

発電側基本料金の扱いに関する検討の進め方について

2019年9月30日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

※本検討会は、資源エネルギー庁と電力広域的運営推進機関の共同事務局により開催している。

- 現在、制度設計専門会合で発電側基本料金の制度検討が行われており、第41回制度設計専門会合において、2023年度に導入することを目指すこと等を示したところ。
- それを受けて、制度検討作業部会（TF）において、今後の進め方について示した。
- 具体的には、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とし、詳細検討を進めることとした。
 - 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等
- 詳細検討については、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おり、次回以降の本検討会において検討を進めることとしたい。
- 本検討会での検討結果については、制度検討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。

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。

容量市場における発電側基本料金の取扱い

- 発電側基本料金を2023年度に導入する場合、2020年度から入札が開始される予定の容量市場において、発電側基本料金をどう扱うかについて整理することが必要となる。
(※) 2020年度の初回オークションでは、2024年度容量受渡分を取引する予定。
- 容量市場における発電側基本料金の取扱いを検討するに当たっては、想定される課金水準に加えて、発電・小売間の負担の転嫁がどのようになるかも考慮要素となる。

(参考) 資源エネルギー庁の審議会における検討状況 (容量市場)

2019年4月22日
第31回制度検討作業部会
資料4 抜粋

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。

(参考)電力広域的運営推進機関における検討状況 (容量市場)

- 容量市場の在り方等に関する検討会においては、発電側基本料金についてはNet CONE算定に反映されることも考えられることから、その検討状況も踏まえて、具体的な織り込みについて整理していくこととされている。

5. 需要曲線の作成プロセス

(3) Net CONEの算定方法について (追加整理)

2019年4月23日
第19回容量市場の在り方等に関する検討会
資料4 抜粋

- Net CONEの算定方法について、以下3点を追加整理して、要領に反映してはどうか。
 - ✓ 発電側基本料金の扱いについて
 - 発電側基本料金は2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入が予定されており、今後、発電・小売間で適切に負担を転嫁する考え方も整理されていくとされている。
 - 発電側基本料金については、運転期間に必要なコストとしてNet CONE算定に反映されることも考えられるため、上記の検討状況も踏まえて、具体的な織り込みについて整理する必要がある。
 - ✓ 系統接続費、および、経年に伴う修繕費等の増分費用について
 - 2018年の調査結果を需要曲線作成要領に記載することと整理した。
 - なお、2018年(暦年)の実質コストであるため、Net CONE算定時までのインフレーションをデフレーター(暦年)として反映してはどうか。
 - ✓ 評価期間の期待インフレ率、税引前WACCの算定における他人資本コストについて
 - 2008年9月のリーマンショック前後で金融市場が大きく変化したと考え、2009年以降の暦年値の平均値(9年分)を採用して算定した。
 - なお、将来的に至近の金融市場の変化を反映するため、期待インフレ率、他人資本コストの算定は、算定時の過去10年間(2020年度はリーマンショック後の2010年から2019年の暦年値)の値を用いることとしてはどうか。

発電側基本料金の転嫁について

- 発電側基本料金の導入は、発電側にとって新たな費用負担となる一方で、需要側の託送料金はその分減額されることとなる。このため、発電側基本料金は、市場や当事者間の交渉の中で、卸料金に転嫁されることが想定される。
- その転嫁については、以下のように、スポット市場における価格の動きに依存する面もある。容量市場の導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保されるため、転嫁は一定割合にとどまることが想定されるのではないかと考えられる。

【相対取引における転嫁】

- ✓ 発電と小売との間で既存契約の見直し協議が適切に行われることで、転嫁が進むと考えられる。(ただし、中長期的には、スポット市場の価格動向の影響も受けると考えられる。)

