

一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて

2021年8月27日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 前回の小委員会において、インバランス収支の還元・調整について、さまざま御意見をいただいた。
- 本日は、前回の御意見も踏まえつつ、具体的なインバランス収支の還元・調整方法を議論する上で、考慮すべき論点について、御意見を伺いたい。

委員等からの意見（第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日））

論点1：本年1月の収支に係る特別な取扱いの要否について

- 昨冬が特別な事象だったからこそ、現在、今後このようなことが起こらないように、措置を様々講じていることを考えると、昨冬は特別な事象と捉えるべき。
- 昨冬は特別な事象であり、インバランス料金算定式が対応できないような状態だったことを考えると、昨冬は切り出した上で、還元・調整が適切ではないか。他方で、過去の累積赤字を放っておくのではなく、併せて対応を検討することが必要。
- 昨冬の価格高騰に関して、将来から振り返ってこの事象を見た時に、本当に特殊な状況だったかは現時点では判断できない。
- 一般送配電事業者の過去の赤字分についても、別途対応は必要。
- 今回の事象は、自由化の初期段階で発生したものであり、今回の事象が特殊だったことには異論はない。

論点2：本年1月の収支に係る還元・調整の対象範囲について

- 一般送配電事業者の還元原資を考えると、損失を相殺するのはやむを得ない。貸倒損失額は時間が経過するにつれ変化するため、確定額で還元するのか、見込額で還元するのか、見込額の場合どのように見込むのか、について併せて検討が必要。
- 貸倒損失のリスクの考慮は必要。

論点3：パブリックコメントで寄せられた還元・調整方法について

- 過去の収支相償をすればしたら、短期間の料金の上げ下げが生じるため、例2-2が一番良いやり方なのでないか。
- 還元方法について、例2-1の方が良い。過去の取引価格の遡及修正を行うと、過去に確定した決算や税務における問題が発生する。遡及修正と言いつつ、決算等に反映しない形で調整が必要。
- 託送料金の改定について、法令上や契約上の整理は非常に複雑。実務的な検討をした上で、解決策を固める必要がある。
- 例2-1や2-2を選択するのは相当難しい。政府は訴えられる危険性があるし、公平性等の問題もある中で、法令上許容できるような案ではない。
- 法令上・契約上の課題もある上に、制度上の瑕疵がなかったという点も踏まえると、例1が合理的。
- 市場調達をした小売事業者と、インバランスに任せた小売事業者との違いを考えると、例1が最も良いと考える。
- 料金算定の実務面の影響やそれに向けた準備期間についても配慮をお願いしたい。

(参考) 一般送配電事業者のインバランス収支について (2020年12月、2021年1月)

第33回 制度設計専門会合 (2021年4月16日) 資料4-1より抜粋

- スポット価格が高騰した2020年12月～2021年1月 (2ヶ月間) の一般送配電事業者のインバランス収支は、現時点における推計としては、以下のとおり。

※既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなど、貸倒損が発生する場合には、黒字幅は縮小する。

※支払期限日までの未入金額および分割特措による支払期限日以前の金額等、実際には一般送配電事業者に支払われていない金額も存在 (4月5日時点)。

一般送配電事業者のひっ迫対応に係る収支 (12月及び1月試算値) (注1)

(億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計	貸倒損を勘案した収支	
収支	55.6	195.7	293.5 ~391.7	193.1	72.3	192.5	149.3	44.5	107.2	10.4	1,314.1 ~1,412.3	1,114.1 ~1,212.3	
収入	不足インバランス料金収入	168.9	469.8	1,407.8	585.3	129.4	908.5	433.5	174.8	449.1	27.6	4,754.5	4,554.5
	下げ調整kWh収入	12.5	21.9	31.7	27.4	8.5	20.4	22.9	11.6	24.1	0.5	181.3	貸倒が発生すれば数値は減少 (注2)
	地帯間購入電源料等	27.9	913.5	1,011.5	210.9	36.9	178.1	34.9	24.7	27.6	0.0	2,465.9	
費用	余剰インバランス料金支出	119.9	324.5	879.5	308.4	59.7	234.9	192.8	104.6	318.8	15.2	2,558.3	-
	上げ調整kWh支出	24.5	24.4	284.5 ~382.7	236.3	15.7	315.2	21.2	19.4	23.1	2.4	966.7 ~1,064.8	-
	地帯間購入電源費等	9.2	860.6	895.3	85.6	27.1	364.4	127.9	42.6	51.7	-	2,464.4	-
(参考) 2019年営業収益	2,099.9	5,949.6	16,333.1	6,772.5	1,470.4	7,246.5	3,106.6	1,651.7	4,932.6	686.8	-	-	

