

**石炭火力発電輸出への公的支援に関する
有識者ファクト研究会
ご説明資料**

2020年4月14日
電源開発株式会社（J-POWER）

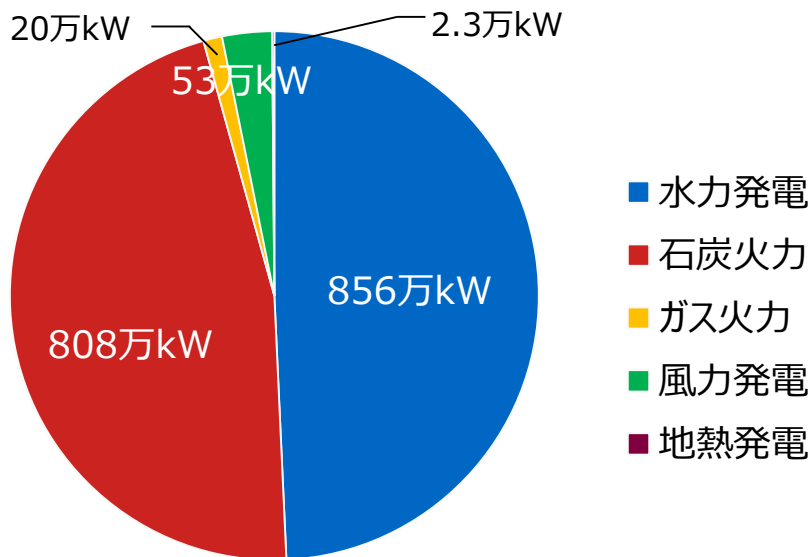
目次

1. J-POWERの取り組み
 - ・会社紹介
 - ・石炭火力ゼロエミッションに向けたビジョン
 - ・国際事業
2. 東南アジアの電力市場動向
 - ・電力市場の動向
 - ・再エネポテンシャル評価
3. 日本プラントメーカーの優位性
4. 石炭火力公的輸出支援の必要性
5. ゼロエミッション化に向けた技術開発

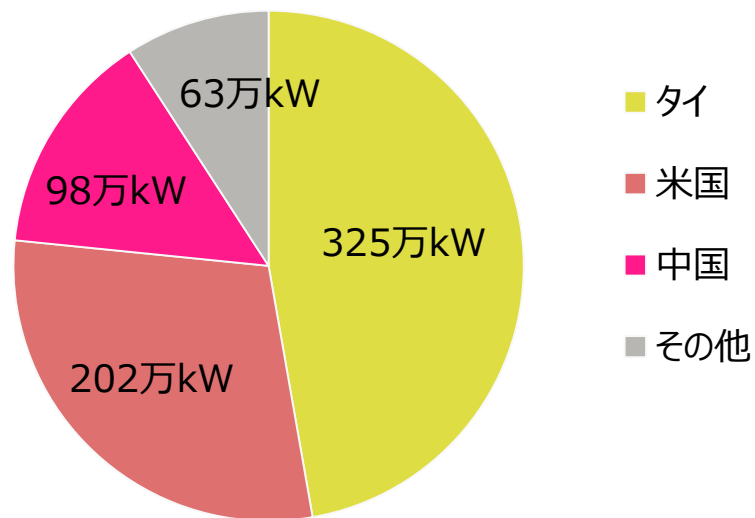
- 国内では、1,739万kW（火力48%、水力49%、風力3%）の発電設備を運転中。
- 海外では、合計2,245万kW（持分出力688万kW）の発電設備を運転中、3件406万kW（持分210万kW）を建設中。内、石炭火力（持分）は運転中95万kW、建設中68万kW。
- 風力発電事業を2000年より展開（現在24地点、53万kW）。近年では、小水力、地熱の開発含め再生可能エネルギーのトップランナーとして更なる導入拡大に取り組んでいる。

【営業運転中の発電設備出力】（持分出力ベース、2020年1月末現在）

国内（1,739万kW）



海外持分出力（688万kW）



（注）水力発電は、一般水力と揚水の合計値

海外プロジェクトの内、石炭火力は95万kW（14%）

J-POWER 脱CO₂に向けた取組み

| 脱炭素化への取組み | 目標 | 達成時期 |
|--------------------|--|--------|
| 再生可能エネルギーの更なる拡大 | 新規開発100万kW (水力3億kWh/年増、風力等25億kWh/年増) *1 | 2025年度 |
| 石炭利用のゼロエミッション化への挑戦 | 石炭利用に伴うCO ₂ 排出ゼロ | 2050年代 |

*1 2017年度比

J-POWERグループ グローバル設備出力

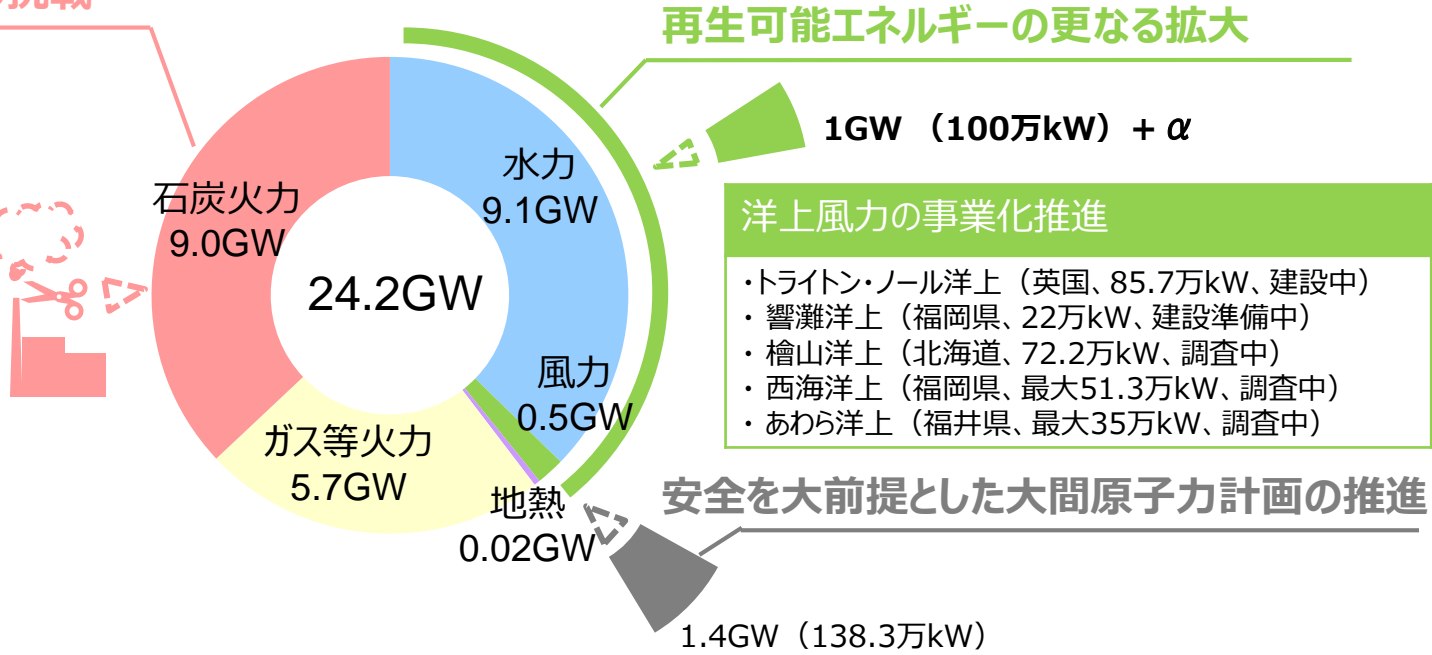
(2020年1月末時点の持分出力(運転中))

石炭利用のゼロエミッション化への挑戦

酸素吹IGCC、IGFC、CO₂分離回収技術開発
大崎クールジェンプロジェクトで高効率石炭火力発電（酸素吹IGCC、IGFC）及びCO₂分離回収の実用化に向けた大型実証試験を実施中

CCUSの技術開発促進
大崎クールジェンプロジェクトで回収されるCO₂有効利用の検討、グリーンオイルなどのカーボンリサイクル技術開発の促進。CCSの輸送・貯留の基礎的研究の実施中。

豪州褐炭水素パイロット実証プロジェクト
豪州の褐炭をガス化して水素を製造し、日本に輸送するサプライチェーン構築の実証試験に参画。当社は褐炭ガス化による水素製造を担当。



ゼロエミッション火力発電を目指して

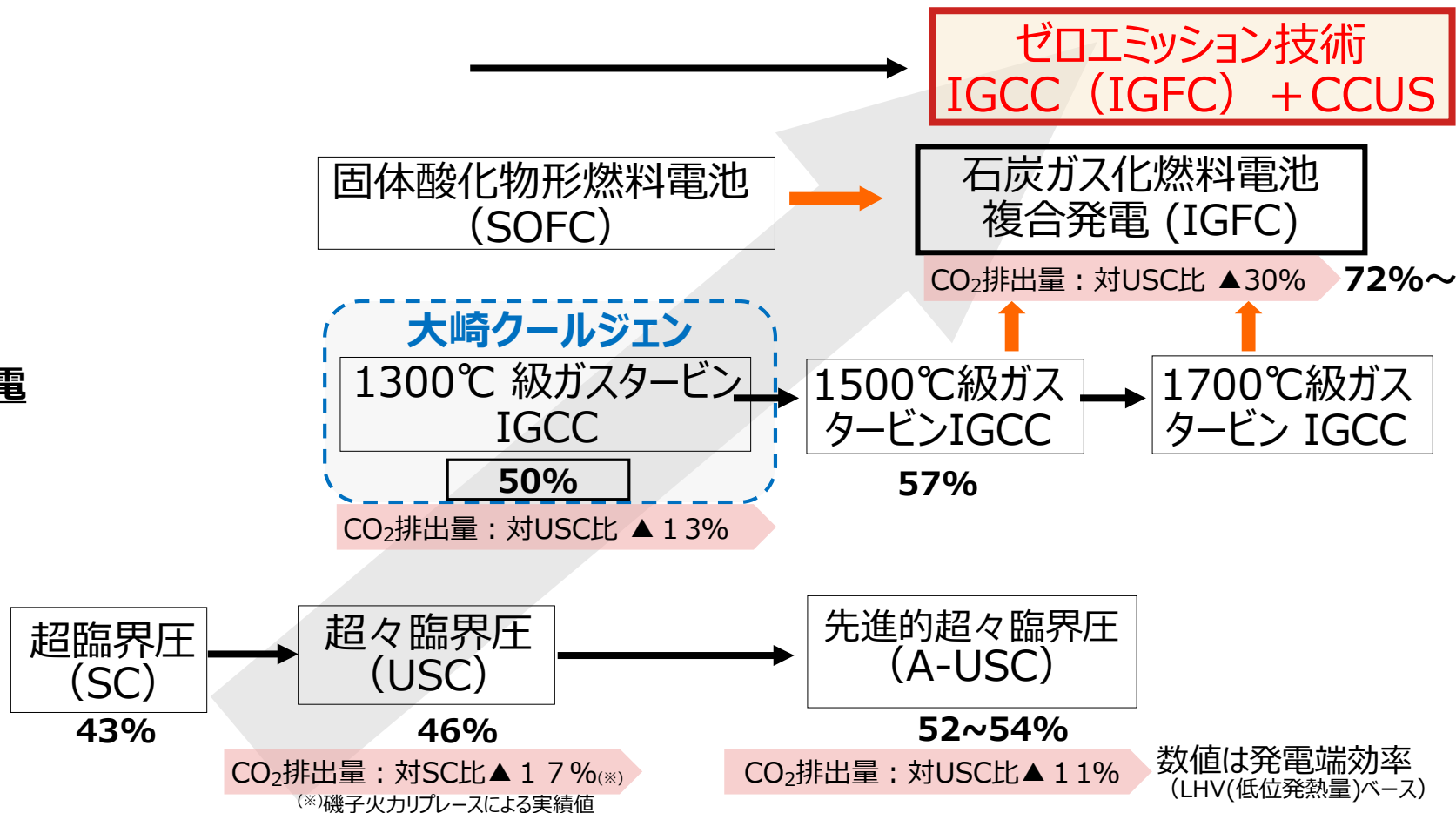
- 更なる高効率化とCCUS（CO₂回収・利用・貯留）の組合せにより、2050年代でのゼロエミッション火力を目指す。

