「原発ゼロ」「再エネ100」に向け、国会で開かれた議論を!

第96回 国会エネルギー調査会（準備会）
電力価格高騰が起きる本当の理由
～求められる電力市場設計の見直し～

2021 年 1 月に続き、2022 年 3 月の電力価格高騰で、小売電力事業者（新電力）が打撃を受けています。その原因分析は、政府と新電力側で異なっています。

政府は昨年 1 月には厳しい寒さ､太陽光等の発電量低下､LNG の在庫減少が要因と分析。今年 3 月には、地震等による火力発電所の停止に加え、計画的な補修点検や計画外停止、連系線の容量低下が、真冬並み寒さと重なった他、太陽光の出力減だと分析しました。

一方、市場を監視する「電力ガス取引監視等委員会」は、国際的な燃料価格の高騰、気温低下による需給ひっ迫等により市場での入札価格が高くなったと分析｡「入札可能量の全量が適切に市場供給されているか」などの情報公開を進めており、市場設計に問題はないとしています。

しかし、新電力側の分析は異なります。発電は 8 割以上が大手電力の寡占状態、その大手電力は内部取引を優先するため、小売市場だけで競争が起きて価格が高騰。そこで「入札可能量の全量」ではなく、全発電量を市場に出す「グロスビディング」など見直しを求めています。

刻々変遷しつつある「市場設計」の姿を見極め、どう見直すべきか、徹底討論します。

開催概要

日時：2022 年 6 月 2 日（木）16:00～18:00
場所：オンライン開催（Zoom）
Zoom ミーティング ID: 880 7142 7141　パスコード: 007443
（https://us06web.zoom.us/j/88071427141?pwd=cjdrMnluYkVGVDJZblROWW4zUVFhQT09）
主催：超党派議員連盟「原発ゼロ・再エネ 100 の会」／国会エネ調有識者チーム
出席者：国会議員（原発ゼロ・再エネ 100 の会メンバーはじめ関心をお持ちの皆様）
　　国会エネルギー調査会（準備会）有識者チームメンバー
テーマ：電力価格高騰が起きる本当の理由～求められる電力市場設計の見直し～

プログラム

① 開会：冒頭挨拶
② 提起：古賀真子氏（コンシューマネット・ジャパン）
③ 提言：松久保肇氏（原子力資料情報室）
④ 再提言：高橋洋氏（都留文科大学教授）
⑤ 説明：経済産業省、公正取引員会
⑥ 出席国会議員・有識者を交えた総合討議・質疑応答
⑦ 閉会

＊ ISEP YouTube チャンネルで配信しています→ http://www.youtube.com/user/ISEPJAPAN
＊ 過去開催分の映像・配布資料も公開しています → http://www.isep.or.jp/archives/library/5024

◆事務局連絡先　阿部知子衆議院議員事務所（原発ゼロ／再エネ 100 の会事務局）
Tel: 03-3508-7303 / Fax: 03-3508-3303 / E-mail: masano@abetomoko.jp
認定 NPO 法人環境エネルギー政策研究所（有識者チーム事務局）
Tel: 03-3355-2200 / Fax: 03-3355-2205 / E-mail: dohman_haruhiko@isep.or.jp

電力自由化（電力システム改革）の真価が問われる

「自由化」された市場で自社利益を最大化できるカラクリ

市場価格高騰は大手電力優遇政策が原因？

2022.6.2

コンシューマネット・ジャパン
古賀　真子

日本の現況下での価格高騰～私たちは何を知るべき？

- コロナ禍からの回復途上のおけるインフレ圧力、カーボンニュートラルに向けた容易でないトランジション管理＊、ウクライナ侵攻の国際資源取引への影響を背景に、世界は石油危機時にも類する様相を呈している。
- 日本は、エネルギー自給率が低く海外化石資源への依存度が高い、
- 資源高に円安も加わり、輸入資源価格は軒並み高騰し、それを燃料とする電力・ガス価格も上昇し終息が見えない状況
- 価格高騰が国民（経済）に及ぼす影響をどう解決すべきかはシステム改革途上の議論を振り返りながら制度の迅速な修正を断行していかなければならない。

2022年3月の高騰原因は？

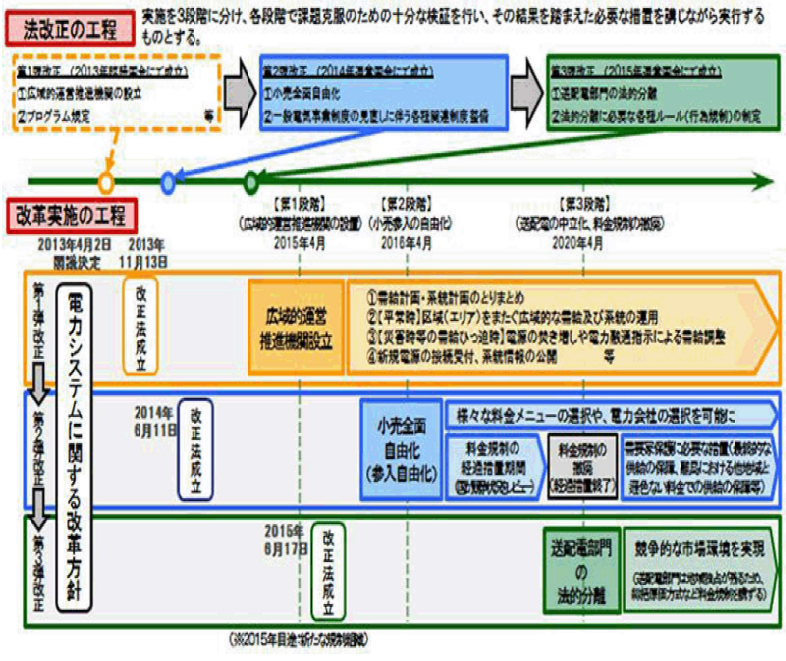
No.311 どうして電力価格が高騰し供給量が増えないのか –旧一電の行動を当面規制せよ– – 京都大学大学院　経済学研究科　再生可能エネルギー経済学講座
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0311.html

- 2021年9月以降、電力需要の端境期にも拘らずスポット価格は上昇し、その後ウクライナ侵攻の影響もあり高値で推移している。
- LNG市場価格の高騰が主因ではあるが、不完全なシステム改革や**特別な国内制度（ルール）**も影響している。**高価格にも拘らず供給量（kWh）が増えにくい構図**となっており、新電力が撤退し旧一電が新規契約を一部停止する事態にも及んでいる。（2022年4月21日京都大学大学院経済学研究科　特任教授 山家公雄
- 端境期で低価格となるはずの9月以降上昇し、上限値である80円/kWhを含め高値で推移してきている
- 主要因はガス価格上昇である。LNGスポット価格（JKM：Japan Korea Marker）は9月頃から急上昇し（10/6に56.32ドル/百万Btuを記録）、その後20～40ドルで推移した（2020/4末に史上最安値の１.83ドル、2021/3は6ドル台）。
- コロナ禍からの回復過程において多くの資源の需給がひっ迫し、インフレ傾向を示していた。これに、ウクライナ侵攻の予感と勃発とで、欧州を主に天然ガス価格の上昇が注目されてきた（2022年3月7日に84ドル台を記録）。日本ではLNG火力が発電電力量の約4割を占める主力電源であり、基本的に市場価格を決定する設備となる。

電力自由化とシステム改革

送配電部門は規制部門として残された（ 1地域独占・料金規制、2料金による投資回収の保証、3供給責任を措置(最終保障サービス 提供、需給バランスの維持義務等、中立性確保のための人事・会計等に関する規制）

- 第二次世界大戦後民営化、9つの地域に分割し、沖縄返還とともに日本全国10社体制として独占的に電力供給
- 1990年代の世界的な規制緩和の流れの中で、**内外価格差**の是正を目的に競争原理の導入。
- 2000.3 特別高圧自由化。2004.2005高圧自由化、2016.4小売り完全自由化、新電力会社は700以上。
- 1995年4月に電気事業法改正後も何度か改正。公益的観点から電力の安定供給を目的とした電力の独占供給が認められ、電気料金は総括原価方式のもとで収益確保が保障される反面、**規制料金であることで消費者（需要家）保護**がされてきた。値上げ認可制＊厳格査定、公聴会、共管事項（2020.3規制料金残）



電力システム改革が目指したもの

- **電力システム改革　　平成26年10月 経済産業省**
- https://www.mhlw.go.jp/file/05-Shingikai-12602000-Seisakutoukatsukan-Sanjikanshitsu_Roudouseisakutantou/0000094529.pdf
- **競争の原理を持ち込んで、消費者のニーズに合わせたサービスやコスト削減などが期待された→広域系統機関整備、小売自由化、発送電分離（送配電部門立性）**
- 地域ごとに独占的事業者が供給する仕組みを見直し、 **様々な事業者の参入や競争、全国レベルでの供給力の活用、需要家の選択によるスマートな消費**などより柔軟なシステムにより、電力の低廉かつ安定的な供給を一層進める
- 今後の課題は、**①ベース電源をはじめ必要な電源をいかに確保するか、②新規参入の発電事業者に対し送配電網への公平なアクセスをどう確保するか。**

↓

そして、今

- **制度設計において、旧一電、経済界の意向が強すぎないか**
- **価格高騰回避を事業者の経営管理責任にしているが、もはや独禁法違反を問うべき状態と言えないか**
- 安定供給の責任は送配電部門→原発費用の託送料金への上乗せ、小売に発電負担金をは新電力への「付け回し」と言えないか
- **発販分離は枠外？→価格高騰要因となっていないか？（内部補助？）**
- 非化石証書、容量市場は旧一電に有利な制度

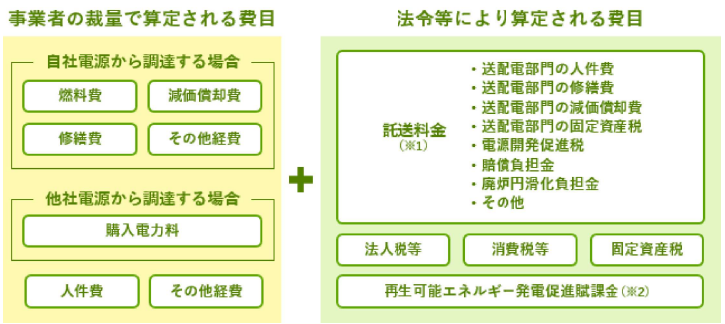
価格高騰がもたらす消費者不利益とは？
公的観点から新電力を支える必要性は？

- **電気料金はどうあるべきか**
- **調達価格に独占＊による不利が生じていないか**
- **価格高騰はなぜ起きるのか**
- **FITや非化石証書の環境価値とは何か。**
- **エネルギー基本計画に無理はないか**
- **再エネ電力が優先（接続）されないのはなぜか**
- **（消費者行動～眠れる消費者　高騰で目がさめる？）**
- 制度が複雑難解で結果的に「つけ回し」される？制度の問題点に気づけない
- 電力料金そのものの安さにばかり注目が集まり、電源構成はある程度は公表されているものの、電気の中身に注目した比較は注目されていない。
- 環境価値より価格→懲りない原発回帰
- 価格が上がればスイッチングできれば良い？
- DRをどう考える（どんな情報提供が必要か？）

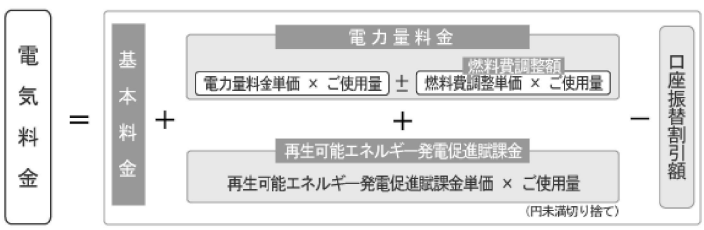
- 国民全体の視点で・・

電気料金はどうあるべきか

電気料金とは？



販売した電気の量に応じて託送料金を負担



- **基本料金**（「アンペア制」と「最低料金制」）
- **燃料費調整額**（発電コストの変化を電気料金に公平に反映させるため、過去３カ月間の燃料価格の平均を計算し、２カ月後の電気料金に反映）を含んだ「**電力量料金**（電気を使用した量に応じて、単価設定を三段階に分けたもの）」
- **再生可能エネルギー発電促進賦課金**（再生可能エネルギーの普及を推進するため、電気料金の一部である「再生可能エネルギー発電促進賦課金」（再エネ賦課金）」

新電力淘汰は消費者にとっての不利益？
～政策のあるべき姿は？

- 2021年秋以降の**JEPXスポット市場価格高騰等による新電力の撤退、新規申込の停止（スイッチング阻害）→**事業者の努力が及ばない、消費者の選択権への悪影響
- 2021.1九州エリア、2018北海道地震によるブラックアウト、2022.3東京・東北エリア逼迫、ウクライナ情勢など世界的な電源供給不安
- 一方で供給面からの管理はレジリエンスと託送網の強化整備（託送料金制度の見直し（総括原価方式からプライスキャップ制に）
- 脱炭素、カーボンニュートラルの流れ、原発再評価？は望ましいか？
- **不完全なシステム改革**や**特別な国内制度（ルール）**（2022年4月21日京都大学大学院経済学研究科　特任教授　山家公雄「どうして電力価格が高騰し供給量が増えないのか」再生可能エネルギー経済学講座）
- https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/column0311.html

電力の小売営業に関する指針(経済産業省)・**適正な電力取引についての指針**(経済産業省・公正取引委員会)**はどう変わる？**
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/050.html
第50回 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

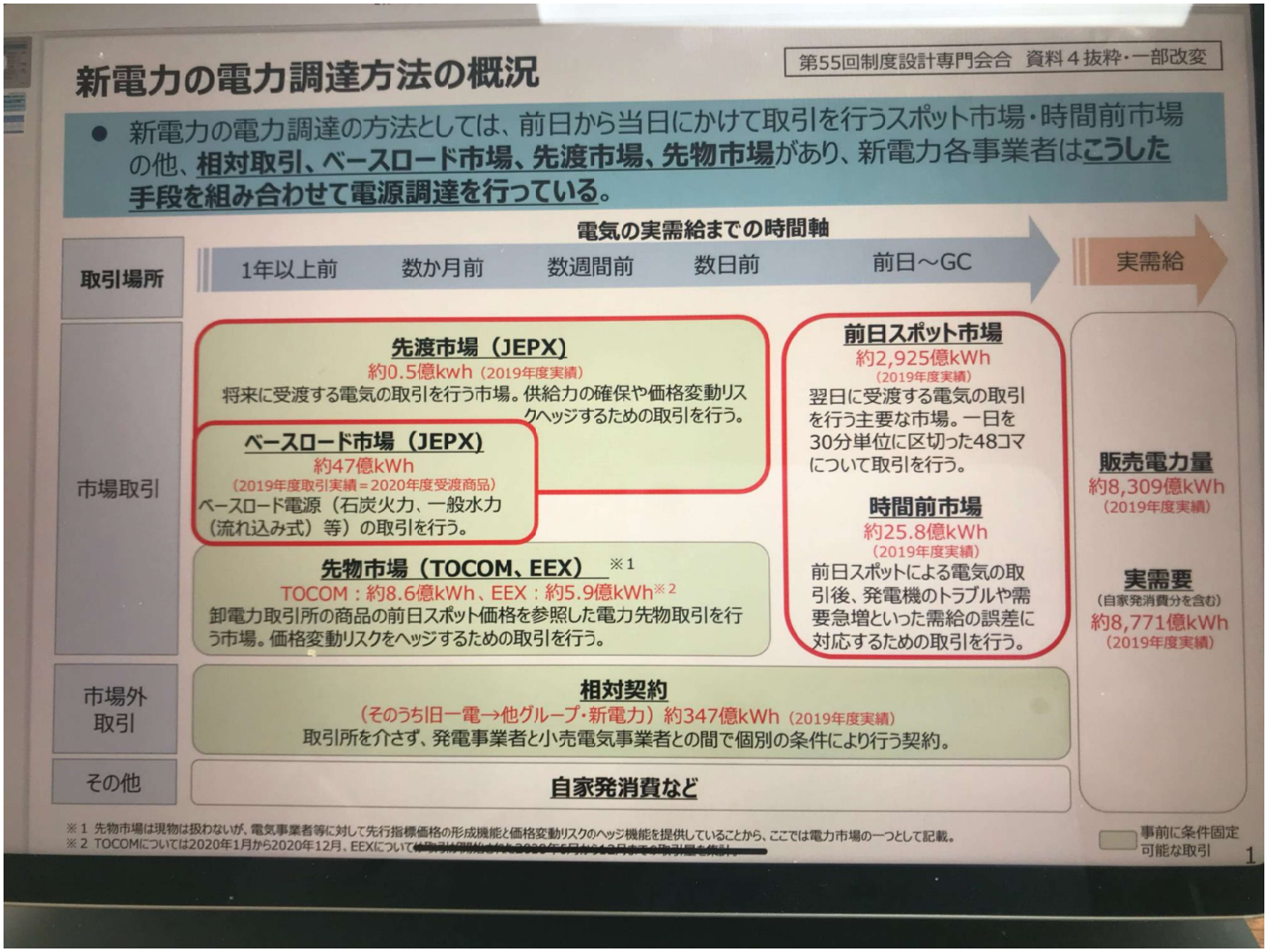
- 電気料金のあり方
- https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/050_03_02.pdf
- 小売電気事業者によって、 料金の調整に上限のある料金メニューを始めとする料金高騰リスクに備えることができる料金メニューを含む、様々な料金メニューが需要家に選択肢として 提供され、需要家がこれらの選択肢の中から、自らの選好に応じて料金プランを選択できることにより実現されることが期待
- 家庭の需要家による料金メニューの理解・比較を容易にし、小売電気事業者による料金メニュー作成の一助とするため、燃料費等調整の事例(電力 市場調達等、燃料以外の調達による調整を含む。)を、類型化して示す。
- ←価格高騰に対応できない新電力には不可能？

適正な電力取引についての指針の標準メニューの考え方
注目すべき委員の発言

- 監視等委員会と公正取引委員会が標準メニューでの供給を断るというようなことがあったとしても、独禁法上は問題ないというようなことを明らかにしたというのは、これは法律の解釈あるいはルールの解釈としては正しい解釈をしていただいたと思うが（中略）いったん別の事業者に切り替えて、その事業者が倒産したら戻れなくなるというような事態は、その法の解釈としては間違っていないと思うが、恐ろしくて大手の事業者から離れられないというような状況を生んだ可能性もある。
- 特に最終保障にしか行けない需要家から、今度また新電力のところの最終保障と同じ値段でいいから売ってくれという形で動かれるケースがかなり増えているが、昨今の燃料高騰を踏まえると、最終保障と同じ値段で供給するということすら難しいというケースが少なくない。今、最終保障料金というのは標準料金の2割増しというのを一つ参考に設定されていると思うが、そもそもベースとなっている標準料金自体が今の側面では必ずしも適正かどうかというところがあるかと思う。
- コストの変動をより適切に反映するため、標準メニューは、電気の調達手段や調達費用等(調達費用の変動リスクのヘッジにかかる費用を含む。)に応じ、定期的に見直すことも考えられる等の趣旨を追記すること

大手電力会社の何が優位か？
新電力は電源をどう確保しているのか？

- スポット市場における旧一電小売りと新電力との行動
- 旧一電小売りは**旧一電発電の売値を把握していればそれを少し上回る値で入札すれば容易に量を確保できる**と考えられる。
- 情報に乏しい新電力は、**供給責任を全うしインバランスペナルティ発生を回避しようとするプレッシャーの中で、高値入札（例えば成行き買い）を余儀なくされる**ことになる。
- スポット市場が十分に機能しない場合は、相対契約に活路を見出すことになる。しかし、新電力にとり、相対での調達も容易ではない。相対契約は、追加で調達する高い燃料に対応する高い価格となるが、消費者への価格転嫁が確認できない限り現実的ではない。相対契約自体も難しい。
- あらかじめ相対取引などによって**リスクを回避**していた小売事業者もいた→この先はBGへの参加や先物取引志向？



需給管理と電源調達は新電力の生命線

https://project.nikkeibp.co.jp/energy/atcl/19/feature/00007/00049/

電力市場高騰で見えた新電力経営の神髄　村谷 敬＝AnPrenergy代表2021/01/29

- 日本ではLNG火力が発電電力量の約4割を占める主力電源であり、基本的に市場価格を決定する設備となっている。
- 電源調達費用の原価に占める割合が高い。（託送料金、販管費etc）
- 電源調達費用は日々変動する。相対調達によって固定価格で電力を確保している部分もあれば、JEPXスポット市場や先物市場での調達など、日々価格が変動する調達先もある。
- このため、市場高騰を予測し、あらかじめ備えておくことが欠かせない。
- **大手新電力から中小まで、今回の電力市場の高騰ダメージを受けていない新電力は、ほぼ存在しないが、痛み具合には差がある。そこには電源調達と需給管理という2つの業務の巧拙と、「バランシンググループ」と呼ばれる新電力支援サービスの存在がある。**
- また、新電力（小売電気事業者）には「同時同量」の義務が課せられており、自社の需要家（電力を利用する家庭や企業）が必要とする電力量に調達量をぴたりと合わせなければいけない。この業務を**需給管理**と呼ぶ。ズレが生じた分については、ペナルティとしてインバランス料金を支払う。インバランス料金の支払額を抑えるため、自社の顧客の需要を正確に予測するスキルが必要だ。
- 小売電気事業者のライセンスを保有する企業は700社あるが、新電力事業を手がける企業の約7割が、需給管理を委託している

