自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

JCI ウェビナー「石炭火力を考える」

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

2020年7月28日

公益財団法人 自然エネルギー財団 上級研究員 滝澤 元

2020年 動き出したが、不十分な日本の脱石炭火力

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2/18 小泉環境大臣、石炭火力輸出の見直し表明

4/1 環境省、石炭火力輸出ファクト検討会発足

7/3 梶山経産大臣、国内非効率石炭火力の削減を表明

7/9 経協インフラ戦略会議、石炭火力”原則”輸出しない

5/14 環境省「石炭火力輸出ファクト集」取りまとめ

5/21 経産省「インフラ海外展開懇談会」中間取りまとめ

【インフラ輸出戦略】「我が国が相手国のエネルギーを取り巻く状況・課題や脱炭素化に向けた方針を知悉(ちしつ)していない国に対しては、政府としての支援を行わないことを原則とする」
➡現在進行中のプロジェクトや”高効率”と位置付ける石炭火力の輸出は継続

2/12 自然エネルギー財団「日本の石炭火力輸出政策５つの誤謬」発表

4/21 自然エネルギー財団「アジアで進む脱石炭火力の動き」環境省ファクト検討会へ提出

6/25 自然エネルギー財団「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」発表

7/9 自然エネルギー財団「石炭火力輸出の完全な中止と自然エネルギー支援への転換を」公表

２月 ４月 ５月 ６月 ７月

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 年に入ってからの中国の新設 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)

USCプラントの比較

■ 2010年に入ってからの中国の新設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%	

■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（３ｐ）
- 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（４ｐ）

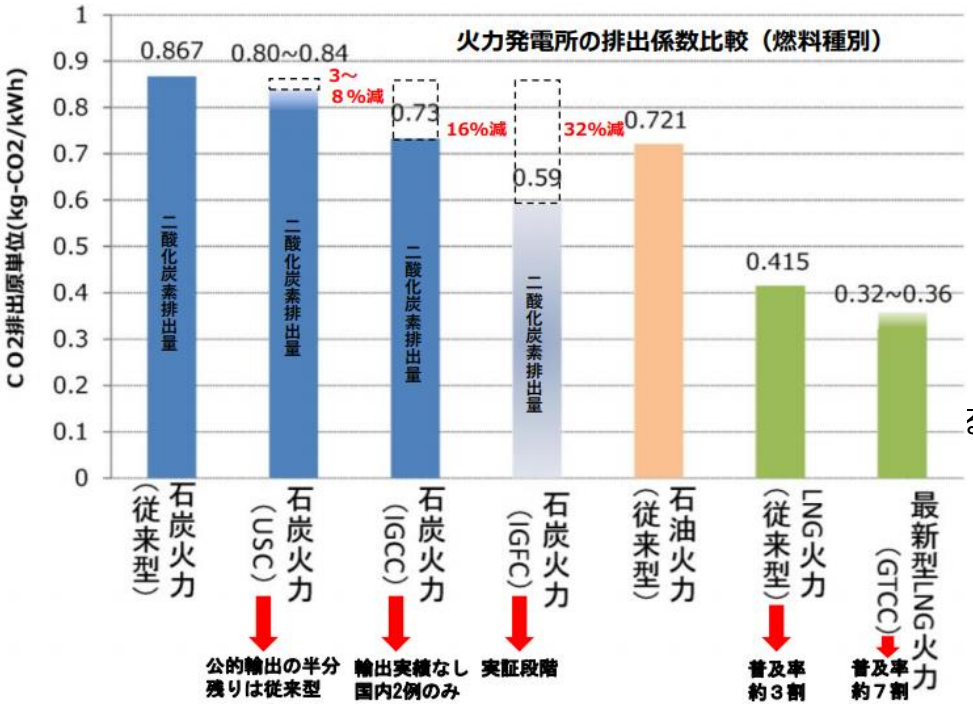
■事業者の見解（環境省検討会提出資料）

- 「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 23ｐ）
- 「『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）

2 「石炭火力と脱炭素化の両立」の非現実性① ＩＧＣＣ

■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まだ時間を要すると想定しています。	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
100～140ｇ／kWhのCO_2を排出（IEA調査）

CCS Ready 政策は時代遅れ：安価な自然エネ電力ができる前の政策

（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
CCS	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具体的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困難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	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（三桁億円にはなる場合もあります）。	JERA
	石炭とアンモニアでは燃焼速度に差があることから、効率的な燃焼状態を実現できるか、という点が課題と認識しております。	JERA

