

中間とりまとめに関するパブリックコメントについて

※類似の御意見をいただいたものについては、代表的なものを記載させていただいております。なお、紙面の都合等により、表現は一部簡素化等しております。

整理番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
1. ベースロード市場について		
1	<p>そもそも電源開発や旧一般電力事業者が保有する電源を卸電力市場に供給すれば、新電力等のBL需要はおおむね解消する。よって、BL市場を開設する必要はなく、電源開発や旧一般電力事業者が保有する電源を卸電力市場で取引するようにすれば、新市場を開設する必要はなくなる。市場を分断することは、裁定取引の機会を与えることにつながり、市場非効率を発生させる。</p>	<p>電力自由化を進める上で卸電力市場の流動性を高めることは極めて重要であると考えており、これまでも自主的取組を通じて、旧一般電力事業者は、自社で保有する限界費用の高い余剰電源(ミドルピーク電源)を中心に、卸電力取引所等に投入してきました。他方、限界費用(及び発電コスト)が安いベースロード電源については、経済合理的な判断の下、専ら自らの需要を満たすために利用しており、これまでの取組を通じて、市場に供出されておりました。今回の措置は、従来の自主的取組に加え、新たに、こうした電源の市場供出を制度的に求めることで、新規参入者が同電源を調達することを可能とし、旧一般電力事業者と新規参入者のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図ることで、卸電力市場の更なる活性化や、新規参入者の競争力強化に資するものと考えております。</p>
2	<p>「貫徹小委員会の議論においては(中略)、旧一般電力事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、更なる小売競争の活性化を図ることが適当とされた」旨記載があるものの、原子力費用(過去分)の託送回収に対する代償である旨の記載はなされていない。ベースロード市場の創設意義として、原子力に関する費用負担の代償である、との公的な認識が存在しているか。 ※貫徹小委の取りまとめ資料においては、ベースロード市場のパートIにおいては当該内容の記載がないものの、原子力過去分費用の託送負担に関するパート(22ページ)において、「原子力事業者に対しては、例えば、原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである」旨記載あり。 また上記に関連し、ベースロード市場が原子力に対する費用負担の代償である場合は特に、費用負担に見合うメリットが生じる、市場競争力の高い価格での電力供出が成されるべきであると思料。</p>	<p>御指摘の電力システム改革貫徹のための政策小委員会においては、電力システム改革を貫徹するため、更なる競争活性化を進める一方で、市場原理のみでは解決が困難な安全性の確保や安定供給、再生可能エネルギーの推進を含む環境適合、更には自由化の下での需要家間の公平性確保といった公益的課題の克服を両立する観点から議論が行われました。これらの取組は、個別にみると、特定の関係者や需要家にとってメリットをもたらすものがある一方、広く負担を生じさせるものもありますが、当該委員会においては、各制度の意義と相互の整合性等を勘案した総合的な判断の結果、これらの施策を一体的に措置することが適当であるとの結論に達したものと承知しております。したがって、個別の施策において、そのメリットや負担を1対1の関係で比較する性質のものではないと認識しております。</p>
3	<p>発電平均コスト算出方法(イメージ)において、未稼働電源の固定費も含まれることになっている。震災後再稼働していない原子力の固定費や原子力の廃炉費用は、発電平均コスト算出に含めるべきではない。同意の意見が第19回制度検討作業部会の配布資料6-2に記載されている。ベースロード電源市場で取引する電気は稼働している発電所の電気である。再稼働していない原子力はベースロード市場で電気の取引はされない。その固定費や廃炉費用を算出に入れるべきではない。</p>	<p>電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出することとしており、電源種に関わらず、休廃止設備に係る費用も算入することが認められます。これらの費用は、旧一般電力事業者の小売部門も負担している費用であり、旧一般電力事業者と新規参入者のイコールフットイングを図るという本制度の趣旨を踏まえれば、競争上、新電力が不利になるものではないと考えております。したがって、当該費用を供出価格から除外するのではなく、あくまで、取引時及び受け渡し後の監視の中でその適切性を確認していくこととなります。なお、廃炉に関する会計制度に係る費用等、託送料金で回収される費用については、対象とはなりません。</p>
4	<p>「発電平均コスト=(①固定費(未稼働電源)+②固定費(稼働電源)+変動費(燃料費))÷受渡期間発電量」における固定費の妥当性を継続的に評価(透明性を確保)することが必要。</p>	<p>ベースロード電源コストを算出する際の電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出することとしております。実際の供出価格の妥当性については、取引時及び受け渡し後の監視の中で継続的に確認していくこととなります。</p>
5	<p>売り価格に織り込まれている燃料価格の見通しの妥当性についての監視をすべき。</p>	<p>御指摘の燃料価格の見通しの妥当性については、取引時及び受け渡し後の監視の中でその適切性を確認していくこととなります。なお、適切に算定されていない場合は、該当事業に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業者を公表することとしております。</p>
6	<p>供出上限価格の算定において、「②石炭等の燃料費調達費用」が内数となることとなるが、注24の「資源価格の変動等を加味した価格を反映することとなる」と記載されているが、ベースロード市場の約定価格には、燃料費調整がないことから、前提となる燃料価格や為替レートの想定次第で、供出価格が上振れることを懸念。ひいては、燃料価格の想定方法については、何らか明確なルールや、想定の方針についての大手電力からのヒアリング等が必要ではないか。加えて、想定と実績が大きく乖離した場合には、乖離幅等を公表する等の事後的なチェック体制を整えるべきではないか。</p>	<p>供出価格については、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算定することとなりますが、燃料価格の想定等の個別の考え方については、必要に応じてヒアリングを行う等、電力・ガス取引監視等委員会において、実効的な監視を行ってまいります。なお、発電コストと実績発電コストとの乖離や、計画発電量と実績発電量との乖離に合理性が乏しい等場合には、該当事業に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業者を公表することとしております。</p>
7	<p>供出上限価格の算定において、「電源を維持・運転する費用」が含まれることとなるが、事後的な評価ではチェックが難しく、是正にも時間がかかることから、費用算定上の増改良工事や修繕費の考え方については、明確にルール化しておく必要があるのではないか。費用算定上、修繕費等を多額に織り込みつつ、実績としては「効率化」等の名目で支出の繰延を繰り返されるような事態を懸念。事前のチェック方法としては、上限キャップを設定する、個別件名を精査する等の対応が考えられるが、マンパワーや時間的猶予等から対応が難しい部分もあるものと想像されることから、FIT同様、モデルプラントを設定の上、キャップ価格を設定することも一案ではないか。その上で、キャップ価格を上回る場合には、個別事情についてヒアリングを実施する等の対応を取ってはいかがか。</p>	<p>電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算定することとなります。なお、供出価格が供出上限価格以下でない場合や、供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業者を公表することとしております。</p>
8	<p>供出上限価格の算定のうち、水力発電に係る費用算定においては、出水の想定が重要となるものと理解。恣意性を排除する観点からも、出水率100%または過去〇年の平均値を採用する等にて算定する、明確なルールを設定すべきではないか。</p>	<p>出水の想定が適切に行われていない場合には、該当事業に対して詳細なヒアリング等を行い、必要に応じて該当事業者を公表することとしております。</p>
9	<p>供出上限価格の算定においては、大手電力がベースロード電源として活用している、公営発電所(水力等)についても、切り出しの対象とするとも一案ではないか。従来からの長期契約により、大手電力会社に供給されている公営電源は、実質的に自社および自社と関係が深い電源に該当するものと思料しており、競争環境整備の観点からも、切り出しは妥当であるものと思料。</p>	<p>制度的に供出を求められる事業者は、①全国規模で一定の発電規模、例えば500万kW以上の最大出力を有する事業者、②①の要件に該当する事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者としており、該当する事業者は、沖縄電力を除く旧一般電力事業者グループ及び電源開発となります。なお、御指摘のあった旧一般電力事業者と公営電気事業者の長期契約については、平成27年3月に「卸電力取引の活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」が規定されたことを受け、既存随意契約の当事者が協議によって既存随意契約を解除することを求めています。</p>
10	<p>供出上限価格の算定においては、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じた算定が成されることとなるが、休廃止設備については、費用算定の枠外となるとの理解でよいのか。特に原子力について、廃止となった場合の扱いを明確にしておく必要があるものと思料。 ※廃止原子力については、償却費等(原子力廃止関連仮勘定償却費等)を小売料金に算入することが可能となっているが、(代償関係の有無によらず)託送料金においても原子力過去分負担を求められる中、更なる原子力費用の負担を求められることは、競争環境整備上、過大な負担となるのではないか。</p>	<p>電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出することとしており、電源種に関わらず、休廃止設備に係る費用も算入することが認められます。これらの費用は、旧一般電力事業者の小売部門も負担している費用であり、旧一般電力事業者と新規参入者のイコールフットイングを図るという本制度の趣旨を踏まえれば、競争上、新電力が不利になるものではないと考えております。したがって、当該費用を供出価格から除外するのではなく、あくまで、取引時及び受け渡し後の監視の中でその適切性を確認していくこととなります。なお、廃炉に関する会計制度に係る費用等、託送料金で回収される費用については、対象とはなりません。</p>
11	<p>監視のあり方については、ベースロード市場への供出価格が、グループ内の小売事業者に対するベースロード電源の卸供給価格と比べて不当に高い水準とならないよう、監視することとなっている。一方、これらが満たされた場合でも、その他の費目や支払方法により、実質的にグループ内小売事業者に対しては安い価格で電力を供出できることとなれば、監視が形骸化する可能性もあるものと思料。ついては、グループ内取引の内容確認や、部門ごとの収支を公表する等、収益の付け替えがなされていないか確認するためのチェック体制を整えることが重要ではないか。</p>	<p>BL市場の供出価格の監視は、旧一般電力事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電力事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電力事業者の小売価格は、旧一般電力事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認するものと考えております。なお、旧一般電力事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電力事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金等との関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>

