

## 第三弾改正電気事業法の施行から5年までに実施する電力システム改革の検証に係る意見の概要（②市場機能の活用・④供給力確保）

令和6年1月22日から令和6年2月21日までの31日間、電力システム改革の検証についての意見募集を行ったところ、合計47者から、合計約300件の御意見を頂戴した。

そのうち、市場機能の活用・供給力確保に係る御意見※の概要については、以下のとおり。

※対象施策として市場機能の活用・供給力確保に係るものとして選択いただいたものに加え、その他を選択頂いたもののうち市場機能の活用・供給力確保に関係が深いと考えられるものを抽出したものを。

No	意見概要
1	原子力発電事業を本電力システム改革の対象から除外し、原子力発電事業が長期安定的・持続的に運営維持できるように制度的な保護施策を講ぜよ。
2	電力市場の自由化を優先するあまり、安定供給が毀損されている。従来「地域独占」と表裏一体であった管轄エリアでの「供給責任」が曖昧となっている。とりわけ原子力発電は市場メカニズムに適さず、自由化対象から除外する制度に改めることが有効であり、抑制された総括原価主義も容認されるべきと考える。 従って原子力発電事業を本電力システム改革の対象から除外し、原子力発電事業が長期安定的・持続的に運営維持できるように制度的な保護施策を講ずることが国益に適っている。
3	送配電の広域化はそれなりに進展しているように思う。他方で、「安定供給」は送配電が全てを担っている前提での議論が多くなっており、中立化というよりは送配電への集権化が進んでしまったと感じている。安定供給を目的とした手段であるはずの「同時市場」はいつのまにか「市場の設立」が目的に変わりつつあるように感じることに、また長期脱炭素電源オークションの他市場収益9割返納や需給調整市場におけるA種/B種電源等、本質的に供給力の源泉を担っている発電・アグリ事業者の事業継続性等も軽視しないで、長期的な安定供給の確保策を意識しつつバランスの取れた施策・制度ルール等をご検討いただくことに期待している。
4	いよいよ2024年度：容量市場の実需給初年度が開始されるが、発動指令電源：DRの上限量が適切なのか、さらに上限量を増やすことができるのか等の検討・検証が必要だと認識している。
5	再エネについて、賦課金の上昇を抑制するためとはいえ、現在のFITやFIPの固定買取・上限価格が2050年のカーボンニュートラルを本気で目指しているとは思えないレベルとなっている。本質的に「電気料金の低減」と「カーボンニュートラルの達成」はトレードオフの関係にあるため、国による更なるリーダーシップに期待している。
6	JEPXでの「kWh」取引市場に加え、発送電分離や将来供給力確保といった観点から、需給調整市場（ΔkW取引）、容量市場（kW取引）が整備されたのは電源の持つ価値に適切に評価する意味で有効と考える。一方で、これらの市場設計にあたって、火力や揚水など、既存電源を前提に検討が進められた結果、近年活用の進む分散型エネルギーリソース（DER）については障壁となっているケースもあり、適宜見直しを進めていただきたい。

7	<p>実証とは立ち上げにかかる導入補助金のことをさしているのか。それであれば、アグリゲーション実証等もあったが、本実証に限らず、実証で導入した機器は永続的に市場に投入し続けられるようなルールになっておらず、市場拡大に繋がっていないのでは、という懸念がある。</p> <p>また、リソースを増やす観点での記載があっても良いのではないか。</p>
8	<p>長期脱炭素電源 AX について、CAPEX のみならず、将来の OPEX まで織り込んだ入札となるため、実質的に固定費、年間維持費ゼロという特異な電源が存在することとなる。このような電源の存在は市場をゆがめ、それ以外の電源や DER に大きな影響を与えると考える。</p> <p>また、水素やアンモニアといった技術的にも確立していないチャレンジングな発電設備での入札にもかかわらず、総括原価時代の事業報酬程度となる税引き前 WACC 5% という非常に低い利益しか認められていない。また、燃料価格次第で稼働率が上がらず、アップサイド利益も不透明な点もあるなど、もう少し制度を精査すべきではないか。</p>
9	<p>長期脱炭素オークションにおいても、減価償却が完了しているリソースが入札されており、その結果単価が安くなり、新規電源の参入障壁になっているのでは。</p>
10	<p>一部の地方自治体において、再エネ事業者に対する新税創設の動きが見受けられる。新税創設にあたっては、総務省同意が必要なところであるが、経済、産業の発展を担う経産省を中心に進められている国策である 2030 年エネルギーミックスや 2050 年カーボンニュートラルの達成に向けて、再エネ開発の規制と温対法等に基づく促進が両立されているか省庁間で連携して確認いただきたい。なお、規制一辺倒で立地誘導施策がなく、単に再エネ事業者に追加的な金銭的・事務的負担を求めるだけといった税制に対しては慎重な判断を求めたい。</p>
11	<p>FIP 制度の抜本的改正も含めて、再エネの自立化へ繋げていくための新たな環境整備についてご検討いただきたい。</p>
12	<p>2030 年エネルギーミックスの達成や 2050 年カーボンニュートラル実現に向け、引き続き太陽光を普及させていくための有効な手段である営農型太陽光発電（ソーラーシェアリング）について、さらなる導入促進のため、農地転用許可の再取得手続きの撤廃についてご検討いただきたい。</p>
13	<p>電力自由化の枠組を再構築し、安定供給の視点から発電、配送電、小売の各事業者の供給責任を明らかにすべきである。大手電力事業者の大型蓄電システムに依存する変動再生可能エネルギー発電事業者は供給責任を果たしているとは言えない。</p>
14	<p>現在の容量市場は電力システム改革の目的の一つである「電力の安定供給の確保」には十分に貢献できていないので、運用方式の変更を提案する。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) 毎年の約定価格が乱高下する現行容量市場は発電維持に貢献しないので、査定された必要維持管理単価の応札者を複数年起用する建付けに変えてはどうか。</li> <li>2) 容量拠出金は小売り負担ではなく、賦課金方式に改めてはどうか。</li> <li>3) 減価償却費、事業税を応札価格に織り込めない現容量市場ルールを改めこれら費用項目加算を許容し、発電者の応札意欲を喚起するべきである。</li> </ol>
15	<p>現行の非化石市場は非化石電源の拡大、FIT 賦課金の国民負担軽減に十分に貢献せず、電力システム改革の目的のひとつである「需要家の選択肢の拡大と事業者へのビジネスチャンスの創出」に合致していない。</p> <p>需要家が非化石価値、環境価値を活用しやすいように、バンキングを許容し、かつ充当先に非電力用途も容認し、受け皿の拡大を目指してはどうか。最終的にはカーボンプライシングへの統合を目指すべきではないか。</p>

16	需給調整力、kWh 持続力のある電源については一定の稼働時間を予め付与し、安定電源維持、需給調整市場参入電源の意欲涵養に努めるべき。電力システム改革の目的のひとつである「電力の安定供給の確保」に貢献し、かつ過度のボラティリティ抑制により中長期的な「電気料金上昇の抑制」に寄与すると考える。
17	政府発のエネルギー関係政策実施に際し、事業者費用負担を所与とする運用は今後控えていただきたい。社会政策をエネルギー政策にリンクさせる発想も控えていただきたい。 これまでのシステム改革における事業者へのアプローチは事業者の収益見通しを曇らせるもしくは直接的な費用抛出を前提とするものが多く、「需要家の選択肢の拡大と事業者へのビジネスチャンスの創出」と逆行する。
18	電力ひっ迫などへの対応のためにも価格シグナルが機能する公正な電力市場とすることが不可欠である。 さらに発電側の競争を促すためにも、優先給電ルールの廃止、また再エネ出力抑制を徹底的に回避するための市場価格等へのマイナス価格の導入を急ぐべきである。
19	炭素制限のない現行の容量市場はすぐに廃止し、再エネを主力とした供給力のあり方を再検討するべきである。また、容量市場の一部として追加された脱炭素電源オークションについても、火力の水素アンモニア混焼や LNG 専焼などを含んでおり新規投資の対象とすべきではなく抜本的な見直しが必要である。
20	卸電力市場における最低価格の撤廃とマイナス価格の導入を行うべきである
21	非化石価値取引市場における最低価格、最高価格を撤廃すべきである。
22	非化石価値取引市場における非化石証書の透明化と使い勝手の向上を行うべきである。具体的には、非化石証書に発電期間を明示、市場取引頻度を増やす、有効期限の延長を行うべきである。
23	送配電の更なる広域化・中立化を進めるために、送配電部門の所有分離を行うべきである
24	卸電力市場への電力供給を規制している「優先給電ルール」を撤廃し、電力供給は市場における価格に基づいて決定すべきである。
25	電力の安定供給確保並びに 2050 年カーボンニュートラル達成のため、原子力発電事業を電力自由化目的の本システム改革の枠から外し、電力会社が原子力発電施設の新増設に投資し、実行できる環境を整えてほしい。
26	『GX 推進戦略（2023 年 7 月）』の整理を踏まえ、島しょ 沖縄・離島 地域の脱炭素に係る環境整備の具体化について検討を実施していただきたい
27	原子力発電に固定価格買取制度（FIT）に適用してはどうか。 原子力発電には総括原価主義も容認されるべきではないか
28	安定的な燃料確保の観点で踏まえた、Three-Part-Offer による同時市場の設計
29	内外無差別な卸売の進展に合わせたベースロード市場の運用改善
30	需給調整市場の活性化に向けた更なるインセンティブ向上
31	卸電力市場価格へのカーボンプライスの反映
32	電力価格の安定化に資する小売電気事業者への制度的措置の導入

