

電気事業制度改革の検討状況等について  
(規制改革会議 ネットワーク産業TFヒアリング資料)

平成19年11月6日  
資源エネルギー庁  
電力・ガス事業部

# 目次

## 1. 同時同量・インバランス制度改革について

※フォローアップ事項「1. インバランス料金体系の見直しについて」「2. インバランス料金適用範囲の見直しについて」に対応

## 2. 発電・卸電力市場の競争環境整備について

※フォローアップ事項「3. 売り手と買い手とを結びつける方式の廃止等による卸電力取引所の活性化」に対応

## 3. 託送供給料金制度改革について

※フォローアップ事項「4. 託送部門の一層の中立性と透明性を確保するための会計分離の徹底」「5. 安定供給を確保するための流通設備形成インセンティブの付与方策」に対応

## 4. 送電ロスに対する負担の在り方について

## 5. 「電気の使用に伴う温室効果ガスの排出係数」の在り方について

## 1. 同時同量・インバランス制度改革について

同時同量・インバランス制度改革については、PPSのインバランス発生・負担実態等も踏まえ、インバランス料金制度改革及びインバランスに係る事業リスクの低減策について検討中。

### 1-1. 現在の同時同量・インバランス制度について

### 1-2. インバランス料金制度改革について

- ・一般電気事業者とPPSのイコールフットイングについて
- ・インバランス料金の水準に係る検討について

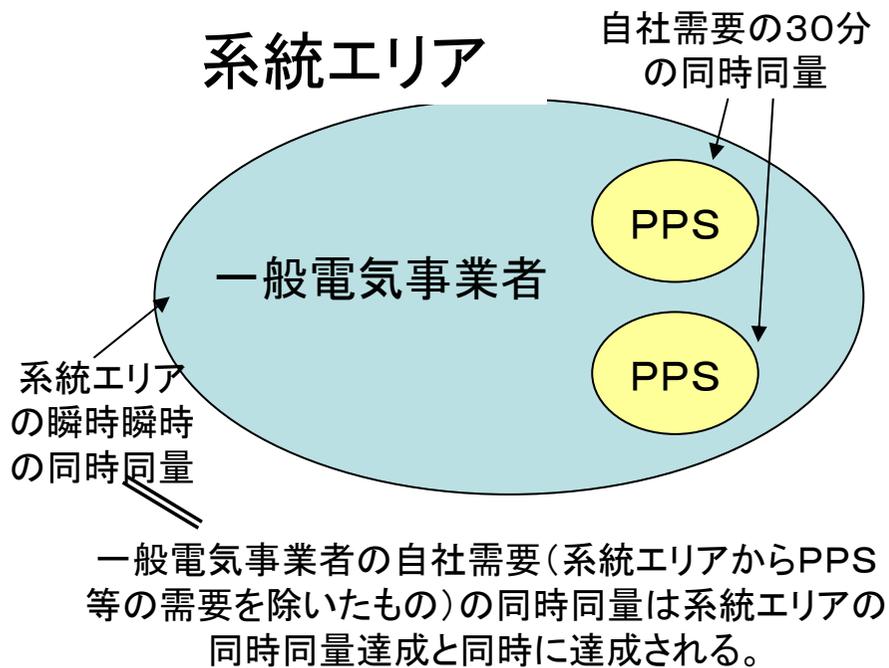
### 1-3. インバランスに係る事業リスクの低減策について

- ・バラシング・グループの活用容易化
- ・発電事業者の発電不調時の調整容易化
- ・変動範囲外インバランスの裾切り値設定

※時間前市場の創設については2. 参照

# 1-1. 現在の同時同量・インバランス制度について

- 電気は瞬時瞬時に需給が一致する必要があるが、一般電気事業者は系統運用者としての「系統エリアのインバランス管理」と、小売・発電部門としての「自社の発電・需要の管理」を一体として行っている。
- PPSは30分単位で発需の不一致を契約電力の3%以内に抑制することが求められており、一般電気事業者の系統運用部門から一元的に補填を受け、対価としてインバランス料金を支払っている。
- インバランス料金については、インバランスの不足量に応じて段階別料金が課されているが、特に変動範囲外インバランス料金については、PPSや発電事業者の事業リスク低減のため、その低廉化が必要との指摘が多い。



現行の接続インバランス料金体系

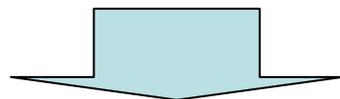
【変動範囲外】	従量 昼間(夏季)	: 81.91 円/kWh
	昼間(その他季)	: 56.25 円/kWh
	夜間	: 43.59 円/kWh
【第二変動範囲内】	基本	: 975.35 円/kWh
	従量 昼間(夏季)	: 17.96 円/kWh
	昼間(その他季)	: 13.60 円/kWh
	夜間	: 11.43 円/kWh
【第一変動範囲内】	従量	: 9.25 円/kWh

