

インバランス算定の誤りへの 対応について

2017年2月9日

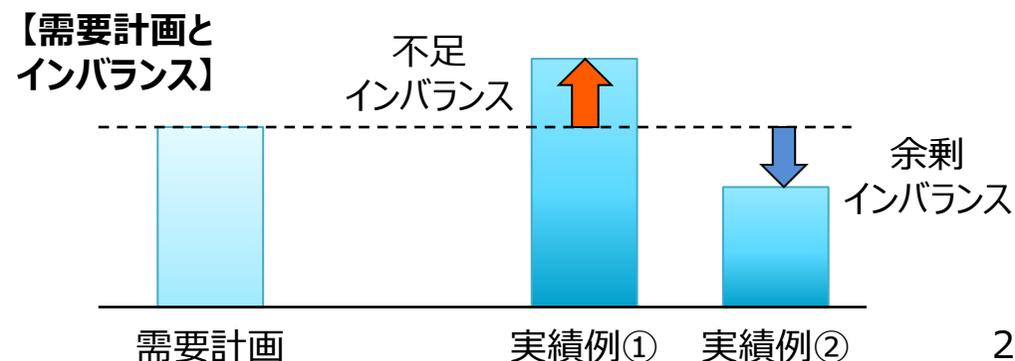
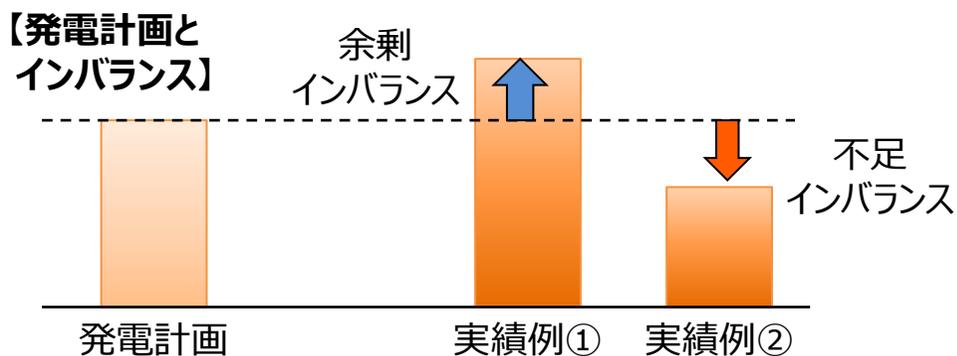
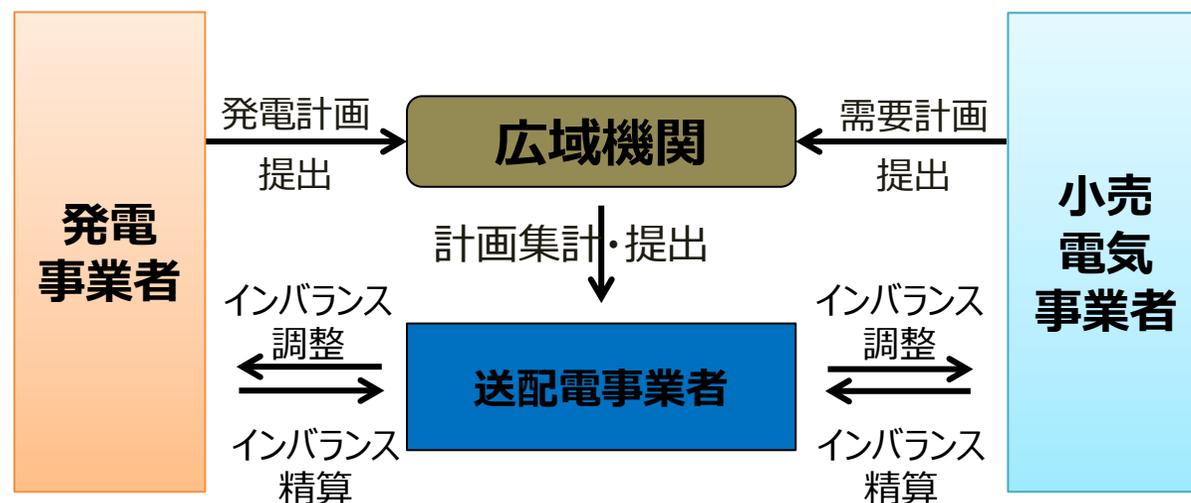
資源エネルギー庁

本日の議論（概要）

- 昨年4月の小売全面自由化後、一般送配電事業者と発電事業者及び小売電気事業者との間のインバランス精算に当たっての単価は、市場価格をベースとしつつ、全国大のインバランス発生状況が反映される仕組みとなっている。
- こうした仕組みに基づき、4月以降、インバランス精算が行われてきたが、今般、一般送配電事業者2社（中部電力及び北海道電力）が、数か月間にわたりインバランス量の発生状況を誤って算定していたことが判明した。
- この結果、精算単価が総じて本来あるべき単価より低く算定されており、その影響は全国の事業者に及ぶ状況となっている。
- このため、今回判明した大規模かつ長期にわたるインバランス算定の誤りの是正方法について御議論いただくとともに、システム開発・改修等の在り方を含め、今回の誤りを通じて明らかになった課題への対応策について御議論いただく。

小売全面自由化後のインバランス調整

- 昨年4月の小売全面自由化以降、発電事業者及び小売電気事業者は、前日段階での発電・需要の計画を、広域機関を通じて一般送配電事業者に提出。一般送配電事業者はこれら計画値と当日の実績値との差分の電気（インバランス）を調整し、電力の安定供給を維持している。
- 調整したインバランスについては、一般送配電事業者が発電事業者及び小売電気事業者との間で事後的に精算を行っている（インバランス精算）。



インバランス精算単価の算定方法

- インバランス精算に当たっての単価は、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見しにくい仕組みとし、前日段階の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

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

(注1) 各地域の年平均の需給調整コスト (単位: 円/kWh)

北海道8.55、東北8.51、東京11.43、中部10.55、北陸4.90、関西10.64、中国8.20、四国7.04、九州10.34、沖縄7.83

(注2) インバランスの発生状況など制度導入の効果や今後の市場動向によっては、インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、価格の予見性や妥当性・透明性といった観点から、必要に応じ算定式やパラメーターの見直しを行うことも考えられる。

※なお、この告示においては、各地域の年平均の需給調整コストから全国の年平均の需給調整コストを「8.80円/kWh」と定めた。

上記の告示に基づき、平成28年度の β は以下の通りとなっている。

北海道: -0.25、東北: -0.29、東京: 2.63、中部: 1.75、北陸: -3.90、関西: 1.84、中国: -0.60、四国: -1.76、九州: 1.54、沖縄: -0.97