33	地政学的リスクやシーズンリティを踏まえた燃料必要数量の把握、および燃料確保に向けた国と事業者の役割分担の明確化
34	非効率石炭火力の稼働抑制による kW, kWh の安定確保
35	容量市場での適切な供給力確保と補修調整時期の明確化
36	太陽光発電、風力発電といった変動電源の発電所設置者には、発電所として「蓄電池の併設」を義務付ける。
37	内外無差別な卸販売が競争を阻害しているため、見直すべき。
38	内外無差別な卸販売を進めるにあたり、新電力も旧一般電気事業者の小売部門と同様の働きをしているのか確認が必要。例えば、同質材であるため、新電力は再エネだけでなく、原子力・石炭の電気もえり好みせずには買っているのか確認が必要。また、発電は超長期の事業であるため、新電力も長期にわたってコミットが必要。
39	新電力が廉売行為をしていないか確認が必要。
40	何のために市場機能を活用するのか、検討する必要がある。市場機能を活用することがベストの方法なのか検証が必要。
41	海外では電力自由化により供給力が減少することは明らかになっていたはずにもかかわらず、なぜその対策がとられていなかったのか検証が必要。また、海外の制度をまねる際にも、再エネ拡大に都合のいいものだけをマネして、供給力確保に必要なものが導入できていなかったのではないかも検証が必要。
42	日本の状況を考えた政策を検討してもらいたい。
43	FIT で多くの人が発電することになったが、継続的に設備が更新され、供給力確保になるのか。
44	エネルギー供給構造高度化法（以下、高度化法）のもと、年間販売量 5 億 kWh 以上の小売電気事業者は、一定の非化石電源比率を達成することが義務とされており、その達成手段として、高度化法義務達成市場や相対取引によって、非化石証書（非 FIT 非化石証書）を調達しているが、一部の小売電気事業者に対して、証書購入負担の不公平が生じており、競争環境の公平性確保のため、全ての小売電気事業者を高度化法義務の対象となるよう、対象拡大をして頂きたい。 FIT 制度から FIP 制度に移行した発電所の非 FIT 証書についても、相対取引を容認頂きたい。 非 FIT 非化石証書取引状況を正確に把握し、需給バランスをモニタリングする観点から、相対取引の価格や数量、取引相手先等について報告・公表を義務付け、旧一電グループの内部取引の透明性が確保される制度設計を進めて頂きたい。
45	2024 年度より、容量市場における容量拠出金の支払いが開始する。 容量市場は必要な供給力を確実に確保するために、発電事業者に対し容量確保契約金額が払われる制度とされている一方で、FIT 売電しているバイオマス石炭混焼発電所について、供給力を維持しているにもかかわらず、非 FIT 相当分（石炭）は容量市場の電源対象外と整理されている。 バイオマス石炭混焼発電所の非 FIT 相当分（石炭）において容量市場の対象となるよう、対象電源の見直しをお願いしたい。
46	需給調整市場における市場機能の強化として、情報公開の改善や参加者の拡大、価格シグナルの適正化を図っていただきたい。

47	卸電力市場、容量市場、需給調整市場、先物市場などの電力取引市場の運営主体を一元化頂きたい。
48	<p>国内の木質系バイオマス燃料（林地残材や未利用間伐材、製材課程で発生する木くず等）を使用して FIT にて売電している発電所は、2030 年前後より順次 FIT 期間満了を迎える。これらの発電所は、FIT 終了後も設備としては可能であり、また、当該バイオマス燃料の利用は地球温暖化対策や循環型社会の構築等において有益性あるもの。</p> <p>しかし、今後の物価上昇を踏まえると、当該バイオマス燃料の上昇が避けられず、発電所の事業継続が困難であるため、国内の木材循環、廃棄物量削減に貢献する施設については、FIT 終了後の物価上昇を踏まえた変動費を支援する等の仕組みが必要ではないか。</p>
49	<p>脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした長期脱炭素電源オークションが創設されているが、対象電源には最低設備容量（送電端）が設定されている。</p> <p>第八次中間とりまとめに関するパブリックコメントでは、「最低入札容量の設定は、本制度が特別な支援制度であることに鑑み、巨額の初期投資を伴うことが想定され、かつ、需給上の影響が大きい一定規模以上の案件に限定することが適切であり、特定の電源種の既存の発電所の大半が対象となるかどうかで設定すべきものではない」と記されている。</p> <p>一方で、現制度では多くの既設火力電源が対象外となっている現状を鑑みれば、さらに脱炭素を推進するためには、長期脱炭素電源オークションの最低設備容量などの募集要項を適時見直すべきではないか。</p>
50	<p>蓄電所・蓄電池の導入に関する政府導入目標を示して頂きたい。</p> <p>蓄電所・蓄電池を最大限活用できるよう、特性に配慮した制度設計をお願いしたい。</p>
51	容量確保義務は最大需要電力に基づき設定されているが、時間帯別毎に容量確保を図る方法をご検討頂きたい。
52	今後行われる有識者・実務者からの意見のヒアリングにおいて、発電部門の実務者（特に火力発電の運用・保守部門）を必ず加えるべき。
53	<p>（再エネ主力電源化と市場活性化）ネガティブプライスの早期実現</p> <p>政府が進める GX の重要項目である再エネ主力電源化には、ネガティブプライスと上げ（または下げ）<math>\Delta</math> kW の市場取引の早期実現が重要であると考えます。現在でも JEPX 価格が 0.01 円/kWh を付ける時間帯が増加する中、需要調整や出力抑制等を検討するにはネガティブプライスがもっとも有効な手段であり、かつ今後さらに再エネ供給力を強化する有効な手段になると考えます。よって、卸市場と需給調整市場の最適化を図ることは、再エネ主力電源化と市場の活性に資するものであり、需給調整市場検討小委員会 6 等で示される最短 2028 年のネガティブプライス導入を遅延なく実現することが重要であると考えます。</p>
54	<p>（グロスビディング）卸取引市場の活性化</p> <p>卸電力取引所の取引量は、小売全面自由化当初（2016 年 4 月 1 日）には、総需要の約 2%であったのに対し、2019 年頃から 40%前後を推移しておりますが 2023 年 10 月よりグロスビディングが休止となっているため実態を把握することが困難です。そのため、今後 JEPX での取引量を測定する場合、過去分も含めてグロスビディングにおける旧一電の売買を除いた値で推移を注視する必要があると考えます。</p>
55	これまでの電力システム改革の中で発生した電力需給ひっ迫等の課題を踏まえ、中長期のエネルギー

