

# 日本における 石炭火力発電の 座礁資産リスク



# カーボントラッカーについて

---

カーボントラッカーは、今日の資本市場で気候リスクを現実にする金融専門家のチームです。我々がこれまでに行ってきた燃焼できない炭素や座礁資産に関する研究により、いかに金融システムを低炭素経済への移行に適合させるかに関して新たな議論を喚起してきました。

[www.carbontracker.org](http://www.carbontracker.org) | [hello@carbontracker.org](mailto:hello@carbontracker.org)

## 本報告書について

---

レポートの主な著者：

- カーボントラッカー、電力部門長 マット・グレイ
- 東京大学未来ビジョン研究センター教授 高村ゆかり
- CDP Worldwide-Japan ディレクター 森澤充世

主著者の執筆に際しては、カーボントラッカーのデュラン・ドソウザ、マガリ・ジョセフ、ニコラス・ゴンサレス・ヒメネスが協力しました。プロジェクト経済性モデルは、マット・グレイとデュラン・ドソウザが開発したものです。均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity : LCOE）モデルは、カーボントラッカーとの協議のもと、アンドレ・リヤスによって開発されました。

本報告書のデータと分析は、カーボントラッカーのグローバル石炭火力経済モデルを用いています。これは、世界の操業中の設備容量の石炭火力発電所の最大 95%、建設中の設備容量の最大 90%をカバーする技術経済シミュレーションモデルです。このモデルは、2016 年から 2019 年にかけて電力部門チームによって開発され、短期および長期の限界費用、営業活動によるキャッシュフロー、再生可能エネルギーの LCOE に対する競争力、2° C 未満のシナリオにおけるフェーズアウト(段階的廃止)の年次、並びに座礁資産リスクについて、現在および将来の予測を提供します。このデータと分析の詳細については、カーボントラッカーの [石炭経済性ポータルを参照してください](#)。

本報告書は、以下の方々にレビューをしていただきました。ここに謝辞を申し上げます。

- CDP Worldwide-Japan 榎堀都
- CDP Worldwide-Japan 高瀬香絵
- 地球環境戦略研究機関 (IGES) 田村堅太郎
- 地球環境戦略研究機関 (IGES) 栗山昭久
- 龍谷大学 大島堅一
- 気候ネットワーク 平田仁子
- インフルエンス・マップ ディラン・タナー
- カーボントラッカー スリヤスン・ダレサン
- カーボントラッカー ケイト・ウーラートン
- カーボントラッカー アンドリュー・グラント
- カーボントラッカー マーク・フルトン
- カーボントラッカー ロバート・シュワーク

# 電力部門チーム

---

マット・グレイ - 電力部門長

[mgray@carbontracker.org](mailto:mgray@carbontracker.org)

スリヤ・スンダレサン - シニアアナリスト

[ssundaresan@carbontracker.org](mailto:ssundaresan@carbontracker.org)

デュラン・ドソウザ - データサイエンティスト

[ddsouza@carbontracker.org](mailto:ddsouza@carbontracker.org)

マガリ・ジョセフ - アナリスト

[mjoseph@carbontracker.org](mailto:mjoseph@carbontracker.org)

ステファン・ラヴェル - ジュニアデータサイエンティスト

[slavelle@carbontracker.org](mailto:slavelle@carbontracker.org)

イザベラ・ソルダー・レンボルド - ジュニアデータサイエンティスト

[isoldner-rembold@carbontracker.org](mailto:isoldner-rembold@carbontracker.org)

オーロレ・ル・ガリオット - アソシエイト

[alegaliot@carbontracker.org](mailto:alegaliot@carbontracker.org)

リチャード・フォーランド - 政府関係アドバイザー

[richard@carbontracker.org](mailto:richard@carbontracker.org)

本報告書は、Carbon Tracker “Land of the Rising Sun and Offshore Wind”の日本語訳です。英語本文は、以下を参照してください。 <https://www.carbontracker.org/reports/land-of-the-rising-sun/>

## 目次

1	要旨	4
1.1	炭素についての難問：パリ協定への整合か、または石炭火力の推進か？	4
1.2	新規の石炭火力発電事業の財務上のバイアビリティは、変化する市場状況に大きく左右されうる	4
1.3	新規の再生可能エネルギーは、2022年までに新規の石炭火力発電よりも安く、また2025年までに既存の石炭火力発電よりも安くなる	7
1.4	政策転換がなければ、座礁資産が710億米ドルにも達し、消費者が電気料金の上昇という形でこれを支払うことになる可能性がある	9
1.5	政策提言	11
2	背景	12
2.1	本報告書の背景	12
2.2	電力市場の概要	12
2.3	中央政府を超えた石炭の役割と気候変動対策	15
3	データソース、主要な想定、モデリング手法	17
3.1	データソースと主要な想定	17
3.2	モデリング方法論の概要	20
4	分析結果	25
4.1.5.1	ベースロード市場	32
4.1.5.2	費用効率の低い給電ルール	32
5	政策提言	35
5.1	パリ協定の脱炭素目標と一致するよう、計画中および建設中の石炭火力発電所の建設を直ちに再検討し、既存の石炭火力発電所についても廃止スケジュールを策定すること	35
5.2	公平な規制により再生可能エネルギーを加速する	35
6	モデリングに伴うリスクと改定	37
7	結論	39
8	参照資料	40
9	付録－均等化発電原価（LCOE）モデル	40



---

## 1 要旨

本報告書では、日本における新規および既存の石炭火力発電への投資の財務上および経済的なバイアビリティ (viability ; 事業の継続可能性) を分析します。そうすることで、日本での石炭火力の投資と操業に伴うリスクにスポットライトを当てていくことを目指しています。

### 1.1 炭素についての難問：パリ協定への整合か、または石炭火力の推進か？

日本の政策決定は、以下の通り、気候変動に関して徐々に野心的になりつつあります。

- 最新の第5次エネルギー基本計画 (Strategic Energy Plan, SEP) では、日本のエネルギー政策史上初めて、再生可能エネルギーの主力電源化を掲げ、2050年までにエネルギー部門の脱炭素化に挑戦するべきであると述べています<sup>1</sup>。
- 2019年6月に閣議決定され、国連気候変動枠組条約事務局 (UNFCCC) に提出された「パリ協定に基づく成長戦略のための長期戦略」は、「脱炭素社会の実現に向けて、パリ協定の長期目標と整合的に、火力発電からのCO<sub>2</sub>排出削減に取り組む。」<sup>2</sup>、と述べています。

これらの政策シグナルにもかかわらず、日本では依然として石炭火力発電に多額の投資が行われています。現在、国内には、2019年9月20日時点で11GWを超える設備容量の建設中、認可済、または認可前の石炭火力発電所事業があります。これらの計画は、金利を含まない建設単価 (overnight capital cost) で、290億米ドルの資本コストに相当する可能性があります。また、パリ協定の長期目標 (訳注：世界の平均気温の上昇を工業化前よりも2°Cを十分に下回る水準に抑え、1.5°Cに制限するための努力を継続すること) との整合性を図るために、これらは早期に閉鎖しなければならない可能性があります<sup>3</sup>。パリ協定に関係なくとも、石炭は将来、再生可能エネルギーとの激しいコスト競争に直面することが見込まれており、新規の投資決定だけでなく、操業中の石炭火力発電所の長期的な事業のバイアビリティにも疑問を投げかけています。

### 1.2 新規の石炭火力発電事業の財務上のバイアビリティは、変化する市場状況に大きく左右される

カーボントラッカーは、日本の計画中および建設中のすべての石炭火力発電所について、プロジェクト経済性モデルを開発しました。これらのモデルの目的は、異なるシナリオの下で、石炭火力発電事業がその存続期間にわたってどのように事業継続が困難になるかを示すことです。公開されている情報が不足していることから、重要な変数がどのように事業のバイアビリティを損なう可能性があるかを理解するために、損益分岐点シナリオ分析を実施しました。表1

---

<sup>1</sup> 経済産業省 (2018) 「エネルギー基本計画」 : [https://www.meti.go.jp/english/press/2018/0703\\_002.html](https://www.meti.go.jp/english/press/2018/0703_002.html)

<sup>2</sup> 日本政府 (2019) 「パリ協定に基づく成長戦略のための長期戦略」閣議決定、2019年6月11日 : <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/The%20Long-term%20Strategy%20under%20the%20Paris%20Agreement.pdf>

<sup>3</sup> 国際エネルギー機関 (IEA) によると、2°Cを十分に下回る長期目標と整合する排出削減シナリオでは、エネルギーセクターからの正味ゼロまたは負の排出のみが許容される。高効率および二酸化炭素固定貯留技術 (CCS) 装備の石炭火力発電は、正味ゼロまたは負の排出技術とは位置づけられていない。IEA (2016)。Energy Insights 2016 : <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ECCCE2016.pdf>

に詳述されているように、他のすべての変数は変わらないと想定した上で<sup>4</sup>、これらの事業は、次のいずれかの場合に該当すると、内部収益率（IRR）がマイナスとなる可能性があります。

- 設備利用率 48%未満
- 燃料価格 104 米ドル/t 超
- 電気料金 72 ドル/MWh 未満、または
- 炭素価格 25 ドル/tCO<sub>2</sub> 超

公開データとカーボントラッカーの計算に基づいて、2018 年の状況は次の通りです。

- 設備利用率は平均で 73%<sup>5</sup>
- 平均燃料価格 105 米ドル/t<sup>6</sup>
- 電気料金（日本卸電力取引所に基づく）平均 87 米ドル/MWh<sup>7</sup>
- 炭素価格 2.68 米ドル/ tCO<sub>2</sub><sup>8</sup>

---

<sup>4</sup> 損益分岐点分析では、他の変数が実績データに基づいて固定されていると想定しています。レポートの表2 および4 を参照してください。

<sup>5</sup> 電力広域的運営推進機関 (OCCTO) 「2019 年度供給計画」：  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/190329\\_kyoukei\\_torimatome.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/190329_kyoukei_torimatome.pdf)

<sup>6</sup>Carbon Tracker 分析に基づく。石炭の購入、輸送、準備で発生した費用が含まれます。想定の詳細については、報告書を参照してください。

<sup>7</sup> 日本卸電力取引所：<http://www.jepx.org/english/market/index.html>

<sup>8</sup> 環境省環境経済課 (2017) Greening Whole Tax System and Carbon Tax in Japan :  
[https://www.env.go.jp/en/policy/tax/20170130\\_greening.pdf](https://www.env.go.jp/en/policy/tax/20170130_greening.pdf)

表1 計画中および建設中の石炭火力発電所のプロジェクト経済性モデルの結果

事業	親会社	正味現在価値の予測 (NPV) (百万米ドル)	WACC = 2.5% (%) を超える IRR を達成できる設備利用率の最低水準	WACC = 2.5% (US \$ / t) を超える IRR を達成できる燃料価格の上限	WACC = 2.5% (US \$ / MWh) を超える IRR を達成できる電気料金の最低水準	(WACC = 2.5% (US \$ / tCO <sub>2</sub> ) を超える IRR を達成できる 2040 年の炭素価格の上限
秋田 1 号機	関電エネルギーソリューション、丸紅	\$1,110	49%	\$109	\$70	\$28
秋田 2 号機	関電エネルギーソリューション、丸紅	\$1,110	49%	\$109	\$70	\$28
広野 IGCC	三菱 (90%)、東京電力 (10%)	\$539	62%	\$95	\$75	\$21
常陸那珂共同 1 号機	JERA	\$766	50%	\$100	\$73	\$24
海田	中国電力 (50%)、広島ガス (50%)	\$65	59%	\$85	\$78	\$10
神戸 3 号機	コベルコパワー神戸第二	\$1,050	45%	\$111	\$69	\$32
神戸 4 号機	コベルコパワー神戸第二	\$1,028	44%	\$111	\$69	\$31
釧路	IDI インフラストラクチャーズ	\$201	40%	\$106	\$68	\$23
三隅 2 号機	中国電力	\$1,970	42%	\$121	\$66	\$38
勿来 IGCC	三菱 (90%) 東京電力 (5%) 常磐共同火力 (5%)	\$575	62%	\$95	\$75	\$21
西条 1 号機	四国電力	\$1,239	42%	\$125	\$64	\$40
鹿島 2 号機	日本製鉄、電源開発	\$1,011	47%	\$111	\$70	\$33
竹原新 1 号機	電源開発	\$1,029	44%	\$112	\$68	\$34
武豊 5 号機	JERA	\$1,954	43%	\$118	\$67	\$36
トクヤマ東発電所第 3 号	トクヤマ、丸紅、東京センチュリー	\$176	57%	\$87	\$77	\$11
宇部 1 号機 (西沖の山)	電源開発、宇部興産	\$1,122	43%	\$117	\$67	\$34



宇部 2 号機 (西沖の山)	電源開発、 宇部興産	\$1,113	42%	\$119	\$67	\$34
四日市 (MC 川尻)	三菱商事	\$74	54%	\$87	\$77	\$11
横須賀 1 号 機	JERA	\$5	48%	\$76	\$82	\$4
横須賀 2 号 機	JERA	\$5	47%	\$76	\$82	\$4
平均	—	—	<b>48%</b>	<b>\$104</b>	<b>\$72</b>	<b>\$25</b>

出典：カーボントラッカー分析

注：プロジェクト経済性モデルは、公開データが不足しているため、多くの想定に基づいています。この分析に関連するモデリングの前提とリスクについては、表2 および4、および報告書の6章を参照してください。

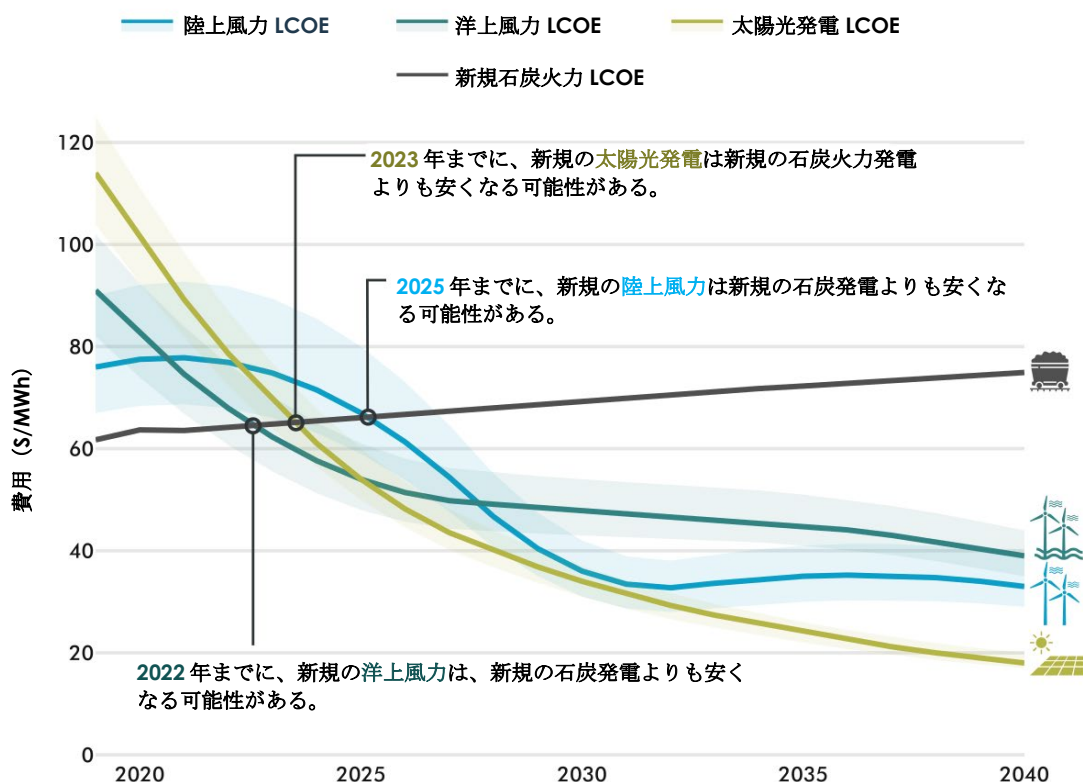
### 1.3 新規の再生可能エネルギーは、2022年までに新規の石炭火力発電よりも安く、また2025年までに既存の石炭火力発電よりも安くなる