(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

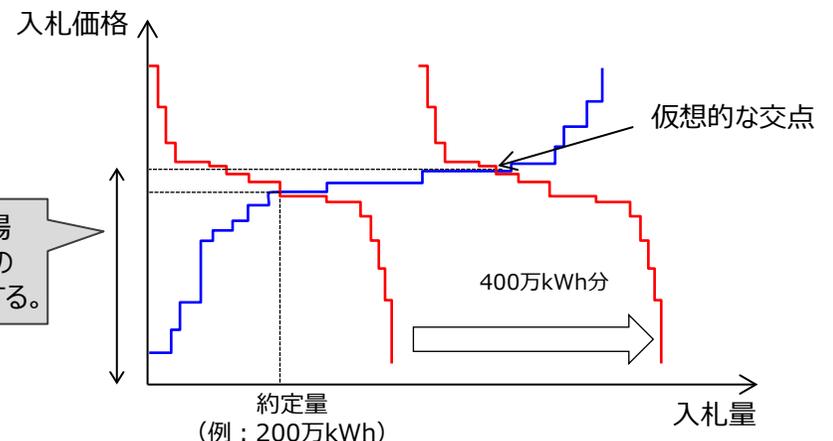
- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画順守のインセンティブを損なわないようにする (α がある程度変動するようにする) 一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする (α が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス精算単価が1時間前市場の上限価格とならないようにする (スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

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) 各エリアのインバランス率の推移

- 昨年4月以降、各一般送配電事業者の供給エリアにおけるインバランスの絶対量は、需要電力量に対して2～5%程度で推移している。
- エリア別に見ると、北陸や関西は2%程度となっている一方、風力や太陽光等の変動電源の多い北海道や九州は4%前後と高くなっている。

【各エリアのインバランス率の推移】

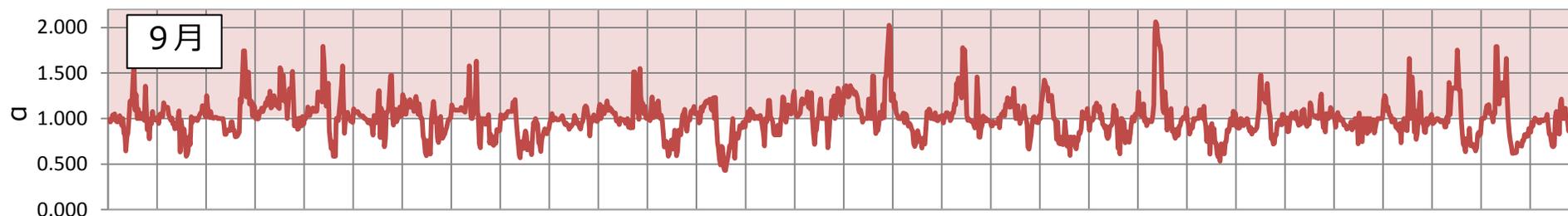
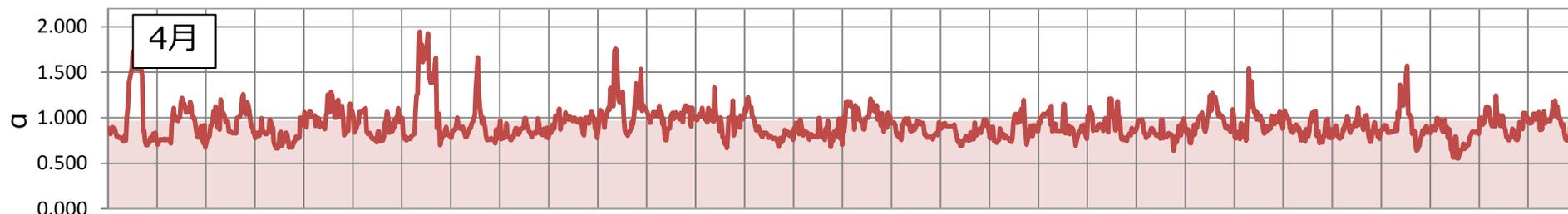
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
4月	4.5	4.6	3.2	4.1	2.6	2.6	3.6	5.0	2.5	4.0
5月	5.2	3.1	6.6	3.6	2.3	2.1	2.8	3.7	2.3	2.8
6月	3.5	2.7	4.2	2.7	2.0	2.1	2.9	3.4	4.3	2.4
7月	3.9	2.3	3.2	2.7	1.9	1.8	2.4	3.1	3.6	1.9
8月	4.9	3.3	3.2	3.0	1.9	1.8	2.5	2.7	3.3	2.2
9月	3.8	3.1	2.6	2.2	1.8	2.1	3.1	3.4	3.9	2.2
10月	4.2	3.0	3.8	2.2	1.9	2.0	2.9	3.3	3.9	2.3

(コマごとのエリアインバランスの絶対値の合計) ÷ (需要実績(速報値)の合計)、単位: %

(注) エリアインバランスは、エリア内の系統利用者の不足インバランスと余剰インバランスを合計したものであり、不足と余剰がそれぞれ相殺しているため、実際のインバランス調整の絶対量はこれより多いことに留意。

