

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
中間とりまとめ

平成30年7月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

目次

1. はじめに	1
2. 新たな市場整備の方向性(各論)	6
2. 1. ベースロード市場	6
2. 2. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権	37
2. 3. 容量市場	55
2. 4. 需給調整市場	96
2. 5. その他	128
3. 今後の検討の進め方	136

1. はじめに

東日本大震災以降顕在化した課題を克服し、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められてきた。2016年4月には小売全面自由化が実施され、2020年4月には発送電分離が予定されている。

こうした中で、公正・公平な競争環境を整備することや、エネルギー政策との整合性を確保し、安定供給、環境適合等の公益的課題の克服を図るための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会(以下、「貫徹小委員会」という。)において、議論がなされてきた。

2016年4月の小売全面自由化を経て、現在、新規参入小売電気事業者のシェアは、約12%(特高・高圧・低圧の加重平均)まで高まっている。一方で、発電部門に目を向ければ、旧一般電気事業者は、全国で71.7%(2018年1月時点)のシェアを有している。

小売電気事業者と発電事業者との間には、太宗が長期契約で取引され、スポット市場をはじめとする日本卸電力取引所(JEPX)での取引は、2016年以降高い増加傾向を示しているものの、現時点では8.2%(2017年10月～12月)に過ぎない。しかも、JEPXのスポット市場に投入される電力は、みなし小売電気事業者の余剰電力が大半であり、固定価格買取制度に基づく再生可能エネルギーの送配電買取分の投入は行われているものの、小売電気事業者から切り出された電源からの投入量は一部にとどまる。

こうした現状に対して、従来から、電源開発株式会社(以下、「電発」という。)が保有し旧一般電気事業者が長期契約を締結している電源の切り出し等、卸電力市場の流動性向上のための取り組みが行われてきた。貫徹小委員会においては、卸電力市場をはじめとした既存の市場の流動性を高める観点から、旧一般電気事業者等が保有や長期契約によって確保しているベースロード電源について、新電力のアクセスを可能にするためのBL市場を創設するという方向性が示された。また、先着優先のルールによって運用されてきた地域間連系線(以下、「連系線」という。)についても、発電コストの安いものから利用することを可能にするためにスポット市場を介して利用者を定める仕組み(間接オークション)の導入の方向性が示された。

貫徹小委員会においては、こうした競争活性化を進めるための方策と同時に、電力システムを維持・発展させ、エネルギー政策との整合性を確保するための公益的課題の解決のための方策も提言された。電力自由化の中で将来の投資回収の予見可能性が低下し、再生可能エネルギーの導入が進む中で、供給力確保のための中長期的な投資判断を行うことが難しくなっていることを踏まえ、容量市場の創設の方向性が示された。スポット市場による短期的な電気の取引だけでは、中長期的な供給力確保のための投資判断への価格シグナルが適切に発揮されない可能性があり、需給ひっ迫によるスポット市場価格の高止まりが生じる懸念がある。容量市場の導入は、こうした事象の回避を図ることを意図したものである。

また、電力自由化による競争環境の中でも、非化石電源による発電電力量の増加など、

環境適合が求められる。貫徹小委員会においては、エネルギー供給構造高度化法で求められる非化石電源比率目標の達成を後押し、非化石電源の維持・投資インセンティブを図るため、電気の取引の中で埋没している非化石価値を取り出して取引を行うための、非化石価値取引市場の創設の方向性も示された。

さらに、貫徹小委員会においては、再生可能エネルギーの出力変動に対応するとともに、効率的な需給調整を行うため、現在の調整力公募に代わる需給調整市場の創設についても言及されている。

現状の卸電力市場を補完し、こうした公益的課題を解決するための諸施策の検討に、多くの時間的猶予は残されていない。2017年3月に電力広域的運営推進機関(以下、「広域機関」という。)が取りまとめた「平成29年度供給計画の取りまとめ」においては、今後10年間を見渡した際に、事業者間競争が激しい中央エリア(東京・中部・関西)において、旧一般電気事業者である発電事業者が経年火力発電所を休止していくなどの要因から、供給予備率が8%を下回る年度があることが示された。また、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力の比率が低下していく傾向にあることも示された。

さらに、2018年3月に広域機関が取りまとめた「平成30年度供給計画の取りまとめ」においては、上記の傾向が顕著になり、中長期のエリア別供給予備率は、中央3エリア(東京、中部、関西エリア)に加え、その他のエリア(特に東北、四国、九州エリア)においても、8%を下回る年度があることが示された。また、経年火力の休廃止など供給力の減少傾向が今後も急激に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始する2024年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念されるとの経済産業大臣への意見が表明された。

こうした公益的課題の達成に向けた取組は、我が国だけのものではない。再生可能エネルギーの導入が進展している中で、必要な供給力や調整力をいかに確保するかは、電力自由化を行った諸国を中心に世界共通の課題となっており、各国で容量市場の導入などが進められている。

制度検討作業部会(以下、「本作業部会」という。)は、2017年3月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会の下に設置され、貫徹小委員会中間とりまとめを踏まえ、各種市場の詳細制度設計等を鋭意検討してきた。

本作業部会では、実務的な観点を十分に踏まえるべく、検討初期段階に冒頭で新電力等からのヒアリングに加えて意見募集も行った上で、検討を行った。2017年8月には、今後の導入時期を踏まえて事業者や関係機関の準備を早急に進める必要がある連系線利用ルールの見直しや既存契約見直しについて詳細設計の方向性等を提示するため、第1次となる中間論点整理を行ったところである。本作業部会は、その後も各種市場の詳細制度設計について検討を重ね、ベースロード市場(以下、「BL市場」という。)、間接送電権、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場等について検討を行ってきたところである。2017年12月には、それまでの検討状況を整理し、全体を俯瞰できるようにし、各市場の相互関係の検

討等を行うべく、その時点での検討の方向性及び今後検討を深めるべき事項をまとめ、第2次となる中間論点整理を公表したところである。

第2次中間論点整理等について、意見募集を行ったところ、合計66者から、約430件の意見が寄せられた。本作業部会においては、これらの意見を精査するとともに、改めて事業者・団体ヒアリングを行った。また、需給調整市場や容量市場についての分析も行った。これらを踏まえ、第2次中間論点整理において積み残された課題等について検討を進めるとともに、各市場間の相互関係や各市場の詳細制度設計についても検討し、一とおりの事項について、議論を行ったところである。

本中間とりまとめは、これまでの本作業部会における検討結果を確認し、一般に広く意見を求めることで、各市場の骨格設計を固め、今後のさらなる詳細制度設計の作業を進展させることを意図したものである。なお、今後、各市場の詳細制度設計を行う中で、新たな論点が生じた場合には、これまでの検討内容との関係も含め、追加的に検討を行っていく。

なお、非化石価値取引市場については、2017年4月から12月に固定価格買取制度(FIT)に係る電源から発電された電気の非化石価値について、既に2018年5月から取引が開始されている。同市場については、2017年12月に第2次中間論点整理とは切り離して整理を行った上で、広く一般に意見を求め、所要の規定の整備を行い、初回オークションが行われたところである。このため、非化石価値取引市場については、他の各市場の詳細制度設計と切り離し、本中間とりまとめには含めていない。

＜参考＞平成 29 年度供給計画の取りまとめ（平成 29 年 3 月広域機関）関連部分

7. その他

(2) 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

I. 容量市場創設の必要性がより鮮明に

○連系線による供給力の融通を考慮する前の需給バランスにおいて、特に事業者間競争の激しい東京・中部・関西エリア（中央 3 エリア）において予備率 8 %を下回る年度があり、その要因を調査したところ、以下のことが明らかになった。

✓中央 3 エリアでは、

- ・旧一般電気事業者である小売電気事業者は、供給者変更需要（いわゆるスイッチング）に伴い自社需要が減少していくと想定し、
- ・旧一般電気事業者である発電事業者は、経年火力の休廃止を進めることにより、保有する供給力を減少させていく予定であること

✓昨年度と同様、中小規模の小売電気事業者は、自社で確保する供給力の割合が低いこと

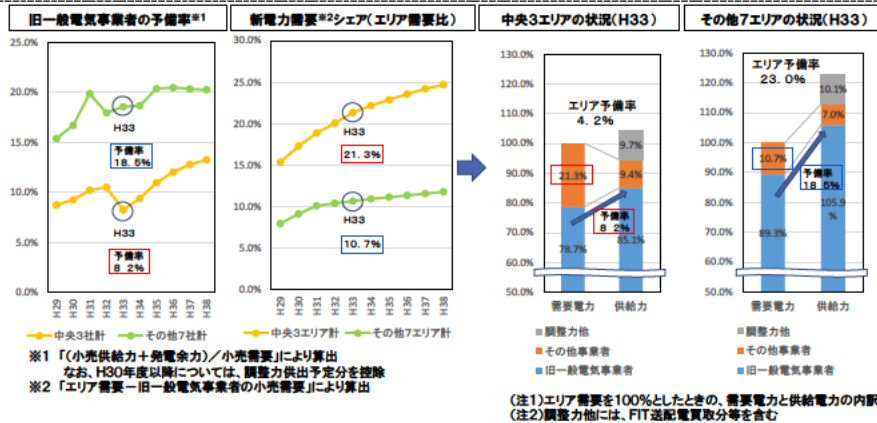
○こうした状況にあっても、新規の電源開発も計画されているため、これらがすべて計画どおりに建設されれば、安定供給の確保は可能な状況にある。

○しかしながら、事業者間競争の激しいエリアにおいて、相対的に予備率が低下している事実を踏まえれば、今後、更なる競争の進展に伴い、次第に需給がひっ迫し、ひいては電力市場価格の乱高下が生ずるおそれがある。また、電源の投資決定から運転開始までのリードタイムを考慮すれば、電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電力市場価格の高止まりが発生する可能性も否定できない。

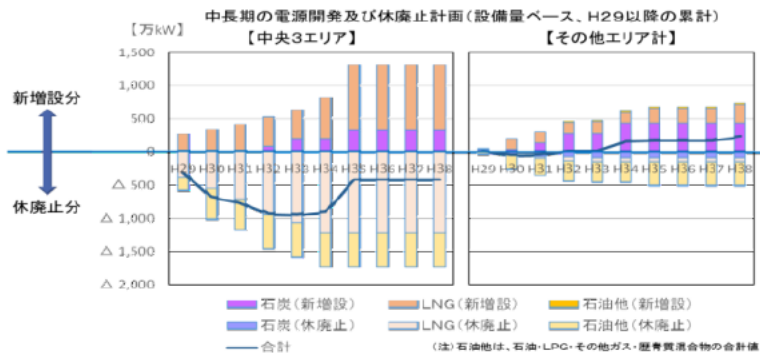
○このため、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいては、すでに、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として、容量市場の創設が提言されているところ。

○本機関としては、今般の供給計画の取りまとめを通じて明らかになった状況を踏まえ、これまで以上に需給バランス状況にも目を配りつつ、同中間とりまとめに基づき、容量市場の検討を着実に進めていく。国においても、詳細検討を深めるに当たっての基本的な考え方について、同中間とりまとめにおいて示されたスケジュールどおりに容量市場が創設されるよう、引き続き検討を進められたい。

■中央 3 エリアの状況について



■中央3エリアの状況について



III. 実効性のある調整力確保の仕組みについて

- 太陽光発電等の導入が拡大し、調整電源の必要性が高まっている一方、発電電力量に占める LNG火力及び石油火力等の割合は、今後、減少していく傾向が認められた。また、「I. 容量市場創設の必要性がより鮮明に」で記載したとおり、今後、更なる競争の進展に伴い、事業者が、新規電源の開発時期を遅らせたり、経年火力の休廃止を加速させたりする可能性もある。
- こうした中、供給計画の取りまとめを通じて、今後の調整力の確保について、将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれがあるのではないかと懸念が、一般送配電事業者から示された。
- 一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保できる仕組みの構築は重要であるとの認識の下、今後、一般送配電事業者が、調整力公募等の既存の仕組みや、新たに創設する予定の市場(容量市場や需給調整(リアルタイム)市場)などを通じて、広域調達の実現も含め、確実かつ経済合理的に調整力を確保できる仕組みを整備していく必要がある。
- 本機関としては、広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討など技術的な検討を進めていく。国においても、引き続き、基本的な考え方を整理するとともに、本機関と連携して制度設計について検討を進められたい。

2. 新たな市場整備の方向性(各論)

2. 1. ベースロード市場

(1) 意義

石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源¹については、大手電力会社が大部分を保有しており、新電力のアクセスは極めて限定的となっている。その結果、新電力はベースロード需要をLNG等のミドルロード電源で対応せざるを得ず、大手電力会社と比して十分な競争力を有しない状況が生じている。

これまでの自主的取組を通じて、旧一般電気事業者は、自社で保有等する限界費用の高い余剰電源(ミドル・ピーク電源)を中心に、卸電力取引所等に投入してきた。他方、限界費用(及び発電コスト)が安いベースロード電源については、経済合理的な判断の下、専ら自らで利用してきた。このため、自主的取組の一環である、電発電源の切出しについては、現在まであまり進んでこなかった。

新電力がベースロード電源にアクセスすることを可能とするためには、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源に関連する取引に対して、一定の制約を課す必要があると考えられる。具体的には、実効的な仕組を通じて、発電した電気の一部を適正な価格で BL 市場²に供出することを、旧一般電気事業者等に求めることが必要である。

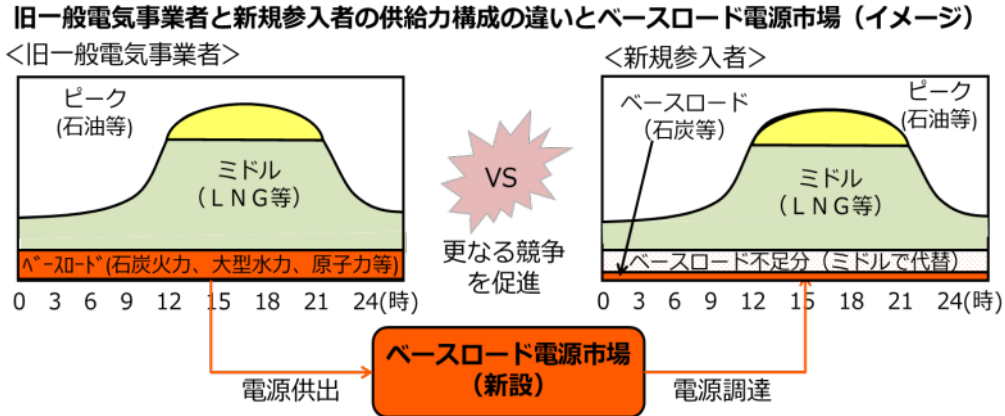
このため、貫徹小委員会の議論においては、新電力のベースロード電源へのアクセスを容易とするための施策として、BL 市場を創設し、旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットィングを図り、更なる小売競争の活性化を図ることが適当とされた。また、同市場における取引の実効性を確保する観点から、ベースロード電源を保有する旧一般電気事業者等が発電した電気の一部を、適正な価格で市場供出することを、制度的に措置することとされた。

本作業部会においては、貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場及び制度的措置の詳細設計は、遅くとも 2020 年度から電気の受け渡しを開始できるように、今後検討を行うこととされたことを受け、関連するその他制度・規制との関係も踏まえつつ、BL 市場の詳細設計について検討を行った。

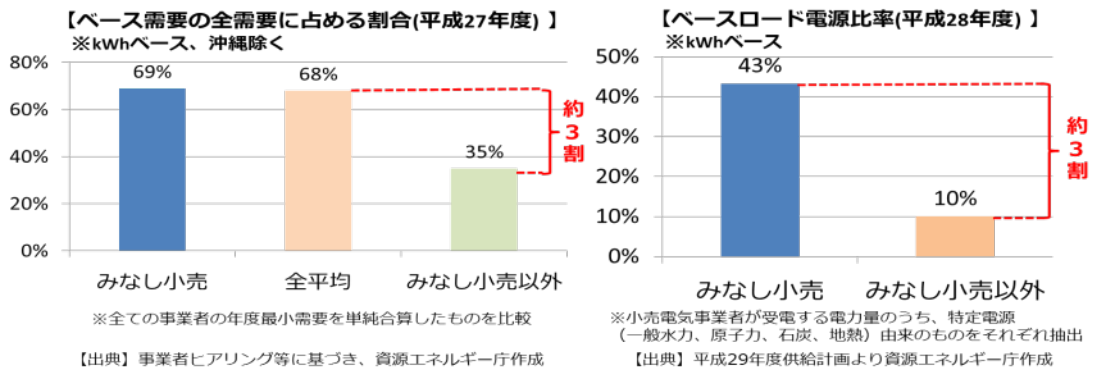
¹ 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭を指す。

² 新電力が BL 市場で電気を売ることと認められたことから、ベースロード電源由来の電気に限らないことを踏まえ、「ベースロード市場」と呼称することとした。

(参考図1-1) BL 市場の必要性



(参考図1-2) ベース需要の割合、ベースロード電源比率



＜参考＞BL 市場と諸市場等との関係

- BL 市場は、旧一般電気事業者等の供出義務者に対して、供出上限価格以下で一定量の市場供出を求める一方、新電力等に対しては、設定した購入枠の範囲内で商品の購入可能とすることとしている。
- また、商品設計に関し、事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点から、BL 市場では、燃料調整制度は導入せず、年間の先渡商品を基本として設計しており、新電力の調達コストを早期に固定化する効果がある。
- 他方で、BL 市場の利用については、以下のような他市場との関係等にも留意が必要となる。

＜A. 先渡市場＞

- 現行の先渡市場では、年間商品から週間商品まで取引が行われているが、JEPX の各市場ごとの約定割合(2017 年 10 月時点)を見ると、先渡市場は約 0.03% (総電力需要に占める先渡市場の取引割合は約 0.002%)、約定量は約 4,800 万 kWh (約定件数約 120 件 (2017 年度) と、現時点において、先渡市場の利用者は限られている。

- なお、BL 市場は先渡市場の一種³と考えられるが、年間約 560 億 kWh⁴の売入札量が見込まれる。
- また、BL 市場においては、旧一般電気事業者の供出量・供出上限価格が決まっていること、シングルプライスオークションで価格が決定されること、市場分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計するなどの点で、既存の先渡市場の商品とは相違点が見られるが、電力・ガス取引監視等委員会（以下、「監視等委員会」という。）の議論では、現行の先渡市場に関して、事業者の価格固定ニーズが生じにくい（買い手側については、常時バックアップが存在）等が指摘されており、BL 市場においても留意が必要な事項と考えられる。

<B. 常時バックアップ>

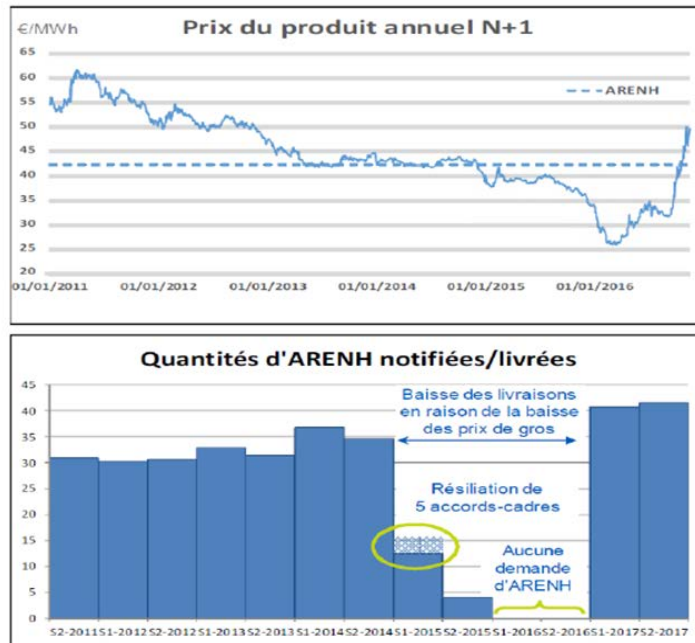
- 常時バックアップ（以下、「常時 BU」という。）は、経過措置料金における全電源の平均コストを基に、自社小売への卸供給の料金と比べて不当に高くないよう設定されており、基本料金と従量料金の二部料金制となっている。さらに、燃料費調整制度により燃料価格に連動する。
- 負荷率が高いほど、基本料金込みの常時 BU 単価は低下し、季節や時間帯によってスポット価格が変動すれば、スポット価格と常時 BU の価格（負荷率勘案後）の価格の大小関係も変動する。
- なお、常時 BU のあり方については、電力・ガス基本政策小委員会において検討が行われている。

<C. ARENH 制度（海外事例）>

- フランスでは、小売競争の活性化策として、既存原子力発電所への規制アクセス制度 (ARENH) が導入されている。この制度の下、新規参入した小売電気事業者は、固定価格で国営企業 (EDF) の原子力発電所で発電した電力の一部を調達可能。
- 2011 年に ARENH が導入された後、下図のとおり利用量が推移しているが、先物市場価格等との関係で、ARENH の利用量は大きく変動している。

³ 旧一般電気事業者等の供出義務者に対して、供出上限価格以下で一定量の市場供出を求め、新電力等に対しては、設定した購入枠の範囲内で商品の購入可能とする点等で、既存の先渡市場の商品とは異なる。

⁴ 約 8300 億 kWh（総需要）×12%（全国エリア離脱率）×56%（ベースロード比率）と試算。



Source : Autorité de la concurrence, d'après données EDF (janvier 2017)

出所：仏競争当局（意見 17-A-01，2017年2月8日）

<D. スポット市場、相対取引>

- スポット市場価格は、エリア需要の増減、気象状況、需要増加に伴う燃料制約、入札方法等に伴いスポット市場価格は短期間で変動する。
- (常時 BU を除く)相対取引は、卸市場活性化の観点から、小売電気事業者による多様な電源調達の手段の一つとして活用が期待されるものであると考えられるが、相対取引の取引量の状況⁵を見ると、2016年度後半から2017年度後半にかけて供給量は堅調に増加しつつあるものの、総需要に占める割合は、依然として1.68%(2017年12月時点)に留まっている。

	制限無し	実需給の前年	実需給の3年前～3日前まで	実需給の前日10:00まで	実需給の前日10:30or11:00まで	実需給の前日17:00～GCまで
卸市場分類	相対契約※1	BL市場	先渡市場	スポット市場	常時BU	時間前市場
役割・効果	<ul style="list-style-type: none"> 多様な電源確保 中長期的な供給力確保。 	<ul style="list-style-type: none"> BL電源に対する新電力と旧一般電気事業者のイコールフットイング 卸市場の活性化 中長期的な電源確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 中長期的な供給力確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 翌日の供給力確保 	<ul style="list-style-type: none"> 常時補給電力契約(※「適正な電力取引についての指針」にてその契約行為における公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為等が記載) 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整
2017年実績	約12.3億kWh (2017年12月時点) ※新電力間の相対取引は含まれないことに留意	(2019年開設)	約0.48億kWh	約442億kWh	約132億kWh	23.4億kWh
全販売量に占める割合	約1.68% (2017年12月時点)	(2019年開設)	約0.05%	約5%	約1%	約0.27%

⁵ 旧一般電気事業者による相対契約。新電力間の相対取引は含まれないことに留意。

(2) 詳細設計の方向性

①BL 市場の取引のあり方

(取扱商品)

BL 市場は電力量(kWh)の取引を行うこととなるが、その取引される商品⁶については、供出量を分散させない観点から、受渡開始までの期間及び受渡期間の組み合わせをある程度限定して開始することが求められるが、本作業部会で行った事業者ヒアリング等を踏まえれば、当初は燃調等のオプションを具備しない受渡期間1年の商品を先行させる。

また、商品の受渡しについては、官公庁等の入札や供給計画の策定の時期に合わせて、4月から受渡し開始とする。

(競売方法)

貫徹小委員会においては、BL 市場の市場範囲について、基本的には全国一律を志向することとされた⁷。間接オークション導入後、エリアをまたぐ取引はスポット市場を介して行われることになる。BL市場で成立した取引においても、現行の JEPX の先渡市場と同様、スポット市場を介してエリア間取引を行うこととなる。なお、その際の競売方法は、事業者間の公平性を図る観点等から、シングルプライスオークションとする。

(市場範囲)

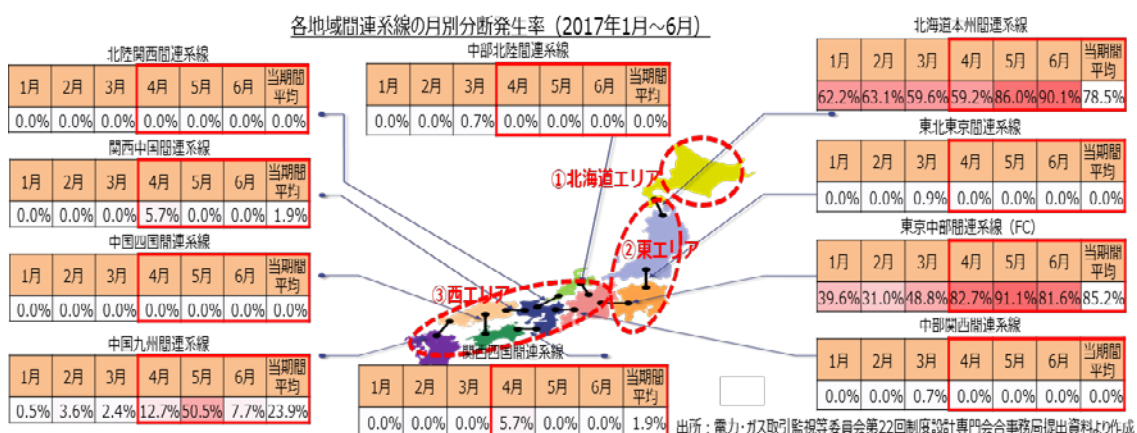
仮に全国一律で市場を設計した場合、スポット市場での受渡しに用いられる価格(システムプライス又は特定のエリアプライス)と売り手事業者又は買い手事業者のエリアプライスが異なった際には、BL 市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生する。

したがって、売り手および買い手双方の利便性向上の観点から、スポット市場の分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計することが求められる。具体的には、北海道本州間連系線と東京中部間連系線(FC)における分断の頻度が特に多いことを踏まえ、北海道一東北、東京一中部間にて市場範囲を分割することとし、①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場を設定する。ただし、設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて見直しを行うことが求められる。

⁶ 貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、市場に供出する電源種を限定すると、その電源の特性(立地の偏在性、電源脱落リスク等)が供出量や価格に大きく影響を及ぼすため、事業者が適切にリスクを評価・平準化することを可能とするため、同市場に供出することができる電源種は基本的には限定しないことが求められる。

⁷ 貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場を含む先渡市場の活性化にも資するよう、間接送電権を開発することとされている。また、BL 市場の市場範囲については、その開発状況を踏まえつつ、設定することとされている。

(参考図1-3)BL 市場における市場範囲について

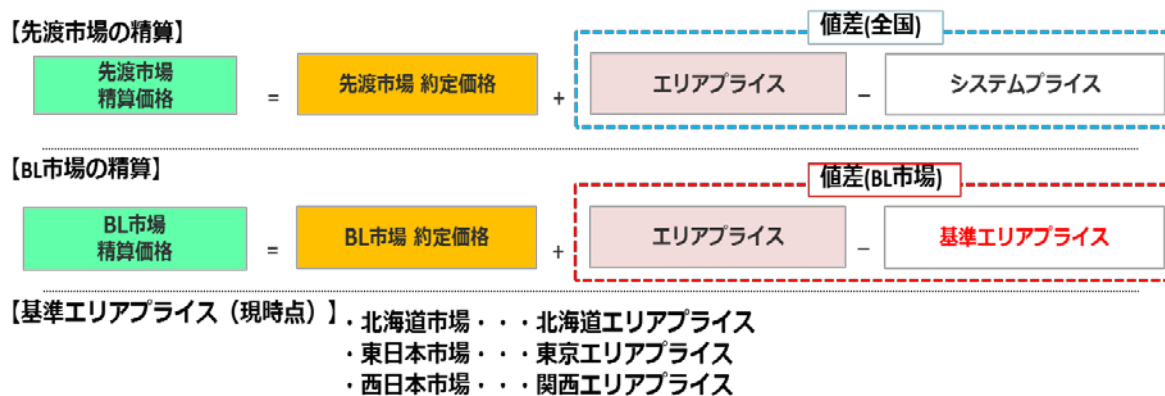


(BL市場の精算の仕組み)

前述のとおり、BL 市場で約定した商品の受渡しは現行の JEPX の先渡市場と同様、スポット市場を介して行うこととなる。

なお、現行の JEPX の先渡市場は全国市場であるため、受渡しに当たってはシステムプライスを参照価格とし、システムプライスとエリアプライスが異なった場合は当該値差の精算を行っている。この点、BL 市場は全国 3 つのエリアに分けて市場を開設するため、各々の BL 市場の基準エリアプライスを設定し、その基準エリアプライスと買い手のエリアのエリアプライスの値差が生じる場合には、精算を行うことが求められる。その際、基準エリアプライスは、総需要量の多いエリアのエリアプライスを採ることとする。

(参考図1-4)BL市場の精算の仕組み



(市場開設期間)

BL 市場の開設期間について、仮に市場開設の頻度を年度ごとに 1 回とした場合、新電力等は購入量の調整が出来ず、ベースロード需要に対して十分な量を購入出来ないおそれがある。このため、BL 市場は、年度内で複数回開催することとする。

また、BL市場における商品は、新電力等の長期の需要を賄うものであるため、BL電源を供出する旧一般電気事業者等は、BL市場の入札結果を踏まえた供給力を事前に確保して供給計画を策定する必要があると考えられる。

以上の事を勘案し、調整力公募の入札時期等も踏まえて、具体的には、以下のような市場開設期間を採ることとする。

(参考表 1-1) 市場開設期間(案)

開設時期	入札量
9ヶ月前(7月上旬)	供出義務量の100%
7ヶ月前(9月上旬)	供出義務量の100% - 既約定分
5ヶ月前(11月上旬)	供出義務量の100% - 既約定分

(新電力による売り入札)

BL 市場は、旧一般電気事業者等が電気を市場に供出することに伴い、新電力等のベースロード電源に対するアクセス環境の公平性を確保し、更なる競争活性化を図ることを目的として創設するものであることから、旧一般電気事業者等に制度的に供出を求めている。

他方で、市場の活性化の観点から、新電力が発電事業者として BL 市場で電気を売ることは認めることとする。

②買い手の取引要件

(基本的な考え方)

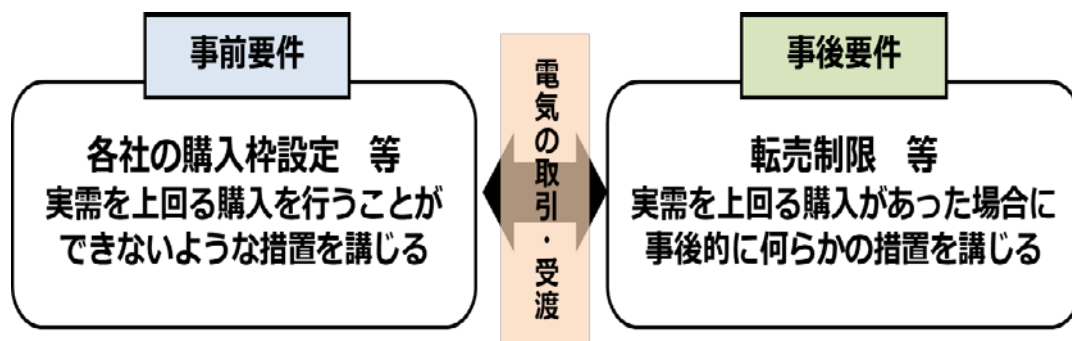
BL 市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、ベースロード電源の価値を需要家に直接届けつつ、小売競争を更に活性化させることを政策目的とする。

この目的を達するため、スポット市場等との市場間価格差に基づく裁定取引(=転売)を目的として BL 市場から購入が行われた場合、ベースロード電源の価値を需要家に直接届けることができず、小売競争にも影響を与えるおそれがある。こうした観点から、BL 市場においては、買い手が実需に見合った量を購入することが重要である。

このため、買い手が実需に見合った量を購入するための取引要件として、各事業者のベース需要を基とした事前要件(各社の購入枠を設定するなどして、実需を上回る購入を行うことができないような措置を講じる)と事後要件(転売制限の設定など行い、実需を上回る購入が

あった場合に事後的に何らかの措置を講じる)を設定することが考えられ、そのいずれかとするか、もしくは両者を適切に組み合わせることで取引要件を設定する。

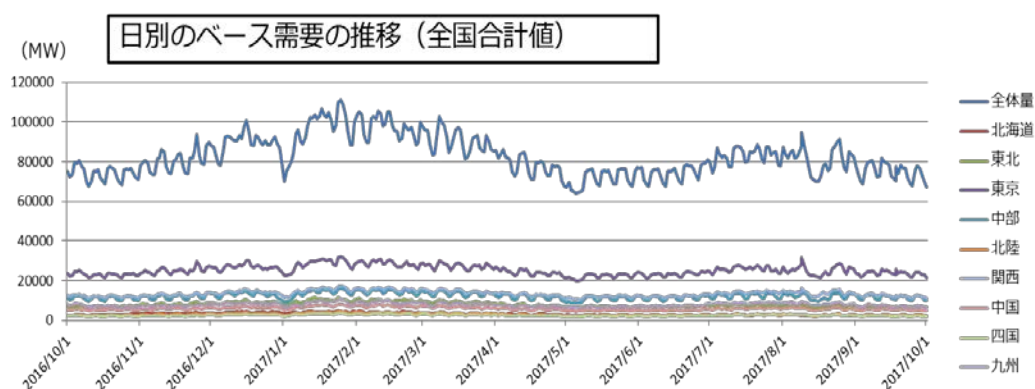
(参考図1-5)取引要件の基本的な考え方



(ベース需要について)

各事業者のベース需要に関し、一日の最低需要を「日別のベース需要」と捉えた場合、「日別のベース需要」は、平日に高く土日休日に下落するというサイクルを伴う傾向が見受けられるが、年間を通じて比較的安定していると考えられる⁸。各小売電気事業者にとって、ベース需要の変動は、顧客の獲得・喪失が主たる要因と考えられ、その他の要因としては、正月や8月の一時期等に工場等が稼働を停止することなどが考えられる。そのため、日別のベース需要のうち、年間18日程度(=365日×5%、2.5週)の下位の需要を除いたものを、BL市場で購入できる各事業者のベース需要として考えることを基本とする。

(参考図1-6)ベース需要の推移



出所：電力広域的運用推進機関資料より資源エネルギー庁にて作成

⁸ 個別の需要家のベース需要は変動する可能性があり得る。

(事前要件と事後要件の比較)

前述のとおり、取引要件については、事前要件と事後要件が考えられる。

事前要件を採ると、購入可能となる実需をどのように算定するかが問題となり、算定基準としては、実績値基準と計画値基準の二つの選択肢が考えられる。

実績値基準を採る場合、基準となる実績値については、小売電気事業者が計画的に BL 市場から調達できるよう、入札を行う年度の前年度の実績を用いることとすることが考えられる。ただし、ベース需要が継続的に増加傾向にある小売電気事業者が実需に基づいた量を調達できるよう、利用可能な直近一年間の実績が前年度実績を上回る場合には、例外的に直近の実績を基に基準を修正することを認めることとする。

他方で、小売電気事業者として登録したばかりで過去の実績が存在しない事業者等については、実績値基準を採ることができないため、例外的に計画値基準を認めることが考えられる。また、その場合、事後要件との併用が必要となる。

この計画値基準を認める範囲については、計画値基準があくまで例外的な措置であることを鑑み、小売電気事業者登録後、一年間の実績を有しない事業者に限ることとする。その際、購入可能な量は、買い手の取引要件におけるベース需要の考え方を踏まえつつ、小売電気事業者登録における最大需要電力の見込み⁹の範囲内とする。

(参考表1-2)実績値基準と計画値基準の比較

	実績値基準	計画値基準
概要	・過去の実績値(直近1年間)を基準に実需を算定する	・将来の計画を基準に実需を算定する
メリット	・基準が明確である	・計画されている将来の需要の増加を織り込むことができる
デメリット	・将来の需要の増加を織り込むことができない ・将来に需要が減少した場合には過剰な調達が発生する	・恣意的に計画が設定されるおそれがあり、転売を誘発するおそれがある。(また、その場合、正確な計画を設定する事業者とそうでない事業者との間に不平等が生じる。)

事後要件を採る場合、小売電気事業者が実需以上に BL 市場から調達を行った時に、大きく分けて金銭的ペナルティ又は参加ペナルティを課することが考えられる。金銭的なペナルティについては、ペナルティ額を極めて高額にしない限り、裁定取引を防止できないと考えられる。裁定取引を防止する手段としては限界があることや、かかる高額のペナルティを買い手に科すことの妥当性の問題から、金銭的ペナルティは適当ではないと考えられる。

⁹ 適切な水準については、引き続き検討することが求められる。

事前要件を採る場合で、かつ、小売電気事業者に登録したばかりで過去の実績が存在しない事業者に計画値基準を認めた場合に併用する事後要件については、不適切に過大に購入した場合のペナルティについては、超過量を翌年度の購入可能量から差し引くこととする。ただし、計画値基準の運用等については、BL市場開設後の状況を踏まえ、適切に見直し¹⁰を行うことが必要となる。

(参考表1-3)事後要件の制限方法について

	金銭的ペナルティ	参加ペナルティ
概要	・実需以上に調達した量に関し、金銭的な支払いを求める	・実需以上に調達した場合に、翌年以降のBL市場への参加に制限を設ける
メリット	・実需以上にBL市場から調達した場合にでも、金銭的に精算できる	・裁定取引を目的とする過剰調達について、十分な抑止力を持たせることができる。
デメリット	・裁定取引を抑止することは困難と考えられる。(若しくは、相当高額な金銭的ペナルティを課す必要がある) ・(仮に高額な金銭的ペナルティを科す場合)故意によらず実需以上に調達してしまった参加者に大きなリスクを生じさせる	・BL市場に参加できない間、事業者にとっては競争上不利な状態におかれるおそれがある

事前要件と事後要件を比較すると、事後要件をとった場合には小売電気事業者がBL市場からの調達後に需要の減少が生じた場合、参加ペナルティ等の事後的な措置を講じることが必要となる。また、事前要件に計画値基準を取り入れる場合においては、恣意的に計画を設定した上で実需以上の部分を転売する行動を誘発するおそれがある。さらに、前年度より需要が増加している新電力においては、相対契約や常時バックアップといった手段を用いてベース需要を賄う電源を調達することが可能である。

こうしたことを踏まえ、事前要件かつ実績値基準を基本にしつつ、小売電気事業者の登録後間もない一年間の実績を有しない事業者に限って計画値基準を認め、事後要件を組み合わせることとする。

¹⁰ 超過量については、年度末に判明することとなり、明らかに過大な超過量が出ている場合でも、年度内に行われるオークションまでに結果が確定しない場合もある。また、グループ会社として新たに小売電気事業者登録を行った場合に、過大な超過量が発生する場合も考えられる。こうした場合の監視のあり方等については監視等委員会において必要に応じて検討し、適切に措置を講ずることが考えられる。

(参考表1-4)事前要件と事後要件の比較

	事前要件	事後要件
ベース需要の増加が予想される場合	<ul style="list-style-type: none"> ・実績値基準をとる場合には、予想されるベース需要の増加を織り込むことが<u>できない</u> ・計画値基準をとる場合には、予想されるベース需要の増加を織り込むことができる 	<ul style="list-style-type: none"> ・予想されるベース需要の増加を織り込んで調達することができる
ベース需要の減少が予想される場合	<ul style="list-style-type: none"> ・事前要件は調達量の上限を定めるものであるため、実績値基準をとったとしても、予想された需要の減少には対応できる ※なお、予め需要の減少が見込まれる場合において実需以上に調達する行動を抑止するため、実績値基準をとったとしても何らかの事後要件を組み合わせることも考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・予想される需要の減少を織り込んで調達することができる
購入後に調達量よりもベース需要の増加が生じた場合	(対応は発生せず)	(対応は発生せず)
購入後に調達量よりもベース需要の減少が生じた場合	<ul style="list-style-type: none"> ・特段の対応は発生せず(計画値基準をとるなどして、事後要件を組み合わせる場合は除く) 	<ul style="list-style-type: none"> ・(キャンセルは認められないため)<u>ペナルティが発生する。</u>

(購入可能量の算定)

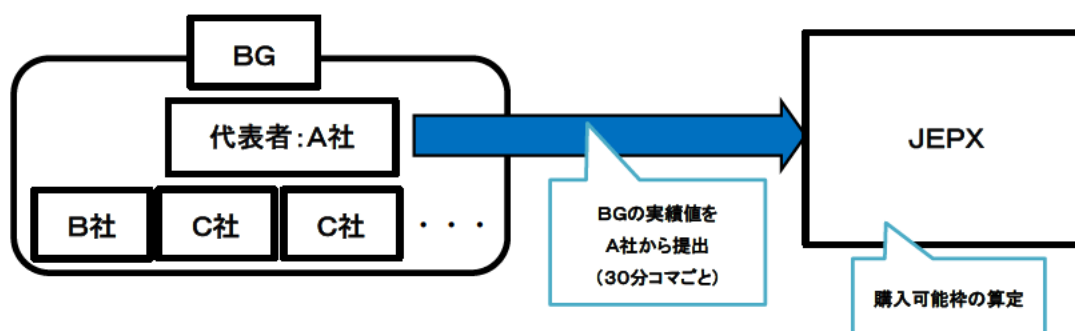
購入可能量の算定は、市場参加者が提出した資料等を用いて、市場管理者である JEPX が行う。(ただし、市場参加者が提出する資料は一般送配電事業者からの証憑等を添付するなど正確性を期すことが必要である。)

なお、この場合、スポット市場の買い手が実質的にバラシンググループ(以下、「BG」という。)の代表者に限られていることを踏まえると、算定に必要な実績値については、各 BG の代表者から JEPX に対し、毎年度、初回オークションの開催前に提出することとする¹¹。

ただし、オークション開催前に BG 内から退出する小売電気事業者も存在するため、実需にあった取引を確保する観点から、購入可能量の算定に当たっては、各 BG の代表者は提出メ切り時まで BG 内に参加している小売電気事業者の実績値を提出することが求められる。

¹¹ 取引の明確化のため、BL 市場についてはアカウントを分けることが適当と考えられる。

(参考図1-7)購入可能量の算定



(調達量の取り消し・下方修正について)

小売電気事業者の BL 市場からの調達量について調達量の取り消し・下方修正を認める場合には、裁定取引を招くおそれがあることや、供出した発電事業者側にも電源の余剰が生じてしまうことから、調達量の取り消し・下方修正は認めないことが基本となる。

また、実績値基準による事前要件を課すことから、調達量の実績値の範囲内であれば実需を超えてもペナルティを課さないため、調達量の取り消し・下方修正のニーズは乏しいと考えられる。

他方で、新たに小売電気事業者に登録したばかりの事業者については、例外的に計画値基準を認めることを踏まえ、前年度内の一定の時期(2月中)までであれば、調達量の取り消し・下方修正を認める¹²こととする。

(旧一般電気事業者等の位置付け)

旧一般電気事業者が自エリアを越えて小売供給を行うことは、電力間競争を通じた更なる小売競争活性化の観点から望ましいと考えられる。他方で、新電力等のベースロード電源へアクセスを容易にするという BL 市場の趣旨を踏まえれば、旧一般電気事業者及びその関連会社等の BL 市場へ参加に一定の制限を課すことも必要と考えられる。なお、ここでの関連会社等の範囲については、旧一般電気事業者等と資本・人的関係があることから、常時バックアップとの整合性等を鑑み、旧一般電気事業者等から 3 分の 1 以上の出資を受ける事業者とする。

旧一般電気事業者等が BL 市場から電気を調達可能とするかという点については、具体的には、①全面禁止(いかなるエリアにおいても、買入札を入れることを禁止)、②一部禁止(自エリアが含まれる市場範囲での買入札を禁止)、③自エリアのみ禁止(自エリアでの買入札のみ禁止)の大きく3つの選択肢が考えられる。

この点に関し、選択肢①(全面禁止)としてしまった場合、電力間競争の阻害要因となるこ

¹² この場合、取り消し・下方修正については、BG 単位ではなく、新たに小売電気事業者に登録した事業者に限って認めることとする。

とが考えられる。

また、選択肢②(一部禁止)と選択肢③(自エリアのみ禁止)の比較については、いずれも電力間競争を促進する観点からは一定の効果が期待できるが、連系線制約のないエリア間においては、旧一般電気事業者及びその関連会社等が自エリア外にベースロード電源を供給することが比較的容易であることを踏まえ、基本的には選択肢②(一部禁止)を採用することとする。

(参考図1-8)旧一般電気事業者等の位置付け

選択肢	概要
①:全面禁止	いかなるエリアにおいても、買入札を入れることを禁止
②:一部禁止	自エリアが含まれる市場範囲での買入札を禁止 (例: 仮に東西で市場範囲を分けた場合、西エリアの旧一般電気事業者は、東エリアで買入札を入れることが可能に)
③:自エリアのみ禁止	自エリアでの買入札のみ禁止 (例: 仮に東西で市場範囲を分けた場合、西エリアの旧一般電気事業者は、東エリアに加え、西エリアでも自エリア以外の需要をベースに決定された普遍的要件を満たす範囲で、買入札を入れることが可能に)

小

電力間競争促進効果

大

③制度的措置について

(総論)