	一安全保障・安定供給の確保を最優先にした市場設計を検討いただきたい。
56	現行の電力システムの下で 原子力に対する 事業 予見性を確保出来るような仕組みを検討いただきたい。
57	発電事業者が適切なインセンティブを得られる市場設計として頂きたい。
58	再生可能エネルギーの最大限導入に向けた改革を 再エネ発電の出力制御の縮小を 火力・原子力発電の温存につながる政策の見直しを
59	市場支配力を有する可能性の高い事業者の判断基準の経過措置における一定の値を見直ししていただきたい。
60	内外無差別な卸販売の評価にあたっては、各エリアの電源アクセス環境の改善状況を勘案していただきたい。
61	既存火力電源の扱いについては、安定供給とカーボンニュートラル推進のバランスのとれた措置を講じていただきたい。
62	長期脱炭素電源オークションについては、費用回収の予見性を高める措置を講じていただきたい。また、LNG の制度対象枠を拡大していただきたい。
63	中長期の調整力確保の仕組みの検討を着実に進めていただきたい。
64	高需要期の需給対策として実施されてきた一般送配電事業者による追加 kW・kWh 公募について、発電事業者・小売電気事業者・一般送配電事業者や国・電力広域的運営推進機関の役割に応じた仕組みとなっていたのか検証いただき、今後の需給対策の仕組みを整理・検討いただきたい。
65	台風・地震等による大規模災害等が発生した際には、一般送配電事業者と発電・小売電気事業者、国・自治体等の関係機関が連携して対応することで、早期復旧に向けて取り組んでいる。これまでの対応も踏まえ、関係者間で連携を取りながら災害等に対応できる仕組みを、引き続き検討いただきたい。
66	次なる電力システム改革に向けては、エネルギー政策における 3E（エネルギーセキュリティ、環境性、経済性）のバランスを確保するに当たり、電力システムの短期的な効率性・経済性よりも中長期的な電力の安定供給に重きを置くべき。 具体的には、自然災害や国際的なエネルギー情勢の緊迫化にも耐えられるように、適度な冗長性の下で中長期的にも電力の安定供給を確保できる仕組みを電力システム改革に組み込み、電源に多様性を持たせながら事業者が kW の維持・開発を促すこと、また、国がエネルギーセキュリティの確保に責任を持ち、必要な燃料（kWh）を事業者が予見性を持って確保できるようにしていくことが必要。併せてこれらの投資に要するコストを電力システム全体で回収して再投資される資金循環の枠組みを整備し、電源の低炭素化・脱炭素化を進めていくことで、我が国の GX 推進と持続可能な電力システムの構築を実現していくことが重要。
67	<b>【総論】</b> 電力システム改革では、経済効率性を重視し、市場メカニズムを最大限活用することで S+3E の実現を目指すことを基本的な考え方として据え、スポット市場への限界費用による入札の徹底に加え、電力の様々な価値毎に新たな市場が創設された。 このような政策は、新規参入の増加や競争の活性化等、一定の効果があった。一方、再エネ大量導入や自由化の進展等による老朽火力電源を中心とした退出の加速化や、燃料確保の予見性の低下等による需給逼迫等の電力システムの混乱を経験したことは、市場メカニズムを通じて電力の安定供給

	<p>を確保することの難しさを示したものと言える。</p> <p>足元では、「同時市場」、「ノーダル制・ゾーン制」等、新たな市場メカニズムの導入に向けた議論が開始されているが、システム改革当初と違い、「脱炭素」と「安定供給」の両立が、中長期的な電力システム的最優先課題と考えられる中で、今後も尚、こうした「市場メカニズムの最大限の活用」に改革を委ねることが、中長期的な電源投資の予見性確保、ひいては「脱炭素」と「安定供給」の両立の観点から妥当なのかについて、まずは議論を深める必要があると考える。</p>
68	<p><b>【同時市場関連】</b></p> <p>再エネ大量導入時における一般送配電事業者の需給運用上の課題を解決する手段の 1 つとして、Three-Part-Offer を導入し、kWh と ΔkW を同時に約定させるという考え方自体には一定の合理性があると考ええる。</p> <p>しかし、これまでの議論では、新しい仕組みを導入することによる週間断面から実需給までの短期の断面での一般送配電事業者目線でのメリットのみが強調され、運用される側の電源側の目線での議論が不足している。その結果として、同時市場の在り方等検討会においては、具体的な約定ロジック等の技術的な議論が先行している印象がある。</p> <p>足元では、再エネ大量導入や自由化の進展等によって、火力電源の新規投資の予見性が下がっていることや、石炭・LNG・石油の大部分を輸入に頼るとい日本固有の事情から、供給力（kW）や燃料（kWh）不足に伴う需給逼迫も発生する等、「安定供給は確保済み」という同時市場の検討における大前提が、kW、kWh の両面から揺らいできている。高性能な需給運用システムを構築したとしても、そのシステムにつなげる供給力自体がなければ（不足すれば）、あるいは燃料が確保できていなければ、同時市場の理念は達成されないと考える。</p> <p>短期の最適化を重視した市場運用ルールの見直しが、燃料確保の予見性や、発電事業への投資インセンティブが十分に確保されるか等、中長期的な安定供給の実現と両立するののかという観点で十分慎重に議論する必要があり、拙速に同時市場の導入を判断するべきではないと考える。</p>
69	<p><b>【需給調整市場関連】</b></p> <p>かねてより、需給調整市場の応札不足が指摘されている一方で、今般見直された需給調整市場ガイドラインでは入札価格の価格規律が強化されており、発電事業者のインセンティブが更に低下する虞もあると認識している。価格規律の強化によって、発電事業者の行動にどのような影響を与えたかについての事後検証が不可欠であると考ええる。</p> <p>また、26 年度に向けて前日取引化が段階的に進むことで、一般送配電事業者の目線では調整力の最適な調達が期待されていると認識している。一方で、発電事業者には中長期の販売先確保ニーズがあり、週間や月間・四半期等の長期商品には類似効果があることから、小規模・低価格であっても応札インセンティブが存在する。前日取引化によって、発電事業者の目線で弊害等が生じていないか、十分かつ丁寧な検証をお願いしたい。</p> <p>蓄電池に対して、余力活用契約の余力提供拒絶理由について多くの未決事項があると認識している。設備保全（製品寿命）や、設置時の資金調達条件等も考慮した全国統一のルール設定が必要と考える。</p> <p>広域機関の需給調整市場小委員会の議論では、24 年度以降も応札不足が続くことを所与の前提にして、需給調整市場への参加を容量市場入札の条件にするといった論点が蹴りだされているが、募集量の見直しに伴い調整力のバランスは一定程度改善されているようにも見受けられる。需給調整市場は、その内容及びシステム準備等、新規参入者にとって参加のハードルは低くないため、拙速な議論は、将来の供給力そのものを欠落（退出）させる虞があり、十分に慎重な議論が必要と考える。</p>

70	<p><b>【容量市場関連】</b></p> <p>新設脱炭素電源や既設電源の脱炭素化に向けて「長期脱炭素電源オークション」が整備されたことで、現行の「容量市場」との役割分担の在り方（指標価格の見直し等）が論点として示されているが、既設電源であっても安定供給に向けて追加投資が必要になることや、DRの発動指令電源としての参入阻害となる可能性もあり慎重な議論が必要と考える。（DRは長期脱炭素電源オークションへの参加は不可能）</p> <p>一方で、現行の1年前調達の調整力公募としての参加と比較して、4年前調達の容量市場の発動指令電源としての参加が、DR事業者やDRを提供する需要家等にとって参入障壁になっていないかどうか等について、アンケート調査等を通じて十分な検証をお願いしたい。</p> <p>その上で、新規電源は十年近いリードタイムが必要であるため、近い将来の需給リスク解消には間に合わない一方、DRは低コストで潜在量も大きく、短期で開発可能な柔軟性の高い予備力として期待されることから、DRの調達枠をさらに増やせないかについて引き続き検討を深めていただきたい。</p>
71	<p><b>【長期脱炭素電源オークション関連】</b></p> <p>第2回以降のオークションの見直しの議論が始まっているが、以下の点にも留意して議論を進めていただきたい。</p> <p>① 原子力の安全投資がオークションの対象に追加されることに伴い、蓄電池等の他の脱炭素電源の枠を減少させないこと。</p> <p>② 設置場所を選ぶが故に大規模となり工期の長い揚水と、設置場所を選ばないが故に小規模化も可能で短工期の蓄電池、この性質や役割が異なる揚水と蓄電池の枠を分けて設定したうえで、産業育成の観点から国家の戦略商材にもなっている蓄電池の枠をさらに増やせないか検討いただくこと。なお、特に既設揚水の改修・リプレイスは性質が大きく異なるため、このジャンルだけは別枠にすべきと考える。</p> <p>③ ファーストムーバー（初期のオークション落札電源）に不公平な見直しとならないことを前提に、2050年カーボンニュートラルに向けて、オークション約定電源の市場退出に対する追加募集や応札量未達時の募集量キャリーオーバー設定の可否を検討いただくこと。</p> <p>④ 他市場収益の9割返納では、脱炭素電源を「動かす」ことではなく、「作る」ことが目的となってしまうかねないため、より稼働インセンティブを考慮した設計への見直しを検討いただくこと。</p> <p>⑤⑤ 第1回入札を終えて、入札への参加にあたって現行ルール障壁は何か等、事業者へのアンケート・ヒアリングを丁寧に行っていただき、より実効性のある見直しにさせていただくこと。</p>
72	<p><b>【インバランス料金関連】</b></p> <p>2025年度からの需給逼迫インバランス料金のCの価格（24年度は200円/kWhを維持）の扱いについては、引き続き24年度に600円/kWhに上げるか否かの議論がされると認識しているが、議論にあたっては、以下の2点に留意いただき、単に値上げ幅の議論だけに留まらず、需給逼迫時のインバランス料金そのものの在り方に踏み込んだ議論を行うべきと考える。</p> <p>① 厳気象等の短期の需給逼迫と災害時等の長期の需給逼迫を分けて考えること</p> <p>これまで資源エネルギー庁 電力・ガス基本政策小委員会等での議論では、複数の有識者委員からも同様の意見が出されていたが、電力・ガス取引監視等委員会の審議会においても、第89回制度設計専門会合で複数の有識者委員から同様の発言があったことは、今後の検討に向けての課題として整理いただきたい。</p> <p>例えば、100万kWの電源が大規模災害で被災してJEPXから600円/kWhで代替調達した場合、1日当たり約150億円（100万kW×24時間×600円/kWh）もの金額となり、大手の発電事業者で</p>