CO₂回収・貯留

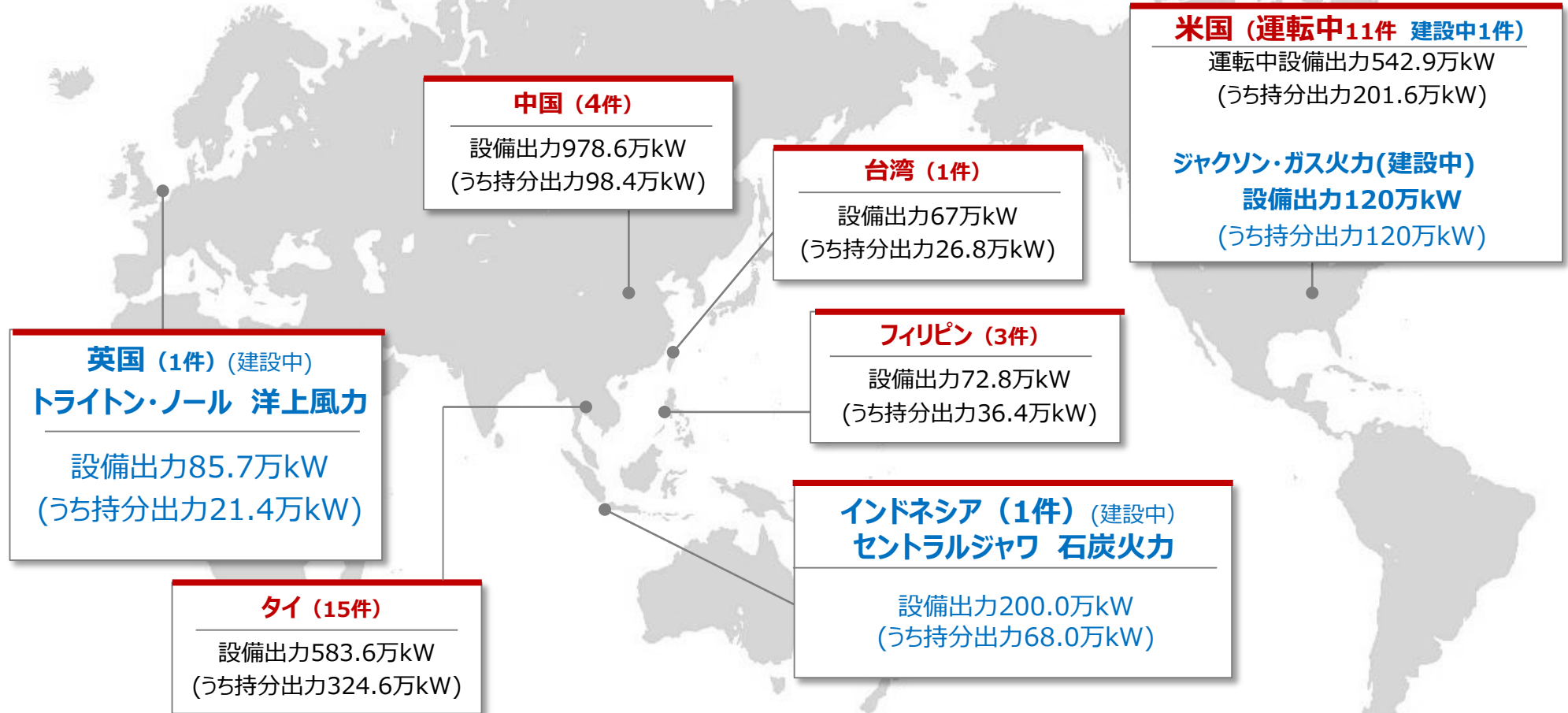
燃料電池

石炭ガス化複合発電

微粉炭石炭火力



- 2000年以降、本格的に海外発電事業を展開。現在、5ヶ国で設備出力合計2,245万kW・持分出力合計688万kWの発電設備を営業運転中
- 他にインドネシアのセントラルジャワ石炭火力、英国トライトン・ノール洋上風力、米国ジャクソン・ガス火力の3案件を現在建設中
- また、1960年から64カ国・地域で359件の海外技術コンサルティング事業の実績



J-POWER インドネシア国Central Java石炭火力プロジェクト

- インドネシア初となる大規模USC石炭火力IPP、電力部門における官民パートナーシップ案件
- 出資者であると同時に、豊富なUSCの経験に基づき、設計、施工監理、運転保守の面でも支援

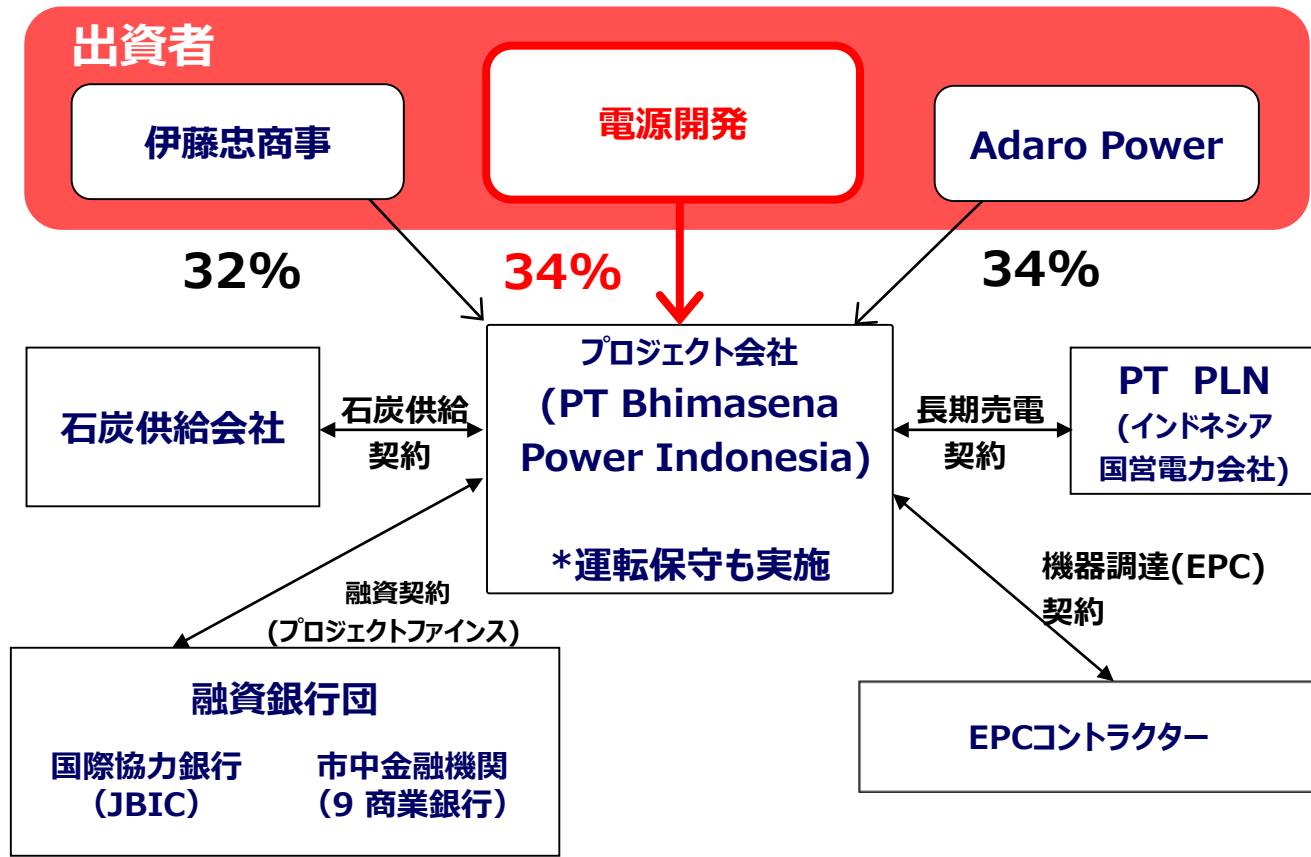
【Central Java石炭火力発電所】

- ・種別：石炭火力(超々臨界圧)
- ・出力：2,000MW
(1,000MW x 2基)
- ・主 機：MHPS
- ・営業運転開始 (予定)：
1号機、2号機 2020年



Central Java 建設状況
(2020年1月現在)

Central Java石炭火力プロジェクトスキーム図

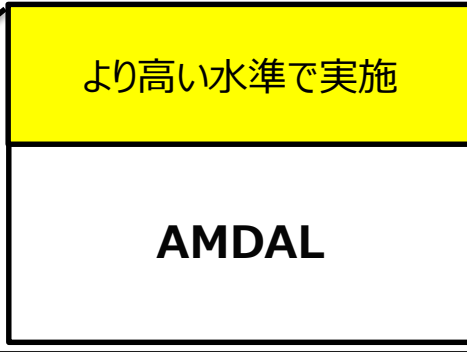
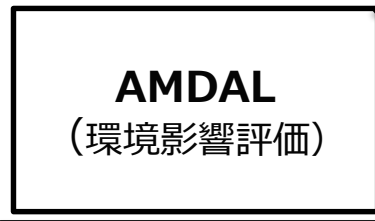


□ Central Javaプロジェクトでは以下の賞を受賞し評価された。

- Indonesia Best Electricity Award 2016においてThe Best Environmentally Concerned Company を受賞
- Project Finance International Awards 2016においてアジア太平洋部門の“Power Deal of the Year”を受賞

BPI セントラルジャワ 石炭火力IPP

過去のIPPプロジェクト



以下を実施した同国初のAMDAL:

- 地元への補償
- 代替農地提供
- 雇用創出 (CSRプログラム等)