旧一般電気事業者等のBL市場への供出量は、新電力のベース需要に対して、十分な量に設定することが重要である。この点、常時バックアップが新電力の託送契約 kW の 3 割まで契約可能となっていることに着目して、新電力の契約 kW を積み上げた総計の 3 割を市場供出することを求めるとした場合、現時点での新電力の負荷率を勘案すると新電力等の総需要(kWh)をも上回る供出を求めるとなる蓋然性が高い。

個々の新電力の BL 市場からの購入可能量は、ベース需要の実需に基づくものとするのが考えられ、また、新電力である小売電気事業者によるベースロード電源へのアクセスを可能にし、旧一般電気事業者である小売電気事業者とのイコールフットイングを図っていくという観点からは、新電力と旧一般電気事業者が将来的に同様の負荷率となることを目指すという前提の下で全体供出量を検討していくことが必要と考えられる。

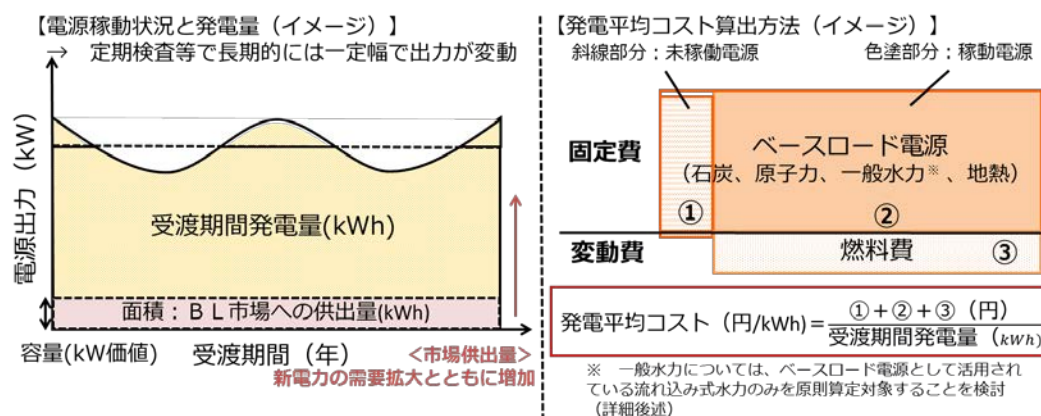
こうした観点からは、新電力等の総需要ベース(kWh ベース)と長期エネルギー需給見通しのベースロード電源比率(kWh の 56%)に基づき全体の市場供出量を決定することとし、競争状況の進捗や新電力等のベースロード電源への投資インセンティブ等も考慮することが考えられる。

個別の市場供出量については、エリアの卸供給における支配的な事業者に対する非対称的な措置として電源の切り出しを求めることも鑑み、制度的に供出を求められる事業者のエ

リアにおける供給力やエリア離脱需要量等、エリアに関連する指標に基づき、全体供出量を各エリア並びに各事業者に按分していくことが考えられる。

また、BL 市場の実効性を高める観点から、ベースロード電源の発電平均コストから、容量市場での収入を控除等し、供出上限価格を設定するとともに、同価格以下で供出することを各事業者に求めることが考えられる。なお、発電平均コストについては、具体的には、小売電気事業者間のイコールフットイングにも留意しつつ、保有するベースロード電源¹³の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用(円)を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することが考えられる。

(参考図1-9) 供出上限価格について



なお、BL 市場で電源を調達した新電力等は、各エリアにおける小売競争活性化に寄与することになる。他方で、BL 市場で約定しない旧一般電気事業者については、新電力が購入を希望しないほどにベースロード電源の発電平均コストが高いということになり、新電力が BL 市場で調達する他の旧一般電気事業者等の電源や別途調達する電源によって、小売競争が活性化されることが想定される。

また、競争が更に進展し、旧一般電気事業者の小売シェアの低下が進めば、旧一般電気事業者は自らの発電部門で保有する電源(ベースロード電源を含む)を保有・維持することが困難となるとともに、イコールフットイング以上の措置を求めることとなる可能性がある。かかる状況においては、制度的な措置として電源の切り出しを求めることは難しいと考えられる。他方で、旧一般電気事業者の発電部門は、経済合理的な行動の結果として、余剰となった電

¹³ 一般水力については、基本的には旧一般電気事業者がベースロード電源として運用している流れ込み式水力の発電コスト等を、供出上限価格を算出するにあたり、参照することが適切と考えられる。他方で、流れ込み式水力やベースロード電源(石炭火力、原子力、地熱)のみでは、制度的措置に基づき求められる市場供出を履行できない場合(北海道エリア等における電発の市場供出)は、貯水池式の一般水力のベース運用部分のコスト等に基づき、供出上限価格を算出することを許容することが考えられる。

源を、BL 市場含め卸電力市場で自主的に取引することが考えられる。

こうしたことを踏まえれば、エリア離脱が一定以上進展し、事業者が経済合理的な判断の下で取引量の拡大を図る局面においては、必要な制度的措置は維持することを前提に、事業者の自主的取組による市場取引量の拡大を図ることがより適切と考えられる。

(全体供出量の考え方)

BL 市場への供出量について、開始当初は新電力等の総需要に対して長期エネルギー需給見通しのベースロード電源比率と同量を供出することとなる。他方で、小売競争や電源開発の進展により、エリアの卸供給における支配力が徐々に弱まるため、段階的にこうした要素を加味することとする。

その際、新電力等による電源投資の拡大を考慮し、新電力等のベース需要に十分な量の供出量となるように、調整係数(d)を設定し、以下の算定式に従い供出量を算出する。

全体市場供出量(kWh)

$$= \text{総需要(kWh)} \times \text{全国エリア離脱率(\%)} \times \text{ベースロード比率(\%)(=56\%)} \times \text{調整係数(d)}$$

※d:小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数(1~0.67で変動)

(参考表1-5)新電力シェアが30%時点の全体供出量(試算)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
エリア需要	295	768	2,682	1,251	282	1,350	582	260	825	8,295
新電力シェア	30%									
新電力需要	89	230	805	375	85	405	175	78	248	2,489
BL比率	56%									
調整係数	67%									
供出量	33	86	300	140	32	151	65	29	92	929

なお、d値については、旧一般電気事業者等(小売部門)と新電力のベースロード比率が最終的に同水準となることを目指す観点や、発電部門の競争促進を進める観点に加え、BL 市場の需給の状況によっては供出された電源の全てが新電力によって購入されるとは限らないことなども加味しつつ設定する。具体的には、事業者の予見性確保の観点から、以下の算定式に基づき、新電力等シェアの拡大に応じて、1 から 0.67¹⁴まで徐々に引き下げることとする。

¹⁴ 全体市場供出量は、全国エリア離脱率30%、ベースロード比率56%、調整係数0.67の場合、総需要の11.2%となる。これは、みなし小売電気事業者(シェア70%と仮定)にと

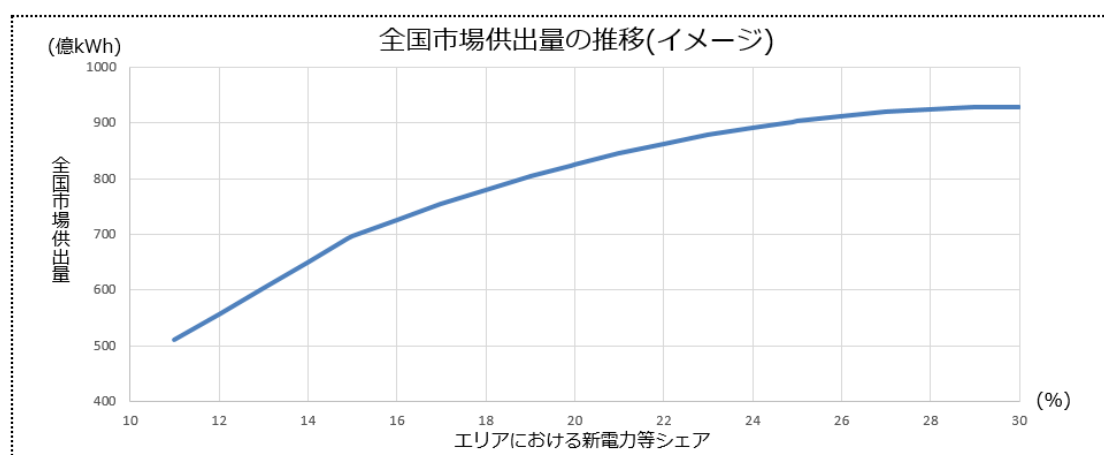
る。

$$d = -\frac{100}{45}(p - 0.15) + 1 \quad (0.15 \leq p \leq 0.3)$$

※ P = 新電力等シェア（整数値）

※ P < 0.15 の時は、d = 1

（参考図1-10）全国市場供出量の考え方



また、BL市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、小売競争を活性化することを目的とする。そのため、小売電気事業者間の競争環境が一定程度進展した段階においては、事業者の自主的取組に基づき、自立的に拡大することが期待される。こうしたことから、新電力シェアが一定程度（例えば、30%）に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねることとする。

また、制度的措置についても、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、終了することが望ましいと考えられる。どのような段階で終了するかについては、今後の競争の進展状況等を踏まえて検討することが必要となる。

（エリア別・事業者別の供出量の考え方）

供出を求められる事業者は、貫徹小委員会の間とりまとめを踏まえ、①全国規模で一定

って販売電力量の16%、新電力（シェア30%と仮定）にとって販売電力量の37.3%に相当する。2015年度におけるベース需要の全需要に占める割合は、みなし小売が69%、みなし小売以外は35%であったため、全量が購入されるとし、かつみなし小売以外がBL市場以外で引き続きベース需要相当の電気を調達するとした場合、みなし小売以外のベース需要は70%近くまで上昇可能と考えられる。（この場合、みなし小売は現状のベース需要に対するベースロード電源に係る供給力は現状を維持できない可能性が高いと考えられる。）

の発電規模、例えば 500 万 kW 以上の最大出力を有する事業者、②①の要件に該当する事業者から 3 分の 1 以上の出資を受ける事業者とする。(この場合、該当する事業者は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者グループ及び電発となる。)なお、分社化した会社およびグループ会社にあつては、十分な供出量を確保できない場合があることを踏まえ、グループ単位で供出を行うことを可能とし、グループ内での配分方法については、任意で決定可能とする。

エリア別・事業者別の供出量の算定に当たっては、エリアの卸供給における支配的な事業者に対して非対称的な措置として BL 市場への供出を求めることに鑑み、エリアに関連する指標に基づき、全体供出量を按分することとする。

なお、エリア別の供出量の算定に当たり、BL 電源比率に応じて供出量を決定することとした場合、ベースロード電源を保有する事業者の負担が短期的に大きくなるため、BL 電源を維持するインセンティブを阻害する可能性がある。このため、ベースロード電源比率のほかに、売り手・買い手双方のニーズを考慮する観点から、①売り手側の供給能力を示した各事業者のエリア別供給力、②エリア別ベースロード電源比率、③買い手側のニーズを示したエリア離脱需要量の 3 つの指標を一定比率¹⁵で按分して算定した比率でエリア別の供出量を算定することとする。

なお、それぞれの数値については、実需給を反映して見直すこととし、エリア内の新電力シェアに偏りが生じた場合においては、必要に応じて見直しや調整を行う。

¹⁵ 競争政策的な観点や事業者の電源の供出能力等を勘案し、売り手の供給能力（エリア別供給力比率、BL 電源比率）と買い手ニーズ等の指標（新電力需要量）を 1：1 で算定し、売り手の供給能力である小売供計比率と BL 電源比率を 1：1 で算定することとして、「小売供計比率：BL 電源比率：新電力需要比率」をそれぞれ「1：1：2」で按分して供出量比率を算定。

(参考表1-6)エリア別の供出力比率(試算)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
エリア別供給力(kW)比率	3.40%	9.52%	31.07%	15.92%	3.39%	15.41%	7.93%	3.27%	10.09%
BL電源(kW)比率	5.78%	11.92%	25.17%	10.47%	6.54%	15.89%	8.18%	4.34%	11.71%
新電力需要(kWh)比率	5.17%	5.80%	45.58%	9.01%	0.25%	24.19%	2.49%	1.03%	6.47%
1:1:2注2	4.88%	8.26%	36.85%	11.11%	2.61%	19.92%	5.27%	2.41%	8.69%

また、エリア内の旧一般電気事業者と電発の供出力の算定に当たっては、競争政策的な観点や事業者の電源の供出力能力等を勘案し、以下の表のうちの案①とする。

(参考表1-7)事業者別の供出力比率(試算)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
案① エリア別供給力(kW)比率	旧一般電気事業者	96.3%	94.7%	87.4%	93.2%	91.1%	89.1%	77.7%	80.6%	90.7%	499.0 億 kWh
	電発	3.7%	5.3%	12.6%	6.8%	8.9%	10.9%	22.3	19.4%	9.3%	61.0 億 kWh
案② BL電源(kW)比率	旧一般電気事業者	99.9%	97.9%	95.6%	97.6%	99.2%	87.5%	64.6%	78.6%	87.2%	515.4 億 kWh
	電発	0.1%	2.1%	4.4%	2.1%	0.9%	12.0%	35.4%	21.3%	12.8%	44.6 億 kWh
案③ 小売供計(kW)比率とBL電源(kW)比率を「1:1」に按分して算出。	旧一般電気事業者	98.0%	96.3%	91.5%	95.4%	95.1%	88.6%	71.1%	79.7%	89.0%	507.3 億 kWh
	電発	2.0%	3.7%	8.5%	4.5%	4.9%	11.4%	28.9%	20.3%	11.0%	52.7 億 kWh

(電発の契約見直しの考え方)

前述の事業者別の供出力の考え方を踏まえると、供出力確保のため、電発電源を切り出す必要がある。その際、BL市場において取り扱う価値は電力量(kWh)としているが、電発と旧一般電気事業者等との受電に係る契約は供給力(kW)にて取引がなされているため、電発電源の切出し量を算定する際は、kWh から kW に算定し直す必要がある。

この算定の際は定期検査等を踏まえた稼働率を考慮し、火力については、以下の算定式により契約解除量を決定することとする¹⁶。

¹⁶ BL市場で未約定となった分については、その全量をスポット市場等に供出することを電発に求める。北海道エリア等の水力については、上記の考え方を踏まえ、個別に検討することが考えられる。

$$\text{電発切出し量(kW)} = \text{電発供出義務量(kWh)} \div (8760 \times (\text{h}) \times 85\%)$$

※24h × 365 日=8760h

(参考表1-8)電発の保有する石炭火力発電所の利用率

	停止日数(4年間)	利用率
平均	226 日	85%

定期点検および中間点検の実績日数のみを除いた4年間での利用率は平均85%。ただし、震災後の実績日数(電力需給が厳しい中の定検日数・利用率)で算定。

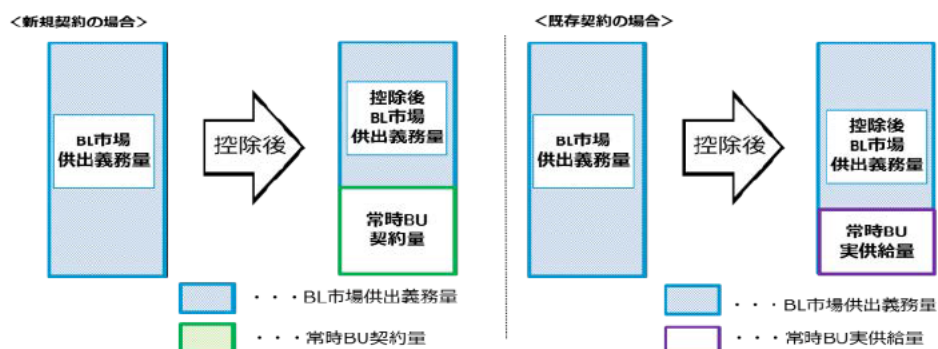
※ただし、沖縄は除く。

(常時バックアップ等の扱い)

常時バックアップは BL 市場と政策目的が一部重複するため、BL 市場からの調達に移行を促す観点から、その取引量等を BL 市場における供出量等¹⁷から控除することを基本とする。

具体的には、前年度の常時バックアップ契約に基づく契約量および実供給量を BL 市場における供出量等から控除することとする。ただし、初年度(2020 年度受渡し分)と2 年度(2021 年度受渡し分)については、BL 市場導入直後の常時バックアップの使用量を予見することは困難であることから、前年度の常時バックアップの供給量の半分を控除することとする。

(参考図1-11)常時バックアップ分の控除量について



また、部分供給¹⁸についても、旧一般電気事業者による部分供給は、ベース需要を含む供

¹⁷BL 市場等からの調達に移行を促す観点から、常時バックアップの取引量等を BL 市場における購入枠から控除することも考えられるが、単純に前年度の常時バックアップ契約量を控除しても BL 市場への移行が進まないと考えられることや、燃料調整額の状況次第では、常時バックアップの価格が BL 市場の価格よりも安くなる場合も理論上あり得ることなどを踏まえ、常時バックアップのあり方について、基本政策小委員会において検討を深めることとする。

¹⁸ 部分供給は、電力システム改革の基本方針において「市場における十分な競争状態を実現するため、特にベース電源や夜間に活用できる電源が不足しているといった新電力の

給を行うものであることを鑑みると、BL 市場への移行を促す観点から、その取引量等を BL 市場における供出量及び購入枠から控除することも考えられる。

他方、部分供給は需要家ごとにその供給形態が異なるため、競争活性化の観点から、市場開始後当面の間は、BL 市場からの部分供給分を供出量から控除しないこととし、今後の状況変化に応じて、適宜見直しを行うこととする。

(相対契約の位置付け)

仮に BL 市場において一年商品のみを先行させることとした場合、取引所取引で補足できない多様な事業者のニーズ等を補足すべく、BL 市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等の BL 市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除する。

控除の対象となる契約は、旧一般電気事業者等と BL 市場で購入可能な新電力等の間に締結された相対契約とする。ただし、旧一般電気事業者等及びその子会社・関連会社が、自エリアが含まれる市場範囲において旧一般電気事業者等と締結した相対契約については控除対象としない。加えて、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、基準に満たない未達量 (kWh) を減算して控除することとする。ただし、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも 70% 以上の負荷率、かつ、契約期間が 6 ヶ月以上の契約を対象とし、価格についても BL 市場への供出上限価格と著しく乖離がないかを確認することとする。

また、相対契約が急速に拡大し、BL 市場への供出量が急激に減少した場合、新電力等間の公平性の観点から問題がないか確認することが必要と考えられる。したがって、控除可能量は、当初は、供出量の 10%に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討することとする。

さらに、相対契約の交渉における新電力等の機会の公平性を確保する観点から、旧一般電気事業者等の供出量から新電力との相対契約分を控除する際は、当該新電力の購入可能枠からも当該控除分を控除する。その際、旧一般電気事業者等が複数の新電力と相対契約を結んだ結果、控除の対象となる相対契約に基づいて算出された総量(kWh)¹⁹が旧一般電気事業者等の控除可能量(供出量の 10%)を超えた際、新電力各社の購入可能枠からの控除量は、当該旧一般電気事業者等の供出量からの控除量を新電力各社の相対契約量の比率で按分した量とすることとする。

なお、控除に係る具体的な手続きについては、JEPX における取引方法を踏まえ、実務的に検討することとし、適切な相対契約が控除対象となっていることを確保するため、監視等委員会において必要に応じて、旧一般電気事業者等各社から相対契約に関する情報の提出

事業実態に配慮した措置」であり、かつ、常時バックアップと同様、「卸市場が機能するまでの当面の措置」とされている。

¹⁹ 契約を kW で行っている場合、契約の負荷率等に基づき契約期間における購入電力電力量を算出する。

を求めることとする。

ただし、事後的な監視を行い、要件を満たさないものやBL電源市場の趣旨に反するものについては、次年度からの控除を取りやめる²⁰ことが適当と考えられる。

(参考表1-9)

検討すべき論点	検討の方向性
①新電力の定義	<ul style="list-style-type: none"> ・BL市場から購入可能な新電力の定義と合わせる。 ・ただし、旧一般電気事業者等とその子会社・関連会社(※)は、自エリアが含まれる市場範囲に係る旧一般電気事業者等と相対契約を締結しても控除しない。 ※ 常時バックアップとの整合性等を鑑み、旧一般電気事業者等から3分の1以上の出資を受ける事業者。
②BL市場への供出量との公平性	<ul style="list-style-type: none"> ・控除可能量は、当初供出量の10%に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討する。
③新電力間の公平性	<ul style="list-style-type: none"> ・供出量から相対契約分を控除する際は、当該新電力の購入可能枠を上限として控除する。 ・控除量が控除可能量(供出量の10%)を超えた際、新電力等の公平性の観点から、新電力の購入可能枠からの控除量は、新電力各社の相対契約量の比率で按分した量とする
④BL市場と同等の価値を有する相対契約	<ul style="list-style-type: none"> ・下図参照
⑤控除にかかる具体的な手続き	<ul style="list-style-type: none"> ・今後詳細検討。

控除の対象となる相対契約の要件

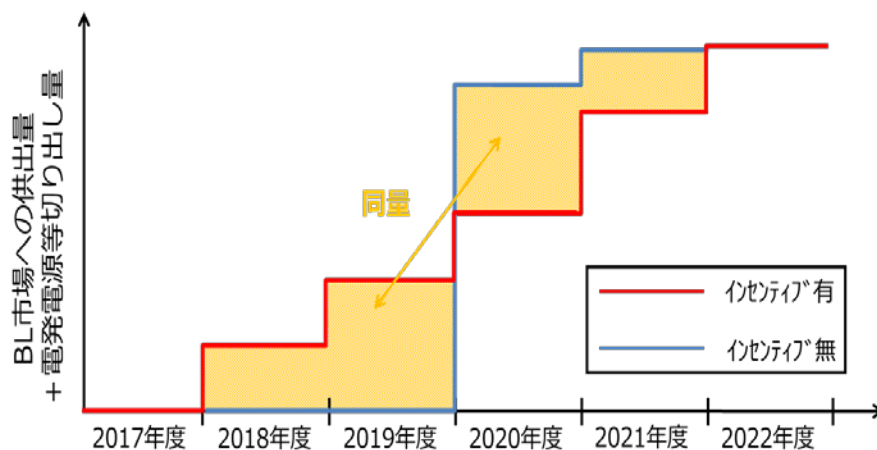
①	負荷率	一定の負荷率(95%以上)の相対契約
②		一定の負荷率(95%)に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算することとする
③		対象となる相対契約は少なくとも70%以上の負荷率の相対契約
④	価格	BL市場への供出上限価格と著しく乖離が無い。
⑤	期間	6ヶ月以上

(電発電源の切り出し)

BL市場創設前にも、BL市場における取引と同等の効果を持つと考えられる取組(電発の切り出し等)が実施されることは、競争活性化の観点から非常に重要であるが、こうした取組に対し、BL市場における制度的措置との関係で、何らかのインセンティブを付与することが考えられる。なお、インセンティブを付与することにより、一時的にBL市場への供出量が減る等したとしても、BL市場創設前から早期に競争活性化効果を発現する観点からは、全市場参加者にメリットがある。

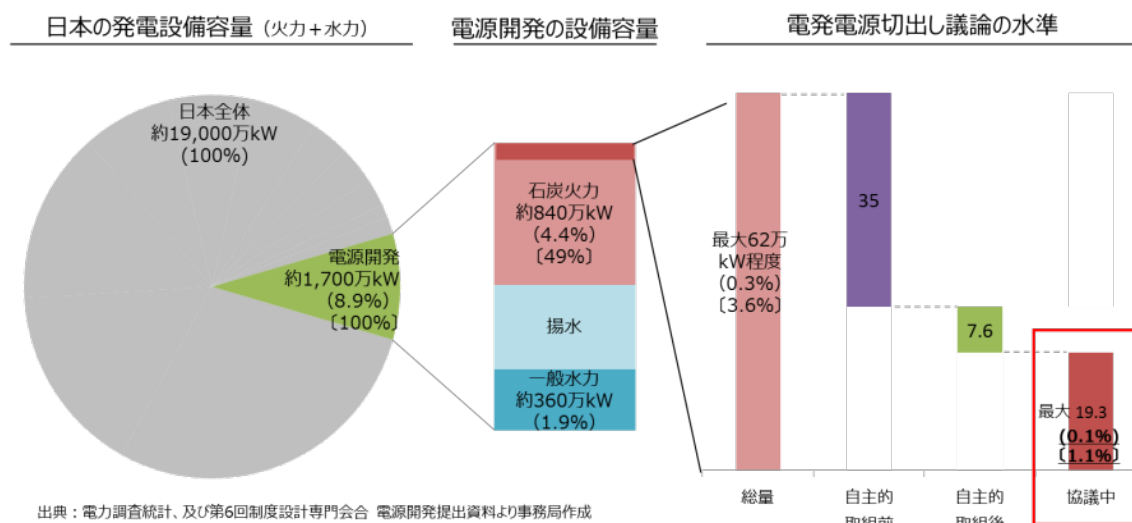
²⁰ 電発の供出量の控除方法については、市場エリアごとに供出量から控除するかどうかも含め、取扱いについては今後検討することとしてはどうか。

(参考図1-12) 電発電源切り出しインセンティブの考え方(イメージ)



注) その他、こうしたインセンティブを付与する前に切り出された電発電源についても、旧一般電気事業者等の供出量算定に際して、考慮される必要があるのではないか。

(参考図1-13) 電発電源切り出しの実態



出典：電力調査統計、及び第6回制度設計専門会合 電源開発提出資料より事務局作成

(参考表1-10) 電発電源の切り出しの協議状況

	切出シ量	切出シ時期	切出シの要件	協議の状況
北海道電力	検討・協議中 (年間2億kWh程度*3)	平成30年4月から北海道電力管内にある電源開発の水力発電所全体から 切出す前提で協議中		・ 10月～12月で4回の 協議を実施
東北電力	検討・協議中 (5～10万kW程度*2)	平成30年4月より1万kW*1を期間を定めずに切出す方向で協議中 5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		・ 12月、1月に協議を 実施
東京電力EP	3万kW*1を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
中部電力	1.8万kW*1を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
北陸電力	検討・協議中 (5万kW*2の一部)	原子力再稼働を待たず、需給状況の改善後	・ 需給状況の改善	・ 11月、1月に協議を 実施
関西電力	35万kW*2を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
中国電力	1.8万kW*1を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
四国電力	3万kW*1を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
九州電力	検討・協議中 (3～5万kW*1)	玄海原子力再稼働後	・ 玄海原子力再稼働	・ 10月、11月、1月、2 月、3月に協議を実施
沖縄電力	1万kW*1を 切出し済み		更なる切出しについては未定	

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量

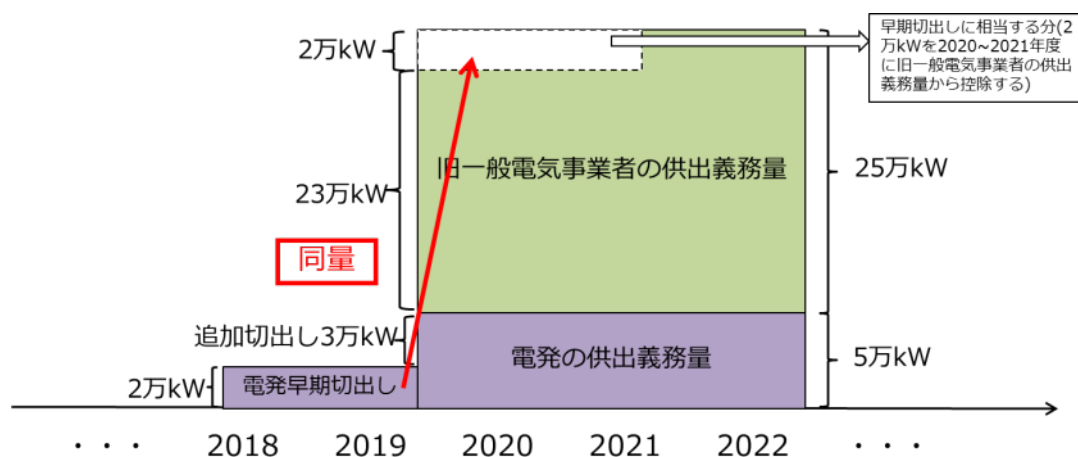
：前回から具体的な進展があった項目

28

(出所：2018年3月 電力・ガス取引監視等委員会 第28回制度設計専門会合)

インセンティブについては、BL市場に対して制度的に電源供出を求められる旧一般電気事業者が同市場創設前に電発電源の切り出し等を行った場合、事前に切り出した総量分を旧一般電気事業者の供出義務量から控除することとする。

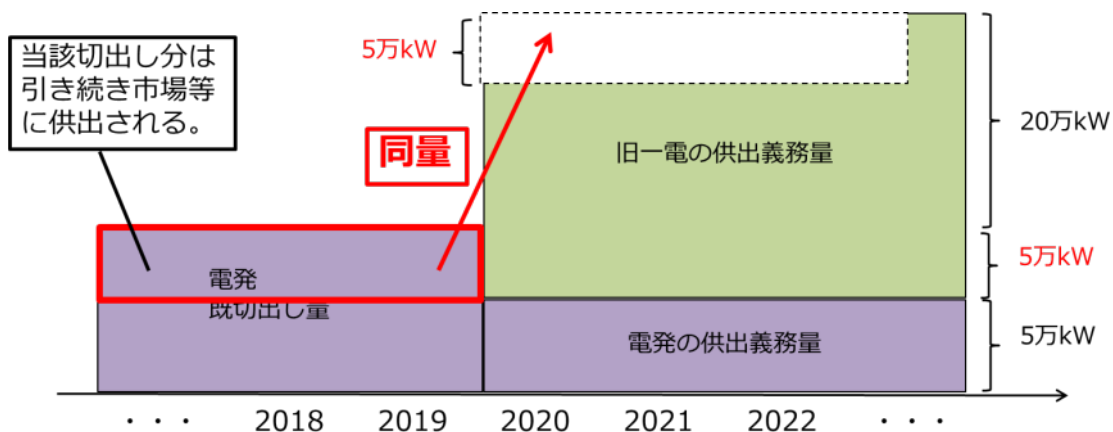
(参考図1-14) 電発電源早期切り出しインセンティブに係る考え方



なお、貫徹小委員会開催以前に、電発電源の供出義務量を超えて早期切出しを行って

いたものについては、引き続き市場等に供出され、卸市場の活性化に寄与することを前提として、旧一般電気事業者の供出義務量から電源開発の供出量義務量を超えて切出す部分を過去の切り出し総量分を上限として控除する。

(参考図1-15) 自主的取組の扱い



(供出量等の確定時期)

供出量や購入枠の設定に際し、なるべく実需に見合った量²¹とするため、例えば、X年度に入札するBL商品に関する各種諸元の数値の算定時期は、以下のイメージ図のように設定することとし、数値についても毎年の見直しを行う²²。

²¹ 実績と受渡しに2年の間が空いているところ、実績が実需に対応しないと考えられる場合には、調整を行うこととすることが考えられる。

²² BL市場への供出に必要な既存契約見直しについては、既存契約見直し指針に基づき、上記スケジュールに合わせて初回入札前に見直されることが前提とすることが考えられる。

(参考表1-11) 供出量等の確定時期(イメージ図)

		X-1年												X年												X+1年																							
		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月												
		X-2年度												X-1年度												X年度												X+1年度											
全体供出量	全国エリア離脱率	X-1年度実績												入札	入札	入札																																	
	エリア離脱率	X-1年度実績																																															
エリア・個社供出量	小売供計比率													X年度計画																																			
	BL電源比率	X-1年度実績																																															
取引要件	新電力需要実績	X-1年度実績												※需要量増加の場合は直前の実績を利用可能																																			
受け渡し																										X+1年度受渡し																							

(供出価格)

旧一般電気事業者等が BL 市場に供出する際の供出価格については、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給価格と比して不当に高い水準とならないよう、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格を上限(供出上限価格)とする。

その際、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格は、具体的には、保有する全てのベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用(円)を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することとなる。電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出された、供出する電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計とすることを基本とする²³。

なお、BL市場は事業者の創意工夫を促し、卸電力市場全体の価格指標性を高める観点から、原則としてリスク管理は市場を介して行うこととされていることから、燃料費調整制度の機能は導入しない²⁴。

(監視のあり方)

²³ 間接費用については、合理的に按分して算入する。また、水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費に含まれる事業報酬については、レートベースは供出する電源に係る資産を対象とし、事業報酬率は発電部門の理論報酬率を用いることが考えられる。なお、容量市場からの期待収入は、電源を維持・運転する費用から控除する。

²⁴ この場合、発電平均コストの算定にあたり、資源価格の変動等を加味した価格を反映することとなると考えられる。

取引要件などの BL 市場に係る詳細な取引ルール等は JEPX 取引規程等に規定することとなるが、旧一般電気事業者等に対し、ベースロード電源を市場へ制度的に供出することを求めることに鑑みれば、その実効性をより高めるため、供出に係る基本的な考え方を明確にする必要がある。

この点、旧一般電気事業者等による BL 市場へのベースロード電源の電気の供出と同様に小売電気事業者間の競争活性化を目的として措置されている常時バックアップの基本的な考え方が「適正な電力取引についてのガイドライン(以下、「適取 GL」)」に記載されていることを踏まえ、BL 市場への供出に係る基本的な考え方も適取 GL に所要の記載をすることとする。

具体的には、例えば、一般電気事業者等であった発電事業者がベースロード電源を投入することとされた BL 市場は、新電力のベースロード電源へのアクセスを確保する観点から、新電力のベース需要に対し十分な量を市場へ投入するような配慮を一般電気事業者等であった発電事業者が行うことが適当である旨を記載²⁵する。

また、BL 市場の監視の主体については、監視等委員会が行うこととなる。

供出価格については、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を上限にすることが適当である旨、適取 GL に所要の記載を行うとともに、監視等委員会において、供出量と併せて事後的に監視を行うこととする。

監視の時期については、市場での取引と電気の受け渡し時期にズレが生じ(X年度に取引したものを、X+1 年度に受け渡し)、BL 市場に電気を供出する旧一般電気事業者等(以下、「供出事業者」という。)は、BL 市場への供出時点(X年度)に、受け渡し年度(X+1 年度)に要する費用や発電電力量を算定し、供出上限価格を決定するという BL 市場の特性に鑑み、BL 市場での取引時(X 年度)の供出価格のみならず、必要に応じて受け渡し後の実績についても(X+2 年度)監視が必要となる。したがって、それぞれの時期において、以下の内容を監視し、不適切な行動が確認された場合等は、必要に応じて当該事業者を公表することとする。

① BL 市場での取引時

- ・市場監視を円滑に行う観点から、オークション終了後に、供出量について、全ての事業者について必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。また、供出価格については、供出事業者を対象として、必要に応じて当該事業者の算定根拠の提示を求め、適正な供出上限価格以下で供出されていることを確認する。
- ・供出価格が供出上限価格以下でない場合や、供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業事業者に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業事業者を公表

²⁵ BL 市場に対する供出量の合計は、全国のエリア離脱需要にベースロード電源比率(56%)と調整係数 d を乗じたものとする事や、エリア内での一般電気事業者等であった発電事業者の市場への投入量は、エリアにおける供給力の割合にするなど、個別事業者ごとの供出量の考え方を掲載することとする事も記載することが考えられる。

する。

②受け渡し後(X+2年度)

- ・必要に応じて供出事業者から実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・計画発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、価格・量の乖離にかかる合理性²⁶を確認する。
- ・発電コストと実績発電コストとの乖離や、計画発電量と実績発電量との乖離に合理性が乏しい場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングを行い、必要に応じて該当事業者を公表する。

また、BL市場での供出上限価格の考え方は、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比して不当に高い水準でないことを確保する観点から、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格とするものである。

他方で、監視に当たって、小売料金等を参考に小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認した場合に、小売部門の BL 電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合は、供出上限価格を設定した趣旨が達成できないおそれがある。したがって、こうした場合には、供出事業者の供出価格を精査し、必要に応じて、供出事業者に対して供出価格の見直しを求める等の対応を採ることとする。²⁷²⁸

その際、具体的には、以下の二つの方法により監視を行う。

- ①ベースロード電源の発電平均コストを基礎とした価格(供出上限価格)以下で供出されていることを確認。
- ②小売平均料金を参考に、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認することで、供出価格(下表の A 円及び B 円)の妥当性を確認。(小売料金と社内(グループ内)卸価格等の水準を単純に比較するのではなく、小売部門の収入・費用の構造を確認することを通じて、BL 相当の社内(グループ内)卸価格の説明の妥当性を確認する観点から、(必要に応じて)小売料金等を参照する。)

なお、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなる。²⁹

²⁶ 具体的な乖離の要因としては、①エリア需要の変動、②資源価格の変動、③為替変動、④供出電源の稼働状況等を踏まえることが適当と考えられる。

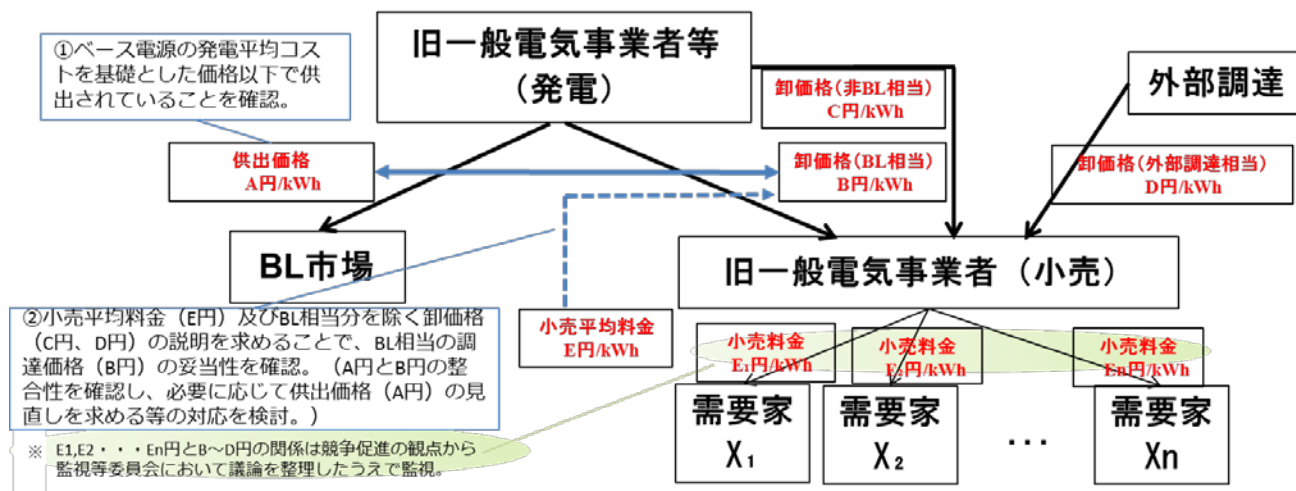
²⁷ 監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等は、当該供出事業者等の競争情報に当たることから、原則として非公開とすることが適切と考えられる。

²⁸ 供出事業者と同一グループ内の小売電気事業者に調達価格の説明を求めた結果、供出価格が、当該小売電気事業者の小売料金水準を上回っている等の場合を含め、小売電気事業者の不当廉売等に関する競争上の問題の有無、対応については、必要に応じて、別途、監視等委員会において、然るべく対応することとなる。

²⁹ 本作業部会の議論において、委員・オブザーバーから、高負荷需要家への個別の小売価格と BL 市場への供出価格を比較すべきとの指摘があった。こうした指摘に関し、BL 市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフッティ

また、今後の市場運用に当たり、適正な価格による供出がなされていないといった不適切な行動が見られる場合、更なる規制の強化を含めた見直しを行うこととする。

(参考図1-16)



④常時バックアップ等の扱いについて

今後の常時バックアップ³⁰の在り方について、本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、検討を深めることが重要である³¹。なお、スポット市場(最低取引単位:1000kW)では十分需給調整ができない小規模事業者にとっては、

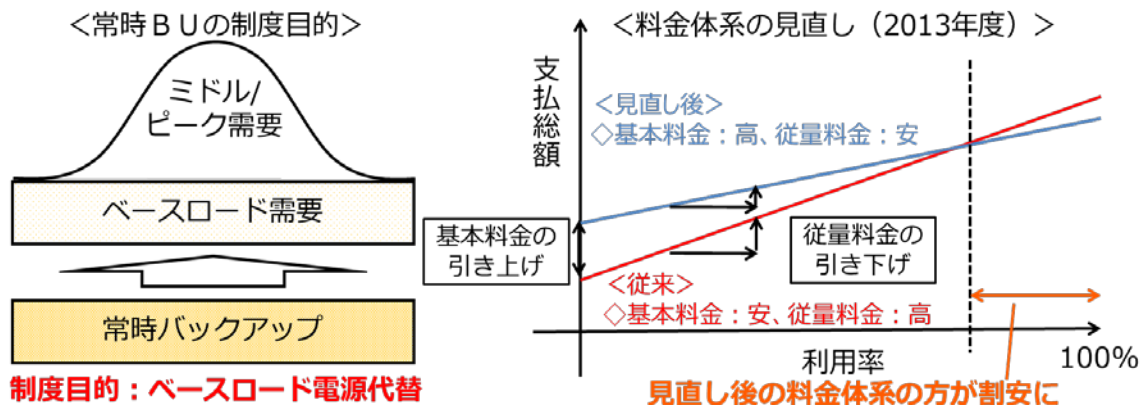
ングを図るとい趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認されるものである。なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられるが、その一方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得るところ、具体的には、今後、監視等委員会において、検討することとなる。そうした場合、BL市場の供出価格の監視から得られた情報を参照することも考えられる。

³⁰ 常時バックアップとは、適取GLに基づき、旧一般電気事業者が新規参入者に対して、継続的に電力の卸供給を行うことを指す。2000年の部分自由化にあわせて導入され、新規参入者の主要な電源調達手段となっているものの、卸電力市場が未発達な状況における過渡的措置と位置づけられており、将来、卸電力市場が活性化した場合には廃止することが望ましいとされている。

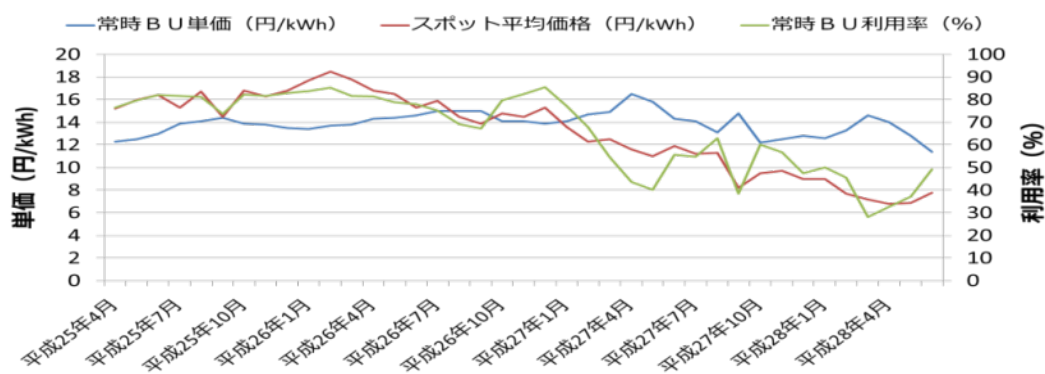
³¹ 常時バックアップ利用率は、スポット価格と比べて常時バックアップ単価が安い時は上昇傾向、高い時は低下傾向にある。そのため、常時バックアップの利用者は、同制度を必ずしもベースロード電源代替として利用していないと考えられる。

引き続きこうした仕組みが必要であると考えられる。

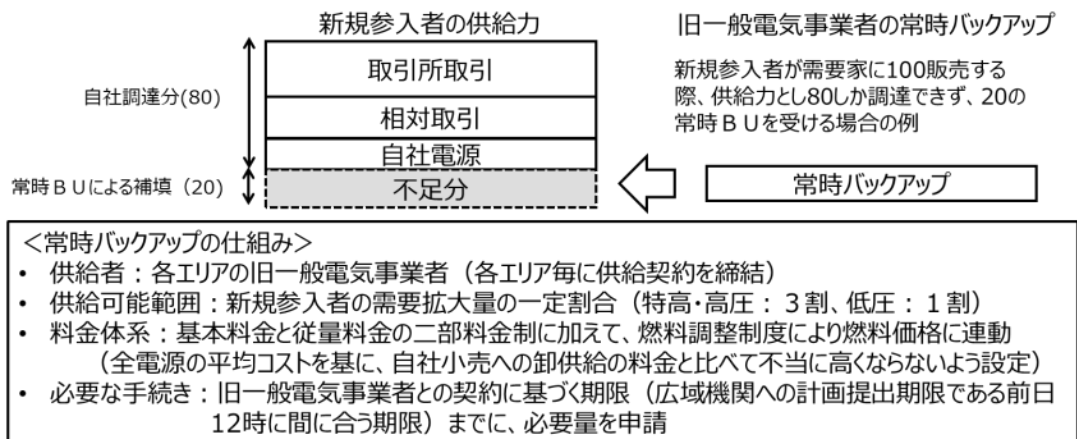
(参考図1-17)常時バックアップの制度目的等



(参考図1-18)常時バックアップの単価と利用率、スポット平均価格の関係性



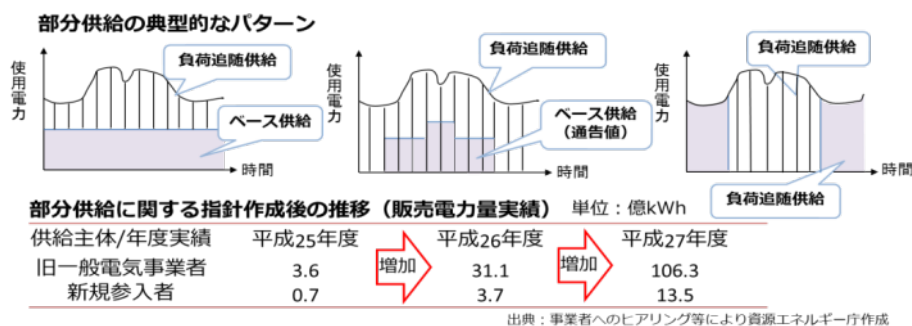
(参考図1-19)常時バックアップの仕組み



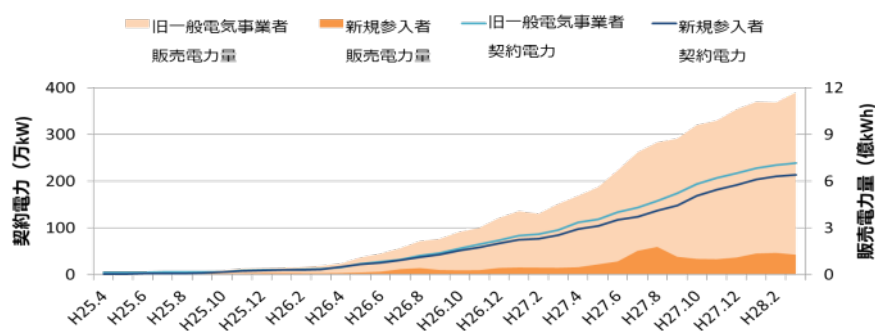
また、部分供給³²についても、現在、旧一般電気事業者はベース含む大部分の需要に対し、小売供給を実施しているが、BL 市場創設後は、新電力も BL 市場で電源調達を行うことで、こうした需要にも自ら供給することが可能となると考えられる。このため、新電力が部分供給を活用する必要は薄れると考えられる。

