

Contact お問い合わせ先

Mira Cordier, CFA

Research Manager – Energy Transition

mira.cordier@asiareengage.com



日本の電力市場の変革について

石炭火力発電の収益性における最新分析

蓄電池と送配電網・広域系統の整備の影響を評価し、アンモニア混焼の論理的根拠を探る

2025年11月19日

主な分析結果

本分析は、当団体Asia Research & Engagementが、今年発表した『[日本のアンモニア戦略](#)』報告書に続いて、石炭火力発電所の収益性をより深く、最新の情報を用いて分析したものである。主な要点は以下の通り：

- 日本の石炭火力発電は、**2030年代初めには構造的に採算がとれなくなる見込み**である。本分析では、市場収益の減少が続く中、営業利益率は2桁のマイナスに落ち込むという結論になった。
- 今後、送配電網・広域系統の整備および大規模な蓄電池の導入が主要な推進力となって、電力価格付けの仕組みが再構築されていき、電力市場の大幅な変革が進むだろう。
- アンモニア混焼への補助金は、収益性の回復につながる可能性は非常に低い。さらなる追加支援がないかぎり、混焼を行う事業者は損失を被るか、もしくは違約金を払って容量確保契約を解除するリスクに直面すると予想する。



分析内容

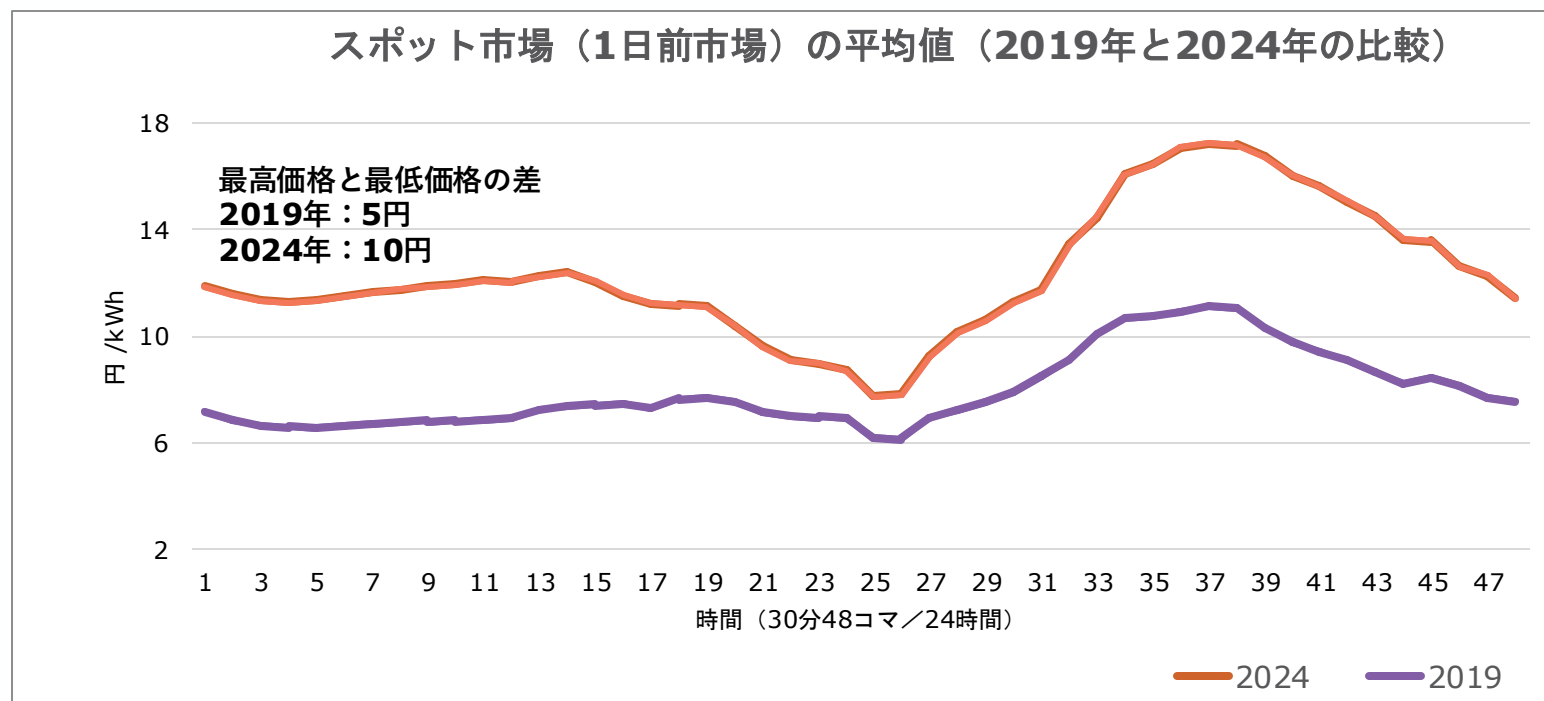
- 1. 電力価格付けの動向：**送配電網および広域系統の整備とバッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）は、電力供給のダイナミズムの様々な変化を通して市場価格の形成をどのように変化させているか。
- 2. 石炭火力発電所の収益性の見通し：**東日本および西日本の全域における価格の下落、炭素コストの上昇、ならびに設備稼働率の低下の影響。
- 3. アンモニア混焼：**電気事業者が混焼を推進する論理的根拠を考察し、補助金費用と脱炭素化への影響を評価する。

