

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会  
2020年度冬季の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ（案）に対する意見公募結果  
※紙面の都合上、表現は一部簡素化しております。

2021年6月15日電力・ガス基本政策小委員会 資料4-2

整理番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
1	慎重に検討をお願いします	今回検討した内容に留まらず、安定的かつ持続可能な電力システムの構築に向けて、検討を重ねてまいります。
2	<p>該当箇所) p19- 2今冬における事業者の行動の検証 p82 1事業者の責任の整理・再検討</p> <p>意見内容) 旧一般電気事業者だけでなく新電力に関しても、電源の調達状況等を検証し、供給能力確保義務違反が無かったかを調査すべきかと考えます。</p> <p>理由) 電力の安定供給を確保するための法的な建付けは、電気事業法の以下の条項と考えております。 (供給能力の確保) 第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。 供給能力確保義務については、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関「旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」(平成29年10月31日)の(別添)「供給能力確保義務との関係の更なる明確化について」にて明確化されており、以下の通り記載されております。 "短い時間であっても極めて大きな供給能力の不足19を発生させた場合、供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われる可能性がある20。" この供給能力確保義務についての検証が不足しているように思われます。注釈20において、以下の通り記載されております。 "20 当該明確化の内容は、ガイドラインが適用される旧一般電気事業者（小売部門）のみならず小売電気事業者に対し共通に適用されるものである。" 注釈20の通り、供給能力確保義務は、旧一般電気事業者だけでなく、新電力を含むすべての小売電気事業者が対象となります。しかしながら、本中間とりまとめでは、市場支配力のある小売事業者である旧一般電気事業者のみの行動しか検証しておりません。旧一般電気事業者以外の新電力に関しても、電源の調達状況等を検証し、供給能力確保義務違反が無かったかを調査すべきかと考えます。</p>	<p>供給能力確保義務は全小売電気事業者に課されているものの、小売全面自由化から5年が経過し、新規参入が急速に進み、現在、700者を超える状況となっており、今後、一律の供給力確保義務を課することが妥当かどうか、多角的な観点からメリット・デメリットの検討を行うこととしております。</p> <p>なお、今冬の新電力の調達状況のうち、販売電力量上位10社のスポット市場・時間前市場からの調達比率については簡易的な調査を行っており、電力・ガス取引監視等委員会の第60回制度設計専門会合（2021年4月27日開催）において、その結果を示しております。（上位10社の新電力における2020年12月～2021年1月の電力需要に対するスポット市場・時間前市場からの調達比率の実績は平均21%となっております。）</p>
3	<p>2020年度1月に起きた電力需給のひっ迫と市場価格高騰の原因の究明と、今後同様のことが起こらないよう再発の防止対策を求めます。</p> <p>電力ガス取引監視等委員会の状況調査では「大手電力会社による不当な売り惜しみはなかった」という結論になりましたが、故意では無かったとしても大手電力の需要見積もりが外れ、そのおおりに新電力や消費者が受ける形になったのが今回の電気料金の高騰につながったと思われる。</p> <p>であれば、今回発生した送配電会社の過剰なインバランス利益については（少なくとも今回の過剰な電気料金の高騰を消費者に押し付けず自ら抱え込むことを選んだ）新電力に還元すべきではないでしょうか。</p> <p>そのためにインバランス収支を旧一般電気事業者、新電力の別で公表し実態を明らかにしていただきたいです。</p> <p>また、過去の累積赤字と相殺する案が出ていますが、今回の事象に対する対応は別にすべきです。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>また、具体的なインバランス収支の金額については、第59回制度設計専門会合（2021年4月16日）資料4-1にて公表したとおり、2020年12月及び2021年1月における一般送配電事業者のインバランス収支は、約1300億円から1400億円程度となっております。</p>
4	<p>今冬の電力需給のひっ迫と市場価格高騰は、LNGの不足などの原因によってガス火力発電とは直接関係ない再エネの電気料金が高騰し、それを扱う新電力に負担が集中する事態となりました。このようなことで再エネを扱う新電力の倒産や縮小を招くのは再エネ普及、主力電源化の趣旨に反します。このような電力市場の制度の見直しを強く求めます。</p> <p>繰り返しになりますが今冬の電力需給のひっ迫と電力市場価格の高騰の再発が今後二度と起らぬよう、原因の究明と公表、そして制度の見直しを強く望みます。</p>	<p>2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
5	<p>思うのですが、自分の働いている職場では、夏場に電力を多く使うと警報になります。各家庭にそういった警報機か地域の防災無線やスマホのアプリを無料でダウンロードし警報を知らせることができれば、いま電力の使用が著しく上昇しています。エアコンをつけている家庭は少しの間消してくださいとか、温度設定を15度にしていただいとかながれれば少しは協力する人も出て、電力のピークが解消されると思いますが、防災無線を持っている家庭も限られますし、電力会社がアプリでスマホで教えるのは効果あるのかわかりませんが、田舎者の考えで、華やかな都会の事情を知らないで、参考にならないと思いますが、少しでも役に立てたらいいなと思いつき書かせていただきました。</p>	<p>貴重な御意見ありがとうございます。今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。</p>
6	<p>需給ひっ迫の要因に要因には、不安定な大型電源（原発）の故障等の要因が記載されていない。この点をきちんと記載することが必要である。</p> <p>高騰の要因で指摘している「売り切れ状態の継続的な発生」は、旧一般電気事業者の寡占状態が起因していることから、発電、小売りの寡占状態の改革をきちんと記載すべきである。</p> <p>今後の対策として、売り切れ状態を発生させないため、一定量の市場への供給を義務づけるべきである。</p> <p>この高騰が発生した余剰利益については送配電会社の過去の損失の穴埋めに使うべきではない。</p> <p>FIT再エネに関する送配電会社の余剰利益は、新電力に返還すべきである。</p> <p>この事態を教訓化し、カーボンニュートラルの時代を早期に実現するための改革として、きちんと取り組んでいただきたい。</p>	<p>再稼働済の原子力9基の稼働状況については、本報告書P10に記載しております。</p> <p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p> <p>相場操縦となる行為のさらなる明確化や、卸電力市場における売り入札価格（限界費用）の考え方の見直しについては、卸電力市場に係る旧一般電気事業者の自主的取組（余剰電力の限界費用ベースでの全量市場供出、グロス・ビディング）の見直しを含め、今後検討を実施していく予定です。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p> <p>本案に記載した対策に取り組むことに加え、現在行われているエネルギー基本計画の見直しや2050年カーボンニュートラル実現に向けた検討と合わせて、安定で持続可能な電力システムの実現に向け、引き続き取り組んでまいります。</p>
6	<p>脱炭素社会に向けて再エネを育てて行く目的でJEPX 市場があるならば、一般電気事業者が余剰供給力がある場合には(例えば3%以上)市場に供給する事を義務付ける必要があると思います。JEPXでは、小売り事業者が需給調整を行っていますが、あくまでも営利企業であり、今回の市場価格の異常な高騰を招いたのは、小売り事業者が恣意的に供給を絞った事によるのは明らかだから、これに対する刑事罰を与えることです。</p>	<p>相場操縦となる行為のさらなる明確化や、卸電力市場における売り入札価格（限界費用）の考え方の見直しについては、卸電力市場に係る旧一般電気事業者の自主的取組（余剰電力の限界費用ベースでの全量市場供出、グロス・ビディング）の見直しを含め、今後検討を実施していく予定です。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。</p>
6	<p>インバウンド料金も、発電コストからかけ離れた倍率を請求するのは不当です。発電コスト二倍以上のペナルティは常識的にもあり得ないです。これが価格高騰の原因ならば、インバウンドの倍率に上限を設けなければいけません。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が重要であるとの指摘があったところです。</p> <p>特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整力費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定しておりました。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。</p> <p>今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想予備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。</p> <p>なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>

6	<p>小売り業者が需給調整をしているということは、東京なら東電エナジーパートナーでしようが、目先利益優先の計画でしょうから、これを止めさせなければ「ブラックアウト」が東電の営利追求のために起こることが懸念されます。送配電を、全国的に公有化して、地域ごとに需給調整できるようにして、地域全体に目配りできる賢い人達が集まって、地域のための計画をたてるようにしたら良いと思います。本当に予備率が無くなった時には、他の地域から融通してもらったり、節電・省エネを使用者が自発的に行うとかの情報共有できるような民主的な運営をするようにするべきです。</p> <p>市場価格高騰の原因を作ったのは営利企業である一般電気事業者の利潤追求であるのは明らかです。これに対して、中間取りまとめでは、それを『不当利得』とせず、国民負担＝電気料金に転嫁するのは当然としていますが、こんなひどい話は世界の物笑いになります！！</p>	<p>安定で効率的なエネルギー供給を実現していくためには、送配電部門の一層の中立化が必要という考えの下、2015年に成立した改正電気事業法に基づき、2020年4月から送配電部門の法的分離が実施されました。送配電部門の中立性を確保するため、法的分離という措置に加えて、電気事業法に基づき、グループ内での人事や会計等に関し、厳格な行為規制を課しており、引き続き、こうした規制を適切に運用してまいります。また、御指摘の他地域との融通については、電力広域的運営推進機関の指示の下で行われる仕組みとなっており、2020年12月及び2021年1月においては、合計218回の広域融通が行われるなど、他地域からの融通を積極的に活用してまいりました。なお、電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されませんでした。なお、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。</p>
6	<p>再エネを普及させると2050年には電気料金は2倍になるとかの試算が「総合資源エネルギー調査会」に出されていますが、こういう間違った政策の積み重ねを改めない限りそういうことになりかねないでしょう！！</p> <p>原発や化石燃料の大規模発電をベースロードとして温存する、既得権優位の政策を改めて、国民皆が豊かに暮らせるエネルギー政策への転換を求めます！</p>	<p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。現在総合資源エネルギー調査会で進められているエネルギー基本計画の見直しに向けては、様々な御意見を伺いながら、集中的に議論を進めていきたいと考えております。</p>
7	<p>新電力会社特に小さいところが潰れてしまうようなもったいないことになってしまい残念です。天然ガスもアメリカでは「産権資産」と言われ始めていますが、公正な移行と市場のシステム向上をちゃんとやっていただきたいです。エネルギー分科会のメンバーも中立性があるか疑問しかありませんが、ステークホルダーのデザイナーもちゃんとやってください。IEAのロードマップや国際機関の意見をちゃんと取り入れて欲しいです。利害関係者を分科会に入れてはいけないと思います。常識</p>	<p>安定で持続可能な電力システムの実現に向け、海外の事例や研究も参考にし、引き続き検討を進めてまいります。</p> <p>また、審議会の委員につきましては、一方の利害を代表する委員が過半を超えないとの協議決定に従い、様々な立場の意見、学識、経験等が反映されるよう人選を行っております。なお、会議は原則公開で行い、議事録も公開しており、透明性の高いプロセスの下、公平・中立な政策検討を行ってまいります。</p>
8	<p>4 今後の対策 (2)警戒時、緊急時の対策 6.一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて</p> <p>上記項目についての意見になります。</p> <p>1.既に意見書も出させていたのですが、今回の高騰に関しては市場不備が原因だと考えております。不備によるインバランスの負担増加は到底許容出来るものではないと考えております。</p> <p>2.過去の累積赤字を含めた収支過不足について言及しておりますが、文中にもあるように今回の黒字と過去の累積赤字に関しては性質が著しく異なっていると考えております。その為、今回の高騰に関してのみにスポットを当てつつ、2022年より導入予定だったセーフティネットが存在した場合にどの程度の損失だったのかを算出した上で、適宜的にインバランス上限を再設定することにより、現在存続の危機に陥っている弊社も含めた小売電気事業者に事業継続の判断を促すこと、今後参入しようと考えている小売電気事業者の障壁に今回の事象がならないようにすることを望みます。</p>	<p>2020年度冬期の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会における議論も経て、「現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる。（中略）現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した適切的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。」と評価されております。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
9	<p>10ページ 関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。</p> <p>48～50ページ 今回の事象で、特に再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになった。一般的な市場原理での高騰ではなく今回の価格高騰は制度の不備のため、市場価格およびインバランス料金の算定について補正を行い、送配電事業者の余剰利益に影響を受けた小売電気事業者に還元をするなどの措置が必要である。</p> <p>55ページ 以下の記述がある「2022年度には、実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する新たなインバランス料金制度の導入を予定していた。」これは制度の不備があることを知っていたことではないか。制度上の不備については、きちんと損害額を戻すようにすべき。</p> <p>79～80ページ FIT電気の送配電買取（FIT特定卸供給）についても同様で、余剰分はFIT賦課金の軽減に充てられるとされているが、補正をおこなって小売電気事業者に還元すべきである。</p> <p>83～84ページ 原子力のような大規模集中型電源への依存が大ききリスクであることが改めて明らかとなった。容量市場によって、原子力や石炭火力などを温存することは、むしろ市場価格高騰のリスクを高めてしまう。容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力（公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度）など別の方法を検討すべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>インバランス料金制度については、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えております。</p> <p>こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、2022年度からの需給ひっ迫時のインバランス料金の上限 200円/kWh を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じられました。</p> <p>2020年度冬期時点において新たなインバランス制度が未導入であったのは、有識者による様々な公開の審議会での議論を経て、制度を規定するシステム開発に関しては、混乱を生じることが無いよう拙速を避け十分な開発期間を設けるべきとの認識に立ち、新たなインバランス制度の開始時期を2022年4月とすることが妥当であるとの結論をいただいたことによります。</p> <p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p> <p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。</p> <p>また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されております。</p>
	<p>&lt;原因調査・高騰時の対応に対するコメント&gt; 1.LNG在庫のひっ迫度合いに対する調査について LNGタンクごとの残量データ実績を開示し、需給逼迫の要因である燃料制約運転の妥当性について検証可能にしてください。供給力不足の原因として、LNG火力の燃料制約運転が原因とされている。しかし、P7図8によれば今年の在庫実績は150万トン以上を維持しており、大きく下振れしておらず、実際運用下限まで低下したタンクは一部だったのではないかとと思われる。監視等委員会に提示された各社のタンクごとの推移データが計画値であり実績ではなかったため、各タンクの残量データの実績推移の開示を求めたい。それにより、燃料制約運転が保守的かつ硬直なものではなかったかの第三者検証を可能にされたい。現状では、支配的事業者が自社小売需要充足を前提に燃料制約運転を行った可能性について排除できていない。</p>	<p>個社の燃料情報は競争情報そのものであり、他電源との競争を行っているLNG発電事業者の競争環境に対する影響への留意が必要であるため、公表の在り方については慎重に検討する必要があると考えております。</p> <p>なお、各社における燃料制約運転の妥当性については、公開の各社ヒアリングにおいて有識者に御審議いただき、その模様は動画でも公開しているところ、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為があったとの事実は確認されておられません。</p>
	<p>&lt;原因調査・高騰時の対応に対するコメント&gt; 2.高騰する市場に対する介入のレベルの妥当性について P66に「今回の市場高騰が、一義的には市場における売り切れが原因である」と総括されている。スパイラル的な価格高騰の継続に対して、2022の制度改定を参照する形で、1月17日にインバランス価格の上限設定が行われたが、その介入がなぜとも早く行えなかったのか、また予備率が常に3%以上であったにもかかわらず、上限価格設定が200円であったことが適切であったのか、について記載いただきたい。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。</p> <p>こうした中で、今年1月においては、12日（火）から15日（金）までのスポット市場価格の最高価格が4日間連続して200円/kWhを超えたことを踏まえ、来年度導入予定であった200円/kWhというインバランス料金の上限価格を緊急的に前倒して導入しました。</p> <p>この200円/kWhという価格は、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における議論を経て取りまとめられた、2022年度以降のインバランス料金制度を一部前倒したものです。この議論の中では、需給ひっ迫時のインバランス料金の上限価格について、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。</p> <p>また、予備率についても、今年1月上旬から中旬にかけて、「でんき予報」上の予想予備率が3%以下となる時間帯が発生していました。なお、「でんき予報」上の予備率については、揚水発電の水量や火力発電の燃料制約の計上方法が統一されていなかったことなどから、一部のエリアにおいては、「でんき予報」の表示上、需給状況に余裕があるように見えた場面もありました。この点、揚水発電の潜在出力の考え方については、2022年度に向けて運用を予備率一定とすることで統一済みであり、併せて、火力発電の燃料制約等の考え方は引き続き関係者と調整の上、統一し、発信する情報に関しては、情報の受け手（例えば、発電事業者や小売電気事業者など）に応じた効果的な方法について、電力広域機関と連携の上、検討すべきとされています。</p>
	<p>&lt;原因調査・高騰時の対応に対するコメント&gt; 3.参入事業者に帰すべき責任について P66に、事業者は現在の制度を理解した上で参入しており、適宜的な救済を要する制度的な不備があったと言えない、と記載されている。仮に制度的な不備が予見的なものであったとしても、上記コメント1、2に指摘したような過剰な燃料制約運転や介入の不十分さといった原因による市場高騰の責任は、事業者にとって予見性のあるものとは言えない。よって監視等委員会の見解に対する経産省としての見解は、コメント1,2を踏まえて記載いただきたい。</p>	<p>2020年度冬期の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会における議論も経て、「現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる。（中略）現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した適切的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。」と評価されております。</p> <p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前事業者に帰すべき責任がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目した措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>

10	<p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 4.一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて 予見性のないレベルで高騰した今冬のインバランスの収支過剰は、市場での調達可能性が足りなくなり、やむを得ず不足インバランスを出したものが原因であり、その原因者個社ごとに還元するの が、余剰インバランス等を出して利益を出している事業者との公平性の観点から妥当であると考え。また、インバランスを適度変更するのではなく、将来の託送料金にて還元を行うべきと考える。こ の際、市場約定者との公平性の観点から、市場約定者よりも経済的に有利にならないような条件とすべき。過年度（2016年度?2018年度）のインバランス収支は、今冬の収支余剰との原因とは 異なるため、切り離して考えるべきと考える。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 5.燃料確保の体制構築について 取引の内外無差別を推し進める代わりに、燃料余剰のリスクを特定の事業者が負担せず、全小売電気事業者が負担するような方法を検討すべきと考える。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 6.ヘッジ市場の活性化について 現状、ヘッジ取引は営業外収益・損失にしか計上されない会計基準になっており、営業利益ベースで認識されないヘッジ取引は、積極的な活用が難しい。ヘッジ取引の原価計上を認められるような働き かけをすべき。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 7.「でんき予報」等による情報発信のあり方 2021年度中に、小売電気事業者の業務を考慮しわかりやすい／一元化された情報発信をできるように対応を求める。2022年度以降のインバランス料金制度に合わせ、インバランス料金算定の根拠にな る広域予備率がきちんと小売電気事業者に伝わるようにすることが必要。</p> <p>なお、でんき予報の情報が正しくないことが、今冬の小売電気事業者間の混乱を生んだのは間違いなく、小売電気事業者の損失を大きくしたことは対応の考慮に入れるべき。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 8.kWh不足に対する市場のセーフティネット整備について 来年度以降のインバランスの上限価格は、過年度の調整力の稼働時間で決まっており、需給がタイトになっている足元の状況を考慮し、インバランスの上限価格を決めるべき。また、一定の条件での サーキットブレーカーの発動是非については、継続検討すべき。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; 9.FIT 送配電買取に伴う一般送配電事業者の収支余剰の扱いについて FIT特定卸の供給を受けていた事業者は、供給用の電力がFIT(=回避可能費用が市場価格)で満たされており、相対でのヘッジが難しい状況であった。発電事業者との相対契約(従前の小売買取)の以降 スキームである特定卸についても、小売買取同様、買取事業者はFIT買取単価以上の負担をすべきではない。</p> <p>また、2021年度の再生エネルギー賦課金の算定根拠を、より詳細に公開していただきたい。</p> <p>&lt;今後の対応に対するコメント&gt; ・供給が適切に市場に供出される仕組みの整備について 需給がひっ迫する見通しとなった際に、発電所を持たない小売電気事業者だけがリスクにさらされる(相対取引の商談が一気に引いてしまう)のを防ぐように、旧一の発電が旧一小売だけでなく、他事 業者にも差別なく電力販売をするような取引のモニタリング(=内外無差別の監視)が必要。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合 にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところで す。2020年度冬 期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定 です。</p> <p>御指摘のようなLNG燃料情報の公表や燃料の確保に向けて各事業者が取るべき行動等を示す燃料ガイドラインの策定といった燃料確保に向けた対策を進めていきます。その際、頂いた御意見は、実効性と競争環境の確保 の観点を踏まえ、今後詳細を検討するにあたっての参考とさせていただきます。</p> <p>どのようにヘッジ取引を行うのかについては各社の状況に応じた経営判断であるものと考えられますが、御意見は今後の参考とさせていただきます。</p> <p>「でんき予報」では即時最新の供給力や需要の見通しが反映されないことがあり、必ずしも実態が表されているとは限らなかったことと認識しております。こうした点を踏まえ、2022年度からの広域予備率の算定・公表 開始に合わせ、でんき予報の情報発信については見直す方向で、関係者と連携して検討を進めているところです。</p> <p>インバランス料金制度は、実需給における電気の過不足を調整する単価であるため、実需給における電気の価値(電気を供給するコストや需給の状況)が適切にインバランス料金に反映されることが必要 です。また、需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、緊急的な供給力の追加確保や停電リスクを増大させるなどの社会コストの増大につながるため、需給ひっ迫時にはインバランス料金を上昇する仕組 みとすることで、 DRなどの追加的な供給力を引き出す効果や、需要家に対し節電を促す効果が期待されます。 そのため、有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会における議論の結果、2022年度以降の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の上限価格については、DRなど新たな供給力を追加的に確保するために必要 なコストを基に、原則600円/kWhとされました。ただし、新電力の経営への影響を勘案し、過去の時間前市場の最高価格を参考に、激変緩和として制度開始当初の2年間については、上限200円/kWhの暫定措置を導入す る予定です。 その上で、今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回の ひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の整理で適当であるかどうか分析を行うことが必要と考えております。 なお、このような実需給における電気の価値を反映したインバランス料金制度が導入されることにより、需給ひっ迫時の卸市場価格は、インバランス料金近傍までしか高騰しないことが考えられることから、インバラン ス料金制度そのものが市場のセーフティネットとして機能するものと考えます。</p> <p>2017年度再生エネルギー特措法改正以降、FIT制度上の買取義務者は送配電事業者となっておりますが、買い取られた再生エネルギーは、市場価格の価値を持つものとして います。このことは、国民負担によって再生エネルギーを買い支えることにより発電投資を促すというFIT制度の趣旨に照らして、国民負担の抑制の観点からも妥当と考えております。送配電買取 において、買い取った再生エネルギーについては市場売電することを原則としていますが、小売電 気事業者が市場を介さず再生エネルギーを調達することを可能とする目的で、再生エネルギー卸供給の仕組みが設けられています。ただし、いずれの場合でも上述の通り、再生エネルギーの料金水準については、市場売電の場合と同 様、市場価格連動とすることが妥当だと考えております。 なお、2021年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金に関する御意見は、今回の意見募集の対象ではないと考えますが、毎年度の賦課金単価は、FIT電気の買取りに関して、翌年度に必要な額を見込んで、予測に基づき 算定しており、算定方法については当省ホームページにおいて公表しています。賦課金単価の増加については、再生エネルギーの導入が着実に進展していることが主要因と考えています。</p> <p>内外無差別のコミットメントの実施状況については、今後取組状況のフォローアップを行い、結果を公開することを予定しております。</p>
11	<p>今回の事象により小売電気事業を続けることはむづかしい状況になっています。 リスクに対する対策としては各事業者にて行うべきところですが、イコール相対電源の確保となりコスト上昇が必須となります。今回の事象は国の推奨するダイナミックプライシングとは相反す る結果となり電気料金の安定した削減の方向には好ましくない結果となりました。 インバランス収支の余剰分の取り扱いに関しては、インバランスを負担した事業者に公平性を担保しつつ返還することが妥当と考えます。 方法としては、今後の託送料金から還元金額を減額する。 また、今回示されているインバランス収支に赤字が蓄積している原因は別問題であるのか、どうなのか、起因する要素を正しく検証しインバランス収支の余剰によって解消するべきものではないかと思 慮いたします。 今冬も電力不足が懸念されていることもあり、小売電気事業の存続に不安を感じる所存です。ご検討よろしくお願いいたします。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合 にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところで す。2020年度冬 期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定 です。</p>
12	<p>[1] 結論として--再生普及と脱原発のために必須の大手電力の分割 検証中間取りまとめ(案)では「旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題について、総合的に検討。」とある(p.58な ど)が、方向性が不明確。 ・大手電力は、かつての総括原価方式で消費者の電気料金でつくった発電施設、送配電網を独占し、それだけでなく、再生普及を妨げ、危険で高コストの原発を温存する基盤となっている。 ・大手電力は、発電部門では圧倒的な力を持ち、送配電部門も支配して親会社の原発の電気を優先し、新電力の再生エネルギーの電気を流そうとせず、再生普及を妨げている。 ・小売部門では、特別高圧や高圧の顧客に対して、強烈的な低価格を提示して取戻営業を強めている。低圧顧客に対してはガスとのセット販売、おトク営業で攻勢に出るなど、大手電力の存在はまだまだ 巨大。発電、送配電、小売の一体支配によって、発電設備をもたない小売だけの新電力に比べて、不当な独占利得を得ている。 ・現在、最重要の政策は、再生普及をはかり、かつての総括原価方式で富と権力を集中してきた大手電力の原発推進路線を改めさせ、強大な電力市場支配力を減衰させることにある。そのため には、大手電力の発電、送配電、小売の完全分離(資本関係も解消する所有権分離)、そして、再生普及のために全国単一の送配電網が必要である。</p> <p>[2] 検証中間取りまとめについての全般的意見 ・大手電力を中心とする現行制度を是として、新電力とリわけ再生エネルギーを中心とした新電力への配慮が欠けている。巨大資本と零細ミニ企業との間では、公平な競争環境が存在していない。 ・卸市場の価格高騰は、消費者価格の暴騰も招いたが、そうした消費者への保護の観点が無い。 ・再生普及と主力電源化、脱原発は、今後のエネルギー政策の基本に据えるべき最優先課題であるが、こうした方向をふまえた取りまとめになっていない。</p> <p>[3] 2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰 ・検証中間取りまとめ(案)では昨年度冬の卸電力取引所の価格高騰について、「相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった」(p.57)として、大手電力の 行動に問題がなかったとしているが、説得力がない。 ・発電の80%を独占している大手電力には、発電と小売にかかる諸情報の公開が求められる。 ・スポット市場の売り入札を急減させ、一方で自社需要のために買い入札を増やしたのは、なぜか。その理由が明確でない。 ・関西電力、中国電力、北陸電力が、クロスビディングを取り止めたのは、なぜか。その理由が明確でない。自社の電力を確保するためとすれば、なぜ、そういった事態に陥ったのか、明確でない。 ・クロスビディングを取り止めても、価格に影響はなかったとしているが、それなら、クロスビディングとはもともと、どんな効果がある制度なのか。見せかけの取引量を増やすだけになっている。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取 引の透明性を確保するためのあらゆる課題(先入札の体制、会計分離、発販分離等)について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正しま す。</p> <p>2020年度冬期の市場価格高騰を踏まえ、経済産業省において、新型コロナウイルス感染症の影響が続く現下の経済状況も鑑み、来年4月に予定していたインバランス料金上限価格の設定を今年1月に前倒して実施すると ともに、需要家の料金負担が激変しないよう対応する小売電気事業者に対して、インバランス料金の分割払いやFIT特定卸供給に係る料金の分割支払いを可能とする措置が実施されました。こうした措置を通じ、一部の 事業者からは、これで事業が継続できるといった声もあり、小売電気事業者の登録数も、2021年1月末の695者から5月末には722者へと市場価格高騰後も増加しております。 また、2020年度冬期の市場価格高騰に際しては、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家に対し高額な料金請求が生じる可能性があったことから、電力・ガス取引監視等委員会において、需要家向け相談窓口の 設置等を行うとともに、資源エネルギー庁において、需要家の電気料金負担が激変しないよう小売電気事業者に柔軟な対応を求める要請を行いました。さらに、資源エネルギー庁の要請後においても、電力・ガス取引監 視等委員会から小売電気事業者に対して、引き続き、苦情処理など丁寧に需要家対応を実施するよう周知を行いました。 今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組 んでまいります。</p> <p>価格高騰の要因等については、公開ヒアリング等を踏まえた分析・情報開示を行い、有識者の審議会での議論を経て報告書の結論としております。 なお、クロスビディングをやめた理由について審議会においては説明が行われたものの、御指摘のとおり報告書には明記していなかったため、これを踏まえて修正いたします。 また、発電情報等の公開については今冬の事象を踏まえてその公開範囲を拡大する方向で検討を進めております。</p> <p>相場操縦となる行為のさらなる明確化や、卸電力市場における売り入札価格(限界費用)の考え方の見直しについては、卸電力市場に係る旧一般電気事業者の自主的取組(余剰電力の限界費用ベースでの全量市場供出、 クロス・ビディング)の見直しを含め、今後検討を実施していく予定です。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方につ いて、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題(先入札の体制、会計分離、発販分離等)について、総合的に検討していくことを予定して おります。</p> <p>供給力の不足については、当該小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給(いわゆるインバランス供給)を受けることにより顕在化することとなりますが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給 能力確保義務の適用の在り方等も含めて、今後、検討が必要と考えております。</p>

