

延岡市地域新電力会社創業事業計画に関する  
事業環境等確認調査報告書

令和5年3月

## 1. 本調査の概要

### 1-1 本調査の背景・位置づけ

延岡市では、①家庭や中小事業者等の電気代を引き下げながら、②市の財源を確保し、さらに③その事業が我が国の電力システム改革を活かしながら将来的には環境保全に貢献するという「一石三鳥」を目的とした新電力事業を立ち上げるため、令和元年度に延岡市地域新電力会社事業化可能性調査を実施した。その結果、延岡市において地域新電力会社を設立した場合の事業化の可能性が確認できたことから、地域新電力会社設立に向けたより具体的な料金プランや電力調達価格等を含めた事業計画策定のため、令和2年度に延岡市地域新電力会社創業事業計画（以下、「創業事業計画」という。）を策定した。

その後、計画内容に関する市民説明会を4回開催するとともに、パブリックコメントを行った上で、市議会に設立のための出資金の予算案を3度提案したが、可決されず今に至っている。

一方で、2021年10月以降、世界的なLNG価格高騰等を原因とする市場高騰があり、さらにウクライナ情勢によりLNG価格が上昇するなど、電力小売を取り巻く事業環境が大きく変化した。

そのため、令和2年度に策定した創業事業計画を基本としながら、最近の情勢下においても地域新電力会社の設立及び事業継続が可能かを確認するため、令和4年4月から延岡市地域新電力会社創業事業計画に関する事業環境等確認調査（以下、「事業環境等確認調査」という。）を行ってきたところである。

### 1-2 延岡市が設立する地域新電力会社の目的と意義

#### (1) 財源確保の必要性

延岡市の高齢化率は、35.6%（2022年10月1日現在）と、宮崎県全体の33.5%より高く、県内でも長寿社会の進行のスピードが速い現状にある。それに伴い、現役世代の割合が低くなることによる税収減と、社会保障費をはじめとする支出増の趨勢が今後一層強まってくる。

また、コロナ後の経済再生や防災対策の強化、子育て・教育施策の充実、アスリートタウン再構築のための施設整備及びその施設管理、延岡城・内藤記念博物館の管理運営や文化振興、中心市街地の再生など、延岡市の将来を見据えたまちづくりのためには、市独自の財源確保策を構築する必要がある。

#### (2) 「実質的な可処分所得」の向上の必要性

令和元年市町村民経済計算統計表（宮崎県）によると、延岡市の市民一人当たりの所得は、2,464千円と宮崎県全体の平均2,438千円（全国47都道府県中第46位の水準）を上回るものの、令和元年以降の新型コロナウイルス感染症拡大による影響も加わり、地域経済や家計は依然として厳しい状況にある。さらにロシアによるウクライナ侵攻の影響による世界的なエネルギーや小麦などの価格高騰、さらに円安により生活コストが上昇する中、安い電力を提供し実質的な可処分所得の向上を図ることの必要性はさらに高まっている。

### (3) 環境保全・脱炭素に向けた取組の必要性

2015年9月の国連サミットにおける「持続可能な開発のための2030アジェンダ」の採択により、エネルギーや環境等を含めた17の目標を全ての人が目指すこととされた。さらに2020年10月、国においては2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを宣言し、自治体においても積極的な取組が求められることとなった。

そうした中、本市においては、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロを目指すため、2022年8月20日に「延岡市ゼロカーボンシティ宣言」を行い、同年11月には、本市の一ヶ岡地区の脱炭素の取組が、環境省の脱炭素先行地域に選定されたところであるが、ゼロカーボンシティを実現するためには、こうした取り組みとあわせて様々な施策を通じて脱炭素をはじめとする環境保全の取組を進める必要がある。

このように、財源確保、実質的な可処分所得の向上、環境保全・脱炭素に向けた取組の必要性はさらに高まっており、延岡市が①家庭や中小事業者等の電気代を引き下げながら、②市の財源を確保し、さらに③将来的には、再生可能エネルギーの活用による環境保全等への貢献を進めるため、引き続き新電力会社を設立する必要性は高いと考えられる。

## 2. 最近のエネルギー事情について

### 2-1 日本銀行の「経済・物価情勢の展望」によるエネルギー価格の見通し

本年1月19日公表の日本銀行の「経済・物価情勢の展望(2023年1月)」によると、資源価格は、ウクライナ情勢を始めとする地政学的な要因や世界的な気候変動問題への対応などを巡って、先行きの不確実性は極めて高いものの、見通し期間終盤となる2024年度にかけて総じて緩やかに低下していくと想定している。また、エネルギー価格(ガソリン・電気代等)は、政府の燃料油補助金の影響により、2022年度終盤に一旦はつきりと低下し、2023年度半ばにかけて前年比はマイナスに転じると見込まれるとのことであるが、政府による各種施策が縮小していけば2024年前半にかけてプラス幅を拡大する可能性が高いとしている。

### 2-2 他の機関のエネルギー価格の見通し

世界銀行は昨年10月26日に発表した「一次産品市場の見通し」で、エネルギー価格は2022年をピークに下落に転じ、2023年については2022年度比で11.2%下落するとの見通しを示している。また、民間シンクタンクの信金中央金庫 地域・中小企業研究所の経済見通し(2023年2月16日発表)でも、2023年度は世界経済の減速を受けて原油価格が前年水準を下回るとされている。

### 2-3 引き続き注視が必要

今後のエネルギー価格についての主要機関の見通しは2-1及び2-2のとおりである。また、LNG価格の今後の見通しは、P25~P26のとおりであり、引き続き注視していく必要があるが、エネルギー価格の動向は新電力会社だけではなく、大手電力会社にも影響を与え(P6参照)、大手電力会社の料金も上がっている中、消費者に大手電力会社以外の選択肢を

提供するとともに、電気代として支払ったお金が地域内に残り循環することになる地域新電力会社の存在が今後も重要であることは言うまでもない。

## 2-4 最近の電力卸売の状況等

今回の小売事業者に対して卸売を行っている企業やバランスンググループ（以下、「BG」という。（注））の最近の状況についての調査を行ったが、各社・各BGとも新しい卸売先を開拓していくことには概して慎重ではあるが、延岡市が計画している新電力会社への卸売は前向きに検討したいとの回答が得られている。

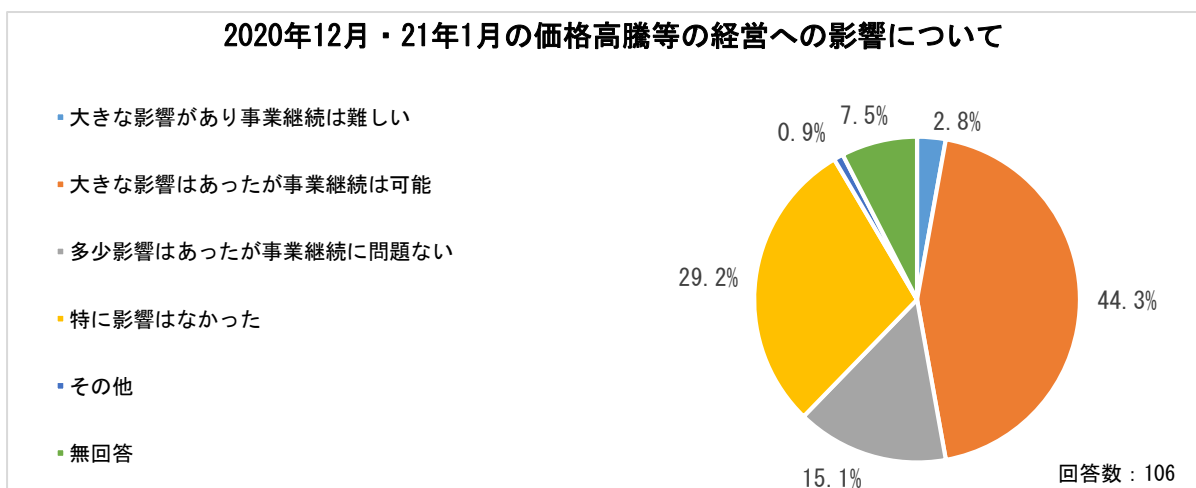
また、市が経済産業省資源エネルギー庁に登録されている小売電気事業者741社（2022年4月時点）を対象に4月27日から5月18日にかけて実施したアンケート調査の結果（回答：106社 回答率：14.3%）では、全体の85%以上の会社が事業継続は可能と回答している（図1、2参照）ことや、経済産業省の小売電気事業者の登録数も2022年12月末時点で依然として731社が登録（P6参照）されており、1年前に比べ13社減ったにすぎないことからわかるように、既に卸売を行っている小売事業者に対しては確実に安定的な卸売を行うことを重視している。

また、九州地区の卸電力市場は他の地区と比べて著しく価格が低く、時間帯によっては0.01円/kWhと事実上ゼロ円水準での調達が可能な状況もあり（図3、4参照）、現に直近の決算で黒字を見込んでいる九州内の自治体新電力会社も複数確認されている。

また、九州地区に限らず市場からの調達が安価な場合もあることから、それに呼応する形で、最近では小売事業者の中で市場価格の変動を顧客が支払う料金に連動させる市場連動型料金プラン（卸電力市場等の価格が上昇しているときは電気料金も上がることになるが、卸電力市場等の価格が下がると電気料金も下がることになる。）等を設定する小売事業者も増え始めている。

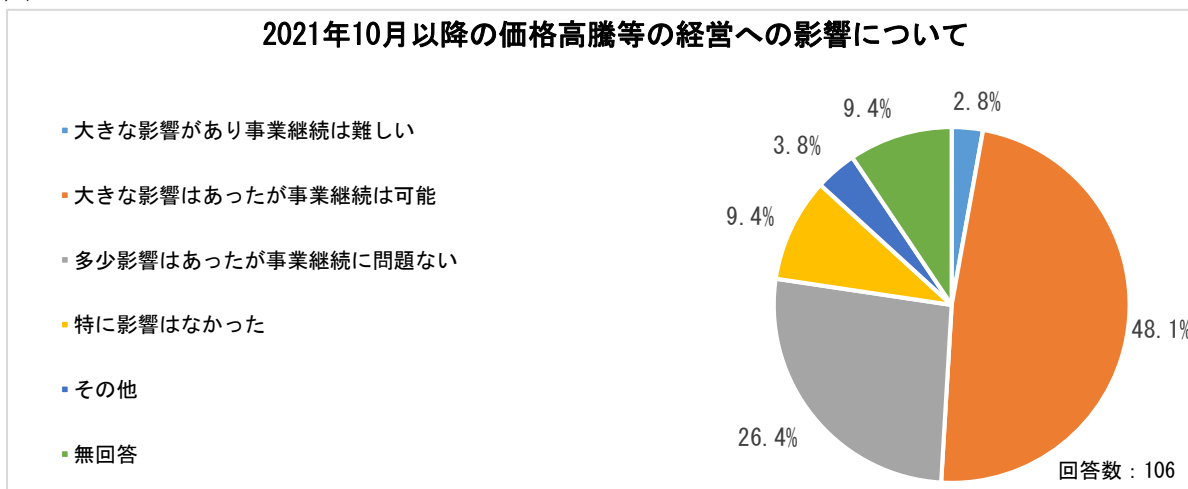
注：バランスンググループとは、新電力会社等が電力の調達や需給管理等を共同で効率的に行うために、複数の事業者で構成するグループのこと。