※接続インバランス料金は、各社平均のもの。

## 1-2-1. 一般電気事業者とPPSとのイコールフットイングについて

### イコールフットイングの考え方

➤現在のインバランス料金制度の下では、一般電気事業者の発電・小売部門とPPSの間でイコールフットイングが確保されていないとの指摘がある。



➤このため、エリアの同時同量のために要するコストを抽出した上で一般電気事業者とPPSが公平に負担する形に改めることを検討すべき。

- 具体的には、運転予備力(天候急変などによる需要の急増や電源脱落故障に備えて一般電気事業者の送電部門が確保すべきとされている供給力で、当日のエリア最大需要の3~5%)に相当する費用を、一般電気事業者・PPSが各々公平に負担する仕組みとすべき。
- 燃料代等の可変費についても一般電気事業者・PPSで公平負担すべき。

➤さらにイコールフットイングの観点から、一般電気事業者がインバランス料金に関する収支を作成すること等を検討すべき。

## 1-2-2. インバランス料金水準等の検討

### 変動範囲外インバランス料金水準について

▶ 変動範囲外インバランス料金については、以上の考え方を踏まえ、例えば変動範囲内インバランス料金のX倍と設定することとし、その設定に当たっては、下記の三つの視点を考慮すべき。

- PPSや発電事業者にとって参入阻害的とならない価格
- PPSの同時同量達成に係るモラルハザードの防止
- 卸電力取引所のスポット価格水準

### その他の留意点

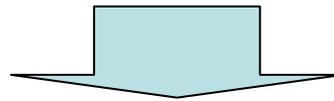
▶ 不可避免的に発生する変動範囲内インバランスについては季特別に展開しないこととし、変動範囲外インバランスについては需給の逼迫等を勘案し、季特別に展開すべき。

▶ PPSの事業遂行上のインバランス料金の重要性に鑑み、インバランス料金の算定方法変更に伴って、PPSの負担が現状より重くならないことが重要。

▶ 同時同量を達成する上で、託送に伴う余剰電力はいわば不可避免的に発生することを踏まえ、適切に設定されることを期待。

### 1-3-1. 変動範囲外インバランスの裾切り値設定

- PPSが新たに事業を開始したり、新しいエリアに参入したりした直後は、需要や電源の規模が小さく、変動範囲外インバランスを発生させる確率が高い傾向にある。
- 他方で、小さなPPSが発生させるインバランスは、エリアの系統に与える影響も小さい。



参入直後のPPSの事業リスク低減の観点から、以下の点について、現在検討中。

- 新たなエリアに参入したPPSについては、この量以下の場合には変動範囲外インバランスとみなさない、とするような裾切り値を設けてはどうか。
- その際、PPSが規模を拡大して成長するインセンティブを与える等の理由から、裾切り値の設定はPPSの新規エリア参入後の一定期間に限るべきではないか。
- また、会社を分割して多数の小規模PPSを作る等の手段により、規模が大きくなったPPSが制度を悪用し系統の安定性に影響が及ぼすことがないように、制度を設計すべきではないか。

## 1-3-2. バランシング・グループ(代表契約者制度)の活用容易化

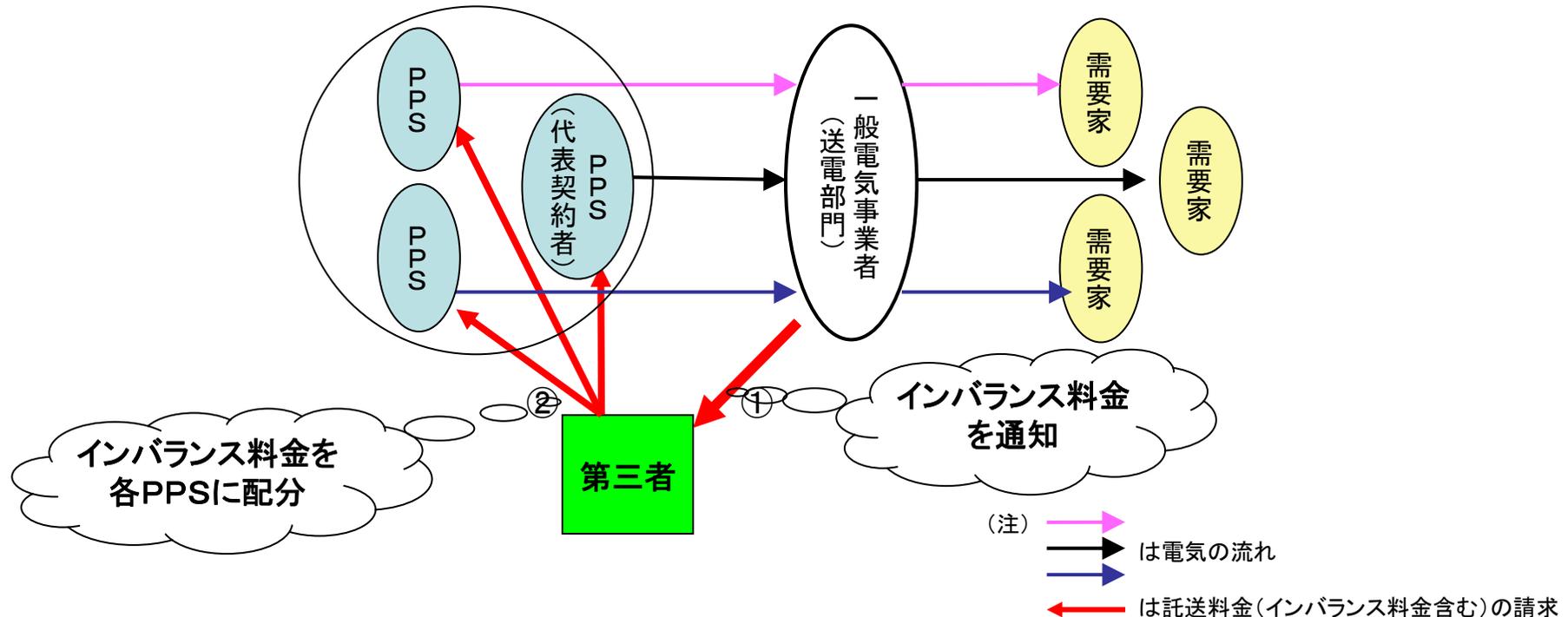
### バランシング・グループ(代表契約者制度)

