

回避可能費用の算定方法の見直しについて

平成27年3月4日
資源エネルギー庁

検討の背景及び必要性

- 電力システム改革により、平成28年(2016年)4月を目途(※1)に、電力の小売全面自由化が実施予定。
- 昨年、当ワーキンググループにおいて回避可能費用の算定方法の見直しを行った際には、小売全面自由化を前提とした議論とはしていなかったため、小売全面自由化後の回避可能費用の在り方について、改めて検討を行う必要がある。新エネルギー小委員会の委任を受け、昨年度も回避可能費用の議論を行った当ワーキンググループを再開し、検討を行うこととする。
- また、電力システム改革及び小売全面自由化に係る制度設計については、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 制度設計ワーキンググループ(以下、制度設計WG)にて検討が行われており、同WGでは、小売全面自由化後に実施予定の計画値同時同量制度に合わせ、インバランス制度の見直しも議論されており、固定価格買取制度と計画値同時同量制度との整合性を図るためのインバランスに係る特例制度①、②について検討が行われた。
- この特例制度①、②(※2)における回避可能費用の具体化については、固定価格買取制度全体の検討を行っている新エネルギー小委員会において検討が必要との問題提起がなされている。
- このため、特例制度①、②における回避可能費用の具体化についても、当ワーキンググループで併せて検討を行うこととする。

※1:小売自由化の施行は公布日(2014年6月18日)から2年6月を超えない範囲で政令で定める日とされており、2016年4月の施行を念頭に詳細制度設計を進めている。

※2:特例制度①とは、特定供給者に代わって一般送配電事業者が発電計画を作成する仕組みであり、特例制度②とは、特定供給者に代わって小売電気事業者(特定供給者とともに発電BGを組成)が発電計画を作成する仕組みである。

当ワーキンググループで御議論いただきたい論点

- 当ワーキンググループにおいて、御議論いただきたいのは以下の論点。

	第4回	第5回以降
1. 小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法	1) 検討すべき選択肢の整理 ◆ 現行ルール(現一般電気事業者の発電コストを参照する算定方法)をベースにしたもの ◆ 市場価格をベースにしたもの	1) 検討すべき選択肢の整理 ◆ 左記選択肢を踏まえた詳細設計 2) 考慮すべき事項 ◆ 地域ごとの価格差 ◆ 現一般電気事業者と現特定規模電気事業者(新電力)における回避可能費用の差異についての扱い ◆ 経過措置の必要性(現行算定方法の対象範囲の確定と今後の見直しに当たっての考え方の整理)
2. 固定価格買取制度と計画値同時同量制度の整合性を図るための仕組み(FITインバランス特例①、②)における回避可能費用	◆ 特例①、②における回避可能費用の基本的な考え方	◆ 特例①、②における回避可能費用の詳細設計

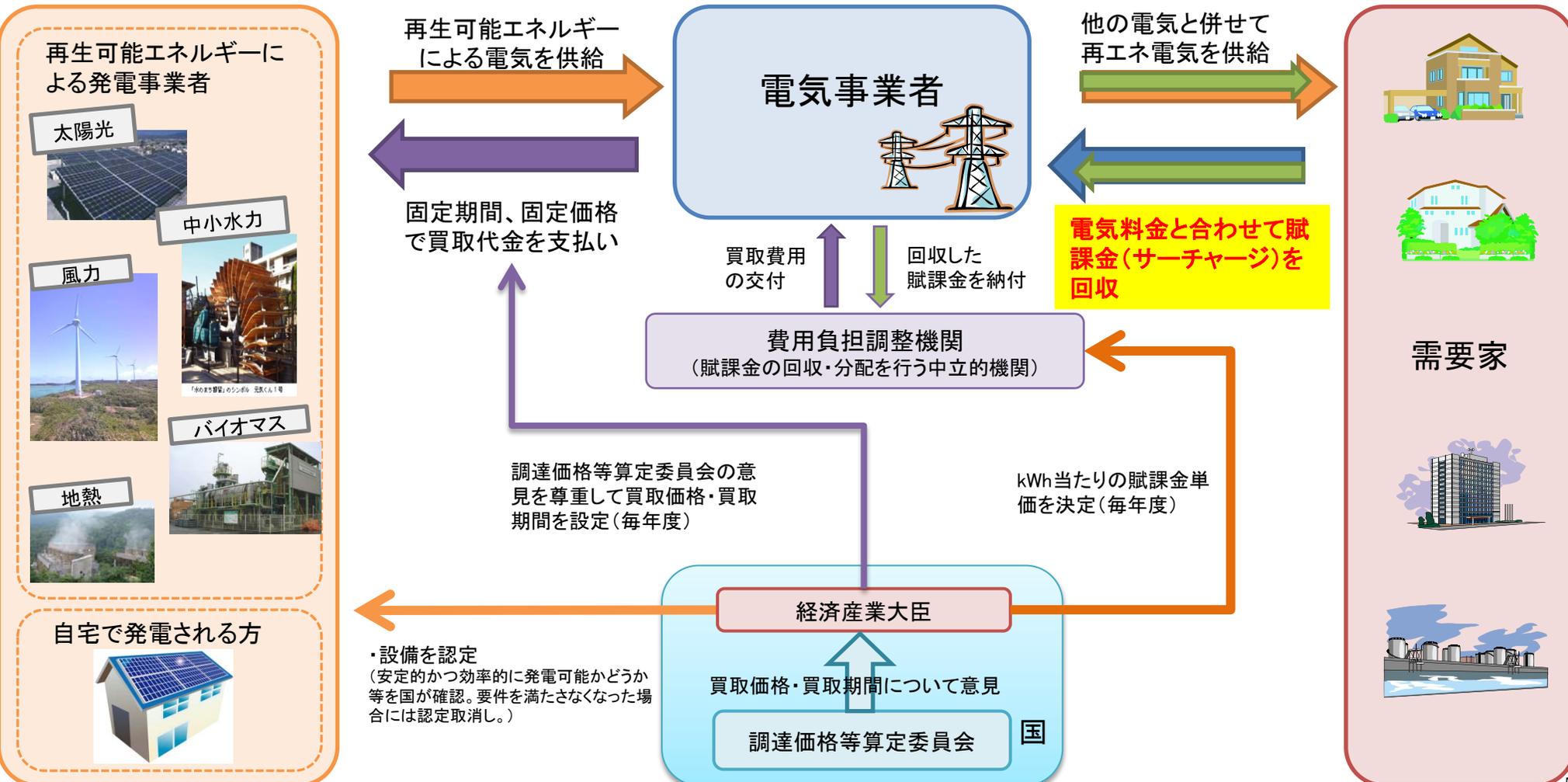
⇒ 本日、ご議論いただきたい論点は、具体的には以下の通り。

1. 小売全面自由化後の回避可能費用を現行ルールベースで維持するか、市場価格連動ベースとするか
2. 小売全面自由化後の回避可能費用の算定に当たり、変動性電源と非変動性電源との差を考慮するか否か
3. FITインバランス特例①、②(P33参照)において発生する費用の差分及び負担の在り方について、どのように考えるべきか

1. 現在の回避可能費用の考え方

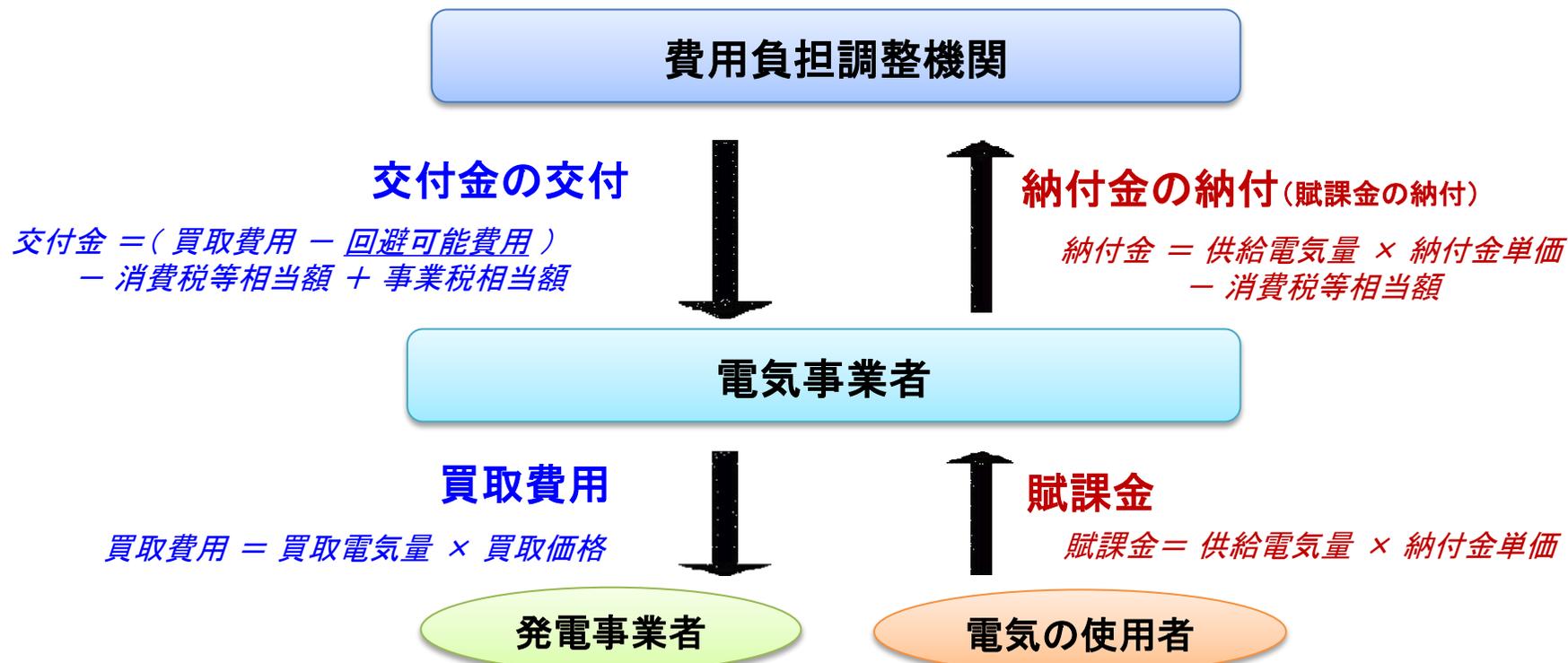
現在の固定価格買取制度の基本的仕組み

- 買取りに要した費用に充てるため、各電気事業者がそれぞれの電気の需要家に対し、使用電力量に比例した賦課金(サーチャージ)の支払いを請求することができる。
- 地域による再エネ導入量のばらつきによって国民負担に差が出ないように、その年度の導入量予測に基づいて、全国一律に賦課金単価を算定。それを基に、費用負担調整機関が全国から賦課金収入を回収し、各電気事業者に対して、買取実績に応じた費用を支払う仕組み。



賦課金の回収・分配について

- 電気の使用者が負担する金額の基礎となる賦課金単価は、全国一律。電気事業者は、電気の使用量に応じ使用者から集めた賦課金を、毎月、費用負担調整機関に納付。
- 費用負担調整機関は、毎月、電気事業者から報告を受けた買取費用から各事業者の回避可能費用等を差し引いた金額を、交付金として各電気事業者に交付。



現在の納付金単価(賦課金単価)の決定方法

- 納付金単価(賦課金単価)は、下記の計算式により計算し、毎年度、当該年度の開始前に経済産業大臣が定め、告示することとなっている。【法第12条第1項、第2項、第4項】
- 納付金単価(賦課金単価)を算出する際の回避可能費用見込みは「当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額」としている。【法第9条第1項第2号】

<現在の納付金単価(賦課金単価)の算定式>

$$\begin{array}{l} \text{納付金単価(円/kWh)} \\ \text{(賦課金単価)} \end{array} = \frac{\text{①買取見込み額} - \text{②回避可能費用見込み} + \text{③費用負担調整機関の事務費見込み}}{\text{④見込み総需要電力量}}$$

回避可能費用単価の更新について

- 回避可能費用単価は、燃料価格の変動や燃料費電源構成の変化に伴う電気事業の原価の見直しがなされれば、年度途中であっても、それを反映した変更を行う。(ただし、納付金単価(賦課金単価)への反映は翌年度以降)
- 電気事業の原価については、電気料金改定の際に見直しが行われる。その後、最長でも3年を目途に行政が電気料金について事後評価を実施することになっており、事後評価の結果、必要があれば、経済産業大臣が料金の変更認可申請を命じ(電気事業法第23条)、原価の妥当性を確保することとしている。

- 昨年の当ワーキンググループでは、以下4つの対応案について検討を行い、比較検討を重ねた結果、対応案4で回避可能費用を算定することに決定した。

対応案1

- ・ 短期の調整を重視し、火力平均可変費単価を採用

対応案2

- ・ 長期の調整を重視し、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用

対応案3

- ・ 短期・長期の組み合わせを考慮し、初年度は火力平均可変費単価、2年度目以降は全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用

対応案4

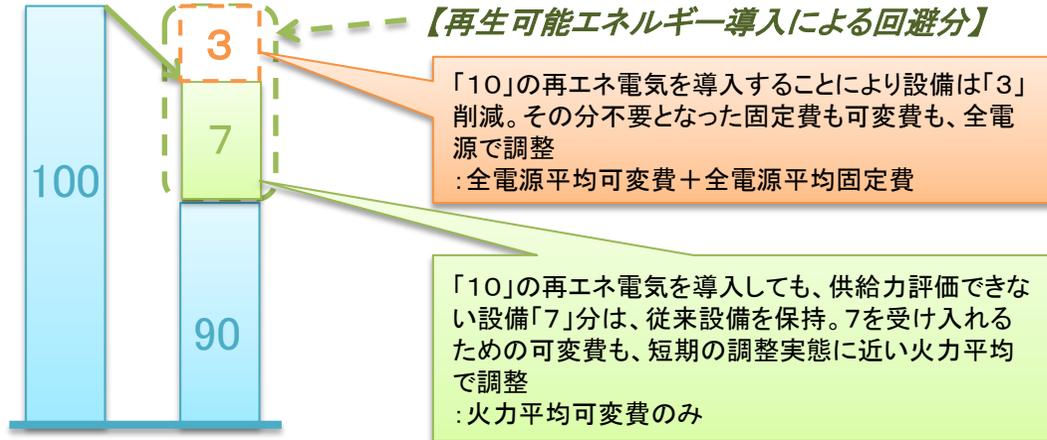
- ・ 再生可能エネルギー電源の特性ごとに、ア)非変動性の再生可能エネルギー電源(地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力計上相当分)については、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用、イ)変動性の再生可能エネルギー電源(太陽光・風力・水力の非供給力計上相当分)については、火力平均可変費単価を採用