図1



注：「特に影響はなかった」と回答したうち15社は、「事業開始前や電力供給開始前」が理由。

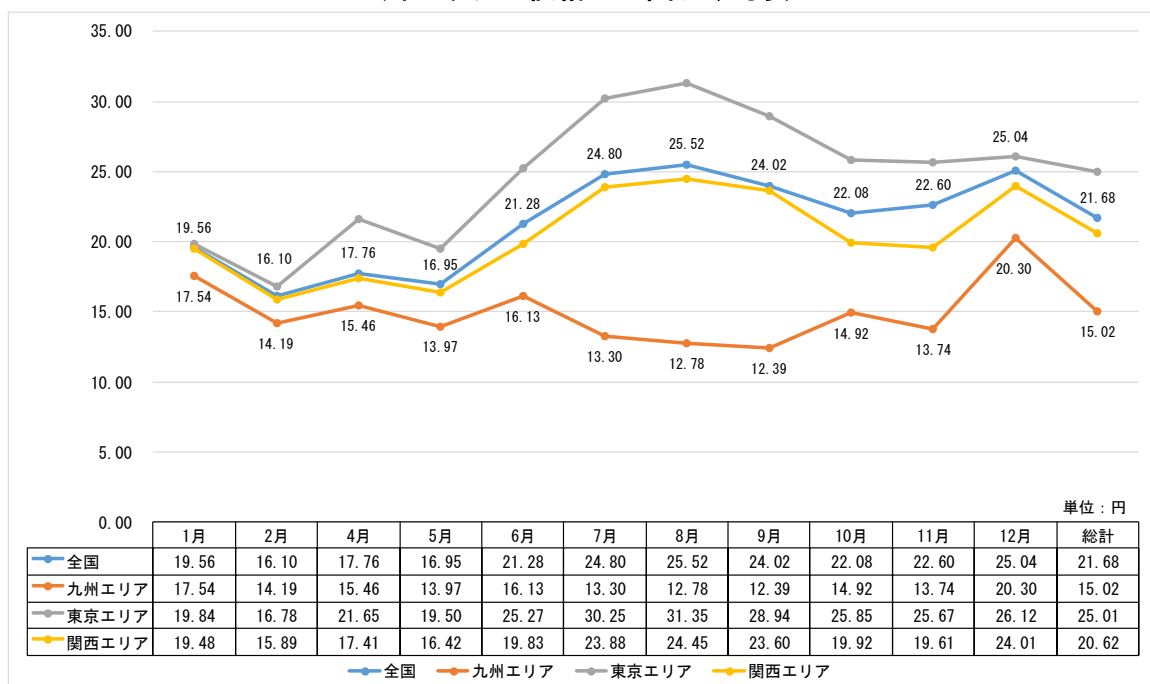
図 2



注：「特に影響はなかった」と回答したうち5社は、「事業開始前や電力供給開始前」が理由。

図 3

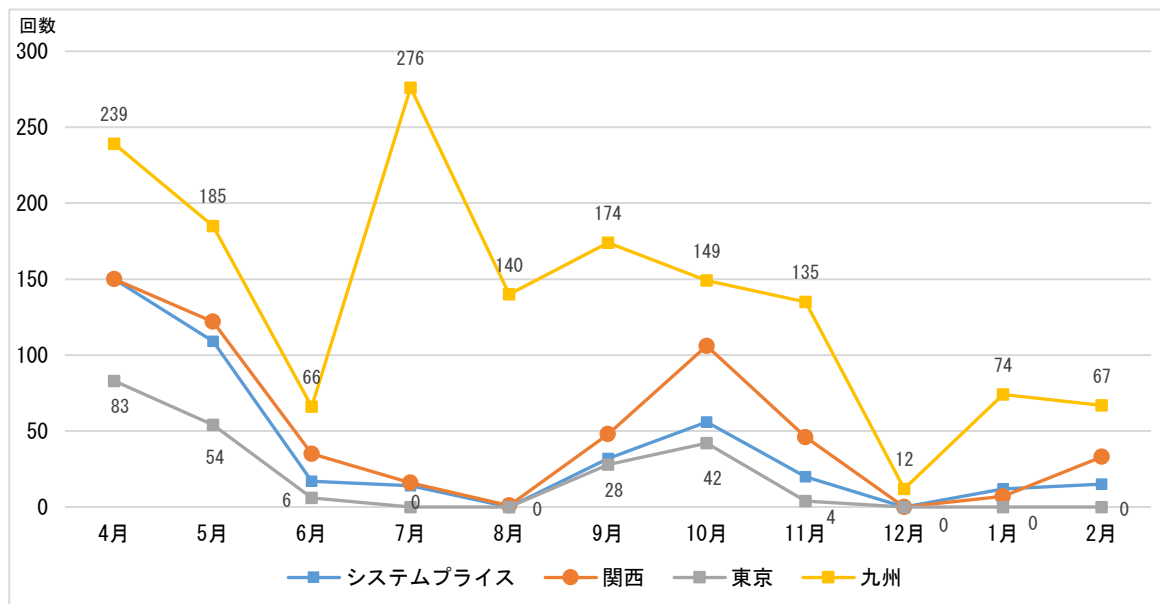
### 卸電力取引所の全国、東京、関西エリアと九州エリアの各月平均価格推移（令和 4 年） ～九州エリアの価格は全国よりも安い～



一般社団法人日本卸電力取引所資料「スポット市場取引結果」をもとに作成

図 4

### 卸電力取引所の全国と九州エリアにおける最低価格 0.01 円 /kWh のコマ（時間帯）発生回数（令和 4 年度）



※グラフ中の各エリアの発生回数は、システムプライスと九州のみ表示。  
一般社団法人日本卸電力取引所資料「スポット市場取引結果」をもとに作成

## 3. 最近のエネルギー事情が小売電気事業者に及ぼす影響について

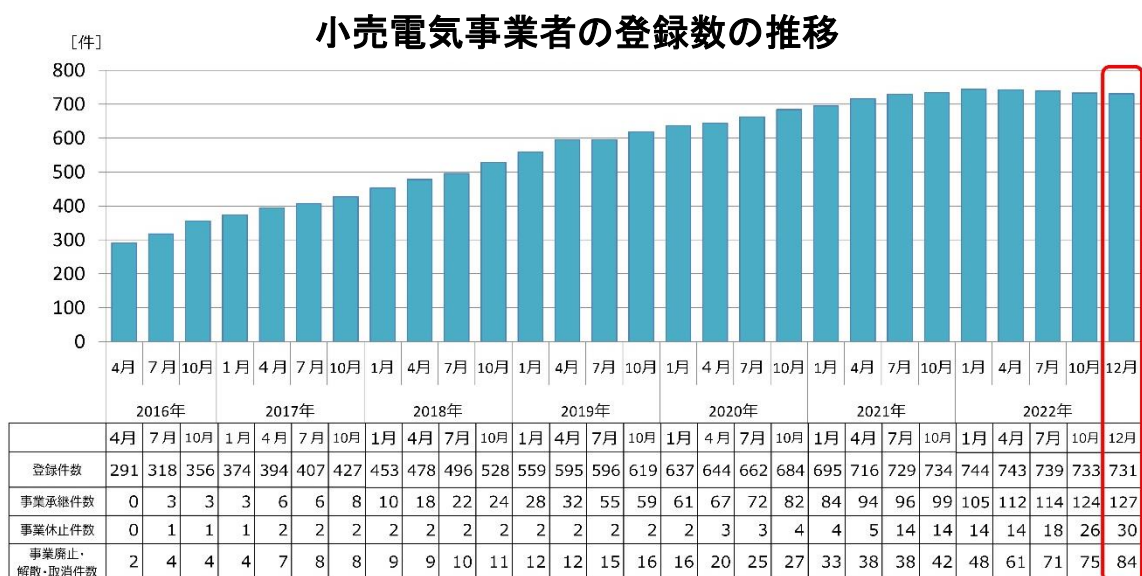
### 3-1 小売電気事業者の登録数

小売電気事業者の登録数は、電力小売の自由化以降、増加傾向にあったが、2021年冬の卸電力市場の価格高騰や2021年秋以降の卸電力市場の価格水準の上昇の影響等により2022年から若干減少気味となっている。ただし、2022年12月末時点で依然として731社が登録されており、登録件数の多かった2022年1月時点の744社と比べ13社減ったにすぎないことから、エネルギー高騰の影響は登録数には大きく表れていないと言える。

なお、小売電気事業者の事業承継件数、事業休止件数、事業廃止や法人の解散等の件数について、2021年冬の価格高騰以降の状況を見てみると、2021年1月から2022年12月までの期間で、事業承継が43件、事業休止が26件、事業廃止や法人の解散等が51件増加となっている。

また、株式会社帝国データバンクによる『「新電力会社」事業撤退動向調査（11月）』（2022年12月5日発表）によると、2021年4月までに登録のあった小売電気事業者706社のうち2022年11月28日時点までに22社が倒産や廃業、電力小売事業からの撤退が33社となっているものの、依然として多くの小売電気事業者は事業を継続している状況にある。

図 5



※件数はすべて、月末時点の件数。

(出所) 資源エネルギー庁調べ

出典：経済産業省総合資源エネルギー調査会 第 58 回電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会

### 3-2 大手電力会社（旧一般電気事業者）、新電力会社の対応

燃料価格や電力市場価格の上昇は、発電設備を有しない新電力会社のみならず、発電施設を有する新電力会社や大手電力会社にも影響を及ぼしており、従来の料金体系では電力の安定供給や事業の継続に課題が生じることから、電力契約の新規受付の一時停止や受付の制限を行う等の対応がとられた。

大手電力会社全 10 社の内 7 社（注 1）は、電力自由化前から一般家庭などに広く提供されている料金プラン（低圧従量電灯 A、B、低圧電力等）である、いわゆる規制料金の値上げを国に申請している状況にある。

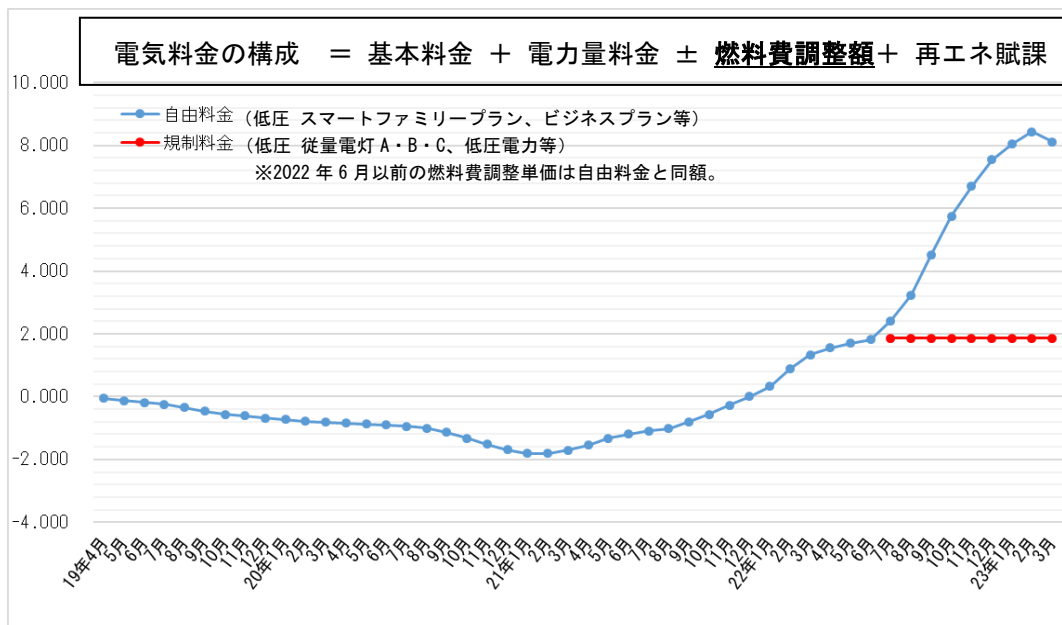
また、大手電力会社では、火力発電に必要な燃料（原油・LNG・石炭）の価格変動を出来る限り迅速に電気料金に反映させるため、3 カ月間の平均燃料価格が基準値から変動した場合、その変動に応じて国の制度に基づき燃料費調整単価を変更しており、平均燃料価格が基準値より上昇した場合は、燃料費調整単価が高くなり、基準値より下落した場合は安くなる仕組みとなっている。この燃料費調整単価については、規制料金を値上げしない大手電力会社（九州電力を含む）も上げており（図 6 参照）、結果的には全ての大手電力会社で顧客から受け取る電気料金が値上がりしている状況にある。（注 2）

そのほか、燃料調達コストの上昇等に対応するため、一部の料金プランで設定していた燃料費調整単価の上限を撤廃したり、高圧分野への市場連動型料金プラン等の導入などの対応も進められている。同様に、新電力会社についても、これまで大手電力会社と同じ燃料調整費単価にしていたケースが多かったが、最近では、自社の調達コストを具体的に反映した独自の燃料費等の調整単価を導入する動きが増えているほか、市場連動型プラン等を導入する事業者も増えつつある。

注 1：北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力が各社の従来の規制料金の値上げを国に申請。（2023 年 2 月末時点）

注2：2023年2月以降は、国の「電気・ガス価格激変緩和対策事業」による負担軽減策として低圧、高圧の燃料調整単価は割引（低圧：-7.00円/kWh、高圧：-3.5円/kWh）が行われている。

図6 九州電力の燃料費調整単価の推移（低圧分）



※規制料金（従量電灯等）については、上限価格（1.86円/kWh）が設定されているため、燃料費調整単価が1.86円/kWhを超えた場合も1.86円/kWhとなる。（離島ユニバーサルサービス調整単価は除く）  
 ※2023年2月以降の自由料金の燃料費調整単価は、国の「電気・ガス価格激変緩和対策事業」による割引（-7.00円/kWh）を除いた額。