(参考) インバランス料金関係インデックスの推移

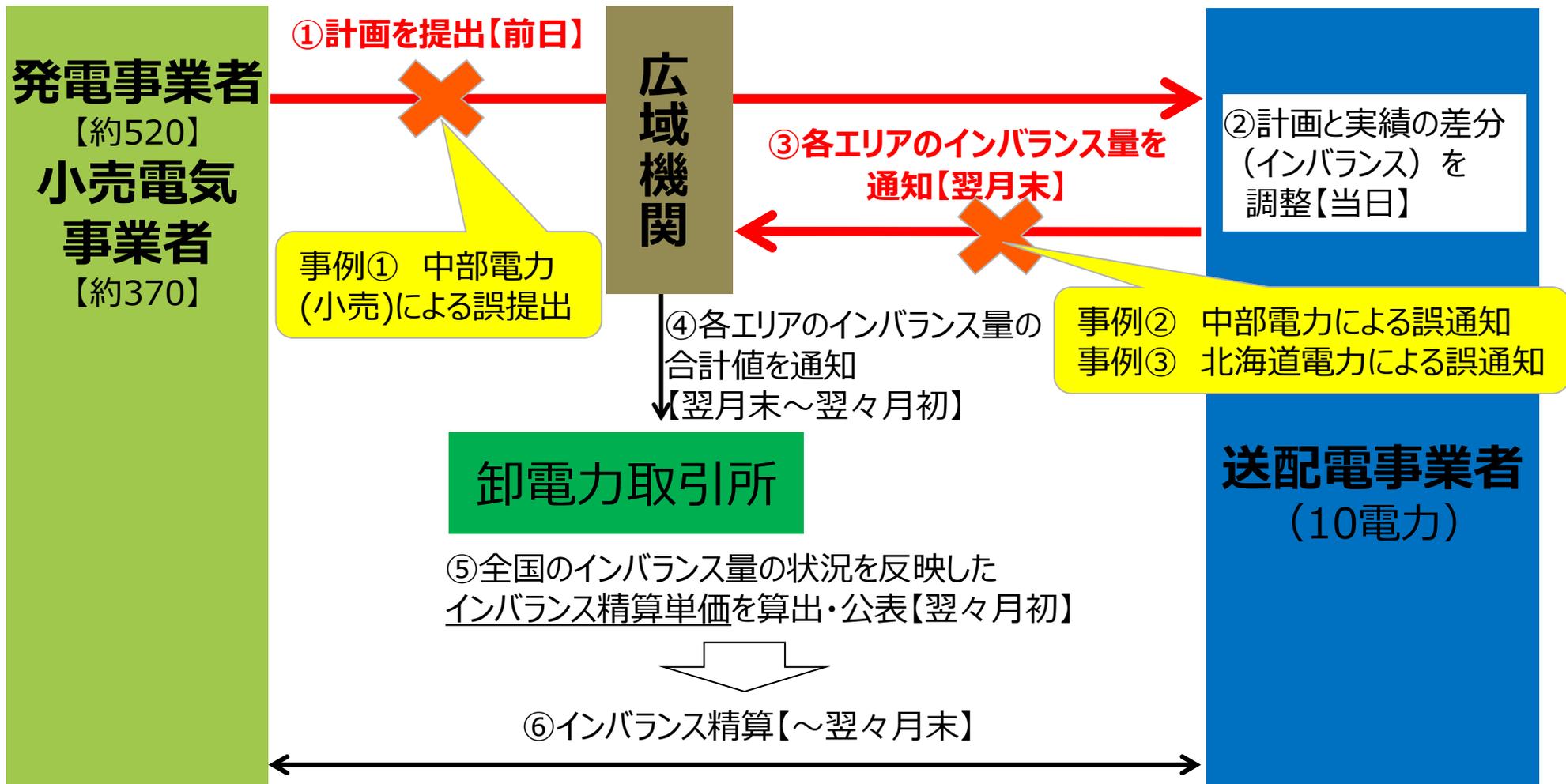
- α の変動の推移からは、制度開始当初はインバランスが全国的に余剰気味の傾向にあったが、経過とともにその傾向が弱まっていることが読み取れる。



	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
$\alpha > 1$ のコマ数	348	278	337	449	398	671	388	491
割合 (%)	24%	19%	23%	30%	27%	47%	26%	34%

インバンス精算単価に多大な影響を与えるトラブル事例

- 昨年11月から今年初めにかけて、インバンス精算単価に多大な影響を与えるトラブル事例が相次いで判明。中部電力の小売部門が需要計画の提出を誤ったほか、中部電力と北海道電力の送配電部門が長期にわたりインバンス量の算定を誤っていたことが判明した。



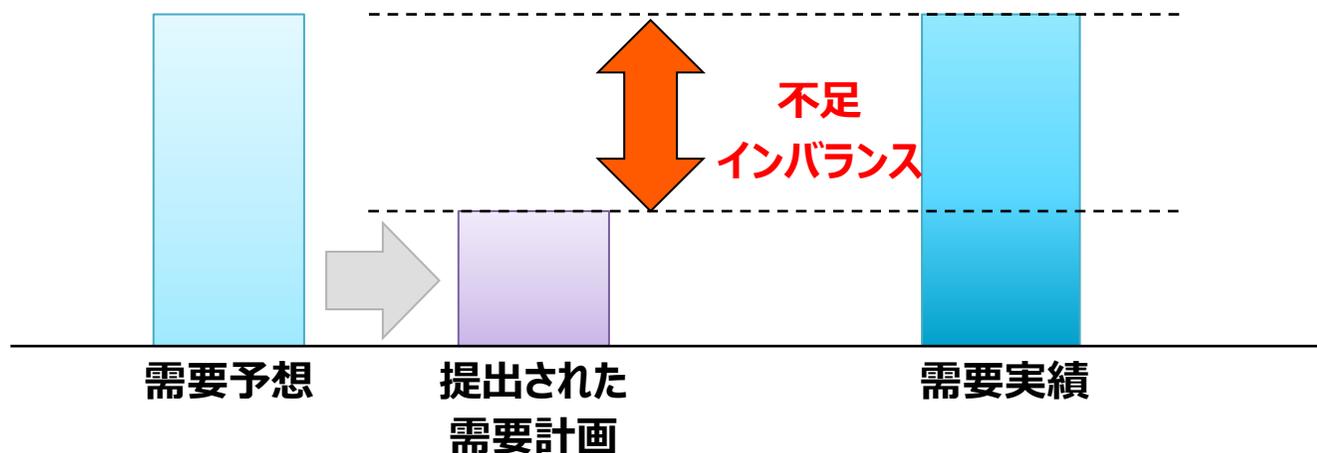
(注) 事業者ごとにインバンスの発生状況(不足/余剰)は異なるため、単価の変動が事業者に与える影響は一様ではない。

事例① 中部電力（小売部門）における需要計画の提出誤り

- 昨年11月、中部電力の小売部門が需要計画の提出を誤り、当初の計画値より大幅に低い数値の修正計画を提出したため、多大な不足インバランスが発生。その影響は、インバランス精算単価を通じて全国に波及することとなった。

【経緯】

- 昨年11月3日、中部電力の小売部門が、計画の提出時にシステム操作手順を誤り、需要計画値を本来の需要予想より大幅に低い値に設定。
- この結果、中部電力の小売部門において、同日0:00～11:00まで、合計1.22億kWh（当該時間帯の全国需要の約10%程度）が実態のない不足インバランスとして計上された。
- また、これによりインバランス精算単価（速報値）が、計画誤りがなかった場合より1.5～6.1円/kWh（22～107%程度）程度、上昇していた。
- そのまま精算を行った場合、その影響は全国に及び、中部電力の誤りによる実態を伴わないインバランス精算の規模は、合計約14億円に上ることが見込まれた。



