

# 需要曲線（Net CONE、上限価格等）の設定について （前回の続き）

2018年12月17日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

1. はじめに
2. 前回のご意見と考え方の整理
  - (1) コスト評価年数についてのご意見
  - (2) 割引率についてのご意見
  - (3) 容量市場以外からの収益の想定に関するご意見
  - (4) 諸外国との Net CONEの比較についてのご意見
  - (5) 需要曲線の妥当性の確認方法についてのご意見
3. まとめ

- 前回、需要曲線における指標価格（Net CONE）や上限価格等の具体的な設定方法についてご議論いただいた。
- 今回、前回頂いたご意見に対して、事務局案の考え方を整理する。

### 論点のまとめ

第16回容量市場  
の在り方等に関する  
検討会資料より

- Net CONE算定のモデルプラントは、CCGTを採用してはどうか。
- Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定することとして、40年としてはどうか。（40年運転に必要なコスト等を織り込む）
- Net CONE算定における割引率は、大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提として、税引前WACCとしてはどうか。具体的には下記を基に算定してはどうか。
  - ✓ 大手発電事業者は、資本金1億円以上の我が国の企業としてはどうか。
  - ✓ 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか
  - ✓ 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
  - ✓ 他人資本コストは、至近15年間の貸出約定平均金利（長期）の平均値を採用することとしてはどうか。
- Net CONE算定におけるコストの算定項目は、新規電源建設や40年運転に必要なコストを加味することとして、系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分、インフレーションを考慮してはどうか。
  - ✓ 系統接続費は、平成27年度から29年度の500kW以上の火力電源（FIT除く）の工事費負担金から算定してはどうか。
  - ✓ 経年に伴う修繕費等の増分費用は、ヒアリングを行い、算定してはどうか。
  - ✓ インフレーションは期待インフレ率から算定してはどうか。
  - ✓ 容量市場導入当初においては、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照して、Gross CONE の2割～3割程度として、2～3,000円/kW・年程度としてはどうか。
- 上限価格の算定は、Net CONEに倍率を掛けることとしてはどうか。なお、倍率は1.5としてはどうか。
- 上限価格における調達量は、トレードオフ曲線を基に設定してはどうか。
- 調達価格ゼロにおける調達量は、トレードオフ曲線、我が国の需給状況を踏まえ決定してはどうか。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (1) コスト評価年数についてのご意見

- コスト評価年数を40年としたことについて、現に40年間での投資回収を想定する事業者が存在しないことから、実際に電源新設の投資が行われるのかという点について、懸念がある。
- PJMや英国と同様の8%程度の割引率ならば、コスト評価年数は結果に大きく影響を与えないが、提案した5%程度の割引率を使うと、コスト評価年数により大分結果が変わってくる。そのセットとしての数字が妥当な範囲なのかどうか、投資ができるかどうかを考えていただきたい。

- 新規電源への投資は、実際は、事業者各々が容量市場等に期待する収益を得られるか、という期待値・可能性によると思われる。
- コスト評価年数を15年とした場合と、40年とした場合を比較すると、コスト評価年数を15年とした場合の Gross CONEは、40年の1.37倍（※1、2）となる。
- 仮に、コスト評価年数を15年とした場合の容量市場以外からの収益を、コスト評価年数40年の場合と同じく 3,000円/kW・年（※3）とすると、Net CONE は、40年の約1.48倍となる。

※1 割引率5%の場合。ただし、15年の場合、経年に伴う改修費等はコスト計上しないこととした（40年評価では20年目にコスト計上）。なお、プラント廃止費用は、40年評価と同じく、稼働終了後（41年目）の現在価値をコストとして計上した。

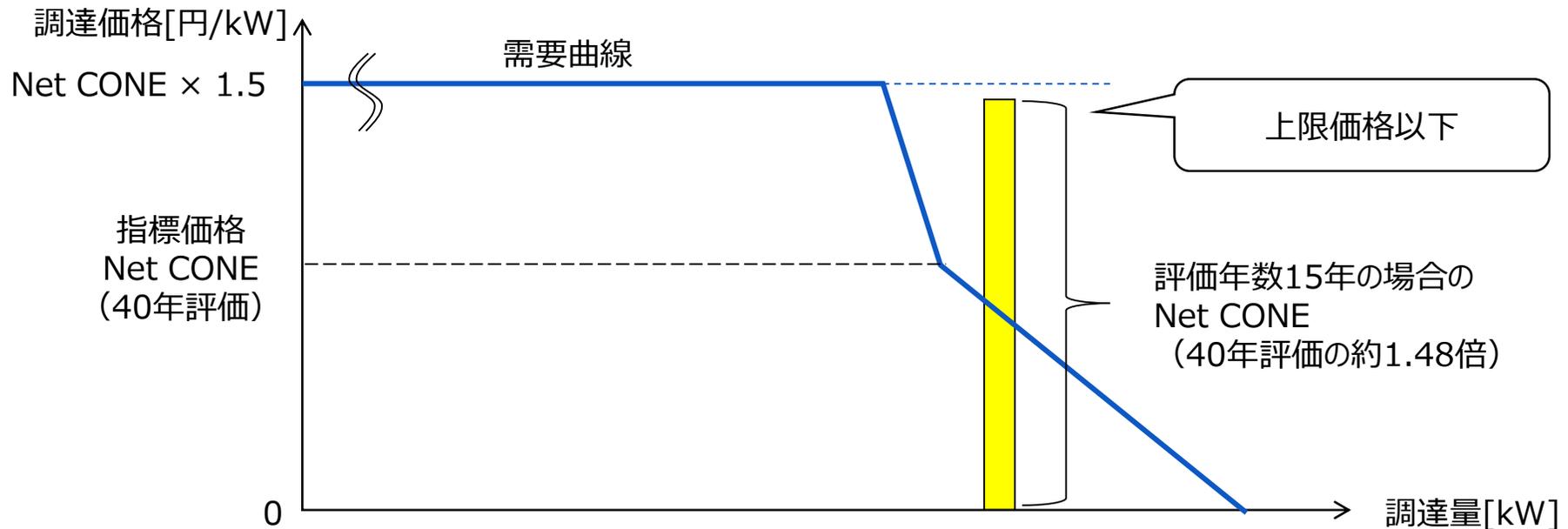
※2 新規電源による収益をコスト評価期間の各年で均等化（LCOE）し、コスト評価期間の各年の均等化収益を割引率により現在価値に換算し、新規電源の建設に必要な投資額との収支がゼロとなる均等化収益をGross CONEとして求める。コスト評価年数を40年から15年に変更しても、単純にGross CONEが40/15倍とはならないことに留意が必要である。

