ファクトシート：
バングラデシュ・統合エネルギー・電力マスタープラン策定プロジェクト（**IEPMP**）の問題点
2023年**5**月
「環境・持続社会」研究センター（**JACSES**）

1. 事業の概要

- 本事業は、バングラデシュの統合エネルギー・電力マスタープラン（The Integrated Energy and Power Master Plan、以下IEPMP）の策定を支援する国際協力機構（JICA）の開発計画調査型技術協力事業であり、バングラデシュのエネルギー政策・電力計画・気候変動対策の長期的な趨勢を決定する政策文書である。日本エネルギー経済研究所（IEEJ）がJICAから調査を受託している。日本は2010年、2016年にも同様の電力計画策定支援を実施済みである。
- 事業内容：一次エネルギー供給・最終消費のバランス分析、電源構成見直しや各種省エネ施策を含む電力システム計画の策定、LNG輸入に関する法的枠組み検討、エネルギーデータ管理体制整備を通して、バングラデシュの持続可能な開発の達成のために必要となる、低・脱炭素エネルギー需給システム構築の実現に向けた統合エネルギー・電力マスタープランの策定を支援[1]
- 事業実施期間（予定）：30か月（2021年6月22日から2024年1月31日まで）
- 相手国の実施機関：電力エネルギー鉱物資源省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resource: MoPEMR）エネルギー局及び電力局

2. 事業の経緯

2021年3月14日	JICA、ダッカにてバングラデシュ政府との間で討議議事録（R/D）調印[2]
2021年11月23日	JICA、バングラデシュ政府環境森林気候変動省・政府機関・有識者・NGO・地域住民等を対象に、第一回ステークホルダー協議開催
2022年6月23日	JICA、バングラデシュの市民団体を対象に、Focused Group Meetingを開催
2022年7月3日	JICA、バングラデシュ政府環境森林気候変動省・政府機関・有識者・NGO・地域住民等を対象に、第二回ステークホルダー協議開催
2022年9月下旬	IEEJ、JICAにIEPMPドラフトを提出
2022年12月5日	JICA及びIEEJ、バングラデシュの市民団体を対象に、Focused Group Meetingを開催
2022年12月下旬	JICA、IEPMPファイナルドラフトをバングラデシュ政府に提出

3. 今後のスケジュール（予定）

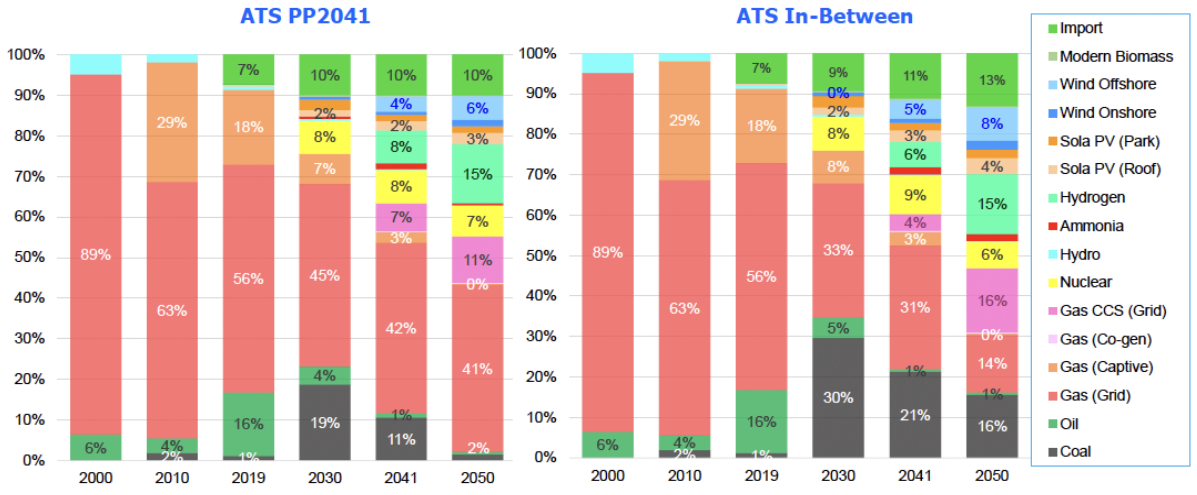
- 2023年7月中に、バングラデシュ政府によってファイナルドラフトが承認される予定。
- JICAのスケジュールによると、2021年6月～2022年12月までが「マスタープラン作成（SEA含む）」期間、2023年1月～同年11月までが「能力強化」期間。

