

連系線利用ルールの見直しに係る経過措置対象事業者等 の望ましい行為(仮称)について

2017年 3月 2日

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会事務局

電力広域的運営推進機関
日本卸電力取引所

- 1) 間接オークションの導入に向け、事業者は、相対契約を見直すことが必要となる。
- 2) このため、事業者からの御意見も踏まえ、本検討会において、本「考え方」の策定に当たっての論点と考え方について検討・整理を行う。また、国における検討の進展に応じて、内容の報告を行う。

国

【28/11/24】

(電力システム改革貫徹のための政策小委員会・市場整備ワーキンググループ) 事務局資料

◆具体的には、例えば、見直し協議に際して、国等が基本的な考え方を指針等として示し、当該指針をベースに事業者が詳細な協議を行うことを求めている等の措置が考えられるのではないかと。

広域機関

【28/9/30】

(第2回)

電源開発資料

◆発電事業者と小売事業者の相対契約により、特定の発電所に紐付いている点など、見直しの必要性は認識しており、その見直し協議を当事者間で円滑に進めるためには、中間とりまとめに記載の通り、私契約についての整理が必要。

【28/10/17】

(第3回)

関西電力資料

◆相対契約における特定電源への紐付け見直しについては、小売電気事業者としても必要性を認識しており、今後、相対契約見直し協議においてしっかり取り組む所存。
◆電力システム改革の趣旨を踏まえると、紐付け見直しにより発電事業者に生じる利益については、小売電気事業者、ひいては電気のお客さまにも配分されることが重要であり、前回の検討会における事務局考察で示されたような利益配分の協議が円滑に進むよう、当該利益の配分の考え方を整理いただきたい。

【28/11/28】

(第5回)

事務局資料

◆広域機関及びJEPXは、
①事業者間の契約見直しに伴う利益配分の協議の円滑化を促すとともに
②正当な理由なく電源差し替えを妨げることその他の適切でない行為を抑制する観点から、「連系線利用ルールの見直しに係る経過措置対象事業者の望ましい行為・望ましくない行為の考え方(仮称)」について、今後検討を行い、国とも相談の上、整理を行うものとする。

【28/3/2】

(第7回)(本日)

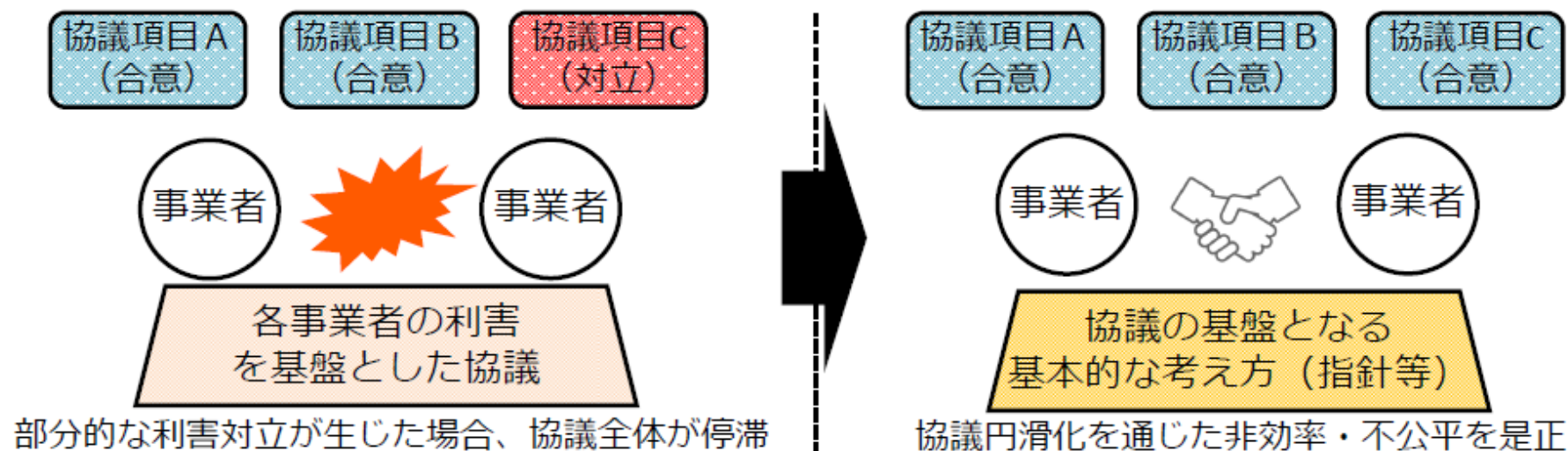
◆間接オークション導入に向けた事業者間の相対契約の見直し協議に関する論点と考え方について

(参考)電力システム改革貫徹のための政策小委員会・市場整備ワーキンググループ
(平成28年11月24日)配布資料より

既存契約見直しについての基本的な考え方

- 既存契約の見直しについては、当該契約によって生じうるシステム全体としての非効率や不公平等を解消する方向で、原則事業者間の協議を通じて、行われることが望ましい。
 - しかしながら、見直し項目毎に利害が対立する結果、①協議が円滑に進まない、②見直した結果が非効率や不公平等を解消しないといった事態が発生することも考えられる。
 - そのため、協議の円滑化を図る等の観点から、より効率的かつ公平な事業運営を可能とするための環境整備を行う必要があるのではないか。
- 具体的には、例えば、見直し協議に際して、国等が基本的な考え方を指針等として示し、当該指針をベースに事業者が詳細な協議を行うことを求めて行く等の措置が考えられるのではないか。

【事業者間の見直し協議（イメージ）】



1) これまでの議論を踏まえれば、経過措置の対象事業者は、平成28年4月時点において、連系線利用登録を行っている事業者に限定される。その全容は、以下のとおり。

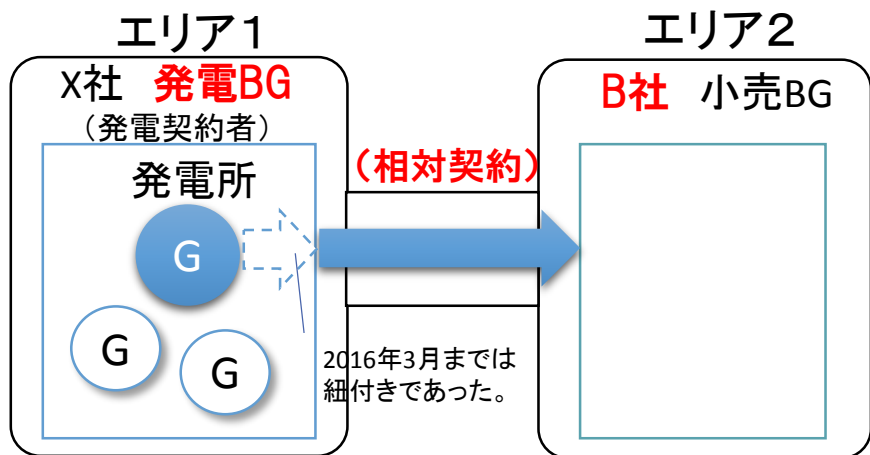
長期連系線利用登録の総数 : 151件

(※) 例えば、事業者が、複数回の転売を重ねた電力について、連系線を利用している場合など、もはや発電契約者が発電事業者であったか、又は小売事業者であったかの区別に実質的な意味がない場合も想定されるが、ここでは、連系線利用登録上、送電側、受電側が、発電・小売のどちらで登録されているかに着目し、客観的に整理。

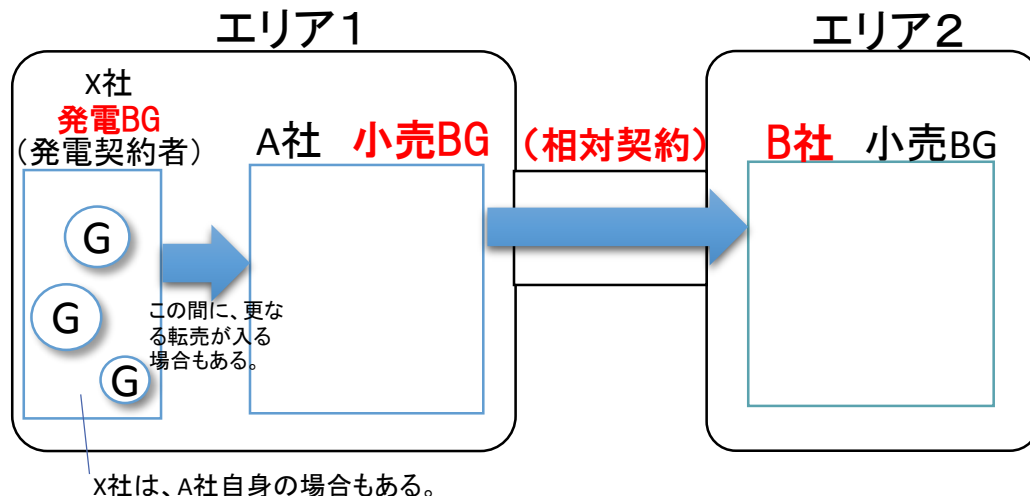
	代表的な(※) 契約 ケース①(P6) 〔発電事業者等から小売 事業者に対する送電〕	代表的な(※) 契約 ケース②(P7) 〔小売事業者から小売 事業者に対する送電〕
(1) 連系線を介して、異なる事業者間で電気の授受が行われている計画	<u>17件</u>	<u>4件</u>
(2) 連系線を介して、同一事業者間で電気の授受が行われている計画(ケース①②とも、結局は同一事業者間の送受電)	<u>97件</u>	<u>29件</u>
(3) 供給先未定の計画(発電側事業者が連系線を利用登録。相対契約が存在しない。) ⇒	<u>4件</u>	