(出典) 報告徴収回答を含む各社提出資料等により事務局作成。

(注1) 託送収支計算規則インバランス収支計算書上の扱いが明らかでない「一般送配電事業者の代理で調整力契約事業者が卸電力市場から調達した電気に係る支出」「自家発の稼働要請に係る支出」「上げ調整力OP追加費用」「燃料制約超過分の上げ調整kWh支出」については、ひっ迫対応に必要であった費用として「上げ調整kWh支出」に算入した。

(注2) 1月分インバランス料金支払期日である4月5日に入金がなかったインバランス料金を足し上げ、分割払対象事業者については、4月5日までに入金があれば全額支払、4月5日までに入金がなければ全額不払と仮定すると、約200億円の貸倒損が発生する可能性がある。なお、4月5日時点で一般送配電事業者に支払われていない1月分インバランス料金は10社合計で約1,260億円 (支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額 (貸倒損発生の可能性として想定している200億円を含む))。

(注3) 沖縄エリアにおいては需給ひっ迫は発生していないが、インバランス料金単価の算定にJEPXスポット価格を参照しているため、12月及び1月のインバランス収支が通常よりも大きくなっている。

(参考) 一般送配電事業者のインバランス収支について (累積)

第59回 制度設計専門会合 (2021年4月16日) 資料4-1より抜粋

● 2016年度の制度開始以降、これまで、一般送配電事業者10社のインバランス収支は累積赤字が積み上がってきていたが、スポット価格が高騰した2020年12月～2021年1月 (2ヶ月間) の黒字及び既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなどの貸倒損発生の可能性 (約200億円^(注1)) を勘案すると、2016年度からのインバランス収支累積は370億～460億円規模の黒字となる見込み。


2016年度～2021年1月のインバランス収支累積試算値^(注2)

(億円)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年4月 ～2021年11月	2020年12月 ～2021年1月	合計	貸倒損を勘案 した収支累積
北海道電力NW	8.1	-27.9	-2.9	16.1	12.1	55.6	61.1	-
東北電力NW	14.3	-14.7	-22.2	26.2	35.7	195.7	235.0	
東京電力PG	-409.4	-81.6	-15.7	-31.4	-23.9	293.5～391.7	-268.5～-170.3	
中部電力PG	-20.7	7.4	-2.2	18.8	23.0	193.1	219.4	
北陸電力送配電	-0.8	0.1	5.8	7.9	6.8	72.3	92.1	
関西電力送配電	17.0	-91.9	-53.1	-29.7	-14.0	192.5	20.8	
中国電力NW	4.6	-28.2	-16.9	-4.6	17.9	149.3	122.0	
四国電力送配電	-4.2	-9.9	-17.7	-6.8	3.0	44.5	8.9	
九州電力送配電	34.3	-22.0	-28.0	-23.1	5.1	107.2	73.5	
沖縄電力	0.1	-2.6	-3.1	-2.9	-1.1	10.4	0.8	
10社計	-356.8	-271.3	-155.9	-29.4	55.2	1,314.1 ～1,412.3	565.2～663.3	365.2～463.3

(出典) 各社HP及び提出資料により事務局作成。

(注1) 1月分インバランス料金支払期日である4月5日に入金がなかったインバランス料金を足し上げ、分割払対象事業者については、4月5日までに入金があれば全額支払と仮定し、4月5日までに入金なければ全額不払と仮定して算出した。
 (注2) 託送収支計算規則インバランス収支計算書上の扱いが明らかでない「一般送配電事業者の代理で調整力契約事業者が卸電力市場から調達した電気に係る支出」「自家発の稼働要請に係る支出」「上げ調整力OP追加費用」「燃料制約超過分の上げ調整kWh支出」については、ひつ迫対応に必要であった費用として「上げ調整kWh支出」に算入した。
 (注3) 4月5日時点で一般送配電事業者に支払われていない1月分インバランス料金は10社合計で約1,260億円 (支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額 (貸倒損発生の可能性として想定している200億円を含む)) 。


**貸倒が発生すれば
 黒字額は減少。
 (注3)**

(参考) 【論点1】本年1月の収支に係る特別な取扱いの要否について

第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日）資料4より抜粋

- インバランス収支については、収支相償が基本。このため、仮に本年1月の収支を区別して扱う場合にも、いずれにしても収支相償を実現するための方策を検討することが必要。
- その上で、特に本年1月は、以下のような特徴がある。
 - 市場価格やインバランス料金が200円を超え、緊急的に1月17日からインバランス料金に上限を導入し、電力・ガス取引監視等委員会における検証においても、「調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた」との評価がなされた。
 - また、過去の累積収支については、K、Lの定数項を加除することにより改善を目指してきたところ、この1月の収支は極めて大きく、これを加えると、過去のトレンドとは大きく異なる動きとなる。
 - さらに、パブリックコメントにおいても、これを過去の収支とは区別して取り扱うべきとの意見が提起されている。
※なお、資料の6～8P目の通り、委員等からは賛否両論の御意見をいただいているところ。
- 以上の点を踏まえ、本年1月が特別な事象と捉えられるのであれば、累積インバランス収支の収支相償を前提に、**本年1月のインバランス収支については、その他の期間の収支と区別して、その還元・調整方法を検討していく**ことも考えられるのではないかと。

