

2023年度決算 会社説明会における質疑応答

〔島根原子力発電所〕

Q. 島根2号機について、2025年度見通しにおける収支改善効果はどの程度か。2024年度の収支改善効果を基にイメージすればよいのか。

加えて、長期脱炭素電源オークションで落札した島根3号機について、長期脱炭素電源オークションガイドラインで示されている事業報酬を踏まえた収支改善効果はどの程度か。また、2030年度までの脱炭素関連投資の内訳として示されている原子力投資額4,000億円程度のうち、島根3号機への投資はどの程度か。これまで島根3号機に投下した資本のうち、長期脱炭素電源オークションの対象となるのはどの程度か。

A. 島根2号機の再稼働による収支改善効果について、12月再稼働後の2024年度業績への影響は110億円程度のプラスと見込んでいる。再稼働時期を8月から12月へ見直したことによる業績への影響は120億円程度のマイナスと考えている。2025年度の業績については、2024年に比べ原子力利用率が上がる状況を踏まえ計画している。

島根3号機については、長期脱炭素電源オークションの入札情報含め詳細な数値については差し控えるが、容量市場からの固定費回収が確実に見込めるとの観点から、一定の収支改善効果はあると考えている。他市場収益の90%を還付する必要があることから、燃料価格が高騰した際には島根3号機の収支改善効果は限られることになるが、長期脱炭素電源オークション対象ではない島根2号機で収支改善効果の向上が見込め、また、逆に燃料価格が下落した際には、島根2号機の固定費回収が減速する場合でも、島根3号機では確実な固定費回収が見込めるという相互補完的な関係になると想定している。

Q. 長期脱炭素電源オークションで落札した島根3号機について、2030年度までの運転開始、2028年度目途で安全対策工事完了を目指すとのことだが、島根2号機で原子炉設置変更許可から安全対策工事完了まで3年程度要したことを踏まえると、スケジュールを逆算すると2025年度中に原子炉設置変更許可を受けないと厳しいようにも見えるが、今後のスケジュール感をどう考えているか。

また、島根3号機の稼働が2030年度に間に合わなかった場合のリスクをどのように考えておけばよいか。

A. 島根2号機の審査を優先して進めている中、島根3号機は可能な範囲で進めてきており、現状では最も時間を要する解析コードへの対応はほぼ完了している状況にある。島根2号機の保安規定審査も終盤に差し掛かっており、島根2号機の使用前確認検査との関係もあるが、当社としては島根3号機の本格的な審査再開に向けて規制当局と調整しながら対応していきたいと考えている。

また、原子炉設置変更許可や工事計画認可を受けられるようにしっかり対応していかなければ、2030年度までの稼働を達成できないため、その対応に取り組みつつ、できる範囲での工事は実施していく。島根3号機の型式がABWR（改良型沸騰水型軽水炉）であることや、島根2号機の審査の際に自然災害については確定していること、そして中国電力独自の論点についても島根2号機で検証できていることから、審査内容で大きな論点はないと考えているが、工事計画認可申請における審査は、知見の有無で変わらず一定程度の期間を要するため、まずは設置変更許可手続きへの対応を早期に再開できるよう、今後調整していきたい。

リスクについては2つあると考えている。一つは長期脱炭素電源オークションにおける島根3号機の運転開始遅延ペナルティであり、もう一つはCO₂排出削減目標の未達である。長期脱炭素電源オークションのペナルティについては、制度上、運転時期の裕度がある程

度あるため、リスクはそこまで大きくないと認識している。CO₂排出削減目標については、2030年度の目標達成に向け、島根3号機のウェイトが大きいことは事実であり、目標を達成できるよう、島根3号機の工事を進めていくとともに、原子力以外に火力発電の脱炭素化（バイオマス、アンモニア、水素）についても、長期脱炭素電源オークションで落札した柳井発電所新2号機をはじめ、各電源の脱炭素化も並行して進めつつ、再生可能エネルギーの更なる拡大等に取り組んでいきたい。