	<p>[4] 消費者のために ・新電力で「市場連動型プラン」を利用していた消費者は、突然、多額の料金負担を余儀なくされた。それらの電力会社の供給シェアは1.86%、契約件数は約80万件といわれるが、その各契約者の負担はきわめて大きい。制度の不備をすべて消費者に負担させるようなことは、適切でない。</p> <p>[4] 消費者のために ・消費者にとって、どんな電源の電気を買うかは、重要なテーマ。電力の小売販売において、電源構成表示を義務化すべき。また、基本的な環境情報としてCO2排出量や放射性廃棄物の排出量についても明記させるべき。</p> <p>[5] 再エネ普及と脱原発 ・この10年間に世界の自然エネルギーは急成長を遂げている。わが国でも、再エネの普及と主力電源化、脱原発は、今後のエネルギー政策の基本に据えるべき最優先課題。ベースロード電源重視を改め、発電だけでなく系統側、需要側も含む多様な柔軟性を拡大させることが急務。とくに、再エネ発電事業者が系統の合理的な利用を保障すべき。ノンファーム型接続は、再エネ拡大のカギを握っているが、十分に普及しているとはいえない。原発の費用については、廃棄物処理コスト、事故避難コストなどで含めるべき。</p>	<p>今冬の市場価格高騰に際しては、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家に対し高額な料金請求が生じる可能性があったことから、電力・ガス取引監視等委員会において、需要家向け相談窓口の設置等を行うとともに、資源エネルギー庁において、需要家の電気料金負担が激変しないよう小売電気事業者に柔軟な対応を求める要請を行いました。また、資源エネルギー庁の要請後においても、電力・ガス取引監視等委員会から小売電気事業者に対して、引き続き、苦情処理など丁寧に需要家対応を実施するよう周知を行いました。</p> <p>電源構成表示の義務化に関する御意見は、今回の意見募集の対象ではないと考えますが、今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。なお、CO2排出量は表示することが望ましいものとして既に適正取引ガイドラインに明記されており、放射性廃棄物量の記載については同ガイドラインにおいて望ましい行為として位置づけるべきかどうか、別途議論されているところです。消費者アンケート等の結果を踏まえて、有識者の審議会において検討を進めてまいります。</p> <p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。その上で、再生可能エネルギーの最大限導入を進めていくことが政府の基本方針であり、御指摘のとおりその普及拡大に取り組んでいきます。また、原発については、我が国のエネルギー自給率や化石燃料への依存度、温室効果ガス排出等の観点から、放棄することは難しいと考えております。頂いた御意見については、現在行われているエネルギー基本計画の見直しやカーボンニュートラル実現に向けた方策の詳細検討において、参考とさせていただきます。</p> <p>なお、御指摘の系統利用については、メリットオーダーを追求していく方針としており、石炭火力等より再生可能エネルギーが優先的に基幹系統を利用できるように、市場を活用する新たな仕組みへの移行を見据えながら、再給電方式の導入に向けた利用ルールの見直しを進めており、遅くとも2022年中の実施を目指しております。</p> <p>また、ノンファーム型接続については、基幹系統においては全国展開がなされており、2021年1月から受付を開始し、2021年3月末までに合計600万kW超の受付がなされております。ローカル系統においては、試行的取組を2021年4月より開始しており、今後、全国展開に向けた検討を進めてまいります。</p> <p>原子力発電のコストについては、2015年のコスト検証の際にも最終処分費用等を織り込んでおりますが、現在、専門家によるワーキンググループにおいて、新規制基準への対応を踏まえた追加的安全対策費の増額や、福島原発事故への対応費用の増額等、直近の見積りを踏まえて、適切に反映する方向で、議論が進められております。</p>
13	<p>インバランスの還元方法についてですが、託送料金での還元ではなく、インバランス料金を支払った事業者ごとに支払うべきインバランス料金を減額することでの還元をするべきだと思う。</p> <p>今回の市場高騰は寒さやLNG不足でこのような議論がされるようなレベルまで市場が高騰する可能性は誰にも予見できなかった、言うならば悪いことが重なった事故のようなものだと思います。</p> <p>「同時間帯の義務を果たせ」や「インバランスはペナルティだから絶対に出すな」といわれていたとしても、市場が異常高騰した時期に、市場での調達できないからインバランスを出してしまったとなれば致し方ないと思います。</p> <p>その事故で出してしまったインバランスの料金が高騰し、高額インバランス料金支払いが新電力業者に大きな負担になっていることは明らかで、逆に新電力が支払ったインバランス料金により一般送配電業者のインバランス黒字は大きくなっています。このことはとても納得できるものではありません。</p> <p>改めて今回の市場高騰を予見できなかった事故ならば一般送配電事業者が得たインバランス料金の利益を新電力が支払うインバランス料金に対して還元するべきだと強く求めたいと思います。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
14	<p>1. 供給力が適切に市場に届出される仕組みの整備 現在の電力市場は、旧一般電気事業者が供給力の8割を握っており、売り惜しみなどで簡単に市場価格を操作できてしまいます。発電所を強制に売却させ、発電所所有の分散化を進めたいかないと、健全な市場にはならないと思います。</p> <p>2. ヘッジ市場の活性化 先物/オプションなどで価格リスクをヘッジする手段を増やす必要があると思います。</p> <p>3. 一般送配電事業者の余剰収支還元 今回の市場高騰を受けて、大きな収益を上げた一般送配電事業者は、妥当でない利益の一部を国民に還元すべきです。インフラ事業でばろ儲けするようなことはあってはいけません。</p> <p>4. 供給力維持・確保 自由化の下で、発電事業者が経済合理的判断で電源の退出を進める中、電源の効率を上げる必要があると思います。ただ発電所の数を減らすのではなく、市場全体の需給が一致するように市場設計をすべきです。</p>	<p>相場操縦となる行為のさらなる明確化や、卸電力市場における売り入札価格（限界費用）の考え方の見直しについては、卸電力市場に係る旧一般電気事業者の自主的取組（余剰電力の限界費用ベースでの全量市場供出、グロス・ビディング）の見直しを含め、今後検討を実施していく予定です。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。</p> <p>頂いた御意見も踏まえて、各事業者のニーズを最大限に踏まえヘッジ手段の充実に向けた環境整備を進めてまいります。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>発電事業も全面自由化した以上、経済合理的な事業者判断の一環として、火力電源等の退出が進むことは妨げられませんが、現行制度上、急な電源の体廃止が把握できないことは問題であり、こうした問題への対応について、今後、詳細を検討していく必要があります。具体的検討の方向性については、第35回電力・ガス基本政策小委（2021年5月25日）において、「2022年度以降に向けた構造的対策の基本的な考え方」として、提示させていただいております。</p>
15	<p>関西電力の原発は、昨年11月3日から今年1月16日まで全く発電できず、電気が足りなくなり、他社から融通を受けました。原発は損傷が見つければ、停止期間を延長しなければなりません。今回は大飯3号機の一次系配管に損傷が見つかり、交換が必要になりました。また高浜3、4号の蒸気発生器細管損傷の原因をなかなか特定できませんでした。そのため定期検査期間が長くなり、原発の発電がゼロになったのです。</p> <p>もし大事故があれば、すべての原発の停止が必要になる場合もあります。裁判で運転停止を命じられることもあります。また今後運転開始40年を超える原発を再稼働すれば、もっとリスクが大きくなります。原発は不安定な電源なのです。一方で関電は姫路のLNG火力2基、計120万kWを2月、3月に廃止しました。また今回の決算を見る限り、関電は今回の電力需給逼迫の影響をほとんど受けていません。影響を受けて損失を被ったのは新電力とその顧客です。このままではモラルハザードが起きるのではないかと心配です。電力供給計画に原発を折り込む場合には、全号機停止のリスクを踏まえて、バックアップの発電所を用意し、そのための燃料確保をするべきです。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p>
16	<p>一般送配電事業者の収支余剰の還元等について</p> <p>1.過去のインバランス収支について P78にあるように、一般送配電事業者の過去の累積赤字と今冬の収支余剰については性質が異なるため、過去のインバランス収支（小売全面自由化以降）は勘案せず、今後託送料金からの割引などで、インバランスを負担した小売電気事業者に還元されるようにしていただきたい。</p> <p>2.収支余剰の算定方法について 市場高騰後、でんき予報の予備率に応じ、上限200円と80円の議論されていると認識しております。今冬の逼迫においても、算定日の予備率に応じた上限額とインバランス単価の差額を個社ごとに算定し、インバランスを負担した小売電気事業者に還元していただきたい。ただし、市場調達をした事業者との不公平をなくすため、上記上限額よりもスポット単価が高かった場合は、インバランス単価とスポット単価の差額とすることを検討いただきたい。</p> <p>3.インバランス収支余剰の還元対象範囲について 売り札が減少してきた2020年12月24日？2021年1月23日としてはどうか</p> <p>その他、今冬の需給逼迫等による市場高騰は、市場参加者および制度設計上も予見可能性がなかったと言えます。</p> <p>小売全面自由化が始まって5年、今回の市場高騰は事業経営に大きなインパクトを受けました。新電力の需要家や金融など、多方面のステークホルダーの信用回復には、市場制度設計の今後の動向に大きく左右されますので、引き続き制度設計の議論において、予見可能性がなく急に事業経営が圧迫されないような制度設計を期待しております。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>御意見も踏まえ、検討を進めてまいります。</p>

17	<p>【該当箇所】全般 【意見内容】 (「S+3E」のバランスとエネルギー安定供給の重要性) エネルギーは国民生活や雇用、経済社会を支える国家の存立基盤であり、エネルギー政策を巡る検討にあたっては、引き続き安全確保に万全を期しつつ、その基本原則である「3つのE」のバランスを踏まえた総合的な議論を進めるべき。 とりわけ、20年度冬の電力需給ひっ迫、電力自由化や再エネの大量導入の下での火力など既存電源の事業予見性の低下、近年の大規模災害の頻発や地政学的状況の変化等を踏まえれば、資源に恵まない我が国として、いかなる状況においてもエネルギーの安定供給こそが最重要課題であり、今後の脱炭素社会やデジタル社会の生命線であることを認識したうえで議論すべき。 また、エネルギー起源CO<sub>2</sub>が温室効果ガスの太宰を占める我が国では、気候変動対策は「S+3E」を基本とするエネルギー政策と表裏一体であり、2050年カーボンニュートラルなど、政府が打ち出された野心的な脱炭素目標の実現に向けた政策検討にあたっては、「S+3E」を基本とするエネルギー政策と整合を図りながら検討を進めるべき。</p> <p>(エネルギー政策を巡る課題の検証や最終的な責任の所在) 電力システム改革や再エネの大量導入、原子力依存度の低減など東日本大震災以降、今日まで推し進められてきた数々の施策が、エネルギーの安定供給や国民負担等に及ぼしてきた影響や課題等について、現実的・客観的な視点から検証すべきであり、その上で必要な措置を早急に講じるべき。 このうち、電力自由化や送配電部門の法的分離等の電力システム改革以降、旧一般電気事業者のような一義的に供給力を担保する主体が存在しなくなった中で、我が国全体の電力の安定供給を確保するため、発電事業者や小売電気事業者、一般送配電事業者など、各事業者が、電力自由化の下でどのような責任や役割を果たすべきなのか、最終的な責任の所在を含め明らかにすべき。</p> <p>(現場の実情に応じた検討など今後の進め方における留意点) エネルギー政策や気候変動対策は国民全体の課題であり、その見直しに際しては、雇用や国民生活、産業の国際競争力などが我が国社会にどのような影響やリスクが生じるのか具体的に示しつつ、広く国民の理解と協力が得られるよう、労働界や産業界等を含め丁寧な議論を通じて合意形成を図るべき。 一般の電力需給ひっ迫の検証等の過程では、現場従事者の意見を聴取る機会等が設けられなかったことは問題である。エネルギー政策や気候変動対策の動向如何は、エネルギー安定供給を支える現場第一線の雇用や労働環境に多大な影響を及ぼし得るものであり、その見直し等に際しては、携わる者の意見に耳を傾けるなど現場の実情等を踏まえた検討を進めることが不可欠である。</p>	<p>(「S+3E」のバランスとエネルギー安定供給の重要性) エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。我が国の国際競争力維持や国民生活の観点から、3E+Sのバランスを取りながら安価なエネルギーの安定供給を確保することは、いつの時代、いかなる状況下においても、最重要課題と考えております。</p> <p>(エネルギー政策を巡る課題の検証や最終的な責任の所在) これまでの施策の現実的・客観的な視点からの検証は重要と考えており、頂いた御意見も参考に、3E+Sのバランスを取りながら安価なエネルギーの安定供給のために必要な政策を検討してまいります。 また、電力自由化の下で電力の安定供給を確保することができるようにするために、電気事業法に位置づけられた電気事業者が、それぞれの立場に応じて安定供給に向けた責任を担う構造としております。 具体的には、小売電気事業者は、自らの顧客の需要に応じた供給能力の確保義務を負い(電気事業法第2条の12)、一般送配電事業者は、電圧・周波数維持義務、すなわち、適正な供給予備力の確保も含め、エリア全体における電力需給バランスを調整・確保する義務を負い(法第26条)、発電事業者は、小売電気事業者との契約や要請に基づいて発電を行うとともに、一般送配電事業者に調整力を供出する契約をしている場合における電力の供給義務を負っております(法第27条の28)。 こうした電気事業に関わる全ての事業者がそれぞれの役割を果たしていくことで、電力市場が自由化された中において安定供給が確保されることが重要であると考えておりますが、p82において記載のとおり、現在の市場環境や電源構成の変化を踏まえて、改めて各電気事業者にかかる責任についての検討を行ってまいります。</p> <p>(現場の実情に応じた検討など今後の進め方における留意点) エネルギーに関する国民各層の理解の増進は重要だと考えており、頂いた御意見については、今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。</p>
	<p>【該当箇所】電力需給検証の拡充(P60)、燃料確保の体制構築(P62) 【意見内容】燃料調達や供給力(kWh)確保の責任 電力自由化の下では、発電事業者は自らの需要に基づき燃料を確保するものであり、わが国全体の燃料調達のあり方については国が責任を担うべき。 その上で、今回の事象のようなリスクへの備えとして、kWh不足を考慮した燃料確保の方向性を示すガイドラインが策定されようとしているが、その際は、国が果たすべき責任が事業者とそこで働く者に押し付けられることのないよう、燃料確保主体や費用負担のあり方、燃料余剰リスク等について関係者の意見を十分踏まえながら検討の必要がある。なお、燃料在庫情報は発電事業者の機密情報であり、エネルギー安全保障の観点等からも、その公開には最大限の注意を払いながら慎重に検討すべき。</p>	<p>頂いた御意見のとおり、関係者の意見等を十分踏まえながら、引き続き燃料ガイドライン・在庫状況の公表の在り方について検討してまいります。</p>
	<p>【該当箇所】供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備(P65~66) 【意見内容】スポット市場への限界費用入札のあり方 現在のスポット市場における限界費用入札について、競争公平性の観点も踏まえ、あらためて考え方を整理した上で、そのあり方について検討すべき。</p>	<p>報告書に記載しているのとおり、限界費用入札の在り方については機会費用を考慮することも含めて今後検討してまいります。</p>
	<p>【該当箇所】容量市場による供給力確保(P83~84) 【意見内容】容量市場の安定運用 再エネFIT制度導入以降、同制度に下支えされた再エネの大量導入と電力自由化の同時進行によって卸電力取引価格が下落し、FIT電源以外の電源の投資回収の見通しが立たず事業の予見可能性が著しく低下しており、このような状況で推移すれば、今後の脱炭素社会や電化社会の生命線でもある中長期的な電力の安定供給に支障が生じることが懸念される。 こうしたなか、中長期的な供給力や再エネ大量導入下での調整力や慣性力・同期化力を確保するため、小売電気事業者による公平な費用負担の下で、発電事業者の投資回収の予見性を高めることを目的に導入された容量市場については、その制度創設の趣旨を堅持した上でその安定運用に取り組むべき。</p>	<p>頂いた御意見については、今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。</p>
	<p>【該当箇所】カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた新規投資の促進のための制度措置(P85) 【意見内容】長期的な電源投資確保 現行の容量市場は、4年後の1年間のkW収入だけが確保される仕組みであり、電力自由化の下で電源の脱炭素化に必要な投資の安定性を確保し、中長期的な電力安定供給と2050年カーボンニュートラルの両立を図るため、新規の電源建設に対し長期予見性を付与する仕組みの創設に向けた検討を加速すべき。</p>	<p>御意見も踏まえ、更なる検討を進めてまいります。</p>
	<p>【該当箇所】旧一般電気事業者の内外無差別の卸売の実効性確保(P87) 【意見内容】旧一般電気事業者に求められている構造的対策 一部の再エネ系事業者や環境NGO等から、一般の電力需給ひっ迫や市場価格高騰について、支配的事業者である旧一般電気事業者が引き起こしたものと決めつけた喧伝がなされたが、一般の事象は、寒波による電力需要の増加や設備トラブル等に起因したLNG在庫量の減少が主因であり、旧一般電気事業者の事業体制等とは何ら関連性がなく、相場の変動を目的とした売り惜しみ等の問題となるような行為も確認されなかったことが、すでにこれまでの政府による検証によって明らかとなっている。 にも関わらず、上述のような事実に基づかない一部事業者の主張を受けて、関係審議会において、一般の電力需給ひっ迫等を踏まえた対策として、旧一般電気事業者に発電分離等の事業体制変更を含む過度な規制を求めるような検討が進められてきたことは、審議会のあり方や検討の進め方として極めて問題である。政府は、こうした一部事業者等の意見だけでなく、現場第一線で電力の安定供給を守り抜くために、昼夜を分かたず懸命に取り組んできた者の声にこそ真摯に耳を傾けるべきである。</p>	<p>頂いた御指摘を踏まえて、事業者に対するヒアリング等を行いながら検討してまいります。</p>
	<p>【該当箇所】供給力維持確保(P83)、信頼される市場環境の整備(P87~89) 【意見内容】小売事業者の供給力確保義務 現行電事法では、お客さま保護の観点から、小売電気事業者に対し自らの需要に応ずるために必要な供給力確保が義務付けられているものの、必ずしも自らの電源保有や発電事業者との相対取引等は要請されておらず、電力調達の太宰をスポット市場に依存する小売電気事業者も少なくない。 一般の電力需給ひっ迫の教訓を踏まえれば、こうした現状は、お客さまに対する確実な電力の供給という観点で決して望ましいものではなく、小売電気事業者の供給力確保義務のあり方について、スポット市場に過度に依存しないよう、相対取引や取引所での長期商品(先物市場、先渡・ベースロード市場の活用等)による調達を一定程度義務づける等の制度整備を検討すべき。</p>	<p>長期的な視点での電力調達を小売電気事業者に義務づけることは、長期的な取引の安定性を確保できるというメリットがある一方で、電源調達の柔軟性を確保する観点で課題があるものと考えております。頂いた御意見も参考に、小売電気事業者の供給力確保を促進する方策について、今後、検討してまいります。</p>
	<p>p.10「稼働中原発基数の減少」について、「こうした中、原発が全基停止していた関西エリアでは、1月17日から、同エリアの供給力の4%に当たる大飯4号機が稼働再開し、電力の安定供給の確保に寄与した。」とあるが、きわめてミスリーディングな記載である。関西電力の計画では、2020年7月時点では9月26日に定期点検を終了することになっていた大飯3は12月から1月を通して稼働中、12月22日からは高浜3、1月9日からは大飯4が稼働する計画となっていた。それが、定期点検で確認されたトラブルの影響で10月になって大飯3は稼働できなくなり、12月、1月を通して電力を供給しなかった。さらに12月に入り、高浜3の稼働もできなくなり、結局、大飯4も計画から8日遅れの1月17日に稼働することになっている。 関西電力は12月のLNG調達量を9月から10月の発電計画に合わせて決定すると報告している。すなわち、大飯3の稼働是非は12月のLNG調達量に大きな影響を与えることになる。経済産業省は2021年5月12日の衆議院経済産業委員会の質疑で、関西電力が大飯3の稼働延期をうけて、10月に3度にかけて約20万トンのLNGを調達していると報告している。しかし、今回のひっ迫で最も厳しかったのが関西電力だったことを考えると、9月には稼働しているはずだった大飯3の10、11月分の供給電力量を、他電源で確保したことを考えると、20万トンの調達量が十分だったのかどうかは、今回の検証作業で検討されるべきだった。さらに、12月にはいつまで定期点検の延長がきまらず高浜3においては、LNGの追加調達など期待すべくもない。 むしろ供給力とあてていた原発が供給力とならなかったことが、需給ひっ迫の一要因として指摘されるべきではないのか。 なお、以下のレポートを発表しているので参照されたい。「原発の定期点検長期化が卸電力市場価格高騰の原因か? 巨大電源の隠れたリスク?」<a href="https://cnic.jp/39079">https://cnic.jp/39079</a></p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p>
	<p>p.53「カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた供給体制の構築」において、「発電事業者は長期にわたる事業であり、市場価格の予測が立てづらい中、投資が進まない可能性もあるため、長期的な予見可能性を高め、投資を促していく事業環境整備を図っていくことが重要である。」とある。今回kWh不足に陥った要因は、再稼働できない原発に固執した結果、2030年時点の原発比率を20%22%という到達不可能な目標においた経済産業省の問題である。足元2020年の原発の発電電力量に占める比率は4.3%、2019年でも6.6%である。原発は出力が大きいことから、その稼働の有り無しは市場に大きな影響を与える。動かない原発がいつまでも廃炉されないことで、電源への投資予見可能性を著しく下げている。 福島第一原発事故から10年間、無理な目標を立てて再稼働を進めようとした結果、動かない原発に多額の投資が行われ、カーボンニュートラルに向けて進めなければならなかった再生可能エネルギーや送電網への投資が進めにくい環境を作り出してきた。経済産業省は過去の政策決定の誤りを踏まえて、これ以上無駄な投資を行わせないう、動かない原発の早期廃炉を促す施策を強力に打ち出すべきだ。具体的には2030年時点で原発をゼロとすることを宣言し、再生可能エネルギーへの投資を促す道筋をつけるべきだ。</p>	<p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。 原発については、我が国のエネルギー自給率や化石燃料への依存度、温室効果ガス排出等の観点から、放棄することは難しいと考えており、こうした中で、原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電の高効率化などにより、可能な限り低減させるための方針の下で策定した2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率20~22%の実現を目指し、必要な対応を着実に進めてまいります。 また、再生可能エネルギーは、国民負担を抑制しつつ、最大限導入を進めていくことが政府の基本方針であり、投資を促し、更なる導入拡大を進めるために、FIT制度やFIP制度による支援をはじめ、コストの低減や、長期安定的な事業運営の促進、系統制約の克服、調整力の確保などの取組を進めてまいります。</p>
	<p>p.56「供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備」において「供給力が適切に市場に供出される市場環境が重要である」と指摘されている。特に「市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高め」ることの重要性が指摘されている。これはその通りであり、その観点から、容量市場で落札した電源については、原則、スポット市場入札を義務付けるように、容量市場の仕組みを改めるべきである。事実上、容量市場は電源維持に対する補助金であり、容量確保契約金を受けた電源が、そうした電源を自社の都合の良いように使うことは許されるものではない。実際、米PJMでは容量市場で落札した電源の入札が義務付けられている。</p>	<p>現行の容量市場において、発電余力を卸電力取引市場等に応ずるリクワイアメントがあり、本報告書においても、リクワイアメント等と市場への供給力供出の状況について、引き続き注視していくことが必要としております。</p>
<p>p.62「燃料確保の体制構築」において、燃料の確保状況をモニタリングする仕組みを導入し、発電事業者等による望ましい燃料確保の在り方を示す「燃料ガイドライン(仮称)」を策定することとしているが、大規模電源が計画外に長期的に稼働停止することなどが起きた場合の対処方法がなければならぬ。今回、関西電力の原発の定期点検が長期化し、計画通り運転できなかったが、原発の定期点検が長期化することは珍しいことではない。</p>	<p>全国の電力需要が高まる夏と冬に安定供給が可能かどうかについて、電力広域機関の協力の下に電力需給検証を実施しておりますが、本検証では、御指摘のような計画外停止リスクを考慮しつつ、厳気象H1需要が発生した場合における電力需給の見通しを示しております。</p>	