中部電力（小売部門）における需要計画の誤りへの対応

- インバランス精算に際し、計画誤りの責任は原則として当該誤りを生じた事業者が負うが、本件においては、全国の事業者に多大な影響が及ぶことに鑑み、例外的な措置として、誤りを是正して本来の計画値に基づきインバランス精算単価を算定することとした。

【対応① インバランス精算上の計画誤りの扱い】

- 何ら責任のない全国の事業者において、計十億円超の実態を伴わないインバランス精算が行われることは不適切であり、誤りを是正した上でインバランス精算単価を算定することとした。
- 他方、インバランス料金精算に際しての計画誤りによる責任は一義的に事業者に帰することから、中部電力の小売部門は、計画誤りに伴い発生した実態のない不足インバランスについて、インバランス精算を実施（送配電部門に対してインバランス料金を支払い）。

※なお、今般の計画誤りによるインバランスについては、現在認可申請中の託送供給等約款において、計画誤りがあった場合のインバランス算定を適切に行うことで全体のインバランス料金等に影響しないようにすることが明記されている。

【対応② 事業者に対する指導】

- 計画値同時同量制度において、計画の整合性を確保することは、需給管理や周波数維持、インバランス精算を行う上での大前提であり、広域機関の送配電等業務指針においても事業者の義務とされている。
- 今般、極めて大きな不整合を伴う計画を出したことは、制度運用上支障を来すものであり、送配電等業務指針上不適切な行為と言えることから、広域機関においては、業務規程に基づき、中部電力に対して昨年12月21日に指導を行った。

(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。

○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		
JEPX調達	70	100	
合計	100		
		需要実績	
		110	

<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		
JEPX調達	0	100	
合計	30		
		需要実績	
		110	

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
		需要実績	
		110	

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

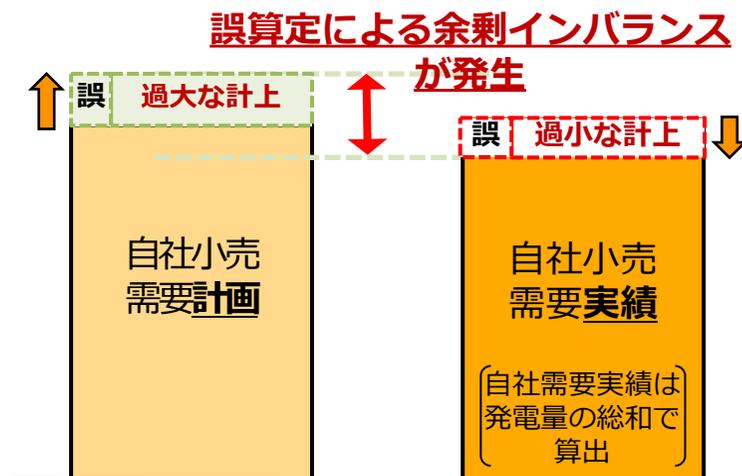
事例② 中部電力（送配電部門）におけるエリアインバランス算定誤り

- 昨年12月、中部電力の送配電部門より、昨年4月から10月まで7か月間、インバランス算定システムのプログラムの誤りにより、エリア内のインバランスの算定を継続的に誤っており、誤った算定値を広域機関に通知していたとの報告があった。
- この誤算定・誤通知により、本来あるべき単価より低いインバランス精算単価が算定され、全国でインバランス精算が行われていた。

【概要】

- 中部電力が昨年4月より運用を開始したインバランス算定システムにおいて、仕様の誤り等により、本来行うべき計算と異なる計算がプログラムされていた結果、4月以降、7か月間にわたって継続的にインバランスを誤って算定。
- 具体的には、自社小売部門の計画値を過大に、実績値を過少に計上した結果、インバランスが余剰寄りに計上されていた。
- 誤算定の規模は最大約120万kWh/30分となり、この誤りにより、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。

