

## 2025年度決算 会社説明会における質疑応答

### 〔実力利益の認識〕

Q. 実力利益の認識を解説いただきたい。決算説明会資料P9に期ずれ影響を除く業績予想として660億円と記載しているが、中東影響や島根原子力発電所2号機の稼働が通常よりも短いことなどを踏まえると、実力利益としてはどの程度なのか。また、経営ビジョンにおける2030年度連結経常利益目標1,100億円に向けて、島根3号機の稼働効果やネットワーク事業のレベニューキャップ制度効果以外に見込んでいるものがあれば、解説いただきたい。

A. 期ずれ影響を除いた今期の経常利益予想660億円の前提としては、ネットワーク事業の利益が、現在の事業報酬見合いと比べても60億円程度は低水準にあると評価しているため、レベニューキャップ制度の第2規制期間における改善前において、もう少し高い利益水準にあるべきだと認識している。経常利益予想に60億円程度加えた720億円程度に対して、今後、島根3号機の稼働効果やレベニューキャップ制度の第2規制期間における新たな事業報酬率もとの利益が上乗せされると考えている。足元で上昇している物価や金利の影響もそれら制度措置の中である程度回収可能なスキームであると認識しており、実力利益が現状から上乗せされていく予見性はあると考えている。

### 〔島根原子力発電所〕

Q. 今回新たに開示された島根3号機の稼働効果と投資の規模について。島根3号機に今後必要な資金とそれに見合うリターンに関して定量的な情報をいただいたので、考え方を聞きたい。まずは必要な資金について、決算説明会資料P31に記載の原子力8,000億円程度、このうち島根3号機4,500億円程度というのは今後5年間で必要な金額という意味だと思うが、これまでに要した金額も含めて島根3号機トータルで、どの程度の投資規模になるのか。島根3号機を建設し始めた頃の一般的な新設原子力の建設費は4,000～5,000億円だったイメージであり、島根3号機は工事進捗率も90%を超えていたと思うので、単純に足せば1兆円近い金額に見えるがそういう理解でよいか。そのうえで、島根3号機の稼働効果はリターンとして300億円/年程度ということだが、島根3号機全体の投資規模を1兆円程度と仮定すると、長期脱炭素電源オークションで少なくとも5%の事業報酬があるとすれば、効果が小さくも見える。あまり言えないことかもしれないが、300億円/年程度と投資規模のバランスをどう受け止めればよいのか可能な限り解説をお願いしたい。あわせて、300億円/年程度のメリットのなかに他市場収益はどのように織り込んでいるのか説明いただきたい。

A. 島根3号機の総投資額は非開示とさせていただくが、Action Plan 2030で投資の内訳としてお示ししている島根3号機の投資額は、安全対策投資も含む今後5年間の金額である。他市場収益に関する前提については、火力の燃料価格などについて、当社なりに一定の前提をおいて試算を行い、300億円/年程度とお示ししているもの。その内訳についても回答を差し控えさせていただく。

## 〔島根原子力発電所〕（続き）

**Q.** 長期脱炭素電源オークションにおいては、島根3号機は総投資額をベースに落札したというよりは今後必要な投資部分を中心に落札したというイメージでよいか。既設原子力であれば安全対策投資部分に対して落札しているのではないかと思うが、島根3号機の場合は新設か既設か微妙なラインであり、どのように考えればよいか。

**A.** 投資に関しては、過去実施してきた部分と2030年度までの部分がある。補足すると、島根3号機は特定重大事故等対処施設対応のため2030年度以降にも投資が発生する。それらも織り込んだうえで、発電所を運営するコストもかかる。そのため、資本費と運転維持費をトータルで見たうえで長期脱炭素電源オークションに入札し、落札している。また、いわゆる90%還付のルールにより、他市場収益における利益は限定的となるが、固定費が確実に回収できるという観点では非常に有利な制度であるため、それらを前提に300億円/年程度の収支改善効果があると試算をしたもの。

