

2022年度以降のインバランス料金の 詳細設計等について

第44回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年12月17日（火）



今回御議論いただく内容

今後の検討課題

スケジュール

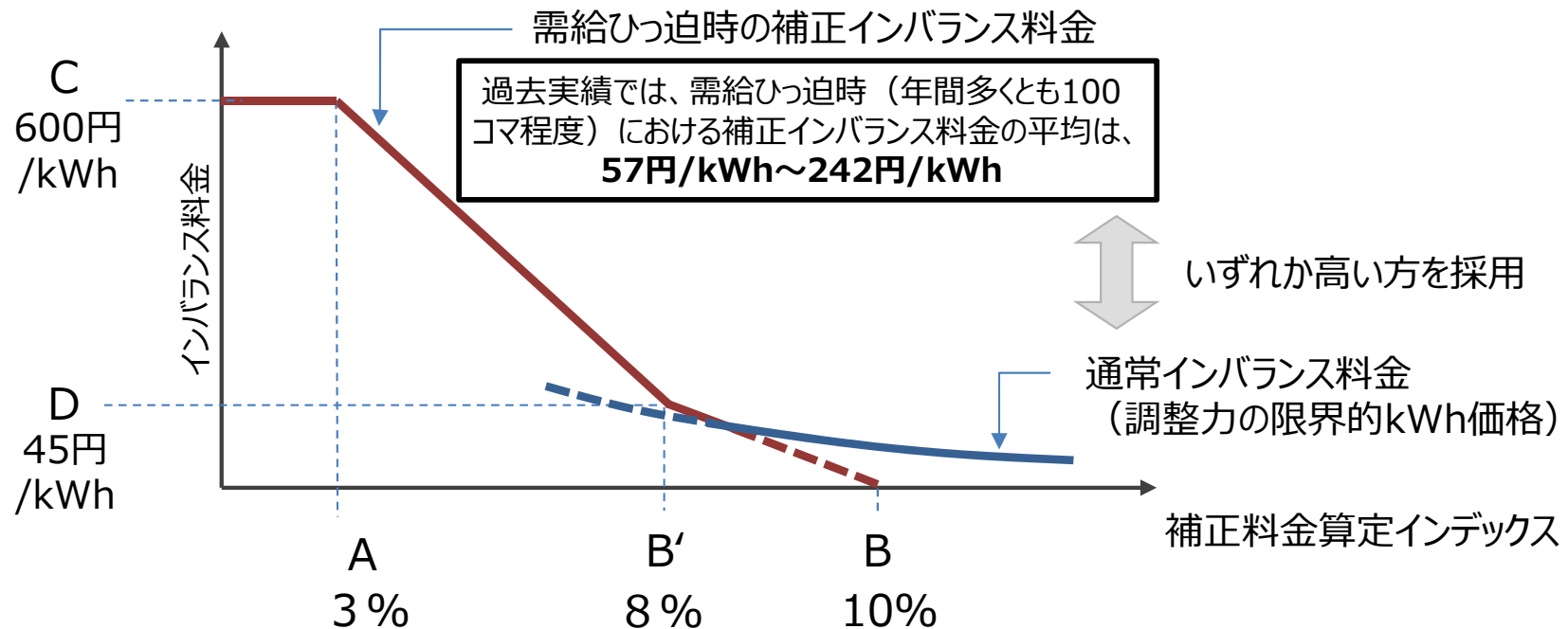
		今後の検討課題	スケジュール
①新たなインバランス料金の詳細	調整力のkWh価格の反映	<ul style="list-style-type: none">コマ内で限界的なkWh価格が異なる場合の扱いインバランス料金と卸市場価格が逆転した際の補正のあり方（補正による影響を踏まえた卸市場における規律のあり方）<u>沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法</u>	<ul style="list-style-type: none">4～6月に審議済み7、8月に審議済み
	需給ひっ迫時のインバランス料金	<ul style="list-style-type: none"><u>需給ひっ迫時補正の一定の式（直線）における数値の設定</u>災害時のインバランス料金のあり方	
②タイムリーな情報公表		<ul style="list-style-type: none">情報公表の意義、情報公表の項目・タイミング・公表主体など	<ul style="list-style-type: none">5月に審議済み
③収支管理のあり方		<ul style="list-style-type: none">新たなインバランス料金制度を踏まえた調整力関連費用及びインバランス料金に係る一般送配電事業者の収支管理のあり方	<ul style="list-style-type: none">2月以降に審議予定
④その他		<ul style="list-style-type: none"><u>競争が十分でない場合の調整力のkWh価格の規律のあり方など【資料5】</u>	

1. 需給ひっ迫時におけるインバランス料金について

前回の議論及び今回の論点（Cの設定の暫定的な措置について）

- 前回、需給ひっ迫時の補正インバランス料金について議論を行い、複数の委員から、事務局提案への御理解・御賛同の御意見をいただいた一方で、複数の委員及びオブザーバーから、現状は、インバランス料金の高騰に備えた電源の調達を行う市場が整備された直後の段階である等の理由から、Cの設定については、新電力の経営への影響を勘案し、一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等の御意見をいただいた。
- 今回は、暫定的な措置の導入の是非について御議論いただきたい。

