



石炭火力輸出の中止と 自然エネルギー支援への 転換が必要な4つの理由

—「インフラシステム輸出戦略」見直し議論によせて—

2020年6月

公益財団法人 自然エネルギー財団

■ 本資料の趣旨

政府では石炭火力輸出政策の見直しが行われています。

小泉環境大臣は、設置した有識者検討会の報告を踏まえ「脱炭素への移行が促進されない限り輸出しない」という脱炭素原則への転換を打ち出しました。

一方、経産省の懇談会報告書は、自然エネルギービジネスの重要性を述べながら、依然として石炭火力発電の活用を合理化する議論を含んでいます。

日本のエネルギーインフラ輸出が脱炭素化に貢献するものとなるよう、本資料では、石炭火力と脱炭素化両立論の誤り、東南アジアの自然エネルギービジネスの可能性の大きさに関するデータを提供し、輸出政策転換が必要な4つの理由を提起します。

これまでの経緯と本資料の趣旨

- 自然エネルギー財団は本年（2020年）2月12日に、「日本の石炭火力輸出政策の5つの誤謬」を公表し、それまで、石炭火力輸出を正当化するために主張されてきた議論が全く誤ったものであることを、データを示して明らかにしました。
- この報告書は小泉環境大臣の記者会見、国会質疑、新聞社説などでも扱われ、4月1日には小泉大臣の下に、「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会」（以下、「環境省検討会」と表記）が設置されました。
- 環境省の求めにより、自然エネルギー財団はこのファクト検討会に対し、4月21日「アジアで進む脱炭素の動き」を提出し、日本とともに石炭火力輸出を進めてきた韓国・中国での変化、東南アジア各国での脱石炭の動きを紹介しました。環境省検討会のとりまとめは5月26日に公表され、小泉大臣は脱炭素化原則への転換をめざすと宣言しました。

売れるから売るではなく

脱炭素への移行が促進されない限り輸出しない（脱炭素化原則）

への転換

- 一方、経済産業省も4月から「インフラ海外展開懇談会」を開催し、「エネルギー・電力を取り巻く社会情勢を踏まえた施策の検討に必要なファクトの整理・検証」を行いました。5月21日にはその中間とりまとめ（以下、「経産省報告書」と表記）が公表されました。この中でも「拡大する再エネ市場への日本の貢献の重要性」を指摘するなど、積極的な方向が提起されています。他方、残念ながら、依然として東南アジアでの自然エネルギーポテンシャルを過少評価したり、パリ協定とは整合しないIEAのシナリオを前提とするなど、石炭火力発電活用の合理化につながる様々な議論が含まれています。
- こうした経緯を踏まえ、政府のインフラ輸出戦略の徹底した見直しが行われ、石炭火力輸出の完全な停止と自然エネルギー拡大を進める新たなエネルギービジネスへの転換が行われるよう、本資料を公表するものです。

石炭火力輸出の完全な中止と自然エネルギービジネスへの転換が必要な4つの理由

1 「日本の石炭火力発電効率は世界でトップ」という主張は、もはや通用しない

- 経産省報告書、環境省検討会への電力会社提出資料でも、石炭火力輸出政策の最大の根拠だった「日本の石炭火力発電効率は世界でトップ」という主張が、もはや通用しないことが明確に。
- 鈴木外務副大臣は「日本が生産をしている1段再熱のUSCよりも、中国のみで生産できている2段再熱のUSCのほうが効率がよく、費用的にも日本のものに比べて高くはないという記述がある。もし、この記述が本当だとすれば、日本の技術が優れているという輸出の前提が変わってしまう」との見解を表明（環境省検討会第3回発言）

2 「石炭火力と脱炭素化の両立」の非現実性

- 経産省報告書が提唱するIGCC、CCSなどの「脱炭素化」技術は、削減効果が小さく、高コスト、技術も未確立。事業者自身の資料によっても、現在の輸出プロジェクトに利用できるものではないことが明らか。

3 東南アジアには自然エネルギー開発、送電網整備など大きなビジネスチャンスが存在

- 東南アジアには、電力需要を満たすために十分以上の大きな自然エネルギーポテンシャルがある。
- 太陽光などの発電コストは急速に低下し、石炭火力に対して価格競争力を有するようになっている。
- 既にインドシナ半島には国際送電網が存在。島しょ部でも建設・計画が進む。その促進こそインフラ輸出のビジネス機会。

4 多くの企業・金融機関が既に石炭から自然エネルギービジネスへの転換を進めている

1 競争力を失った日本の石炭火力プロジェクト

環境省、経産省の報告書、事業者自身の資料でも、石炭火力輸出の最大の根拠だった主張が崩れたことが明確に

■ 環境省「石炭火力発電ファクト集2020」

「2010年に入ってから中国の新設 USC プラントは日本のプラントとカタログ上のスペックは遜色ない状況」(84p)

■ 経産省報告書

- 新興国メーカーの技術力向上により、日系機器メーカーの価格面、性能面における優位性は変化（3 p）
- 日本製機器の優位性のみで海外のインフラ市場を獲得できた時代は終わりつつある（4 p）

■ 事業者の見解（環境省検討会提出資料）

- 「表向きのSpecでは日・中のUSCに差はないと認識」（第2回検討会 JERA 質疑応答 23 p）
- 「『提案レベル』での効率値はUSCにおいては競合他社と大きな差は出ず、ハード価格差を逆転するレベルにはなりにくいのが現状」（第2回検討会 電源開発 質疑応答 33p）

USCプラントの比較

■ 2010年に入ってから中国の新設USCプラントは日本のプラントとカタログ上のスペックは遜色ない状況。

日/中	稼働年	プラント名	ボイラメーカー	出力	蒸気圧	蒸気温度 蒸気/再熱蒸気	(発電効率) ※1参考値	備考
日	2009	磯子新2号機	IHI	60万kW	25MPa	600/620度	45%程度 (発電端、LHV)	発電効率はJ-POWER資料
日	2013	常陸那珂2号機	Babcock-Hitachi KK	100万kW	24.5MPa	600/600度	45.2% (LHV)	発電効率はJERA資料
日	2013	広野6号機	MHI	60万kW	24.1MPa	600/600度	45.2% (LHV)	発電効率はJERA資料
日	2020 (予定)	竹原新1号機	IHI	60万kW	25MPa	600/630度	-	未稼働 蒸気圧等はアセス図書
中	2012	XUZHOU Pengcheng3・1号機	Shanghai	100万kW	27MPa	600/600度	-	
中	2015	Guodian Taizhou 3号機 ※2	Shanghai	100万kW	31Mpa	600/610度 /610度	47.82% (送電端)	
中	2015	Huaneng Anyuan 3・4号機 ※2	Dongfang	66万kW×2	31MPa	600/620度 /620度	47.95% (LHV)	
中	2015	Huaneng Laiwu 6号機 ※2	Harbin	100万kW	31MPa	600/620度 /620度	48.12%	