- バランシング・グループを形成するPPS全体で同時同量を達成することにより、グループ規模が大きくなるほどインバランス発生の事業リスクが低減する。
- 現状では、代表契約者となるPPSに精算等の事務作業や責任が集中し、各PPSの情報が共有されてしまう等の問題がある。



### 改善策

- 代表契約者から委任されたPPS以外の第三者が、インバランス料金等の託送料金の精算等の役割を代行できる仕組みを検討。



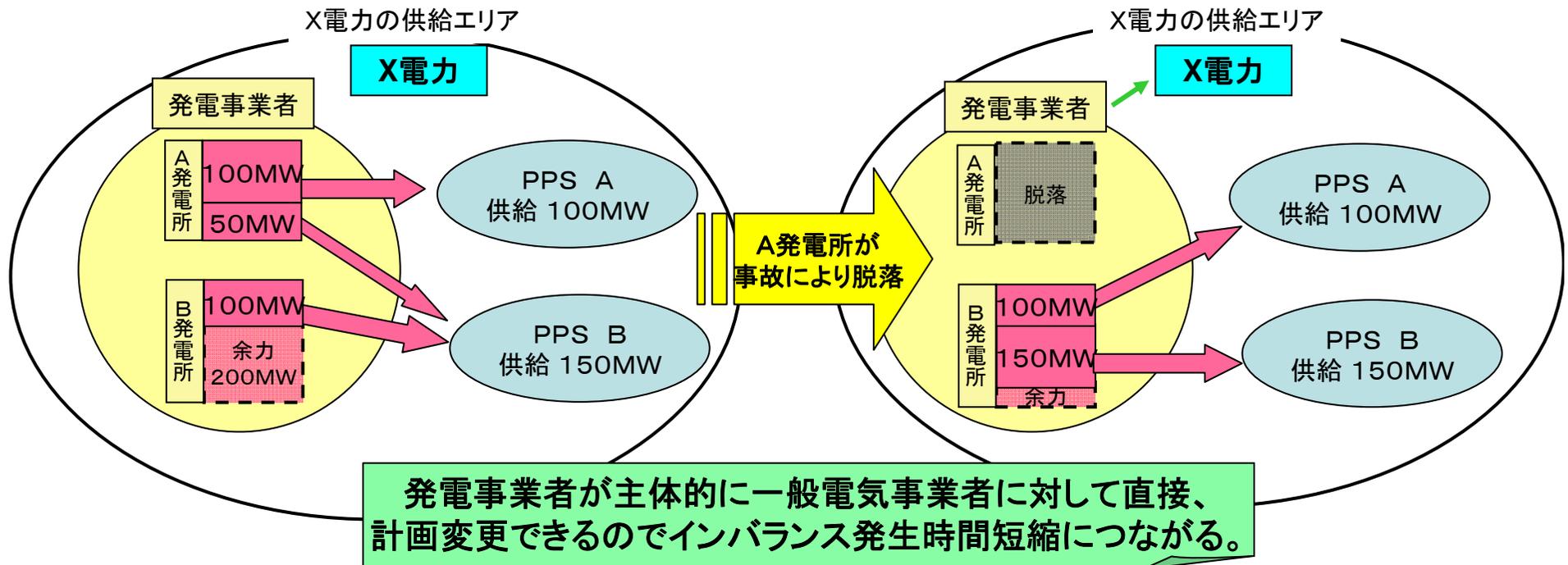
### 1-3-3. 発電事業者の発電不調時の調整容易化

#### 発電不調時の調整方法

- 発電事業者の発電不調時には、発電計画の提出・計画変更の申し出はPPSを介して行っている。
- このため、発電事業者が主体的に発電計画を変更できず、PPSの変更手続きの時間の分だけ、インバランス発生時間が延びる可能性がある。また、事故により停止していた電源が復旧しても、PPSの了承を得るまで、発電を開始することが出来ない。

#### 改善策

- PPSと発電事業者の間の事前の合意があった場合において、電源脱落等が生じたときには、発電事業者が直接、一般電気事業者に連絡して、発電計画の変更等の手続きを行うことができる仕組みを検討。