【スポット市場を通じた取引における転嫁】

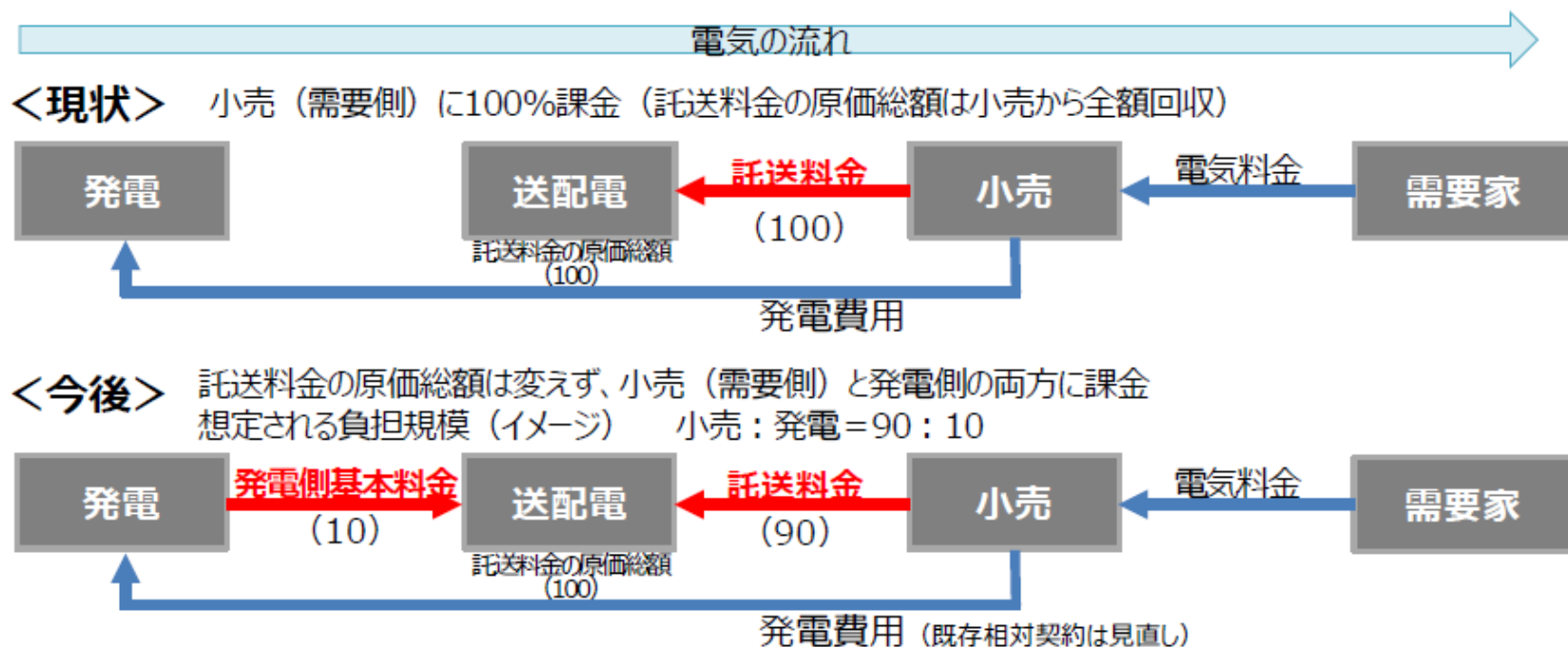
- ✓ スポット市場はシングルプライスオークションであることから、売り入札は発電ユニットの限界費用で行うことが経済合理的と考えられるところ、発電側基本料金は発電側にとって固定費負担であり限界費用には影響を与えない。このため、発電側基本料金が導入されても、各発電ユニットのスポット市場における売り入札価格は変化しないと考えられる。
(参考) 旧一般電気事業者は、自主的取組として、余剰電力を限界費用ベースで市場に投入している。
- ✓ 容量市場導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保され、電源の退出が抑制されることとなり、スポット市場における価格スパイクも抑制されることも考慮すると、発電側基本料金の導入によるスポット市場価格への影響は限定的なものになると考えられるのではないかと考えられる。

