

制度検討作業部会が検討する各市場等の制度設計に係る意見募集の内容について

平成29年12月26日から平成30年1月26日までの32日間、制度検討作業部会の今後の進め方についての意見募集を行ったところ、合計66者から、合計約430件の御意見を頂戴した。対象施策毎に分類したところ、以下のとおり。

- ①ベースロード電源市場
意見数:129件(意見 No.1~129(1~41ページ))
- ②間接オークション・間接送電権
意見数:37件(意見 No.130~166(41~50ページ))
- ③容量市場
意見数:141件(意見 No.167~307(50~95ページ))
- ④需給調整市場
意見数:37件(意見 No.308~344(95~106ページ))
- ⑤非化石価値取引市場
意見数:63件(意見 No.345~407(106~129ページ))
- ⑥既存契約見直し指針、インバランス制度等の関連する制度
意見数:22件(意見 No.408~429(129~134ページ))

No	意見
	① ベースロード電源市場
1	<p>ベースロード電源市場は、電力自由化の方向性と合致せず、あるべき市場の形をゆがめるものであり設置すべきではない。</p> <p>現状では、新電力が安価なベースロード電源にアクセスできないために、そのアクセスを可能にするためにベースロード電源市場を創設するとされる。しかし、ベースロード電源とされる電源は、原発と石炭火力、大型水力発電の三つであり、大型水力を除き、そもそも市場投入されるべき電源ではないと考える。</p> <p>原発の短期限界費用は低いが、その中に含まれていない放射性廃棄物の処理処分費用、福島原発の事故で顕在化した事故対策費用など、この電気を使うことによる「その後の費用」(長期的追加費用)が莫大なものとなる。「いま」の安さのために、その後の世代、未来の人類に大きな負債を負わせる電源は選択すべきではない。</p> <p>石炭火力の短期限界費用は、原発について低いが、これは最も多くのCO₂を排出する発電方法である。COP21(パリ協定)における国際約束では、今世紀後半には人為的なCO₂排出はゼロするという事になっている。今世紀後半が2099年なのか2051年なのか議論はあろうが、現在計画中の石炭火力40数基、約2000万kWが2030年ごろに運転開始したとしても、2050年までの運転なら滑り</p>

	<p>込みで許されるという判断は、しっかりと排出量削減努力を検証するという国際枠組みが作られる中で、甘い判断と言わざるを得ない。</p> <p>一方で、最も短期限界費用が低い再生可能エネルギーを新市場の中で、どのように扱うのかはほとんど議論がされていない。</p> <p>ベースロード電源市場と、もう一つの容量市場の創設は、変動する電力需要に対して、原発と石炭、そして天然ガスでまかなってしまうという仕組みであり、再生可能エネルギーの普及を重視する、COP21 をはじめとする国際的な議論とは相反する道を指し示すものである。</p> <p>ベースロード電源市場は、本来あるべきメリットオーダー制度もゆがめるものである。欧米各国で導入されているメリットオーダーは、最も短期限界費用の低い再生可能エネルギーを最優先で市場に入れるという制度であり、それによって市場価格全体を引き下げる効果を持つが、ベースロード電源市場は、再生可能エネルギーを市場から締め出し、市場価格を高止まりさせる制度に他ならない。</p> <p>また、電力自由化という大きな流れは、電力消費者に対し、電気事業者だけでなく電源の選択も可能にするものでなければならない。ベースロード電源市場と容量市場は、市場の電気の大部分を原発と石炭と天然ガスにしてしまうもので、消費者から選択権を奪うものと言わざるを得ない。</p>
2	<p>27 ページにて、「不当に高い水準」とならないよう監視するとありますが、「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」を目的とし、新電力と旧一般電気事業者のベースロード電源に対する取引環境を等しくしていくためには、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」とすべきではないでしょうか。</p> <p>また、監視にあたっては、「ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格」という視点に加え、「旧一般電気事業者の小売部門の高負荷需要への販売価格」という視点からも、「同じ水準」になっているかを検証すべきであると考えます。</p> <p>例えば、新電力と旧一般電気事業者の取引量や取引条件の違いを理由として、価格差が不等ではないとされる可能性があります。当該取引量や取引条件は独占的に事業を行ってきた結果によるものであり、「不当に」の定義次第により、水準の妥当性が変わると考えられるため。</p> <p>本市場が「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に資するものかどうかというのは、最終的には小売価格から見てどうなのかという視点が重要であり、その視点での監視と検証が不可欠と考えます。</p>
3	<p>「旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフィッティングを図る～中略～不当に高い水準としないよう～」とあるが、明確に基準を設けて欲しい。</p> <p>旧一般電気事業者との仕入れコストの格差を無くすため。</p>
4	<p>「発電平均コストについては、具体的には～中略～同電源を維持・運転する費用を年間発電量で割り戻して算定」とあるが、長期間停止中の発電施設、特に原発維持費用などは除外すべき</p>

	稼働しない原発のコストを新電力が負担するのは不当である為。
5	「調達量の取り消し・下方修正は認めないことが基本となる」とあるが、何らかの理由で BG 内の一部が離脱した際の下方修正は認めて頂きたい。
6	「シングルプライスオークションで実施される」とされているが、複数の入札カーブの設定が可能な設計であるべき。 実際のビジネスオペレーション上、ベースロード電源の価格次第ではあるが、採算の見込めないビジネスが存在する可能性もある。そこで、現行のスポット市場入札同様に、複数の「段階を越えた指値と量」の入札が可能であるような制度設計である必要がある。なお、最小入札単位も明確にして頂きたい。
7	「控除の対象となる相対契約については～中略～控除可能量については、状況に応じて見直すことが求められる。」とあるが、現在の相対契約は全て控除されてしまうのか。
8	ベースロード電源のうち、石炭火力は、燃料投入量により容易に出力を調整でき、他の電源(原子力、地熱、水力(流れ込み式))とは特性が異なるため、他の制度との整合について特段の配慮を行う必要がある。 新鋭の石炭火力は、負荷変化率では LNG 火力に劣るものの、単機容量が大きいこともあり昼夜間や自然変動電源による需給バランスの変動対応に資する電源である。また、常に並列していることから LFC の供給源としても重要である。 ベースロード電源として指定されることにより、上記調整力としての役割が損なわれることの無いよう、他の制度との整合を図るべき。 また、再エネの優先給電により火力の稼働を極力抑制する施策とも齟齬を生じている。
9	ベースロード電源市場において供出を求められる事業者については、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、とすることが議論されてきた。 しかしながら、上記の基準に該当しない新電力の中においても、ベースロード電源の建設を検討していたり、ベースロード電源の相対調達を実施している事業者もいるため、こうした新電力がベースロード電源市場を通じた電源の販売を希望する場合には、任意の判断により当該市場への参加を認めても良いのではないかと。 通常、新電力電源はプロジェクトファイナンスを通じて資金調達を行っており、レンダーの要請によって出資参画者に対し出資比率によるオフテイク(電力引取り)が求められることが多い。出資参画者にとっては、自らに転嫁される電力の売れ残りリスクの扱いが事業性評価における重要な要素となるが、ベースロード電源市場への販売が認められればリスク低減策の1つとなり、新電力のベースロード電源の投資判断を容易にする効果が期待できる。さらに、市場競争を通じたベースロード電源市場の価格の適正化にも一定程度貢献できると思われるた

	め、是非、ご検討をお願いしたい。
10	<p>BL市場に供出する電源種は、価格優位性の高いものから順に一定のルールを設けるべき</p> <p>競争活性化の観点から、大手電力の電源供出についてベースロード電源の中でも安価な電源が公平に供出される制度化を望みます。電源種を限定しない場合、供出側に任せるルールでは、安価な電源を大手が保有し続けることとなり、新規参入組が不利な状況が継続されると思慮。</p> <p>大手電力が保有するベース電源の構成比に応じた供出等のルール化をいただきたい。</p>
11	<p>購入可能量と相対契約について</p> <p>BL市場創設時点で市場依存度の高い小売事業者だけがベースロード市場を利用する構造とならないか危惧。仮に、需要BG渡しの電源等で、すでに自社需要のベースが満たしている場合、ベースロード市場が安価であっても、利用できなければ無意味。例えば、購入可能量の範囲内で、小売事業者の持ち玉とベースロードの玉を交換できるルールを設けるなど、不公平のない制度設計を求める。</p>
12	<p>オークションは、年次を基本としつつ月次で行うべきではないか。</p> <p>実態が設計の主旨に反することのないよう、事後の調整を容易にするため。事前要件のみを原則とすることについては賛成だが、その場合、調達しすぎた/まだ調達できる量があれば、その分を調整できるようにしておくべきと考える。</p> <p>商品は入札月～年度末とすれば、先着順になることを防ぎ、小売電気事業者にとってはベース需要の増減に対応できるようになり、発電事業者にとっては想定外の変動について対応できるようになるのではないか。</p>
13	<p>購入可能量算定のための実績値の提出は送配電事業者から行い、小売事業者はその確認をするにとどめるべき。</p> <p>※計画値による算定を希望する場合のみ、申告プロセスを経ることができる。</p> <p>全体の業務負荷を最小化できるため。購入可能量の申告を各 BG の親が行うとした場合に発生する業務は、</p> <p>①(JEPX)一般に展開する書式を作成する、</p> <p>②(JEPX/小売)書式に関する説明資料を作成し、小売電気事業者に対する説明会を開催する、</p> <p>③(小売)適切な諸元に基づき申告書を作成する、</p> <p>④(JEPX)申告内容の精査を行う、</p> <p>等が考えられる。③では恣意的な申告が行われる可能性があることから④の業務負荷は重いことが想定され、かつ、年次作業であれば、その習熟も図りにくい。ここで、中立たる送配電事業者が一括で JEPX に対し開示を行い(必要に応じて委任状を取ることも検討)、小売電気事業者に対しては JEPX より通知を出すものとするれば、実績値の正確性が担保され、かつ当該業務負荷(特に確認工</p>

	<p>数)は大幅に軽減されると考える。</p> <p>小売電気事業者が計画値による算定を希望する場合のみ申告プロセスを踏むことで、計画値基準が例外的であることとの整合性もとることができる。</p>
14	<p>BL:6円、spot:10円だとしたときに、小売が JEPX に払うのは 6円のみとすべき。市場利用者の実態の伴わない資金負担が発生しないようにするため。左記の例によると、4円分は実態を伴わない CF であり、数か月であったとしても、預託金増等を考えれば、特に新規参入者にとっては無視できない負担となることが想定されるため。</p> <p>※BL:10円、spot:6円の場合は、小売が JEPX に払うのは 10円となる。</p>
15	<p>計画値による算定を行う場合、事後のペナルティを緩和すべきではないか。</p> <p>特に新規事業者にとって、不明瞭な事業リスクとなってしまうのを緩和するため。大きく予測をはずれた場合に限りペナルティを課す等、ある程度の幅を持たせるべきではないか。</p> <p>(実需要との差だけで判断するのではなく、前年度を基準とし 1.5 倍以内ならばペナルティを課さないなど)</p>
16	<p>常時 BU 分は供出義務量から控除すべきでないのではないか。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常時 BU の実態は BL 市場の趣旨と乖離しているため。基本的に市場より高い価格水準であり、ベースとしての活用よりも、しわとりとしての機能が強いのではないか。 ・常時 BU は相対契約(守秘義務)の範疇であるから、その値を明らかにして控除するのは、守秘義務の観点からも疑わしく、控除量の確認も困難なのではないか。
17	<p>既存事業者に計画値による購入可能量上限の算定を(一部)許可 するべきではないか。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・拡大傾向のある事業者にとっては、供給力のうち BL 市場による割合が下がることになり、競争力が損なわれてしまう虞がある。 前年度の伸び率等を参考にしつつ、計画値による算定を一部許容すべきではないか。
18	<p>ベースロード電源市場で取り扱われる電源(石炭火力、大型水力、原子力等)を種別ごとに区別し、新電力が選択して調達できるような仕組みを要望します。</p>
19	<p>大手電力の供出単価の「不当に高くない水準」について、第三者的な視点等で監視できるようにルール整備をしておくことが望ましいのではないか。</p> <p>卸供給料金は既存契約にあり、公開はできない内容ではあるが、不当に高くないことを何等かの方法で担保しておかないと新規参入による市場活性化が滞ることも考えられるのではないか。</p>
20	<p>これまで(需要家に受入れられる価格で)新電力が供給することが困難であった高負荷需要に対しての供給が実現し、高負荷需要家に選択肢を提供できるようにするためには、新電力が、ベースロード市場を通じて競争力のある価格で電源を調達することが可能な制度設計とする必要がある。</p>

	<p>これまで複数の委員・オブザーバーから「供出量」「供出単位(グループ単位ではなく法人単位での供出)」「未稼働電源の取扱い」等について意見があったが、これらの点は、新電力がベースロード市場を通じて、競争力のある電源を調達するための重要な論点であり、新電力が高負荷需要家に供給できるかどうかの観点で、検討と検証を進めるべき。</p> <p>現状の事業環境は、旧一般電気事業者が競争力のある電源を自社需要に優先的に活用し、競争力が劣化する余った電源をスポット市場に可変費マーギナルで供出する仕組みとなっている。新電力は歴史的経緯により競争力のある電源入手に限界があり、イコールフットイングの競争前提が整っているとは言えないため。</p> <p>今回導入が検討されているベースロード市場は、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」の実現に向けたものと考えられ、制度導入前に、選択肢拡大に資するのかを十分に検証すべきであるため。</p> <p>現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、電力システム改革の目的が達せられない可能性が高いため。</p>
21	<p>「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、…」とあるが、イコールフットイングの観点からは、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」となるべきである。</p> <p>よって、監視のあり方においても、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に照らし合わせれば、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の小売部門の(高負荷)需要への販売価格」に注目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべき。</p> <p>電力システム改革の目的に照らし合わせれば、ベースロード市場の創設により、新電力による高負荷需要家への供給が可能となり、高負荷需要家の選択肢の拡大につながる環境整備がなされることが必要であるため。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要であり、その方法として、事業者間のイコールフットイング達成の観点から、実際の小売価格指標を元にした市場監視が行われるべきであるため。</p> <p>この監視を通じて、市場活性化が図られない場合には、速やかに適切な是正措置が取られることを適正取引ガイドラインに具体的に記載し、電力システム改革の目的に合致したベースロード市場機能の担保とともに需要家の便益が担保されるべきと考えるため。</p>

22	<p>供出を求められる事業者の中に①②以外の発電事業者についても、選択肢として拋出の検討が出来るような制度設計にして欲しい。</p> <p>発電事業者の中にはコジェネ等の工夫により発電コストを下げている事業者もあると思われる。ベースロード市場の取引コストの低減は電力市場の一層の競争活性化につながると思われるため。</p>
23	<p>『同市場における取引の実効性を確保する観点から、ベースロード電源を保有する旧一般電気事業者等が発電した電気の一部を、適正な価格で市場供出することを、制度的に措置する』とあるが、ベースロード(BL)電源相応の価格水準による提供が不可欠である。</p> <p>BL市場の設営は、廃炉会計導入の見返りに需要家へ安価な電気を届ける大義の下に検討が始まった。ところが、議論が進むにつれ、原子力を含む未稼働電源の費用を加味する意見が提示されるようになった。BL市場を創設する限り、当初の原点に立ち返って、高負荷率の需要家に対して、新電力が電気を提供できる価格水準で取引されなければ、本制度導入の目的を失いかねない。</p>
24	<p>市場の範囲について、北海道エリア、東北・東京エリア、西エリアの3つの市場を想定しているが、九州エリアを西エリアから分離した方がよい。</p> <p>当該整理案では、過去の分断実績を根拠に3つの市場を選択しているが、足元や今後の市場価格の形成状況を考えると、九州エリア価格が西エリア価格と分断する可能性も十分に高くなることが考えられる。</p> <p>BL市場を考える際には、過去実績だけでなく、将来相応に起こりうることを検討し、九州エリアを加えた4つの市場を用意するのがよいのではないか。</p>
25	<p>市場開設期間については、年に複数回行うことを支持する。</p> <p>年1回の取引では、その時の相場観で取引された価格が、残る1年間の先渡市場や先物市場(予定)の価格形成に影響を与える。</p> <p>複数回行うことで、そういった影響を軽減させることができる。</p>
26	<p>監視のあり方について、監視等委員会のチェック機能の強化や権限の付与をもっと具体的に検討すべき。</p> <p>現状のスポット市場の監視においても、バランス停止火力等を背景とした売り玉不足に対する是正力が弱い。本市場導入の趣旨が『更なる小売競争の活性化を図ること』であるならば、適正取引ガイドラインの中に、より具体的な監視発動ルールを記載頂きたい。</p> <p>例えば、①各社のBL市場に供出する電源の発電平均コストを事前登録し、②それらが高負荷需要家である官公庁入札結果や民間実績と比較検討する、③事前登録コストと異なる売指値が行われた際には、必ずヒヤリングした上で妥当性を評価し、④それらの内容を公開する、といったルール化が望まれる。</p>
27	<p>取引要件について、BL市場から調達した電気が余剰になった場合のJEPX等での「転売」は認められているということを明確化していただきたい。</p> <p>既に取引要件の中で、不用意な裁定取引がなされないよう配慮されているが、</p>

	<p>それでも実需給のバランスが崩れた場合は想定される。このような場合は結局 JEPX 等に(BL 市場経由か否かを問わず)余剰の電気を小売事業者が販売することになるため、実質的には実需給の観点からの転売は制約されていないと認識している。また、転売制限以前に、BL 電源を実保有している旧一電の、BL 電源に対する行動について厳格な規制の枠組みを構築すべき。</p>
28	<p>発電平均コストの計算方法において、「未稼働電源の固定費」が含まれているが、これは定期検査等による停止分のみとする等、限定的にすべき。また、旧一電の JEPX への玉出し回避のための電源停止等を規制、監督するため、BL 市場対価支払いの基準を、厳格に明確化すべき。</p> <p>未稼働電源の中で、例えば原発の安全審査や裁判によって稼働していない電源は、通常定期検査等、長期間にわたり運転するために必須の停止分とは明らかに性格が異なる。こうした事由による停止期間の固定費まで含めるのは非合理。</p>
29	<p>本BL市場から調達している電力分については、容量市場を通じた小売事業者の費用負担から控除されることを明確化していただきたい。</p> <p>BL 市場は固定費も含めた費用にて取引されることを考慮すれば、電源を維持するための費用(kW 価値)を、本市場を通じて調達側も負担すると言えるため。</p>
30	<p>常時バックアップの契約分を、BL 市場への供出義務量から控除することは反対。</p> <p>常時 BU については、燃料費が調整される等、政策目的が一定程度一致していてもその特性が異なる。BL 市場か常時 BU か二者択一としてしまうと、仮に常時 BU に魅力を感じる事業者が多いた場合には BL 市場が使われない市場となってしまう。依然として、旧一電が圧倒的な電源シェアを有する状態が継続する以上、旧一電との競争条件を担保しつつ市場を拡大させる観点からは、BL 電源市場は、常時 BU に加え、追加的措置とすべき。常時 BU と BL 電源市場がトレードオフとの(旧一電の)主張は、発電所シェアの不均衡を鑑みれば、旧一電による新電力事業への不当な妨害である。</p> <p>そもそもこれは実質的な常時 BU の廃止であり、当初の検討会での議論(常時 BU の廃止については長期的に検討する、との整理)から逸脱しているのではないか。</p>
31	<p>相対契約の位置づけについて、購入枠から控除するのは反対。控除するとしても旧一般電気事業者との相対契約分に限定すべき。</p> <p>相対契約が出来るというのは、その新電力がそれだけの信用力や交渉力があるということであり、単純にBL電源購入枠から控除するということになれば、相対契約を通じてより良い条件にすべく努力している事業者の創意工夫インセンティブを削ぐことになりかねない。</p> <p>控除するとしても、BL電源が旧一電からの供出であることを踏まえれば、控除分は旧一電との契約分に留めるべき(または傾斜をつける等)。また、同様の理</p>

	<p>由から、仮に購入枠を控除しその買い手を新電力に限定する場合、新電力は旧一般電気事業者を除く全ての事業者を対象とするべき。</p>
32	<p>BL 市場に対しては小規模の新電力事業者が多数アクセスすることが予見されるが、受渡期間が長期になること及び調達量が一定程度の規模になることを踏まえ、市場参加者が与信リスクを負うことのないよう、クリアリング機能を有する機構の設立、または JEPX にそうした機能を具備する設計をお願いしたい。</p>
33	<p>ベースロード電源市場へ供出する価格水準について、「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう」と記載されているが、「不当に高い水準」ではなく、「同じ水準」とすべき。また、現状の常時 BU は全電源平均価格なので、それよりも低い水準となる事を監視すべき。</p> <p>みなし小売電気事業者向けと同じ水準でなければ、いくら新電力がアクセスしやすくしたとしても、みなし小売電気事業者と対等に(適正に)競争する事はできない。</p> <p>また、全電源平均の常時 BU の価格水準より、ベースロード電源平均価格は低い水準とならなければ理屈が合わない為、その点を監視して頂きたい。</p>
34	<p>ベースロード電源市場の取扱商品について、「燃調等のオプションを具備しない」と記載されているが、売入札側は燃調込みの価格を想定して入札する事になると考えられる。燃料価格を不当に高く見込む事が無いよう、監視すべき。また、燃調に考慮するのは、供出する電源の内、石炭火力の電源割合と石炭 CIF 価格のみを考慮すべき。</p> <p>旧一般電気事業者は、ベースロード電源の平均価格で供出するが、燃料の石炭価格を不当に高く想定して売り入札すれば、ベースロード市場価格を恣意的に高くすることが出来る。</p>
35	<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。この意見は確認だが、東日本大震災後再稼働していない原子力の固定費や廃炉する原子力の廃炉費用は、発電平均コスト算出に含まない事を確認させて頂きたい。</p> <p>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。東日本大震災後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。ゆえに、その固定費や廃炉費用を算出に入れるべきではない。</p>
36	<p>共同火力を始め、既存契約のある発電事業者に対し不利な設計とならない配慮が必要(廉価での強制供出、不足分の高価格購入強制など)。</p>
37	<p>市場に一定の厚みを持たせるのであれば、ブローカー的な存在も可能性を検討する必要あり(株式市場での証券会社等)。</p>
38	<p>旧一般電気事業者等から 3 分の 1 以上の出資を受ける事業者に対する制約については、旧一般電気事業者における域外企業の買収など、再編・統合などの足枷とならないような配慮が必要。</p>

39	調達量の修正につき、買い手事業者における不測の事態(資金繰りの逼迫等も含む)に対しどこまで強制するかは一考の余地有り(転売の許容などの検討も必要か)。
40	旧一般電気事業者およびその関連会社等がそれぞれ公平な競争環境となるよう、自エリアのみ買い入れ禁止とする案も引き続き検討すべき。 例えば東北電力が東京電力管内の BL 電源にアクセスできない一方、他の電力会社はそれができるような状況は、必ずしも電力会社間の公平な競争環境とは思われないため。
41	供出量や価格については、原子力の再稼働状況に十分配慮(2030年目標の BL 比率のみを勘案するだけでなく)すると共に、特に廃炉等も含むコスト算定の根拠を明確にすることが重要。
42	不可抗力による稼働停止など事業者帰責によらない事由により発電電力量が計画に比し低下した場合、約定した価格の前提が異なるばかりでなく、現物(電気)の受渡に支障が生じかねず、なんらかの取り決めを事前に定めておくべき。公正な価格形成を図るため。また計画の不稼働リスクを過度に供出者に負わせないため。
43	新電力のシェアに応じて供出量の変動することは、発電事業者へのファイナンスサイドとしてキャッシュフローの予見性低下につながることもあり得るため、一定の見通しを示すことが重要。
44	調整係数 d については、新電力シェアだけでなく、新電力のベースロード電源の整備も勘案するなど、旧一般電気事業者に過度な負担を強いることのないよう、イコールフットINGの観点から詳細な検討をされたい。 例えば、すでに新電力が自前で確保しているベースロード電源は、BL 供出義務量から控除することが妥当と思われるため。
45	旧一般電気事業者から3分の1以上の出資を受ける事業者も対象となることに関して、複数の旧一般電気事業者から合わせて3分の1以上の出資を受けている会社(例:原電)の取り扱いについてもあらかじめ対象・対象外を明確にしておくべき。 対象会社を明確化するため。
46	ベースロード電源市場における実際の約定量が十分な水準に至らなかった場合の対応策(ペナルティ含む)について事前に議論の上、情報開示をお願いしたい。 事業者の予見性向上に資するため。
47	旧一般電気事業者(グループ会社を含む)が域外に所有する BL 電源について、対象・対象外を明記すべき。 対象設備(会社)を明確化するため。
48	エリア別の供出量の算定にあたっては、エリア別 kW および同 BL 電源比率が用

	いられているが、kWh ベースの供給力も勘案すべき。 実際の供出量は kWh ベースであるため。
49	例えば JERA(STEP3 後)のような会社につき、BL 市場への強制供出を求める場合は既存の相対契約との比較で適正であることが必要。
50	どのような相対契約が控除対象となるか早急に明示すべき。また、既契約の見直しは、貸付人承諾を要するケースも想定されるため、旧一般電気事業者およびそのグループ会社のみでの判断で、見直しができない状況も考慮した制度設計とすべき。 事業の予見可能性を高めるため。
51	J-POWER 電源は旧一般電気事業者におけるベース電源でも有り、供出量算出においてはその点への配慮も必要。
52	供出量や購入枠の設定に関し、調整を実施するならば、適切な時期に十分な情報が開示されるような制度にして頂きたい。 事業者をはじめとする市場参加者の予見性を高めるため。
53	スポット市場との比較で不利とならない価格設定が必要。
54	これまで(需要家に受入れられる価格で)新電力が供給することが困難であった高負荷需要に対しての供給が実現し、高負荷需要家に選択肢を提供できるようにするためには、新電力が、ベースロード市場を通じて競争力のある価格で電源を調達することが可能な制度設計とする必要がある。 これまで複数の委員・オブザーバーから「供出量」「供出単位(グループ単位ではなく法人単位での供出)」「未稼働電源の取扱い」等について意見があったが、これらの点は、新電力がベースロード市場を通じて、競争力のある電源を調達するための重要な論点であり、新電力が高負荷需要家に供給できるかどうかの観点で、検討と検証を進めるべき。 現状の事業環境は、旧一般電気事業者が競争力のある電源を自社需要に優先的に活用し、競争力が劣後する余った電源をスポット市場に可変費マージナルで供出する仕組みとなっている。新電力は歴史的経緯により競争力のある電源入手に限界があり、イコールフットイングの競争前提が整っているとは言えないため。 今回導入が検討されているベースロード市場は、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」の実現に向けたものと考えられ、制度導入前に、選択肢拡大に資するのかを十分に検証すべきであるため。 現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、電力システム改革の目的が達せられない可能性が高いため。
55	「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比べて不当に高い水準とならないよう、…」とあるが、イコールフットイングの観点からは、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」となるべきである。

	<p>よって、監視のあり方においても、電力システム改革の目的の1つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に照らし合わせれば、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の小売部門の(高負荷)需要への販売価格」に注目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべき。</p> <p>電力システム改革の目的に照らし合わせれば、ベースロード市場の創設により、新電力による高負荷需要家への供給が可能となり、高負荷需要家の選択肢の拡大につながる環境整備がなされることが必要であるため。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要であり、その方法として、事業者間のイコールフットィング達成の観点から、実際の小売価格指標を元にした市場監視が行われるべきであるため。</p> <p>この監視を通じて、市場活性化が図られない場合には、速やかに適切な是正措置が取られることを適正取引ガイドラインに具体的に記載し、電力システム改革の目的に合致したベースロード市場機能の担保とともに需要家の便益が担保されるべきと考えるため。</p>
56	<p>開設時期について、現状案では 9、7、5 か月前の計 3 回の開催だが、特に規模の小さい新電力や参入して間もない新電力にとっては、9 か月先の販売量を想定し、入札量を定めることは簡単ではない。その結果、低廉且つ必要な量の電力を事業規模が大きい事業者に先行して確保され、7 か月前、5 か月前の入札において同等の条件での取引が成立しない可能性がある。従って、例えば、年間 3 回であれば、いずれの入札時期においても同程度の価格で、一定量の電力が確保されるような仕組みを検討していただきたい。</p> <p>規模の小さい新電力や参入して間もない新電力は、日々営業により需要を増やしていることや、規模の大きな事業者と違って一定程度のベース需要が積みあがっていないことから、9 か月先の需要を見越すことは難しいため。</p> <p>価格については供出上限価格が設定されているが、必ずしも低廉にならず、高止まりするおそれもあるため。</p>
57	<p>相対契約による取引量を旧一般電気事業者等のベースロード市場への拠出量及び新電力等の購入枠から控除する運用について、その控除要件に「控除の対象となる相対契約の要件(例)」として挙げられているが、旧一般電気事業者・新電力双方ともに、要件次第では今後の需給運用に支障をきたすことが想定されるため、その設定に際しては、各関係者からその実態を十分ヒアリングしつつ、検討していただきたい。</p> <p>控除要件次第では、既に締結済みの相対契約の見直しが必要な場合も考えら</p>

	れる。その結果、新電力にとって、安定的な電源調達の阻害要因となりかねないため。
58	<p>末尾、「将来的に競争がより一層進んだ場合、十分な量の調整力が確保できないおそれや、今後建設される電源が、調整力として必要な機能を具備しなくなるおそれ」は当然あると思います。必要なことは公的機関が時限的に調整力を(臨時公債などによって)設置・確保することでは。</p> <p>もともと電気、ガス、水は消費材ではなく、生活に必要な資源であり、競争の程度をコントロールし、「安定期」に至るまでは、第三者機関のフォローが必要と思います。</p> <p>(制度検討としては相反する2つの価値(競争と公益)を扱ってほしい)</p>
59	<p>老朽火力のスクラップ&置換えを、制度変更のタイミングとして活用すべきではないか。</p> <p>他国の規制では、置換えにあたり再生可能エネルギーの比率を盛り込むなどあり、日本においても老朽火力を新型原子力やPVに比率的に置き換えるしくみが必要では。</p> <p>2020年までの数年間の、関係事業者のビジネスモデルだけで制度設計を考えるのは、もったいない、国際公約をも見込むことが、制度設計として必要では</p>
60	<p>供出上限価格は、BL電源の稼働状況に係らず未稼働BL電源の固定費を含めたBL電源の平均コストをベースに策定すべき。</p> <p>BL市場は旧一般電気事業者にBL電源の供出を制度的に義務化するものであり、旧一般電気事業者の需要家が電源の稼働状況に因らず必要な固定費を負担していることから、供出上限価格には、財産権の侵害とならないよう、未稼働BL電源の固定費を含めるべき。</p>
61	<p>市場創設後に更なる市場分割を検討する際は、分断対象となるエリアの売り手・買い手のニーズを踏まえて、市場分割の必要性や市場分断時値差の適切な扱いについて総合的な検討をお願いしたい。</p> <p>3つに分割した市場範囲のエリア内で分断が頻発する場合は、市場範囲を必要に応じて見直すところがあるが、分割を繰り返すとBL電源アクセスのイコールフットの観点から広域メリットオーダーが確保できなくなる懸念があるため、エリア間値差リスクをヘッジする仕組みである間接送電権の利用状況や市場参加者のニーズを踏まえて、総合的な検討が必要と考える。</p>
62	<p>3回目の入札は、遅くとも11月までの開催とし、供出義務量についても、1、2回目の約定結果に因らず一定(例えば供出義務量の50%程度)の上限を設けるべき。</p> <p>売り手は、約定結果を踏まえ代替供給力を考慮した燃料の追加調達が必要となることから、燃料調達計画の見直し等、翌年の事業計画変更を考慮し、最終入札の開設時期、供出量については一定の配慮が必要。</p>
63	その取引量等をBL市場における供出量等から控除することを基本とあるが、新

	<p>電力間のイコールフットを踏まえると、購入可能量からも控除されることを明記すべき。</p> <p>常時バックアップとBL市場は政策目的が重複しており、BL市場からの調達へ移行を促す観点から、買い手の購入可能量からも控除されることを明記すべき。</p> <p>※中間論点整理案 P30「BL 市場と同等の効果を持つ相対取引(常時バックアップ)は、BL 市場の供出量や購入枠から控除することが比較的容易である(略)」、同 P23「BL 市場と同等の価値を有する相対契約については、その取引量を旧一般電気事業者等の BL 市場への供出量及び購入枠から控除することが考えられる」からも、買い手の購入枠から控除されるものと読み取れる。</p>
64	<p>旧一般電気事業者が切り出した電発電源等については、市場創設前早期切出し分を旧一般電気事業者の供出量から控除することに加え、市場創設後に電発義務量を超過して切出した場合についても、超過分について旧一般電気事業者の供出量から控除すべき。</p> <p>市場創設後であっても、電発義務量を超過して切出した部分については、卸取引市場の活性化への原資となり得ることから、市場創設後の追加切出し分についても、旧一般電気事業者の供出量から控除すべき。</p>
65	<p>ベース需要が継続的に増加傾向にある小売電気事業者において、ベース電源を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。</p> <p>ベース需要が継続的に増加傾向である小売電気事業者においても、ベース電源を安定的に確保できることが重要。</p>
66	<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>固定費の価格が適正でなければ、ベースロード電源市場の価格が高止まりするリスクがあるため。</p>
67	<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>ベースロード電源の発電コスト(＝BL 市場への供出価格)の適正性が判断できるため。</p>
68	<p>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。</p> <p>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\geq買い量」となるよう制度的な組み込みを要望。</p> <p>例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。

	<p>・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。</p> <p>シングルプライスオークション下で、必ず買いたい場合、割高な入札を行うことになり相場を押し上げやすい。一年のベースロード調達に際しては、価格を見ながら納得して買わせていただきたい。</p> <p>また、市場開設時期を限る必要はないと考える。常設として、買いすぎた場合は売り戻す、等自由に取引ができるようにしていただきたい。原案は転売による鞍抜きを警戒しすぎて、市場活性化に逆行している嫌いがある。高値で残っている売り玉には監視を行う等の措置とセットにすれば、売り価格抑制にも資すると考える。</p> <p>新電力にベース電源へのアクセスを確保するという制度の目的を鑑みると、「売札量<買札量」時でも、約定価格高騰を防止できる仕組みが必要と考える。新電力は成行き的な入札を行う蓋然性が高いことに留意していただきたい。当面は「売札量>買札量」を見込まれるとのご案内であるが、制度的な担保が望ましい。</p>
69	<p>常設・ザラ場(板寄せ)とする方が望ましい。</p> <p>シングルプライス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>原案では、メインオークションの7月では次年度の事業概況は全く見えず、積極的な調達を行いにくい。最直近でも年度開始5カ月前で締切との原案であるが、次年度の予算作成着手、官公庁入札時期のかなり手前となるため、需要見通しの精度が悪く、使い勝手がよろしくない。</p> <p>常設・ザラ場とし、必要な時に新電力がベースロード電源を調達できる環境を確保いただきたい。買い玉が現れる場合、マーケットメイカーとして旧一には売り玉を用意する建付けが望ましい。</p>
70	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>参加ペナルティについて今後検討が行われるとのことだが、可能な限り限定的な要件としていただきたい。特に原案の時期での締切を前提とするのであれば、当業者間の転売を容易にしないと取引量が増えにくいのではないかと危惧する。</p>
71	<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。</p> <p>上記価格が、旧一の特別高圧小売向け仕切り価格(最安値)を上回らないよう、最安価格の社内コスト(特高)を上限価格であることも予め明記の上、監視を行</p>

	<p>っていただきたい。</p> <p>長期休止並びに不稼働電源の固定費を織り込むのでは、新電力の競争力強化に趣旨に沿ったものとはいえない。</p> <p>ベースロード市場は新電力が高負荷需要顧客にも販売できる環境を整えるため、また原子力賠償費用、一部廃炉費用を託送料に課金する代償として導入されるものであることを踏まえると、新電力が旧一小売り部門と少なくとも同等の経済条件で調達できることが求められるものと思料。よって、ベースロード玉出し価格と自社小売部門との仕切り価格の検証を取引監視委員会により行われることをパッケージで求めたい。</p>
72	<p>「燃料費調整制度の機能を導入しないこと」について、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>ベースロードの石炭火力寄与分について、売り手が燃料費高騰を見込むことにより、売価引上が可能になりかねない。燃料費の想定と実績の差異分析を取引監視委員会が行う、顕著な差異がある場合はペナルティ、もしくは売り出し価格の修正実施等の監督側の体制整備とのパッケージが望ましい。</p>
73	<p>全体供出量の算定式に調整係数は設定するべきではない。</p> <p>新電力シェアが一定程度に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組に委ねる方向性が示されており、新電力シェアが一定程度に達する前の段階で調整は不要。</p> <p>調整係数を設定することで、調整係数の妥当性を検証する必要性が生じ、制度導入による競争環境促進を遅延させることにつながるため。</p>
74	<p>供出上限価格の算定根拠となる発電平均コストには、未稼働電源の固定費を含むべきではない。</p> <p>未稼働電源の固定費を含めることにより、供出価格が上昇し、更なる競争促進にはつながらず、制度導入目的を達成できないため。</p>
75	<p>旧一般電気事業者に対し、グループ内の小売電気事業者への卸供給料金と同等価格以下での供出を義務づけるべき。</p> <p>旧一般電気事業者グループ内の小売電気事業者への卸供給料金以上となることを容認した場合、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットィングが図れず、制度導入目的を達成できないため。</p>
76	<p>市場開設時期の 3 回目については、供出量を一定量絞る等の配慮をご検討いただきたい。</p> <p>市場開設の回数を年度内で複数回(3 回)とすることについて異論はございませんが、供出事業者は、3 回目の約定結果に応じて、自社の電源が足りなければ代替供給力を調達する必要性が生じます。</p> <p>一方で、自社電源を焚き増して代替供給を行う場合、11 月の約定前の段階で、全量が売れる前提で LNG を調達しておくことは、余剰となるリスクがあるため、約定結果を踏まえて、燃料調達を行う必要がありますが、LNG は一般的に長期</p>

	<p>契約をしており、11月頃になると、翌年度の数量調整の交渉時期が過ぎており、どの程度調達できるか分からないという懸念が生じます。また、卸電力取引市場から代替調達を行う場合についても、確実に調達できる量があるかという懸念がございます。</p> <p>したがって、3回目の最終回の供出量について、一定量絞る等の配慮をご検討いただくようお願いいたします。</p>
77	<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、ベースロード電源市場の買い手となれるようご検討いただきたい。</p> <p>旧一般電気事業者の子会社や関連会社の中には、本体とは異なる電源調達、販売方法によって事業展開を行い、独立採算で新電力と同様の活動をしている会社もあります。</p> <p>そのような中、「子会社等を旧一般電気事業者と同一とみなす基準」について、出資比率だけでは、自ら自立的な事業運営により、競争環境で切磋琢磨している子会社等を評価できないと考えます。仮に出資比率が1/3以上であっても、親会社の形態や、電源調達などの取引関係等といった実態も考慮した基準をご検討いただき、当該基準を満たす子会社等については、新電力同様、その需要に応じた範囲で、ベースロード電源市場の買い手となれるようご検討をお願いいたします。</p>
78	<p>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よう、慎重にご検討いただきたい。</p> <p>旧一般電気事業者の供出義務量については、新電力需要の電力量(kWh)を基準に検討することが適当と考えます。一方で、ベースロード電源比率について、長期エネルギー需給見通しの56%という数字が示されておりますが、足元の旧一般電気事業者のベースロード電源比率が43%であり、旧一般電気事業者の市場供出量は、新電力等の総需要(kWh)をも上回りかねない相当な量になると認識しております。</p> <p>旧一般電気事業者の市場供出量の設定にあたっては、旧一般電気事業者および新電力双方にとり、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よう、引き続き、慎重なご検討をお願いいたします。</p>
79	<p>常時バックアップ、部分供給については、ベース代替という制度趣旨に鑑み、ベースロード電源市場へ移行させるようご検討いただきたい。</p> <p>常時バックアップ、部分供給については、将来的には廃止される過渡的措置との位置付けのもと、ベース代替という制度的な趣旨を鑑み、ベースロード電源市場の競争環境の進展にあわせ、同市場へ移行させるようご検討をお願いいたします。</p>
80	<p>1. ベースロード電源市場への切り出し価格は、単にベースロード電源のコストのみを参照するのではなく、以下の点を重視してもらいたい。</p>

