

電力システム改革の検証を踏まえた制度設計に係る意見の概要

令和7年9月9日から令和7年10月8日までの30日間、電力システム改革の検証を踏まえた制度設計について意見募集を行ったところ、合計65者から、合計約360件（※）の御意見を頂戴した。

意見の概要については、以下のとおり。

（※件数は、提出様式に含まれる各意見内容を1件として計上。なお、下記表では、同趣旨の意見をまとめる、複数の項目にまたがる意見は項目毎に記載するなどの整理を行っているため、表上の項目数と件数は一致しない。）

1. 電源投資を取りまく現状と課題（検討事項①、⑧）

No	意見概要
1	発電事業のみでなく、都市ガス事業向けの LNG 等も含めたエネルギー全体の視点を踏まえた政策議論をお願いしたい。 必要に応じて、弊社のような都市ガス事業・発電事業の双方を営む事業者に、ヒアリングを行っていただきたい。
2	系統運用上重要な電源の維持のため、系統運用者－発電事業者間で適切な情報の共有や協議がなされ、必要な対応が実施されることは重要である一方、不適切な情報共有等がされていないかどうかについて、国によるチェックをしっかりと実施していただきたい。
3	発電設備への投資を促進するためには、発電事業者が直面する実態、とりわけ設備の運用・保守の状況を十分に踏まえた制度設計が不可欠である。 そのためには、既存の制度の見直しも含め検討する必要があるが、従来の経緯にとらわれることなく、現場の実態に基づいた議論を望む。
4	火力発電の脱炭素化には一定の時間を要するため、トランジション期における既存の火力発電システム（LNG だけでなく石炭も含む）の活用の在り方について、明確な方向性を示し、共通認識を形成する必要がある。
5	安定供給に必要となる燃料の確保について、LNGに加え石炭確保の方針についても具体的検討を行うことを明記すべき。
6	新たな市場創設の前に、ベースロード市場や先渡市場など既存市場の振り返りを行った上で、既存市場の活用や改善を着手するよう、検討いただきたい。
7	p13「今後の検討の進め方」に、「必要調整力量の整理」を加えて、以下のような記述とするべきではないか。 ①エリア別シナリオの策定や、必要調整力量の整理、データセンター等の需要動向の確認
8	我が国の電力供給における燃料リスク低減の観点から、LNG 依存から可能な限り脱却を図りつつ、再生可能エネルギー（太陽光・風力・水力・地熱・バイオマス等）の導入拡大を並行して推進することが重要です。特に、水力・地熱・バイオマスといった安定的かつベースロ

	<p>ード電源としての機能を有する再エネ電源の導入も強化することで、バランスの取れた電源構成の構築が望ましいと考えます。</p> <p>一方で、新設電源の開発は長期のリードタイムを要することから、当面は既存電源の最大限有効活用を図るとともに、変動電源については、調整力の付加を進めることが望まれます。加えて、再エネ電源の技術開発の動向等を踏まえた、制度変更も適時対応をお願いします。例えばバイオマスの燃料種についても、新たな種類が研究されていることも踏まえ、柔軟な燃料活用を可能とする制度見直しをしていく必要があると考えます。</p>
9	FIP プレミアムの算定式において、参照価格算出時に前年平均・前年同月平均の参照をやめ、当年当月平均のみの参照とし、収入予見性を向上させること
10	大規模な電源投資だけでなく、中小企業が新設で再エネを投資する際の融資条件が良化するよう、官民連携での施策を実行すること
11	非化石証書の価値の中に、「追加性」の価値を設け、新設電源に対する価値の向上を訴求できるようにすること
12	これまでは電気とガス体・液体燃料を区別し各々検討してきたが、例えば、水素社会推進法では「再エネ電気からガス体エネルギーである水素の製造」を謳っており、今後は制度設計においても電気と燃料（ガス体エネルギー）を連携して検討する。
13	・ 将来の需要増に対し、大規模な脱炭素電源への投資は必要である一方、DR や VPP といった需要側での対策普及によってその負担を軽減できる効果もあるため、そうした需要側での対策を含め社会コストが最小化するための施策を実施すべきである。
14	脱炭素化と安定供給の実現に不可欠な電源投資については理解をするが、その投資リスクやコストが最終的に電気料金に影響を及ぼすことを踏まえ、費用負担に関する国民理解を促進すべきと考える。特に、容量市場で問題となったような、負担のあり方が不明瞭な制度設計によって、競争環境を歪めるような状況を招くことは避けるべき。
15	<p>電源投資環境の議論においては、最終的な受益者である需要家への価格転嫁の視点を十分に考慮し、発電・小売のどちらか一方に過度なリスクを集中させない制度設計を求めます。具体的には、小売の価格転嫁の観点では、最終保障や経過措置料金の見直しも必要だと考えます。また、発電投資については、リスク選好に応じた選択制（高リスク事業者には高リターン、低リスク志向には保険的仕組み）を導入することも有効だと考えます。</p> <p>また、FIT/FIP や長期脱炭素電源オークションの設計において、事業者に過度なリスクを負わせ、リターンを抑制する発想を避けることを要望します。こうした制度改革により、投資を呼び込みやすい環境を整備し、安定供給を確保することが不可欠だと考えます。</p>
16	<p>（電源・系統への投資に対するファイナンス）</p> <p>・ DX や GX の進展に伴い、電力需要の伸びが予測される中、安定供給を維持しつつ、長期・大規模な電源および系統整備に対する投資を継続していくためには、投資回収の予見性向上等の事業環境整備とともに、ファイナンス環境整備が不可欠である。</p> <p>・ 今後の進め方として整理された、「長期・大規模な電源投資に対して、政政府の信用力を活用した融資など、民間金融を量的に補完する方策を含め、資金調達の円滑化に向けた対応の具体化を深める」ことに異論はないが、電源開発のリードタイムを踏まえると、2050 年カーボンニュートラル実現に向け、残された時間は限られることから、早急な検討・制度化をお願いしたい。</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ・ また、今後、融資等の対象について議論され则认为しているが、検討にあたっては、長期・大規模な脱炭素電源の投資促進という視点に加え、安定供給確保の視点から、電源の脱炭素化に至る時間軸も踏まえ、トランジション電源としての火力電源（水素・アンモニア混焼・専焼、CCS、LNG 火力）も対象化についても検討をお願いしたい。
17	<p>（中長期的な電力需給について）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 電源投資促進のためには、将来どの程度需要が増加し、その際に、どの程度の供給力が必要となるかについての共通目線が必要との考えのもと、広域機関において 2040 年及び 2050 年時点の電力需給シナリオが策定された。 ・ 今後の進め方として、「エリア別シナリオの策定やデータセンター等の需要動向の確認、エネルギー基本計画や供給計画、広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）など他計画との関係整理について検討を深める」と整理されたが、本シナリオ検討は「目的」ではなく「手段」にすぎず、得られた知見・分析結果等を、長期脱炭素電源オークション等の各種政策の制度設計に、いかに活用するかが重要であることから、提示されている論点の検討とあわせて、可能な部分から速やかに具体的政策課題（例：長期脱炭素電源オークションの長期的な募集量設定の検討等）へ反映することを検討いただきたい。
18	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料の確保に関する政策措置の検討に当たっては、燃料調達に商業ベースの取引が基本であるという認識に立ち、事業者の自由な燃料調達が制約されないよう、慎重に検討いただきたい。 ・ 今後の検討の進め方として、サプライチェーン維持の観点も踏まえ議論を深めるとあるが、特に、石油・石炭については、火力発電の「kW を残し、kWh を減らす」方針が示される中、今後は所要量の減少・サプライチェーンの存続そのものが課題となり、第 7 次エネ基においても、「低稼働電源の kW 維持に必要な制度的措置や、緊急時に備えた予備電源制度について不断の検討を行う」と明記されていることから、これらの検討においても燃料サプライチェーン維持の視点を織り込み、一体で検討することで安定供給維持のための実効的な制度を措置いただきたい。
19	<p>（系統運用上重要な電源の維持）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 系統運用上必要とされる電源維持の重要性について、系統安定性を確保する観点から理解するが、発電事業者は競争環境に置かれている以上、未決定の経営情報の取扱いに懸念があることに加え、情報提供のタイミング・頻度・求められる情報の量や確度等の設定は公平性を踏まえて慎重な検討をお願いしたい。 ・ 特に、提供した情報通りに電源の計画を進める責任・義務を負わされることは事業者の事業計画に大きな影響を及ぼすこととなるため、検討にあたっては留意いただきたい。 ・ また、発電・小売事業者の視点から、いつ、どの地点で系統制約が生じ得るかを知るすべがないため、発電・小売事業者の事業運営の予見性を高めるための情報公表の在り方についても併せて検討をお願いしたい。
20	<p>（電源・系統への投資に対するファイナンス）</p> <p>将来の電力需要増が見込まれる中で、安定供給確保を大前提とした電源の脱炭素化の推進のためには、制度措置や市場環境を整備することに加え、ファイナンス円滑化のための方策が必要と考えております。</p> <p>特に、金融政策の修正等により金利の上昇が見込まれる中、コストを可能な限り抑制しつつ</p>

	<p>投資を促進していくためには、事業者が必要な資金を十分に調達できるということだけでなく、如何に低コストで資金調達が可能となるかという観点極めて重要であると考えております。</p> <p>この点、諸外国を見渡しても、例えばフランスのフラマンビル原子力発電所3号機の長期に及ぶ建設では、建設遅延の影響もあり、建設費190億ユーロの3分の1をファイナンスコストが占めるに至りましたが、こうした教訓を踏まえ、今後のEPR6基の建設では、建設費の多くの部分の政府からの無利子融資で手当する旨、報道がなされているところです。その他諸外国においても、コストを可能な限り抑制しつつ脱炭素電源投資を促進するために、投資回収に資する制度措置とともに、政府保証や優遇金利によるファイナンス措置をセットで措置する流れがあると認識しております。</p> <p>国の審議会では、「民間金融を量的に補完する方策を含め、資金調達の円滑化に向けた対応の具体化を深める」こととされておりますが、投資に必要な資金が十分かつ低コストで調達できる措置を検討の上、速やかに実効に移していただきますようお願いいたします。</p>
21	<p>(電源投資の促進)</p> <p>電源投資を進めていくためには、投資予見性の確保、資金調達、サプライチェーンの確保、技術成立性、燃料調達など、様々な課題を網羅的に解決していく必要があると考えておりますが、中には、投資予見性の確保など、事業者だけでは解決が困難なものもあり、国・事業者が並行して検討を進めていく必要があると考えております。</p> <p>その上で、投資予見性の確保という点につきましては、至近の国の審議会において、脱炭素電源オークション第3回入札に向けた制度見直しをとりまとめいただきましたが、特に原子力のリプレースを念頭に置いた場合には、依然として投資予見性が十分に確保される内容には至っていないと考えております。第4回入札に向けて、「事業期間中の費用・収入の変動に、セーフティネット的に対応する新たな仕組み」についても今後検討がなされると認識しておりますが、事業者の投資予見性確保に資する制度構築をスピード感を持って進めていただくようお願いいたします。</p>
22	<p>(系統運用上重要な電源の維持)</p> <p>全体最適となるような地点への電源投資や系統対策の実現に向けては、「系統運用者－発電事業者間の意思疎通」が重要であると考えますが、新たな制度によって、発電事業者の経済合理性に基づく電源の維持／廃止の判断が阻害されないことが必要と考えております。</p> <p>行為規制や公平性、競争情報の取扱い等に留意するということは大前提ですが、発電事業者による経済合理性に基づく判断が阻害されないかという観点も十分考慮いただきながら、具体的な仕組みについて検討を深めていただくようお願いします。</p>
23	<p>1) 小売電気事業者に対する kWh 供給力確保義務の導入は、事業運営に大きな影響を及ぼす可能性があるため、その導入目的である「需要家の電力料金抑制」や「燃料・LNG 長期契約の確保」といった観点から、慎重に検討いただきたい。</p> <p>kWh 供給力確保を果たす手段としては、従来の相対契約に加え、中長期市場の創設が検討されている。しかし、相対契約や中長期市場で約定した際に小売が締結する契約（以下「中長期市場契約」）において、燃料費調整額条項や不可抗力条項が含まれる場合には、調達価格がスポット市場価格の高騰から完全に切り離されることはなく、需要家の電力料金抑制の効果は限定的である。また、中長期契約における調達価格にかかるプレミアム分は、需要家の電</p>

	<p>力料金に転嫁されることも想定される。</p> <p>さらに、火力発電のメリットオーダーによる稼働に伴う燃料消費量の不確実性や、LNG 長期契約の期間が 10～20 年と長期にわたることを踏まえると、3 年前や 1 年前に締結される中長期市場契約や相対契約は、実際の燃料調達や LNG 長期契約の確保に直結しない。</p> <p>2) 小売電気事業者が 3 年前・1 年前に実施する自社需要の予測および、相対契約等により確保した供給力の計上方法については、いくつかの実務的課題がある。具体的には、需要予測の不確実性に加え、再生可能エネルギーや蓄電池等の充放電リソースを供給力としてどのように扱うかといった点である。</p> <p>これらの課題に対し、事業者が適切かつ一貫性のある対応を行えるよう、予測手法および供給力の計上方法に関する具体的な例示を提示するとともに、一定の裕度（マージン）を許容する制度設計が望ましく、適切な指針を定めていただきたい。</p>
24	<p>足元で脱炭素電源投資インセンティブとして最も有効であると考えられる長期脱炭素電源オークションの制度見直しについても、WACC 引上げなど事業環境の変化に応じた見直しを行うとともに、特に足元で必要な LNG 火力については単年での募集量のみならず中長期での募集総量の見通しを明示するなど、応札する事業者が予見性を確保し得る制度となるよう期待。</p>
25	<p>系統運用上重要な電源の維持として、一般送配電事業者と発電事業者が連携し、より合理的な方法により系統安定性を確実に確保していく重要性はますます高まっていくことには同意。その上で、CN 社会の活性化や新たな技術促進も踏まえ、系統運用上担保したい重要な要素のうち、非同期機で担える要素（特定地域立地電源公募としてきた②電圧調整機能、③潮流調整機能等）に対しては、PCS 連系電源である系統用蓄電池等が参入しやすい事業環境の整備を期待。例えば、現在実施していない「発電設備等の休廃止手続きに伴う一括検討プロセス」において、系統運用上担保したい要素を保有する蓄電池等を募集対象とするなどの新しいプロセスの構築等も考えられる。なお、上記に関連し、小型リソースの再エネや需給調整市場における計測、同時市場の Δ kW 価値における即応性の評価など、特定計量の整理が必要な新たな取引ニーズに対し、これまでの手続きに捕らわれない、スピード感を上げた対応についても併せ必要。</p>
26	<p>大規模系統整備に係る系統設置交付金の前倒し交付について、多額の投資と長い工期という観点で同様の状況にある電源投資についても同様の支援策を検討すべきではないか。例えば建設中の段階からの投資回収が図られるような支援スキームがあれば、事業者の発電所建設インセンティブに大きく寄与できるものとする。</p>
27	<p>脱炭素電源への投資促進に向けたファイナンス支援について、特定の手法（デット性資金）への支援に偏ることなく、企業が多様な資金調達手法が取れる支援制度とし、脱炭素電源の投資環境について、資金調達力も含めた公正な競争環境が構築される支援とすべきと考えます。</p>
28	<p><脱炭素電源投資の促進></p> <p>エリア別シナリオの策定や、データセンター等の需要動向の確認 ②エネルギー基本計画や供給計画、広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）など他計画との関係整理」の検討を進める方向性に賛同する。</p> <p>その上で、安定供給への貢献、社会コスト負担の最小化、健全な競争環境の整備等の観点か</p>

	<p>ら、長期脱炭素オークションの在り方を改めてご検討いただきたい。</p> <p>具体的には以下の観点についてご検討いただきたい。(LNG 新設の扱いを念頭に記載)</p> <p>【リスク/リワード】</p> <p>電源種ごとにリスクは異なり、そのリスクに即した支援の在り方が望ましいのではないか。</p> <p>LNG 火力では需給しわ取りを担うことから、市場価格・売電量の変動等による需給収支リスクが最大リスク。加えて、火力に期待される運用改善(availability 向上,可変費低減等)も固定費増のリスクを保有しており、還付後の1割利益ではリスク/リワードのバランスがとれない</p> <p>【新旧電源の競争環境】</p> <p>インフレ下で新設のコストは倍化して競争力が低下しているが、現行の支援水準の場合、むしろインフレ前に開発した既設電源よりも支援を受けた新設の方が競争力を有する。競争を阻害する過剰な支援となっている虞</p> <p>【電力システムコスト最小化】</p> <p>現行は全国一律の入札であり、今後導入電源が増えていくと電力システムコスト(送電線・電源トータルのコスト)が最適化されない非合理的な電源開発が進み、社会コスト増大を招くことは懸念。再エネに乏しい都市部エリアでガス火力を建設し、送電線キャパシティは原子力と洋上風力にアロケートする等、建設地点に関する誘導措置が必要ではないか(次項(系統運用上重要な電源)の論点と関連)</p>
29	<p><系統運用上重要な電源の維持・新設></p> <p>「全体最適となるような地点への電源投資や系統対策が実現され、それによって系統安定性が確保されることが必要」と整理されているように、社会コスト最小化の観点から、TSOと発電事業者が連携し、効率的な設備形成を志向することは重要と認識している。</p> <p>その上で、「系統運用上重要な電源」に関する対応については、短期的な「電源の維持」だけでなく、中長期的な「電源の新設・リプレース」も含めて、ご検討をいただきたい。</p> <p>具体的には、電力システム全体でコストを低減できるように、系統増強対策だけでなく電源の新設・リプレースを含めたマスタープランを作成し、電源の立地誘導に向けて優先的なエリアを設定するといった「新設を促す仕組み」のご検討をいただくことも一案ではないか。</p>
30	<p><安定供給に必要となる燃料の確保(LNG 長期契約確保)></p> <p>第7次エネルギー基本計画において、「安定的な電力供給が可能となる量のLNG長期契約の確保を促進するための措置の検討など、平時と緊急時それぞれの燃料の安定的な確保の対応の在り方についてさらに検討を進める」と整理されていることから、官民および発電事業者/小売事業者の役割分担の具体策のご検討を引き続きお願いしたい。</p>
31	<p>蓄電池等の新設アセットが投資回収できるような市場・制度整備を先行してご検討いただきたい。</p> <p>特に需給調整市場では、募集量削減などの市場ルール変更が頻発しており、アセット新設の検討においては事業計画が立案できる状況ではなく、結果としてプロジェクトファイナンスが組成し難い(リスクプレミアム大)。</p> <p>また仮に新規アセットを建設できたとしても、募集量減によって固定費回収費用を上乗せした高値札では約定できない、投資回収自体が困難となることが想定され、やはり電源リソースの新設が出来るような市場環境では無くなっている。</p>

	<p>つまり現状は、簿価回収済の現存リソースだけが約定できて、20～30年後に必要となる供給力・調整力の新設、つまり電源リソースの新陳代謝を拒絶しているも同然の市場環境、長期的な将来の安定供給まで考慮された市場・制度ルールとなっていない状況と言える。</p> <p>ここで、新設アセットが一定程度、投資回収の予見性が確保できるような市場・制度ルールに改定・整備された場合には、ファイナンス円滑化方策は不要となる可能性もあり得る。また、ファイナンスを円滑化したとしても、投資回収が出来ない・事業性が成立しない市場環境が継続するのであれば、そもそもファイナンスを円滑化したところで返済が出来ず、無意味な施策となってしまう。そのため、市場・制度整備を先行して検討すべきだと考える。</p>
32	<p>特定地域立地電源公募について、開かれた形での公募実施となるよう、制度設計願いたい。</p> <p>現状、系統運用上必要な地域における、既存電源廃止の延期や維持を主眼においた取組みのように受け取られるが、近年系統用蓄電池等の分散型電源においては建設リードタイムが比較的短いものも多い（既設系統設備を流用できるのであれば尚更）ことを踏まえ、既存電源廃止の際に、特定の機能（例えば電圧の維持など）に特化した電源の公募を広く行うことで、既存電源の延命よりも合理的な分散型電源の配置・運用が出来る可能性もあるのではないか。そういった代替案も含めて広く公募の中で選定・取捨出来る様、情報公開や公募のスケジュールリングなどの制度を整備することが、全体最適により資するのではないかと思料するため。</p>
33	<p>脱炭素電源投資の促進に当たっては。単一の電源種に着目することなく、複数の電源種の組み合わせに着目した支援としてほしい。</p> <p>特に今回の議論においては kWh 面に着目された議論がされており、再エネ（太陽光、風力など）の調整弁として、脱炭素化した火力に着目されているように見受けられるが、再エネと蓄電池の組み合わせによっても調整機能を提供することができることから、kWh を生じない蓄電池に対しても、脱炭素電源の投資支援がされるべきであるから。</p>
34	<p>系統運用上重要な電源の維持においては、リプレース・新設も視野に長期間の固定契約を考慮に入れた議論をお願いしたい。</p> <p>特定地域立地電源公募は基本的に単年での募集であり、季節電源の維持が主な目的と認識しているが、今後、新設リプレースを視野に入れるのであれば、例えば長期脱炭素電源オークションに類似した制度などを導入し、その特定立地に電源を新設する事業者の事業予見性を高めることで立地を誘導すべきと考えるため。</p>
35	<p>・意見内容：世界の気温上昇を 1.5℃までに抑えるために、できる限り早期に大幅に、コストも抑えながら温室効果ガスを削減するという視点を加えるべきである。</p> <p>この観点から、技術の選択についても方針転換や変更ができるようにしておくべきである。</p>
36	<p>・意見内容：世界では再エネのコストが大きく下がっている。すでに確立された技術である再エネの促進に優先して注力すべきである。</p>