地元農民への補償



地主の土地売却で働き場を失った小作農
／日雇農へ、生活支援金 (一定期間) を
支給

代替農地の提供



- 1) 小作農に対する影響緩和策として、
代替農地を整備して無償で貸与
- 2) 発電所建設により収入が減少した小
作農に対する新規収入源の提供

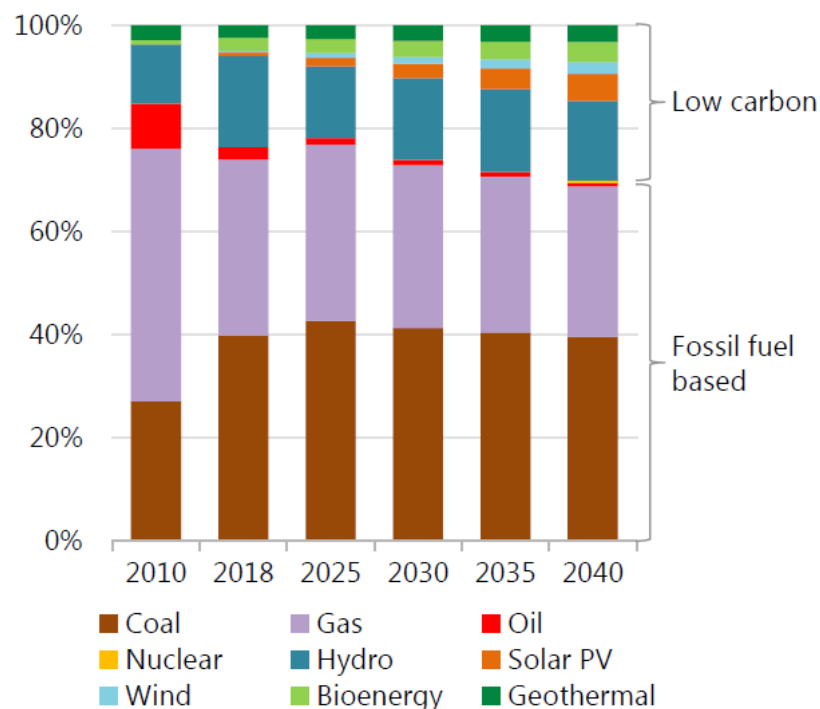
人工漁礁の設置



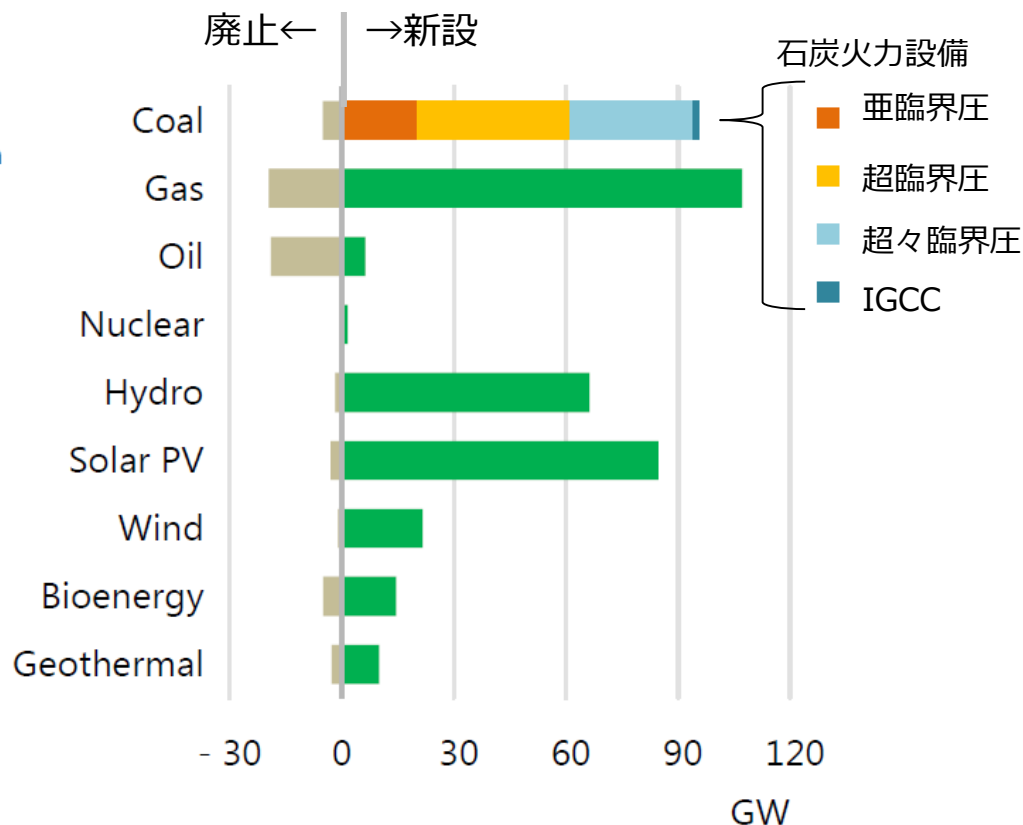
地域漁業振興のため、人工漁礁を漁民と
ともに製作、設置。

- 東南アジアでは電力需要が2040年までに2.4倍まで増加する見込み。需要増加に対して、再生エネルギーは2018年比で3倍弱に拡大するが、石炭火力も約2倍に増大し最大のシェア40%を維持。
- 2040年に向けて約90GWの石炭火力が新設される見通し。そのうち亜臨界・超臨界が60%を占める見込みであり、USC以上の高効率石炭火力を展開することがグローバルなCO₂削減に貢献。

電源別シェア



新設・廃止設備容量 (2019-2040)



- アジアにおいてもCO2抑制は課題であり、再エネの拡大も必要だが、電力不足、経済性、自国資源活用等の観点から、高効率石炭火力を要望する国も存在

| 地域 | 概要 |
|--------|---|
| ベトナム | <p>電力需要：ベトナム政府の電源開発計画は2030年には最大で2015年対比約4倍の販売電力量が想定されており、南部を中心に電力不足が極めて深刻に。</p> <p>再エネ：政府は太陽光、風力、バイオマスを中心に再エネ増強計画を打ち出すも、十分でないFIT価格水準、投資環境の観点等から開発の制約になっている。</p> <p>ガス：国内天然ガスは1990年代後半以降、生産量が急増しており、埋蔵量の減少を伴って今後の火力発電向けの供給力に懸念。</p> <p>石炭：電源開発計画は石炭火力は引き続き主要電源として位置付けられ、設備容量としては2030年時点で55GW（全体の約42%）が見込まれている（2020年時点では25.6GWの見込）。また環境への配慮からUSCなどClean Coal 技術を備えた設備導入も進みつつある。日本勢による新規検討中案件(IPP/EPC)もあり。</p> |
| インドネシア | <p>電力需要：政府計画上の電力需要の伸びは2019-2028で年6.42%の増加を想定。</p> <p>再エネ：目標や支援制度はあるが、低い料金、収益性ある地点が限られ、太陽光、風力導入量は限定的。</p> <p>石炭：ジャワ-バリ系統の電力需給は足元ではほぼ飽和も、スマトラ、カリマンタン等では新規案件継続。首都移転での大型案件期待。インドネシア国有電力(PLN)案件では、中国製機器に対する信頼性懸念あり。エネルギー鉱物資源相は、産業育成のために石炭火力の必要性を訴え、価格観点から再エネへの移行には時間がかかることを主張。</p> |

| 地域 | 概要 |
|---------|---|
| フィリピン | <p>電力需要：政府計画上の電力需要の伸びは2021-2040で年4.9%の増加を想定。 <u>2040年までに25GWのベースロード電源が必要。</u></p> <p>再エネ：2008年に再エネ法が成立。2012年にFIT制度が導入され、買取価格と導入量が公表されている。 2030年時点の再エネ目標は15GWとしているが、太陽光以外の進捗は芳しくない。</p> <p>ガス：現在、ガス火力は国産ガスを使ってベースロードとして運用。国産ガスは2020年半ばから2030年頃までには枯渇する見通し。現在、LNGターミナル建設の動きあり。</p> <p>石炭：地場デベロッパー主体の新規石炭IPP案件が複数継続。</p> |
| バングラデシュ | <p>電力需要：政府想定 of 電力需要の伸びは2017-2030でローケースにおいても年8.6%の増加。足元は電力需給が逼迫。</p> <p>ガス：天然ガス埋蔵量は2014年の13.1兆cftから2018年末には5.7兆cftへ減少。2018年からLNG輸入国となった。今後のLNG活用は、財政状況と電力料金上昇抑制政策の観点から、計画通りに進むかは不透明。</p> <p>石炭：深刻な電力不足から、輸入LNGベースとなるガスよりも相対的に経済性の高い石炭火力の開発に意欲的。<u>マタバリ二期(600MWx2)の円借要請あり。</u></p> |

| 地域 | 概要 |
|-------|--|
| インド | <p>電力需要：インド政府の国家電力計画では、2017-27年の電力需要は年平均5.9%の増加見込み。</p> <p>再エネ：国家電力計画では57GW(2017年) から275GW(2027年) とする再エネ導入目標を設定。 風力・太陽光の入札は競争が激しく落札価格は下落。</p> <p>ガス：増加する電力需要を賄うため、国産ガスに加えてLNG輸入を実施（国産48%,輸入52% 2019年度）。2017年のガス火力の設備容量は25.3GW、国家電力計画では2027年までに0.4GWの新設が組み込まれ、計画設備出力は25.7GW（全体の4%程度）。ガス供給不足により、現状、ガス火力発電所の設備利用率は低い状況。</p> <p>石炭：2017年の石炭火力の設備容量は192GW。国家電力計画では、これに加えて2027年までに94GWの新設予定（同期間の退役見込みは48GW）。 政府は、太陽光の大規模開発を進める一方で、<u>引続き主要な電源となる石炭火力に対しClean Coal技術の適用を推進。</u></p> |
| スリランカ | <p>石炭：<u>電力不足と経済性から、新規石炭のモラトリアムを方針転換し、2019年にクリーンで高効率な新規石炭火力(300MWx4)の開発を閣議決定。</u> セイロン電力庁（CEB）が運営する中国製石炭火力が環境設備等の問題を抱えていることもあり、<u>日本の技術と資金援助に期待。</u></p> |
| パキスタン | <p>石炭：深刻な電力不足が継続する中、輸入石油の削減を図るため、政府は国内炭田の開発を提唱。国内炭の質、採炭困難性から炭田開発は難航する一方で、新規火力(主に中国スタンダードの330MW亜臨界と660MW超臨界でUSCではない)開発により輸入炭は急増。</p> |

インドネシア エネルギー・鉱物資源相発言（2019年12月19日 日本経済新聞インタビュー記事）

- 石炭火力は「発電コスト上の競争力が依然ある。」
- 「エネルギー源が思っているよりも早く（再生可能エネルギーなどへ）移行することはない。」
- 「今後も国内でも石炭を利用する。どの国も産業育成のためあらゆる資源を利用して発展を遂げた。インドネシアにもそれを認めてほしい。」

ベトナム 商工副大臣発言（2019年12月 第14次FEC(民間外交推進協議会)ベトナム訪問団面会時）

- 「実情と中期的な需要を踏まえれば2030年までにいくつかの石炭火力発電所を開発する必要がある。もちろん将来的に石炭火力発電所の開発スピードを落とし、環境保全問題も厳しく管理する必要がある。更に煤塵や有害物質の状況などハイレベルな基準設定と準拠しなければならない。」
- （LNGと石炭火力のバランスをどう考えるかについて）「当然ながら、石炭火力を100%止めることはできず、LNGの発電所は将来的に増える。その中で経済面、技術面を踏まえ、供給力の確保やコストなど全てのバランスを取りながら、検討していく必要がある。」

インド 電力省幹部発言（2019年11月 第12次FEC(民間外交推進協議会)インド訪問団面会時）

- 「電力分野における優先政策は、再生可能エネルギーの導入と石炭火力発電への環境対策装置（脱硫装置）の設置。」

東南アジアにおける再エネのポテンシャルとコスト評価（太陽光・風力）



- ASEAN Centre for Energyが発電コスト\$150/MWh以下となる太陽光と陸上風力の容量・所要面積を取り纏め。
- 各国とも導入コストが高いことは依然主な課題。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。
- 系統整備や蓄電による更なるコスト増、事業用地確保において現在の技術では再エネの導入拡大に限界あり。

| 国 | LCOE \$150/MWhのポテンシャル | | ポテンシャル | |
|--------|---|--|----------------------------|---------------------------|
| | 太陽光 設備容量 (GW) 所要敷地面積[km ²] | 風力 設備容量 (GW) 所要敷地面積[km ²] | 国土面積 [km ²] | ポテンシャルの電源の国土に おける面積の比率 |
| ブルネイ | 16 GW (431 km ²) | 0.02 GW (6 km ²) | 5,770 | 8 % |
| ミャンマー | 7,717 GW (214,347 km ²) | 482 GW (160,564 km ²) | 676,600 | 55% |
| カンボジア | 3,198 GW (88,830 km ²) | 69 GW (23,082 km ²) | 181,000 | 62% |
| インドネシア | 1,052 GW (29,228 km ²) | 50 GW (16,551 km ²) | 1,911,000 | 2.4% |
| ラオス | 1,278 GW (35,496 km ²) | 13 GW (4,344 km ²) | 236,800 | 17% |
| マレーシア | 1,965 GW (54,575 km ²) | 2 GW (526 km ²) | 329,800 | 17% |
| フィリピン | 1,910 GW (53,062 km ²) | 217 GW (72,337 km ²) | 300,000 | 41% |
| シンガポール | 2 GW (60 km ²) | 0.02 GW (7 km ²) | 721 | 9% |
| タイ | 10,538 GW (292,713 km ²) | 239 GW (79,718 km ²) | 513,100 | 73% |
| ベトナム | 2,847 GW (79,069 km ²) | 311 GW (103,591 km ²) | 331,200 | 55% |