第1部：電力価格付けの動向 概要

日本の電力市場は変化しており、1日の最高価格と最低価格の差は過去5年間で2倍に拡大している。

しかし、今後は構造転換によって価格変動が小さくなる可能性がある。

- ・ バッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）の発展は、ピーク価格を引き下げていく。
- ・ エリア間連系の増強により、需要中心地に供給される電力量が増加し、再生可能エネルギー（以下「再エネ」）のさらなる拡大が促進されるため、平均価格の低下につながる。

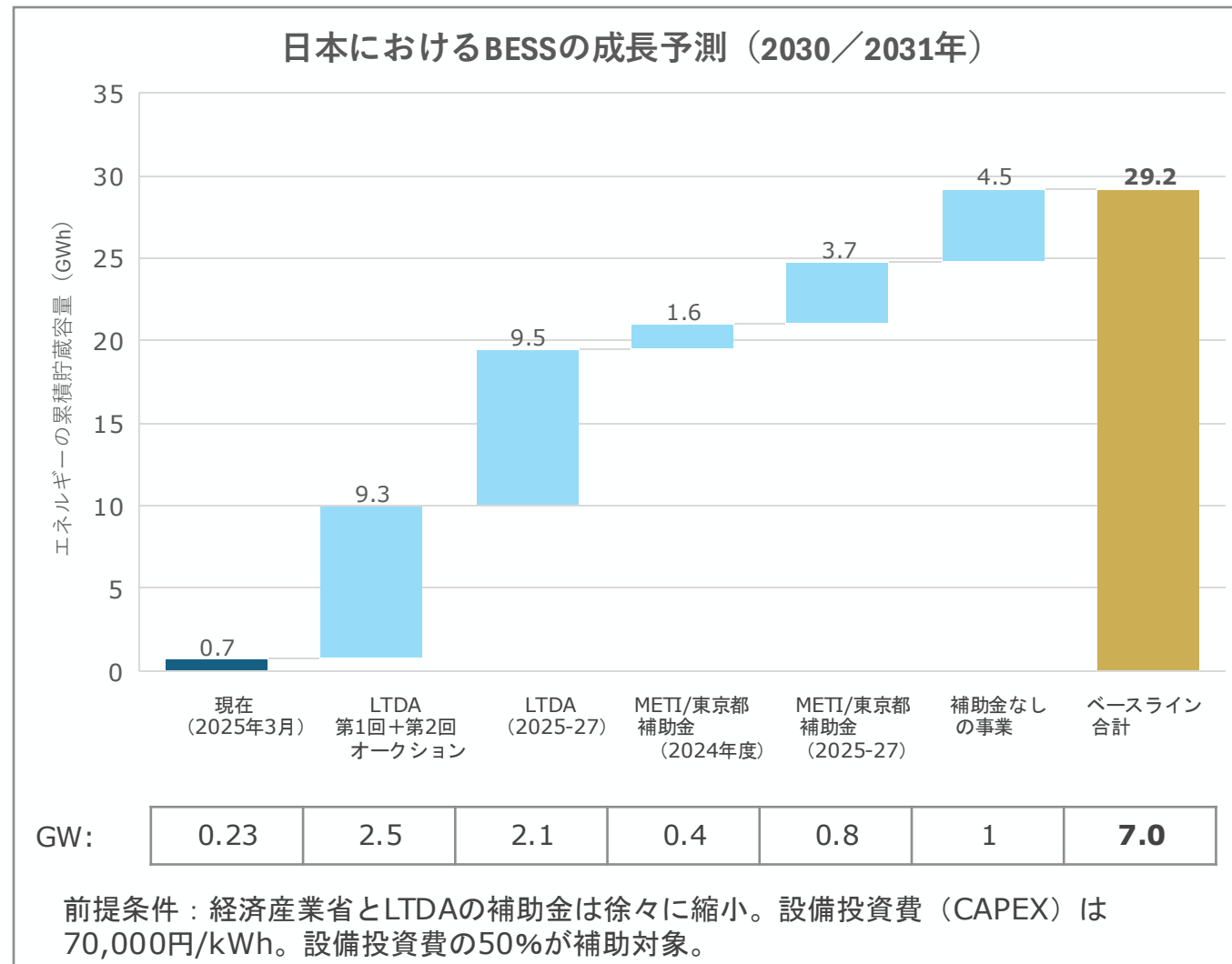


出典：日本卸電力取引所（JEPX）、ARE

蓄電池がピーク価格を引き下げる

石炭火力の市場収益はピーク価格の低下とともに減少すると予想

- BESSの導入数は、ごく小さな拠点から急速に増加している。
- 政策が成長を後押ししている：国および大都市圏の自治体による補助金、ならびに長期脱炭素化電源オークション（LTDA）が主な促進要因である。
- 最近の事業には、政府支援を受けず市場ベースの収益予測のみを拠り所として進行しているものもある。
- LTDAの設計は長期的な蓄電を優先する方向に変化してきている。蓄電池システムのコストは徐々に低下する可能性が高い。



出典：電力広域的運営推進機関（OCCTO）、経済産業省、東京都、三菱総合研究所、ARE

日本で蓄電池の導入が加速している理由とは

BESSの成長は市場シグナル、システム上の必要性および政策設計に牽引されている

- **供給最適化を促す市場インセンティブ**

- 再エネの出力制御を低減（出力制御率が特に大きいエリアは九州、四国、中国、東北）
- 日中の太陽光電力を夕方ピークにシフト、風力電力を夕方／夜間需要にシフト（市場アービトラージ（裁定取引））
- 資源の豊富なエリア（九州、東北、北海道）で新規再エネ事業のリスクを軽減し、実現を可能にする

- **システム上の必要性：混雑の緩和と広域系統の安定**

- 電力供給エリア間連系線（北海道－本州、九州－中国）の潮流を管理するために、主要変電所に系統用BESSを設置
- 高速周波数応答（FFR）、出力調整の支援、電圧／慣性サービス