12	<p>ベースロード市場への供出価格の監視にあたっては「小売平均料金を参考に、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認」とあるが、小売平均料金ではなく、旧一般電気事業者・小売部門の小売最低料金との比較をすべきである。小売平均料金との比較では、ベースロード市場への供出価格が、旧一電・発電部門から旧一電・小売部門への内部供出価格より高くなってしまいうため、旧一電と新電力の平等な競争環境を整備することにならず、ベースロード市場が全く機能しないことが懸念される。</p>	<p>BL市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認するものと考えております。</p> <p>なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>
13	<p>ベースロード電源の発電コスト(=BL市場への供出価格)と、旧一般電気事業者の高負荷率大口需要家への販売価格を比較するなど、ベースロード電源の発電コスト(=BL市場への供出価格)が適切かを監視することが必要。</p>	<p>BL市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認するものと考えております。</p> <p>なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>
14	<p>2017年(平成29年)12月12日 第16回 制度検討作業部会で、松村委員が供出上限価格に関する発言をされた内容を改めて事務局の方々にご確認頂き、制度に組み込む方向でのご検討をお願いしたい。 具体的な内容としては、発電コストの積み上げの考え方とは別に、旧一般電気事業者における高負荷率の需要家に対する販売価格と比べて、適正な価格となっているか、という観点での制度設計をご検討頂きたい。監視のあり方と合わせてご検討頂きたい。</p>	<p>BL市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認するものと考えております。</p> <p>なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>
15	<p>適取GLに記載する上限価格および監視対象としてのベースロード電源の平均コストからは、長期非稼働電源の固定費除外を明記いただきたい。 上記価格が、旧一の特別高圧小売向け仕切り価格(平均価格ではなく最安値)を上回らないよう、監視を行っていただきたい。</p>	<p>供出上限価格の算定に当たって、電源を維持・運転する費用については、統一的な考え方に基づいて、合理的に算定する観点から、現行の「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて算出することとしております。</p> <p>BL市場の供出価格の監視は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格とのイコールフットイングを図るという趣旨から、旧一般電気事業者の発電部門(又は発電事業者)によるBL市場への供出価格の水準を監視するものであり、旧一般電気事業者の小売価格は、旧一般電気事業者の小売部門への卸売価格を確認する趣旨から確認するものと考えております。</p> <p>なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>
16	<p>供出価格の監視において、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認する手法として、①ベースロード電源の発電平均コスト(供出上限価格)を基本に、②小売全体の平均料金を参考とすることは適当と考えるが、個別の小売料金と比較することは適当ではない。</p>	<p>小売部門の調達価格と個別小売料金の関係は、電力・ガス取引監視等委員会において競争促進の観点から検討を行うこととしております。</p> <p>なお、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられます。他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金の関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p>
17	<p>本制度が始まる前に、各事業者別に推定される発電平均コストの事前公表をお願いしたい。</p>	<p>発電平均コストが事前に公表された場合、相対契約といった他の卸取引に対して影響を与えてしまうことが想定されるので、当該情報を事前に公表することは望ましくないと考えております。</p>
18	<p>監視のあり方については、「今後の市場運用に当たり、適正な価格による供出がなされていないといった不適切な行動が見られる場合、更なる規制の強化を含めた見直しを行うこととする」との記載のとおり、市場創設時のルールに囚われず、適切な競争環境(新電力が高負荷需要にも活用できるような価格設定を実現)の整備との観点から、事前事後のチェック体制整備について、柔軟に見直しを実施いただきたい。</p>	<p>中間とりまとめに記載の通り、市場監視に当たり、適切な価格による供出がなされていないといった不適切な行動が見られる場合には、更なる規制強化を含めた見直しを行うこととなると考えております。</p>
19	<p>供出価格の監視に際しては、個社の供出量に対する約定量を踏まえて対象事業者を選定する等、全事業者が恒常的に監視対象とならないようにしていただきたい。</p>	<p>市場取引の実効性を高め、市場監視を円滑に行う観点から、オークション終了後に、供出量について、必要に応じて適切な量を供出していることを確認することとしております。</p>
20	<p>ベースロード市場に新電力の電源が入札参加しない場合でも、容量市場のような不参加による一定期間の参入不可要件は無いと考えてよいか？すなわち毎年度(毎入札)参加・不参加の判断を都度できると考えてよいか？</p>	<p>新電力による入札については、市場活性化の観点から、入札を認めることとしております。参加するか否かについては事業者の選択によるものであり、参加について何らかの制限を設けることは想定しておりません。</p>
21	<p>複数のベースロード電源を保有する新電力が入札する場合は、旧一般事業者と同様に、設備単位ではなく、事業者単位での入札となるのか。 また電源が子会社等として個別の事業会社となっている場合は、親会社と切り離して事業会社毎の入札となるのか。さらに事業会社に複数資本が入っている場合、入札単位は資本関係に応じて分割できるのか。「発電事業者として」とあるので発電事業者単位のみ認めるといことか。</p>	<p>BL市場は、日本卸電力市場(以下、「JEPX」という)にて開設することとなるため、詳細は、今後、JEPXによって定められる取引規定によって規定されることとなります。</p>
22	<p>最終入札の開設期間は、案として提示のとおり遅くとも11月までの開催としていただきたい。 また、最終入札量については、1、2回目の約定結果に因らず一定の上限(例えば、供出義務量の50%など一定量)を設けていただきたい。 仮に、最終入札量を「供出量100%-既約定分」で運用開始する場合においても、最終入札の約定実績を踏まえた供出義務者の事業計画への影響を確認し、必要に応じて見直しなど、柔軟な対応をお願いしたい。</p>	<p>BL市場の開設期間については、ベースロード電源を供出する旧一般電気事業者等が、BL市場の入札結果を踏まえた供給力を事前に確保して供給計画を策定する必要があることや新電力が購入量の調整を行えるように設置することを勧奨し、年度内に3回(7月上旬、9月上旬、11月上旬)市場を開設し、3回目の市場開設は11月としております。</p> <p>なお、毎回の入札に係る供出量に上限を設けた場合には、新電力等は購入量の調整が出来ずベースロード需要に対して十分な量を購入出来ないおそれがあることから、入札量に制限も設けることは想定しておりません。</p>
23	<p>シングルブライズオークションは次善策と考えるが、この場合は、年度直前の2月末を最終開設時期とするべきである。</p>	<p>BL市場の開設期間については、ベースロード電源を供出する旧一般電気事業者等が、BL市場の入札結果を踏まえた供給力を事前に確保して供給計画を策定する必要がある点と新電力が購入量の調整を行えるように設置する点を勧奨し、調整公募の入札時期等も踏まえて、年度内に3回(7月上旬、9月上旬、11月上旬)市場を開設することとしております。</p>
24	<p>旧一般電気事業者の子会社や関連会社については、その需要に応じた範囲で新電力と同様、ベースロード市場の買い手となるよう、見直しをお願いしたい。</p>	<p>旧一般電気事業者や旧一般電気事業者等から3分の1以上の出資を受ける関連会社等が自エリアを越えて小売供給を行うことは、小売競争活性化の観点から望ましいものと考えられます。他方で、新電力等のベースロード電源へアクセスを容易にするというBL市場の趣旨を踏まえれば、旧一般電気事業者及びその関連会社等の市場参加に一定の制限を課すことも必要と考えられることから、関連会社等は旧一般電気事業者等と同様の扱いとすることを基本としております。</p>

25	旧一般電気事業者の市場供出量については、新電力の需要を上回る相当な量であるため、新規電源建設・維持・更新のインセンティブがなくならないか懸念する。必要に応じ、見直しもご検討いただきたい。	BL市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、小売競争を活性化することを目的とするため、小売電気事業者間の競争環境が一定程度進展した段階においては、事業者の自主的取組に基づき、自立的に拡大することが期待されます。こうしたことから、新電力シェアが30%に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねることとしております。また、制度的措置についても、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、終了することが望ましいと考えられることから、今後の競争の進展状況等を踏まえて終了時期を検討することとしております。
26	エリア別・事業者別の制度的措置による供出量には、上限を設けることが適当である。具体的には、エリア毎に制度的措置による供出量の上限が設定されるべきであり、参考表1-5の通り、「エリア毎の上限量＝エリア需要×新電力シェア30%×ベースロード比率56%×調整係数67%」とすべきである。	BL市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、小売競争を活性化することを目的とするため、小売電気事業者間の競争環境が一定程度進展した段階においては、事業者の自主的取組に基づき、自立的に拡大することが期待されます。こうしたことから、新電力シェアが30%に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねることとしております。なお、新電力シェアが30%であった際、エリア毎の供出量は「エリア毎の供出量＝エリア需要×新電力シェア30%×ベースロード比率56%×調整係数2/3」となります。
27	ベース需要が継続的に増加傾向にある小売事業者において、ベース電源が適切に確保できるように、直近の実績を基に適切に基準を修正できる仕組みとする、又は計画値基準を認める等を検討してほしい。	BL市場の買い手の取引要件に係り、ベース需要が継続的に増加傾向にある小売電気事業者が実需に基づいた量を調達できるよう、利用可能な直近一年間の実績が前年度実績を上回る場合には、例外的に直近の実績を基に基準を修正することを認めることとしております。
28	当業者間の転売については制限を付けないようにする方が、取引が活性化する。市場活性化のためには細かい事前要件、事後要件は設定せず、事業者ニーズに応じて売買を行える環境整備がより望ましい。	BL市場は、事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図り、ベースロード電源の価値を需要家に直接届けつつ、小売競争を更に活性化させることを目的とするものです。そのため、スポット市場・先渡市場等との市場間価格差に基づく裁定取引(=転売)を目的としてBL市場から購入が行われた場合、ベースロード電源の価値を需要家に直接届けることができず、小売競争にも影響を与えるおそれがあります。上記を踏まえ、BL市場においては買い手が実需に見合った量を購入するための取引要件として、各事業者のベース需要を基とした事前要件を設定することと致します。
29	ベースロード電源市場における排出係数、電源表示および非化石価値の取扱について	御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
30	ベースロード市場に、旧一般電気事業者か新電力の保有かを問わず、FIT収益のあるバイオ混焼設備は入札参加可能なのか？また旧一電についてはベースロード市場への供出価格を算定する際にバイオ混焼設備を対象に含むのか。仮に入札参加が可能であったり供出価格算定対象に含む場合には、容量市場で当該設備の参加を認めない方針との整合性はどうか説明するのか。	詳細な取引ルールについては、実務的に検討の上、市場開設までにJEPXで整備される取引規定等で明確化いたします。御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