(参考) 【論点2】本年1月の収支に係る還元・調整の対象範囲について

第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日）資料4より抜粋

- 本年1月のインバランス料金については、本年末までの分割支払いを認める特例措置を講じているものの、支払いが困難な状況となっている小売事業者も存在する中、**既に一定の貸倒損失が発生**しているところ。
- さらに、今年度の夏季及び冬季も、厳しい需給見通しが示されている中、様々な対策を講じてきているものの、**今後も一定の貸倒損失が発生する可能性**についても考慮が必要。
- このため、収支相償を考える上では、これらの要素を考慮の上、還元・調整方法を考えていくことが適切と考えられるのではないかと。

(参考) 【論点3】パブリックコメントで寄せられた還元・調整方法について

第37回電力・ガス基本政策小委員会（2021年7月12日）資料4より抜粋

- 還元・調整方法としては、一般送配電事業者の託送料金を通じ、すべての系統利用者に対して公平に還元する案が考えられる。
- 他方、特定の事業者に対して還元・調整を行うべきとの意見もパブリックコメントの中で提起された。

過去に遡及して還元する案

(例)

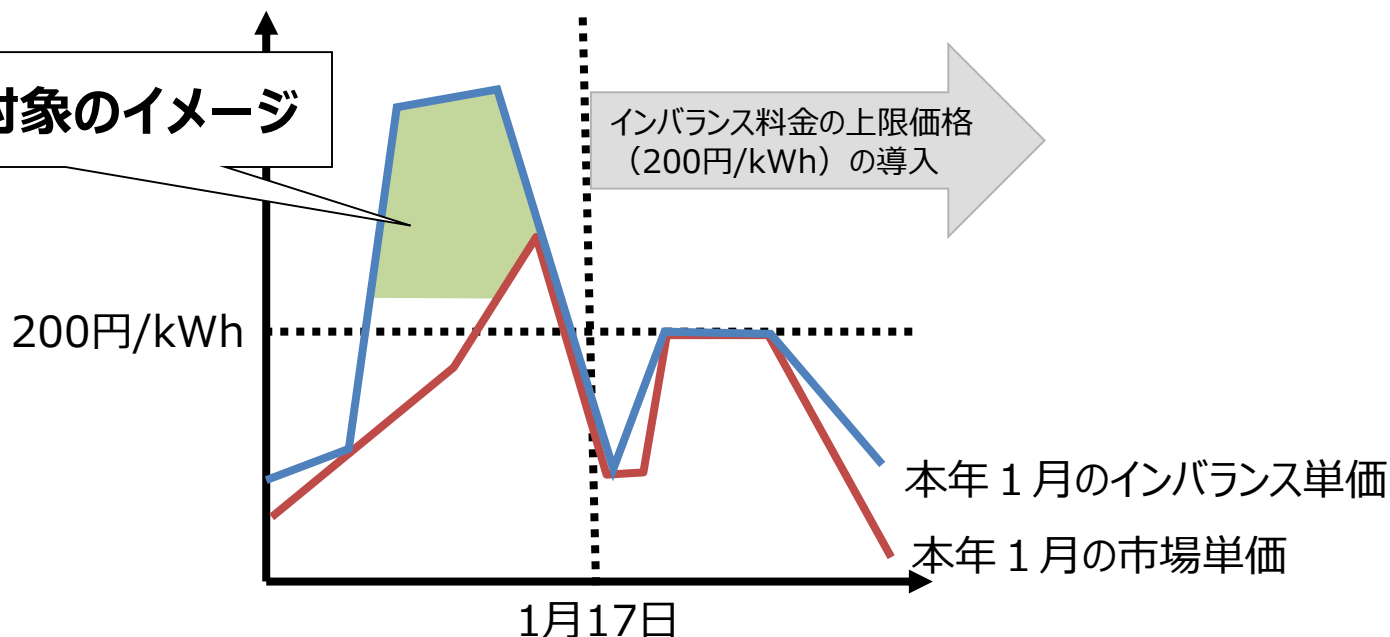
- 上限額よりもインバンス単価が高かった期間について、インバンス単価と上限額もしくは市場単価のうちどちらか高かった方との差額を還元。

将来の託送料金で調整する案

(例)

- 各小売事業者が、エリア毎に、調整金額を一般送配電事業者に申請
- 一般送配電事業者は、調整金額を確認の上、当該申請額を基礎として、将来の一定期間、託送料金から割引措置を講ずる

