

容量市場について

2018年3月23日

資源エネルギー庁

(参考) 容量市場の論点①

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
①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)	<ul style="list-style-type: none"> ● 相対契約のある小売電気事業者も、kW価値の支払は容量オークションを通じて行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 従来の相対契約と実質的に等価な取引が実現しない場合の扱い。(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あり。)
②発電事業者等の容量オークションへの参加	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電事業者等による容量オークションへの参加は任意。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電事業者等による市場支配力行使の防止策。(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。)
③容量市場の参加者の位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場管理者である広域機関が費用の徴収・支払を行う。 ● 広域機関がその会員である小売電気事業者等から、容量拠出金(仮称)として費用を徴収。 ● 広域機関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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。
④容量市場で取引される電気の価値	<ul style="list-style-type: none"> ● 国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引。 ● 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。 	
⑤容量市場の対象範囲と費用負担の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量市場で取引する供給力(kW価値)の対象範囲は以下が基本。 <ol style="list-style-type: none"> ①年間最大需要(H3需要)に対応する供給力 ②持続的需要変動に対応する供給力 ③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 ※本作業部会においては稀頻度リスク(大規模災害)対応は除外して検討。 ● 容量市場の費用は、託送料金への算入分は一般送配電事業者から回収し、残りは小売電気事業者から回収することが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 具体的な供給力の量は、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、必要に応じて見直し。 ● 具体的な費用負担の在り方は、広域機関における調整力の考え方の検討状況や今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直し。

(参考) 容量市場の論点②

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑥容量市場の地理的範囲	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量オークションは全国単一で実施。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 連系線制約により市場分断し、容量市場による徴収額と支払額に差額が発生した場合の扱い。 ● 沖縄エリアにおける容量市場の適用。
⑦目標調達量	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、エリア別に必要な供給信頼度を満たす量を算出し、それらを全国で積み上げることが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。
⑧容量確保時期と契約期間	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 契約期間は1年間とすることが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 新設電源を念頭とした複数年の契約期間オプションの設定。
⑨メイン・追加オークションの位置づけ	<ul style="list-style-type: none"> ● 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過不足分を調整。 ● 追加オークションについては、メインオークション以降の想定需要の変化や、落札された供給力の変化に対応する量を調達することが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、広域機関において検討。
⑩需要曲線の設定	<ul style="list-style-type: none"> ● 傾斜型の需要曲線を基本とし、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとする。 ● 具体的な需要曲線の設定プロセスについては以下が基本。 <ol style="list-style-type: none"> 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 ②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議 ③広域機関において需要曲線を決定 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。
⑪オークション制度の設計	<ul style="list-style-type: none"> ● オークションの入札単位は電源単位とすることが基本。 ● 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、実需給の一定期間前までに広域機関がその理由の妥当性を確認した上で、落札していない電源等の差し替えが可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。

(参考) 容量市場の論点③

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑫費用精算の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量拠出金（仮称）の徴収の確実性を担保するため、広域機関に対して容量市場の実施状況の定期的な報告を求める。 ● 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。 ● 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行う。 ● 市場管理者は、資金の勘定を区分経理する等、資金管理を適切に行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 支払遅延や不払の発生に備えた保証金の徴収や保険の活用などのリスクヘッジのための仕組み等。 ● 発電事業者等のペナルティ額の算定や精算方法。
⑬容量市場におけるリクワイアメント	<ul style="list-style-type: none"> ● 緊急時に加え、平常時から一定のリクワイアメントを設定。 <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。 ②計画外停止をしないこと。 <追加的なリクワイアメント> ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等について、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ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。 ● DR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、技術的な課題がある場合、広域機関において検討。
⑭ペナルティ	<ul style="list-style-type: none"> ● 経済的ペナルティとして、容量市場における対価の支払から減額することや、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。 ● 参入ペナルティとして、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、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等。 ● やむを得ない理由による稼働停止分については、追加的な金銭の支払としてのペナルティは求めないことが原則。 ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。

(参考) 容量市場の論点④

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑮電源の立地や特性等に鑑みたkW価値	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 電源等の立地による影響については、全国単一オークションの約定処理において対応し、調整係数では考慮不要。 ● 電源等の特性に係る調整係数の設定については、系統の供給信頼度評価の考え方と整合性を確保することが必要。 ● 期待容量と供給計画上の数値等に不整合が生じる場合は、広域機関において理由を確認する等の対応をとることが基本。 ● 電源等の計画外停止率については、調整係数の設定では考慮しないことが基本。 ● 参入ペナルティを課す場合には、調整係数ではなく、翌年度以降の一定期間は容量市場からの受取額に反映することが基本。 ● 自家発電や蓄電池等は、発電事業者として容量市場に参加する場合は通常の電源と同様の調整係数を設定、アグリゲーター経由で参加する場合は個々の自家発電等への調整係数の設定は不要。 ● 差し替え電源等の期待容量は、オークション時の通常の電源等と同様に算定することが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給計画の届出対象外の者に対して、供給計画に代わる同種の情報提出を求める等の仕組み。 ● 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の扱いの変更。 ● 電源等の具体的な調整係数の算定方法等は、広域機関において技術的に検討。 ● DRの具体的な調整係数の算定方法等は、必要に応じて落札量の上限を設定することも含め、広域機関において技術的に検討。
⑯小売電気事業者への費用請求の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売電気事業者への請求額の算定方法については、以下の4案を比較して議論。 <ol style="list-style-type: none"> 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小売電気事業者の最大電力 (kW) に応じて配分する ④小売電気事業者の最大電力 (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) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 委員・オブザーバーの指摘や事業者からの意見、政策的な観点も踏まえて、さらに検討。
⑰新設・既設の区分、経過措置	<ul style="list-style-type: none"> ● 新設電源と既設電源とで容量市場における対価の支払条件は同等に扱うことが基本。 ● 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含めて検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。
⑱市場支配的な事業者への対応	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場支配的な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する。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 諸外国における例を参考にしつつ、制度の詳細を検討。