※3 前回、コスト評価年数を20年や25年とする場合において、容量市場以外からの収益想定を3,000円/kW・年とすることは低すぎるとのご意見があったものの、今回のNet CONEの試算は保守的に行うものとして、あえて同じ額を採用することとした。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (1) コスト評価年数についてのご意見

- オークションの需要曲線の上限価格は、電源の新設インセンティブに十分な価格水準となること、及び、国民負担の観点から、Net CONEの1.5倍と整理している。
- コスト評価年数を40年とした場合のオークションの上限価格は、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONE（1.48倍）をやや上回る水準という試算となっている。
- 事業者が容量市場等に求める収益は各々異なるものの、今回の試算のように、コスト評価年数を15年とした場合のNet CONEの額が上限価格以下であれば、一定の新設は期待できると考えられる。
- 新設電源と既設電源を区別しないという整理に加え、上限価格をNet CONEの1.5倍、必要な費用等を織り込むこととして、前回の提案通り、コスト評価年数は40年としてはどうか。



## 2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) コスト評価年数についてのご意見

### 3. 指標価格 (Net CONE) の設定

#### (2) コスト評価年数および割引率 (コスト評価年数)

- コスト評価年数は、これまでの検討会等において、投資判断・投資回収の観点から15年、運転期間の観点 (新設と既設を区別しない観点) から40年、との意見を頂いているところ。
- 諸外国の事例としては、PJMは運転期間をベースに設定し、運転期間は20年程度と見込んでいる模様である。(そのため、減価償却期間15年とほぼ同じとなっている。なお、自由化以前からの電源の運転期間は40年程度のものもある)
- また、割引率が高いこともありコスト評価年数による差異はさほど大きくないこと、後年度の投資は不確実性が高いという理由もあり20年としているようである。  
※PJMではコスト評価年数の設定に対して大きな議論はなされていない模様。
- 我が国の容量市場では基本的に既設と新設を区別しないと整理したため、償却を終えた電源 (竣工から15年経過) においても、容量市場から受け取る対価は新設電源と区別しないこととした。
- そのため、Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定してはどうか。
- なお、運転期間は、大宗を占める電源が40年程度であり、今後も同様の電源が期待されるとして、40年運転としてはどうか。ただし、経年に伴う修繕費等の増分等、40年運転に必要なコスト等を織り込むこととしてはどうか。

(論点2) Net CONE算定におけるコスト評価年数は、電源の運転期間から設定することとして、40年としてはどうか。(40年運転に必要なコスト等を織り込む)

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (2) 割引率についてのご意見

- 割引率としてWACCを用いた点について、実際にそのプラントに対して投資をしようと思った時には色々なリスク、失敗するリスクがある。そういったものを含めた時に、コスト評価年数40年において、諸外国と比べて低い約5%とする割引率を用いた場合、実際に投資が行われるのか。
- 諸外国との差異は、自己資本コストと他人資本コストによるところである。
- 前回の試算は、大手発電事業者によるコーポレートファイナンスを想定し、大手発電事業者の税引前WACCをもとに割引率を設定することとして、割引率を5%としてNet CONEを算定している。
- なお、割引率5%の場合のベータ値は、税引前WACC 4.5%（ベータ値 = 1.0）から試算すると約1.14となる。
- そのため、PJMが設定している割引率（約8%）をもとに求めたベータ値（約1.5）よりは小さいものの、発電事業に求められるリスクは一定程度考慮していると考えられるのではないか。
- 容量市場導入に向けて、発電事業のリスク分析等の検討を引き続き進め、必要に応じて織り込むことも検討していく。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) 割引率についてのご意見

### 3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

#### (税引前WACC)

- 税引前WACCの算定のため、公租公課（法人税、地方法人税、法人住民税）を考慮する。

$$\begin{aligned}\text{実効税率} &= \text{法人税} \times (1 + \text{地方法人税} + \text{法人住民税}) \\ &= 23.2\% \times (1 + 10.3\% + 7.0\%) = 27.2\%\end{aligned}$$

