

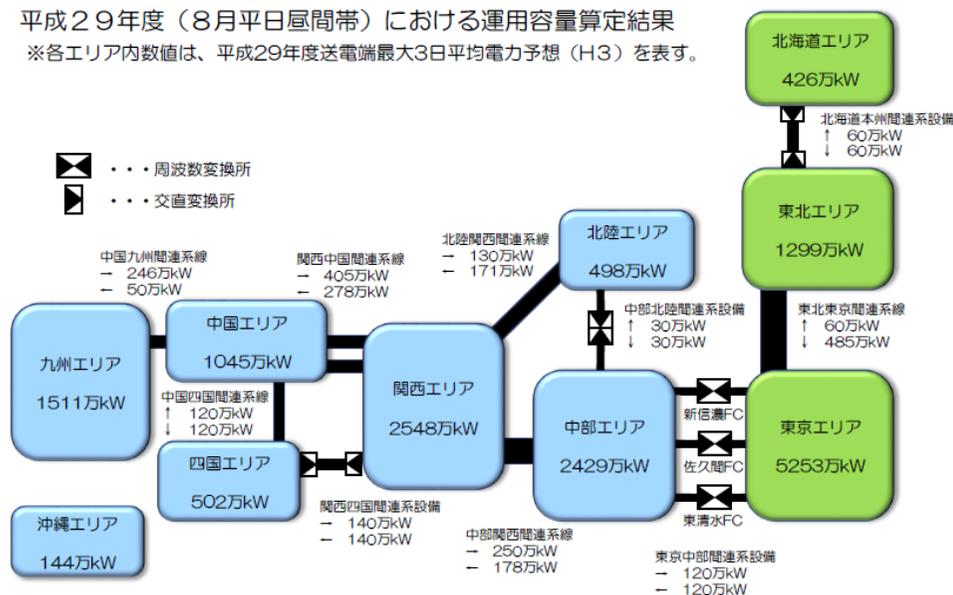
容量市場の地理的範囲について

平成29年6月22日

容量市場の在り方等に関する勉強会事務局

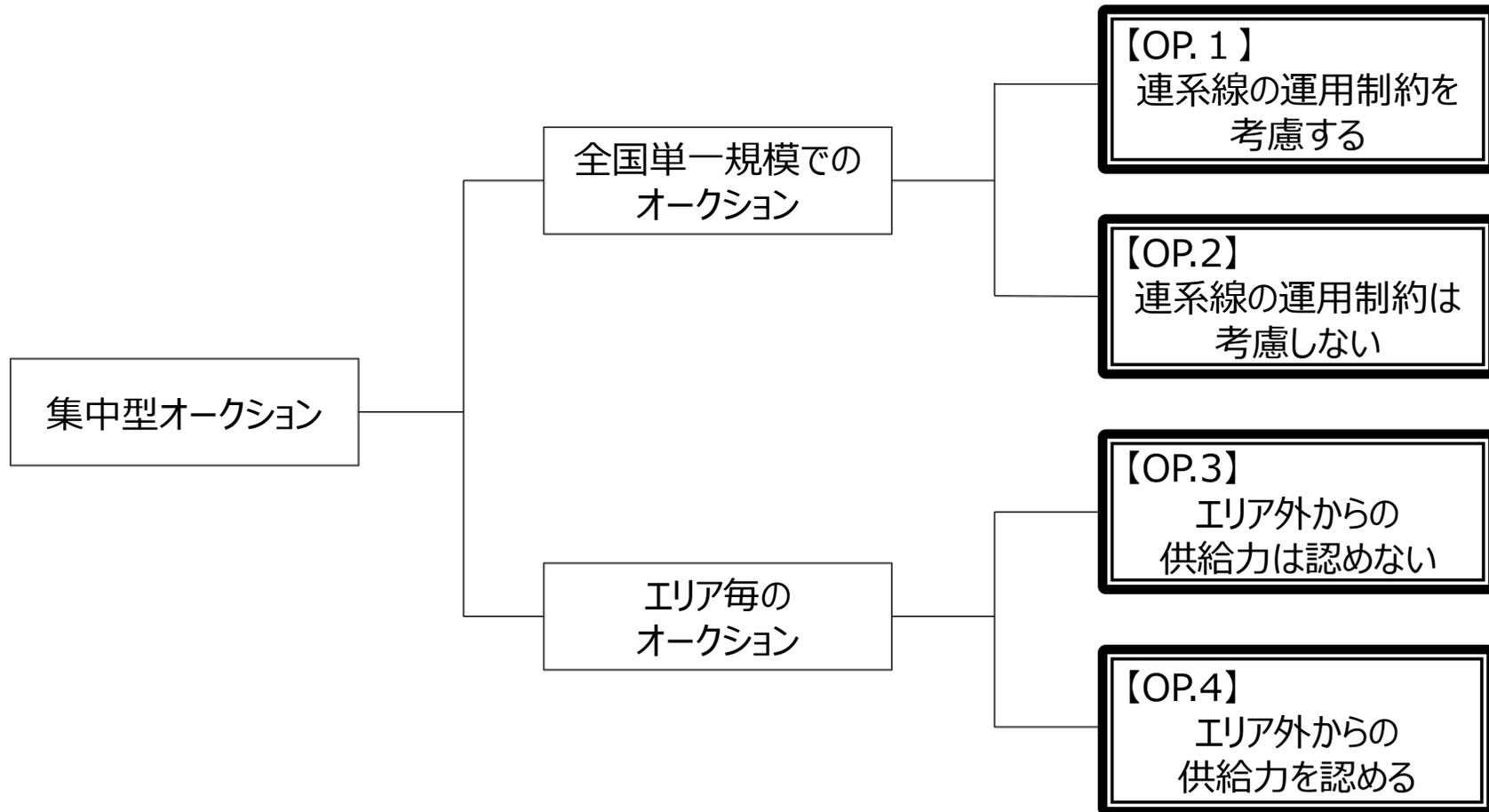
- 我が国では、複数のエリアのTSOによりそれぞれのエリアの需給をバランスさせ、周波数を維持するよう運用されていることが特徴である。
- 一方、沖縄を除く各エリア間は地域間連系線により連系されており、従来より、緊急時の融通等が行われている。さらに今後は、間接オークションの導入等により、メリットオーダーに基づく経済的な連系線利用が進められる見込みである。
- 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」においても、広域的に調達して運用する仮定のもと、エリア別の供給予備力設定について議論されている。
- このような運用の実態に鑑み、容量市場の設計にあたって、エリアおよび地域間連系線についてどのように扱うべきか。

