

石炭火力発電所の柔軟性向上に向けた投資：
J-POWERの移行に役立つ戦略的アプローチ



石炭火力発電所の柔軟性向上に向けた投資： J-POWER の移行に役立つ戦略的アプローチ

2024年12月

目次

1. 要旨	3
はじめに	3
主な分析結果	3
提言	5
2. 太陽光発電の拡大により電力価格は下落、J-POWER の財務状況は脆弱になる	6
2.1 国内での太陽光発電の導入拡大で昼間の電力価格が下落し、1日の間の価格変動性が高まる	6
2.2 再生可能エネルギー比率が高いシナリオで太陽光発電が主力電源になると、昼間の電力価格が抑制される可能性がさらに高まる	7
3. 電力市場の進化で低価格の時間帯が生じ、J-POWER の財務状況が脆弱になる	10
3.1 J-POWER の国内発電ポートフォリオは業界他社に比べて石炭依存度が高い	11
3.2 短期価格予測では、J-POWER の国内火力発電の収益は当面夏の間減少する	11
4. 石炭火力発電所の柔軟性向上は、エネルギー移行初期に行われることが多い	13
4.1 エネルギー移行の戦略的手段として、石炭火力発電所の柔軟性向上を	13
4.2 J-POWER は、石炭火力発電所の脱炭素化戦略として実証済みの柔軟性向上に向けた投資を最優先すべき	16
5. 投資家から J-POWER に質問すべきこと	17
免責事項	18

1. 要旨

はじめに

石炭火力発電所の柔軟性向上を目的とした転用は、エネルギー移行の初期段階から石炭火力発電が主流の国で広く行われ、成功を収めてきた戦略である。再生可能エネルギー、特に太陽光発電設備の系統接続が増える中で、柔軟性の向上は、価格の低い時間帯に発電する石炭火力発電所の財務リスクを軽減し、需要量が多い時間帯の電力系統の信頼性を確保することにつながる。また、国際エネルギー機関（IEA）の表明公約シナリオ（APS）でも、世界中の既存の石炭火力発電所については、転用して柔軟に活用することがまさに脱炭素化の最も有効な手段であり、2050年までに見込まれている世界のCO₂排出量削減の60%を担うことが明確に示されている¹。

日本の再生可能エネルギー源の中で最も普及しているのは太陽光である。政府の第6次エネルギー基本計画では太陽光発電の割合を引き上げることを目指しており、まもなく公表される第7次エネルギー基本計画では、その野心的な見通しの実現に向けた施策が加速することが予想され、太陽光発電設備の国内電力系統への接続は増える見込みである。低コストの太陽光発電の大量導入が予想されるため、昼間の電力価格は大幅に下落し、1日の間の価格変動性は高まる可能性がある。

電源開発株式会社（以下、J-POWER）は、こうした市場ダイナミクスの進化の影響を特に受けやすい。同社の国内販売電力量の80%近くが、柔軟性のない石炭火力発電所で発電され²、その割合は国内発電事業者上位5社の中で、同社の次に石炭依存度が高い事業者の2倍を超える。その結果、J-POWERは、太陽光発電の拡大に起因する低価格の時間帯に影響を受けるリスクにさらされている。

こうしたリスクを認識した上で、J-POWERは先ごろ、再生可能エネルギー拡大を支えるために火力発電の柔軟性がより重要になっていることを認め³、石炭火力発電所の柔軟性を高めることで、発電所利用率の低下による財務面への影響を軽減することを目指す⁴と述べている⁴。しかし、それをどのように達成するかについての計画は一切明らかにしていない。

J-POWERの石炭火力発電所の脱炭素化戦略は、依然としてアンモニア混焼や石炭ガス化、CCUS技術（分離・回収したCO₂を貯留・利用する技術）を用いて火力発電所の効率向上を行うなど、実証されていない高コストの技術に焦点を当てている^{5,6}。これは、IEAによる日本の比較的新しい石炭火力発電所に対する提言に沿うものではない。その提言には、石炭火力発電所が座礁資産にならないように、発電所を柔軟なエネルギー源として改修・転用することなどが盛り込まれている⁷。

市場が進化する中で長期的な株主価値を守るには、J-POWERは、国内石炭火力発電所の最低負荷（訳者注：発電所を安定して運転できる最低出力）の引き下げや柔軟性向上に向けた取り組みへの投資を最優先に進め、これを脱炭素化戦略の中で明確に打ち出す必要がある。

主な分析結果

- 日本が今後10年間にわたり再生可能エネルギーを拡大させる中、太陽光発電は、昼間の時間帯の電源構成で再生可能エネルギーの主力電源になると考えられる。日本は現在、太陽光発電の割合を2023年の10%から2030年には14~16%に引き上げることを目指しており

¹ IEA, [Coal in Net Zero Transitions](#), 2022年11月, p66.

² 調達した電力を除く。J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書 2024)

³ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p19. (統合報告書 2024)

⁴ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p30. (統合報告書 2024)

⁵ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p19. (統合報告書 2024)

⁶ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p63. (統合報告書 2024)

⁷ IEA, [Innovation and market reform needed to drive Japan's clean energy transition](#), [IEA policy review finds](#), 2021年3月

⁸、ACCR は、まもなく公表される第 7 次エネルギー基本計画で示される日本の 2035 年の電源構成目標でも、引き続き太陽光が最大の再生可能エネルギー源となる可能性が高いと予測する。

- 太陽光発電の導入が進むと昼間の電力価格が押し下げられ、電力系統での 1 日の間の価格変動性が高まり、結果として、国内のベースロード電源として稼働する J-POWER の柔軟性のない石炭火力発電所は、価格の低い時間帯に発電せざるを得ないリスクにさらされる。ブルームバーグ NEF (BNEF) は、こうした傾向はもしまだ始まっていないとしても、短期間のうちに、特に当面の夏場や電力需要が少ない端境期に現実のものとなると予測する⁹。
- J-POWER は、柔軟性を欠く発電源である石炭への依存度が高いため、価格の低い時間帯に特に影響を受けやすい。2023 年度には、J-POWER の国内販売電力量の 79% を石炭が占め¹⁰、その割合は、国内発電事業者上位 5 社の中で、同社の次に石炭依存度が高い事業者の 2 倍を超えている¹¹。ACCR は、国内火力発電の収益が 2026 年度上期には 24 年度上期比で 16% 減少すると予測する^{12, 13}。
- 世界の石炭火力発電設備の利用率は低下傾向にあり、日本も、そして J-POWER も、この長期的な世界規模の傾向の影響から逃れることはできそうにない。日本の石炭火力発電設備の利用率は、2018 年度の 82% から 2025 年度には推定で 66% に低下すると予想されており¹⁴、これは IEA の APS シナリオやネットゼロ排出 (NZE) シナリオでの世界的傾向と合致する^{15, 16}。J-POWER の設備利用率は一貫して全国平均を下回っており¹⁷、同社のベースロード電源を担う石炭火力発電所が市場ダイナミクスの変化に適応するためには、柔軟性を高める取り組みへの投資が急務であることが浮き彫りになった。
- 柔軟性向上を目的とした石炭火力発電所の転用は、エネルギー移行の初期段階から石炭火力発電が主流の国で広く行われ、成功を収めてきた戦略である。柔軟な運転は、価格の低い時間帯に発電する石炭火力発電所の財務リスクを軽減し、需要が多い時間帯の電力系統の信頼性を確保することにつながる。再生可能エネルギーの電力系統への統合を後押しし、発電所が座礁資産になるのを防ぐために、IEA もまた、比較的新しい石炭火力発電所を柔軟性のあるものに改修することを推奨している¹⁸。

⁸ 経済産業省, [Outline of Strategic Energy Plan](#), 2021 年 10 月, p12. (エネルギー基本計画の概要)

⁹ BNEF, [Japan Power Market Outlook 1H 2024](#) 2024 年 5 月, p7.