※ 税率は、2019年10月以降に予定されている標準税率を用いた。

- 税引前WACCは、以下の式で算定すると、5%程度となる。

$$\begin{aligned}\text{税引前WACC} &= \text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト} / (1 - \text{実効税率}) \\ &\quad + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト} \\ &= 41.6\% \times 6.7\% / (1 - 27.2\%) + 58.4\% \times 1.1\% \\ &= 4.5\%\end{aligned}$$

※ (参考) 旧一般電気事業者のWACCは3%程度 (税引後WACC、託送含む、一般担保有)

(論点3) Net CONE算定における割引率は、大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提として、税引前WACCとしてはどうか。具体的には下記を基に算定してはどうか。

- ✓ 大手発電事業者は、資本金1億円以上の我が国の企業としてはどうか。
- ✓ 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか
- ✓ 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
- ✓ 他人資本コストは、至近9年間の貸出約定平均金利（長期）の平均値を採用することとしてはどうか。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) 割引率についてのご意見

第16回容量市場  
の在り方等に関する  
検討会資料より

### 3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

- PJMの割引率は税引後WACCで8.2 %であり、税引前に換算すると11.6%となる。
- 我が国と諸元を比較すると、自己資本比率は約40%と同等であるが、自己資本コストと他人資本コストは差異がある。
- PJMにおいて、CAPMで自己資本コストを設定し、ベータ値を求めると、1.5となる。(ベータ値が1を超えるため、投資家は発電事業をその他の事業よりも高リスクと受け止めている想定と考えられる)  
(参考) CAPMによる自己資本コストの算定  
リスクフリーレート (2.65%) + ベータ値 × 市場リスクプレミアム (6.9%) = 13.0 %
- 我が国においても、容量市場導入に向けて、発電事業のリスク分析等の検討を引き続き進め、必要に応じて織り込むことも考えられるのではないかと。

	①自己資本比率	②自己資本コスト	③他人資本コスト	④実効税率	⑤税引後WACC	⑥税引前WACC
PJM (2018改定案※)	45%	13.0%	6.0%	29.5%	8.2%	11.6%
我が国の試算時の諸元	42%	6.7%	1.1%	27.4%	3.3%	4.5%

⑤ = ① \* ② + ③ \* (1 - ①) \* (1 - ④) ※ 改定案はFERC (Federal Energy Regulatory Commission) にて審議中である。

⑥ = ① \* ② / (1 - ④) + ③ \* (1 - ①)

("August 21 Supplement"). As shown by Mr. Pfiefenberger and Dr. Zhou, Brattle's August 2018 ATWACC estimate was 8.0%, including **debt and % equity ratios of 55% and 45%**, respectively, a cost of BB-rated debt of 5.5%, and **a cost of equity of 13.0%**. As explained by Mr. Helm, PJM has further updated this analysis with the latest debt costs. He finds that "a merchant generator of the type that would sponsor a new entry plant would likely have a credit rating somewhere between B and BB, rather than being rated BB alone." This reflects the credit ratings of the merchant generators Brattle analyzed from when they were stand-alone companies and "those credit ratings are still a reasonable representation of the credit ratings of entities that may finance new power plants." With credit ratings reflecting a mix of B and BB ratings, **"a 6% cost of debt is appropriate."** Incorporating that debt cost in the ATWACC formula, **the resulting ATWACC is 8.2%**.  
(2018/10/12 PJM Docket No. ER19-105-000 Periodic Review of Variable Resource Requirement Curve Shape and Key Parameters p19より)

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- PJMや英国の割引率の8%程度という数字を使うとあまり20年、25年、40年ということでコストの結果に大きな影響は出ないが、一方で40年という数字を使って日本の5%程度の割引率を使うと、40年、20年、25年とすることで大分結果が変わってくる。そのあたりをセットとして考えて上手くいくのかどうか。年数と、実際の寿命と、実際にどのくらいで投資回収をしたいと思うのか。そこにはリスクがあり、リスクがあるとなるべく早く回収しないといけないので、投資が進まないことになる。4.5%とインフレ率を付けるということかと思うが、そのセットとしての数字が妥当な範囲なのかどうかと考えた時に、自由化市場でリスクがある中で、その数字で投資ができるのか疑問に思った。結果としていくらのWACCが出てくるのかということと、実際にそのプラントに対して投資をしようと思った時には色々なリスク、失敗するリスクがあるため、リスクヘッジを沢山かける、そういったものを含めた時に投資ができるかどうかを考えていただきたい。  
(秋元委員)
- まず、コスト評価年数40年については必ず反対意見が出てくるものと考えていたし、この後にも同様の意見が出るものと考えている。しかし、私は以前にも全く同じことを申し上げたが、先ほど秋元委員は濡れ手で粟は別の話だとおっしゃっていたが、それを別の話とすることは全く無責任だと思っている。濡れ手で粟の額を大きくした事は、この委員会でも議論し、別の委員会で決めたことであるが、その委員会にも出席し、それを支持した人、小宮山委員もその一人だが、そういう人が責任を負っていることである。濡れ手で粟は別の話ではなく、ここでNet CONEの額を高く設定すれば、需要曲線を右に大きくしても同じ結果となるが、その分、濡れ手で粟の額を大きくすることは間違い無いことである。濡れ手で粟の額を大きくすることに貢献した方々が、今回、またNet CONEを引き上げるためにいろんな発言をすることが公開の場で行われる事は必要で、別の委員会で発言したこと、及び今回の委員会で発言したことを突き合わせ、やはりこの委員会、あるいは広域機関、容量市場は、消費者から発電事業者に利益を付け替えるためにわざわざ作られた機関、市場なのだという結果となれば、そのことを消費者は知る必要がある。(松村委員)
- 既存と新設を混ぜているので、一概に25年にすべきとか申し上げているのではなく、事務局案の40年を前提として低い割引率で計算してしまうと、新設がなかなか入ってこなくて長期的に消費者利益が損なわれるのではないかという懸念から申し上げている。事業者の濡れ手で粟に協力するつもりは全くないということを念のため申し上げる。(秋元委員)