平成29年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果
 ※各エリア内数値は、平成29年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



H29.3 平成29～38年度の連系線の運用容量
 (年間計画・長期計画) (広域機関) より

- 容量オークションの実施にあたり、全国の電源等の地理的な条件を考慮するか否かについては、以下のようなオプションを採り得るものと考えられる。

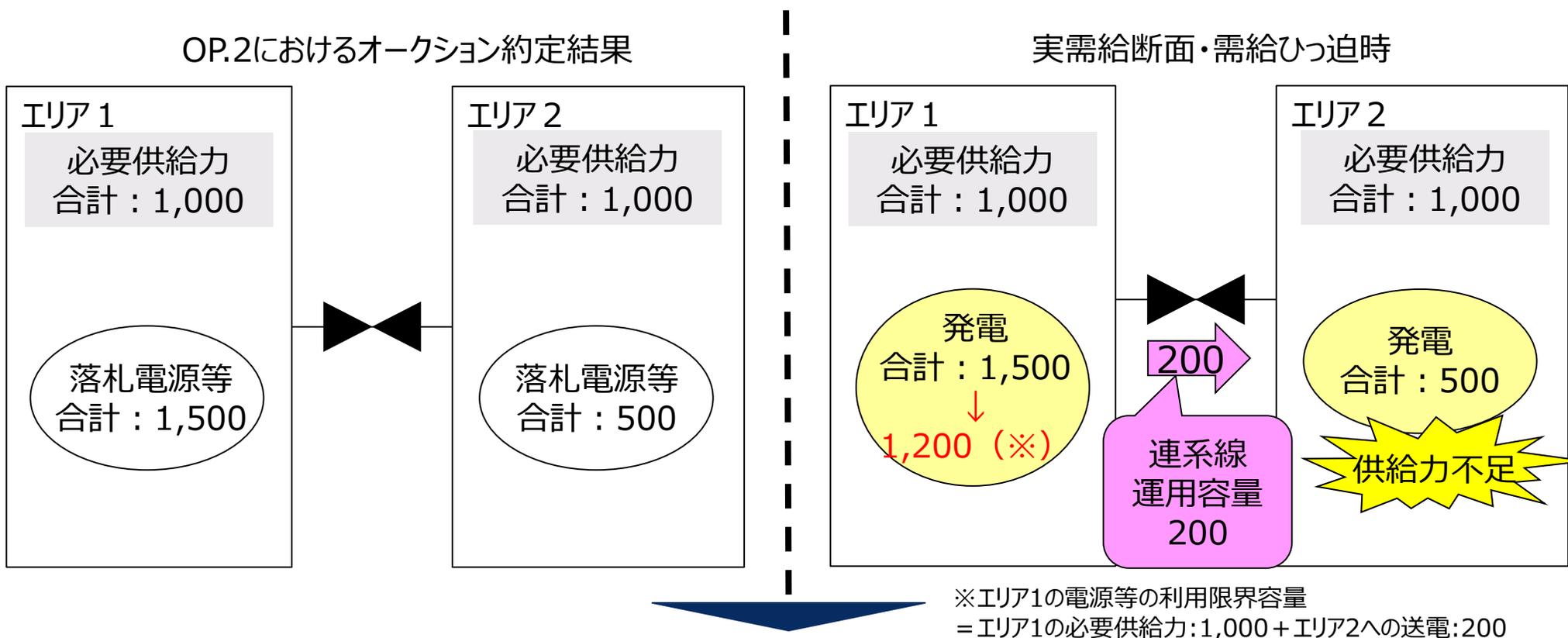


(注) 以下の議論において、容量オークションはシングルプライスオークションとして行うことを前提とする。

2. 発電側の扱いについて

(1) OP.1とOP.2の比較

- OP.2のように、連系線の制約を一切考慮しない場合、通常はまずあり得ないとは考えられるが、容量オークションの結果として、特定のエリアに極端な量の電源等が偏在するようなことも否定はできない。
- このような場合、実需給断面において連系線において運用制約が発生することで、想定していた供給力を確保できなくなり、需給ひっ迫を招くことともなり得る。



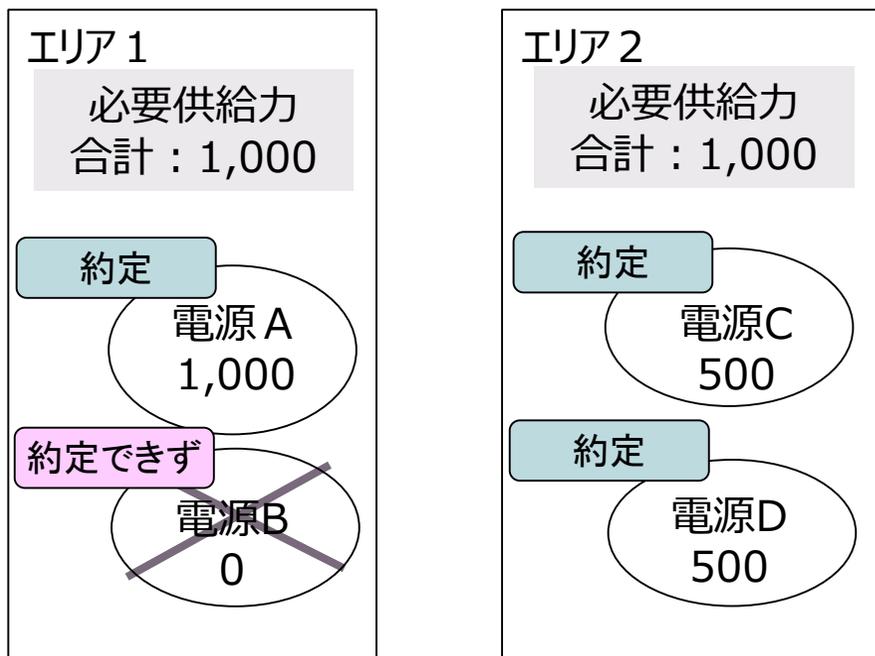
- 全国単一規模でオークションを行う場合には、連系線の運用制約を無視することはできないのではないかと。
⇒ まずは、OP.2は採り得ないとの整理とする。