¹⁰ 調達した電力を除く。J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書 2024)

¹¹ 2023 年度発電量上位 5 社 (経済産業省); 調達した電力を除く。

¹² J-POWER の国内石炭火力発電設備の利用率が、24 年度の予測水準である 61% を維持 (2022 年度および 23 年度の季節変動をそのまま反映) し、送電損失やその他の損失を考慮せずに火力発電資産で発電した電力を 100% 販売し、そのすべてを卸市場で販売すると仮定する。

¹³ BNEF, [Japan Power Market Outlook 2H 2024: Tailwinds Ahead](#), 2024 年 10 月, p2. (日本版レポート)

¹⁴ BNEF, [Japan Power Market Outlook 2H 2024: Tailwinds Ahead](#), 2024 年 10 月, p21. (日本版レポート)

¹⁵ IEA, [World Energy Outlook 2024](#), 2024 年 10 月, p305, 311.

¹⁶ APS および NZE シナリオにおける排出削減対策が講じられていない石炭火力発電所の設備利用率の予想は、発電量と設備容量の予測を用いて計算した。

¹⁷ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書 2024)

¹⁸ IEA, [Innovation and market reform needed to drive Japan's clean energy transition. IEA policy review finds](#), 2021 年 3 月.

- J-POWER は、石炭火力発電所の柔軟性を高めることで、発電所利用率の低下による財務面への影響を軽減する意向を表明しているが^{19,20}、それをどのように達成するかについての計画は一切明らかにしていない。

提言

1. J-POWER は、国内石炭火力発電所の最低負荷の引き下げや柔軟性向上に向けた取り組みへの投資を最優先に進めるべきである。
2. J-POWER は、これらの取り組みを同社の脱炭素化戦略に組み入れるべきである。

¹⁹ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p19. (統合報告書 2024)

²⁰ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p30. (統合報告書 2024)

2. 太陽光発電の拡大により電力価格は下落、J-POWER の財務状況は脆弱になる

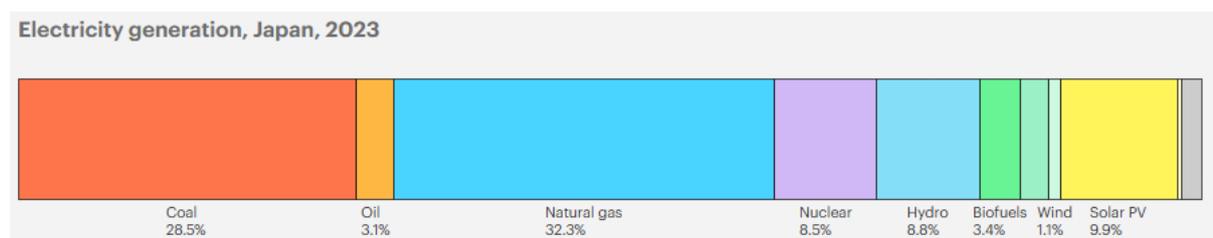
日本では、2030 年に向けて「第 6 次エネルギー基本計画」の実進を進めており、太陽光発電への依存度が高まると予想される。低コストの太陽光発電が大量に導入されれば、昼間の電力価格は短期間のうちに大幅に下落する可能性があり、BNEF の「日本の電力市場見通し (Japan Power Market Outlook)」では昼間の電力価格がこの先下落すると予測している。短期間の見通しにとどまらず、自然エネルギー財団 (REI) とローレンス・バークレー国立研究所 (以下、バークレー研究所) の各モデリングでも、再生可能エネルギー比率が高いシナリオでは太陽光発電が主力電源となることが示されており、この傾向は、電源構成における再生可能エネルギーの割合が高まる中、続く可能性がある。

J-POWER は特に、こうしたリスクの影響を受けやすい。なぜなら、同社の国内販売電力量の大半を発電しているのは柔軟性のない石炭火力発電所であり、最低負荷、あるいはそれ以上の負荷で運転しなければならないという技術要件があるからである。こうした柔軟性の欠如によって、J-POWER は、電源構成で太陽光の割合が高くなる昼間の低価格時間帯に不利な価格で電力を販売することを余儀なくされ、収益性が圧迫される恐れがある。

2.1 国内での太陽光発電の導入拡大で昼間の電力価格が下落し、1 日の間の価格変動性が高まる

2023 年時点で、太陽光発電は日本の発電量の約 10% を占め、日本の再生可能エネルギー源の中で最も普及している (図 1)。日本は第 6 次エネルギー基本計画の下、その割合を 2023 年の 10% から 2030 年には 14~16% に引き上げることを目指しており²¹、電源構成における太陽光の割合を継続的に拡大させる明確な道筋を描いている。

図 1 : 太陽光発電は日本の再生可能エネルギー源の中で最も普及している



出典 : IEA, *Japan Energy Mix*, 2023 年。

日本の電源構成 (2023 年)

日本は第 6 次エネルギー基本計画の見直しに着手しており、2025 年 3 月までの公表を目指している最新版の第 7 次エネルギー基本計画で、2035 年の電源構成の目標を打ち出す予定である。再生可能エネルギーを最大限に導入する戦略の下、電源構成におけるその割合は拡大し、引き続き太陽光発電が再生可能エネルギーの主力電源になると ACCR は予想する。

短・中期的に太陽光発電の導入拡大が見込まれることから、電力卸価格の変動が大きくなり、特に夏季や端境期の昼間の時間帯に価格が大幅に下落すると予想される (図 2)。

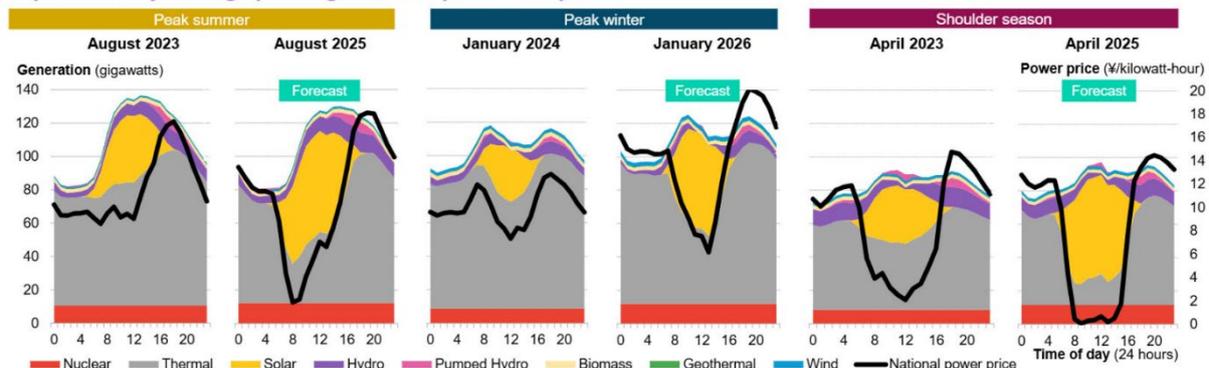
BNEF は、電力市場の見通し期間 (2025 年 4 月から 2026 年 1 月まで) に太陽光が電源構成の 14%

²¹ 経済産業省, *Outline of Strategic Energy Plan*, 2021 年 10 月, p12. (エネルギー基本計画の概要)

～25%を占めると予測する²²。石炭火力発電所の運転に柔軟性がないと、出力調整能力が制約されるため、こうした市場のダイナミクスは石炭火力発電所の利益率を圧迫する可能性がある。J-POWERは、国内販売電力量の大半が石炭火力発電所によるものであるため（2023年度79%、調達した電力を除く²³）、これらの価格変動による影響が強まっている。

図2: BNEFによる見通しでは、太陽光発電が増えると昼間の価格の下落幅が拡大し、価格変動が大きくなる

Japan monthly average power generation profile and prices



出典：BNEF, [Japan Power Market Outlook 1H 2024](#), 2024年5月, p7.

