

中間論点整理(第2次)  
(案)

平成29年12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. ベースロード電源市場.....	6
2. 2. 間接送電権.....	32
2. 3. 容量市場.....	39
2. 4. 需給調整市場.....	75
3. 今後の検討の進め方.....	99

## 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年に4月には小売全面自由化が実施され、2020年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。

本年3月に、貫徹小委員会中間とりまとめにおいて方向性が示された新たな市場の制度設計等について検討すべく、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本作業部会(制度検討作業部会)が設置された。本作業部会では、実務的な観点を十分に踏まえるべく、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、これまで検討を進めてきたところである。

本年7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、第一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。

2016年の全面自由化を経て、現在、新規参入小売事業者のシェアは、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69.4%(2017年8月時点)のシェアを有している。

小売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、前日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6.2%(2017年7月～9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行っ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。前日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。

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、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。検討にあたっては、19社の事業者ヒアリングを行うとともに、2017年末までに16回の議論を重ねてきたところである。2017年7月には、第1次となる中間論点整理をまとめるとともに、BL市場等に係る既存契約見直し指針をまとめてきたところである。その後、各種市場に係る詳細制度設計の検討を進めてきたところであり、骨格部分について、一通りの議論を行ったところである。

本作業部会においては、各種市場の相互関係を踏まえた上で検討を行うことの重要性が

しばしば指摘されてきた。各種市場の骨格について、一通りの議論が終わった段階で、これまでの議論の内容を一旦整理し、全体を俯瞰できるようにすることは、そうした各市場の相互関係の検討等にも資するものと考えられる。

本作業部会で検討した各市場は、容量市場など、諸外国で先行して実施されているものもある。そうした諸外国の先例を学ぶ必要がある一方で、他国の先例を我が国にそのまま移植することで機能するかどうかは予断を持つことはできない。各種市場が我が国で十全の機能を果たすよう、更に慎重な検討を行っていく必要がある。こうした観点から、本中間論点整理は、本作業部会におけるこれまでの検討状況を整理し、現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たものである。

本作業部会では、検討にあたって事業者をはじめとする関係者の意見を募集したところがあるが、本論点整理を踏まえ、改めて事業者等関係者の意見を募集することとする。関係者からの意見を参照しつつ、各市場ごとの設計や各市場間の関係等を改めて慎重に検討することを予定している。

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が、2018年5月に取引開始となる。同市場については、他の各市場の詳細制度設計と切り離して検討を行う必要があり、本中間論点整理には含めず、別途整理を行っている。

<参考>平成29年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

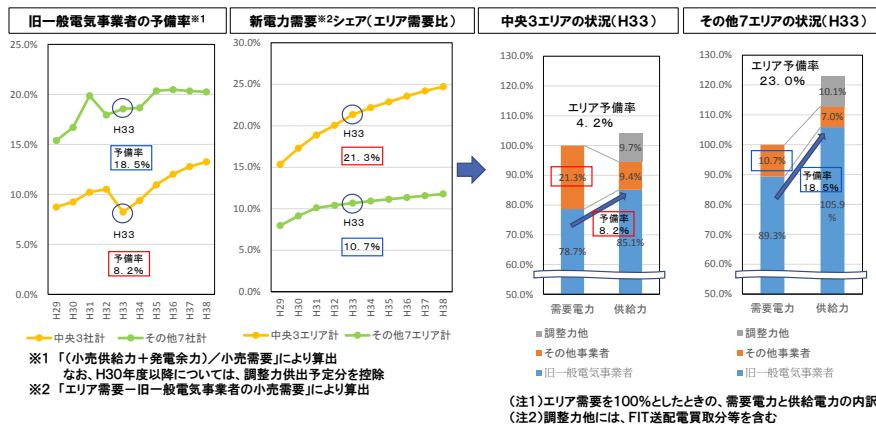
○こうした状況にあっても、新規の電源開発も計画されているため、これらがすべて計画どおりに建設されれば、安定供給の確保は可能な状況にある。

○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。

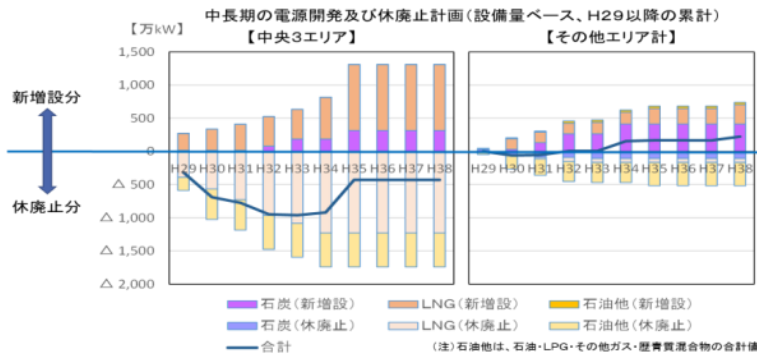
○このため、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいては、すでに、中長期的に必要な供給力及び調整力を、最も効率的に確保するための手段として、容量市場の創設が提言されているところ。

○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、広域調達を選択肢も含め、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. ベースロード電源市場

#### (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<sup>1</sup>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ベースロード電源市場(以下、「BL 市場」という。)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イングを図り、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。

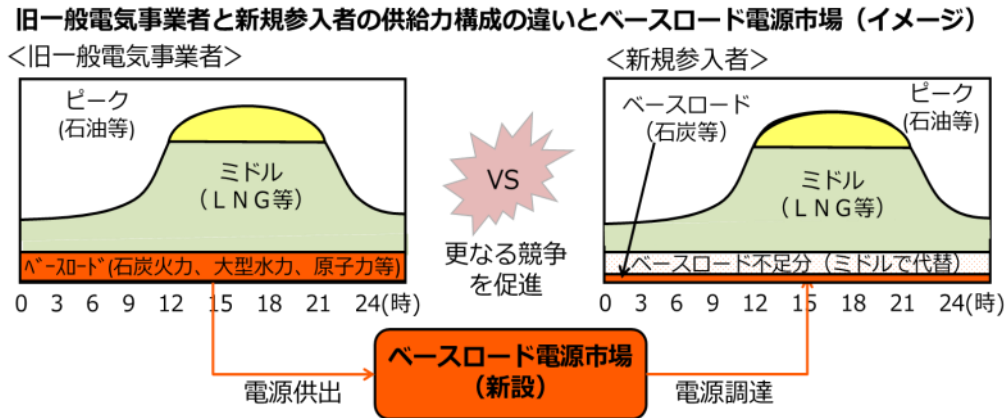
なお、貫徹小委員会の中間とりまとめにおいて、BL 市場及び制度的措置の詳細設計は、遅くとも2020年度から電気の受け渡しを開始できるように、今後検討を行うこととされている。これを受け、関連するその他制度・規制との関係も踏まえつつ、BL 市場について論点整理を行った。

---

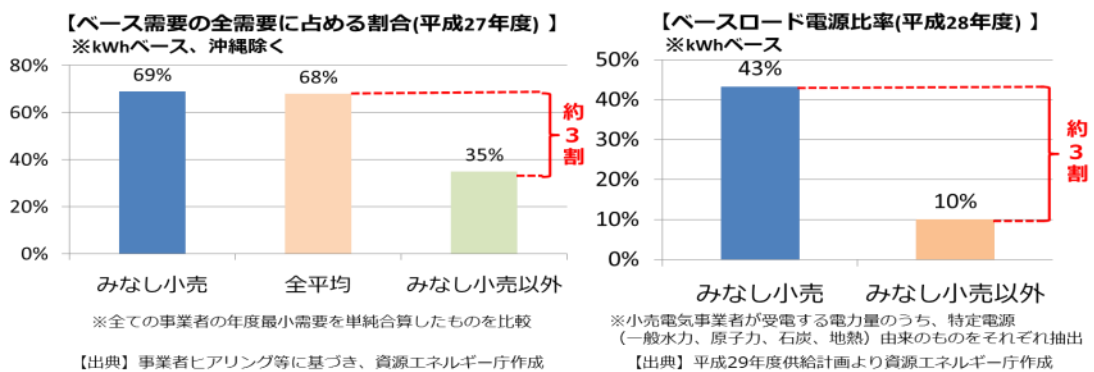
<sup>1</sup> 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭を指す。



(参考図1-1) ベースロード電源市場の必要性



(参考図1-2) ベース需要の割合、ベースロード電源比率



## (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<sup>2</sup>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ことが考えられる。

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ことが考えられる。

#### (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<sup>3</sup>。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が求められる。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ことが考えられる。

#### (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。

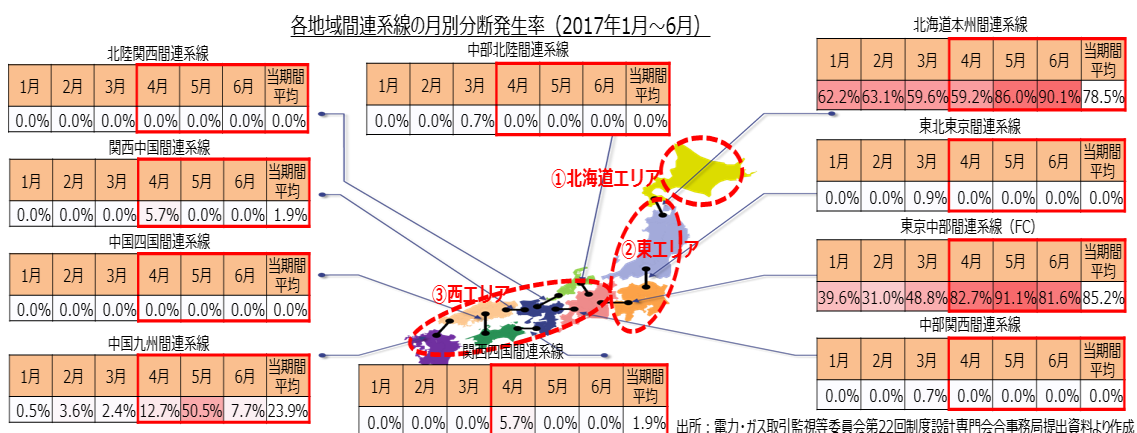
したがって、売り手および買い手双方の利便性向上の観点から、スポット市場の分断発生頻度等を加味して市場範囲を設計することが求められる。具体的には、北海道本州間連系線と東京中部間連系線(FC)における分断の頻度が特に多いことを踏まえ、北海道一東北、東京一中部間にて市場範囲を分割することとし、①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場を設定することが考えられる。ただし、設定したエリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて見直しを行うことが求められる。

---

<sup>2</sup> 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。

<sup>3</sup> 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

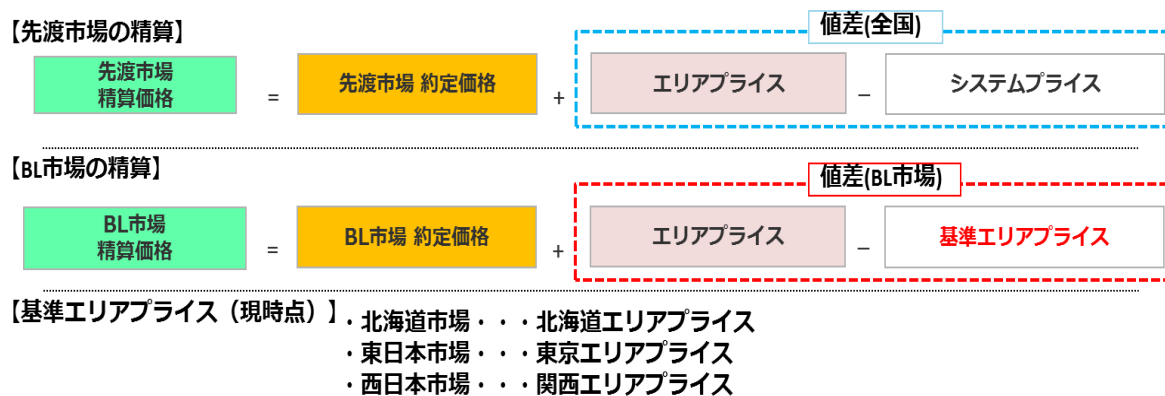


(BL市場の精算の仕組み)

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求められる。

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 市場は全国を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が考えられる。

(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が考えられる。

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が考えられる。

(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

#### ②買い手の取引要件

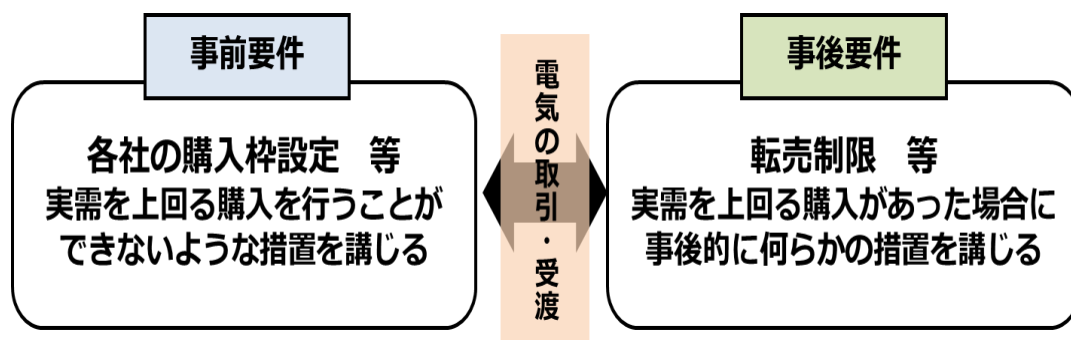
##### (基本的な考え方)

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、前日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を行い、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ことが考えられる。

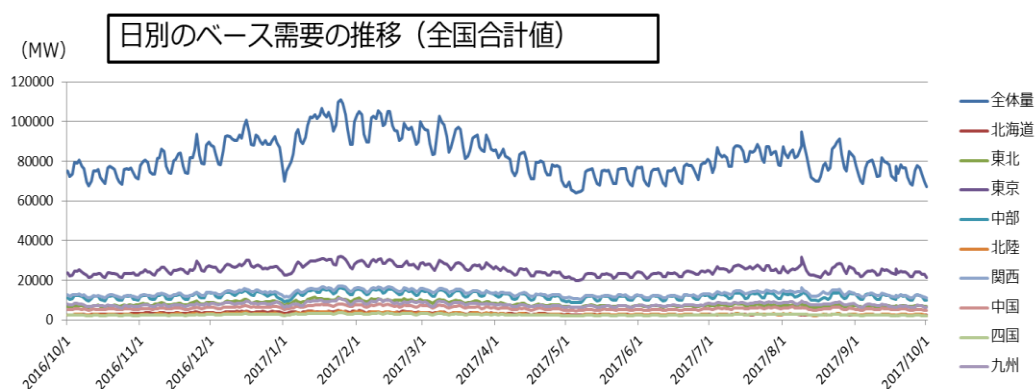
(参考図1-5)取引要件の基本的な考え方



(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<sup>4</sup>。各小売事業者にとって、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ことが考えられる。

(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

<sup>4</sup> 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、小売事業者が計画的にベースロード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が考えられる。

他方で、小売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考えられる。

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、小売事業者登録後、一年間の実績を有しない事業者に限って認めることが考えられる。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、小売事業者登録における最大需要電力の見込み<sup>5</sup>の範囲内とすることが考えられる。

(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。

<sup>5</sup> 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が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関し、参加ペナルティを基本としつつ、超過量を翌年度の購入可能量から差し引くなど、行為の態様に応じたペナルティを課すことが考えられる。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<sup>6</sup>を行うことが求められる。

(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。このため、事前要件かつ実績値基準を基本にしつつ、小売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が考えられる。

