

容量メカニズムについて

平成 2 8 年 3 月 3 0 日

資源エネルギー庁

(1) 容量メカニズムとは

(2) 我が国の容量メカニズム検討の論点

(3) 容量メカニズムに関する各国の動き

容量メカニズムとは

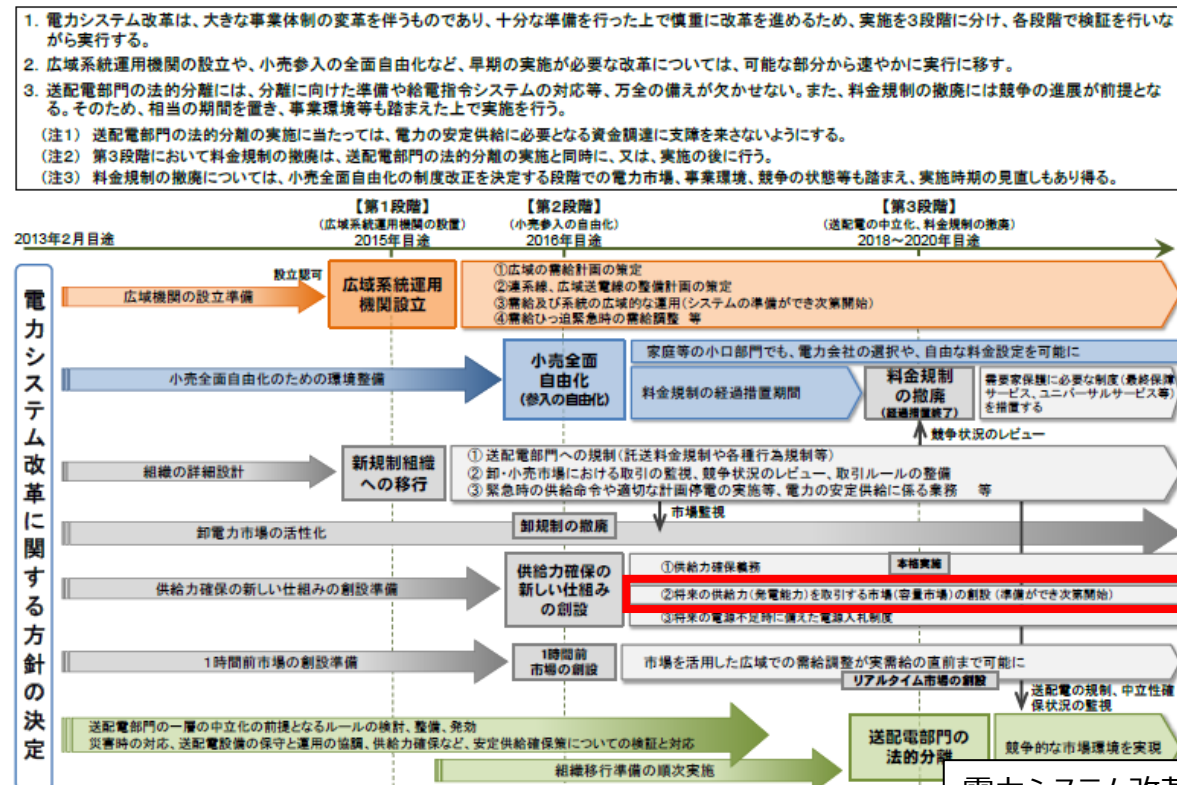
- 小売全面自由化により、従来の安定供給を担っていた一般電気事業者の供給義務と料金規制が撤廃され、発電設備の投資回収の不確実性が増し、ひいては中長期的に必要な供給力が確保されない状況となることが懸念される。
- 容量メカニズムとは、小売電気事業者や発電事業者に将来必要となる供給力を確実に確保することを求めることで、発電投資を促しつつ、国全体で将来必要となる供給力を確保する仕組みである。
- 諸外国では、既に将来又は現在の供給力不足に直面しており、容量メカニズムを既に導入している又は導入する予定の国が存在する※。

※アメリカ、イギリス、フランス、ドイツ、ギリシャ、アイルランド、イタリア、スペイン、スウェーデン、フィンランド、ポーランド、オーストラリア 2

容量メカニズムの創設時期

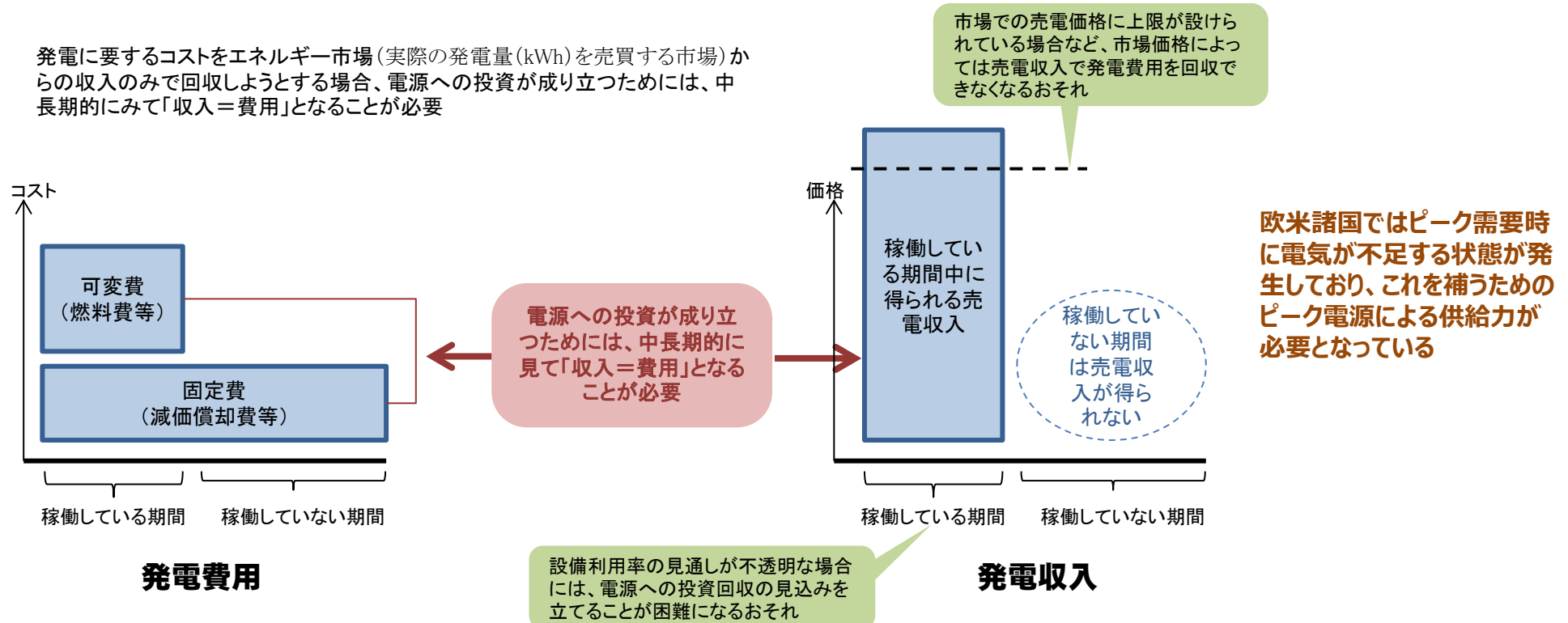
- 電力システム改革専門委員会報告書では、自由化後の供給力確保策として、「容量市場を創設することが適当」、とされている。
- 制度設計WGでは、容量メカニズムの具体的な仕組みは、「海外先進事例も踏まえ、更に検討が必要」であり、創設時期についても、「必ずしも小売全面自由化と同時とすることにはこだわらず、引き続き検討」、としている。

電力システム改革の工程表



容量メカニズムを巡る議論の背景①

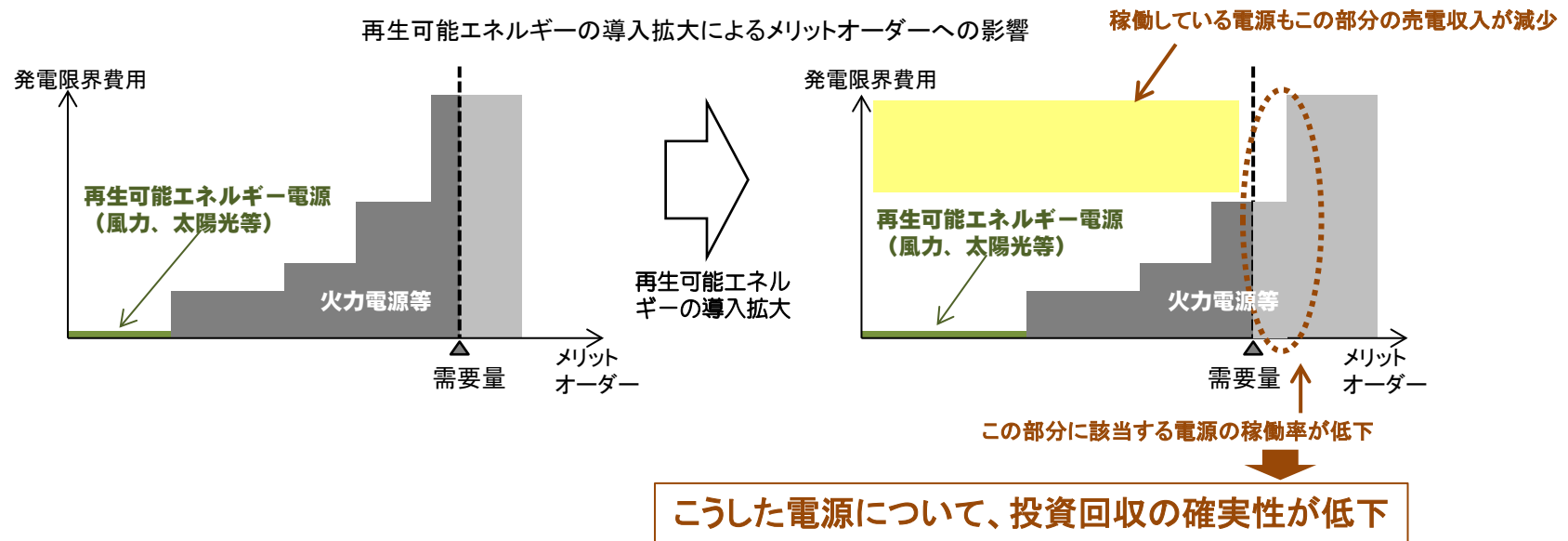
- 自由化された電力市場では、発電事業者は市場での売電収入により発電に要するコスト（固定費＋可変費）を回収するという考え方が基本となる。
- しかしながら、自由化の進んだ欧米諸国では、市場で電気（kWh）を販売して得る収入だけでは固定費が回収できずに、発電投資が減退し、必要な供給力を確保することができないのではないか、という問題が提起されている（「ミッシングマネー」の問題）。