**Q.** 島根2号機の特定重大事故等対処施設について、半年前のご説明では、期限内に設置できるという力強いご説明があった。その一方で、特定重大事故等対処施設の設置期限については延長の話があり、延長されるとなれば、期限切れのリスクはより低減されると考えている。ただし、東北電力女川原子力発電所においては、特定重大事故等対処施設を本体施設と接続する時に、14か月稼働停止しなければならないという話が説明会であった。同じBWRの島根2号機においても、一定期間停止しなければいけない時期が発生する可能性があるのか、現時点の見通しを伺いたい。

**A.** 島根2号機の特定重大事故等対処施設については、東北電力女川原子力発電所より先行して準備工事等を進めてきている。当初の計画では2028年8月に設置期限が来るので、そのタイミングで強制的に停止させるという前提で運転を考えていた。工事の進捗とは別要因で止まる前提での硬直的な計画とならざるを得なかったが、今回、延長の可能性が出てきており、早期の完成を目指すところは一緒だが、工事の進捗に関係なく途中で運転が止まることなく、運転しながらも工事はできるという柔軟な対応が可能になると考えている。期限の延長が確定すれば、当社としては島根2号機の運転をしっかりと行っただけで、工事を予定どおり進められると考えており、工事完了はできるだけ期限までに間に合わせることを目指している。また、本体施設と特定重大事故等対処施設を接続する工事については最後に必ず発生する。運転中は配管を接続する工事ができないので、この接続工事をいかに短くするかが重要であり、14か月必要かはわからないが、ある程度の期間が必要であることは事実。一方で、最近では人手不足等、様々なところで無理が利かない部分がある。最終的に東北電力女川原子力発電所よりは短縮できると考えているが、さらなる短縮はなかなか難しい。実際の今後の計画では2030年1月に期限が延長される見込みだが、停止期間を短くすることによって、完成時期は変えずに発電電力量を増やしたいというのが現在の考え方。このように柔軟な運用ができるという点では、今回の期限延長は島根2号機にとっても非常にメリットがあると思っている。

### 〔島根原子力発電所〕（続き）

Q. 島根3号機の審査の進捗状況について、詳しく教えていただきたい。決算説明会資料P26に記載の通り、2025年度内に完了予定としていた事業者側からの説明については計画通り一通り完了したと理解している。中部電力浜岡原子力発電所の事案なども含めて、今後の課題やスケジュール感、2028年度工事完了に向けた手ごたえなどを教えていただきたい。

A. ご理解の通り、当社側からの審査会合での一通りの説明は2025年度で完了しており、今年度に入ってからコメントに対する回答等を行っている。一方で新しい事案として、本年1月に東京大学出版会から出版された『日本の活断層総覧』という書籍において、島根原子力発電所の近辺に短い推定活断層があることが示されていた。それ以外にも、学者の方が地形をみて活断層の可能性があるとされるものが示されていた。これらは新知見として反映するように規制委員会から求められており、審査会合の場において、当社としてしっかり対応する旨伝えている。既に現地調査を開始しており、データとしては出揃いつつあるので、これらをまとめて審査会合で調査結果の説明を行う。本件については新規に判明した事象であるため、一定程度審査が追加されることはやむを得ず、当初の想定から数か月は追加の対応期間が必要になると考えている。浜岡原子力発電所の事案についても、当社として適切に実施している旨を説明したいと年度末に規制委員会へ伝えた。他社は自主的に調査結果を公表しているが、当社は島根3号機が審査中ということもあり、エビデンスを確認したうえで審査会合へ説明し、規制委員会で確認いただく。こちらは推定活断層よりもプロセスは少ないが、推定活断層への対応は追加で期間を要すると考えている。2～3か月ほど追加の期間を要する見込みであるが、調査は順調に進んでおり、しっかり審査いただいたうえで速やかに設工認プロセスに移行したいと考えている。2028年度までに工事を完了するという工程について、今回の審査の影響は吸収できる範囲であると考えている。

