日本のアンモニア戦略

過大なコストは電力セクターに代替策が必要だと知らせる合図

April 2025

ASIA RESEARCH & ENGAGEMENT

アジア・リサーチ・アンド・エンゲージメント（ARE）

投資家の意向に沿ったエンゲージメントを通して企業の変化を促進する

AREは、主要投資家をアジアの上場企業との対話の場に引き込むことにより、持続可能な開発の課題に対処し、企業が投資家の優先事項に沿った事業活動を行うよう支援する。多様な文化的背景を持つ当社チームは、アジアにおいて数十年の実績があり、この地域特有のニーズを理解している。当社独自の質の高い研究、堅固な投資家ネットワーク、エンゲージメントに関する専門知識は、企業のリーダーや財務面の意思決定者に対し、具体的な行動につながる見識を与える。

現在の事業および目標は以下の通り。

- **エネルギーの移行：パリ協定に沿った信頼できる移行の道筋**
- **タンパク質の移行：投資家の意向に沿う当社の2030ビジョンの達成に向けた移行の道筋**

2013年設立。シンガポールに本社を構え、北京にも事務所を置く。インドと日本にも拠点がある。

著者
Mira Cordier（ARE調査アナリスト、CFA協会認定証券アナリスト）

編集・助言
Ben McCarron、Mat Oakley

エグゼクティブ・サマリー

- **日本の第7次エネルギー基本計画では、将来的な火力発電の利用を支持する一方で、国の排出削減目標を達成するには火力発電の大幅な脱炭素化が必要であることも示唆している。**
- **石炭火力については、ブルーアンモニアまたはグリーンアンモニアへの段階的な置き換えが主たる脱炭素化戦略となっている。**
- **我々のモデルは、ブルーアンモニア50%、石炭50%の燃料比で混焼する石炭火力発電所の生産コストが収益の2倍に上ることを示唆している。**
- **日本政府は、発電およびその他の産業における水素およびアンモニアの活用を支援するために、最大3兆円（200億米ドル）の補助金を約束している。しかし我々の分析によれば、石炭の使用を半減させるだけでも、最大で10倍の額が必要になると考えられる。**
- **行動の方向性として理にかなうのは、代替電源の規模拡大、電力網の強化、蓄電池への投資、そして電源構成における石炭火力のシェア削減を加速させることに対して、リソースを振り向けることである。**

日本政府は低炭素な未来に向けた計画を立てているが、火力発電は依然として日本の電源構成における重要な要素である。日本の第7次エネルギー基本計画では、2040年の電源構成の30～40%を火力発電が占めると予測されている。

日本の発電における再生可能エネルギーのシェアは着実に伸びているが、電力計画の策定者や電力会社は、再生可能エネルギー源が利用できない時の電力供給の信頼性を確保するために火力発電所（石炭火力を含む）が不可欠だと主張する。石炭火力発電所からの温室効果ガス排出量を削減するための戦略は、石炭と低炭素アンモニアの混焼を導入することである。燃料として利用する低炭素アンモニアおよび水素の高いコストを埋め合わせるために、政府は発電およびその他の脱炭素化が難しい産業に対して3兆円（200億米ドル）の補助金を割り当てた。

残念なことに、ブルーアンモニアもグリーンアンモニアも、当初計画が作成された当時に期待されたほどの速度で価格が下がっていない。そのため、石炭火力発電所の事業者にとって経済的な見通しは厳しくなっている。

我々は、発電所レベルの損益モデルを用いて石炭火力発電所の発電コストを評価した。ベースラインモデルは、現在の操業状況を反映するものである。次いで、石炭をブルーアンモニアにそれぞれ20%、50%置き換えた二通りの将来シナリオを構築した。

分析の結果、現在の状況下で石炭火力発電所が生み出す利益はわずかであることが分かっている。しかし混焼のシナリオは、いずれも補助金なしでは多額の損失をもたらす。石炭の使用を半減させるだけでも、日本の石炭火力発電所に対して15～30兆円（1,000～2,000億米ドル）の補助金が必要になることが判明した。この計算では、2030年代の日本の電源構成における石炭火力発電のシェアを10～19%と想定している。

ブルーアンモニア混焼に多額の補助金が必要であることは、日本の電力網の脱炭素化において、もっと経済性に優れた解決策はないのかという問題を提起する。政府が採りうる代替アプローチとしては、再生可能エネルギーと蓄電技術を組み合わせたソリューションの資本コスト低減や、電力網の強化、あるいはこれらの分野の将来的なコスト低減につながる研究開発の支援などがある。