(参考) 容量市場の論点⑤

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
⑱他制度との整合性	<ul style="list-style-type: none"> ● 固定価格買取制度（FIT）の適用を受けている電源は、容量市場による支払の対象外。 ● 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基本。 ● 2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う方向で検討。 ● DRの期待容量は、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、算定することが基本。 ● DRの場合、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が必要。 ● 容量市場で落札された電源等が、調整力として活用される場合、需給調整市場に入札し、落札されることが必要。 ● 電源入札で確保された電源等は、容量市場による支払の対象外とすることが基本。 ● 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も踏まえて判断することが基本。 	<ul style="list-style-type: none"> ● FITの適用を受けているバイオマス混焼設備の扱い。 ● DRの場合、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。 ● 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要件を変更することとし、詳細については広域機関において検討。 ● 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、広域機関において検討。
⑳容量市場の情報公開・フォローアップ	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、広域機関や電力・ガス取引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。 ● 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。 	

今後の検討の進め方

- 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対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) 意見募集結果の概要①

③容量市場（合計意見数：141件）

<基本的な考え方>

- ・既存の相対契約を締結している事業者向けに契約見直しに向けたガイドラインが必要。
- ・集中型の容量市場を開設するとしても、別途、事業者間で差金決済契約を締結してリスクヘッジできるような仕組みを検討してほしい。
- ・エリアをまたぐ相対契約で従来と等価な取引が実現しない場合の扱いについて検討してほしい。
- ・既存の相対契約に対する金銭面での取引の等価性だけでなく、ペナルティ等のリスク負担の等価性についても検討してほしい。
- ・供給力確保以外の目的を持つ電源（コジェネ電源など）については、例外的に容量市場外での取引を許容してほしい。
- ・小売事業者と自社需要家の間の既存の相対需要抑制契約（DR）について整理が必要。Explicit型のDRが需要側電源として原則容量オークションに参加すべき。
- ・市場支配力のない小規模事業者は、一度不参加を選択しても、再度参加できるようにすべき。
- ・全国単一オークションとすることで、エリアごとの供給力が長期的に偏ってしまう等、供給力確保上問題とならないように検討してほしい。
- ・沖縄エリアにおいてkW価値に係る事業者負担が求められることは適切でない。
- ・実需給断面で必要な供給力・調整力がエリアごとにしっかり確保できるように検討してほしい。

<容量市場の取引の仕組み>

- ・容量確保時期について、実需給の4年前に加え、6年前や7年前などの長期先行確保を追加してほしい。追加オークションについても1年前に加え、2年前を追加してほしい。
- ・1年だけでなく、複数年の契約期間オプションを検討してほしい。
- ・DRについても基本的には新設電源と同様とし、複数年の契約期間オプションを検討してほしい。
- ・追加オークションで過不足分の調整だけでなく、一定の量を調達する枠を設けてほしい。
- ・需要曲線の考え方や諸元データの情報公開ルールや決定プロセスを整備してほしい。
- ・需要曲線の設定に当たっては、供給信頼度の考え方や中長期的な供給力・調整力確保の観点から慎重に検討してほしい。
- ・リソースをアグリゲートした入札を認め、DRが参加しやすい入札最低容量を検討してほしい。
- ・太陽光発電設備など小容量の設備の場合、電源単位でなく、まとめて入札できるようにしてほしい。
- ・容量オークションで落札していない電源等との差し替えや、相対契約での差し替えを認めてほしい。
- ・電源の差し替えは認めるべきでない。認める場合は例外として扱うべき。
- ・発電事業者等への支払は可能な限り毎月実施してほしい。

<リクワイアメントとペナルティ>

- ・容量市場で落札した電源は、ある一定割合を卸電力市場へ供出することを義務付けるべき。
- ・メインオークションからの事業計画変更に対し、ペナルティの厳罰化等も考慮すべき。

<調整係数と期待容量>

- ・電源の立地や特性による影響を考慮し、需要地に近接する分散型電源のメリットが適切に評価されるように検討してほしい。
- ・自然変動電源は、地域、時間帯、季節、設備形成等による容量価値の変化を踏まえて、調整係数やリクワイアメントを検討してほしい。
- ・特段の理由なしにDR落札量に上限を設けるべきではない。
- ・自家発のリクワイアメントやペナルティは、事業用発電設備とは異なる設計が必要。

(参考) 意見募集結果の概要②

<小売事業者への費用請求の考え方>

- ・小売の事業運営の実態を踏まえると、月間ピーク時kWで配分する案が合理的。
- ・小売の最大kWに応じて配分する案と年間ピーク時kWで配分する案を軸に検討してほしい。
- ・小売への請求額算定で使用する最大電力は、小売単位でなくBG単位としてほしい。
- ・容量市場の費用負担分を需要家への請求書に記載できるよう、ガイドライン等で明記してほしい。

<新設・既設の区分、経過措置>

- ・新設と既設ではkW供給の確実性が異なるため、扱いに差を設けるべき。
- ・電源の適切な新陳代謝を図る観点から、老朽電源に過度なインセンティブが与えられないようにすべき。
- ・経過措置は、需要家負担の激変緩和の観点から必要。しかしながら、2024年度の控除率は42%に過ぎず、小売へのインパクトが大きい。
- ・既設電源であっても定期点検や機器の取替などの改良投資が必要であり、事業環境をさらに厳しくするような経過措置の導入は適切でない。