### 〔競争環境、発電・販売戦略〕

Q. 2025年度の競争進展影響マイナス240億円は、中国電力が能動的に実施した標準メニューの見直し部分も含めたものと考えているが、もう少し分解できるものがあれば教えていただきたい。これとともに、競争影響について、まずは2025年度を総括してどう捉えているか。その上で2026年度の業績予想の中では競争進展影響がダウンサイドでは見えてこないが、販売電力量の伸びがある程度リターンにも効いてくるフェーズに入ってきているのか。JEPX価格が変動し情勢も変わっている可能性はあるが、今後については、販売電力量の増加がリターンにもしっかり効いてきて、競争環境も少し良化してきているという見方があるのか、2025年度の状態を振り返りながら、2026年度以降をどう見ているのか展望をお伺いしたい。

A. 2025年度の販売電力量については、2025年度向けの契約交渉が2024年の秋口から2025年の2月頃に行われたため、当時は島根2号機の運開効果もあり、積極的に需要を取りに行ったというのが正直なところ。その頃はJEPX価格が比較的落ち着いており、周囲をPWRの原子力が稼働している電力会社に囲まれ、当社エリアの需要を獲得しようと攻め込まれていたため、島根2号機が動いた分だけは取り戻すという意気込みで営業活動を行った。その中で、特別高圧・高圧のお客さまには、島根2号機の運開後に少し値下げをするという約束もしていたため、0.3円/kWhほど一律に単価を下げた。その影響は約70億円で、残りは個別の価格競争等に投じたもの。そのような中、2025年度末に燃料価格が急騰したため、2026年度は厳しい収支予想となったが、3年前のウクライナ戦争開始時のように無防備な状態ではなく、様々なヘッジ手段を整備してきたため、それらを上手く使いながらできるだけ収益の低下を抑えていきたい。長期的には、島根3号機の営業運転開始も見据え、中国エリアの電力需要増を当社でしっかり取り込んでいきたい。

## 〔競争環境、発電・販売戦略〕（続き）

**Q.** 総販売電力量について、2026年度は604億kWhと、2025年度の558億kWhに対してかなり伸びる計画となっている。中東情勢の影響を受けJEPXの価格が上昇する中、卸や小売価格への反映等、どのような前提で作られているのか説明頂きたい。

**A.** 2026年度の販売電力量をかなり伸ばす想定としているが、単純な価格競争は避けたいと考えている。中国エリア内で過度な競争をするより、より良い条件があれば、中国エリア外でも営業活動するという事で、この604億kWhの中には中国エリア外での伸びが相当含まれている。特に今、電力の料金メニューも多様性が求められている。例えば一時は市場連動が良いというお客さまもいた一方、逆に、価格を年間固定したいというニーズもあった。それから、非化石証書などを加えてCO<sub>2</sub>を削減したいというようなニーズもあった。こういった複数のニーズを上手にミックスした料金メニューを提案することにより、当社を選択していただいたお客さまは多く、こうした結果が着実にできていると思う。

**Q.** Action Plan 2030で、自家発電設備の比率が高いのでその需要を取りに行くという記載がある。その通りだと思うが、逆説的に申し上げると、なぜこれまで出来なかったのか。その背景と、今ならできる理由を説明頂きたい。

**A.** 中国地方における自家発電は石炭火力が多い。1980年代以降、石油に比べて石炭が安かったということで、石炭の自家発電設備を作り、電気と蒸気を両方使うことでさらに効率的なエネルギープラントが作られるなど、多くの自家発電設備が建設された。ところが今、カーボンニュートラルを目指して石炭火力をやめたいというお客さまが結構いらっしゃる。例えば電気については電力系統からCO<sub>2</sub>の少ない電気を受ける。ただし、どうしても工場などで蒸気のニーズがある。これはLNGを使用した蒸気を作るか、もしくは電気加熱にするかなど、様々なパターンがあるが、そういったご相談を受けて、それに対応するよう準備を進めているところ。一方で足元においては、環境よりもコストが優先される、あるいは石炭火力についてももう少し使えるのではないかなという考えもあるので、時期的にも柔軟に対応していきたい。その間にしっかり島根3号機稼働させて、低CO<sub>2</sub>の電気を供給できる体制を整えていきたい。