31	かりにBL市場を開設するのであれば、RE100などの動きを鑑み、非化石・非原発の電源を市場で入手可能できるようにするため、電源別の市場を開設すべき。	BL市場は、旧一般電気事業者等がベースロード電源コスト相当の上限価格以下で電気を供出することで、新電力等のベースロード電源に対するアクセス環境の公平性を確保し、更なる競争活性化を図ることを目的としております。そのため、BL市場に供出することが出来る電源種は限定しないこととしております。
32	天災地変等により発電不能となった場合、実際に供給することができないため、ベースロード市場においても受渡債務を免責される等の措置を整理しておくべきではないか。	BL市場は先渡市場の一種であることから、詳細な取引ルールについては、現在、電力・ガス取引監視等委員会で検討が進められている先渡市場の運用見直しも踏まえつつ、今後、実務的に検討してまいります。御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
33	BL市場の市場範囲について、現行案の3エリア(北海道・東日本・西日本)とするのではなく、各一般送配電事業者エリアとする。	全国一律でBL市場を設計した場合、スポット市場での受渡しに用いられる価格(システムプライス又は特定のエリアプライス)と売り手事業者又は買い手事業者のエリアプライスが異なった場合に、BL市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生します。こうしたリスクを可能な限り低くし、売り手および買い手双方の利便性向上の観点から、スポット市場の分断発生頻度等を加味して、市場範囲を①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つに区分することとしました。なお、BL市場で約定した商品は、先渡し市場と同様にスポット市場において受け渡すこととなるため、連系線を跨いだ取引を行った場合であっても、再生可能エネルギーの出力抑制を助長することにはなりません。
34	常設、板寄せザラ場とし、板の状況が見える環境の中で納得する価格での取引ができるようにしていただきたい。東証株式と同じ方法がよしい。原案のようにシングルプライスオークション導入の場合は、「売り量≧買い量」となるよう制度的な組み込みを要望。 例) ・部分約定となる場合、現行のJEPXスポット取引で部分約定と同様のルールを踏襲せず、売手価格で約定。あるいは部分約定となる場合は再オークション。 ・買札と同量まで売り札を入れさせるように制度化し、全量約定を担保。 ※売り価格への監視を並行して実施していただきたい。	BL市場の競売方法については、事業者間の公平性を図る観点等から、シングルプライスオークションとすることとしております。なお、旧一般電気事業者等による市場供出量については、以下の算定式によって算出することとしており、供出量は新電力等のベース需要に対して十分な量となると考えております。 <供出量の算定式> 全体市場供出量(kWh)＝総需要(kWh)×全国エリア離脱率(%)×ベースロード比率(%) (=56%)×調整係数(d) ※d:小売競争や新電力の電源開発の進展を考慮するための調整係数(1～0.67で変動)
35	中間取りまとめ 7-8ページに、ベースロード市場・先渡市場・常時BUの違いに関する記述があるが、市場参加者にとってはメリット・デメリットの比較衡量が難しく、それぞれの市場(および制度)をどのように活用していけば良いのかの検討がなかなか進まない状況にある。新電力においては、ベース需要を賄うために、できるだけ低い水準で価格を固定化したい、という共通のニーズがあるものと思われるが、同ニーズを満たすための手段として「類似市場を統一することも可能性の一つとして、ご議論頂きたい。既に開設されている先渡市場を活性化させ、ベースロード市場の機能を包含したり、常時BUのニーズを代替したりするやり方のも一つの方法ではないかと考える。	常時BUの見直しについては、電力・ガス基本政策小委員会において、先渡市場の見直しについては電力・ガス取引監視等委員会において、それぞれ見直しの必要性を含めて議論がなされております。御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
36	常時バックアップの今後の扱いにおいては、大手電力と新電力の相対交渉において、既存の常時バックアップの価格が、一種の基準値として捉えられることにより、自由な相対交渉の実現が難しくなっているものと思料。常時バックアップについては、ベースロード市場と併存するのではなく、既に役割を果たしたものとして、縮小もしくは廃止に向け、更なる検討を深めるべきではないか。	常時バックアップは、卸市場が活性化するための暫定的な措置ですので、卸市場が活性化した後には、廃止することが望ましいとされております。常時バックアップについては、電力・ガス基本政策小委員会において、BL市場が創設されることも踏まえた制度の在り方に関する議論が行われており、その結果を踏まえて、必要に応じて見直しを行うこととしております。
37	ベースロード市場と政策目的が重複する既存の常時バックアップおよび部分供給は、ベースロード市場からの調達に移行を促していくことが重要。常時バックアップについては、ベースロード市場と二重に供出を求められることの無いように、常時バックアップの新規契約分については前年度の契約量相当を、既存契約分については前年度の実供給量相当を、ベースロード市場の供出量および買い手の購入可能量からそれぞれ控除すべきと考える。常時バックアップおよび部分供給については、本来の制度趣旨に照らし足元のような運用となっているかを十分に分析し、例えばスポット市場の約定結果判明後に常時バックアップの調達量の変更が可能など、競争環境を歪めているような運用については早急に見直しを行うべきと考える。	中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。

38	<p>各電源には立地、工事、運転それぞれの段階において、地元の方々のご理解とご協力を得て建設・運営してきたという歴史的経緯がある。とりわけ原子力については、長期に亘る時間と非常に多くの方々のご協力、ご理解を必要とするものである。現在、立地地域の皆さまなどの信頼にお応えすべく、安全対策等をしっかりと実施した上で、再稼働を進めている事業者にとって、実効性確保のための非対称的な制度措置を伴う形で「ベースロード市場創設」は、大変厳しいものと受け止めている。</p> <p>ベースロード市場の制度設計次第では旧一般電気事業者・新電力双方の電源建設や維持・更新のインセンティブを削ぐ懸念があり、安定供給の確保を含むS+3Eの実現が困難となるおそれがあるため、中長期的なベースロード電源の確保に資する健全な市場の構築を図る観点から、以下の点に留意した詳細設計とすべきである。</p> <p>〔供出量〕</p> <p>安定供給確保のため、旧一般電気事業者および新電力の双方にとって、新規電源建設や維持・更新のインセンティブがなくならないよう、市場供出量が過大な水準とならないようにすべきと考える。</p> <p>供出量は、買い手の購入可能量(日別のベース需要のうち、年間18日程度の下位の需要を除いたもの)と比較し、過大な量となっていないことを確認しつつ検討、決定することが望ましい。</p> <p>全体市場供出量の算定式の事務局案では、小売競争や新電力の電源開発の進展するための調整係数dを設定し、当初は1として0.67まで段階的に引き下げることが示されているが、中間取りまとめP21に記載の算定式の通り設定すべきと考える。</p> <p>旧一般電気事業者の事業の予見性確保の観点や、エリアの支配的な事業者に対する措置であることを踏まえ、制度的な措置としての市場供出量についてはエリア毎・各社毎に上限が設定されるべきであり、新電力シェアが多くと30%に達した段階で上限に到達することが必要と考える。具体的には、「エリア毎の上限量＝エリア需要×新電力シェア30%×ベースロード比率56%×調整係数67%」の算定式(中間取りまとめP20の参考表1-5の通り)により設定すべきと考える。</p> <p>市場全体として、必要なベースロード電源にアクセスできることが重要であるため、旧一般電気事業者が切り出した電発電源等については、その量を旧一般電気事業者の供出量から控除すべきである。</p> <p>エリア別の供出量の算定について、中間取りまとめP22の注記15に、「『小売供計比率:BL電源比率:新電力需要比率』をそれぞれ『1:1:1』で按分」と記載されているが、文脈や制度検討作業部会の議論を踏まえると「1:1:2」とすべき。</p>	<p>中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。</p> <p>また、中間論点整理の内容を反映すべきところ、編集作業の際に誤ってしまったため修正させていただきます。</p> <p>=====</p> <p>当該意見を踏まえ、中間とりまとめ P22 注15について 以下のとおり修正</p> <p>(修正前)</p> <p>競争政策的な観点や事業者の電源の供出能力等を勘案し、売り手の供給能力(エリア別供給力比率、BL電源比率)と買い手ニーズ等の指標(新電力需要量)を1:1で算定し、売り手の供給能力である小売供計比率とBL電源比率を1:1で算定することとして、「小売供計比率:BL電源比率:新電力需要比率」をそれぞれ『1:1:1』で按分して供出量比率を算定。</p> <p>(修正後)</p> <p>競争政策的な観点や事業者の電源の供出能力等を勘案し、売り手の供給能力(エリア別供給力比率、BL電源比率)と買い手ニーズ等の指標(新電力需要量)を1:1で算定し、売り手の供給能力である小売供計比率とBL電源比率を1:1で算定することとして、「小売供計比率:BL電源比率:新電力需要比率」をそれぞれ『1:1:2』で按分して供出量比率を算定。</p> <p>=====</p>
39	<p>旧一般電気事業者の取引の自由が制限され制度的に電源の供出を求められることになるため、財産権侵害の観点や「旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットイングを図る」という本措置の趣旨を踏まえ、稼働にかかわらず電源の維持に必要な固定費を含むベースロード電源の全体の平均的なコストと燃料価格変動リスクなどの適切なリスクの反映が可能な供出上限価格とすべきと考える。</p> <p>電源のクリームスキミング的な調達を防ぐ観点から、制度的に求められる供出上限価格については、燃料種別毎の価格設定ではなく、あくまで事業者が保有するベースロード電源全体の発電平均コストを基にした価格設定とすべきと考える。</p> <p>価格決定方式は、透明性が高いシングルプライスオークションが適当と考える。</p>	<p>中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。</p>
40	<p>中間取りまとめP32に、供出価格の監視は二つの方法(①、②)により行うとされているが、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比べて不当に高い水準でないことを確保する観点から、ベース電源の発電平均コストを基礎とした価格を供出上限価格とするものであり、「供出上限価格以下で供出されていることを確認」(①)を基本とし、「小売平均料金を参考に、小売部門の調達価格の説明の妥当性を確認することで、供出価格の妥当性を確認」(②)は参考的な扱いとすべき。</p> <p>「供出上限価格以下で供出されていることを確認」(①)に当たっては、想定・実績の価格・量の乖離にかかる合理性を確認することが示されているが、前提状況の変化による乖離の要因を踏まえるべき。</p> <p>監視のために事業者から提出する算定根拠等については、秘匿性が高い競争情報であるため非公開とすべき。</p> <p>中間取りまとめのP32の注記30に、需要家の個別の小売価格とBL市場への供出価格を比較すべきとの指摘が記載されているが、P33に記載の通り、個別の小売価格は個々の顧客の個別交渉等に応じて設定されるものであり、BL市場への供出価格と本来的に一致するものではないため、両者の比較による監視は適切では無いと考えている。</p>	<p>御指摘のとおり、旧一般電気事業者の小売部門の顧客に対する個別の小売価格は、個々の顧客との個別の交渉等に応じて設定されるものであるため、旧一般電気事業者の発電部門が設定した固定費を含む卸売価格と、本来的に、必ずしも一致しないものと考えられるものの、他方で、小売市場における競争の状況等によっては、卸売価格、小売価格の適切さは、両者を一体として見て判断すべき場合もあり得ることから、小売部門の調達価格と個別の小売料金等との関係は、監視等委員会において競争促進の観点から検討することとなります。</p> <p>なお、上記以外の点について、中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。</p>