主な調査結果

- **石炭火力発電事業者の最近の財務実績を分析した結果、現在の市場状況において、発電所は微々たる利益率で操業していることが分かった。ブルーアンモニアとの混焼は、財務面で多大な負担となるだろう。アンモニア混焼率20%では生産にかかるコストが収益の1.5倍になり、混焼率50%ではそうしたコストが収益の2倍以上になる。**
- **ブルーアンモニア混焼の支援には相当なコストがかかる。ブルーアンモニアの混焼率を50%、日本の将来的な電源構成における石炭火力のシェアを10～19%と仮定すると、燃料に対する補助金が15年間で15～30兆円（1,000～2,000億米ドル）必要になると予想される。**
- **我々の分析によれば、石炭火力発電の支援に必要な補助金だけでも、現在、日本において発電およびその他の脱炭素化が難しい産業における水素・アンモニアの活用を支援するために配分されている3兆円（200億米ドル）の5～10倍になる。**

図1：発電所レベルの混焼モデルは多額の損失を示す

単位：百万米ドル	ベースライン（2025年）	20%混焼（2030年）	50%混焼（2030年）
収益	474	345	345
燃料費	328	391	598
操業費	83	81	92
EBITDA*1	63	(127)	(345)
減価償却費	35	37	40
EBIT*2	28	(164)	(385)
EBITDAの利益率	13%	-37%	-100%
EBITの利益率	6%	-48%	-112%

*1　EBITDA：利払い前・税引き前・減価償却前の利益

*2　EBIT：利払い前・税引き前の利益

出典：ARE

目次

エグゼクティブ・サマリー 3

1

日本の電力事情

政府および事業者が石炭火力を支持する理由 6

政府による混焼の支援 7

2

ブルーアンモニア・石炭混焼のコスト

収益性のベースラインモデル 8

アンモニア混焼の収益性モデル 9

混焼の補助金による財政負担 11

3

日本における石炭の未来を決定づける要因

設備利用率の動向 13

電力価格付けの動向 14

脱炭素化に向けたソリューションとしてのアンモニア 15

発電所の出力調整 16

資本コストと減価償却費 16

容量市場 16

結論 18

日本の電力事情

政府および事業者が石炭火力を支持する理由

日本では依然として、エネルギー安全保障、価格の安定、ならびに信頼性において火力発電が極めて重要となっている。そのため、石炭火力発電所やLNG火力発電所は容量市場オークションを通して多額の支払いを受け、それによって収益安定性を確保し、収益力を支えている。

再生可能エネルギーと蓄電池が拡大しても、調整容量および予備容量として、一部の火力発電所は存続する可能性が高い。そのため、政府および事業者は火力発電を脱炭素化する方法を模索している。
2023年、石炭は日本の発電量の28.2%を占め、その他は天然ガス（29%）、原子力（7.7%）、再生可能エネルギー（26.1%）、石油その他火力（9%）であった。日本における脱炭素化の取り組みの一環として、政府は電源構成における石炭のシェアを減らそうとしている。

第6次エネルギー基本計画では、2030年には石炭火力が電源構成の19%を占めるだろうと予測されていた。2025年のはじめに確定した第7次エネルギー基本計画では、2040年の火力発電の割当として想定される30～40%のうち石炭がどの程度を占めるのかは具体的に示されていない。しかし、石炭火力発電所を大幅に脱炭素化しない限り、日本は、排出削減目標と、電力網における石炭の地位の維持を同時に達成することはできないだろう。

火力発電所の事業者は、低炭素アンモニアおよび水素の混焼、二酸化炭素回収・貯留（CCS）などの脱炭素化技術を開発し、導入を拡大していく構えである。石炭火力発電所については、2020年代後半から2030年代前半にかけて20～50%の混焼率でアンモニア混焼を行い、2050年までにアンモニア専焼もしくは混焼とCCSを組み合わせる方式へと移行する方針である。
電力セクターおよび重工業の大手企業は、すでにアンモニア混焼技術の進展を目的とする実証事業の資金を受け取っている。日本政府は、アンモニアを燃料とする発電に関する研究開発に688億円（約4億5,900万米ドル）の予算を配分した。この資金は、重要な脱炭素化技術を支援するために設けられた、日本のグリーンイノベーション基金の一部である。

しかし、これらの計画には、技術的・経済的な実行可能性の面で不確実な点が残されている。アンモニア混焼の大規模な実証試験は、碧南火力発電所で2024年に実施された混焼率20%での一例しかない。さらに、商業規模のブルーアンモニア製造が存在しないことがサプライチェーンの構築において大きな課題となっており、製造コストの高さがバイヤーのオフテイク（長期供給）契約への意欲を削ぐことも事業をいっそう遅らせる要因になっている。

政府による混焼の支援

日本の**水素社会推進法**は、低炭素水素およびその派生物を重要なエネルギー源として推進することを目的として、2024年5月に成立、公布された。そして低炭素水素やアンモニアと、天然ガスや石炭の長期平均価格との価格差を補う支援として、15年間にわたる**差額決済契（Contracts for Difference、CfD）制度**が設けられた。

日本政府はこのCfD制度に3兆円（200億米ドル）を投じることを約束している。政府は、水素またはその派生物を利用する事業が、制度終了後もさらに10年間、直接的な資金支援を受けずに活動を継続することを期待している。仮に事業が2030年ごろに始動した場合、2045年までに採算が取れるようにならなければならず、水素およびアンモニアの技術は、その時点で従来のエネルギー源と同水準のコストで利用できるようになっているか、さもなければさらなる政府支援が必要になるだろう。