国の回答

- スポット市場と相対取引以外にも、先物市場、先渡市場、ベースロード市場、時間前市場等多様な市場が用意されております。これらの市場同士では、他の市場で確保された供給力が、より実需給断面に近い別の市場に売り出されるなど、それぞれ売買されているため、いただいたエクセル表のように、100%からスポット市場分を引いたら相対契約分となる、といったシンプルな対応関係でお示しすることが困難です。
- 加えて、新電力の自社電源や、再エネ事業者とのPPAでの調達など、大手から新電力への相対卸で捕捉できない数字も多くございます。
- **市場でオープンな取引に供されているのは、885億kWh 全体の10%の電源でしかない（飯田氏仮試算）**
- **↓**
- **どう割り引いて考えても電源確保に不利益な状況は是正すべきでは？**

委員会対応策
電力市場における監視強化と情報公開

- 1　市場価格が高騰した場合、**入札可能量の全量が適切に市場供給されているか**、大手電力に対して、入札データの提供を求め確認するとともに、確認結果を速やかに委員会ホームページ で公表。
- 2　スポット市場における売買入札の需給曲線の公開、発電所における一定規模以上の出力低下・停止理由の開示、ブロック入札の入札量および約定量の公開など、様々な情報公開を推進。
- 3 2022年4 月からは、従来、市場価格に連動して算定されていたインバランス料金を、 実際に一般送配電事業者が使用した電源の価格に応じた算定とする新たなインバランス料金制度を導入。
- 4 2021 年度冬の卸電力市場価格の上昇は、**燃料価格高騰等に起因するものですので、発電量の多くを火力発電により賄っていることに鑑みれば、市場として自然な動き**ともいえると認識しております。
- また、こうした卸電力市場価格の上昇は、日本だけではなく、諸外国のスポット市場においても生じていると認識しております。
- したがいまして、今般の価格上昇の一事をもって、卸取引市場の市場設計に問題があるとは考えておりません。 いずれにしましても、当委員会においては、健全な競争環境を確保するため、引き続き厳格な監視を行うとともに、**市場参加者が適切な値決めを行える**よう、さらなる情報公開に取り組んで参ります。

2022 年 4 月 27 日電力・ガス監視等委員会（委員会）回答2020 年度および 2021 年度冬の電力市場価格高騰の状況については「自由競争の範囲」である

①高騰の状況と審議会の見解

- JEPX ホームページで公開
- 2021 年度冬季(2～3 月)と 2020 年度冬季(2～3 月)との電力市場の約定価格、取引量
- 約定量(億 kWh)　約定価格(円/kWh)
- 2021年2月　269　7.5
- 2021年2月　266　6.2
- 2021年3月　269　20.6
- 2021年3月　263　26.2
- 有識者による審議会
- 1 国際的な燃料価格が高騰していること
- 2 気温低下による需要の増加等によりスポット市場における需給がタイトになっていること
- 3需給がタイトな中で、供給力を十分確保できていない新電力が市場で更に電力を調達しようとする ため入札価格が高くなっていること 等
- 「差額の行き先」につきまして、特定することは困難ですが、国際的な燃料価格の高騰に鑑みれ ば、基本的には、燃料の追加的な調達に充てられていると想定されます。

2022年5月　委員会回答

- セーフティネットとして、2021年度における暫定的な**インバランス料金上限措置の導入**についても取りまとめられたところ、これを措置するため、今般、**一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則等を改正**しました。
- 一般送配電事業者が前日夕方に公開する「でんき予報」上の各日に最初に公表された予想予備率（使用率ピーク時）が複数の供給区域で3%以下となる場合、インバランス料金の上限価格を200円/kWhとする。上記以外の場合、インバランス料金の上限価格を80円/kWhとする。
- また、今年度の夏期・冬期においても厳しい需給見通しも示されているところ、電力・ガス取引監視等委員会において、**電力スポット市場等の価格高騰時における大手電力事業者に対する監視及び情報公開の対応を定めております。**
- あわせて、電力広域的運営推進機関においても**厳しい需給見通しを踏まえて、kW面・kWh面での需給バランスのモニタリングに着手し、確認結果を同機関のWebサイトにおいて情報発信していくこと**を検討しております。上記のとおり、関係各所とも連携し、しっかりと市場の動向を注視してまいります。

旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策コミットメント実効性確保に向けた取組について
第71回 制度設計専門会合 事務局提出資料　令和4年3月24日(木)

- 旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、かつ取組状況を外部から確認することを可能にするため、遅くとも23年度当初からの通年契約に向けて、旧一電各社に対して以下の取組の進捗を定期的に確認していくこととしてはどうか。
- 1 交渉スケジュールの明示・内外無差別な交渉の実施
- 2 卸標準メニュー(ひな型)の作成・公表
- 3 発電・小売間の情報遮断、社内取引の文書化のさらなる徹底等
- 監視等委員会事務局としては、以上の観点を含め、引き続き旧一電各社の内外無差別な卸売のコミットメントの実施状況について定期的にフォローアップを行い、その結果をご報告するとともに、さらなる課題があれば随時ご議論いただくこととしたい。

送電部門での調整は続くのか？

送配電部門から発電部門にも供給力安定責任を課す？（国の考え方）

- 系統接続の費用負担については、発電事業者の特定負担を最小限に抑え、送配電事業者が計画的に送配電網の整備(設備形成)を行う上で、社会全体のインフラとして一般負担とすべきである。
- これまで接続費用については、基本的に発電事業者が費用の全額を負担する「特定負担のみ」(ディープ方式)だったが、基幹ネットワークの増強費用については託送料金で回収する「一般負担」を可能とするガイドラインが2015年11月に定められた。
- しかし、OCCTOが2016年3月に定めた「一般負担の上限額」では、変動する自然エネルギー(太陽光、風力)の上限額が火力発電の半分程度と不利な基準となっている。さらに、現在は消費者が託送料金として負担している系統費用の一部を発電時に全ての発電事業者が負担する「発電側基本料金」の適用が検討

行政指導はどうあるべきか？

- 多くの旧一電は発販一体であり圧倒的な市場支配力を有し**電力取引の7～8割は旧一電内部取引を主とする相対取引**である（旧一電市場）。
- 卸市場は、主要な売り手である旧一電発電に「**余剰分を限界費用で出す**」ルールを課しているが、余剰量も限界費用も不透明で一部の関係者で決められてきた。
- 国内は旧一電が市場支配力を有している中で、政府指導による疑似卸市場が運用される。
- 主力燃料である天然ガスは、LNG取引拡大を通じた国際市場の一体化が進む中で、価格高騰の影響を否応なしに受ける。LNGスポット価格変動の影響は、主要取引参加者であるJERA等の大規模事業者が受けるが、国内電力市場の制約と直面する際に、どう行動するかの判断を求められる。
- 国際市場のダイナミックな動きと私企業としての利益を考えると、**行政指導に限界。どのような監視を行うか？**
- LNG平均価格による限界費用は崩れたが、燃調制度も少なくとも1.5倍上限ルールは撤廃される可能性がある。中途半端な自由化からの脱却が不可欠であり、**発販一体の終焉、市場支配力監視そして再エネ等国産資源開発による安全保障の構築**を早急に進める必要がある。

一応のまとめ

- 小売新規参入者にとって卸取引市場は不可欠な電源確保の場
- 大手電力には小売自由化以前から保有する電源があり、市場には自社電源で需要を満たした上で余った電力を市場に販売し、新電力はこの電力を調達するという構図**→卸取引市場が大手電力の余剰電力の拠出によって成り立っている**（新電力は不安定かつ非対称な状況）
- 規制当局は、今後自由化がフェアな市場のもとに進捗するよう、現状の電源の寡占と発販一体による非対称市場の解消を早急に進めるべき。

旧一電の絶対的優位性

- LNGスポット購入などにより損失があっても一方で、インバランス収益、子会社の増益により連結ベースで±0であり、財務への影響は全くなかった。（関西電力）
- 限界費用入札も旧一電市場が実質メイン市場であること
- 質力抑制は旧一電の匙加減？～**オープンアクセスの見直しはないのか？**
- 「最終保障供給」のプランは、標準的な電気料金よりもおよそ２割高（**最終保障プランはどうなる？**）
- 売り玉枯渇が発生する構造的問題の分析を
- 送配電部門の中立性と発販非分離（**内部補助の監視**）
- 非化石証書、容量市場は優位性を保持させる

補足

自由化でも変わらない電気料金の原則

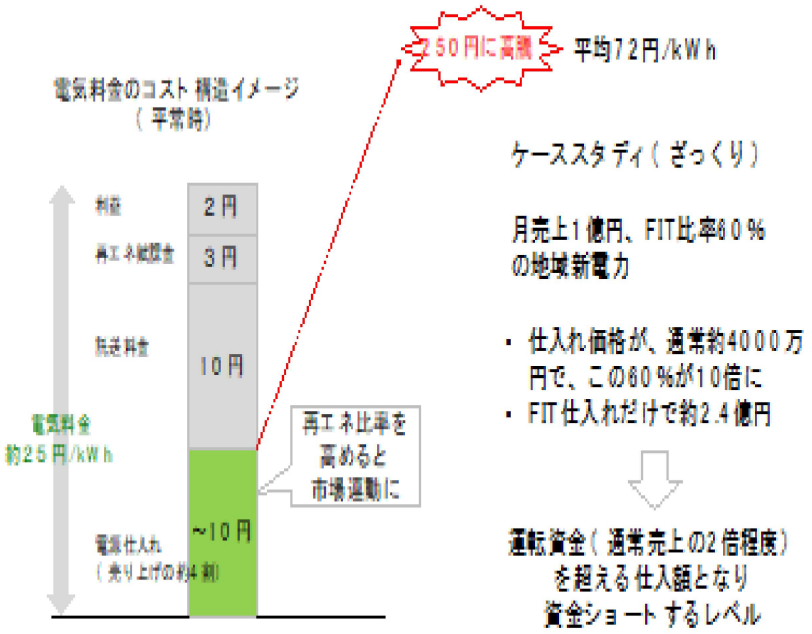
- １．原価主義の原則「料金は、能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものでなければならない」
- ２．公正報酬の原則「設備投資等の資金調達コストとして、事業の報酬は公正なものでなければならない」
- ３．電気の使用者に対する公平の原則「電気事業の公益性という特質上、お客さまに対する料金は公平でなければならない」
- 電力料金は「電気を安定的に発電・送電・配電・販売するために必要な費用を、確実に回収できる金額」であると同時に「電力会社が過度な利益を得ない（電気使用者の利益が保護される）金額」であることが求められる。

日本型市場の問題点

- 多くの旧一電は発販一体であり圧倒的な市場支配力を有し電力取引の7〜8割は旧一電内部取引を主とする相対取引である（旧一電市場）。
- 卸市場は、主要な売り手である旧一電発電に「余剰分を限界費用で出す」ルールを課しているが、**余剰量も限界費用も不透明**で一部の関係者で決められてきた。旧一電発電の多くは、独立した発電事業者としてグループ外を含めた全需要を対象に最適解を追求しようとはしていない。
- TSOが管理・運用する需給調整市場は、整備途上であり80円、200円に設定されたインバランス価格上限値は事実上スポット価格の上限値として機能する。こうした制約に問題が生じるごとに細かい規制が加わり、価格機能と指導とが寄せ木細工のように組み合わされた日本型市場は、長引く資源価格高騰により「瓦解した」かのようにみえる。

2020年度の電力卸売市場価格高騰による影響とは？

- No.267　電力市場高騰問題から見える構造的課題（その1）みんな電力三宅成生氏
- 2020年12月26日から1月22日までの27日間継続。平均価格は72.4円/kWh、約定総額は1兆7,308億円
- JEPXへの依存度が高いと高騰影響を受ける
- 市場連動価格性を取らないと需要家に転嫁できない
- 関西電力：2020年度の決算報告で需給逼迫の影響としてLNGスポット購入などにより190億円の損失があった一方で、**インバランス収益、子会社の増益**により連結ベースで±0であり、**財務への影響は全くなかった。**



限界費用入札も旧一電市場」が実質メイン市場であること

- LNGスポット価格は9月頃から急上昇し（10/6に56.32ドル/百万Btuを記録）、その後20～40ドルで推移した。2020/4末に史上最安値の１.83ドル、2021/3は6ドル台）。コロナ禍からの回復過程において多くの資源の需給がひっ迫し、インフレ傾向を示していた。これに、ウクライナ侵攻の予感と勃発とで、欧州を主に**天然ガス価格の上昇**が注目されてきた（2022年3月7日に84ドル台を記録）。
- 電力スポット価格は、市場参加者の売りと買いの入札により決まる。右肩上がりの供給曲線と垂直に近い右肩下がりの需要曲線の交点で価格と数量が決まるが、供給曲線は発電設備の**限界費用**により形成される。限界費用は略々燃料費に一致するので、燃料費の高騰は電力価格の上昇を招くことになる。
- 発電事業者は自ずと限界費用にて入札する。経済学理論上では、限界費用入札にて利益極大化が達成できるからである。しかし、**市場支配力を有する旧一電の内部取引市場である「旧一電市場」が実質メイン市場として存続**している中では（7～8割を占める）、理論通りとはいかず、発電部門は積極的には「利益極大化」の行動はとるとは限らない。政府は、電力システム改革の根幹をなす卸市場整備を目指して、**旧一電に対して「余剰電力を限界費用で市場に出す」指導**を行っている。理論に近い状況を現出させるとともに、自社設備が少なく卸市場への依存の高い新電力の活動を支援するためである。余剰電力とは何か、限界費用とは何か、が論点となる。

質力抑制問題
自然エネルギーに冷たい？日本
再エネが優先接続されない～オープンアクセス

- 自然エネルギーの本格的な導入に必要な「優先給電」が十分に検討されないまま**原発や石炭火力など既存電源が優先され、オープンアクセスとして法制化されている**
- 接続義務」の系統接続ルールが電力会社によって骨抜きにされるなど、根拠が不透明な「接続可能量」や過大な「工事負担金」、既存電源や電力会社の計画を優先した「空き容量ゼロ回答」などによって**実質的に接続が拒否**されている。
- 自然エネルギーの本格的な普及には、欧州並みの実質的な発送電分離(所有権分離)を実現し、**高い自然エネルギー導入目標を設定した上で、その実現に向けた電力システムの改革**が必要である。自然エネルギーの発電所を優先的に送電網につなぐ「**優先接続**」と優先的に電気を供給する「**優先給電**」の双方が重要と考えられ、欧州各国では**EU指令**に基づきすでに実施されているルールである。
- 日本では、これまでFIT制度の中で条件付きの「接続義務」はあったが、**2017年4月から施行された改正FIT法では削除**され、2016年4月に改正された電事法における全ての電源が公平な「オープンアクセス」(先着優先)に置き換えられた。この「オープンアクセス」は基本的に全ての電源が対象となっており、欧州のような系統接続の費用負担まで考慮した自然エネルギーの「優先接続」がないことが問題と考えられる。

スポット市場価格高騰に関する問題提起
セーフティーネット制度多用は制度全体の見直しどき？

- 調達価格が販売価格を上回る「逆ざや」に陥り、撤退・倒産が増えた。帝国データバンクによると、昨年度の倒産数14社、撤退数は31社（うち14社が倒産）あったとされている。
- 「最終保障供給」と呼ばれるセーフティーネット制度を利用する契約が急増し、関西電力管内ではことし３月末の時点で、637件。今年２月の92件と比べるとおよそ７倍、電気料金の上昇が始まった2021年９月の９件と比べるとおよそ７０倍の水準で、企業向けの電力の小売りが自由化された2000年以降、最も多くなっている。
- 大手電力の子会社の送配電事業者が提供する「最終保障供給」のプランは、標準的な電気料金よりもおよそ２割高く設定されていて、企業が別の電力会社を見つけるまで一時的な契約を結ぶための緊急避難的供給が常態化することは制度設計のミスでは。

21年度の高騰による新電力（撤退・倒産)への影響
購入金額より安く販売しなければならない

- それまでは1日の平均額約7円/kWh、最高でも26円/kWhだった電力の卸売価格が、この期間中は毎日の平均価格が100円/kWhを超える日が続き、最高では251円/kWhと普段の3倍を超える日も現れるなどの異常事態が続いた。
- 原因は
- **厳しい寒波による電力需要の増加**
- **火力発電用の液化天然ガス（LNG）の在庫不足**
- **稼働停止している火力発電所の増加**
- 正常時、電力会社はJEPXで購入した電気を一般家庭に販売した差額で利益を得る構図。一般的には電力の販売単価は26円/kWh程度で設定。電気の仕入れ価格が高騰しても電気料金にすぐに反映させられない。料金が高くなれば顧客の流出につながる。結果として、電気代が高騰したこの期間、ほとんどの新電力会社が、購入した金額よりも安い金額で電気を販売するという状況が続くことになった。

2020年国の検証結果はいかされたか？

- 「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」として取りまとめ
- 一般送配電事業者が前日夕方に公開する「でんき予報」上の各日に最初に公表された予想予備率（使用率ピーク時）が複数の供給区域で3%以下となる場合、インバランス料金の上限価格を200円/kWhとする。
- 上記以外の場合、インバランス料金の上限価格を80円/kWhとする。また、今年度の夏期・冬期においても厳しい需給見通しも示されているところ、電力・ガス取引監視等委員会において、電力スポット市場等の価格高騰時における大手電力事業者に対する監視及び情報公開の対応を定めております。
- あわせて、電力広域的運営推進機関においても厳しい需給見通しを踏まえて、kW面・kWh面での需給バランスのモニタリングに着手し、確認結果を同機関のWebサイトにおいて情報発信していくことを検討しております。上記のとおり、関係各所とも連携し、しっかりと市場の動向を注視してまいります。

国の本音：スポット市場への拠出インセンティブが働かない～市場寡占的支配力の維持は容認？

- 資源エネルギー庁は、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」として取りまとめ

- 「あらかじめ相対取引などによって**リスクを回避**していた小売事業者もいたことから、対策を講じていなかった事業者のみに着目して救済を要する制度的な不備があったとはいえない」と評価。（**自己責任**）
- 同報告書ではその一方で、「**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**」とも述べられており、市場の高値張り付きがインバランス料金制度の設計に起因していたことを認めており、**意図しない市場高騰を招いた制度的不備が存在したことは明確である。**としている。

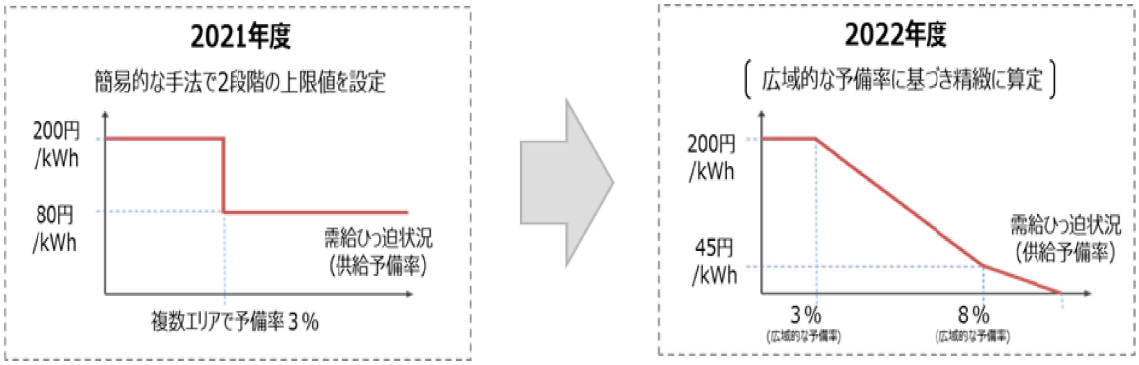
インバランス料金のプチ見直し等の効果は？

- （事後策）
- インバランス料金等単価の上限を200円/kWhとする（１月17日から6月30日までの時限措置）」との特例認可を実行。
- 1：2021年1月のインバランス料金等を12月まで分割して支払うことを可能とした
- 2：日本卸電力取引所に対し、小売電気事業者等が支払うべき預託金について柔軟に対応することを求めた「2」の対応は、日本卸電力取引所で取引するためには一定の預託金が必要なことに係るもの。高額なインバランス料金の支払いで資金が不足する小売電気事業者の発生が考えられるため、柔軟な対応を求めた。
- （見直し）
- 電力・ガス取引監視等委員会の「2022年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」
- インバランス料金について、発生させた差分に対して「合理的な価格で精算させる」との方針を打ち出す。これは**電力の実需要に応じたインバランス料金を設定**しようとする動き。
- 例えば電力不足が深刻な場面で「計画よりも少ない電力しか供給できなかった」場合の責任は通常より重いといえます。そのため、そのようなケースではインバランス料金が上がる補正をかけるとしています。同時に、インバランス料金に関する情報を迅速に公開することも盛り込まれています。情報をより早く手にすることで、小売電気事業者自らによる調整をしやすくするのが目的。

