

# 容量市場について

2019年9月13日

資源エネルギー庁

# 容量市場の開始に向けて

- 容量市場の初回オークションは2020年度に開始される予定である。現在、実際の運用にむけて市場管理者である、広域機関において詳細な検討を行っているところ。その検討等の中でいくつか議論が必要な項目が出てきたため、その点について議論を行う。
  1. 市場競争が限定的なエリアについて
  2. 発動指令電源について
  3. 発電側基本料金の導入について

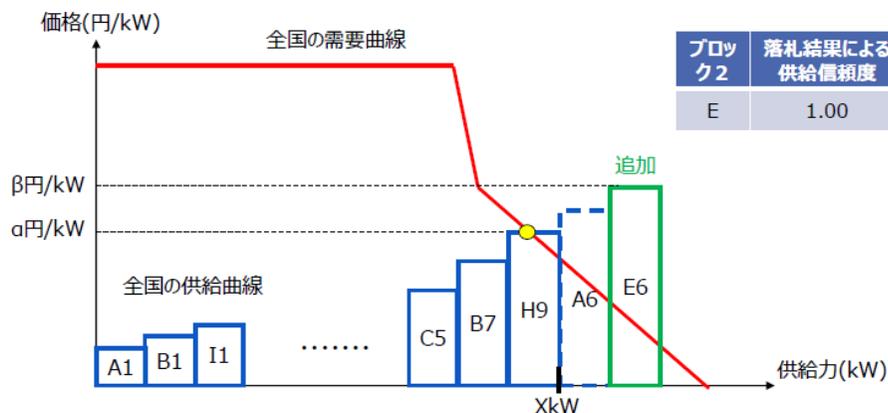
**1. 市場競争が限定的なエリアについて**

**2. 発動指令電源について**

**3. 発電側基本料金の導入について**

# 市場競争が限定的なエリアについて

- 容量市場については、全国単一市場のシングルプライスオークションにて実施することとしている。
- 全国単一市場として、全国大で供給信頼度を満たすように容量を確保するが、連系線制約を考慮すると、各エリアの供給信頼度が確保できないことがあり、その場合には、市場分断する。
- 市場分断したエリアは、供給信頼度を満たすまでそのエリアの応札価格の安い順に約定し、約定した電源のうち一番高い応札価格を約定価格としている。
- 他方、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアにおいては、適正な価格で入札されなかったり、全体の支払額が増加する可能性も考えられる。具体的には、当該エリアにおける供給力の量によっては、コストが非常に高い電源も含めほぼすべての電源が約定する可能性が考えられる。その場合、エリアプライスについてもコストが非常に高い電源に連動して高くなる。その対応として、こうした際の約定方法について整理が必要であると考えられる。



ブロック	落札結果による供給信頼度	追加約定後	価格
E	1.00	0.03	β

第15回容量市場の在り方等に関する検討会資料より抜粋

# 市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法

- 市場が分断した場合、供給力確保の観点からそのエリアのエリアプライスの上昇を許容することで電源設置インセンティブを付与することが重要。一方で、エリアプライスが過度に高くなった場合には、当該エリアの小売事業者の負担が増加することになるため、電源設置インセンティブの付与と小売事業者の負担のバランスに配慮することが必要。
- このため、例えば、分断処理の結果、入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかった電源を応札した事業者が1者の独占状態となっているエリア、といった市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアでは、以下のとおり約定価格を決定することとしてはどうか。
  - ① 市場分断が発生した後に供給信頼度基準を満たすまで追加で供給力を確保する。
  - ② 当該エリアのエリアプライスは、約定した電源のうち当該エリアの最も高い応札価格とする。ただし、隣接エリアのエリアプライスのX倍を超えた場合、隣接エリアのエリアプライスのX倍を当該エリアのエリアプライスとする。
  - ③ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを下回る電源については、当該エリアのエリアプライスを約定価格とする。
  - ④ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格とする。
- ②のエリアプライスの上限となる“X倍”については、“隣接エリアのエリアプライスの1.5倍”としてはどうか※。
- 約定価格近傍の応札（③の約定価格周辺、④で約定したすべての応札）を監視の対象とし、コストベースで入札していることを確認することで、入札価格の適正性を確認する。
- なお、上記の方法で分断を実施した場合において、電源設置インセンティブが不十分、過度な小売事業者負担が発生するなどの事情が判明した場合には、エリアプライスの上限を決めるX倍の数値も含め、次回のオークションまでに別途対応を検討する。