	<p>p.77 「一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて」において、「一般送配電事業者になお赤字が蓄積していることは事実であり、この調整方法の議論が別途必要となる」とある。しかし、ここで蓄積している赤字の大半は、『旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について』に基づいて、みなし小売りが過剰な予備力を確保することをやめるまで間に発生したものだ。その間、みなし小売りが過剰に確保した予備力によってインバランス赤字の多くが発生していたことになる。少なくとも、市場支配的な事業者である旧一般電気事業者の過剰な予備力確保により発生した赤字は除外して考えるべき議論だ。経済産業省は審議会で、そうした前提を示すこと無く、巨額の累積赤字が発生しているとする表を示したが、議論をゆがめることになる。</p> <p>p.85 「カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた新規投資促進のための制度措置」について、「新規投資に限り、電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に、長期的な収入の予見可能性を付与する方法について、詳細の検討を加速化させていくべきである。」とあるが、すでに、現在の容量市場の制度設計でも、NET-CONE価格は新設LNG火力(CCGT)を建設して40年で投資回収することを前提に設定されている。不要な制度検討である。また、新規投資のみを取り出すことで、すでに過剰に複雑な制度である容量市場がさらに複雑となり、予見可能性をさらに低下させかねない。</p> <p>・供給力ひっ迫の要因に、関西電力の原子力発電が予定通り稼働しなかったことが挙げられており、その視点からの検証が必要である。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところで、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>19</p> <p>・電力システム改革が、結局は旧一般電気事業者優位のシステムでしかないことが明らかになった。公平な競争市場を創るといのであれば、容量市場をはじめこの間のシステム改革のあり方を根本的に見直す必要がある。</p> <p>・供給力ひっ迫によって、中小の電力小売事業者は存亡の危機に追いやられた。そのしわ寄せは電力消費者に押し付けられた。市場を左右する旧一般電気事業者の市場占有力を明らかにしてその責任を問うべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されませんでした。他方、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
	<p>20</p> <p>FIT特定卸の供給を受けていた事業者は、供給用の電力がFIT(=回避可能費用が市場価格)で満たされており、相対でのヘッジが難しい状況であった。発電事業者との相対契約(従前の小売買取)の以降スキームである特定卸についても、小売買取同様、買取事業者はFIT買取単価以上の負担をすべきではない。</p>	<p>2017年度再エネ特措法改正以降、FIT制度上の買取義務者は送配電事業者となっておりますが、買い取られた再エネ電気は、市場価格の価値を持つものとしております。このことは、国民負担によって再エネを買い支えることにより発電投資を促すというFIT制度の趣旨に照らして、国民負担の抑制の観点からも妥当と考えております。送配電買取において、買い取った再エネ電気については市場売電することを原則としていますが、小売電気事業者が市場を介さず再エネ電気を調達することを可能とする目的で、再エネ電気卸供給の仕組みが設けられています。ただし、いずれの場合でも上述の通り、再エネ電気の料金水準については、市場売電の場合と同様、市場価格連動とすることが妥当だと考えております。</p>
	<p>21</p> <p>安定性のない原子力をベースロード電源などと矛盾した方針をとっているから、こういうことが起るのです。エネルギー基本計画からも原子力をはずしてください。</p>	<p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。我が国のエネルギー自給率や化石燃料への依存度、温室効果ガス排出等の観点から、原発という選択肢を放棄することは難しいと考えております。</p>
	<p>22</p> <p>・(10ページ) 関西電力の原発(高浜3、大飯3)の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。</p> <p>・(48～50ページ) 今回の事象で、特に再エネ新電力(FIT電気や市場電気の割合が高い)が大きな損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備のため、市場価格およびインバランス料金の算定について補正を行い、送配電事業者の余剰利益に影響を受けた小売電気事業者に還元をするなどの措置が必要である。</p> <p>・(79～80ページ) FIT電気の送配電買取(FIT特定卸供給)についても同様で、余剰分はFIT賦課金の軽減に充てられるとされているが、補正をおこなって小売電気事業者に還元すべきである。</p> <p>・(83～84ページ) 原子力のような大規模集中型電源への依存が大きくなりリスクであることが改めて明らかとなった。容量市場によって、原子力や石炭火力などを温存することは、むしろ市場価格高騰のリスクを高めてしまう。容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力(公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度)など別の方法を検討すべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところで、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところで、FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえ、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p> <p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。</p> <p>また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されております。</p>
	<p>23</p> <p>安全保障上重要な電力供給・販売に市場原理を持ち込んだことによって、「電力需給逼迫・市場価格高騰」を生んだことを記載すべき。</p>	<p>低廉で安定的な電力供給は国民生活を支える基盤であるものの、東日本大震災とこれに伴う東京電力福島第一原子力発電所事故を契機として、一般電気事業者(当時)による電気料金の値上げが相次いでいることに加え、電力需給のひっ迫における需給調整の機能の強化や電気事業への多様な事業者の新規参入の必要性が増すなど、従来の電力システムが抱える様々な課題が明らかとなりました。こうした課題に鑑み、「電気の安定供給の確保」、「電気料金の最大限の抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大」を目的として、電力システム改革を進めることとしたものです。</p>
	<p>24</p> <p>【原発稼働を擁護する事実認識の記述】</p> <p>p.10 「稼働中原発基数の減少」について、「こうした中、原発が全基停止していた関西エリアでは、1月17日から、同エリアの供給力の4%に当たる大飯4号機が稼働再開し、電力の安定供給の確保に寄与した。」とあるが、きわめてミスリーディングな記載である。関西電力の計画では、2020年7月時点では9月26日に定期点検を終了することになっていた大飯3は12月から1月を通して稼働中、12月22日からは高浜3、1月9日からは大飯4が稼働する計画となっていた。それが、定期点検で確認されたトラブルの影響で10月になって大飯3は稼働できなくなり、12月、1月を通して電力を供給しなかった。さらに12月に入り、高浜3の稼働もできなくなり、結局、大飯4も計画から8日遅れの1月17日に稼働することになっている。</p> <p>【関西電力の原発の稼働上の問題点】</p> <p>関西電力は12月のLNG調達量を9月から10月の発電計画に合わせて決定すると報告している。すなわち、大飯3の稼働是非は12月のLNG調達量に大きな影響を与えることになる。経済産業省は2021年5月12日の衆議院経済産業委員会の質疑で、関西電力が大飯3の稼働延期をうけて、10月に3度にかけて約20万トンのLNGを調達していると報告している。しかし、今回のひっ迫で最も厳しかったのが関西電力だったことを考えると、9月には稼働しているはずだった大飯3の10、11月分の供給電力量を、他電源で確保したことを考えると、20万トンの調達量が十分だったのかどうかは、今回の検証作業で検討されるべきだった。さらに、12月にはいつ定期点検の延長が起きた高浜3においては、LNGの追加調達など期待すべくもない。</p> <p>むしろ供給力としてあてにしていた原発が供給力とならなかったことが、需給ひっ迫の一要因として指摘されるべきではないのか。</p> <p>【原発再稼働に固執が再生可能エネの推進を阻害している】</p> <p>p.53 「カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた供給体制の構築」において、「発電事業者は長期にわたる事業であり、市場価格の予測が立てづらい中、投資が進まない可能性もあるため、長期的な予見可能性を高め、投資を促していく事業環境整備を図っていくことが重要である。」とある。今回kWh不足に陥った原因は、再稼働できない原発に固執した結果、2030年時点の原発比率を20%22%という到達不可能な目標に設定した経済産業省の問題である。足元2020年の原発の発電電力量に占める比率は4.3%、2019年でも6.6%である。原発は出力が大きいことから、その稼働の有り無しは市場に大きな影響を与える。動かない原発がいつまでも廃炉されないことで、電源への投資予見可能性を著しく下げている。</p> <p>福島第一原発事故から10年間、無理な目標を立てて再稼働を進めようとした結果、動かない原発に多額の投資が行われ、カーボンニュートラルに向けて進めなければならなかった再生可能エネルギーや送電網への投資が進めにくい環境を作り出してきた。経済産業省は過去の政策決定の誤りを踏まえて、これ以上無駄な投資を行わせまい、動かない原発の早期廃炉を促す施策を強力に打ち出すべきだ。具体的には2030年時点で原発をゼロとすることを宣言し、再生可能エネルギーへの投資を促す道筋をつけるべきだ。</p> <p>【容量市場の仕組み改善】</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。</p> <p>原発については、我が国のエネルギー自給率や化石燃料への依存度、温室効果ガス排出等の観点から、放棄することは難しいと考えており、こうした中で、原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電の高効率化などにより、可能な限り低減させるとの方針の下で策定した2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率20～22%の実現を目指し、必要な対応を着実に進めてまいります。</p> <p>また、再生可能エネルギーは、国民負担を抑制しつつ、最大限導入を進めていくことが政府の基本方針であり、投資を促し、更なる導入拡大を進めるために、FIT制度やFIP制度による支援をはじめ、コストの低減や、長期安定的な事業運営の促進、系統制約の克服、調整力の確保などの取組を進めてまいります。</p>
	<p>p.56 「供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備」において「供給力が適切に市場に供出される市場環境が重要である」と指摘されている。特に「市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高める」ことの重要性が指摘されている。これはその通りであり、その観点から、容量市場で落札した電源については、原則、スポット市場入札を義務付けるように、容量市場の仕組みを改めるべきである。事実上、容量市場は電源維持に対する補助金であり、容量確保契約金を受けた電源が、そうした電源を自社の都合の良いように使うことは許されるものではない。実際、米PJMでは容量市場で落札した電源の入札が義務付けられている。</p>	<p>現行の容量市場において、発電余力を卸電力取引市場等に応札するリクワイアメントがあり、本報告書においても、リクワイアメント等と市場への供給力供出の状況について、引き続き注視していくことが必要としております。</p>
	<p>25</p> <p>实体经济における電力供給寡占者が、電力卸市場の寡占者であり、かつ实体经济における寡占者が、小売電気事業、送配電事業、発電事業の100%子会社を所有する持ち株会社は、小売電気事業で損失を被ってもその損失を送配電事業と発電事業の利益に転嫁可能な寡占者です。</p> <p>故に小売部門のグロス日ディングによる高値入札や相対電源の変動数量契約が可能となります。寡占者の資本金や送配電網などのインフラは、長期に及ぶ需要者の負担により構築された社会インフラです。公共性の高い社会インフラを広く社会で分散活用し、地域雇用の創出や地域経済循環に活用することが電力システム改革に於ける事業者の事業機会拡大と考えます。また再生可能エネルギー拡大による分散型エネルギー社会は、地域経済や日本経済のSDG s 進展に寄与すると考えます。</p> <p>上記目的達成の為に、中小零細新電力や地域密着型新電力の事業競争環境が公正、公平である必要があります。中小零細新電力に不足する資本金、人材、インフラを制度設計により補完する必要があると考えます。事業継続性の見通しが良くなる制度設計が必要です。</p>	<p>今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
	<p>26</p> <p>(10ページ) 関西電力の原発(高浜3、大飯3)の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。原子力など大規模集中電源への依存が需給逼迫のリスクにもなる。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p>

27	<p>まず58頁に、「電気事業者は、スポット市場が大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて認識する必要があると考えられ、こうした観点からは、相対契約や先渡市場・先物市場等を通じ、スポット市場よりも早い時点から段階的にリスク管理を行うことが必要」との記載があります。</p> <p>リスクへの備えは事業者として当然ですが、ある事業者の場合、今冬は先渡しの契約を含めた事前の備えを通じ、市場依存度が約10%であったにもかかわらず、当該10%の調達原価がインバランス料金も含めて通常の10倍程度となりました。このような異常なリスク発現の影響を排除するためには、今後は少量といえどもスポット市場による調達を回避する選択となりますが、それは電力卸取引市場の活性化も含めた電力自由化の健全な成長の観点で、好ましい選択とは考えられません。</p> <p>したがって、事業者としてさまざまな方策によりリスクに備えることはもちろんですが、それ以上に「今回のような燃料ひっ迫の事態においても、事実としての需給調整コストを上回るような市場価格およびインバランス料金の異常高騰（良識的なリスクヘッジ効果を上回る価格決定）を回避すること」がもっとも肝要と考えます。</p> <p>上記を踏まえ、次に「今後の対策（2）警戒時・緊急時の対策 kWh 不足に対する市場のセーフティネット整備」について意見を申し述べます。</p> <p>57頁や72頁記載の「売り札切れが生じるような場合にも、市場価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況から乖離して上昇することがないような仕組みの導入が求められる」に強く同意いたします。一方、今回のとりまとめ案では暫定的なインバランス料金の上限価格として80円、200円が示されており、この価格には実際の電源1'の稼働コスト等が引用されている認識です。しかしながら、今冬で言えば東京エリア1コマだけで数百万kWh発生した不足インバランス電力量に対して、それを賄うのに要した需給調整コストがすべてこの価格であったと言えるのが、実際はもっと少額ではなかったのか等について確認のうえ、上限価格の再検討を望みます。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールへの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が重要であるとの指摘があったところです。</p> <p>特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整力費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定しておりました。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。</p> <p>今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想準備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。</p> <p>なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>
	<p>最後に、77頁記載の「一般送配電事業者のインバランス収支の扱い」について意見を申し述べます。</p> <p>通常のインバランス収支が託送料金体系や市場取引の枠組みを侵すことなく精算されるべきことは承知しておりますが、今回の市場高騰は、発現した価格・期間的にも、それにより事業者が受けた影響的にも、通常想定し得る限度を超えた天災地震に近い異常事象と認識しております。東急パワーサプライも、小売電気事業者として円滑な顧客対応を継続し、今冬の電源調達も相応のリスク対策（市場依存率の抑制）を行っていたにもかかわらず、収支ならびに資金に甚大な影響を被ることとなりました。このような異常事態の中で発生した託送部門におけるインバランス収支のプラス分については、過去の託送収支とは切り離し、当該期間のインバランス料金ダメージを受けた事業者に対して個別に、かつ早期に返還されることを切に望みます。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧な検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
28	<p>市場高騰にて小売電気事業者の収支悪くなり倒産が起きているのは、電源の相対契約が難しいことが上げられます。</p> <p>火力発電等の大型の電源は、旧一般電気事業者の保有のものが多く供給規模の小さい小売電気事業者は相対契約を断られており、市場調達の比率が高いからです。</p> <p>供給規模に対して導入しやすい電源に、FIT電源がありますが、必然的に市場連動価格となってしまう現行制度において、価格変動リスクのヘッジが出来ない為、導入を見合わせています。</p> <p>激変緩和措置のような固定単価になると、導入のハードルが下がり、電源として活用したい小売電気事業者が導入し、脱炭素が加速すると思います。</p> <p>また、今年の夏、冬の電力供給がひっ迫すると予測される中、相対契約先が無い状況です。常時バックアップのように、旧一般電気事業者と契約できる制度は、まだ必要ではないかと思えます。</p> <p>上記による市場依存度の高い小売電気事業者は、インバランスリスクを恐れ高い値段での入札してしまいます。</p> <p>市場の入札状況が公開されましたが、市場に出る電力の量が決まっています。平時から999kWhで半分程度の入札がされており、約定地点のカーブが分からない状況です。グロスビディング等のいろいろな事情により、シングルプライスを悪用したおかしな状態だと感じています。</p> <p>インバランス上限の設定値についてですが、FITの買取価格を参考に再考いただきたいです。</p> <p>現在の上限値では、セーフティネットとしての機能は期待できず、市場高騰が毎年繰り返せば、資本力のある小売電気事業者のみが生き残り、現在育ってきた有意義な小売電気事業者の倒産が予想されます。</p> <p>また、今年冬のインバランス料金の救済がありません。このままですと、インバランスリスクへの恐れは拡大し、高騰時999円/kWhでの入札が増えると思われ、最悪、約定価格999円/kWhで約定する可能性があります。</p> <p>小売電気事業者は、言うまでもありませんが、市場高騰の煽りを受けた需要家もあり、現在分割して支払っている状況と聞きます。この様なことが再度起これば、需要家からの電力自由化への不満が爆発する可能性があり、危惧しております。</p> <p>冬のインバランス料金については、故意に電力調達を調達しなかったわけではない為、速報値レベルの精算が妥当と考えます。</p> <p>高圧、低圧需要家に対しての大きな割引による取り戻し営業により、売値が下がる一方で、電気の仕入が安定せず事業の見通しが立たない状況です。</p> <p>冬の高騰の旧一般電気事業者の対応が問題無かったとすれば、発電が一体となっている旧一般電気事業者とインバランスで過剰な利益を得た送配電のハンドリングで、小売電気事業者はいかようなものような現在の状況には、とても危機感を抱いております。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールへの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が重要であるとの指摘があったところです。</p> <p>特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整力費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定しておりました。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。</p> <p>今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想準備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。</p> <p>なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>
29	<p>再エネシフトとセーフティネットの役割を確実に果たす卸電力取引所へ</p> <p>2020年度冬期に卸電力取引所（以下「JEPX」）スポット市場において発生した取引価格高騰は、再エネ発電・小売事業者に莫大な損失を生じさせ、旧一般電気事業者事業者や独立発電事業者に大きな利益をもたらすという不公正な結果をもたらし、GHGや放射性廃棄物削減に向けた電力の再エネシフトに大きな障害となった。</p> <p>人類の生存環境をまもるために欠かせない2050年GHG排出実質ゼロ、放射性廃棄物削減に向けてJEPXに求められる基本的な機能は、円滑かつ迅速な電力の再エネシフト機能であり、安定供給のためのセーフティネット機能である。</p> <p>そうした観点から、下記の点を提案する。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 火力、原子力、再エネの発電区分別取引の実施(再エネ電力供給の実質保障と再エネシフトの進捗状況明確化)</li> <li>2. 再エネ発電による蓄電施設設備(再エネ水素等を含む)による供給予備力の創設増強(再エネ電力の安定供給確保、再エネ電源のベースロード予備力化)</li> <li>3. 気象データとデマンドコントロールの連動システムの創設強化(予防的デマンドレスポンスの強化)</li> <li>4. 売り切れが発生しない十分な供給予備力提供の旧一般電気事業者事業者等への義務付け(インバランス発生防止)</li> <li>5. JEPXの欠陥(市場システムエラー)として発生した2020年度冬期価格高騰による不公正な収支の遡及還元</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 今般の事象を踏まえて、スポット市場への売り入札の透明性向上に向けた様々な対応を予定しているところ、御意見は今後の議論に当たり参考とさせていただきます。</li> <li>2. 再生可能エネルギーの変動に対応する調整力を確保すること、さらにその調整力の脱炭素化を図ることは、2050年カーボンニュートラルを実現する上では不可欠です。ご指摘の新規技術の他、蓄電池やダイヤモンドレスポンス、水素等の開発や普及促進に取り組んでまいります。</li> <li>3. 厳しい需給状況下において安定供給を確保するためには、需要側の対応によるkW・kWhを抑制する等の対策も重要と考えており、いただいた御意見については、今後の検討の参考とさせていただきます。</li> <li>4. 供給力の不足については、小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給（いわゆるインバランス供給）を受けることにより顕在化することとなりますが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給能力確保義務の適用の在り方等も含めて、今後、検討が必要と考えております。</li> <li>5. 2020年度冬期の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会における議論も経て、「現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる。こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、2022年度からの需給ひっ迫時のインバランス料金の上限200円/kWhを前倒しで導入するといった緊急的措置も講じられたところである。現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した適及的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。」と評価されております。</li> </ol>
30	<p>・該当箇所1 P.77今後の対策 (2) 警戒時・緊急時の対策 「一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて」</p> <p>・意見内容 2020年度冬期の急激な電力市場高騰による一般送配電事業者のインバランス余剰収支の扱いは、卸電力取引所で約定して調達した事業者との公平性を保ちつつ、インバランス料金を負担した小売電気事業者と直接還元・調整とすべきと考えます。</p> <p>・理由 1. 過去の一般送配電事業者の累積赤字は、今冬のインバランス余剰収支とは性質が異なり、分けて考えるべきです。 2. インバランス余剰収支の還元・調整においても託送収支とインバランス収支は区分しておくべきです。 3. 負担した小売電気事業者は明確であり、負担者と還元・調整とすべきです。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧な検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>

<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 全体について</p> <p>・意見内容 検証作業を引き続き行うべきである。 市場支配力のある事業者への規制・監視について、構造的措置も含めて検討すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 短期間で集中的な検証・議論が行われたが、未解明のまま残された課題もある。同様の事象が繰り返されないためにも、本パブリックコメント手続で指摘されるであろうさまざまな視点を追加して議論を深め、検証を続けるべきである。 ○ 今冬の需給ひっ迫・市場価格高騰は、LNG燃料調達不足と大規模電源の停止など、市場支配力のある事業者の行動によって起きた。支配的事業者の所作が電力市場に与える影響の甚大さが、改めて明らかになったといえる。その影響をいかに低減していくかが、今後の電力市場の変革の鍵となる。より一層の情報公開で市場への信頼性を高めるとともに、市場支配力のある事業者への規制や監視を強化すべく、構造的措置も含めて早急に検討を進めるべきである。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p> <p>また、発電情報公開の拡大についても、引き続き審議会での検討を深めてまいります。</p>
<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） LNG在庫低下によるLNG火力の稼働抑制について（Ⅰ、(2)②-i、③）（p.7, p.13）</p> <p>・意見内容 2020年度夏以降のLNG在庫量が少ない原因についても解明すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 2020年夏以降、LNGの在庫量が例年に比して低位に推移していた（図6）。このことも、12月以降の需要増に対応できなかった原因の1つと考えられる。しかしながら、なぜ当時LNGの在庫量が低位に推移していたのか、その原因は十分解明されていない。各社がどのような予測の下に在庫量を決定し管理していたのか等、LNG在庫量低位の原因を解明すべきである。</p>	<p>燃料調達には1.5～2か月というリードタイムを要することから、特に、11月以降の燃料在庫推移について分析を行った結果、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p>
<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 需給ひっ迫の要因まとめ（Ⅰ、(2)③）（p.14）及び関連項目</p> <p>・意見内容 需給ひっ迫の要因について、より丁寧な分析をすべきである。 また、石油火力の廃止や稼働中原発の減少を、今冬の需給ひっ迫の背景にあるものとしてことさらに取り上げるのは不適切である。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ p.14記載のまとめは、「断続的な寒波による電力需要の大幅な増加」が需給ひっ迫の主因であるとする。しかしながら、図3（p.6）によれば、少なくとも2020年12月11日～25日の電力需要は、2017年度より低く、また過去4年平均比でも4%程度の増加でしかないであり、これをもって「大幅な増加」と評することは過大である。逆に、この程度の電力需要の増加であっても需給ひっ迫の引き金になったことに着目し、重く受け止める評価とすべきである。 ○ また、要因として「渇水による水力の利用率低下」を挙げるが、図2（p.10）は2019年度年間平均設備利用率との対比を示すのみであり、季節や年によって設備利用率が変化する水力の設備利用率の分析としては大雑把にすぎるとはでないか。季節的变化を考慮し、複数年度の設備利用率との比較を行った上で、水力の利用率低下の影響を評価すべきである。 ○ さらに、「石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という構造的事象も存在していた」と指摘するが、石炭火力の休廃止については、本取りまとめ（案）の中では「2014年度から2019年度までの5年間で約1,000万kW減少するなど休廃止や停止が続く」との言及があるので、それが需給ひっ迫にどのように影響を与えたのか、事実や分析が示されていない。 電源構成の変化という構造的な事象は、電力需給に影響を与える。よって、需給に関する事象の背景にはすべからず構造的な事象が存在するという意味で、石油火力の廃止や稼働中原発の減少が今冬の需給の背景にあることは否定しない。しかしながら、本取りまとめ（案）も「はじめに」で指摘するとおり（p.3）、今冬の需給ひっ迫の原因は燃料不足による電力量（kWh）の不足であって、供給力（kW）の不足ではない。したがって、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という供給力の不足を取り上げて「背景にある構造的な事象」として指摘することは、需給ひっ迫の原因究明を混乱させ、不適切である。同様の趣旨で、Ⅲ、(1)①第4パラグラフ以下（p.51）の評価も不適切である。</p>	<p>2020年度冬季の需給ひっ迫は、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因だったと考えております。さらに、石炭火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率低下（※2000年以降の設備利用率の推移は、第28回電力・ガス基本政策小委員会資料7のP40をご参照ください。）、太陽光の発電量変動といった事象が重なったことで、LNG火力等への依存度が高まり、需給ひっ迫が増幅される結果となりました。こうした需給ひっ迫の背景には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という構造的な事象も存在していたと考えております。</p>
<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けた供給体制の構築（Ⅲ、(1)②c）（p.53）</p> <p>・意見内容 非常にわかりづらい。時間軸や議論の対象とする電源を明示し、論旨を明確化すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 同項は、石油火力等の退出状況に言及した上で、「2050年カーボンニュートラル実現が宣言されたものの、その実現に向けては、中長期的に脱炭素電源の導入拡大や化石火力の依存度低減を図っていくことが求められる。」「再生可能エネルギーの導入拡大を進めていく中で、足下では安定供給確保のために必要な調整力・慣性力といった役割を持つ火力に依存するしかなく、過度な電源の退出防止を図っていく必要があるものの、そうした火力について、段階的に脱炭素化を図ったり、他の設備に置き換えたりしていくことで、適切な電源ポートフォリオを構築しながら、供給力を確保していく必要がある。」と指摘するが、論旨がつかみづらい。 ○ 2050年カーボンニュートラル実現のためには、脱炭素に向けたロードマップが不可欠であり、時間軸が非常に重要だが、上記は、「中長期的に」「足下では」と述べるのみで、それぞれ2050年までのいつを念頭に置いているか不明確である。 ○ また、上記は、「再生可能エネルギーの導入拡大を進めていく中で安定供給確保のために必要な調整力・慣性力」を提供する火力として、どのような電源を想定しているのか明示していない。加えて、第1パラグラフで供給力確保のためとして採算性の悪い石油火力等の退出に言及されており、併せて見ると、どのような火力電源がいつ何のために必要と述べているのかますますわかりにくい。 ○ そもそも今冬の需給ひっ迫の原因は燃料不足によるkWh不足であり、供給力や再生可能エネルギー導入のための調整力、慣性力の問題は基本的に無関係である。「構造的な要因も考慮する必要がある」（第1パラグラフ）旨述べられているが、供給力、調整力、慣性力の課題と需給ひっ迫の解決策との関係を説明するものとして不十分である。両者の関係を十分説明し、論旨を明確にすべきである。</p>	<p>2050年に向けては、今後の革新的技術の進展や社会の変容などの不確定要素があることを踏まえれば、省エネ・再エネのみならず、原子力、火力、水素、アンモニアなど、あらゆる選択肢を追求し、カーボンニュートラルの実現を目指すことが重要だと考えております。こうした観点から、本案において時間軸や電源の明示は行わず、原案のままさせていただきます。</p> <p>また、今般の需給ひっ迫の主因としては、電力需要の増加とLNGの在庫低下によるLNG火力発電の稼働抑制にあると考えておりますが、この背景には、電気事業の構造的変化もあるものと考えており、その点については、p51.p52の「①需給ひっ迫に係る評価」で記載させていただいております。</p>
<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） kWhひっ迫時における対策の必要性（Ⅲ、②b）（p.53） 燃料確保の体制構築（Ⅳ、(1)②）（p.62～）</p> <p>・意見内容 LNG在庫量の管理について、より構造的な視点から対策を検討すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ JOGMECの公開情報によると（下記）、2020年度夏以降のLNGの国内在庫量は、低位ではあるものの過去5年内の振れ幅に収まっている。実際、ガス事業者による融通が可能だった事実も表れているとおり、発電事業者ごとに燃料タンクを見れば在庫量が厳しい事業者があっても、日本全体では極端な不足はなかったと見ることができる。現在、燃料ガイドラインを始め、国全体でLNG在庫量を管理・監視する仕組みの導入が検討されているが、国全体での必要量を確保する観点から、あるいは激化するLNG国際市場での競争に備えて交渉力を高める観点から、個社ごとの調達に当り、海外からの調達方法のあり方を見据えた解決方法も念頭におきつつ、在庫管理の方法について検討されるべきである。</p> <p>参考：JOGMEC、「天然ガス・LNG在庫動向」（2021年4月） <a href="https://oilgas-info.jogmec.go.jp/nglng/1007905/1009023.html#link02">https://oilgas-info.jogmec.go.jp/nglng/1007905/1009023.html#link02</a></p>	<p>LNG在庫管理については、関係者の意見等を十分踏まえながら、引き続き検討してまいります。</p>