再生可能エネルギーに比べて石炭火力発電が経済的な競争力を失う3つの経済的変曲点があります。

- i. 新規の再生可能エネルギーが、新規または建設中の石炭火力を上回る時
- ii. 新規の再生可能エネルギーが既存の石炭火力を上回る時、そして
- iii. ディスパッチ（指令応答）可能な再生可能エネルギーが既存の石炭火力を上回る時

炭素価格の上昇またはより厳しい大気汚染規制がなくとも、日本の再生可能エネルギーの均等化発電原価（LCOE）は、2022年までに石炭火力のLCOEより低くなる可能性があります。具体的には、洋上風力、商業規模の太陽光発電、陸上風力のLCOEは、それぞれ2022年、2023年、2025年までに石炭のLCOEよりも安くなる可能性があります。

図1 日本における新規の再生可能エネルギーの LCOE と 新規の石炭火力の LCOE

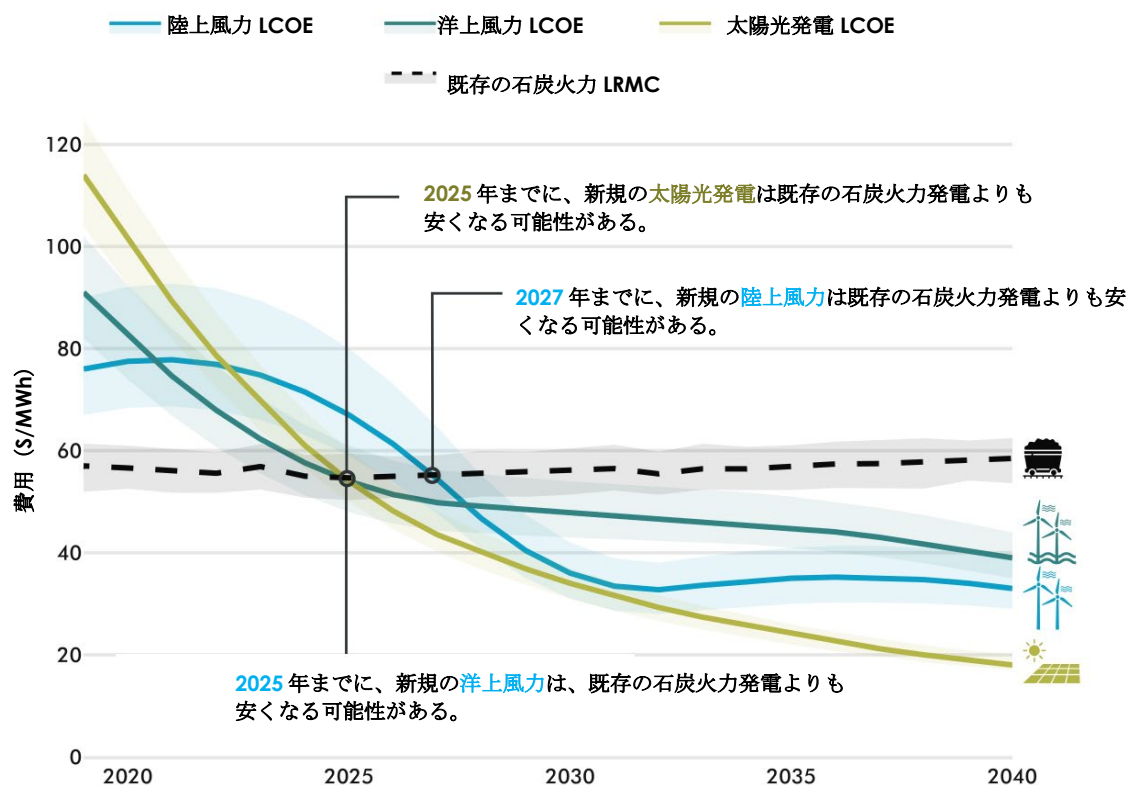


出典：カーボントラッカー分析

注：陸上風力の主要な前提条件Cは次のとおりです。CAPEX(資本支出)は2231米ドル/KW、O&M(操業・管理)はCAPEXの1.7%、設備利用率は26%、2040年の設備容量予測は30GW、実質WACC(加重平均資本コスト)は3.5%、負債資本分割は80:20、学習率は25%。太陽光発電の主要な前提条件は次のとおりです。CAPEXは1932米ドル/KW、O&MはCAPEXの1.3%、設備利用率は14%、2040年の設備容量予測は282GW、実質WACCは3.5%、負債資本分割は80/20、学習率は60%。洋上風力の主要な前提条件は次のとおりです。CAPEXは4135米ドル/KW、年間O&M費用はCAPEXの2.5%、設備利用率は49%、実質WACCは4.2%、負債資本分割は75:25、2040年の設備容量予測は20GW、学習率は12%。詳細については、表2および付録を参照してください。

重要なことは、洋上風力発電と商業規模の太陽光発電のLCOEは2025年までに、そして陸上風力発電は2027年までに、既存の石炭発電の長期限界費用(LRMC)よりも安くなる可能性があることです。

図2 日本における新規の再生可能エネルギーの LCOE と 既存の石炭火力の LRMIC



出典：カーボントラッカー分析

注：石炭火力発電所の稼働コストの上限と下限の計算には、いくつかのシナリオが使用されます。既存の石炭火力発電所のコストは容量加重され、かつ長期限界費用に基づきます。これには燃料、変動O&Mおよび固定O&M (SRMCに加えて固定操業・管理コスト)が含まれます。輸入石炭は、オーストラリア、ロシア、インドネシアからの輸入を想定しています。上限と下限は、過去10年間の歴史的な石炭価格の変動を考慮した、長期限界費用の25%と75%の信頼区間を表します。歴史的な平均石炭価格は75ドル/トンです。その他の想定については、図1の注および本文の表2を参照してください。

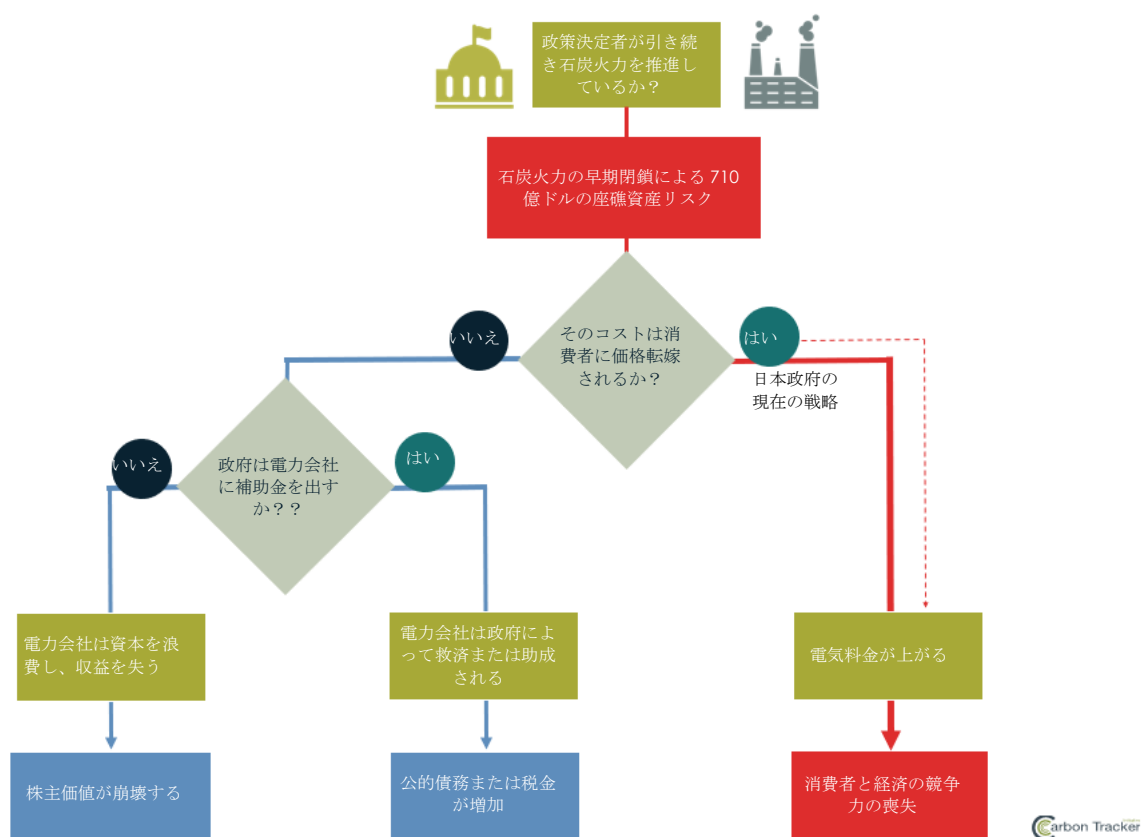
#### 1.4 政策転換がなければ、座礁資産が710億米ドルにも達し、消費者が電気料金の上昇という形でこれを支払うことになる可能性がある

我々の分析によると、今日石炭火力発電所を建設することは、明日の高コスト電力と財政的負担をもたらすことを意味します。日本の計画中および既存の石炭火力発電の設備容量は、石炭火力発電業者に市場で不公平な優位性を与える制度により部分的に保護されています。こうした制度には次のものが含まれますが、これらに限定されるものではありません。

- ベースロード市場。これには、操業停止中の原子力発電の固定費が含まれています。また、また、将来のカーボンプライシングにさらされるリスクから石炭火力発電業者を保護するのに一役買うことになる可能性があります。
- 非効率な給電ルール。風力や太陽光よりも原子力を優先給電するルールにより、将来の風力と太陽光の出力抑制につながる可能性があります。

これらの制度は、再生可能エネルギーの大幅なコスト低下から高コストの石炭火力を保護するものです。政策転換がなければ、日本の消費者は最も低コストの電力を受け取ることができないことになるでしょう。我々の 2°C 未満のシナリオでは、計画中、建設中、および既存の石炭火力発電の設備容量がパリ協定の長期目標に合わせて停止せざるを得ないことになるため、設備投資および営業活動によるキャッシュフローの減少による座礁資産リスクが 710 億米ドルにも上る可能性があります<sup>9</sup>。この 710 億米ドルのうち、290 億米ドルは、日本政府が計画中および建設中の石炭火力発電設備の開発を直ちに再考すれば回避することができます。図 3 では、日本の現在の規制環境により、こういった負担が日本の消費者のエネルギーコストの増加につながる可能性があることを示しています。

図 3 日本経済において石炭という座礁資産がどのように具現化されるか



出典：カーボントラッカー分析

注：詳細については、報告書本文を参照してください。

<sup>9</sup> このシナリオは、パリ協定の長期目標と整合的に火力発電からの CO<sub>2</sub> 排出を削減するという政府の方針と一致しています。脚注 2 をご参照ください。

## 1.5 政策提言

分析結果を踏まえ、以下の2つの政策提言を行います。これらの政策提言は、特に主要な点に絞っていることに留意してください。

### 1.5.1 パリ協定の脱炭素目標と一致するよう、計画中および建設中の石炭火力発電所の建設を直ちに再検討し、既存の石炭火力発電所の廃止スケジュールを策定すること

日本がパリ協定の長期目標を達成しようとする場合、2030年までに、二酸化炭素固定貯留といった排出削減技術を備えていない石炭火力発電所は段階的に全廃する必要があります<sup>10</sup>。この現実には、新たな石炭火力発電の投資に直接的な影響を及ぼします。すなわち、計画中及び建設中の発電所のいずれも、通常15～20年となる資本回収期間を通して最小コストのソリューションにはなりえないということです。我々の分析からは、追加的な気候変動政策や大気汚染対策がなくとも、石炭火力が経済的基盤を失っていくことを明らかにしています。そのため、日本は直ちに新規の石炭火力発電所の建設を考え直すべきです。また、政策決定者は、パリ協定の長期的な脱炭素化目標に合わせて既存の石炭火力発電所の明確な方向性を定める必要があります<sup>11</sup>。日本の政策決定者は、石炭からの円滑な移行を誘導するために、個々の石炭火力発電所のLRMCに基づいて廃止スケジュールを策定する必要があります。本分析によって、発電所の所有者はコストの高い発電所を最初に廃止し、コストの低い発電所を最後に廃止することができます。これにより、最終消費者はもっとも安価なコストの電力を使用できるようになります。

### 1.5.2 公平な規制により再生可能エネルギーを加速する

政策転換がなければ、日本政府は、再生可能エネルギーに関連する経済的機会を逃し、高コストの電力をロックインするリスクを冒すことになります。これにより、政府はエネルギー安全保障、財政負担、経済的競争力をさらに危うくすることになるでしょう。再生可能エネルギーおよび関連する支援技術（蓄電池、デマンドレスポンス、高圧送電など）は、21世紀の先例のないメガトレンドの一部です。これらの技術の急速な発展による価値を獲得する戦略を策定する政府にこそ、この利益はもたらされるのです。日本には、技術とエンジニアリングの長年の実績があります。つまり、市場が成熟し、製品の品質にプレミアム価格が付けられるようになったときに、日本はこれらの技術から価値を獲得するのにいいポジションにいるのです。再生可能エネルギーの導入を促進することは、これらの技術を、国の産業と経済を活性化し、エネルギー安全保障を促進する機会と見なすことから始まります。このビジョンを実行するには、大規模な変更を行い、再生可能エネルギーが大規模に、かつグリッドにおける価値を最大化するように導入されることを確保する必要があります。これらの変化の中でも、差別的な規制や市場の歪曲を避けるために透明性を高めることが重要です。

---

<sup>10</sup> IEA (2017) Energy Technology Perspective : <https://www.iea.org/etp/>

<sup>11</sup> IEAによると:i) 高効率の石炭火力発電技術は、2°Cシナリオにおける排出抑制と一致しません。ii) CCSを使用する場合でも、IEAのモデルでは85%～95%のCO<sub>2</sub>回収率が採用されているため、残る排出量がパリ協定の長期目標と矛盾する能性が高くなります。参照:IEA (2016) Energy, Climate Change and Environment, 2016 Insights. : <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ECCE2016.pdf>