- **政策的インセンティブ ＋ 新たな市場ルール**

- LTDAを介した容量市場への参加は信頼できる収入源となる
- 経済産業省と東京都の制度による設備投資費補助金は初期段階の事業を促進する
- BESSが数秒で応答できる構造的優位性を持つ新たな一次調整力市場

- **日本卸電力取引所（JEPX）のデータおよび透明性の改善**

- 既存：入札カーブ、取引量、30分コマの需給予測
- 今後：よりきめ細かな価格シグナル（15分）、調整力提供のためのスポット市場（1日前市場）

日本の送配電網を強化するBESSの種類

多様なBESSが系統容量を増強し、再エネの統合を促進する

- 再エネ併設型BESS ⚡（VPP*対応）→出力制御の回避、確実な再エネ出力
- マーチャント型／価格裁定取引型BESS（電気事業者規模、JEPXに参加）→低価格時に充電、夕方ピーク時に放電
- アグリゲーター型／ポートフォリオ型BESS ⚡（VPP）→複数の小規模電源を最適化、ポートフォリオを調整
- 系統用／変電所BESS（送電系統運用者が所有または管理）→連系線の潮流調整および周波数安定を目的として送電ノードに設置
- 配電用BESS ⚡（VPP／自治体）→局所的混雑の緩和、電圧管理、送配電網の更新延期
- 補助サービス用BESS →高速周波数応答、出力調整、電圧／慣性応答（短時間、高充放電レート）のために最適化されている

注 VPP：仮想発電所（バーチャルパワープラント）。分散型蓄電池および柔軟性リソースをまとめる仕組み

BESSの設置：関係企業とビジネスモデル

蓄電の規模拡大に伴って多様な事業形態が出現

- 独立系発電事業者（**IPP**）型の開発業者による電力系統規模の大型事業の実施：発電やIPPに意欲的な企業が大規模BESSを推進（（グリーン・エナジー（Gurin Energy）、住友商事））
- 電気事業者と開発業者が共同で実施するアグリゲーション事業：電気事業者と開発事業者・アグリゲーターとのパートナーシップ（NTTアノードエナジー×東京電力×九州電力）。
- 電気事業者が主導するアグリゲーション合併事業体：関西電力のグループ会社E Flow、スパークス、JA三井リース：電気事業者の事業運営と開発、第三者資本を組み合わせた複数拠点での事業
- トーリング型／**VPP**事業者モデル：アグリゲーター／事業者（パワーエックス、東京ガス）がBESS所有者に固定料金を支払って市場リスクを引受け、取引の上振れ収益を得る
- 電気事業者による石油火力発電所からバッテリーハブ（蓄電拠点）への転換
 - 関西電力：旧多奈川発電所（大阪）：99MW／396MWh BESS
 - 中国電力：旧下松発電所（山口）：10MW／30MWh BESS
 - 四国電力：旧松山発電所（現在は松山太陽光発電所）：12MW／36MWh
 - 次は石炭火力発電所から蓄電への転換か？

需要と供給の中心地を結ぶための広域系統の整備

- エリア間連系の拡大により、需要中心地への電力潮流を増加させることができる。
- 南日本→関西への潮流：系統の拡充により、九州・中国・四国電力の供給エリアの豊富な太陽光電力を、日本の主要な産業・エネルギー中心地である関西電力のエリアに供給することが可能になる。
- 北日本→東京への潮流：広域系統の増強および海底ケーブルにより、東北・北海道電力の供給エリアの洋上風力電力を最大需要地である東京電力のエリアにより多く送電できるようになる。
- 北海道・東北・九州電力のエリア内系統増強により、地元の再エネ出力をより多く受け入れることが可能になる。



出典：Shulman Advisory

日本の広域系統の整備（2030／31年）

- 日本は今後5～6年の間に地域間連系線を12.5GW増設し、それにより出力制御を抑制し、再エネのさらなる成長の促進を目指している。
- 再エネの豊富な地域と需要中心地を結ぶ海底の高圧直通送電（HVDC）は、調達もしくは計画段階にある。
- 送配電網事業は多額の設備投資を必要とし、経済産業省の次世代ネットワークの枠組みの下での早期の費用回収などの新しい資金調達モデルに依存する。これに加え、全国に適用される再エネ賦課金やJEPXの値差収益、公的融資も活用される。

日本の広域系統の整備予測（2030／31年）						
	追加分 (GW)	時期	REC*	UF* (推定)	再エネ GWh	再エネ以外 GWh
東京エリアへの潮流（合計）	7.1				4.9	1.9
北海道一本州HVDCの増強	0.3	2028年3月	54%	60% (推定)	0.1	0.1
東北－東京の増強	4.8	2027年度	68%	100%	3.2	1.5
北海道一本州のHVDCケーブル新設（日本海）	2	2030年度	85%（推定）	100%	1.6	0.3
関西エリアへの潮流（合計）	1.5				1.2	0.2
関門（九州－中国）のHVDCケーブル新設	1	2030年度	85%（推定）	100%	0.8	0.1
九州－中国の増強	0.5（推定）	2030年度	85%（推定）	100%	0.4	0.1
西地域から東地域への潮流（合計）	3.9				1.3	2.2
関西－中部の増強	3	2030年度	38%	100%	1.1	1.8
中部－東京（周波数変換設備）	0.9	2027年度	38%（推定）	70%	0.2	0.4
合計	12.5				7.5	4.3
注：RECは再エネの貢献度（送電電力に占める再エネ由来電力の割合）。UFは連系線利用率（当該年に域外に送電される余剰容量の割合〔自然エネルギー財団の連系線潮流データより〕）。再エネ（GWh）＝GW*UF*REC*（1－ロス3%）						
出典：経済産業省の次世代電力ネットワークの最新情報、OCCTOの電力供給計画、経済産業省、OCCTOおよびメディアのプレスリリース						