1) 上記(1)の類型に係る相対契約は、間接オークション導入開始までに、見直しが必要。
 2) 以下、上記(1)の類型に係る相対契約の見直しに焦点を当て、議論の整理を行う。
 (上記(2)の類型に対する考え方については、本資料の後段(下記3.)で検討。)

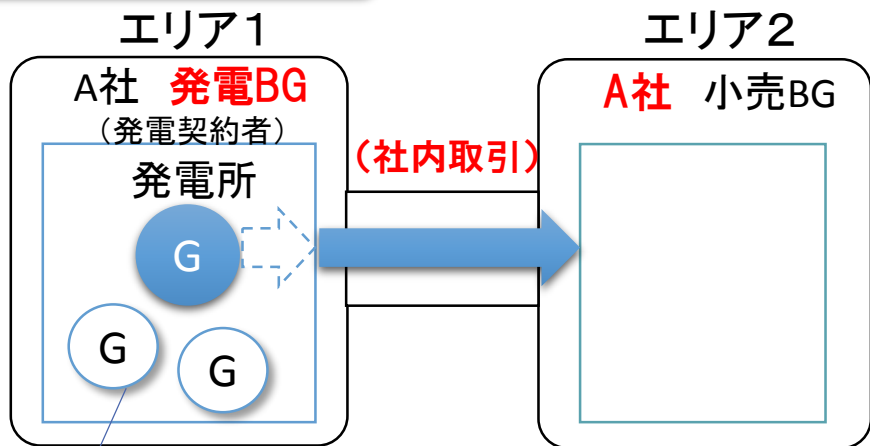
【類型(1)－①】



【類型(1)－②】

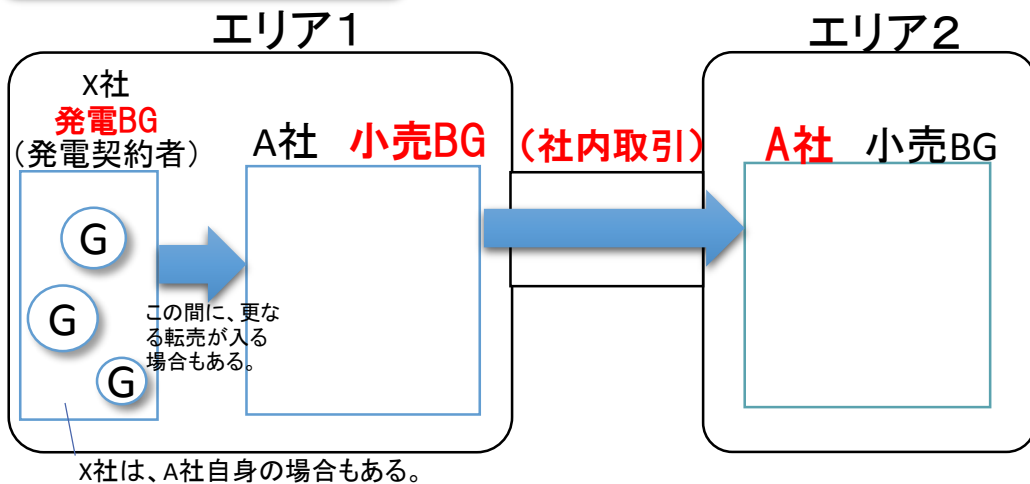


【類型(2)－①】



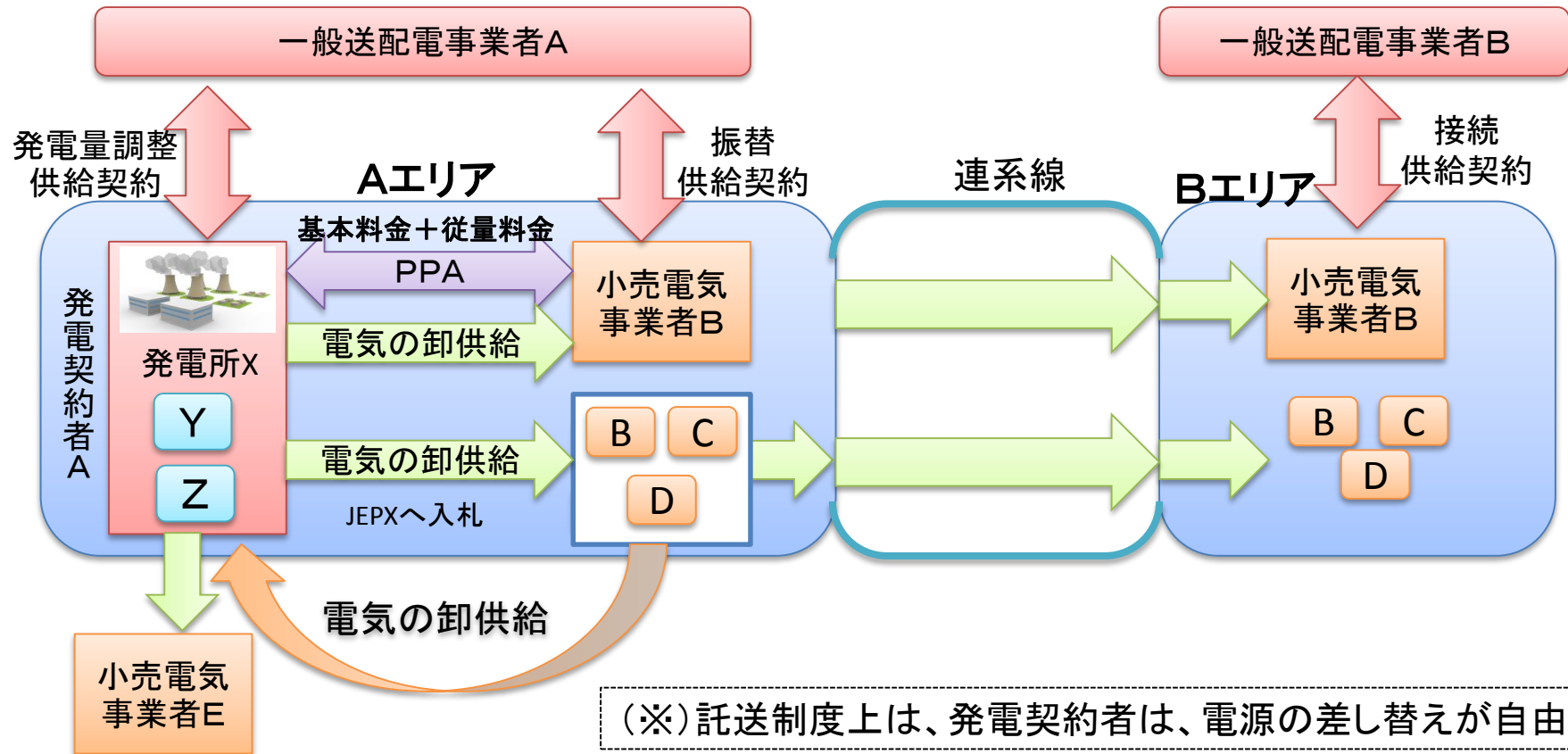
個々の発電所は、A社以外のものである場合もある。

【類型(2)－②】



発電事業者が発電契約者となるパターン(ケース①)