出典：ASEAN Centre for Energy

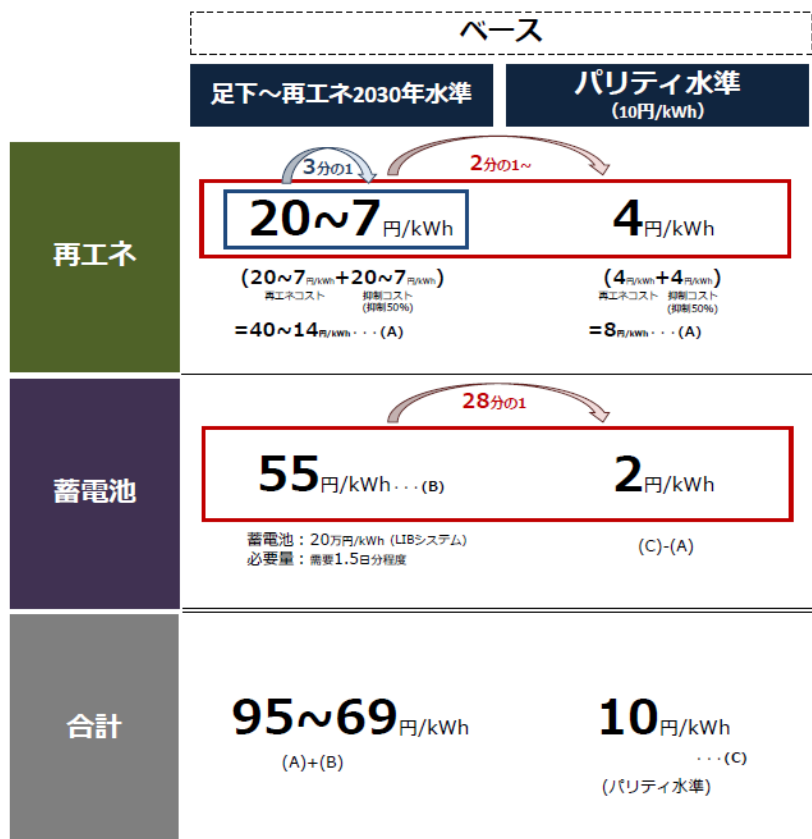
<https://aseanenergy.org/spatial-estimate-of-levelised-costs-of-electricity-lcoe-in-asean/>

再エネ+蓄電池と火力+CCUSの国内発電コスト比較（日本国内）

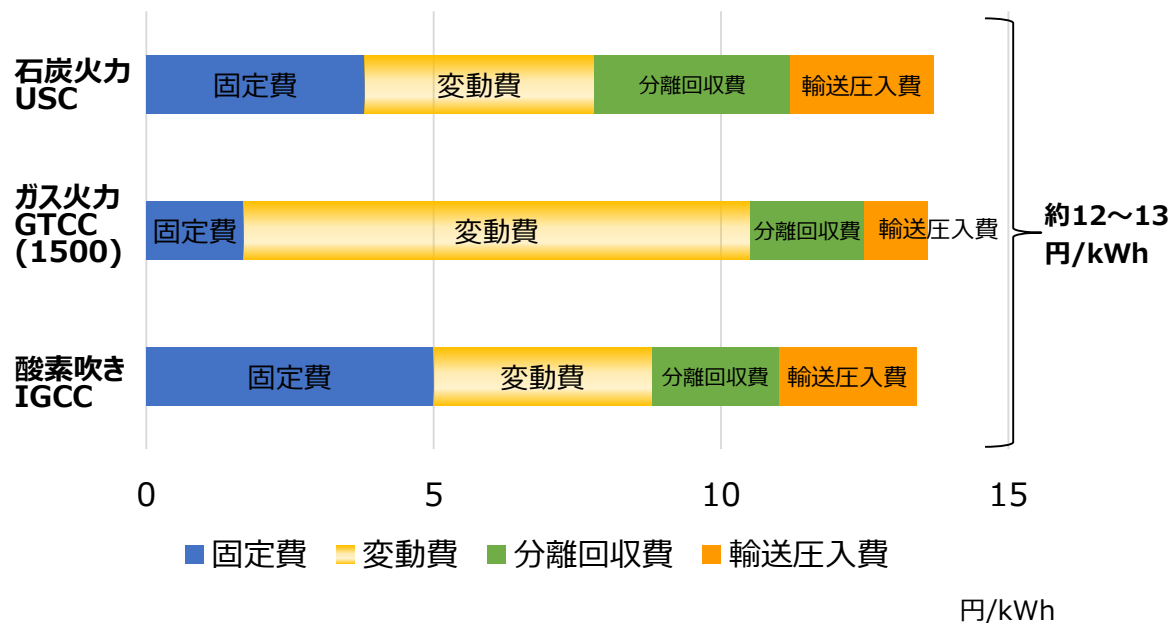


- ❑ 発電部門のゼロ・エミッション化には、すべての脱炭素化の選択肢を追及する「総力戦」が必要。
- ❑ 日本国内での発電コストではCO₂分離回収費用を含めたガス火力と石炭火力は遜色ない見通し。東南アジア諸国においても状況は同様。
- ❑ エネルギー多様化・分散化の観点からも、再エネ+蓄電機能や水素などと並行して火力+ CCUS の社会実装を追及していくべき。

■ 再エネ+蓄電池コスト試算（国内）



■ CCS付き火力発電コスト（国内）※当社試算



※CCSコストは地球環境産業技術研究機構（RITE）の試算を基に算出
 （CO₂パイプライン輸送（20km）を想定）
 IGCCのCO₂分離回収費用のみ当社目標値をベース

- 事業者としては、コストと品質のバランスを考え、主機(ボイラー・タービン・発電機)は特に品質を重視して日本製とし、その他周辺設備や土木建築等はコストを追求し中国、韓国、インド、タイ等の製品も活用するのが現在の基本スタイル
- 日本メーカーについては以下の点を特に評価

◆ 工期遵守と信頼性(長期の品質)

- 工期の遅れや稼働率低下はプロジェクトの収益性に重要
- レンダー・保険会社もプロジェクトファイナンスでは十分な実績と信頼性を求める
- 中国勢の海外案件は長期での運転実績が少なく、経年の性能と信頼性は検証途上

◆ 海外でのEPCコントラクターとしての総合的なプロジェクトマネジメント力・品質管理

- プロジェクトマネジメントにより工期遵守・信頼性を確保
- 製作段階及び現地施工段階(組立、溶接、据付)における厳格な品質管理も重要

◆ 運開後のトラブル・点検・補修などのアフターサービス、技術移転、人材育成

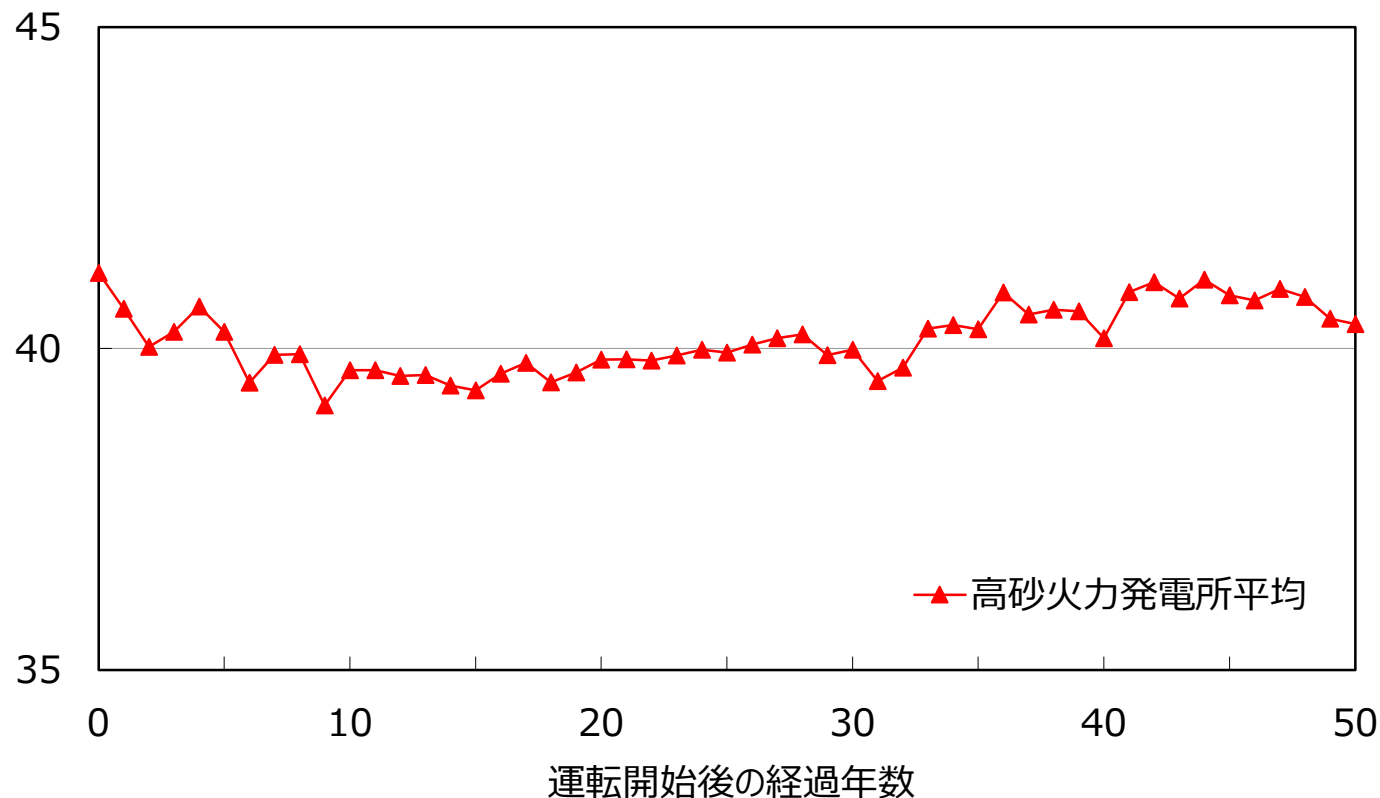
- 機器売り切りスタイルではなく、長期に亘るサービス

◆ 国際水準のガバナンス

- 日本案件の場合、レンダーからの要請もあり、国際的な社会・環境ルールの順守、環境評価、地域合意形成、地元活用、許認可対応等が前提
- 仕事に対するモラルも日本メーカーは高い

- USC等の高効率化技術は非常に高度な運用管理が必要。途上国へのUSC導入においては、建設・運転・保守にわたる全体システムとしての技術支援体制が必要。
- 50年以上の長期に亘って、当初の性能を維持する日本の電力会社の高度な運転管理ノウハウは海外展開にあたり大きな強みとなる。