変化する市場ダイナミズム（2030／2031年）

電力市場の促進要因

- 出力制御の抑制、確実な再エネ供給、および電力系統の安定化のためのエネルギー貯蔵設備が約**29GWh**。
- 主に再エネ由来電力の需要中心地への潮流を支える新たな系統容量が約**12GWh**。
→ より緩やかな価格カーブ、平均価格の低下、調整電力（石炭、LNG）のシェア削減。

石炭火力の契約および売買

- 石炭火力による電力は、依然としてほとんどが**長期の電力購入契約（PPA）**により販売される、もしくは電気事業者間で**内部調整**されている。
- しかし**JERA**（超々臨界圧機〈USC〉8.9GW）は中部電力および東京電力とのPPAを更新しない：石炭火力による電力は**JERAGM**で取引されることになる。

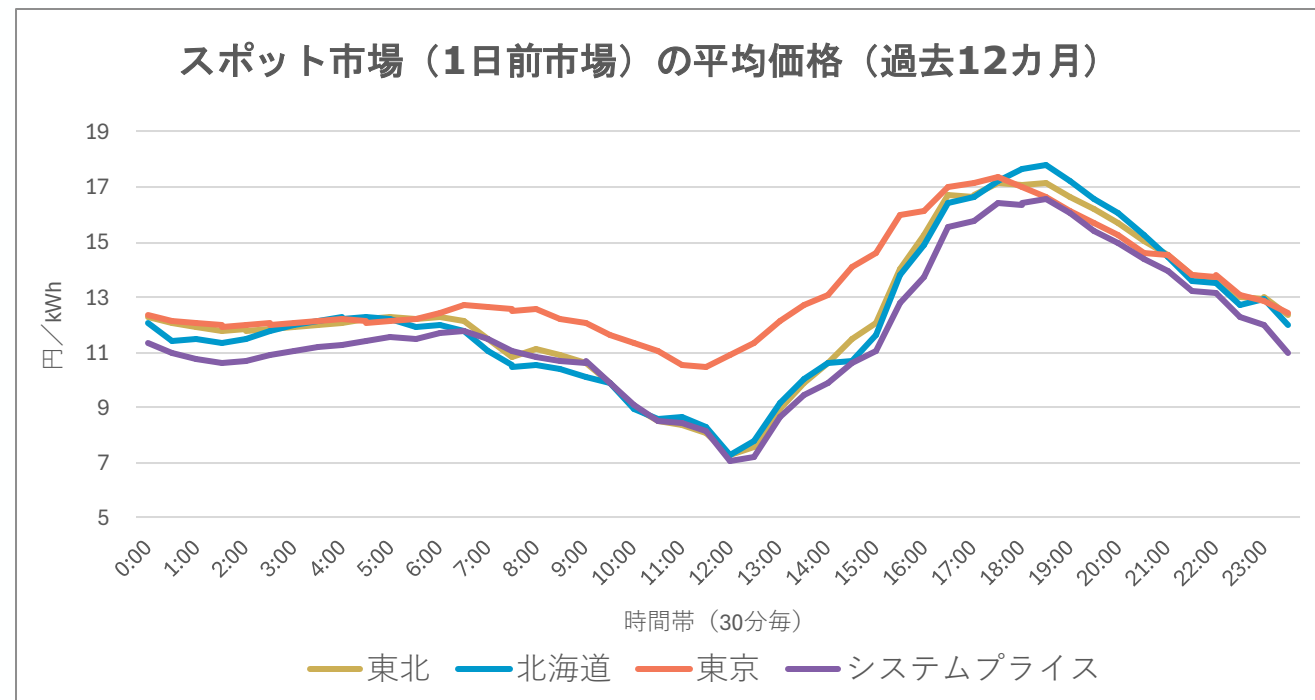
変化し続ける電力取引の状況

- 現在、日本の電力の**30%がJEPXのスポット市場**で、**7～9%がEEXのデリバティブ市場**で取引されている。
- **デリバティブ取引**は、7月にJERAがPPAを更新しないと発表してから急増した。小売事業者は1年もの、3年もののデリバティブ商品の取引を継続するために、2026年度以降新たな中期・長期市場でリスクヘッジやアビートラージ（裁定取引）を行うことから、この勢いは今後も続くと予想される。
- • 現在の**EEX日本電力先物の契約**（東京／関西、ベースとピーク）はエリアベースで、電力の燃料を問わず、**JEPXの価格**を指標として清算されている。

注：JEPXは日本卸電力取引所。JERAGM（JERA Global Markets）はEDF Tradingとの合弁会社でシンガポールを拠点とする。EEX日本電力先物は、欧州エネルギー取引所が運営しており、日本の電力デリバティブ総取引高の90%以上を占める。