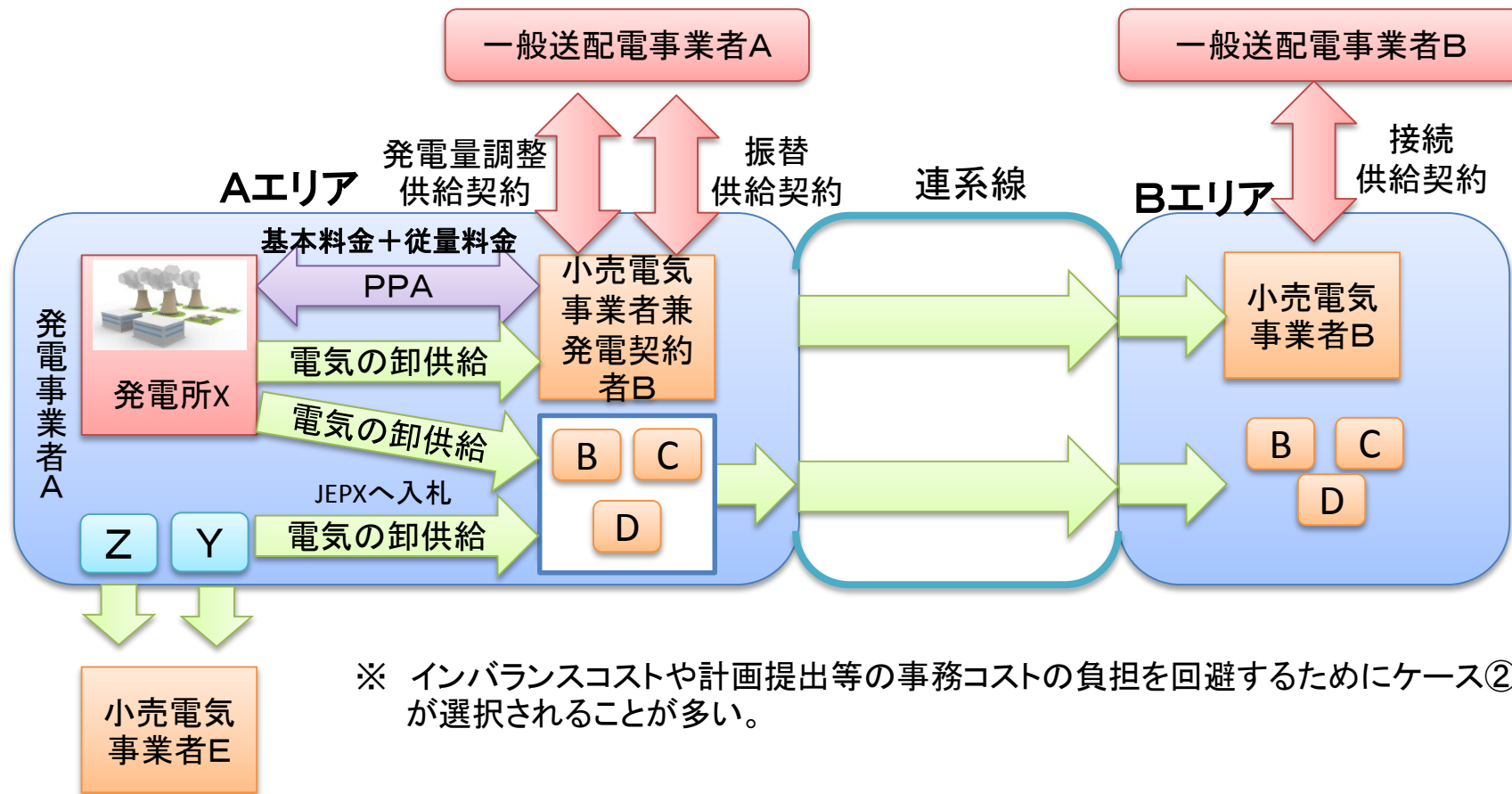
- 発電事業者が発電契約者となるパターンのイメージは以下のとおり。



※ 厳密に言えば、電気事業法上の発電事業者に至らない規模の発電設備設置者である可能性があるが、本資料においては そのような規模の発電設備設置者を含め、「発電事業者」との文言を使用する。

小売電気事業者が発電契約者となるパターン(ケース②)

- 小売電気事業者が発電契約者となるパターンのイメージは以下のとおり。



※ インバランスコストや計画提出等の事務コストの負担を回避するためにケース②が選択されることが多い。

2. 契約類型(1)について

(1) 契約見直し協議の開始について

- 1) 広域機関では、連系線利用ルールについて、最速で2018年4月1日に、現行の先着優先の仕組みを廃止し、間接オークションを導入することとしている(※)。
(※)ただし、システム開発の状況によっては、予断なく、新ルールの施行日を見直すものとする。
- 2) また、国では、「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会」の中間とりまとめでも、「連系線利用ルールの見直しに伴う間接オークションの導入については、(略)2018年度の早い段階での導入を目指す。」とされた。
- 3) 現に、先着優先の仕組みの下、とりわけ異なる事業者間でエリアをまたぐ電気の取引を行っている事業者は、最速で2018年4月1日の施行に間に合うよう、十分な余裕をもって、契約を見直す必要がある。また、この協議には一定の期間を要すると考えられる。
- 4) さらに、契約の見直しが必要となる事業者は、現に連系線利用登録を行っている小売事業者(受電側エリアの事業者)と、その契約の相手方(送電側エリアの事業者)であるが、その連系線利用登録は、小売事業者(受電側エリアの事業者)が行っており、送電側エリアの事業者は、その登録内容を直接知り得る立場にはない。
- 5) ただし、両事業者の合意及び相対契約の下で連系線利用登録が行われているのであれば、送電側エリアの事業者も、登録が行われていること自体は認識している。

考え方(案)

- 1) 両事業者は、契約の見直し協議を、早期に開始することが望ましい。
- 2) 小売事業者(受電側エリアの事業者)は、契約見直し協議の契機として、①まず、契約の相手方に対して、契約の見直し協議が必要となる旨を通知するとともに、②連系線利用登録(長期)の詳細その他の情報を共有することが望ましい。
- 3) 送電側エリアの事業者も、その知り得る情報の範囲で、小売事業者(受電側エリアの事業者)に対して、契約見直し協議の開始を呼びかけるよう努めることが望ましい。

2. 契約類型(1)について

(2) 間接オークションの導入に伴う契約見直し協議に当たっての基本認識

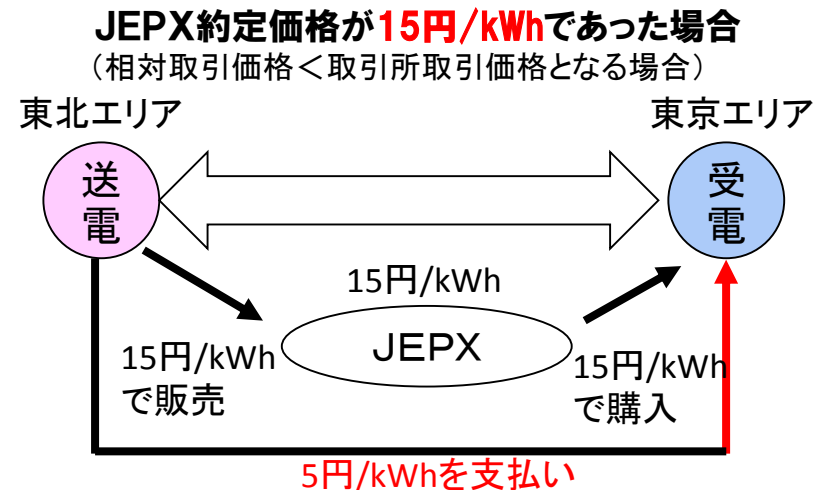
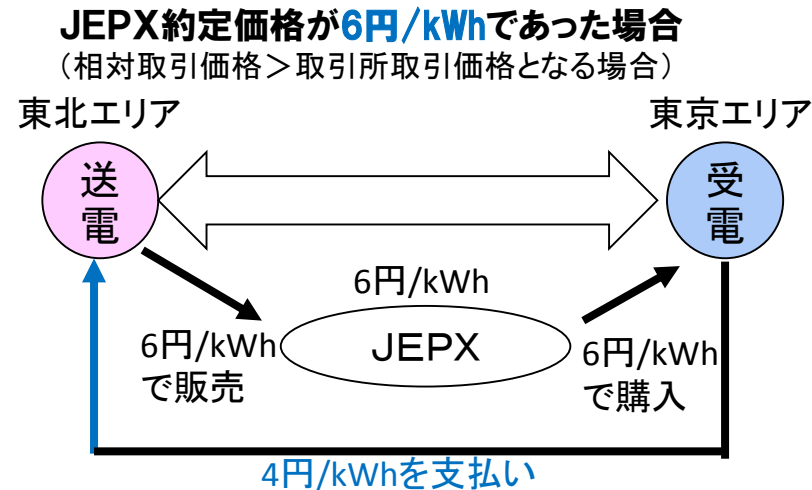
- 1) 従来の制度の下、地域を越えて、特定の発電所のメーターの値に基づいて計量を行う形で、相対契約を締結し、電気の取引を行っていた事業者は、間接オークションの導入後も、差金決済契約を締結することにより、エリア間値差が発生する場合を除けば、金銭的に、少なくとも従来と等価な契約を締結することが可能である。
- 2) また、エリア間値差が発生する場合であっても、経過措置として、原則として、受電側の事業者とJEPXとの間で、従来の制度の下での相対契約と金銭的に等価な形で差金決済契約が締結できるよう、費用精算の仕組みを設けることとするため、少なくとも経過措置期間中は、エリア間値差に伴う影響は生じない。
(⇒詳細は(3)へ)
- 3) さらに、電源運用に係る技術的な制約がある場合を除けば、差金決済契約を締結することにより、送電側の事業者は、市場を通じて、より安価な電源へと差し替えを行うことができるため、従来の契約と比べ、より大きな利益を得る機会が生ずる。そのため、その追加的利益の取扱いをどのように小売電気事業者との間で配分するかが重要となる。
(⇒詳細は(4)へ)