<市場支配的な事業者への対応>

- ・市場支配力を行使できるポジションにないDR事業者に対しては市場支配力防止策を講じるべきではない。

<他制度との整合性>

- ・FITバイオマス混焼設備について、非FIT分は容量市場の対象となるようにしてほしい。
- ・FITバイオマス混焼設備について、優先給電ルールの出力抑制順位と合わせて検討してほしい。
- ・容量市場からの収入がない2020～2023年度において、年間計画時点で固定費の支払いを行うなど、必要な電源が確実に維持されるよう留意すべき。
- ・DRの実効性テストについては、需要家側に過度な負担がかからないように配慮してほしい。
- ・DRの実効性テストについて、容量提供開始の1年前までに全ての需要家と契約を締結し、必要インフラを整備して実施することは実務的に困難。
- ・DRの扱いについては、需要家リストの変更受け入れ、オークションへのDR枠の設定、応札要件やリクワイアメント等の緩和によって、容量市場に参加しやすい仕組みとしてほしい。
- ・kW価値の取引を行う容量市場において、調整力を持つ電源等にのみ厳しいリクワイアメントを課すのは適当ではない。
- ・容量市場で落札されたDRのリクワイアメントと、同DRが需給調整市場で調整力として活用される際のリクワイアメントについては、重複事項は避けるべき。

<情報公開・フォローアップ>

- ・容量市場創設後も、状況に応じて抜本的な見直しも含め、必要な措置について検討してほしい。
- ・長期の資金提供の観点から、容量市場の諸制度については予見性と継続性を担保し、制度変更が不可避な場合は変更までの十分な期間と緩和措置を検討してほしい。

<その他>

- ・金銭的インパクトと需給バランスの2つの観点よりシミュレーションを実施することが必要。

容量市場における論点

- 中間論点整理（第2次）及び意見募集結果を踏まえ、早期に検討が必要な点は以下のとおり。
- その他の論点については、広域機関における技術的検討を踏まえ、必要に応じて検討

論点	現時点の検討の方向性	さらに検討を深めるべき事項
①小売電気事業者への費用請求の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売電気事業者への請求額の算定方法については、以下の4案を比較して議論。 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小売電気事業者の最大電力（kW）に応じて配分する ④小売電気事業者の最大電力（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） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 委員・オブザーバーの指摘や事業者からの意見、政策的な観点も踏まえて、さらに検討。
② 沖縄エリアにおける容量市場の取扱い	（新規）	<ul style="list-style-type: none"> ● 沖縄エリアにおける容量市場の取扱いについて検討を行っていく。
③新設・既設の区分、経過措置	<ul style="list-style-type: none"> ● 新設電源と既設電源とで容量市場における対価の支払条件は同等に扱うことが基本。 ● 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含めて検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。
④市場支配的な事業者への対応	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場支配的な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する。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 諸外国における例を参考にしつつ、制度の詳細を検討。
⑤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）	<ul style="list-style-type: none"> ● 相対契約のある小売電気事業者も、kW価値の支払は容量オークションを通じて行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 従来の相対契約と実質的に等価な取引が実現しない場合の扱い。（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あり。）

赤枠内は本日御議論いただきたい論点

論点1：費用精算の考え方（小売への請求額配分方法）

- 小売電気事業者への請求額配分方法については、第16回作業部会において、複数の案を提示して議論を行った。
 - 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小売電気事業者の最大電力（kW）に応じて配分する
 - ④小売電気事業者の最大電力（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）
- 本論点について、中間論点整理では以下のように論点整理を行った。
 - － 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。
 - － 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、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。

論点1：費用精算の考え方（小売への請求額配分方法）

（参考）中間論定整理（第2次）における記載

- 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。（脚注74）
- 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。（脚注75）
- 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、多数の委員からは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。（脚注77）

（参考）意見募集において寄せられた意見

- 日々需要の入れ替えが発生する小売電気事業者の事業特性を考慮すると月間ピーク時kWで配分する案が合理的。
- 小売の最大kWに応じて配分する案と年間ピーク時kWで配分する案を軸に検討してほしい。
- 費用負担を最小化するために小売への請求額算定で使用する最大電力は、小売単位でなくBG単位としてほしい。
- 容量市場の費用負担分を需要家への請求書に記載できるよう、ガイドライン等で明記してほしい。

(参考) 小売請求の配分方法の特色

- 小売電気事業者への請求額の算定方法については、大きく分けて、kWのシェアで配分する案と、kWhのシェアで配分する案がある。
- また、kWのシェアで配分する案については、エリアのピーク時のkWシェアで配分する案と、各小売電気事業者の最大電力のシェアで配分する案がある。更に、年間の最大ピーク時のkWシェアで配分する方法や、月間、日毎の最大ピーク時のkWシェアで配分する方法がある。
- これらのいずれをとるか、あるいは、複数の方法を按分して組み合わせるかが論点となる。

<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。月毎精算とも整合的	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

論点 1 : 費用精算の考え方（小売への請求額配分方法）

- 第16回作業部会（2017年12月12日）における議論では、多数の委員から、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。
（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。）
- これを踏まえて、①年間ピークに応じて配分する案と、②月間ピークに応じて配分する案を比較したところ以下のとおり。

小売への請求額配分方法	支持する意見	懸念する意見
①年間ピーク時の電力（kW）に応じて配分	<ul style="list-style-type: none"> ● ピーク時に確実に供給できるようにする制度の趣旨に合致する ● 調達と支払（小売への請求）の考え方が同一になる ● ピーク時の需要抑制につながりやすい ● 効率的な供給力調達の観点から負荷平準化に資する 	<ul style="list-style-type: none"> ● 年間1点のピーク時に依存して精算額が決まるため、予見可能性が低い ● 前年度に負担の割合が決まり、翌年度に大きな顧客脱落があると、小売の信用リスク増大につながる ● 小売が意図的に年間ピーク時期を避けた契約をするおそれがある
②月間ピーク時の電力（kW）に応じて配分	<ul style="list-style-type: none"> ● 年度内で小売のシェア変動等があった場合にも調整がしやすい ● 確実な費用請求の観点から毎月請求を行うことと整合的 ● 毎月多くの需要家が入れ替わっても費用回収がしやすい 	<ul style="list-style-type: none"> ● 不需要期の需要に大きく課金されると制度の趣旨に合致しない ● 年間ピークによる支払の考え方と矛盾する ● ピーク時の需要抑制のインセンティブが働きにくい ● 年間一定負荷の事業者の負担が増すため、不公平感が大きくなる ● 請求額を理論的に月間配分することが難しい ● 電気の余剰期に積極的に電気を使うような新ビジネスモデルの可能性を阻害する