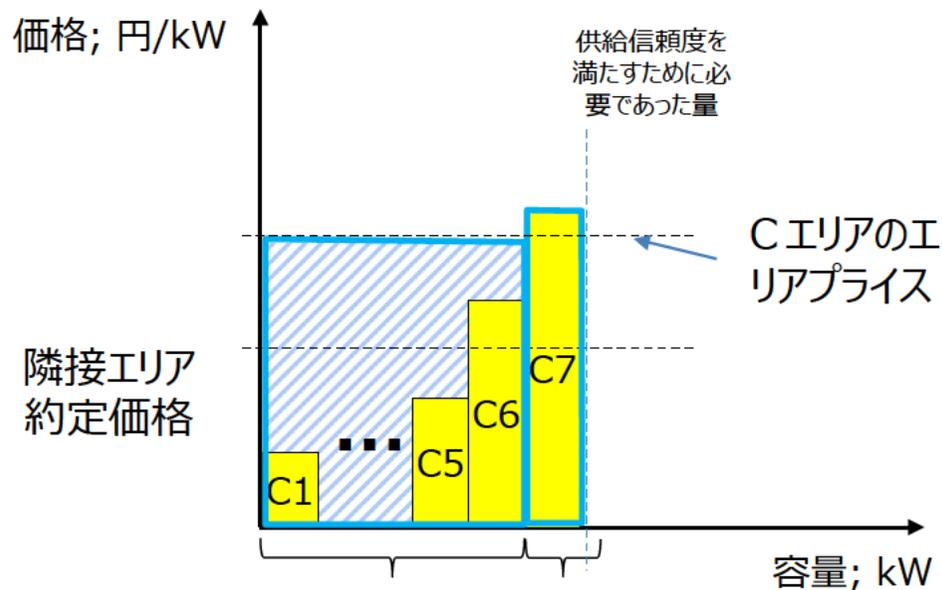
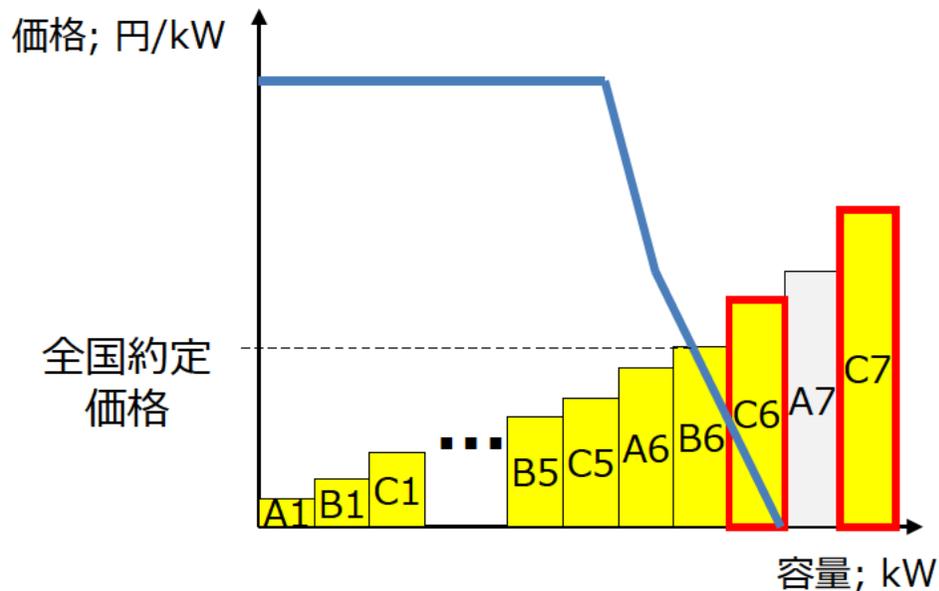
※ 容量市場における上限価格について議論されている内容（第16回 容量市場の在り方等に関する検討会@広域機関）を踏まえたもの。容量市場の入札においては、もっとも限界費用が高いと考えられる緊急設置電源のコストが上限価格になるのではないかとのコメントがあった。この際、上限価格を指標価格の1.5倍とすると、緊急設置電源にかかるコストの回収も可能と考えられるとのコメントがあった。なお、②のX倍が高まるほど、電源設置インセンティブが高まるものの、小売事業者負担が重くなることに留意する必要がある。また、基準とするプライスは、隣接エリアだけでなく、全国約定価格とする考え方もある。