BL 市場と同等の効果を持つ相対取引(常時バックアップ)は、BL 市場の供出量や購入枠から控除することが比較的容易である一方、部分供給は利用形態が需要家毎に異なり、こうした措置を講ずることが困難である。従って、今後の同制度の扱いについては、こうした点も念頭に置きつつ、検討する必要があると考えられる。

(参考図1-20)部分供給の典型的パターン

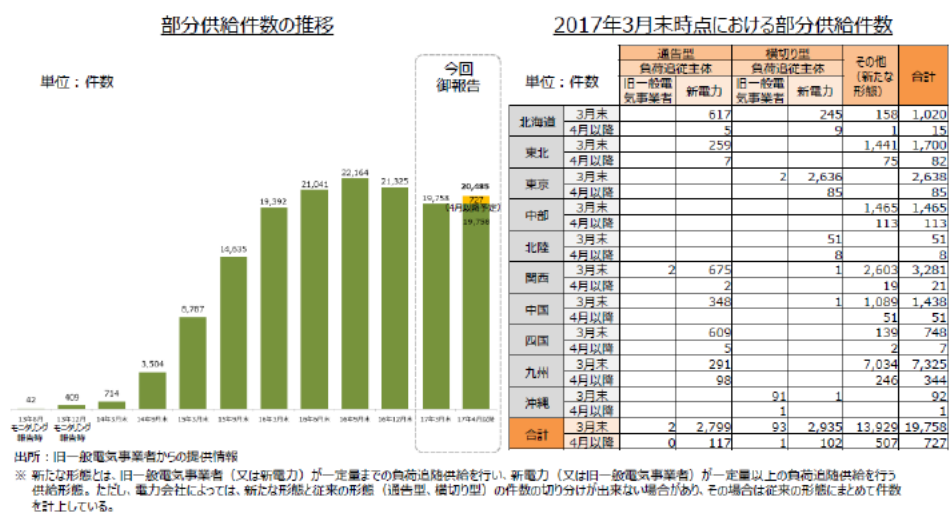


(参考図1-21)部分供給による契約電力と販売電力量の推移



³² 部分供給は需要家にとって供給を受ける選択肢拡大に資する上に、新規参入者の供給力不足を旧一般電気事業者からの供給で賄うことで新規参入者の参入促進に繋がる事が期待される。そのため、具体的な実施方法についての慣行を確立すべく、部分供給における契約電力の算定方法や託送料金の取扱いを内容とする「部分供給に関する指針」を2012年12月に定めた。その結果、部分供給に関する販売電力量は年々増加しており、2015年度は全供給電力量のうち、約1.4%の電力が部分供給に関連して旧一般電気事業者及び新電力から販売されている。なお、常時バックアップ同様、卸電力市場が活性化するまでの過渡的措置として位置付けとなっている。

(参考図1-22)部分供給の実施状況



なお、常時バックアップ(および部分供給)については、本作業部会における議論を踏まえ、電力・ガス基本政策小委員会等において、本来の制度趣旨に照らし、事業者が足下どのような運用を行っているか、更に分析を進めつつ、制度の見直しを進めているところである。

(3) 今後について

2019年度の市場開設に向け、JEPXにおける必要な事務の洗い出し等の作業を JEPX や関係事業者において並行的に進め、その作業の中で浮かび上がった重要な論点については、本作業部会において検討することとする。

2. 2. 連系線利用ルールの見直し・間接送電権

(1) 連系線利用ルールの見直しの意義

地域間(エリア間)連系線の利用については、現在、「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則として、広域機関によって利用計画が管理されている。連系線を利用した広域的な運用拡大のため、一部の連系線では設備増強のための計画策定プロセスが開始されており、先着優先ルールを継続する場合、一刻一秒を争って申し込み順位を争う、不毛な競争が生じるおそれがある。また、我が国の電力需要が今後大きな伸びを期待できないことを考慮すれば、既存の連系線設備をより効率的に利用できるルールの見直しが重要である。こうしたルール整備は、卸電力市場の活性化、より広域かつ効率的な電源活用、将来的な調整力の広域運用等の基盤となるものであり、結果的に、再生可能エネルギーの最大限の活用にも資するものと考えられる。

加えて、2016年4月から計画値同時同量制度が導入されたことで、託送制度上、自由に電源の差替えができるようになり、連系線の利用計画も特定電源との紐付きが不要となった。このため、先着優先によって連系線容量を確保している事業者は、それをういて最も経済効率的になるよう電気の調達先を差し替えることが可能となる一方、新規参入者は、既存事業者によって連系線が占有されている場合、連系線を活用して電源を差し替えることができず、既存事業者が極めて有利になるといった新たな課題も生じている。こうした状況も踏まえ、連系線利用ルールを見直すことで、公正な競争環境の下で送電線の利用と広域メリットオーダの達成を促し、更なる競争活性化を通じた電気料金を最大限の抑制、事業者の事業機会の拡大を実現していくこととする。

(2) 連系線利用ルールの見直しの方向性

(基本的な考え方)

上記の意義、及び広域機関における検討を踏まえ、現行連系線利用ルールを「先着優先」から市場原理に基づきスポット市場³³を介して行う「間接オークション」へと変更する。

現行連系線利用ルールでは、先着優先での容量割当を積み重ねた上、前日10時の段階で、なお空容量となっている部分を、スポット市場で約定した取引が利用している。

このため、先着優先に基づく連系線の利用登録の受付を停止することで、必然的に間接オークションに全面移行することとなる。なお、2018年10月を目指して間接オークションの導入を行うこととする。

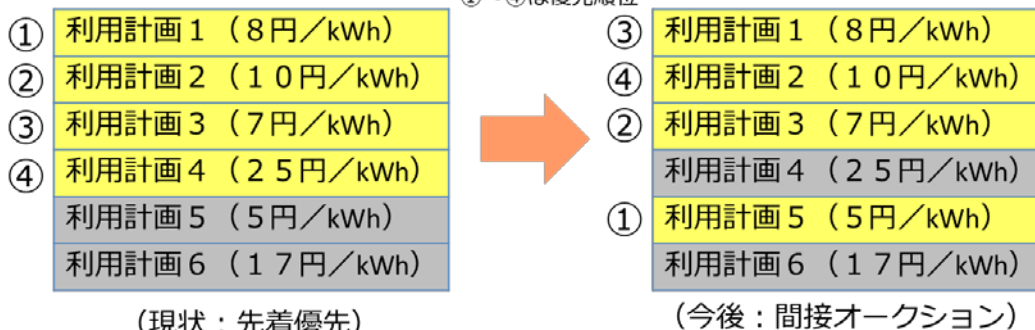
³³ 小売電気事業者は、電力を購入する発電所の立地エリアで卸電力取引市場のスポット市場に売り入札、小売電気事業者の小売供給エリアで買い入札を実施することで、約定した場合、実質的に連系線をまたいだ取引を行うことができる。現在では先着優先で先に確保された容量を除き、地域間取引を含めた全体の約定処理が行われている。

(参考図2-1)競争的な連系線利用ルール(間接オークション)への移行

<連系線利用状況イメージ>

(4つの利用計画分を送電できる容量があると仮定)

①~④は優先順位



(間接オークション導入後の連系線管理運用)

現行連系線利用ルールでは、スポット市場約定前に運用容量を超える連系線利用の登録申請があった場合、スポット市場約定後に連系線の故障等により運用容量が小さくなった場合、いずれの場合においても、先着優先の考え方に基づき混雑処理を行い、後着の利用登録から順に抑制している³⁴。

間接オークション導入後は、スポット市場約定前の混雑処理は不要になり、スポット市場約定後の混雑処理は、スポット市場約定分と時間前市場約定分を同順位として位置づけ、按分抑制することとする。

また、現行連系線利用ルールでは、広域機関は、先着優先で登録された利用計画に基づき、連系線の計画潮流の管理及び作業停止計画調整等を行い一般送配電事業者へ通知し、一般送配電事業者は、広域機関より通知された情報を基に潮流管理及び作業停止調整等を実施している。

間接オークション導入後は、広域機関及び一般送配電事業者は、広域機関に提出された販売・調達計画や過去の連系線利用実績等の情報を踏まえて³⁵連系線潮流の予測・管理を行うとともに、作業停止計画調整等を行うこととする。

(長期固定電源の取扱い)

長期固定電源³⁶は出力制御が困難であるため、スポット市場において、成行価格での約定を可能とする仕組み³⁷とする。また、市場約定後、連系線の故障等によって運用容量が減少

³⁴ スポット市場分は、按分抑制している。

³⁵ 供給計画及び需給バランス評価の在り方の議論の内容次第で、これらの情報も活用できる。

³⁶ 広域機関の送配電等業務指針において「原子力、水力（揚水式を除く。）又は地熱電源」と規定。

³⁷ 他電源（送配電事業者により市場に投入されるFIT電源等を含む）よりも優先的に約

する場合、長期固定電源を含む BG が同時同量を達成できない場合であっても、当該連系線を介した約定分のうち按分抑制された量について、同時同量を達成するために努力を行うことを前提に、余剰インバランスを許容するものとする³⁸。

なお、連系線の中には、特定の電源の出力を直ちに制限する装置を電源側に設置して運転を行うことを前提に、運用容量が設定されているものがある。こうした電源についても、当面の間、長期固定電源と同様の扱いとすることとする。

また、流通設備の合理的形及び流通設備コストの抑制・節減を目的として「電気事業法第24条第1項に定める区域外供給」が適用されている場合、並びに送電線作業停止時に限定して電源を一時的に他の供給区域に送電させる必要がある場合等には、長期固定電源と同様に、成行約定の対象とすることとする。

(経過措置)

原則として、現行ルールの下、既に長期連系線利用計画の登録を行っている事業者について、経過措置を講ずることが適当である。経過措置の対象事業者が、経過措置期間中、間接オークションの仕組みの下、結果として、従来と等価な相対契約を締結できるよう、以下の内容の措置を講ずることとする³⁹。

- ・経過措置の対象となる小売電気事業者が、従来の連系線利用に準じた手続きに基づき登録（以下、「経過措置計画」という。）を行い、この量をスポット市場へ応札し、約定した場合であって、
- ・当該経過措置計画に記載された電気の調達元（発電契約者又は小売電気事業者）が、同量をスポット市場に応札した場合に、
- ・事後的に、エリア間値差相当分⁴⁰を、JEPXとの間で精算するものとする。

なお、経過措置の転売については、一定の効率性向上に資する可能性があるものの、これを認めないこととする。

(特定契約の会計上の整理)

特定契約⁴¹は、スポット市場を介して電力を受け渡すことを内容とする電力受給契約の一

定できる仕組みを指す。

³⁸ 託送約款上は、通常のインバランスの引き取りとして処理されることとなる。また、エリア全体の電力が余剰となる場合は、当該電源は優先給電ルールに基づき抑制されることとする。

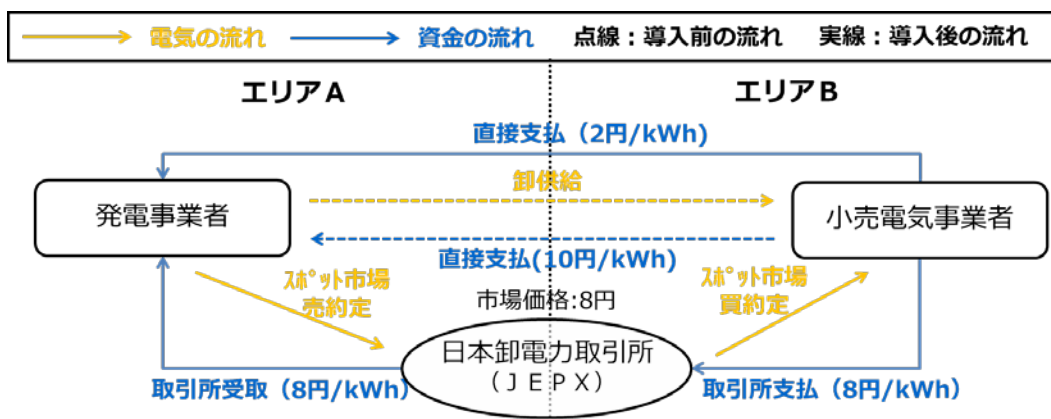
³⁹ 電源投資に大きな影響を与える制度変更等（容量メカニズムの導入等）があった場合には、経過措置の在り方について、その必要性を含めた検討を行うこととする。

⁴⁰ 経過措置対象事業者又はその電気の調達元が、①価格の安い市場で電気を販売し、価格の高い市場で購入する場合に要する費用、②又は価格の高い市場で電気を販売し、価格の安い市場で購入する場合に得られる収益を指す。

⁴¹ ①スポット市場を介して電力を受渡すこと、②特定価格、③特定価格の一部（市場価

種であり、電力財の取引と事業者間精算の取引は一体の契約で行われることとなることから、金融商品会計基準の対象外⁴²(デリバティブ取引には該当しない)と考えられる。

(参考図2-2)間接オークション導入後の特定契約⁴¹に基づく資金の流れ



(3) 連系線利用ルールの見直しの今後について

スポット市場の取引単位の変更⁴³、手数料削減、市場の入札から約定までの処理時間の遅延による運用に支障をきたさないような設計等を含んだ必要な運用ルールについては、引き続き検討を行うこととする。

(4) 間接送電権の意義

JEPX のスポット市場においては、全国の参加者が売り買いの入札をし、最も価格の安い売り入札と最も価格の高い買い入札がマッチングされ約定計算が行われる。こうした約定計算を行う際、連系線をまたぐ取引の量が計算され、全て空容量の範囲内で取引を行うことができれば、全国一律の価格(システムプライス)に決定される。他方で、連系線の空容量の範

格)が取引所で決済されること、④残り(特定価格と市場価格の差額)を直接支払うこと、を内容とした契約を指す。

⁴² なお、金融商品会計に関する実務指針(会計制度委員会報告第14号)の第20項で求めている通り、「将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引」であることが具体的に明確に記載され、会社として職務権限に基づく社内ルールに従い当該文書が承認プロセスを経ていること、またそれを逸脱した取引を行うことが認められない状況となっていることが必要である。

⁴³ 現行連系線利用ルール(連系線利用登録)における取引単位が1kWhであるのに対し、現行JEPXのスポット市場における取引単位は、500kWhとなっている。そのため、間接オークション導入後、スポット市場を介して電力を受け渡すことを想定すると、1kWh単位で電気を送ることが現状では出来ず、受電側で不足インバランスが発生する可能性があるが、これに対応する場合には、エリア内で、BGの組成サービスに加入することや、相対契約等を締結し、電気の取引を行うこと、及び常時バックアップ契約を締結する等が可能と考えられる。また、JEPXにおいては、技術的な観点に留意しつつ、スポット市場の取引単位を一定程度引き下げることが検討中である。

圏内では取引できない場合、連系線の空容量を勘案して、改めて約定計算が行われる。こうして連系線混雑を考慮し約定計算をした結果、エリアごとに計算されるスポット価格(エリア価格)が異なる場合があり(市場分断)、このエリア間の価格の差異を「エリア間値差」と称する。

貫徹小委員会や本作業部会においては、先着優先から間接オークションへの移行やBL市場等の卸電力市場活性化策の実施に伴い、エリア間値差がより多くの事業者に影響を及ぼしうることを踏まえ、こうしたリスクを軽減する仕組みが必要との議論が行われてきた。

諸外国においても、例えば、米国の PJM エリアにおいては、地点別の限界価格(LMP)に頻繁に値差が発生することによる事業者のエリア間値差の負担リスクを減少させられるよう、間接送電権の仕組みが整備されている⁴⁴。

こうしたことを踏まえ、我が国においても間接送電権の仕組みを整備することが考えられる。その際、詳細設計の検討に当たっては、①BL市場を含む先渡市場や、スポット市場、相対取引等における、エリアをまたぐ広域的取引の環境の整備、②連系線の効率的な利用、③間接送電権の取引の透明性の確保という視点を踏まえながら、取引参加者にとっての利便性や、BL市場を含む先渡市場の活性化にも留意しつつ、検討を進めていくことが求められる。

(5)間接送電権の詳細設計の方向性

(市場開設者)

間接送電権は、事業者が卸電力市場のエリア間値差の負担リスクを軽減できるようにするものであり、諸外国においても、卸電力市場開設者が混雑収入(エリア間値差の発生に伴う収入)を原資として間接送電権(金融的送電権)を発行している例が多い。

我が国においては、①JEPX が卸電力市場を開設しており混雑収入も JEPX において発生すること、②間接オークション開始後は原則として全ての連系線利用が JEPX の取引を通じて行われること、③JEPX はスポット市場の取引にあたり、広域機関との間で前日段階での連系線空容量情報について連携を行っていることから、JEPX において、間接送電権を発行し、取引を行うこととする。

間接オークションは 2018 年 10 月の導入を目指している。また BL 市場は 2019 年度に開設予定。間接送電権は BL 市場に先行して取引を開始することが望まれているところ。

他方で、詳細制度設計後、システム開発期間等の内部体制準備及び事業者への説明期間を勘案すると、間接送電権の取引開始に向けた準備には、1 年弱を要する見通し。また、規程類の整備等、技術的な準備も必要である。

このため、間接送電権の取引開始は、2019 年 4 月の取引開始を目指して準備を進めるこ

⁴⁴ 米国においては、「金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Rights)」と呼称している。金融的送電権は、地点間の値差に基づき計算される金額を受け取ることができる権利であり、電気事業者以外にも取引可能となっている。(転売も可能)

ととする⁴⁵⁴⁶⁴⁷⁴⁸。

(参考表2-1)諸外国の金融的送電権の整理

	米国 PJM	米国 TEXAS- ERCOT	スペインーポルト ガル間連系線
卸電力市場運営者	PJM	ERCOT	取引所
金融的送電権発行者	PJM	ERCOT	取引所
金融的送電権市場運営 者	PJM	ERCOT	取引所

(出所:各種資料から資源エネルギー庁作成)

(取引主体)

間接送電権は、事業者にとってのエリア間値差の負担リスクを減少させるものであるが、諸外国においては、卸電力市場に電気事業者以外の事業者も参加可能となっており、間接送電権についても電気事業者以外の取引を可能としている。

我が国において、卸電力市場への参加は電気の実物を売買できる事業者に限定されているところであり、間接送電権の取引主体についても、当該事業者に限ることとする⁴⁹。

(転売の可否)

間接送電権の位置づけとしては、JEPX の卸電力取引(現物取引)における値差精算処理に対する対価とする⁵⁰。

これに関し、間接送電権について、電力取引を行わない場合には、値差精算を受けられないため、間接送電権を転売することを認めるかどうかが論点となる。

この点に関し、電力取引と切り離して間接送電権のみを単独で転売できることとすれば、間接送電権発行業量に上限がある中で、一部の事業者によって電気の実物取引以上に購入することによって、間接送電権を必要とする事業者に渡らない可能性が高まるとともに、電気の実物取引以外に収益、損失が発生することとなり、そうしたリスクに備えるための準備が事

⁴⁵ 間接オークションの経過措置の管理方法が異なる場合、広域機関のシステム改修するスケジュールを勘案する必要がある。

⁴⁶ 間接送電権の開始に当たって、事業者への説明会等は別途必要と考えられる。

⁴⁷ 間接送電権は JEPX 規程等により、電力市場の一種として整理し、間接送電権に係る係争が生じた場合の対応や、不可抗力発生時等の補償内容は電力市場と合わせる。

⁴⁸ 名称については、「間接送電権市場」とする。

⁴⁹ この考え方は、間接送電権の導入の趣旨として、間接オークションの導入や、BL市場等の卸電力市場活性化策の実施に伴い、エリア間値差がより多くの事業者に影響を及ぼしうることから間接送電権を導入するとしていることとも整合的。ただし、市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえながら、改めて検討していくこととする。

⁵⁰ 間接送電権は、連系線等に物理的に電気を流す権利(物理的送電権)ではない。

業者に過度な負担となる可能性がある。こうした状況や間接送電権の性質を踏まえれば、今回の市場の開設に当たっては、転売を認めない方向で検討を進めていくこととする⁵¹。

(取引対象)

間接送電権の対象とするエリア間値差については、複数案が考えられるが⁵²、隣接するエリア間の値差を基準に商品を設定することを基本とし、その詳細については、事業者ニーズも踏まえて、更に検討を進めていく。

間接送電権の商品発行に当たっては、事業者ニーズを踏まえる必要があるところ、市場分断の発生状況や、分断時の値差の状況を踏まえて設定する必要がある。具体的には、間接送電権の取引に当たっても一定の手数料が発生する考えられることから、期待値差が 0.01 円/kWh を上回る蓋然性が高いものが検討対象となると考えられる。(例えば、分断発生率が 1%程度、分断時の平均値差が 1 円/kWh 程度以上)

上記の基準に照らし合わせると、①北海道東北間、②東京中部間、③中国九州間が検討対象となるが、間接送電権が発行可能な空容量が十分に存在すること等の確認も必要。

発行可能量は、マージンや経過措置対象量が存在することから、方向によって差異が生じる。

また、値差の発生状況も時間帯や季節によって差異があるため、方向種別を設ける方向で準備を進める。なお、発行可能量が極めて少量の間接送電権については、日々の発行可能量算定等にかかる事務コスト等を勘案し、商品が発行しないことも許容されることが考えられる。実際に発行を行うかどうかは、取引所の経営にも関わることから JEPX において決定することとし、判断に当たっては、連系線増強や値差の発生の状況、事業者ニーズ等も踏まえ、ある程度の取引量が見込まれることなどを勘案し、検討会を開催するなどして客観的な検討を行う。(市場分断状況や事業者ニーズ、連系線容量等に変更がない場合には検討会を開催しないこともありうる。)

対象商品の追加や廃止については、市場分断の発生状況や、連系線増強の状況、事業者ニーズ、調達機会の公平性等を確認しながら、JEPX において定期的(年 1 回以上)に、検討する⁵³。

⁵¹ なお、不要になった間接送電権の返納、及び JEPX の再発行も考えられるが、間接送電権の約定価格に与える影響を慎重に見極めることとし、当初は行わないことを基本とし、市場開設後の状況を踏まえ検討を行う。

⁵² 具体的には、①隣接するエリア間の値差(=各連系線が発生させる値差)、②隣接しないエリアも含むエリア間の値差の 2 案が考えられるが、間接送電権は、連系線の混雑収入を原資とするため、連系線の空容量を勘案して発行量の上限を設定することが想定される。上記②とすると、各商品における発行量の上限を設定することが難しい。(一定の条件を仮定し発行量を決めることは可能であるが、発行上限量の設定に恣意性が発生し、価格の指標性も低下するおそれがある。)

⁵³ 対象商品の追加や廃止のプロセス(年 1 回のイメージ)
○毎年度、市場分断の状況等を踏まえて、定期的に検討。

(値差の決済スキーム)

諸外国の金融的送電権の商品例を参考にすると、オプション型⁵⁴と、オプション型⁵⁵の2つが考えられる⁵⁶。

間接送電権として発行する商品を、隣接エリア間の値差(各連系線が発生させる値差)を基準とする商品のみとした場合、隣接しないエリア間の値差の負担リスクを軽減させるために、隣接エリア間の値差(各連系線が発生させる値差)を基準とする商品を組み合わせて利用することが考えられる。この場合に、オプション型であれば、隣接しないエリア間値差を適切に反映できると考えられる⁵⁷。

このため、値差の決済スキームとしては、オプション型とすることを基本として検討を行うこととし、市場開設後の状況によっては、オプション型に変更することも含めて検討を行うこととする。

また、間接送電権を JEPX の値差精算処理に対する対価と考えた場合、電力取引を行わなければ、間接送電権による値差精算を行わないこととすることが適当であり、具体的には、間接送電権の保有量が JEPX の売り約定量、買い約定量の合計値を上回る場合には、当該上回る部分については間接送電権による精算を行わないこととする。複数種類の間接送電

分断状況等のデータ蓄積(～10月)

検討会等を経て次年度商品の決定・公開(～2月)

○分断状況等は恒常的に監視しており、必要に応じ、期中の変更を機動的に実施。

⁵⁴ オプション型は、エリア間値差がプラスの場合は保有者の収入となり、エリア間値差がマイナスの場合は保有者の支出となる仕組み。

⁵⁵ オプション型は、エリア間値差がプラスの場合は保有者の収入となるが、エリア間値差がマイナスの場合については、保有者の支出にはならない仕組み。

⁵⁶ Bエリアの小売電気事業者が、「Bエリア-Aエリア価格」の間接送電権を有している場合の例

(こうした間接送電権を購入する動機としては、Bエリアの小売電気事業者が、Aエリアの発電事業者と固定価格(例：8円/kWh)での相対契約(特定契約)を結んでおり、当該契約においては、Aエリアのエリア価格を基準に固定価格との差分を清算する契約を結んでいるケースなどが想定される。また、間接送電権を購入するための費用が別途必要。)

<オプション型>

①Aエリア8円/kWh、Bエリア10円/kWhの場合 → 8円/kWh (10円-(10円-8円)=8円)

②Aエリア8円/kWh、Bエリア8円/kWhの場合 → 8円/kWh (8円-(8円-8円)=8円)

③Aエリア8円/kWh、Bエリア6円/kWhの場合 → 8円/kWh (6円-(6円-8円)=8円)

<オプション型>

①Aエリア8円/kWh、Bエリア10円/kWhの場合 → 8円/kWh (10円-(10円-8円)=8円)

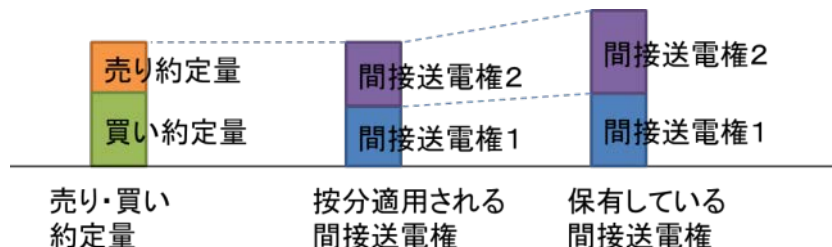
②Aエリア8円/kWh、Bエリア8円/kWhの場合 → 8円/kWh (8円-(8円-8円)=8円)

③Aエリア8円/kWh、Bエリア6円/kWhの場合 → 6円/kWh (Aエリア>Bエリア)

⁵⁷ 間接オプションの経過措置も、オプション型であると考えられる。

権を保有している場合は、按分して適用することとする⁵⁸。

(参考図2-3)按分適用のイメージ



(取引商品)

間接送電権について、電力取引を行わない場合には、値差精算を受けられず、間接送電権を使用できない。このため、間接送電権の商品については、一定程度、商品の対象となる期間等を細分化することが考えられる。

また、間接送電権の発行上限量については、間接オークションに利用する連系線の空容量を勘案する必要があるが、間接オークションで利用できる連系線の空容量については、作業停止等により、変動することがある。このため、間接送電権の商品設計については、事業者ニーズ及び市場分断状況を踏まえて検討することとする。

(精算期間、オークションの実施タイミング)

間接送電権の発行量は連系線の空容量(ただし、経過措置計画分を除いた量)を上限とすることから、当該発行量は将来の運用容量に左右される。このため、連系線等の流通設備の作業停止等に伴い運用容量が減少すれば発行可能量も少なくなる。作業停止等の影響を最小限にし、間接送電権を無駄なく発行するには、オークションのタイミングを受渡開始に比較的近い時期とし、かつ間接送電権の受渡期間の粒度を細分化することも考えられる。(運用に必要なシステムコスト、事業者ニーズ等を考慮する必要があるが、日間型(1日単位)とする案も考えられる。)

広域機関における年間の情報公開もあるが、計画停止時期が数日単位でずれることもあり、月間情報を前提にすることとする⁵⁹。広域機関は、連系線利用ルール変更の施行後、毎

⁵⁸ オブレーション型を保有しているときに、エリア間値差がマイナスの場合には、電力取引を行っていないのであれば、間接送電権に基づく価格調整が行われないことが考えられる。(なお、海外においては、こうしたエリア間値差がマイナスの場合、仮に電力取引を行っていない場合であっても、市場開設者が間接送電権の保有者(オブレーション型の保有者)に対して料金の精算を求めている例がある。)

⁵⁹ (参考表2-2)2017年の年間、月間情報の公表後における計画停止時期の変更等(北海道東北、東京中部、中国九州間連系線)

月 20 日に、3 週間先から 2 ヶ月先までの各週平休日別の連系線に関する情報(空容量、運用容量、マージン等)を公表する(「月間」情報の公開)。

「月間」情報の公開のタイミングを前提にすれば、

- ①ベース的に間接送電権を活用する利用者のニーズを可能な限り満たした上で、
 - ②週間など細かな受渡期間の間接送電権を活用する利用者のニーズを満たす
- という観点から商品設計をした場合に発行量が最大化されると考えられる。また詳細の商品設計に当たっては、先渡取引などのニーズも反映して検討をすることとする。

こうした観点から以下の 4 商品が考えられるが、商品数を増やした場合のシステム開発コストの増大、取引量の分散化が懸念されることから、当初は 1~2 商品程度を取引することが考えられる。

- ①月間 24 時間
- ②月間昼間
- ③週間 24 時間
- ④週間昼間

具体的には、発行量の最大化を重視しつつ、ベース的活用のニーズを満たすという観点から、開設時の商品は週間 24 時間を最優先とし、準備を進める。

他方で、検討会においては月間商品や年間商品のニーズについても指摘があったことから、開設後の見直しの課題として検討を進めていく。

検討会では、連系線空容量の減少による抑制を最小化する観点から、オークションの実施タイミングを前週に行う案が議論されたが、オークションの実施タイミングを精算開始に比較的遠い時期とすること(期先の商品とすること)についてのニーズについて指摘があった。

上記の検討会での議論を踏まえると、オークションの実施タイミングについては、以下の 2 案が考えられる⁶⁰。

	年間情報		月間情報				(参考)
	~2カ月前	2カ月前 ~1カ月前	1カ月前 ~1週間前	1週間前 ~2日前	前日 ~当日		
週間型をベースにした作業計画停止の時期の変更(※1)	3	0	0	0	0	変更なし作業を含む該当案件数は58件	
計画外停止(※2)	-	4	4	1	5		

※1「~2カ月前」については年間情報公表後、それ以降については約2ヶ月前の連系線の系統情報公表時点で広域機関に提出された、「連系線の運用容量に影響を与える電力設備の作業停止計画」のうち、週間型(土曜日~金曜日)を単位とした場合の時期の変更のこと。(同日の時間変更、同週間内の日付変更はカウントせず。)
 ※2 この表における計画外停止とは、「連系線の運用容量に影響を与える電力設備の作業停止計画」のうち、約2ヶ月前の連系線の系統情報公表時点では広域機関に提出はされていないが、その後提出された作業停止計画のこと。

(出所) 広域機関

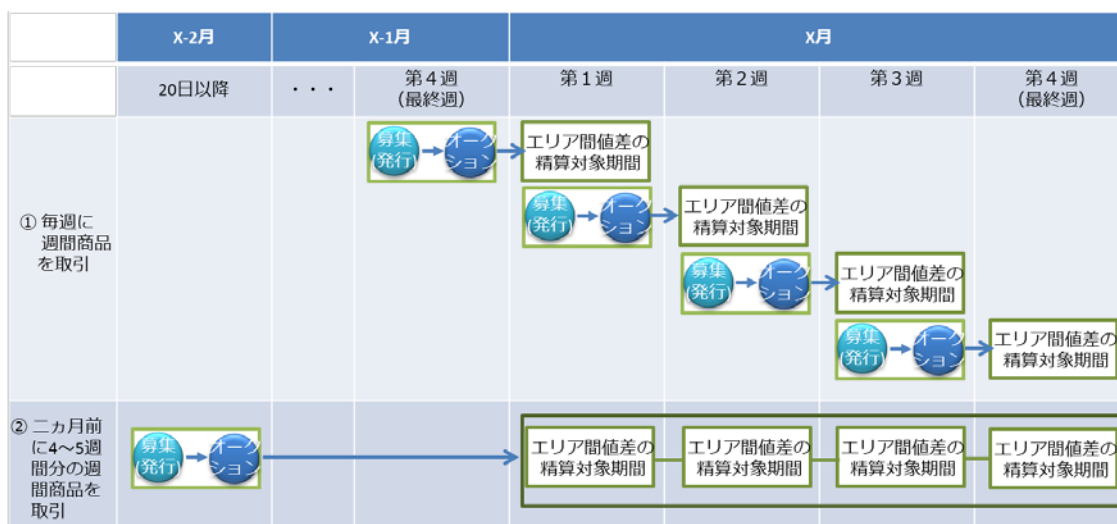
60 (参考図 2-4) オークションの実施タイミングのメリット・デメリット分析

- ①毎週(前週)に週間商品を取引
- ②二カ月前(の 20 日以降)に 4～5 週間分の週間商品を取引

当面、上記の 2 案の JEPX 取引システム等の準備を進め、2018 年 10 月を目指して実施される間接オークション後の市場分断の発生状況等や技術的可能性を確認しながら、JEPX における検討会で最終的に決定する方向で準備を進めることとする。

間接送電権(週間 24 時間)のオークションの実施に当たっては、数日の入札募集期間を設け、行うこととし準備を進める。また週間型の受渡時期は、現行先渡市場等と同様に、土曜日から金曜日までとして準備を進めることとする。

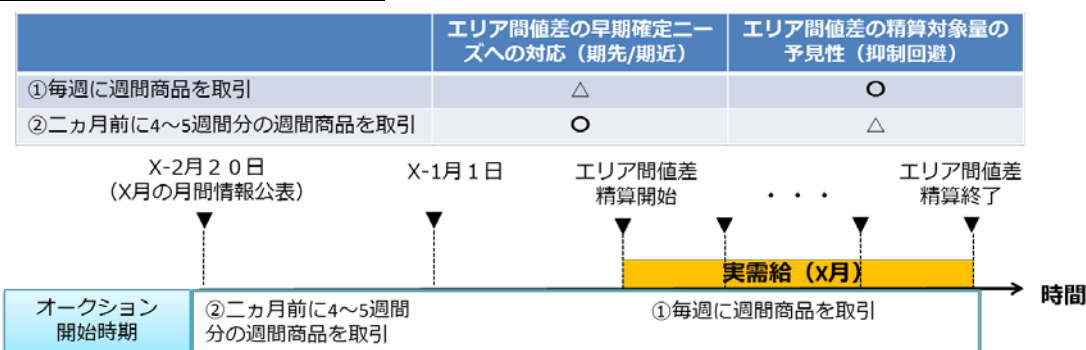
(参考図 2-5)精算期間、オークションの実施タイミング(イメージ)



(発行可能量)

間接送電権は、連系線の混雑収入を原資にエリア間値差リスクを軽減させるものであり、JEPX が過度なリスクを負わないためにも、その発行量は連系線の空容量(ただし、経過措置計画分を除いた量)を上限とすることとする。

このため、JEPX は間接送電権の発行前に広域機関に連系線空容量など必要な情報を確



認する等の行為を行うことにより、各商品の発行量を決定することとする。

(約定価格の決定方法)

間接送電権の発行上限量よりも、間接送電権の購入を希望する事業者が多くなる可能性があることから、JEPX は間接送電権を市場原理の働くオークションにて売却することが考えられる。

その際、オークション形式については、価格発見機能が高いと考えられるシングルプライスオークションを基本としつつ、詳細検討を進めていくことが考えられる。また、売買手数料等についても、システム開発等に要する実費や、約定見込み量を基にしつつ、円滑な取引の支障にならない観点などを踏まえて更に詳細を検討することとする。

(買い入札の上限量)

間接送電権は、関係事業者におけるエリア間値差リスクを軽減し、BL 市場を含む先渡市場を活性化させ、エリアをまたぐ広域的取引環境を整備するためのものである。

こうした観点からは、例えば、自らの電力取引と無関係に間接送電権の買い入札を認め、間接送電権の買い占めを許容することは適切ではないと考えられる。

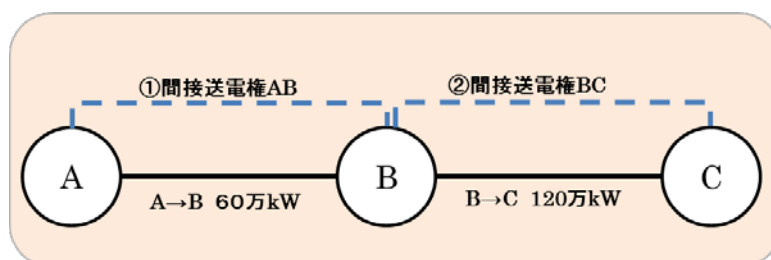
このため、物理的に送電できないほどの量の買い入札を認めることは適当ではなく、物理的な送電可能量を踏まえて買い入札の上限量を設定することとする⁶¹。

(発行可能量の確定、買い入札上限公表)

発行可能量の確定プロセスは、入札募集開始前に、広域機関から連系線の空容量の通知を受け、当該数量をベースに、JEPX が発行可能量を確定する方向で準備を進めることとする。また、事業者へ買い入札上限の公表、および各商品の発行可能量の公表をする方向で準備を進めることとする⁶²。

61 買い入札上限量のイメージに関し、下記のケースにおいて、A→Cは、最大60万kWしか送電できないことから、Aエリアの事業者は間接送電権BCについて、60万kWまでの買い入札を認めることとする。

(参考図2-6) 買い入札上限量のイメージ



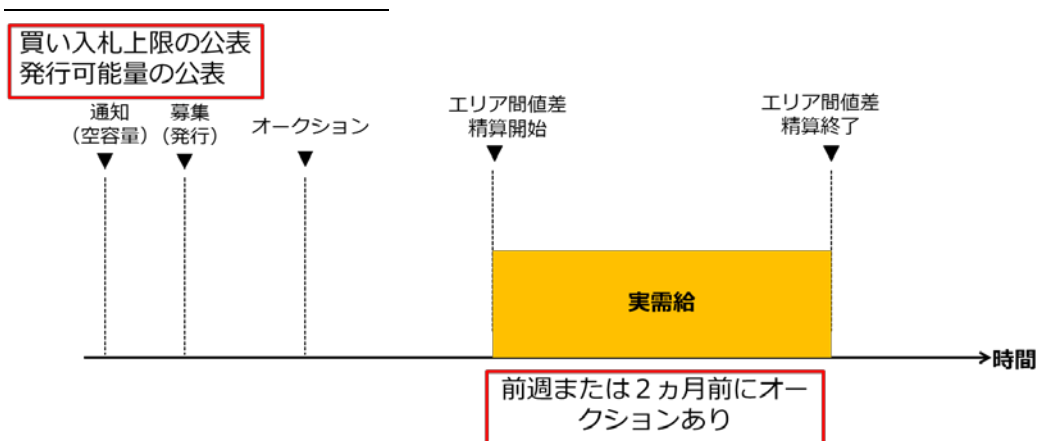
62 (参考図2-7) 発行可能量の確定時期、および買い入札上限の公表時期 (イメージ)

(経過措置との関係)

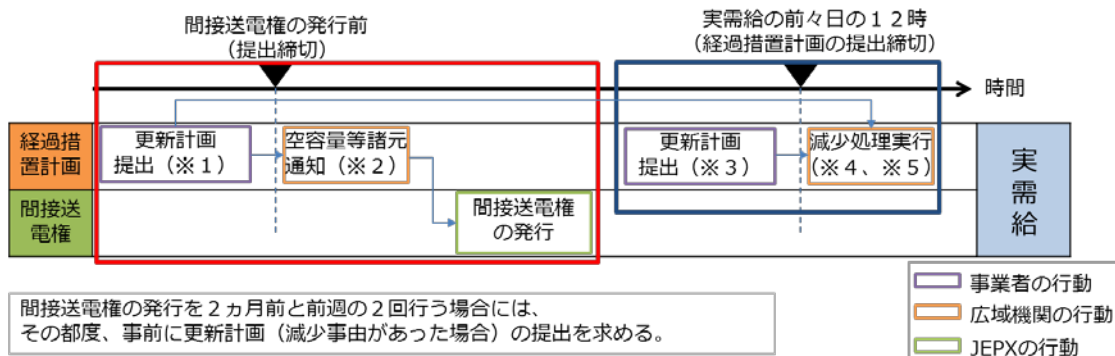
発行可能量の確定プロセスに当たって、経過措置の数量を踏まえる必要がある。このため、経過措置を保有する事業者に対しては、間接送電権の発行前に、経過措置の減少事由が予測されている場合は、経過措置の減少を行う更新計画を広域機関に提出することを求めることとする⁶³。間接送電権の発行前に更新計画が提出されておらず、実需給の直前(例:2日前)に減少の更新計画が提出されるケースもあると考えられるところ、合理的な対応であったかどうかを広域機関において定期的に確認することとする。

(決済方法の基本的考え方)

間接送電権を JEPX の値差精算処理に対する対価として取得するものと考え、「電力取引を行わなければ、間接送電権による値差精算を行わない」と整理したことを踏まえれば、間接



63 (参考図2-8) 経過措置計画に対する新たな更新期限等の追加要件(イメージ)(※6)



※1 平成28年度長期連系線利用計画の値から変更する更新計画の提出のこと
 ※2 間接送電権対象の連系線の空容量(運用容量、マージン等)から更新計画を含む経過措置計画を差引いた空容量をJEPXへ通知すること
 ※3 間接送電権発行後に行う更新計画の提出のこと
 ※4 広域機関は、間接送電権対象の①連系線の空容量、及び②相殺を加味した経過措置計画を、JEPXへ通知すること。JEPXは、発行済の間接送電権を広域機関へ通知すること(経過措置と間接送電権の抑制処理は、上記①・②に加え、③発行済の間接送電権を基に、広域機関とJEPXが各々実行する)
 ※5 経過措置計画の減少処理は、タイムスタンプ(平成28年度長期連系線利用計画として登録された時刻)順に連系線の空容量(ただし、間接送電権分を除いた容量)に応じて広域機関が行う経過措置計画の抑制処理のこと
 ※6 取引開始スケジュールの関係から、取引開始当初においては、広域機関とJEPXは、簡便な運用方法を模索する必要がある。

送電権の保有者は、①間接送電権を保有する量の合計の範囲内において、かつ、②JEPXのスポット市場で電力取引を約定すれば、その売り・買い合計の約定量の範囲内⁶⁴において、JEPXとの間でエリア間値差を反映した電力代金の値差精算を受けられることとする。

(決済額に対する抑制)

間接送電権の取引後、スポット市場の約定日 10 時以前までに、計画外の作業停止等により連系線の運用容量が削減した場合には、間接オークションの対象となる連系線の空容量が減少し、間接送電権の精算の原資となる混雑収入が減少する。

その際には、連系線の空容量が減少し、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定分の代金を精算の原資に充当することとし、不足がある場合、決済額に対する抑制を行うことを基本として、詳細検討を進めていく⁶⁵。

(抑制における経過措置と間接送電権の優先順位)

間接送電権は連系線の空容量の範囲内で発行されることとなるが、取引(約定)後、計画外の作業停止等により連系線の運用容量が削減されると、JEPX のスポット取引で用いられる連系線の容量が、既に発行された間接送電権及び経過措置対象分の総量を下回る可能性がある。

間接送電権の発行後に連系線の空容量が減少した場合、

①経過措置と間接送電権を同順位に按分抑制する

②経過措置から先に抑制する

という案の 2 案が考えられる。

間接送電権の発行量を計算する際には、連系線の順方向・逆方向それぞれの空容量から、

⁶⁴ 間接送電権の保有者は、遠隔地のエリア間での値差リスクの低減のため、複数の間接送電権を組み合わせて利用することが考えられる。この観点からは、間接送電権を保有する合計量が、スポット市場の約定量を上回っていたとしても、間接送電権の使用状況として不自然ではないとの考え方もあり得る。