	<p>① みなし小売り事業者への販売価格、条件と同等とする</p> <p>② 域内ベースロード需要家への販売価格</p> <p>③ 域内入札案件を受注できる価格</p> <p>2. 上記につき、監視委員会を中心に継続的に監視し、合理的な理由がなく、みなし小売り事業者が本市場価格を下回った販売を行う場合には、独禁法の適用を含め適切な処置をしていただきたい。</p> <p>本制度の趣旨は、新規参入者がベースロード産業需要に対し参入できるだけでなく、過去の委員会で説明のあった、廃炉費用の託送負担の新規参入者の負担軽減にもつながるものであるべきであり、域内の価格やみなし小売り事業者の販売価格を十分注意すべきである。</p>
81	<p>① 前年の実績基準でベース需要を算定し、購入年の事後要件は課すべきではない。また転売の禁止についても、balancing groupを1~2しか持たない新電力にとって、総量でベース需要が入札額を上回っていれば形式上転売の中にベースロード電源が入っていても、認めるべきである。</p> <p>② 万一、事後要件となっても、ペナルティーは翌年の入札可能量から差し引く等、軽微なものとするべきである。</p> <p>① 新電力の多くは、balancing groupを1~2しか持っておらず、ベースロード電源市場分だけを切り出して、新たなbalancing groupを作ることは、コスト増、作業量の増で、せっかくの制度の効果を減殺しかねない。</p> <p>② 新電力の顧客は、今現在かなり増減しており、翌年の入札不落札や離脱等はなかなか見通せない。</p>
82	<p>ベースロード電源市場の設立目的を考えると、これまで新電力が十分な競争力を有さなかったベースロード需要の領域において、結果的に競争活性化が起きることが重要と思料。</p> <p>これまでの議論の中で、「供出量」「供出単位」「未稼働電源の取扱い」等について様々な議論がされてきたが、上述の目的が本当に達せられるのかという観点から、改めてその妥当性についてチェックを行い、必要に応じて修正をおこなうべき。</p> <p>電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」の実現に資するの否かという観点で考えると、現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、電力システム改革の目的が達せられない可能性が高いと考えられる。</p> <p>また、旧一般電気事業者は歴史的経緯から電源を大量に保有している。それらを競争力のある電源から優先して自社需要に活用し、余剰電源をスポット市場に可変費マージナルで供出することが（イコールフットイングではないのに）肯定されているながら、ベースロード電源市場については、イコールフットイングに固執して設計を行うのは適切ではないのではないか。</p>

83	<p>27 頁に「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を上限にすることが適当である旨、適取 GL に所要の記載を行う」とあるが、電力システム改革の目的の1つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に照らし合わせれば、新電力がベースロード市場から調達した電気を用いて、「旧一般電気事業者の小売部門のベースロード需要への販売価格」と実態として競争できる水準となることが適当ではないか。</p> <p>また、ベースロード市場創設後の監視の結果、約定価格がスポット価格の期待値に収斂している、ベースロード需要(高負荷需要)での競争が活性化しない、ベースロード需要の選択肢が十分に拡大されない等の場合には、速やかに是正措置を取ることを適取 GL に記載すべき。また、是正措置の結果でも改善が見られない場合については、更に踏み込んだ制度的措置が必要ではないか。</p> <p>電力システム改革の目的に照らし合わせれば、ベースロード市場の創設により、ベースロード需要家の選択肢の拡大につながる環境整備がなされることが必要。また、ベースロード市場の監視にあたっては、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価することが重要であり、実際の小売価格指標を元にした市場監視が行われることが適切と思料。</p> <p>加えて、競争活性化が図られない場合の措置について、適取 GL に具体的に記載することで、ベースロード市場機能および需要家の便益が担保されるものと思料。</p>
84	<p>上限価格の設定方法については、発電平均コストに合理的な範囲内で電源トラブル等のリスクを価格として反映できるよう制度的な手当てを検討頂きたい</p> <p>本制度において電力供給が行えない場合のペナルティ等の設計は今後なされるものと想定されるが、合理的な範囲内でトラブル等のリスク(復旧コストや代替電源による供給コスト)を想定した価格が設定されなければ、電源建設に要した資金の回収が適切に行われず、ベースロード電源の建設が滞るおそれがあるため</p>
85	<p>供出上限価格の設定については、資源価格の変動等を適切に反映した価格設定としていただきたい。当初は燃調等のオプションを具備しない受渡期間1年の商品を先行させるとのことだが、資源価格上昇時に燃調による料金補正ができない契約では、燃料費>料金という逆ザヤ現象が発生し、発電事業者が多大な経済リスクを負担することになってしまうため</p>
86	<p>供出義務量や相対契約による控除可能量等が大幅に変更となる場合は、事業者への情報提供を速やかに頂けるようお願いしたい</p> <p>また急激な変動の際は、激変緩和措置をお願いしたい</p> <p>供出量等について大幅な変更が生じる場合、発電事業者が保有するベースロード電源の電力販売(売先、相対・市場の比率等)に変更が生じ、発電事業者の収支・事業リスクに影響が生じるとともに、既販売先との調整・協議が必要となる</p>

	<p>こと、また、場合によっては新規電源開発に影響が生じる可能性もあることから早期の対応・準備が必要となるため</p>
87	<p>供出価格については、特に新規開発電源の場合、発電事業者の資金調達上の制約(融資期間中は一定の利益を確保することを、金融機関との間で約する等)が生じる点についても、制度設計上考慮いただきたい。</p> <p>安定供給確保や電気料金低減に資する新規電源建設を円滑に進めるためには、今後多様な資金調達手段が必要になると考えられ、その阻害要因とならないような制度設計が必要であるため。</p>
88	<p>ベースロード電源市場における供出価格等の事後監視の在り方について、具体的な手法は市場開設までに検討が深められるものと認識しているが、発電事業者に過度な説明責任や業務負担が課せられることのないよう、合理的なルールを検討いただきたい</p> <p>事後監視のルールが過度に厳しくかつ事業者に制約を課すものとなった場合、対応するためのコストが大幅に増加するとともに、中間論点整理資料にある「事業者の創意工夫」が限定/阻害されるおそれがあるため</p>
89	<p>常時バックアップおよび部分供給は、ベースロード市場が創設・運用がなされた時には、速やかに廃止していただきたい</p> <p>常時バックアップおよび部分供給は、ベースロード市場等と政策目的が重複しているため、併存する場合は、ベースロード市場が適切に機能/発展しないおそれがあり、また、発電事業者として二重に拠出が求められることになるため</p>
90	<p>旧一般電気事業者の供出上限価格の設定ルール、検証をしっかりと行って欲しい。ベースロード電源市場は旧一般電気事業者と新電力の競争上の地位の不均衡を正すことが目的であるので、その目的に沿った供出価格であることが最も重要ではないか。</p> <p>ベースロード電源市場においては、北海道、東京・東北、西の3市場において、形成が記載されているが、関係線の分断状況が比較的高く、部分供給の活用も全国で最も高い九州エリアにおいては必要性が高いと考えられるため、西と別の九州のベースロード電源市場を形成してほしい。</p> <p>入札者が電力量(kWh)での取引を行うとのことだが、手数料等の設定はどうなるのか。スポットのように定額制と従量制を選べるのかも含めて検討が必要ではないか。</p> <p>ベースロード電源市場の入札上限値の判断基準を明確化して欲しい。</p>

	<p>BG に事業者が加入、離脱するなどによって突発的に需要が変動することが想定できることと、実需に基づいた計画修正の幅を持たせるためにも、入札の頻度を増やしていただきたい。</p> <p>代表契約者の BG に入っている小売り事業者が BG 離脱した場合のペナルティ取り扱いをアカウント毎との記載はあるが詳細の説明を資料に記載して頂きたい。</p> <p>ベースロード市場に適正な量が供出されているかなどの運用について常にブラッシュアップして、情報共有されるような仕組みにして欲しい。</p> <p>常時 BU とベースロード市場が住み分けして利用できるように、価格帯やルールなどについて検討して欲しい。</p> <p>部分供給制度については、ベースロード市場が公正かつ安定的な運用がなされる状態になってから、適正な取り決めを行い、見直しを図っていただきたい。</p>
91	<p>多くの産業用の高負荷需要家にとって、供給者となり得る小売電気事業者が旧一般電気事業者に限定されており、電力自由化の恩恵を受けていない実態がある。従って、新電力がベースロード電源市場から競争力のある価格で電源を調達することにより、高負荷需要家においても複数の事業者から電力購入できる機会を享受することは、電力自由化本来の主旨に沿った競争環境と言える。一方、小売事業者間における競争の公平性の観点より、新電力も旧一般電気事業者と同じ価格水準にてベースロード電源を調達できる機会が必要と考えており、本市場設立の目的には小売事業者間のイコールフットイングの実現という側面もある。</p> <p>これまで複数の委員・オブザーバーから「供出量」「供出単位(グループ単位ではなく法人単位での供出)」「未稼働電源の取扱い」等について意見があったが、これらの点は、新電力がベースロード市場を通じて、競争力のある電源を調達するための重要な論点であり、第 1 項、第2項に記載した本制度設立の意義に照らし合わせて考えた上で、各取決め事項の検証を進めるべきである。</p> <p>現状の事業環境下では、多くの高負荷需要家にとって電力供給者となり得る事業者は旧一般電気事業者のみとなっている。電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」について、高負荷の需要家は恩恵を受けていない状況にある為、制度導入前にそのような需要家の選択肢拡大に資するのかを十分に検証すべきであると考えている。</p> <p>現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、前記の目的が達成されない可能性があるため。</p>
92	「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比

	<p>して不当に高い水準とならないよう、…」とあるが、イコールフットイングの観点からは、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」となるべきである。少なくとも、「水準」が具体的に理解できる表現に変更するべきである。</p> <p>監視のあり方においても、高負荷の需要家の選択肢拡大の観点より、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の小売部門の(高負荷)需要への販売価格」に注目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべきである。</p> <p>市場監視の結果を受けて是正措置を取ったにも関わらず、改善しない場合には、根本的な制度の見直しを含めた制度的措置が必要であり、その旨についても適正取引ガイドラインに記載すべきである。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要であり、その方法として、事業者間のイコールフットイング達成の観点から、実際の小売価格指標を元にした市場監視が行われるべきであるため。</p> <p>この監視を通じて、市場活性化が図られない場合には、速やかに適切な是正措置が取られるようなルール等の変更を適正取引ガイドラインに具体的に記載し、電力システム改革の目的に合致したベースロード市場機能の実装とともに需要家の便益が担保されるべきと考えるため。</p> <p>適切な是正措置を取ったにも関わらず、本来の目的が達成されない場合には、制度を根本から見直すなど制度的措置も視野に入れてでも小売事業者間における競争の公平性は実現させる必要があるため。</p>
93	<p>現行の3エリア案から、4エリア案(北海道エリア、東北・東京エリア、西日本エリア、九州エリア)に変更して頂きたい。</p> <p>現在の JEPX 市場を見る限り、九州と他の西日本エリアとの間の分断頻度が相応にある為、実務的見地より4エリア案の方が現実的であると判断した為</p>
94	<p>供出を求められる事業者として、「沖縄電力を除く旧一般電気事業者グループ及び電発となる。」と記載があるが、その特殊性にも留意しつつ、卸電力市場の活性化に対して一定の役割を果たすべく、沖縄エリアにおいても卸電力市場活性化に係る更なる取り組みをお願いしたい。</p> <p>電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいて、同様のことが求められていたが、未だ沖縄エリアでは実現されていないため。</p>
95	<p>多くの産業用の高負荷需要家にとって、供給者となり得る小売電気事業者が旧一般電気事業者に限定されており、電力自由化の恩恵を受けていない実態がある。従って、新電力がベースロード電源市場から競争力のある価格で電源を調達することにより、高負荷需要家においても複数の事業者から電力購入でき</p>

	<p>る機会を享受することは、電力自由化本来の主旨に沿った競争環境と言える。一方、小売事業者間における競争の公平性の観点より、新電力も旧一般電気事業者と同じ価格水準にてベースロード電源を調達できる機会が必要と考えており、本市場設立の目的には小売事業者間のイコールフットィングの実現という側面もある。</p> <p>これまで複数の委員・オブザーバーから「供出量」「供出単位(グループ単位ではなく法人単位での供出)」「未稼働電源の取扱い」等について意見があったが、これらの点は、新電力がベースロード市場を通じて、競争力のある電源を調達するための重要な論点であり、第1項、第2項に記載した本制度設立の意義に照らし合わせて考えた上で、各取決め事項の検証を進めるべきである。</p> <p>現状の事業環境下では、多くの高負荷需要家にとって電力供給者となり得る事業者は旧一般電気事業者のみとなっている。電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」について、高負荷の需要家は恩恵を受けていない状況にある為、制度導入前にそのような需要家の選択肢拡大に資するのかを十分に検証すべきであると考えている。</p> <p>現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、前記の目的が達成されない可能性があるため。</p>
96	<p>「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、…」とあるが、イコールフットィングの観点からは、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」となるべきである。少なくとも、「水準」が具体的に理解できる表現に変更するべきである。</p> <p>監視のあり方においても、高負荷の需要家の選択肢拡大の観点より、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の小売部門の(高負荷)需要への販売価格」に注目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべきである。</p> <p>市場監視の結果を受けて是正措置を取ったにも関わらず、改善しない場合には、根本的な制度の見直しを含めた制度的措置が必要であり、その旨についても適正取引ガイドラインに記載すべきである。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要であり、その方法として、事業者間のイコールフットィング達成の観点から、実際の小売価格指標を元にした市場監視が行われるべきであるため。</p> <p>この監視を通じて、市場活性化が図られない場合には、速やかに適切な是正措置が取られるようなルール等の変更を適正取引ガイドラインに具体的に記載し、電力システム改革の目的に合致したベースロード市場機能の実装とともに需要</p>

	<p>家の便益が担保されるべきと考えるため。</p> <p>適切な是正措置を取ったにも関わらず、本来の目的が達成されない場合には、制度を根本から見直すなど制度的措置も視野に入れてでも小売事業者間における競争の公平性は実現させる必要があるため。</p>
97	<p>現行の3エリア案から、4エリア案(北海道エリア、東北・東京エリア、西日本エリア、九州エリア)に変更して頂きたい。現在のJEPX市場を見る限り、九州と他の西日本エリアとの間の分断頻度が相応にある為、実務的見地より4エリア案の方が現実的であると判断した為。</p>
98	<p>供出を求められる事業者として、「沖縄電力を除く旧一般電気事業者グループ及び電発となる。」と記載があるが、その特殊性にも留意しつつ、卸電力市場の活性化に対して一定の役割を果たすべく、沖縄エリアにおいても卸電力市場活性化に係る更なる取り組みをお願いしたい。</p> <p>具体的には沖縄電力の既存契約の見直しや、ベースロード代替として新電力がアクセスし得る卸電力の提供をお願いしたい。</p> <p>電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおいて、同様のことが求められていたが、未だ沖縄エリアでは実現されていないため。</p>
99	<p>当社の電源構成は、地元の方々のご理解とご協力を得て、地理的特性や経済性を踏まえながら、電力の安定供給実現のため、最適化に努めてきた結果である。本市場の制度設計にあたっては、上記の観点も踏まえ、旧一般電気事業者・新電力問わず発電事業者の電源維持・更新インセンティブが確保されることが必要であり、十分留意しながら検討を進めるべきと考える。</p> <p>具体的には、以下のとおり。</p> <p>[供出量]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本市場への供出量次第で、発電事業者の新規電源建設や維持・更新インセンティブへ悪影響が出るおそれがあることから、市場供出量は過大な水準とならないようにすべきである。 ・供出者である旧一般電気事業者の予見性確保の観点から、エリア毎・各社毎に供出量の上限を設定すべきであり、具体的には、第2次中間論点整理 [P20]に示されているとおり、新電力シェアが30%に達した段階での供出量を上限とし、それ以降の市場取引量の拡大は自主的取組みに委ねるべきである。 <p>[価格]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・制度的措置によって旧一般電気事業者の電源の供出を求められることになるため、財産権が侵害されることがないように、また、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る観点からも、供出上限価格

	<p>には、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全体にかかる平均的なコストと、燃料価格変動などを考慮した適切なリスクを反映可能とすべきである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・市場監視コストを抑制する観点から、約定により競争活性化に寄与している事業者の事後監視は不要とするなど、市場運営の効率化を図るべきである。 <p>[常時バックアップおよび部分供給の扱い]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常時バックアップおよび部分供給については、ベースロード電源市場と政策目的が重複することから、今後は本市場からの調達への移行を促していく必要がある。そのためには、常時バックアップについて、ベースロード電源市場と二重に供出を求められることの無いよう、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、ベースロード電源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である。 ・常時バックアップおよび部分供給が本市場での調達に移行するまでの間においても、例えばスポット市場の約定結果を確認した上で常時バックアップの調達量を変更できる点などは、競争環境を歪める運用であると考えられるため、早急に見直しを行うべきである。
100	<p>ベース需要の考え方について、 需要地に設置された太陽光発電設備の需要量に及ぼす影響を控除して算定できる仕組みが必要です。例えば、以下2点の案などが考えられると思います。</p> <p>①発電していない19時～翌6時までの需要量によりベース需要を算定するとともに、太陽光の変動分に関しては転売制限からの除外を許容する</p> <p>③ 小売事業者単位でベース需要量算定するのではなく、代表契約のBG単位でベース需要を算定し、当該BG内の各事業者への配分は、当該事業者間で決定するとともに、BG内での事業者間の融通(転売)を許容する</p> <p>理由 需要家に太陽光発電設備付きの住宅が多い場合、晴れた日には日中の需要が低下し、場合によっては需要0となることもあります。その場合、ベース需要はほぼなくなりベース電源にアクセスできないこととなりますが、一方で夜間、悪天候時には一定のベース需要が存在します。</p> <p>このような中、太陽光発電設備の需要量に及ぼす影響が勘案されないと、高価格での電気の調達となり、ZEH・省エネ化の促進に伴い今後も増えていく太陽光発電付き住宅への電力販売は、新規参入事業者にとって極めて困難となります。</p>
101	監視のあり方について、

	<p>事業者間のイコールフィッシングを図る観点から、BL電源市場価格水準について監視等委員会において監視して頂く事に賛同いたします。同様に容量市場等他の市場についても監視をお願い致します。</p> <p>理由 事業者間のイコールフィッシングが成された暁には、新電力においても、旧一般電気事業者が夜間の電気代単価を安価に設定した「オール電化料金プラン」等と同等価格での販売が可能となるはずですが、しかしながら、現時点において新電力ではコストが見合わずこれを実現できるレベルに無いと認識しています。容量市場、非化石市場とも関係しますが、イコールフィッシングが確実に達成できるよう、監視や必要に応じた制度の更なる改変等、継続的な検討が必要です。</p>
102	<p>原子力など各電源の開発・運営は、長期に亘る時間と地元を始め多くの皆さまのご理解・ご協力を必要とするものであり、旧一般電気事業者等にのみ、原子力を含むベース電源の供出を義務付ける今回の方針は大変厳しいものと受け止めている。</p> <p>電源開発は多大な時間と労力を要するものであり、安定供給の観点から、将来的に事業者の電源投資インセンティブを阻害しないよう、今後の詳細検討に際しては、特に以下の点にご留意いただきたい。</p> <p><ご留意いただきたい事項></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 市場供出量について、新電力の必要量や小売競争の進展状況等を踏まえ、過大な水準とならないこと ・ 供出価格について、燃料価格変動リスクなどの適切なリスク、および稼動状況に関わらずベースロード電源の維持に必要な固定費を含むコストなどを織込むことができること ・ 一定の競争環境が整った場合(例:新電力シェア 30%)には、義務的な供出を終了すること ・ 常時バックアップ・部分供給について、政策目的が重複するため、ベースロード電源市場との二重供出を回避するとともに、現在の運用方法の見直しや将来的な廃止に向けた検討がなされること ・ 買い手としての旧一般電気事業者の取引要件について、「自エリアが含まれる市場範囲での買入札を禁止」と整理されているが、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ならないことなどを踏まえ、「自エリアでの買入札のみ禁止」とされるのが望ましいこと
103	エリア別・事業者別の供出量の考え方

	<p>① 拠出する事業者は、2010年以前に運転開始したベースロード電源を所有する事業者限定してほしい</p> <p>② FIT対象電源はベースロード電源市場供出の対象外としてほしい</p> <p>当社は、旧一般電気事業者グループ(九州電力の100%子会社)で地熱・水力を含む再エネ発電所を開発し、電力小売も行う会社です。</p> <p>中間論点整理(第2次)では当社が親会社から譲り受けることなく開発した地熱・水力発電所もベースロード電源に供出が求められてしまいます。</p> <p>①について</p> <p>当社が近年開発した、またこれから開発する地熱発電所等は、新電力と同条件下で開発したものであり、新電力の地熱発電所等と比べて当社が不利な扱い(当社だけ供出が必要)を受けないようにしていただきたい。</p> <p>現行内容では、当社地熱発電所を自社小売用の電源として活用できなくなります。また、今後旧一般電気事業者グループと共同出資しベースロード電源を開発しようとするパートナーが減り、当社の事業機会が損なわれます。</p> <p>そのため、新電力が開発環境を整えることのできなかつた時代(例えばFIT法以前である2010年まで)に運転開始したベースロード電源を所有する事業者限定いただきたい。</p> <p>②について</p> <p>当社は地熱発電所でFIT売電しており、ベースロード電源供出と重複する。制度重複により売電先や売電価格などが不明確化・複雑化する。</p> <p>FIT法対象電源は引き続き全量固定価格で売電できるよう、ベースロード電源市場供出の対象外とすべきでないか。</p>
104	<p>市場開設は7月上旬、9月上旬、11月上旬の年3回とされているが、売り手の発電側は燃料調達計画の見直しが必要となることから、3回目の入札はもう少し早く(1か月程度)して頂きたい。</p> <p>旧一般電気事業者(発電)のような大規模の発電事業者に比べ規模の小さい、1,2基しかない発電事業者にとっては燃料計画の見直しはインパクトが大きく調整に時間を要するため、1か月程度は早くしていただくことが必要であるから。そうでなければ、3回目の入札は見送りせざるを得ない。</p>
105	<p>買い手の取引要件(転売)</p> <p>購入可能量を実需に見合った量とすることには賛成であるが、需要獲得等による需要拡大を考慮し、転売はある程度認めるべき。ただし供出義務量は現在の案のままでよい。</p> <p>具体的には、下記のような方式を検討いただきたい。</p> <p>A)実需要+●%程度までの購入に対しては許容し、実需要を超える部分の転売は許可、●%超の部分は転売不可(発電契約者とは金銭で解決など)とする。</p>

	<p>B)実需要の●%を超えて転売する部分は転売による利益を返納させる(市場運営費に充てる)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・小売側の需要の不確実性(新規需要獲得等による上振れ)への対応が出来ないから。 例:新電力販売規模で 20 位程度(販売量 1 億 kWh 強)でも経産省本省ビル 4.8MW クラスの需要を獲得すると、BL 分で+5%超になると考えられる。 ・転売を一定程度可能にすることにより燃料手当て等の発電側の無駄を省くことが出来ると考えられるから。 ・供出義務量については現状案のままとする理由は、転売目的を防止するため。また、これまでの議論で供出側の難しさを理解するため。
106	<p>旧一般事業者等の位置付け</p> <p>A) この箇所に限らず全般にわたる意見ですが、旧一般事業者等の位置付けを論じる場合、発電事業者のことが、小売事業者のことが、明確にして頂きたい。</p> <p>例:旧一般事業者等(小売)、旧一般事業者等(発電)</p> <p>B) 旧一般電気事業者間(発電及び小売)の競争を促す点から、BL 市場参加の一定の制限がなされる「関連会社」の範囲を、旧一般電気事業者等から「3分の1以上」の出資を受ける事業者とする案が示されているところ、3分の1以上ではなく、「過半数」とすべき</p> <p>A)ここでは小売事業者を指していると考えられるが、「旧一般事業者及びその関連会社等の BL 市場への参加に一定の制限を課すことも必要」という部分では、発電側のことも指すのでは？という誤解を招くから。仮に発電側についても同様な参加制限を課す意向であれば、多くの大型ベースロード電源プロジェクトからの発電電力の BL 市場等へ供出が出来ないことになる。(新電力から BL 電源へのアクセスが狭くなる)</p> <p>B)会社としては、実質的に過半数以上なければ、実態的な決定権はないから。また、過度な参加制限をすると旧電気事業者間の競争が促進されないから</p>
107	<p>供出量</p> <p>エリア別・事業者別の供出量の考え方において、供出を求められる事業者は②で①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、が示されているが、エリア外にて発電事業を行う場合は除かれると考えてよいか。</p> <p>新電力から BL 電源へのアクセスを促進させるのであれば、旧一般電気事業者から 1/3 以上出資を受ける発電事業者のエリア外の BL 電源から新電力等へ供給する相対契約の半分をエリア内の「BL 市場と同等の価値を有する相対契約」(p23. 3 行目)として扱い、エリア内の供出量から控除するという、BL 電源供出インセンティブルールを設定することが有効ではないか。(全体として新電力の BL</p>

	<p>電源購入が進む)</p> <p>「エリアの卸供給における支配的な事業者に対して非対称的な措置として BL 市場への供出を求める(18-19 行目)」ものであることから、エリア外の発電事業者は旧一般電気事業者からの出資が 1/3 以上あっても対象外と考えるから。</p> <p>旧一般電気事業者の出資する BL 電源プロジェクトからの供出を促進することが出来、全体として新電力の BL 電源量が増えるから。また、新電力は他エリアの電源を活用して当該エリアでの需要家獲得を行うことは可能。(連系線の制約有)</p>
108	<p>相対契約の位置付け</p> <p>旧一般電気事業者等の BL 市場への供出量及び新電力等の購入枠から控除することになる、「BL 市場と同等の価値を有する相対契約」について、2)参考表 1-10 に「控除対象となる相対契約の要件」が例示してあるが、</p> <p>A)一定の負荷率(95%以上)は運転中の負荷率で定修等は除くものとしていただきたい。</p> <p>B)新電力間の公平性にも配慮した形での取引とあるが、入札等によらず個別交渉で新電力と契約する負荷率 95%以上かつ 1 年以上の相対契約であれば控除してもよいのではないかと。こうした案も議論して頂きたい。</p> <p>なお、「BL 市場と同等の効果をもつ相対取引」は、p30(5 行目)では常時バックアップの旨記載があり p23 の趣旨とは違う記載で混乱を生じるので説明をお願いする</p> <p>A)運転中の負荷率は BL 電源なので 95%以上という点は理解できるが、定修や短期の補修は除外しなければ、実態として発電ユニットの運用が出来ないから。</p> <p>B)BL 市場と同等の価値を有する相対取引とは何かという問題であるが、市場の初期段階では新電力のシェアが重要視される(p18-20)ため、新電力と結ぶ 95%かつ 1 年以上の相対契約はそのまま控除されるとする方が新電力シェア拡大に寄与するから。</p> <p>また、実態面からも相対取引では kW(容量市場)と kWh(BL 市場)を併せた契約が一般的であるため、新電力との BL 電源相対契約を促進させる方策を併せて考える方がよいと考えられる。</p> <p>そもそも「BL 市場における商品は新電力の長期需要を賄うものである」(p10.5 行目)ので、新電力との相対契約を BL 市場と同等の価値を有する相対契約とみなすことが自然であるから。</p>
109	<p>本市場の設計にあたっては、新電力・旧一般電気事業者双方にとって電源の維持・投資のディスインセンティブとならないようにすることが重要。この観点から、</p>

	<p>制度的に求められる市場供出量の算定については、事務局案のとおり、調整係数 d を設定し、新電力のシェア拡大に応じて単純比例的に供出量が増加しないようにするべき。</p> <p>また、非対称的な措置については、新電力のシェア拡大やベースロード電源の確保量の拡大など、今後、一定の競争環境の整備が進んだ段階で、措置の廃止も含めた制度の見直しが必要。</p> <p>制度的に求められる供出上限価格は、「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に照らし、事務局案のとおり、事業者が保有するベースロード電源全体での発電平均コストに基づき設定することが適当と考える。</p>
110	<p>BL市場に供出できる電源がベースロード電源に限らないことから、市場の名称もBL電源とは別の名称にしたほうがよいのではないか。</p> <p>既存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は非常に重要であるが、創設されるBL市場の機能については、中長期的には上記に限らないと思われる</p>
111	<p>北海道エリアについて、北本連系設備及び関連する系統設備の抜本的な増強など、東日本エリアとの統合を図る政策的措置も検討すべきではないか。</p> <p>北海道エリアのみが市場として独立することで市場規模が限定され、小売事業者間の競争促進効果も他エリアに比べて限定的となることが懸念される。全国的に高い水準にある北海道エリアプライスが中長期的に高止まりしかねず、地域間格差拡大の一因ともなりかねない。</p>
112	<p>旧一般電気事業者等であっても、電力間競争促進の観点から、自エリア以外で獲得したベース需要相当分まではベースロード電源市場からの購入を可能としていただきたい。</p> <p>自エリア以外については、旧一般電気事業者等も新電力と同様、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</p>
113	<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の「ベースロード電源市場創設」は、大変厳しいものと受け止めている。</p> <p>ベースロード電源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、引き続き以下の点に留意し</p>

て詳細設計の検討を進めるべきである。

[供出量]

- ・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。
- ・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。
- ・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を考慮するための調整係数 d を設定し、当初は 1 として 0.67 程度に段階的に引き下げることが示されているが、新電力シェアに応じて段階的に引き下げるとした変動イメージ(中間論点整理[第2次]P20 の参考表1-6)の通り設定すべきと考える。
- ・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も 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(中間論点整理[第2次]P19 の参考表1-5の通り)により設定すべきと考える。
- ・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。

[価格]

- ・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ィングを図る」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。
- ・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。
- ・供出価格については事後的に監視を行うこととし、監視の具体的な手法については、各事業年度の決算データ等からベースロード電源の発電平均コス

トの実績値を確認し、入札価格との乖離が合理的な範囲であることを確認することが適当と考える。

- ・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。

[制度的措置]

- ・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。

[買い手の取引要件]

- ・ベースロード電源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等については、制度趣旨に照らし不適切な転売が行われていないか、事後的に監視すべきである。
- ・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電源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。

[常時バックアップおよび部分供給の扱い]

- ・ベースロード電源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、ベースロード電源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、ベースロード電源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、ベースロード電源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ど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

	<p>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。</p> <p>[市場開設期間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・売り手としての旧一般電気事業者の代替供給力の調達の観点や翌年度の販売交渉の観点から、年度の最終回の入札については遅くとも 11 月までに開催し、最終回の入札量についても、例えば、供出義務量の 50%など一定量に絞るべきと考える。
114	<p>本来市場導入検討に至った背景を鑑み、新電力が価格競争力のある電源調達を実現できる市場であることが前提。具体的にはこれまで新電力がシェアを伸ばせていなかった、高負荷需要家への供給を実現すること(旧一電とのイコールフットリング)。</p> <p>又、供出量、供出単位、未稼働電源の取り扱い、といった論点は、BL 市場が本来の目的を果たし新電力が高負荷需要家へ供給できるようになるか否かを左右する極めて重要な論点。「供給できるようにするためにはどう在るべきか」という観点で検証を進めていただきたい。</p> <p>現状では、旧一電は価格競争力のある電源を自社需要に優先的に利用。競争力の劣る電源をマージナルコスト見合いで市場供出している。それに対し新電力は価格競争力のある電源へのアクセス機会が極めて限定的であり、正当な競争環境とは到底言えない状況であるため。</p> <p>又、結果的に、高負荷需要家にとっては選択機会が減少することになり、電力システム改革の目的を十分に果たせていないことになるため。</p>
115	<p>売り手の「供出価格」が重要なファクターであり、出し値を恣意的にコントロールできるような市場であってはならない。客観的な価格指標が必要ではないか。</p> <p>又、「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう…」と記載があるが、同等であるべき。つまり、「BL市場への供出価格」と「旧一電小売による小売価格(対高負荷需要家)」が同等であるか否かを監視してもらいたい。</p> <p>併せて、BL市場創設後において高負荷需要における競争環境が改善しないような場合は是正措置を採ることを、適正取引ガイドラインに記載すべき。</p> <p>BL市場が設計どおり適切に機能しているかどうかを監視・評価・検証するためには、需要家側の選択機会拡大に繋がっているかという観点で、実際の小売価格指標を基に監視・評価・検証される必要があるため。</p>
116	<p>(1)ベースロード電源市場</p> <p>今回の中間論点整理(第2次)にて示された方向性では、旧一般電気事業者に対する調達制限案が3案示されているが、何れも自エリアにおいては調達制限が設けられるものとなっている。実際に導入された場合、旧一般電気事業者においては自エリア内での安価な電源の構成比が低下し電気料金は値上がりす</p>

	<p>る懸念があることから、供出量設定に際しては、エリア内の市場動向等踏まえ慎重な検討が必要と考える。また、本制度についてはイコールフットイングと競争活性化が目的の政策的市場であることから、目的達成の目途が付いた段階で通常の市場環境に移行することが望ましい。</p> <p>なお、エリア間値差等を利用した裁定取引目的の調達に厳に取り締まるべきと考える。この点について、調達量上限を設ける中間論点整理の考え方に賛同する。取引要件の一つとして挙げている事後要件では実需以上に調達した場合のペナルティの必要性について触れているが、金銭的ペナルティでは無く参加ペナルティの適用が望ましい。金銭精算のような「正当化」手段を認めず、市場へのアクセス機会自体を制限する方が裁定取引目的の事業者に対する抑止力は高いと考えられる。</p>
117	<p>1. 制度的措置について 供出上限価格は発電事業者がベースロード電源市場への供出に伴い生じるリスク負担に見合ったものとなるよう、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>2. 相対契約の位置付け 一定の負荷率に満たない場合は、未達量(kWh)を相当量から減算するとなっているが、その具体的な方法については、事業者の意見を踏まえつつ、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>また、控除可能量の数値について、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>理由</p> <p>44 制度的措置について 供出上限価格は保有するベースロード電源の①受渡期間における運転計画や、②石炭等の燃料調達費用、③設備維持費等を踏まえとあるものの、ベースロード電源市場におけるリスク負担(例えば、燃料価格変動リスクや電源脱落リスク等)等の詳細が不明である。供出上限価格は、これらリスク負担に見合ったものとすべきではないかと考える。</p> <p>45 相対契約の位置付け 一定の負荷率に満たない場合に、未達量(kWh)を相当量から減算する具体的な方法については、実務との整合性の観点から、事業者の実態を踏まえた制度設計とすべきではないかと考える。</p> <p>取引所取引で捕捉できない多様な事業者のニーズ等を捕捉する観点から、控除可能量は一定量に限らず、状況に応じて見直すことが合理的と考える。</p>
118	<p>市場範囲の設定として、①北海道エリア②東北・東京エリア③西エリアの3つの市場以外に、例えば九州エリアなどの設定は考えなくてよいか検討するべきと考えます。</p> <p>(1) 3つに設定する理由が必ずしも明らかではありません。</p> <p>(2) 例えば、九州エリアは全国的に見ても新電力による部分供給の比率が高</p>

	<p>いエリアです(中間論点整理(第2次)(平成29年12月)p.31(参考図1-20)部分供給の実施状況を参照)。</p> <p>(3) このような地域では、小売市場での適正な競争環境の確保の観点から、新電力によるベースロード電源へのアクセスを容易とし、旧一般電気事業者とのアクセス環境のイコールフットィングを確保する必要性が高いと考えられます。</p>
119	<p>競争環境の整備のためにはベースロード電源で調達する価格水準のあり方等が重要であり、それに影響を与える論点の検討と検証が制度導入前に十分なされたうえで制度導入を図るべきです。その観点から、審議過程において複数者から指摘のあった『供出量』『供出単位(グループ会社ごと)』『未稼働電源の取扱い』等について議論を深め、電力システム改革の本来の目的達成のために制度の最終型が合理的なものになっているのかあらためて検討検証を行い、適正な制度を構築するべきと考えます。</p> <p>(1) 貫徹小委での中間とりまとめでは、ベースロード電源市場は、新規参入者もベースロード電源へのアクセスを容易とするための新たな市場として導入されることとなっています。また、旧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ィングを図ることも指摘されています。</p> <p>(2) ベースロード市場の制度設計が、上記のような趣旨目的を達成できるものに本当になるのかを十分検証検討したうえで初めて制度を導入することは議論の大前提と考えます。</p> <p>(3) 今まで新電力が供給することが困難であった高負荷需要に対しての供給が実現し、高負荷の需要家に選択肢を提供できるようにするためには、新電力が、ベースロード市場を通じて本当に競争力のある価格で電源調達をすることが可能な制度設計になっているか十分に検証検討する必要があります。</p> <p>(4) その意味からは、まだ十分に制度設計の詳細の議論が尽くされてはいないと考えます。</p>
120	<p>供出価格のレベルは、『不当に高い水準とならないよう』ではなく、『同じ水準となるよう』にすべきです。</p> <p>また、事後的な市場監視では、実際の小売価格を指標とすべきであるとともに、不適正な場合事業者に速やかに是正措置を取らせる枠組みを適正取引ガイドライン等で担保すべきです。</p> <p>(1) 貫徹小委での中間とりまとめでは、ベースロード電源市場は、新規参入者もベースロード電源へのアクセスを容易とするための新たな市場として導入されることとなっています。また、旧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ィングを図ることも指摘されています。それを踏まえ</p>