(注) ← は計画変更の経路

## 2. 発電・卸電力市場の競争環境整備

- 小売市場の競争活性化や安定供給にも資する発電・卸電力市場の流動性向上に向け、具体的な競争環境整備策を、卸電力取引所の取引活性化に向けた方策を中心に検討中。
- 具体的には、まず、取引メニューの充実方策として、①スポット取引に比べ低調な先渡取引の活性化(託送・決済手続の改善等)、②時間前市場の創設(次頁参照)、を行う方向で検討中。
- 次に、発電事業者から見た取引所取引に係る事業リスクの低減策として、インバランス求償ルールの見直しや、システム改善の実施等を行う方向で検討中。
- さらに、現在の取引所取引の小売販売電力量に占める比率が0.2%に留まっている現状に鑑み、流動性確保のための取引量増加に向けた新たな目標の設定と具体的手段について検討中。
- また、取引所取引の信頼性等を上げていくための市場監視の徹底や、一層の中立・公正な事業運営を確保するための取引所のガバナンスの改善についても、検討中。

## 2-1. 時間前市場の創設の検討

- 現在、諸外国と異なり取引所の取引メニューが限定的な我が国においては、前日計画策定後に発電不調や需要急増等により不測の需給ミスマッチが生じた場合、発電事業者やPPSが市場を通じて電源を調達することはできないことから、これら事業者の事業リスク低減に資する「時間前市場」(現物受渡しの一定時間前に電気の取引を行う市場)を創設する方向で検討中。
- 創設する場合には、安定供給確保の観点から系統運用への影響に十分留意することが必要であることから、時間前市場が前日計画策定後の不測の需給ミスマッチに対応する市場である点についての認識を市場参加者の間で明確に共有した上で、前日計画が供給区域の需給バランス確保・潮流状況把握のために果たしている現在の機能が損なわれないよう事後検証を行う等何らかの措置を講じる方向。
- 取引対象とする市場の範囲については全国市場とし、市場参加者のうち買い手側については、発電事業者も含め「前日段階で電気の供給の計画を有していること」を要件とする方向で検討中。
- 開場時間や値決め方式等の取引形態については様々な選択肢が存在するところ、市場参加者のニーズに適切に答えるものであることを前提に、24時間連続型の市場とはしない方向で検討し、何時間前までの電気の取引が可能かどうかを含めた具体的な取引形態については、我が国の系統運用実態や費用対効果の観点も踏まえて、詳細制度設計を行う中で検討する予定。

### 3. 託送供給料金制度の見直しについて

- 現在の変更命令発動基準のトリガー要件(2年連続で超過利潤若しくは欠損又は想定総原価と費用実績との乖離が発生)が、総括原価方式における適正な料金水準の事後チェックという本来の目的と整合的でない(小幅かつ短期的なフラクチュエーションまで要件に該当してしまう)ことから、変更命令発動基準の見直しを行う。具体的には、「超過利潤累積額」の算出を義務づけ、当該額が「一定の水準」を超えた際に変更命令を発動する「ストック管理方式」を導入する方向で検討中。
- 送配電部門において生じた「超過利潤」の処分につき説明責任が十分果たされているとは言い難く、その用途につき何ら制度上の手当がないことから、累積した超過利潤の一部について、託送供給料金の引下げにより還元していくルールを導入する方向で検討中。
- 現在の送配電部門収支計算書は営業利益ベースの数値となっており、当期純利益ベースの数値とはなっていないため、営業外損益や特別損益の状況を把握できず、会計分離が不徹底であることから、送配電部門収支計算書に当期純利益計算を導入する方向で検討中。
- 託送供給料金の需要種間における公平性について、料金算定ルール(事前ルール)では一定の配慮の下ルール設定がなされているものの、託送利用者(PPS)からはより一層の公平性の担保への要望が強く、納得感を得られるに至っていないことから、料金の公平性に関して、事業者及び当局としての対応のあり方につき引き続き検討を行う。
- 連系線・FCが電力流通の活性化のみならず安定供給にも資することに鑑み、これらへの設備投資のインセンティブとして、託送供給料金設定に係る事業報酬算出にあたり、レートベースのうち連系線・FCの帳簿価額相当分は、通常の報酬率に一定割合を上乗せした割合を乗じることを許容する方向で検討中。

## 参考：現在の変更命令発動基準

### 『電気事業法』

#### 第二十四条の三

- 3 経済産業大臣は、第一項の規定による届出に係る託送供給約款が次の各号のいずれかに該当しないと認めるときは、当該一般電気事業者に対し、相当の期限を定め、その託送供給約款を変更すべきことを命ずることができる。
- 一 供給約款又は選択約款により電気の供給を受ける者の利害を阻害するおそれがないこと。
  - 二 第一項の規定による届出に係る託送供給約款により電気の供給を受ける者が託送供給を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。
  - 三 料金が定率又は定額をもつて明確に定められていること。
  - 四 一般電気事業者及び第一項の規定による届出に係る託送供給約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。
  - 五 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。
  - 六 前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

