

電力市場における競争環境整備  
に係る検討結果について

平成19年12月14日  
電気事業分科会  
制度改革WG

# 目次

1. 発電・卸電力市場の競争環境整備について ..... 3
2. 同時同量・インバランス制度改革について .....17
3. 託送供給料金制度改革について .....25

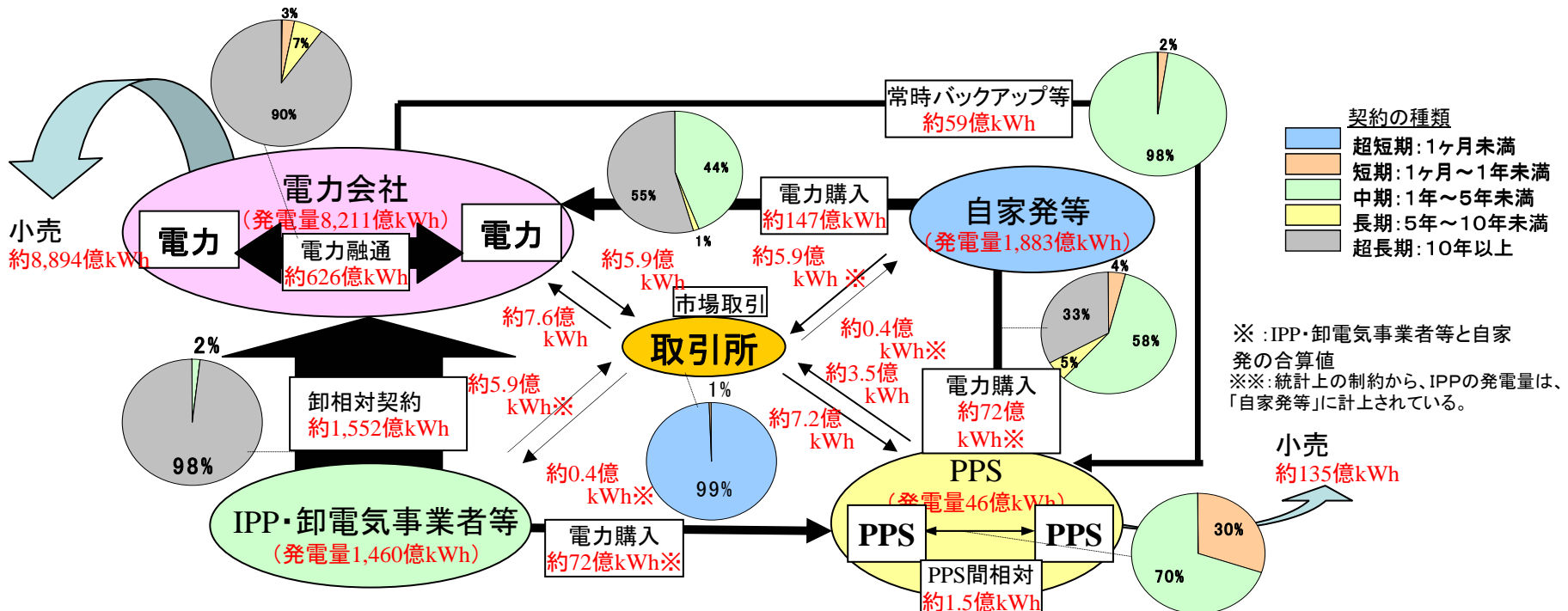
# 1. 発電・卸電力市場の競争環境整備について

- 発電・卸電力市場の競争環境整備に当たっては、卸電力市場における流動性向上・競争活性化が、小売市場の活性化にも資する他、全国規模での供給力の有効活用となり、安定供給にも資するという点も踏まえ、その実現に向けた方策について検討を行った。
- 具体的には、卸電力市場の現状や、市場構造に今後変化を与え得る諸要因等を踏まえ、発電事業者の卸売先やPPSの電源調達手段についての選択肢が実質的に拡大されることが望ましいという視点も重視しつつ、卸電力取引所がその期待されている役割を十分に果たせるよう、取引所取引活性化に向けた方策を中心に検討を行った。

1-1. 発電・卸電力市場の現状 .....	4
1-2. PPSの電源調達の現状と常時バックアップ .....	5
1-3. 卸電力取引所に期待される役割と具体的検討項目 .....	6
1-4. 取引メニューの充実①:先渡取引の活性化 .....	7
1-5. 取引メニューの充実②:時間前市場の創設 .....	8
1-6. 取引ルールの改善:発電事業者から見た事業リスクの低減 .....	12
1-7. 取引量の増加:新たな目標設定と具体的手段の検討 .....	13
1-8. 取引所取引に係る市場監視の徹底と取引所のガバナンスの改善 .....	14

# 1-1. 発電・卸電力市場の現状

- 我が国の発電容量シェアを見ると、現在、一般電気事業者が約73%と大半を占めており、発電事業者（自家発・卸電気事業者等）は約27%であり、PPSの自社電源の発電容量のシェアは約0.3%にとどまっている。
- 卸電力市場においては、自由化の進展に伴い、徐々に取引形態が多様化し、流動性の高い取引も徐々に増加しており、今後、その拡大が期待されるところであるが、現状では一般電気事業者による長期の相対取引が大半を占める構造に大きな変化は生じていない。
- 但し、現在、一般電気事業者以外の事業者による新たな電源開発計画が進行しており、一般電気事業者と契約を締結したIPPは2010年代半ば頃から契約更新時期を迎える予定。



出所: 発電電月報、自家用発電所運転半期報、経済産業省アンケート等(平成19年4月)

## 1-2. PPSの電源調達の現状と常時バックアップ

- PPSは、現在、一般電気事業者からの契約に基づく卸供給である常時バックアップに4割程度依存している。それ以外は、自家発余剰からの購入や自社電源等により賄っており、卸電力取引所からの調達は、全体の2.6%にとどまっている。
- 常時バックアップは、各PPSの電源調達状況に応じ、①常に一定の高さの電力を調達するためのベース用電源、②ピーク時に必要な電力を調達するためのピーク対応用電源として利用されている。(なお、供給元の一般電気事業者のCO2排出係数が相対的に低い(高い)場合、自社のCO2排出係数を低下(上昇)させることとなる。)
- また、通常、前日計画策定後の通告変更機能を持ち合わせるため、スポット市場入札締切り後の需給ミスマッチに対応するための調整電源としても利用されている。
- PPSの電源調達手段として常時バックアップから卸電力取引所取引への移行が望ましいとされていることを踏まえて取引所活性化策等を検討する際には、取引の厚みの充分性に加えて、こうした常時バックアップの機能がどの程度代替し得るかという視点も必要。

### 「制度改革評価小委員会報告書」(平成18年5月22日)における記述(抜粋)

PPSとしては、取引所取引を活用しつつも、一般電気事業者からの常時バックアップに、当面の間はある程度依存せざるを得ない状況である。なお、常時バックアップは卸電力取引所における取引に移行すべきとの方向性については、意見の一致が見られるところであるが、その際は、卸電力取引所における取引が十分に厚みのあるものであること、市場支配力の行使の検証をはじめとして市場監視が十分になされることなどの条件が整うことが必要となると考えられる。

## 1-3. 卸電力取引所に期待される役割と具体的検討項目

- 第3次電気事業制度改革において創設された卸電力取引所には、その創設に当たって、以下の役割が期待されていた。
  - 全国規模での供給力確保に資すること
  - 投資リスクの判断の一助となる指標価格の形成、需給ミスマッチ時の際の電力の販売・調達手段の充実等、事業者のリスクマネジメント機能の強化に資すること
- 発電・卸電力市場に大きな構造的変化が生じていない状況下では、卸電力取引所がこれらの役割を担うことが引き続き期待される場所であるが、現状では、卸電力取引所の取引実績は、我が国の小売販売電力量の0.2%にとどまっている。
- したがって、発電・卸電力市場の競争環境を整備するため、卸電力取引所の取引活性化に向けた方策を中心に、以下の点について検討を行った。
  - ①取引メニューの充実、②取引ルールの改善、③取引量の増加、
  - ④卸電力取引所取引に係る市場監視の在り方、⑤卸電力取引所のガバナンスの在り方

【「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」(平成15年2月18日、抜粋)】

「…事業者の、投資リスクのマネジメント機能を強化することが必要である。このためには、全国規模の卸電力取引市場を整備することにより、市場価格が投資判断の参考指標として機能しうようすることが重要である。また、取引市場は、将来の需給ミスマッチ時において比較的容易に電力の調達・販売先を確保する機能を果たすことが期待される。

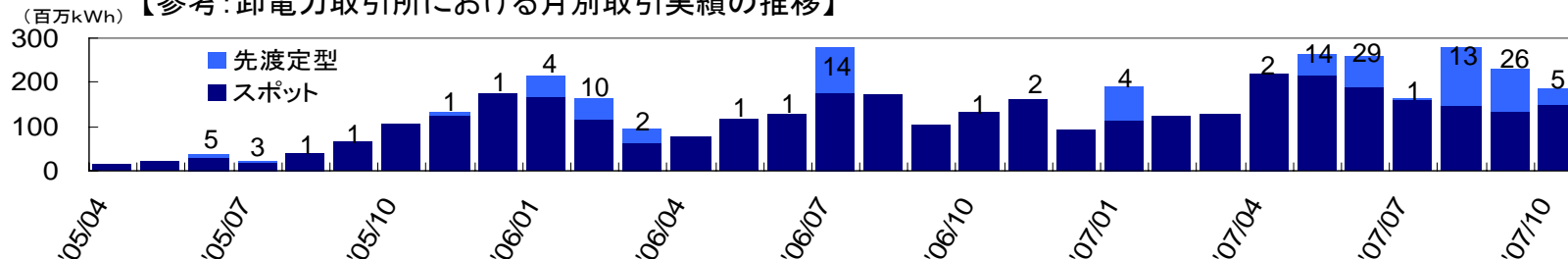
電気の特性を考えれば、事業者による電源の調達は、引き続き自己保有又は長期相対契約によるものが中心と考えられるが、上記のとおり、卸電力取引市場の整備は、これらを補完するものである。」

