「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」

平成２０年７月

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会

目次

はじめに　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　２

１．発電・卸電力市場の競争環境整備　・・・・・・・・・・・・・・・　３

２．同時同量・インバランス制度　・・・・・・・・・・・・・・・・・１０

３．託送供給料金制度　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１７

４．安定供給の確保　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２３

５．電力分野の環境適合　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２７

審議経過　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３２

制度改革ＷＧ　委員名簿　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３３

はじめに

平成１９年４月の経済産業大臣からの諮問を受け、本分科会は、今後の電気事業制度の在り方についての審議を開始し、「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」（「基本答申」）を本年３月に取りまとめたところである。

基本答申では、「事業者や需要家から、制度改革の早期実施に係る期待が表明されていることも踏まえ、基本答申確定後、速やかに制度改革ＷＧにおいて詳細制度設計を行い、可能なものから早期に実施することが重要」とされている。これを受けて、本年３月以降、制度改革ＷＧにおいて、基本答申に基づく詳細制度設計についての具体的検討を行ってきた。

本詳細制度答申は、その具体的検討結果をまとめたものであり、先に取りまとめられた基本答申と併せて、今後の電気事業制度の具体的在り方を示すものである。

１．発電・卸電力市場の競争環境整備

(1)時間前市場の具体的な取引形態等

基本答申において、前日計画策定後の不測の需給ミスマッチに対応するため、時間前市場を全国市場として創設することが適当とされた。この時間前市場の具体的な取引形態について、①市場参加者ニーズ、②系統運用への影響、③費用対効果の三つの観点から、総合的な検討を行った。

①市場参加者ニーズ

時間前市場に対する市場参加者のニーズとしては、不測の需給ミスマッチ発生後、なるべく早い段階でなるべく多くの電源調達が可能であることが最も重要である。また、時間前市場の取引のために通告変更の受付が相当期間停止される等、系統利用上の悪影響が生じることは望ましくないことから、時間前市場創設に際して、現行のスポット取引のような事前の連系線空容量確定のための通告変更受付停止時間は設けないようにすることが適当である。

こうした前提の下で、具体的取引形態の選択肢について、各取引の約定処理及び連系線可否判定処理を一括して行うオークション方式と逐次的に行うザラバ方式を比較する。まず、オークション方式においては、現行のスポット取引を参考に検討すれば、閉場から受渡し開始までの時間を４時間程度、開場回数を１日最大３回として設計することが可能と考えられる[注 1]。一方、ザラバ方式の場合は、閉場から受渡し開始までの時間を３時間程度として設計することが可能と考えられる。ただし、ザラバ方式の場合は連系線可否判定手続も先着順に１件ずつ逐次処理することとなるため、例えば複数の卸先を有する電源が脱落し、複数の約定が近い時間帯の中で重なって成立した場合には、その一部について連系線可否判定手続が間に合わず、受渡しが実現しない（買いニーズに対応する売りニーズがあっても調達できない）ことが生じ得る。

②系統運用への影響

系統運用への影響の観点からは、時間前市場創設によって発生する追加的な連系線可否判定の業務（回数）が過度に増加しない設計とすることが最も重要である。

この点について、各取引の約定処理及び連系線可否判定処理を逐次的に行うザラバ方式は、連系線可否判定手続も先着順に１件ずつ逐次処理することとなるため、オー

[注 1]現在のスポット取引は、閉場から契約手続完了までを２時間半程度で行っているが、時間前市場においては、①空容量確定を事前に行わないことに伴う連系線可否判定手続の増加、②契約手続完了までに域内の潮流チェックや発電・受電に係るデータ処理等を完全に終えることが必要、③実受給に近い時間帯であることに伴い、一定の時間的余裕が必要、といった要素を追加的に考慮することが必要。

クション方式に比して、連系線可否判定に係る業務や契約手続に係る業務等が増加し、当該業務の予測可能性も存在しないことから、相対的には望ましくないと考えられる。

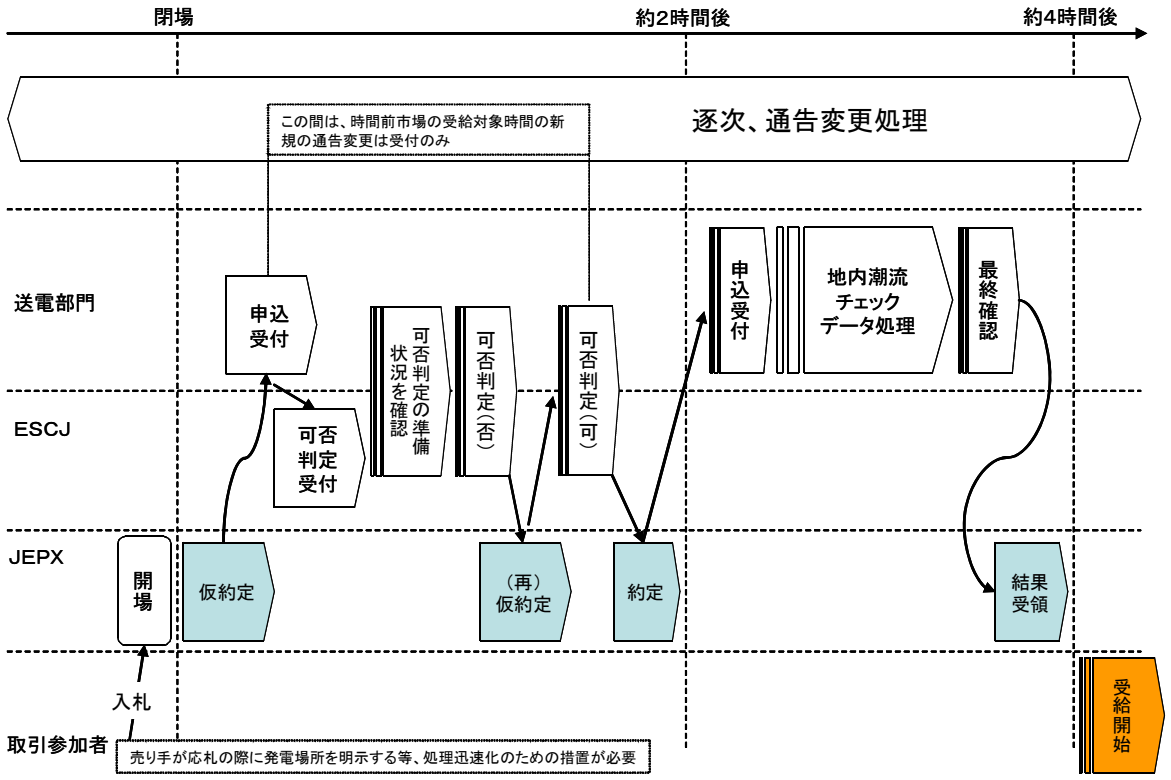
③費用対効果

時間前市場の創設に伴い追加的に必要となる費用としては、卸電力取引所・一般電気事業者の送電部門・電力系統利用協議会（以下、「ＥＳＣＪ」という。）・取引参加者の各々における、システム構築・改修費用及び追加人件費が想定される。しかし、オークション方式とザラバ方式との比較において、その取捨選択を大きく左右しうる程の費用差は想定し難い。

なお、海外の事例を見ても、時間前市場（当日市場）の創設は、前日スポット市場の厚みを増加させることや、市場参加者ニーズへの対応を目的として行われることが多く、時間前市場（当日市場）単独での採算性を考慮することは必ずしも適切ではないと考えられる。

上記①～③に基づいて、現実的に考え得るオークション方式及びザラバ方式の利害得失を総合的に評価すると、事前に空容量確定を行わないオークション方式の市場（１日３回、「４時間前市場」）として時間前市場を設計することが妥当である。なお、その際、時間前市場の約定結果の連系線可否判定処理等を系統運用業務の負担の重いピーク時間帯に行うこととなる市場（１日の中の第２場）については、設備特性上、可

（業務フロー　イメージ図）



否判定処理業務等の負担が大きいＦＣ[注 2]において、予め常に分断させておくこと等によって、系統運用者の負担軽減を図ることが適当である。

また、例えば既に通告変更に基づく連系線可否判定を行っている場合など、系統運用上、時間前市場約定分の可否判定に入れない事態が生じ得る。その対応策としては、閉場から実受給までの時間をなるべく短くすることが市場参加者ニーズに適合することから、そうした事態に備えるための時間的裕度を考慮した設計とするのではなく、時間前市場約定分の可否判定に入ることができない連系線等に関しては混雑が発生したとみなし、市場分断する設計[注 3]とすることが適当である。なお、系統運用者が、安定供給上の重大な支障を回避すべく迅速な対応を行う必要がある場合など、系統運用への負担が通常運用時に比して著しく大きくなる例外的なケースでは、時間前市場に係る連系線可否判定処理等の業務よりも当該対応を優先することができるようにすべきである。

以上の設計・運用上の考え方に基づき、開場時間、受給対象時間帯、土日祝日開場の要否、札入れ方式等の諸点については、制度改革ＷＧにおける議論も踏まえ、卸電力取引所において、市場参加者ニーズ、系統運用への影響、費用対効果[注 4]等の観点から検討を加え、速やかに確定していくことを期待する[注 5]。

また、時間前市場の取引開始時期に関しては、市場参加者ニーズに適切に応える観点からは、できる限り早期とすることが重要である。他方、取引に係るシステム設計・構築を具体的に進めるためには、卸電力取引所において具体的に確定することが必要な事項がなお残されている。また、系統運用実務に変更を加えることになることから、安定供給に支障を来さぬよう取引開始前に運用面及びシステム間連係の十分な調整等も必要である。こうした点も踏まえ、平成２１年度上半期中を目途に取引が開始されるよう、卸電力取引所を中心に速やかに検討・調整が行われることを期待する。なお、取引開始後、市場参加者ニーズや系統運用実務等の観点から、定期的な検証結果に基づき、必要に応じて、取引に係る仕組みの詳細等を見直していくことが適当である。