37	<p>今後の電力需給のシナリオ策定について、省エネの可能性を最も重視して精査すべき。需要が増えるシナリオに備えるのではなく、いかにして下げることができるかという視点で政策形成すべき。</p> <p>日本におけるデータセンターを含む情報通信分野の電力消費量は 2022 年時点で約 2%と推計されている（未来のためのエネルギー転換研究グループ、2024 年）。今後の見通しも 2030 年に 3%、2035 年に 34.2%、2040 年に 6.1%と、日本全体への影響は大きくはない。むしろ、電力需要の過大な見積もりへの注意も必要である。</p> <p>国立環境研究所、地球環境戦略研究機関（IGES）自然エネルギー財団など他の研究機関のシナリオも参照すべきである。</p>
38	<p>原子力については特に、建設期間が長期にわたり、将来的にもコスト上昇のリスクが大きい。建設段階からの政府からの支援措置は行うべきではない。</p> <p>原子力については特に、建設期間が長期にわたり、将来的にもコスト上昇のリスクが大きい。建設段階からの政府からの支援措置は行うべきではない。"</p>
39	<p>水素・アンモニア混焼、専焼や CCS などの脱炭素火力技術についても、現時点ですでにコストが高く、技術的見通しも不透明である。また将来脱炭素化実現も不透明で、温室効果ガスの大量排出を温存するおそれがある。政府からの支援措置は行うべきではない。</p> <p>「政府の信用力を活用して融資を行うなど、民間金融を量的に補完する方策を含め、資金調達の円滑化に向けた対応の具体化」は撤回すべきである。</p>
40	<p>検討事項①；安定供給に必要な燃料確保；</p> <p>戦争開始を空想するより、太陽光一強の新時代の緊急到来策が超重要である。</p> <p>検討事項⑧；電源・系統への投資に対する資金調達；</p> <p>経済合理的な太陽光発電事業には融資が集まるはず。</p>
41	<p>「投資資金調達の円滑化に向けた対応」の対象となる「長期・大規模な電源」に、洋上風力が含まれることを確認したい。</p>
42	<p>1. 「系統運用者が系統安定性を確保するにあたっては、稼働される電源を通じて、電圧維持能力や同期安定性の確保、系統の過負荷の回避を行っている場合がある。このような状況で、例えば、系統運用上重要な電源が、系統運用者との連携が不十分なまま休廃止した場合、こうした運用に致命的な支障が生じかねない。」と書かれている点について、電源が担っている役割を正確に切り分けた議論が必要である。そのうえで、もし本当に系統運用者と発電事業者との情報共有が必要であるならば、OCCTO を通じて行うべきである。</p>
43	<p>2. 「系統安定化上重要な流通設備についての対策工事が完了するまでの間」と書かれている点について、何時を想定しているのか不明であり、目処を示すべきである。また、対策工事については、再エネ発電設備や蓄電池設備などによる系統安定化のために貢献する検討を行うべきである。</p>
44	<p>気候変動対策の緊急性や国際的な脱炭素との整合性をとるべき</p>
45	<p>FIP プレミアムの算定式の見直しについて。</p> <p>① 参照価格算出時に前年平均・前年同月平均の参照を計算対象から除き、 当年当月平均のみの参照とし、収入予見性を向上させること。</p>

	<p>② FIP プレミアムにおけるバランシングコストを引き上げる。</p> <p>③ 開発期間中および事業開始後の物価変動を考慮した基準価格の見直し。</p>
46	<p>電源・系統への投資に対するファイナンスに関わり、第2回該委員会資料3の7ページに記載されている対応方針に対し基本的に同意するが、「投資と回収期にギャップ」という点については、ギャップを埋める制度についての検討をお願いしたい。例えば長期脱炭素電源オークションにおいては発電事業者が容量確保契約金を受け取れるのは運開後であるため、容量確保契約金の総額は維持しつつ、工事の進行状況を確認することを前提に、建設期間中からの受取を開始できるように変更することで、ギャップを生みにくい制度への改善を提案したい。</p>
47	<p>【検討事項① 安定供給に必要となる燃料の確保】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 平時”、”緊急時”や”十分な量”、”安定的な電力供給が可能となる量”とはどのようなことを指すのか、可能な範囲で具体的に整理した上で、事業者の許容できないリスクは、国による補償や保険を検討いただきたい。 ・ LNG の燃料調達に主眼を置いているが、電力需給ひっ迫時は石炭火力の役割も当面期待されていることを踏まえ、石炭についても併せて検討すべき。
48	<p>【検討事項⑧ 電源・系統への投資に対するファイナンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ②必要な投資資金を円滑かつ確実に調達していくためのファイナンス面の課題へ対応するには、①中長期的な電力需給想定に基づき、容量市場、長期脱炭素電源オークションや中長期取引市場を指標とした相対契約の促進などの多様な取組により、発電事業者が投資に見合った適切なリターンを得られるような事業環境整備が必要である。 ・ そのうえで、民間金融機関によるファイナンスが困難かつ政策上必要な分野については、国によるファイナンスの支援の更なる拡充も必要である。 ・ 具体的には、案件の性質や事業規模を踏まえた、GX 機構による債務保証の保証率の柔軟な引上げ（特に類型3）、現行の枠組みにとらわれない融資や債務保証の仕組みの構築に加えて、発電事業者の状況等に応じた長期脱炭素電源オークション収入の前払いなども含めて、ファイナンス支援の充実化をお願いしたい。
49	<p>（第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料3 35ページについて）</p> <p>〔行為規制との関係について〕</p> <p>系統運用上重要な電源の休廃止への対応として、今後「系統運用者と発電事業者間での協議」を行うためには、行為規制との関係を明確にする必要があると考えられるため、ルール化についてご検討いただきたい。（協議のタイミング、使用する確認様式、両社の窓口、情報管理方法等）</p>
50	<p>（第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料3 35ページについて）</p> <p>〔「系統安定性確保に向けた対応」の具体的な内容について〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 今回整理する仕組みにより、一般送配電事業者が「系統運用上重要な電源の休廃止の可能性を早期に把握」できたとしても、電源側の正式な意思決定前である等、将来変更の可能性もあり得ると考えられる。 ・ そのため、電源の休廃止計画の変更の可能性がある前提においても、系統運用者が必要な

	<p>対応を行うことができる仕組みを検討いただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ また、確保すべき系統安定性としては、資料に記載の「電圧維持能力」「同期安定性」「過負荷の回避」に加え、将来の再エネ導入拡大により、「供給力・調整力・慣性力」の重要性が高まると考えられるため、これらも含めてご検討いただきたい。
51	「最終需要規模への契約電力の引き上げ要件化等」については、特にデータセンターの運営に多大な影響を与えることから、慎重なご議論をお願いいたします。
52	第2回該委員会資料3の8ページに、脱炭素電源投資が進まないことの影響についての記載があるが、国の補助や支援を受けて電源開発計画に携わった事業者が安易に計画中止できるような環境は改めるべきである。例えば長期脱炭素電源オークションにおいては、落札事業者が市場退出する際のペナルティ引き上げが検討されているが、以後の入札禁止といった、より重い制裁を検討すべきである。また、今後再エネの新規電源として有望とされている洋上風力発電についても直近の事業者の動静を踏まえ、将来の確実な電源確保につながる実効力のある制度に改善いただきたい。
53	第2回該委員会資料3の8ページ「サプライチェーン・人材の課題」に関連し、サプライチェーンの維持や技術継承に関する枠組みについては、サプライヤーの意向もヒアリングの上、優先順位を上げて議論いただきたい。安定供給のためにはサプライチェーンの確保と技術や体制の維持・継承が必要不可欠である。
54	第2回該委員会資料3の28～30ページ「安定供給に必要な燃料の確保」に関わり、日本のエネルギー安全保障とGX推進には、優れた安定供給性と技術自給率を有する自律性が高い電源である原子力発電の最大限の活用が必要であると考え。そのためには原子力発電のウラン燃料も長期安定調達が必要と考え、戦略的にウランの濃縮、燃料成型加工等に関する技術を維持するとともに、同志国間での連携を進めつつ、六ヶ所再処理工場で回収されるウランの利用も含めてサプライチェーン強靱化を早急に進め、数年にわたって国内保有燃料だけで発電が維持できる純国産エネルギー源であることを確実にする必要があると考えられる。さらに世界的な原子力需要の拡大によりウラン燃料の国際的な争奪リスクが高まる中、日米欧など同志国間での共同調達・備蓄・情報共有の枠組み強化を通じ、国際的なサプライチェーン分断リスクにも備えるべきと考える。ウラン燃料の長期安定調達の具体的な検討について、是非官民での取組を進めていただきたい。
55	第2回該委員会資料3の28～30ページ「系統運用上重要な電源の維持」に関わり、旧一電を中心に老朽化電源の廃止も進んでいることから、一般送配電事業者による特定地域立地電源公募のみならず系統運用上重要となる電源を維持するため、既存電源の維持（特に火力ACC改良型コンバインドサイクル発電）に資する主要機器更新等費用についても電源の新規建設と同様に支援策を活性化し、電源容量の確保に繋がる制度を設計いただきたい。
56	長期脱炭素電源オークションにおいて、2026年度オークション以降のLNG専焼火力の募集枠を検討いただいているが、老朽火力の休廃止の更なる進展や電力需要は増加傾向にあることから、引き続き現実的な追加募集量を検討いただきたい。
57	再エネ拡大には揚水発電所（特に可变速機）がもつ調整力が重要となる。現状ΔkWには需給調整市場にて価値がついているが、周波数や出力変動、系統事故時の電力変動への追従といった調整幅には価値がついておらず、可变速機化改造に踏み込めない一因となっているように思われる。揚水することでPV等の再エネ出力制御を回避できている部分を再エネ価値

	として評価してもらえるような制度設計など、揚水発電所がもつ調整幅についても価値をつけていただきたい。
58	脱炭素化と電源容量確保を両立させるためには、オンサイトでの CO2 発電量が多い大規模発電所向けの CCS 事業に対し、メーカーやサプライチェーンが途中で撤退しないような手厚い支援を検討いただきたい。

2. 電力ネットワークの次世代化（検討事項②、③）

No	意見内容
1	地内系統の計画的整備について、データセンター等の大規模需要に対応できる小売電気事業者は、現実的には旧一電小売に限られると思われるが、託送料金を原資とした系統整備を行う中では、旧一電小売以外の新電力に対しても公平に小売供給の提案機会を設定するよう、一般送配電事業者やデータセンター事業者に対し、国からの指導をお願いしたい。
2	風況が良く低コストの風力発電が可能な地域において、必要な系統容量が確保されるよう、地内系統の整備計画の策定に国が積極的に関与いただきたい。
3	小規模（高圧・低圧領域）においても、電源投資がしやすい地域が明らかになるような、地域内系統のレベルでの、系統運用者による発電事業者への情報開示の強化
4	<p>【地内系統の計画的整備】</p> <p>地内系統の整備には安定的な電力供給のみならず、供給量に応じた電力需要の創出が不可欠である。電解水素による化石燃料代替も含めてエネルギーの地産地消を推進することで需給バランスが整い地内系統への投資抑制にも繋がる。このような送電設備への投資の抑制に資する需要側での対策には回避コストの一部をインセンティブとして付与し需要の喚起を促してはどうか？</p>
5	<p>【地内系統の計画的整備】</p> <p>地内系統とも近いと思われる配電事業ライセンス制度や特定送配電事業など供給と需要をすべて同じ一般送配電事業者の送配電網に依存するのではなく、一般送配電事業者の送配電網への投資が抑制される可能性のある合理的な自営線の活用も検討してはどうか？</p>
6	<p>電力ネットワークの増強・次世代化は、その費用が託送料金として直接国民負担につながるものである。</p> <p>WG意見にもある通り、国民が納得できる負担の程度を見据えて、検討を進めていただきたい。そのうえで、国民理解のための説明をお願いしたい。</p>
7	次世代電力ネットワーク整備の方向性には賛同しますが、こうした大規模投資に伴う託送料金の上昇については、産業界や国民の理解を深めるため、費用構造や料金見通しを分かりやすく開示するなど、透明性の高い情報発信を一層強化してください。また、市場の一体性を維持し、価格シグナルの一貫性と投資判断の効率性を確保するため、系統整備と市場制度改革を並行して進めることが不可欠です。具体的には、事業者間での情報連携を密にし、効率的な設備形成を促進するとともに、市場分断リスクを回避するための取引市場の整備を検討することをお願いします。
8	<p>（地内系統の計画的な整備）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 地内系統整備のプライオリティ付けについては、GX産業立地政策にあるとおり脱炭素電源の供給・利用拡大とセットで地内系統を整備することで社会コストの低減につながる可能性があることから、需要と供給力の観点からもご検討いただきたい。
9	<p>（大規模系統整備に係る資金調達の円滑化等）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模系統整備も、電源投資と同様にファイナンス面の課題があり、何らかの支援制度が必要になることは共通と認識しているが、系統整備の増加に伴う託送料金の上昇は全ての事業者に影響するため、投資の必要性や費用対効果の見極め等は確実に行っていただきたい。

10	<p>(第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料3について)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・資金調達金利の観点では、第1規制期間の事業報酬率は1.5%に設定されたが、足元の市中金利の水準が大幅に上昇しており、賃金・物価等による費用増加(エスカレ)と同様に外生的な要因で一般送配電事業者の収支を圧迫している状況である。 ・よって、一般送配電事業者が健全な財務状態で事業運営できるよう、第1規制期間の期初想定からの金利変動影響について、事後調整も含めて早期の制度措置をご検討いただきたい。 ・資金調達額の観点では、大規模系統整備に係る資金調達の円滑化方策として、建設中資産のレートベースへの算入について、現行の50%から100%に見直す方向性で議論が進んでいる。また、託送料金の前倒し回収の議論についても検討が進められている状況であり、これらの方策により一定程度投資の促進へ効果が出てくると考えており大変ありがたい。 ・こうした資金調達の円滑化方策は、デジタルトランスフォーメーション(DX)やグリーントランスフォーメーション(GX)の進展に伴い電力需要が増加していく状況において、データセンターや半導体といった将来の成長を支える系統整備を進める上でも重要な意味を持っているが、拡充・改良投資の増加により、こうした方策を実施してもなお設備投資額が減価償却費を大きく上回る見通しであることから、フリーキャッシュフローが長期的に多額の赤字になる。 ・したがって、引き続き一般送配電事業者が適切に投資できる事業環境の構築に向けて様々な施策をご検討いただきたい。
11	<p>再エネの更なる導入拡大や大規模需要への安定的な電力供給のためには、基幹系統・地内系統の整備を効率的かつ早期に進める必要があると考えております。そのためには、必要な投資の早期の回収が可能となり、系統運用者のキャッシュフローの改善や、社会全体のコスト低減に資する枠組みを構築することが重要であると考えております。</p>
12	<p>大規模系統整備に係る系統設置交付金の前倒し交付について、多額の投資と長い工期という観点で同様の状況にある電源投資についても同様の支援策を検討すべきではないか。例えば建設中の段階からの投資回収が図られるような支援スキームがあれば、事業者の発電所建設インセンティブに大きく寄与できるものと考えます。</p>
13	<p>地内系統の整備を進める枠組みの検討に当たっては、分散型電源の活用といったオプションも考慮出来る様、制度設計願いたい。</p> <p>特にローカル系統においては、系統増強に代わってDR活用や系統用蓄電池の設置・制御といった案が取り得るケースも考えられることから、そういったオプション(新規分散型電源の公募・当該電源設置者への報酬・・・)活用の仕組みも選択肢とすることで、全体での費用抑制に繋がる可能性があるのではないかと思料するため。</p>
14	<p>検討事項②；地内系統の整備促進の仕組み；</p> <p>旧来のソフト・ハードの配電コスト改善を持続されたい。</p> <p>検討事項③；大規模系統整備の資金調達円滑化等；</p> <p>多数の蓄電所で、大規模送電系統増強は不要である。</p>
15	<p>地内系統の整備に当たっては、国等の公的機関が一定程度関与しつつ、一般送配電事業者・送電事業者が計画を策定し整備をする仕組みとすべきである。</p>

16	日本全体として大規模需要（データセンターなど）の今後の増加見込を示すとともに、現状系統の空枠がどれくらいあるか（逆潮流側・順潮流側いずれも）、不足する地内系統に対する増強費用について、国民負担・事業者負担それぞれどのような負担割合で増強していくか、といったグランドデザインについては、各一般送配電事業者の計画だけに任せるのではなく、国として明確に示し、そのための情報公開は十分に果たすべきと考える。
17	再生可能エネルギーの最大限の活用を可能にする設計を求める
18	<p>【検討事項② 地内系統の計画的な整備】</p> <p>・ P37 の「一般送配電事業者等」には送電事業者も含まれるという理解で良いか。また、地内系統の整備には既設設備の増強更新も含まれるのか。</p>
19	<p>【検討事項③ 大規模系統整備に係る資金調達の円滑化等】</p> <p>・ キャッシュフロー改善等の観点から資金調達支援の検討を是非進めていただきたい。</p>
20	・ 事業報酬率においては実態の金利に即した他人事業報酬率や投資家目線から求められる自己資本報酬率を勘案し、適切な資本調達コストとなるよう検討をお願いしたい。
21	<p>（第 2 回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料 3 について）</p> <p>4 2 ページにある「地内系統の先行的・計画的な整備に向けて、一般送配電事業者等が計画を策定し整備を進める枠組みの検討」においては今後、運用の詳細についての整理が必要である。地域間連系統線について整理いただいた仕組みも参考に、効率的・合理的な系統整備を持続的に行える資金調達や費用回収の仕組みについてもご検討いただきたい。</p>
22	<p>（第 2 回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料 3 について）</p> <p>・ 今回大規模系統整備に係る資金調達の円滑化方策として、レートベースにおける建設中資産の割合変更（50%→100%）等が制度措置され、一定程度投資の促進が図られるものと考えている。</p> <p>・ 一方で、資金調達コストは調達額と金利に大別され、資金調達コストの増加は足元の金利上昇の影響を受ける側面もあり、第 1 規制期間においては、料金設定時と比べて市中金利の水準が大幅に上がっており、エスカレと同様に外生的な要因で一般送配電事業者の収支を圧迫している状況である。</p> <p>・ 適切に一般送配電事業者が資金調達を行えるよう、金利変動影響について、第 1 規制期間の事後調整も含めて早期の制度措置をご検討いただきたい。</p> <p>・ その他、確実に投資を実施していくためには、安定的な事業基盤が必要となることから、需要変動や需給調整費用等ボラティリティの高い外生的要因で変動するコストも含めて適切なタイミングで確実に費用回収できる仕組み作りについても検討をお願いしたい。</p>
23	第 2 回委員会資料 3 の 4 0 ページに WG での意見として記載されている、コスト圧縮へのインセンティブの検討自体は、コスト内で実施することのモチベーションとなるため賛成であるが、事業者がインセンティブを求めるあまり、価格のみ重視での事業実施に陥るような状況を未然に防止いただくような制度設計をお願いしたい。
24	次世代電力ネットワークの実現に向けて、第 2 回委員会資料 3 の 3 9 ページに記載されております、大規模な系統整備における一般送配電事業者等の“資金調達・費用回収を円滑化するための措置を講じる”ことは、一般送配電事業者等のキャッシュフローの改善、投融資枠のひっ迫の改善、調達コスト上昇抑制にもつながると考え、賛成いたします。

3－①小売電気事業者の量的な供給力確保の在り方（検討事項⑤）

No	意見概要
1	容量市場により国が必要な供給力を確保しているにもかかわらず、小売電気事業者に供給力確保を求めるのは、発電事業者に便宜を図る制度設計ではないでしょうか。
2	小売事業者に供給力確保を義務付けると、発電事業者は契約分しか発電しなくなり、市場に流通する電力量が減少する可能性があります。
3	安定的な契約が増えること自体は望ましいが、市場価格連動型プランなどの新しい料金プランが疎外される懸念があります。
4	実需給年度の3年前から供給力の確保を求めるとのことですが、自治体が保有する廃棄物発電所は前年度末に実施される単年度入札によって売電先を決定することが一般的です。そのような電源を中心に電力調達をしている場合、3年前に電源を確保することが難しいため、何らかの救済措置を考慮いただきたいと考えております。
5	小売電気事業者から小売電気事業者への相対取引についても、量的な供給力確保義務を充足する手法に該当すると整理いただきたい。
6	量的な供給力を確保できていることを確認する手段については、規制側（国）の行政コストを過度に肥大化させないこと、事業者の負担を軽減すること等を鑑み、原則として事業者が供給計画に「相対契約や自社発電等で確保済み」の量を記載する形に留めていただきたい。その上で、必要に応じて国に対して証左となる契約書の写しを提示する等の合理的な説明を行うといった対応を行うことが望ましい。
7	小売電気事業を展開しているエリアとは別のエリアから相対調達を行う際には、スポット市場のエリア分断の影響は、量的な供給力確保の判断基準から除外していただきたい。（他エリアからの調達についても供給力確保義務を充足する手段として認めていただきたい）
8	3年度前・1年度前の供給計画における需要想定については、事業者が供給計画に記載する需要量をもって正とすることとしていただきたい。その上で、当該想定需要量に疑義がある場合には、事業者に対して合理的な説明を求めるという形とすることが望ましい。
9	自社電源の発電量の想定については、事業者の想定を元に供給力確保義務を充足しているかを判別することとしていただきたい。その上で、当該想定発電量に疑義がある場合には、事業者に対して合理的な説明を求めるという形とすることが望ましい。
10	FIT 特定卸については、量的な供給力確保を充足する対象とすると整理していただきたい。
11	小売電気事業者に量的な供給力確保義務を課すことで、発電事業者が高値吊り上げをすることのないよう、国による指導・監視を確実にお願いしたい。
12	今回示された施策については、系統運用上不可欠な調整力の確保に悪影響を及ぼすおそれがある点を十分に考慮いただきたい。
13	現在、制度設計ワーキンググループで議論されている「供給力確保義務」の導入に反対します。
14	kWh の確保について、FIT 特定卸や FIP 電源の相対取引（電源のトレースが可能な取引）は認められるという理解でよいのか。
15	供給計画の需要想定をもとに各社の kWh 確保義務量が決まるという中、需要想定の実成は事業者任せられている。これに関して、事業者の恣意性を一定程度牽制し、ひいては事業者間の不公平が発生しないような制度設計をお願いしたい。

16	BG における供給力確保について、「グループ会社は販売電力量を通算する等の公平性の確保策を今後検討」とあるが、グループ会社の定義として、親会社や兄弟会社、関連会社等による共同達成は認められるか。或いは、全く資本関係のないバランシンググループ傘下企業なども内包することが可能か。
17	供給力確保の証跡としてどのようなデータを提出する必要があるか。又、当該証跡の提出タイミングは実需給前（計画段階）か、実需給後（実績報告を兼ねる）のいずれを予定しているか。
18	制度趣旨を鑑みると、電源特定不可の相対取引（先物市場やセカンダリーマーケットからの調達）は供給力確保のカウント対象外となるか。
19	相対取引における電力の受渡方法として、CfD 取引（市場経由）の場合であっても、原契約で電源が紐づいていれば供給力確保のカウント対象になるという理解でよいか。
20	量的供給力確保は小売り電気事業者の想定需要に対して設定される予定だが、事業者間の相対取引は想定需要の対象外という理解で良いか。
21	供給力確保義務については、すでに容量拠出金を支払うことでその義務を履行している認識であり、小売り電気事業者への 2 重課税とならぬよう整理をいただきたい。
22	<p>【みなし小売だけが安定電源を運営・確保しているというイメージの払拭】</p> <p>小売営業の現場において少なからず、電力需要家の理解として、「みなし小売は大型電源を保有しているので安定しており、しかし新電力は電源が無く不安定だ」というイメージが強く、新電力は話も聞いてもらえない、という状況がある。</p> <p>電力に関する国の制度変更とその影響は最終需要家には基本的に伝わりにくく、主な市場参加者であるみなし小売も当然に自分の不利になることは説明しないため、需要家の理解は醸成されない。みなし小売の営業は 2025 年現在においても、原子力が再稼働すれば更に割引できる見込みだと需要家に対して謳っており、需要家はこれを素直に期待し新電力の価格が劣後していくと信じている。</p> <p>新電力も市場取引に頼ることなく強制的に電源・燃料調達の中長期的なコスト確保に寄与する方向を強制するならば、みなし小売と新電力は電源アクセスの条件が真に全く同じだということを、国として明確に担保・発信のうえ、みなし小売もそのような説明を発信すべき。そうでなければ、新電力も供給力確保の義務を担い、コストとして負担しているが、需要家には認められず競争の前提条件として不利、という環境だけが続く可能性が高い。</p>
23	<p>【競争力のある大型電源へのアクセスに関する公平性の担保】</p> <p>大型電源の開発事業の検討段階においては、当然に資本力や専門性を求めて大手電力に共同出資の声がかかる傾向にあるが、新電力は逆に、関係者が大手電力に忖度することで、JV への参加を敬遠される場面がある。これでは、そもそも中長期的な供給力確保を目指した好条件の電源へのアクセスが公平である状況とは言えない。</p> <p>電源開発事業への参加者を増やし、供給力確保意識の高い小売事業者を増やす意味でも、需要家への供給力確保を主目的とした新電力が大型の電源開発や保有に参入しやすく、逆に開発者側にとっても新電力に参入を呼びかけるインセンティブがあるという仕組みを構築されたい。</p>
24	<p>【内外無差別の確保の確実な担保】</p> <p>みなし小売は、旧一電の発電事業と（連結ベースを含めて）同一企業であるため、会社全体</p>

