

第IV部 電力需給バランス

第 11 章 電源開発計画

11.1 電力需要想定

将来の電源開発計画を策定する場合、将来の需要予測が重要な要因となる。需要の予測に対し最も効率的な設備形成の手段を見つけ出す作業はそれほど難しいことではない。

しかしながら、実際の需要予測の精度は、次の日の値さえなかなか予測することが難しく、さらに、数年後あるいはそれ以上、長期にわたって正確に予測するのは困難を極める。

このような需要の不確定性を踏まえると、ある一つの条件の下に、将来の最適電源開発計画を精度良く算出し、それを基に、具体的な電源開発を推進することは決して得策ではない。つまり、将来の電源開発計画を策定する場合には、需要を含めた種々の計算諸元をすべて変数と考え、それらの変数をその系統における蓋然性の範囲内で変更して感度解析を実施し、その系統での電源設備と経済性、環境性、エネルギーセキュリティ特性の傾向を把握することが非常に重要である。

従って、本章では、マクロ経済成長シナリオに基づいて大凡の需要想定を行い、その需要シナリオを変数とし、需給運用をある程度簡略に模擬し、最適な電源開発計画を策定することで、長期的な視点にたった将来の電源構成ビジョンを提案する。

11.2 ピーク電力需要想定の方

11.2.1 検討フロー

本調査でのピーク電力需要の想定手法としては、手法が簡易で、現地カウンターパート機関が今後ローリングプランとして継承していく上で技術移転がし易い「GDP 弾性値手法」を採用することとした。ただし、この手法においては、電力需要に影響を及ぼす諸要因が大幅に捨象されており、他の想定手法と結果が乖離する可能性もあるので、今回は確認のため「セクター別積み上げ手法」によるピーク電力需要見通しを併用して、「GDP 弾性値手法」の妥当性を検証することとする。なお、需要想定に用いられた経済成長見通しは、第 5 章の想定結果を参照している。

また、上記を踏まえて導出した電力需要見通しと、第 6 章で想定したエネルギー需給見通しとのすり合わせを行い、整合性を確認した上で両者を統合し、統一的な「エネルギー・電力需給見通し」を完成させた¹。以下に、実施フローを示す。



出典：JICA 調査団

図 11-1 需要想定フロー

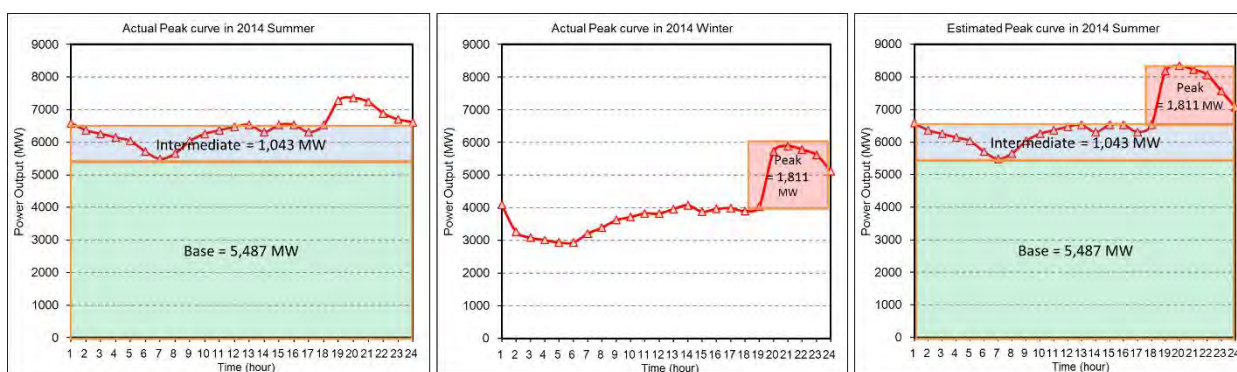
¹ 第 6 章のエネルギー需給見通しは、本章でのピーク電力需要見通しとすり合わせを行い、両者の整合を確認した後の結果を示している。

11.2.2 前提条件

ピーク電力需要想定を行う場合、予測の発電台をどのレベルに設定するのか、重要な要素となる。特に、バ国では、ピーク時には常に需給が逼迫する状態が続き、潜在需要が満たせず、輪番停電が発生するため、実際に記録される最大電力は、こうした潜在需要を織り込んでいない。潜在需要を考慮した最大需要をより正確に予測するためには、日負荷曲線と輪番停電量の季節変動特性に着目し、日々の運用データから理論的に負荷曲線を推測することが必要となる。

冬場(11~1月)休日では輪番停電の発生は相対的に少なく、日負荷曲線は、実際のピーク負荷(電灯ピーク)に極めて近い形状を示す。また、夏場負荷曲線上の、ベースおよびミドル負荷も、ほぼ実績と近い値を示す。