41	<p>自由市場で非対称規制がいつまでも継続することは健全な姿では無いため、新電力の小売シェア、卸活性化の状況やベースロード電源の開発動向など、一定の競争環境が整った場合や、一定の時期が経過した時には、本措置における非対称規制部分(旧一般電気事業者の供出量の設定、価格面の制約および買い手としての新電力の優先アクセス)は終了すべきである。</p>	<p>中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。</p>
42	<p>ベースロード市場の利益がお客さまに確実に還元されるよう、転売目的の購入は禁止することが重要であり、事業者毎の購入可能量を日別のベース需要のうち年間18日程度の下位の需要を除いた量に設定すべきである。また、購入可能量の範囲内での転売や計画値基準における購入については、制度趣旨に照らし不適切な転売や過剰な調達が行われていないか、事後的に監視すべきである。</p> <p>旧一般電気事業者等の買い手としての位置付けについては、自エリア以外については新電力と同様に新たに供給力を調達しなければいけない立場に変わりはないため、旧一般電気事業者および関連会社であっても、電力間競争促進の観点から、自エリア外で獲得したベース需要相当分まではベースロード市場からの購入を可能とすべきである。なお、旧一般電気事業者等が自エリア外でも購入できることは、市場全体供出量の算定における全国エリア離脱率に旧一般電気事業者等がエリア外で獲得した需要が含まれることと整合的である。</p>	<p>中間とりまとめに記載の内容は、いただいた御意見と趣旨を同じくするものと認識しております。</p>
2. 連系線利用ルールの見直し・間送電権		
43	<p>「間送電権の発行上限量については、間接オークションに利用する連系線の空容量を勘案する必要があるが、空容量については作業停止等により変動することがある」との記載がある。空容量が変動する要因は作業停止だけではなく、周波数制約によって運用容量が決まる連系線については日々48断面で空容量が変動するとともに、間送電権の発行量算定時にどの断面の空容量を採用するかによって大きく影響を受けるとの思料。</p> <p>今後、商品の詳細設計を行うにあたっては、連系線毎の運用容量の考え方が異なることを踏まえ、間送電権の発行量および発行後の抑制に与える影響を勘案し、関係者で十分協議して頂きたい。</p>	<p>御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。</p>
44	<p>「抑制時の間送電権の買い約定金については払い戻しを行う」とされているが、間送電権を市場分断時の値差に対する保険的な商品だと考えれば、値差の精算が必要な断面で権利が抑制され、当該断面のみの買い約定金払い戻しされるだけでは、事業者のニーズに資する商品とは言えないのではないか。</p> <p>抑制ありきではなく、例えば週間、月間単位など一定期間の買い約定金を原資に追加充当することで極力抑制を回避する方策を検討すべき。</p>	<p>間送電権の取引後、スポット市場の約定日10時以前までに、計画外の作業停止等により連系線の運用容量が削減した場合には、間接オークションの対象となる連系線の空容量が減少し、間送電権の精算の原資となる混雑収入が減少します。</p> <p>このため、連系線の空容量が減少し、実質的にキャンセルとなった間送電権について、決済額に対する抑制を行うことを基本としています。</p> <p>抑制時における受益と負担のバランスをとる観点から、抑制時の間送電権の買い約定金については、払い戻しを行うこととしています。</p>
45	<p>経過措置対象外の事業者は、いかなる場合であっても計画値同時同量の達成が求められているが、上記内容は経過措置をより優遇し、不公平感をより強める印象がある。</p> <p>電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門委員会において、インバランス(余剰の傾向あり)および一般送配電事業者のインバランス収支に関する問題の議論が行われている。その中で、上記対応は「余剰インバランス」を許容する内容であり、足元のインバランスの課題への影響もご確認頂きたい。</p>	<p>長期固定電源については、出力制御に当たって、設計・運用等の技術的課題や、規制上の制約等があるという特徴を有しています。</p> <p>このため、長期固定電源については、たとえ経済的な便益があったとしても、これらの電源の出力を抑制し、又は他の電源に差し替えるといった行動をとることが困難であり、設計・運用等の技術的課題や規制上の制約等が存続する限り、確実に発電し続けることを担保することが必要とされています。</p> <p>他方で、長期固定電源を含むBG内において、同時同量を達成することも可能であることから、同時同量を達成するために努力を行うことを前提に、それでもなお、余剰インバランスを発生させた場合は、余剰インバランスを許容することとしています。</p>
46	<p>事業計画の変更柔軟に対応できるよう、転売を可能とする方が望ましい。</p>	<p>電力取引と切り離して間送電権のみを単独で転売できるとすれば、間送電権発行量に上限がある中で、一部の事業者によって電気の実物取引以上に購入することによって、間送電権を必要とする事業者に渡らない可能性が高まることにも、電気の実物取引以外に収益、損失が発生することとなり、そうしたリスクに備えるための準備が事業者に過度な負担となる可能性があります。こうした状況や間送電権の性質を踏まえれば、今回の市場の開設に当たっては、転売を認めない方向で検討を進めています。</p>
47	<p>初回はマルチプライスとし、初回発行後はザラ場も検討するべきではないか。</p>	<p>オークション形式については、価格発見機能が高いと考えられるシングルプライスオークションを基本としつつ、詳細検討を進めています。</p>

48	抑制における対象は経過措置と間接送電権の枠を案分適用すべきではないか。	間接送電権の発行量を計算する際には、連系線の順方向・逆方向それぞれの空容量から、経過措置の順方向・逆方向それぞれの潮流分を差し引いて間接送電権の順方向・逆方向それぞれの発行量を計算します。一方、連系線の故障等により連系線の空容量が減少した場合に抑制を行う場合には、①間接送電権の順方向、②間接送電権の逆方向、③経過措置の反対潮流を相殺した潮流の合計値が、連系線の順方向・逆方向それぞれの(減少した)空容量の範囲内になるように抑制します。抑制の計算において、経過措置は反対潮流を相殺して抑制処理を行うため、反対潮流の状況によっては、連系線の空容量が減少した際に、間接送電権と比較して抑制が行われにくい傾向があると考えられます。こうした中で、間接送電権と経過措置の活用方法が基本的に同じであることを踏まえれば、抑制が行われる可能性について均衡を図る観点から、経過措置から先に抑制することとするまた、抑制計算において、間接送電権と経過措置を按分抑制した場合、より複雑な計算を要することとなることから、経過措置から先に抑制することで、抑制計算の単純化や間接送電権の抑制の予見可能性の向上につながると考えます。
49	事業者が一定の費用負担を受け入れて(特定負担)建設する連系線の場合、物理的送電権を無償で付与することが妥当。	特定負担者の扱いは、引き続き検討を行ってまいります。
50	「デリバティブ取引に該当しない」の裏付けが不十分	中間りまとめに記載の通り、現在検討している制度を前提とすれば、間接送電権に関する経済取引は電力財と一体の取引と整理できることから、金融商品会計基準の対象外となりデリバティブ取引には当たらないと認識しておりますが、「将来予測される仕入、売上又は消費を目的と行われる取引であること」が具体的に明確に記載され、会社として職務権限に基づく社内ルールに従い当該文書が承認プロセスを経ていること、またそれを逸脱した取引を行うことが認められない状況となっていることが必要となります。なお、個別の会計処理については、最終的には、監査人の判断において行われるものと認識しております。
51	間接送電権の精算の原資となる部分を除いた市場間値差積立金は、連系線の増強のために使うべきである。	御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
52	経過措置計画の登録における空抑えを回避する観点から、①経過措置計画登録における条件や手数料を設けること、②経過措置計画の登録情報が公開される仕組みを設けること、③経過措置の影響について制度開始後に検証を行う制度とすることを提案する。	原則として、現行ルールの下、既に長期連系線利用計画の登録を行っている事業者について、経過措置を講ずることが適当であり、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経過措置を付与している。なお、間接送電権の発行可能量の確定プロセスに当たって、経過措置の数量を踏まえる必要があります。このため経過措置を保有する事業者に対しては、間接送電権の発行前に、経過措置の減少事由が予見されている場合は、経過措置の減少を行う更新計画を広域機関に提出することを求めることとしています。また、間接送電権の発行前に更新計画が提出されておらず、実需給の直前(例:2日前)に減少の更新計画が提出されるケースもあると考えられるため、合理的な対応であったかどうかを広域機関において定期的に確認することとしています。
53	市場開設時期を、年度初めの4月にすることや、事業者が十分に準備できる時期に設定してほしい。また、制度内容について、説明会等で丁寧に事業者の説明を行っていただきたい。	間接送電権の取引開始は、2019年4月を目指して準備を進めることとしております。
54	間接オークション導入により、域外と相対取引をしている事業者は、市場経由の手数料で0.03円/kWh×2=0.06円/kWhの負担を強いられる。国の理由で間接オークションを導入するので、0.06円/kWhの手数料を十分に安くすることを考慮頂きたい。たった0.06円/kWhかもしれないが、薄利多売の電力事業において、新電力へ与える影響は大きい。	連系線利用ルールを見直すことで、公正な競争環境の下で送電線の利用と広域メリットオーダーの達成を促し、更なる競争活性化を通じた電気料金を最大限の抑制、事業者の事業機会の拡大を実現を目指しています。上記の意義、及び広域機関における検討を踏まえ、現行連系線利用ルールを「先着優先」から市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」へと変更します。なお、従来から、現行ルールの下、既に長期連系線利用計画の登録を行っている事業者について、経過措置を講ずることが適当であり、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経過措置を付与している。
3. 容量市場		
55	容量市場について、kWあたりの単価でオークションを行うということだが、最高値で4万円/kWhほどの値がついたとある。たとえば、50万kWの火力発電所を新設する場合はまったく動かなくても、年間200億円の収入があることになる。同時にパブコメを募集しているエネルギー基本計画とも連動している話になるが、2050年までに日本は80%CO2を削減することを約束している。このような新設の大規模火力が有利になるような制度をつくら、火力発電所がつつぎと新設されて、日本はパリ協定を守ることができないのではないか。もっと長期的な見通しのある、再生可能エネルギーのシェアが広がるような制度が必要なのではないか。	容量市場は、電力システム改革の進展や固定価格買取制度を通じた再生可能エネルギーの導入拡大等により、電源の投資回収の予見性が低下した環境下においても、効率的に中長期的に必要な供給力等を確保することを目的に導入するものであり、特定の電源を支援するものではありません。また、CO2削減目標など環境面での課題については、エネルギーの使用の合理化等に関する法律(以下、「省エネ法」という。))による発電効率の向上や、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律(以下、「高度化法」という。))により小売電気事業者に対し調達する電気の非化石比率の低減を求めること等で対応することとしています。
56	容量市場に原発は参入させるべきではない。現在検討されている容量市場に市場参加できない電源はFIT電源以外は明記されていないが、これまで多額の補助を受けてきており、さらに、核燃料サイクルの費用や、福島第一原発事故の廃炉・賠償費用、通常炉の廃炉費用の計上方法など、多くの国民負担を享受している原子力についても、すでに多くのリスクが他の方法によって国民負担で賄われている状況である。よって、原子力が容量市場からkW価値を得ることは、2重の国民負担を強いることになるため、原子力については、FIT電源同様、他制度との整合性から容量市場には参加できないこととして整理するべきである。	容量市場は、電力システム改革の進展や固定価格買取制度を通じた再生可能エネルギーの導入拡大等により、電源の投資回収の予見性が低下した環境下においても、効率的に中長期的に必要な供給力等を確保することを目的に導入するものです。このため、実需給時点でエリアの供給力として期待できる電源は原則容量市場に参加可能としております。ただし、固定価格買取制度の適用を受ける電源は新設・維持に係る固定費も含めた費用全体の回収が継続的に行われているので、今後も供給力となることが確実であり対象外としております。
