2026年11月13 日
東北電力株式会社

２０２６年度中間決算説明会における主な質疑応答

Ｑ１．一過性要因を除いた今期の連結経常利益水準は，1,600 億円台前半となる見通しが示された。そのため，現状の見方としては，今年度の財務目標である 1,900 億円には届かない状況と考えている。今年度は実施可能な範囲が限られているかもしれないが，例えば，期中調整の効果が来年度大きく貢献し，送配電事業の収支の正常化につながれば，あくまでも 1,600 億円を基点に考えれば，1,900 億円という水準にはかなり近付く可能性もあるかと思うが，そのような理解で良いか。また，2030 年度に 2,000 億円以上という利益目標について，容量拠出金の単価が上がってくることは当社にとって追い風となる部分もあるかと思う。2,000 億円台を目指すために，どのような施策が利益の底上げにつながるのか。販売量の確保という点では成果が上がっているが，十分な収支のレベルアップとしては成果が上がっていない部分もあると考えている。そのような点を踏まえて，実力利益を上げていくための施策について，教えていただきたい。

Ａ１．財務目標を設定した時期から様々な環境変化があった。小売の競争進展，インフレや金利上昇の影響に加え，中東情勢の悪化，それによる燃料価格の高騰が進んでいる。そのような中で，我々はこれまでご説明してきたとおり，本業である電気の販売に注力し，域内での競争が非常に厳しい中，域外を含めた電力販売の拡大に 2025 年度から取り組み始め，それなりの成果が出てきたと考えている。電力小売の全面自由化以降，傾向として小売販売電力量は右肩下がりで推移し，昨年度には 582 億 kWh まで落ち込んだが，今年度の販売電力量の想定は 640 億 kWh まで回復させることができると見込んでおり，これは 2023 年度の水準とほぼ同じである。一方で，競争環境が厳しいため，一定の価格対抗によりお客さまを獲得している状況であり，利益の大幅な向上には直結していないのが現状である。販売電力量を増やし，お客さまとの関係性を構築することで，今後はお客さまのニーズに応じた様々なソリューションやサービスを展開し，利益水準をさらに向上させる取り組みを進めていきたいと考えている。こういった施策が将来の利益増分の要因の１つになると見込んでいる。

また，もう一点，他社との比較において，東北電力ネットワークの需給調整関係費用がかなり膨らんでいるという点も当社の課題として挙げられる。これに対しては，制度的な措置として需給調整市場における応札上限価格の引き下げなどが進められ，また，調整力市場からの調達をできるだけ減らす観点で，揚水発電所との随意契約を結ぶなど，東北電力ネットワークにおいて様々な工夫が行われている。やはり，抜本的な対策としては，第 2 規制期間の中でしっかりと回収していく仕組みを構築していかなければならないと考えている。今回の託送料金の期中調整に伴う利益の上積みとしては，今年度でおおよそ 300 億円，来年度にはおおよそ 800 億円の収入の増が見込まれ，今後

送配電事業の収支状況は改善傾向にあると捉えており，第 2 規制期間に向けた対応についてもしっかり取り組んでいきたいと考えている。
いずれ，販売とネットワークに注力していくことが最も重要な部分であると考えており，販売に関して申し上げれば，足元，電力の市場価格が上昇していることもあり，今期は卸売においても販売電力量が増加し利益貢献している。そのため，小売だけでなく卸売も含め，利益を確保できる形へ進めていくことで，掲げている 1,900 億円，2,000 億円という水準も見えてくるのではないかと考えている。

Ｑ２．自己資本比率 20 パーセント目標の達成に目途が立ってきたこのタイミングで，従前より約束されてきた配当方針の見直しについて，検討しているのではないかと考えている。現在の検討の方向性として，DOE を継続しつつ数値をもう少し高める考え方なのか，もしくは異なる手法を検討しているのか，教えてほしい。
Ａ２．新しい配当方針については，既に社内で検討を開始している。今後の中長期的な事業環境に加え，さらに女川 2 号機に続く東通 1 号機などの設備投資を含めた収支・財務見通し，資本市場の受け止めなど，様々な要素を総合的に勘案する必要があり，2026 年度内にしっかりと検討を深め，皆さまにお示ししたいと考えている。