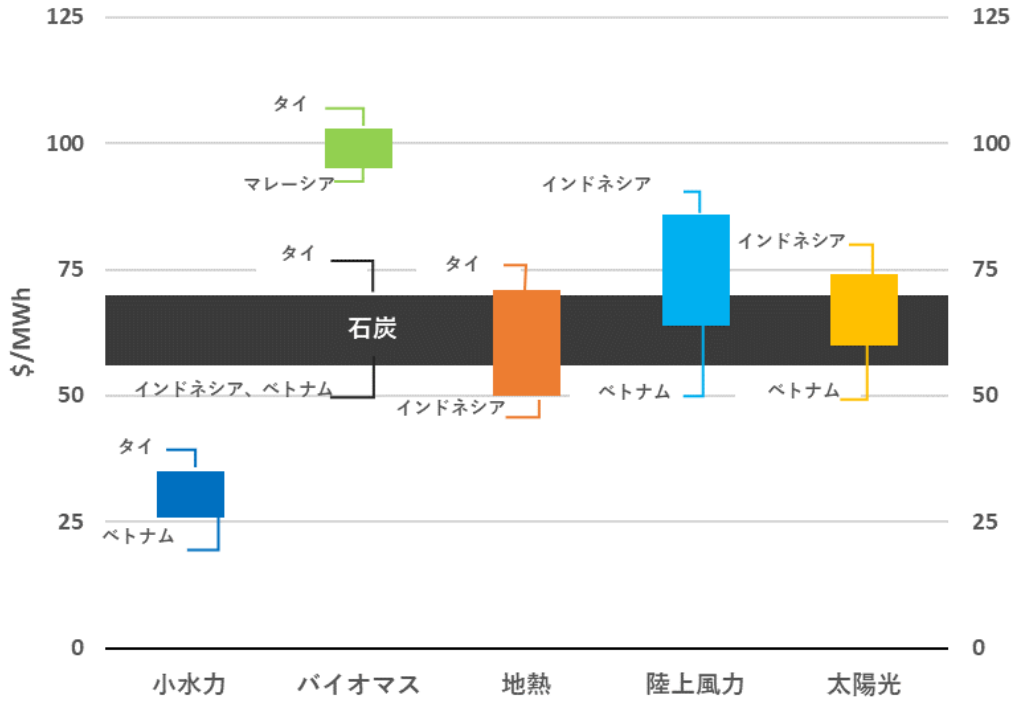
アンモニアは水素と窒素から合成される。安価で大量の自然エネルギー発電が実現して初めて、CO_2フリーの水素とアンモニア発電が実用化できる。

（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 17,18,19,22ｐ、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　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。

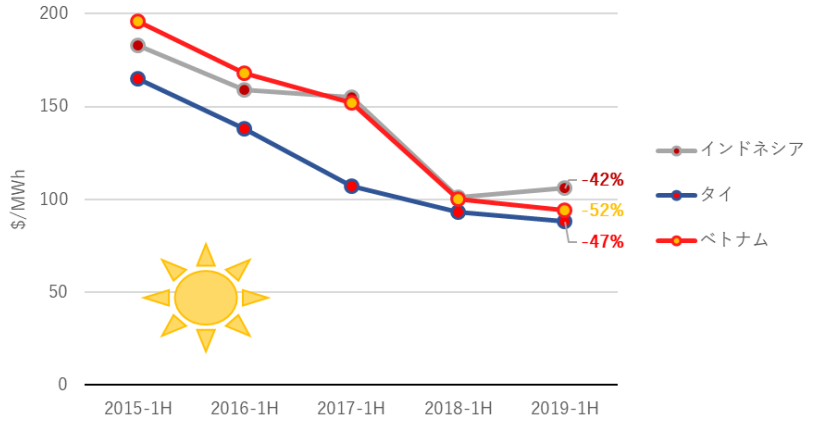
東南アジアで最もコスト競争力が高い自然エネルギー・プロジェクトおよび石炭火力プロジェクトの補助金なし均等化発電原価（LCOE）（2019 年上半期）



