

2021年度以降のインバランス料金の 詳細設計等について

平成31年1月30日（水）



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

インバランス料金制度の2021年度からの改正について

- 資源エネルギー庁の審議会において、2021年度からインバランス料金制度を抜本的に改正する方針が示され、その詳細については、電力・ガス取引監視等委員会において検討を進めることとされた。
- これを踏まえ、本研究会において、事務局が検討している2021年度以降のインバランス料金制度の設計方針について御意見を頂きたい。

1. インバランス料金の抜本的見直しに当たっての 基本的考え方

新たなインバランス料金の基本的考え方

- 2021年度以降のインバランス料金については、資源エネルギー庁の審議会において以下の考え方が示されている。

インバランス料金の基本的考え方

- ① 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
- ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- ③ インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること

新たな制度見直しの方向性

- ① インバランス料金はエリアごとに算定
- ② 各コマごとに稼働した調整力の限界的な調整力kWh価格をインバランス料金とする
 - ・ 当面は最新の需給状況が調整力kWh価格に反映されない可能性があること等を踏まえ、補助的施策としてエネルギー市場価格を参照する補正を行う。
 - ・ 需給逼迫時にインバランス料金が上昇する仕組みも検討
- ③ 適切なインセンティブ付与と公平性の確保の観点から、関連情報をタイムリーに提供

(参考) 現行制度

卸市場価格（全国価格）をベースにエリア毎の市場価格差を補正して算定

新たなインバランス料金制度の詳細を検討する際に考慮すべき事項

- 2021年度からのインバランス料金制度の詳細については、以下のようなインバランス料金制度の将来像を念頭に置きつつ、2021年時点における調整力関連制度や市場の状況を想定して設計することが求められる。

将来のインバランス料金制度に求められる姿

- ・ 再エネや電気自動車などの普及が進む中、IoTなどの情報技術を活用し、需給の状況に応じて電気の消費・供給・充放電を変化させるといった分散型の取組が今後拡大すると期待される。
- ・ インバランス料金は、分散型の系統利用者が状況に応じて動くための価格シグナルのベースとなるもの。



全体として効率的に電気が供給・利用される仕組みとしていくため、

- ① インバランス料金は、その時間の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）を適切に反映したものにするとともに、
- ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにすることが重要。

当面のインバランス料金制度において考慮すべき2021年時点の状況

2021年度時点では、調整力の広域化も限定的であり、システムの改修も途中段階であること等から、調整力のkWh価格が電気の価値を適切に反映しない可能性がある。こうしたことも考慮し、インバランス料金制度の詳細設計を行う。

現行のインバランス料金制度の課題

- 現行制度では、インバランス料金を卸市場の価格をベースに算定しているため、以下のような課題がある。

①各エリアにおけるその時間帯の電気の価値（調整力のコストや需給状況）を反映していない

- ・ 現状、スポット市場のシステムプライスをベースに、1か月ごとに計算される β でエリア補正を行って計算しているため、各エリアのその時間帯における電気の価値を表すものになっていない。
（例えば、あるエリアで需給がひっ迫したとしても、全国的に余剰だとインバランス料金が上昇しない。）

②関連情報の公表が迅速性に欠ける

- ・ インバランス料金の速報値が5日後、確報値が約2ヶ月後になっている。

③一般送配電事業者のインバランス収支が均衡しない

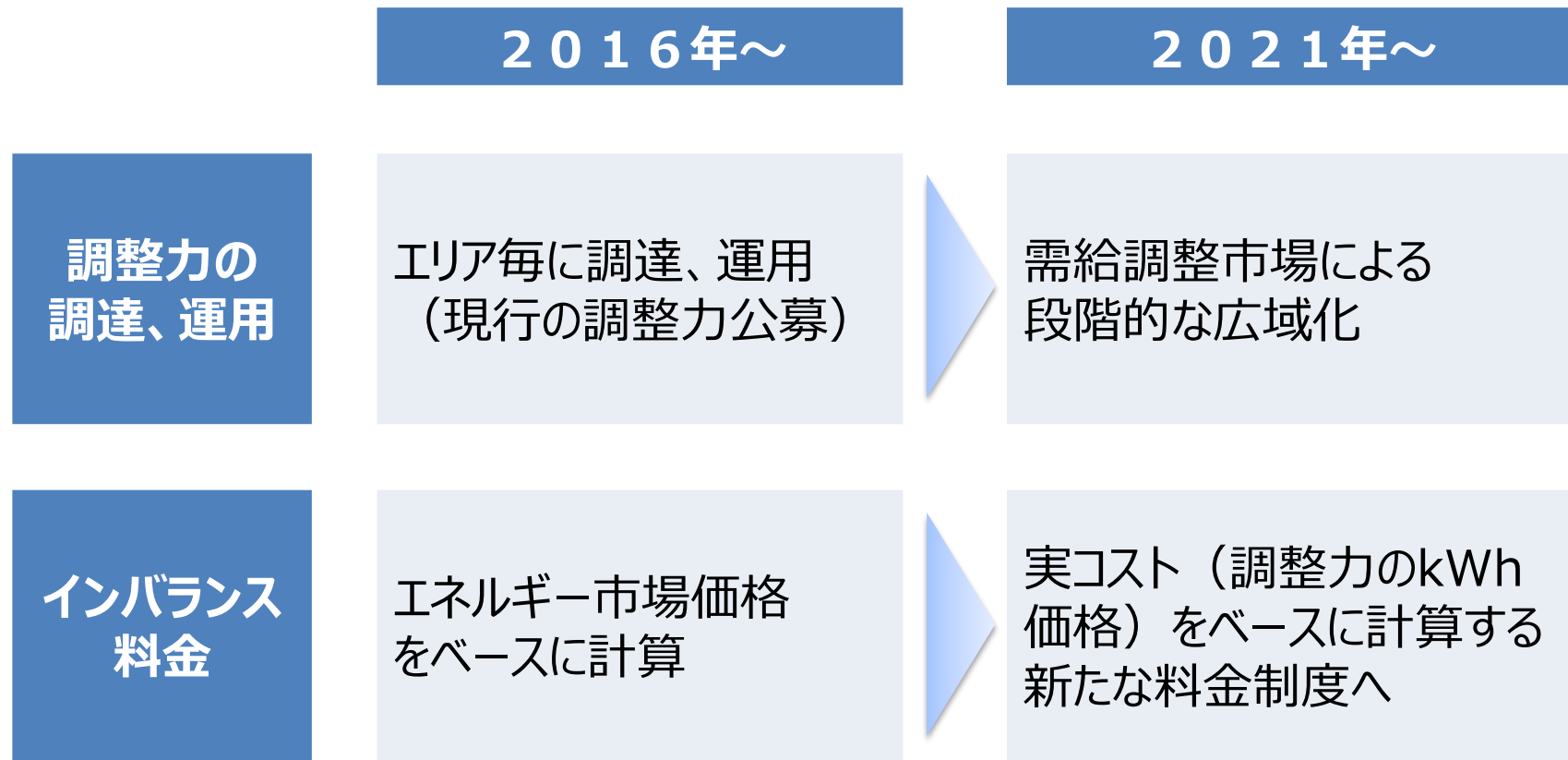
- ・ インバランス料金が調整力kWh単価を反映したものでないため、一般送配電事業者のインバランス収支が均衡しない可能性がある。現状、大きく赤字となっている。



抜本的な解決に向けて、需給調整市場が創設される2021年度から、インバランス対応の実コスト（調整力のkWhコスト）をベースに算定する新たな方式に変更する。

(参考) 需給調整市場とインバンス料金の関係

- 2021年度の需給調整市場の創設により調整力の広域運用が開始されることから、それに合わせてインバンス料金制度の見直し（調整力の実コストをベースに算定する方法への移行）が可能になる。



✓リアルタイム市場が市場として機能するためには、主として以下の条件が必要と考えられる。

1. 市場参加者(入札又は相対契約)に対する系統運用者の中立性が担保されていること

- 入札を運用する主体が系統運用者であること。

2. 系統運用者がリアルタイム調整(需給の最終的な調整)を行うためのシステムが構築されること

- 系統運用者が需給や周波数を調整するために、取引する電源に対して指令や制御を行う運用システムが必要。
- 入札に参加する電源には、一定以上の性能(出力調整等)が必要。電力会社の電源も取引に参加し、系統運用者が必要量を調達できることが必要。