九州電力の燃料費調整単価等公表資料をもとに作成

### 3-3 小売電気事業に関する今後の国の対応

世界的なエネルギー価格の上昇や脱炭素の流れ等により電力事業を取り巻く事業環境が大きく変化する中、国においてはエネルギーの安定供給の再構築について検討を加速させ、今後の電力政策の方向性についての中間とりまとめを行ったところである（「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ」電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 令和5年2月公表）。その中で、電力の安定供給に必要な発電設備等の供給力の確保のための仕組みの構築や、カーボンニュートラル実現に向けた脱炭素電源の導入促進のほか、小売電気事業者間の競争促進と経営、電気料金の安定化のため、大手電力会社から新電力会社への電力卸売に関する内外無差別な卸売（大手電力会社の社外・グループ外の新電力会社と比較し、自社の小売部門にのみ有利な条件で卸売を行うことなく公平性を確保すること等）のさらなる徹底、長期の電力相対卸取引が行いやすい環境整備の検討も進めることとしている。

併せて、小売電気事業者に持続可能な事業運営を促すため、事業開始時の小売登録審査において、事業上のリスク要因の分析や対応の検討、資金見通しを含めた中期的な事業計画の提出を求めるとともに、事業開始後もリスク管理体制の運用状況や資金の概況について定期的にセルフチェックを求め、国がモニタリングする制度が検討されている。

また、複雑化する電力市場における価格高騰等の問題に対しては、発電事業者と小売電気事業者の双方にとって効率的で安定した取引を実現するため、発電コスト等を踏まえた市場取引最適化の仕組みの導入など、現在の電力事業を取り巻く課題対応に向けた制度改正等が検討されている。



## 4. 延岡市が計画している新電力会社の調達価格について

### 4-1 経過報告までの BG への調査の状況

本調査を開始した令和4年4月以降、九州エリアを対象としている BG の代表企業 11 社に対し、電力調達価格の見通しについてヒアリング調査を実施した。その結果、延岡市の新電力会社の設立時期等が明確でないことや、世界的なエネルギー事情の変化により、1つの BG を除いて、6月時点では具体的な価格を正式に提示することは難しい状況との回答を得ており、以下の通り本調査の経過報告を行った。

そのため、経過報告後も引き続き最新の情勢を踏まえた調達見込価格の調査を継続するとともに、脱炭素の取組とセットで電力卸売を行う BG への追加調査を行うこととした。

#### 「経過報告（令和4年6月）時点の九州エリアを対象としている BG 代表企業からの調達価格に関する回答について」（経過報告より）

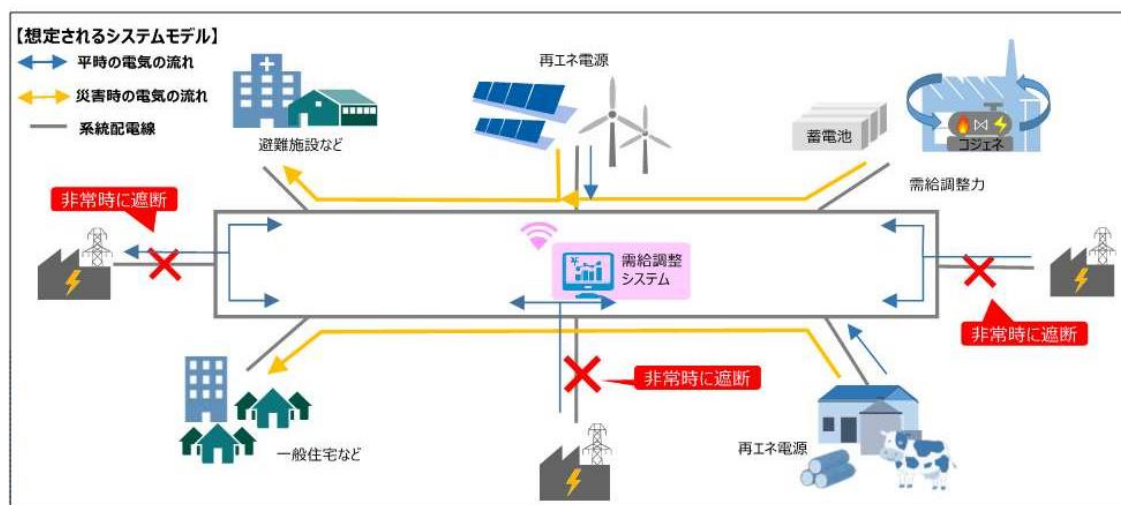
- ①いずれの BG からも、延岡市が設立を検討している新電力会社の BG への加入及び電力供給について前向きに検討したいとの回答が得られた。その金額については、延岡市の新電力会社の設立時期が明確ではないため、1社を除き（下記②のとおり）、現時点では具体的な卸売価格を示すことは難しいとのことであったが、一方で、脱炭素政策に協力する等（注1）の連携が延岡市との間で構築できれば、具体的な価格をある程度早めに示し得るとの回答もあった。
- ②令和5年度中に延岡市の新電力会社が営業を開始するのであれば、11.5円/kWh～12.0円/kWh程度（消費税、燃料費調整額除く。なお、消費税と令和4年6月当時の燃料調整費単価（1.59円/kWh）を含めると14.24円/kWh～14.79円/kWhとなる。）での卸売が可能ではないかとの見解を示した BG が1社あった。ただし、設立時期等がある程度明確になれば正式に提示するとのことであった。
- ③なお、現在のエネルギー事情の中では、単なる卸売だけであれば、実供給時期の3～6カ月程度前の段階で価格が明確になることが通例であるとの回答もあったところであり、この状況を考えると、今後、市として、まず脱炭素政策の推進をいずれかの企業等と連携して行うこととし（注3）、その連携関係の中で調達価格を明確にしていくことも採るべき方法の1つと考えられる。

（注1）ヒアリングを行った企業からは、脱炭素の取組や再生可能エネルギーの普及促進、大型蓄電池や太陽光発電を活用したマイクログリッド（注2）構築等による災害対策強化などの連携を延岡市と行うことについての関心が示された。（このような連携事業を行うことで、連携した企業は太陽光発電等により一定の電源等が得られることになるため、延岡市の地域新電力会社に対して安定的に卸売ができることになるという意味）。

（注2）マイクログリッドとは、一定のエリアで太陽光発電等の再生可能エネルギーや蓄電池などを活用し、平常時は再生可能エネルギーを有効活用しつつ、災害等による大規模停電時には電力会社等と繋がっている送配電網から切り離し自立的に電力を供給可能とする仕組み。（図7）

(注3) 令和4年4月26日に環境省から脱炭素先行地域に選定された26自治体のうち、12自治体では、太陽光発電や蓄電池の設置等による脱炭素の推進について特定の大手電力会社や新電力会社、エネルギー関係事業者等と連携することを既に決定した上で申請をしていたところであり、また、3自治体が今後特定の電力会社を選定し連携する予定としている。さらに7自治体は、新たに自治体として新電力会社を設立し、脱炭素の取組の軸とすることを計画している。(残る4自治体は、既存の新電力会社又は大手電力会社等との連携を予定している。) なお、環境省は、夏頃に再度、脱炭素先行地域の公募を行う予定である。

図7 マイクログリッドイメージ図



出典：地域社会における持続的な再エネ導入に関する情報連絡会 第4回資料を一部抜粋

#### 4-2 BGへの卸価格の追加聴き取り調査結果

エネルギー情勢の先行きが依然としてはっきりしないため、新電力会社に卸売を行っている相対契約を中心としたBGは、まずは現在卸売を行っている新電力会社への卸売を確実にを行うことを優先する中で、新たな新電力会社でしかも設立する時期等が明確でない新電力会社に対しては、卸売を前向きに検討したいとする一方で、具体的な卸売価格を提示することは依然として難しいという状況であった。

その中で1社から22円～25円/kWh（消費税除く・燃料費調整単価込み・インバランリスクなし）の提示があったところである（これらの価格は燃料費調整単価（令和5年3月時点：7.05円/kWh）を除いた場合、16.45円/kWh～19.75円（税込）程度の水準となる。）が、国内の電力市場価格は、近年LNGのスポット価格等の燃料価格と強く相関が見られるようになっており、足元のLNGのスポット価格は2023年1月以降、天然ガス不足の懸念から需要が高かった欧州で、暖冬や風力発電の高稼働によりガス需要が緩和したことなどから、価格は下落傾向に転じており、それに伴い電力市場価格についても、卸電力市場やベースロード市場等の足元の価格動向からもさらに下がる傾向に転じることが考えられる。

#### 4-3 脱炭素先行地域等における地域新電力会社設立の動き

国は、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにし脱炭素社会を実現するため、脱炭素に関する先駆的な取組を行う自治体を脱炭素先行地域として選定し支援することとしており、第1回選定（令和4年4月26日）で26自治体、第2回選定（令和4年11月1日）に本市を含む20自治体が選定された。

脱炭素先行地域に選定された自治体においては、脱炭素化を実現するための自家消費型の太陽光発電や蓄電池の設置等による再生可能エネルギーの導入やエネルギーマネジメント等を行う新電力会社を設立、または既存の電力会社等と連携して取り組む動きが新たな流れとなっている。（表1）

この中で、脱炭素先行地域の取組で連携する電力小売事業者が提供する再生可能エネルギー等の電力料金と大手電力会社（旧一般電気事業者）の料金との比較や、電力調達価格について聞き取り調査を実施した結果、表2、表3の状況であった。

表1

#### 脱炭素先行地域における電力会社等と連携予定の計画

連携相手等	先行地域の数	備考
大手電力会社等と連携	7	
既存の新電力会社と連携	17	11自治体は地域新電力と連携予定
新設の新電力会社と連携	11	8自治体は地域新電力と連携予定
新電力会社又は大手電力会社やエネルギー関連企業等の何れかと連携	6	
その他（電力会社やエネルギー事業者等で構成する協議会と連携）	1	
未定	4	2自治体は当初計画で地域新電力設立予定であったが方針を見直し
合計	46	

表2

#### 脱炭素先行地域における再生可能エネルギー等の料金水準の設定見込

再生可能エネルギー等の料金水準	先行地域の数	割合
大手電力会社より安い水準	13	28.26%
大手電力会社と同等又は安い水準	3	6.52%
大手電力会社と同水準	5	10.87%
大手電力会社よりも高い水準	1	2.17%
未定（今後検討していく）	24	52.17%
合計	46	

表 3

### 脱炭素先行地域の取組で連携する小売電気事業者の電力調達見込価格

電力調達価格の状況	先行地域の数	割合
決定済み	3	6.52%
未定（今後検討していく）	40	86.96%
対外的に公表していない	3	6.52%
合計	46	

このように、まだ検討中というケースもあるが、再生可能エネルギーを電源として加えることで、大手電力会社と同等または安い価格での電力提供を予定しているケースがあることから、今後の地域新電力会社の電源構成の中に再生可能エネルギーを加えることも検討する必要があると考えられる。（国は脱炭素先行地域以外のエリアでの太陽光発電導入に対しても手厚い補助を行っている。）

## 5. 借入不要経営可能点と電力小売事業の環境の変化等

### 5-1 借入不要経営可能点となる電源調達価格見込について

昨年6月にまとめた経過報告では、BGから具体的な卸価格の提示を得ることが難しい状況であったことから、電力調達価格の調査に基づく収支計画試算とは別に、調達価格がいくらまでなら借入を行わずに事業が継続可能であるか、その調達価格（以下、「借入不要経営可能点」という。）を確認するため、以下の確認条件のもとで、7つのパターンで試算を行った。

※未就学児世帯応援プラン、公民館応援プランについては、各料金プランの基本料金から20%引きとした。

#### 借入不要経営可能点の確認条件

- ・資本金6,000万円で借入をすることなく事業を継続できること。
- ・設立準備年を除く供給開始年から3年目で黒字に転換。
- ・4年目から、利益を市に寄附することが可能。

#### 顧客獲得想定

既に策定している延岡市地域新電力会社創業事業計画の販売計画のうち、顧客数を少なく想定したケース「販売計画2」で試算。

一般家庭	：	45件／月（3年目まで純増。4年目以降増無し。）
子育て世帯	：	4件／月（3年目まで純増。4年目以降増無し。）
公民館	：	9件／月（2年目まで純増。199件以降同数で推移。）
中小事業所：電灯	：	40件／月（3年目まで純増。4年目以降増無し。）
低圧電力	：	20件／月（3年目まで純増。4年目以降増無し。）