[注 2]周波数の異なる系統間を連系するための周波数変換装置（Frequency Converter）のこと。我が国においては、５０Hzの東日本と６０Hzの西日本を連系するため、東京電力・中部電力の供給区域間に３ヶ所設置されている。

[注 3]具体的には、既に通告変更に基づく可否判定を行っている連系線がある場合は、当該連系線及びＦＣにおいて市場分断させることが適当である。

[注 4]系統運用への影響及び費用対効果の観点については、一般電気事業者の送電部門やＥＳＣＪの意見を十分に踏まえることが期待される。

[注 5]併せて、時間前市場の取引に係る託送手続等を取引所が代行し、また、小売供給を行う事業者との事前合意に基づき発電事業者が発電不調時に時間前市場から電源調達することができる旨が明確となるよう、関係規定を整備すべきである。

(2)時間前市場創設後の全国融通の在り方

現在、一般電気事業者の送電部門間で、緊急的な供給力の不足分を調達するための融通として需給相互応援融通が、緊急的な余剰分の融通として広域相互協力融通が行われている。これらについては、前回制度改革時において、系統運用者の最後の調整手段として、卸電力取引所の創設後も存続させておくこととされた。ただし、系統運用者が当該制度を利用するに当たっては、事前に卸電力取引所での取引を活用するとともに、予め給電指令により自社電源で必要な調整を行っていること、すなわち、系統運用者間の全国融通以外に実質的に需給の不一致を解消すべき手段が残されていないことが条件とされた。

今般の制度改革により、不測の需給ミスマッチに対応する電源調達手段として時間前市場が整備されることとなったものの、系統運用者の最後の調整手段としての性格を踏まえれば、引き続き全国融通を存続させることが適当である。また、系統運用者には、安定供給確保のため、前日計画確定後は運転予備力の確保が常に求められ、運転予備力水準を下回る事態が生じた場合は直ちにその回復を図るべく最大限の努力が求められている。したがって、一般電気事業者の送電部門が全国融通を発動するための条件として、事前に時間前市場を利用することを求めることは適当ではない。

なお、この場合、前日計画確定後の電力取引手段として、時間前市場と別に一般電気事業者間の取引が認められることになることから､全国融通の取引価格等について、一般電気事業者は説明責任を果たしていく必要があるものと考えられる。

(3)時間前市場創設による前日計画の機能の毀損を防ぐための措置内容

基本答申において、時間前市場の創設に伴い、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にするための措置を講ずべき旨が提言されたところである。この措置内容を検討するに当たっては、市場メカニズムを歪める規制的措置は望ましくない、過度の事務負担の増加や情報開示により、通常の取引の阻害要因となってはならない、といった点に留意することが必要である。このため、卸電力取引所において、買い手にとって負担とならないよう、以下のような手法による事後検証を行うことが適当である。

①買い手は時間前市場を利用する際（入札と同時若しくは入札後速やかに）に、その利用の要因（発電不調・需要急増）など、負担にならない程度で最低限の情報を卸電力取引所に提供する。

②各買い手の利用の都度、検証を実施するのではなく、利用回数が一定期間内に非常に多い等、一定の客観基準で抽出された買い手に対し詳細な検証を行う。

③詳細な検証の結果、趣旨に反する利用があった場合には、買い手に対して、注意・事業者名公表・取引停止などの措置を執る。

(4)取引ルールの改善

現行のスポット取引に係るインバランス求償ルールでは、スポット取引の売り手が

発電不調等により受渡し不履行を発生させた場合、約定電力量を母数として求償料金の変動範囲内・外相当の判定がなされている。このルールの下では、変動範囲外インバランス料金相当額の求償料金が高い割合で発生し、売り手の事業リスクを高めているため、売り手の事業リスクを軽減する観点から、現行の求償ルールを見直す必要がある。

具体的には、現在のスポット取引において、小売供給を行う買い手と発電を行う売り手をランダムに結びつける仕組みを採用していること等を踏まえ、売り手が発電不調等により受渡し不履行を発生させた場合には、売り手エリアにおける時間帯ごとの売り約定総量を母数として求償料金の変動範囲内・外相当の判定を行うこととすることが適当である。

ただし、取引所取引の活性化を図る観点からは、この見直しによる求償額の低減に伴って買い手の事業リスクが高まらないようにすること（例えば、スポット取引起因の不足電力量のために買い手の小売事業者が一般電気事業者から相当程度の変動範囲外インバランス料金を請求される一方で、変動範囲内インバランス料金相当に近い求償額しか受け取れないような事態が生じないようにすること）が必要である。

このため、低減される求償額の下で、すべての買い手の事業リスクが高まらないようにすべく、スポット取引に起因する不足電力量分について、通常のインバランス料金精算とは料金精算上区別して扱うこととすることが適当である。その際には、現行の託送制度を前提に、同時同量達成インセンティブにも配慮した仕組みとすることが求められる。

具体方策としては、一般電気事業者と買い手の小売事業者[注 6]との間の卸売供給契約に基づき、スポット約定に係る電源脱落が生じた場合、当該小売事業者が締結している託送契約上の受電地点に対して、一定の要件の下、一般電気事業者が卸売供給を行い、当該供給に係る料金として、見直し後の求償額に基づく料金[注 7]を適用することが適当である。[注 8]

[注 6]今回の方策は、卸電力取引所のスポット取引に係るインバランス求償ルール改善のために講じるものであることから、契約締結が求められる事業者は、卸電力取引所のスポット取引で買いを行う小売事業者に限られる。

[注 7]求償額算定時に適用する二種類の求償単価、及び、その適用の境界をなす電力量（売り約定総量の３％）に基づき、当該卸売供給の料金を算定。すなわち、スポット約定に係る電源脱落によって受渡し不履行となった電力量と（焚き増し等を行えず）一般電気事業者が卸売供給する電力量が一致する場合は求償額に基づいて卸売料金を請求し、特定規模電気事業者（以下、「ＰＰＳ」という。）が焚き増し等を行った場合は、その分卸売料金請求額を減少させる。

[注 8]なお、今般の制度改革において、時間前市場創設や発電不調時の発電事業者による調整容易化等、同時同量達成の障害要因を発生させた者に、主体的かつ速やかにその回復を図らせようとしていることに鑑みれば、電源調達の現実的可能性がある間は、売り手発電者によるスポット脱落分の調達・補給が可能となるよう、卸電力取引所において、実運用の見直しを併せて行うべきである。

なお、こうした新たな仕組みの導入に対しては、現在の系統利用ルールの基本をなしている変動範囲３％の考え方が実質的な意味で変容し、系統安定に悪影響を与えることになるのではないかとの懸念が表明されている。今回の仕組みは、現在の同時同量制度を前提に、基本答申に記載された卸電力取引所に期待される役割や現在の取引量を踏まえて検討され、一般電気事業者に対応を要請する内容を含むものであるところ、スポット取引量が大幅に増加した場合には、こうした懸念が現実問題化する可能性も否定できない。したがって、新しい仕組みが期待どおりに機能し、問題点が生じていないかどうかについては、これらの点を踏まえ、定期的な検証を行い、必要があれば見直しを行うべきである。また、現状と比べて取引量の相当程度の増加が期待される次期電気事業制度改革の検討時には、今回導入される仕組みの存廃も含めた全般的な見直しを行うことが必要である。

また、こうした仕組みの実施のためには、取引ルールの最終的な確定主体である卸電力取引所における本答申を受けた具体的ルールの整備､料金精算上のシステム変更、一般電気事業者とＰＰＳとの間の契約締結等が必要となる。平成２１年４月を目途に新たな仕組みに移行することが望ましいが、制度改革の結果を反映するための他のシステム変更との調整等も一部求められること等から、卸電力取引所において、関係者間で検討・調整の上、導入開始時期を早期に確定し、取引会員に対して表明することを期待する。

(5)取引所取引に係る市場監視の徹底

卸電力取引所は私設任意の市場として設立されており、日々の取引に関する監視についてはあくまでも卸電力取引所による自主監視が基本となる。卸電力取引所においては、市場監視の徹底を求める意見等を踏まえ、日常的な取引行為に関する市場監視等について、より実効性ある監視手法を今後とも追求していくことが求められる。

他方､卸電力取引所は電気事業分科会の審議を経て前回制度改革において設立され、今次制度改革においても、その創設時から期待されている役割の実現が求められ、基本答申において取引活性化に向けた様々な改革案が位置づけられたところである。また、海外においては、補完的性格の市場においても、卸電力取引所からのデータ・情報提供を基に担当政府当局が市場監視・取引検証の役割を担っている。これらを踏まえれば、我が国においても、経済産業省及び公正取引委員会が、適切な役割分担及び連携を行い、取引所取引に係る市場監視や制度検証を実効的に行うべく一層の努力を行うことが重要である。

電気事業分科会（又は下部委員会）の場においては、取引所取引の価格指標性や市場支配力の行使の有無等の競争状態について、卸電力取引所を中心とした関係者からのデータ・情報提供等の協力を得つつ､定期的に検証を行っていくことが適当である。

(6)先渡取引の活性化

基本答申において、先渡取引の活性化策については、卸電力取引所における検討の

進展、早期の実施が期待されていたところである。これを受けて、卸電力取引所から制度改革ＷＧに対して、取引が約定後に約定相手に対して顕名であることや事務作業及び約定後の変更処理が煩雑であること等の不活性要因を解消すべく、約定した電気の受渡しを匿名のままスポット取引を通じて行い、売買代金の精算は卸電力取引所が仲介する新たな先渡商品群を追加導入する[注 9]旨、報告が行われた。今後、詳細ルールの検討やシステム整備を経て、卸電力取引所から表明がなされたとおり、こうした種類の取引が平成２１年早期に開始されることを期待する。