(参考) 差金決済契約について

1) 間接オークション導入後も、送電側の事業者と受電側の事業者の間で、差金決済契約(JEPX約定価格との差額を決済する契約)を締結すれば、原則として、取引価格を固定した上、必要な量の電気の取引を行うことが可能となり、実質的に、相対契約と同じ効果が期待できる。

(例) 東北エリアにおける送電側事業者と、東京エリアにおける受電側事業者との間で、以下を内容とする差金決済契約を締結。

- ・両者の間で、**10円/kWh**の固定価格で取引を行う。
- ・実需給の〇日前に、受電側の事業者は、実需給日の必要電力量を送電側の事業者に通知。
- ・その必要量に関し、送電側の事業者は売入札を、受電側の事業者は買入札を、それぞれJEPXに対して実施。
- ・金銭の授受においてはJEPX約定価格との差額を決済。



(注) 上記は、以下の前提でのイメージを示したもの。

- ・電気事業者が、他の電気事業者との間で締結する差金決済契約。
- ・この差金決済契約は、電気事業者が、他の電気事業者との間の電力の取引に付随して行うもの。
- ・すなわち、電気事業者が、他の電気事業者との間で、電力の相対取引を行うに当たって、JEPXが運営するスポット市場価格の変動により生ずる損失のおそれ(リスク)に対し、予め取引価格を固定化するための契約を締結することにより、当該電気事業者及び当該他の当業者の双方の損失のおそれ(リスク)を軽減することを目的とするもの。

2. 契約類型(1)について

(3) 経過措置の取扱いについて

- 1) 経過措置に伴う金銭の精算は、原則として、JEPXと受電側エリアの事業者との間で行われることとなる。
- 2) この際、差金決済契約と経過措置を適切に組み合わせれば、従来の契約と等価な契約を結ぶことが可能となる。
- 3) しかしながら、差金決済契約の内容次第では、両事業者の間で、適切な清算が行われなければ、従来契約と等価とはならないことも考えられる。
- 4) 具体的には、
 - ① 次頁(ケース1)のように、送電側エリアの市場価格を、差金決済契約の参照価格とする場合は、経過措置に関し、両事業者間で特別な精算は不要と考えられるが、
 - ② 次々頁以降のように、受電側エリアの市場価格(ケース2)、両市場の平均価格(ケース3)、システムプライス(ケース4)等を、差金決済契約の参照価格とする場合には、経過措置に関し、両事業者間で精算が必要となる。

考え方(案)

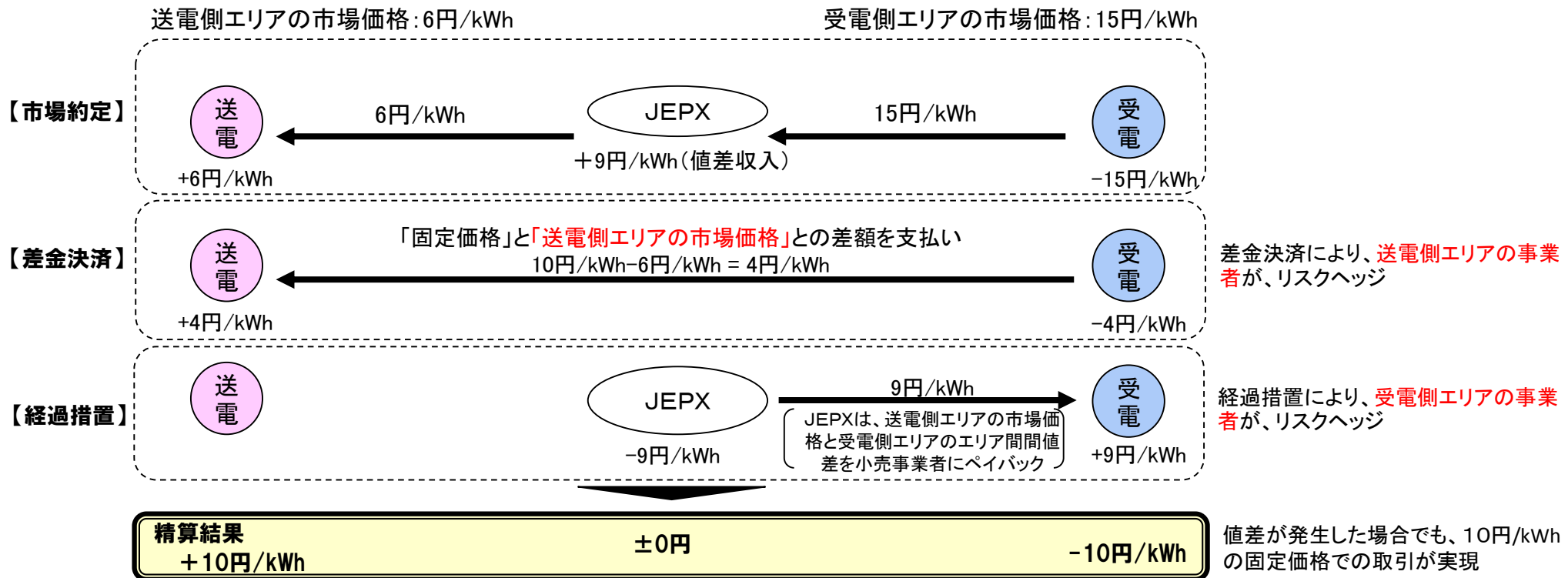
- 1) 両事業者は、差金決済契約と経過措置を組み合わせれば、通常、差金決済契約上、どのような指標を参照価格としても、公平な精算方法が機械的に決まることとなることを認識の上、適切に精算が行われる契約を締結することが望ましい。

- 1)経過措置に伴う金銭の精算は、原則として、JEPXと受電側エリアの事業者との間で行われることとなる。
- 2)この際、差金決済契約において、どの市場価格を参照価格とするかによって、事業者間の精算の仕方が変わってくる点、互いに共通認識を持った上で、協議を行うことが望ましいと考えられる。

【ケース1】送電側エリアの市場価格を、差金決済契約の参照価格とする場合

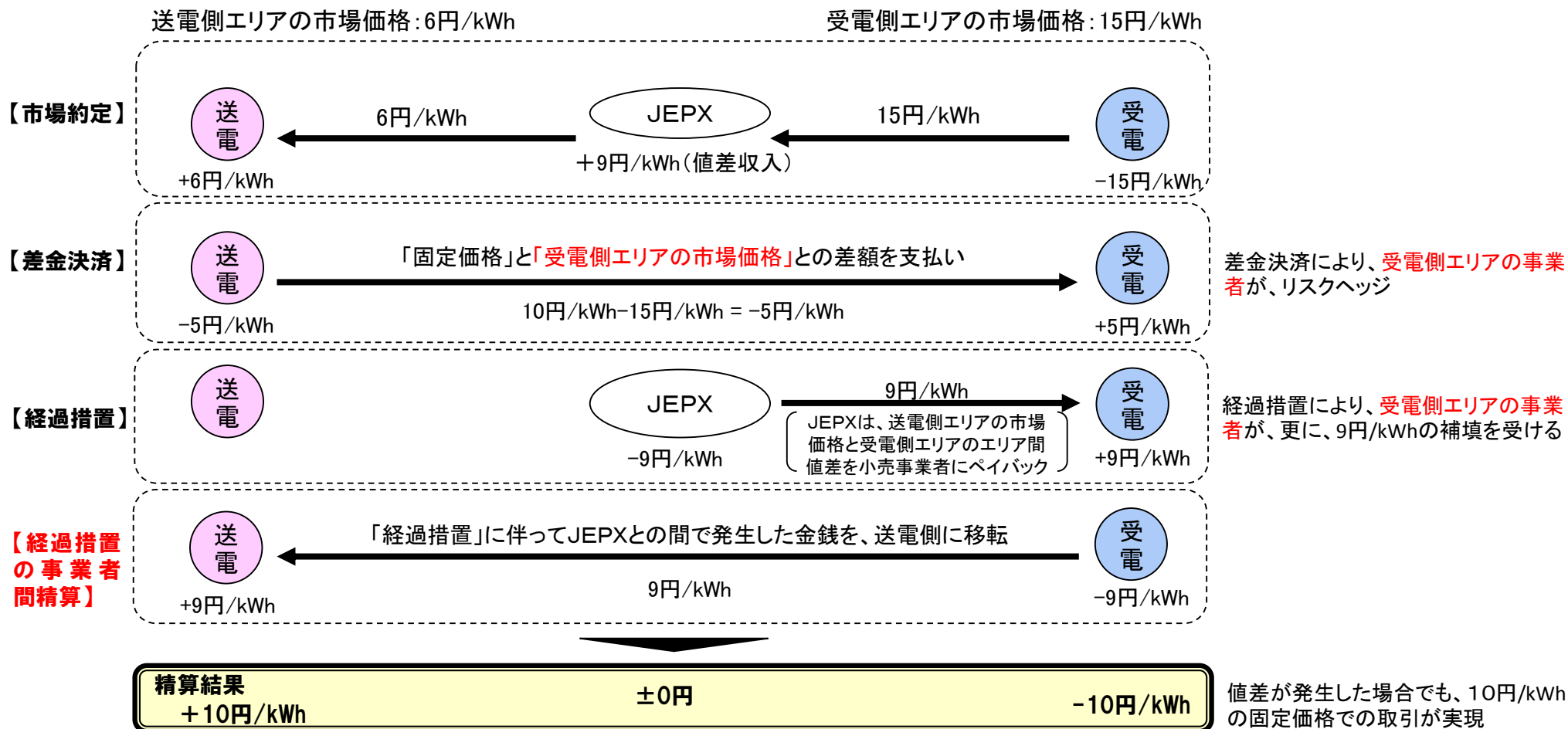
(以下、固定価格が10円/kWhである場合を想定。以下同じ。)