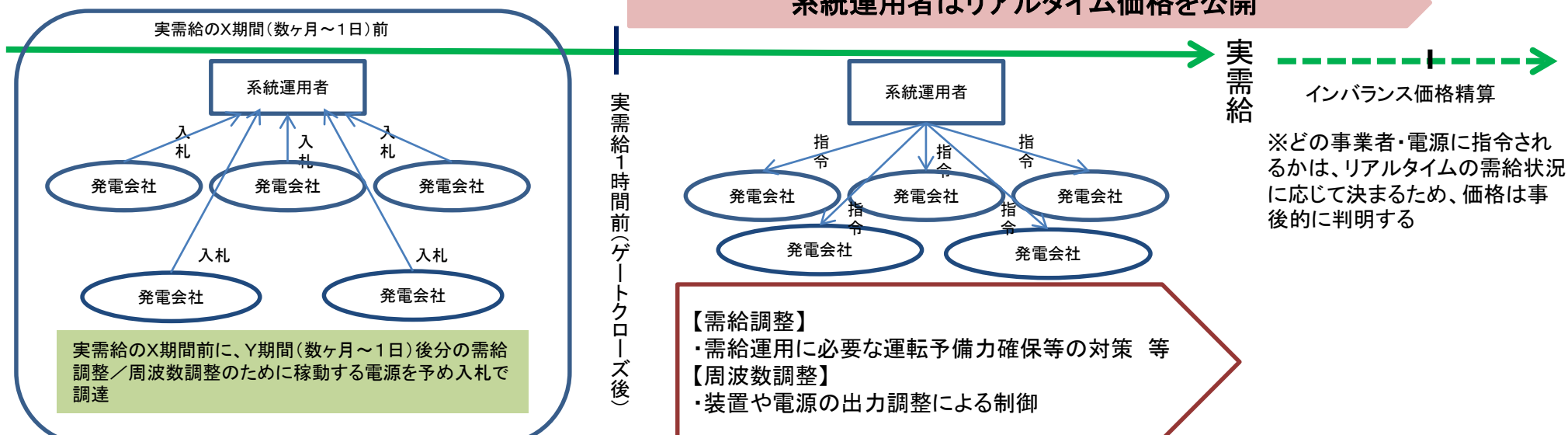
3. 新電力だけでなく電力会社の発電・小売部門も、計画値同時同量あるいは実同時同量を行うこと

- インバランスの精算に際しては、リアルタイム価格で決済。

【注】リアルタイム市場について

1. 電源は事前入札によってMeritオーダー(燃料費の安い順に並べた電源)を決め、系統運用者はそれに基づいて調整電力の追加発電を指令する。
2. 系統運用者が電源に追加発電を指令し、瞬時の周波数調整をすることを電力のリアルタイム調整という。(ネガワット入札による調整もある)
3. リアルタイム市場での価格(リアルタイム価格)は、Meritオーダーに基づきリアルタイム調整に用いられた電源のうちもっとも高い電源の価格となる。
4. 時々刻々に変化するリアルタイム価格は公開される。
5. インバランス精算はリアルタイム価格を用いる。すべての発電・小売部門や一部の大口需要家について、実同時同量や計画値同時同量の際のインバランスはリアルタイム価格で精算される。
6. 調整電力の入札制度とインバランス精算制度を合わせてリアルタイム市場と呼ぶ。

【リアルタイム市場のイメージ】



(参考) リアルタイム市場の創設とインバランス料金に関する政府方針

電力システム改革専門委員会報告書（2013 年 2 月）

2. 1 時間前市場、リアルタイム市場の創設

（2）リアルタイム市場の創設

（略）

リアルタイム市場の設計に当たっては、市場運営の中立性と価格の透明性の確保、市場メカニズムを活用した効率的な需給調整の実現、必要な調整力の安定的な調達、という要件を満たす必要があり、そのための手段として、リアルタイム市場価格の公開、メルिटオーダーでの発電、新電力の電源やデマンドレスポンスの活用、調整の柔軟性が高い電源（周波数調整用の電源）が評価される仕組み、といった要素が求められる。

（略）

3. 市場と連動したインバランス精算の仕組み

（略）

リアルタイム市場が機能するようになる将来においては、その価格が需給調整のコストを反映したものと考えることができるため、これをインバランス精算に用いることが合理的である。

（略）

エネルギー基本計画（2018年 7 月）

第 2 章 2030 年に向けた基本的な方針と政策対応

第 2 節 2030 年に向けた政策対応

2. 徹底した省エネルギー社会の実現

（2）エネルギー供給の効率化を促進するデマンドレスポンスの活用これまでピーク時間帯には調整電源によって供給量を確保することで対応してきたが、供給者側ではなく需要家側で需要量を抑制することで需給バランスを確保することが可能となる。こうした供給量に応じて需要量を抑制するデマンドレスポンスの第一歩として、時間帯に対応して有意な電気料金の価格差を設けることで、需要家が電力の消費パターンを変化させる方法がある。しかし、既に産業界は積極的に活用し、操業体制を夜間にシフトさせるなどの取組を進めているが、一般の消費者にはまだ十分に浸透しているとは言い難い。

そのため、2020 年代早期に、スマートメーターを全世帯・全事業所に導入するとともに、電力システム改革による小売事業の自由化によって、より効果のある多様な電気料金設定が行われることで、ピーク時間帯の電力需要を有意に抑制することが可能となる環境を実現する。

（略）

(参考) インバランス料金の設計に関する議論

2014年9月第8回制度設計WG
事務局提出資料

インバランス料金の水準に関する考え方

5

- 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ランス調整に要するコストと考え、インバラ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】インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映

【観点2】予見性の低さ

【観点3】価格の妥当性や透明性の確保

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。

価格が実需給時点で決まるため(リアルタイム)、事前に見えにくい。

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。

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。

市場価格をそのまま適用すると、価格を事前に見ることができるため、何らかの対応が必要。

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。

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。

調整力の太さを持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予想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。

【実コストを用いる場合の論点②】 価格の妥当性・透明性の確保

11

- リアルタイム市場創設以前においては、系統運用者は垂直統合されている自社の発電部門の電源を主に用いて需給調整を行うこととなるが、この電源は小売用途と調整用途が明確に区別されておらず、また、他社電源との競争が乏しいため、仮に入札を行ったとしても妥当性・透明性の高い価格指標を期待することは困難。
- そのため、実コストを用いる場合、①コストの妥当性・透明性の確保、②発電事業者のコストデータの取扱いにおける発電事業者の利害への配慮、③旧一般電気事業者の発電部門のみがインバランス料金を予見しやすいという公平性、といった課題が存在。
- これらのうち、①と②については解決策が相反する面があり、また、③については、本質的な解決には旧一般電気事業者以外の電源等の調整力としての活用が相当進むことが必要。

【課題1】 コストの妥当性・透明性をどう確保するか

系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札による調達など、適切な水準であることを担保し、多くの系統利用者の理解を得られる仕組みが必要。

⇄ 相反する面がある

【課題2】 インバランス料金の透明性確保が必要であるが、競争部門である発電事業者のコストデータの公開は当該事業者の利益を害することにならないか

インバランスの精算に実コストを用いる場合、公開が必要であるが、どの電源のコストかについての特定をしないこと等により、発電事業者の競争上の地位への配慮は可能ではないか。

【課題3】 各エリアの調整力の大部分を保有している旧一般電気事業者の発電部門は、インバランス料金水準を予見しやすい一方で、他事業者は予見しにくいいため、公平性という面で問題がないか

予見可能性を低下させるための方策を探れば、一定程度改善。本質的には、需給調整において旧一般電気事業者以外の電源やディマンドレスポンス等が相当程度活用されるようになることが必要ではないか。