---

## 2 背景

### 2.1 本報告書の背景

本報告書は、石炭火力の金融リスクと経済的な競争力に関するカーボントラッカーによる過去の分析に基づいています。過去の分析では、以下の結論を示しました。

- 世界中の操業中の石炭火力発電所の 42%は、2018 年には採算が取れなくなった可能性が高く、72%は 2040 年までに採算割れになる可能性がある。
- 石炭火力発電所の 35%は、2018 年に新規の再生可能エネルギーを建設するよりもランニングコストが高くなり、この割合は 2030 年までに 96%に増加する。
- 石炭火力発電所の所有者は、発電所を段階的に廃止することにより、2,670 億米ドルの座礁資産リスクを回避することができる<sup>12</sup>。

本報告書では、これらの知見を踏まえ、一連の合理的な想定を用いて、日本の新規および既存の石炭火力発電に関連する財務リスクと経済的な競争力について分析します。

### 2.2 電力市場の概要

日本は、中国、米国、インドに次ぎ、世界で 4 番目に大きな電力消費国です。日本は化石燃料供給のほぼすべてを輸入しているため、歴史的に見て安定供給は日本にとって最も重要な課題でした。近年の日本のエネルギー政策は、2011 年の福島第一原子力発電所の事故による影響を克服することに力が注がれてきました。国際エネルギー機関 (IEA) によると、福島第一原発事故とそれに伴う国内の原子力発電所の全停止により、化石燃料の輸入依存度は 2010 年度に 80%から約 95%に増加し、国外の石炭、石油、ガスの使用量増加による発電による CO<sub>2</sub>排出量が約 4 分の 1 増加しました<sup>13</sup>。

日本のエネルギー政策は、エネルギー政策基本法 (2002 年) で策定が義務付けられているエネルギー基本計画に基づいて決定され、実施されています。エネルギー基本計画は少なくとも 3 年ごとに改定され、需要と供給の予測を行っています。2018 年 8 月に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画は、2015 年に決定した以前の電力構成を維持することを決定しました。電源構成は、2030 年までに原子力発電を 20%から 22%、再生可能エネルギーを 22%から 24%、また、石炭を 26%、ガスを 27%とすることとなっています。石油の割合はわずか 3%に減少します。この電力構成は、2030 年までに温室効果ガスの排出量を 2013 年比で 26%削減することを目的とした日本の 2030 年の温室効果ガス排出削減目標の基礎となっています<sup>14</sup>。

日本の電力系統は 10 のエリアに分割されており、各エリアには歴史的に 1 つの垂直統合型の電力会社があり、地域独占的な営業認可企業として機能し、発電、送配電、小売を管理・運営しています<sup>15</sup>。北海道、東北、東京電力は東の系統で、西の系統は中国、関西、北陸、中部、九州、四国、沖縄です。東の系統の周波数は 50Hz で、西の系統の周波数は 60Hz です。沖縄を除く、9 つのエリアが相互に接続されていますが、エリア間の接続容量は限られています。電力

---

<sup>12</sup> Carbon Tracker (2018). Powering Down Coal : <https://www.carbontracker.org/reports/coal-portal/>

<sup>13</sup> IEA (2016). Energy Policy in Asian Countries, Japan : <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofEACountriesJapan2016.pdf>

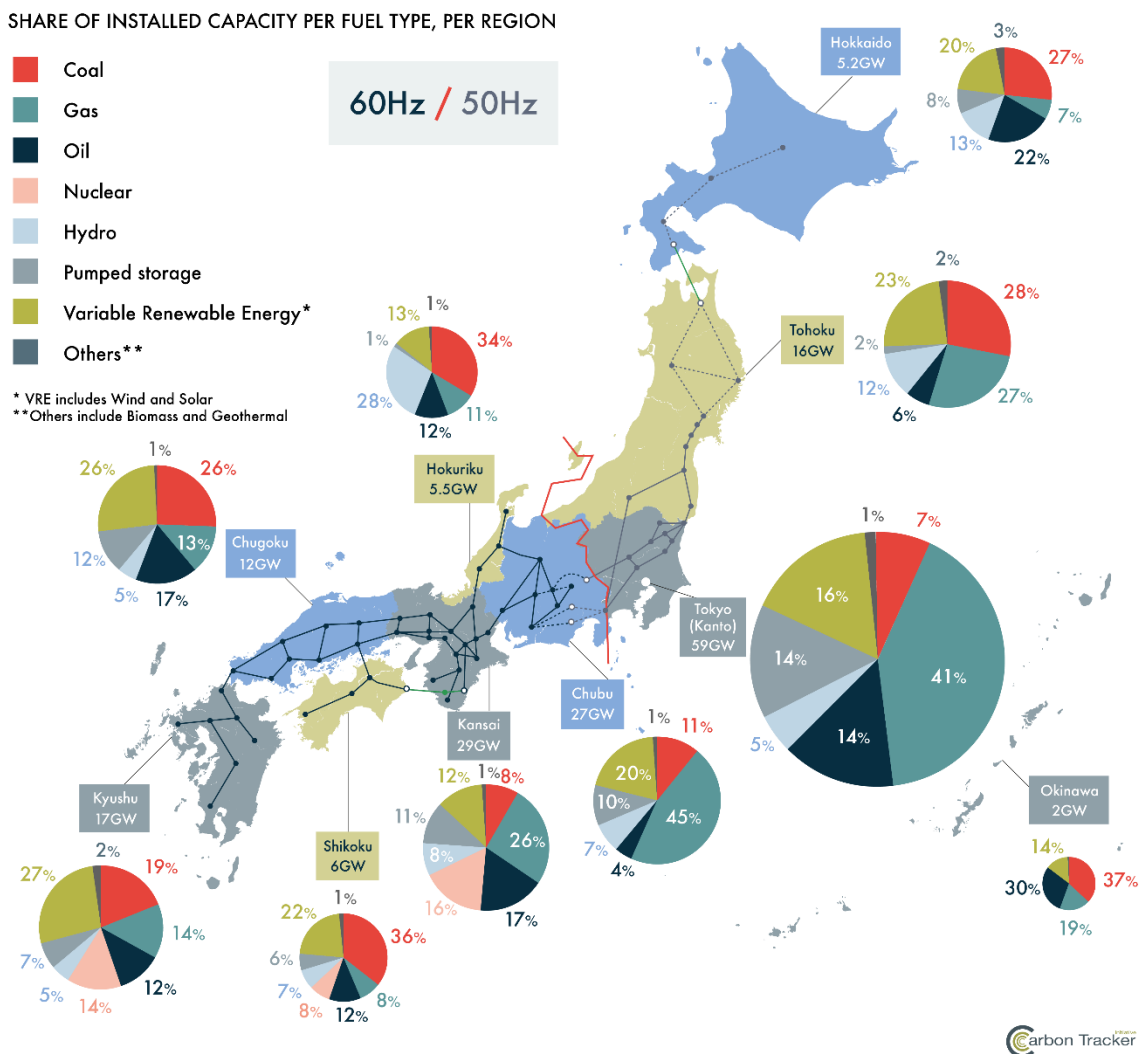
<sup>14</sup> 経済産業省 (2018) 「エネルギー基本計画」 : <https://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001-1.pdf>

<sup>15</sup> 当初、9 つの地域の電力会社に分割されましたが、1972 年、沖縄が日本に返還されたとき、その数は 10 に増加しました。10 の電力会社は、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力 : <https://www.emsc.meti.go.jp/english/info/public/pdf/180122.pdf>



市場改革の一環として、地域の送電網間の送電を調整するために、2015年に電力広域的運営推進機関（OCCTO）が設立されました。日本は、10の系統にわたって高い予備マージンを持っているため、変動する再生可能エネルギーが10の系統に深刻な脅威を与えることはありません。しかし、日本では再生可能エネルギーの地域的な分布は大きく異なります。日本の電力システム全体において、風力と太陽光は約6%しか占めていませんが、九州は、変動型の再生可能エネルギーの割合が高く、すでに出力抑制の問題に直面しています。九州では、特定の期間において、瞬間的に太陽光発電が占める比率は、電力需要の約80%に上っています<sup>16</sup>。これにより、火力発電所、貯水池水力発電、揚水発電所など、既存の資源を最適化して運用するアプローチが取られ始めました。

図4 日本の送電網とその連系の概要



出典：OCCTO からカーボントラッカー分析 (2019)

<sup>16</sup> 日経アジアレビュー (2018)。 <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/Japan-to-slash-fixed-prices-for-solar-power-feed-ins>

2000年以前、日本の電力小売市場は垂直統合された電力会社によって維持されていました。そして電力会社は、総括原価方式によって収益が保証されてきたため、その結果、エネルギー効率化と需要対応の前進が停滞することにもなってきました。2000年以来、政府は、新規参入を認めるために電力小売市場の規制を緩和し、2016年4月に完全に小売自由化が実施されました。資源エネルギー庁によると、2019年9月9日現在、611の電力小売事業者が登録しています<sup>17</sup>。電力小売業者は、卸売電力市場からの調達、発電施設の所有、電力購入契約（PPA）の締結、継続的なバックアップの購入等により、電力を確保することができます<sup>18</sup>。

2020年以降、日本は法的な発送電分離を予定しています。垂直統合された電力会社は、持株会社または関連会社の構造を介して、事業を発電と送配電、小売の3つの部分に分割する必要があります。別々の事業は、資本市場に上場している同じ持ち株会社の一部であり続けるため、ヨーロッパの自由化市場のように独立していたものとは考えにくいです。電力システム改革を促進するために、政府は2020年までの間に新しい市場を創設することを決定しました。これらの新しい市場には、ベースロード市場、容量市場、非化石価値取引市場、需給調整市場、間接送電権などが含まれます。図5は、2020年前後の日本の電力市場を示しています。

---

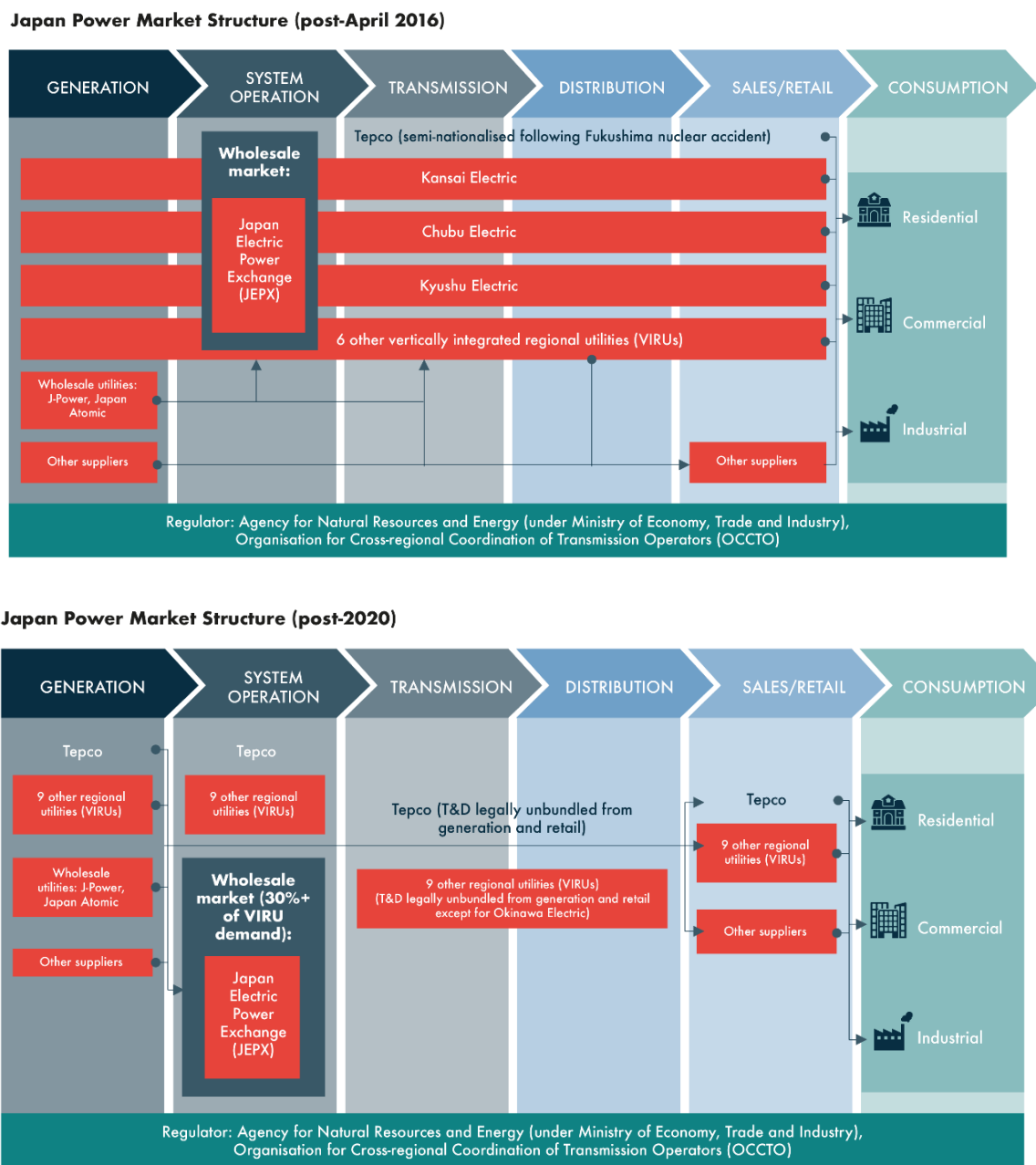
<sup>17</sup> 資源エネルギー庁（2019）：

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/summary/retailers\\_list/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/retailers_list/)

<sup>18</sup> 50kW未満のユーザーに対する電気料金は、消費者がオプトアウトしない限り、2020年まで規制され続けます。詳細については、脚注4を参照してください。経済産業省（2018）：

<https://www.emsc.meti.go.jp/english/info/public/pdf/180122.pdf>

図 5 2020 年前後の日本の電力市場



出典：ブルームバーグNEF からの編集 (2017)

### 2.3 中央政府を超えた石炭の役割と気候変動対策

Climate Analytics によると、1990 年から 2016 年の間に、日本のエネルギー関連の排出量の増加のうち約 90%が石炭火力からの排出量の増加によるものと説明されています<sup>19</sup>。したがって、気候政策の観点から、石炭からの排出削減に取り組むことは、日本の主要な焦点だといえ

<sup>19</sup> 環境省及び経済産業省のデータに基づく。Climate Analytics (2017) 「パリ協定に基づく日本の石炭火力のフェーズアウト—政策決定者と投資家への示唆」： [https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/pdf/20180529/CoalPhaseOutTimelineforJapan\\_JP\\_180529.pdf](https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/pdf/20180529/CoalPhaseOutTimelineforJapan_JP_180529.pdf)

ます。日本は、よりクリーンな電力構成に向けて努力を続けているとはいえ、石炭は主要な電力源であり、2017年の総発電量の29%を占めています<sup>20</sup>。上記で詳述したように、エネルギー基本計画によると、2030年までにおいても、石炭はまだ日本で約4分の1の電力を供給すると見通されています。さらに日本では現在11GWの石炭火力発電所の増設が計画されており、多くが建設中です。日本のエネルギー基本計画は、低コストのエネルギーで経済を刺激し、エネルギーの自立性を向上させることを目的としていますが、石炭火力への継続的な注力によってその道筋からそれてしまうリスクがあります。