1 競争力を失った日本の石炭火力プロジェクトー長期性能の比較

- 経産省報告書等では、スペック値に差がないことを認めつつ、「長期的な稼働期間での実績」「長期的品質の確保」では、日本の石炭火力発電に優位性があると述べている。
- しかし、電力会社、重電メーカー、商社などで実際に電力ビジネスを行ってきた専門家のネットワーク「電力情報技術ネットワーク(NEPIE)」は、「品質や耐久性も遜色がなくなりつつある」との見解を示している（環境省検討会 第3回提出資料）。

電力情報技術ネットワーク資料 「我国と中国の石炭火力について」

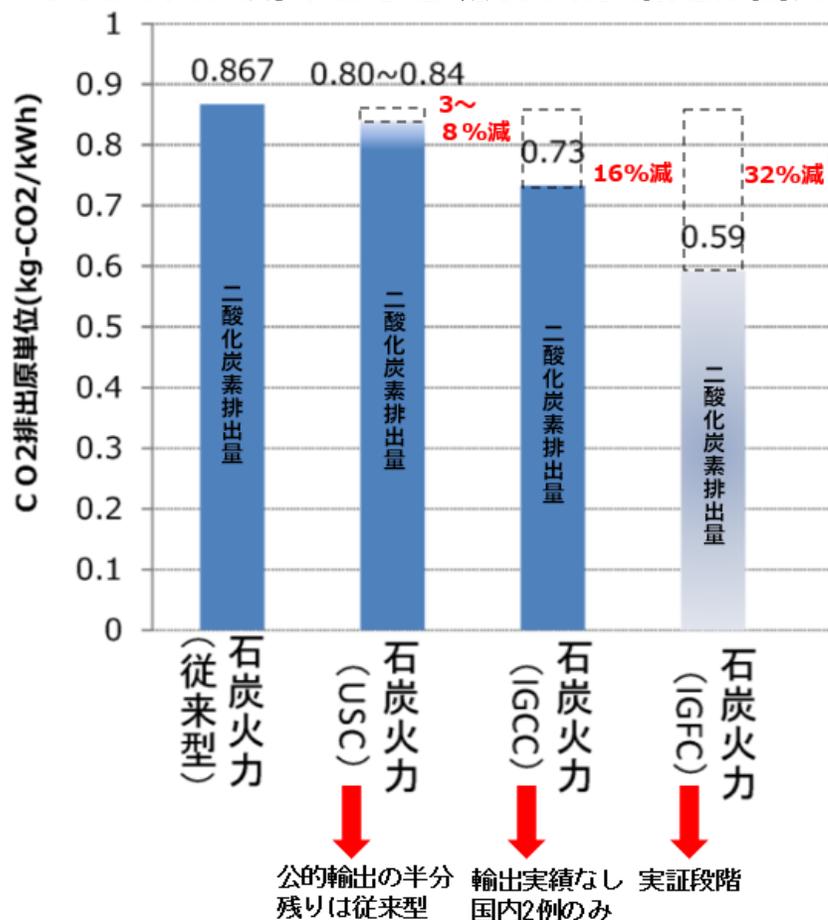
「6. 中国製石炭火力の納入実績

- ・ 上述の通り、2000 年以降の石炭火力の製作納入実績は USC 石炭火力でもそれ以外の型式も含めた石炭火力全体でも中国メーカーは日本メーカーの 3 倍以上の基数をおさめており、多くの納入実績を通して中国製石炭火力の性能や品質は徐々に向上し、一定の性能と品質を確保したうえで、価格競争力も強化されました。
- ・ さらに 2015 年以降、日本でもまた日本製としても、まだ建設経験のない 2 段再熱 USC 石炭火力の製作、そして運転が開始され、日本の技術水準を追い越そうとしていると考えることが、自然であります。その熱効率は日本にある（1 段再熱）USC 石炭火力より 2 ～ 3 ポイント上回っております。
- ・ 中国製の石炭火力は性能も価格も優勢、そして品質や耐久性も遜色がなくなりつつあり、日本の石炭火力技術が優位を保っているとは言えない状況になっております。」

2 「石炭火力と脱炭素化の両立」の非現実性① I G C C

- 経産省報告書は、IGCCなどで「石炭火力発電の有効利用と脱炭素化を矛盾なく両立させる」方針を示している。
- しかしIGCC,CCSなどの技術は、削減効果が小さい、高コスト、技術未確立など、実用性のあるものではない。

IGCCの削減効果は小さく脱炭素技術とは言えない



(出典) 環境省「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会ファクト集71頁」に加筆 2020年5月

高コスト：実証費を含み建設費1.4-2倍増、商用量産でも1.2倍程度を目標

発電方式		発電効率	CO2排出量(kWh)	国内稼働数	国内建設単価(kW)	公的輸出実績
現行型	USC	40-46%	0.80-0.84kg-CO2	24	25万円	7
次期型	IGCC	46-50%	0.73kg-CO2	2	勿来35万円、大崎54万円*	なし

(出典) 資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループ、自然エネルギー財団

*実証費を含む。経産省「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業費補助金」評価検討会(第2回)

「商用量産段階で通常微粉炭火力の1.2倍程度を見込む」経産省「次世代電力供給システム分野に係る技術に関する施策・事業評価報告書」

事業者もIGCCの課題を認識

	事業者等の見解	発言者
1.	設備価格や実績等の壁があり、具体的な案件に発展するには <u>まだ時間を要すると想定しています。</u>	電源開発
2.	①現時点で利用できる炭種が極めて制限されること、②CAPEXの大きさと達成できる熱効率のバランス、③設備構成の複雑さに起因した稼働率低下リスク、の三点についてはIGCCの課題として残っている。	JERA

(出典) 環境省「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会」2020年5月第2回検討会 電源開発 質疑応答 34p、JERA 質疑応答 21p

2 「石炭火力と脱炭素化の両立」の非現実性②CCS

- 経産省報告書はCCSを石炭火力脱炭素化技術として提唱
- しかし、かつてCCS開発を進めたEUは実証プロジェクトの失敗、自然エネルギーコストの低下を踏まえ、2050脱炭素戦略では、電力部門の削減対策としてCCS技術は一切活用を予定していない。
- 世界全体でも、これまで火力発電所に適用されたCCSは小中規模の2件だけ。それも石油の増産を狙うEORプロジェクトであり、排出削減対策としてのみ実施されたものではない。
- 発電コストも高い上に、CCSをつけても排出ゼロにはならない。
- 今から、火力発電所の削減対策としてCCSを進めるのは、全くの誤り。政府の長期戦略はCCSを火力発電対策として提唱しており、日本政府の気候変動対策の誤りの代表例である。