⑺卸電力取引所の内部組織の在り方

基本答申においては、卸電力取引所に対する期待、求められる役割や取引開始後の経験を踏まえ、市場参加者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すべきとされた。この点に関し、卸電力取引所からは、市場参加者の要望に迅速に対応し、中立公正な事業運営に努めていくため、取引所取引の活性化に係る諸課題を幅広い見地から検討する「取引活性化特別委員会」を設置する旨、制度改革ＷＧに対して報告がなされたところであり、同委員会の設置目的が十分に達成されることを期待する。

[注 9]現行先渡取引は、確実な受渡しを保証する制度として継続することとされた。

２．同時同量・インバランス制度

(1) 変動範囲内インバランス料金の算定方法

基本答申においては、変動範囲内インバランス料金の見直しについて、系統エリアの同時同量のために要する費用を抽出した上で、一般電気事業者とＰＰＳとがこれを公平に負担する形に改めることが適当であるとされた。また、同答申では、発送電一貫体制の下では、インバランス調整に要する厳密な費用等の抽出が困難であり、費用等の抽出及び収支への計上にあたっては一定の仮定をおかなければならない点に留意が必要とされた。

これらを踏まえ、変動範囲内インバランス料金は、系統エリアごとに、一般電気事業者の全電源のうちインバランス調整に充てられるとみなしうる発電容量に相当する費用をインバランス調整費用と仮定し、これを一般電気事業者とＰＰＳの全インバランス量と想定する量で除することにより算出することが適当である。

可変費については、発送電一貫体制の下では限界的なインバランス調整費用を算出することは困難であることから、全電源の可変費平均を用いることとする。固定費については、運転予備力に相当する発電容量に対応する費用をインバランスの調整に要する費用と仮定し、一般電気事業者の送配電部門が当日の最大需要に対して３％から５％程度の運転予備力の確保が求められていることを踏まえ、全電源固定費の４％とする。

次に、インバランス量の設定については、一般電気事業者のインバランスに相当する量として、需要予測と実需のズレから生じる需要側要因[注 10]は送電端電力量の１％[注 11]、突発的な発電機事故などにより出力が低下する発電側要因は送電端電力量の２．７％[注 12]とすることが適当である。なお、ＰＰＳの想定インバランスについても、一般電気事業者とＰＰＳが同様の確率でインバランスを生じると想定して算出することとする。

＜変動範囲内インバランス料金の算定式＞

$$\text{変動範囲内インバランス料金} = \frac{\text{想定インバランス調整費用}}{\text{想定全インバランス量}}$$

$$= \text{全電源可変費平均} + \frac{\text{変動範囲関連固定費} \times 0.04}{\text{一般電気事業者の送電端電力量} \times (1+N) \times (0.01+0.027)}$$

$$= \text{全電源可変費平均} + \text{全電源固定費平均} \times \frac{0.04}{(1+N) \times 0.037}$$

※Ｎは、各系統エリアのＰＰＳのシェア

[注 10]　当日の実需に比して前日の発電計画における発電容量が不足した割合

[注 11] 事務局が一般電気事業者からの聞き取りを踏まえ試算したところ、平成１８年度実績（サンプル値）で約1.0%であった。

[注 12]「日本電力調査報告書における電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説」（日本電力調査委員会）では発電機の計画外停止率は運転初期（ここでは３年と設定）5.0%、それ以後2.5%とされており、電源が４０年稼働とした場合の加重平均値が2.7%となる。

＜制度変更後の各社の変動範囲内インバランス料金イメージ＞

（単位：円／ｋＷｈ）

	現　行			改正後（イメージ※）			増減額
	変動範囲内インバランス料金	うち固定費相当	うち可変費相当	変動範囲内インバランス料金	うち固定費相当	うち可変費相当	
北海道	8.59 (9.89)	3.99	4.60	**8.90** **(10.21)**	4.30	4.60	+0.31
東北	8.56 (9.80)	3.77	4.79	**8.86** **(10.11)**	4.07	4.79	+0.30
東京	8.90 (10.59)	3.97	4.93	**9.11** **(10.80)**	4.18	4.93	+0.21
中部	10.16 (10.67)	3.59	6.57	**10.42** **(10.94)**	3.85	6.57	+0.26
北陸	8.62 (9.05)	4.29	4.33	**8.96** **(9.41)**	4.63	4.33	+0.34
関西	8.46 (9.53)	4.82	3.64	**8.73** **(9.82)**	5.09	3.64	+0.27
中国	8.52 (9.91)	3.45	5.07	**8.78** **(10.17)**	3.71	5.07	+0.26
四国	8.49 (9.56)	4.64	3.85	**8.85** **(9.95)**	5.00	3.85	+0.36
九州	8.05 (9.02)	4.14	3.91	**8.36** **(9.35)**	4.45	3.91	+0.31
沖縄	11.77 (13.77)	5.14	6.63	**12.19** **(14.21)**	5.56	6.63	+0.42

※　現在適用されているインバランス料金を元に事務局算出（税抜、燃料費調整抜）
※　（）内の値は燃調（H20．4-6）及び税込み
※　燃調はH20．4-6実績に基づくため、実際の改定後のレートは異なりうる

(2)変動範囲外インバランス料金の算定方法

基本答申において、変動範囲外インバランス料金は、変動範囲内インバランス料金のＸ倍として設定することとされた。また、Ｘの値の設定にあたっては、①卸電力取引所のスポット価格の水準、②ＰＰＳの同時同量達成にあたってモラルハザードとならないこと、③ＰＰＳや発電事業者にとって参入阻害的な価格とならないこと、に留意して行うこととされた。

まず、スポット価格との関係について、変動範囲外インバランス料金は、スポット市場におけるＰＰＳの買い札価格の上限として機能することから、当該料金が低すぎると適正な価格形成に支障を来すおそれがある。過去のスポット市場における約定価格の実績から推測すると、Ｘを３以上とした場合、こうした懸念は生じない[注 13]と考えられる。

また、変動範囲外インバランス料金が他者からの調達単価より低くなると、自社で同時同量を達成する意欲を減殺するおそれがあるが、当該料金がスポット価格よりも、通常、相当程度高ければ問題とはならない。上述のとおり、Ｘを３以上とすればスポット価格との関係で適切な水準が保たれることから、モラルハザードが生じるおそれは極めて小さい。

次に、ＰＰＳ及び発電事業者にとっての参入阻害の懸念について、電源脱落時等に変動範囲外インバランス料金が課されるリスクの観点から言えば、Ｘは前述の要件を満たす中で最も低い料金となる値であることが望ましい。また、発電事業者においては、変動範囲外インバランス料金が発電事業者の電源の卸価格を下回ると、卸電力市場への参入阻害につながるが、これについても前述のとおり、変動範囲外インバランス料金がスポット価格よりも相当程度高ければその懸念は生じない。

以上を踏まえれば、Ｘの値は３とすることが適当である。

なお、基本答申において、インバランス料金の算定方法の見直しに伴い、ＰＰＳの負担が現状よりも重くならないことが重要である旨指摘されているが、平成１８年度実績に基づいて試算したところ、ＰＰＳの負担は全社で軽減されることが確認されている。

[注 13] 平成１７年４月から平成１９年１２月までのすべての約定価格実績によれば、Ｘを３とした場合にスポット価格が各社の変動範囲外インバランス料金を超過する確率は稀頻度（0.1%以下）であった。

＜制度変更後の各社の変動範囲外インバランス料金イメージ＞

（単位：円／ｋＷｈ）

会社名	変動範囲内料金（税・燃調抜き）	3倍と季時別展開						季時別変動範囲外料金（税・燃調抜き）	季時別変動範囲外料金（税・燃調込み）	現在の料金（税・燃調込み）	差額
		単純な3倍	可変費×3	固定費							
				固定費×3	固定費負担格差		季時別固定費				
北海道	8.90	26.69	13.80	12.89	夏季昼間	1.12	14.43	28.23	30.52	65.96	▲ 35.44
					他季昼間						
					夜間	0.85	10.95	24.75	26.86	51.44	▲ 24.58
東北	8.86	26.58	14.37	12.21	夏季昼間	1.30	15.88	30.25	32.57	70.63	▲ 38.06
					他季昼間	1.11	13.55	27.92	30.13	61.16	▲ 31.03
					夜間	0.70	8.55	22.92	24.87	40.73	▲ 15.86
東京	9.11	27.32	14.79	12.53	夏季昼間	1.60	20.04	34.83	37.81	76.61	▲ 38.80
					他季昼間	1.02	12.78	27.57	30.19	51.19	▲ 21.00
					夜間	0.77	9.65	24.44	26.90	40.20	▲ 13.30
中部	10.42	31.25	19.71	11.54	夏季昼間	1.61	18.58	38.29	40.21	74.25	▲ 34.04
					他季昼間	1.01	11.66	31.37	32.94	49.15	▲ 16.22
					夜間	0.78	9.00	28.71	30.15	39.53	▲ 9.38
北陸	8.96	26.89	12.99	13.90	夏季昼間	1.58	21.96	34.95	36.70	87.11	▲ 50.41
					他季昼間	1.02	14.18	27.17	28.53	57.84	▲ 29.32
					夜間	0.78	10.84	23.83	25.02	45.31	▲ 20.28
関西	8.73	26.20	10.92	15.28	夏季昼間	1.81	27.66	38.58	41.16	98.90	▲ 57.74
					他季昼間	0.96	14.67	25.59	27.52	54.32	▲ 26.80
					夜間	0.74	11.31	22.23	23.99	43.31	▲ 19.32
中国	8.78	26.33	15.21	11.12	夏季昼間	1.68	18.68	33.89	36.54	74.39	▲ 37.84
					他季昼間	0.97	10.78	25.99	28.25	45.61	▲ 17.35
					夜間	0.81	9.01	24.22	26.39	39.12	▲ 12.73
四国	8.85	26.56	11.55	15.01	夏季昼間	1.62	24.32	35.87	38.31	94.79	▲ 56.48
					他季昼間	1.00	15.01	26.56	28.54	60.01	▲ 31.47
					夜間	0.80	12.01	23.56	25.39	49.30	▲ 23.91
九州	8.36	25.09	11.73	13.36	夏季昼間	1.70	22.71	34.44	36.73	85.80	▲ 49.07
					他季昼間	0.99	13.22	24.95	26.77	51.96	▲ 25.19
					夜間	0.74	9.88	21.61	23.27	39.79	▲ 16.52
沖縄	12.19	36.56	19.89	16.67	夏季昼間	1.44	24.01	43.90	47.50	94.68	▲ 47.18
					他季昼間	1.06	17.67	37.56	40.85	71.99	▲ 31.14
					夜間	0.78	13.00	32.89	35.95	55.00	▲ 19.05