(参考) 現在のインバランス精算単価の算定方法

2018年1月第7回電力・ガス基本
政策小委事務局提出資料

- 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おり、昨年10月に算定方式が一部見直された。

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

<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) 上限値・下限値の設定方法

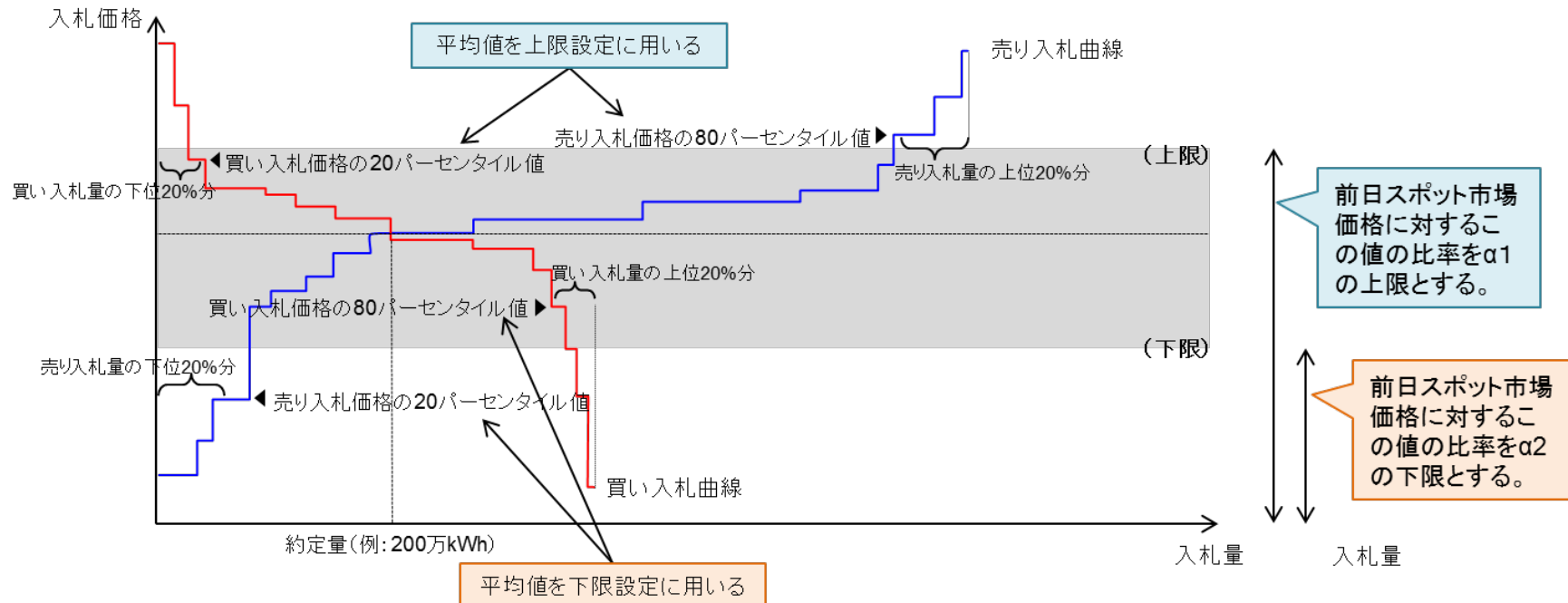
(2) 上限値・下限値の設定について

- 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い入札の20パーセンタイル値と、売り入札の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り入札の20パーセンタイル値と、買い入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格



需給調整市場の概要

- 需給調整市場は2021年度に創設予定。2021年度時点では三次調整力②から広域調達、運用を開始し、その後段階的に広域調達、運用を行う商品区分が拡大する予定。

(参考) 2024年度以降の広域調達開始時期と調達スケジュールについて

2018年11月第7回需給調整市場小委員会資料

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。^{※1}

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)			自主的 運用	3社 広域運用	広域運用+広域調達					
三次調整力① (EDC※2-L)					開始目標	広域調達 (週間) (2022~2023年度間で電源I・b域間の設備を調達)				
二次調整力② (EDC※2-H)	調整力公募 (電源I+II)				広域運用					
二次調整力① (LFC※3)					開始目標		広域調達 (週間)			
一次調整力 (GF相当枠※3)					エリア内調達※2		広域運用			
					一次調整力、二次調整力①の 広域化の要否・時期について		(週間)			
							(週間)			

容量市場初回オークション

空間的約束

2024年度以降は
全商品同様の対応

※1 供給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を速に行う（各社の改修時期は未定）

(例：kWh単価の従量期間の終了例)、最低入札単価の引き下げ、広域化商品の拡大。)

※2 年経を通じて必ず必要となる量は年経で調整し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については必要時

※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。

※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分）
 LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分間隔までの需要の総動員の駆動を対象とした制御。

GE (ガバナフリー制御) : 発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

(参考) 需給調整市場における商品区分

2018年11月第7回需給調整市場小委員会資料

商品の要件 (変更後)

32

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

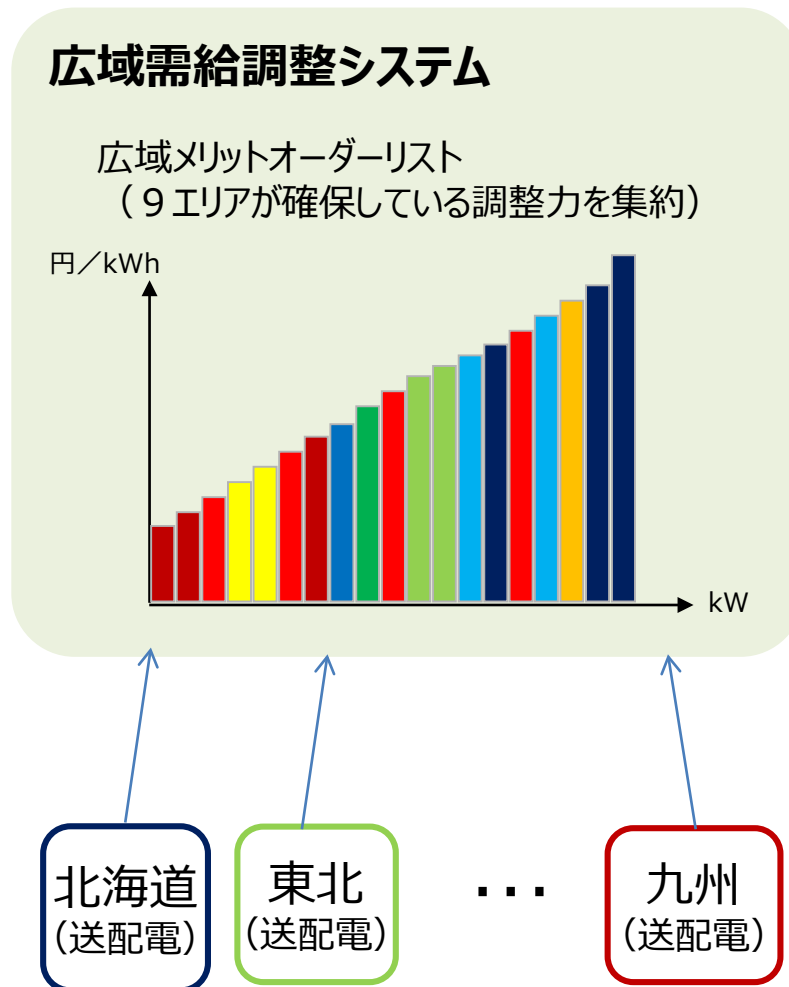
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

調整力の広域運用のイメージ

- 調整力の広域運用においては、9エリアの一般送配電事業者が確保したすべての調整力の中から、kWh価格の安いものから指令が出される。（広域メルिटオーダー）



① 実需給 90 分前に各エリアのインバランス量（調整力の稼働必要量）を予測

② 広域メルिटオーダーリストに基づき指令するユニットを決定して各社に通知（あわせて連系線の流量を変更）

（注）

2021年度から3次調整力の広域運用が本格的に開始される。

調整力kWh価格の登録

- 需給調整市場創設時点において、調整力kWh価格は実需給の1週間前に登録することとされている。（価格の変更期限は今後の検討課題とされている）

(参考) kWh単価の変更可否と変更期限

2018年5月第4回需給調整市場小委員会資料

論点③-8 kWh単価の変更可否と変更期限

36

■ 現在の電源Ⅰあるいは電源Ⅱに係わる契約では、原則として、前週火曜12時までにkWh単価(出力帯毎のV1・V2単価)をBGから一般送配電事業者に提出することとしている。

■ kWh単価の提出(変更)期限は、週間段階の需給調整市場との整合が必要である。

	前々週				前週				対象週			
	火	...	日	月	火	水	木	金	土	...	金	土
現状のkWh単価提出スケジュール					12時 ▼ kWh単価提出(BG⇒TSO)							

■ ΔkWに応札する電源等ならびに余力を活用する電源等のkWh単価(出力帯毎のV1・V2単価)の提出(変更)は週間の需給調整市場の入札〆切(14時)まで、としてはどうか。(市場システムにて登録を変更)なお、提出(変更)がない場合、至近に登録されたkWh単価を使用する。

	前々週				前週				対象週			
	火	...	日	月	火	水	木	金	土	...	金	土
2020年のkWh単価提出スケジュール					12時 14時 ▼ kWh単価提出(BG⇒TSO)							
需給調整市場スケジュール	8時 ▼ 入札受付開始 入札規模公表 入札受付期間				14時 15時 入札〆切 約定処理							対象期間

電力広域的運営推進機関

※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。

電力広域的運営推進機関
ECC JEPX
Institution for cross-regional coordination of transmission facilities

出所) 第1回 需給調整市場検討小委員会 資料5
http://www.ecta.or.jp/infol/choushokuryoku/jukushichourei/2017/2017_jukushichourei_01_half.html

17

調整力kWh価格の精算

- 需給調整市場創設時点において、調整力kWh価格の精算はpay as bid方式で行うことで整理されている。

TSO-BG間の精算方法について

2018年4月第3回需給調整市場小委員会資料

■ ΔkWhは調達段階の商品区分に応じて精算を行う。

■ kWhについては、商品区分によらずユニット単位（計量単位）で調整の結果発生した電力量(kWh)に対し、市場参加者から提出されたV1/V2単価※に応じて精算を行う。

論点⑦-2 調整機能の使用状況の把握・計量

65

■ ΔkWhは事前の調達のため、商品区分ごとに入札単価を区分して精算することが可能（下図左）であるが、実応動であるkWhについては、商品区分に分けて計量・精算することは不可能である。（下図右）
⇒ 可変費であるkWhについては、商品区分によらずユニット単位（計量単位）で同一単価とする。

発電機	区分	ΔkWh単価	kWh単価	容量
A	1次2次	2円/ΔkWh	10円/kWh	10
A	2次②	10円/ΔkWh	11円/kWh	10
A	3次①	0.5円/ΔkWh	12円/kWh	30