この25年間の枠組み（補助金あり15年間＋補助金なし10年間）は、投資家やステークホルダーに対し、水素とアンモニアに関する展望の長期的な安定性と実行可能性について安心感を与えるべく設計されている。

水素社会推進法には、水素とアンモニアの輸送・貯蔵のためのインフラ整備について補助金を支給する**拠点整備支援事業**も含まれている。

さらに、日本政府は**長期脱炭素化電源オークション（LTDA）**も開始した。これは、日本の電力業界の脱炭素化に資する電力事業開発者に対して長期的な収益支援を提供することを目的とする、容量市場の入札である。2024年1月に実施された第1回の入札では約4.1ギガワット（GW）の将来容量が落札された。その内訳は以下の通りである。

- 原子力：1.31GW
- 蓄電池：1.1GW
- 火力発電所の改修：0.83GW（アンモニア混焼0.77GW；水素0.055GW）
- 揚水：0.57GW
- その他：0.27GW

2025年1月に実施された第2回の入札の結果は4月28日に発表された。6.3GWの落札容量のうち、1.4GW（22%）は、27のプロジェクトにまたがるバッテリーエネルギー貯蔵システムに割り当てられた。アンモニア混焼に関して選ばれたのは、小規模の転換プロジェクト1件のみで95MWが割り当てられた。これが2024年の入札と最近の潮流を反映したものであり、バッテリー蓄電の急速なスケールアップとアンモニア混焼の継続的な限界という傾向を浮き彫りにしている。

ブルーアンモニア・石炭混焼のコスト

銀行、投資家および発電企業は、現在および今後予想される規制と市場の状況下において、日本の石炭火力に経済的な採算性があるかを評価する必要がある。我々は、このセクターの現在の業績と、二通りのアンモニア混焼シナリオの下での将来の業績を考察し、結論を得ることを試みた。

我々は、現状での石炭火力発電所の収益性を理解するために、収益性のベースラインモデルを構築した。その上で、アンモニア混焼率をそれぞれ20%、50%とする二通りの将来シナリオについて収益性モデルを構築した。将来シナリオにおいては、電力価格や設備利用率についての仮定に変更を加えた。

収益性のベースラインモデル

ベースラインモデルは基本的には損益計算書を分解したものであり、高効率な超々臨界圧石炭火力（USC）発電所を想定して、その業績の概略を示している。発電所の容量は1GW、設備利用率は65%と仮定した。

このモデルに基づけば、石炭火力発電所はごく低い利益率で操業している。EBITDA（利払い前・税引き前・減価償却前）の利益率は13%、EBIT（利払い前・税引き前）の利益率はわずか6%であり、かろうじて採算が取れている状態である。現在の市場状況下では、収益を出せる余地はほとんどない。

図2：石炭火力発電所の収益性モデル：ベースラインモデル

損益計算書	価格（米ドル）、過去12カ月の為替レートで換算	参考情報
収益		
1MWh当たりの電力価格	$85	日本卸電力取引所（JEPX）スポット市場における過去12カ月の時間価格（30分コマ）、本報告書第3部を参照
電力販売契約（PPA）における1MWh当たりの電力価格	$93	スポット価格に対し10%の上乗せ（仮定）
発電容量（MW）	1000	
設備利用率	65%	USC発電所の現在の設備利用率（仮定）、本報告書第3部を参照
発電電力量（MWh）	5,694,000	
発電所内での電力利用	6.5%	（仮定）
販売電力量（MWh）	5,323,890	
収益の合計	**$474,102,049**	販売はPPAとJEPXに均等配分
燃料費		
1トン当たりの石炭価格	$150	アルゴス／マクロスキーのニューカッスル石炭指標（本船渡し）での過去12カ月の価格
1MWhの発電に必要な石炭の量（トン）	0.325	効率7.8MJ/kWh、石炭のエネルギー含有量24MJ/kwh
石炭消費量（トン）	1,850,550	
石炭の国際運送費	$25,537,590	2024年2月の価格は1トン当たり13.80ドル（アルゴス）
石炭の国際運送保険費	$832,748	一般に想定される範囲である0.1～0.5%の中間値
石炭費	$303,952,838	
石炭に課される炭素税	$16,734,347	気候変動緩和を目的とする税；石油・石炭の税
港および国内輸送の費用	$7,695,356	1トン当たり4ドルと想定
燃料費の合計	**$328,382,540**	
操業費		
人件費	$9,236,634	従業員130名、平均報酬総額6万8,000ドル（仮定）
固定維持管理費	$27,621,224	年間資本コストの2%（仮定）
変動維持管理費	$30,395,284	燃料費の10%（仮定）
発電所の出力調整コスト	$15,825,427	操業費の総額の4%（仮定）、本報告書第3部を参照
操業費の合計	**$83,078,568**	
燃料費＋操業費	**$411,461,109**	
EBITDA	**$62,640,940**	
減価償却費	**$34,526,530**	（仮定）、本報告書第3部を参照
EBIT	**$28,114,411**	
EBITDAの利益率	*13.2%*	
EBITの利益率	*5.9%*	