※　現在適用されているインバランス料金を元に事務局算出

※　燃調はH20.4-6実績に基づくため、実際の改定後のレートは異なりうる

(3)選択変動範囲内インバランス料金の扱い

選択変動範囲内インバランス料金は、前回の第三次電気事業制度改革の際に、３０分同時同量制度における変動範囲の弾力化を目的として、契約電力の１０％を上限として任意で変動範囲を拡大可能な制度として設けられた。

しかし、変動範囲内外の料金格差が縮小することにより、実効性のある選択変動範囲内インバランス料金の設計が困難となる（基本料金負担が大きくなり、実効単価が変動範囲外インバランス料金より高くなる可能性が高まる）ことから、当該料金は廃止することが適当である。

(4)裾切り制度

裾切り制度とは、新たな系統エリアに参入したＰＰＳに対して、一定期間に限り、当該系統エリアにおけるインバランスのうち一定量以下の不足電力量については、当該不足電力量が契約電力の３％を超える場合であっても、変動範囲外インバランス料金は適用しない制度である。

変動範囲外インバランスとみなさない一定量の水準については、参入直後のＰＰＳの事業リスク低減という制度趣旨が実質を伴うものとするために、既存のＰＰＳの平均的な契約電力[注 14]の２倍に対応する１０００ｋＷｈを上限とすることが適当である。ただし、単純に１０００ｋＷｈを適用すると、契約電力が小さいＰＰＳにおいては変動範囲内インバランスとみなされる割合が極めて大きくなり、同時同量を達成する意欲を減殺するおそれがある。このため、インバランス量が１０００ｋＷｈ以下であっても、契約電力に対して１０％（従来の選択変動範囲インバランスの上限）を超える際には、当該超過部分は変動範囲外インバランス料金を適用することが適当である。

裾切り制度の適用期間については、系統エリアごとに適用の開始日を管理することとし、これまでの各ＰＰＳの系統エリアごとの契約電力の推移を参考として、具体的な期間は、当該ＰＰＳが当該系統エリアの一般電気事業者と最初に締結した接続供給契約の開始日から２年間とすることが適当である。

また、制度の悪用（名称変更や事業譲渡を繰り返すことで裾切りの適用期間を実質的に延長する等）の防止措置として、裾切り制度の適用開始日に関連する規定[注 15]、不正に裾切り制度の適用を受けた場合の措置、一系統エリアにおいて接続供給契約は原則として一契約とすることなど、必要な規定を託送供給約款に記載することが適当である。

裾切り制度自体の存続期間については、この制度の導入目的が参入直後のＰＰＳ

[注 14]ＰＰＳの系統エリア別契約電力実績（平成１８年度）によれば、ＰＰＳの平均的な契約電力（中央値）は、約３２ＭＷであり、当該契約電力が裾切り制度の適用上限となる裾切り値は500kWh。

[注 15] 例えば、一旦契約を解除した後再契約した場合には、最初の契約における接続供給の開始日を、複数のＰＰＳが合併等を行った場合には、当該合併の対象となったＰＰＳのうち一番早く接続供給を開始したＰＰＳの接続供給の開始日を、それぞれ適用開始日とする規定などが考えられる。

の事業リスク低減であることからすれば、必ずしも制度に期限を設ける必要はない。他方で、ＰＰＳと一般電気事業者の発電・小売部門が競争関係にあることから、裾切り制度はＰＰＳのシェアの拡大に伴い終了すべきという考え方もありうるが、現時点で具体的な終期を設定することは困難である。したがって、次期電気事業制度改革の検討時に、制度の活用状況やＰＰＳの参入実績等を踏まえた上で、裾切り制度を存続させるか否かにつき検討を行うことが適当である。

(5)インバランスに係る収支

現行の送配電部門収支計算書及び社内取引明細表では、ＰＰＳのインバランスに係る収益及び費用は計上されているが、発送電一貫体制の下ではインバランス量を厳密に特定することが困難なため、一般電気事業者のインバランスに係る費用等は計上されていない。一般電気事業者の発電・小売部門は、ＰＰＳと同様に送配電部門が確保した運転予備力を利用しているものの、当該利用に係る収支計上が行われていないため、両者の間で非対称な状態が生じている。

こうした非対称な状態を解消するため、基本答申において、一定の仮定の下、一般電気事業者のインバランス料金に係る収支を計上することされた。

一般電気事業者のインバランス相当量については、変動範囲内インバランス料金の算定に当たり仮定したインバランス相当量、すなわち、一般電気事業者の送電端電力量実績の３．７％を、一般電気事業者の発電・小売部門が発生させたインバランス相当量とみなすことが適当である。なお、当該インバランス相当量の変動範囲内外の判定については、ＰＰＳとのイコールフッティングを保つ観点から、各一般電気事業者の契約電力を基に変動範囲内外の閾値を算出し、これを超過した分について変動範囲外インバランスとみなすことが適当である。

また、社内取引において発電部門からインバランス補給に係る電力量を調達する際の単価は、ＰＰＳへの補給又は一般電気事業者への補給相当分の別を問わず、同時同量に要する費用を基に算定された変動範囲内インバランス料金とすることが適当である。

以上の他、送配電部門収支計算書及び社内取引明細表に、ＰＰＳからの余剰インバランス購入、振替供給における電源脱落時に補給を行う振替インバランス供給及び全国融通による販売・購入に係る収益及び費用を新たに追加することが適当である。

(6)制度施行の時期等

インバランス料金の見直し及び裾切り制度の導入については、本答申の公表後、行政は可及的速やかに省令その他の制度改正を実施するとともに、一般電気事業者にあっては、平成２０年内を目途として可及的速やかに託送供給約款の見直しに係る届出を行うことが望ましい。

また、インバランスに係る収支の計上及び余剰インバランス購入等の計上については、原則として平成２１年度実績から適用するものの、任意で前倒して適用することを妨げない。

３．託送供給料金制度

(1) 新たな変更命令発動基準の詳細設計

基本答申において、託送供給料金への変更命令は、毎期の超過利潤又は欠損の累積額が一定の水準を超過した際に発動することとされた。この超過利潤累積額の上限として、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（以下、事業報酬相当額）が例示されたところである。制度改革ＷＧでは、料金改定サイクル及び効率化インセンティブの観点から、超過利潤累積額の上限を事業報酬相当額とすることの妥当性について検証を行った。

まず、料金改定サイクルとの関係では、小売自由化が開始された平成１２年度以降の一般電気事業者の超過利潤[注 16]の平均は、事業報酬相当額の約３分の１であり、単年度でこれを超えるケースは極めて稀であった。また、超過利潤累積額が事業報酬相当額を超えるのに要する年数は平均４．４年であり、過去の料金改定の実績（平均３年に１回）と比べて大きな乖離がなかった。このことから、料金改定サイクルの観点から見て、事業報酬相当額を上限とすることは適切であるといえる。

次に、効率化インセンティブとの関係では、そもそも総括原価方式には効率化インセンティブが組み込まれている[注 17]ことに加えて、事業報酬相当額を超えない範囲で超過利潤の正当留保を認めることにより、一般電気事業者の実質的なリターンを押し上げる効果が期待できる。

以上より、事業報酬相当額を超過利潤累積額の上限として設定することが妥当である。

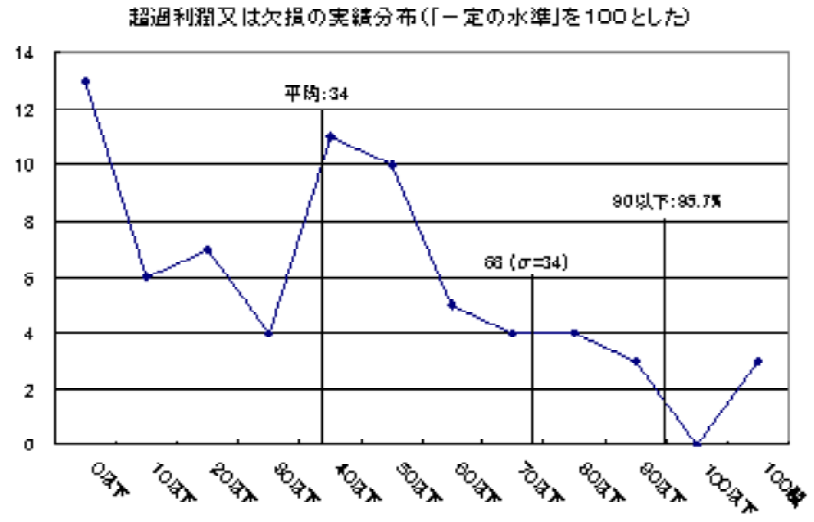
なお、新たな変更命令発動基準の適切な執行を行うため、一般電気事業者においては、毎期の超過利潤又は欠損を算出する「超過利潤計算書」及び超過利潤又は欠損の累積額を管理する「超過利潤累積額管理表」の作成を義務づけることが適当である。