Q. 2024、2025年度の設備投資額の見通しが開示されており感謝する。2024年度の投資額が3,700億円と大きいのは島根2号機の再稼働があるからと推測するが、2024年度の3,700億円および2025年度の3,000億円の内訳やフリーキャッシュフローのイメージを教えてください。

A. 2024年度は島根原子力の安全対策工事が3,700億円のうち3割程度の1,000億円超、2025年度は3,000億円のうち2割程度を占める。残りは火力やネットワーク設備の恒常的な投資が中心となる。島根2号機については、2024年度で安全対策工事は完了するものの、特定重大事故等対処施設への投資がこの先も数年続くため、2024年度で投資が終わるというわけではない。

〔販売電力量の減少・内外無差別〕

Q. 2024年度は、中国電力の総販売電力量が対前年度比で減少する見通しである一方、近隣の旧一般電気事業者では他社販売を中心に総販売電力量の増加を見込んでいるが、総販売電力量の減少要因はどうか。自社電源の稼働率が低下するのか、他社受電に影響するのかなど、内外無差別の徹底を踏まえた直近の競争環境をどう捉えているか。

A. 2021年度頃には、燃料価格および電力市場価格が高騰していた中、販売電力量を追求したことにより逆ザヤが発生したため、その反省から、今後は内外無差別がより厳格に適用されることもあり、他社からの電源調達拡大も視野に入れ、総販売電力量を計画している。

2024年度分の契約交渉においては、2023年の11～12月初旬頃までは、厳冬になるとの予想であったため先物市場価格も高水準にあったが、年明け以降に暖冬予報が出てからは先物市場価格が下落し、お客さまの価格に対する目線も下がったことで、結果的に総販売電力量が減少した。

価格競争により総販売電力量を確保するのか、価格水準を維持するのかは悩ましい問題ではあるが、電力取引市場での夏場の市場価格等を考慮しつつ、一定のスプレッドが確保できる時点で販売していこうという方針に改めている。

中東情勢等により燃料価格の見通しも難しい中、販売電力量でリスクを取るのではなくスプレッドの確保を目指していく。

Q. 販売・調達のスプレッド維持ができる状況にあるのか。現在のスプレッドをベースとし、あわよくば付加価値をつけてスプレッドを拡大していく意図があるのか。

A. 西日本エリアは原子力の稼働や再生可能エネルギーの導入量が増え、東日本エリアに比べると電力市場価格が低くなっている。昼間の安価な電気を取り込み、点灯帯の需要についてはコスト削減を図りながら、スプレッドの維持および拡大を図っていきたい。

Q. 電力トレーディングで得られる利益は、社内管理において、発電側になるのか、それとも小売側になるのか。

A. 当社において、現時点では発電側で整理している。

内外無差別の下では、発電・卸側と小売側との間の取引について、社内取引ではなく市場を通じた取引であるという意識をより強めていく必要があることから、今後の戦略を短期集中的に検討するため、小売戦略を検討する「収益力強化プロジェクト」および発電・卸戦略を検討する「需給最適化プロジェクト」という二つのプロジェクトを設置した。プ

プロジェクトにおいて集中的に検討し、短期間でそれぞれの事業戦略を明確化したい。

Q. 内外無差別の徹底について、国は発電側の電源を小売市場にイコルフットイングで卸売させて競争を促進させようと考えていると思う。第三者的な視点では、小売側で電力トレーディング利益を計上する方がメリットが大きいのではないかと感じるが、トレーディング機能を発電側に残した方が利益は出せるのか。

A. どちらが望ましいかは議論が分かれるところ。当社においては、ルールを確認したうえで、現時点では発電側で実施しているということ。小売側でトレーディング機能を設置する考え方もあるが、現時点では考えていない。

仮に発電分離の議論が進展した際には、トレーディング機能をどこに置くべきか改めて検討していく可能性はあると思うが、現状は需給トレーディングに対応できる人材を育成するなど、今後に備えている段階。