出典：ARE

仮定に関する解説

モデルの主な仮定については、第3部「日本における石炭の未来を決定づける要因」で説明している。要因には、電力価格付けの動向、設備利用率、発電所の出力調整、アンモニアのコスト、資本コスト、減価償却費、容量市場などがある。

アンモニア混焼の収益性モデル

アンモニア20%混焼と50%混焼の収益性モデルは、ベースラインモデルを発展させたものであり、主な仮定に調整を加えている。

我々のモデルによれば、ブルーアンモニアの価格は混焼の収益性に相当な影響を及ぼす。20%混焼でも50%混焼でも燃料費は収益を上回り、営業成績は大幅な赤字になる。20%混焼ではEBITの利益率はマイナス48%になり、これは実質的に生産コストが収益の1.5倍であることを意味する。50%混焼では生産コストが収益の2倍以上に膨れあがり、EBITの利益率はマイナス112%となるため、実現性はさらに低くなる。

図3：発電所レベルの混焼モデルは多額の損失を示す

単位：百万米ドル	20%混焼	50%混焼
収益	$345	$345
燃料費	$391	$598
操業費	$81	$92
EBITDA	($127)	($345)
減価償却費	$37	$40
EBIT	($164)	($385)

EBITDAの利益率	-37%	-100%
EBITの利益率	-48%	-112%

出典：ARE

図4：アンモニア混焼モデルにおいて変更した仮定

要因	20%混焼	50%混焼
電力価格	現在の水準よりも10%低い	現在の水準よりも10%低い
設備利用率	50%	50%
アンモニアの価格	500米ドル	500米ドル
操業費	ベースラインよりも13%増、設備利用率50%	ベースラインよりも28%増、設備利用率50%
混焼の設備投資の減価償却	発電所の減価償却費8%増	発電所の減価償却費16%増

出典：ARE

仮定に関する解説

- **電力価格**：長期的には、蓄電ソリューションによって、再生可能エネルギーが利用できない時の価格ピークは引き下げられると考えられる。
- **設備利用率**：政府が第6次エネルギー基本計画で想定している2030年電源構成における石炭のシェアと、電力広域的運営推進機関（OCCTO）の『2024年度供給計画の取りまとめ（年次報告書版）』に略述されている電力会社の2033年計画値をもとに設備利用率の範囲を算出し、この範囲のほぼ中間となる値を選定した。
- **操業費**：アンモニアの比率が高くなるほど、アンモニアを取り扱う人員の追加や、環境コンプライアンス費の増加、アンモニア特有の機材の維持などを含め、維持管理費は高くなると考えられる。
- **減価償却**：減価償却費の増加は、貯蔵タンクなどのアンモニア混焼に関連する新たな資本支出によるものである。20年の期間で減価償却される。

モデルの仮定に関する詳細は、第3部「日本における石炭の未来を決定づける要因」で説明している。

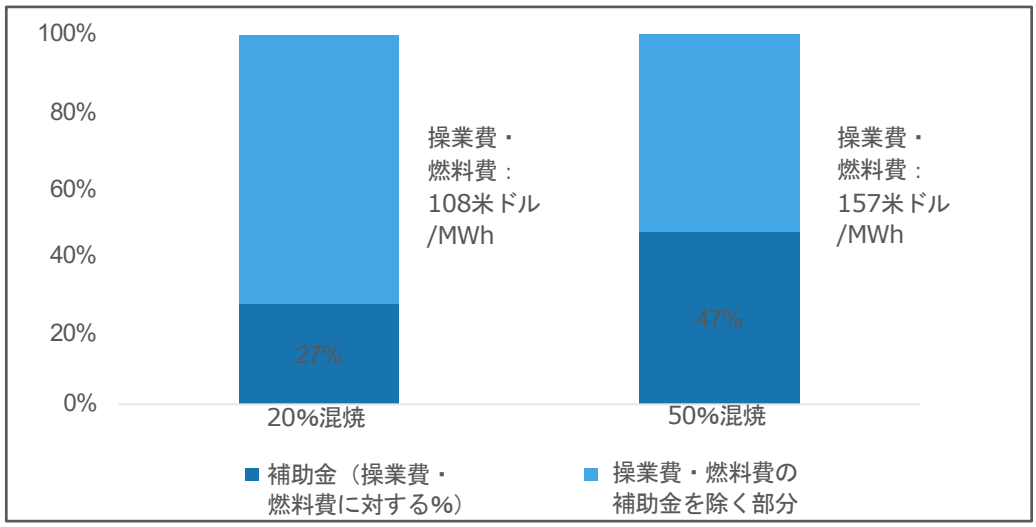
混焼の補助金による財政負担

日本が自国の電源構成において石炭火力を存続させ、同時にその脱炭素化を進めるには、多額の資金的支援が必要になる。日本政府は、アンモニア技術を開発し、アンモニア市場の急成長を促すことについて、本腰で取り組む姿勢を示している。しかし、それにはどれほどのコストがかかることになるのだろうか？