	<p>ると、以下のことが言えます。</p> <p>(2) 今まで新電力が供給することが困難であった高負荷需要 に対しての供給が実現し、高負荷の需要家に選択肢を提供できるようにするためには、新電力が、ベースロード市場を通じて本当に競争力のある価格で電源調達をすることが可能な制度設計になっているかを十分検証することが必要です。また、ベースロード電源市場創設後、結果として、高負荷需要での競争が活性化しているか、高負荷需要家の選択肢の拡大が十分にされているかを検証することも必要不可欠です。</p> <p>(3) ベースロード市場の制度設計が、上記のような趣旨目的 を達成できるものに本当になるのかという点では、『不当に高い水準とにならないように』では、イコールフットイングの観点から不十分と考えます。</p> <p>(4) また、検証としては、高負荷需要家への小売市場との関連での検証が必要である。</p>
121	<p>BL市場の目的からすれば、新電力シェアが一定程度に達した段階で、以後の追加的な供出は自主的取組みに委ねることが適当であり、制度的措置として求める供出量は、例にあるとおり、新電力シェアが30%に達した段階とすることが適当である。</p> <p>その際、エリアによって小売競争の活性化の状況は異なる可能性もあると考えられるため、追加的な供出について自主的取組みに移行するタイミングは、エリアごとに判断されることが適当である。</p> <p>具体的には、制度的措置による供出量の上限は、エリア毎に参考表1-6の供出量の試算方法である「$\text{エリア毎の上限量} = \text{エリア需要} \times \text{新電力シェア} 30\% \times \text{ベースロード比率} 56\% \times \text{調整係数} 67\%$」で算出することが適当である。</p> <p>理由</p> <p>エリアの卸供給における支配的な事業者に対する措置として電源の切り出しを求めるものであることに鑑みると、発電事業者としての電源投資インセンティブに悪影響を与えない観点から、エリア内の新電力シェアに偏りが生じた場合にも過度に制度的な供出を求められない予見性の確保が必要であるため。</p> <p>また、BL市場が事業者間のベースロード電源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目的であることに鑑みると、エリア内の新電力シェアに偏りが生じた場合には、エリア毎に制度的措置の目的達成の必要性に違いが生じることから、全体供出量からのエリア別に応じた按分の方法についても、見直し・調整されることが望ましいため。</p>
122	<p>ベースロード電源市場については、十分な取引量と旧一般電気事業者の発電部門からみた内外無差別な供出価格の実現によって、小売競争の活性化に資する環境が整い、これまで困難であった新電力による高負荷需要への供給が可能となるとともに、もって高負荷需要家の選択肢の拡大が実現されるものであ</p>

	<p>る。この観点から、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への高負荷需要家向けの卸供給価格」が「同じ水準」になるような制度設計がなされるべきであり、本検討部会での丁寧な検討と制度導入前の検証を進める必要がある。</p> <p>現状では、旧一般電気事業者が独占時代に築かれた競争力のある電源を自社需要に優先的に活用し、余剰となった電源をスポット市場に供出する形となっている。新電力はこのような電源入手には限界があり、公平な競争環境が整備されている状況にはない。ベースロード電源市場は、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」の実現に極めて重要な役割を果たす市場であり、新電力が供給することが困難であった高負荷需要家への供給実現は、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への高負荷需要家向けの卸供給価格」が「同じ水準」かどうか大きなポイントであると考えられるため</p>
123	<p>監視の在り方に関して、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に照らし合わせれば、小売競争の活性化に資するようなイコールフットィングの環境、すなわち「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への高負荷需要家向けの卸供給価格」に着目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべき。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要である。新電力が高負荷需要家へ供給できるかどうかの大きなポイントは、ベース電源を旧一般電気事業者の小売部門と「同じ水準」で調達できるかどうかであり、これをモニタリングすることが重要であると考えられるため。</p> <p>一旦設計された制度が適切に機能するかどうかのフォローアップは重要であり、監視を通じて、市場活性化が図られない場合には、速やかに適切な措置が取られることの担保が必要である。需要家の便益が担保されるためにも、その措置について予め適正取引ガイドラインに具体的に記載するべきと考えるため。</p>
124	<p>新電力の多くはベースロード市場を活用し、これまで実現できなかった高負荷需要への供給に取り組もうとするため、翌年度以降のベース需要の増加を見込んで営業活動を行う必要がある。買い手の取引要件について、事前要件を採る場合、計画値基準を採用する必要がある。</p> <p>その上で、競争の中で、獲得・離脱が発生し、入札結果も含めて、計画値からのブレが生じたり、計画値を下回るケースも発生したりするため、前年度に行う営業活動上発生しうる、需要が下回った場合の“年度内の売戻し”(安易なキャン</p>

	<p>セルではない、合理的な理由に基づく“年度内の売戻し”)については、認めていただきたい。もしくは最終オークション時期を2月にするなど、買い手が需要に見合った量を調達できるように使い勝手を高めて頂くよう要望する。</p> <p>営業活動の結果として、ベース需要を下回った場合に、例えば翌年度のオークションに参加できないようになれば、新電力としては現在の需要を維持することが精一杯となり、この市場を事実上、事業拡大に活用できず、市場創設の主旨を満たさないこととなる。現在の厳しい競争環境の中では、年度後半での離脱や入札での敗退等が発生することも多々あり、調達した電源について一定程度の調整手段が必要であるとともに、「年度内に限定した売戻し」であれば、裁定取引とはならないと考えるため。</p>
125	<p>常時バックアップについては、過去の整理はあるものの、現状においては、ベース電源とは別の性格ものとして利用されているのが実態である。よってベースロード電源市場創設前の段階において、一部の類似点からこれらの制度を同等とみなし、前年度の常時バックアップ分を供出義務量から控除するといったルールは設けるべきではないと考える。</p> <p>(なお、万が一、控除する場合においても、初年度は対象外とするべき)</p> <p>ベースロード電源市場が常時バックアップの機能を包含するような市場として設計されれば、常時バックアップでの電源調達は、自然にベースロード電源市場へ移行されるものと考えられるため。</p> <p>(万一、控除する場合においても、初年度の前年においてはBL市場が存在せず、常時バックアップの供給量が多いと考えられることから、初年度において全量を控除することは適当ではない)</p>
126	<p>旧一般電気事業者と新電力のBL電源へのアクセスについては、小売競争環境整備の観点から、旧一電のBL市場入札価格や小売実勢価格等が整合するよう、市場監視の実効性を高めていくことが不可欠と考える。</p> <p>BL電源市場の創設により、BL電源へのアクセス実現による小売競争環境整備の意義はあると考える。</p> <p>旧一電発電部門が固定費を含めた発電コストを回収し留保を行うことは、将来的なBL電源安定稼働の観点から望ましいと考えるが、昨今旧一電小売部門によって新電力が競合困難な安値が提示されるような小売競争実態も見受けられるため、真の小売競争環境整備を実現するためには、上記のような市場監視が不可欠と考える</p>
127	<p>安価なベースロード電源は旧一般電気事業者に集中して保有されているため、小売市場の自由化はなされたが、従来から自由化されていた特別高圧の需要家においては、新電力のシェアは高まっていない。これは、特別高圧において特徴的に見られる現象だが、安価なベースロード電源の保有は、小売電気事業の</p>

	<p>粗利率確保の鍵であり、自由化により電力料金の抑制や電気利用の選択肢の拡大を実現するための前提条件である。新電力が、ベースロード市場を通じて競争力のある価格で電源を調達することが可能な制度設計とする必要がある。これまで複数の委員・オブザーバーから「供出量」「供出単位(グループ単位ではなく法人単位での供出)」「未稼働電源の取扱い」等について意見があったが、これらの点は、新電力がベースロード市場を通じて、競争力のある電源を調達するための重要な論点であり、新電力が高負荷需要家に供給できるかどうかの観点で、検討と検証を進めるべき。</p> <p>現時点のベースロード市場は受渡し期間1年の商品を先行させて開始する計画となっているが、ベース需要量は季節により異なるため、受渡し期間が季節単位(あるいは月単位)の商品についても、初期段階から少なくとも導入スケジュールを示して頂きたい。東京商品取引所において月単位のベースロード先物等の取引が検討されているようであり、それらの市場と組み合わせてヘッジを行うという方法がありえるのかもしれないが、その場合、電気事業者が実際に使いやすいように、制度設計を市場間で連携・調整するような実務的な対応も考えてほしい</p> <p>常時バックアップの価格水準を鑑みると、現状の事業環境は、旧一般電気事業者が競争力のある電源を自社需要に優先的に活用し、競争力が劣化する余った電源をスポット市場に可変費マージナルで供出する仕組みと考えられる。新電力は歴史的経緯により競争力のある電源入手に限界があり、イコールフットイングの競争前提が整っているとは言えないため。</p> <p>今回導入が検討されているベースロード市場は、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」の実現に向けたものと考えられ、制度導入前に、選択肢拡大に資するのかを十分に検証すべきであるため</p> <p>現状の整理では、ベースロード市場価格が高止まりする可能性が高く、電力システム改革の目的が達せられない可能性が高いため。</p> <p>受渡し期間1年の商品だけでは、実質的なベースロード電源の調達手段としては不十分であると考えられるため。</p>
128	<p>「グループ内の小売事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、…」とあるが、イコールフットイングの観点からは、「不当に高い水準」ではなく「同じ水準」となるべきである。</p> <p>よって、監視のあり方においても、電力システム改革の目的の一つである「事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大」に照らし合わせれば、「ベースロード市場への供出価格」と「旧一般電気事業者の小売部門の(高負荷)需要への販売価格」に注目し、「同じ水準」になっているかを監視するとともに、ベースロード市場創設後、高負荷需要での競争が活性化しない、高負荷需要家の選択肢が十分に拡大されない場合には、速やかに是正措置を取ることを適正取引ガイドラインに記載すべき。</p>

	<p>「不当に高い水準」という表現では、解釈に幅が残り、実現性に不安があるため。</p> <p>ベースロード市場の設計が適切になされているかどうかを監視するにあたっては、市場創設後、需要家の立場に立ち、選択肢が十分に拡大しているかどうかの観点で評価されることが必要であり、その方法として、事業者間のイコールフットリング達成の観点から、実際の小売価格指標（公表されている公的な入札情報など）を元にした市場監視が有効だと考えられるため。</p> <p>適正取引ガイドラインに具体的に記載することにより、安価なベースロード電源の供出の順守を強化するため。</p>
129	<p>ベースロード電源市場に係る今後の詳細検討にあたり、以下の諸点に留意することが、発電所の現場第一線で働く者のモチベーションや長年ベースロード電源を支えていただいていた立地地域等関係者の皆様との信頼関係の維持等にとって不可欠であると考えます。</p> <p>① 市場供出量については、新電力の必要量を見極めたうえで、例えば新電力のベース需要程度とするなど一定の上限を設定するとともに、供出価格については、電源脱落リスクや資源価格の変動を加味したうえで、固定費及び可変費の安定的回収を可能とする価格とするなど、低廉で安定的な電力供給の基盤であるベースロード電源の安定的な稼働や将来に向けた電源投資環境に支障が生じない制度設計とすべきと考えます。</p> <p>② 本措置が、新規参入者のベースロード電源へのアクセス確保のための『非対称規制』であることは、中間とりまとめにも明記されておりましたが、中間論点整理（2次）において記載されていないことは極めて問題であると考えます。また『非対称規制』につきましては、市場創設に際しては、かかる措置が一時的・過渡的なものであり、一定期間経過した段階で廃止する旨を、その時期も含め予め明確に示すべきと考えます。あわせて、政策目的が重複する常時バックアップ及び部分供給につきましては、ベースロード電源市場創設後、速やかに廃止すべきと考えます。</p> <p>③ ベースロード電源市場への供出量の拡大は、小売競争の活性化が進展する一方で、旧一般電気事業者の小売リシェアの低下が進み、自らの発電部門における電源の保有・維持に対する投資意欲の低下につながる懸念されることから、中間論点整理（2次）で示された全体市場供出量を超える追加的な供出は、事業者の自主的取り組みに委ねるべきであると考えます。</p> <p>貫徹小委員会の中間とりまとめにおいては「全国大で得られた（安価な電気という）ベースロード電源のメリットが引き続き、地場産業や雇用への影響を通じて地域に着実に還元されることが期待される」と記載されておりましたが、中間論点整理（2次）においても記載すべきと考えます。改めて、本来、原子力発電所を</p>

	はじめとするベースロード電源のメリットは、当該施設を受入れ長年にわたりこれを支えていただいていた地域やエリアに対し最優先で還元されるべきであると考えます。
②間接オークション・間接送電権	
130	<p>間接オークションルールへの変更により、先着優先ルールの下により計画潮流としておさえられていた容量についても、一定程度は卸市場で取引された電力に割り当てられると思われるが、今後どの程度の容量が活用される見通しかを系統 WG などで検証し、公開してほしい。</p> <p>再エネの出力制御率の試算において、地域間連系線の活用可能容量は非常に大きなインパクトをもっている。再エネ発電事業者としての事業の予見性確保のため確認したい。</p>
131	<p>間接オークションにより JEPX を介して調達したエリア外の電力について、電源構成と排出係数の取り扱いは「卸電力取引所」とせず、電源種類や発電所が特定できる場合は、現在の連系線利用と同様に電源種を仕分けた電源構成表示と発電所の排出係数を適用するルールとすべき。</p> <p>現在、エリア外の FIT 電源と特定契約(小売買取)を締結している小売電気事業者は多数存在する。仮に一律「卸電力取引所」とした場合、現在の電源構成や排出係数と大きく異なる事業者が多数発生し、需要家の混乱を招く可能性がある。また、電源構成や排出係数等を小売供給の特性とするメニューの提供や需要家の選択を阻害することにつながる。</p>
132	<p>現状、FIT 電源との特定契約(小売買取)では、交付金は FIT 発電実績に基づき交付、激変緩和措置は FIT 発電実績と比較して需要計画分までが激変緩和対象となっている。</p> <p>現在特定契約(小売買取)を締結しているエリア外の FIT 電源について、これまで通り、交付金交付、激変緩和適用がされるようすべき。</p> <p>間接オークション導入後、エリア外の FIT 電源と特定契約(小売買取)を締結している小売電気事業者は、間接オークションへの対応(JEPX を介した連系線またぎ)が必要となるが、制度上、やむを得ず JEPX を介することになるだけで意図した転売ではない。</p> <p>エリア外の FIT 電源と特定契約を締結している小売電気事業者にとっては、自社内振替の形で JEPX 取引を行って連系線をまたぐ必要がある。また、当該小売電気事業者が JEPX 非会員の場合は、JEPX 会員を経由して JEPX 取引を行ってもらって連系線をまたぐ必要がある。</p> <p>いずれの場合も、FIT 発電の電気が JEPX を経由することになるが、あくまで連系線利用ルール上、対応せざるを得ないもので、意図した JEPX 転売ではない。そのため、FIT 電源の交付金交付、激変緩和適用は間接オークション導入後も現状と同じ扱いとする必要がある。</p>
133	現行の連系線利用と同等の運用ができなくなる

	<p>間接オークション制度の導入に伴い連系線利用の効率化が図れるならば望ましいと考える。</p> <p>一方で、現行の連系線は1kWh単位で電力融通が可能である。これによりインバランスを少なく保てる。複数エリアで事業展開する小規模事業者にとって適正なルールと理解している。</p> <p>間接オークション制に移行し、市場を介して連系線利用をさせるのであれば、市場の入札単位も1kWhまで引き下げるべき。インバランスを助長する新制度であってはならない。</p> <p>また、連系線利用のための市場利用に対して取引手数料が発生することは、単純に仕入れコストの増加でしかないので許容できない。</p>
134	<p>「間接送電権取引市場」等、わかりやすい名称をつけてほしい。</p> <p>混乱を招くため。</p> <p>方向性が決まった以上、名称から電気の現物取引ではないことを判別できるようにしてほしい。</p> <p>(例:「非化石価値取引市場」であれば、そこで取引されるのは「価値」であることが分かりやすい。)</p> <p>呼称を「間接送電権(エリア間値差精算権)取引市場」と統一して変更すべきではないか。</p>
135	<p>取引商品に関する仕様について、詳細は JEPX で検討することとなっているが、早期に固めてその結果の公表をお願いしたい。</p> <p>業務フローの設計やシステム開発に相応の時間が必要であり、事実上かなり厳しいスケジュールとなることが予想されるため。</p>
136	<p>間接オークションに関しては、貫徹小委中間とりまとめにて、『事業者が一定の費用負担を受け入れて建設する連系線の場合、その他の事業者と同様に扱うことは不公平であるため、このようなケースの扱いについて検討を進めていく。』と記載されておりましたが、今回の中間論点整理(案)においても“引き続き検討”のままとなっております。特定負担者の扱いについては、速やかに具体的な権利等を検討頂きたく、お願い申し上げます。</p> <p>上記特定負担者の連系線に関する権利については、特定負担の最終意思決定(2019年3月末)における重要な判断材料であり、また発電所運用方法の検討や電力販売契約に関する協議においても必須の情報となる為、意思決定の検討や契約先との調整期間等を考えますと、遅くとも2018年の夏までには短工期対策/恒久対策の具体的な制度の内容を確定頂きたく存じます。</p>
137	<p>間接オークションにより JEPX を介して調達したエリア外の電力について電源構成と排出係数の取り扱いは「卸電力取引所」とせず、電源種類や発電所が特定できる場合、現在の連系線利用と同様に電源種を仕分けた電源構成表示と発電所の排出係数を適用するルールとすべきです。</p> <p>間接オークションにより JEPX を介して調達したエリア外の電力について電源</p>

	<p>構成上の表示ルールと排出係数の取り扱いが不明確です。仮に一律「卸電力取引所」とした場合、現在の電源構成や排出係数と大きく異なる事業者が発生し、需要家の混乱を招く可能性があります。また、電源構成や排出係数等を小売供給の特性とするメニューの提供や需要家の選択を阻害することになります。</p>
138	<p>市場参加者の間口を広げ、電気事業者以外あらゆる産業のヘッジ主体者が参加できる仕組みとすべき。</p> <p>取引事業者が電気事業者に限定される場合は、事業者のニーズが同じタイミングや同じ潮流方向に偏重する可能性があり、実取引が限定的となる懸念がある。</p>
139	<p>激変緩和措置対象かつ連系線を介する予定の FIT 電源を JEPX 販売することが裁定取引に当たらないことを明確にして頂きたい。2 つの制度の目的と整合性を担保した形で取り扱ってほしい。</p> <p>間接オークション導入により、連系線を介する取引は JEPX を介することになるが、裁定取引を意図した取引とは明らかに性質が異なるため。</p>
140	<p>間接送電権の導入開始時期については、間接オークション導入開始と同時期、遅くともベースロード市場開設までの導入をお願いしたい。</p> <p>スポット市場においてエリア間分断の発生度合いが日増しに増加している状況下、エリア間値差リスクをヘッジする間接送電権の導入は一刻も早く必要。</p>
141	<p>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 $0.03 \text{ 円/kWh} \times 2 = 0.06 \text{ 円/kWh}$ の負担を強いられる。</p> <p>JEPX の取引量も拡大している事から可能な限り早期に(できれば間接オークション導入と同時に)JEPX 手数料を低減頂きたい。</p> <p>ほんの 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。</p>
142	<p>経過措置後、一律に間接オークションへ移行した場合の各発電事業に対するファイナンス面への影響について十分な配慮が必要。</p> <p>一般的に、長期 PPA はファイナンスにおける重要な前提条件であり、契約変更に関してはレンダー承諾事項となる可能性が高いため(特にプロジェクトファイナンスの場合)。</p>
143	<p>公正な競争環境下で既存の連系線設備をより効率的に利用する観点から、「先着優先」から「間接オークション」へのルール変更や、エリア間値差リスクをヘッジできる間接送電権の検討が行われていると承知している。長期固定電源については、技術的な課題や規制上の制約等から出力抑制や他の電源への差し替えが困難な電源であり、確実に運転することが必要である。そのため、自由に電源の差し替えができないことから、市場間の値差がコスト負担となれば、確実に運転し続けることができなくなる虞があるため、その措置について引き続き広域機関での検討結果を踏まえ結論を得るべきである。</p> <p>間接送電権については、利用者のニーズをよく聴取しつつ、商品形態(取引対</p>

	<p>象、保有期間、商品の仕様)、取引時期・回数、混雑処理などの詳細検討を進める必要がある。また、中間論点整理案では「間接送電権の取引後、計画外の作業停止等により連系線の運用容量が減少した場合、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定代金を原資に充当するとともに、それでも不足する場合は、間接送電権の決済額の抑制を行う」とされている。事業者にとって、間接送電権を購入したにも関わらず、事業者の責によらない事象で決済額が減少することは好ましくなく、原資に充当する買い約定代金の範囲を拡大(月間、年間単位など)すべきである。</p> <p>なお、連系線増強における特定負担者の扱いについても、工事費負担金の支払期限が 2018 年度末となっている案件もあるため、特定負担者の事業の予見可能性を確保する観点から、早急に整理することが必要と考える。</p>
144	<p>間接送電権の商品設計にあたっては、すべてのエリアの事業者の間接送電権の調達機会が公平に与えられることを前提とすべきである。</p> <p>また、BL市場での取引開始後、スポット市場の分断頻度が増加する場合、BL市場を分割するのではなく間接送電権によって値差リスクをヘッジした上で当該調達コストを含めた適正な価格でBL市場で取引することが自然と考えられるため、間接送電権の商品設計にあたっては、「BL市場の活性化」という導入意義を十分に加味して頂きたい。</p> <p>間接送電権を導入する意義として「取引参加者にとっての利便性やBL市場を含む先渡市場の活性化」が示されている。今後、間接オークションが導入されれば、連系線を跨ぐ取引を行うすべての事業者が値差リスクを負うこととなるため、間接送電権の導入意義に沿った商品設計となるよう留意して頂きたい。</p>
145	<p>脚注 29 に、間接送電権の返納について「当初は行わないことを基本とし、市場開設後の状況を踏まえ検討を行う」とあるが、市場運営者であるJEPXへの払戻しが可能となるよう検討をお願いしたい。</p> <p>間接送電権の買占め防止等の観点から、転売を認めない方向に異論はないものの、電力取引を行わない場合には値差精算を受けられない商品であることやオブリゲーション型の商品を基本とすることから、事業者にとって間接送電権を放棄したい状況も生じるため。</p>
146	<p>本文に「物理的に送電できないほどの量の買い入札を認めることは適当ではない」とあるが、買い入札の上限量を設定する際に考慮する物理的な送電可能量の定義については、連系線の空き容量ではなく、運用容量を用いるべき。</p> <p>間接送電権の「発行量」について、連系線の空容量を上限とすることに異論はないが、事業者の「買い入札の上限量」まで空容量で制約を課す必要はないのではないか。</p> <p>間接オークション以降、連系線を使用する電源が特定されない(電源と需要の紐付けがない)ため。</p>
147	<p>「間接送電権の取引後、計画外の作業停止等により連系線の運用容量が減少</p>

	<p>した場合、実質的にキャンセルとなった間接送電権の買い約定代金を原資に充当するとともに、それでも不足する場合は、間接送電権の決済額の抑制を行う」とあるが、原資に充当する買い約定代金の範囲を拡大(月間、年間単位など)する等により、決済額が抑制されない仕組みとすべき。</p> <p>事業者にとって、間接送電権を購入したにも関わらず、事業者の責によらない事象で決済額が減少することはリスクヘッジの予見性の観点から好ましくない。</p>
148	<p>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。</p> <p>電力調達契約は年度契約(4月～3月)が多いため、次年度以降の契約に新制度を適用するよう4月が適切。また、間接オークションの開始に伴い、既存契約を変更するのに十分な期間が必要となるため。</p>
149	<p>デリバティブ取引に該当しないと判断できる理由を明確に示してほしい。「将来予測される仕入、売上又は消費を目的として行われる取引であること」を監査法人が判断できる見解を示すことが必要。</p> <p>現在の記載では、事業者ごとの監査法人によって見解が分かれるため。今後の相対での電力取引において、見解が異なる事業者間で取引に支障をきたす恐れがある。</p>
150	<p>事業計画の変更に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>地域A→地域Bへの越境電力受給が間接送電権期間内に更新されず、結果として間接送電権が不要になる／あるいは急に間接送電権が必要になる、といった状況は普通にあり得る。柔軟な事業運営のため、当業者間の転売はできるだけ許容していただきたい。発行量が限定されることを踏まえても貴重な間接送電権を無駄遣いせずに済むのではないか。</p>
151	<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>シングルプライスだと、経済価格で買いを入れにくくなり、結果として約定価格を押し上げる懸念がある。また旧一勢は新電力に比べ情報量で優位にあるため、僅少の買い玉で価格を釣り上げ、新電力に打撃を強いることも不可能ではない。対象期間1年間と長い商品を購入することもあり、納得した価格で購入をしたい。初回はマルチプライスが望ましい。以後は、前述の転売許容要望と重なるが、常設・転売可能を前提にザラ場がよいと考える。</p>
152	<p>「デリバティブ取引に該当しない」の裏付けが不十分</p> <p>「複数の公認会計士への確認」をもって間接送電権は現物としているが、公認会計士協会の添書きをいただければ、各社の対会計士説明がより容易になる。</p>
153	<p>間接オークション導入後も電源構成と排出係数の開示が継続できるように、小売ガイドライン上で明記していただきたい。</p> <p>現状も小売ガイドラインにおける電源構成と排出係数の開示を実施しており、顧客にとって重要な情報なので、今後も情報開示を継続したいため。</p>

154	<p>本議論で直接言及のないところであるが、間接オークション方式での送電を行った場合、①排出係数②電源構成はどのようになるのかが、不明である。</p> <p>① 係数の高い電源を調達しても、低い電源を調達しても、連係線を使った送電を行うことで、JEPXの平均排出係数となってしまうことの是非②電源構成上、見かけの市場調達比率が以上に高くなる新電力が多くなり、需要家から敬遠される恐れがある。(みなし小売り事業者は、域内電源がほとんどののに対し、新電力は振替による調達も多い)</p>
155	<p>今回の論点には含まれないが、間接オークション方式で振り替えられた電源の①排出係数②電源構成上の表示を明確にしていきたい。</p> <p>現在のJEPXルールでは、JEPXを介して振り替えた電気は、すべてJEPXの係数、電源構成上は市場調達となる。需要家によっては、電源構成を気にしたり、市場調達比率の高い事業者を嫌うものもあり、新電力の実態を正しく反映しない。一方、みなし小売り事業者はほとんどの電源を域内に有しており、このような懸念はない。</p>
156	<p>連係線利用分の送電に関して市場を介すことにより従来不要だった取引手数料が発生し、取引者の費用負担が増えるため、市場創設者は手数料の金額、規定等を見直す必要があるのではないか。</p> <p>間接送電権が適正な価格で取引されていることを含め、間接オークションの取組が適正な運用がなされているかについて常にブラッシュアップして、情報共有されるような仕組みにして欲しい。</p> <p>売り買いの入札のタイミング次第で連係線の容量が無くなり、分断が起こるのではないか。また、間接オークションを導入することが分断に対してどのような影響を及ぼすのかをしっかりと検証して欲しい。</p> <p>間接オークション導入によって、市場の入札から約定までの処理の時間が今まで以上にかかり、運用に支障をきたさないような設計をして欲しい。</p>
157	<p>長期固定電源は、技術的な課題や規制上の制約等から出力制御や他の電源への差し替えが困難な電源であり、確実に運転することが必要であることから、間接オークション・間接送電権の制度設計については引き続き十分留意して進めていただきたい。</p>
158	<p>事業者が一定の費用負担を受け入れて(特定負担)建設する連係線の扱いについて、現在進捗中の域内基幹送電線に係る電源募集プロセスとの整合性も考慮していただきたい。</p> <p>地域間連係線の増強と域内基幹送電線の増強について、一貫性のある効用評価が必須であると考えため。</p>
159	<p>連係線増強の特定負担者に付与される連係線利用に際しての権利等について</p>

	<p>は、電力広域的運営推進機関において引き続き検討を行うこととされている。東北東京間連系線増強工事を円滑に進める観点、特定負担者の事業の予見可能性を確保する観点から、2018年度の早い段階で整理いただくことが必要である。</p> <p>電力広域的運営推進機関の「地域間連系線利用ルールに関する検討会」が平成29年3月に取り纏めた「平成28年度(2016年度)中間取りまとめ」では、地域間連系線の増強に際し増強費用を特定負担した事業者に対しては、その増強負担に応じ、一定期間、特定負担者でない者と比較して特別な取扱いを行うこと、その具体的な在り方について引き続き検討を行うこととされている。</p> <p>具体的には、「特定負担者に付与する権利又は地位(物理的送電権または間接的送電権の付与など)」、「一定期間の考え方」、「権利又は地域の転売譲渡」について、検討を行うこととされている。</p> <p>一方、平成29年2月に電力広域的運営推進機関(広域機関)にて「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」が策定され、当社は平成29年4月に連系線増強工事に着手しているが、工事費用の一部は、増強後に連系線の優先利用を計画している各事業者に特定負担いただくことになっており、各事業者は、工事着手2年後の平成31年3月末までに特定負担の判断を行うこととされている。</p> <p>連系線利用において特定負担者に付与される権利等については、事業者が費用負担を行うかどうかの判断をする上で大きな考慮事項となることから、連系線増強が円滑に進むよう、事業者に特定負担のインセンティブを与えるという観点からも、特定負担した事業者にとって納得のいく取扱いとなるよう要望する。</p>
160	<p>間接送電権の性質(JEPXの現物取引における値差精算処理に対する対価)や間接送電権に関する経済取引の会計上の整理(デリバティブ取引には該当しない)を実態として確保するため、間接送電権の管理等にブロックチェーン技術等の活用も検討することをお願いしたい</p> <p>間接送電権の性質や間接送電権に関する経済取引の会計上の整理を実態として確保すべく、電力取引に付随して適切に間接送電権を使用しているか否かを確認するためには、個々の電力取引と間接送電権の紐付けを行うことが有用であると考えられます(中間論点整理(第2次)(平成29年12月)p.37脚注37)。このような紐付けには、昨今、様々な分野で活用が期待される新技術であるブロックチェーン技術等の活用がまさに趣旨にあっており、それらの活用が極めて有用であると考えます。</p>
161	<p>間接オークション導入に伴い、JEPX 非会員との連系線またぎの既存契約が締結不可となることを回避するために、JEPX 会員が発電量調整供給契約/接続供給契約を締結していないエリアでの JEPX 取引を可能としていただきたい。</p> <p>例えば、JEPX会員は電源/需要のないエリアでも、当該エリアで相対契約を有する場合は、発電量調整供給契約/接続供給契約を締結可能としていただきたい。</p>

	<p>間接オークション導入後に連系線またぎの相対取引を行うには、卸販売事業者、卸調達事業者ともにJEPX取引を行う必要がある。しかし、JEPX非会員はJEPX取引ができないため、JEPX会員がJEPX非会員と相対取引を行う場合、JEPX非会員が発調／接続契約を有するエリアにおいても、JEPX会員がJEPX取引を行う必要がある。</p> <p>しかし、JEPX取引規定第9条では、JEPX会員は発調契約／接続契約を締結していないエリアではJEPX取引が認められておらず、上述のようなケースではJEPX非会員との相対契約が締結できなくなる(既存契約の場合は存続ができない)。</p>
162	<p>エリア外から調達する相対契約を締結している事業者は間接オークションへの対応(連系線をまたぐためにJEPXを介した調達)が必要となるが、これまで通り、相対契約で取り決めた電源構成や排出係数を用いた電源構成開示や排出係数の算定ができるようにしていただきたい。</p> <p>現状、エリア外から調達する相対契約を締結している事業者は、相対契約先と電源構成や排出係数を取り決めて契約締結し、これらを電源構成開示や排出係数の算定に用いている。</p> <p>間接オークション導入後は、連系線をまたぐために相対契約の当事者双方でJEPXを介した取引を行うこととなるため、JEPXの電源構成や排出係数しか認められない場合、現状と大きく異なる電源構成や排出係数になる。そのため、間接オークション下でも、相対契約で取り決めた電源構成や排出係数を用いた電源構成開示や排出係数の算定ができるようにする必要がある。</p>
163	<p>エリア外のFIT電源と特定契約(小売買取)を締結している場合も間接オークションへの対応(JEPXを介した連系線またぎ)が必要となるが、これまで通り、交付金交付、激変緩和適用がされるようにしていただきたい。</p> <p>現状、FIT電源との特定契約(小売買取)は、交付金はFIT発電実績に基づき交付、激変緩和措置はFIT発電実績と比較して需要計画分までが激変緩和対象とされている。</p> <p>間接オークション導入後は、エリア外のFIT電源と特定契約を締結している小売事業者は自社内振替の形でJEPX取引を行って連系線をまたぐ必要があり、FIT電気がJEPXを経由することになる。しかし、あくまで連系線利用制度上、JEPXを経由するだけであるため、FIT電源の交付金交付、激変緩和適用は間接オークション導入後も現状と同じ扱いとする必要がある。</p> <p>また、エリア外FIT電源と特定契約を締結している小売事業者がJEPX非会員の場合、連系線またぎのためにJEPX会員を経由してJEPX取引を行うために、JEPX会員に転売買する必要があるが、連系線利用制度上、やむを得ず行う転売買であるため、FIT電源の交付金交付、激変緩和適用は間接オークション導入後も現状と同じ扱いとする必要がある。</p>
164	<p>広域機関・一般送配電が運用・管理している連系線の運用容量減少による混雑</p>

	<p>発生時は、現状と同じく、電力システムの安定性を確保することができる場合は、系統利用者による代替供給力の調達等の調整努力が適切になされていることを前提に、系統利用者の混雑処理を行わず、起因者たる一般送配電による再給電を実施していただきたい</p> <p>現状は、連系線の運用容量減少による混雑発生時、電力システムの安定性を確保することができる場合は、系統利用者による代替供給力の調達等の調整努力が適切になされていることを前提に、広域機関は混雑処理を行っていない(＝再給電の実施)。</p> <p>間接オークション後は連系線の運用容量減少による混雑発生時は、連系線利用者全員に対しプロラタでの混雑処理が行われることになっているが、まずは連系線の運用・管理を行う広域機関・一般送配電が起因者として再給電で対応すべきである</p>
165	<p>特定契約及び間接送電権について、各社担当の会計士ごとに会計処理の判断が異なると既存相対契約が存続できなくなるため、会計処理ガイドラインを発行いただきたい。特に、日本公認会計士協会の「金融商品会計に関する実務指針」の電力取引に関する内容の充実化を進めていただきたい。</p> <p>特定契約や間接送電権について、審議会では一番シンプルなケースについて現物整理されているが、派生形は都度会計士に確認が必要な状況である。</p> <p>通常、各事業者の担当会計士は異なるため、特定契約や間接送電権の会計処理の違いが原因で、他社との相対契約が成立しないケースが出てくる(既存契約の場合は存続ができない)。例えば、ある特定契約をA社は現物(税込)、B社はデリバティブ(税抜)と判断した場合、二社間の差額精算、B社とJEPXとの決済が不可能である。</p> <p>そのため、どの会計士からも統一的な判断が出されるように、多様なケースを踏まえた派生形も含めた会計処理ガイドラインを整備する必要がある。</p> <p>特に、日本公認会計士協会の「金融商品会計に関する実務指針」には、特定契約、間接送電権がデリバティブに該当しない基準や具体的事例、電力取引でデリバティブに該当する基準や具体的事例を追記していく必要がある。</p>
166	<p>間接オークション導入後に、スポット市場で買い残しがある場合、事業者は時間前市場で調達する必要があるが、現状のままでは十分な調達が見込めないため、時間前市場の厚みを確保するための旧一電からの玉だしの厳格化、JEPXやOCCTOのシステムによる約定処理時間の迅速化をお願いしたい。</p> <p>間接オークション導入後はスポット市場の取引量が増加し、流動性が高くなることが期待されるが、買い残しがある場合、事業者は時間前市場で調達する必要がある。</p> <p>しかし、現状は時間前市場に厚みがない(売り玉が少ない)、市場開場 17:00 直後の約定処理に数時間かかる(広域機関システムの連系線可否判定処理が制約)、など時間前市場を調達力として活用するには課題があり、これらを改善す</p>

	る必要がある。
③容量市場	
167	<p>再生可能エネルギーの市場取引を阻害する恐れのある容量市場は設置すべきではない。</p> <p>容量市場は、簡潔に言えば天然ガス火力への優遇制度である。天然ガス火力は燃料コストが高く、従って短期的限界費用が高い。自然な流れからすれば市場から締め出されるものである。</p> <p>その自然の流れに逆らって、既存の天然ガス火力を存続させ、それが古くなって休止するときには新規の天然ガス火力まで建設をさせることが、この市場新設の目的と書かれている。</p> <p>天然ガス火力の所有者の大部分は旧一般電気事業者で、再生可能エネルギー電気が普及して市場の多くを賄うようになれば、これら発電所を休廃止し、新規の天然ガス火力を作る意欲も失う。だが、新規の天然ガス火力ができなければ、「中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、さらに電源開発に一定のリードタイムを要する」から、「①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする。」「②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない。」などと、かなり断定的に書かれている。</p> <p>再生可能エネルギーには太陽光発電だけでなく、風力発電もあれば、バイオマス、小水力発電、地熱発電もある。発電する時間帯もバラエティーに富んでおり、それらが偏りなく開発されることによって「大きな需給調整手段」など必要なくなる。そもそも再生可能エネルギーによって需給が逼迫するという根拠は何も示されていない。</p> <p>このような推測による断定のみで、再生可能エネルギー全体を市場から排除しかねない市場創設が議論されるのは、いささか乱暴と言わざるを得ない。</p> <p>天然ガス火力をゼロにせよとは言わないが、少なくとも 2030 年に再エネ 24%という目標を見据えた上で天然ガスの新設が必要となるか、さらに再生可能エネルギーのポテンシャルを踏まえた上で、系統制約や需給調整方法の転換など、より多くの再生可能エネルギーの導入が可能では無いのかという検討が、容量市場の前に行われるべきである。</p>
168	<p>小売電気事業者への費用請求の考え方については、64 頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が、新電力の事業運営の実態を踏まえた案であると考えます。</p> <p>経過措置は、容量市場と卸電力市場の総コストが同等に収斂していく状況に合わせて随時見直しをすべきであると考えます。</p> <p>需要の増減の発生頻度の高い新電力の事業的特徴から見ると、案②が公平かつ適正な費用負担と考えられるため。</p>

	<p>多くの新電力が卸電力市場からの調達に依存している中、容量市場開設直後は卸電力市場への影響が限定的と考えられ、その差分については需要家に対し負担を求めざる得なくなり、小売の競争活性化に悪影響を与える可能性があるため。</p>
169	<p>FIT 制度に依らない変動電源(PV,風力)は容量市場の対象となるが、変動電源は、地域/時間帯/季節/設備形成(VPP 制御、蓄電池の設置)によっても容量価値に変化があることから、調整係数やリクワイアメントの設定にあたっては、それらも踏まえて検討してほしい。</p> <p>変動電源の容量価値について適切に評価いただきたいため。</p>
170	<p>「kW 価値の支払は容量オークションを通じて行うことを基本」としているが、既に長期で結んでいる相対契約については容量価値を認めて欲しい。</p> <p>発電事業者との長期にわたる相対契約があり、その契約に「容量価値」にあたる基本料金が含まれている。容量市場に更に支払う義務が生じた場合、二重の支払いとなりコスト上昇を招く為。</p>
171	<p>需給が緩むことが確実な場合において、発電事業者側の要請に基づきリクワイアメントを一部緩和する仕組みを制度に織り込むべき。</p> <p><平常時>と<需給ひっ迫のおそれがあるとき>の2段階でリクワイアメントを定義しているのは良いが、現行では、需給が緩むことが確実な場合であっても平常時のリクワイアメントが適用され品質過剰となる。</p> <p>追加コストがなければ良いとの考えもあるが、需給が緩んだタイミングで発電設備の点検・修理を機動的に行う方が合理的である。</p> <p>実際の運用に当たっては、関係者間で緻密なルール作りが必要で、かつ他の制度との整合にも配慮が必要だが、信頼性及び経済性両面で効果が期待されるため是非とも検討すべきである。</p>
172	<p>容量市場の設計に当たっては、S+3E 実現に向け、発電事業者が設備の修繕及び設備改良を行うよう適切なインセンティブを与えることを考慮すべき。検討に当たり、発電事業者および設備メーカーの知見を取り込むことが肝要。</p> <p>68 ページのグラフ「kW あたり固定費(各年展開)」は、モデル化されたものであり実際の発電所の費用推移とは乖離している。設備の修繕費は、いわゆるバスタブカーブを辿るため後年度で増加傾向となるとともに、中間年でも大型の修繕・改良が行われることで変動する。</p> <p>設備の適切な補修・改良によって、設備の信頼性と低コストを長年に渡って両立させることができるが、容量市場の仕組み如何では、経年設備の品質が維持されず、結果としてコスト面にも悪影響がおよぶ恐れがある。</p> <p>このため容量市場の設計に当たっては、発電事業者及び設備メーカーの知見を取り入れ、最適な設備構成を促す価格シグナルが出されるよう配慮する必要がある。</p>