他方で、電力取引に付随して適切に間接送電権を使用しているか否かを確認するため、個々の電力取引と間接送電権との紐付けを行う場合、取引スキームが煩雑となる。また、制度開始後の当初は、間接送電権の種類も限定的となることが想定され、個々の事業者にとって、間接送電権の保有量が JEPX のスポット市場の売り・買い約定量の合計を上回るという状況に陥ることは、限定的であると考えられる。

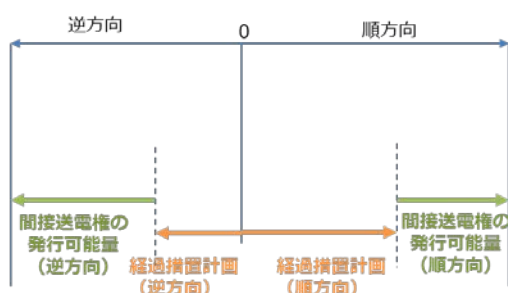
このため、取引開始後の当面の間、スポット市場の売り・買い合計の約定量の範囲内で間接送電権の精算を行うことで(加えて、間接送電権の買い入札は物理的に送電できる範囲で認めることで)、電力取引に付随して間接送電権の精算が行われることを基本とし、間接送電権の商品数や取引量が増加した場合には、改めて対応を検討していく。

⁶⁵ 2017 年 8 月の本作業部会中間第 1 次論点整理において、間接オークションの導入に伴い、経過措置として、JEPX との間でエリア間値差を精算する措置を講ずることとされたところ。当該抑制に関しても、間接送電権と本経過措置との関係にも留意しつつ、詳細検討を行うこととする。

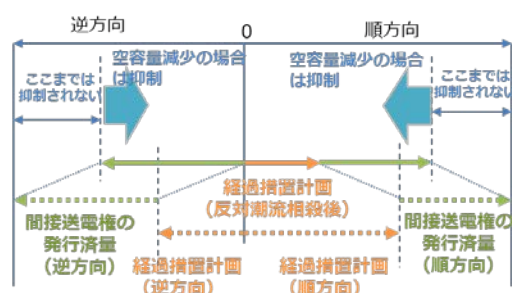
経過措置の順方向・逆方向それぞれの潮流分を差し引いて間接送電権の順方向・逆方向それぞれの発行量を計算する。

一方、連系線の故障等により連系線の空容量が減少した場合に抑制を行う場合⁶⁶には、①間接送電権の順方向、②間接送電権の逆方向、③経過措置の反対潮流を相殺した潮流⁶⁷の合計値が、連系線の順方向・逆方向それぞれの(減少した)空容量の範囲内になるように抑制する。

(参考図2-9)間接送電権の発行可能量の計算のイメージ



(参考図2-10)間接送電権・経過措置の抑制計算のイメージ



抑制の計算において、経過措置は反対潮流を相殺して抑制処理を行うため、反対潮流の状況によっては、連系線の空容量が減少した際に、間接送電権と比較して抑制が行われにくい傾向があると考えられる^{68,69}。

こうした中で、間接送電権と経過措置の活用方法が基本的に同じであることを踏まえれば、抑制が行われる可能性について均衡を図る観点から、経過措置から先に抑制することとする

⁶⁶ 間接送電権発行量の計算は、間接送電権のオークション前に実施。抑制の計算は、実需給の2日前からスポット市場の約定日10時以前までに実施。

⁶⁷ 経過措置については、JEPX スポット取引の結果、エリア間値差がマイナス（経過措置保有者にとって精算を行うことが不利）になった場合、スポット取引で約定するか否かにかかわらず値差精算を行うこととしている。（エリア間値差がプラス（経過措置保有者にとって精算を行うことが有利）になった場合には、スポット取引で約定した場合のみ値差精算を行う。）この結果、エリア間値差の発生状況にかかわらず、一方向の経過措置が他方向の経過措置をキャンセルアウトすることが見込まれる。（少なくとも、発行量が少ない経過措置分についてのキャンセルアウトは確実に見込まれることとなる。）

⁶⁸ 例えば、間接送電権発行後、連系線の空容量がゼロになった際には、間接送電権は全て抑制されることになるが、経過措置は反対潮流がある場合は抑制されない。

⁶⁹ 経過措置について反対潮流を加味した抑制計算が可能となっている理由は、先述のとおり、経過措置保有者にとって精算を行うことが不利）になった場合、スポット取引で約定するか否かにかかわらず値差精算を行うこととしている仕組みのためであり、経過措置について、間接送電権と比べて有利に取り扱うことを意図しての措置ではない。（間接送電権については、約定を行わないかぎり値差精算が行われない仕組みとなっている。また、間接送電権については、実質的にキャンセルになった場合は、間接送電権の買い約定分の代金を精算の原資に充当することとしている。）

また、抑制計算において、間接送電権と経過措置を按分抑制した場合、より複雑な計算を要することとなることから、経過措置から先に抑制することで、抑制計算の単純化⁷¹や間接送電権の抑制の予見可能性⁷²⁷³の向上につながると考えられる。

(間接送電権のオークション収入の取扱い方)

間接送電権は JEPX のスポット市場の混雑収入を原資として、エリア間値差の精算を行う仕組みとなっている。間接送電権の買い約定代金は、理論的には、精算の原資となる混雑収入と同程度となる。

間接送電権の買い約定分の代金の扱いについては、JEPX のスポット市場の混雑収入と同じ勘定の扱い(市場間値差積立金に繰り入れ)にし、JEPX のスポット市場の混雑収入(市場間値差積立金)については、その用途は経済産業省の事前了承にかからしめているところ、間接送電権の買い約定分の代金も、同様の扱いとすることが考えられる。

また、間接オークションに関し、貫徹小委中間とりまとめにて、『事業者が一定の費用負担を受け入れて(特定負担)建設する連系線の場合、その他の事業者と同様に扱うことは不公平であるため、このようなケースの扱いについて検討を進めていく。』としていた点については、新たな連系線の増強は、エリア間値差を縮小させる効果を有することも踏まえ、特定負担者について、どのような特別な取扱いを行うかについて、引き続き検討していくこととする。

(抑制における間接送電権の取扱い)

間接送電権の取引後、スポット市場の約定日 10 時以前までに、計画外の作業停止等によ

70 週間商品を発行した想定において、現在の連系線の空容量削減が年間 20 回弱(北海道東北、東京中部、中国九州間連系線)であり、かつ、経過措置の抑制が反対潮流の存在によって行われにくい傾向があることを踏まえてのものであることから、状況が大きく変化した場合には、改めて検討をすることとする。

71 そのため、経過措置に関して間接オークション導入に向けシステム開発中の抑制処理を、大きく改修することなく活用することができる。

72 間接送電権と経過措置を按分抑制する場合、間接送電権の抑制の行われやすさは、経過措置の反対潮流の量によって変化することとなる。経過措置から抑制する場合、間接送電権にとっては、連系線の方向別の空容量が間接送電権の方向別の発行量以下になる場合に抑制されることになり、抑制の可能性が計算しやすくなると考えられる。(これに対し、経過措置は、反対潮流を加味して精算対象量が決められるなど、反対潮流の存在は前提として制度が構築されている。反対潮流の状況によって抑制が行われるかどうかは、経過措置保有者にとって、折込済みと考えられる。)

73 なお、間接送電権の発行量計算では、リスク管理の観点から、経過措置の反対潮流相殺は適当ではないと考えられる。(経過措置の反対潮流がキャンセルされる可能性があるため)また、間接送電権の発行量計算時点で抑制処理を行うことは、間接送電権の約定量が見通せないことなどから適当ではなく、抑制処理は全ての更新計画等が提出され空容量も確定する時点(実需給の 2 日前からスポット市場の約定日 10 時以前までに)に行うことが適当と考えられる。

り連系線の運用容量が削減した場合に、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定分の代金を精算の原資に充当することとし、不足がある場合、決済額に対する抑制が行われる方向で準備を進めることとしていた。他方で、発生するエリア間値差が買い約定代金よりも少ない場合も考えられ、その場合の値差精算は、買い約定代金よりも少ない額が精算されることとなる。エリア間値差が買い約定代金よりも大きい場合は精算が行われなかったこととの関係で、バランスを欠くとも考えられる。抑制時における受益と負担のバランスをとる観点から、抑制時の間接送電権の買い約定代金については、払い戻しを行うこととする⁷⁴。

(間接送電権の会計上の整理)

間接送電権は、電気の売り・買い取引の実行を前提として市場間値差を受け払いするものであり、JEPXの卸電力取引(現物取引)における市場間値差精算処理に参加することに対する対価と位置付けられる仕組みである。

当該取引等に伴う会計上の整理について、複数の公認会計士に確認したところ、上記を踏まえれば、間接送電権に関する経済取引は電力財と一体の取引と整理できることから、金融商品会計基準の対象外⁷⁵(デリバティブ取引には該当しない)と考えられる。

(6)間接送電権の今後について

JEPXの検討会での検討及び本作業部会で議論した経過措置との関係等を踏まえ、JEPXにおいて準備を進めていく。詳細な事項については、間接オークション後の市場分断の発生状況等や技術的可能性を確認しながら、必要に応じ、JEPXにおける検討会で更に検討を行

74 (参考表2-3) 抑制時の間接送電権の取扱いについての考察

	買い約定分の代金 > エリア間値差 (マイナス含む)	買い約定分の代金 = エリア間値差	買い約定分の代金 < エリア間値差
案① 抑制時に買い約定分の範囲で値差精算	間接送電権購入者の追加負担は発生しない	間接送電権購入者の追加負担は発生しない	買い約定代金以上のエリア間値差は、間接送電権購入者が負担
案② 抑制時に買い約定代金を払い戻し	間接送電権購入者の追加負担は発生しない(買い約定代金とエリア間値差の差額は間接送電権購入者の利益となる)	間接送電権購入者の追加負担は発生しない	買い約定代金以上のエリア間値差は、間接送電権購入者が負担

※ いずれもスポット取引で約定している場合についての考察

75 ただし、金融商品会計に関する実務指針(会計制度委員会報告第14号)の第20項の規定の通り、「将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引であること」が具体的に明確に記載され、会社として職務権限に基づく社内ルールに従い当該文書が承認プロセスを経ていること、またそれを逸脱した取引を行うことが認められない状況となっていることが必要である。なお、この点に関し、承認プロセスが実質的なものであることが重要であり、少なくとも取引の方針、承認手続及び取引が当該方針に従って行われていることが、事後において客観的に確認できる内容であることが必要である(文書の形式は問わない)。また、本整理は当面実施予定の間接送電権の制度設計を前提としたものであり、連系線の容量以上に発行するなど制度が変更された場合、本取扱いについても変更があり得る。

い確定させていく。検討会でも指摘があった中期的課題については、市場開設後の状況や事業者の利便性等も踏まえながら、継続的に検討会において検討をしていく。

なお、今回論点整理を行った間接送電権の在り方（電力取引を行わない場合には値差精算を行わず、転売も行わないこととする等）については、前述のとおり、間接送電権発行量に上限がある中で、一部の事業者によって電気の実物取引以上に購入することによって、間接送電権を必要とする事業者に渡らない可能性が高まるとともに、電気の実物取引以外に収益、損失が発生することとなり、そうしたリスクに備えるための準備が事業者に過度な負担となる可能性があることを踏まえて検討を行っている。市場開設後の状況によっては、事業者の利便性等も踏まえながら、改めて検討していくこととする。

2. 3. 容量市場

(1) 意義

かつての総括原価方式の枠組みの下では、発電投資は規制料金を通じて安定的に投資回収がなされてきた。総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、または市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みに移行していくと考えられる。このため、固定価格買取制度の対象となる再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という。）電源等を除けば、大部分の電源に係る投資回収の予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較して、低下すると考えられる。

また、固定価格買取制度等を通じて、再エネが拡大することになれば、従来型電源の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が市場に投入される時間帯においては市場価格が低下し、全電源にとって売電収入が低下すると考えられる。その結果、電源の将来収入見通しの不確実性が高まり、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を更に減退させる可能性がある。

今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレース等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような場合には、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、更に電源開発に一定のリードタイムを要することから、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられる。

2017年3月に広域機関が取りまとめた「平成29年度供給計画の取りまとめ」においては、今後10年間を見渡した際に、事業者間競争が激しい中央エリア（東京・中部・関西）において、旧一般電気事業者である発電事業者が経年火力発電所を休止していくなどの要因から、供給予備率が8%を下回る年度があることが示された。また、発電電力量に占めるLNG火力及び石油火力の比率が低下していく傾向にあることも示された。

さらに、2018年3月に広域機関が取りまとめた「平成30年度供給計画の取りまとめ」においては、上記の傾向が顕著になり、中長期のエリア別供給予備率は、中央3エリア（東京、中部、関西エリア）に加え、その他のエリア（特に、東北、四国、九州エリア）においても、8%を下回る年度があることが示された。また、経年火力の休廃止など供給力の減少傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始する2024年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念されるとの経済産業大臣への意見が表明された。

こうした状況を踏まえると、単に卸電力市場（kWh 価値の取引）等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力が確保できるようにすることが求められる。

貫徹小委中間とりまとめにおいては、こうした観点から検討を進めた結果、一定量の供給

力を確保することができる「容量市場」は、①予め必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること等を踏まえると、最も効率的に中長期的に必要な供給力等を確保するための手段であるとされた。

また、こうした措置は、投資回収の予見性を高めるための措置であり、必要な電源投資等のための総コストは変わらない、若しくはリスクプレミアム等の金利分減少することから、中長期的に見た小売電気事業者の負担はむしろ抑えられるとされたところである⁷⁶。

ほとんどの自由化先進国において、前述した意義に基づき、容量メカニズム等の投資回収の予見性を高める施策が措置されている。一般に、容量メカニズムは供給信頼度確保を目的として導入され、容量市場は、長期的に必要な供給力を確保する観点からは、他の同種の制度よりも、より良いと考えられている⁷⁷。

本作業部会においては、貫徹小委中間とりまとめを受け、容量市場の詳細制度設計について、本作業部会におけるヒアリングや、広域機関における検討も踏まえつつ、検討を行った。

(2) 詳細設計の方向性

① 基本的な考え方

(容量オークション外の相対取引の扱い(集中型の容量市場))

容量市場には、必要な容量を市場管理者等が一括で調達する集中型と、小売電気事業者が市場取引(相対、取引所含む)を通じて自社に必要な容量を確保する分散型の2通りが存

⁷⁶ 第20回制度検討作業部会(2018年3月23日)における株式会社三菱総合研究所の発表資料によれば、容量市場を導入しておらず、市場不適應の電源の早期廃止が進み、供給力が適正予備率から3%(全国で約540万kW相当)減少すると仮定した場合、JEPX価格が平均0.81円/kWh上昇することで、電源退出への歯止めや新設電源増加につながると考えられ、同条件下において、容量市場を導入することで適正予備率を維持するとした場合、容量市場の価格が4,000円/kWhだったとしても需要家が支払う電力コストは変わらず、むしろ、停電が抑制される社会的便益(1,556億円)が容量市場の導入によって発生すると試算された。

ただし、同試算においてリスクプレミアムを勘案すると、容量市場を導入しなかった場合の試算において、平均0.81円/kWhのJEPX価格の上昇では、電源の退出への歯止めや新設増加につながらない可能性があること、適正予備率を下回るような需給がタイトな状況においては、JEPX価格は本分析で想定した以上に上昇する可能性もあり、いわゆるプライスパイクの影響は考慮していないこと、本試算は制度の詳細設計内容、JEPXの価格水準など様々な影響により、変動することを留意する必要があるとされている。

⁷⁷ 第6回制度検討作業部会(2017年5月22日)における国際エネルギー機関(IEA) Matthew Wittenstein氏の発表資料による。同氏は同時に「容量メカニズムは短期的/長期的な供給力を確保するために効果的な政策であるが、市場に歪みが生じることのないよう、慎重に設計されなければならない。」「市場大容量メカニズム(容量市場)は、技術的に中立で、供給側、需要側の両方の資源を含め、将来を見通した制度であるべきである。」などの指摘を行っている。

在する。貫徹小委中間とりまとめにおいて、様々な要素を比較検討した結果、①容量確保に係る高い実効性や、②支配的な事業者への対応の容易さ等に鑑み、現時点で分散型の可能性を完全に排除するものではないが、今後は集中型を軸に、詳細な検討を進めることが適切であるとされた。この点に関し、本作業部会において、容量オークション外の相対取引の扱いについて検討を行った。

発電事業者等と小売電気事業者の相対契約については、容量市場の導入如何に関わらず存続するものと考えられる。小売電気事業者に対し、容量オークションを経由せず、相対契約を通じた容量(kW)の支払を認めることとした場合、

①統一的な容量価格が形成されなくなり、オークション価格の指標性が低下する。

②十分な市場の厚みが確保されず、価格の変動が大きくなる。

といった懸念がある。

こうしたことを踏まえ、相対契約のある小売電気事業者であっても、kW 価値の支払は容量オークションを通じて行うことを基本とする。

なお、このことにより、小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生する。また、発電事業者等は相対契約による収入に加えて、容量市場で落札すれば、収入を追加的に得ることができることとなる。

既存契約に基づく当該 kW 価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、制度導入趣旨を踏まえ、容量市場の容量契約が発効(2020 年度中に取引開始、2024 年度中に最初の容量契約発効)されるまでに適切な契約内容の見直しを行うことが必要となると考えられる。

契約見直しを行う際の考え方については、既存契約見直し指針(案)として本作業部会にて議論を行った。既存契約見直し指針(案)については、さらに精査を行い、成案を得た後に BL 市場の導入、連系線利用ルールの見直しに向けて作成した既存契約の見直し指針と統合する予定である。(詳細後述)

(発電事業者等の容量オークションへの参加)

前述のとおり、集中型の容量市場とし、相対契約のある小売電気事業者であっても kW 価値の支払は容量オークションを通じて行うこととした場合に、発電事業者等に容量オークションへの参加を義務づけるかが論点となる。

この点、発電事業者等に対して容量オークションへの参加を義務づけることとすれば、リクワイアメントが満たせなかった場合に課せられるペナルティの水準次第で発電事業者等のリスクが高まることが想定され、電源等の新設や維持のインセンティブに影響を与えるおそれがある。

そのため、発電事業者等が自らの判断で容量オークションに参加しない選択肢を認めることとする⁷⁸。

⁷⁸ 米国 PJM では、発電事業者等は原則として容量オークションへの参加が必須となつて

なお、前述のとおり、kW 価値の取引は全て容量オークションで行うこととすれば、小売電気事業者は容量オークションを通じた支払が必要となるため、このような小売電気事業者と相対契約のある発電事業者等については、容量オークションに参加することが想定されている。

一方、発電事業者等による容量オークションへの参加を任意とした場合、発電事業者等の裁量で自由に容量オークションへの参加、撤退を決めることができることから、市場支配力の行使の懸念が高まることが想定される。

そのため、後述のとおり、やむを得ない事情がある等の理由なく、一度不参加を選択した電源等は、一定期間は再び参加できないようにする等、市場支配力が行使できないような何らかの仕組みが必要と考えられる。

(市場管理者の位置づけ)

貫徹小委の中間とりまとめでは、容量市場については、広域機関が市場管理者等として、一定の役割を果たすこととされている。

集中型の容量市場では、市場管理者が実需給年の数年前から容量オークションを開催して供給力(kW 価値)を一括確保した後、実需給年に小売電気事業者・一般送配電事業者から必要な費用を徴収し、落札した発電事業者等への支払⁷⁹を行うことになる。

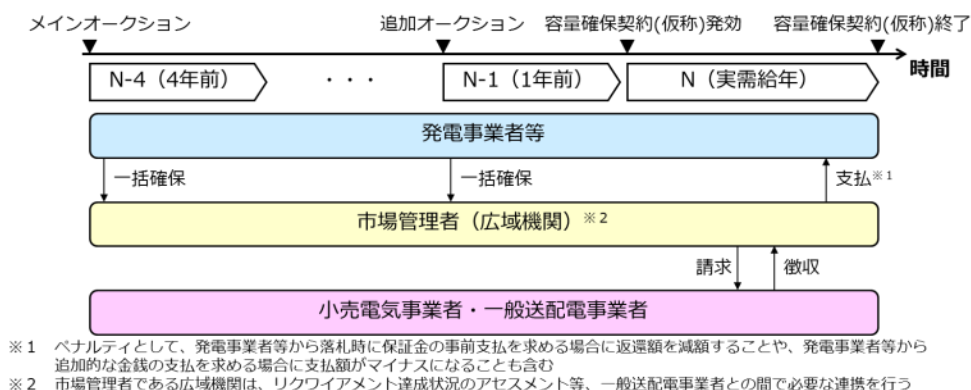
そのため、確保と支払のタイミングが異なることとなり、市場管理者である広域機関は、単に容量オークションを開催するだけでなく、費用の徴収・支払を行う取引主体としての役割も担うことになる⁸⁰。

いるが、英国では、事前認証プロセスへの参加は必須であるものの、容量オークション自体への参加は任意となっている。

⁷⁹ ペナルティとして、発電事業者等から落札時に保証金の事前支払を求める場合に返還額を減額することや、発電事業者等から追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む。

⁸⁰ 市場管理者である広域機関は、リクワイアメント達成状況のアセスメント等、一般送配電事業者との間で必要な連携を行う。

(参考図3-1)容量市場の取引イメージ



(小売電気事業者と市場管理者との関係)

従来から電気事業法は、小売電気事業者に対して、供給電力量(kWh)の確保のみならず、中長期的に供給能力(kW)を確保する義務を課していると考えられる⁸¹。

容量市場の創設後は、国全体で必要な供給力(kW 価値)を市場管理者である広域機関が容量市場を通じて一括確保することとなり⁸²、容量市場は電気事業法上の供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけることができる。このことから、市場管理者である広域機関は、小売電気事業者に対し、費用負担を求めることが可能と考えられる。

こうした前提の下、具体的には、市場管理者である広域機関が、「電源入札拠出金」と同様の位置づけ(経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の定款で規定)で「容量拠出金(仮称)」として、会員である小売電気事業者等から費用を徴収することが考えられる。

なお、後述のとおり、託送料金に算入されている費用については一般送配電事業者から徴収することになる。この場合においても、託送料金を通じて小売電気事業者が負担することになり変わらないことに留意が必要である⁸³。

⁸¹ 小売電気事業の登録申請者は、小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要と見込まれる供給能力(kWで表示したもの)の確保に関する事項を記載した申請書を、経済産業大臣に提出しなければならない。また、小売電気事業者は、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。「容量を確保する」という用語は電気事業法に登場しないが、容量確保義務とは「kW価値を中長期的に確保する義務」であり、「中長期的に供給能力(kWで表示したもの)を確保する義務」と同義のため、供給能力確保義務には「容量確保義務が含まれる」と考えられる。

⁸² 市場管理者である広域機関は電気事業法第28条の40第5号に定める業務の一環として行うものと考えられる。

⁸³ 上記の考え方を前提とし、容量市場に係る広域機関と事業者間の取引に関する税、会計制度についても所要の措置を検討する。その際、必要が生じた場合には、上記の整理を変更することもあり得る。

(発電事業者等と市場管理者との関係)

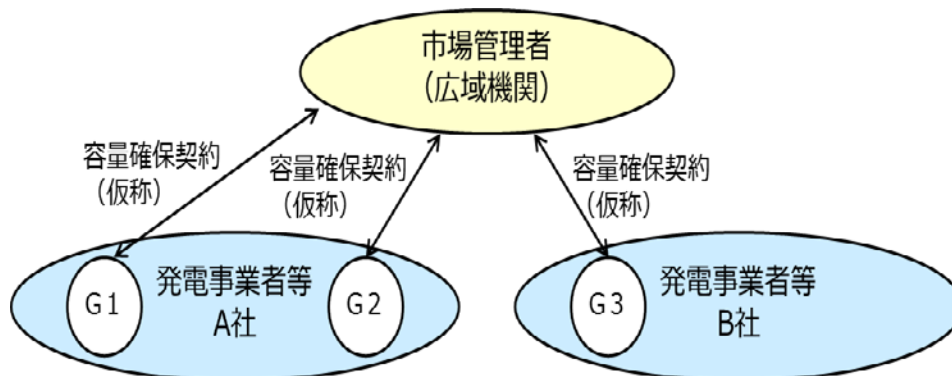
市場管理者は、落札した発電事業者等との間、及び、小売電気事業者等との間で、それぞれ費用精算が必要となる。

容量オークションでは kW 価値を取引するが、取引の成立により、落札した発電事業者等は実需給年において供給力を提供する(リクワイアメントを達成する)義務を負う一方で、その達成状況と約定価格に応じて市場管理者から支払を受ける権利が生じるものと整理できる。

こうした容量オークションの取引によって生じる権利・義務関係は、市場管理者と落札した発電事業者等との間で、電源単位での容量確保契約(仮称)を締結することで担保することが考えられる。

なお、容量確保契約(仮称)に記載する具体的な内容や契約締結タイミング等については、市場管理者である広域機関において検討を進めることとする。

(参考図3-2)容量確保契約(仮称)のイメージ



(容量市場で取引される電気の価値)

今後の市場整備の方向性として、電源等が持つそれぞれの価値を取引する市場を創設し、電気事業全体の効率性を高めるとともに、kW 価値(将来の発電能力(供給力))については容量市場で取引することとする。

現状の調整力公募では、kW 価値は ΔkW 価値と一体で取引されているが、今後は需給調整市場に移行していくことになるため、容量市場で対象とする kW 価値の範囲については、需給調整市場との整合性も踏まえた整理が必要となる。

(参考表3-1)電気の価値と取引される市場

価値	価値の概要※1	卸電力市場	容量市場※2	需給調整市場	非化石価値取引市場
kWh	実際に発電された電気	○		○	
kW	将来の発電能力(供給力)		○		
ΔkW	短期間の需給調整能力			○	
非化石※3	非化石電源で発電された電気に付随する環境価値				○

(※1) 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。

(※2) 容量市場においては、電源の最大出力に調整係数を乗じる等し、供給力として見込めるものを取り扱うkW価値と定義する。

(※3) 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値(ゼロエミ価値等)を包含した価値を言う。

需給調整市場という別個の市場で、一部の kW 価値を取引することとすれば、kW 価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的な kW 価値の調達がしにくくなるとともに、kW 価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。

このため、国全体で必要な kW 価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする ΔkW 価値は全て需給調整市場で取引することとする。

(参考表3-2)各市場の役割

市場	役割	主な取引主体
容量市場	● 国全体で必要となる供給力(kW価値)の取引	市場管理者(広域機関等) ※分散型の場合は小売電気事業者
卸電力市場	● 計画値に対して不足する電力量(kWh価値)の取引	小売電気事業者
需給調整市場	● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力(ΔkW価値+kWh価値)の取引	一般送配電事業者

(容量市場の対象範囲)

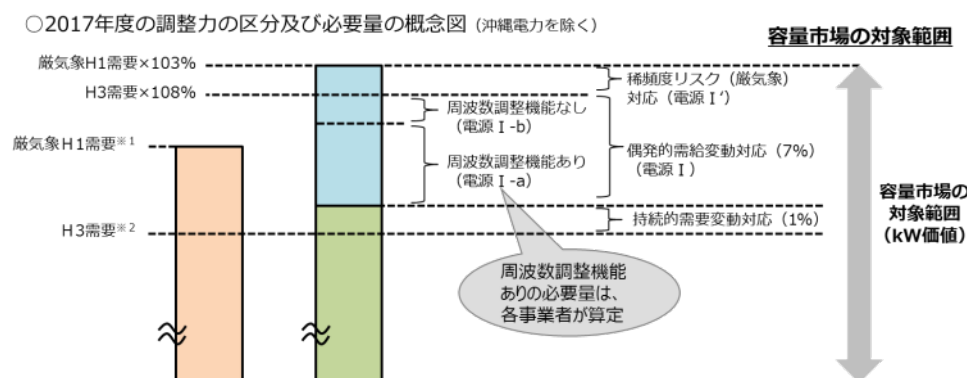
容量市場で取引する供給力(kW 価値)の範囲については、現行の供給力・調整力の必要量の考え方も踏まえ、

- ①年間最大需要(H3 需要)に対応する供給力
- ②景気変動等による需要変動(持続的需要変動)に対応する供給力
- ③電源の計画外停止、出力変動電源の出力変化、気温等の変動に伴う需要変動(偶発的需給変動)に対応する供給力
- ④稀頻度リスク(厳気象)に対応する供給力⁸⁴

を基本とする。

なお、具体的な供給力の量については、広域機関における調整力の在り方の検討結果や需給の状況等を踏まえ、必要に応じて見直すこととする。

(参考図3-3)容量市場で取引するkW 価値の対象範囲



(※1) 厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象(猛暑/厳寒)条件における最大電力需要
(なお、単にH1需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す)

(※2) H3需要：年間最大3日平均の電力需要

⁸⁴ 稀頻度リスクである大規模災害への対応については、貫徹小委の中間とりまとめにおいて、費用対効果最大化の観点から、通常の容量市場とは別の商品・手段とすることも含めて検討することとされている。大規模災害への対応については、広域機関による電源入札や、電気使用制限令等、容量市場以外の手段も想定されるため、必要な対策コストや回避可能な停電コスト等、費用対効果を踏まえて総合的に検討することが必要である。大規模災害への対応手段は容量市場には限定されないことから、本作業部会においては、稀頻度リスク対応は除外して検討を進めることとした。

(容量市場の費用負担の考え方)

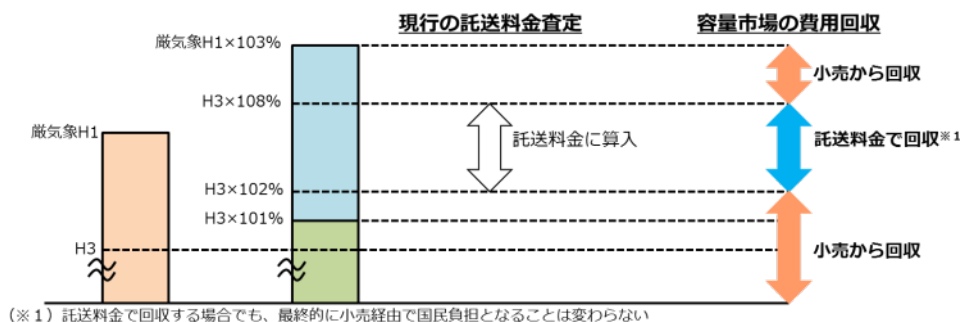
小売電気事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要があり、①については小売電気事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となる。

容量市場で一括確保された供給力(kW 価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払額総額に変わりはない。)

このため、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本として広域機関において検討を進めることとする。

なお、具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すこととする。

(参考図3-4) 容量市場における費用回収の考え方



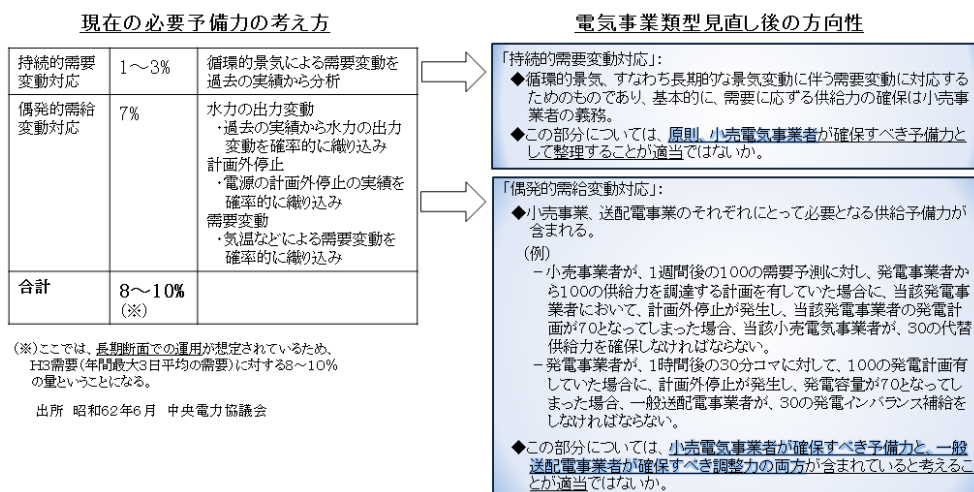
これまでの供給力・調整力に係る整理

(小売全面自由化前の費用負担の考え方)

2014年の制度設計WGでは、持続的需要変動対応に必要な予備力は、「原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当」と整理している。

さらに、偶発的需要変動対応に必要な予備力には、「小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当」と整理している。

(参考図3-5)周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方



出所:2014年9月 第8回制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料

(託送料金査定での費用負担の考え方)

2015年の託送料金査定では、「(偶発的需要変動対応に必要な予備力である)7%のうち現行の託送料金原価に織り込まれている5%を、託送料金原価として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当」と整理している。

さらに、「小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性(一般送配電事業者の指令対象たり得る電源が減少し、予備力の調達に現在よりもしくなる可能性)への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額する」としている。

(調整力公募での電源Iの必要量)

2016年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点の暫定的措置として、一般送配電事業者

が偶発的需給変動対応の予備力(7%)を全量、電源 I として確保した⁸⁵。

(調整力公募での電源 I' の必要量)

さらに、2016 年秋の調整力公募においては、広域機関での検討結果も踏まえ、10 年に 1 回程度の猛暑や厳寒の最大需要に対応できる供給力についても、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、原則として、一般送配電事業者が確保することとした。

(容量市場の地理的範囲)

容量オークションの実施については、連系線の運用制約や、各エリアの供給信頼度等を考慮した上で、全国単一オークションとする方式と、エリア別オークションとする方式が考えられる。

エリア別オークションとする場合、国民負担軽減の観点から、エリア外入札を認めることが望ましいが、発電事業者等の入札行動次第で、国全体で効率的な調達達成できないおそれがある。

そのため、容量オークションは全国単一で実施することとし、発電事業者等のエリア外入札行動によらず、国全体で効率的な調達を達成しやすくなるようにすることが考えられる⁸⁶。

全国単一オークションとする場合、連系線制約により市場が分断すると、エリア間で kW 価格に値差が発生し、容量市場による徴収額と支払額との間で差額が生じる可能性がある。

この差額の扱いについては、供給信頼度向上などの公益的課題への対応のために用いる、受益や負担に応じて精算するといった様々な方策が考えられるが、差額の扱いについては、制度的な実現可能性や想定される用途等を検討した上で、別途判断することが求められる。

(目標調達量)

容量オークションの実施については、連系線の運用制約や、各エリアの供給信頼度等を考慮した上で、全国単一オークションとする方向で整理した場合、全国単一オークションでオークションの入札結果が連系線の期待量を超過した際には、市場分断させることとなる。

全国単一オークションにおいて、国全体で必要な供給力と目標調達量を設定する際は、連系線の運用制約を考慮した上で、エリア別に必要な供給信頼度を満たすような量を算出し、それらを全国で積み上げることが基本になると考えられるが、詳細はエリア別の供給信頼度の考え方を踏まえ、今後広域機関で検討することとする。

なお、エリア別の供給信頼度の考え方については、今後の広域機関における検討状況に応じて、適宜、見直していくことが求められる。

⁸⁵ ただし、これによって偶発的需給変動対応の予備力について、小売電気事業者が一部を負担すべきとされている従来の考え方が変更されたものではない。

⁸⁶ 沖縄エリアについては、系統が他のエリアと連系されていないことや、卸電力市場が存在しない等の特殊性に留意し、容量市場を通じた供給力の確保は行わない。

②容量市場の取引の仕組み

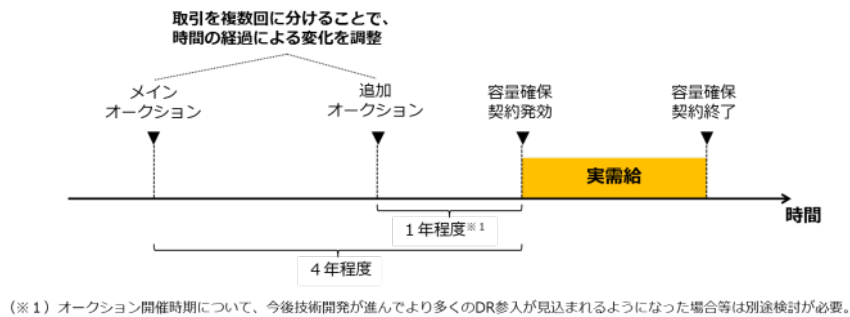
(容量確保時期)

容量確保時期については、発電事業者等の投資回収の予見性向上や発電開始までのリードタイム等の観点からは、毎年、実需給の数年前にはオークションを開催し、落札価格が決定されることが望ましい。

他方、発電事業者等による発電計画の変更や、市場管理者による想定需要の変化に応じた追加調達等の観点からは、実需給までの間に調整できることが望ましい。

以上のことを踏まえると、実需給の約4年前にメインオークションを開催し、約1年前に追加オークションを開催することとする。

(参考図3-6)容量確保時期のイメージ

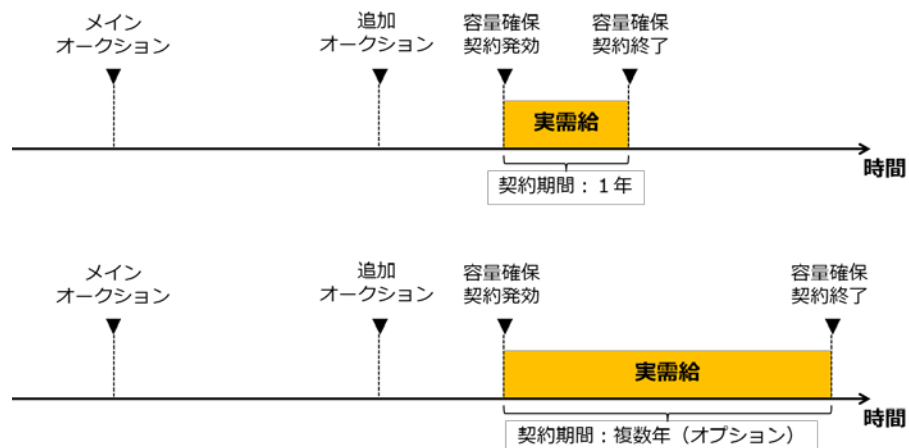


(契約期間)

容量オークションを毎年開催することとすれば、契約期間は1年間を基本として考えることが自然と考えられる。

他方、投資回収の予見性確保の観点からは、複数年価格を固定できることが望ましいとも考えられるため、新設電源を念頭に、複数年の契約期間オプションを設定することも考えられるため、引き続き広域機関にて検討を行うこととする。

(参考図3-7)契約期間のイメージ



(メイン・追加オークションの位置づけ)

メインオークションと追加オークションの役割分担については以下の2案が考えられる。

- ①メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達することを基本とし、追加オークションでは過不足分を調整する
- ②何らかの基準でメインオークションと追加オークションで調達する量を配分する

発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点、および、海外事例も踏まえると、①を基本とすることが望ましいと考えられる。

この場合、追加オークションについては、下記に対応する量を調達することを基本とする⁸⁷。

- ①メインオークション以降に生じた想定需要の変化
- ②メインオークション以降の電源等の故障等による落札された供給力の変化

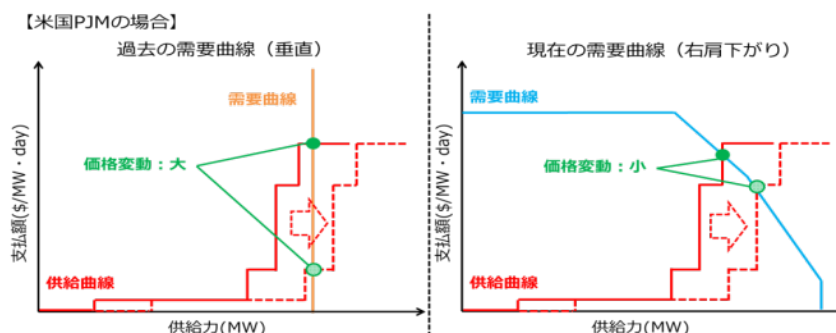
こうした要素を勘案しつつ、メインオークションと追加オークションの具体的な配分については、引き続き、広域機関において検討を進めることとする。

なお、諸外国においては、メインオークションに参加しない既設電源は、その後の追加オークションに参加できない例もあり、市場支配力の行使を防止する観点から何らかの対応を行うかどうかは、別途検討を行うこととする。

(需要曲線の設定)

市場管理者が集中型の容量オークションを開催するためには、目標調達量とそれに対応する支払価格を設定し、それを基準に需要曲線を設定することが原則となる。諸外国における需要曲線の形状については、入札結果による価格変動幅を小さくできる傾斜型の需要曲線を採用し、上限価格を設定していることが多い。我が国においても同様に、傾斜型の需要曲線とすることを基本とする。

(参考図3-8)米国 PJM の需要曲線



出所: 2017年4月 基本政策小委員会第3回制度検討作業部会 事務局提出資料

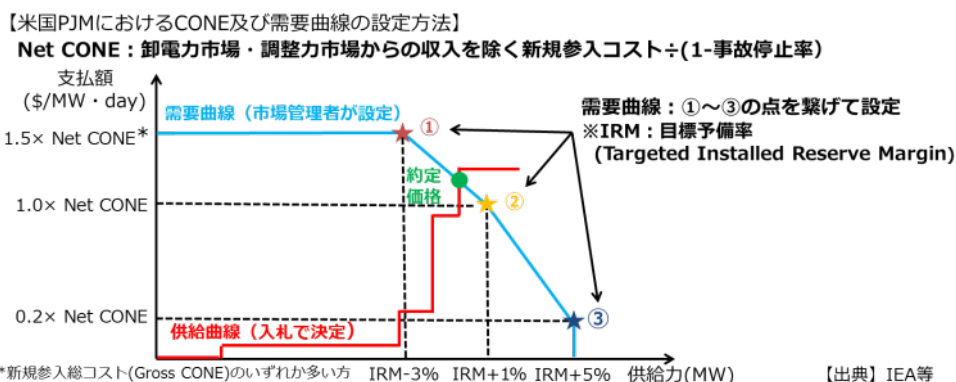
集中型容量市場における需要曲線等の設定方法(米国 PJM の場合)

⁸⁷ 需要の下振れの可能性を勘案してメインオークション時の調達量を考慮するかどうかは、供給力確保の確実性を担保する観点や、調達コストの適正化の観点等を勘案して、今後検討を進めることとする。

米 PJM をはじめとする諸外国の集中型の容量市場においては、まず新規の電源投資を促すために必要な kW 価値への支払額 (CONE: Cost of New Entry) を設定し、その後、算出された CONE も踏まえ、供給力の変化に対して、kW 価値の価格変動が緩やかになるような右肩下りの需要曲線 (Downward Sloping Demand Curve) を ISO 等が設定している。

例えば、米 PJM の CONE は、仮想のガス火力プラントを想定し、新規参入に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場や調整力市場からの収入を差し引いた価格をベースに決定している (Net CONE)。

(参考図3—9) 米国 PJM における CONE 及び需要曲線の設定方法



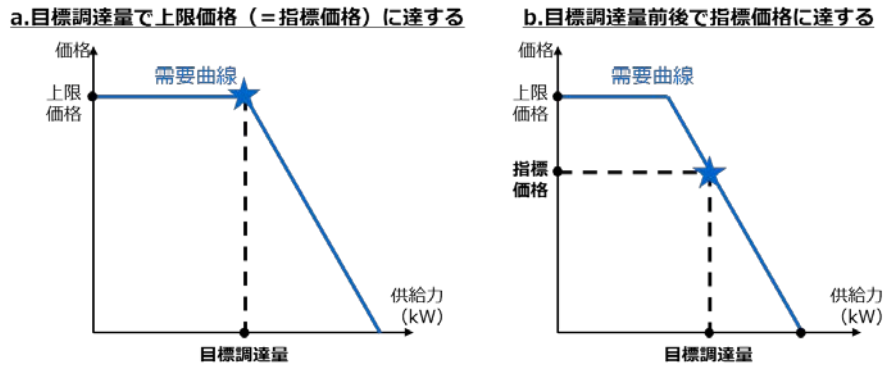
出所: 2017年4月 基本政策小委員会第3回制度検討作業部会 事務局提出資料

傾斜型の需要曲線をとる場合、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格 (例: 新規参入の電源にとって必要になると考えられるコスト) を設定する例が多い。上限価格を指標価格と一致させた場合、容量のひっ迫時にも新規電源が利益を得られないこととなり、調達量が十分確保できないリスクがあることから、上限価格は指標価格を一定程度上回ることが考えられる⁸⁸。

また、諸外国においては、目標調達量前後で指標価格となっている例や、価格が安価である場合には供給安定度の向上のメリットを踏まえ目標調達量以上に容量を確保している例がある。需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討することとする。

⁸⁸ ひっ迫時に利益が得られる可能性が生じることで、電源の新設インセンティブとなると考えられる。

(参考図3-10) 需要曲線の考え方



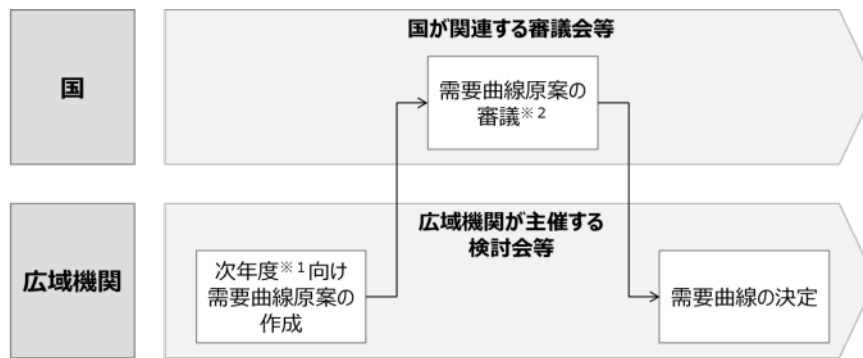
また、容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。