還元・調整対象のイメージ



(参考) 【論点3】パブリックコメントで寄せられた還元・調整方法について②

第37回電力・ガス基本政策小委員会 (2021年7月12日) 資料4より抜粋

- パブリックコメントで寄せられたそれぞれの方法等について、どのようなメリット及びデメリット・課題が考えられるか。
- また、これら以外の方法は考えられるか。

	メリット	デメリット・課題
(例1) 託送料金を通じて、 累積額で収支相 償を行う	<ul style="list-style-type: none"> ● 予めコストをかけて対策を講じていた事業者もいたこと含め、全事業者にとって公平な還元・調整ができる 	<p>【全ての例に共通の課題】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● インバランス料金及び託送料金は、一般送配電事業者による国への申請等により、変更が実現するところ、そのような申請が実現可能か ● 還元の時期や期間をどのように考えるか
(例2-1) 本年1月のインバ ランス収支を切り 分け、過去に遡及 して還元	<ul style="list-style-type: none"> ● 本年1月の事象を特別な事象と捉え、影響度合いに応じた還元・調整が必要である場合に、そのような還元・調整ができる 	<ul style="list-style-type: none"> ● これ以外の期間の収支相償の実現も必要であり、ここで還元しても、同時に回収が必要となる可能性。また、それにより短期間で料金の上げ下げが生じ、料金の安定性に課題が生じる ● 自社電源・長期相対契約を確保していた事業者や、今冬の市場価格が高騰した中においても市場調達した事業者との公平性をどう考えるかという公平性の課題 ● 一般送配電事業者のシステム上・実務上、700者存在する小売事業者ごとのインバランス料金や託送料金の設定が費用面や時間的制約の中で可能か ● 調整対象額に対し、一般送配電事業者のインバランス収支の黒字額が下回る場合、どのように対応するか
(例2-2) 本年1月のインバ ランス収支を切り 分け、将来の託送 料金を通じて特定 の事業者に還元		<ul style="list-style-type: none"> ● インバランス料金算定方法は、省令で規定され、これに基づき、各一般送配電事業者の託送約款で規定されている。これらに基づき、各小売事業者は、一般送配電事業者との間で託送契約を締結しているところ、法令上・契約上、過去に遡及して、過去の契約を見直す手段は存在し得るか ● 託送約款の認可基準の一つに、「不当な差別取扱いの禁止」が存在するところ、個社毎の、過去の事情に応じた将来の託送料金算定は、法令上許容されるか