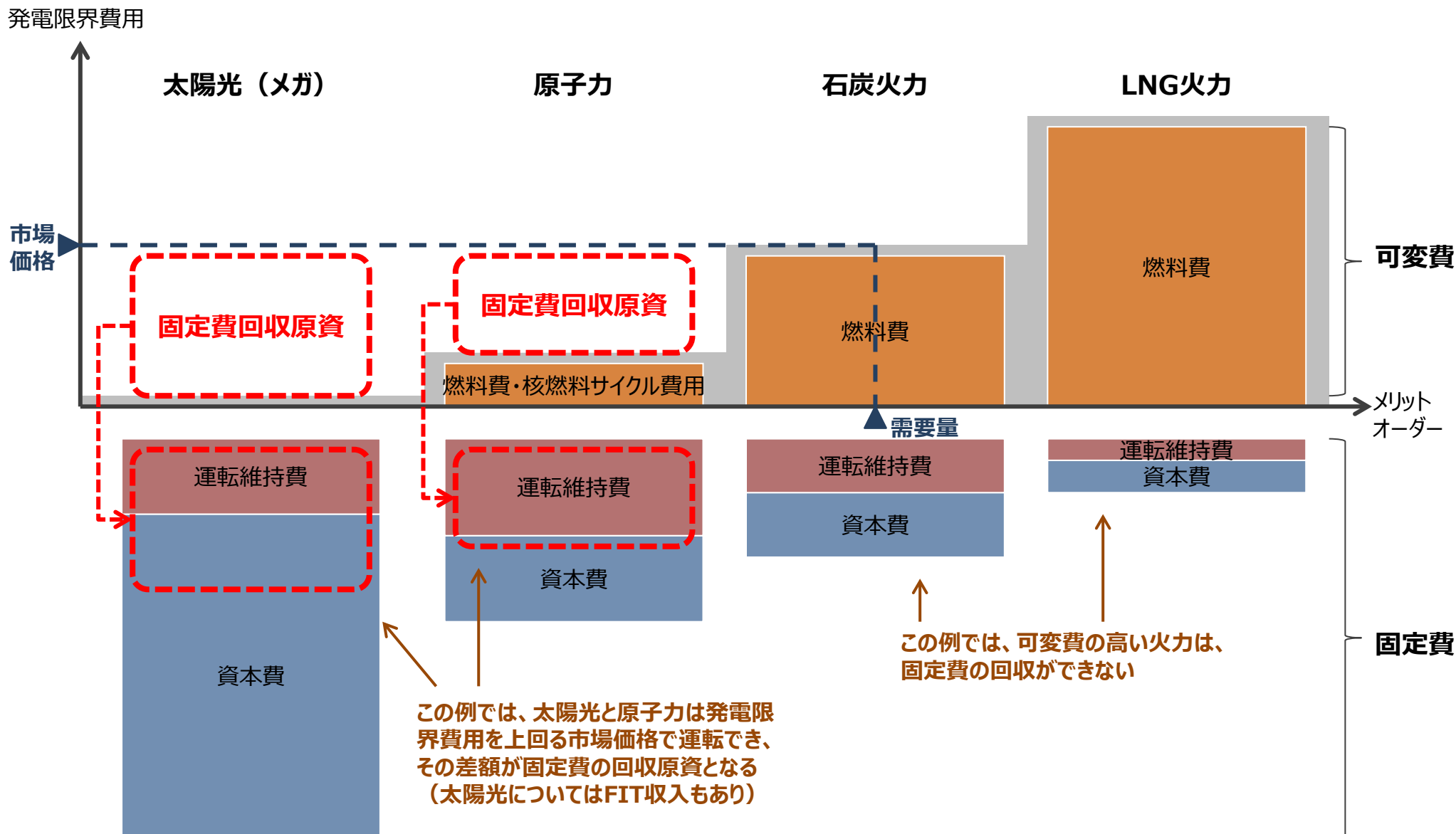
容量メカニズムを巡る議論の背景②

- 固定価格買取制度等を通じた再生可能エネルギーの導入拡大により、火力電源等の調整力の必要性は増すが、再生可能エネルギーは発電の限界費用が低く、加えて優先給電ルールの下では抑制されにくいいため、火力電源等の設備利用率が低下するとともに、市場価格の低下により市場からの売電収入が減少する可能性がある。
- このような懸念が、欧米における容量メカニズムに関する議論の背景の一つとなっている。

固定価格買取制度等を通じて再生可能エネルギーの導入が拡大した場合には、発電限界費用が相対的に高い火力電源等の設備利用率が低下し、ひいてはこうした電源の投資回収の確実性が低下することとなる。



(参考) メリットオーダー下での固定費回収イメージ



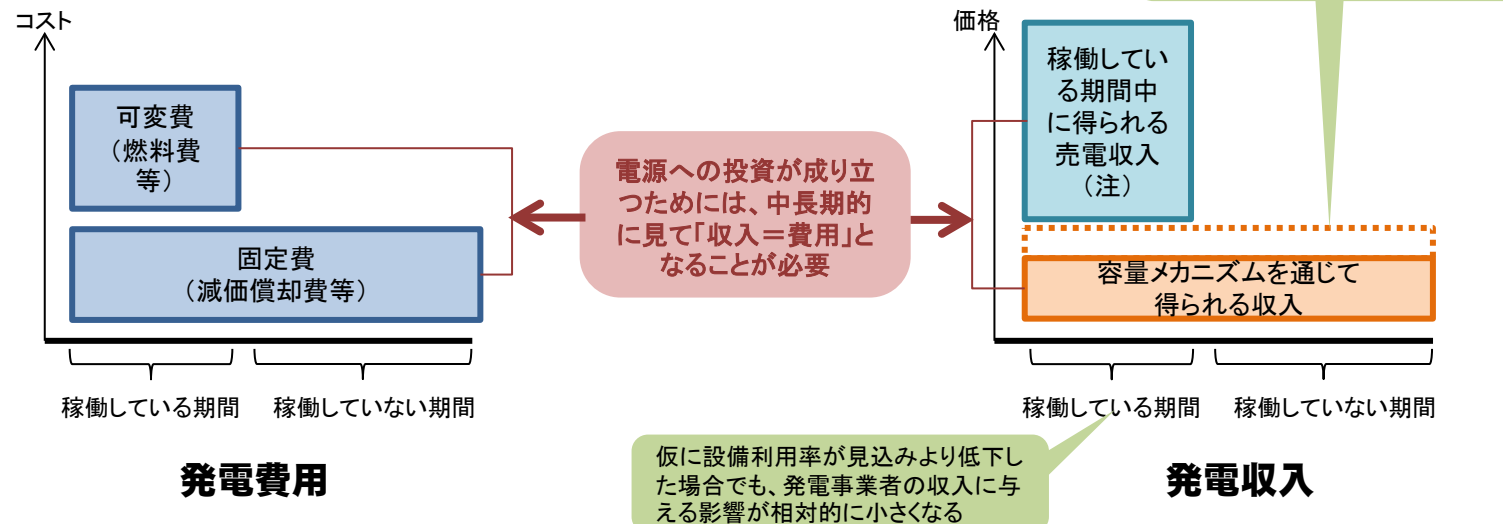
(注) 発電コスト検証WG資料より、主要な固定費、可変費の費目を抜粋。なお、各費目には固定費と可変費が混在しており、図では模式的に示してある。

容量メカニズムの基本的な考え方

- 市場で電気（kWh）を販売して得る収入を補完するメカニズムを作ることにより、電源に係る投資回収の予見性を高めることが、容量メカニズムの基本的な考え方。
- 諸外国では、消費者負担が増す一方で、既設の発電設備が恩恵を受け、新規の発電投資が進んでいない、という評価※もあり、容量メカニズムの創設により市場の効率性が損なわれないようにするため、制度設計の検討は慎重に行う必要がある。
- ただし、新規電源に重きをおくかどうかについても論点となりうる。

容量メカニズムを導入した場合、発電に要するコストを、エネルギー市場（実際の発電量（kWh）を売買する卸電力市場）と容量メカニズム（容量（kW）に応じた支払いをする仕組み）の双方からの収入で回収することとなる。

また、ディマンドレスポンス等の需要側の取組についても、供給力と同等のものは取り込んでいくことが考えられる。



(注)「戦略的予備力」方式の場合には稼働している期間が非常に短く、容量メカニズム以外からの収入がほとんど期待できないことも考えられる。

- (1) 容量メカニズムとは
- (2) 我が国の容量メカニズム検討の論点**
- (3) 容量メカニズムに関する各国の動き

これまでの議論の経緯

- 第4回制度設計WG（平成25年12月）では、長期の供給力確保策として容量メカニズムを位置づけている。

第4回WGへの事務局提出資料の概要

- ◆ 市場メカニズムの下で電源投資を行うこととなることが基本とした上で、電源に係る投資回収の予見性を高めることで、電源の建設・保持のインセンティブを高めるとともに、将来の供給力のマッチングや価格指標の形成を促すことにより、国全体の供給力を確保することを目的に、容量メカニズムを創設。
- ◆ 具体的な仕組みについては、海外先進事例も踏まえ、更に検討が必要であり、創設時期についても、必ずしも小売全面自由化と同時とすることにこだわらず、引き続き検討。

第4回WGへの電気事業連合会提出資料の概要

- 全面自由化の下では、各事業者の責務は限定的であり、小売事業者に供給力確保を義務付けたとしても、将来の需給見通しに対しては責任を負うことができないため、中長期的に、日本全体の供給力を確保し続けることが難しくなる。
- 各事業者の取組みに委ねるのみでは、将来の供給力を確保することが困難となる場合の備えとして、容量メカニズムにより発電事業者の投資回収の予見可能性を高めつつ、全ての小売事業者が公平に負担をする仕組みの検討を進めておくことが望ましい。
- 将来的に予備力も含めた供給力が確保できないおそれのある場合には容量メカニズムを導入できるよう、予め検討を進めていくことが望ましい。