現行の回避可能費用の算定方法

- 再生可能エネルギー電源を、地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力評価を受けた電源部分（非変動性再生可能エネルギー電源）と、燃料費の削減にのみ資する、太陽光・風力・水力のうち供給力評価を受けられない電源部分（変動性再生可能エネルギー電源）に分けて、それぞれの特徴を踏まえて、以下を組み合わせた各社の回避可能費用単価の算定を行う考え方を用いる。
 - 供給力計上可能な非変動性再生可能エネルギー電源の導入により、既存設備の稼働の減少も可能であり、かつその後の設備形成は全体の電源のバランスを見ながら調整されると考え、既存設備の稼働の減少効果を全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）によって評価。また、減少後の設備はベストミックスを目指した運転が行われると考え、可変費部分も全電源平均可変費単価を用いる。
 - 他方、変動性再生可能エネルギー電源による既存設備の稼働の減少分は、設備形成には影響がなく、その調整も短期的な調整実態に近いと考え、固定費は含めずに、火力平均可変費単価を用いる。

【具体的なイメージ(例)】

「10」の再生可能エネルギー（供給力計上可能な分が「3」、残りを「7」とする）が導入されると、電力会社は「100」の電源を「97」に削減。「10」相当の導入による回避可能費用は、以下のように整理。



※いずれも平成26年度供給計画ベース



全電源平均可変費単価 + 全電源平均固定費単価

現行の回避可能費用単価

平成27年2月における回避可能費用単価(平成26年4月1日以降に再エネ特措法第6条第1項の認定を受けた設備)

一般電気事業者	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
告示(回避可能費用単価等を定める告示第4条第1号の表)により定められる単価(円/kWh)	11.47	9.25	11.79	11.82	7.08	10.48	7.92	8.67	9.65	9.01
平成27年2月適用の燃料費調整単価(円/kWh)【税抜値】	0.39	1.46	2.19	0.58	0.68	1.38	1.21	0.58	1.01	0.67
回避可能費用単価(円/kWh)	11.86	10.71	13.98	12.40	7.76	11.86	9.13	9.25	10.66	9.68
(参考)告示により定める販売電力量シェア(%)	4%	9%	31%	15%	3%	17%	7%	3%	10%	1%

特定電気事業者・特定規模電気事業者(※)	全国
告示(回避可能費用単価等を定める告示第4条第2号イ号)により定められる単価(円/kWh)	10.58
燃料費調整単価(税抜値)の加重平均値(円/kWh)	1.38
回避可能費用単価(円/kWh)	11.96

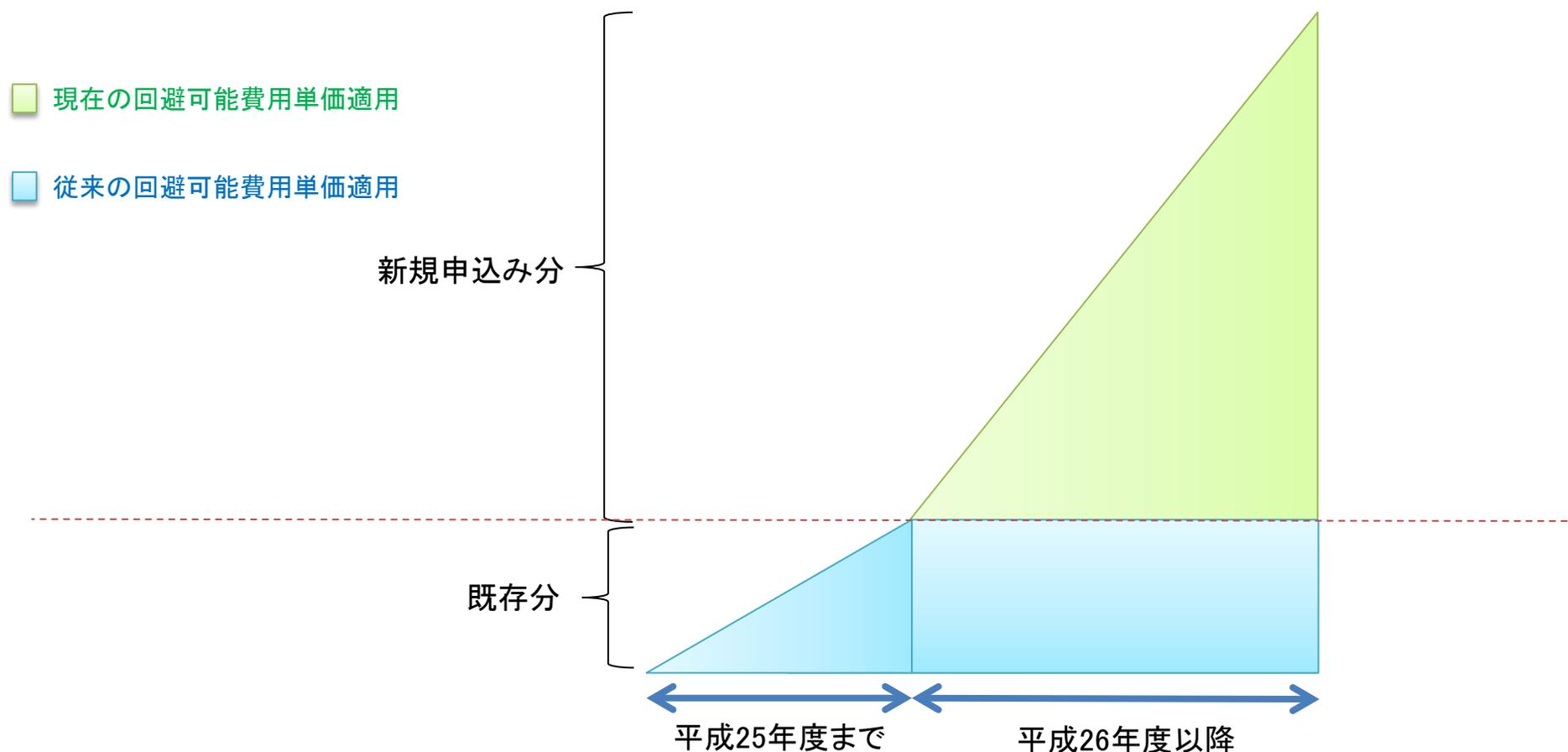
※一般電気事業者各社の回避可能費用単価に各社の販売電力量シェアで加重平均した単価を求め、それに、一般電気事業者の燃料費調整単価の加重平均の単価に加えたものを回避可能費用単価としている。

回避可能費用の適用範囲(現在の単価と旧単価との関係)

- 現行の回避可能費用の算定方法(次ページ参照)は平成26年4月1日以降の新規の買取契約案件(設備認定ベース)のみ適用することになっており、既存分については、旧回避可能費用の算定方法(全電源平均可変費)を適用している。

<電気事業者の回避可能費用分の負担(総額)についてのイメージ>

※面積=回避可能費用単価×買取量の総額



【参考】 賦課金算定に関する法令上の規定①

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号）

（交付金の交付）

第8条 第19条第1項に規定する費用負担調整機関(以下この章において単に「費用負担調整機関」という。)は、各電気事業者が供給する電気の量に占める特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気の量の割合に係る費用負担の不均衡を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者(第14条第1項の規定による督促を受け、同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しない電気事業者を除く。次条、第10条第1項、第16条及び第18条において同じ。)に対して、交付金を交付する。

2 前項の交付金(以下単に「交付金」という。)は、第11条第1項の規定により費用負担調整機関が徴収する納付金及び第18条の規定により政府が講ずる予算上の措置に係る資金をもって充てる。

（交付金の額）

第9条

前条第1項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第1号に掲げる額から第2号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量(キロワット時で表した量をいう。)に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額
二 **当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額**

（納付金の額）

第12条

前条第1項の規定により電気事業者から徴収する納付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、**当該電気事業者が電気の使用者に供給した電気の量(キロワット時で表した量をいう。次項及び第16条第2項において同じ。)**に当該期間の属する年度における納付金単価を乗じて得た額を基礎とし、**第17条第1項の規定による認定を受けた事業所に係る電気の使用者に対し支払を請求することができる第16条の賦課金の額を勘案して経済産業省令で定める方法により算定した額とする。**

2 前項の納付金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、経済産業大臣が、当該年度において全ての電気事業者に交付される交付金の見込額の合計額に当該年度における事務費の見込額を加えて得た額を当該年度における全ての電気事業者が供給することが見込まれる電気の量の合計量で除して得た電気の1キロワット時当たりの額を基礎とし、前々年度における全ての電気事業者に係る交付金の合計額と納付金の合計額との過不足額その他の事情を勘案して定めるものとする。

3(略)

4 経済産業大臣は、納付金単価を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない

（賦課金の請求）

第16条

電気事業者は、納付金に充てるため、当該電気事業者から電気の供給を受ける電気の使用者に対し、当該電気の供給の対価の一部として、賦課金を支払うべきことを請求することができる。

2 前項の規定により電気の使用者に対し支払を請求することができる賦課金の額は、当該電気事業者が当該電気の使用者に供給した電気の量に当該電気の供給をした年度における納付金単価に相当する金額を乗じて得た額とする。

【参考】 賦課金算定に関する法令上の規定②

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成24年経済産業省令第46号）

（回避可能費用の算定方法）

第16条

法第9条第2号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる1キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

○回避可能費用単価等を定める告示（平成24年経済産業省告示第144号）

（回避可能費用単価）

第4条

1（略）

2 平成26年4月1日以後に認定を受けた発電に係る特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気に係る交付金の額の算定に係る回避可能費用単価は、次に掲げる電気事業者の種類に応じ、それぞれ当該各号に定める額とする。

一 一般電気事業者 次の表の上欄に掲げる電気事業者ごとに、同表の下欄に掲げる額について一般電気事業供給約款料金算定規則第21条の規定の例により燃料費調整を行った額

北海道電力株式会社	1キロワット時当たり11.47円
東北電力株式会社	1キロワット時当たり9.25円
東京電力株式会社	1キロワット時当たり11.79円
中部電力株式会社	1キロワット時当たり11.82円
北陸電力株式会社	1キロワット時当たり7.08円
関西電力株式会社	1キロワット時当たり10.48円
中国電力株式会社	1キロワット時当たり7.92円
四国電力株式会社	1キロワット時当たり8.67円
九州電力株式会社	1キロワット時当たり9.65円
沖縄電力株式会社	1キロワット時当たり9.01円

二 特定電気事業者及び特定規模電気事業者 次のイに掲げる額をロに掲げる額により増額又は減額したもの

イ 1キロワット時当たり10.58円

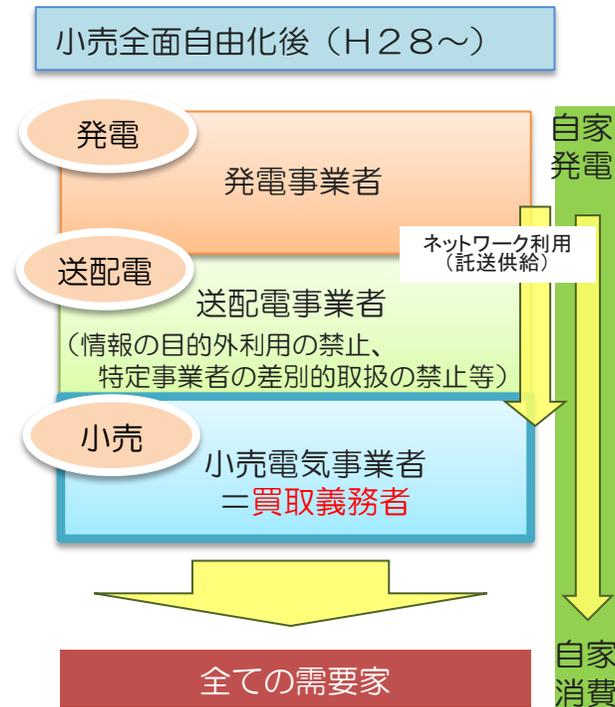
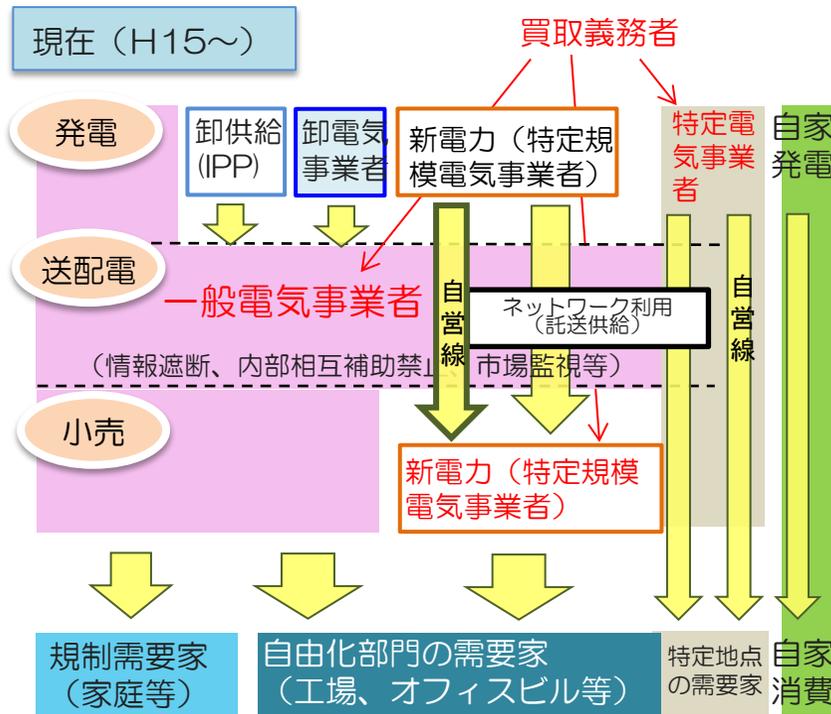
ロ 各一般電気事業者が一般電気事業供給約款料金算定規則第21条の規定の例により燃料費調整を行った各月の額を前項第2号ロの表の割合により加重平均した額