4. 主な問題点（**2022**年**12**月の第**4**次ドラフトを基に作成）

A）2070年頃にネットゼロ達成を目指す**JICA**推奨シナリオ（**Advanced Technology Scenario**）は**1.5**度目標に不整合で、**G7**合意違反：

JICAの推奨シナリオ（Advanced Technology Scenario、以下ATシナリオ）では、バングラデシュが2070年頃にネットゼロを達成することが見積もられている。2050年においても依然として約6割を化石燃料発電が占める推計である。しかしClimate Trackerは、2070年ネットゼロ目標を掲げるインドが1.5度目標から大きく乖離していると指摘しており[3]、国際エネルギー機関（IEA）の「Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector」によると、発電セクターにおいて世界全体で2040年に排出量をネットゼロにする必要がある[4]。2050年もなお化石燃料の発電の大幅な導入を推計しているJICAの推奨シナリオは、1.5度目標に整合していない。

[1] https://www.jica.go.jp/press/2020/20210315_30.html
[2] https://www.jica.go.jp/press/2020/20210315_30.html
[3] https://climateactiontracker.org/countries/india/
[4] https://iea.blob.core.windows.net/assets/0716bb9a-6138-4918-8023-cb24caa47794/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf



Source: JICA Study Team

2022年6月開催のG7エルマウ・サミットにおける首脳宣言では、「1.5度目標やパリ協定の目標に整合的である限られた状況以外において、排出削減対策が講じられていない国際的な化石燃料エネルギー部門への新規の公的資金支援の2022年末までの終了にコミット」[5]しており、日本政府による途上国へのエネルギー支援は、1.5度目標と整合している必要がある。日本政府が1.5度目標に整合していない電力マスタープラン対して支援を行うことは、G7合意を著しく逸脱している。

<u>**B**）再生可能エネルギー導入量の過小見積及び既存コミットメントとの乖離</u>：
JICA推奨のATシナリオでは、2050年に合計18GWの太陽光発電、20GWの風力発電を導入し、2050年の電源構成における再生可能エネルギーの比率は約12%を達成する見積もりである。しかし、2021年にイギリス・グラスゴーで開催された第26回気候変動枠組条約締約国会議（COP26）では、バングラデシュのハシナ首相は、「2041年までに自国のエネルギーの約40%以上を再生可能エネルギーで賄う（原文：We hope to have 40% of our energy from renewable sources by 2041）[6]」とコミットしており、大きく乖離している。また、このハシナ首相の発言について、IEPMPドラフトの文中では「再生可能エネルギー」を「クリーンエネルギー」に置き換え、ハシナ首相は「2041年までに電源構成におけるクリーンエネルギーの割合を40%に引き上げる」と発言したとの趣旨で解釈されており、バングラデシュ政府が掲げる再生可能エネルギーの導入目標がIEPMPに正しく反映されていない。

さらに、JICAが2022年1月に作成したマタバリ超々臨界圧石炭火力発電事業（フェーズ2）協力準備調査報告書（TEPSCO受託）において、2041年までに15GWの太陽光発電、15GW風力発電（陸上・洋上合計）を導入可能と推計しており、IEPMPのドラフトにおける再生可能エネルギーの導入量が過去のJICA調査よりも過小に見積もられている。シドニー工科大学の研究チームThe Institute for Sustainable Futures（ISF）の調査[7]によると、バングラデシュには最大191GWの太陽光発電（屋上PV=35GW、メガソーラー=156GW、うち洋上ソーラー=31GW）及び150GWの風力発電（陸上＝16GW、洋上＝134GW）のポテンシャルがあると推計しており、バングラデシュの再生可能エネルギーのポテンシャルは、JICAによって過小に見積もられている。

[5] https://www.g7germany.de/resource/blob/974430/2062292/fbdb2c7e996205aee402386aae057c5e/2022-07-14-leaders-communique-data.pdf?download=1
[6] https://thecvf.org/wp-content/uploads/2021/10/HPMs_statement_at_COP26_received_from_PMO_231021_shortened-1.pdf
[7] https://www.uts.edu.au/sites/default/files/2019-08/Bangladesh%20Report-2019-8-17.pdf