## 公共低圧施設の供給対象

公共低圧施設のうち、従量電灯 B・C、低圧電力等の施設を供給対象とし、街路灯や電灯、農事用電力のほか、負荷率（注）が 20%以上の施設は対象外とする。

注：負荷率とは、契約電力に対する実際の使用電力の割合のことで、例えば負荷率が 20%以上の施設として稼働時間が長い上下水道のポンプ施設等がある。

**パターン 1**：一般世帯、中小事業所、公共低圧施設を全て創業事業計画のプランとし、公共低圧施設については、負荷率 20%以下の施設を供給対象とする。  
未就学児世帯応援プラン、公民館応援プランは、九州電力の基本料金から 2%引きしたのから更に 20%引き、従量料金は九州電力従量料金から 2%引き。

**パターン 2**：一般家庭、中小事業所、公共低圧施設ともに九州電力の標準プランから 2%引きとし、公共低圧施設については、負荷率 20%以下の施設を供給対象とする。  
未就学児世帯応援プラン、公民館応援プランは、九州電力の基本料金から 2%引きしたのから更に 20%引き、従量料金は九州電力従量料金から 2%引き。

**パターン 3**：一般家庭、中小事業所は九州電力の標準プランから 2%引きとし、公共低圧施設については、九州電力の標準プランと同額で負荷率 20%以下の施設を供給対象とする。  
未就学児世帯応援プラン、公民館応援プランは、九州電力の基本料金から 2%引きしたのから更に 20%引き、従量料金は九州電力従量料金から 2%引き。

**パターン 4**：一般家庭、中小事業所、公共低圧施設ともに九州電力の標準プランと同額とし、公共低圧施設は、負荷率 20%以下の施設を供給対象とする。  
未就学児世帯応援プラン、公民館応援プランは、九州電力の基本料金から 20%引き、従量料金は九州電力従量料金と同額。

**パターン 5**：パターン 1 で、公共低圧施設には供給しない場合。

**パターン 6**：パターン 2 で、公共低圧施設には供給しない場合。

**パターン 7**：パターン 4 で、公共低圧施設には供給しない場合。

表 4

## 「借入不要経営可能点の調達価格試算結果」(公共低圧施設に供給する場合)

パターン	料金プラン		借入不要経営可能点の調達価格 ※( ) 消費税、燃調単価①含む	令和5年3月時点の九州電力の燃調単価②を加えた価格 ※ 消費税含む	寄附額 5年間合計
	一般世帯・中小事業所	公共低圧施設			
1	創業事業計画と同額	九州電力プランから2%引き	10.96 円/kWh (12.31 円/kWh)	18.01 円/kWh	2,500 万円
2	九州電力プランから2%引き	九州電力プランから2%引き	12.10 円/kWh (13.45 円/kWh)	19.15 円/kWh	4,500 万円
3	九州電力プランから2%引	九州電力プランと同額	12.20 円/kWh (13.55 円/kWh)	19.25 円/kWh	3,500 万円
4	九州電力プランと同額	九州電力プランと同額	12.56 円/kWh (13.91 円/kWh)	19.61 円/kWh	4,500 万円

## 「借入不要経営可能点の調達価格試算結果」(公共低圧施設に供給しない場合)

パターン	料金プラン		借入不要経営可能点の調達価格 ※( ) 消費税、燃調単価①含む	令和5年3月時点の九州電力の燃調単価②を加えた価格 ※ 消費税含む	寄附額 5年間合計
	一般世帯・中小事業所	公共低圧施設			
5	創業事業計画と同額	供給せず	10.45 円/kWh (11.80 円/kWh)	17.50 円/kWh	4,500 万円
6	九州電力プランから2%引き	供給せず	11.82 円/kWh (13.17 円/kWh)	18.87 円/kWh	5,000 万円
7	九州電力プランと同額	供給せず	12.25 円/kWh (13.60 円/kWh)	19.30 円/kWh	6,000 万円

※創業事業計画の料金プランは、九州電力プランから家庭 5.5%引き、中小事業所 10%引き、追加プラン 5%引き(詳細は P14 参照)で、上記のパターン 5 が創業事業計画の「販売計画 2」に該当。

※九州電力プラン(一般世帯:従量電灯 B、中小事業所:従量電灯 C、低圧電力、公共低圧:従量電灯 B、C、低圧電力等)

※燃料費調整単価①:九州エリアの高圧の燃料費調整単価(2022年4月)1.35 円/kWh で設定。

※燃料費調整単価②:九州エリアの高圧の燃料費調整単価(2023年3月)7.05 円/kWh で設定。  
(2023年2月分から適応される国の「電気・ガス価格激変緩和対策事業」による割引-3.5 円/kWh は除く。)

※前述(P11、12)の条件のもと試算した結果、公共低圧に供給するパターン 1~4 と公共施設に供給しないパターン 5~6 を比較すると、公共施設に供給する方が借入不要経営可能点の調達価格は高くなるが、電力供給量の増加に伴う調達に関する支払いが増加する(キャッシュフロー)関係で、寄附額は公共低圧に供給しない方が多くなる結果となった。

(注)借入不要経営可能点の試算に関するその他の設定条件は以下のとおり。

- ・再エネ賦課金 2022年4月 3.45 円/kWh (消費税込み)
- ・燃料費調整単価(販売分) 九州エリアの低圧の燃調費調整単価(2022年4月)1.55 円/kWh (消費税込み)
- ・需給管理・CIS(顧客管理システム)に要する経費

創業事業計画策定後の経費削減の可能性や最新の状況を調査したところ、以下の費用で需給管理の委託、顧客管理システムの使用が可能と確認したため、今回の試算では以下の費用を用いて試算した。

需給管理費用

(税抜)

契約電力	基本料金	従量料金
2,000kW 以下	150,000 円	0 円
10,000kW 以下	50,000 円	50 円
10,000kW 超過	350,000 円	20 円

CIS 費用

(税抜)

需要家数	金額
0 件~50 件	70,000 円
51 件~100 件	100,000 円
101 件~300 件	125,000 円
301 件~700 件	150,000 円

## 参考：創業事業計画の料金プラン・延岡市への寄附可能額

### 家庭向けプラン（九州電力より 5.5%引き）

九州電力（従量電灯 B）			県内民間新電力	市内取次事業者	プラン案
基本料金	10A	297.00			290.14
	20A	594.00	591.03		580.28
	30A	891.00	886.55	886.53	871.28
	40A	1,188.00	1,182.06	1,182.04	1,162.28
	50A	1,485.00	1,477.58	1,477.55	1,453.28
	60A	1,782.00	1,773.09	1,773.06	1,744.28
従量料金	最初の 120kWh まで	17.46	17.45	17.45	17.13
	120kWh 超過 300kWh まで	23.06	22.53	22.52	22.40
	300kWh 超過	26.06	23.63	23.44	22.40

### 中小事業所向けプラン（九州電力より 10%引き）

九州電力（従量電灯 C）			県内民間新電力	市内取次事業者	プラン案
基本料金	1kVA あたり	297.00	個別見積	295.51	291.00
従量料金	最初の 120kWh まで	17.46		17.45	17.13
	120kWh 超過 300kWh まで	23.06		22.52	22.40
	300kWh 超過	26.06		23.00	22.40

### 中小事業所向け追加プラン（九州電力より 5%引き）

九州電力（低圧電力）			県内民間新電力	市内取次事業者	プラン案
基本料金	1kW あたり	1,012.00	個別見積	910.80	910.80
従量料金	夏季 (7月～9月)	17.12		17.10	17.09
	その他の季節 (10月～6月)	15.43		15.42	15.40

### 未就学児世帯応援プラン、公民館応援プラン

料金プラン	対象	プラン内容
未就学児世帯応援プラン	未就学児がいる世帯	従量電灯 B のプラン案の基本料金の 20% 引 (従量料金は、プラン案と同額。トータルで 7.0% 引)
公民館応援プラン	公民館施設	従量電灯 B のプラン案の基本料金の 20% 引 (従量料金は、プラン案と同額。トータルで 6.0% 引)

※各料金プランは、創業事業計画策定時の料金プラン案で、今後の大手電力会社や他社の料金プランの状況を踏まえて変更になる可能性があります。

### 延岡市への寄附可能額

寄附額	2021年 事業準備	2022年 営業開始	2023年	2024年	2025年	2026年	合計 (単位：円)
「販売計画 1」 一般・事業者のみ	—	—	2,800 万	5,800 万	7,300 万	7,300 万	2 億 3,200 万
「販売計画 2」 一般・事業者のみ	—	—	—	3,000 万	4,000 万	4,000 万	1 億 1,000 万
「販売計画 1」 公共施設にも供給	—	3,800 万	7,300 万	1 億 1,000 万	1 億 2,300 万	1 億 2,600 万	4 億 7,000 万
「販売計画 2」 公共施設にも供給	—	3,200 万	5,500 万	7,800 万	8,800 万	8,800 万	3 億 4,100 万

## 5-2 最近の電力小売事業を取り巻く環境の変化

### (1) 電力小売事業に関する今後の動向（市場連動型プランの導入）

世界的なエネルギー情勢により、小売電気事業者は従来と同じ価格水準での相対契約による電力調達に難しい状況となっている。大手電力会社においても自社の電力調達や販売計画を上回る追加的な電力の確保は難しい状況で、計画を上回る高圧分野の新規の電力契約については、市場連動型料金プランで契約を受け付ける等の対応が行われている。

一方、需要家においては、電気料金は今後も高い水準で推移することが予想される中、少しでも電気料金の負担を軽減したいというニーズがこれまで以上に高まってきている。

こうした状況の中、卸電力市場を見ると、相対契約などの固定価格で調達するよりも、市場から調達した方が安い状況が続いており、時間帯によっては0.01円/kWhになるなど圧倒的に安くなる状況も発生し、特に太陽光発電による電力が豊富な九州エリアにおいては、昼間の時間帯に、全国の他のエリアと比較してもこの状況が多く発生している。

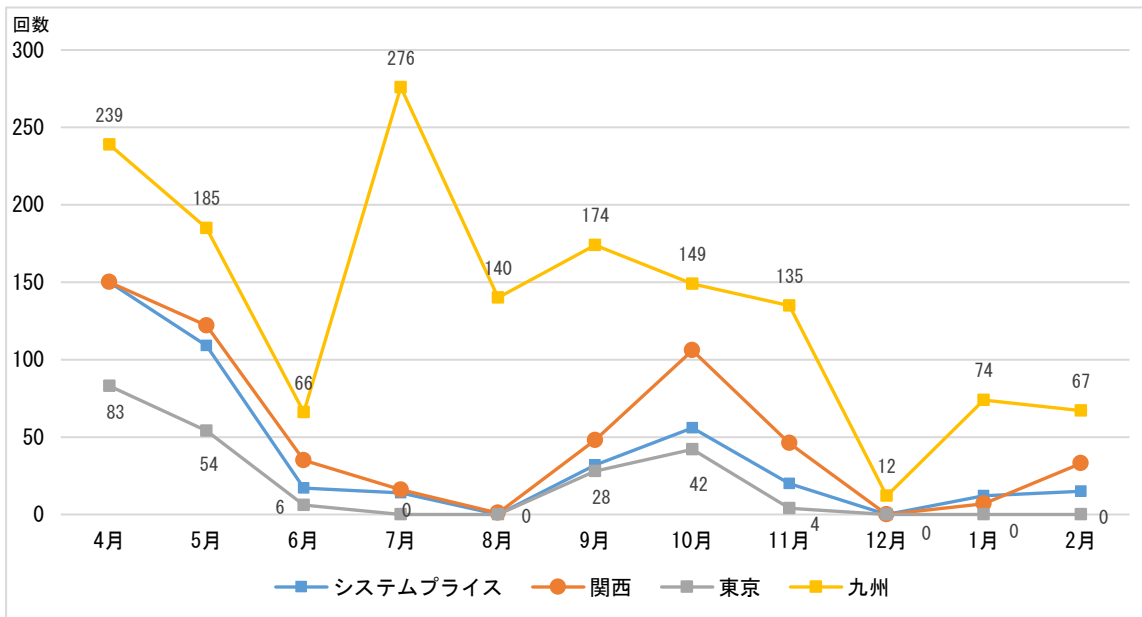
そのため、新電力会社においては、従来の料金プランに加えて市場連動型料金プラン等を新たに設定する動きが広まりつつあり、2023年度はこうした動きがさらに加速することが予想されている。

卸電力市場の取引価格は、依然として高い水準で推移する可能性があるため、小売電気事業者、需要家の双方がリスクを正しく理解したうえで、メリット、デメリットを比較し市場連動型料金プラン等の提供、活用を検討する必要があるが、この料金プランは、需要家が卸電力市場の価格動向に応じて節電を行う（例えば、市場価格の高い時間帯に節電を行う一方、価格の安い時間帯での電気の使用量を増やす）などの利用調整を行えば、電気代を抑えられるため、こうした新たな動向に注目することも必要と考える。