CCS付き石炭火力が使えない5つの理由

- 1 世界的にも火力発電でのCCS利用は、小中規模の2件だけ
- 2 EUの実証プロジェクト12件は、1件のパイロット規模以外全て実現せず
- 3 日本での「2020年頃の実用化」目標は、まったく非現実的
→未だ「基本的なコンセプトの構築」段階
- 4 コスト競争力のないCCS付き石炭火力
経済産業省の試算でも、15.2円～18.7円/kWh
- 5 CCSをつけても排出ゼロにならない
100～140 g/kWhのCO₂を排出（IEA調査）

CCS Ready 政策は時代遅れ：安価な自然エネルギーができる前の政策

（出典）自然エネルギー財団「脱炭素社会へのエネルギー戦略の提案」2019年4月

事業者もCCSの課題を認識

事業者の見解	発言者
実現に向けて適地の選定等多くの課題があるとも考えており、コスト見通しのような <u>具体的</u> 検討に未だ至っておりません。	JERA
適地の選定等、アンモニア混焼よりは <u>困難</u> な点も多いと当社としては認識しております。	JERA
2050年までにはCCSの実用化が必要と考えています。	電源開発

アンモニア混焼の課題も認識

事業者の見解	発言者
アンモニア混焼設備だけの追加投資であっても、対象設備次第ですがそれなりの投資金額（ <u>三桁億円</u> にはなる場合があります）。	JERA
石炭とアンモニアでは燃焼速度に差があることから、 <u>効率的な燃焼状態を実現できるか</u> 、という点が課題と認識しております。	JERA

アンモニアは水素と窒素から合成される。安価で大量の自然エネルギー発電が実現して初めて、CO₂フリーの水素とアンモニア発電が実用化できる。

（出典）環境省「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会」2020年5月第2回検討会 JERA 質疑応答 17,18,19,22 p、電源開発 質疑応答 31p

3 東南アジアの自然エネルギービジネスの大きな可能性①開発ポテンシャル

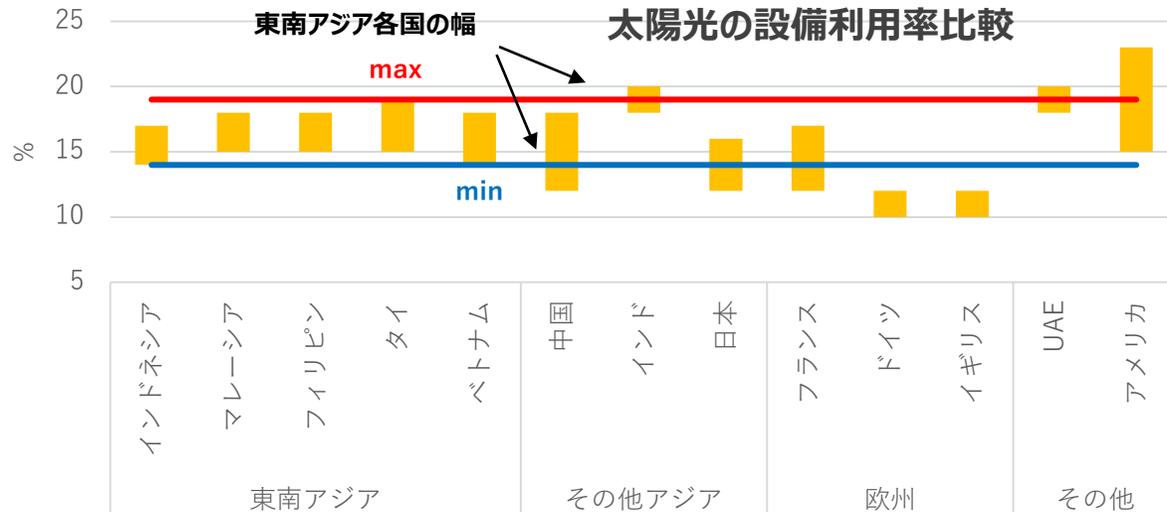
- 経産省報告書は、東南アジアでは気候条件のため、太陽光・風力発電の大規模導入が難しいとしている。
- 世界には、日照量、風況で東南アジアより良い地域は存在するが、東南アジアの導入ポテンシャルは十分に大きい。

経産省中間とりまとめ内容

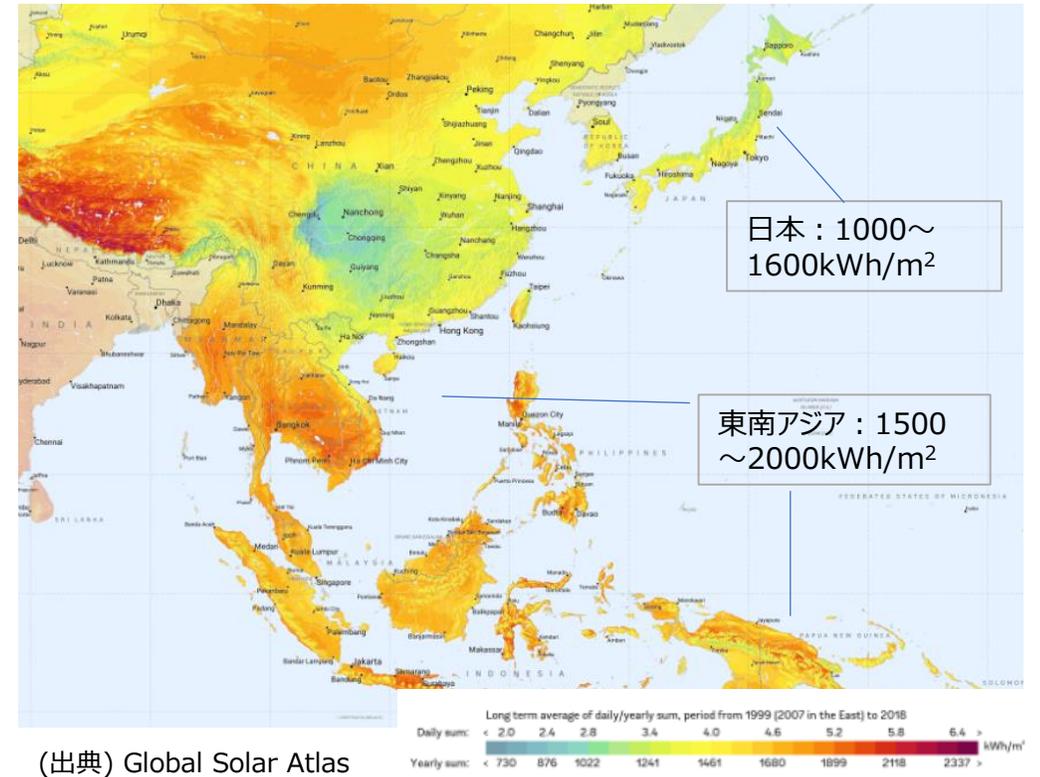
「中東やアフリカでは日照量が多いため発電設備の利用率が高いが、アジア太平洋地域では降水量が多く、人口密度の高さから大規模容量の発電設備の設置が難しいため、実発電電力量が制約される」