発電端熱効率 (LHV,%)



J-POWER高砂石炭火力

1968年/1969年運転開始
2007年のアジア太平洋パートナーシップにて、40年以上運転しているにもかかわらず、適切な運転管理により発電効率を維持している事例として取り上げられ、参加各国から大きな評価を得た

海外石炭火力への公的輸出支援について

- 海外での石炭火力事業には公的輸出支援の継続が不可欠
- 厳しい融資条件を設定した場合、当社を始め日本のIPP事業者・メーカーは海外石炭市場を失うおそれ
- 公的輸出支援の見直し内容次第では、民間金融機関の投融資ポリシーにも影響
- 融資要件の設定にあたっては、当該技術の成熟度と顧客のニーズを踏まえた現実的、段階的な対応が不可欠

【ご参考】J-POWER グリーンフィールド案件（赤枠はJBIC融資案件）

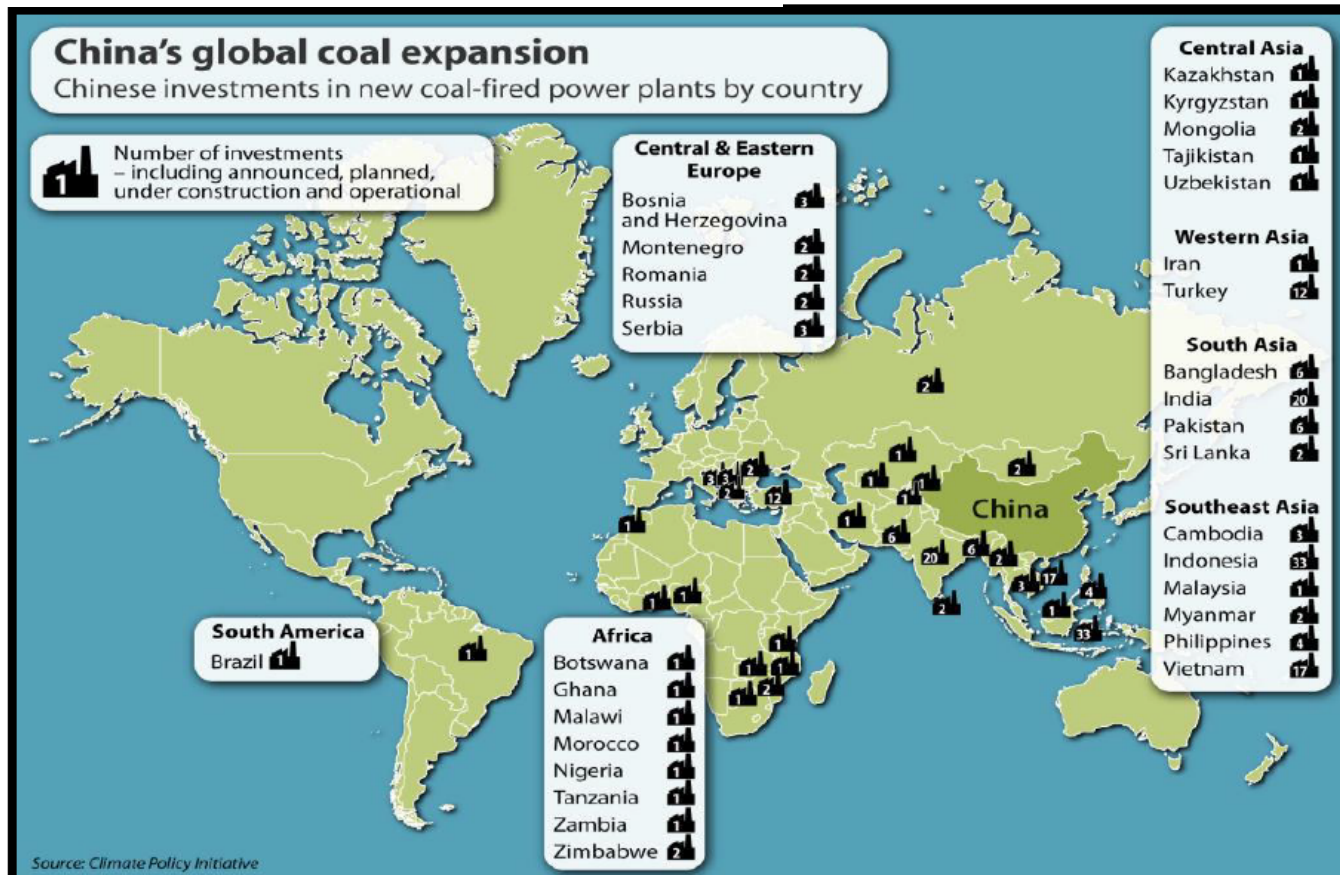
| | 国 | プロジェクト名 | 燃種 | 設備 | 契約出力 MW | 当社出資 比率 | 契約 形態※ | 運転開始年 |
|-----|--------|-----------|-------|-------|------------|------------|-----------|-----------|
| アジア | タイ | ロイエット | もみ殻 | バイオマス | 10 | 24.7% | SPP | 2003 |
| | | ラヨン | ガス | CCGT | 112 | 20.0% | SPP | 2003 |
| | | ヤラ | ゴム木廃材 | バイオマス | 20 | 49.0% | SPP | 2006 |
| | | 7 SPP | | | 790 | 57.7% | SPP | 2012~13 |
| | | カエンコイ2 | ガス | CCGT | 1,468 | 49.0% | IPP | 2007~2008 |
| | | ンセン | | | 1,600 | 60.0% | IPP | 2014 |
| | | ウタイ | | | 1,600 | 60.0% | IPP | 2015 |
| | インドネシア | セントラルジャワ | 石炭 | USC | 2,000 | 34.0% | IPP | 2020（予定） |
| 米国 | | オレンジ・グローブ | ガス | GT | 96 | 50.0% | IPP | 2010 |
| | | ジャクソン | ガス | CCGT | 1,200 | 100.0% | マーチャント | 2022（予定） |

※SPP:タイ政府のSPP(Small Power Producer) プログラムに応募したもの

(参考) 中国「一帯一路」と石炭火力

- 中国が進める「一帯一路」は、製造、輸送、エネルギーの各セクターでインフラ投資を促進。石炭火力の輸出にも力を入れており、2017時点での調査ではアジア113件、アフリカ9件、中東欧12件、南米1件の実績あり（下図参照）。「一帯一路」の核となっているパキスタンでは、超臨界（SC）や亜臨界（Sub-C）の石炭火力案件が建設中・計画中含め1,000万kW近くあり。
- 一方で、多数の国で一帯一路による債務増加問題も顕在化。IMFも懸念を示している。

【「一帯一路」による中国の石炭火力輸出実績】



石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業（大崎クールジェン）



- 石炭ガス化複合発電(IGCC)及び石炭ガス化燃料電池複合発電(IGFC)により、熱効率の向上を図ることで、石炭火力発電所から排出するCO₂を削減

【事業主体】 大崎クールジェン株式会社（J-POWER50%・中国電力50%）

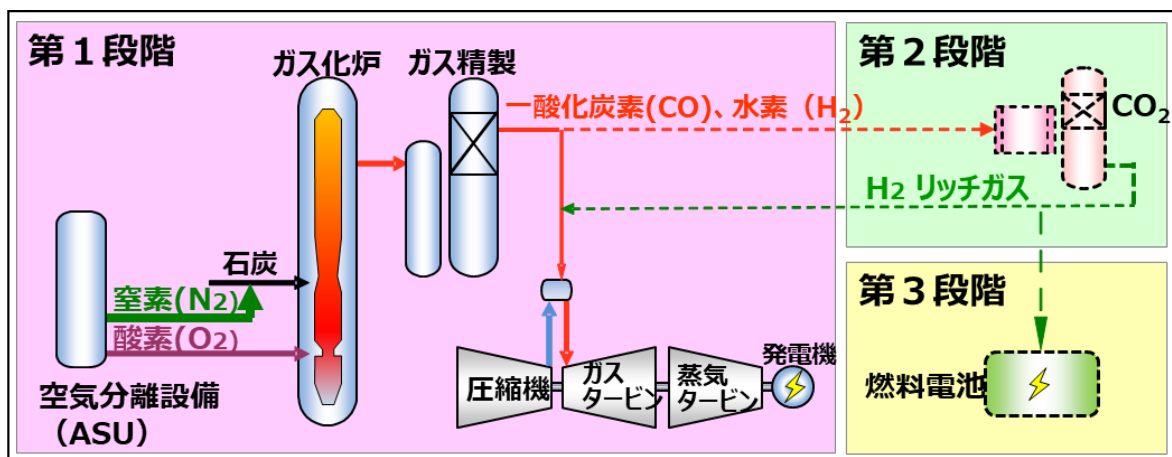
【地 点】 広島県豊田郡大崎上島町

【発電出力】 166MW級

【実施内容】 第1段階：酸素吹IGCC実証（終了）

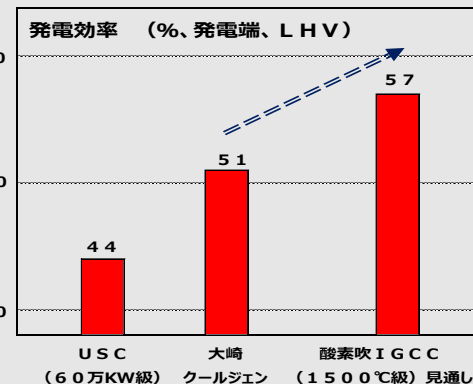
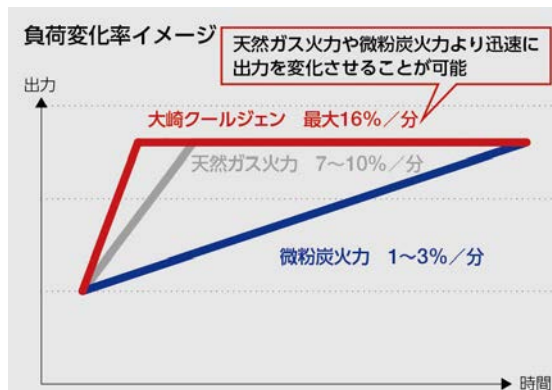
第2段階：IGCCにCO₂分離回収技術を組み合わせたCO₂分離・回収型IGCC実証