【補正インバランス料金の設定（案）】



(参考) 前回の議論における主なご意見

【委員】

- これまでのインバランス料金が緩かったのがそもその発端であり、需給ひっ迫時におけるインバランス料金が従来より高くなるのは仕方がない面もある。インバランス料金の回避行動を行う上で、先物市場や時間前市場などを育成していくことが必要。（大橋委員）
- Cの設定に応じて、スポット価格の上限が事実上決まる。このことがDRの発展を阻害するかもしれない。電源が稼げる機会を失うと、インセンティブが下がり容量価格に影響するかもしれない。複雑な要素があるので、Cの設定だけをみて負担の大小を議論するのはミスリーディング。Cの設定を下げるデメリットもあるので、比較考慮しながら決めるべき。その上で、習熟するまでの経過措置というのはいり得る。（松村委員）
- 新たなインバランス料金制度は、電力システム改革における「安定供給の確保」の本丸。電源を調達せずにインバランスを出した方が儲かるという動きは避けなければいけない。インバランスを出させないためのシグナルが機能しないと安定供給に影響する。Cの設定の事務局案は、エビデンスベースで提案され、事務局として低い方の600円が提示された。慎重な議論は必要だが、電力システム改革を先延ばしにするのはよくない。（林委員）
- インバランスが高額になると思えば、事業者はリスク回避行動に移ると思うが、リスク回避の手段が限られている状況となると、無視はできない水準。一方、需給がタイトな状況では価格がしっかりスパイクして高い値段をつけることも大事。（圓尾委員）

【新電力オブザーバー】

- 高額なインバランス料金の上限価格を受け入れる上では、先物や先渡、相対取引が適正水準で利用でき、電力の過不足が将来にわたって調整できるということが確保されている必要がある。（鮫島オブ）
- 価格メカニズムにより料金を決めていくことについては、総論賛成。オーストラリアのインバランス料金の上限価格には、連続的にこういう価格が発生すると強制的に値段を下げるという、小売事業者への配慮があると認識しているため、このような措置も参考にしてほしい。様々な市場が整備されているが先物市場は開設から2ヶ月程度。参加者が限定的でヘッジ手段とはまだなり得ていない。慎重な議論が必要。（橋本オブ）
- 小売事業者への負担増に不安。時間前市場の改革が検討されているが、現状は利用量が限られている。激変緩和措置を講じることが必要。その上で、市場のプレーヤーの行動やシステムが機能しているかどうかをレビューしながら、必要に応じて事務局案の水準に寄せていくのが現実的ではないか。（上手オブ）
- 制度の意義は理解するので、事業者としてリスク管理をしてやっていきたいが、リスク管理はヘッジ手段があることが前提であり、時間前市場の改革などを同時並行で進めてほしい。試算は過去実績を基にしているので、今後の広域需給調整の運用変更も踏まえて柔軟に検討してほしい。新制度への習熟期間が必要であり、段階的な措置を考えていただきたい。（中野オブ）
- Cの設定により経営体力が著しく毀損することを懸念。新電力は需給一致の努力をしているが、自然災害、大規模停電、電源脱落などに起因する需給ひっ迫は新電力にはどうにもできない。新制度導入における経営へのインパクトを緩和してほしい。（野崎オブ）

Cの設定が卸電力取引市場に与える影響について

- 前回の会合において、Cの設定が、事実上の卸市場価格の上限となるため、Cの設定を低くしすぎる場合のデメリットも考慮すべきとの御指摘をいただいた。
- スポット市場や時間前市場における小売事業者（買い手）の行動として、インバンス料金がCより上がることはないだろうと考え、計画停電や電力使用制限が実施されるようなケースにおいても、Cよりも高い価格では買いを入れないという行動を取る可能性が高い。そのため、こうした状況下においても、時間前市場やスポット市場の価格はC以上にはならない可能性が高い。
- したがって、Cの設定を実際の社会的コストよりも低くした場合、需給ひっ迫時においても時間前市場やスポット市場の価格が十分に上昇しないこととなり、小売事業者と需要家が協力して需要を調整するという取組（小売BGによるDR）など、新たな取組の普及を阻害することが懸念される。将来にわたってこうした状況が継続することは、需給バランス確保の効率化・円滑化を実現していく観点から望ましくない。
- 以上を踏まえれば、暫定的な措置を導入する場合においても、こうした影響にも配慮した必要最小限の期間とすべきと考えられる。

電力先物市場やベースロード市場の活用可能性について

- 今年度より、新たに、電力先物市場、ベースロード市場が創設され、スポット市場や時間前市場以外にも、多様な電源の調達手段が整備されてきている。新たなインバランス料金制度では、需給ひっ迫時には適切にインバランス料金が上昇することで、各BGがこうした市場も活用してあらかじめ必要な量の電源を調達することが経済合理的となるため、インバランス発生量が抑制されることが期待される。
- 更に、現状では、制度開始後間もないこともあり、必ずしも取引規模が大きい状況にはないが、新たなインバランス料金制度が適切に機能することで、これらの市場が活性化していくことも期待される。
- 市場創設後間もないことを踏まえ、新たなインバランス料金制度の導入にあたり一定の暫定的な措置を導入することも考えられるが、過度な措置の導入は、これらの市場の発展に影響を与える懸念もあることから、暫定的な措置を長期にわたって継続することは避けることが望ましい。