2. 小売全面自由化後の回避可能費用の 算定方法の検討

小売全面自由化後における回避可能費用の算定方法見直しの必要性

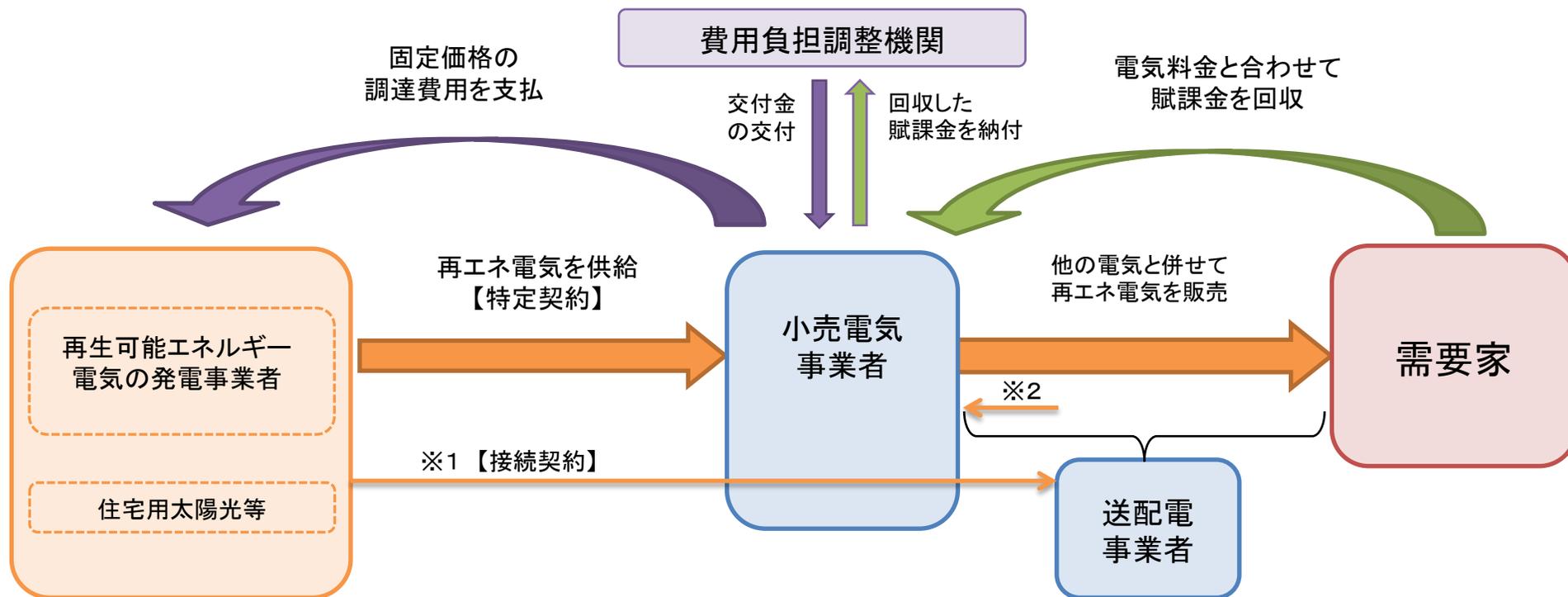
- 回避可能費用の算定方法について、現行ルールは、垂直一貫体制を前提として、再生可能エネルギー電気の調達が増加することにより、買取義務者である一般電気事業者が自社電源を調整する(短期的な焚き減らしから長期的な電源構成まで含む)ことを前提として回避可能費用を算定し、その結果を加重平均することにより、同じく買取義務者である新電力及び特定電気事業者の回避可能費用を算定するという構成を採用している。
- 小売全面自由化後は、①事業者概念が変わり、ライセンス制の導入により垂直一貫体制がなくなる、②経過措置があるものの、総括原価方式が廃止され、発電原価の算定が困難となる、③卸電力市場の活性化が期待され、制度上もインバランス料金が市場価格連動となる、等の変化が生じる。
- したがって、小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法については、自由化後の買取義務者である小売電気事業者による電気の調達実態に合わせ、回避可能費用の算定方法の考え方そのものを再設定するべきではないか。

<電力システム改革に伴う事業類型の見直し>



- 小売全面自由化後は、電気の需要家に電気を販売する事業者である小売電気事業者が買取義務を負うスキームとしている。

【基本的なスキーム】



- ※1 送配電事業者は、発電事業者と発電設備と系統を接続するための契約を締結【接続契約】
- ※2 送配電事業者は必要に応じ、インバランスを調整

小売全面自由化に伴う環境変化

- 小売全面自由化に伴う事業類型の見直しにより、現一般電気事業者の小売部門及び新電力の小売部門は、いずれも「小売電気事業者」と位置付けられる。また、発電部門についても同様に、いずれも「発電事業者」と位置づけられる。
- 小売の全面自由化により、これまで一般電気事業者に認められてきた地域独占の制度は撤廃され、すべての事業者がどの地域であってもすべての需要に応じ電気の供給を行うことが可能となる。
- 余剰電源の卸電力取引所への供出などにより、卸電力市場が活性化することが期待され、今後、卸電力市場の活性化等を通じて、メリットオーダーに従って電気調達を行う傾向が強まっていく。
- 計画値同時同量制度の導入により、小売電気事業者及び発電事業者は、実需給1時間前(ゲートクローズ)のタイミングで計画値を確定させ、当該計画値と実需給の差分を、一般送配電事業者が調整する仕組みとなる。

＜小売の全面自由化後の固定価格買取制度における再エネ調達のイメージ＞

【電気の調達先】

【買取義務者】

【電気の供給先】

再エネ発電事業者
(特定供給者)

相対取引

卸電力市場

自社電源

買取義務

電源調達

一般送配電
事業者

小売電気事業者

旧一般電気事業者の
小売部門

旧特定規模電気事業者

旧特定電気事業者

新規参入者

調達した再エネ電気を販売

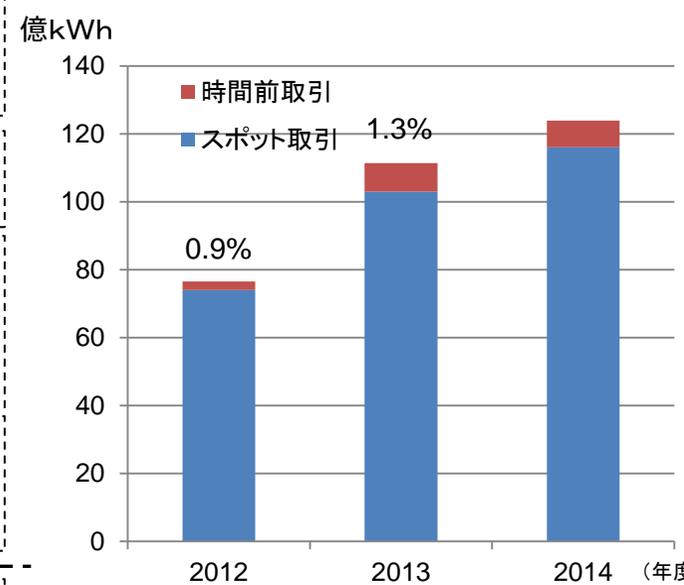
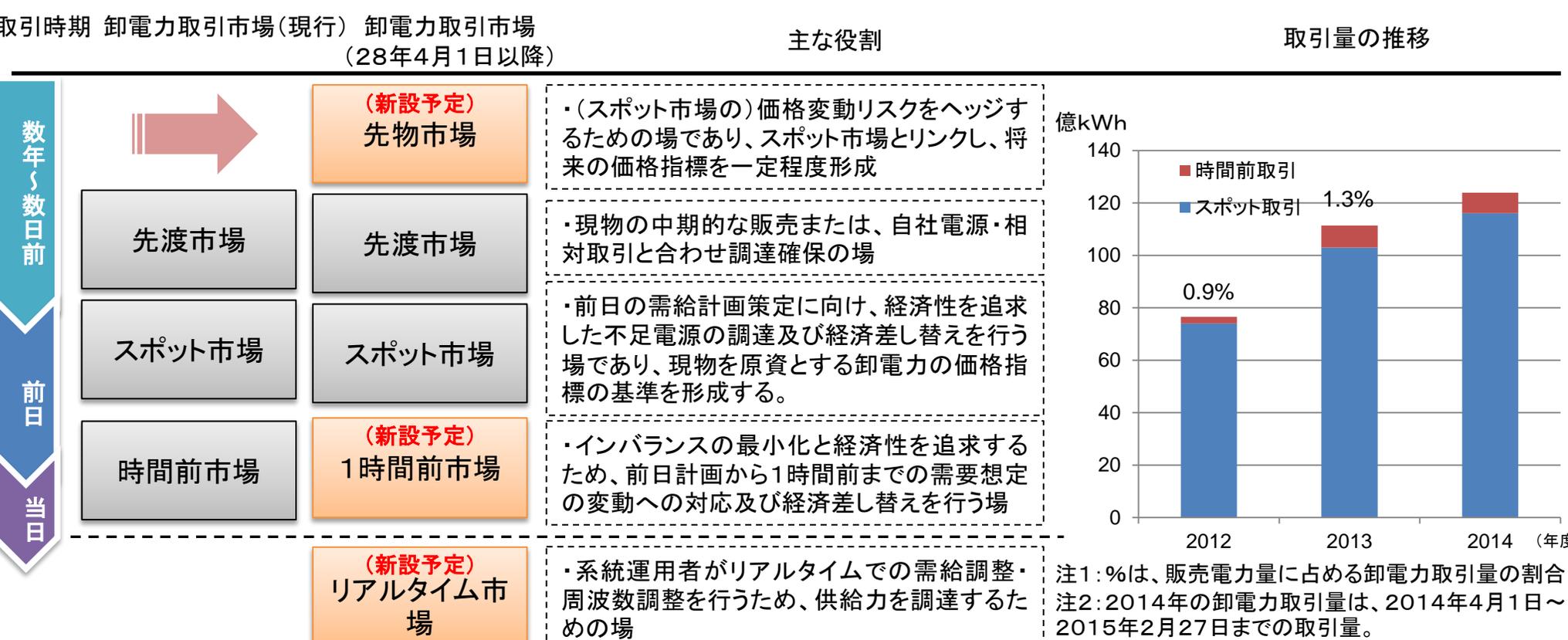
電力供給

全国の需要家

必要に応じ、インバランスを調整

我が国の卸電力市場の今後の役割

- 2013年以降の一般電気事業者の自主的取組(取引所への余剰電源の投入等)により、卸電力市場での取引量は増加傾向にある。
- また、小売全面自由化後に、1時間前市場など新しい市場が創設され、電力の市場取引が一層活性化していくものと考えられることから、小売電気事業者が電気を調達する手段として、自社電源からの調達や相対調達に加え、卸電力取引所の活用が進むことが考えられる。



注1: %は、販売電力量に占める卸電力取引量の割合
 注2: 2014年の卸電力取引量は、2014年4月1日～2015年2月27日までの取引量。

出典: JEPXより提供されたデータに基づき経済産業省が試算。 18

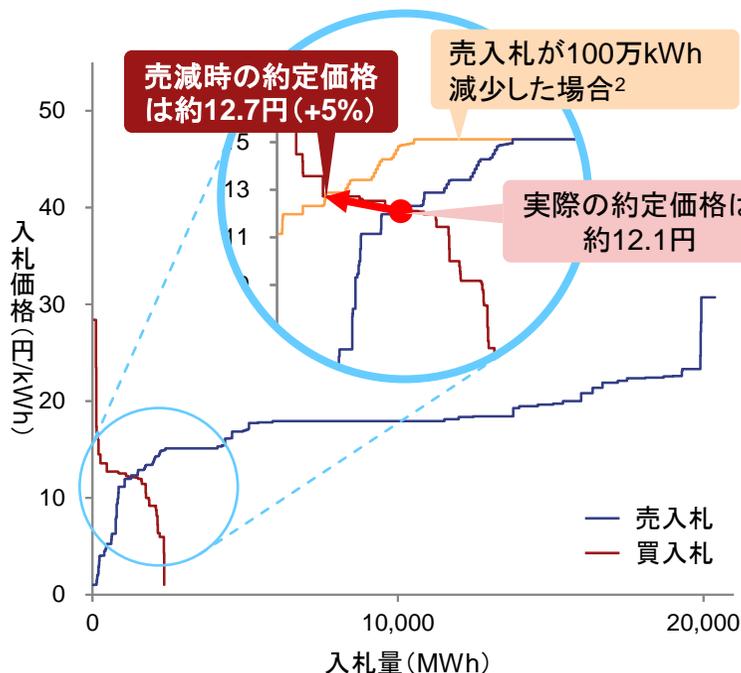
スポット市場価格の厚み

■ 一般電気事業者の自主的取組もあり、足元でスポット市場の厚みは増してきており、2013年9月時点で、市場が最もタイトなコマでも、100万kW程度の入札量の変動が価格に及ぼす影響は+10%強程度。

2013年9月14日 05:00-05:30¹

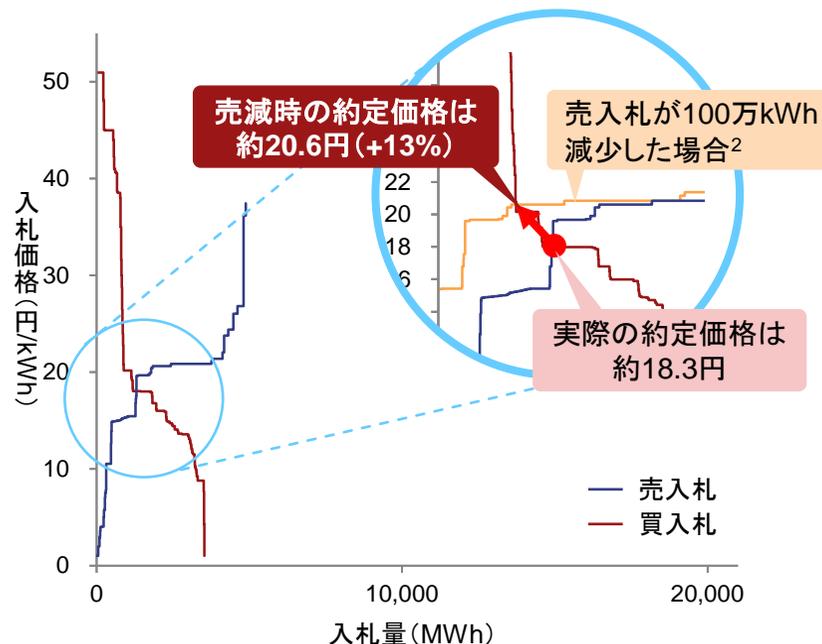
9月中で市場が最もソフトなコマ
(=売入札量と買入札量の差が最大)