東南アジア各国の太陽光の設備利用率について、ブルームバーグNEFは、14-19%と見積もっている。中東のUAEには劣るものの導入量世界1の中国や欧州各国、日本と比べても高い。

- 東南アジアは全域で日射照度が年平均1,500～2,000kWh/m²以上で、導入が進む日本、ドイツ、イギリスと比較してもずっと高い。



東アジアの全天日射量 (1999～2018)

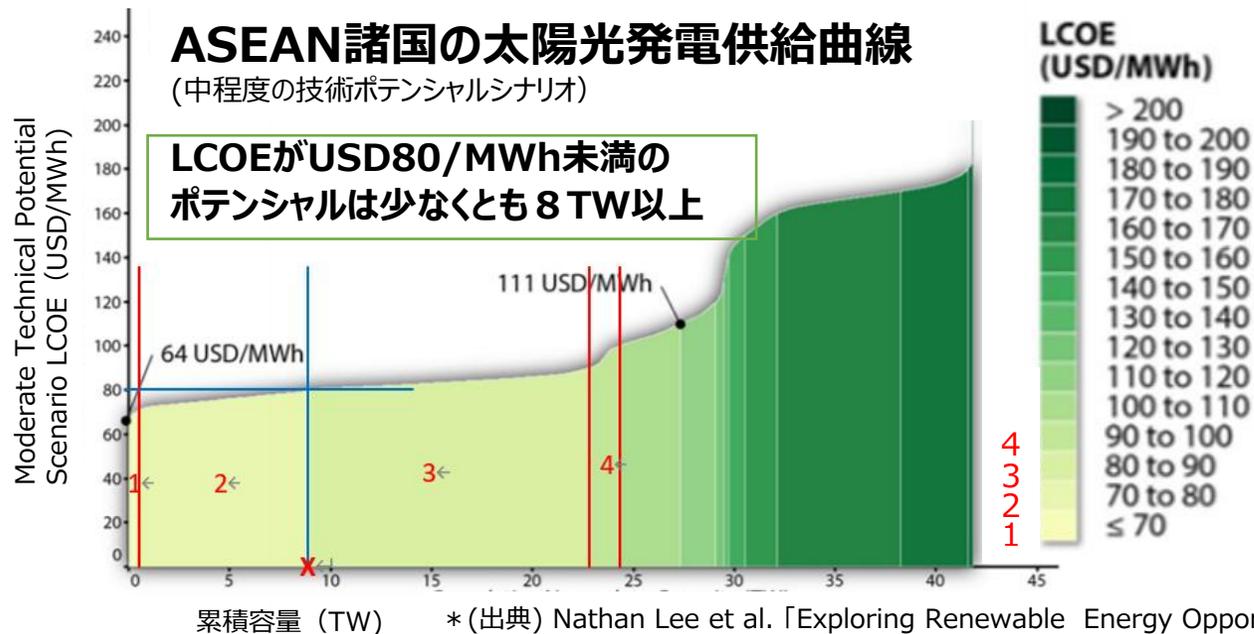


(出典)ブルームバーグNEFのLCOE試算に基づく仮定より作成

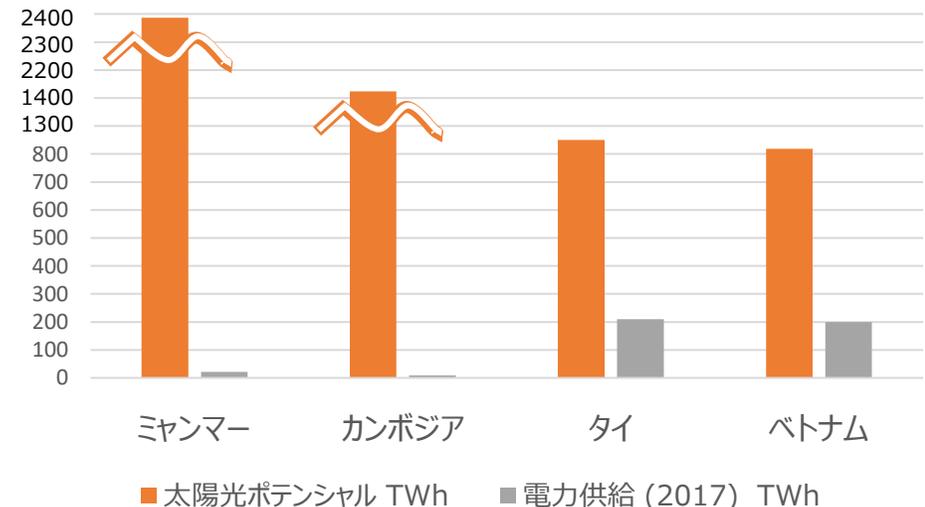
(出典) Global Solar Atlas

太陽光だけでも、東南アジアの2040年電力需要をはるかに上回るポテンシャル

- 環境省検討会ファクト集やJ-Power提出資料（第2回）が引用している東南アジアの分析報告書*によると、石炭火力（50～80ドル/MWh）と比較してもコスト競争力のある太陽光導入ポテンシャルは8TW以上と試算される。
- この場合、設備利用率を10%と低く見積もっても、太陽光だけで**IEAの公表政策シナリオ(SPS)が見込む東南アジアの2040年電力需要（2,345TWh）の3倍の発電量になる。**
- タイ、ベトナムでは、LCOEが50～100ドル/MWhの太陽光ポテンシャルが、最も制限された技術シナリオでも、2017年の電力供給実績の4倍以上、ミャンマー、カンボジアでは100倍以上あると試算されている。



LCOEが50～100ドル/MWhの太陽光ポテンシャル (技術ポテンシャル制約シナリオ)