〔将来の電力需要・供給力〕

Q. 今後5～10年間で、全国的にデータセンターや半導体工場の新設が計画されており、中国エリアの需要も拡大が見込まれているが、どのように捉えているか。また、その需要拡大に対してどう対応していくのか。供給力に裕度はあるのか。

A. 現時点、島根原子力発電所が稼働していない状況でも一定程度の予備率は確保しており、kWについては余裕がある状況。当社は石油火力を残しており、kWhコストという観点では西日本エリアでは競争力が劣後しているが、調整力やバックアップ電源としては貴重な電源であり、当面は維持していきたい。中国電力ネットワークの供給計画によると、今後中国エリアでも一定の需要が見込まれる。将来的にカーボンニュートラルのことを考えると、原子力を稼働して既設の火力発電所も高稼働率で稼働し続けるというのは難しいが、中国エリアは再生可能エネルギー電源の設置量も増えているため、それらを火力電源と共存させて取り込みながら全体のCO₂排出量を抑制しつつ、需要の増大に対応していきたい。具体的には、供給力のベースは島根2・3号機が担い、増大する再生可能エネルギーを最大限取り込むため、火力電源の負荷変化率や最低負荷の低減、DSS (Daily Start and Stop: 日間起動停止) 回数の増加により、火力の稼働率を抑えつつもkWを確保する。将来的にはkWhが少なくなったところでアンモニアや水素を入れて脱炭素を図っていく。このように、中国エリアにおいて増大する需要について対応していきたい。

〔送配電事業〕

Q. 送配電事業は規制事業にもかかわらず、ボラティリティが非常に高く、事業者として予見性が低い状況だと考える。説明資料で示されているPBR改善に向けた対応においては、送配電事業については記載がないように見える。利益が見込めない事業であれば、行政等の制度設計側に制度の見直しを訴えていく必要があると思うが、問題意識等の受け止めはどうか。

A. ご指摘の通り、送配電事業の業績のボラティリティが高く、保守的に収支を想定する傾向があるのは否めない。その原因は全量を市場から調達することになった調整力の調達コストにあると考えている。2024年度から一次、二次の需給調整市場が開設し、すべての需給調整市場および容量市場が揃ったが、まだすべてがうまく機能してはならず、調整力不足も継続している。調整力不足にもかかわらず安定供給が実現できているのは、並列して稼働している電源の余力が活用されているからであり、今後できる限り市場から安定して調達できるよう、必要により制度の改善をお願いしたい。

発電側としては、エリア需給を安定化させる観点から、中国エリアの調整力を提供できるだけの電源は確保したいと考えている。

Q. 決算短信によると2023年度の減価費は連結ベースで約1,000億円。また、中国電力ネットワークは減価償却費が約400億円、設備投資額が約600億円となっている。中国電力ネットワークの今年度の利益をベースにするとフリーキャッシュフローがマイナスとなる

計算だが、今後ほとんど利益が出なかったとすると中国電力ネットワークのフリーキャッシュフローはマイナスが通常の姿なのか。

2024～2030年度の脱炭素関連投資額1.3兆円のうち半分弱の6千億円を送配電に投資することのだが、中国電力ネットワークのROICが低い状況にも関わらず、設備投資せざるを得ないという考えか。

A. 送配電への投資額については、カーボンニュートラル関連のみを仕分けるのは困難なため、現在計画しているネットワーク設備の拡充・更新投資をすべてカーボンニュートラル投資としている。

フリーキャッシュフローについては、2023年度はプラスだが、2024～2025年度はマイナスの計画となっている。減価償却費は増加するもののカーボンニュートラル関連投資等による投資キャッシュフローおよびリスク等を考慮して保守的に調整力費用等を見積もった結果、利益水準が非常に低くなっている。事業報酬見合いの利益水準は150億円程度と考えており、その水準で減価償却費と投資キャッシュフローが同程度となるイメージ。恒常的にはプラスとなるべき事業と考えている。

