

## TCFD 戦略

### シナリオの選定／事業への影響評価

- 国際エネルギー機関(IEA)などの公表データを参照し、「脱炭素社会への移行に関するリスク・機会」の評価にあたっては「1.5℃シナリオ」等を、異常気象など「物理的変化に関するリスク」の評価にあたっては「4℃シナリオ」を選定しています。

選定シナリオ	1.5℃シナリオ	4℃シナリオ
参照	◎国際エネルギー機関(IEA): Net Zero by 2050(NZEシナリオ)、WEO2022(APSシナリオ)、第6次エネルギー基本計画 等	◎気候変動に関する政府間パネル(IPCC): IPCC第6次評価報告書(SSP5-8.5シナリオ)

	外部環境の変化	事業への影響	評価	影響時期 <sup>*1</sup>			影響度 <sup>*2</sup>	財務影響(年間影響額:億円)				
				短	中	長		減益	利益	投資		
移行リスク シナリオ <small>脱炭素社会への 移行リスク・ 機会への対応</small>	<b>【政策】</b> ・排出削減目標引き上げ ・GX投資への政策支援 ・原子力政策見直し ・カーボンプライシング等の規制措置強化	脱炭素化投資、化石燃料賦課金や排出量取引制度(有償オークション)等による操業コストの増加 火力発電資産の価値変化	リスク → 機会		●	●	大 (2030年)	●	●	●	◎脱炭素進展に伴い、炭素価格の漸次的上昇による <b>火力発電の大幅なコスト増加リスク</b> を想定。炭素価格の動向を見極め、各種脱炭素施策の時系列最適化を進める。 (CO <sub>2</sub> 排出削減量1,000万tあたり、1,600億円程度の影響軽減に相当。 <sup>*3</sup> ) ◎火力発電資産の評価は、次頁を参照。	
	<b>【技術】</b> 脱・低炭素技術の進展、イノベーションによる革新的技術実用化 ・再生可能エネルギー ・火力発電の低炭素化(水素・アンモニア等) ・原子力の安全性向上 ・エネルギーマネジメント(蓄電池等)	浜岡原子力発電所稼働による電源調達費用削減効果 原子力発電所運転停止継続	リスク → 機会	●	●	●	2,600程度 (時期未定)	●	●	●	◎新規基準適合性に係る審査を受けている段階のため、浜岡原子力発電所の稼働時期は未定。仮に現在、浜岡原子力発電所が再稼働した場合、 <b>年間電源調達費用削減効果は2,600億円程度<sup>*4</sup></b> 。	
	<b>【市場】</b> お客さまの環境志向の高まり、脱炭素技術導入	再エネ大量導入に向けた投資による収益拡大	機会 ↗			●	●	小 (2030年)	●	●	●	◎国内の再エネ開発に対して、 <b>2021～2030年度に4,000億円程度</b> を投資。
	<b>【市場】</b> お客さまの環境志向の高まり、脱炭素技術導入	脱炭素エネルギー利用のニーズ拡大、電化需要拡大	機会 ↗			●	●	200程度 (2030年)	●	●	●	◎グローバル事業(再エネ含む)に対して、 <b>2021～2030年度に4,000億円程度を投資し、2030年度に200億円程度の利益貢献</b> を想定。
物理的リスク シナリオ	<b>【暴風雨】</b> 猛烈な台風等の増加 洪水・土砂災害の激甚化	設備対策コストの増加 復旧費用の増加	リスク ↘	●	●	●	50程度～中 (短～長期)	●	●	●	◎2018年度に発生した大型台風(21・24号)による被害額の実績値を参考に記載(過去5年間の最大被害実績額)。	

※1 短期(1年)中期(5年)長期(6年～) ※2 [大] 年間500億円以上 [中] 年間100億円～500億円 [小] 年間100億円未満  
 ※3 炭素価格については、複数シナリオを考慮しつつ、短中期は非FIT非化石証書上限値(1.3円/kWh)、中長期はIEA WEOシナリオ(APS、NZEシナリオ 2030年\$135～140/t-CO<sub>2</sub>)等を参考に試算  
 ※4 浜岡原子力発電所3,4,5号機が稼働した場合で、2023年度の燃料価格の見直しをもとに試算。なお、ミライズの電源調達費用の削減効果を示し、CO<sub>2</sub>削減による収支向上効果は含まない。

**TCFD** 戦略 事業への影響評価

**火力発電資産に対する考え方**

当社はGX実行会議にて策定された「GX実現に向けた基本方針」の策定に積極的に関与してきました。同方針においては、**長期脱炭素電源オークションやアンモニア・水素の導入促進支援**など、エネルギーの安定供給と火力発電からのCO<sub>2</sub>排出量の削減を両立するカーボンニュートラルに向けたトランジションの考え方が示されています。

火力発電は時々刻々と変動する電力需要や再生可能エネルギー電源の出力に対する需給調整機能、慣性力・同期化力による電力システムの安定化機能を備え、**必要な役割と十分な価値を供出する資産であると評価**しています。



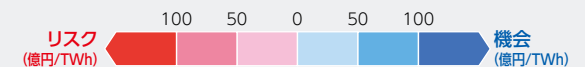
**[火力電源の開発・保有について] (JERA 有価証券報告書:2022年度より抜粋)**

将来的な事業環境の不確実性に対応するため、火力電源にとって事業機会が縮小されるリスクケースも含めた将来の電力市場環境に係る複数のシナリオ設定のうえ、新規電源の開発および既存電源の保有に係る計画の策定を行っており、戦略の柔軟性とレジリエンスを確保しております。

**将来の電力需要と電力市場における価格競争力を踏まえつつ、経年化した既存設備と最新鋭の高効率設備への入れ替えを図りながら、採算性のない火力電源の開発・保有(いわゆる座礁資産化)の回避とともに収益の最大化を図っております。**

- 2022年度末の汽力発電設備帳簿価額は1兆7,447億円
- 火力発電の総設備容量に占める**超臨界以下の石炭火力の割合は約5%**(2022年度末時点)
- 2025年度までに再エネおよび水素・アンモニア等の脱炭素関連分野に6,500億円程度を投資

**[火力電源からのCO<sub>2</sub>排出に係るリスクと機会] (JERAグループ コーポレートコミュニケーションブック2022より作成)**



	事業への影響	財務影響の感度				
		評価方法	影響する財務要素	~2025	~2030	~2050
<b>リスク</b>	カーボンプライシングによる操業コストの増加	参照シナリオのCO <sub>2</sub> 価格を前提とした際の火力発電の炭素コスト増の感度	費用	■	■	■
<b>機会</b>	水素・アンモニア燃料の開発・導入機会の拡大 再生可能エネルギー・蓄電池によるビジネス機会の拡大	参照シナリオのCO <sub>2</sub> 価格を前提とした際に回避される火力発電の炭素コストの感度	費用	■	■	■

- アンモニア導入による機会(コストメリット)は、石炭火力を継続利用するケースと比較として、2040年時点で年間500億円、2050年時点で年間2,500億円規模となる可能性

参照シナリオはIEA:SDSシナリオ