図 8

### 卸電力取引所の全国と九州エリアにおける最低価格 0.01 円 /kWh のコマ（時間帯）発生回数（令和 4 年度）



※グラフ中の各エリアの発生回数は、システムプライスと九州のみ表示。  
一般社団法人日本卸電力取引所資料「スポット市場取引結果」をもとに作成

## (2) 国の再生可能エネルギー導入促進の動き

国においては、脱炭素推進とあわせて災害時のエネルギー供給におけるレジリエンス強化やエネルギー情勢の変化に強い経済構造への転換を促進するため、企業や自治体、一般家庭を含めた需要家の太陽光発電や蓄電池の整備、PPA（注）による再生可能エネルギー導入に対する補助を強化している。

経済産業省では、民間企業等の需要家と自治体、小売電気事業者、発電事業者が連携し新たに太陽光発電を設置し PPA を導入する取組に対し「需要家主導型太陽光発電導入促進事業」により補助を行っている。また、環境省においても、企業や一般家庭、自治体の太陽光発電、蓄電池の設置や PPA 導入、災害時のレジリエンス強化の取組について「ストレージパリティの達成に向けた太陽光発電設備等の価格低減促進事業」、「地域レジリエンス・脱炭素化を同時実現する公共施設への自立・分散型エネルギー設備等導入促進事業」により補助を行っている。

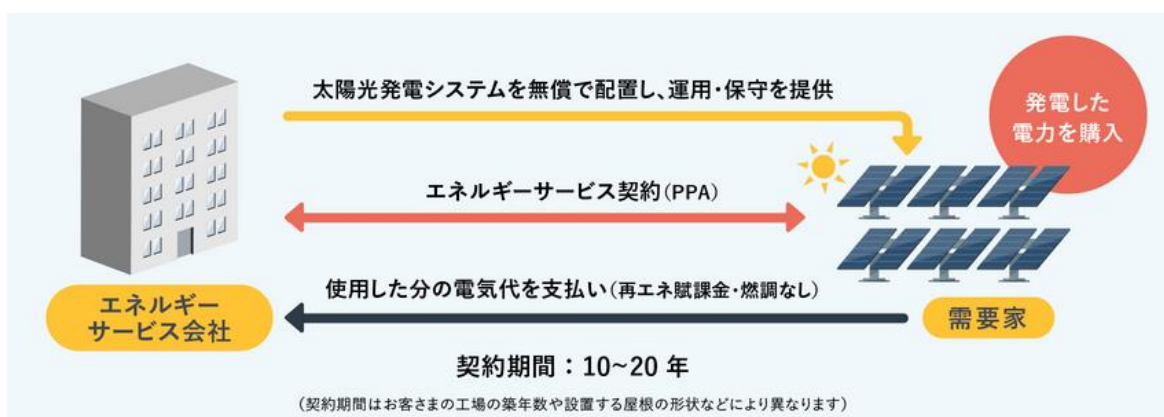
特に太陽光発電は、国の FIT 制度（固定価格買取制度）による後押しに加えて、他の再生可能エネルギーのバイオマス発電や風力発電と比較して導入コストや維持管理コストが安いこと、また他の発電設備よりも設置に必要な適地が確保しやすいことなどもあり普及が進んできている。今後は、技術開発による太陽光発電パネルの発電効率の向上、余剰電力を有効活用するための蓄電池やエネルギーマネジメント等の技術の普及により、発電コストのさらなる低下が期待されており、安価な電力調達の手段になる可能性が十分に期待できることから、国においても導入促進のための支援をさらに強化している。

そうした中、中小企業や自治体等の需要家においては、小売電気事業者や発電事業者等と連携して国の支援制度を活用し、再生可能エネルギーの導入や災害時の電力確保等に取組む事例が増えつつある。

そこで、延岡市においても、例えば経済産業省の「需要家主導型太陽光発電導入促進事業」等を活用し、新電力会社を設立するとともに、市有地で太陽光による発電を行い安価な再生可能エネルギーによる低価格の電力を特定の需要家（例えば、太陽光発電の発電量が多い日を中心に電力需要がある子育て支援施設群や企業など）に提供することをモデル的に行うことをまず始めるという考え方もある。（図 10 参照）

注：需要家が所有する建物や土地を事業者が借りて無償で太陽光発電等の設備を設置し、発電した電気を需要家が使用することで再生可能エネルギーを中長期的に利用できる仕組み。発電設備は事業者等の第三者が所有するため、需要家は初期投資が不要で再生可能エネルギーを利用できる（図 9 参照）。（電力販売契約：Power Purchase Agreement の略）

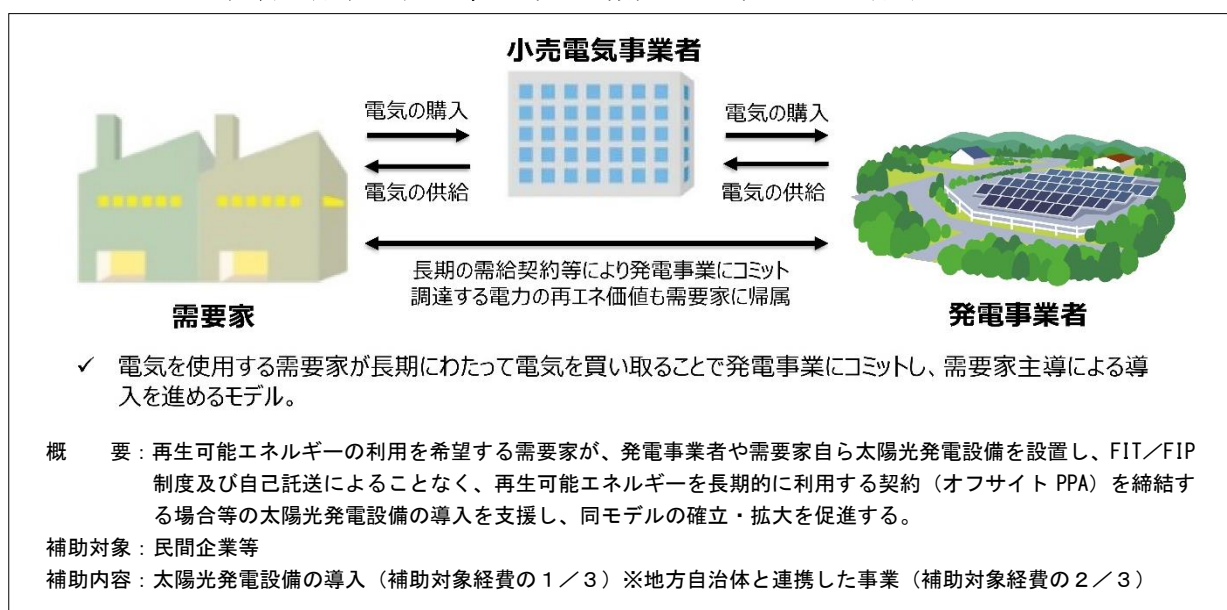
図 9



出典：環境省ホームページ

図 10

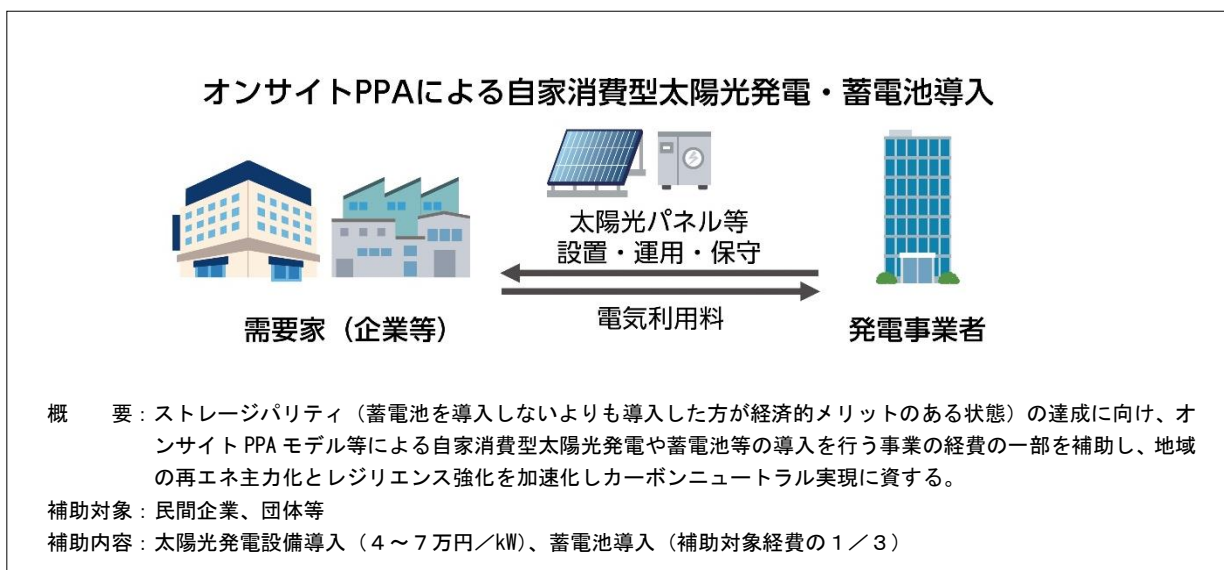
### 経済産業省：需要家主導型太陽光発電導入促進事業概要



出典：経済産業省総合 第 43 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会資料を一部加工

図 11

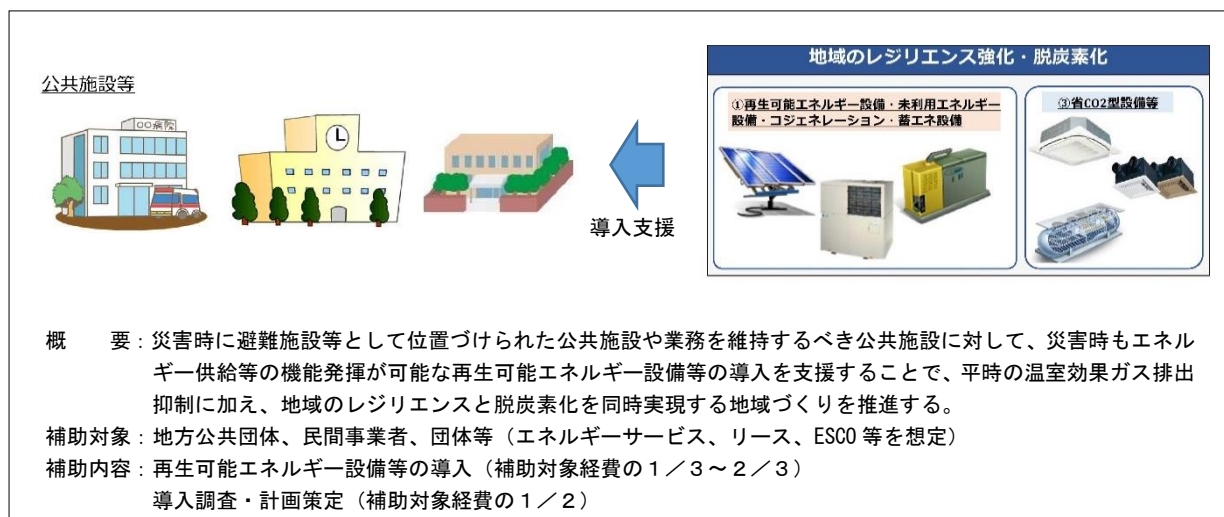
環境省：ストレージパリティの達成に向けた太陽光発電設備等の価格低減促進事業概要



出典：一般財団法人環境イノベーション情報機構資料を一部加工

図 12

環境省：地域レジリエンス・脱炭素化を同時実現する公共施設への自立・分散型エネルギー設備等導入促進事業概要



出典：一般財団法人環境イノベーション情報機構資料を一部加工

## 6. 調査結果を踏まえた本市の取組方針

P11～P13の試算の結果、調達価格が10.45円/kWh～12.56円/kWh（燃料費調整単価を除く）の範囲であれば、借入を行うことなく新電力会社の経営を行うことが可能と考えられる。（これらの価格は直近の令和5年3月の九州電力の燃料費調整単価7.05円/kWhと消費税を含めると、17.50円/kWh～19.61円/kWh程度の水準となる。）

令和4年6月の中間報告においては、その時点でのBGの代表企業へのヒアリング調査の結果、1社から、令和5年度中に延岡市の新電力会社が営業を開始するのであればという前提で、「借入不要経営可能点」を下回る水準の卸売価格が示された一方で、具体的な卸売価格の提示は難しいと回答したBGも多かったところである。