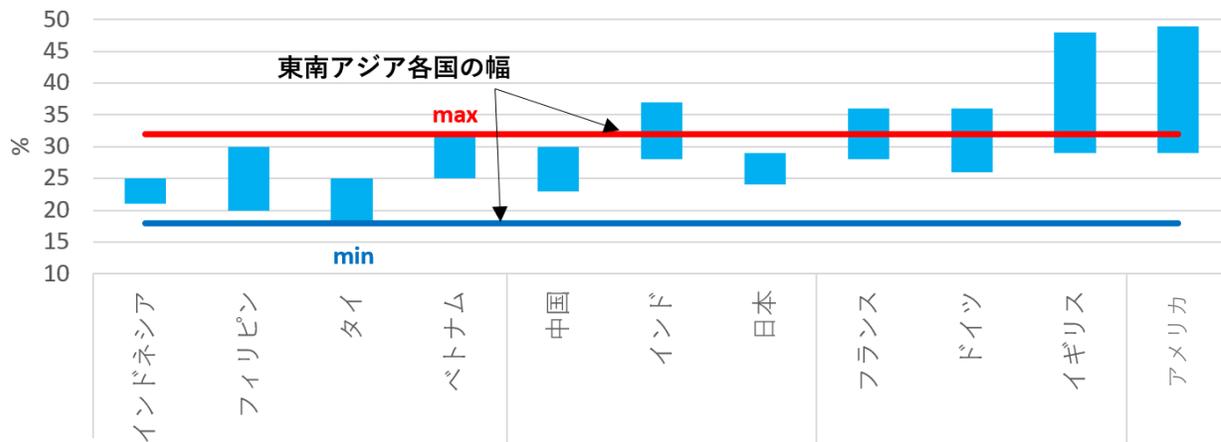
なお、環境省ファクト集やJ-Power提出資料は「再エネで需要を満たす場合、国土の6割を占める可能性もある。」「所要敷地面積も大きい。」としている。しかしこれらが引用しているデータは、150ドル/MWh以下の発電コストで太陽光と風力を設置できる面積を表したものであり、電力需要を満たすのに必要な面積ではない。実際、**ミャンマーやカンボジアで引用データの面積に太陽光発電を設置した場合、それぞれの国の2017年供給量の550倍、595倍も発電されることになる。**

東南アジア各国には、風力、地熱など多様で豊富な自然エネルギー資源が存在

- 東南アジアの風力資源は太陽光よりは限定的。しかし、ベトナムとミャンマーでは現在の全電力供給量の数倍のポテンシャルがある。フィリピン、タイにも適地がある。
- インドネシアとフィリピンは地熱発電のポテンシャルが非常に高く、ミャンマー、ラオス、カンボジア、マレーシアでは水力発電の大きな可能性がある。**地域に応じた自然エネ開発を進めることで、東南アジアの自然エネルギーポテンシャルを最大限に活用。**

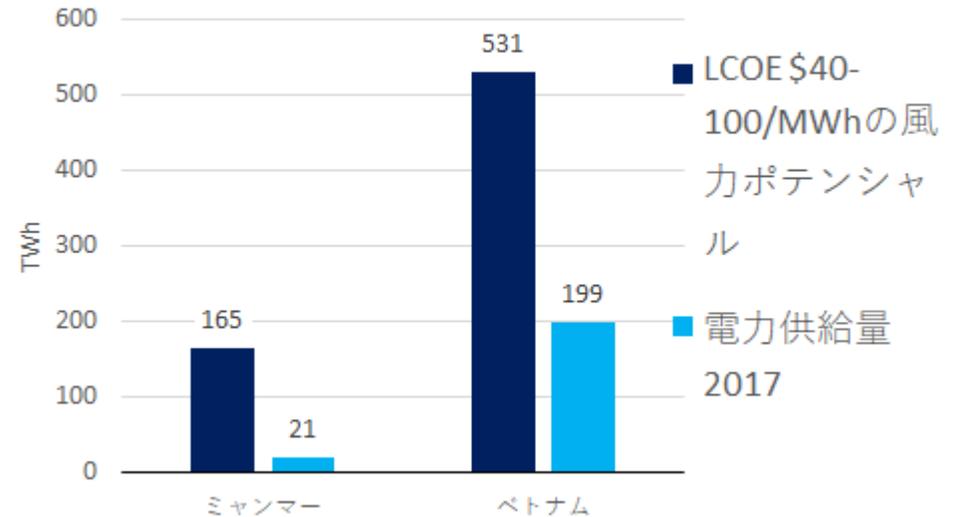
- 東南アジア各国の風力の設備利用率についてブルームバーグNEFは18-32%と見積もっている
- 欧米には劣るものの、フィリピンやベトナムでは導入量世界一の中国と大きく変わらない

陸上風力設備利用率比較



(出典)ブルームバーグNEFのLCOE試算に基づく仮定より作成

ミャンマー、ベトナムなどでは、海沿いや内陸で平均風速6~7m/秒の地域があり、場所によっては30%の設備利用率を見込め、低コストの導入ポテンシャルが大きい



(出典) Nathan Lee et al.(2019)とIEAデータより作成

台風の影響が大きい台湾は対策の知見を含めたノウハウを獲得し、ここを拠点としてアジア地域に展開する競争が始まっている。日本企業も参入。

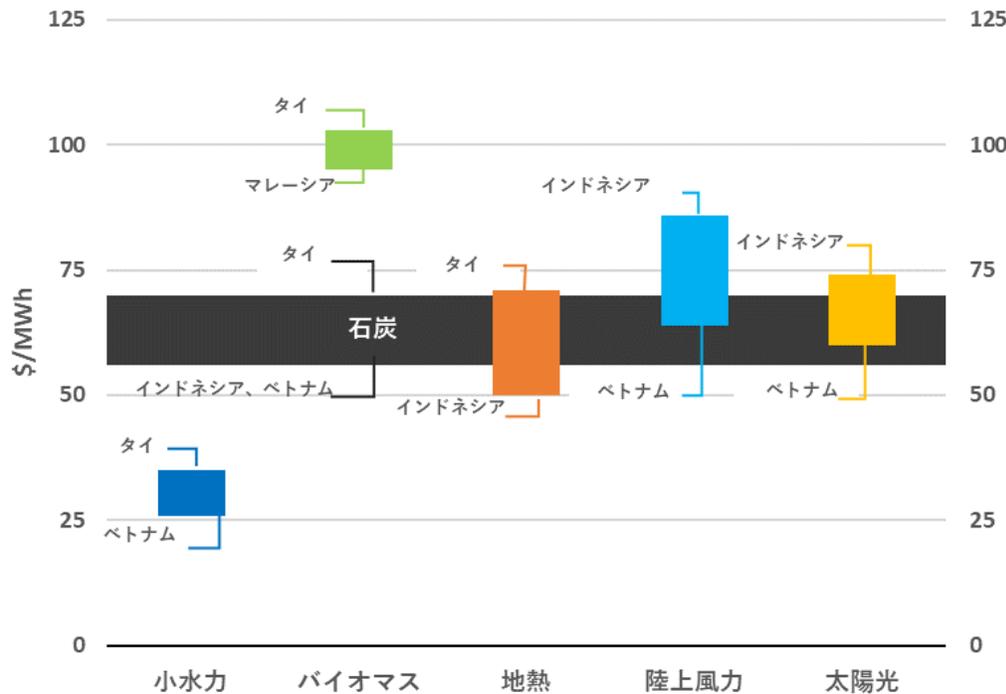
- **日立**は台湾で5.2 MW風力発電システム21基 (109.2MW) の機器製造からO&Mを一括で受注 (2018年4月)
- **JERA**は台湾の洋上風力フォルモサ1, 2に続き「フォルモサ3」への参画を決めた。出力は約200万キロワットと世界最大級 (2020年3月)