※なお、当該コマの売入札の量は過去3年間で最大



2013年9月13日 11:30-12:00¹

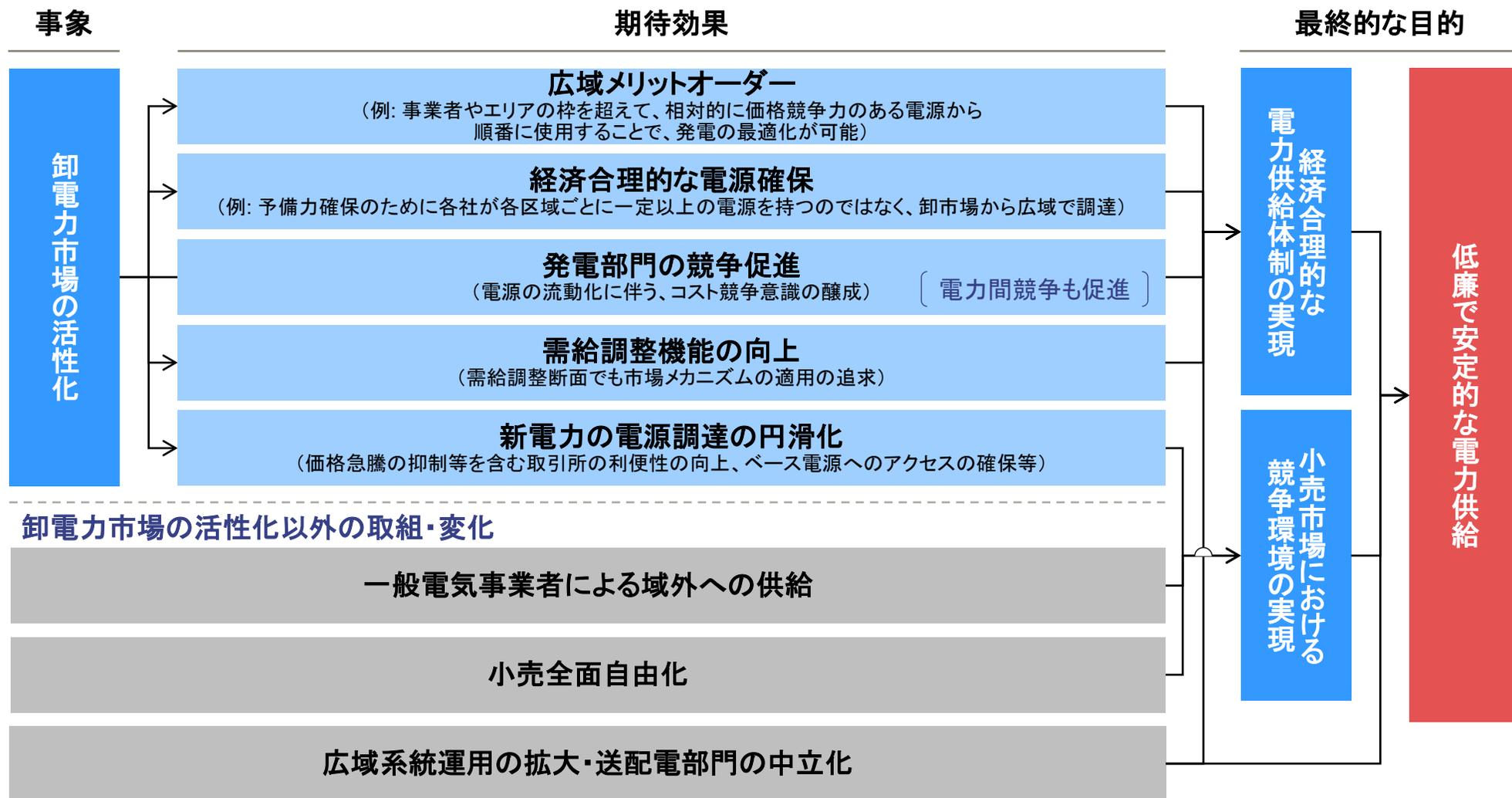
9月中で市場が最もタイトなコマ
(=売入札量と買入札量の差が最少)



1. 通常の入札分とブロック入札分を集計。本来はブロック入札は、前後の時間帯も含め入札条件にあったもののみが対象となるため、本来のJEPXにおける集計結果とは差異が生じ得る
2. 100万kWhの入札が減少する場合、どこかの100万kWhが減少するかによって、影響は異なるが、保守的に影響が最大となるケースを見るため、低価格の入札分より100万kWh分を減じて試算
3. 8月22日(木)には55円/kWh(前日同時間帯比+25.74円/kWh)、10月11日(金)には39.23円/kWh(前日同時間帯比+13.77)といった値を付けている時間帯もある
出所: JEPX提供データより資源エネルギー庁分析

【参考】卸電力市場の活性化の意義

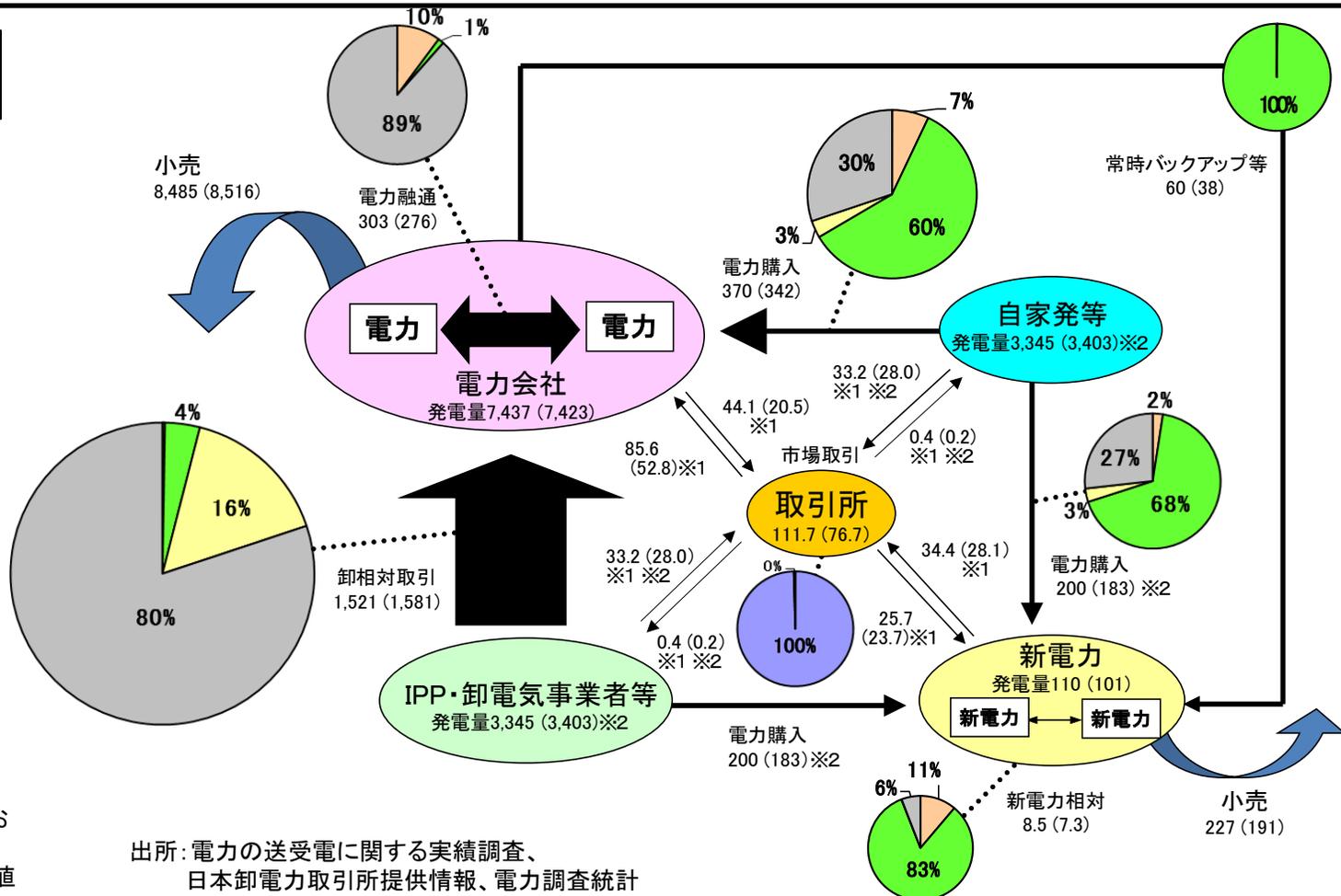
卸電力市場の活性化は、自由化による「小売市場における競争環境の実現」だけでなく、「経済合理的な電力供給体制の実現」にも資するものであり、これらを総合し、「低廉で安定的な電力供給」の達成のためにも不可欠



【参考】我が国卸電力市場の市場構造(平成25年度)

- 卸電力市場においては、①一般電気事業者と卸電気事業者・卸供給事業者、②一般電気事業者同士による長期の相対取引が大部分を占める構造に大きな変化は見られないが、自由化の進展に伴い、卸電力の取引形態は多様化している。また、新電力については、その取引の過半が5年未満の比較的短期の取引となっている。
- 平成25年度において卸電力取引所で取引された電力量は、111.7億kWh(平成24年度は76.7億kWh)であり、小売販売電力量に占める比率は1.3%(平成24年度は0.9%)になっている。

平成25年度(単位:億kWh)
(括弧内は24年度値)



※1: スポット取引、時間前取引、先渡取引における約定量(受渡日ベース)の合計値
 ※2: IPP・卸電気事業者等と自家発電等の合計値

出所: 電力の送受電に関する実績調査、日本卸電力取引所提供情報、電力調査統計

市場価格の水準の検証

- 回避可能費用は、買取義務者が再生可能エネルギーを調達することにより免れる電気の調達に係るコスト。
- 自由化後の買取義務者たる小売電気事業者は再生可能エネルギー電気の買取義務を負うため、それらを受け入れる分だけ、様々な電源を柔軟に使い分けて供給する電力を調整することになる。
 - 分単位の変動対応：可変速水力、天然ガス、石油など応答性の高い電源
 - やや中期の変動対応：上記に加え石炭火力なども対応可能
- 小売全面自由化後、発電事業者がより積極的に取引所を活用する一方、小売電気事業者が市場を通じて、メリットオーダーに従って電源調達を行う仕組みが有効に機能すれば、市場価格が需給状況を反映し、調整の実態に近い指標になると考えられる。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	新電力
①現行ルール(円/kWh)(注1)	11.86	10.71	13.98	12.40	7.76	11.86	9.13	9.25	10.66	9.68	11.96
②火力・水力平均可変費 (円/kWh)(注2)	7.81	7.76	10.49	7.88	4.79	8.73	6.94	6.80	8.54	8.19	8.70(注3)
③石油火力平均発電単価 (円/kWh、固定費込み)(注4)	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1
④スポット市場価格 (注5)(円/kWh)	9.73~21.53 ※24時間単純平均:15.0円										

(注1) 告示等に規定されている回避可能費用単価に燃料費調整単価を加えた税抜値。

(注2) 平成26年1月現在適用中の料金原価等に基づき、簡易試算した値(可変費のみ)。燃料費調整単価を除く。

(注3) 新電力の価格については、現在の算定方法と同様に、告示に定められる割合を用いて加重平均したもの。

(注4) コスト等検証委員会報告書(平成23年12月19日)の石油火力のモデルプラント(2010年)の下限値発電価格を参照(固定費を含む)。

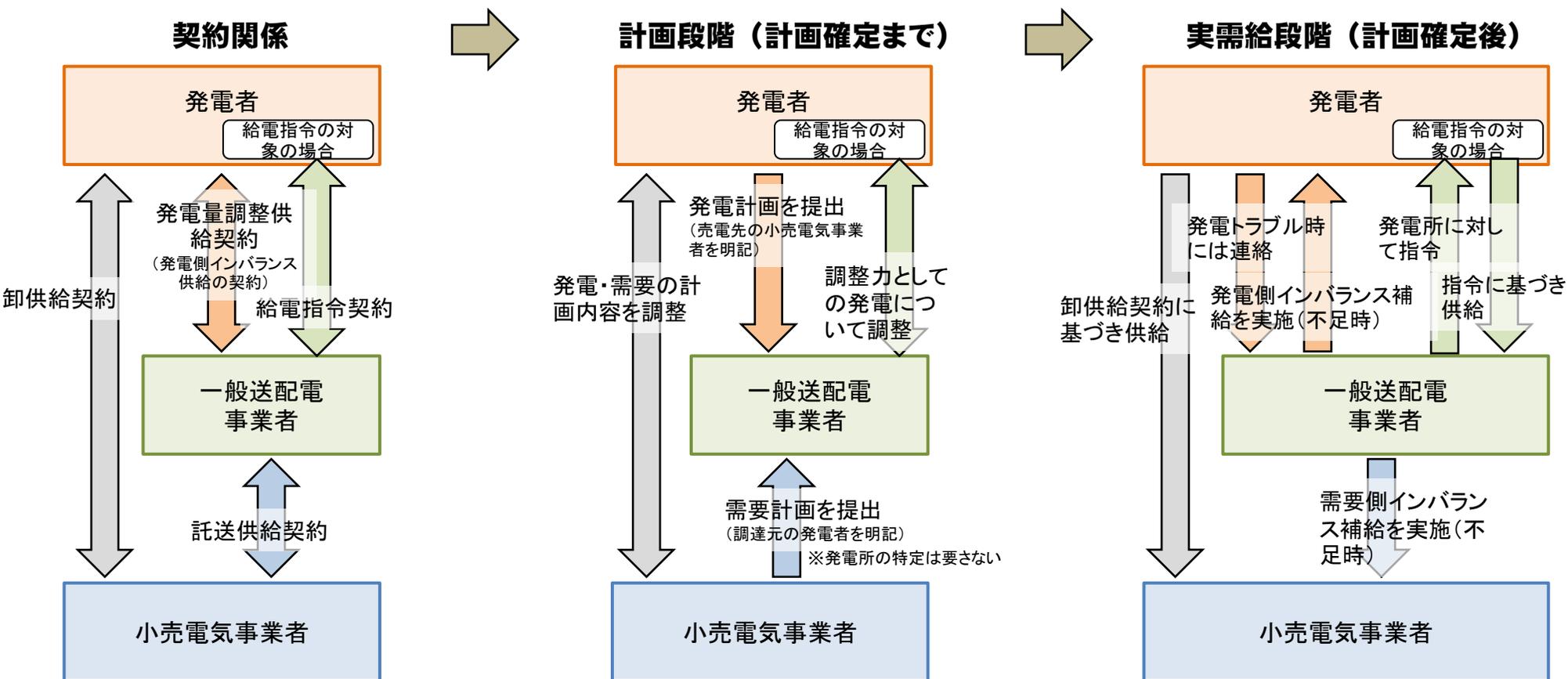
(注5) 平成26年4月から平成27年2月までのスポット市場価格の24時間単純平均価格。

小売全面自由化後の各事業者の関係

- 小売全面自由化後は、発電者(注)と一般送配電事業者の間に、①発電量調整供給契約(発電側インバランス供給の契約)の締結、②一般送配電事業者への発電計画の提出(広域機関を経由)、③発電側のインバランス供給の実施、といった関係が生じることとなる。

(注) 電気事業法上の発電事業に該当するか否かにかかわらず、発電を行う者がシステムを利用する場合には、上述のシステム利用ルールの対象となる。

(備考) 現在の新電力については当面、実同時同量と計画値同時同量の選択制となる。実同時同量を選択した場合における発電者から新電力への販売分については発電側インバランスの調整は生じず、需要側で調整されることとなる。