	<p>としては今後数年以内に供給力確保義務によって卸売による発電利益増が期待できる状況にあり、小売事業の期待利益を削ってでも値下げ攻勢をしやすい環境にある。一方で、総括原価時代に建設した発電所を持たず電源事業の収入の比率が比較的に少ない新電力は、コスト増のリスクが大きいため提案価格引き下げには追従できない。</p> <p>「小売取引価格が小売総費用を下回らない」という現在の内外無差別の原則だけでは、事業計画において粗利が 0.1%でもあると見込むことができれば限界まで値下げ可能という理屈になり、昨今の投資家の期待に応える十分な利益率を念頭に小売事業を展開する新電力は不利である。</p> <p>非対称性を是正し、需要家の選択肢を増やすための競争促進を続けるためには、旧一電の発電・小売事業会社は原則として分離のうえ、小売事業会社単体として、現代の上場企業が一般的に求められる利益率での成長曲線を描いている前提で電力売買取引をしていることを国が確認すべき。</p>
25	<p>【小売事業者の量的な供給力確保が国のエネルギーセキュリティ確保に繋がることの担保】</p> <p>量的な供給力確保義務により旧一電側の電力卸取引の予見性を促し、燃料の長期コミットを促すということだが、例えば LNG を長期安定的に確保するためには、上流権益の取得による長期オフテイクやプロジェクトファイナンスにより LNG 供給設備を開発する生産者からの直接の長期契約を中心としたソースで確保することが基本となる。これら契約は 20 年契約で、供給開始より数年前に締結される。</p> <p>また、供給力確保で議論される 3 年や 5 年程度の期間の契約になると、生産者ではなく上流アセットの少ないトレーダーの方が安価な提案を出す可能性も高く、これら供給信頼性に乏しいトレーダーが LNG 供給義務を履行しなければ、小売事業者は結局、LNG 調達者と共に供給不安や価格高騰に晒されるのみ。</p> <p>こういった前提がある中で、小売事業者に 3 年や 5 年の供給力確保を課すことが国としての燃料セキュリティ確保や価格安定性に繋がると理解することは難しい。納得のいく説明をする必要があるのではないか。</p> <p>また、小売事業者が強制的に需要家に対する供給責任を担保するのであれば、中長期市場で電力の売り手になる事業者についても買い手に対し、どのような燃料調達ポートフォリオを組んだうえで供給責任を全うできると考えているのか明確に発信した上で、小売事業者が責任ある電力卸売事業者を選択できるような仕組みにならなければ、公平な市場とは言えない。</p>
26	<p>【小売事業者の量的な供給力確保によって調達した競争力のある燃料が最終需要家まで届くことの担保】</p> <p>制度の目的として、小売事業者の量的な供給力確保義務により旧電力等の発電事業者の燃料調達量の予見性を上げ、競争力のある長期契約締結を促す目的がある筈だが、この小売事業者の義務履行により調達可能となった競争力のある長期契約 LNG の価格が小売事業者に還元される保証は全く無いのが現状。</p> <p>一般的に燃料費調整は通関統計連動であるため、市場支配的な発電能力を持つ燃料輸入者は、安く調達できた燃料を海外で転売して転売益を自社の収益化し、価格が高い燃料を買い戻して国内に入れることで、燃調によって電力の売先から回収する電気代・ガス代を上昇させ、結果的に収支を良くすることができる。</p>

	<p>また、通関統計価格の変動は LNG 輸入者によるブラックボックスであり、多くの小売事業者が、真に長期の価格固定化を望む需要家の要望に応えるためにデリバティブでヘッジすることも難しい。小売事業者は量的な供給力確保をしたところで、お客様に届く価格を低廉且つ安定したものにできる可能性が上がるわけではない。</p> <p>この状況を改善させるため、市場支配的な発電能力を持つ燃料輸入者が国内で電力売買をする際の燃調を段階的に、通関統計ではなく国際的な燃料指標に連動させる方向とし、燃料の長期契約価格と同じ体系・水準のものを小売事業者も電力購入時に選択できるように変えていくべき。これにより、長期契約の調達不調や価格の不安定化の防止に対する LNG 輸入事業者側の更なる努力を促すべき。</p>
27	小売電気事業者に対して実需給年度の 3 年前から供給力の確保を求めることに反対である。また、義務を設けるとしても系統用蓄電池の充電分については対象外とするなど、蓄電池事業者への配慮が必要であると考える。
28	供給量が比較的小規模な小売電気事業者について、量的供給力確保に関する制度設計において、さらなる優遇措置を講じていただきたい。
29	制度設計に際して、太陽光発電や風力発電等の変動型再生可能エネルギーについても、導入拡大に伴って、国内の全体供給力の一部として無視できなくなっている状況を踏まえ、適切に評価されるような仕組みとしていただきたいです。制度運用に際しては、事業者側に過度な負担とならないよう十分に配慮いただき、供給力確保量と実績のモニタリングや差異分析は公平性・透明性を確保した適正な運用をお願いいたします。
30	量的確保義務への再エネの位置づけの明確化し、FIP 及び FIT 電源の再エネ特定卸供給も含めるようにすること。量的確保義務が柔軟な料金プランや先物取引の活用といった取り組みの阻害にならないように配慮すること。
31	小売電気事業者による供給能力確保の手段として、中長期現物取引市場による買付け及び相対取引による購入が想定されるところである。これに加えて、現物と紐付いた形での電力先物についても、この手段の一つとして認めるべきである。
32	今後、増加を見込む電力の需要量は政府が一定の保証をするとともに、電解水素などの需給調整可能な需要については小売事業者として確保すべき供給力から算定除外するなど一般的な負荷と需給調整可能な負荷にメリハリを付ける制度を検討してはどうか？
33	再エネ電源からの電力受給契約（PPA）についても供給力（kWh）の確保手段のひとつとして正当に評価することを明確にしていきたい。
34	第 2 回小委の資料 3 p.48 において、＜量的な供給力の確保のイメージ＞として、供給力（kWh）の確保のイメージが需要電力量のデュレーションカーブと比較して図示されているが、変動性再エネ電源により確保する場合の確保割合の評価方法が不明である。例えば、発電量についても同様にデュレーションカーブを作成し、需要電力量のデュレーションカーブと重ね合わせるのか。仮に需要と発電のタイミング（同時性）まで考慮するとなれば、参照する実績データのタイミング（年度等）によって、評価結果は変わり得る。確保割合の評価方法は、今後の洋上風力公募への応札案件からのオフテイクのコミット量や条件にも影響すると考えられるため、至急考え方を整理いただきたい。
35	弊社を含め、専用システムを組んで需要家側リソースを適切に活用するなどによって、小売電気事業者も需要家もスポット市場高騰リスクを原則負わない形で価格型ディマンドリスポ

	<p>ンスを実現するビジネスモデルが存在します。これらビジネスモデルでは、需要家側リソースによる「発電能力」や「下げDR能力」を「供給力」として見込むことができるため、相対契約等で供給力を事前確保する必要がありません。（むしろ本制度案に従って事前に相対契約等で供給力確保すると、結果的に経営リスクの大きい投機取引となってしまう。）</p> <p>これらのビジネスモデルでは小売電気事業者・需要家のどちらも高騰リスクを負わないため、過去の市場高騰時に見られた、高騰を受けて小売が撤退し需要家が最終保証等へ殺到するような事態にはなりません。</p> <p>また価格型DRは既存の発動型DRと比べてケタ違いのDR効果が得られるため、省エネ法の「電気の需要の最適化」に資する、再エネ社会実現に向けてキーとなる取組みであると考えております。これらビジネスモデルが継続困難とならないようにご配慮をお願いしたいと考えます。</p>
36	現物に加えて先物での確保も認めていただきたい
37	<p>市場連動型DRは、価格変動（ボラティリティ）を生み出すものではなく、むしろそれを吸収して系統を安定化させる仕組みだと考えております。</p> <p>価格安定化を目指すのであれば、市場連動型DRを供給力の柔軟性として評価し、社会的に活用を促す方向でご検討いただけますと幸いです。</p>
38	制度目的が曖昧、燃料調達確保策としては合目的ではない／中長期見通しの改善に資する容量市場kWh版（仮称）を検討するべき
39	供給力確保義務の態様が、電力調達その他実務の実情と乖離しており、実効的ではない。
40	供給力確保義務の達成・未達の評価基準の厳格化をお願いしたい。また、未達時の場合、どのような不利益を被ることになるのかということも明確に定めて頂きたい。
41	小売の供給力認定において、燃料確保は条件としないで頂きたい。仮に、供給力認定に際して燃料確保を条件とする場合、電源(相対調達、自社電源含む)の燃料調達状況の確認方法を明確化し、認定基準や確認手順を整備頂きたい。特に小売電気事業者が他社電源の燃料確保状況を容易に確認できる仕組みの導入とベース電源と調整電源では異なる燃料確保基準を設定して頂きたい。
42	小売電気事業者が自社グループ電源として保有しているFIT/FIP電源は供給力として認定して頂きたい。
43	市場連動メニューによる販売電力量は供給力確保義務の対象から控除出来る等、需要家の多様なニーズへの対応が可能となるような柔軟性をもった制度設計として頂きたい。
44	市場調整項付販売メニューの扱いについても一定数量を供給力確保義務の対象から控除可能とするなどの制度設計として頂きたい。
45	調整電源については、発電容量の全量を供給力確保量として認めて頂きたい。
46	大規模需要家の契約切替頻度や将来需要の予測困難性を踏まえ、需要予測を超えた想定外の大口需要家の受注が出来た場合の対応等、小売電気事業者の競争疎外や逸失利益喪失を防止するような制度設計として頂きたい。
47	小売電気事業者に対する量的な供給力確保義務の導入について、実現すべき目的の検証、目的と手段の在り方について議論が成熟しておらず、また、電気のサプライチェーンの中で負

	担を小売事業者にのみ寄せていく構造的欠陥を内包しており、導入には慎重であるべき。議論の再設定を強く要望する。
48	<p>(1) 該当部：小規模事業者（3年間販売電力量の平均で5億kWh未満）への配慮措置</p> <p>(2) 該当記述：本措置の運用開始から一定の期間（例えば5年間）については、量的な供給力の確保を求める量の水準を軽減する措置を講ずる</p> <p>(3) 意見：事業立ち上げ時は一定期間、供給力(kWh)確保義務を適用外とする。</p>
49	<p>(1) 該当部：小規模事業者（3年間販売電力量の平均で5億kWh未満）への配慮措置</p> <p>(2) 該当記述：本措置の運用開始から一定の期間（例えば5年間）については、量的な供給力の確保を求める量の水準を軽減する措置を講ずる</p> <p>(3) 意見：供給力確保は他社と連携して、共同調達を認めるなど選択肢を広げる。</p>
50	<p>(1) 該当部：小規模事業者（3年間販売電力量の平均で5億kWh未満）への配慮措置</p> <p>(2) 該当記述：本措置の運用開始から一定の期間（例えば5年間）については、量的な供給力の確保を求める量の水準を軽減する措置を講ずる</p> <p>(3) 意見：期間を設けず、恒久的に配慮措置を講じる。</p>
51	<p>・年間販売電力量平均である5億kWhを下回る小規模事業者については量的な供給力の確保を求める量の水準を軽減する措置を講ずることが検討されておりますが、小規模事業者をさらに下回る事業者については、量的な供給力の確保の義務については適用外としていただきたい。</p> <p>・具体的には需要家が1軒且つ30分単位の需要量がJEPXスポット市場の最小取引単位未満或いは同程度の場合には適用外としていただきたい。</p> <p>・必要に応じて当該小売電気事業者の与信面も考慮してはいかがでしょうか。</p>
52	<p>「小売電気事業者の量的な供給力確保義務」について、安定供給の重要性は理解するものの、現行の制度案は、その目的と手段の間に乖離があり、多くの課題が残されている。特に供給力確保義務について、小売事業者は容量市場(kW)で対応済みとの認識である。もし、燃料調達の安定化まで求めるのならば、3年後の需要予測に応じた調達そのものは当局主導で進めていただきたい。</p> <p>このまま供給力確保義務が導入されれば、新電力の創意工夫による多様なサービス提供を阻害し、結果として需要家の利益を損なう懸念が強いと考える。これまで積み上げてきた、各種市場取引(kW、kWh、ΔkW)の運営にも影響が生じ得る。</p> <p>したがって、以下の点が十分に整理・検証され、事業者の予見性が確保されるまでの間は、スケジュールありきではなく、義務化導入には慎重であるべきと考える。</p> <p>① ポリシーミックスとしての妥当性の検証</p> <p>そもそも本義務の導入目的が、当初の「LNG長期調達」だけでなく、「電力の安定供給」「需要家保護」「料金水準の過度な変動抑制」へと拡大、肥大化したとともに、曖昧化している。他方で、目的達成の手段として小売事業者へ義務賦課がなぜ適切なのか、また、容量市場（意見詳細は後述）他市場制度への影響予測、そして2030エネルギーミックス、GX2040、2050CNといった変動性再エネを期待した政策目標との整合性を含め、多角的な検証が不足しており、説明願いたい。</p> <p>② 燃料調達の安定化</p> <p>供給力確保義務化を燃料調達の安定化の直接または間接の目的とするならば、3年後の需要</p>

	<p>予測に応じた燃料調達そのものを政府当局主導で進める方が効率的かつ効果的と思われることから、政府主導案との比較検討をすべきと考える。</p> <p>③ 義務の対象範囲と水準の合理性</p> <p>仮に義務を課す場合でも、経済的かつ合理的な事業者の活動を阻害しないよう、対象は以下のように必要最小限に限定すべき。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 価格変動リスクを需要家が理解した上で契約する市場連動型メニューは義務対象から除外 ・ 変動性再エネについては、供給計画と実需給との乖離が大きく生じ得ることにつき配慮したうえで、義務賦課の考え方を設計 ・ 一律に「想定需要の 5 割、7 割」を課すのではなく、事業者の負荷率など事業実態に応じた柔軟な義務水準設定 <p>④ 小売事業者のリスク対応(安定供給、需要家保護、料金変動抑制を含む)</p> <p>小売事業者の調達方針が有するリスクへの対応は、2020 年度冬期の価格高騰後に策定された「地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針」(最終改正 2022 年 3 月 31 日)で既に対応済みとの認識である。供給力確保義務を新たに課すならば、本指針ではリスク対応が不十分であることを説明すべきと考える。</p> <p>⑤ 義務化によって生じる追加コストへの負担</p> <p>義務化は、安定供給の観点から進めるものとの認識である。それによって生じる追加コストは、特定の事業者が負担するのではなく、最終的に需要家負担(=国民負担)ということを確認すべき。その上で、需要家の理解促進に向け、丁寧に説明願いたい。</p>
53	<p>価格固定にはリスクプレミアムが上乗せされるため、平均的には料金水準の上振れ要因となります。需要家は将来の極端な高騰リスクを一部回避できる一方、平時コストの上昇を受け入れる必要があります。さらに、発電事業者との中長期契約があっても、地政学リスクや燃料市況の急変、大規模災害による電源停止等により、電気料金の上昇を完全に防ぐことはできません。このトレードオフを明確に開示し、需要家がリスクとコストの配分を選択できることが、市場制度の基本機能であると考えます。調達と販売の整合性も重要です。市場連動型料金が広がる中、調達に固定価格を一律義務付けることは、小売に大きな経常リスクをもたらします。料金メニューに自由を認めるなら、調達手段にも自由を認めるべきです。また、証拠金や担保要件の過重化は小規模事業者に過剰な資本負担を強い、需要家へのコスト転嫁に直結します。清算・担保設計は、多様な事業者が持続的に参加できる水準とすることを求めます。</p> <p>価格安定化の手段は相対取引に限定すべきではありません。先物を活用すれば価格固定は可能であり、特に実需給の一定期間前の時点で現物と紐づけられている電力先物(東京商品取引所と日本卸電力取引所が近々開始する予定の現先連携サービス)については現物先渡取引と同様に認めるべきです。市場参加者が相対・先物・組合せから、コストや流動性を踏まえて最適なヘッジを選択できる制度設計が望まれます。</p> <p>さらに、RE100 やスコープ 2 対応の要請が高まる中、非化石価値のトラッキングや追加性への関心が強まっています。火力電源の相対調達を事実上義務付けることは、需要家の期待に反します。FIT 電源等の特定卸を、適切な管理の下で供給力確保として認めるなど、環境価値と整合する柔軟な制度設計を求めます。</p> <p>他市場との整合性も不可欠です。小売は既に容量市場で供給力確保義務を担っています。電</p>

	<p>力量確保が目的であれば、中長期市場での拘束強化の前に、容量市場の設計調整による対応を比較検討すべきです。市場横断での役割分担と整合こそが、全体コストの最小化につながります。</p> <p>以上を踏まえ、料金の安定性、選択肢の多様性、環境価値の透明性を重視し、小売の調達手段に過度な制限を課さない制度設計を強く求めます。</p> <p>また、供給力確保義務の期間設計は、年度契約志向や需要家の多様な選好を踏まえ、行動変容を促す施策とセットでスモールスタートとし、定期評価を行うことが望ましいと考えます。本制度が多様な事業者の参画と需要家本位の選択を支え、将来の投資を呼び込む市場環境の構築につながることを期待します。</p>
54	<p>【意見】 発電の用に供するための小売需要については、量的な供給力確保の対象外とすべき</p> <p>【理由】</p> <p>蓄電池といったリソース等については、現状の枠組みにおいては、充電のロス分等が小売需要扱いとなっている。あくまで発電事業のための当該ロス分を最終需要家保護を趣旨とした本施策の対象に含めることは適当ではなく、また、「軽負荷期に充電をし、重負荷期に放電をする」という期待される役割を阻害するものであることから、発電の用に供するための小売需要は、本施策の対象外とすべきである。</p>
55	<p>・制度の導入趣旨といたしまして、電力の安定供給に向けた取り組みであり、電気料金の安定化に資するものと理解しておりますが、以下のとおり、意見提出いたします。</p> <p>（多様な料金メニュー設定の観点）</p> <p>・小売電気事業者にとって、電力自由化以降のお客さまニーズに合わせた多様なメニュー（市場連動メニューや先物等）での販売が、結果的に狭まる可能性も考えられますので、義務の設定にあたっては、十分に議論いただき、過度に小売電気事業者の工夫の余地を制限しないような制度となるよう、ご配慮をお願いいたします。</p> <p>（供給力確保の対象・時期の観点）</p> <p>・弊社は、直接販売する小売電気事業と、パートナー事業者に対し、託送供給等約款の代表契約者制度を取り入れた事業を行っておりますが、弊社に直接的に課される供給力確保義務は、弊社が直接販売する小売電気事業分との認識でよろしいでしょうか。</p> <p>・供給力確保を求める時期に関し、3年先のお客さまの需要について精度の高い想定を行うことは、そもそも難易度が高いものですが、仮に、パートナー事業者の分まで弊社に供給力確保義務が課される場合、相当程度パートナー事業者の入れ替わりも想定されるため、その需要想定はさらに困難となるものと考えております。</p> <p>・このため、一定の前提に基づき供給計画提出時点までに供給力確保に努めた場合においても、急遽（または年度途中からの）、パートナー事業者から当社の代表契約者制度を活用したいとの申し出に応じた際に、義務を満たせない状況となることが想定され、同様の理由から過度な調達となる状況も想定されます。</p> <p>・こうしたことから、需要想定と実需給断面における需要の誤差、また、供給力確保義務量と実際の供給力確保量との誤差の発生については、一定のご配慮をいただきますようお願いいたします。</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ・また、パートナー事業者は、代表契約者（弊社）から、代表契約者が JEPX や相対契約により調達した電力の卸供給を受ける契約形態となりますが、この場合のパートナー事業者の供給力確保義務における義務達成量のカウント方法については、代表契約者制度の利用しやすさの観点から、パートナー事業者および代表契約者（弊社）の双方にとって分かりやすいものとなるよう、制度設計上のご配慮をお願いいたします。
56	<p>（供給力確保義務）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 事前に一定量、調達先を確保しておくこと、このための当面の方策として小売事業者に一定の電源調達義務を課す方向性について、安定供給確保、ひいては電気をご使用の需要家にメリットをもたらす観点から賛同。 ・ 他方、自由化の下では、規制は極力少ないことが本来望ましく、義務の設定に当たっては、公平な競争環境の実現を前提に、お客さまニーズに応える小売事業環境、民間の創意工夫を損なわないよう、留意が必要であり、制度を運用していく中で課題が生じることがあれば改めて検討をお願いしたい。 ・ また、本件は、安定供給確保、ひいては電気をご使用の需要家にメリットをもたらす観点から措置されるものと受け止め、これを踏まえると、全ての小売事業者に対して、一定の電源調達義務を課すこと、例外を講じる場合は、時限的かつ極力限定的とすることが適当。また、モラルハザードがなきよう、詳細設計をお願いしたい。 ・ 加えて、供給力確保義務の導入による経過措置料金の原価算定をはじめ既存制度への影響について検証の上、必要に応じた見直しについて検討をお願いしたい。
57	FIT・FIP の電源も対象としてほしい
58	先物も対象とすべきではないか
59	系統用蓄電池も電源として見なして欲しい
60	特定送配電エリアの需要はカウントされるのか
61	算定方法は？年総計なのか？30 分値ごとに計算するのか？
62	グループ会社の定義を明確にして欲しい(出資比率など)
63	エリア区分無しでグループ会社全体の年の総 kWh に対する供給力にして欲しい
64	ゴミ発の入札などを行っている自治体にはこれまでより数年ほど前倒しで公示・開催するよう、または新電力設立など何か案内すべき
65	直前の需要の増加、また突発的な需要の増加による調達不足にはペナルティがあるのか。また、契約した発電所の故障などで不足が出た場合もペナルティがあるのか
66	発電設備を所有し、自家消費している特高のゴミ発の点検時期の供給に対する調達について、点検時期は直前に前後するのでそこに合わせた調達はリスクが大きい。
67	違反時の罰則は社名公表までとして、業務改善命令などの対象とはすべきではない
68	市場連動価格で供給している需要については、供給力確保の義務量の算定対象外としていただきたい。
69	中長期取引市場の市場監視を徹底してもらうとともに、供給力確保義務の導入は中長期取引市場の運営が円滑に行われていることを確認された後としていただきたい。