(参考) 容量市場の費用精算に関するこれまでの議論 (1/3)

2017年12月 第16回制度検討作業部会

【廣瀬委員】

20ページにありますように、案②のほうが、小売事業者のシェアが年度内で変動した場合に調整しやすい、あるいは事業者の合併、事業譲渡、倒産等が生じた場合、速やかに調整しやすいということは納得できますし、また一方で、9ページでご説明いただきましたように、確実な費用の徴収という観点から、請求は毎月行うということとも整合しますことから、小売への配分方法は、改めまして、14ページにあります案②の月間ピーク時の電力kWに応じて配分するという案がよいと考えます。

【松村委員】

春だとか秋だとか、どう考えても不需要期で、その時期にキャパシティーを確保するためにこの容量市場をつくったのではないところでも、kWを出してしまうと大きく課金されるという制度は、やはり趣旨に合っていないと思います。

さらに、現在では絵空事もかもしれないけれども、電気が余っているような時期に積極的に電気を使っていく、そうでなければ電気を捨ててしまうような時期に、積極的に電気を使うビジネスモデルはこれからどんどん出てきてほしい。そのようなものに対して、象徴的な意味でもブレーキをかける懸念がある。したがって私はこの月間ピーク案には反対です。

もし、あえて言うなら、夏のピークだけで判断して、そのH1でとるのか、H3でとるのか、あるいはH5でとるのかというのはいろいろバリエーションがあると思います。更に8月だけでいいのかということに関しては、議論はあり得ると思います。例えば夏だとか春だとかの6カ月分だけをとるだとか、あるいは、もう少し減らすのであれば、4月から9月までのピークと、10月から3月までのピークをそれぞれ測定して、半年分精算するだとか、いろんなやり方があり得ると思います。

【小宮山委員】

私もやはり①のエリアの年間ピーク時の電力、もしくは、この①の考え方を取り入れた折衷案のようなものに賛同させていただきたいと思います。

今回、例として挙げていただいております21枚目の月間の電力シェア配分に関しまして、やはり私も、例えばある程度年間一定の負荷がある事業者と、極端な例ですけれども、あるひと月、例えば夏に大量の電力を消費して、年間のピークを発生しているような、ある特定の期間だけ年間ピークを発生させているような事業者への配分を、この月間ピークの方法で配分してしまうと、ある程度年間一定負荷の事業者、小売事業者に対する負担が大きくなって、結局、電力システムというのは、容量市場の趣旨というのは、ある程度やっぱりピーク時にしっかり供給できるという容量を確保することが制度の趣旨かと存じますので、そこら辺でかなり不公平感が出てくるのではないかということを懸念いたしております。

しかしながら、さまざまな実施上の問題が、かなり①のエリア年間ピーク時に大きいということですのでけれども、年間1点のピーク時で予見可能性が低いというのであれば、例えばピークを、夏期最大3日の平均をとるとか、夏と冬の平均をとるとか、そうした措置をすることで予見性のある程度高めるといことも考えられるのではないかと私自身は思っております。

【齊藤オブザーバー】

我々小売事業者といたしまして、現実にかかなり市場の中では小売の競争が起きていまして、毎月多くの需要家が入れかわったりだとか、入ったりとか、抜けたりとか、そういう現状がございます。ですから、そういう小売事業者の特有の状況を鑑みた場合、競争環境の観点より、事務局が示していただきました②のエリアの月間ピーク時の電力に応じて按分するという、これが非常に現実的ではないかというのが事業者として我々の意見でございます。

(参考) 容量市場の費用精算に関するこれまでの議論 (2/3)

2017年12月 第16回制度検討作業部会

【秋元委員】

そういう中で考えると、私も非常に、おっしゃられることもよくわかるので難しいなと思いつつも、ただやはり月間でやってしまうと、ちょっとピーク抑制という部分に関して、松村さんがおっしゃるように働きにくいのかなという気がしますので、何らかの形でもう少し年間ピークを考えながら、少し折衷案、確かにピーク、たち過ぎるとか、予見性がちょっと下がってしまうとか、ほかの問題がいろいろあると思いますので、先ほどからも話があるように、もう少し何点かとるかとか、そういうことも踏まえながら、もうちょっと検討したほうがよいんじゃないかなというのが私の感想でございます。

【安藤委員】

容量市場の、どのように考えるかといったときに、3つ大事なポイントがあるような気がしていて、まず、容量市場の理念としてそれが満たされているのかどうか。そして20枚目のスライドで提示していただいているみたいな予見可能性があるかどうか。そしてピーク時の使用量を抑制すること、加えてピーク時以外に活用すること。この3つを満たすことができる仕組みがあればベストなんですが、この20枚目のスライドでお示しいただいているみたいに、年間ピークにすると予見可能性の面で問題があるだろうという指摘はそのとおりかなとも思います。

そして予見可能性が低いとなると、ピーク時の使用量抑制にももしかしたら機能しないかもしれない。例えばこのあたりがピークだろうと思って、そこからずらした、皆が寄ってたかっずらした先が新たなピークになってしまって、せっかくピークカットしたつもりが、かえて請求額が高くなってしまっても意図に反するだろうとそのように思いますので、小宮山委員、または秋元委員からもあったみたいに、年間ピークでやるという案のもとで、どうすれば予見可能性が高くなるかというプランをぜひご検討いただきたいと思います。