インバランス料金2段階方式への見直し

https://www.meti.go.jp/press/2021/07/20210701007/20210701007.html

- **インバランス：**新電力会社が必要な電力量を確保できなかった場合、大手電力会社が必要な電気を建て替える仕組み。この制度があるので、小規模な電力会社と契約しても消費者の方では電力供給をストップされずに済むようになっているが、新電力は後日この不足した分の電力の費用に**ペナルティー料金を上乗せ**して大手電力会社に支払うこととなる。
- 電気の供給は一方的に打ち切れない。消費者が電気を使えば使うほど電力会社は赤字になり、電気を購入することをやめられないという悪循環の結果、資金繰りが悪化し倒産してしまう新電力会社も現われた。（F-Powerが464億円の負債を抱えて倒産）



燃料費調整制度とは？

- 燃料費調整額は、原油・ＬＮＧ・石炭それぞれの３か月間の貿易統計価格にもとづき算出された平均燃料価格と基準燃料価格との比較による差分にもとづき算定。
- 新電力は、電力会社からの切り替えにより電気料金が削減されたことを明確にするため、燃料費調整額は、該当エリアの電力会社と同じ料金とすることが一般的。再生可能エネルギー発電促進賦課金と異なり、法により単価が定まっている訳ではないため、独自の燃料費調整単価を設定する新電力もある。燃料費調整単価は、火力発電で使う燃料の輸入価格の変動分を調整するため毎月算出される。電気料金の燃料費調整額は、【燃料費調整単価×使用電力量（kWh）】により算出される。

玉出し控えてインバランスで利益？

- 大量の不足インバランスが発生。高騰期間中のインバランス価格は、スポット価格に比べて高い水準となり、最大２倍の500円/kWhになった。送配電事業者は小売事業者からのインバランス収入が過大となり、大幅な黒字を計上し、10電力合計で1,300億～1,400億円を超えた。
- 大手電力にとっては、スポット市場に対して売り玉を抑制することでの機会損失がある一方で、この不足インバランス収入によってグループ全体において利益が賄わる。
- **発販一体運営のもとでは、発電事業そのものの経済的行動ではなく、自社グループ需要を優先し余剰分を小売部門が市場拠出することになるため、スポット市場における寡占的支配力を排除しきれない**

売り玉枯渇が発生する構造的問題とは？売惜しみは本当にないのか？

- 「大手電力の余剰電力が市場に拠出される」という日本独特の市場構造。
- 2021年1月15日ですら各エリアの電力の供給予備率は節電要請基準の3%を切っておらず、高騰期間中にわたり予備率は最低基準を下回ることなく維持されていた
- 高騰期間中の大手電力による入札可能量についての調査検証：**入札可能量**は**供給力**から、**自社小売需要**（＋**他社相対卸**）、**予備力**、**燃料制約**、を差し引いたものとして、それぞれ差し引く量が適切に見積もられていたかの検証結果は、**市場への供給量が抑制された主な原因は燃料制約によるものであったが、これは適切な基準に基づき実施されたものであり、売り惜しみ行為は見られなかった**、と結論づけている。
- 電力の需給調整は実供給時間の１時間前のゲートクローズをもって、その責任は小売り事業者から送配電事業者に移り、不足供給力は送配電事業者がインバランスとして補給する。

電気料金はどうなる　その2 電気料金制度の歴史から～新電力の過酷な現状・原発再稼働論に反対！

https://consumernet.jp/?p=9099

- 法人契約受付停止。大手新電力も苦渋
- 原発再稼働や火力投資は解決にならない
- 分散型電源がレジリエンス強化の鍵
- **大手電力が大規模電源のほとんどを所有し、また化石燃料の調達も**行っているため、**自社の利益を最大化する行動**
- ウクライナ危機と停電危機に直面した今、塩漬けの原子力問題を整理し、再生可能エネルギーをさらに導入しながら安定供給を担保するための仕組みに逃げずに取り組むことが、結果的にエネルギー安全保障と脱炭素の両方を担保する道になる。
- 2050年の脱炭素目標までにどんな道筋をたどるのか、現実的なシナリオを国民に示し実行すべき。
- 日本は制度設計や市場整備が遅れており、現時点ではDRなど需要側での対応は難しい状況を改善すべき。

電気料金高騰の対応策は？

- 3割を占める託送料金は規制料金。政策コストや制御不能コストが上乗せされている疑いがある。（託送料金を問う訴訟）
- 非化石証書制度や容量市場制度も原発や水力に寛容で新電力には高負担を強いるものとなっている。
- 非対称的な競争により新電力が倒産しひいては消費者の選択権の影響が起きているのが現状。
- 電力・ガス監視等委員会、消費者庁は市民の要望・質問に真剣に回答すべき
- 適切な省エネルギー(エネルギー効率化)やDRなど需要側の**具体的**対策も呼びかけるべき
- 電力自由化により消費者が声を出せる機会が狭められている今、ウクライナ情勢や原発再稼働などの報道に惑わされることなく電気料金値上げが簡単にされないように私たちの生活防衛のために何をすべきか、真剣に考える時。ウクライナ危機と停電危機に直面した今、塩漬けの原子力問題を整理し、再生可能エネルギーをさらに導入しながら安定供給を担保するための仕組みに逃げずに取り組むことが、結果的にエネルギー安全保障と脱炭素の両方を担保する道になるはずです。2050年の脱炭素目標までにどんな道筋をたどるのか、現実的なシナリオを国民に示し実行すべきです。日本は制度設計や市場整備が遅れており、現時点ではDRなど需要側での対応は難しい状況を改善すべき。

提言＊まとめに変えて

- LNG平均価格による限界費用は崩れたが、燃調制度も少なくとも1.5倍上限ルールは撤廃される可能性がある。
- 中途半端な自由化からの脱却が不可欠であり、発販一体の終焉、市場支配力監視そして再エネ等国産資源開発による安全保障の構築を早急に進める必要がある。
- 政策目的（スケジュール）達成までの間は、セーフティネットの整備が不可欠である。
- JERA等が「突出した価格機能」で行動する場合、新電力や需要家はついていけずに競争環境の崩壊や社会不安を惹起する懸念がある。逆説的でもあるが「市場機能を早期に完成するために国産化を含む政策・行政指導ロードマップ」の整備が必要と考える。
- 当面は政府主導で大手事業者の価格機能に基づいた行為を制約する。国内供給確保を優先し、損失は何ら方の形で補填することである。既にガソリンにて実施しているが、電力・ガスはさらにライフラインである。そして多少コストがかかっても、国際情勢に左右されにくい自給率向上に明確に舵を切るべきである。（エネルギー基本計画も現実的検討を）

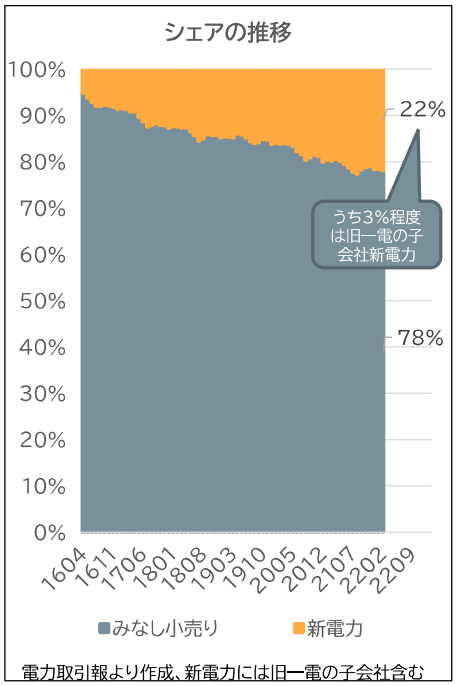
2022/6/2

国会エネルギー調査会(準備会)
電力価格高騰が起きる本当の理由
～求められる電力市場設計の見直し～

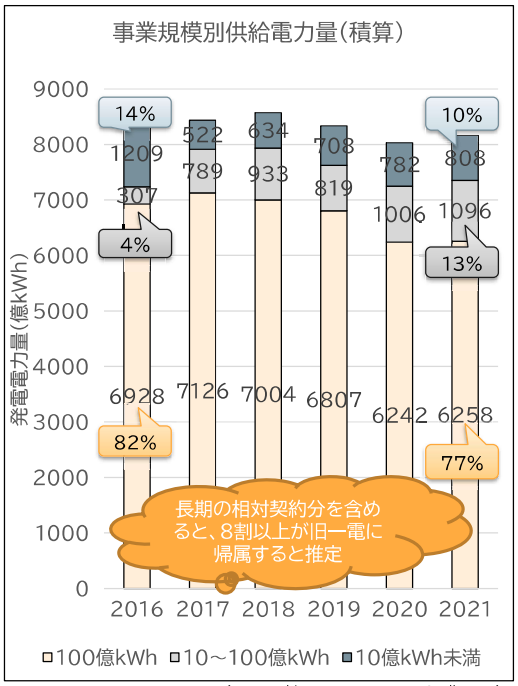
内部取引価格、問われる市場の信頼性

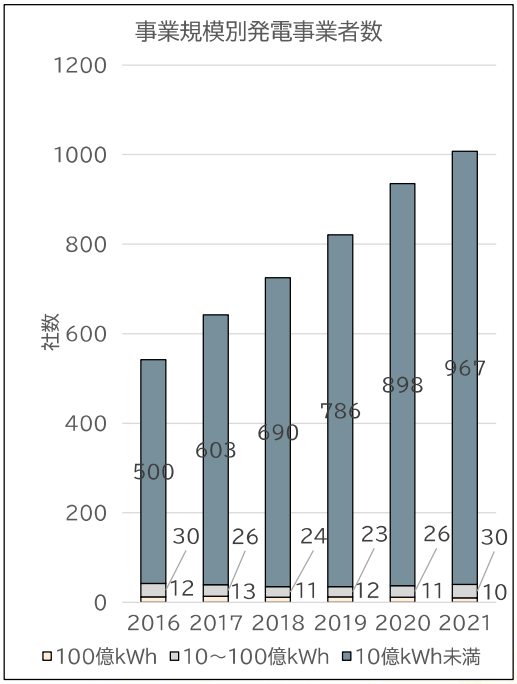
松久保　肇
NPO法人原子力資料情報室

前提1:拡大する新電力シェア、依然として巨大な旧一電の供給電力量



電力取引報より作成、新電力には旧一電の子会社含む

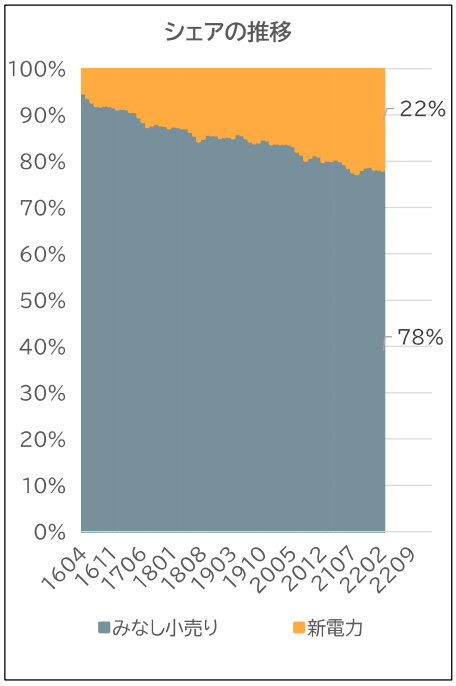




https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/220331_kyokei_torimatome_2.pdf

前提2：拡大する新電力シェア、増えない旧一電の社外供給電力量

3

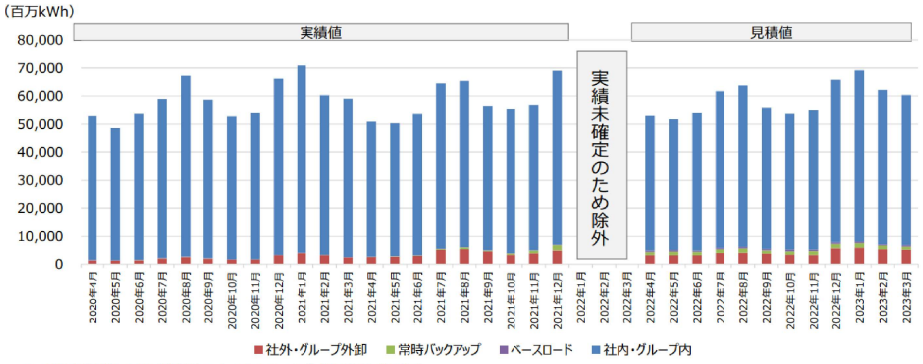


旧一電の供給力の行き先の推移（kWh,暫定版）

第71回制度設計専門会合（2022.３）資料８より抜粋

- 旧一電の供給力の行き先を見ると、社内・グループ内向けは今年度実績と概ね同量かこれをやや下回る一方、社外・グループ外向け（社外・グループ外卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）は今年度実績と概ね同量かこれをやや上回る見込み。

旧一電の供給力の行き先別内訳推移（kWh）（暫定）



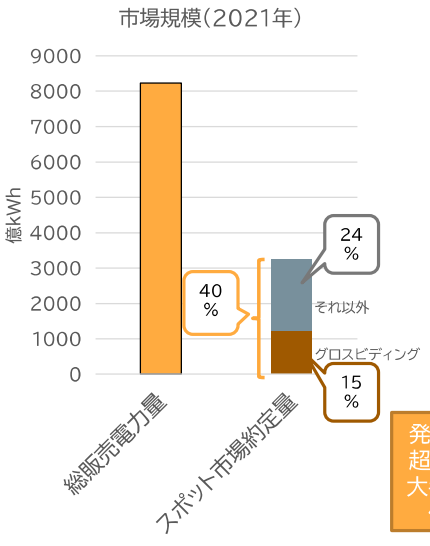
※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 本年2月初旬時点。調査時点においては契約交渉中であったため、来年度の数値は本年1～2月時点での見込みである点、特に期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 調整電源、定期点検・故障による電源脱落、行先未定分等は集計対象に含んでいない。

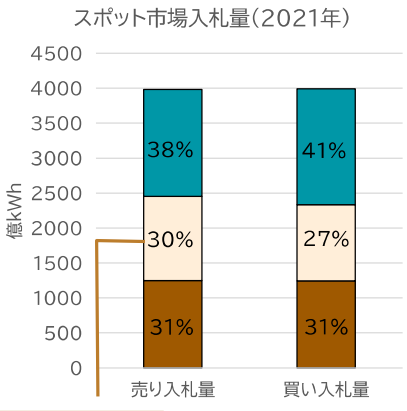
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/046_03_02.pdf

41

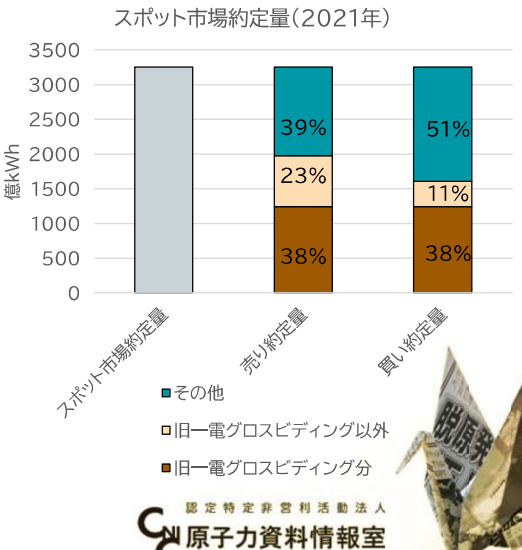
前提3：大きく異なる市場規模、8割超の電源を持ちながら、スポット市場への旧一電の売り入札量は新電力を下回る。

4





発電電力量の8割超を確保している大手電力の流動性供給量が低い



認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

内部取引価格

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

内部取引価格とは？　2020年7月の要請

（参考）旧一電各社へのコミットメント等の要請

第50回制度設計専門会合（令和２年9月8日開催）資料６より抜粋

- これまでの制度設計専門会合での議論を踏まえ、**以下のコミットメントを旧一電各社に要請（７／１）**。
  - 第46回制度設計専門会合でも議論したとおり、「会社全体としての利益を最大化するためには、**発電部門と小売部門のそれぞれが、中長期的な視点も含めて利潤最大化を目指して行動することが合理的**なアプローチ」であることを踏まえ、
    - ① **中長期的な観点を含め、発電から得られる利潤を最大化**するという考え方に基づき、**社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行う**こと。
    - ② 小売について、**社内(グループ内)取引価格や非化石証書の購入分をコストとして適切に認識した上で小売取引の条件や価格を設定し、営業活動等を行う**こと。
- これと併せて、**上記①及び②を確実に実施するための具体的な方策について、旧一電各社から監視等委員会への報告を求めた**ところ。
- 上記の要請については、各社に対し**7月末までに回答**を求めていたところであり、今回は**各社からの回答内容について報告**する。

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/062_04_01.pdf

各社の回答
2社は内部取引価格が存在、8社は2021年運用開始

（参考）各社からの回答（概要）

第50回制度設計専門会合（令和２年9月8日開催）資料５より抜粋

（コミットメントについて）

- **全ての旧一電は、前頁の要請①②について、コミットメントを行うことを表明**した。

（コミットメントを確実に実施するための具体的方策について）

- **発電・小売が一体の旧一電（８社）は、具体的な方策について、2021年度目途の運用開始に向けて、社内取引価格の設定**や**業務プロセスの整備**に着手する、と回答した。また、「**卸取引は小売部門から独立した組織で実施**する」と回答した会社もあった。（なお、現状、発電・小売一体の旧一電のいずれも、卸供給の窓口は小売以外の部門（企画部門、需給部門等）に置いている状況）
- **発電・小売が分社化されている旧一電グループ（２グループ）は、**要請についてはコミットメントを表明した上で「コミットメントを確実に実施するための**具体的方策はすでに存在**する」、「**事業会社間の電力取引は電力受給契約に基づいており、発電・小売間の取引価格が存在**する」と回答した。

2021年の6月の検証結果　卸売価格では内外無差別、がしかし

卸売の内外無差別性の確認結果（1/2）

- 各社からの報告によれば、社内・グループ内取引価格と社外相対卸価格の平均単価の関係は下記の通りであった。
- なお、変動数量契約における通告変更権の設定において、**社内・グループ内取引では通告期限がGCまで、変更量の上限が供給余力の範囲内**、となっている契約が多く見られた。

事業者	社内外取引価格の関係（※1）	（参考）変動数量契約における通告変更権の設定 区分	計画の通告期限（※2）	通告変更量のアローアンス
北海道	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	前日まで	契約の範囲内
東北	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	2営業日前まで	契約の範囲内
東電グループ（東電EP）	グループ内取引価格<社外相対卸平均価格	グループ内	前日まで	契約の範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	前日まで	契約の範囲内（小売需要の範囲内）
中部グループ（中部ミライズ）	グループ内取引価格>社外相対卸平均価格	グループ内	（変動数量契約なし）	-
		社外	前月まで	契約の範囲内
JERA	東電EP向け取引価格>社外相対卸平均価格	対EP	GC直前まで	契約の範囲内（小売需要の範囲内）
	中部ミライズ向け取引価格<社外相対卸平均価格	対ミライズ	GC直前まで	契約の範囲内（小売需要の範囲内）
	-	社外	2日前まで	契約の範囲内
北陸	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	GC直前まで	契約の範囲内
関西	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	2日前まで	契約の範囲内
中国	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	2営業日前まで	契約の範囲内
四国	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	取り決めの範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	2日前まで	契約の範囲内
九州	社内取引価格>社外相対卸平均価格	社内	GC直前まで	供給余力の範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	2日前まで	契約の範囲内
沖縄	社内取引価格>社外相対卸平均価格（※3）	社内	当日まで	取り決めの範囲内（小売需要の範囲内）
		社外	当日まで	契約の範囲内（小売需要の範囲内）

※1　社内・グループ内取引価格と、社外相対卸取引価格を単純平均した価格で比較。
※2　計画の通告期限は、複数の契約のうち最も実需給に近いものを抜粋
※3　沖縄電力の社外相対卸は、利用実績が出るまで単価計算ができないため、2020年度実績との比較を実施している。