【ベースロード市場の取引実績】

上段：円/kWh、下段：MW

商品	約定期日	8月9日	9月27日	11月22日	合計
北海道		12.47	12.37	12.45	-
		12.7	2.2	12.9	27.8
東京		9.77	9.95	9.40	-
		88.2	26.8	193.6	308.6
関西		8.70	8.47	8.70	-
		83.4	53.2	61.3	197.9

【電力先物取引市場の10月取引実績】

単価：円/kWh、取引単位・約定量：MW

商品	エリア	月	単価	取引単位	枚数	約定量
ベースロード (全日24時間)	東日本	11月	8.65~9.66	72.0	8	576.0
		12月	10.11	74.4	1	74.4
		1月	10.56	74.4	1	74.4
	西日本	11月	7.50~8.06	72.0	5	360.0
		12月	8.40	74.4	1	74.4
		3月	8.00	74.4	10	744.0
日中ロード (平日12時間)	東日本	10月	10.72	26.4	1	26.4
		1月	11.53	22.8	1	22.8
		2月	11.58	21.6	1	21.6
	西日本	3月	8.50~8.54	25.2	11	277.2
	合計				40	2,251.2

(参考) 新たな市場の整備 (電力先物取引)

- 市場参加者が市場メカニズムを適切に活用できるようにするためには、市場を通じた多様な調達手段の確保が必要である。
- 2019年3月に、東京商品取引所 (TOCOM) より電力先物取引の試験上場申請がなされ、8月9日付で認可され、9月17日から取引開始。
- また、TOCOMに加えて欧州エネルギー取引所 (EEX) も日本における電力先物取引への参入を進めており、EEXは2020年前半より、日本の電力デリバティブ取引の清算サービスを開始予定であることを表明している。

※EEXホームページ (<https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-group-to-launch-clearing-services-for-japanese-power-derivatives-in-2020-/98662>) 参照

- 今後、市場参加者ニーズを踏まえた先物市場の形成が期待されている。

(参考) 新たな市場の整備 (ベースロード市場)

- 安価なベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）の多くは、大手電力が保有・長期契約しており、新電力によるアクセスが困難な状況。卸市場活性化の障壁の一つとなっている。
- このため、大手電力に対し、自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高くない水準の価格でベースロード電源を市場に供出することを求め、新電力にベースロード電源へのアクセス機会を付与するベースロード市場を創設。
- オークションは、年3回（7月、9月、11月）実施。

ベースロード市場の概要

資源エネルギー庁 2018年4月
第22回制度検討作業部会 資料5を一部改変

目的		旧一般電気事業者等に対して電気を市場に供出することに伴い、新電力等のベースロード電源に対するアクセス環境の公平性を確保し、更なる競争活性化を図ること。
市場の設計	買い手	新電力等がベース需要の範囲内で購入可能。
	売り手	供出量：各事業者に設定された供出量を供出（相対契約等による控除量を除外）。 供出価格：ベースロード電源の平均コスト等から供出上限価格を設定。
	約定方法	受け渡し前年度に複数回オークションを開催。 シングルプライスオークションにてオークションを行い、現行の先渡市場と同様、スポット市場を介して商品を受け渡し。
	商品	当初は年間商品を基本とする。 燃料調整制度は導入しない。
	市場範囲	3エリアに分けてオークションを開催。 北海道エリア、東日本エリア（東北・東京）、西日本エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）

(参考) 新たな市場の整備 (時間前市場の改革)

- 想定される環境変化が時間前市場に与える影響を踏まえると、将来的な時間前市場の在り方については、実需給で起動する電源のベースはスポット市場で決定し、価格指標性を確保することを前提としつつ、時間前市場においても、電源の追加起動を想定した入札や大ロットでの取引を可能とする方向で具体的な検討を進めてはどうか。
- 具体的な方策としては、第31回制度設計専門会合において提示した検討テーマのうち、「シングルプライスオークション(SPA)の導入」や「約定結果の計画反映の自動化」が考えられるのではないかと。

対応が求められる可能性のある時間前市場の変化

<p>発電機の追加起動を想定した取引の必要性</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 需給調整ニーズの高まりや、取引対象となる予測誤差の拡大から、これまでとは異なり、ブロック入札等の発電機の追加起動やDRの発動を想定した入札を可能とし、根本的な市場の厚みの増加が必要となる可能性がある。
<p>短期間で大規模ロットを取り扱える取引手法</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状でも再エネ予測誤差は相当程度の規模で発生していることから、これが時間前市場で取引される場合、より短期間で大きなロットを取引できるような取引方法が求められる可能性がある。
<p>GC直前までの円滑な取引の実現</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● GC直前までインバランスを回避したり、事前予測からの天候の突然変化等への対応に当たり、時間前市場における取引を更に円滑に行うことが必要となる可能性がある。