【大橋委員】

年間ピークで考えたときに予見可能性をどうやったら高められるのか。あるいは倒産等があった場合の配分のルールをどうするのかというところを固めるっていう方向もあるのかなと。だからもう少し議論を深掘りする余地があるんじゃないかなと思いました。

【又吉委員】

1点目は、小売への請求額配分方法についてです。配分方法に関しての基本的な考え方で重要なのは、調達と支払いの概念が同一であること。あともう一つはやはり効率的な供給力調達の観点から、負荷平準化に資するということかと思っています。よって基本的には、年間ピーク時のkWに応じて費用配分をするのが適切ではないかというふうに考えています。

【佐藤（裕）オブザーバー】

非常に気にしておるのは、年間ピークで配分すると、前年度に負担の割合が決まって、それが翌年度に実際の負担として課せられてくるという時間のギャップによる影響でして、例えば非常に規模の大きなお客様が脱落したりした場合に、前年度はそこがいらっしやった前提で負担が決まり、翌年はそこが抜けてお金が入ってこないのに負担が課せられるため、小売事業者の信用リスクを増大させ、小売事業者による支払いの遅延、あるいは不払い、倒産といった状況を招きやすくなります。

(参考) 容量市場の費用精算に関するこれまでの議論 (3/3)

2017年12月 第16回制度検討作業部会

【柳生田オブザーバー】

小売事業者にとりましては、先ほどの東ガスさんと全く同じ意見なんですけれども、マンスリーで需要家が入れ替わっている中で、需要家からきちっと費用を回収できるということが担保されていることが重要だと思っています。

そのように考えますと、需要が脱落した時に取り漏れて、需要が急増した時には、過回収になるという実態で良いのかといった話もあろうかと思ひまして、現実的に考えると事務局の②案に落ちつかざるを得ないのかなと考えます。

【内藤オブザーバー】

8ページのところに、「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」という記載がございまして、この観点に基づけば、やはり小売事業者が供給力確保義務を履行するに当たって、それぞれ独自にkWを確保するよりも、集中型の容量市場を通じて効率的に確保する方がよいのではないかというご議論を踏まえて検討が進んできたと理解しておりまして、それに基づけば案3の小売事業者の最大kWのシェアで配分するというのが一つの考え方ではないかと私どもは考えてございます。

一方で、前回、今回と、多くの方からご意見がございましたように、年間ピークに合わせて供給力を確保していくという観点に立ちますと、ピーク時を抑制するインセンティブを与える観点から、案1の年間ピークのkWに応じて配分するというのも妥当だと考えてございます。

なお、今回、事務局からご提案がございました案②の月間ピークにつきましては、やはりピーク抑制のインセンティブで若干劣るというようなこともございますし、また20ページに記載いただいている問題というのは、他の方法で解消していくやり方もあるのではないかと考えておりますので、やはり多くの方のご支持のある案①を基本に考えていくのではないかと思います。

【齊藤オブザーバー】

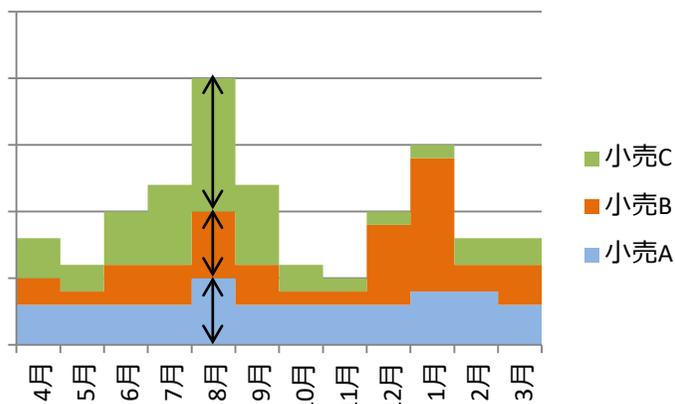
年間となったときに、夏季を除いた例えば10カ月契約のような小売との契約、そういうものが出てくるのではないかとちょっと懸念をしております。

ですから、小売事業者としてピークが出るときは、極端に言いますと意図的にお客さんを手放して、それ以外の期間はそのメリットをもって値引きすると。これは言うまでもなくあってはいけないことだと思いますし、私が競争環境の観点からと申し上げたのは、こういうことも含めてやはり一度制度ができてしまうと、事業者というのはある意味その制度のもとでどうやって利益を出していくかとなってまいりますので、そういったことも含めると、月間ピークというところがいろんな意味でいいのではないかとということで、ちょっと1点だけ述べさせていただきました。

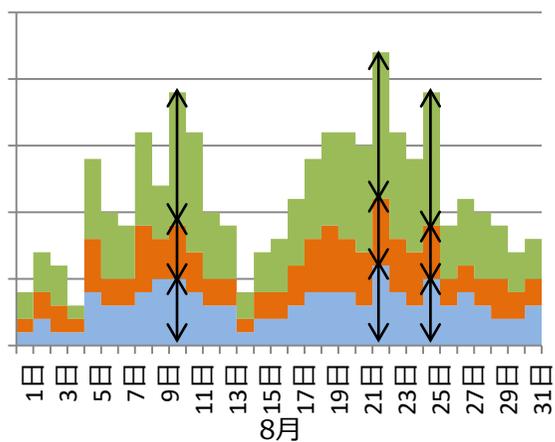
論点 1 : 費用精算の考え方 (予見可能性低下への対応)

- 「①年間ピーク時の電力 (kW) に応じて配分する」案とした場合に、年間 1 点のピーク時のシェアで決まることによって負担の予見可能性が低くなる問題については、年間ピークを複数日の平均需要とする、夏季・冬季ピーク平均需要とする等の工夫によって、予見可能性を高めることができるのではないか。