Resource	Maximum installable generation capacity [GW]	Maximum recoverable electricity [TWh/year]	1.5°C in 2050: installed capacity [GW]	1.5°C in 2050: generation [TWh/year]
Wind – onshore	16	55	10	27
Wind – offshore	134	525	36	133
Wind - total	150	580	46	160
Solar Photovoltaics – roof top	35	40	35	
Solar Photovoltaics – utility scale	156	177	155	
Of which is floating PV	31	35	30	35
Solar Photovoltaic - total	191	217	188	211
Total	**341**	**797**	**234**	**371**

SOURCE: ISF mapping, January 2019, values are rounded

出典: Institute For Sustainable Futures, University of Technology Sydney, 100% Renewable Energy For Bangladesh[8]

Table 4.1-4 Technology Setting: Power Generation Sector

Supply Side		Net-Zero Scenario (NZS)		Advanced Technology Scenario (ATS)	
Power Sector	Renewables	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	16 GW in 2050 with land use restrictions	Solar PV (Solar Park, Irrigation)	6 GW in 2050 without land use restrictions
		Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings	Solar PV (Rooftop)	12 GW in 2050 on rooftops of the buildings
		Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts	Onshore wind	5 GW in 2050, mainly coasts
		Offshore wind	50 GW (near seas + EEZ) in 2050 excl. heritages	Offshore wind	15 GW (only near seas) in 2050 excl. heritages
	Nuclear	Eight (8) units by 2050		Six (6) units (four (4) units*) by 2050	
	Coal-fired	50% ammonia co-firing around 2030 and 100% ammonia single-firing around 2042		20% ammonia co-firing around 2030 (2035*) and 50% ammonia co-firing around 2035 (2040*)	
	Gas-fired	100% hydrogen single-firing will start around 2035 and replace 70% of gas-fired power through 2050.Gas-fired with CCS will start around 2036 and achieve 30% of the gas-fired power in 2050.		20% hydrogen co-firing will start around 2035 (2037*), 50% hydrogen co-firing will start around 2040 (2045*). Gas-fired with CCS will start around 2036 (2040*) and achieve 77 TWh (38 TWh**) in 2050.	
	Oil-fired	For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.		For about 1% of grid net power generation in 2041, oil-fired power will remain through 2050.	
	Captive	Conventional captive power will be zero in 2050.		Conventional captive power will remain a little in 2050, while high-efficiency co-gen system will be introduced from 2031 and reach 300 MW (app. 30 MW*10 towns) in 2050 nationally.	
	Import	15% of total electricity demand through 2050		Less than 12% of total electricity capacity through 2050	

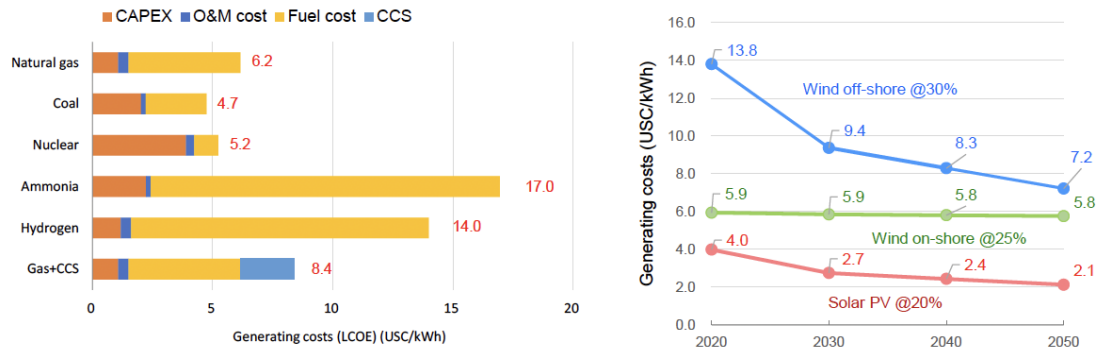
* ATS In-between & ATS IMF Ext cases
** ATS IMF Ext case

Source: JICA Study Team

<u>C）経済合理性が欠如しているアンモニア・水素混焼の導入</u>:
JICA推奨のATシナリオではアンモニア・水素をそれ自体がCO2を排出しない燃料として「クリーンエネルギー」として位置付け、2050年までに大幅な導入を見込んでいる。JICAは、2035年頃に20%・2040年頃に50%の水素混焼率、2030年頃に20%・2035年頃に50%のアンモニア混焼率達成を見込んでおり、2041年にバングラデシュの電源構成のうち6%を水素混焼、2%をアンモニア混焼技術の火力発電で賄う見積もりを立てている。IEPMPドラフトにおいて、アンモニア・水素混焼の生産コストは天然ガス火力発電の倍以上に見積もられており、再生可能エネルギーの生産コストは火力発電よりも低く、将来的にコストが低下するとの推計である。JICAはアンモニアの製造コスト予測を2030年に300米ドル／トンと見積もっているが、ブルムバーグNEFの「日本のアンモニア・石炭混焼の戦略におけるコスト課題2022」では、約500ドル～800ドルと見積もられている[9]。したがって、アンモニア・水素混焼の発電コストは、JICA推計よりもさらに高くなる可能性がある。再生可能エネルギーよりも高コストのアンモニア・水素混