70	容量市場の効果測定を確りで行ったうえで、供給力確保義務の導入検討を進めて頂きたい。
71	確保義務に於ける評価方法について、慎重な議論をお願いしたい。
72	中長期 kWh 確保義務については、ここまでの規制が果たして必要か、あるいは義務対象者が小売事業者で良いのか等について、導入ありきでは無く今後も見直し含め慎重に議論いただきたい。
73	供給力確保は全国で達成することを目的にしているはずなので、全国での評価としていただきたい。
74	・本規制を入れることで供給力の確保に難度が高まる＝需要の積み上げに慎重になる事業者も出てくることが予想され、供給計画の評価には柔軟であるべき。・仮に、当局の指導に応じた供給計画と調達の結果、需要が下振れしてロング損が出た場合に補填されるのかといった懸念に配慮いただきたい。
75	先物市場を通じた調達や、FIT 特定卸経由での調達について、事業者毎の調達の柔軟性・多様性を担保するため、供給力確保対象として認めていただきたい。
76	子 BG が親 BG から受ける供給力の分も子 BG にとっての義務達成にカウントしていただきたい。
77	<p>小売電気事業者として安定供給の責任を果たすべきとの方向性には賛同いたします。そのうえで、制度設計にあたっては競争環境の公平性を損なわないよう配慮する必要があると考えます。</p> <p>①供給力確保については、相対契約や先物取引について、多様な手段を柔軟に認めることが不可欠です。市場調達分を先物取引でヘッジした場合は供給力を確保したものとみなされるべきです。</p> <p>②供給計画における需要想定については、過去実績をベースとしつつ、解約や新規獲得について一定のリスクを織り込むことを許容するなど、新電力が直面する需要見通しの不確実性を踏まえ、一定の柔軟性を持たせる必要があると考えます。</p>
78	<p>（量的な供給力確保）</p> <p>安定供給の確保や電気料金の変動幅の抑制の観点から、実需給の 3 年度前に実需給年度の各小売電気事業者の想定需要の 5 割、実需給の 1 年度前に実需給年度の各小売電気事業者の想定需要の 7 割に相当する量の供給力（kWh）を確保することを求める方針が示されておりますが、小売電気事業者、発電事業者双方の事業予見性の確保に資することから、賛同いたします。</p> <p>加えて、販売電力量が 5 億 kWh を下回る小売電気事業者に対しては、実需給の 3 年度前に実需給年度の各小売電気事業者の想定需要の 2.5 割、実需給の 1 年度前に実需給年度の各小売電気事業者の想定需要の 5 割に相当する量の供給力（kWh）を確保することを求めることとされていますが、小規模事業者に配慮しつつ、小売電気事業者間の公平な性確保に資する内容であると受け止めており、こちらにつきましても賛同いたします。</p> <p>本措置の目的である安定供給の確保や電気料金の変動幅の抑制の観点からは、本措置の実効性確保が何より重要であると考えておりますので、小売電気事業者の確実な義務履行が促されるように、供給力確保状況の確認及び評価の手法や未遵守事業者への対応について丁寧に検討を深めていただきたいと考えております。</p>

	<p>加えて、小売電気事業者による中長期断面の kWh 確保や創意工夫の発揮に資する市場・取引環境整備の具体化についても並行して検討を進めていただくことが重要と考えています。</p>
79	<p>・第2回制度設計WGの議論では、小売電気事業者に対して3年後の量的な供給力の確保を求めることが、10年単位の燃料の長期契約の確保に必ずしも資さないのではという疑問が相次いだ。これを受け、第4回制度設計WGでは、小売電気事業者に対して量的な供給力の確保を求める意義について、「電力の安定供給や需要家保護、料金水準の過度な変動抑制等の電力システムが抱える複数の課題を勘案して検討されたものであり、電源投資や燃料の長期契約の確保に資するものではあるが、これを一義的な目的としたものではないことを前提とすべき」と整理され、第2回制度設計WG資料の記載から大きく内容が変化した。</p> <p>・この整理の変化は、量的な供給力確保義務の施策は、エネ基でも指摘があった、多くの小売電気事業者が短期のスポット市場で電気を調達する割合を高める傾向にあるという課題認識の下、それを一定程度抑制し、電気料金を安定化することを目的の主眼（＝燃料確保等はいくまで副次的な目的）に据えたものと理解している。</p> <p>・一方で、これまでの制度設計WGでの議論では、20年度冬季の需給ひっ迫の記憶が冷めていない中で、そもそもなぜ小売電気事業者が短期のスポット市場での調達割合を高めているのか（＝需要家のスポット市場等に連動する料金の受容度が高まっているのか）といった要因分析はされていない。</p> <p>・今後の制度設計WGの議論では、小売電気事業者の高圧以上の電気料金メニューの実態調査を行うなど、まずは現状をしっかりと分析した上で、現行の制度やルールに、小売電気事業者がスポット市場での調達割合を高める構造的な要因がないか（発電事業者が相対契約できず、その結果、スポット市場への供出を余儀なくされていないか）等を点検するなど、新たに量的な供給力確保義務を導入することが目的に照らして本当にベストプラクティスなのかどうかを含め、多面的な議論を求めたい。</p>
80	<p>●小売事業者に対して量的な供給力確保義務の制度を導入する目的を、小売電気事業者の短期のスポット調達比率を一定程度抑制し、電気料金を安定化するという目的に照らした場合、以下の2つの観点から、量的な供給力の確保義務の制度について、必ずしも3年前5割（2.5割）の規制は必要ではなく、1年前7割（5割）の規制だけで十分ではないかと考える。</p> <p>①内外無差別卸の導入を契機にグループ内長期PPAの概念がなくなったことで一定量の売れ残りが発生し、その電気を限界費用でJEPXスポット市場への供出を余儀なくされ、そのことが、足元の課題とされている小売電気事業者の短期のスポット市場からの調達比率の上昇を招いている大きな要因の1つとなっている可能性がある。つまりこの場で扱うべき論点は、長期の燃料確保それ自体というよりは、長期契約で確保した燃料で発電した電気が実受給断面で適正な価格で売れないことであって、そのように観念した場合、3年前5割（2.5割）の規制は必ずしも必要ではなく、1年前7割（5割）の規制のみで十分と考える。</p> <p>②中長期的に再エネが大量導入されることで系統混雑が想定され、現行の再給電方式から市場主導型の混雑管理手法への移行の必要性が各種審議会でも指摘されている。また、検討事項④で議論されている同時市場も将来の系統混雑の可能性を導入必要性の根拠の1つとしている。系統混雑によって抑制されるのはメリットオーダーで劣後する火力電源であることを前提とした場合、仮に、3年前5割（2.5割）の規制を課すことによって中長期の相対契約が促</p>

	進されたとしても、本制度の副次的な目的とされる中長期の燃料確保には必ずしも結びつかないのではないかと考える。
81	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売事業者に対する量的な供給力確保義務の規制については、小売事業者だけではなく発電事業者にとっても非常に大きな制度変更であることから、例えば、以下のようなスタートの手法について、今後の制度設計 WG でご議論頂きたい。 <p>①制度導入当初は、2028 度の中長期取引市場を開設した上で、2029 年度に 2030 年度供給分について 7 割の達成状況のみを確認する。（＝制度導入当初は、実受給 1 年前 7 割のみを規制対象にする）</p> <p>②その上で、2028 年度に開始する中長期取引市場を含めた中長期の電力取引状況や、先行導入する実受給 1 年前 7 割の規制の達成状況、それに伴う小売事業者や需要家の電気料金への影響等を一定期間チェック＆レビューした上で、改めて実受給 3 年前 5 割の規制について導入是非を判断する。</p>
82	<ul style="list-style-type: none"> ● 第 4 回 WG で示された今後の論点として、「供給力確保状況の確認及び評価」や「未遵守事業者の対応」が示されているが、その前に、何を以って供給力確保義務を未遵守と判定するのかの整理が重要と思料する。 ● 具体的には、例えば、小売事業者が、3 年前に 5 割や 1 年前に 7 割の量的な供給力を確保するべく、経済合理性に基づいて中長期取引市場や内外無差別卸公募などに参加して供給力を調達しようと努力はしたが、（現行の BL 市場のように）発電側と目線が合わなかった等の理由で結果的に買えなかったというようなケースは容易に想像できる。 ● 仮に義務履行のアセスメントの際に、義務量を調達できなければ即未遵守として扱われる場合、小売事業者は、未調達リスクを加味した中長期のプライスの設定を余儀なくされる可能性がある。その場合、料金の安定化とのトレードオフで、全体として電気料金が高くなる可能性があり、社会的に望ましくないと考える。 ● 検討の参考となる事例として、高度化法中間目標の第 1 フェーズの最終年度（2022 年度）に非化石証書の需給が逼迫し、小売電気事業者が証書を買おうとしたが買えなかった事象が発生し、配慮措置が取られたことがあった。具体的には、達成率が 100%未満でも、一定の条件を満たす事業者に対しては配慮措置を適用し、それも満たさない事業者はヒアリングで最終評価を実施した。 ● 仮に、量的な供給力確保義務を導入する場合でも、高度化法中間目標の義務達成のように小売電気事業者が、「量的な供給力を調達しようと努力したが、結果的に調達できなかった」という事象は当然生じ得るため、高度化法中間目標達成評価の過去事例は今後の検討の参考になるものと思料する。
83	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売事業者の中長期 kWh 確保義務はそもそも何のための制度なのか、また、目的に照らして妥当な制度なのかが今一つ不明確。小委員会においても、この制度が目的とマッチしていない、もっと良い施策があるのではないかと、という意見が相次いでおり、議論が進展しない懸念があるところ、このため、本制度の目的を改めて明確化してはどうか。 ・ 具体的には、第 4 回 WG において、3 年前の供給力確保の根拠についての質問への事務局回答にあった、「古い電源の維持」と「需要家保護・電力価格の安定」を本制度の目的と再整理し、今一度審議会で認識を一致させ、その上で関連する議論を前へ進めるべきではない

	<p>か。</p> <p>・その上で、発電・小売双方の事業者のみならず、需要家を含めて明確かつ説得力のある説明を、さらに丁寧かつ分かりやすく行う必要があるのではないか。</p>
84	<p>量的供給力確保義務の強度については、例えば3年前は努力目標、1年前は義務とするなどの柔軟な運用が必要ではないか。あるいは規律の導入当初において、時限的に義務の強度の緩和を行ってはどうか。</p>
85	<p>量的供給力確保義務について、事業者の規模によらず、一律に義務を課すことをまずは大原則として掲げるとともに、その上で5億kWh/年を下回る小規模な事業者に対する5年間等の時限的な軽減措置について、事業者の状況を踏まえながらさらに精査し、可能な限り対象者を限定するとともに、短期の措置とすることが望ましい。</p>
86	<p>1) 小売電気事業者に対するkWh供給力確保義務の導入は、事業運営に大きな影響を及ぼす可能性があるため、その導入目的である「需要家の電力料金抑制」や「燃料・LNG長期契約の確保」といった観点から、慎重に検討いただきたい。</p> <p>kWh供給力確保を果たす手段としては、従来の相対契約に加え、中長期市場の創設が検討されている。しかし、相対契約や中長期市場で約定した際に小売が締結する契約（以下「中長期市場契約」）において、燃料費調整額条項や不可抗力条項が含まれる場合には、調達価格がスポット市場価格の高騰から完全に切り離されることはなく、需要家の電力料金抑制の効果は限定的である。また、中長期契約における調達価格にかかるプレミアム分は、需要家の電力料金に転嫁されることも想定される。</p> <p>さらに、火力発電のメリットオーダーによる稼働に伴う燃料消費量の不確実性や、LNG長期契約の期間が10～20年と長期にわたることを踏まえると、3年前や1年前に締結される中長期市場契約や相対契約は、実際の燃料調達やLNG長期契約の確保に直結しない。</p> <p>2) 小売電気事業者が3年前・1年前に実施する自社需要の予測および、相対契約等により確保した供給力の計上方法については、いくつかの実務的課題がある。具体的には、需要予測の不確実性に加え、再生可能エネルギーや蓄電池等の充放電リソースを供給力としてどのように取り扱うかといった点である。</p> <p>これらの課題に対し、事業者が適切かつ一貫性のある対応を行えるよう、予測手法および供給力の計上方法に関する具体的な例示を提示するとともに、一定の裕度（マージン）を許容する制度設計が望ましく、適切な指針を定めていただきたい。</p>
87	<p>本制度は、特に成長過程にある小売事業者に過大なリスクを課し、目的が不明確なまま推進すると電力自由化の理念の一つであった「事業者の創意工夫の選択肢」を阻害することに繋がる懸念がある。そのため、事業者への理解を進めるためにも本施策の最大の導入目的をより明確化していただきたい。</p>
88	<p>本制度は、将来の不確定な需要に対して絶対量の確保を求めているが、事業者のリスク管理を促すという趣旨に必ずしも合致しない。フランスで検討されている健全性規制のように、「契約済みの販売量（市場連動部分は除く）」に対する調達の整合性（バック・トゥ・バック）を問う、より合理的なリスク管理規律へと見直すべきと考える。</p>
89	<p>小売事業者において、蓄電池マネジメント事業も実施している場合、その充電需要については供給力確保義務対象から外して欲しい。</p>

90	電源の確保において、再生可能エネルギーも対象とすると同時に、その電源容量（kW）に対する供給量(kWh)の評価手法を明確にして欲しい。
91	本制度は、画一的な調達方式を全ての小売事業者に課すことで、電力システム改革の基本理念である「需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大」を損なうと懸念する。特に、需要家が価格変動リスクを理解した上で主体的に「市場連動型プラン」の料金プランを選択した場合、当該契約需要量まで義務の対象とすることは、需要家の意思に反するだけでなく、事業者の電力調達と販売のポートフォリオのアンマッチを引き起こす可能性を高める。したがって、当該契約分については事前の供給量確保の義務の算定対象から除外するなど、電力自由化の理念を尊重した制度設計とすべきと考える。
92	<p><量的な供給力確保に関する小売電気事業者の責任・役割と遵守を促す規律></p> <p>本政策は、「電力料金を含む電源コストの急激な変動の抑制を図るとともに中長期の燃料調達インセンティブを高め、電力システムを小売と発電の双方に裨益するよう改善を図るもの」であり、「電源の脱炭素化に向けた各種取組とも整合すること」を前提に検討すると整理されており、その方向性に賛同する。</p> <p>その上で、実行フェーズにおいては当初の目的・期待する効果が果たされたか、都度検証の上、必要に応じて制度の見直し等も見据えたうえで、引き続きご検討をお願いしたい。</p>
93	<p>(1) 該当記述：中長期取引を促進する市場整備</p> <p>(2) 意見：発動指令電源を保有するアグリゲータも参入できる制度としていただきたい。</p> <p>容量市場実効性テストで実需給 2 年前に供出可能な kW が確定するものの、kWh は卸電力市場(時間前市場等)での取引が基本である。アグリゲータにとって kWh の取引が限定的だが、中長期取引市場(仮称)で kWh を取引する機会が創出されれば、発動指令電源等の事業性向上の機会、場合によっては需給調整市場の他市場収益向上による Δ kW の単価削減の余地が生まれ、アグリゲータの育成に貢献しうる。</p>
94	<p>(1) 該当記述：中長期取引を促進する市場整備</p> <p>(2) 意見：小規模な電源（1MW 未満）でも参入できるよう閾値は下げることが検討していただきたい。</p> <p>発動指令電源には、3 時間と短い時間帯ならば対応できる電源やコジェネなど長時間の運用も可能な電源も存在する。</p> <p>しかし、長時間運用可能な電源となれば、容量市場よりも制約条件が厳しくなるため、提供可能な kW が小さくなる。長時間運用可能な電源のアグリゲーションの参入も想定されるため、市場参入の要件は緩和いただきたい。</p>
95	<p>蓄電池への充電を対象とした小売供給の場合、その需要予測量は供給力確保義務の対象から外してほしい。</p> <p>蓄電池の運用では値差による収益を上げるために、前日のスポット市場における昼夜値差に注目し充放電を決めることになる。この結果、ピーク時単体のスポット価格を低下させる効果があり、需要家の価格の大幅な変動を緩和する効果を持っている。</p> <p>しかしながら、充電電力のいくらかを長期で確保する場合、充電電力が当日の天候に関わら</p>

	<p>ず固定化されてしまうことで、機動的な充放電が難しくなってしまう。結果として、昼夜値差の緩和の働きをすることが難しくなってしまう、結果として需要家が享受すべき価格変動緩和のメリットがなくなってしまうため 2025 年 9 月 8 日 第 2 回 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会にて竹内委員・秋元委員が発言された内容を支持する。</p>
96	<p>現行の JEPX の位置づけ・意義、電力自由化のあるべき姿・意味など、改めてご確認・ご認識頂いた上で、議論を進めて頂きたい。</p> <p>安定供給への貢献・燃料確保の重要性は理解するが、JEPX への依存・需要家への市場連動メニューの提供を否定するということは、結果として、需要家が選択できる電力メニューを狭めることにつながると考える。</p> <p>また、特定卸供給事業者、蓄電池事業者などの経営にも多大な悪影響を及ぼす可能性があると考え。2025 年 9 月 8 日 第 2 回 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会にて竹内委員・秋元委員が発言された内容を支持する。</p>
97	<p>小売電気事業者への量的な供給力確保義務は、電気料金の上昇や小規模小売の事業環境悪化につながるおそれがある。さらに、変動性再エネを柔軟に活用する方向と逆行するため、行うべきではない。少なくとも販売電力量 5 億 kWh 以下の事業者は対象から外すべきである。また最低限、非FIT 再エネの調達や PPA が不利にならずに評価される仕組みは必要である。</p>
98	<p>小売電気事業者に対する量的な供給力確保の義務化には慎重な検討が必要である。</p>
99	<p>本制度設計において、小売り電気事業者の量的な供給力の確保を求める時期として、実需給年度の 6 カ月～1 年前が適切ではないと思われる。</p>
100	<p>供給量確保の対象を、現物の電力調達に加えて電力先物商品を対象にすることが望ましい。</p>
101	<p>小売り電気事業者の料金メニューに対する影響を考慮した制度設計にしていきたい。</p>
102	<p>小売価格の安定化を目的とするのであれば、再エネ電源や先物による供給価格の安定化など、供給力確保の対象を拡大して考えることが望ましいと考えます。</p>
103	<p>電源調達において制約を極力減らし、需要家目線で価格上昇を抑える施策を考慮すべきです。相手先の信用不安時にも取引所手数料等で補填するなど、調達時のコストを補う対策が必要です。</p>
104	<p>本制約により、需要家に対して長期契約を促す必要が生じ、料金体系の選択肢も狭まる可能性があります。また、小売電気事業者にとっても、3 年後の需要量の 5 割を事前に調達することは大きな市場リスクを伴い、事業の不確実性が増すことになります。したがって、確保する供給力は顧客との契約が確定している分を対象とし、市場価格連動販売分は対象外とすることをご検討いただきたいと思います。</p>
105	<p>供給力確保の制度が導入されると、事業者が電源価格低減やボラティリティリスク軽減のための創意工夫を行う意欲が減少し、イノベーションが後退することを懸念しております。</p>
106	<p>先行して実施された容量市場について、まずはその効果を検証し、議論を行った上で、容量拋出金との二重負担を考慮した制度設計をお願い申し上げます。</p>
107	<p>最終需要家への小売供給を必ずしも実施しないアグリゲーター（特定卸供給事業者）について、小売電気事業者に対する量的な確保義務の対象とすべきか否か、必ずしも小売ライセン</p>

	<p>スが無くともアグリゲーターとして事業を実施できるような環境整備の検討など、今後の制度設計において整理されることを望む。</p>
108	<p>小売電気事業者に対してより中長期的な安定供給確保の対応を求める以上は、最終消費者たる電気の利用者に対しても、国として電気契約や電気料金支払いに関する一定程度のルール（例えば、電気料金の未払い情報の小売電気事業者全体での共有、電力契約時の本人確認の厳格化、などによる電気料金支払義務に関する規制の見直し）作りが必要と考える。</p>
109	<p>脱炭素化への障害ともなり、さらに卸電力価格を高騰させる上記制度の実現に反対します。これをするくらいならば（段階的にでも）総括原価方式に戻す方策を検討したほうがよほど電力価格は下がり、供給も安定化すると思います。電力自由化によって電気代を下げたい思いとは裏腹に値上がりしているのが実態と感じていますが、そろそろ実態に目を向けるべきだと思います。</p>
110	<p>（供給力（kWh）確保義務に係る要望）</p> <p>小規模事業者ほど、需要想定の変動幅が大きくなるため、小規模事業者への配慮規定は適切と考えます。FIT 特定卸供給の電源も確保電源の対象となることが妥当です。また当該再エネ電源の供給力評価については、過去実績等を踏まえた合理的な設定をお願いします。また、報告等に係る事務作業の軽減に配慮をお願いします。</p>
111	<p>・投機的な目的で市場に参加するトレーダーも想定されるが、供出義務や確保義務を伴う市場である以上、極端に投機的な行動は出来ないような制度設計とすべき。</p>
112	<p>・小売電気事業者に中長期的な量的供給力確保を求めるに当たり、小売・発電事業者双方にとり中長期的に事業の予見可能性を高める取り組みが重要であり、他市場（容量市場や中期取引市場の整備等）と整合した制度設計に留意して頂きたい。その際、国民負担軽減を過剰に重視するあまり、事業者に過度なリスク負担を課することがないように留意頂きたい。</p>
113	<p>○想定需要の算定については、一律の算定式を設定するなど、小売電気事業者の恣意性が極力働かないような制度設計にするとともに、行政も小売事業者間の公平性を担保し、量的な供給力確保義務が実効性を保てるよう、各社の需給契約の状況を確認するなどある程度のコストを許容してでも、確実な確認を行うべきであると考えます。</p> <p>○量的な供給力確保義務（以下 kWh 確保義務）の対象となる電源に、再エネ（再生可能エネルギー特定卸供給を含む）を明確に含めるべきであると考えます。</p>
114	<p>小売電気事業者のリスク管理への影響</p> <p>・小売電気事業者の顧客の多くは1年契約を締結しており、小売電気事業者に3年先までの量的確保を義務付けることは、事業者のリスクポジションをロングポジションに偏らせ、システミックリスクを高める可能性があると考えます。</p> <p>・具体的には、1年契約が多い顧客ポートフォリオを持つ小売電気事業者が3年先までの数量を調達したとして、その後小売需要の大幅な離脱があった場合、調達済み数量の転売処理が必要となります。市況によっては損失が生じる可能性があり、小売電気事業者の財務状況によっては各種支払いを含めた事業継続に支障を来す恐れも生じます。</p> <p>・各事業者の顧客ポートフォリオ特性に関係なく一律義務を課することが、小売事業者の経営を圧迫しかねない状況についての対応策の検討が必要ではないでしょうか。</p> <p>・上記の観点から、想定需要の妥当性の確保をどこまで求めるかが重要であり、一律の算定式の設定ではなく、各小売電気事業者の自由な設定を認めていただくことが肝要と考えま</p>