この論点については、引き続き、新電力にとってのBL市場の使い勝手の良さや新電力間の公平性、発電事業者への負担感、市場参加者等関係者の事務コスト等を踏まえつつ、引き続き慎重に検討を行っていく<sup>7</sup>。

<sup>6</sup> 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。

<sup>7</sup> 本作業部会の議論において、事前要件かつ実績値基準が妥当であるとの委員・オブザーバーからの意見が多数出されたが、需要の増加が確実に見込まれる場合は、計画値基準を取

(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"> <li>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></li> <li>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</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>
ベース需要の減少が予想される場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> <li>※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講堂を良くするため、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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>
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"> <li>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)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(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></li> </ul>

(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 が行うことが考えられる。(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。)

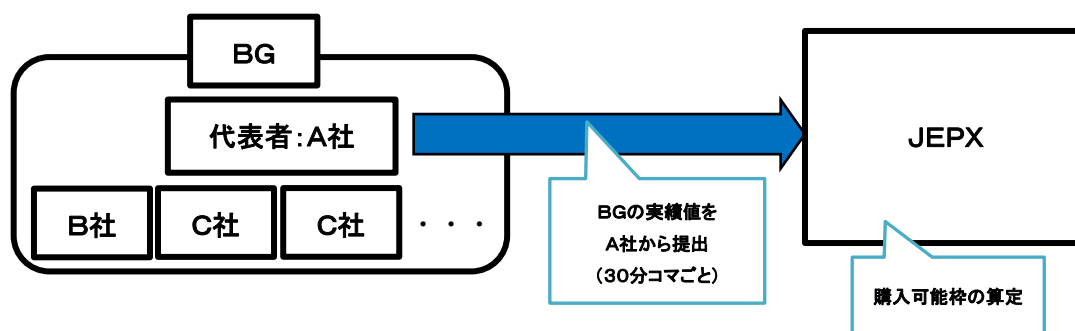
なお、この場合、スポット市場の買い手が実質的にBG(バラシンググループ)の代表者に限られていることを踏まえると、算定に必要な実績値については、各BGの代表者からJEPXに対し、毎年度、初回オークションの開催前に提出することが考えられる<sup>8</sup>。

ただし、オークション開催前にBG内から退出する小売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にはBG内に参加している小売事業者の実績値を提出することが求められる。

り入れ、事後要件を採ることが適切ではないかとのオブザーバー意見もあった。  
<sup>8</sup> 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だと考えられる。



(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と考えられる。

また、事前要件(実績値基準)を採用する場合、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、新たに小売事業者に登録したばかりの事業者について、例外的に計画値基準を認めた場合についての取扱いについては、柔軟な対応を行うことが考えられる。具体的には、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<sup>9</sup>ことが考えられる。

(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、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ことが考えられる。

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、買い入札を入れることを禁止)、②一部禁止

<sup>9</sup> この場合、取り消し・下方修正については、BG単位ではなく、新たに小売事業者に登録した事業者に限って認めることとする。なお、既存の小売事業者についても計画値基準を認めるとともに、年度内の取り消し・下方修正を認めるべきとのオブザーバー意見もあった。

(自エリアが含まれる市場範囲での買い入札を禁止)、③自エリアのみ禁止(自エリアでの買い入札のみ禁止)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、選択肢②(一部禁止)を採ることが考えられる。

(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、買い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い入札を禁止 (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、東エリアで買い入札を入れることが可能に)
③:自エリアのみ禁止	自エリアでの買い入札のみ禁止 (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、買い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BU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こと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。

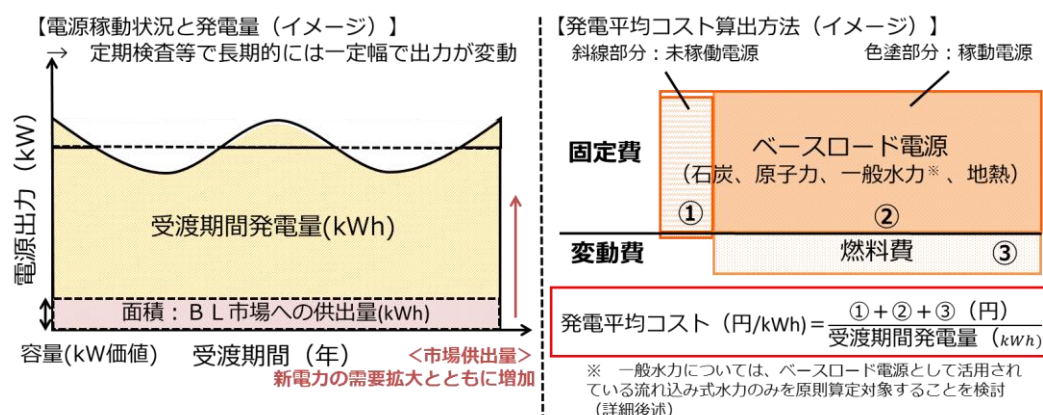
個別の市場供出量については、エリアの卸供給における支配的な事業者に対する非対称的な措置として電源の切り出しを求めることも鑑み、制度的に供出を求められる事業者のエリアにおける供給力やエリア離脱需要量等、エリアに関連する指標に基づき、全体供出量を各エリア並びに各事業者に按分していくことが考えられる。

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<sup>10</sup>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。

---

<sup>10</sup> 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。

(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だと考えられる。

(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が考えられる。

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求めることが考えられる。

### 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、ベースロード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、当初は 1 として、0.67 程度<sup>11)</sup>に段階的

<sup>11)</sup> 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、みなし小売事業者(シェア 70%と仮定)にとって販売電力量の 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。平成 27 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、みなし小売のベース需要は現状を維持できない可能性が高いと考えられる。)

に引き下げることが考えられる<sup>12</sup>。

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が考えられる。

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求められる。

#### （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、貫徹小委員会の中間とりまとめを踏まえ、①全国規模で一定の発電規模、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とが考えられる。（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ことが考えられる。

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が考えられる。

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<sup>13</sup>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

<sup>12</sup> 調整係数 d の段階的な引下げの算定式等については別途検討。

（参考表 1 - 6）調整係数（d）の変動イメージ

新電力 シェア	10%～	15%～	20%～	25%～	30%～
調整係数 (d)	× 1	× 0.9	× 0.8	× 0.7	× 0.67 (≒ 2/3)

<sup>13</sup> 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

ことが考えられる。

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ことが考えられる。

(参考表1-7) 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とすることが考えられる。

(参考表1-8) 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

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」で按分して供出力比率を算定。

(電発の契約見直しの考え方)

前述の事業者別の供出量の考え方を踏まえると、供出量確保のため、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が考えられる<sup>14</sup>。

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

$$\times 24h \times 365 \text{ 日} = 8760h$$

(参考表1-9)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。

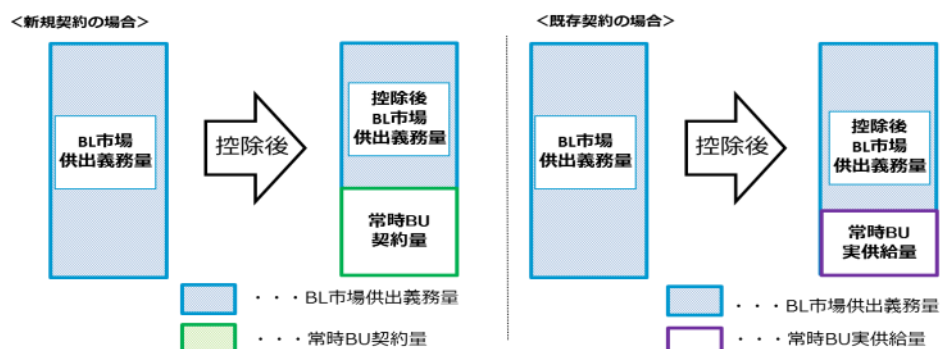
※ただし、沖縄は除く。

(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、その取引量を BL 市場における供出量等<sup>15</sup>から控除することを基本とすることが考えられる。

具体的には、前年度の常時 BU 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を基本とすることが考えられる。

(参考図1-10)常時バックアップ分の控除量について



<sup>14</sup> 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ことと考えられる。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。

<sup>15</sup> 初年度の取扱いについて指摘があったため、今後検討することが考えられる。



(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<sup>16</sup>することが考えられる。

控除の対象となる相対契約については、例えば、下図の要件を満たしたものに限定することと考えられる。なお、BL 市場に供出される予定であった取引の相当量が相対取引を通じて行われることになれば、市場への供出量が大幅に減少することになるため、旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量を一定量に限ることが考えられる。なお、控除可能量については、状況に応じて見直すことが考えられる。

また、BL 市場に供出される予定であった取引の相当量が、相対取引を通じて行われることになれば、市場への供出量が大幅に減少することになるため、旧一般電気事業者等の供出量からの控除可能量を一定量に限ることとし、控除可能量については、状況に応じて見直すことが求められる。

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<sup>17</sup>ことが適当と考えられる。

(参考表 1-10) 控除の対象となる相対契約の要件(例)

控除の対象となる相対契約の要件(例)	
①	一定の負荷率(例えば 95%以上を想定) (一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算することとする)
②	6ヶ月以上を想定
③	新電力間の公平性にも配慮した形で取引が行われること。

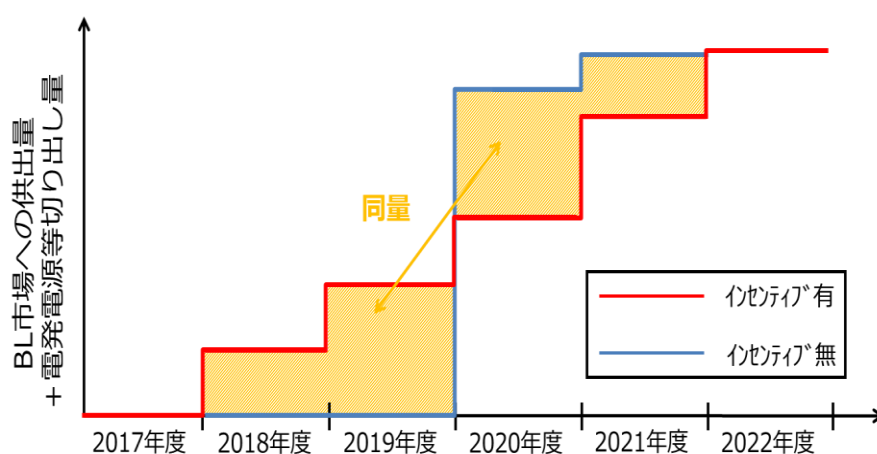
<sup>16</sup> 買い手については、新電力のベースロード電源のアクセスを確保する観点から新電力のみに限定することが考えられる。なお、新電力の定義については別途検討する。  
また、電発の供出量の控除方法については、市場エリアごとに供出量から控除するかどうかも含め、取扱いについては今後検討する。

<sup>17</sup> 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。

(電発電源の切り出し)

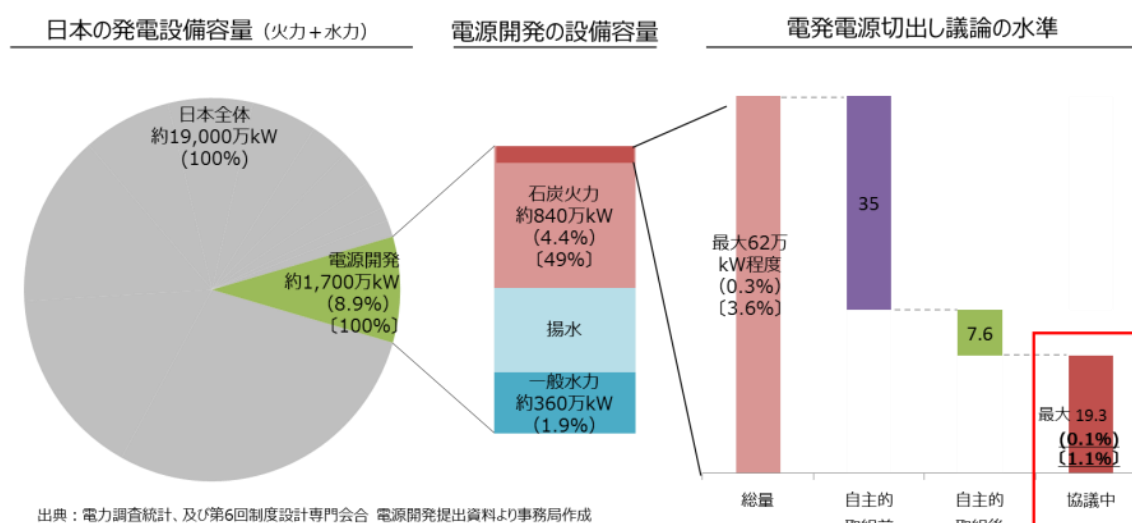
BL市場創設前にも、BL市場における取引と同等の効果を持つと考えられる取組(電発の切り出し等)が実施されることは、競争活性化の観点から非常に重要であるが、こうした取組に対し、BL市場における制度的措置との関係で、何らかのインセンティブを付与することが考えられる。なお、インセンティブを付与することにより、一時的にBL市場への供出量が減る等したとしても、BL市場創設前から早期に競争活性化効果を発現する観点からは、全市場参加者にメリットがある。

(参考図1-11)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と。

(参考図1-12)電発電源切り出しの実態



(参考表1-11) 電発電源の切り出しの協議状況

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	検討・協議中	検討・協議中	・ 原子力再稼働による安定した需給状況の継続的な確保及び(切出し対象としている水力発電の)運用上の課題解決と当事者間の合意	・ 5月、6月に協議を実施
東北電力	検討・協議中 (5~10万kW程度**)	原子力再稼働等による需給改善後	・ 原子力再稼働等による需給の安定	・ 1月、2月、3月に協議を実施
東京電力EP	3万kW*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*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**の一部)	原発再稼働を待たず、需給状況の改善後	・ 需給状況の改善	・ (1月以降はなし)
関西電力	35万kW**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*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*	平成29年8月上旬に切出し予定	・ 伊方3号機再稼働後の安定した運転	・ 4月、5月、6月に協議を実施
九州電力	検討・協議中 (3~5万kW*)	玄海原子力再稼働後	・ 玄海原子力再稼働	・ 1月、3月、4月、6月に協議を実施
沖縄電力	1万kW*を切出し済み		更なる切出しについては未定	

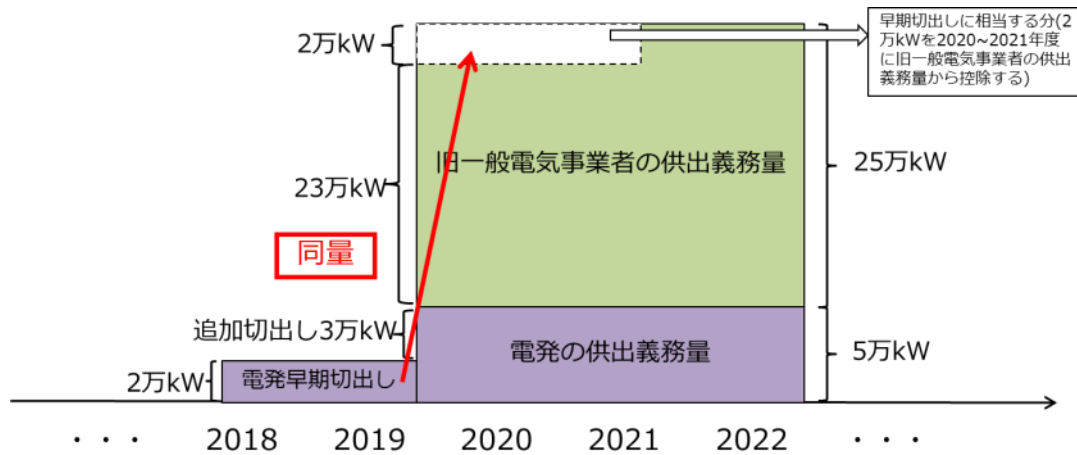
出所：旧一般電気事業者からの提供情報  
\*：送端出力、\*\*：発端出力

：具体的な進展があった項目

(出所：2017年7月 電力・ガス取引監視等委員会 第20回制度設計専門会合)