変更命令の発動のタイミングについては、超過利潤累積額が上限を超過した事業年度の翌々事業年度の開始の日までに、託送供給料金の本格料金改定に係る届出がなされない場合、経済産業大臣は託送供給約款への変更命令を発動することとする。

[注 16] 平成１２年度から平成１６年度までは、一般電気事業者は、自由化範囲に対応した送配電部門収支を作成することとされていた。規制範囲を含めて作成している現行の送配電部門収支と比較可能にするため、平成１２年度から平成１６年度の収支額は、需要種別の原価配賦比率（直近のもの）に基づき全体の数値を試算している。

[注 17] 電気事業報酬額は、事業費用の規模ではなく、電気事業固定資産（いわゆるレートベース）に事業報酬率を乗じて求めることとされており、コスト削減を行っても事業報酬が減額されないという意味で、効率化インセンティブへの配慮がなされている。

＜超過利潤又は欠損の実績分布＞



超過利潤又は欠損(一定の水準を100)							
指数	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18
北海道	0	0	33	0	41	−4	−21
東北	79	107	82	72	49	−21	3
東京	55	16	−12	50	47	37	−15
中部	49	40	34	69	144	66	75
北陸	19	25	19	19	30	59	36
関西	45	2	3	31	51	46	27
中国	68	29	42	18	79	23	30
四国	−28	−19	1	19	68	35	36
九州	51	51	84	48	88	32	9
沖縄	11	−11	−25	0	105	37	4

＜超過利潤累積額推移実績と一定の水準との関係＞

超過利潤累積額推移実績(推定値)と一定の水準との関係

指数	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	年数
北海道	0	0	33	33	74	70	49	7
東北	79	186	269	340	389	369	372	2
東京	55	71	59	109	156	192	177	4
中部	49	89	123	192	335	402	477	3
北陸	19	44	63	82	112	171	207	5
関西	45	46	50	80	132	178	205	5
中国	68	97	139	158	237	260	291	3
四国	−28	−46	−45	−27	42	76	112	7
九州	51	101	185	233	321	353	363	2
沖縄	11	0	−25	−25	80	118	121	6
一定の水準に達する年数の平均(年)								4.4
過去実績(年)								3.0

(出典) いずれも各社公表値より事務局試算(推計値)

※推計の前提

① 自由化範囲の拡大に合わせて、需要種別の原価配賦比率(直近の比率を利用)を基に収支額を全系の数値に修正(額を膨らませた)

② 各社ともH12～18の間に料金改定が実施されているが、これを捨象し、現行料金における事業報酬額を「一定の水準」とした

③ 過去の料金改定サイクル実績は、電気事業便覧より算出

(2)超過利潤の使途明確化に関するルールの詳細設計

①強制還元ルール

基本答申において、超過利潤の使途明確化のため、超過利潤累積額は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こととされた。

具体的には、事業報酬相当額以下を設備投資原資として正当留保を許容し、原則として、これを超過した事業年度における超過額を還元対象額とすべきである。ただし、強制還元ルールは、過去の実績に基づき一般電気事業者の将来の収入を強制的に圧縮するものであることから、実際に還元すべき義務額及びその還元方法については、一定の配慮が必要である。

まず、還元義務額の算出に当たっては、還元対象額のうち効率化努力により生じた額を算出し、それを還元義務額の対象外とすることが適当である。なお、効率化努力分を厳密に算出することは困難であることから、想定原価と実績費用との乖離額を毎期把握し、その乖離額の２分の１を効率化努力分とみなすこととする。

次に、強制還元は直接的に一般電気事業者の収支を悪化させることから、激変緩和措置として、５年を上限として分割還元を許容することが適当である。具体的には、還元義務額の５分の１以上を電気事業報酬額の控除額として事業報酬総括表に計上しなければならないこととする。

なお、小売料金も併せて本格改定を行う場合には、上述と同様の方法にて還元義務額を電気事業報酬額の控除額として小売料金における事業報酬総括表に計上することが適当である。

②任意還元ルール

基本答申を踏まえ、超過利潤累積額の一部を任意で還元する場合には、翌期以降の超過利潤累積額が毎期同額分だけ減額されるとのルールとすることが適当である。

③レートベース控除

基本答申を踏まえ、レートベース控除の対象となる金額を適切に管理するため、毎期の超過利潤や還元額等による変動を記載する「内部留保相当額管理表」の作成を、一般電気事業者に義務づけることが適当である。

(3)連系線・ＦＣへのインセンティブ付与方法

基本答申において、連系線・ＦＣへの設備投資インセンティブとして、託送供給料金の総括原価の一項目である事業報酬の算出にあたり、連系線・ＦＣの帳簿価額相当分には事業報酬率に一定の上乗せを許容することが適当とされた。

具体的な対象は、本制度導入以後に着工される連系線・ＦＣ及び当該連系線・ＦＣの建設又は増強に伴い必要となる周辺設備のうち一般負担部分とすることが適当である。

具体的な事業報酬率の上乗せの水準としては、連系線・ＦＣへの投資が他の投資案件と比べて収益性で劣後することのないよう、当該投資が他の投資案件の投資効率を

上回る水準とすることが適当であり、具体的には、通常の事業報酬率の１．５倍とすることが適当である。

＜参考：連系線投資と発電所投資の収益性比較（モデル試算）＞

※モデルの設定
投資金額　　：1000
投資期間　　：3年間(建設期間　※用地取得の期間等は除く)
減価償却　　：連系線36年間定率償却、発電所15年間定率償却
割引率　　：2.57%(事業報酬率を基に算出)
料金改定頻度：3年に1回(1951年以降の10社実績より算出)
✓事業報酬額及び償却による回収額は、料金改定が行われることで更新
✓各期の投資支出は投資期間で均等割り
✓発電所投資は投資サイクルが連系線投資に比して約半分であるため、発電所投資は2サイクル行う

投資効率推計結果

報酬率 倍率	連系線投資による 回収額の現在価値	発電所投資による 回収額の現在価値
1倍	95.5	245.2
1.1倍	127.3	
1.2倍	159	
1.3倍	190.8	
1.4倍	222.5	
1.5倍	**254.3**	
1.6倍	286	
1.7倍	317.8	
1.8倍	349.5	
1.9倍	381.3	
2倍	413	

(4)その他の措置

①計算書等の監査及び公表

超過利潤計算書、超過利潤累積額管理表及び内部留保相当額管理表に対する証明書を公認会計士又は監査法人（以下「公認会計士等」という。）から得ることを一般電気事業者に義務づけるとともに、行政監査の対象とすることが妥当である。また、これらの計算書等は公表することとし、公表の方法としては、例えばインターネットのＨＰなどにおいて、過去５年程度の計算書等につき随時閲覧可能とすることが適当である。

②卸電気事業者の扱い

振替供給を行う卸電気事業者は、振替供給業務に係る送変電部門収支計算書を作成し、超過利潤計算を併せて行っていることから、当該計算書についても当期純利益計算を導入することが適当である。

ただし、接続供給料金とは異なり、振替供給料金は一律の算定ルールがなく、個別設備ごとに適正な料金原価を算出し、経済産業大臣に届け出ることとされている。このため、振替供給に係る超過利潤は、自主的に算定した料金原価との乖離を問うものに過ぎず、厳密かつ一律の算定ルールを有する接続供給料金と同程度の事後チェックルールを設ける意義に乏しい。

このため、振替供給を行う卸電気事業者については、超過利潤の累積額に基づく変更命令発動基準は適用せず、超過利潤計算書、超過利潤累積額管理表及び内部留保相当額管理表の作成の義務づけも行わないこととする。

なお、連系線・ＦＣへの設備投資を行う卸電気事業者については、一般電気事業者と同様の事業報酬の上乗せがなされることが適当である。

③公認会計士等による部門別収支への証明業務

一般電気事業者は公認会計士等から部門別収支計算書への証明書を得ることとされているが、電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同小委員会報告（平成１１年１０月２０日）によれば、当該証明は、一般電気事業者の本体監査を行う公認会計士等と異なる者が行うべきこととされている。

しかし、本体監査人と収支監査人を別主体としているがために、収支への証明の水準が「保証」ではなく「合意された手続」[注 18]にとどまっている、送配電部門収支計算書においても部門別収支への証明作業と同様の作業が必要であるため、複数主体間で業務が重複しており非効率であるといった問題が生じている。送配電部門収支計算書は本体監査人と収支監査人とを分けることを求めていないが、現在のところこれを理由とした特段の問題は生じていないことも踏まえ、本体監査人と収支監査人とを分けることを求める現行ルールは廃止することが適当である。

(5)制度施行の時期及び移行措置等

送配電部門収支計算書への当期純利益計算の導入については、原則として平成２１年度実績から適用することとし、前倒して適用することを希望する一般電気事業者については、平成１９年度実績から適用することを妨げない。なお、前倒し適用を行う場合、送配電部門収支計算書等の公表期限は、翌事業年度開始後５ヶ月以内とする。

新たな変更命令発動基準は、平成２１年度実績から適用することとし、平成１９年度及び平成２０年度実績については原則として現行基準を適用することが適当である。ただし、新制度への円滑な移行を可能とするため、新制度の前倒し適用を認

[注 18]「合意された手続」とは、「業務実施者が、主題に責任を負う者又は特定の利用者との間で合意された手続に基づき発見した事項のみを報告する業務」を指し、「業務実施者が自らの判断により証拠を入手しないこと、及び、手続の結果のみが報告され結論が報告されないこと」から、内容についての保証を行うものではないこととされている（「財務情報等に係る保証業務の概念的枠組みに関する意見書」平成１６年企業会計審議会）。