第4回WGでの委員からの関連発言

- 容量市場の導入についての電事連の提案については抽象的に過ぎ、評価することができない。具体的な提案を是非お願いしたい。また、需要を減らすことと供給力を増やすことは等価であることも含め、知恵を頂きたい。（松村委員）
- 容量市場については、老朽化した既設電源が多く落札するなど、海外では必ずしも新規の電源設置のインセンティブになっていないという報告もある。入札の対象を制限する、償却期間に応じて価格に傾斜をつけるなどの工夫が必要ではないか。（遠藤委員）

これまでの議論の経緯

- 第5回制度設計WG（平成26年1月）では、容量メカニズムの類型といくつかの論点例示を行っている。

第5回WGへの事務局提出資料の概要

- ◆ 諸外国で導入されている容量メカニズムには、容量市場をはじめ、複数の類型が存在し、英国、フランス、ドイツといった欧州主要国では、供給力確保のため、容量メカニズム導入の検討を進めている。
- ◆ その他、容量メカニズムに関する論点として、いくつかの具体例を提示。

第5回WGでの委員からの関連発言

- 容量メカニズムについては、非常に多岐にわたる論点があるので、より丁寧な議論をお願いしたい。その際、小売事業者のみならず、エンドユーザーである消費者の視点も含めて検討して欲しい。（児玉オブザーバー）
- 容量メカニズムは、急いで導入する必要はないが、方向性はしっかり出す必要がある。後出しじゃんけんで負担が生じることへの懸念が新規参入を抑制することにならないように配慮が必要。（松村委員）
- 容量メカニズムを考える上で、いくつかポイントがある。kWのメリットオーダーとは何かを考えるきっかけになる。従来型の発電以外のDRなども含めて統一的な1つの軸で評価でき、容量メカニズム導入前に統一軸の検討を行うべきである。環境価値も容量メカニズムに含めることは可能である。（大橋委員）
- 容量メカニズムは、国民の福祉を守るためのものであり、一般電気事業者のみならず、新規事業者も国民に対して責任があるのだから、発電投資についても責任を持つべきである。容量メカニズムは急がず、競争が進展してから導入するよう議論していくべきである。（稲垣委員）
- 容量メカニズムが簡単ではないことは、欧米の例を見ても明白である。課題の過多に関わらず、容量を評価することは重要。系統に必要な容量（kW）があるという認識と、経済的に小売事業者が容量（kW）を調達するということの2点が重要であり、小売事業者による容量の調達を損なわないようにして欲しい。（寺島委員）
- 容量メカニズムについては、じっくり検討すべきと考える。海外も、英国やフランスがこれから制度を導入する。そういう意味では、まだ世界的に実績もないし、問題も出尽くしてはいない。海外の実績を評価してから決めるべきである。古い電源を高性能な新規電源に置き換えることや、ネガワットを導入することにより電源コストを抑制することが重要。（遠藤委員）

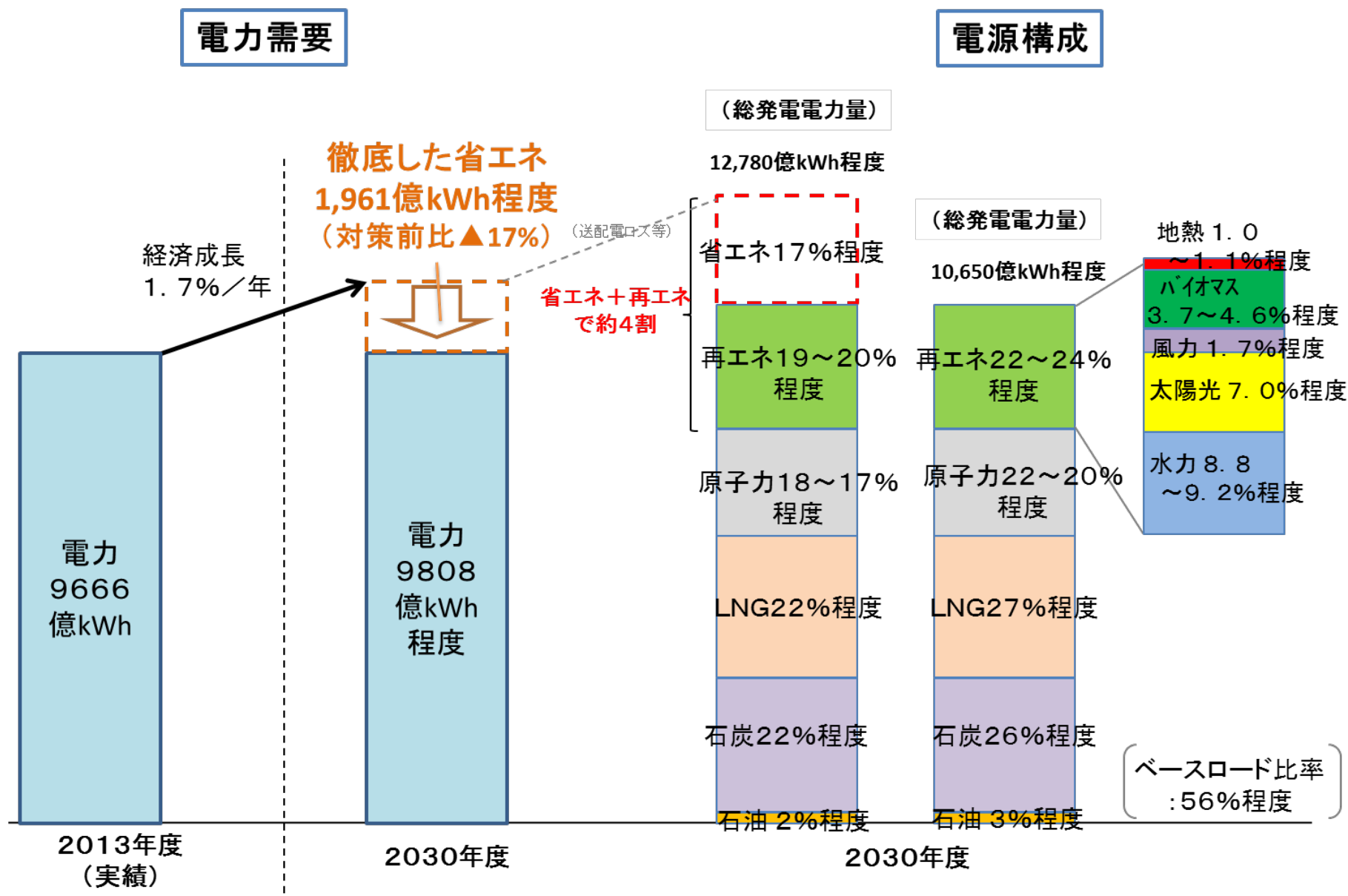
容量メカニズム検討の論点

- 我が国の容量メカニズムの具体的な検討を進めて行くにあたり、例えば次ページ以降のような論点が想定される。
- これらの論点について、本日の御議論や御指摘を踏まえ、今後、事務局において、海外調査等も行った上で、論点を整理し、改めて御議論いただくこととしたい。その際、電源入札制度との関係、託送料金との関係についても、電力広域的運営推進機関（広域機関）、電力取引監視等委員会とともに検討や整理を行い、整合的に進めて行く。

容量メカニズム検討の論点（①政策目的とエネルギーミックス）

- 容量メカニズムの導入の動機・背景事情は各国の事情に応じてそれぞれ異なっている。
（例：災害時の停電リスク回避、供給信頼度の確保、低炭素型電源への移行、採算が悪化した電源の維持）
- また、我が国の事情として、例えば、平成26年にエネルギー基本計画が策定され、平成27年7月には2030年における長期エネルギー需給見通しが改訂された
（再エネ：22%～24%、原子力：22%～20%、LNG：27%、石炭：26%、石油：3%）。
- 仮に、エネルギーミックスが達成されないおそれがある場合、容量メカニズムにおける供給力確保の水準の設定に当たって、エネルギーミックスの目標と現時点の電源構成の乖離を考慮事項とすること等が考えられる。

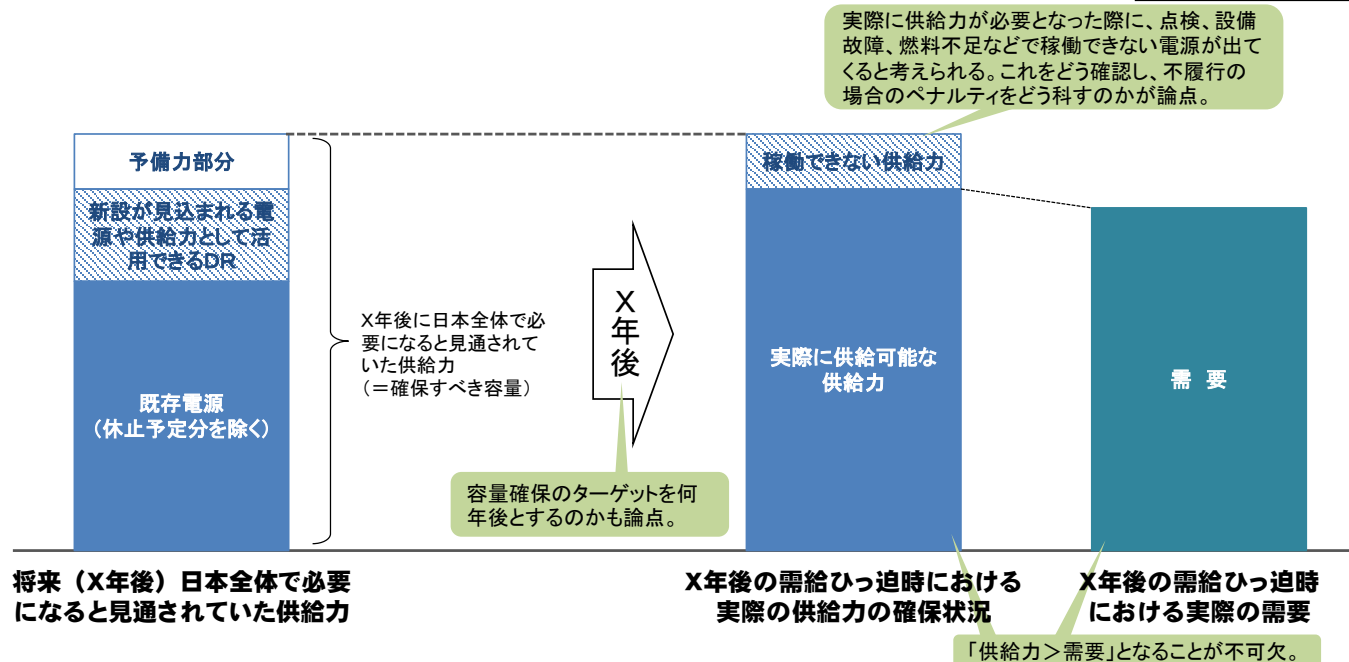
(参考) 2030年度の需給構造の見通し : 電力需要・電源構成



容量メカニズム検討の論点（②容量確保の主体、実効性、国民負担）

- 容量メカニズムを導入する場合、容量を確保するのは誰か。
- 需給ひっ迫時など、国全体で供給力が必要な場合も含めた実需給時に、どのように「確実に発電できる」ことを確認するのか。海外では高いペナルティを課すなどの担保を講じている事例もあるが、確実に容量を確保させるためにどのような工夫が必要か。
- また、容量メカニズムの導入により、例えば託送料金に上乗せして支払いを行う設計とする場合など、過度の国民負担が生じることがないように、費用負担の公平性や国民負担の適正さの観点から検討を進める必要がある。