沖縄電力以外の旧一電は事実上、インバランス（電力需要と確保量の不一致）が発生しない契約

- 新電力に対する著しい不平等
- 取引所の価格発見機能の阻害

認定特定非営利活動法人
原子力資料情報室
Citizens' Nuclear Information Center

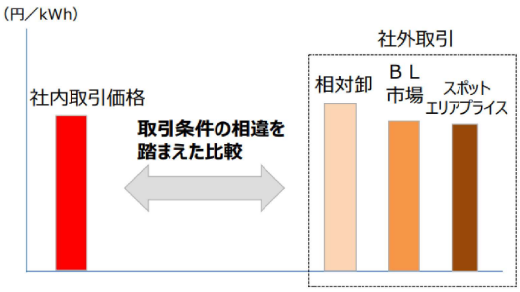
公開されない社内取引価格

（参考）論点１：卸売価格の社内外の無差別性の監視

第４５回制度設計専門会合
（令和２年２月１０日）
資料６より抜粋

- **新電力が、旧一般電気事業者の発電部門の電源にアクセスする手段**としては、次頁に掲載のとおり、卸電力取引所の**スポット市場やベースロード市場、相対卸取引などの手段が存在**する。
- このため、旧一般電気事業者の卸売価格の社内外の無差別性の検証にあたっては、**これら社外向け取引と、社内取引についての比較**を行うことにより、**経済的合理性の乏しい乖離がないかを確認していくことが**考えられるのではないか。
- なお、発電・小売一体会社である旧一般電気事業者においては、発電・小売部門間での法的な取引が存在しないことから、**社内取引価格の算定方法を予め設定**すること等により、実効性・信頼性を確保することが考えられるのではないか。

卸売価格の社内外の無差別性の監視（イメージ）



疑問

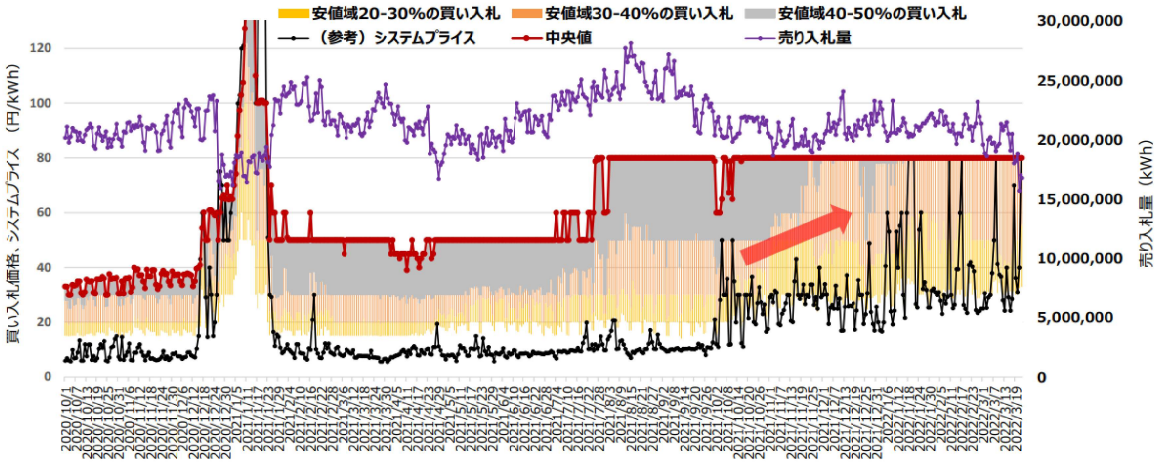
①価格非公表は妥当か？
②相対卸との比較はされているが、BL市場、スポット市場との比較はどうか？
③変動数量契約の変更権行使タイミングの不平等、変更した際の価格の不平等への対応は？
④小規模新電力への対応は？

入札行動

売り入札量と新電力による買い入札価格の推移（長期）

- **新電力の買い入札価格の中央値**は、**昨年8月以降、継続的に80円/kWhで推移**。
- 昨年8～9月においては売り入札量が著しく多かったため市場価格は低く推移しているものの、**昨年10月以降、昨年度と同程度の売り入札量がある時期でも価格が高騰**しており、新電力による**買い入札価格が市場価格高騰の大きな原因**となっていることが伺える。

各日の17:30-18:00コマにおける、新電力による買い入札価格水準の推移
（2020年10月1日～2022年3月23日）

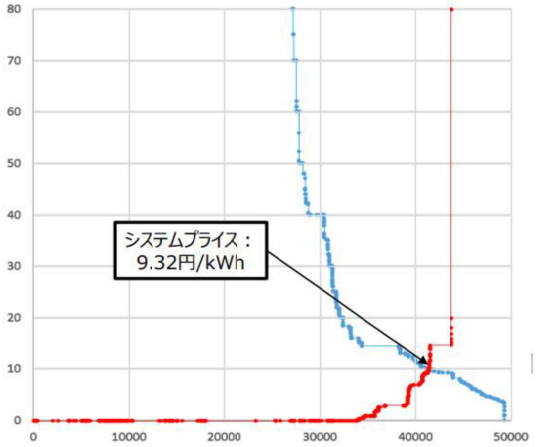


※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。
※ 各日の17:30-18:00コマについて、新電力の買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したもの。

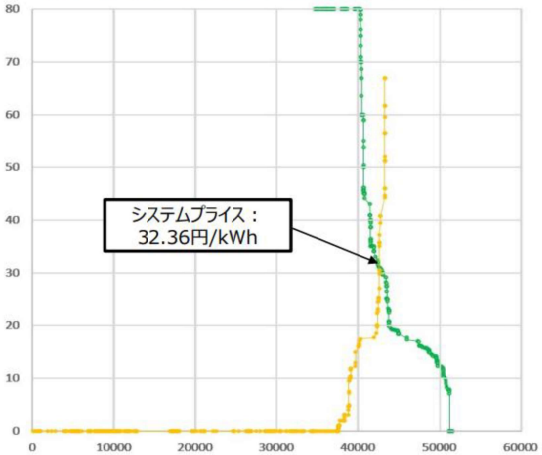
実際の需給曲線と約定価格（夕方時間帯）

- 2020年2月4日、2022年2月1日それぞれ17:30～18:00コマにおける需給曲線は下図のとおり。
- 約定価格は、**2020年は9.32円/kWh**、**2022年は32.36円/kWh**であった。

2020/2/4（17:30-18:00コマ）の需給曲線



2022/2/1（17:30-18:00コマ）の需給曲線

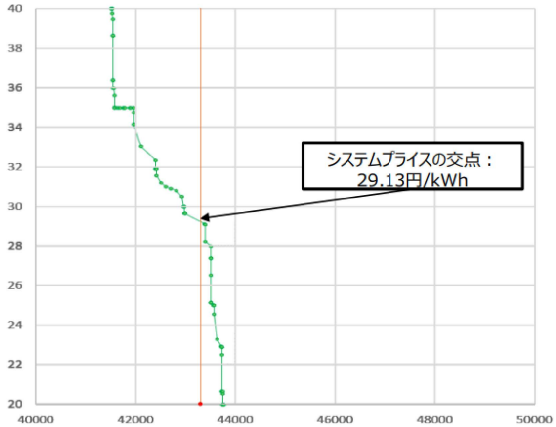


※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線上に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。
※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

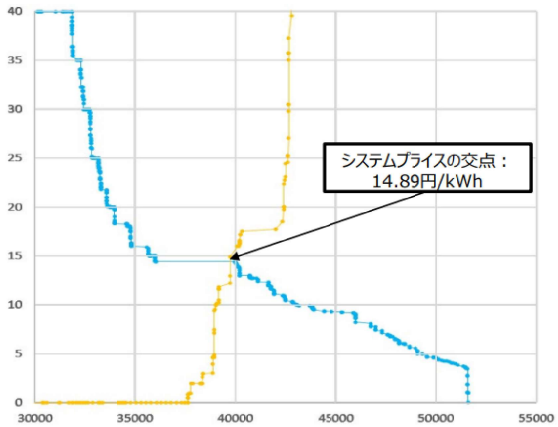
シミュレーション①（夕方時間帯）

- 「**2020年売り×2022年買い**」のシミュレーション結果は**29.13円kWh**。**売り札を2年前のものに置き換えても約定価格は3.23円/kWh下落したのみ**。
- 一方、「**2022年売り×2020年買い**」のシミュレーション結果は**14.89円/kWh**。**買い札を2年前のものに置き換えることで約定価格は17.47円/kWh下落**。

2020/2/4の供給曲線に2022/2/1の需要曲線を組み合わせた約定点イメージ（ともに17:30-18:00コマ）



2020/2/4の需要曲線に2022/2/1の供給曲線を組み合わせた約定点イメージ（ともに17:30-18:00コマ）



※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線上に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。
※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

検証結果

- シミュレーションの結果、**「2020年の供給曲線（売り）×2022年の需要曲線（買い）」の試算結果が、2022年の実際の約定価格とあまり変わらない水準**（夕方で約29円/kWh、深夜で約14円/kWh）となった。一方で、**「2022年の供給曲線（売り）×2020年の需要曲線（買い）」の試算結果は、2022年の実際の約定価格を大幅に下回る水準**（夕方で約15円/kWh、深夜で約６円/kWh）となった。
- このことから、**現在の買い入札の構造が続く限り、市場価格が下落しにくい**ことが伺える結果となった。

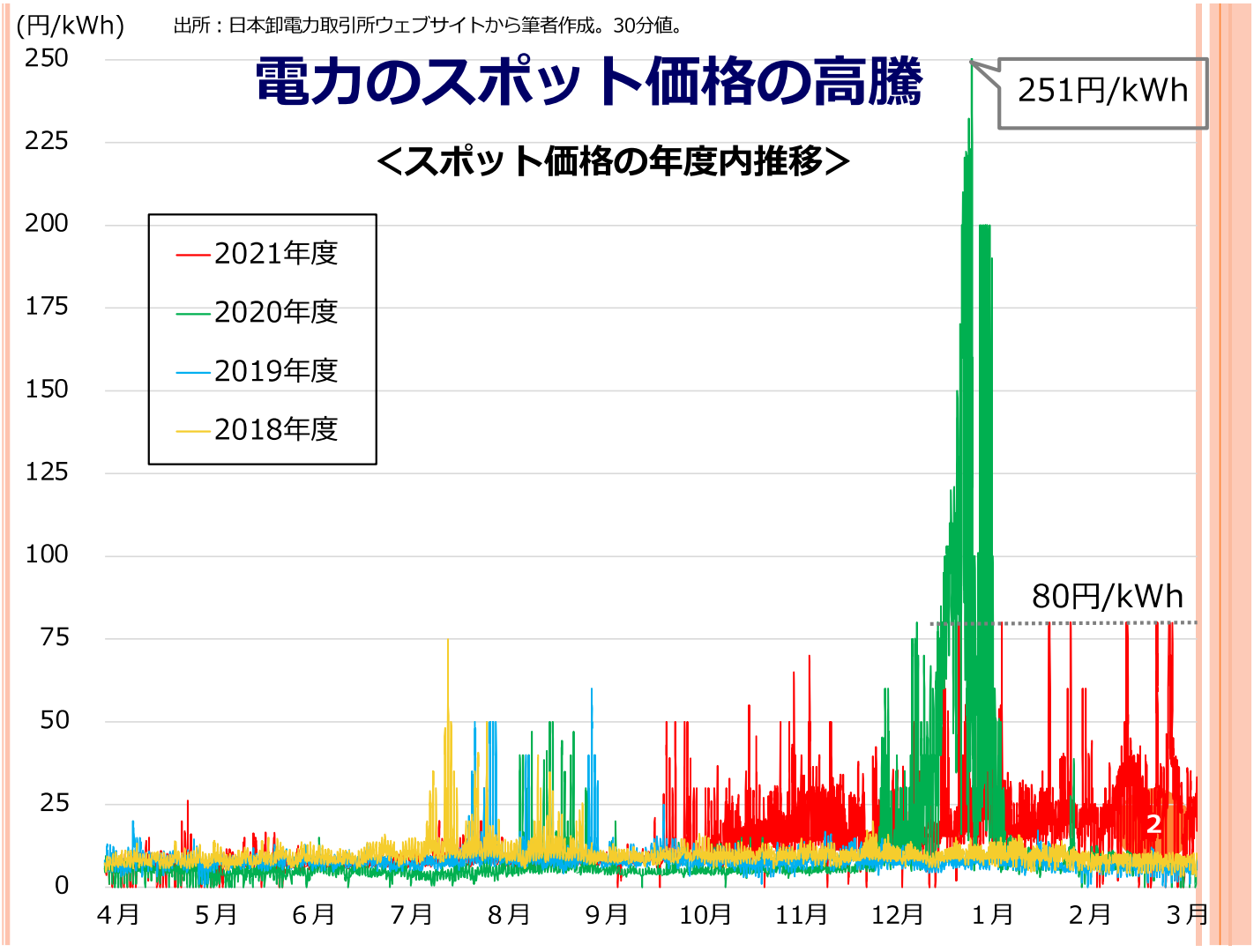
①なぜ買い入札価格は高いままなのか？
⇒前回説明では、提供する情報量を増やせば入札価格は下がる、としているが、市場への信頼がない結果、インバランス発生回避が目的となって、買い入札価格がインバランス料金に張り付いているのが最大の要因ではないか。
⇒取引所取引は相対市場の従属市場になっている。対応策は情報量増だけでは不十分。相対市場の情報（社内取引価格の公表、取引条件の公表など）、先渡し市場などを活用して取引所集中義務を課すのも選択肢ではないか。

②供給力不足で発生した高騰でないなら、仮に原発が再稼働した場合でも、再稼働した分、他電源をとめることになるので、市場価格の低下は限定的だと考えられるが、どうか？

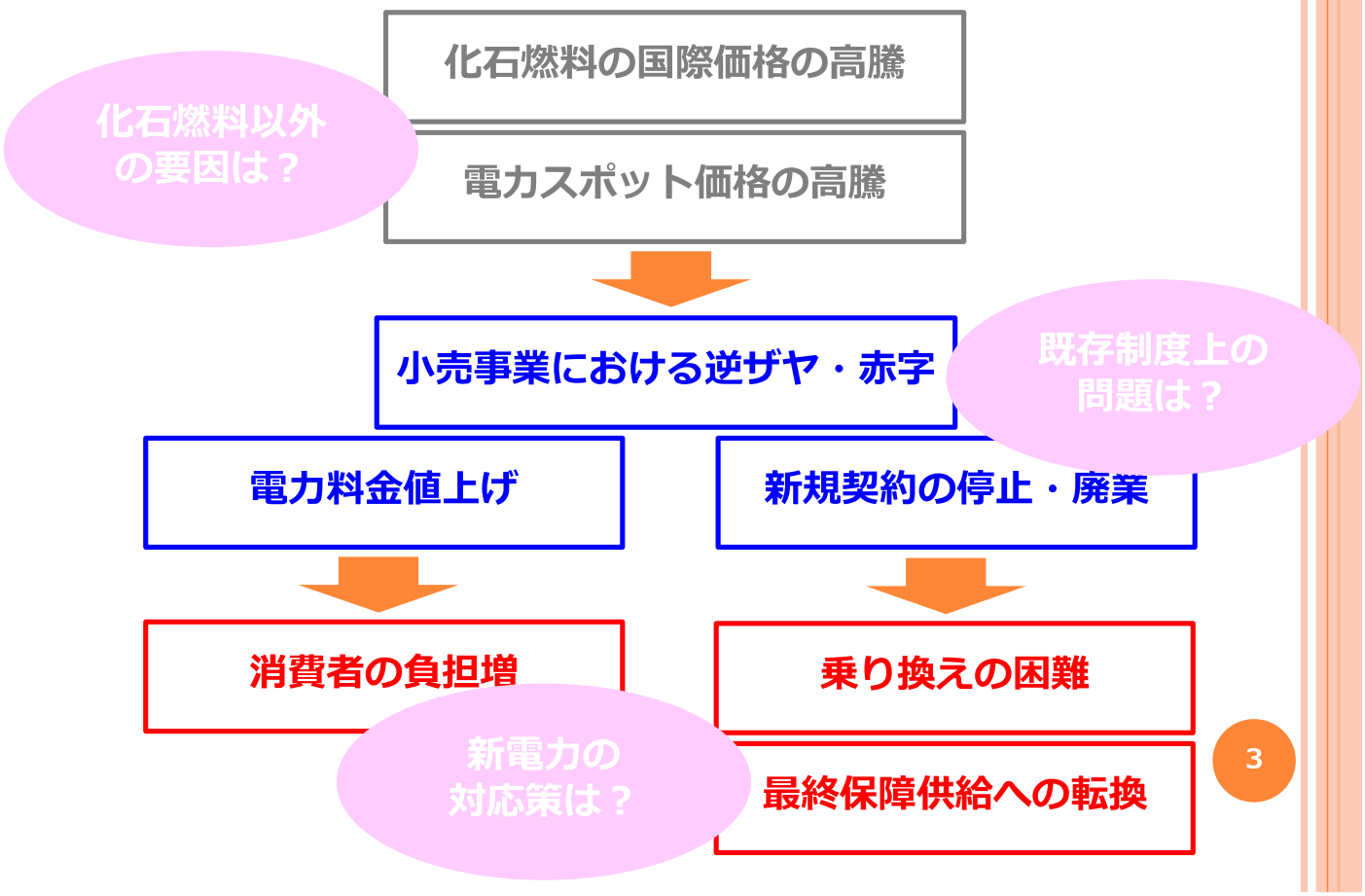
2022年6月2日
国会エネルギー調査会
電力価格高騰問題

電力のスポット価格高騰問題
～再エネTFで提言してきたこと～

都留文科大学
高橋　洋
Takahashi-h@tsuru.ac.jp



何が起きているのか？



大前提：自由化後の競争促進策

＝「独占を撤廃したから、後は自由競争」ではない

・「象とアリの競争」：旧独占企業が競争上圧倒的有利

⇒自由化後の競争促進策の必要性

①公正な競争環境の整備

②新規参入者を一定程度優遇する必要

・そのため独立規制機関を設置

●電気事業の場合

①公正な競争環境の整備

・送電網の開放：法的分離、系統接続問題　＝不十分

・スポット市場の拡大：自主的グロスビディング　＝失敗

・燃料や市場、顧客に関する情報の公開　＝不十分

②新規参入者の優遇

・非対称規制等　＝ほぼなし

⇔容量市場等　＝既存事業者の優遇

再エネタスクフォースの
これまでの提言

大手電力の情報公開

●大手電力＝発販一体（東電・中電も？）

・発電部門と小売部門で内部情報が共有されているのでは？

・発電部門の燃料費、燃料在庫量、ユニット別発電電力量
＝経営情報に該当？価格交渉上不利？

⇔新電力は分からない

・スポット価格の変動に備えるのが困難

⇒提言：21/2/3, 2/24, 22/1/31

・スポット市場の需給曲線の公開

・大手電力の燃料在庫の公開

・大手電力の発電ユニット別の発電電力量の公開

＝リアルタイムに近い情報を、ビジュアル的に分かりやすい形で

グロス・ビディングの見直し

●グロス・ビディング

＝大手電力の社内取引の部分も、一定割合をスポット市場経由で行う

・目的：スポット市場の流動性が高まる

⇒スポット市場の規模が全取引量の40%に！

⇔現実には・・・

・大手電力：多くを0.01円で入札し、999円で落札する

・新電力：実質的に取引できる量は限定的

⇒2021年1月のスポット価格高騰問題

・大手電力が「自主的な」グロス・ビディングを取りやめた結果

⇒提言：21/3/29, 22/1/31

・グロス・ビディングの廃止

・一定量の義務的な玉出し

内外無差別の徹底と変動数量契約の問題

●大手電力＝発販一体（東電・中電は？）

・発電部門が自社の小売部門を優遇？

・本来、発電部門は発電事業としての利潤の最大化を目指すべき

●変動数量契約の問題

・大手電力会社の内部取引：多くが変動数量契約？

・事前に決めていた価格で、予定量を超えても追加供給可能

＝スポット市場からの価格シグナルの影響を受けない

・通告変更権の条件に格差

⇔確定数量契約：新電力の契約の多く

＝スポット価格の影響を受ける

⇒提言：22/1/31

・大手電力社内の変動数量契約を制限、新電力へも同条件で開放

・社内取引の契約書化・電取委への提出、そのためのひな型の作成

デマンドレスポンスの活用拡大

●デマンドレスポンスは効率的・効果的な逼迫対応の手段

・発電所建設は時間がかかり、緊急対応としては割高

・デジタル技術の活用により、需要側の柔軟な対応が容易に

・価格高騰対策、エネルギー自給率向上、GHG排出削減にも寄与

⇔我慢の省エネ、大臣のお願いに基づく節電

・節電の可能性は大：3/22に大臣の緊急削減要請で需要1割減

⇒価格シグナルを活用したスマートなデマンドレスポンスを

・変動数量契約：大手電力の小売部門は価格高騰の影響を受けづらい

・大手電力の需給調整契約：どこまで発動された？

⇒提言： 21/1/28, 22/4/25

・変動数量契約や需給調整契約の現状を調査

・スマートなデマンドレスポンスが発動される環境を整備する

構造的・本質的な対応策

構造的な対応策

●根本的問題＝公正な競争環境が整備されていない

・発電・小売市場ともに8割が大手電力
・東電・中電以外が発販一体
・発送電は法的分離
・競争促進策が不十分：電取委

⇒自由化が悪いのでない

・市場メカニズムが機能していない

⇒構造的な措置が必要

・発販分離
・送電網の所有権分離
・電取委の組織拡充、権限強化、独立性の強化

本質的な対応策

●本質的な問題＝化石燃料に依存している限り、また起こる

・21年1月のスポット価格高騰：燃料不足？
・22年3月の初の電力需給逼迫警報：大規模火力発電所の運転停止
・今般のスポット価格高騰：化石燃料価格の高騰
←ウクライナ戦争を受けたエネルギー危機
←エネルギー安全保障＝化石燃料の安全保障