容量市場の基本的な設計思想として、中間論点整理における「新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うべき」との考えは妥当だと考えるものの、「電力システム改革3つの目的のうちの一つである「電気料金の最大限の抑制」や「環境適合」、そして「メーカー・エンジニアリング会社を含めた電力産業全体の活性化」の観点を鑑みれば、電源の新陳代謝と発電市場への新規参入を促すことにより、電力システムの効率向上につなげる仕組みの構築が合わせて必要であると考えており、以下3点のご検討をお願いするものである。

A)容量市場における新設電源を念頭においた複数年契約期間オプションのご検討

本件は中間論点整理(2次)P49でも「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検討することが考えられる」として整理されている。是非、具体的なご検討をお願いしたい。

B)系統アクセス業務の監視体制の強化

電源の新陳代謝を促すためには事業者が実際に発電所建設を進めていく必要がある。しかしながら、電源建設の際に事業者が経験する系統アクセスに係る一連の手続きにおいては、依然として旧一般電気事業者送配電部門に大きな裁量が残されていると感じられるところがあり、送配電部門からの高度な要求(例えば最寄り変電所への接続を希望しても上位系統の増強が必要で総工事費が高くなるとの理由で遠方の変電所まで自社負担で接続するように求められたケースは複数回ある)の数々がすべての事業者に対して公平かつ標準的に行われている対応なのか等、負担金の積算根拠の妥当性への疑義に繋がってしまっている。こうした系統アクセス手続きの不透明さは、確実に事業者の発電投資意欲を減退させる方向に作用している。

電源の新陳代謝を促進させるためには、上記の系統アクセス上の課題の解決が極めて重要であるため、系統アクセス業務に対する更なる監視機能の強化を通じ、プロセスの透明性を向上させることを要望するものである。

C)リプレース時の広域機関による廃止計画の公開から連系希望の公募期間の終了までの期間の長期化について

弊社の経験では、電源開発の検討着手から最終投資意思決定までの期間としては3年程度の期間が必要だと考えており、連系希望の公募への参加にはリスクマネーの支出判断が前提になる点を踏まえると、広域機関による廃止計画の公開から連系希望の公募期間の終了までの期間を最低でも1年程度とする現在のルールでは、検討期間として極めて不十分である。一方でリプレース実施

	<p>の当事者である既存事業者の場合、それまでに十分な検討期間を経てリプレイス実施の判断を行った後に初めて既存電源の廃止を公表することが可能であり、既設発電事業者にとって非常に有利なルールになっている。</p> <p>電源リプレイス時の系統空き容量の公募ルールが定められたことは大きな進歩であるものの、実際に新規参入者が投資判断を得て連系公募に参画するためには上記のとおり募集期間を3年程度に長期化し、新規電源の建設に関する検討を既存事業者の電源リプレイスと同様のタイミングで着手できるようにすることが必須となるため、発電市場の活性化による電力システムの効率性向上の観点から、ぜひ対応をお願いしたい。</p> <p>容量市場の制度設計において、当初、弊社は新規電源投資の促進を目的として、新設と既設で容量の評価に差を設けることを主張していた。その後、議論を重ねる中で、新設も既設も発電することができる能力に差異はないため対価に差は設けないこと、電源の新陳代謝については別の手段により促すこと、という整理がなされたため、弊社は当初の主張を取り下げることとした。</p> <p>しかしながら現状、作業部会等において電源の新陳代謝を促す仕組みの検討は進んでいないと認識している。このままでは既存電源の固定化が進み、系統アクセスの課題等とあいまって新設電源の市場参入が一層困難になるのではないかと危惧している。新規電源の建設が進まなければ、高効率化を通じた発電コスト低減や低炭素化が進まないばかりか、老朽電源の計画外停止の頻発等により将来の安定供給確保に支障をきたす可能性もある。さらに、メーカーやエンジニアリング会社の経営にも深刻な影響を与え、建設コストの上昇を招くことによって新規電源の建設がさらに難しくなるという負の循環が発生しかねない（すでにその傾向は徐々に顕在化しつつあると考えている）。</p> <p>電源の新陳代謝を促進し、上記の事態を回避するためには、具体策として、新設電源を念頭においた容量市場における複数年契約オプションの創設を通じて投資回収の予見性を確実に高めることと、系統アクセス業務の監視体制の強化、そしてリプレイス時の公募期間の長期化がセットで必要になると考えるため、上記3点のご検討をお願いするものである。</p>
174	<p>卸電力市場の活性化の観点から、容量市場で対価を得た電源については、ある一定割合を卸電力取引市場へ供出することを義務付けるルールを設ける制度的措置(リクワイアメント)のご検討をお願いするものである。</p> <p>現状、限界費用ベースで余剰電力の全量を卸電力取引所のスポット市場へ投入する取り組みが旧一般電気事業者9社による自主的取組として実施されているが、必ずしも明確に強制力を伴うものではない。こうした状況も一因となって、実際の卸電力市場の価格は売り手の玉出しの姿勢によって大きく変動し、買い手である新電力にとって深刻なリスクとなっている。</p> <p>容量市場で対価を受け取る電源については、その権利に応じた義務(リクワイアメント)との位置づけで市場への玉出しを制度的に措置することが可能だと考え</p>

	<p>られるため、自主的取組という現状の曖昧な位置づけをより明確化することで、卸電力取引市場の活性化につなげるべきである。</p> <p>容量市場については、その導入によって中長期的な供給力の確保が実現されれば、将来的な卸電力取引市場の価格低下・活性化に寄与すると想定されている。その考えには経済学的な観点から合理性があると思われるものの、供給力が十分にあるはずの現在の卸電力市場の値動きが示す通り、卸電力市場の価格・流動性は電源の出し手(売り手)の行動に大きく依存するため、この点に踏み込まない限り、想定されているような結果につながる保証は存在しないというのが実態であると思われる。</p> <p>さらに今後売り手である旧一般電気事業者が余剰電源の廃止を進める場合、まず影響を受けるのが余剰電源の供給先である卸電力市場であると考えられ、短期的には活性化どころか、売り札の減少による価格高騰が懸念される。</p> <p>そこで、容量市場で対価を得た電源については、売り札の増大を通じた卸電力市場の価格低下・活性化に確実につなげるため、ある一定割合(たとえば発電量の1割程度)を常に限界費用で卸電力取引市場へ供出することを制度的措置(リクワイアメント)として義務付けるべきである。あくまで容量支払いを受ける権利に対する義務であること、容量市場への参加が任意であることを勘案すると、合理的な範囲で強制的な市場供出を求めたとしても財産権の侵害には当たらないものと考ええる。</p> <p>また、容量市場から対価を得た電源が需給調整市場において調整力として活用される場合も同様であり、実需給が近づく中で使用しないことが明らかになった調整力については、原則、全量を卸電力取引所のスポット市場(あるいは時間前市場)へ投入させるべきだと考える。具体的な仕組みの構築について、ご検討をお願いしたい。</p>
175	<p>理論上電力調達の総コストは変わらないといわれているが、それを確信できない。限界費用の玉出しが絶対的に担保されるkWh市場があって初めてkW市場が成立するものと理解している。全般においてより明確なルール設計を求めます。</p>
176	<p>小売への費用請求の根拠となるピーク時間帯を予め指定することとしてはどうか。</p> <p>ピークの定義が不十分な場合、必要額(約定額)の妥当性が担保できない虞がある。</p> <p>小売への配分を、その時間帯の実績 kW で案分するとすれば、DR へのインセンティブとなり、系統全体としての必要な容量を抑制する効果も期待できるのではないか。</p>
177	<p>経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入する必要がある。</p> <p>小売事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の事務局案である「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を7割控除」では不十分</p>

	<p>となる可能性があると考えている。</p> <p>最終的には、シミュレーション等を実施することで小売事業者における具体的なインパクトを確認した上で、経過措置の具体的内容について決めるべきである。</p> <p>多くの新電力が卸電力市場からの調達に大きく依存しており、容量市場と卸電力市場の総コストは同等に収斂していくことが期待されるが、容量市場開設直後は卸電力市場への影響は限定的と考えられるため。</p> <p>そのような中で、現状の経過措置案は、小売事業者に負担が発生する 2024 年度では 42%の控除に過ぎず、事業者(需要家)へのインパクトも大きいと想定される。電源維持は重要なことだが、致命的な不足が予見されないのであれば小売の競争活性化に配慮して設計することが望ましいため。</p>
178	<p>電源の差し替えについては、認めるべきではない(入札を電源単位とするのであれば、電源の差し替えは認められないとするのが自然)。</p> <p>その上で、現時点では差し替えが認められる「やむを得ない理由」が不明だが、市場管理者がその理由の妥当性を確認することは勿論、その内容を公表することや、予め差し替えを認めるケースを例示しておくなど、透明化を図るためのルールについて整理が必要。</p> <p>容易に差し替えを認めると、複数電源を保持する大手電力の方が有利になることが懸念される。事業者間の競争環境のイコールフットイングを図るために、特定の事業者に有利となる運用については、認めるべきではないため。</p>
179	<p>小売事業者への費用請求の考え方については、64 頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実態を踏まえた合理的な案であり、支持したい。</p> <p>日々需要の入れ替えが発生する小売電気事業者の事業的特徴を勘案すると、実務的および公平性の観点から②の案が適当と考えられるため。</p>
180	<p>小売電気事業者が確保できる容量確保期間について、現状検討されている 1 年だけでは無く中長期の期間(3 年とか 15 年)での確保が出来るようは制度を検討して欲しい。</p> <p>容量確保期間が長くなれば、発電および小売事業の予見性の高まりが期待される。これにより、新規参入業者の増加等により一層の競争活性化につながると思われるため。</p>
181	<p>FIT 期間が切れたベースロードになりえる電源(バイオマス、地熱など)は FIT 期間終了後に期待容量に入れてほしい。</p> <p>FIT 期間である 20 年間の運転実績等を踏まえればベースロードに資する電源になるかどうかは評価可能であり、ベースロード電源として評価できる電源だけを期待容量に入れれば運用は可能。期待容量に入れれば、ベースロード電源不足の払しょくに貢献しえると思えるため。</p>
182	<p>FIT 適用を受けているバイオマス混焼設備について FIT 分以外は期待容量に入れる運用を行って欲しい。</p>

	<p>発電所の設備設計上、バイオマス混焼比率は予め決まっており、その混焼比率で運用される限りにおいては、FIT 制度と容量市場での固定費相当部分の 2 重取りは避けられるものと思われる。大規模改造などを行い混焼比率が変更になる場合の報告を義務付ければ適切な運用は可能。</p>
183	<p>需要曲線を定める際の考え方や採用したデータ等の情報公開のルールや決定プロセスに関して整備して頂きたい。</p> <p>また、需要予想が外れた際の責任の所在や取り扱い方も事前に整備頂きたい。議論されているような需要曲線を公平、かつ正確に決めるのは難しい業務と考えられるため。</p>
184	<p>既設電源への差し替えには、慎重な対応をお願いしたい。一定の制約は当然にして必要と考える。</p> <p>むしろ、電源の差し替えは認めないのが原則で、認める場合は例外として扱うべきではないか。</p> <p>既設電源への差し替えが安易に認めれば、既に多くの電源を保有している者を過度に優遇する制度になる。</p>
185	<p>容量市場で発生する費用として『容量拠出金(仮称)』が提言されているが、本取組の影響を小売事業者を通じて転嫁するタイミングは、いつ頃を想定されているのかお聞かせ頂きたい。</p> <p>また、転嫁するタイミングにおいては、当局がイニシアティブを発揮して頂きたい。</p> <p>安定供給を確保するための容量市場から発生する小売事業者への負担は、いずれ需要家に転嫁されるものと考えている。そのため、具体的な時期や運営方法を事前に理解し、準備致したい。</p>
186	<p>『相対契約のある小売事業者であっても、kW 価値の支払は容量オークションを通じて行うことを基本』として検討頂いておりますが、原則として容量オークションによって小売側の支払う kW 価値と、発電側の得られる kW 価値が極力等価となる制度設計を行って頂きますようお願い致します。</p> <p>仮に等価とならない場合においても、相対契約を持つ発電事業者及び小売事業者にとって、公平かつ円滑な契約見直しができるよう、ガイドライン等にて具体的な事例を示して頂きたく、お願い申し上げます。</p> <p>等価な取引が実現されない場合、特に小売側の支払う額が発電側の得られる額を上回る場合は、相対契約においてどちらか或いは双方に追加のコスト負担が発生し、契約を円滑に見直すことが困難となり、事業運営への支障が生じることを懸念致します。そのため、公平性が担保される契約見直しの在り方等を示して頂くことで、上記問題の解消に繋がるかと思料しております。</p>
187	<p>全国単一オークションとする場合、連系線制約により市場が分断すると、エリア間で kW 価格に値差が発生する可能性があります。容量市場においても、連系線の特定負担者、及び経過措置の適用事業者に対する特別な取扱い(値差</p>

	<p>リスクの緩和等)につきご検討頂き、貫徹小委中間とりまとめ等の整理と整合する制度設計を実施頂きますようお願い致します。</p> <p>連系線の特定負担は、エリアを跨いで特段の支障なく電気を送る権利(物理的送電権に準ずる)に対し対価を支払ったものと考えております。</p> <p>特定負担は、本中間論点整理(案)にも記載のとおり、エリア間値差を縮小させる効果を有することに寄与しているため、日本卸電力取引所のスポット市場と同様に、容量市場においても特別な取扱いを行うべきと考えております。</p> <p>加えて、連系線に係る経過措置の適用事業者についても、経過措置期間中においては、実質的に物理的送電権に準ずる権利が認められたものと考えますので、同様の措置を希望致します。</p>
188	<p>経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入が必須です。小売電気事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の中間論点整理(第2次)「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を7割控除」では不十分となる可能性があると考えています。</p> <p>最終的には、シミュレーション等を実施することで小売事業者における具体的な経営影響等を確認した上で、経過措置の具体的内容について決めるべきです。</p> <p>また、導入後も容量市場と卸電力市場の総コストが同等に収斂していくかを監視し、経過措置の延長措置等がとられるようにしておくべきです。</p> <p>多くの新電力が卸電力市場からの調達(激変緩和終了後のFIT電気含む)に大きく依存しており、容量市場と卸電力市場の総コストは同等に収斂していくことが期待されますが、容量市場開設直後は卸電力市場への影響は限定的と考えられるためです。</p> <p>そのような中で、現状の経過措置案は、小売電気事業者に負担が発生する2024年度では42%の控除に過ぎず、小売電気事業者(および需要家)への影響も大きいと想定されます。</p> <p>電源維持は重要ですが、致命的な不足が予見されないのであれば小売市場の競争を促進する観点から十分配慮して設計することが望ましいためです。</p>
189	<p>入札単位について一定規模のリソースを束ねた単位でも入札できるよう検討頂くとともに、入札最低容量についてもネガワット等のDRの参画も視野に入れた検討をお願いしたい。</p> <p>注釈にて、アグリゲートして一つの供給力として入札することを妨げるものではないと記載頂いているものの、DRを容量市場に活用していくには、アグリゲータが一定規模のリソース単位での入札ができること、DRが参加しやすい入札最低容量(1000kW程度)の設定が必要と考えているため。</p>
190	<p>実効性テストについては、信頼度確保の観点から必要であると認識している。一方で、過去の実績等からネガワットの創出が担保できるものについては、需要家側に過度な経済的負担がかからないような効率的な実施方法の検討をお願いしたい。</p>

	<p>工場の生産ラインを停止してネガワットを創出する場合、停止する費用(停止に伴う損失)は電源の発電コストに比べて非常に大きい。よって、実効性テストにおいては、需要家設備の運用に配慮した方法(過去の停止実績データの活用等)で実施していただきたい。</p>
191	<p>既存の相対契約を結んでいる発電・小売事業者にとって、相対契約との齟齬が生じないような精緻なガイドラインの設計が必要。(それが難しい場合には相対契約分だけ容量オークションを通じた kW 価値の支払を免除する方向も検討が必要)</p> <p>P.41 では発電事業者に対し「容量オークションに参加しない選択肢を認めることが望ましい」としている一方で、kW 価値の取引は全て容量オークションで行なうこととすれば、・・・小売事業者と相対契約のある発電事業者等については、容量オークションに参加することになると考えられる」との記載あり、小売事業者と相対契約のある発電事業者にとって、実質的に容量オークションの参加が義務化されていると考えられる。</p> <p>この場合、オークションによる容量価値を相対契約の固定費分から控除するなど、小売—発電事業者間の既存契約の改定が極めて煩雑になり、小売・発電事業者にとって不要なコスト増となることが想定される。</p> <p>こうした相対契約を結んでいる小売・発電事業者間に追加的なコスト負担が生じること踏まえ、容量市場による小売事業者の支払額と相対契約を通じた(オークションに実質強制参加させられる)発電事業者への支払との間に齟齬が生じないようなガイドラインの設計が必要。</p>
192	<p>係数設定に関し、火力発電(及び原発)の中で係数に差を設けない方向になっている点については賛成。</p> <p>火力発電(及び原発)の中でも、調整用電源に適/不適の電源種があるものの、kW 価値を達成するという観点からは同じ効果を有するため、現在の方向性を指示する。調整能力の有無については需給調整市場など別市場において価値評価すべし。</p>
193	<p>小売請求の配分方法に当たっては、相対契約の有無や規模でも調整を行うべき。</p> <p>相対契約を締結している小売事業者は、自ら発電事業者に kW 価値を支払うことにより、リスクを取って長期的な電源維持の費用を負担している。これが、これまで単に卸市場から kWh 価値のみを獲得してきたフリーライダー的な小売事業者と同様の費用負担となることには納得できるだけの合理性が無いと考える。</p>
194	<p>容量市場の開設直後においては、kWh 価格への影響が限定的とし、経過措置案が列挙されているが、いずれも、短期的な新電力事業者への影響緩和策としては不十分であり、新電力の壊滅的な淘汰が予想される。JEPX 価格の強制割引措置等、相当に慎重な経過措置が必要。</p>

	<p>容量市場の開設直後は、kW 価値のみを新電力事業者が負担することになり、kWh 価格への効果享受までに要する期間を算定できないため。</p>
195	<p>バイオマス混焼設備について、少なくとも非 FIT 分について容量市場への参加資格を与えるべき。</p> <p>混焼設備のうち、FIT 分については FIT による固定費も含めた費用手当てがされていることは理解。しかし非 FIT 分についてまで費用手当てがされているものではない。</p> <p>相対契約を結ぶ発電事業者が実質的にオークションに参加せざるを得ない想定である中、非 FIT 分が容量市場に参加資格が無いとすると、相対契約の中で小売事業者が固定費を二重払いするか、混焼設備を保有する発電事業者が容量市場の価格分だけ収益を減じることとなる。このような事態が生じないよう、バイオマス混焼設備の非 FIT 分には容量市場への参加資格を与えるべき。</p>
196	<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。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当に安い価格で取引されている実績がある。例えば、英国や米国 PJM 市場などでは容量市場価格が安く推移している問題がある。また、市場価格は毎年の変動幅が大きく、投資の予見性を得る十分な市場とはなっていない。</p> <p>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。集中型で市場を開設するとしても、別途、相対で発電事業者と小売事業者で差金決済契約を締結してリスクヘッジできるような制度を考慮頂きたい。その為には、小売事業者と発電事業者が授受する kW 価値はイコールである必要がある。今後の詳細検討において考慮頂きたい。</p> <p>諸外国で容量市場がうまくいっている状況とは言い難い。そのような中で、容量市場を創設するのであれば、事業者がリスクヘッジできる仕組みも考慮いただきたい。現行の契約を同等の形で継続できる仕組みを考慮頂きたい。</p> <p>事前にリスクヘッジできなければ、市場創設してどのような容量価格になるのか見極めるまで、発電事業者は電源新設を抑止せざるを得ない。</p>
197	<p>相対契約のある電源とマーチャント的な電源の容量価値を、等価で扱うよう留意が必要。</p> <p>KW 価値が時価により上下する場合、相対契約における容量価値は固定となるため等価が実現しないケースが生じうるとされるため。</p>
198	<p>容量市場の契約期間(BL 電源市場の受渡期間)と投資回収期間のバランスがとれていることが予見可能性や資金調達のアベイラビリティの向上を通じ、良質な電源整備に資するものと思料。</p>
199	<p>金融機関として発電事業者等へ長期の資金提供を行う為には、容量市場の諸制度について予見性と継続性を担保して頂く必要がある。制度変更が不可避な場合も、変更までの十分な期間と緩和措置を検討頂きたい。</p>
200	<p>メインオークションからの事業計画変更に対し、ペナルティの在り方(厳罰化等)</p>

	を考察する必要。
201	発電事業者等への容量価格の支払については、可能な限り発電事業者等のキャッシュフローへの影響が少ない形(例:月次決済等)が望ましい。
202	リクワイアメントとペナルティについて、相対取引における発電および小売事業者の取扱を明確化して頂きたい。 相対取引の場合、容量オークションで取引を行い、オークション外で既契約を見直すことにより、実質的に従前と等価の取引が実現可能とされているが、オークションに参加することにより、発電・小売事業者間における義務以上に負担が生じるのであれば、発電プロジェクトのリスク評価において当該リスクを評価する必要があることから。
203	新旧のみならず、燃種に応じ平等かつ電源構成目標に整合的な価値算定がなされるよう配慮が必要。
204	経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入する必要がある。 小売事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の事務局案である「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を7割控除」では不十分となる可能性があると考えている。 最終的には、シミュレーション等を実施することで小売事業者における具体的なインパクトを確認した上で、経過措置の具体的な内容について決めるべきである。 多くの新電力が卸電力市場からの調達に大きく依存しており、容量市場と卸電力市場の総コストは同等に収斂していくことが期待されるが、容量市場開設直後は卸電力市場への影響は限定的と考えられるため。 そのような中で、現状の経過措置案は、小売事業者に負担が発生する2024年度では42%の控除に過ぎず、事業者(需要家)へのインパクトも大きいと想定される。電源維持は重要なことだが、致命的な不足が予見されないのであれば小売の競争活性化に配慮して設計することが望ましいため。
205	電源の差し替えについては、認めるべきではない(入札を電源単位とするのであれば、電源の差し替えは認められないとするのが自然)。 その上で、現時点では差し替えが認められる「やむを得ない理由」が不明だが、市場管理者がその理由の妥当性を確認することは勿論、その内容を公表することや、予め差し替えを認めるケースを例示しておくなど、透明化を図るためのルールについて整理が必要。 容易に差し替えを認めると、複数電源を保持する大手電力の方が有利になることが懸念される。事業者間の競争環境のイコールフットイングを図るために、特定の事業者にも有利となる運用については、認めるべきではないため。
206	小売事業者への費用請求の考え方については、64頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実態を踏まえた合理的な案であり、支持したい。 日々需要の入れ替えが発生する小売電気事業者の事業的特徴を勘案すると、

	<p>実務的および公平性の観点から②の案が適当と考えられるため。</p>
207	<p>需要曲線における上限価格、指標価格の水準については、事業者の電源開発・維持のインセンティブ確保を踏まえた中長期的な供給力・調整力確保の観点から慎重な検討をお願いしたい。</p> <p>上限価格の設定内容が日本での電源維持費用と乖離した結果、スポット市場と容量市場の両収益をもってしても、必要最低限な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。</p>
208	<p>供給力確保に要する費用は、小売の最大 kW のシェアに応じて配分する案(中間論点整理案 P64③)、これまでの議論で意見が多かったエリアの年間ピークに応じて配分する案(中間論点整理案 P64①)の両案を軸に検討を進めるべき。</p> <p>容量市場が中長期的な供給力の確保を目的とすること、今回の市場が集中型市場であること、本来小売電気事業者は自己の需要に応じるための供給能力を確保しておく必要があることに鑑みると、供給力確保に要する費用は、小売の最大 kW のシェアに応じて配分する案(中間論点整理案③)が自然と考える。</p> <p>これまでの議論では、年間ピークに合わせて供給力を確保するという観点や、ピーク需要を抑制するインセンティブを与える観点から、エリアの年間ピークに応じて配分する案(中間論点整理案 P64①)が妥当というご意見もあったところで、こちらにも一定の合理性があると考えており、今後、両案を軸に検討を進めるべき。</p>
209	<p>既存電源に対する経過措置の導入は適切では無いと考える。</p> <p>旧一般電気事業者の発電部門は、余剰電源を限界費用で卸取引市場へ供出しており、今後、再エネが大量導入することで更なる市場価格の低下が見込まれ等、厳しい経営環境に置かれている。</p> <p>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、中長期的な供給力・調整力の確保に支障をきたしかねない。容量市場の目的を達するためにも、経過措置は不要ではないか。</p>
210	<p>制度検討作業部会の中間論点整理(第2次) P41の9行目～14行目に「発電事業者等が自らの判断で容量オークションに参加しない選択肢を認めることが望ましい」との記載がある。</p> <p>その一方で、21行目～23行目には、「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、市場支配力が行使できないような何らかの仕組みが必要と考えられる」とあり、発電事業者等にとって新たなリスク発生の懸念がある。</p> <p>市場支配力を持たない小規模発電事業者に対しては、一度不参加を選択した場合でも、一定期間再び参加できなくなるようにする等の措置は必要ではない。</p> <p>該当ページの考え方は、一定以上の市場支配力を持つ事業者に対するものであり、容量市場に対する参加事業者数を増やすという考え方に立てば、市場支</p>

	配力を持たない小規模発電事業者にまで制約を設ける必要ない考えるため。
211	償却期間15年程度の期間を考慮した複数年の契約オプション設定をご検討いただきたい。 新設電源の投資回収の予見性を高めるため。
212	<p>制度検討作業部会の中間論点整理(第2次)P66下段から2行目～に「②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し、固定費コストが高いことなどから、」とあり、P67の1～2行目に「容量市場開設時点の控除率は、・・・7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととする。」、6～7行目に「2030年(容量の受け渡し時点)には経過措置を終了させることとする。」とあり、2020年の控除率7割から漸減し2030年までの10年間の経過措置が設けられると読み取れる。</p> <p>一方、P67下段の注記78に「2023年までの・・・暫定市場は開催しないことが基本と考えられる。この場合、2020年に取引され2024年に容量契約が発効される経過措置対象電源の控除率は42%と算定される」とあり、実際の取引に反映される控除率は、2024年の42%から漸減し、2030年の0%とも読み取れる。</p> <p>① 記載内容が控除率70%を示すのか、42%を示すのか、紛らわしい表現となっている。</p> <p>② 既設電源について2024年の控除率を70%(2034年の控除率0)とし、経過措置は10年間とすべきである。</p> <p>① わかりやすい表現にすべき。</p> <p>② 小売事業者の激変緩和措置をより効果的なものにするため。</p> <p>既設電源は総括原価方式にて投資回収は進んでいる。また2024年にはほぼ償却は終了しているため。</p>
213	<p>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)</p> <p>① 石油火力の比率低下への懸念が容量市場のそもそもの背景」との分析であるが、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・間に4年を挟む容量市場よりも翌年度に起用される需給調整市場の方がピーク電源の設備維持には効果的。特に石油電源向けの物流は現状のままの維持は難しい。 ・容量市場の場合、石油1ユニットのみの高値で約定価格とし、残りは経済性の高い電源をエントリーすることで、全体として固定費の鞘を稼ぐことも可能。 <p>② DRも容量価値を有するとしているが、間に4年を挟む容量市場よりは翌年度に起用される需給調整市場にて固定費部分の回収を一元的に取り扱う方</p>

	<p>がエントリーしやすいのではないか。</p> <p>容量市場の対象から上記電源を除外し、容量市場のカバーする kW が下がれば、小売事業者への費用徴収のベース時期に関わる問題も大きな議論ではなくなると思料する。</p>
214	<p>4年前オークション実施、契約期間1年間では発電事業者の意欲喚起には不十分。</p> <p>発電事業計画期間を担保する期間(可能であれば10年)を先行きは確保していただきたい。</p> <p>先々の需要曲線情報(価格も含め)の開示とも絡めて、契約期間の検討深掘りが必要。</p>
215	<p>需要曲線設定には多面的な検討を加えてほしい。</p> <p>需要曲線の形状次第で、電源の大半を保有する旧一に過大なタナボタが生じる可能性がある。OCCTO以外の学術機関による検証をお願いしたい。</p>
216	<p>原則禁止とすべき／新設には配慮</p> <p>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点に権利が移転すべき。当制度の根本思想は『発電所の発電能力保有』に価値づけして取引を行い、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。</p> <p>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。</p>
217	<p>現在検討中の他ルールとの整合性確保 (広域系統整備委員会、地内送電ルール検討会で議論)</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>
218	<p>エリア月間ピークをベースに費用請求を行うべき</p> <p>制度趣旨を踏まえると年間ピークを参照すべきではあるが、現在の小売競争は旧一対新電力が正面からぶつかれるものとなっておらず、当面は月間ピークを参照し、競争活性化後(事前にベンチマークとなる新電力シェアを設定しておくこと)に年間ピーク参照に移行することが望ましい。</p>
219	<p>経過措置は不要</p> <p>経過措置に伴い、電源非保有の小売事業者に対し電源保有の小売事業者から価値移転が生じることになる。競争が活性化する前から発電所建設に踏み切った事業者の事業計画を損なうものであり、かつ電源にコミットしなかったいわば</p>

	<p>「ただ乗り事業者」にタナボタを与えるものでもあり、発電競争を歪める。</p> <p>容量市場創設後、kWh 価格と容量価値での二重取りを防止すべく監視するとの事だが、経過措置期間中に設けられる控除率が含まれると、監視・検証は困難ではないか。</p>
220	<p>新陳代謝促進策も検討いただきたい。</p> <p>耐用年数を遥かに越えた電源が居着き、火力電源の新陳代謝が阻害される懸念がある。老朽火力の退出を促し、排出係数の優れた火力新設を促すような制度的取組を別途ご検討いただきたい。</p>
221	<p>できるだけ早期に小売事業者の費用負担水準を明示いただきたい。</p> <p>現状では、事業への影響を考慮することができないため。</p>
222	<p>小売電気事業者が費用負担していることを顧客に明示するため、再エネ賦課金と同様に請求書に記載するように小売ガイドライン等に明記いただきたい。</p> <p>国全体で必要な供給力を確保するための制度に基づいて小売電気事業者が費用負担していることを顧客に明示するため。</p>
223	<p>小売事業者への費用請求の考え方については、「エリア月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実務を踏まえた合理的な案である。</p> <p>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、実務的および公平性の観点から適当と考えられる。</p> <p>仮にエリア年間ピーク時とした場合、費用負担年度に大幅に需要が減少した際に、売上の減少と費用負担の増加が重なるため、規模の小さい新電力にとっては資金繰りが悪化し、経営不安につながるため。</p>
224	<p>経過措置は需要家負担に対する激変緩和の観点から導入すべきである。但し、小売事業者の費用負担水準がわからない状況では、控除率の妥当性は判断できない。</p> <p>経過措置がない場合、需要家負担が急激に増大するため。</p>
225	<p>安定供給に必要な電源が複数市場での取引の結果、総合して適正な価値評価がなされ、確実に維持される仕組みとなるようご配慮をお願いしたい。また、新たな市場が適正に機能していない場合は、柔軟に見直しできるように設計いただきたい。</p> <p>今回の市場設計でkW、kWh等の価値が別々の市場において取引されることとなりますが、電源はそれらを総合して適正な価値として評価・維持されることが望ましいと考えます。</p> <p>これまでとは異なる全く新しい市場が、相次いで開設されることを踏まえ、新たな市場の取引状況や価格動向によっては、柔軟に見直しができるよう設計いただきたいと考えます。</p>
226	<p>既存電源に対する経過措置は、導入の是非も含め、慎重にご検討いただきたい。</p> <p>新設も既設もkWの価値としては、等しく評価すべきと考えます。既設電源であつ</p>

	<p>ても、定期点検等に加えて機器の取替などの改良投資を一定程度実施しなければ、維持できません。一方で、新設電源については、一般的には最新ということで効率が高くなると考えられ、kWh 市場で一定の収益を得られれば、容量市場側での応札価格は低くなっていく場合もあると思われま。</p> <p>そうした中で、経過措置で既設電源の支払価格を約定価格から一律に減額することは、新設、既設を問わず、投資回収の不確実性が高まり、さらに再生可能エネルギーが大量導入され、稼働率が低下している発電事業の事業環境を、一層厳しいものとし、電源の維持を困難にさせるおそれがあると考えます。</p> <p>容量市場は、そのような状況下において、中長期的に必要な供給力、調整力を確保していくことで、電気料金を安定化していくことを目的としているため、既存電源に対する経過措置は、導入の是非も含めて、慎重なご検討をお願いいたします。</p>
227	<p>バイオマス混焼設備について、「当該設備の全体について他の制度からの支払は行われなことを前提」とあるが、FIT 分以外は相対契約や市場から固定費回収することを前提としているため、当該設備全体が容量市場の対象外とならないう、ご検討いただきたい。</p> <p>バイオマス混焼設備の FIT 分以外は相対契約や市場から固定費を回収することを前提としており、仮に当該設備全体を容量市場の対象外と整理された場合、事業性が確保できなくなる懸念があります。</p> <p>FIT 制度を利用しないという選択をした場合、特に既認定分については、バイオマス混焼に必要な発電・供給設備等に投資した分の回収漏れが懸念されます。</p> <p>容量市場は卸電力市場を補完する手段であり、FIT 制度等とは異なる性質のものではないかと考えます。</p> <p>このため、FIT 認定を受けた場合のバイオマス混焼設備について、当該設備全体が容量市場の対象外とならないうご検討をお願いいたします。</p>
228	<p>需給調整市場において ΔW 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ご検討いただきたい。</p> <p>需給調整市場において ΔW 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りますが、今後、自然変動電源の増加や、火力の調整電源の減少等により、調整電源が不足する懸念があります。</p> <p>このため、応答速度が速く、動力としても活用できる等、柔軟性が高い揚水発電所を維持することや、一定規模以上の新規電源には、系統連系要件等で調整機能を具備させること等についてもご検討いただくようお願いいたします。</p>
229	<p>小売電気事業者への費用請求の考え方</p>

	<p>必要容量の算定は、年間ピークで行われることから、年間ピークを基準とすることも合理的ではあるが、当面年間ピークを基本としていただきたい</p> <p>新電力は、みなし小売り事業者に比べて負荷率の低い客が多く、kWhに換算した負担が無視できないほどに多くなる恐れがある。ベースロード電源市場が十分機能し、負荷率の差が一定になるまでの間、年間ピークをベースとしていただきたい。</p>
230	<p>他制度との整合性</p> <p>検討を深めるべき事項となっているFITのバイオマス混焼設備について、以下を検討願いたい。</p> <p>①一般火力の電源3と同様の出力抑制対象とする代わりに、容量市場での入札を認める</p> <p>②容量市場での入札を認めず、一般バイオマスと同一の給電順位とする</p> <p>③前年実績をベースに、</p> <p>化石燃料部分については容量を、バイオマス部分については優先給電を認める</p> <p>④省エネ法と同様、主燃料をベースにバイオマス、石炭発電と分けて、それぞれのルールを適用する</p> <p>容量市場の導入は、変動電源の大量導入に伴う、①稼働率の低下、②市場価格の低下に対処するために創設されたものと認識するが、混焼発電はいずれの影響も受けることは明白であり、そのルールを明確にしてもらいたい。FIT法で、上記の問題が担保されていない。</p>
231	<p>相対契約や常時バックアップ等で、本市場導入後の契約見直しのガイドラインを整備いただきたい。新電力は、相対的に発電事業者に対し、交渉力に乏しく、本制度導入後も、長期契約の固定費相当部分(kWhに含まれる場合も含む)や常時バックアップの固定費等につき、見直しを受けられない恐れもある。民民契約であるので、法整備は難しいと思われるものの、適切な契約見直しのガイドラインを示していただきたい。</p>
232	<p>過大なペナルティ(追加的な金銭の支払い)を科すことがないようにして頂きたい。</p> <p>また、通常運転していた発電機が、機器故障等により発電機停止した場合は、やむを得ない場合として「ペナルティを軽減する」等の制度設計をして頂きたい。</p> <p>過大なペナルティは、発電事業継続へのリスクが大きくなるため。</p> <p>また、発電設備については、定期的に点検及び機器更新等を実施しているが、想定外の機器故障等により、発電機が停止することがあるため。</p>
233	<p>固定費の高い電源においては、調整係数を高く設定して頂きたい。</p> <p>電源種別により固定費が異なるため、固定費が高い電源への投資(新設・リプレース)が停滞しないようにするためには、供給力のほか、資本費の多寡を考慮した調整係数の設定が必要である。</p>

234	<p>小売事業者の競争環境に与える影響を緩和する観点から、経過措置の導入は必須と史料。</p> <p>また、シミュレーション等を実施し、電力業界に実際に与える具体的なインパクトを確認した上で、詳細設計の議論をすることが望ましいのではないかと。1年目、2年目などで大きく金額が変化することがあれば、発電事業者・小売事業者・需要家に与える影響は大きく、あらかじめ市場の動きやインパクトについて、シミュレーションでイメージができてきていることの恩恵は大きいものと思料。</p> <p>過去の議論では、容量市場(kW)と卸電力市場(kWh)の合計額は、(容量市場がない時の kWh 価格へ)収斂していくことが想定されていたが、少なくとも容量市場開設直後は卸電力市場(kWh)への影響は限定的と考えられ、競争活性化に配慮することが必要で、経過措置を導入することが望ましいと考えられるため。</p> <p>また、「発電事業者が支配力を行使して、容量価格が高止まりする」「容量価格のボラティリティが高く、電力事業の予見性が著しく低下する／小売価格への転嫁が困難となる」といったことは回避すべきであり、その点からもシミュレーションをした方が、建設的な議論が可能と思料。</p>
235	<p>電源の差し替えについては、認めるべきではなく、追加オークションで対応すべきではないかと。</p> <p>また、56 頁に大規模自然災害等の「やむを得ない理由」については、ペナルティは免除という趣旨の記載がある中、差替えを認める「やむを得ない理由」を設定する必要はないのではないかと。仮に、定めるとしても、競争環境への影響も考慮し、市場管理者がその理由の妥当性を確認することは勿論、その内容を公表するなど、透明化を図るためのルールの設定が必須と考える。</p> <p>容易に差替えを認めると、複数電源を保持する旧一般電気事業者の方が有利であり、イコールフットイングとならず、市場を歪める虞があると思料。</p>
236	<p>小売事業者への費用請求の考え方)</p> <p>小売事業者への費用請求の考え方については、64 頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が、電力小売事業の実態を踏まえた合理的な案と思料。案①「エリアの年間ピーク時の電力(kW)に応じて配分する」については、思想としては理解できるが、実業へは良い影響を与えないと思料。</p> <p>容量価値の真の受益者は、需要家と思料。</p> <p>小売事業者は、4月から翌3月末まで必ず需要を確保しているとは限らず、実務の観点を考慮しながら、設計をすることが妥当と考えられるため。</p>
237	<p>(今後の制度設計に関する検討・議論によるが)実質的に容量オークションを通じた取引を選択せざるを得ない仕組みとなる場合、既に相対契約を締結済みの電源に対しては、容量市場を経由することで、金銭としての等価な差金決済取引の実現だけではなく、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いただきたい</p> <p>価格とリスクはセットで評価されるものであり、リスク負担が大きく変わる場合は、</p>