### 『電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等』

#### 第二 不利益処分

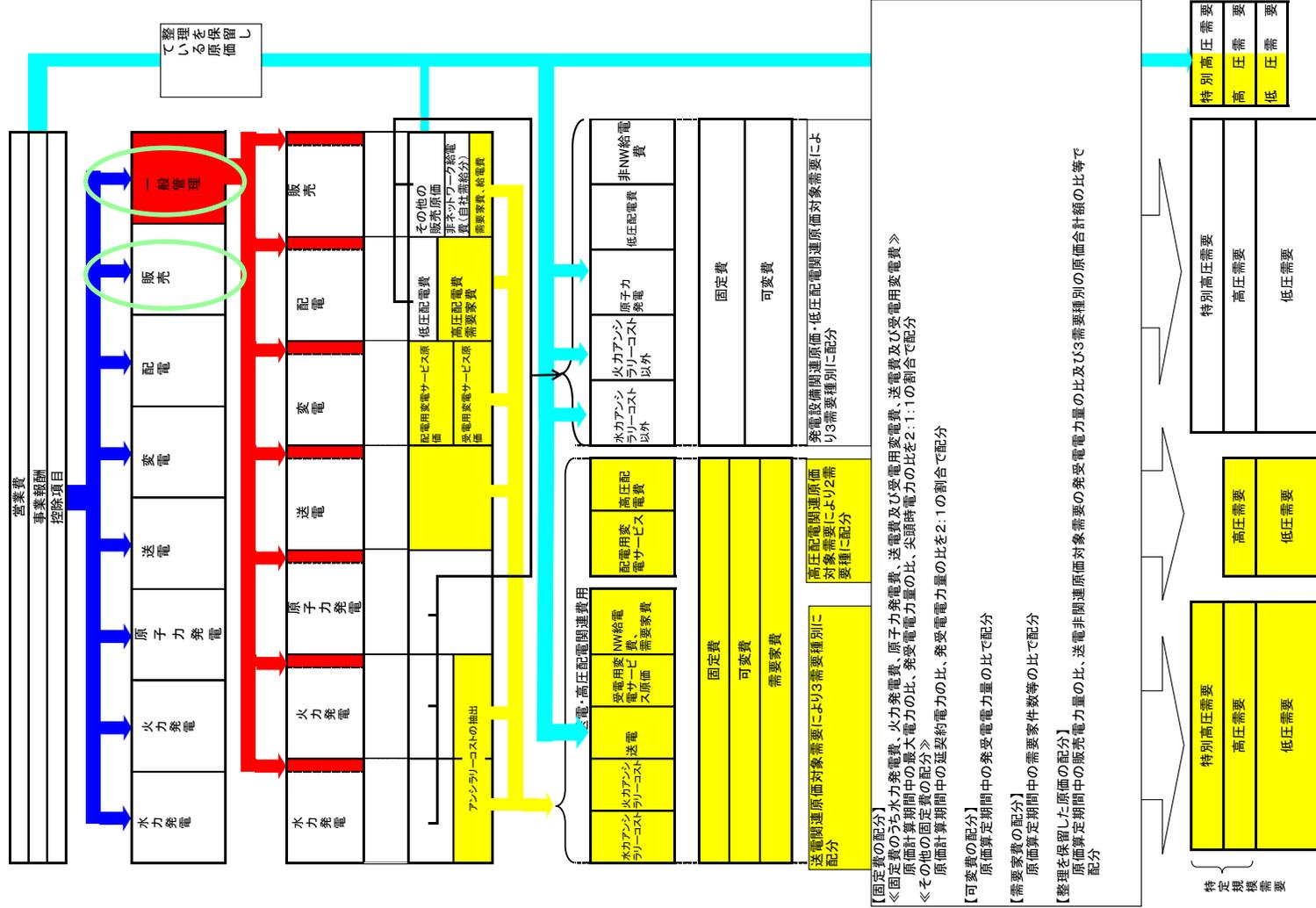
##### (二一) 第二十四条の三第三項の規定による託送供給約款の変更命令

- ⑦ 二年程度にわたり、毎年の送配電部門の収支に超過利潤若しくは欠損が発生している場合又は送配電部門の想定総原価と送配電部門の費用実績に乖離が生じている場合で、翌年度に託送供給料金の再推計を行わない合理的な理由が存在しない場合。ただし、経営効率化努力により二年ごとに七パーセント程度の引下げ改定を実施するなど託送供給料金の引下げ改定実績が見られる場合又は経営効率化計画等において託送供給料金算定に関して同様の効率化の見通しが表明される場合には、原則として該当しないものとする。[第一号及び第二号要件]

# 参考：託送供給料金の算定方法

- 託送供給料金は、省令で定められたルール(総括原価方式)に基づき、一般電気事業者が算定を行い、経済産業大臣に届出。
- 具体的な費用整理・配賦のルールも省令で規定されており、いわゆる広告費に相当する普及開発関係費は、その性格によって販売費又は一般管理費に整理され、一般管理費として整理された普及開発関係費の一部が託送供給料金原価に配賦されることとなっている。