	<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 市場価格の高騰にかかる評価及び電力システム上の課題（Ⅲ、(2)①）（p.54～56）</p> <p>・意見内容 需給ひっ迫時に売り札切れが発生した場合の市場価格に対するセーフティネット措置を検討する際には、電源Ⅰの影響を十分考慮すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 本取りまとめ（案）は、balancingグループ型の電力市場では予備率に一般送配電事業者が確保した調整力を含むため、市場に供出可能な供給力が需要量を下回る可能性があると指摘する（p.54）。そのような可能性があることは否定しないが、市場供出量を増加させる観点からは、調整力として確保される容量は少ないのが理想的である。調整力の確保により売り札不足になることが予想される場合には、そもそも電源Ⅰの調達量が多すぎないか、継続的に検証されるべきである。 ○ なお、2024年から需給調整市場が本格的に始まれば、上記のような不具合は生じないと理解している。</p>	<p>一般送配電事業者の専有電源として電源Ⅰを多く確保し過ぎれば安定供給には貢献するものの、小売事業者が活用できる供給力に影響を与える可能性があります。このため、電源Ⅰの必要調達量については、上記の観点も念頭に広域機関で検討が行われております。</p>
	<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備（Ⅳ、(1)④）（p.66～）</p> <p>・意見内容 燃料制約がある場合の限界費用の考え方については、慎重に検討すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 本取りまとめ（案）は、「燃料制約がある場合の限界費用の考え方については、単純にガス代を限界費用ととらえるわけにはいかず、改めて整理が必要との意見が出された。こうした観点から、「限界費用ベース」の考え方について、検討を行っていく必要がある。」と指摘する。 ○ しかしながら、支配的事業者に「限界費用ベースでの入札」を求めるのは、支配的事業者の市場支配力の行使を抑制するためであり、当該事業者のスポット市場における売り入札割合が未だ高いこと等を考えると、当該ルールの例外を認めることには慎重であるべきである。 ○ 「限界費用ベース」での入札という制約を免れるトリガーとして想定されているのは、燃料制約であるが、燃料は発電事業者自身が調達する上、燃料制約の設定は旧一般電気事業者が自社の判断で行う。つまり、旧一般電気事業者は、入札価格の制約を免れる状況を自ら作り出すことができ、市場価格のつり上げが可能になる。このことも十分考慮されなければならない。こうした動きに対しては電取委が監視するとはいえ、十分監視が行き届くかは未知数である。</p>	<p>報告書に記載しているとおり、限界費用入札の在り方については機会費用を考慮することも含めて今後検討してまいります。検討に当たっては、支配的事業者による相場操縦防止の観点も含めて検討を行っていく予定です。</p>
	<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 警戒モードの構築（Ⅳ、(2)①）（p.67）</p> <p>・意見内容 今冬の需給ひっ迫における一般送配電事業者とグループ内発電・小売部門の連携・協調（情報共有その他）について実態を把握し、発電電離の行為規制や理念との関係で課題がないかを検証し、厳格かつ明確なルールの設定等を検討すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 一般送配電事業者と同じグループ会社の発電・小売部門のいくつかは、今冬の需給ひっ迫時に「行為規制に抵触しない範囲で」協調したと発表されているが、その実態はまだ明らかにされていない。需給ひっ迫時にはすべての電気事業者間の協調が必要になるが、一般送配電事業者とそのグループ企業の間だけで協力関係を構築すると、市場に影響を与える情報が一般送配電事業者から一部の事業者のみに共有されるなど一般送配電事業者の公平性・中立性に疑義が生じかねない。まずは、今般の事象において何が行われたか十分な検証を行い、需給ひっ迫時の対応ルールを明確化すべきである。</p>	<p>市場の公正性・透明性を高めていく上では、市場参加者が、できるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることが重要であり、頂いた御意見は、警戒対応体制下における情報発信の在り方について、今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。 また、今冬の需給ひっ迫時における、一般送配電事業者とそのグループ企業との関係について、現時点では中立性に問題となる行為は確認されていませんが、電力・ガス取引監視等委員会において引き続き調査・検証を行ってまいります。</p>
	<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 「でんき予報」等による情報発信のあり方（Ⅳ、(2)②）（p.67～）</p> <p>・意見内容 「でんき予報」で提供する情報として、揚水の汲み上げに用いられる予定の電力量を、需要予測の中で区別して表示すべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 本取りまとめ（案）指摘のとおり、現状の制度では、予備率は十分だが電源Ⅰの存在により売り札不足となる場合がありうる。加えて、電源Ⅰの多くは揚水発電であり、需給ひっ迫時にその汲み上げに火力電源を使うと、燃料の消費がいつそう進みますます需給がひっ迫する可能性も出てくる。発電事業者・小売電気事業者の適切な市場行動を促し、また需給ひっ迫関連情報が一部の事業者のみに共有されることを防ぐため、電源Ⅰの揚水発電の稼働予測を公開すべきである。具体的には、「でんき予報」の需要予測において、揚水汲み上げ分の需要を他の需要と区別して表示し、揚水発電の稼働状況を可視化するのが適当である。</p>	<p>揚水発電の水量制約等により持続的な供給力に必ずしも十分な余裕がないと判断されるときは、その旨をでんき予報に明記し、発電・小売事業者や需要家に対して注意喚起するという方向性で関係者と議論を進めております。また、需要予測の御意見についても、今後詳細を検討するにあたっての参考とさせていただきます。</p>
	<p>・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 再生可能エネルギー拡大を見据えたより実需給に近い市場の活性化（Ⅳ、(3)④d）（p.89）</p> <p>・意見内容 スピード感をもって大いに進めるべきである。</p> <p>・理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。） ○ 時間前市場の活性化は、再生可能エネルギーの拡大において非常に重要であり、検討を進めていくことに大いに賛成する。 ○ 時間前市場を活性化するため、シングルプライスオークションの導入のほか、インバランスに関するFIT特例①の廃止と特例③への移行、三次調整力②の廃止を進めるべきである。 ○ 先着優先ルール見直しの議論において、ノーダル制・ゾーン制への移行を早急に進めるべく、ロードマップを策定して早急に議論に取り掛かるべきである。</p>	<p>再生可能エネルギー拡大を見据えたより実需給に近い市場の活性化に向けた対応の一つとして、時間前市場の活性化に向けたシングルプライスオークションの導入について、発電機の起動特性等を踏まえて、今後検討を進めていく予定です。また、今後、平常時においても系統混雑が起こりうることに對し、まずは速やかに実現可能な再給電方式への転換に向けての議論を進めています。市場主導型の混雑管理方法への転換については、適用が合理的な系統の特定や大幅な仕組みの見直しに時間を要するため、長期的な視点で市場主導型への転換を見据えながら検討を進めていきます。</p>
32	<p>全ての電力事業者に公平にグリッド（送電網）を開放して下さい。特定の事業者・発電方法だけが有利になるような扱いはしないで下さい。 原発に補助金・助成金を支出する予算が有るなら、再生可能エネルギーやグリッドの拡充に投入して下さい。</p>	<p>送電網については、全国の再エネポテンシャルを踏まえて計画的に整備するためのマスタープランの検討を進めており、先月に中間整理を行ったところです。今後、エネルギー基本計画の見直しに向けた議論等を踏まえ、2022年度中にマスタープランを策定予定。政府としては、これを踏まえて送電網の増強を進めていきます。 また、2050年カーボンニュートラルの実現のためにも、再生可能エネルギーに係る最先端の技術開発や、我が国の電力系統を再エネの大量導入に資する次世代型のネットワークに転換していくための制度整備を積極的に進めてまいります。</p>
33	<p>原子力発電所のような大規模電源への依存が、大きなリスクになっていることが改めて明らかになりました。世界のエネルギーの潮流は、自然エネルギーがベースロード電源として位置付けられています。日本でも、地域エネルギー、自然エネルギーを支持する国民が増えています。世界に後れを取らない「電力システム改革」を求めます。</p>	<p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。 頂いた御意見は、カーボンニュートラル実現のための持続可能な電力システムの実現に向けた検討における参考とさせていただきます。</p>
34	<p>再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備のため、補正をして影響を受けた事業者に還元をするなどの措置が必要である。  でんきの自由化は完全には実現せず、再び大手の電力会社が牛耳ることになる。日本は原発事故を起こしていながら、再生可能エネルギーを進める気はないのか。もう少し世界を視野に考えていくべきである。</p>	<p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。 また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。 こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。 他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。 なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>

35	<p>電力卸売価格高騰へのご対応ありがとうございます。</p> <p>今回、我が家の電力の購入先（再エネ新電力）はだいぶ痛手を受けたようです。再エネ新電力は、カーボンニュートラル実現のために欠かせない存在なので、今後このようなことのないような措置をお願いします。今回予防措置含め案がでており感謝しますが、もともと市場設計で再エネ新電力が不利、大手が有利に過ぎるのではないかと思います。地産地消、持続可能な地域分散型の自然エネルギーの拡大に資するような改革をお願いします。</p> <p>「日本におけるグリーン電力小売促進のための必要条件分析」という報告書をぜひ御覧ください。  <a href="https://www.greenpeace.org/static/planet4-japan-stateless/2020/02/31d20f22-jpn-izes_gpe_study.pdf">https://www.greenpeace.org/static/planet4-japan-stateless/2020/02/31d20f22-jpn-izes_gpe_study.pdf</a></p>	<p>今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
	<p>また、構造的な問題として、案にある「非効率石炭フェードアウト」、これは石炭火力早期全廃に変更をお願いします。高効率石炭も、二酸化炭素排出の割合は数割減程度です。</p>	<p>資源が乏しい我が国において、安定供給（Energy Security）・環境適合（Environment）・経済効率性（Economic Efficiency）・安全性（Safety）という3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない中では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要です。</p> <p>石炭火力については、安定供給の確保を大前提に、その比率を引き下げていくことが基本であり、足下では非効率石炭のフェードアウトを着実に進めています。2050年に向けては、水素・アンモニアやCCUS等を活用することで脱炭素型の火力に置き換えていく取組を促進していきます。</p>
36	<p>・該当箇所1</p> <p>II. 政府、電力広域機関及び事業者の対応  (2) 市場価格高騰を踏まえた対応  ③新電力への資金繰り支援等（P48）  ・意見内容1  今回の市場高騰に伴い影響のあった小売電気事業者や市場連動型の電気料金メニューを選択する事業者等に対して、インバランス料金の延納、貸付によらない資金支援策も実施してください。</p> <p>・理由1  今回の市場高騰は市場の未整備等によるところが大きく、中小の新電力事業者や市場連動型の電気料金メニューを選択する事業者等には経営的に非常に大きな影響を与え、その影響は電気料金となって一般消費者にも及んでいます。インバランス料金の延納や貸付は、一時的な対処療法に過ぎず、消費者が負担する電気料金支払いが繰り延べされるだけです。</p> <p>現在、中間とりまとめでは市場高騰後に送配電事業者が得た大量の余剰利益を、過去の送配電の赤字の解消にあて、残りを託送料金に合わせて配分するという論議がされていますが、託送料金はそもそも送配電のネットワークに要する費用として限定すべきであり、発電・買取（需給調整）のためのインバランス料金とは異なるものです。この返金配分は、高額なインバランス料金を支払った事業者に配分し、高額な電気料金を支払った（または支払う）消費者に還元すべきと考えます。</p> <p>・該当箇所2</p> <p>III. 今後の事象の評価と電力システム上の課題  (2) 市場価格の高騰に係る評価及び電力システム上の課題  ②市場価格の高騰に係る評価を踏まえた電力システム上の課題について（P56）  ・意見内容2  発電原価から大きく乖離した市場価格の高騰を止める仕組みづくりを求めます。</p> <p>・理由2  消費者は健全な市場の下で電力自由化が進んでいることを前提として選択をしています。しかし、今回の市場高騰により、電力市場における入札価格決定システムに欠陥があることが判明しました。そもそも電力価格は発電原価から大きくかけ離れた金額になるべきではないと考えます。そうでなければ、最終的に料金を支払う消費者が実質的な電力価格より高い負担を強いられることとなります。電気料金は公共性の高い料金であることから、一部の事業者に多くの余剰利益を還元する電力システムの仕組みは、制度改革の主旨を大きく逸脱するものです。</p>	<p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期の市場価格高騰に際しては、市場連動型の電気料金メニューを選択する需要家に対し高額な料金請求が生じる可能性があったことから、電力・ガス取引監視等委員会において、需要家向け相談窓口の設置等を行うとともに、資源エネルギー庁において、需要家の電気料金負担が激変しないよう小売電気事業者に柔軟な対応を求める要請を行いました。また、資源エネルギー庁の要請後においても、電力・ガス取引監視等委員会から小売電気事業者に対して、引き続き、苦情処理など丁寧に需要家対応を実施するよう周知を行いました。</p> <p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が重要であるとの指摘があったところでした。</p> <p>特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定してあります。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。</p> <p>今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想準備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。</p> <p>なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>
	<p>・該当箇所3</p> <p>IV. 今後の対策  (3) 構造的課題への対策  ④信頼される市場環境の整備（P87）  ・意見内容3  信頼性の高い電力システムの市場を構築するため、旧一般電気事業者の独占状態を解消し、公平公正、透明性の高い卸売・小売取引ができるよう市場整備を進めてください。</p> <p>・理由3  今回の市場高騰によって、最終的に利益を得た事業者は旧一般電気事業者送配電事業者だと思料します。市場高騰の発生リスクが大きいままでは、新電力事業者の経営を危うくするとともに、再生可能エネルギー利用（または選択）による普及への大きな阻害要因となります。信頼性が高く効率的な電力システムを実現していく上で、発電と送配電を併せ持ち電力売りに特権をもつ旧一般電気事業者事業者の利益還元構造を解消し、公正な競争環境が確保できる自由で透明性のある市場メカニズムを整備、構築する必要があります。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（先入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定してあります。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p>
37	<p>関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性があることとありますが、この点については改めて検証を行ってください。論点ががすり替わっていませんか？原子力など大規模集中電源への依存が需給逼迫のリスクにもなるのではないのでしょうか。</p> <p>大規模集中型のエネルギー構造を変革してください。これでは遅々として再生可能エネルギーへの移行が進みません。海外からの燃料に頼る電気から一刻も早く脱却し、消費者が安心して、かつスムーズに、持続可能（公正）で地産地消・地域分散型の再エネを利用できるようにしてください。</p> <p>今回再エネ新電力が大きな損失を抱えることになりましたが、価格高騰は制度の不備が原因であり、補正をして影響を受けた事業者には還元をするなどの措置をお願いします。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>エネルギーは全ての社会・経済活動を支える土台です。こうした観点から、エネルギー政策を進める上では、安全性を大前提に、エネルギーの安定供給、経済性、気候変動問題への配慮、の3E+Sのバランスを取り続けていくことが重要です。資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、再エネ、原子力、天然ガス、石炭、水素など多様なエネルギー源をバランスよく活用することが必要だと考えています。その上で、再生可能エネルギーの最大限導入を進めていくことが政府の基本方針であり、地域における再エネ等の分散型エネルギーソースの活用に向けては、アグリゲーションビジネスの活性化に向けた事業環境整備やマイクログリッド構築等の取り組みを進めております。頂いた御意見は、現在行われているエネルギー基本計画の見直しやカーボンニュートラル実現のための持続可能な電力システムの実現に向けた検討にあたっての参考とさせていただきます。</p> <p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>資源が乏しい我が国において、安定供給（Energy Security）・環境適合（Environment）・経済効率性（Economic Efficiency）・安全性（Safety）という3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない中では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要です。</p> <p>石炭火力については、安定供給の確保を大前提に、その比率を引き下げていくことが基本であり、足下では非効率石炭のフェードアウトを着実に進めています。2050年に向けては、水素・アンモニアやCCUS等を活用することで脱炭素型の火力に置き換えていく取組を促進していきます。</p>

<p>■意見1 ・該当箇所 P.62 注33 「LNGの燃料情報をやみくもに出せばいいという話ではなく、燃料不足によるkWh不足がいつ頃解消しそうなのかといった小売電気事業者の目録での開示を考えてほしい」</p> <p>・意見内容 今冬の市場価格の高騰を踏まえ、情報公開を推進する取組みとして、HJKSにおいて出力低下事由を開示義務化する等の対応が望ましいと考えます。一方で、燃料価格のつり上げ等を懸念する観点から、個社の在庫レベルの公表については慎重にご検討をお願いしたいと思います。</p> <p>・理由 電力市場の予見性を高める取組みは継続して検討すべきであり、HJKSにおいて出力低下事由を開示義務化する等の対応が考えられます。一方で、取りまとめ資料に記載の通り、個社の燃料情報は競争情報そのものであり、公表は慎重に検討すべきと考えます。 また、在庫レベル公表により、ひっ迫度が海外の燃料提供者に伝わり、燃料価格のつり上げ等、国富の流出にも繋がるおそれがあります。</p>	<p>HJKS登録時の理由（燃料制約等）の開示、HJKS登録時における停止・出力低下の見込み時期の登録方法の明確化については検討を進めているところです。また、個社の燃料情報は競争情報そのものであり、他電源との競争を行っているLNG発電事業者の競争環境に対する影響への留意が必要であるため、公表の在り方については慎重に検討する必要があると考えております。</p>
<p>■意見2 ・該当箇所 P.75 注45 「災害時に200円/kWhとなる時間帯が長く続くことも想定される中で、今後もこの価格でよいのかについては、引き続き課題として認識すべきではないか。」</p> <p>・意見内容 燃料制約・計画停電・災害時など需給ひっ迫が長期間にわたるときは、例えばインバランス料金を可変費に近い水準に引き下げると、社会コスト増大の防止に向けた対応のご検討をお願いいたします。</p> <p>・理由 2022年度の新たなインバランス料金制度において、需給ひっ迫補正インバランス料金の上限値は、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格（電源別のkW価格とkWh価格の合計値）を、想定運転時間で割り戻すことで算出されています。 新たにDRを追加的に確保するために、価格スパイクが必要な点は理解しておりますが、燃料制約・計画停電・災害時など、需給ひっ迫が想定運転時間を超えて、長時間にわたった際には、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格に比べて、インバランス料金の合計が過大な水準となり、ひいては社会コストが増大する恐れがあると考えています。</p>	<p>2022年度以降の新たなインバランス料金制度の議論では、計画停電も含む需給ひっ迫時には、過去の実績として東日本大震災の時の東京エリアの計画停電が約2週間実施されたという事例も念頭に、有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会で議論が行われてきました。 その上で、今冬の事象も踏まえた燃料制約によるkWh不足の状況も想定し、ベースロード市場などリスク回避のための手段の整備状況などを確認した上で、現行の整理のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて、今後、検討を行ってまいります。</p>
<p>■意見3 ・該当箇所 P.78 「過去の累積赤字と今冬の黒字は性質が異なる部分もあるため単純に合算すべきではないのではないか」</p> <p>・意見内容 取りまとめにもご記載がありますが、インバランス収支の還元に関して、過去の累積赤字を今冬の黒字に合算することについては慎重にご検討をお願いします。</p> <p>・理由 例えば、P.36の表6に示されている累積収支の試算値については、グループ企業間における取引の結果生じた赤字も含まれている可能性も否定できませんので、この赤字を加えることで還元額を小さくすることについては、公平性の観点からも慎重に検討すべきかと考えます。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。 なお、2020年度冬期のような事象については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事象を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
<p>■意見4 ・該当箇所 P.85 「カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新設投資に限り」</p> <p>・意見内容 カーボンニュートラル達成に向けて変動再エネが大量導入されるなかで、安定供給を達成するためには、変動再エネを支える供給力・調整力を確保する必要があるため、火力電源についても、当初はCO2を排出していたとしても、「長期的な収入の予見性を付与する方法」の対象とすべきと考えます。</p> <p>・理由 カーボンニュートラル達成に向けて、供給力・調整力を確保する現実的な選択肢としては、既存の火力電源のうちベース電源を、変動再エネと親和性の高い、低炭素な負荷追従電源・調整電源に置き換えていくのが有効と考えています。 また、火力電源について、当初はCO2を排出していたとしても、将来的な技術革新により、脱炭素エネルギーであるメタネーションによる合成メタンや水素、アンモニア等の活用も想定され、カーボンニュートラルへの転換も可能と考えられます。</p>	<p>具体的な対象については、今後検討を行ってまいります。頂いた御意見は、今後の検討にあたっての参考とさせていただきます。</p>
<p>■意見5 ・該当箇所 P.87 「市場の公正性・透明性を高めていく上では、市場参加者が、できるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることが重要」、「より公開する量を増やす方向で見直しを行う方針が示されており」</p> <p>・意見内容 市場参加者が等しく情報にアクセスできる環境の整備が重要と考えます。揚水発電など、一般送配電事業者が稼働調整をする電源について、稼働想定を開示する方策をご検討いただきたいと思います。</p> <p>・理由 市場参加者ができるだけ多くの関連情報に等しくアクセスできる環境を整えることは、市場の公正性を確保する観点で重要であると考えています。 例えば、揚水発電については、実績値はすでに公表されており、過去のスポット価格と並べて比較してみると、長期的な目線で稼働計画を立てているものが一定数を占めているのではないかと推察できます。他方、スポット段階での稼働想定が不明である上に、気象予測等を用いて外部から発電予測をすることが困難なため、公表された実績値をスポット価格予測には十分に活用できていない状況です。 また、揚水発電は一般送配電事業者が稼働調整を実施しているものが多いと考えられますが、所有者のみが一般送配電事業者の情報にアクセスできる状況は、情報非対称性の観点から望ましくないと考えます。 つきましては、スポット時点における稼働想定を開示する方策についてご検討いただきたいと思います。これにより、予備率の予測精度が上がり、インバランス価格の予見性を高めることも期待されます。</p>	<p>今般の事象に係る議論を踏まえて、発電情報公開の拡大については議論を進めているところであり、引き続き審議会でのご検討を深めてまいります。</p>