調達

3次①調整力
・・・ΔkWh 0.5円/kWh
2次②調整力
・・・ΔkWh 1円/kWh
1次2次調整力
・・・ΔkWh 2円/kWh
BG計画
それぞれの入札単価に合わせた精算が可能

運用

実際にkWhが発生した部分

1次調整力？
2次調整力？
3次調整力？
どの区分の調整力が発動したか明確に切り分けることが困難

BG計画

■ 基本的なkWhが発生しない商品/GFなどに対して、ΔkWhのみを支払うべきか、応動実績を考慮した「マイルド評価」を導入するかなどについては将来の検討項目とする。

調整の結果発生したkWhに対し、V1/V2単価でTSOからBGに精算

<出力帯ごとのV1単価の例>

kWh単価
(円/kWh)

出力 (MW)

700 800 定格

BG計画 計量実績

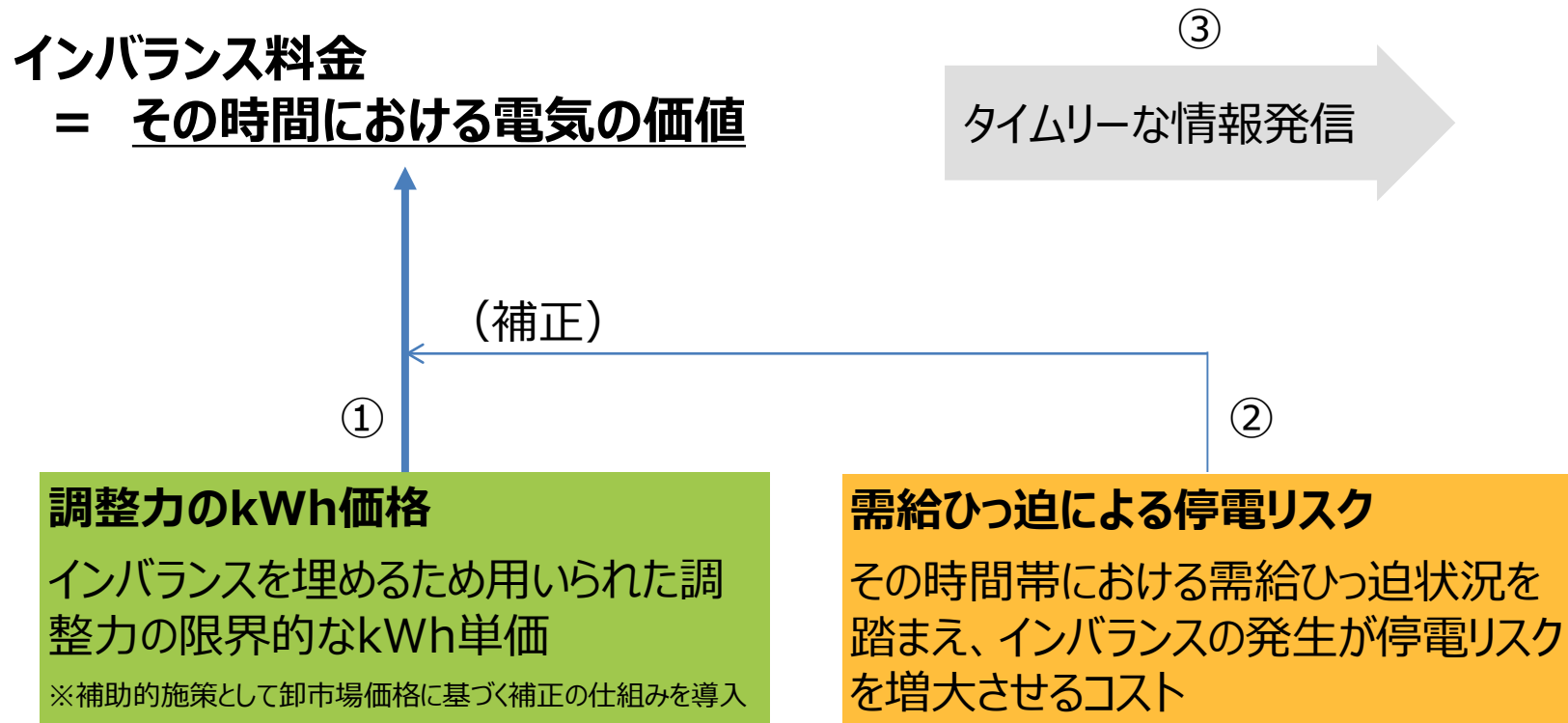
出所：第1回需給調整市場検討小委員会（2018.2.23）資料5をもとに作成
https://www.gccto.or.jp/links/chousei/cvoku/kyouchousei/2017/2017_kyouchousei_01_haifu.html

※1 V1単価：調整電源の上げ調整単価
V2単価：調整電源の下げ調整単価

18

インバランス料金の考え方

- 資源エネルギー庁の審議会から示された考え方をまとめると、以下のようになる。
- 以下の①～③の詳細設計について、今後検討していく。

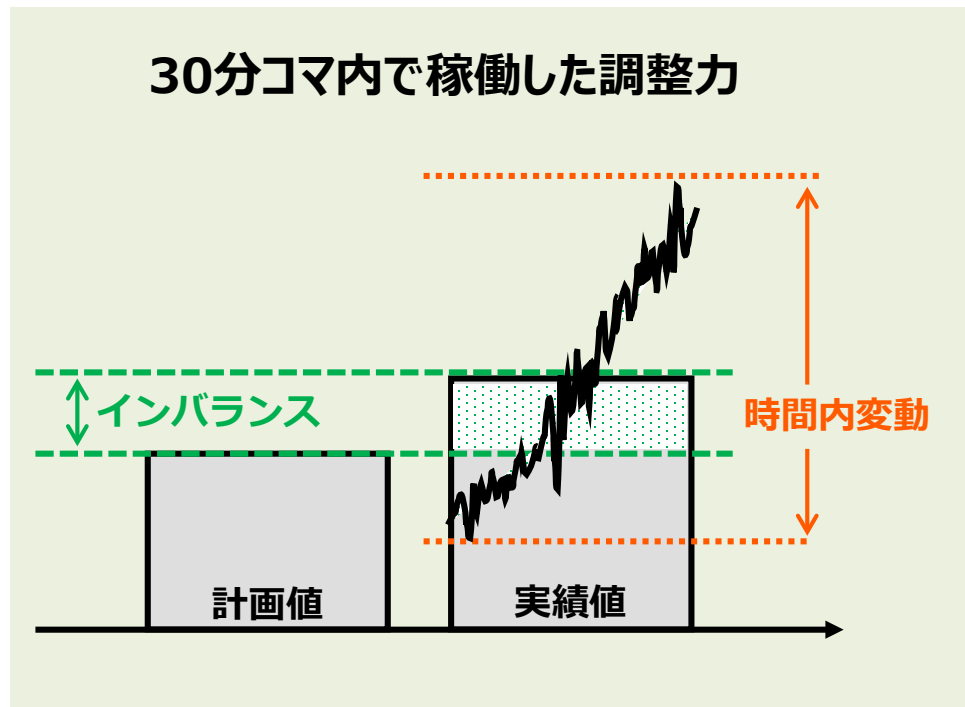


インバランス料金は、適切な価格シグナルを与えるものとするため、また、適切な受益と負担の関係から、その時間における電気の価値を反映したものとすることが適當。すなわち、そのコマ・そのエリアにおいてさらにインバランスが1単位増えたとすれば発生したであろう追加的なコストを反映することが適當。そのため、上図の①及び②の高い方をインバランス料金とすることが適當と考えられる。

2. 調整力のkWh価格をどのようにインバランス料金に反映させるか

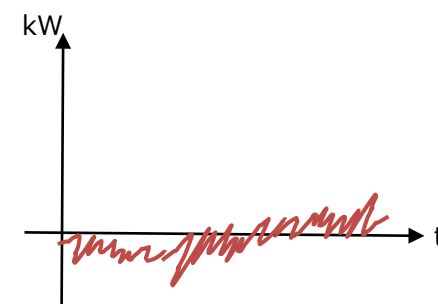
調整力のkWh価格をどのようにインバランス料金に反映させるか

- インバランス料金は、そのコマ・そのエリアにおいてさらにインバランスが1単位増えたとすれば発生したであろう追加的なコストを反映することが適当。
- したがって、各エリアごとに、稼働した調整力のうち、インバランスを埋めるために稼働した調整力の限界的なkWh価格を引用することが適当ではないか。



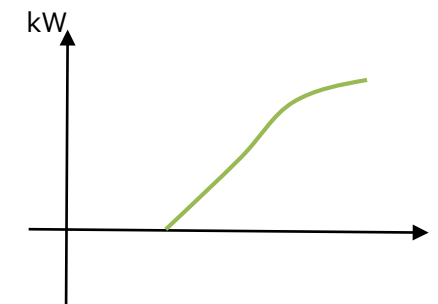
1コマ(30分)の中で稼働した調整力の中には、インバランスを埋めるために稼働したものと、周波数制御や時間内変動のために稼働したものがある。