第5回制度設計WG資料より抜粋



（参考）2000年度供給計画の発電所の開発計画が10年以内に建設された割合は、火力発電所の場合8割程度。

容量メカニズム検討の論点（③稀頻度リスクへの対応）

- 大規模災害の発生や、原子力の停止などの稀頻度リスクに対して、十分に対応できる予備力を確保するためには、例えば、以下のような手段が考えられる。
 - ①新規電源の建設の促進
 - ②稼働率の低い又はゼロの火力電源、及びこれらの維持のための設備（燃料を運搬するための内航船や精製・備蓄ための設備等）の維持
 - ③これらのポジワットの代わりにネガワットに期待
- ただし、上記②については、何らかの費用面の手当てがなければ、通常の市場メカニズムの下では維持されず、除却が進んでいくものと考えられる。また、一旦、設備の除却がなされれば、同様のインフラを再構築するためには、技術者の育成やインフラの構築のため、長い時間とコストを要する可能性もある。
- これらを踏まえ、特に上記②について、通常の市場メカニズムの下、市場からの退出を促すこととするか。それとも稀頻度リスクに備える観点から維持することが適当か。
- 自由化で先行する欧州では、稀頻度リスクへの対応を要否も含めてどのように考えているか。容量メカニズムの中で、こうしたリスクに対応することは考えられるか。

容量メカニズム検討の論点（④電源入札制度との関係）

- 広域機関による「電源入札制度」は、最終的に供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして措置するものであるのに対し、「容量メカニズム」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するもの。
- 例えば「容量市場」方式を導入した場合、「電源入札制度」が、「容量市場」で設定される価格に影響を及ぼす、といった相互作用も考えられるため、「電源入札制度」を前提とした上で、いかにそれと整合的な設計とするか。

市場機能を活用した供給力確保の仕組み（常時活用するスキーム）

- ・供給力確保義務（小売事業者が必要とする電源の建設が市場で行われることを制度的に促す）
- ・容量市場

十分な供給力が
確保されることを
広域機関が確認

…（毎年同様の確認を行う）

十分な供給力
が確保される
ことを確認

建設される入
札電源を見通
しに織り込む

このままでは供給力が不足
すると判断した場合

電源入札制度（限定的に活用するスキーム）

- ・入札の実施
- ・電源建設

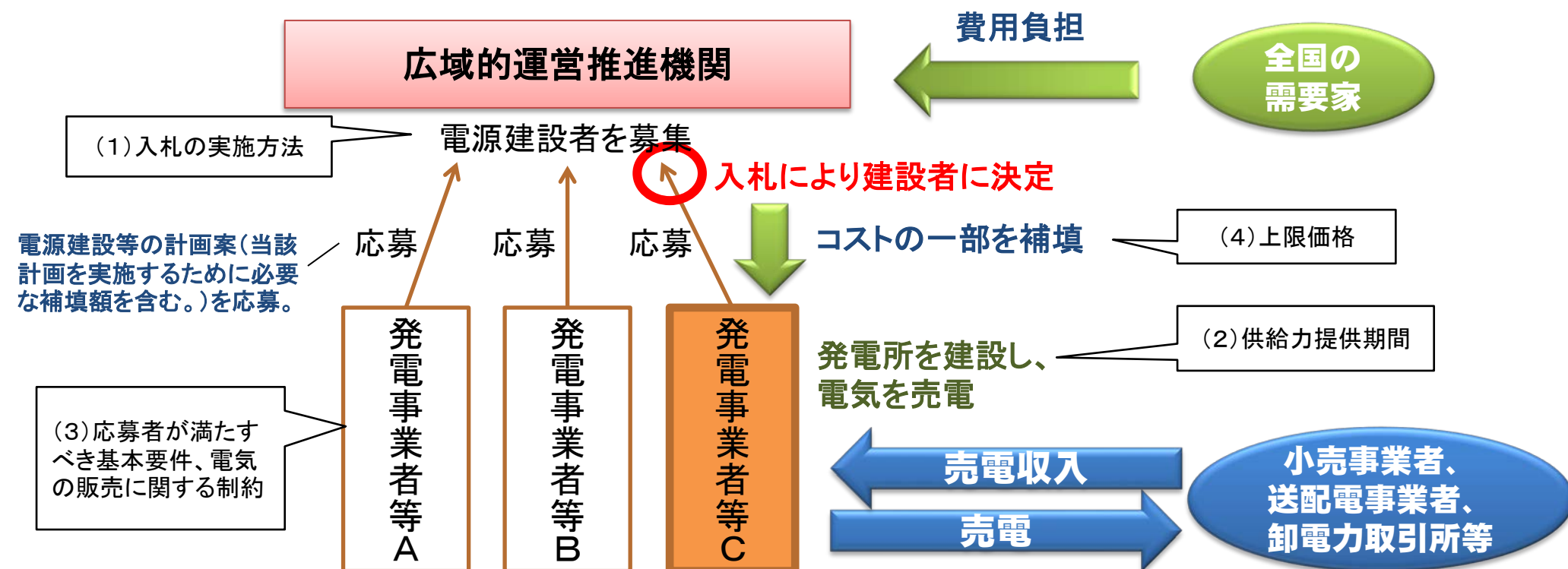
(参考) 広域機関による電源入札制度

第7回制度設計WG資料より抜粋

○ 広域機関として電源入札の実施についての判断を行った後に、具体的な入札の実施要綱を策定。実施要綱に記載すべき事項は、例えば以下のとおり。

- (1) 電源入札の実施方法
- (2) 供給力提供期間
- (3) 応募者が満たすべき基本要件、電気の販売に関する制約
- (4) 上限価格

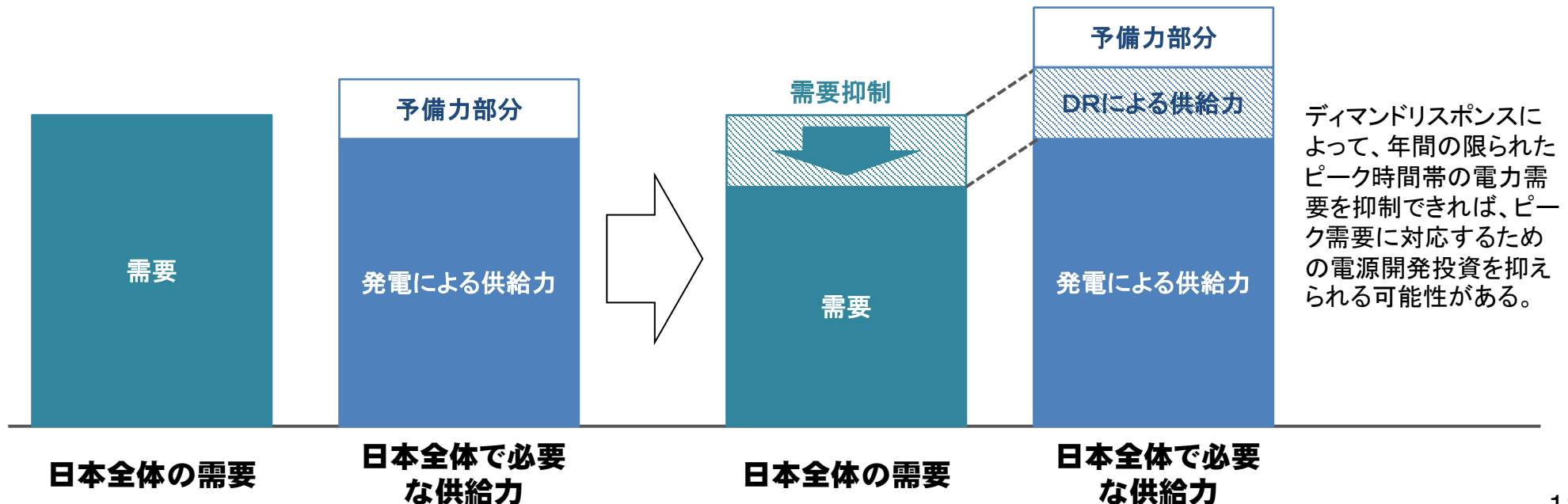
・これらは、原則的な考え方は予め明らかにしておくことが必要となるが、入札の内容に応じて個別の事案に即した判断も求められる。