日本の発電量および電力価格（月平均）

2.2 再生可能エネルギー比率が高いシナリオで太陽光発電が主力電源になると、昼間の電力価格が抑制される可能性がさらに高まる

ACCRは、日本の電源構成の傾向予測を評価するために、再生可能エネルギー比率が高いいくつかのシナリオを見直した。REIおよびバークレー研究所のモデリングはどちらも、再生可能エネルギー比率が高いシナリオで太陽光発電が主力電源となることを示唆しており、日本が今後10年間で再生可能エネルギー発電を拡大させる中で、昼間の電力価格の抑制がさらに進むことを表している。

REIの「2035年自然エネルギー電力80%」シナリオ^{24, 25}（図3）では、

- 夏季は太陽光発電が主力電源となり、昼間の時間帯は余剰電力が生じるため、その分を蓄電して夕方以降の時間帯に使用する
- 冬季は発電量に占める風力の割合が大きくなり、夜間の発電も可能なため、電力システムの蓄電への依存度は下がる

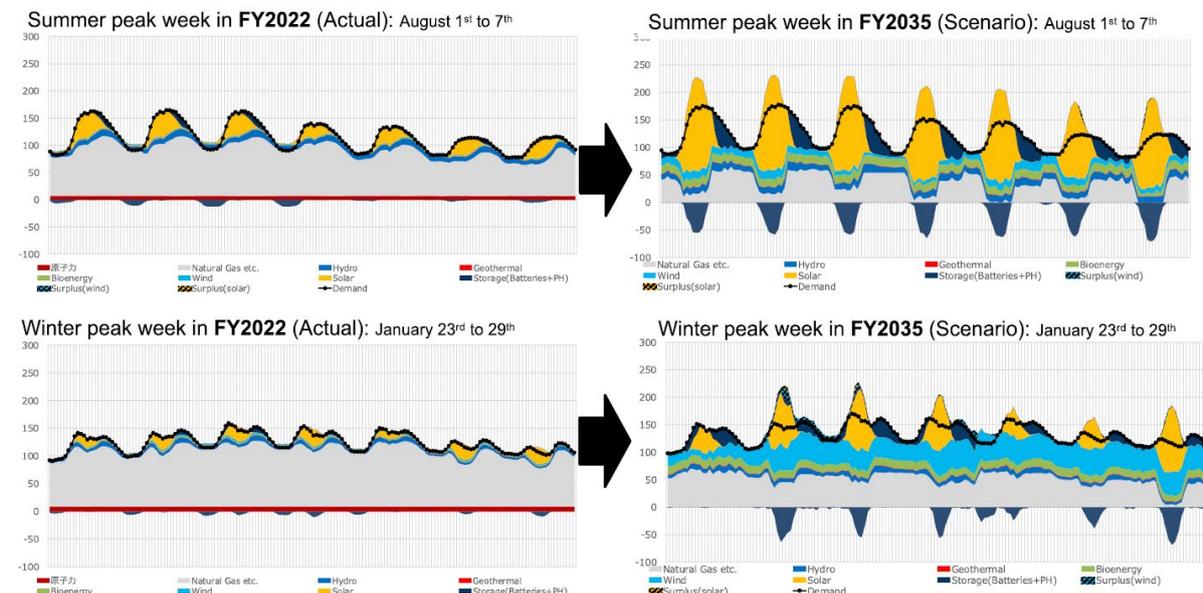
²² BNEF, [Japan Power Market Outlook 1H 2024](#), 2024年5月, p7の図のデータ

²³ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書2024)

²⁴ REI, [Energy Transition Scenarios for Decarbonization Based on 80% Renewables Electricity by 2035](#), 2024年8月, p3, 21. (脱炭素へのエネルギー転換シナリオ：2035年自然エネルギー電力80%を軸に)

²⁵ このシナリオは需要状況に合わせて価格を変動させるダイナミックプライシングを考慮していない。ダイナミックプライシングが導入されれば、消費者に自然の太陽や風のパターンに合わせてエネルギー消費行動を修正するインセンティブを与えることができるため、電力需要と自然エネルギーの出力がより密接に整合する可能性がある。

図 3 : REI 「自然エネルギー電力 80%」シナリオでは、太陽光発電が夏の発電の主力電源になる



出典: 自然エネルギー財団, *Energy Transition Scenarios for Decarbonization Based on 80% Renewables Electricity by 2035*, 2024 年 8 月, p21. (脱炭素へのエネルギー転換シナリオ: 2035 年自然エネルギー電力 80%を軸に)

夏のピーク日を含む 1 週間 (2022 年度実績) : 8 月 1 日～7 日

夏のピーク日を含む 1 週間 (2035 年度シナリオ) : 8 月 1 日～7 日

冬のピーク日を含む 1 週間 (2022 年度実績) : 1 月 23 日～29 日

冬のピーク日を含む 1 週間 (2035 年度シナリオ) : 1 月 23 日～29 日

クリーンエネルギー90%を実現するバークレー研究所の「クリーンエネルギーシナリオ」²⁶では、以下の通りである。

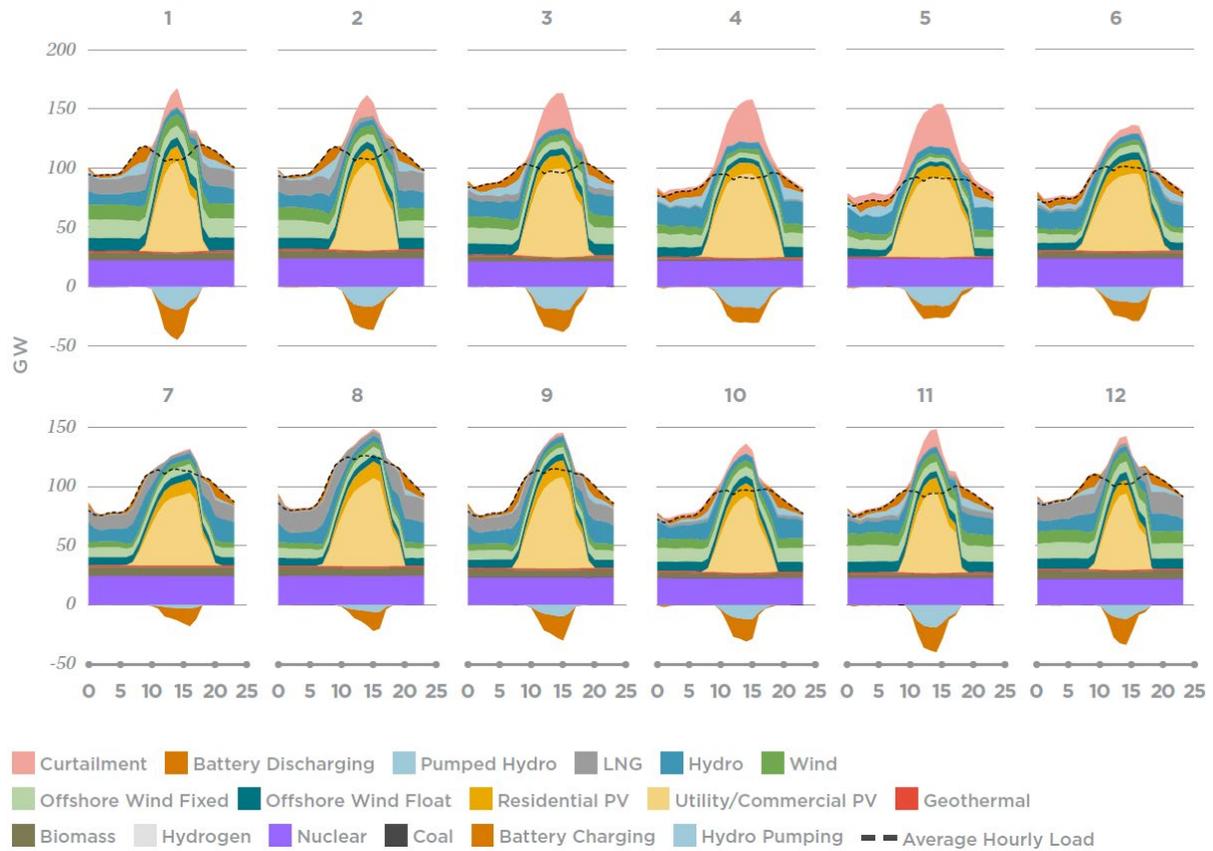
- 2035 年の 1 年間を通して太陽光発電が昼間の主力電源となる (図 4)
- クリーンエネルギーの導入によって日本の卸電力費用は 6%削減され、再生可能エネルギー主体の電源構成に移行する経済的メリットが浮き彫りにされている^{27, 28}