	<p>あっても耐えられる金額ではなくなる。需要家にその費用を転嫁すれば、需要家にも甚大な影響を及ぼす一方で、被災していない事業者は 600 円/kWh の市場販売で莫大な利益を上げることになる。相互扶助が求められる大災害の中で、このようなアンバランスな結果は、社会問題にもなりかねないとする。</p> <p>小売事業者及び発電事業者がリスクヘッジで対応可能なのは、あくまで敵気象のような確率論的に生じる逼迫（年に十数コマ）であり、大規模災害のように事業者にとって予見不可能な逼迫（長く続く可能性）とは切り分けて、大規模災害時には、市場メカニズムを一旦停止し、コストベースでの電力融通に切り替える等を検討いただきたい。</p> <p>② 高すぎるインバランス料金が事業者の行動を躊躇させるという指摘がされていること</p> <p>第 89 回制度設計専門会合資料で、DR の発動に対する失敗リスクを懸念する意見があったことが示されている（過去の制度設計専門会合で自家発代表のオブザーバーからも同様の意見が出されている）。</p> <p>こうした DR 事業者や自家発保有者の声や行動心理も考慮した上で、600 円/kWh への値上げを含めてインバランス料金は高い方がよいという考え方が、本当に期待されている成果を得られるのかという視点で検討を深める必要があると考える。</p>
73	<p><b>【高度化法（非化石価値取引市場）関連】</b></p> <p>現行高度化法との関係では、GX-ETS の試行期間の第 1 フェーズ（2026 年まで）は二重規制にならないと考えられるが、有償オークションが導入される第 3 フェーズ（2033 年以降）は二重規制になる可能性が高いと考えられる。</p> <p>一方で、小売事業者に対して非化石電源比率の目標を一律に課した高度化法が、排出量取引の一種の代替で措置された可能性を踏まえると、排出量取引の本格稼働と銘打たれている 2026 年度以降の GX-ETS の第 2 フェーズと高度化法の第 3 フェーズが、事業者に対して二重規制にならないかについては議論の余地があると考ええる。</p> <p>また、2030 年度には理論上は目標量と証書の流通量が一致する（＝需要と供給が一致する）環境下において、高度化法の目標達成を高度化法義務達成市場という市場メカニズムに委ね続けることの妥当性・有効性についても適切なタイミングで議論が必要と考える。</p>
74	<p>エリア毎の売り量・買い量が分からない状況が未だ続いているため、売買量を開示していただきたい。</p>
75	<p>非化石証書・再エネ価値のルールが非常に難解なので、もっと分かりやすくさせていただきたい。</p>
76	<p>電力・ガス基本政策小委員会（第 69 回）資料 3「電力システムを取り巻く現状」の 2.(2)市場機能の活用を参考に、意見のテーマを設定した。また各意見文末の「理由○」は、それぞれ○の番号について次項「理由」に示している。</p> <p>kWh 市場 SPOT 市場</p> <p>SPOT 市場からの調達率の高い新電力に対し、フリーライダーであるかのような批判について、正当制をご議論頂きたい。容量市場制度で固定料金を負担していること、SPA で生産者余剰分を負担していることから、この批判は当たらないと考えている。（理由①②③）</p> <p>同様に、SPOT 市場からの調達が最安値であるような主張について、正当性をご議論頂きたい。現在の SPOT 市場への、支配的事業者による限界費用入札は、あくまで余剰分が対象である。より安価な電力から順に、長期の相対卸で約定済となっておりアクセスできない状況にあると認識しており、</p>

これらの電源単価は契約期間を通して、同期間中の SPOT 価格より安価ではないか、と推察している。(理由①②)

旧一電供出分の限界費用の定義が不明であることは、市場参加者の予見性を阻害していることはもちろん、市場監視の阻害要因でもあることから、改善が必要である。(理由①②)

#### 時間前市場

再エネからの調達拡大やインバランス負担回避のため、時間前市場の更なる活用が重要となる。エリア別の取引情報が開示されていないことは、市場参加者の予見性を阻害していることはもちろん、市場監視の阻害要因でもあることから、改善が必要である。(理由②③)

#### ガバナンス

今後益々、両市場の運営の中立性が重要となる。前述した SPOT 市場の限界費用の定義の問題、時間前市場のエリア別取引情報開示の問題については、これまで市場支配力を持つ売手の保護を理由に、開示が拒まれてきたという経緯があり、これは結果的に、市場支配力の維持に寄与した可能性がある。今後は公取委の意見も踏まえつつ、既存ルールを検証していく必要がある。(理由①②③)

#### kW 市場

##### 容量市場

現在の電気事業制度上、社会的意味の異なる電源の固定費を、同一の制度で担保することに無理があるのではないかと。少なくとも以下については、区分間で扱いを変えることを検討してはどうか。(理由①)

##### ベース電源／ミドル電源／ピーク電源 の区分

##### 新設／既設 の区分

エネルギーセキュリティ確保電源／競争的産業向け電源／家庭向け電源等の目的による区分市場メカニズムとして期待した機能を果たしているのか、以下の点から懸念がある。(理由①②)

入札前から価格について強い期待があり、それに結果が合うよう、制度や運用を調整している点。消費者余剰が生じづらい形状の需要曲線が設定されている点。

大量の未入札ユニットがあることも踏まえ、容量市場の制度上の限界を検証しつつ、他の容量メカニズムの導入も検討してはどうか。(理由①②)

需給逼迫は、必ずしも需要ピーク時間帯に発生するものではない。ピーク電源である揚水発電の運用、夏季のオフサイト太陽光発電からの供給は、いずれも需給逼迫の解消という点では、ある程度計画・見通しの立つものである。容量拠出金の配賦は、単に夏冬のピーク時間帯の需要量ではなく、需給の実態に合わせて設計する必要がある。(理由②③)

##### ΔkW 市場

SPOT 市場高騰時に、調整力が先に確保されていた点が問題視され、様々な検討が進んでいる。kWh 市場とのバランスに触れることなく、調整力不足というメッセージが掲載されることに、若干の危機感がある。それが同時市場であるかどうかは問わないが、kWh 市場と ΔkW 市場については常に対等の関係で採り上げられるべきである。(理由②③)

FY2024 は、容量市場の実需給と需給調整市場の開始が重なり、kW 市場と ΔkW 市場の競合、という事態も生じている。この調整を現状、各 TSO に委ねている部分が多くなっていると懸念される。市場規律と系運の広域化の観点からは、制度レベルでの統一を要する。(理由①②)

需給調整市場の運営にあたり、OCCTO や送配電網協議会など、市場参加者と密接な関係を持つ機関が中核となっていることに違和感がある。SPOT 市場との調整を含む、公益のための市場運営に向け、ガバナンスの在り方について十分にご検討いただきたい。(理由②③)

## 環境価値市場

本来は同じ価値と考えられる、再エネ由来の非化石証書が、制度上区分され、実体として一物二価となっている。これは需要家への説明を困難とするものであり、改善を要する。(理由②③)

高度化法達成市場において、再エネ指定無しのオークションが先、再エネ指定有りのオークションが後、と現在は固定されている。本来、再エネ指定有りの証書を優先して購入したいところを、売り切れリスクに備え、再エネ指定なしの証書をおさえ、自社需要の太宗を確保する必要が生じているため、改善を要する。(理由②)