	事業継続や投資判断に影響することが想定されるため
238	全国単一オークションとすることによって、エリアごとの供給力が長期的に偏ってしまうなど、供給力確保上問題とならないよう、制度を検討していただきたい。 エリア別とせず単一で実施することで、エリアごとの供給力が長期的に偏ってしまうと、系統上の制約等により供給上の懸念が発生するため
239	契約期間に関しては、新設電源の場合は 15 年以上の複数年契約も可能となるよう制度的な手当てをご検討いただきたい 長期間にわたる価格の固定化は、安定供給確保や電気料金の安定化および予見可能性向上の観点から、発電事業者のみならず、市場管理者、小売・一般送配電事業者にもメリットが生じるものと考えられるため
240	需要曲線の作成について、事業者の予見性を高めるため事前に作成の方法について開示をいただきたい 安定供給確保や電気料金の安定化を実現するためには電源のリプレースが必須となり、その実現においては価格の予見性が重要となるため
241	容量市場に係る発電事業者への支払時期については、注記57にある通り、毎月実施するようお願いしたい また、経過措置期間中の支払額やペナルティについても発電事業者に過度な負担とならないよう配慮頂きたい 当該市場で取引される価値(kW価値)については、従来の相対契約であれば基本料金として毎月収入が得られるものであり、発電事業者のキャッシュフローへの影響を軽減する観点から同様の支払時期としたい また、既存電源であっても設備の維持・運営に固定費は生じることから、事業継続が可能となるような支払額、および収入に見合ったペナルティの設計を検討する必要があるため
242	容量市場における経過措置の導入にあたっては、発電事業者の電源投資意欲が阻害されないような制度設計としていただきたい 小売事業者の影響緩和の観点は理解するものの、容量市場導入における本来の制度趣旨である「事業者の適切なタイミングでの発電投資意欲の確保」が極めて重要と考えるため
243	バイオマス混焼設備の扱いについて、FIT 認定設備における 非 FIT 発電分も容量市場への参加が可能となるよう検討していただきたい FIT 制度との整合性が取れない場合、非 FIT 発電分の容量市場への参加ができなくなってしまうため
244	調整力公募や電源入札制度、固定価格買取制度などの既存制度との整合を図り、ベースロード電源市場、需給調整市場を含めた関連性を各事業者が容易に理解できるような制度設計を行って欲しい。

	<p>小売電気事業者への負担については、事業計画にも関わる部分の為、相対取引で必要な容量を確保した事業者に対しては負担が軽減されるなどのルールも含めて、費用分担方法を検討してほしい。</p> <p>制度設計がなされるまでに、供給信頼度の算定基準について明確化してほしい。またエリア外での調達についても間接オークションとの関係性を明確化して欲しい。</p> <p>DRについて検討いただけていることは賛同します。その際は、発電機以外のリソースや、エリアの分散された電源リソースを集めてリソースアグリゲータがコントロールする手法の電源群についても同様に評価、検討してほしい。</p> <p>容量市場で入札した電源の需給調整市場での扱い(強制入札等)についても早期にその方向性を示して欲しい。</p>
245	<p>容量市場、需給調整市場において、従来型電源とDRがイコールフットイングとなることを基本方針として設計して欲しい。</p>
246	<p>例外的な条件のもとで、容量市場外での容量取引を許容する制度設計が必要。地産地消・エネルギー有効活用をもたらすコジェネ電源の如く供給力確保という目的以外の意義をもつ電源が存在する為、これら電源の固定費回収の太宗を容量市場に依存することとなると開発・存立が困難となるケースがある。よって、これら社会的意義を持つ電源の開発・存立・更新を促すためにも、新設電源においても相対の条件設定を可能とならしめる制度が必要。</p>
247	<p>容量市場への応募の際には、提供可能容量を月ベースで提示可能な設計にする。</p> <p>中間論点整理(第2次)にて、電源の停止期間については事前に考慮する方針である旨記載があるが、自家発電設備から逆流可能容量は製造設備の稼働状況によって月毎に異なるケースが多い。自家発電設備の容量の有効活用に資する目的、ならびに自家発電設備所有者の運営面からも好ましいと考える。また、供給可能容量の提示後、供給余力が大幅に増えるなどの状況となった場合には、所定の事前通知期間を持った上で、追加容量の受け入れを可能とする柔軟性のある設計として頂きたい。</p>
248	<p>自家用発電設備のリクワイアメント及びペナルティの柔軟性の確保が必要。事業用発電設備と同一に扱うべきではない。</p> <p>自家用発電設備はその目的の第一が構内製造設備へのエネルギー(電熱)供給にあることから製造設備の不具合や製造計画の変更等により、発電設備それ自体に問題はないにも関わらず余剰電力の販売量が計画値から変更し得る。自家用発電設備は、発電設備としての容量から製造設備で使用する容量(以</p>

	<p>下、構内需要)を差引いた分の容量を容量市場に出すと認識しているが、構内需要は上記の通り変更し得る為、リクワイアメント及びペナルティが事業用発電設備と同一水準で厳しい場合、製造設備や製造する材のマーケットリスクを折込んで保守的な抛容量とせざるを得ず、結果として容量市場への抛出が減少する可能性がある。製造業の競争力に資するという自家用発電設備本来の目的を達成し、かつ、容量市場への抛出を最大化するインセンティブとなる制度的措置が必要ではないか。</p>
249	<p>各市場での発電事業者等への支払い時期を最大限早める(最大1か月程度)様検討頂き度い。</p> <p>これまで卸取引所の場合で数日、相対取引でも1ヶ月程度で対価の支払いを受けることができた。今後容量価値や非化石価値に価値が細分化されるが、広い事業者の取引参入を促すべく発電事業者等の資金繰りに配慮した制度設計が必要。</p>
250	<p>経過措置</p> <p>経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入する必要がある。小売事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の事務局案である「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を7割控除」では、激変緩和の観点では不十分であると考えている。</p> <p>最終的には、需要曲線の設定方法や電源リクワイアメントの設定などを取り決めた後で、シミュレーション等を実施することで小売事業者における具体的な金銭的インパクトを確認した上で、経過措置の具体的な内容について決めるべきである。</p> <p>電力自由化の目指すべき姿として、取引所における取引量を増やし、多種多様な事業者が電力小売事業に参入することで、小売市場を活性化させ、多くのサービスが生まれた結果として、需要家が恩恵を受けるという姿があると考えている。実際に、異業種から新規に電力小売事業に参入する場合、調達電源の一部を取引所からの調達に依存する必要があるが、それ自体が問題となることはないはずである。然しながら、容量市場が導入された場合、そのような事業者ほど相対的に多くの負担が強いられることになる。更に、負担額のイメージそのものが見えない状況が続くのであれば、新たに電力小売事業に参画しようと考えている事業者にとって、本制度は実質的な参入障壁となる可能性が高い。</p> <p>そのような中で、現状の経過措置案は、小売事業者に負担が発生する2024年度では42%の控除に過ぎず、前項に記載されたような小売事業者へのインパクトも大きいと想定される。電源維持は確かに重要なことだが、致命的な不足が予見されないのであれば、小売の競争活性化に配慮して設計することが望ましい。</p> <p>更に、容量クレジットの価格決定に大きな影響を及ぼす事項である需要曲線の</p>

	<p>設定方法や電源リクワイアメントの設定などを取り決めた後に、シミュレーション等によりどの程度の負担となるのかを確認した上で、最終的に経過措置の具体的内容について取り決めるべきである。小売の競争活性化の観点より、常に新たな小売事業者が参入するような市場設計は重要であり、そのような事業者から見て、具体的な負担額がイメージでき且つ適切な負担額となるような経過措置含めた制度設計が必要であるため</p>
251	<p>意義→シミュレーションの必要性</p> <p>容量市場に関わる事業者(発電事業者、及び小売事業者)にとって、本制度は大きなインパクトがある為、制度導入前にシナリオに基づいた具体的なインパクトを数値にて確認しておくことは重要である。</p> <p>具体的には、金額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であると考えている。</p> <p>前者は、経過措置、小売事業者への請求方法の考え方、需要曲線の設定方法や電源リクワイアメントの設定などの考え方に基づき、想定されるクレジット価格や小売事業者の負担額が想定できるような指標の提示を目的に実施されるべきである。一方後者は、現在想定している将来的な需給バランスをベースに、容量市場導入に伴いどのように需給バランスが改善されるのかを示す為に実施されるべきである。すなわち、両者のシミュレーションを実施することで、「電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保できるようにすることが求められる」という制度の意義が達成されるものなのか、確認できるものと考えている。</p> <p>更に、電源リクワイアメントの設定については、それに伴い JEPX のスポット市場(kWh 市場)へどのような影響が及ぼされるかについても検証した上で、「必要な電源投資等のための総コストは変わらない、(中略)、中長期的に見た小売事業者の負担はむしろ抑えられる」という点についても検証すべきであると考えている。</p> <p>以上のようなシミュレーションを行うことで、各事業者においては具体的なインパクトを確認すると共に、容量市場導入のタイミングの妥当性についても検証できるものと期待している。</p> <p>容量市場を通じて取引される金額は年間数千億円単位にもなる可能性があり、各事業者の事業収支に大きなインパクトを及ぼすことが予想される。そのような大きな金額が動く本制度を導入するに当たっては、安定供給に必要な電源の確保という本来の目的が達成されるのかについて、各条件をベースに試算することで検証しておく必要があると考えているため。</p> <p>更に制度導入のタイミングが現在の案で適切であるかどうか、需給見通しのシミュレーションを通じて確認しておく必要があるため。</p> <p>発電側の視点から、投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムの主旨を鑑みた場合、一定レベル以上のクレジット価格となる必要があると考えら</p>

	<p>れる一方、価格が必要以上に高止まりすることにより電源の新陳代謝の妨げになる可能性も一方ではあることから、十分な検証が必要であるため。</p> <p>他方、小売活性化の観点より、小売事業者にとって、負担額のイメージが容易に確認できるようシミュレーションを通じて自社へのインパクトが確認できるようにすることは、【意見 5】に記載させて頂いた経過措置の議論にも資するものと考えているため。</p> <p>以上のような点を踏まえることで、容量市場という制度が「より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保できる」制度なのか事前に検証できるものと考えている。</p>
252	<p>小売事業者への費用請求の考え方</p> <p>小売事業者への費用請求の考え方については、64 頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実態を踏まえた合理的な案であり、支持したい。小売活性化の観点より、日々需要の入れ替えが発生する現状はある程度許容し、その前提で制度設計していく必要があると考えている。そのような点を踏まえた場合、実務的および公平性の観点から②の案が適当と考えられるため。</p>
253	<p>小売事業者への費用請求の考え方</p> <p>請求額算定に使用する最大電力は、小売事業者単位ではなくバランシンググループ単位としていただきたい。電圧区分や、地域単位で事業者登録をしている企業が多く存在するが、費用負担を最小化するためには統一エリア内のグループ会社の統合が必要になり、実務的に負担が大きい。事業者登録時点で想定されていなかった制度変更であるため、配慮をお願いしたい。</p>
254	<p>容量市場の情報公開・フォローアップ (3) 今後について</p> <p>「沖縄エリアにおける容量市場の取り扱いについて、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。」と記載があるが、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不適切である。</p> <p>沖縄エリアにおいては kWh 価値を取引する市場がないため。</p>
255	<p>経過措置</p> <p>経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入する必要がある。小売事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の事務局案である「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を 7 割控除」では、激変緩和の観点では不十分であると考えている。</p> <p>最終的には、需要曲線の設定方法や電源リクワイアメントの設定などを取り決めた後で、シミュレーション等を実施することで小売事業者における具体的な金銭的インパクトを確認した上で、経過措置の具体的内容について決めるべきである。</p> <p>電力自由化の目指すべき姿として、取引所における取引量を増やし、多種多様な事業者が電力小売事業に参入することで、小売市場を活性化させ、多くのサ</p>

	<p>ービスが生まれた結果として、需要家が恩恵を受けるという姿があると考えている。実際に、異業種から新規に電力小売事業に参入する場合、調達電源の一部を取引所からの調達に依存する必要がある、それ自体が問題となることはないはずである。然しながら、容量市場が導入された場合、そのような事業者ほど相対的に多くの負担が強いられることになる。更に、負担額のイメージそのものが見えない状況が続くのであれば、新たに電力小売事業に参画しようと考えている事業者にとって、本制度は実質的な参入障壁となる可能性が高い。</p> <p>そのような中で、現状の経過措置案は、小売事業者に負担が発生する 2024 年度では 42%の控除に過ぎず、前項に記載されたような小売事業者へのインパクトも大きいと想定される。電源維持は確かに重要なことだが、致命的な不足が予見されないのであれば、小売の競争活性化に配慮して設計することが望ましい。</p> <p>更に、容量クレジットの価格決定に大きな影響を及ぼす事項である需要曲線の設定方法や電源リクワイアメントの設定などを取り決めた後に、シミュレーション等によりどの程度の負担となるのかを確認した上で、最終的に経過措置の具体的内容について取り決めるべきである。小売の競争活性化の観点より、常に新たな小売事業者が参入するような市場設計は重要であり、そのような事業者から見て、具体的な負担額がイメージでき且つ適切な負担額となるような経過措置含めた制度設計が必要であるため。</p>
256	<p>意義→シミュレーションの必要性</p> <p>容量市場に関わる事業者(発電事業者、及び小売事業者)にとって、本制度は大きなインパクトがある為、制度導入前にシナリオに基づいた具体的なインパクトを数値にて確認しておくことは重要である。</p> <p>具体的には、金額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であると考えている。</p> <p>前者は、経過措置、小売事業者への請求方法の考え方、需要曲線の設定方法や電源リクワイアメントの設定などの考え方に基づき、想定されるクレジット価格や小売事業者の負担額が想定できるような指標の提示を目的に実施されるべきである。一方後者は、現在想定している将来的な需給バランスをベースに、容量市場導入に伴いどのように需給バランスが改善されるのかを示す為を実施されるべきである。すなわち、両者のシミュレーションを実施することで、「電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保できるようにすることが求められる」という制度の意義が達成されるものなのか、確認できるものと考えている。更に、電源リクワイアメントの設定については、それに伴い JEPX のスポット市場(kWh 市場)へどのような影響が及ぼされるかについても検証した上で、「必要な電源投資等のための総コストは変わらない、(中略)、中長期的に見た小売事業者の負担はむしろ抑えられる」という点についても検証すべきであると考えている。</p>

	<p>以上のようなシミュレーションを行うことで、各事業者においては具体的なインパクトを確認すると共に、容量市場導入のタイミングの妥当性についても検証できるものと期待している。</p> <p>容量市場を通じて取引される金額は年間数千億円単位にもなる可能性があり、各事業者の事業収支に大きなインパクトを及ぼすことが予想される。そのような大きな金額が動く本制度を導入するに当たっては、安定供給に必要な電源の確保という本来の目的が達成されるのかについて、各条件をベースに試算することで検証しておく必要があると考えているため。</p> <p>更に制度導入のタイミングが現在の案で適切であるかどうか、需給見通しのシミュレーションを通じて確認しておく必要があるため。</p> <p>発電側の視点から、投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムの主旨を鑑みた場合、一定レベル以上のクレジット価格となる必要があると考えられる一方、価格が必要以上に高止まりすることにより電源の新陳代謝の妨げになる可能性も一方ではあることから、十分な検証が必要であるため。</p> <p>他方、小売活性化の観点より、小売事業者にとって、負担額のイメージが容易に確認できるようシミュレーションを通じて自社へのインパクトが確認できるようにすることは、【意見 4】に記載させて頂いた経過措置の議論にも資するものと考えているため。</p> <p>以上のような点を踏まえることで、容量市場という制度が「より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保できる」制度なのか事前に検証できるものと考えている。</p>
257	<p>小売事業者への費用請求の考え方</p> <p>小売事業者への費用請求の考え方については、64 頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実態を踏まえた合理的な案であり、支持したい。小売活性化の観点より、日々需要の入れ替えが発生する現状はある程度許容し、その前提で制度設計していく必要があると考えている。そのような点を踏まえた場合、実務的および公平性の観点から②の案が適当と考えられるため。</p>
258	<p>小売事業者への費用請求の考え方</p> <p>請求額算定に使用する最大電力は、小売事業者単位ではなくバラシンググループ単位としていただきたい。電圧区分や、地域単位で事業者登録をしている企業が多く存在するが、費用負担を最小化するためには統一エリア内のグループ会社の統合が必要になり、実務的に負担が大きい。事業者登録時点で想定されていなかった制度変更であるため、配慮をお願いしたい。</p>
259	<p>容量市場の情報公開・フォローアップ (3) 今後について</p> <p>「沖縄エリアにおける容量市場の取り扱いについて、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。」と記載があるが、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不適切である。</p>

	<p>沖縄エリアにおいては kWh 価値を取引する市場がないため。</p>
260	<p>経過措置</p> <p>供給力としての価値は新設電源も既設電源も等しく評価すべきであるが、既設電源への支払を一律減額する経過措置については、設備改修等にかかる費用が回収できなくなるなど、電源維持に支障を来す虞もあり、真にお客さまの利益につながらない。更に、発電事業者が卸電力市場を通じた投資回収への移行や再エネ導入量の増加等に起因する売電収入の低下等により厳しい事業環境に置かれている中、供給力を適切に確保していくといった制度目的を勘案すると、既設電源に対する経過措置は導入すべきではない。</p> <p>他制度との整合性(固定価格買取制度との関係)</p> <p>FIT 認定を受けたバイオマス混焼の電源は、バイオマス燃料相当の電力量に対してのみ、資本費相当額を含めた買取価格が設定されている。こうしたことを踏まえると、バイオマス混焼電源については、バイオマス相当分を除いた設備量に対して、容量市場への参加を可能とすべきである。</p> <p>容量市場と需給調整市場の関係</p> <p>容量市場で kW 価値取引が行われたい 2020～2023 年度においては、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が、詳細設計にあたっては、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べき。</p>
261	<p>入札単位について、</p> <p>太陽光発電設備の容量入札において、小容量の設備の場合、電源単位でなく、まとめた単位での入札を希望します。例えば、低圧太陽光の場合、事業者単位などで、複数の電源をまとめ入札できるようにすべきと考えます。</p> <p>理由 太陽光発電設備は住宅に設置された小出力の設備が多く存在しますが、これによっても一定量の発電能力が提供されているものと認識しています。今後、ZEH・省エネ化の更なる推進に伴い、ますます住宅の太陽光発電は増えていくものと推察されます。そのような中で10kW 未満太陽光のFIT 制度適用はグリッドパリティ成立とともに近い将来終了することも考えられ、その場合、買取は小売買取になるであろうことから、小売事業者による太陽光発電の容量市場への入札が行なわれることとなります。</p> <p>この場合、電源単位の入札となるとその件数が非常に多くなり運用上非現実的となります。</p>
262	<p>全面自由化の下でも必要な供給力を確保するためには、容量市場を通じて、電</p>

	<p>源の維持に必要な費用が適切に回収されるなど、発電事業者の電源投資インセンティブが保たれる必要があり、今後の詳細検討に際しては、特に以下の点にご留意いただきたい。</p> <p><ご留意いただきたい事項></p> <p>既設電源への支払を約定価格から一律減額する経過措置について、事業者間の公平な競争を促すという市場本来の目的や、現状でも厳しい発電事業の事業環境を更に厳しくすることになりかねないこと等を鑑みれば、導入の是非も含めて慎重な検討が必要であること</p> <p>容量市場の価格について、事業者にとって電源建設・維持のインセンティブとなる適正な価格水準となる必要があること</p> <p>バイオマス混焼設備の扱いについて、 バイオマス混焼は石炭火力における CO2 削減対策の有効な手段であり、他の電源等と同様に、容量市場の対象として投資回収の予見性を高める必要があること</p> <p>FIT 制度上は設備全体が FIT 電源の認定対象であるものの、FIT による買取対象はバイオマス発電による kWh 分のみであり、混焼設備以外の kW 価値については、容量市場への参加に合理性があると考えられること</p> <p>などを踏まえた制度とする必要があること</p>
263	<p>容量市場の取引の仕組み</p> <p>契約期間について、新設電源については、3 年や 5 年など長期のメニューも追加していただきたい。</p> <p>容量確保時期について、実需の数年前のオークション実施はよい制度と考えるが、4 年前に加え、新設電源については、6 年や 7 年などの長期先行確保を追加していただきたい。(特に新設電源)</p> <p>容量確保時期について、追加オークションを、1 年前に加え 2 年前にも追加していただきたい。</p> <p>契約期間については、小売事業者は長期短期の組合せで供給力を確保しているのが実態と考えられ、その実態に応じたメニューを提供することが容量市場への参加を促進することになるから。発電事業者側も同様に長期中期の卸契約を交えている実態(特に新設電源ではその形が殆どと考えられる)に沿ったメニューが整備されれば、容量市場参加の大きなインセンティブとなるから。新設電源の場合は建設のリードタイムの考慮がぜひとも必要であるから。</p> <p>容量確保時期については、確保時期のバリエーションを増やすことにより、需要動向に合わせた柔軟な kW 確保が可能となり、長期にわたるリスク管理ができるため。また発電事業者側からも長期先行契約が可能になれば事業計画が立て</p>

	<p>易く開発インセンティブになるから。更に長期先行確保により価格が安くなる、或いはリスクヘッジになると考えられる</p>
264	<p>新設・既設の区分 新設を含む新しい電源と、40年経過の古い既設電源では扱いに差異を設けるべきであり、再考が必要。 「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」(P66,11から12行目)との認識であるが、例えば、比較的新しい電源は信頼度が高いが40年を超えるような電源はチューブリーク等による停止が多く信頼度が低いと考えられ、kW供給の確実性は異なるため、同一扱いとするのはおかしいと考える。 また小売事業者によって新しい電源と古い電源でkWの価値は異なるという事業者もいると考えられるから。無論、信頼性にあまり興味がなく、市場側や制度でどうにかしてもらえるのでよいという事業者もいると思われるが、最近の火力の酷使によるトラブルを鑑みるとペナルティやセーフティネットの調整力だけに頼るしくみでは中長期の容量確保の課題は解決しないと考える。・市場とは別の大きな課題であるCO2削減を考慮する必要がある、エネルギー基本計画の古い低効率火力から新しい高効率火力に置換えて環境負荷を低減するという趣旨を踏まえ、新設にインセンティブを与えることが必要と考えられるから。 ・固定費回収の面においても、資本費の回収が進んで古い電源は落札できる可能性及び収益は新設電源より大きいので、古い電源の固定費回収が難しくなるとは考えにくいから。</p>
265	<p>経過措置 電源を確保していない小売事業者による事業参入や再エネの導入拡大による卸市場価格の低下等により、発電事業者を取り巻く経営環境は大きく変化しており、既設電源も新設電源同様、確実な固定費回収が見込めず厳しい環境下に置かれている状況。 容量市場からの収入の必要性は、既設・新設問わず同一であるなか、既設電源に対し経過措置が課せられた場合、電源維持のために必要な追加投資等が困難となる可能性もあることから、効率的な供給力確保の観点からも、既設電源への経過措置導入には、反対。</p> <p>FITバイオマス混焼設備の取り扱い FITバイオマス混焼設備について、FIT制度で回収が想定されていない固定費部分に相当する供給力は、容量市場の対象とすることが適当と考える。 これにより、FIT制度と容量市場における固定費の二重回収回避と適切な供給力評価の両面を実現することができるのではないかと考える。</p> <p>市場創設後の評価等</p>

	<p>容量市場は、電源の新設・維持に一定程度寄与するものと期待している。一方、海外では、固定費が安く短期間に建設可能な電源から約定していくといった事例もあるところ。このため、市場創設後における取引内容の検証・評価プロセスを確保いただき、エネルギーミックスにおいて必要とされている電源開発に長期間を要する大規模電源の状況次第では、他の政策措置も含めた必要な対応について検討をお願いしたい。</p>
266	<p>「小売事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要がある、①については小売事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となる。」に関連して、北海道電力管内における「太陽光発電設備および風力発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」を例外的な扱いとせず、上記③に沿って見直していただきたい。</p> <p>本来は市場を通じた調整力確保で対応されるべき事項が、特定電源に対する技術要件に規定されることで大規模な蓄電池が無用に乱立する事態を招きつつある。上記③の基本に対して、今後追加で必要となる調整力の確保について、一般送配電事業者ではなく発電事業者の責務とされ、社会的コストの無用な増大を招きつつある現状について、早急な是正をお願いしたい。北海道エリアのみ独立した扱いとせざるを得ない設備的な要因があるのであれば、北本連系設備及び関連する系統設備の抜本的な増強など、東日本エリアとの統合を図る政策的措置も検討すべきではないか。</p>
267	<p>今後の再エネ大量導入時代を見越した、自然変動電源のシェア拡大時における市場システムの最適化についても、今後の検討項目としていただきたい。</p>
268	<p>小売事業者への費用請求は、小売事業者の最大電力(kW)に応じて配分するのが基本と考える。</p> <p>一方、年間におけるピーク時の電力(kW)に応じて配分する案についても、一定の合理性はあると考えられるため、これらを基本として検討を進めるべきである。</p> <p>容量市場は電源のkW価値を取引する市場であり、小売事業者の供給力確保義務を効率的に履行することを目的としているため、小売事業者への請求配分は小売事業者の最大電力(kW)による配分が基本と考える。</p> <p>なお、年間のエリアピーク時における小売事業者の電力(kW)に応じて配分する案についても、ピークシフトへのインセンティブを与える効果が期待されるため、一定の合理性はあるものとする。</p>
269	<p>容量市場において、実需給断面で必要な供給力・調整力がエリア毎にきちんと確保できるよう、制度設計をお願いする。</p> <p>現状、国全体で必要なkW価値は、調整力も含めて一括して容量市場で確保することとしているため、容量市場において、実需給断面で必要な供給力・調整力が連系線等を考慮したうえで、エリア毎にきちんと確保できるよう、需給調整市</p>

	場との整合性やリクワイアメント等に関し慎重な制度設計をお願いしたい。
270	<p>・需要曲線の設定については、供給信頼度の考え方(必要な予備力等)や電源の費用回収等に関する精査を踏まえたうえで、慎重な検討をお願いする。</p> <p>理由 需要曲線の想定需要や上限価格・指標価格の設定等は、確保すべき供給信頼度や電源維持に大きく影響することから、投資予見性がきちんと確保されるよう、慎重な検討をお願いしたい。</p>
271	<p>経過措置の導入にあたっては、容量市場の本来の目的や、電源の費用回収等への影響を勘案し、引き続き慎重な検討をお願いする。</p> <p>理由 供給力の価値は、新設電源と既設電源に相違はないことから、同等の対価が支払われることが基本であると考えます。 厳しい事業環境の中、経過措置が導入された場合には、既設電源の費用回収が困難になり、必要な供給力が確保できないことも想定されることから、導入の是非を含め、引き続き慎重な検討をお願いしたい。</p>
272	<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、引き続き以下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>経過措置 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。容量市場の目的を達するためにも、既存電源に対する経過措置の導入は適切では無いと考える。</p>

小売事業者への費用請求の考え方

今般の容量市場の検討は、集中型を軸に進められているが、これは各小売事業者が供給力確保義務を履行するために単独で kW を確保するよりも、集中型の容量市場を通じて全体で必要となる供給力を効率的に確保する考え方と認識。

上記の考え方および、今回の中間取り纏めにおいて容量市場が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整理されていることから考えると、集中型の容量市場における供給力確保に要する費用は、小売の最大 kW のシェアに応じて配分する案(中間論点整理[第2次]P64 の③)が自然。

一方、これまでの議論では、年間ピークに合わせて供給力を確保するという観点や、ピーク需要を抑制するインセンティブを与える観点から、エリアの年間ピークに応じて配分する案(中間論点整理[第2次]P64 の①)が妥当というご意見もあったところで、こちらにも一定の合理性があると考えており、今後、両案を軸に検討を進めるべき。

なお、エリアの月間ピークで配分する案(中間論点整理[第2次]P64 の②)も提示されているが、年間を通じて一定の供給信頼度を維持するために、年間ピークに合わせて確保した kW を月間ピークの kW シェアで配分することには、合理性が無いのではないかと。

需要曲線の設定

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。

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。

相対契約の扱い

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。

相対契約についても、kW 価値の支払いは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。

電源差替え

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。

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。

リクワイアメント(ゲートクローズ後の余力活用)

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も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つ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。

市場導入後の柔軟な見直しについて

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。

制度との整合性(固定価格買取制度との関係)

バイオマス混焼の電源は、バイオマス燃料相当の電力量について、FIT による政策的な補助を受けている。この買取金額には資本費相当額が含まれていることに加え、他の制度からの支払いが無い前提で算定されているため、将来、バイオマス相当分について容量市場からの支払いを受けると、固定費の支払が一部重複しているとの指摘を受ける可能性がある。こうしたことを踏まえつつ、供給力としての適切な評価を実現する観点から、バイオマス混焼電源については、例えばバイオマス相当分を除いた設備量にのみ、容量市場への参加を可能とするなどの対応をすれば良いのではないか。

273	<p>経過措置は需要家負担に対する激変緩和の観点から導入すべき。 又、経過措置の考え方は旧一電のポートフォリオに基づいて考えられているように思われるが、個別新電力への例外規定を検討してほしい。 小売事業者への具体的なインパクトが不明。 シミュレーションを実施した上で、経過措置内容は決定すべき。 小売事業者への負担増による需要家への影響及び小売競争環境への阻害要因となる。 既設・新設電源の支払いを同等に扱い前提にある場合、既設電源に大規模事業者が占める割合も大きいと考えられることから、シミュレーションは必須と考える為。</p>
274	<p>電源の差替えについては認めるべきではない 差替え可能電源、つまりオークションに供出されなかった電源の kW 価値を、中立的な第三者機関(広域機関等)へ帰属させてはどうか。 複数電源を持つ事業者(特に大手電力)にとって有利である為</p>
275	<p>既設と新設は同じ扱いとしており、kW の価値は何れも同じであるからと整理しているが、コストミニマムの観点から見てそれは妥当か再度検討頂きたい。 費用負担について、託送料金分は送配電、残りを小売から回収するスキームが示されているが、現在送配電関連コストについては別途見直しの議論がされており、発電側も一部コストを負担する発電側課金制度の導入等が検討されており、製造業が保有する自家発に対しても課金する案が提示されている。こうした中、容量市場に係るコストが更に購入電力にも上乗せされると製造業の国際競争力に相当な影響を与えるものと考える。 本制度の導入が検討された背景には、再エネ導入増による火力の稼働率低下があることを踏まえると原因者負担の原則を鑑みて応分の負担を求め、実質的公平負担の担保と電気料金負担の抑止を図って頂くことが肝要と考える。 なお、「FIT 制度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」と整理している点について、太陽光、風力、バイオマス専焼電源のように全ての固定費について、FIT 制度を通じて回収しているものはその通りと考えるが、バイオマスの混焼率が数%~数十%程度の少量比率の電源含め一律で対象外とするのは適切ではないと考える。例えば、FIT 認定分を除外した容量が同市場の支払いの対象とするような適切な仕組みを検討頂きたい。</p>
276	<p>需要曲線の設定 中長期的に必要な供給力を確保するとの制度趣旨に鑑み、電源新設・リプレースにインセンティブある適正な需要曲線の設定がなされ、発電事業者の投資回収の予見性を確保するよう、慎重な検討をすべきと考える。 他制度との整合 2030 年エネルギーミックスの実現に向けて、容量市場による供給力確保と、エ</p>

	<p>エネルギーセキュリティーを両立できる仕組みとなるよう、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>理由 需要曲線の設定 投資回収の予見性が確保できない場合、電源新設・リプレイスが経済合理性の有無によって判断され、結果として、当初の制度趣旨を達成できないのではないかと考える。</p> <p>また、投資回収の予見性低下により、発電事業者のリスクが増すことから、発電分離のディスインセンティブになるのではないかと考える。</p> <p>なお、米PJMをはじめとする諸外国の集中型の容量市場において、上記のような懸案が顕在化していると理解している。</p> <p>他制度との整合 2030年エネルギーミックスの実現に向けて、発電事業者は省エネ法におけるベンチマーク指標の達成が求められている。エネルギーセキュリティーを配慮せずに市場メカニズムのみによって供給力の確保が行われた場合、結果として、2030年エネルギーミックスを達成できないのではないかと考える</p>
277	<p>需要家負担の激変緩和の観点から、需要家や小売事業者へのインパクトのシミュレーション等を実施したうえで適切な内容の経過措置を導入するべきです。</p> <p>その意味で、現状の案の7割控除で十分なのかどうかを検証する必要がある大前提です。</p> <p>理由 多くの新電力が卸電力市場からの調達に大きく依存し、容量市場開設直後は卸電力市場への影響は限定的と考えられるため、適正な激変緩和措置が必要です。</p> <p>現状の案が適正かどうかは、需要家や小売事業者へのインパクトをシミュレーションしないと当否を十分に検証できないのではないかと考えます。なお、政府は、昨今、データに基づく政策形成を推進しており、その観点からもそのような検証は重要です。</p>
278	<p>今後の経過措置の検討においては、容量市場が、小売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可能性があることを踏まえ、経過措置を行わないことも含めて、慎重に行われるものと認識している。</p> <p>特に、中長期的に供給力不足の問題が顕在化すれば、電気の利用者に大きな影響を及ぼすおそれがあるため、容量市場の本来の目的である供給信頼度確保という視点を踏まえ、検討を行う必要がある。</p> <p>理由</p>

	<p>容量市場において小売事業者が納付する「容量拠出金(仮称)」は、最終的に電気の利用者の負担に基づくものであるため、費用負担の総額は小さい方が望ましいと考えられる。</p> <p>一方で、電力供給の品質が損なわれれば、電気の利用者が、負荷遮断などの需要制限のリスクを抱えることになることから、電気を利用することによる便益が損なわれることになる。</p> <p>このため、小売事業者及び発電事業者の観点のみならず、電気の利用者の利益の観点からも、費用負担と供給信頼度確保とのバランスを踏まえた検討が必要と考えられるため。</p>
279	<p>2020年の容量市場の開設直後においては、需要家負担に対する激変緩和の観点から、また、過去に総括原価方式にて固定費を一定程度回収されている電源に対し、最低限の運転維持費用以外の対価を支払うことは、需要家に重複した負担を強いることになる観点から、経過措置そのものについては導入するものとして、その具体的な措置内容について、本検討部会において引き続き検討を進めていくべき。</p> <p>容量市場の導入により、中長期的には、容量市場と卸電力市場の総コストは同等に収斂していくことが期待されるが、2020年の容量市場の開設直後において、卸電力市場のkWh 価格に与える影響は限定的と考えられ、需要家負担に対する激変緩和が必要であるため。</p> <p>また、総括原価方式にて固定費を一定程度回収されている電源に対して、最低限の運転維持費用以外の対価を支払うことは、需要家に重複した負担を強いることになると考えられるため。</p>
280	<p>電源の差し替えについては、認めるべきではない(入札を電源単位とするのであれば、電源の差し替えは認められないとするのが自然である)。</p> <p>その上で、市場管理者がその理由の妥当性を確認することは勿論、予め差し替えを認める「やむを得ない理由」を例示しておくことや、その内容を公表することなど、透明化を図るためのルールについて整理が必要。</p> <p>容易に差し替えを認めると、多数の電源を保有する大手電力の方が有利になることが懸念される。事業者間の競争環境のイコールフットイングを図るため</p>
281	<p>DRの扱いについて、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、DR事業者が容量市場に容易に参加できる仕組みとしていただきたい。</p> <p>DRは中長期的な供給力不足に対応するための貴重な容量源となると考えるが、その役割を果たす上では、DR対象需要家に相応の市場収入が必要である。</p> <p>一方でDR対象需要家については、実需給4年前のメインオークションあるいは</p>

	<p>1年前の追加オークション時点で需要見通し等の正確な想定や市場参加合意の確定が困難であるため、上記のような要件緩和による環境整備が必要と考える。</p> <p>DR事業者の意見も十分聴取した上で、引き続き丁寧な議論をお願いしたい。</p>
282	<p>新電力が自家発余剰電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していただきたい。</p> <p>自家発事業には、コジェネ等で自社生産工程等における熱・電気を賄うとともに、余剰電力を系統に逆潮する形態があり、新電力等の主要な供給源の一部となっている。容量市場導入後にもこの事業環境を維持継続するうえでは市場収入が必要となる。</p> <p>一方、これら事業者が容量市場取引時期となる受け渡し4年前に自社生産工程や余剰電力量を見通すことは容易ではなく、メインオークションへの参加のハードルは高いものとなる。したがって実質的に取引が不透明な追加オークションに参加せざるを得ないため、自家発事業の見通しにも大きな影響を与えると考えられる。</p> <p>自家発自体が国全体としての貴重な供給源となっていることを鑑み、市場制度設計においては自家発事業者の意見も十分聴取した上で、引き続き丁寧な議論をお願いしたい。</p>
283	<p>経過措置は小売事業者負担の激変緩和の観点から必要である点は理解するものの、設計次第では公平な競争を歪める副作用があるため、慎重な検討が必要であると考えられる。</p> <p>経過措置については、東日本大震災前に立地した既設電源へ一定の減額を講じることも含めて検討と整理されているが、この場合、小売事業への新規参入者が建設した電源の一部も経過措置の対象となり、経過措置の内容によっては従前の取引継続に大きな影響を受けることが懸念されるため。</p>
284	<p>バイオマス混焼設備に対する容量市場からの支払いについては引き続き検討、となっているが、バイオマス相当分を除く固定費はFITによる支払いの対象外であり、この非FIT分については固定費の二重払いには該当しないため、容量市場からの支払いの対象とすべきである。</p> <p>FIT対象の再エネ発電設備については、FIT収入及び将来的な非化石価値取引市場からの収益があるが、バイオマス混焼発電設備における非FIT分の発電電力については、どちらの収益も見込むことができない。容量市場からの収入が得られない場合、小売市場からみると競争力が低下し、市場からの撤退を余儀なくされることを懸念する。</p>
285	<p>経過措置は、需要家負担に対する激変緩和の観点から導入する必要がある。</p>