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- 総括原価の時代の電気料金においても、実際には40年動かす電源において15年で償却するのであれば、当初の償却期間の間は高い価格となり、そこで大半の費用を回収することは確かに有った。ただし、電源を40年稼働させたならば、減価償却が終わった後の低い原価で電気料金が規制され、結果として、当初は高い価格かもしれないけれども、将来低い価格を支払うという形で、消費者に利益が還元されていた。しかし、容量市場では新設と既設を区別しないため、仮に20年なり25年なりという期間でNet CONEを決めたならば、その期間よりも長く電源を使うことが有ったとしても、その利益を事業者は得られるものの、消費者に還元されることは無い。そのような制度をわざわざ作ることになることを認識していただきたい。もしおかしな制度設計を行えば、容量市場とは総括原価の下で消費者から取り上げられなかった利益を取り上げるために作った、電気料金を上げ消費者をかもるために作った制度であると言われてもしょうが無い。非常に慎重な設計を是非願います。(松村委員)
- 評価年数を20年や25年に画策するというのであれば、Gross CONEとNet CONEの差額を3,000円とすることは全く問題外。私は、現実の足元の市場価格で見れば、最新鋭のCCGTならば、年間稼働率が数パーセントでも達成できるような金額となっているのではないかと、とても疑っている。つまり全く荒唐無稽な数字であり、いくらなんでも評価年数を25年にするようなことがあれば、この金額は明らかに低すぎると考えている。実際にもしこんな金額を採用するのであれば、足元の市場では、僅かに動かすだけでも十分回収できるような、その様なわずかな金額を設定していることを明らかにする必要があると考えている。いずれにせよ、評価年数を40年としているため、今回のざっくりした設定についてもぎりぎり許せるが、評価年数を短くするのであれば、全く問題外だと考えている。(松村委員)
- 最終的には仕上りの金額次第だという側面はあるのではないかとということも有り、容量市場にどこまで求めるのかということも有るかと思う。ただ、私も秋元委員や小宮山委員のおっしゃるように、投資回収の予見性という観点から、40年という数字はどうかという点は慎重に考えなければならないと思っている。中長期的に見て容量市場の目的を達成できないという事態、即ち、投資回収の予見性を確保し、必要な供給力を確保するという目的を達成できないことはあってはならないのではないかと考えているところ。そういう観点からは、繰り返しになるが、40年の投資回収期間を見ている事業者はいないという事が、自由化市場の中での実態であると思うため、新規投資が進まない可能性があるというところを懸念している。(中略) 仮にコスト評価年数を15年、20年としたときの懸念点としては、評価年数以上に運転する場合に掴み金になるのではないかとという観点かと思う。ここについては色々な考え方も有ろうかとは思いますが、少なくとも中長期的に見ればkWh価格が下がるということになるかと思われ、また、kWh価格は短期的には下がらないという点については、激変緩和措置として経過措置が既に講じられていることかと思うため、トータルで事業者の掴み金となり、国民負担が増える様な事は無いのではないかと考えている。その考えをもとにすれば、必要な電源投資を促すという観点から、一定の15年、20年という期間を設定することが、容量市場の目的達成につながるのではないかとと思われるところである。(市村委員)

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- 回収期間およびNet CONEの水準については、小宮山委員、秋元委員の意見に共感する。秋元委員から指摘があったように新設と既設も一緒に調達するという観点からすると、単純に事業者が新設の投資回収に妥当であると思う15年ないし20年にするというのも行き過ぎている感もするのでバランス感覚はあってしかるべきである。ただ、何のために議論をしているのかをもう一度立ち返って考えると、事業者が新設したいかどうか、新設するインセンティブがあるかどうか、既設の発電所を維持するインセンティブがあるかどうかを一番の基軸に考えるべきではないか。松村委員のご指摘も理解はするが、私が感じているのは、ウインドフォールがあるのか、濡れ手で粟なのかという議論もあるとは思いますが、これがウインドフォールだから認めないとか、これが濡れ手で粟だから認めないという議論をしたら、総括原価時代の料金査定の発想に戻ってしまう。市場なので、ウインドフォールだとか、濡れ手で粟だとかという議論することの生産性が感じられない。事業者から見てインセンティブがある適切な価格水準かどうかで事業者は投資判断をするので、そこに立ち戻って考えるべきではないか。(紀ノ岡委員)
- コスト評価年数40年とする案については、これまで何度か意見を言わせてもらってきており、繰り返しになるが、事業者としての考えを改めて述べさせて頂きたい。資料に記載があるとおり、長期に亘りプラントを運転し、維持していくには適切なタイミングで相応の更新投資が必要であり、今回の事務局案では初期投資の4分の1程度を見込むことについては、よく理解できる。しかし、電源新設時に40年という長い事業期間を前提としたキャッシュフローを想定し意思決定することは当然ながらあり得ない。幸いにも40年稼働するというプラントもあるが、一方で、運転開始当初は最新鋭で競争力があるため市場で想定程度の利益が稼げると期待をしたとしても、時間の経過とともにトラブル、規制強化、政策変更、技術の陳腐化等の様々なリスクが出てくるため、当初想定よりも早く市場から撤退することもあると思う。いずれにせよ、電源新設にあたり、40年という長期の間、不確実なキャッシュフローを前提に投資の意思決定を行うことは無い。(加藤委員)