# 市場競争が限定的なエリアでの約定方法のイメージ

全国市場で約定処理を実施。  
約定処理の結果、Cエリアが分断。



追加調達したCエリアのエリア価格は、隣接エリアのエリア価格のX倍を上限として算定。  
算定したエリア価格を超えた応札価格で約定した電源は、応札価格を約定価格とする。



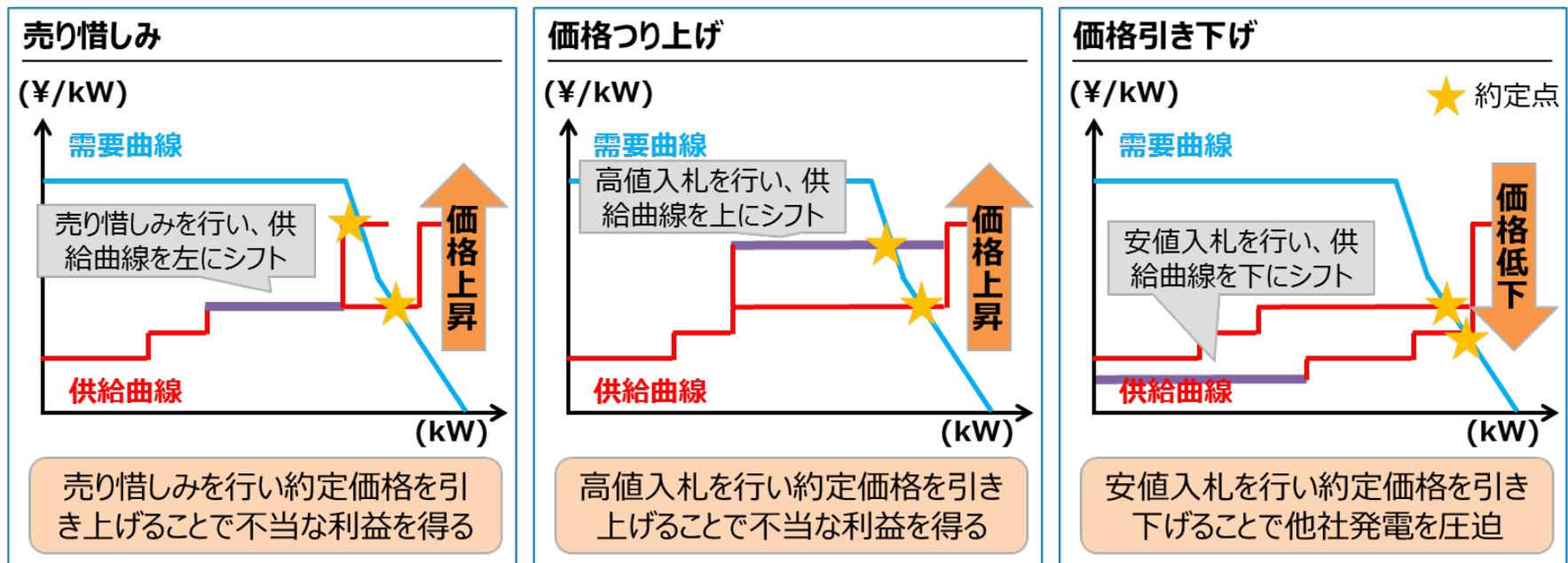
応札価格 ≤ Cエリアのエリア価格  
約定価格 = Cエリアのエリア価格  
(シングルプライス)

応札価格 > Cエリアのエリア価格  
約定価格 = 応札価格  
(マルチプライス)

# (参考) 市場支配力の行使への対応

- 市場分断により、市場競争が限定的なエリアにおいては、市場支配力を持つ価格決定者が市場支配力を行使するおそれがある。
- 市場支配力を行使したかどうかに関する監視・規制のより具体的、詳細な方法については、監視等委員会及び広域機関とも連携して検討を行うこととしている。