Ｑ３．東通 1 号機については，2027 年 3 月頃までに工程を公表する予定とされているが，この予定は現状も変わらずと理解してよいか。加えて，工事費についても 2027 年 3 月頃のタイミングでお示しいただくことは可能か。また，工事費については，インフレの影響を受けやすく，キャッシュアウトが相当大きくなる可能性があると考えられる。これらの点を含め，東通 1 号機について全体としてどのように見ているか。
Ａ３．東通 1 号機については，既に地元と約束しており，来年 3 月頃までに安全対策工事の完了時期を示すこととなっている。そのため，我々としては期限までに確実にお知らせできるよう，現在，プラント審査準備を全力で進めている最中である。
安全対策工事に係る費用については，競争発注や価格交渉への影響など様々な側面を考慮する必要があり，開示の取り扱いについて今後判断していきたい。
投資額が相応に大きくなることが想定される中，既設の原子力発電にも適用が可能となった長期脱炭素電源オークションの活用や，資金調達面における国の資金の活用など，様々な観点で現在検討を深めているところである。

Ｑ４．2027 年 3 月頃までの工程公表というスケジュールは，地元と約束しているからそのように設定しているのか。もしくは，審査の進捗を踏まえ，その時期までにはプラント審査に入る準備が整うだろうという判断のもと設定された期限なのか。
Ａ４．現在，その時期までにプラント審査に入るための準備が整えられるよう検討を進めており，そのタイミングまでに工程についても公表するものとご理解いただいて問題ない。

Ｑ５．電力先渡取引等に係る時価評価影響について，今後継続的に発生するものと考えてよいか。また，燃料費調整のタイムラグに関して，一部他社が法人向けに行っているこのタイムラグをできるだけ小さくする取り組みについて，当社の考え方を教えてほしい。

Ａ５．時価評価影響は中間期として 107 億円となった。当初，前年度末計上分の振戻し益が 565 億円あった中で減少しているのではないかという見方もあるが，これは中間期末時点における時価評価影響として，458 億円のマイナスを計上したためである。この内訳は，今年度の受渡し分が約 379 億円，来年度の受渡し分が約 78 億円となっている。この比率からもわかるとおり，今年度受け渡し分が非常に多い状況である。この中間期末時点での時価評価においては，足元燃料価格が大幅に上昇し，また，その影響で電力の市場価格も上がっていることからこのような金額が計上された。当社ではトレーディング子会社を通じた先渡取引をリスクヘッジの手段として活用しており，我々の事業展開の中で今後も継続的に発生しうるものと認識している。今年度末に向けて取引量がさらに積み上がる可能性もあるが，期末時点での市場時価を今の時点で合理的に予測することは難しく，従って，その時点での時価評価影響がどのようになるかは不透明である。決算への影響を抑えられるかという点については多方面で検討が必要ではあるが，現状あくまでも適切な会計制度に即した取扱いを行っているものであり，我々の対応だけで状況を改善することが難しい側面もある。

燃料費調整については，高圧以上のお客さまには，市場価格調整を適用しており，2026 年度より 1 ヶ月毎の価格を活用することで，ある程度影響を緩和させる対応を進めている。今後どのように進めていくべきかについては引き続き検討の余地があるかもしれないが，ボラティリティのある価格変動に対してどの程度ヘッジできるかは悩ましいところ。明確な答えにはならないが，問題意識は十分に持っており，今後も様々な策について検討を重ねていきたいと考えている。

燃調タイムラグについて，高圧以上のお客さまの燃料費等調整単価の算定において，当社は，燃料価格の 3 ヶ月平均をとっており，これに対して一部他社では 1 ヶ月毎の値を適用しているが，この点について，我々がフロントで営業を行っている中で，お客さまより，特にこの 3 ヶ月平均によって，お客さまにとっての電気料金のボラティリティを下げられている，あるいは緩和されているという観点で非常に有効であるという声が多いと受け止めている。その分，我々がタイムラグを受け入れざるを得ない状況となっているが，実質的に時間差だけの問題と捉えており，現時点ではお客さまのご要望にお応えする形をとっている。金額も大きいため，他に適切な手段がないかということは引き続き検討を進めているが，現時点ではこのような認識である。

Ｑ６．来期に向けた域内の需要について伺いたい。現状では，域外でしっかり量を獲得し，2023 年度の水準まで販売電力量を回復しているとのことだが，当社の強みである域内における，いわゆる戻り需要の獲得について，JEPX 価格の上昇が追い風になっているのかなど，現在どのように見ているのかお伺いしたい。