²⁶ クリーンエネルギーシナリオでは、クリーンエネルギー発電の年間導入量を、日本政府の目標 (2030 年までに発電量の 59%、2035 年までに 90%を非化石化する) を上回るのに必要な量に制限している。

²⁷ 平均卸電力費用は、卸電力の総費用を総発電量で割ったものである。卸電力費用には、発電設備の初期費用、運用・保守 (O&M) 固定費、発電用燃料費、蓄電池の費用、地域間送電網整備への投資の増分費用などが含まれる。配電や既存の送電網にかかる費用は含まれない。

²⁸ Berkeley Lab, *The 2035 Japan Report*, 2023 年 2 月, p32. (2035 年日本レポート)

図 4：クリーンエネルギー90%を実現するバークレー研究所の「クリーンエネルギーシナリオ」は、2035年の1年間を通して太陽光発電が昼間の主力電源になると予測



出典：Berkeley Lab, *The 2035 Japan Report*, 2023年2月, p28. (2035年日本レポート)

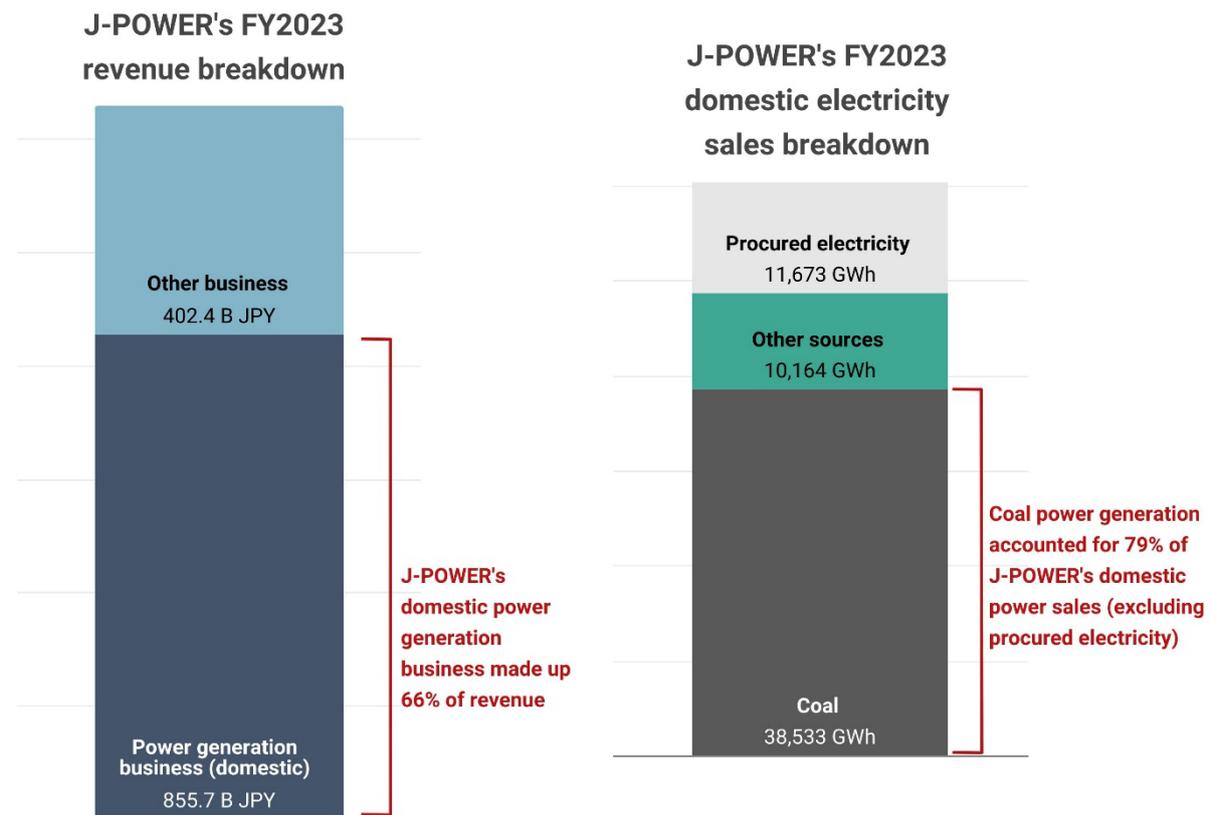
3. 電力市場の進化で低価格の時間帯が生じ、J-POWER の財務状況が脆弱になる

ベースロード電源を担う石炭火力発電所は、低価格の時間帯に損失を被るリスクがある。なぜなら、それらの発電所には発電出力を最低負荷以上に維持する技術要件があるため、発電量を減らすことが容易にできないからである。日本の大手石炭火力発電事業者である J-POWER は、低価格の時間帯に売電を余儀なくされるリスクに大きくさらされている。

J-POWER は国内の石炭火力発電資産への依存度が高いため、脆弱性はより高くなる。同社は 2023 年度の売上高の 66% を国内発電事業が占め²⁹、同事業における国内販売電力量の 79% を火力発電が担った^{30, 31} (図 5)。

J-POWER の統合報告書では、発電量と電力価格の変動に対する国内収益の感度を数値化している。2023 年度には、国内火力発電量の減少と電力価格の下落が一因となり、同社の連結売上高は 32%、連結経常利益は 31% 減少したと報告されている³²。

図 5 : J-POWER の売上高の 3 分の 2 を国内発電事業が占め (左)、同事業における国内販売電力量の 79% を石炭火力発電が担う (右、調達した電力の販売を除く)



出典 : J-POWER 公表資料

²⁹ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p31. (統合報告書 2024)

³⁰ 調達した電力の販売を除く。これを含めると 64%。

³¹ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書 2024)

³² J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p29. (統合報告書 2024)