- 15年程度を投資回収期間として見込んでいるという指摘に関しては、確かに実際にそうされておられるのだと思いますが、この議論はとても危険な議論というか、全てぶち壊してしまうという可能性もある議論なので、もしこの議論が採用されるのであれば、既に決着したかもしれない議論も蒸し返さなければいけません。それは既設と新設の区別です。（中略）もし事業者が本当に15年で回収できなければ投資しないとすると、15年以降のことは投資の判断のときには関係ないということだから、15年を超えるような電源に関してお金を払うのは、いわばつかみ金というか、新規の投資には影響を与えない支払いになる。つまりkWhの供給量を増やさないで、その結果として、コストだけは上げるけれど、kWhの価格を下げないものと整理しないとつじつまが合いません。そうだとすると、既設と新設を区別しないで、15年目の電源だって、20年目の電源だって、容量市場にお金を払う発想と根本的にバッティングすると思いますので、そのところは整理を根本的に変えなさいといけなくなると思います。

私の理解では、とりあえず20年目にもらえるものでも、30年目でもらえるものでも、もらえることを当てにして投資をする、そういう当たり前の投資行動を前提とした上で、既設と新設を区別しないというのは合理的だと賛成したつもりなので、そのところだけ発電事業者にとって都合のいいように修正し、いいところ取りというのをするような、つまり既設のものにもお金はもらえるのだけれど、でも15年しか基本的にカウントしないので、15年というので基本的に指標価格を設定してくれなどというような、発電事業者にとって都合のいい、いいところ取りのインCONSISTENTな議論は、私には到底許容できません。どっちかにしてくれというか、CONSISTENTな発想というのをしていただきたい。相互に矛盾する考えを、価格を上げる方向ばかりに採用するという制度設計にすべきでない。どっちがもっともらしいのかは重要なことではあるけれども、15年というのがもっともらしいとするならば、既設と新設を区別しないという議論は、基盤が怪しくなるということは、きちんと考える必要があると思います。（第12回制度検討作業部会、松村委員）

- 新設・既設の区分について区別しないという案が出てきているかと思います。合理的だし、ある種廃止するというインセンティブをゆがめないというためには確かに合理的だと思います。  
ただ、前回にも言いましたが、J-POWERのほうから再三にわたって、この委員会だけではなく、別の委員会でも再三にわたって実際の採算は15年程度を見てやっているのだと。そこでコストが回収できなければ投資しないということはちゃんと考えてほしいと。この意見を別の局面で取り入れるのであれば、私はこの案はとともまずいと思います。つまり、既設と新設を区別しないというのは、相当まずいのではないかと考えています。  
つまり、実際に投資するかどうかという意思決定は、15年だけじゃなく、16年目、17年目、18年目でも、ちゃんと動いていればお金がもらえるということであれば、ある意味でそれを当てにして投資の意思決定に影響を与えるということであれば、16年目、17年目、18年目に払うというのもつかみ金にならない。実際の投資の意思決定は、16年目以降のところは基本的に関係ないということだったとすると、本来、この制度は新規の投資のインセンティブを一定程度与えたいという目的でやっているのにもかかわらず、そこに資することのないようなものにもお金を払うということになり、結果的にはkWhの供給増をもたらさないようなものにお金を払うことになる。（第14回制度検討作業部会、松村委員）
- もし仮に（経過措置の）事務局案を採用したとすると、この後の容量市場の制度設計時に、私たちはとても厳しいトレードオフに直面することになる。今夏の形ばかりの経過措置しか入れられなかったことを前提とすると、容量市場での価格が高くなれば高くなった分だけつかみ金の量も大きくなる。したがって、容量市場の価格を抑制する必要性が、今回の決定でより大きくなるということ。（中略）まず、Net CONEを計算するときに、電源は30年なり40年なり使うのにもかかわらず、償却は15年だ、だから償却期間を15年で設定すべきだなどという議論が貪欲な事業者やその代弁者からきつと出てくると思います。それ自身は、そこだけ捉えれば一見もっともらしい理屈を語ることはできる。もしそのような議論が出てきて、そんなものが採用されれば、この容量市場は、要するに、いろいろな理屈をつけているけれども、消費者からお金をふんだくって、既存事業者にお金を配分するための制度だということが、国民の前に明らかになってくると思います。（第21回制度検討作業部会、松村委員）