時間内変動等に対応した調整力



インバランス料金の算定において考慮しない

インバランスに対応した調整力

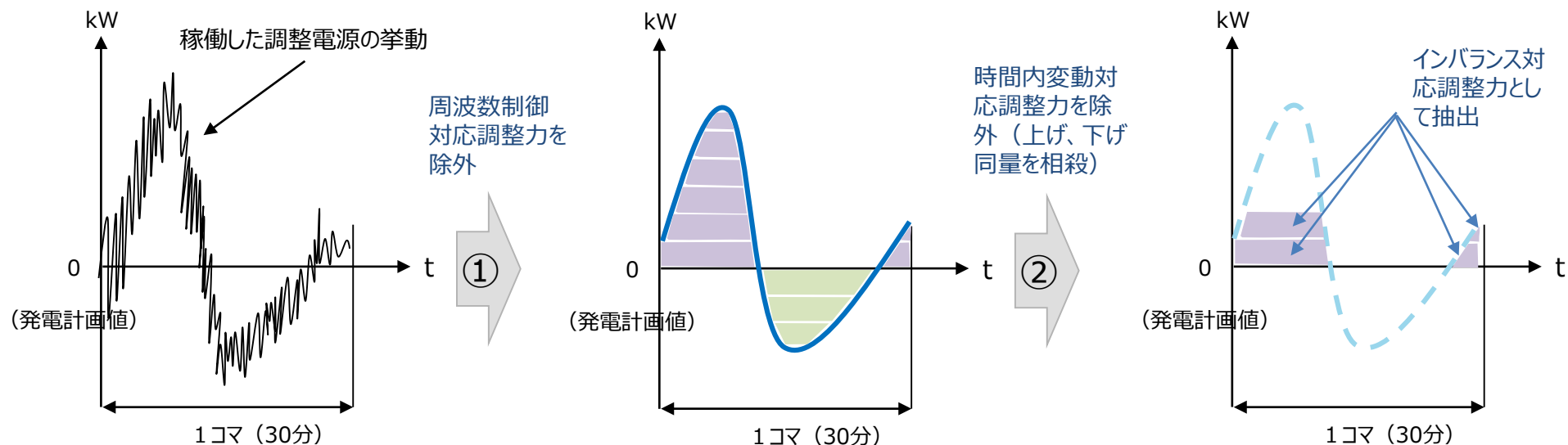


このうち限界的な価格をインバランス料金に反映

調整力kWh価格の引用

ステップ①：稼働した調整力の中からインバランス対応のものを抽出

- 1コマ（30分）の中で稼働した調整力の中から、インバランスを埋めるために稼働した調整力を抽出するため、以下の処理を行うこととしてはどうか。
 - ① 一次調整力（周波数制御対応調整力）としてのみ稼働する調整力は除外する
 - ② 同じコマに上げと下げの両方があった場合には、kWh単価が高いものから上げ・下げ同量を相殺する



(参考) 同じコマに上げと下げの両方があった場合の取り扱い (欧州の事例)

イギリス

価格の高いものから順に、上げ・下げを同量相殺してから、限界的なkWh価格を算定

北欧

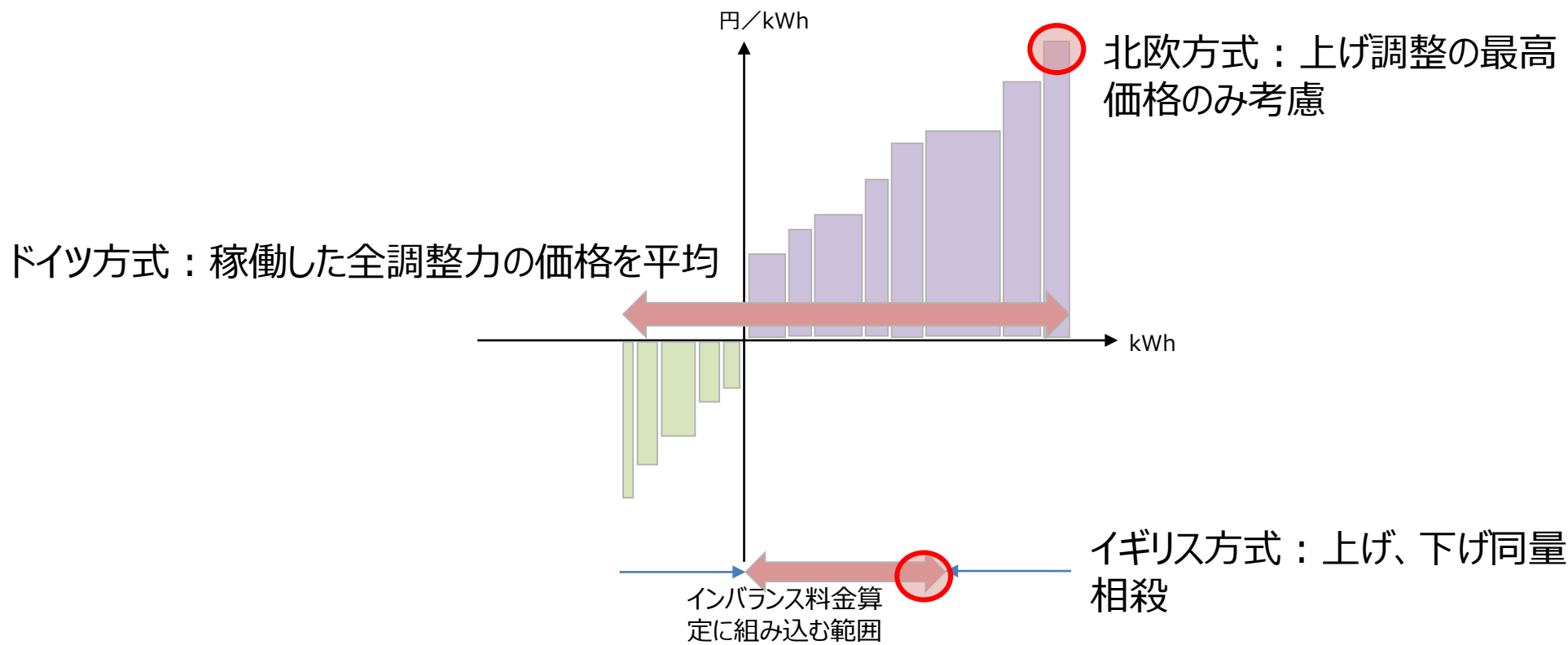
(ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマーク)