➡ **経過措置について、特段の精算は不要。**



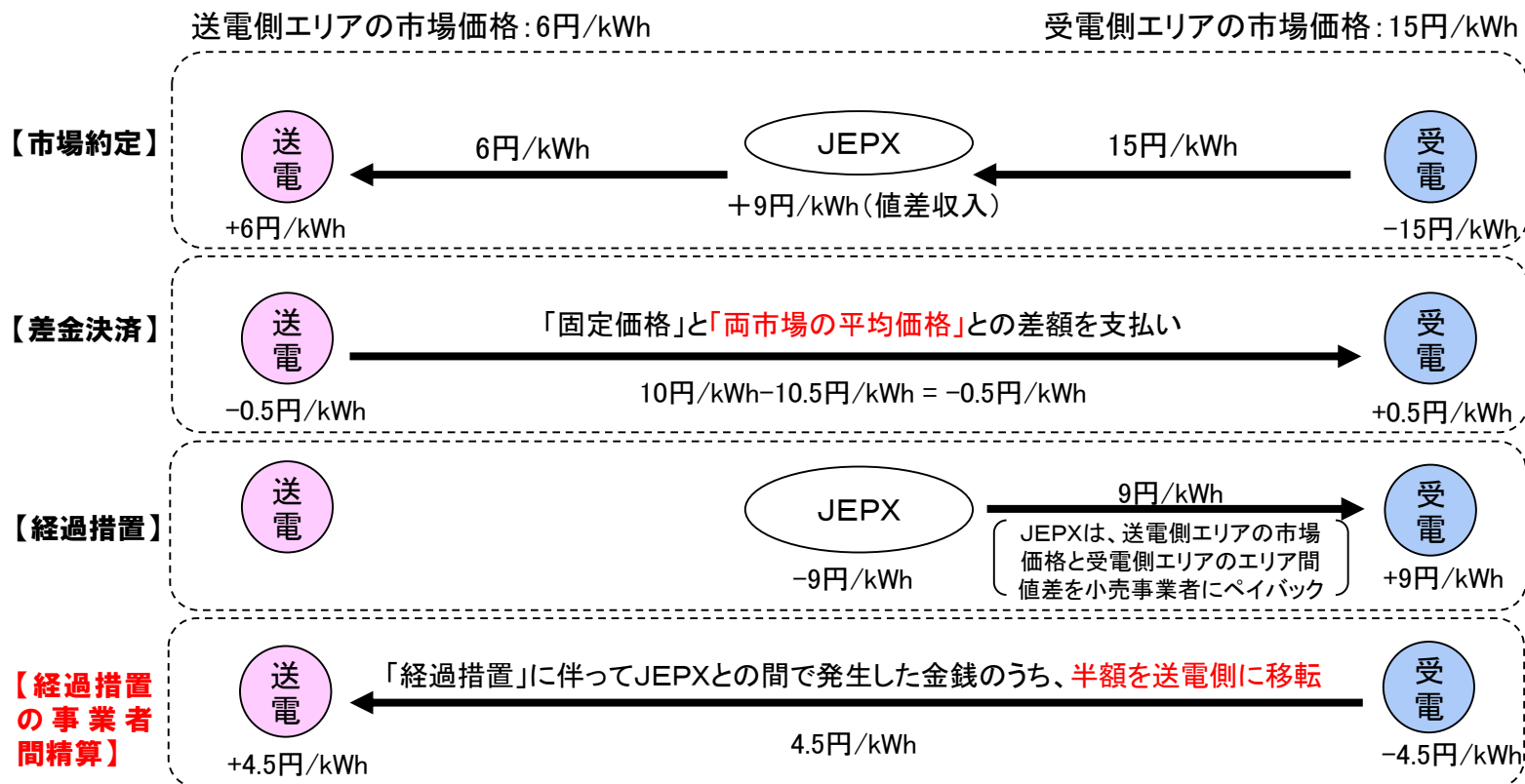
【ケース2】受電側エリアの市場価格を、差金決済契約の参照価格とする場合

➡ 経過措置の事業者間精算が必要



【ケース3】両市場の平均価格を、差金決済契約の参照価格とする場合

➡ 経過措置の事業者間精算が必要

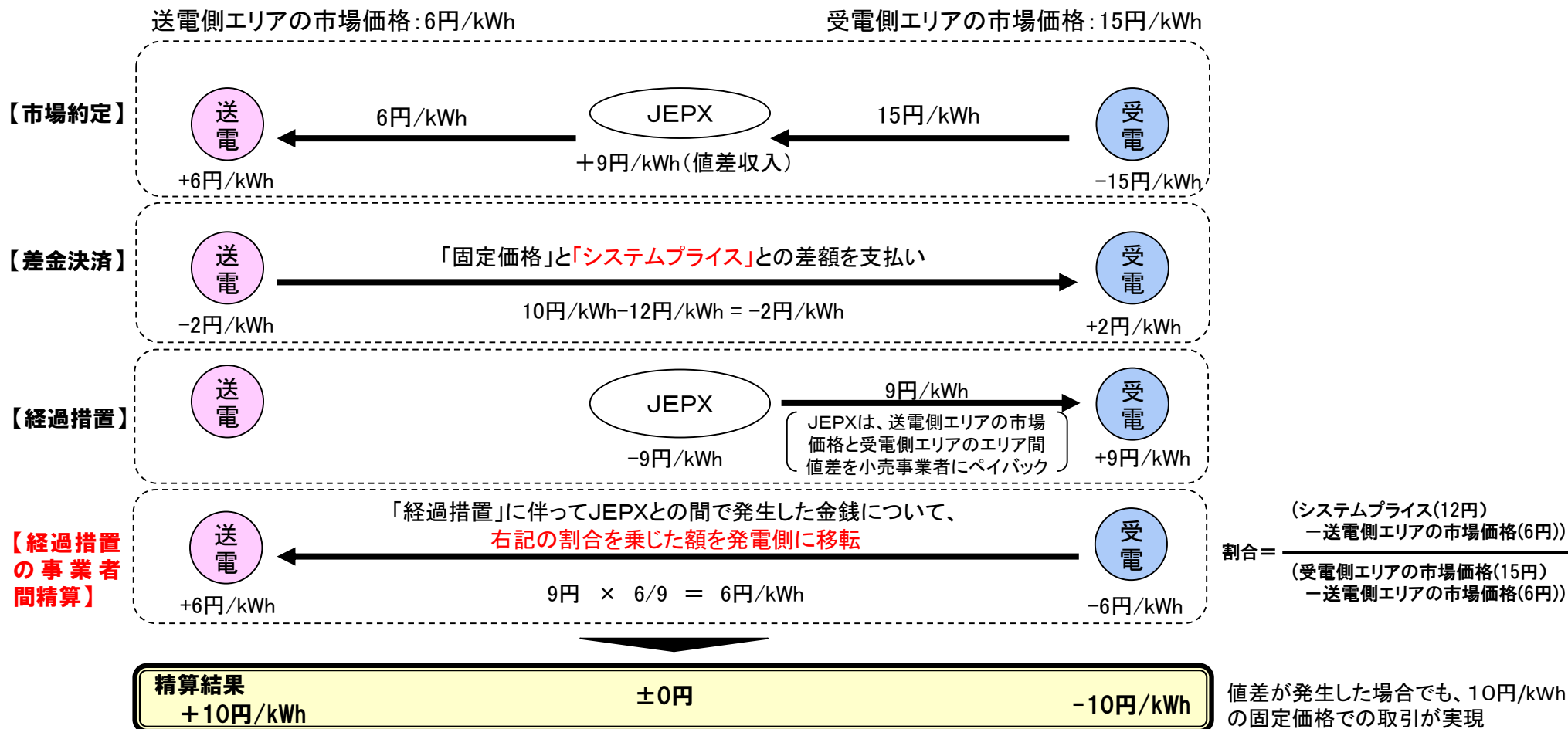


精算結果	±0円	-10円/kWh
+10円/kWh		

値差が発生した場合でも、10円/kWhの固定価格での取引が実現

【ケース4】システムプライスを、差金決済契約の参照価格とする場合
 (仮にシステムプライスが12円/kWhである場合を想定。)