「…卸電力取引市場が整備されることにより、火力全面入札制度の必要性は薄れ、廃止を含めた見直しを行うことが必要である。」

## 1-4. 取引メニューの充実①:先渡取引の活性化

- 卸電力取引所において、前日スポット取引の取引量は徐々に増加しているが、先渡取引はスポット取引に比して低調であることから、現行の取引メニューに関しては、先渡取引の活性化が求められるところであり、取引参加者のニーズを踏まえた商品の多様化、決済や託送手続の改善等の方策を具体的に検討することが必要。
- この点については、第3回制度改革WGの議論も踏まえ、卸電力取引所において具体的検討を行っているところであり、現時点では、先渡取引の活性化阻害要因の分析に基づき、託送申込みや決済などの事務手続を取引所が代行・仲介する新たな先渡商品群を追加導入する方向で検討中。
- 引き続き卸電力取引所において、先渡取引の活性化に向けた検討が行われ、早期に活性化策が実施されることを期待する。

【参考:卸電力取引所における月別取引実績の推移】



※ 棒グラフ上の数字は、先渡商品の約条件数

出所: JEPX作成資料

### 【参考:日本卸電力取引所からの説明資料より(抜粋)】

現在の先渡市場については、取引の商品・時間的偏在があり、活性化しているとはいいがたい状況にある。

活性化を阻害する要因としては、事務手続きの煩雑さが挙げられる。この煩雑さに起因して、売り手の電源不調時の持ち替えなどが簡単かつ自由に行うことが出来ないことが売り手のリスクを増加させ、参加を阻害している。また託送申込に際し、買い手に競争上重要な情報である発電所の情報を開示しなければならない点も参加を阻害している。

活性化策として、これらの阻害要因の分析から、①事務手続きの簡易化 ②転売・買戻しが容易に行える ③情報秘匿の確保 に留意した新商品の導入を検討している。

具体像としては、託送申込および決済などの事務手続きを取引所が代行・仲介する方向での検討を進める。託送申込の代行方法としては、事務作業の効率化視点から、現行取引システムの託送申込部分の活用を想定している。

なお、現行の相対をベースとした取引方法についても、より確実な供給力を要するニーズがあることから、現行方法は継続する。

## 1-5. 取引メニューの充実②: 時間前市場の創設

- 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)を創設すべきである。
- 創設する際には、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こととすべきである。
- 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」を要件とすべきである。
- 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応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を行うべきである。



## (参考) 欧州当日取引市場の特徴

▶ 欧州の電力取引所の多くでは、当日取引市場を開設している。その多くはザラバ方式で価格決定を行っているが、一部シングルプライスオークション方式を採用している取引所もある。

	北欧	ドイツ	フランス	イギリス	スペイン	オランダ
当日市場提供者	取引所(Nord Pool)の Elbas市場	取引所 (EEX)	取引所 (Powernext)	取引所(APX) (OTC取引の位置付け)	取引所 (Omel)	取引所 (APX)
国際取引の可否	可能: フィンランド、スウェーデン、ドイツ	なし	なし	可能 (国際連系線容量を前日に確保した場合のみ)	なし	なし
値決め方式	ザラバ	ザラバ	ザラバ	ザラバ	シングルプライスオークション	シングルプライスオークション
閉場時間	実受渡し1時間前	実受渡し75分前	実受渡し1時間前	実受渡し1時間半前	実受渡し2時間15分前	実受渡し90分前
市場参加者	バランスグループに所属するもの	バランスグループに所属するもの	バランスグループに所属するもの	ブローカー、相対契約保持者	発電事業者、国際連系線利用者、配電事業者、適格需要家、小売供給事業者	全市場参加者
当日取引の電力消費量に対するシェア	約0.4%	約0.2%	約0.1%	—	約9%	小規模

(出所) ETSO "Current State of Intraday Markets in Europe" (2007年5月)、各電力取引所ウェブサイト及びIEA "Electricity information 2007" より作成

# (参考) 北欧・ドイツ・フランスの卸電力取引所の取引スケジュール

▶ 北欧・ドイツ・フランスの当日取引はザラバ方式で行われており、開場時間は、各国間で異なるものの、前日スポット取引締切後から当日実渡し1時間～75分前までの取引が可能な設定となっている。

	北欧Nord Pool	ドイツEEX	フランスPowernext
スポット取引(オークション)	前日AM12:00 (PM2:00で確定)	火～土受渡し分: 前日12:00 日受渡し: 金曜日12:30 月受渡し: 金曜日PM1:00	前日AM11:00 (休日含む)
スポット取引(Pay as Bid)	—	前日AM8:00～12:00	前日AM7:30～11:30 (休日含む)
当日取引(Pay as Bid)	前日PM2:00 (スウェーデン・フィンランド)・PM5:00 (東デンマーク) から実受渡し1時間前まで (休日含む)	前日PM3:00以降、実受渡し75分前まで (休日含む)	受渡し前日分はスポット閉場後～PM11:00 及び当日7:30から実受渡し1時間前まで (休日含む)



実受け渡し時間

		前日																	当日					
取引所	商品	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	〜	N-2	N-1	N
Nord Pool	スポット取引 (オークション)						●	●																
	当日取引 (Pay as Bid)									←														
EEX	スポット (オークション)						●																	
	スポット取引 (Pay as Bid)																							
	当日取引 (Pay as Bid)																							
Power next	スポット (オークション)						●																	
	スポット取引 (Pay as Bid)																							
	当日取引 (Pay as Bid)																							

AM7:30

## (参考) OMEL(スペイン・ポルトガル)の取引スケジュール

▶スペイン・ポルトガル共通市場であるOMELでは大半の電力取引を扱っているが、当日市場は6回に分けて段階的に一日前市場の取引結果を調整する手法を採用している。実受渡し3時間15分前に入札が締切られ、実受渡し2時間半前に入札結果の通知を受ける。

	入札時間		前日				当日																								
	入札締切り	結果通知	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
セッション1	17:45	18:30																													
セッション2	21:45	22:30																													
セッション3	1:45	2:30																													
セッション4	4:45	5:30																													
セッション5	8:45	9:30																													
セッション6	12:45	13:30																													

取引の対象

## (参考) 経済融通の取引スケジュール

①:送電希望申し出 ②:受電応募申し出 ③:取引成立通知 ④:受電希望申し出 ⑤:送電応募申し出 ⑥:取引結果通知

	希望申込締切	応募申込締切	取引成立通知	(時)																										
				17	18	19	20	21	22	23	0	1~7	8	9	10	11	12	13	14~22											
一次幹旋 (22時~翌13時の受給が対象)	①(送電) 17:30	②(受電) 18:00	③ 18~19時		①	②	③																							
	④(受電) 19:30	⑤(送電) 20:00	⑥ 20~21時			④	⑤	⑥																						
二次幹旋 (13時~22時の受給が対象)	①(送電) 8:30	②(受電) 9:00	③ 9~10時																											
	④(受電) 10:30	⑤(送電) 11:00	⑥ 11~12時																											

※経済融通は、中央電力協議会において電気事業者間の電力融通として行われていたものであるが、平成17年度の卸電力取引所創設に伴い廃止されている。なお、時間前市場創設の検討にあたっては、取引条件(送電側からのキャンセル可能など)や連系線利用ルールとの相違などを考慮する必要がある。

## 1-6. 取引ルールの改善：発電事業者から見た事業リスクの低減

- 卸電力取引所の現行取引ルールに関しては、発電不調時に適用されるインバランス料金の求償ルールや、発電不調時の通告変更等の事務手続について、改善を求める意見が存在。
- これらの点の改善は、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に資するところであり、取引実態等も踏まえ、特にスポット取引の約定後における電源脱落に起因するインバランス発生／求償リスク、事務処理負担を低減させる方向で検討することが重要。
- 具体方策については様々考えられるところ、託送供給制度との関係や、取引所外における相対契約との関係にも留意しつつ、スポット取引に係る以下の方策について、卸電力取引所を中心に検討を行い、詳細制度設計を行う場に検討結果を報告すべきである。
  - スポット取引の発電不調に起因するインバランスについては、供給区域毎時間帯毎にスポット売り約定総量を3%内外判定の母数として取引所が料金精算を行い、原因者に実際の発電不足量に応じて求償する仕組み
  - 代表契約者制度の活用容易化(P22参照)を踏まえ、取引所取引の買い手同士の間でbalancingグループを組成し、インバランス支払額の低減を図った上で、取引所におけるインバランス求償ルールを見直し
  - スポット取引約定後の通告変更に係るシステム・手続等の改善
- なお、以上の点のうち、スポット取引約定後のシステムの整備については、卸電力取引所における検討が進展し、20年3月末までの取引所側でのシステム構築を目指し、設計に着手されたところである。