考えられる対応策



Cの設定の暫定的な措置の具体案について

- 以上の議論を踏まえ、Cの設定については、新たな需給バランス確保への取組や市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、激変緩和のため、一定期間の暫定的な措置を設けてはどうか。
- まず、Cの設定については、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格が201円/kWhであることから、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、暫定的にC=200円/kWhとすることとしてはどうか。
- 次に、暫定措置期間については、2022年度から新たなインバランス料金制度が開始され、2024年度には容量市場が開始されることを踏まえ、2022年度から2023年度までの2年間としてはどうか。（電力先物市場及びベースロード市場の開設からは5年間が確保されることとなる。）
- 暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則としてはどうか。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとしてはどうか。

補正インバランス料金の試算（暫定的な措置：C=200円/kWh）

- 暫定的な措置の設定を用いて、現行制度下でのインバランスの発生実績に当てはめて、改めて新電力小売BGの負担額を試算したところ、補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価は、48～98円/kWhであった。
- この平均単価の水準は、過去のスポット市場の最高価格である100円/kWhと比較しても、新電力の経営への影響を勘案する観点からは、暫定的な措置として十分であると考えられる。

◆ 東京 2017年度（2018年1月22日～26日、2月1日、2日、22日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **48円/kWh**（現行インバランス料金実績値34円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.47億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 22億円

※スポット日次最高価格

2018年1月	22日	26円
	23日	24円
	24日	35円
	25日	36円
	26日	36円
2月	1日	30円
	2日	50円
	22日	20円

◆ 東京 2018年度（2018年8月1日、2日、22日、27日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **98円/kWh**（現行インバランス料金実績値27円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.44億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 43億円

※スポット日次最高価格

2018年8月	1日	32円
	2日	54円
	22日	44円
	27日	52円

◆ 関西 2018年度（2018年7月17日～18日、2019年1月10日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **51円/kWh**（現行インバランス料金実績値35円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.04億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 2.1億円

※スポット日次最高価格

2018年7月	17日	44円
	18日	44円
2019年1月	10日	25円

2020年度向け電源 I '公募結果を受けたC及びDの設定の検証

- 今年度の2020年度向け調整力公募の落札結果から、電源 I 'の調達価格を基にC及びDの設定を再計算したところ、Cの設定は約750円/kWh（複数回発動を前提とした場合）、Dの設定は約33円/kWhと算出された。（次頁参照）
- この結果について、電源 I 'の広域的調達はまだ1年しか実績がなく、将来にわたり大きく乖離するかどうかについては、現段階では判断が困難。
- 以上を踏まえ、システムの準備期間や制度の周知期間等も考慮し、2022年度からの新たなインバランス料金制度においては、Cの設定は200円/kWh（暫定的な措置）、Dの設定は45円/kWhで開始することとしたうえで、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、C及びDの設定についても見直しを検討することとしてはどうか。

（参考）調整力公募結果から見積もったC及びDの設定について

【Cの設定（電源 I 'の複数回発動を前提とした場合）】

2018年度向け：626円/kWh

2019年度向け：629円/kWh

2020年度向け：749円/kWh

【Dの設定】

2018年度向け：41円/kWh

2019年度向け：45円/kWh

2020年度向け：33円/kWh

(参考) 2020年度向け電源 I '公募結果から見積もったCの設定の検証

- 2020年度向け電源 I '公募結果から見積もった新たにDRを確保するコスト (kW確保コスト+kWhコスト) は、約750円/kWhであった。

DR 発動1時間あたりコスト (発動回数1.8~3.6回を想定)

= (電源 I 「評価用kW価格 + 評価用kWh価格」のエリア最高 ÷ 運転継続可能時間) ÷ 想定発動回数

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減
落札容量(万kW)		8件 77.0	-	4件 15.0	17件 26.2	13件 11.2	11件 29.7	19件 70.4	8件 40.7	3件 27.7	5件 44.9	2件 17.2		1件 5.0	-
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	A	募集なし	-	2,615	3,676	1,061	5,954	8,785	2,831	3,198	3,073	▲ 125	募集なし	1,746	-
評価用価格※ エリア平均(円/kW)		10,218	-	2,494	3,585	1,091	5,743	6,795	1,052	2,208	2,413	205		1,746	-
ペナルティ対象期間		12/1~2/28		7/16~9/20 12/16~2/20			7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30				7/1~9/30 12/1~2/28	
運転継続可能時間	B	3時間		4時間			3時間			2時間				2時間	
想定発動回数	C	1.8回		3.6回			3.6回			1.8回				3.6回	
発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8~3.6回)	A÷B÷C	2,508		182	255		551	813		888	854			243	