[8] https://www.uts.edu.au/sites/default/files/2019-08/Bangladesh%20Report-2019-8-17.pdf
[9] https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-Japans-Costly-Ammonia-Coal-Co-Firing-Strategy_FINAL_JAPANESE.pdf

焼技術を導入することは、経済的合理性が低い。

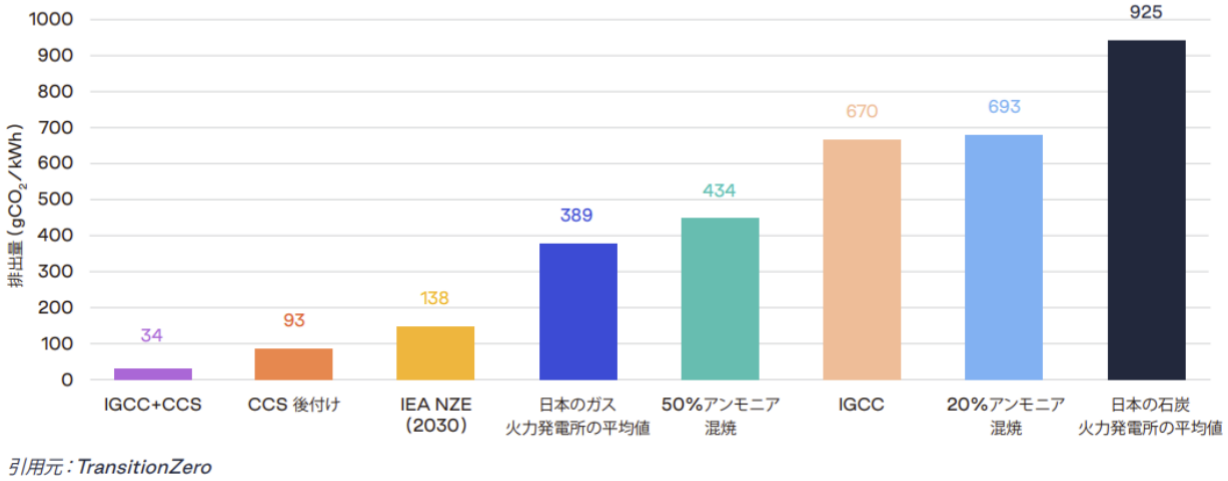


Source: Prepared by the study team from various materials (WEO2021: IEA etc.)

Figure 5.3-1 Generating costs of various power generation options

さらに、IEPMPドラフトはアンモニア混焼に使用されるアンモニアの製造過程に言及していない。国際エネルギー機関（IEA）は、排出削減対策が講じられていない化石燃料によって製造され、現時点で最も安価な製造方法である、グレーアンモニアのライフサイクル排出量は、石炭の直接燃焼に伴う排出量の2倍に相当すると述べている[10]。TransitionZeroの報告書[11]によると、現時点で技術的に実現可能な混焼率20%では、排出係数はガス燃焼複合サイクル発電所（CCGT）の倍に近い値となり、アンモニア混焼による排出量削減効果はゼロに等しい。現在、20%を超えるアンモニア混焼石炭火力発電所は、実証実験も商用化も実現していない。

図 1.2 石炭新発電技術の排出削減能力



出典：TransitionZero、石炭新技術と日本：日本の電力部門の脱炭素化における石炭新技術の役割[12]

<u>D）輸入化石燃料依存によるエネルギー安全保障・エネルギーアクセスのリスク</u>：
IEPMPのJICA推奨のATシナリオでは、2050年に電源構成の約6割を化石燃料発電が占めると推計し、2050年までに輸入化石燃料をベースとした発電の大幅導入を見込んでいる。しかし、ロシアのウクライナ侵攻によって生じたエネルギー危機が影響し、高額な化石燃料の支払いを余儀なくされている。バングラデシュのガス供給会社は、2021年にLNGスポット価格が急騰して過去最高（100万BTU当たり