2. 発電側の扱いについて

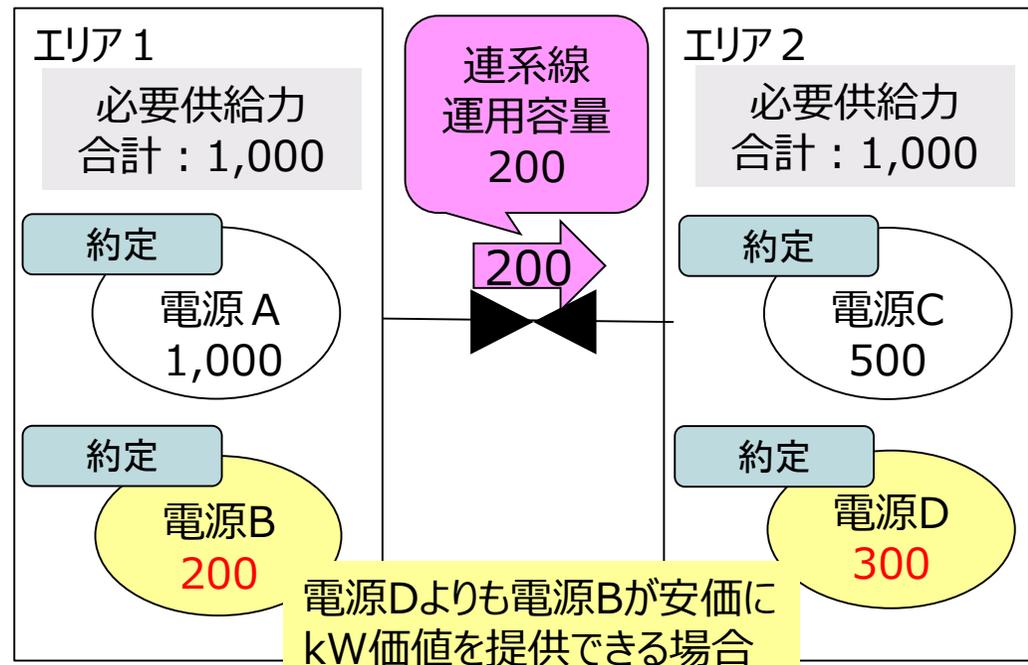
(2) OP.3とOP.4の比較

- 各エリア毎に独立したオークションを行うとした場合、OP.3のように、エリア外からの供給力を考慮しないという考え方もあり得る。
- しかしながら、国民負担を軽減すべく、より経済的に供給力を確保することを考慮すると、エリア外からの入札も含め、エリア全体として最経済的なkW確保を目指すことが望ましいと考えられる。

OP.3の考え方によるオークション



OP.4の考え方によるオークション

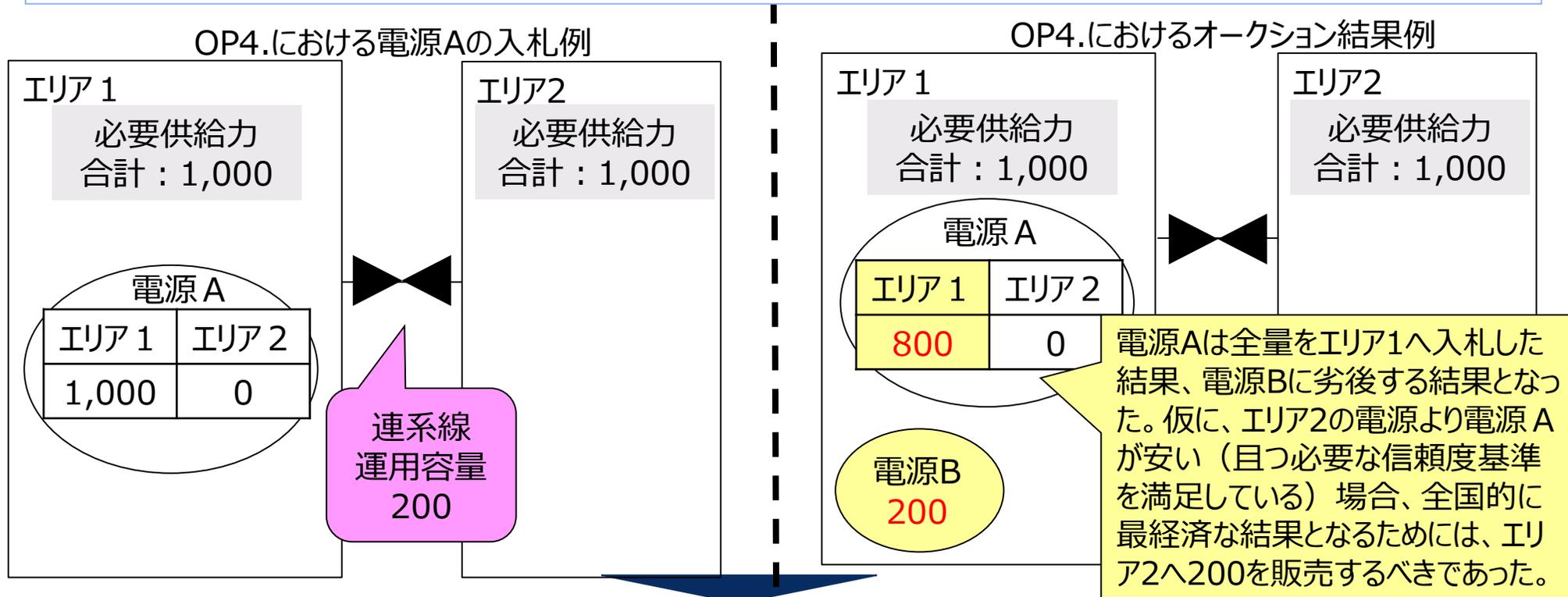


- エリア毎にオークションを行う場合においても、連系線の運用制約を考慮のうえ、エリア外からの供給力を認めるべきではないか。
⇒ まずは、OP.3は採り得ないとの整理とする。