自社小売の需要計画および需要実績（30分単位）のイメージ（中部電力発表資料 一部改変）

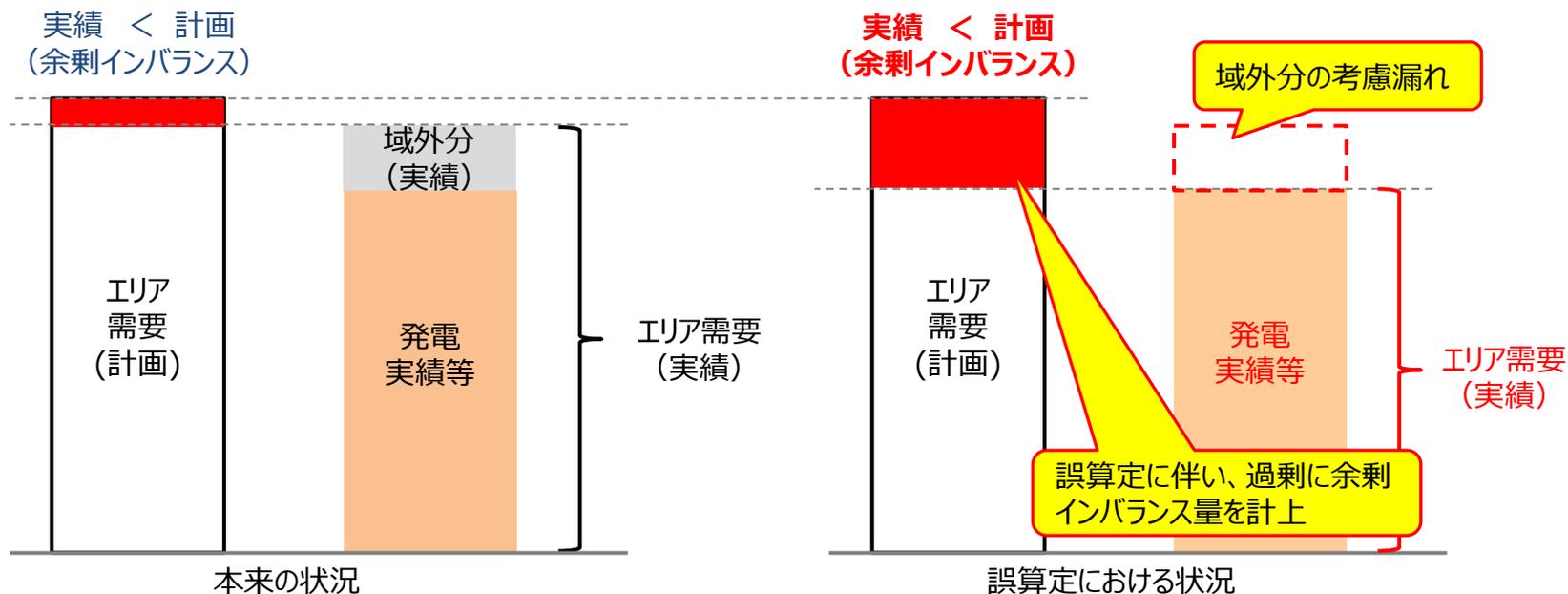


事例③ 北海道電力（送配電部門）におけるエリアインバランス算定誤り

- 中部電力におけるインバランス精算誤りが判明したことを契機に、他の一般送配電事業者にも同様な誤りのないことを確認したところ、本年1月、北海道電力から誤りのあった旨の報告があった。
- 北海道電力の送配電部門においては、昨年4月から11月まで8か月間、中部電力と同様、プログラムの誤りにより、エリア内のインバランスの算定を継続的に誤って算定していた。

- エリアインバランスについて、需要実績を「**エリア内の発電実績等 + 連系線の流入出**」と算定すべきところ、システム仕様において連系線の流入出分を考慮していなかった。
- 誤算定の規模は最大約12.9万kWh/30分となり、この誤りにより、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。

北海道エリアの需要計画および需要実績（30分単位）のイメージ(北海道電力発表資料 一部改変)



インバランス誤算定の影響（算定面）

- 中部電力及び北海道電力におけるインバランス誤算定は、いずれも、総じて本来あるべき単価よりも低いインバランス精算単価の算定につながっていた。
- その結果、これらの誤算定により、昨年4月から11月まで全国で行われてきたインバランス精算に合計20億円程度の影響が生じていた。

○今般の誤算定により、インバランス精算単価は最大で約4.0円/kWh（平均0.06円/kWh）、本来あるべき単価よりも小さい値で精算が行われていた（資源エネルギー庁調べ）。

○また、誤算定により、1銭以上単価が変動するコマは、最大で一か月間の46%に上り、各事業者のインバランスに精算単価の変動分を掛け合わせると、変動規模は約20億円に達していた。

中部電力・北海道電力によるエリアインバランス誤算定の影響

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
単価変動額（最大） （単価：円/kWh）	1.0	1.9	4.0	3.0	2.1	2.2	1.6	1.9
1銭以上単価変動するコマの割合	33%	20%	38%	42%	46%	38%	36%	44%

（各事業者のコマ毎のインバランス × コマ毎の精算単価の変動分）の絶対値 × 8か月分 × 全事業者分
= 約 20億円※

※月毎の精算では、不足インバランス（支払）と余剰インバランス（受取）が相殺されるため、精算への影響はこれよりも小さい（次頁）

インバランス誤算定の影響（精算面）

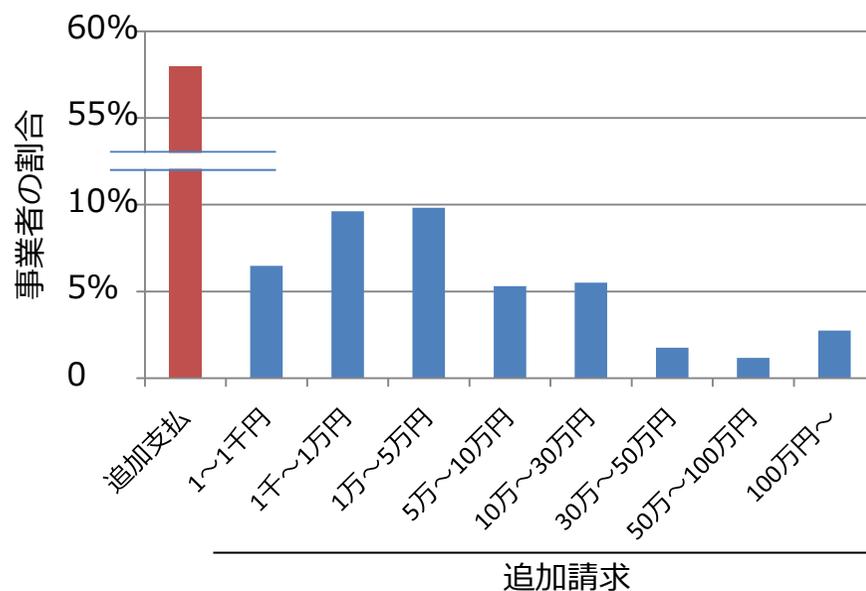
- 今般のインバランス誤算定を是正する場合、全国で約4億円の再精算が必要となる。

- 4月から11月の8か月分を、誤算定分を控除した単価を用いて一括で再精算する場合、一般送配電事業者が発電事業者及び小売電気事業者に対して追加的に支払うべき額は10社合計で約3.3億円。
- 他方、一般送配電事業者が発電事業者及び小売電気事業者に対して追加的に請求するべき額は、10社合計で約0.4億円。事業者別に見ると、大半は5万円以下だが、100万円を超える例もある。

8か月分を再精算した場合の追加支払・請求額

	追加支払額 (送配電→系統利用者) ※自社小売部門を除く	追加請求額 (系統利用者→送配電) ※自社小売部門を除く
北海道	約200万円	約1300万円
東北	約550万円	約500万円
東京	約2.6億円	約1100万円
中部	約1100万円	約20万円
北陸	約12万円	約20万円
関西	約3600万円	約390万円
中国	約210万円	約250万円
四国	約270万円	約110万円
九州	約940万円	約320万円
沖縄	約4900円	約5000円
10社計	約3.3億円	約3900万円

追加支払・請求額の事業者ごとの分布



論点① インバランス再精算に関する考え方

- 中部電力及び北海道電力のエリアインバランスの誤算定は、いずれもシステム発注段階の初歩的な誤り等に起因し、昨年4月の小売全面自由化後、半年以上にわたり誤りが看過されてきた結果、全国の関係事業者に多大な影響をもたらしている。
- これは、送配電網という公共性の高いインフラを担い、中立的な立場で電気事業に携わる一般送配電事業者としてあってはならないことであり、その影響の大きさも鑑み、例外的な措置として、既に行われたインバランス精算をやり直すこととし、その際には以下の基本的考え方に則った対応を求めることとしてはどうか。