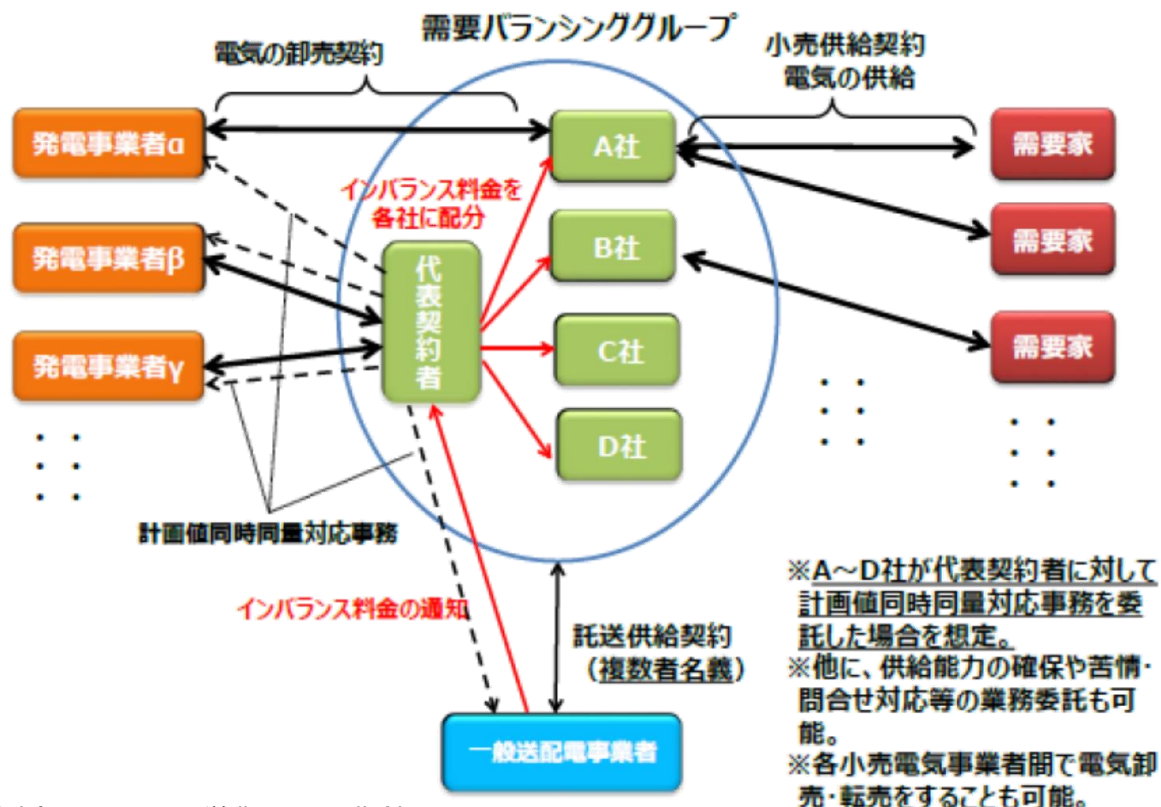
【論点1】バランシンググループの取扱いについて

- 小売電気事業者はインバランスのリスクの軽減等のために、複数の事業者でバランシンググループ（BG）を組成している場合がある。BG内ではインバランス料金は連帯債務であることや、それに伴って親契約者（親BG）と子契約者（子BG）のインバランス料金の負担に係る契約形態は様々存在していること等を踏まえると、還元・調整方法を議論するに当たり、下記のような論点を考慮する必要がある。
- 還元・調整方法を考えるに当たり、BG関連の論点で他に注意すべき点はあるか。下記の論点等を踏まえて、どのような還元・調整方法が考えられるか。

	論点概要
①親BGと子BGのリスクの分担	<ul style="list-style-type: none">● 親BGと子BGのインバランス料金の負担に係る契約形態は様々存在しているため、仮に特定の事業者へ還元を行うのであれば、BG内での契約に従って、還元額の配分方法も様々存在していると考えられる。 <p><インバランス精算方法（例）></p> <ul style="list-style-type: none">▶ 親BGがインバランスリスクを抱え、子BGに請求を行わない。▶ 各子BGの需要計画値に従って、各子BGに発生したインバランスに応じた費用を請求（インバランスリスクは子BGも抱えている）。
②一般送配電事業者と各BGの関係	<ul style="list-style-type: none">● 上記①の通り、親BGと子BGの契約形態は様々存在しているため、一般送配電事業者はインバランス料金の支払額を各BG単位でしか把握できず、仮に特定の事業者へ還元を行う場合、BGに属する各小売事業者への還元額を一般送配電事業者が算定することはできない。
③インバランス料金と託送料金の債務関係の齟齬	<ul style="list-style-type: none">● インバランス料金はBG内での連帯債務であるが、託送料金は連帯債務ではない。● インバランス料金と託送料金の負担の在り方が異なる中で、託送料金を減額して返金された還元原資をBG内で配分することをどのように整理するべきか。

(参考) 需要バランシンググループ (BG) について

- 需要バランシンググループ (代表契約者制度) とは、複数の小売電気事業者と一般送配電事業者が一つの接続供給契約を結び、小売電気事業者間で代表契約者を選定する仕組みのこと。
- ※ BGの代表契約者 (=親BG) 以外の者 (=子BG) は、需給管理の委託契約とあわせて、卸供給契約も締結している場合が多い。



(備考)

子BGは親BGに計画値同時同量対応事務を委託した場合であっても、以下の小売電気事業者としての義務を果たす必要がある。

- 供給能力確保義務 (電気事業法第2条の12)
- 需要家に対する説明義務 (法2条の13)
- 需要家に対する書面交付義務 (法第2条の14)
- 苦情の処理義務 (法第2条の15)

(参考) 過去のBG制度の見直しについて

- バランシンググループ（代表契約者制度）では、バランシンググループを形成する小売電気事業者全体で同時同量を達成することとなり、インバランスが生ずるリスクが低減する。
- 代表契約者制度については、過去、契約者間における金銭債務の連帯責任の義務が課されていたことが、本制度が活用されない理由のひとつとされていたことから、託送供給等約款において、責任範囲を特定できる金銭債務については、連帯責任なしとすることとされた。