※発電計画・需要計画の提出は、広域的運営推進機関を経由して行われる。

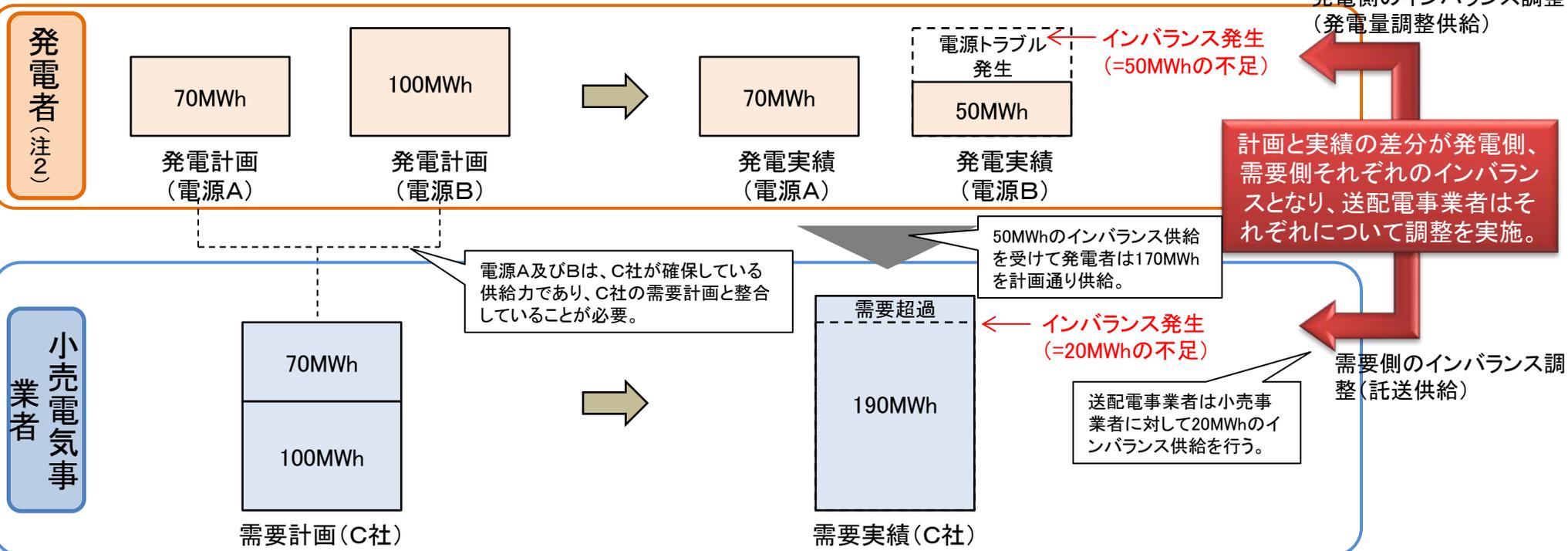
出典: 第7回制度設計WG資料6-2を基に作成

【参考】計画値同時同量制度におけるインバランスの調整

- 小売全面自由化後は、現在の一般電気事業者については計画値同時同量制度に移行（新電力は実同時同量との選択が可能^(注1)）。現・一般電気事業者である小売電気事業者や計画値同時同量を採用する新電力に対して発電者が供給する部分については、計画値同時同量により、発電側でインバランスの調整を受けることとなる。
- 計画値同時同量においては、発電側で発生したインバランスは発電側で調整されるため、発電トラブル等で計画通りの発電ができない場合でも、小売電気事業者にとっては計画どおり供給されることとなる。

計画段階

実需給段階



(注1) 新電力については当面、実同時同量と計画値同時同量の選択制となる。実同時同量を選択した場合における発電者から新電力への販売分については発電側インバランスの調整は生じず、需要側で調整されることとなる。

(注2) 電気事業法上の発電事業に該当するか否かにかかわらず、発電を行う者がシステムを利用する場合には、同時同量等のシステム利用ルールの対象となる。

【参考】インバランス料金の水準に関する考え方

- 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)、事前に予見しにくい。

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、価格を事前に予見できるため、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。

調整力の太宗を持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予見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。

【参考】小売全面自由化後におけるインバランス料金の考え方

- 市場価格連動とする方法と実コストベースとする方法については、それぞれ課題があるが、以下のように評価される。

方式	評価
市場価格連動	各課題に対し、各種の対応策により一定程度対応が可能であり、現実性が高い。
実コストベース	妥当性・透明性が高く系統利用者が広く納得できる価格を算出できるかについて、課題解決に時間を要する。



これらの点を考慮し、小売全面自由化後は、市場価格をベースとして算定した価格をインバランス精算に用いることとしてはどうか。(将来的に改革の第3段階で中立で透明なリアルタイム市場が創設された場合には、その価格を用いることとする)

- また、インバランス料金の設定においては、計画遵守のインセンティブを持たせることや、送配電事業者にとっての需給調整コストとの整合性を確保するといった観点も重要。



これら双方の観点をインバランス料金の中に織り込むため、インバランス料金の算定式においては、市場価格を基本としながら、

- ・インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせるための調整項(α)と、
- ・需給調整コストの水準が地域によって異なる点をインバランス制度において一定程度反映するための調整項(β)という

二つの調整項を設ける(詳細は次ページ)。

【参考】小売全面自由化後のインバランス料金の算定式

インバランス料金の算定式

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値(注)} \times \alpha + \beta$$

(注) 1時間前市場の厚みが乏しい状況では主にスポット市場の価格によって決まることとなる。また、1時間前市場については変動する価格を考慮した上で加重平均。

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

【趣旨】インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせる。

- ・全国大でのインバランスが不足の場合: $\alpha_1 > 1$
 - ・全国大でのインバランスが余剰の場合: $0 < \alpha_2 < 1$
- 【個々の系統利用者が不足か余剰かによるインバランス料金の値差は生じない。】

30分ごとの需給状況によって、事後的にいずれかに決まる。

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

【趣旨】需給調整コストの水準が地域によって異なる点をインバランス制度において一定程度反映する。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

(備考) 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。

出典: 第8回制度設計WG資料5-3を基に作成

小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討

- 小売全面自由化によりこれまで独占であった規制部門に新規参入者が参入する結果、現在の一般電気事業者の各エリア内のシェアが相対的に低下すると考えられることから、特定の事業者のコスト構造を前提に回避可能費用を考える現在のルールは実態を反映しにくいと考えられる。
- また、自由化により、市場の流動性が増大する結果、市場価格の指標としての役割が高まることが期待される。加えて、インバランス料金も30分毎の需給状況を反映するため市場価格連動となる等、制度的にも市場価格の活用が予定されている。回避可能費用も、実態としては需給の状況に応じて変わる性格の費用であることにかんがみれば、市場価格連動を基本とする方向で考えるべきではないか。
- なお、適切な回避可能費用を設定することで小売電気事業者が正当な補償を受けられることは重要であるが、不当な裁定取引等が起こらないよう、制度設計において配慮することが適切と考えられる。

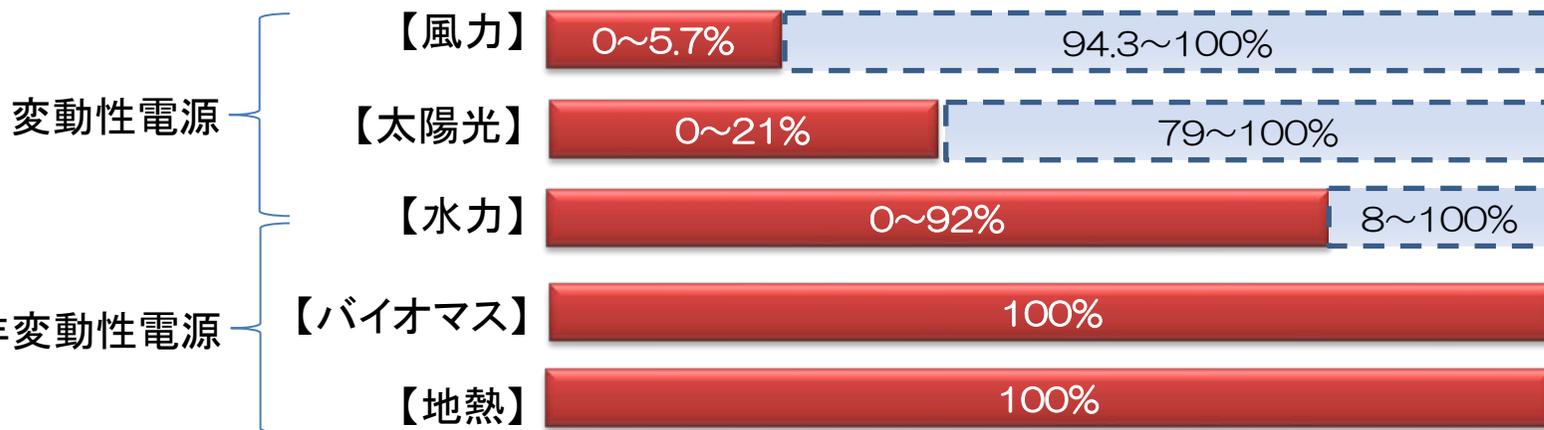
<現行ルールを維持する場合と市場価格連動とする場合との比較>

	メリット	デメリット・留意点
現行ルールを維持する場合	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場に厚みがないと判断される場合であっても、一定程度妥当性のある価格設定が可能。 ● 総括原価主義の下では、一般電気事業者にとっての平均的な回避可能費用を算定することが可能。 ● 小売電気事業者にとっての予見可能性が高い。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 現在の一般電気事業者の回避可能費用の加重平均は、新電力の実態を反映した単価になっていない可能性が高い。 ● 市場価格との差が構造的に存在する場合、裁定取引により、国民負担を原資とした利潤獲得が可能となるおそれがある。(ただし、一般電気事業者については現状、電気料金に反映される) ● 料金規制撤廃後は、総括原価方式がなくなるため、発電コストの把握が将来的に困難となる。
市場価格連動とする場合	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売全面自由化により、新規参入者が増加する結果、小売電気事業者がFIT電源の代替電源を調達しようとするならば、市場からの調達、又は市場価格を踏まえた相対取引で代替することが増加すると考えられるため、実際の需給状況を反映し、回避された費用に近付いていくと考えられる。 ● (従来、同様の算定方法を採用していた)インバランス料金も小売全面自由化後は市場価格連動となることから、制度の方向性としては整合的。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 必ずしも現在の電気事業者の実態を反映した価格とは言えない。 ● 買取義務があり自由に調達できないFIT電源からの電気の価値は、市場価格と同じとは言えないのではないかと。 ● 市場価格が実際に回避された費用単価を反映していないと考えられる場合の取扱いが課題。

回避可能費用における変動性電源と非変動性電源の扱い

- 再生可能エネルギーには、自然条件等で出力が変動する変動性電源(太陽光・風力など)と、出力調整が可能な非変動性電源(地熱・バイオマスなど)がある。
- 小売全面自由化後の小売電気事業者には、供給力確保義務が課せられる。非変動性電源を調達した場合、その出力の100%を供給力として計上できるため、実際に発電される電気量に比例した変動費に加え、それに相当する既存設備の固定費全体を回避できることになる。他方、変動性電源を調達した場合、供給力として計上できるのはその出力の一部のみであり、供給力として計上できない部分については、別途予備的供給力を確保する必要があるため、供給力として計上できない部分の固定費については、回避することができないと考えられる。したがって、買取義務者である小売電気事業者が変動性電源を調達した場合、それによって回避できる費用は非変動性電源を調達した場合と比較して少なくなると考えられる。
- 以上から、回避可能費用の新たな算定方法を考えるにあたっては、現行ルール同様、再生可能エネルギー電源を変動性電源と非変動性電源とに分けて考えることとしてはどうか。

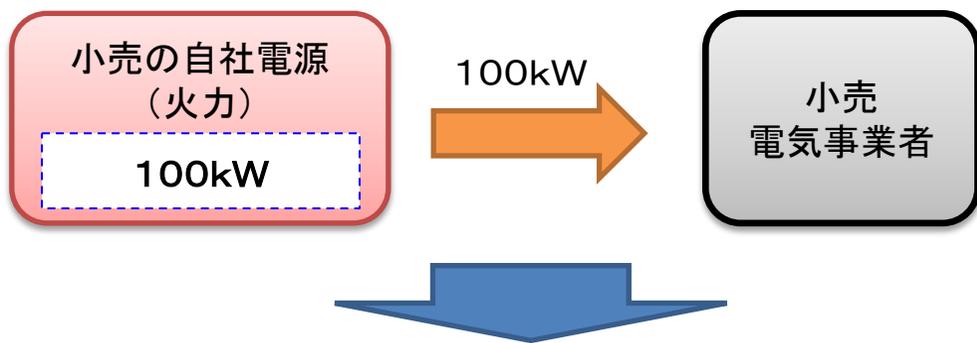
【変動性電源と非変動性電源における供給力計上のイメージ】



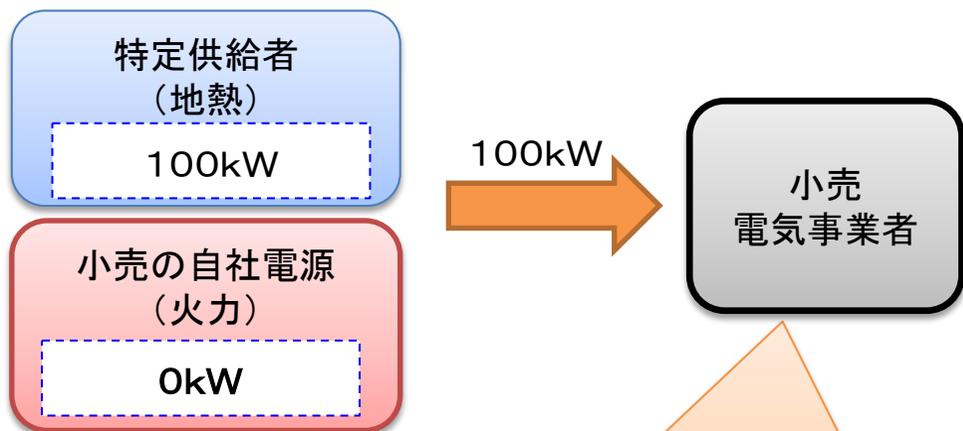
注: 変動性電源について、供給力に計上できる割合は電力会社によって異なっており、各社の供給計画に基づく。
また、バイオマス等については、個別に変動性電源として整理されるものもあるか、個別に精査が必要。

非変動性電源と変動性電源の差(小売電気事業者が回避できる費用)(イメージ)