## 1-7. 取引量の増加に向けた新たな目標設定と手段の検討

- 我が国の卸電力市場は、その殆どが一般電気事業者間、発電事業者と一般電気事業者、一般電気事業者とPPS(常時バックアップ)の相対取引で占められており、卸電力取引所の取引実績は小売販売量の0.2%にとどまっているのが現状である。
- こうした現状を打破し、卸電力取引所がその期待される役割を十分に果たせるよう、今回の制度改革においては、取引メニューの充実、取引ルールの改善等を検討してきたところである。
- 今回の制度改革を実効あるものとするため、取引量に関する目標については、卸電力取引所の取引の厚みが、常時バックアップの取引所取引への移行の主な条件として議論されてきたこと等を踏まえれば、常時バックアップの動向も見極めながら、例えば、現行の取引量に常時バックアップの移行に十分な量を追加した水準を将来的に目指すことを関係者間で共有すべきである。
- 目標達成に向けては、欧州の一部取引所で採用されているマーケットメーカー制が、電気の現物受け渡しを前提とする我が国の取引所で導入することが困難であること等を踏まえ、一般電気事業者・発電事業者・PPSが各々積極的に取引所取引を活用することとし、特に発電容量で圧倒的なシェアを有する一般電気事業者には、取引量増加に向けた相応の努力を期待する。
- また、こうした将来目標等を踏まえ、取引所取引について参加者の入札状況及び取引量を定期的に検証するとともに、小売自由化範囲拡大の再検討時に、改めて卸電力取引所に期待される役割の達成状況を検証し、必要があれば改善策を検討すべきである。

## 1-8. 取引所取引に係る市場監視の徹底と取引所のガバナンス

- 取引所取引の公平性、信頼性を高めていくためには、市場監視の徹底が必要。
- 卸電力取引所においては、現在、学識経験者から構成される「市場取引監視委員会」を設け、不公正な取引の監視や支配的事業者の行動の検証を行っているところであるが、独立性の強化や監視機能の強化を求める意見が表明されていることを踏まえ、市場監視について取引所と規制当局の間で様々な形の役割分担が行われている海外事例等も参考にしつつ、市場監視の徹底に必要な方策についてさらに詳細制度設計の中で検討すべきである。
- 卸電力取引所のガバナンスについては、前回制度改革時の骨格答申において、次のように整理されていた。
  - 各市場参加者のニーズに対応し、効率的な運営を担保する観点からは、法令の規制による公設の市場とするのではなく、私設の任意の取引所として発足させることが適当
  - 取引所は株式会社の形態によるものではなく、参加者平等の組織形態、オープンな参加資格、透明公正な手続き、公正なルールに基づく中立性が担保された法人（例えば組織形態については中間法人等）によるものとするのが適当
- 今般の検討に当たり、卸電力取引所に期待される役割や取引開始後二年半程度の経験を踏まえ、今後、市場参加者のニーズに一層迅速に対応し、中立・公正な事業運営を図っていく観点から、卸電力取引所の内部組織の在り方等において見直すべき点がないかどうか、さらに卸電力取引所において検討を行うべきである。

# 参考：海外における卸電力取引所の市場監視方法

▶ 欧州の電力取引所に対する規制監督官庁の市場監視権限及び市場監視方法は、設置根拠法の違いにより、各取引所とも異なっている。

	北欧Nord Pool	ドイツEEX	フランスPowernext
市場監督関係法令	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ スポット取引: エネルギー法【監督者: 水資源エネルギー庁】</li> <li>▶ 金融取引: 取引所法(Nord Poolの規制)、証券取引法(市場参加者を規制)【監督者: 金融監督庁】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 1997年銀行法の下での報告・記録提出に関する規則</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 金融・貨幣コードの投資会社に係わる報告義務</li> </ul>
市場監視の枠組み	<p>* Nord Pool Spotには市場監視に該当する部局はなく、Nord Pool ASAの市場監視局が一元的に市場監視業務を行っている模様。</p>		
スポット市場の市場監視方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nord Poolは市場監視の結果を水資源エネルギー庁に報告書を提出。</li> <li>▶ 市場参加者の義務(疑わしい取引があった場合には聞き取り調査を行い、制裁が課される。各国競争監視当局に報告も行われる。): ①取引所外取引の報告義務、②一定要件以上の事業者に計画変更・設備停止等の報告義務、③インサイダー取引の禁止、④市場操作の禁止</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ EEXの市場監視局は証券取引法に従って、ザクセン州政府に取引所状況の報告を行う義務がある。</li> <li>▶ 市場監視局は取引・決済データを自動で収集</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Powernextは金融・貨幣コードに従って、市場操作の有無について金融市場局からの市場監視を受ける。</li> <li>▶ エネルギー規制委員会は電力ガス市場の状況に関する報告書を四半期ごとに公表(取引所を含む卸電力市場全体の状況を分析する報告書)</li> </ul>

## 参考：海外における卸電力取引所の市場監視方法

	北欧Nord Pool	ドイツEEX	英国UKPX	フランス Powernext	米国PJM
禁止行為の 監視	<p>[監視対象行為]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•インサイダー取引</li> <li>•市場分断時のシステム プライス操作 など</li> </ul> <p>[監視手法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•価格動向からの継続 的な監視・分析</li> <li>•電話等による市場参 加者への照会</li> </ul>	<p>[監視対象行為]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•自己取引</li> <li>•馴れ合い取引</li> <li>•インサイダー取引</li> <li>•フロントランニングなど</li> </ul> <p>[監視手法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•売り手と買い手が同一 の場合など、疑義ある 事象の抽出</li> <li>•電話等による市場参加 者への照会</li> </ul>	<p>[監視対象行為]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•仮装取引</li> <li>•馴れ合い取引</li> <li>•買占め</li> <li>•不当廉売</li> <li>•談合 など</li> </ul> <p>[監視手法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•上記行為を、取引 所のアカウントマ ネージャーが監視。</li> </ul>	<p>[監視対象行為]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•仮装取引</li> <li>•馴れ合い取引</li> <li>•談合 など</li> </ul> <p>[監視手法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•コンピューター により、常時監視。</li> </ul>	(個々の不正な入札 行動は監視している 模様)
市場パフォー マンズの分析	<p>[分析方法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•市場価格と推定発電 費用との乖離(ラー ナー指数)</li> <li>•入札価格と推定発電 費用の比較</li> <li>•HHI指数 など</li> </ul>	<div style="border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 10px;"> <p>・市場監視のノウハウは、各取引所の機密事項であることから、 詳細・網羅的な調査は難しいが、取引所のタイプによって以下 の傾向がうかがわれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全面投入型取引所は、市場パフォーマンスを中心に監視</li> <li>・ 任意参加型取引所は、もっぱら相場操縦を監視 (※ノルドプールは任意参加型であるが、ノルドプールの「市場監視部」は、 取引所取引のみならず取引所外の相対取引の監視も行っている。)</li> </ul> </div>			<p>[分析方法]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•市場価格と発電費 用との乖離(ラー ナー指数)</li> <li>•市場収入から発電 費用を差し引いた 「純収入」</li> <li>•HHI指数 など</li> </ul>

(参考)

・ラーナー指数 = (市場価格 - 需要を満たすために必要な最も高コストのユニットの発電費用) / 市場価格

・純収入 = 「合計市場収入」 - 「短期の可変費用」

※合計市場収入には、エネルギー市場のみならず、容量市場、アンシラリーサービス市場等の収入も含む。

※純収入は、固定生産費をまかなうために利用できる金額。



## 2. 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おいては、一般電気事業者とPPSとの間でイコールフットディングを図るとともに、系統利用者の同時同量を達成する上でのモラルハザード防止やPPS及び発電事業者にとっての事業遂行上の負担・リスク低減の必要性の観点にも十分留意しつつ、インバランス料金制度の改革案の検討を行った。
- また、PPSのインバランス発生・負担実態等も踏まえ、PPSや発電事業者にとってのインバランスに係る事業リスクの低減策についても併せて検討を行った。

### 2-1. 現在の同時同量・インバランス制度

- 2-1-1. 現在の同時同量・インバランス制度について .....18
- 2-1-2. PPSにおけるインバランスの発生量について .....19

### 2-2. インバランス料金制度改革

- 2-2-1. 一般電気事業者とPPSのイコールフットディング等について .....20
- 2-2-2. インバランス料金の水準に係る検討について .....21

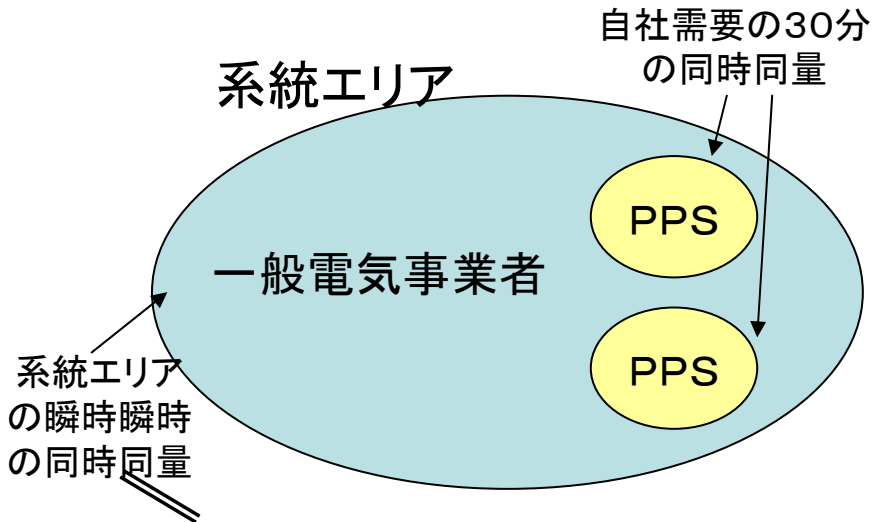
### 2-3. インバランスに係る事業リスクの低減策

- 2-3-1. バランシング・グループの活用容易化 .....22
- 2-3-2. 発電事業者の発電不調時の調整容易化 .....23
- 2-3-3. 変動範囲外インバランスの裾切り値設定 .....24