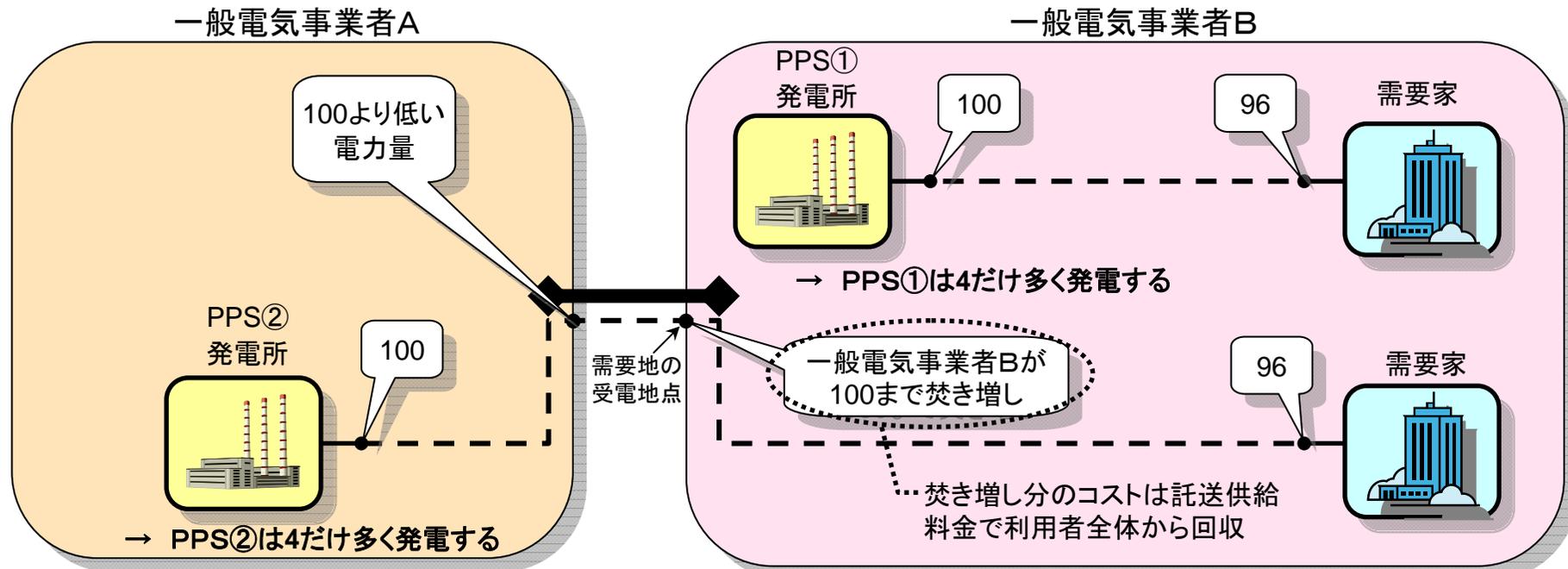
料金算定フロー図



## 4. 現在の託送供給約款における送電ロスの扱い

- PPSが接続供給を行う場合、自社の需要に係る電力量に、一般電気事業者が定めた損失率(託送供給約款において特高・高圧ごとに規定)により算出された送電ロス相当量を付加した電力量を発電することとされている(つまり、送電ロス相当量を自ら焚き増す)。
- PPSが域外供給を行う場合、需要地での送電ロス相当量はPPSが焚き増し、発電地点から需要地の受電地点までの送電ロス相当量は需要地の一般電気事業者が焚き増しを行う(焚き増しに要したコストは需要地の一般負担として託送供給料金により回収;パンケーキ廃止との平仄)。