(出典)日立ウェブサイト、日経記事

3 東南アジアの自然エネルギービジネスの大きな可能性②太陽光・風力のコスト低下

- 経産省報告書は「石炭資源が豊富かつ安価なASEANでは、石炭火力が当面コスト競争力を有する」としている。
- 実際には現時点でも、最もコスト競争力のよい石炭と自然エネプロジェクトどうしで比較すると、すでに同等の水準。
- 太陽光、風力発電のコストは低下し続けており、石炭火力がコスト競争力を有するのは2025年頃まで。
- また、経産省が脱炭素化のために必要とするIGCCやCCSを導入すれば、コスト増加を招き、更に競争力を失う。

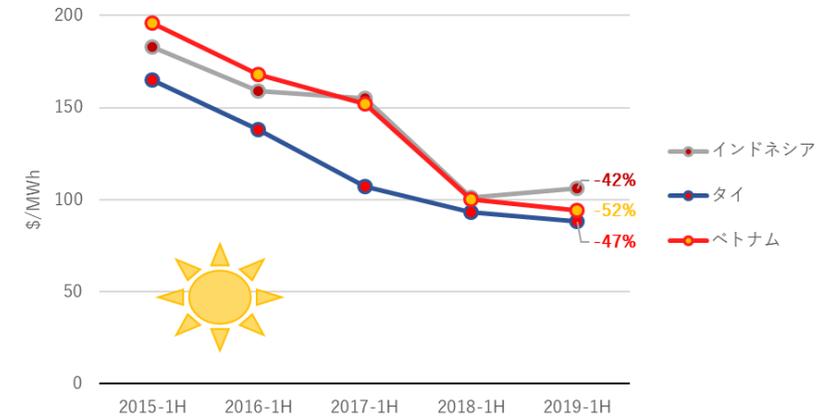
東南アジアで最もコスト競争力が高い自然エネルギー・プロジェクトおよび石炭火力プロジェクトの補助金なし均等化発電原価（LCOE）（2019年上半期）



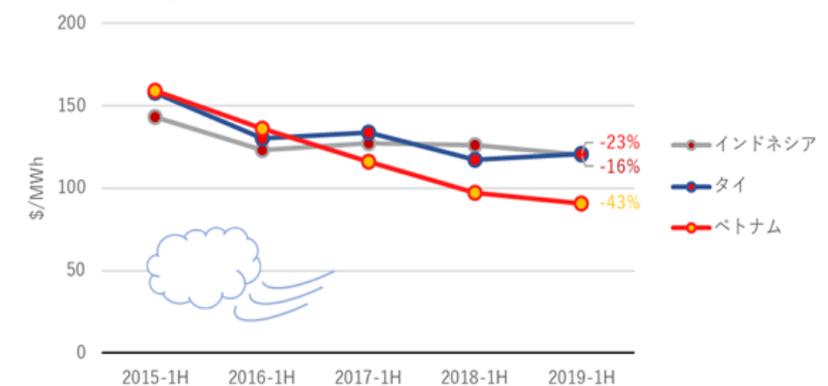
（出典）自然エネルギー財団「アジアで進む脱石炭火力の動き」 2020年4月 ブルームバーグ NEF「Levelized Cost of Electricity」より作成

LCOE : Levelized Cost Of Electricity (均等化発電原価)
建設費や運転維持費、燃料費など発電に必要なコストと利潤などを合計して、運転期間中の想定発電量で割ったもの。

インドネシア、タイ、ベトナムにおける太陽光発電のLCOE 低減（2015年上半期～2019年上半期）



インドネシア、タイ、ベトナムにおける陸上風力発電のLCOE 低減（2015年上半期～2019年上半期）



（出典）自然エネルギー財団「東南アジアにおけるエネルギー転換」 2019年12月

3 東南アジアの自然エネルギービジネスの大きな可能性③国際送電網

- 経産省報告書は、欧州と異なり「ASEANは地理的状況等の課題もあり、国・地域ごとの独立性が高い系統」と記述。
- 実際にはインドシナ・マレー半島には国際送電網が存在。タイは欧州並みに電力の13%を国際連系線で調達。
- 島しょ部でも建設・計画が進行中。2035年に向けた更に大規模な構想も公表されている。
- IEAも「アセアンの国際送電網を拡大することは、経済的、系統運用的、環境的な利益をもたらす」と指摘*。
- **多様な自然エネルギー資源を広域的に活用するアセアン国際送電網は脱炭素化に貢献。今後のビジネスとして大きな可能性**

アセアンパワーグリッド(APG)

* (出典) IEA「ASEAN Renewable Energy Integration Analysis」2019年10月

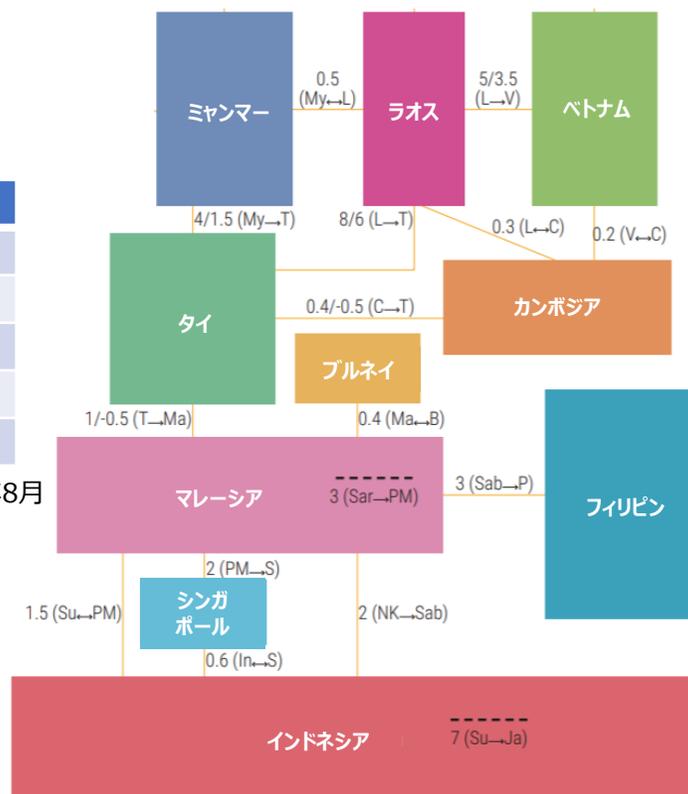


島しょ部におけるアセアンパワーグリッドの開発状況
2019年1月時点(単位:MW)