## その他

現在の市場メカニズムは、いずれも「再エネの市場化」という方針に応える設計となっておらず、そのためには十分に使われていない。需要家主導型の PPA でオフテイクを確保しなければならない状況をよしとせず、FIP 制度の下で、v-PPA と組み合わせて SPOT 市場を利用するなど、市場メカニズムの流動性を活かした制度設計にする必要がある。FIP プレミアム等の支援制度についても、このような市場利用では埋めきることのできない、取引当事者間のプライス・ギャップを埋めるものとして、再設計されるべきではないか。(理由①②③)

現行のインバランス制度は、需給調整市場と密接に関連し、かつ SPOT 市場の価格形成に大きな影響を及ぼすという点で重要である。しかるに近年、誤算定が相次ぎ、かつ修正値が即座には開示されない状況となっている。市場メカニズムの健全な運営のために、インバランス制度についても十分な体制構築と機能検証が必要と考える。(理由②)

インバランス価格については、その原価となる調整力の費用の定義（特に揚水発電関連）を中心に、非公開情報が多い。電気事業者の予見性を阻害していることはもちろん、市場監視の阻害要因でもあることから、改善が必要である。(理由②)

## (理由)

「電力システム改革の基本方針」の「電力システム改革の目的」に下記の通り附番した。前項の「意見内容」では、それぞれ関係する目的を、末尾に記載している。

①安定供給確保

②電気料金の最大限抑制（競争促進、メリットオーダー実現、需要家の選択・抑制による発電投資適正化）

③需要家の選択肢と事業者の機会拡大

77

"電力・ガス基本政策小委員会（第 69 回）資料 3「電力システムを取り巻く現状」の 2.(4)供給力確保策のスライドタイトルを参考に、意見のテーマを設定した。また各意見文末の「理由○」は、それぞれ○の番号について次項「理由」に示している。

## 長期の電源開発及び休廃止計画について

休廃止計画には廃止以外に、脱炭素改修のため停止する容量、エリア内の競合電源（特に原発）の稼働見通しを考慮して停止する容量が含まれ、年度によって大きく変動する。本資料の趣旨が稼働可能な設備容量の分析なのであれば、このような変動は、廃止とは区別すべきである。(理由①)

## 高需要期の最大需要発生時の予備率について

最大需要発生時の需要予測が、年を追うごとに困難になっている。電力システム改革を経ての再エネの普及（特に夏季）や、低圧部門での価格弾力性の発現が、その要因となっている可能性があるのではないか。(理由①②)

	<p>需給逼迫を考慮する場合、揚水発電所の運用も重要である。上池貯水量の不足や、揚水そのものに起因すると推察される需給逼迫も発生しており、予備率やインバランス価格の予見性を損なっている。</p> <p>(理由②)</p> <p>上記を踏まえると、「高需要期の最大需要」の分析にあたり、今後は以下の検討が必要ではないか：</p> <p>(理由①②)</p> <p>揚水発電所の運用規則のエリア間での統一と情報開示；</p> <p>電圧区分別の需要予測。(この際、需要は固定的な数量ではなく価格の関数であり、近年は価格弾力性が観測されていることを踏まえる)；</p> <p>予備率以外の指標の検討。今後も指標として利用する場合は、揚水など間接需要の、適正な処理；</p> <p>再エネ大量導入を見据えた、猛暑需要の位置づけの見直し。</p> <p>蓄電池を含む DR の活用／大型蓄電システム導入事例について</p> <p>蓄電池は現在、系統用蓄電池としての導入が進みつつある。その目的は、当面は需給バランス改善、将来は系統混雑緩和で、いずれも送配電設備投資の軽減に資すると評価できる。これらの容量は、TSO を調達主体として設計された制度の下で確保されるべきではないか。容量市場制度という、設置側の事業プランを主体とする制度では、ユースケースの不適合等で効率的な運用が期待できないのではないかと。今後は需給調整市場を中心に、目的と制度との不整合の解消が必要である。(理由②③)</p> <p>エネルギーストレージ全般として、ストレージ機能単体で事業性を確保することは困難であり、蓄電池も例外ではない。現在は付加価値を生む設備構成として、系統側での設置を中心に検討されているが、供給力の確保という文脈と、蓄電池の基本的な機能を考慮すれば、発電事業者を設置主体とする発電側（併設）蓄電池の推進が必要ではないか。特に VRE との併設について課題分析を進め、適切な制度を検討すべきである。(理由①②③)</p> <p>脱炭素電源の導入状況</p> <p>安定電源、VRE、調整力を、同種の供給力であるかのように並列して目標とすることに限界があるのではないかと。需給管理や系統運用における運転・給電指令について、必要となるシナリオを作成したうえで、国内に必要な各種電源の設備容量を設計したうえで、その調達と運用に必要な制度を設計する必要がある。(理由①②)</p> <p>天然ガス・LNG 価格の推移～大手発電事業者の LNG のスポット比率推移について</p> <p>現状、供給力という枠組みで混同して議論されている、燃料調達と設備容量確保を、関連する個別の活動として議論する必要がある。(理由①②)</p> <p>電力のエネルギーセキュリティ上の価値が高かった石油が、かつてほどは貯蔵できない状況において、石炭の重要性が高まっていることを、制度ではなく政策の水準で議論する必要がある。特に環境とのバランスについては、慎重な調整が必要である。(理由①③)"</p>
78	<p><b>【より多様な電源種が共存する市場設計】</b></p> <p>資源に乏しい島国である我が国で、今後、安定供給と CN 実現の両立、エネルギー安全保障の確保をしていくため、特定の電源に偏ることなく、より多様な電源種が共存できる市場制度を検討いただきたい。</p>
79	<p><b>【価格規律】</b></p>

	様々な市場の創設や見直しが行われてきた中で、各市場の価格規律の総点検をしていただきたい。
80	<b>【先物市場】</b> 電力先物市場の活用に向けた課題解消に向けて検討いただきたい。
81	<b>【同時市場】</b> 同時市場下でも、巨額の投資を行い設備の維持運用をする発電事業者が、燃料運用や発電所の制約を反映して創意工夫できる制度設計としていただきたい。
82	<b>【慣性力、下げ調整力等の価値化】</b> 各電源の提供する価値が市場の中で適正に反映されるように、現状では評価がなされていない慣性力、下げ調整力等の価値化をしていただきたい。
83	<b>【エネルギー安全保障・安定供給】</b> エネルギー安全保障・安定供給の確保を最優先に検討いただきたい。
84	<b>【長期需給シナリオの策定と需給管理機能の向上（供給計画を含む）】</b> 電力広域的運営推進機関で進めている将来の電力需給シナリオの策定に向けた検討を着実に進めるとともに、中長期的な安定供給に必要な供給力や系統の維持・開発を計画・管理をする枠組みの形成を速やかに進めていただきたい。
85	<b>【原子力】</b> エネルギー安全保障にも寄与し、脱炭素にもつながる原子力を最大限に活用していくという原子力の位置付けをエネルギー基本計画で明確に示していただき、現行の電力システムの下で、原子力に対する事業予見性を確保出来るような仕組みとしていただきたい。
86	<b>【トランジション期における火力電源の活用策】</b> CN 実現に向けたトランジション期において、安定供給の確保に必要な火力電源の活用策について検討いただきたい。
87	<b>【火力発電の燃料確保】</b> 発電事業者の燃料調達確保に繋がる施策を講じていただきたい。そのうえで、有事に備えた燃料確保に関しても、現行の戦略的余剰 LNG スキームでは不十分であり、柔軟かつ実効性のある仕組みの構築や追加施策に繋げていただきたい。
88	<b>【脱炭素電源オークション】</b> 多様な電源確保、長期的な不確実性への対応の観点から長期脱炭素電源オークションの改善について検討いただきたい。
89	<b>【容量市場】</b> 容量市場を着実に運用しつつ、中期的な電源確保に実効性のある制度となるように、制度の改善を図っていただきたい。
90	<b>【予備電源制度】</b> 予備電源制度の着実な運用に向けて、稀頻度リスクに対応した電源の確保に実効性のある制度となるよう設計を行うとともに、運用開始後も適宜改善を図っていただきたい。
91	<b>【需給構造の把握】</b> 国において需給構造の把握に向けた検討をお願いしたい。
92	<b>【災害時対応】</b> 災害時に旧一般電気事業者が発電・小売も一体となって復旧に取り組んでいる点についてご理解をいただきたい。