めることとする。具体的には、平成２０年度の中間決算公表時までに新たな変更命令発動基準への移行を望む旨の意思表明があった場合は、現行の変更命令発動基準の適用を見合わせる。その場合、現行基準の適用を免れた事業年度に係る超過利潤又は欠損の額を、平成２１年度実績に係る超過利潤累積額及び内部留保相当額に繰り入れることとする。

超過利潤の使途明確化に係るルール（強制還元、任意還元及びレートベース控除方式）の導入は、平成２１年度実績が公表される平成２２年７月以降に行われる料金改定から適用することとし、特段の経過措置は設けないこととする。

連系線・ＦＣへの事業報酬上乗せについては、本答申の公表後速やかに省令改正し、改正後に行われる料金改定から、当該改正以降に着工された連系線・ＦＣへの投資に対し事業報酬を上乗せすることとする。

４．安定供給の確保

(1)非常時も含めた安定供給の確保

発生確率は低いながら設備容量の激減を招く事象への対応については、基本答申において、ＥＳＣＪが速やかにルールの改正等を行うことが期待されていたところである。

この点に関し、ＥＳＣＪからは、制度改革ＷＧに対して、広域流通を通じた安定供給に関する調整プロセスとして、２種類のプロセスを整備するため、平成２０年５月１３日にＥＳＣＪルールの改正を行った旨、報告が行われた。

①プロセスＡ

他エリアからの応援融通受電による需給バランス確保等「安定供給確保」は、連系線増強の基本的なニーズであり、責任ある供給主体として一般電気事業者が主体的に検討すべき事項である。このため、一般電気事業者の送電部門を検討提起者として、安定供給確保の観点からの連系線増強について検討を開始するプロセスを規定。

②プロセスＢ

昨年の中越沖地震のように、稀頻度ながら安定供給を脅かす社会的影響の大きい事象が発生した場合には、ＥＳＣＪ自らが連系線増強の検討開始適否を判断することが必要である。このため、プロセスＡの検討提起がない場合であっても、連系線が運用容量まで使用されたにもかかわらず供給支障の発生が懸念された具体的な事象について検討を開始するプロセスを規定。

ＥＳＣＪからは、新たに改正したルールを適用して、今後、今回追加した調整プロセスの開始適否について検討を行うこととする旨表明が行われており、当該調整プロセスを適用することを通じて、非常時も含めた安定供給の確保に向けた検討が進められていくことを期待する。

(2)自由化された市場における安定供給確保に向けた制度的基盤の整備

基本答申において、供給区域ごとに、短期及び長期にわたる需要に見合った供給力の確保状況（需給バランスの状況）についてすべての市場参加者に対する情報の提供が行われるような制度的基盤を整備するべき旨提言された。これを受け、制度改革ＷＧにおいては、国が取り組む事項として、①具体的な把握・公表内容、②公表にあたっての留意点、③需給バランスの作成に係る考え方について検討を行うとともに、ＥＳＣＪからは供給信頼度評価の充実に向けた取組の現状について報告が行われた。

①具体的な情報の把握・公表内容

国は、電気事業法に基づき届出が行われる電力供給計画及びＰＰＳに対して行う報告徴収により把握する情報をもとに、以下の内容を公表する。

ア）供給区域ごとの需要電力量及び最大需要電力の実績並びに見通し・・・実績並びに初年度、５年度及び１０年度における需要電力量、最大需要電力の見通し

等を公表する。

イ）短期の需給バランス（月別）・・・月別の供給可能な設備の容量を供給力として算定し、需要に対する供給力の確保状況を公表する。

ウ）長期の需給バランス（年度別）・・・至近の実績及び初年度から１０年度までの最大需要電力が発生する月（基本的に８月。北海道については１２月。）において供給可能な設備の容量を供給力として算定し、需給バランスとして公表する。

エ）電源構成・・・至近の実績並びに初年度、５年度及び１０年度における年度末発電設備の構成及び年間発電電力量の構成について公表する。

上記ア）からエ）の他、電源開発計画、流通設備整備計画、その他必要と考えられる内容につき公表する。

なお、上記イ）及びウ）において国及びＥＳＣＪが公表する内容に関しては、以下に示す留意点や国とＥＳＣＪとの役割分担を踏まえ、制度の実施までの間に調整を行うものする。

②公表にあたっての留意点

一般電気事業者以外の電気の供給者が少数である供給区域については、供給区域ごとの需給バランスの状況等を公表することにより、個々の事業者の供給力や需要に係る情報が推計されるおそれがある。また、ＥＳＣＪと国の公表内容から発電事業者等の供給力が推計されるおそれもある。このため、ＰＰＳや発電事業者等を含めた供給力の確保状況を公表するにあたっては、下記ア）～ウ）に示す視点も含め、競争上の影響に配慮することが必要である。

ア）参入者数の違いに着目した配慮

一般電気事業者以外の電気の供給者が１社又は２社である供給区域については、当該供給区域全体の供給力から一般電気事業者の供給力を引くことにより、特定の１社の供給力を推計する、あるいは２社の間で相互に相手の供給力を推計することが可能となる。このような供給区域については、個々の事業者の供給力を推計することができないような形で、当該供給区域における供給力の確保状況を公表する。

イ）参入時期の違いに着目した配慮

上記ア）における参入者数は、公表時における一般電気事業者以外の電気の供給者の数により判断する。すなわち、今後新規参入が行われることによって３社以上の供給者が見込まれる場合であっても、当該新規参入者の参入時期という極めて重要な経営判断に係る情報についての予断を与えることがないよう、原則、参入者が１社又は２社の場合の公表形式に準じるものとする。逆に、現在の参入者が３社以上であっても、今後退出等により３社未満となることが見込まれる区域については、退出時期等についての予断を与えないよう、原則、参入者が３社以上の場合の公表形式に準じる

ものとする。

ウ）発電事業者等の競争上の不利益に対する配慮

ＥＳＣＪにおいては、発電事業者を含むすべての系統利用者の協力を得て、発電事業者等の電源開発計画等をも供給力として把握し、供給力確保の見通しを公表することとしている。したがって、国は、供給区域ごとの見通しを公表するにあたっては、発電事業者等の供給力が推計されないよう、国が公表を予定している内容と整合が図られている限りにおいて、ＥＳＣＪが公表する発電事業者等を含めた供給力に係る情報を活用する。

③需給バランス等の作成に係る考え方

ア）月別需給バランスの作成に係る考え方

短期の需給バランスを公表することにより、需給がタイトになることが見込まれる時期等についての予見可能性を高め、予め供給力を確保する方向に取組を促すことで需給の緩和が図られることが期待される。

短期の月別需給バランスを作成するにあたって、需要（「最大需要電力」を指す。以下、需給バランスの作成に用いる場合について同じ。）としては、ⅰ）一般電気事業者及びＰＰＳがそれぞれ自社需要として見込んでいる需要を足し上げたもの、又は、ⅱ）前年度実績値に年平均伸び率相当の増加を見込んだもの、の活用が考えられる。ⅰ）については、需要として、個々の事業者の販売計画の和を用いることになりかねないことや競争上の配慮から公表ができない場合があり得ることから、現時点においては、適切な選択とは考えられない。したがって、まずはⅱ）を各供給区域における月別の需要として取り扱うこととし、より良い方法があれば、今後検討を行うことが適当である。

一方、供給力については、供給計画と報告徴収によって把握される各事業者の初年度の月別供給力の見通しを、供給区域ごとに足し上げることによって、月別の各供給区域における供給力の確保状況とする。なお、ＥＳＣＪにおいては、これら供給力に、供給先が決まっていない発電事業者等の供給力を加えたものを供給力として把握することになる。

需給バランスの状況は、供給予備力及び供給予備率によって示されるものとし、供給力から上記の方法によって得られる需要を引いたものを供給予備力、この供給予備力を需要で除することにより得られるものを供給予備率とする。

イ）年度別需給バランスの作成に係る考え方

長期の各年度における需給バランスを作成するにあたって、需要としては、今後、一般電気事業者が供給計画において届け出る供給区域ごとの需要を用いることとする。

一方、供給力については、供給計画と報告徴収によって把握される各事業者の初年

度から１０年度までの最大需要発生月（基本的に８月。北海道については１２月。）における供給力の見通しを、供給区域ごと足し上げることによって、年度別の各供給区域における供給力の確保状況とする。なお、ＥＳＣＪにおいては、これら供給力に、供給先が決まっていない発電事業者等の供給力を加えたものを供給力として把握することになる。

需給バランスの状況は、供給予備力及び供給予備率によって示されるものとし、供給力から上記の方法によって得られる需要を引いたものを供給予備力、この供給予備力を需要で除することにより得られるものを供給予備率とする。

ウ）電源構成の作成に係る考え方

電気事業用の年度末発電設備は、供給計画と報告徴収によって把握される各事業者の至近の実績並びに初年度、５年度及び１０年度における電源別年度末設備容量の和とする。

また、電気事業用の年間発電電力量は、供給計画と報告徴収によって把握される各事業者の至近の実績並びに初年度、５年度及び１０年度における電源別年間発電電力量の和とする。

④ＥＳＣＪにおける具体的な取組の検討状況

ＥＳＣＪからは、制度改革ＷＧに対して、供給区域ごとの需給バランスの評価、供給区域内において混雑の著しい基幹送電系統（指定送電線）に係る供給信頼度の評価、供給先が未定の供給力を把握して需給バランス評価に反映する仕組み及び各事業者の経営情報の厳正な管理の仕組み等、基本答申を踏まえた検討状況についての報告が行われた。