東京エリアのスポット価格は東日本のベンチマーク

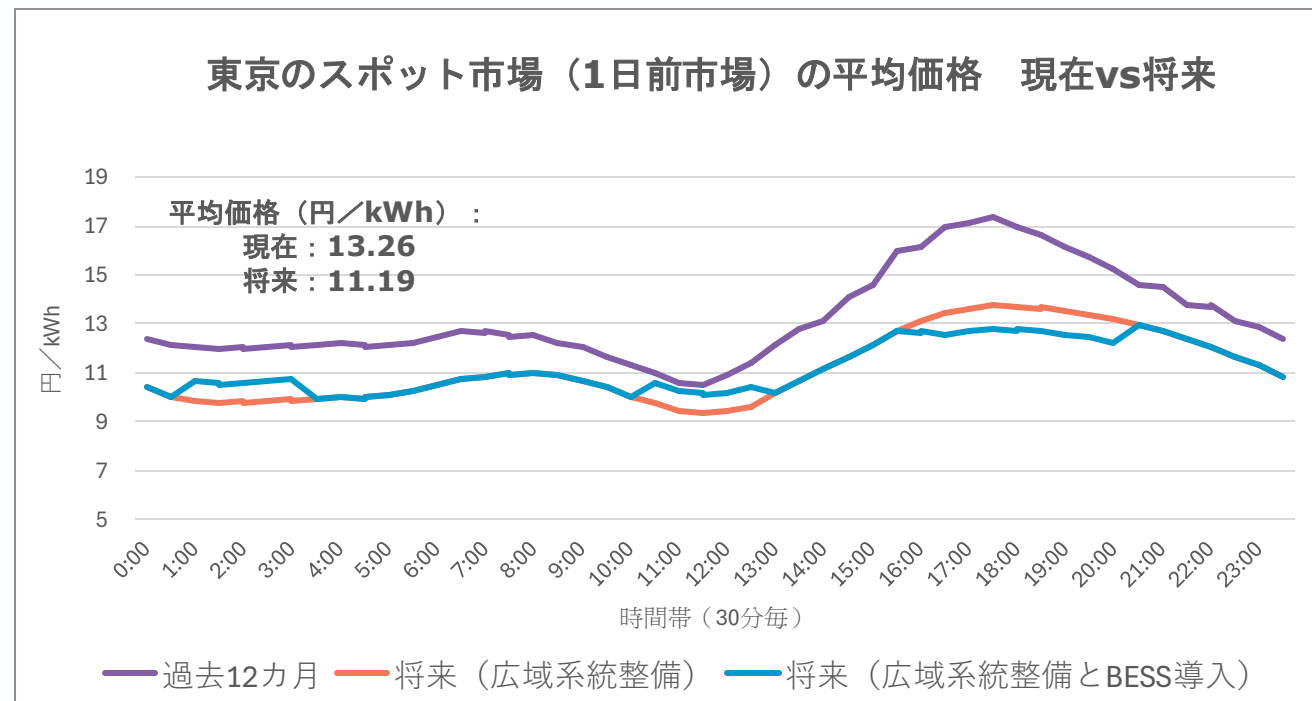
- 東京エリアは、日本最大の需要の中心地（ピーク需要は～**57GW**）という位置付けを反映して、一貫して最も高いスポット価格を記録している。
- したがって東京エリアは、将来の東日本の価格動向を評価する上でベンチマーク地域の役割を果たす。
- 参考：JERAの石炭火力発電所は東地域（東京エリア）と中地域（中部エリア）に集中している。



出典：JEPX, ARE

東日本の電力価格は約15.5%下落

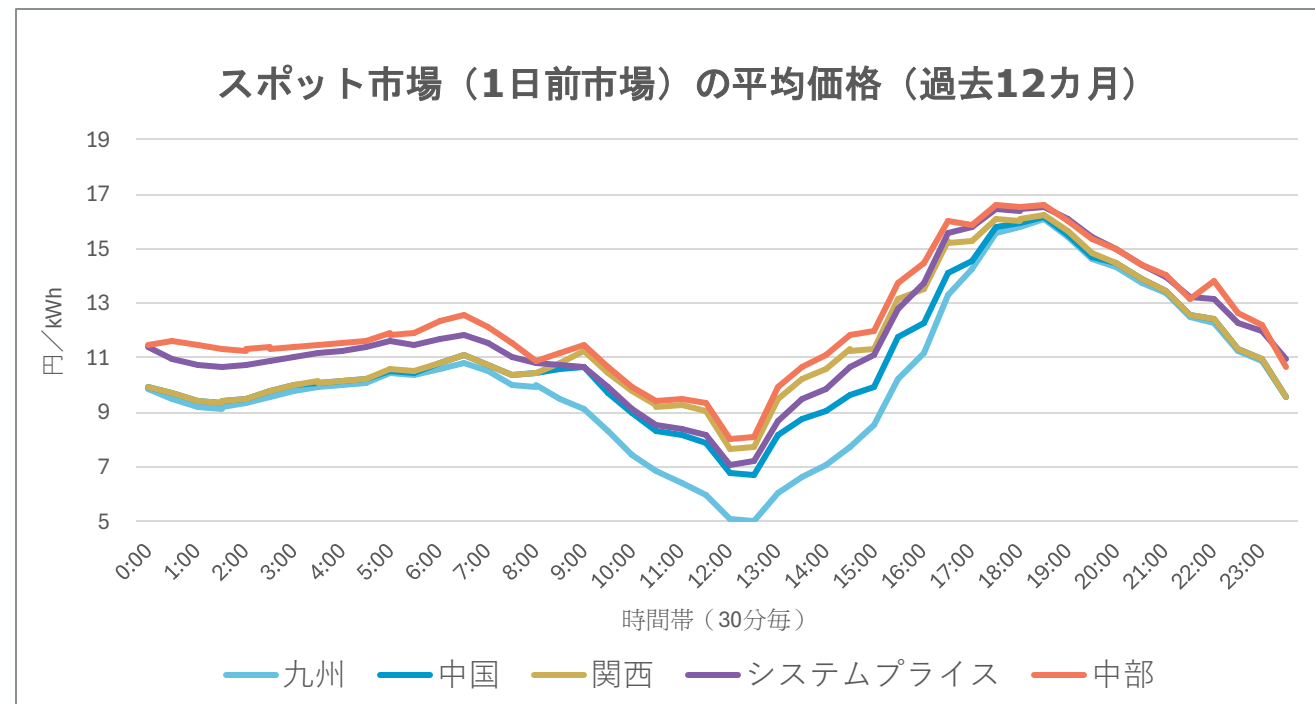
- BESSの発展と広域系統の整備により、東京および広く東地域で平均価格は横ばいになり低下するだろう。
- AREは**2030／31年までに平均価格が約15.5%下落**すると予測している。
- この分析では、ピーク電力需要の東京エリア：関西エリアの比率がおよそ2:1であることを反映し、**BESS新設容量の3分の2が東日本に導入**されると想定している。



出典：JEPX, REI, ARE.