2. 発電側の扱いについて

(3) OP.1とOP.4の比較

- 前述のとおり、必要な供給力を経済的に確保するためには、OP.1（連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一規模でオークションを行う）もしくは、OP.4（エリア外からの供給力を認めたとうえで、エリア毎にオークションを行う）が望ましい。
- しかしながら、OP.4の場合、我が国全体としての経済合理性を確保する観点において、入札者が適切に入札エリアを選択しなければ広域メリットオーダーが達成されないが、入札者には落札価格や他者の入札行動を予見することはできない。

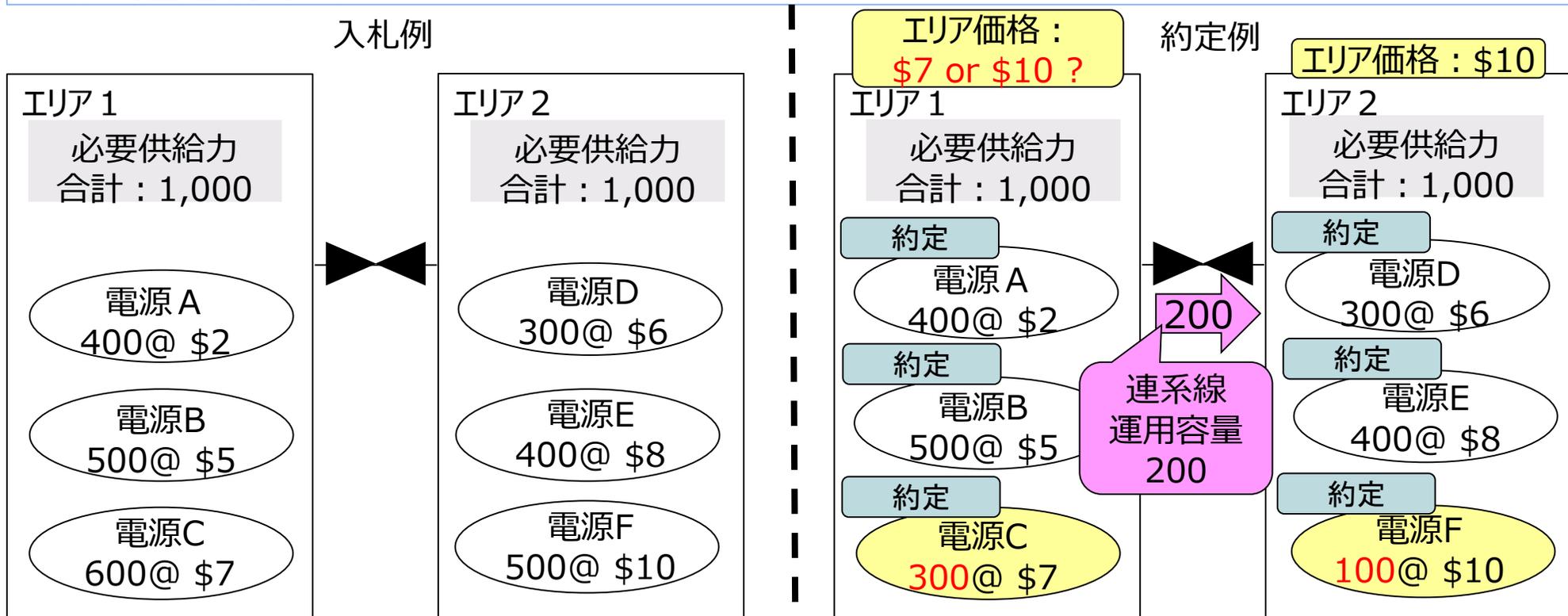


- 我が国全体として経済的に供給力を確保するためには、OP.1（連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一規模でオークションを行う）とすることがもっとも望ましいと考えて良いのではないか。

2. 発電側の扱いについて

(4) OP.1に関する留意点

- OP.1（連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一規模でオークションを行う）とする場合、連系線の運用容量による制約を受けて必ずしも市場へ入札された価格の安い順に約定されるものではない。これはJEPXにおけるkWhの取引における市場分断と類似した状況と考えられることから、電源投資を促すシグナルという意味においても、エリア間に値差が発生すると認識することができるのではないかと（OP.1-1）。
- あるいは、全国で供給信頼度を評価のうえ、必要な供給力を確保するための費用最小化を求めた結果と位置付ければ、全国でマージナルな価格をオークションの統一約定価格と認識することもあり得るか（OP.1-2）。
- これらについては、容量市場の範囲やそれに応じた約定処理の方法を含め、必要に応じて今後の詳細検討で改めて整理をしていく。