第3段階：第2段階に燃料電池を組み合わせたCO₂分離・回収型IGFC実証



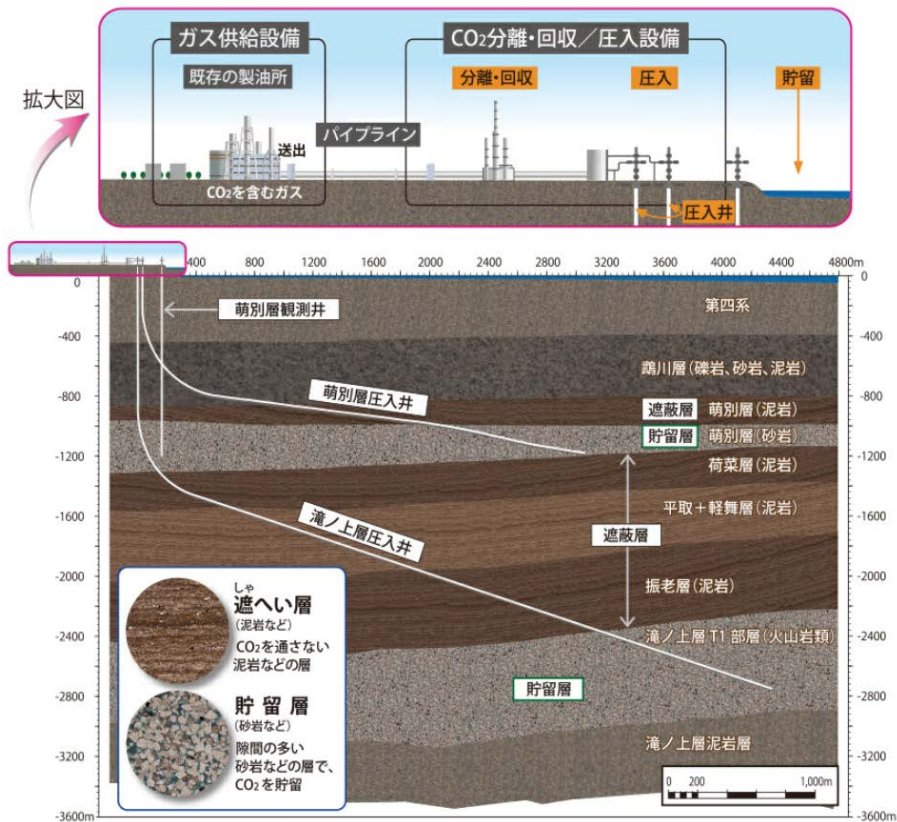
| 年度 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | |
|--------------------------------------|----------|------|------|------|----------|------|------|----------|------|------|------|--|
| 第1段階 酸素吹IGCC実証 | 設計・製作・据付 | | | | | | 実証試験 | | | | | |
| 第2段階 CO ₂ 分離・回収型IGCC実証 | | | | | 設計・製作・据付 | | | 実証試験 | | | | |
| 第3段階 CO ₂ 分離・回収型IGFC実証 | | | | | | | | 設計・製作・据付 | | | 実証試験 | |

【第1段階実証成果】



◆ 苫小牧CCS実証試験への出資参画

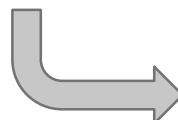
- ✓ CCS技術の確立、安全性のモニタリングのための実証を行う日本CCS調査(株)に出資
- ✓ 苫小牧CCS実証試験は、2016~19年の圧入で目標の30万トン圧入を達成
- ✓ CO₂の地下挙動や漏洩、自然地震による影響有無についてのモニタリングを2020年度まで継続実施



出典：日本CCS調査(株)

◆ カーボンリサイクルへの取組み

- ✓ 大崎クールジェンで回収したCO₂のガス性状を把握すると共に、回収CO₂利用の実証を検討
- ✓ 回収したCO₂は農業利用、化成品への転換などへの技術開発を目指す
- ✓ 大崎上島はカーボンリサイクルの研究拠点化としても期待が集まる



例) CO₂の農業利用

農作ハウス内の炭酸ガス濃度を高め、作物の成長を促進、生産性を向上させる



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
委員からの質問事項への回答 (J-POWER)

| 番号 | 質問者 | 質問事項 | 回答 |
|----|------|--|--|
| 1 | 伊藤委員 | <p>私は、御社の株式公開時に主幹事証券会社の担当アナリストとして関与させていただき、その後も継続的にフォローさせていただいておりますので、御社の石炭火力発電に関わる世界的な優位性、海外事業への取り組みと成果などにつきましては、十分に理解させていただいております。</p> <p>ところで、日本企業が関与している海外の石炭火力発電事業において、日本の事業者の強みの一つと思われる環境対応が必ずしも高いレベルで実践されていないのはなぜなのでしょう。おそらく、当事国および現地の事業者側に主な原因があると思われませんが、日本側の事業者として何らかの働きかけを行っている、あるいは、今後行なわれる予定はありますか？</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・大気汚染物質への対応は、一義的に当該国の環境規制により決まってきます。アジア途上国では、新規案件では集塵装置、脱硫装置はすでに標準ですが、脱硝装置はほとんど設置されていません。 ・しかし、至近ではインド、インドネシア等で環境規制が強化され、今後、既設への脱硫装置追設、新設への脱硝装置設置は拡大すると見込まれます。 ・事業者としては、当該国の規制値に甘んじず、より厳しい IFC (国際金融公社) の排出基準や WHO の大気汚染基準を参照し、追加的な排出削減を行っています。また、ソフト面も含む社会・環境対応では、レンダー要請もあり、世界銀行の EHS (環境・健康・安全) ガイドライン、赤道原則を順守しています。 ・弊社は、技術協力のフィージビリティスタディ業務やアドバイザー業務などを通じて、環境対応を高いレベルで行うように相手国に働きかけを行っています。 |
| 2 | 黒崎委員 | <p>石炭火力は必要な電源との記述があるが、いつまでこの状態が続くとお考えでしょうか。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・気候変動問題への対応のために CO2 抑制は課題であり、再エネの拡大も必要ですが、電力不足、経済性、自国資源活用等の観点から、また、再エネには立地制約 (土地や賦存量の制約) もあるため、当面の間は高効率石炭火力へのニーズのある国も存在すると想定しています。 ・いつまでというのは技術開発の状況次第であり、現時点で確定的なことは言えませんが、発電部門のゼロエミッション化に向けて、「化石電源+CCUS」、「再エネ+蓄電機能」、「原子力」の組み合わせを迫及するこ |

| | | | |
|---|------|---|--|
| | | | とが重要と考えています。 |
| 3 | 黒崎委員 | 石炭火力のフェーズアウトの計画を貴社がお持ちかどうかお知らせください。あるのであれば、具体的な時期と計画を教えてください。なければ、ない理由をご教示ください。 | <ul style="list-style-type: none"> ・弊社は2050年代に石炭利用に伴うCO2排出をゼロにすることを目指しており、それに向けて、老朽化石炭火力についてはフェードアウトし、USC以上の高効率石炭火力へのリプレースを進め、将来的には「IGCC（石炭ガス化複合発電）+CCUS」に置き換えていきたいと考えています。具体的な計画については社外に申し上げる段階にはありません。 |
| 4 | 黒崎委員 | 石炭とCCSの組み合わせのコストの見直しをご教示ください。 | <ul style="list-style-type: none"> ・「環境エネルギー技術革新計画（2013年9月）」における技術ロードマップでは、分離回収コストを1トンCO2当り2020年に2,000円台、2030年以降に1,000円台を目標とし、各社・機関で研究・技術開発が進められています。 ・大崎クールジェンプロジェクトの第2段階実証（2019～2021）では、IGCC+CO2分離回収の実証試験を行い、CO2分離回収コストをロードマップと整合する1トン当り2,000円台となることを目標としています。 ・輸送貯留コストは輸送と貯留の条件、方法により異なりますが、船舶輸送（シャトルシップ方式、500km輸送）による輸送貯留コストは1トンCO2当り4,500円程度と当社試算をしています。（電力土木会誌2019年7月「CCSの経済性評価」） ・従い2030年以降のCCS目標コストは1トンCO2当り5500～6500円台、kWh当り約4～5円増程度を見込んでおり、この水準が実現できれば、「化石電源+CCUS」は「再エネ+蓄電機能」との比較においても、あるいは仮にカーボンプライシングが導入された時にも有効な選択肢と考えています。 |
| 5 | 黒崎委員 | もし、炭素税などのカーボンプライシングが各国で導入された場合、どのような対策を取られるでしょうか。 | <ul style="list-style-type: none"> ・弊社は、「化石電源+CCUS」、「再エネ+蓄電機能」、「原子力」の組み合わせを迫することで気候変動問題への対応に貢献して |

| | | | |
|---|------|---|---|
| | | | <p>いきたいと考えています。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・カーボンプライシングが導入された場合には、価格の水準を見ながら、これらの取組みのバランスを検討していくこととなります。 |
| 6 | 黒崎委員 | <p>石炭火力発電所にファイナンスが付きにくい状況になった場合、どのような対策を取られる予定でしょうか。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・石炭火力のファイナンスが付きにくい状況になった場合には、再エネやガス火力に投資の軸足を置くことも必要となります。 ・一方、気候変動対策には、ガス火力も含めた「化石電源+CCUS」の実現が重要であり、IGCC や A-USC などの高効率技術や CCUS へのファイナンスの必要性を関係者に訴えていきます。 |
| 7 | 黒崎委員 | <p>再エネのコストが世界中で下がっていき中で、日本が安い再エネを提供しなければ、中国などの企業にエネルギーインフラ提供国として負けていくのではいかと懸念しています。この点について何かご意見があれば教えていただきたいです。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・中国をはじめ他国と伍して日本が再エネに取り組むことは重要であり、コスト面だけでなく長期的な品質維持等のトータルな条件面で日本の技術を望む国も存在しますので、弊社はそれらの国を中心に再エネだけでなく相手国が求める電源の開発に積極的に取り組んでいきます。 |
| 8 | 黒崎委員 | <ul style="list-style-type: none"> ・ Slide 4 : - 現在の石炭火力設備容量の技術別の内訳。USC、SC、Sub-Critical。 - 2050 年の貴社の電源ミックス目標があれば教えていただきたいです。 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 石炭火力の内訳は以下の通りです。 USC 以上 (IGCC 含む) : 57% SC : 32% Sub-C : 11% |
| 9 | 黒崎委員 | <ul style="list-style-type: none"> ・ Slide10 - 石炭以外の電源であるガスや再エネを提案することはあるのでしょうか。その場合の相手国の反応などを教えていただきたい。 - 「価格観点から再エネへの移行は時間がかかることを主張」とあるが、誰が主張しているのでしょうか。 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 相手国のニーズ、コスト、技術等を複合的に検討して電源の開発をしています。弊社はタイではガス火力を中心に開発しておりますが、東南アジア全体では石炭火力のニーズも依然底固いと考えます。 ・ たとえばベトナムでは、石炭以外のガスや再エネを提案するケースもあります。前提として、スライド 10 にあるとおり今後深刻な電力不足が予想されることから、いずれの電源種についても好意的な受け止めをしていただいているものと認識しています。そのうえで個別には、ガスは燃料供給力の問題、再エネについては供給安定性へ |

| | | | |
|----|------|--|--|
| | | | <p>の懸念等が示されることもあり、大規模かつ供給安定的な石炭火力にも一定のニーズがあり、直近の電源開発計画にもその考えが反映されているものと思われます。</p> <p>・また、インドネシアにおいては、ガスや再エネも進められていますが、石炭火力も引き続き採用していく方針と理解しています。インドネシアのタスリフ・エネルギー鉱物資源大臣は 2019 年 12 月 19 日日本経済新聞のインタビュー記事で、「エネルギー源が思っているよりも早く（再生可能エネルギーなどへ）移行することはない」と主張しています。</p> |
| 10 | 黒崎委員 | <p>Slide 11</p> <p>- 「25GW のベースロード電源が必要」とあるが、誰が必要と判断したのでしょうか。</p> | <p>・ フィリピン政府 エネルギー省 (Department of Energy) です。フィリピン政府 エネルギー省が発行している”Power Development Plan (PDP2016-2040)”の P43 に以下の記載があります。</p> <p>“To meet the projected electricity demand including reserve requirement, the power system capacity addition that the Philippines will need by 2040 is 43,765 MW broken down as follows: 25,265 MW for baseload, 14,500 MW for mid-merit and 4,000 MW for peaking.”</p> |
| 11 | 高村座長 | <p><u>【スライド 10 - 12】のアジアの電力市場の動向</u>について、アジア諸国においても電力をめぐるコスト状況や政策が急速に変化していることが指摘されます。ここで示されている<u>調査の情報</u>は、いつの時点のものか、その出典 <u>(Source)</u> についてお示してください。</p> <p>例えば、別のヒアリングでは、インドネシアの石炭火力の需要について、最近では、PLN が 2028 年以降に石炭火力を新設しないと発言した (2019 年 10 月 23 日・Petrominindo)、エネルギー・鉱業資源大臣が、20 年以上経過した石</p> | <p>・弊社ヒアリング、分析による部分もありますが、数値記載の部分に関しては主に各国の資料を利用しております。</p> <p>・ベトナム: 第 7 次電源開発計画改定版 (石炭設備容量・電力需要)</p> <p>・インドネシア: 電力供給総合計画 (RUPTL2019-2028) (電力需要)</p> <p>・フィリピン: 電源開発計画 DEPARTMENT OF ENERGY 「Power Development Plan2016-2040」、海外電力調査会 平成 29 年度フィリピン電力事情調査報告書。(電力需要・再エネ・ガス)</p> <p>・バングラデシュ: Revisiting Power</p> |