具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、

- ① 広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し⁸⁹、
- ② 国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議⁹⁰、
- ③ 広域機関において需要曲線を決定する

こととする。

(参考図3-11) 需要曲線の設定プロセス



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要
 (※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

⁸⁹ 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要。

⁹⁰ 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要。

(入札単位)

オークションの入札単位については、電源単位とする考え方と、BG 単位とする考え方がある。

オークションで落札した電源は、実需給までの間に、発電機の故障等によって、当初想定した供給力が提供できなくなることも考えられる。そのような場合においても、供給力を最大限確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みが必要である。

この点、オークションの入札単位をBG 単位とし、BG 単位で契約することを認めれば、供給力を提供できない場合に BG 内で電源を差し替える等の調整をして供給力を確保し、ペナルティリスクを小さくすることができる。

しかしながら、BG 単位の契約は、落札した個々の電源が適切に稼働し全体として供給力が確保されているか把握しにくくなる。また、大規模 BG であるほど BG 内での調整がしやすく、BG の規模によって有利・不利が生じやすくなる。

このため、オークションの入札単位は電源単位として契約する⁹¹ことを基本とする。

(電源の差し替え)

落札者がやむを得ない理由により供給力を提供できない場合には、実需給⁹²の一定期間前までに市場管理者がその理由の妥当性を確認した上で、容量オークションで落札していない電源等⁹³との差し替えを認めることとし、さらに、相対取引による差し替えも認めることで、全体として必要な供給力を確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みとすることを基本とする。

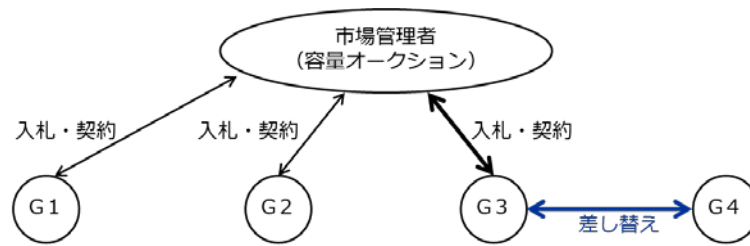
なお、売惜しみによる市場価格の高騰を防ぐため、差し替えが過度に必要とならないようなペナルティの水準や監視の在り方等について検討を行うこととする。

⁹¹ 小規模な電源やネガワット等の DR がアグリゲートして一つの供給力として入札することを妨げるものではない。なお、入札最低容量については今後検討していくこととする。

⁹² ここでいう実需給とは、実需給年のことではなく、リクワイアメントで求められている当該電源等の稼働が想定されている時期のことを指している。実需給年に入った後でも、実際の稼働が想定されている時期の一定期間前までであれば、差し替えを認めることとなる。

⁹³ 市場管理者が供給力を把握できる電源等であることが必要と考えられる。

(参考図3-12) 電源単位での入札と電源差し替えのイメージ



(費用徴収の確実性)

市場管理者である広域機関が、会員である小売電気事業者等から容量拠出金(仮称)を徴収する場合、その確実性の担保が課題となる。

仮に広域機関の会員である小売電気事業者等が費用支払に応じなかった場合、広域機関の定款または業務規程に基づき、広域機関による当該会員の名称の公表や、当該会員に対する指導または勧告若しくは制裁等を行うこととする。

それでもなお、改善が見られない場合は、必要に応じ、電気事業法に基づく経済産業大臣による供給能力確保その他必要な措置をとることの命令、あるいは、業務改善命令の発出が検討されることになる。このために必要な情報として、電気事業法に基づく監督命令により、広域機関に対して容量市場の実施状況を定期的に報告させることとする。また、小売電気事業者等による支払遅延や不払が発生した場合には、広域機関から発電事業者等への支払に支障が生じる事態も否定できないことから、そうした場合に備え、広域機関において、他の機関における実務等も参考にしながら、保証金の徴収や保険の活用など、リスクヘッジのための仕組み等を検討することとする⁹⁴。

(発電事業者等への支払・ペナルティ精算)

市場管理者は、発電事業者等の中からオークション落札者を決定し、リクワイアメントの達成状況を確認した上で、最終的な支払額を算定し、支払を行う必要がある。

発電事業者等への支払額の算定や支払方法の詳細については、キャッシュフローや手続に関し、支払いの間隔を短くする等発電事業者等にとって、できるだけ負担の少ない方向で整理していくことが必要と考えられる。(その際、リクワイアメントに応じた kW 価値を提供できなかった場合のペナルティ額の算定や精算方法も合わせて検討することとする。)⁹⁵

⁹⁴ 支払リスクを低減する観点から、請求については、毎月行うとともに、小売電気事業者の退出等があった場合には、他の事業者の負担を速やかに見直す仕組みが必要と考えられる。

⁹⁵ 経過措置を導入する場合、経過措置期間中は発電事業者等への支払額が変わる可能性があることに留意が必要と考えられる。

(精算プロセスの透明性)

容量市場では、市場管理者が全ての小売電気事業者・一般送配電事業者から費用を徴収して、落札した発電事業者等に支払うことになるため、費用精算に係る一連のプロセスを可能な限り透明化することが求められる。

そのため、有識者や関係事業者が参加する形で、容量市場のリクワイアメントに対するアセスメント結果を検証する場を設け、適切な情報公開に取り組む等の対応をとることが必要である。

市場管理者においては、容量市場の費用徴収・支払に係る資金の勘定を区分経理する等、資金管理を適切に行うことが求められる。

③リクワイアメントとペナルティ

(容量市場におけるリクワイアメント)

容量市場において中長期的な供給力を確保し、その対価を支払うためには、オークションで落札された電源等がどのような要件(リクワイアメント)を満たすべきかを定義する必要がある。

諸外国においては、実際に需給ひっ迫のおそれがある場合のリクワイアメントのみを設定している例もあるが、投資回収の予見性を高め、電源投資が行われるようにすることで、供給力不足や料金高止まりを防ぐという容量市場導入の趣旨に鑑みれば、我が国においては、以下のような理由から、需給ひっ迫のおそれがある場合のリクワイアメントに加え、平常時から一定のリクワイアメントを設定することとする。

- ①平常時から一定の条件下で稼働可能な状態にしていなければ、需給ひっ迫のおそれがある場合において実際に稼働できない蓋然性が高まる。
- ②平常時からリクワイアメントを設定しなければ、実際に稼働可能な状態でないにも関わらず、容量市場の対価を受け取り、需給ひっ迫のおそれがある場合にのみペナルティを支払うという行動をとる可能性が生じる。

他方で、個々の電源等は、定期検査等により、1年のうちの一定期間は停止していることが通常である。容量市場で確保した電源等の全体として、年間を通じて需要に応じた供給力が確保されることが重要であり、落札した個々の電源等について、契約期間(365日24時間)の間、常に供給力の供出を求めることは、妥当ではないと考えられる。

こうした観点からは、落札した電源の停止期間が集中しないよう、あらかじめ停止時期を調整した上で、当該電源の稼働が想定されている時期において、供給力を適切に提供することをリクワイアメントの基本とする。その上で、需給ひっ迫の未然防止に資する平常時のリクワイアメントと、需給ひっ迫のおそれがある場合のリクワイアメントを設定することとする。

また、実需給の高需要期においては、供給力の提供が切実に求められるところ、こうした時期に供給力が提供されるよう、ペナルティも含め、適切にインセンティブ設計を行う必要がある。

さらに、容量市場で確保された電源等が、卸電力市場や需給調整市場における主要な供給力となることにも一定の配慮が必要と考えられる。

なお、過大なリクワイアメントやペナルティが設定された場合には、容量市場の価格が上昇するおそれがあることにも留意が必要と考えられる。

前述の観点を踏まえると、容量市場のリクワイアメントとしては、以下が考えられる^{96,97}。

<平常時からのリクワイアメント>

- ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること⁹⁸。
- ②計画外停止をしないこと⁹⁹。

<需給ひっ迫のおそれがあるときの追加的なリクワイアメント>

- ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等¹⁰⁰。

なお、一般送配電事業者が必要とする調整力を保有する電源等についても容量市場の対象としていることも踏まえ、調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ(GC)以降の供給余力として参加可能なものについては、需給調整市場で検討される仕組みに基づいて、調整力として利用可能な状態となっていることも求めることが考えられる。

また、デマンドリスポンス(以下、「DR」という。)等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントについては、技術的な課題がある場合、広域機関において検討することとする。

(ペナルティ)

容量市場における実効性確保の観点から、オークションで落札した電源等がリクワイアメントを満たせなかった場合のペナルティを定義する必要がある。

リクワイアメントを満たせなかった場合、スポット市場における kWh 価格も踏まえ、容量市場における対価の支払から減額すること(例えば、平常時と需給ひっ迫のおそれがあるとき

⁹⁶ 適取 GL において、「区域において一般電気事業者であった発電事業者の電源が卸電力取引所において取引されない場合は、卸電力取引所における取引が厚みをもつことを期待し得ないため、当該発電事業者においては、余剰電源を卸電力取引所に対して積極的に投入することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい。」とされており、落札した電源等においても、当然、指針の遵守が求められる。

⁹⁷ 送配電等業務指針において、一般送配電事業者等による作業停止調整に応じることが規定されており、落札した電源等においても、当然、遵守が求められる。

⁹⁸ ①の稼働要件の詳細については、電源等の特性等(例:DR)も踏まえ、別途検討することとする。

⁹⁹ ②の「計画外停止をしないこと」とは、必要に応じて一定の条件下で稼働できる状態にしておくことであり、実際に運転していないことが直ちに「計画外停止」になるものではないと考えられる。

¹⁰⁰ ③について、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の定義等については、広域機関等において検討することとする。

で減額に差を設ける等)や、落札時に保証金の事前支払を求める場合は返還額を減額すること、追加的な金銭の支払を求めること等が考えられる。(経済的ペナルティ)

また、正当な理由なくリクワイアメントを満たせなかった場合には、金銭の支払以外にも、例えば、翌年度以降の一定期間は容量市場への参加を制限することなどが考えられる。(参入ペナルティ)

他方で、大規模自然災害等のやむを得ない理由による稼働停止分については、状況に応じて容量市場における対価の支払額を減額することもあるが、追加的な金銭の支払としてのペナルティは求めないことを原則とする。

ペナルティを強くし過ぎると、オークションへの入札を控えたり、過度に価格を上乗せして入札したりすることで、容量オークションの価格が高くなるおそれがある。このことも踏まえ、ペナルティの詳細については、経済的ペナルティと参入ペナルティの強度とバランスを考慮し、広域機関における検討結果も踏まえて最終的に決定することとする。

なお、ペナルティ対象となる事業者等の確認については、広域機関が一般送配電事業者と連携して行う必要がある。

④電源の立地や特性等に鑑みた kW 価値

(総論)

電源等は、立地する場所やその特性等によって、設備容量のうち、実需給時点でエリアの供給力として期待できる量(以後、「期待容量」という)が異なる。容量市場における容量の確保に当たっては、市場管理者が容量オークションの際に、電源等の期待容量を適切に算定した上で、国全体で必要となる量を算定し、確保するという考え方が基本になる。

このため、電源等の設備容量に対し、調整係数を乗じることにより、期待容量を評価することとする。

(参考図3-13)調整係数と期待容量の関係



(立地による影響)

容量オークションの実施については、連系線の運用制約や各エリアの供給信頼度等を考慮した上で、全国単一オークションを基本とする方向で整理しており、また、広域機関における議論では、全国単一オークションでの実施については、連系線の運用制約を考慮してあらかじめ分断エリアを決めておくのではなく、オークションの入札結果が連系線の期待容量を超過

した際に市場分断させる方向で検討が進められている。

したがって、電源等の立地による影響については、オークションの約定処理において連系統の運用制約を考慮することによって対応することとし、調整係数の設定においては考慮しないこととする。

(特性による影響)

電源等の特性に応じた調整係数の設定については、仮に事業者が任意に規律なく行うこととすれば、①保有する電源等の期待容量を過大評価し、容量市場からの収入を最大化する行動をとることや、②期待容量を過小評価することでオークションへの供出量を減らして価格をつり上げる等、市場管理者による必要な供給力の確保に支障をきたす可能性がある。

容量市場で調達する容量の必要量は、系統の供給信頼度評価の考え方を踏まえて設定されることに鑑みれば、個々の電源等の特性に係る調整係数の設定についても、系統の供給信頼度評価の考え方と整合性を確保する必要があると考えられる。

仮に、発電事業者等が容量市場で入札する際に用いる期待容量と、供給計画上の数値等に不整合が生じる場合には、市場管理者である広域機関において、参加登録時又は供給計画提出時に理由を確認する等の対応をとることを基本として検討することとする¹⁰¹。

電源別の供給能力の算定方法

電気事業法第二十九条の規定により、電気事業者は毎年度、供給計画を届け出る必要がある。広域機関では毎年度、供給計画の取りまとめを行い、供給信頼度基準に基づいて、必要な供給予備率を設定し、需給バランス評価を実施している。電気事業者は、電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインにおける供給能力(kW)の算定方法にしたがって供給能力を算定することとなっている。

(抜粋)資源エネルギー庁 電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン
(平成 28 年 12 月)

イ. 電源別供給能力の算定方法

(ア)水力

- ・水力発電所の供給能力は自流式、貯水池式及び揚水式の可能発電電力の合計から、所内消費電力及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする。自流式水力発電所の可能発電電力の算定に当たっての出水資料の期間は、原則として、至

¹⁰¹ 供給計画の届出対象外の者が容量市場で入札する際も、期待容量が適切であるかどうかを検証する必要があり、供給計画に代わる同種の情報提出を求める等の仕組みを検討することとする。

近 30 年とする。

- ・自流式水力の供給電力は最渇水日(第 V 出水時点:P7 参考文献を参照のこと)の平均可能発電電力に調整能力を加算したものとする。
- ・貯水池式水力及び自流分のある揚水式水力の平水年可能発電電力は、原則として至近 30 年の流入量を基礎とし、貯水池使用計画により算定する。
- ・供給能力計算において潜在出力を生じた場合は、既設水力調整能力、揚水式から控除することを原則とする。

(イ)火力及び原子力

- ・火力及び原子力発電所の供給能力は、設備容量から大気温の影響による能力を減じた発電能力より、所内消費電力及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする。



(ウ)新エネルギー等

- ・最大需要電力発生時に安定して発電し得る場合のみ、計上できる。
<注:計上に当たっては、安定して発電し得る旨の説明が必要。>
- ・風力および太陽光の供給能力は、原則として「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会」における議論を踏まえた以下の手法により、供給区域の一般送配電事業者が算定のうえ提示するL5 出力比率(当該供給区域における単位設備容量あたりの供給能力:広域機関において公表)を用いて算定すること。ただし、その他合理的な算定方法により供給力を評価することは妨げない。

①風力

- ・風力発電の供給能力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法を参考に、最大需要発生時(月内は同一時刻)における発電実績の下位 5 日平均値により評価する。

②太陽光

- ・太陽光発電の供給能力は、過去 20 年の最大 3 日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における、発電推計データ(計 60 データ)から、水力の評価手法を参考に下位 5 日平均値を算出し、これより自家消費分(算

定対象期間は直近の 5 年間)を減じて評価する。
なお、小売電気事業者においては、自社の最大需要月時における評価も行うこと。

(計画外停止)

個々の電源等ごとに計画外停止の発生頻度は異なるため、期待容量の算定に当たって、そうした要素を調整係数において考慮すべきかが問題となる¹⁰²。

この点について、現在の必要予備力の考え方においては、偶発的需給変動対応として電源等の計画外停止率を加味しており、個々の電源等について計画外停止の発生頻度を考慮することにはなっていない。

容量市場では、期待容量を適切に評価して対価を支払う必要があるため、個々の電源等の計画外停止率の違いを考慮して調整係数に反映することが望ましいが、容量市場で調達する容量の必要量が系統の供給信頼度評価の考え方を踏まえて設定されることに鑑みれば、調整係数の設定に当たって、電源等の計画外停止率は考慮しないことを基本とする。

ただし、今後、系統の供給信頼度評価の考え方が変更され、個々の電源等の計画外停止率を考慮することになった場合には、この扱いを変更することが求められる。

具体的な調整係数の算定方法については、上記の考え方も踏まえ、引き続き、広域機関において技術的な検討を行うこととする。

(参入ペナルティ)

正当な理由なくリクワイアメントを満たせなかった場合には、金銭の支払以外にも、翌年度以降の一定期間は容量市場への参加を制限することなどの参入ペナルティを課すことが考えられるが、この参入ペナルティを課す場合には、期待容量の調整係数に反映させるのではなく、翌年度以降の一定期間は容量市場からの受取額に反映させることを基本とする。

(DR の扱い)

電力需要を抑制させる下げ DR についても、電源と同様に一定の期待容量を有すると考えられることから、容量市場での取引対象になる¹⁰³。

容量市場の取引対象となる DR については、系統の供給信頼度評価の考え方も踏まえ、具体的な調整係数の算定方法等の考え方については、広域機関において技術的な検討を

¹⁰² 米国 PJM では、電源については個々に計画外停止率 (EFORD) を算定し、容量 (UCAP) に反映させている。夏季と冬季に認証テスト (Verification Test) を実施し、供給力を提供できなかった場合は、その分だけ容量を減量している。(風力と太陽光については、認証テストは実施せず、過去 3 年分の夏季の稼働実績により評価を行っている。) 英国では、電源ごとに一定の調整係数を設定し、最大出力に乗じることで、容量 (kW 価値) を算出している。同係数は電源種別の稼働実績の平均値によって設定されている。
¹⁰³ 上げ DR については、電力需要を増加させるものであり、期待容量を有するものではないため、容量市場の取引対象外とする。

進めることとする¹⁰⁴。

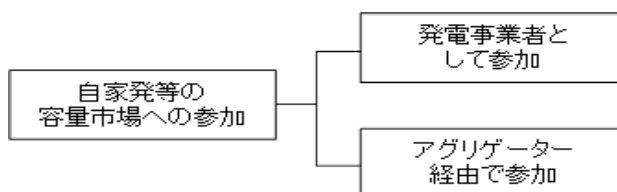
(自家発電等の扱い)

自家発電や蓄電池等の容量市場への参加については、通常の電源と同様に発電事業者として参加する方法と、アグリゲーター経由で参加する方法がある。(自家発電や蓄電池等の設備保有者は、いずれかの方法を選択して参加することとなる。)

発電事業者として参加する場合、調整係数の算定方法については、通常の電源と同様に、供給計画における考え方も踏まえて設定することとする。

アグリゲーター経由で参加する場合、基本的には DR と同様の方法での参加となるため、個々の自家発電については独自の調整係数は設定しないことを基本とする¹⁰⁵。

(参考図3-14) 自家発電等の容量市場への参加方法



(差し替え電源等)

差し替え電源等の期待容量については、オークション時の通常の電源等の期待容量と同じ考え方で算定することを基本とする。

¹⁰⁴ 必要に応じて落札量の上限を設定することも含めて、技術的な検討を行うこととする。

¹⁰⁵ 委員・オブザーバーから、自家発電については、リクワイアメントに関して柔軟性が必要であるとの意見があった。また、第19回制度検討作業部会(2018年3月2日)に大口自家発電施設者懇話会より、自家発電も出来るだけ容量市場に出ることが可能な制度設計を希望する、制度の手続きを極力簡略化して頂きたい等の意見があった。詳細は、第19回制度検討作業部会 資料3を参照。

⑤小売電気事業者への費用請求の考え方

(総論)

市場管理者は、請求総額を小売電気事業者ごとに配賦し、費用請求・回収を行う必要がある。請求額の算定に当たって考慮すべき点として、例えば、小売電気事業者の負担の公平性・明確性・予見可能性、手続の簡便性、費用回収の確実性、等が考えられる。また、小売電気事業者が需要家のピーク需要の抑制に努めることで確保が必要となる容量を抑制するという観点も考慮することが考えられる¹⁰⁶。これらを総合的に勘案して、小売電気事業者への請求額の算定や費用請求・回収方法を整理していくこととする¹⁰⁷¹⁰⁸。

(参考図3-15)小売請求の基本的な考え方

小売事業者の負担の公平性、明確性、予見可能性	小売事業者にとって、請求額の算定方法が公平・明確であり、収支見通し等を立てる上で、事前に支払額をある程度予見することができるか
手続の簡便性	市場管理者と小売事業者にとって、費用請求・支払にかかる一連の手続が簡便であるか
費用回収の確実性	市場管理者にとって、請求額の未回収リスクが低く、回収の確実性が高い手法であるか
ピーク需要の抑制	小売事業者が需要家のピーク需要の抑制に努め、市場管理者が確保すべき容量を抑制することに資するか

小売電気事業者への請求額の算定方法については、大きく分けて、kW のシェアで配分する案と、kWh のシェアで配分する案がある。また、kW のシェアで配分する案については、エリアのピーク時の kW シェアで配分する案と、各小売電気事業者の最大電力のシェアで配分する案がある。更に、年間の最大ピーク時の kW シェアで配分する方法や、月間、日毎の最大ピーク時の kW シェアで配分する方法がある。これに加えて、kW シェアと kWh シェアを組み合わせる案も考えられる¹⁰⁹¹¹⁰。

¹⁰⁶ 本作業部会の議論においては、ピーク需要の抑制を通じた確保容量の抑制の観点を加味すべきとの委員からの指摘があった。

¹⁰⁷ 経過措置を導入する場合、経過措置期間中は小売電気事業者への請求額が変わる可能性があることに留意が必要。

¹⁰⁸ 連系線制約によりエリア間値差が生じた場合、小売電気事業者への請求額が変わる可能性があることに留意が必要。

¹⁰⁹ 規制料金の算定においては、固定費配分方法として、「最大電力 2：ピーク時電力 1：電力量 1 を配分する方法 (2：1：1 法)」や、「最大電力 2：電力量 1 を配分する方法 (2：1 法)」など、複数項目の合成により固定費を配分する考え方がある。

¹¹⁰ 米国 PJM の容量市場では、日単位で金額を確定し、週単位で請求と支払を行っている。

小売が負担する支払額は、前年夏季 (6 月～9 月) のピーク需要 (上位 5 時間のピーク時

(参考表3-3)小売請求の配分方法の特色

<配分方法の特色>

	電力(kW)シェアで配分		電力量(kWh)シェアで配分
	小売電気事業者の最大電力(kW)に応じて配分<案1>	小売電気事業者のエリアピーク時の電力(kW)に応じて配分	小売電気事業者の電力量(kWh)に応じて配分<案5>
基本的な考え方	自らの電力供給に必要なkW設備の高さに応じて負担	ピーク用の設備維持・増強の責任度合いに応じて負担	設備の利用量(高さ・時間)に応じて負担
留意点	ピーク時以外に最大電力を出したとしても、設備形成に直結するわけではない	エリアピークの発生時は天候等によって変化し、予見可能性が低い可能性がある	ピーク設備形成の高さとは関係が薄い

<ピークについての考え方>

	年間ピーク<案2>	月間ピーク<案3>	日毎ピーク<案4>
基本的な考え方	年間最大ピークに備えて設備維持・増強を行うという考え方と整合的	最大電力発生月以外にも備えて設備形成を行う考え方と整合的。月毎清算とも整合的。	予見可能性が比較的高いと考えられ、日毎精算をとる場合は整合的
留意点	ピーク発生時の使用電力量によって負担割合が大きく変動する	年間ピークの寄与率とは異なる	計算が煩雑となる

第2次中間論点整理までの議論を踏まえると¹¹¹¹¹²¹¹³、設備形成の原因者に多くの負担を

に発生したMW)のシェアに応じて決定される。(通年で配分割合は変化しない)
 英国の容量市場では、月単位で金額を確定し、請求と支払が行われている。
 小売が負担する支払額は、総支払額に対する高需要期(11月~2月の平日夕方(16時~19時))の需要予測量(MWh)のシェアに応じて配分され、実際に需要実績量が確定した後で補正される。

111 本作業部会の議論においては、容量市場は供給力(kW価値)を取引する市場であり、kWhシェアをベースに請求額を配分することは合理性が乏しいとの委員からの指摘が多数あった。

112 本作業部会の議論においては、市場管理者がピーク時に必要となる設備を確保するという観点からは、エリアピーク時の電力(kW)に応じて配分する方法が望ましいという意見があった。

113 本論点について、事務局から、リクワイアメント遵守の観点からは、需給ひっ迫のおそれがあるときのみでなく、年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画とすることを求めていることなどを踏まえ、エリアの月間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する案を基本として検討する案を提示したところ、多数の委員からは年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する案をベースにしつつも、予見可能性や小売電気事業者のシェアの変動等の問題を回避する案をさらに検討する必要がある等の指摘があった。また、月間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する案を支持するとの委員の意見もあった。オブザーバーからは、小売電気事業者の実務の観点から月間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する案を支持する意見や、ピーク時に必要となる設備を確保するという観点から年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する案を支持する意見があった。

求めるという考え方からは、エリアピーク時の電力(kW)に応じて配分する方法が考えられる。

他方で、エリアピークが発生する時間帯にはばらつきがあり¹¹⁴、エリアの年間ピーク時の電力(kW)の一点に応じて配分する案とした場合、ピーク発生時の需要量によって配分比率に変動が生じるため、小売電気事業者にとっての予見可能性が低いという問題がある。また、小売電気事業者のシェアが年度内で変動した場合、速やかに調整することが難しい。さらに、小売電気事業者の合併、事業譲渡、倒産等が生じた場合、速やかに調整することが難しい。

こうした観点も踏まえ、さらに検討を行い、ピーク時に確実に供給できるようにする制度の趣旨から、エリアの年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分することを基本とすることとした。その際問題となる予見可能性や小売電気事業者のシェアの変動に対しても検討を行った。

(予見可能性への対応)

年間1点のピーク時のシェアで決まることによって負担の予見可能性が低くなるため、年間ピークを複数日の平均需要とする(夏季・冬季ピーク平均需要とする等)ような工夫によって、予見可能性を高めることができると考えられる。

また、年間ピーク(夏期ピーク及び冬期ピーク)については、年間1点でシェアを確定した場合には偶然の需要の増減等によりシェアが変動し予見可能性が低いことから下記の方法で算出する案が考えられる。

●夏期ピーク

7月、8月、9月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したもの(kW)の、当該期間における比率

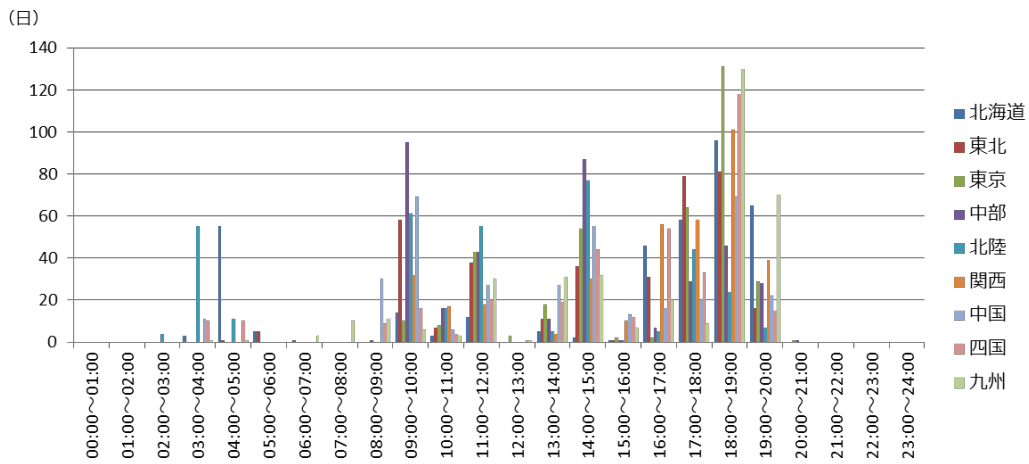
●冬期ピーク

12月、1月、2月の各月における最大需要発生時(1時間)における電力使用量を合計したもの(kW)の、当該期間における比率

全エリアとも、夏期、冬期ともに供給力の確保に万全を期す必要があることから、年間のうち、6ヶ月間は夏期ピーク、6ヶ月間は冬期ピークに基づいて小売電気事業者に請求することを基本とし、詳細は広域機関においてさらに検討することとする。

¹¹⁴ 一日の間のピーク需要の発生時間帯は、午前中～夜とばらつきが存在する。

(参考図3-16) 日別ピーク需要の発生時間帯



電力広域的運営推進機関データ（2016年10月～2017年9月）から経済産業省作成

(参考図3-17) 各エリアのピーク時間帯

各エリアの最大電力発生時間（7、8月） ()内は日付

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載期間	7月 15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
	8月 15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
最大需要発生時間	第一位	17時 (7/14)	17時 (7/21)	16時 (8/9)	15時 (8/24)	15時 (7/21)	17時 (8/24)	15時 (8/24)	17時 (8/25)	15時 (7/31)
	第二位	17時 (7/13)	15時 (7/14)	15時 (8/24)	15時 (8/25)	15時 (8/4)	17時 (8/25)	15時 (8/25)	16時 (7/31)	16時 (8/1)
	第三位	17時 (7/10)	15時 (7/11)	12時 (8/25)	15時 (8/29)	15時 (7/20)	15時 (7/31)	15時 (8/4)	17時 (8/24)	16時 (8/3)

出所：電力需給検証報告書（平成29年10月 電力・ガス基本政策小委員会）

注）報告書では、夏季のピーク需要について7月、8月を対象に調査を行っており、9月については対象外としている。

各エリアの最大電力発生時間（12、1、2月） ()内は日付

エリア	12月	1月	2月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載期間	18時	18時	18時	18時	18時	17時	18時	18時	18時	18時	19時	19時	19時
1月	18時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	19時	19時	20時	20時
2月	19時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	19時	19時	20時	20時
最大電力発生時間 (12、1、2月)	第一位	5時 (2/3)	18時 (1/24)	18時 (2/9)	10時 (1/16)	11時 (1/24)	18時 (1/23)	10時 (1/17)	19時 (1/23)	19時 (1/23)	19時 (1/23)	20時 (2/11)	20時
	第二位	10時 (1/24)	10時 (2/2)	18時 (1/20)	10時 (1/24)	11時 (1/23)	10時 (1/24)	9時 (1/26)	19時 (2/10)	19時 (2/10)	19時 (2/10)	20時 (2/10)	20時
	第三位	10時 (1/25)	18時 (1/13)	19時 (1/24)	10時 (1/25)	10時 (1/25)	11時 (2/9)	10時 (1/24)	19時 (1/24)	19時 (1/24)	19時 (1/24)	20時 (2/13)	20時

出所：電力需給検証報告書（平成29年4月 電力・ガス基本政策小委員会）

	2017年度猛暑H1最大需要想定 (万kW)	2017年度厳寒H1最大需要想定 (万kW)	猛暑H1/厳寒H1比率
北海道	446	516	86.4%
東北	1,381	1,392	99.2%
東京	5,550	4,960	111.9%
中部	2,568	2,364	108.6%
北陸	522	512	102.0%
関西	2,671	2,421	110.3%
中国	1,095	1,041	105.2%
四国	530	477	111.1%
九州	1,606	1,521	105.6%

出所：電力需給検証報告書（平成29年10月 電力・ガス基本政策小委員会）から作成

(参考図3-18)夏期及び冬期のピーク比較

	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州		沖縄		
	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季	
2016年度	最大3日電力	422	519	1,272	1,410	5,106	4,901	2,433	2,317	487	507	2,649	2,456	1,047	1,020	520	466	1,533	1,437	145	100
	冬季/夏季比率	122.9%		110.9%		96.0%		95.2%		104.2%		92.7%		97.4%		89.6%		93.8%		69.3%	
	残余需要	410	507	1,189	1,330	4,832	4,891	2,219	2,246	464	496	2,523	2,437	948	987	468	455	1,444	1,427	142	100
	冬季/夏季比率	123.7%		111.9%		101.2%		101.2%		106.8%		96.6%		104.1%		97.1%		98.8%		70.6%	
2017年度	最大3日電力	422	515	1,293	1,443	5,235	5,167	2,429	2,355	496	539	2,626	2,543	1,067	1,093	519	506	1,548	1,560	150	108
	冬季/夏季比率	121.9%		111.6%		98.7%		97.0%		108.6%		96.8%		102.4%		97.4%		100.7%		71.6%	
	残余需要	418	512	1,240	1,435	4,951	5,149	2,216	2,346	478	538	2,557	2,539	957	1,083	488	505	1,265	1,559	146	107
	冬季/夏季比率	122.3%		115.8%		104.0%		105.9%		112.4%		99.3%		113.1%		103.5%		123.3%		73.5%	

注

1. 最大3日電力(実績)は系統情報サービスより抽出したデータを加工(夏季は7-9月、冬季は12-2月発生地の上位3つの平均)
2. 残余需要=最大3日電力-太陽光出力-風力出力

出所：電力広域的運営推進機関にて作成

(小売電気事業者のシェアの変動への対応)

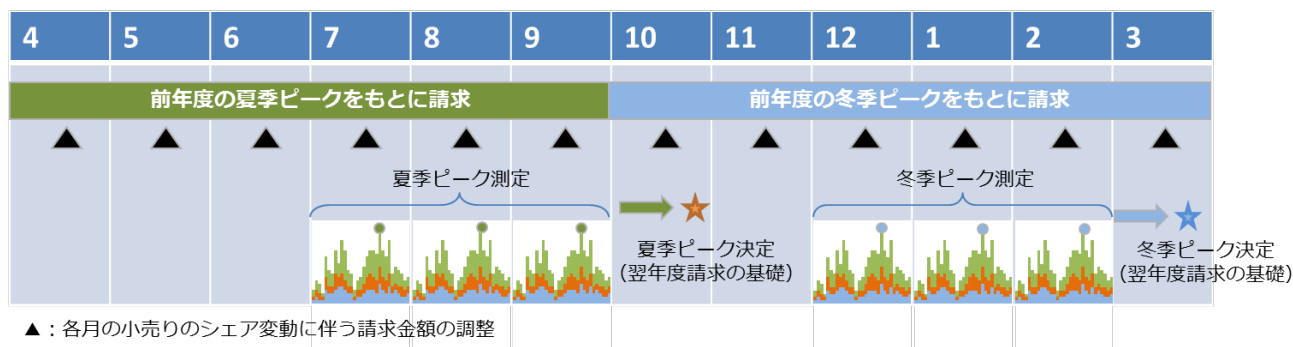
小売電気事業者のシェアが年度内で変動した場合や、小売電気事業者の合併、事業譲渡、倒産等が生じた場合、速やかに調整することに対応するため、年間ピーク時 kW シェアを、託送契約電力(kW)等を用いて補正した数値によって、各小売電気事業者への配分額を決定することとする。すなわち、①前年度の季節のピーク時の電力(kW)を基礎とし、②各月の小売りのシェア変動を加味した上で、小売電気事業者間の配分を決定し、市場管理者が小売電気事業者に対して毎月請求をすることを基本とする。

なお、新規参入者(前年度のピーク算定時に参入していなかった者)については、契約 kW に一定の数値を乗じることなどで、基礎となるピーク kW を推計して請求することが考えられる。また、BG に加入する小売電気事業者については、BG の代表者がまとめて精算を行うことも考えられる¹¹⁵。

これらの論点については、引き続き広域機関で実務的・技術的な検証を行い、詳細を検討することとする

¹¹⁵ 広域機関が小売り事業者から徴収する容量拠出金(仮称)について、小売電気事業者から需要家への請求は当該年度内に行うことが考えられるが、個々の契約に応じて考えることが求められる。

(参考図3-19) 夏期及び冬期のピーク比較



⑥新設・既設の区分、経過措置

(新設・既設の区分)

一般的に、新設電源は減価償却の進んだ既設電源と比べて固定費負担が大きく、kW 価値あたり多くの費用が生じていると考えられる。容量市場創設時点において、固定費負担の小さい既設電源が落札しやすく収益が大きくなりやすい(=相対的に既設電源の競争力が高くなる)ため、新設電源の投資インセンティブが働きにくくなる可能性がある。

こうした点から、貫徹小委の議論においては、容量市場の詳細検討において留意すべき点の一つとして、新設電源と既設電源とで市場を分ける等の対応も含めて検討を行った。

この点に関し、一般的に、減価償却の進んだ既設電源は、固定費負担が小さく、相対的に収益が大きくなるが、一方、容量の確保という観点からは、新設電源も既設電源も同様の価値を有すると考えられる。また、新設電源も中長期的な収入見通しに基づいて投資判断を行うため、既設電源の支払額の見通しが減少することは、新設電源の投資インセンティブを阻害すると考えられる。

こうした点を踏まえて、新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うこととする。

(経過措置)

容量市場を導入した場合と導入しない場合を比較すると、中長期的には総コストは同等の水準に収斂していくものと考えられる。他方で、電源投資にはリードタイムが存在するため、2020年の容量市場の開設直後においては、直ちに供給力が変化するとは考えにくく、卸電力市場の kWh 価格に与える影響は限定的と考えられる。このため、容量市場の導入から当面の間は、小売事業環境の激変緩和の観点から、一定の経過措置を講じることも考えられる。

経過措置については、具体的には、以下が考えられる。

- 容量市場導入直後の小売電気事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から、一定期間、容量市場から発電事業者への支払額を一定の率で減額する。(減額率は調達容量に占める控除 kW の割合に基づくものとし、控除 kW は 2020 年の容量市場開設時点から期間とともに減少させる。また、発電事業者への支払額の減額を、小売電

気事業者の負担額の減額に反映させる。)

- 容量市場開設時点の控除 kW は、経過措置起算時点以前からの電源の容量(kW)に一定の比率をかける形で算定する。一定の比率については、そうした電源について、維持のための修繕費等や追加投資に要する支出も勘案して定める。
- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点(2010年度末)とする。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源(旧既設電源)の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととする¹¹⁶。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源(新既設電源)も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年(容量の受け渡し時点)には経過措置を終了させることとする。

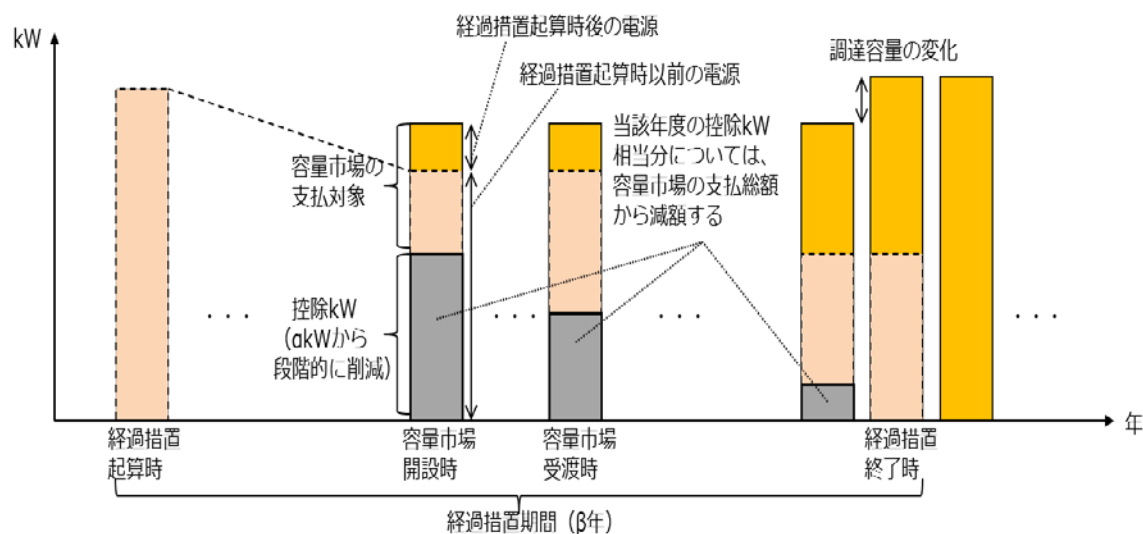
経過措置は、制度設計によっては、容量市場導入後の小売電気事業者の事業環境及び発電事業者の投資予見可能性に大きな影響を与える可能性があるものであり、第2次中間論点整理までの議論の結果を踏まえ、さらに検討を行った¹¹⁷¹¹⁸。

¹¹⁶ 2023年度までの間に暫定的な容量市場を開設する場合、本経過措置が適用されることが適当と考えられるが、後述のとおり、経過措置を設けた場合でも、当該期間における小売電気事業者の費用負担が完全に免除されないことや、小売電気事業者の事業環境変化に対する十分な準備期間を設ける観点から、暫定市場は開催しないことが基本と考えられる。この場合、2020年度に取引され2024年度に容量契約が発効される経過措置対象電源の控除率は42%と算定される。

¹¹⁷ 本経過措置については、内容を含め導入に賛成する委員・オブザーバーからの意見が多数であったが、導入に反対するとの委員・オブザーバーからの意見や、導入に賛成するがその内容は不十分であるとの委員・オブザーバーからの意見があった。

¹¹⁸ 第2次中間論点整理への意見募集において、新設と既設ではkW供給の確実性が異なるため、扱いに差を設けるべきとの意見や、電源の適切な新陳代謝を図る観点から、老朽電源に過度なインセンティブが与えられないようにすべきとの意見、経過措置は需要家負担の激変緩和の観点から必要だが、2024年度の控除率は42%に過ぎず、小売へのインパクトが大きいとの意見、既設電源であっても定期点検や機器の取替などの改良投資が必要であり、事業環境をさらに厳しくするような経過措置の導入は適切でないとの意見等、賛成、反対様々な意見が寄せられた。

(参考図3-20)経過措置のイメージ



経過措置を導入した場合に、既存電源の退出が進むかどうかは、経過措置の詳細設計によるものと考えられる。仮に、事業者が過去に保有する既存電源の量に応じて経過措置による受取額の減額幅が決定される(容量市場導入後の既設電源の休廃止によって減額幅は変更されない)仕組みを設ければ、経過措置の存在は既存電源の休廃止の判断に影響を与えることはないと考えられる。

事業者が過去に保有する既存電源の量に応じて経過措置による受取額の減額幅が決定される(容量市場導入後の既設電源の休廃止によって減額幅は変更されない)仕組みを構築するに当たっては、様々な課題を解決する必要があり、現時点で、実現は困難¹¹⁹と考えられる。

(課題の例)

- ①現在ではなく、過去の財産保有に応じて受取金額に差をつけることは、制度のあり方として、平等性を欠く可能性がある
- ②事業者が組織再編を行うことで、経過措置を逃れることができるのではないかと。また、不

¹¹⁹ 組織再編に伴う懸念として、以下が考えられる。

- ・経過措置が適用される発電事業者が事業の大半を他の事業者に移したときの取扱い
 ※譲渡元の会社が容量市場からの支払いを受けない場合に、減額幅相当分を譲渡元会社に請求することが困難となるおそれ(他方で、譲渡先の会社への容量市場からの支払時に、減額幅相当分を差し引いて支払うことは困難か。仮に、事業譲渡や設備の譲渡にともなって経過措置の適用対象が譲渡先に移転する場合、ペーパーカンパニーへの休止直前の老朽火力の譲渡など、経過措置逃れのための設備譲渡等が活発化するおそれ)
- ・経過措置が適用される発電事業者と適用されない発電事業者が合併し、経過措置が適用されない発電事業者が存続会社となった場合や合併により新設される会社が存続会社となったときの取り扱い 等

合理的な組織再編を促すことになる可能性がある

- ③事業者の現在の支払能力や保有財産等と関係なく減額幅を決定することで、競争環境や電源投資インセンティブに影響を及ぼす可能性がある

経過措置の減額率の拡大や適用期間の延長は、電源の休廃止をさらに促進する可能性を払拭できず、容量市場による容量確保が開始する 2024 年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される¹²⁰ため、慎重に行う必要がある。

他方で、小売事業環境への激変緩和を行うという観点からは、これまで議論された経過措置を導入することに合理性があるものと考えられる。(JEPX からの電気の調達比率が高い事業者ほど、容量市場導入の影響が大きい¹²¹)。なお、この観点から、経過措置の導入により、市場支配的な事業者が既設電源を本来必要とする価格水準から更に高い入札価格で入札することによって約定価格が上昇する可能性への対応や、電源確保に関する環境整備についても検討を行っていく。

こうした点を踏まえ、経過措置の導入について、先に提示した減額率や適用期間に基づいて経過措置を導入することとする¹²²。

¹²⁰ 2018 年 3 月に広域機関がまとめた「平成 30 年度供給計画の取りまとめ」において、経年火力の休廃止など供給力の減少傾向が今後も急速に進むものと想定すると、容量市場による容量確保が開始する 2024 年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念されるとの経済産業大臣への意見が表明された。また、第 20 回制度検討作業部会（2018 年 3 月 23 日）における株式会社三菱総合研究所の発表資料によれば、容量市場の導入効果に関する試算においても、経年火力の休廃止が進んだ場合における、供給力の低下や予備率の減少、JEPX 価格が上昇する可能性について指摘されている。

¹²¹ JEPX からの調達比率や負荷率の違いによる小売電気事業者の競争環境への影響試算

容量市場価格	負荷率 60%	負荷率 50%	負荷率 40%
8000 円/kW	1.5 円/kWh × JEPX 比率	1.8 円/kWh × JEPX 比率	2.3 円/kWh × JEPX 比率
6000 円/kW	1.1 円/kWh × JEPX 比率	1.4 円/kWh × JEPX 比率	1.7 円/kWh × JEPX 比率
4000 円/kW	0.8 円/kWh × JEPX 比率	0.9 円/kWh × JEPX 比率	1.1 円/kWh × JEPX 比率
2000 円/kW	0.4 円/kWh × JEPX 比率	0.5 円/kWh × JEPX 比率	0.6 円/kWh × JEPX 比率