※時間前市場の創設については1-5. (P8)参照

## 2-1-1. 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に不利益を与えるような設定ではないとの指摘がある一方、高額であり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		
インバランス 選択制 10% ↑ 3% ↓	【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/kW 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

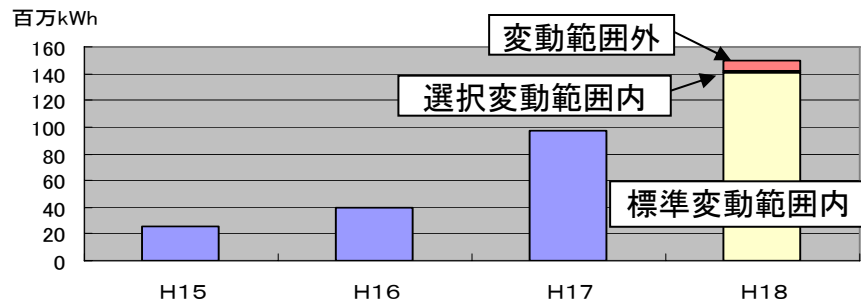
※接続インバランス料金は、各社平均のもの。

一般電気事業者の自社需要(系統エリアからPPS等の需要を除いたもの)の同時同量は系統エリアの同時同量達成と同時に達成される。

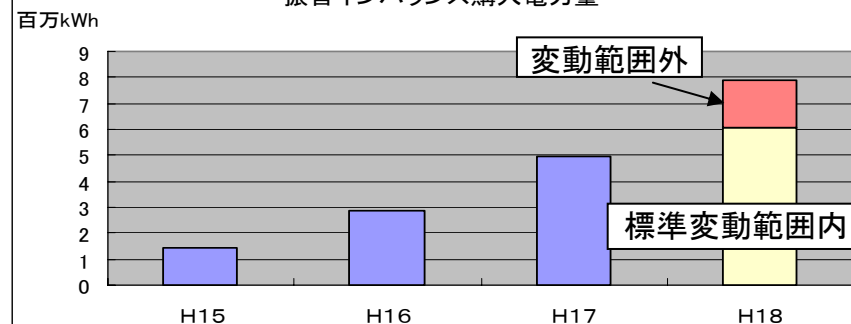
## 2-1-2. PPSにおけるインバランスの発生量について

- PPS全体で見た接続インバランスについては、変動範囲内インバランスが量で約94%を占める。他方、高額な料金を反映して、金額では変動範囲外インバランスが約23%を占める。料金支払総額は約17億円であり、全PPSの電力販売額の約1.1%となっている。(平成18年度)
- PPS全体で見た振替インバランスについては、変動範囲外インバランスの占める割合が比較的多く、量で2割程度、額で6割程度になっている。PPSの事業活動拡大に伴って、振替インバランス料金支払額も急速に増加しており、支払総額は約1.4億円になっている。(平成18年度)

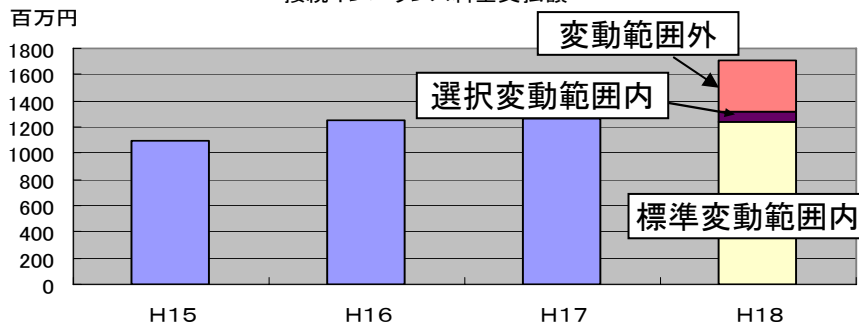
接続インバランス購入電力量



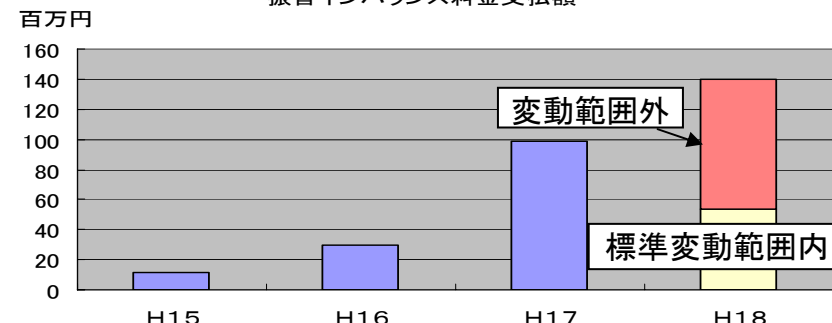
振替インバランス購入電力量



接続インバランス料金支払額



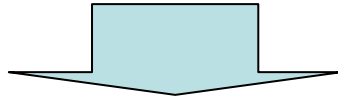
振替インバランス料金支払額



## 2-2-1. 一般電気事業者とPPSとのイコールフットィング等について

### イコールフットィング等について

- インバランス料金について、現行制度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ィングが確保されていないとの指摘や、透明性を確保すべきとの指摘がある。



- このため、系統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とすべきである。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が確保すべきとされている供給力で、当日の系統エリア最大需要の3~5%以上)に相当する固定費及び燃料代等の可変費を、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であり、その具体的方法については、詳細制度設計の中で検討すべきである。また、一般電気事業者が、送配電部門収支の中にインバランス料金に関する収支を計上することとすべきである。
- なお、これらの点の詳細制度設計に当たっては、発送配一貫体制の下で一般電気事業者が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ため、厳密なコスト等の抽出が困難であることを踏まえ、コスト等の抽出・収支への計上に一定の仮定をおかなければならない点に留意すべきである。

## 2-2-2. インバランス料金の水準等の検討について

### 変動範囲外インバランス料金の水準について

- 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、具体的設定方法等については、下記の三つの視点を考慮して詳細制度設計の中で検討すべきである。
  - 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の水準

### その他の留意点

- 不可避的に発生する変動範囲内インバランスについては季時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、季時別に展開すべきである。
- 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的に発生することを踏まえ、余剰電力の買取料金は適切に設定されることを期待。

## 2-3-1. バランシング・グループ(代表契約者制度)の活用容易化

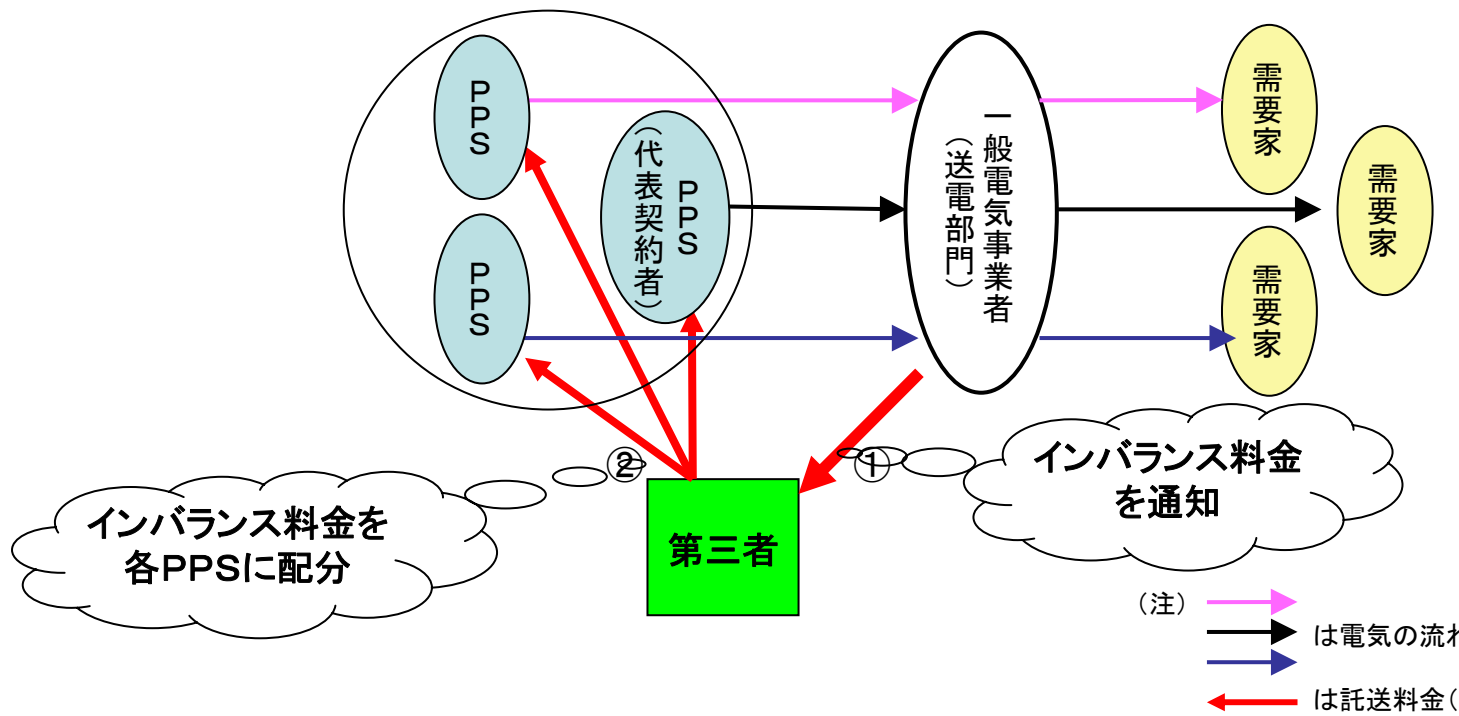
### バランシング・グループ(代表契約者制度)