関西エリアのスポット価格は西日本のベンチマーク

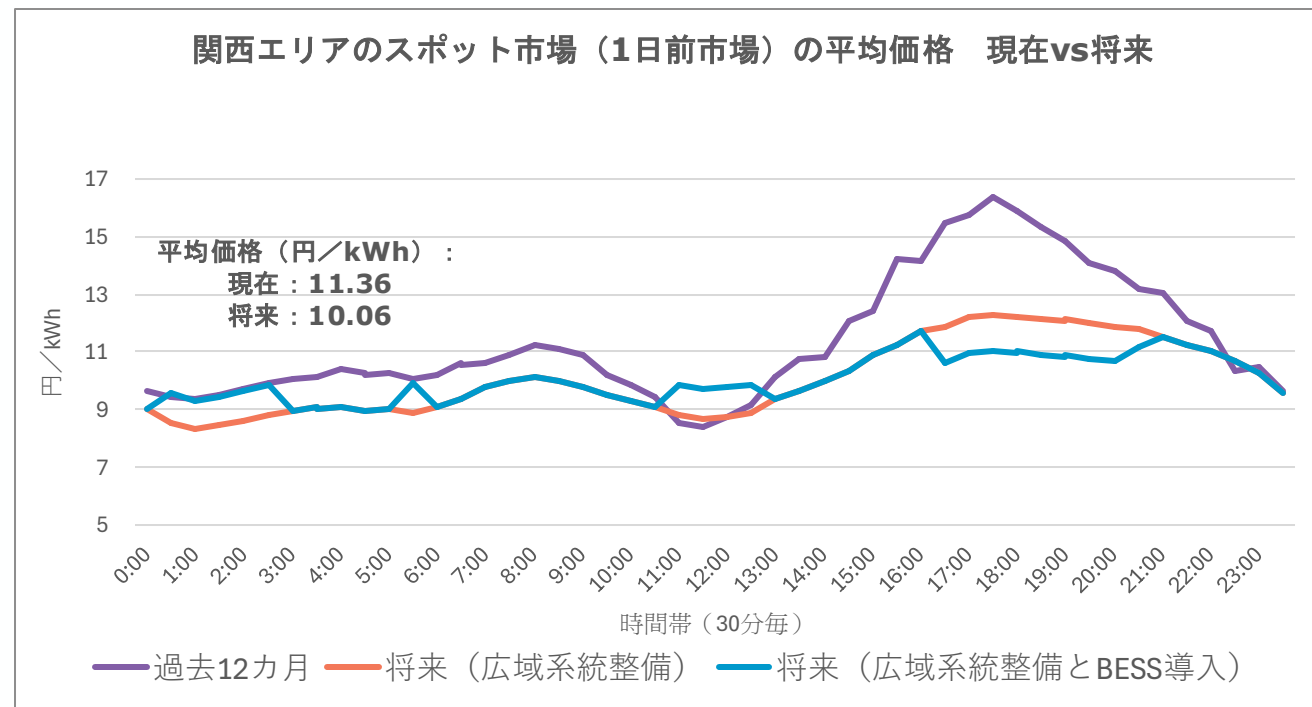
- ・ 関西エリアは日本で2番目に大きな需要の中心地である（ピーク需要は約27GW）。
- ・ したがって関西エリアは、将来の西日本の価格動向を評価する上でベンチマーク地域の役割を果たす。
- ・ 参考：J-POWERの石炭火力発電所（4.5GW USC発電所）の大半が西地域（中国・九州エリア）に集中している。



出典：JEPX, ARE

西日本の電力価格は約11.5%下落

- BESSの導入と広域系統の整備により、関西エリアおよび広く西地域で平均価格は横ばいになり低下するだろう。
- 我々は**2030／31年までに平均価格が約11.5%下落**し、10.06円／kWhになると予測している。ちなみに、J-POWERのPPA平均価格は約13円／kWhと推定している。
- この分析では、**BESS新設容量の3分の1**が西日本に設置されると想定している。



出典：JEPX, REI, ARE.

第2部：石炭火力発電所の収益性 概要

日本の石炭火力発電所の経済性は、市場と政策要因の影響を受ける

- 電力価格の下落
- 発電所の設備利用率の低下
- 炭素コストの上昇
 - 2028年から新たな化石燃料賦課金（推定で約2,100円／t-CO₂）が導入される。
 - 2033年から義務的な排出量取引制度が始まる。

混焼火力発電所も、混焼を行わない火力発電所と同じくらい影響を受ける

- 混焼に対する補助金は、燃料費の差額と設備改修への投資を補填するものである。
- したがって、20%混焼による炭素コストの若干の低下は、操業費の若干の増加でほぼ相殺されるだろう。