## 市場支配力行使の類型



**1. 市場競争が限定的なエリアについて**

**2. 発動指令電源について**

**3. 発電側基本料金の導入について**

# 発動指令電源の多様な活用について

- 第31回制度検討作業部会において、発動指令電源が、容量確保契約に基づく発動指令への応答に支障が出ない範囲において、別途、供給力や調整力として卸電力市場や需給調整市場などで活用されることは許容されることを確認した。
- そのうえで、発動指令電源が、需給調整市場で $\Delta$ kWを落札した場合、一般送配電事業者（以下、一送）が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択するものとし、発動にあたっては、いずれの契約に基づくものか一送で整理したうえで発動する（以下、選択制）ことを提案し、運用方法含め引き続き検討としていた。
- また、この際、オブザーバーより、選択制とする場合、需給ひっ迫時に追加する供給力の量が減少し、需給ひっ迫が解消できず供給力不足に繋がる懸念があり、選択制で運用上問題ないか検討が必要とのコメントがあった。
- 今回、発動指令電源の選択制について再度検討を行ったため、議論いただきたい。

# (参考) 制度検討作業部会における過去の議論

第31回 制度検討作業部会 資料3

## 発動指令電源の取扱い

- 発動指令電源は、現在、主に電源 I' としてエリア毎に送配電事業者が調整力公募を通してDR等を確保し、運用している。
- 容量市場開設後は、電源I' として確保していた供給力も容量市場の中で全国で一括して確保され、発動指令電源のリクワイアメント(年12回、3時間継続、3時間前指令)に従って運用されることとなる。
- 発動指令電源についても容量市場から正味に回収が必要な費用を見積もったうえで入札行動をとると考えられるため、運用方法の詳細や発動された際のkWh価値・ $\Delta$ kW価値に対する対価の支払等について検討を進めていく必要がある。この点に関し、広域機関にて開催された需給調整市場検討小委員会において、需給調整市場との関係の中で議論されたため、ご報告する。

# (参考) 制度検討作業部会における過去の議論

第31回 制度検討作業部会 資料3

## 発動指令電源の運用について

- 容量市場において、発動指令電源は、容量確保契約に基づく最大年間12回の発動指令に対応することが求められる。発動指令電源が、容量確保契約に基づく発動指令への応答に支障が出ない範囲において、別途、供給力や調整力として卸電力市場や需給調整市場などで活用されることは許容される。
- 発動指令電源が需給調整市場で $\Delta$ kWを落札した場合には、一般送配電事業者が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択<sup>※1,2</sup>するものとし、発動にあたっては、いずれの契約に基づくものが整理したうえで、発動することが考えられる。いずれにせよ、運用方法については引き続き検討が必要。

※1 一般送配電事業者が同時に両契約に基づき矛盾した発動指令を発動した場合には、いずれか一方の契約を履行できないおそれがあるため、そうした同時発動は行わないこととする。

※2 一般送配電事業者が「選択する」という仕組みとした場合、発動指令電源が需給調整市場で $\Delta$ kWを確保した量だけ、火力がバランス停止することにより需給ひっ迫時に当日稼働する供給力の量が減少する可能性があることに留意が必要。

## オブザーバー意見

(佐藤オブザーバー)

調整力が広域運用された後は需給ひっ迫時に他のエリアの余力を使い切っている可能性があり、「選択する」仕組みをとることによって追加する供給力の量が減少すると、需給ひっ迫が解消できず供給力不足に繋がる懸念があり、「選択する」仕組みで運用上問題ないか確認が必要である。

# (参考) 容量市場の在り方等に関する検討会における過去の議論

第20回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料 5

## 4. 他制度に関連する議論動向

9

### 4-1. 需給調整市場における関連論点 (発動指令電源と需給調整市場の関係)

- 発動指令電源の運用は、国のTFにおいて、一般送配電事業者が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択するものとしているが、発動指令電源が需給調整市場で $\Delta$ kWを確保した量だけ、火力がバランス停止となり、需給ひっ迫時に当日稼働する供給力が減少することに留意が必要とされている。
- そのため、選択制とする場合、需給調整市場の調達量と、容量市場の供給力確保の関係を整理する必要がある。

※需給調整市場（三次調整力②）の調達量は再エネ予測誤差に対して算定するため、再エネ予測誤差と需要想定誤差に相関がある場合（冬の晴天予想が雪に外れる等）、現在の調達量の考え方として発動指令電源を選択制とすると、必要な供給力が確保できない可能性がある。