⇒ 上述のとおり、容量市場の導入によって、同市場がない場合と比べて、より十分な供給力が確実に確保され、発電側基本料金の転嫁は一定割合にとどまることが想定される。容量市場の指標価格の設定においては、こうした実情を考慮して検討を行うよう資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関に求めることとしてはどうか。

(参考) 発電側基本料金の基本的な考え方

2018年6月27日
送配電WG中間とりまとめ概要資料 一部修正

- 現行制度上、送配電関連設備の費用は、基本的に、小売電気事業者(需要側)のみが託送料金にて負担。(※1)
- 送配電関連設備は基本的に最大潮流(kW)に対応できるよう整備されるところ、系統利用者である発電側にも、送配電関連費用に与える影響(受益)に応じて、その費用の一部についてkW単位で負担を求めることで、公平・適切な費用負担を実現。これにより、送配電網の効率的な利用を促進(電源の設備利用率の向上等)。(※2)



(※1) 発電側は系統への接続時の初期費用を別途負担しているが、当該費用は託送料金原価には含まれていない

(※2) 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。

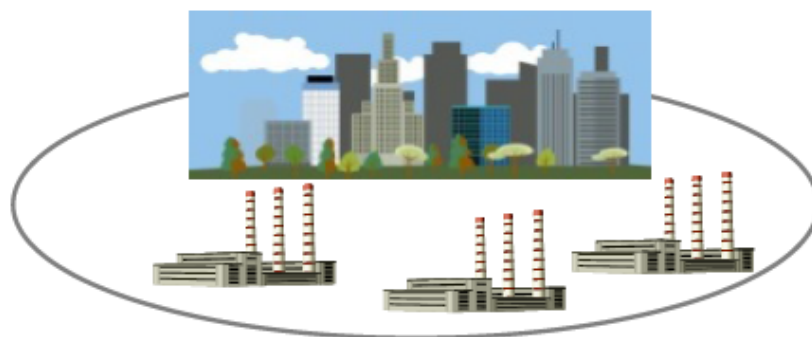
2018年6月27日

送配電WG中間とりまとめ概要資料 抜粋

(参考)立地地点に応じた割引制度

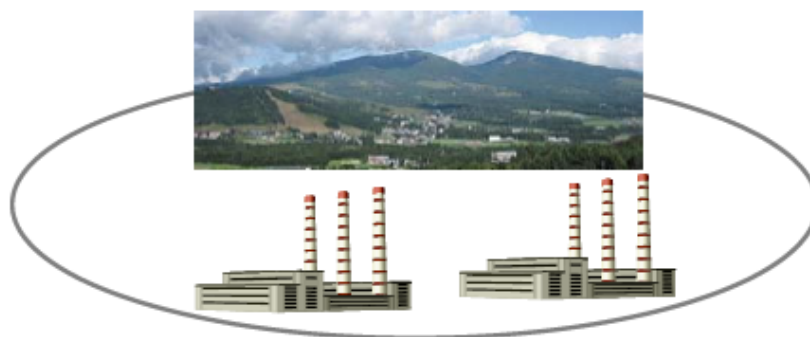
- 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側基本料金の負担額を軽減。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制（発電コスト・ネットワークコスト全体を抑制・最適化）。