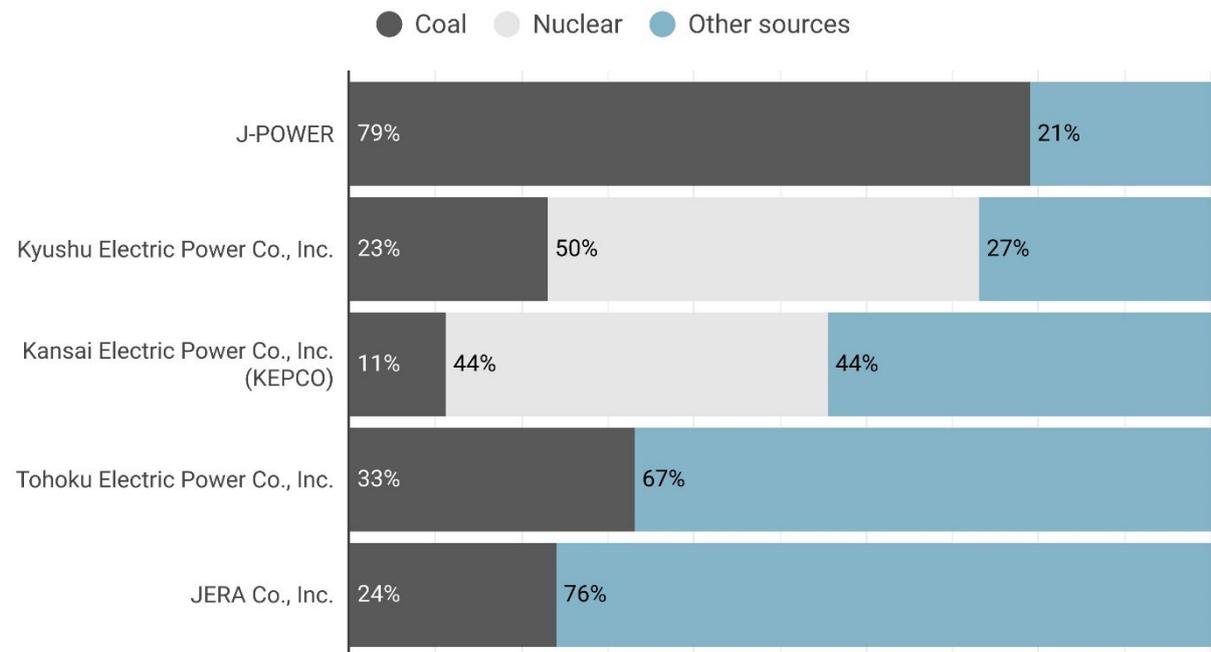
J-POWER の 2023 年度売上高の内訳

J-POWER の 2023 年度国内販売電力量の内訳

3.1 J-POWER の国内発電ポートフォリオは業界他社に比べて石炭依存度が高い

ACCR が国内発電事業者上位 5 社について分析を行ったところ^{33, 34}、2023 年度の J-POWER の国内販売電力量に占める石炭火力発電の割合は 79%であり、同社に次いで石炭依存度が高い東北電力の 2 倍を超えることが明らかになった（図 6）。電力価格の変動とベースロード電源を担う石炭火力の需要の減少が J-POWER の収益性により大きなリスクをもたらすことを考えると、石炭依存度が高いことで、J-POWER は同業他社に比べて著しく不利な状況に置かれている。日本にある既存の原子力発電所も柔軟性に乏しいベースロード電源であることに着目しても、J-POWER の柔軟性を欠く発電源への依存度が他社と比べて最も高いことは変わらない。

図 6 : J-POWER の国内発電ポートフォリオは、柔軟性を欠く発電源への依存度が他社に比べて高い（2023 年度の販売量または発電量ベース）



出典：各社公表資料

3.2 短期価格予測では、J-POWER の国内火力発電の収益は当面夏の間減少する

ACCR は BNEF の電力価格見通しを用いて、電力価格が J-POWER の国内火力発電の収益に及ぼす影響を評価した^{35, 36}。

³³ 2023 年度の発電量上位 5 社（[経済産業省](#)）

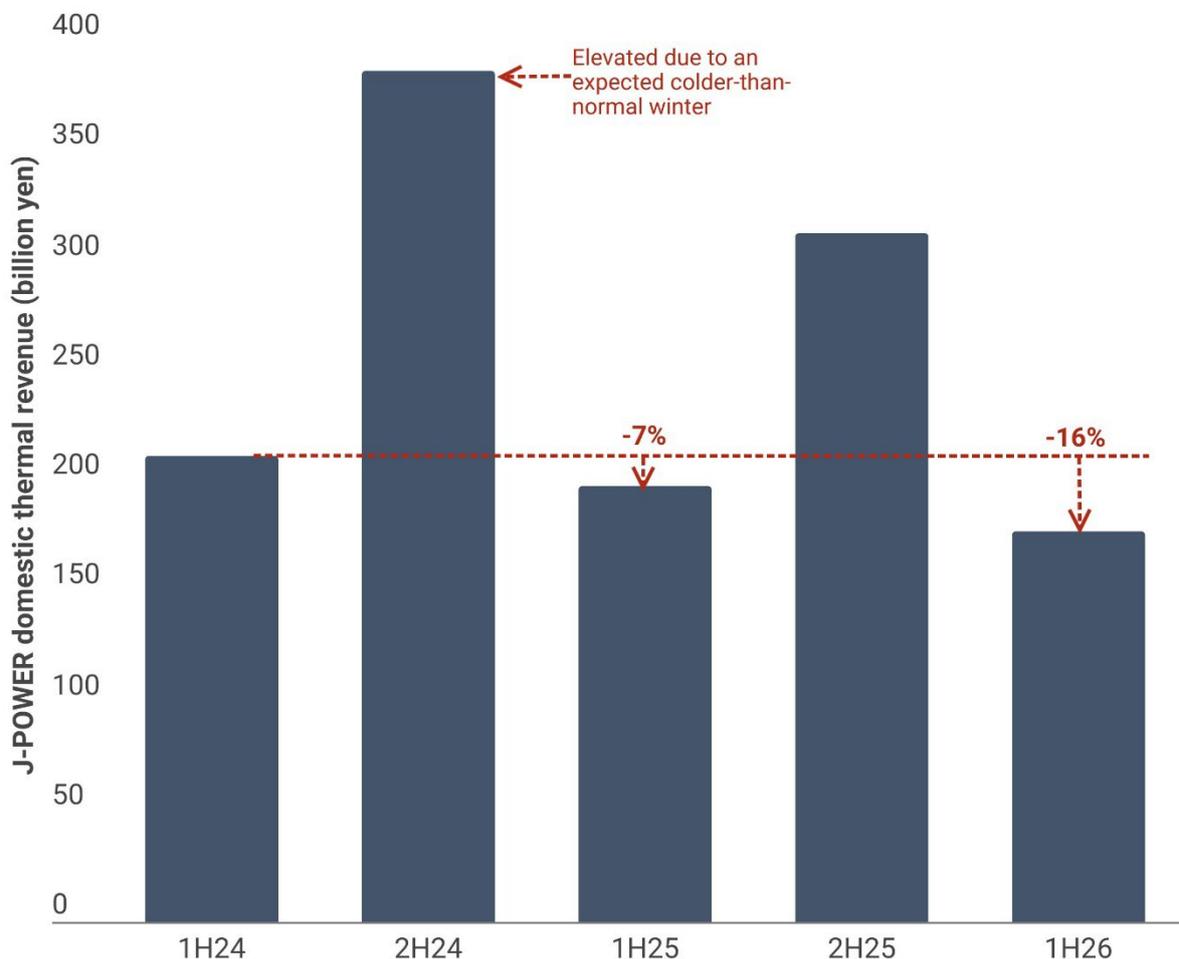
³⁴ 調達した電力を除く発電量

³⁵ この試算では、J-POWER の国内石炭火力発電設備の利用率が 24 年度の予測水準である 61%を維持（2022 年度および 23 年度の季節変動をそのまま反映）すると仮定する。また、送電損失やその他の損失を考慮せずに火力発電資産で発電した電力を 100%販売し、そのすべてを卸市場で販売すると仮定する。

³⁶ BNEF, [Japan Power Market Outlook 2H 2024: Tailwinds Ahead](#), 2024 年 10 月, p2. (日本版レポート)

- 国内火力発電の収益は 2024 年度下期にピークを迎えると予測される（図 7）。冬季の平均気温を下回る寒さがこの先訪れることによる燃料輸入コストの上昇、供給逼迫の見通し、需要の追い風という BNEF の予測を反映して価格の上昇が見込まれることによるものである。
- その後の収益は次の理由で減少すると予測される。
 - 太陽光発電の増加によって、2025 年度上期と 26 年度上期の夏季の電力卸価格を押し下げる圧力がかかる
 - 2025 年度下期の冬季燃料輸入コストは 24 年度下期に比べて下がる
- 太陽光発電の出力増加が見込まれる夏季に注目すると、J-POWER の 2025 年度上期の収益は 24 年度上期比 7%減少し、26 年度上期は 16%というさらなる減少が見込まれる。