93	<p>【各論：②市場機能の活用：ベースロード市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ベースロード市場は本来低廉で安定的な電源へのイコールアクセスを実現するべきところ、結果として一番割高な電源となっている状況を鑑みるに、市場設計の完成度に疑問や懸念を感じる。</li> <li>・ ベースロード市場が衰退、もしくは改廃されることで利益を得る事業者がいるのかどうか検証をお願いします。</li> <li>・ ベースロード市場の改廃は、競争中立的もしくは新規参入者育成の観点で為されるべきと考える。</li> </ul>
94	<p>【各論：②市場機能の活用：容量市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電源投資に資するという制度本来の趣旨にかなっているか検証をお願いします。長期脱炭素電源オークション開始に伴い、既存の容量市場との整理が必要と考える。</li> <li>・ 新電力がアクセスできない電源も含んだ容量拠出金負担を強いられることのないよう、対象となる電源への公平なアクセス確保をお願いします。</li> <li>・ 蓄電池や再エネと比較して総括原価方式時代に建設された発電設備を持つ大手電力などに有利な制度になっていないか検証をお願いします。</li> <li>・ 容量確保契約金相当額の相対卸価格からの減額、請求時の情報開示など、実態把握や規定の整備をお願いします。</li> <li>・ 本市場を管轄する電力広域的運営推進機関から開示される、容量拠出金の請求額の検証に必要な情報開示をお願いします。</li> </ul>
95	<p>【各論：②市場機能の活用：需給調整市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2050年CNに向け、系統用蓄電池やEV搭載蓄電池など新しいリソースの参入が期待される中、既存の火力中心の制度設計が参入障壁とならないよう不断の検証と検討をお願いします。</li> <li>・ 今後、様々な事業者の参入が期待される中、特に入札価格および価格監視について、明確でわかりやすいガイドライン等の改定をお願いします。</li> <li>・ インバランス制度が一因となった2020年度冬季の市場高騰時の状況も踏まえ、すべてを市場に委ねるというスポット市場の在り方について検証と検討をお願いします。</li> <li>・ 需給調整市場の上限価格規制の議論に関連して、2020年度冬季の市場高騰に際してスポット市場の上限価格規制の議論は早期終了してしまった。スポット市場は上限価格規制を行わず、需給調整市場は上限価格規制を行うという、この差につきご説明をお願いします。</li> </ul>
96	<p>【各論：②市場機能の活用：非化石価値取引市場】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 非化石価値取引における内外無差別の確保のため、監視・検証・結果の公表等をお願いします。</li> <li>・ 電力と証書の一体販売等の制約に伴う小売事業者の負荷軽減について対策の検討をお願いします。</li> <li>・ 高度化法における中間目標値設定のタイミングについて、前倒し等事業予見性の確保をお願いします。</li> <li>・ トラッキング方法の見直しについて、個別合意という手段を残していただくとともに、証書の価格高騰リスクが増える方向への見直しは、慎重に検討していただきたい。</li> <li>・ 高度化法の役割は、もはやその他の制度に引き継がれたと考え、速やかに廃止し、経過措置に移行することが重要と考える。</li> <li>・ 非化石証書の定義は国際基準に適合させる時期に来ていると考える。</li> </ul>
97	<p>【各論：②市場機能の活用：スポット市場】</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大手電力の自主的取組は、市場への影響が大きいことから、一定程度ガイドライン等で規定し、入札価格や入札量について監視を継続していただきたい。</li> <li>・ 自主的取組の供給量は大手電力の小売部門の需要を除いた量とされており、内外無差別の確保は、スポット市場も含めた措置が必要と考える。</li> <li>・ 2020年度冬季の市場高騰以降、売買バランスが崩れやすくなっている。インバランス料金上限値はスポット市場の直近平均価格と乖離していることから、スポット市場の上限価格設定、他市場やDR等の取組みも踏まえたインバランス制度の検討をお願いする。</li> <li>・ 容量市場導入後のスポット市場価格等への影響について、検証および結果公表をお願いする。</li> </ul>
98	<p>【各論：④供給力確保策：常時バックアップ】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常時バックアップの契約条件改悪が続いており、このままでは内外無差別が確保される前に常時バックアップは使えない制度に変容してしまう。</li> <li>・ 内外無差別が確保されないまま、常時バックアップの契約条件を一方的に不利益変更する行為を差し止めていただきたい。</li> </ul>
99	<p>【各論：④供給力確保策：卸オークション】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 内外無差別確保の一環として、卸オークションやブローカー取引が開始されたことに感謝する。引き続き監視等フォローアップをお願いする。</li> <li>・ 容量確保契約金の控除や託送料発電側課金についての情報開示が乏しく、オークション価格の評価が困難になっている。必要な対応をお願いする。</li> <li>・ 卸オークションは、約定しなかった小売事業者は約定価格を知りえない。ベースロード市場や常時バックアップと比較して劣後しており、早急に約定価格の開示を求める。</li> <li>・ 小売事業者の電源構成・原価構成適正化の観点から、電源の固定化手段が卸オークションのみになることを懸念する。相対卸の交渉機会の確保も必要と考える。</li> </ul>
100	公正な競争環境を確保すべき
101	再エネ最優先の電力システムへの大きな変革を行うべき
102	原子力発電事業の安定供給による適正利益を、持続的な発展の再投資に向けられるように、国際情勢にも対処できる事業環境の整備をはかる電力システム改革をはかられたい。
103	<p>&lt;容量市場に係る意見&gt;</p> <p>水力発電所の容量確保契約金については、オークションで単価を決めるのではなく、水力発電所のNETCONEを算出して当該単価を適用することとしてはどうか。(出力や方式によって区分する必要もあると考える。)</p>
104	<p>&lt;スポット市場に係る意見&gt;</p> <p>再エネ発電所がスポット市場で売電した場合でも運営可能となるような配慮を求めたい。</p>
105	<p>エリア跨ぎの取引を活性化する観点で、以下の3点を提案したい。</p> <p>間接オークション経過措置の終了が迫った今、改めて各社のエリア跨ぎ取引を促すような施策を検討してはどうか。例えばエリア跨ぎ取引をする際の実務的なリスクと、その対応手段を整理しつつ、不足があれば更なる対策を検討してはどうか。</p> <p>再エネ拡大の側面から、連系線の運用容量の拡大や安定供給に貢献し得る電源等(例えば、電制電源等)に対し、市場価格(システムプライス)と限界費用との値差を補填してはどうか。</p> <p>BG組成がエリア限定になっているが故に、電源の所在エリアに取引が縛られている側面があるとするれば、エリアを越えてBGを組成することで課題解消ができる。他方で管理者や託送供給等約款の</p>

	位置づけ、混雑管理などの整理が必要となるため、コストベネフィットの観点から検討をしてはどうか。
106	需給調整市場での下げ調整力の商品化を真剣に検討していくべき。
107	既設の一般水力が、価値に見合った収益を得られるような取引の促進や適切な設備更新を促すような制度的な手当、水系運用の必要性から全量受電が前提になることを理解し受け止められる体力ある買い手を育てていくことなどが重要。
108	旧一般電気事業者（以下、旧一電）の発電事業者との卸取引について、内外無差別な卸売に関する取組の一つとして、独自のマルチプライスオークションによる画一的な入札が増えている。内外無差別にかかる取組状況を確認する傍ら、外外（旧一電と資本関係のない事業者同士）の観点では、必ずしも画一的な取引条件でなく、相対契約者双方のメリットを出せる個別取引を結ぶ環境も促していただきたい。
109	足元の火力電源の退出スピードを踏まえ、再エネ拡大も重要であるが、それだけでは足元の電源退出の容量に追いつかないため、トランジション期においては天然ガス火力の新設・リプレースも必要な対策と考える。このため、実態を見据えた電源新設・リプレースの推進をお願いしたい。特に、新たに電源投資をする事業者にとってより使い勝手が良く、電源投資意思決定の後押しとなり、足元の火力退出を賄うだけの規模の施策検討をいただきたい。具体例として、長期脱炭素電源オークション制度における、天然ガス専焼火力の調達期間延長と募集量拡大、他市場収益の約 9 割還付の見直しなど、中長期の確実な供給力確保に加え、発電事業者の本来の経済行動を制限しない規律などについても検討いただきたい。
110	容量市場における調達と費用負担に関して、「必要な供給力の確実な確保」と、「最終的に需要家負担となる容量拠出金の低減」の両立について、現状の容量市場の在り方の見直しも含め、今後検討をいただきたい。具体例として、運開後長期間が経過しコスト回収が進んだ電源の容量確保契約金の控除や、ピーク対応電源をメインオークションとは切り分けて調達する等の工夫について検討をお願いしたい。併せて、現行容量市場の、電源の新設・リプレースへの寄与度合いについての検証も検討いただきたい。
111	需給調整市場について、2021 年度の三次②取引開始以降、全商品の取引が開始される前にも関わらず、度重なるルール変更が行われている。2022 年度より取引開始された週間商品の調達状況も踏まえた変更であることは理解するものの、新規に市場参入を検討している事業者にとっては、オペレーション面の変更や、システム面の追加的な改修と費用が発生している点にも考慮いただき、市場要件の変更を検討いただきたい。
112	先物市場の流動性向上に向け、事業者が持つ課題の解消も含めた具体的な取り組みを推進いただきたい。
113	現在、ノンファーム電源は、系統の混雑状況に基づき、容量市場や需給調整市場への参加可否が単年度で判断されているが、投資予見性を考慮し、容量市場や需給調整市場に対して中長期的に参加が可能となる検討をいただきたい。また、ノンファーム電源であっても蓄電池等は、再エネ出力増加時の充電により系統混雑緩和に貢献可能という特性がある。このため、こうしたリソース毎の特性の違いも考慮した上で、容量市場および需給調整市場へのより長期的な参加について検討いただきたい。
114	再エネ大量導入やカーボンニュートラル実現に向けて LNG および LNG 火力電源が果たす役割は大きいと史料。