Ａ６．今回，販売電力量が大幅に増加した大きな要因は，域外での新規需要の獲得が挙げら

れる。一方で，域内についても，既存のお客さまの離脱抑止や需要の奪還に向けた取り組みを強化しているところ。競合他社の動向を分析したうえで，当社では営業パーソンがお客さまに One to One で対応し，状況を正確に把握しながら，離脱抑止および需要の奪還に向けて適切な対応を進めている。状況を一概にお伝えしにくい部分もあるが，市場調達を前提とする新電力事業者の営業活動が，従前に比べやや抑え気味の傾向があるように見受けられる。この状況がどの程度継続するかを見極めたうえで，当社としても引き続き適切な対応を取っていく所存である。

Ｑ７．女川２号機について，次回定期事業者検査の開始時期を 2027 年７月に変更したとあるが，一方で，本体施設と特定重大事故等対処施設（以下，特重施設）のつなぎ込み工事等を行うための稼働停止期間は約 14 ヶ月と大きく変わっていない認識。この 14 ヶ月の短縮化の可能性について，改めて教えてほしい。

Ａ７．女川２号機については，特重施設設置期限の見直し前では，今年の 12 月に運転を停止する予定だったものが，その期限が見直されたことで，来年７月まで運転を継続できるようになった。我々としては様々な評価や比較検討を行った結果，次回の定期事業者検査開始以降，2028 年８月まで２号機の運転を止め，つなぎ込み工事の実施を含め早期に特重施設を完成させることが最も合理的であるという判断に至った。2028 年８月までというスケジュールについては，できる限り短縮できるよう方策の検討を進めていく。

Ｑ８．電力先渡契約の時価評価について教えてほしい。前年度末に時価評価損益を計上した背景として，その時点において，約定済の先渡契約の売値に対して，足元の時価が高いため評価損がでていたものと解釈している。御社の先渡契約に基づく売値が現状の市場価格に対して安いという実態になっているため，今後期末時点において，市場時価が，実際の先渡契約の取引価格並みで推移すれば評価損の発生が抑えられ，前年度末決算に計上した時価評価影響の振戻し益との合算において，収支上アップサイドになるのではないかと考えている。このような考え方は正しいかどうかについて確認したい。

Ａ８．　ご指摘のような側面もあると認識している。期末の時価評価は，その時点の市場価格がどうなるかによって，利益も損失も生じる可能性がある。そのため，現時点で具体的に想定することはなかなか難しいというのが現状。

　実務面から補足する。当社は，トレーディング子会社である東北電力エナジートレーディング（以下，ＴＥＴ）に対して，電力を先渡しで売る取引を行っており，その売渡し価格が，今回の中間期末時点における市場価格よりも安い水準にあるため，ＴＥＴからすると，その分評価益が生じている状況。ＴＥＴ単体の決算を見れば，片側でこの分の評価益が出ており，もう一方でリスクヘッジのために実施している逆サイドの取引から生じる評価損と相殺される。ただ，グループ連結決算に際して，グループ内取引側から生じている評価益のみを消去するために，連結収支上マイナスの処理を行うというテクニカルな要因によって収支影響が出ている状況。今後市場価格が逆向

きに動けば，今回の中間決算とは逆の影響が生じることとなるが，いずれ翌期においてその振戻しの損益によって打ち消されることとなる。

Ｑ９．中東情勢の影響について教えてほしい。当社の LNG の調達先としてカタールが挙がっており，今期は一部受け取れていないことで影響を受けているのではないか。おそらく，安定供給という面での影響はないと考える一方，LNG 調達を長期契約からスポットに切り替えることによる調達コストの増加が業績を圧迫している面はあるのではないか。上期および通期の業績見通しの中で，このような影響がどのように織り込まれているか教えてほしい。

Ａ９．当社の LNG 調達は，長期契約を中心に，短期契約やスポット契約を組み合わせた構成となっている。一部，原油価格連動等の長期契約分においても影響を受けるケースはあるが，やはり，足元の市況影響を大きく受けるのはスポット契約分となる。

カタールからの長期購入契約分への影響として，現在の中東情勢において一部入荷が滞っている状況もあり，様々な手段を講じて代替ソースを確保しているが，カタールから購入している LNG が当社全体の調達に占める割合は 5 パーセント程度と非常に低い。加えて，当初懸念していたサハリン LNG についても順調に受け入れが進んでいることから，総じて長期契約分に対する大きな影響はないと捉えている。