➡ **経過措置の事業者間精算が必要**



2. 契約類型(1)について

(4) 電源の差し替えと、送電側エリアの事業者に発生する利益について

- 1) 次頁以降のとおり、送電側エリアの事業者は、契約の見直しに伴い、従来よりも大きな利益が得られる可能性がある(※)。
(※)ただし、下記のとおり、需要家利益の観点から、両者の契約内容が見直されれば、中長期的に継続されるものではない点に留意。
- 2) こうした利益の獲得に当たっては、市況に応じて、電源の差し替えが行われることが前提となる。
- 3) また、このような利益の取扱いを協議するに当たっては、どのように、その額を特定するかが論点となり得る。
具体的には、電源の差し替えに伴う利益の特定に当たっては、電源の限界費用の情報が必要となる一方、この情報は、経営上、相対契約の相手方には共有できない情報であると考えられる。

考え方(案)

- 1) 両事業者は、正当な理由のない限りにおいて(※1)、相対契約において、自由な電源の差し替えを可能とする契約内容(※2)とすべきであり、早急に見直しを行うことが望ましい。
(※1) 最低出力より小さな出力で運転できない、起動停止に一定の時間と費用を要する 等
(※2) 電源に紐づかない、BG間の取引とする(発電所のメーター値ではなく計画値ベースの取引とする、電気の授受を行う地点を特定の電源線と系統の接続地点だけでなく、市場調達電源への差し替え可能性も考慮に入れた形とする) 等
- 2) 両事業者は、既に公表されている情報や、契約に基づき両事業者間で既に共有されている情報に基づき、電源の差し替えに伴って生ずる利益を、どのような形で特定し、取り扱うことが需要家利益に資するののかという観点から、相互に誠実に協議を行うことが望ましい。

3-1. その他（連系線利用ルール見直しに関する意見）

7

① 特定電源への紐付け見直しに伴う発電事業者の利益の取扱い

- ・ 相対契約における特定電源への紐付け見直しについては、小売電気事業者としても必要性を認識しており、今後、相対契約見直し協議においてしっかり取り組む所存。
- ・ 電力システム改革の趣旨を踏まえると、紐付け見直しにより発電事業者に生じる利益については、小売電気事業者、ひいては電気のお客さまにも配分されることが重要であり、前回の検討会における事務局考察で示されたような利益配分の協議が円滑に進むよう、当該利益の配分の考え方を整理いただきたい。

<第2回検討会 資料5 P10から抜粋>

(1) ~ 略 ~

(2) しかしながら、以上の考察の結果、発電事業者は、間接オークションの下でも、P 4に示すような差金決済契約を小売事業者との間で結ぶことができれば、あらゆる場合において、P 2の相対契約で得られる以上の利益を獲得できることが確認できた。

(3) ~ 略 ~

(4) なお、現行ルールにおいてもスポット取引が可能であることを踏まえれば、発電事業者は、現行でも、差金決済契約を結ぶことにより、より大きな収益機会を得ることができる。

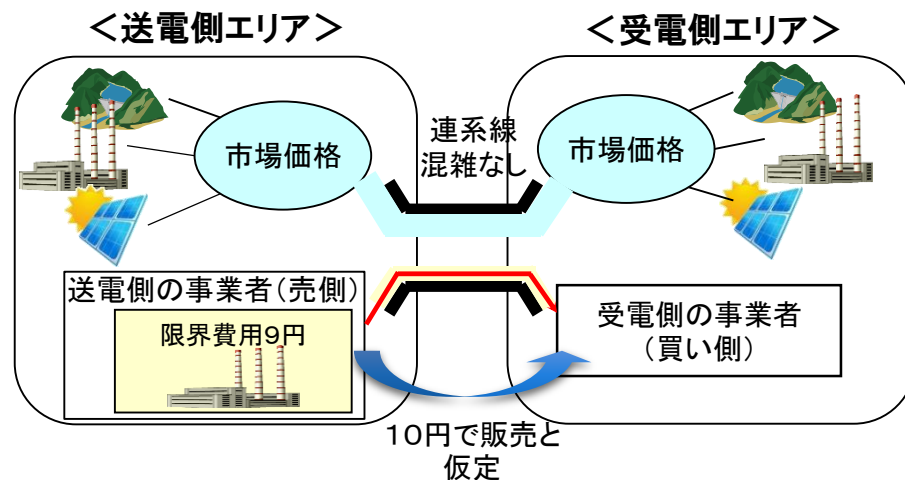
(5) また、この考察は、発電事業者の利益に着目して実施したものであり、小売事業者が得られる便益と支払う費用は、全てのケースにおいて等しい。

しかしながら、例えば、ケース2 (P 8) のように、市場価格は高騰したり下落したりするとはいえ、発電事業者が多くの収入を得る状況が続けば、小売事業者も契約内容を見直す動きが生じると考えられる。

具体的には、10円の基準価格を9.5円に見直す等により、発電事業者の利益の一部が小売事業者につけ替わることとなり、両者にWin-Winの状況が実現すると考えられる。

- 1) 2016年3月まで、事業者は、実同時同量制に基づき、一般電気事業者との間で電源に紐づいた託送契約を締結し、広域機関に対して連系線の利用登録を行っていた。
- 2) この場合、送電側エリアの事業者は、市場価格にかかわらず、長期的に連系線を利用し、電気の取引を行い、収入を得ることができた。

送電側エリアの事業者が、受電側エリアの事業者に対して、15年間、10円/kWで、10万kWの電気の販売を行う場合
(※)実際には、常に10万kWの需要が無かったり、定期検査等も考えられるが、ここでは最も単純な例を想定。



(送電側の事業者の収入) $10\text{円}/\text{kW} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 1,314\text{億円}$

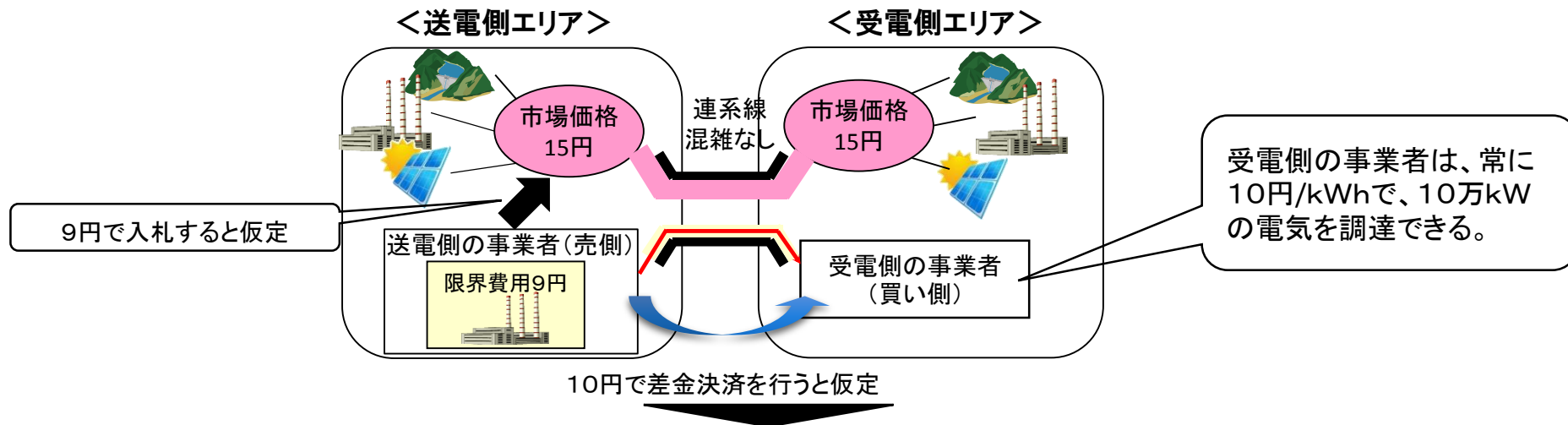
(送電側の事業者の支出) $9\text{円}/\text{kW} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 1,182.6\text{億円}$

(送電側の事業者の利益) $1,314\text{億円} - 1,182.6\text{億円} = \mathbf{131.4\text{億円}}$

(※)これらは、計画値同時同量の下で、差金決済契約を締結した場合の契約の一例を示したものです。

1)前頁に対し、以下のケースでは、送電側エリアの事業者は、全く等しい利益を得ることができる。

(ケース1)市場価格が電源の限界費用より常に高い場合(市場価格が常に15円である場合)



(送電側の事業者の収入)

$$\text{《市場への売却益》 } 15\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 1,971\text{億円}$$

(送電側の事業者の支出)

$$\text{《電源の限界費用》 } 9\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 1,182.6\text{億円}$$

$$\text{《差金決済契約に基づく支出》 } (15-10)\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 657\text{億円}$$