	関西			中国			四国			九州			9社平均		
	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減	2019年度	2020年度	増減
落札容量(万kW)		15件 96.5	- 23.9		2件 10.6	-		17件 12.2	-		17件 25.4	▲ 13件 24.3			
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	A	8,358	▲ 2,357	募集なし	5,516	-	募集なし	8,176	-		10,819	▲ 5,397			
評価用価格※ エリア平均(円/kW)		6,893	▲ 1,081		5,504	-		6,427	-		5,850	▲ 986			
ペナルティ対象期間		4/1~3/31 (7/1~3/31)	4/1~3/31 ()内は追加募集分		7/1~9/30			7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28				
運転継続可能時間	B	3時間			4時間			3時間			4時間				
想定発動回数	C	3.6回			3.6回			3.6回			3.6回				
発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8~3.6回)	A÷B÷C	774	556		383			757			751	377		629	749

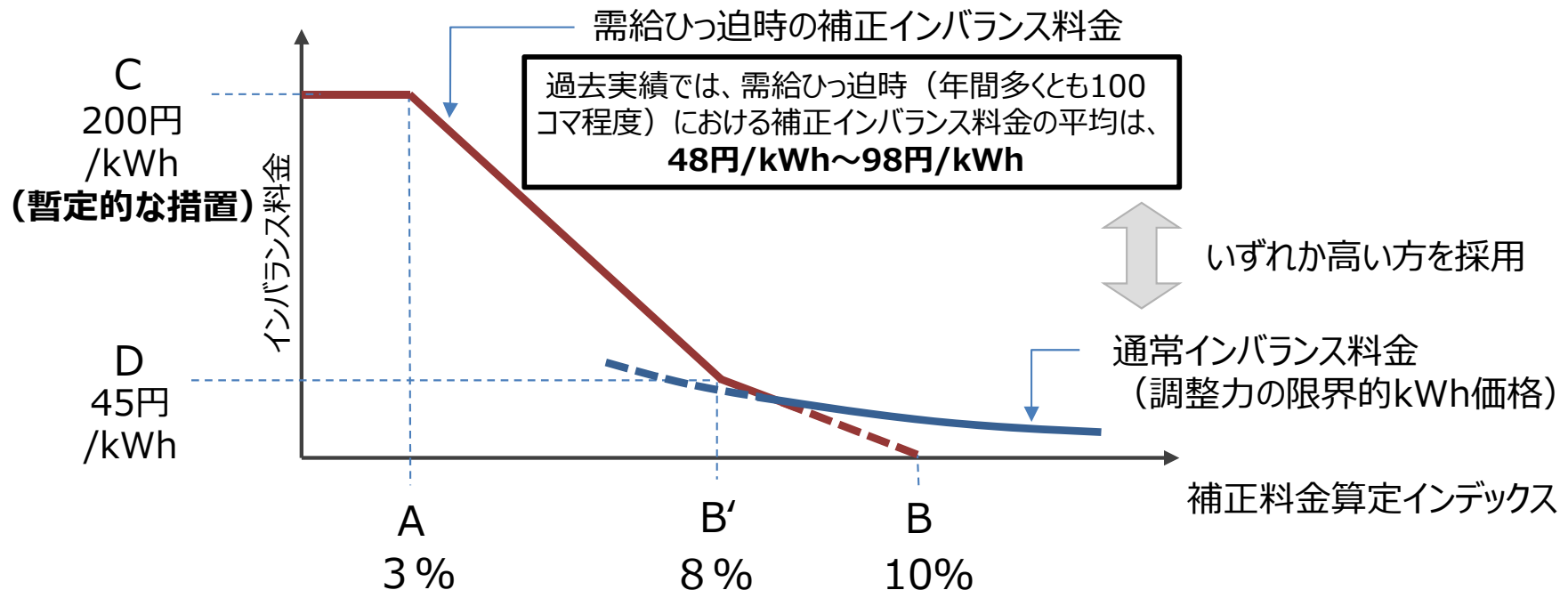
※評価用価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

- 評価用kW価格 : 公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。
- 評価用kWh価格 : 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間
- 上限kWh価格 : 電源 I ' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限。
- 想定発動回数 : 契約期間内の発動可能回数 (12回) から、10年間での平均的な発動可能回数として算出。

※ 評価用kW価格 + 評価用kWh価格の最高価格は、エリアによっては電源が該当する場合もある。市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストを算出する趣旨から、電源も含めることとした。

補正インバランス料金の設定（案）のまとめと今後の方針

- 事務局の提案をまとめると、以下のとおり。
- 2022年度から2023年度までの2年間は暫定的な措置として、Cの設定を200円/kWhとする。暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則とする。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとする。
- なお、一般送配電事業者のインバランス対応に係る調整力のkWhコストについては、収支均衡を原則とし、今後の収支状況を踏まえ、その管理方法等について検討を行う。



2. 沖縄エリアのインバランス料金について

前回までの議論及び今回の論点

- 2019年5月 第38回本専門会合では、沖縄エリアのインバランス料金について、以下のとおり事務局案をお示し、御議論をいただいた。
- 今回は、沖縄エリアのインバランス料金の詳細について御議論いただきたい。