また，スポット価格が高い状況を踏まえ，長期契約の一部において増量オプションを行使するなど，より経済的な手段を講じながら調達の工夫を進めている。

為替，LNG ともに先行きの動向を見通しにくい状況ではあるが，一定の仮定に基づいて通期業績予想に織り込んでおり，当然ながら，それらが変動するリスクはあるものの，上期との比較においては，価格が高値水準にある中でも市況はやや落ち着いた状況にあると思われ，上期ほど燃料価格の影響を大きく受けることはないのではないかと考えている。

Ｑ１０．先ほどの質疑で，燃料費調整のタイムラグ期間の短縮化については，お客さまニーズもあり現状の仕組みを変える予定はなく，また，電力先渡取引についても，今後継続される可能性が高いことから，決算における時価評価影響がすぐに解消するといったことは考えにくいとの説明があった。

そうなると，当社として，今後株式市場とのコミュニケーションにおいては，言わば，決算短信に記載される数字を基本的には無視して，タイムラグと時価評価影響を除いた実力利益をベースに対話していくという認識でよいか。

Ａ１０．実力値の捉え方として，まず，燃料費調整タイムラグについては，これまでもご説明を差し上げてきた通り，これを会計上の収益値から除くことが妥当と考えている。また，時価評価影響については，燃料費調整タイムラグ以上に一過性の要素が強く，2 期通算で考えれば収支影響はないものの，毎期の決算において，会計制度に基づいた処理を行う必要があり，かつ，その影響額は 1 日違いでも大きく変動し得ることから，これを含む決算値の評価が適切なのかという疑問が残る。従って，ご指摘のとおり，これらの要素を除いて見ていただくほうが，実力値としてトレンドを把握する上でも

有効ではないかと考えている。

Ｑ１１．今の質疑応答に関連して，銀行貸出や社債市場，または格付機関といったクレジット市場とのコミュニケーションにおいても，燃料費調整タイムラグや時価評価影響を除いた損益やバランスシート評価がベースになると考えてもよいか。それとも，クレジット市場と株式市場では考え方が異なり得るものか。資金の借り手である当社側からの明言は難しいかもしれないが，考えられるところがあれば教えていただきたい。

Ａ１１．当社では，従前より債券投資家や金融機関，格付機関とも様々な意見交換等を通じ，当社の実態について詳しく説明してきた。時価評価の影響が大きく現れた 2025 年度の決算や，今回の中間期も含めて状況を丁寧に伝え，資金調達に支障が出ないよう，皆さまからのご理解を得られているものと考えている。

実務面から補足すると，やはり，どちらか一方だけを見るのではなく，両方を見なければならないと考えている。今回の業績予想において，経常利益 1,700 億円として公表したが，例えば，その業績予想修正の基準となる 30 パーセントルールはこの会計値が対象となることから，結果的に両方見ていることになる。

資金調達への影響として，実際に格付会社，特に当社の外債発行に際して取得した海外格付機関との対話においては，どちらかと言えば，PL よりもキャッシュフローが重視されていると感じていて，その観点において，決算上の時価評価損益はキャッシュフローには影響を与えておらず，こういった点を丁寧に説明することで，金融機関からもご理解を頂けているという実感を持っている。

Ｑ１２．販売電力量の確保に対するこだわりについて教えてほしい。先ほどの質疑において，石山社長からは，量としては 2023 年度の水準に戻った一方で，現時点ではそこに必ずしも利益が伴っていないといった内容の説明があった。また，九州電力や関西電力のように高圧・特別高圧の標準メニューの値上げをしないのかとの問いに対しては，そもそも電気料金がそれほど安価ではない東北エリアにおける小売競争の状況を考えると，それは難しいといった説明も受けている。

一方で，利益水準を高めるという観点においては，標準メニューを値上げすることで，例えば九州電力のように販売電力量が減少しても利益が増加するという実例も国内で見られるようになっているが，当社としては引き続き，「その先をにらんだ，量の確保が大事である」という現状の戦略を堅持するのか，それとも 2026 年度の連結経常利益の見通しが目標の 1,900 億円に届かない可能性を踏まえ，この考え方を見直す必要があると考えているのか。

Ａ１２．電力会社の本業として，電気を販売することが当社の考え方の基本にある。

価格を重視するお客さまによる一定程度のスイッチングは当然発生するが，やはり，一度離れたお客さまをもう一度取り戻すことや，新規のお客さまにまず話を聞いていただくということは非常に難しい。当社では，特に重要なお客さまに対して専任の営業担当者を配置して対面での営業活動を行っており，関係性をしっかり構築していく中で，お客さまの困りごとやニーズを把握しそれに応えていくことで，電気の販売だ