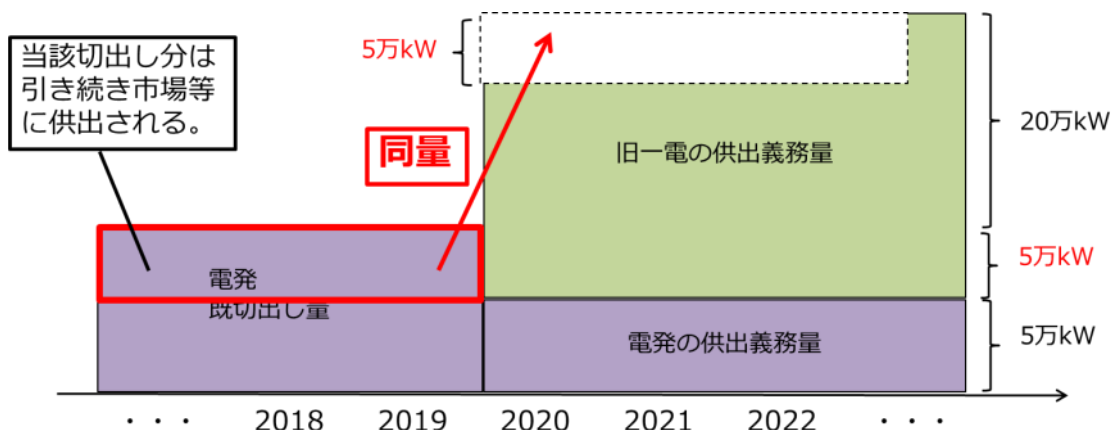
インセンティブについては、BL市場に対して制度的に電源供出を求められる旧一般電気事業者が同市場創設前に電発電源の切り出し等を行った場合、事前に切り出した総量分を旧一般電気事業者の供出義務量から控除することが考えられる。

(参考図1-13) 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、電発電源の供出量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ことが考えられる。

(参考図1-14) 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<sup>18</sup>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<sup>19</sup>ことが考えられる。

(参考表1-12) 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
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																							

<sup>18</sup> 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。

<sup>19</sup> 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。

#### (監視のあり方)

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考え方も適取 GL に所要の記載をすることが考えられる。

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の記載<sup>20</sup>すること考えられる。

また、BL 市場の監視の主体については、電力・ガス取引監視等委員会(以下、「監視等委員会」という。)が行うこととなる。

供出価格については、前述のとおり、BL 市場への供出に当たり、事業者ごとのベースロード電源の発電平均コスト<sup>21</sup>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。

この考え方を前提に、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事後的に監視を行うことが考えられる。

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ことが考えられる<sup>22</sup>。

監視の具体的方法としては、例えば、各事業年度の決算データ等からベースロード電源の

---

<sup>20</sup> 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。

<sup>21</sup> 発電平均コストについては、前述のとおり、小売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。なお、すべてのエリアで供出が求められる電発の供出上限価格は、全国一律の価格とすることが考えられる。

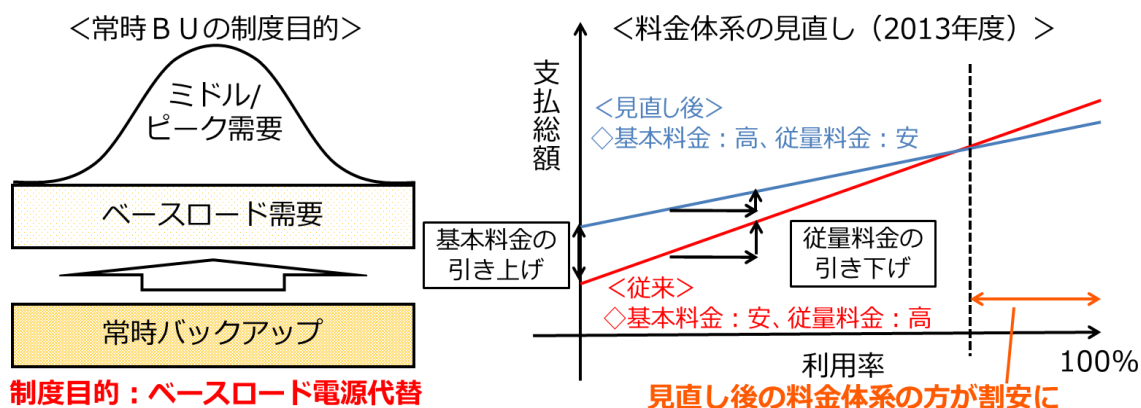
<sup>22</sup> この場合、発電平均コストの算定にあたり、資源価格の変動等を加味した価格を反映することとなると考えられる。

発電平均コストの実績値を確認し、入札価格との乖離が合理的な範囲であることを確認するといった手法や、グループ内の小売事業者と発電事業者間の卸供給価格を推定するための客観的なデータを収集するなどの手法が考えられるが、具体的な手法については、その実現性等を踏まえつつ、BL市場の取引開始までにさらに検討を行うことが求められる。

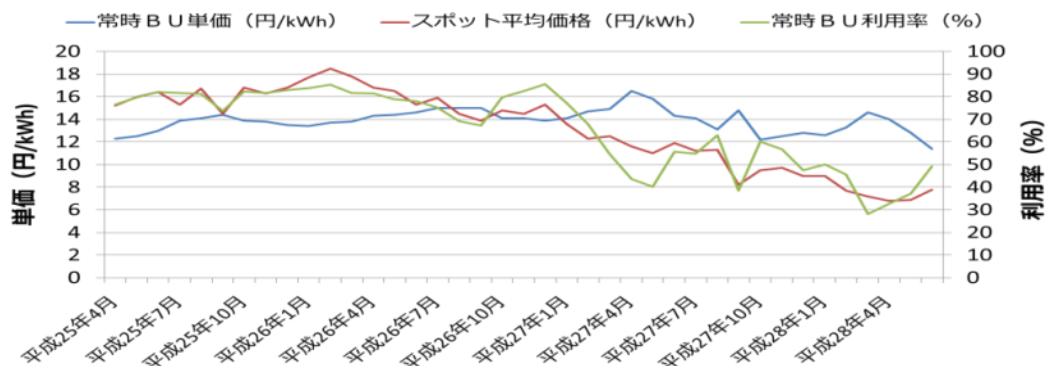
#### ④常時バックアップ等の扱いについて

今後の常時バックアップ<sup>23</sup>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<sup>24</sup>。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、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1-15)常時バックアップの制度目的等



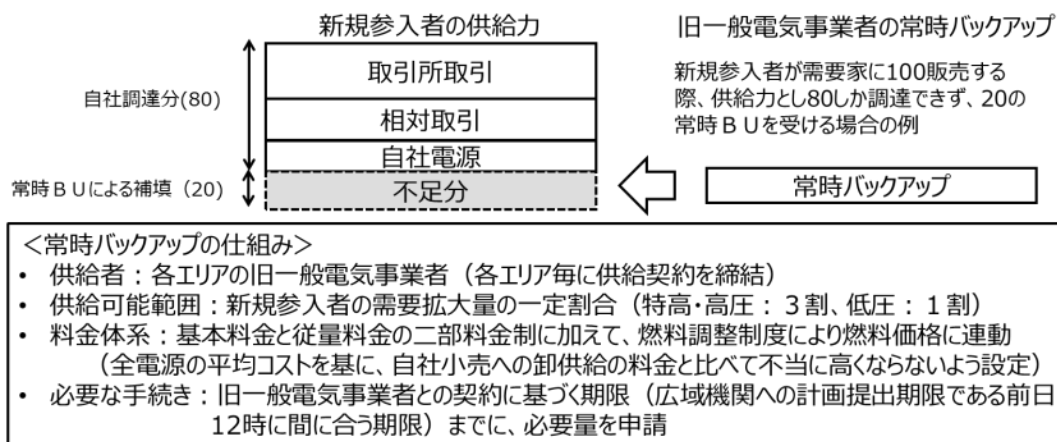
(参考図1-16)常時バックアップの単価と利用率、スポット平均価格の関係性



<sup>23</sup> 常時バックアップとは、「適正な電力取引についての指針」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。

<sup>24</sup> 常時BU利用率は、スポット価格と比べて常時BU単価が安い時は上昇。高い時は低下傾向にある。そのため、常時BU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。

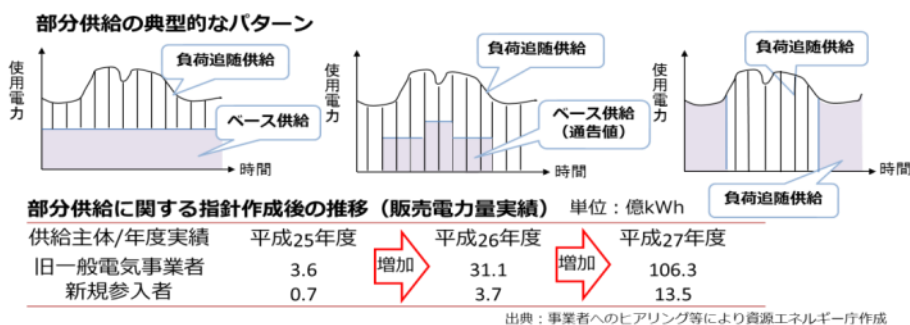
(参考図1-17)常時バックアップの仕組み



また、部分供給<sup>25</sup>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て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。

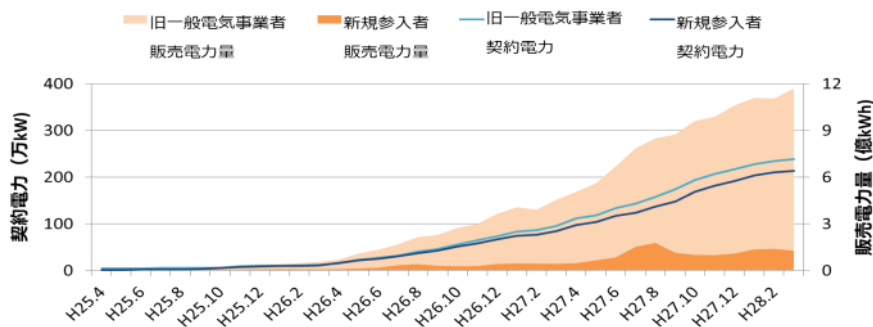
(参考図1-18)部分供給の典型的パターン



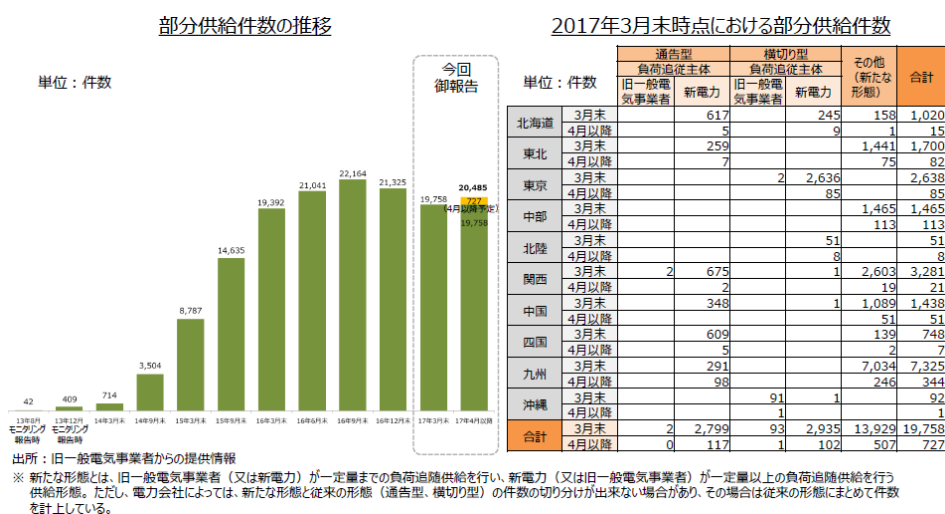
<sup>25</sup> 部分供給は需要家にとって供給を受ける選択肢拡大に資する上に、新規参入者の供給力不足を一般電気事業者からの供給で賄うことで新規参入者の参入促進に繋がるのが期待される。そのため、具体的な実施方法についての慣行を確立すべく、部分供給における契約電力の算定方法や託送料金の取り扱いを内容とする「部分供給に関する指針」を平成24年12月に定めた。その結果、部分供給に関する販売電力量は年々増加しており、平成27年度は全供給電力量のうち、約1.4%の電力が部分供給に関連して旧一般電気事業者及び新電力から販売されている。なお、常時バックアップ同様、卸電力市場が活性化するまでの過渡的措置として位置付けとなっている。



(参考図1-19)部分供給による契約電力と販売電力量の推移



(参考図1-20)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、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

買い手の取引要件や、監視のあり方等の必要な運用ルールおよび適取 GL への記載については、事業者ヒアリング等を踏まえつつ、引き続き本作業部会において、丁寧に検討を進めることとする。

また、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. 間接送電権

### (1) 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。貫徹小委員会中間とりまとめにおいては、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ーの達成を促し、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が適当とされ、公平性・公正性を確保するとともに、卸電力市場の取引増加を図るため、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を介して行う「間接オークション」へと変更することを軸にルールの見直しを行うこととされた。その後、平成 29 年 7 月の本作業部会中間論点整理において、「先着優先」に基づく連系線の利用登録の受付を停止する形で間接オークションが導入されることとされた。なお、間接オークションの導入時期は 2018 年度とされている。

JEPX の前日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囲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<sup>26</sup>。

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、詳細設計の検討にあたっては、①BL市場を含む先渡市場や、前日スポット市場、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。

---

<sup>26</sup> 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)

## (2) 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 は前日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、取引を行うことが考えられる。

なお、市場開設時期については、2019 年を基本として、詳細検討を進めていく。

### (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が考えられる<sup>27</sup>。

### (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考えられる<sup>28</sup>。

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論点となる。

<sup>27</sup> 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、B L 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。

<sup>28</sup> 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。

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とって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が考えられる<sup>29</sup>。

#### (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<sup>30</sup>、隣接するエリア間の値差を基準に商品設計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。

#### (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、オブリゲーション型<sup>31</sup>と、オプション型<sup>32</sup>の2つが考えられる<sup>33</sup>。

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

<sup>29</sup> 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。

<sup>30</sup> 具体的には、①隣接するエリア間の値差(=各地域間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。)

<sup>31</sup> オブリゲーション型は、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。

<sup>32</sup> 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。

<sup>33</sup> Bエリアの小売事業者が、「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。)

<オブリゲーション型>

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)

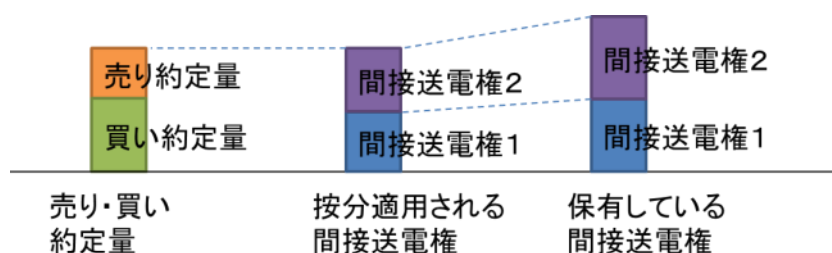
③Aエリア8円/kWh、Bエリア6円/kWhの場合 → 6円/kWh (Aエリア>Bエリア)

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る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<sup>34</sup>。