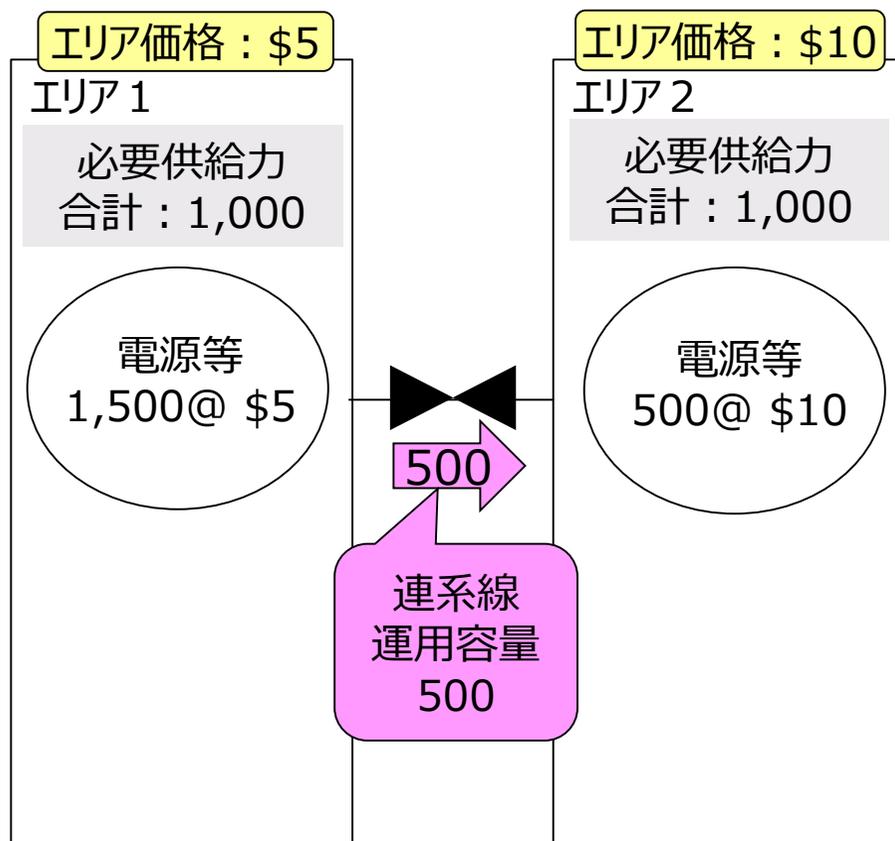


- 集中型市場の仕組みにおいては、発電側へ支払われる総額を、何らかの考え方（例えば需要規模比率）に従って小売事業者に対し按分して請求することとなる。
- 前ページの記載のうち、連系線の利用に制約が生ずるような状況において、発電側へ支払われる金額に関し、エリア間のオークション約定価格に値差が発生すると認識した場合（OP.1-1）、小売側への請求の仕方として、以下の2つのオプションが考えられる。
 - OP.1-1-a
小売事業を営むエリア毎に、発電側のオークション約定額を課す。
 - OP. 1-1-b
発電事業者等へ支払われる総額を全国で集計のうえ、何らかの考え方（例えば、発電側の約定結果におけるエリア間値差と同程度の傾斜配分とする 等）に従って小売事業者に対し配分して請求する。
- なお、OP.1-2の場合には、上記の考慮は不要。

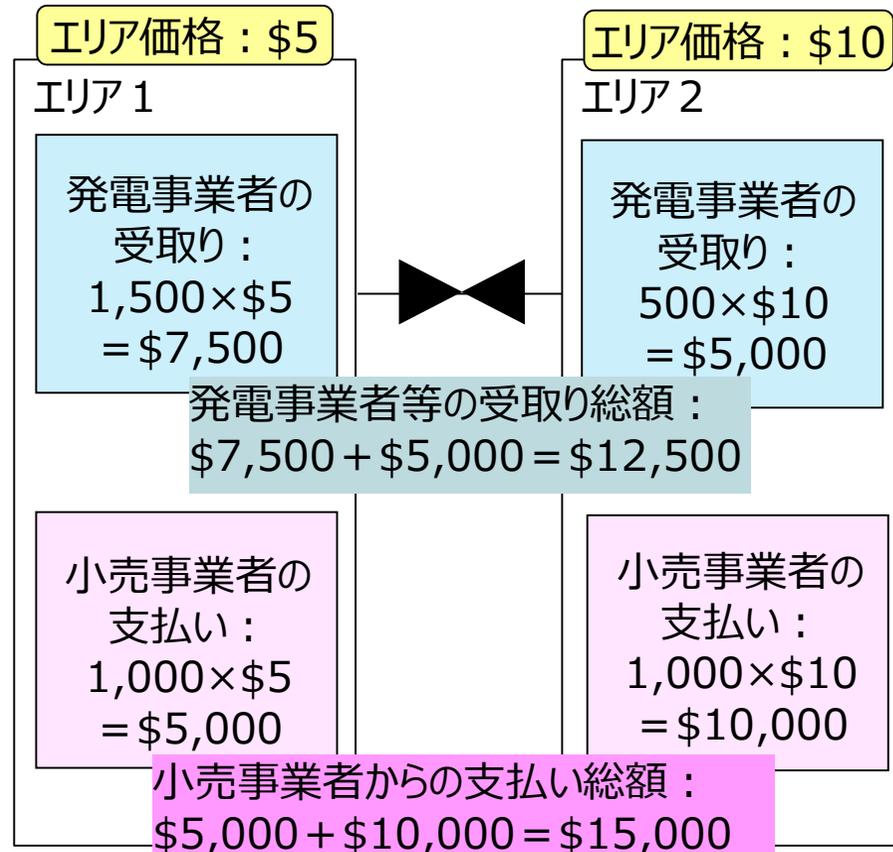
3. 小売側の扱いについて OP.1-1-aとOP.1-1-bの比較 (1/2)

- OP.1-1-aの考え方とした場合、連系線に制約が生じ、エリア間で値差が発生すると、容量市場において発電事業者等へ支払われる総額と小売事業者へ支払われる総額に差異（剰余金）が生ずる。
- このときの剰余金をどう扱うかが課題となる（広域機関が維持管理するか、何らかの精算対象とするか、収益と認識する場合には課税の是非をどう考えるか）。