一般電気事業者Bの定める損失率が4%の場合

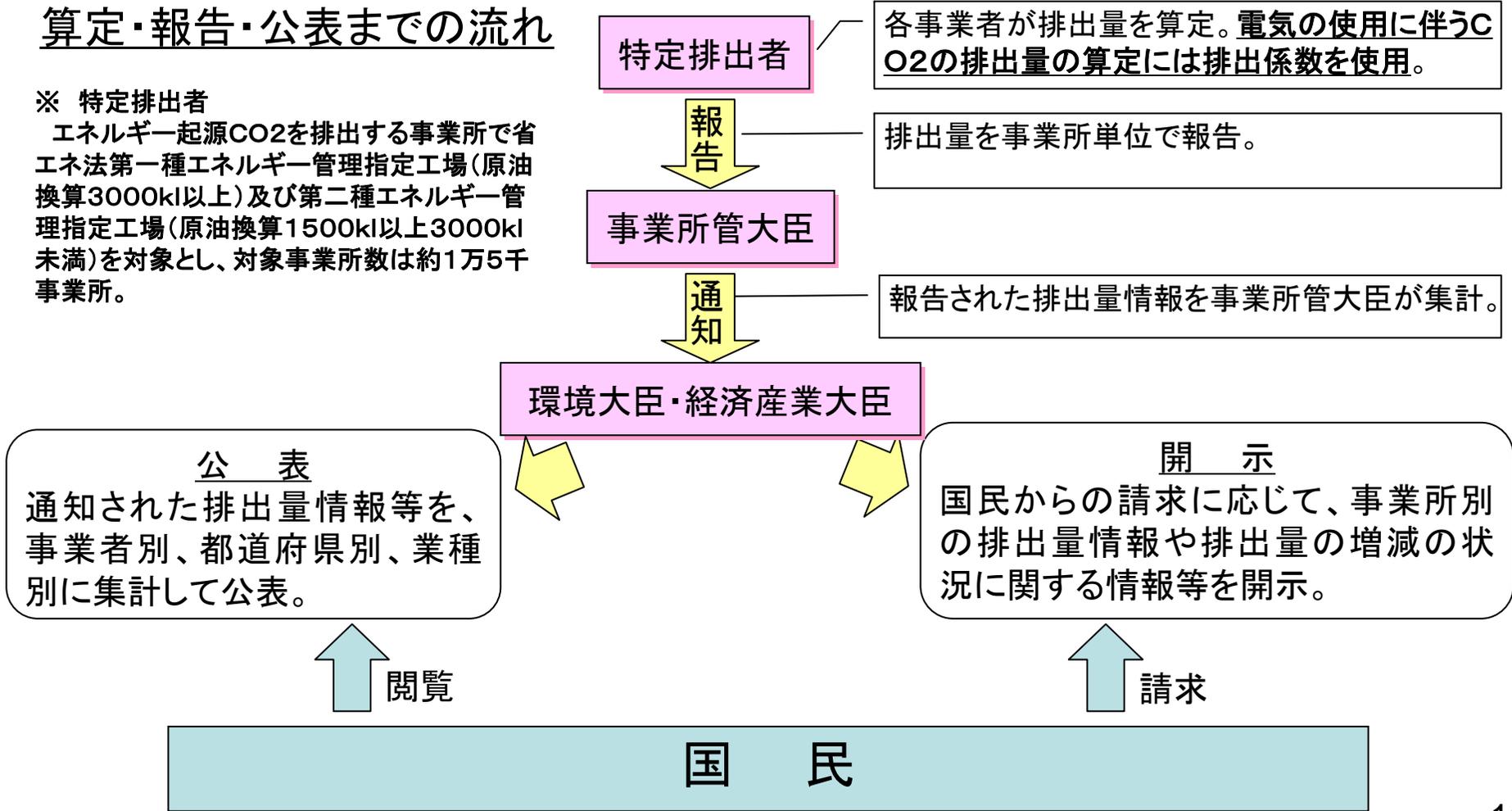


# 5-1. 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 ー概要ー

○地球温暖化対策推進法(2006年4月改正)に基づき、2007年4月から、温室効果ガスを一定量排出する特定排出者には、自らの温室効果ガスの排出量を算定し、国に報告することを義務付け。  
 ○国は特定排出者から報告された排出量を集計し、公表。

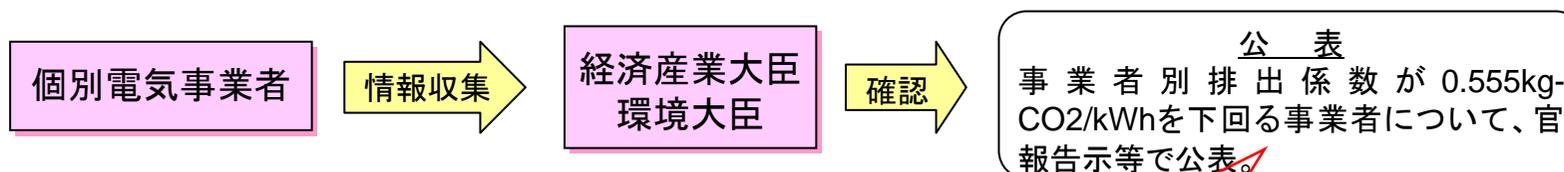
## 算定・報告・公表までの流れ

※ 特定排出者  
 エネルギー起源CO<sub>2</sub>を排出する事業所で省エネ法第一種エネルギー管理指定工場(原油換算3000kl以上)及び第二種エネルギー管理指定工場(原油換算1500kl以上3000kl未満)を対象とし、対象事業所数は約1万5千事業所。



## 5-2. 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 —事業者別排出係数—

○算定・報告・公表制度において、特定排出者が使用した電気の発電に伴う二酸化炭素排出量については、その算定に必要な二酸化炭素排出係数について省令に定める値(0.555kg-CO<sub>2</sub>/kWh)の他、国が公表する一般電気事業者及び特定規模電気事業者ごとの係数を用いることができる。



2007年9月、一般電気事業者8社  
とPPS7社の係数を公表

○一般電気事業者及び特定規模電気事業者(以下「電気事業者」という。)がそれぞれ供給(小売り)した電気の発電に伴い排出された二酸化炭素の量(t-CO<sub>2</sub>)を、当該電気事業者が供給(小売り)した電気の量(kWh)(以下「販売電力量」という。)で除して算出。