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が考えられる。

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が考えられる。複数種類の間接送電権を保有している場合は、按分して適用することが考えられる<sup>35</sup>。

（参考図2-1）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が求められる。

<sup>34</sup> 間接オークションの経過措置も、オプション型であると考えられる。

<sup>35</sup> オプ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（オプション型の保有者）に対して料金の精算を求めている例がある。）

#### (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)を上限とすることが考えられる。

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が考えられる。

#### (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が求められる。

#### (買い入札の上限量)

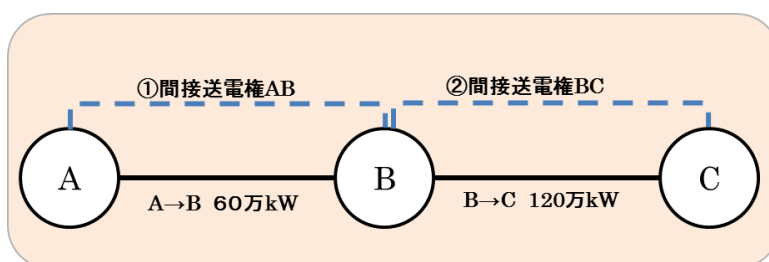
間接送電権は、関係事業者におけるエリア間値差リスクを軽減し、ベースロード電源市場を含む先渡市場を活性化させ、エリアをまたぐ広域的取引環境を整備するためのものである。

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が考えられる<sup>36</sup>。

<sup>36</sup> 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が考えられる。

#### (参考図2-2)買い入札上限量のイメージ



#### (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 の前日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<sup>37</sup>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と考えられる。

#### (決済額に対する抑制)

間接送電権の取引後、前日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<sup>38</sup>。

#### (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 の前日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 の前日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 の前日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。

---

<sup>37</sup> 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、前日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 の前日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、前日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。

<sup>38</sup> 平成 29 年 7 月の本作業部会中間論点整理において、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が求められる。

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、新たな地域間連系線の増強は、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が求められる。

#### (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<sup>39</sup>(デリバティブ取引には該当しない)と考えられる。

#### (3) 今後について

本作業部会における検討を踏まえ、事業者ニーズ等を踏まえ JEPX 等を中心に更に詳細検討を進めた上で、改めて国の審議会等に検討結果を報告することとする。その際、JEPX 等における検討の結果、技術的な視点から、本作業部会における検討を修正する必要がある場合には、修正の上、検討結果を報告することとする。

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も考えられる。

---

<sup>39</sup> 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。



## 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。

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。

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<sup>40</sup>。

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して検討を進めるべきと考えられる。

なお、容量の取引を全て容量オークションで行い、kW 価値を支払う場合でも、容量オークションによって発電側が受け取る額と小売側が支払う額が等しくなるといった一定の条件下では、容量オークション外で事業者間の契約を見直すことにより、従来の相対契約と実質的に

---

<sup>40</sup> 第6回制度検討作業部会(平成29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。

等価な取引が実現できると考えられる。

ただし、例えば、エリアをまたぐ相対契約については、連系線制約によってエリア間の kW 価値に値差が発生した場合の扱い等により、等価な取引が実現しない可能性があることに留意が必要である。

#### (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が望ましいと考えられる<sup>41</sup>。

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になると考えられる。

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<sup>42</sup>を行うことになる。

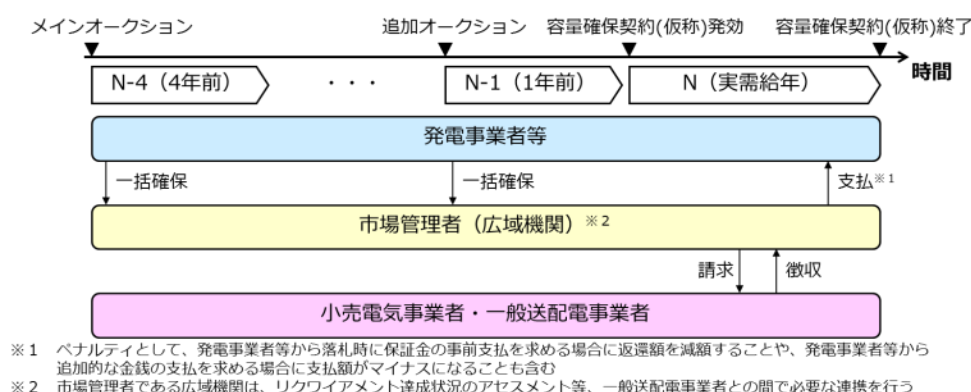
---

<sup>41</sup> 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っているが、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。

<sup>42</sup> 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。

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<sup>43</sup>。

(参考図3-1)容量市場の取引イメージ



#### (小売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<sup>44</sup>。

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<sup>45</sup>、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事業者が負担することになる。

<sup>43</sup> 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。

<sup>44</sup> 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。

<sup>45</sup> 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。

りはないことに留意が必要である<sup>46</sup>。

#### (発電事業者等と市場管理者との関係)

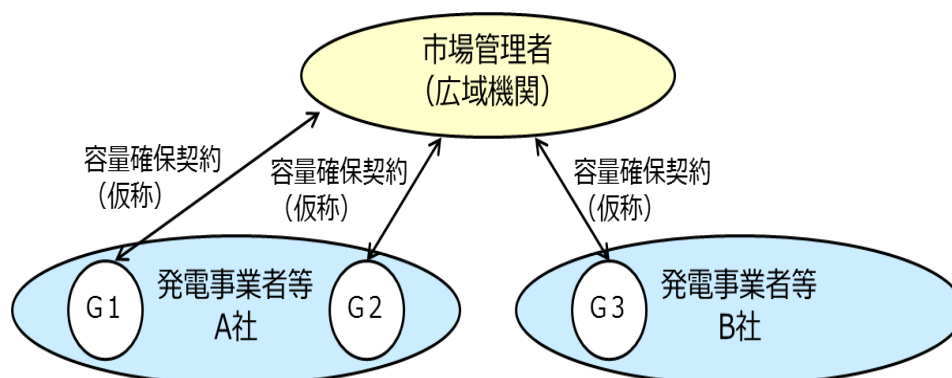
市場管理者は、落札した発電事業者等との間、及び、小売事業者等との間で、それぞれ費用精算が必要となる。

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が求められる。

#### (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が考えられる。

現状の調整力公募では、kW 価値は  $\Delta$  kW 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。

<sup>46</sup> 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用の措置を検討する。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。

(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が考えられる。

(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	<ul style="list-style-type: none"> <li>国全体で必要となる供給力(kW価値)の取引</li> </ul>	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>計画値に対して不足する電力量(kWh価値)の取引</li> </ul>	小売電気事業者
需給調整市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>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</li> </ul>	一般送配電事業者

### (容量市場の対象範囲)

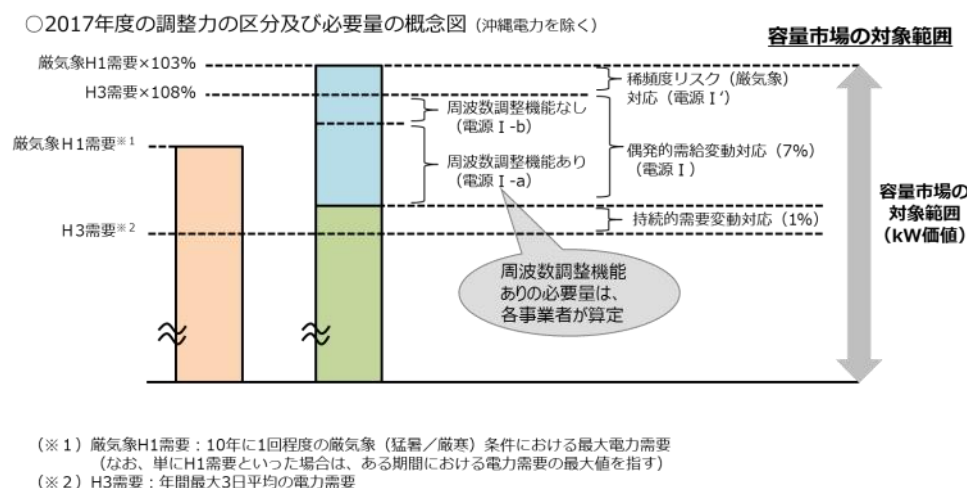
容量市場で取引する供給力(kW 価値)の範囲については、現行の供給力・調整力の必要量の考え方も踏まえ、

- 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<sup>47</sup>

を基本とすることが考えられる。

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が考えられる。

### (参考図3-3)容量市場で取引するkW 価値の対象範囲



<sup>47</sup> 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)

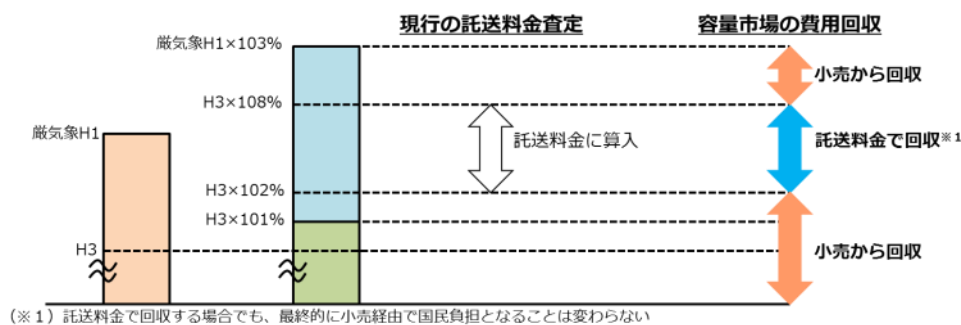
小売事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要があり、①については小売事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となる。

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、国民負担の総額には変わりはない。(小売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、小売事業者の実質的な支払額総額には変わりはない。)

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、残りを小売事業者から回収することを基本として検討を進めることが考えられる。

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方針等を踏まえ、適切に見直すことが考えられる。

(参考図3-4) 容量市場における費用回収の考え方





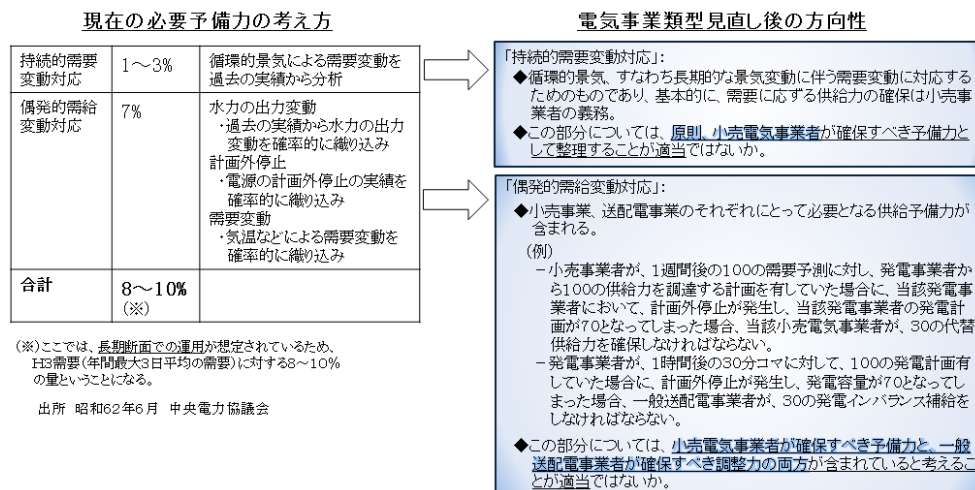
## これまでの供給力・調整力に係る整理

### (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、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、「小売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、「(偶発的需給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<sup>48</sup>。  
(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<sup>49</sup>。

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。

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。

<sup>48</sup> 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。

<sup>49</sup> 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つつ、容量市場の適用については別途検討が必要と考えられる。

## ②容量市場の取引の仕組み

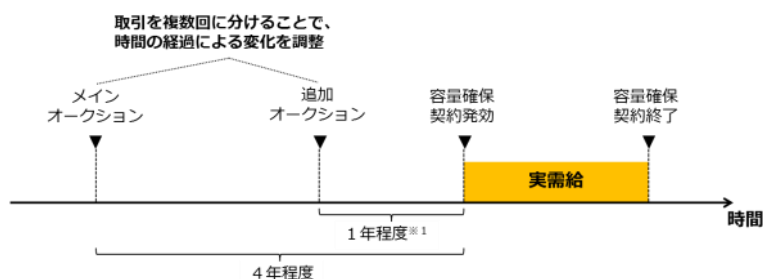
### (容量確保時期)

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が考えられる。

### (参考図3-6)容量確保時期のイメージ



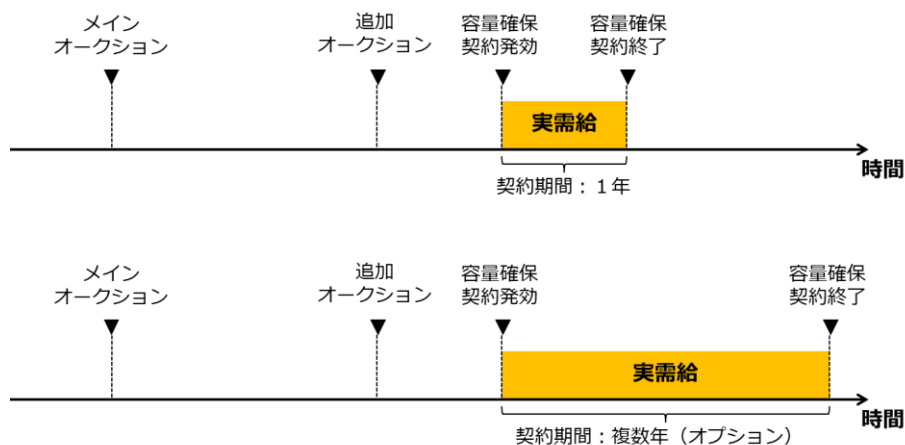
(※1) オークション開催時期について、今後技術開発が進んでより多くのDR参入が見込まれるようになった場合等は別途検討が必要。

### (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検討することが考えられる。

### (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ことが考えられる<sup>50</sup>。

- 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

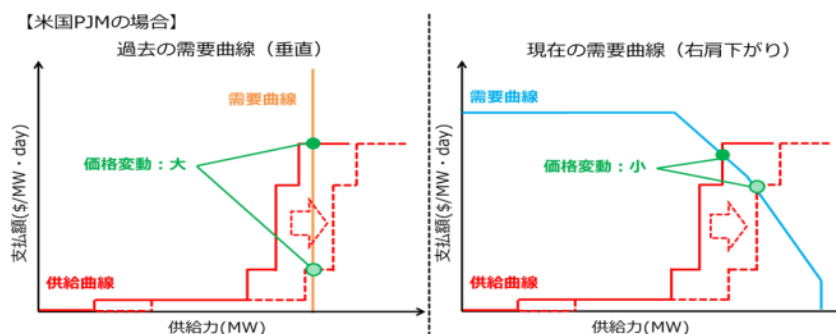
こうした要素を勘案しつつ、メインオークションと追加オークションの具体的な配分については、引き続き、広域機関において検討を進めることが求められる。