| | | | |
|----|------|---|---|
| | | <p>炭火力を再生可能エネルギーに建て替えると表明した（2020年1月・ロイター）との情報も示されています。同様に、バングラディッシュは、2019年5月に電力設備容量過剰などを理由に、新規の電源開発許可を停止したとの情報も示されています。パキスタンも電力設備容量過剰などを理由に、新規の石炭火力プロジェクトを取り消したとの情報もあります。以上の理由から、ここでお示しいただいている<u>市場動向の情報の時点と出典</u>についてお示ください。</p> | <p>System Master Plan (PSMP) 2016（電力需要）、Coal Power Generation Company Bangladesh Limited情報によると計画されている5件の火力案件の内、3件が石炭火力。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・インド：National Electricity Plan (2018-2027)（電力需要）インド石油天然ガス省（ガス）インド CEA(2018) National Electricity Plan（石炭） ・スリランカ：スリランカ長期電源拡張計画案(CEB Long Term Generation Expansion Plan 2020-2039(Draft))（石炭） ・パキスタン：現地報道（石炭） |
| 12 | 高村座長 | <p><u>【スライド13】のアジア新興国の石炭火力に対するニーズ</u>について、これらの発言は情報として参考になりますが、インドネシアやベトナムなどでも2020年代の前半には石炭火力の新設が減少に転じるといった見通しもあるため、これを裏付ける<u>政策文書</u>などがありましたらご教示下さい。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・各国のエネルギー担当当局の直近のコメントとして弊社が把握している例を記載いたしました。 ・石炭火力の必要性については、電力需要想定、再エネ導入目標、経済面、供給力確保といった観点から、スライド10～12でお示ししたように国毎に検討されています。 ・なお、インドネシアのエネルギー・鉱業資源大臣が老朽化石炭火力を再エネに転換することを表明したという報道は承知しておりますが、これはあくまで可能性の検討の話であり、スライド13で紹介した日経新聞インタビューでの大臣の発言と合わせれば、可能であれば再エネを導入していくが、産業育成のためには低廉な石炭火力が必要というお考えだと理解しています。 |
| 13 | 高村座長 | <p><u>【スライド14】の東南アジアにおける再エネのポテンシャルとコスト評価（太陽光・風力）</u>について、これは2018年時点でLCOEが150USD/MWh未満となる設備容量と土地面積を示したものと理解いたします。他方、他のヒアリングにおいて、再エネのコスト低下がこの地域で急速に進むという見通しも示されております。<u>将来の市場状況</u></p> | <ul style="list-style-type: none"> ・スライド14は東南アジアの現状のポテンシャルをシナリオで分析した ASEAN Centre for Energy のレポートであり、課題としても導入コストが高いという例で記載しています。 ・ベストプラクティスプロジェクトで再エネ電源のコスト低下が進んでいる側面もあるかと存じますが、将来の市場状況を理解する上では、変動電源特有の統合コストが |

| | | | |
|----|------|--|--|
| | | <p>を理解する上で、今後のコストとポテンシャルの見通しを示す情報をお持ちでしたら、お示しください。</p> <p>また、御社は、特に近年、小水力、地熱の開発を含め再生可能エネルギーのトップランナーとして導入拡大に取り組んでいらっしゃるかと存じ上げております。特にインドネシアやフィリピンなどアジア地域には地熱のポテンシャルが世界的に見ても大きな国もあり、東南アジア地域においてはバイオマスのポテンシャルも大きいように考えます。<u>太陽光、風力以外のポテンシャルとコスト評価、今後の見通し</u>についても情報をお持ちでしたらご教示ください。</p> | <p>より一層重要になってくると考えます。IEAでも2018年よりLCOEをベースにエネルギー、容量、柔軟性の価値を考慮した価値調整LCOEを提言しており、適切なコスト・ポテンシャル評価は今後の課題と考えます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・東南アジア地域でのバイオマスのポテンシャルについて資源賦存量は多いエリアもあり、各国の省庁で過去に調査している場合もあります。コストは政策支援の影響も大きく、今後の見通しとしてお示しできるものはございませんが、弊社は地熱発電や小水力について東南アジアでの事業機会を探っています。 |
| 14 | 高村座長 | <p><u>【スライド9】の東南アジアの電源構成の見通し</u>について、IEAの公表政策シナリオを基に電源構成の見通し、石炭火力の需要を説明いただいておりますが、公表政策シナリオ（予定されている政策導入水準）では、パリ協定の長期目標を達成できないこともIEAは明らかにしており、各国、そして国際社会が、パリ協定の長期目標と整合的な方向に政策を変更していこうとしていると理解しております。IEAのSDSシナリオが、パリ協定の長期目標と整合し、持続可能な発展をめざすシナリオの一つとして示され、そこでは、石炭火力の新設が大幅に減少する電源構成を示していると理解しております。</p> <p>そうした状況の中で、<u>東南アジアでの電源構成の見通し、電力分野の市場の見通し</u>について、御社はどのように考えていらっしゃいますでしょうか。<u>それ以外のアジア地域</u>ではいかがでしょうか。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・ご指摘の通りSDSでは石炭火力の新設が減少することも想定されますが、経済動向や国際的な枠組み次第では公表政策シナリオに近い形で成長を続ける可能性もある上、SDSでも石炭火力の新設がなくなるわけではありません。CO2排出増を抑えるためにも高効率のUSC以上の石炭火力の展開とガスも含めたCCUSの実装がより一層重要と考えています。 ・東南アジアでは電力需要の拡大が続く中で、再エネ電源の増加も見込んでおりますが、石炭を含む化石電源のニーズはであると判断しています。また今後は環境装置市場や運転保守高度化といった建設以外の分野でも日本の技術力が有用と考えております。 ・スライド12でインド・スリランカ・パキスタンの石炭火力の例を中心に記載しているように、電力不足、資源賦存、経済性の観点で南アジアでも同様に石炭火力のニーズはであると考えています。また再エネ+蓄電機能、化石電源+CCUSといったあらゆる選 |

| | | | |
|----|------|---|--|
| | | | <p>択肢が将来的にはアジアでも求められます。</p> |
| 15 | 高村座長 | <p>パリ協定の長期目標、そして、日本のパリ協定長期成長戦略で掲げた長期目標である「今世紀後半のできるだけ早期に脱炭素社会の実現」をめざすとすると、電力分野の脱炭素化、特に石炭火力発電からの排出削減、排出ゼロが早期に行われる必要があると考えられています。CCS 抜きでは USC でも CO2 削減の効果は限定的で、石炭利用のゼロエミッション化には、CCS のような技術が重要だと考えますが、<u>CCS の現状のコスト水準（1 トン CO2 削減あたり）と今後のコストの見通し、東南アジア地域での導入ポテンシャルについて</u>お示しください。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・「環境エネルギー技術革新計画（2013 年 9 月）」における技術ロードマップでは、分離回収コストを 1 トン CO2 当り 2020 年に 2,000 円台、2030 年以降に 1,000 円台を目標とし、各社・機関で研究・技術開発が進められています。 ・大崎クールジェンプロジェクトの第 2 段階実証（2019～2021）では、IGCC+CO2 分離回収の実証試験を行い、CO2 分離回収コストをロードマップと整合する 1 トン当り 2,000 円台となることを目標としています。 ・輸送貯留コストは輸送と貯留の条件、方法により異なりますが、船舶輸送（シャトルシップ方式、500km 輸送）による輸送貯留コストは 1 トン CO2 当り 4,500 円程度と当社試算をしています。（電力土木会誌 2019 年 7 月「CCS の経済性評価」） ・2030 年以降の CCS 目標コストは 1 トン CO2 当り 5500～6500 円台、kWh 当り約 4～5 円増程度を見込んでおり、この水準が実現できれば、「再エネ+蓄電機能」、あるいは仮にカーボンプライシングが導入された時にも有効な選択肢と考えています。 ・東南アジア地域における CCS 貯留ポテンシャルは、Global CCS Institute のレポート（Global Status Report 2019）によると、1900 億トン程度ある事が示されています。 |
| 16 | 高村座長 | <p><u>IGCC、IGCF について、現状のコスト水準と今後のコストの見通しについて</u>お示しいただけますでしょうか。また、<u>諸外国における IGCC、IGCF の現在の稼働状況、今後の計画に関する動向</u>についてもご教示ください。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・大崎クールジェン第 1 段階実証試験の経済性評価において、IGCC の発電コストは商用機レベルで USC と同等になる見通しを確認しました。 ・現在 IGFC については技術開発段階であり現状のコスト水準を公表できるものはありませんが、将来の商用化に向けてコスト |

| | | | |
|----|------|---|--|
| | | | <p>削減を図っていきます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・海外市場動向は、EPRI（米国電力研究所）「Gasification Users Association Technology Status (2019)」によると、稼働中のIGCCは、米国6件、欧州4件、中国3件、日本3件、その他アジア2件となっています。新設プラントは日本（広野、勿来）や中国などアジア地域を中心にプロジェクトが進められています。 ・IGFCは米国企業で進めるプロジェクト等がありますが、いずれも技術開発段階（ラボ～ベンチスケールレベル）にとどまっています。 |
| 17 | 高村座長 | <p>エネルギーをめぐるこうした変化に加えて、ヒアリングでも示されておりますが、近年、金融・投資家からパリ協定の長期目標と統合的な事業への転換を促し、特に石炭火力事業の段階的削減・廃止を求める動きも強くなっていると理解しております。こうした状況の変化や動向に対して、御社は、<u>電力分野のビジネスにおいていかなる対応・経営方針・戦略をお持ち/お考えでしょうか。</u>今回お示しいただいた<u>計画中の石炭火力発電事業以外に、海外における案件形成の具体的な計画</u>はお待ちしておりますでしょうか。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・弊社は、気候変動問題への対応が大きな課題となるなかで、電力供給を通じてグローバルな経済発展と気候変動問題の両立に貢献したいと考えています。そのために「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していきます。 ・海外においては、従来の東南アジア・米国に加えて、経済発展を遂げていく地域・国において、再エネや火力など多様な電力供給の可能性を追求していきます。石炭火力以外では、洋上風力（英国トライトンノール）、ガス火力（米国ジャクソン）を建設中です。そのほかにも、現時点では公表できる段階にはありませんが、検討を進めている計画があります。 ・なお、パリ協定の長期目標実現のためには再エネ電源だけでなく、石炭・ガスも含めた化石電源がゼロエミッションへの事業転換することこそ必要と認識しています。 |
| 18 | 玉木委員 | <p>9ページのIEA Southeast Energy Outlook 2019の資料は「公表政策シナリオ」(Stated Policies Scenario)に沿った電源構成のもとに石炭火力発電の見通しを示したものです。しかし、上記IEAの</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・「公表政策シナリオ」は、世界で公表されている政策イニシアティブなど、各国政府の現在の計画を組み込んだシナリオとなっており、「持続可能な開発シナリオ」は、パリ協定を完全に達成するためにはどのような |