図 7：ACCR の予測では、太陽光発電の増加によって夏季の電力価格が抑えられ、J-POWER の国内火力発電の収益は減少する



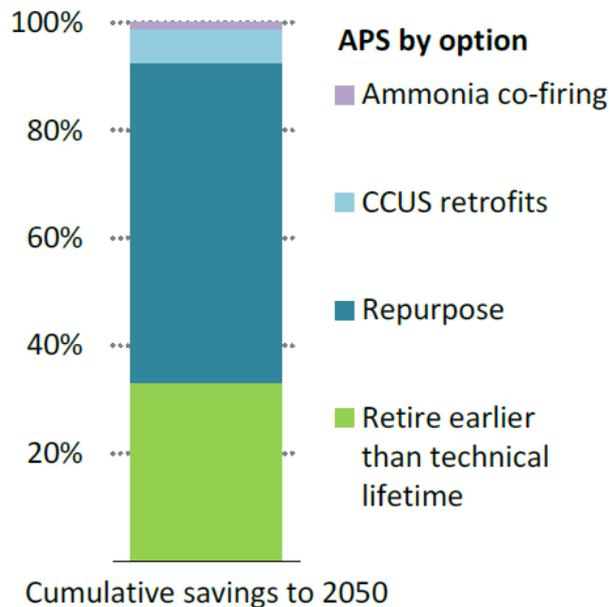
出典：BNEF の価格予測および ACCR の試算

4. 石炭火力発電所の柔軟性向上は、エネルギー移行初期に行われることが多い

4.1 エネルギー移行の戦略的手段として、石炭火力発電所の柔軟性向上を

IEA は、日本は比較的新しい石炭火力発電所を柔軟なエネルギー源として転用することで、そうした発電所からの排出に対応し、座礁資産となるリスクを抑えるべきだと提言している³⁷。IEA の表明公約シナリオ (APS) では、石炭火力発電所を転用して柔軟に活用することで、2050 年までに見込まれている世界の CO₂ 排出削減量の 60% を担い、2 番目に大きな割合として早期閉鎖で 33% の削減に対応する (図 8)。

図 8 : IEA の APS では、石炭火力発電所の柔軟性向上を目的とした転用が広く導入される



出典 : IEA, *Coal in Net Zero Transitions*, 2022 年 11 月, p66.

石炭使用の削減や炭素排出の削減に加え、石炭火力発電所の柔軟性向上を目的とした転用は、以下を実現するための効果的な戦略である。

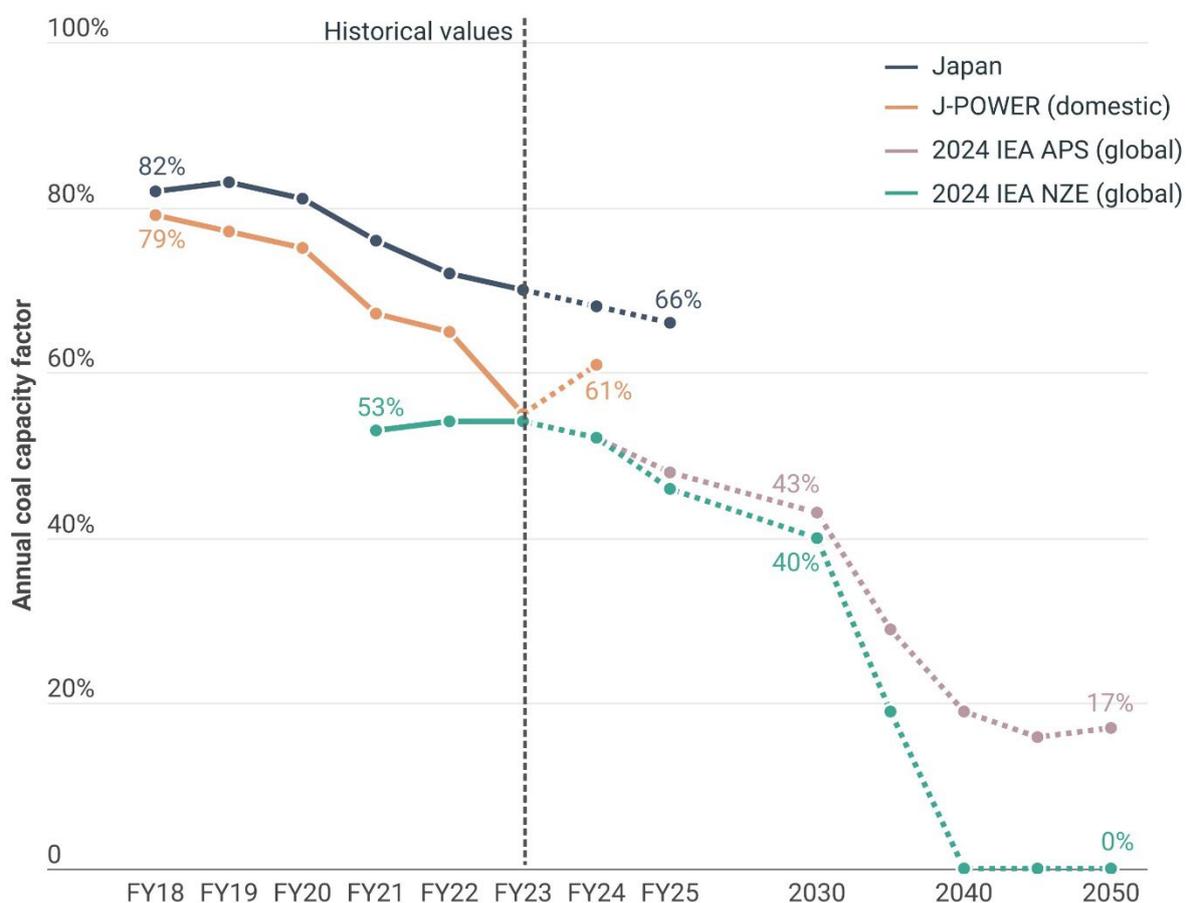
- 以下の方法で財務リスクを管理する。
 - 低価格の時間帯へのエクスポージャーを軽減して、太陽光が豊富な時間帯は石炭火力発電を最小限に抑え、収益の食い合いによる減少を防ぐ
 - 化石燃料の輸入事業者に対する化石燃料賦課金（日本では 2028 年より導入予定）を軽減する
- 需要のピーク時に石炭火力発電所を稼働させて、電力系統の信頼性をサポートする。

³⁷ IEA, [Innovation and market reform needed to drive Japan's clean energy transition](#), IEA policy review finds, 2021 年 3 月.

- 再生可能エネルギーの電力系統への統合を促進する余地をつくり、再生可能エネルギーの出力抑制を少なくする。

J-POWERの国内火力発電設備の利用率は³⁸、2018年度から2023年度にかけて一貫して日本の全国平均を下回っている(図9)。過去の実績とBNEFの予測の双方に基づくと、日本では石炭火力発電設備の利用率の全国平均が明らかに低下傾向にあり、2018年度の82%から2025年度には66%まで低下する³⁹。この傾向はIEAのAPSシナリオやネットゼロ排出(NZE)シナリオでも裏付けられており、いずれも石炭火力設備容量の世界平均が減少傾向にあることを示唆している(図9)^{40,41}。日本もJ-POWERも、この長期的な世界的傾向から逃れることはできそうになく、市場ダイナミクスの変化に適応するためには、J-POWERのベースロード電源を担う石炭火力発電所の柔軟性を高める取り組みへの投資が急務であることは明らかである。

図9: J-POWERの石炭火力発電設備利用率の低下は効率性に問題があることの反映であり、日本と世界の石炭利用が減少傾向にあるとの予測と一致



出典: J-POWER 公表資料、BNEF (日本の石炭火力発電設備利用率の予測)、IEA

柔軟性のある石炭火力発電所を運用して火力発電設備の利用率を低下させることは、J-POWERにとって排出量を削減する機会になる。例えば、J-POWERが2030年までにIEAのAPSシナリオにおける設備利用率43%を達成すれば、国内のスコープ1排出量は2013年比で62%減、NZEシナリオの設備利

³⁸ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p105. (統合報告書 2024)

³⁹ BNEF, [Japan Power Market Outlook 2H 2024: Tailwinds Ahead](#), 2024年10月, p21. (日本版レポート)

⁴⁰ IEA, [World Energy Outlook 2024](#), 2024年10月, p305, 311.