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、別途検討が求められる。

(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ことが考えられる。

(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

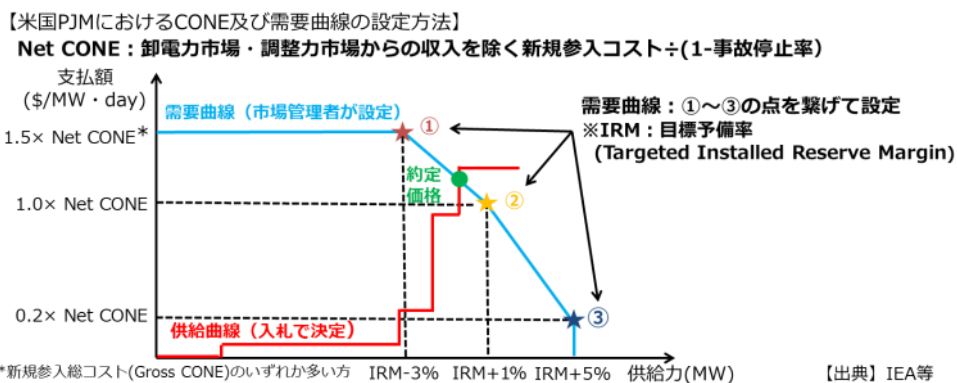
<sup>50</sup> 需要の下振れの可能性を勘案してメインオークション時の調達量を考慮するかどうかは、供給力確保の確実性を担保する観点や、調達コストの適正化の観点等を勘案して、今後検討を進めることが求められる。

### 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)

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がり（Downward Sloping Demand Curve）の需要曲線を 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



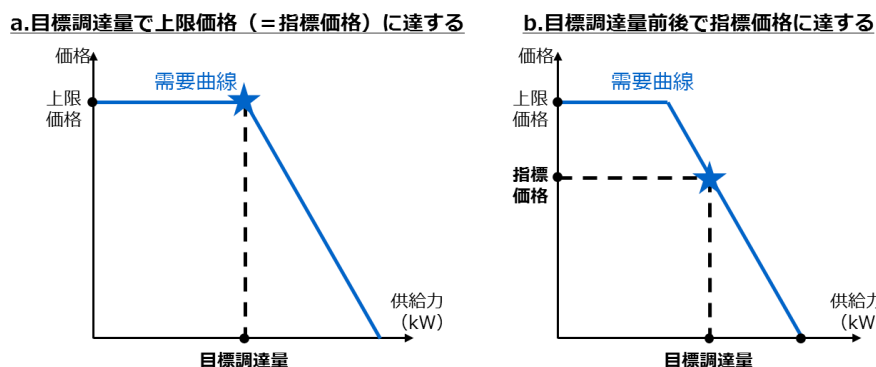
出所:2017年4月 基本政策小委員会第3回制度検討作業部会 事務局提出資料

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<sup>51</sup>。

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が求められる。

<sup>51</sup> 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



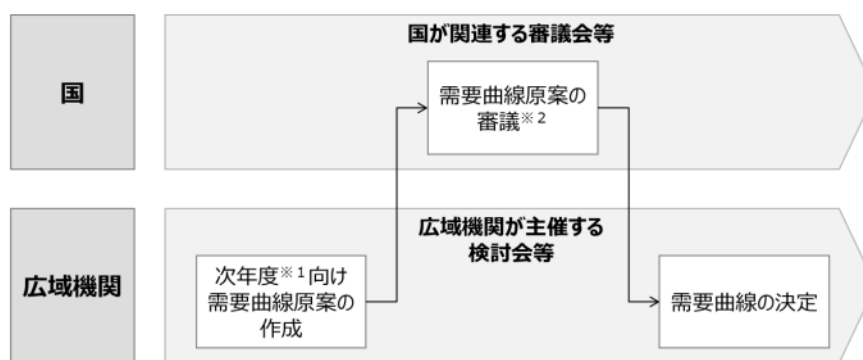
また、容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。

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<sup>52</sup>、
- ② 国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議<sup>53</sup>、
- ③ 広域機関において需要曲線を決定する

ことが考えられる。

(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

<sup>52</sup> 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。

<sup>53</sup> 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、バラシンググループ(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。

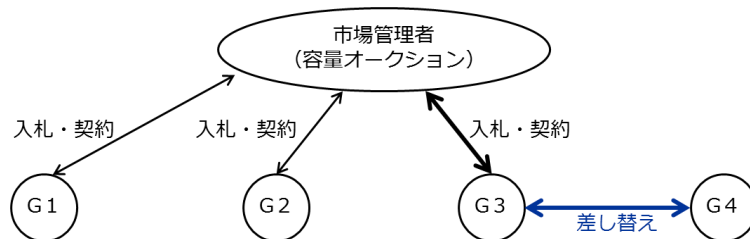
このため、オークションの入札単位は電源単位として契約する<sup>54</sup>ことを基本とすることが考えられる。

#### (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<sup>55</sup>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<sup>56</sup>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ことが考えられる。

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が求められる。

#### (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



<sup>54</sup> 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。

<sup>55</sup> 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。

<sup>56</sup> 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。

(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を行うことが考えられる。

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と考えられる。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が考えられる。また、小売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が求められる<sup>57</sup>。

(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、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が求められる。)<sup>58</sup>

(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と考えられる。

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。

<sup>57</sup> 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。

<sup>58</sup> 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。



### 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などの緊急時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、緊急時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が考えられる。

- 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、緊急時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、緊急時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べきと考えられる。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、緊急時のリクワイアメントを設定すべきと考えられる。

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と考えられる。

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<sup>5960</sup>。

---

<sup>59</sup> 「適正な電力取引の指針」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。

<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<sup>61</sup>。
- ②計画外停止をしないこと<sup>62</sup>。

<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<sup>63</sup>。

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に、広域機関において別途検討することが求められる。

(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

---

<sup>60</sup> 「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。

<sup>61</sup> 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、別途検討することが求められる。

<sup>62</sup> 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。

<sup>63</sup> 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が求められる。

ペナルティは求めないことを原則とすることが考えられる。

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が求められる。

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となる。

---

#### 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あたっては、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と考えられる。

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が考えられる。

(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線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が考えられる。

(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が求められる<sup>64</sup>。

#### 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。

<sup>64</sup> 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も必要と考えられる。

(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ヶ年の最大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、期待容量の算定にあたって、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<sup>65</sup>。

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、調整係数の設定にあたって、電源等の計画外停止率は考慮しないことが基本と考えられる。

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が求められる。

#### (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が基本と考えられる。

#### (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と考えられる<sup>66</sup>。

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進めることが求められる<sup>67</sup>。

---

<sup>65</sup> 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。

<sup>66</sup> 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考えられる。

<sup>67</sup> 必要に応じて落札量の上限を設定することも含めて、技術的な検討が求められる。

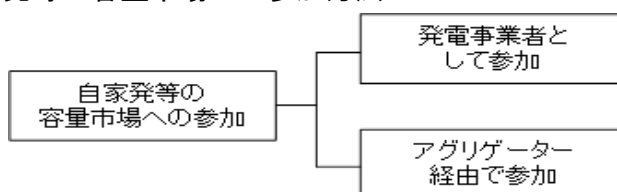
(自家発電等の扱い)

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考えられる。(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が考えられる。

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、個々の自家発電等については独自の調整係数は設定しないことが考えられる。

(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が基本と考えられる。

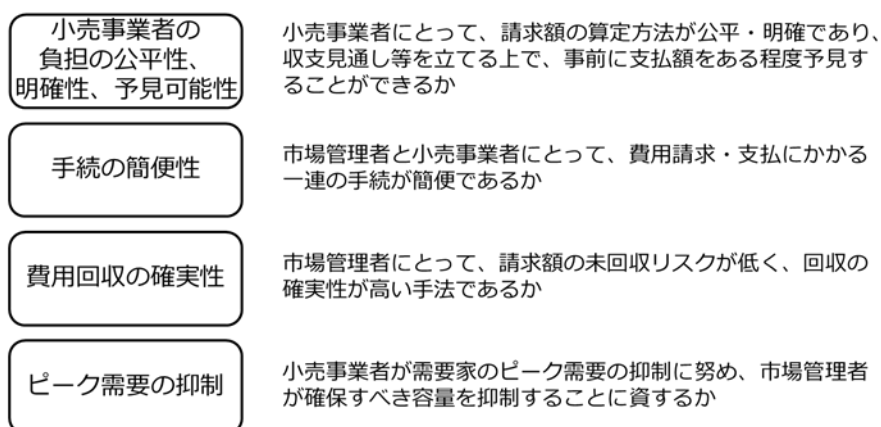


## ⑤小売事業者への費用請求の考え方

(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。請求額の算定にあたって考慮すべき点として、例えば、小売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<sup>68</sup>。これらを総合的に勘案して、小売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が考えられる<sup>6970</sup>。

(参考図3-15)小売請求の基本的な考え方



小売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<sup>7172</sup>。

68 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るべきとの委員からの指摘があった。

69 経過措置を導入する場合、経過措置期間中は小売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。

70 連系線制約によりエリア間値差が生じた場合、小売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。

71 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。

72 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）

(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
	小売事業者の最大電力(kW)に応じて配分<案1>	小売事業者のエリアピーク時の電力(kW)に応じて配分	小売事業者の電力量(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

上記を踏まえ、本作業部会では、下記の4案を比較して議論を行った<sup>73</sup>。

- ①エリアの年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する
- ②エリアの月間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する
- ③小売事業者の最大電力(kW)に応じて配分する
- ④小売事業者の最大電力(kW)を基準とした配分量と、電力量(kWh)を基準とした配分量を組み合わせる(2:1 法)

設備形成の原因者に多くの負担を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<sup>74</sup>。

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。

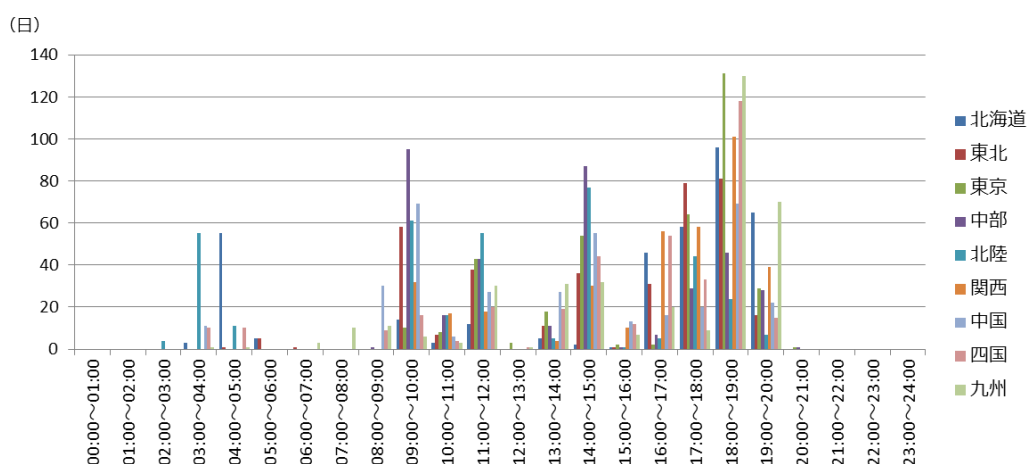
<sup>73</sup> 本作業部会の議論においては、容量市場は供給力(kW 価値)を取引する市場であり、kWh シェアをベースに請求額を配分することは合理性が乏しいとの委員からの指摘が多数あった。

<sup>74</sup> 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。

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<sup>75</sup>、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。

本論点は、小売事業者の事業環境に大きく影響を及ぼす可能性があることから、本作業部会における指摘や事業者からの意見、政策的な観点も踏まえて、引き続き慎重に検討を行っていく<sup>76</sup>。

(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

<sup>75</sup> 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。

<sup>76</sup> 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、②の案を基本として検討する案を提示したところ、委員からは①の案をベースにしつつも、予見可能性や小売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、②の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、小売事業者の実務の観点から②の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①の案を支持する意見があった。

## 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が必要とされた。

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ると、基本的には、新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うべきと考えられる。

### (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。

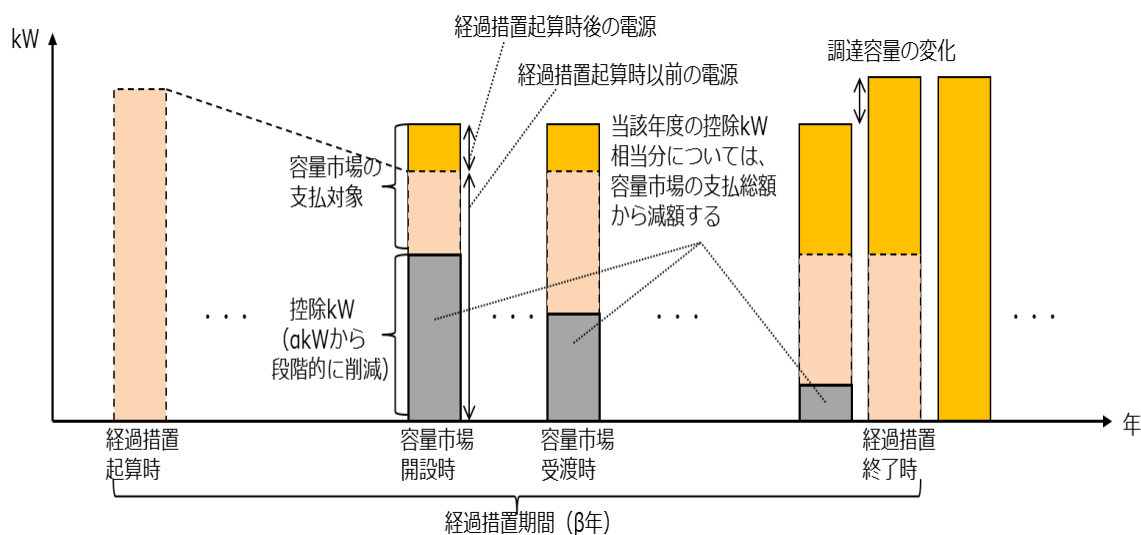
経過措置については、具体的には、以下が考えられる。

- 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<sup>77</sup>。
- ▶ 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、容量市場導入後の小売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ものであり、引き続き慎重に検討を行っていく<sup>78</sup>。

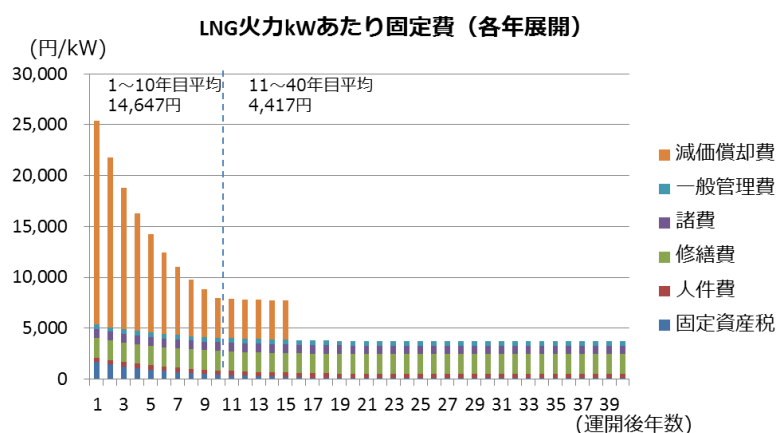
(参考図3-17)経過措置のイメージ



<sup>77</sup> 2023年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とす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事業者の費用負担が完全に免除されないことや、小売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年に取引され2024年に容量契約が発行される経過措置対象電源の控除率は42%と算定される。

<sup>78</sup> 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。

(参考図3-18) LNG 火力 kW あたり固定費 (各年展開)