	<p>小売事業者の現状の競争環境を考えた場合、現在の事務局案である「経過措置起算時点以前に建設された全ての電源への支払額を 7 割控除」では不十分となる可能性があると考えている。</p> <p>本件は電源を持たない小売電気事業者に費用負担を求めるため、新電力事業者の経営へのインパクトが非常に大きくなり、対応によっては自由化の逆転現象を起こす可能性がある。事前にシミュレーションを実施することはもちろん、容量市場が開始した後も、流動性のチェック等を行い、実態に即して、経過措置の具体的内容について決めるべきである。</p> <p>多くの新電力が卸電力市場からの調達に大きく依存しており、容量市場と卸電力市場の総コストは同等に収斂していくことが期待されるが、容量市場開設直後は卸電力市場への影響は限定的と考えられるため。</p> <p>そのような中で、現状の経過措置案は、小売事業者に負担が発生する2024年度では42%の控除に過ぎず、事業者(需要家)へのインパクトも大きいと想定される。電源維持は重要なことだが、致命的な不足が予見されないのであれば小売の競争活性化に配慮して設計することが望ましいため。</p>
286	<p>小売事業者への費用請求の考え方については、64頁の案②「エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分する」が実態を踏まえた合理的な案であり、支持したい。</p> <p>日々需要の入れ替えが発生する小売電気事業者の事業的特徴を勘案すると、実務的および公平性の観点から②の案が適当と考えられるため。</p>
287	<p>「集中型容量市場」は、複数の点で「分散型容量市場」よりも優れた市場設計である。</p> <p>「分散型容量市場」は、新設電源への投資促進および長期的な供給信頼度維持を担保するには不十分なため。</p> <p>「集中型容量市場」では、透明性のある価格指標により新設電源への新規投資を促す環境になるため。</p> <p>「分散型容量市場」では、相対取引の性質が強く、市場支配力を不当に行使し易い市場環境になるため。</p> <p>「分散型容量市場」は、総じて透明性が確保されていないため、競争が促されず新規参入事業者の市場参入が困難なため。</p> <p>(DR のような新しい形態の電源は、諸外国では「集中型容量市場」で発展・成長してきた実績があり、他方「分散型容量市場」におけるDRの発展・成長のスピードは極めて遅く、限定的なものになっている。)</p>
288	<p>供給側電源として、「発電事業者等と小売事業者の相対契約のkW価値の支払は容量オークションを通じて行うことを基本とする」と整理されたが、需要側電源においても整合性を確保し、特に小売事業者と自社需要家の間にある既存の相対需要抑制契約についても整理が必要である。</p>

	<p>当該相対需要抑制契約(DR)は、電気料金等の価格により需要抑制がされるImplicit型のDRと、発動指令によって直接運用されるExplicit型のDRの二つに分けることができるが、Explicit型のDRが容量市場における需要側電源として「国全体に必要なkWの一部」を担う場合、容量市場のDRとしてリクワイアメントに対応し、オークションを通じてkW価値の対価を受け取り、供給側電源との整合性を保つべき。従って、Explicit型のDRは「国全体に必要なkWの一部」として原則容量オークションへ参加し、市場管理者である広域機関によって調達され、広域機関により発動・運用される需要側電源があるべき姿だと考える。</p> <p>仮にExplicit型のDRが、今後も「小売契約の割引」として容量市場外で継続する場合、小売事業者およびアグリゲーター事業者間の公正・公平な競争の観点から、容量市場外のExplicit型のDRとして「容量・価格」をモニタリングし、当該需要抑制契約がもたらす「電気料金の割引」は監視の対象にし、過度な割引設定による需要家の囲い込み等といった非競争的な行為を防止すべき。</p> <p>尚、小売事業者が時間帯別電気料金等の価格によって需要抑制するImplicit型の相対需要抑制契約については、容量市場外の存続を容認されるべきであるが、小売事業者間の競争の観点から、当該需要抑制契約がもたらす「電気料金の割引」は監視の対象とし、過度な割引設定による需要家の囲い込み等といった非競争的な行為を防止すべき。</p> <p>Explicit型の需要側電源も供給側電源と同様、技術的中立な観点から、国全体に必要な供給力(kW価値)の一部であるため。 「電気料金の割引」という形で小売競争に及ぼす影響を考慮すると、需要側電源と小売料金メニューの分離は必須と考えるため。 DRを提供する全ての事業者にとって、公正・公平な競争環境を整備するため。</p>
289	<p>容量オークションの全国単一での実施に賛成。 関係線の運用制約を考慮した上で、エリア別に必要な供給信頼度を満たすような量を算出し、それらを全国で積みあげて設定する「国全体に必要な供給力と目標調達量」の考え方に賛成。</p> <p>全国単一オークションは、市場参加のルールのような全国大での共通要因が求められる。規模を伴い多くの共通要素がある市場では、取引決済のコストを削減でき、先進的な事業者がより多くの需要家へ商品・サービスの提供を実現しようとするソリューションの設計・構築を促し、イノベーションを生むのに適している市場環境であるため。 システムシステムは、システムにおける電力の運用制約を十分考慮した上で市場設計</p>

	<p>がされるべきである。全国単一オークションは、これは十分に実現でき、複数のオークションを実施するよりも優れているため。</p> <p>(補足: 連係線等に起因する系統における運用制約は、ある送配電エリアで容量価格が高値になる可能性がある。このような高値の送配電エリアで落札した容量を運用する事業者は、余剰分の容量が確保できている場合に限り、供給側・需要側に関わらず高値の送配電エリアから低値の送配電エリアの供給力確保義務を満たすことができることとすべきと考える)</p>
290	<p>「技術的に中立で、供給側、需要側の両方の資源を含め将来を見通した制度」として、DRIについても、基本的には新設電源という扱いで、複数年の契約期間オプションを設定できるようご検討いただきたい。</p> <p>新設の供給側電源が複数年の契約期間オプションを設定できる場合、技術的に中立な観点から、DRを含む全ての新設電源に適用されるべきであるため。DRは基本的に新設電源の扱いであり、投資回収の予見性確保はDRIにも該当するため。</p> <p>需要家の費用対効果の観点からも、公正・公平な契約期間を設けることは重要である。例えば、ある特定の価格が高い電源に対して、複数年の契約期間オプションを設定してしまうと、価格の高い電源の容量が増え、市場全体における容量調達コストが高くなってしまうため。</p>
291	<p>「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は過不足を調整する」案に賛成。</p> <p>それに伴うに市場支配力の行使を防止する対策として、「メインオークションに参加しない既設電源は、その後の追加オークションに参加できない」とする案については、供給側・需要側にかかわらず対策を講じることに賛成。</p> <p>メインオークションにおいて、全国大で必要な供給力全てを調達するような市場設計とし、供給側・需要側にかかわらず、全ての電源がメインオークションに参加することで公正・公平に競争できるようにすべきであるため。</p> <p>(追加オークションは、あくまで過不足の調整をする補足的な扱いとすべきであるため。また、4年前のメインオークションと1年前の追加オークションの間で、仮に容量の未調達が想定される場合、1年前オークションの前に補足オークションを開催する選択肢も残しておくべきで、ごく稀ではあるものの、可能性として排除はしきれないため)</p>
292	<p>垂直型ではなく傾斜型の需要曲線の設定及び指標価格を一定程度上回る上限価格の設定に賛成。</p> <p>傾斜型の需要曲線が最も自然な需要曲線なため。経済学的に垂直型の需要曲線は存在しないため。</p>

	<p>傾斜型の需要曲線は、毎年変わる容量価格の変動リスクに対応できるため。</p>
293	<p>「経済的ペナルティ」については、①落札から運用開始前までに容量の調達ができなかった場合の落札容量未調達分(kW単位)に対するペナルティと、②実運用時の発動指令に対して契約容量(広域機関と落札後に契約で定めた容量)を供給できなかった場合のパフォーマンス(kWh単位)に対するペナルティの2つの考え方にに基づき、リクワイアメントの設定を検討していただきたい。</p> <p>①当該ペナルティを設定する目的は、応札事業者が契約開始までに容量調達義務を達成する実効性を担保するため。</p> <p>落札から運用開始前までに容量の調達ができなかった場合の落札容量未調達分(kW単位)に対するペナルティは、容量価格の20～25%が適切であると考え。諸外国の例を見ても、20～25%という数字は、参入障壁になるような高い数字ではなく、応札事業者がペナルティを回避するために容量調達義務を果たそうとするインセンティブが働く適切な領域の数字である。</p> <p>②容量供給のパフォーマンスを向上・維持するために当該ペナルティが設定されるため。停電発生率の高いピーク時により厳しいペナルティを設定し、ピーク時以外の時期については低めのペナルティを設定することは合理的であると考え。</p>
294	<p>下げDRを容量市場への取引対象として扱うことに賛成するものの、特段の理由なしにDR落札量に上限を設けることには賛同できない。</p> <p>技術的に中立な観点から、供給側・需要側にかかわらず調達容量に上限を設けるべきではないと考えるため。(仮に上限を設定する場合は、諸外国のDR市場シェアを参考に、例えばピーク需要の10～12%に設定するのが妥当と考える)</p> <p>電力システム改革で先行している諸外国の電力市場では、供給側・需要側にかかわらず、特定の電源に対して調達容量に上限を設けてはいない。</p> <p>一般的に「DRの過剰調達問題」は、市場により自然に是正される。容量市場におけるDRの割合の増加に比例し、年間の容量提供時間が増えることになり、需要家のDR対応しなければいけない発動回数が増え、より困難になる。DR対応が困難になればなるほど、DR参加の母体となる需要家の数は総体的に限定されているため、過剰調達の問題は発生しないと考える。</p>
295	<p>小売事業者が需要家のピーク需要の抑制に努めることで確保が必要となる容量を抑制するという考え方は、それ自体が否定されるべきものではないが、当該ピーク需要の抑制を「Implicit型のDR」と「Explicit型のDR」それぞれに区別して整理することが重要である。</p> <p>小売事業者が電気料金等の価格シグナルを用いて自社需要家のピーク需要</p>

	<p>を抑制することを「Implicit型のDR」と区別し、調達主体・運用はすべて当該小売事業者が担い、引き続き相対契約として存続することは容認されるべき。各小売事業者の供給力確保義務を決定するにあたっては、「Implicit型のDR」も加味した需要とし確保容量が算出されるべき。ただし、Implicit型のDRが容量市場へ参加することは禁止され、Implicit型のDRにかかる費用は容量市場で回収せず、小売事業者自身の負担とすべき。</p> <p>一方、小売事業者が自社需要家を用いて、発動可能な「Explicit型のDR」として容量市場に参加することを選択した場合、当該DR契約は小売供給契約から分離され、調達主体・発動等の給電指令を含む運用は全て広域機関に委ねられるべき。「Explicit型のDR」は容量オークションを通じて価格を決め、国全体のkW価値を提供する供給力としての対価を得られるような仕組みとすべき。この時、発動指令が出されても容量提供の能力がない相対需要抑制契約については、容量としてのkW価値を有さないため、容量市場内・外に関わらず、電源として評価すべきではない。各小売事業者の供給力確保義務を決定するにあたっては、BG毎ではなく各小売事業者が持つ自社需要家に紐付け、Explicit型のDR分の容量を需要に追加した形で確保容量を算出すべき</p> <p>Implicit型のDRは価格シグナル型でkWh価値であり、運用主体も広域機関ではないため。</p> <p>Explicit型のDR分の容量を考慮して、各小売事業者の供給力確保義務を決定する(諸外国ではAdd-back processという)ことで、国全体に必要な供給力の容量を適切に決められ、容量の二重計上を避けることができ、さらに小売事業者間(特に需要側電源を持つ事業者とそうではない事業者)の不平等なコスト分配を防ぐため。</p> <p>これが担保されないと市場に歪みが生じる可能性あり。</p>
296	<p>容量市場創設時の 2020 年における 4 年前オークションで取引を開始する Explicit 型の DR は、「既設電源」ではなく、全て「新設電源」として扱われるべきである。従来から存在する小売事業者の需給調整契約(類型1)や、一般送配電事業者が調整力公募で調達する電源 I´(類型2)についても、「既設電源」ではなく「新設電源」として扱うべきである。</p> <p>需給調整契約(類型1)は小売事業者が発動し、調整力公募で調達される電源 I´(類型2)は一般送配電事業者が発動するが、容量市場におけるDRは広域機関が調達・発動・運用するため性質も異なり、kW価値のみを提供するという点で全く新しい電源であるため。(広域機関により調達されるDRを以前は類型3と定義されていた)</p> <p>これを講じることで、全てのDR事業者が同じスタートラインに立ち、新たにkW価</p>

	<p>値を提供する供給力として事業者間での公正・公平な競争市場環境が担保するため。</p> <p>ある特定の事業者による独占的な市場支配力は行使されず、新規参入事業者を含め競争を促すことでDR容量全体の調達価格の低下に繋がるため。</p>
297	<p>DR 事業者に市場支配力防止策を講じるべきではない。</p> <p>DR は容量市場におけるシェアのほんの一部であり、規模も小さいことが予想され市場支配力を行使できるポジションにいないため。</p>
298	<p>2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、以下2つの案が示された。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 暫定的な容量市場の開設 2. 需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う(調整電源等の一部のkW価値が対象) <p>案1の暫定的な容量市場を採用することで、案2で想定される問題を解消できるため案1を支持する。</p> <p>小売事業者の費用負担については、「小売事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて支払うかの違いであり、小売事業者の実質的な支払い総額に変わりはない」と整理されており、2つの案どちらを選択しても、小売事業者の実質的な費用負担に違いがないと考えるため。</p> <p>むしろそれぞれの案の良い点・悪い点を洗い出し、中長期的な観点でどちらの案が総合的に採用されるべきかを評価すべきではないか。</p> <p>下記を理由に、案1を支持する。</p> <p>案1の良い点</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ kW価値とΔkW価値の混同・混乱の解消 ○ 2024年の容量提供開始に先駆け、広域機関は運用経験・ノウハウを蓄積することが可能 <p>案2の悪い点</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ kW価値とΔkW価値の混同・混乱状態の継続 ○ 各一般送配電事業者でkW価値の商品の考え方がバラバラで、将来的な全国大の容量市場と整合性が取れない(評価の仕方、商品設計等)
299	<p>容量市場におけるDRの参入要件</p> <p>DRのメインオークション参加: 賛成</p> <p>期待容量の算定方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 参加登録時の需要家の確保状況: 一部反対 ○ 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: 賛成 <p>追加オークションまでの実行テストの実施: 実施時期につき反対</p> <p>需要家確保状況の報告義務: 賛成</p>

	<p>さらにDRの容量提供の実効性を担保するために検討すべき追加措置は下記の通りと考える。</p> <p>容量提供保証金もしくは経済的ペナルティの設定 事業代表者による誓約書(署名入り)</p> <p>参加登録時の需要家の確保については、「確保」の定義を明確にすることで、全てのDR事業者にとって公正・公平な競争環境の整備に繋がると考えるため。DR事業者が需要家を確保する場合、上述の意見内容の通り「新設電源」として扱われるという前提のもと、従来から存在する需給調整契約(類型1)もしくは電源I'(類型2)をもって確保している既存需要家は、「確保」の対象から外すべき。新たに容量市場のDRとして参加し、2024年の契約開始時点に容量提供にコミットする需要家を「確保」の対象と定義すべき。</p> <p>追加オークションまでに実行テストを実施する例は、DRアグリゲーター事業者による実務的な対応が困難であり、PJMや英国等のDR導入で先行している諸外国の集中型容量市場では見受けられないため。(注1:英国政府は、当初1年前の追加オークション(T-1)までに実行テストの実施を提案していたが、関係者ヒアリングを経て「1年前という早い段階で実行テストを実施することは実務的に困難である」ということを認識し、現在代替案を募集しているところ)</p> <p>1 Capacity Market: improving the framework – Government response (4 Dec. 2017)29 頁</p> <p>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、供給信頼度の高い容量提供を技術的に担保する必要インフラ(例:サブメーター設置やベースラインの見える化ソフトウェア)を整備し、実行テストを実施することは、需要家の観点からも、事業者の観点からも実務的に極めて困難であるため。</p> <p>なお、需要家確保状況の報告義務については、新設の発電機と同等の義務を課すべきである。</p>
300	<p>容量市場で落札されたDRに対する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時のリクワイアメントの考え方については、互いに互換性があり、重複事項は避けるべき。</p> <p>容量市場における供給力(kW価値)は、需給調整市場における調整力(ΔkW価値)やJEPXにおける電力量(kWh価値)の基盤になるため、各商品の特性反映したリクワイアメントが設定されるべきものの、互換性があるようにすべきである。</p> <p>諸外国においても、容量市場に参加しているDRが需給調整市場にも参加しているケースが多く、逆に容量市場に参加せず、需給調整市場にだけ参加しているDRは一般的ではない。</p>

	<p>リクワイアメントについては、例えば容量市場の供給力が需給調整市場で上げ調整力(下げDR)として活用される場合、活用されたkW分については「ΔkW」として扱い、当該容量は、容量市場の発動指令の対象から外されるべきと考える。これにより、仮に容量市場の発動指令が出ても、必要な調整力が確保され、安定供給が担保されるため。</p>
301	<p>事前に上限価格を公開: 賛成 上限価格を事前に公開することで、応札事業者は上限価格以下で応札し競争することになるため。 上限価格を超えた高値の応札を防ぐことができるため。 上限価格以下での競争率が増し、調達主体である広域機関は結果的に安く供給力を国全体で調達できるため。</p>
302	<p>全般的な市場設計やリクワイアメントの設定プロセスにおいて、独立系DRアグリゲータ事業者2を含む、全ての事業者の意見が公正・公平に反映されるような制度設計をご検討いただきたい。その場合、DRの電源としての特性を考慮し、広域機関にて「ネガワット実務者会議」を改めて開催することをご検討いただきたい。</p> <p>その際、原則経産省の実証事業や足元の調整力電源 I' でDRの運用実績がある事業者を対象にしつつ、新規参入を検討している事業者にも広く開かれた実務者会議を開催することをご検討いただきたい。</p> <p>発電・小売事業と比較すると、独立系アグリゲーター事業者の検討会等の場における市場設計の議論への参加機会は極めて限定的であるため。 アグリゲーターにも様々な種類の事業者がおり、多様性のある意見を様々なアグリゲーター事業者から取り入れて制度設計を進めべきと考えるため。 DRのリクワイアメントを設計していくにあたり、実務的かつ技術的な課題が多々あり、事業者間で課題の洗い出しを行い、意見を出し合いながら詳細設計をしていくことが実務上合理的なため。 (諸外国においては、「Stakeholder Meeting」(PJM)を開催しており、市場参加事業者には全て公正・公平に市場の制度設計プロセスに関与することができているため。投票権が与えられている)</p>
303	<p>電源立地や特性等に鑑みた kW 価値に関して。 期待容量を評価するために電源等の設備容量に乗じる調整係数の設定にあたっては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考慮いただきたい。</p>
304	<p>新設・既設の区分、経過措置に関して。 基本的には、新設電源と既設電源とで支払額は分けずに同等に扱うべきとされているが、国内の電源の適切な新陳代謝を図る観点からは、例えば老朽火力</p>

	<p>発電所に過度のインセンティブが与えられると、今後、普及が求められる分散型電源にとってマイナスとなる懸念があるため、このような視点についても考慮いただきたい。</p>
305	<p>他制度との整合性に関して。</p> <p>DR の容量市場への参加に関し、参加登録時に自家発に求められる手続き等が大規模電源に比して過度な負担とならぬよう、制度設計においては配慮いただきたい。</p>
306	<p>容量オークション外の相対取引の扱い、容量確保時期、メイン・追加オークションの位置づけ、リクワイアメントとペナルティに関して。</p> <p>集中型を軸に検討を進めることとされているが、相対取引等の分散型の余地も残していただきたい。</p> <p>また、追加オークションでは過不足分を調整する方向で検討されているが、追加オークションによっても一定の量を調達するための枠を設けていただきたい。実需給の約 1 年前にもこの一定の枠が確保されていれば自家発の余剰電力等の参入も可能となり、実需給の約 4 年前の時点では参入を判断しかねるような電源に関しても、その参加が容易となるため。</p> <p>これらが困難である場合にも、アグリゲーションにおける容量要件緩和や、ペナルティを大規模電源に比して緩和することなどについて考慮いただきたい。</p>
307	<p>電力自由化と再生可能エネルギー導入拡大施策を進めてきた欧米諸国では火力発電所の稼働率の低下や採算の悪化等により、供給力や供給予備力、調整力の不足が顕在化しています。</p> <p>一方、中間論点整理(2次)においても「今後、仮に電源投資が適切なタイミングでおこなわれなかった場合、電源の新設・リプレース等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくことになる」としており、電力の小売全面自由化以降、卸電力市場の取引拡大やFIT制度等に伴う再エネの導入拡大による電源投資の低下に加え、中長期的には、国全体で必要となる供給力不足の問題が顕在化し、更に電源開発に一定のリードタイムを要することから、需給ひっ迫する期間にわたり、電気料金が高止まりし、再エネの導入拡大の際の需給調整手段として、必要な調整力を確保できない問題等が生じることを強く懸念いたします。</p> <p>今後の容量市場の制度設計の検討にあたっては、中長期に必要な電源が過不足なく確保・維持されるかが重要であり、特に、容量市場においては新設電源と既設電源とで支払額の扱いは同等としつつも、経過措置の制度設計においては、既設電源への支払を約定価格から一律減額するとしており、現状でも厳しい発電の事業環境を更に厳しくすることになり、電源を適切に維持することへのディスインセンティブとなりかねません。電源投資・インセンティブを適正に</p>

	確保しつつ、電気事業者間の競争を促すという市場の本来の目的を鑑みれば、中長期的な電源維持に影響を及ぼすような既設電源への経過措置については導入すべきでないと考えます。
④需給調整市場	
308	<p>新エネルギー小委の系統 WG 等で風力発電のガバナフリー機能(速度調定率制御)を活用した系統連系拡大策が提示されているが、本制御を行う風力発電設備は、一般送配電事業者に対して瞬動予備力(ΔW 価値)を供給することとなる。固定価格買取制度の対象となる再エネ電源は FIT 制度で固定費も含めた費用回収が行われているという整理となっているが、ガバナフリー制御実施時の瞬動予備力供給に対する費用については、調達価格等算定委員会では議論の対象となっていないため、瞬動予備力供給に対する適切な金銭対価の支払いが行われる様な制度的措置について検討すべき。</p> <p>なお、非 FIT の風力発電設備がについては、事業者間の相対契約で価格条件を定める事が可能であるため、特段の制度的措置は不要と考える。</p>
309	<p>「再エネ対応の調整力を定量的に把握出来るのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討する」こととなっている。</p> <p>第 25 回制度設計専門会合(資料 8,P10~12)において、エリアインバランスが大きかった上位 1%のコマに対する FIT 特例制度①電源の予測外れの実績値が公表されたが、FIT 特例①(風力)の予測外れ割合は-3%~6%であったのに対し、FIT 特例①(PV)の予測外れ割合は 4%~110%となっている。</p> <p>この結果等から、PV と風力ではエリアインバランスに対する寄与度合いが明確に異なっていると推認されるため、再エネ対応の調整力コストの費用負担を検討する際には、電源種別に応じた費用負担割合を検討すべきである。</p>
310	<p>DR などの需要側調整力は三次調整力②を前提としているが、応動時間が早い区分にも活用は可能と史料する。</p> <p>商品設計時には現行の火力等を前提とした要件と、DR などの需要側調整力を前提とした要件を区別した要件(※)を検討いただけないか。</p> <p>※「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業階の検討状況について」(2018 年 1 月 23 日 広域機関「調整力および需給バランス評価等に関する委員会」事務局資料)P37 に記載された商品ブロックのイメージ</p> <p>「(参考表 4-1)需給調整市場における基本的な商品区分」において、三次調整力②以外は回線や継続時間の要件を満たすことが厳しく、DR などの活用は困難なものと史料する。</p> <p>その理由は、DR などはアグリゲーターが群制御を行い応札することが想定されるが、その際の回線として接続先は中給-アグリゲーター間とするのか、DR 設備までの一気通貫とするのかによってインフラ設計が異なるためである。</p> <p>なお、今年度の VPP 実証事業では、三次調整力②と同様の簡易指令システムを通じて、需要側調整力を 5 分・15 分の応動時間で制御している。当該 VPP 実証事業の結果を以て商品区分を設計する形でいかがか。</p>

311	<p>DR などの需要側調整力においては、火力等に比べ、調達時期と指令時期が離れるほど稼働容量の確実性が低くなると思料する。</p> <p>そこで、前週の調達に併せて、前日もしくは当日 GC 前に、再度稼働容量等の確認や再調達を実施することを前提としてほしい。</p> <p>(長期的な調整力の確保だけでなく GC 後の調整力を活用する仕組みについて引き続き検討してほしい。その場合、アグリゲーターが調整可能な容量を提示することが可能なシステム等の仕組みについても検討してほしい。)</p> <p>DR などの需要側調整力においては GC 後の新たな調整力の供給も可能(※)と考えるため。</p> <p>※前述した通り VPP 実証では、GC 後の応動時間を 15 分として制御を行っている</p> <p>ご参考:2018 年 1 月 23 日 広域機関「調整力および需給バランス評価等に関する委員会」に於いても、各委員が同様の指摘をしている点にも留意いただきたい。(事務局資料 P23、38 記載)</p>
312	<p>DR などの需要側調整力においては、BG 単位での応札も可能としてほしい。</p> <p>BG 単位での応札を可能とした場合の設備稼働の確実性については、アグリゲーター・設備間の通信方法(宅内 Wi-Fi 利用、アグリゲーター専用の回線を用意しているなど)、設備の分類(一般住宅設置蓄電池、EV、業務産業用蓄電池、直接負荷設備)、アグリゲーターの制御実績などで評価を行う等、価格差をつけることで確実性を向上させる等の検討をお願いしたい。</p> <p>DR などの需要側調整力においては、アグリゲーターが群制御を行い応札することが想定されるため。</p>
313	<p>需給調整市場で決定される調整力コストは、託送費用の一部に算入されることから、監視等委員会のチェック対象であると理解している。</p> <p>GC 前のスポット・1 時間前市場と GC 後の需給調整市場の価格水準に一定の整合性を保つためにも、両市場における価格形成に関して一貫性のある監視をお願いしたい。</p> <p>そのため、監視等委員会の権限を強化し、安定的、かつ適正な両市場の運営をお願いしたい。</p> <p>その上で、広域機関と監視等委員会間で、需給調整市場の運営に関する役割分担と責任の所在を明文化しておいてほしい。</p> <p>需給調整市場の電力価格が全国需給の最終状況を適切に反映し、GC 前の時間前市場・スポット市場価格と一貫性を以って運営されとなれば、スポット価格の指標性に対する信頼が高まり、より中長期的な電力価格形成にも資するため。</p>
314	<p>商品設計については、メーカー及び発電事業者の ΔkW を提供する側の技最新の技術知見や可能性などをしっかり聞いて設計してほしい。また新規技術に関しては、市場商品以外の提供オプションを考慮するなど柔軟な対応を望む。</p>

	<p>制御機能ごとに商品設計をすることにはもちろん賛成だが、技術革新とその展開が速い現状においては、新規技術や既存技術の改修による調整力の提供において、メーカーや発電事業者側の方が一般送配電事業者よりも知見がある場合が多い。特に海外展開をしている国内外のメーカーは、様々な市場や条件下で既にこういった調整力を提供し、研鑽を積み重ねているので、我々の最新の技術的な知見を活かした「最新の」商品設計をしてほしい。最新の技術知見を伴わないルールや基準、商品設計は、「古い定義に基づく古い要求 (outdated requirements by outdated definitions)」となり、コスト面や運用面での最大限の便益を阻む根源となる。現在、IEA/Clean Energy Ministerial (CEM)で行われている Advanced Power Plant Flexibility Campaign でも焦点を当てる火力発電やその他の技術による ΔkW の提供の可能性と知見等も取り入れた設計を望む。</p> <p>すべての調整力が市場のスタンダード商品の設定に向いているわけではないことにも、注視してほしい。ある種のカスタマイズが必要な技術要件の制御(たとえばインバータ制御での慣性力の提供等)は、市場のスタンダード商品として取り扱うことが難しい。バッテリーで提供できる Fast Frequency Response (FFR)なども、様々な制御機能や柔軟性の対応が可能であるために、スタンダードな市場商品として取り扱うことには不向きである。こういった新しいタイプの技術は、ルールの設定や市場での取り扱いがまた世界的にも定まっていない部分も多いが、ネットワークサービスには3つの提供オプション(①需給調整市場取引を伴わない TSO との個別契約、②ライセンスによる要求、③ 需給調整市場での調達)があり、技術特徴とその成熟度にあわせて使い分けをすることも重要となる。まずは①や②で導入し、技術成熟度や運用・コストデータが集まった時点で③の市場取引や商品設計に移るなど柔軟や対応をして、新技術の可能性も十分生かした制度にしてもらいたい。</p>
315	<p>時間軸、空間軸の異なる容量、エネルギー、需給調整市場の整合性に対する懸念と、需給最終調整の過度な負担を TSO に強いる状況を回避するような配慮、エネルギーと A/S 調達費用の最適化に関する既存のオプションの追求を望む。</p> <p>米国 ISO/RTO 領域で用いられている「nodal pricing を用い、エネルギーとアンシラリーサービス(A/S)の同時最適化 (co-optimization) を行う市場モデル」は、現在欧州で実施され、今回日本でも導入される「異なる市場運営者が違った時間軸でエネルギー市場、需給調整市場、容量市場を切り盛りするモデル」よりは、効率が良い部分が多いと考える。しかし、日本で細かい地点ごとに違う電力料金を受け入れることの政治的な難しさや、各電力会社の系統における系統混雑やそれを反映した価格形成の必要性が大きく異なる点、また様々な市場を平行して導入するほうが、米国型 ISO/RTO 型モデル導入を一気に実施するよりも導入がしやすいといった点も理解が出来る。</p> <p>1つ懸念となるのは、欧州で起こっているように、エネルギー市場での取引が系統の状況を鑑みず、その上でゲートクローズが実供給に迫る時間配分となって</p>

	<p>きていることによる過度な系統運用負担が TSO にかかること、その上で TSO がエネルギーと A/S を同時最適化できないことで、需給調整の調達コストが上昇していくことである。</p> <p>この場合、特に再エネが増えていくに従い、送電混雑や系統利用状況を反映した動的な価格シグナルを形成して、適切な投資や系統運用を促す、IEA が言うところの「high-resolution market(米国 ISO/RTO 型モデル)」の利点が大きくなる。今回考えて頂いている「需給調整市場の広域化」により、TSO に対する需給調整力の調達や運用のプレッシャーが低くなることも期待するが、今回の欧州型「メリットオーダーの考え方」でどれほどエネルギーと A/S 調達費用の最適化が出来るのか、には疑問も残る。必要であれば、地域別でもあってよいので、将来的にはこういった high resolution モデルの市場への移行を完全に排除しないでいただきたい。</p> <p>また TSO の需給調整とコスト削減においては、需給の予測技術の正確さが大変重要になる。現在、NEDO などが推進する何周回遅れの日本独自の技術開発などにこだわらず、世界各国ですでに 20 年以上普及している精度の高い予測技術などを、各種市場参加者や市場運営者がどんどん導入できるような市場にしていきたい。</p>
316	<p>各商品の継続時間については、DRの活用を視野に入れると長い商品があることから、VPP構築実証の結果等を踏まえ、DRも参加できるように設定頂きたい。</p> <p>二次調整力②や三次調整力①については、継続時間が7～11時間となっているが、蓄電池を束ねて参加するアグリゲータにとっては、継続時間が長く参加しにくい可能性がある。現在、VPP構築実証において継続時間4時間を要件としていることから、その結果を踏まえて検討頂きたいため。</p>
317	<p>入札単位について一定規模のリソースを束ねた単位でも入札できるよう検討頂きたい。</p> <p>注釈にて、複数調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる可能性があるもの等については、応札・契約単位を別途検討すると記載頂いているものの、DRを需給調整市場で活用する観点から一定規模のリソースを束ねた単位でも入札できる仕組みは必要であると考えため。</p>
318	<p>再エネ対応の調整力を定量把握できたとしても、再エネ事業者に調整力確保にかかるコストを一律に負担させることは十分慎重に検討すべき。</p> <p>再エネ事業者は優先給電ルールに基づく出力抑制や蓄電池等の調整機能という形で調整力確保にかかるコストを負担。自主的に調整機能を付加した事業者とそうでない事業者に不公平が生じないようにすべき。</p>
319	<p>石油火力等の調整電源を維持するというアプローチだけでなく、再エネ電源自体が調整力を持つことを踏まえた市場設計とすべき。</p> <p>風力発電は出力の制御はもとよりディスパッチ、アンシラリーサービスが可能な</p>

	<p>電源であり、当該機能を考慮しない系統運用・調整力確保は不必要な投資を招きかねないことから、再エネ電源自体が調整力を持つことを許容した市場設計とすべき。</p>
320	<p>一次二次調整力として GF LFC のみが定義されることは現状では、正しいと思われるが 調整力の考え方としては系統側蓄電池、系統電力事業者間融通、需要家 fast 下げ DRなどを併記して欲しい。</p> <p>すべてに優先するのが GF と LFC であるならば、火力依存は 変更できないのではと印象を受けます。</p> <p>次葉のように、日本が CO2 排出につき遅れた状況であることは周知であり対策が制度の中でも検討されるべきと思いました。</p>
321	<p>上げ DR は横断的な検討を実施して欲しい。おなじ需給調整の上げ下げですが、下げ DR とは異なり上げ DR は横断的な検討の枠組みがないと、VRE(余剰再エネ)の価値の定義と、その活用の制度の構築は難しいと感じるため。</p>
322	<p>応札電源を評価する仕組みとして、入札価格に性能に応じた調整係数 α を乗じて評価する案が提示されている。α を 1 以下の係数とすることで調整能力の高い電源を落札しやすくするものと思料するが、精算に用いる約定価格自体には係数は反映されないものとの理解でよいか。また、精算においては、調整能力の高い電源が相応の対価を受け取れるようなインセンティブ設計をお願いしたい。</p> <p>調整能力の高い電源は、ある一定期間において、より多くの調整力を提供できるため、調整力としての発動実績に応じた対価を支払う仕組みとして頂きたい。</p>
323	<p>マルチプライス方式を採用するメリットとして、「入札がコストベースで行われる場合に買い手側に余分なコストがかからない」ことが挙げられているが、入札価格については、売り手側の応札インセンティブにも配慮しつつ、慎重に検討すべき。</p> <p>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市場設計の検討が必要。</p> <p>コストベースでの入札を課された場合、売り手はコスト以上の収益を上げることができず、需給調整市場への応札インセンティブが働かない。</p>
324	<p>制度検討作業部会の中間論点整理(第2次)P72下段から5行目～の「このため、主に調整力として活用される電源等の扱いを検討するにあたっては、容量市場と需給調整市場の関係について整理することが求められる」とある。また、P82上段「(参考表4-1)需給調整市場における基本的な商品区分」において、三次調整力①の「発動までの応動時間」として、15分以内が提示されている。</p> <p>容量市場で落札された LNG コンバインドサイクル電源を需給調整市場に入札可能な調整力とし、三次調整力の「発動までの応動時間」等は、LNG コンバインドサイクルを想定し、①と②の商品区分の間に、30分以内等、とした設定を新たに設けていただきたい。</p> <p>再エネを更に導入した場合、特に変動する自然エネルギーの需給調整手段とし</p>

	<p>て、技術的にも量的にも有力視される電源の一つが LNG コンバインドサイクル電源であり、安定した需給調整が期待できるため。</p>
325	<p>需給調整市場におけるペナルティについては、現行の公募による調整力の調達における契約上のペナルティから実質的に負担が増えることのないよう配慮頂きたい(例えば、電源Ⅱであれば損害賠償を除き、金銭的なペナルティはない)。</p> <p>また、容量市場等、他の施策におけるペナルティと重複することのないよう、合わせて配慮頂きたい</p> <p>ペナルティの内容次第では、需給調整市場への拠出が妨げられる、または価格が高くなる可能性があるため</p>
326	<p>kW 価値、ΔkW 価値、kWh 価値の扱いを含めた容量市場との関連性を明確化し、各事業者が理解しやすいような資料の作成、提供を行って欲しい。</p> <p>商品設計においては、既存の電源設備からの調整力提供の方法にとらわれず、小売りが持つリソース(発電機、蓄電池などの既存設備の利活用や照明・空調制御などによる省エネ)を繋げる等の幅広く系統に接続されている分散電源が活用できるような技術要件を検討してほしい。</p>
327	<p>容量市場、需給調整市場において、従来型電源と DR がイコールフットイングとなることを基本方針として設計して欲しい。</p>
328	<p>容量市場と需給調整市場の関係</p> <p>容量市場で kW 価値取引が行われないうち 2020～2023 年度においては、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が、詳細設計にあたっては、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べき。</p>
329	<p>全般的な意見として、需要地にある調整可能な電源を可能な限り多く活用し、再エネ変動電源の更なる導入を可能とする需給調整力得る仕組みの確立に向け、今後も検討を進めていただきますようお願いいたします。</p> <p>住宅に設置された蓄電池や蓄熱式温水器など、一電源の能力は小さくとも、まとめることで一定の効果が期待できます。このような電源も有効に活用できるような制度的仕組みや商品設計等の検討が必要です。例えばベースラインの決め方や、持続時間が少なくとも短時間での応答を求める商品設計など。</p> <p>また、このような電源は、系統の最下流に接続されていることから、将来的には電圧調整や熱容量の調整等、ローカル系統の問題を緩和し、配電系統増強コストを抑えることも可能と考えております。</p>
330	<p>需給調整市場は、電力の安定供給に直接影響するものであり、特にエリアを超えた広域的な調達・運用については、システム改修や運用の抜本的改変など技術的課題も多いことから、実際の進捗状況の確認を含め、適宜、段階を踏みながら慎重な検討をお願いしたい。</p>

331	<p>エリアを跨いだ広域的な運用・調整は非常に重要であり、所要の設備形成議論も含めた推進をお願いしたい。また、その際は一般送配電事業者も参画する形でのロードマップを策定いただきたい。</p>
332	<p>「再エネ対応の調整力に係るコストの負担の在り方」について、北海道電力管内における「太陽光発電設備および風力発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」など再エネ事業者側に対して過剰にコスト負担が生じている現状が改善される趣旨であれば賛成だが、再エネ電源に対する更なるコスト増になる場合は反対。上述の自然変動電源の調整力に対する負担低減について検討・対策を進めることを優先していただきたい。</p> <p>計画策定スケジュールの見直しの検討が必要であるが、計画予想精度の向上について、一般送配電事業者に限らずに、適切な技術を有する事業者に対して市場への参加を促すことが重要。</p> <p>再生可能エネルギーについて、日内でも相当の変動が生じることは事実だが、1時間前市場を含む市場取引量の増大や取引速度の高速化などで対応できる余地も十分にある。自然変動電源の調整力に対する負担低減について検討・対策を進める価値は大きいと思われる。</p>
333	<p>本格的な広域調達・運用を行う時期(2020+X年)について、可能な限り早期に実現するため、中給システム等のシステム改修との関係も含め検討を行うこととされている。電力の安定供給維持の観点から、実運用への影響を十分に考慮のうえ検討を進めていただきたい。</p> <p>理由</p> <p>需給調整市場における調整力の調達・運用の広域化は、一般送配電事業者の周波数調整・需給バランス調整業務に直結するものである。</p> <p>2020+X年に向けた更なる広域化に伴い、中給システムの改修や運用の変更等が発生するが、安定供給維持の観点から、実運用への影響を十分に考慮する必要がある。</p>
334	<p>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いことから、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。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以下の需給運用の技術的な課題等に留意して詳細設計の検討を進めるべ</p>

きである。

容量市場と需給調整市場の関係

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。

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、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。

同期間における需給調整市場での 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。

需給調整市場の広域化

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。

スポット市場よりも前に調整力を広域的に調達する場合には、連系線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。