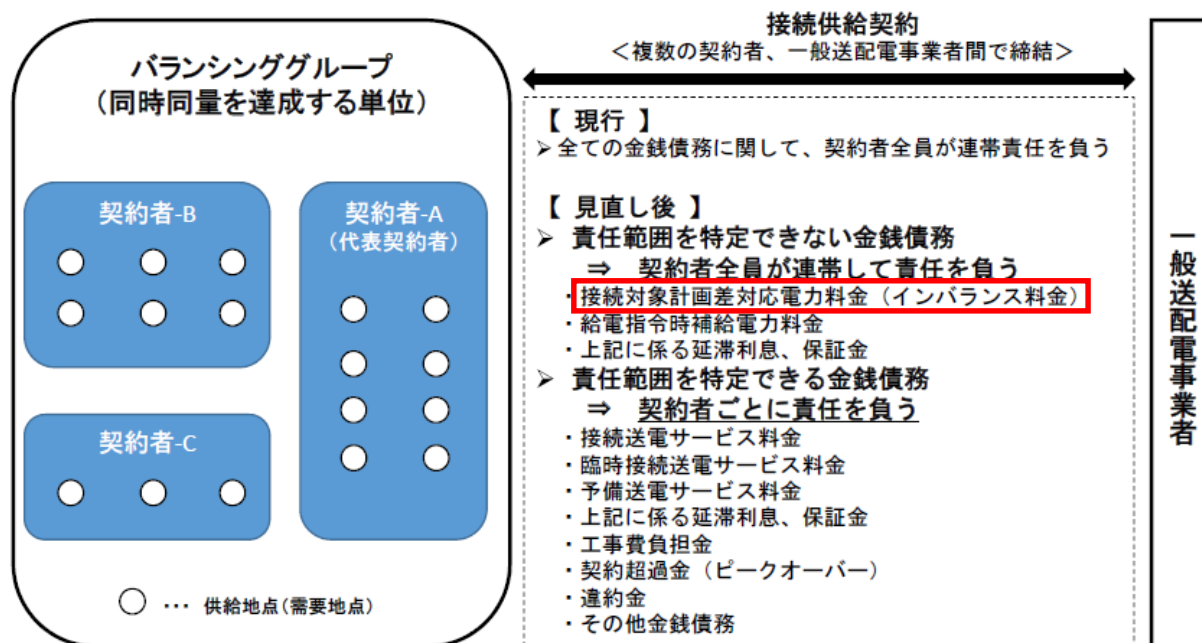
2. 代表契約者制度の見直しについて(連帯責任の範囲)

【連帯責任の範囲について】

- 責任範囲を特定できない金銭債務(供給地点ごとに設定できない料金等)は、連帯責任あり
- 責任範囲を特定できる金銭債務(供給地点ごとに設定される料金等)は、連帯責任なし

第10回 電力・ガス取引監視等委員会
電気料金審査専門会合
(平成27年11月20日)

資料6 代表契約者制度について(東京電力)
より抜粋



← インバランス料金は連帯債務

【論点2】還元実務に関連する課題

- 一般送配電事業者における現在の料金算定システムは、託送供給等約款の料金体系に基づき設計されており、個別の小売事業者ごとに異なる料金単価を設定できる仕組みではなく、仮にそのような仕組みとする場合には時間を要する、といった課題が存在。
- また、前回の小委では、こういった実務面についても考慮した上で、還元について丁寧な議論をすべきと、委員からも御発言があったところ。
- そのため、本日は下記の3つの還元方法例^{※1}について、送配電網協議会からその実務上の課題を御報告^{※2}していただく。

※1：前回の小委の論点3で提示した例1や例2-2を参考に想定される還元方法例を設定した。

※2：事前に資源エネルギー庁から送配電網協議会に対して、本日の御報告を依頼。

	対象	還元方法
パターン①	全小売事業者	託送料金単価（電力量料金）で一律に還元
パターン②	特定の小売事業者	特定の小売事業者ごとに託送料金単価（電力量料金）を設定して還元
パターン③	特定の小売事業者	託送料金単価を変更せずに、特定の小売事業者ごとに託送料金から毎月定額で差し引いて還元

【論点3】K,Lの見直しと今後のインバランス収支相償について

- 2022年度以降、新たなインバランス制度の導入が予定されているところ、現行制度におけるインセンティブ定数（K,L）の見直しについては、今年の10月が最後のタイミングとなる。
- 16ページの試算の通り、2020年10月～2021年3月（2021年1月を除く）においては、K,Lの導入により、インセンティブ強度は全国平均で90%以上を達成し、また、副次的な効果として、一般送配電事業者全体としての収支も改善しているところ。よって、K,Lについては、現行のまま据え置く形としてはどうか。
- なお、K, Lの仕組みは2021年度をもって終了となる。2021年1月分の収支還元・調整については別途議論を行うこととする中で、それ以外の累積の収支過不足のうちK,Lによる収支改善後もなお残る部分については、2022年度からの新たなインバランス料金制度におけるインバランス収支管理へ繰り越し、引き続き収支相償の考え方の下、管理していくこととしてはどうか。

- 系統利用者に対するインセンティブ不足及び一般送配電事業者の収支悪化という足下の課題への対応として、以下の方策が考えられる。
 - (1) インセンティブの付与
 - ① 不足インバランス料金を上げ、不足インバランス発生を抑制し、市場での調達を促す
(特に、エリアの需給ひっ迫時)
 - ② 余剰インバランス料金を下げ、余剰インバランス発生を抑制し、市場への供出を促す
(特に、エリアの需給余剰時)
 - (2) インバランス収支の改善
 - ① 調整力単価との乖離を改善する (余剰料金、不足料金ともに下げる方向)
 - ② 特に余剰インバランス発生を抑制する
- これらの具体的な方法は、それぞれ相反する部分もあるため、今般の料金見直しでは、両者のバランスを踏まえながら、双方の課題を対応することを基本とする。