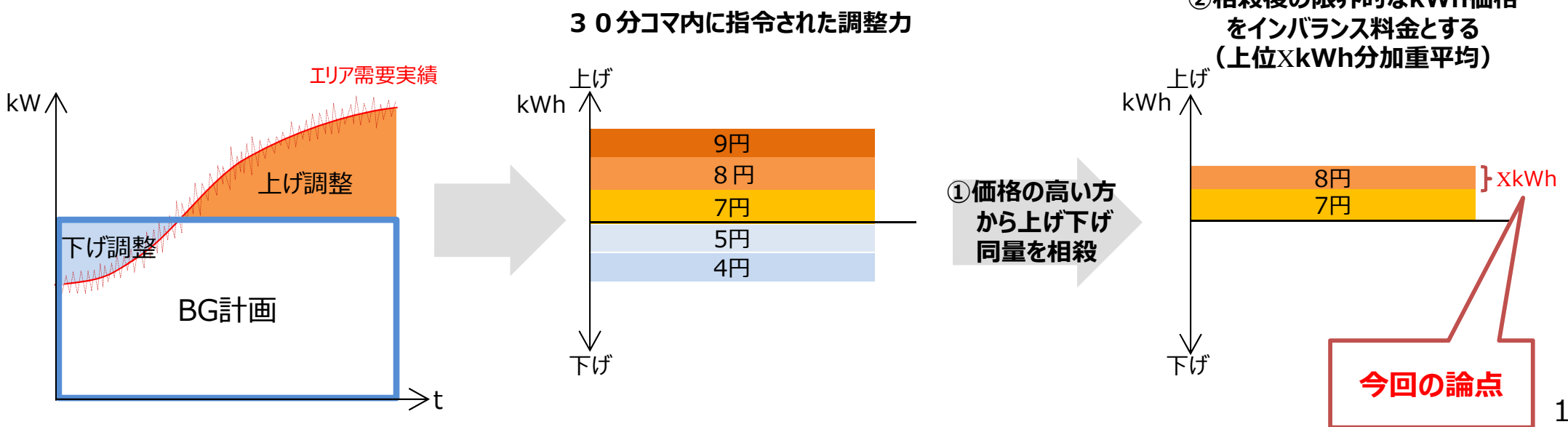
前回までの議論及び今回の論点

- ◆ 沖縄エリアは広域運用が導入されないことから、エリア内で稼働した調整力の限界的な kWh 価格を引用してインバランス料金を算定する。
- ◆ エリア内調整力は、インバランス対応と時間内変動対応の両方のために稼働することから、以下のように算定することとする。
 - エリア内で稼働した調整力のうち、kWh価格の高いものから順に一定量（xkWh）の加重平均価格を引用することとする。
 - **一定量（xkWh）の値の決定【今回の論点】**
 - 30分コマにおいて上げ調整と下げ調整が同時に行われた場合は、上げ調整の高い方から、下げ調整の低い方から、どちらかの調整量がゼロになるまでそれぞれ相殺し、残った方の kWh 価格の高いものから順に一定量（xkWh）の加重平均価格を引用することとする。
- ◆ なお、太陽光等の出力抑制のケースの扱い及び需給ひっ迫時補正インバランス料金については、沖縄エリアにも同様のルールを適用する。
 - **需給ひっ迫時補正インバランス料金の価格設定及び需給ひっ迫の範囲【今回の論点】**
- ◆ その他
 - **Δ kW価格及びkWh価格の設定に関する規律【今回の論点】**

沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法について

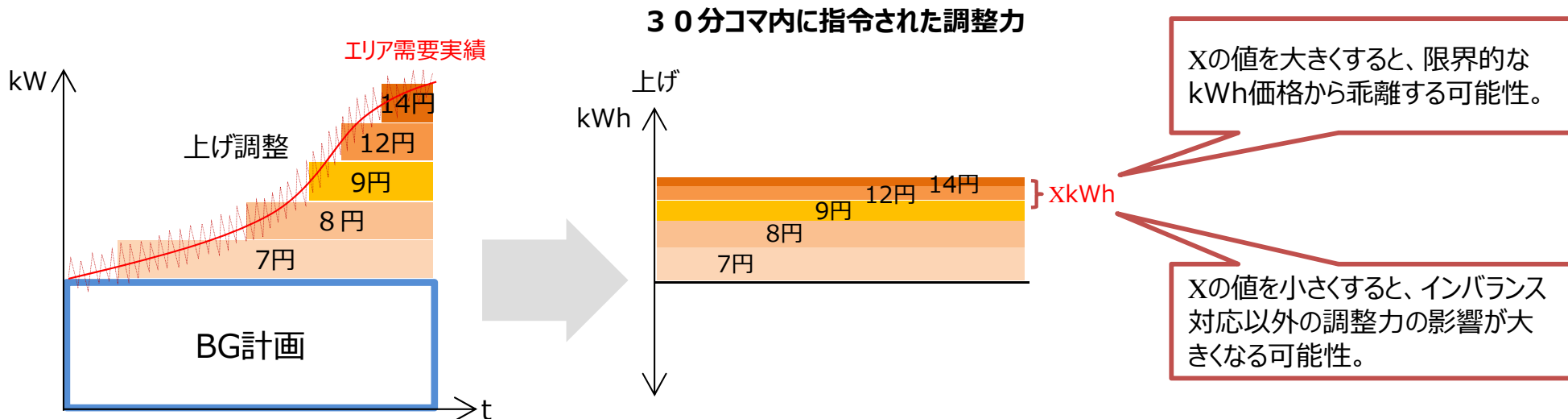
- 2019年5月 第38回本専門会合では、沖縄エリアのインバランス料金は以下のように算定することと提案した。
 - 時間内変動対応分を控除する観点から、30分コマ内に上げ調整と下げ調整が両方あった場合には、上げ調整価格の高い方、下げ調整価格の低い方から同量を相殺し、残ったものの限界的なkWh価格をインバランス料金とする。
 - 限界的なkWh価格は、上げ調整価格の高いものから（下げ調整価格の低いものから） x kWh分の加重平均により算定。
- 今回は、 x の値について、過去の実績データに基づき検討を行った。