$$\text{電気事業者別排出係数} = \frac{\text{二酸化炭素排出量}}{\text{販売電力量}}$$

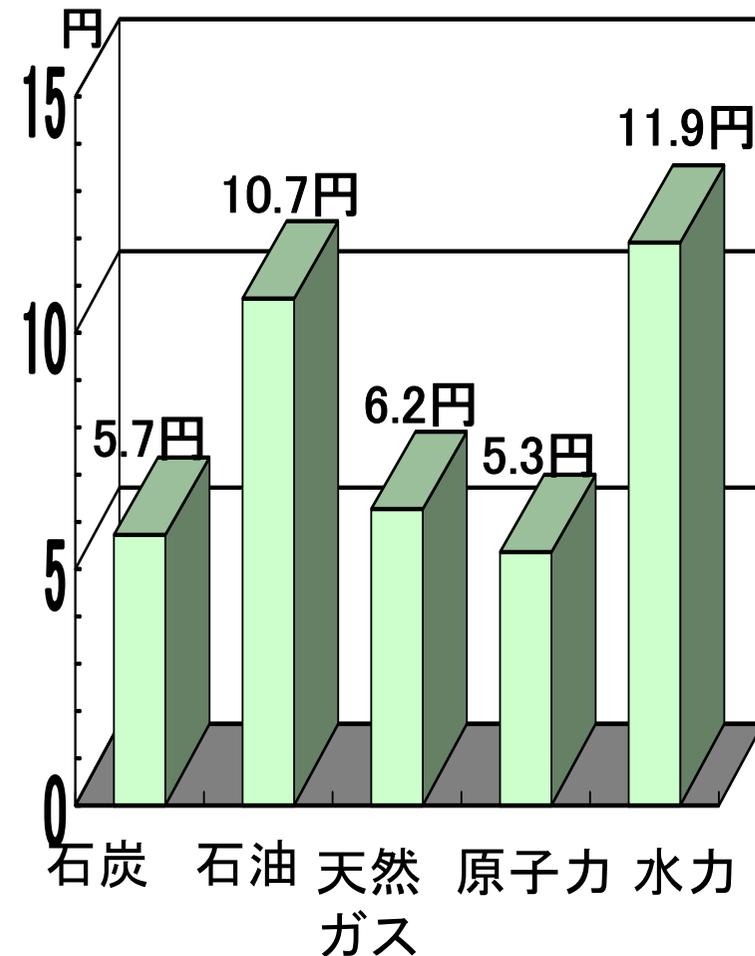
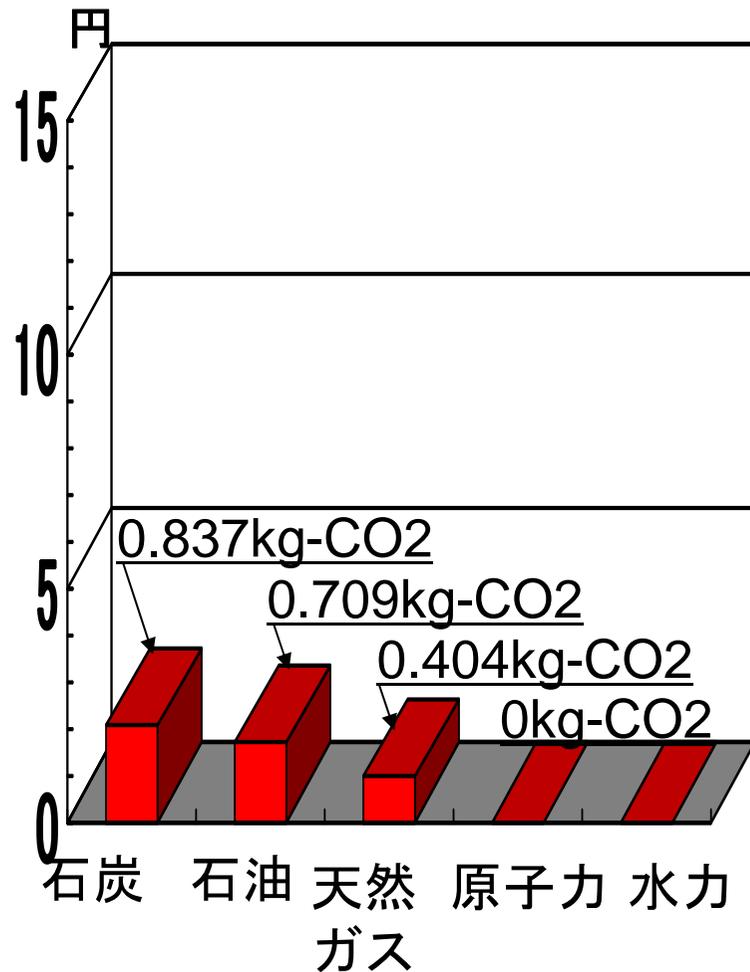
○電源を特定しない電気事業者間取引や卸電力取引所からの調達にかかる電気については、それぞれのCO<sub>2</sub>排出係数を使用。

### 5-3. 温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度 - 電気事業者別のCO2排出係数(2006年度実績) -

○特定排出者が使用した電気の発電に伴う二酸化炭素排出量については、その算定に必要な二酸化炭素排出係数について省令に定める値(0.000555t-CO<sub>2</sub>/kWh)の他、国が公表する一般電気事業者及び特定規模電気事業者ごとの係数を用いることができる。

事業者名	排出係数(t-CO <sub>2</sub> /kWh)
北海道電力(株)	0.000479
東北電力(株)	0.000441
東京電力(株)	0.000339
中部電力(株)	0.000481
北陸電力(株)	0.000457
関西電力(株)	0.000338
四国電力(株)	0.000368
九州電力(株)	0.000375
イーレックス(株)	0.000429
エネサーブ(株)	0.000423
(株)エネット	0.000441
GTFグリーンパワー(株)	0.000289
ダイヤモンドパワー(株)	0.000432
(株)ファーストエスコ	0.000292
丸紅(株)	0.000507

## 5-4. 電源種別ごとの平均的なCO2排出原単位と発電コスト



※1 京都メカニズムクレジット価格については、\$20/t-CO<sub>2</sub>、1\$=120円で試算。

※2 発電コストは、運転年数40年、設備利用率80%（水力のみ45%）割引率3%とした場合の電源別発電コスト。燃料価格は平成14年度平均値（石油27.41\$/bbl、石炭35.5\$/t、LNG28,090円/t）。

出所：第5回総合エネルギー調査会需給部会資料（平成16年3月、電気事業分科会コスト等検討小委員会資料（平成16年1月）等