**Q.** 燃料費調整制度における期ずれ影響をどのように低減していく方針か、それとも長期的には収支影響はニュートラルであり、低減する必要がないと考えられているかどうかを伺いたい。2026年度も通期の実力利益は660億円を見込む中、燃調期ずれ影響により経常利益が400億円に押し下げられると想定されている。東京電力や中部電力は、高圧・特別高圧のお客さまに対し、燃料価格をより短期に電気料金に反映させることで、期ずれ影響を圧縮する料金体系を検討されているが、中国電力でも今後検討する予定はあるか。それとも、あまり優先度の高い経営課題だとは捉えられていないのか。

**A.** 基本的には収益の変動リスクは可能な限り避けたいと考えており、燃調期ずれ影響の縮小についても検討していきたい。一方で、電気料金に燃料価格がより直接的に反映され、お客さまに燃料価格の変動リスクを直接転嫁することにもなるため、今後お客さまとも対話を重ねながら検討を進めていきたい。

**Q.** 決算説明会資料P25に記載の島根3号機稼働効果について教えていただきたい。島根3号機運開に伴う利益の帰属先については、小売か発電かで言えば、島根3号機は発電側の事業なので経常利益等は発電側にすべて計上されるということで良いか。またその場合、島根3号機で発電した電気については内外無差別を前提に、受電するのは自社小売かもしれないし、他の小売事業者かもしれないという理解でよいか。

**A.** 島根3号機の運開に伴うメリットは発電側に帰属する。また、内外無差別の中で島根3号機の電気の受電は、当社の小売部門も他社も公平に扱われるというのが現在のルール。ただ、国において地元に対して脱炭素の電気を供給することが地元にとってメリットになる、というような議論も行われているので、地元にもメリットがあるのであれば対応していきたいと考えている。

## 〔競争環境、発電・販売戦略〕(続き)

Q. 地元で電気を供給することについて追加でお伺いしたい。本スキームで検討されているのは発電から自社小売に卸すということか。それとも中国エリアの小売事業者であれば、どの小売事業者であるかは関係なく、例えば島根原子力発電所で発電した電気は中国地方の消費者を優先し、その他のエリアには卸さないような議論がされているということか。

A. 決まったものではなく、中国地方なのか発電所の周辺なのか、議論は続いている。いずれにしても、電気を卸す際は当社の小売と他社は平等に扱われるものと考えている。

Q. 2030年度までに連結経常利益1,100億円を達成するにあたり、小売が販売電力量を伸ばすことによって利益を獲得するのが一番分かりやすいシナリオだと考えている。小売販売電力量が2025年度実績の454億kWhから2030年度で500億kWhまで伸びると想定したとき、例えば50億kWhの増加分に対して粗利として100億円程度は確保したいなど、発電ではなく小売のみで販売電力量が伸びた場合に目指すべき利益水準についてお示しいただきたい。

A. 2030年度に小売販売電力量500億kWhというのは、決して無理な数字ではないと考えている。先ほど申し上げたように、中国地方のコンビナートにおける自家発電からの転換によるマクロ影響に加え、データセンターや半導体工場等のミクロの要因により今後の電力需要は伸びていくと把握しており、我々がその需要を獲得できれば2030年度に小売販売電力量500億kWhというのは蓋然性のある数字だと考えている。ただ、利益水準についてはJEPX価格や今後の契約交渉次第であるため、できるだけそれを利益につなげていきたいと考えている。