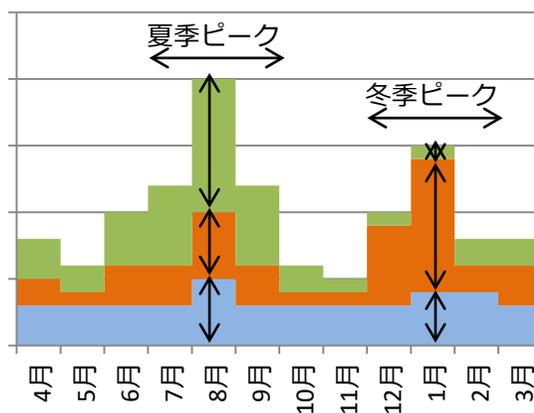
年間ピーク時kWシェア



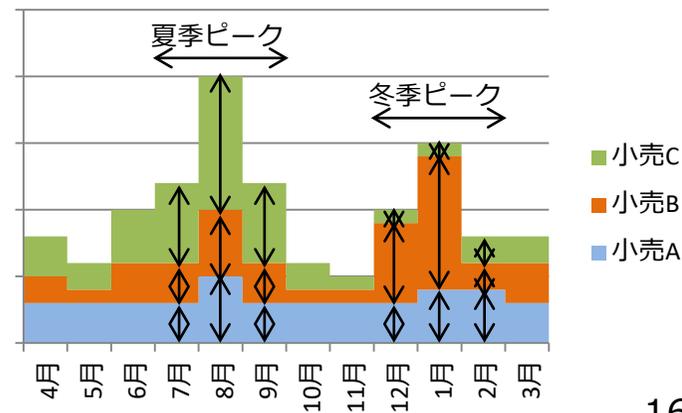
最大N日平均需要 (最大3日平均の場合)



夏季・冬季ピーク平均需要



夏季・冬季ピーク平均需要 (6か月平均の場合)



(参考) 各エリアのピーク時間帯

- 各エリア（夏期・冬期）のピーク需要発生時刻は、事前の想定とは必ずしも一致せず、期間中（夏期は7月～9月、冬期は12月～2月）のいずれの日で発生するかも予見が困難。

各エリアの最大電力発生時間（7、8月）

() 内は日付

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面	7月	15時	17時	15時							
	8月	15時	17時	15時							
最大需要発生時間	第一位	17時 (7/14)	17時 (7/21)	14時 (8/9)	15時 (8/24)	15時 (7/21)	17時 (8/24)	15時 (8/24)	17時 (8/25)	15時 (8/1)	12時 (7/31)
	第二位	17時 (7/13)	15時 (7/14)	15時 (8/24)	15時 (8/25)	15時 (8/4)	17時 (8/25)	15時 (8/23)	16時 (7/31)	16時 (7/31)	16時 (8/1)
	第三位	17時 (7/10)	15時 (7/11)	12時 (8/25)	15時 (8/29)	15時 (7/20)	15時 (7/31)	15時 (8/4)	17時 (8/24)	17時 (8/4)	16時 (8/3)

出所：電力需給検証報告書（平成29年10月 電力・ガス基本政策小委員会）

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

各エリアの最大電力発生時間（12、1、2月）

() 内は日付

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
エリアの一般送配電事業者 が供給計画において 想定したピーク時間帯	12月	18時	18時	18時	18時	17時	18時	18時	18時	19時	19時
	1月	18時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
	2月	19時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
最大電力発生時間 (12、1、2月)	第一位	5時 (2/3)	18時 (1/24)	18時 (2/9)	10時 (1/16)	11時 (1/24)	18時 (1/23)	10時 (1/17)	19時 (1/23)	19時 (1/23)	20時 (2/11)
	第二位	10時 (1/24)	10時 (2/2)	18時 (1/20)	10時 (1/24)	11時 (1/23)	10時 (1/24)	9時 (1/26)	19時 (2/10)	19時 (2/10)	20時 (2/10)
	第三位	10時 (1/25)	18時 (1/13)	19時 (1/24)	10時 (1/25)	10時 (1/25)	11時 (2/9)	10時 (1/24)	19時 (1/24)	19時 (1/24)	20時 (2/13)

出所：電力需給検証報告書（平成29年4月 電力・ガス基本政策小委員会）

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

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

(参考) 夏期及び冬期のピーク比較

- 夏季と冬季の残余需要を比較すると、2017年度において関西・沖縄以外のエリアで、夏季よりも冬季の方が高くなっている。

<残余需要の夏季・冬季比較>

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

注

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

出所：電力広域的運営推進機関にて作成

論点 1 : 費用精算の考え方 (年間ピークの算出方法)