<総論>

- ・全国すべての発電・小売事業者に対し、一般送配電事業者から同様の対応がなされるようにすること。
(誤りを生じた中部電力及び北海道電力のエリア内の事業者と、直接の責任のない他の一般送配電事業者のエリア内の事業者との間で、債権債務の扱いが同様になるよう、他の一般送配電事業者の協力を得る。)

<中部電力・北海道電力から自エリア内の発電事業者及び小売電気事業者への対応>

- ・再精算の背景と結果について、責任を持って丁寧に説明を行うこと。
- ・経済合理性の観点を踏まえつつ、個々の事業者に対し、新たな負担を強いないこと。
(事業者に帰責性はないため、通常の債権債務と同様の扱いとはせず、例えば、一方的に支払期限を設けて支払いを求めることや少額の債権について厳格に支払いを求めること等はしない。)

<中部電力・北海道電力から他の一般送配電事業者への対応>

- ・再精算の背景と結果について、責任を持って丁寧に説明を行うこと。
- ・再精算の実施に伴い新たに発生する追加的な費用を負担すること。

論点② システム開発・改修等の在り方の検討

- 中部電力及び北海道電力のエリアインバランスの誤算定の原因となったプログラムの誤りは、新たな制度への対応や基幹システムの抜本見直しに伴うシステム開発・改修に際して発生したものだ。
- 一般送配電事業者のシステムは電力供給を担うインフラであり、そのトラブルが及ぼす影響は甚大であることから、関係者全体がこうしたシステムの開発・改修等の重要性を再認識した上で、他のインフラ分野における取組も参照しつつ、システムの開発・改修等の在り方について、検討を深めていくこととしてはどうか。

- 中部電力及び北海道電力の今般のエリアインバランス誤算定は、昨年4月の新たなインバランス精算制度への対応や、自社内の基幹システムの抜本的な見直しに伴うシステム開発等の際に発注時の仕様を誤った等の理由で発生しており、制度の議論を踏まえた仕様の検討や、発注内容の確認プロセス等において、体制や進め方に課題があった。
- 今後、2020年の法的分離や、貫徹小委で議論された新たな制度措置の実施に向けて、更なるシステム改修が見込まれる一方で、システム開発・改修については、相当程度の時間と作業が要するため、安易な工期の短縮等は困難である。
- このため、システム開発・改修の重要性を十分に考慮するよう、関係者間の認識を高めていくとともに、トラブル最小化に向けたシステムの開発・改修等の在り方について、他のインフラ分野における取組も参照しつつ、検討を深めていくことが求められる。

論点③ インバランス算定式の明確化

- 現状、旧一般電気事業者のインバランス算定は、スマートメーターの全戸設置がなされていないことなどから、エリアインバランスの算定ではメーター実績値の合計に相当するよう、計算によって需要実績を算定している。
- そうした中で、詳細な算定式が明確化されていないことから、旧一般電気事業者のインバランス算定式は各事業者により微妙に差異を生じており、全国同一の対応を確保する観点から、算定式を明確化することとしてはどうか。

【インバランス算定式】

- 現状、旧一般電気事業者の需要側のインバランスは、旧式メーターの需要家を多く抱えていること、比較的シェアが大きいことから、スマートメーターの全戸設置や発送電分離に向けた移行途上にある中で、インバランスの算定は、字義通り「計画と実績の差」の総和ではなく、需要計画の合計及び需要実績の合計間の差分とし、需要実績の合計として「系統全体の発電実績から新電力の需要電力量分を控除したもの」を用いることとしている。
- 一方で、その算定式は審議会等でも必ずしも明確化されておらず、各事業者によって算定式に組み込まれる要素に若干の差異が生じている。

<例> 最終保障供給実績 (算入：東京(実績あり)、非算入：その他)

NW事業用電力 (算入：東京(分社化移行済)、中部(カンパニー制導入済)、非算入：その他)

(参考) あるべきインバランス算定式

① みなし小売電気事業者の発電インバランス (余剰を正とする)

発電インバランスの算定式は以下のとおり。

$$\begin{aligned} \text{発電インバランス} &= \text{発電実績}^{\ast 1 \ast 2} - \text{発電計画} \\ &= \{ \text{調整電源の発電実績}^{\ast 1 \ast 2} - \text{調整電源の発電計画} \} + \text{調整電源以外の発電実績}^{\ast 2} - \text{調整電源以外の発電計画} \end{aligned}$$

※1 調整電源 (インバランス対象外) の発電実績は計画値に置き換える (故障等発生時を除く)。

※2 送電端に30分計量器が設置されていない場合は、発電端値から所内電力を控除して送電端値を算定する (ただし、全台停止中の所内電力は需要実績として扱う)。

② みなし小売電気事業者の需要インバランス (余剰を正とする)

需要実績のうち、みなし小売電気事業者の需要実績はエリア全体の発電実績から新電力の需要実績を差し引く等して算出するため、みなし小売電気事業者の需要インバランスの算定式は以下のとおり。

$$\begin{aligned} \text{需要インバランス} &= \text{需要計画} - \text{需要実績} \\ &= \{ \text{需要計画(調整揚水動力)} - \text{揚水動力実績(調整電源)}^{\ast 3} \} \\ &\quad + \{ \text{需要計画(調整揚水動力除き)} - (\text{需要実績} - \text{揚水動力実績(調整電源)}) \} \\ &= \{ \text{需要計画(調整揚水動力)} - \text{揚水動力実績(調整電源)}^{\ast 3} \} \\ &\quad + \{ \text{需要計画(調整揚水動力除き)} - (\text{エリア全体の発電実績} \pm \text{連系線潮流実績}^{\ast 1 \ast 2} \pm \text{小口融通等実績}^{\ast 1}) \\ &\quad - \text{最終保障供給実績} - \text{NW事業用電力実績} - \text{振替供給の地内ロス実績}^{\ast 4} - \text{振替供給の中継ロス実績}^{\ast 4} - \text{新電力の需要実績} \} \\ &\quad + \text{揚水動力実績(調整電源)} \} \end{aligned}$$