2019年5月 第38回制度設計専門会合 資料5を一部改変



沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法について

- インバランス料金に引用する調整力は、そのコマにおいてインバランスがさらに1単位発生した場合に増えるコストを反映することが適当だが、Xの値を大きくすると、限界的なkWh価格からの乖離が大きくなる可能性がある。
- 他方、インバランス料金にはインバランスに対応する調整力のkWh価格を反映することが適当だが、Xの値を小さくすると、インバランス対応ではない、時間内変動対応の調整力の影響が大きくなる可能性がある。
- Xの値はこれらのバランスを取った量で決定することが適当。



沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法について

- Xの値を、沖縄エリアにおける2018年度のエリアインバランス量が最大であったコマのエリアインバランス量の約5%にあたる10MWhとした場合、約10%にあたる20MWhとした場合について、それぞれのインバランス料金の試算を行った。
- Xの値を10MWhとした場合、インバランス料金が高騰するコマが発生。他方、20MWhとした場合、この問題は概ね解消されるとともに、含まれるユニット数が過度に多くなることもなかった。
- 以上を踏まえると、Xの値が20MWhであれば、インバランス対応の限界的なkWh価格を概ね反映していると考えられるため、当分の間は、この案を採用してはどうか。
- Xの値については、新たなインバランス料金制度開始後のインバランス料金の状況等も確認し、必要に応じて見直しを行うこととしたい。

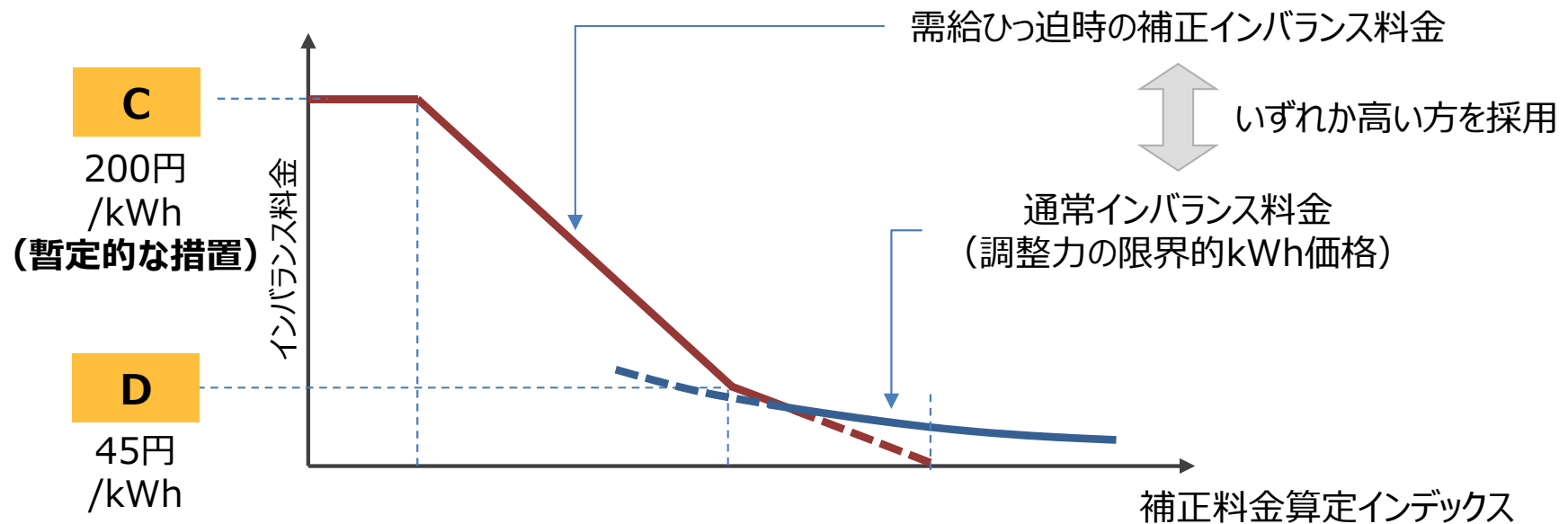
不足インバランス発生コマ（全7,517コマ）におけるインバランス料金をシミュレーション