| | | | |
|----|------|--|--|
| | | <p>報告は、このシナリオでは化石燃料輸入代金の急増（2040年に年間3,000億ドル）、燃料補助金による財政逼迫、エネルギー安全保障上の懸念、大気汚染による健康被害（2040年までに年間65万人以上）、CO₂排出の急増（2040年に2.4ギガトン）などの問題を生じることを示している。IEA報告の主眼は、SDGsやパリ協定に整合的なシナリオ(Sustainable Development Scenario)を示すことにあり、このシナリオでは再生可能エネルギーの大規模な展開、エネルギー効率化、燃料補助金の削減、そして既存の石炭発電プラントへのCO₂貯留設備付加などが提言されている。公表政策シナリオは持続可能な開発シナリオ(SDS)と比較し、その含意を議論してこそ意味があるのではないか。</p> | <p>な道筋をたどることになるかを分析したシナリオと理解しています。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ご指摘の通り比較することでパリ協定達成のためのギャップを把握することも有用ですが、亜臨界・超臨界の新設を減らしCO₂排出量を削減するためには高効率のUSC以上の展開も引き続き必要です。また公表政策シナリオからSDSに近づけるためにはあらゆる選択肢が必要となり、化石電源+CCUSの実装がより一層重要と考えており弊社も引き続き取り組んでいきます。 |
| 19 | 松本委員 | <p>(スライド11)： バングラデシュについて「深刻な電力不足」と述べていますが、同国の電力エネルギー資源鉱物省の報告書「Revisiting RSMP 2016」（2018年11月発表）により見ますと、今後、供給予備率は最大で69%になることが想定されており、想定供給予備率は目標供給予備率を2041年まで一貫して上回っています。このファクトを どのように認識されているかお聞かせ頂けますでしょうか。</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・バングラデシュの電力需要の2017年実績はBangladesh Power Development Boardが発行する「Annual Report 2017-18」から12.6GWとなっており、足元の電力需給は逼迫しています。 ・2030年の電力需要の予測は「Revisiting Power System Master Plan (PSMP) 2016」P16の最大電力需要(Peak Demand) [Low case]として37.024GWを想定しており、2017年から2030年で年8.6%の増加が見込まれます。 ・足元の実績との差から2030年までに25GWが追加で必要となりますので、バングラデシュにおいても石炭火力へのニーズは高いと考えています。 |
| 20 | 松本委員 | <p>(スライド18)： 海外での石炭火力事業には公的輸出支援の継続が不可欠と書かれていますが、J-Power社が海外で計画中的新規案件(公的支援がこれから必要になる案件)</p> | <ul style="list-style-type: none"> ・公表できる計画中的石炭火力の新規案件は足元ではありませんが、営業中・検討中の案件がいくつかあり、今後も石炭火力の事業機会は存在すると認識しています。 ・事業者にとっては、長期かつ初期投資の |

| | | | |
|----|------|---|--|
| | | <p>はどの程度おありなのでしょう。私の理解ではさほど多くなく、「不可欠」と言えるのか、その根拠となるファクトを伺いたいと考えています。</p> | <p>大きい石炭火力 IPP を各種リスクが高い海外途上国で進めるためには、民間のファイナンスだけでは成立が難しく、また他国による公的支援との競争上の観点や公的資金供与による案件の質の向上の観点からも公的ファイナンスの活用は不可欠です。また、公的金融機関がプロジェクトの融資者として参加することにより、事業の安定性が増します。比較的カントリーリスクの高い途上国での事業において公的支援の存在は極めて重要と認識しています。</p> |
| 21 | 松本委員 | <p>・(全体)もしパリ協定を支持しているのでしたら、CCS 抜きでは CO2 削減は最大でも USC 比 30%までが精一杯ではないかと思いますが、パリ協定と整合性についてどのようにお考えでしょうか？</p> | <p>・パリ協定の目標達成のためには、IEA も言うとおりの省エネ、再エネ、原子力、CCUS など、すべての技術・すべての燃料を最大限活用し、ガスや石炭の化石電源については CCUS 付きとすることが必須です。それに向けて、発電の高効率化と並行して、CCUS の実用化に向けた取組みを加速することが重要と考えています。</p> |
| 22 | 松本委員 | <p>・(スライド P4) 2050 年代に石炭火力ゼロエミッションとありますが、CCS の実用化はいつ頃とお考えでしょうか？</p> | <p>・CCS の実用化には、技術レベルの進展と合わせて CCS を行うインセンティブ施策や法整備などの事業環境整備が合わせて必要と認識しています。</p> <p>・技術レベルは、苫小牧 CCS 実証試験が当初目標の貯留を達成したこと、実用化に向けて着実に進んでいると認識しています。弊社は大崎クールジェンプロジェクトを通じて CO2 分離回収コスト低減に貢献していきたいと考えています。</p> <p>・パリ協定長期戦略における 2050 年 80% 削減を達成するためには、CCS は不可欠な技術であり、2050 年までには CCS の実用化が必要と考えています。</p> |
| 23 | 松本委員 | <p>・(スライド P10) 再エネはベトナムもインドネシアも、価格の面からの難しさを指摘していますが、仮に現時点ではそうだとした場合、この状況はいつまで続くとお考えでしょうか？再エネと石炭の</p> | <p>・価格動向については、各国で資源賦存量や再エネ支援政策が異なり、いつまでと回答するのは困難です。</p> <p>・再エネと石炭のコスト比較ですが、LCOE (均等化発電原価)のみならず、国土制約、</p> |

| | | | |
|----|------|--|---|
| | | <p>コストの逆転などについて、J-Power 社としてどう見通しを立てられているのか教えて頂けると幸いです。</p> | <p>系統制約、蓄電池コスト、調整力、予備力といった統合コストを考慮する必要があり、市場制度や技術動向によって見通しは変わると考えています。</p> |
| 24 | 松本委員 | <p>・(スライド P15) CCS のコストについては、2019 年のエネ庁の検討会で示された CO2 排出削減コストは 7300~12400/t-CO2 と試算されています (以下の PDF 資料の P21)。</p> <p>CO2 排出削減策としては極めて費用対効果が悪いように考えられます。これらのコストに炭素価格を加味した場合、再エネに対する優位性はどのように説明できるのか、お考えをお聞かせ頂けますでしょうか。</p> <p><https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190610002/20190610002-1.pdf></p> | <p>・再エネ電源においては、太陽光、風力発電を中心に発電コストの低下が進んでいますが、再エネをベースロード電源として活用、調整力を具備するためには蓄電機能とセットで考える必要があります。再エネは、スライド 14 でお示した通り、コスト、事業用地確保などの課題があることから、再エネ+蓄電機能の開発と平行して、化石電源+CCUS の開発も進めていく必要があると考えています。</p> <p>・弊社は 2030 年以降の CCS 目標コストとして 1 トン CO2 当り 5500~6500 円台、kWh 当り約 4~5 円増程度を見込んでおり、この水準が実現できれば、「化石電源+CCUS」は、「再エネ+蓄電機能」との比較においても、あるいは仮にカーボンプライシングが導入された時にも有効な選択肢と考えています。</p> <p>(CO2 分離回収コスト 2,000 円台 (大崎クルージェン第 2 段階実証試験)、輸送貯留コスト弊社想定値 4,500 円 (シャトルシップ方式、500km 輸送 (電力土木会誌 2019 年 7 月「CCS の経済性評価」))</p> <p>・今後の技術革新にもよりますが、RITE による CO2 削減経済性分析 (2019) では、CCS は費用対効果の高い選択肢として示されています。</p> <p>・IEA の World Energy Outlook2019 において、石炭火力の早期廃止は再エネと系統増強に大規模投資が必要なることを踏まえて、石炭火力からの CO2 排出選択肢として CCUS を示しています。</p> <p>・弊社としては再エネ+蓄電機能に加えて、化石電源+CCUS、原子力の開発を進め</p> |

| | | | |
|----|------|--|---|
| | | | ていくことが重要と認識しています。 |
| 25 | 吉高委員 | <p>【以下、途上国からポテンシャルがあることは十分承知していることを前提にお伺いします】</p> <p>日本の USC が競争優位とありますが、途上国（インドネシア、ベトナム）の入札で勝つ優位性は何かありますか？</p> | <p>・設備価格では中国勢の方が優位ですが、以下の部分では日本勢が優れていると認識しています。</p> <ul style="list-style-type: none"> -海外での USC の実績 -設備の品質管理、長期信頼性 -運用ニーズ(Flexibility)や多様な石炭性状に合わせた最適設計 -環境装置性能(特に脱硝設備) -プロジェクトマネジメント -運転保守に関する技術、ノウハウ -輸入炭の調達、貯炭マネジメント -石炭灰の有効活用技術 -社会環境対応(環境影響評価、許認可、地元対応、社会貢献、環境ガイドライン) -顧客対応(運転開始後のアフターサービス、技術移転、人材育成) 等 |
| 26 | 吉高委員 | <p>インドネシアなどの入札では、政府から SPEC が提示され、それに対してまず書面で審査され、そのあと、価格（IPP は発電ベース、EPC なら総額）で決定されるかと思いますが、どこで優位性をだせますでしょうか？</p> <p>アジア開発銀行は以前、コストベースの入札から、life cycle cost を考慮したベースで入札をいれておりますが（別添ご参照）、それだと日本の技術の優位性はありますか？試算があれば、教えてください。日本の技術の効率の高さとして、例えば、中国の USC より日本の USC のほうが、効率（Life Cycle も含めて）よいとありますが、その差は、トン当たりいくらになりますでしょうか？</p> | <p>・入札の提案における効率値は USC においては競合他社と大きな差がなく、設備価格では劣位するので、技術・性能・品質・実績・社会環境対応といった多様な要素を評価するアジア開発銀行の提案は日本にとって非常に望ましいものです。</p> <p>・顧客においても数値評価しやすい「効率値」はライフサイクルコストとして入札段階で評価する事例が増加していますが、「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です。</p> <p>・従って、効率に限定せず、日本に強みがある信頼性、品質、社会環境対応、アフターサービスといった非価格要素を広く評価することが望まれます。(ADB の手続きでも economy、efficiency だけでなく、fairness、transparency、responsiveness to socioeconomic or environmental objectives、quality of goods and</p> |

| | | | |
|----|------|--|---|
| | | | <p>services といった noncost base の項目の評価が必要としています)</p> <p>ただし、これらの項目は価格化、数値化しにくいとの問題があり、どう入札評価に含めるかが現実的な課題となります。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・前項に挙げた日本に強みがある項目を、事前資格審査あるいは入札第一段階の技術審査にて厳格に評価することが望ましいと考えます。(ADB にある Two Stage Bidding or Evaluation Criteria which prioritize nonprice criteria, may be appropriate to provide optimal value for money and fitness for purpose) |
| 27 | 吉高委員 | 日本のクリーンコール技術 (USC 以上に) について、途上国からのオーダーは具体的にありましたか? どれほどの新規案件のパイプラインがありますか? | <ul style="list-style-type: none"> ・各国とも中大型規模では USC が標準になりつつあります。ただし 30 万 kW クラスの USC はまだ稀で、今後普及する分野です。 ・IGCC や AUSC などの日本のクリーンコール技術には、インド、インドネシア、ベトナム等アジア諸国での関心は高まっていますが、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。 ・環境装置は、環境規制の厳格化に従い、新規での脱硝設備、既設での脱硫/脱硝追設の市場拡大が見込めます。石炭灰の有効利用においても、関心を示す国があります。また、既設の効率改善、運転保守の高度化は、すでに多くの実績があり、日本の強みを活かした事業拡大が期待できます。 |