また、今後、ＥＳＣＪにおいて、供給信頼度評価における対象断面等の残された課題について検討を進め、ＥＳＣＪルールの改正を行い、平成２１年５月頃を目途に公表予定の平成２１年度供給信頼度評価報告書の策定作業から適用する旨の報告が行われた。ＥＳＣＪにおいて、評価内容の充実に向けた更なる検討が進められることを期待する。

⑤国とＥＳＣＪとの間における公表内容等に係る調整

国とＥＳＣＪとの役割分担について、基本的には、国は電気事業法に基づいて情報を把握し、必要な公表を行うものとし、ＥＳＣＪは発電事業者を含めた関係する事業者から独自に把握した情報等を用いて供給信頼度の評価を行うものとしている。この役割分担を基本としつつ、市場参加者・国民一般に対し、適切な供給信頼度評価結果が示されるよう、国とＥＳＣＪ双方の公表方法と短期の供給信頼度評価において示される内容の充実が検討されるべきである。なお、短期の供給信頼度評価の内容に係る上記検討は、年間を通じた需給バランスの状況が、情勢変化によって変動すること等も考慮して行われることを期待する。

５．電力分野の環境適合

基本答申において、今後卸電力取引所において実験的取組として取引を行うこととされた「ＣＯ２フリー電気」[注 19]と京都メカニズムクレジットの取引の具体的な仕組みについて、以下の検討を行った。

(1) ＣＯ２フリー電気の取引

①具体的な取引方法

ＣＯ２フリー電気の取引については、実験的な取組として可能な限り卸電力取引所の人的財務的負担の少ない形で実施するという基本答申の趣旨を踏まえれば、当該取引のために卸電力取引所に新たに大規模な約定システムを構築することは適切ではない。

また、取引ニーズ、取引の成立性を検証するとの趣旨を踏まえれば、現時点では現行のスポット取引や先渡定型取引のような商品の定型化（週間・月間、時間帯など）は行わないことが適当である。

なお、通常の先渡取引と異なり約定後の変更処理のニーズは低いと想定されることや、可能な限り卸電力取引所の人的財務的負担の少ない形で実施するという趣旨を踏まえれば、卸電力取引所が託送手続を代行することについては見送ることとし、今後の課題として整理すべきである。

以上を踏まえ、現在取引会員間の自由な取引の場として活用されている先渡掲示板と類似の形式で、ＣＯ２フリー電気取引用の掲示板を作成し、取引を行うことが適当であると考えられる。

ただし、現行の掲示板取引と同様に取引を完全に相対ベースのものとすると、取引のニーズや取引の成立性を検証することが困難となり、実験的取組の趣旨に反することになる。したがって、決済手続や託送手続は、当事者間で行うなど相対による取引・手続を前提としつつ、卸電力取引所を介して市場参加者がＦＡＸ等により売り入札や買い入札を行う形式とすることが適当である。

その場合、掲示板への情報掲示の段階で顕名とする必要性に欠けること、顕名による売り・買いの提示に躊躇する取引参加者も少なからず存在すると考えられることから、現行の先渡定型取引と同様に、取引成立以前の段階では匿名とすることが適当である。

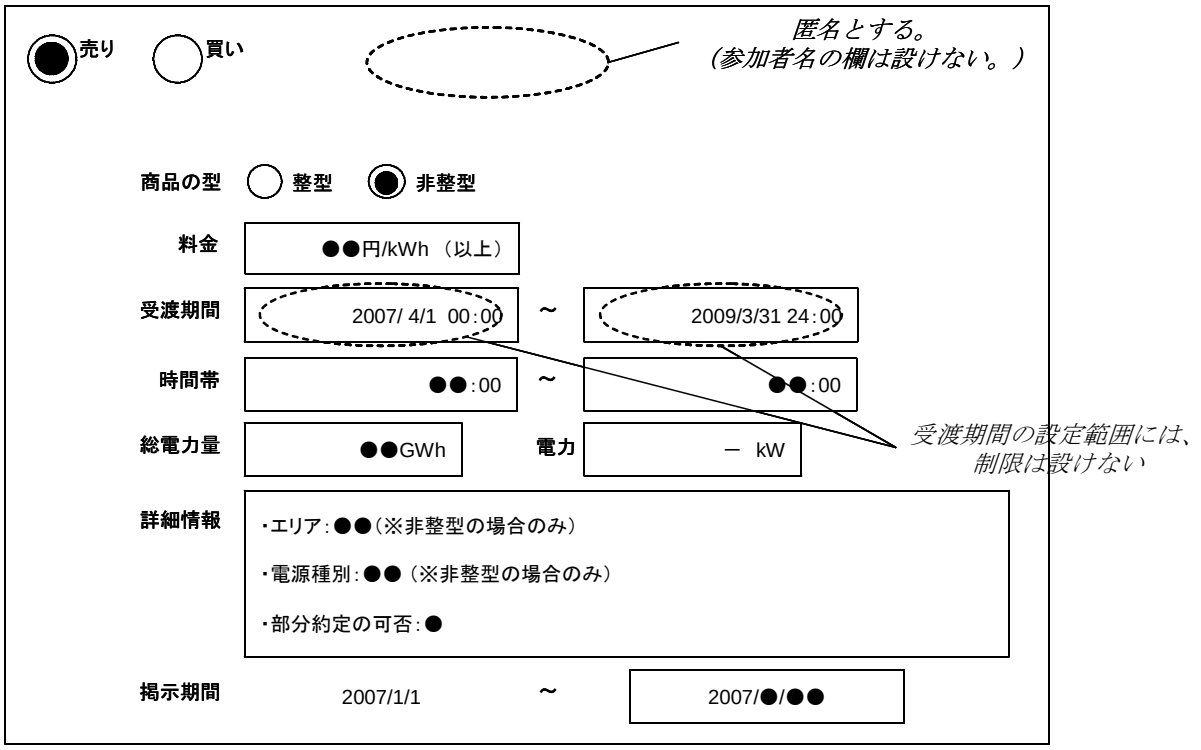
また、入札によって取引が成立しない場合は必要に応じて卸電力取引所が買い手・売り手の間に入って条件面の調整を行うことが適当である。卸電力取引所による調整

[注 19]原子力や水力、風力、太陽光などの発電時にＣＯ２を排出しない電源から発電される電気のことをいう。また卸電力取引にあたっては、京都メカニズムクレジットによりＣＯ２排出係数をゼロに調整した電気も、ＣＯ２排出係数ゼロの電気（ＣＯ２フリー電気）に含まれる。

においては、取引成立以前の段階では匿名とした趣旨に鑑み、卸電力取引所は売り手又は買い手が特定できるような情報は開示しないようにする必要がある。

その他、送電制約については、卸電力取引所において事前確認サービスが行われることが適当であり、具体的な方法については卸電力取引所において検討を行うべきである。取引に用いる掲示板のイメージは以下のとおりである。

【ＣＯ２フリー電気取引用の掲示板のイメージ】



②実験的取組としての趣旨を踏まえた売り手についての措置

ＣＯ２フリー電気の取引は、実験的な取組として試行されることから、スポット取引等に参加する発電・小売事業者以外の多様な売り手にも実験的に参加することを可能とすることが適当である。したがって、公営電気事業者や一定の要件を満たして事前に一定規模以上の非排出電源の登録を行った法人は、卸電力取引所の取引会員でなくとも売り手としては取引に参加可能とすることが適当である。

また、実験的取組の趣旨に鑑みれば、３０分同時同量や連系線の通告運用など現行の系統利用制度を前提として、商品形態としても、３０分間ごとに一定の発電（ｋＷ）を行う「整型」タイプの商品だけではなく、一定の期間（例えば一ヶ月間）の間に一定の量（ｋＷｈ）の発電を行うものや、最大出力〇〇ｋＷといった形態の商品（非整型商品）も、取引可能とすることが適当である。

同様に、取引単位についても、現行の掲示板取引と同様に、最低取引単位は設けないことが適当であり、現行の系統利用制度を前提として、例えば100ｋＷの電力も取引可能とすることが適当である。

さらに、長期的な取引を望む売り手に配慮する観点から、取引期間については特段の制限は設けないことが適当であり、例えば受渡期間が５年や１０年といった取引も可能とすべきである。

なお、約定までは匿名取引となることから、現在の先渡定型取引等のように、与信や支払日等に関して卸電力取引所において予め取り決めがなされることが適当である。

③実験的取組の円滑化のための措置

現在、一般電気事業者と公営電気事業者等の卸売事業者との間の卸売契約においては発電電力量の全量を卸す旨の契約となっているのが通常である。こうした卸売事業者から、既契約の電力の延長分等の一部（ｋW若しくはｋＷｈ）を卸電力取引所に卸す旨の要請があった場合には、一般電気事業者は「適正な電力取引についての指針」[注 20]の趣旨に則って協議することが必要である。

④ＣＯ２フリー電気であることの確認について

非排出電源や火力電源＋京都メカニズムクレジットの電気が実際にＣＯ２フリーであることを確認することは取引への信頼を確保する観点から極めて重要である。

ＣＯ２フリー電気は、非排出電源又は火力電源＋京都メカニズムクレジットによって得られるものである。非排出電源の場合には、卸売した電力量に相当する非排出電源の電力量が、売り手の販売電力量から適切に控除されることが必要である。火力電源＋京都メカニズムクレジットの電力の場合には、卸売した電力量に相当する燃料使用量から算出されるＣＯ２排出量に相当する京都メカニズムクレジットが、同一年度内に適切に償却されることなどについてルール化することが必要である。

また、火力電源＋京都メカニズムクレジットからなるＣＯ２フリー電気の取引にあたっては、京都メカニズムクレジットの所有権そのものは移転させずに、地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく算定・報告・公表制度の中で対応することが、取引円滑化の観点から適切である。[注 21]

以上を踏まえ、今後、電気の事業者別排出係数に京都メカニズムクレジットを反映させるため、係数の算出方法に係る見直しが行われる際に、ＣＯ２フリー電気が適切に位置づけられるよう、具体的な検討を行うことが必要である。