インバランス料金	発生コマ数	
	xkWh = 10MWh とした場合	xkWh = 20MWh とした場合
60～80円	10	
50～60円	1	
40～50円	22	6
30～40円	57	13
20～30円	79	84
20円未満	7,348	7,414

xkWhに含まれるユニット数	発生コマ数	
	xkWh = 10MWh とした場合	xkWh = 20MWh とした場合
1台	4,549	3,806
2台	2,301	2,575
3台	582	927
4台	73	168
5台	9	34
6台	3	7

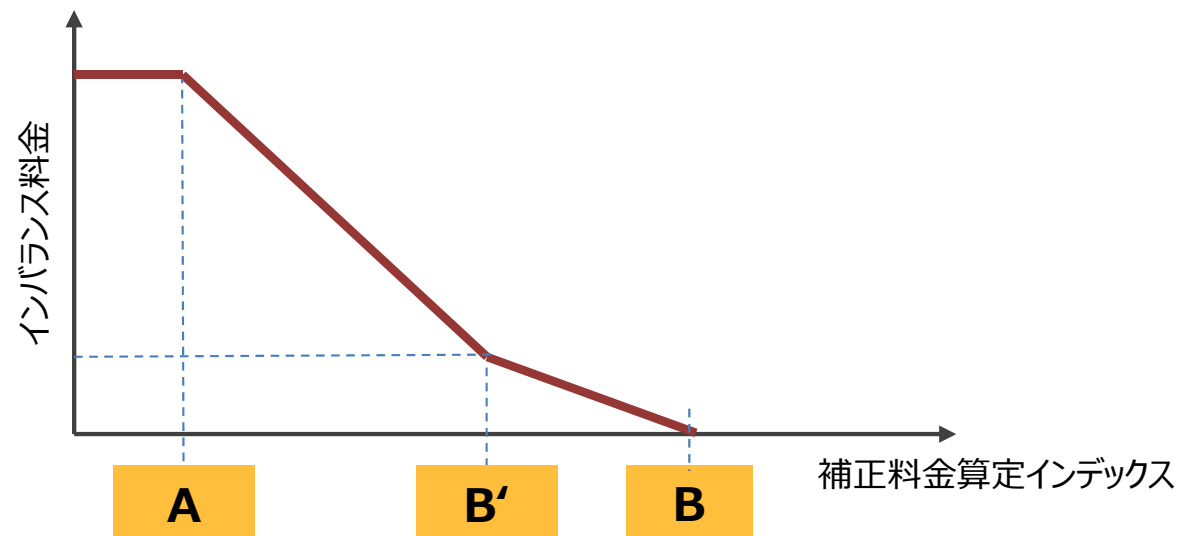
沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定について

- 「1. 需給ひっ迫時におけるインバランス料金について」における、沖縄エリアを除く、補正インバランス料金の価格設定についての事務局からの提案をまとめると、以下のとおり。
 - C：新たにDRを追加的に確保するコスト = 200円/kWh（暫定的な措置）
 - D：確保済みの電源 I' のコスト = 45円/kWh
- 沖縄エリアについても、上記の考え方に基づき、補正インバランス料金を設定することとしてはどうか。
- 特に、沖縄エリアについては、卸電力取引市場がなく、小売事業者の調達手段が限られている（特に当日断面での需給調整手段は存在しない）ことも踏まえ、補正インバランス料金の設定について一定の配慮が必要と考えられるか。



沖縄エリアの補正インバランス料金における需給ひっ迫の範囲

- 沖縄エリアを除く、需給ひっ迫の範囲の設定についての考え方は以下のとおり。
 - B : 通常時には用いない供給力である電源 I 'を発動し始めるタイミング
 - B' : 確保済みの電源 I 'の発動が確実となる水準
 - A : 需要家に痛みのある協力を求める対策のタイミング
- 沖縄エリアにおいても、基本的には上記の考え方にに基づき、需給ひっ迫の範囲を検討することとしてはどうか。
- 沖縄エリアでは、2019年度から電源 I 'の公募を開始したところであり、今後、電源 I 'の運用に係る一般送配電事業者や広域機関等における検討状況も踏まえ、実際に運用が開始される2020年6月を目途に、需給ひっ迫の範囲の具体的な水準を議論することとしたい。



沖縄エリアにおける $\Delta kW \cdot kWh$ 価格を設定する際の規律のあり方について

- 沖縄エリアについては、需給調整市場における ΔkW の調達及び kWh の運用について、広域調達及び広域運用は行われず、調整力の提供者が限定的になると考えられる。そのため、当分の間は需給調整市場の競争が十分に機能しない状況と予想される。
- したがって、少なくとも、沖縄エリアの調整力の ΔkW の調達及び kWh の運用において市場支配力を有する事業者については、 ΔkW 価格及び kWh 価格の設定について、一定の規律を設け、それを遵守するように要請するといった方法について検討してはどうか。
- 沖縄エリアにおける ΔkW 価格及び kWh 価格の規律については、他エリアの規律の検討状況を踏まえながら、次回以降、検討を行っていく。