(参考) K,L導入のイメージ

- 足下の課題に対しては、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年度を待つことなく、速やかに対応することが必要。
- このため、前回ご議論いただいた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、送配電事業者のシステム改修をはじめとした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、事業者の不足と余剰に応じて定数を加減算する方向で検討を進めることとした。

【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)

(参考) インバランス料金に係る実績 (2020年10月～2021年3月)

- 2020年10月～2021年3月 (2021年1月を除く) におけるK,Lが、インセンティブ強度及び一般送配電事業者のインバランス収支に与える影響は、以下のとおり。
- K,Lの導入により、インセンティブ強度は全国平均で90%以上を達成。また、一般送配電事業者の収支も改善。

<適切なインセンティブが働くインバランス料金となったコマの割合(2020年10月～2021年3月(2021年1月を除く)実績)>

① 系統不足のとき

	全国	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Kによる補正後	91%	97%	96%	96%	88%	87%	87%	87%	87%	88%	100%
仮にKによる補正を行わなかった場合	79%	76%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	74%	100%
	↑12%	↑20%	↑19%	↑18%	↑11%	↑10%	↑10%	↑10%	↑10%	↑14%	↑0%

② 系統余剰のとき

	全国	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
Lによる補正後	95%	97%	93%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	92%	100%
仮にLによる補正を行わなかった場合	73%	72%	76%	73%	71%	70%	70%	70%	70%	71%	90%
	↑21%	↑24%	↑17%	↑21%	↑24%	↑24%	↑24%	↑24%	↑24%	↑20%	↑10%

<インバランス収支の改善効果(2020年10月～2021年3月(2021年1月を除く)実績)>

K,Lによる補正を行わなかった場合
約83億円の赤字



K,Lによる補正後
約103億円の黒字

(参考) 2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - 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。

インバランス料金
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

調整力のkWh価格

インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価

※補助的施策として卸電力市場価格に基づく補正の仕組みを導入

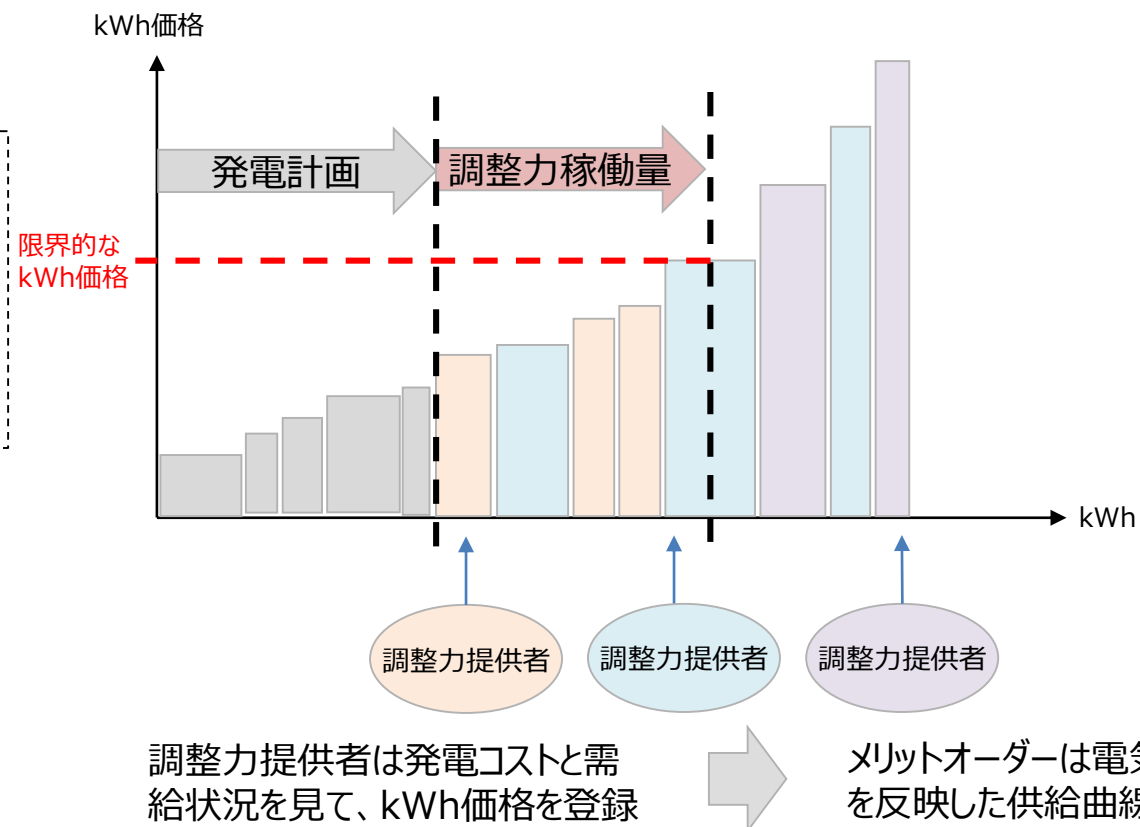
需給ひっ迫による停電リスク等のコスト

その時間帯における需給ひっ迫状況を踏まえ、インバランスの発生がもたらす停電リスク等のコスト増

(参考) 2022年度以降の新たなインバランス料金の概要 (調整力のkWh価格の引用)