容量オークション約定結果



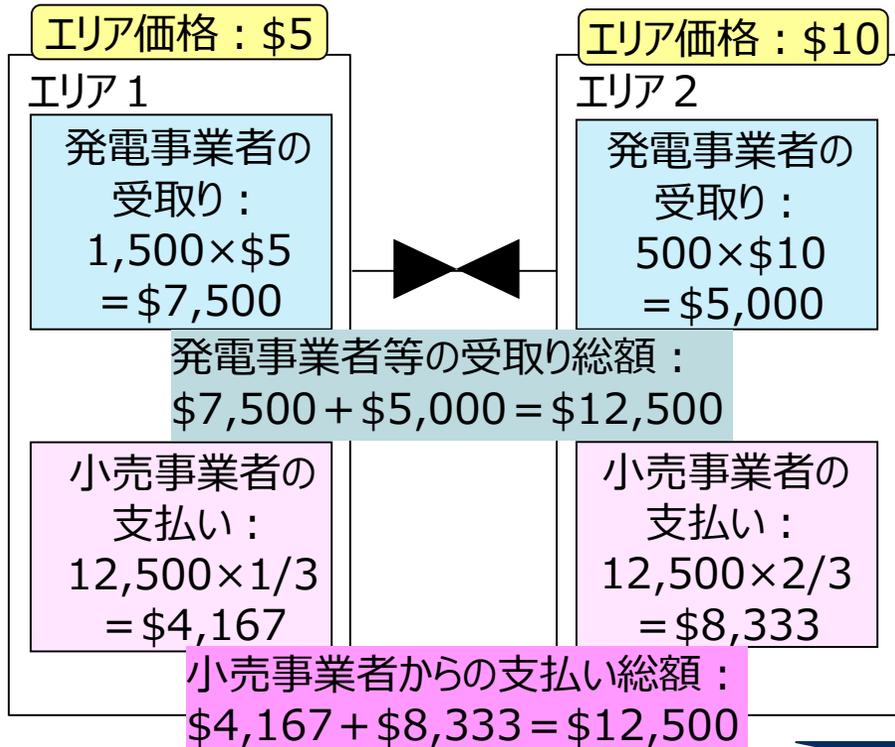
OP.1-1-aの場合の精算イメージ



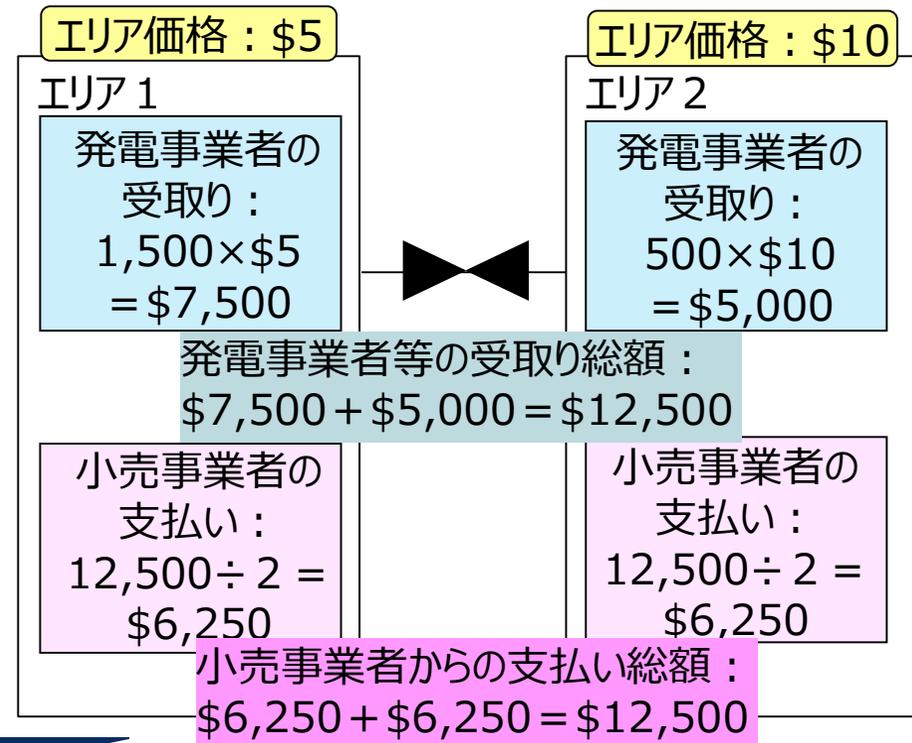
3. 小売側の扱いについて OP.1-1-aとOP.1-1-bの比較 (2/2)

- OP.1-1-bの考え方によれば、OP.1-1-aと比較して、小売事業者の総支払額が少なくなる（発電事業者等へ支払われる総額と小売事業者へ支払われる総額に差異・剰余金は生じない）。
- 下図に、精算のイメージを示す。