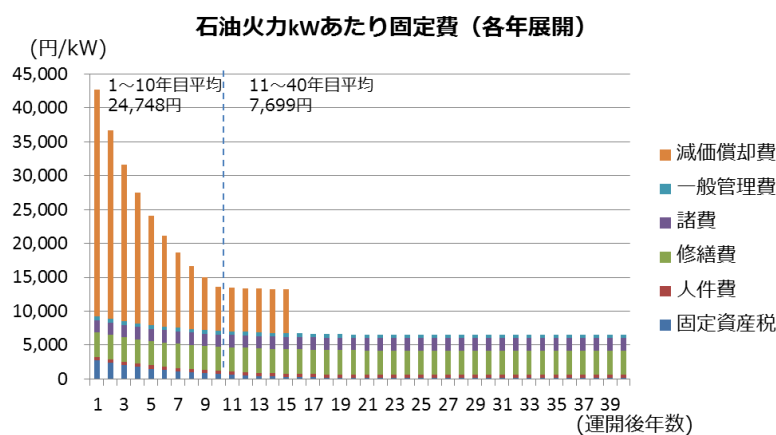
40年間 (単純合計) の固定費内訳

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

(参考図3-19) 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。

### (参考図3-20)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<sup>79</sup>。

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<sup>80</sup>。

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引き続き検討することが求められる。

#### (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。国全体に必要な供給力(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。

---

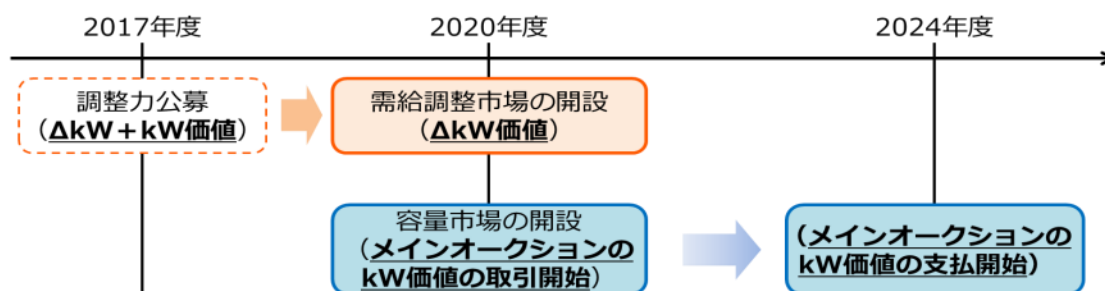
<sup>79</sup> FIT 電源による容量市場への参加は認めつつ、対価相当分を FIT 賦課金から控除する等の対応も考えられるが、FIT 電源はリクワイアメントの達成を求められる一方、容量市場から支払を受けられないことから、このような対応は難しいと考えられる。

<sup>80</sup> 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。

<sup>81</sup> 最低入札量については、広域機関において実務上の観点で踏まえ検討中。



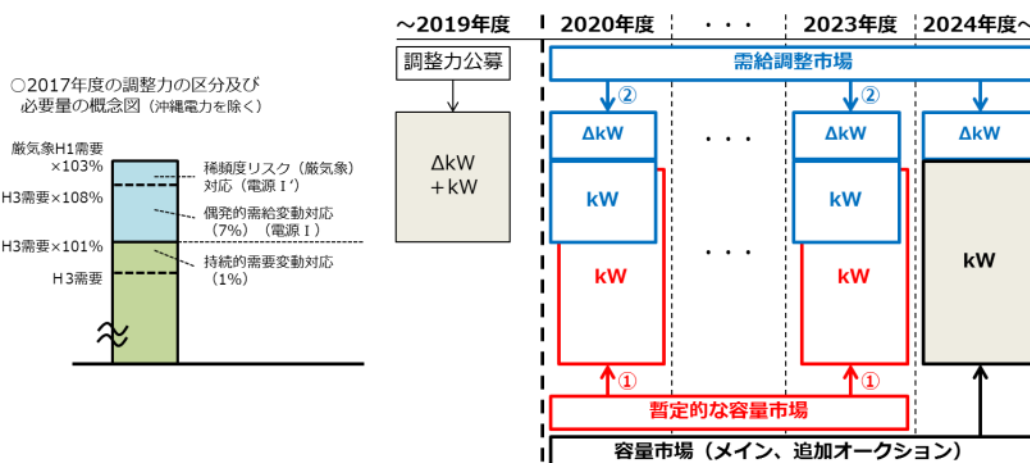
(参考図3-21) 需給調整市場と容量市場の開設スケジュール



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)

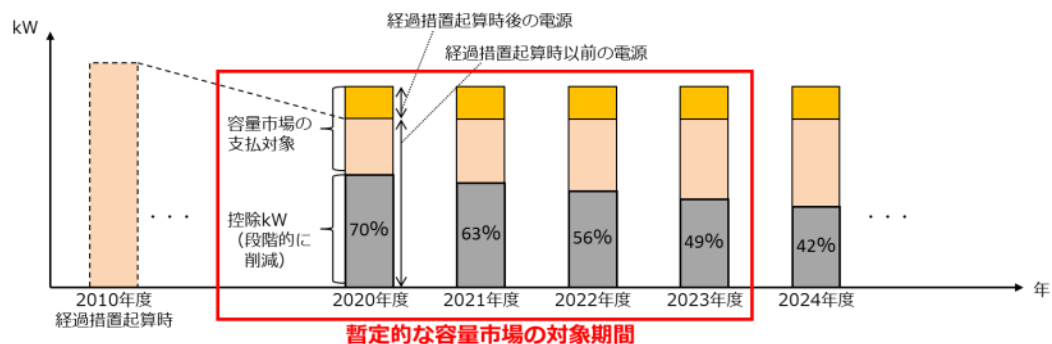
(参考図3-22) 2020 年度～2023 年度の kW 価値の扱いのイメージ



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切と考えられる。

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は、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)」の方が望ましいと考えられる。

(参考図3-23)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が考えられる。

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が求められる。

(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、<sup>82</sup>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あたっては、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。

<sup>82</sup> バランシンググループ (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。

(調整力を持つ電源等のリクワイアメント)

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が求められる<sup>83</sup>。

(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が考えられる<sup>84</sup>。

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が求められる。

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。

---

<sup>83</sup> 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。

<sup>84</sup> 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ことが考えられる。

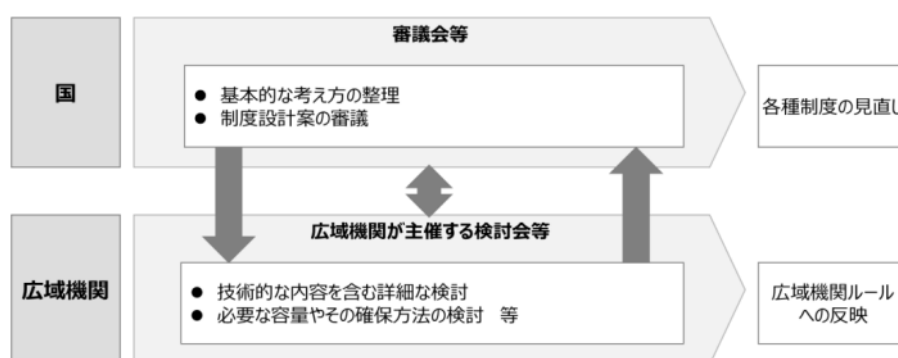
### (3) 今後について

小売事業者への費用請求の考え方や経過措置については、事業者ヒアリング等を踏まえつつ、引き続き本作業部会において、丁寧に検討を進めることとする。

また、沖縄エリアにおける容量市場の取り扱い、経過措置の導入等により既存相对契約において値差が生じた場合についての考え方、市場支配的な事業者への対応等については、必要に応じて、本作業部会において今後検討を行っていく。

その他の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。

(参考図3-24) 今後の進め方



## 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あたっては、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<sup>85</sup>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<sup>86</sup>。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、予備力調達費用は減少

<sup>85</sup> 電力システム改革専門委員会報告書(2013年2月)

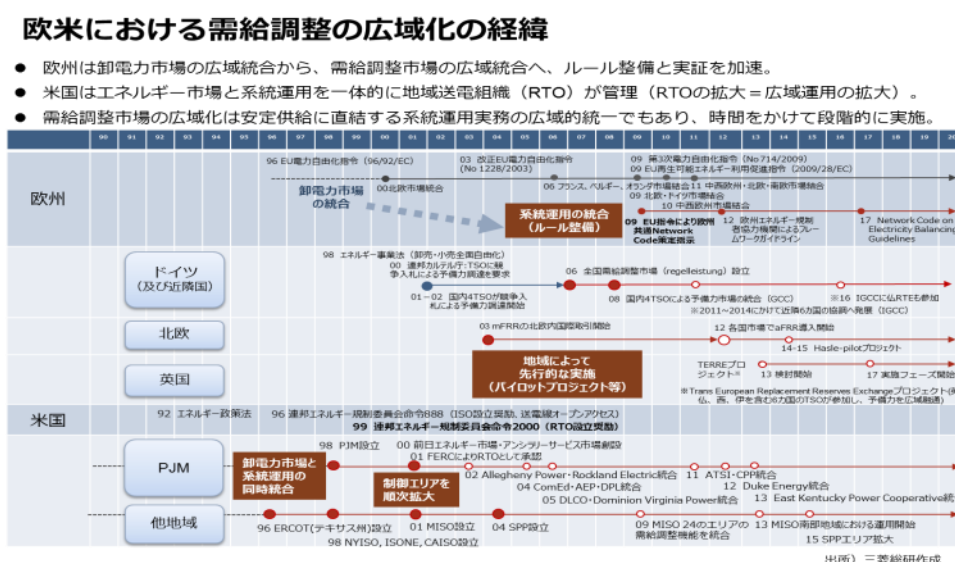
<sup>86</sup> 諸外国においても、調整力の調達のタイミングは必ずしも直前に限られないことから、「リアルタイム市場」ではなく「需給調整市場」という名称で議論を進める。

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<sup>87</sup>。

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あたっては、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。

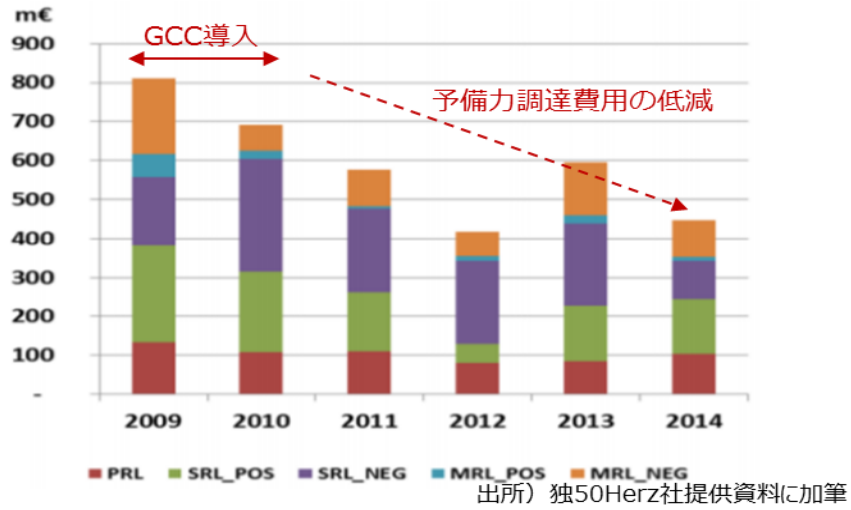
(参考図4-1) 経過措置のイメージ諸外国における需給調整市場の概要<sup>88</sup>



<sup>87</sup> 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（平成29年9月19日）資料3）に基づく。

<sup>88</sup> 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

(参考図4-2)ドイツの予備力調達費用の推移<sup>89</sup>

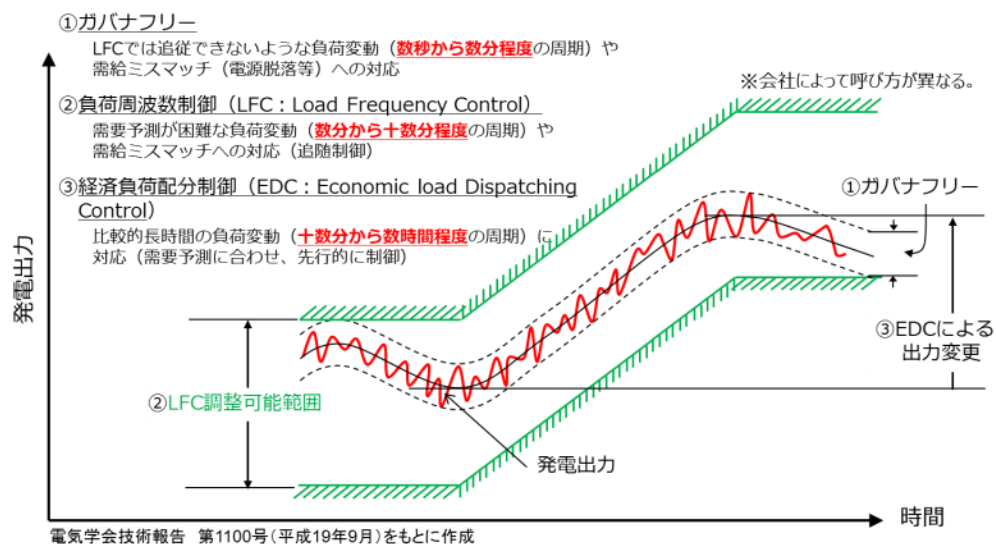


出所:2017年9月第11回制度検討作業部会株式会社三菱総合研究所提出資料

(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※)による発電機の出力量調整を組み合わせ、エリア単位で基準周波数を維持している。

(参考図4-3) 発電機の出力量調整による需給バランス・周波数維持<sup>90</sup>



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。需給調整にあたっては、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<sup>91</sup>

電源Ⅰ'：厳気象対応用の調整力

電源Ⅱ：小売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

<sup>90</sup> 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

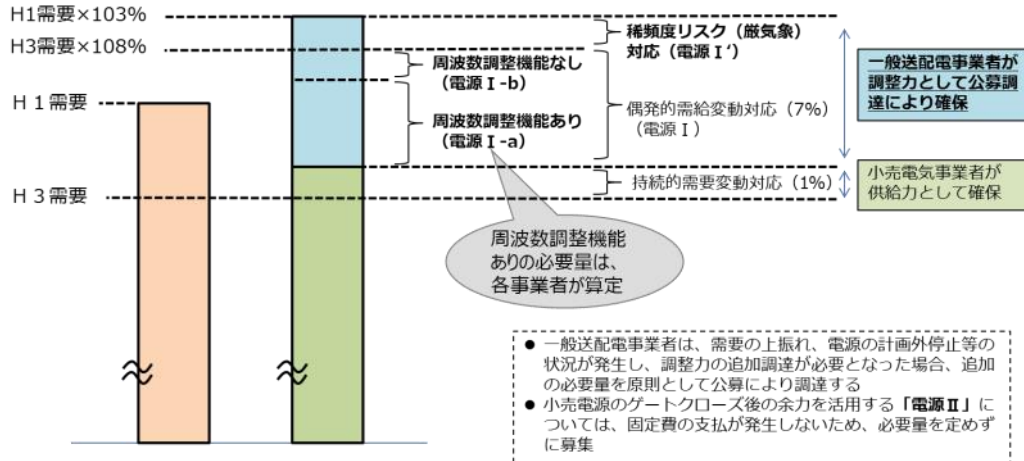
<sup>91</sup> 昨年度より実施された調整力公募においては、電源Ⅰを更に細分化(Ⅰ-a、Ⅰ-b)している。



(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。

(参考図4-4)2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図(沖縄電力を除く)