【非変動性電源の場合】

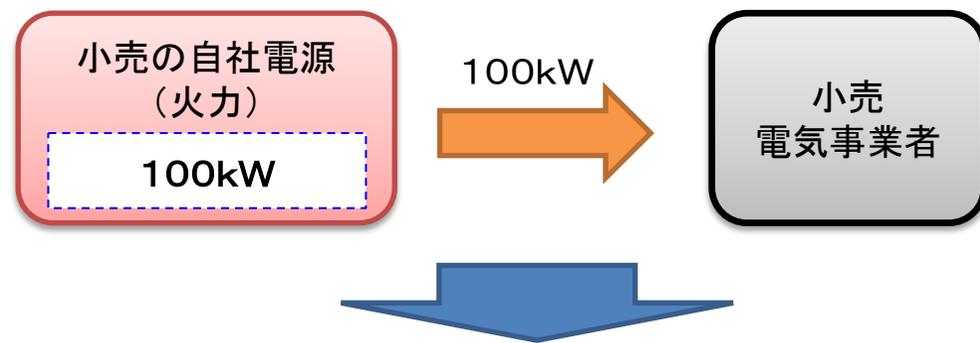


地熱を100kW(供給力計上分(100%))調達した場合

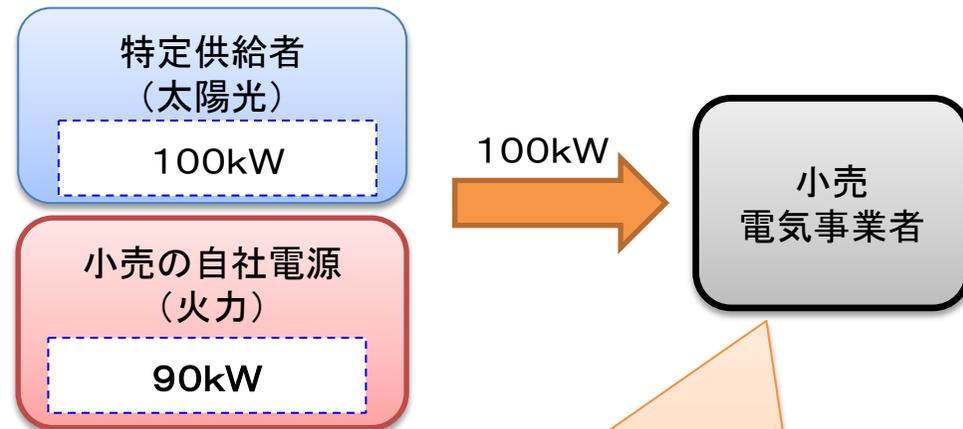


小売電気事業者が地熱のような非変動性電源を調達した場合、100kW分の供給力を計上できるため、自社火力を持つ必要がなくなる。したがって、100kWの地熱を調達することによって回避できる費用は固定費と実際に発電される電気量に比例した変動費の合計値になるのではないかと。

【変動性電源の場合】



太陽光を100kW(供給力計上分(10%))調達した場合



小売電気事業者が太陽光のような非変動性電源と調達した場合、供給力の一部(10kW)しか計上できないため、90kW分の自社火力を引き続き確保する必要がある。したがって、100kWの太陽光を調達することによって回避できる費用は10kW分に相当する固定費と実際に発電される電気量に比例した変動費の合計値になるのではないかと。

3. 固定価格買取制度と計画値同時同量制度の整合性を図る
ための仕組み(FITインバランス特例①、②)における
回避可能費用の算定方法

固定価格買取制度から見た計画値同時同量制度に対応するための課題

- 小売全面自由化の実施後、計画値同時同量制度が導入されることとなっている。
- 他方、固定価格買取制度との関係では、計画値同時同量に対応するために、以下のような課題が生じると考えられる。

課題1：計画発電量を超えた量の買取義務の扱い

1. 固定価格買取制度においては、特定供給者(FIT電源の認定を受け、小売電気事業者等と特定契約を締結した者)と特定契約を締結した小売電気事業者が発電量の全量を固定価格で買い取ることを前提としている。
2. 一方、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が発電者が設定した計画発電量と同量の電気を買い取ることを前提としており、計画発電量以上に発電した電気は一般送配電事業者がインバランス価格で買い取ることを前提としている。
3. このため、計画値同時同量制度を前提とした場合、特定供給者が計画発電量を超えた電気の買取を小売電気事業者に求めたとしても、買取を拒否されることとなる。

課題2：特定供給者が発電計画を作成することが困難(特に変動電源の場合)

1. 固定価格買取制度上の特定供給者の中には一般家庭なども含まれるが、全ての特定供給者が日々の発電計画の作成・提出を行うことは困難。

課題3：特定供給者に発電インバランス負担が発生

1. 現在の実同時同量制度においては、特定供給者の発電量にかかわらず、発電インバランスは観念しないこととされている。
2. 一方、計画値同時同量制度においては、特定供給者にも発電インバランスが発生することとなり、仮に特定供給者が日々の発電計画の作成・提出できたとしても、買取対象電源のうち風力・太陽光などの自然変動電源については、実態として相当程度の発電インバランスが発生することが見込まれる。
3. 発生した発電インバランスを、特定供給者の負担に寄せると、全量買取としていることとの間の整合性が課題となる。

特例制度①と特例制度②の比較

	計画発電量の 設定主体	インバンスリスクを負う 主体	インバンスの 精算単価	計画発電量の精度向上 インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における 回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバンス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバンス料金	発電事業者

特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方

- 上表のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバンスリスクを負うこととなり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。
- このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」にて検討することとする。

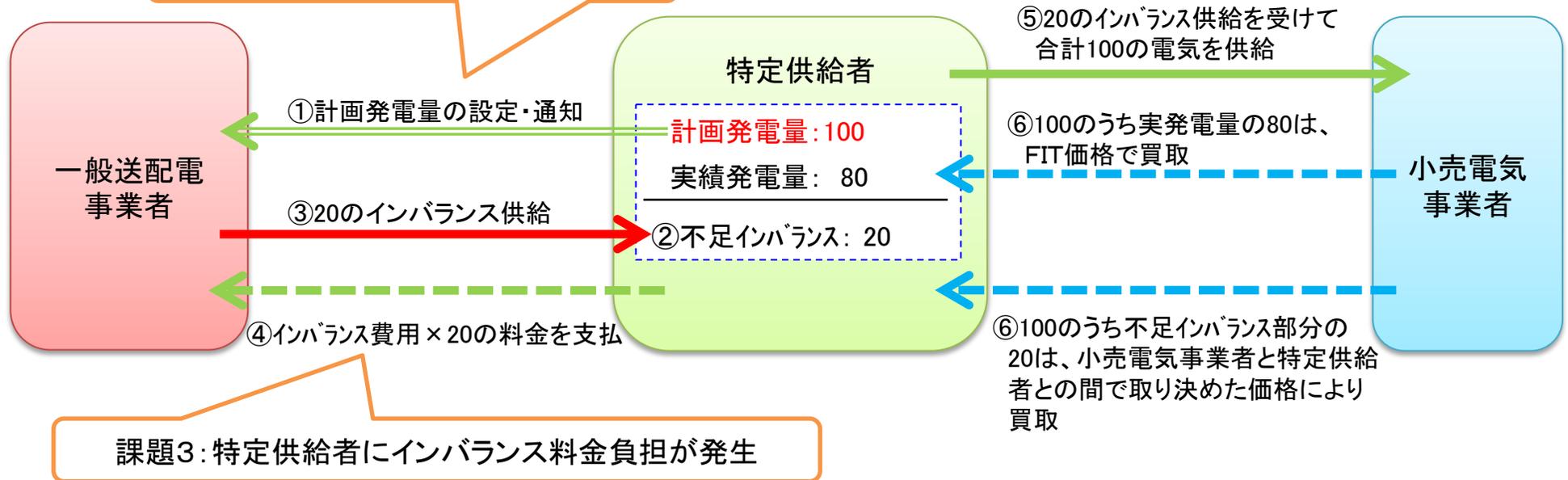
(注)化石燃料混焼バイオマスについては、下記①～③の基準を全て満たすことから、原則として、特例制度①の対象外とすることが適切との議論がなされた。なお、その他の再エネ電源については、特例①、②を選択できることになる。

- ①発電量が特定供給者の燃料投入量により決定されること(一般送配電事業者による計画発電量の設定が困難)
- ②特定供給者自身が計画発電量を設定することが比較的容易であること
- ③バイオマス混焼の場合、その発電する電気にFIT対象の電気とFIT対象外の電気が混在すること

計画値同時同量制度を導入する上での課題

<仮にFIT認定電源に計画値同時同量をそのまま適用し、不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>

課題2: 計画発電量の設定は可能か

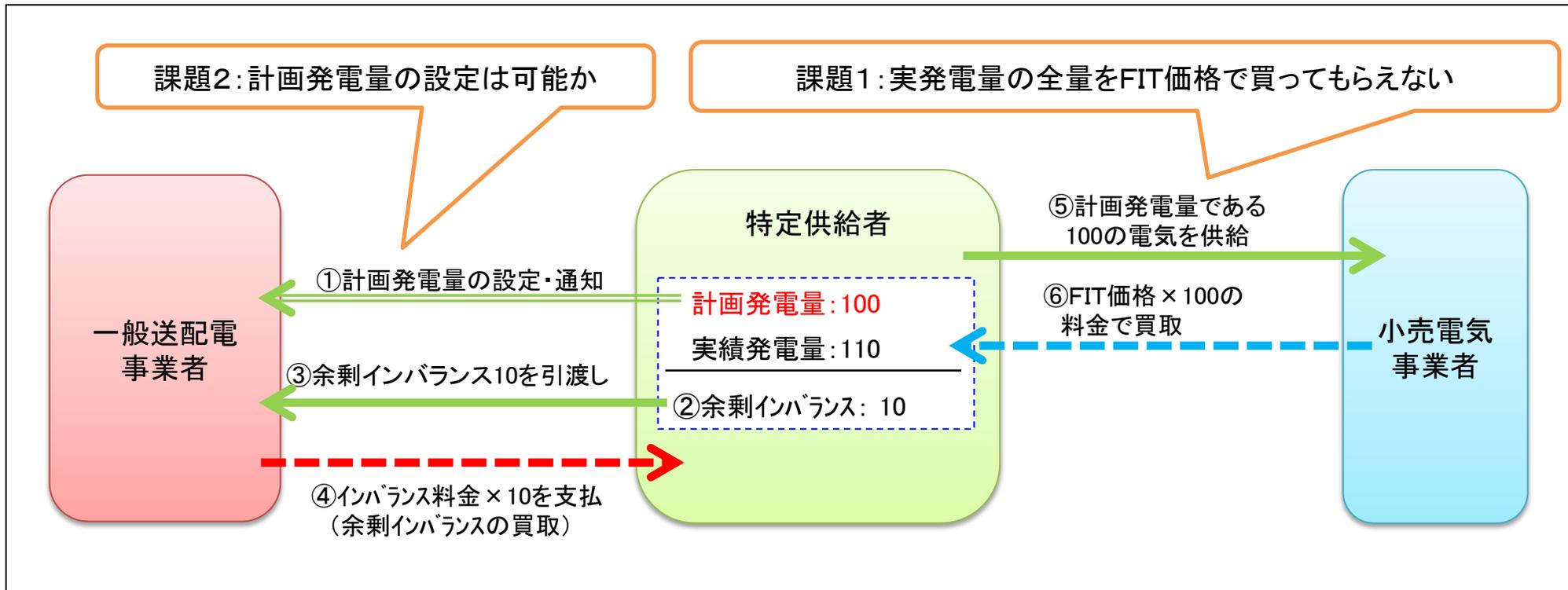


◇特定供給者は、結果的に、【実発電量 × FIT価格】の収入を得られるが、不足インバランスの支払いが生じるため、現行のFIT制度と比較して、【不足インバランス × (不足インバランス価格 - 小売電気事業者との間で取り決めた価格)】の分だけ収入が減少することとなる。

※小売電気事業者との間で取り決める価格を不足インバランスの価格と同額にした場合、特定供給者に負担は生じないが、小売電気事業者が高い価格で電気を調達することになるため、小売電気事業者に負担が生じることとなる。

計画値同時同量制度を導入する上での課題

<仮にFIT認定電源に計画値同時同量をそのまま適用し、余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>

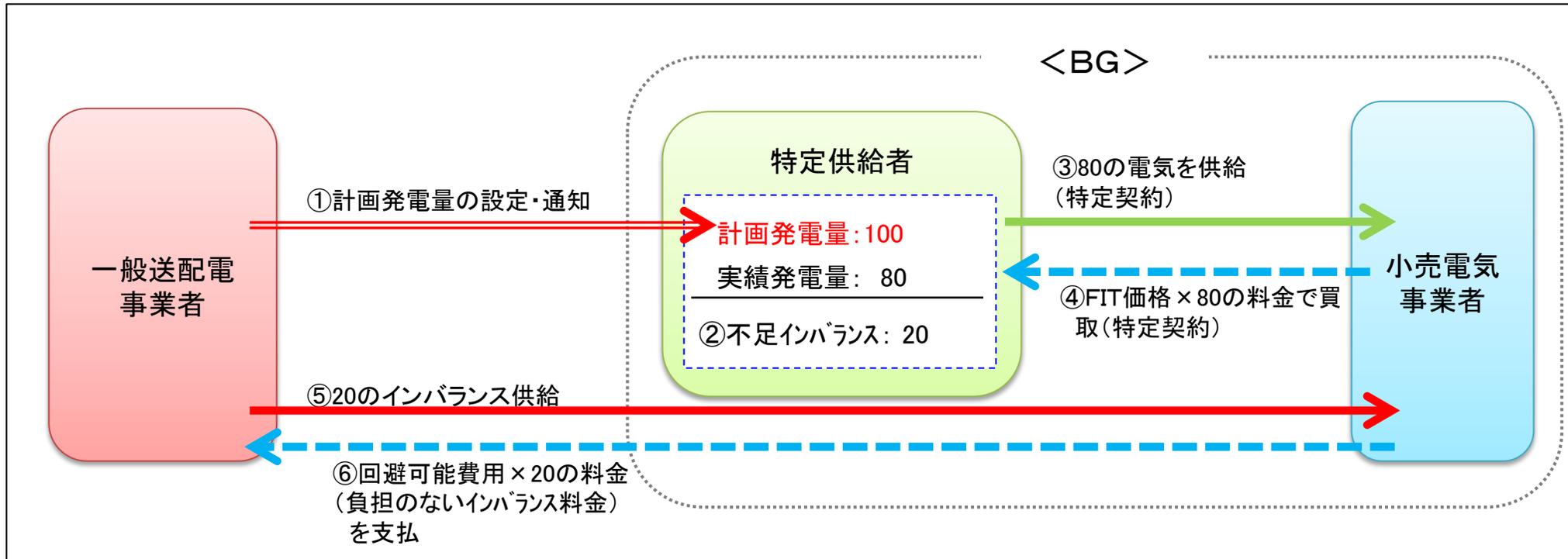


◇特定供給者は、結果的に、【計画発電量×FIT価格】の収入を得られるが、実発電量の一部は一般送配電事業者へ余剰インバランスとして引き取られるため、現行のFIT制度と比較して、【余剰インバランス×(FIT価格-余剰インバランス価格)】の分だけ収入が減少する。

特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

一般送配電事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度①)