OP. 1-1-bの場合の精算イメージ①



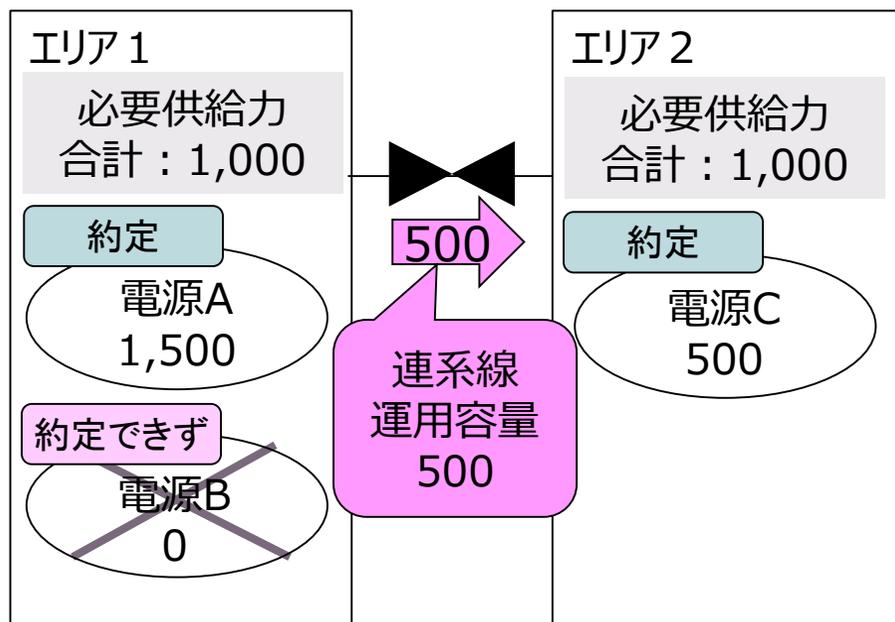
OP. 1-1-bの場合の精算イメージ②



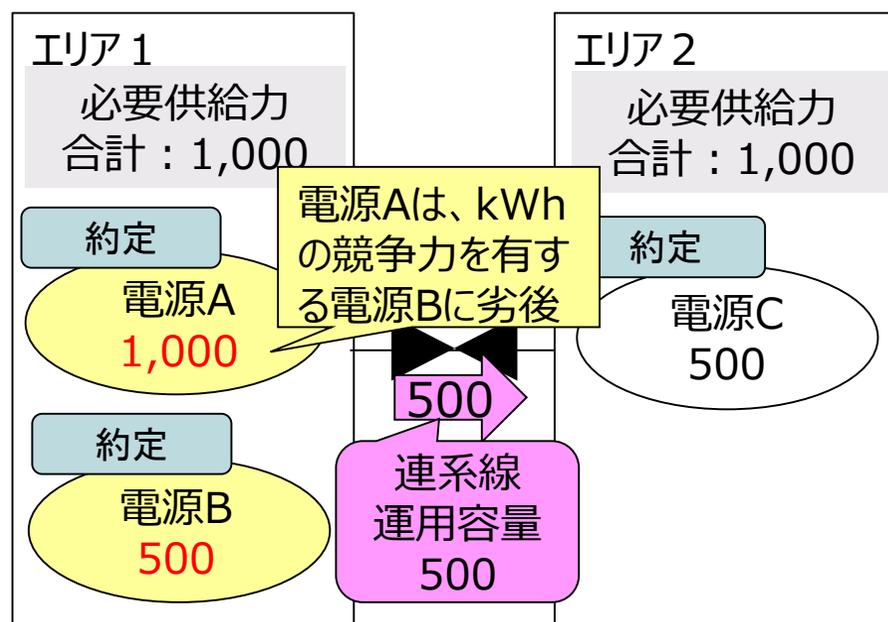
- スポット市場の取引と同様に考えれば、容量市場の取引においても小売側に発電側のオークション約定価格と同額を課す案 (1-1-a) とするほうが整合性が高いと考えられる。他方、小売の総支払額抑制の観点から、当面は全国における発電事業者への支払い総額を全ての小売事業者へ配分する考え方 (1-1-b) も一案。

- 前述のとおり、OP.1（連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一規模でオークションを行う）とする場合、全国の供給力を統一的なオークションをとおして最経済的に確保できることが期待できる。
- 一方、連系線を跨ぐ実際の電気の供給に関しては、間接オークションを通じたkWhの競争力に応じて連系線の利用順位が決定する（あるいは、連系線ルールに関する経過措置電源のように、従来の契約を尊重する場合もある）。
- このように、容量市場におけるkWの競争力とkWhの競争力が必ずしも一致しないことについては、リクワイアメント・アセスメントの整理において、今後検討すべき事項と認識。
 （前回勉強会にて示したように、「需給ひっ迫の想定される時間帯において電気を供給していること又はスポット市場に応札していること」によりリクワイアメントに対する評価を行うとすれば、特に問題とはならないと考えられる。）

容量オークション約定結果



実需断面（kWh取引約定結果）



Ⅲ. 検討結果

4. 経過措置(3)

4. 対象

- 1) 原則として(※1)、現行ルールの下、既に連系線利用登録を行っている小売事業者を対象とする。
- 2) ただし、連系線利用登録に登録された契約の相手先との間で合意が得られる場合は、当該相手先に付与することも可能とする。

5. 内容

- 1) 経過措置の対象事業者が、経過措置期間中、間接オークションの仕組みの下、結果として、従来と等価な相対契約を締結できるよう、以下の内容の措置を講ずる。
 - ・経過措置の対象となる小売事業者が、従来の連系線利用に準じた手続きに基づき登録(※2)（「経過措置計画」という。）を行い、この量をスポット市場へ応札し、約定した場合であって、
 - ・当該経過措置計画に記載された電気の調達元（発電契約者又は小売事業者）が、同量をスポット市場に応札した場合に、
 - ・事後的に、エリア間値差相当分(※3)を、JEPXとの間で精算するものとする。
- 2) 経過措置の転売については、一定の効率性向上に資する可能性があるものの、これを認めないこととする。

6. 位置付け

- 1) 現在、JEPXは、その業務規程に基づき、市場分断処理を行った場合、分断した市場間の価格差に、連系線の利用量を乗じて得られる金額（JEPXが、価格の安い市場で電気を購入し、価格の高い市場で販売することによって得られる対価に相当。）を「市場間値差積立金」の項目に計上。
- 2) 経過措置は、上記2. の目的を達成するため、経過措置の対象事業者が、JEPXルールに基づき、電力の対価として、JEPXからエリア間値差相当分を受け取り、又はJEPXに対して支払う措置とする。
- 3) 経過措置期間中、JEPXは、上記5. に掲げる精算を行うため、「市場間値差積立金」から必要な額を支払い、又は受領した額を「市場間値差積立金」に積み上げるものとする。

(※1) 例外として、供給先未定の段階で、発電事業者が登録を行っている場合がある。この場合であっても、空押さえを防ぐ観点から、実需給の2年前のタイミングで、供給先となる小売事業者に対して、当該登録を承継する仕組み。経過措置においても、同様の仕組みで、小売事業者に対し、従来の連系線利用登録に準じた登録の承継を行うものとする。