我々のモデルの発電所は、20%混焼の場合、CfD制度による補助金を1MWh当たり4,350円（29米ドル）必要とする。これは燃料費・操業費の総額の27%に相当する額である。50%混焼の場合、必要な補助金の額は1MWh当たり10,950円（73米ドル）に増え、燃料費・操業費の47%になる。参考までに、モデルでは電力のスポット価格を1MWh当たり12,000円（80米ドル）としている。

さらに、我々のモデルは、事業者が利払い前・税引き前の損益を釣り合うようにするためには、1MWh当たり約1,350円（9米ドル）の減価償却費を何らかの方法で吸収しなければならないことを示唆している。

図5：操業費・燃料費に対するCfD補助金の比率（%）



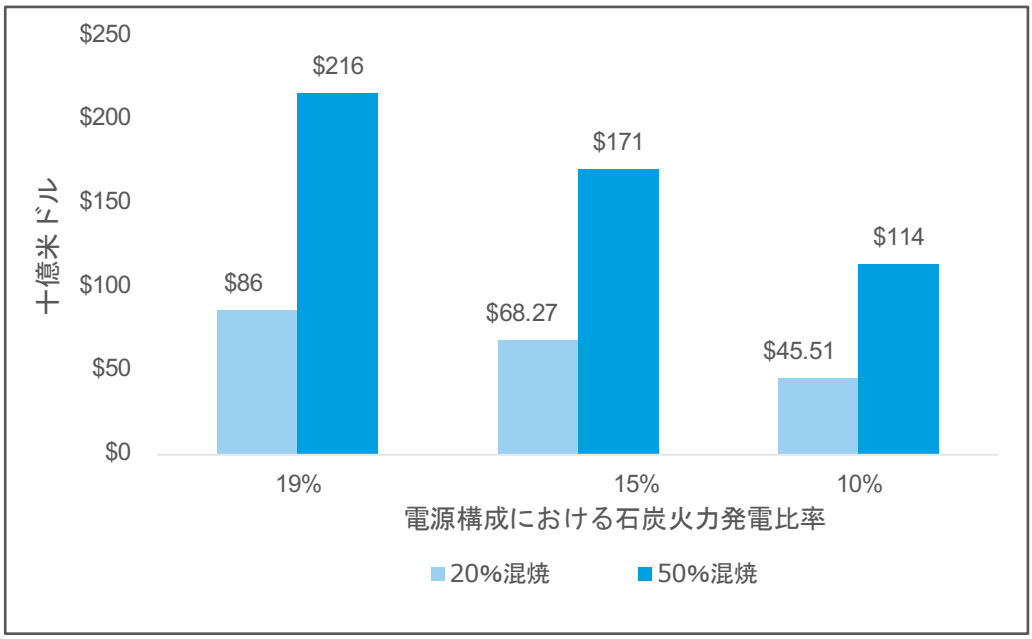
出典：ARE

ブルーアンモニア混焼を行った場合に電力セクターの経済的な採算性を維持するのに必要なCfD補助金の総コストを予測するにあたり、年間発電量は2023年の9,844億キロワット時（kWh）から2030年には5%増加すると想定している。これは、2040年までに10～20%増という政府の予測に合致している。

電源構成における石炭火力発電のシェアは、10～19%の範囲に収まると想定している。これは、日本の第6次エネルギー基本計画で、2030年度の石炭火力発電のシェアを19%と示していることを反映したものである。そして、この比率は2030年代におそらく15%あるいは10%に先細りするだろうと想定している。最後に、日本の水素社会推進法に定められている通り、CfD制度による補助金が15年間維持されると想定している。

結論としては、今後20年間で電源構成における石炭火力発電比率が低下すると経済産業省（経産省）が見込んでいることを考慮に入れても、必要なCfD補助金の総額は、混焼率や石炭火力発電比率によって6兆7,500億円（450億米ドル）～32兆4,000億円（2,160億米ドル）の範囲となる。この額は、日本で脱炭素化が難しいすべての産業を対象としたCfD制度へのこれまでの割当額3兆円（200億米ドル）を、はるかに上回る。

図6：ブルーアンモニア混焼に必要なCfD補助金



出典：ARE

日本における石炭の未来を決定づける要因

日本が気候変動に対して行っている約束を考えれば、削減対策なしの石炭火力発電を拡大することは不可能である。したがって、投資家をはじめとするステークホルダーにとって残る疑問は、石炭火力発電の収益性を押し上げる主な要因を考慮した上で、現在の脱炭素化計画が理にかなっているかどうか、である。石炭火力発電の収益性を上げる主要因としては、電力価格付けと設備利用率の動向、発電所の出力調整、アンモニアのコスト、資本コストと減価償却費、容量市場などがある。