#### 発動指令電源の運用について

第31回制度検討  
作業部会資料より

- 容量市場において、発動指令電源は、容量確保契約に基づく最大年間12回の発動指令に対応することが求められる。発動指令電源が、容量確保契約に基づく発動指令への応答に支障が出ない範囲において、別途、**供給力や調整力として卸電力市場や需給調整市場などで活用されることは許容される。**
- 発動指令電源が需給調整市場で $\Delta$ kWを落札した場合には、**一般送配電事業者が容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うかを選択<sup>※1,2</sup>するものとし、発動にあたっては、いずれの契約に基づくものか整理したうえで、発動することが考えられる。いずれにせよ、運用方法については引き続き検討が必要。**

※1 一般送配電事業者が同時に両契約に基づき矛盾した発動指令を発動した場合には、いずれか一方の契約を履行できないおそれがあるため、そうした同時発動は行わないこととする。

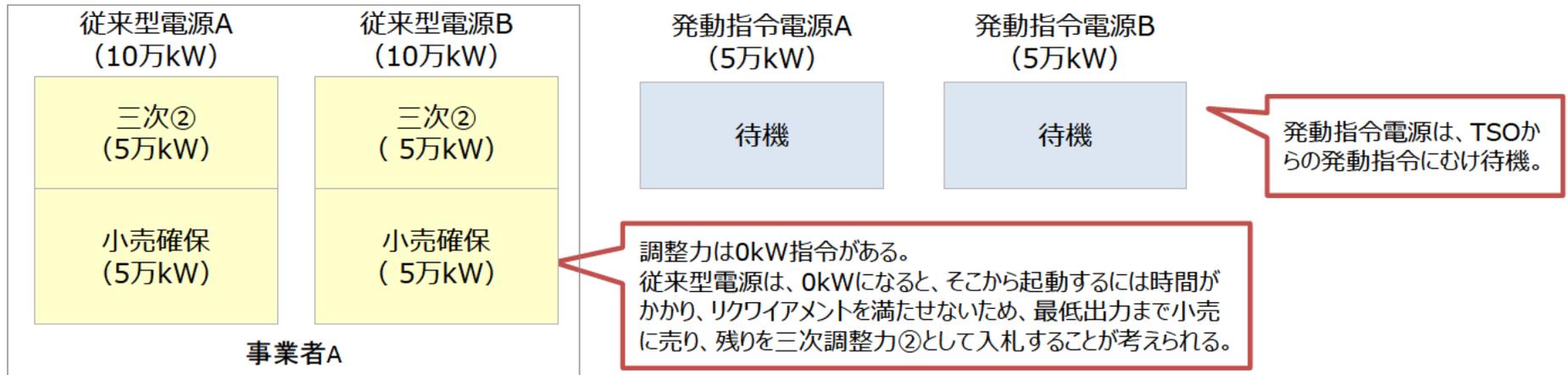
※2 一般送配電事業者が「選択する」という仕組みとした場合、発動指令電源が需給調整市場で $\Delta$ kWを確保した量だけ、火力がバランス停止することにより需給ひっ迫時に当日稼働する供給力の量が減少する可能性があることに留意が必要。

## 発電指令電源の選択制についての考察①

- 発電指令電源（DRや蓄電池等）は、従来型電源とは異なり、あらかじめ需給ひっ迫が予想される場合ではなく、当日の需給状況の急激な悪化等、3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供できることに価値があるもの。一送の日々の需給運用においても、同じような機能を持つ電源 I' を活用し、対応を行っている。
- 今後需給調整市場の整備が進み、発電指令電源に対して、容量確保契約に基づき発電指令を行うか、調整力として発電指令を行うか選択制とした場合、片方の市場のリクワイアメントを満たすだけでよく、リクワイアメントの達成が容易になることが想定されるため、容量市場において発電指令電源として落札された電源が、需給調整市場における三次調整力②に積極的に参入することが想定される。
- もし、発電指令電源が三次調整力②として活用されると、その分三次調整力②として活用される想定だった従来型電源が使われないことになる。もし、発電指令電源が活用される量が増えていった場合、活用されなくなった従来型電源はバランス停止することとなる。仮に、三次調整力②の調達後の需要の増加等により、一送が発電指令電源に発電指令を行うことになった場合、その断面においては、稼働を見込める電源の量が容量市場で確保した量を下回ることとなり、運用断面での供給信頼度が下がってしまう可能性がある。