※（）内は事務局の追記

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (3) 容量市場以外からの収益の想定に関するご意見

- コスト評価年数が長期となるため、今後の我が国の長期的な電源構成の変化等（今後の再生可能エネルギーの導入拡大や、二酸化炭素の厳しい排出制約等）についての考慮が必要ではないか。
- 経済産業省の中間とりまとめで、電源の新陳代謝を、市場原理を通じて効率的に行うという記述があるが、40年という長い運転年数の想定が、新陳代謝に影響を与えるのかどうか。そういった新陳代謝を行って電力システム全体の信頼性を向上していくのは（容量市場の）重要な視点ではないか。
- 今後再生可能エネルギーの導入や、二酸化炭素の厳しい排出制約が予見され、不確実性があるところでCCGTを安定的なkW価値提供のための新設電源であると断定的に言えるのかどうか懸念する。
- 一旦、今回の想定をスタート地点としておくのもやむなしと思うが、この資料でも書いているが、状況変化を踏まえて、今後、このkWh収益を見直すという作業も必要である。ただ、事業者の予見可能性からすると、一旦決めたことをその時々状況変化に応じてコロコロ見直すということも、やり過ぎると良くないというのも他方ではある。その時々状況変化を踏まえて適切な想定価格を見直すという観点と、一旦決めた想定価格をある程度の期間は、余程のことがない限り見直さないという両方の観点が必要と思うので、バランスのとれた検討をお願いしたい。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (3) 容量市場以外からの収益の想定に関するご意見

- ご指摘の通り、容量市場が投資回収の予見性を高め、電源の新陳代謝が市場原理を通じて効率的に行われるかどうかは、容量市場の目的において、重要な視点と考えられる。
- また、今後の長期的な電源構成等の変化は、Net CONE 算出の際の「モデルプラント」「容量市場以外からの収益」の想定に大きく影響を与えるものと考えられる。
- 今回、容量市場導入に向けて、現段階で整理できる案として、モデルプラントはCCGT、容量市場以外からの収益は諸外国の事例から 3,000円/kW・年と提案した。
- 容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図ることとしたい。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- スライド14でコスト評価年数として40年を提案しているが、今後の我が国の長期的な電源構成の変化等のある程度考慮に入れなくていいのか。40年と仮に想定すると、例えば容量市場の取引が始まるのが2020年、最初の容量契約の発効が2024年であるので、2064年まで想定するということである。今後再生可能エネルギーの導入や、二酸化炭素の厳しい排出制約が予見され、不確実性があるところでCCGTを安定的なkW価値提供のための新設電源であると断定的に言えるのかどうか懸念する。PJMでは20年、ナショナルグリッドでは25年としており、諸外国と比べても長いのが気になった。(小宮山委員)
- 制度検討作業部会の中間とりまとめで、電源の新陳代謝を、容量市場での市場原理を通じて効率的に行うという記述があるが、火力や原子力といった発電技術は安全性、信頼性、効率性の向上が進んでいるところで、40年という長い運転年数を端から想定すると、新陳代謝に影響を与える可能性がないのかどうか懸念する。そういった新陳代謝を行って電力システム全体の信頼性を向上していくのは重要な視点である。そのあたりと40年という設定がどの程度影響があるのかお聞かせいただきたい。(小宮山委員)
- Net CONEの水準であるが、どのくらいのスパンで考えるかにもよるが、中長期的なkWh収益を想定しにくいというのも事実なので、一旦、今回の想定をスタート地点としておくのもやむなしと思うが、この資料でも書いているが、状況変化を踏まえて、今後、このkWh収益を見直すという作業も必要である。ただ、事業者の予見可能性からすると、一旦決めたことをその時々状況変化に応じてコロコロ見直すということも、やり過ぎると良くないというのも他方ではある。その時々状況変化を踏まえて適切な想定価格を見直すという観点と、一旦決めた想定価格をある程度の期間は、余程のことがない限り見直さないという両方の観点が必要と思うので、バランスの取れた検討をお願いしたい。(紀ノ岡委員)
- Gross CONEとNet CONEの差額について、事務局案はシミュレーションが不可能だからざっくりこうしますという整理である。40年も先のことはわからないのは確かにそのとおりかもしれない。しかし仮に足元で計算してみたい。もちろん、将来も足元の市場価格が続くかは分からないものの、足元で計算すると、Gross CONEとNet CONEの差額は、事務局案よりもはるかに高い価格となり、Net CONEはほとんど0という結果が出てくると思っている。ただし、それは40年後の姿ではないという事についても、確かにその通りである。足元の市場価格そのものを使うことは誤りであることは十分に分かるものの、評価年数を20年や25年に画策するというのであれば、Gross CONEとNet CONEの差額を3,000円とすることは全く問題外。私は、現実の足元の市場価格で見れば、最新鋭のCCGTならば、年間稼働率が数パーセントでも達成できるような金額となっているのではないかと、とても疑っている。つまり全く荒唐無稽な数字であり、いくらなんでも評価年数を25年にするようなことがあれば、この金額は明らかに低すぎると考えている。実際にもしこんな金額を採用するのであれば、足元の市場では、僅かに動かすだけでも十分回収できるような、その様なわずかな金額を設定していることを明らかにする必要があると考えている。いずれにせよ、評価年数を40年としているため、今回のざっくりした設定についてもぎりぎり許せるが、評価年数を短くするのであれば、全く問題外だと考えている。(松村委員) (再掲)