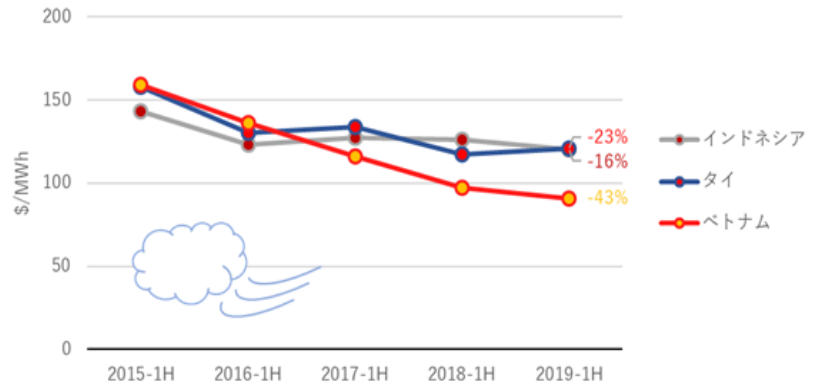
（出典）自然エネルギー財団「アジアで進む脱石炭火力の動き」 2020年4月　ブルームバーグNEF「Levelized Cost of Electricity」より作成

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

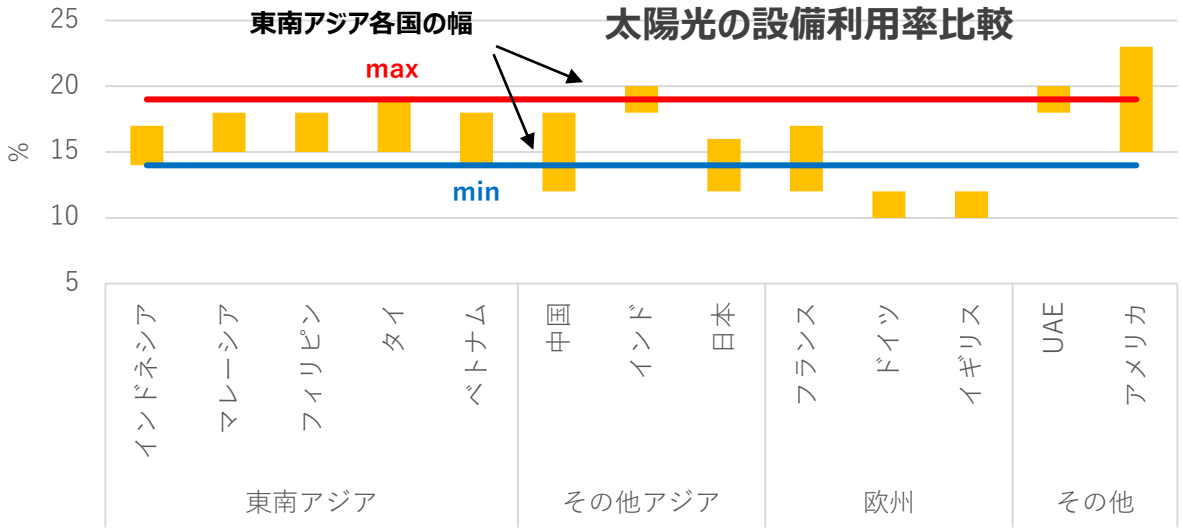
3　東南アジアの自然エネルギービジネスの大きな可能性①開発ポテンシャル

■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に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」

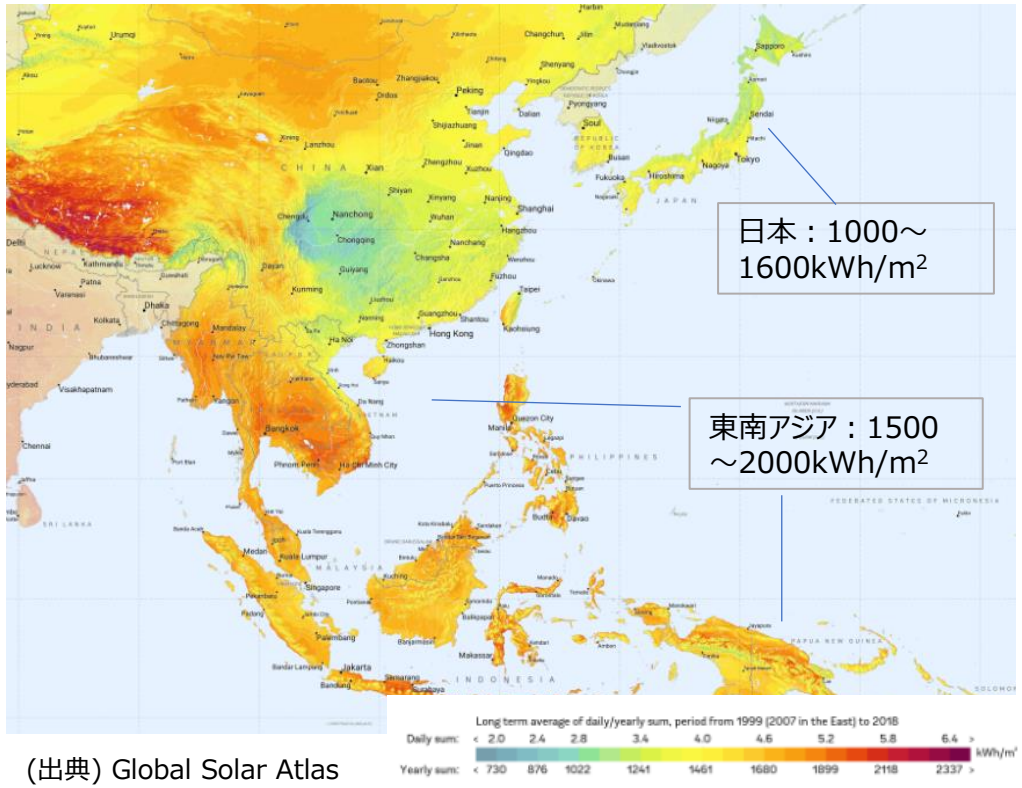
東南アジア各国の太陽光の設備利用率について、ブルームバーグNEFは、14-19%と見積もっている。中東のUAEには劣るものの導入量世界１の中国や欧州各国、日本と比べても高い。