⇒再エネと省エネを柱とした「脱化石」が不可欠

・再エネ：価格高騰しない、「調整力として火力が不可欠」ではない
・省エネ：スマートなデマンドレスポンスの拡大を
・「脱炭素」では不十分：CCS火力、輸入水素・アンモニアを含む

最後に

規制当局の介入により競争を起こすことが、自由化政策である

・自由化自体が悪いのではない　⇔法定独占

・競争促進策が不十分：非対称規制や構造的措置も含めて対応を

・有力な新電力がいなくなれば、それは政策の失敗

⇒消費者の不利益に

新電力も長期的には差別化を

・スポット市場依存の値下げ競争だけでは持続可能ではない

・売り方の工夫：再エネ価値の訴求、DR等サービス競争

⇒大手電力小売（会社）＋健全な新電力による公正な競争の実現

ご静聴ありがとうございました。

第96回 国会エネルギー調査会(準備会)
経産省への事前質問(囲みに回答入り)

テーマ:電力価格高騰が起きる本当の理由～求められる電力市場設計の見直し～
日時:2022 年6月2日(木)16:00-18:00
場所:オンライン https://us06web.zoom.us/j/88071427141?pwd=cjdrMnluYkVGVDJZblROWW4zUVFhQT09
主催:超党派議員連盟「原発ゼロ／再エネ 100 の会」／国会エネ調有識者チーム

事前質問への文書回答をお願いします。

1. 内部取引量の寡占について

発電事業の8割以上は、大手電力(旧一般電力事業者:旧一電)の寡占状態にある中で、旧一電は、自社および自社グループへの供給・販売(以後、内部取引)を優先できる。このようなルールでは小売(販売)も寡占状態になることは必至である。

①過去3年度分の電力販売量の何割が旧一電の内部取引かを明らかにされたい。

【ご回答】(電力・ガス取引監視等委員会事務局)
旧一電の社内・グループ内向けの取引量の推移は、別添資料の通りです(2020 年度約6,806億kWh、2021年度約6,670億kWh、2022年度(見込み)約6,283億kWh)。また、電力販売量の推移は、2020 年度約 8,209 億 kWh、2021 年度約 7,626 億 kWh(但し、2022 年 2 月までの実績)となっております。
なお、スポット市場と社内取引・相対取引以外にも、先物市場、先渡市場、時間前市場等、目的に応じて多様な市場が用意されております。これらの取引や市場では、他の取引、市場で確保された供給力が、より実需給断面に近い別の市場に売り出されるなど、それぞれ売買されているため、「電力販売量の何割が旧一電の内部取引か」をお示しすることは困難であること、ご理解いただけますと幸いです。

→別添

②寡占状態は年々、解消されてきているのかどうかを明らかにされたい。

【ご回答】(電力・ガス取引監視等委員会事務局)
別添資料の通り、旧一電の社内・グループ内向けの取引量は減少する一方、社外・グループ外向けの取引量は大幅に増加しております。

→別添

③経産省は販売の寡占状態を解消しようとしているのかどうかを明らかにされたい。

【ご回答】(電力・ガス取引監視等委員会事務局)
電力・ガス取引監視等委員会においては、旧一電各社に対し、 内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うこと等のコミットメントを要請し、すべての旧一電がコミットメントを表明しました。2021 年度より各社において運用が開始され、年に

2回のフォローアップを行い、有識者による審議会においてご審議いただいております。さらに、今年3月には、有識者による審議会における御議論を踏まえ、内外無差別な卸売の実効性を高め、取組状況を外部から確認することを可能にするため、追加的な取組を旧一電各社に求めることとしました。引き続き、内外無差別な卸売りの実効性確保に向けた取組を進めてまいります。

④過去3年度分の旧一電の内部取引の各年の平均価格を明らかにされたい。

【ご回答】(電力・ガス取引監視等委員会事務局)

社内・グループ内取引価格については、各社の経営情報であるため公表できない、と旧一電各社から伺っております。

一方で、電力・ガス取引監視等委員会事務局においては、定期的なフォローアップの中で、旧一電各社に社内・グループ内価格の提出を求め、合理的な理由なく、社内・グループ内価格が、社外・グループ外の取引価格の平均水準よりも低くなっている事例がないか確認を行った上で、有識者による審議会においてご審議いただいております。現時点において、社内・グループ内価格が社外・グループ外取引の平均価格よりも不当に低い事例は確認されていません。

2. 価格情報および規制の非対称について

旧一電は、内部取引を優先させたあとの余剰電力を「入札可能量の全量」として、天然ガス等の市場価格を反映した価格で販売きるルールになっている。

①市場価格(JEPX の前日スポット市場価格)は、JPEX のホームページに365日、約定後に公表されているが、旧一電の社内取引価格は年に2回(年度の契約内容と、期中のフォローアップ)、電力・ガス取引監視等委員会が確認するだけで、公表するルールになってはいない。このような情報非対称は、自由で公正な競争を阻害するのではないか。

【ご回答】(電力・ガス取引監視等委員会事務局)

適正な競争を歪曲する行為が生じることのないよう、社内・グループ内取引価格の水準については、1. ④の回答の通り、定期的なフォローアップにおいて確認を行い、有識者による審議会においてご審議いただいております。現時点において、社内・グループ内価格が社外・グループ外取引の平均価格よりも不当に低い事例は確認されていません。

なお、社内・グループ内取引や社外・グループ外との相対取引は、1対1の取引であり、通年(1年)をはじめとして一定期間にわたる取引となっております。多数対多数での取引が、日々30分コマ単位で行われるスポット市場とは、取引の形態や性質が全く異なるため、スポット市場における約定結果の公表頻度等と比較することは適当ではなく、それぞれの取引の形態や性質に応じた方法や頻度で監視を行う必要があると考えております。

②市場価格が一定以上になった場合は、スポット市場における相場操縦(売り惜しみを行い、

相場を吊り上げる行為）を防止するために、入札可能量の全量を市場に出しているかどうかを確認すると電力・ガス取引監視等委員会は言うが、そもそも内部取引を優先させた後、余剰分しか市場に出さなくてよいルールが、電力がひっ迫するたびに市場価格の高騰を招く構造を生んでいるのではないか。

【ご回答】（電力・ガス取引監視等委員会事務局）
　スポット市場への入札可能量の算定方法は有識者により繰り返しご審議いただき、現在に至っているものであり、その算定に当たっては、「内部取引」分だけではなく、社外・グループ外向けの相対卸やベースロード市場取引、常時バックアップなど、新電力向けにあらかじめ確保された供給力も控除されております。
　なお、こうした様々な調達手段を活用することで、市場価格が高騰する中にあっても、利益を確保している新電力も数多く存在すると認識しております。

③旧一電の電力料金は、電力自由化後も消費者保護のため、経過措置により、一定程度の上限（規制料金）が定められている。実際、現在、旧一電10社のうち7社の電力価格には歯止めがかかり、昨年度との比較で2割程度の上昇に抑えられていると経産省は言う。総括原価方式で電源開発が促進された旧一電には、いわば顧客保護策が機能している一方、新電力の顧客に対してはこのような策はない。健全な競争環境が整うまで、旧一電の総括原価方式に相当する公的な顧客保護策が、新電力に対して、至急かつ一定期間必要ではないか。

■回答（資源エネルギー庁電力産業・市場室）
　御指摘のような「総括原価方式」に相当する仕組みを、電力自由化の下で新規に参入を果たした新電力に対して適用することは考えておりません。

資料請求

1．2020 年冬および今回の価格高騰で、新電力（特に市場連動型料金制を取っている）から旧一電へのスイッチングがどれくらい増えたかのデータをご提供ください。

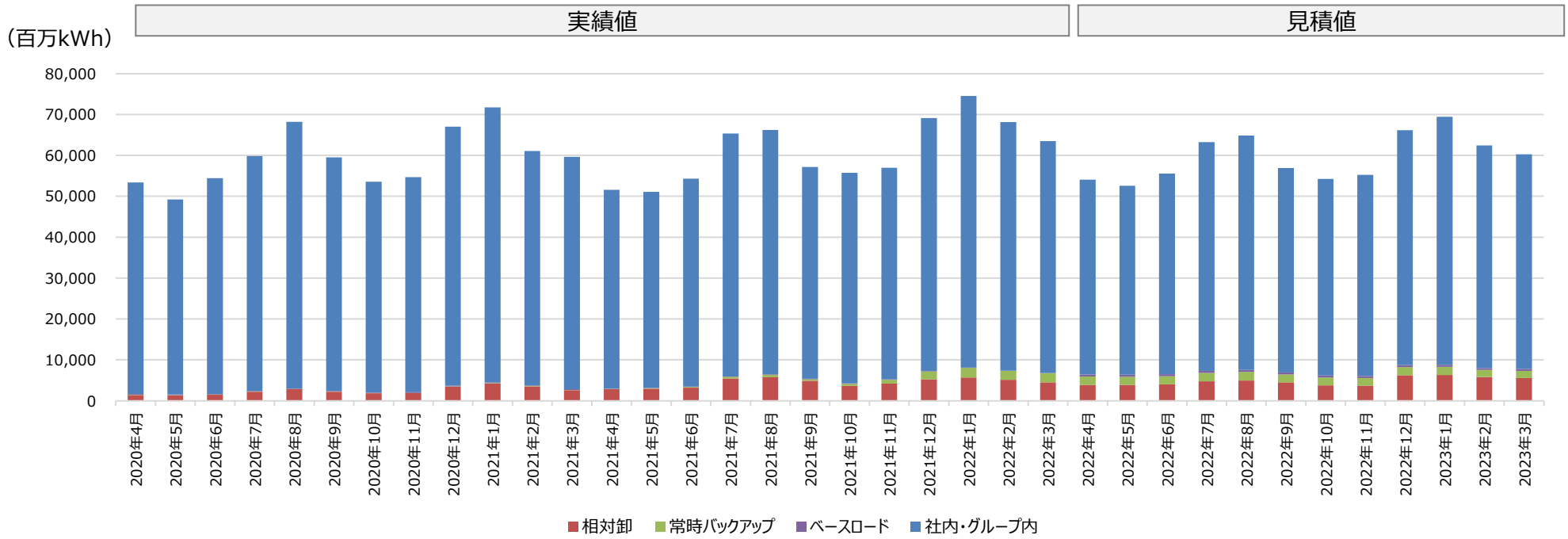
【ご回答】（電力・ガス取引監視等委員会事務局）
　資料請求頂きました件についても提出致します。
　スイッチングについて、個々の需要家が新電力か旧一電のいずれの小売電気事業者へ、どのような契約に切り替えたかという情報については確認することが困難であるため、月末時点断面における新電力と旧一般電気事業者の契約口数をもってご回答させていただきます。

→別添

旧一電の供給力の行き先の推移（kWh）

- 今年度の旧一電の供給力の行き先を見ると、社内・グループ内向けは昨年度実績をやや下回る一方、社外・グループ外向け（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）は昨年度実績を大きく上回る見込み。

旧一電の供給力の行き先別内訳推移（kWh）



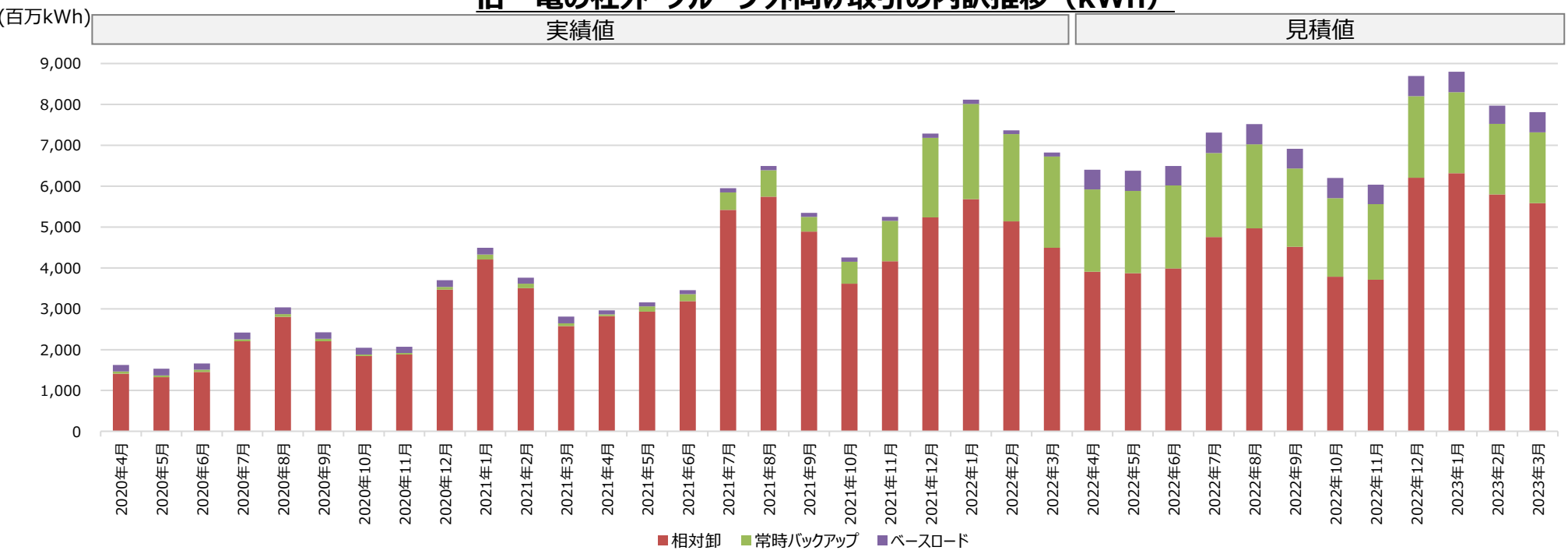
旧一電の供給力行き先別内訳の推移（年度別）	2020年度	2021年度	2022年度（見積値）
社内・グループ内向け（百万kWh）	680,623	667,026	628,324
増減率（前年度比）	-	-2.0%	-5.8%
社外・グループ外向け（百万kWh）	31,571	66,465	86,548
増減率（前年度比）	-	+110.5%	+30.2%

※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 調整電源、定期点検・故障による電源脱落、行先未定分等は集計対象に含んでいない。
※ 表中の増減率は、（今年度の供給力ー前年度の供給力）／前年度の供給力、で計算。

社外・グループ外向け取引の内訳（kWh）

- 社外・グループ外向け取引（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）の内訳を見ると、常時バックアップの大幅増加に加え、ベースロードと相対卸も増加。

旧一電の社外・グループ外向け取引の内訳推移（kWh）



旧一電の社外・グループ外向け取引内訳の推移（年度別）	2020年度	2021年度	2022年度（見積値）
相対卸（百万kWh）	28,878	53,315	57,416
増減率（前年度比）	-	+84.6%	+7.7%
常時バックアップ（百万kWh）	784	11,963	23,300
増減率（前年度比）	-	+1425.4%	+94.8%
ベースロード（百万kWh）	1,908	1,187	5,832
増減率（前年度比）	-	-37.8%	+391.4%

※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 表中の増減率は、（今年度の供給力ー前年度の供給力）／前年度の供給力、で計算。

2020年度冬と2021年度冬における契約口数

2020年度冬

契約口数〔件〕	新電力				旧一般電気事業者			
	特別高圧	高圧	低圧	総計	特別高圧	高圧	低圧	総計
2020年12月末時点	2,006	248,444	15,476,805	15,727,255	9,317	594,578	72,271,144	72,875,039
2021年1月末時点	2,036	249,743	15,706,210	15,957,989	9,277	592,570	72,109,073	72,710,920
2021年2月末時点	2,018	250,540	15,991,877	16,244,435	9,314	591,589	71,712,904	72,313,807

2021年度冬

契約口数〔件〕	新電力				旧一般電気事業者			
	特別高圧	高圧	低圧	総計	特別高圧	高圧	低圧	総計
2021年12月末時点	2,085	259,754	18,352,183	18,614,022	9,216	583,914	69,741,541	70,334,671
2022年1月末時点	2,083	256,993	18,450,556	18,709,632	9,252	586,910	69,671,735	70,267,897
2022年2月末時点	2,088	255,326	18,739,637	18,997,051	9,238	588,454	69,522,901	70,120,593

電力取引に関する電取委への資料請求と回答（2022 年6月時点）

Q：黄色マーカーのところに数字を入れていただけませんでしょうか？（2022 年 5 月 27 日）

総電力需要に対する割合（2021年12月時点）

総需要					100%
JPEX市場に出ている	%	旧一電　売り	%	グループ内　買い	%
				グループ外　買い	%
		新電力　売り	%	新電力　買い	%
JPEX市場に出ていない相対取引	%	旧一電　売り	%	グループ内　買い	%
				グループ外　買い	%
		新電力　売り	%	新電力　買い	%

JPEX（一般社団法人 日本卸電力取引所）

A（電力・ガス取引監視等委員会 取引制度企画室）

＜ご回答＞2022 年 5 月 30 日

・相対契約等により確保された供給力は、さらに JEPX スポット市場に販売されているケースも多いため、お送りいただいたエクセル表のように、必ずしも積み上げて 100%となる訳ではございません。さらに、スポット市場と相対取引以外にも、先物市場、先渡市場、ベースロード市場、時間前市場等多様な市場が用意されております。これらの市場同士では、他の市場で確保された供給力が、より実需給断面に近い別の市場に売り出されるなど、それぞれ売買されているため、いただいたエクセル表のように、100%からスポット市場分を引いたら相対契約分となる、といったシンプルな対応関係でお示しすることが困難です。

・加えて、新電力の自社電源や、再エネ事業者との PPA での調達など、大手から新電力への相対卸で捕捉できない数字も多くございます。

（※）ご参考までに、新電力等の調達の為に用意されている市場等取引の全体像を別添の通りお送りいたします。

従いまして、いただいたエクセルのように積み上げて 100%になることをお示しすることは難しいこと、ご理解いただけますと幸いです。

→別添「5 新電力取引の概況」）

＜ご回答＞2022 年 5 月 31 日

旧一電供給力の社内・グループ内向け、社外・グループ外向け内訳について

お尋ねいただきました旧一電供給力の行き先の内訳（kWh）につきまして、本日の審議会資料の一部として、先ほど公表いたしました。

公表先は下記の通りです。こちらにつきましても、併せてご確認いただけますと幸いです。

＜URL＞

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/073_06_00.pdf#page=6

→別添「「旧一電の供給力の行き先の推移（kWh）」（2022 年度受渡しの相対卸契約および常時バックアップに関する状況について P6）

作成：「原発ゼロ・再エネ 100 の会」事務局（2022.6.1）

新電力の電力調達方法の概況

第55回制度設計専門会合　資料４抜粋・一部改変

- 新電力の電力調達の方法としては、前日から当日にかけて取引を行うスポット市場・時間前市場の他、**相対取引、ベースロード市場、先渡市場、先物市場**があり、新電力各事業者は**こうした手段を組み合わせて電源調達を行っている**。

電気の実需給までの時間軸

取引場所	1年以上前	数か月前	数週間前	数日前	前日～GC	実需給
市場取引	**先渡市場（JEPX）** 約0.5億kwh（2019年度実績） 将来に受渡する電気の取引を行う市場。供給力の確保や価格変動リスクヘッジするための取引を行う。 **ベースロード市場（JEPX）** 約47億kWh （2019年度取引実績＝2020年度受渡商品） ベースロード電源（石炭火力、一般水力（流れ込み式）等）の取引を行う。				**前日スポット市場** 約2,925億kWh （2019年度実績） 翌日に受渡する電気の取引を行う主要な市場。一日を30分単位に区切った48コマについて取引を行う。 **時間前市場** 約25.8億kWh （2019年度実績） 前日スポットによる電気の取引後、発電機のトラブルや需要急増といった需給の誤差に対応するための取引を行う。	**販売電力量** 約8,309億kWh （2019年度実績） **実需要** （自家発消費分を含む） 約8,771億kWh （2019年度実績）
	先物市場（TOCOM、EEX） ※1 TOCOM：約8.6億kWh、EEX：約5.9億kWh※2 卸電力取引所の商品の前日スポット価格を参照した電力先物取引を行う市場。価格変動リスクをヘッジするための取引を行う。					
市場外取引	**相対契約** （そのうち旧一電→他グループ・新電力）約347億kWh（2019年度実績） 取引所を介さず、発電事業者と小売電気事業者との間で個別の条件により行う契約。					
その他	**自家発消費など**					