<イメージ>



需要地の近隣での電源立地

送配電網の追加増強コスト：小



需要の遠隔地での電源立地

送配電網の追加増強コスト：大

➡ 発電側基本料金の負担額を軽減

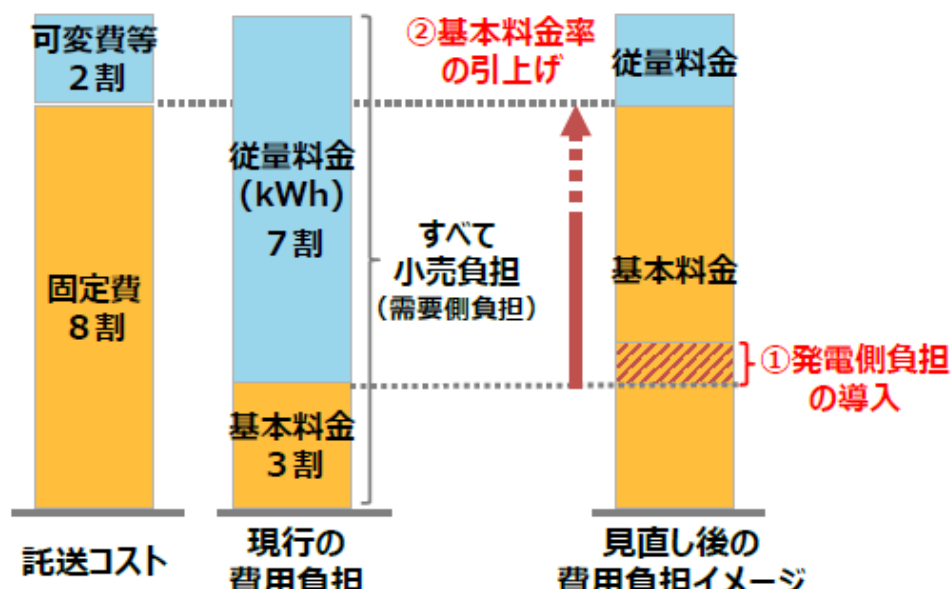
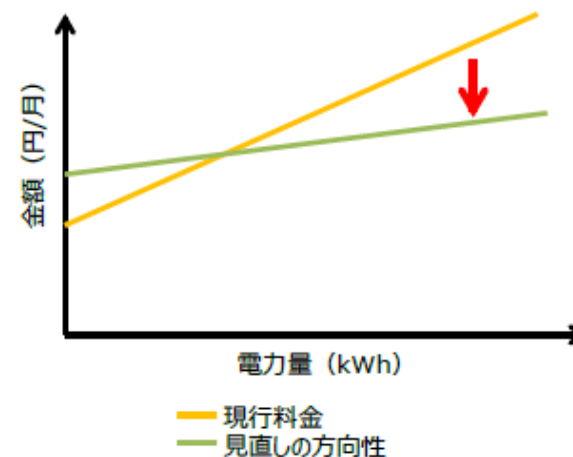
【割引A】：基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引

【割引B】：特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）

(参考)送配電関連費用の回収構造の是正

2018年6月27日
送配電WG中間とりまとめ概要資料 抜粋

- 固定費を従量料金中心で回収する料金構造の下では、需要減に伴う固定費回収不足や、費用負担の不公平が発生するおそれあり。
- このため、託送料金の原価総額は変えず、送配電関連費用のうち固定費については、原則として基本料金で回収する方向で見直すことが適当。
(需要側の託送料金の基本料金回収率の見直し+ 発電側基本料金の導入)
- ただし、基本料金回収率見直しによる小売料金への影響は要考慮。特に、低圧需要家向けの託送料金については、現行の託送料金が小売経過措置料金を上回らないように設定されていることを踏まえ、当分の間、見直しは行わないこととする。

小売側の基本料金回収率の引き上げ
(イメージ)

2. 需要曲線の指標価格 (Net CONE) の設定 議論の振り返り ～ 容量市場以外からの収益について

10

- Net CONEの算定において、容量市場以外からの収益（以下、「他市場収益」という。）は「kWh 価値」のみを考慮するとした。

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）

28

第16回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

- 容量市場以外からの収益としては、kWh価値、ΔkW価値、非化石価値が考えられる。
- 非化石価値は、サンプルプラントをLNG火力（CCGT）としたため考慮する必要はない。
- ΔkW価値は、現段階では、需給調整市場は制度検討段階であり、考慮は困難である。
- そのため、Net CONEの算定における容量市場以外の収益はkWh価値のみを考慮してはどうか。
- 諸外国におけるkWh価値等の想定は、メリットオーダーシミュレーション等を行いサンプルプラントの収益を想定している模様である。
- また、結果として、PJMおよび英国は、容量市場以外からの収益は Gross CONEの2割～3割程度、3,000円/kW・年程度を見込んでいる模様である。