- 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構築すべきである。



## 2-3-2. 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できない。

### 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構築すべきである。

X電力の供給区域

X電力

発電事業者

A発電所  
100MW  
50MW

B発電所  
100MW  
余力  
200MW

PPS A  
供給 100MW

PPS B  
供給 150MW

A発電所が  
事故により脱落

X電力の供給区域

X電力

発電事業者

A発電所  
脱落

B発電所  
100MW  
150MW  
余力

PPS A  
供給 100MW

PPS B  
供給 150MW

発電事業者が主体的に一般電気事業者に対して直接、計画変更できるのでインバランス発生時間短縮につながる。

(注) ← は計画変更の経路

## 2-3-3. 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、新しい系統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、新たな系統エリアに参入したPPSについては、一定期間に限り、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ることとすべきである。
- 具体的な仕組みについては、詳細制度設計の中で検討すべきであるが、裾切り値の水準の検討に当たってはエリアの系統に与える影響を考慮すべきであり、適用期間については、会社分割等による制度の悪用を防ぐ観点に加え、参入したPPSの規模的成長を促す観点から、検討を行うべきである。

(参考) PPSの系統エリア販売電力量と販売電力額に占める接続インバランス支払額の割合

	電力販売額に占める接続インバランス支払額の割合	電力販売額に占める変動範囲外接続インバランスの割合
系統エリアにおける販売電力量 (年間150GWh以上)	1.27%	0.31%
系統エリアにおける販売電力量 (年間150GWh未満)	1.70%	0.62%

※同一のPPSであっても複数系統エリアに進出している場合は別サンプルとして計算し、各比率を単純平均している。



### 3. 託送供給料金制度改革について

- 託送供給料金制度改革においては、託送利用者であるPPSから、高圧を中心とした料金水準の一層の低廉化と透明性向上への期待が表明されていること等も踏まえ、託送供給料金に求められる公平性・透明性を一層確保する観点から改革案を検討。
- 具体的には、送配電部門における超過利潤の発生状況等も踏まえ、事後規制である変更命令の発動基準や超過利潤の用途について、透明性、料金の低廉化、設備投資インセンティブ、効率化インセンティブ確保の観点から見直しを行うとともに、託送供給料金の事後チェックの方法についても公平性担保の観点から必要な見直しを行った。

3-1. 現在の託送供給料金制度の枠組み	26
3-2. 送配電部門における「超過利潤」の発生状況	27
3-3. 現在の変更命令発動基準の問題点 ～トリガー要件～	28
3-4. 変更命令発動基準の見直しの方向性 ～ストック管理の導入～	29
3-5. 「超過利潤」の処分問題:現在のルール	31
3-6. 「超過利潤」の用途明確化:「ルール方式」の導入	32
3-7. 託送供給料金の事後チェック	35
3-8. 需要種間の託送供給料金の公平性担保	37

# 3-1. 現在の託送供給料金制度の枠組み

➤ 託送供給料金は、小売市場における健全な競争の礎となるものであり、公平性・透明性が求められるところ、現行制度下では、下図のような事前・事後ルールの下、適正な料金を実現するための改定サイクルが存在する。

## 料金算定プロセス

一定のルールの下、一般電気事業者が料金算定を行い、経済産業大臣に届出。

料金算定に係るルール  
(省令で規定)

- ✓ 総括原価方式
- ・ABC方式
- ・公正報酬の保証(事業報酬)
- ・2:1:1法等々

届出

経済産業大臣による審査  
(査定はなし)

OK

託送供給料金の決定

料金改定

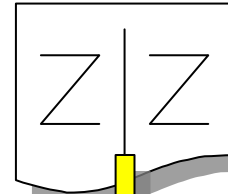
変更命令発動

問題有り

変更命令発動

## 事後チェックプロセス

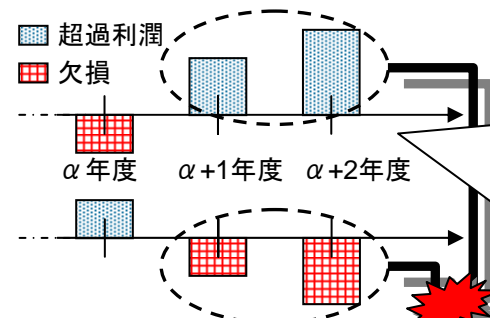
平成〇年送配電  
部門収支計算書



「超過利潤」(「欠損」)額が決定

一般電気事業者に対して、毎事業年度、送配電部門収支計算書の作成・公表を義務づけ(要公認会計士監査)

経済産業大臣は当該計算書について別途監査を行う。



「超過利潤」又は「欠損」等が二年連続となった場合、原則として、現在の託送供給料金が妥当性を失ったものとして変更命令を発動

問題有り

停止条件: 2年7%以上の値下げ実績

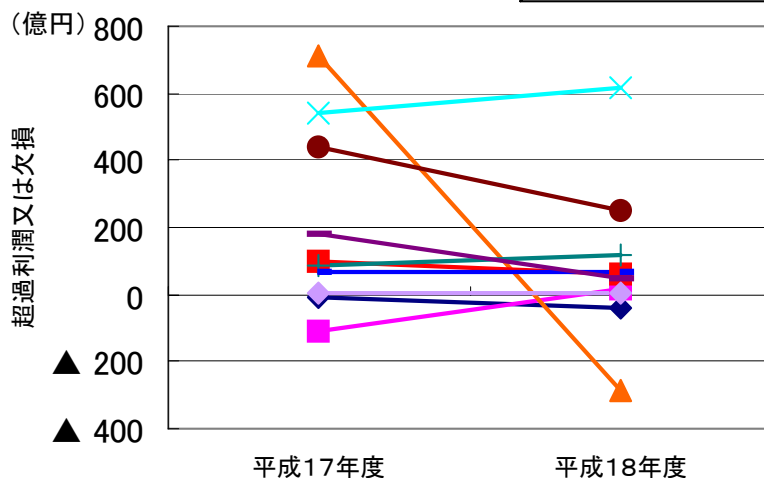
## 3-2. 送配電部門における「超過利潤」の発生状況

- 送配電部門における「超過利潤」等の額の計算は平成17年度から導入され、全社計で、平成17年度は約2,000億円、平成18年度は約850億円の「超過利潤」が発生している。
- 託送供給料金の水準は、小売部分自由化の開始以降、一貫して低下傾向にあるものの、こうした多額の「超過利潤」の発生を受け、PPSの間ではその水準に不満の声がある。

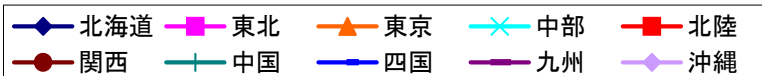
「超過利潤」(又は「欠損」) = 送配電部門収支計算書における営業利益(又は営業損失)

- 送配電部門の事業報酬額
- 送配電部門の法人税
- 送配電部門の株式交付費、株式交付費償却、社債発行費及び社債発行費償却
- + 送配電部門の預金利息

「超過利潤」又は「欠損」の実績



	平成17年度		平成18年度	
	超過利潤 (億円)	営業収益比(%) (営業収益:億円)	超過利潤 (億円)	営業収益比(%) (営業収益:億円)
北海道電力	-8	-0.4(1,983)	-38	-1.9(1,998)
東北電力	-110	-2.1(5,182)	18	0.4(5,062)
東京電力	709	3.8(18,535)	-286	-1.6(18,039)
中部電力	544	7.2(7,530)	617	8.4(7,338)
北陸電力	98	6.5(1,519)	60	4.0(1,509)
関西電力	440	5.0(8,730)	251	3.0(8,514)
中国電力	89	2.5(3,579)	115	3.3(3,504)
四国電力	65	3.4(1,917)	67	3.6(1,863)
九州電力	179	3.4(5,298)	50	1.0(5,043)
沖縄電力	21	4.1(514)	2	0.4(493)
合計	<b>2,027</b>	<b>3.7(54,687)</b>	<b>856</b>	<b>1.6(53,363)</b>