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

### (4) 諸外国との Net CONEの比較についてのご意見

- 諸外国のNet CONEの比較において、英国のNet CONEだけ、実質価格で書かれているということはないのか。
- 英国、PJM及び我が国のいずれのNet CONEも、割引率の計算による現在価値を用いていることから、いずれも実質価格を示している。
  - なお、英国の場合は、実質コスト（期待インフレ率 = 0%）に基づいてコストを算定していることから、割引率も実質割引率が用いられているものと考えられる。
  - なお、我が国のNet CONE算定時の割引率は、コーポレートファイナンスを想定し、税引前WACCに基づき設定すると整理したため、名目割引率となることから、別途で期待インフレ率を設定し、名目コストを用いて算定している。

第16回容量市場  
の在り方等に関する  
検討会資料より

### 3. 指標価格（Net CONE）の設定

#### （3） Net CONEで考慮するコストの算定項目（容量市場以外からの収益）

- 我が国においては、今回サンプルプラントはCCGTを採用し、コスト評価年数を40年間と整理した。
- そのため、kWh価値想定における燃料費や市場価格、各種政策といった不確定要素に加えて、再エネ等による需給見通しの不確実性も高く、電力システム改革に伴う各種制度変更等の影響も踏まえると、妥当な想定が難しいという課題がある。
  - ▶ 例えば、PJMは至近3か年のメリットオーダーシミュレーション等から、サンプルプラントの収益を想定している模様。
  - ▶ 我が国の至近のCCGTの稼働率は高いと考えられるが、40年間を見据えると、再エネの導入や原子力の再稼働がなされれば、CCGTの稼働率は大きく下がること、JEPX価格等も大きく変化することが考えられる。
  - ▶ 我が国において容量市場の導入は、将来のkWh価格の低下を踏まえた電源維持の観点もあるため、至近のkWh収益でNet CONEを算定することは問題がある。一方、容量市場導入による需要家の負担は中長期的にはkW負担とkWh負担は中立となる。
- そのため、容量市場導入当初においては、諸外国の容量市場以外からの収益の割合の見込み量を参照して、Gross CONEの2割～3割程度として、今回の試算では3,000円/kW・年と見做してはどうか。
- なお、容量市場導入後においては、実績や諸外国の手法等を参考として、容量市場以外からの収益の想定を見直すこととしてはどうか。

1\$ = 112.5円、1£ = 144.6円（2018年11月20日9時の為替レート）

	Gross CONE	Net CONE	容量市場以外の収益
米国（PJM）	143.78 \$/kW・年 (16,175円/kW・年)	117.37 \$/kW・年 (13,204円/kW・年)	2,971円/kW・年 18.4%
英国	75 £/kW・年 (10,845円/kW・年)	49 £/kW・年 (7,085円/kW・年)	3,760円/kW・年 34.7%

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- 最後に単純な質問であるが、スライド31のコストについて、これは英国についてもインフレ分が加えられているのか。英国はスライド10にて「実質」と書かれているが、英国だけ実質価格で書かれているということはないのか。英国がかなり安く、全体の数字感からするとバランスがおかしいと感じるので、確認したい。(秋元委員)

### (5) 需要曲線の妥当性の確認方法についてのご意見

- Net CONEはコスト側から追いかけるのではなく、目的が需要曲線を引くということであると考え、設定した調達価格の水準が世の中から許容される価格水準であるかどうかを確認することが必要である。
  - 調達価格が0円となる調達量は、需要曲線が可能な限りトレードオフ曲線に近づくような量を設定するべきではないか。
  - もう一つ折れ点を設定することや、トレードオフ曲線をそのまま使うことなどについて考慮いただきたい。
- 
- 1点目はご指摘のように、Net CONEの妥当性は停電コストの観点からも評価が必要であると考えている。
  - 調達価格が0円となる調達量の図は、Net CONEと目標調達量を通るトレードオフ曲線を参考として示している。実際の停電コストには幅があるため、需要曲線にも一定の幅を設定することはありうると考えている。
  - そのため、調達価格が0円となる調達量の設定についても、停電コスト価格水準を確認するなど、過大な調達となっていないかを確認することとしたい。
  - なお、3点目の需要曲線の形状については、下に凸型でシンプルな2つの直線で作成した目的は、価格のボラティリティの抑制、将来の約定結果を踏まえて需要曲線のチューニングが必要となる可能性を考えて複雑な形状としないことであるため、需要曲線の折れ点は1つとすることとしたい。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理