⁴¹ APSおよびNZEシナリオにおける排出削減対策が講じられていない石炭火力発電所の設備利用率の予想は、発電量と設備容量の予測を用いて計算した。

用率 40%を達成すれば、64%の排出削減となる。

石炭火力発電所の柔軟性を高め、最低負荷を引き下げることが、国際的に広く実施されている慣行であり（表 1）、複雑なエネルギー移行を舵取りしていく上で欠かせない。

表 1：石炭火力発電設備の転用は実証済みの戦略であることを示す世界の事例

国	石炭の段階的廃止の現状	石炭火力発電設備の柔軟性向上を目的とする改修例／政策
中国	中国は石炭火力発電の設備容量を増やしてきたが、再生可能エネルギーの増加によって石炭火力発電による発電量は減少している ⁴² 。	中国政府は現在、200GW を超える石炭火力発電所に「柔軟性向上を目的とする改修」を義務づける制度を実施しており、必要に応じて出力を増減する能力を備えるよう求めている ⁴³ 。
インド	2024 年第 1 四半期、インドにおける石炭火力発電設備容量の割合は、1960 年代以来初めて 50%を下回った ⁴⁴ 。	昨年、インドの中央電力庁は、火力発電所の柔軟な運用に関する包括的な報告書を発表した ⁴⁵ 。
インドネシア	インドネシアは最近、2056 年という以前の目標を前倒して、2040 年までにすべての石炭火力発電所を閉鎖する計画を発表した ⁴⁶ 。	石炭火力発電の柔軟性向上を目的とする改修は、インドネシア JETP（公正なエネルギー移行パートナーシップ）の包括的投資・政策計画（CIPP）において、早期閉鎖と並び重点投資分野の一つとなっている ⁴⁷ 。
オーストラリア	2012 年以降、10 基の大型石炭火力発電所が閉鎖しており、エネルギー市場管理機関（AEMO）は、2035 年までに残りの設備容量の 90%、2040 年までにすべてが閉鎖されると見込んでいる ⁴⁸ 。	オーストラリア最大の石炭火力発電会社は、昼間の時間帯は石炭火力発電を停止し、実質的に屋上・大規模太陽光発電を主力電源にする取り組みを実施した ⁴⁹ 。
英国	2024 年 9 月に最後の石炭火力発電所が閉鎖された ⁵⁰ 。	移行を乗り切るために石炭火力発電所の柔軟性を高めるという構想は、早くも 2013 年には検討されていた ⁵¹ 。

⁴² The Guardian, [China's coal-fired power boom may be ending amid slowdown in permits](#), 2024 年 8 月.

⁴³ The Oxford Institute for Energy Studies, [Guide to Chinese Climate Policy, Part II: Domestic Policies, 5: Coal](#), 2022 年.

⁴⁴ Institute for Energy Economics and Financial Analysis, [Surge in India's renewables tendering set to keep coal's share below 50% in total installed capacity](#), 2024 年 5 月.

⁴⁵ Indian Government, [Flexibilisation of coal fired power plant](#), 2023 年 2 月.

⁴⁶ Argus, [Indonesia advances coal-fired power phase-out to 2040](#), 2024 年 11 月.

⁴⁷ JETP Indonesia, [Comprehensive Investment and Policy Plan 2023](#), 2023 年 11 月, p5.

⁴⁸ Australian Energy Market Operator, [Energy roadmap lights the way to net zero](#), 2024 年 6 月.

⁴⁹ RenewEconomy, [Coal generator switches off to make room for solar in significant boost to renewable switch](#), 2024 年 10 月.

⁵⁰ The Guardian, [End of an era as Britain's last coal-fired power plant shuts down](#), 2024 年 9 月.

⁵¹ Reuters, [To survive, coal power plants must become more flexible: Kemp](#), 2013 年 11 月.

米国	2026年までに、石炭火力発電設備容量の半分が閉鎖される予定である ⁵² 。	2013年には、石炭火力発電所が柔軟な電源になりうることが実証された ⁵³ 。それ以来、石炭火力発電所の平均設備利用率は減少しており、低い設備利用率で稼働し、需要に応じて発電する発電所が増えている ⁵⁴ 。
ドイツ	電源構成における再生可能エネルギーの割合が高まっていることから、石炭火力発電設備は十分に稼働していない。電源構成における石炭火力発電の割合は、9年前の48%から2024年前半には19%に下がった ⁵⁵ 。	2019年には、一部の石炭火力発電所で12%の最低負荷での稼働が達成された ⁵⁶ 。

4.2 J-POWER は、石炭火力発電所の脱炭素化戦略として実証済みの柔軟性向上に向けた投資を最優先すべき

ACCRの分析に基づき、我々はJ-POWERに以下を提言する。

1. 国内石炭火力発電所の最低負荷の引き下げや柔軟性向上を図る実証済みの取り組みへの投資を最優先に進めるべきである。
2. 上記の取り組みを同社の脱炭素化戦略に組み入れるべきである。

J-POWERは、再生可能エネルギーの拡大を支えるために火力発電の柔軟性がより重要になっていることを認め⁵⁷、最低負荷の引き下げや需給予測に基づく運転停止計画など、発電所の運用強化を通じて、発電所利用率の低下に伴う財務面への影響を軽減しようとしているが⁵⁸、これをどう実現するかについての詳細な計画は一切明らかにしていない。

さらに、ACCRの前の投資家向け説明資料でも強調されているように⁵⁹、J-POWERはいまだに、アンモニア混焼、石炭ガス化、CCUSなど、実証されていない高コストの技術を主軸として石炭火力発電所の脱炭素化を進めようとしている⁶⁰。これは、アンモニア混焼とCCUS改修では世界全体の排出削減量の7%にしか寄与しないと予測するIEAのAPSシナリオとは対照的である(図8)。

表1が示すように、企業や日本以外の各国政府が柔軟性向上のための投資を行い、確立された低コストの脱炭素化手法を重視している実際の事例は数多くある。IEAはまた、石炭火力発電所の管理システムを調整して負荷調整範囲を拡大すれば、必要な柔軟性を十分確保できる可能性があるとしている⁶¹。

J-POWERが国内事業の収益性悪化を回避する取り組みを進めるよう促すには、投資家が同社に対し、国内火力発電所の脱炭素化をどのように進めるのか、また世界的に採用されている実証済みかつ低コ

⁵² IEEFA, [U.S. on track to close half of coal capacity by 2026](#), 2023年4月。

⁵³ National Renewable Energy Laboratory, [Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant](#), 2013年12月。

⁵⁴ National Association of Regulatory Utility Commissioners, [Recent Changes to U.S. Coal Plant Operations and Current Compensation Practices](#), 2020年1月。

⁵⁵ Clean Energy Wire, [Germany's coal exit on track, no forced closures needed](#), 2024年9月。

⁵⁶ United Nations Economic Commission for Europe, [Increase flexibility in coal-fired electricity generation](#), 2019年。

⁵⁷ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p19. (統合報告書2024)

⁵⁸ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p30. (統合報告書2024)

⁵⁹ ACCR, [Investor brief: Electric Power Development Co. Ltd. \(J-POWER\)](#), 2023年6月。

⁶⁰ J-POWER, [2024 Integrated Report](#), p63. (統合報告書2024)

⁶¹ IEA, [Coal in Net Zero Transitions](#), 2022年11月, p67.