57	容量市場の容量認定については、変動電源を最大限見積もるべきである。現在検討されている容量市場の電源別の供給能力の算定方法では、「最大需要電力発生時に安定して発電し得る場合のみ、計上できる」とあり、さらに、風力・太陽光は最大需要発生時(月内は同一時刻)における発電実績の下位5日平均値により評価するとされている。しかし、今後、変動電源の大量導入が予想される状況下においてこのような認定方法をしては、余分な多くの火力などの非変動型電源が稼働率を低下させる、もしくは休止状態で存在し、それに対してkW価値を認め、国民負担を強いる状況が生じかねない。より緻密な容量認定を行い、不要な国民負担発生を避けるよう制度設計をするべきだ。	再生可能エネルギーの導入拡大が進んだ環境下においても、十分な調整力を確保することができるよう、容量市場における供給力の算定に当たっては、系統の供給信頼度評価の考え方と整合をとり、水力・太陽光・風力などの変動電源の供給能力は最大需要発生時(月内は同一時刻)における発電実績の下位5日平均値により評価することとしております。
58	既存電源の容量市場参加はより厳密に行うべきである。既存電源は、総括原価方式のもと、すでに多くの建設コストは国民負担により回収されている。よって、こうした既存電源の容量市場参入を認めることは、国民に2重負担を強いることになる。そのため、現在検討されている容量市場への既存電源の参加は、少なくとも総括原価方式の下回収済みのコストが計上されることのないよう、慎重な検討が必要だ。	容量市場は、電力システム改革の進展や固定価格買取制度を通じた再生可能エネルギーの導入拡大等により、電源の投資回収の予見性が低下した環境下においても、効率的に中長期的に必要な供給力等を確保することを目的に導入するものです。この点を踏まえ、本作業部会においては、①一般的に、減価償却の進んだ既設電源は、固定費負担が小さく、相対的に収益が大きくなるが、一方、容量の確保という観点からは、新設電源も既設電源も同様の価値を有すると考えられること、②新設電源も中長期的な収入見通しに基づいて投資判断を行うため、既設電源の支払額の見通しが減少することは、新設電源の投資インセンティブを阻害すると考えられることから、新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うこととしました。
59	需給ひっ迫時の容量供給は限界価値の低い電源から行うべきである。現在検討されているリクワイアメントでは、需給ひっ迫時には「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・需給調整市場に応募すること、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」とされているが、この時、国民負担低減の観点から、限界費用の低い順に供給するべきであることを記載すべき。	実需給時にどの電源が稼働するかについては、卸電力市場や相対契約、送配電事業者による系統運用によって決定されるものであり、これらの仕組みの中でメリットオーダーが実現されていくものと考えております。

60	<p>P69 2.3容量市場(2)詳細設計の方向性 ②容量市場の取引の仕組み(需要曲線の設定)について、「容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えることから、その設計プロセスには高い透明性が求められる」との記載に加え、注90「具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要」とされているとあり、需要曲線の設計は非常に重要なプロセスとなる。中でも、需要曲線の形状については、特に秘匿されるべき情報であると思料。需要曲線に関し、仮に何らかの情報漏洩があった場合、特に大手電力においては需要曲線が容易に把握(予想)できることから、支配的地位に基づく価格での入札が可能となるのではないかと懸念される。</p> <p>よって、仮に何らかの情報漏洩があった場合には、事業者等に対し、相当強いペナルティを課すこととする必要があるのではないかと懸念される。</p>	<p>需要曲線設定手法については今後、広域機関において詳細な検討を行うこととしております。</p>
61	<p>P70 2.3容量市場(2)詳細設計の方向性 ②容量市場の取引の仕組み(電源の差し替え)について、「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には、(中略)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を認める」との記載があるが、「やむを得ない理由」とはどのようなケースを想定しているのか。容量オークションへの入札は電源単位で行われる(P70「BG単位の契約は、落札した個々の電源が適切に稼働し全体として供給力が確保されているか把握しにくくなる。また、大規模BGであるほどBG内の調整がしやすく、BGの規模によって有利・不利が生じやすくなる。）」こととの関係はどのように整理されているか。</p> <p>仮に自責(発電所トラブル等)であれば、当然にペナルティを受けるべきであり、他責(大規模自然災害等)であれば、「P74追加的なペナルティは求めないことを原則とする」との整理となるのではないかと懸念される。</p>	<p>「やむを得ない理由」の具体化を含め、電源差し替えの詳細については今後、広域機関において検討を行うこととしております。</p>
62	<p>容量市場において、市場支配力の行使を防止することは、公平な競争の観点から重要であると思料。支配的地位に基づく価格での入札に対する対応策の防止を検討していくと共に、制度導入後にも、適切かつ柔軟な見直しを図っていくことが重要。</p>	<p>市場支配的な事業者への対応については、慎重かつ十分な検討を要するため、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとし、市場開設後も状況に応じて速やかに対応策を検討していきます。</p>
63	<p>容量オークションの差し替え対象電源にFIT認定を受けたバイオ混焼設備は含まれるか？</p>	<p>バイオマス発電設備について、現状では調達価格等算定委員会において、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、容量市場とFIT制度による二重取りが否定できないことから、調達価格等算定委員会の検証を経ていない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用は認めないこととしています。</p> <p>今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下でのバイオマス混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することといたします。</p> <p>この点も踏まえ、電源差し替えの詳細については今後、広域機関において検討を行うこととしております。</p>
64	<p>容量市場へのバイオ混焼の参入要件について、参入不可とするバイオ混焼設備であることはどのように判断するのか？例えばFITを取得していても、容量契約発効期間中にFITによる収入を得ないと判断できる場合は、他の容量市場に参加可能な電源種と同様に考えられるのではないかと懸念される。</p> <p>バイオ混焼率に関わらず、FIT認定を取っている電源は一律に容量市場への参入を認めない方針か。</p> <p>仮にFIT認定の有無で参入可否を判断するとした場合に、例えば当該電源が容量市場による収益を期待してFIT認定を放棄した場合には容量市場への参入要件を満たすのか。またそのような(=自主的な放棄)手続きは可能なのか。</p>	<p>バイオマス発電設備について、現状では調達価格等算定委員会において、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、容量市場とFIT制度による二重取りが否定できないことから、調達価格等算定委員会の検証を経ていない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用は認めないこととしています。</p> <p>今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下でのバイオマス混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することといたします。</p> <p>また、FIT認定を受けていない場合には、他の電源と同様に容量市場に参加することが可能です。なお、事業者が認定を受けた再生可能エネルギー発電事業の廃止を届け出ることで認定は効力を失います(FIT法11条、14条)</p>
65	<p>FIT案件と他支援制度を受けている電源との関係について、バイオ混焼案件については通常FIT部分のコスト構造と非FIT部分のコスト構造を分離して事業性を算定しており、非FIT(=石炭専焼)分については容量市場への参入を認めないこととする。</p> <p>FIT電源を利用して非FIT部分を含めた全体のコストを下げているという理由で非FIT分まで容量市場への参入を認めないということであれば、バイオ混焼設備を特に多く扱う新電力や小規模発電事業者にとって特に影響が大きく、公正な競争を妨げる要因となる。</p> <p>そうした議論をせざるを得ない場合、他にも政策措置により支援を受けている電源は多数ある中で、なぜバイオ混焼案件だけ特出して対象外となるのか。</p> <p>例えば原子力発電は電源立地交付金等によりコスト低減を直接または間接に享受しているが、容量市場へ参入可能とする合理的理由・FIT混焼設備との明確な違いを説明していただきたい。</p> <p>また現・常磐共同火力のIGCCや大崎クールジェンのIGFCは補助金で建設された・又はされている電源だが、こうした補助金を受けている設備は容量市場への参加が可能なのか。</p>	<p>容量市場は、電力システム改革の進展や固定価格買取制度を通じた再生可能エネルギーの導入拡大等により、電源の投資回収の予見性が低下した環境下においても、効率的に中長期的に必要な供給力等を確保することを目的に導入するものです。このため、実需給時点でのエリアの供給力として期待できる電源は原則容量市場に参加可能としております。</p> <p>ただし、固定価格買取制度の適用を受ける電源は新設・維持に係る固定費も含めた費用全体の回収が継続的に行われているので、今後も供給力となることが確実であり対象外としております。</p> <p>バイオマス発電設備については、現状では調達価格等算定委員会において、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、容量市場とFIT制度による二重取りが否定できないことから、調達価格等算定委員会の検証を経ていない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用は認めないこととしています。</p> <p>今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下でのバイオマス混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することといたします。</p>
66	<p>バイオ混焼電源と小売一発電事業者間の契約について、仮にFIT認定を受けたバイオ混焼設備を容量市場への参入不可のままとするのであれば、バイオ混焼設備と相対契約をしている小売電気事業者は、当該電源との相対契約に相当する分(kW)は容量市場の費用負担対象から控除すべき。そうでなければ小売事業者が発電事業者のどちらかが追加的な損失を被ることになり、競争環境上影響が大きい。小売から費用は徴収するがその小売と相対契約を結んでいる発電事業者(バイオ混焼)の容量市場への参入は認めず、一方で小売と発電事業者間の当該費用調整は当事者同士で解決せよという制度設計では、特にバイオ混焼電源を扱うことが多い新電力や小規模発電事業者に大きな負担を強いるものではないかと懸念される。</p> <p>バイオ混焼設備の容量市場参入を認めず、バイオ混焼設備と相対契約を結んでいる小売事業者からも何ら配慮なく容量市場の費用を徴収するとすると、混焼を止め石炭専焼に戻る案件もあり得るが、その場合は結果として温暖化と逆行することを促すような制度設計になるのではないかと懸念される。</p>	<p>電気事業法は、小売電気事業者に対して、供給電力量(kWh)の確保のみならず、中長期的に供給能力(kW)を確保する義務を課していると考えられるが、容量市場の創設後は、国全体に必要な供給力(kW価値)を市場管理者である広域機関が容量市場を通じて一括確保することとなり、容量市場は、その義務を達成するための手段と位置づけることができる。このことから、市場管理者である広域機関が「電源入札拠出金」と同様の位置づけで「容量拠出金(仮称)」として、会員である小売電気事業者等から費用を徴収することが可能であると考えております。</p> <p>一方で、既存の相対契約に関して、個々の契約内容の見直しは当事者同士で行うものとするが、協議の円滑化を図るため、協議に際しての基本的な考え方を指針としてお示しすることとしております。</p> <p>また、小売事業環境への激変緩和を行う観点から経過措置も導入することとしております。</p>