※ 2017 年の販売電力量に占める JEPX の取引シェアは約 10%程度

※ 本試算は経過措置を含んでおらず、また、ピーク時のシェア変動、既存契約の取り扱い等により影響額は変化する

※ 容量市場の導入により、供給力の減少に伴う JEPX 価格の高騰を防ぐ効果も期待されるため、上記費用がすべて需要家負担となるものではなく、容量市場の導入前後での電力コストは基本的には変わらないことに留意が必要

¹²² 委員からは、今回の経過措置の内容は、バランスのとれた案であるという意見があった。また、オブザーバーからは、減額率が高い方が望ましいものの本措置の導入に賛成するという意見があり、その他のオブザーバーからは、経過措置の内容に対する異論はなかった。なお、老朽化した火力を過度に廃止させないような措置を考える必要があるとの意見があった。オブザーバーからは、事業者としては、赤字の電源を長期にわたって維持していくことは難しいため、電源の休止・廃止に制約をかけるような措置に関しては賛成で

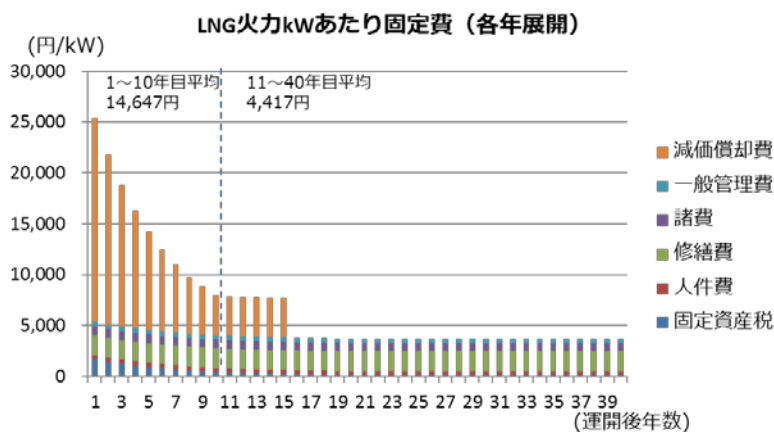
(電源確保に関する環境整備)

容量市場の導入による事業環境への影響は、事業者の電源調達ポートフォリオによって異なる。そのため、事業者が多様な電源調達手段をとりうる環境を容量市場導入にあわせて作ることが重要と考えられる。こうした観点から、以下のような取組が求められると考えられる。

- ① 販売先未定電源を有する事業者と相対契約を希望する新電力のマッチング
- ② 電源開発や電源確保を希望する新電力と廃止・休止予定電源を有する事業者のマッチング

上記のような取組を実現するための方法として、他の市場との関係に留意しつつ、掲示板での情報提供の仕組みを設けること等について、関係機関と連携しながら、広域機関で検討を行うこととする。

(参考図3-21) LNG 火力 kW あたり固定費 (各年展開)



40年間 (単純合計) の固定費内訳

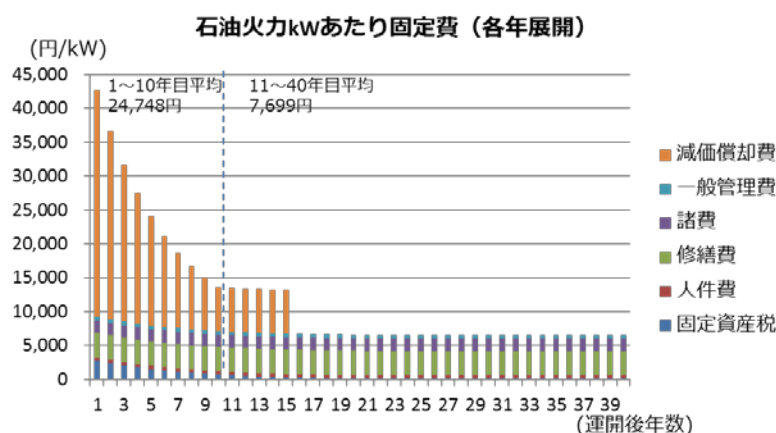
減価償却費	固定資産税	人件費	修繕費	諸費	一般管理費
43.0%	4.6%	6.1%	27.5%	12.0%	6.6%

モデルプラント：LNG火力 140万kW、稼働年数40年

出所：2015年5月 発電コスト検証WG「発電コストレビューシート」より算出

きないとの意見があった。

(参考図3-22)石油火力 kW あたり固定費(各年展開)



40年間(単純合計)の固定費内訳

減価償却費	固定資産税	人件費	修繕費	諸費	一般管理費
41.8%	4.5%	4.0%	30.1%	15.0%	4.6%

モデルプラント：石油火力 40万kW、稼働年数40年

出所：2015年5月 発電コスト検証WG「発電コストレビューシート」より算出

⑦市場支配的な事業者への対応

(市場支配的な事業者への対応)

市場において支配的な事業者が存在する場合、その市場支配力の行使により、売り惜しみや価格のつり上げといった悪影響が懸念される。

諸外国においても、こうした悪影響を防止するために措置を講じている例がある。我が国においても、こうした例を参考にしつつ、制度の詳細を検討していく必要がある。

また、こうした事業者が市場支配力を行使しにくいよう、市場の動きを監視して市場支配力の行使が疑われる場合に調査を行い、改善の必要性がある場合は、柔軟に反映できるようにしておくことが必要である。

市場支配的な事業者の入札行動による不必要な価格高騰を防ぐ観点から、本論点については慎重かつ十分な検討を要するため、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとする。また、市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく。

(参考図3-23)市場支配力防止策の例

設計における市場支配力防止策(例)

- ・垂直型ではなく右肩下がりの需要曲線とする(PJM等、英国)
- ・特段の理由がなく容量オークションに参加しない電源は、一定期間は再び参加することができないこととする(PJM、ISO-NE)
- ・既設電源について、入札上限価格を設ける(PJM、英国)
- ・容量オークションに参加しない電源は0円入札として扱う、または、需要曲線の目標調達量から控除する等の対応を設ける(英国)

⑧他制度との整合性

(固定価格買取制度との関係)

固定価格買取制度(FIT)の適用を受けているものについては、既にFIT制度で固定費も含めた費用回収が行われているため、容量市場に参加し、対価を受け取ることはできないこととすることが考えられる¹²³。

他方、再エネ電源も、供給力としては一定の期待容量を有していると考えられるため、系統の供給信頼度評価の考え方も踏まえ、容量市場で確保する容量からFIT分の期待容量を差し引くことが求められる¹²⁴¹²⁵。

なお、バイオマス混焼設備については、バイオマス燃焼分の電力量(kWh)のみがFITによる買取の対象となっている一方で、FIT制度上は設備全体がFIT電源としての認定対象とされており、当該設備の全体について他の制度からの支払は行われなことを前提に調達価格や調達期間が算定されている。この点については、論点を整理し、容量市場との関係について検討を行った。

現行のFIT制度においては、バイオマス発電設備に適用される調達価格は、出力2万kWのバイオマス専焼設備を前提として算定されているが、石炭混焼設備についてはコストデータが十分に揃っていないため、kWh当たりの資本費・運転維持費・バイオマス燃料費がバイオマス専焼と同等であると仮定して、バイオマス燃料の投入比率に相当する売電量について、同じ価格区分を適用している。

¹²³ FIT電源による容量市場への参加は認めつつ、対価相当分をFIT賦課金から控除する等の対応も考えられるが、FIT電源はリクワイアメントの達成を求められる一方、容量市場から支払を受けられないことから、このような対応は難しいと考えられる。

¹²⁴ FIT買取期間が終了した電源については、固定費の二重払いにはならないことから、最低入札量を超えるものについて、基本的に容量市場への参加を妨げるものではない。ただし、出力変動電源については、蓄電池の設置等を行うなどの工夫を行わない限り、期待容量がわずかとなり、また、リクワイアメントを満たすことは困難と考えられる。

¹²⁵ 最低入札量については、広域機関において実務上の観点を踏まえ検討中。

調達価格等算定委員会においては、資本費・運転維持費等に違いがない限り、バイオマス発電部分については混焼割合に関わらず同一のコスト構造になるとされているが、一方で、石炭混焼設備はバイオマス専焼の場合と比べて低コストで事業を実施できているのではないかと、との指摘もなされており、コストデータが十分に揃っていないことから、今後実施される入札の結果も見ながら検証していくこととされている。

そのため、現状、調達価格等算定委員会においては、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、この検証を経ていない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用される FIT と容量市場との併用は認められない。

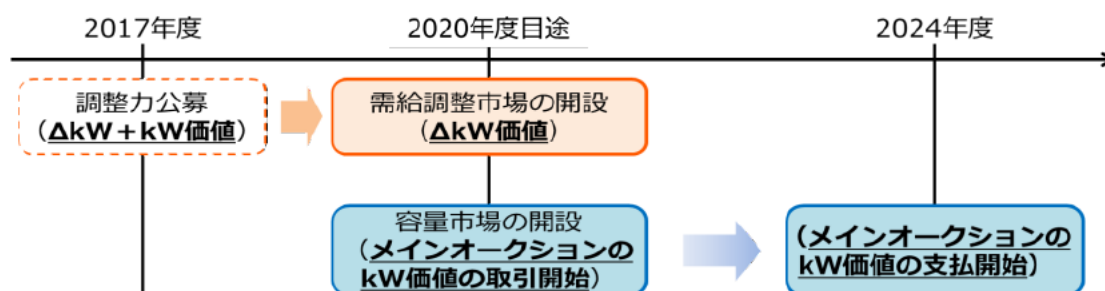
今後、調達価格等算定委員会において FIT 制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することとする。

(需給調整市場との関係)

容量市場では実需給の約4年前にメインオークションを開催するため、2020年度の容量市場開設時に取引される2024年度のkW価値については2024年度に対価が支払われることとなる。

他方、2020年度目処の需給調整市場開設後は、現在の調整力公募で取引されているkW価値分について、2020～2023年度の取引がされないこととなる。国全体で必要な供給力(kW価値)は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする調整力(ΔkW価値)は全て需給調整市場で取引することと整理した場合、この期間のkW価値の扱いについて整理が必要となる。

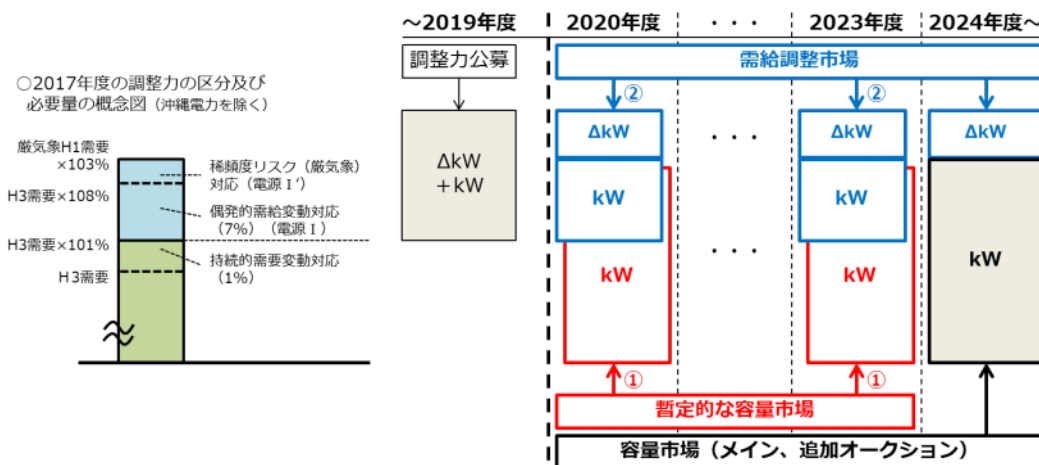
(参考図3-24) 需給調整市場と容量市場の開設スケジュール



2020 年度以降、需給調整市場の開設が予定されていることを踏まえ、2020 年度から 2023 年度の kW 価値の扱いについては、以下の 2 案が考えられる。

- ①2020 年の市場開設時に 1 年～3 年先までを受渡しの対象とする暫定的な容量市場を開設する(調整電源等以外も含め全ての kW 価値が対象)
- ②需給調整市場で kW 価値も含めて対価を支払う(調整電源等の一部の kW 価値が対象)

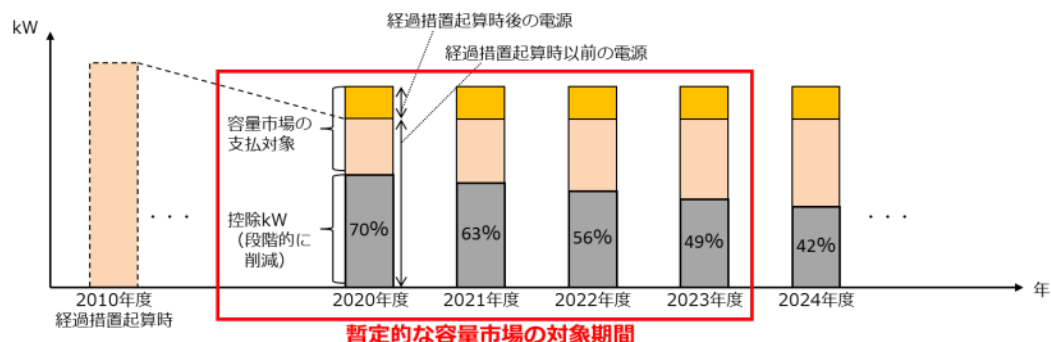
(参考図3-25)2020 年度～2023 年度の kW 価値の扱いのイメージ



仮に「①暫定的な容量市場を開設する(調整電源等以外も含め全ての kW 価値が対象)」とした場合、小売電気事業者の費用負担軽減の観点から、当該期間において一定の経過措置を導入することが適当と考えられる。

しかしながら、受渡期間が短い場合、容量確保の機能が十分に発揮されないという観点や、経過措置を設けた場合でも、当該期間における小売電気事業者の費用負担が完全に免除されるわけではなく、小売電気事業者の事業環境変化に対する十分な準備期間を設ける観点から、2020 年度から 2023 年度までの取扱いとして、「②需給調整市場で kW 価値も含めて対価を支払う(調整電源等の一部の kW 価値が対象)」とすることを基本として、広域機関にて引き続き検討を行うこととする。

(参考図3-26) 暫定的な容量市場を開設する場合のイメージ



(容量市場における DR の参入要件)

DR については、約 4 年前のメインオークション時に実需給時の需要家の需要等を確定することは困難と考えられるが、メインオークション時においても、一定の DR の参加を見込んでおくことが適当であると考えられる。こうした観点から、メインオークションの参加登録時の個々の DR の期待容量をどのように算定するかが課題となる。

DR の期待容量については、参加登録時の需要家の確保状況に基づいて算定される期待容量を基礎としつつ、具体的かつ積み上げ型の分析に基づく需要家確保見通しに基づいて算定される期待容量を加味しつつ、算定することを基本として検討を進めることとする。

ただし、確実な期待容量が確保されていることを担保するため、追加オークションまでに実効性テストを実施するとともに、需要家確保状況の報告を求めることが考えられる。

参加登録時の期待容量の算定時に必要となる書類等や実効性テストの具体的な手法等については、広域機関において詳細を検討することとする。

(調整力を持つ電源等の活用)

容量市場で落札された電源等が、一般送配電事業者の調整力として活用される場合、¹²⁶ 需給調整市場に入札し、落札されることが必要である。

このため、主に調整力として活用される電源等の扱いを検討するに当たっては、容量市場と需給調整市場の関係について整理することが求められる。

なお、DR については、発動後の継続時間や年間の発動回数に制約がある等、電源とは異なる特性を有しているが、新たな市場環境下では、電源よりも効率的な条件においては積極的に活用されるべきであり、DR の発動に関してはより一層の信頼性が求められる。

(調整力を持つ電源等のリクワイアメント)

¹²⁶ BG の供給力として活用されるためには、相対契約や卸電力市場への入札が必要と考えられる。

主に調整力として活用することを想定した電源等(DR、揚水等)については、容量市場において落札された場合、需給調整市場等において調整力として適切に活用されなければ、容量としての価値が発揮されないおそれがある。また、そうした調整力として活用される電源等は、稼働状況等が他の一般の電源等とは異なると考えられる。

こうした主に調整力等に用いられる電源等については、調整力として活用されることを念頭に、リクワイアメントにおける「一定時間稼働する」等の要件を変更することとし(例:年間で一定回数を発動可能な状態にしておく等)、詳細については、広域機関において検討することとする¹²⁷。

(電源入札制度との関係)

広域機関による電源入札制度は、最終的に供給力不足が見込まれる場合に備えたセーフティネットであるのに対し、容量市場はセーフティネットに頼らずとも発電投資が行われることを目的としている。

将来の供給力不足が見込まれるときは、容量市場における価格メカニズムを通じて、電源開発投資が促進されることが期待されるが、それでもなお供給力不足を回避できない場合に、電源入札の実施が検討されることになる。

容量オークションに入札可能な新設電源等が故意に入札を見送り、結果としてセーフティネットである電源入札が実施された場合、国全体での調達コストが高くなってしまう可能性があることから、電源入札の実施はあらかじめ予見できないような工夫が必要と考えられる。

なお、電源入札で確保された電源等は、固定費の二重払いを避ける観点から、容量市場による支払の対象外とすることが基本になると考えられる。

また、容量市場の導入後、市場管理者である広域機関は、容量オークションの参加登録・入札・約定結果等により、至近3年分の信頼度評価を行うことが可能になることが期待される。そのため、至近3年分の電源入札の実施については、容量オークションの約定結果等を踏まえて判断することを基本として検討を進めることとする¹²⁸。

信頼度評価の具体的な方法や、供給計画及び需給検証との関係については、引き続き、広域機関において検討を進めることとする。

なお、4年後以降の電源入札の実施判断は、引き続き、供給計画をベースに行う必要がある。また、追加オークションの実施は約1年前となるため、十分なリードタイムを確保できない可能性があることに留意が必要である。

¹²⁷ 調整力として必要な電源等の上限を設けるという考え方もあるが、広域機関において状況を見て、必要に応じ対応することとする。

¹²⁸ 例えば、2022年度までに実施される2024年度～2026年度の容量分のメインオークションの約定結果等を踏まえて、2023年度中に2024年度～2026年度の信頼度評価を判断することが考えられる。

⑨容量市場の情報公開・フォローアップ

(容量市場の情報公開・フォローアップ)

容量オークションの開催において、事前に上限価格を公開するか、事後に約定結果を公開するか¹²⁹等、どこまでの情報公開を行うかについては、海外事例も参考に、公正な競争の観点や市場支配力行使を防止する観点から、その範囲を決める必要がある。

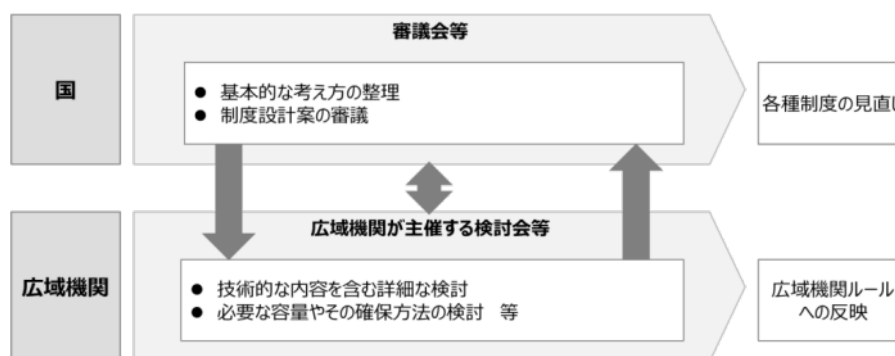
容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認し、広域機関や監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証していくことが考えられる。

検証の結果を踏まえ、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合は、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組みを設ける等対応を検討していくこととする。

(3) 今後について

技術的な内容を含む詳細については、本作業部会での議論の内容も参照しつつ、広域機関及び監視等委員会等において並行的に検討を行い、重要な論点については、必要に応じて本作業部会において検討を行う。なお、市場支配的な事業者への対応については、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとし、市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していく。

(参考図3-27) 今後の進め方



¹²⁹ オブザーバーからは、既存契約の見直しの際にも、約定結果の公開が重要となるのではないかという意見があった。

2. 4. 需給調整市場

(1) 意義

一般送配電事業者が電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うために必要な調整力を調達するに当たっては、特定電源への優遇や過大なコスト負担を回避しつつ、実運用に必要な量の調整力を確保することが重要となる。

このような観点から、一般送配電事業者による調整力の公募が実施されることとなり、2016 年末に行われた初回の調整力公募においては、最大で約 4 万円/kW(九州電力の電源 I - a)という価格で調整力の確保が行われるとともに、エリア間で最大約 4 倍の価格差(電源 I - aの最高価格の比較。最大は九州電力の約 4.2 万円/kW、最低は中国電力の約 1.0 万円/kW)がつくこととなった。また、調整力として用いられる火力発電所や揚水発電所(電源 I、電源 II)の大半(電源 I について 100%、電源 II について約 94%)が、旧一般電気事業者から調達されている。同時に、厳気象対象用の調整力として電源 I'が東北、東京、中部、関西、九州電力において調達され、最高価格は約 3.3 万円(九州電力)となるとともに、DR 事業者等の旧一般電気事業者以外の調整力も活用されることとなった。

貫徹小委員会中間とりまとめにおいては、今後、公募結果を踏まえつつ、需給調整市場の詳細設計を行い、一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境を整備することが適当であるとされた。また、電力システム改革専門委員会報告書¹³⁰においても、系統運用者が供給力を市場からの調達や入札等で確保した上で、その価格に基づきリアルタイムでの需給調整・周波数調整に利用するメカニズムを送配電部門の一層の中立化に伴い導入することが適当であると記載されている。

諸外国においても需給調整市場を開設し、調整力を市場の仕組みを活用して前週や直前に調達している¹³¹。同時に、欧米においては需給調整の広域化にも取り組んでおり、例えば欧州は卸電力市場の広域統合から、需給調整市場の広域統合へ、ルール整備と実証を加速している。

欧州では、卸電力取引市場の統合に目処がつきつつある中、次のステップとして系統運用段階の統合を目指し、EU規則によって、欧州共通ネットワークコードの策定が指示された。これを受けて、現在、需給調整に関して「Network Code」が策定されつつあり、需給調整ルールの原則が定められるなど各国系統運用者の需給調整の協調・統合を促進する動きが見られる。また、欧州送配電系統ネットワーク(ENTSO-E)では、需給調整市場の広域化に関する複数のパイロットプロジェクトが定められ、推進されている。

ドイツにおいては、4 つの TSO が Grid Control Cooperation(GCC)と呼ばれる広域的な連携体制を構築し、2008 年～2010 年にかけて需給調整市場の統合が図られた。この結果、2008 年から太陽光・風力の設備容量は3倍に増加したが、2010 年以降、予備力調達費用は

¹³⁰ 電力システム改革専門委員会報告書(2013年2月)

¹³¹ 諸外国においても、調整力の調達のタイミングは必ずしも直前に限られないことから、「リアルタイム市場」ではなく「需給調整市場」という名称で議論を進める。

減少している。この費用減少の大きな理由は、GCCによる予備力の広域的な活用とされている¹³²。

我が国においても、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。他方で、需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用とも密接に関わるため、慎重な検討が求められる。また、各一般送配電事業者による需給調整が中央給電指令所のシステムを活用して行われ、連系線の運用も一定のルールの下で広域機関も含めたシステムを用いて行われていることから、市場設計はこうしたシステムの改修が必要となる。他方で、こうしたシステムは、現状において、広域的な調整力の市場調達やその運用を前提として構築されていないのみならず、計画値同時同量制度が開始された今日においても、旧一般電気事業者の発電・小売BGの電源の最適運用とエリアの需給バランス調整のための調整電源の運用が一体的に行われるシステムが継続的に使用されているという実情がある。こうしたシステムの改修や、実運用の変更を、日々の需給調整に支障を生じさせない形で行うためには、ルール検討やシステム構築のための期間とともに、関係者の多大な努力が必要となる。

本作業部会においては、こうした制約や日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性を認識しつつも、広域化等による需給調整の効率化¹³³や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、2020年以降の電力システムにとって必須の課題であるとの認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を検討した。

¹³² 株式会社三菱総合研究所 環境・エネルギー事業本部「欧米の需給調整市場の現状について」（第11回作業部会（2017年9月19日）資料3）に基づく。

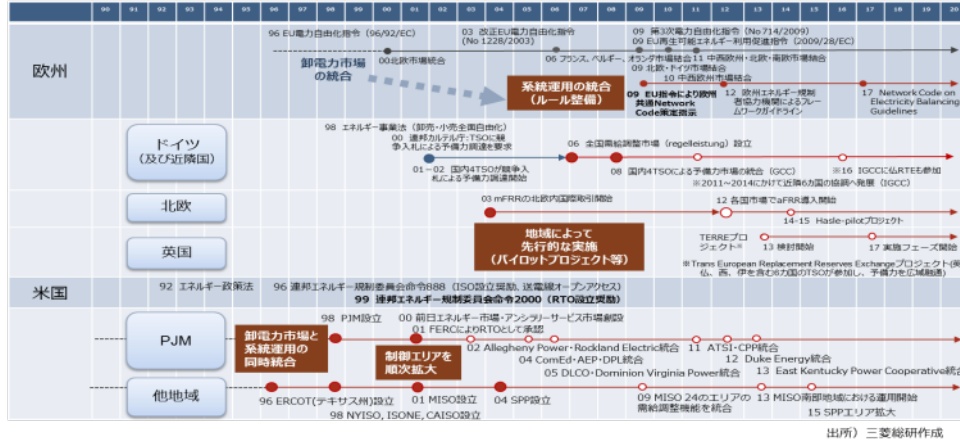
¹³³ 第20回制度検討作業部会（2018年3月23日）における株式会社三菱総合研究所の資料によれば、需給調整市場による送配電事業者の調達費用削減効果を試算した結果、広域化効果は240億円/年であり、需給調整市場導入、及びその広域化によって大きな便益が発生することが示唆された。

ただし、本試算は2016年時点の電力需給状況に基づき、一定の想定の下で需給調整に関わる市場調達費用を分析したものであり、需給調整市場が創設される2020年以降の電源構成や電力需要、燃料価格によって経済効果は異なるものとなること、需給調整市場への入札価格については各事業者の市場行動に大きく依存すること、広域化効果については、連系線を介した調整力融通を見込んだエリア毎の必要調整力量の最適化によっても、費用削減が期待されるが、本分析ではこの点を考慮していないこと等に留意する必要があるとされている。

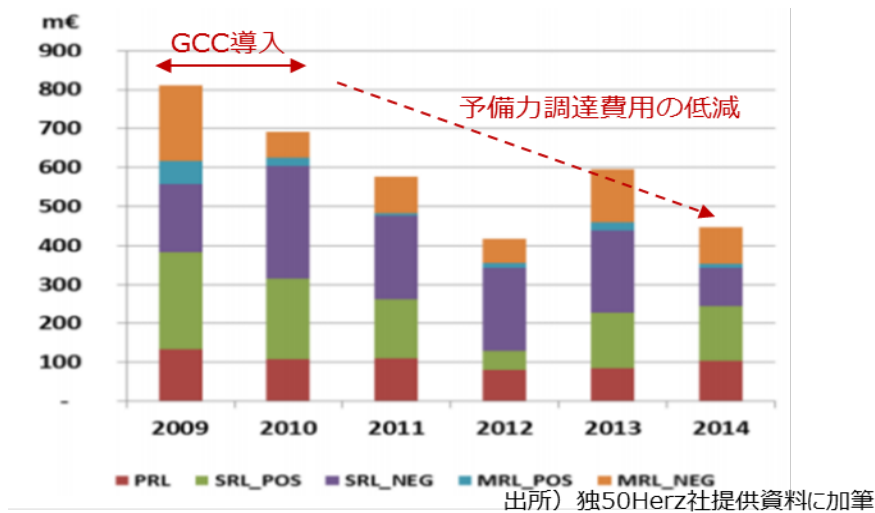
(参考図4-1)経過措置のイメージ諸外国における需給調整市場の概要¹³⁴

欧米における需給調整の広域化の経緯

- 欧州は卸電力市場の広域統合から、需給調整市場の広域統合へ、ルール整備と実証を加速。
- 米国はエネルギー市場と系統運用を一体的に地域送電組織（RTO）が管理（RTOの拡大＝広域運用の拡大）。
- 需給調整市場の広域化は安定供給に直結する系統運用実務の広域的統一でもあり、時間をかけて段階的に実施。



(参考図4-2)ドイツの予備力調達費用の推移¹³⁵



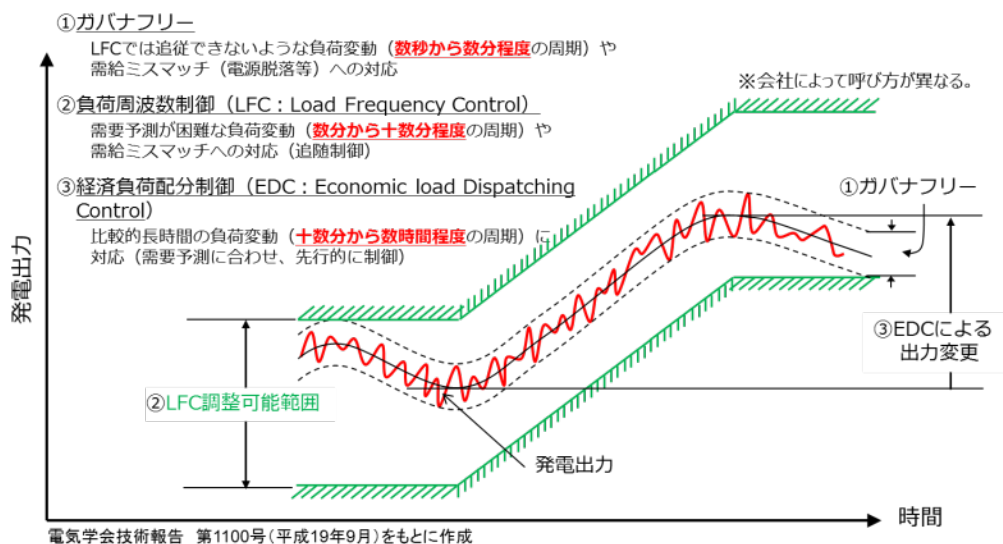
¹³⁴ 2017年9月第11回制度検討作業部会株式会社三菱総合研究所提出資料より抜粋

¹³⁵ 2017年9月第11回制度検討作業部会株式会社三菱総合研究所提出資料より抜粋

(需給調整について)

一般送配電事業者は、需給の変動周期に応じ、①ガバナフリー(GF)、②負荷周波数制御(LFC※)、③経済負荷配分制御(EDC※)による発電機出力調整を組み合わせ、エリア単位で基準周波数を維持している。

(参考図4-3) 発電機出力調整による需給バランス・周波数維持¹³⁶



需給調整市場では、需要予測誤差、時間内変動、電源脱落等に対応するため、各一般送配電事業者が、GF、LFC、EDC に活用できる調整力を確保することとなる。これらの調整力となる電源等は、通常の供給能力に加え、①中央給電指令所からの指令に応じた出力変化速度等といった反応力や②発生した需給差に対応するための調整幅といった能力を求められる。需給調整に当たっては、この「出力変化速度等の反応力」や「調整幅」を有した調整力を一般送配電事業者が事前に調達した上で(ΔkW)、実運用において調整力を運用することになる。(このとき、調整力の運用に伴って可変費用(kWh)が発生する。)

(従来の調整力の考え方)

調整力公募においては、

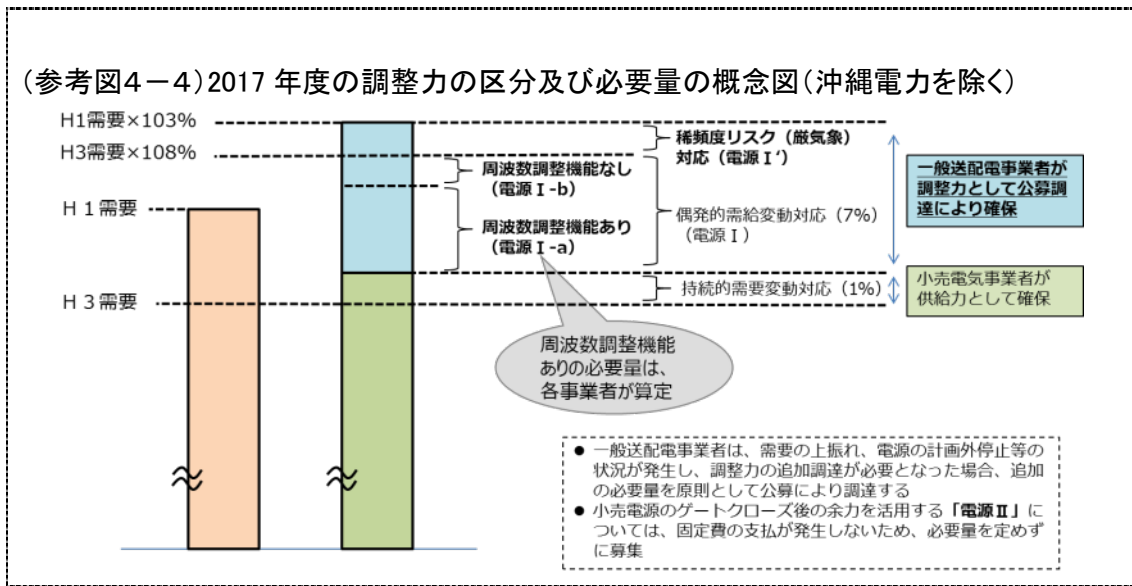
電源Ⅰ: 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等¹³⁷

電源Ⅰ': 厳気象対応用の調整力

電源Ⅱ: 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

(電源Ⅲ: 調整力として機能しない電源)

とし、一般送配電事業者は調整力の必要量を算定した上で、これら調整力を公募調達し、需給調整を行っている。



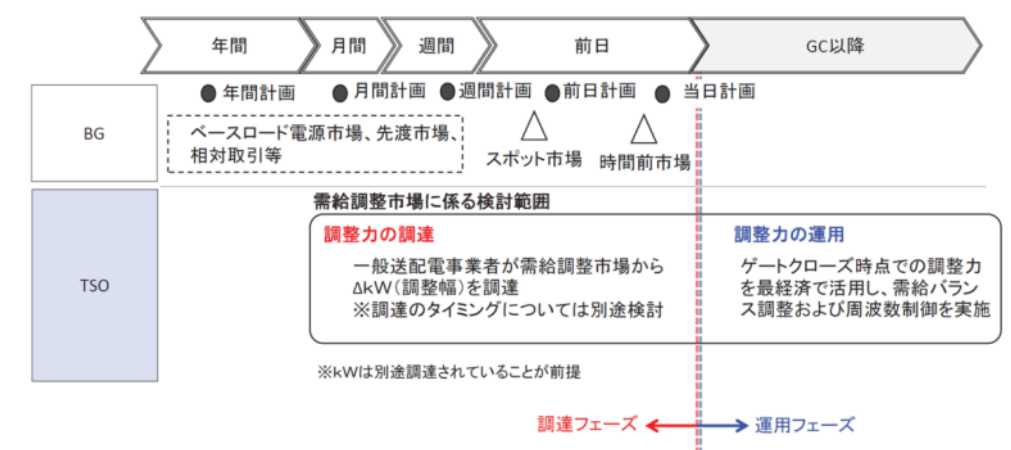
(2) 詳細設計の方向性

① 基本的な考え方

(検討範囲及び検討に当たっての留意点)

需給調整市場に関しては、ゲートクローズ(GC)までの間に需給調整市場における ΔkW を確保する側面と、実運用において調達した調整力を運用する(実際に運用した調整力に対し kWh 価値を支払う)側面が存在する。それらの調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になる。

(参考図4-5) 需給調整市場の検討範囲



2017年8月第5回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会資料より抜粋

136 2015年6月第2回調整力等に関する委員会中部電力株式会社提出資料

137 一昨年度より実施された調整力公募においては、電源 I を更に細分化 (I-a、I-b) している。

需給調整市場は、安定供給を実現する上で欠かせない周波数調整等を担う調整力を確保する市場であることから、調達・運用における安定性を担保することが重要である。これを前提とし、効率的な調整力の調達・運用と市場原理による競争活性化・透明化により調整力コストの低減を果たし、低廉かつ安定的な需給運用を目指す必要がある。同時に、詳細設計に当たっては、需給運用の技術的な課題等に最大限配慮しながら、柔軟な制度設計を行う必要がある。

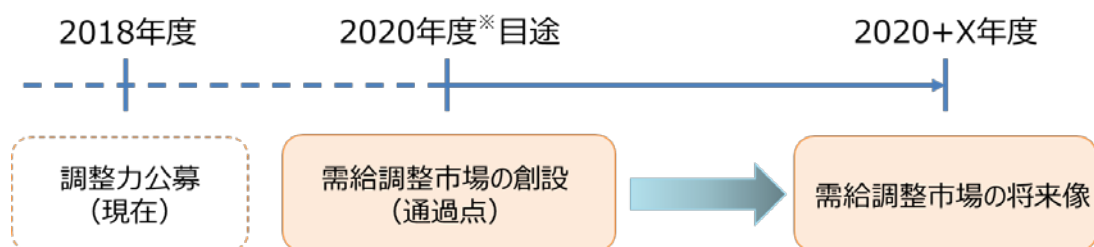
(需給調整市場創設に当たってのタイムスパン)

今後、需給調整市場を創設し、調達及び運用を行っていくに当たっては、システム改修や運用の抜本的な改変が必要となる。特に、エリアを越えた広域的な調整力の調達及び運用を行っていくためには、連系線の運用変更も含めたシステム改修が必要となると考えられる。こうした改修等を行うに当たっては、数年にわたる入念な準備期間が必要と考えられる。

このため、2020年度目途に開始する需給調整市場の検討に当たっては、こうしたシステム改修等の制約の中での検討とならざるをえない。

他方で、こうした制約の中で市場設計を行うに当たっては、将来の需給調整市場の目指すべき姿を見据えた上で、システム改修等や運用の抜本的な改変等の技術的制約を踏まえながら、市場設計を行うことが重要である。

(参考図4-6)需給調整市場創設までのスケジュール



※ 広域調達は2021年度からの開始を予定している

②商品設計等

(商品区分)

需給調整市場の商品設計については、様々な調整能力を持つ電源が存在する中で、①需給調整を行う一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保し、運用できることを担保しつつ、②その上で調整力の提供者(発電・DR等)側が参画しやすく、従来型電源とDRがイコールフットイングとなることにも配慮した効率的な需給調整を実現できるような区分であることが重要である。

買い手である一般送配電事業者が必要な調整力を確実に確保し、運用できることを担保する観点から、どのような商品区分を設定すべきかが問題となる。

この点について、広域機関における技術的検討において、現在の周波数制御・需給バランス調整において各種制御機能(LFC、EDC 等)を用いて運用していること等を理由に、制御機能毎に各商品を区分することが妥当とされたところである。

これら技術的見解も踏まえ、需給調整市場では、制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」(上げ・下げ別)という計 10 区分を基本的な区分として商品設計を進めることとする。¹³⁸

応動時間や継続時間の数値、DR 等の需要側調整力の要件等については、DR などの新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、広域機関において引き続き検討することとする。

(参考表4-1)需給調整市場における基本的な商品区分¹³⁹

	一次・二次調整力(GF・LFC ^{※1})		二次調整力② (EDC ^{※2} -H)	三次調整力① (EDC ^{※2} -L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC ^{※1})			
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線 ^{※3}	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内 ^{※4,5}	45分以内
継続時間	5分以上 ^{※4}	30分以上 ^{※5}	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	45分以内に出力変化可 可能な量とし、オンライン (簡易指令システムを含 む)で調整可能な幅を上 限とする
最低入札量	5MW ^{※6}	5MW ^{※6}	5MW ^{※6}	5MW ^{※6}	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定される 主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発電等	発電機 DR・自家発電等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 点線の商品区分は将来の検討課題

※2 小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる

※3 「専用線等」については、回線速度やセキュリティを考慮して専用回線・電力専用網などとすることを検討中

※4 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定

※5 後段の調整力への受け渡しを含めて今後見直す可能性あり

※6 専用線設置数増加や中央給電指令システムの大規模な改造による一般送配電事業者にとって著しいコスト増とならないことを考慮し設定

出所:2018年4月27日 広域機関開催 第3回需給調整市場検討小委員会資料より抜粋

(特定地域立地電源の取り扱い)

調整電源等の中には、一般的な調整力とは別に、ブラックスタート電源¹⁴⁰(広範囲の停電

¹³⁸ 商品に求められる要件である「応動時間」、「継続時間」の考え方については、
・ 応動時間：中央給電指令所からの指令を受信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間
・ 継続時間：最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間
と考えることとする。

¹³⁹ 広域機関において、2018年5月14日まで行った事業者意見募集も踏まえ、更なる検討の結果次第で、上記の商品区分等は今後修正される可能性がある。

¹⁴⁰ (参考表4-2)ブラックスタート発電所の箇所数

が起ってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始できる電源)や電圧調整電源¹⁴¹(近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす電源)のような、特定の地域に立地していることが系統安定化上重要な電源(以下、「特定地域立地電源」という。)も存在する。こうした特定地域立地電源は、例えば、①ブラックスタート電源は、その能力を有する発電所が限定的であり、限られた発電所でないと機能が提供できない、②電圧調整電源は、電圧調整が特に必要な地点が特定されているといった特徴がある。

こうした特定地域立地電源の特徴を踏まえ、特定地域立地電源については、各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討することが求められる。なお、特定地域立地電源の調達期間等の詳細な設計については、実務作業のフローなどを踏まえ広域機関において引き続き検討することとする。

(要件評価)

各一般送配電事業者の中央給電指令所(以下、「中給」という。)からの指示により制御される調整力の中で、今後既存電源に加えて様々なリソースの参入が予想される中、この商品区分の中においても、応動時間・継続時間等の違いがある。

需給調整を安定的に行う観点から、各調整電源の応動時間、継続時間の整合は重要であり、これらについては、調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みが必要になるとも考えられる。

例えば、こうした調整力の調達にあたり、入札価格に各要件に係る評価を反映した係数を乗じ、これを入札電源等の価値として総合的に評価することも一案と考えられる。なお、どのような調整係数とするか等については、電源等の性能を踏まえた技術的な検討が必要であることから、広域機関において詳細を検討することとする。

< 応札電源の評価(イメージ) >

$$\text{応札電源の評価} = \text{入札価格} \times \alpha$$

α : 性能に応じた調整係数

※今後の検討状況によっては、調整係数が複数となることもありうる

一般電気事業者が確保しているブラックスタート発電所の箇所数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
15	3	4	6	2	8	2	2	4

(注)ローカル系統要のものを含む。

(出所)電気事業連合会資料

(2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料より一部抜粋)

¹⁴¹ 調相運転機能を備えた水力発電機は、現在、北海道、東京、北陸、中部、九州の5電力が、合計で52台保有している(東北、関西、中国、四国は保有していない。)(2014年9月第8回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料による)

③需給調整市場の広域化

(広域化による効率化)

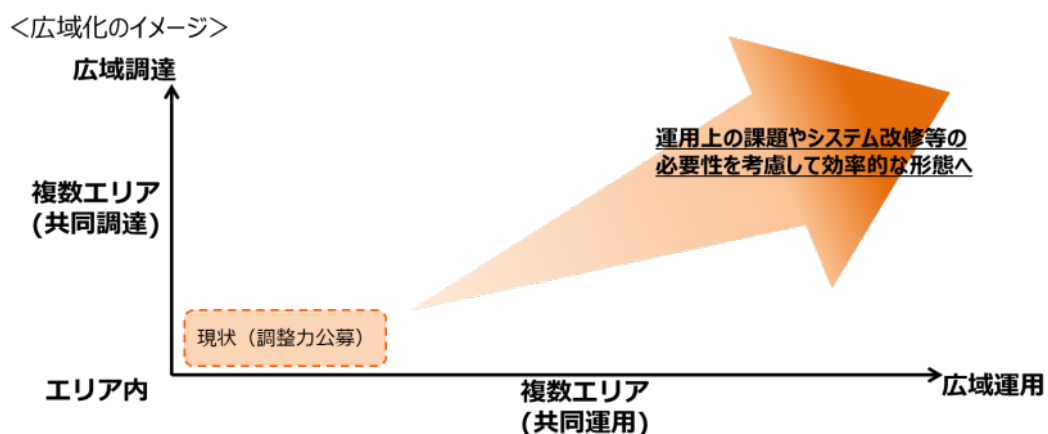
広域化は需給調整業務の効率化を目的としたものであり、諸外国の需給調整市場においても、エリアを跨いだ広域的な調達・運用を行っている。日本に特有な系統状況(串形構造)や、システム改修等、運用上の課題は考慮しつつ、低廉な電気料金を実現し、国民負担を最小限にするという観点からは、今般の検討においては我が国においても調整力の広域的な調達・運用の双方を実現していくことを前提に、市場設計等を進めることが求められる。