- 調整力の市場が十分に競争的なものとなれば、実需給で稼働する調整力の限界的なkWh価格はその時間帯の電気の価値を原則として反映すると考えられることから、新たなインバランス料金制度においては、基本的に、各コマごとに稼働した調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金に引用する。

更にインバランスが1単位増えた場合に稼働する調整力のkWh価格をインバランス料金とする
↓
電気の価値を反映

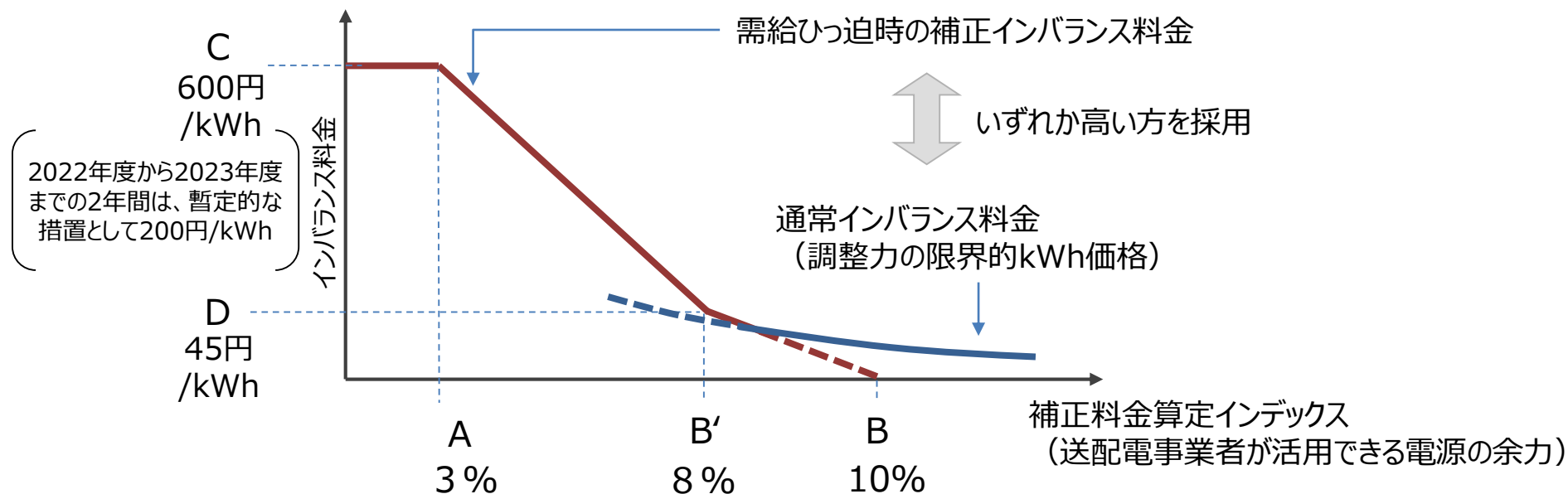


※市場支配力を有する調整力提供者については、調整力kWh価格の登録について一定の規律を導入

(参考) 2022年度以降の新たなインバランス料金の概要 (需給ひっ迫時のインバランス料金)

- 需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながる。
- このため、新たなインバランス料金制度では、そうしたコストが料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みを導入した。
- 需給ひっ迫時に料金が上昇する仕組みとすることにより、将来的には、価格メカニズムを通じた需給の調整が図られるようになることが期待される。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定



(参考) 2022年度以降のインバランス収支の過不足の取扱い

- 以下の理由から、2022年度以降のインバランス収支の過不足については、当面、託送収支に繰り入れ、託送料金を通じて調整することとしてはどうか。
- 一般送配電事業者が支払う、調整力の ΔkW 費用等の中には、インバランスに対応するために発生したものと考えられ、インバランス収支の余剰分をそれに充てることは起因者負担の考え方から合理的と考えられること。
 - 2022年度以降、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用する一方、調整力提供者へのkWhの支払については、当面の間、登録された価格に基づき精算（pay-as-bid方式）することから、インバランス収支には余剰が発生する可能性が高い。
- インバランス料金は実需給の電気の価値を表すものとするという考え方に基づきその算定方法を決めたところ、インバランス収支の過不足を調整するためにインバランス料金の算定方法を変更することは避けるべきと考えられること。