※1 先物市場は現物は扱わないが、電気事業者等に対して先行指標価格の形成機能と価格変動リスクのヘッジ機能を提供していることから、ここでは電力市場の一つとして記載。
※2 TOCOMについては2020年1月から2020年12月、EEXについては取引が開始された2020年5月から12月までの取引量を集計。

事前に条件固定可能な取引

ベースロード市場の活用状況（BL市場）

第55回制度設計専門会合　資料４抜粋

- ベースロード市場の2019年度の**約定量は47億kWh**であり、**新電力の総販売量（19年度実績：1,288億kWh）と比較すると3.6%程度**の水準となっている。
- なお、**１回のオークションあたり平均約621億kWhの売り入札**が出ており※１、約定価格も**取引前年度のエリアプライスを下回っている**。また、この売り入札量は、**スポット市場における年間取引量（2019年度約2,925億kWh）の約２割**にあたる水準。

- ベースロード市場とは、新電力によるベースロード電源へのアクセスを容易にすることを目的とし、大手電力会社（旧一般電気事業者・電源開発）が保有するベースロード電源（石炭火力・大型水力・原子力・地熱）の電気の供出を制度的に求め、新電力が年間固定価格で購入可能とする市場。なお、大手電力会社以外も同市場で電気を販売可能（任意）
- 年3回（7月、9月、11月）、翌年4月はじまりの年間商品のシングルプライスオークションが、北海道・東日本・西日本のエリア毎に実施される。

ベースロード市場の取引実績（20年度）

エリア	2019年度取引（2020年度引き渡し）			（参考）	2020年度取引（2021年度引き渡し）			（参考）
	売入札量（億kWh）	約定量（億kWh）	約定価格※2（￥/kWh）	基準エリアの2018年度平均エリアプライス（円/kWh）	売入札量（億kWh）	約定量（億kWh）	約定価格※2（￥/kWh）	基準エリアの2019年度平均エリアプライス（円/kWh）
北海道	62.3	2.4	12.43	15.03	80.8	1.0	8.92	10.73
東日本	898.9	27.0	9.71	10.68	944.9	9.4	7.50	9.12
西日本	902.1	17.3	8.62	8.88	992.2	18.6	6.22	7.17
総計	1,863.4	46.8	9.45		2,017.9	29.0	6.73	

※１ 制度上、旧一般事業者等に一定のベースロード市場への供出を求めているため、当該市場には一定の売り札が存在。
※２ 約定価格は、各回の約定量と約定価格から、年間の加重平均価格を計算。

経済産業省

資料６

2022年度受渡しの相対卸契約および常時バックアップに関する状況について

第７３回　制度設計専門会合
事務局提出資料

令和４年５月３１日（火）

電力･ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

１．2022年度受渡しの相対卸契約に関する状況について

2022年度受渡しの相対卸契約に関する状況について

- 新電力、旧一電双方の声を受け、第71回制度設計専門会合（令和４年3月24日開催）において、2022年度の相対卸の契約交渉状況について確認を行ったところ。
- 今回、第71回制度設計専門会合に向けた調査当時では「見込み」であった本年1～3月の供給力内訳実績、当時「契約交渉未了」であった今年度の相対卸の契約分も含め、本年4月～5月にかけて追加確認を実施。
- ついては、次頁以降において、その確認結果をご報告させていただきたい。

※ ただし、前回同様、期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。

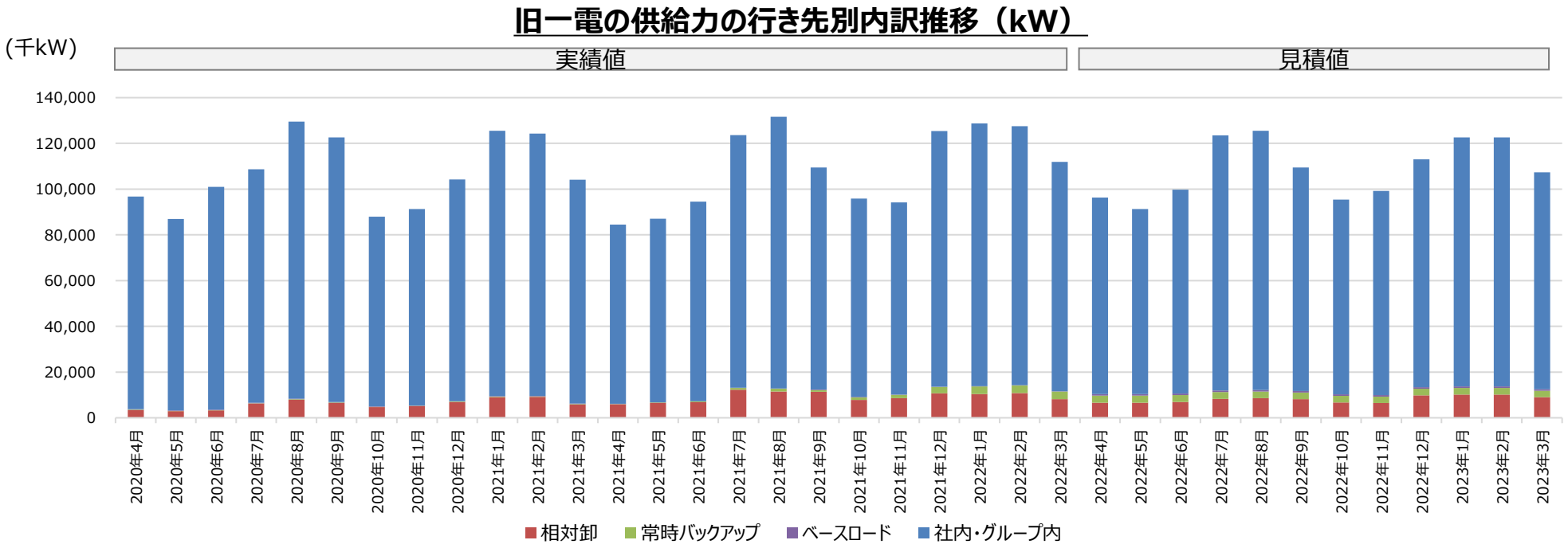
背景

第71制度設計専門会合（令和4年3月24日）
資料8より抜粋

- 来年度受渡しの相対卸契約に関して、多くの新電力から、供給余力がないとの理由で交渉もないままに断られた／ごく少量のオファーしかなかった、旧一電の社内小売が優先的に確保しているのではないか、足下の燃料価格を反映して価格が高いが内外無差別な価格設定となっているのか、等の声が寄せられているところ。
- 一方で、旧一電からは、昨年来常時バックアップの急激に増加している中で相対卸の引き合いが殺到しており供給余力が不足している状況、こうした中限られたパイをどのように配分するのが適切かは難しい、燃料価格リスク等も考えれば発電事業者の立場としては複数年の卸契約が結ばれることが望ましい、等の声が寄せられているところ。
- こうした中で、監視等委員会事務局において、旧一電各社に対して、来年度の相対卸の契約交渉状況について、確認を行った。（本年2月初旬に調査票を送付。その後、必要に応じて追加的にヒアリングを実施。調査時点においては契約交渉中であったため、**来年度の数値は本年1～2月時点での見込み**である点、特に**期中相対契約の見込み量は含まれていない**点に留意が必要。）

旧一電の供給力の行き先の推移（kW）

- 今年度の旧一電の供給力の行き先を見ると、需要期において社内・グループ内向け、社外・グループ外向け（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）ともに、昨年度実績をやや下回る見込み（※１）。

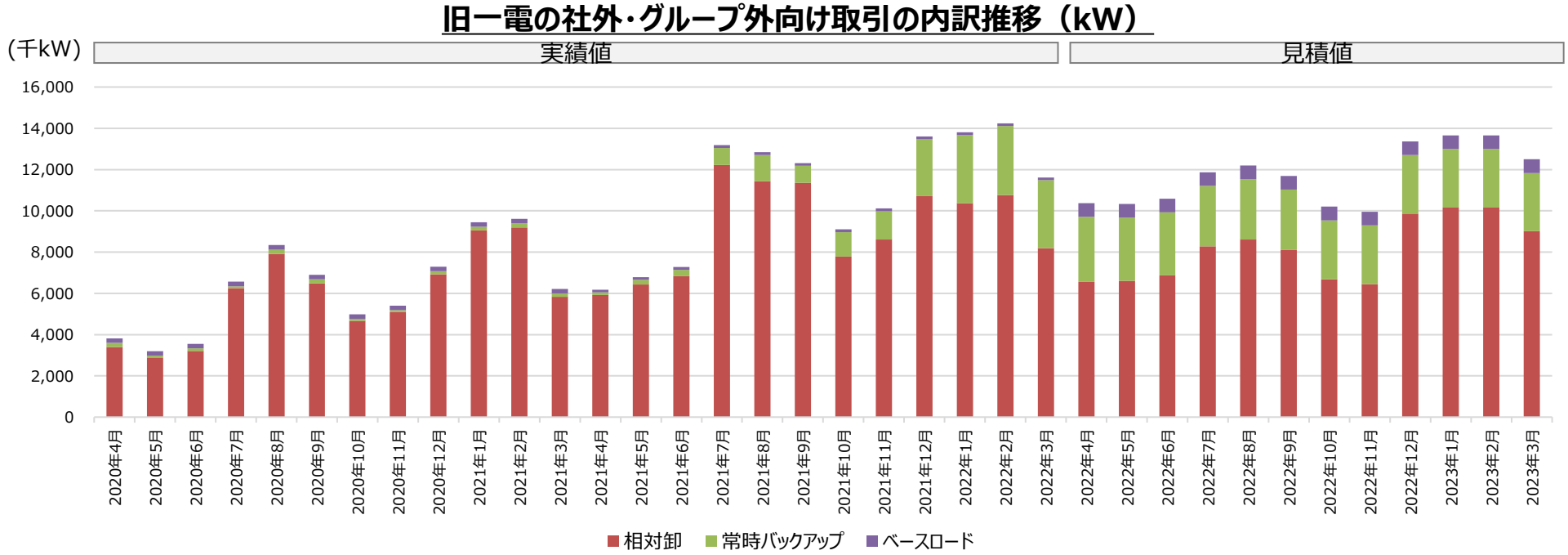


夏季、冬季における旧一電の供給力行き先推移	2020年8月	2021年1月	2021年8月	2022年1月	2022年8月（見積値）	2023年1月（見積値）
社内・グループ内向け（千kW）	121,195	116,011	118,781	114,934	113,254	108,929
増減率（前年同月比）	-	-	-2.0%	-0.9%	-4.7%	-5.2%
社外・グループ外向け（千kW）	8,339	9,448	12,847	13,810	12,199	13,658
増減率（前年同月比）	-	-	+54.1%	+46.2%	-5.0%（※１）	-1.1%（※１）

※１　2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※　2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※　2020年度・2021年度実績値については、各月のスポット高騰日における実績値を採用。
※　東電EPの過去分(2020年4月～2021年12月)は供給計画を諸元としている。
※　発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※　沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※　調整電源、定期点検・故障による電源脱落、行先未定分等は集計対象に含んでいない。
※　表中の増減率は、（今年同月の供給力ー前年同月の供給力）／前年同月の供給力、で計算。

社外・グループ外向け取引の内訳（kW）

- 社外・グループ外向け取引（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）の内訳を見ると、常時バックアップの大幅増加を受けて、相対卸が減少。



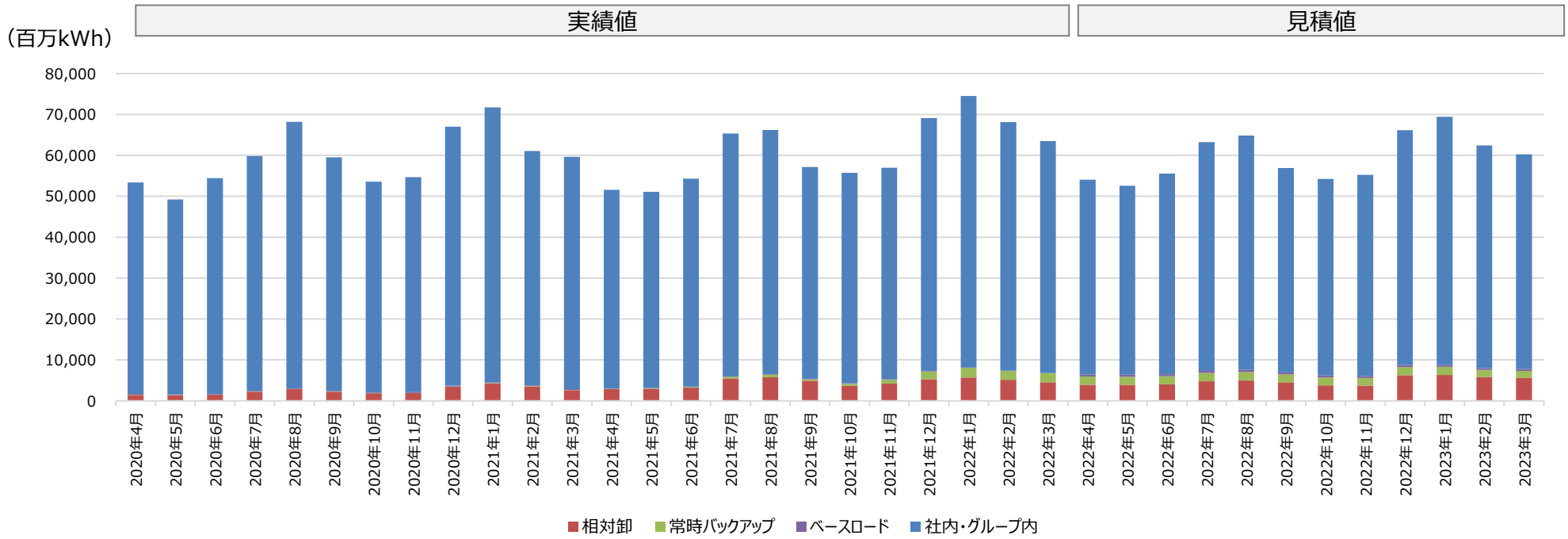
夏季、冬季における旧一電の社外・グループ外向け取引内訳推移	2020年8月	2021年1月	2021年8月	2022年1月	2022年8月（見積値）	2023年1月（見積値）
相対卸（千kW）	7,914	9,051	11,434	10,374	8,605	10,155
増減率（前年同月比）	-	-	+44.5%	+14.6%	-24.7%	-2.1%
常時バックアップ（千kW）	208	179	1,277	3,300	2,929	2,839
増減率（前年同月比）	-	-	+515.2%	+1748.4%	+129.3%	-14.0%
ベースロード（千kW）	218	218	136	136	664	664
増減率（前年同月比）	-	-	-37.8%	-37.8%	+389.9%	+389.9%

※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 2020年度・2021年度実績値については、各月のスポット高騰日における実績値を採用。
※ 東電EPの過去分(2020年4月～2021年12月)は供給計画を諸元としている。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 表中の増減率は、（今年同月の供給力ー前年同月の供給力）／前年同月の供給力、で計算。

旧一電の供給力の行き先の推移（kWh）

- 今年度の旧一電の供給力の行き先を見ると、社内・グループ内向けは昨年度実績をやや下回る一方、社外・グループ外向け（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）は昨年度実績を大きく上回る見込み。

旧一電の供給力の行き先別内訳推移（kWh）



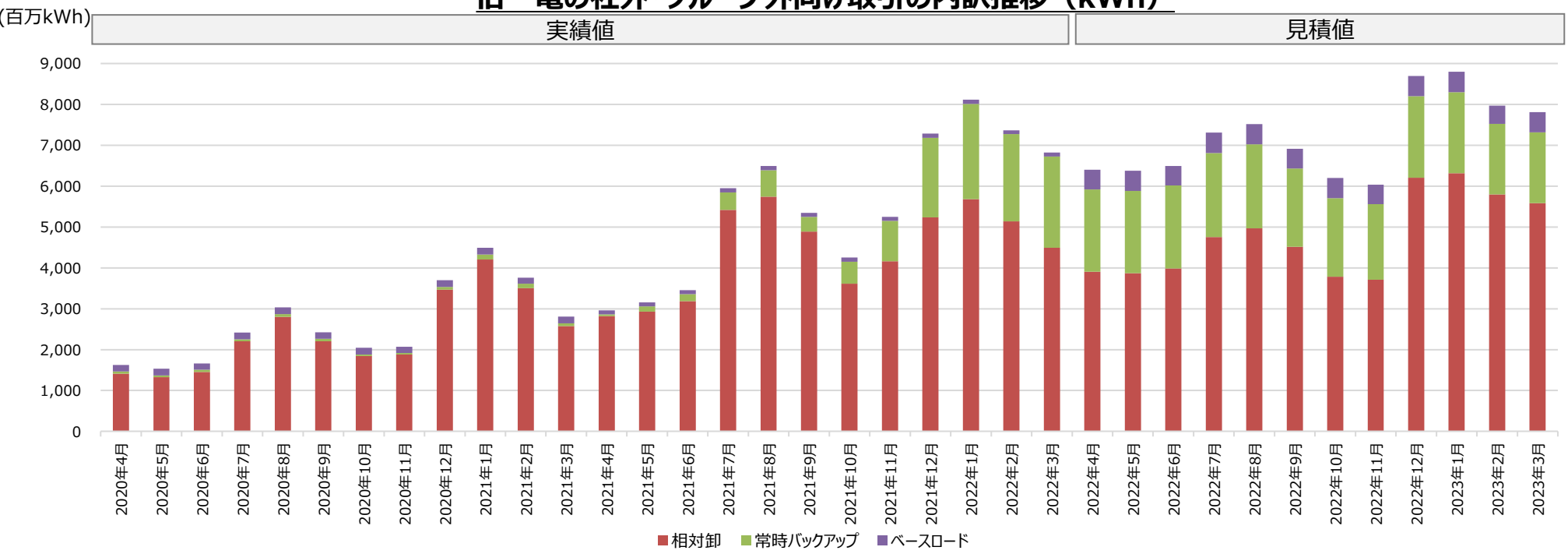
旧一電の供給力行き先別内訳の推移（年度別）	2020年度	2021年度	2022年度（見積値）
社内・グループ内向け（百万kWh）	680,623	667,026	628,324
増減率（前年度比）	-	-2.0%	-5.8%
社外・グループ外向け（百万kWh）	31,571	66,465	86,548
増減率（前年度比）	-	+110.5%	+30.2%

※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 調整電源、定期点検・故障による電源脱落、行先未定分等は集計対象に含んでいない。
※ 表中の増減率は、（今年度の供給力ー前年度の供給力）／前年度の供給力、で計算。

社外・グループ外向け取引の内訳（kWh）

- 社外・グループ外向け取引（相対卸、常時バックアップ、ベースロード市場供出）の内訳を見ると、常時バックアップの大幅増加に加え、ベースロードと相対卸も増加。

旧一電の社外・グループ外向け取引の内訳推移（kWh）



旧一電の社外・グループ外向け取引内訳の推移（年度別）	2020年度	2021年度	2022年度（見積値）
相対卸（百万kWh）	28,878	53,315	57,416
増減率（前年度比）	-	+84.6%	+7.7%
常時バックアップ（百万kWh）	784	11,963	23,300
増減率（前年度比）	-	+1425.4%	+94.8%
ベースロード（百万kWh）	1,908	1,187	5,832
増減率（前年度比）	-	-37.8%	+391.4%

※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける各社回答を集計。
※ 発販分離会社の重複計上を避けるため、社内・グループ内からJERAを除外。
※ 沖縄電力は2022年度の見通データがないため、集計対象から除外。
※ 2022年度データは本年4月中旬時点。期中相対契約の見込み量は含まれていない点に留意が必要。
※ 表中の増減率は、（今年度の供給力ー前年度の供給力）／前年度の供給力、で計算。