	<p>す。</p> <p>小売事業者の健全性確保に向けた提案</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 上記 1 の考えから、ヘッジ水準の中期的な一律の義務付けは各事業者の戦略にそぐわず、経営の自由度に影響を及ぼすものと考えられます。 ・ 一方で小売事業者に対して強固なリスク管理方針と健全な財務体質を求めることには賛同いたします。責任あるリスク管理方針や財務健全性の最低基準（ストレステスト、最低資本要件の設定等）に関する継続的な議論と教育の場の提供が望ましいと考えます。 <p>金融ヘッジの考慮</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 現時点での議論では、物理的な供給力のみが評価対象となると読めますが、金融ヘッジ（例：先物取引）も数量及び価格固定化のリスク管理の重要な手段であり、これを考慮しない場合、市場の自由化や先物市場の発展の妨げやこれまでの取り組みの後退化となる恐れがあります。 ・ 従い、量的確保の評価にあたっては、金融ヘッジを含めた包括的なリスク評価指標の導入が必要であると考えられます。 <p>JEPX 連動プランについて</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 小売電気事業者により長期の量的確保を促すのであれば、JEPX 連動プランの規制について検討をいただけますようお願い申し上げます。 ・ JEPX 連動型の料金プランについては、市場価格変動リスクをすべて消費者に転嫁するため、電気料金の安定化、変動の抑制に寄与しない構造となっております。また、新規電源投資への適切なシグナルや、燃料調達（LNG・石炭）の予見性向上の面でも有用とは言えないと考えます。 ・ 市場連動プランを規制することで、小売電気事業者が中長期にわたりヘッジを行うインセンティブが与えられ、電源投資へのシグナルが発せられると考えられます。
115	本制度の対象となる供給力とは何か、精査すべきである。
116	本制度の検討は、容量市場制度を中心とする、各種供給力確保制度の改善と連携して進めるべきである。
117	小売電気事業者の責任・役割の遵守を促す規律を、総合的に検討すべきである。
118	2040 年エネルギーミックスを踏まえて、再エネの主力電源化を阻害しないような制度設計にしていきたい。具体的には、①小売電気事業者に量的な供給力確保を求めるにあたり、再エネを供給する発電事業者に過度な供給義務を課さないようにしていきたい。また、②供給力確保の電源種の一つとして再生可能エネルギーを対象としていきたい。
119	本制度の目的は何か、その観点から求められる供給力とは、どの時点で、どのように評価され、どのようなメトリクスで表現されるべきものなのかを、精査していきたい。その上で、供給力の実体と、通商を含むビジネスの実情を踏まえ、目的に即した課題解決の方法を、国内市場メカニズムに限らない選択肢のなかから、採用していきたい。
120	小売事業者の柔軟かつ幅広いリスク管理と、需要家の選択肢を許容できる制度としていきたい。また、小売のリスク管理と、供給力確保義務が、どのような関係の下で論じられ、

	<p>制度化されているのかについて、EU 等の自由化諸国における事例分析を進め、本検討の基礎としていただきたい。</p>
121	<p>スポット市場を参照する諸制度・諸取引への影響を考慮していただきたい（この点、ドラギレポート PART A “The root cause of high energy prices”は、「過大かつ不要な高騰」を問題視し、スポット市場の健全性維持を目的として、ガスデリバティブ市場の投機制限や、再エネ電力・原発電力の相対取引の活性化を検討している。電力スポット市場が、欧州において他市場との関係においてどう位置づけられているのか、事例分析を深めることが、制度設計において有効ではないか）。</p>
122	<p>中長期取引市場に対する議論では、今のところ「与信問題」を解決する仕組みが具体的に示されていない。取引所の介在のみでは不十分であり、与信力の低い事業者でも市場に参加できるよう、実効的な仕組みを検討していただきたい（電取委制度設計・監視等専門会合と、適切に連携して頂きたい）。</p>
123	<p>中長期取引市場を創設する場合は、容量市場との役割分担を明確化して二重課金のリスクを排除するよう、入札に当たっての価格算定ルールを整備していただきたい。例えば、容量市場から得られる固定費に充当する収入を差し引いた分のみ、中長期取引市場への価格に算入できるといったルールを設けていただきたい。</p>
127	<p>揚水発電や系統用蓄電池を含めた蓄電技術の重要性を明確にするとともに、具体的な検討の中で生じた課題について、制度的な解決対応に積極的に取り組んでいく姿勢を明記していただきたい（「同時市場の在り方等に関する検討会 第二次中間取りまとめ(案)」においても揚水・蓄電池は僅かに触れられているのみで、今後の活用についての期待が読み取れないため、国としての積極的なリードをお願いしたい）。</p>
124	<p>① 市場連動型メニューの社会的意義の尊重 市場連動型メニューは、電力自由化により実現された従来にない料金体系であり、ピークシフトによる昼間の余剰再エネ電力の有効活用、デマンドレスポンスとの連動性など、需給逼迫緩和にも寄与するメニューである。加えて、市場連動型メニューは、単なる料金体系の変化だけでなく、エネルギー利用のスマート化・最適化を促進する技術革新の起点にもなり得ます。そのため、今後も市場連動型メニューの継続的な展開が可能となるよう、スポット市場取引の維持に加え、同市場から電気を調達しやすい環境整備（大手電力の余剰電力の全量供出の継続）を前提とした制度設計を要望します。</p> <p>② 義務の時期と強度の柔軟化 安定供給に必要な長期調達を促すという目的と、小売電気事業者の実務的負担のバランスを図るため、3年度前の確保を努力目標（ガイドライン）とし、調達の蓋然性が高まる1年度前を義務基準とするなど、柔軟な運用が可能となる制度設計を要望します。加えて、GXリーグの制度導入のように、複数のフェーズを設け、影響を評価しつつ、進めていく段階的な導入を希望します。</p> <p>③ 想定需要の評価とペナルティ 新規参入事業者にとって、確度の高い需要想定をたてることは困難であるため、新規参入を阻害しないためにも、需要想定外れのペナルティを設けない制度設計を要望します。</p> <p>④ FIT/FIP 電源の供給力カウント 再生エネ電源の維持・開発の促進のためにも、FIT 特定卸供給や FIP 電源の相対契約を供給</p>

	<p>力にカウントする制度設計を要望します。</p> <p>⑤ エリアを跨いだ供給力確保の必要性 小売電気事業者が供給力確保義務を果たし、かつ中長期取引市場の発展を促進させるために、小売電気事業者が供給エリア内外を問わず、最も効率的かつ安価な電源から供給力を調達することが可能な制度設計を要望します。</p>
125	<p><長期的な視点での電源構成の検討></p> <p>量的供給力確保義務は、短期的な電力需給の安定化だけでなく、中長期的な電源構成の最適化にも資するべきと考えます。脱炭素社会の実現に向けて、再生可能エネルギーを主力電源とする方針が示されている中、供給力確保義務がその推進を阻害する要因とならないよう、エネルギー基本計画に基づく長期的な視点での電源構成ロードマップと整合性の取れた制度設計を要望いたします。</p> <p><量的な供給力確保義務対象への再生可能エネルギーの明記></p> <p>量的な供給力確保義務の対象となる電源に、再生可能エネルギーを含めていただくよう要請いたします。これにより、再生可能エネルギーの拡大と供給力の安定性確保を両立させ、脱炭素社会における電力システムの実現に寄与できると考えます。</p> <p><市場メカニズムの活用と透明性の確保></p> <p>供給力確保義務の達成に向けた手段として、市場メカニズムの活用を一層推進すべきです。特に、創設予定の中長期取引市場の透明性を高め、新規参入者や多様な供給源が公平に競争できる環境を整備することが重要です。これにより、効率的な供給力確保とコスト削減に繋がり、ひいては国民負担の軽減にも貢献すると考えます。</p> <p><売り手側(発電事業者)に対する事前・事後の義務設置></p> <p>売り手側が供給力を市場に出す際、極端な価格設定（過大なプレミアムや非合理的な入札）を防ぐため、行政による事前審査や価格規律（上限価格の設定等）を求めます。また、売り手側が供給力を約束しながら実際に応じない場合、あるいは市場を歪めるような価格操作を行った場合には、厳しいペナルティを科す仕組みが必要と考えます。</p> <p><小規模事業者への配慮と公正な制度設計></p> <p>量的供給力確保義務の制度設計にあたっては、与信力や規模の小さな新電力・地域新電力に過度な負担や不利が生じないよう、十分な配慮をお願いしたいと考えます。具体的には、相対契約の締結が困難な事業者に対しても市場を通じた供給力確保の機会が確保される仕組みや、段階的・柔軟な義務設定を検討いただきたいと思います。また、地域神益型の再エネ拡大を支える地域新電力や新規参入事業者が適切に参画できるよう、制度運用上の公平性と多様性確保を要望いたします。</p>
126	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売電気事業者には、火力発電所等の発電設備を所有しない小売電気事業者も多数存在しています ・ 量的な供給力確保義務に対しては、小売電気事業者の中でも発電設備の所有の有無によって、捉え方は大きく変わるものになります ・ 弊社は、自ら発電設備を所有せず、相対若しくは今後、新たに設けられる中長期取引市場

	において旧一般電気事業者等外部からの電力調達と主として事業を営む小売業者として、次頁以降の意見を述べさせていただきます
127	・ 円滑な制度導入には、最後の調達手段となる中長期取引市場の円滑な運用・活性化が必須であることから、新たに開設される中長期取引市場の状況を確認した上での制度開始が必要。まずは1年前の量的確保義務（7割）からのスモールスタートとすることも有効。
128	・ 小売電気事業者のみに義務を課すことに鑑み、容量市場における落札電源については小売電気事業者と同様に3年前には発電量の5割の供給先を確保しなければいけない等の発電事業者への規律が必要。
129	・ 中長期取引市場における原案では、中長期取引市場は定型的な商品を取り扱う、とされていることから、相対契約においてロードカーブに適した商品を調達できる仕組みが必要。
130	・ 小売電気事業者が確保した電源が大きく余剰した場合の収支への影響を考慮した仕組みが必要。
131	・ 需要家の電気料金の安定化を目的とするには、スポット市場高騰時のサーキットブレーカー等、スポット市場価格の異常高騰を緩和する措置と両輪での制度化が必要
132	・ 小売電気事業者が供給量確保義務を果たせない場合の措置については、中長期取引市場に応札したものの供給量が確保できなかった場合の扱いや需要家への影響等も踏まえた慎重な検討が必要
133	・ 市場連動メニューで提供している需要量に対して供給力確保義務を課すことは、小売電気事業者収入と支出のミスマッチを強いることとなるため、供給量の確保割合の算定に当たって、市場連動メニュー契約のお客さまへの供給量は、割合算定から控除することが必要 ・ 市場連動メニューについては、小売電気事業者の営業における行為を規制すべき
134	・ FIPを含めた再エネ電源は、再エネを推進していくためにも、一定の合理的手法により確保供給量に織り込むことが必要
135	・ 蓄電池について、充電時の需要側と放電時の供給側といった両面を有することから、供給量確保義務の導入にあたっては、その扱いについての整理を明確にすることが必要
136	・ 将来の需要見込みについては、各事業者の恣意に委ねるのではなく、客観的目線・透明性をもって算定することが必要 ・ 併せて、算定結果と実需要が乖離した場合、小売電気事業者に損失を発生させる可能性があることにも配慮が必要
137	・ 量的な供給力確保義務及びその確保手段である中長期取引市場の導入に際しては、小売電気事業者間で公平な電源調達の機会を確保するため、旧一電発電事業者の内外無差別及び情報開示を徹底することが必要
138	＜量的供給力を確保するために必要な商品について＞ 小売電気事業者に量的な供給力確保を求めていくにあたっては、供給力が確保できる卸電力調達環境の整備が不可欠である。原則すべての小売電気事業者が定められた期限に供給力確保ができるためには、中長期取引市場だけでなく相対契約のマーケットが十分に機能することが不可欠であり、大小様々な小売電気事業者が供給力確保を履行できる卸電力市場が構築される施策の導入をお願いしたい。 なお、制度目的の一つである「安定供給の確保」のためには、各小売電気事業者がデュレーションカーブ（需要形態）に応じた調達ポートフォリオを、N-3年等の早い段階からバラン

	<p>スよく構築していくことが必要となる。</p> <p>そのためには、相対契約（主に旧一電の卸公募・協議契約を指す）においては、①遅くともN-3年時点でN年を供給年に含む商品※1が、②ベース・ミドル・ピーク商品※2,3ラインナップで、③季節や時間帯等の需要差に対応可能な受給条件も選択できる形で、内外無差別で卸販売されることが必須となる。</p> <p>そのうえで、中長期取引市場においては、定型商品のラインナップとなるものと想定するが、相対契約の「基本雛形」としての位置づけで設計されることで、その約定価格が相対契約の価格指標になるものと思料する。</p> <p>また、小売電気事業者の量的供給力確保義務の履行状況を監督するにあたり、小売電気事業者が需要に対応した供給力を確保できる商品が、発電事業者から量・価格を含む供給条件において適切に卸販売されているかという点についても確認や指導をお願いしたい。</p> <p>※1：現在の旧一電卸公募における3年先を供給年に含む商品はベース商品の卸販売が太宗であり、N-3年時点でベース以外の供給力確保が困難である状況。</p> <p>※2：ミドル・ピーク商品は昼間時間帯を対象に卸販売されることが多いが、FIT・卒FITの太陽光電源を調達し供給力としている事業者（例：地域新電力等）も多いため、早朝や夕刻以降（例：16-22時）受給商品が卸販売される必要がある。</p> <p>※3：総需要の7割の量的供給力を確保するためにはベース需要以外の量的な供給力を確保する必要があるため、ミドル・ピーク商品が不可欠。</p>
139	<p><ペナルティの発動について></p> <p>小売電気事業者の量的供給力確保未履行に対するペナルティ発動にあたっては、その事実だけで判断するのではなく、相対契約（主に旧一電の卸公募・協議契約を指す）や中長期取引市場において適正な量と価格で商品が卸販売されており小売電気事業者が供給力を確保できる環境が存在していたかという視点も含めてご判断をお願いしたい。</p>
140	<p><供給力確保の手法について></p> <p>供給力確保の手法は「量的な供給力の確保に当たっては、取引所からの調達、相対契約、自社電源からの供給等が考えられるが、それぞれについて、どのような要件が必要か」と今後の論点が整理されている。固定価格買取制度（FIT）の買取義務に基づき小売電気事業者が調達している供給力は、供給力確保の手法のうち相対契約に該当し、確保した供給力として認められるとの理解でよい。</p>
141	<p><供給力確保の手法について></p> <p>電力先物の購入は、電気の現物の長期確保には資さないものの、小売価格の安定化には資する取り組みであり、「小売料金の安定化」という量的な供給力確保の制度趣旨に対応する手段になり得る。</p> <p>小売事業者の創意工夫促進の観点、および先物市場の活性化の観点から、電力先物の購入分についても量的確保義務履行の要素としても良いのではないかと。</p>
142	<p><グループ会社について></p> <p>量的な供給力の確保について「会社分割等により義務の潜脱を図る事業者が現れることも懸念されることから、例えば、グループ会社は販売電力量を通算する等の公平性の確保策を今後検討」と整理されている。グループ会社の基準として、電気事業法における密接関係者の</p>

	<p>基準と同様に会社法に規定する子会社（議決権の過半数を有するもの）としてはどうか。</p> <p>（第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 資料3 P.51 参照）</p>
143	<p>小売事業者による量的な供給力（kWh）確保について、一部を洋上風力由来の電源とすることをご検討頂きたい。</p>

3－②中長期取引市場の整備に向けた検討（検討事項⑥）

No	意見概要
1	発電事業者、小売電気事業者の双方に対し、中長期取引市場に対する参加義務等において、過度な義務をかけることのないよう配慮をいただきたい。
2	中長期取引市場においては、小売電気事業者にとって魅力的な商品ラインナップを整備していただきたい。 具体的には、エリアは全国9エリアに分割、固定価格商品だけでなく燃調付商品も加えていただきたい。
3	中長期取引市場の取引タイミングは、年間に複数回設けていただきたい。
4	中長期取引市場の価格水準については、発電事業者も小売電気事業者も適正な価格であると納得できる透明性の高い約定の仕組みを設定いただきたい。
5	基本的には供給力確保義務化は反対の立場ですが、仮に導入される場合、創設予定の中長期市場については、与信の有無にかかわらず小売事業者が参加できる仕組みとすることを強く要望します。さらに、保証金については無償とするか、やむを得ず設定する場合でも確保電力量の1%未満とするべきです。
6	与信基準の統一、および小規模事業者も参加できるような多様な支払い条件の設定
7	適切な入札価格の監視体制の構築
8	中長期取引市場における相手方信用リスク解消のため、電力現物においても、商品先物取引法（電力先物）と同等の清算機関制度の法的枠組を整備すべきである。また、事業者の効率的な資金運用のため、電力先物と現物（中長期、スポット）のクリアリングを同一の清算機関が担い、両市場の相乗的な発展を目指すべきである
9	中期的な検討には電気の検討だけで閉じるのではなく、水素社会推進法では電気から水素（グリーンな燃料）を製造する電解水素の導入が謳われており、生産された水素はガス体エネルギーであることから並行で検討が進む「ガスシステム改革検証の進め方」とも費用負担の在り方などは一体的に検討を進めてはどうか？
10	中長期取引市場を整備することの政策的妥当性、および代替案（中長期先物市場の活性化等）について、費用対効果や市場機能（流動性や適切な価格発見機能）等の面から再検討いただきたい
11	中長期取引市場を整備することとなる場合、既存の先渡し取引や先物市場との価格差が生じないように、市場内はもちろんのこと、各市場間の流動性が担保されるような制度設計をお願いしたい。（または代替案として、先物でのkWh確保を認めるなど、中長期の「先物」市場を活性化する施策をご検討いただきたい。）
12	3年後の調達義務化により発電側、小売り側は無理な取引を強いられ、事業健全性を損ないかねない。
13	経過措置との相性が悪い／副作用への考察が不十分である。
14	制度導入時には参加者のシステム対応や運用面への影響を考慮し、十分な準備期間・試行期間を設けるとともに、制度趣旨の周知徹底や関係者への丁寧な説明・情報発信を徹底して頂きたい。

15	中長期取引市場開設にあたり、同市場からの調達を義務化しないで頂きたい。
16	市場監視体制や運営主体の機能・能力を強化し、公正な取引や市場の信頼性を確保するための仕組みを整備頂きたい。
17	期先の電力取引という観点では既に相対取引や BL 市場や先渡市場などが存在し、これらとの棲み分けを明確にし必要に応じて整理（廃止や統合）頂きたい。また、当該市場での流動性の確保のためには新規電源の更なる積み増しが不可欠であり、電源への投資促進と中長期市場の設計をセットで進めないと結果的に機能不全に陥る可能性がないか十分に検討頂きたい。
18	<p>中長期的な電力取引を活性化させ、事業者の予見可能性を高め、また、選択肢を増やすというコンセプトレベルにおいては賛同するが、目の前の課題にパッチワーク的に取り組むべく性急な市場開設を目指すことには懸念を表明する。</p> <p>現在考案されている市場が、意図した機能を十全に発揮し、電力システム全体の安定と効率性に資するものとなるためには、具体的な商品設計の議論に入る前に、解決すべきいくつかの重要な基本設計思想に関する課題が存在すると考える。</p> <p>特に、①市場の根源的な設計思想と既存制度との関係性、とりわけ容量市場との機能分担・機能補完の考え方の明確化、②市場構造に起因する価格シグナルの信頼性、③当該価格シグナルが我が国電力市場全体に与える影響、といった点について、審議会でも複数の委員から懸念が示されている。</p> <p>これらの本質的な論点について十分な検討を尽くし、長期的かつ複眼的な視点から、我が国の電力市場の健全な発展を目指し、市場参加者の共通理解を醸成した上で制度設計を進めることが、将来にわたって安定的かつ効率的な電力市場を構築する上で不可欠である。</p>
19	kWh の供給力確保義務を議論する際には、目的が重複している容量市場制度との役割分担や重複の有無を整理しておくべき。
20	<p>新たな供給力確保義務の導入の前に、義務の達成手段となる「中長期取引」そのものの実効性を高め、すべての事業者が現実には供給力を確保できる環境整備を先行させるべき。</p> <p>そのためには、今般議論にあがっている「中長期取引市場」だけでなく、先物市場、先渡市場、個別相対、ブローカー経由の取引、個別 P P A といった先行の中長期取引全般を活性化させ実行性あるものとした後に、義務化されるよう制度設計すべき。</p>
21	<p>中長期的な電力取引の活性化と、それによる価格安定化という趣旨には賛同する。しかし、示されている案では、公正な競争環境を著しく阻害するリスクを含んでおり、実効性ある市場設計ではないとの認識である。</p> <p>このため、実効性に欠ける中長期取引市場の割高な価格が「相対取引の指標」として用いられることは、不当な調達コストの高騰により事業者の退出を招き、国民生活に影響を及ぼしかねないことから、容認できない。</p> <p>ついては、設計に当たっては、次のような点に配慮願いたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・全ての事業者が公平にアクセスできる市場となるための措置 <p>実効性ある監視体制:内外無差別の徹底とプライス・スキーズの発生を監視するため、実効性のある監視体制と具体的な監視方針を設けていただきたい。</p> <p>交渉力の対等性の確保:価格算定根拠の透明化や標準的な契約モデルの提示など、売り手と買</p>

	<p>い手の交渉力の対等性を確保するための具体的なガイドライン改定案をお示しいただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・実効性のある商品設計 <p>取引所取引が実効的に機能するためには、買い手と売り手双方のニーズを満たす必要がある。燃料価格の変動リスクを双方が適切に分担できる燃料費調整条項付きの商品など、多様なニーズに応える商品設計を可能としていただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・旧一般電気事業者からの供出義務 <p>市場創設当初の流動性を確保し、価格の硬直化を防ぐため、旧一般電気事業者（発電）からの応札について、制度的な担保による供出を義務付けることが不可欠であることから、供出義務を措置願いたい。</p>
22	<p>現時点で詳細設計が未確定であることを踏まえ、制度の実効性確保と需要家負担の適正化の観点から、以下の対応を強く求めます。第一に、売買の板の薄さによる流動性不足リスクへの対応です。買い手側のみに調達義務を課し、売り手側に供出義務や市場メイク義務を課さない設計では、取引が成立しにくく、義務未達リスクとコストが小売側に一方的に集中し、需要家料金への過度な転嫁を招きかねません。売り手側の供出インセンティブや限定的な市場メイク要請を導入し、制度の公平性と実効性を確保してください。第二に、規制料金との整合性です。仮に経過措置料金を上回る価格でしか中長期市場に売りが出ない場合、固定調達を積み増すほど逆ザヤが拡大し、義務履行が経常の持続可能性を損なう可能性が高いと考えます。中長期の供給力調達義務は「固定化の過度な強制」ではなく、ヘッジ手段の確保を趣旨とし、相対取引・先物・その組合せ等を同等に認める設計としてください。需要家の選好（固定/変動）に応じたりスク配分を可能にし、料金の納得性と市場の機能性を両立させることが重要です。第三に、既存制度との整合性と資本負担です。容量市場等との二重負担を回避し、証拠金・担保要件は流動性や価格変動特性を踏まえた実務的な水準に調整してください。流動性確保のため、供出インセンティブや限定的な市場メイク要請を導入し、段階的導入と定期レビューを制度に組み込み、流動性・価格指標・料金影響を検証しながら改善する仕組みとしてください。第四に、制度・料金体系の整合性と GX-ETS コストの位置付けです。電力市場が一物二価とならないよう、制度および料金体系の整合性を確保してください。GX-ETS に係るコストの回収方法・価格転嫁の範囲を含め、早期に方針を明確化することを求めます。第五に、長期取引の信用リスクです。約定から送電・代金支払いまで数年を要するため、取引相手の経常悪化による履行不能リスクが懸念されます。金融分野や電力先物市場で採用される清算機関制度を参考に、取引保証の仕組みを導入してください。また、担保負担増を避けるため、スポット・先物・中長期取引の清算機能を一元化する法的枠組みを整備し、効率的な担保運用を可能にしてください。以上を踏まえ、制度の公平性・透明性を確保しつつ、過度な負担を回避し、買い手・売り手双方にとって持続可能な市場設計を強く求めます。</p>
23	<ul style="list-style-type: none"> ・制度の導入趣旨といたしまして、電力の安定供給に向けた取り組みであり、電気料金の安定化に資するものと理解しておりますが、以下のとおり、意見提出いたします。 <p>（供給力確保義務における確保量と商品の受給パターンの観点）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・供給力確保義務量について、各エリアの最低負荷需要を勘案し、5 割に設定されたものと