送電線	既設	建設中	計画中	合計
マレー半島-スマトラ島	450		600	1,050
サラワク州-西カリマンタン	230			230
フィリピン-サバ州			500	500
サラワク州-サバ州-ブルネイ		30-100	50-300	80-400
サラワク州-マレー半島			1,600	1,600

(出典) IEA「Establishing Multilateral Power Trade in ASEAN」2019年8月

2035年アセアンパワーグリッドの導入可能性(単位:GW)



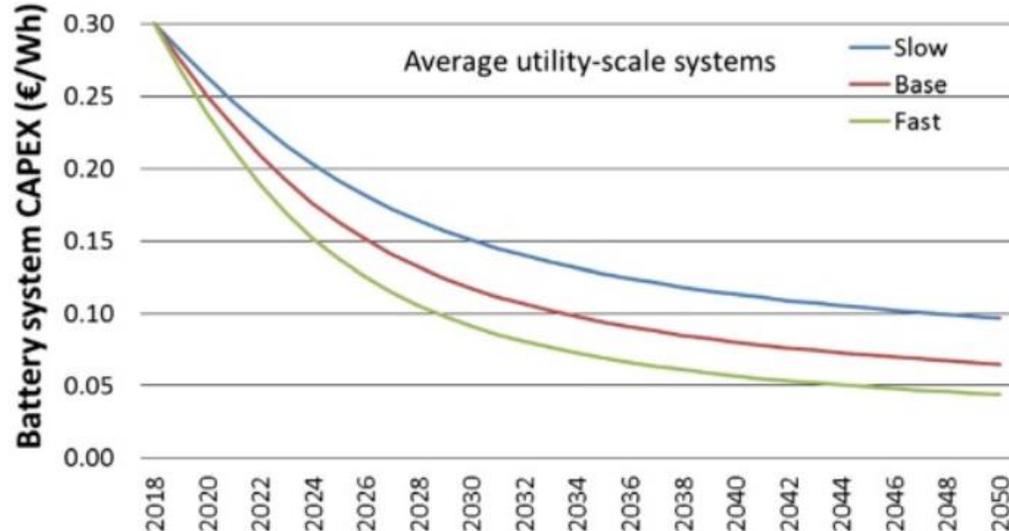
Ja: Java
NK: North Kalimantan
PM: Peninsular Malaysia
Sab: Sabah
Sar: Sarawak
Su: Sumatra

(出典) ASEAN Centre for Energy, GEIDCO, UNESCAP「Energy interconnection in ASEAN for sustainable and resilient society」2018年12月 12

(参考)太陽光・風力発電と石炭火力発電の正しいコスト比較とは

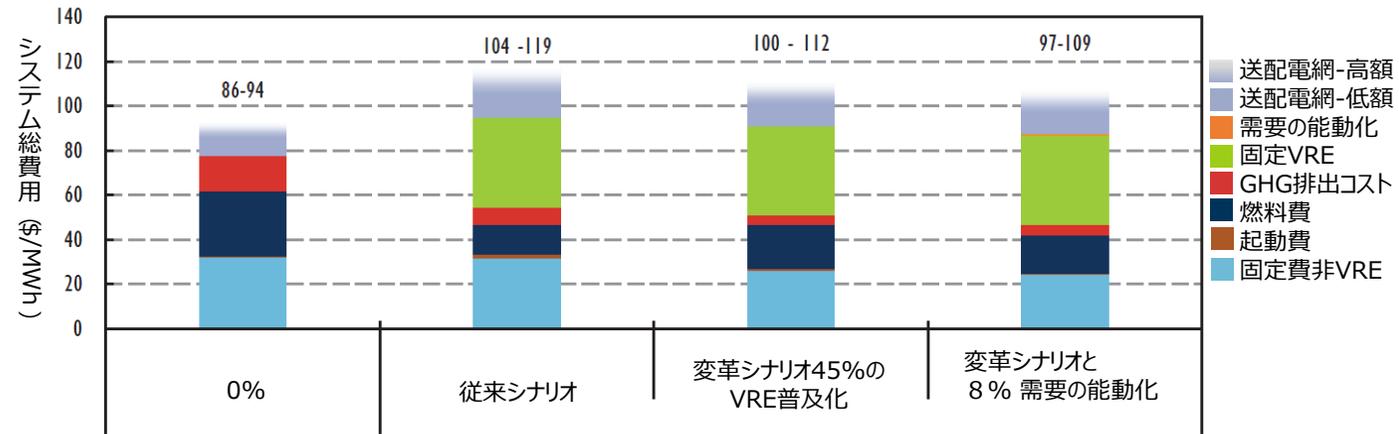
- 経産省報告書は「再エネ発電は系統側コストまで勘案する必要がある」とするが、太陽光・風力発電の系統接続に関するIEAの報告書*1では、「変動型自然エネ発電シェア45%までは、長期的には費用コストの大きな増加なしで実現できる」としている。） *1 IEA「電力の変革—風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値」2014年12月
- 概ね10%を超えると追加投資(系統増強、予備力、蓄電池、デマンドレスポンス等)が必要とするIEA報告書*2もあるが、蓄電池コストは急速に低下している。系統増強、デマンドレスポンスも経済的なメリットが大きい。*2 IEA 「World Energy Outlook 2018」
- 経産省報告書が依拠する「化石燃料発電が2040年にも5割を占める」IEAシナリオでは、エネルギー起源CO₂が60%も増加し、パリ協定と整合しない。
- 輸出政策の検討では、石炭火力コストは二酸化炭素増加の環境コストを加えて比較すべき。

リチウムイオン電池の資本費予測



(出典) EU PVSEC report: 'Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelized cost of electricity.' 2019年8月

テストシステムにおける変革の度合いによる総費用 (従来ケース、変革ケース)



(出典) IEA "The Power of Transformation"日本語版「電力の変革—風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値」(NEDO新エネルギー・産業技術総合開発機構)に基づく 2015年4月

4 多くの企業・金融機関が既に石炭から自然エネビジネスへの転換を進めている

- 環境省検討会に提出された各企業の資料からは、金融機関、商社は脱石炭の方向に舵を切っており、電力会社も、石炭火力の必要性は言いつつ東南アジアでは新規開発を予定していないことが明らかになった。
- ごく一部の企業以外、日本のビジネスは脱炭素への選択を行っている。