67	<p>調達価格等算定委員会との関係について、調達価格等算定委員会において、バイオ混焼設備のコスト構造について「今後実施される入札の結果も見ながら検証」とあるが、具体的にどのように検証していき、どうなれば併用が認められるのか文章では明確でない。例えば入札の結果、バイオ混焼設備が落札無しとの結果になれば、専焼案件と比較してコスト優位でないことが明らかになり、併用を認めても良いのではとも考えられるのではないかと懸念される。</p> <p>逆に混焼電源が落札した場合に引き続き容量市場との併用を認めないという趣旨か。</p> <p>現行のFIT制度ではバイオ混焼と専焼の違いを設けていないが、仮に両者のコスト構造に「疑義」があるということで容量市場への参入を(非FIT部分も含め)認めないというのは、FIT制度の課題を別の制度(ここでは容量市場)で補填することに等しく、本来はFIT制度の中で解決すべき。なお、検討の結果として、バイオ専焼と混焼の間で買取価格に差が生じることは許容され得るとしても、既存のバイオ混焼設備については、専焼と混焼に差異が無いという前提の中で認定がされたものであることから、FIT価格の変更を適度適用したり、引き続き(非FIT部分であっても)容量市場への参入を認めない、といった措置が取られないようにすべき。</p> <p>「今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下での石炭混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を行うことを、調達価格等算定委員会に要請することとする」との記載は、調達価格等算定委員会に検討を投げる一方で、調達価格等算定委員会に対して現段階では何の要請もしていない(=容量市場との併用についての検討要請は、あくまで調達価格等算定委員会の動きがあって初めてなされるものであり、逆に言えば調達価格等算定委員会の動きが無い限りはバイオ混焼設備が容量市場へ参入できない状態は永遠に続く、と読める)と言える。容量市場の検討主体が本部会である点に鑑みれば、本部会で混焼設備に関する扱いを主体的に決定するか、調達価格等算定委員会に対し、石炭バイオ混焼の扱いについて、積極的に検討するよう求めるべきではないかと懸念される。</p>	<p>バイオマス発電設備について、現状では調達価格等算定委員会において、引き続きデータが揃っていないため、石炭混焼についての結論が得られる状況にないとされており、容量市場とFIT制度による二重取りが否定できないことから、調達価格等算定委員会の検証を経ていない限り、バイオマス専焼設備を基にした価格区分が適用されるFITと容量市場との併用は認めないこととしています。</p> <p>今後、調達価格等算定委員会においてFIT制度の下でのバイオマス混焼の取扱いについて具体的な検討がなされることとなれば、容量市場との併用の可能性も含めた検討を早期に行うことを、調達価格等算定委員会に要請することといたします。</p>
68	<p>FIT電源が供給力として貢献しうる期待容量について「回避容量価値」として認め、回避容量価値分については、回避可能費用として認めることも可能である旨を付記すべきである。</p>	<p>容量市場の費用に関しては、既存契約の有無に関わらず小売電気事業者が負担することとなっております。従って、FIT法の適用を受けた電源との契約によって、個々の小売事業者による容量市場の費用負担が減少することはありません。一方、FIT電源は容量市場への参加が認められず、発電事業者が容量市場から支払いを受け取ることもありません。</p> <p>また、容量市場導入に伴う小売事業者と発電事業者間の契約内容は既存契約見直し指針を踏まえて当事者間で協議の上で改訂されることとなります。現在、本作業部会で提示した案では発電事業者が容量市場から受け取った収入分を個々の契約内容に応じて適切な形で小売事業者との取引価格から差し引くことが考えられる旨記載しております。</p>
69	<p>容量市場と日本版コネクト&マネージ(C&M)の関係について、「約定方法」と「リクワイアメント」の観点から検討が必要である旨、記載すべき。</p>	<p>日本版コネクト&マネージを踏まえた、リクワイアメント等については、広域機関における容量市場検討会において、引き続き検討することとしています。いただいた御意見は、今後参考とさせていただきます。</p>

70	市場支配的な事業者への対応については、「制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化する」とあるが、特定の事業者や電源に対して、過度な非対称規制が課せられぬよう、慎重な検討をお願いしたい。	市場支配的な事業者への対応については、慎重かつ十分な検討を要するため、制度の詳細を固めていく中で対応策を具体化することとしています。いただいた御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。
71	平常時のリクワイアメントに、卸電力市場への応札に関する内容を盛り込んで頂きたい。容量市場創設の目的に「②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とする」とともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること(中間取りまとめ 56ページより)が掲げられているが、これを実現するためのリクワイアメントをご検討頂きたい。	リクワイアメントの詳細については今後、広域機関において検討を行うこととしております。
72	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)について市場開設までのスケジュールをご検討頂く中で、既存契約の見直しにかかる期間についての考慮をお願いしたい。 また、決められた期間内に交渉が成立しなかった場合の対応について、ご検討をお願いしたい。 加えて、容量市場における落札電源について、小売事業者側にとどのような形で情報開示されるのかご教示頂きたい。	市場管理者である広域機関と容量市場に参加した発電事業者等との間に締結される最初の容量契約の発効は2024年度となることと予定されておりますが、これに十分に間に合うタイミングで既存契約の見直し指針をお示しすることを想定しています。また、具体的な情報開示の詳細については、今後、関係機関において検討してまいります。
73	発電事業者等の容量オークションへの参加については、2017年(平成29年)9月6日 第10回 制度検討作業部会にて様々な意見が出されたが、参加を任意にしてしまうと、売札の出し渋りに繋がる懸念があると考える。	発電事業者等による容量オークションへの参加を義務づけることとすれば、リクワイアメントが満たせなかった場合に課せられるペナルティの水準次第で発電事業者等のリスクが高まることが想定され、電源等の新設や維持のインセンティブに影響を与えるおそれがあるため、参加は任意としております。一方で、売り惜しみ等の懸念については別途、市場支配的な事業者への対応や参加要件、市場監視などの対応を検討してまいります。
74	小売事業者が支払う「容量拠出金」は、最終的に国民負担に繋がる内容であると考えられる。FIT賦課金制度が導入された時は、エネ庁が前面に立ち国民にご説明頂いたが、本件については「安定供給のために国として徴収するもの」ということを含めて、小売事業者から需要家に対して説明がしやすいような情報を、エネ庁から発信頂くことといったご対応をご検討頂きたい。	小売事業者への費用請求の考え方については、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ことから、市場管理者である広域機関が、「電源入札拠出金」と同様の位置づけで「容量拠出金(仮称)」として、会員である小売電気事業者等から費用を徴収する旨を中間とりまとめにおいてお示ししております。 なお、容量市場の意義については資源エネルギー庁として発信して参ります。
75	容量市場創設後、小売事業者に対する電気事業法上の中長期的な供給能力(kW)の確保義務については、電力広域的運営推進機関から請求される費用(容量拠出金(仮称))を支払うことが唯一の履行手段になる(集中型容量市場)と整理されている。 一方、発電事業者は、中長期的な供給能力を提供する対価を得る手段として、容量市場へ入札し収入を得ることが権利として与えられる。 小売事業者が発電事業者側のリスクを一定程度負担するという相対契約を否定するものではないが、「容量市場を通じて得られる収入に対するリスク(ペナルティや経過措置による収入減)については、原則的には、発電事業者が負うべきもの」と認識しており、本指針上も明らかにしておく必要があるのではないか。	既存契約見直し指針については、今後、本作業部会での議論の内容を踏まえて精査を行い、成案を得た後にBL市場の導入、連系線利用ルールの見直しにむけて作成した既存契約の見直し指針と統合する予定です。 なお、御指摘のリスクの考え方については、第22回の本作業部会資料4-2に記載の通り、収入額の減少分の扱いについては、収入額の減少が生じた事由ごとに、 イ)発電事業者等の収入額変更の原因や背景 ロ)契約締結時における料金やリスク負担の考え方 ハ)いずれか一方に著しい負担が発生しないか といった観点から検討を行いつつ、個々の契約内容について協議を行うことが適切と考えております。
76	需給調整市場においてΔkWを調達するためには、容量市場で必要な供給力が確保され、かつその中に調整電源が適切にあることが前提となるため、揚水等の調整機能を有する既設電源の維持や、系統連系要件の整備による新規電源への調整機能の具備等、中長期的な調整電源の確保という観点からも検討が必要と考える。	御意見は今後の検討の参考とさせていただきます。
77	ゲートクローズ後の供給余力の活用は重要な論点と考えており、事業者としても積極的に協力をしてまいりたい。一方、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。今後の詳細設計においては、余力活用に協力することで、電源等が指令に応じることができなかった場合でもペナルティの発生がないなど、不測の不利益が生じたり、電源の運転に支障を来したりすることのないよう、設計に配慮して頂きたい。	調整力を有する電源に対するリクワイアメントについては、今後、広域機関において詳細な検討を行うこととしております。
78	容量市場ではなく需給調整市場で整理をする方がよい電源があるのではないか。(石油火力、DR)	需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなることも、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下するため、国全体で必要な供給力(kW価値)は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする調整力(ΔkW価値)は全て需給調整市場で取引することと整理しています。
79	電源の差替えは、原則禁止とするが、新設には配慮すべきである。 落札した電源が供給力を提供できないのであれば、オークション時の次に権利が移転するべき。当制度の根本思想は「発電所の発電能力保有」に価値をつけて取引を行い、結果的に供給力確保に至るものである。差替えは電源の大半を保有する旧一にのみ有利であり、発電競争を歪めかねない。 但し、新設電源の場合は、意思決定以降も不測の事態がありえる。ペナルティが重いとそもそもの新設意欲を冷やす懸念もあるため、既設向けのペナルティとは一線を画した検討が必要である。	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には、電源差し替えは認めることを基本としておりますが、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について検討することとしております。
80	リクワイアメントに関して、作業停止、作業抑制、N-1電制といった検討との整合を望む。抑制の頻度、抑制出力まで予見してリクワイアメントに織り込むのは困難と推察。また、リクワイアメントの主旨に鑑みても、平常時の計画外停止の対象は極力緩和し、柔軟かつ合理的なアセスメントを行っていただきたい。 そのうえで、予め発電不達成のリミットを設け、超過時にペナルティ精算を行うという様な、実務として導入し易い方式での検討を望む。 更にはノンファーム接続電源、これは容量価値=発電出来る状態を備えているのか、検討が必要。期待容量の算出も難しい。	具体的な電源ごとの容量の算出方法やリクワイアメントの詳細については、広域機関における容量市場検討会において、引き続き検討することとしています。いただいた御意見は、今後参考とさせていただきます。