けでなく，その後の付加価値サービスの展開による利益向上にもつながると考えている。基本である電気の販売がなければ，付加価値サービスも実現しないという考えであり，今後も域内外を問わず販売拡大する姿勢に変わりはなく，これにより利益を上げていくことが基本であると考えている。

2030 年度連結経常利益 2,000 億円以上という目標を達成するうえで，主体となるのは小売と卸売。両者はある意味表裏一体の関係にあることから，両方をうまく活用し，「電気の販売で収益を上げる」ということを基盤としている点をご理解いただきたい。

Ｑ１３．御社の開示が不十分なために定量的な議論ができない点があり，お聞きしたい。決算説明資料の 17 ページのチャートにおいて，プラス 270 億円としている「市場・販売環境変化」とは何を指しているのか。数字の内訳を説明してほしい。このプラス 270 億円を発電と販売でどのように分配し，それぞれにおいて，数量要因，利幅要因，固定費要因が具体的にどうなっているのかが定量的に分解されない限り，建設的な対話は難しいと考えている。また，個人的には発電事業にこそ企業価値が存在すると考えており，発電部門による卸売の状況について評価したいのだが，この開示ではその評価を行えない状況。

Ａ１３．ご質問の趣旨は理解するが，当社として，販売および発電の内訳を公表することは難しいと考えている。

「市場・販売環境変化：プラス 270 億円」には，ご指摘の通り，小売販売だけでなく卸売販売に関する取り組みも含まれており，中でも卸売・発電側には，容量市場の約定単価の上昇に加え，市場価格の上昇を背景として，相対取引を含めた域外販売もそれなりに伸びている状況。これらの利益が大きく寄与していることは事実だが，この場で詳細な内訳に言及することはご容赦いただきたい。

当社では，販売部門の電源調達については，自社の発電部門からの社内取引が大宗であることから，入札を実施して決定される社内取引価格によって，発電と販売の収益が決定される側面がある。社内取引価格は市場の動向により変動するため，発電側が利益を上げると販売側の利益が減少し，逆に販売側が好調になると，発電側は市場価格の影響を受けて利益が減少するといった表裏一体の関係が現状の実態であることから，これらを一体的に評価することが現時点では最善と考えている。当社の内部管理上は，発電および販売の収益状況をしっかり管理しているが，その詳細を対外的にお伝えすることは現段階では難しいと考えている。

Ｑ１４．セグメント別の業績予想値において，送配電事業の経常利益予想値が，託送料金の期中調整も加わった数字で 20 億円となっている。2 兆 5,000 億円ものセグメント資産があるにもかかわらず，このような利益水準となっていることは理解し難い。第 1 規制期間中の期中調整額が既に決定している中，さらに第 2 規制期間で利益を取り返すに当たって，5 年間のフリーキャッシュフローが最低限プラスマイナスゼロとなるような事業報酬率を確保していただきたい。それができないと，おそらく他の投資案件を推し進めるうえで，御社の財務体質は現在よりもさらに悪化してしまうと感じてい

る。昨年の送配電の投資額は約 2,000 億円，償却費が 1,000 億円だったと伺っており，それを踏まえると，純利益として 1,000 億円程度を目指してほしいというのが理想。100 億円にも満たないリターンに満足しないでほしい。

Ａ１４．送配電事業の事業報酬率に関してはご指摘のとおりである。国の審議会内でも，第 2 規制期間に向けて事業報酬率の見直しの議論が進められており，当社としてはしっかりと利益を上げられるよう，現在の金利水準などを考慮した水準に持っていくべきと考えている。これは当社だけの問題ではなく，一般送配電事業者全体の課題でもあり，しっかりと国に対して訴求していきたい。

Ｑ１５．2030 年度の財務目標や KPI の種類などについて再考される余地はないか。例えば，現状の財務目標に含まれていない，フリーキャッシュフローを重視した目標を置くべきではないか。また，既に掲げられている ROIC 目標についても，水準の見直しを含めて，財務目標設定の再検討余地についてお伺いしたい。

Ａ１５．2030年のターゲット目標についてはそれほど先の話ではないため,我々としては，足元の事業環境の変化を踏まえ，現状の目標設定が適切かどうかを社内で議論しているが，当面は現在掲げている目標を堅持していく方針。ただ，そこから先についての議論は，様々な視点において，どのような数値目標が適切かを含め検討を進めていく必要性を十分に認識しており，既に社内でも一部議論を始めている状況である。

以上