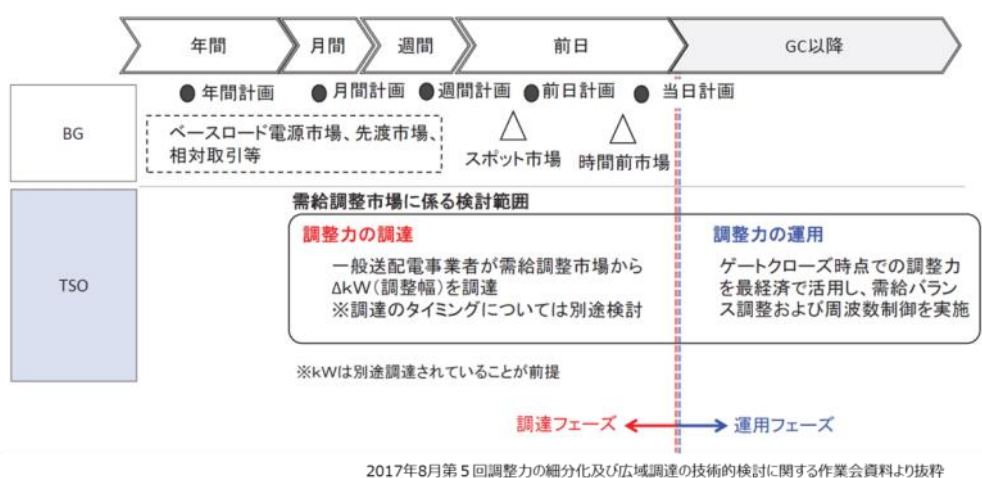
## (2) 詳細設計の方向性

### ① 基本的な考え方

#### (検討範囲及び検討にあたっての留意点)

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  $\Delta kW$  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



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)

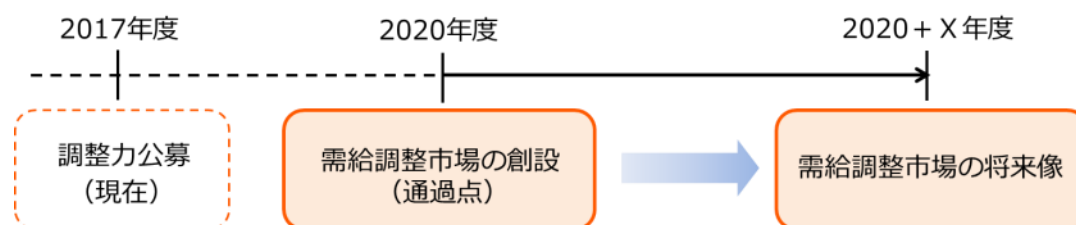
今後、需給調整市場を創設し、調達及び運用を行っていくにあたっては、システム改修や運用の抜本的な改変が必要となる。特に、エリアを越えた広域的な調整力の調達及び運用を行っていくためには、連系線の運用変更も含めたシステム改修が必要となると考えられる。こうした改修等を行うにあたっては、数年にわたる入念な準備期間が必要と考えられる。

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あたっては、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



## 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、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が求められる。<sup>92</sup>

発動までの応動時間、継続時間の数値その他の要件については、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が求められる。

<sup>92</sup> 商品に求められる要件である「発動までの応動時間」、「継続時間」の考え方については、  
・発動までの応動時間：指令を出してから指令値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。

(参考表4-1)需給調整市場における基本的な商品区分

	一・二次調整力 (GF・LFC) ※1		二次調整力②	三次調整力①	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	-	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
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
回線※2	-	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7~11時間以上	7~11時間以上	3時間程度
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・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4

※1 一次・二次 (GF・LFC) の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

※3 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

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前送配電が確保しておく必要性は少ない

### (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<sup>93</sup>(広範囲の停電が起きてしまった際に、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<sup>94</sup>(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が求められる。

### 93 (参考表4-2)ブラックスタート発電所の箇所数

#### 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)

<sup>94</sup> 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)

(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が求められる。

< 応札電源の評価(イメージ) >

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

$\alpha$  : 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

### ③需給調整市場の広域化

(広域化による効率化)

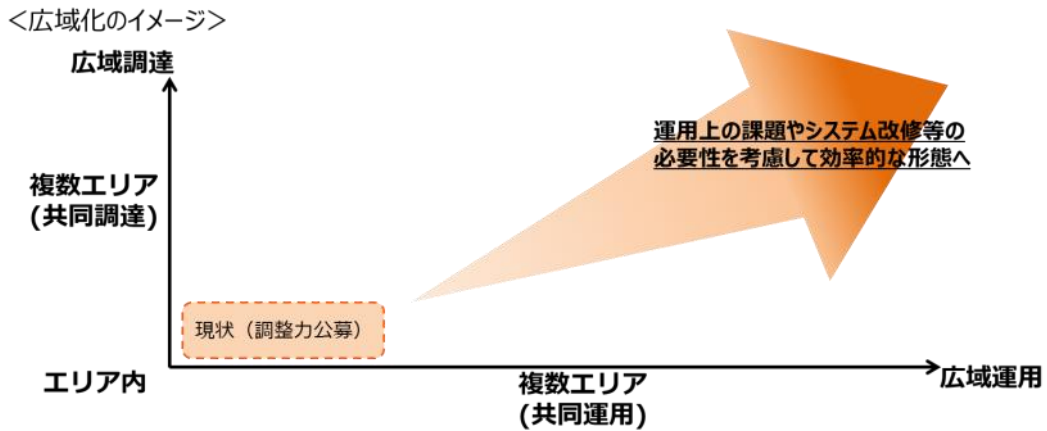
広域化は需給調整業務の効率化を目的としたものであり、諸外国の需給調整市場においても、エリアを跨いだ広域的な調達・運用を行っている。日本に特有な系統状況(串形構造)や、システム改修等、運用上の課題は考慮しつつ、低廉な電気料金を実現し、国民負担を最小限にするという観点からは、今般の検討においては我が国においても調整力の広域的な調達・運用の双方を実現していくことを前提に、市場設計等を進めることが求められる。

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。

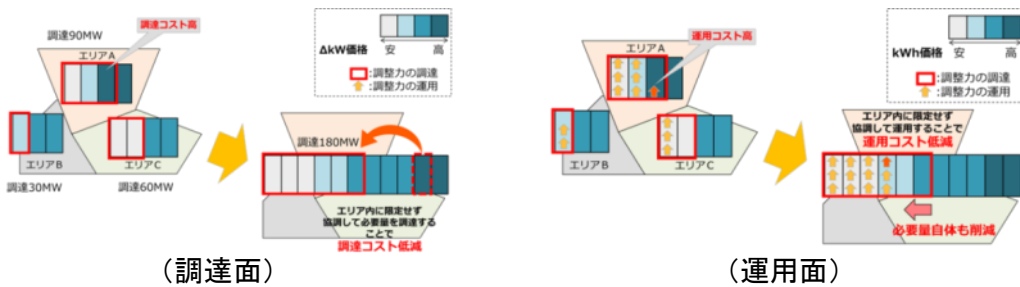
- ①複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を調達することにより、必要な調整力調達コスト( $\Delta$ kW)が低減
- ②複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を運用することにより、運用コスト(kWh)が低減
- ③加えて、協調して広域的に運用すれば、各エリア内で運用することに比べ、調整力の総量も減らすことが出来るため、調整力調達コストの低減も期待される。

他方で、調整力の広域的調達・運用にあたっては、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が求められる。

(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

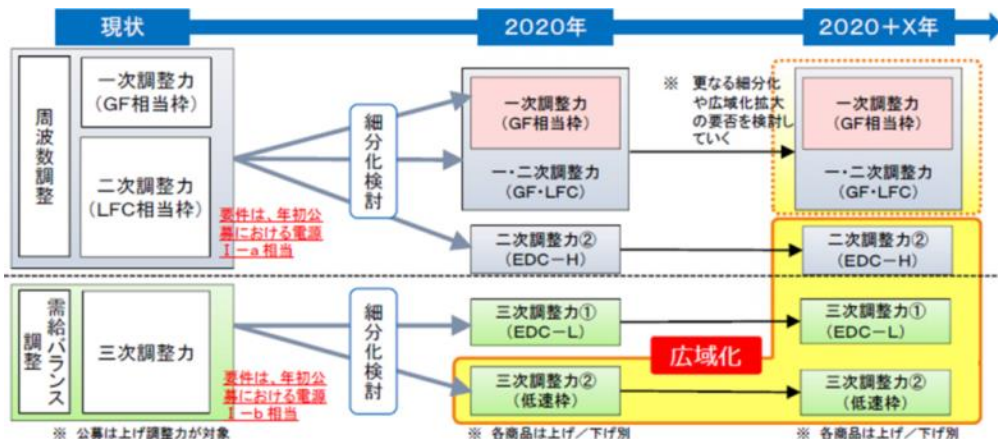


(広域化の範囲とスケジュール)

広域化を進めるにあたっては、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年においては、まずは低速域の三次調整力②の広域調達・運用を行うことを目指して準備を進めることが適当と考えられる。

その後、2020+X年においては、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、今後検討することが求められる。

(参考図4-9) 需給調整市場における2020年および2020+X年の広域化の方向性



(2020 年に向けた対応)

2020+X 年の広域化の絵姿を実現するためには、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 年は期近であり、三次調整力②の広域調達・運用を行うにあたって、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。

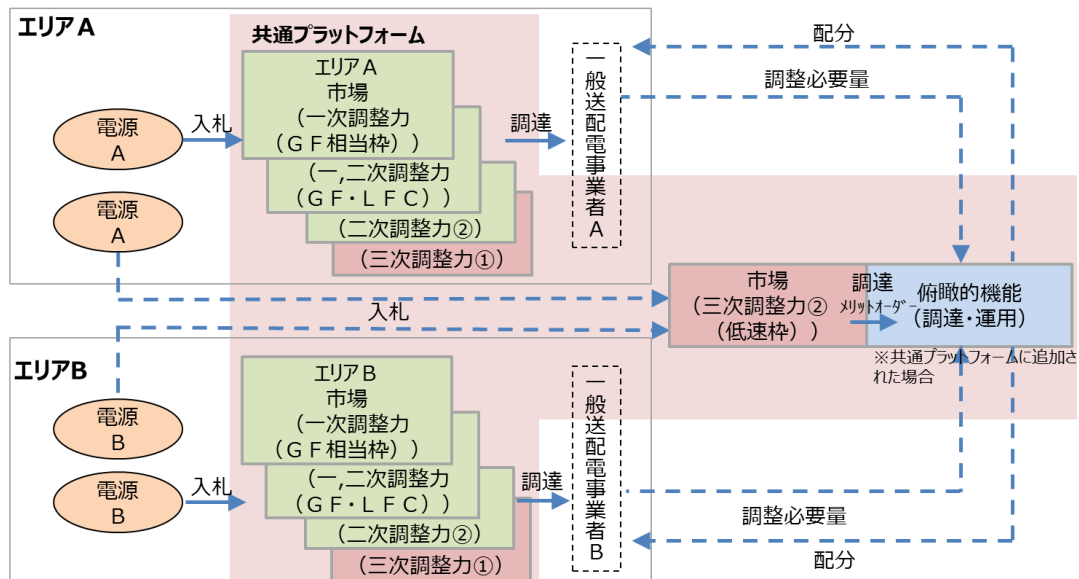
広域調達・運用についての技術的な事項については、本作業部会における検討を踏まえ、さらに広域機関において詳細検討を行うことが求められる。

(共通プラットフォーム)

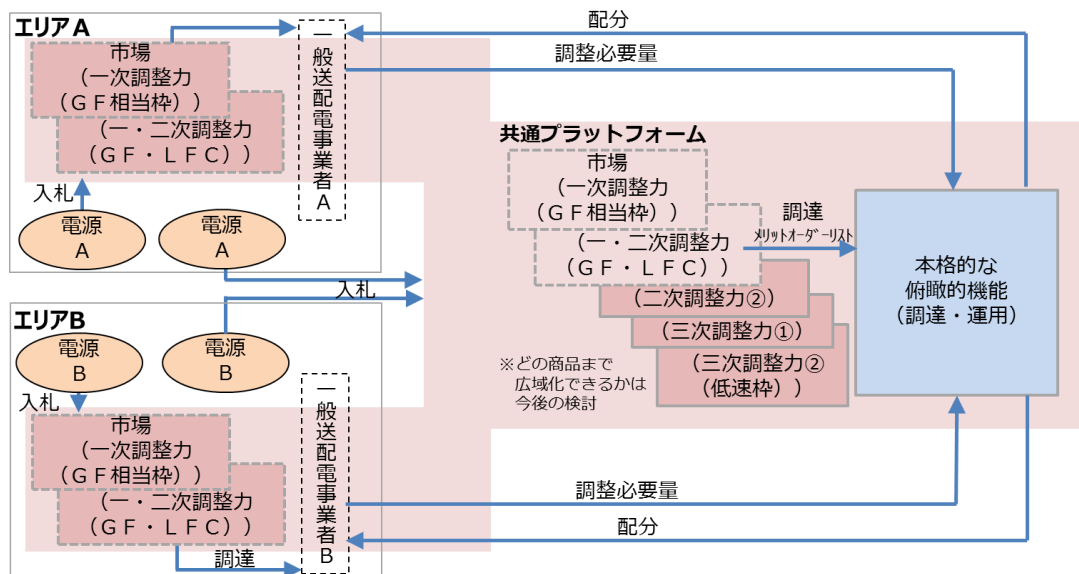
各一般送配電事業者が調達や運用のルールを調和させずバラバラに需給調整市場を開設した場合、調整力の広域的運用や、将来的な需給調整市場の更なる広域化の妨げになり、市場システムの開発費の重複や、電源等の対応コスト増加が懸念される。

このため、2020 年に向けては、簡素な共通プラットフォームを開発し、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と考えられる。また、将来的(～2020+X 年)には、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4-10) 2020年における広域化を踏まえた需給調整市場の在り方<sup>95</sup>



(参考図4-11) 2020+X年における広域化を踏まえた需給調整市場の在り方<sup>96</sup>



<sup>95</sup> 2020年には、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。

<sup>96</sup> 2020+X年には、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。



#### (共通プラットフォームの開発の在り方)

2020 年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、開発することが適当と考えられる。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、留意が必要である。

他方で、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、広域機関等の場において、開発を担う代表会社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と考えられる。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が適当と考えられる。

また、上記の検討や審議にあたっては、2020 年に向けた共通プラットフォームを開発するにあたって、2020+X年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が求められる。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も求められる。

#### (市場開設主体)

2020 年に向けて、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、広域機関において有識者や関係事業者が参加する形で、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。

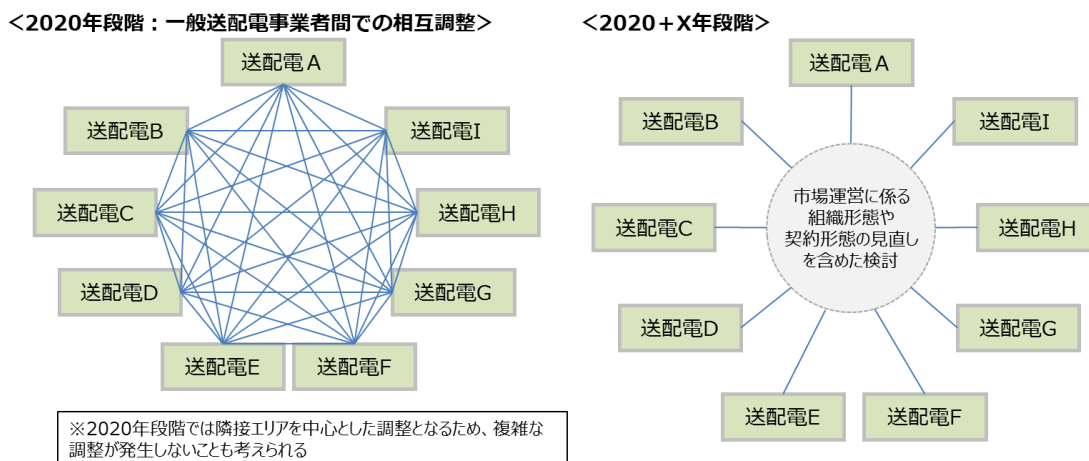
なお、2020+X 年の需給調整市場の整備やシステム開発に向けた検討についても、最短で実現可能な時期の精査も含め、当該委員会にて行うことが適当であると考えられる。その上で、重要な事項については、国の審議会に報告し審議することが適当と考えられる。