認識しておりますが、需要規模の小さい事業者は、稼働時間の低いお客さまが多い需要構造となる傾向にあることから、最低負荷需要が総需要の5割を下回るケースも想定されます。

・上記のような事業者にとって、ベース商品のみで総需要の5割を満たす場合、本来不要な時間帯まで供給力を確保しなければならず、卸電力取引所等への安値販売リスクを抱えることになるため、中長期取引市場などにおいては、ベースだけでなく、ミドル・ピークも含め、小売電気事業者のロードカーブに合致するような多様な商品が供出されることが望ましいと考えております。

・このため、中長期取引市場においては定型商品が取引されるものと認識しておりますが、ベース商品に偏重した商品構成とならないよう、発電事業者への働きかけや市場設計についての、ご配慮をお願いいたします。

（発電事業者の入札価格の観点）

・容量市場と中長期取引市場は併存するものと理解しておりますが、発電事業者の入札価格に関し、中長期取引市場と容量市場の価格に含まれるコスト・価値を整理いただき、コストの二重負担や不当な価値の上乗せが発生しないよう整理いただくとともに、事前・事後監視といった、適切な監視の在り方についてもご検討いただきますようお願いいたします。

・基本的に電力供給に必要十分なコストおよび価値が適切に反映された価格設定となることが望ましいものと考えておりますが、小売電気事業者としては、容量市場で「容量拠出金」として一部固定費を負担している一方、中長期取引市場の価格は「電源投資・維持・運用を見通したコストや価値を反映した価格」とすることが適当とされております。中長期取引市場の価格に含まれる「電源投資・維持・運用を見通したコスト」について、既に容量市場へ支払っている容量拠出金とコスト等で重複する部分があると二重負担となりますので、必要となるコストを具体的に特定いただくとともに、どちらの市場で回収されるのか、制度としての整理をお願いいたします。また、「電源投資・維持・運用を見通した価値」についても、適切な価値の価格水準となっているか精査いただくとともに、電力価格への不当な転嫁が行われないような監視の在り方についてもご検討いただけますようお願いいたします。

（併存する市場との関係整理・各種取引の実施時期の観点）

・併存する市場との関係整理について、論点として触れていただいておりますが、取引の実施時期に関しても整理をお願いいたします。仮に、期首等の中長期取引市場にて定型商品が取引されたのち、小売事業者のニーズに応じた相対取引がなされるという順序となる場合、期首の定型商品の取引で電源の大部分が販売されてしまうと、残った電源にて小売電気事業者のニーズ対応となると考えられますが、この場合に実質的にニーズに対応していただけない状態となってしまうのを懸念しております。

・実施時期を限定することなく、常に中長期取引市場が開場されており、並行して相対取引も随時実施できる状態となっていることが、小売電気事業者の調達の実態の観点では望ましいと考えておりますので、ご検討のほど、よろしくお願いいたします。

・また、中長期取引市場と旧一般電気事業者の卸公募の扱いについて、ご検討いただきますようお願いいたします。仮に、電源の大宗を保有している旧一般電気事業者の卸公募が併存

	<p>する場合、卸公募にて電源の大部分が販売されてしまうと、中長期取引市場には供出されない結果となることも想定され、市場として機能しないことを懸念しております。</p>
24	<p>(中長期取引市場)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 「中長期の電力取引を活性化し、中長期の電力取引において電源投資・維持・運用を見通したコストや価値を勘案する」方針について評価。この方針について、実効性を確保するための方策を検討願いたい。 ・ また、電源投資・維持・運用については、制度全体を俯瞰のうえ検討をお願いしたい。 ・ 中長期市場創設を掲げる一方で、取引当事者のニーズを踏まえた相対契約の重要性について言及がある点について、民間の創意工夫の観点から賛同。
25	<p>中長期市場の商品区分（受渡期間、時間帯区分）は細かく指定できる様にし、買い手がオファーしたら売り手がそれに答える形式にしてほしい。</p>
26	<ul style="list-style-type: none"> ・ 旧一や一定規模発電事業者からのタマ出し（原子力を含む）はベースロード市場における電源と同程度またはそれ以上の強度で義務化していただきたい。 ・ 現在の先物市場と同程度の流動性がある設計としていただきたい。
27	<p>中長期取引市場の設計に当たっては、他の類似市場（ベースロード市場、先渡し市場）との関係整理、または統合まで含め検討いただきたい。</p>
28	<p>中長期取引市場の市場監視を徹底してもらうとともに、供給力確保義務の導入は中長期取引市場の運営が円滑に行われていることを確認された後としていただきたい。</p>
29	<p>小売電気事業全体に大きな影響を及ぼす制度となるため、慎重な議論をお願いしたい。</p>
30	<p>中長期取引市場が、売り手に過度に有利な制度設計とならないよう、ベースロード市場と同様に、市場への最低売り出し量を定めることや、ベースロード電源の発電平均コストを抛出上限価格とするなど、イコールフットINGが達成できる制度設計が必要と考えます。</p> <p>また、上記が履行されているか確認するため、抛出量や価格を監視する仕組みが必要であると考えます。</p>
31	<p>(中長期取引市場の制度設計)</p> <p>小売電気事業者による中長期での供給力の安定的な調達、発電事業者による電源投資に係る予見性向上の双方の観点を踏まえると、審議会で示されているように、中長期取引市場は、スポット市場のような限界費用ベースの取引ではなく、「電源投資・維持・運用を見通したコストや価値を勘案した取引」を前提とすることが適当であると考えております。</p> <p>上記の新たな電力価格指標が、相対取引にも参照可能となり、小売電気事業者及び発電事業者の双方の事業予見性確保、ひいては電力システム全体の持続性確保につながるものが極めて重要であり、実効性のある制度構築をスピード感を持って進め、可能な限り早期に導入いただきたいと考えております。</p>
32	<ul style="list-style-type: none"> ● 第2回制度設計WGでは、既存の取引市場との関係でBL市場と先渡市場の2つが取り上げられている。 ● 一方で、現在、電取委で推進されている「内外無差別卸公募」で卸販売する電気と中長期取引市場に供出する電気をどのように切り分けるか等については論点として挙げてられておらず、この点についても整理が必要と考える。 ● また、小売事業者の価格の安定化の観点からは、量的な供給力の確保義務について必ずしも現物の電気だけではなく、先物市場によるヘッジでもOKと扱うことについて議論する必

	<p>要があるとする。</p> <p>● 先物については、会計上の扱い等の課題はあるものの、手探りで入札が必要な BL 市場等と違って、いつでも気配値が確認でき、価格透明性も格段に高いと考えられる。近年急速に先物市場が育っている中で、今回の小売事業者に対する量的な供給力の確保義務が、先物市場の成長に大きく水を差すことがないよう慎重な議論を期待する。</p>
33	<p>1) 中長期市場契約（中長期市場で約定した場合に小売が締結する契約）および市場外の相対契約の内容に関して、供給力確保義務を負う小売が一方的に不利になり、事業収支を圧迫する結果、電力料金の値上げや小売の市場退出するリスクが高まる。このため、小売と発電事業者との間でリスクを公平に分担できるようなルールや指針を定めていただきたい。特に、3年後の信用リスクの負担は、両者にとって大きな問題となることから、例えば中長期取引市場にクリアリングサービスを導入するなど、具体的な対策を検討していただきたい。</p> <p>2) 再エネ最大導入のためには火力電源はメリットオーダー稼働が原則のため、中長期市場契約におけるスポット市場差し替えオプションの設定を標準化し、その行使主体と価格設定の在り方について、一方的に kWh 確保義務を負う小売に配慮した指針を定めていただきたい。</p>
34	<p>中長期取引市場の創設にあたっては、容量市場など既存市場の課題をしっかりと検証するとともに、発電事業者、小売事業者双方に十分なヒアリングを重ねて検討を進めて頂きたい。</p>
35	<p>供出量を高めるための制度的な措置の検討にあたっては、電源投資を行っている発電事業者の実情も十分勘案するとともに、自らの電源の稼働で得た kWh を自らの裁量で活用できるよう、可能な限り経済合理性に基づいて積極的に参加し得るような市場設計とすべき。また、火力電源からの制度的な玉出しを求める場合、必要な排出枠調達コストを適切に卸電力価格に転嫁できるような、発電事業者の事業環境を整備する必要があることにも留意が必要。</p>
36	<p>＜中長期取引市場の基本的な考え方＞</p> <p>「中長期取引市場を通じて形成される電力価格指標を発電事業者による電源投資や燃料調達に係る予見性向上に資するものとするために、現行のスポット市場における短期限界費用（燃料費等）をベースとした入札価格とは異なり、電源投資・維持・運用を見通したコストや価値を勘案した価格とする方向性」に賛同する。</p> <p>そのうえで、以下2点は留意の上ご検討いただきたい。</p> <p>【電力先物市場との関係性】</p> <p>中長期市場の開場時期が電力先物取引の流動性範囲内である場合、スポット市場における短期限界費用ベースの価格と切り離した価格形成は困難であること（市場間の価格差により裁定取引が可能となり、市場を歪める虞）</p> <p>【価格規律と供出量を高める方策】市場の流動性を確保する観点で供出量を高める方策は必要と認識しているが、過度な供出義務（価格規律等により損失を抱えて玉出し義務を負う、相対販売への過度な影響が生じる等）は「売り手」は許容し難いことに留意しご検討いただきたい</p>
37	<p>本市場は、相対取引における「与信問題」を解決する仕組みが具体的に示されていない。取引所の介在のみでは不十分であり、与信力の低い事業者でも市場に参加できるよう、例えば政府系金融機関による信用保証制度のような、実効的な仕組みを検討すべきと考える。</p>

38	<p>中長期市場を創設する場合は、容量市場との役割分担を明確化して二重課金のリスクを排除するよう、算定ルールを整備すべきと考える。</p> <p>たとえば、容量市場から得られる固定費に充当する収入を差し引いた分のみ、中長期取引市場への価格に算入できるといったルールを設けるべきと考える。</p>
39	<p>電力量の価値だけが評価されるとのことだが、発電事業者の排出量取引も始まる中、電源の排出係数も価値に大きな影響を及ぼす。低炭素電源の普及と市場の公平性を確保するため、排出係数を加味した入札価格設定を義務付けるルールを設けるべきである。</p>
40	<p>本市場は、供給力確保義務と連動することで、売り手である発電事業者が過大なリスクプレミアムを価格に上乗せし、最終的に消費者の不利益に繋がる構造的欠陥を抱えている。消費者を保護し、公正な競争環境を確保するため、発電事業者が一方的に提示する価格の妥当性を検証する客観的なメカニズムを導入することを求める。</p>
41	<p>海外を参考に一般商品同様の kWh 市場のみを主力に整備されたし。</p>
42	<p>中長期取引市場の導入には慎重な検討が必要である。</p>
43	<p>中長期取引市場の整備、制度設計にあたっては、既存先物市場への機能統合を含めて検討いただきたい。</p>
44	<p>中長期市場の整備と小売り電気事業者の供給力確保義務を同時並行で進めることを再考して欲しい。</p>
45	<p>小売事業者の供給力確保においては、調達時の流動性が確保されることが重要です。特定目的の新設市場に固執するのではなく、市場流動性の確保と、多数の市場参加者によるリスク負担の分散を最優先とした市場設計が望ましいと考えます。</p>
46	<p>○中長期取引市場は、小規模事業者でも取引しやすい市場にしていきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・年会費、最低取引量を高く設定しないでいただきたい。 ・小規模事業者が与信のため取引できないといったことがないようにしていきたい。 ・大規模発電事業者に供出義務をかけて、市場が機能するようにしていきたい ・前払いを求められるなど新電力に負担のかかる（キャッシュアウトになりやすい）清算タイミングにならないようにしていきたい。 <p>○中長期取引市場が不合理に高騰しないような設計にしていきたい</p>
47	<ul style="list-style-type: none"> ・市場参加の与信の管理を適切に実施する必要がある。 ・また、相対契約で信用力のある買い手に売る場合であっても、売り手が抱えるリスクはやはり膨大であり、市場外でこうした与信を提供するサービスの発展が必要になる
48	<ul style="list-style-type: none"> ・市場取引では、標準化された商品とする必要がある。
49	<p>・「電源投資・維持・運用を見通したコストや価値を勘案した価格とする」とあるが、単年度の実需給分を毎年検討する市場では、発電事業者の長期的な投資予見性が十分に高まらない可能性がある。実際の調達・運用や設備投資の計画にどこまで有効か、多様な事業者の声もしっかり拾って、現実性があるかどうかを検討すべき。</p>
50	<p>・取引所取引と相対取引のバランス次第では、中長期市場での価格指標が十分に形成されず、発電事業者の裁量やインセンティブが確保されるか不透明になる懸念がある。市場設計においては、価格指標の信頼性・透明性を確保しつつ、コストベースではなく発電事業者の経済合理性や運用裁量を尊重する仕組みが必要である。</p>

51	・排出枠調達コストに関する取り扱いを事前に整理すべき。
52	・既に各種市場が存在する中、中長期取引市場で扱う電気の価値が何であるか（kWh 価値のみならず kW 価値も扱うのか等）を踏まえ、既存市場を含む市場全体の整合に十分配慮した制度設計をお願いしたい。
53	中長期取引市場の導入に反対
54	中長期市場において、容量確保契約金が適切に減額されるような制度設計にしていきたいと考えます。 大規模発電事業者における卸料金規制、および小売・発電間の情報非対称性の緩和や積極的な情報開示等などを通して、小売と発電がオープンに取引できる環境を整えていただきたいと考えます。
55	SPOT 市場をはじめとする、卸電力市場の期待役割と課題について、包括的に検証すべきである。
56	中長期での新たな電力価格指標の形成に向けて、電力先物取引の活性化について検討すべきである。
57	<p>長期的な制度的リスクの明確化及び他市場との整合性</p> <ul style="list-style-type: none"> ・以下の制度的要因が電力価格や契約設計に与える影響について、明確なガイドラインをお示しいただくことが重要と考えます。 ・GX-ETS の導入による電力価格への影響と、発電事業者から小売事業者・消費者までのコスト転嫁に関する業界内の標準条項の整備 ・同時市場の制度設計と価格形成への影響 ・これらの制度変更リスクに対する契約上の対応方法が確立されることで、長期市場の流動性向上に寄与し、別途新市場を創設する必要性は低いと考えられます。 ・仮に 2028 年に新市場設立を堅持するのであれば、同時市場との連続性、整合性も考慮に入れる必要があると考えます。両市場の運営者の選定や価格計算ロジックの整合性など、市場参加者にとって実運用面で過度な負担が生じないようご配慮いただけますようお願い申し上げます。 <p>容量市場との整合性</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中長期取引市場の価格が、電源投資・維持・運用を見通したコストや価値に基づくと考えられている点は、容量市場の仕組みと一部重複する可能性があります。 ・電気事業法に基づき、小売事業者は容量確保義務を容量拠出金として既に負担しています。そのため、新市場で容量コストを含む価格で電力を調達する場合、容量拠出金との二重負担が発生する懸念があり、何らかの割引・調整措置が必要ではないでしょうか。 <p>先物市場との住み分けの明確化</p> <ul style="list-style-type: none"> ・燃料価格に連動している先物市場と比較して、電源投資・維持・運用を見通したコスト・価値を反映する中長期取引市場は短中期において割高になると考えられます。その場合、市場参加者は先物市場での取引が行う可能性が高くなると考えられます。

	<ul style="list-style-type: none"> ・ 先物市場はより長期の取引も可能となってきております。3 年先までの同じ時間軸で、価格の考え方の異なる 2 つの市場が存在する事は、一物一価の考え方にもそぐわないと思われます。中長期取引市場を創設するのであれば、先物市場との間での位置づけの違いを明確にすることで、その存在意義を明確にできると考えます。 <p>流動性確保に向けた当局のモニタリング</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 小売電気事業者に対して量的確保の一律の義務がかけられる事で、交渉力としては発電事業者の方が強くなる傾向にあると考えられます。 ・ 流動性の高い市場形成を目指すのであれば、発電事業者に対する供出義務や、発電事業者が将来的な価格上昇を見越した売り渋り行動をしていないか等の、当局による厳格なモニタリングが望ましいと考えます。 ・ ただし、こうした措置は先物市場など他の市場の流動性を希釈するリスクもあるため、制度設計において慎重なバランスを考慮いただけますようお願い申し上げます。 <p>既存市場の検証の必要性</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 現在、JEPX/先渡市場およびベースロード市場が存在しているものの、流動性のある市場として機能しているとは言えない状況と考えております。 ・ 取引市場を増やす前に、既存市場のどの部分がどのような理由で機能していないのかを徹底的に検証し、必要な改善策を検討した上で、既存市場の再構築、廃止、新市場の設立について議論していただくことをお願い申し上げます
58	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中長期取引市場への売り入札価格は、電源投資の促進に資する市場となることを前面に押し出されることなく、また、不当な価格のつり上げが実施されないように、透明性と安定性の確保を重視する制度設計を要望します。 ・ 発電事業者として、スポット市場よりも中長期取引市場への入札の方が一方的に有利にならないような制度設計とし、引き続きのスポット市場の取引活性化の実施を要望します。
59	<ul style="list-style-type: none"> ・ 量的な供給力確保義務及びその確保手段である中長期取引市場の導入に際しては、小売電気事業者間で公平な電源調達のための機会を確保するため、旧一電発電事業者の内外無差別及び情報開示を徹底することが必要
60	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売電気事業者のみに新たな義務を課すことで、市場価格が上昇することが懸念されるため、小売電気事業者の調達価格の上昇を抑制する仕組みが必要
61	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中長期取引市場は定型的な商品のみを扱うのではなく、小売電気事業者のロードカーブに応じた供給量確保が可能となる多様な商品を扱うことが必要
62	<ul style="list-style-type: none"> ・ 客観性・透明性を維持するため、取引価格には電源投資・維持管理等、容量市場において含まれているコストを含むべきではない
63	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中長期取引市場における約定価格（燃料調整事項）は、客観性・透明性に加え、燃料調整事項や排出量取引制度、炭素賦課金の影響等予見性を持った価格とすることが必要
64	<p><取り扱い商品について></p> <p>（１）燃調有無について</p> <p>価格指標を燃調有で形成することで、相対取引の活性化に大きく寄与するものとする。</p> <p>※燃調無商品と燃調有商品の両方が取り扱われることは問題ない。</p>

	<p>（２）商品の種類について</p> <p>相対契約における価格指標を形成するためには、相応の約定量が必要である。そのため、点灯帯（例：16-22 時）や季節別（例：夏季・冬季等）といった小売電気事業者からのニーズが高い商品を取り扱うことで、約定量を高めていくべきである。</p>
65	<p><約定量確保について></p> <p>市場開設から当面の間、供出量を高める方策が論点に挙がっていると思うが、供給力確保の手段および電力価格指標形成のためには、供出され約定される量が高まることが不可欠であると考ええる。</p> <p>中長期取引市場のブロック（市場分割された複数エリア）別に価格の差が大きくなっている場合等、価格の高いブロックで卸販売している発電事業者の販売価格が妥当なものであるかを監視していただきたい。</p>
66	<p><市場開催スケジュール></p> <p>相対契約のスケジュール（卸公募は 8 月以降、協議契約は数か月に亘って実施）を鑑みると、中長期取引市場は 7 月までには開催し一定量約定され、電力価格指標が形成されている必要があると考える。</p>
67	<p>新しい中長期取引市場の創設にあたっては、既存市場（先物市場、先渡市場、ベースロード市場等）との整合が重要であることから、十分な時間をかけて制度設計いただきたい。また、足元では再エネを中心にオフサイト PPA の契約が盛り上がっているが、その多くは 20 年間といった長期契約であるため、中長期取引市場の創設が既契約者にとって不利に働かないよう配慮をお願いしたい。</p>

4. 短期の最適な需給運用を可能とする市場整備（検討事項④）

No	意見内容
1	<p>同時市場については、その導入スケジュールを前広に明らかにしていただき、事業者の十分な準備期間を確保していただきたい。</p> <p>事業者側のシステム対応も不可欠となると考えられる中、需給管理に関するシステムを提供できるベンダーの数は少なく、ベンダー確保が困難となったり、システム開発費用の高騰（吊り上げ）が発生する可能性もあり、国による支援やシステム開発費用の監視等も検討していただきたい。</p>
2	<p>同時市場の設計にあたっては、新電力の需給管理業務の実情を踏まえ、過度な負担が発生しないよう、配慮をお願いしたい。</p>
3	<p>蓄電池やデマンドリスポンス等の分散型エネルギーリソースについて、同時市場においても、適正に取り扱われるよう十分な配慮をお願いしたい。</p> <p>市場参入ルールについては、既存の火力電源等の大規模電源をベースとするのではなく、分散型エネルギーリソース特有の事情も考慮した要件としていただきたい。</p>
4	<p>同時市場の導入までは一定の期間が必要になると想定されるが、それまでの間においても、既存の需給調整市場において、応札量不足に対処するため、蓄電池やデマンドリスポンス等の新たな分散型エネルギーリソースの参入を促進する措置を設定していただきたい。</p>
5	<p>同時市場の検討にあたっては、市場設計が自己目的化せず、最適な需給運用の実現という本来の目的を見失わないようにしていただきたい</p> <p>また、最適な運用となっているかについて、発電設備の運用に関する知見を有したものを加えたメンバーによる検証を行うようにしていただきたい。</p>
6	<p>調整力のパフォーマンスに応じた評価方法について、その評価方法や「一次調整力（GF）」と「二次調整力①（LFC）」にどの程度のインセンティブを与えるのか具体的な数値を用いて早期に示していただきたい。</p>
7	<p>同時市場の検討では上位2系統での最適化が前提になっていますが、上位2系統未満に接続されている電源の効率的な運用や系統混雑解消といった点も安定供給や電力コスト低減の面で重要と認識しています。上位2系統未満に混雑管理等について、一般送配電事業者による管理・運用とするのかアグリゲーターによる系統混雑解消の仕組みを作るのか、前者の場合はアグリゲーターの存在意義について、後者とする場合は有用な系統情報の開示といった観点から整理いただきたい。</p>
8	<p>同時市場導入にあたって、新システム導入に伴うコスト負担の主体と配分ルールを明確化にする必要があります。また、大規模・高効率電源に約定が偏ることで既存発電所の退出を助長しないよう、制度設計に十分配慮が求められます。さらに、アップリフト負担が小売事業者に過度に集中し市場参入の障壁とならないよう留意いただきたいです。なお、過渡期措置として現行市場を活用する場合、現行市場への影響や導入によるメリットとデメリットを十分に検証したうえで実施することも重要と考えます。</p>
9	<p>調整力は供給側に限らず需要側設備でも行っており、同時市場が整備された暁には需要側での調整（需要家にとっては役務提供行為）をどのように折込んでいくのか検討すべきではないか</p>