### 3-3. 現在の変更命令発動基準の問題点 ～トリガー要件～

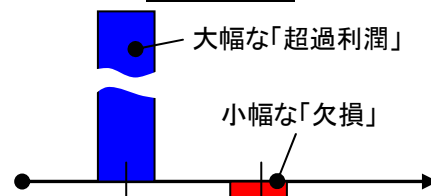
- 託送供給料金の公正性を担保するための事後ルールである変更命令の発動基準は、現在、①送配電部門収支(「超過利潤」又は「欠損」)、又は②「想定総原価と費用実績との乖離」、のいずれかが二年連続で黒字又は赤字となった場合、原則として変更命令の対象とすることとされている(いわゆるトリガー要件)。
- しかし、現行基準の下では、例えば、ある事業年度に多額の「超過利潤」となっても翌事業年度に少額の「欠損」となれば対象とならない(ケース1)、あるいは、減価償却費の変動等によりある程度不可避免的に生じる「超過利潤」又は「欠損」が二年続くだけで変更命令の対象になってしまう(ケース2)といった懸念がある。
- 変更命令発動基準の本来の目的が「総括原価方式における適正な料金水準の事後的な担保」にあるところ、これらのケースは本来、変更命令の対象とし、又は対象とすべきではないとすれば、現在のトリガー要件につき見直しが必要と考えられる。

#### 変更命令発動基準

「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」

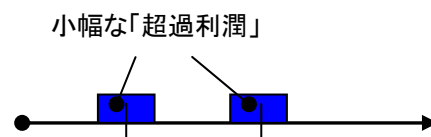
しかし……

＜ケース1＞本来対象とすべきと考えられるケース



変更命令の対象外

＜ケース2＞本来対象とすべきでないと考えられるケース



変更命令の対象

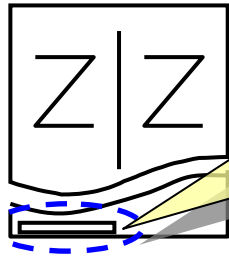
トリガー要件の見直しが必要

### 3-4. 変更命令発動基準の見直しの方向性 ～ストック管理の導入～

- 以上の問題点に対応した見直しを行うべく、現在の単年度の「超過利潤」等に着目するトリガー要件を改め、毎期の「超過利潤」又は「欠損」の額の累積額の管理を一般電気事業者が行うこととし、当該累積額が一定の水準を超えた際に、当該累積額を発生せしめた託送供給料金に対する変更命令を発動する「ストック管理方式」を導入すべきである。
- スtock管理方式の導入に当たっては、当該累積額に係る計算書の作成及び公表を一般電気事業者が義務づけることとし、新たなトリガー要件の予見可能性が高いことから、現在の停止条件(2年7%ルール)は廃止すべきである。
- また、効率化インセンティブや料金改定サイクルとの関係では、変更命令発動のトリガーとなる「一定の水準」の設定方法が特に重要となるところ、設備投資インセンティブの重要性も考慮し、例えば送配電部門固定資産の期末帳簿価額に報酬率を乗じて得た額とすること等、その具体的設定方法については詳細制度設計の中で検討すべきである。
- なお、導入する場合、現行基準から新基準への移行に係る措置の在り方についても詳細制度設計の中で検討すべきである。

# 参考：ストック管理のイメージ

平成 t+1 年度送配電部門収支計算書



**送配電部門  
当期純利益**  
(送配電部門収支  
計算書の見直し;  
**35頁参照**)

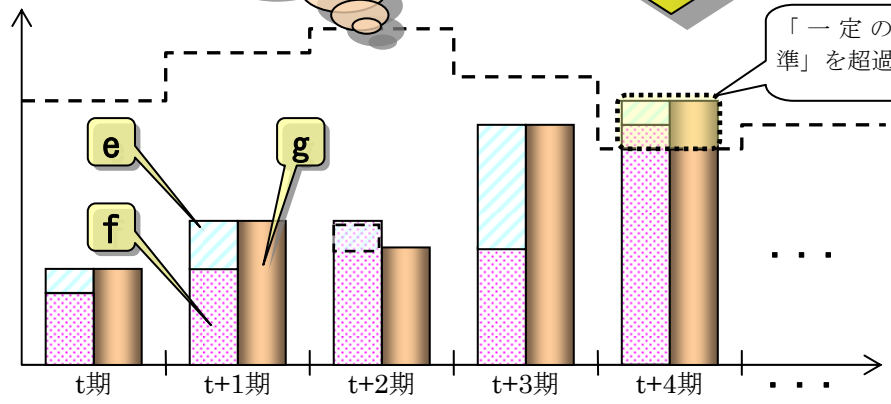
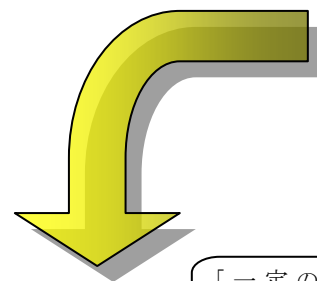
→ 超過利潤計算へ

平成 t+1 年度超過利潤計算書(イメージ)

送配電部門当期純利益 (a)	×××××××××
財務費用 (b)	×××××××××
財務収益 (c)	×××××××××
事業報酬額 (d)	×××××××××
今期超過利潤相当額 (e=a+b-c-d)	×××××××××
<b>前期繰越額 (f)</b>	×××××××××
<b>現行料金下における超過利潤累積額 (g=e+f)</b>	×××××××××

→ 前期までの超過利潤累積額を繰入れ

「一定水準」は、設備投資インセンティブに配慮して設定(例えば、**送配電部門固定資産の期末帳簿額×報酬率**)



- 当期の超過利潤又は欠損額
- 前期からの超過利潤繰越額
- 当期の超過利潤累積額
- - - 上限値

→ **経済産業大臣は託送供給約款に対し変更命令を発動**



**託送供給料金の本格改定**

### 3-5. 「超過利潤」の処分問題 : 現在のルール

- これまで、送配電部門において生じた「超過利潤」については、送配電部門における効率化インセンティブとして留保が許容されているが、その処分につき制度上の手当がない。
- 処分につきルールがないだけでなく、その処分の状況についての説明責任は、「適切なタイミングと方法で、対外的に十分な説明を行い、託送利用者の理解と納得を得ること」が必要として、一般電気事業者の自主性に委ねられている。
- 前述のとおり、「超過利潤」が全社計でH17・H18いずれも相当程度の額が発生しており、現在のところ、一般電気事業者の自主的な説明責任に任せる「自主的対応方式」では、「超過利潤」の用途に関する納得感は必ずしも高くないとの声がある。
- したがって、「超過利潤」の処分につき一定のルールを定めることを検討すべきではないかと考えられるが、その際、送配電部門における効率化意欲及び設備投資意欲(特に広域流通活性化や安定供給に資する連系線・FCへの投資意欲)を阻害することのないよう、適切なインセンティブのあり方につき併せて検討が必要。

「超過利潤」の処分について  
の関係者の納得感が希薄

#### 方向性

「超過利潤」の処分に係るルールの設定  
 (「ルール方式」の採用)

- 以下のベスト・ミックスが重要
- ・ 効率化インセンティブの担保
- ・ 系統利用者・需要家への還元
- ・ 設備投資原資への充当

## 3-6. 「超過利潤」の使途明確化 ～「ルール方式」の導入～

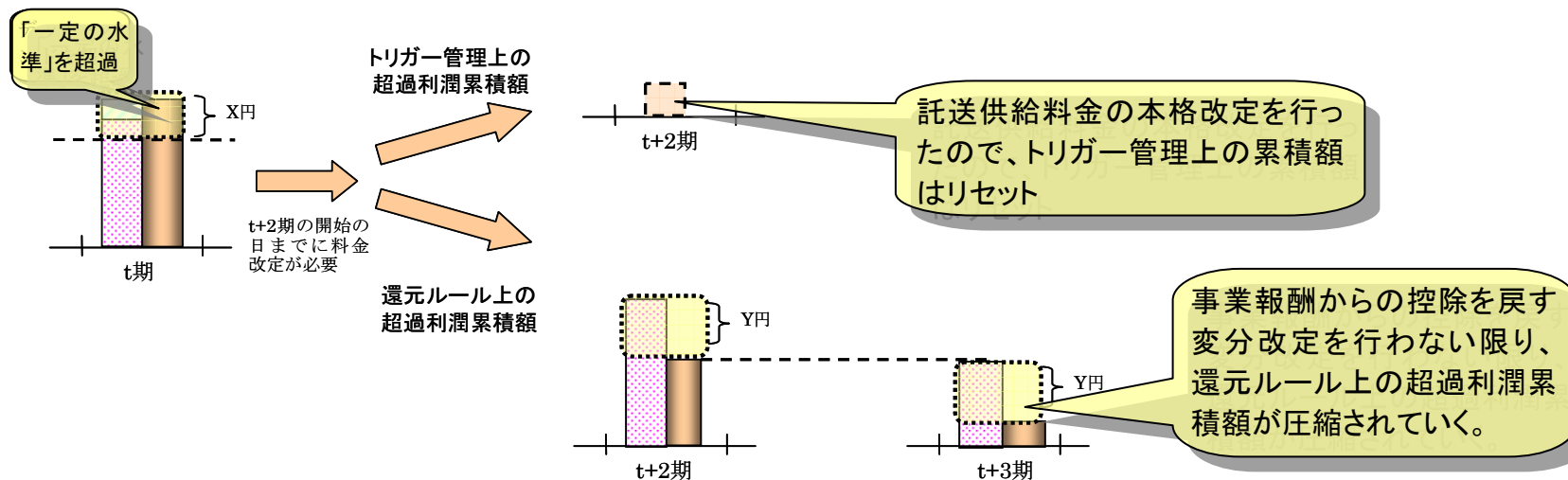
- 以上のような課題に対応すべく、自主的な説明責任を負うのみにとどまっている「超過利潤」の使途明確化について、超過利潤累積額は原則として設備投資原資として内部留保を一定程度認めつつも、その一部を利用者に還元していく制度を導入すべきである。
- 具体的には、まず、留保を認められた超過利潤累積額は無利息の設備投資資金と考えられることから、当該累積額相当額については、次期の料金改定時に送配電部門のレートベース額から控除する（「レートベース控除方式」）こととし、他部門に内部補助されないことを料金上明確にすべきである。
- 次に、「超過利潤」の還元の手法としては、託送利用者に対し現金での精算を行う方式も考えられるものの、最終需要家への還元効果の波及を考えれば、託送供給料金の値下げ（例えば、料金算定時に事業報酬額から控除）により還元していくこととし、詳細制度設計の中でその具体的な仕組みについて検討すべきである。
- なお、「超過利潤」のすべての額を還元すると効率化インセンティブを阻害するとともに、必要な設備投資への活用の道をもふさいでしまうおそれがあるため、還元ルールの設定にあたっては、効率化インセンティブ及び設備投資インセンティブとのバランスに十分留意が必要であり、その具体的な在り方について、詳細制度設計の中で検討すべきである。
- また、超過利潤の累積額の一部につき一般電気事業者による自主的かつ機動的な還元を可能とするため、値下げのための託送供給料金の変分改定（事業報酬から控除）に係る規定の整備を行うことが適当と考えられ、託送供給料金を変分改定する場合には、規制小売料金についても同時にその相当額を反映することが必要と考えられることから、詳細制度設計の中でその実現のための具体的な仕組みについて検討すべきである。
- なお、安定供給の観点から重要な連系線・FCへの設備投資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こととし、その枠組みや具体的水準等については詳細制度設計の中で検討すべきである。