(注) 広域機関による電源入札制度の対象には、新規電源の建設のみならず、既存電源の維持も含まれる。

容量メカニズム検討の論点（⑤ディマンドリスポンスやネガワットの扱い）

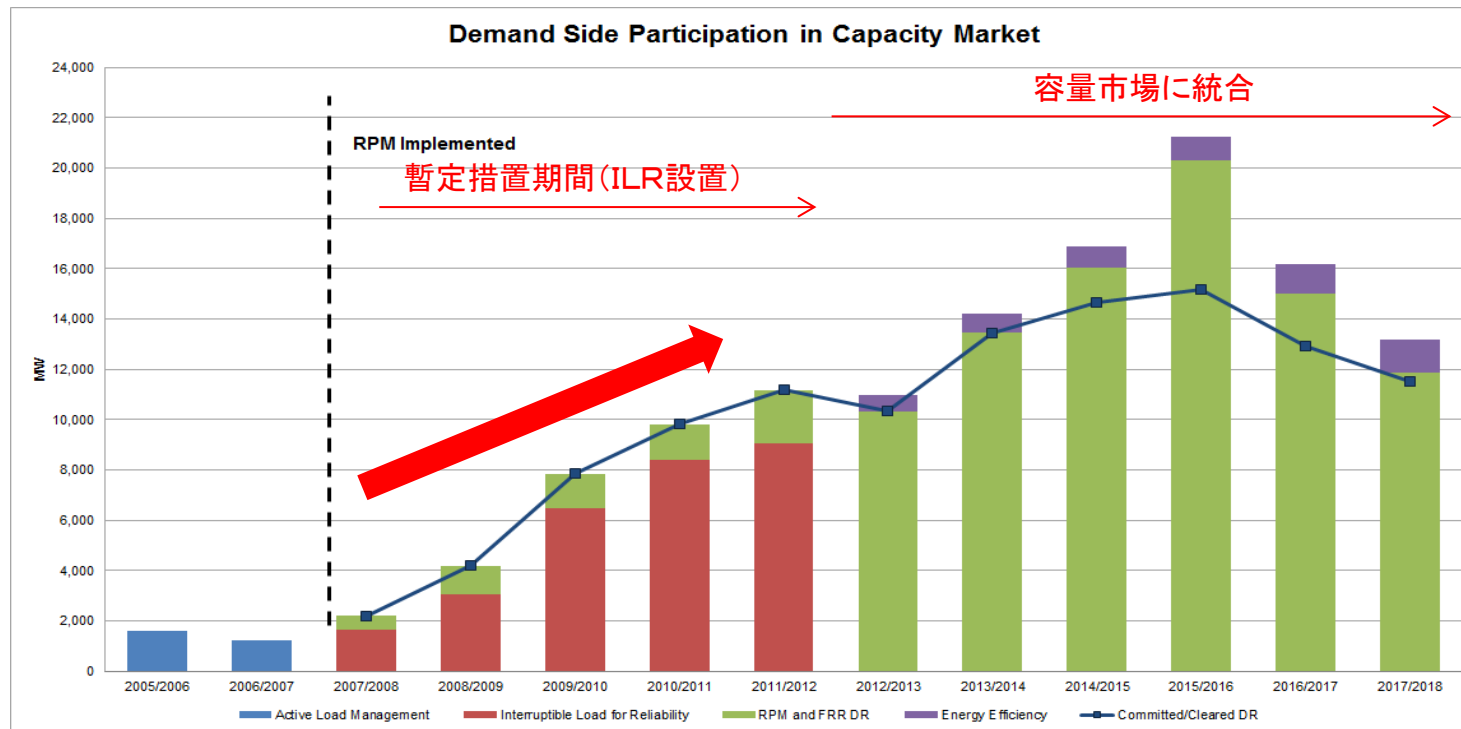
- 需要抑制で生じるkWを、発電による供給力のkWのように評価することができれば、電源を新設して待機させるよりも安価で迅速に対応できる可能性があり、国民負担の抑制につながりうる。需要抑制で生じるkWについても、容量メカニズムの供給力として位置づける場合、どのような制度が適切か。その際、従前の需給調整契約の位置づけも含めて整理するか。
- 海外では、ディマンドリスポンスやネガワットが、既に運用面・技術面などで成熟している発電による供給力と対等なリソースとして扱われることを目指し、ディマンドリスポンスやネガワット取引専用の容量取引を時限的に行っている事例もある。



- 米国PJMは、2007年に、容量市場でのネガワット取引の暫定措置としてILRと呼ばれるネガワット取引のプログラムを創設し、2012年に容量市場に統合。

ネガワット取引専用市場の例 ILR (Interruptible Load for Reliability) ＜米国PJM＞

- ILRでは、電源入札に求められる参加資格の一部（例、信用、金融担保等）や受渡し容量の確定期限が緩和され、アグリゲーター等の参画が比較的容易。
- また、アグリゲーター等によって登録されたネガワットは、容量市場における電源入札に優先して取り扱われ、ネガワット取引の報酬には電源入札に係る調達価格が適用。

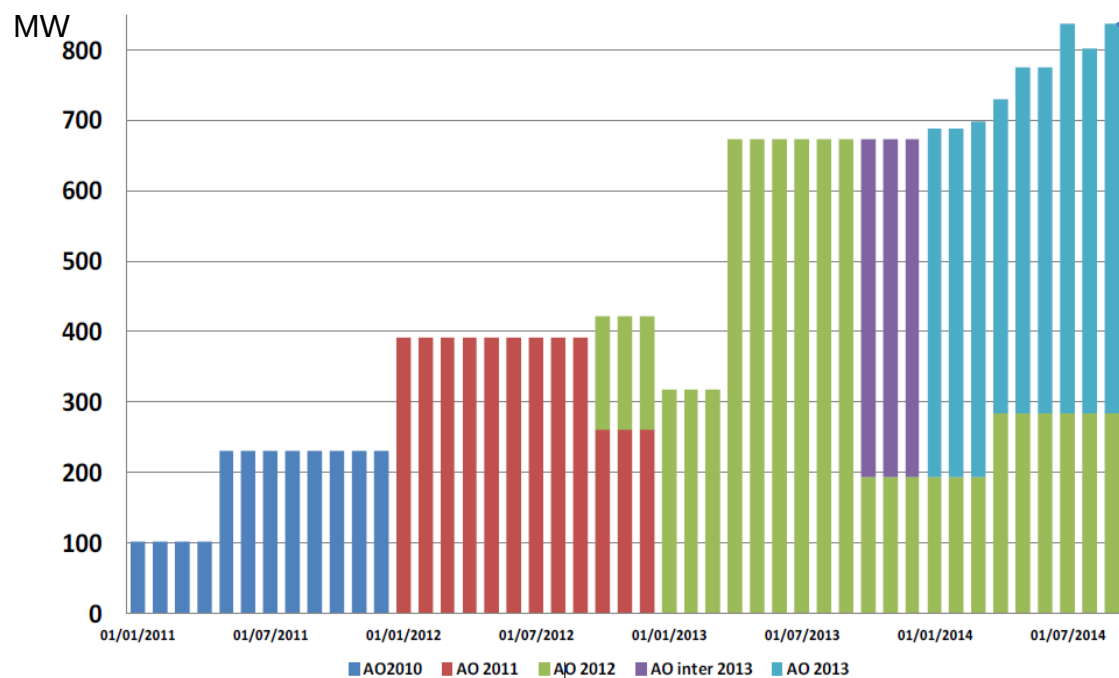


(参考) 海外におけるネガワット取引に関する暫定措置

- フランスでは、容量市場でのネガワット活用を見据えたネガワット専用暫定市場(AOEプログラム)を導入。2017年の容量市場創設に伴い統合される予定。

ネガワット取引専用市場の例 AOE(英訳:DR Call for Tender)プログラム ＜フランス＞

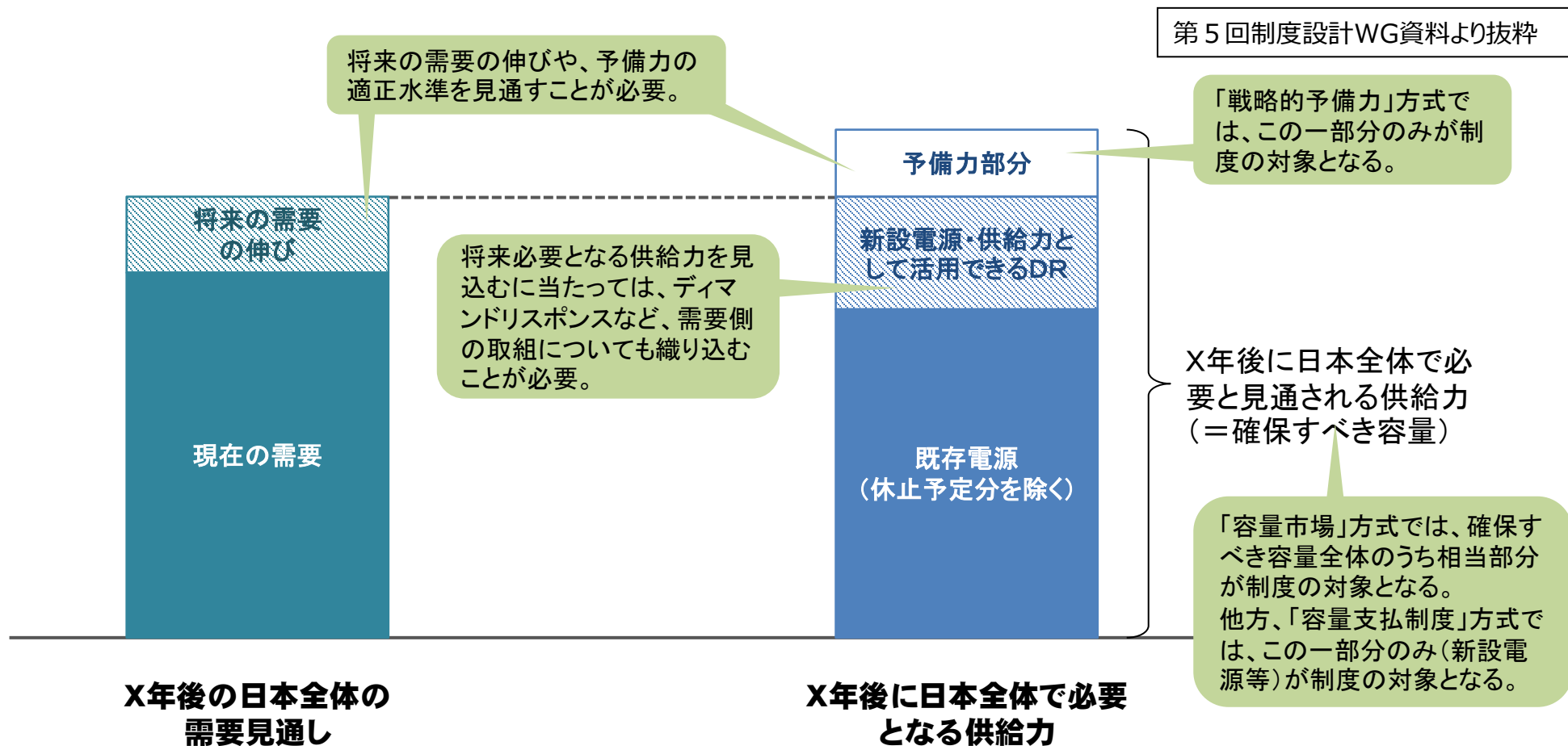
- AOEプログラムによるネガワットの調達者はRTE(送配電部門)。
- 抛出可能な予算総額が決められており、入札により決まる調達価格次第で、調達量が確定。
- 予算は、託送料金により回収。