81	小売事業者への費用請求は、エリア月間ピークをベースに行うべき	小売電気事業者の競争により、シェア変動が発生する可能性を考慮し、①前年度の季節ピーク時の電力(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、小売電気事業者間の配分を決定し、市場管理者が小売電気事業者に対して毎月請求をすることを基本とすることとしております。
82	発電事業は、卸電力市場を通じた投資回収への移行やFIT制度等を通じた再エネ導入等による売電収入の低下により、新設電源、既設電源を問わず、厳しい環境に置かれている。 容量市場は、そうした中でも中長期的に必要な供給力、調整力を確保していくことで電気料金を安定化することを目的としていると認識している。 供給力としての価値は新設も既設も等しく評価すべきであり、既設電源であっても、定期点検等に加えて定期的な機器の取替などの改良投資を一定程度実施しなければ維持に支障を来すことは事実。 そういった中、経過措置によって既設電源への支払価格を約定価格から一律に減額することは、現状でも非常に厳しい事業環境を更に厳しくすることになりかねない大変厳しい措置であると認識している。	経過措置は、本作業部会における様々な意見を勘案した上で、小売事業環境への激変緩和を行う観点から措置することとしたものです。 なお、経過措置を導入した場合、既設電源にとっては廃止・休止のインセンティブとなる懸念もあることから、併せて、電源確保に関する環境整備についても関係機関と連携しながら、広域機関において検討することとしております。
83	新電力が自家発電余力を供給力として活用している実態を踏まえ、追加オークションへの自家発枠の設定や、リクワイアメント等の緩和等によって自家発電事業者の容量市場への参加を容易にし、既存の取引や運用を維持継続できる仕組みとなるようにしていただきたい	自家発電に関するリクワイアメント等の詳細については、今後、広域機関において検討を行うこととしております。 なお、本作業部会におけるこれまでの検討では、委員・オブザーバーから、自家発電については、リクワイアメントに関して柔軟性が必要であるとの意見も出ております。
84	容量市場に係る既存契約見直し指針について、現行指針案では、発電事業者の収入額が減少し小売事業者と協議を行うことが適切と考えられる例として、①kW価値が容量市場で落札されない場合、②ペナルティが発生した場合、の2つが挙げられている。 一方、発電事業者の収入額が減少する事例として、経過措置が適用された場合も考えられるが、現行指針案では、小売事業者と協議を行うことが適切と考えられる例には含まれていない。 したがって、例えば、発電の受取が1,000円/kWで、小売の支払いが1,500円/kWだった場合、その差分500円/kWは、小売事業者との契約見直し協議の余地は一切なく、経過措置を受けた発電事業者が一方的に差分を負担せよという文脈になり、発電事業者の事業性に大きな影響が生じる懸念がある。 このため、例えば、「指針が協議そのものを妨げるものではない」といったような注釈を入れるなど、指針によって小売事業者との協議の窓を入口から塞がれることのないような配慮が必要である。	既存契約見直し指針は、既存契約の見直しの協議について、政府が協議に際しての基本的な考え方を指針等として示すことで、協議の円滑化を図ることが趣旨であり、個別の協議を妨げるものではありません。時間的には、容量市場の容量契約が発効(2020年度中に取引開始、2024年度中に最初の容量契約発効)されるまでに見直しを行う予定となっております。 なお、御指摘のケースの考え方については、第22回の本作業部会資料4-2に記載の通り、収入額の減少分の扱いについては、収入額の減少が生じた事由ごとに、 イ)発電事業者等の収入額変更の原因や背景 ロ)契約締結時における料金やリスク負担の考え方 ハ)いずれか一方に著しい負担が発生しないか といった観点から検討を行いつつ、個々の契約内容について協議を行うことが適切と考えております。

85	<p>容量市場は集中型を軸に詳細検討を進める事となっているが、先行している諸外国では、想定している容量価値よりも相対的に安い価格で取引されている実績がある。例えば、欧州や米国のPJM市場などで市場価格が安く推移している問題がある。また、市場価格も毎年変動幅が大きく、投資の予見性を得る十分な市場とはなっていない。本制度は、再エネ導入拡大の中でも一定の投資予見性を得る為の制度である。</p> <p>原則1年契約で、新設電源については複数年オプションを広域機関にて検討する事となっている。複数年オプションが5年や7年では、減価償却の15年に対し余りの期間の固定費回収リスクが残る。その場合、マーチャント電源と位置付けられ、ファイナンスが付かない。中長期の投資予見性を得る為に、複数年オプションは電源の減価償却期間を考慮し、15年とすべきである。</p>	<p>契約期間については1年を基本としておりますが、投資回収の予見性確保の観点からは、複数年価格を固定できることが望ましいとも考えられるため、新設電源を念頭に、複数年の契約期間オプションを設定することも含め、引き続き広域機関にて検討を行うこととしております。</p>
86	<p>容量市場の契約期間は1年間を基本に考えられている。つまり、新電力は1年毎に容量価格の変動を小売り価格に転嫁する、もしくは、自社内で吸収する事になる。実際には小売料金へ毎年転嫁していくことは現実的ではない。その結果、リスク低減のために小売料金メニューを高く設定するような事態も可能性としては考えられる。他方で大手電力は、発電部門と小売部門で相殺できるため、比較的风险は少ない。</p> <p>発電所を持たない新電力にとって不利な状況となる事が予想される。これらの不利な状況を回避するために、容量価値のリスクヘッジ手段として発電事業者と小売事業者で容量価値の値差決済が可能な仕組みを考慮頂きたい。</p>	<p>御指摘のようなリスクについては、個別の既存契約見直しの中で当事者間で対応を協議するものと考えております。今後、このような協議の円滑化を図るため、協議に際しての基本的な考え方を指針等として示して参ります。</p>
87	<p>震災以前に建設された既設電源は、容量価値の7割が控除され、2030年に向けて控除率が低下する制度が検討されている。一般的に減価償却が終わった火力電源の固定費は極端に低下する。2030年以降、容量価値のみで老朽火力の運転維持費を賄う事ができる場合、老朽火力の廃止を先送りし、新設電源との新陳代謝が阻害されるような事態が想定される。旧既設電源に対して、電源を維持するための過度なインセンティブとならないような激変緩和措置や需要曲線を検討頂きたい。</p>	<p>旧既設電源への経過措置は、本作業部会における様々な意見を勘案した上で、小売事業環境への激変緩和を行う観点から措置する方針としております。</p>
88	<p>需要曲線の設定をする際には、広域機関の検討内容について、本作業部会でも十分に議論をする機会を設けていただきたい。また、電力・ガス基本政策小委員会への報告方法についても、とりまとめ内容の一部としてではなく、個別に検討内容を説明し、是非を伺うべきである。</p>	<p>容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められます。そのため、具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、</p> <ul 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し、 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する <p>というプロセスを経ることとしております。</p>
89	<p>需給ひっ迫に関する問題が顕在化している中、電源確保に関する環境整備を進めていく方針、及びその2つの具体案の内、特に後者については同意するものであり、具体的な検討を進めていただきたい。検討を進めるに当たっては、既存電源の継続利用を促進させるものに加え、新設電源の投資促進に寄与する取組も併せてご検討いただきたい。具体的な取組としては、以下の2つが考えられる。尚、1の取組は、系統アクセス機会の公平性確保にもつながる。広域機関が情報を一元化することで、廃止電源保有者と新規参入者間の保有情報の非対称性を是正し、競合者間のイコールフットイングを促進することが可能となる。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 広域機関によるマッチングの公募化 事務局案後者を発展させたもの。特に廃止電源を対象に、広域機関が情報を一元化し、公募した後継事業者を決定することを想定。公募に当たっては、社会コスト低減の観点から、既存設備の利活用、特に廃止された電源の土地の活用も公募条件に含めて検討することが望ましい。 2. 複数年オプションの設定 P.66にあるとおり、新設電源を念頭に置いた、複数年オプションを設定するもの。 	<p>電源確保に関する環境整備については、関係機関と連携しながら、広域機関において検討することとしております。</p> <p>また、契約期間については1年を基本としておりますが、投資回収の予見性確保の観点からは、複数年価格を固定できることが望ましいとも考えられるため、新設電源を念頭に、複数年の契約期間オプションを設定することも含め、引き続き広域機関にて検討を行うこととしております。</p>
90	<p>容量市場は、小売全面自由化に伴う市場取引への更なる移行や、FIT制度等による再生可能エネルギーの導入拡大に伴い懸念される、供給力や調整力不足といった事態に対応するために、一定の投資回収の予見性を確保する観点から検討が進められているものと承知している。電源の持つ供給力としての価値を適正に評価すること、各電源が自らの供給力価値に応じた対価を適正に受け取れること、必要供給力の確保に要する費用が小売事業者間で公平に負担されることが重要と考えており、引き続き以上の点に留意して詳細設計の検討を進めるべきである。</p>	<p>いただいた御意見は、今後の検討の参考とさせていただきます。</p>
91	<p>需要曲線に傾斜を付けて、目標調達量を下回る場合に指標価格を上回って約定するという考え方は、電源投資にプラスとなり、市場としてより機能するようになると考えられるため、そのような設定を行うことで良い。需要曲線の設定は、想定需要も含めて、目標とする供給信頼度をどのように設定するかという非常に重要な課題であることに加え、必要最低限の電源維持費用を賄えない事態となると、安定供給が困難となるおそれがあるため、十分な議論を経ることが必要。</p> <p>将来を見通して、最低限調達すべき量はどの程度とするべきか、オークションの結果、不足してしまった供給力はどのように手当てするのか、指標価格や上限価格をどう設定するのかなどといった点を整理して、今後の検討を進めていただきたい。</p>	<p>容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められます。そのため、具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、</p> <ul 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し、 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する <p>というプロセスを経ることとしております。</p>
92	<p>電源開発に際して、確実に一定の収入が得られる差金決済契約や相対契約は事業の予見性のために一定の役割を果たすものと考えている。</p> <p>相対契約についても、kW価値の支払いが容量オークションを通じて行うことを基本として検討を進めることで良いが、エリア間のkW価格に差が生じる等により容量市場に対する発電の収入と小売の支払いに差が生じることで、エリアを跨ぐ相対契約において等価な取引が実現しないことも考えられ、そのような場合の扱いについて、今後の更なる検討をお願いしたい。</p>	<p>相対契約における、エリア間値差の考え方については、引き続き、既存契約見直し指針の中で検討を行うこととしております。</p>
93	<p>容量市場は電源単位での入札を行うと整理されており、それ自体に異論はないが、他方で電源が供給力を提供出来なくなる事象は様々であり、ペナルティを受けるリスクを少なくしたいと事業者が判断すれば、事業者としてバックアップの備えをすることが自然と考えられる。</p> <p>こうした事業者としての行動を妨げないためにも、中間取り纏めのとおり、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を認めることや、相対契約での差し替えを認めることが重要。</p>	<p>電源差し替えについては、今後、広域機関において詳細な検討を行うこととしております。</p>