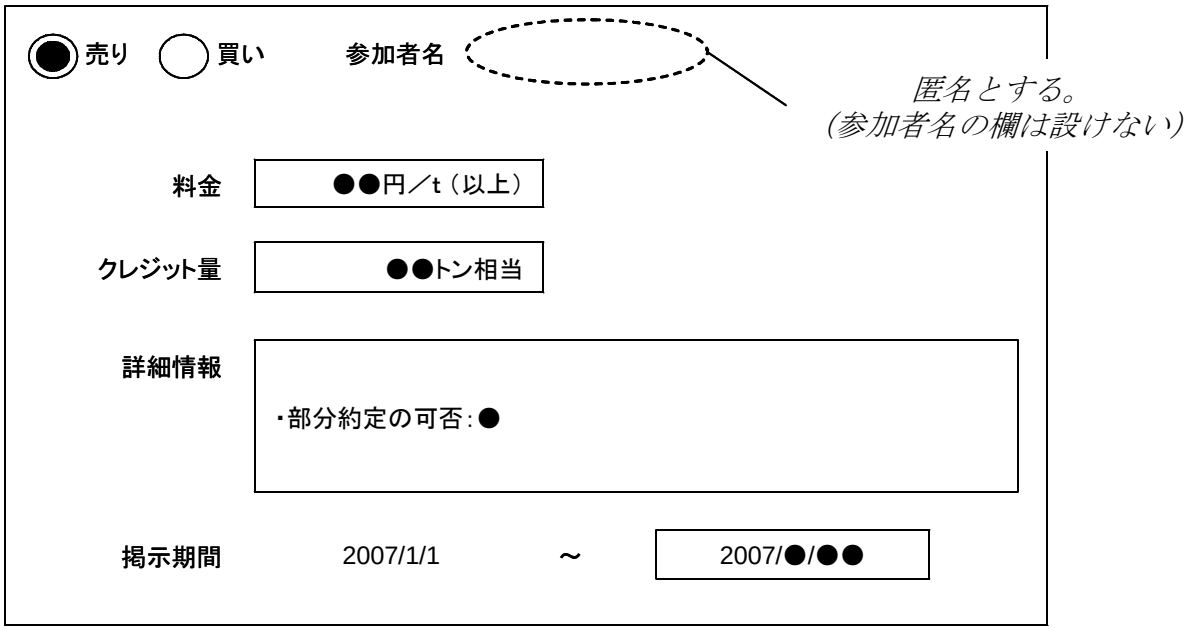
[注 20]平成18年12月改定（公正取引委員会・経済産業省）。Ⅰ⑧⑨、Ⅳ②③、Ⅴエ参照。

[注 21]この場合、一般電気事業者又はＰＰＳが「火力電源＋京都メカニズムクレジット」のＣＯ２フリー電気の売り手となったときは、同一年度内に償却した京都メカニズムクレジット量のうち、販売したＣＯ２フリー電気の量に相当する京都メカニズムクレジット量については、自らの排出係数引き下げにはカウントしない仕組みとなる。

(2)京都メカニズムクレジットの取引

京都メカニズムクレジット取引についても、ＣＯ２フリー電気の取引と同様に、取引用の掲示板を作成し、卸電力取引所を介して市場参加者がＦＡＸ等により、売り入札や買い入札を行う形式の掲示板を用いた相対取引とすることが適当である。取引に用いる掲示板のイメージは以下のとおりである。

【京都メカニズムクレジット取引用の掲示板のイメージ】



また、取引の対象としてはＣＤＭ理事会が承認し既に償却が可能となった確定した京都メカニズムクレジットに限定し、その取引に際しては実際に京都メカニズムクレジットの所有権を移転することが適当である。

京都メカニズムクレジットの取引への参加者については、ＣＯ２フリー電気の取引と異なり、卸電力取引所の取引会員となっていない公営電気事業者等に売り手を拡大する必要性は乏しいと考えられることから、取引参加者は卸電力取引所の取引会員となった者に限定することが適当である。なお、京都メカニズムクレジットの取引を行うための要件の見直しについては、今後、必要に応じて卸電力取引所において検討がなされることが適当である。

(3)取引結果に係るデータの扱いについて

取引の開始以後は、実験的取組としての位置付けを踏まえ、卸電力取引所から国に対してＣＯ２フリー電気及び京都メカニズムクレジットの取引結果に係るデータの提供が行われることが適当である。

また、実験的取引の円滑化のために取引参加者へ情報提供を行う観点からも、ＣＯ２フリー電気及び京都メカニズムクレジットの取引結果に係るデータが、卸電力取引所により公表されることが適当であり、その詳細については以下を基本として今後検

討することが必要である。

・ 頻度：原則毎月報告・公表する。
・ 約定分については、平均価格、数量を期間別、時間帯別に報告・公表する。
・ 売り札・買い札（気配）については、売買掲示板の価格帯（○．○円から○．○円）、平均価格、数量を報告・公表する。

(4)取引の開始時期及び今後の見直しについて

ＣＯ２フリー電気及び京都メカニズムクレジットの取引の開始時期については、温室効果ガス算定・報告・公表制度の見直しに合わせて、今後卸電力取引所等において更なる詳細検討を行った上で、遅くとも平成２１年４月を目途に、ＣＯ２フリー電気等の取引が開始されるべきである。

また、実験的な取組であることに鑑み、今次制度改革後に行われる定期的な検証の際には、取引の結果に関する検証や、取引の仕組みについても、必要に応じた見直しを行うべきである。なお、取引を実験的取組として行う期間を現時点で明確に区切ることは困難であるが、次期電気事業制度改革の検討時においては、京都メカニズムクレジットに係る市場動向等も踏まえつつ、実験的取組として今回開始する取引の存廃を含めた見直しを行うことが必要である。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会及び制度改革ＷＧにおける審議の経過

第３２回電気事業分科会（平成２０年３月１０日）
・今後の望ましい電気事業制度の詳細制度設計について

第１０回制度改革ＷＧ（平成２０年３月２４日）
・発電・卸電力市場の競争環境整備について
・有限責任中間法人日本卸電力取引所からのプレゼンテーション

第１１回制度改革ＷＧ（平成２０年４月３日）
・託送供給料金制度の見直しについて

第１２回制度改革ＷＧ（平成２０年５月１２日）
・同時同量・インバランス制度の見直しについて

第１３回制度改革ＷＧ（平成２０年５月２２日）
・電力分野の環境適合について
・安定供給の確保について
・電力系統利用協議会（ＥＳＣＪ）からのプレゼンテーション

第１４回制度改革ＷＧ（平成２０年５月２９日）
・詳細制度答申案について

第３３回電気事業分科会（平成２０年７月４日）
・詳細制度答申について

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会　委員名簿

会長	鳥居　泰彦	慶應義塾　学事顧問
委員	植草　益	電力系統利用協議会　理事長
	大歳　卓麻	日本アイ・ビー・エム株式会社　代表取締役社長執行役員
	長見　萬里野	財団法人日本消費者協会　参与
	勝俣　恒久	東京電力株式会社　取締役社長　（～第３２回）
	金本　良嗣	東京大学大学院経済学研究科経済学部　教授
	河野　光雄	内外情報研究会　会長
	小柴　和正	株式会社伊勢丹　代表取締役会長執行役員
	齋藤　宏	株式会社みずほコーポレート銀行　取締役頭取
	佐々木　弘	神戸大学　名誉教授
	清水　正孝	東京電力株式会社　取締役社長　（第３３回～）
	末次　克彦	アジア・太平洋エネルギーフォーラム　代表幹事
	武井　務	株式会社エネット　代表取締役社長
	田中　知	東京大学大学院工学系研究科　教授
	張　富士夫	トヨタ自動車株式会社　代表取締役会長
	鶴田　俊正	専修大学　名誉教授
	常盤　百樹	四国電力株式会社　取締役社長
	鳥原　光憲	東京ガス株式会社　代表取締役社長
	内藤　正久	財団法人日本エネルギー経済研究所　理事長
	中垣　喜彦	電源開発株式会社　代表取締役社長
	南雲　弘行	全国電力関連産業労働組合総連合　会長
	八田　達夫	政策研究大学院大学　学長
	三田　敏雄	中部電力株式会社　代表取締役社長
	三村　光代	社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会　監事
	森　詳介	関西電力株式会社　取締役社長
	山地　憲治	東京大学大学院工学系研究科　教授
	横山　明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科　教授
オブザーバー		
	菅野　明	有限責任中間法人日本卸電力取引所　理事長

（委員は５０音順）

制度改革ＷＧ　委員名簿

座長	金本　良嗣	東京大学大学院経済学研究科経済学部　教授
委員	大日方　隆	東京大学大学院経済学研究科　教授
	鶴田　俊正	専修大学　名誉教授
	松村　敏弘	東京大学社会科学研究所　教授
	山内　弘隆	一橋大学大学院商学研究科研究科長　兼　商学部学部長
	山地　憲治	東京大学大学院工学系研究科　教授
	横山　明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科　教授
オブザーバー		
	川崎　広清	関西電力株式会社　お客さま本部料金企画グループ部長
	菅野　明	有限責任中間法人日本卸電力取引所　理事長
	白羽　真	株式会社エネット　取締役営業本部長
	神宮司　史彦	公正取引委員会　事務総局経済取引局調整課長 （第１０回～第１２回、第１４回）
	内藤　淳一	有限責任中間法人電力系統利用協議会　事務局長 （第１０回、第１３回、第１４回）
	西澤　俊夫	東京電力株式会社　執行役員企画部長
	松本　隆司	東京ガス株式会社　エネルギーソリューション本部総合エネルギー事業部長
	三村　光代	社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会 監事

（委員、オブザーバーは５０音順）