収益性の見通し：東京エリアvs関西エリア

1GW USC発電所（設備利用率40%）の収益性：

	東京エリア 2030／31		関西エリア 2030／31	
百万ドル	混焼無し	混焼有り	混焼無し	混焼有り
収益	273	273	242	242
燃料補助金	-	132	-	132
燃料費	219	334	219	334
操業費	78	89	78	89
EBITDA	(23)	(19)	(54)	(50)
減価償却費	4	4	4	4
EBIT	(27)	(23)	(58)	(54)
EBITDA利益率	-8%	-5%	-22%	-13%
EBIT利益率	-10%	-6%	-24%	-14%

EBITDA：利払い前・税引き前・減価償却前利益
EBIT：利払い前・税引き前利益

モデリングの主な仮定：

インプット	前提条件	注記
東京エリアの電力価格（1kWh当たり）	12.32円／0.08米ドル	ARE価格決定モデル、最も価格の高い30分40コマの平均価格
関西エリアの電力価格（1kWh当たり）	10.90円／0.07米ドル	ARE価格決定モデル、最も価格の高い30分40コマの平均価格
設備利用率	40%	LTDAに算入できる上限
ブルーアンモニアの価格（1トン当たり）	78,000円／520米ドル	米国で生産される最も安価なブルーアンモニアの価格
アンモニア補助金	197億5100万円 ／1億3100万米ドル	第1回・第2回オークションの差額決済契約（CfD）制度を通じて提供される
GX化石燃料賦課金（CO ₂ 1トン当たり）	2,100円／14米ドル	2028年度から開始、IEEJ

- 石炭火力発電所の営業利益率は、電力価格の下落により、2030／31年には大部分は2桁のマイナスになると予測されている。
- 混焼への多額の補助金は燃料費の増加分と改修費用を相殺するが、炭素コストの低下による収益性の向上はわずかしかない。
- このモデルに含めるのは、維持更新投資と減価償却のみである。つまり、発電所が完全に減価償却され、設備改修への投資がLTDAの補助金で完全に補填されると想定している。

第3部：混焼を行うか否か 戦略的な選択肢

混焼を行う場合の論理的根拠

- 炭素規制政策が厳しくなる中、20年間の容量確保契約を通じて、規制当局から事業継続の承認を確保する。
- 経済的残存耐用年数が、約15年の減価償却資産の寿命を延長する。
- アンモニアの高コストを補填する補助金を確保する。
- 排出コストを低減する。
- 営業利益率がマイナスになった場合、例えば年単位の調整力 Δ kW市場といったメカニズムなどを通じて、追加の資金支援を優先的に検討してもらえる可能性がある。
 - さらなる支援がないかぎり、混焼を行う事業者は損失を被るか、あるいは違約金を払って容量確保契約を解除するリスクに直面する。

混焼を行わない場合の論理的根拠

- すべての発電所が混焼に適しているわけではない。混焼を行うには、最低限の効率基準を満たし、アンモニアの受け入れ用に環境整備できる専用の石炭港湾施設を有していなければならない。
- 事業者には、採算が取れなくなった場合に石炭火力発電所を閉鎖する、または操業を停止する選択肢がある。
- 別の方法を検討する：バイオマス混焼、ガス転換、石炭火力発電所からバッテリーハブへの転用、石炭火力発電所から再エネ併設蓄電池への転用。

日本のUSC発電所：混焼および他の方策

アンモニア混焼を行う候補：				
発電所 号機	GW	開始年	事業者	電力供給エリア
落札済み	4.5			
碧南4号機	1	2001	JERA	中部
碧南5号機	1	2002	JERA	中部
苫東厚真	0.7	2002	北海道電力	北海道
神戸1号機（SC）	0.65	2002	コベルコパワー神戸	関西
神戸2号機（SC）	0.65	2004	コベルコパワー神戸	関西
西条1号機（リプレイス〈建て替え〉）	0.5	2023	四国電力	四国
2030年までに混焼を行うと記載				
橘湾1号機	1.05	2000	J-Power	四国
橘湾2号機	1.05	2000	J-Power	四国
鹿島	0.645	2020	J-Power（50%）	東北
混焼を行いうる他の候補				
竹原1号機（新）	0.6	2020	J-Power	中国
三隅2号機	1	2022	中国電力	中国
神戸3号機（SC）	0.65	2022	コベルコパワー神戸	関西
神戸4号機（SC）	0.65	2023	コベルコパワー神戸	関西
苓北2号機	0.7	2003	九州電力	九州
松浦2号機	1	2019	九州電力	九州
常陸那珂1号機	1	2003	JERA	東北
広野6号機	0.6	2013	JERA	東北
常陸那珂1号機（共同）	0.65	2021	JERA	東北
磯子1号機	0.6	2002	J-Power	東京
磯子2号機	0.6	2009	J-Power	東京
合計	15.3			

アンモニア混焼の有力候補

- 2000年代初期のUSCユニット：余寿命を延ばすため**20%混焼**に適している。
- それ以降のUSCユニット：約**50%**の混焼率を目指せる可能性がある。

最も古いUSCユニット

効率性／余寿命が不十分で改修費用を償却できないため、**バイオマス混焼**または他の方策に限られる可能性が高い。

その他のUSCの容量：				
発電所 号機	GW	開始年	事業者	脱炭素化戦略
横須賀1号機	0.65	2023	JERA	CCUS
横須賀2号機	0.65	2023	JERA	CCUS
武豊5号機	1.07	2022	JERA	バイオマス混焼
松浦2号機	1	1997	J-Power	バイオマス混焼
原町1号機	1	1997	東北電力	バイオマス混焼
原町2号機	1	1998	東北電力	バイオマス混焼
能代3号機	0.6	2020	東北電力	バイオマス混焼
舞鶴1号機	0.9	2004	関西電力	バイオマス混焼
舞鶴2号機	0.9	2010	関西電力	バイオマス混焼
七尾大田1号機	0.5	1995	北陸電力	無し
七尾大田2号機	0.7	1998	北陸電力	バイオマス混焼
合計	9.0			