日本の投資家、企業、地方自治体は、より野心的な気候政策をますます支持するようになってきました。2015年のパリ協定の採択後、金融機関は気候関連リスクの企業開示を積極的に要求しています。G20の下で設立された気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）は、2017年に開示に関する勧告を発表しました。日本政府は現在、このイニシアチブを強く支持しています。2019年9月20日現在、44の日本の金融機関と128の非金融部門の企業が、TCFDの勧告に対する支持を表明しています<sup>21</sup>。

2019年5月、週刊東洋経済<sup>22</sup>は、東京証券取引所に上場している企業の90%が、

- パリ協定の長期目標と一致する科学に基づいた目標を実施または検討している。
- エネルギー供給事業者に低炭素排出電力の供給を要求しており、半数以上が、石炭の大幅な削減または段階的全廃を含む脱炭素化への政策方針の転換が必要だと考えている。

という調査結果を報告している。

2019年6月には、アップルやソニーを含む20社が、政府に日本の再生可能エネルギーの目標を2030年の22-24%から電力の50%に引き上げることを要求しました<sup>23</sup>。また、19の地方自治体も同様の宣言を行っています<sup>24</sup>。

---

<sup>20</sup> 環境省 (2017) : [http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/results/JNGI2019\\_2-7.pdf](http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/results/JNGI2019_2-7.pdf)

<sup>21</sup> 経済産業省 (2017) TCFD : [https://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/global\\_warming/disclosure.html](https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/disclosure.html)

<sup>22</sup> 「週刊東洋経済」2019年5月18日 : <https://toyokeizai.net/sp/visual/tpk/decarbonization-survey/>

<sup>23</sup> Japan CLP (2019) : [https://japan-clp.jp/cms/wp-content/uploads/2019/06/JCLP\\_release\\_190617.pdf](https://japan-clp.jp/cms/wp-content/uploads/2019/06/JCLP_release_190617.pdf)

<sup>24</sup> 指定都市自然エネルギー協議会 (2019) : <https://eneko-city.jp/wp-content/uploads/20190730.pdf>

### 3 データソース、主要な想定、モデリング手法

#### 3.1 データソースと主要な想定

この分析における発電所レベルのモデルの出力は、価格（燃料、電力、炭素）、変動および固定の操業・管理コスト（O&M）、および政策結果（市場外収益および制御技術コストなど）などの多くの想定に基づいています。これらのデータソースと前提条件の詳細は表2の通りです。本報告書で使用される技術的な用語の定義については、コラム1を参照してください。

表2。この分析で使用されるデータセットと主要な想定

パラメータ	詳細	出典
発電所レベルの特性に関する在庫データ	発電所名、場所、設置容量。状況、稼働年、親会社、スポンサー会社、燃焼技術の種類、石炭の種類、熱量、および排出係数。	気候ネットワーク（2019）、Global Energy Monitor（2019）
資本コスト	公開されている情報がない場合、以下のボイラー技術ごとに想定。亜臨界 US \$ / kW 2,100、超臨界 US \$ / kW 2,400、超々臨界 US \$ / kW 2,600、IGCC US \$ / kW 2,900。	IEA（2014）。
工場ごとの冷却タイプと汚染防止技術	二酸化窒素、二酸化硫黄、粒子状物質の環境制御技術、および冷却技術の種類。	Platts（2019）
固定の操業・管理コスト（O&M）	固定 O&M は、ボイラーの燃焼技術に応じて想定。亜臨界 US \$ 9 / kW、超臨界 12 ドル / kW、超々臨界 13 ドル / kW、石炭ガス化複合発電（IGCC）21 米ドル / kW。	IEA に基づく Carbon Tracker の推定（2014）
変動の操業・管理コスト（O&M）	変動 O&M は、ボイラーの燃焼技術ごとに想定。亜臨界 5.98 米ドル / MWh、超臨界 4.79 ドル / MWh、超々臨界 4.49 米ドル / MWh、石炭ガス化複合発電（IGCC）7.73 ドル / MWh。また、発電所の規模に応じてコストをインデックス化。0 から 100 MW の発電所では 133%、100 から 300 MW の発電所では 107%、300 MW 以上の発電所では 100%。	North America Electric Reliability Corporation（2010）
設備利用率	既存の設備容量の発電所レベルで年間の設備利用率を実現。	経済産業省に基づき気候ネットワーク（2019）
燃料の種類、コスト、輸送	燃料コストには、石炭の購入、輸送、準備で発生した費用が含まれる。生産者向けの石炭のコストについては、ブルームバーグ LP のベンチマークを使用しています。2019 年の見積もりは 1 日の平均価格に基づくが、2019 年以降は 2015 年から 2019 年までの年間平均を採用。燃料費には、石炭の輸送を計算するモデルも含まれる。これはコスト最適化された供給ルートアルゴリズムで、発電所の場所と最も近い適切な炭鉱の間の距離を計算する。石炭の種類、輸送方法、関連コスト、その他の料金、利用可能な港、鉱山、輸入能力を考慮。瀝青炭はオーストラリア、インドネシア、ロシアから海上経由で輸入され、日本への陸路で運ばれると想定。	Bloomberg（2019）、Ports.com（2018）、UN Comtrade（2018）、Carbon Tracker 分析
炭素価格	政府の政策に基づき 289 円 / tCO <sub>2</sub> （2.68 米ドル / CO <sub>2</sub> ）。	環境省（2017 年）
燃焼効率	発電所の稼働年に合わせて調整された総低発熱量（LHV）。	IEA（2015）および Carbon Tracker 分析
冷却および汚染制御による効率調整	導入されている技術に応じて、発電所の全体的な燃焼効率に対して行われた調整。	EPA（2018）
環境制御技術の資本と運用コスト	これらのコストには、固定の O&M（年間 \$ / kW）および変動 O&M（\$ / MWh）が含まれる。汚染物質と設備容量に合わせて調整。	US EPA（2018）
2° C 未満のシナリオでの CCS なしの石炭火力発電の経路	IEA の 2° C 未満シナリオ（B2DS）における OECD の低下率を日本の発電量に適用して想定。	IEA（2017）、Carbon Tracker 分析
汚染物質排出規制および関連する資本および運用コスト	モデル期間中に想定される既存の大気物質排出規制への変更は考慮しない。	Carbon Tracker 分析

発電所の収益	日本は電力市場の自由化を進めているが、kWhあたりの実際の販売価格は、直接取引によって決定され、第三者には開示されていない。収益情報の代用として、日本卸電力取引所における5年間の平均前日スポット価格を使用する。	Bloomberg LP (2019)
陸上風力、洋上風力および太陽光発電のLCOE推計推定	高、中、低のシナリオに基づくトップダウンコスト分析。詳細については、付録を参照のこと。	Carbon Tracker 推定
正味現在価値 (NPV) の割引率	2° C 未満の座礁資産モデルでは5%。	Carbon Tracker 推定
運転資本コスト (WACC)	LCOE推定の高、中、低シナリオでは、それぞれ2.8%、3.5%、4.2%。プロジェクト経済性モデルでは2.5%。	Carbon Tracker 推定

出典：上記の出典をご覧ください。



## コラム 定義

本報告書では、石炭火力発電の経済的および財務上の分析に用いるいくつかの定義が含まれています。これらの定義の詳細を以下に示します。

**短期の限界費用。**石炭火力発電所の短期の限界費用（SRMC）には、燃料、炭素（該当する場合）、および変動 O&M（VOM）費用が含まれます。燃料コストには、石炭の購入、輸送、準備の費用が含まれます。石炭にはさまざまな種類があり、エネルギー含有量に応じてコストが異なります。輸送コストは、石炭が海上市場から輸入されるか、近くの鉱山から国内で購入されるかによって異なります。VOM コストは、発電所の使用によって異なります。これらのコストには、水、電力、化学薬品、潤滑剤、その他の消耗品の購入、廃棄物の処理が含まれますが、これらに限定されません。短期の運用コストは、消費者に電力を販売するために発電所が競争市場に参入する自由化市場での給電決定に影響を与える傾向があります。自由化された市場は次のように機能します。

1. グリッドオペレーターが、事前に電力需要を予測します。
2. グリッドオペレーターが、予測を満たすために必要な電力量を供給するための入札を求めます。通常、発電業者が SRMC で次の電力ユニットの生産に入札します。
3. グリッドオペレーターは、最低入札価格のオペレーターが提供する電力の購入を、予測に必要な電力になるまで開始します。これは、統一清算価格と呼ばれます。
4. グリッドオペレーターは、入札価格に関係なく、すべてのサプライヤーに同じ統一清算価格を支払います。規制市場では、石炭火力発電の給電方法は市場構造によって異なります。

**LRMC。**LRMC には、SRMC に加えて、固定 O&M（FOM）および環境規制を満たすために追加された資本が含まれます。FOM には発電所で発生する費用が含まれますが、発電によって大きく変動するものではなく、人員、機器、管理費、保守および運転費、規制に適合するための制御技術の設置および運用が含まれます。SRMC は給電決定を管理しますが、LRMC は最終結果に影響を与えます。

**相対的な競争力。**陸上風力発電または太陽光発電の LCOE が石炭火力発電の LRMC より低い年。

**総収益。**市場内（すなわち、卸売電力市場）および市場外（すなわち、補助および調整サービスおよび容量市場）の収益から LRMC を差し引いた収益。

**2° C 未満シナリオでの廃止年。**パリ協定の長期目標と一致して石炭火力発電所を廃止すべき年。廃止スケジュールは、長期の限界費用または粗利益に基づいて決定されます。詳細については、3.2.3 の 2° C 未満シナリオモデルを参照してください。

**2° C 未満シナリオでの座礁資産のリスク。**上記の廃止年に応じて発電所を早期に閉鎖することで失われる潜在的な収益。詳細については、3.2.3 の 2° C 未満シナリオモデルを参照してください。

**座礁資産。**低炭素経済への移行に伴う市場および規制環境の変化の結果として、（投資決定時点で想定される）経済的寿命の終了前のある時点で、経済的利益を得ることができなくなった（つまり、会社の内部利益率を満たす）化石燃料エネルギー及び発電資産。

## 3.2 モデリング方法論の概要

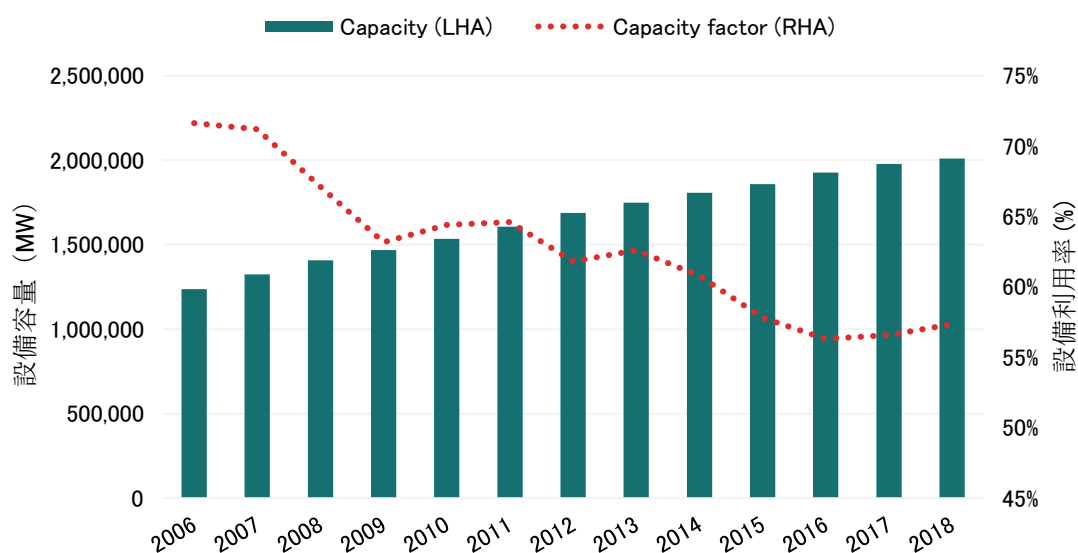
### 3.2.1 プロジェクト経済性モデル

カーボントラッカーのプロジェクト経済性モデルは、計画中及び建設中の石炭火力発電所の財政上の事業の継続可能性を分析します。この分析の目的は、異なるシナリオの下で、石炭火力発電事業がその存続期間にわたってどのように継続不能になるかを説明することです。モデル出力の基礎となる主な想定は、表 2 および 4 で詳しく説明しています。

プロジェクト経済性モデルは、石炭火力発電事業への融資または投資のリスク報酬を評価し、収益、建設、操業・管理コスト、税、IRR および NPV の予測を含みます。NPV は、現金流入の現在価値と現金流出の現在価値の差です。IRR は、特定の事業からのすべてのキャッシュフローの NPV をゼロにする割引率です。

図 6 の通り、世界全体では、石炭火力発電設備の増加が発電量の増加より早いペースで進んでおり、設備利用率は低下傾向にあります。

図 6 2006 年から 2018 年までの世界の石炭火力発電設備容量と平均設備利用率



出典：グローバルエネルギーモニター、BP およびカーボントラッカーの分析

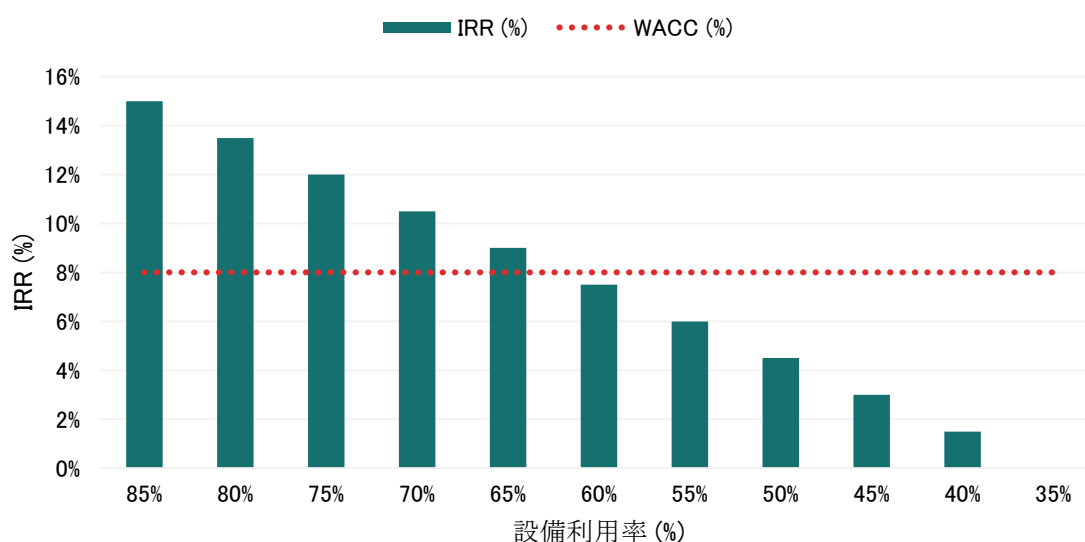
注：BP の総発電量に基づく。

設備利用率の低下は、事業がその存続期間中にどのように継続困難になるかを示す一例です。ますます活用されていない資産に資本を注ぐプロセスを無期限に継続することはできません。ある時点で IRR が非常に低くなり、債務を履行できなくなります<sup>25</sup>。その段階で、次の 2 つのいずれかが発生します。事業資本は、債務が満たされないために座礁してしまうか、事業はほとんどまたはまったく IRR を提供しなくなるか、です。このような収益の減少は非常に深刻な懸念事項です。政府と投資家は、経済的に不合理な石炭火力発電への投資を停止するために確信を持って行動するよう促すべきです。