<不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。

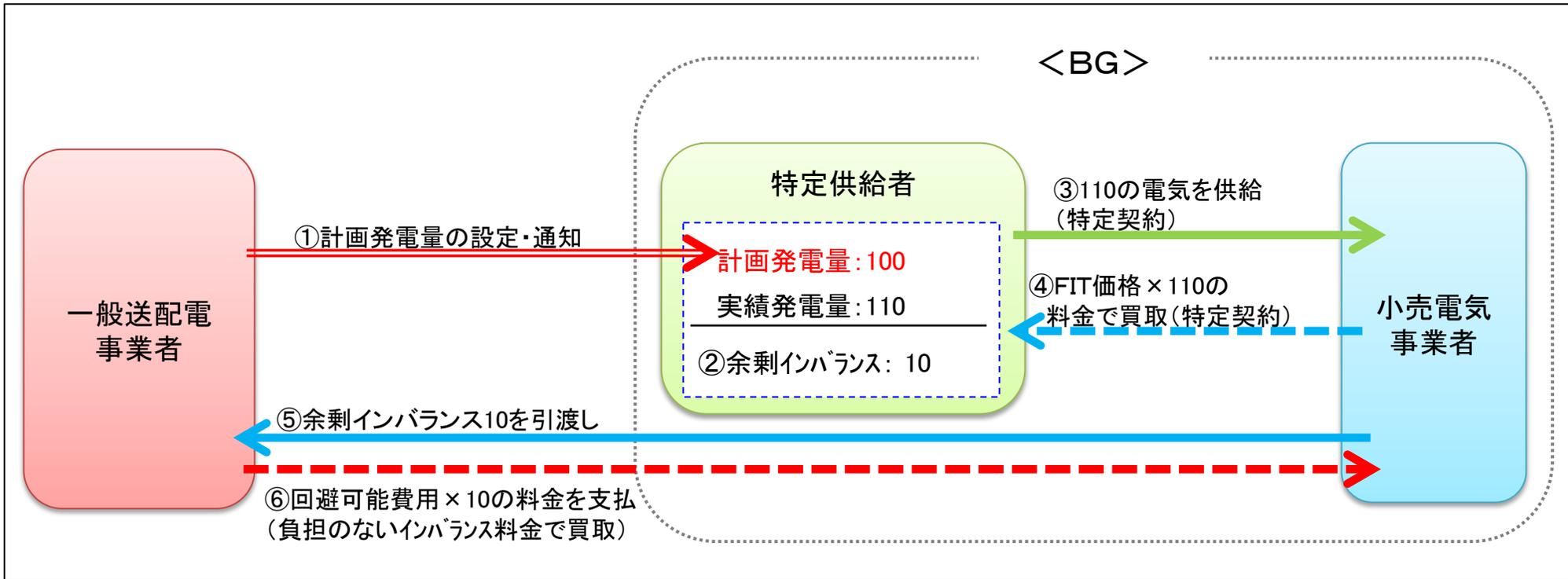
◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※FIT価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

一般送配電事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度①)

<余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



◇ 特定供給者は、結果的に、【実発電量 × FIT価格】の収入を得られることとなる。

◇ 小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※ 余剰インバランス部分については、特定供給者にFIT価格を支払うこととなるが、一般送配電事業者から【回避可能費用】の収入、費用負担調整機関から【FIT価格 - 回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的な負担は生じない。

◇特例制度①は、FIT制度と計画値同時同量制度の整合を図るために導入する制度であることから、(その水準はともかく)回避可能費用によりインバランス精算をすることが適当と考えられる。

◇他方、第8回制度設計WGにおいて、複数の委員より御指摘をいただいたとおり、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が引き取ることとなる電気が変動のない成形された電気となることから、回避可能費用の考え方を見直すことが必要と考えられる。

◇回避可能費用の考え方については、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」において検討することとする。

第8回制度設計WG資料5－3P.32より抜粋

論点2：回避可能費用の考え方について

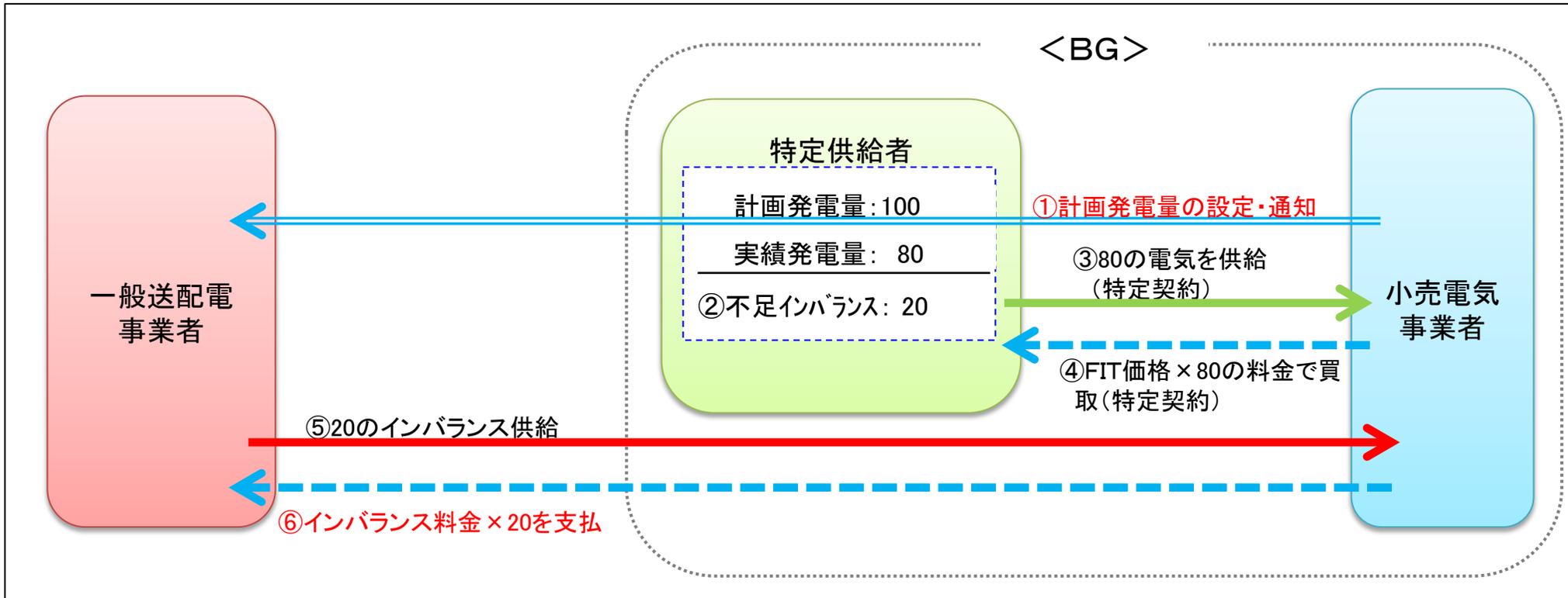
※計画値同時同量制度においては、FIT電源を含む全ての電源から発電される電気について、一般送配電事業者がインバランス調整を行ったうえで小売電気事業者に引き渡されることになるため、変動のない成形された電気となる

※変動しない成形された電気は、実同時同量制度において小売電気事業者が引き取ることとなる変動する電気と比較して電気価値が高いと考えられるが、回避可能費用の考え方を見直す必要はないか

特例制度②における電気の流れ、インバランスの精算

小売電気事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度②)

<不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。

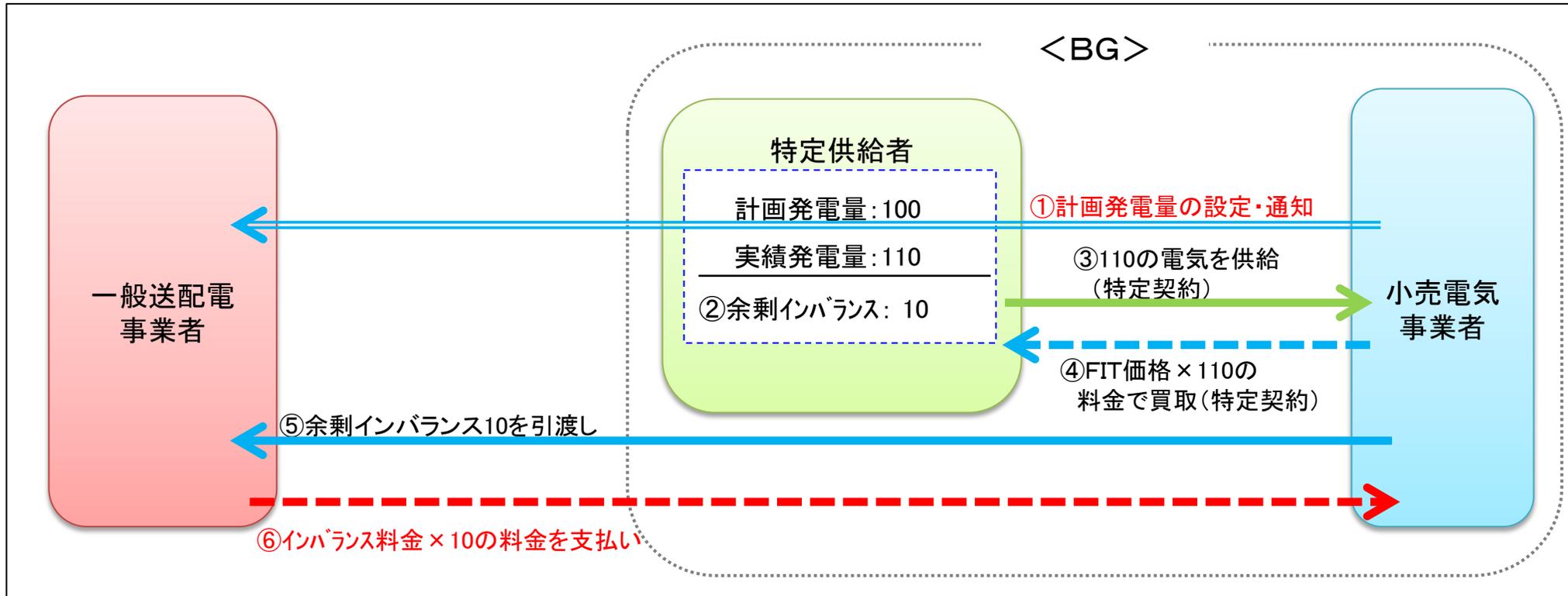
◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で、不足インバランス相当分については通常のインバランス料金で買い取ることとなる。

※FIT価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

特例制度②における電気の流れ、インバランスの精算

小売電気事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度②)

<余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



◇ 特定供給者は、結果的に、【実発電量 × FIT価格】の収入を得られることとなる。

◇ 小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で買取り、そのうち余剰インバランス相当分については、通常のインバランス料金で一般送配電事業者に買い取られることとなる。

※ FIT価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【FIT価格 - 回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

FITインバランス特例①、②における差の調整について

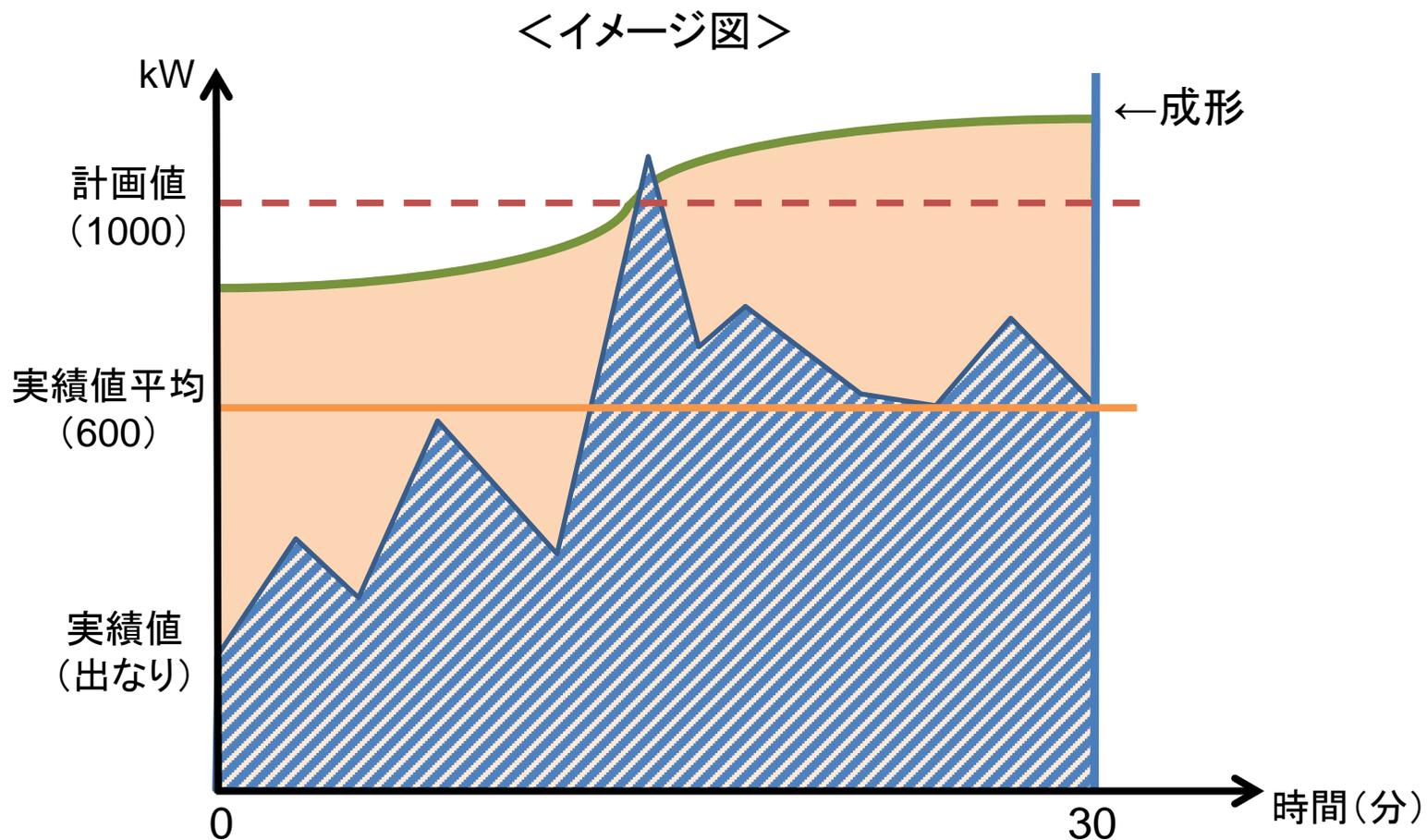
- FITインバランス特例①、②について、回避可能費用に差を設けるかどうかは、特例①と特例②において、小売電気事業者が再生可能エネルギー電気の調達をすることにより免れる電気の調達コストに差があるかどうかで決めるべきである。
- この点、回避可能費用に差を付けるか、回避可能費用以外で調整を行うか、双方の考えが可能であり、慎重な検討が必要ではないか。

考え方	考慮要素
回避可能費用に差を設ける	<ul style="list-style-type: none"> ● 特例①において小売電気事業者はインバンスリスクフリーの電気を受け取り、特例②においては小売電気事業者はインバンスリスクを負った電気を受け取るため、<u>小売電気事業者にとっての電気の価値は、特例①と②において異なるとの整理。</u> ● <u>特例①においては、小売電気事業者は、電源種別を問わず常に非変動性電源を受け取ることが可能であるのと実質的に同様であり、特例②においては、小売電気事業者は電源種別に応じて変動性／非変動性電源を受け取ることとなる。</u>
回避可能費用以外で調整を行う	<ul style="list-style-type: none"> ● <u>特例①と特例②との本質的な差は、発電計画の作成主体が通常(特定供給者)とは異なることにあり、これにより、通常であれば特定供給者に発生すると想定される発電インバンスのリスクから特定供給者を解放すること(及びその反射的効果として、小売電気事業者による全量買取も常に保証されることとなる)にその目的がある。</u> ● <u>小売電気事業者は、常に特定供給者から発電計画の内容を問わず特定供給者の発電量の全量を受け取るものであり、(余剰、不足双方問わず)成形(発電に係るkWhを計画値と一致(kWの時間での積分値[面積]が一致)するよう調整すること)については、常に一般送配電事業者が行うものである以上、特例①、②のいずれにおいても小売電気事業者は一般送配電事業者によって成形された同価値の電気を受け取ることが可能。</u> ● インバンスリスク等(P43参照)は、例えば、託送に係る費用等として調整を行う。