10	同時市場のメリットばかりが言及されるが、想像しうるデメリットへの考察が不十分
11	シャドウプライスの実用性に疑問
12	「容量市場（kW 価値）」と「電力市場（kWh 価値）」の役割分担を明確化し、両方で“投資回収”や“安定供給”を目的とした入札価格が形成され、調達(落札)側で重複負担が発生しないような市場制度を設計頂きたい。
13	<p>同時市場の制度設計にあたり、資源エネルギー庁及び次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会に対して、以下の3点を提言する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・意見1：議論の全体像と整合性の再確認： 現在の技術的詳細に偏重した議論から一旦距離を置き、同時市場が日本の全てのエネルギーリソース（送電系統・配電系統の区別なく）の最適活用と、国家的な脱炭素化戦略に如何に貢献するののかという大局的なビジョンと基本原則を再確立すべきである。 ・意見2：配電系統に接続するリソース（DER）とアグリゲーターの明確な位置づけ： 同時市場の制度設計の初期段階から、配電系統に接続されたDERが、その価値を束ねるアグリゲーターを介して市場参加できる道筋を明確に組み込むべきである。DERとアグリゲーターを後付けの検討事項とするのではなく、市場の基本構造そのものに織り込むことが不可欠である。 ・意見3：検討体制の一元化と議論の透明性・アクセシビリティ向上： 上位系統リソースと配電系統リソースの役割に関する戦略的議論は、縦割りの議論による部分最適を避けるため、本小委員会のような一元的な場で統合されるべきである。また、アグリゲーターを含むより広範なステークホルダーの参画を促し、社会的な受容性を確保する観点から、議論の透明性と分かりやすさを格段に向上させる努力が求められる。上位系統由来の議論と下位系統由来の議論とで、テクニカルに詰めるべき事項が異なる場合にテクニカルセッションを設けて検討を求めることはやぶさかではないものの、統一的な観点から一貫性をもって審議する場を持っていくべきである。なお、将来の市場参加者となり得る者に対するアウトリーチ活動を充実させ、その中で表明される懸念や提案を議論に反映させる仕掛けを組み込むことも強く要望する。
14	同時市場開場に向けた、スケジュールイメージを早期に関係者に提示されたい。現在各市場に参加しているリソースの取り扱い、需要家サービス内容の見直し、システム構築など準備作業は多岐にわたる。幅を持った見通しで構わないので提示をお願いしたい。
15	容量拠出金の拠出意義としてスポット市場の安定化効果（安価化含む）が小売事業者に資源エネルギー庁より説明された経緯がある。同時市場に係る今後の議論において、容量拠出金が同時市場に与える安定化効果とその波及経路を明確化すべき。
16	容量市場リクワイアメントの一つに余力活用契約がある。余力活用契約は調整力の需給調整市場「外」での調達手段として現在多用されている。同時市場稼働後、余力活用契約電源は原則として同時市場へ投入し、すべての調整力が市場内で取引される前提にて、今後の議論と設計を進めるべき。
17	まだ議論が開始されていない、需要側リソース（蓄電池、コジェネ及びこれら小規模分散型リソースのアグリゲーション）の市場参加について、その多種多様な特性を踏まえた制度設計として、以下のとおり要望する。

	<p>①火力発電機とは異なる費用構造や運転特性を持つ需要側リソースの取り扱いに係る制度検討</p> <p>②リソースが複数箇所で系統接続される、アグリゲーションの技術的特性を考慮した制度検討</p> <p>③小規模分散型リソースが、アグリゲーターを通じて持続的に市場参入できるよう、収益性確保の支援措置（FIP制度のようなプレミアム）の検討"</p>
18	<p>短期の最適な需給運用を可能とする市場整備の趣旨には賛同しますが、制度導入はスケジュールありきで進めるべきではありません。近年、複数の新制度が相次いで導入され、GX-ETSとの整合性を含めた議論も続いており、事業者・需要家は制度変更への対応に大きな負担を強いられています。制度の考え方が短期間で繰り返し変わることは、システム対応や契約設計において多大なコストを生み、予見性の低下は投資抑制や安定的な事業運営に深刻な影響を与えます。したがって、既存制度との整合性を十分に確認し、需要家・事業者が変化に適切に対応できる時間を確保することが不可欠です。制度の安定性と予見可能性を重視し、腰を据えた議論と段階的な導入を強く求めます。</p>
19	<ul style="list-style-type: none"> ・小委に提示された同時市場に関する記載について、「同時市場は、あくまでも電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とする市場であり、発電、小売、送配電の各事業者が、安定供給のために果たすべき役割や責任を変更するものではなく、同時市場の導入後も、引き続き役割・責任を果たすことが求められる。」「電源の売り入札について、発電BGが自ら電源起動・出力量を確定させる入札方法も原則として自由に選択可能とする。」との記載に賛同。 ・検討会において示された今後の検討の進め方として、「実務的な観点を踏まえた同時市場の詳細設計」と、「同時市場の導入に必要な市場システムの開発に向けた要求定義」を実施し、それらの作業を通じて実現可能と判断された場合は同時市場の導入を最終決定することとされているが、必要に応じて、費用便益分析の再評価も視野に入れながら、引き続き丁寧な検討をお願いしたい。 ・今後の詳細設計においても、実務者の声にも耳を傾けながら実務観点も踏まえた検討をお願いしたい。
20	<p>同時市場の検討に当たっては、発電・小売事業者の創意工夫が収益に反映される設計としていただきたく、導入ありきでなく時期・内容の見直しを含め検討いただきたい。</p>
21	<p>小売電気事業全体に大きな影響を及ぼす制度となるため、慎重な議論をお願いしたい。</p>
22	<p>同時市場のシステム開発検討を進める上で、以下の点を十分に配慮の上で検討をお願いしたい。</p> <p>（開発の進め方）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・同時市場の開発を進める上では、十分な検討期間と開発期間を確保するとともに、ロードマップに示された各フェーズ（業務設計、要求定義、システム開発、事業者連携・最終準備）から、次のフェーズに進む段階ごとに、しっかりと市場の仕組みとシステムの実現可能性を見極めて、ご検討いただきたい。 ・特に、ロードマップに示されている業務設計においては、その後のフェーズの進展を大きく左右するものであるため、日本と海外の違いも含めて調査を行い、日本の制度や市場環境などに合致した設計を行っていただきたい。 <p>（業務設計について）</p>

	<p>・同時市場は、需給運用と密接に関係があり、安定供給にも大きく影響する重要な市場である。そのため、システムの業務設計を行う上では、「市場が機能すること」が大前提であると考えている。したがって、まずは業務設計のフェーズにおいて、需給調整市場の反省を踏まえて市場参加者がどのように行動するかの調査・分析を行い、その結果も踏まえつつ、市場参加者に期待する行動をしてもらえよう制度・仕組みの構築をお願いしたい。</p> <p>・現状、懸念している点を以下に示す。</p> <p>①欧米ではガス・石油のパイプライン網が整備されているため燃料調達の柔軟性が高い一方、日本では船舶輸送や基地の立地制約といった要因から、燃料調達の柔軟性が低いという特徴がある。燃料の計画消費の動機が強ければ自己計画電源が大宗を占める入札となる可能性も考えられ、その場合、同時市場の SCUC 計算が収束しない可能性や、そもそも市場が機能せず、調整力が不足し市場価格が高騰、市場外で需給調整せざるをえない虞。現行の需給調整市場においても、需給ひっ迫していないにも関わらず事業者の市場供出が大きく不足するような不測の事態が生じており、事業者の行動も考慮が必要である。</p> <p>②必要な供給力・調整力がしっかりと確保できることは大前提であるが、市場応札量の拡大を狙って応札インセンティブを付与するほど、約定価格やアップリフトが高騰し託送料金や小売料金（需要家の負担）が増加することを懸念。このトレードオフの関係を踏まえ、双方のバランスを見定めた制度設計が重要と思料。</p> <p>③アップリフトの負担を、具体的に誰にどのような割合で、どのようなスキームで行うかや、小売入札需要と TSO 想定需要に基づく SCUC の組合せ方法といった課題も残されていると認識しており、これらをクリアにする必要。</p> <p>④次期中給システムの開発においては、海外パッケージを基本としながらも、日本固有の制度・運用への対応に伴うカスタマイズ範囲の増大が遅延の要因となっている。この経験から、同時市場においても、海外パッケージの活用は容易ではなく、多大なカスタマイズが必要となる虞があり、業務設計において見極めが重要。</p> <p>・このように、現状では、同時市場のシステム開発および実運用が可能かを判断できるだけの情報が不足していると捉えている。そのため、今後、業務設計のフェーズでの検討が極めて重要となってくる。是非、市場参加者に期待する行動が実現できる業務設計になっているかの評価に加え、システムの開発可否を判断できるレベルまで、充分かつ詳細な調査・分析を行っていただきたい。</p> <p>（要求定義について）</p> <p>・需給調整市場検討小委員会の立ち上げ当時を振り返ると、制度検討作業部会にて TSO が市場運営者に決定した後に、実際にシステム開発に関する作業等を進める中で、検討すべき事項が膨大にあることが明らかとなり、結果して市場開始を 1 年延期させることとなった。このように、市場運営者による当事者意識と責任を持った細部検討を通して初めて顕在化する課題もあるため、同時市場においても、第 2 段階の要求定義前には、開発の責任主体を明確化するのが望ましいと考える。</p>
23	<p>（同時市場の実装に向けた対応）</p> <p>「同時市場は、あくまでも電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とする市場であり、発電、小売、送配電の各事業者が、安定供給のために果たすべき役割や責任を変更するものではなく、同時市場の導入後も、引き続き役割・責任を果たすことが求められる。」との記載が</p>

	<p>ありますが、引き続き電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とし、役割・責任を果たすために、各種電源の特性や運用の制約を十分考慮するとともに、事業者の運用・実務の対応が可能かどうかを確認しながら市場設計の検討を進めていただきたいと考えています。</p>
24	<p>1) 発電事業者が制度全体として適正な事業報酬が得られるよう、「同時市場の在り方に関する検討会」における、kWh・ΔkW（調整力）価格等に関する下記の現行整理・検討方針を堅持いただきたい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ kWh 価格：エリアプライス制維持、シングル・シャドウプライス、スリーパート増分燃料費への 10%リスクフィーの許容等 ・ ΔkW（調整力）価格：逸失利益シングルプライス（ただし ΔkW 価格分布等の課題確認と必要な対策の検討が必須）、高性能な調整力リソースへのパフォーマンス報酬（一次・二次調整力についてのマイルージ評価）等 ・ アップリフト最小化 <p>2) 運用制約等を持つ電源への配慮として、電源の自己計画／市場計画の自由選択の原則を堅持し、かつ同時最適化計算で用いる電源パラメータの仕様検討に関する発電事業者へのヒアリングを実施いただきたい。</p> <p>3) 系統用蓄電池事業者の既存事業を阻害しないよう、同時市場による運用を行うか行わないか、自由に選択できるという方針を堅持いただきたい。</p>
25	<p>同時市場の導入によってこれまでの電源投資インセンティブを削ぐことなきよう制度の建て付けを検討すべき。さらに市場制度の導入に際しては、投資判断に必要な具体的な運用方針など定量的な見通しが早期に立ち得るような情報を、十分に時間的な余裕を持って提供し、事業者の不安を早期に払拭していくことが必要。</p>
26	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2023 年 8 月から約 2 年間に渡り「同時市場の在り方等に関する検討会」で同時市場の詳細設計が議論されたが、同時市場の制度自体が極めて難解でかつ、同時市場のこれまでの議論（勉強会を含む）に参画している事業者等のメンバーはほぼ固定されているため、議論に直接参加していない大多数の電力事業に関わるステークホルダーにとっては、現行制度と何が違って、事業運営等にどのような影響を与えるのか等も含めて、認知度や理解度が高まっていないものと思料する。・ 本意見募集発出以降、9/22 の第 20 回同時市場検討会で「第 2 次中間とりまとめ」がセットされており、最大限わかりやすく整理しようという試みはされてはいるものの、この取りまとめの文章を読むだけでは理解が追い付かないステークホルダーが多いものと思料する。 ・ このため、例えば、最近開催された FIP 勉強会等の事例も参考にしつつ、本意見募集で寄せられた意見も踏まえて、同時市場に関して WEB 勉強会を開催頂くなど、ステークホルダーの認知度や理解度を高める方策を十分実施していただき、その上で、「第 2 次中間とりまとめ」を対象とした意見募集※を改めて実施していただきたい。 <p>※本意見募集同様、同時市場の制度設計の議論を行う過程で実施するものであり、行政手続法に基づくパブリックコメントとは異なるもの</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ このような丁寧なプロセスを採用することで、新たに留意すべき事項や見落としとしていた論点の発見など新たな気づきを得ることも期待でき、「第 2 次中間とりまとめ」で示された詳細設計の案の妥当性の判断あたっても有益になるものと思料する。

27	<p>本意見募集発出以降、9/22の第20回「同時市場の在り方等に関する検討会」で、「第2次中間とりまとめ」がセットされるとともに、同時市場の導入可能性については、「第2フェーズのシステム開発の要求定義の検討結果を踏まえて最終判断する」と整理された。</p> <p>同時市場については、当社は、2025年3月に実施された「電力システム改革の検証結果と今後の方向性（案）」の意見募集で、「まずは2026年度から実施される需給調整市場の前日取引化が当初の想定通りにワークするかどうかを十分見極める必要があり、拙速に同時市場の導入を決定するべきではない」と意見しており、今回の整理に賛同する。</p> <p>他方で、同時市場導入の最終判断の基準を、システム対応等の実務的な実現可能性に重きを置いている印象も拭えない。電力システムにおいて顕在化する課題を解決するためには、本来は、同時市場の導入と既存市場のファインチューニング等のプロコンを整理した上で、どちらの費用対効果が高いかなどを適切に比較することが重要と考えるが、これまでの同時市場検討会ではそうした視点での議論は行われていない。</p> <p>市場の活用はあくまで手段であり、同時市場の導入それ自体が目的化することがないよう、第2フェーズにおいては、その時点における電力システムの状況等を十分に踏まえた上で、同時市場の導入が電力システムの課題解決のためのベストプラクティスになるのかという客観的な視点に基づき慎重な最終判断を求めたい。</p>
28	<p>同時市場の導入に関する費用便益分析（B／C）については、6.4～9.2という結果が得られ、費用を大きく上回る便益が期待できるということが示されている。</p> <p>この結果が最初に示されたのは、2024年5月22日の第9回同時市場検討会であるが、冒頭に下記の通り「本試算が絶対的な指標ではないことに留意いただきたい」と非常に大きく目立つ形で注記が示され、複数の委員から「この数値が一人歩きしないように」という趣旨の発言があったと認識している。</p> <p>こうした議論を踏まえ、（第1次）中間とりまとめ（2024年11月8日）では、この注記が記載されていたものの、同時市場が議題となった、第3回制度設計WGの資料では、B／Cの数字にこうした注記は一切なく、まさにB/Cが6.4～9.2という数字だけが独り歩きしているような状況となっている。</p> <p>9/22の第20回「同時市場の在り方等に関する検討会」で「第2次中間とりまとめ」がセットされており、その内容については、改めて制度設計WGや次世代電力・ガス基盤構築小委で報告されると推察するが、その際に、B／Cの6.4～9.2という数字は絶対的な指標ではなく、費用便益分析の結果は変わり得ることについて、資料に適切に記載いただきたい。</p>
29	<p>第3回制度設計WGでは、変動性再エネ電源の大量導入に伴う需給運用の困難化や、ノンファーム型接続の再エネ電源等の増加により、系統混雑が徐々に増加による混雑処理（再給電）費用の増加への懸念から、系統混雑を考慮した新たな電源運用の仕組みとして同時市場の導入には意義があるとされた。</p> <p>しかし、9/2の第92回広域系統整備委員会で示された、「2030年度における系統混雑想定」では、東地域のローカル系統混雑の進展が想定されているものの、基幹系統の混雑はさほど増えておらず、また年間出力制御電力量については増えてはいるものの、総需要に占める割合は極めて軽微（0.1～0.2％程度）でかつ東エリアに偏っていることが示されている。</p> <p>同時市場検討会では、B/Cが6.4～9.2であることが示されているが、こうした実際に想定さ</p>

	<p>れている系統混雑等を踏まえると、このB/Cの数字の大きさにはリアル感や納得感が乏しい。</p> <p>同時市場の導入可能性については、「第2フェーズのシステム開発の要求定義の検討結果を踏まえて最終判断する」と整理されているが、最終判断を行うにあたっては、B/Cについて、前提条件や算定プロセス等を十分公開した上で改めて算定の上、十分なチェック＆レビューを行うべきと考える。</p>
30	<p>同時市場制度においては、広域メルिटオーダーに基づき、発電所単位で発電計画が作成される設計が検討されています。この設計により、これまでアグリゲーターがグループ単位で管理していたインバランスが、発電所ごとに発生する構造となると考えております。</p> <p>このような制度変更に伴い、以下の点について国として明確な方針を示していただくよう要望します：</p> <ul style="list-style-type: none"> ① インバランス責任の所在を明確にすること ② BG 制度およびアグリゲーターの役割を制度上に明確に位置づけること ③ インバランス料金設計の基本的な考え方を丁寧に示すこと <p>これらの制度的な明確化は、分散型リソースの適正な評価と、事業者の安定的な運営環境の確保に不可欠です</p>
31	<p>蓄電池事業者の同時市場運用要件および収益機会の設計を明確化し、分散型リソースの持続的な発展を阻害しない市場設計への再検討を強く要望します。</p>
32	<p>< 安定的な燃料確保の観点を踏まえた同時市場の設計 ></p> <p>安定供給のために果たすべき現行の発電・小売・送配電の役割や責任を維持すること、発電事業の予見性確保や中長期取引との整合性を図る観点から、発電事業者の裁量の余地を可能な限り確保する制度設計の基本的な考え方に賛同する。</p> <p>今後、詳細設計にあたり、技術的な実現可能性やコスト検証もさることながら、実務的にワークできるのかどうかという視点が特に重要となるため、引き続き事業者の意見を踏まえながら丁寧に検討を進めていただきたい。</p>
33	<p>当日断面の時間前ザラ場市場は維持されるのか。未定であれば維持していただきたい。</p> <p>同時市場において、BG 側が当日断面において刻々変わる気象などの情報から変化する再エネ・需要予測に基づき、調達量を機動的に増減させるためには、現行の時間前ザラ場市場が必須と考えられるため。</p>
34	<p>蓄電池やデマンドリスポンス等の分散型エネルギーリソースについて、同時市場においても、適正に取り扱われるよう十分な配慮をお願いしたい。</p> <p>市場参入ルールについては、既存の火力電源等の大規模電源をベースとするのではなく、分散型エネルギーリソース特有の事情も考慮した要件としていただきたい。</p> <p>同時市場において、従来型電源と分散型エネルギーリソース等の新規リソースが適切な競争を行うことが、適正な価格での価値のやり取りの観点からも重要であると考えます。</p> <p>これまでの kWh 市場、ΔkW 市場は、火力発電等の従来型大規模電源をベースに市場参入ルールが構築されていますが、今後、再生可能エネルギーの増大や系統用蓄電池をはじめとした新たなリソースの拡大も期待され、本市場を通じた取引活性化に寄与するものと想定され</p>

	<p>ます。</p> <p>同時市場のルールが従来型大規模電源のみをベースとしたものとなってしまうと、これらの新たなリソースの参入が困難となり、万が一火力電源の退出が続いた場合には供給力確保の観点からも問題になると考えられます。</p>
35	<p>同時市場の導入までは一定の期間が必要になると想定されるが、それまでの間においても、既存の需給調整市場において、応札量不足に対処するため、蓄電池やディマンドリスポンス等の新たな分散型エネルギーリソースの参入を促進する措置を設定していただきたい。</p> <p>足元の需給調整市場は、従来の大規模火力電源等をベースとした市場参加要件が設定されており、系統用蓄電池をはじめとした分散型エネルギーリソースは、本来の性能を発揮できなかったり、参入が難しくなるといった事例が顕在化しております。</p> <p>特に、再生可能エネルギーの拡大は足元でも進み、調整力確保のための需給調整市場に応札が不足している状況の中で、蓄電池等のリソースの参入を促すことは、同時市場移行後も含めた将来の調整力確保の観点から非常に重要であると考えます。</p> <p>具体的には、専用線オンライン接続までの間の一次調整力オフライン枠での参加を認めていただく（1万kW超のリソースの場合）、自然体余力の募集量からの控除については新規リソースが参加できる枠を阻害しない範囲とする、といった施策について、早期の実行をお願いしたいです。</p>
36	<p>新設アセットが投資回収できるような市場制度ルールをご検討いただきたい。</p> <p>TSOコスト最小化を最重要視し、「限界費用」を登録するルール設計となっているが、これでは新規アセットの投資回収が困難となり、結果として新規アセットを呼び込むことができず、供給力・調整力の新陳代謝が進まない、つまり国全体の設備老朽化が進行してしまうこととなる。</p> <p>これは検討事項⑧にも関連するが、短期の最適需給運用を永続的に実現しようとした場合、設備の新陳代謝が必要十分条件であることは自明であり、すなわち新設アセットが投資回収できる、その予見性が確保される市場制度ルールのビルトインが必須であると考えます。これらを充分考慮した市場設計を検討すべきだと考える。</p>
37	<p>同時市場周辺の検討に際しては特定卸供給事業者も含めた検討の場を整備願いたい。</p> <p>同時市場運開の時期においては、再エネを含む分散型電源の導入促進・ローカル系統混雑など、現状同時市場で主に検討されている基幹系統以外での課題も顕在化している可能性が高い。この課題を同時市場の中で解決するにせよ、それ以外で解決するにせよ、分散型電源の果たす役割は小さくないと思料することから、市場や運用上の制度検討に当たっては、特定卸供給事業者（アグリゲータ）の果たすべき役割等についても議論を醸成させることが望ましく、関係者も含めた検討の場が持たれることが有益ではないかと思料するため。</p>
38	<p>スケジュールイメージの早期の提示</p> <p>【意見】</p>