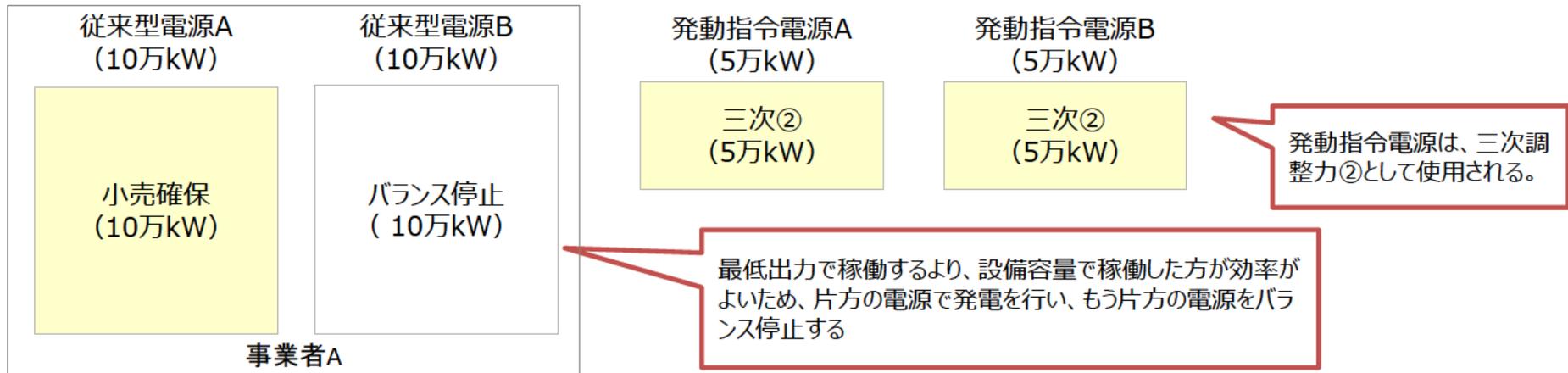
# (イメージ) 三次調整力②に発動指令電源が活用される場合の影響① (電源単位)

## ①発動指令電源が三次調整力②として活用されない場合



→ 需給ひっ迫等で稼働が見込まれる容量は、計30万kW (小売事業者:10万kW、一送:20万kW)

## ②発動指令電源が三次調整力②として活用された場合

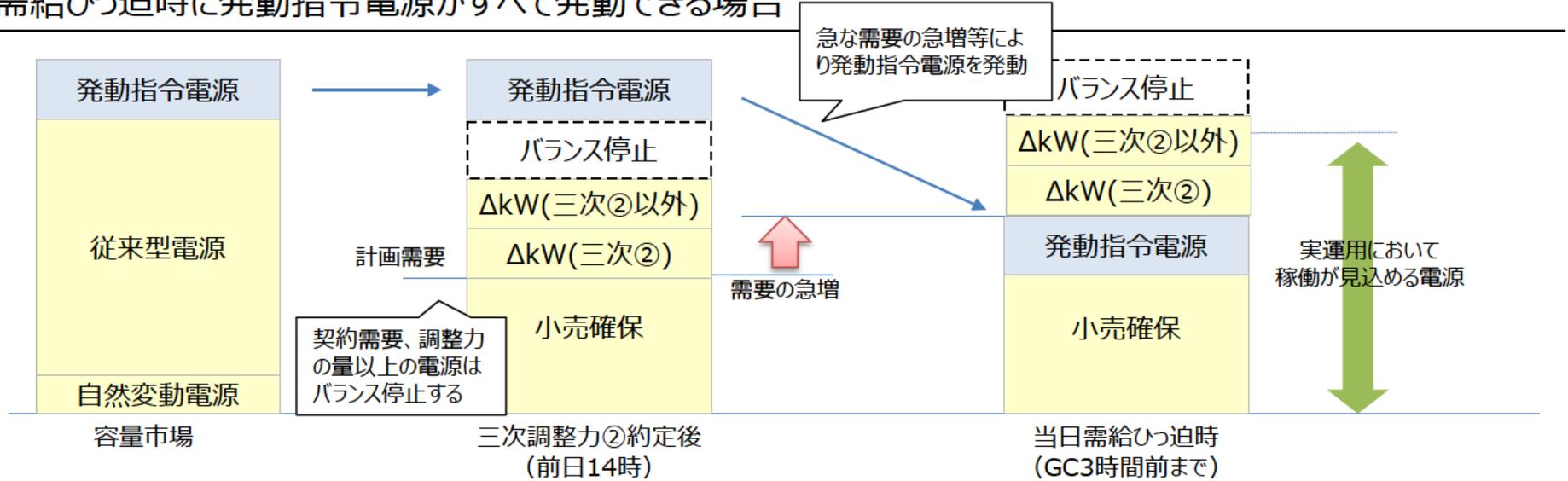


→ 需給ひっ迫等で稼働が見込まれる容量は、計20万kW (小売事業者:10万kW、一送:10万kW)