稼働量が多い方向 (上げor下げ) の最もkWh価格が高いものをインバランス料金に採用

ドイツ

稼働した全調整力のkWh価格の加重平均

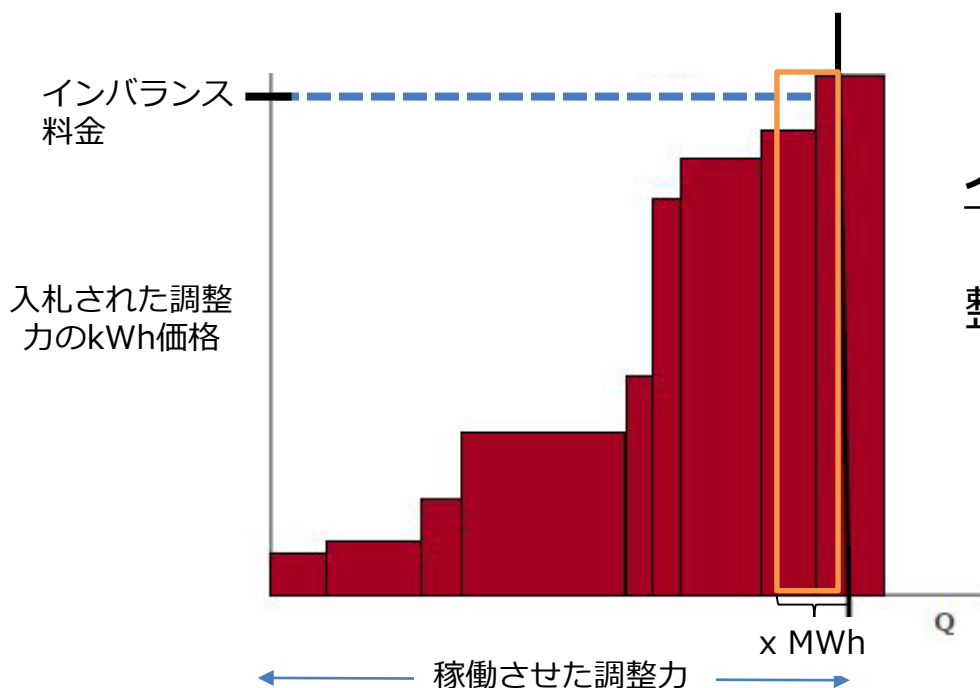
例：系統不足時の場合



調整力kWh価格の引用

ステップ②：抽出されたインバランス対応の調整力の限界的なkWh価格を計算

- 限界的なkWh価格を算定は、抽出された調整力のkWh単価の高いものから、 x MWh分を平均することにより計算してはどうか。



インバランス料金

稼働させた調整力のうち、 x MWhの範囲に入る調整電源のkWh価格の平均

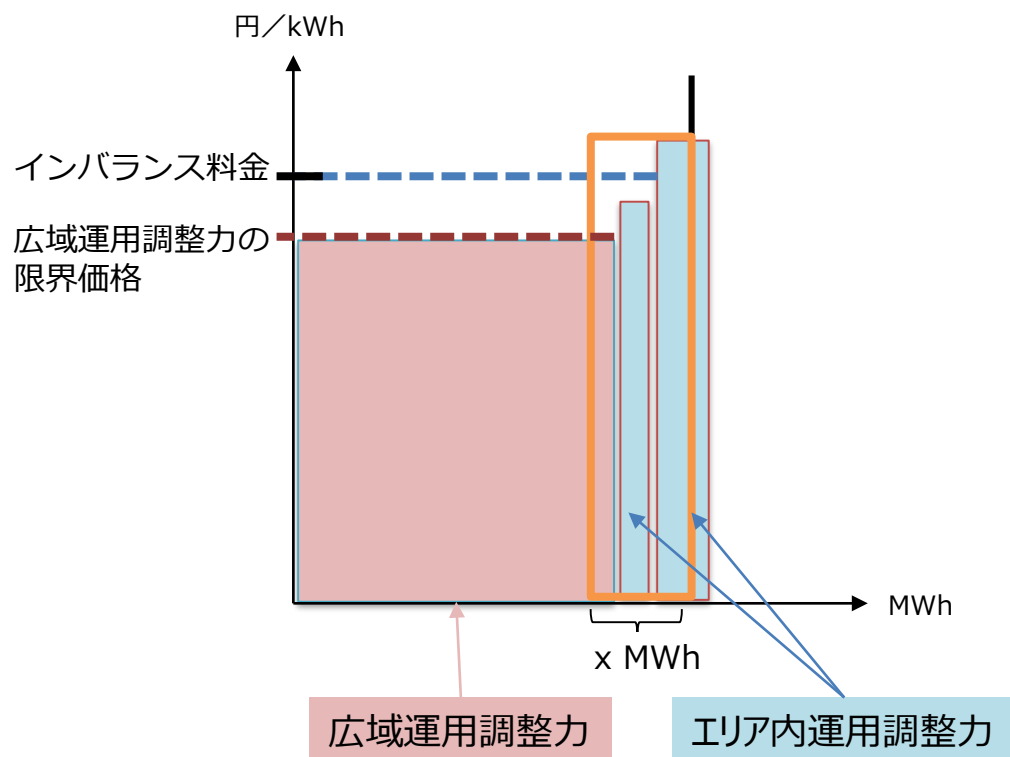
抽出された調整力のkWh単価の高いものから x MWh分を平均することにより、限界的なkWh価格を算定する。例えば、 $x = 10$ MWh。
(ごく少量だけ稼働した調整力によってインバランス料金が大きく変化する仕組みは計量上の誤差の影響などが懸念されるので、単純に最高価格とはしない。)

そのコマのエリアインバランスが x 以下であった場合は、インバランス料金 = エネルギー市場価格とする。

調整力kWh価格の引用

ステップ③：広域運用された調整力の考慮

- 広域運用された調整力については、広域メリットオーダーの調整力kWh価格（広域的に稼働した調整力の限界価格）を考慮して算定することとしてはどうか。



広域運用された調整力と、エリア内で独自に運用された調整力が混在することがある（特に需給調整市場創設後すぐには広域調達、運用される調整力が拡大していないため）

エリア内で独自に運用された調整力が存在する場合には、当該調整力のkWh価格を加味したインバランス料金となるため、インバランス料金は当該エリアにのみ適用される。

卸市場価格を用いた補正

- 2021年時点における調整力の仕組みを考慮すると、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映しないケースがあり得る。
- こうしたことから、資源エネルギー庁の審議会における議論において、以下の補正を導入する方針が示された。

インバランス料金の基本設計の方向性

第11回基本政策小委員会(2018.9) 資料を基に作成

系統不足時	不足 B G	余剰 B G
$P > V 1$	P	V 1
$P < V 1$	V 1	V 1

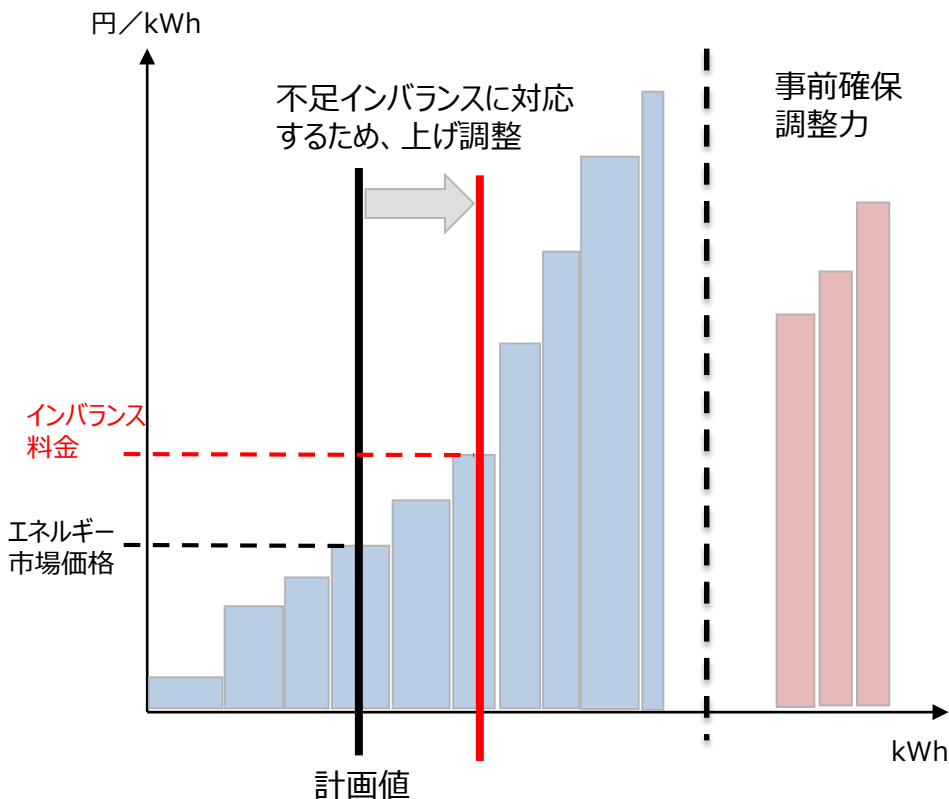
系統余剰時	不足 B G	余剰 B G
$P > V 2$	V 2	V 2
$P < V 2$	V 2	P

P : エネルギー市場価格
V 1 : 上げ調整kWh価格
V 2 : 下げ調整kWh価格

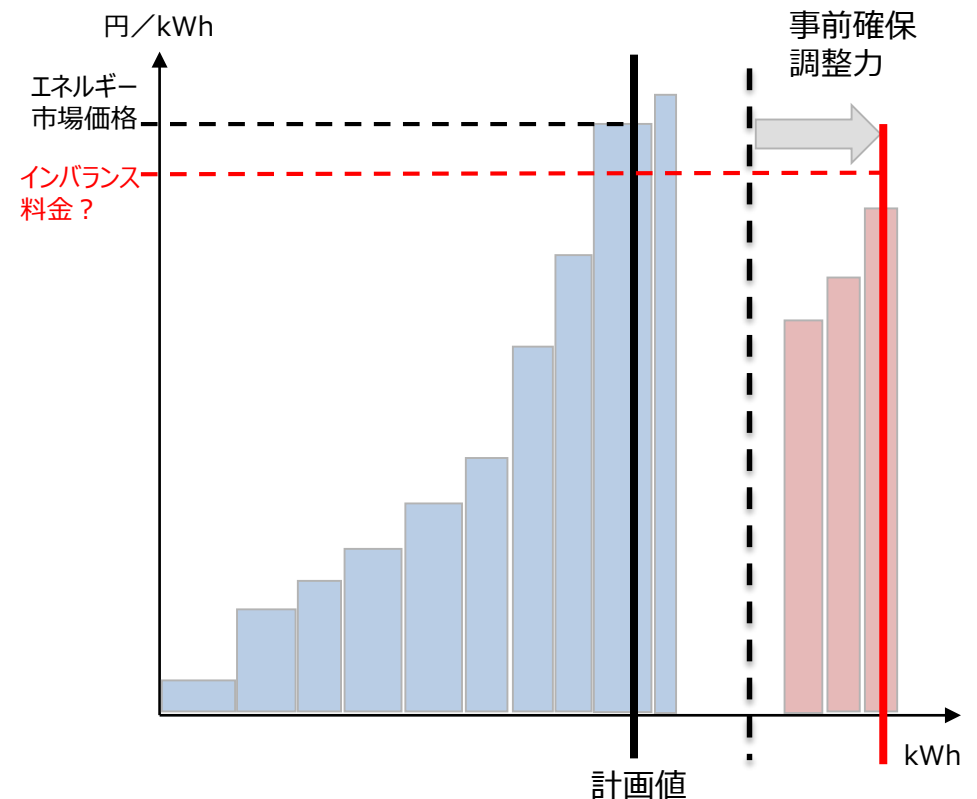
補正の必要性（系統不足時）

- 例えば、事前に調整力として確保した電源は、卸市場を通じた発電計画の調整から切り離される（全体のメリットオーダーから外される）ため、そのkWh価格はその時間帯における電気の価値を表していない場合がある。