<sup>25</sup> 複数の管轄区域で発生する設備利用率低下に対し発電事業者を補償する政策がない限りにおいて。

図7では、設備利用率が低い状態で石炭火力発電への投資がどのように事業の継続可能性を失うかを説明するために、仮想的な石炭火力発電事業のIRRをさまざまな設備利用率と比較しています。石炭火力発電所のランニングコストの割合は固定されているため、設備利用率が低いということは、固定されたO&Mコストがより少ない稼働時間に分散されることを意味します。これにより、事業のIRRが徐々に低下します。理論的には、IRRが資本コストを下回ると、事業継続が困難になります。

図7 設備利用率の低下が事業のIRRに与える影響の例



出典：カーボントラッカー分析

注：説明目的のみ。

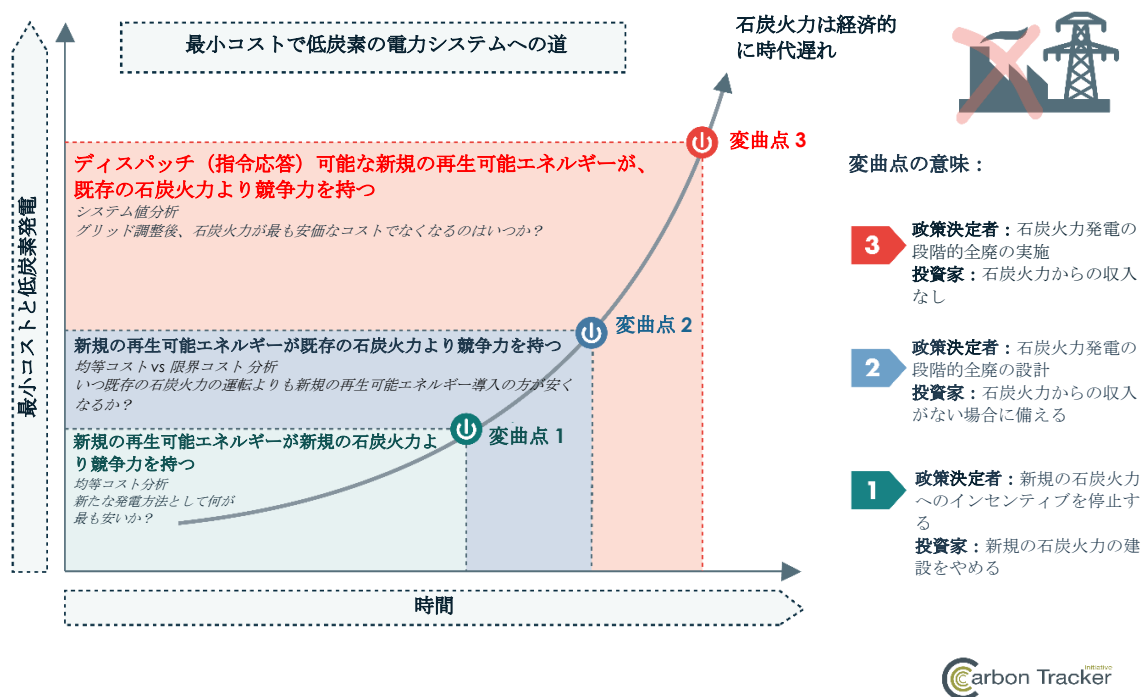
### 3.2.2 相対経済モデル

カーボントラッカーの移行リスクモデルは、新規の石炭火力発電への投資のLCOEと既存の石炭火力発電のLRMCの両方を、陸上風力、洋上風力、および商業規模の太陽光発電のLCOEと比較します<sup>26</sup>。LRMCおよびLCOEの推定値の想定については、表2および付録で詳しく説明しています。

最も低いコストの電力を提供し、座礁資産化を回避するために、政策決定者と投資家が追跡する必要があります3つの経済的変曲点があります。一つは、新規の再生可能エネルギーが新規の石炭火力の競争力を上回る時、次に新規の再生可能エネルギーが既存の石炭火力より競争力を持つ場合、そして、ディスパッチ（指令応答）可能な再生可能エネルギーが既存の石炭火力より競争力を持つ時です。これらの変曲点を図8に示します。

<sup>26</sup> LCOE分析は、発電による収益と風力および太陽光発電のシステム価値を考慮しないため、限られた指標であることを私たちは認識しています。IEAによると、変動型の再生可能エネルギー（VRE）を統合する最良の方法は、系統にやさしい普及、改善された運用戦略、追加的な柔軟な資源への投資を通じて電力システム全体を転換していくことです。柔軟な資源には、より優れた場所での発電、系統インフラ整備、蓄電、需要側の統合が含まれます。参照：IEA（2016）、Next Generation wind and solar power：From cost to value.：  
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>

図8 経済的変曲点と最小コスト電力システムの政策決定プロセスとの交差点



出典：カーボントラッカー分析 (2018)

LCOEは、発電技術の比較に使用される標準的分析ツールであり、電力市場の分析およびモデリングで広く使用されています<sup>27</sup>。発電の経済性を理解するために一般的なLCOE分析を使用することの限界は十分に理解されているところですが、石炭火力発電への新規の投資が経済的に意味をなさないとき、また、投資家と政策決定者が石炭火力の段階的の全廃を計画・実施する必要がある時には、簡単な尺度となる数字を提供することができます<sup>28</sup>。LCOEは、すべてのコストの合計を発電量で割ったものです。コストには、資本コスト、資本回収率、固定O&M、変動O&M、燃料および炭素税が含まれます。

### 3.2.3 2°C未満の座礁資産モデル

カーボントラッカーの2°C未満シナリオにおける座礁資産リスクは、BAUシナリオの収益のNPVと、パリ協定の長期目標（訳注：世界の平均気温の上昇を工業化前よりも2°Cを十分に下回る水準に抑え、1.5°Cに制限するための努力を継続すること）に一致するシナリオとの差として定義されます。廃止スケジュールは、LRMCに基づいて作成されます。この分析の根底にあるのは、CO<sub>2</sub>排出の削減と石炭火力発電の需要削減の努力をする中で、最も経済的に効率の

<sup>27</sup> 一部の地域では、他の再生可能エネルギーの選択肢の方が適切である場合があることを認識していますが、本報告書では、比較可能性と簡素化のために、陸上風力、洋上風力、および商業規模の太陽光発電が選択されています。

<sup>28</sup> LCOE分析は、発電による収益と風力および太陽光発電のシステム価値を考慮しないため、限られた指標です。詳細については、以下を参照してください。IEA (2016) Next-generation wind and solar power: From cost to value. :

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>

悪いものが最初に廃止されるという論理です。モデリングアプローチには3つのステップが含まれます。

まず、IEAの2°C未満シナリオ（B2DS）の発電要件を満たすために必要な設備容量を特定します。B2DSの下では、2040年までに、二酸化炭素回収貯留（CCS）技術を装備していない石炭火力発電所による発電は世界的に段階的に全廃されます。この分析では、コストが法外に高くなる可能性が高いため、石炭火力発電所の寿命を延ばすためにCCSを利用できることはない想定しています<sup>29</sup>。それぞれの地域ごとに全廃の時期は異なります。日本については、他のOECD諸国と同様、2030年には段階的全廃をすることを想定しています<sup>30</sup>。

第二に、石炭火力発電所1基ごとにランク付けして、供給の安全性を維持する責任を負う管理主体、地域、または系統に基づいて、廃止スケジュールを策定します。発電所は、LRMCに基づいてランク付けされます。LRMCが最も高い石炭火力発電所は、発電所の発電総量がB2DSで設定された制約に達するまで段階的に廃止されます。

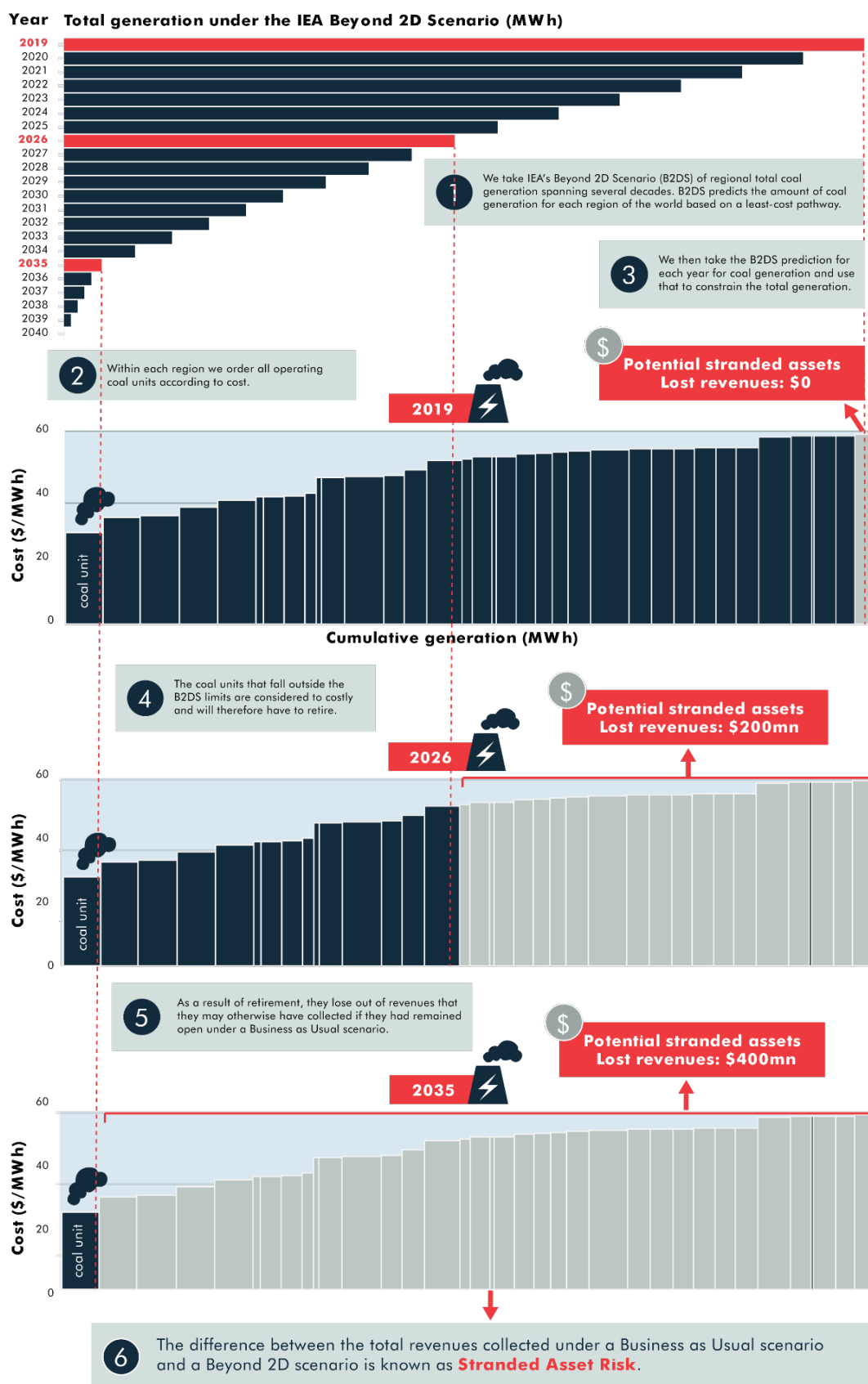
第三に、座礁資産リスクを理解するために、B2DSとBAUの両方のシナリオの結果におけるすべての操業中および建設中の発電所のキャッシュフローを計算します。B2DSの下での座礁資産リスクは、B2DSのキャッシュフローのNPV（2030年までにすべての石炭火力発電所を段階的に廃止）とBAUシナリオのキャッシュフローのNPV（企業報告またはそれ以外の場合は、40年の最小寿命を想定）との差で表されます。図9は、2°C未満の座礁資産モデリング方法の概略図です。

---

<sup>29</sup> 現在、世界の2箇所で、CCSが装備された石炭火力発電所が稼働しています（カナダのバウンダリーダムと米国のペトラノバ）。これまでの限られた範囲での実用化と、他の脱炭素オプションと比較した際の新たな建設や改修コストを考慮し、本報告書では、分析対象の火力発電所の寿命において限られた用途でのみ実行可能であると想定しているため、本研究にはCCSは含んでおらず、補助金を見込まない世界平均に焦点を当てています。詳細については、以下を参照してください。Carbon Tracker (2016). The end of load for coal and gas. : <https://www.carbontracker.org/reports/the-end-of-the-load-for-coal-and-gas/>

<sup>30</sup> 詳細については、以下を参照してください。IEA (2017)。Energy Tehnology Perspectives 2017. : <https://www.iea.org/etp/>

図9 モデリング手法の概略図





## 4 分析結果

### 4.1.1 計画中および建設中の石炭火力発電事業の経済性

現在、日本には11 GWを超える建設中、認可済、または認可前の石炭火力発電所の建設計画があります。これらの発電所は、政策的に対応がとられなければ、2020年代前半から半ばまでに稼働を開始する可能性が高く、金利を含まない建設単価(overnight capital cost)の計算で、290億米ドルの資本コストに相当します。

表3 日本の建設中および計画中の石炭火力発電所

事業名	状態	設備容量 (MW)	ボイラー技術	運転開始年	推定資本コスト (百万米ドル)
秋田1号機	認可済	650	超々臨界圧	2024	1,690
秋田2号機	認可済	650	超々臨界圧	2024	1,690
広野IGCC	建設中	540	IGCC	2021	1,134
常陸那珂共同1号機	建設中	650	超々臨界圧	2020	1,690
海田	建設中	112	亜臨界圧	2021	291
神戸3号機	建設中	650	超々臨界圧	2021	1,690
神戸4号機	建設中	650	超々臨界圧	2022	1,690
釧路	建設中	112	超々臨界圧	2020	235
三隅2号機	建設中	1000	超々臨界圧	2022	2,600
勿来IGCC	建設中	540	IGCC	2020	1,134
西条1号機	建設中	500	超々臨界圧	2023	1,300
鹿島2号機	建設中	645	超々臨界圧	2020	1,677
竹原新1号機	建設中	600	超々臨界圧	2020	1,560
武豊5号機	建設中	1070	超々臨界圧	2022	2,782
トクヤマ東発電所第3号	建設中	300	亜臨界圧	2022	780
宇部1号機(西沖の山)	認可前	600	超々臨界圧	2026	1,560
宇部2号機(西沖の山)	認可前	600	超々臨界圧	2026	1,560

四日市 (MC 川尻)	認可前	112	亜臨界圧	2019	235
横須賀 1 号機	建設中	650	超々臨界圧	2023	1,690
横須賀 2 号機	建設中	650	超々臨界圧	2024	1,690
合計	—	11,281	—	2021	28,679