Q. 中国電力ネットワークのROICが、業績が好調だった2023年度においても3.8%と低く、需給調整市場の不透明さ、利益率の低さ、ボラティリティの高さを考慮すると、中国電力グループのポートフォリオに組み入れているメリットが株式市場側からは見えづらい。今後、他社と共同で持分化していく等、送配電事業の在り方について再考する時期なのではないか。送配電事業の今後の持ち方についてどう考えるか。

A. 2023年度の送配電事業の業績は、調整力費用の減少などにより営業利益505億円となったのに対して、ROICは3.8%となり、株式市場からすると低い状況であるとは認識している。送配電事業は規制料金ということもあり、事業報酬率が1.5%と低い。制度面の手当について、必要なものは送配電事業を担う中国電力ネットワークにおいて訴求していくものと考えている。

送配電事業の毎年の収支は調整力等によって振れ幅が大きくなっている。レベニューキャップ制度では、それらのリスクは事後で調整する仕組み。利益が上振れした場合についても還元する仕組みとなっており、株式市場からの評価が難しいという問題意識は理解している。ただ、事業ポートフォリオを考えるうえでは、すぐに分離の検討ということではなく、まずは国による制度上の手当等を送配電事業者が必要に応じて訴求していくものと考えている。

Q. 今年度から需給調整市場がフルラインナップとなった一方で、約定量不足や価格高騰等想定外の事態が発生していると思うが、第三者から見ると何が起きているのかわかりにくい。現在の状況と中国電力グループの業績に対する影響をどう見ているか。

A. 需給調整市場で全ての商品が取引されるようになったばかりであり、PDCAを回しながら問題点を解決していくには少し時間を要するかもしれない。調整力の供出側が1週間先の天候を読み切れず、慎重に対応していることで不足が生じているのではないかと考えている。

現時点では燃料費が安定しており、並列されている電源の余力により調整力をカバーできているため大きな問題となっていないが、急な需要増加や大規模な電源脱落が発生し、需給がひっ迫してくると、調整力の価格が高騰し、収益に影響が出てくるのではないかと考えている。

Q. 調整力市場を通して取引した方が、調整力の調達コストいわゆる安定供給コストが高いことを示すことができ、将来的には、送配電側ではしっかりと調整力の確保、発電側では安定供給コストをしっかりと回収することに繋がると考えている。発電側で余力のある調整力を供出することは、不当に安く調整力を供出しているようにも見えるが、どう考えているのか。

A. 目指すべき姿は需給調整市場で必要な調整力を調達できる状態と考える。しかしながら、実際には、一部で調整力の価格が急激に高騰し、それを買わざるを得ない状況も発生している。目指すべき姿は調整力市場で必要な調整力が適正に取引できることであり、市場が発展するように、制度面の訴求も行っていきたい。

〔資本コストや株価を意識した経営の実現に向けて〕

Q. 今後目指すROE水準について確認したい。2025年度の連結経常利益計画が850億円以上であれば純利益は約600億円と推測でき、連結自己資本6,000億円程度の状況からはROEが10%程度と想定できるが、中国電力の財務体質を踏まえるとこのROEは低い。まずは自己資本を増やすべき。目指すべき連結自己資本比率を30%とすると、理想論では自己資本は1.2~1.5兆円必要だが、ROEは島根2号機が稼働したとしても4~5%の世界しか見えず、それだけROICが低い印象。ROIC改善はROEを何%に高めていくかという話だが、8~10%は必要と考える。最低ラインの8%であっても今のROICでは厳しいため、改善に向けて今から真剣に着手した方がよいと思う。

A. 昨年6月の社長就任以降、信頼回復とともに、財務体質改善を最重要課題として取り組んできた。2023年度は自己資本比率14.6%まで改善できたが、今後は、15%以上を目指すというよりも本質的な財務体質の改善を図るべきと考えている。そのためには利益を増やしていくことを考えていかなければならない。