	<p>しかしながら、足元では将来への不確実性から新規電源投資の断念や老朽化電源の休廃止、稼働率の減少が進んでおり、安定供給への懸念が存在。</p> <p>このため、今後のエネルギー基本計画の改定と合わせ、当面は LNG および LNG 火力電源が重要であることを明確に発信いただきたい。</p>
115	エリア外から間接オークションを活用して電力調達を行う場合の、エリア間値差の解消をお願いします。
116	第6次エネルギー基本計画にある2030年のエネルギーミックスを、現在の電力システムで達成できるのか検証していただきたい。
117	「GX 実現に向けた基本方針」を踏まえて原子力を最大限活用できるような電力システムを目指していただきたい。
118	長期脱炭素電源オークションが、ファイナンスする金融機関の視点から適切な制度になっているかどうかを検証していただきたい
119	事業者の投資回収の予見性確保の観点から長期脱炭素電源オークション制度を見直していただきたい。
120	<p>原子力発電の付加価値を電力システム（電力市場）に内部化して金銭的に評価していただきたい。</p> <p>回転慣性力供給の価値</p> <p>エネルギー自給率向上に貢献する価値</p> <p>燃料備蓄効果の価値</p> <p>長期の価格安定性や供給安定性の価値</p>
121	旧一電の発電部門からの卸販売に関して、個別交渉への制限を緩和する、または取引を継続している事業者については他取引先よりも優先される等の措置を検討して欲しい。
122	高度化法の非化石エネルギー源の利用目標達成計画提出義務は前事業年度における電気の供給量が5億 kWh 以上の事業者へ課されているが前事業年度における電気の供給量に関係なく義務が課されるべきと考える為。
123	<p>将来的に先物取引の利用がより広まった場合、先物取引を実施する小売電気事業者は、ヘッジ会計適用の為などの理由により約定部分に該当するスポット市場への入札において絶対買い/売りを行うことがあり、スポット市場の約定価格が乱高下する可能性がある。</p> <p>JEPX のスポット市場への絶対売り/買いの入札において、入札価格に影響を及ぼさない、または影響を限定的にする施策が必要。</p>
124	容量市場メインオークションの約定価格を Net CONE 近辺になるようにオークションの価格決定手法や入札内容に応じた経過措置の控除率の変更をするべき。
125	当社はジオエネ電気で特定の発電所の環境価値を付与していることをアピールポイントにしており、トラッキングの優先割当廃止には反対である。
126	入札を行っている旧一電の入札時期をもっと分散させてほしい。
127	容量市場や需給調整市場の制度見直し等、制度自体の在り方について検討をすることが供給力・調整力確保策の中心となっているように感じるが、そもそもの供給力・調整力となる電源の開発について、国として支援強化および脱炭素との兼ね合いも含めて方針を明確に発表して欲しい。
128	国民負担軽減は非常に重要だが、業界全体の活性化、新規投資の促進、事業者負担の軽減、公平性担保の観点も重視した議論、方針策定をいただきたい。
129	大型風力等の大型発電設備導入への系統安定対策として、調整力を有した再エネ電源(地熱/バイオ

	マス等)の出力規模の大型化を通じた導入量増加策を検討してもらいたい。
130	需給調整市場の制度に関して取り纏め頂いておりますが、実運用の整理についてもお願いしたい。
131	容量市場の目的の達成状況と容量確保契約金の適切な反映の検証 発電事業者の投資回収の予見性が高まったのか、それにより適切なタイミングで電源投資がなされたのか等、制度の目的の達成状況について、実態把握と検証をお願いしたいと考えます。 また、容量確保契約金が相対契約の卸価格や各種市場取引の入札価格に適切に反映されているのか、実態把握と検証をお願いしたいと考えます。
132	需給調整市場 需給調整市場の価格規律について、その見直しの議論がなされているところですが、見直しにあたっては、今後、再度の見直しを行う場合の基準についてもあわせて議論いただきたいと考えます。
133	エネルギー供給高度化法について電気事業者に対する非化石電源の活用促進義務として制定されたエネルギー供給構造高度化法(以下、高度化法)に関して、その在り方についての見直しが必要と考えます。
134	2024年度から受渡が開始される容量市場について、安定供給に必要な電源の維持・確保に要する固定費(入札以降のインフレによる増加分含む)の確実な回収が保証され電源投資の予見性が確保されるよう、同市場が的確に運用されるかは不明瞭なところがあるため、制度開始以降も不断の改善を図りつつ着実な運用に繋げる必要がある。
135	予備電源の対象費用については、発電所の再稼働をするための人材の確保や育成、燃料の確保に係る費用を含む「休止措置と休止状態における維持に係る費用」を十分考慮した制度設計を図るべきである。また、運用開始以降も、個々の発電所が置かれた状況等を踏まえつつ、対象費用等について柔軟に取り扱うとともに、本制度の検証を行い、必要に応じて見直しを行うべきである。
136	2024年1月から長期的な投資回収の予見可能性が付与される長期脱炭素電源オークションが開始されたため、本オークションの積極的な活用を進めるとともに、制度運用の実態を踏まえた機動的な制度改善を図っていくことが重要である。 脱炭素化に欠かせない事業である、既設原子力発電所の安全対策への投資についても本オークションの対象へ含める必要がある。加えて、本制度における第2回入札以降の対象へCCS付火力を加えるべく、CCS事業への政府支援策との関係を整理するなど議論を加速する必要がある。
137	設置変更許可済プラントは勿論、審査中プラント等を含め、安全性が確認された原子力プラントの早期再稼働が不可欠であり、規制の予見性向上や審査の効率化、新たな高経年化の安全規制に伴う規制期間の審査体制の強化等を通じ、長期化する審査プロセスを加速させ早期再稼働に向けた取り組みが必要である。 原子力政策は、立地地域などの理解と信頼のもと進めることが大前提である。原子力発電所の早期再稼働への対応のみならず、バックエンドを巡る課題等への対応や核燃料サイクルの着実な推進等に取り組むことが重要である。 また、今後の持続的な原子力の活用のためには、新增設・リプレースも必要であり、その実現のための課題を整理し、解決に向けて検証を加速すべきである。 さらには、原子力発電所は地政学に起因した燃料調達リスクを抱える火力発電に代わって、エネルギー安全保障を強化しうる準国産エネルギーであり、更に再稼働を進めることで、化石燃料の価格交渉力を向上させることが可能である。
138	リプレース・新增設をエネルギー政策に明確に位置づけるなど、人材・技術・産業基盤の持続可能性