※1 エリア外からの流入 (受電) をプラス、エリア外への流出 (送電) をマイナスとする。

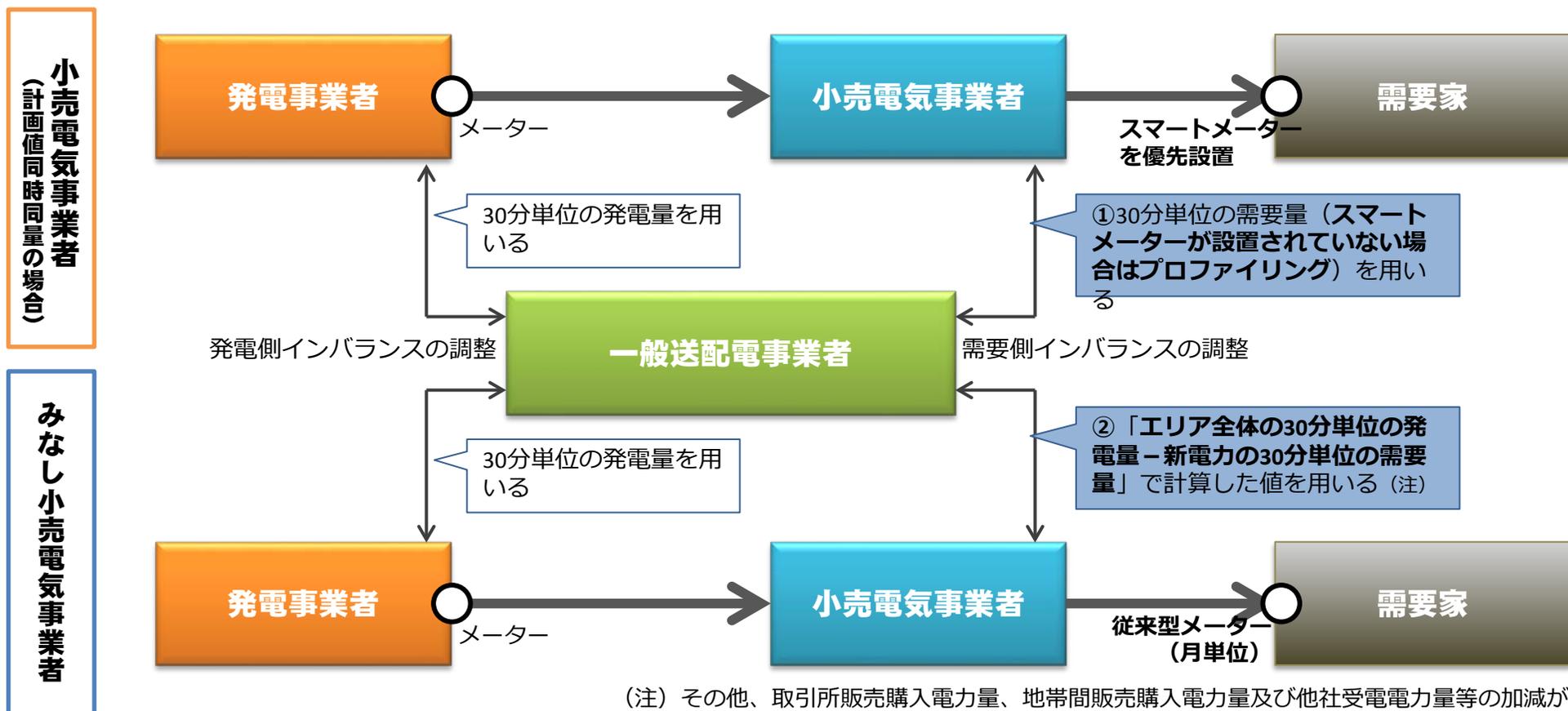
※2 地域間連系線を通過する全ての実績を含む (卸電力取引および相対取引のうちエリア外取引分、系統融通、潮流調整、系統運用、全国融通 (広域指示融通等))。

※3 調整機能を有する揚水発電設備 (インバランス対象外) の揚水動力実績は計画値に置き換える (故障等発生時を除く)。

※4 調達販売計画を用いて連系線潮流実績とする場合は、地内、中継ロス実績に代えて振替供給による振替ロス補填実績を減算する。

(参考) 需要側のインバランスの測定方法について

- 新電力に切り替えた需要家にはスマートメーターを優先的に設置することとしているが、間に合わない場合にはプロファイリングの値を用いて同時同量を実施（下記①）
- みなし小売電気事業者については、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、「エリア全体の30分単位の発電量 - 新電力の30分単位の需要量」で計算した値を用いて同時同量を実施。



(注) その他、取引所販売購入電力量、地帯間販売購入電力量及び他社受電電力量等の加減が必要。

論点④ インバランス精算単価の算定における役割と責任の明確化

- 現状、インバランス精算の基礎となる精算単価の算定プロセスについては、審議会の議論を踏まえた事業者の運用に委ねられており、関係する各主体の役割と責任が必ずしも明確になっていない。
- インバランス精算単価は、全国の事業者に直接影響することから、その算定プロセスについて、関係する各主体の役割と責任を法令や規程類等で明確化することとしてはどうか。

【インバランス精算単価算定に際しての役割と責任】

○インバランス精算においては、精算単価の決定に際し、

- ① 日々の計画の提出（実施主体：小売電気事業者、発電事業者）
- ② エリアインバランスの算定（実施主体：一般送配電事業者）
- ③ ②の諸元を用いた全国大インバランスの集計（実施主体：広域機関）
- ④ ③の諸元を用いた α の算定（実施主体：JEPX）
- ⑤ ④の諸元を用いたインバランス精算単価の算定（実施主体：一般送配電事業者）