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年および2020+X年における市場開設主体



#### 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、調整力の調達にあたっては、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<sup>97</sup>。

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

<sup>97</sup> 詳細については、広域機関における技術的検討を踏まえ、本作業部会で検討する。

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)後の実運用にあたっては、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、広域調達・運用との関係も含め、さらに検討が求められる。

#### (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<sup>98</sup>。

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が適当と考えられる。

(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"> <li>・価格指標性が高い</li> <li>・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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。)</li> </ul>

<sup>98</sup> 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、こうした場合の取り扱いについては、引き続き検討が必要と考えられる。

(メリットオーダーの考え方)

需給調整に当たっては、 $\Delta kW$ 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る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  $\Delta kW$  に対する対価と、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( $\Delta kW$  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<sup>99</sup>。

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  $\Delta kW$  については、DRを含め、 $\Delta kW$  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<sup>100</sup>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、 $\Delta kW$  の総コストで評価することが適当と考えられる。

また、 $\Delta kW$  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  $\Delta kW$  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(バランシンググループ)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。

<sup>99</sup> 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。

<sup>100</sup> 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るとあり、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。

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。<sup>101</sup>

なお、ΔkW 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、その可否も含め、実務状況等を踏まえ広域機関において検討することが求められる。

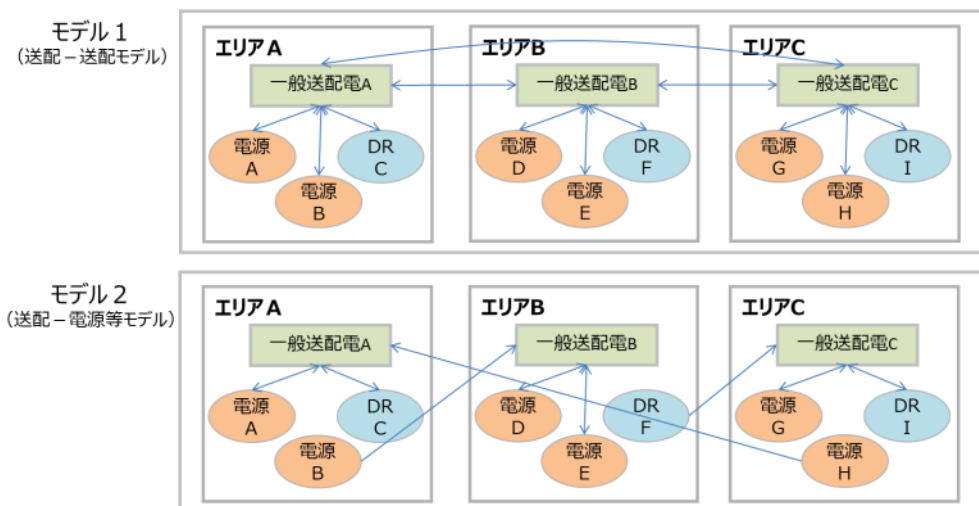
(契約形態)

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経由して契約を締結する方式(モデル1 送配一送配モデル)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 送配一電源等モデル)の2方式が考えられる。以下の観点から、2020 年においてはモデル1 (送配一送配モデル)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(送配一送配モデル)については、2020年時の暫定的な形態とし、2020+X年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(送配一電源等モデル)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。

(参考図4-13) 広域化を踏まえた契約方式



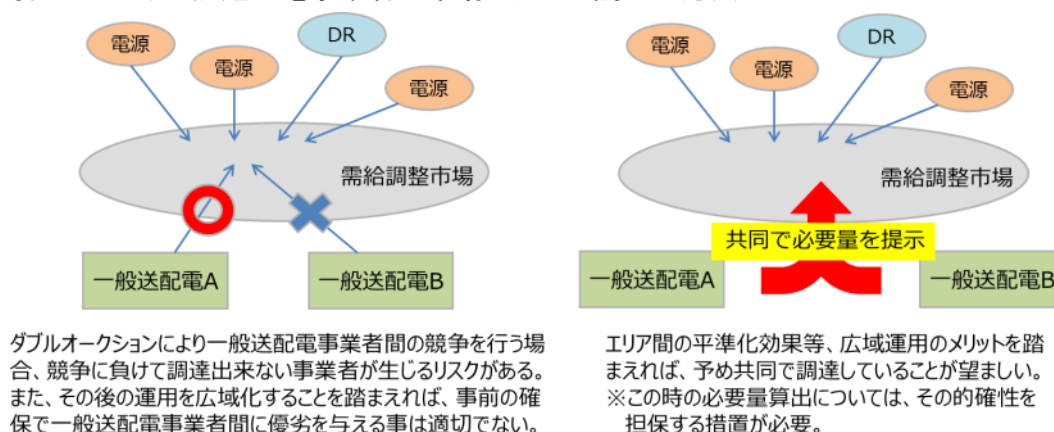
<sup>101</sup> 複数調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる可能性があるもの(同一水系の水力等)等については、応札・契約単位を別途、技術的に検討する。

(広域化を前提とした一般送配電事業者の市場における調達の方法)

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:送配一送配モデル)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4-14)一般送配電事業者の市場における調達の方法



(送配-送配間の精算)

「送配一送配モデル」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<sup>102</sup>。

また、2020 年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、2020 年時点においては、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。

<sup>102</sup> 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。

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。

●  $\Delta$ kW について<sup>103</sup>

－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<sup>104</sup>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

● kWh について<sup>105</sup>

－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、 $\Delta$ kW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。)

－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、 $\Delta$ kW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が求められる。

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

<sup>103</sup> 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。

<sup>104</sup> 共通メリットオーダーリスト：複数エリアを範囲として  $\Delta$ kW 価格が安価な順に並べられているリスト。

<sup>105</sup> 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。

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、 $\Delta$  kW 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)

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が求められる。

また、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が求められる。

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が求められる。

#### 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<sup>106</sup>。

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が求められる。

---

<sup>106</sup> 調整力コストの一部は託送料金を通じて回収される。



#### (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<sup>107</sup>。

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(前日スポット市場及び当日時間前市場)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<sup>108</sup>。

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が求められる。

#### (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<sup>109</sup>。

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が求められる。

#### (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。

---

<sup>107</sup> 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。

<sup>108</sup> 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。

<sup>109</sup> 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。

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。

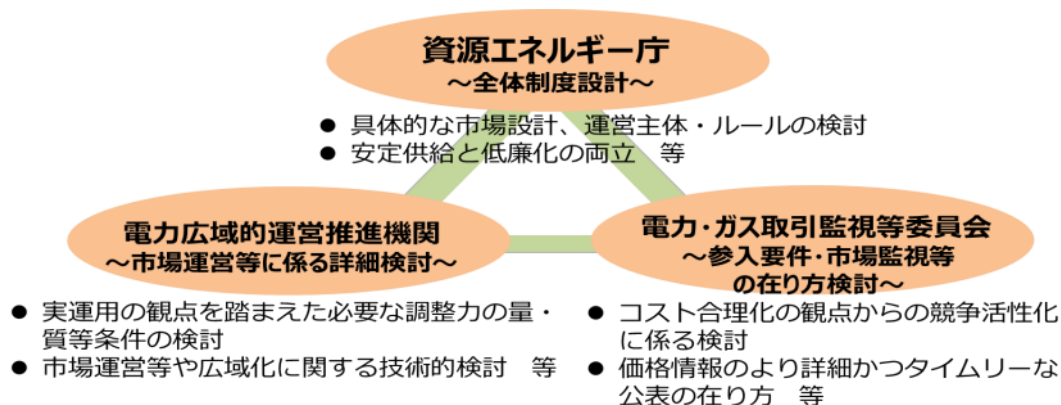
### (3) 今後について

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り、2020年に予定されている東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、検討を行う。また、本格的な広域調達・運用を行う時期(2020+X年)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)後の実運用にあたって、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年度の需給調整市場の創設に向けて、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について、広域機関の場における客観的な審議を行うとともに、重要な事項については、必要に応じて国の審議会等において審議を行う。

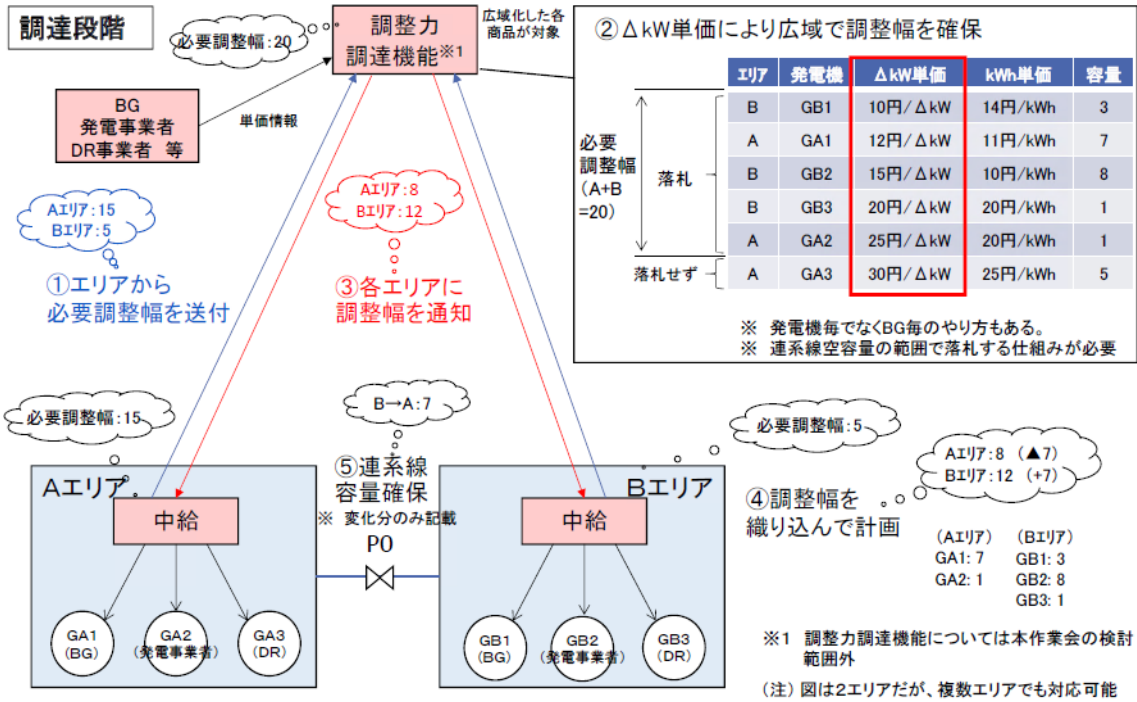
その他の技術的な内容については、商品設計や広域的な運用・調達の詳細も含め、資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、引き続き検討を進める。参入要件やペナルティ、監視の在り方については、監視等委員会において検討を行う。これらの検討内容のうち、重要なものについては、必要に応じて国の審議会等において検討を行っていく。

### (参考図4-15) 需給調整市場における検討の枠組み

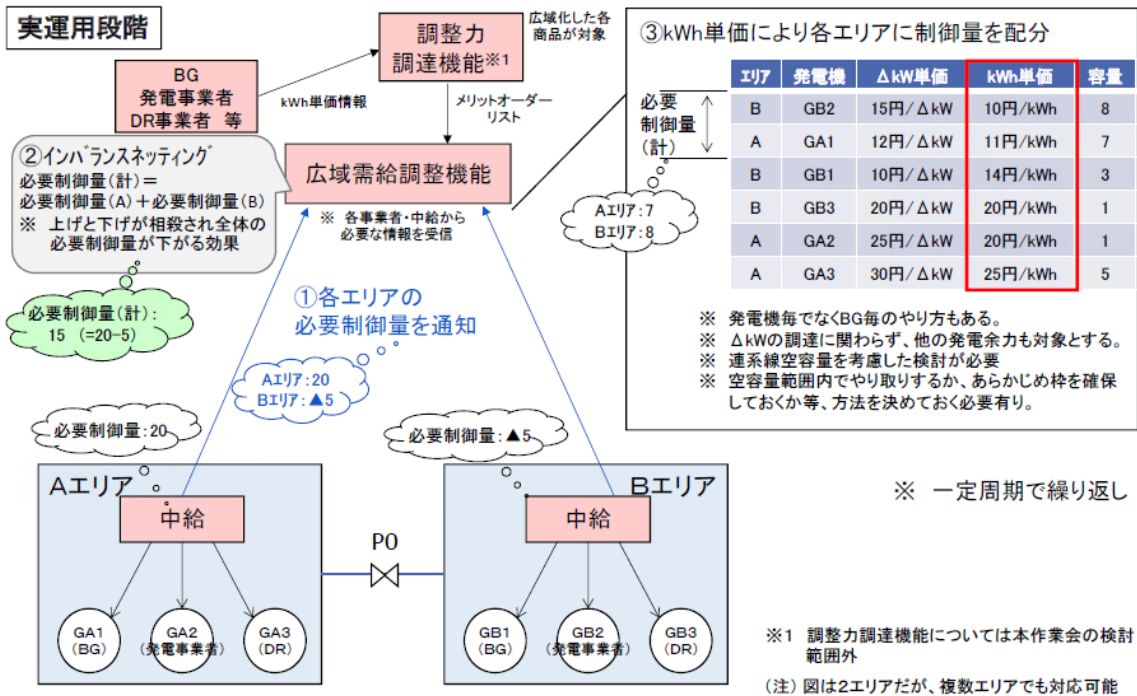


(参考図4-16) 広域期間において検討された調達段階における広域化イメージ

(調達段階 (2020+X 年))



(実運用段階① (2020+X 年))



(実運用段階②(2020+X年))

実運用段階

調整力  
調達機能※1  
広域化した各  
商品が対象

※ 本案では制御量とP0の両方を変更する方式として  
いるが、P0のみを変更する方式も考えられる。

メリットオーダー  
リスト  
広域需給調整機能

④各エリアの  
制御量を通知

Aエリア:7  
Bエリア:8

必要制御量:20

制御量:7

B→A:  
7→13に変更

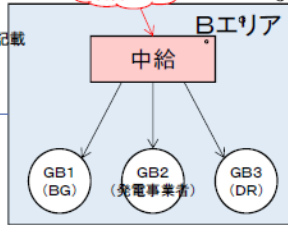
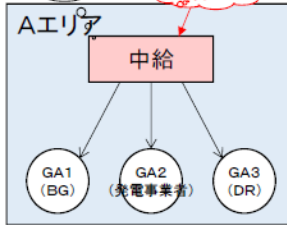
⑤P0変更  
※ 変化分のみ記載

制御量:8

必要制御量:▲5

Aエリア:7 (▲13)  
Bエリア:8 (+13)

⑥中給より  
メリットオーダーに基づき  
最適制御



P0

※1 調整力調達機能については本作業会の検討  
範囲外

(注) 図は2エリアだが、複数エリアでも対応可能

### 3. 今後の検討の進め方

本中間論点整理で論点整理を行った内容も含め、電気事業者をはじめとした関係者からの意見を募集するとともに、本作業部会において改めて事業者ヒアリングを実施する。事業者ヒアリング等の内容も踏まえ、本中間論点整理の内容も含めさらに検討を深め、2018年春以降、中間取りまとめを行う。

また、各市場について、広域機関や監視等委員会等の関係機関とも連携しながら、所要の検討を進めていく。(なお、非化石価値取引市場については、別途の整理のとおり、2017年4月から12月までのFIT電源に係る非化石価値の取引を、2018年5月頃を実施する方向で準備が進められることとなる。)

検討作業の内容は、各市場の項目において記載されているとおりであるが、沖縄エリアでの容量市場等の取り扱いや、既存契約見直しの指針等についても、必要に応じて検討を行う。