今回の調査でも「延岡市が計画している新電力会社への卸売については、前向きに検討したいが、現時点では具体的な卸売価格を示すことは難しい。」との回答が依然として多く、また1社から具体的な目安として示された見解は、22円～25円/kWh（消費税除く・燃料費調整単価込み・インバランスリスクなし）であった。これらの価格は燃料費調整単価（令和5年3月時点：7.05円/kWh）を除いた場合、16.45円/kWh～19.75円（税込）程度の水準となり、「借入不要経営可能点」を上回っていたが、同社からは今後のエネルギー情勢等にに応じてさらに下げられる可能性があるとの見解が示されている。また、P10～11にあるように、電源構成の中に太陽光発電等を加えることも、安価な電力の供給を実現するために有効と考えられる上、それに関連する国の補助制度等も充実されている。

さらにP3～4にあるように、多くの新電力会社は現在のエネルギー情勢下にあっても経営継続は可能と判断している。

以上のことから、本調査に基づき、本市としては、引き続き地域新電力会社の設立は可能との認識のもと、以下のとおり必要な調査・検討を行っていくこととする。

### 「延岡市の今後の取組方針」

1. 今後も、例えば3カ月ごとに、燃料費調整単価の状況も踏まえた調達価格の見込や全国の脱炭素先行地域内の小売事業者の調達価格、小売価格の調査を継続して行う。また、大手電力会社や新電力会社の料金値上げや市場連動型プラン等の導入の動向についても調査を継続する。
2. 1.の結果を踏まえ、借入不要経営可能点（P11～P13参照）も必要に応じて再試算を行い、調達価格の見込が6カ月以上その範囲内に収まっていることが確認できた段階で、新電力会社設立作業を本格化させる。
3. 2.により新電力会社設立作業が本格化することになった場合は、あわせて一ヶ岡地区で事業を行う延岡脱炭素エネルギーマネジメント（株）との小売事業の引継協議を開始する。（後述）
4. 上記1.～3.とは別に、国の「需要家主導型太陽光発電導入促進事業」（自治体が関与すると補助率が高くなる）等を活用し、太陽光発電等を電源構成の中に加えることや、一定の需要家群をモデルとした再生可能エネルギーによる安価な電力の供給なども検討する。

## 7. 脱炭素先行地域における地域エネルギーマネジメント会社からの事業引継ぎ

本市においては、一ヶ岡地区を先行的なモデル地区として、公共施設や事業所、一般家庭に自家消費型の太陽光発電や蓄電池の導入、エネルギー消費の少ない住宅の建設、改修やEVの導入等を促進し脱炭素の地域づくりを目指す取り組みが、昨年11月、環境省の脱炭素先行地域に選定された。

この先行地域の自家消費型太陽光発電等の設置による再生可能エネルギーの創出や、自家消費型太陽光発電を設置する家庭・事業所への電力小売、一ヶ岡地区内で余った再生可能エネルギーを太陽光発電を設置していない地区内の他の需要家に供給し有効活用するためのエネルギーマネジメントについては、公募で選定したパートナー企業が中心となって設立する会社「延岡脱炭素エネルギーマネジメント（株）」が行うこととしている。

一方で、本市が計画している新電力会社は、市が主体となって設立し、市全域を対象に電力小売事業を展開し、「市の財源確保」、「電気代の引下げによる市民、事業所の実質的な可処分所得の向上」、「将来的な再生可能エネルギーの活用による環境保全等への貢献」を目的としており、それぞれ異なる目的で設立されるが、小売事業については市内全域を一社がカバーする方がスケールメリットがさらに出せる可能性がある上、本市が計画している新電力会社の目的には「将来的な再生可能エネルギーの活用による環境保全等への貢献」も掲げているため、市が計画している新電力会社が一ヶ岡地区でも小売事業を展開することが適当と考える。

そのため、本市が新電力会社を設立した際には、延岡脱炭素エネルギーマネジメント（株）の小売事業を引き継ぐ方向で協議を進めることとし、延岡脱炭素エネルギーマネジメント（株）と既に契約している一ヶ岡地区の需要家にデメリットが生じないよう引き継ぐ方針のもと協議を行うこととする。

一般的に、事業を引き継ぐ場合には、小売電気事業の顧客を引き継ぐ方法、会社全体を引き継ぐ方法、会社の中の小売部門だけを引き継ぐ方法等があると考えられるが、その具体的な方法については、引き継ぐ時期も含めて、脱炭素先行地域の事業の進捗や延岡市が設立する新電力会社の状況等も踏まえながら、延岡脱炭素エネルギーマネジメント（株）と協議していく。

## 8. 容量市場制度について

### （1）容量市場制度の趣旨

容量市場は、発電施設の建設・更新等が適切なタイミングで行われ、必要な電力の供給力を確保することを可能とするための制度で、2020年度に容量市場オークションが開始され、2024年度から全ての小売電気事業者が容量拠出金を負担することとなる。

容量市場は、卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化を目的として創設された制度である。

表5

## これまでの容量市場オークション結果

オークション実施年度	2020年度 実需給：2024年度	2021年度 実需給：2025年度	2022年度 実需給：2026年度
約定総容量（全国）	1億6,769万kW	1億6,534万kW	1億6,271万kW
約定総額（全国）	1兆5,987億4千万円	5,140億1千万円	8,425億1千万円
約定価格（全国）[円/kW]	14,137円/kW	－（注）	－（注）
約定容量（九州）	17,357,554kW	17,502,686kW	16,904,773kW
約定総額（九州）	1,562億1千万円	516億9千万円	1,233億1千万円
約定価格（九州）[円/kW]	14,137円/kW	5,242円/kW	8,748円/kW

※注：2021年度、2022年度は、オークションの結果、各エリアで異なる約定価格となった。なお、各エリアの約定価格は以下のとおり。

参考：2021年度 北海道：5,242円/kWh  
 東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国：3,495円/kWh  
 2022年度 北海道：8,749円/kWh、東北：5,833円/kWh、  
 東京：5,834円/kWh  
 中部・北陸・関西・中国・四国：5,832円/kWh

## (2) 各小売電気事業者の容量拠出金の算定方法

各小売電気事業者が負担する容量拠出金の算定は、容量市場オークションで決定したエリア別の容量拠出金総額を各小売電気事業者の前年度の年間のピーク時（夏季：7月～9月、冬季：12月～2月）の電力（kW）を基礎とし、実需給年の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味して算定するとされている。

そのため、延岡市が計画している新電力会社の容量拠出金を見込もうとしても、その試算で一番重要となる「九州エリアのピーク時における電力（kW）の割合」について、試算に必要な過去の供給実績等の数字がないため、具体的な拠出金額を見込むことが困難となっている。

## (3) 負担が増えるだけの制度ではない

また、容量拠出金を各小売電気事業者が支払うだけでは、後述のとおり「二重の負担」の問題が生じるため、経済産業省ではそれを差し引く方針を示している。

すなわち、容量市場は、発電施設の整備・更新等を行う発電事業者が、その設備投資等の財源を得るための制度であるが、一方で、発電事業者は、個々の小売事業者に対し個別の契約（相対契約）で電気の卸売を行っているケースが多く、その契約のkWhの単価は、発電施設の整備・更新等のための費用も見込んで設定されている。仮に相対契約において、この単価の引き下げ見直しが行われなければ、発電事業者は、容量拠出金と相対契約の卸売価格という二通りのルートから発電施設の整備・更新等の財源を得ることになり、小売事業者からすると、発電施設の整備・更新等の費用を容量拠出金と相対契約の両方で

負担するという「二重の負担」を負うことになる。そのため、経済産業省では、この「二重の負担」が生じないように、「容量市場に関する既存契約見直し指針（案）」を示して、小売事業者と発電事業者の間の相対契約の単価の引き下げを促している。

## 容量市場に関する既存契約見直し指針（案） 抜粋

### 1. 契約見直しの必要性

小売全面自由化以降の市場取引の拡大や、FIT制度の開始等に伴う再エネの導入拡大による市場価格の低下によって、電源投資の回収予見性が低下している。今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、中長期的に供給力不足の問題が顕在化するとともに、需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、再エネ導入に必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられる。

こうした問題に対応するため、①あらかじめ市場管理者である広域機関が需要のピーク時に電気を確実に供給できる能力（kW）を確保し、②実需給時の供給能力に応じて、発電事業者等に一定の費用を支払う容量市場が創設されることとなった。

あらかじめ市場管理者が確保する供給力については、容量市場において一括して確保されることとなる。そのための費用は、市場管理者から各小売電気事業者及び一般送配電事業者に対して、請求されることとなる。また、発電事業者等が期待容量<sup>1</sup>に応じて容量市場に入札し落札され、かつ、所要のリクワイアメントを満たした場合には、市場管理者から、発電事業者等に対して支払いが行われることとなる。

また、発電事業者等が期待容量<sup>1</sup>に応じて容量市場に入札し落札され、かつ、所要のリクワイアメントを満たした場合には、市場管理者から、発電事業者等に対して支払いが行われることとなる。

容量市場の市場管理者から小売電気事業者への費用の請求は、当該小売電気事業者が発電事業者等と相対契約を結んでいるか否かにかかわらず行われることとなる。このため、小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生することになる。また、発電事業者等は相対契約による収入に加えて、容量市場で落札すれば、収入を追加的に得ることができることとなる。

容量市場の導入は、供給力不足、電気料金の高止まり、調整電源を確保できない等の問題に対応するため行われるものであり、既存の相対契約については、制度導入趣旨を踏まえ、適切な時期に見直される必要がある。（以下省略）

以下は、この考えを示した経済産業省の見直し指針案及び経済産業省の説明資料である。

## 既存の相対契約見直しの基本的な考え方

- 既存の相対契約（以下、「既存契約」という。）には、基本料金と従量料金を支払う二部料金制となっているもの、従量料金のみを支払うもの、基本料金と燃料費を除く従量料金のみを支払い電気を買取る事業者が発電用燃料を自ら調達し発電所に供給するトーリング契約等多様な契約形態が存在する。
- 容量市場において取引されるkW価値※1に対する対価を含む既存契約については、容量市場導入後も現行の既存契約を継続した場合等、状況によっては、発電事業者等は容量市場と既存契約のそれぞれから同一のkW価値に対して二重の収入を得ることになり、小売電気事業者は、容量市場と既存契約のそれぞれにおいて同一のkW価値に対して二重の負担を負うこととなる。
- 既存契約に基づく当該kW価値に係る発電事業者等の収入、小売電気事業者の負担の重複が解消されるよう、こうした既存契約については、適切な契約内容の見直しを行うことが必要となる。
- 容量市場の導入を予め見据えて見直しを行った契約等を除き※2、いずれの契約形態においても、契約上のkW価値の有無とその対価に対する考え方を事業者間で誠実に協議し整理の上、本指針の基本的な考え方に基づいた既存契約の見直し協議が行われることが望ましい。なお、事業者間の協議の結果、既存契約の中にkW価値が含まれていないことや、一部しかkW価値が含まれていないことが明らかな契約については、本指針によることが必ずしも適当というものではない。

※1 ここでのkW価値は、電源等が必要時において予め期待された電力を発電し受電できる価値を言うものであり、kW価値に対する対価は、典型的には受電電力量にかかわらず固定的に支払う費用（維持管理費等）に含まれると考えられる。ただし、従量価格のみの契約等もあり、この限りではない。また、容量収入は容量市場におけるリクワイアメントに対応するkW価値に対する対価であると考えられ、必ずしも固定的に支払う費用（維持管理費等）とは一致しない。

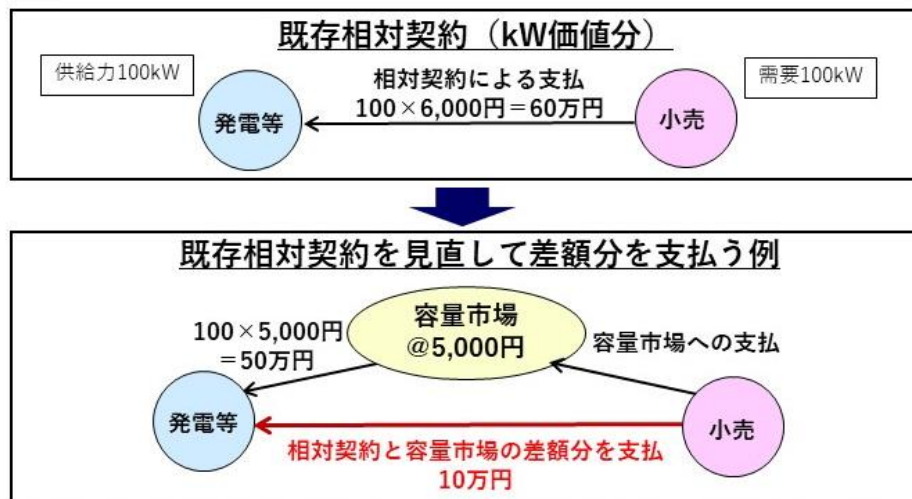
※2 容量受渡年度まで存続しないような契約は容量受渡年度までにオークション結果を踏まえた新たな契約が締結されることが考えられる。