ストの排出削減手法を優先させるかどうかを明らかにするよう求めるべきである。

そうすることで、J-POWER が国内外の同業他社に後れを取らず、直ちに排出削減に取り組み、(IEA が強調しているように⁶²) 座礁資産リスクを抑え、長期にわたって株主価値を確保できるだろう。

5. 投資家から J-POWER に質問すべきこと

投資家は、今後の J-POWER とのエンゲージメントで以下の質問をすることで、J-POWER の戦略上のリスクをよりしっかりと把握することができる。

- 日本の再生可能エネルギーの割合が増加し、石炭火力の需要が減少する中、J-POWER は長期的な収益性に対するリスクにどう対応していくのか。これらの資産が柔軟性を欠いたままである場合の潜在的な影響を評価したか。調整策を何も講じなければ、国内事業の収益性悪化リスクは、J-POWER の競争力に影響を及ぼす可能性がある。
- 石炭火力発電所における水素、アンモニア混焼、CCUS 改修といった技術は、高コストで実証されていない新興技術である。世界的には、新興技術よりも石炭火力発電設備の柔軟性向上を優先させる傾向がある点を踏まえ、J-POWER は新興技術への投資に伴う財務リスクをどのように管理していくつもりか。
- J-POWER の国内石炭火力発電所は、太陽光発電の増加や価格の変動性が高まる電力系統にどのように適応していくのか。

⁶² IEA, [Innovation and market reform needed to drive Japan's clean energy transition](#), IEA policy review finds, 2021 年 3 月.

ACCR について

[オーストラリア企業責任センター \(ACCR\)](#) は、慈善活動資金によって運営されている非営利団体で、上場企業や投資家とグローバルに連携して株主行動および研究を行うことにより、積極的なスチュワードシップを実践し促進している。ACCR の調査チームは、企業に焦点を絞って上場企業の気候移行計画を調査し、世界の機関投資家がエネルギー移行期における投資のリスクと機会を把握できるよう、分析、調査および見解を提供している。詳細については、[LinkedIn](#) で ACCR をフォローしてください。

免責事項

本報告書は、オーストラリア企業責任センター (ACCR) が作成した。

著作権

本報告書に記載されているいかなる内容も、別段の明示がない限り ACCR の著作権の対象となる。ACCR の書面による事前の許可なく複製することを禁ずる。

認可要件がある場合は配布不可

本報告書は、法律で許可されている場合のみ配布するためのものである。本報告書は、そのような配布、発表、入手の可能性または使用が法律もしくは規制に違反する、あるいは管轄区域内で ACCR が登録もしくは認可要件の対象となる地域、州、国またはその他の管轄区域の市民または居住者、もしくはそれらに所在する個人または団体に向けられたものではなく、そのような個人または団体への配布あるいは個人または団体による使用を意図したものでもない。本報告書を受領することにより、受領者は、個人またはアドバイザーを通じて、本報告書で議論されている金融商品の売買に伴うリスクを理解するための十分な投資専門知識を有していることを表明したものと見なされる。

情報の性質

ACCR、その役員、代理人、代表者および／または従業員は、いずれもオーストラリア金融サービスライセンス (AFSL) を保有しておらず、関連する金融サービス法に反して何らかの形で助言または業務を行う意図はない。ACCR、その役員、代理人、代表者および従業員は、過失その他を問わず、本報告書またはその発表物に関連するいかなる損失または損害についても、法律で認められる最大限の範囲においてその責任を免除される。

本報告書は、利用者の特定の投資目的、個人的な財務状況または資金的ニーズを考慮することなく、情報提供または教育のみを目的として作成されたものである。本報告書は、専門家による助言または提言（金融、法律またはその他の専門的助言を含む）ではなく、広告でもなく、金融商品の売買または特定の取引戦略への参加を勧誘または提案するものでもない。このため、いかなる読者も本報告書に含まれる情報および／または提言に依拠すべきではない。利用者は、本報告書に含まれる情報に基づき行動する前に、利用者の目的、財務状況および資金的ニーズを考慮し、その情報の適切性を検討すべきである。利用者は、本報告書上または本報告書を通じて入手した情報に基づいて行動するまたは行動を控える前に、自身の特定の状況に適した適切な助言を有資格の専門家から得る責任を負う。本報告書を受領することにより、受領者は上記の本来の目的を了解し、それに同意するものとし、さらに、情報は受領者に対する投資助言に該当する、あるいは受領者の投資目的を達成しようとするものであるとの期待または考えを放棄するものとする。

本報告書は、本報告書に記載された推定リターンが達成されること、またはこれらのリターンを達成する際のすべての（または任意の）仮定が考慮あるいは記載されたことを示すものではない。本報告書で言及された証券の取引または保有が利益を生んだまたは生むだろうと仮定すべきではなく、将来の投資判断が利益を生むまたは本報告書で論じられた証券や戦略の投資実績と同程度になると仮定すべきでもない。いかなる投資についても、過去の実績は将来の結果を示唆するものでも保証するものでもない。

将来の見通しに関する記述

一部の情報は「将来の見通しに関する記述」に該当し、それらには「可能性がある」、「だろう」、「すべきである」、「見込みである」、「予期する」、「目標とする」、「予測する」、「推定する」、「意図する」、「継続する」もしくは「確信する」といった将来の見通しに関する表現、またはそれらの否定形もしくはその他の変化形、あるいは同等の用語が使用されている。本報告書に含まれる予測結果および記述のうち、実際に起きた事柄でないものは、現時点における見込みおよび仮定に基づくものであり、リスク、不確実性およびその他の要因が含まれているため、実際の結果、業績または成果は、かかる予測結果および記述によって明示または黙示された将来の結果、業績または成果と大きく異なる可能性がある。上記に関連する仮定には、とりわけ、将来の経済、競争、市況および将来のビジネス上の決定に関する判断が含まれるが、これらすべてを正確に予測することは困難または不可能であり、その多くは ACCR が制御できないものである。

情報は完全でも正確でもない

本報告書に含まれる情報は、詳細な業界分析およびその他の情報源を通じて収集された資料に基づいて作成されたものであり、また本報告書の分析結果は定性的な調査に基づくものであるが、その過程で意見を求められた者の意見および説明、またはそれらが提供した情報および資料に関して、事実の完全性、

正確性または信頼性を保証するものではない。

提供された情報の出典は本報告書内に記載されており、ACCR は、自ら実施したことを明記していない限り、これらの出典を独自に検証しようとはしていない。ACCR は、いかなる状況においても、本報告書発行後に発生した事象について、口頭または書面により本報告書を更新する義務を負わない。本報告書は、関連する業界や慣行の現状を概観することを目的としている。

本報告書は、気候に関連する事項に焦点を当てており、その他のまたは関連するすべての環境、社会およびガバナンスの問題を検討しようとするものではない。

本報告書に記載されている価格は、情報提供のみを目的としたものであり、個々の証券またはその他の金融商品の評価を示すものではない。ACCR は、何らかの取引が、そのような価格で影響を受けるまたは影響を受けた可能性があることを示すものではなく、いかなる価格も、必ずしも ACCR の内部資料および記録、または理論モデルに基づく評価を反映したものではなく、一定の仮定に基づくものである可能性がある。ACCR またはその他の情報源が異なる仮定を採用することにより、著しく異なる結果がもたらされる可能性がある。

利益相反

ACCR は、企業の環境、社会およびガバナンスの慣行について独立した報告書を提供している。ACCR、そのメンバー、従業員および関連会社は、本報告書で議論されている有価証券をロングポジション（買い持ち）で保有している可能性がある。ACCR は、これらの有価証券の取引を継続する意向であり、本報告書で表明されたポジションまたは見解にかかわらず、いつでもこれらの有価証券（もしくは同じ発行者の他の有価証券）または関連する投資に関してロングポジションを取ることができる。

他のウェブサイトへのリンク

本報告書には、ACCR が所有または管理していない他のウェブサイトへのリンクが含まれている場合があり、ACCR は、これら第三者のウェブサイトおよび／またはサービスの内容や一般的な慣例について一切の責任を負わない。そのようなウェブサイトおよび／またはサービスの利用規約およびプライバシーポリシーは、本報告書に記載されたリンクからウェブサイトへアクセスして、確認することとする。