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

※複数月を設定した方が、契約kWの操作もしにくくなる点にも留意

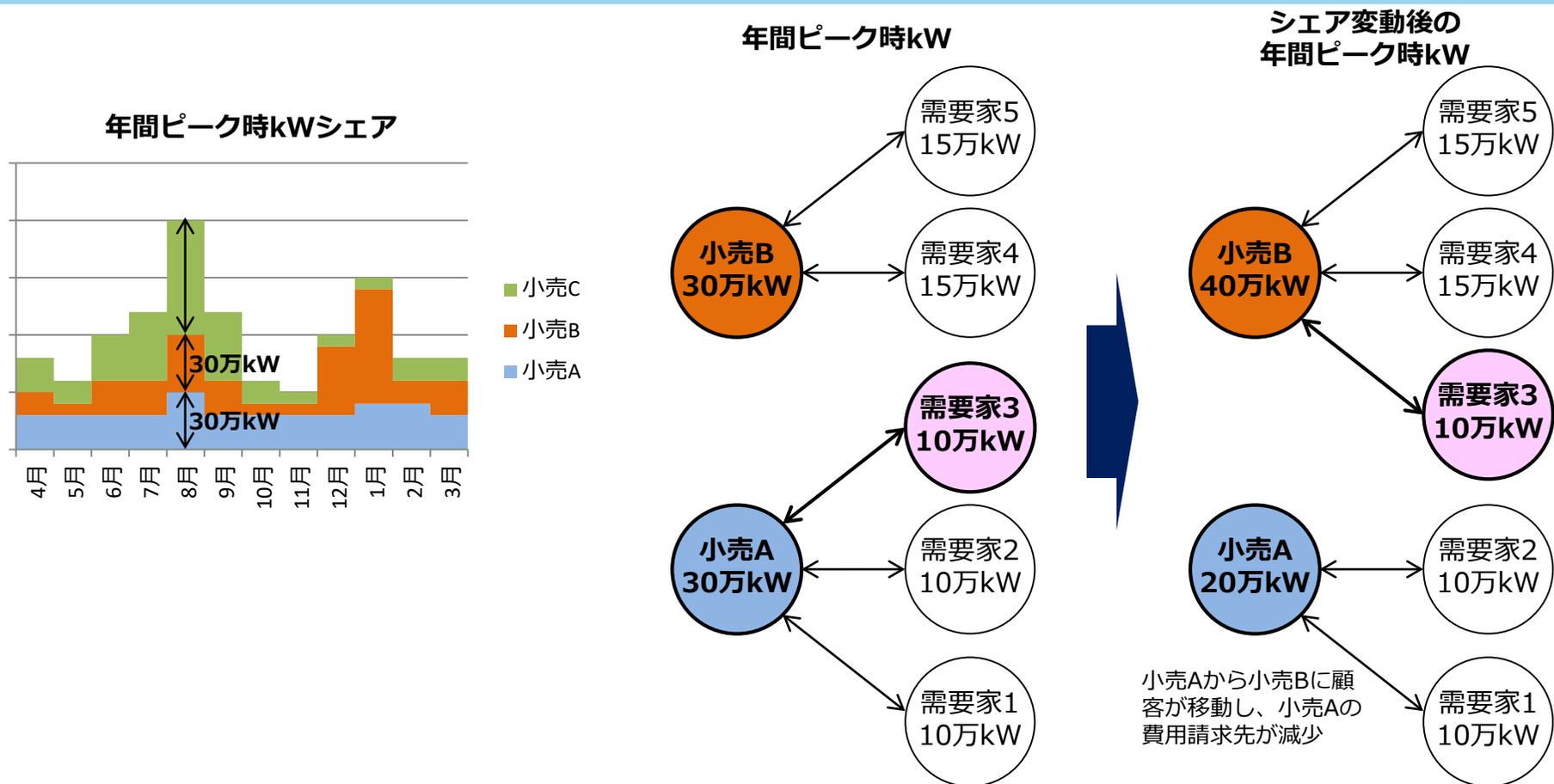
(夏期ピーク) 7月、8月、9月の各月における最大需要発生時 (1時間) における電力使用量を合計したもの (kW) の、当該期間における比率

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

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

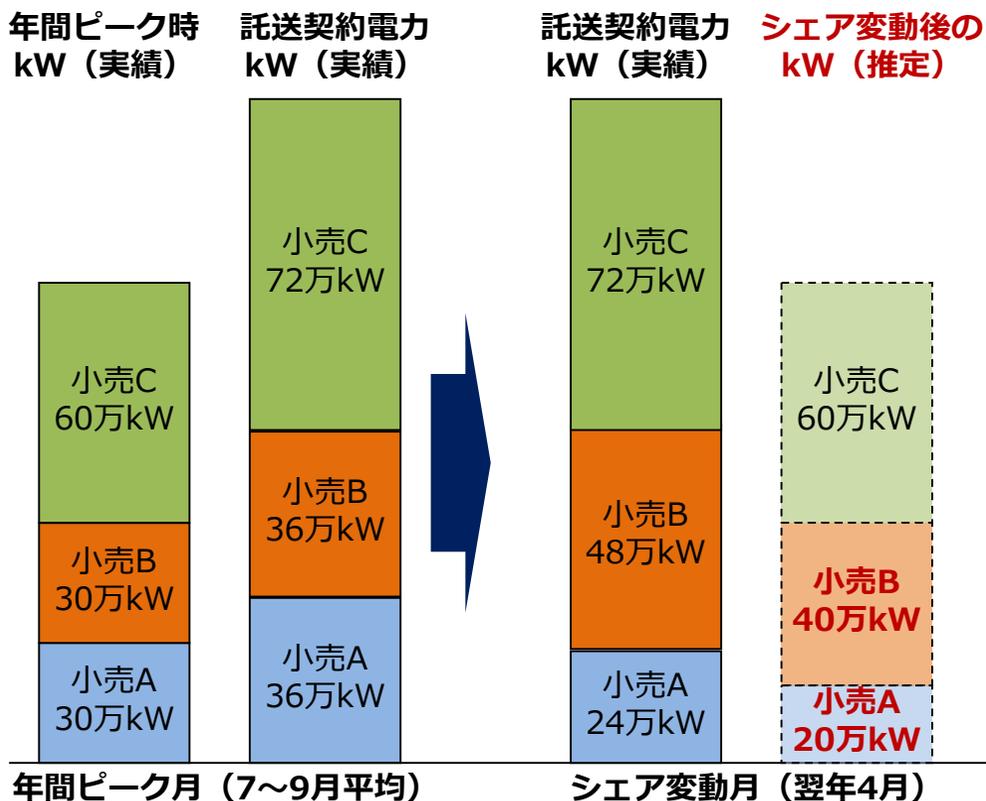
論点1：費用精算の考え方（小売のシェア変動時の調整への対応）

- 「①年間ピーク時の電力（kW）に応じて配分する」案とした場合に、小売事業者のシェアが年度内で変動した場合や、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に対応する必要があるのではないか。
- このため、年間ピーク時kWシェアを、託送契約電力（kW）等を用いて補正した数値によって、各小売事業者への配分額を決定することとしてはどうか。



論点 1 : 費用精算の考え方 (小売のシェア変動時の調整への対応)