メリットオーダーの考え方

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。

市場運営に当たっての規律等

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。

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考えられる。

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。

今後について

2020 年の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

	<p>築を進めていくが、短工期であり、同年に予定されている東京オリンピック、パラリンピックと関係性の考慮が必要なのは中間報告の記載のとおりと認識。</p>
335	<p>要件評価 調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みについては、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>価格決定方式・メリットオーダーの考え方 太陽光や風力等の出力が変動する再生可能エネルギーの大量導入が見込まれる中で、必要な量の調整力を確保するとの制度趣旨に鑑み、調整力ある電源維持にインセンティブある適正なΔkW及びkWh対価※の設定がなされ、発電事業者の事業予見性を確保するよう、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>電源の余力活用 電源の余力活用の場合であっても、市場の透明性・公平性確保の観点から、調整力に対する対価は同じであると考え。したがって、電源の余力活用においても、適正なΔkW及びkWh対価※の設定の設定がなされ、発電事業者の事業予見性を確保するよう、慎重な検討をすべきと考える。</p> <p>他制度との整合性 需給調整市場は安定供給を実現する上で欠かせない周波数調整等を担う調整力を確保するとの制度趣旨に鑑み、調整力を有する電源については、容量市場での落札を要件とすることなく有効に活用する方策について、検討すべきと考える。</p> <p>※適正な対価(例) ΔkW: 調整力提供により生じる必要なコスト(容量市場で得られなかった固定費、熱効率損失、起動停止損失等) + 機会費用(卸電力市場で得られたであろう利益を落札価格に加算)など kWh: 調整力提供により生じる必要なコスト(燃料費等) + 電源差し替え費用(電源脱落リスクフィー)など</p> <p>理由 要件評価 性能に応じて、参考表4-1に計10区分を基本的な区分として商品設計されているにもかかわらず、これを入札電源等の価値として総合的に評価する合理性がないと考える。</p> <p>価格決定方式・メリットオーダーの考え方 適正な対価の設定がなされない場合、調整力ある電源の維持が経済合理性の</p>

	<p>有無によって判断され、結果として、当初の制度趣旨を達成できないのではないかと考える。</p> <p>電源の余力活用 例えば、電源の余力活用による調整力の対価設定をkWhのみとした場合、1週間前に予め調達した調整力があるにもかかわらず、kWh対価が安いことを理由に大量の余力活用が行われたり、余力活用を期待して1週間前に予め調達する量を減らすなど、意図的な市場操作がなされる懸念があるものと考えます。 この場合、市場メカニズムの外乱要素となり、透明性・公平性が確保されず、発電事業者による調整力市場への応札インセンティブが削がれるのではないかと考える。</p> <p>他制度との整合 容量市場での落札を要件とした場合、最低でも1年前の応札となり、容量市場での調達の前提としていた厳気象を超えるようなケースにおいて需給運用に支障を生じさせるおそれがある。したがって、調整力を有する電源を有効に活用する方策について、検討すべきと考えます。</p>
336	<p>二次調整力②・三次調整力①において、継続時間が7～11時間以上と定義されているが、DR事業者の市場参加を容易にすべく、両商品とも継続時間の短縮を検討頂きたい。</p> <p>現在の商品区分は電源による需給調整をベースに検討されていると想定されるが、継続時間の短縮によってDR等多様なリソースの参加を容易にすることで、市場活性化につながると考える。</p> <p>海外に於いては、英国のケースでSTORが2時間継続、ドイツにおける二次予備力は30秒から15分、三次予備力が15分から60分と、いずれも2時間以下の継続時間となっており、幅広い事業者の参加が可能と思われる。</p>
337	<p>三次予備力②よりも早い応答性が必要な商品において、発電所と同様の要件を求めるのではなく、DRアグリゲータ等に適した要件の検討をお願いしたい。</p> <p>調整力公募の電源 I -a,bの参加要件においては、中給と接続している発電所のみが所有する設備が多くみられる。(OTM、専用線等)</p> <p>需給調整市場の設計にあたっては、DR アグリゲータ等の参加の門戸を広げて市場活性化につなげるべく、中給とアグリゲータ間の通信連携仕様等、調整力の適性に応じた幅広い要件を検討頂きたい。</p>
338	<p>需給調整市場の共通プラットフォーム開発では、欧米プロジェクトでの実績を参考に全体マイルストーンを明確にして頂き、十分な工期および要件定義の期間を設けていただきたい。</p> <p>共通プラットフォームは将来的(~2020+X年)に必要な俯瞰的機能を見据え、どのような拡張性を具備すべきであることを明確にした上でシステム要件を提示</p>

	<p>して頂けるようお願いしたい。共通プラットフォームのシステム要件は市場制度に大きく影響を受ける。2020年は期近であるため、システム開発に必要なスコープの定義、機能要件、非機能要件が確定していることが必須である。また、市場参加者が多岐に渡ることから、市場参加者のトレーニングおよび習熟期間を含め十分な工期および要件定義の期間を確保することが必要となるため。</p> <p>2020+X年での俯瞰的機能対応のために、共通プラットフォームの全面見直しを回避するために、初期導入時点での拡張性確保の考慮を明確にしておく必要があると考えるため。</p>
339	<p>二次予備力②および三次調整力①の継続時間が7～11時間となっており、もう少し短めの継続時間を設定すべきと考える。(諸外国と比較しても、当該商品に対して長い継続時間を設定している市場はあまりない)</p> <p>継続時間を長めに設定することで、結果的に発電機にのみ対応可能となり、DRや蓄電池等といった新しい形態の電源にとって新規参入の障壁となってしまう、競争が限定され、各商品の電源調達コスト高につながるかと考えるため</p> <p>反応速度の重要性は理解できるものの、必要以上に長い継続時間の設定は供給力の役割を担うため、十分な供給力があるかどうかは容量市場によって担保されるべきと考えるため</p>
340	<p>三次調整力②のみならず、需給調整市場の商品に「システムによる自動化」を課す場合、各商品に求められるスペック(特に反応速度)に電源等が対応するコスト増加を考慮し、定量的に自動化の必要性を評価した上で慎重に検討して頂きたい。</p> <p>また、「システムによる自動化」を課す場合、あくまで調整力を提供する事業者と一般送配電事業者間の自動化に限定されるべきであり、DR事業者と需要家間の自動化については、民民の契約に基づき各事業者による創意・工夫による判断に委ねるべきと考える。</p> <p>三次調整力②の反応速度は1時間以内とされており、「システムによる自動化」は、不必要に電源等の対応コストを増加させ、三次調整力②の調達コスト増に繋がると考えるため。</p> <p>また、需要家が自動化に対応しなければいけない場合、需要家の初期投資費用及び維持費用が高くなり、参加できる需要家の絶対数が減ってしまい、それに応じて当該商品の市場規模自体が小さくなってしまいうため</p>
341	<p>一次調整力(GF相当)を独立した商品として更に細分化し、需給調整市場での調達をご検討いただきたい。</p> <p>上げ調整力・下げ調整力についても、それぞれ別の電源として調達することを検討していただきたい。</p> <p>異なる電源が異なる性質を有しており、これら多種多様な電源が市場に参加することで競争が促がされ、各商品の調達コストを安く抑えることができると考える</p>

	<p>ため(現状であると、費用対効果が高く競争力のある電源の参加を不必要に妨げているような商品・市場設計になっていると考える)</p> <p>DRは、発電機よりも反応速度が速く競争力のある電源であると考えため(諸外国では、Frequency ResponseもしくはFrequency Controlという商品として、発電機よりも早い反応速度で電力系統にアンシラリーサービスを提供している実績があり、発電機の反応速度が6秒に対して、DRの反応速度は1秒。ただし、この場合のDRは、負荷設備毎に専用の制御機器を設置し、遠隔で自動制御していることに留意が必要。再エネ大量導入時代におけるイナーシャ低下に対応するには、より早い反応速度の商品が求められており、技術的に中立な観点で、反応速度の早さも考慮した定量的な評価をすべきと考える。)</p>
342	<p>商品区分、需給調整市場の広域化に関して。</p> <p>コージェネレーションシステム等の分散型電源は、本市場の商品区分において、三次調整力のみならず二次調整力としても活用の余地があると考えられる。</p> <p>この点については、今後、需要家へも周知さるべきものと思われるが、二次調整力等も含んだ本格的な広域調達・運用は市場開設の2020年ではなく、「2020年+X年」とされるのであれば、コージェネレーションシステム等の分散型電源は二次調整力としても活用できる点まで見据えた連続性のある制度設計を行っていただきたい。</p>
343	<p>メリットオーダーの考え方に関して。</p> <p>現在、実施されている調整力公募においては、kW 価格は公開され価格指標となっている一方で、kWh 価格は考慮されているものの、過去の落札実績については公開されていない。</p> <p>事業者が分散型電源などの商品を市場へ投入するか決めるにあたっては価格指標が必要であると思われるため、kWh についても平均価格や価格帯といった形での価格指標の整備を検討いただきたい。</p>
344	<p>需給調整は各一般送配電事業者の中央給電指令所のシステムを用いて行われており、需給調整市場の広域化にあたっては、システム改修が必要となりますが、実務を担う現場に過渡的な負担が生じないよう制度設計上の配慮がなされるとともに、システム改修や運用の変更による日々の需給調整に支障が生じないよう進められるべきと考えます。</p> <p>また、2020+X年の広域調達・運用を実現するためには、市場からの調整力の調達・運用システムや連系線の運用変更、中給等のシステム改修も必要になることから手戻りとなり現場にしわ寄せがくることのないように、システム構築は慎重に検討を重ねて行うべきであると考えます。</p>
⑤非化石価値取引市場	
345	<p>非化石価値取引市場は CO2 削減効果の取り扱いに誤りがあり、制度設計を見直すべき。</p>

また、まかり間違うと石炭火力の優遇になりかねず、その使用に制限を加えるべき。

非化石価値取引市場は、FIT 再エネの電気には CO2 削減の効果を持たせないという日本独特の考え方によって生まれている。再生可能エネルギーは、FIT であろうとなかろうと、発電時点では、CO2 を排出する何かの発電と置き換わっている。つまり、それは CO2 を削減しているということである。

たとえば再生可能エネルギーの電気が 100 万 kWh 市場に流れるということは、CO2 を最も排出する石炭の 100 万 kWh を止めていると考えられる。したがって、FIT 再エネであろうと、それが普及することで、日本全体の CO2 排出は確実に減る。

ところが、政府は再生可能エネルギー賦課金(以下「賦課金」)によって FIT 買取の原資を支払っているのは消費者であり、すでに CO2 削減効果は一人一人の消費者側に移っているのだから、FIT 再エネの電気を取り扱う小売電気事業者は、それによって CO2 を削減していると言ってはならないとしている。

その考え方に立つならば、非化石価値取引証書も成り立たないはずである。消費者が払った賦課金は「費用負担調整機関」に集められる。しかし、消費者に渡された(と政府が主張する)CO2 削減効果は、費用負担調整機関には手渡されていない。今回の制度は、CO2 削減効果を持ってもない費用負担調整機関が「非化石証書」を発行するという仕組みであり、無から有を生み出せない以上、成り立たない。

確かに、年々増加する賦課金を、証書発行による収入によって少しでも減殺し、消費者負担を軽くするという効果はあるだろう。しかし、そのためには、賦課金を払っている消費者からの、何らかの委嘱を受けるか、さもなければ政府の FIT 再エネの CO2 削減効果についての考え方を変える他ない。

まず、1)FIT 再エネに CO2 削減効果はある。2)消費者の賦課金は、この CO2 削減効果を買っているわけではなく、FIT 買取の原資をサポートしている。3)費用負担調整機関は、消費者からの原資サポートの資金を受け取り、送配電会社と一部小売電気事業者に対し、FIT 買取価格と市場価格の差額分を支払う。FIT 再エネの CO2削減効果は、このときに費用負担調整機関に差額分と引き換えに引き渡される。4)費用負担調整機関は CO2 削減効果を非化石証書として発行するが、これは政府や地方自治体が設定する非化石価値目標を達成するためにのみ使用される。5)政府や地方自治体が求めるクレジットとしての非化石価値証書は有価であり、単に小売電気事業者から FIT 再エネを購入しても、クレジットとしての効果は得られない。よって、CO2 削減効果はダブルカウントとはならない。何故ならば、単に FIT 再エネ電気を購入した消費者は、それだけでは CO2 削減の価値を使用しているとは言えないからである。

ただし、この考え方で再エネの非化石証書を発行できるようにするとしても、心配しなければならないことがある。非化石価値取引市場が CO2 を最も排出する

	<p>石炭火力を後押しする可能性があることである。2030 年度に再エネ 24%という目標が、すべて FIT 再エネであれば、市場に最大 24%の非化石価値証書が発行できる。これは、2030 年度目標の石炭 26%にほぼ匹敵する。石炭火力のほぼ全てが、非化石証書で CO2 をオフセットできるというような、安易な運用は避けなければならない。例えば、石炭火力については、全排出量の 10%程度しか非化石証書を利用することはできないというような制限をかけるべきであると思われる。</p>
346	<p>旧一般電気事業者が保有する非 FIT 電源(原子力・大型水力)の環境価値については、特定の事業者が有利になることは不適切であると考えます。そのため、そういったことが生じない制度設計を要望いたします。</p> <p>旧一般電気事業者が保有する多くの非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去、政策的に建設された電源であるため。</p>
347	<p>高度化法上、小売電気事業者は、自ら供給する電気の非化石電源比率を 2030 年度に 44%以上にすることが求められているが、中間目標を設定し、それに見合う取引が非化石価値取引市場においてなされているかをチェックすることが必要であると考えます。</p> <p>確実に高度化法の目標を達成するためにはマイルストーンを設けて進捗を確認し、都度市場の課題を検討するとともに、必要に応じ市場の設計を変更していく必要があると思われるため。</p>
348	<p>2017 年 2 月に公表された「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ」において、非化石証書の種類について以下の記述がある(p13)。(非化石証書の種類について)非化石証書に関して、その由来する非化石電源種は再生可能エネルギー、原子力が考えられるが、再生可能エネルギー由来の証書に関しては、どの非化石電源種由来の証書か区別せず販売するか、「再エネ由来証書」として販売するか、売り手が選択できることとする。なお、証書を電源毎に更に細分化するか等は事業者のニーズを踏まえ、今後引き続き検討する。</p> <p>最後の文章にある「なお、証書を電源毎に更に細分化するか等は事業者のニーズを踏まえ、今後引き続き検討する。」に関して、制度検討作業部会の場で早急に検討を開始して電源毎の細分化を速やかに実施していただきたい。</p> <p>具体的には、以下の種別に電源を細分化して、非化石証書を取引できるようにする。電源の細分化に伴って、「再エネ指定」と「指定無し」という現行案のメニューを廃止する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス、その他の再生可能エネルギー ・原子力 <p>さらに欧米では電力の消費者が購入対象の電源を特定して電力を調達できるように制度が作られている。電源の個別情報(所在地、事業者名、運転開始年など)をもとに、建設時や運転時の環境負荷を消費者が確認するためである。非</p>

	<p>化石証書においても、証書の元になる電源の個別情報を付属させた形で取り引きできるようにすべきである。欧米の主要な国で使われている再生可能エネルギーの証書には、このような電源の個別情報が付属している。</p> <p>小売電気事業者が非化石証書(電源の個別情報を付属)を組み合わせて電力を販売すれば、消費者は購入対象の電源をもとに最適な電力を選択することが可能になる。特に最近では企業が再生可能エネルギーの電力を使用していることを国際的に訴求する必要性が高まっている。その点でも電源の個別情報は極めて重要である(電源の個別情報がない場合には、国際的な評価において再生可能エネルギーと認められない可能性がある)。</p>
349	<p>非化石証書が持つ環境価値について、『非化石価値取引市場で取引される非化石証書の主たる価値は「非化石価値(高度化法の非化石電源比率算定時に計上できる価値)」であり、加えて、「ゼロエミ価値(温対法上の CO2 排出係数が 0kg-CO2/kWh である価値)」、「環境表示価値(小売電気事業者が需要家に対して付加価値を表示・主張することができる価値)」を有する。』とあるが、電力消費者である一般の事業者の視点から以下の価値を加え、この点を十分考慮した非化石価値取引市場の制度設計(特に、国際的排出量算定・報告基準である温室効果ガス(GHG)プロトコル、スコープ2ガイダンスの算定基準にも適合した制度設計)を行っていただきたい。</p> <p>加えるべき価値:「環境報告書/サステナビリティ・レポート/非財務情報報告書等で電力消費者である一般の事業者が対外的に開示・報告する購入、取得した電力によって生じる CO2 の排出量(所謂スコープ2排出量)の算定において、CO2 排出係数が0kg-CO2/kWh である価値」</p> <p>電力消費者である一般の事業者(以下、事業者という。)は、環境報告書/サステナビリティ・レポート/非財務情報報告書等(以下、非財務情報報告書等という。)で排出量の任意開示を行っているが、現在多くは、スコープ2排出量について実排出係数を用いて算定している。調整後排出係数が用いられないのは、電力とは直接関連しないオフセット・クレジットの調整がなされていることが理由である。</p> <p>非化石証書の調整は、調整後排出係数でのみ反映されるため、事業者が実排出係数を使用する限り、小売電気事業者が非化石証書を取得したとしても、事業者のスコープ2排出量に影響を与えず、事業者にとり全く価値がない。</p> <p>日本の事業者の多くが、非財務情報報告書等で基準として採用し、対照表を記載している GRI(Global Reporting Initiative)新規定 GRI スタンド(2018 年 7 月 1 日切り替え期限)の開示事項 305-2 では、国際的基準である温室効果ガス(GHG)プロトコル、スコープ2ガイダンスの考え方を取り入れ、ロケーション基準手法及びマーケット基準手法による排出量の報告を求めている。スコープ2ガイダンスのマーケット基準手法の排出量の算定においては、非化石証書のような証書による排出量の移転を積極的に採用している。この点では、非化</p>

	<p>石証書導入後の調整後排出係数と共通であるが、オフセット・クレジットの調整は、一切認めていないこと、及び、調整後排出係数が、販売電力量ベース(使用端ベース)であるのに対し、発電電力量ベース(発電端/送電端ベース)であることが、異なる。また、金融安定理事会(FSB)により設置された気候関連財務情報開示タスクフォース(TCFD)の提言においても、事業者により報告される GHG 排出量は、GHG プロトコルに従って算定される必要があるとしている。</p> <p>事業者は、国際的な ESG 投資の流れ、環境問題への取組を取引先選定の重要な基準とする流れ等により、非財務情報報告書等において国際的に広く認められている基準(GHGプロトコル、スコープ2ガイダンス)に従った排出量の算定・開示が必要となっている。従い、事業者が、これに対応できるように、非化石価値取引市場の制度設計も、スコープ2ガイダンスにおける排出量の算定にも適応できる内容としていただきたい。また、今後市場取引の対象が FIT 電源由来以外の非化石証書にも拡大されることから、上記の点を考慮した制度設計をお願いしたい。</p>
350	<p>非化石証書の入札最低価格の算定根拠を明確にすべき</p> <p>「FIT 賦課金の 1/2 である 1.3 円 kWh」の根拠が不明なため。オークションであるからして、最低入札価格は 1.3 円/kWh ではなく 0 円かそれに近い金額にするべき。</p>
351	<p>非化石価値取引市場では、再生可能エネルギーによる電力のみを取り扱うこととし、原子力発電の電力については対象としないことを要望します。また、再生可能エネルギーについては電源種別ごとの区分けを行なうことを求めます。</p> <p>小売した電力の電源構成開示を義務化すること、その際の電源構成開示の算出根拠を統一することを要望します。</p> <p>本来、再生可能エネルギーと原子力の非化石価値は全く異なるものであり、市場設計においては自然エネルギーへの転換を促すものであるべきです。また、原子力発電は発電時の CO2 排出が少ない電源とされるものの、燃料輸送時における CO2 発生、運転に伴い生み出す有害な放射性廃棄物、さらに事故が発生した場合に放出される大量の放射性物質により周辺環境に甚大かつ半永久的な影響を与えます。上記のことから原子力の非化石価値を認めるべきではないと考えます。</p> <p>また電源別表示については事業者の実施に任せるあり方は消費者の選択ができないので義務付けとすべきと考え、上記意見を要望いたします。</p>
352	<p>「非 FIT 電源に係る非化石証書」の適用範囲・取扱い等について、今後の中間論点の段階で意見募集をするのが望ましいのではないかと。</p> <p>具体的には、「非 FIT 電源」として発電事業者の枠にとらわれず、自家発電で使用している紙由来の廃棄物や、電気以外の製造業から排出される廃熱等を熱源として得られる自家消費電力についても非化石証書の適用を享受できる制度設計としてはいかがか。電力市場に出回っていない隠れた非化石証書の発掘</p>

	<p>のためにも有効であり、非化石価値取引市場の活性化にもつながるのではないかと考えられる。電力市場へ電力販売していない自家発電については、受電契約者(小売事業者、送配電事業者)を介した取引ができるようにすれば、自家発電保有者と小売事業者等が Win-Win となる事業競争力確保に貢献できるのではないか。</p> <p>廃棄物活用や、廃熱回収ボイラ等は化石燃料使用量削減に貢献しており、導入が進むことで CO2 削減目標に貢献できると考えられる。現段階では FIT 電源のみを中間論点としてあげているが、非 FIT 電源については今後の整理の中で幅広い意見の募集が必要ではないか。</p>
353	<p>今回は、非 FIT 電源については、整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進めて欲しい。</p> <p>非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去、政策的に建設された電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売/発電事業者が有利になることは適切でなく、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットリングが確実に担保されなければならない。</p> <p>また、過去の経緯から保有している政策的な電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。</p> <p>既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。</p> <p>過去の政策的な経緯から所有している電源を競争力の源泉とすることができる制度設計は不適切であるため。</p> <p>また、既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態については、非化石市場の整備前に競争環境を歪めることのないよう迅速な対応が必要なため。</p>
354	<p>口座残高の翌年度以降への持ち越しを認めてほしい。</p> <p>RPS 制度や J-クレジットにおいてはバンキングが認められており、非化石価値証書についても同様に持ち越せた方が事業者にとって使い勝手が良い。</p>
355	<p>JEPX のシステムでオークションを実施することとなっているが、売買手数料は安価な設定(例えば JEPX 先渡のように 1 約定 1 万円など)にしていただきたい。</p> <p>入札最低価格として設定されている 1.3 円/kWh は、J-クレジットの実績や海外のクレジット市場価格と比較して高い水準となっている。この価格に加えて、0.1 円/kWh といった水準の手数料がかかる場合、購入者の負担がさらに大きくなる。</p> <p>非化石価値証書はオークションの約定結果を電子的な記録として残すものであり、手数料は kWh 単価ではなく、約定単位の手数料が適切と考えられるため。</p>
356	<p>環境省が考える Carbon Pricing のメカニズムとの整合性をとることに過度に執着せず、先行する資源エネルギー庁の施策と導入の優先を望む。</p> <p>将来の日本の電力供給量の妥当性とエネルギーミックスを決定する要素は、原</p>

	<p>子力の再稼動と再エネの導入量、そして最終的に CO2 の排出量の上限で火力の配分が決まることになる。</p> <p>現在、資源エネルギー庁と平行して、環境省でも Carbon Pricing の議論が進んでおり、2018 年度には両省の間で整合性を取るための議論が始まると理解するが、資源エネルギー庁の省エネ施策と非化石価値取引市場デザインは実施に向けて動きだしており、発電事業者の投資判断を進めていくためには、今回、実施される市場制度、省エネ法のもとで各発電事業者に課せられる CO2 係数の決定などの、先行して実現していく施策や制度を粛々と進めていただくことが不可欠になる。</p> <p>温暖化対策に関しての国としての最終ターゲットはパリ協定の NDC の達成であるので、環境省と資源エネルギー庁で何重もの二酸化炭素政策を重ねるのでなく、出来るだけシンプルな市場デザインと施策、特に先行する資源エネルギー庁の政策や制度を中核にした方向性で進められるよう強い対応を望む。</p>
357	<p>非化石証書の入札下減値(1.3 円/kWh)の設定は不要。</p> <p>下限を設定するとニーズが限定的となり、取引量が極めて小さくなる可能性がある。特に 1.3 円というのは電力小売価格(約 20 円/kWh 程度)の 5%にも相当する額であり、ゼロエミであるからと言ってこの価格を購入しようという小売事業者はかなり少ないのではないか。</p>
358	<p>FIT 電源由来以外の非化石証書が市場に入る場合、非化石証書の受益者については良く検討して欲しい。</p> <p>償却済の古い水力発電など、当該電源が受益者となると保有者である旧一電が非化石価値を享受し、結果的に新電力(新規事業者)に不公平となる。これら電源はかつての総括原価主義の時代に国民全体で負担した経緯も踏まえて、非化石価値については広く展開させるべき。</p>
359	<p>非化石価値取引市場は高度化法の目標達成のために市場が急騰し、価格転嫁により小売電力料金の上昇が懸念される。将来的に検討が進められる非 FIT 電源も含めた制度設計のあり方は慎重な検討が必要。</p> <p>最終需要者への影響が懸念されるため。</p>
360	<p>水力・原子力に関し、非化石価値取引市場における収入はベースロード電源の発電平均コストから控除されるか否かの明確化含め、非 FIT 電源における制度設計についても早期に全体像を示されたい。</p> <p>事業者の予見性向上に資するため。</p>
361	<p>今回は、非 FIT 電源については、整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進めて欲しい。</p> <p>非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去、政策的に建設された電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売／発電事業者が有利になることは適切でなく、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットイングが確実に担保されなければならない。</p>

	<p>また、過去の経緯から保有している政策的な電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。</p> <p>既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。</p> <p>過去の政策的な経緯から所有している電源を競争力の源泉とすることができる制度設計は不適切であるため。</p> <p>また、既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態については、非化石市場の整備前に競争環境を歪めることのないよう迅速な対応が必要なため。</p>
362	<p>FIT電源由来以外の非化石価値販売収入の帰属先は、非化石電源の所有者である発電事業者とすべき。</p> <p>エネルギーミックスの達成にあたっては、FIT電源に加え、安全性確保を大前提とした原子力の再稼働などによる非FIT非化石電源が重要な役割を担うことから、非化石電源の開発・維持インセンティブの確保が必要と考える。</p>
363	<p>最低・最高価格水準については、資料に記載のとおり、次年度以降、必要に応じて見直しを実施すべき。</p> <p>最低・最高価格水準については、小売事業者への影響、証書の売却収入による国民負担の低減効果、非化石電源の維持投資インセンティブへの寄与等の観点から、妥当性の検証が必要である。</p>
364	<p>中間評価の目標水準、実施頻度等については、事業者間のイコールフット、事業者負担等の観点から、慎重な検討をお願いしたい。</p> <p>市場創設の目的(非化石目標達成の後押し、FIT賦課金の国民負担軽減)の達成に向け、中間評価基準を設定することが考えられるが、本設定により市場を安定的に機能させるためには、全国の非化石比率の状況を踏まえつつ、全ての小売事業者一律に目標を課すことによる事業環境のイコールフットが担保されるべき。</p> <p>なお、中間評価の導入年度であるか否かにより市場価格が乱高下するおそれがあり、この対応として中間目標を毎年度設定することも考えられるが、この設定にあたっては、原子力再稼働の状況等を見極めつつ、妥当な目標水準となるよう配慮が必要。</p>
365	<p>エネルギー供給構造高度化法における非化石電源目標の達成にあたっては、共同達成も認められており、複数事業者による共同達成の手法についても中間目標を設定するまでに整理いただきたい。</p> <p>今回創設される非化石価値取引市場は各事業者の目標達成を後押しする手段の一つと理解しており、複数事業者による共同達成の形態についても様々な形態が想定されることから、具体的な共同達成の手法についても早期に整理いただきたい。</p>

366	<p>入札最低価格、最高価格の設定は不要である。</p> <p>取引価格は市場原理、需給によって定まるよう制度設計するのが妥当であり、人為的な上限、下限価格は市場を歪めるのではないかと懸念。</p> <p>本市場で買手が負担する費用は、最終消費者に転嫁されるか、小売事業者が費用として抱え込むことになるので、いずれにしてもFITに関連する国民負担の総量は変わらず、効果にも疑問がある。</p> <p>非化石価値が旧一般電気事業者に遍在する中の当市場発足は新規参入者にとって負担が大きくなりかねない。</p> <p>小売り実績の一部の量にのみかかるRPS義務に関わる価格を本市場の経済価値に援用することには無理があるのではないか。</p>
367	<p>非化石価値市場における非FIT電源の取扱については、今次の検討対象からは外れているが、①電源開示義務との関係を整理していただきたい。②旧一の発電部門と小売部門の関係性の整理、監視の実施も必要である。</p> <p>大半の非化石価値電源が旧一発電事業者に帰属する中、非化石価値市場で環境価値を売却した後、kWh 価値が旧一系小売部門に移転する機会が多いのではないかと思料する。この際、小売側の調達電源開示において、現行と同じく「水力」と記されると、小売市場で旧一系小売は新電力に対し有利を維持することになる。</p> <p>kWh 価値、kW 価値、環境価値の取引市場分化と電源開示は両立しにくいのではないか。小売り競争において「ラベル価値」を享受するのであれば、その対価を費用調整機関に納付するのが妥当、もしくは非化石価値は全量プールした上で旧一小売り、新電力ともに同じ立場で購入できるよう公平な環境を確保すべき。</p> <p>発電部門が収受する非化石価値収入を持ち株会社経由で小売部門に投入、もしくは同一会社であることを利して直接の付け替えを行い、小売部門が競争優位を確保することも考えられる。部門間収支の動向に対し、監視を行い、公正な競争環境の担保にご留意をお願いしたい。旧一般電気事業者の非化石価値収入の用途を廃炉費用等に限定することで競争環境に影響させない方策も考えられるのではないか。</p> <p>※高度化法導入が議論された際、旧一般電気事業者・新電力共同による目標達成も視野に入っていたと認識するが、非化石価値が経済価値を有するに至り、旧一般電気事業者においては非化石価値の無償譲渡にも等しい共同取組への動機付けがなくなるものとする。共同取組への道筋を並行してご検討いただきたい。</p> <p>※パリ協定達成のためには、非化石電源のみならずGHG排出量の少ない最新鋭ガス火力も有効な手段であるとする。再エネ電源に比較しても出力が大きい</p>

	い分、実効的でもある。非化石電源にのみ焦点を当てず、かかる電源新設への動機付けとなる制度設計を別途ご検討いただきたい。
368	入札下限価格は設定せず、適切な目標設定によって市場を機能させるべきである。 適切な目標設定がない状況で入札下限価格を設定すると売れ残りが大量に発生し、FIT 賦課金の軽減につながらないため。
369	旧一般電気事業者が総括原価方式＝国民負担で建設・保有する原子力、水力、地熱等の非化石価値は、旧一般電気事業者に帰属させるべきではない。 旧一般電気事業者の帰属となった場合、証書発行収入が追加利潤となり、競争環境を阻害するため。
370	入札の最低価格、最高価格の設定については、中間評価の検討の際に、改めてご議論いただきたい。また、中間評価のあり方についても、事業者による非化石電源の開発状況や、新電力も含めた事業者間の公平性、評価方法の柔軟性等を十分にご勘案いただき、慎重にご検討いただきたい 入札の最低価格、最高価格の設定については、お客さまのニーズや他の低炭素政策との関係、中間評価のあり方の議論と切り離せないところがあると考えため、中間評価のご検討の際に改めてご議論いただきたいと考えます。 また、中間評価のあり方について、設定された基準によっては、事業者の事業環境に多大な影響を及ぼすため、事業者による非化石電源の開発状況や、新電力も含めた事業者間の公平性、評価方法の柔軟性等を十分にご勘案いただき、慎重にご検討をお願いいたします。
371	今回の意見募集の対象ではないが、非FITの非化石価値について、原子力発電より生じる価値は、廃炉費用の未積み立て分の託送負担が終了するまでの間、送配電部門の収入となるように検討いただきたい。今回のFIT分について国民負担に基づくものであるとの理由で、再エネ負担金減額の原因とするとの棲み分けとされているところであるが、原子力の廃炉費用も託送料に乗せることで回収を図るという点では国民負担と同様であり、すくなくとも廃炉費用の積み立てが終わるまでの期間は、その収入は送配電の帰属とし、託送料の減額に資すべきである。また、東京電力では原発事故に係る費用も、託送部門合理化分でその60%を賄うこととなっており、事故処理が終わるまでの間は、すべての非化石価値を託送部門に帰属させて、事故の早期終結を目指すべきである。
372	非化石価値取引市場について FIT電源由来以外の非化石証書の取扱いについては、取引市場外での相対取引が可能となる制度設計をして頂きたい。 発電事業者と小売電気事業者の売電契約(kWh)において、非化石証書の取引も含めることにより、発電事業者として、クリーンな電力の販売に直接関わることができ、幅広く地域貢献が可能となる。
373	今後の進め方

	<p>非 FIT 電源について、速やかに検討を進めて欲しい。</p> <p>また、非 FIT 電源は、政策的に建設された電源であり、その環境価値の取扱いについては、特定の小売／発電事業者が有利になるようなことがないように設計をすべき。</p> <p>過去の政策的な経緯から所有している電源を競争力の源泉とすることができる制度設計は不適切と考えるため。また、水力の環境価値を既に小売競争に投入しているケースがあり、迅速な対応が必要と思料。</p>
374	<p>非化石価値証書のように、電気と環境価値が切り離して取引される場合、証書が著しく低い価格で購入される可能性もあり、国際環境NGO としてグリーンピースとしては慎重な見方をしています。欧米で自然エネルギーの電力には発電源証明やグリーン電力証書が発行され、その追跡が可能となるよう整備されているように、日本においても、少なくとも非化石価値証書が発行される自然エネルギーのトレーサビリティを高める必要があります。そのため、非化石価値証書には下記の情報が含まれ、供給事業者が需要者の要望に答える電源選択ができるようになっていることが必要だと考えます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電設備の認識番号、発電所名 ・自然エネルギー設備の種類(太陽光、風力、バイオマス[燃料情報も含む]、地熱、小水力など) ・発電設備の設置場所 ・発電設備の設備容量 ・発電設備の稼働開始年月日 ・証書の発行日 ・発電した年月日 <p>パリ協定によって、世界各国は脱炭素社会への一刻も早い転換の必要性を合意し、主導的な企業や自治体など非国家主体も積極的に取り組みを進めていることは、ご承知の通りと存じます。大規模な電力需要家であり、なおかつ世界各国でビジネスを展開する企業のなかには、自らの影響力や環境負荷への責任を認識し、温室効果ガスを排出しない自然エネルギーのみで事業活動を行うことを宣言し、取り組みを開始しています。自然エネルギー100%は経済合理的であり、なおかつ従業員や顧客のロイヤリティを高めるなど競争力の強化にもつながることを、企業の経営者自らが発信しています。自然エネルギー100%の利用を目指す企業のイニシアティブ「RE100」に参加する企業はグローバルで122社にのぼり(注1)、日本からもリコー、積水ハウス、アスクルの3社が参加しています。</p> <p>企業がどのようなエネルギー源を使うかは、経営を左右する問題にもなっています。国連持続可能な開発サミットにおける「持続可能な開発目標(SDG)」の採択(2015年)、パリ協定の発効(2016年)、そして気候変動が企業の財務状況</p>

に与える影響を分析して開示する「気候関連財務ディスクロージャー」が発表される(2017年)など、一連の流れを受けて、自然エネルギーの調達を含むサステナビリティへの取組みはチャンスと認識され、投資家の企業評価にも直結しています。

一方で、日本では自然エネルギーの調達が容易ではないことが、企業の側から指摘されています(注2)。また、G7で唯一石炭火力発電の新設を推進している日本のエネルギー政策は、国際的に厳しい見方がされており、このままでは日本企業が世界のサプライチェーンから取り残される、という危機感も聞かれます(注3)。責任ある調達は、鉱物や製紙などにとどまらず、電気についても当てはまる概念です。非化石価値証書は需要家である企業が直接取引するものではありません。しかし、需要家である企業の環境負荷削減への取組みを促す意味でも、企業の責任ある電源調達のために非化石価値証書市場が活用可能かどうか、という観点を持った制度設計が重要だと考えます。

資料3 ページの注釈では「貫徹小委の中間とりまとめにおいて、『再エネ指定』のメニューを更に細分化する等については、事業者のニーズを踏まえ今後引き続き

検討する」とされています。自然エネルギー発電設備は、環境や地域社会に一定の影響を与えますが、太陽光や風力、バイオマスなど自然エネルギーの種別や、プロジェクトごとによってその影響は異なります。需要・供給側のどちらの事業者にとっても、環境・社会への影響をどのように捉え、責任ある電源調達を行なっているのかは今後重要な視点になります。実際、1月24日に開催された外務省の第三回気候変動に関する有識者会合では、イオン株式会社より電源の特定ができないことが非化石価値証書の課題として指摘されています(注4)。非化石価値証書のように、電気と環境価値が切り離して取引される場合、証書が著しく低い価格で購入される可能性もあり、グリーンピースとしては慎重な見方をしています。欧米で自然エネルギーの電力には発電源証明やグリーン電力証書が発行され、その追跡が可能となるよう整備されているように、日本においても、少なくとも非化石価値証書が発行される自然エネルギーのトレーサビリティを高める必要があります。そのため、非化石価値証書には上記の情報が含まれ、供給事業者が需要者の要望に答える電源選択ができるようになっていることが必要だと考えます。

注1) <http://there100.org/companies>

注2)

https://www.nikkei.com/article/DGXLASDZ21IGY_R20C17A4EA6000/

注3) <https://newswitch.jp/p/11436>

注4) <http://www.mofa.go.jp/mofaj/files/000327703.pdf>

参考資料:

「自然エネルギーの電力を増やす企業・自治体向け電力調達ガイドブック」

	<p>(2018年1月)、自然エネルギー財団「平成26年度グリーンエネルギー証書制度基盤整備事業（グリーンエネルギー証書に関する市場動向等に関する調査）報告書」(2015年2月)、株式会社三菱総合研究所</p>
375	<p>入札最低・最高価格の見直しは、事業者だけではなく国民も含めた幅広く意見を求めることが望ましい。</p> <p>非化石価値証書が著しく低い価格で購入される懸念が考慮された上で、入札最低価格と最高価格を定め、次年度以降の見直しを織り込んでいる点は建設的なプロセスだと考えます。固定価格買取制度の原資は国民の電気料金であり、非化石価値証書の入札価格は賦課金にも関係することから、定期的な見直しの機会を設定し、その際には事業者だけではなく幅広く意見を求めることを求めます。</p>
376	<p>今般、経済産業省が取りまとめた「非化石価値取引市場について(案)」において提案されている非化石価値取引市場について弊社の意見を提出する機会をいただきありがとうございます。適切に取りまとめられた場合、当該市場は弊社のように再生可能エネルギーを購入する大企業が再生エネルギー証書を購入することのできる潜在市場を創設するものであり、貴省のリーダーシップに感謝いたします。</p> <p>弊社は、一企業としてグローバルで再生可能エネルギーの利用を通じて気候変動に取り組む努力を重ねており、大きな意義のある進展を得てまいりました。また、弊社サプライヤーが同様にクリーンエネルギーへの転換を図ることができるよう支援することにもコミットしております。グローバルで、弊社は既に自社オペレーションの96%まで最盛可能エネルギーでまかなっており、それを100%とする目標を達成するためにも再生可能エネルギー証書を利用することが可能です。しかしながら、現在提案されている非化石価値取引市場は、現行案のままでは、証書が十分に証明可能かつ透明性があり、手頃な価格で購入できる制度とはなっていません。弊社としては、質の高い再生エネルギープロジェクトで構成される証明可能かつ安定した市場なしには今回の市場に参加することができず、弊社の再生可能エネルギー購入目標を満たすためには、別の再生可能エネルギー市場を追求しなければなりません。</p> <p>弊社は100%再生可能エネルギーで自社施設の電力を賄うことにコミットしておりますが、最も効果的にCO2排出量を抑制するとともに、最も強く積極的な環境品質の向上を主張することのできる再生可能エネルギーのプロジェクトを通じて実現することを強く選好しております。日本における弊社の企業運営オペレーションとして、今般、建物にソーラーパネルを設置するプロジェクトへの投資を通じて100%再生可能エネルギー化を達成しました。</p> <p>特に直接的なプロジェクト開発における課題を考慮すると、説得力のある確かな非化石価値取引市場は、我々がビジョンを達成・維持していくための一つの方法となります。</p>