Q. 販売電力量を求めるのは構わないし、採算性という観点で、ある程度の利益率もしくは利幅があるからこの程度の利益になるということであれば問題ないと考えている。ただ、今の言い方だと、とりあえずは小売販売電力量の目標ありきで2030年度にどの程度の利益が確保できるかはその時の調達コスト次第という答えだと捉え方が変わってしまうが、域内の小売という意味で売り方の採算性についてどのように考えているか。

A. 我々は決して小売のみの販売電力量をKPIにしているわけではなく、あくまでも利益の増加に繋がる受注をしていくという考え方で需要の獲得を進めている。

Q. 発電事業におけるインフレ対策について教えていただきたい。インフレによる人件費や固定費の増加に対して、卸売の利幅を確保できるような料金政策はあるか。インフレ分の価格上昇を保証される仕組みはなく、JEPXや容量市場の価格次第ということか。

A. 販売価格と原価のスプレッドをできるだけ確保することが基本的な考え方である。値上げという最終手段はあるが、価格競争の厳しいなかでお客さまの理解を得るのは難しい状況にある。まずは、経営効率化によるコスト削減や先物市場の活用等による電力調達コストの低減に小売として優先的に取り組みたいと考えている。

Q. 発電事業におけるインフレ対策や料金政策についてはどのように考えているか。

A. 卸価格についても、しっかりとスプレッドをとるような施策を実施する。

---

## 〔資金調達・支払利息〕

Q. 資金調達戦略について。決算説明会資料P33のWACCの低減に向けた取り組みからP34までに関して、今回GX推進機構の債務保証を活用した融資を実行しており、こうした制度を活用して投資回収の予見性を高める取り組みを行えば、この5年間の資金調達規模は相応に多いが、デットファイナンスと自前の資金でしっかりと調達できる方向性と捉えてよいか、確認の意味も込めて伺いたい。

A. 今後5か年の資金調達額について、債務償還分も含めて開示しているが、この借り換えや社債発行といった手段を講じつつ、新たな資金調達スキームも実現できているため、資金調達についてはしっかりとやっていけると評価している。

### 〔資金調達・支払利息〕（続き）

Q. 2025年度の支払利息が前年同期比で100億円以上増加していること、2026年度はさらに増加する想定であることの原因をそれぞれ伺いたい。また、2030年度に経常利益1,100億円を目指すことを公表されているが、この時点での支払利息はどの程度を見込んでいるのか。先程今後の資金調達方針に関して丁寧な説明があったが、足元のキャッシュフローを見る限り、有利子負債および支払利息は今後も増加傾向にあると見ている。これに対し、先程説明のあった施策により、ある程度増加を抑制できると考えているのか、それとも財務面で何らかの対応策を講じないと今後の支払利息増加に対処できないのか、というところも含めて伺いたい。

A. 足元の支払利息の増加は金利上昇影響によるもの。金利上昇により、新規で調達する負債のコストと、足元で返済している負債のコストに差が生じている。また、一部の負債は変動金利により調達しており、金利上昇の影響を受けてこれらの支払利息も増加している。この他に、特徴的なものとして「建設中利子」がある。これは島根3号機等の建設期間中の支払利息の一部を資産に振り替える仕組みであり、この振替額が投資額と連動して年度毎に変動するため、この影響により支払利息の全体像が見えにくくなっているが、全体として利息負担は増加傾向。このような中、2030年度の支払利息も一定の前提を置いて試算しており、WACCは2.6%程度を見込むこととお示ししている。支払利息の増加は課題ではあるが、レベニューキャップ制度の第2規制期間における事業報酬率の増加や島根3号機稼働後の長期脱炭素電源オークションによるオークション収入等、金利上昇影響を回収可能な制度措置もある中で、これらを活用しながら実質的には増加影響を緩和する措置を講じているとご理解いただきたい。

以 上