	容量市場以外からの収益の想定方法
米国 (PJM)	kWh収益は、過去3年分の市場価格とガス価格を基に、ピーク時間にモデルプラントがディスパッチされる量を求め、得られる収益を算定する。 アンシリリー収益は、定額を見込んでいる。
英国	Dynamic Dispatch Model (DDM) にて、メリットオーダーや各種制約からディスパッチを想定し、得られる収益を算定する。

参照) PJM: OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF ATTACHMENT DD 5.10

英国: DECC Capacity Market parameters (<https://www.gov.uk/government/publications/setting-capacity-market-parameters>)

DECC Dynamic Dispatch Model (DDM)(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65709/5425-decc-dynamic-dispatch-model-ddm.pdf)

2. 需要曲線の指標価格 (Net CONE) の設定 議論の振り返り ～ 他市場収益について

11

- コスト評価年数を40年間と整理したことや、再エネ等による需給見通しの不確実性が高く、電力システム改革に伴う各種制度変更等の影響を踏まえると、妥当な想定が難しいとされた。
- そのため、諸外国の事例も参照して、今回の試算では3,000円/kW・年と見做したところ。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定

29

(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)

第16回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

- 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の稼働率が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. 需要曲線の指標価格 (Net CONE) の設定 議論の振り返り ～ 諸外国との比較

12

- Net CONEの試算は、米国 (PJM) と英国と比較すると、相対的にPJMよりは低め、英国よりは高めとの結果であった。

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (参考) 試算結果の諸外国との比較

31

第16回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

- 今回の試算では諸外国と比較すると、PJMよりは相対的には低め、英国よりは高めとなっている。

【諸外国との Net CONE 試算値の比較】 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
日本 (試算値)	12,307円/kW・年	9,307 円/kW・年
米国 (P J M)	143.78 \$/kW・年 (16,175円/kW・年)	117.37 \$/kW・年 (13,204円/kW・年)
英国	75 £/kW・年 (10,845円/kW・年)	49 £/kW・年 (7,085円/kW・年)

PJM : 2021-2022 RPM Base Residual Auction Planning Parameters より。
National Grid : Capacity Market Auction Guidelines (2018) より

【CCGTの資本コスト・運営コスト (割引率3%) 】

USD/MWh

	資本コスト (Capital costs)	運営コスト (O&M costs)
日本	8.82	9.38
米国	8.20	4.65
英国	7.64	6.63

Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition Country-by-country data on
electricity generating costs (OECD 発電コストに関する国別データ) より

2. 需要曲線の指標価格（Net CONE）の設定 議論の振り返り ～ 他市場収益の想定に関するご意見

13

- 他市場収益の想定に関しては、第16回検討会において、以下のご意見をいただいているところ。

- 評価年数を20年や25年に画策するということであれば、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）

第17回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より
（第16回議事録
より）

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

14

- 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。

第17回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

2. 需要曲線の指標価格（Net CONE）の設定 議論の振り返り ～他市場収益の想定、Net CONEの扱い等

14

- 容量市場以外からの収益の想定に関する検討会でのご意見に対して、第17回検討会でお答えしつつ、以下のように進めることとした。
 - モデルプラントはCCGT、他市場収益は諸外国の事例を参照して 3,000円/kW・年
 - 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

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

15

- 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。

第17回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

2. 需要曲線の指標価格 (Net CONE) の設定 議論の振り返り ～ Net CONE (まとめ)