2015:
~1,800
MW

容量メカニズム検討の論点（⑥必要とする供給力の設定）

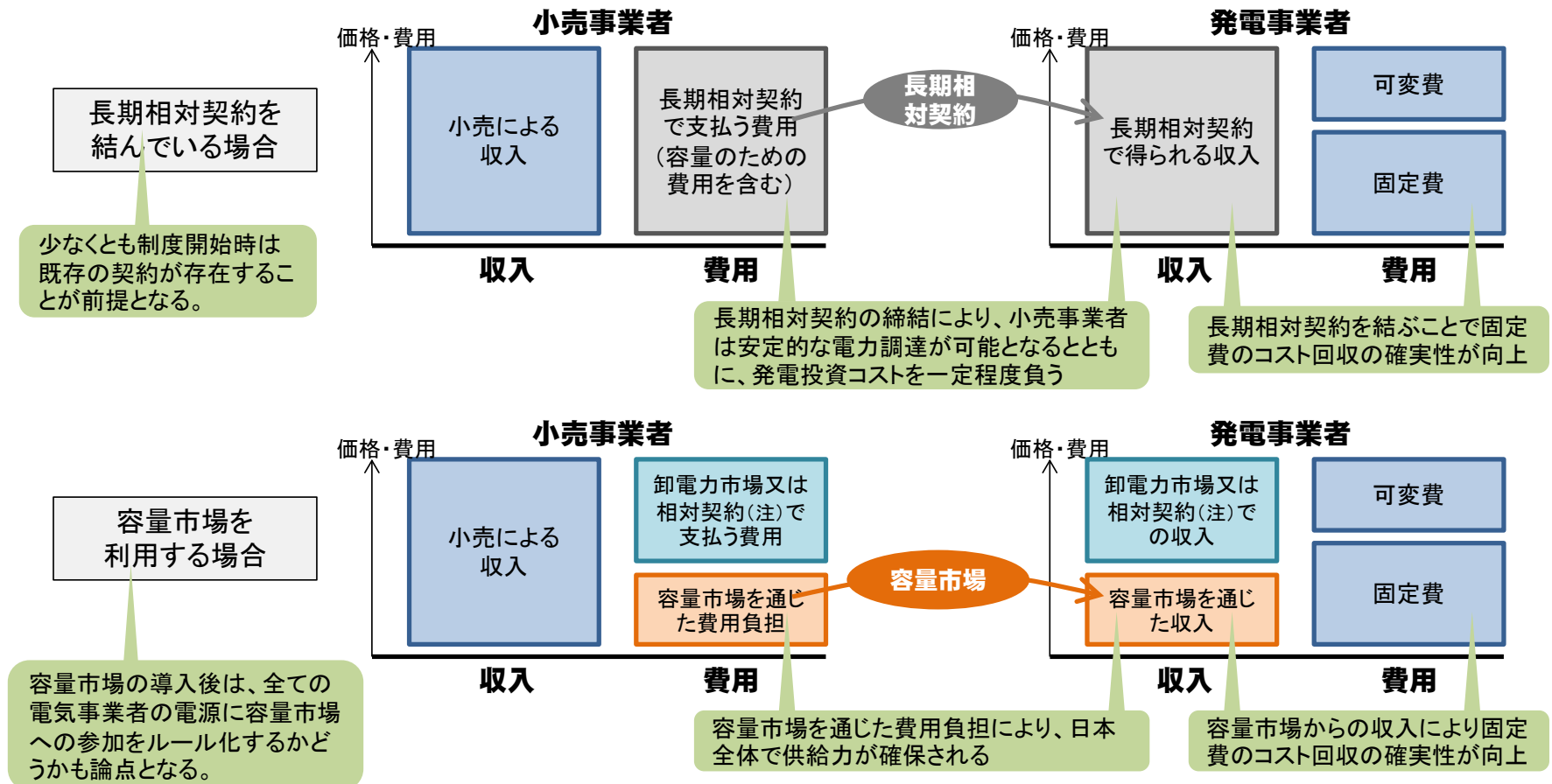
- 容量メカニズムの導入には、必要となる供給力（予備力として必要となる設備容量も含む）の適正水準を見通した上で、その確保状況を管理していくことが前提となる。
- 我が国全体で将来必要となる供給力のうち、どの部分を容量メカニズムの対象とするか。



容量メカニズム検討の論点（⑦長期相対契約の扱い）

- 電源の投資リスクを低減するために、小売事業者と発電事業者の間で長期相対契約を結ぶことは一般的に行われており、こうした契約は容量メカニズム創設後も残る。
- そのため、特に全ての電源を対象とする「容量市場」方式を採用する場合には、こうした長期相対契約の仕組みと整合的であるかどうか。

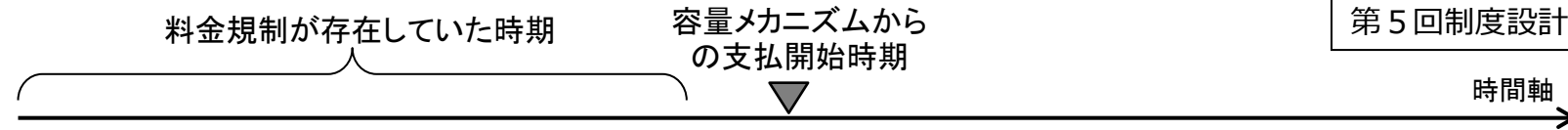
第5回制度設計WG資料より抜粋



容量メカニズム検討の論点（⑧既存電源と新規電源の違い）

- 特に新設電源と既存電源を比較すると、基本的に供給力としての価値は等価であるが、新設電源は一般的に初期の固定費負担が重く、また、減価償却が進んだ既存電源と比べて投資リスクが高いため、両者を同等に扱うべきかどうか。

第5回制度設計WG資料より抜粋



※料金規制の下で投資回収が保障されていた電源もあれば、そうでないものもある。

減価償却が進んでいる既存電源と、そうでない新設電源では、必要な固定費の金額や投資回収のリスクが異なる

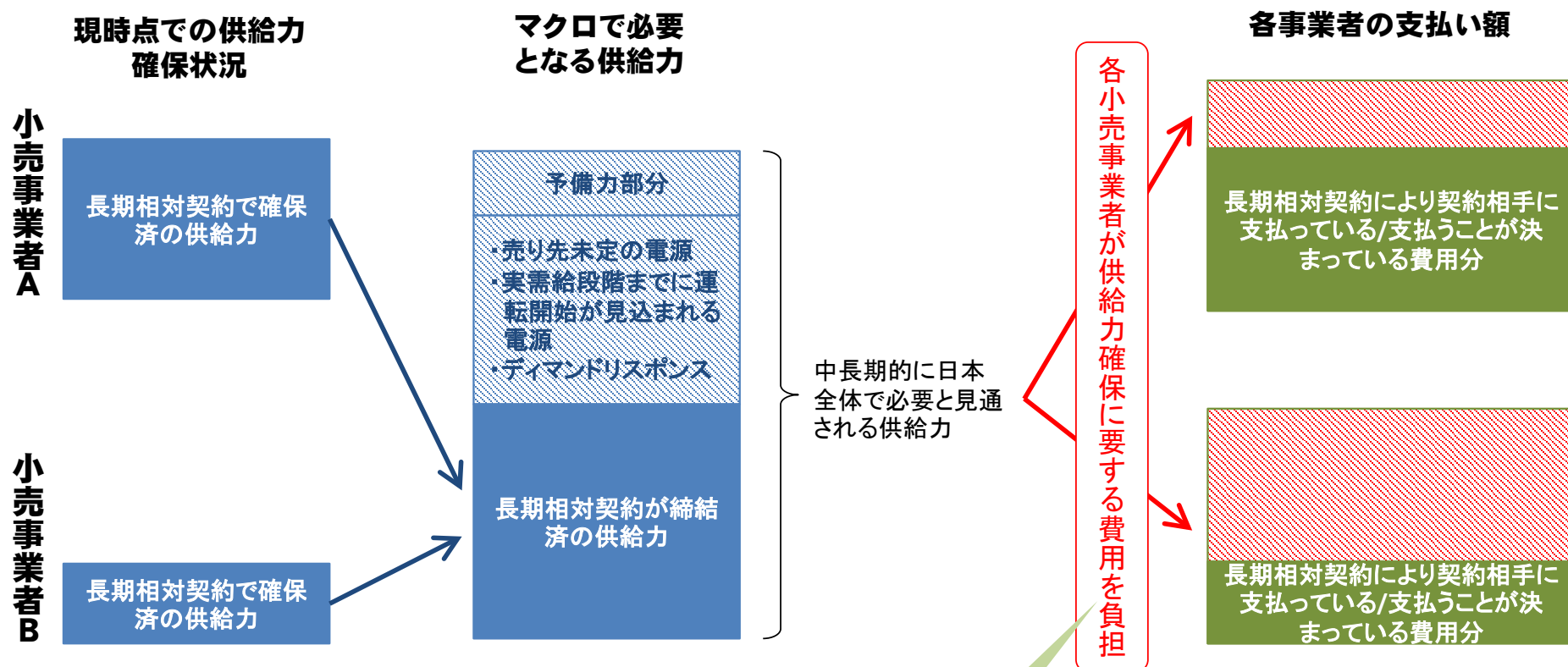


制度設計次第であるが、容量メカニズムからの収入の金額によっては、新設電源への投資リスクを軽減するのに不十分な可能性も

容量メカニズム検討の論点（⑨小売事業者による負担の場合の考え方）

- 必要な供給力に対して容量メカニズムを通じて支払う費用は、例えば、小売事業者全体（ひいては需要家全体）で負担することが考えられる。その際の負担額の割り振り方法や、長期相対契約で供給力を確保している小売事業者の扱い、負担額の精算タイミングなどをどうするか。

第5回制度設計WG資料より抜粋



「容量市場(集中型)」の場合、全小売事業者の間で需要量に応じて負担を按分。
「容量市場(分散型)」の場合、発電事業者との容量の個別取引に応じて各小売事業者が負担。
「戦略的予備力」方式等の場合、託送料金等を通じて小売事業者が負担。

容量メカニズム検討の論点（⑩その他の論点）

✓ 必要とする調整力の設定

今後の再エネ導入拡大の中で、火力の稼働率が落ち、投資回収が難しくなるといった問題点が懸念される。再エネ導入が進む海外でも既にそのような課題が顕在化しているとも言われている。適正な調整力の水準をどのように考えるか。