(出典)ブルームバーグNEFのLCOE試算に基づく仮定より作成

● 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）

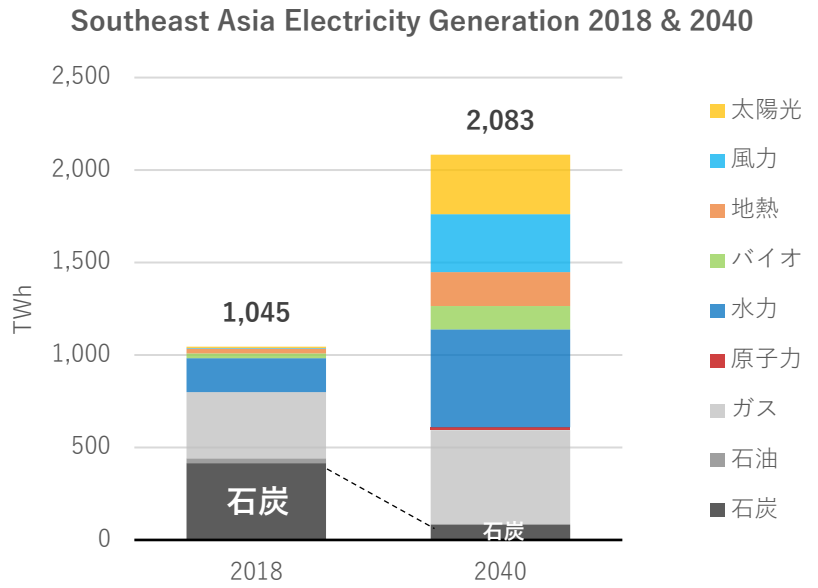


(出典) Global Solar Atlas

■東南アジアの未来3つのシナリオ：日本はどの未来を支援するのか

- 「世界エネルギー見通し2019(WEO2019)」は、東南アジアの「現状政策(CPS)」、「公表政策(SPS)」、「持続可能政策(SDS)」の３つのシナリオを描く。
- 石炭火力発電量は、現在より現状政策で３倍、公表政策でも２倍になる。
- 公表政策でも、2040年までの設備容量の増加は、自然エネルギー電源が石炭火力の2倍程度。
  しかし、このシナリオでも、エネルギー起源ＣＯ２は、60%増加する。
- 日本が、世界の気候変動対策に貢献するためには、パリ協定に整合する持続可能政策に沿った電源開発を支援すべき。

持続可能政策:電源別の発電量の変化(2018−2040)



（出典）” World energy outlook 2019” IEA 2019年11月

発電量	2018	2040		
(TWh)		持続可能政策	公表政策	現状政策
石炭	416	81	929	1,205
石油	26	8	15	16
天然ガス	357	504	684	661
原子力		16	12	12
自然エネ	247	1,474	706	510
合計	1,045	2,083	2,345	2,404

（出典）” World energy outlook 2019” IEA 2019年11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.	• 現在、新たな海外石炭火力発電事業案件は計画していない • 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 • 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	JERA
2.	• 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 • 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	丸紅
3.	• 「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 • 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	電源開発
4.	• 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	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

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」るとし、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CO_2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。