2021年10月
～12月期

旧一般電気事業者の相対取引の状況

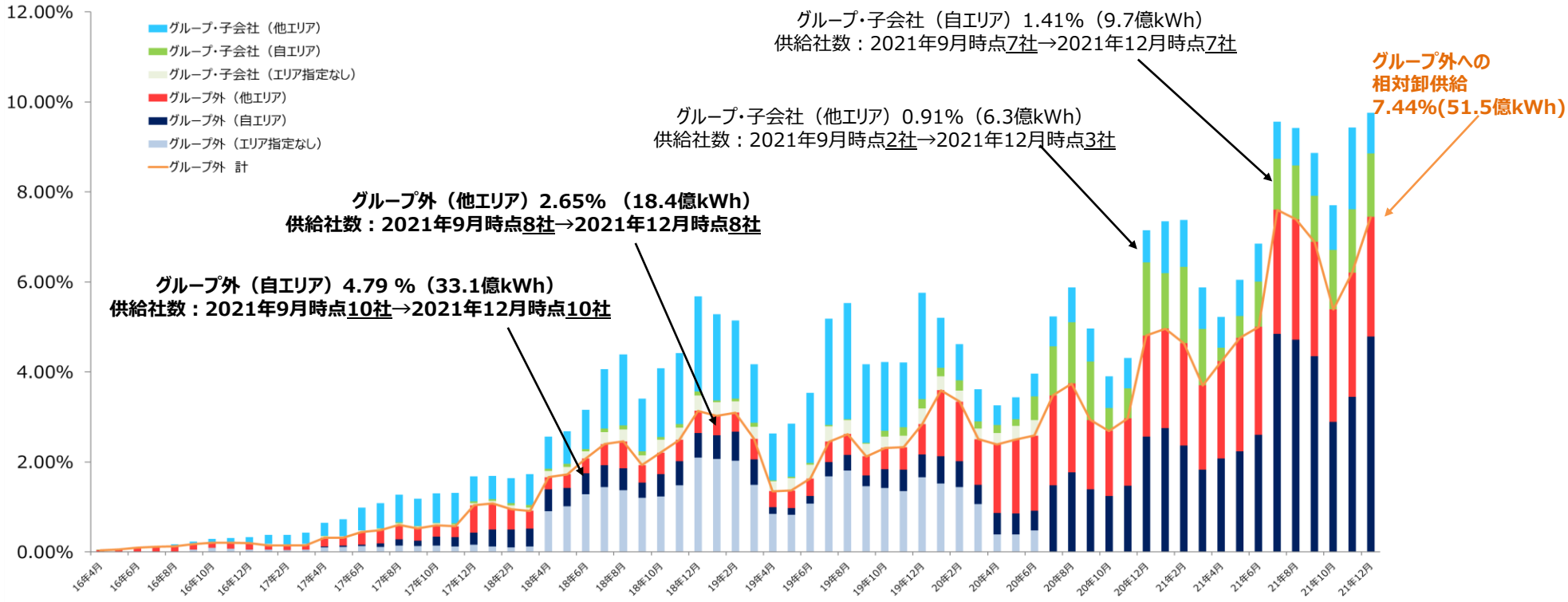
資料９(自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和3年10月～12月期))より抜粋

○ 2021年12月時点における総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、9.76%であった。（67.48億kWh（前年同時期比1.4倍））

○ グループ外への相対卸供給7.44%（51.5億kWh）は、新電力需要（150億kWh）の34.4%を占める。

○ 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は2.8%（19.5億kWh）となっている。

総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者に通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ JERAについては、東京電力エナジーパートナーおよび中部電力ミライズの卸分を除き算出。

２．常時バックアップの実態について

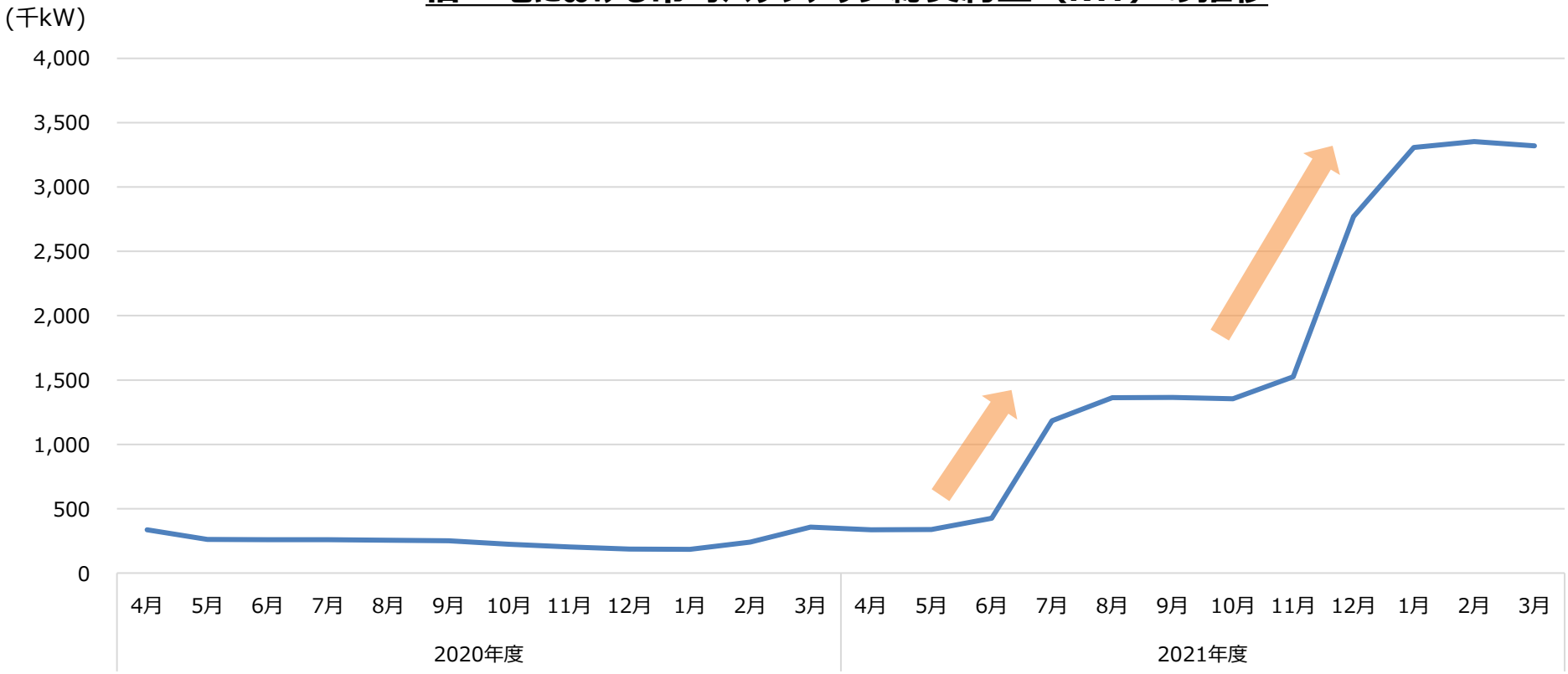
常時バックアップの利用状況について

- **相対卸契約**については、先般御議論いただいたように、今後、①数量面で、供給力があったにも関わらず実質的に売り惜しみを行っていないか、②価格面で、合理的な理由なく自社小売が安い玉を確保し他社に高い玉を卸すなど、**不当に差別を行っていないか**、といった観点から**丁寧なフォローアップが必要**。
- **常時バックアップ**については、昨年来、契約量・供給量ともに大幅に増加している（5頁及び7頁参照）一方で、**新電力からは申込を断られて利用できないという声も数多く寄せられている**ところ、**今般、初期的な調査・分析**を実施。ついては、次頁以降において、常時バックアップの利用状況に関するご報告をさせていただきたい。

常時バックアップ　総契約量（kW）の推移

- 常時バックアップの総契約量は昨年半ばまで低位に推移していたものの、**2021年度夏に3倍近くに急増**（2021年6月に約43万kW→ 2021年7月に約120万kWへ）。その後、**2021年度冬にさらに2倍強に増加**（2021年11月に約150万kW→ 2022年1月に約330万kWへ）。

旧一電における常時バックアップ総契約量（kW）の推移



※ 2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を集計。

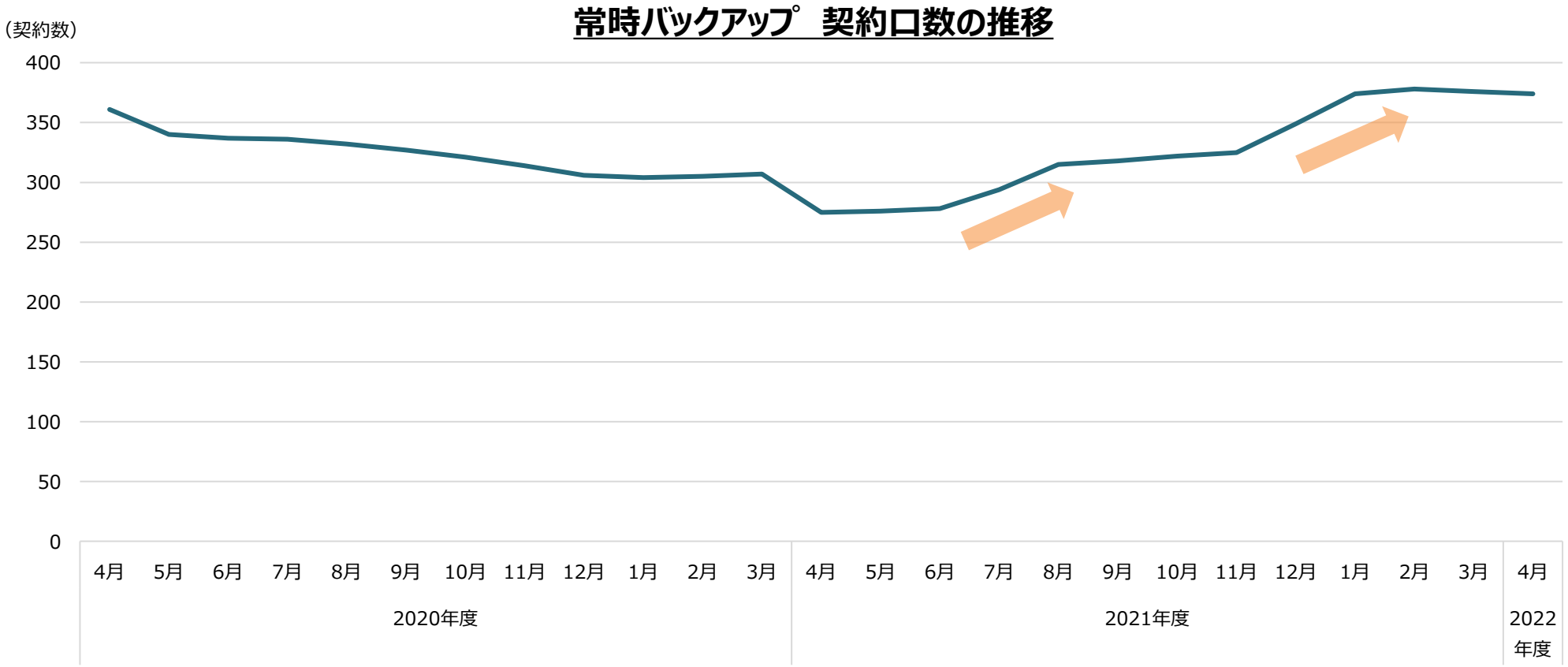
常時バックアップ　旧一電各社の対応状況

- 旧一電各社における、常時バックアップの新規契約及び既存契約の増量について、対応状況は以下の通り。

事業者	常時バックアップ受付状況
北海道	2022年4月開始分以降は受付停止。
東北	2022年1月開始分以降は受付停止。
東電EP	2022年3月開始分以降は受付停止。
中部ミライズ	2022年2月開始分以降は受付停止。
北陸	2022年4月開始分以降は受付停止。
関西	2022年1月開始分～4月開始分は、常時バックアップ契約電力の減量分を原資として、限られた余力の中で少量配分。5月開始分以降は、新規契約は供給開始月を延期、増量については受付停止。
中国	受付は行っているが、2021年12月開始分以降は、供給余力が十分にないため、新規契約および既存契約の増量の契約締結に至っていない。
四国	2022年4月1日供給開始分の申込受付を最後に、受付停止。
九州	2022年４月以降の申込分は受付停止。
沖縄	随時受付中。

常時バックアップ　総契約口数の推移

- 常時バックアップの総契約口数を見ると、昨年半ばまで低下傾向であったが、2021年度夏には278件（2021年6月）から315件（2021年8月）まで増加し、その後は2021年度冬にかけてさらに378件（2022年2月）まで増加。

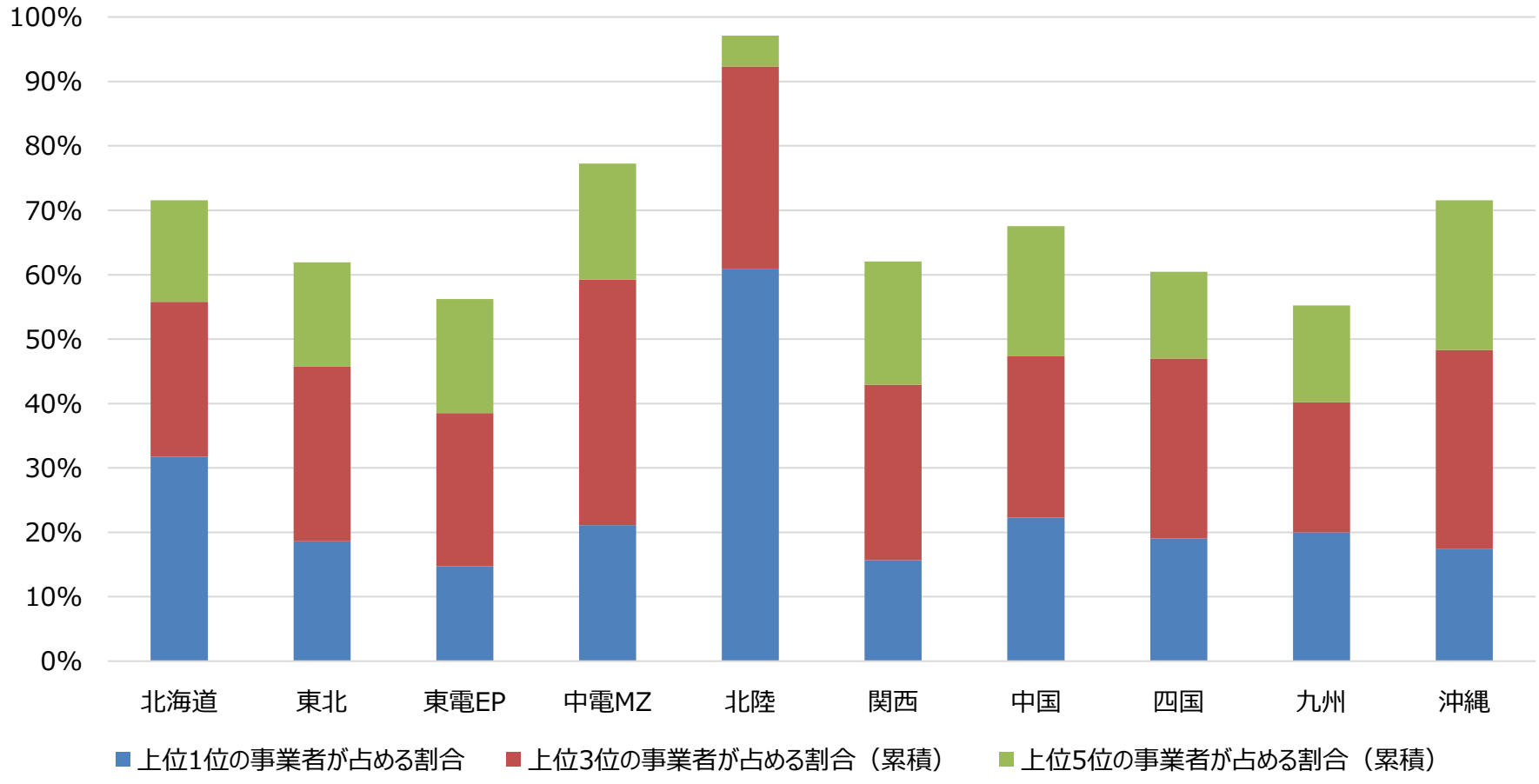


※2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を集計。
※全国延べ件数のため、同じ新電力事業者がエリア毎に常時バックアップを契約している場合、重複計上されている。

常時バックアップ　大口契約が占める割合

- 2022年４月時点で、各エリアにおける常時バックアップの総契約量（kW）に占める大口契約先の割合を確認したところ、**全エリアで上位5社が総契約量の5割以上**を、**特に高いエリアでは9割以上**を占めている。

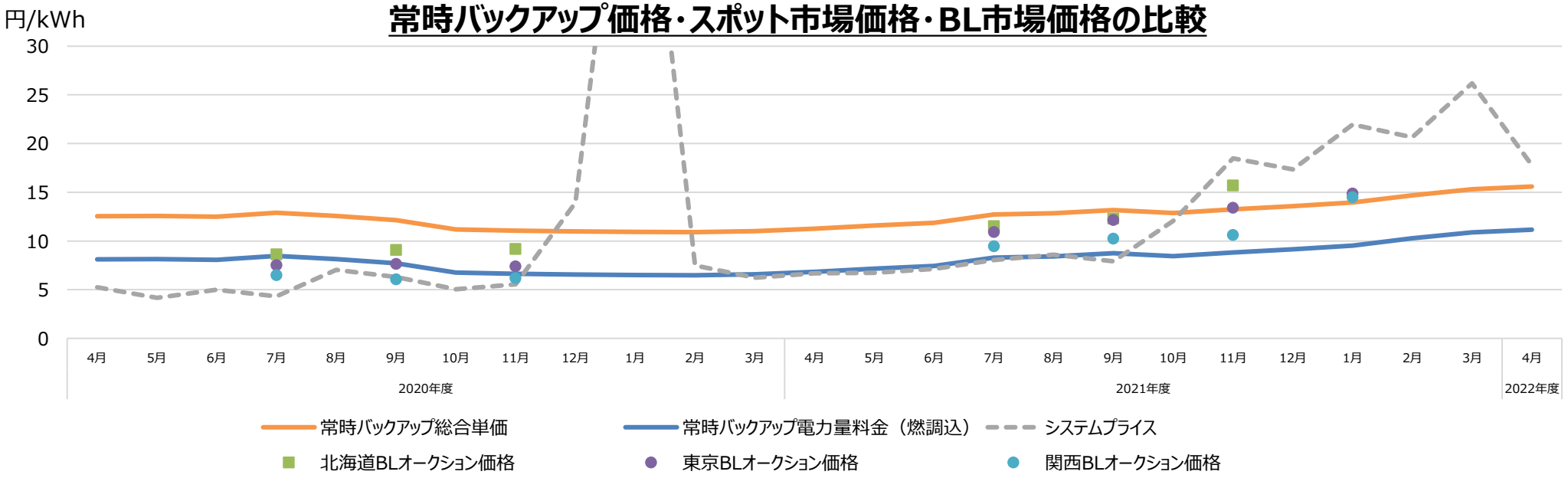
2022年4月における大口契約先が常時バックアップ供給全体（kW）に占める割合



※2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を集計。
※（常時バックアップ契約量(kW)を契約別で降順に並べた場合の上位1,3,5位まで積み上げた値）÷（常時バックアップ総契約量(kW)）の割合を算出。

常時バックアップ　価格について

- 常時バックアップの電力量料金は6円～10円、基本料金を加味した総合単価は10円～15円で推移している一方で、スポット市場価格は昨年秋以降10～20円台で推移。このため、**スポット価格と比較して、相対的に常時バックアップ価格が安価**となっている。さらに、**2022年度BL市場価格と比較しても、常時バックアップ価格の方が安価**となっている。
- なお、この間、全ての旧一電において、常時バックアップの基本料金・電力量料金ともに、**価格の改定は行われていない**。

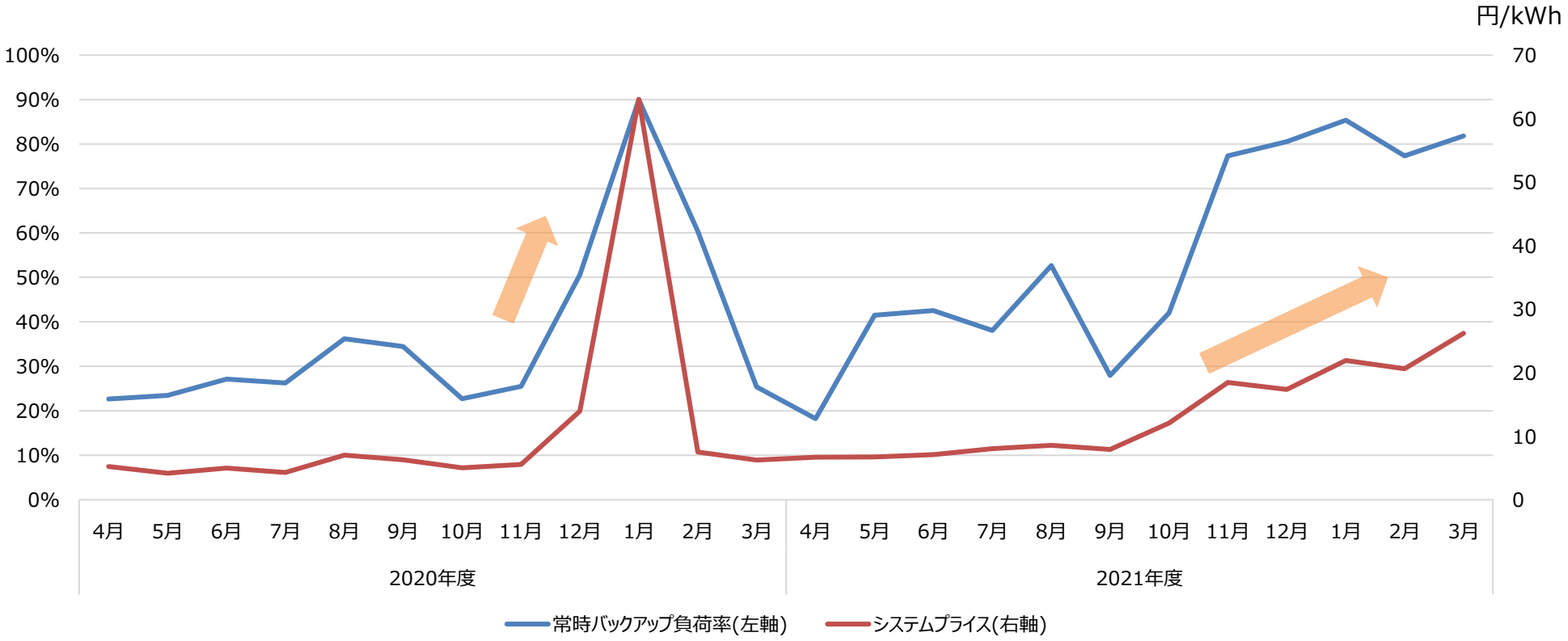


※2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を集計。
※常時バックアップ総合単価＝常時バックアップ基本料金（a）＋常時バックアップ電力量料金（燃調込）（b）
（a）常時バックアップ基本料金は、旧一電毎に基本料金を負荷率50%（旧一電全社における平均負荷率水準）として算出（基本料金÷（30日×24時間×50%））した後、旧一電全社で平均価格を算出。
（b）常時バックアップ電力量料金（燃調込）は、旧一電毎に電力量料金（燃調込）を季節別・時間別で按分して算出した後、旧一電全社で平均価格を算出。
※システムプライスは月平均。