	<p>を確保し、そこで働く者が将来に希望を抱き続けられるよう、原子力の中長期的な最大限活用に取り組む必要がある。</p>
139	<p>世界的な脱炭素化の機運の高まりを受け、石油火力の休廃止や非効率石炭火力のフェードアウトが進み、過度にガス火力に偏重する虞があるが、国内外で頻発しているエネルギー価格高騰や電力需給ひっ迫等を踏まえれば、発電コストや発電量当たりCO<sub>2</sub>排出量に加え、地政学リスクや燃料調達リスク、備蓄性や保管の容易性などエネルギー安全保障の観点等も含め、「3つのE」のバランスを踏まえた適切な化石燃料のポートフォリオを確保し続けることが重要である。</p> <p>今後の火力発電の在り方を考えるにあたっては、容量市場の安定的な運用による必要な規模の供給力の確保や適切な化石燃料ポートフォリオの構築により足元の電力需給の安定に万全を喫しつつ、水素等及びCCSなどの脱炭素技術の開発等への投資を進め、世界の脱炭素化の機運に乗り遅れないことが重要である。</p>
140	<p>○安定供給に必要な供給力を確保するためには、電源(kW)の維持・確保に加え、発電用燃料の調達(kWh)の予見性確保が必要であり、燃料調達を船舶による海外からの輸入に頼る我が国は、今後も存在し続ける燃料確保の不確実性に適切に対応していかなければならず、化石燃料調達に携わる民間事業者に対し国の従前以上の支援強化が必要である。</p>
141	<p>○再生可能エネルギーの主力電源化に向けては、エネルギー需給率を高めるヒートポンプの導入等を促進し、更に需要家の行動変容を促しつつ電化を推進し、ネットワークのレジリエンス強化の環境を整備、変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用など、中長期的な検討が重要である。</p>
142	<p>○全ての再エネ発電事業者が公益事業たる電気事業を営む者としての責任の下で、健全で持続可能な事業運営がなされるよう、「技術基準や条例を含む関係法令の遵守」や「廃棄等費用積立制度の着実な運用」、「既設案件を含め意図的な分割案件のような規制逃れの抑止等に向けた規制の執行強化」など、事業の開始から終了、設備廃棄まで一貫した事業規律の強化を図ることが重要である。</p>
143	<p>今後、GX推進法で規定された炭素賦課金や有償オークションにより企業の環境コストは増加し、最終的には需要家に転嫁される認識。一方で現在、エネルギー供給構造高度化法により小売電気事業者は高度化法義務達成市場から非化石価値を調達しているが、自由化以前に建設された既設の原子力や水力等に支払う仕組みとなっており、追加性のある脱炭素電源の建設につながっておらず高度化法は本来の役割を果たしていないと考えられる。さらに需要サイドでの非化石化は省エネ法の改正で担保されることになる。これらを踏まえ、事業者ごとの負担が二重とならないよう、高度化法の廃止等も視野に入れつつ、現状の制度体系を見直していくべきではないか。</p> <p>高度化法が存続し、高度化法義務達成市場が継続する場合においても、再エネ価値取引市場への統合や上下限価格の統一など市場制度の見直しを行うとともに、需要家への価格転嫁の円滑化のための制度の継続的な広報など、国の支援のあり方についても検討されたい。</p>
144	<p>・同時市場は2028年頃の導入を目指して検討が進んでいるが、現在議論の進んでいる検討から推測すれば、同時市場の導入により、小売電気事業者の供給力の確保はこれまでに比べ相対的に容易になり、供給力の調達をコンピテンシーとしてきた小売電気事業者のビジネスモデルに大きな影響を及ぼす可能性もあるのではないかと考えられる。こうした状況においては、将来の電力事業への適切な投資が困難であり、事業者の予見性を高めるためにも、エネルギー政策上、小売電気事業者に今後何が期待されるのか、同時市場の導入に先立って明確にすべきではないか。</p> <p>現在の検討においては、世界に例のない複雑かつ大規模な市場設計となっており、現状でいつどのような制度として開始されるのか、事業者にとって予見することが難しい。事業者は現状の制度、シス</p>

	<p>テムを前提とした投資・運用を行っており、市場設計には十分な時間をかけるとともに、市場の方針が決定してからも一定期間の準備期間を設けるなど余裕を持ったスケジュールを設定されたい。なお、2016年4月の計画値同時同量制度を導入した際は、システム開発が間に合わず混乱した経験も考慮いただきたい。</p>
145	<p>内外無差別な卸売の導入により、火力発電の卸売についての競争環境は整備されつつあると認識。一方、原発再稼働次第で小売の競争環境が激変する状況は変わらず、原発停止により値上げ・顧客流出、原発再稼働で値下げ・取り戻し営業（廉価販売）が繰り返されると、小売電気事業者は安定した事業を行うことができない。電力自由化で生き残れるのは原発再稼働を実現できた旧一般電気事業者のみという結果とならないよう、自由化政策には原発政策との関連も考慮した検討をお願いしたい。例えば、原発への内外無差別なアクセスや原発コストの販売単価への反映方法の見直し等を検討いただきたい。</p>
146	<p>再エネ大量導入等に伴う市場価格低迷による電源退出、国際情勢の変動等による燃料不足等により2021年1月に需給のひっ迫や価格高騰が発生した後、供給力確保のための各種制度が整備されている。冗長性のある供給力・調整力の確保、電源の脱炭素化を進める上で必要な施策と考えられるものの、今後、大幅上昇が想定される容量拋出金や炭素賦課金などに伴う電気料金値上げへの説明責任はすべて小売電気事業者が担う形となることに加え、小売電気事業者の一部負担が発生する可能性もある。本来は小売電気事業者一人の問題ではなく、国全体として必要な供給力・調整力の確保に伴う値上げとなることから、価格転嫁の労力やそれに伴う説明責任については、政府を筆頭に広く発電、小売を含む電気事業者全体で負うべきではないか。政府が率先して値上げに対する国民への丁寧な説明をお願いしたい。例えば、長期脱炭素電源 AC において既設原発の安全対策投資など適用範囲が拡大されているとの認識。ガイドラインに記載されているように「電源への新規投資を促進する」ための制度を、旧一電の既設原子力維持に充当するのであれば国が責任をもって説明すべきではないか。</p> <p>脱炭素電源を建設できる EPC メーカーが限られている中、オークション上限価格を意識した EPC コスト（見積もり）が形成される可能性が高い。国民負担低減の観点からも価格水準について必要に応じて適切な監視を求めたい。</p> <p>長期脱炭素電源 AC の対象として検討中の CCS については、立地制約等により運開当初より 100%CO<sub>2</sub> 回収を行うことは困難であり、CO<sub>2</sub> 回収率の設定等については現実的な水準を検討されたい。また、水素混焼 10%（熱量ベース）で削減される CO<sub>2</sub> 量と同レベルの CO<sub>2</sub> 回収率を設定する等、水素混焼ケースとの公平性が確保できるよう配慮いただきたい。他方、CCS のケースでも水素値差支援のように変動費を支援する制度をご検討いただきたい。</p>
147	<p>インバランス料金の上限価格は 600 円/kWh に引き上げる方向性となっているが、定量的なコスト評価に加えて、災害等による供給力不足発生時の事業者への影響も考慮した、現実的な価格水準の検討をお願いしたい。また、インバランス料金の強度は長期卸取引/スポット市場など、電源調達比率の事業方針にも影響するものであり、足元で長期卸商品が新設されている状況下においては、上限 200 円/kWh を毎年延長するといった対応ではなく、数年先を見据えた中長期的な見通しについてもご提示いただきたい。</p>
148	<p>再エネ大量導入に伴い調整力の確保および脱炭素化が重要となるが、当面は既存火力電源が調整力を担うことになる。2050 年のカーボンニュートラルをにらみつつ、調整力を担う電源のポートフォリオについては時系列を加味した考慮が必要であり、新規調整力として蓄電池等の導入への支援継</p>

	<p>続とともに、既存火力の脱炭素化への取組や当面の運転維持のための制度的な配慮などについてもバランスよく行うべきではないか。</p>
149	<p><b>【インバランス料金】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2024 年度に議論される予定の 2025 年度以降のインバランス料金の上限値については、現在の I のレベル感等の環境変化を踏まえた水準とすることが必要</li> </ul>
150	<p><b>【インバランス料金】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 小売事業者の事業継続性や予見可能性に配慮した調整電源の制度的整備およびインバランス価格設定が必要</li> </ul>
151	<p><b>【インバランス料金】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大規模災害時（大規模電源や主幹系統脱落時）におけるインバランス料金の在り方を事前に整理することが必要</li> </ul>
152	<p><b>【卸電力取引市場価格安定化】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 卸電力取引市場の価格を安定化するため、調整用火力電源向けの LNG の長期契約を担保するルールが必要</li> </ul>
153	<p><b>【再エネの有効活用】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ネガティブプライスの議論の早期開始が必要</li> </ul>
154	<p><b>【再エネの有効活用】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ FIT/FIP 認定太陽光発所の PCS の増設の際に、増設部分にのみ最新価格を適用するルールを作ることが必要</li> </ul>
155	<p><b>【非化石証書】</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 非化石証書市場において複数年調達商品を創設することが必要</li> </ul>