設備利用率の動向

電力会社の電力供給戦略は、まだ経産省の電源構成の予測と合致していない。

日本の電力会社は毎年、今後10年間の供給計画をOCCTOに提出し、OCCTOはそれを取りまとめて発表している。『2024年度供給計画の取りまとめ』によれば、2033年度には石炭火力が日本の電源構成の29%を占めると予測されている。
これに対して、経産省は、石炭火力発電比率の具体的な最新予測として、第6次エネルギー基本計画で2030年度に19%と示しており、OCCTOに提出された供給計画の取りまとめより10パーセントポイントも低くなっている。

モデリングにあたっては、石炭火力発電所の設備利用率を仮定する必要がある。OCCTOの報告書では、石炭火力発電の設備利用率が2023年の57%から2028年には64%に上昇した後、2033年には58%に低下すると予測されている。

経産省は2030年度の電源構成における石炭火力発電比率を19%と予測しているが、石炭火力発電所の大規模な閉鎖や電力需要の劇的な増加が起きずにこれが実現されるとすれば、石炭火力発電所の利用率は大幅に低下することになるだろう。OCCTOの報告書で2033年に58%と予測されている設備利用率を、経産省とOCCTOの電源構成予測における石炭火力比率の比に応じて低下させ、つまり58%に19/29をかけることにより、石炭火力発電所の設備利用率の範囲の下限を38%と推定する。

モデルの前提条件：現状を評価するベースラインモデルでは、USC発電所の設備利用率を65%と想定している。これは、旧式の発電所よりも高い稼働状況を反映し、現在の平均値の57%よりも高い数値としている。2030年以降の収益性を評価する混焼モデルでは、設備利用率を50%と想定しており、これは電力会社の予測値と我々の下限推定値38%のほぼ中間値である。

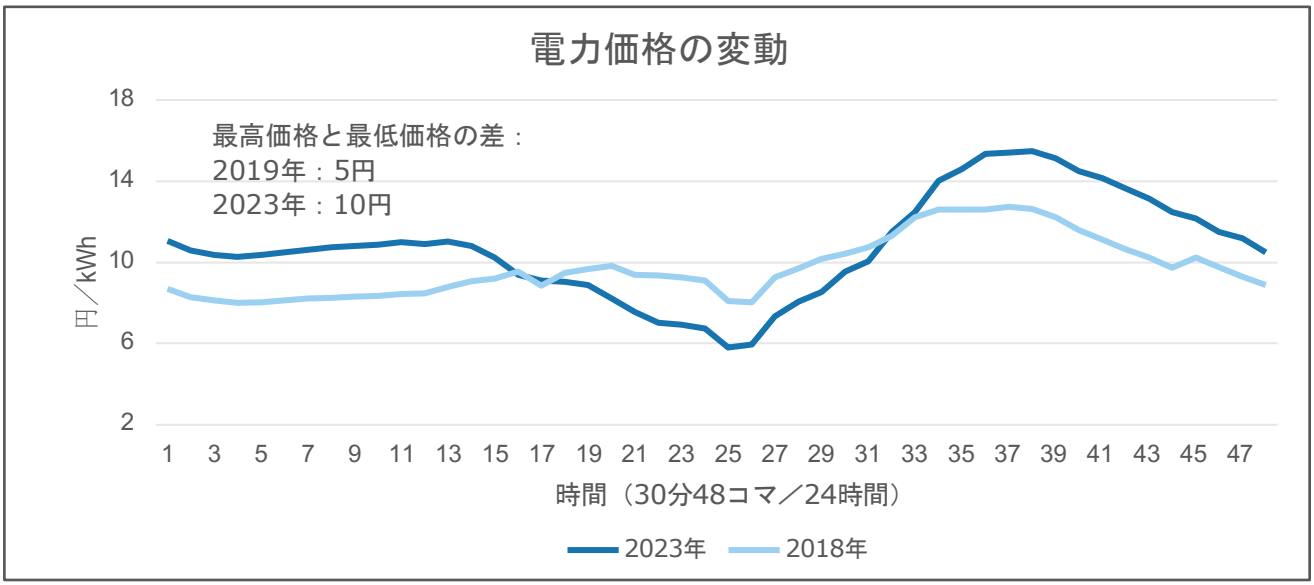
電力価格付けの動向

過去5年間の日本卸電力取引所（JEPX）の価格データを分析したところ、1日の最高価格と最低価格の差が2018年から2023年の間に2倍に拡大していることが分かった。

太陽光発電の設備容量が2017年の50GWから2023年には90GWに増加する中、太陽光の発電量が豊富な日中の価格は着実に低下してきた。しかし、2022年にロシアがウクライナ侵攻を開始して以降、燃料価格の高騰を反映して、火力発電が電力供給を引き継ぐ夕方以降の価格は上昇している。