✓ 小売事業者や発電事業者間の公平性と競争促進

容量メカニズムの導入により、事業者間の公平性や競争条件に影響を与えうるため、公平性や競争促進といった観点からの検討も必要。

✓ 稼働率を考慮した設計の必要性

電源等において年間稼働率や日々の運転時間が変化してもコスト面で対応可能かどうか等、稼働率の変化も加味した市場設計の必要性をどう考えるか。

- (1) 容量メカニズムとは
- (2) 我が国の容量メカニズム検討の論点
- (3) 容量メカニズムに関する各国の動き**

容量メカニズムに関する各国の動き

- 欧米の主要国では容量メカニズムの検討が進められているが、複数の方式が存在する。

	容量市場(集中型)	容量市場(分散型)	戦略的予備力	容量支払制度	信頼度オプション
主な導入国	米国PJM(導入済) 英国(導入済)	フランス(検討中)	ドイツ(検討中)	スペイン(導入済)	イタリア(検討中)
概要	発電事業者が容量市場に電源を入札。そこで定まった容量価格に応じた支払いを市場開設者が発電事業者に行い、それに要する費用を小売事業者に負担させる方式	一定の要件を満たす容量を公的主体が認証し、その確保を小売事業者に対して義務付けた上で、認証を受けた容量を発電事業者や小売事業者の間で取引する方式	緊急時に不足すると見込まれる量の電源を、系統運用者が戦略的予備力としてあらかじめ確保しておく方式	発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が容量に応じた報酬を定期的に支払う方式	送電事業者が発電事業者にプレミアムを支払い、卸電力価格があらかじめ決めた行使価格を上回った際に、その差分を発電事業者が負担して発電する方式
検討状況	＜米国PJM＞ 2015年よりCapacity Performance制度を導入、通年で容量確保を義務づけるとともに、ペナルティを強化。 ＜英国＞ 2014年より制度導入し、容量オークションを実施。	＜フランス＞ 2010年に容量市場の創設を規定し、2012年に関連法令を制定。 2017年の運用開始に向け、容量認証を受付中。 欧州委員会がEU競争法の観点で、仏政府の国家補助について調査中。	＜ドイツ＞ 2015年にBMWi（連邦経済技術省）が容量市場の導入を見送り、戦略的予備力を導入する方針を公表。	＜スペイン＞ 1998年に制度導入し、2007年より現行方式。 プール市場に入札を行っている電源に対して支払を行う。	＜イタリア＞ 2017年より信頼度オプションを導入予定。
その他の導入国	米国ISO-NE(導入済)	米国CAISO(導入済)	スウェーデン(導入済)	イタリア(導入済) ギリシャ(導入済)	

※ その他、容量メカニズムを導入していない国や地域においては、発電事業者は、市場取引等により固定費を回収している。

米国・PJMの容量市場（RPM : Reliability Pricing Model）

(1) 義務の割当て

PJM(系統運用者)が、プール全体の適正予備率を決定。



全ての小売事業者(LSE)に対して、次式の容量を保有する義務を割当て。（※LSE: Load Serving Entity 小売事業者）

「自らの需要規模 × (1 + PJMが決定した適正予備率)」

※ ただし、実際には事後的に計算。

(2) 供給力の調達方法

LSEは、割当てられた容量をPJMのRPMオークションで調達。加えて、それ以外の代替手段として、次の2つの方法で調達しても良い（FRR容量計画として認定を受ける必要がある）。

1. **自己保有**
2. **相対契約**

相対取引 (FRR: Fixed Resource Requirement)

(4) 精算

○精算額は、毎日計算する。

○実際の精算は週毎行う。

精算対象 = (その日の必要な供給力※)
－ (FRRで調達した供給力)

※ 実需要に予備率を考慮した供給力

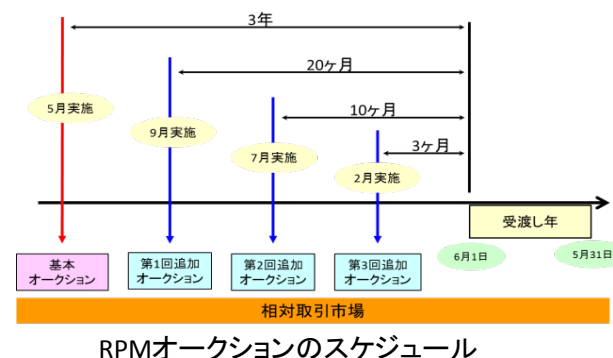
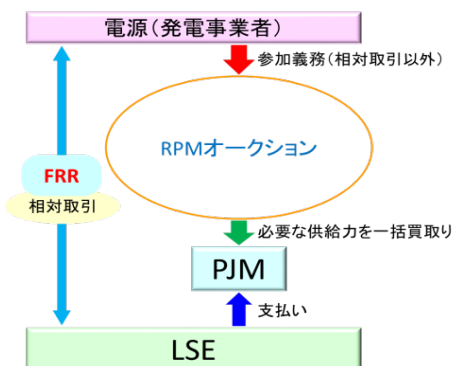
発電事業者は容量市場で決まった価格を受け取ることができる（未実行分にはペナルティが科される）。

(3) RPMオークション

発電設備容量を「クレジット」として取引する市場であり、発電量(kWh)の取引は別途行われる。

PJMが、必要な供給力をLSEに代わり一括調達する。

第1回及び第3回オークションは容量の削減、第2回オークションは容量の増強が可能。



【本市場設計の課題(日本に照らした時の課題等)】

- ◆ パワープールではなく電源と需要が紐付いている現在の日本の電力市場では、小売需要に応じて電源の運用が行われるため、電源が稼働可能な状況にあるかを系統運用者がいかに実効的に確認するかが課題。
- ◆ 償却が進んでいて固定費負担の低い電源に対しても新規電源と同じ額が支払われるため、新規電源の建設のインセンティブが弱い仕組み(他方で、既存電源の廃止による供給力不足の抑制策となる)。

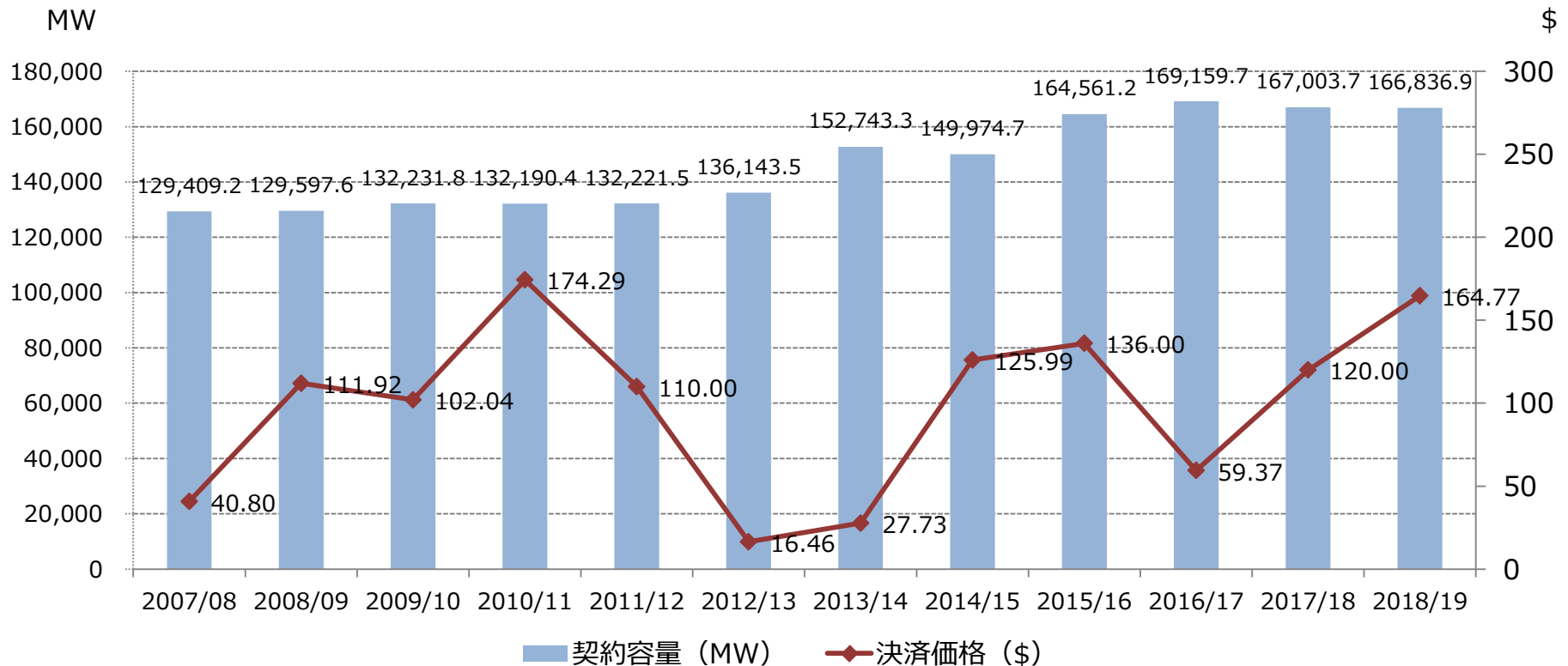
米国・PJMの容量市場（Capacity Performance）

- 2014年1月の大寒波でPJM管内の22%の発電所が稼働せず混乱が生じたことから、PJMでは新たにCapacity Performanceを導入。
- Capacity Performanceでは冬季ピークにも対応するため、通年での容量確保を義務づけるとともに、義務不履行時の発電事業者のペナルティを強化。（従来は夏季ピークを基準に容量確保）
- 2016年から2019年までは移行期間で、2020年にCapacity Performanceを100%とする。（2018年は従来型の容量も20%含まれている）

米国・PJMの容量市場オークション結果

- 決済価格は、2017/18年（2014年実施）の\$120/MW日に対し、Capacity Performance導入後の2018/19年（2015年実施）は\$164.77/MW日に上昇。
- 高いペナルティ価格の導入により、設備の信頼性向上のための投資が促進され、これが決済価格にも反映されたものと見られるが、詳細は調査が必要。

オークション結果（対象期間：2007/08～2018/19）



英国の容量市場（集中型）

(1) 調達容量

供給安定分析

系統運用者が信頼度基準（LOLEを使用）を使って分析
 （※LOLE: Loss of Load Expectation 予測される電力不足発生時間）

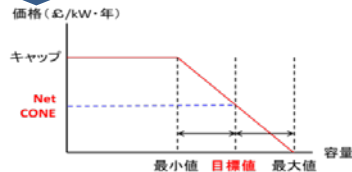
系統運用者が年間の容量総量を算出

DECCが4.5年前に必要な容量を設定

大臣がオークションで集める容量を決定

容量需要曲線

※DECCが毎年決定。



(2) オークション

発電設備容量を「クレジット」として取引する市場であり、発電量（kWh）の取引は別途行われる。

オークションの実施（毎年実施）

<入札者>

Price taker（既設プラント）

Price maker（新設プラント、DSR）

落札者は、系統運用者と容量協定（Capacity Agreement）を締結

※全ての電源は系統運用者による事前承認（適格性の確認）を取る義務

容量市場の対象

参加可能：①コジェネを含む、新規若しくは既存の発電容量、②内蔵電源を含めたデマンドレスポンス、③蓄電池、④EDR

参加不可：①再エネ義務（RO）、CfD、小規模FITを通じてサポートを受けた容量、②系統でつながっている海外の容量。

(3) 二次取引

受渡しの1年前から実施

物理取引

前回オークションで契約しなかった容量も取引が可能
 系統運用者は、取引に当たり、事前承認した事業者の名簿を作成・管理。この名簿は、本取引の他、精算時やペナルティ適用時にも使用。