今後目指すべき利益水準は900~1,000億円程度と考えているが、島根2号機の稼働状況や中国電力ネットワークの利益が見通しにくいこともあり、2025年度は保守的な前提で見通しを作成している。現状、2025年度の経常利益計画は850億円に留まっているが、本年4月に新たに立ち上げた「収益力強化プロジェクト」「需給最適化プロジェクト」の2つのプロジェクトにおいて、発電・卸と小売それぞれの収益性向上に向けた戦略を検討し利益の積み増しを図っていきたい。今年度から展開できる戦略があれば先取りして採り入れていきたい。

自己資本を改善する過程では、同じ利益であればROEの水準は下がる。WACCも、自己資本報酬率や金利が上がるとすれば、これまでの低水準ではなくなる可能性がある。将来的にはお示している数字+ α ではなく、やはり1,000億円近い利益を上げながら、資産のスリム化・生産性向上も進めながら高い水準のROICやROEを目指すものと考えている。

島根3号機は東日本大震災直前までの投資により、建設仮勘定に相応の金額が計上されており、これからも投資が増加することになる。こうした状況も踏まえつつ、ROICやROEについてどのような水準を目指していくかお示しできるよう検討していきたい。

Q. 今回セグメント別ROICの2023年度実績および2024年度計画値を開示しているが、今後も同様のセグメント別開示の枠組みでROIC目標も検討していくのか。内外無差別が徹底される状況下において、総合エネルギー事業に発電・小売事業が含まれたままとするのか、それとも社内的には細分化して管理していくのかなど、今後の対応をどう考えているのか。

また、会社説明会の資料中に情報通信事業以外の成長事業の記載がないが、記載がないものはROICとは別の管理方法で管理していくということか、それとも現時点では主なものを掲載しているだけなのか。今後セグメント別のROICをどう管理していくのか教えてほしい。

A. 今回は開示セグメント別に2023年度実績、2024年度見通しのROICを試行的にお示しした。総合エネルギー事業においては、内外無差別が徹底される中で発電・小売事業それぞれで利益拡大を目指す上では、それぞれ経営管理や目標を導入していくことが必要と考えているが、自己資本の配賦方法など課題もあるため、経営管理の仕方は今後検討していく。

グループ事業や成長事業についても、事業評価にROICやROEを活用できるのではないかと考え試算は行っているが、外販事業を展開している会社や電気事業をサポートし効率化に資する会社もあるため、ROIC経営の適用範囲はどこまでが適切なのかも含め、

活用方法を検討していく。特に開示しているセグメントについては、ROIC等の指標を把握したうえで、どう分析・活用するかを含めて検討していく。

また、少なくともグループ全体の経営指標としてはROICやROE等を用いていく必要があると考えている。

〔配当政策〕

Q. 2023年度の配当について、結果的には配当性向は9.4%となり、方針に掲げる10%に届かなかった。配当は5円単位とのことかもしれないが、このような結果となった背景について教えてほしい。

また、連結自己資本比率が15%を超えた以降は配当性向を引き上げる方針であるとのことだが、安定配当の観点も含め、現時点で、社内でどのような議論を行っているか。

2023年度の連結自己資本比率は14.6%であり、2024年度中に瞬間的には連結自己資本比率が15%に達する可能性があるのではないか。

連結自己資本比率が15%を超えた以後の配当方針について、財務体質改善が最優先ということは承知しているが、投資家からの意見やそれを踏まえた選択肢を整理のうえ準備をしておいてほしい。個人的には、燃調期ずれ差損益を含む会計上の利益に連動させる配当方針は改めてほしい。

A. 2023年度の配当は、ご指摘のとおり5円単位とし、35円（中間5円、期末30円予定）とさせていただいた。

連結自己資本比率15%を超えた後の配当については、現状では財務体質の改善に集中しており、少なくとも連結自己資本比率20%程度に回復するまでは、ある程度財務規律を持った対応としていきたい。

また、一定程度安定的な要素も考えられるので、連結自己資本比率15%を超えた後の対応については、皆さまとも意見交換しながら、今後検討していきたい。

※内容につきましては、ご理解いただきやすいように加除・修正しております。

以 上