系統不足時（通常）

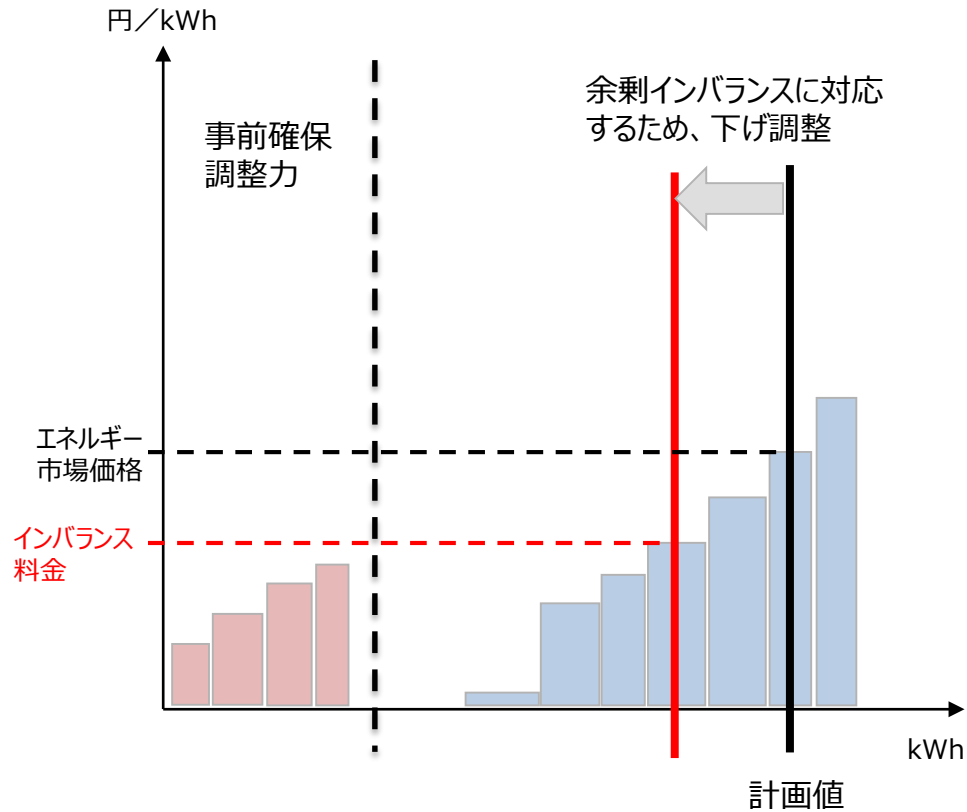


需給ひっ迫等によるエネルギー市場価格高騰時

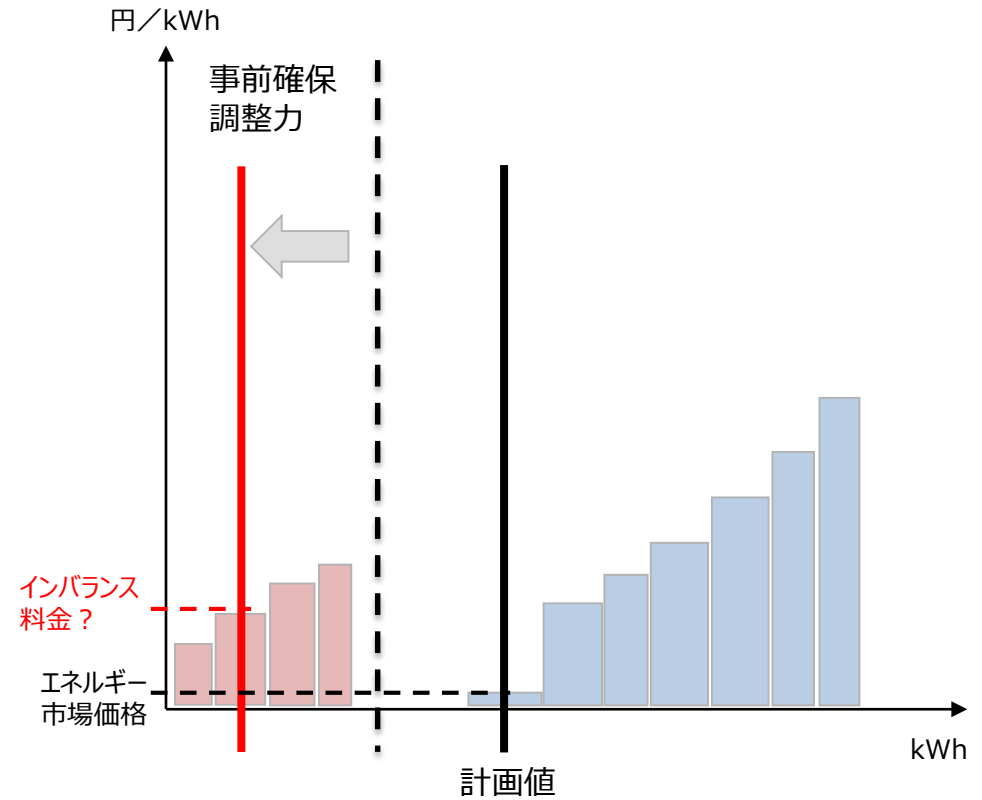


補正の必要性（系統余剰時）

系統余剰時（通常）



再エネ抑制時等のエネルギー市場価格下落時



調整力kWh価格の引用方法の詳細等について（今後の検討）

- 次回以降、本日の議論を踏まえ、インバランス料金の算定における調整力kWh価格の引用方法の詳細等について、2021年度時点での関連制度の詳細を考慮しつつ検討を進める。

インバランス料金の算定における調整力kWh価格の引用方法の詳細等については、調整力kWh価格がどのように決まるか等を踏まえて検討する必要がある。

考慮すべき関連制度

○調整力のkWh価格に関連する制度等

- 旧一電（発電・小売部門）の調整力kWh価格に関する規律
- 発電・小売事業者が調整力kWh価格を登録・変更するタイミング
- 調整力kWhコストの清算方法（pay as bid）が登録価格に与える影響
- 起動費の取扱い

○事前に確保する調整力の量及びタイミング

3. インバランスによって予備率が変化すること によるリスクへの対応

需給ひっ迫時の補正の必要性

- 需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は停電（負荷遮断）の可能性を増大させるなど、ネットワーク全体のリスクを増大させるもの。したがって、その実質的なコストをインバランス料金に反映させることが適当。
- したがって、需給ひっ迫時には、調整力のコスト（kWh価格）だけでなく、停電リスクの増加分をインバランス料金に反映させる仕組みが必要。