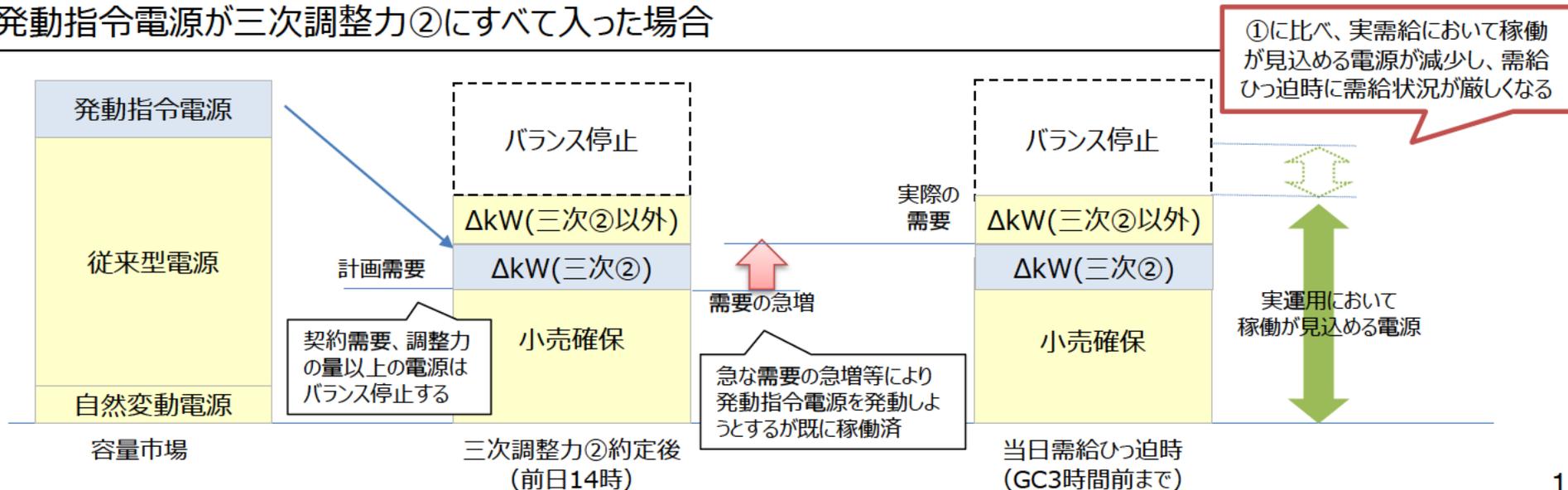
※発動指令電源が三次②の調整能力を持っている場合

# (イメージ) 三次調整力②に発動指令電源が活用される場合の影響② (運用断面)

## ① 需給ひっ迫時に発動指令電源がすべて発動できる場合



## ② 発動指令電源が三次調整力②にすべて入った場合



## 発動指令電源の選択制についての考察②

- 前述のとおり、選択制とした場合、運用断面において需給ひっ迫が想定された場合に供給力が減少し、運用断面の信頼度が低下する懸念があると考えられる。
- そのため、安定供給の観点からは、一送が発電指令電源を確実に持ち需給ひっ迫時にきちんと備えられていることが重要であり、その点を鑑みて、一送による選択制はとらないこととし、容量市場において落札された発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にした上で、さらに、調整力としても活用が可能と整理することとしてはどうか。
- なお、現在発動指令電源と同じ機能（一送による3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供する）を持つ電源を電源 I' として確保しており、この電源 I' と同程度の量が発動指令電源に参入すれば、発動指令電源として一送が必要とする量が確保できていると考えられるのではないかと。
- そのため、2020年度に予定されている容量市場の初回オークションのあとに開催される振り返りにおいて、発動指令電源がきちんと確保されているか（発動指令電源の確保量の変化）を検証する必要がある。その結果を踏まえ、必要に応じて、発動指令電源の最低確保量を設定する等、運用断面での信頼度確保のあり方を検討することとしてはどうか。