出典：Global Energy Monitor (2019)、気候ネットワーク (2019)、IEA (2014)、およびカーボントラッカー分析

我々が使用する主な想定は、以下の表 4 の通りです。

表 4 プロジェクト経済性モデルに使用される主な想定

パラメータ	詳細	出典：
資本コスト	公開されている情報がない場合、以下のボイラー技術ごとに想定。亜臨界 US \$ / kW 2,100、超臨界 US \$ / kW 2,400、超々臨界 US \$ / kW 2,600、IGCC US \$ / kW 2,900。	IEA (2014)。
燃料価格	2014 年から 2019 年のオーストラリア、インドネシア、ロシアの石炭の加重平均。輸送アルゴリズムについては、表 2 を参照。	Bloomberg (2019)、Ports.com (2018)、UN Comtrade (2018)、Carbon Tracker 分析
設備利用率	既存の設備容量の資産レベルで実現された年間設備容量率に基づく平均設備利用率。	経済産業省に基づく気候ネットワーク (2019)
収益	収益の代用として、日本電力取引所における 1 年間の平均前日スポット価格を使用。	ブルームバーグ (2019)
運転資本コスト (WACC)	2.5%	Carbon Tracker 推定
割引率	2.5%	Carbon Tracker 推定
税率	27%	OECD (2019)
負債に対する自己資本比率	公開情報が不足しているため、80 : 20 の負債に対する自己資本比率を使用。	Carbon Tracker 推定
減価償却	設備および建物の直線的な償却で、それぞれ 15 年および 38 年。電力設備が資本コストの 50% を占め、建物が 11% を占めると見なす。	財務省 (2019)、米国エネルギー省 (2008)

出典：表を参照してください。

注：その他の想定については、表 2 を参照してください。

プロジェクト経済性モデルの結果を表 5 に示します。結果には、3 つの最も重要な変数である設備利用率、燃料価格、電気料金と炭素価格のシナリオ分析が含まれます。設備利用率が 48% を下回る場合、燃料価格が 104 米ドル/t を超える場合、電気料金が 72 米ドル/MWh を下回る場合、または炭素価格が 26 米ドル/tCO<sub>2</sub> を超える場合、これらの事業は継続困難になる可能性があります。これらの事業が継続困難になった場合、消費者、納税者、および/または投資家がリスクにさらされる可能性があります。

表5 プロジェクト経済性モデルの結果

事業	親会社	正味現在価値 の予測 (NPV) (百 万米ドル)	WACC = 2.5% (%) を超える IRR を達成できる 設備利用率の最 低水準	WACC = 2.5% (US \$ / t) を超える IRR を達成で きる燃料価格 の上限	WACC = 2.5% (US \$ / MWh) を超え る IRR を達成 できる電気料 金の最低水準	(WACC = 2.5% (US \$ / tCO <sub>2</sub> ) を超え る IRR を達成 できる 2040 年の炭素価格 の上限
秋田1号機	関電エネルギーソリューション、丸紅	\$1,110	49%	\$109	\$70	\$28
秋田2号機	関電エネルギーソリューション、丸紅	\$1,110	49%	\$109	\$70	\$28
広野IGCC	三菱(90%) 東京電力 (10%)	\$539	62%	\$95	\$75	\$21
常陸那珂共同 1号機	JERA	\$766	50%	\$100	\$73	\$24
海田	中国電力 (50%)、広 島ガス (50%)	\$65	59%	\$85	\$78	\$10
神戸3号機	コベルコパワ ー神戸第二	\$1,050	45%	\$111	\$69	\$32
神戸4号機	コベルコパワ ー神戸第二	\$1,028	44%	\$111	\$69	\$31
釧路	IDI インフラ ストラクチャー ズ	\$201	40%	\$106	\$68	\$23
三隅2号機	中国電力	\$1,970	42%	\$121	\$66	\$38
勿来IGCC	三菱 (90%)、東 京電力(5%) 常磐共同火力 (5%)	\$575	62%	\$95	\$75	\$21
西条1号機	四国電力	\$1,239	42%	\$125	\$64	\$40
鹿島2号機	日本製鉄、 電源開発	\$1,011	47%	\$111	\$70	\$33
竹原新1号機	電源開発	\$1,029	44%	\$112	\$68	\$34
武豊5号機	JERA	\$1,954	43%	\$118	\$67	\$36
トクヤマ東発 電所第3号	トクヤマ、丸 紅、東京セン チュリー	\$176	57%	\$87	\$77	\$11
宇部1号機 (西沖の山)	電源開発、 宇部興産	\$1,122	43%	\$117	\$67	\$34
宇部2号機 (西沖の山)	電源開発、 宇部興産	\$1,113	42%	\$119	\$67	\$34

四日市 (MC川尻)	三菱商事	\$74	54%	\$87	\$77	\$11
横須賀 1号機	JERA	\$5	48%	\$76	\$82	\$4
横須賀 2号機	JERA	\$5	47%	\$76	\$82	\$4
平均	—	—	48%	\$104	\$72	\$25

出典：カーボントラッカー分析

注：シナリオでは、他の変数の5年間の平均を想定しています。たとえば、設備利用率シナリオでは、5年間の平均燃料価格と電力料金を想定しています。

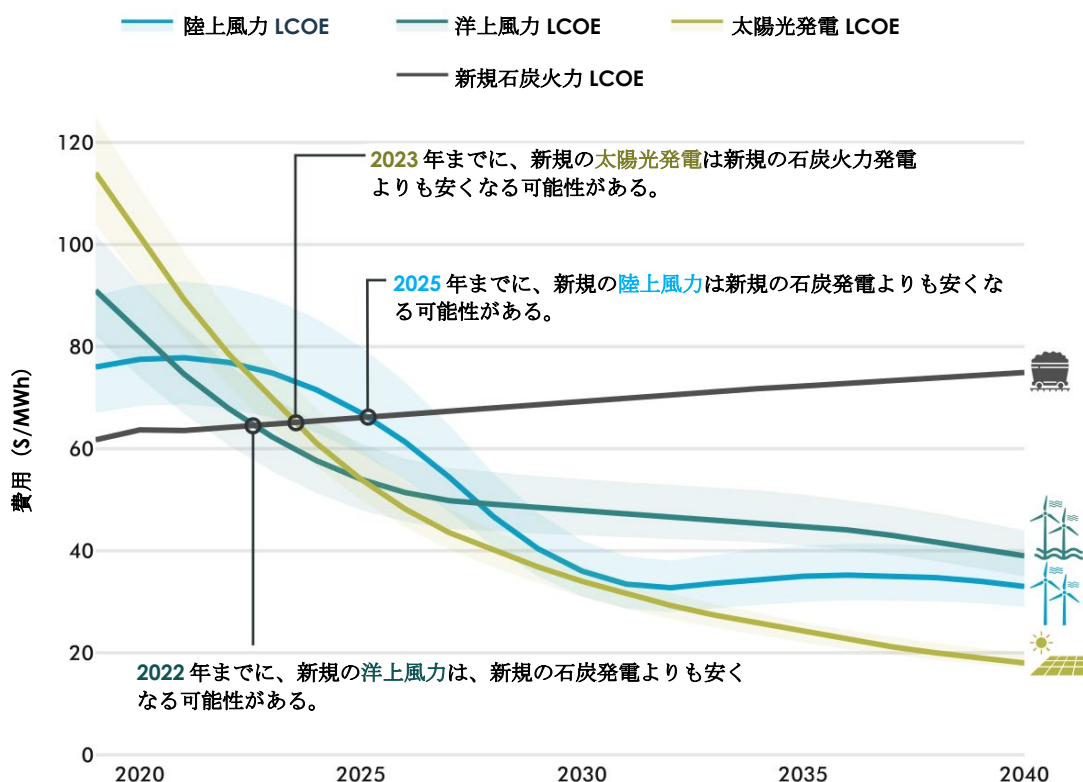
#### 4.1.2 相対的な経済性：新たな再生可能エネルギーは、2022年までに新規石炭火力発電よりも安価に

現在、日本は世界で再生可能エネルギーコストが最も高い国の一つですが、太陽光発電のコストは2010年から2018年にかけて74%減少していることにも注目する必要があります<sup>31</sup>。図10で詳述するように、新規の洋上風力発電は、2022年までに新規の石炭火力発電、2023年までに新規の太陽光発電よりも安くなると予想されます。政府は商業規模の太陽光発電については2025年に7円/kWh（～65米ドル/MWh）、陸上風力については2030年までに8～9円/kWh（～74-84米ドル/MWh）という中期コスト目標を決定しています<sup>32</sup>。これらの政府目標は、図10の予測コスト傾向とほぼ一致しています。投資家と政策決定者が、建設中、認可済、または認可前の11GWの石炭火力発電所の建設をそのまま継続すると決定した場合、このような価格変動により、重大な座礁資産リスクが生じます。新規に投資する石炭火力発電所の資本回収期間は通常15～20年です。したがって、石炭を燃やして発電することは、債務の完全償却前のシステム価値の観点からは最小コストの選択肢ではないため、これらの投資はリスクが高いと言えます。

<sup>31</sup> IRENA (2019) Renewable Power Generation Costs in 2018

<sup>32</sup> 調達価格等算定委員会 (2019) 「平成31年度以降の調達価格等に関する意見」 : [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf)

図 10 日本における新規の再生可能エネルギーの LCOE と 新規の石炭火力の LCOE



出典：カーボントラッカー分析

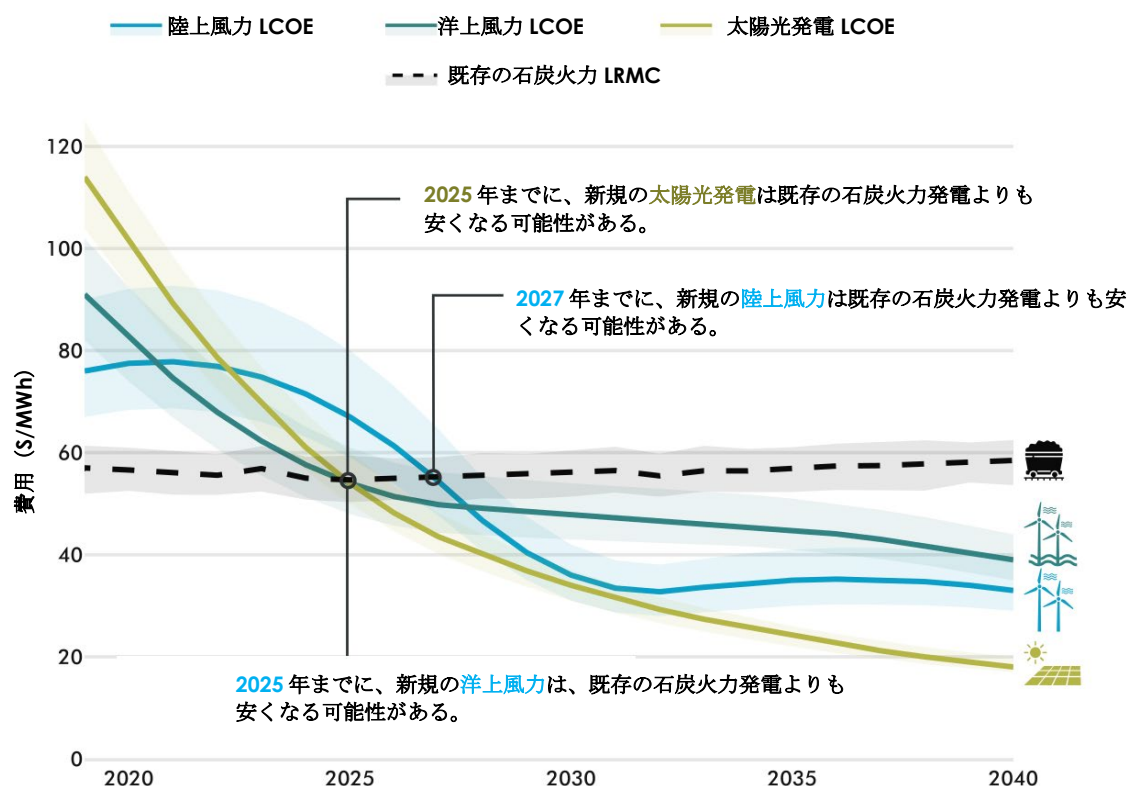
注：陸上風力の主要な前提条件Cは次のとおりです。CAPEX（資本支出）は2231米ドル/kW、O&M(操業・管理)はCAPEXの1.7%、設備利用率は26%、2040年の設備容量予測は30GW、実質WACC（加重平均資本コスト）は3.5%、負債資本分割は80:20、学習率は25%。太陽光発電の主要な前提条件は次のとおりです。CAPEXは1932米ドル/kW、O&MはCAPEXの1.3%、設備利用率は14%、2040年の設備容量予測は282GW、実質WACCは3.5%、負債資本分割は80/20、学習率は60%。洋上風力の主要な前提条件は次のとおりです。CAPEXは4135米ドル/kW、年間O&M費用はCAPEXの2.5%、設備利用率は49%、実質WACCは4.2%、負債資本分割は75:25、2040年の設備容量予測は20GW、学習率は12%。詳細については、表2および付録を参照してください。

#### 4.1.3 新規の再生可能エネルギーは、2025年までに既存の石炭火力発電より安価に

再生可能エネルギーのデフレ傾向により、近い将来、再生可能エネルギーへの新たな投資は、既存の石炭火力発電所を稼働させるよりも安くなると予想されます。図11および表6に示すように、石炭火力発電の相対的な競争力は、一般的な燃料価格に依存しています。燃料価格の下限では、2026年までには、既存の石炭火力発電所を運転するよりも、新規の洋上風力および太陽光発電を建設する方が安くなる可能性があります。中庸の燃料価格では、2025年までに新規の洋上風力および太陽光発電を建設する方が安くなる可能性があります。さらに、燃料価格の上限では、2024年までには新規の洋上風力を、また2025年までには新規の太陽光発電を建設する方が安くなる可能性があります。これらの結果は、太陽光発電と陸上風力に関するLCOE予測の中央値に基づいています。ただし、LCOEの価格はさらに下落する可能性があります。これらの可能性を要約した他のシナリオについては、表6を参照してください。さらに、低コストの変動型再生可能エネルギーの増加に対応する

ために石炭火力発電設備を高度にディスパッチ（給電指令応答）可能にすることは、O&M コストを増加させ、その経済的不利益を増大させます<sup>33</sup>。

図 11 日本における新規の再生可能エネルギーの LCOE と既存の石炭火力の LRMC



出典：カーボントラッカー分析

注：石炭火力発電所の稼働コストの上限と下限の計算には、いくつかのシナリオが使用されます。既存の石炭火力発電所のコストは容量加重され、かつ長期限界費用に基づきます。これには燃料、変動O&M および固定O&M (SRMC に加えて固定操業・管理コスト) が含まれます。輸入石炭は、オーストラリア、ロシア、インドネシアからの輸入を想定しています。上限と下限は、過去10年間の歴史的な石炭価格の変動を考慮した、長期限界費用の25%と75%の信頼区間を表します。歴史的な平均石炭価格は75ドル/トンです。その他の想定については、図1の注および本文の表2を参照してください。