(参考) 第16回容量市場の在り方等に関する検討会 議事録より

- おそらくオークション価格は、Net CONEと目標調達量の点よりも右側で決まるのではないかと想定しており、目標調達量の置き方には多大な関心を抱いている。同じ観点から、0円調達量についても、需要曲線がどのような傾きになるのかという意味で、過大な負担とならないようにしていただきたいという観点から、慎重にご検討いただきたいと思っている。(竹股委員)
- 需要曲線は基本的には停電コストと調達コストのトレードオフの関係を表していると理解している。本来、停電コストは、お客様側の要求で決まるものであると思っている。一方で電源投資が行われる上で供給側への配慮もあるのでNet CONEという概念が持ち出されていると解釈している。そうすると、Net CONEを持ち出した瞬間にWACCの水準、kWh収益の想定、40年先という不確定な世の中など、様々な考え方がある中で納得できる水準として策定することは難しい面があるものと思っている。逆に、需要曲線の見方からも一定程度の妥当性があることを相互に確認する必要があると思っている。Net CONEはコスト側から追いかけるのではなく、需要曲線を引くことが目的であるということを見ると、設定した調達価格の水準が世の中から許容される価格水準であるかどうかを確認することが必要である。そういう意味では停電コストを用いて作成した需要曲線と目標調達量の交点がNet CONEという考え方も出来るのではないかと。(岡本委員)
- 先日のレジリエンスの委員会の中とりまとめでも、電力インフラのレジリエンス強化を図るための対策について国民負担とのバランスの中で決定する必要があるとしている。政策判断のメルクマールとして停電コストの技術的な精査を広域機関で行うと記載されていて、こういった整理との整合から考えてもNet CONEを算定するうえで、停電コストを加味して評価する必要がある。全体として整合した形でセットするのは難しいと思っている。世の中がどこまで負担しうるのかということを考える必要がある。スライド39は試算について、調達量は調整力等委員会で決定されると思うが、このケースだと停電コストが3,200円/kWh程度になっていて、レジリエンスを話題にしている中で、下限の停電コストに近い金額になっていることは留意が必要と思っている。Net CONEを設定するうえで、トレードオフ曲線も見ながら、妥当といえる停電コストになっているのかどうか、レジリエンスの観点も含めて国民負担とのバランスの中で決める必要がある。(岡本委員)
- スライド41の調達価格が0円となる調達量について、青い点線がトレードオフ曲線より右にあるので、先ほども懸念する意見があったように調達量が過大であり、かつ調達価格が高くなると思うので、出来るだけトレードオフ曲線に近い線を用いるべきではないか。もう一つ折れ点を設定することや、トレードオフ曲線をそのまま使うなど、考慮いただきたい。(岡本委員)
- 岡本委員と同じ意見である。スライド41の0円調達量の結び方である。トレードオフ曲線からの乖離は受け入れがたい。以前も申し上げたが、需要曲線の形状は、調達する価格と確保できる量はトレードオフとする考え方が重要であると考えている。例えば、需要曲線がトレードオフ曲線から乖離するという懸念がある場合には、乖離状況を確認頂き、状況によっては下の方に屈曲点を設け、そこから0円調達量と結ぶということもあり得ると思う。その点も含めて引き続き検討頂きたい。(本橋委員代理)

### 5. 需要曲線の形状の考え方

- 需要曲線の形状は、以下のように整理してはどうか。(1/2)
  - ✓ 需要曲線は目標調達量と指標価格の交点を通過することを基本として設定することとしてはどうか。
  - ✓ 需要曲線は斜めに設定することとしてはどうか。
    - 容量市場における調達の考え方は、供給信頼度の確保のみが目的ではない。
    - 具体的には、容量市場における需要曲線は、市場支配力の行使の防止、価格と量のボラティリティを抑制することによる予見可能性の向上、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するという観点が求められる。
    - 上記を踏まえると、需要曲線は、斜めに設定するべきではないか。
    - その場合、調達する価格と確保できる量（供給信頼度）は、トレードオフとする考え方をとることとなる。
  - ✓ 次に、斜めの形状は、供給信頼度を踏まえつつ、安く調達する（容量クレジットを安くする）、安価であっても過剰に調達しない、ことを踏まえた形状とするべきではないか。
    - 提案していた形状は、各調達価格に対して、調達コスト（調達価格×供給力）と停電コスト（その供給力により、確率計算上発生する不足電力量×停電単価）の和が最小となる供給力を算定するもの。
    - これは、停電コストの供給力に関する関数を微分した形状と同じである。
    - ただし、停電単価には幅があることから、停電コストの供給力に関する関数を微分した形状をそのまま使うことは出来ない。
    - そのため、下に凸型として、目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる（供給力不足時は価格が上昇）形状として、目標調達量と指標価格の交点を通るように設定してはどうか。

## 2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) 需要曲線の形状の考え方の整理

### 5. 需要曲線の形状の考え方

- 需要曲線の形状は、以下のように整理してはどうか。(2/2)
  - ✓ 斜めの形状は、上記も踏まえた上で、直線と屈曲点(≠曲線)で設定することとしてはどうか。
    - 将来的に、約定結果を踏まえて、需要曲線のチューニングが必要となることも考えられるため、複雑な形状とせず、直線と屈曲点で設定しておくことが必要ではないか。
  - ✓ 具体的な屈曲点の設計は、需要曲線のシミュレーションも行いながら、市場支配力の行使の防止、価格と量のポラリティを抑制することによる予見可能性の向上、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するという観点を踏まえて設計することとしてはどうか。
    - 需要曲線のシミュレーションについては並行してツールを開発している状況。
  - ✓ 上限価格における量の設計は、上記に加え、市場分断や電源入札の考え方も踏まえて、具体的な設定を行うこととしてはどうか。

- 前回の事務局案の通り、コスト評価年数を40年、割引率を5%、容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年として Net CONEを算定してはどうか。
- 上限価格はNet CONEの1.5倍としてはどうか。
- なお、容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。