	<p>■意見6</p> <p>・該当箇所 別冊P19</p> <p>「一部事業者の解釈誤りや人為的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在が確認されたが、それ以外では、現行のガイドラインに沿った開示が行われていた」</p> <p>・意見内容 今冬、スポット市場入札締切の直前（前日9時前後）にHJKS情報が更新される事例が複数発生したため、事実検証の上、適切なタイミングでの情報公開が行われる仕組みの整備をお願いしたく思います。</p> <p>・理由 事前に発電所の稼働決定をしていとも関わらず、スポット市場締切の直前までHJKS情報を更新しなかった場合、実質的に当該事業者のみが知りうるインサイダー情報と言えるのでは、と考えます。 今冬、燃料在庫の見直しは予断を許さない状況が続く、事実として発電所の稼働判断を実需給直前にしていた可能性は否定できませんが、前日9時前後にHJKS情報が更新される事例が散見され、スポット市場の価格予見性が低下したため、適切なタイミングで情報公開が行われる仕組みについてご検討をお願いできればと思います。</p>	<p>御指摘の論点については審議会でも議論を行っており、市場参加者の見通しのために実態を反映した情報開示とする趣旨から、停止・出力低下が解消すると合理的に見込まれる時期を登録することが適切である点、考え方を明確化することを検討しているところです。</p>
39	<p>該当箇所：P14 I. (2) ③需給ひっ迫の要因とめ 意見：今冬の需給ひっ迫は、電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因となっているが、実質的な主因はLNG火力の稼働抑制と考えられるのではないか。 理由：記録的な暖冬だった2021年2020年1月の全エリア最大日量を5%以上超過した日は、1/7,1/8,1/12,1/13,1/19,1/20の6日間のみ。ラニーニャ現象により寒くなる可能性が高いとの予報もあり需要増加は想定範囲内であって、LNG不足が理由であると思われる。</p> <p>該当箇所：P17 I. (3) ①b) 買入れ価格の上昇 意見：「不足インバランスを避けたい小売事業者が・・・玉を奪い合う構造となり」という点について、このような行動の背景にはOCCTOや各一般送配電事業者からの再三にわたる同時同量の遵守を求める連絡行為が関係すると考えられるのではないか。 追加供給がないことを最も認識している立場であり、そのような連絡により市場が高騰することは容易に想像できたものと考えられ、系統運用者・監視者としての影響力を考慮した対応を取るべきだったのではないか。 理由：・当該期間、OCCTO・各一般送配電事業者からは同時同量遵守するよう、再三のメール・電話があった。先方の認識によるとこの行為は「通常の業務連絡の範囲内」とのことだが、現在（平常時）には先方からそのような連絡は無いことから、異例の対応であったことは明らかである。 ・仮に「価格を変動させることを目的とした問題となる行為」ではないとしても「価格の釣り上げに繋がる行為」もしくは「新電力側がいくらか高くても買わなくてはならないと誤解をする行為」として認識いただきたい。 ・P38に参考事例として、1月6日以降の業務規程111条に基づく需給状況悪化時の指示または要請についてのみ記載されているが、実際は12月中旬以降にOCCTOや各送配電事業者から送配電業務指針（第138～140条、152条）に基づく同時同量の遵守に対するメールが頻繁に出されており、これが市場で高値買いを誘発した一因ではないか。</p> <p>該当箇所：P26 I. (3) ②今冬における事業者の行動の検証 意見：一定期間ロスビディングを取りやめていたことに関して、売買量を同程度に減らしていたとしても、売り玉切れが継続する中で原価ベースでの売り玉が減ることで約定価格へ大きな影響があったのではないか。中間とりまとめ案において「極めて限定的であったと考えられる」と表記されているが、「考えられる」という結論に終始するのではなく定量的に影響を評価し、その結果を示すべき。 理由：・ロスビディングはスポット市場の流動性向上や旧一般電気事業者の社内取引の価格形成を中立的とする目的で導入されていると認識している。自主的な取組とは言え、最も流動性と中立性が求められる需給ひっ迫時にロスビディングを取りやめる行為が許されるのであれば、そもそもロスビディングの制度趣旨にそぐわないのではないか。</p> <p>該当箇所：P33 I. (3) ③市場価格の高騰に関連して発生した事象 a)およびb) 意見： ①インバランス料金の速報値と確報値の大きな差異の問題については、2022年度以降に新たなインバランス制度の導入が予定されているが、新制度導入までの間に、今冬と同じような事象が発生する可能性はゼロではないことから、大規模なシステム開発等を必要としない範囲等で確報値の公表を早めること等を検討いただきたい。 ②一般送配電事業者のインバランス収支に関して、大きなインバランス収益と貸倒損を混同して議論することに違和感がある。 ③インバランスの余剰利益は託送料金で還元するのではなく、インバランス料金の算定ルールに基づき、負担者である小売電気事業者に還元されるべき。 インセンティブ係数は半年毎に更新される制度となっているところ、2020年4月1日以降見直しが行われていない。今冬のインバランス余剰利益はインセンティブ係数の見直しに値する理由になるのではないかと。 理由： ①今冬のインバランス料金の速報値と確報値の乖離は大きな問題であったと認識しており、2021年についても電力のひっ迫が予想されているのであれば、相応の対策を講じるべきと考える。 ②貸倒損は事業リスクの問題であり、事後に回収できる可能性もゼロではないことから、そのような企業努力を考慮せず、回収できないことを前提としてインバランス収支を低く見せるのは納得感が無い。 ③過去の累積赤字を含めたインバランス収支の過不足はインセンティブ係数の設定により小売電気事業者が負担しているにも関わらず、中間とりまとめ案で触れられているような余剰分を託送料金等を通じて還元する方法は著しく不公平感がある。</p>	<p>2020年度冬季の需給ひっ迫は、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因だったと考えております。さらに、石炭火力のトラブル停止や濁水による水力の利用率低下、太陽光の発電量変動といった事象が重なったことで、LNG火力等への依存度が高まり、需給ひっ迫が増幅される結果となりました。こうした需給ひっ迫の背景には、石油火力の休廃止や稼働中原発の減少という構造的事象も存在していたと考えております。</p> <p>供給力の不足については、当該小売電気事業者が一般送配電事業者から電気の供給（いわゆるインバランス供給）を受けることにより顕在化することとなりますが、今冬のように全国的に市場調達が困難となる中、供給能力確保義務の適用の在り方等も含めて、今後、検討が必要と考えております。</p>
39	<p>該当箇所：P33 I. (3) ③市場価格の高騰に関連して発生した事象 a)およびb) 意見： ①インバランス料金の精算は確報値で行われることが前提であり、速報値は、確報値の公表に1～2ヶ月程度を要することを踏まえ、実務検討の結果として、実需給5日後までに取得可能なデータに基づき公表されること が決定され、運用がなされているものです。なお、エリアインバランスの速報値と確報値のずれについては、速報値の正確性を高める、あるいは速報値のずれの見易性を高める工夫を講じることも考えられますが、2022年度以降、インバランス料金の算定にエリアインバランス量は使用されず、今回のような事象は発生しないことを踏まえ、システム改修等が不要な範囲で対応を検討いたします。 ②③一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。なお、インセンティブ定数KLの値についても、今後フォローアップを行ってまいります。</p>	<p>ロス・ビディングについては、報告書に記載のとおり、ロス・ビディングを取りやめていた3者は売入札量と買入札量を同程度に減らしていたことから、ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる、との分析結果を示し、審議会での結論としております。</p>
39	<p>該当箇所：P52 III. (1) ①電力需給ひっ迫に係る評価 意見：電力の広域的運用と市場メカニズムによる安定供給確保について、LNG不足時でも広域的運用が機能するようになれば、市場メカニズムの崩壊を回避できるのではないか。 理由：今回は将来のLNG不足の懸念による売り玉減少により市場メカニズムが働かなくなっている。実需給ではLNG不足による停電は発生しておらず、広域的運用が機能していれば、個社ごとに市場への球出し抑制を行う必要がなかったと考えられるため。</p> <p>該当箇所：P63 IV. (1) ②ヘッジ市場の活性化 意見：・数年前から先渡市場の活性化が検討されているが、依然として活性化には程遠い状況と認識している。まずは先渡市場を始めとしたデリバティブ扱いとならない市場の整備を早急に進めていただきたい。 理由：・先物はヘッジ会計等の制約から使いにくく、BL市場も取引できる量が限定的かつ燃調なしの年間固定価格であるため使いにくい事情があり、実質的な選択肢は大手電力からの直接購入に限られているのが実態。また、仲介取引等の手段は増えつつあるものの、安定的な取引継続にはまだ不安が大きい。</p> <p>該当箇所：P75 IV. (2) ②kWh不足に対する市場のセーフティネット整備 意見：供給力が圧倒的に不足した際には市場原理が働かないことは今冬の事象でも明確であり、市場停止ルールは発生しうる想定に基づいた見直しを行うべき。 理由：現状の市場停止ルールはブラックアウトの時のみ市場停止となっている。今回のような事象や大規模災害が発生した場合には、上限価格200円/kWhに長期間張り付くことが予想され、震災で体力がなくなった事業者が倒産し、さらに供給力が減少すること等が懸念されるため。</p> <p>該当箇所：P87 IV. (3) ④信頼される市場環境の整備 a) 旧一般電気事業者の内外無差別の卸売りの実効性確保 意見：売り惜しみや内外無差別に関して問題が無いか調査いただきたい。 内外無差別を徹底させる方法として、旧一般電気事業者の発電部門が社内取引をオープンにし、旧一般電気事業者・新電力が公平な競争環境で電力調達を行える状況を一刻も早く作り出すべき。旧一般電気事業者からの提出資料を監視するだけでは実効性は担保されないと考える。電力自由化の趣旨を踏まえ、監視のレベルを一段引き上げていただきたい。 理由：JEPX価格変動リスクを低減させようとした新電力が旧一般電気事業者へ相対的卸売を要望しているが、例年に比較しても明らかに玉が出てこない状況。旧一般電気事業者からは、本年度の方針が定まっていなかったために、今は卸売は出せないとの回答を買っているが、本年度は既に始まっており、事業計画も決まっているはずであるにも関わらず、引き続き計画策定中というのでは違和感を覚える。 新電力からの顧客取戻しで問題のある行為（引き続き廉価販売と思われる価格提案や、容量市場等を見据えて新電力が値上げする等の誤った情報・資料を需要家に配布している旧一般電気事業者が存在）が見受けられるため。</p>	<p>2020年度冬季の需給ひっ迫においては、燃料制約によるLNG火力の稼働抑制等により電力量（kWh）がひっ迫した近年にない事態となったものの、電力融通指示等により安定供給を確保し、全国大での予備率3%は確保できる形となったことから、電力システム改革における広域的運用が一定の役割を果たしたと考えております。 その上で、今般の事象を踏まえたスポット市場への売り入札の透明性向上については、燃料不足が生じた場合の相場操縦に当たる行為の明確化や燃料制約等の運用基準の策定、燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方の見直しなど、総合的に検討していくことを予定しております。</p> <p>先渡市場の活性化策については活用実態・ニーズ調査を実施しました。今後、JEPXとも連携し、さらに取り組んでまいります。</p> <p>電力・ガス基本政策小委員会において、2018年度以降、災害時の市場の在り方について検討を行い、この検討結果に基づき、2020年7月に市場の停止・再開基準が取りまとめられました。具体的には、市場の停止基準をエリア全域で停電が発生した場合とし、市場の再開基準をネットワーク機能が復旧した時点の翌日又は翌々日とするともに、災害時のインバランス料金について、2022年度以降導入予定のインバランス料金制度の一部を前倒し、計画停電中、電力使用制限中のインバランス料金をそれぞれ200円/kWh、100円/kWhとすることとしました。また、2022年度以降は、200円/kWh、100円/kWhに加え、需給ひっ迫状況に応じてインバランス料金が算定される仕組みが導入されます。これらの市場停止・再開基準及びインバランス料金を併せて導入することにより、価格メカニズムに基づいてDRや自家発電等の追加的な供給力を経済合理的に活用し、ひいては電力使用制限や計画停電の期間短縮、回避等につながっていくことが期待されます。</p> <p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p>
40	<p>関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべき。原子力など大規模集中電源への依存が需給逼迫のリスクにもなる。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。 LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画面における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p>

	<p>・該当箇所 中間とりまとめ案75ページ、注45「この価格の在り方については、今後の電力・ガス取引監視等委員会における議論の状況も踏まえて検討を行っていくべきと考えられる。」</p> <p>・意見内容 2022年度以降のインバランス料金制度の在り方や災害時の市場の在り方については、今冬のようなkWh不足時、災害時に上限価格に張りつくことも想定し、妥当な在り方であるかを今一度十分に議論を行った上で、必要に応じて見直していただきたい。</p> <p>・理由 今冬のような継続的な市場価格高騰が再発すると、新電力の事業継続が困難になるだけでなく、新電力に対する消費者の信頼が揺らぎ、電力自由化自体が後退しかねないため。</p>	<p>有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会における議論の結果、2022年度以降の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の上限価格については、DRなど新たな供給力を追加的に確保するために必要なコストを基に、原則600円/kWhとされました。ただし、新電力の経営への影響を勘案し、過去の時間前市場の最高価格を参考に、激変緩和として制度開始当初の2年間については、上限200円/kWhの暫定措置を導入する予定です。</p> <p>今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の整理で適当であるかどうか分析を行うことが必要と考えております。</p>
	<p>・該当箇所…中間とりまとめ案P77-78 ⑥一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて</p> <p>・意見内容 ① P.78 4行目「一定の余剰分については、可能な限り速やかに、暫定的に、託送料金等を通じた還元のために必要な措置を講ずるよう、検討を行うことが必要である。」とされていることに賛同します。</p> <p>② P.78 9行目以降で、還元方法の考え方について示されていますが、過去の累積赤字も含めた収支過不足について、託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するという案には賛同しかねます。弊社は、過去の累積赤字を含めるべきではなく、また、収支余剰を発生させた起因者（不足インバランスを負担した事業者）に還元することが適当と考えます。</p> <p>☒ 同頁に「過去の累積赤字と今冬の黒字は性質が異なる部分もあるため単純に合算すべきではないのではないかと意見」に賛同します。既に、赤字対策としてKL値導入の対策がとられており一定の収支改善効果がみられています。過去の累積赤字の原因をまずは明確にすべきであり、今回の収支余剰にこのタイミングで合算すべきではないと考えます。</p> <p>☒ 今回の収支余剰を発生させた起因者（不足インバランスを負担した事業者）は明確に特定できます。起因者が明確であるにも関わらず広く系統利用者に還元することは不適切です。今回の高騰は予見可能性が極めて低い事象であったと認識しています。そうした状況下で不足インバランスをだした事業者の責を問う巨額のインバランス精算を負担せしめることが適切だとは思えません。弊社は今回の高騰で過去にない大きなダメージを受けました。地域新電力として地域行政と協働で再エネ主力電源化に取り組んでいます。地域マイクログリッドなど経済産業省の先進的な実証事業にも取り組んでいます。競争の公正性および電力システム改革の意図したところについて振り返っていただきたく存じます。</p> <p>③ P.77で過渡的見直しに言及されていますが、弊社は、市場およびインバランスルールの過渡的見直しを主張するものではありません。ルールに基づいてインバランス精算した結果発生した収支余剰分について、その余剰分を負担した事業者に還元することが適切であると考えます。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>・該当箇所…P77、78 ⑥一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて、P36表5 一般送配電事業者のインバランス収支試算値（2020年12月、2021年1月）</p> <p>・意見内容 今冬の市場高騰に伴うインバランス収支の余剰については、過去のインバランス収支と区別した上で、不足インバランスを負担した事業者に還元することが適当です。尚、還元方法としては、事業者ごとの還元分を将来の託送料金から減額することも一案であると考えます。</p> <p>本意見は、市場、インバランスルールの過渡的見直しを主張するものではなく、ルール通りにインバランスの料金を支払い、その結果発生したインバランス収支余剰について、市場で高値取引を行ったもの、事前に相対契約等に対応を行なったものとの公平性を担保できる範囲において、インバランスを負担した事業者に対し還元することが適切であることを述べるものです。（審議会及びとりまとめ案における両論併記に対する本意見の論拠）</p> <p>P77に記載のとおり、インバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うことを基本として議論を行われており、既に多額の余剰が発生したことが判明した現在の論点は、その還元先と、過去のインバランス収支との合算の可否であると考えます。（インバランス余剰の取扱いに関するルール）</p> <p>現在、インバランス収支余剰を還元する為の具体的なルールはありませんので、本余剰の原因を踏まえた上で、インバランス制度の原則に立ち返り、還元先と過去分の相殺について考えることが適当です。（インバランス余剰発生との因果関係の理解）</p> <p>今冬発生したインバランス収支余剰は、以下に起因するものです。</p> <p>①インバランス収入は市場の高騰コマ数の多さに連動して増加した。②一方でインバランス支出は、事前に契約していた調整力のコストに基づいており増加はしなかった。③すなわち、不足インバランスを出したもの（以下起因者）が、調整力供給に要したコストを上回るインバランス料金を支払ったことにより余剰が生じた。（既存のルールの前提との乖離など）</p> <p>インバランス料金の原則的な考え方は、調整力の供給コスト相当であり、それをインバランスで供給を受けたものが負担するというもの（供給予備率が8%以下のひっ迫時を除く）。（インバランスにおける起因者負担の原則）</p> <p>P78に、「過去の累積赤字も含めた収支過不足について、託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するという電力・ガス取引監視等委員会の事務局案」が示されています。起因者が特定できる費用はその起因者が負担し、特定できない場合は託送料金を通じて系統利用者全員で負担するというのが需給調整関連費用の負担のルール【※1】です。その逆として収支余剰を発生させた起因者が特定できない場合は、託送料金単価を下げるなどにより広く系統利用者に還元することが適当ですが、今回は収支余剰を発生させた起因者が明確であることから、起因者（負担者）に還元することがルールに則った考え方です。（託送累積赤字との通算の不合理性）</p> <p>過去のインバランス収支との合算の可否については、同頁「過去の累積赤字と今冬の黒字は性質が異なる部分もあるため単純に合算すべきではないのではないかと意見」にも示されている通り、過去の収支不均衡とは原因が異なることから合算することは不適当です。原因を踏まえ対応することは、収支不均衡の再発を招く虞があります。なお、既に過去のインバランス収支赤字分は、その原因を踏まえた上で、対策（KL値導入）を講じており、その後、収支改善について一定の効果が確認されているところ、改めてこのタイミングで縮小しつつある赤字分に対して追加的な対策を講じる合理的な理由はないと考えます【※2】。（予見可能性と公平性の確保の必要性）</p> <p>仮に託送料金により広く還元された場合、前述のコストと負担の公平性を損なうことに加えて以下の問題点が発生します。</p> <p>市場高騰のコマ数の多さによってここまでインバランス料金が増加したのは、市場参加者も制度設計上も予見可能性がなかったことです。その予見可能性のない中で、たまたま不足インバランスを出したもののみが、本来負担すべき料金を大きく上回る料金を支払うことは不公平であると考えます。（電力システム改革と消費者の選択欲の確保）</p> <p>また、正常な市場環境において競争に敗れた事業者が撤退することは想定されていることであるが、想定外の事象により本来の競争とは異なる理由で、多くの事業者がダメージを受けて、市場から撤退するのは、消費者の選択を狭めることにつながり、これまで進めてきたシステム改革の目的を損なうことにつながります。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>なお、一般送配電事業者の余剰インバランス支出が大きいのは、この期間におけるインバランス料金単価が高かったことが主な原因の一つと考えられます。また、旧一般電気事業者の自社小売需要については、電力・ガス取引監視等委員会におけるヒアリングの結果、最新の気象予報に加えて、近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定しており、意図的にこれを過大にすると行った行為は確認されませんでした。</p>

	<p>(市場約定者との公平性の確保)</p> <p>他方で、同頁に、「特定の事業者への還元」における公平性の課題が示されているが、還元する金額を、約定金額までとすることで、約定者との公平性は図ることができると考えます。</p> <p>(事前相対約定者との公平性の確保)</p> <p>さらに、相対電源等で備えていた者との公平性についても同様、還元する金額を、事前の相対調達価格や先物価格までとすることで公平性を図ることが出来ると考えます。</p> <p>(インバランス余剰による精算者との公平性の確保)</p> <p>なお、インバランス負担者は、予見可能性を超えた市場価格高騰自体でもダメージを受けており、インバランス収支余剰の還元を受けたとしても、事前に相対等で備えていた事業者よりも有利になることはないものと考えます。</p> <p>(今冬期間に限り起因者負担の原則に則りインバランス余剰を還元)</p> <p>託送料金等による還元にあたっては、今冬の市場高騰による余剰を還元する為の一時的な手段であることを鑑み、託送料金等の本来の考え方とは区別する必要があります。</p> <p>(新電力に対する影響と還元のタイミング)</p> <p>なお、新電力全体で販売量の42.8%を市場より調達しており(2020.12)【※3】、その市場が前年比9倍弱に高騰した【※4】ことにより、新電力の太宗が大きな収支ダメージを受けています。よってインバランスの還元は速やかに実施することが適当です。</p> <p>(余剰インバランスについて)</p> <p>一般送配電事業者の収支によれば、余剰インバランス収入が2,558.3億円発生しており、売りが買いを下回っている状況においては、当該余剰インバランスがEPX 価格にも影響を与えたと推測します。なぜこれほどの余剰が発生していたのか、発生者とその原因について、調査し再発防止を図ることが必要であると考えます。旧一般電気事業者の需要想定が実績よりも高かった日があったことについては報告されており、部分的にはそういったことが原因であったと思われるが、改めて全体的な把握が必要であると考えます。【※5】</p> <p>・理由(可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。)</p> <p>※1：第3回 制度設計専門会合 資料3-1 P53  ※2：第4回 制度設計専門会合 資料3 P6  ※3：第5回 制度設計専門会合 資料6 P41  ※4：2020年12月25日～2021年1月24日のJEPX スポットインデックス  24H 平均：66.90(円/kWh)…(ア)  前年同期間平均：7.65 (円/kWh)…(イ)  (ア) ÷ (イ) = 8.75 倍  ※5：p.28 需要・発電それぞれのバランスグループ(以下「BG」という。)別に見ると、需要 BG のインバランス量の方が多く、1月5日から13日までにおいては、旧一般電気事業者以外の BG で多くの不足インバランスが発生していた。</p> <p>以上</p>	
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(1)2 燃料確保の体制構築</p> <p>・今冬の需給ひっ迫は、単なるLNGの燃料制約によるkWh不足ではなく、そこに至るまでの石炭火力発電所のトラブル、原発の停止など、想定外の事象により燃料消費が早まるリスクを、発生確率も考慮してレベル1、レベル2といったリスクレベルもガイドラインに考慮いただくことを期待します。</p> <p>・予見性を高めるためには、各社燃料制約の事情を考慮した燃料情報とkWhを紐づけて、先数か月分を公表していくこともご検討ください。</p>	<p>燃料ガイドライン及び在庫状況の公表の在り方については、関係者の意見等を十分踏まえながら、引き続き検討してまいります。</p> <p>特に公表の在り方については、将来情報の公表は、LNG上流の燃料調達において、燃料提供者にその情報が伝わることで、燃料価格のつり上げが行われ、発電事業者の競争力が低下するのに加え、需給ひっ迫時の電力価格上昇等を助長する恐れがあるなど、慎重に検討をする必要があると考えております。</p>
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(1)4 供給力が適切に市場に供出される仕組みの整備</p> <p>・旧一般電気事業者の需要予測値と実績値の乖離について、今冬のように予測差異として報告されるのであれば、公表することの意味が有りません。今冬において大半の余剰インバランスを旧一般電気事業者が発生させていることも含めて、各社の予測精度向上についても対策を講じる必要があると考えます。</p> <p>・容量市場において固定費を回収できる前提であれば、限界費用ベースで全量を市場供出する様に義務付けるべきと考えます。容量市場で確保したkWから生じるkWh価値は、kW価値に対して容量市場で負担している事業者が公平に享受できる仕組みをご検討ください。</p>	<p>スポット市場価格の高騰時には需要予測値と実績値を公表するなどの仕組みを講じることにより、各社の予測精度向上を促進する等を今後検討予定です。</p> <p>現行の容量市場において、発電余力を卸電力取引市場等に応札するリクワイアメントがあり、本報告書においても、リクワイアメント等と市場への供給力供出の状況について、引き続き注視していくことが必要としております。</p>
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(2)2 「でんき予報」等による情報発信のあり方</p> <p>・今冬のひっ迫においては、正しい「でんき予報」が発信されなかった問題だけでなく、公表されている情報が正しくないという事実について市場参加者の間で情報の非対称性が生じていなかったのでしょうか。また生じていたのであれば、そのことによる情報の優位者側にインサイダーに該当するような行動が見られなかったかの検証も十分をお願いします。</p>	<p>「でんき予報」では即時最新の供給力や需要の見通しが反映されないことがあり、必ずしも実態が表されているとは限らなかったことと認識しております。こうした点を踏まえ、2022年度からの広域予備率の算定・公表開始に合わせ、でんき予報の情報発信については見直す方向で、関係者と連携して検討を進めているところです。</p> <p>また、発電情報については、御指摘のあったインサイダー情報該当の可能性を含め、その公開範囲の拡大に向けて検討を深めているところです。</p>
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(2)5 kWh不足に対する市場のセーフティネット整備</p> <p>・今冬の市場高騰から、2024年度以降のインバランス上限が600円/kWhは実態コストと乖離しすぎているか。慎重に検証・検討をいただくことをお願いします。</p>	<p>有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会における議論の結果、2022年度以降の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の上限価格については、DRなど新たな供給力を追加的に確保するために必要なコストを基に、原則600円/kWhとされました。ただし、新電力の経営への影響を勘案し、過去の時間前市場の最高価格を参考に、激突緩和として制度開始当初の2年間については、上限200円/kWhの暫定措置を導入する予定です。</p> <p>今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の整理で適当であるかどうか分析を行うことが必要と考えております。</p>
44	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(2)6 一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて</p> <p>・事務局からご提示頂いた案と比して、より公平性の高い収支余剰の還元案を提案させて頂きたい。</p> <p>・今冬の事象は、市場参加者も制度設計上も予見可能性が無く、電気の本来の価格が市場価格に反映されない状況下で多額の不足インバランスが発生、結果、一般送配電事業者に多額の収支余剰が発生したものの。</p> <p>・よって、各小売電気事業者が今冬に支払った不足インバランスの金額に応じて、将来の託送料金からの割引をもって、各小売電気事業者に還元を行う。</p> <p>・具体的には、インバランス収支がゼロになる閾値を設け、それを超過した支払額が還元される様に、将来の託送料金の割引単価を、各小売電気事業者が一般送配電事業者それぞれ申請・適用させる方法によって行う。</p> <p>・なお、今冬の市場高騰に起因しない過去のインバランス収支(2016年度以降の累計収支)は勘案しない。</p> <p>・上記提案の方法であれば、一般送配電事業者の収支余剰が発生させる原因となった原因者への還元であり、かつ、不足インバランスを支払ったものが市場約定者よりも経済的に有利にならない様に配慮がなされているものと考えられます。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事象については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事象を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(2)7 FIT送配電買取に伴う一般送配電事業者の収支余剰の扱いについて</p> <p>・FIT電源を小売事業者が調達しようとすると、必然的に市場連動価格となってしまう現行制度において、価格変動リスクのヘッジ手段が先物取引しかないのは如何なものと考えます。まだ日本国内において先物取引が活況とは言えない状況下で、需要家ニーズに応えようとしてきた再エネ系小売事業者を市場から退出させる方向に向かわないか。今回の収支余剰の還元先、及び今後のセーフティネットの整備を慎重に議論して頂きたい。</p>	<p>2017年度再エネ特措法改正以降、FIT制度上の買取義務者は送配電事業者となっておりますが、買い取られた再エネ電気は、市場価格の価値を持つものとしています。このことは、国民負担によって再エネを買い支えることにより発電投資を促すというFIT制度の趣旨に照らして、国民負担の抑制の観点からも妥当と考えております。送配電買取において、買い取った再エネ電気については市場売電することを原則としていますが、小売電気事業者が市場を介さず再エネ電気を調達することを可能とする目的で、再エネ電気卸供給の仕組みが設けられています。ただし、いずれの場合でも上述の通り、再エネ電気の料金水準については、市場売電の場合と同様、市場価格連動とすることが妥当だと考えております。</p> <p>電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。この中では、市場へのセーフティネットとして、市場で売り切れ状態が継続した場合においても、市場価格が需給の状況を離れて上昇することを回避するため、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(3)1 事業者の責任の整理・再検討</p> <p>・小売事業者の義務としての安定供給の確保ではあるが、旧一般電気事業者が電源の大部分を保有している現況下において、今冬のように市場で大きな売り札切れが生じる自体において小売事業者の個社毎の責任が過剰にならないように考慮頂きたい。</p>	<p>今般の事象も踏まえ、今後、700を超える小売電気事業者に対して一律の供給力確保義務を課すことが妥当かどうか、諸外国の例を参考にしつつ、多角的な観点からメリット・デメリットの検討を行うこととしており、頂いた御意見も参考に各事業者の責任・役割等について検討してまいります。</p>