また、エリアを超えて広域的に需給調整を行うことにより、以下のような効率化が期待される。

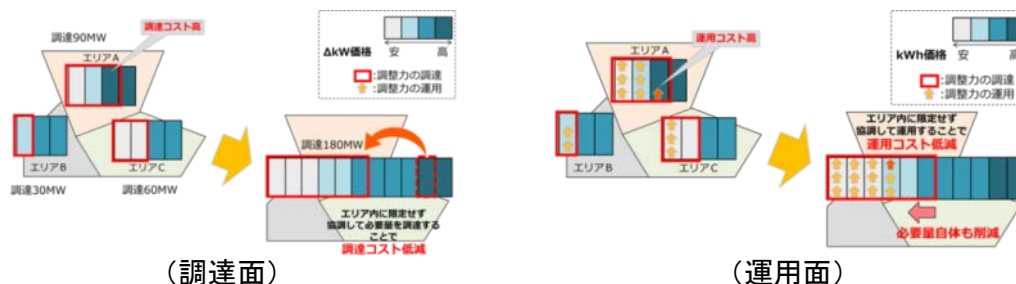
- ①複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を調達することにより、必要な調整力調達コスト(ΔkW)が低減
- ②複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を運用することにより、運用コスト(kWh)が低減
- ③加えて、協調して広域的に運用すれば、各エリア内で運用することに比べ、調整力の総量も減らすことが出来るため、調整力調達コストの低減も期待される。

他方で、調整力の広域的調達・運用に当たっては、連系線制約等を踏まえた調達の確実性を十分に確保する必要がある。また、システム改修や運用の変更も必要と考えられ、そうした制約やコストも踏まえながら調整力の広域的な調達・運用の双方を実現していくことを前提に検討を進めていくこととする。

(参考図4-7)需給調整市場広域化のイメージ



(参考図4-8) 広域化に伴う調達面および運用面のメリット



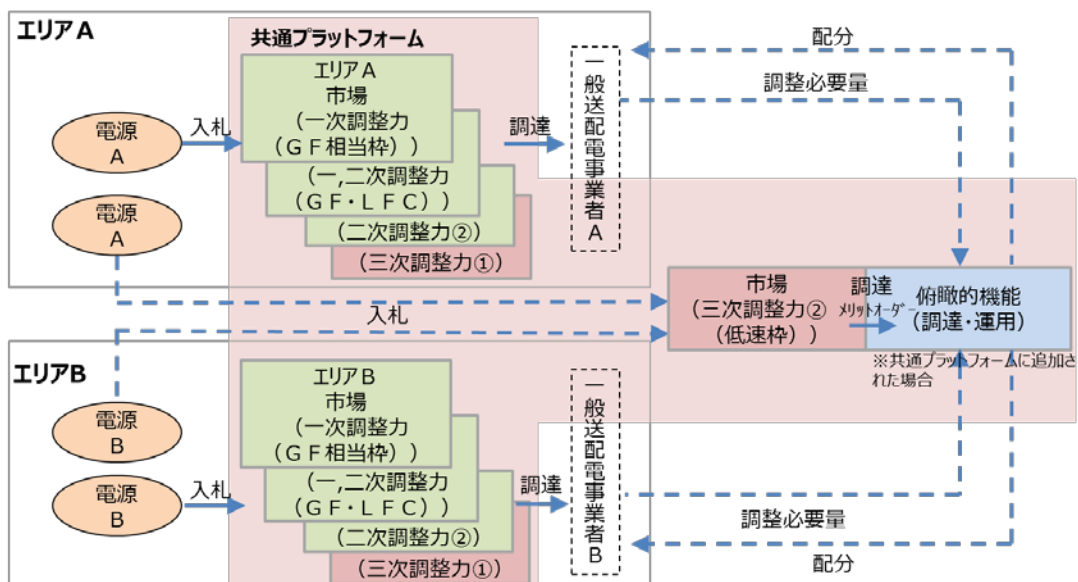
(共通プラットフォーム)

各一般送配電事業者が調達や運用のルールを調和させずバラバラに需給調整市場を開設した場合、調整力の広域的運用や、将来的な需給調整市場の更なる広域化の妨げになり、市場システムの開発費の重複や、電源等の対応コスト増加が懸念される。

このため、共通プラットフォーム(需給調整市場から調整力を調達するための「需給調整市場システム」(以下、「調達システム」という。))と、広域的に需給バランス調整(運用)するための「広域需給調整システム」(以下、「運用システム」という。))を開発し、各一般送配電事業者は共通プラットフォーム上で需給調整市場を開設し、調整力を調達することが適当である。

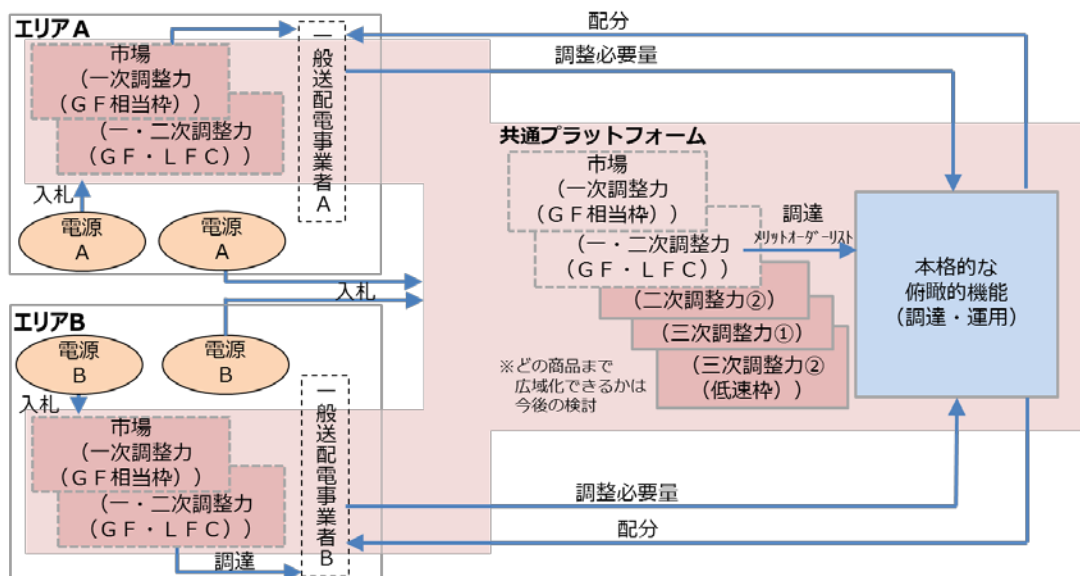
また、活用可能な調整力をメリットオーダー順に確保・発動するなどの俯瞰的機能を共通プラットフォームに追加するなどの増強を行うことが適当と考えられる。

(参考図4-9) 広域化を踏まえた需給調整市場の在り方(当初のイメージ)¹⁴²

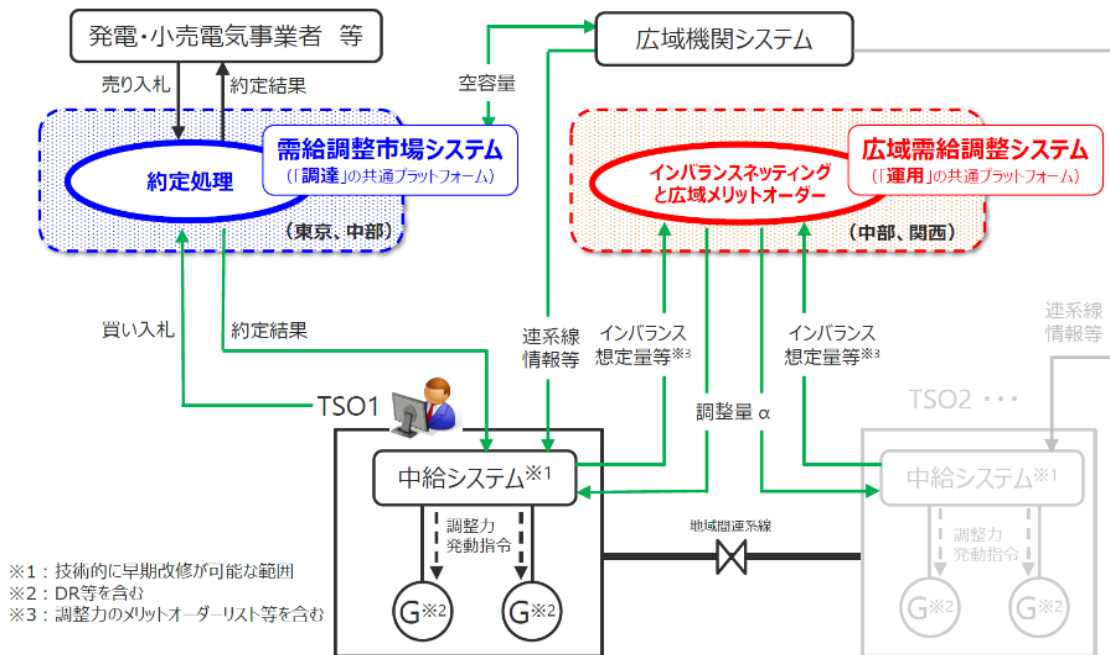


¹⁴² 当初は、三次調整力②(低速枠)のみが広域化することを踏まえると、基本的には各エリアの一般送配電事業者が調達・運用を行いつつ、広域化部分における俯瞰的機能(共通プラットフォームに俯瞰的機能が追加された場合)と並存することが考えられる。

(参考図4-10) 広域化を踏まえた需給調整市場の在り方(二次調整力以上の広域調達・運用開始後のイメージ)¹⁴³



(参考図4-11) 需給調整市場(調達・運用)に係るシステム開発¹⁴⁴



※1: 技術的に早期改修が可能な範囲
 ※2: DR等を含む
 ※3: 調整力のメ리트オーダー等を含む

¹⁴³ 二次調整力以上の広域調達・運用開始後、三次調整力②(低速枠)に加え、二次調整力②、三次調整力①などの更なる広域化を目指していくことを踏まえると、広域化部分における俯瞰的機能の在り方が重要となり、更なる検討を深めていく必要がある。

¹⁴⁴ 2018年1月第18回制度検討作業部会資料(中部電力説明資料)より抜粋

(共通プラットフォームの開発の在り方)

2020 年度に向けた共通プラットフォームの開発については、品質の高いシステムを構築することにより利益を受ける主体が一般送配電事業者であることや、開発作業が一般送配電事業者の実運用と密接に連携することが想定されることから、一般送配電事業者が開発し、費用負担することが妥当である。具体的には、一般送配電事業者において、代表会社を選定し、開発することとする。なお、代表会社については、作業部会において、一般送配電事業者から、調達システムは東京電力、中部電力が、運用システムは中部電力、関西電力が担当するとの説明があった¹⁴⁵。

なお、当然のことながら、非効率な開発が許容されるものではないことには、留意が必要であり、開発における透明性を確保するため、開発体制やシステムの仕様等については、本作業部会における検討を踏まえ、広域機関の需給調整市場検討小委員会において、開発を担う代表会社(調達システムは東京電力、中部電力、運用システムは中部電力、関西電力)が検討状況を報告し、客観的な審議を行うことが適当である。その中で、重要な事項については、国の審議会に報告し審議することとする。

また、上記の検討や審議に当たっては、2020 年度に向けた共通プラットフォームを開発するに当たっても、2020+X年度の絵姿に最短で近づけることを常に念頭におきつつ進めることを確認することとする。また、それに向けて各事業者における中給のシステム改修の整合性などを確認していくこととする。

(市場開設主体)

2020 年度に向けて、開発された共通プラットフォームを活用し、需給調整市場を開設するにあたり、市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体を確定させる必要がある。

この点、主体として、一般送配電事業者、広域機関、JEPX などが考えられるが、以下の理由から、2020 年度時点においては、一般送配電事業者が市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体となることが適当であると考えられる。

- ①共通プラットフォームに将来的に俯瞰的機能(インバランスネットティングや調整力の最適配分) が付与されれば、エリア内の実運用と密接に関係してくること
- ②2020 年時点での俯瞰的機能は限定的であり、一般送配電事業者による相互調整で運営が可能と考えられること

なお、2020 年度時点で一般送配電事業者が共同で市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体になるとしても、運営を透明化し万全を期すことが求められる。

このため、有識者や関係事業者が参加する広域機関の需給調整市場検討小委員会において、調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの見直しを検討する委員会を開催するとともに、応札・落札結果などの取引情報を適切に公開するなどの対応をとることが求められる。

¹⁴⁵ 第 18 回制度検討作業部会(2018 年 1 月 30 日)において中部電力より説明

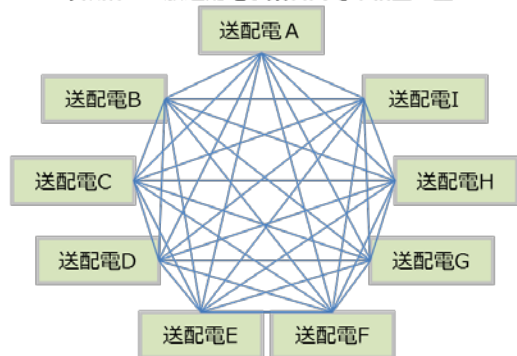
なお、2020+X年度の需給調整市場の整備やシステム開発に向けた検討についても、最短で実現可能な時期の精査も含め、当該小委員会にて行うことが適当である。その上で、重要な事項については、国の審議会に報告し審議することが適当と考えられる。

また、2020年度段階では一般送配電事業者間で相互に連絡調整を行いつつ市場を開設するが、2020+X年度において、本格的に俯瞰的機能が付与されるとともに、全国一体的な需給調整市場が創設される段階では、一般送配電事業者間の円滑な調整を、どのように行っていくかが課題となる。

2020+X年度の需給調整市場については、効率的な市場運営が可能となるよう、需給調整市場に係る組織形態や契約形態の見直しを含めて、改めて検討することが適当であると考えられる。

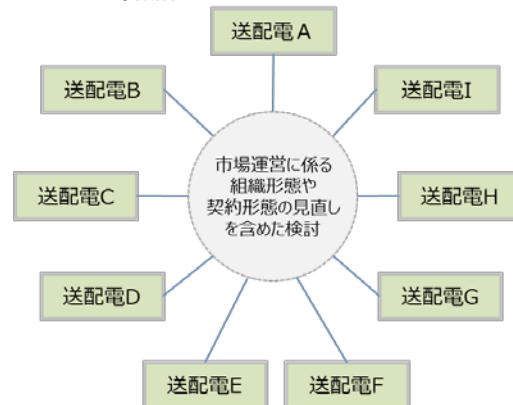
(参考図4-12)2020年度および2020+X年度における市場開設主体

<2020年段階：一般送配電事業者間での相互調整>



※2020年段階では隣接エリアを中心とした調整となるため、複雑な調整が発生しないことも考えられる

<2020+X年段階>

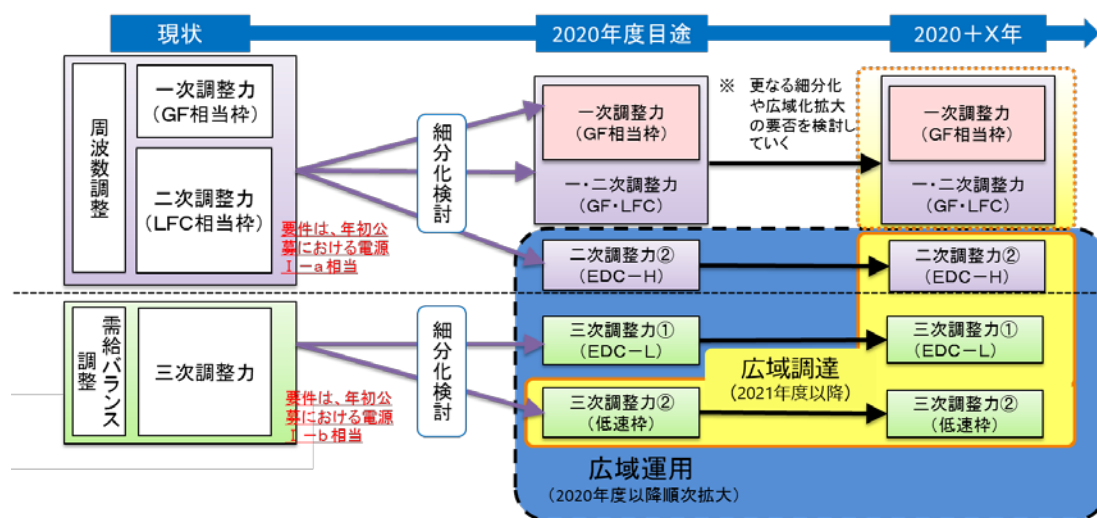


(広域化の範囲とスケジュール)

広域化を進めるに当たっては、システム改修や連系線の運用変更を伴うと考えられるため、2020年度においては、まずは低速域の三次調整力②の広域運用を行うことを目指して準備を進めることが適当である。一方、広域調達については、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等や、適切な開発期間を確保する観点から、2021年度の運用開始を目指して準備を進めることが適当である。(詳細後述)

その後、2020+X年度においては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討し、その際に一次・二次調整力(GF・LFC)も含め広域調達・運用を行うかは、技術的な課題に留意しつつ、今後検討することとする。

(参考図4-13) 需給調整市場における 2020 年度および 2020+X 年度の広域化の方向性



(2020 年度に向けた対応)

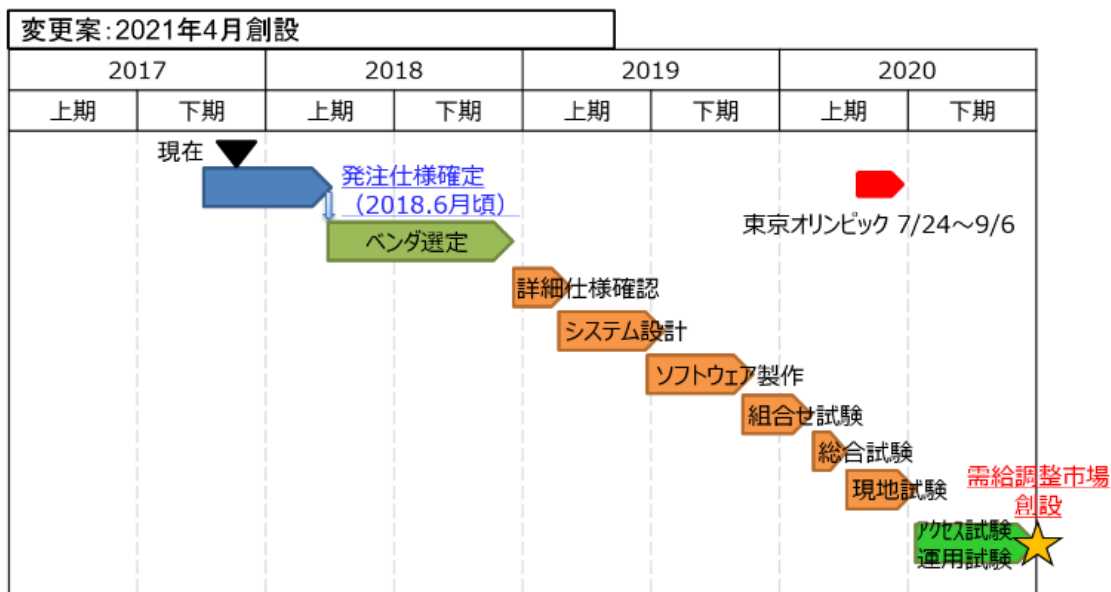
2020+X 年度の広域化の絵姿を実現するためには、電力の安定供給維持の観点から、実運用への影響を十分に考慮の上、市場からの調整力の調達・運用システムや連系線の運用変更、中給等のシステム改修も必要になると考えられる。

これに対し、2020 年度は期近であり、三次調整力②の広域調達・運用を行うに当たっても、システムによる自動化等が間に合わないことが考えられる。この場合、広域調達・運用については、電話やメール等を使った簡易なものになることも考えられる。

広域調達・運用についての技術的な事項については、本作業部会における検討を踏まえ、さらに広域機関において詳細検討を行うこととする。

制度検討作業部会中間論点整理(第2次)において、需給調整市場については、基本的には 2020 年度の開設を予定しているが、需給調整の実際の運用にも密接に関わるものであることから、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、検討を行うこととした。また、昨年末に実施した意見募集の結果や広域機関の需給調整市場検討小委員会においては、調達システムについての検討が未了の論点が残されていることから、2020 年度の創設時期にこだわらず、慎重に議論して進めた方が良いという意見もあった。こうしたことを踏まえ、広域機関において調達システムの再精査を行ったところ、開発スケジュールがタイトで複数の工程を同時に進める必要があることから、システムの機能検証不足による障害の発生リスクや作業の手戻りが存在する可能性が示された。これらを踏まえて、調達システムの開発スケジュールについては、東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、適切な開発期間を確保することとし、調達システムの運用開始を 2021 年度とする。その上で、詳細な開発スケジュール等の技術的検討については、引き続き広域機関にて検討することとする。

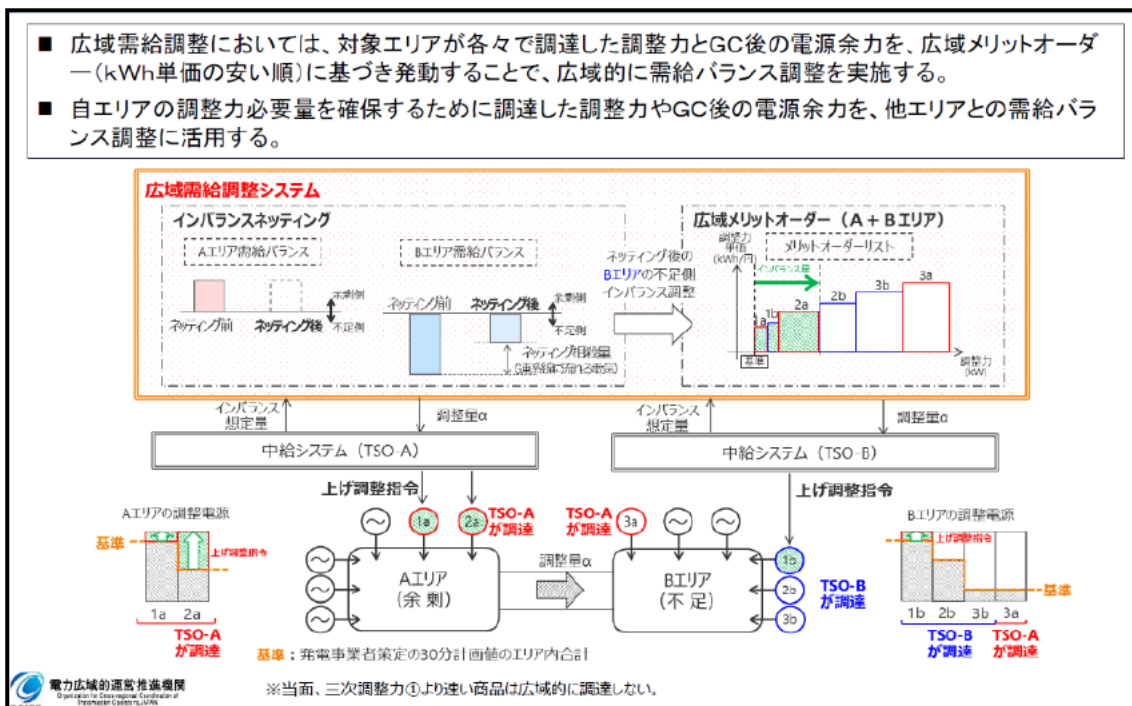
(参考図4-14) 需給調整市場システム(調達)の開発スケジュール



(広域的運用の先行実施)

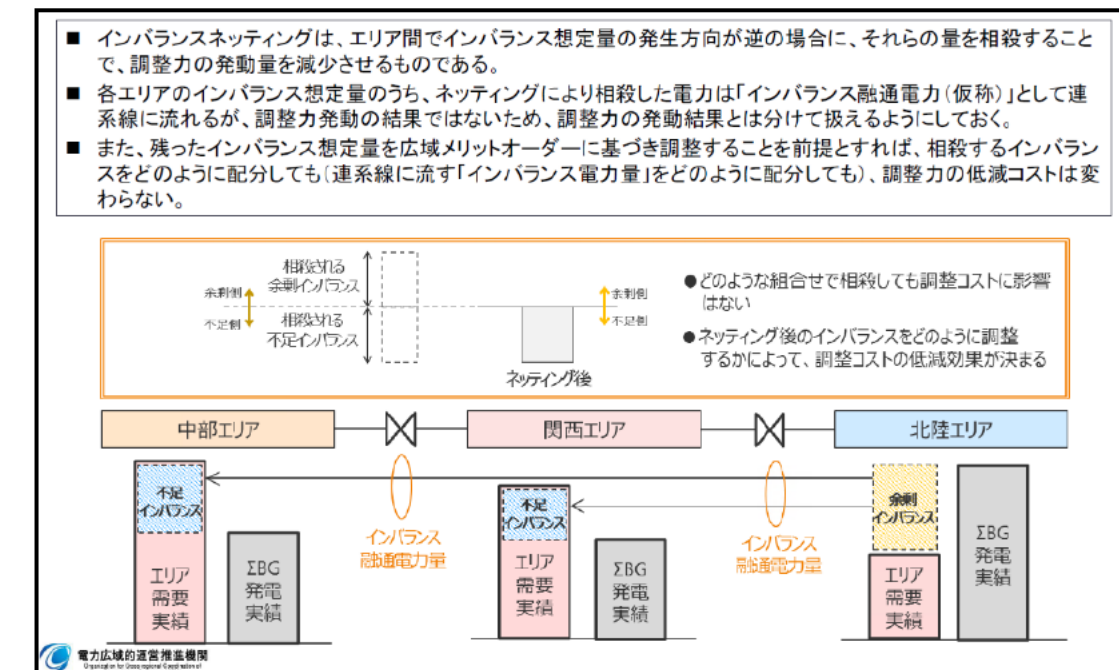
調整力の広域運用については、他のエリアにある安価な調整力を活用することができるメリットがあるため、調達システムの運用開始を 2021 年度とした場合においても、運用システムを先行して開発し、広域運用を開始することは一定のメリットがあると考えられる。他方で、運用システムを先行して開発することについては、調達システムとの関連性からシステム開発上の手戻りが発生する可能性があると考えられる。こうしたことを踏まえ、調達システムと運用システムの開発時期を切り離すことの可否について、広域機関において検討が開始されている。行われ、この検討の結果、開発時期の切り離しが技術的に可能であることが確認されれば、たため、広域運用を先行して 2020 年度から実施することとする。

(参考図4-15) 広域需給調整のイメージ



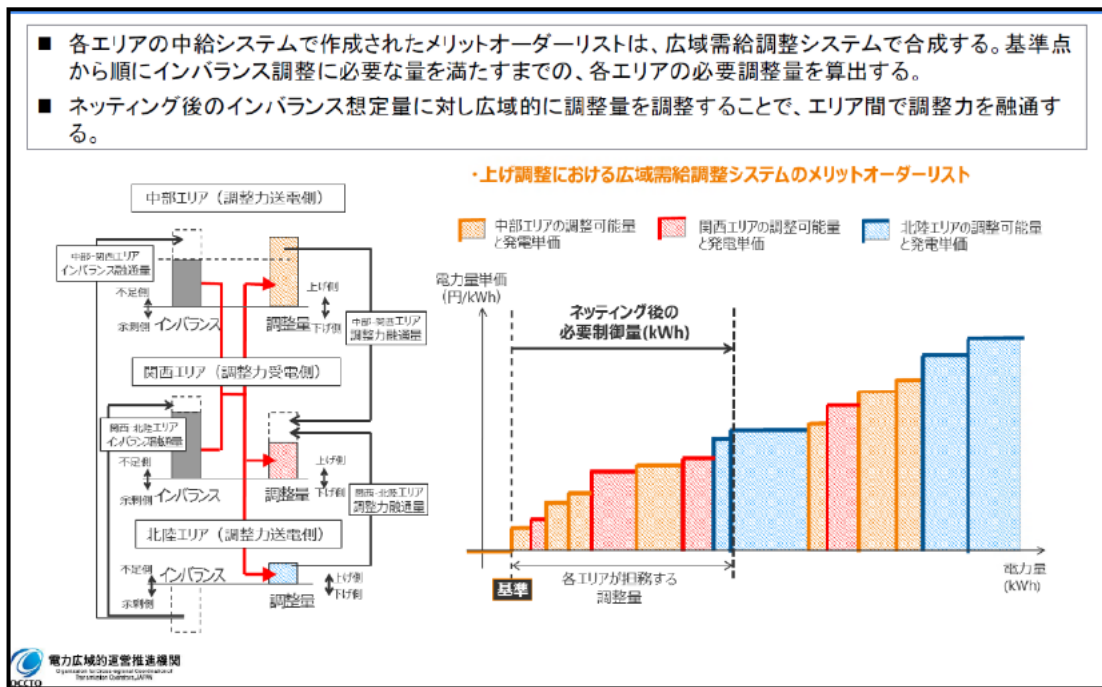
出所:2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会(電力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(参考図4-16) インバランスネットティングのイメージ



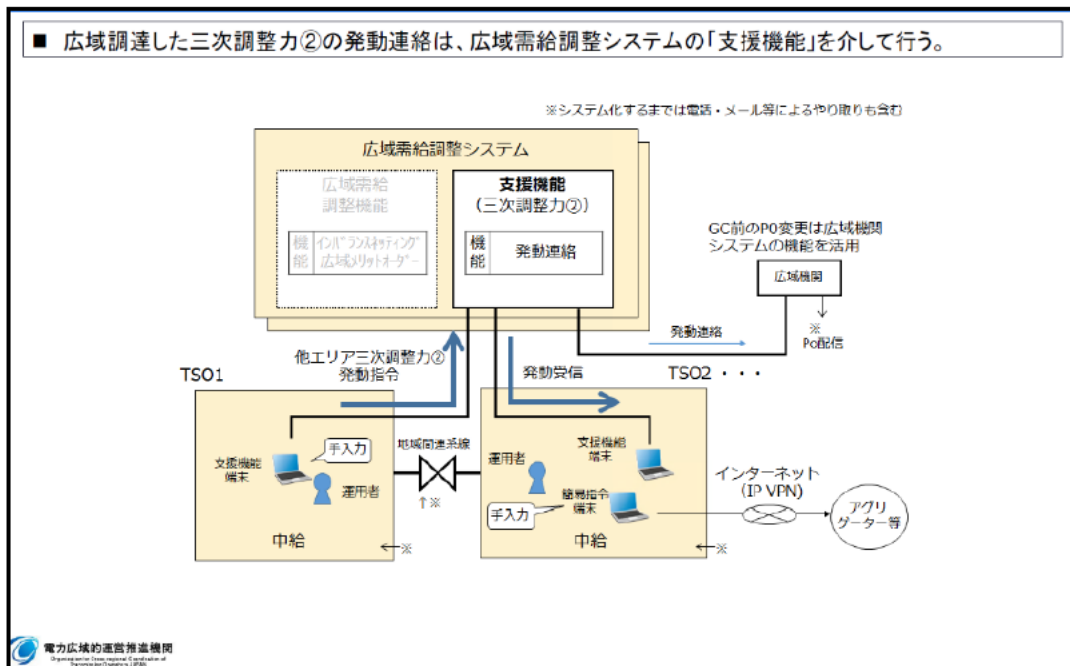
出所:2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会(電力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(参考図4-17) 広域メリットオーダーのイメージ



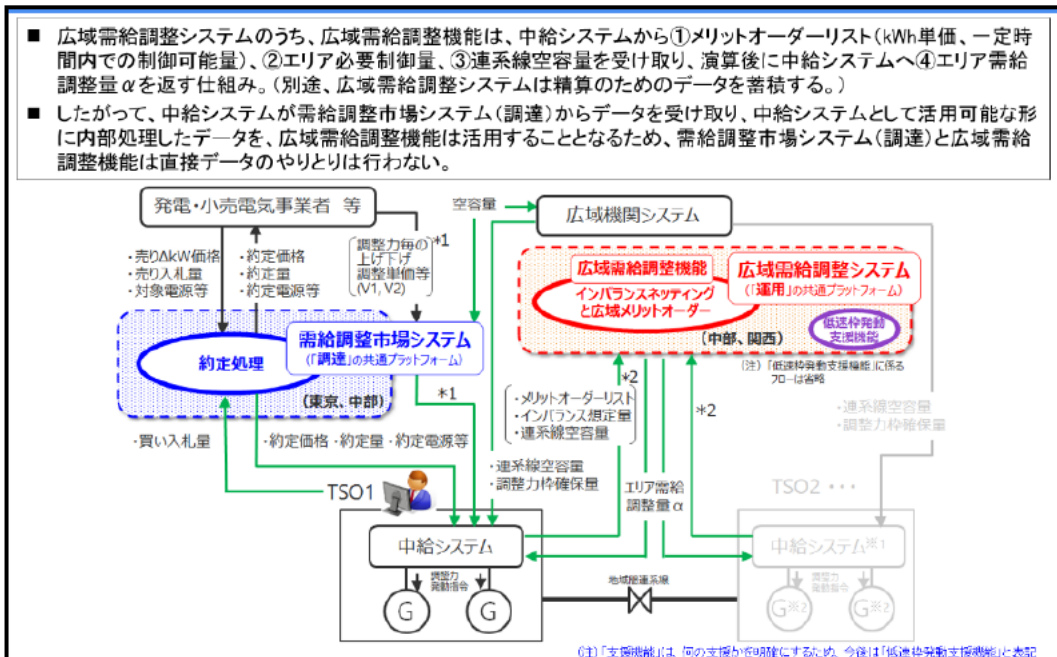
出所:2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会(電力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(参考図4-18) 三次調整力②の発動イメージ



出所:2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会(電力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(参考図4-19) 広域機関における議論(需給調整市場(調達・運用)におけるシステム相関図)



出所:2018年3月 第12回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会(電力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(参考図4-20) 需給調整市場に関するシステム開発時期について

第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017.9.8)での報告

	2020年	2020+X年
当初案	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達^{※1} 支援機能 	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達 広域運用^{※2} 支援機能

第24回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.1.23)での報告

	2020年	2020+X年
自主的取り組みの9社拡大案	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達 広域運用^{※3} 支援機能 	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達 広域運用 支援機能

今回の検討

	2020年	2021年	2020+X年
市場システムを1年先送りした場合の案	<ul style="list-style-type: none"> 広域運用^{※3} 	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達 広域運用^{※4} 支援機能 	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達 広域運用 支援機能

※ 赤字は初めて導入される年
 ※1 「広域調達」: 需給調整市場システム
 ※2 「広域運用」: 広域需給調整システム
 ※3 中地域各社のシステムが整備でき次第開始
 ※4 対象調整力(対象商品)の範囲および地理的範囲の拡大

電力広域的運営推進機関
 Organization for Cross-regional Coordination of
 Transmission Systems (OCCTS)

出所:2018年3月 第12回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会(電

力広域的運営推進機関)資料より抜粋

(調整力公募の継続)

広域運用を 2020 年度から開始する一方で、調達システムの運用開始を 2021 年度とした場合、少なくとも 2020 年度には調達システムを用いての調達が実施できないこととなる。したがって、少なくとも 2020 年度においては現在の調整力公募を継続せざるを得ないこととする。

④需給調整市場の仕組み

(需給調整市場の開場時期の在り方)

現在の調整力公募においては、1年間で必要な調整力を通年で確保している。他方で、調整力(インバランスの発生量)は月単位あるいは季節毎でも変動がある。この点、調整力の調達について、実需給前のどのタイミングで需給調整市場から調達することとするかが論点となる。

調整力の必要量については、季節や日毎に変動することから、実需給に近づくほど必要量の見通しが立てやすくなる。一方で、調整力を確実に調達する観点からは、卸電力市場の取引前に必要な調整力を確保しておく必要がある。

現在、一般送配電部門においては、翌週の週間計画を立てた上で調整力を確保していることから、調整力の調達に当たっては、前週に調達することが考えられる。また、安定的な調達の観点からは、一定程度の長期確保も必要であり、1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節ごとに調達することが考えられる¹⁴⁶。

なお、現状の調整力公募の枠組みにおいては、一般送配電事業者が事前に確保した電源等(電源Ⅰ等)に加えて、小売電気事業者・発電事業者等の余力(電源Ⅱ)を活用して需給調整を行っている。各一般送配電事業者の中給システムにおいては、旧一般電気事業者の発電・小売BGの電源の最適運用とエリアの需給調整を一体的に行うシステムが継続的に使用されており、その結果、電源Ⅰと電源Ⅱを比較して燃料費コスト等の限界費用が安価なものから使用されていることが実情である。また、現状において、電源Ⅰと電源Ⅱのほとんどは、旧一般電気事業者の電源となっている。

ゲートクローズ(GC)後の実運用に当たっては、前週以前に確保したものに加え、卸電力市場で落札されなかった電源の余力など、実需給断面において活用可能な調整力を広く活用する仕組みを設けた上で、調達時と同様に kWh のメリットオーダー順に調整力(kWh)を発動させる仕組み(以下、「俯瞰的運用機能」という。)を統一的に設けることが適当であると考えられる。

こうした俯瞰的運用機能やその調達のタイミングについては、現在使用されている中給システムとの関係や広域調達・運用、卸電力取引への影響等も踏まえ、さらに検討が求められる。

¹⁴⁶ 詳細については、広域機関において技術的検討を行うこととする。

る。

(価格決定方式)

メリットオーダーの追求や効率的に調整力を調達し、調整力コストの低減を図る観点から、本市場においては基本的にオークション方式を採用することが適当であると考えられる¹⁴⁷。

また、オークション方式で取引を行う際、それぞれの入札価格に関わらず、約定価格が一意に決まるシングルプライスオークションと、売り手側が自らの入札価格で約定する(約定価格が複数発生する)マルチプライスオークションの二つの方式が考えられるが、低廉な需給運用を実施する観点から、当面はマルチプライスのオークションシステムを採用することとする。

(参考表4-3)シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの比較

	シングルプライス	マルチプライス
メリット	<ul style="list-style-type: none">・価格指標性が高い・入札価格によらず約定価格にて取引されるため、安価な電源は値差を得ることができるため、売り手側は自らの最も安い価格で入札する可能性が高い。	<ul style="list-style-type: none">・調整力公募による価格決定方法と同様であるため、調整力公募に参加したことのある事業者においてはシステムが理解しやすい。・売り札毎に約定価格が決まり、複数の約定価格で取引が実施されることから、入札がコストベースで行われることを前提とすると、約定価格との値差が発生せず買い手側に余分なコストがかからない。・現状の託送原価の調整力費用計上の考え方と一致している。
デメリット	<ul style="list-style-type: none">・約定価格は1つに決定し、約定した商品は1つの価格にて取引が実施されることから、約定価格との値差が発生し、現状に比べて追加的なコストがかかる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none">・売り手がコストベースでの入札を行わず、他の入札参加者の入札額を予想しながら自らの受取額を最も高くするような入札行動を行う可能性がある。(この場合、シングルプライスオークションに近づく。)

(メリットオーダーの考え方)

需給調整に当たっては、 ΔkW と kWh の調達・運用が必要となり、二つの要素をそれぞれどのように最大効率化すべきかが論点となる。

現在行われている調整力公募(電源 I-a 及び I-b)においては、 $\Delta kW + kW$ を入札し、 $\Delta kW + kW$ の価格の安いものから落札する仕組みをとっている。また、実運用の際には、電源 I-a 及び電源 I-b のみならず、基本的に、別途募集した電源 II も含め、一般送配電事業者に対して kWh 価格を通知し、実需給断面において安いものから動かすという運用がとられている。

調整力について、一般送配電事業者の費用は、①事前に確保した ΔkW に対する対価と、

¹⁴⁷ なお、諸外国の例では、市場支配力の行使が懸念される局面において、コストベースでの入札を求めている例があり、こうした場合の取扱いについては、引き続き検討を行っていく。

②実際に運用で使用した調整力が供給する kWh に対する対価の和となる。

この対価の和 (ΔW 価値 + kWh 価値) を最小化するためには、実需給時に稼働する調整力を想定した上で、最小費用となる組み合わせを割り出すことも考えられるが、現時点でそうしたシミュレーションモデルは確立していない¹⁴⁸。

こうしたことを踏まえ、制度開始時においては一般送配電事業者が調達時に確保する ΔW については、DR を含め、 ΔW のメリットオーダーに基づいて落札する調整力を決定するとともに、実運用においては、あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整力 (現状における電源 I 相当) 以外も含め、発電事業者等の余力 (現状における電源 II 相当) や DR も広く活用した上で、基本的には¹⁴⁹ kWh の安価なものからメリットオーダーに基づいて調整力を発動する俯瞰的運用機能を設けることが適当と考えられる。

なお、電源によって、複数の調整力機能 (一次 + 二次、上げ / 下げ) を具備するものもある。効率性の観点から、全ての必要区分においてそれぞれ別個の電源を確保するのではなく、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容することが適当であると考えられる。また、その際は、 ΔW の総コストで評価することが適当と考えられる。

また、 ΔW 価格を安く入札しておきながら kWh 価格は高く設定し、電源を稼働させずに固定収入を得ようとするような市場取引を監視し、防止する観点から、発電事業者等は応札時には電源等の ΔW 価格に加え kWh 価格も併せて応札することが適当と考えられる。

(応札・契約単位)

実需給断面において、調整力がきちんと周波数調整に寄与したかどうかを監視する目的等から、落札された調整力は中給との紐付けがなされた上での契約が必要となる。このとき、応札・契約単位としては各電源単位や BG 単位が考えられるところであるが、BG 単位の契約では BG 内の電源等が適切に稼働し、全体として調整力が確保されているか把握しにくくなるおそれがある。

このため、調整電源の稼働実績を適正に把握し安定的な需給運用を行う観点から、応札・契約単位としては原則電源単位とすることが適当と考えられる。¹⁵⁰

なお、 ΔW 調達後、電源トラブル等に対して、電源の差し替えを認めるかについては、その要否も含め、実務状況等を踏まえ広域機関において検討することとする。

(契約形態)

¹⁴⁸ 本作業部会の議論において、委員からは、kWh コストも反映し調達電源等の決定ができるよう、さらに研究を進めることの必要性について指摘があった。

¹⁴⁹ 実需給においては、系統における供給の信頼度を確保するために、状況に応じて送電制約等を勘案する必要があり、一般送配電事業者が常に kWh のメリットオーダーに基づいて調整力を稼働するものではないという点については留意が必要。

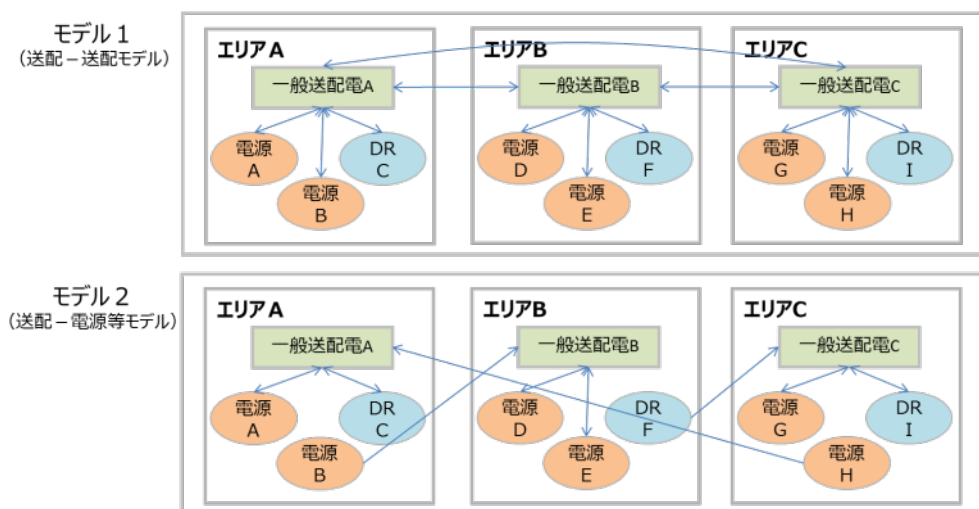
¹⁵⁰ 複数調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる可能性があるもの (同一水系の水力等) 等については、応札・契約単位を別途、技術的に検討する。

広域化された需給調整市場において、一般送配電事業者と電源等の契約形態については、電源等が立地する一般送配電事業者を經由して契約を締結する方式(モデル1 送配-送配モデル)と、各地域の一般送配電事業者と電源等が直接契約を締結する方式(モデル2 送配-電源等モデル)の2方式が考えられる。以下の観点から、2020年度においてはモデル1(送配-送配モデル)を基本とすることが適当であると考えられる。

- ①少なくとも2020年度時点においては、調整力として電源等を起動・制御する際には、エリアの一般送配電事業者から指示を行う運用となると考えられること
- ②電源等のレベルで調整力のエリア間配分を最適化する本格的な俯瞰的機能が整備されておらず、広域運用・調達については一般送配電事業者間において簡素なシステム(場合によっては電話・メール等)を介して調整力のやりとりをする運用になると考えられること

また、モデル1(送配-送配モデル)については、2020年度時の暫定的な形態とし、2020+X年度時における形態については、共通プラットフォームの在り方も踏まえつつ、モデル2(送配-電源等モデル)のような形態以外も含め、改めて検討することが求められるとする。

(参考図4-21) 広域化を踏まえた契約方式

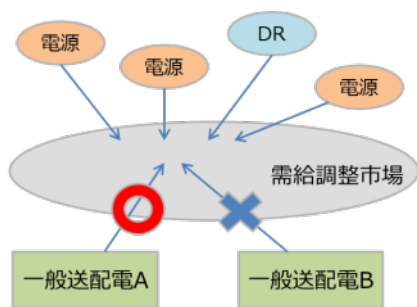


(広域化を前提とした一般送配電事業者の市場における調達の仕方)

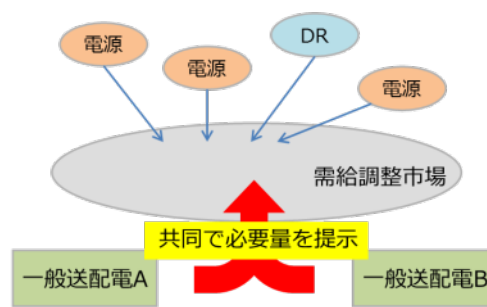
広域的な需給調整市場においては、本来的には、一つの市場に買い手である一般送配電事業者が複数参加することとなる。