# 参考：「ルール方式」のイメージ

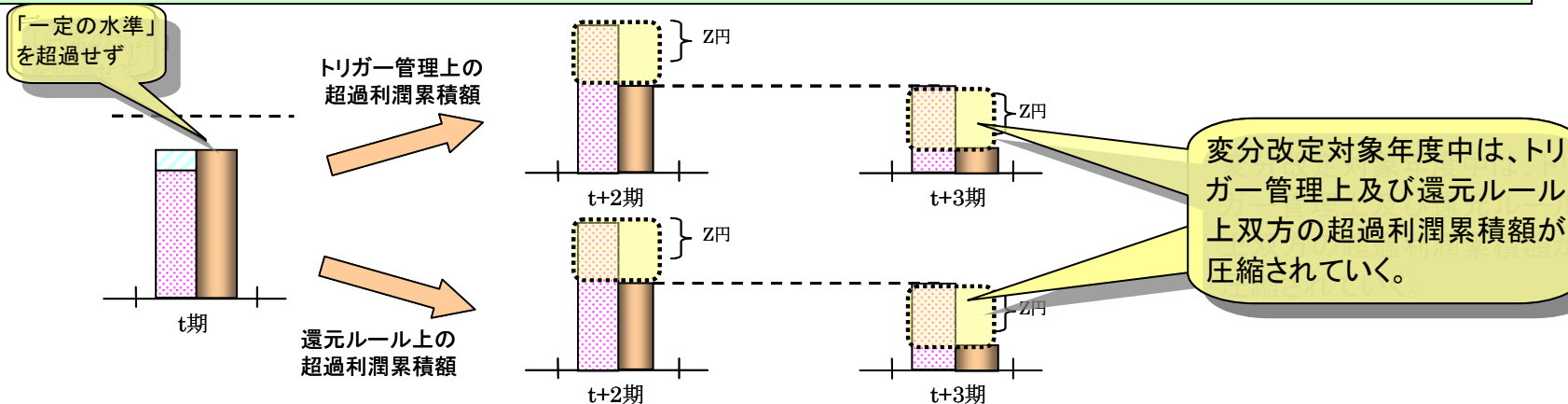
## <「一定の水準」を超過して料金の本格改定をするケース>

X円以上で事業者が自ら設定した額（Y円）を事業報酬から控除（最低1年は義務）



## <「一定の水準」を超過していない状態で任意に変分改定するケース>

事業者が任意で設定した額（Z円）を事業報酬から控除（任意の変分改定）



# 参考：レートベース控除方式のイメージ

## 新しい事業報酬総括表(託送供給料金算定上の表)のイメージ

「一般電気事業託送供給約款料金算定規則 様式第1 第2表」

項 目		金 額	備 考	
電 気 事 業 報 酬	特定固定資産	× × × × ×		
	建設中の資産	× × × × ×		
	核燃料資産	× × × × ×		
	特定投資	× × × × ×		
	運転資本	営業資本 × × × × ×		
				貯蔵品 × × × × ×
		小 計	× × × × ×	
		繰延償却資産	× × × × ×	
		直近の超過利潤累積額(控除)	× × × × ×	
		合計	× × × × ×	
	報酬率(%)	× × × × ×		
	電気事業報酬額	× × × × ×		
	還元額(控除)	× × × × ×		

直近の還元ルール上の超過利潤  
累積額をレートベースから控除  
(資本コストの圧縮分の反映)

→ レートベース控除方式

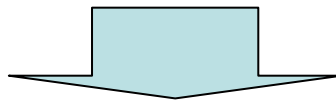
新設

事業報酬の圧縮による「超過利潤」の  
一部の還元

→ 「ルール方式」による事業報  
酬の圧縮(「超過利潤」の還元)

## 3-7. 託送供給料金の事後チェック

- 現在の託送供給料金は、算定の段階においては機動的な料金改定を実現するため一般電気事業者の自主性が尊重されており、当局による厳格な査定手続きが設けられていない一方で、送配電部門収支計算書の作成を每期義務づけることで、当該料金の事後的な妥当性について常に検証可能となるように措置されている。
- 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。このため、営業外損益や特別損益の状況を把握できない(部門別収支は当期純利益まで計算を行っている)。
- トリガー要件の見直しによって、変更命令発動の要否判断の基礎に超過利潤の累積額を置く場合には、その適切性を担保することが必要となる。



- 送配電部門収支計算書において、現在の部門別収支と同様、当期純利益まで算出することとすべきであり、詳細制度設計の中でその具体的な仕組みについて検討すべきである。

# (参考)送配電部門収支計算書での当期純利益計算の導入のイメージ

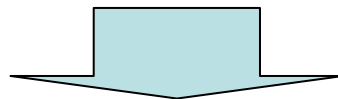
## 新しい送配電部門収支計算書のイメージ(仮)

費用の部		収益の部	
項目	金額	項目	金額
営業費用	×××××	営業収益	×××××
送電費	×××××	地帯間販売送電料	×××××
変電費	×××××	他社販売送電料	×××××
配電費	×××××	託送収益	×××××
地帯間購入送電費	×××××	接続供給託送収益	×××××
他社購入送電費	×××××	その他託送収益	×××××
ネットワーク給電費用	×××××	電気事業雑収益	×××××
需要家費	×××××	遅収加算料金	×××××
電源開発促進税	×××××	社内取引収益	×××××
事業税	×××××		
研究費及び開発費の償却	×××××		
電力費振替勘定(貸方)	×××××		
社内取引費用	×××××		
営業利益(又は営業損失)	×××××		
営業外費用	×××××	営業外収益	×××××
財務費用	×××××	財務収益	×××××
特別損失	×××××	特別利益	×××××
税引前送配電部門当期純利益			
法人税	×××××		
送配電部門当期純利益	×××××		