[10] https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary
[11] https://static1.squarespace.com/static/63d1607c35efbd5cbfee1529/t/6409d76ba41b6269e03c4df1/1678366590892/TransitionZero_Coal-de-sac_Report_final_Japanese%2Bfull%2Breport-updated+%282%29.pdf
[12] https://static1.squarespace.com/static/63d1607c35efbd5cbfee1529/t/6409d76ba41b6269e03c4df1/1678366590892/TransitionZero_Coal-de-sac_Report_final_Japanese%2Bfull%2Breport-updated+%282%29.pdf

50米ドル）を記録したことにより、ガス料金の2倍以上の引き上げを提案した。バングラデシュ電源開発公社（BPDB）は、2022年1月に輸入石炭、LNG、石油のコスト増加を理由に最大64%の大幅な電気料金引き上げを提案した[13]。化石機燃料の価格高騰と発電コストの増加により、2021-2022年度にバングラデシュの電力部門に対して支払われた政府補助金は2020-2021年度比で152%増加し、28億2000万米ドルを記録している[14]。2023年1月にも電気料金の5%値上げが20日間で二度実施されている[15]。

また、近年、バングラデシュは高額な輸入化石燃料の支払いができず、燃料不足の状態に陥り計画停電が生じている。2022年7月にバングラデシュ政府はエネルギー危機の影響を受けて高額なディーゼル及びLNGの購入を停止したため電力供給不足に陥り、計画停電が実施された。また、高価な輸入石炭の支払いができなかったため、Rampal石炭火力発電所は2022年12月に29日間運転した後に稼働を停止している[16]。地元紙によると、2023年1月時点でバングラデシュ国内に存在する6基の石炭火力発電所は本来ならば2,602MWの電力を生産可能だが、うち5基について、石炭不足のため電力の生産量が減少したとのことである[17]。米国シンクタンクのエネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、バングラデシュでは今後も輸入化石燃料の価格高騰によって生じる燃料不足により、2023年夏期に電力供給制限が再び発生し、各産業に影響が出るおそれがあると述べている[18]。

今後も輸入化石燃料の発電に依存することは、バングラデシュ政府の財政をさらに圧迫させ、消費者である各産業及び市民に更なる負担を強いる結果になりかねない。

E）高い経済成長見通しに基づく過剰なエネルギー需要予測：
ATシナリオでは、PP2041の極めて高い経済成長見通しに基づいたシナリオと、PP2041とIMF予測との中間点の「In-Between」のシナリオの2つを想定しているが、いずれにしても高い経済成長予測に基づいた過剰なエネルギー需要予測となっている可能性が高い。実際、JICAは2010年、2016年にIEPMPと同様の電力マスタープランの策定支援を実施したが、JICAが策定支援した化石燃料に依存した電力計画により、バングラデシュでは設備容量が余剰している状態に陥っている。例えば、2022年4月時点で設備容量の合計が22,512MWであるのに対し、4月の最高需要は14,792MWであった[19]。設備容量のうち40%しか使用されておらず、60%の設備余剰が生じている状態である。

本件に関するお問合わせ先：
「環境・持続社会」研究センター（JACSES）、田辺有輝／喜多毬香
tanabe@jacses.org　／　kita@jacses.org

[13] http://jacses.org/wp_jp/wp-content/uploads/2022/02/9c4a0f8483b61b3b27f76075945b4bdf-1.pdf
[14] https://ieefa.org/articles/bangladesh-needs-us171-billion-annually-until-2041-40-renewable-energy-capacity?utm_campaign=Weekly%20Newsletter&utm_medium=email&_hsmi=253495214&_hsenc=p2ANqtz-_-ljN8dSUrYVPjnoHCPGxz5XwNa8Ev_Sx16GNaqcl8OrAvpboap2fodmq43BPBbxpb85y4_8X3B8hrgul3J1ajrzaS0w&utm_content=253495214&utm_source=hs_email
[15] https://www.tbsnews.net/bangladesh/energy/another-shock-consumers-retail-power-price-hiked-5-577042
[16] https://www.tbsnews.net/bangladesh/energy/payra-power-plants-coal-import-bills-loan-payment-stuck-over-dollar-crisis-548730
[17] https://bdnews24.com/bangladesh/biz986aok1
[18] https://ieefa.org/resources/ramping-clean-energy-will-help-bangladesh-reduce-its-reliance-imported-fossil-fuels
[19] https://www.thedailystar.net/opinion/views/news/security-and-affordability-we-must-shore-renewable-energy-3172061