	<p>P60 4.今後の対策 各項目に対応</p> <p>(3)4 信頼される市場環境の整備 ・市場が「未成熟」な中で、適切に是正されていくのは良い方向性と理解。一方で、電力自由化と謳いながらも、未だに内外無差別を監視しなければいけない状況。名実ともに発販分離となり、公平な競争環境が整備されるための制度設計を期待します。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p>
45	<p>(総論) 1. 関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。原子力など大規模集中電源への依存が需給逼迫のリスクにもなることから、レジリエンス強化のためにも分散エネルギー化を進めるべきである。</p> <p>(総論) 2. 特に再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備のため、補正をして影響を受けた事業者に還元をするなどの措置が必要である。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>また、レジリエンス強化に資する分散型電力システムの構築に向けては、昨年6月に成立したエネルギー供給強靱化法において、配電事業制度の創設等を措置したところであり、引き続き必要な取組を進めてまいります。</p> <p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>該当箇所へのコメント ・（10ページ）関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p>
	<p>・（48～50ページ）今回の事象で、特に再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備のため、市場価格およびインバランス料金の算定について補正を行い、送配電事業者の余剰利益に影響を受けた小売電気事業者に還元をするなどの措置が必要である。インバランス料金の延納や貸付は、一時的な対処療法に過ぎず、消費者が負担する電気料金支払いが繰り延べされるだけであり根本的な解決策とはならない。中間とりまとめでは「市場高騰後に送配電事業者が得た大量の余剰利益を、過去の送配電の赤字の解消に充て、残りを託送料金に合わせて配分する」との論議がされているが、託送料金はそもそも送配電のネットワークに要する費用として限定すべきである。返金配分は、高額なインバランス料金を支払った事業者に配分し、高額な電気料金を支払った（または支払う）需要家に還元すべきである。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
	<p>・（79～80ページ）FIT電気の送配電買取（FIT特定卸供給）についても同様で、余剰分はFIT賦課金の軽減に充てられるとされているが、補正をおこなって小売電気事業者に還元すべきである。</p>	<p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p>
	<p>・（83～84ページ）原子力のような大規模集中電源への依存が大きなリスクであることが改めて明らかとなった。容量市場によって、原子力や石炭火力などを温存することは、むしろ市場価格高騰のリスクを高めてしまう。容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力（公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度）など別の方法を検討すべきである。</p>	<p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。</p> <p>また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されております。</p>
	<p>・（87ページ） 信頼性の高い電力システムの市場を構築するため、旧一般電気事業者の独占状態を解消し、公平公正、透明性の高い卸売・小売取引ができるよう市場整備を進めるべきである。市場高騰の発生リスクが大きいままでは、新電力事業者の経営を危うくするとともに、再生可能エネルギー利用（または選択）による普及への大きな阻害要因となる。発電と送配電を併せ持ち電力売買に非対称的な競争条件に維持している旧一般電気事業者事業者の利益還元構造を解消し、公正な競争環境が確保できる自由で透明性のある市場メカニズムを整備、構築していただきたい。</p> <p>まとめ 仕入れ価格が上がれば、一般的には最終価格であるわたしたちが支払う電気料金が上がる。仕入れ価格が電気料金に連動する価格体系をとっている新電力の利用者には、今回のような値上がりがあることが明らかになった。今回、契約している新電力が、数千万・数億円単位の値上がり分を抱えることになったと言われており、同じことがまた起れば、新電力はまたその損失を抱えられない。新電力は直接買いができません、送配電事業者がいったん「高いFIT価格」で買い取り、新電力に市場価格で引き渡すために、このFIT電気の仕入れ価格も、連動して高騰したと言える。市場価格がFIT価格より安いということが前提であったが、2021年1月の市場価格高騰では、市場価格がFIT価格の「6倍」にもなった。再エネ新電力は、その価格でFIT電気を引き取らねばならなかった。1月の市場価格高騰は、一部の新電力だけの問題ではない。今でも発電と小売のシェアは大部分を大手電力が握っている。電力市場のシェアは4割程度、そこにも大手電力が半分くらい電気を売っている。この大きな力の差がある中で、市場価格高騰が発生し、多くの新電力が打撃を受けました。新電力が倒産していくことになれば、大手電力による独占がさらに強くなる。健全な市場で消費者の合理的な選択権が保障されるシステム改革を改革理念の原点に戻り貫徹していただきたい。</p> <p>以上</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p> <p>2020年度冬期の市場価格高騰を踏まえ、経済産業省において、新型コロナウイルス感染症の影響が続く現下の経済状況も鑑み、来年4月に予定していたインバランス料金上限価格の設定を今年1月に前倒して実施するとともに、需要家の料金負担が激変しないよう対応する小売電気事業者に対して、インバランス料金の分割払いやFIT特定卸供給に係る料金の分割支払いを可能とする措置が実施されました。こうした措置を通じ、一部の事業者からは、これで事業が継続できるといった声もあり、小売電気事業者の登録数も、2021年1月末の695者から5月末には722者へと市場価格高騰後も増加しております。</p> <p>また、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
46	<p>■該当箇所 2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ（案） 一般送配電事業者のインバランス収支の取扱いについて（P.77?P.78）</p> <p>「過去の累積赤字も含めた収支過不足について、託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するという事務局案について」</p> <p>■意見内容 1) 広く系統利用者に還元するのではなく、インバランス料金の請求を受けた特定の事業者に還元すべき 2) 過去の累積赤字と今回のインバランス還元は、切り離して議論すべき</p> <p>■理由 1) 電力需給ひっ迫により予想を遥かに上回る事態に対して、実際にインバランス請求を受けた事業者に、単純に還元すべきものとする。広く系統利用者に還元するとすると、例えば、今冬以降に新規参入し実際に損を被らなかった企業にも還元されることとなり逆に不公平感が生じるのではないかと 2) 過去の累積赤字と今冬の黒字は性質が異なる部分もあるため、過去の赤字分毎に原因を再検証したうえで、別々に対策を講じるべきと考える</p> <p>(以上)</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
47	<p>日本は欧米諸国に比べ、電気料金が比較的高いと聞いています。一般需要家に安価に継続して電気を供給するのが我々小売電気事業者の役割と考え旗揚げたものの、今冬のJEPX市場の高騰に驚くばかりです。 中間とりまとめ(案)によりますと、電気生産者側にルールの逸脱は無とのことであったが高騰してしまったとのことであり、まさに合成の誤謬であり、JEPX市場の設計に大きな問題があると推察しますので、深堀りして検証し、改善をお願いします。 特に電気生産者側が、今冬のように玉切れ状態がこのあとも発生するようであれば、JEPX市場の信頼性は失われてしまいますので、官民あげてその防止のための解決策を固っていただきたいと考えます。 JEPX市場価格の安定と十分な供給量⇒小売電気事業者の活性化⇒最終需要家利益の確保に資するようよろしくお願いします。</p>	<p>電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されませんでした。また、系統運用についても、その時点だけでみた発電余力（いわゆるkW）はどのコマもあったが、持続力（kWh）に懸念があったため、売り切れが継続し、一般送配電事業者の需給調整も困難を強いられていたと評価されています。他方、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰も教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>

48	市場価格高騰が発生し、多くの新電力が打撃を受けました。新電力が倒産していくことになれば日本のエネルギー政策は、後退することになると思います。	2020年度冬期の市場価格高騰を踏まえ、経済産業省において、新型コロナウイルス感染症の影響が続く現下の経済状況も鑑み、来年4月に予定していたインバランス料金上限価格の設定を今年1月に前倒して実施するとともに、需要家の料金負担が激変しないよう対応する小売電気事業者に対して、インバランス料金の分割払いやFIT特定卸供給に係る料金の分割支払いを可能とする措置が実施されました。こうした措置を通じ、一部の事業者からは、これで事業が継続できるといった声もあり、小売電気事業者の登録数も、2021年1月末の695者から5月末には722者へと市場価格高騰後も増加しております。また、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。
49	<p>P30 インバランス料金の速報値と確報値の差が大きくなった場合、事業者に全てを負担させるのではなく、事業者に対する柔軟な対応措置について上限価格を緩やかにする制度の取り決めをしていただきたいです。</p> <p>p65 2020年度冬期の電力需給ひっ迫によって、新電力会社への負担が大きくなり経営を圧迫する事態に陥っています。これは、ベースロード市場を丁寧に見直し、検討してほしいです。また、供給量の公開がされていないので、一般の者でもわかるような公開性にさせていただかないと、今回のように不測の事態に陥ったときの対処ができません。一部の方だけの判断で行うのではなく、情報を公開していただき、早めの対策ができるように開示をお願いします。</p> <p>そもそもベースロード電源を原発の大型電力に頼りすぎていることが、LNGの枯渇につながっています。「原発による電力の安定供給ができなかった。」ということが今回のことではっきりしたということではないでしょうか。各地の小電力の見直しをお願いします。</p>	<p>インバランス料金の精算は確報値で行われることが前提であり、速報値は、確報値の公表に1~2ヶ月程度を要することを踏まえ、実務検討の結果として、実需給5日後までに取得可能なデータに基づき公表されることが決定され、運用がなされているものです。なお、速報値と確報値のずれについては、速報値の正確性を高める、あるいは速報値のずれの予測性を高める工夫を講じることも考えられますが、2022年度以降、インバランス料金の算定にエリアインバランス量は使用されず、今回のような事象は発生しないことを踏まえ、システム改修等が不要な範囲で対応を検討いたします。</p> <p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。</p> <p>また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。</p> <p>こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事象については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>ベースロード市場は、旧一般電気事業者と新電力のベースロード電源へのアクセス環境のイコラフティングを図ることを趣旨とし創設されておりますが、買手事業者の利便性向上を図るべく、2021年度オークションからは、オークション開催日程の追加、および、預託金水準を引き下げる方向で検討を進めております。</p> <p>また、今般の事象を踏まえて情報公開の重要性が指摘されたところ、報告書にも記載のとおり、市場の透明性、市場参加者の予測性向上に向けて、発電関連情報の公開の充実に向けた議論を進めてまいります。</p> <p>2020年度冬季の電力需給ひっ迫におけるLNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>また、2020年度冬季の電力需給ひっ迫・市場価格高騰や競争環境・電源構成の変化等も踏まえ、現在700者を超える小売電気事業者に対して一律の供給力確保義務を課すことが妥当かどうか、諸外国の例を参考にしつつ、多角的な観点からメリット・デメリットの比較を行い、小売電気事業者の責任・役割等について検討を進めてまいります。</p>
50	<p>今回の価格高騰にはシステム設計上の不備があるようにみえました。</p> <p>「今回(2021年1月)の価格高騰の直接的な要因は、売り入札価格が上昇したためではなく売り切れの発生と買い入札価格の上昇」と報告書にありましたが、通常の市場では売り切れていた場合には買いのビットはできないのでは？つまり、以下のひっ迫時の電力市場システム設計には設計不備があったのではないのでしょうか。</p> <p>1)売り切れ時に買い入札が入るシステムだった事はシステム構築のミス？ 売れるものがないのに入札は入るべきなのではないか？不思議な市場に見えます。</p> <p>2)仮に売り切れてもいい市場だとしても、売り切れとわかれば普通は買いの入札行動が変わるので、売り札のない事が市場利用者に見えない事が、システム上の設計ミス。</p> <p>以上の理由により、今後はこれを改善していただく事と、このシステム上の設計ミスで新たに電力市場に参画している企業が不利にならないようにしていただきたいです。新しく市場に参入している企業がこのような制度移行期の不安定な制度の中で不利な立場になる事が周知されると電力市場改革のブレーキになると思われますのでよろしくお願いたします。</p>	<p>スポット市場はブラインドオークション形式であり、いわゆる売り切れが発生することについて、市場設計の不備はないと考えております。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、本年2月より、JEPXのホームページ上に需給曲線の公開を開始しており、各事業者は売買入札の状況を確認することが可能となりました。また、今冬の事象に係る議論を踏まえ、発電情報公開の拡大等について、引き続き審議会での検討を深めてまいります。</p>
51	<p>・原発はいつ長期間停止するかわからないため、原発がすべて稼働していない状態でも電力供給が支障をきたさないようにすべき。 たいした寒波でもないのに需給が逼迫したのは、関電が原発の稼働を都合よく考えていたからではないか、検討し報告すべき。</p> <p>・大手電力は夏冬の節電をほとんど広報しない。むしろ節電せずもっと電気を使って欲しいと電化を拡大する経営と広報をしている。 今回の需給逼迫問題と市場価格高騰は大手電力会社の利益追及が原因が大きいと考える。</p> <p>・既存の大手電力を守るのではなく、新電力を守り拡大する方向で対策を検討すべき。今回の問題を新電力潰しと原発稼働推進のために利用すべきではない。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>自由化の下、各事業者が経済合理的な判断を行う中で、電力の広域的運用と市場メカニズムを通じて、効率的に安定供給を確保する電力システムを追求してきたところであり、こうしたシステムを実現する上では、市場の公正性・透明性に対する信頼性をより一層高める必要があると考えております。</p> <p>また、こうした信頼できる市場環境の下で、電気事業者が安定供給に対する責任をもって事業を行うことも重要であり、事業者における責任ある行動を促すに当たって必要な課題についても検討を行っていくことが重要だと考えております。</p> <p>なお、電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されておりません。</p> <p>2020年度冬期の市場価格高騰を踏まえ、経済産業省において、新型コロナウイルス感染症の影響が続く現下の経済状況も鑑み、来年4月に予定していたインバランス料金上限価格の設定を今年1月に前倒して実施するとともに、需要家の料金負担が激変しないよう対応する小売電気事業者に対して、インバランス料金の分割払いやFIT特定卸供給に係る料金の分割支払いを可能とする措置が実施されました。こうした措置を通じ、一部の事業者からは、これで事業が継続できるといった声もあり、小売電気事業者の登録数も、2021年1月末の695者から5月末には722者へと市場価格高騰後も増加しております。また、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>
1、電力市場=JEPX（卸電力取引所）の約定システムの問題	<p>該当箇所：8、9、29ページ</p> <p>意見内容：グロスビディングは一定量を「実売入札量」として残すことを義務化すべき。</p> <p>理由：2020年度冬季の市場価格高騰の最大の原因は、電力市場で大量の「売り切れ」が発生したことである。電気は「なまもの」であり、作ったらすぐに使わなければならないし、使う必要があるときに作らなければならない。大根やお酒等の商品販売や金融取引とは異なる緊急性と即応性が必要である。そういう性質の電力市場において「売り切れ」が容認されると、単に市場の混乱にとどまらず、電力価格高騰による経済への影響、日本全体の需給への影響、ひいては大停電のような社会的トラブルへとつながる可能性がある。</p> <p>「売り切れ」を起し難くするには、旧一般電気事業者が一定量の「実買入札量」を確保することが求められる。グロスビディングは「売入札」に対し「買い戻し」も認めているため、例えば毎日2億kWhは市場に残すというようなルール設定を行うことである。</p> <p>「売り切れ」が発生しなくなれば、約定できない新電力はいなくなり、売り切れによるインバランスの発生もなくなる。大量のインバランスが発生しなくなれば、インバランス料金の高騰もなくなり、市場は安定する。もし市場に残した電気が売れ残れば、それを送配電会社が「予備力」として活用すればよい。</p>	<p>相場操縦となる行為のさらなる明確化や、卸電力市場における売り入札価格（限界費用）の考え方の見直しについては、卸電力市場に係る旧一般電気事業者の自主的取組（余剰電力の限界費用ベースでの全量市場供出、グロス・ビディング）の見直しを含め、今後検討を実施していく予定です。また、今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。</p>
2、インバランス料金の問題	<p>該当箇所：16、17ページ</p> <p>意見内容：電力市場で約定できなかったらインバランスになるというルールを廃止すべきである。</p> <p>理由：本来のインバランスは、小売電気事業者における需給計画と実需給の差である。約定できなかった時間帯の需要全てがインバランスになるというルールは、発電原価から大きく逸脱するべきでないというインバランス料金の考え方も抵触し、いたずらにインバランスの発生量を大きくする。</p> <p>したがってこれを「調整供給」もしくは「補填供給」と名付け、約定価格プラス数%の手数料によって供給することにする。インバランスとは別の仕組みとすることにより、万が一「売り切れ」が発生した場合でも、新電力が高値買いに走ることはなくなり、インバランス料金が高騰することもなくなる。</p>	<p>計画値同時同量の下では、小売電気事業者及び発電事業者が計画を遵守することを前提に系統の需給運用が行われております。このため、需要計画・需要実績間又は発電計画・発電実績間に差が生じた際にはインバランス料金を支払う仕組みとし、また、インバランス料金単価は計画を遵守させるインセンティブを持つよう設定されております。</p>
3、999円/kWh買い戻しの問題	<p>該当箇所：検討されていない。</p> <p>意見内容：旧一般電気事業者の買い戻し価格を499円/kWhに下げるべきである。</p> <p>理由：2020年度冬季の市場価格高騰では、新電力がインバランス料金となることを回避する目的で高値入札を行ったこと以外に、価格相場全体を引き上げる999円/kWhでの買い戻しの問題がある。この買い戻し量が増えれば、買入札曲線を売入札曲線（売り切れているので実際は直線）の外に押し出し、買入札と売入札の約定点を上に押し上げる。</p> <p>中間取りまとめ案では何も書かれていないが、今後も「売り切れ」が容認され、大量のインバランスが発生する仕組みのままにされるのであれば、この買い戻し価格は下げたおかげにならない。499円/kWhであれば、2020年度冬季の市場価格高騰の最高値も100円/kWh程度で収まっていた可能性があることから、499円/kWhを提案する。</p>	<p>報告書に記載のとおり、999円/kWhでの買い戻しは、旧一般電気事業者のみならず新電力も実施しております。また、これらの買い戻しについては、グロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定したいニーズがあるためと考えられます。これらの確認結果からは、旧一般電気事業者の買い戻し価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されていません。</p>



<p>3、999円/kWh買い戻しの問題 該当箇所：別冊の14、15ページ 意見内容：旧一般電気事業者の買い戻し価格を499円/kWhに下げるべきである。 理由：2020年度冬季の市場価格高騰では、新電力がインバランス料金となることを回避する目的で高値入札を行ったこと以外に、価格相場全体を引き上げる999円/kWhでの買い戻しの問題がある。この買い戻し量が増えれば、買入札曲線を売入札曲線（売り切れているので実際は直線）の外に押し出し、買入札と売入札の約定点を上に押し上げる。 中間取りまとめ案の別冊で、この問題は指摘されているが、「確認結果からは、旧一般電気事業者の買い戻し価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。」と、問題を見誤っている。 別冊14ページ、15ページの高騰時と平常時の「旧一般電気事業者及び新電力の買い戻し状況」のグラフにおいて、999円/kWh買い戻しの量が明示されていない。グラフでは高騰時の999円/kWh買戻量が増え、売入札の売り切れと合わせ、約定価格のポイントが非常に高くなったことが見て取れる。それこそ1月中の全買戻量を確認して、約定価格との関係を調査すべきである。 今後も「売り切れ」が容認され、大量のインバランスが発生する仕組みのままにされるのであれば、この買い戻し価格は下げておかなばならない。499円/kWhであれば、2020年度冬季の市場価格高騰の最高値も100円/kWh程度で収まっていた可能性があることから、499円/kWhを提案する。</p>	<p>報告書で記載のとおり、999円/kWhでの買い戻しは、旧一般電気事業者のみならず新電力も実施しております。また、これらの買い戻しについては、クロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定したいニーズがあるためと考えられます。これらの確認結果からは、旧一般電気事業者の買い戻し価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されていません。</p>
<p>4、インバランス料金上限価格設定について 該当箇所：46、74、75、76ページ、 意見内容：インバランス料金上限はもっと低くするべきである。 理由：「売り切れ」が発生し、現状と同じく約定できなかった需要分全てインバランスになるというルールがそのままであれば、今後も大量のインバランスが発生する可能性がある。それが需給ひっ迫と同時に発生すれば、インバランス料金は200円/kWh、予備率3%以上であっても80円/kWhの上限に張り付く可能性があるというのが、今回の改正（一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の一部を改正する省令案）である。 200円は平均的市場価格の20倍、80円は8倍になり、新電力にとってはまだ経営的にインパクトのある数字であると考えられる。市場の約定ルールやインバランスルールが何も変更されず、このインバランス料金上限の改正のみしか行われなければ、予備率3%を下回る需給ひっ迫時に80円/kWh、それ以外では45円/kWhと緩和されるべきである。</p>	<p>市場には買い手と売り手の双方がいる中で、電気の買い手にとっては市場価格の高騰は回避したい事象である一方、電気の売り手にとっては価格高騰は費用を回収する機会でもあるため、市場の価格形成を制限するルールの導入は慎重に行うことが必要と考えられます。電力・ガス基本政策小委員会における議論の中でも、上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブを妨げないようにする観点が必要であるとの指摘があったところです。 特に、近年、卸電力市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。 こうした中で、2022年度以降においては、インバランス料金として調整力費用を引用するとともに、需給ひっ迫状況に応じて上昇する仕組みの導入を予定しております。その上限価格については、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会における議論の中で、新たにDRを確保するのに必要となる価格として、電源1'の公募結果を参考に600円/kWhとすることを原則としつつ、激変緩和のために一定期間の暫定的な措置を設定する観点から、制度開始から2年間は200円/kWhとすることとされました。 今般、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、簡易に同様の制度を導入すべく、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限価格の導入を図る予定です。この上限価格の設定に当たっては、DR確保のインセンティブや2022年度以降の制度との整合性も鑑み、200円/kWhを上限価格とするとともに、需給に一定の余裕がある場合の上限価格として、「でんき予報」の予想予備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、今年1月に稼働したDRのコストを参考に、80円/kWhという上限価格も設定することとしました。 なお、これらの価格は上限価格であり、実際の需給状況に応じて、実際のインバランス料金はこれらの上限以下の価格が形成されることとなります。</p>
<p>5、FIT特定卸供給の問題 該当箇所：18、19、20ページ参照。 意見内容：FIT再エネ「特定卸」による一般送配電事業者の余剰利益は新電力に返還すべきである。 理由：FIT制度は再エネの電気を一定期間、一定価格で買い取るという制度。2012年にスタートしたが、電力自由化が進展した2017年度から、FIT電気は原則として一般送配電事業者買取になった。一般送配電事業者がFIT価格で買取り、需給計画も一般送配電事業者が作成する。新電力がFIT再エネの電気を供給しようとする場合、一般送配電事業者から特定の発電所のFIT電気の卸供給を受けることができるが、その場合の卸供給単価を市場価格と同じにすると定められた。 これがFIT特定卸供給で、市場価格がFIT価格より高くなることはないという想定のもとに制度が作られている。市場価格とFIT価格の差額は、一般送配電事業者に費用負担調整機関（GIO）から補填されるが、市場価格がFIT価格を上回った場合どうするかという定めがなかったことがその証左である。結果的に市場価格以上の部分は一般送配電事業者の余剰利益となり、今回はそれをGIOに入れることになったと結論づけている。 一般送配電事業者の余剰利益は700億円程度にのぼると推定され、「電力・ガス取引監視等委員会」はこの余剰利益は再エネ賦課金に戻し、国民負担を減らすことが望ましいとの結論をだしたということであるが、新電力側にとって特定卸供給は全くリスクヘッジすることができない制度である。700億円は1年間の電力需要で割り算すると、たった0.07円/kWhにすぎず、国民負担を減らすことにはほとんど寄与できない。 一方でFIT特定卸は一部の新電力に集中しており、特定の電力のみが700億円の損害を負っている。広く薄くではなく、制度として損害を発生させたことに鑑み、まずはこの700億円は被害を受けた新電力に返還すべきである。</p>	<p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p>
<p>6、大量の資金移動の問題 該当箇所：20、21ページ 意見内容：資金移動の内訳をもっと詳細に解明すべきである。 理由：電力市場で「売切れ」が発生し、市場価格の高騰、インバランス料金の高騰、そしてFIT特定卸供給の卸価格も高騰した。三つの高騰によって、2021年1月の1ヶ月間だけで2兆円近い資金移動が起こっている。しかし「中間取りまとめ」では、その数字が完全には解明されていない。2021年1月のJEPXの約定価格は概算1.7兆円になるが「中間取りまとめ」では0.7兆円の移動しか示していない。旧一般電気事業者の売入札、買い戻しだけではなく、電力融通などによる、旧一般電気事業者間の取引もあったはずである。 34ページの図28「2021年1月のJEPXを介した取引等に係る資金の流れ」は、「小売事業者から発電事業者」と書かれているが、需給計画を出すのは小売事業者ではないのか？需給計画とは需要と供給の両方の計画を出すという意味ではないのか？それが間違っていないければ、JEPXに「供給」し支払いを受けるのは、発電事業者ではなく「小売事業者」ではないのか？ 図28の「発電事業者」と書かれている部分は、本当は「小売事業者」であり、旧一般電気事業者である「大手9電力」のみではないのか。「発電」と「JERA」は、小売事業者の求めに応じて発電し電気を供給しているだけではないのか？ 図28の発電側には「上記以外の事業者（売約定）」と書かれている枠があり、この中には新電力の小売事業者とIPP（独立系発電事業者）が含まれているはずであるが、その区別も示されていない。現状の書き方では、多くの新電力がこの市場価格高騰によって利益を受けたように見えるが、需給逼迫によって、緊急の発電要請を受けて発電し、JEPXに直接販売したIPPの売上はいくらなのかを示すべきである。 以上、この図28および説明は大きな誤解を生みやすく、より正確なものとすべきである。</p>	<p>図28の矢印は資金が流れる方向性を示しており、主に小売電気事業者がJEPXにお金を支払い、電力を購入しております。また、同図の発電事業者には発電、JERAを含めて資金の流れを算出してあります。なお、同図はJEPX及び大手電気事業者から提供されたデータを元に作成したものであり、「上記以外の事業者（売約定）」には小売電気事業者と独立系発電事業者を含めたデータとなっております。</p>
<p>7、売入札量の判断マニュアルの問題 該当箇所：22、23、24、25、29ページ、別冊6、7ページ 意見内容：旧一般電気事業者（旧一般電気事業者）小売の需給計画と一般送配電事業者の供給確保量にズレを生じさせた、現状の売入札量判断マニュアルを改めるべきである。 理由：「中間取りまとめ」でも「電力市場の運営と系統の運用がそれぞれ別の主体により行われているバランシンググループ型の電力市場では、実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性がある」と書かれている。 その意味は図40のように、総需要の上に「市場の売り札不足」が重なる（ダブルカウントされる）ということだ。旧一般電気事業者小売が、市場への売り入札を減らして自らの需要への供給を確保すると、市場で売り切れが発生する。売り切れが発生すると、その電気は一般送配電事業者が「変えなかった新電力」のユーザーに届ける。インバランス供給となり価格は高くなるが、電気は供給される。しかしその電気は、一般送配電事業者が旧一般電気事業者小売から要請されて確保している電源の電気である。 売り切れ状態では、旧一般電気事業者小売の事前予約とインバランス供給のダブルカウントが発生するというのが、この図40の意味するところと思われる。  なぜダブルカウントが発生するのかというと、市場での売り切れを前提としない、需給計画を旧一般電気事業者小売が策定していることによるのではないかと考えられる。日本の総需要の中で、市場の電気の比率は大きくなく、誤差範囲程度と考えられてきたのではないだろうか。ところが、2020年度冬季の市場価格高騰では、電力市場で大量の売り切れが発生し、そのインパクトが誤差範囲ではすまなくなった可能性がある。  「中間取りまとめ」別冊の6ページにある図は、旧一般電気事業者小売が「売入札」量を判断するときのマニュアルである。自社需要、予備力、燃料制約を判断して余りがあれば売入札に回すルールになっている。 しかし、これだけだと電力市場の売り札不足は反映されず、供給する一般送配電事業者が気づくと「売り切れ分」がダブルカウントになって、供給不足が発生している可能性があるということではないか。それが少量であっても、需給逼迫の緊急時ならシステム全体のダウンにつながる。したがって、このマニュアルは是正されるべきだが、「中間取りまとめ」でも同別冊でも指摘されていない。 別冊7ページの図では、まさにこのルールに基づく「実質売入札の減」が発生していることが示されているが、各社にマニュアル違反はなかったとすることで、売入札量の判断マニュアルそのものの問題は指摘されていない。</p>	<p>スポット市場価格の高騰時には必要予測値と実績値を公表するなどの仕組みを講じることにより、各社の予測精度向上を促進する事等を今後検討予定です。なお、別冊の6ページの売入可能量の考え方は審議会における有識者の議論を踏まえて整理されているもので、ご指摘のような問題はないものと考えております。</p>