	<p>現在、貴省において非化石価値取引市場設計の変更を検討していることから、以下の修正を提案させていただきます。</p> <p>1.非化石証書に十分なトレーサビリティを確保することで、再生可能エネルギー購入のグローバルでの説明責任を果たせるようにすること。</p> <p>弊社や多くの企業が再生可能エネルギー100%の目標を有していますが、現在は特定の技術やプロジェクトの品質を通じてのみ達成可能なものとなっています。弊社が非化石価値取引市場に参加するためには、市場を通じて獲得したそれぞれの証書について再生可能エネルギーの電力に関する詳細が必要となります。それら詳細は、1)プロジェクトの委託日、2)発電日、3)プロジェクトの場所、4)プロジェクトの基本仕様、5)当該証書が由来する技術を含みます。</p> <p>2.非化石価値取引市場内でそれぞれの技術によるカテゴリを創出することで希望するタイプの再生エネルギープロジェクトの証書を調達可能にすること。</p> <p>現在提案されている証書は(1)再生可能エネルギー証書(風力、太陽光、バイオマス、水力)(2)その他(原子力)の2種類のみとなっております。100再生可能エネルギーの目標を達成するため、弊社は様々な技術や再生可能エネルギー源をバランスすることに関心があります。多くの選択肢を提供することは、うまくいけば、新しく成長する非化石価値取引市場に対して弊社やその他100%再生可能エネルギーにコミットする企業のさらなる参加を促すことにつながります。</p> <p>3. 非化石価値証書の価格は、企業にとって商業的に採算がとれるアプローチとするためにグローバル市場の平均との整合を確保すること政府が正式に非化石価値取引市場の創設を行うことは極めて重要です。しかしながら、非化石価値証書の価格が再生可能調達のためのJクレジットなど他の自主的なオプションの価格を超える場合、弊社のような大規模な企業需要家は非化石価値証書を購入する意欲を失うこととなります。現在提案されている証書あたり最低入札価格1.3円・最高入札価格4円は、これらの自主的な市場に参加する際の価格やグローバルでの市場平均を超えるもので、日本での事業を行う企業が再生可能エネルギーのコミットメントを達成するための大きな阻害要因となります。意見提出の機会をいただきありがとうございました。本重要課題に関しての貴省のリーダーシップに御礼申し上げます。ご質問がありましたらお知らせください。</p>
377	<p>FIT の国民負担の軽減される目的には賛同しておりますが、証書購入に伴う小売電気事業者への追加負担が電気料金への転嫁を通じ、産業界をはじめ国民全体の負担とならないように設計をして欲しい。</p> <p>既存の非化石価値に関しては市場を介することを義務付け、市場を活性化させて欲しい。</p> <p>旧一般電気事業者の発電部門から生まれる非化石価値は全量無償で全ての小売事業者に平等に配賦することで、旧一般電気事業者が原子力・水力発電所</p>

	<p>の建設によって新たな制度での利益を防ぐなど、公平性に配慮した設計にして欲しい。</p>
378	<p>非 FIT 電源の非化石証書取引開始を早期化すべきではないか。 既存 FIT 電源も非 FIT に切替えて市場に環境価値を投入する選択肢を持つことはすなわち需要家側の選択肢につながり、一般消費者の賦課金負担の軽減にもつながることから、住宅用太陽光の FIT 期間切れを目安にすることなく非 FIT 電源の早期市場参入を可能とすることが好ましい。</p>
379	<p>各市場での発電事業者等への支払い時期を最大限早める(最大1か月程度)様検討頂き度い。 これまで卸取引所の場合で数日、相対取引でも1ヶ月程度で対価の支払いを受けることができた。今後容量価値や非化石価値に価値が細分化されるが、広い事業者の取引参入を促すべく発電事業者等の資金繰りに配慮した制度設計が必要。</p>
380	<p>今後の進め方 今回は、非 FIT 電源については、整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進めて欲しい。 非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去において、事業機会が平等ではなく、特定された事業者のみが建設してきた電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売／発電事業者が有利になることは適切ではないと考えている。 また、過去の経緯から保有している電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。 既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。 過去の国策的な経緯から所有している電源において、今回新たに分離された環境価値については、特定の事業者が競争力の源泉として独占するのではなく、多くの小売事業者が等しく利用できる制度とした方が、小売活性化に資するため。</p>
381	<p>今後の進め方 グリーン電力証書のように、購入者に対してロゴやマークのようなデザインの提供をお願いしたい。 デザインの提供がない場合、需要家からのニーズによってはオリジナルのデザインを作成する事業者が現れるのではないか。 CSRの一環として証書を利用した排出量削減に取り組む需要家は HP 上や環境報告書にグリーン電力証書の画像を貼って PR しており、そういったデザインに一定のニーズがあると思われるため。</p>
382	<p>今後の進め方</p>

	<p>今回は、非 FIT 電源については、整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進めて欲しい。</p> <p>非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去において、事業機会が平等ではなく、特定された事業者のみが建設してきた電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売／発電事業者が有利になることは適切ではないと考えている。</p> <p>また、過去の経緯から保有している電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。</p> <p>既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。過去の国策的な経緯から所有している電源において、今回新たに分離された環境価値については、特定の事業者が競争力の源泉として独占するのではなく、多くの小売事業者が等しく利用できる制度とした方が、小売活性化に資するため。</p>
383	<p>今後の進め方</p> <p>グリーン電力証書のように、購入者に対してロゴやマークのようなデザインの提供をお願いしたい。</p> <p>デザインの提供がない場合、需要家からのニーズによってはオリジナルのデザインを作成する事業者が現れるのではないかと。CSR の一環として証書を利用した排出量削減に取り組む需要家は HP 上や環境報告書にグリーン電力証書の画像を貼って PR しており、そういったデザインに一定のニーズがあると思われるため。</p>
384	<p>最低入札価格を 1.3 円と定めることは不相当である</p> <p>非化石化価値市場は JEPX と異なり高額であれば購入自体を見送ることが可能な市場である。そのため、最低価格が高いと、応札を見送る事業者が多数出て来ることが予想され、総落札額が小さくなり結果として賦課金の補填に当てられる金額が小さくなるのではないかと。現在の価格は J クレジットのオークション価格の二倍と高額であるため、最低価格は J クレジットのオークション実績と同水準程度が適当ではないかと考えられる。</p>
385	<p>最低・最高価格</p> <p>FIT 電源由来の非化石証書の最低・最高価格が示されたが、最低・最高価格の水準は、小売事業者への影響やお客さまニーズ、他省庁の政策も含めた環境政策の影響、中間評価のあり方と密接に関連することから、中間評価を議論する際に改めて検討する必要がある。</p> <p>中間評価</p> <p>2030 年度の非化石電源比率 44% 目標達成に向けた中間評価については、その基準次第で小売事業者の事業運営、更にはお客さまに対して大きな影響を及ぼす虞もあることから、検討にあたっては、原子力発電所の稼働状況等も踏</p>

	<p>まえながら、慎重に議論する必要がある。</p> <p>非化石価値販売収入の帰属先 FIT 電源由来以外の非化石価値販売収入の帰属先については、非化石電源の開発・維持インセンティブの観点から、発電事業者とすべきと考えられる。</p>
386	<p>入札価格の上下限額についての意見として、小売事業者の事業性を考慮し、減額の修正を希望します。</p> <p>併せて、非FIT 電源の価格検討については、FIT 電源の上下減額に捉われない安価な価格設定をお願いします。電気の調達量が年間5 億kWh 以上の事業者に対し44%以上の非化石電源からの調達・証書調達が義務付けられるとして、仮に証書価格が4 円/kWh とした場合、全体で2 円/kWh 弱のコスト負担となります。この額は小売事業者にとって事業継続性を大きく左右するインパクトとなります。</p> <p>FIT 調達額12 円、回避可能費用8 円を設定根拠としていますが、FIT 調達額12 円は電源としての価値(kW 価値)を含んだものであり、差額4 円を全て非化石価値として考える必要はないものと思われます。容量市場においてもFIT 電源は固定費を回収したものと見做し入札対象に含めない整理がされております。</p> <p>また、2016年6月～2017年4月のJ クレジットの入札販売実績が500～1,600円/t-CO2(排出係数0.0005t/kWh として1kWh当たり1円以下)という水準であることも考えると、非FIT電源の価格は、相応の水準にすべきものと考えます。</p>
387	<p>エネルギーミックスの実現に向けて、非化石価値の意義や比率向上の重要性は理解しており、事業者としても、非化石電源調達目標の達成などに努める所存。</p> <p>まずは、来年度より FIT 電源にかかる非化石証書の取引が先行することとなるが、特に、非 FIT 電源にかかる非化石証書の取引については、以下の点に留意しつつ、慎重に詳細検討を進めていただきたい。</p> <p><ご留意いただきたい事項></p> <p>証書の販売収入の帰属先について、非化石電源の開発・維持インセンティブを高める観点より、発電事業者に帰属すべきであること</p> <p>高度化法の間接評価について、公平性の観点より、全ての小売事業者に対して、等しく達成義務が課されるとともに、公平な費用負担が求められる仕組みであること</p>
388	<p>非化石証書の転売は一定程度認めるべき。</p> <p>具体的には、下記のような方式を検討いただきたい。</p> <p>A)実需要+●%程度の上ブレまでの購入に対しては許容し、実需要を超える部分の転売は許可する。●%超となった証書の転売は不可とする。</p>

	<p>B)実需要の●%を超えて転売する部分は転売による利益を返納させる。(市場運営費などに充てる)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・小売事業者の需要の不確実性(新規需要獲得等による上振れ)への対応が出来ないから。 例:新電力販売規模で 20 位程度(販売量 1 億 kWh 強)でも経産省本省ビル 4.8MW クラスの需要を獲得すると、+10%程度になると考えられる。 ・また、転売を一定程度可能にすることにより売れ残り防止にも寄与すると考えられるから。
389	<p>オークションにおけるFIT非化石証書の入札価格について</p> <p>非化石価値取引市場は、高度化法上の目標や目標年度までのプロセスに実施される中間評価基準を達成するために必要な非化石価値をはじめとする環境価値を取引する場として創設されたものと認識している。</p> <p>高度化法の義務主体である小売事業者の収支影響は、同市場における取引価格水準と量(高度化法上の義務強度)の両面から決まることから、今後、高度化法の中間評価基準について議論される際には、同市場における入札最低価格・最高価格についても、改めて議論いただきたい。</p> <p>高度化法における中間評価の基準</p> <p>中間評価は、最終目標達成の実効性を高めるために必要な範囲で設定されるものであり、非化石価値取引市場の活性化等を理由に、本来の目的以上に過度な基準とされるべきではない。</p> <p>加えて、中間評価基準の具体的内容次第では、小売電気事業者の事業運営に大きな影響が及ぶ虞がある。中間評価においても、最終年度同様に、小売電気事業者間の公平な取り扱いを前提としつつ、小売事業者の経営の健全性にまで影響を及ぼすことのないようお願いしたい。</p>
390	<p>非化石電源比率の目標到達に関する定量的な中間評価の基準を、早期に検討・決定して頂き、目標の達成を確実にして頂きたい。</p> <p>非化石電源比率の目標到達に向けた事業者の着実な努力を後押しし、目標達成を確実にするため。また、中間評価の基準が定められなければ、非化石価値取引市場での買い手が少なく、結果的に賦課金の削減に繋がらない懸念があるため。</p>
391	<p>「FIT電源由来以外の非化石証書については、2019年度に発電された電気相当の非化石証書を市場取引対象とすることを目指し、引き続き制度設計を進めるものとする。」とあるが、是非そのようお願いしたい。</p> <p>2019 年度中には 300 万 kW 程度の住宅用太陽光発電設備の FIT 買取期間が終了し、大量の FIT 由来電源以外の再エネ電気が市場で取引されるようになる。このような再エネ電気の非化石価値が取引されるようになれば、FIT 買取期間終了後の電源の長期間安定稼働を促すことになるため。</p>

392	<p>「非化石証書」の買い手を電力小売り事業者に限定しないで、大口需要家やアグリゲーター等もオークションに参加できるようにすべき。</p> <p>当初は、定量的な中間評価の基準が設定されないままオークションが開始されるため、証書の買い手が少なく、売れ残りが相当発生することが懸念される。一方で、世界的には RE100 等の取り組みに参加する大手企業が出てきており、これらの企業が有力な買い手となる可能性が高いため、非化石価値取引市場を活性化するためにも、このような企業が直接オークションに参加できるようにしてはどうか。</p>
393	<p>FIT電源由来以外の非化石証書について</p> <p>原子力や大規模水力など、すでにベースロード電源としての市場競争力を有する電源について、総括原価制度下で建設された電源であることを鑑みれば、非化石価値市場における収益はFIT電源同様に事業者には帰属させず、政策的措置の原資とするべきではないか。用途としては、FIT賦課金等に充当することによる、電気の非化石化に伴う国民負担増の抑制などが考えられる。</p>
394	<p>非化石電源比率の目標達成に向けた中間評価について</p> <p>非化石市場の成否を左右する非常に重要な事項と認識。2030 年非化石電源比率 44%という目標達成のためにも、ぜひ 2020 年以降 2 年に 1 度程度の頻度を目安に、中間評価の実施をお願いしたい。</p>
395	<p>入札最低価格及び最高価格の水準については、小売事業者への影響やお客さまニーズ、各省庁の低炭素政策による影響も含めて議論いただくことが必要である。</p> <p>理由</p> <p>中間評価の基準の議論の際に改めて検討する入札最低価格及び最高価格については、その水準次第では、証書を購入する小売事業者やお客さまに大きな影響を及ぼす虞もある。</p> <p>高度化法が省エネ法と共に電力事業者の自主的な枠組みの強化を支え、エネルギーミックスの実現を通じて低炭素社会を目指していく観点から措置されていることを踏まえ、上記価格については、各省庁の低炭素政策による影響も含めて議論が必要である。</p>
396	<p>中間評価の基準については、非化石エネルギー源の発電見通しや各省庁の低炭素政策による小売事業者やお客さまへの影響を含めて議論いただくことが必要である。</p> <p>理由</p> <p>中間評価の基準の設定次第では、小売事業者の事業運営やお客さまに大きな影響を及ぼす虞もある。</p> <p>高度化法が省エネ法と共に電力事業者の自主的な枠組みの強化を支え、エネ</p>

	<p>ルギーミックスの実現を通じて低炭素社会を目指していく観点から措置されていることや、非化石エネルギー源の発電見通しや他省庁も含め低炭素社会を目指す政策の措置状況により小売事業者やお客さまへの影響が大きく異なってくる ことについて、十分に勘案いただくことが必要である。</p>
397	<p>非化石価値取引市場は、小売電気事業者のエネルギー供給構造高度化法の目標達成、およびエネルギーミックスの実現を後押しする重要な施策と考えている。エネルギーミックス実現のためには、FIT電源に加え、安全性確保を大前提とした原子力の再稼働などによる非FIT非化石電源が重要な役割を担うことから、非化石電源の開発・維持インセンティブを高める制度設計が不可欠。</p> <p>最低・最高価格の見直し 最低・最高価格水準については、小売事業者への影響、お客さまニーズや他の低炭素政策(他省庁による政策も含む)の影響、中間評価のあり方の議論と切り離せないところがあり、「非化石価値取引市場について」資料9ページに記載のとおり、中間評価の基準の議論の際に改めて検討が必要。</p> <p>中間評価の基準 中間評価基準の設定次第では、小売事業者の事業運営ひいてはお客さまに大きな影響を及ぼす虞もあることから、中間評価の基準については慎重な議論が必要。また、高度化法は、省エネ法と共に電力事業者の自主的な枠組みの強化を支え、エネルギーミックスの実現を通じて低炭素社会を目指していく観点から措置されていることを踏まえ、中間評価の基準については、他の低炭素政策(他省庁による政策も含む)による小売事業者やお客さまへの影響を含めて議論する必要。</p> <p>非FIT非化石価値販売収入の帰属先 非FIT非化石価値販売収入の帰属先について、非化石電源の開発・維持インセンティブを高める観点から、非化石価値を創出する非化石電源の所有者である発電事業者とすべき。</p>
398	<p>非 FIT 電源の扱いについては以下留意の上検討願いたい。 過去、総括原価の下で政策的に建設された非 FIT 電源(原子力や大型水力)に対する環境価値が顕在化することで、旧一電と新電力との競争環境に 歪みが生じるのでは。旧一電と新電力のイコールフットイングを確実に 担保してもらいたい。 ひいては、上述 1.で顕在化した環境価値については、その収益を需要家の負担軽減に活用できる方法を検討すべき。 既に一部、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要。</p>

	<p>過去の政策的な経緯から所有している電源について、競争力の源泉とすることができる制度設計は不適切。上記 3.のような実態について、非化石市場の整備前から競争環境を歪めることのないよう、迅速な対応が必要であるため。</p>
399	<p>証書の取引においては価格の上下限ルールを設けることとされているが、転売による事業者間の相対取引に対する同ルールの適用については言及がない。仮に相対取引には価格上下限ルールの適用がされないとすれば、相対取引における価格高騰を抑止出来ず、最終的に価格転嫁される需要家側の負担増の要因となりかねない。従い、転売行為自体を規制、或いは転売を認める場合であっても JPEX 内の口座を介した証書移転手続時の確認実施等による価格監視を行うべきである。</p> <p>また、中間評価について、原発の再稼働等が見通せない中において短期で非化石電源比率を上げる様なパスを描いた場合、証書価格の高騰要因となることから、中間目標の設定に際しては慎重な検討をお願いしたい。</p>
400	<p>(1) 非化石価値の取引量について、数値管理(KPI管理)の徹底をすべきと考えます。</p> <p>(2) 非化石価値取引市場の創設にあたっては、環境価値への国民の正確な理解を促す観点から、既存の環境価値(J-クレジット等)についても併せて周知をしたほうがよいと考えます。</p> <p>(1) 本市場は国民負担の軽減に資することを目的としているため、具体的な目標値とスケジュール管理の徹底が必要であると考えます。</p> <p>(2) J-クレジットは非化石証書と異なり小売電気事業者だけでなく、需要家自身が活用することが可能であり、周知による政策効果は高いと考えます。</p>
401	<p>参考図9の非化石電源比率および余剰非化石電源相当量分配前非化石電源比率の算定に当たり、分母に記載されている「供給する全ての電源による発電量」については、日本卸電力取引所から市場調達した電力など、他者から調達した電気のうち化石・非化石が特定できない場合に該当するものを含めることが適当と考える。</p> <p>平成 30 年度供給計画の届出に係るガイドラインとして示されている「エネルギー供給構造高度化法に係る電気事業者の非化石電源比率の算出方法について(平成 28 年 3 月)」では、他者から調達した電気のうち化石・非化石が特定できない場合については、総発電電力量に含めないとされている。</p> <p>しかし、非化石価値取引市場の検討背景として、貫徹小委中間とりまとめにて「卸電力取引所では、非化石電源と化石電源の区別がされないため、非化石電源の持つ価値が埋没し、非化石電源比率を高める手段として活用されていない。結果、取引所取引の割合が比較的高い新規参入者にとっては特に、非化石電源を調達する手段が限定される状況になっており、高度化法の目標達成が困難な面がある。」旨があげられていることや、一般送配電事業者が FIT 電気を買</p>

	<p>取り卸電力取引所に投入していることに鑑みると、今後、非化石価値取引開始後の非化石電源比率の算出にあたっては、他者から調達した電気のうち化石・非化石が特定できない場合を分母の総発電電力量に含めなければ、分子に非化石証書の調達量を加えることと不整合が生じるため。</p>
402	<p>今回、非FIT 電源については整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進める必要がある。</p> <p>非 FIT 電源(原子力・大型水力)は、過去、政策的に建設された電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売／発電事業者が有利になることは適切でなく、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットイングが確実に担保されなければならない。</p> <p>また、過去の経緯から保有している政策的な電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。なお、既に一部で大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。</p> <p>過去の政策的な経緯から保有している電源を競争力の源泉とすることができる制度設計は望ましくないため。</p> <p>既に一部で大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態については、非化石市場が整備される前に競争環境が歪められることのないよう迅速な対応が必要なため。</p>
403	<p>18 年分以降のオークションスケジュールについて、現行案では第1回オークションを7月末に開催する予定だが、排出量報告のスケジュールを考慮すると、6月末の開催が望ましく、スケジュールの前倒しについて検討して頂きたい。</p> <p>事業者が排出量を集計するタイミングと整合させ、使い勝手を良くするため</p>
404	<p>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同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>さらに原子力については、非化石価値取引の対象とどうかを含めて慎重な議論が必要と考える。</p> <p>原子力や大型水力等の非FIT非化石電源は、新規参入者が新たに建設、保有することは非常に困難であるため。</p> <p>また原子力については、現状託送料金を通じて広く需要家からその維持等の費用を回収する制度となっており、その非化石価値を市場取引することの妥当性について十分留意する必要がある。</p>

405	<p>非化石価値取引市場の開始による従来の環境価値(J-クレジット)の取引価格などに与える影響をシミュレーションするなど、既存取引への影響を考慮しながら制度設計を決めてほしい。FIT電源の非化石価値市場の導入による大量の環境価値の創出や、上限値下限値の設定によるJ-クレジットへの影響の検証は殆どなされておらず、不十分であると考える。</p> <p>今回は、非FIT電源については、整理されていないが、以下の点を考慮しつつ、速やかに検討を進めて欲しい。</p> <p>非FIT電源(原子力・大型水力)は、過去、政策的に建設された電源であり、その環境価値が顕在化した結果、特定の小売/発電事業者が有利になることは適切でなく、旧一般電気事業者と新電力のイコールフットイングが確実に担保されなければならない。</p> <p>また、過去の経緯から保有している政策的な電源に付随し、新たに顕在化させた環境価値については、全面プールさせるとともに、その収益の用途については、需要家負担の軽減に活用するなどの検討が必要である。</p> <p>既に一部で、大型水力の環境価値が小売競争に投入されている実態があり、速やかに制度上の整理等が必要である。</p> <p>J-クレジット等の既存市場への影響の検証や議論が殆どなされておらず、制度によっては激変緩和措置についての議論が活発に行われるものがあることに比べると、議論が十分ではないと考えられるため。これによって、京都議定書以降、我が国が醸成してきたクレジットの市場や業界(特に省エネや森林吸収など)の重要性を低めるような結果を招く可能性があると考えられるため。</p> <p>過去の政策的な経緯から所有している電源を競争力の源泉とすることができる制度設計は不適切であるため。また、既に一部で、大型水力の環境価値を小売競争に投入している実態については、非化石市場の整備前に競争環境を歪めることのないよう迅速な対応が必要のため。</p>
406	<p>中間論点整理(2次)では、FIT電源由来以外の非化石証書については、2019年度に発電された電気相当の非化石証書を市場取引対象とすることを目指し、引き続き制度設計を進めるとしておりますが、FIT電源由来以外の非化石証書の取引のためには様々なシステム対応等も必要であり、実務を担う現場に過渡的な負担が生じないよう制度設計上の配慮がなされるとともに、十分な準備期間が設定されるべきと考えます。</p>
407	<p>非化石証書が持つ環境価値に関して。</p> <p>非化石電源の環境価値である温室効果ガス排出削減量を評価する際のベースラインは、非化石電源に代替される化石電源であると考えられる。2019年度を目途とされている非FIT電気の取引開始にあたっては、この考え方に拠った制度設計を行っていただきたい。</p> <p>今後の進め方に関して。</p> <p>2019年度を目処に取引が開始される予定の非FIT電源の非化石価値について</p>

	<p>は、下のような観点を踏まえて制度設計を行っていただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子力や大型水力等の非 FIT 電源はその大宗を旧一電が保有しており、旧一電以外との調達環境に大きな差があるのが実態である。これは、分散型電源の普及にも差し障るおそれがあるため、エネルギー供給構造高度化法における中間目標の在り方と併せて、慎重な議論が必要ではないか。 <p>非化石価値取引による発電部門の収益が小売部門へ還元された場合、分散型電源も含めた競争環境への影響が懸念されるため、市場取引の利益の取扱いについては慎重な議論が必要ではないか。特に、原子力発電に係る市場取引により得られる利益については、原子力発電所の廃炉費用の一般負担化に鑑み、当該利益は廃炉費用に充当し、需要家負担を軽減するという考え方もあるのではないか。</p>
<p>⑥既存契約見直し指針、インバランス制度等の関連する制度</p>	
408	<p>インバランス単価は余剰と補給で傾斜をつけるべきではないか。</p> <p>各事業者が同時同量を達成する経済的インセンティブが不十分なため、dに予見性がないとすれば期待値は 1、つまり市場価格と同等となってしまう。</p> <p>そこで、現行の算定式 $\alpha + \beta$ に、新たな定数 γ (送配電による調整コストそのものを評価) を追加し、余剰の場合はマイナス/補給の場合はプラスする。</p> <p>これにより「インバランス精算を行う方が経済的」になる可能性が下がり、事業者の計画遵守にインセンティブを与え、その結果需給調整コストの削減につながるのではないか。</p> <p>γ 値は、年度で固定値とし、前年(1~12 月)のインバランスの発生件数やその調整に要した工数実績から算出するのが良いのではないか。</p>
409	<p>送配電のみ分離させるのではなく、発電と小売も分離すべきである</p> <p>これまで規制状況下で、旧一般電気事業者が大多数の発電所を建設してきたが、その発電所が小売の所有である場合、いかに規制を設計しても、当然に自社を優遇し競争力が変わらず、或いは制度の抜け穴をゼロにすることは困難かと思われる。</p>
410	<p>売買入札額/量の妥当性を継続的に評価していただきたい。</p> <p>市場投入される電力の価格/量について実質的な支配者が存在するが、当該事業者による市場投入が努力義務のみだとすると、適切な監視なしでは各市場の目的は達成困難。</p> <p>昨今の市況を見ても価格が吊り上げられている疑いがあり、この状況で各市場が開設された場合、価格が吊り上げられ、新電力の経営が圧迫される懸念が拭えない。</p> <p>ゆえに、具体的な監視体制まで設計する、ないし、上記監視を行わずとも適正な価格で供出されるような制度設計を行っていただきたい。</p> <p>具体的な監視の方法として、入札状況を全面公開する(事業者名のみ伏せる)してはどうか。</p>

	<p>※本件に関し「匿名にしても量でどの事業者か特定できてしまう」という意見があるが、まさにそれこそが支配的状況であることの証明であり、その事業者優遇の非対称規制でもあると言えまいか。事業者が特定できないレベルまで均衡してはじめて全面自由化が成功したと言えると思う。上記勘案した折衝案として、限界費用以下での玉出しが義務付けられているのであれば、少なくとも売り入札の価格は全面公開されて然るべきものであるという案も考えられる。(現在は限界費用の算定も入札価格もブラックボックス化されている状況と認識)</p>
411	<p>各市場導入が小売電気料金へ与える影響について、政府から需要家への周知を行ってほしい。</p> <p>電気料金は需要家の負担の上に成り立つものであるから、需要家への説明が必要。</p> <p>例えば、小売電気事業者のオペレーターが参照/需要家を誘導できるよう、貴庁にて解説サイトを作成いただくのはどうか。</p> <p>(関係事業者に対しても、入札から会計処理までのフローを作成いただきたい。)</p>
412	<p>週間計画を 48 コマ/日とし、その精度を評価する仕組みを設けてはどうか。</p> <p>系統全体の環境性を向上させ、かつ、spot での取引量を増大させるため。</p> <p>現状の spot 一発勝負では、約定から供給までのスパンが短いので、旧一としては多めの予備力を、発電者としても無難な想定をせざるを得ない。</p> <p>週間計画を 48 コマ単位することで需給状況の見通しが立てやすくなり、需給逼迫が予想される場合には発電量を増やすインセンティブを与え、かつ spot 時点よりも対応可能性が広がり、負荷が軽減される。</p> <p>結果、小売としては spot 市場の高騰が緩和され、発電者としては収益 UP と負荷軽減が見込めることができる。予備力も抑えられるため環境性も向上する。</p>
413	<p>昨年2月に電力システム改革貫徹のための政策小委員会で取り纏められた「中間とりまとめ」は、競争活性化を進めるための方策と同時に、電力システム改革を維持・発展させ、エネルギー政策と整合性を確保するため、安定供給、環境適合性に加え、市場原理では解決が困難な公益的課題の克服を図るための方策についてその方向性が示されました。</p> <p>こうした中、「中間とりまとめ」の結果を踏まえ、各種市場の詳細制度設計について検討すべく、本制度検討作業部会が設置され、以降、鋭意検討を進めてきたとしているものの、あくまでこれまでの検討状況を整理し、現時点での検討の方向性が示されたに過ぎず、各種市場ごとの設計や各種市場間の関係等を改めて慎重な検討が今後とも必要であると認識しています。</p> <p>私ども電力関連産業で働く者としても、電力自由化による競争環境の中にあっても、電力システム改革を通じた消費者利益の向上に貢献できるよう精一杯努力してまいりますが、さらなる競争活性化が重視されるあまり公益的課題への対応が劣後したり、あるいは、特定の事業者や利用者に負担がしわ寄せされ競争上の公平性が損なわれたりすることのないよう、各制度間のバランスや全</p>

	体的な整合性を確保しながら進めることが重要であり、公平・公正な競争条件の下で、公益的課題の克服に向けて、電気事業者間が互いに切磋琢磨していけるような環境が整備されるべきと考えます。
414	協議の円滑化をはかる観点から、既存契約見直しにかかわる指針を取りまとめることについては賛成。 同趣旨に沿った既存指針である「卸電力取引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」についても、公営水力など地方公共団体の売電契約の解消が、指針策定後も実際の動きに乏しい現状を踏まえ、現状および課題を明らかにしつつ、より実効的な内容とすべく改定していくべき。
415	制度設計の変更に伴い、既設電源が当初投資時に想定していた経済性を損なうことのないよう、留意されたい。
416	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。
417	P2の検討事項にあるように、資料(中間論点整理(第2次))について 概要資料)は競争活性化と公益的対応によって構築されている。このうち公益的対応については現在のみならず、2017年度ベースよりも今後の電力のしくみにつき措定した検討を実施して欲しい。 2020年+X年に再生可能エネルギー20%、原子力が40%、としたならば短期のまとめ以外に、長期のための施策も並行検討が必要では。 老朽火力発電の置換は、制度検討の中で扱う必要があると考えているためです。
418	各電源への量の割当等の例として、「各ベースロード電源の事業者ごとに決定される供出量を按分し、同量を供出するに足る契約見直しを実施することが適当」とあるが、按分の指標を明確にしていきたい。 また、具体的な指標としては、年度毎の補修状況で変動する受電電力量(kWh)ベースではなく、基本的に変動のない受電契約(kW)ベースで按分するべきと考える。 契約見直しの協議を円滑に進める観点から、より具体的な考え方や指標の提示が有益と思料。
419	旧一般電気事業者への行為規制の具体化 旧一勢と新電力では、情報量、保有発電力に顕著な差があり、また発電と小売りが一体のままであるため、発電力の寡占が小売競争力の差異に直結している。 新たな市場制度の導入後も早期の状況変化は見込めないと思料する。 よって、現在は禁じられていないが市況に影響を及ぼしかねない事業者行動の特定並びに禁止(バランス停止等)を追加的に検討いただきたい。
420	制度検討作業部会(TF)にて検討されている「各市場等の制度設計」について、

	<p>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支障を及ぼすことのないよう、詳細設計をご検討いただきたい。</p> <p>制度検討作業部会(TF)にて検討されている「各市場等の制度設計」について、私ども、エネルギー安定供給の一翼を担う、責任ある事業者としては、電気の実需給断面に至るまでの各事業者の実務面に支障を及ぼすことのないよう、詳細設計を検討いただくことが重要であると考えており、引き続き、この点にご配慮いただきたいと考えます。</p>
421	<p>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制度設計となるよう、引き続きご検討いただきたい。</p> <p>kW、ΔkW、kWh、非化石は、本来ひとつの電源が持っている価値ではありますが、これらを様々な市場に分けて取引を行うことになるため、それぞれの市場で価値が適切に評価されることが重要と考えます。これから、市場競争が進展していく中で、中長期的に必要な電源を確実に確保する、そして適切な電源に置き換わっていくという仕組みを、複数の市場を組み合わせるために、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制度設計となるよう、引き続きご検討をお願いいたします。</p>
422	<p>既存相対契約で担保された条件(KW 価値他)が継続される制度設計が必要(旧一電以外の発電事業者が存在するため)。</p> <p>弊社のように旧一電以外にも発電事業を専門にする民間企業が存在しており、投資予見性を確保する為、小売電気事業者との長期の相対契約に基づき固定費回収を担保した上で事業を実施している。(これにより資金調達も可能となっている。)</p> <p>容量市場の導入前後で既存相対契約の経済的な価値が変化しない、即ち容量市場を経由した場合でも既存相対契約で確保されたKW 価値の支払いが担保される制度設計が必要。</p>
423	<p>既存契約見直し指針において「ベースロード電源市場への供出が求められていない電源についても、当事者間で誠実に協議のうえ、見直しの要否を検討し、必要な見直しがなされることが適当である」と整理されているが、当該電源の扱いについては、引き続き事業者が、善管注意義務の観点から、個々の契約の位置付けや経済合理性等を踏まえ、判断していくべきものとする</p>
424	<p>ベースロード電源市場</p> <p>本指針においては、事業者間の協議円滑化を図る観点から、見直し協議に際しての基本的な考え方を国として示すものであるが、本指針があってもなお、特に利害対立が先鋭化しそうな協議項目については、より具体的に基本的な考え方を国として示すのが合理的と考える。</p> <p>理由</p> <p>制度改正前の事業環境を前提として、事業者間で締結された既存契約について</p>

	<p>て、本指針の考え方をベースとして、事業者が詳細な協議を行うこととなるが、特に既存契約以上のリスク負担等については利害対立が先鋭化し、協議全体が停滞するおそれが高い。したがって、特に利害対立が先鋭化しそうな協議項目については、既存契約と同等のリスク負担等となるよう、より具体的に基本的な考え方を国として示すのが合理的と考える。</p>
425	<p>この度、第2次中間論点整理が公表されたが、当社としては、引き続き電力システム改革の詳細検討に協力していく所存である。電力システム改革を電気料金の抑制や選択肢の拡大等といったお客さまの利益に結び付けるためには、公正・公平な競争環境を整備するとともに、S(安全)+3E(安定供給、環境保全、経済性)の実現に資する各市場の制度設計が重要と考える。また、ベースロード電源市場等のように競争活性化を進めるための方策と、容量市場等のように電力システム改革を維持・発展させ公益的課題を解決していくための方策を一体的に検討していくことが必要である。更に、こうした大きなルール見直しは安定供給にも密接に関連することから、電源投資・維持インセンティブを適切に確保しつつ電気事業者間の競争を促進するという市場設計の目的を踏まえ、中長期的に必要な電源が確実に確保され、全体として継続的な事業運営が可能な仕組みとすることが重要と考える。</p>
426	<p>ネガワット調整金は、現状「直接協議スキーム」という形で、アグリゲーター事業者と小売事業者間の協議で決定することとなっているが、制度として改めて適切かどうかご検討いただきたい。</p> <p>小売事業者もアグリゲーター事業を展開でき、小売事業を営まない独立系アグリゲーターとの間で利害対立が発生している、または将来的に発生する可能性があるため(DR 導入で先行している諸外国(PJM や英国)では、ネガワット調整金は発生していない)</p> <p>DR が発動されても、調整金の義務が発生しない制度設計(例:小売事業者の余剰インバランスとして整理)とすることで、需要側電源における公正・公平な競争環境を整備できるため(仮にネガワット調整金が必要な場合、直接協議スキームではなく、事業者間の利害対立に対応する「第三者仲介スキーム」をご検討いただきたい)</p>
427	<p>アグリゲーター事業者の 30 分値へのアクセスを確保していただきたい。現状小売事業を営んでいないアグリゲーター事業者(送配電と託送契約を締結していない事業者)には 30 分電力計量値データへのアクセスが確保されておらず、一方で小売事業を営んでいるアグリゲーター事業者はアクセスが出来ており、情報の非対称性が発生しているため</p> <p>アグリゲーター事業向けの 30 分電力量データに関する、これまでの制度設計における議論の経緯は別添の PDF をご参照ください</p>
428	<p>競争の進展や電力需給構造の変化など、電気事業を取り巻く環境が変化するなか、将来に亘って電力の安定供給を確保するためには、適切に電源を建設・</p>

	<p>維持していく必要がある。そのため、今後の検討にあたっては、電源投資インセンティブが十分に確保されることが重要であり、また、その電源を活用するにあたっては、事業者間の公正・公平な競争環境が担保される制度となるようご配慮いただきたい。</p>
429	<p>原発停止に伴う火力発電の焚き増しに伴う発電コスト上昇や、FIT 賦課金の急拡大により、東日本大震災以降電気料金が高騰し、現在も尚震災以前の水準に戻っていない。現在の電気料金下落は原油価格下落によるものであり、原油価格下落は世界的に共通の事象であることを鑑みると、鉄鋼業を始めとする電力多消費産業においては国際的なイコールフットイングが著しく損なわれている状況が続いている。一連の電力システム改革の目的の一つに「電気料金の最大限の抑制」が掲げられており、当連盟としてもこの状況の打破の一助となるものと期待している。</p> <p>今回は各市場等制度設計に係る意見募集であるが、制度導入はあくまで電力システム改革の目的成就の為の手段であることから、制度を固定化することなく、導入後も常にモニタリングを行い、「電気料金の最大限の抑制」という目的と照らして適切では無いと判断された場合は必要な修正が行われるようお願いしたい。</p> <p>なお、産業用電気料金のあり方については、電力システム改革の観点のみならず、我が国産業の国際競争力の維持・強化という産業政策の観点からの検討も必要である。各市場等制度導入に伴う産業用電気料金への影響について、丁寧に分析し、必要に応じて国際的なイコールフットイングに十分配慮が為される制度設計にも配慮頂きたい。</p> <p>また、電気料金の水準は市場等制度のみならず、国のエネルギーミックスによっても大きく影響を受けることから、現在別途議論されているエネルギー基本計画等含め、エネルギー政策全体との整合にも充分配慮した検討を進めて頂きたい。</p> <p>なお、現在検討されている各市場等制度は広範囲且つ極めて専門性の高い内容であり、全体像を把握することは容易でないと考える。本件含め、エネルギー政策は国民生活や企業活動に大きな影響を与えるものであることから、政府等関係者に於かれては国民向けの分かりやすい説明に努めて頂きたい。</p>