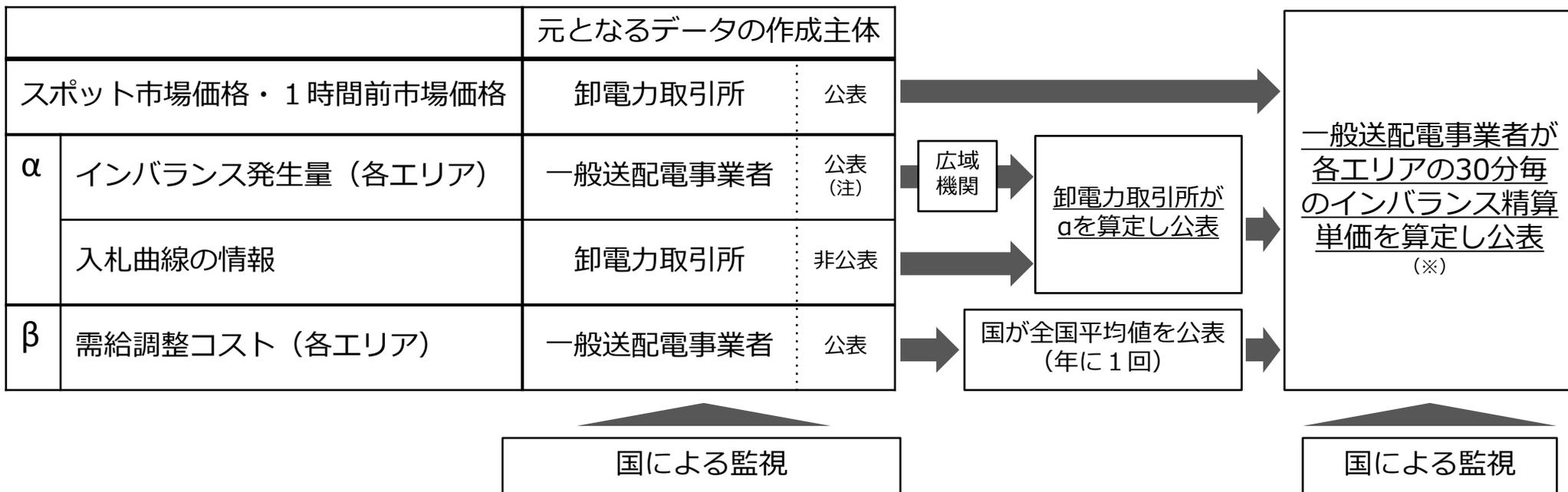
が適切に行われることが必要。

○現状、上記②～④については、審議会の議論を踏まえた事業者の運用での対応に委ねられており、責任と実施主体の明確化がなされていない。

(参考) インバランス精算単価の算定・公表主体

第10回制度設計WG(2014.11)事務局資料より抜粋

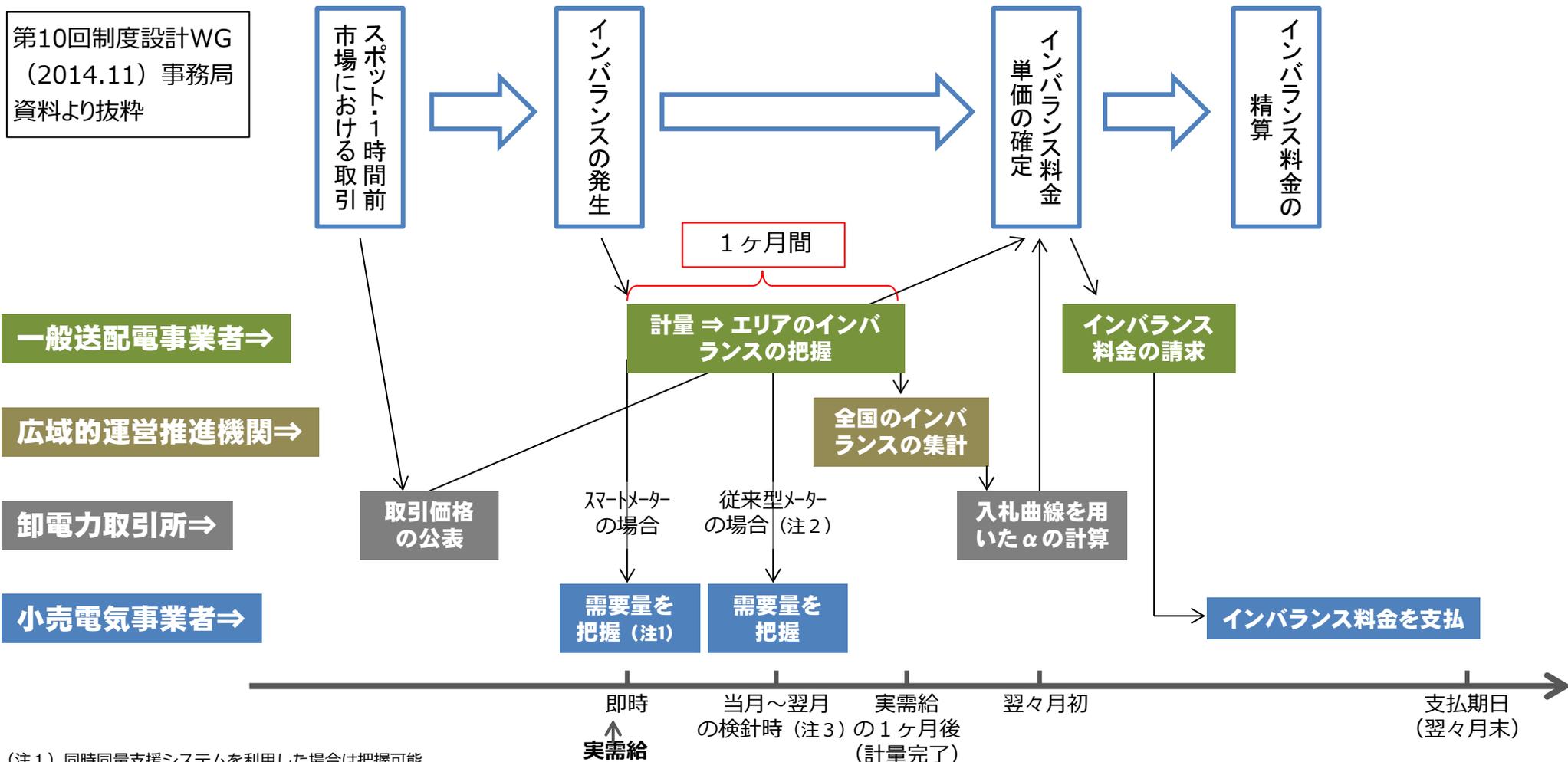
- インバランス精算単価の算定には、各エリアの一般送配電事業者が作成するインバランス発生量のデータと、卸電力取引所が作成する取引所の入札データが必要。
- これらのデータの正確性について一義的には各データの作成主体が責任を負い、これら主体が元となるデータを公表することを原則とし、その上で、公表されたデータを用いて各一般送配電事業者がインバランス料金を算定。
- また、インバランス精算単価の適切性を確認するため、算定の元となるデータや、算定されたインバランス料金については、国が監視。



(注) エリア内に系統利用者が1社しかない場合など、個別の系統利用者のインバランス量が特定できる場合には、公表せずに卸電力取引所への通知とするなど、一定の配慮が必要。

(参考) インバランス精算に関する業務フロー

- 現行のインバランス制度は、インバランス精算単価の算定に全国大でのインバランス量の値を用いるが、現地検針が必要な需要場所もあることなどから、全体のインバランス発生量の計量には最大1ヶ月を要する。



(注1) 同時同量支援システムを利用した場合は把握可能。

(注2) スマートメーターが設置されているものの通信環境が整っておらず現地検針が必要な場合を含む。

(注3) 従来型メーターの場合、検針日にそれまでの1ヶ月間分の使用電力量が判明 (この値を用いてプロファイリングを実施)。