出典：経済産業省 第30回電力・ガス基本政策小委員会資料を一部加工

「容量市場に関する既存計画見直し指針」を図で示すと以下のとおり。

## 既存の相対契約見直しの基本的な考え方

- 具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。
  - 発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。
  - 容量市場に入札して落札された容量（kW価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約においてkW価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直し、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る※1等の精算が行われるよう、事業者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。



※1 相対契約と電源が一対一に対応しない場合（例：一つの電源と複数の契約が結びつく、複数の電源と一つの契約が結びつく等、差し引かれる収入額について協議が必要。）

出典：経済産業省 第30回電力・ガス基本政策小委員会資料を一部加工



このように、小売電気事業者にとって、容量市場制度の発足は、容量拠出金の負担が増えるとは言え、その一方で、相対契約や市場の価格は下がることが見込まれ、容量拠出金の影響はトータル的に緩和されることになる。

また、今回の調査の過程でヒアリングを行ったBG等に容量拠出金の影響への認識を聞いたが、①会社の存続を左右するほどのリスクとしないためのマネジメントは十分可能である、②大手電力会社も含め仮に経営的な負担となった場合でも、全体として価格転嫁されるなどにより各社の競争力にも直接の影響はないのではないか、などの回答があったところである。したがって、容量拠出金については、P18の「延岡市の今後の取組方針」に基づく調査の結果に自ずから反映されるものと考えられる。

# 補足資料

## 1. エネルギー価格、電力市場の価格動向等について

### 1-1 足元の LNG 価格について

電力市場価格は、燃料価格と強く相関が見られる中、LNG スポット価格はロシアのウクライナ侵攻以降は高値で推移しており、石炭の輸入価格についても過去に例を見ない歴史的な高値を記録した。また、原油についても同様に高値で推移しており、原油価格リンクの長期契約が7、8割を占める日本の平均 LNG 価格は、引き続き足元の原油価格の影響を受けることが想定される。

こうした中、国際エネルギー機関のガス市場レポート 2023 年第 1 四半期（2023 年 2 月 28 日公表）によると、2023 年 1 月以降は、天然ガス不足の懸念から需要が高かった欧州で暖冬や風力発電の高稼働によりガス需要が緩和したほか、中国の経済状況に伴う需要低下からエネルギー価格は下落傾向に転じたが、今後も世界情勢によって高値に戻る可能性があるとしており、こうしたエネルギー情勢については引き続き注視する必要がある。

図 13

### 足下の LNG 価格について



原油/ガス	指標	11月30日	12月1日	12月2日
原油価格	ブレント（欧州の価格指標）	85.43	86.88	85.57
ガス価格	JKM（アジアのLNGスポット価格）	33.505	38.075	32.765
	TTF（オランダの天然ガス価格）	44.398	41.970	41.870
	ヘンリーハブ（米国の天然ガス価格）	6.93	6.738	6.281

出典：S&P Global Platts他 ※2022年11月29日時点で9月末が最新値

出典：経済産業省総合資源エネルギー調査会 第 19 回資源・燃料分科会石油・天然ガス小委員会

## 1-2 中期的なLNG価格の見通しについて

JOGMEC（独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構）のレポート「天然ガス・LNG最新動向」（2022年11月17日）によると、世界のLNG需給バランスは、脱炭素化が求められる中、過去のLNG開発に関する投資減少により世界のLNGの供給余力は2025年まで低下していくとみられており、これに加えて欧州向けロシアパイプラインガスの供給減と、欧州で現在進められているLNG受入施設整備による受入能力拡大により、今後さらに欧州のLNG輸入拡大が見通され、今後、世界的なLNG争奪戦も過熱する可能性が高いとされている。

通常は、LNG・ガスの価格は、スポット価格よりも長期契約の方が安い傾向にあるが、中長期の世界のLNG価格の見通しでは、スポット価格は、2020年代後半まで長期契約の価格より高い状況が続き、LNG・天然ガス価格が通常時までの水準に戻るのに2032年頃までかかる可能性がある。

図 14

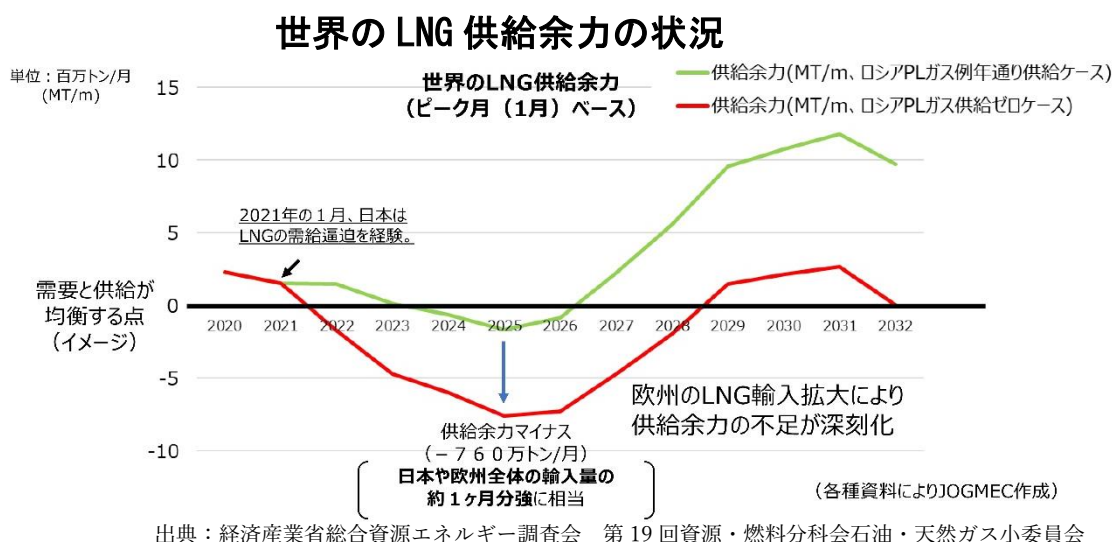
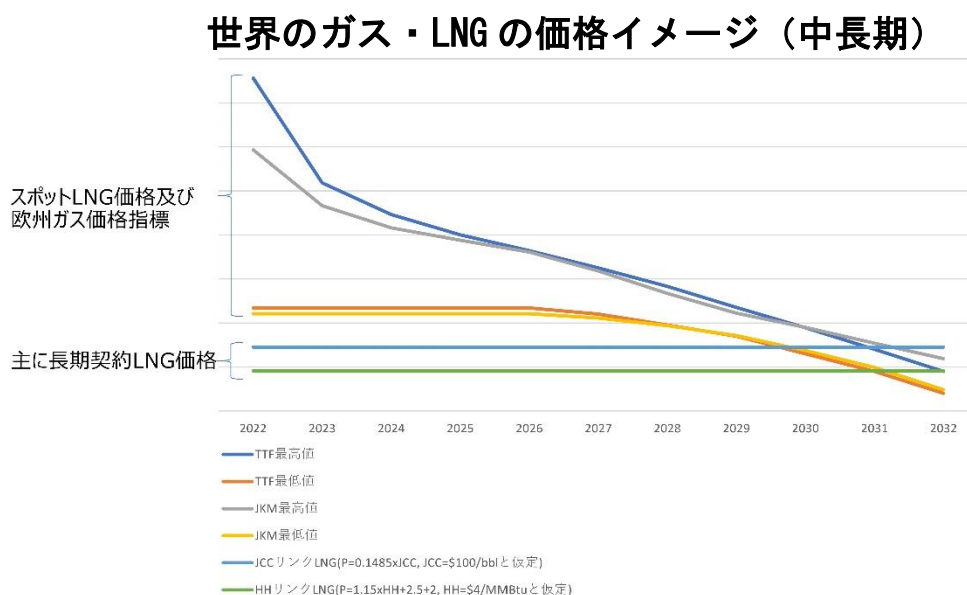


図 15



(出典) 各種資料によりJOGMEC作成：[https://oilgas-info.jogmec.go.jp/\\_res/projects/default\\_project/\\_page\\_/001/009/479/202209\\_1a\\_2.pdf](https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/009/479/202209_1a_2.pdf)

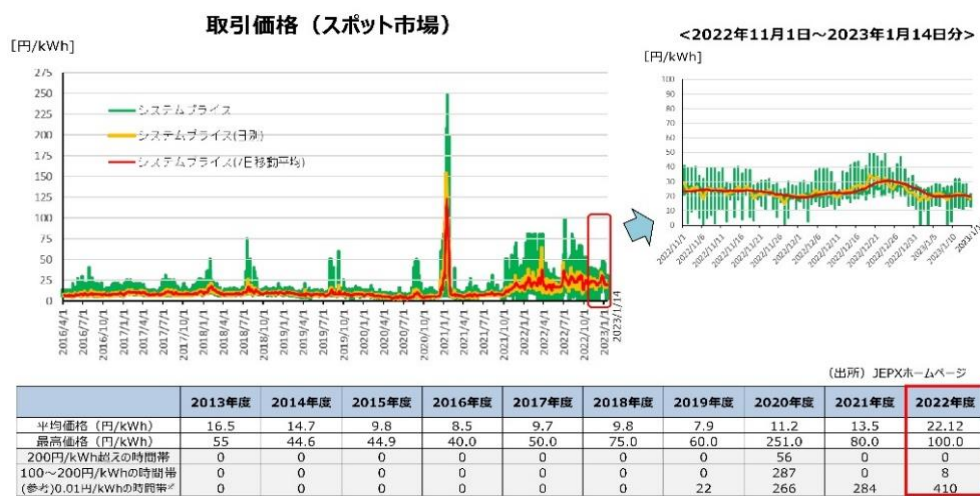
出典：経済産業省総合資源エネルギー調査会 第19回資源・燃料分科会石油・天然ガス小委員会

### 1-3 卸電力市場、ベースロード市場の価格動向について

電力市場（スポット市場）も一昨年秋口以降から高値を維持し、2022年度（2月末時点）のシステムプライスは22.12円/kWh、東京エリアは24.80円/kWh、関西エリアは20.48円/kWhで推移しているが、九州エリアは14.97円/kWhとなっており、過去の価格水準と比べると高い水準にあるものの、他のエリアに比べると低い水準となっている。また、将来の電力価格の参考指標の一つとされるベースロード市場については2023年1月31日に行われたオークションにおいて西日本エリアの約定価格が20円/kWhで、2022年第2回オークションの約定価格25.11円/kWhから下落したものの、過去の約定価格と比べると高い水準が続いている。

図 16

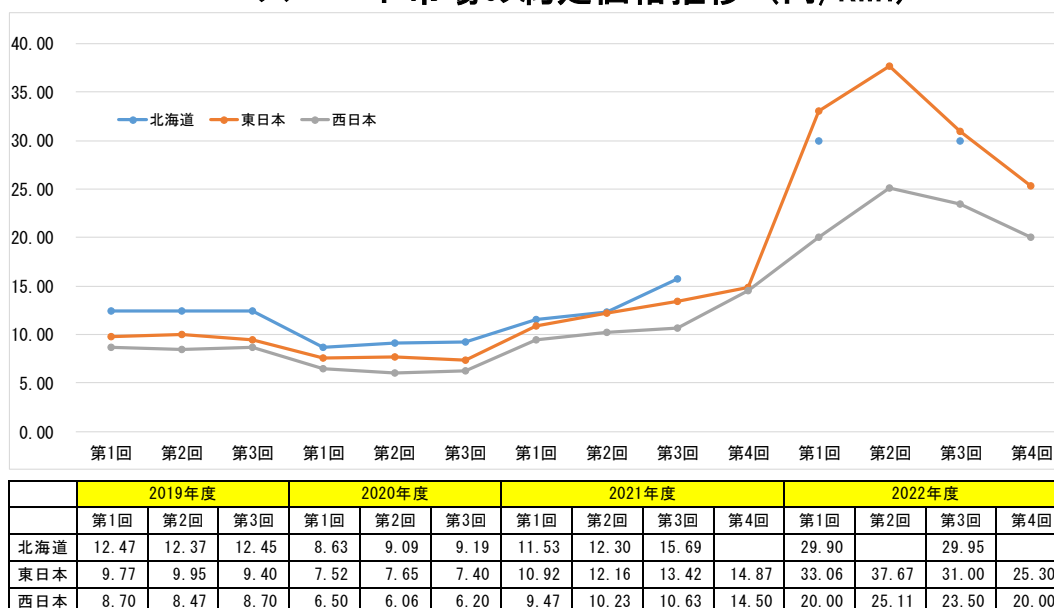
### 卸電力市場のスポット市場価格推移



出典：経済産業省総合資源エネルギー調査会 第58回電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会

図 17

### ベースロード市場の約定価格推移 (円/kWh)



※空欄部分（北海道エリア：2021年度第4回、2022年度第2回、第4回）は約定なし  
一般社団法人 日本卸電力取引所資料「ベースロード取引市場取引結果通知」をもとに作成