当期純利益  
計算の導入

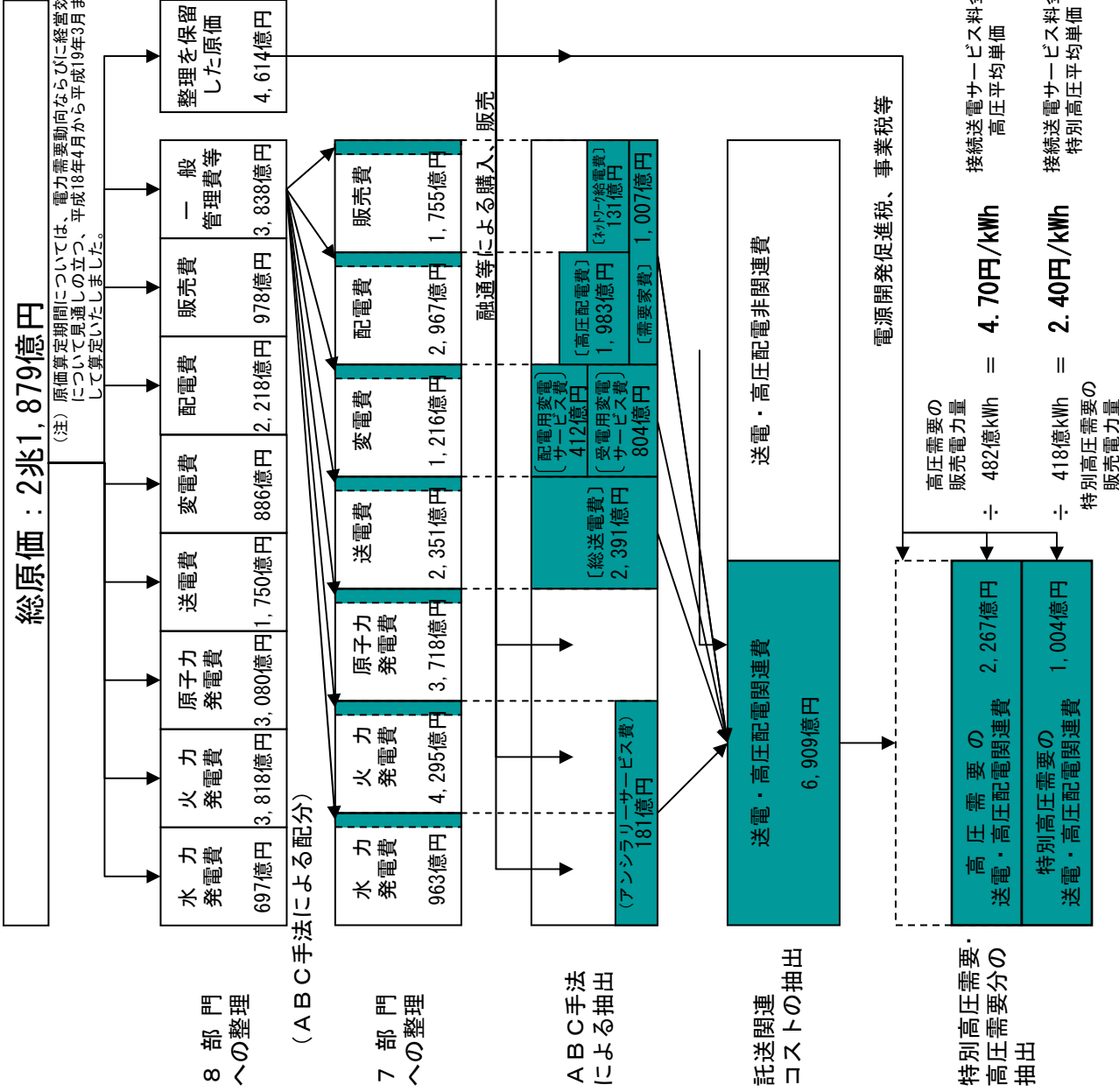
## 3-8. 需要種間の託送供給料金の公平性担保

- 託送供給料金は特別高圧及び高圧それぞれに託送供給料金が設定されており、PPSから需要種ごとの託送供給料金間の公平性の担保を求める声がある。
- 一方で、料金算定に係る需要種間の費用配分は、設備利用の実態を費用配賦に反映するための配賦ルールが省令上規定されている(ABC方式、「2:1:1法」、「2:1法」等)ことから、需要種間の公平性について一定の配慮が共通ルールとして既に措置されており、事業者が特定の託送供給料金を不当に高く設定することは困難との意見もある。



- 現行制度下では、託送供給料金の説明責任を負っているのは一般電気事業者であることから、PPSから需要種ごとの託送供給料金間の公平性に係る疑念が寄せられていることを踏まえ、料金改定時等において、一般電気事業者が省令に基づいて自ら設定した託送供給料金の適切性について自主的な説明を徹底することとすべきである。
- また、行政当局においては、今後変更命令を発動する際においても、従来同様、例えば主に高圧特有の配電費用において想定原価と実績費用との乖離が顕著であることが直近の乖離状況を確認した結果判明した場合には、配電原価を圧縮するような料金改定を行うべき旨を含む変更命令とすることとすべきである。

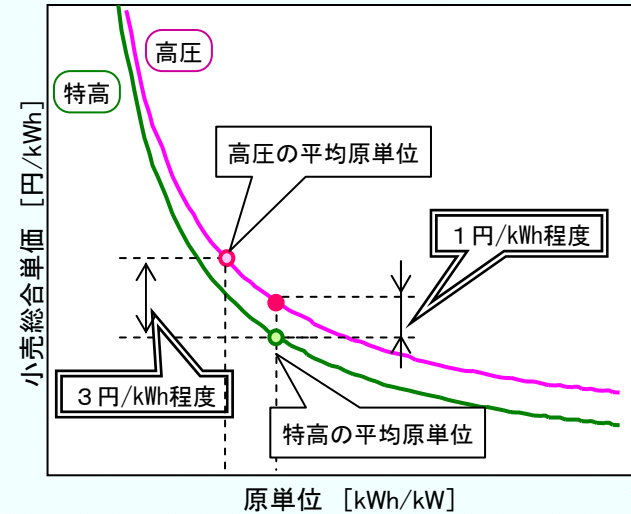
# 接続送電サービスクラス料金について (託送供給約款料金～平成18年4月1日実施～)



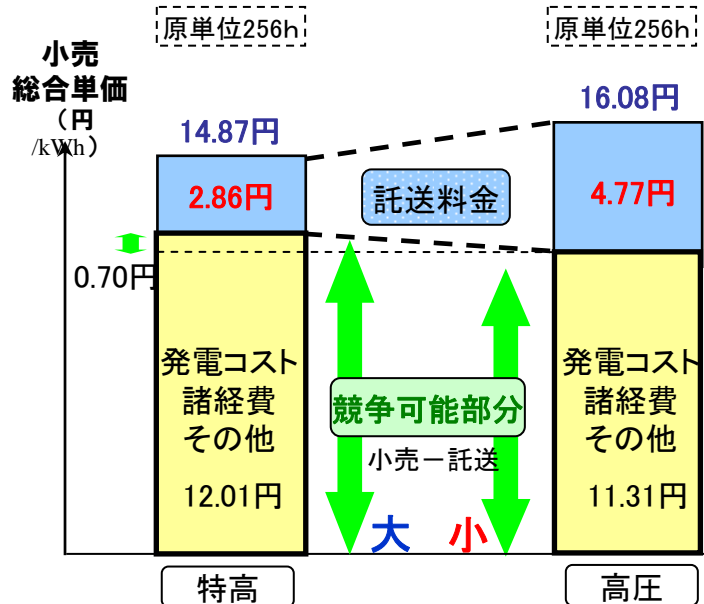
参考：託送料金算定フロー図  
(関西電力株式会社HPより)

# 参考：電圧間の料金格差について

- 小売料金については、電気の使用形態をきめ細かく反映した需要グループごとに料金設定を行っており、特高と高圧においても、各々の需要構成や使用形態の差異を反映したものとなっている。
- 上記の使用形態という点においては、特高と高圧における平均的な契約電力1kW当たりの稼働時間(以下、原単位<kWh/kW>)は異なっており、特高の方が高圧よりも高いという状況。
- 料金設定上、基本料金、電力量料金の二部料金制を採用しているため、この原単位の違いにより、総合的な電力量あたりの料金単価差が生じる。
- 仮に、同じ原単位(例えば、256h=負荷率35%)で特高と高圧の小売料金を比較すると、1円/kWh程度の格差が生じる。しかし、特高と高圧の料金を適切に比較するためには、各電圧の使用形態の差異を反映して比較、つまり、特高および高圧の各々の平均的な原単位で比較するべきであり、そのときの格差は、3円/kWh程度存在。
- なお、この場合の競争可能部分において、高圧料金は特高料金を下回っていない。



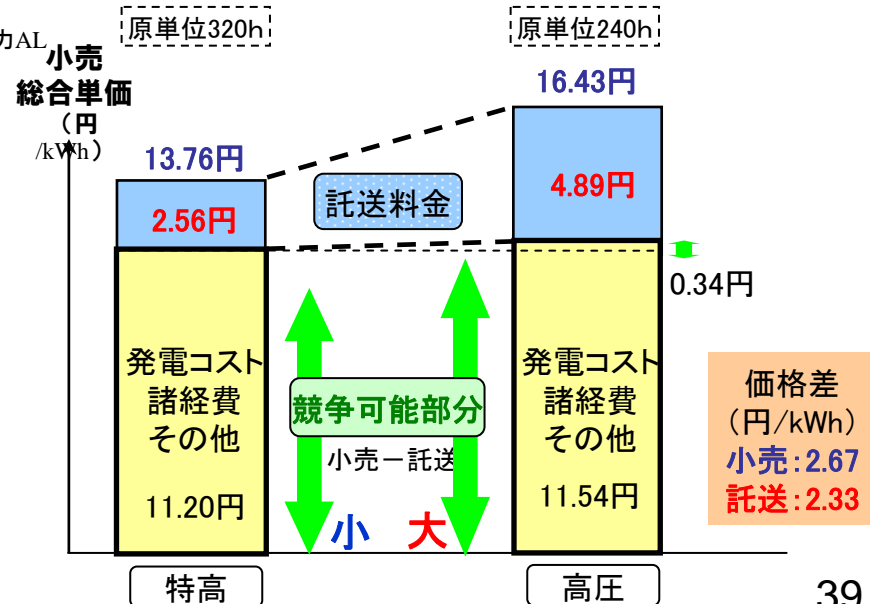
## 特高・高圧ともに同一原単位の場合



【試算モデル】

関西電力  
特別高圧電力A、高圧電力AL

## 特高・高圧の各々の平均原単位の場合



価格差  
(円/kWh)  
小売:1.21  
託送:1.91

価格差  
(円/kWh)  
小売:2.67  
託送:2.33