日本の電力会社の予測通り、2033年までに蓄電池の容量が5倍近くに増加すれば、再生可能エネルギーによる電力を夕方から夜間に利用できる可能性があり、1日の価格曲線の平坦化につながるだろう。その結果、火力発電事業者が高値で電力供給できる時間帯は減ることになる。同時に、再生可能エネルギーの拡大と電力網への接続が続けば、平均電力価格が下がるはずである。これらの動向が相まって、石炭火力発電の経済的な採算性はさらに低下し、アンモニア混焼技術を展開するコストはさらに高額になる可能性が高い。

図7：最高価格と最低価格の差が拡大



出典：JEPX, ARE

モデルの前提条件：我々のモデルでは、JEPXのスポット市場価格データを利用し、2024年8月30日時点の直近12ヶ月の時間単価を使用している。発電所は、毎日ピーク時に所定の容量で稼働すると仮定。また混焼モデルにおいては、蓄電池と自然エネルギーのスケールアップが予測されるため、ピーク時の電気料金の10%削減を想定している。

脱炭素化に向けたソリューションとしてのアンモニア

我々の分析では、天然ガスから生成して炭素回収・貯留（CCS）を行うブルーアンモニアを、混焼に使用すると想定している。グリーンアンモニアは将来のコストが不確かであることから、モデリングには含めていない。

2024年6月、世界の様々な商品市場の価格情報とビジネス・インテリジェンスを提供する独立系企業Argusは、主要な北東アジア市場において低炭素水素商品の取引を支援するための指標「日韓低炭素アンモニアベンチマーク（JKLAB）」を発表した。JKLABは、自己熱改質（ATR）技術で生成した後にCCSを行うブルーアンモニアのコストを反映している。これは、CO_2排出量の約93～98%を回収し、日本と韓国が設定した炭素強度の閾値を満たすものである。JKLABの価格データは手元にないが、2023年のArgusのコスト分析によると、CCSの回収率が90～95%である米国のプロジェクト開発者は、1トン当たり約550米ドルという最低価格でのオフテイク契約が必要になる可能性があるとされる。

ブルーアンモニアの価格動向を形成する要因としては、次のようなものが考えられる。

- **技術の進歩**：ブルームバーグNEF（BNEF）の2022年の報告書によると、成熟した技術である天然ガス改質とCCSにおけるイノベーションは、ブルーアンモニアの生産コストをわずかしか削減できない可能性がある。

- **市場原理と政策策定**：現時点で日本やその他の市場において、燃料としてのブルーアンモニアの商業生産に投資を行うという最終決定は一切存在しない。こうしたプロジェクトが進行するかどうかは、長期的なオフテイク契約を締結できるかに大きく依存している。このような資本集約的な取り組みの経済的採算性と融資可能性を確保するには、オフテイク契約が不可欠なのである。現在ブルーアンモニアと既存燃料にはコストに差があるため、潜在的なバイヤーがこうした契約の締結を躊躇することも多い。このような消極的な姿勢は、政策支援や補助金がアンモニア生産に大きく影響することを浮き彫りにしている。

モデルの前提条件：混焼モデルでは、ブルーアンモニアの価格を1トン当たり500ドルと想定しており、これはArgusのモデルで価格が10%低下すると想定されたことを反映したものである。BNEFの2022年の分析で示唆されたような、わずかな効率改善の可能性を反映するために、このように価格を低下させた。

発電所の出力調整

石炭火力発電所の出力調整とは、電力需要の変化に応じて石炭火力発電所の出力を調整するプロセスを指す。これは、風力発電や太陽光発電など出力が変動する再生可能エネルギー源を接続する場合に、特に重要である。高効率なUSC発電所は、旧式の発電所よりうまく出力調整できるはずだが、それでも追加の燃料や、経年劣化、排出抑制に伴い、効率低下や追加コストがいくらか発生する。

出力調整による追加コストに関して公開されている情報には限りがあるが、国際エネルギー機関（IEA）が2016年に行った発電所の出力調整に関する分析（『石炭火力発電の営業係数とコスト』）によると、この追加コストは操業費と燃料費の総額の8%近くにのぼるという。高効率なUSC発電所の出力調整コストは低くなると想定される。

モデルの前提条件：出力調整コストは、操業費と燃料費の総額の4%にのぼると想定する。これは、0～8%（旧式の発電所の場合）の中間値である。

資本コストと減価償却費

グローバルエナジーモニターの石炭火力発電データによると、日本で稼働中の発電容量はUSC発電所が21.8GW、超臨界圧（SC）発電所が11.8GW、亜臨界圧（S-C）発電所が4.4GWである。USC発電所は、容量加重平均の経過年数が20年で、容量加重平均の余寿命は20年である。

金融調査会社のプロジェクト・ファイナンス・インターナショナル（PFI）が2019年に行った分析によると、横須賀火力発電所（1.3GW）新設の資本投資額は2,720億円（18億米ドル）だという。この情報を、新規USC発電所の資本投資コストの前提として用いた。