金融取引

金融的なヘッジが可能

(5) 支払い

『Pay as clear方式』※で精算

※全ての供給に成功した市場参加者は、容量単位当たり同じ単価が支払われる。その単価は、最も高い金額で落札した参加者の金額により決定される。

小売事業者

支払い

精算組織（政府）

（補助）

精算エージェント
 （Elexon社）

罰金

供給事業者

『容量コスト』＝『容量支払い』＋『超過分支払い』＋『精算組織のコスト』

(4) 受渡し

（受渡し期間：10月1日～9月30日）

需給ひっ迫が予想される4時間前に、系統運用者が『容量市場警報（Capacity Market warning）』を発令。

供給事業者は、容量協定に定められた容量を供給する。

供給失敗

罰金

（前払いされた容量支払い（Capacity Payment）の一部を返金）

契約以上に供給

超過分の支払い

（罰金と同じレートで支払い）

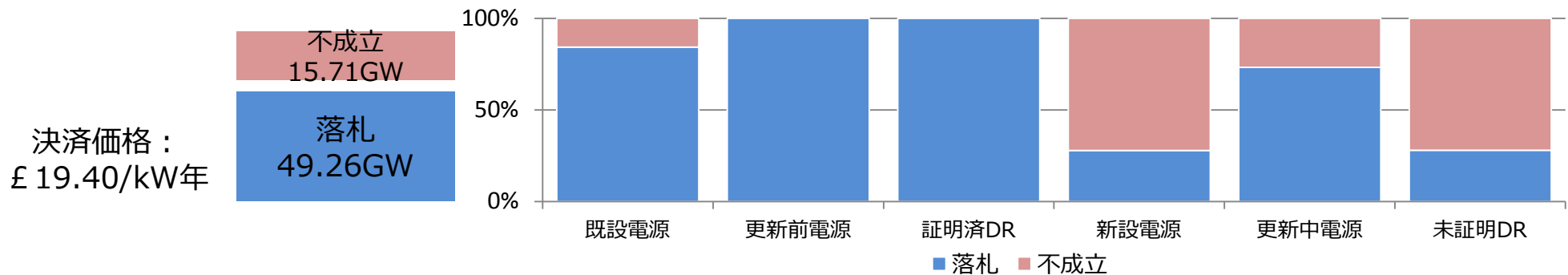
【本市場設計の課題（日本に照らした時の課題等）】

- ◆ 容量市場への電源の参加は任意であるため、参加しない電源については供給力確保メカニズムの対象外となる。
- ◆ 相対契約で容量を確保している小売事業者も、容量コストの支払いをしなければならず、相対契約の締結による発電投資の促進を阻害する可能性がある。
- ◆ 償却が進んでいて固定費負担の低い電源に対しても新規電源と同じ額が支払われるため、新規電源の建設のインセンティブが弱い仕組み（他方で、既存電源の廃止による供給力不足の抑制策となる）。

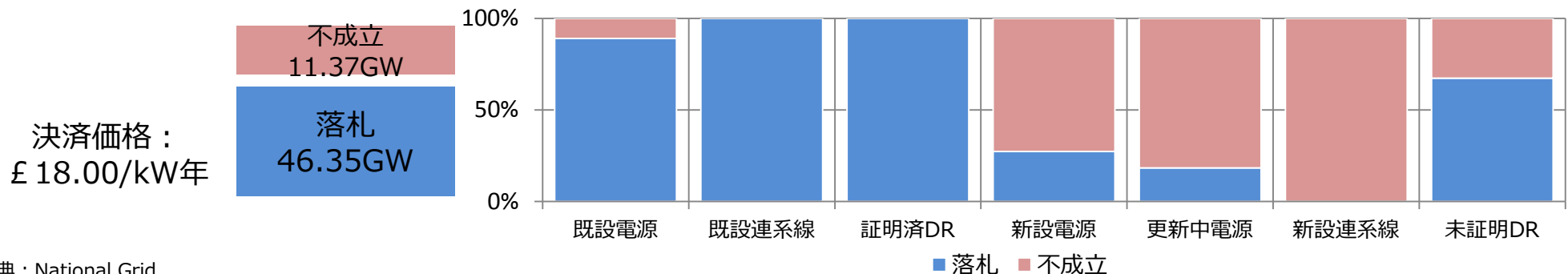
英国の容量市場オークション結果

- 2014年より2度の容量市場オークションを実施。決済価格は、2018/19年（2014年実施）の £ 19.40/kW年に対し、2019/20年（2015年実施）は £ 18.00/kW年と、より競争的な価格になった。
- National Gridのレポートによれば、オークションでは既設電源の落札が多く、新設電源はほとんど落札できていない。

2014年12月実施 第1回オークション結果（対象期間：2018/19）

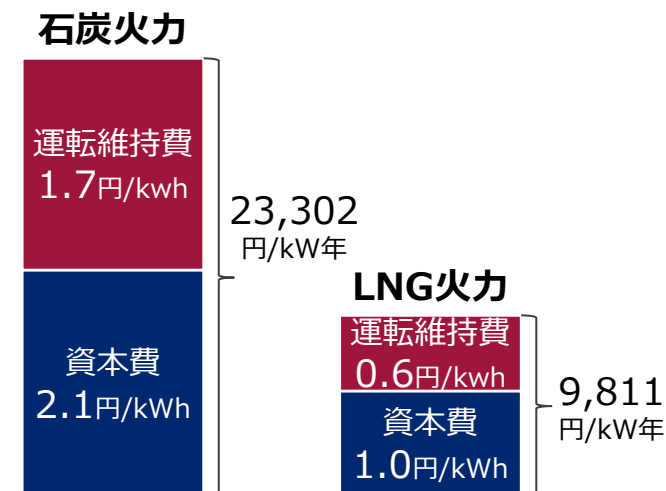


2015年12月実施 第2回オークション結果（対象期間：2019/20）

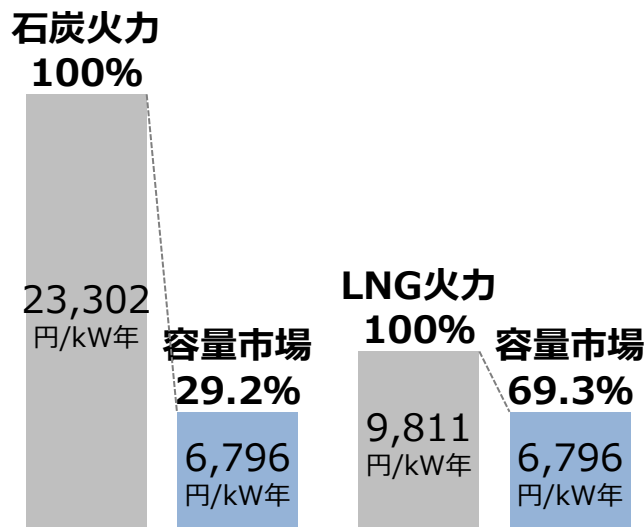


(参考) 容量市場による固定費の回収率イメージ

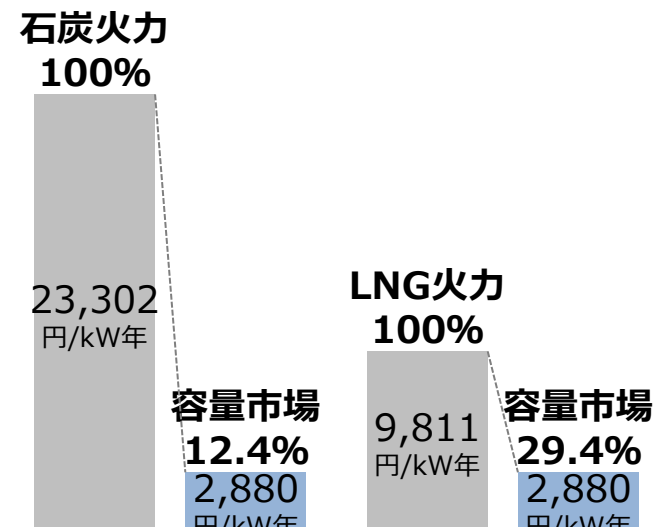
我が国の発電コスト（2014年）



米国・PJMの容量市場での契約価格（2018/19年）



英国の容量市場での契約価格（2019/20年）



決済価格

$$164.77 \frac{\text{ドル}}{\text{MW日}} \times 113 \frac{\text{円}}{\text{ドル}} \times 365 \frac{\text{日}}{\text{年}} \times 0.001 \frac{\text{MW}}{\text{kW}} = 6,796 \frac{\text{円}}{\text{kW年}}$$

決済価格

$$18.00 \frac{\text{ポンド}}{\text{kW年}} \times 160 \frac{\text{円}}{\text{ポンド}} = 2,880 \frac{\text{円}}{\text{kW年}}$$

$$6,796 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} \div 23,302 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} = 29.2\%$$

$$2,880 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} \div 23,302 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} = 12.4\%$$

$$6,796 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} \div 9,811 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} = 69.3\%$$

$$2,880 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} \div 9,811 \frac{\text{円}}{\text{kW年}} = 29.4\%$$

石炭火力発電コスト

$$(1.7 + 2.1) \frac{\text{円}}{\text{kWh}} \times 8,760 \frac{\text{時間}}{\text{年}} \times 70\% = 23,302 \frac{\text{円}}{\text{kW年}}$$

LNG火力発電コスト

$$(0.6 + 1.0) \frac{\text{円}}{\text{kWh}} \times 8,760 \frac{\text{時間}}{\text{年}} \times 70\% = 9,811 \frac{\text{円}}{\text{kW年}}$$

米国・PJMの場合、容量市場価格は1kW年あたり6,796円に相当し、例えば100万kWの老朽火力に対し、固定費として年間68億円を拠出している計算