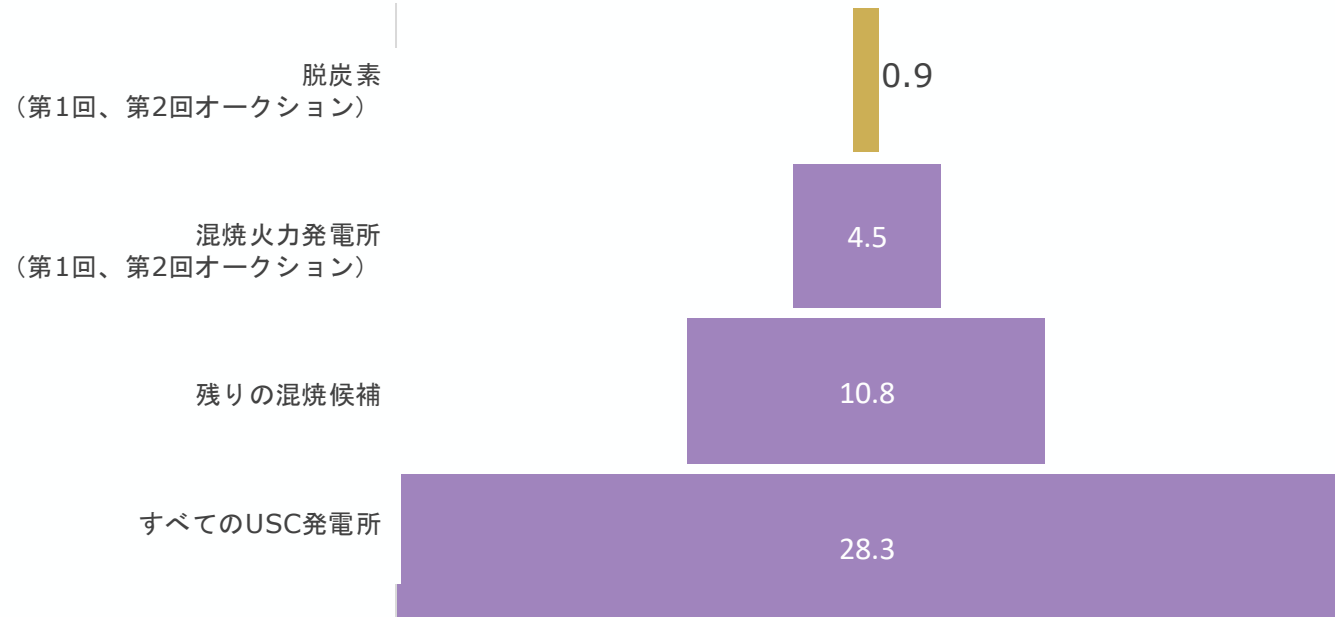
CCUS：炭素回収・利用・貯留

出典：Global Energy Monitor, 企業による発表, ARE

混焼：補助金費用が高く、脱炭素化は限定的

- 現在の混焼事業は、1GW未満の石炭火力発電所の脱炭素化を行うものである。しかし、日本の低炭素燃料に対する補助金の予算の8.2%がここで必要となる見込みである。
- さらに候補の発電所（10.8GW）で混焼を行う場合、補助金費用が何倍にも増える一方で、脱炭素化の効果は限定的である。
- 将来のプロジェクトでは、燃料への補助金がLTDAの中で支払われ、コストは最終消費者に転嫁される。
- 混焼はコストが非常に高いため、1回のオークション（LTDA）の募集上限は0.5GW、設備利用率は40%となる見込みである。

落札された脱炭素火力の容量と混焼を行いうる候補（GW）



補助金	第1回、第2回 オークション	今後のオークション**	合計
燃料（契約期間）＊	1兆3330億円／90億米ドル	3兆2000億円／213億米ドル	4兆5320億円／302億米ドル
設備投資総額	1364億円／9億米ドル	3274億円／22億米ドル	4639億円／31億米ドル
燃料費と設備投資合計	1兆4700億円／100億米ドル	3兆5270億円／240億米ドル	4兆9970億円／330億米ドル

注：＊燃料への補助金については、CfD制度で規定されている通り契約期間を15年と想定している。

**残りのすべての候補で20%混焼を想定している。

出典：Global Energy Monitor, Beyond Coal, ARE

結論

日本の電力市場は、重大な構造転換を遂げつつある。

蓄電池設備が整備され、エリア間の連系が強化されるにつれて、価格のピークは平準化し、平均電力価格は下落傾向になると予想される。

こうした展開の中で石炭火力発電の収益が徐々に減少するにつれ、2030年代初頭までに石炭火力発電所は収益性の課題に継続的に直面するようになると予想される。

こうした状況を背景に、電力会社が操業を維持し政府支援を確保する戦略的な道筋として、アンモニア混焼が存在感を増してきた。しかし、当団体の分析によれば、たとえ多額の補助金があっても、混焼によって収益性を回復できる可能性は低いことが示されている。

要するに、日本における石炭からアンモニアへの移行は、経済の長期的解決策というよりも、主に移行リスクを管理する政策メカニズムとして機能しているようだ。

ますます近代化が進む電力システムの中で、混焼の有無に関わらず石炭火力発電所に対しては、転用、閉鎖、あるいは役割の再定義を求める圧力が高まっていくだろう。



[ASIAREENGAGE.COM](https://asiareengage.com)