## 2. 電力小売事業に関する国の制度等について

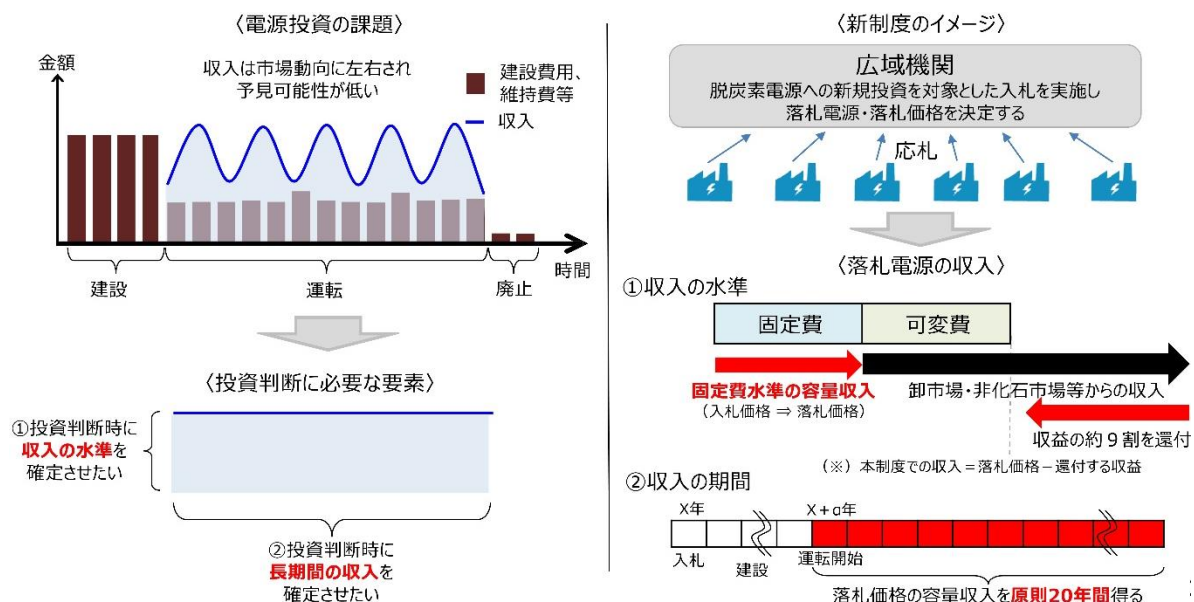
### 2-1 新たな電源開発の投資予見性を高める制度（長期脱炭素電源オークション）

近年、再生可能エネルギーの導入が進む一方で、火力発電をはじめ既存電力の退出、新規投資の停滞により電力の供給力が低下し、電力需給逼迫や電力市場価格の高騰が発生している。このため国は、電源への新規投資促進と併せて脱炭素化を進めるため、将来的に水素やアンモニアを燃料として使用できる火力発電や揚水発電、蓄電池等の脱炭素に寄与する電源への新規投資を対象とした「長期脱炭素電源オークション」の実施を検討している。

同制度は2023年度の導入を予定しており、将来必要な供給力を確保する観点から、容量市場をベースに制度設計が進められており、落札した発電施設は、建設や維持等に必要な容量収入を原則20年間にわたり得られることで、発電所建設の投資予見性を高め、新たな電源投資を促進するもので、その容量収入については、容量市場の仕組みを通じて全ての小売電気事業者が負担する制度となっている。

図 18

### 長期脱炭素電源オークションの概要



出典：経済産業省総合資源エネルギー調査会 第73回電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

### 2-2 小売電気事業者間の競争促進と経営、電気料金の安定化のため取組

これまで発電事業者と小売電気事業者の相対契約は、契約期間は1年間が基本となっていたが、発電事業者によるLNG等の燃料の長期的な安定確保を促進するとともに、小売電気事業者間の競争促進と電力事業者の経営の安定化、電気料金の安定化等のため、発電事業者と小売電気事業者間の複数年の長期相対契約を締結しやすい環境整備の検討が進められている。また、大手電力会社から新電力会社への電力卸売に関しては、社外・グループ外の新電力会社と比較し、自社の小売部門にのみ有利な条件で卸売を行うこと等がないよう、入札や仲介事業者を介した取引等による透明性、公平性を確保する、いわゆる内外無差別な卸売のさらなる徹底が進められている。

### 2-3 託送料金制度の変更（レベニューキャップ制度による託送料金の値上げ）

小売電気事業者が電力小売事業で利用する送配電網の利用料金については、一般送配電事業者に託送料金として支払うこととなっており、2023年度から託送料金を設定する新たな制度「レベニューキャップ制度」が開始される。

レベニューキャップ制度は、一般送配電事業者が再エネ主力電源化やレジリエンス強化等に必要な投資の確保とコスト効率化を両立させることを目的としており、5年ごとに、収入上限（レベニューキャップ）について経済産業省に承認を受け、収入上限の範囲内で柔軟に託送料金を設定する制度となっている。

新たな託送料金は、令和5年1月27日にすべての一般送配電事業者が経済産業省の承認を得ており託送料金は値上がりすることとなるが、値上分は直接需要家の電気料金に反映されると予想されており、大手電力会社も10社中5社が既に託送料金の値上を理由とした電気代単価の値上を公表している（2023年2月15日時点）。その中には九州電力も含まれており、延岡市が設立する地域新電力会社についても同様の対応が考えられる。

### 2-4 小売電気事業者に持続可能な事業運営促進のための制度整備

近年の電力市場価格の高騰等をはじめ電力事業を取り巻く事業環境が変化する中、小売電気事業者の持続可能な事業運営を促すため、事業開始時の小売登録審査において、事業上のリスク要因の分析や対応の検討、資金見通しを含めた中期的な事業計画の提出を求めるとともに、事業開始後もリスク管理体制の運用状況や資金の概況について定期的にセルフチェックを求め、国がモニタリングする制度が検討されている。

図 19 電力・ガス取引監視等委員会における検討内容の概要

	主な検討内容
事業開始時	<ul style="list-style-type: none"><li>小売登録審査では、短期のみならず、<b>中期的な事業継続性</b>についても、申請者に説明を求める。具体的には、<b>資金見通しを含めた「事業計画」の提出</b>を求め、当該計画の作成プロセスを通じ、<b>市場リスク等の分析やリスク管理体制の構築等を促す</b>。</li></ul>
事業開始後	<ul style="list-style-type: none"><li>事業者が、事業運営の状況についてセルフチェックするきっかけとするため、「<b>資金の概況</b>」や「<b>リスク管理体制の運用状況</b>」を国に報告する。</li><li>上記報告を通じた<b>セルフチェックの実効性を高めるため、国がモニタリングを行う</b>。</li></ul>
事業撤退時	<ul style="list-style-type: none"><li>小売電気事業者が事業撤退する場合には、<b>需要家の契約切替えに要する期間を確保するための十分な周知期間の設定</b>を行う。</li><li><b>インバランス料金の未収リスクに備えた保証金を求めることができる旨を明記する約款改定</b>を行う。</li></ul>

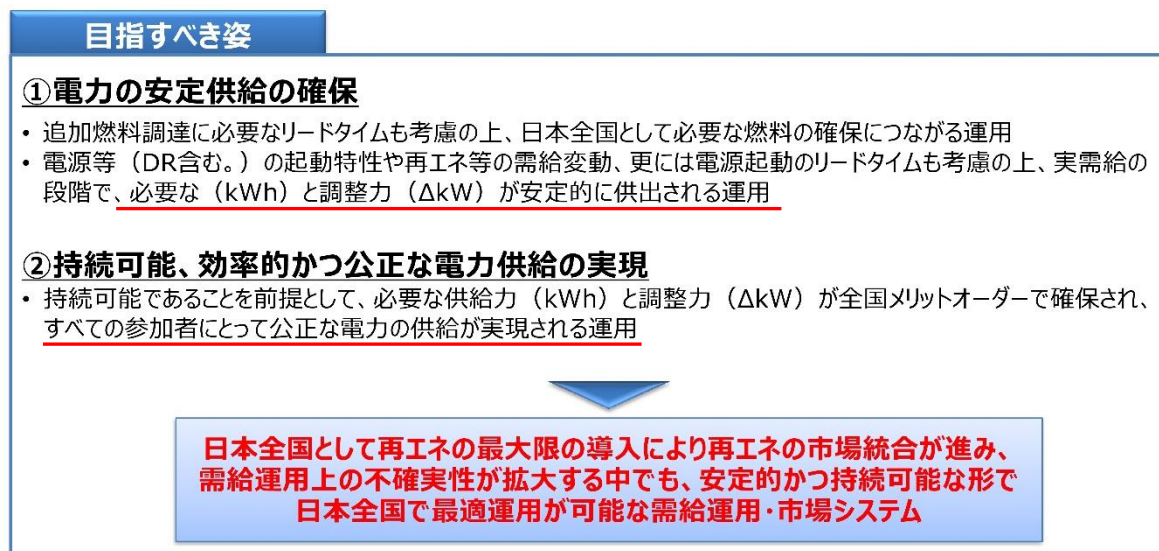
出典：第55回 電力・ガス基本政策小委員会

## 2-5 効率的で安定した電力市場実現のための取引最適化の仕組み検討

太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギーの拡大等に伴い電力市場が多様化、複雑化する中、電力市場における価格高騰等の問題に対しては、発電に必要な LNG 等の燃料確保のための環境整備や、発電事業者と小売電気事業者の双方にとって効率的で安定した取引を実現するため、発電コスト等を踏まえた取引の仕組み導入による市場の最適化等が検討されている。

図 20

### 電力システムの目指すべき姿



出典：第4回 あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会

### 3. 各発電種別の発電コスト

資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会 基本政策分科会に設置された発電コスト検証ワーキンググループでは、新たに発電設備を建設、運転した際の kWh 当たりのコストを一定の計算方法に基づき試算を行い公表している。(図 21)

試算は、国内で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて総費用等を算出し、1 kWh 当たりのコストを一定の前提条件のもと機械的に試算したもので、実際の発電コストは、各発電施設の立地条件等によっても異なるため、国がエネルギー政策の議論の参考材料として整理したものとなっている。

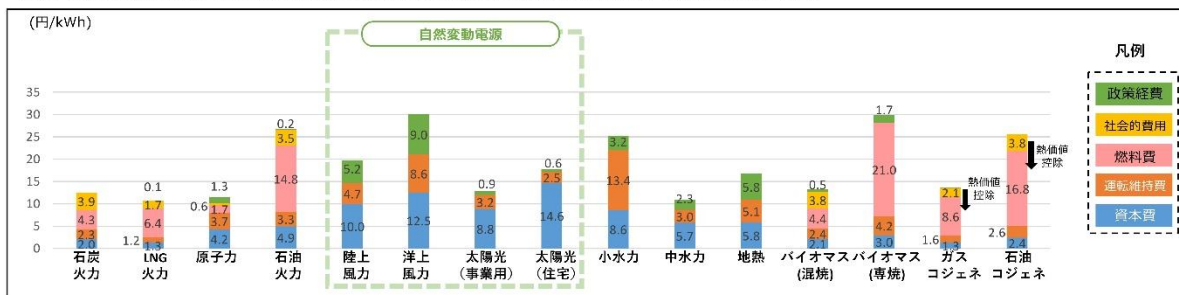
図 21

### 発電コスト WG による 2020 年における電源別発電コスト試算の結果概要

1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
2. **2020年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。(既存の発電設備を運転するコストではない)。**
3. 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト (円/kWh) ※：円は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.0 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



原子力の感度分析 (円/kWh)		化石燃料価格の感度分析 (円/kWh)		
廃止措置費用2倍	+0.1	燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約+0.4	LNG 約+0.6
事故原価・賠償費用等1兆円増	+0.01~0.03			石油 約+1.0
再処理工場及びMOX燃料加工費用2倍	-0.7			

(注2) OECD (2020) 「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考に試算

出典：発電コストワーキンググループ 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告書（令和3年9月）