常時バックアップ　負荷率とスポット市場価格の関係

- 常時バックアップの負荷率（契約kWを常時全量使った場合の電力量に占める実際の供給電力量の割合）とスポット市場価格の関係を見ると、**スポット市場価格の高い時期に常時バックアップの負荷率が顕著に上昇している**。

常時バックアップ負荷率とスポット市場価格の推移

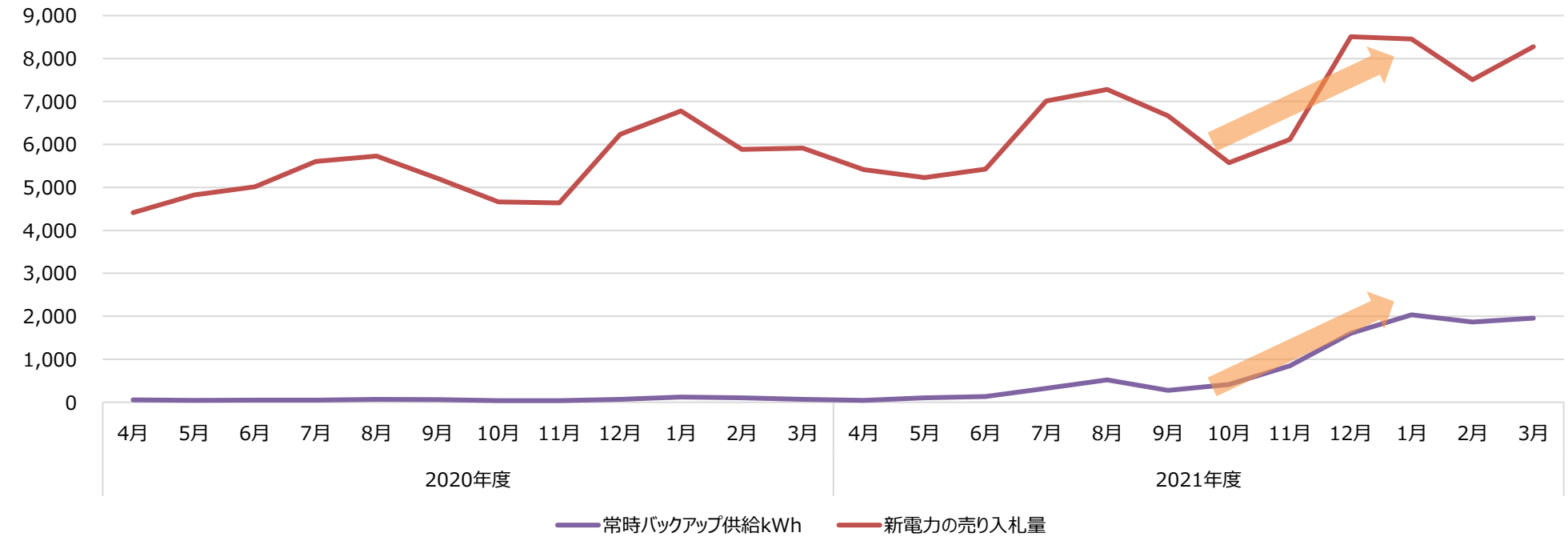


※2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を集計。
※常時バックアップの負荷率は、（旧一電常時バックアップの供給kWh（旧一電全社合計値））÷（常時バックアップの契約kWを常時使用（契約kW×30日(平準化した一月あたりの日数)×24時間）した値（旧一電全社合計値））の割合を算出。
※システムプライスは月平均。

常時バックアップ　供給電力量（kWh）と新電力売り入札量の関係

- **常時バックアップの供給電力量は**、2021年度秋から冬にかけて410百万kWh（2021年10月）から2,032百万kWh（2022年1月）へ**大幅に増加（＋1,622百万kWh）**。
- これと同時期に、**新電力による売り入札量も**、5,574百万kWh（2021年10月）から8,454百万kWh（2022年1月）へ**大幅に増加（＋2,880百万kWh ）**。なお、新電力による売り入札量は、2021年12月に過去最高を記録。

常時バックアップ供給電力量（kWh）と新電力売り入札量の推移



※常時バックアップの供給電力量（kWh）は、2022年度契約に向けた内部補助コミットメントフォローアップにおける旧一電各社回答を合計。
※新電力の売り入札量は、JEPXデータより事務局にて作成。

常時バックアップ　調査結果のまとめ

- 直近2年の常時バックアップの実態を確認したところ、以下の点が確認された。
  - ✓ 現在、多くの旧一電において、供給力の不足を理由として、**常時バックアップの新規契約及び既存契約の増量を停止**している。
  - ✓ このように常時バックアップの供給力が限られる中で、**常時バックアップの契約量の過半数は、一部の新電力によって占められている**結果、**常時バックアップにアクセスできない新電力が多数存在**する。
  - ✓ 昨年来、燃料価格が高騰しているにも関わらず、全ての旧一電において**常時バックアップの価格改定が行われていない**ため、**スポット市場価格との値差が生じやすい状況**にあり、**スポット市場価格が高騰する時期に常時バックアップの負荷率が顕著に上昇**する傾向が見られる。
  - ✓ こうした中で、スポット市場価格が高騰した冬期に、常時バックアップの供給電力量の増加とともに、**新電力によるスポット市場への売り入札が増加**しており、常時バックアップは、一部の新電力によって**スポット市場価格との値差を利用した裁定取引を目的として利用されている可能性**がある。

３．今後の対応について

今後の対応について（案）（1/2）

- 常時バックアップについては、第40回電力・ガス基本政策小委（令和3年10月26日）において、「**原則廃止の方向性を維持**しつつ、**旧一電小売部門が享受しているオプション価値という観点**も含め、**他の小売電気事業者への通常の卸取引において、内外無差別性が担保できた場合**、**常時バックアップを廃止することが適当**」と整理されたところ。
- こうした方向性も踏まえつつ、第71回制度設計専門会合（令和4年3月24日開催）において、旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、かつ取引状況を外部から確認することを可能にするため、遅くとも23年度当初からの通年契約に向けて、①交渉スケジュールの明示・内外無差別な交渉の実施、②卸標準メニュー（ひな型）の作成・公表、③発電・小売間の情報遮断、社内取引の文書化のさらなる徹底等の取組を求め、その進捗を定期的に確認していくこととされた。
- 旧一電各社が、こうした取組を着実に進め、内外無差別性を十分に比較することができる状況となれば、内外無差別性の確認されたエリアより順次、常時バックアップの廃止に向けた検討に着手することが可能となると考えられる。
- 一方で、**足下に目を転じると、**先述の通り、**新規・追加供給の制限、スポット市場価格との値差の発生、さらにはスポット市場における裁定取引の可能性など、様々な課題が生じている**。**こうした現状をどう評価し、当面の短期的な対応をどのように考えるべきか**。

今後の対応について（案）（2/2）

（旧一電による供給制限について）

- **多くの旧一電が、供給力不足を理由として、新規契約及び既存契約の増量を停止**しているが、**内外無差別性が確保されていると言えるか**。
- この点について、監視等委において**定期的に実施しているフォローアップにおいて、社内外の契約締結状況や供給力の状況を時系列に確認する**ことで、内外無差別性を確認していく（例：社内取引分を優先的に確保している、あるいは、合理的な理由なく常時バックアップの優先順位を劣後させている結果、供給力不足となっていないか、等）**ことが必要ではないか**。

（新電力による利用実態について）

- **個々の新電力が、どのように常時バックアップを活用しているか、スポット市場における転売など制度趣旨にそぐわない利用が行われている可能性はないか**等を確認するため、個々の契約・利用状況の確認を含めた**より詳細な実態調査が必要**ではないか。
- なお、こうした課題が生じる**根本的な原因は**、燃料費が高騰しているにも関わらず常時バックアップの価格改定が行われず、スポット市場取引をはじめ**他の卸取引との値差が生じていること**と考えられる。**この点についてどう考えるか**。

※第40回電力・ガス基本政策小委（令和3年10月26日）において、常時バックアップの価格について、「燃料価格の変動等に応じて変動があり得ると考えられるが、この際に重要なことは、内外無差別性が確保されていること」と整理されている。

（参考）各社の契約における転売等の扱いについて

- 常時バックアップを供給している旧一電10社を対象に、転売等の制度趣旨にそぐわない利用に関する契約上の扱いについて確認した。
- **全社（10社）の契約において、常時バックアップの目的を定めた上で、目的外に利用された場合には供給停止や解約等の措置が取られることが規定されていた。**
- このうち、**2社の契約においては、目的外利用の具体例として転売が明示**されていた。

（参考）【論点１】基本的考え方

第40回電力・ガス基本政策小委
（令和3年10月26日）資料4-4より抜粋

- 足下の議論の前提の変化を踏まえても、①卸電力取引量の増加、②TOCOM、EEXなどの先物取引の増加、③BL市場の創設等を踏まえれば、適正な電力取引についての指針（以下、「適取GL」という。）においても、「小売電気事業者があまりに過度に相当の長期間にわたって常時バックアップに依存することは望ましくない」と整理されているとおり、**常時バックアップについては、原則廃止の方向性を維持すべき**と考えられる。

- 他方、足下の状況を踏まえれば、常時バックアップについては、単に電源調達手段としての役割を越えて、将来の市場価格高騰に備えた**オプション価値**への評価が高まっているものと考えられる。
  - 常時ＢＵは、前日９時までkWhの通告変更が可能であるというオプションや２か月程度前の申込で契約kWを変更できるというオプションとしての価値を有する相対取引である一方、スポット、TOCOM、EEX、BL市場での取引は必ずしもこれらのオプション価値は含まれていない。

- この点については、電取委において監視が行われている旧一電における内外無差別の観点からは、旧一電の小売部門がオプション価値を享受しているのであれば、他の小売事業者においても、原則として、これと同等の条件での電源アクセス機会が付与されることが適当と考えられる。

- このため、**常時バックアップ**については、**原則廃止の方向性を維持**しつつ、**旧一電小売部門が享受しているオプション価値という観点**も含め、**他の小売電気事業者への通常の卸取引において、内外無差別性が担保できた場合**、**常時バックアップを廃止することが適当**と考えられるのではないか。

※ オプション価値の適切な評価にかかる旧一電の取組（第65回制度設計専門会合（令和３年10月１日開催） 発言抜粋）

（松本オブザーバー）固定費を負担していただいているインセンティブとして、（中略）固定費の負担割合によって需給調整の対応に差を設けるということも考えられます。これを我々発電事業者としては、社内小売に対してだけではなく、社外の小売様への卸売をする場合も全く同じような条件で対応するということを考えております。

（参考）【論点２】常時バックアップの取引価格について

- 常時バックアップの価格設定については、適取GLに「同様の需要形態を有する他の需要家に対する**自己の小売料金に比べて高い料金**を設定したり、グループ内の小売電気事業者に対する**自己の卸供給料金に比べて不当に高い料金**を設定したりすること。」が独禁法上問題となるおそれがあると記載されている。
- また、過去の審議会においては、小売料金を基礎とした価格で設定がなされることが提示されてきた。
- この価格は、論点１の通り、オプション価値への評価が高まっていると考えられるのであれば、**燃料価格の変動等に応じて変動があり得る**と考えられるが※１、この際に**重要なことは、内外無差別性が確保されている※２こと**ではないか。

※１：硬直的な価格設定は、却って旧一電における燃料調達行動を歪めるおそれがあると考えられる。また、常時バックアップによって供給力を得た者が、調達した電力を市場等へ転売を行うなど、常時バックアップの制度趣旨に反する目的で利用されるおそれがあると考えられる。

※２：内外無差別性の評価にあたっては、各社におけるオプション価値明確化への取組状況についても考慮することが適当。

- このため、その価格の適切性については、内外無差別な卸売に関する各社によるコミットメント実施状況のフォローアップの一環として、**オプション価値の適切性の議論も踏まえ、引き続き、電力・ガス取引監視等委員会でしっかり監視していくことが必要ではないか**。

※なお、具体的なケースについては、市場や取引の実態を踏まえて、個別の判断が求められる点には留意が必要。

「適正な電力取引についての指針　（2021年6月、公正取引委員会・経済産業省）」(抜粋)

- 区域において一般電気事業者であった発電事業者等に供給余力が十分にあり、他の小売電気事業者との間では卸供給を行っている一方で、特定の小売電気事業者に対しては常時バックアップを拒否し、正当な理由なく供給量を制限し又は**不当な料金を設定することは、当該小売電気事業者の事業活動を困難にさせるおそれがあることから、例えば、以下の場合には、独占禁止法上違法となるおそれ**がある（私的独占、取引拒絶、差別取扱い等）。
  - ○ 特定の小売電気事業者に対して、同様の需要形態を有する他の需要家に対する**自己の小売料金に比べて高い料金**（注）を設定したり、グループ内の小売電気事業者に対する**自己の卸供給料金に比べて不当に高い料金**を設定したりすること。

（注）常時バックアップ料金の不当性の判断においては、常時バックアップでは発生しない需要家への小売供給に係る託送費用や営業費用を減じないなど、費用の増減を適正に考慮しているかどうかを含めて評価することとなる。

（参考）【論点３】常時バックアップの取引量について

第40回電力・ガス基本政策小委
（令和3年10月26日）資料4-4より抜粋

- 常時バックアップの取引量については、適取GLに「**正当な理由なくその供給量を制限すること**」が独禁法上問題となるおそれがあると記載されている。
- この点について、例えば、
  - 常時バックアップの申込みがあった時点で、**供給余力があるにもかかわらず、常時バックアップの契約が将来的に増える可能性※があることを持って、卸供給や新規・追加の常時バックアップの申出を断ることは問題がある**と考えられるのではないか。
  - 他方、こうした卸供給や常時バックアップの契約が積み上がった結果として、**供給余力が不足すると見込まれる場合に、卸供給や新規・追加の常時バックアップの申出を断ることは、「供給余力が十分にある」状態とはいえないため、問題があるとはいえない**と考えられるのではないか。
- この供給余力は、**需要の変動や、契約状況等に応じて変動があり得る**と考えられるが、この際にも**重要なことは、やはり内外無差別性が確保されていること**ではないか※。

※供給余力の有無の判断において、自社小売部門と他の小売事業者で異なるものでないこと等。また、取引時点の違いや、取引条件の違いについても考慮が必要。

- これらの観点もふまえ、**内外無差別性の確保の重要性に鑑み**、卸売に関する各社によるコミットメント実施状況のフォローアップの一環として、**オプション価値の適切性の議論も踏まえ、引き続き、電力・ガス取引監視等委員会で確認することとしてはどうか**。

※なお、具体的なケースについては、市場や取引の実態を踏まえて、個別の判断が求められる点には留意が必要。

※常時バックアップは年間契約となっていることが一般的であるところ、契約更新等のタイミングで、必要に応じ、論点１～３の趣旨も踏まえた更新協議が行われることが期待される。

「適正な電力取引についての指針　（2021年6月、公正取引委員会・経済産業省）」(抜粋)

- 区域において一般電気事業者であった発電事業者等に**供給余力が十分にあり**、他の小売電気事業者との間では卸供給を行っている一方で、特定の小売電気事業者に対しては**常時バックアップを拒否**し、**正当な理由なく供給量を制限**し又は不当な料金を設定することは、**当該小売電気事業者の事業活動を困難にさせるおそれがあることから、例えば、以下の場合には、独占禁止法上違法となるおそれ**がある（私的独占、取引拒絶、差別取扱い等）。
  - ○ 特定の小売電気事業者に対して、**常時バックアップを拒否し、又は正当な理由なくその供給量を制限すること**。

①内外無差別な交渉機会の確保について

- **相対契約の交渉機会を内外無差別に確保する**（すなわち、**自社小売が無条件に他社小売より先に必要数量を確保すること**や**他社小売の「門前払い」を回避**し、**発電側**がより条件の良い売り先から契約を結び**利潤を最大化することを可能**とする）ため、以下の取組を求め、今後、その進捗状況を確認することとしてはどうか。

【交渉スケジュールの明示、内外無差別な交渉の実施】

- 交渉機会の均等の確保のため、旧一電各社において、**相対卸売の交渉スケジュールを、卸売を希望する事業者に内外無差別に明示**する。
- 各社のニーズを聞き取った上で、社内・グループ内小売も含め**各社との交渉を同じ時期に進める**。
- まずは**23年度当初からの通年契約**について取り組むこととする（当面、当該年度中に交渉される短期の卸契約については対象としない）。
- 他社相対と比較可能な形で、社内取引の条件を定めた文書を整備する。

- 監視委によるフォローアップに際しては、交渉スケジュールが把握できる資料（社内外の契約書類や社内外の交渉経緯の分かる資料等）の提出を求め、実施状況を確認することとしてはどうか。

②内外無差別な卸条件の確保について

第71制度設計専門会合（令和4年3月24日）
資料8より抜粋

- **オプション価値が内外無差別に提供されることを確保するため**（※）、以下の取組を求め、今後、その進捗状況を確認することとしてはどうか。

【卸標準メニュー（ひな型）の作成、公表】

- 旧一電各社において通年契約の**卸標準メニュー**（原則として、**少なくとも通告変更権付きのもの、通告変更権のないものを１つずつ**）**を作成**することとする。
- それぞれの**具体的条件**（通告変更の幅・タイミングなどオプションの詳細、負荷パターン等）**を設定・公表**した上で、**当該卸標準メニューに沿って取引交渉を実施**する。

※　標準メニューに基づいた交渉の結果として条件が変更されることは考えられるが、実際に当該メニューあるいはそれに類するものへのアクセスが内外無差別に担保されることが必要。

- なお、標準メニューに価格を設定し売り手から一律の条件提示を行うか、最低価格のみ内々設定し買い手に希望する条件の提示を求めるか等の交渉の進め方は、市況にも左右されると考えられ、内外無差別である限り、事業者の創意工夫に委ねることとする。

- 監視委によるフォローアップに際しては、卸標準メニューと実績との乖離を確認することとしてはどうか。その際、通告変更の有無に加え、利用率（負荷率）、契約期間、与信など、契約価格を決定した主要な要因に関する説明を求めることとしてはどうか。

※　常時バックアップについては、旧一電小売部門が享受しているオプション価値という観点も含め、他の小売電気事業者への通常の卸取引において、内外無差別性が担保できた場合、これを廃止することが適当とされているところ、当該検討を進める上でも、**オプション性のあるメニューへの新電力のアクセスが内外無差別に担保されることが必要**ではないか。

③内外無差別な卸売を担保する体制の確保について

- **内外無差別な卸売を担保する体制を確保するため**、以下の取組を求め、今後、その進捗状況を確認することとしてはどうか。

【発電・小売間の情報遮断、社内取引の文書化のさらなる徹底】

- 発電・小売部門間の情報遮断のさらなる徹底に向けて、**情報遮断に関する社内の規程**を整備する。
- 社内取引について、社外契約と比較可能な粒度で、社内取引の条件を定めた文書を作成する。

- 監視委によるフォローアップに際しては、上記に加えて、**卸取引を担当する部門の組織上の位置付け等についても確認**し、内外無差別な卸売にかかるコミットメントの実効性が確保されているかどうかの判断にあたって考慮することとしてはどうか。
- 具体的には、現在、企画部門など（小売部門でも発電部門でもない部署）が卸売を担当する体制となっている事業者が大宗だが、**発電部門が卸取引（相対卸のみならずスポット市場への売り入札も含め）を実施する体制を整えるなど、発電利潤最大化を追求するインセンティブが適切に機能する体制が構築されているかどうかを確認**し、内外無差別な卸売の実効性を確認する際の考慮要素としてはどうか。