- 「①年間ピーク時の電力 (kW) に応じて配分する」案を原則とし、シェア変動の際の変化を託送契約電力 (kW) によって補正する場合の費用配分方法は以下になる。
 - 年度内のシェア変動により託送契約電力 (kW) が変化した場合、その変化 (年間ピーク kW シェア計算時の託送契約電力 (kW) からの変化率) に応じて当該月の年間ピーク時 kW を補正し、シェア変動補正後の kW を用いて、当月以降の各小売への請求額に反映



$$\text{シェア変動後の kW (推定)} = \text{年間ピーク時 kW (実績)} \times \frac{\text{シェア変動後の託送契約電力kW (実績)}}{\text{年間ピーク時託送契約電力kW (実績)}}$$

※ピーク時需要に対する契約電力kWの比率が一定の場合

$$\text{小売B} \quad \text{シェア変動後の kW (推定)} = 30\text{万} \times \frac{48\text{万}}{36\text{万}} = 40\text{万kW}$$

$$\text{小売A} \quad \text{シェア変動後の kW (推定)} = 30\text{万} \times \frac{24\text{万}}{36\text{万}} = 20\text{万kW}$$

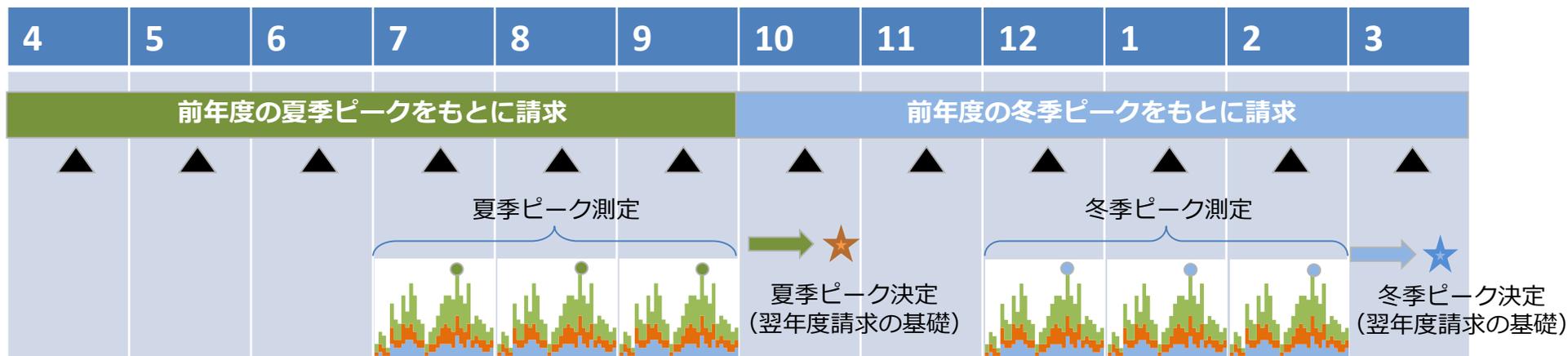
論点 1 : 費用精算の考え方 (費用請求スケジュール等)

- ピーク時の電力 (kW) をもとに請求を行う場合、①前年度の季節のピーク時の電力 (kW) を基礎とし、②各月の小売りのシェア変動を加味した上で、小売事業者間の配分を決定し、市場管理者が小売事業者に対して毎月請求をすることを基本としてはどうか。

※容量市場は全国単一で実施することを基本とするため、ピーク発生時をエリア単位で判定するか、広域的に判定するか等の取り扱いについては、技術的検討が必要。

- なお、新規参入者 (前年度のピーク算定時に参入していなかった者) については、契約kWに一定の数値を乗じることなどで、基礎となるピークkWを推計して請求することが考えられる。
- また、BGに加入する小売事業者については、BGの代表者がまとめて精算を行うことも考えられる。
- これらの論点については、引き続き広域機関で実務的・技術的な検証を行い、詳細を検討することとしてはどうか。

<請求スケジュールのイメージ>



▲ : 各月の小売りのシェア変動に伴う請求金額の調整

論点2：沖縄エリアにおける容量市場の適用

- 中間論点整理（第2次）では、容量オークションは全国単一で実施することとしたが、沖縄エリアは系統が他のエリアと繋がっておらず、「沖縄エリアにおける容量市場の適用」について、さらなる検討が必要としている。
- 日本卸電力取引所（JEPX）による取引が行われていないことなどの沖縄エリアの特殊性を考慮し、沖縄エリアでの供給力の確保は引き続き事業者間の相対契約にて行うこととし、容量市場の開設や容量市場を通じた供給力の確保は行わないこととしてはどうか。

2018年3月 第19回制度検討作業部会
沖縄電力による容量市場・需給調整市場の
制度設計に対する意見より抜粋

3. 容量市場について（2/2）

- 中間論点整理（第2次）において、容量市場の意義として、「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、（中略）より効率的に中長期に必要な供給力・調整力が確保できるようにすることが求められる」とされており。
- 一方、沖縄エリアにおいては、卸電力取引所がないことを踏まえ、当社としては、相対取引環境の充実を図ってまいりました。
- 具体的には、当社では、常時バックアップや電源定検時等の補給メニューに加え、今回新たに沖縄の更なる競争環境整備として、「需給調整用の卸電力メニュー」を本年4月から提供することとしており、これら卸電力メニューについては、電源固定費を含んだ設定としております。
- 当社としては、今後も相対取引により電源固定費を回収していく予定であることから、現段階においては、沖縄エリアにおける容量市場創設の必要性は低いと考えております。
- ただし、現在、一般送配電事業者による調整力の公募調達を通じてkW価値（電源固定費）の対価が支払われている調整力電源について、今後はその対価を容量市場を通じて回収していく方向と認識しておりますが、沖縄は容量市場の対象外とした場合、その調整力電源分のkW価値を回収する手段を講じる必要があると考えております。