<sup>33</sup> IEA Clean Coal Center の試算によれば500 MW の石炭火力発電所をホットスタート、ウォームスタート、およびコールドスタートさせるコストは、それぞれ94,000ドル、116,000ドル、174,000ドルです。500 MW の石炭火力発電所の負荷サイクルを180 MW まで引き下げると、13,000ドルかかる可能性があります。IEA Clean Coal Center (2016) Levelling the intermittency of renewables with coal. : <https://www.usea.org/sites/default/files/Leveling%20the%20intermittency%20of%20renewables%20with%20coal%20-%20ccc268-1.pdf>



表 6 既存の石炭火力発電の運転よりも新規の再生可能エネルギーの建設の方が安価になる年

		太陽光発電 LCOE			陸上風力 LCOE			洋上風力 LCOE		
		低	中	高	低	中	高	低	中	高
石炭 LRMIC	低	2025	2026	2027	2027	2028	2029	2024	2026	2033
	中	2024	2025	2026	2026	2027	2028	2023	2025	2028
	高	2024	2025	2026	2025	2027	2028	2023	2024	2026

出典：カーボントラッカー分析

注：詳細については、図11の注を参照してください。

#### 4.1.4 ディスパッチ（指令応答）可能な再生可能エネルギーとシステム調整

ディスパッチ（指令応答）可能な新規の再生可能エネルギーがいつ既存の石炭火力発電の競争力を上回るかは、この分析の範囲外です。政策決定者にとっての今日の課題は、再生可能エネルギーが最小コストの選択肢であるかどうかではなく、風力と太陽光を統合してシステム価値を最大化し、システム全体のコストを下げるかということです。IEAは、系統運用、予測、スケジューリングなど、資本集約的ではないいくつかの運用慣行を単にアップグレードすることで、15%の太陽光と風力を取り入れることが可能であると指摘しています<sup>34</sup>。

たとえば、2003年にアイルランドの風力発電が年間発電量の2%を占めたとき、ナショナルグリッドの責任者は次のように述べていました。

「しかしこの風力発電量は、慎重な送電システムのオペレーターが通常受け入れられるレベルを超えると感じるほどに、電力システムのセキュリティと安定性に対するリスクを高めます。」

しかし、アイルランドでは現在、風力発電が年間発電量の20%以上を占めており、この間、供給の安全性が向上しています。

アゴラ（Agora）と自然エネルギー財団の報告書では、日本の電力システムは2030年までに現在計画されているよりも大きな割合の風力と太陽エネルギーに対応できることが明らかにされています。報告書では2つのシナリオをモデル化しています。一つは、現在政府が計画している22~24%の変動型の再生可能エネルギーに相当する64GWの太陽光と10GWの風力、もう一つは100GWの太陽光と36GWの風力のより野心的なシナリオです。報告書の結論は次の通りです。

- 変動型の再生可能エネルギーの大部分が系統運用に負担をかける可能性がある状況において、システムの安定性を改善するためのいくつかの技術的対策がすでに存在している。
- 統合された系統および電源計画は、地域内および地域間の負荷フローに対する風力および太陽光発電の導入の影響を緩和するのに役立つ。

<sup>34</sup> IEA (2017). Insights Series 2017 - Getting Wind and Solar onto the Grid. : <https://webstore.iea.org/insights-series-2017-getting-wind-and-solar-onto-the-grid>

- 公平な市場規制、透明性の強化、最前線の運用および計画慣行により、変動型の再生可能エネルギーのより高い割合の統合を促進する。

#### 4.1.5 座礁石炭資産とより高いエネルギーコスト

日本の計画および稼働中の石炭火力発電は、現在、電力購入契約（PPA）<sup>35</sup>と、石炭火力発電に市場での優位性を与える制度の組み合わせにより、政府によって間接的に保護されています。これらの制度には、ベースロード市場および非効率的な給電指令などが含まれます。

##### 4.1.5.1 ベースロード市場

2019年7月、日本はベースロード市場を導入しました。ベースロード市場の目的は、新規参入の小売業者にベースロード電源へのアクセスを提供することです。ベースロード電源には、主に既存の電力会社が所有する石炭、水力、原子力、地熱からの発電が含まれます<sup>36</sup>。価格には、これらの発電所の変動型の操業・管理コスト（FOM）および固定の操業・管理コスト（VOM）が含まれます。電力は日本卸電力取引所で取引されますが、価格はオークションで決定されます。ベースロード市場は、2010年に導入されたフランスの市場（ARENH と呼ばれる）を模したとされます。重要なのは、稼働停止中の原子力発電がベースロード市場に含まれていることです。これにより、稼働していない設備の固定費が価格に組み込まれるため、ベースロード市場の費用が増大します<sup>37</sup>。これは、原子力発電への補助金として機能し、新規参入小売業者とその顧客にこれらの未使用施設の費用負担を効果的に強いることとなります。最初のベースロード市場に対する入札の最新の結果は、この政策決定の影響を示しています。Genscape によると、フランスのベースロード市場（ARENH）の電力価格は2018年の平均の卸電力価格よりも23%低かったとされます<sup>38</sup>。さらに、ベースロード市場の価格が卸電力市場の価格よりも低くなると推定すると、カーボンプライシングによる発電コストの増加から石炭火力発電業者を保護することにもなります。

##### 4.1.5.2 費用効率の低い給電ルール

表7に詳述されているように、現在の日本の電力市場では、風力および太陽光よりも原子力、水力および地熱を優先するという経済的に非効率な給電ルールを義務付けています。日本の電力市場における非効率なメリットオーダーは、より高い短期の限界費用（SRMC）を備えた発電技術が先に給電されるため、より低いSRMCを備えた技術は出力抑制されます。実際には、この給電順序は、ほぼゼロのSRMCを持つ風力発電と太陽光発電に悪影響を及ぼします。

---

<sup>35</sup> 小売業者と発電事業者の間の電力購入契約（PPA）ですが、政府によって火力発電の入札ガイドラインが策定されています。

<sup>36</sup> 石炭、水力、原子力および地熱からの発電容量109 GWのうち、約85%が既存の電力会社によって所有されています。Bloomberg NEF (2017): Power Market Design Series : Japan : 購読なしでは利用不可。

<sup>37</sup> 既存の電力会社は、運転休止中の原子力発電施設の維持のために費用を支払っています。たとえば、東京電力は2016年に57億米ドルを支払いました。Genscape (2019). : <https://www.genscape.com/blog/who-benefits-japan-baseload-market>

<sup>38</sup> Genscape (2019). : <https://www.genscape.com/blog/who-benefits-japan-baseload-market>

表 7 日本の非効率的な給電順序

優先給電順位	技術
1	原子力
2	太陽光と風力
3	地域のバイオマス
4	大規模バイオマス
5	石炭、ガス、石油、および同時燃焼バイオマス

出典：BLOOMBERG NEF、OCCTO より<sup>39</sup>

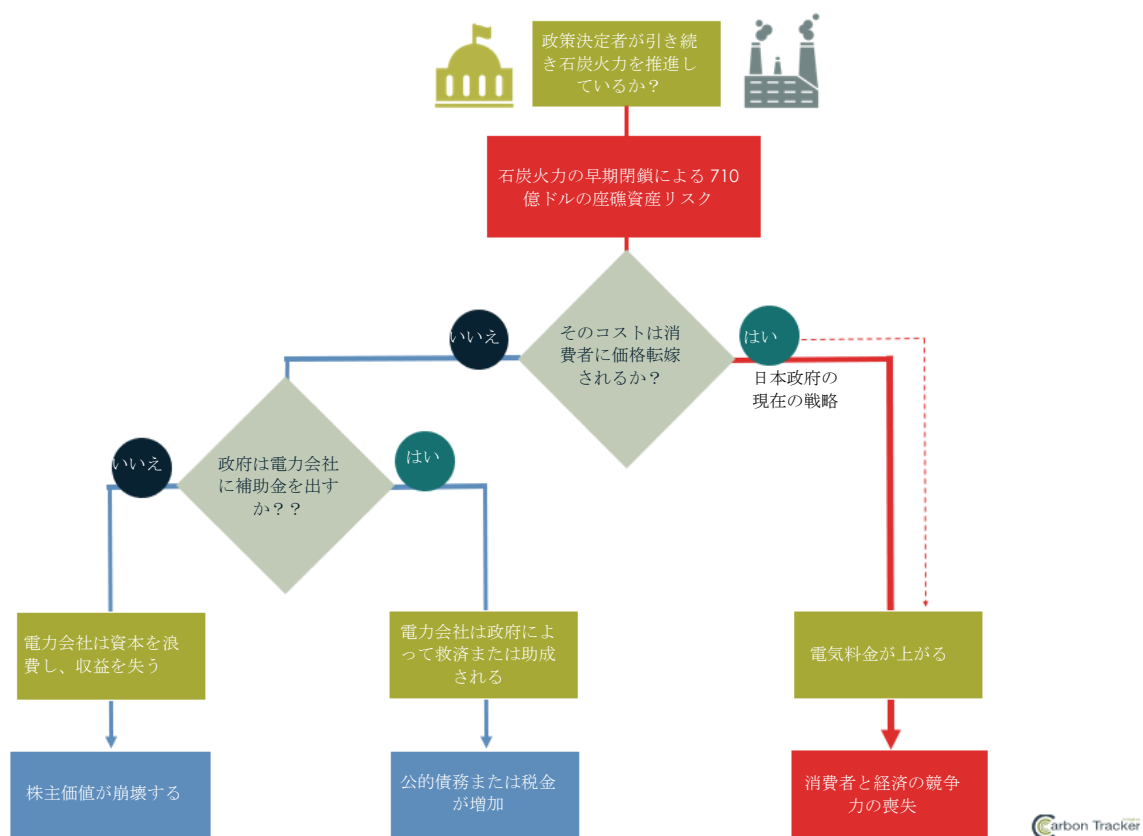
#### 4.1.6 政策転換がなければ、座礁資産は 710 億米ドルにも達し、消費者が電気料金の上昇という形でこれを支払うことになる可能性がある

これらの制度は、高コストの石炭を低コストの再生可能エネルギーから保護している可能性があり、したがって、日本の消費者が可能な限り低コストの電力を受け取れていない可能性があることを意味します。カーボントラッカーの 2° C 未満のシナリオでは、計画中、建設中、および既存の石炭火力発電所がパリ協定の長期目標に合わせて停止せざるを得ないことになるため、設備投資および営業活動によるキャッシュフローの減少による座礁資産リスクが 710 億米ドルにも上る可能性があります。このシナリオは、日本の状況では本当に現実的なものになるかもしれません。なぜなら、今年 6 月に閣議決定され、UNFCCC に提出された日本の長期戦略では、「脱炭素社会の実現に向けて、パリ協定の長期目標と整合的に、火力発電からの CO2 排出削減に取り組む。」<sup>40</sup>と述べられています。政策転換がなければ、このシナリオは、図 12 で詳述するように経済全体に連鎖します。

<sup>39</sup> Bloomberg NEF (2017): 電力市場設計シリーズ：日本。サブスクリプションなしでは利用できません

<sup>40</sup> 日本政府 (2019) 「パリ協定に基づく成長戦略のための長期戦略」閣議決定、2019 年 6 月 11 日：  
<https://www.env.go.jp/press/111781.pdf>

図 11 日本経済において石炭という座礁資産がどのように具現化されるのか



出典：カーボントラッカー分析

注：詳細については、報告書本文を参照してください。

## 5 政策提言

分析結果を踏まえ、以下に2つの政策提言を行います。これらの政策提言は、特に主要な点のみを記していることに留意してください。政策への詳細な提言は本報告書の範囲外であり、今後、日本のパートナーとさらなる分析をする予定です。

### 5.1 パリ協定の脱炭素目標と一致するよう、計画中および建設中の石炭火力発電所の建設を直ちに再検討し、既存の石炭火力発電所についても廃止スケジュールを策定すること

石炭火力発電設備への新たな投資が、資本回収期間にわたって最小コストのソリューションになることはまずありません。通常、新規の石炭火力発電所の場合、資本回収期間は15～20年、性能の向上または制御技術の導入に関連する改修の場合は5～10年です。我々の分析では、追加的な気候変動政策や大気汚染対策がなくとも、石炭火力が経済的基盤を失っていくことを明らかにしています。そのため、日本は直ちに新規の石炭火力発電所への投資と建設を考え直すべきです。また、政策決定者は、個々の石炭火力発電所のLRMCに基づいて廃止スケジュールを策定する必要があります。本分析によって、政策決定者はコストの高い発電所を最初に廃止し、コストの低い発電所を最後に廃止することができます。これにより、最終消費者がもっと安価なコストの電力を使用することができ、経済成長を最大化します。政策決定者は、発電所レベルでコスト最適化された廃止スケジュールを策定したら、次に、個々の発電所の系統に対する価値を考慮して系統計画分析を実施する必要があります。系統に対する価値の分析は、本報告書の範囲外ですが、今後、日本のパートナーと分析を行い、その結果を発表する予定です。

### 5.2 公平な規制により再生可能エネルギーを加速する

さらなる政策転換がなければ、日本政府は、再生可能エネルギーに関連する経済的機会を逃し、高コストの電力をロックインするリスクを冒すこととなります。これにより、政府はエネルギー安全保障、財政負担、経済的競争力をさらに危うくすることになるでしょう。他の多くの国と同様に、日本は電力システムを脱炭素化するためのいくつかの技術的および政治的課題に直面しています。再生可能エネルギーのコストを下げ、規制と市場をより再生可能エネルギーに寄り添うものにし、急増する需要をビジネスから取り込むことは、日本がすぐに取り組むべき課題です。

再生可能エネルギーおよび関連する支援技術（蓄電池、デマンドリスポンス、高圧送電など）は、21世紀の先例のないメガトレンドの一部です。これらの技術の急速な発展による価値を獲得する戦略を策定する政府にこそ、この利益はもたらされるのです。日本には、技術とエンジニアリングの長年の実績があります。つまり、市場が成熟し、製品の品質にプレミアム価格が付けられるようになったときに、日本はこれらの技術から価値を獲得するのにいいポジションにいるのです。

再生可能エネルギーの導入を促進することは、これらの技術を、国の産業と経済を活性化し、エネルギー安全保障を促進する機会と見なすことから始まります。このビジョンを実行するには、大規模な変革を行い、再生可能エネルギーが大規模に、かつグリッドにおける価値を最大化するように導入されることを確保する必要があります。これらの変化の中でも重要なことは、差別的な規制や潜在的な市場の歪曲を避け、適切な場所での再生可能エネルギー開発や

関連インフラへの投資を奨励して電力システムへの価値を最大化するために、透明性を高めることです。

## 6 モデリングに伴うリスクと改定

この分析では、商品の価格、環境政策、市場構造、技術コスト、企業のリスク管理、企業の報告慣行に対する不測の変化を把握することはできません。以下に、この分析に関連する主なモデリングに伴うリスクを示します<sup>41</sup>。