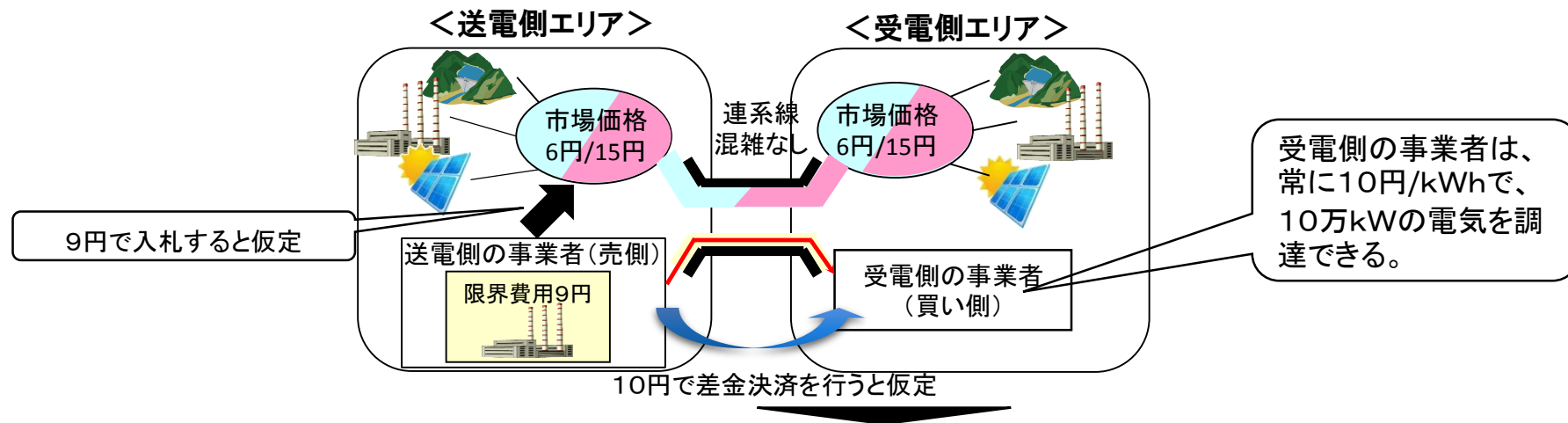
(送電側の事業者の利益)

$$1,971\text{億円} - (1,182.6 + 657)\text{億円} = \mathbf{131.4\text{億円}}$$

(※)これらは、計画値同時同量の下で、差金決済契約を締結した場合の契約の一例を示したものです。

1)前頁に対し、以下のケースでは、送電側エリアの事業者は、**より大きな利益を得ることが可能。**

(ケース2)市場価格が電源の限界費用より高い場合と低い場合が混在する場合
(年間半分の時間で市場価格が6円、半分の時間で15円である場合)



(送電側の事業者の収入)

《市場への売却益》 $15\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 4380\text{h} \times 15\text{年} = 985.5\text{億円}$

《差金決済契約に基づく収入》 $(10-6)\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 4380\text{h} \times 15\text{年} = 262.8\text{億円}$

(送電側の事業者の支出)

《電源の限界費用》 $9\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 4380\text{h} \times 15\text{年} = 591.3\text{億円}$

《差金決済契約に基づく支出》 $(15-10)\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 4380\text{h} \times 15\text{年} = 328.5\text{億円}$

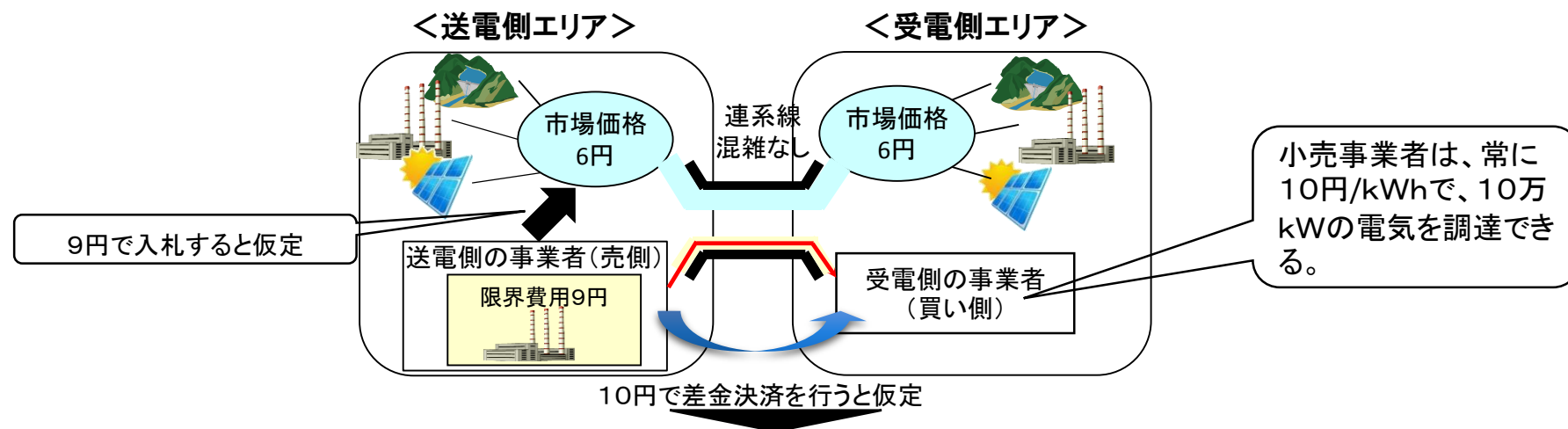
(送電側の事業者の利益)

$(985.5+262.8)\text{億円} - (591.3+328.5)\text{億円} = \mathbf{328.5\text{億円}}$

(※)これらは、計画値同時同量の下で、差金決済契約を締結した場合の契約の一例を示したものです。

1)前頁に対し、以下のケースでは、送電側エリアの事業者は、**更に大きな利益を得ることが可能。**

(ケース3)市場価格が電源の限界費用より常に低い場合(市場価格が常に6円である場合)



(送電側の事業者の収入)

《市場への売却益》 0円

《差金決済契約に基づく収入》 $(10 - 6) \text{円/kWh} \times 10 \text{万kW} \times 8760 \text{h} \times 15 \text{年} = 525.6 \text{億円}$

(送電側の事業者の支出)

0円 (常に、市場で落札ができないため、稼働しない。)

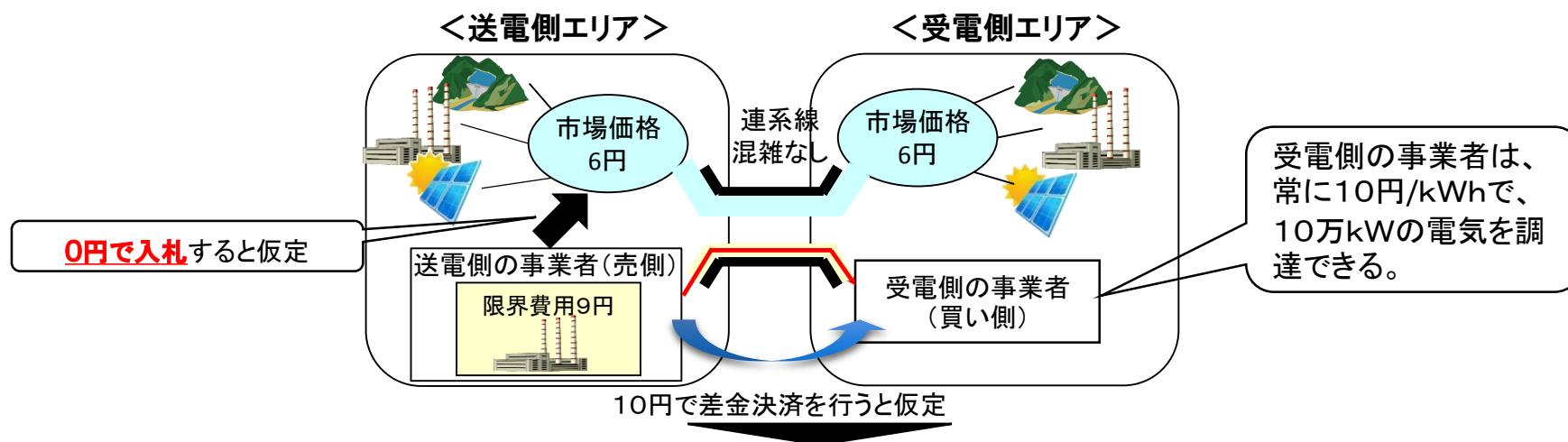
(送電側の事業者の利益)

525.6億円

(※)これらは、計画値同時同量の下で、差金決済契約を締結した場合の契約の一例を示したものです。

1)なお、技術的な制約により出力の調整が困難である場合等の事情により、送電側の事業者が、特定の電源を稼働しなければならないことから、0円の入札することを余儀なくされるような場合であっても、従来と等しい利益を得ることが可能。

(ケース4) ケース3と同様に、市場価格が電源の限界費用より常に低い場合であるが、送電側の事業者が、常に0円の入札を行う場合



(送電側の事業者の収入)

《市場への売却益》 $6\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 788.4\text{億円}$

《差金決済契約に基づく収入》 $(10-6)\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 525.6\text{億円}$

(送電側の事業者の支出)

《電源の限界費用》 $9\text{円/kWh} \times 10\text{万kW} \times 8760\text{h} \times 15\text{年} = 1,182.6\text{億円}$

(送電側の事業者の利益)

