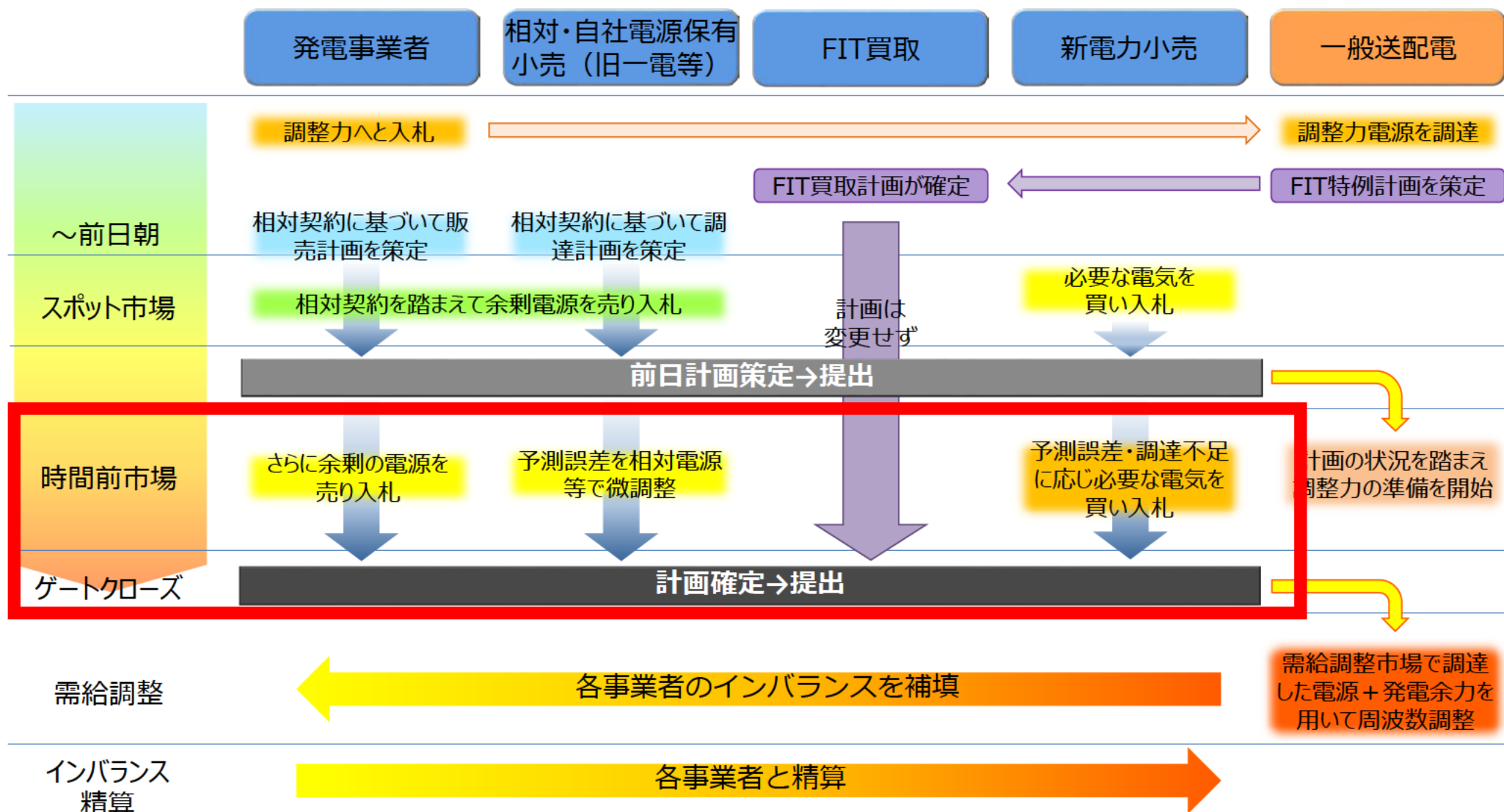
ゲートクローズ前の調整手段（時間前市場）の充実化について

- 前述したインバランス料金見直しに伴う需給バランス一致のインセンティブ強化やFITインバランス特例制度運用見直しを導入した場合、時間前市場の取引ニーズは大きく高まるが見込まれる。
- 将来的なこれらの制度変更を見据え、事業者が需給バランス一致のために積極的に活用できる時間前市場の実現に向け、取引の実態等も考慮しつつ、監視等委員会において取引円滑化の方策の検討を進めることとしてはどうか。

【需給バランス一致、FITインバランス特例制度運用見直しを想定した 時間前市場における主な懸案事項】

- ゼラ場市場の特性上、買い手側・売り手の双方で相手方のポテンシャルが把握できない中で、事業者からは「市場に厚みがない」との声も聞かれている。事業者に対して市場の厚みを示し、時間前市場に対する信頼性を構築していく必要があるのではないか。
- ゼラ場市場は即時性のある取引が可能な一方で、価格指標性が低いという特徴もある。時間前市場における価格指標性をどのように考えるか。
- サラバ市場の取引では、僅かな入札タイミングの違いにより入札結果が大きく異なることも想定される。FIT発電計画の変更連絡の僅かな時間差等が事業者間の調整コストに差をもたらす可能性があることを、どのように考えるか。
- 約定結果の計画への反映のために、1時間前市場への入札が計画締切である実需給1時間前より相当前段階で引き上げられてしまう点をどのように考えるか。

(参考) 計画値同時同量制度下における関係者の実務フロー



(参考) 関連した事業者からの意見

1時間前まできめ細かに需要計画と発電計画を修正する事により効率的な運用に貢献すると考えます。また、修正された計画値を基に、電力売買を安定的に取引できる市場も重要です。

GC前の調整手段が乏しい。

現時点では潤沢なDR、VPP手段はなく、時間前市場も売り玉が豊富とはいえない。FITインバランスの小売事業者負担は、これら手段の活用環境好転とセットでご検討いただきたい。

時間前市場が活性化しないと最終調整が出来ず、インバランス量の削減が困難。

状況変化に対応した「望ましい計画見直しの在り方」について業界全体で共有化していく方向性には賛成します。その上で、事業者による「望ましい計画見直し」が実効上可能となるよう、卸電力市場（スポット・時間前）の活性化等の施策や環境整備を合わせて推進していただきたいと考えます。

小売に現状以上の調整を求める場合は、市場の厚みを増すような施策が前提となると考えます。

(参考) 検討の進め方

- 多様な事業者に影響を与えるインバランス料金制度の検討に当たっては、事業者の実態やニーズを丁寧に把握しつつ、本小委員会以外の場における様々な観点での議論・分析等を包括的に踏まえる必要がある。
- このため、他委員会等における議論と緊密な連携を取りながら、事業者ヒアリングの実施等を含め、制度そのものの議論は本小委員会を中心に行っていくこととする。

検討体制（イメージ）