	事業者等の見解	発言者
1.	<ul style="list-style-type: none"> • 現在、<u>新たな海外石炭火力発電事業案件は計画していない</u> • <u>グローバル企業の海洋再生エネルギー連合に日本企業で唯一加盟</u> • <u>台湾における洋上風力の参画を通じ、ノウハウを稼得して競争力を得ていく</u> 	JERA
2.	<ul style="list-style-type: none"> • <u>石炭火力事業による発電容量を、2018年度末の約3GWから2030年までに半減させる</u> • <u>発電事業分野において再生可能エネルギー電源の保有比率を高めるとともに LNG やバイオマス燃料の調達から発電事業までを一貫して行う Fuel to Power 事業に注力</u> 	丸紅
3.	<ul style="list-style-type: none"> • <u>「再エネの更なる拡大」と「化石電源のゼロエミッション化」を中心に事業を展開</u> • <u>近年では、小水力、地熱の開発含め、再生可能エネルギーのトップランナーとして更なる導入拡大へ</u> 	電源開発
4.	<ul style="list-style-type: none"> • <u>ベトナムに対して石炭からガス・再生可能エネルギーへの転換を働きかけ</u> 	JBIC

(出典) 環境省「石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会」2020年5月
 第2回検討会 JERA資料5,18,21p 丸紅資料1p 電源開発資料29p
 第3回検討会 JBIC資料8p

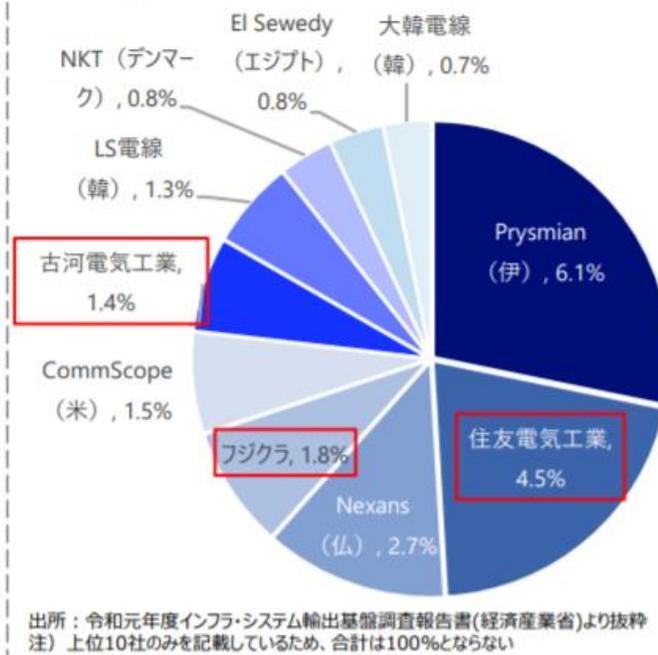
4 多くの企業・金融機関が既に石炭から自然エネルギーへの転換を進めている

■ 経産省報告書の参考資料にも、自然エネルギー拡大と電力システムの柔軟性確保を、今後のビジネスチャンスとして取り組む多くの日本企業が紹介されている（下記はその一例）。

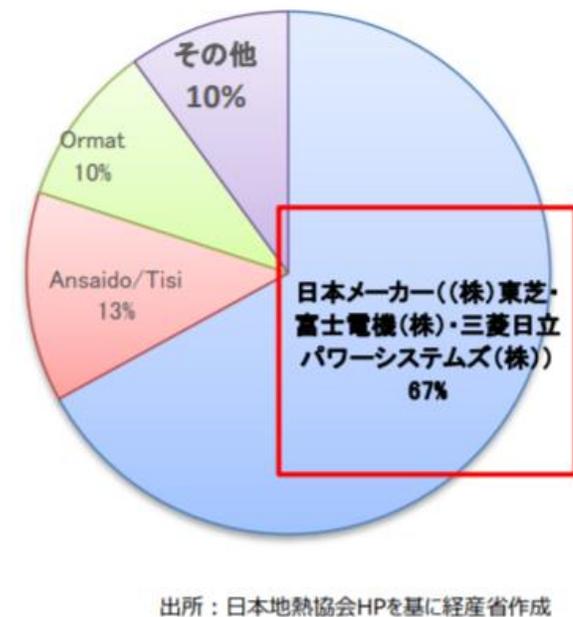
世界の洋上風力発電プロジェクトへの 商社・ユーティリティ企業の出資参画事例

風力発電所	容量 (MW)	参画企業
白 ノースウインド	216	欧州住友商事
白 ノーベルウインド	165	欧州住友商事
独 ブーテンディーク	288	伊藤忠欧州
仏 Parc éolien en mer de Dieppe - Le Tréport	496	住友商事
仏 Parc des Iles d'Yeu et de Noirmoutier	496	住友商事
欧州 蘭 ルフトダウネン	129	三菱商事
英 ガンフリートサンズ	173	丸紅, JERA
英 レースバンク	573	欧州住友商事
英 ギャロパー	353	欧州住友商事
英 トライトンノール	860	J-POWER, 関西電力
英 モーレイイースト	950	関西電力
台湾 フォルモサ	2,578	JERA
台湾 雲林	640	双日、中国電力、四国電力
台湾 ハイロン	1,044	三井物産
台湾 ジャンホワ	500	丸紅

電線・ケーブルの世界シェア



地熱発電用タービンの世界シェア



日立によるABB買収

日立製作所は、ABBの買収により分散電源における送配電システムを獲得。パワーグリッド事業とデジタル技術を融合させ、エネルギー分野のイノベーションを起こすプラットフォーム構築を目指す。

石炭火力輸出の中止と自然エネルギー支援への転換が必要な理由まとめ

1. 日本政府はパリ協定にコミットしており、「世界の脱炭素化を牽引するとの決意の下、高い志と脱炭素化のための取組を積極的に推進していく姿勢を力強く内外に示す」としています(パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略)。したがって、政府のインフラ輸出戦略もパリ協定の実現に向けた戦略と整合的であることが必要です。
2. 経産省報告書は、IEAの公表政策シナリオに依拠して「2040年には、化石燃料発電の割合は相対的に減少するが、例えばアジア太平洋地域では依然 5 割を占めることが見込まれ」とし、これを石炭火力支援を継続する理由としています。
しかし、公表政策シナリオでは、2040年の東南アジアのエネルギー起源CO₂排出量は2018年より60%も増加してしまい、パリ協定の目標と整合しません。公表政策シナリオを前提として日本のインフラ輸出戦略を決めるのでは、パリ協定に対する政府のコミットメントと矛盾してしまいます。
3. 石炭火力輸出を合理化する最大の根拠であった「日本の石炭火力発電効率は世界でトップ」という主張が根拠を失う一方で、東南アジアにおける自然エネルギー開発、送電網整備には、大きなビジネスチャンスが存在しています。
4. 環境省検討会においても、経産省報告書においても、多くの日本企業が自然エネルギー拡大とその関連ビジネスに積極的に乗り出していることが示されています。
5. 世界の気候変動対策に貢献するためにも、日本のビジネス展開の促進のためにも、「インフラ輸出戦略」を見直し、石炭火力輸出政策を完全に中止し、自然エネルギービジネス支援に転換すべき時です。