- 1. 市場競争が限定的なエリアについて**
- 2. 発動指令電源について**
- 3. 発電側基本料金の導入について**

## 発電側基本料金の導入について

- 現在監視等委員会において発電側基本料金の制度設計について検討を行っているが、当該制度については容量市場に参加する発電事業者の入札行動に影響を与えるものと考えられ、監視等委員会に検討の前提となるいくつかの条件の整理を求めている。  
(第31回制度検討作業部会)
- 上記をうけ、9/13開催の第41回制度設計専門会合において発電・小売間の負担の転嫁の在り方について議論がなされる予定。

# (参考) 制度検討作業部会における過去の議論

第30回 制度検討作業部会 資料4-1

## 送配電網の維持・運用費用の負担の低減に向けた託送料金制度の見直し

- 電力・ガス取引監視等委員会は、系統利用者(発電設備設置者)に「系統利用の受益に応じた費用負担」を求める発電側基本料金について、2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指し、必要となる制度整備やスケジュールの具体化に向けた作業を進めている。
- 発電側基本料金導入後に発電・小売間で適切に負担を転嫁する考え方については、容量市場にかかる既存契約見直し指針とは別途ガイドラインに示す予定となっている。

### 現状の託送料金制度とその課題

#### NWコスト抑制を 発電側に促す仕組みが不十分

- 送配電事業者は、発電所から系統に流れる**最大潮流(kW)**に応じて送配電設備を構築・維持・運用
  - ➔ 発電所の設備利用率向上は送配電網の効率的利用につながる
- 送配電設備の維持・運用費用等は基本的に**小売(需要)側のみ負担**(=託送料金として回収)
  - ➔ 現在、発電側は接続時の初期費用(特定負担)以外の費用を負担をしないため、需要地に近い電源など、系統の効率的利用に資するような電源への直接的な立地インセンティブがない

### 託送料金制度の見直しの主な方向性

#### 送配電網の効率的な利用を促し、 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図る

- ①**発電側基本料金の導入**
  - 発電側が系統コストに与える影響(逆潮kW)に着目し、発電側に応分の負担を求める(系統利用の受益に応じた負担)
  - 発電側に設備利用率を向上させるインセンティブとなる
    - (注1) 発電側基本料金等の導入に当たって、託送原価(総額)は変えないことが前提
    - (注2) 発電側の負担(kW当たりの単価)としては、2015年度の全10社費用をベースに簡易試算すると、150円程度/kW・月が目安になると考えられる
- ②**立地地点に応じた発電側基本料金割引の導入**
  - 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源について、発電側基本料金を割引く

#### 【制度見直しに向けたスケジュール】

2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。

# (参考) 制度検討作業部会における過去の議論

第31回 制度検討作業部会 資料4

## 発電側基本料金の導入について

- 電力・ガス取引監視等委員会が検討を行っている発電側基本料金についても、容量市場に参加する電源の入札行動に影響を与えるものと考えられる。
- そのため、発電側基本料金の導入時期や想定される課金水準、導入後の発電・小売間での負担転嫁の具体的な考え方についての検討が進められることが望ましい。

# 発電側基本料金の導入について

- 発電側基本料金が導入された場合、以下の点について検討を行う必要があるのではないか。  
整理された発電事業者と小売電気事業者間の負担転嫁の考え方を踏まえて、それが容量市場の入札行動へ与える影響の整理  
(例：Net CONEの考え方へ適用の有無、初回オークションに向けた対応)
- その検討については、広域機関（容量市場の在り方等に関する検討会）において行うこととしてはどうか。
- なお、広域機関での検討結果については、本作業部会にて議論を行うとともに、監視等委員会へ報告を行うこととしてはどうか。

# (参考) Net CONEについて

## 第16回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4

### 3. 指標価格 (Net CONE) の設定

8

- Net CONEとは、電源新設の投資回収にあたり容量市場で正味に回収を必要とする金額であり、「新規の電源建設の総コスト (Gross CONE)」から「容量市場以外の収益」を差し引いて求める。
- Net CONEの算定は、第8回検討会において、発電コスト検証WGの算定方法をベースとし、国内外の類似事例を参照し、適切に電源新設への投資予見性を確保するために必要と考えられる事項を加味することと整理した。
- 本日は、上記を踏まえて、下記の項目について具体的な算定方法を整理する。
  - (1) モデルプラントの選択
  - (2) コスト評価年数および割引率
  - (3) Net CONEで考慮するコスト (建設コスト、燃料費、人件費、kWh収入等)

## 第17回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3抜粋