	<p>8、隠されている原発問題  談当箇所：5、6、7、8、26、27、28ページ、別冊8、10ページ  意見内容：売入札を減らした理由は原発であることを認めるべきである。  理由：「中間取りまとめ」はLNG在庫減少の原因を、天然ガス産地の減産やLNG輸送上のトラブル、そして厳しい寒気としている。しかし、「中間取りまとめ」が触れていないLNG在庫減少の原因があった。高浜原発3号機と大飯原発3号機の運転停止延長だ。12月には、この2機の原発は運転中のはずだった。  大飯原発3号機は9月26日運転開始予定だったが、配管亀裂が見つかり延期、再開見直しは立たなくなった。高浜3号機は12月22日に運転開始予定だったがが蒸気発生器細管トラブルで延期。代替の天然ガス燃料調達には2、3ヶ月を要するが、停止延長発表が10月後半で間に合わない。12月の発電計画から205万kWの電源が消えた。  12月中旬から電力市場への売入札を絞りはじめた原因はここにある。普段なら「だから原発は必要」と騒ぐところ、別冊8および10ページのヒアリングで、関西電力は指摘しておらず、「中間取りまとめ」では抜け落ちた形となっている。1基100万kWの巨大発電所は、急に停止すると需給計画に与える影響が大きい。稼働40年を超える老朽設備は、それだけで多くのトラブルを抱えている。最近では裁判で運転停止を命じられることも増えてきた。おそらく最も信頼性の低い電源が原発だ。原発は需給調整のお荷物だということが明白になってきた。そのことを見事に証明したのが、今回の市場価格高騰と言えるだろう。需給計画を原子力に依存し続けることは危険である。</p>	<p>今冬において旧一般電気事業者の実売売入札が減少した要因は、主にLNG燃料制約等によって生じる発電機の出力制約の増加や自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものです。なお、関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p>
	<p>9、電力市場の公正確保のための課題  談当箇所：77、78、79、80、81ページ  意見内容：損害を被った新電力各社に対し、遡及して正しい市場価格、正しいインバランス料金を算定し、払い戻しを行うべきである。  理由：2020年度冬季の市場価格高騰は様々な要因が重なり合ったものである。原発の停止期間延長、LNG調達の失敗、JEPX市場約定の仕組み、インバランス料金制度、FIT特定卸供給など、どれをとっても、電力市場に参加している新電力各社の責任が問われるものはない。電力市場で売り切れが発生し、大量のインバランスが発生し、約定価格とインバランス料金が高騰することを予測できなかったことが責任であると主張するが、銀行のATMにシステムトラブルが潜んでいることを熟知してATMを使わなければ、そのトラブルによる損失は弁償しないと主張するのに等しい。新電力各社の予見の不足は、総額2兆円に及ぶ損害額を受容すること、十分に釣り合うものとは思えない。  今回のトラブルを引き起こした原因者が、第一義的に損害を引き受けることが社会的正義であり公正なことであると言える。その第一義的原因者は、12月に予定通りの電力供給を行えなかった旧一般電気事業者小売である。どの程度の必要になるかは予想でき、原発の停止延長、北陸地域の寒波などの要因に対する燃料の備えができていなかった。そのことに対するペナルティが課されるべきである。原因者が大儲けし、責任のない新電力が大損害という単純な構図ではないが、少なくとも原因者には大損害は発生していない。原因と結果はもっと精緻に調査し、社会的正義と公正の確保のために、原因を発生させたものが負担して、トラブルによって損害を被った新電力各社に対し、遡及して正しい市場価格、正しいインバランス料金を算定し、差額の払い戻しを行うべきである。</p>	<p>電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されませんでした。  小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。  また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。  こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。  他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。  なお、2020年度冬季のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
53	<p>1) 原発問題が背景にあることを明確に  「中間とりまとめ」（案）では、今冬の電力需給ひっ迫・市場価格高騰の要因のひとつであるLNG在庫減少の原因を、産地の減産や輸送上のトラブル、寒気などとしているが、LNG在庫減少の背景には、運転を予定していた高浜原発3号機と大飯原発3号機の運転停止があるのではないかとこの2機の原発は12月には運転している予定だった。大飯3号機は9月下旬に運転開始予定、高浜3号機は12月下旬に運転開始予定だったが、ともにトラブルがあり、運転停止状態が延長された。LNGの調達には日数がかかり、この2機の運転停止がLNG在庫減少の原因のひとつになっていると考えられる。  しかし、「中間とりまとめ」（案）ではこの点に言及していない。なぜなのか？従来であれば、このことを明確にし、原発が稼働しないと電力が不足することを訴えるのではないかと考えるが、今回この点に触れていないのは、やはり「原発をベースロード電源にすることの不安定性」が明らかになったからではないかと推測する。これを機会に原発ゼロへ向けての政策を進めたいと考えてる。</p> <p>2)インバランス料金に問題がある。  電力市場で約定できなかった場合にインバランス料金が発生するというルールはおかしいのではないかと。本来のインバランス料金の考え方に合致していない。</p> <p>3) 損害の払い戻しを  今回の市場価格高騰により、多くの新電力会社がインバランス料金の発生等により、大きな資金的損害を被っている。市場価格高騰問題には多くの要因があり、新電力会社が責任を負うべき範囲を超えている。責任を負うべきではないものが、資金的損害を受けているのが現状である。資金的損害を受けた者がいる一方、どこかで多くの資金を得た者（会社）がいるとすれば、そのまま済まされる問題ではない。資金の流れを調査し、損害分の払い戻しをすべきであると思う。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。  LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>計画値同時同量の下では、小売電気事業者及び発電事業者が計画を遵守することを前提に系統の需給運用が行われております。このため、需要計画・需要実績間又は発電計画・発電実績間に差が生じた際にはインバランス料金を支払う仕組みとし、また、インバランス料金単価は計画を遵守させるインセンティブを持つよう設定されております。  小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。  また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。  こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。  他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。  なお、2020年度冬季のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
54	<p>多くの新電力の被害は自己責任で発生したものではありません。市場における実態とは異なる動きにより、大手電力（発電・送配電）事業者に巨額の資金が流れたとの指摘があります。これは、事業者の想定外の支払いにより発生した利益であり、損失を受けた事業者に還元すべきです。  今回の高騰で、東京電力等の送配電事業者分だけでも約1400億円の黒字見込みです。しかし、これまでの累積赤字との調整が議論され、「公平性」の問題として事業者への還元を反対する意見があります。  徹底した情報公開と市場の透明化を求め、大手電力の寡占状態をただし、公正な競争環境を整えるべきと 생각합니다。  さらに、再エネ導入に取り組む事業者が不利になるような仕組みは、ただちに見直すべきと考えます。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。  なお、2020年度冬季のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところで2020年度冬季のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。  また、情報公開と市場の透明化については、報告書中にも記載のとおり、取組を進めていくことを予定しております。</p>
55	<p>④信頼される市場環境の整備  a) 旧一般電気事業者の内外無差別の卸売りの実効性確保  旧一般電気事業者の100%子会社に限らず、資本業務提携先企業などを含む企業群との内外価格差のない公正な事業競争環境を望みます。  特に資本金、人材の不足する中小零細小売電気事業者や商圏が限定されている地域密着型小売電気事業者などが電源へ公正にアクセス可能となる仕組みが重要と考えます。  また、旧一般電気事業者に限らず、Jパワーや石油資源開発などの大規模発電事業者の相対電源へのアクセスは、資本業務提携を実施している企業以外は、アクセス不可です。内外価格差是正と電源への公正なアクセスによる公平な事業競争環境を求めます。  現場感覚では、相対電源への公正なアクセスが全く行えないです。  電力供給寡占者が卸電力市場寡占者であり、かつ、小売電気事業、送配電事業、発電事業を営む100%子会社を所有している場合、持ち株会社は、市場を通じて子会社間の利益移転が可能です。</p> <p>b)ヘッジ市場の活性化とリスクマネジメントの推進  TOCOM先物取引市場の活性化と流動性向上のために、発電BG単位や需要BG単位による需給管理ではなく、ある一定規模の発電所や小売電気事業者は、単独BGによる需給管理が、送配電事業者のインバランス調整や需給調整の向上に貢献すると考えます。  理由は、送配電事業者が管理単位を細分化すればするほど詳細な需給状況を把握できます。  発電所単位や小売電気事業者単位で需給管理を実施することにより経営リスクマネジメントを実施せざるを得ない状況に駆られます。  また、需要家や発電所が、先物取引市場に参加することを可能とすれば、経営リスクマネジメントを実施するために発電者、小売電気事業者、需要家が参加し、市場流動性が増すと考えます。  金融機関がファイナンスを実施する予見性を高めるために、小売電気事業者の需要家への電気料金債権流動化を容易にする制度設計を求めます。  特に自治体への電気料金債権などです。</p> <p>d) 再生可能エネルギー拡大を見据えたより実需給に近い市場の活性化  P90の10行目から11行目  「当日まで市場を通じて需給調整を行う経験の浅い事業者も多く存在する」  上記の記述は、認識の違いがあると考えます。需要側を考察しますと当日の気象条件が大きく変動する場合に需要量も相関して変動します。  また、発電側を考察しますと、自然由来電源の場合にも当日の気象条件の変動により、発電量が相関して変動します。  当日まで、気象条件の変動に応じて柔軟に計画変更の通告を実施することが、送配電事業者の需給調整や周波数調整に寄与すると考えます。  現状の時間前市場の流動性、DR、蓄電池などの経済性を考慮すると時間前の調達手段が限定されています。  繰り返しますが、発電所や小売電気事業者毎に実需給前まで、当日の天候により計画をより柔軟に変更し送配電事業者に通告することは、送配電事業者のインバランス調整や需給調整に貢献すると考えます。  柔軟な計画変更の通告を実施する発電所や小売電気事業者及び需要家に対して、需給調整市場からの経済的インセンティブ提供を求めます。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正いたします。</p> <p>第29回電力・ガス基本政策小委員会でも御議論いただいたとおり、今後のカーボンニュートラル社会を見据えれば、旧来型電源を中心としたBGや再エネ等の小規模なBGとの違いを問わず、各BGが、自然変動電源、調整可能電源、DRや蓄電池等の多様なリソースを組み合わせ、市場価格やインバランス料金を参照しつつ、個社のインバランスリスクを緩和するとともに、社会全体のコストの低減につながることを期待されると考えられます。なお、電力需要家や発電所が電力の先物取引を行うことは現在でも制度上は妨げられておりませんが、ヘッジ市場の利用拡大に向けては、政策的な取組が必要な内容について、しっかり検討を進めていくことが重要と考えております。</p> <p>御意見のとおり、発電事業者や小売電気事業者が実需給に近い断面まで需給調整を行うことは望ましいと考えられます。時間前市場については、電力・ガス取引監視等委員会において、シングルブライスコアクションの導入に向けた議論が進められているところです。また、インバランス料金は需給状況を反映する仕組みとなっているため、インバランスの発生を抑制する経済的インセンティブになっていると考えられます。</p>

56	<p>今現在、エネルギー基本計画の見直しにも関わる論点であるため、政治的、意図的な解説による誤った誘導を是正することが、今回の検証取りまとめでは求められている。</p> <p>一般紙やビジネス誌に出版した、当初の解説記事がどういった主張を裏付けるものとして行われたのか、それらにはどの程度の妥当性があったのか、についてもいくつか検証して、今回の調査に基づく「公式見解」として示すことが必要である。</p> <p>自分はTwitter上で、そもそも変動型再生エネの導入において風力が太陽光に比べて導入が少なかった実績があり、それが冬季のあるいは夜間の価格高騰を招く失敗原因なので、風力の導入を進めるべき、という意見を出したが、これに対しては非常に強い反対意見のコメントが多数寄せられ、異常なことだと感じた。</p> <p>あの当時には誰がどういった方向性の主張を広めようとしていたのか、今知ることが必要だ、と考える。</p> <p>参考までに当時のトゥギャッターまとめのURLを添付しておく。 https://togetter.com/li/1654657</p>	<p>本中間取りまとめ案において、今般の事象の要因、及び対応策をお示ししております。</p>
57	<ul style="list-style-type: none"> <li>・該当箇所 中間取りまとめ(案) P60 燃料確保の体制構築</li> <li>・意見内容</li> <li>・今冬の需給ひっ迫及び市場価格の高騰の主な要因が、LNGの在庫不足とされたことを踏まえ、LNGの燃料(在庫)情報の公開の必要性の声が高まっていると認識している。</li> <li>・情報公開が重要であることは言うまでもないが、その際には、どんな情報を公開すれば小売事業者の電力需給に関する予見性を高め、リスクヘッジ等の適切な行動を促せるかという視点での検討が重要と考える。</li> <li>・今冬の経験振り返ると、小売事業者として欲しかった情報は何かと言えば、電力需給や市場動向そのものの予見性に関する情報であって、それらに影響を与えるLNGの燃料(在庫)情報ではない。仮に、LNGの燃料(在庫)情報が公開されたとしても、小売事業者の多くが、それを活用して将来の電力需給等を想定するノウハウもなく、結果として無意味で価値のない情報となる。</li> <li>・その観点から、P62.P63の注釈に記載されている2人の委員の"燃料不足によるkWh不足はいつ頃解消しそうかといった小売目線での開示を考えてほしい"や、"より直接的なkWh不足の情報の公表の方が電力ひっ迫の情報を伝えられる"は、小売事業者に適切な行動を促すという目的を達成する観点からの得た指摘であり、この視点に沿った情報公開の在り方の検討を要望する。</li> </ul>	<p>火力発電の燃料制約により持続的な供給力に必ずしも十分な余裕がないと判断されるときは、その旨をでんき予報に明記し、発電・小売事業者や需要家に対して注意喚起する等関係者と検討を進めております。</p> <p>また、小売電気事業者目線での必要な情報開示について、個社の燃料情報は競争情報そのものであり公表は慎重に検討しているところでございますが、頂いた御意見は、今後詳細を検討するにあたっての参考とさせていただきます。</p>
58	<ul style="list-style-type: none"> <li>・該当箇所(どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。)</li> <li>P75 ㊦kWh不足に対する市場のセーフティネット整備</li> <li>・意見内容</li> <li>㊦今回措置しようとしているkWh不足時のセーフティネット(80円/kWh)は、今冬のように燃料不足などで予備率(kW)があるkWhが不足する場合のみに適用され、大規模災害などで予備率(kW)もkWhも不足する場合においては適用されず、この場合、上限は引き続き200円/kWhとなる。</li> <li>㊦大規模災害等に伴うkW不足によるkWhの不足は、事業者にとっては予見不可能な事象であるため、先物市場等やデリバティブの活用によるリスクヘッジは事実上困難であり、各事業者が個々に必要以上のヘッジによる対策を行えば、社会全体で無駄なヘッジコストが生じることで、電気料金の上昇にもつながる可能性もある。</li> <li>㊦よって、今冬と同様の混乱を再び繰り返さないためにも、2021年度の暫定的な措置として、大規模災害等によってkWh不足に伴う継続的な売り札切れがある場合においても同様にインバランス料金上限価格を80円/kWhとするセーフティネットを設けるべきである。</li> <li>㊦尚、P75の注釈45に記載されているとおり、委員からも「災害時に200円/kWhとなる時間帯が長く続くことが想定される中で、この価格でよいかについて課題として認識すべき」との発言があった。</li> <li>㊦極めて重要な指摘で全面的に支持するものであり、2022年度の大規模災害時(広域予備率3%不足時)のインバランス料金の在り方について早期に見直しの議論の開始を要望する。</li> </ul>	<p>2021年度中の暫定措置として導入を検討しているセーフティネットは、要因が燃料不足によらず、「でんき予報」の予想予備率が3%以下となる供給区域が複数ある場合を除き、インバランス料金上限価格を80円/kWhとするものです。2022年度以降の新たなインバランス料金制度の議論では、計画停電を含む需給ひっ迫時も念頭に、有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会で議論が行われてきました。その上で、今冬の事象も踏まえた燃料制約によるkWh不足の状況も想定し、現行の整理のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて、今後、検討を行っていきます。</p>
58	<ul style="list-style-type: none"> <li>・該当箇所(どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。)</li> <li>P88～89 (3)構造的対策 ㊦事業者の責任の整理・再検討</li> <li>・意見内容</li> <li>㊦今冬のkWh不足の需給逼迫時には、TSOは、埋没供給力掘り起こしのため、広域機関の指示に基づく電源IIIの焚き増しについて、発電契約者(小売事業者)を飛ばして直接発電者に要請するなど、まさに電源をかき集めている状況であった。</li> <li>㊦その結果、小売事業者による供給力の確保と一般送配電事業者による調整力の確保が競合し、結果、小売事業者が供給力確保義務を達成しようにもできない状況となっていた。</li> <li>㊦こうした経験を踏まえれば、「今冬のように全国的に市場調達困難となる中、供給力確保義務の適用の在り方について検討が必要」という規制当局の指摘は極めて重要であり、全面的に支持する。</li> <li>㊦尚、並行して、自由化が進む中、電力システム改革の目的に照らして、各事業者にかかる責任・役割等について検討を深めていくとしているが、いつ起こるか分からない大規模災害に早期に備える観点から、発電所の被災等によって売り札が長期に切れるなど市場機能が広域的にマヒしている状況下においては、小売事業者の供給力確保義務を一時的に開放し、不足分については事後的に実コスト+αで精算するなどの方策について早期に検討を進めるべきである。</li> </ul>	<p>頂いた御意見は、今後詳細検討するにあたっての参考とさせていただきます。</p>
58	<ul style="list-style-type: none"> <li>・該当箇所(どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。)</li> <li>P88～89 (3)構造的対策 ㊦信頼される市場環境の整備 c)ヘッジ市場の活性化とリスクマネジメントの推進</li> <li>・意見内容</li> <li>㊦事業者によるリスクマネジメントが重要であることは言うまでもないが、リスクの可視化や管理は、一定の合理的な根拠に基づく将来予測(今年は猛暑予想が出ているから需要が伸びるだろう等)の裏打ちがあって初めて成立するものである。</li> <li>㊦高温や大規模電源の一時的な脱落等によって確率的に発生する価格スパイクに備えてリスクヘッジを行うことは重要であるが、いつ起こるか全くわからない大規模災害等によるkWh不足に対しては個々の事業者にリスクヘッジ(リスク管理)を求めることは、社会全体として無駄なコストを生じさせるものであり合理的ではない。</li> <li>㊦2021年度中をめぐりに「リスクマネジメントガイドライン(仮称)」を整理するとされているが、まずは入り口論として、電気事業者に求めるべきリスクヘッジの範囲(どういった事象に対してリスクヘッジを求めるか)や目的を明確にした上で検討を進めて頂きたい。</li> <li>㊦尚、リスクマネジメントは「小売ガイドライン」のように、事業者に画一的なルールを要求する性格のものではないことから、名称は、例えば、「リスクマネジメントガイドブック」とすることが適切と考える。</li> </ul>	<p>頂いた御意見を踏まえ、電気事業者に求めるべきリスクヘッジの範囲や目的を明確にしつつ、名称も含め、検討を進めてまいります。</p>
59	<ul style="list-style-type: none"> <li>【発販分離について】</li> <li>現状、旧一般電気事業者において発販分離が完全になされていると言える事業者は無く、公平な事業環境の整備の為にまずは完全な発販分離が必要と考える。</li> <li>【一般送配電事業者が今冬のインバランスで得た過剰な収益の還元について】</li> <li>市場で玉の売り切れが頻発した今冬のインバランスは、通常のインバランスと同一の物とは考えられず、また、不足インバランスを発生させた小売電気事業者の収益に大きな影響がありました。小売電気事業者の先には需要家があり、それらの保護の観点からも一定の収益還元措置を行うべきではないか。</li> </ul>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題(売り札の体制、会計分離、発販分離等)について、総合的に検討していくことを予定しております。今般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧な検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
60	<p>広域機関を基軸とする、JEPXと送配電事業者の供給計画の前日連携や情報開示を望みます。</p> <p>また、旧一般電気事業者と各送配電事業者にグループ会社としてつながりがあるので、旧一般電気事業者、前日までの全発電量(kWh)情報開示を望みます。</p>	<p>今般の事象を踏まえて情報公開の重要性が指摘されたところ、市場の透明性、市場参加者の予見性向上に向けて、発電関連情報の公開の充実に向けた議論を進めており、その旨は報告書にも記載させていただいております。</p>
61	<p>p10 関西電力の原発(大飯3号機及び高浜3号機)の再稼働が、それぞれ2020年9月及び2020年12月に起こったトラブルだったため、2021年1月には稼働予定だったが、大幅に遅れた。そのため、LNGの調達が遅れ、そのために市場価格が暴騰したと思われる。つまり大手電力の責任/制度の不備が原因である。</p> <p>p48 市場価格の高騰のために、再生エネを電源とする新電力が全く予想もしない巨額の損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備が原因であり、送配電事業者が余剰利益を「私」する理由はない。影響を受けた小売電気事業者に還元すべきである。</p> <p>p79 FIT電気の送配電買い取り分についても、余剰分はFIT賦課金の軽減ではなく、被害を受けた「小売電気事業者」への還元充てるべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再生エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再生エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p>
61	<p>p83 大規模集中型電源(原発や石炭火力など)への依存が大きくなりリスクであることが証明された。「容量市場」によって原発や石炭火力を温存することは、逆に市場価格高騰のリスクを高める結果になっている。不公平な「容量市場」制度をゼロベースで見直すべきである。</p>	<p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。</p> <p>また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されております。</p>