15

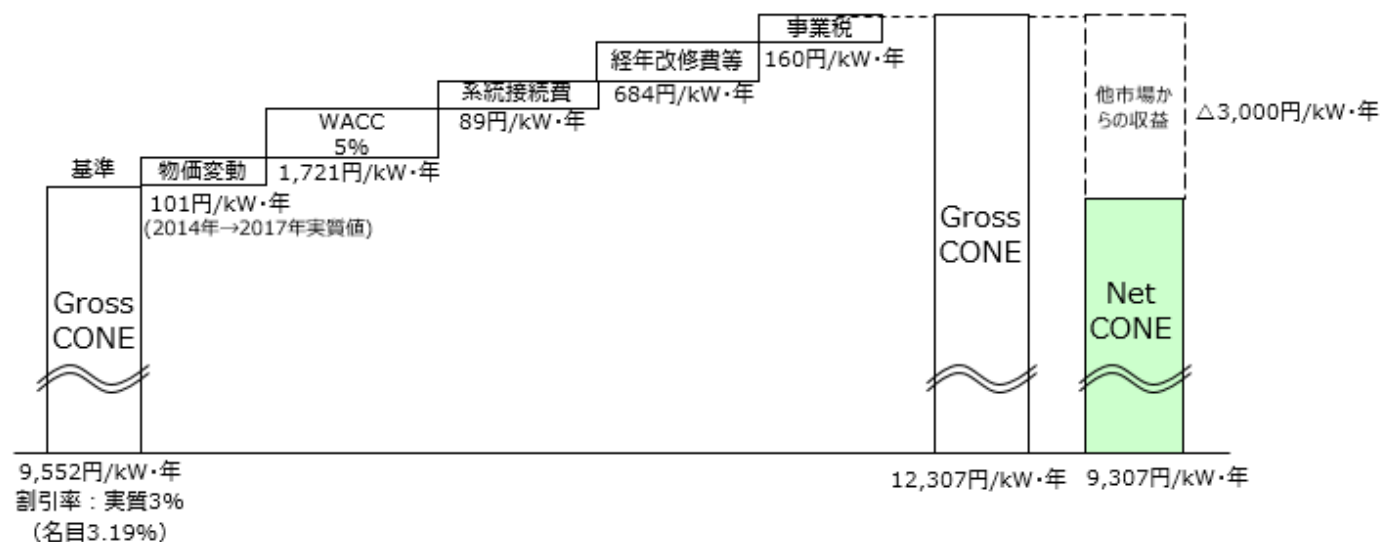
- Net CONE算定におけるコストの算定項目は、新規電源建設や40年運転に必要なコストを加味することとして、物価変動、WACC、系統接続費、経年に伴う修繕費等の増分、事業税を考慮することとしている。

3. まとめ

24

第17回容量市場
在り方等に関する
検討会資料より

- 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。



- 発電側基本料金については、需要曲線のコスト算定項目として考慮する、需要曲線の設計上特段の考慮を行わない、等の考え方があるのではないかな。
- 検討を行うにあたり、様々な角度から議論する必要があるのではないかな。

論点（例）

	需要曲線のコスト算定項目として考慮		需要曲線の設計上 特段の考慮を行わない
	Net CONEに影響する	Net CONEに影響しない	
概要	➢ 発電側基本料金は固定費でありGross CONEに織込む ➢ NetCONEに影響する	➢ 発電側基本料金は固定費でありGross CONEに織込む ➢ NetCONEに影響しない	➢ 需要曲線の設計上、特段の考慮をしない
論点	➢ 小売-発電の転嫁割合をどの程度と考えるか。 ➢ 諸外国の他市場収益の割合を参照して他市場収益を算定することもあるか。 ➢ 事業者の応札行動（発電側基本料金の織込み）に対する監視についてどう考えるか		➢ 事業者の応札行動（発電側基本料金の織込み）に対する監視についてどう考えるか
その他	・短期、中長期における発電－小売間の価格転嫁についてどう考えるか		

※ シミュレーションによる見直しについては、再エネ等による需給見通しの不確実性等も踏まえると妥当な前提条件の設定が難しいといった課題がある
 注）諸外国の他市場収益について、英国においては他市場収益に発電側基本料金の全部または一部が織り込まれていると考えられる

- 本日の議論を踏まえて、論点をさらに深掘りし、年内を目途に検討を進めていくことかどうか。