- **負債に対する自己資本比率**：公的に入手可能なデータがないため、カーボントラッカーのプロジェクト経済性モデルでは、負債と自己資本の比率に関する推定を行っていません。このため、(i) WACC の推定値は、企業の負債による資金調達と株式による資金調達の合計の比率を反映していない場合があり、(ii) 資金提供者への IRR を想定することはできません。
- **市場構造**：市場構造は、多くの技術的、政治的、経済的要因に応じて地域によって異なっており、まず均質ではありません。これらの違いは、本分析の結果を理解する上で重要です。高コストで採算の取れない石炭火力発電所の座礁資産リスクは、市場構造に応じて異なる形で具現化されるためです。
- **リスク管理の実践**：電力会社はしばしば、将来の市場および先物市場を通じて収益とコストの暴露をヘッジしています。ヘッジのレベルと範囲は、電力会社が自由化市場と規制市場のどちらで運営されているか、および電力市場の価格形成の進化に応じて異なります。たとえば、自由化された電力市場で事業を展開している欧州の電力会社は、歴史的に、最大 4 年前から収益をヘッジしてきました。欧州の電力会社が将来および将来の市場で電力を販売する場合、燃料と炭素のコストも負担します。たとえば、欧州の炭素価格は現在、最大 30 ユーロ / t ですが、多くの発電業者は価格が 10 ユーロ / t 以下の場合に炭素暴露をヘッジするため、必ずしもこのコストにさらされるわけではありません。さらに、変動型の再生可能エネルギーのレベルが上昇しているため、収益の最適化、つまりリスク管理活動が曲線の先頭に集中しています。
- **固定の操業コスト**：固定の操業・管理コスト (FOM) の推計は特に困難です。オペレーターが FOM に費やす金額は、さまざまな要因によって異なります。3~5 年以内に閉鎖を予定している発電所の所有者は、発電所の稼働を維持するために最小限の投資を行うだけの「セロテープ」戦略を運用に取り入れるでしょう。しかし長期的には、発電所の所有者は、発電所のパフォーマンスと可用性を維持するための運用とメンテナンス、および大気汚染規制を満たすための制御技術に投資する必要があります。これらは、営業活動によるキャッシュフローに大きな影響を与える可能性があります。

さらに、2018 年 11 月に「Powering Down Coal」を発行して以来、我々はいくつかの市場に対して多くのモデリングの改定を行ってきました。これらの改訂については、以下の表 8 で詳しく説明します。

---

<sup>41</sup> コモディティ、ポリシー規制、テクノロジーの想定の内訳については、方法論を参照してください [資料](#)。



表8 「POWERING DOWN COAL 2018」以降のモデリング改訂

	燃料費 (米ドル /MWh)		変動 O&M コスト (米ドル /MWh)		固定 O&M コスト (米ドル /MWh)		制御技術コスト (米ドル /MWh)		炭素価格 (米ドル /MWh)	
	2018	最新	2018	最新	2018	最新	2018	最新	2018	最新
オーストラリア	29.32	29.32	1.29	1.30	8.66	8.66	5.06	5.06	0.00	0.00
中国	41.61	42.73	3.56	3.57	2.13	2.10	0.13	0.14	0.00	0.00
EU	31.53	31.10	2.15	2.09	6.42	6.34	3.46	3.57	16.80	16.41
インド	29.79	30.66	5.59	5.72	3.96	4.10	2.33	2.81	0.00	0.00
インドネシア	27.00	28.13	5.64	5.94	2.53	2.41	2.71	2.32	0.00	0.00
日本	47.11	41.49	6.15	6.04	1.72	1.83	5.75	6.07	0.00	2.58
フィリピン	39.79	41.00	5.32	5.48	2.09	2.02	2.67	2.63	0.00	0.00
ロシア	31.51	31.52	3.96	3.96	2.63	2.63	1.75	1.75	0.00	0.00
南アフリカ	21.75	21.35	5.36	5.28	7.61	7.31	4.28	4.92	0.00	0.00
韓国	40.75	41.46	4.84	4.89	3.10	3.13	4.70	4.47	0.35	0.35
トルコ	36.70	36.70	4.57	4.57	2.62	2.62	3.97	3.97	0.00	0.00
ウクライナ	54.90	54.90	7.03	7.03	6.93	6.93	1.34	1.34	0.00	0.00
米国	26.93	26.94	4.86	4.87	3.74	3.70	2.41	2.39	0.06	0.06
ベトナム	37.67	31.53	5.25	5.39	2.87	3.30	5.35	5.64	0.00	0.00

	収益 (米ドル/MWh)		座礁資産リスク (百万米ドル)	
	2018	最新	2018	最新
オーストラリア	65.57	65.57	15,160	15,160
中国	46.61	46.56	-388,775	-388,775
EU	42.64	42.48	-122,947	-122,947
インド	57.66	57.59	76,174	76,174
インドネシア	68.73	68.85	34,735	34,735
日本	60.75	82.85	20,370	71,495
フィリピン	64.96	65.05	13,111	13,111
ロシア	17.80	17.79	-19,930	-19,930
南アフリカ	72.73	72.73	51,276	51,276
韓国	77.85	78.12	106,212	106,212
トルコ	22.27	22.27	-153	-153
ウクライナ	63.54	63.54	-6,593	-6,593
米国	33.87	33.86	-16,996	-16,996
ベトナム	54.78	56.47	11,683	6,462

出典：カーボントラッカー分析

注：2018年の列は、2018年11月に「Powering Down Coal」が発行された時期を示します。主な変更点は、これらの設備加重平均で、加重平均発電所が平均的な期間中に動作していたかどうかを考慮されるようになったことです。現在、日本のモデルの結果には、建設中、認可済、および認可前の設備に関連する資本コストが含まれています。

---

## 7 結論

本報告書では、日本の石炭火力発電に関するカーボントラッカーの経済性分析の結果を提示し、座礁資産の可能性と、再生可能エネルギーの相対的な競争力を明らかにしました。石炭火力は、長い間、日本の電力の最も安価な選択肢と考えられてきました。しかし、さまざまな要因が組み合わさり、石炭の卓越した優位性に急速な変化が起きています。最も注目すべきは、近いうちに低コストの再生可能エネルギーを建設する方が、既存の石炭火力発電所を運転するよりも安くなることです。日本の政策決定者は、石炭火力発電への新たな投資を直ちに考え直し、電源の将来について詳細な検討を始める必要があります。さもないと、高いエネルギー価格のために座礁資産化を招く恐れがあります。

---

## 8 参照資料

(日本語訳省略－英語の報告書をご参照ください。)

---

## 9 付録 - 均等化発電原価 (LCOE) モデル

### 9.1.1 一般的な考慮事項

均等化発電原価 (LCOE) の計算は、再生可能エネルギーの開発および運用のコスト (CAPEX および O&M) が実際の加重平均資本コスト (rWACC) から割引されるキャッシュフローモデルに基づいています。次に、これらのコストを (同じく rWACC を用いて) 割引された設備の寿命を通じた発電量 (kWh) で割って、LCOE を取得します。

モデルの変数を以下に示します。

- 資本支出 (CAPEX) - 米ドル/kW
- O&M コスト - CAPEX の年間%
- 設備利用率 - 8760 のパーセンテージポイント (1 年の時間数)
- 寿命 - 年
- 実質加重平均資本コスト (rWACC) - パーセンテージポイント

実質加重平均資本コストは、事業の資金を調達するための負債と資本の区分を使用して計算されます。通常、OECD 諸国では 80% の負債と 20% の資本です。次に、負債の割合 (80% など) に、負債額 (ローンに課される利息) からインフレ率を除いたものを掛けます。資本の割合 (例: 20%) には、資本利益からインフレ率を引いたものが掛けられます。2 つの結果の合計が rWACC です。すべての設備の寿命は 25 年と想定されています。

### 9.1.2 陸上風力の推定

2019 年の日本の陸上風力発電の資本支出 (CAPEX) は、自然エネルギー財団の報告書の 2016 年値より推計しました<sup>42</sup>。コスト内訳構造も同報告書から取得しました。CAPEX 値は、期間中のコスト低下を考慮して 2019 年に向けて毎年 8% 削減と想定しました。CAPEX の下限は 15%、上限は 20% との想定を使用して計算されました。

操業・管理コスト (O&M) も上記の同報告書から取得し、2019 年に向けて年間 5% 削減と想定しました。O&M の下限は 15%、上限は 20% の想定を使用して計算されました。

設備利用率の値は、上記の同報告書の間値から取得しました。下限設備利用率は 3 パーセントポイント減少し、上限設備利用率は 3 パーセントポイント増加としました。

資本回収率に関するデータ<sup>43</sup>は、NYU スターン・スクールの金融教授であるアスワス・ダモダラン氏が管理しているデータから取得しました。中間値 14.67% の資本回収率は、下限で 15% 減少、上限で 15% 増加としました。RoE の上限変動は、他の変数の上限変動ほど重要ではないと想定されます。

---

<sup>42</sup> 自然エネルギー財団 (2018)。: [https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/img/pdf/20180125/JapanWindPowerCostReport\\_EN\\_20180124.pdf](https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/img/pdf/20180125/JapanWindPowerCostReport_EN_20180124.pdf)

<sup>43</sup> NYU スターン・スクールの A. ダモダラン (2019) : [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html)

負債のコストに関するデータは、[世界銀行](#)のデータを用いました<sup>44</sup>。短中期のローンは0.99%、よりリスクの高い長期ローンにはさらに1パーセントポイントが追加されました。最後に、インフレデータ<sup>45</sup>は[国際通貨基金](#)のものを用いました。負債と自己資本割合は、80%負債と20%自己資本と想定しました。これは、OECD加盟国に共通の想定です。

設備容量 (MW) 予測データは、IRENA の [REMAP](#)<sup>46</sup> チームから、2019 年のデータは [IRENA](#) の過去の導入データ<sup>47</sup> を使用して予測しました。非常に意欲的な炭素価格を使用して予測を作成した REMAP チームの要求によりファイルの共有や引用は行いません。

25%の学習曲線 (21%から上昇) は、[2018 年](#)に発表されたグローバルな結果<sup>48</sup>に基づき、LCOE 減少の予測に用いました。

最後に、2040 年までの陸上風力発電の LCOE を計算するために、低、中、高 LCOE および REMAP の最大設備容量予測を使用しました。

### 9.1.3 太陽光発電の想定

2019 年の日本における太陽光発電の資本支出 (CAPEX)<sup>49</sup> 想定には、[IRENA](#) 発表のデータを使用し、特に日本においては、2018 年から 2019 年にかけて 8%減少と推計しました。コスト内訳構造は同じ出典から取得しました。下限 CAPEX は 15%、上限は 20%と想定しました。太陽光発電のコスト内訳は、同じ出典に基づきます。

操業・管理コスト (O&M)<sup>50</sup> は [米国](#)の太陽光発電所のデータから取得し、一般的に日本のより高価な市場を考慮して、日本の CAPEX と米国の CAPEX の違いに合わせて増加させました。下限 O&M は 15%、上限は 20%を想定して計算しました。

設備利用率は、2018 年の発電所の発電量<sup>51</sup> データを使用して計算されました。それに 8%のプレミアムを追加して、生産性の低い屋上太陽光発電の設置によって引き下げられる電力会社の平均発電量を考慮しました。設備利用率の下限は 15%低いと想定され、上限は 20%高いと想定しました。

自己資本回収率、負債、インフレ、および負債：自己資本割合には、陸上風力の場合と同じデータを使用しました。2040 年については、REMAP データはそれほど意欲的ではなかったため、[REMAP](#) データおよび BNEF NEO 2018 からの推定を使用して設備容量予測<sup>52</sup>を照合させました。

---

<sup>44</sup> 世界銀行 (2019) : <https://data.worldbank.org/indicator/FR.INR.LEND?locations=JP>

<sup>45</sup> IMF (2019) : <https://www.imf.org/external/datamapper/PCPIPCH@WEO/OEMDC/JPN>

<sup>46</sup> IRENA <https://www.irena.org/remap/REmap-Publications>

<sup>47</sup> IRENA <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

<sup>48</sup> IRENA (2018) : [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

<sup>49</sup> 脚注 33 をご参照ください。

<sup>50</sup> 新エネルギー更新 (2019) <https://analysis.newenergyupdate.com/pv-insider/us-solar-maintenance-costs-plummet-tech-gains-multiply>

<sup>51</sup> 再生可能エネルギー研究所 (2019) 。 <https://www.renewable-ei.org/en/statistics/electricity/?cat=quarterly>

<sup>52</sup> IRENA (2019) : <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

太陽光発電の LCOE には、2つの理由から 60%の学習率を使用しました。日本の商業規模の太陽光発電の CAPEX と LCOE は最も高い水準にあります。2040 年に向けて大幅な削減が可能です。第 2 に、IRENA [データ](#)によると、2010 年から 2018 年までの日本の LCOE の削減は 75%でした<sup>53</sup>。

学習率は、最も積極的な展開シナリオと、太陽光発電の 2019 年中期、低期、および高値 LCOE を使用して計算しました。

#### 9.1.4 洋上風力の推定

[IRENA](#) 統計によると 2018 年末の累積設備容量は 65 MW です。国内における洋上風力技術の配備が手薄であることを考えると、日本にとっては洋上風力に関する高品質のデータ入手は困難です<sup>54</sup>。ただし、将来に目を向けると、政府はこの新規産業への支援を拡大しています。

洋上風力発電の資本支出 (CAPEX) は、[IRENA](#) による、洋上風力発電の世界的な加重平均 CAPEX から、およびヨーロッパ以外の事業では主に安価な風力タービンの使用により、ヨーロッパの事業よりも安価になる傾向があるという洞察から得られました。このため、我々は日本では、2019 年に世界の加重平均洋上風力 CAPEX の 95%に相当すると想定しました。[IEA](#) は、2017 年のモデル化された事業に対して 2%低い値を提供しています。CAPEX の下限は 15%、上限は 20%の想定を使用してそれぞれ計算しました。CAPEX のコスト内訳は、[NREL](#)<sup>55</sup> そして [IEA](#)<sup>56</sup>から用いました。

操業・管理コスト (O&M) は、[IRENA](#)<sup>57</sup>そして [IEA](#) から用い、2019 年には日本は CAPEX の 2.5%、IRENA の CAPEX の約 2%と IEA の 3%の中間点と想定されました。下限 O&M は 15%、上限は 20%の想定を使用して計算しました。

設備利用率の値も、IRENA 発表の世界加重平均と IEA 洋上風力レポートで提供された値の中間点として、IRENA と IEA から用いました。設備利用率の下限は 15%の低下率、上限は 20%の上昇率を使用してそれぞれ計算しました。

日本の小規模な洋上風力発電市場および洋上の方がリスクが高いという事実を除いて、同じデータが負債、自己資本、およびインフレーションに使用されました。さらに新しい市場では、負債と自己資本の割合は 70/30 と想定されました。IEA ではレポートで同じ割合が使用されています。

低、中、高の LCOE の計算結果を使用して、2040 年までのコストの低下を計算しました。REMAP の最も積極的な普及シナリオが使用され、学習率は 12%ですが、これは [IRENA](#)<sup>58</sup>の 2018 年発表のものよりも 2%低くなっています。より低い値を用いているのは、洋上風力発電の進展について日本の不確実性が高いためです。

---

<sup>53</sup> 脚注 33 をご参照ください。

<sup>54</sup> 脚注 32 をご参照ください。

<sup>55</sup> NREL (2016) : <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>

<sup>56</sup> IEA (2018) - Wind TCP Task 26- 洋上風力エネルギー国際比較分析

<sup>57</sup> 脚注 33 をご参照ください。

<sup>58</sup> 脚注 33 をご参照ください。