$(788.4 + 525.6) - (1182.6) = \mathbf{131.4\text{億円}}$

(※)これらは、計画値同時同量の下で、差金決済契約を締結した場合の契約の一例を示したものです。

2. 契約類型(1)について

(5) 円滑な協議の実現に向けて

- 1) 現行の事業者間の相対契約は、一般的に、長年にわたって、様々な協議の積み重ねの上に成り立っているものと考えられる。
- 2) 一方、この機会に、懸案事項の解決を期待する事業者もいると考えられる。
- 3) しかしながら、間接オークションの導入に伴う相対契約の見直しは、制度の見直しに伴って不可欠に生ずる課題であり、別の懸案事項の解決がみられなければ、契約の見直しに応じないといった協議が行われれば、新たな制度への対応に支障が生ずる可能性も否定できない。
- 4) 上述のとおり、最速で2018年4月1日の施行に間に合うよう、十分な余裕をもって、契約の見直し協議を完了させる必要がある。

考え方(案)

- 1) 両事業者は、間接オークションの導入に伴う契約見直し協議を円滑に完遂する観点から、過去から累積している懸案に係る協議と、間接オークション導入に伴う契約見直しの協議は、区別して行うことが望ましい。

2. 契約類型(1)について

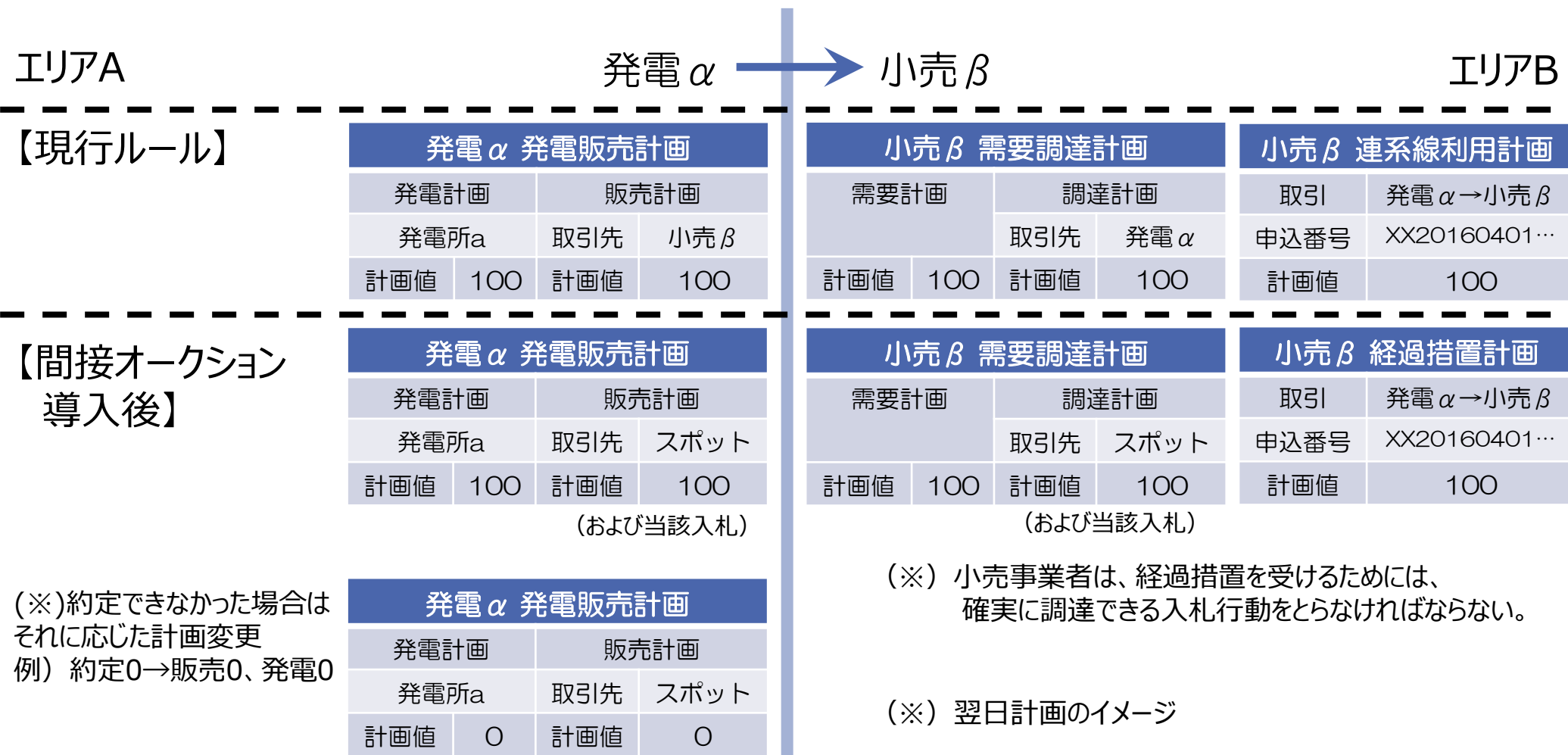
(6) 間接オークション導入に伴う各種計画の取扱い

- 1) 送配電等業務指針に基づき、事業者は、各種計画(発電販売計画、需要調達計画、連系線利用計画等)を提出することが必要。また、これらの計画は、送電側エリアの事業者と、受電側エリアの事業者との間で、整合的であることが求められる。
- 2) 具体的には、間接オークション導入後、例えば、次頁のように御提出いただくことが考えられる。

考え方(案)

- 1) 両事業者は、間接オークションの導入後も、送配電等業務指針等に基づき、确实かつ整合的に各種計画を提出できるよう、事前に十分に協議を行うことが望ましい。

【ケース】 エリアAの発電事業者 α がエリアBの小売電気事業者 β へ電力を100販売



2. 契約類型(1)について

(7) 経過措置終了後の取扱い

- 1) 経過措置終了後、両事業者は、エリア間値差のリスクや、間接的送電権等のコスト等を負うこととなる。
- 2) しかしながら、実際に間接オークションが導入されれば、市場の動向も大きく変わることが想定されるなど、現時点で、経過措置終了後を見通して、これらの議論を行うことは、現実的に困難と考えられる。

考え方(案)

- 1) 両事業者は、現時点において、経過措置終了後の契約の在り方に関しては、経過措置の終了に先立って、別途、誠実に協議を行うこととするなど、今後の協議に委ねることとする選択肢も含め、協議を行うことが望ましい。

3. 契約類型(2)について エリア内における相対契約に関する考え方

- 1)ここまで、P4における契約類型(1)(連系線を介して、異なる事業者間で取引を行う場合。)を念頭に検討を進めてきた。
- 2)しかしながら、契約類型(2)(連系線を介して、同一事業者間で電気の授受を行う場合。)であっても、エリア内で、発電BGと小売BGが相対契約を締結し、電気の取引を行っている場合は(具体的には、P5の類型(1)－②、類型(2)－②のケースであって、A社とX社が異なる事業者の場合等)、特定の電源のメーターに基づかない精算方法へ契約見直しを行うことや、差金決済契約を締結することにより、発電BGは、電源の差し替えによる利益を獲得することができると考えられるのではないか(加えて、この場合、相対契約は、エリアの中だけで完結しているため、値差のリスクは発生しない。)
- 3)ただし、他の経済活動等の操業状態に応じて、余剰電力をそのまま系統に対して送電する、いわゆる「出なり事業者」など、電源の差し替えが困難な事業者や、インバランスリスクの負担を回避したい事業者も存在。こうした事業者にとっては、単独で発電BGを形成するより、他のBGの一部となる方が経済合理的となる場合も考えられる。

考え方(案)

- 1)エリア内において、相対契約を締結している事業者であっても、上述までの議論も踏まえ、どのような相対契約を締結することが、両者にとって最も合理的か、真摯に検討を行うことが望ましい。

4. 更なる検討事項 国との関係

- 1) 今後、容量市場や非化石価値取引市場等の創設を通じて、新たな価値が顕在化し、明確化することになる。
- 2) 事業者は、これらの制度の見直しに応じて、相対契約を柔軟に見直していくことが求められる。
- 3) これらの制度の見直しに応じた既存契約の見直しに関しては、今後、国においても、関係制度の見直しのスケジュールに先立って、検討が行われていくことが期待される。

電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ（2017年2月）

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
電力システム改革貫徹のための政策小委員会

（既存契約の見直し）

今日までの電力システム改革を経た累次の制度措置・変更に伴い、事業者間で締結された既存契約に規定された内容では、必ずしも対応できない事象が、足下でも発生しつつある。加えて、容量市場や非化石価値取引市場等の創設を通じて、新たな価値が顕在化、明確化することとなる。

したがって、新たな制度の導入に際し、システム全体の非効率や、不公平等を解消する方向で、既存契約は見直される必要があるが、個別論点毎に利害対立が先鋭化する結果、協議が円滑に進まない、市場支配力のある事業者がその支配力を行使し、見直し後も非効率や不公平等が解消しないといった事態が発生することも考えられる。

そのため、こうした協議の円滑化を図る観点から、政府等が協議に際しての基本的な考え方を指針等として示し、こうした指針等をベースに事業者が詳細な協議を行うことを求め、より効率的で公平性が確保されたシステムの構築を目指すべきである。