【参考】電気の成形とは何か

- 電気の「成形」について、確立した定義があるわけではないが、30分同時同量との関係においては、「発電に係るkWhを計画値と一致(kWの時間での積分値[面積]が一致)するよう調整する」という意味で用いられることが多い。
- 具体的には、下図における30分間の計画発電量ベースの発電量(500kWh)と斜線部の面積(300kWh)との差分(図のオレンジ部分)を総面積として補うイメージであり、(計画値相当の)平均電力の値(1000kW)や、実績値平均電力の値(600kW)で一定となるように調整するイメージではない。

※下図はあくまでイメージのため、面積は必ずしも正確ではない。



FITインバランス特例①、②におけるコスト負担者の相違について

- FITインバランス特例①、②における回避可能費用自体の差の有無にかかわらず、原則ケースと比較して、特例①、②それぞれの場合でコスト負担主体が異なるものもあると考えられる。
- これらのコストについては、本来特定供給者が負担すべきものが別の主体に転嫁されていると考えられることから、固定価格買取制度による再生可能エネルギー導入に伴い発生するコストの一部として、原因者負担・受益者負担の観点から、FITインバランス特例①、②における精算関係の中で処理する必要があるのではないか。
- 具体的には、発電計画作成コスト、成形コスト、インバランスリスク(発電インバランスが発生した場合のコストであり、発電計画の作成主体が責任を負うべきリスク)が問題となり、下表の通り整理されることが考えられるが、これら以外に考慮すべきコストはあるか。
- また、原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランスリスクについて、今後、負担の在り方(それらが回避可能費用に含まれるかどうかも含む)を検討することが必要ではないか。

<FITインバランスに係るコスト及び負担者の比較>

	原則	特例①	特例②
発電計画作成コスト	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者
成形コスト	一般送配電事業者 ※	一般送配電事業者 ※	一般送配電事業者 ※
インバランスリスク	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者

※ 発電に係るkWhを計画値と一致(kWの時間での積分値[面積]が一致)するよう調整するコストを指すため、ゲートクローズ後の対応となることから、一般送配電事業者以外負担し得ないと考えられる。詳細は前ページ参照。

(参考) 欧州の固定価格買取制度における回避可能費用

ドイツにおける費用負担の考え方

- 制度設計当初は、系統運用者が再エネ電気を買取り各小売電気事業者に割り当て。小売電気事業者は、割り当てられた電気に応じた買取費用を系統運用者に支払うルールを採用。ただし、小売電気事業者が需要家から徴収する賦課金単価については、国は特段定めておらず、回避可能費用相当額も含め、その設定金額は、各事業者が自由に判断。
- 2009年改正法では、卸電力取引市場の取引電力量が20%を超えた実態を踏まえ、系統運用者が全量卸電力取引市場に売却する制度に変更。系統運用者は、市場売却益との不足分を小売電気事業者に賦課金として割り当て回収するルールに。この場合、卸市場への売却益が、実質的な回避可能費用に相当。卸電力取引価格が下落傾向にあり、近年の賦課金の増額要因に。

【2009年以前】

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額 = 小売電気事業者へ買取費用全体を割り当て

- 電気事業者団体が、毎月、買い取った再生可能エネルギー電気の平均購入単価①(買取総額÷買取電力量)を算出。
- 小売電気事業者の供給電力量のシェアに応じ、買い取った再生エネ電気を割り当て②。

↑ 買取総額を支払い。

小売電気事業者

- 系統運用者から割り当てられた再生エネ電気の買取り、買取費用(①平均電力購入単価×②割り当てられた再生エネ電気の電力量)を系統運用者に支払う義務を負う。小売電気事業者から電力需要家への費用賦課方法は特段の定めなし。
- 小売電気事業者は電力需要家から開示請求があれば、前事業年度に支払った再生エネ電気の平均購入単価と小売電気事業者の全体の平均買取価格の差額を開示しなければならない。

【2009年改正後】

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額 = 卸電力取引市場への売電却益 + 売却益の不足分を小売電気事業者へ割り当て

- 買い取った再生エネ電気を全て卸電力取引所に売却し売電収益を得る(実際のスポット市場価格ベース)。
- 小売電気事業者に対しては、買取総額と売電収益との差額を請求。実取引価格で精算は手続き上困難なため、当該年開始前に当該年度の取引価格を予測(※)し、請求金額を算出。

※)卸電力取引市場1年物先物価格(ベースロード)の平均値(対象年の2年前の10月1日から前年の9月30日までの取引期間の平均値)

↑ 買取費用と売電収益の差額分を支払い。

小売電気事業者

- 系統運用者から請求された、賦課金を電力需要家から回収。
- 需要家への費用賦課方法は特段の定め無し。

+ ↑ 売電収益
卸電力取引市場

■ フランスでは、固定価格買取制度の対象が12万kW以下の発電設備であるため、卸電力市場を用いた取引は実態として行われていないが、各電力会社が経済合理性を追求すると仮定した上で、回避可能費用については、卸電力取引市場における売電価格を採用している。

※ただし、①出力予測可能なエネルギー源(一定期間に確実に購入できるエネルギー)については、卸電力取引市場の先物取引価格を元に算出。②太陽光・風力など出力に不確実性のあるエネルギー源についてはスポット取引価格(1ヶ月の加重平均値)を適用。

系統運用者 ※買取義務者

※買取総額 = 賦課金(基金団体) + 回避可能費用(系統運用者負担分)

・回避可能原価分を負担。



賦課金を支払い

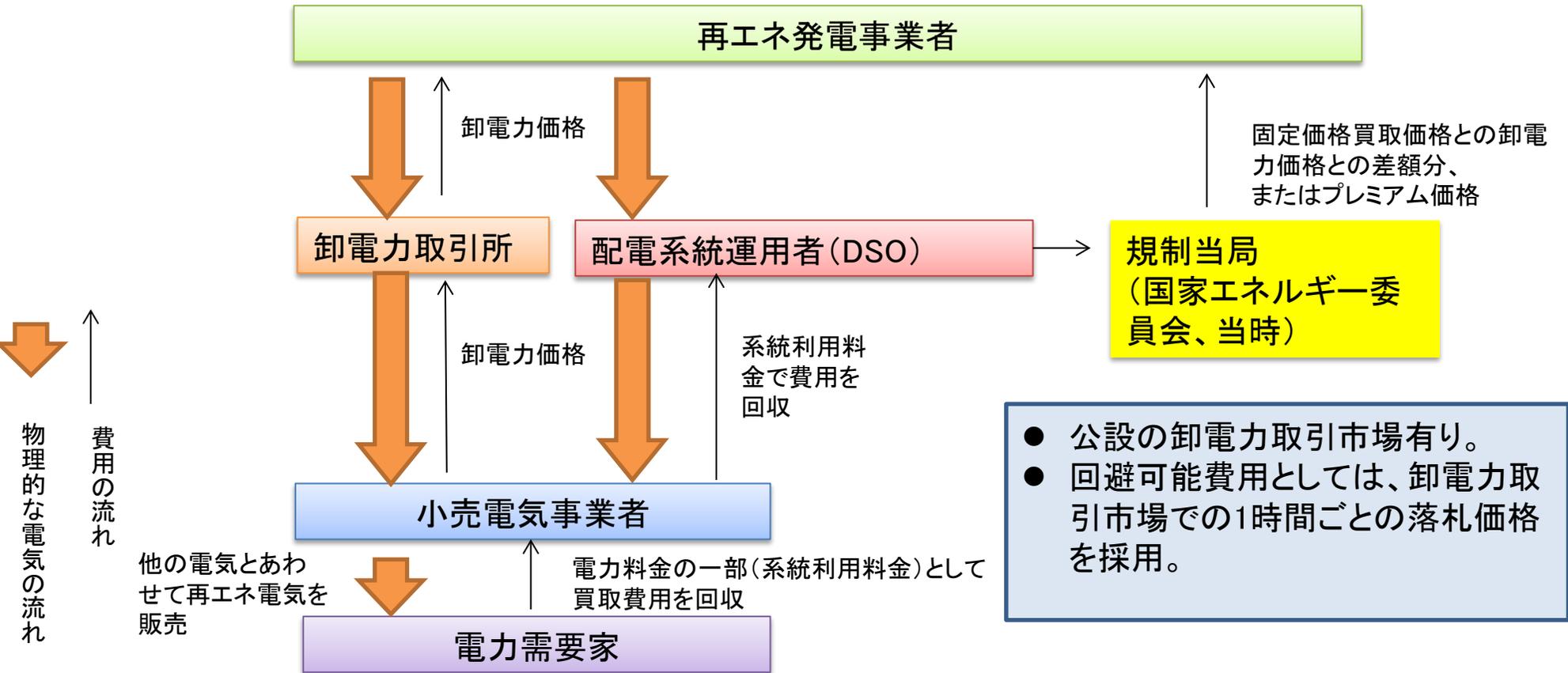
エネルギー規制委員会(CRE)/基金管理団体

※フランスでは、再生可能エネルギーの買取に係る賦課金は、電力公共サービス費用(基金)の内数として回収されている。基金管理団体が、小売電気事業者経由で費用を回収。

- 1ヶ月ごとに、買取義務者ごとに賦課金(買取総額と回避可能費用の差額)を算出。
- その際、1ヶ月の買取電力量を①出力予測可能なエネルギー源(一定期間に確実に購入できるエネルギー)と②出力に不確実性のあるエネルギー源(太陽光・風力発電)に分類し、それぞれ異なる価格を回避可能費用として計算。
 - ①出力予測可能なエネルギー源は、卸電力取引市場の先物取引価格(1年、3ヶ月、1ヶ月の商品を元に算出)
 - ②太陽光・風力など出力に不確実性のあるエネルギー源は、スポット取引価格(1ヶ月の加重平均値)を適用。

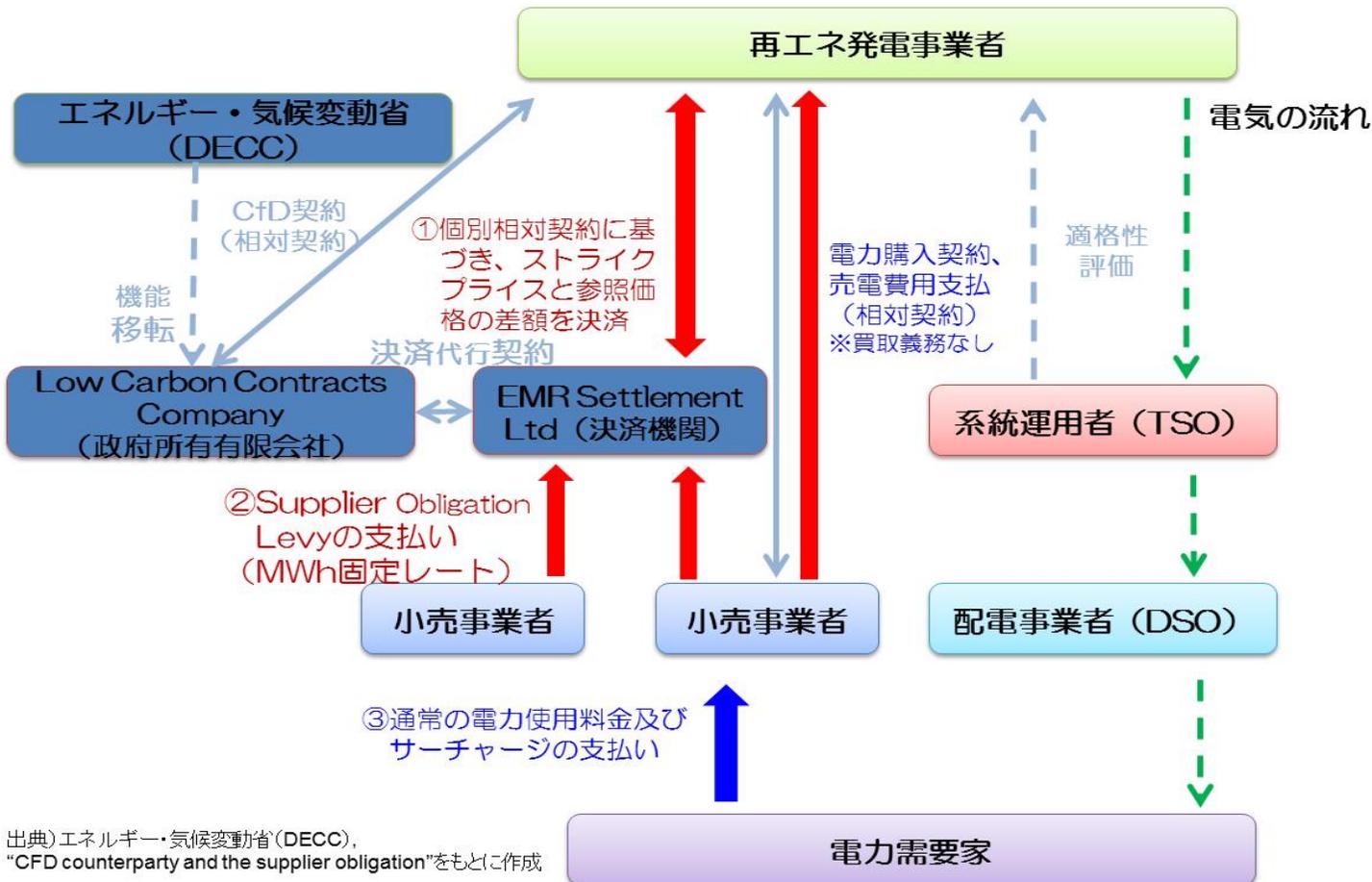
スペインにおける費用負担の考え方(2013年FIT制度廃止前)

■ スペインには公設の卸電力取引市場(OMIE、ポルトガルと共同)があり、回避可能費用としては、卸電力取引市場での1時間ごとの落札価格を採用。



イギリスにおける費用負担の考え方

- イギリスの差額契約固定価格買取 (CfD FIT) 制度では、出力に不確実性のある電源 (Intermittent generators) とベースロード電源で、回避可能原価に相当する参照市場価格 (Market Reference Price) について異なる指標を採用。
- 出力に不確実性のある発電設備には時間ごとの前日市場の卸電力取引価格を、ベースロード発電設備には季節ごとの先物市場における卸電力平均価格を適用。



【出力に不確実性のある電源】

- 風力(陸上、洋上)、太陽光、波力、潮流発電が対象。
- 原則として、英国における前日市場での卸電力取引価格を参照価格に採用。

【ベースロード電源】

- 冬季(10月～翌年3月)と夏季(4月～9月)の季節ごとに先物市場で設定された平均価格を参照価格に採用。