発電所に対しては、耐用年数40年にわたり、定額法の減価償却を行うものと想定した。

容量市場

日本は電力の小売自由化と並行して、2020年に電気事業者が参加する容量市場オークションを導入した。この容量市場は、石炭、天然ガス、原子力といった安定電源の経済的な採算性を高める。

毎年、4年後の電力の供給力を確保するための入札が行われる。2020年度に行われた最初の入札では、2024年度に1キロワット（kW）当たり平均14,137円（94.3米ドル）の約定価格で約167.7GWの容量が既存の電源で確保された。2024年度には、これとほぼ同量の166.2GWの容量が2028年度に向けて取引されたが、平均価格は1kW当たり11,134円（74.2米ドル）に下がった。

この価格は1GWの石炭火力発電所の場合、2024年度には14兆1,000億円（9,430万米ドル）、2028年度には11兆1,000億円（7,420万米ドル）に相当し、多大な政府支援を意味する。発電量に対する支払いではなく、容量に関わる支払いであるため、原則的に補助金に似ている。

日本が低炭素電力システムへと移行する中で、脱炭素化目標との整合性を高めるために、容量市場を削減または段階的に廃止するよう求める圧力が高まる可能性がある。それは、高効率な石炭火力発電所に対しても、である。事実、2024年に長期脱炭素電源オークションが開始されたことは、政策における優先事項が変化する可能性を示唆している。

安定電源を対象とする現在の容量市場は補助金に似ており、変更される可能性があるため、我々のモデルには組み込んでいない。しかし、容量市場とCfD補助金を合わせると、我々のアンモニア混焼シナリオで予測される大幅な営業損失を補填できる可能性がある。いずれにしても、これは日本の政府と納税者に多大な負担を課すことになる。

モデルの前提条件：発電事業者の収益性に影響する市場の力をより明確に把握するため、容量市場の想定はモデリングから除外した。

結論

アンモニア混焼のような生まれたばかりの技術への支援を通じて「脱炭素化した」電力を追求するという選択は、日本の電力会社を困難な脱炭素化の道に導く。

それにもかかわらず、政府は2025年2月に発表した第7次エネルギー基本計画で、この道筋を事実上承認した。同基本計画は、電源構成における火力発電比率を30～40%で維持しながら、温室効果ガス排出量を2013年度から2035年度に60%削減、2040年度に73%削減することを目指している。同基本計画では石炭火力発電の比率に関する目標値を明示していないが、第6次エネルギー基本計画では2030年度に19%と示していた。

現在の電力セクターにおける脱炭素化計画の一つの要素は、ブルーアンモニアまたはグリーンアンモニアの混焼を通じて石炭火力発電に伴う温室効果ガス排出量を削減することである。我々の分析が示すように、このアプローチでは操業費をまかなうために多額の補助金が必要となる。

今後20年のスパンで考えても、アンモニアの価格が石炭と同等レベルまで十分に低下することを示す証拠は限られている。さらに、政府がアンモニアの割り増し費用を無限に補助し続ける可能性は低い。

したがって、行動の方向性として理にかなうのは、代替電源の規模拡大、電力網の強化、蓄電池への投資、そして電源構成における石炭火力のシェア削減を加速させることに対して、リソースを振り向けることである。

免責事項

AREは、本報告書に含まれる情報が最新かつ正確になるように、あらゆる合理的な予防措置を講じている。こうした情報の信頼性、正確性、完全性について、いかなる表明も保証も（明示・黙示を問わず）行わない。AREは、最新かつ正確な情報を提供するためにあらゆる合理的な努力を払っているが、本報告書に掲載されている情報の使用またはこの情報に基づいて行われた行動から、直接的または間接的に生じるいかなる損失についても一切の責任を負わない。

著作権

AREは、以下に与えるライセンスに従い、本資料の配布を支援したいと考えている。我々は本報告書に示した課題への解決策も模索している。内容に関するご質問があれば、お問い合わせいただきたい。

特に記載がない限り、本報告書の著作権はAsia Research and Engagement Pte. Ltd.（ARE）に帰属する。本報告書はクリエイティブ・コモンズ・ライセンス（CC BY）のもと、出所を表示することを条件に使用と配布が許可されている。

報告書全文を配布することも、報告書の一部を抜粋して配布することも可能である。報告書から抜粋する場合は、適切なクレジットを表示し、改変を加えたかどうか明記しなければならない。クレジットは何らかの合理的な形で表示すれば良いが、AREからの支持を示唆するような表示をしてはならない。情報がパブリックドメインの他の場所で入手可能な場合、クレジット表示は不要である。

このライセンスが付与するのは、著作権がAREに帰属する場合の本報告書の使用権のみである。本報告書に含まれるすべての資料がAREに帰属するわけではない。したがって、このライセンスでは、使用に必要なすべての許可が付与されない場合がある。info@asiareengage.com

Copyright 2025 by Asia Research and Engagement Pte. Ltd.