94	<p>先行して容量市場が導入されている海外では、マイナーなものも含めて、制度見直しがされている。容量市場は供給力確保の観点からは非常に重要な仕組みであり、市場創設後も、取引内容の検証・評価プロセスを確保し、状況に応じて制度の抜本的な見直しも含め、必要な措置についても検討いただくようお願いしたい。</p>	<p>容量市場開後、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していき、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仕組みを設ける等対応を検討して参ります。</p>
<p>4. 需給調整市場</p>		
95	<p>需給調整市場の取引量(調達量)については、市場の透明化の観点から、事前予測量、市場からの調達量、実行量(実際に利用した量)に分け、事後に情報公開することを提案する。公開する情報の分解能としては、現行、広域機関において公開されている「電力需給検証報告書」より詳しく、例えば、調達した時間帯に対し、予測値および調達量を各一般送配電事業者毎に、CSVファイル公開とすることが良いと考える。(例えば、JEPXのシステムブライズや、各一般送配電事業者が公開する時間毎需給結果のイメージ)。</p>	<p>需給調整市場における調達量の考え方については、今後、広域機関において検討を進めることとしています。また、具体的な情報開示の詳細については、今後、関係機関において検討してまいります。</p>
96	<p>広域機関において三次調整力②(低速枠)を時間前市場で調達する検討が行われていることは承知している(参考:2018年2月23日の広域機関調整力小委員会資料)。これに関して、三次調整力②(低速枠)の調達に時間前市場を活用する、もしくは時間前市場と三次調整力②(低速枠)とを連動できる仕組みとすることを提案する。そのためには、三次調整力②の商品と時間前市場と商品とのある程度の連動やオーバーラップも必要になってくる可能性もあり、その検討についても提案する。あわせて、「FIT特例制度①」のあり方を含めた制度改正(場合によっては法改正もしくは政省令改正)も視野に入れて頂きたい。</p>	<p>ご指摘いただきました点につきまして、時間前市場の活性化と三次調整力②の関係については、広域機関において議論されたことは承知しております。</p> <p>また、需給調整市場での三次調整力②(低速枠)の調達につきましては、現在、広域機関において詳細を検討しているところです。また、FIT特例制度①に係る調整の在り方については、電力・ガス基本政策小委員会において検討を進めております。</p>
97	<p>商品設計は可能な限り新規参入の障害にならないよう検討を進め、各商品の個別要件への迅速な反映をお願いしたい。</p>	<p>各商品の設計については、新規参入の容易性にも踏まえつつ、事業者意見のヒアリング等を行いながら、広域機関において検討を進めております。</p>

98	<p>本中間とりまとめでも触れられている、①計画値同時同量下における計画見直しの在り方、②FIT特例制度の見直し、③インバランス料金の在り方、の3つの論点は、それぞれが独立した論点ではなく、相互に関係し得る論点であり、国民負担の抑制、事業者間の競争に与える影響等のバランスに留意しつつ、総合的な検討が必要である。</p> <p>現行の計画値同時同量制度は、各事業者が調整力を個々に持つよりも送配電が一括して調整力を持つほうが全体として効率化できるという主旨で導入された経緯があることを踏まえ、まずは、送配電部門に対して調整力のコストの削減インセンティブをこれまで以上に働かせるような施策を検討すべきであり、その上で、発電・小売事業者に調整機能の一部を期待することが「全体的なコストのさらなる削減」につながるかどうかの定量的な分析が必要と考える。</p> <p>現在、インバランス料金の見直しについては、親委員会の電力・ガス基本政策小委員会で議論が行われているが、今後より専門的かつ実務的な見地が必要になると考えられることから、事業者が多く参加する本作業部会で集中的に議論を行うことも含めて検討していただきたい。</p>	御意見は今後の検討の参考とさせていただきます。
99	一次調整力に対する監視の通信方式について、新規参入者に過度な負担とならないように具体的な要件を早期に検討頂きたい。	御指摘の通信要件に関する要件については、セキュリティ上の課題にも留意しつつ、今後、広域機関等において検討を進めてまいります。
100	一次調整力・二次調整力(GF・LFC)の広域調達・運用の検討を二次調整力②、三次調整力①②と同じタイミングで検討頂きたい。	一次・二次調整力(GF・LFC)も含め広域調達・運用を行うかは、技術的な課題に留意しつつ、今後検討することとしております。
101	2020+X年に向けて、一次・二次調整力の広域調達・運用の検討を行うにあたっては、わが国が欧米に比べて系統容量が小さく、需給調整にはより多くの量を早く制御する必要があることや、調整力の偏在、系統定数への影響等、技術的な課題をクリアすることが必要。 <p>調整力を広域的に調達する場合には、連系統の容量確保が必要であり、卸電力取引への影響等も踏まえ、需給調整だけでなく、電気事業全体で合理的となるような調達範囲を検討していくことが必要。</p>	御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。
102	三次調整力②(低速枠)以外の調整力の全量を年間調達だけとせず、部分的に月間や週間といった調達期間で調達すべきである。	三次調整力②以外の調整力の詳細については、広域機関にて引き続き検討を行っています。
103	市場の監視にあたっての入札価格等に関する規律が、事業者の需給調整市場への応札インセンティブを削ぐことにならないような配慮は非常に重要と認識しており、価格決定方式を含め、慎重に検討する必要がある。 <p>落札単価情報の公表においても、参加事業者の競争上の不利益とならないよう配慮することで、調整力の応札量を確保することにも繋がると思われる。</p> <p>調整力の価格公表を速やかに行うことについて、現状の一般送配電事業者のシステム構成を踏まえ、公表方法やそのシステム化検討は入念に実施する必要がある。</p>	具体的な情報開示の詳細については、今後、関係機関において検討してまいります。
104	需給調整市場の創設により、過大なコスト負担の回避、実運用に必要な量の調整力確保が期待されるが、これらを実現するためにはDRを含めた多様な電源の市場参加が不可欠である。DRについては、その普及促進に向け、アグリゲーターが取引に参加しやすいような公平な競争環境の整備を進めて頂きたい。具体的には、需給調整市場の制度設計に加え、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」に示された類型に基づき、アグリゲーターと小売事業者が調整力(ネガワット)を取引する上での課題(需要家情報の取り扱い等)も整理し、今後の詳細制度設計に反映して頂きたい。	御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。
105	電力供給区域の系統電力の安定化のため、周波数制御、需給バランス調整を行ううえで必要な調整力について、現在は旧一般電気事業者の送配電部門が公募入札により調達しているところであるが、2020年度の法的分離以降、一般送配電事業者は自社電源を保有しなくなり、調整力公募および需給調整市場を通じて調整力を調達することになる。併せて、調整力の提供者が参画しやすい商品区分とすることや、新たに電力供給区域を越えて調整力を調達、運用する方向性が示されており、安定供給を確保しつつ、調整力をよりコスト効率的に調達、運用する仕組みを目指して制度が構築されるものと承知している。需給調整市場は、安定供給を実現するうえで欠かせない周波数調整等を担う調整力を確保するための市場であることから、調達・運用における安定性を担保すべく、調整力の地域偏在による影響など、需給運用の技術的な課題等にも留意して詳細設計の検討を進めるべきである。	御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。
106	ゲートクローズ後の実需給に必要な調整力を確保するためには、必要なkWが確保されていることが前提。 <p>2020～2023年度は、容量市場のkW価値取引が行われなかったことから、調整力公募および需給調整市場にて、kW価値も含めて対価を支払うとの整理がなされている。</p> <p>同期間における調整力公募および需給調整市場でのkW確保の設計にあたっては、将来の容量市場導入を見据え、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る必要がある。</p>	御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。
107	制度開始時にはΔkWのメリットオーダーに基づいて落札する調整力を決定することになる。ただし調整力の商品によっては、実運用における発動の期待値なども考慮して、kWh単価も考慮するほうが経済的になる可能性もあり、運用開始後、実需給の状況を踏まえ柔軟に見直すことも必要ではないか。	御意見は、今後の検討の参考にさせていただきます。
108	制度検討作業部会での整理のとおり、2020年の広域需給調整開始、2021年の需給調整市場開設を目指して、一般送配電事業者にて共通プラットフォームの構築を進めていく。システム開発にあたっては、適宜、広域機関や国に報告しながら進めていくので、ご審議いただきたい。	国の審議会及び広域機関にて、検討を行ってまいります。
5. その他		
109	今回の検討で取りまとめられた各市場等の制度設計に基づき、各市場が開設されることとなるが、電気の実需給断面に至るまでの各事業者の安定供給に向けた実務面にご留意いただくとともに、万一支障を及ぼす可能性が判明した場合には、柔軟な見直しができるよう、引き続き、ご配慮いただきたい。	各市場の詳細制度設計の検討にあたっては、資源エネルギー庁、監視等委員会、広域機関、JEPXなど、各市場に関する関係機関が連携の上、検討を進めていきます。各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関する論点が明らかになった場合などは、必要に応じ、本作業部会において検討を行うことといたします。
110	各市場相互に整合が取れ、全体として持続的な事業運営が可能となることが重要と考えるため、市場開設後も継続的に検証を行い、必要に応じ、柔軟な見直しが行えるよう、ご配慮いただきたい。	各市場の開設後も重要な追加論点が明らかになった場合や、複数の市場に関する論点が明らかになった場合など、必要に応じ、本作業部会において、検討を行うことといたします。
111	1ページの19行目「以下」は、「以下、」の誤記では？(39ページ等にも同様の箇所あり) <p>7ページの囲み内の最下行から上に1行目「平成29年度」は、「2017年度」としたほうが文脈での時系列の理解が容易になると思います。</p> <p>46ページの7行目「あたって」と、47ページの6行目「当たって」とは、文言の統一が必要。</p> <p>55ページの最下行から上に6行目「需給ひっ迫する」は、「需給がひっ迫する」の誤記では？</p> <p>72ページの23行目「ひっばく」は、「ひっ迫」の誤記では？</p> <p>87ページの5行目「需給ひっ迫する」は、「需給がひっ迫する」の誤記では？</p>	御指摘を踏まえ、修正を検討いたします。
112	今後の検討の進め方において「複数の市場に関する論点が明らかになった場合」には検討を行うとあるが、複数の市場が同時に立ち上がった場合の状況をシミュレーションし、市場間の運用に齟齬がないかを十分に確認するべきである。	今後の検討にあたり、参考とさせていただきます。

113	<p>非化石価値取引市場については、本中間とりまとめには含めていないが、今後議論が予定されている非FIT非化石価値の扱いに関して、旧一電発電部門が保有する原子力や大型水力等の当該価値については、旧一電小売部門と新電力で公平に調達できるような環境整備が必要と考える。また旧一電発電部門と旧小売部門による内部取引で、当該価値販売に伴う利益が小売部門へ移転し、新電力との公平な競争が阻害されないよう、十分な市場監視が必要と考える。</p> <p>また、とりわけ、原子力の非化石価値については、本来は発電コストに含めるべき賠償費用等を託送料金で広く回収すると整理された実態を踏まえ、非化石価値取引市場の取引対象とすることの妥当性や、仮に対象とした場合の証書の売却収益の扱いなどを含めて、引き続き本作業部会で十分慎重な議論が必要と考える。</p>	<p>御意見は、今回の中間とりまとめ以外に関するものですが、今後の検討の参考とさせていただきます。</p>
114	<p>監視の在り方の設定に当たっては、監視等委員会の検討内容について、本作業部会でも十分に議論をする機会を設けていただきたい。</p>	<p>監視の在り方については、電力・ガス取引監視等委員会等の関係者とも連携し、必要に応じて本作業部会でも審議してまいります。</p>
115	<p>民衆の契約の見直しについては、基本的な考え方に則りつつも、個々の契約によりその背景や運用実態等も異なることから、当事者間の意思が十分に尊重されることが重要と考える。</p>	<p>今後の検討にあたり、参考とさせていただきます。</p>