【論点3】更なる検討課題について

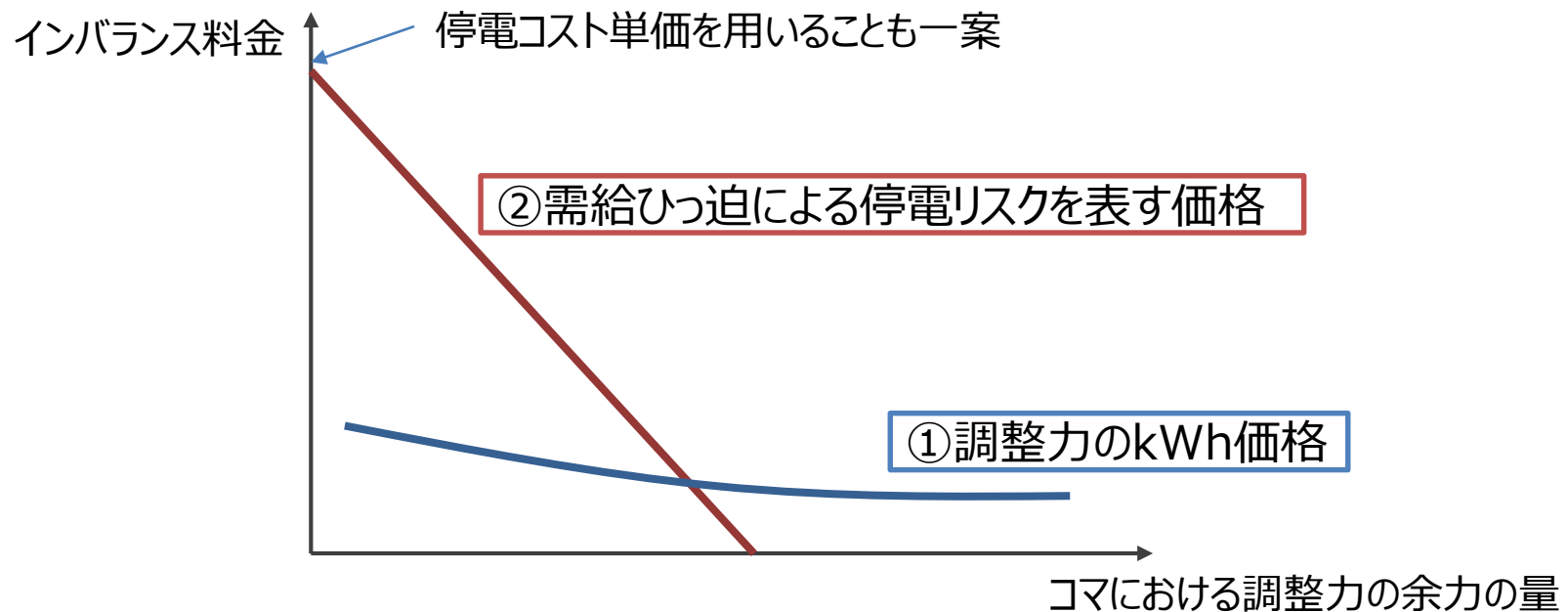
（1）系統需給ひっ迫時のインバランス料金の在り方

2018年9月第11回電力・ガス基本政策小委資料

- 前述のように、需給調整市場創設後も、当面の間は、V1が実需給の電気の価値を適切に反映しない可能性がある。この場合、需給ひっ迫時においても、系統利用者が、「調整力コストはさほど高騰しないだろう」「需給を一致させる手間が大きく、仮に不足インバランスを生じさせたとしても、インバランス料金を支払いさえすればよい」と判断し、結果として調達を行わないケースも起こり得る。
- この点、諸外国では需給ひっ迫時に、電気の希少性（需給ひっ迫時の電気の価値）を理論的に算出し料金に反映している国（英国等）や、料金を定率・定額で上昇させインセンティブを強化している国（ドイツ等）、市場からの強制退出等のガバナンス措置によりインバランスの抑制に取り組んでいる国（ノルウェー等）もある。
- 諸外国の動向も踏まえつつ、我が国においてはどのような対応を行うべきか。

需給ひっ迫時のインバランス料金の考え方

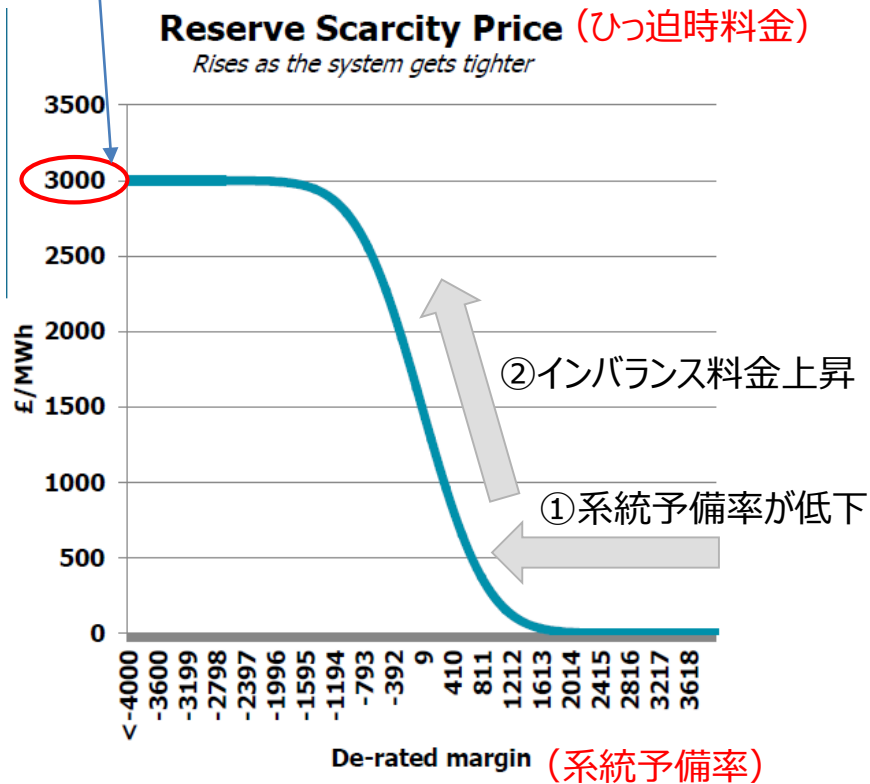
- 需給ひっ迫によって一般送配電事業者が確保している調整力の余力が減少すると、停電（負荷遮断）のリスクは増大する。
- したがって、コマ毎に調整力の余力の量を把握し、それが一定値以下になった場合にはインバランス料金が上昇する仕組みにするのが適当ではないか。



(参考) 需給ひっ迫時の補正 (欧州の事例)

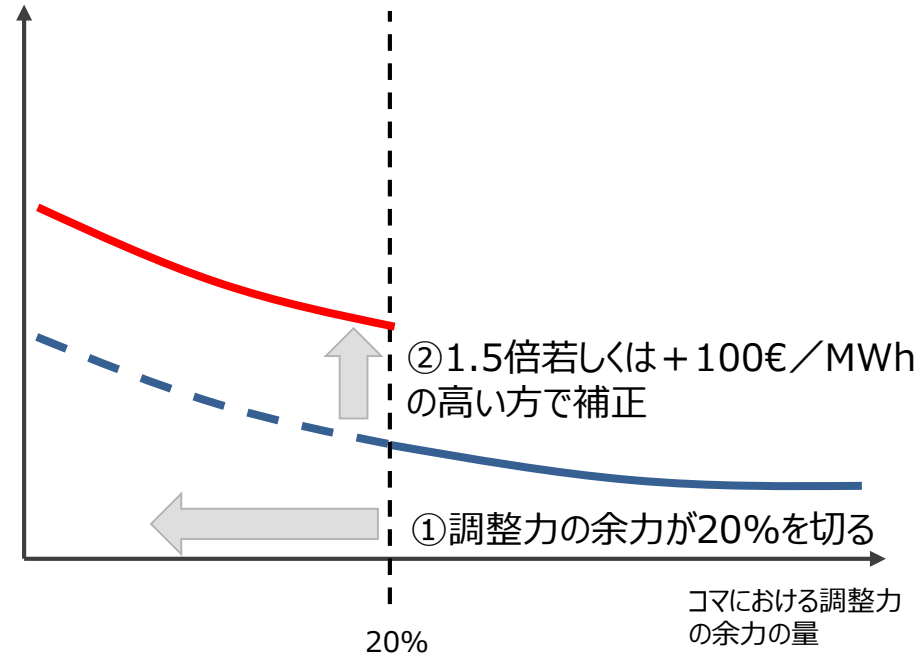
イギリス

停電の社会的コスト



ドイツ

インバランス料金



4. 関連情報のタイムリーな公表の在り方

関連情報公表の意義・目的

- 2021年度以降のインバランス料金の見直しにおいては、電気の価値を適切に反映させることで、系統利用者にとって需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブを付与するものとする 것을 基本的考え方として整理している。
- そこで、見直し後のインバランス料金を機能させるためにも、以下 3 点を関連情報のタイムリーな公表の意義・目的として整理し、次回以降、詳細な公表すべき項目、タイミング、主体、方法について検討していくこととしてはどうか。
 - ① 系統利用者が、系統の需給状況も考慮しながらスポット市場・時間前市場などを活用しつつ、G Cぎりぎりまで適切に需給調整するよう促進するためにも、現在（直前）の系統の状況やインバランス料金に関する情報をできるだけ速やかに入手できる環境を整備する。（**効率的な需給調整を通じた安定供給の確保**）
 - ② また、電力市場における公平な競争を確保する観点から、一部の者（調整力提供者）のみがインバランス料金の予測に資する情報を持つことがないようにする。（**情報の非対称性の是正**）
 - ③ 更に、将来的には再エネや E V などの普及が進む中、IoTなどの情報技術を活用し、需給の状況に応じて電気の消費・供給・充放電を変化させるといった分散型の取組みが拡大していくことを見込み、そのための環境を整備する。（**新たなビジネスモデルの育成**）

(参考) まとめ (今後の方針)

- 2021年度に予定される需給調整市場の創設及びインバランス料金制度の見直しと併せて、系統利用者が需給状況や価格に関する情報をタイムリーに入手できる環境を構築することが重要と考えられる。
- 今後、総合資源エネルギー調査会等における需給調整市場や関連制度に関する議論と併せて、海外の仕組みやその効果等も参考に、2021年度以降の関連情報の公表のあり方、ひいては需給調整市場のあり方について検討していくこととしたい。

検討項目 (案)

- ◆ 今後の電力市場システムにおけるタイムリーな情報公表の意義
- ◆ 情報公表のあり方
 - ・ 公表する情報 (何を)
 - ・ 公表主体 (誰が)
 - ・ 公表タイミング (いつまでに)
 - ・ 公表の方法 (どのように)