仮にエリアの一般送配電事業者とエリア内の電源等が契約する仕組み(モデル1:送配-送配モデル)であっても、共同で必要量を提示するとともに、広域的な共通のメリットオーダーリストを共有するなどして、実質的にエリアを越えた調整力の調達・運用を可能とする工夫を行うことが可能と考えられる。

(参考図4-22) 一般送配電事業者の市場における調達の仕方



ダブルオークションにより一般送配電事業者間の競争を行う場合、競争に負けて調達出来ない事業者が生じるリスクがある。また、その後の運用を広域化することを踏まえれば、事前の確保で一般送配電事業者間に優劣を与える事は適切でない。



エリア間の平準化効果等、広域運用のメリットを踏まえれば、予め共同で調達していることが望ましい。
※この時の必要量算出については、その的確性を担保する措置が必要。

(送配-送配間の精算)

「送配-送配モデル」を踏まえると、エリアをまたぐ調整力の調達・運用を行った際には、①エリアの一般送配電事業者と調整力を発動したエリア内の調整力提供事業者との間で精算が行われ、②他エリアの一般送配電事業者の調整力として確保・発動された分については、一般送配電事業者間で精算が行われることとなる。

他方で、少なくとも 2020 年度時点においては、各エリアの一般送配電事業者はエリア内の調整力を基本的に一体的に運用しているため、調整力を広域的に調達・運用した場合、他エリアの調整力として配分された自エリア内の調整力と、自エリアの調整力として配分された調整力を区別して運用することは困難である¹⁵¹。

また、2021 年度の広域的な調整力の調達・運用に係る精算方法については、前述の状況や調整力の広域調達・運用が限定的(3 次調整力②(低速枠))であることを踏まえると、2021 年度時点においては、エリアの一般送配電事業者が、優先的に安価な調整力を確保することが考えられる。

これらを踏まえると、広域間の精算については、以下のように行うことが適当と考えられる。

● ΔkW について¹⁵²

- －エリア内の精算については、当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、共通メリットオーダーリスト¹⁵³の単価に基づいて費用精算を行う
- －エリア間の精算については、関係する一般送配電事業者間において、共通メリットオーダーリストの単価に基づいて費用精算を行う

¹⁵¹ 例えば、他エリアの一般送配電事業者が自エリア内の調整力を必要とした場合において、メリットオーダーの観点から、他エリアの一般送配電事業者が調達した調整力以外に自ら（一般送配電事業者）が自エリアのために調達した調整力を活用することもあり得る。

¹⁵² 一般送配電事業者を通じて間接的に契約を結んでいる状況であり、エリア内の精算単価とエリア間の精算単価は基本的に一致する。

¹⁵³ 共通メリットオーダーリスト：複数エリアを範囲として ΔkW 価格が安価な順に並べられているリスト。

●kWh について¹⁵⁴

ーエリア内の精算については、当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、実際の稼働状況を踏まえ、 ΔW の応札時に併せて提出された kWh 単価に基づいて精算を行う。(併せて、事前に確保した調整力に加えて、発電事業者等の余力を広く活用する俯瞰的運用機能を設けることが求められる。)

ーエリア間の精算については、関係する一般送配電事業者間において、 ΔW の応札時に併せて提出された kWh 単価に基づいて費用精算を行う

また、2020+X 年度の精算方法については、連系線容量に制約がある中においても調整力の広域調達・運用が進むことを踏まえ、インバランス料金の在り方や落札単価の平準化についても引き続き検討することが求められる。

④市場運営に当たっての規律等

(適切な管理運用)

調整力は、その機能が適切に発揮されなければ、系統運用に重大な支障が生じかねないため、提供者(発電・DR 等)側から調整力は確実に供給されることが必須となる。このため、需給調整市場への参入要件やペナルティ、運用状況の監視等が必要である。

調整力公募の参入要件・ペナルティについては、監視等委員会において、調整力公募における議論も踏まえつつ、特に留意すべき点として、「調整力公募をベースにしつつ、商品区分や調達サイクルの変更等を踏まえた修正を行っていくことが適当」とされた。これを踏まえ、詳細な参入要件およびペナルティについては、監視等委員会と広域機関の連携のもと、さらに検討を深めることとする。

また、監視等委員会において行われた監視の在り方に関する議論では、調整力公募における議論を踏まえつつ、特に留意すべき点として以下のような監視や情報公開の在り方に係る検討が行われた。

- 市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの、一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要(その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないよう配慮が必要)
- 需給調整市場への参加を促し、また、透明性を高めるため、 ΔW 価格及び kWh 価格の情報が速やかに公表されることが望ましい(公表内容等については、発電事業者等が競争上の不利益を被る懸念があることにも留意しつつ、今後検討が必要)

また、昨年末に実施した意見募集においても、価格形成に関して一貫性のある監視が必要であるという意見や、入札価格等に関する規律が事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないような配慮が必要との意見があった。

¹⁵⁴ 運用は、発電事業者等の余力(現状における電源Ⅱ相当)を含めたメリットオーダーが達成されるよう行われるため、広域的な運用時は、稼働を想定した電源等と実際に稼働する電源等が異なる(より効率化される)可能性がある。

上記を踏まえ、詳細な監視の在り方等については、監視等委員会において、さらに検討を深めることとする。

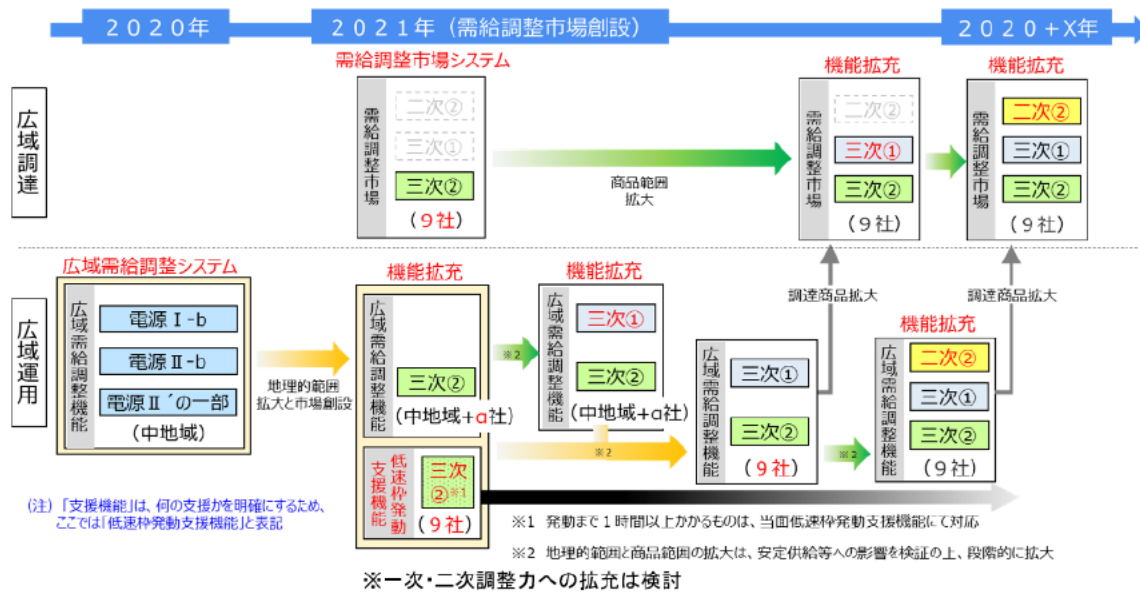
また、平成 30 年度向け調整力公募の調達(電源Ⅰ、Ⅱ)において、旧一般電気事業者(発電・小売部門)以外の事業者による応札及び落札は非常に少ない結果となっている。広域調達が実施できない環境においては、現在実施されている調整力公募における調整力の調達環境と大きな変化がないことが想定される。調整力の調達環境に大きな変化のない中、広域運用が実施できない期間において、調達システムを用いての調整力の調達を実施した場合、事実上、競争が限定的となることが想定される。

さらに、監視等委員会における規律の在り方に関する検討において、需給調整市場創設当初においては競争が限定的であることが予想されることから、引き続き同様な規律が必要となることも念頭に検討が必要との見解が示されたところ。広域運用は、運用システムの導入後、試験等を経て商品区分ごとに段階的に実施される方向で広域機関において検討が進められていることから、広域運用が実施できない商品区分については、調整力公募と同等の規律を適用することが考えられる。また、広域運用開始以降の監視の在り方については、引き続き監視等委員会で検討することとする。

需給調整を行う一般送配電事業者が、本来の必要量を大幅に超えて、過度に調達するような事態も、効率性の観点から回避すべきである。一般送配電事業者が確保する調整力の必要量については、調整力公募の実施においては広域機関にて検討が行われており、需給調整市場においても、引き続き広域機関にて検討することとする。

さらに、支配的な事業者による市場支配力の行使への監視についても、引き続き監視等委員会で検討することとする。

(参考図4-23)調整力の広域化(調達・運用)におけるシステム機能等の段階的拡大イメージ



(調整力の調達期間)

三次調整力②(低速稼)については、広域機関の技術的検討において、前日に調達することが検討されており、調達システムの導入に合わせて広域調達に移行される。

一方で、三次調整力②(低速稼)以外の商品区分については、広域機関の技術的検討において、週間で調達することが検討されている。調整力公募と同等の規律を適用する調整力については、その調達期間について検討が必要となる。

調達期間を年間とした場合について、調整力公募と同じ調達期間であることから価格の監視について調整力公募と同等の監視が可能となり、容量市場が存在しない期間において、年間を通じて必要な調整電源を確実に調達できる可能性が高い。しかし、年間が必要となる調整力を一括して調達するため、その都度必要量が変化する調整力の最小化を図ることは難しくなる。また、新規参入者に参入容易性が損なわれるおそれがある。一方、調達期間を細分化し週間調達とした場合は、週間単位で必要となる調整力の必要量の最小化を図ることができるが、現状の調整力公募と比較して監視のコストが上昇することや、年間を通しての調整力確保の確実性が難しくなる。

必要な調整力を確保する観点から、調整力公募と同等の規律を適用する調整力の調達期間については、年間調達とすることを基本とし、調達量等について、広域機関において検討することとする¹⁵⁵。

¹⁵⁵ 年間コストについては、年間調達も週間調達も基本的には変わらないと考えられる。

(参考表4-4)調達期間別の比較

	年間調達	週間調達
価格監視の容易性	○	△
調整電源確保の確実性	○	△
調達必要量の最小化	△	○
新規事業者の参入容易性	△	○
年間コスト	(基本的には変わらない)	

(2020～2023 年度の調整電源の確保)

制度検討作業部会中間論点整理(第2次)において、容量市場開設前の 2020 年度から 2023 年度の kW 価値については、需給調整市場において kW 価値も含めて対価を支払う方針が示されたところ。また、昨年末に実施した意見募集の結果においても、容量市場において kW 価値に対する支払いが行われたい 2020 年度から 2023 年度において、必要な電源が確実に維持されるよう留意すべきという意見があった。広域機関の技術的検討においても、2020 年度から 2023 年度の kW 価値の扱いが課題として示されたところ。

他方で、kW 価値については、現在の調整力公募においては ΔkW 価値と同時に調達されており、容量市場の開設前においては ΔkW 価値(電源のコントロール権)と kW 価値をそれぞれ切り分けての調達は困難であると思われる。

よって、2020 年度から 2023 年度においては、調整電源を安定的かつ確実に現在の調整力公募と同様に ΔkW 価値と kW 価値を同時に調達することが適当と考えられる。

⑤需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

(基本的考え方)

現行制度下においては、一般送配電事業者が行使した調整力コストは、託送料金とインバランス料金を通じて、系統利用者(小売・発電・DR 事業者)から回収されている。需給調整市場の運用が開始された際の調整力コストについては、それぞれの料金によってどのように回収がなされるべきかが論点となる。

需給調整市場開設後、同市場を通じて一般送配電事業者が調達する調整力のコストは、基本的にインバランス料金の形で系統利用者から回収されることとなる。したがって、インバランス料金は、一般送配電事業者が適切に調整力コストを回収できるものとする必要がある¹⁵⁶。

また、調整力コスト全体が徒に増大し、系統利用者の負担が増大することを防ぐため、インバランス料金が、系統利用者に対して調整力コストの抑制(=需給調整の円滑化)に資する適切なシグナルとなることが重要である。

こうした観点から、需給調整市場開設後のインバランス料金については、①一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものであること、②系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなるものであることを基本として、これまでインバラ

¹⁵⁶ 調整力コストの一部は託送料金を通じて回収される。

ンス料金の在り方について議論してきた基本政策小委員会において、今後、具体的な在り方を検討することとする。

(調整力コストの適切な回収)

現行制度の下では、調整力コストのうち、需給バランス調整に直接寄与する可変費は、インバランス料金を通じて回収されている¹⁵⁷。

現行のインバランス料金は、需給調整市場がないため、実需給時点と必ずしも近接していない卸市場(スポット市場及び時間前市場)の価格を指標として設定されており、調整力公募で調達した調整力のコスト(kWh 単価相当)とは必然的に乖離することとなり、足下においては、一般送配電事業者のインバランス収支の悪化につながっている¹⁵⁸。

需給調整市場開設後は、一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものとする観点から、需給調整市場における調整力コストを指標とすることを基本として、詳細設計を行うこととする。

(系統利用者への適切なインセンティブ)

需給調整市場開設後、系統利用者は、需給調整市場における価格を見ながら、①価格が高いとき(需給ひっ迫時)は供給を増やす、または、需要を減らすことにより、②価格が低いとき(需給緩和時)は供給を減らす、または、需要を増やすことにより、需給調整の円滑化に資する取組を行うことが期待される。こうした取組を促進するため、需給調整市場開設後のインバランス料金は、時間と共に変化する需給調整市場における価格を適切に反映することが重要である。

他方、需給調整市場における価格の公表は、実需給後にならざるを得ない以上、その価格を反映したインバランス料金としても、系統利用者へのインセンティブが必ずしも適切に働かない可能性がある。具体的には、例えば、需給調整市場における価格が低いときに、系統利用者が過度に供給を減らした場合、結果的に不必要に需給がひっ迫する可能性もある¹⁵⁹。

このため、需給調整市場における価格をインバランス料金に反映させるに際しては、個々の系統利用者が、需給の安定を損なう形で過大なインバランス量を発生させることのないよう、系統利用者の計画遵守インセンティブにも配慮することを基本として、詳細制度設計を行うこととする。

(計画値同時同量制度の中長期的展望と調整力コスト)

現行の計画値同時同量制度において、再生可能エネルギー(特にFIT 変動電源)について

¹⁵⁷ 固定費及び電源の持ち替え可変費は、託送料金を通じて回収されている。

¹⁵⁸ なお、インバランス収支の透明性確保のため、現行制度上、各一般送配電事業者のインバランス収支は、毎年度、託送収支とあわせて公表されている。

¹⁵⁹ この場合、需給ひっ迫による価格の上昇は、実需給後に判明するため、系統利用者に対する適切なインセンティブとはなり得ない。

は、インバランス特例制度の適用の下、2 日前に策定する計画を用いた運用がなされている。一方で、これら変動電源は天候の影響を大きく受けるため、相当の調整力を要している状況である。

計画策定スケジュールの見直しの検討や、一般送配電事業者における計画予想精度の向上は必要である一方、これら再生可能エネルギーについては日内でも相当の変動が生じ、一般的に当該電源が調整力への負荷の高い電源であることを踏まえれば、再生可能エネルギーに対応する調整力がどの程度必要となるのかを可能な限り定量的に分析する手法を検討することが求められる。

その上で、再エネ対応の調整力を定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討することが求められる。

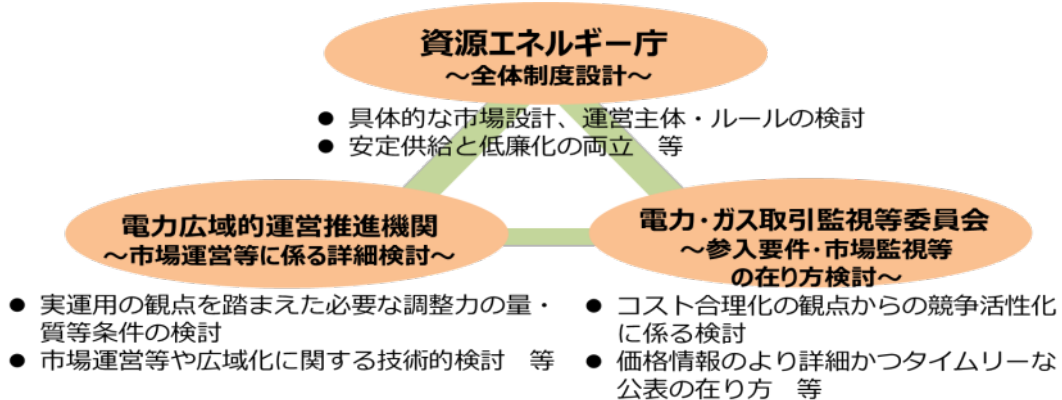
(3) 今後について

本格的な広域調達・運用を行う時期(2020+X 年度)について、可能な限り早期に実現するため、中給システム等のシステム改修との関係も含め、検討を行う必要がある。また、需給調整市場の開場時期に関し、ゲートクローズ(GC)後の実運用に当たって、卸電力市場で落札されなかった電源の余力などを広く活用する市場の仕組みについて、中給システムや広域調達・運用との関係も含め、さらに検討を行う。

また、2020 年度の広域運用、2021 年度の広域調達の実現に向けて、共通プラットフォームを開発していく必要がある。共通プラットフォームの開発体制やシステム仕様等の論点については、広域機関の場需給調整市場検討小委員会において引き続き客観的な審議を行うとともに、重要な事項(電源の余力活用の仕組み等)については、必要に応じて国の審議会等において審議を行う。

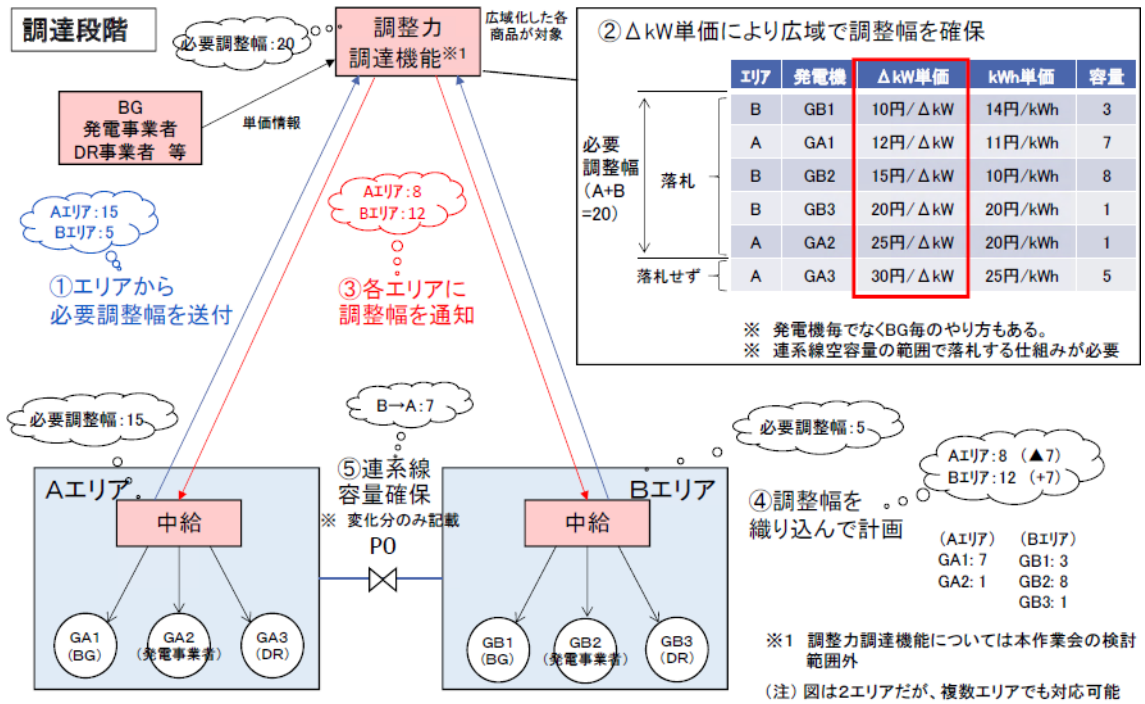
その他の技術的な内容についても、商品設計や広域的な運用・調達の詳細も含め、広域機関が行った事業者意見募集の内容も踏まえながら資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、引き続き検討を進める。参入要件やペナルティ、監視の在り方については、監視等委員会において検討を行う。これらの検討内容のうち、重要なものについては、必要に応じて国の審議会等において検討を行っていく。また、一次・二次調整力(GF・LFC)の広域調達・広域運用については再生可能エネルギーの導入との関係にも留意しながら、引き続き検討していく。

(参考図4-24) 需給調整市場における検討の枠組み

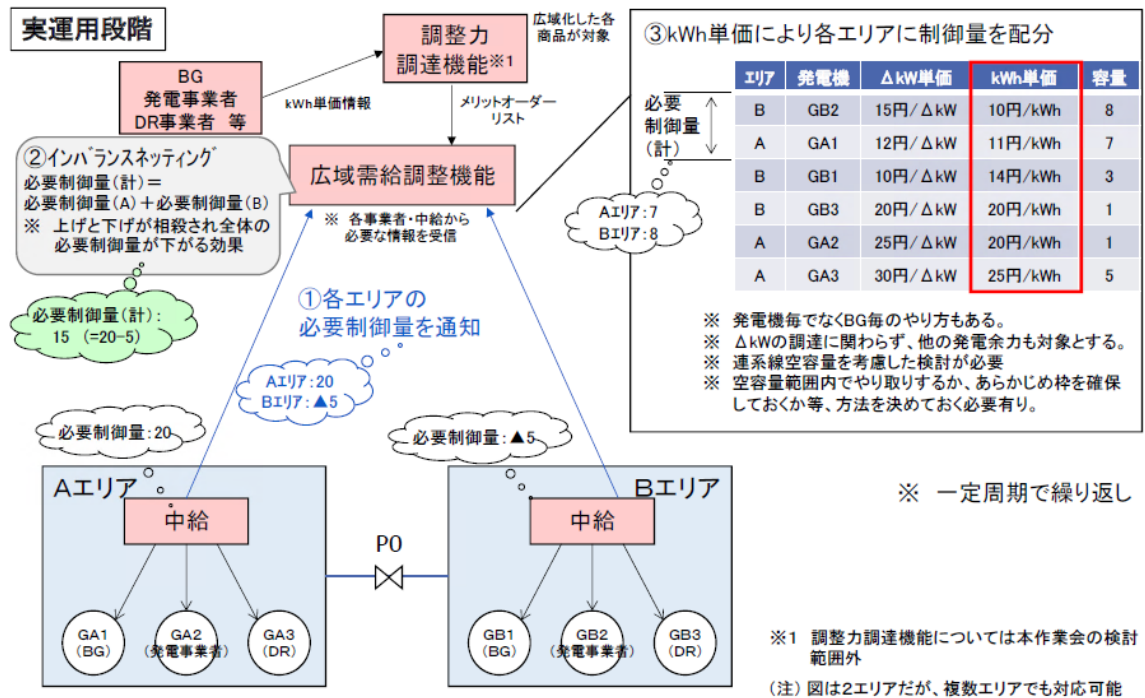


(参考図4-25) 広域機関において検討された調達段階における広域化イメージ

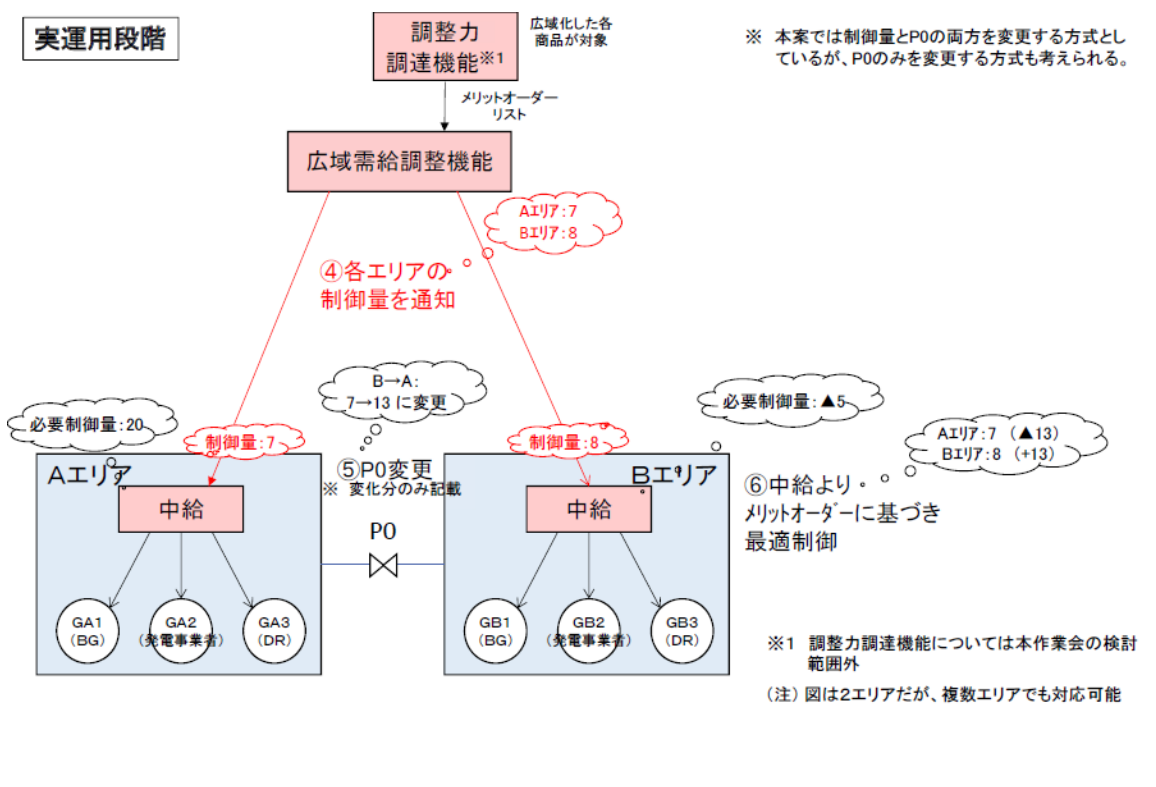
(調達段階 (2020+X 年度))



(実運用段階① (2020+X 年度))



(実運用段階②(2020+X年度))



2. 5. その他

1. 沖縄電力の自主的取組拡大による小売競争活性化

(1)意義

貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、沖縄電力についても、系統が他エリアと繋がっていないことや、卸電力取引所が存在しないなどの特殊性に留意しつつ、卸電力市場活性化に対して、一定の役割を果たすべく、更なる取組を自主的に行うことを求めていくことが適当とされた。こうした取組を具体化し、導入することにより、沖縄エリアでの競争が活性化し、本土と比して競争が限定的¹⁶⁰である沖縄エリアの需要家も、更に電力システム改革の恩恵を受けることが可能になる。

(2)具体的対応の方向性

(新電力による電源へのアクセス確保)

沖縄電力は本作業部会のヒアリングにおいて、需給調整用の卸電力メニューの創設について、検討を進めることを表明した。

こうしたメニューが新電力に提供されることで、新電力の円滑な電源調達を可能とし、沖縄県内における小売競争が活性化することが期待される。

(3)今後について

沖縄電力が現状より踏み込んだ検討を進めると表明したことは評価しつつも、需給調整用の卸電力メニューの早期の創設を実現することが重要である。

また、前述の取組に加えて、新電力の電源調達を円滑化する観点等に鑑み、電源開発の石川火力発電所のように、需要カーブに沿った運用に起因し発生している余剰電力量を活用する取組についても、検討される必要がある。

なお、こうした検討は自主的取組の監視等を行っている監視等委員会とも十分に連携しつつ、進めることが適当である。

2. インバランス料金制度の見直し

(1)意義

2016年4月の小売全面自由化以降、新たに導入された計画値同時同量制度の下で、発電または需要の過不足に対して用いられる調整力の対価であるインバランス料金は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、事業者の計画遵守インセンティブを損なわないよう、予見可能性を低くするための一定の調整項を設けた算定式を採用し、事業者間の精算を行ってきた。しかしながら、新制度開始後のインバランス料金の推移を見ると、制度検討時に想定したよりも予見可能性が高まっており、結果的に、現行の算定式は事業者の計画遵守インセンティブが損なわれている可能性があった。

¹⁶⁰ 新電力の販売シェア（2018年1月時点）は、全国12.4%、沖縄1.5%

このため、現行のインバランス料金制度を見直すことにより、事業者の計画遵守インセンティブを向上させ、計画値同時同量制度の適切な運用を目指すこととした。

(2) 詳細設計の方向性

① 暫定的な制度の見直しであることを踏まえた政策コストと実効性のバランス

2016年4月から始まった現行の算定式を見直すことは、一般送配電事業者が有する託送料金調定システムの改修を含め、各事業者に対して一定の負担(政策コスト)を強いることになる。

現行のインバランス料金制度は、2020年度を目途とする需給調整市場の創設までの間の暫定的なものであり、その見直しに当たっては、中長期的な観点から政策コストと実効性のバランスを勘案することが重要であり、特に、制度見直しに伴うシステム改修の負担を十分に考慮する必要がある。

② 過大なペナルティ性を回避した上での事業者の計画遵守インセンティブの向上

インバランス料金制度は、調整力の費用を事業者間で事後的に精算するものであると同時に、事業者に対する計画遵守のインセンティブという側面を併せ持つ。このため、可能な限り単価の予見可能性を低減させることにより、事業者に対して需要と調達(販売と発電)を一致させる努力を促すことが重要である。

他方、計画値同時同量制度の下でのインバランスは、必ずしも各事業者の努力により回避できるものでなく、一定程度、不可避免的に発生し得るものである。このため、新規参入者や規模の小さな事業者にとって過大なリスクとならないよう、インバランス料金が過度に変動しないよう配慮する必要がある。

(3) 見直し後について

① 料金の見直し

現行のインバランス料金は、以下の算定式で計算されることとした。

インバランス料金 = スポット市場と1時間前市場の加重平均値 $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

$\beta = \text{①} - \text{②}$

①: 最近(基本として前々年度実績;平成29年度は平成27年度実績を使用)の一般送配電事業者の水力及び火力発電の可変費をそれらの発電量で除した額

※ 離島供給及び本土のアンシラリーサービスに要する部分を除いて算定

②: 全一般送配電事業者における①の額を平均した額として経済産業大臣が告示する額

今般、この算定方法について、スポット市場の価格動向や過去のインバランス料金の水準等も鑑み、以下のとおり改めることとした。

α : 変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減
(算定に用いる入札曲線の両端除外幅を 20%から 3%に変更)
 β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項に変更
(β = 精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値)
※沖縄エリアでは $\beta=0$ とする

日々の需給調整費用を事業者間で精算するインバランス料金制度は、状況の変化に応じて速やかに見直すことが求められており、2017 年 10 月を目途に上記の見直しを実施していくこととした。

他方、2020 年度を目途とする需給調整市場の創設に伴い、インバランス料金の在り方を抜本的に見直すことが必要である。このため、今後の需給調整市場の議論と並行して、将来的なインバランス料金の在り方についても検討するとともに、導入可能な要素については、いち早く制度的に取り入れていくこととした。

②インバランス料金制度の運用状況の監視について

インバランス料金制度の運用において、計画値同時同量の理念に照らして不適切な行動をとる事業者が見受けられたことから、今般、制度の見直しを検討したところだが、一方で、当該事業者に対するヒアリング等を実施するなど、電気事業法や広域機関の規定等に基づく処分も視野に、今まで以上に厳格な監視・指導等を行っていくこととした。さらに、今後もインバランス料金制度の運用状況を見ながら、必要に応じて制度見直しと監視・指導を行っていくこととした。

③インバランス料金制度を適切に機能させるためのその他の政策的取組の必要性

市場価格をベースとしたインバランス料金制度は、適切な市場価格の形成が前提であり、卸電力取引の活性化を通じて取引の厚みを増していくことが制度の実効性を高めていくことに留意する。具体的には、市場の厚みと調達機会の維持・向上は、供給力確保のために必須である事から、これまで行ってきた卸電力市場の監視を更に強化し、旧一般電気事業者の自主的取組の状況や、各事業者の入札状況も含めて、より細かに確認していくこととした。

3. 既存契約の見直し指針

(1)意義

BL 市場、連系線利用ルールの見直し、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場といった制度改正が行われるに際して、事業者間で締結された既存契約も、同改正が目指す趣旨(電気事業全体の効率化や事業者間の不公平解消等)を達成する形で、原則事業者間の協議を通じて適切に見直されることが望ましい。

他方、個別論点毎に利害対立が先鋭化する結果、①事業者間の見直し協議が円滑に進まない、②一方の事業者の利益が最大化された結果、新たな制度の趣旨が達成されないといった事態が発生しうることが懸念される。

このため、既存契約の見直しの協議について、政府が協議に際しての基本的な考え方を指針等として示すことで、協議の円滑化を図ることとすることが適当である。

<BL 市場>

(制度的措置との整合性)

制度的措置に基づき BL 市場に供出を求められる発電事業者は、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給価格と比して不当に高い水準とならないよう、ベース電源の発電平均コスト¹⁶¹を基礎とした価格を上限(供出上限価格)に市場に電気を供出する。

これを前提として、見直しの対象となる契約の選定や、各電源への量の割当等に関する基本的な考え方については、原則供出上限価格の設定方法と整合的に決定することが適当である。具体的には、例えば、各ベースロード電源の事業者ごとに決定される供出量を按分し、BL 市場の開設までに、同量を供出するに足る契約見直しを実施することなどが考えられる¹⁶²。

(契約見直しに伴う対応)

また、契約見直しが行われた結果、例えば、小売電気事業者がより高値での電源調達を行う事態や、発電事業者が計画外停止時において、従来受け取れた基本料金を受け取れないといった事態が生じ、当事者間において見直しに伴う変化に対し、何らかの対価を相手に要求することも考えられる。

しかしながら、本見直しについては、自由化の下での公益的な課題に対応するための施策とともに、一体的なものとして BL 市場が創設されることに伴い、実施されるものであることも踏まえ、いずれの事業者も制度的措置である BL 市場への供出に当たってこうした要求を行うことは適切ではない。

¹⁶¹ ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格は、具体的には、保有する全てのベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料費調達費用、③設備維持費等を踏まえ、同電源を維持・運転する費用(円)を年間発電量(kWh)で割り戻して算定することとなる。電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出された、供出する電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計とすることを基本とする。また、間接費用については、合理的に按分して算入する。また、水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費に含まれる事業報酬については、レートベースは供出する電源に係る資産を対象とし、事業報酬率は発電部門の理論報酬率を用いることが考えられる。なお、容量市場からの期待収入は、電源を維持・運転する費用から控除する

¹⁶² BL 市場への供出量は電力量(kWh)を単位として決定されるが、契約上、供給力(kW)をベースに取引がなされている場合、契約見直しに当たっては、契約上のkW比率を基本に見直しを行うこととなると考えられる。

また、2016年4月の小売全面自由化に伴い卸料金規制が撤廃されたことや、今後様々な市場等が整備されることで、市場取引を念頭においた取引も生じるなど、過去の契約締結時から事業環境が大きく変化することにも鑑み、BL市場への供出が求められていない電源についても、当事者間で誠実に協議のうえ、見直しの要否を検討し、必要な見直しが行なわれることが適当である。

(電発電源早期切出しインセンティブ)

BL市場の創設を待たず、電発電源の切出し等、競争活性化に資する取組が早期に行われることは望ましいが、旧一般電気事業者に対して、従前どおり自主的取組として切出しを求めるだけでは、これまで同様、善管注意義務等に鑑み、BL市場創設まで切出しが進まない恐れがある。係る観点に鑑み、事業者間の見直し協議を加速し、電発電源のより早期の切出しを促すべく、何らかのインセンティブを付与することが適当である。

具体的には、例えば、以下のようなインセンティブを付与することが考えられる。¹⁶³

【電発電源早期切出しインセンティブ例】

①BL市場からの供出量の控除

BL市場創設前に切出しを行った場合、その切出し量を旧一般電気事業者のBL市場創設後の供出量から控除する。

②切り出す電源の選択¹⁶⁴

制度的措置との整合性に鑑み、電源毎の供出量は実質的に決定するが、早期に切り出される電源はこの整合性を問わない。

<連系線利用ルールの見直し>

(間接オークションの導入に伴う既存契約見直しの必要性)

エリアをまたぐ取引については、JEPXを介して電気が取引されることとなる。その際、スポット市場価格に基づき精算が行われることになるため、これまでと同様の契約内容を維持する場合は、制度変更の際に既存の相対契約を適切に見直すことが適当である。

(経過措置の取扱いについて)

エリアをまたぐ電力取引に係る契約を締結していた事業者においては、特定契約及び経過措置を組み合わせるなど、事業者間において適切に精算を行うことができる契約を締結することが適当である。

¹⁶³ 電発電源の切り出し以外のBL市場と同等の効果が得られる取組を、旧一般電気事業者が早期に実施した場合の扱いについても、引き続き検討を行う。

¹⁶⁴ 同仕組みが活用された場合、BL市場における電源開発の供出上限価格については、例外的に切り出された電源と整合的に設定する等の措置が必要。

(経過措置との整合性確保)

経過措置については、従来と等価な相対契約を締結できるよう措置されたものであり¹⁶⁵、広域機関及び JEPX により、当該経過措置対象者の経過措置利用状況を確認及び検証し、広域機関は、経過措置対象者が特定契約を締結しないなど¹⁶⁶、経過措置の利用状況が妥当でないと認める場合には、当該経過措置対象者に、将来の経過措置計画又は入札内容を見直すことを求め、業務規程に基づき指導又は勧告を行うことになる。また、JEPX は、経過措置対象者が広域機関の見直し要請に従わない場合、当該経過措置対象者に対して、エリア間値差相当分を踏まえた精算を行わないこととする。

(電源の差し替えメリットについての取り扱い)

従来契約により電源を特定した料金体系となっている場合、今回の見直しの結果、例えば、市況(スポット市場価格)に応じて、電源の差し替えが行われることを前提にすれば、送電側の事業者(発電事業者等)には電源の差し替えメリットを得る機会が発生する。

そのため、電源差し替えによるメリット(利益等)をどのように扱うかを誠実な協議を通じて決定することが適当である。

なお、このような利益の取扱いを協議するに当たっては、どのように、その額を特定するかが論点となり得る。具体的には、電源の差し替えに伴う利益の特定に当たっては、電源の限界費用の情報が必要となる一方、この情報は、経営上、相対契約の相手方には共有できない情報であると考えられる。

そのため、両事業者は、既に公表されている情報や、契約に基づき両事業者間で既に共有されている情報に基づき、電源の差し替えに伴って生ずる利益を、どのような形で特定し、取り扱うことが需要家利益に資するののかという観点から、相互に誠実に協議を行うことが適当である。

(特定契約の見直しに関連する紛争解決の利用)

特定契約は、電気事業者間の電力の取引に係る契約等に該当すると整理されることから、当該契約に係る紛争(特定契約の見直しについて協議を開始できない/見直しについての協議がまとまらない等)の解決制度として、監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続を利用することが適当である。

<容量市場>

以下のとおり、本作業部会において議論を行った。議論の内容を踏まえて精査を行い、成

¹⁶⁵ 経過措置対象者は、送配電等業務指針により、供給区域をまたいで行う電力供給に係る相手方との間の合意(特定契約)の変更又は終了等により、経過措置計画に登録している連系線利用量が減少するときは、経過措置計画の更新計画を広域機関に提出することを求められている。

¹⁶⁶ 同一事業者がスポット市場の異エリア間で売り買いをする自己約定の場合は除く。

案を得た後に BL 市場の導入、連系線利用ルールの見直しにむけて作成した既存契約の見直し指針と統合する予定。

(容量市場の導入に伴う既存契約見直しの必要性)

容量市場の導入は、供給力不足、電気料金の高止まり、調整電源を確保できない等の問題に対応するため行われるものであり、既存の相対契約については、制度導入趣旨を踏まえ、容量市場の容量契約が発効(2020 年度中に取引開始、2024 年度中に最初の容量契約発効)されるまでに適切に見直される必要がある。

(既存の相対契約見直しの基本的な考え方)

容量市場において取引される kW 価値に対する対価を含む既存の相対契約(以下、「既存契約」という。)については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合、状況によっては、発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一の kW 価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一の kW 価値に対して二重の負担を負うこととなる。既存契約に基づく当該 kW 価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、適切な契約内容の見直しを行うことが必要となる。なお、既存契約の中に kW 価値が含まれていない契約や、一部しか kW 価値が含まれていない契約、kW 価値が含まれているか明確ではない契約、または、容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、原則として容量契約の発効前に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。

- ・発電事業者等は、相対契約の対象となる全ての kW 価値に対応する容量を容量市場に入札する。
- ・容量市場に入札して落札された容量(kW 価値)について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約において kW 価値に係る費用が全て支払われている場合は、既存契約を見直して、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る等の精算が行われるよう、当事者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。

(発電事業者等の容量市場からの受取額が減少する場合の取扱い)

何らかの理由によって、発電事業者等が容量市場から得られる収入額が、相対契約の対象とする kW 価値に、容量オークションの約定価格を乗じたものよりも減少することが考えられる。こうした場合には、容量市場から得られる収入額の減少分を発電事業者等と小売電気事業者のいずれが負担することになるのか、契約上、整理が

必要と考えられる。

【発電事業者等の容量市場から得られる収入額が減少する例】

①相対契約の対象とするkW 価値が容量市場で落札されない場合

(発電事業者等が容量市場に対して相対契約の対象とするkW 価値の入札を行わなかった、相対契約の対象とするkW 価値が容量市場で落札されなかった、発電事業者等が容量市場への参加資格を満たさなかった等)

②ペナルティが発生し、発電事業者等が受け取る収入額が減額された場合

既存契約の見直しを行うに当たっては、事業者間において誠実に協議を行い、決定することが基本となる。その際、こうした容量市場から得られる収入額の減少分の扱いについては、収入額の減少が生じた事由ごとに、

イ) 発電事業者等の収入額変更の原因や背景

ロ) 契約締結時における料金やリスク負担の考え方

ハ) いずれか一方に著しい負担が発生しないか

といった観点から検討を行いつつ、協議を行うことが適切と考えられる。

(既存契約の見直しに関連する紛争解決の利用)

容量市場に関する取引は広域機関が定めたルールに基づいて行われるが、既存契約は電力の取引に係る契約等に該当するものと整理されることから、当該契約の見直しに係る紛争(既存契約の見直しについて協議を開始できない/見直しについての協議がまとまらない等)の解決制度として、監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続を利用することができる。

出所: 2018年4月 基本政策小委員会第22回制度検討作業部会 事務局提出資料

(3) 今後について

BL 市場及び連系線利用ルールの見直しを対象とした既存契約の見直し指針は早期に策定する。また、容量市場についても、作業部会において指針案を検討したところであり¹⁶⁷、今後の議論を踏まえ内容をさらに精査し、成案を得られ次第、既存契約見直しガイドラインに統合する。今後、各市場の整備の進捗状況に併せて、必要に応じて、項目を追加していくこととする。

¹⁶⁷ 第22回制度検討作業部会(2018年4月26日) 資料4を参照

3. 今後の検討の進め方

本中間とりまとめについて、広く一般の意見を求めた上で、各市場について、さらに詳細制度設計を進めていく。各市場の詳細制度設計の検討に当たっては、資源エネルギー庁、監視等委員会、広域機関、JEPX など、各市場に関する関係機関が連携の上、検討を進める。各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関する論点が明らかになった場合などは、必要に応じ、本作業部会において検討を行うこととする。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

開催状況

開催回数	開催日時	議題
第1回	平成29年3月6日	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第2回	平成29年3月28日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第3回	平成29年4月10日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成28年度(2016年度)中間取りまとめ について
第4回	平成29年4月20日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第5回	平成29年5月15日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第6回	平成29年5月22日	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第7回	平成29年6月6日	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第8回	平成29年6月30日	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第9回	平成29年7月26日	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理につ いて (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第10回	平成29年9月6日	容量市場について
第11回	平成29年9月19日	需給調整市場について

第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について
第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1) 中間論点整理（第 2 次）（案）及び非化石価値 取引市場について（案） (2) 各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内に ついて
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1) 事業者・団体ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について (3) その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場に関する既存契約見直し指針について (3) ベースロード電源市場について (4) その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1) 容量市場について (2) 中間とりまとめについて

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(平成30年5月現在)

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学経済学部 教授
大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
○大山 カ	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 教授
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 准教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所 代表
又吉 由香	みずほ証券株式会社 上級研究員
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 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

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略（平成30年5月現在）

菅野 等	電源開発株式会社 常務執行役員
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
阪本 敏康	イーレックス株式会社 執行役員・経営企画部長
佐藤 悦緒	電力広域的運営推進機関 理事
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長
竹廣 尚之	株式会社エネット 経営企画部長
棚澤 聡	東京ガス株式会社 執行役員 電力事業部長
内藤 直樹	関西電力株式会社 執行役員・総合エネルギー企画室長
鍋田 和宏	中部電力株式会社 執行役員 コーポレート本部 部長
柳生田 稔	昭和シェル石油株式会社 電力事業部門担当執行役員
山田 利之	東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長