(※2) ただし、連系線を利用する地位又は権利が付与されるものではない。

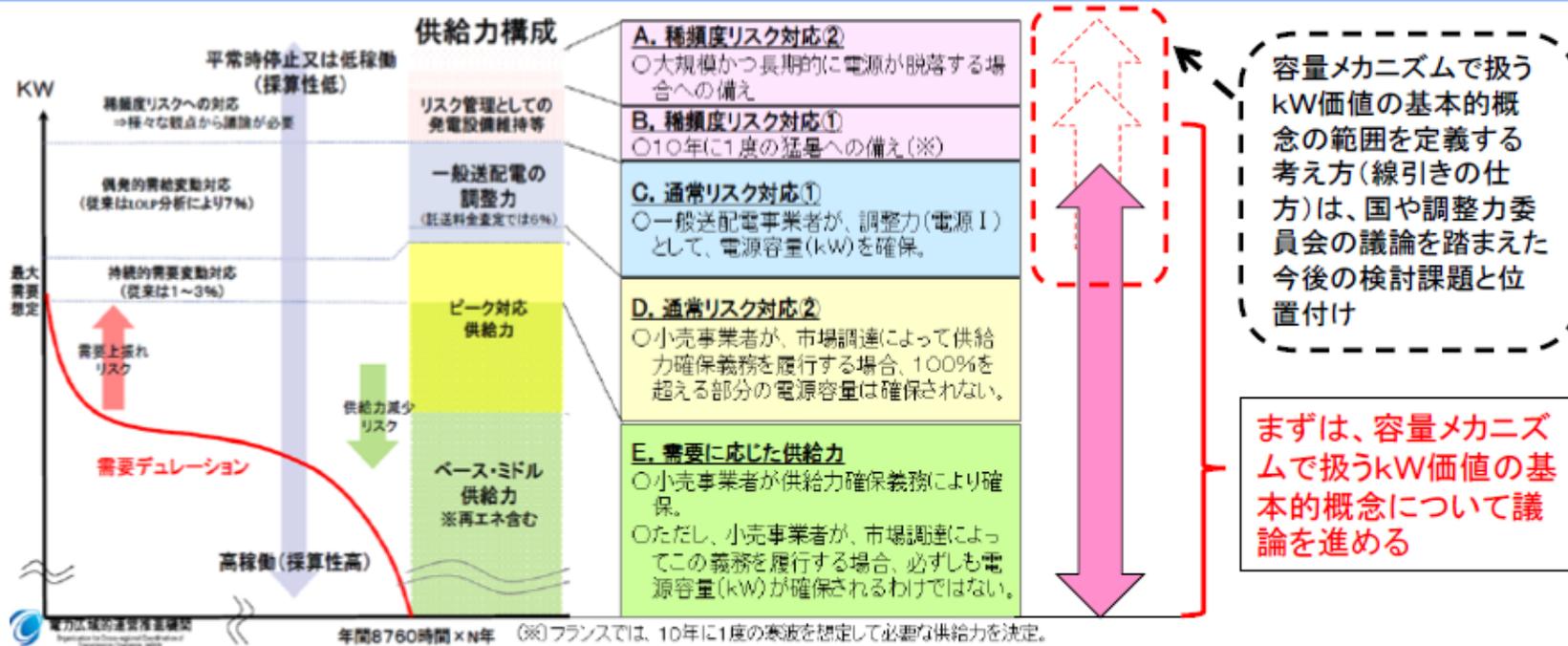
(※3) 経過措置対象事業者又はその電気の調達元が、①価格の安い市場で電気を販売し、価格の高い市場で購入する場合に要する費用、②又は価格の高い市場で電気を販売し、価格の安い市場で購入場合に得られる収益に相当。

- なお、例えリクワイアメントを設定しても、様々な要因によりリクワイアメントを果たせないことも考えられ、各要因に対してペナルティ対象か否かの判断も必要と考える(詳細については、今後改めて検討)。

リクワイアメントの例	ペナルティの判断を要する事項	考えられる要因	考えられる対応
約束された期間のうち、需給ひっ迫が想定された状況において、当該電源等により、kWhの供給がなされていること	計画外停止 (発電計画=0)	発電設備トラブルにより発電できないもの	発電の意思を有するものの、需給運用上、必要とされる時期にkWhを供給する能力を有していないことが明らかであるため、 ペナルティの対象 と考えて良いのではないか
	突発的なトラブル (発電インバランス)	発電設備トラブルにより発電できないもの	自身に起因する事象でないため、ペナルティの対象外とするか
スポット市場にkWhを抛出していること	落札に至らなかった場合	当該電源の限界費用が高く、約定できなかった	kWhを供給する意思があり、また、市場に十分なタマが出ており、健全な競争が行われたことにより約定されなかった(需給ひっ迫が顕在化しなかった)と考えれば、 ペナルティの対象外 とするか
		市場への投入意思がそもそも希薄なため、あえて高額で入札した	健全な市場運営の観点から、当該発電事業者の行動については、継続的に注意を要するのではないか

■ 今回、発電側の扱いについて、「連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一規模でオークションを行う」方向で一旦整理をしているが、この際に考慮すべき連系線の容量は、容量市場の対象とする範囲によって大きく変わり得る（運用容量×n；n=0~100%）ことに留意が必要。

- 容量市場としてどこまでのリスクに対応した電源を対象とするか、その範囲を定義する考え方の整理は重要な論点であり、後述のとおり、国の審議会においても論点①に位置付けられている。
- また、この議論は、発電設備の調整能力の評価にも関わる事項のため、リアルタイム市場の設計にも依存。



○本勉強会においては、この論点は今後の検討課題と位置付けた上で、まずは容量市場にて取り扱うkW価値の基本的概念にあたる部分に焦点を当てて検討を進めることとする。

- 容量市場に関する今後の検討にあたり、地理的範囲に関しては、当面は以下の整理とすることによいか。
 - 発電側に関しては、連系線の運用制約を考慮のうえ、全国単一市場とする。
 - 小売側に関しては、小売側に発電側のオークション約定価格と同額を課す考え方（OP.1-1-a）とするか、発電事業者への支払い総額を全ての小売事業者へ配分する考え方(OP.1-1-b)とするか、今後議論の必要な課題。
- 留意点としては以下のとおり。
 - 特に連系線を跨ぐkW価値の提供にあたっては、連系線利用ルール変更に伴う経過措置電源等、kWhの供給と整合しない可能性もあるため、ペナルティ等の扱いについては別途検討を要する。
 - 容量市場で考慮すべき連系線容量は、容量市場の対象とする範囲によって大きく変わり得る。
- なお、沖縄エリアについては明らかに他エリアとの連系がなされていないことから、単独のエリアとして別途検討を行う必要があるものと考えられる。