62	<p>まず、今回起こった電力市場価格の高騰は、前代未聞の不祥事である。中間取りまともに、その認識が欠けているといわざるを得ない。電気は、水と同様、なくてはならない基本的な生活インフラであり、半ば公共財とも位置付けられるものだ。命にかかわる生活の糧でもある水や電気は、安定した価格で市民に届けられる必要があり、民間企業であってもその責務は免れない。需要と供給の見合いで多少の値動きはあっても、平均価格の10倍、20倍の高騰は安定供給の範囲を超える。諸外国でも、これほどの高騰、高騰の長期化は例がなく、市場の未成熟との説明ですまされるものではない。二度と起こらないような手立てを講じるべきである。</p> <p>理由として、電源の逼迫があげられている。しかし、担保すべき予備力を下回るような逼迫は起こらなかったとのまとめである。逼迫は起こらなかったのに、何故市場価格が高騰したのか。改善されてもお高騰が続いたのか。その原因が説明されつくされているとは思えない。高騰の原因は、逼迫を見越して、旧一般電気事業者をはじめとする大手電力が市場に出す電源がしぼられたこと。買ひ越えて不足インバランス料金を払わされることを嫌って、高い札で買いに走った電力会社にあるこのことだ。どちらも現在の市場システムの中でのルールどおりの行動であり、これを責めることはできない。しかし、その結果がとんでもない高騰であったことを考えるとルールのほうが間違っているといわざるを得ない。</p> <p>また、実際に買ひ越えて不足インバランスを多額に払うことになった電力会社が多数あったことを考えると、マスでの逼迫はなかったが、市場の売り電源は実際に不足していたことが明らかである。なげなしの予備力を調整電源として、送配電事業者が確保していたことも、市場での不足の原因なのではなからうか。この不足インバランスが市場価格に連動して値上がりしたために市場で電源を確保できなかった電力会社の大きな負担となったのであるから、予備力をどこに担保するかのシステムも見直すべきである。</p> <p>逼迫が起こらないように、さまざまな燃料確保や、電源起しへの要請やエリア間調整などが行われたことも、携わる人々の努力には敬意を表する。しかし、その努力が、高騰の回避にはつながらず、逼迫が解消されたのちしばらく高騰は収まらなかった原因は市場に参加する人々の判断の元となる情報不足であると思われる。</p> <p>市場運営システムの課題の解決が検討されているがその内容は具体的ではない。</p> <p>まず、逼迫を回避する手段が必要。足りなくなつてから動くのではなく、需要予測に基づいて、市場から調達する電源が不足することのないようにする責任は市場にあると考える。電気というなくてはならない品物を扱う以上、市場は場の提供だけでなく、必要な量を確保する責任がある。需要予測と市場が担う電源提供役割に基づいて、適正に市場へのおまじしが行われるルールを構築すべきである。</p> <p>市場から調達できなかった不足を補うインバランス清算は、需給予測の読み違いによるインバランス清算とは分けて行うべきだ。前者の責任は市場とたま出しを行う側にあり、これを調達できなかった電力会社の高額負担とするのは酷である。</p> <p>実際、高騰を鎮めたのは、直接には、インバランス料金の上限を200円と定めたのがあったことから、インバランス清算のあり方の見直しが必要なることがわかる。予定されているという改正で間に合うかどうか、再検討を願う。インバランス料金の上限は、高くても平均価格の5倍くらいにとどめるべきだ。さらに入札価格の上限を定めることはできないか。また、諸外国で実現しているという、電源の種類ごとに安い順に売っていくメリットオーダー制度などは取れないものか。</p>	<p>2020年度冬期の市場価格高騰については、電力・ガス取引監視等委員会における議論も経て、「現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまで検討が進められてきており、2022年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の場合は、段階的な改正の途上で生じたものであったと考えられる。（中略）現在の市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また改善に向けた議論も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ペースロード市場等といった手段を活用することでリスクを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した過激的な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。」と評価されています。</p> <p>今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p> <p>電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（先入札の体制、会計分離、発電分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。また、情報公開の重要性が指摘されたところ、報告書にも記載のとおり市場の透明性、市場参加者の予見性向上に向けて、発電関連情報の公開の充実に向けた議論を進めてまいります。</p> <p>御指摘のインバランス料金制度は、実需給における電気の過不足を調整する単価であるため、実需給における電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されることが必要です。また、需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、緊急的な供給力の追加確保や停電リスクを増大させるなどの社会コストの増大につながるため、需給ひっ迫時にはインバランス料金を上昇する仕組みとすることで、DRなどの追加的な供給力を引き出す効果や、需要家に対し節電を促す効果が期待されます。そのため、有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会における議論の結果、2022年度以降の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の上限価格については、DRなど新たな供給力を追加的に確保するために必要なコストを基に、原則600円/kWhとされました。ただし、新電力の経営への影響を勘案し、過去の時間前市場の最高価格を参考に、激変緩和として制度開始当初の2年間については、上限200円/kWhの暫定措置を導入する予定です。なお、本年1月に措置されたインバランス料金の上限価格200円/kWhについては、上記の2022年度以降の補正インバランス料金の上限価格を前倒しで導入したものです。</p>
63	<p>FIT電気の精算方法の見直しも必要だ。再エネ拡大のために、固定価格で買い取られることが決められている電気の買取者と清算が回避可能費用を市場価格として控除して行われていることを早急にたすすべきだ。固定価格で取引されている再エネであるのに、乱高下する市場価格で清算されることは、再エネの発電者として看過できない。固定価格買取制度の趣旨にのっとり、年間の平均価格などで算定した固定価格での清算方式とすべきである。特定卸供給でのFIT電気の仕入れ価格も、市場を通していないのに、市場価格で引き取ることとされているのは、理不尽であると考ええる。このためにさらに新電力に大きな負担を強いることとなっていることは、再エネ発電所としても、本意ではない。固定価格で仕入れて貰えるような制度としてもらいたい。高騰期間の特定卸供給分の清算にも訴求して、卸供給を受けた電力会社の高額負担を是正することを、特定卸供給を承諾した発電所側からも求めたい。</p>	<p>2017年度再エネ特措法改正以降、FIT制度上の買取義務者は送配電事業者となっておりますが、買い取られた再エネ電気は、市場価格の価値を持つものとして扱っています。このことは、国民負担によって再エネを買い取ることにより発電投資を促すというFIT制度の趣旨に照らして、国民負担の抑制の観点からも妥当と考えております。なお、FIT制度は、国民負担の下、発電事業者に対して固定価格での買取りを保証しているものであり、発電事業者は市場価格の変動リスクを免除されていますが、制度の実施に当たっては負担者である国民の理解が得られることが重要と考えています。</p>
64	<p>FIT特定卸供給の問題(18~20ページ)</p> <p>FIT再エネ「特定卸」から一般送配電事業者がえた剰利益は損害を組むた新電力に返還すべきである。</p> <p>現行制度によって今回被害を受けたのは、FIT特定卸供給によって市場価格と同じ卸供給単価でFIT再エネ電気を購入した新電力。</p>	<p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところ。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた剰剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p>
65	<p>・関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性があります。このことについて、審議会のなかではほとんど議論が行われていません。改めて検証を行ってください。</p> <p>・今回の件で、特に再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになりました。今回の価格高騰は制度の不備が大きな原因と言えるため、市場価格およびインバランス料金の算定について補正を行い、送配電事業者の剰剰利益に影響を受けた小売電気事業者に還元をするなどの措置が必要ではないでしょうか。</p> <p>・FIT電気の送配電買取（FIT特定卸供給）についても同様で、剰剰分はFIT賦課金の軽減に充てられるとされているが、補正をおこなって小売電気事業者に還元すべきです。</p> <p>・原子力のような大規模中型電源への依存が大きなリスクであることが改めて明らかとなりました。対策として「容量市場」も挙げられていますが、原子力や石炭火力などを温存することは、むしろ市場価格高騰のリスクを高めてしまいます。容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力（公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度）など別の方法を検討すべきです。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p> <p>LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画における必要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス剰剰利益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金を2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところ。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた剰剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p> <p>エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。</p> <p>また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されています。</p>
66	<p>でんき予報は認知度が低いので、マスメディアと連携してテレビや新聞で情報発信することが望ましいと考えます。その際、予測値よりもむしろシンプルに前日実績や1カ月前程度の供給量の増減、1年前の供給量等を主として示し、必要に応じて省エネを市民に呼びかける体制づくりが必要だと考えます。</p> <p>今回の需要ひっ迫や価格高騰は、原発稼働やLNGなどの大規模な火力発電を前提としたエネルギー供給を続けようとしたことによる弊害だと思います。再生可能エネルギーへの社会的シフトが求められている今、供給量に波があることを前提として、市民がそれを理解し、需要を抑える省エネ行動によってエネルギーの安定を図る体制づくりが急務だと考えます。</p> <p>価格の調整だけでなく、そもそもの使用量を市民が調整することによるエネルギーの安定を目指していただきたいです。学校教育とも連携して、そうした持続可能な社会の担い手としてのエネルギー消費に関するモラルや態度を市民に教育してゆくことが必要だと考えます。また、そうした取り組みを自身も進めて貢献したいと考えます。</p>	<p>「でんき予報」については、これまでも日々のピーク需要をまかなう供給(kW)が確保されているかを需要家に対して発信するものとして運用されてきました。</p> <p>他方、2020年度冬期の電力需給ひっ迫の一因はkWhの不足にあり、「でんき予報」では即時最新の供給力や需要の見通しが反映されないことがあり、必ずしも実態が表されているとは限らなかったことと認識しております。</p> <p>こうした点を踏まえ、より一層タイムリーかつ確かな情報発信を行うとともに、ご指摘の認知度の向上に向けても、「でんき予報」の運用改善について関係者と連携した取組を進めてまいります。</p>
67	<p>2020年度の冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰では多くの新電力が多くの特損を出したと伺っています。倒産した会社、倒産しかけているあるやに聞いています。その反対に旧一般電気事業者及びその関連会社にその損出分が利益として移譲したと聞きます。</p> <p>本来経産省は電力システム改革で、新たに誕生した新電力を育成しなくてはならない立場にあると思います。</p> <p>旧一般電気事業者のやり方は市場操作に当たり、間違なく新電力潰しです。</p> <p>株式市場ならば犯罪として扱われる案件でしょう。ここら辺を十分に検証し、電力市場を正しい方向に導いてください。</p> <p>問題があると思われる事項</p> <p>1.電力市場で約定できなかったらインバランスになるというルールを廃止すべきである</p> <p>2.旧一般電気事業者の買い戻し価格を499円/kWhに下げるべきである</p> <p>3.インバランス料金上限はもっと低くするべきである</p> <p>4.FIT再エネ「特定卸」による一般送配電事業者の剰剰利益は新電力に返還すべきである</p> <p>5.損害を被った新電力各社に対し、遡及して正しい市場価格、正しいインバランス料金を算定し、払い戻しを行うべきである。</p>	<p>1. 計画値同時同量の下では、小売電気事業者及び発電事業者が計画を遵守することを前提に系統の需給運用が行われております。このため、需要計画・需要実績間又は発電計画・発電実績間に差が生じた際にはインバランス料金を支払う仕組みとし、また、インバランス料金単価は計画を遵守させるインセンティブを持つよう設定されています。</p> <p>2.報告書で記載のとおり、999円/kWhでの買い戻しは、旧一般電気事業者のみならず新電力も実施しています。また、これらの買い戻しについては、クロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系統利用などの目的で必ず約定したいニーズがあるためと考えられます。これらの確認結果からは、旧一般電気事業者の買い戻し価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されていません。</p> <p>3.インバランス料金制度は、実需給における電気の過不足を調整する単価であるため、実需給における電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されることが必要です。また、需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、緊急的な供給力の追加確保や停電リスクを増大させるなどの社会コストの増大につながるため、需給ひっ迫時にはインバランス料金を上昇する仕組みとすることで、DRなどの追加的な供給力を引き出す効果や、需要家に対し節電を促す効果が期待されます。そのため、有識者や新電力などの事業者が参加する公開の審議会における議論の結果、2022年度以降の需給ひっ迫時の補正インバランス料金の上限価格については、DRなど新たな供給力を追加的に確保するために必要なコストを基に、原則600円/kWhとされました。ただし、新電力の経営への影響を勘案し、過去の時間前市場の最高価格を参考に、激変緩和として制度開始当初の2年間については、上限200円/kWhの暫定措置を導入する予定です。</p> <p>なお、本年1月に措置されたインバランス料金の上限価格200円/kWhについては、上記の2022年度以降の補正インバランス料金の上限価格を前倒しで導入したものです。</p> <p>4. 今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところ。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた剰剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえると、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。</p> <p>5. 小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、電力システム全体として、再エネの主力電源化も含めた費用が随われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス剰剰利益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところです。今般、2022年度のインバランス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金を2段階の上限値を導入する予定です。</p>

68	<p>・該当箇所1</p> <p>IV.今後の対策 (2) 警戒時・緊急時の対策 ⑥一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについて (p77)</p> <p>・意見内容1 今回の市場高騰によって一般送配電事業者に生じたインバランス料金の収支余剰について記載しているp77の9行目は、過去の赤字と相殺した累積金額ではなく、今冬の市場高騰によって生じた黒字額を記載してください。</p> <p>・理由1 本取りまとは今冬の市場高騰に関するものであり、その影響としてのインバランス料金収支の記載として、過去の赤字が相殺された金額のみを記載することは、不適切と考えます。別冊の電力・ガス取引監視等委員会の報告p40には「現時点（2020年4月）における推計としては、10社計約1,300億円～1,400億円の黒字となる見込みであるが、既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなど今後貸倒損が発生する可能性（約200億円）を勘案すると、1,100億～1,200億円規模の黒字となる見込みである。」と記載されており、その金額を記載すべきです。</p> <p>意見内容2 市場高騰によって生じた黒字額の還元措置については、今回、想定外に過度のインバランス料金を支払った小売電気事業者に還元すべきと考えます。</p> <p>理由2 一般送配電事業者に生じた収支余剰の返還方法については、インバランス料金の異常な高騰が売り札切れの長期化に伴う異常な市場高騰とその長期化という不可抗力の事象によるものであることに鑑み、想定できないレベルの高額な負担を負った事業者に還元すべきであり、高騰の影響を受けていない事業者にまで還元するのはかえって不公平と考えます。損失が大きくなかった事業者は還元された金額を電気料金の値下げ原資にできますが、損失が大きかった事業者は、損失の補填すらしきれず、かえって自由競争をゆがめることになると考えます。</p> <p>・該当箇所2</p>	<p>金額の記載については検討させていただきます。</p> <p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
69	<p>IV. 今後の対策 (3) 構造的課題への対策 ④信頼される市場環境の整備 (P87) a) 旧一般電気事業者の内外無差別の卸売りの実効性確保</p> <p>・意見内容3 内外無差別の卸売りの実効性を確保するためには、発販分離など構造的な措置も視野に入れて検討を進めることを記載してください。</p> <p>・理由3 信頼される市場環境の整備において、旧一般電気事業者の内外無差別の卸売りの実効性を確保することは非常に重要であると考えます。とりまとは、「社内・グループ内取引の透明性確保するためのあらゆる課題について総合的に検討していく」とありますが、内閣府の「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」においては「大手電力会社の発販分離といった構造的な措置を検討すべき」との指摘がされており、検討の範囲に入れるべきと考えます。</p>	<p>今冬の事象に係る議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方について、旧一般電気事業者の内外無差別の卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題（売入札の体制、会計分離、発販分離等）について、総合的に検討していくことを予定しております。一般の御意見を踏まえて、報告書においてその旨を明記するよう修正します。</p>
70	<p>1.P2G (Power to Gas) の実施・利用体制の構築 2.火力発電所における水素混燃技術の検証と実現化（火力発電所は、通常、近年の燃料電池（AC出力まで行う形で熱効率65%（※1））に劣る効率であるが、水素燃焼部分のみについて算出を行うとこれを越える可能性がある。なのであれば、火力発電所で水素を混燃させる意義はあるとなるので、可と考える。）（なお、水素混燃は、つまり水素を燃やすのであるが、これにより、火力発電所は、自ら水素を蓄える装置を備えれば、幾分か効率悪化を代償に、電力過剰になった場合のバッファ機能を有せるようになるのではないかとと思われる。（水素発生エネルギー効率80%、発電熱効率が65%とすると、52%のエネルギーが回生可能な計算になる。）） 3.蒸気タービンをを用いる発電での冷媒を用いたカーリーナサイクルによる更なる高効率化（ガスタービン、水蒸気タービンに加えて、水蒸気タービンで利用後の水蒸気の復水器部分を、復水器及び排熱回収器に置き換えて更にカーリーナサイクル（※2）を回す事で、数%の熱効率の向上がある可能性がある（復水器部分を改造し、冷媒を扱う際の安全性にも配慮した排熱回収器とすれば、不可能ではないのではないかとと思われる。なお、ここでカーリーナサイクル部分はさすがにガスタービン・蒸気タービンと同軸としなくても良いのではないかとと思われる（研究の余地はあるが）。また水蒸気タービンからの排出水蒸気はまだかなり高温（中温）なので冷媒を変え2段階のカーリーナサイクルを回せる可能性があると考える。）。こうすると、現在の最大効率である63%程度を越え、全体の効率で熱効率65%を越える事が可能になるのではないかとと思われる（水素分のみの算出のみで行うとそれより更に上の可能性がある。）。なお、カーリーナサイクルもガスタービン・蒸気タービンと同様に慣性力を持っているので、幾分か電源の安定性に資する部分があるのではないかとと思われる。） 4.旧火力発電所の早期のタービン交換（※4） 5.中低温排水を多くの場所で利用出来るようにするための廉価なカーリーナサイクルパッケージの開発・各所での導入推進</p> <p>等を行うのが良いのではないかと考える。 また、P2Gだけでなく、フライホイールの適所利用の推進（なお、電力の取引のスライスを最短1分等のスライスにすると、太陽光発電でのこの利用価値は増えるのではないかとと思われる。）、圧縮空気エネルギー貯蔵（CAES）、液化空気エネルギー貯蔵（LAES）（これは圧縮空気を閉じ込める岩盤等が無い我が国でも利用しやすい技術ではないかと思われる。）などの技術開発推進により、電力の調整力を向上させていくべきと考える。 国民としては、我が国は、もっと多くの自然エネルギーを利用するようすべきと考えるが、自然エネルギーの利用を行うためには適切な（望ましくは十分な）バッファの存在が必要となるものである。国は、電力の調整力の向上について、蓄エネルギーに重きを置き、自然エネルギーを電力網的に安全に扱えるようにしつつ、推進していただきたい。</p> <p>※1 AC発電効率65%の高効率な固体酸化燃料電池システムの実証試験開始について <a href="https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20200304-02.html">https://www.tokyo-gas.co.jp/news/press/20200304-02.html</a></p>	<p>需給ひっ迫については、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主因だったと考えております。さらに、石炭火力のトラブル停止や渇水による水力の利用率低下、太陽光の発電量変動といった事象が重なったことで、LNG火力等への依存度が高まり、需給ひっ迫が増幅される結果となりました。こうした需給ひっ迫の背景には、石油火力の休止や稼働中原発の減少という構造的事象も存在していたと考えております。また、市場価格高騰に関しては、電力・ガス取引監視等委員会における検証において、2020年12月から2021年1月までの期間、旧一般電気事業者及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されませんでした。</p> <p>他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバランス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバランス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。</p> <p>なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバランス料金制度の導入を予定していたところですが、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバランス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバランス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p> <p>御指摘も踏まえ、今後の電力市場の在り方については、2020年度冬期の市場価格高騰を教訓に、長期的な視点も含め、発電事業者、小売電気事業者の双方が持続可能な形で適正な競争を行うことができるような市場制度の整備に取り組んでまいります。</p>

71	<p>・該当箇所 P7 7～78「⑥一般送配電事業者のインバラス収支扱いについて」 ・意見内容・意見内容 P78に「暫定的に、託送料金等を通じた還元のために必要な措置を講ずるよう、検討を行うことが必要である。」と記載されているが、還元先としては、インバラスを実負担した事業者にすべきである。 ・理由 論点は、この冬に発生した 余剰をどのように還元するかであり、遡及してインバラス料金の算定ルールを変えるものではない。残念ながら、還元するというルールが存在しない為、還元方法として今後の託送料金からインバラスを実負担した事業者ごとの還元金額を減額するなどの対応がよいものとする。また、還元の対象期間に関しては、市場の売入量が減少した2020年12月中旬より2021年1月とするのが妥当と考える。</p>	<p>市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバラス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバラス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。 なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバラス料金制度の導入を予定していたところで、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバラス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバラス料金に2段階の上限値を導入する予定です。</p>
72	<p>みなさまは、大変に頭悩めいせきな方々が揃っておられることと推察します。ですが、ここ数十年にわたる日本のエネルギー政策を見るにつけ、しろうとながら、本当に現在の気候危機と、世界を巡るエネルギーの状況を、&lt;&lt;先を見通して&gt;&gt; 考えていられるとは、とても思えません。 この冬の電力事情については、事実として、LNG運搬船舶がスエズ運河で足止め、ということとはなかったそうではありませんか。また、寒波の影響が強かった、とはいえ、国全体としての電力が足りないというところまでは、いっていません。それなのに、他国にも類を見ない、おろし電力値の、長期間にわたる異常な高値。実は2つの原発の、予期せぬ停止も理由としてあったと、聞いています。そこらへんの事情を、明らかにされたいのですか？ また貴方には、一体誰が、あの異常高値で大儲けをしたのか、是非明らかにしていただく、責任があると思えます。</p> <p>卸電力取引所(EPX)は、電力供給の50%にも満たず、ひどい機能不全にもかかわらず、今の制度では（電力自由化のもと再エネを増やしたいと願い設立された市民による）小規模電力小売り会社は、JEPXから電気を買わねばならず、あの事態で、巨額の料金を払われたそうです。 現システムは、今や国家としてしっかりサポートしなければいけない再エネを、支える構造、どころか、それを阻害するようなシステムになっているのは明らかです。また、送配電システムを、旧9電力系列が握っていること、また「容量市場」や「非化石価値取引市場」など、実は石炭発電や原発を擁護し、再エネに不利な政策の数々... おまけに、水素発電（電池？）だ、コンクリートへの炭素貯留だなど、未だ未知数のテクノロジーに頼った0カーボン政策、おかしくありませんか？ それらを、日本のエリート中のエリートともいわれる人々が、後ろ向きに推進していること、未来に禍根を残しませんか？ 真に、日本の未来を考えるなら、Dependable なエネルギーとして、地熱、風力、小水力と（国内材を用いた）バイオマス発電を充実させ、その上で、太陽光をソーラーシェアという形で耕作放棄された農地などで広めれば、日本のエネルギー政策は、災害にも強い、素晴らしい未来を見出せるはずですよ。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。 なお、今般の事象で生じた一般送配電事業者のインバラス収支余剰については、託送料金等を通じた還元のために必要な措置を講ずるよう、検討を進めてまいります。 3E+Sの全てを満たす完璧なエネルギー源が存在せず、今後の革新的技術の進展や社会の変容などの不確定要素があることを踏まえれば、省エネ・再エネのみならず、原子力、火力、水素、アンモニアなど、あらゆる選択肢を追求し、カーボンニュートラルの実現を目指すことが重要と考えております。 その上で、再生可能エネルギーについては、最大限導入を進めていくことを基本方針としており、その導入拡大に向けて、コストの低減や、長期安定的な事業運営の促進、系統制約の克服、調整力の確保などの取組を進めてまいります。 頂いた御意見は、現在行われているエネルギー基本計画の見直しやカーボンニュートラル実現を支える持続可能な電力システムの構築の検討をするにあたっての参考とさせていただきます。</p>
73	<p>・（10ページ）関西電力の原発（高浜3、大飯3）の再稼働が予想外に遅れたことが、LNGの在庫切れの大きな要因となった可能性がある。このことについて、改めて検証を行うべきである。</p> <p>・（48～50ページ）今回の事象で、特に再エネ新電力（FIT電気や市場電気の割合が高い）が大きな損失を抱えることになった。今回の価格高騰は制度の不備のため、市場価格およびインバラス料金の算定について補正を行い、送配電事業者の余剰利益に影響を受けた小売電気事業者に還元をするなどの措置が必要である。</p> <p>・（79～80ページ）FIT電気の送配電買取（FIT特定卸供給）についても同様で、余剰分はFIT賦課金の軽減に充てられるとされているが、補正をおこなって小売電気事業者に還元すべきである。</p> <p>・（83～84ページ）原子力のような大規模集中型電源への依存が大ききリスクであることが改めて明らかとなった。容量市場によって、原子力や石炭火力などを温存することは、むしろ市場価格高騰のリスクを高めてしまう。容量市場を白紙から見直し、戦略的予備力（公的主体が決定した、緊急時に不足すると見込まれる容量の電源を、系統運用者が予め確保するための制度）など別の方法を検討すべきである。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。 LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。 市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバラス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバラス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。その具体的な方策については、引き続き丁寧に検討を行ってまいります。 なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整力コストや需給ひっ迫状況に応じたインバラス料金制度の導入を予定していたところで、2020年度冬期のような事態を未然に防止し、新電力等の事業予見性を向上させる観点から、2022年度のインバラス料金制度導入までの暫定措置として、2021年7月に、インバラス料金に2段階の上限値を導入する予定です。 今般の市場価格高騰により厳しい経営状況にある新電力等に対しては、FIT特定卸供給に係る電気料金の支払期日の延長や、その後の分割支払いを可能とする措置を講じたところです。FIT制度は、送配電事業者等が再エネ電気をFIT価格で買い取り、これを市場価格で販売し、不足分は国民全体で支えるFIT賦課金で補填する、という仕組みであり、国民の理解の下に成り立つ制度となっています。そのため、FIT制度の下で生じた余剰については、国民全体で再エネの拡大を支えるという制度の趣旨を踏まえ、一部の需要家に還元するのではなく、広く国民全体に還元させることが適切と考えております。この方針の下、関連する省令の改正を本年4月に行いました。 エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。 また、容量市場については、電力・ガス基本政策小委員会及び制度検討作業部会において議論が行われ、必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みとして、その必要性が確認されております。</p>
74	<p>1. 4 8～5 0 新電力への資金繰り支援等 今回のことで新電力が大きな損失をかかえる事になり、価格高騰は市場制度の不備が考えられます。小売電気事業者に還元を考える措置が必要だと思います。</p> <p>2. 8 3～8 4 容量市場による供給力確保 大きい電力（原子力）の力がわかります。大きい所に有利であり、他の新しい電力会社が運営していく事はできません。 初めから考えなおし平等な運用を検討していく事が必要だと思います。</p>	<p>小売電気事業者の中には、卸電力市場からの調達割合が高く、市場価格高騰により資金繰りが厳しい状況となった事業者がいる一方で、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実です。 また、近年、市場価格が0.01円/kWhとなる時間帯も増加しているところ、これは発電事業者にとっては厳しい事業環境となります。こうした発電事業者の事業環境も踏まえ、諸外国では、例えばテキサスにおいて、前日市場における上限価格が9,000ドル/MWh（約950円/kWh）に設定されているところであり、今般の検証においても、この冬の事象への対応だけでなく、電力システム全体として、再エネの主力電源化等も含めた費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられます。 こうした中で、この冬の市場価格高騰に対して事前の策を講じなかった事業者だけに着目して支払金額自体を軽減する措置を講ずることは慎重に考える必要があると考えられます。 他方、市場価格高騰を通じ、一般送配電事業者に過剰なインバラス余剰収益が生ずることは適切ではないため、一般送配電事業者のインバラス収支については、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を行うこととしております。 なお、2020年度冬期のような事態については、本来、未然に防止する仕組みが重要であり、2022年度には、調整コストや需給ひっ迫状況に応じたインバラス料金制度の導入を予定していたところで、今般、2022年度のインバラス料金制度の導入に先立ち、2021年度の暫定措置として、2021年7月に、インバラス料金に2段階の上限値を導入する予定です。 エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。 また、安定供給の確保のためには、中長期を見据えた電源投資が重要となります。容量市場は、発電事業者の投資回収の予見性を高め、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保や、中長期的な供給力不足に対処することを目的として創設されました。供給能力として「キロワット」という価値を提供する発電所などに対して、発電方式や燃料の種別に関わらず、市場参加を通じて対価を受け取ることができる制度となっております。</p>
75	<p>p83～84 供給力維持・確保 p10 稼働中原発基数の減少 稼働中原発基数の減少が原因に挙げられているが、これについて再度きちんと調べるべき。調査が必要（外部の公平な立場の人に依頼して、包みかくさず、国民に情報を届けるのが大切と思います。命に直結します。） 大型電源の想定外のトラブルはこれまでもあったはずなのに、対策をできなかったのはなぜですか。大型電源に電力を依存することがより事態を悪化させるように感じます。選択肢をなくすのではなく、増やして欲しいです。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。</p>
76	<p>①P10稼働中原発基数の減少 関西電力管内の原発の再稼働が後れたことがLNGの在庫切れの大きな原因となったのではないかと、このことについて改めて検証を行うべき。</p> <p>②P83～84②供給力維持・確保 原子力のような大規模集中型電源への依存が大ききリスクになることが改めて明らかになった。原子力・火力発電に依存することで市場価格高騰となるリスクを高めてしまう。容量市場を見直し、別電源を確保するよう検討すべき。</p>	<p>関西電力からは、原子力発電所の再稼働時期が後ろ倒しになったことを踏まえ、LNGの追加調達を含め必要な対応を実施していたと伺っております。 LNG燃料については、12月から1月については例年比で高い水準で調達を行ったものの、調達計画時における需要想定と需要実績の乖離が断続的に発生したこと等により、調達を超える消費量となったこと、即時の積み増しが困難だったことがLNG在庫減少につながったものと考えております。 エネルギーを巡る状況は各国千差万別であり、資源が乏しく、周囲を海で囲まれた我が国において、3E+Sを満たす単一の完璧なエネルギー源がない現状では、多様なエネルギー源をバランスよく活用することが重要と考えられます。 また、安定供給の確保のためには、中長期を見据えた電源投資が重要となります。容量市場は、発電事業者の投資回収の予見性を高め、再生可能エネルギーの主力電源化を実現するために必要な調整力の確保や、中長期的な供給力不足に対処することを目的として創設されました。供給能力として「キロワット」という価値を提供する発電所などに対して、発電方式や燃料の種別に関わらず、市場参加を通じて対価を受け取ることができる制度となっております。</p>