	<p>同時市場開場に向けた、スケジュールイメージを早期に関係者に提示していただきたい。現在各市場に参加しているリソースの取り扱い、需要家サービス内容の見直し、システム構築など準備作業は多岐にわたる。幅を持った見通しで構わないので提示をお願いしたい。</p> <p>同時市場の導入は、現行のスポット市場や需給調整市場を代替する大規模な制度変更です。これは市場に参加する事業者の取引の枠組みを大きく変えるものであり、システムや運用面に多大な影響があります。</p> <p>実際に、WG の委員からも「導入する場合には、十分な準備期間や試行期間を設けるなど、慎重かつ丁寧な対応をお願いしたい」との意見が出ています。事業者システム改修や新たな業務フローの構築といった実務的な準備を計画的に進めるためには、大枠のスケジュール提示が不可欠です。</p>
39	<p>余力活用契約の同時市場への取込み</p> <p>【意見】</p> <p>容量市場リクワイアメントの一つに余力活用契約がある。余力活用契約は調整力の需給調整市場「外」での調達手段として現在多用されている。同時市場稼働後、余力活用契約電源は原則として同時市場へ投入し、すべての調整力が市場内で取引される前提にて、今後の議論と設計を進めるべき。</p> <p>現行制度の課題として、kWh 市場と ΔkW 市場が別に運用されているために「電源の販売先の市場が分散していること」や「kWh 市場と ΔkW 市場が別に運用されているため取り合いが生じうる」点が挙げられています。</p> <p>同時市場は、この課題を解決するため、電力 (kWh) と調整力 (ΔkW) を同時に取引・約定させる仕組みです。この仕組みの効率性を最大限に発揮させるためには、市場外で個別に行われている調整力の調達 (余力活用契約など) も市場内に取り込むべきと考えます。これにより、透明性の高い、多くのリソースが集う市場において、需給の最適化を図ることができるものと考えています。</p>
40	<p>多種多様なリソースを見据えた対応方針の検討</p> <p>【意見】</p> <p>まだ議論が開始されていない、需要側リソース (蓄電池、コジェネ及びこれら小規模分散型リソースのアグリゲーション) の市場参加について、その多種多様な特性を踏まえた制度設計として、以下のとおり要望する。</p> <p>①火力発電機とは異なる費用構造や運転特性を持つ需要側リソースの入札方式 (Three-Part Offer との整合性等) の具体的な提示。</p> <p>②リソースが複数箇所で系統接続される、アグリゲーションの技術的特性を考慮した制度的配慮</p> <p>③小規模分散型リソースが、アグリゲーターを通じて持続的に市場参入できるよう、収益性確保の支援措置 (F I P 制度のようなプレミアム) の検討</p> <p>電力システムの安定化と 2050CN の実現のためには、需要側リソースの活用が不可欠と考えます。各リソースは小規模ではあるが創意工夫されたものであり、アグリゲーションはこ</p>

	<p>れら分散されたリソースを束ね調整力や供給力を提供する「創意工夫の結集」です。</p> <p>現行の同時市場の論点整理は、単一地点に接続された大規模な火力発電所の算入を前提としており、需要側リソースの参加を見据えると、以下の課題が考えられます。</p> <p>①火力発電機のコスト構造をモデルとした Three-Part Offer では、蓄電池やコジェネなど異なるコスト構造・運転特性の需要側リソースがどのように入札すればよいのか、現行の資料では不明です。</p> <p>②小規模分散型リソースは、単一の発電所と違い複数地点に点在するという技術的特性があります。その技術的な参加要件を整備し、価値を適切に評価する制度的な手当がなければ、ビジネスモデルの普及は困難です。</p> <p>③加えて、メリットオーダーを徹底した結果、待機コスト等がかかる需要側リソースの収益機会が極端に減少することから、一定の支援措置がなされなければ、持続的な参入継続が難しく、退出が懸念されます。</p> <p>WG の意見にもある「地域に根ざした事業者などの芽を摘んでしまう」事態は、分散型リソースの活用を促進するという国の政策目標とも整合しなくなります。</p> <p>全ての市場参加者が持続的に活動できる事業環境につき、需要側リソースに関しても、市場メカニズムと政策的支援の両面から議論を進めていくよう、お願いします。</p>
41	<p>事業者意見募集に当たっては、本来であれば分散電源等の約定の形態について検討した上で募集を行うべきである。</p> <p>ここまでの検討内容は調整力のある火力電源の最適起動に絞られており、分散電源、需要抑制、高速系調整力の約定の態様が全く見えていない。先行した検討への評価がこれら未検討項目にそのまま適用される懸念がある。今回の意見募集の結果に関わらず、未検討リソースの検討も踏まえた上で必要な制度の見直しも行っていくべきと考える。</p>
42	<p>デメリットへの考察など、アグリゲータ等プレーヤーのコスト増も勘案した丁寧な制度議論を行ってほしい。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ kWh と Δ kW の同時約定により電源の最適起動が可能という制度目的とされている。 ・ 同時市場の制度検討が始まった頃は、調整量先取りーJEPX への売り玉減少ー約定価格高騰を懸念していたが、実際にはそういう状況にはなっていない。26 年度からは Δ kW も前日約定に一本化されるため、電源の合理的起動が可能になりうる。当初懸念、検討前提ともに実情とは異なっている。同時市場による便益と並行して生じる不便益（市場参加者が強いられる新たなシステム投資費用）も評価して、制度導入を考えるべきではないか。
43	<p>シャドウプライスの実用性も検証しながら丁寧な議論を行ってほしい。</p> <p>同時市場の約定価格としてシャドウプライスの採用が織り込まれており、『需要（供給）が微少に 1 単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用』であるとの説明がなされている。隠れた効用を評価する意図は理解できる一方、通常の市場取引における約定価格と異なり分かりやすさに難がありすぎる。学理的には効率的な発想でも実ビジネスの取引値としては活用しがたく、効率的ではない部分もあ</p>

	る。価格シグナルとしての分かりやすさや、プレーヤーの行動を促す仕組みについては、各プレーヤーの声も聞きながら丁寧な検討をお願いしたい。
44	大容量蓄電池力でΔkW 市場は不要になる。
45	同時市場が解決を目指す課題のうち、現在の市場の下でも対応可能なものは、同時市場の導入を待たず対応を進めるべきである。
46	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同時市場の導入にあたっては、発電事業者の運用裁量や投資インセンティブが損なわれないよう、Three-Part Offer（起動費・最低出力費用・増分費用）等のコスト構造が適切に反映されるルールの明確化と、十分な準備・試行期間（最低1～2年）を設ける必要がある。 ・ 発電余力の入札義務や運用裁量の扱い、TSOからの指令の公平性、ユニット単位ではなく水系単位での運用など、水力の特性も十分に考慮した制度設計が必要である。
47	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同時市場開設に伴い、事業者に求められる行動、計画提出者に求められる行動（BG 組成しているのが発電事業者とは限らず小売電気事業者の場合もある）等、市場設計するうえで目指すべき方向性が事業者毎で解釈が分かれないう示していただきたい。 ・ 同時市場導入により、現行の JEPX (kWh)、EPRX (ΔkW) への市場応札対応、システム変更がどのようになるのか等、事業者に対しては早めに提示していただきたい。また、全事業者を対象とした場合、その準備にかかる期間は事業者毎に異なることから、事業者の準備期間も考慮したうえでの制度議論、制度導入をお願いしたい。
48	<p>同時市場のシステム開発や運用に関して、以下の点について検討をお願いしたい。</p> <p>[開発の進め方]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 同時市場システムは技術難易度が高く※、需給運用・系統運用の実務にも影響するものである。そのため、十分な検討期間と開発期間を確保するとともに、ロードマップに示された各フェーズ（業務設計、要求定義、システム開発、事業者連携・最終準備）においては、次のフェーズに進む段階でしっかりと実現可能性を見極めて判断ができるよう検討いただきたい。 ・ また、同時市場の導入にあたっては、十分な移行期間と試行期間を設け、実証を通じ市場設計の妥当性を確認しながら、制度・運用面での丁寧な検討をお願いしたい。 <p>※同時市場の約定処理機能（SCUC/SCED）は、PJM を含む北米 ISO で採用実績があるが、日本への導入にあたっては、系統規模や系統構成・運用方法の違いに加え、再エネ大量導入に伴う特殊リソースの模擬ロジック（揚水・蓄電池）、日本固有の流通設備（FC 等）や制度（優先給電ルールや再給電方式、余力活用も含めた調整力運用など）に対応するためのカスタマイズが必要であり技術難易度が高いことが想定される。</p> <p>[市場制度・運用ルール]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 需給運用と密接で安定供給に大きく関連する同時市場の制度設計にあたっては、市場参加者がどのように行動するかの視点が必要と考える。現行の需給調整市場では応札不足が生じており、運用開始後にこのような事態を回避するためにも、市場供出インセンティブの設計や、中長期市場との整合、既存ルールを市場参加者が応札しやすいルールに見直すなど（例：需給制度・系統混雑の抑制順序に差異があるため統一するなど）、市場制度全体の設計

	<p>を通じて、市場の評価をしながら検討を進めていただきたい。</p> <p>[一般送配電事業者の需給収支変動リスクへの影響]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 同時市場の約定や清算方法によっては、一般送配電事業者にとって外生的要因による需給収支変動リスクが大きくなり、送配電事業の運営にも影響があると考えられる。 ・ 市場全体が健全に機能するためには、基盤となる送配電事業の安定性が必要であると考えており、一般送配電事業者がそういった過度なボラティリティリスクにさらされないような制度を検討していただきたい。
49	<p>現行の市場（スポット市場、時間前市場、需給調整市場）環境下では、市場が複数存在することでメリットオーダーでの約定が成立しにくいことや、電源が各市場に適切に配分されないことによる市場価格高騰等の課題が顕在化しており、これらの課題解決に向けた抜本的対策として、将来的には同時市場導入が望ましいと考える。しかし、同時市場導入までには未だ相当の議論と期間を要する状況と認識しており、それまでの間の暫定的対策として、以下のような改善策を着実に検討し、速やかに実施いただきたい。</p> <p>【改善策の例】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ スポット市場の約定量増加のための、入札ブロックの適切な設定を促す情報開示の促進 ・ 時間前市場の取引流動性向上のための、オープニングセッション等でのシングルプライスオークションの導入 ・ 調整力確保のための、適切なインセンティブの付与（需給調整市場における揚水機・蓄電池等に対する高速商品への応札インセンティブの拡充など）
50	<p>需給調整市場で、制度変更があまりにも多く、また入札では、事業者を価格規律で縛ることが優先されており、結果として市場の成熟化を妨げているのではないか。</p> <p>この影響で、アグリゲーターのシステム開発負担が大きくなっている。また、市場参入者における事業の予見性が悪化し、蓄電池などの分散電源アセットに対する投資意欲が委縮しているように見受けられる。</p> <p>需給調整市場で、より安価な調整力を実現するのは市場原理であるべき。そのためには、リソース・プレイヤー数の拡大による市場活性化を促す、安定したインセンティブおよびレギュレーションの設計が必要ではないか</p>
51	<p>TSO とインタフェースする部分（CDT や専用線での伝送、簡易指令システムからの指令など）での TSO 毎の仕様差異が多い。開発によるコスト高や品質面の問題を生じやすくなるため、この改善をお願いしたい。</p>

5. その他

No	意見内容
1	制度設計 WG において、電化の促進に向けた能動的な方針を記載すべきである。
2	<p>(全般)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 将来、電力需要が増加する見通しの中、S+3E の基本原則の下、エネルギー安定供給を第一として、必要となる脱炭素電源の供給が確保されるように万全を期することが求められるが、実行断面への移行（制度設計を含む）にあたって、先般整理されたシステム改革検証報告書の趣旨に則り、スピード感を持ちつつ、計画倒れとならないよう実効性の高い政策展開をお願いしたい。
3	<p>(全般)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 持続可能な電力システムの構築にあたっては、安定供給の確保およびカーボンニュートラル実現に資する発電・送配電の設備形成に必要なコストがシステム全体で確保され、再投資される循環が成り立つ電力システムの仕組みが必要。 ・ この点、脱炭素電源投資に係る制度設計に際しても、需要家からの費用回収まで見据えた全体整理を進めていただきたい。
4	容量市場の効果測定を確り行ったうえで、供給力確保義務の導入検討を進めて頂きたい。
5	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経過措置料金によって、健全な競争環境が阻害されているため、その在り方についての再検討と、燃料費調整の上限撤廃などの段階的かつ計画的な是正が必要と考えます。 ・ 経過措置料金の解除基準となっているエリアシェアについても、街路灯や農事用などの特殊需要を除外することや、契約口数だけではなく kWh のシェアを基準とするなど、見直しが必要と考えます。
6	<p>(総論)</p> <p>我が国の島国としての国情や取り巻く環境を踏まえると、エネルギー安全保障・エネルギー安定供給確保に重点を置きながら、経済性確保と脱炭素化との両立を可能とする持続的な電力システムの再構築が必要であると考えております。</p> <p>電力システム改革に伴い、小売電気事業者間の競争促進や需要家の選択肢拡大がなされた一方、供給力については、火力発電の休廃止の進展等に伴い減少傾向にあり、投資予見性が十分に確保できない状況が続いていると認識しております。</p> <p>足下の我が国を取り巻く環境をみると、金融政策の修正による金利の上昇、インフレによるコスト増、労働人口の減少やサプライチェーンの撤退等による供給制約、更には世界情勢の不安定化など、不透明性が増しておりますが、一方で、生成 AI の登場により拡大が見込まれるデータセンター、半導体等の産業界からは、脱炭素の電力を、国際的に遜色のない水準かつ安定的に供給することを求められており、従来の電力システムの延長では対処が困難な状況にあると認識しております。</p> <p>我が国と同様、諸外国においても取り巻く環境が変化する中で、競争促進偏重から、自国のエネルギー安全保障、経済成長との両立を可能とする電力システムへ見直す動きがあると認識しております。我が国においても、エネルギー政策と産業政策を一体的に展開するとの方針を掲げている中、電力需要の増大にも対処できる供給力をしっかりと確保できるかどうか我が国の国力を左右するとの認識の下で、次世代の電力システムへと進化させていく必要があると考えております。</p>

	<p>民間事業者としては、大胆な投資やイノベーションに果敢に挑戦してまいりたいと考えておりますが、その前提として、国としても、投資予見性確保に資する制度措置、創意工夫の発揮に資する市場・取引環境整備など、民間が挑戦しやすい環境づくりに向け、実効性の高い制度の構築をスピード感を持って進めていただくようお願いいたします。</p>
7	<p>(第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料5について)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安定供給および保安の実現に向け、設備の高経年化に対応した設備更新や大規模修繕を行うためにも、サプライチェーンおよび設備を維持する人材の確保および確保した人財の中で効率的に業務を進めて行くことが不可欠である。 ・人口が減っていく将来が見えている中で、持続可能に送配電事業を維持していくためには、新技術も活用しつつ業務の効率化をこれまで以上に進めていかなければならない。したがって、既存のルールが新技術を活用していく上で、ハードルになっている場合には、ルールの見直しについて、これまでと同様に引き続き見直しの相談をさせていただきたい。また、例えば、昼間の道路工事等の規制緩和が進むことで、夜間ではなく昼間に工事を実施できるようになる。これにより、安全で効率的に実施可能な工事の機会が増えるだけでなく、働き方改革の推進にもつながり、電工の離職率の増加を抑える一助になる可能性もあることから、規制緩和等含めて検討に協力をお願いしたい。 ・加えて、人材の確保という観点から、労務費・物価上昇局面においても安定した物量と賃金原資を確保できることが重要であり、これを担保する託送料金制度が必要である。 ・当社としても、至近の急激な市況上昇によって他業界への人材の流出や現状の施工業者の事業撤退といった課題が顕在化していることから、送配電事業の持続性が確保できなくなるのではないかと強い危機感のもと、労務単価の抜本的な見直しを進めてきているが、引き続き予断を許さない状況である。 ・電力のサプライチェーンの根幹である送配電事業を持続的に維持していくためにも、市況に見合った労務単価を反映する上で、エスカレ影響を適切に反映できるよう託送料金制度の見直しを実施いただきたい。
8	<ul style="list-style-type: none"> ● 経過措置料金に係る制度設計WGの検討事項としては、「仮に解除された場合の最終保障供給に関する実務的な課題の整理」のみが挙げられている。【検討事項⑦】 ● 一方、足元に目を向けると、経過措置料金の改定を行っていない関西電力では依然として、平均燃料価格が燃調上限を突破し、経過措置料金が自由料金よりも安価な価格水準が継続している。経過措置料金で適用されている燃料費調整制度の上限が、燃料価格高騰時に需要家負担を緩和する役割を果たしている点は理解するものの、競争環境という側面では、健全な競争環境が維持されている状態とは言い難い。 ● この点、2025年6月27日に開催された、第10回制度設計・監視専門会合では、電取委事務局が、上記実態を適切に指摘した上で、「燃料費調整額の上限に係る論点を含めた経過措置料金の在り方について、電力システムの制度改正について集中的に議論される会議体等で議論されることが望ましい」と指摘している。 <p>(出展) 2025年6月27日 第10回制度設計・監視専門会合</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 上記電取委事務局の指摘も踏まえ、今後の制度設計WGで経過措置料金に係る【検討事項

	<p>⑦】を議論する際に、燃料費調整額の上限規制の撤廃も含めた経過措置料金にコストが適切に反映される仕組みの導入についても検討事項に追加して頂きたい。</p>
9	<p>一つの施策と紐づけた意見ではなく、いくつか連動する項目があるので、全体的に意見を申し上げます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・国として分散型リソースをどこまで活用するのか、調達規模・調達費用等を明確に示して欲しい。 ・小売電気事業者の量的（kWh）な供給力確保といった、検討されている制度の一部はフレキシビリティの活用を阻害する方向にも働くため、制度として強い義務を課す場合には、俯瞰的に十分な議論を尽くしバランスの良い制度設計を行うようお願いしたい。 ・電力システムの改革においては、目指す方向性の定量化と、「誰が・誰に対価を払い/その原資は何か」を意識した議論となることをお願いしたい。 <p>・定性的には、再エネ比率・大規模局所需要増加には、電力システム側の費用増（統合コスト等）が見込まれ、分散型リソースを活用することで費用低減できるというのが一般論である。</p> <p>・電力制度/市場の度重なる制度改定や、レベニューキャップ制度があるとはいえ電力システムの拡張を抑えフレキシビリティを調達する動機付けが少ないことから、分散型リソースのアグリゲーションビジネスには、費用回収の予見性が低いことが課題である。</p>
10	<p>全エネルギー生産すら可能な蓄電池付き太陽光発電一強の新時代の早急確立と、その発電の担い手として集中発電型の法人から分散発電型の中山間地域民・協同組合への転換・支援を、制度設計に組み込む。</p>
11	<p>再エネの主力電源化を徹底するべき</p>
12	<p>意見募集プロセスに問題がある</p>
13	<p>方向性1 & 2；（発電・供給ハード的な）電源の脱炭素化・効率化と柔軟な需給運用の仕組み 意見1；中山間地での蓄電池付き太陽光発電小団地（2～4万kW）2万ヶ所を十年内に完成させよ。</p> <p>意見2；太陽光一強全量時代には、全電力安定供給的な、パネル1kWにつき4kWhの蓄電池併設を義務化すべし。</p> <p>方向性3；（流通・需要ソフト的な）市場を通じた安定価格な小売り事業の環境 意見3；太陽光一強全量時代には、変動性大の過剰発電量を他エネルギーに転売する市場を新設されたい。</p>
14	<p>沖縄エリアについては、他エリアと比べて系統構成や市場環境が大きく異なる特殊性を踏まえ、全国一律の制度設計を単純に適用するのではなく、個別に丁寧な議論を行うことを強く来めます。</p> <p>沖縄は本土系統と連系しておらず、需給バランスや調整力確保の仕組みが独自である一方、競争状況は活性化しており、新規参入多様な料金メニューが広がっています。こうした特徴を踏まえ、供給力確保義務や市場取引制度の設計においては、過度な負担や制度の硬直化を避け、地域特性に応じた柔軟な対応を検討してください。</p>

15	<ul style="list-style-type: none"> ・ 今回の意見募集は各事業者の事業運営に大きな影響を与えるものであることから、資源エネルギー庁様に置かれては、意見募集結果を適正に分類し、委員会で紹介する等有効に活用いただくようお願いします
16	<ul style="list-style-type: none"> ・ 量的な供給力確保義務に合わせて、非化石証書の有効期限も3年間に延伸すべき
17	<p>経過措置料金の扱いについては、①需要家保護、②公正な競争環境確保の2面からの検討が必要</p> <p>①需要家保護</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ラストリゾートとしての規制料金を設定することが必要 ・ 規制料金においては、燃料の高騰時においても適切なコスト回収が必要 ・ 規制料金においては、3段階料金におけるナショナル・ミニマム及び省エネ促進の考え方は継続すべき <p>②公正な競争環境確保</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 現行経過措置料金は、適正な競争環境を阻害する要因にもなっていたことを踏まえると適切なタイミングでの廃止が必要 ・ お客様の選択の容易性を維持するために、標準メニューを提供すべき ・ 標準メニューにおいても、3段階料金におけるナショナル・ミニマム及び省エネ促進の考え方は継続すべき
18	<p>(第2回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会資料5について)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 安定供給の実現のためには、設備の高経年化に対応した建替えや大規模修繕を行うとともに、設備を維持する人材(高所作業員、主任電気技術者等)の確保が不可欠である。 ・ 他業界に人材流出させず確保し続けるためには、労務費・物価上昇局面においても安定した工事量と賃金原資を確保できることが重要であり、これを担保する託送料金制度が必要と考えられる。 ・ また、業務の省力化・効率化、ならびに業界の魅力向上等による人財の確保を進めるにあたっては、既存制度の見直しや規制緩和が必要となる項目も考えられることから、今後のご協力ならびにご検討をお願いしたい。
19	<p>同時市場の導入にむけての実務的な検証を計画・推進されるうえで、配慮いただきたい事項として以下をご提案します。</p> <p>① システム開発において、要件定義などを通じて仕様が増減し、開発スコープが大きく変動するリスクがある。システム開発を計画通り実現するためにも、事前にシステムに求められる要件をすべて洗い出し、システム開発時の仕様の変動リスクを低減する必要がある。</p> <p>② 同時市場のような新しい制度への対応においては、要件としてSCUC/SCEDをはじめとする新規開発要素が含まれる。システム開発の蓋然性を高めるためにも、新規開発要素の実現可能性を事前に評価すべきと考える。従い、実現性の事前評価として、共同研究・委託研究・PoC(概念実証)等を通じた十分な検証を事前に行うべき。</p> <p>③ ①②の検討結果を踏まえ、実際に開発する人員リソース(人員数、保有スキル)を踏まえた開発期間の妥当性を評価すべきと考える。さらに、同時市場の成立に向けては、市場参加者側のシステム変更も考慮した工程設計が求められるため、関係者から広く意見を募りながら工期を検討すべき。</p>

	なお、上記①～③のような十分な事前準備を行い、工期・費用の蓋然性を高めることは、市場に参加する発電事業者の投資予見性の向上にも寄与すると考えます。
--	---