従って、下図に示すとおり、FY2015年実績データを用い、夏場ベース(5,487MW)&ミドル負荷(1,043MW)に、冬場ピーク(1,811MW)を加えることで合成日負荷曲線を作成し、ピーク電力需要定の発電台を 8,039MW²と推定した。同様の手法で、FY2016の値を 8,921MW に更新し、その値を起点として、ピーク電力需要想定を実施する。



出典：JICA 調査団

図 11-2 「バ」国の夏場における想定合成日負荷曲線

分析結果は下表に示すとおりである。2015年度の実際に記録された最大負荷は 7,500MW であるが、想定されるベース 6,170MW に潜在的な中間負荷とピーク負荷、実際の割引率を考慮した推定最大負荷は約 8,921MW となる。従って、2041年までの長期需要予測に際しては、本検討で導き出された 8,921MW を 2015年度のスタート値として採用する。

² ピーク電力需要は、net peak のため、Gross peak に対して、BPDP と協議のうえ実績を鑑み 4%を減じた値とした。

表 11-1 2005-2015 年 推定最大負荷

| Fiscal Year | Estimated Base Load (MW) | Estimated Intermediate Load (MW) | Estimated Base Over Peak Load (MW) | Estimated Peak Load (MW) | Actual Net/Gross | Estimated Net Peak Load (MW) | Growth (%) | Actual Net Peak Load (MW) | Growth (%) |
|-------------|--------------------------|----------------------------------|------------------------------------|--------------------------|------------------|------------------------------|------------|---------------------------|------------|
| 2005 | 3,097 | - | 1,379 | 4,476 | 0.95 | 4,230 | | 3,900 | |
| 2006 | 3,600 | - | 1,413 | 5,013 | 0.95 | 4,737 | 12.0% | 4,200 | 7.7% |
| 2007 | 4,050 | - | 1,063 | 5,113 | 0.95 | 4,832 | 2.0% | 4,500 | 7.1% |
| 2008 | 4,190 | - | 1,484 | 5,674 | 0.95 | 5,362 | 11.0% | 4,600 | 2.2% |
| 2009 | 4,150 | - | 1,500 | 5,650 | 0.95 | 5,339 | -0.4% | 5,050 | 9.8% |
| 2010 | 4,300 | 817 | 1,462 | 6,579 | 0.95 | 6,258 | 16.4% | 5,550 | 9.9% |
| 2011 | 4,400 | 836 | 1,496 | 6,732 | 0.95 | 6,411 | 2.3% | 5,550 | 0.0% |
| 2012 | 5,000 | 950 | 1,700 | 7,650 | 0.96 | 7,326 | 13.6% | 6,600 | 18.9% |
| 2013 | 5,300 | 1,007 | 1,802 | 8,109 | 0.96 | 7,764 | 6.0% | 6,600 | 0.0% |
| 2014 | 5,487 | 1,043 | 1,811 | 8,341 | 0.96 | 8,039 | 2.9% | 7,356 | 11.5% |
| 2015 | 6,170 | 1,111 | 1,974 | 9,255 | 0.96 | 8,921 | 11.0% | 7,500 | 2.0% |

出典：JICA 調査団

11.3 GDP 弾性値手法を用いたピーク電力需要見通し

第 5 章の経済成長見通しに基づく GDP 見通しに、ピーク電力需要の GDP 弾性値を乗じ、さらに「バ」国政府の省エネ目標を参照して設定したピーク需要抑制効果を織り込むことにより、2041 年までのピーク電力需要を想定した。

11.3.1 経済成長見通し

経済成長見通しについては、第 5 章で検討した GDP 見通しを採用した。第 5 章で検討された標準シナリオに加え、高成長シナリオおよび低成長シナリオについても参照している。それぞれの経済成長シナリオとも、2020 年までは、第 7 次 5 ヶ年計画で掲げた GDP 成長率目標を達成すると仮定した上で、2020 年代以降、経済の成熟化とともに成長が次第に緩やかになる過程において、高成長シナリオにおいては成長率が鈍化するペースを比較的緩やかに、低成長シナリオにおいては成長率が鈍化するペースを比較的速めにしている。

その結果、2036～2041 年の平均成長率（実質ベース）が、標準シナリオにおいては 4.4%程度に落ち着くと想定したのに対し、高成長シナリオにおいては年平均 5.0%、低成長シナリオにおいては年平均 4.0%程度と想定している。

表 11-2 実質 GDP 成長率見通し（2005 年価格基準）

| | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2041 |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|
| 標準シナリオ | 6.1% | 6.3% | 7.4% | 7.4% | 6.3% | 5.3% | 4.4% |
| 高成長シナリオ | 6.1% | 6.3% | 7.4% | 7.5% | 6.6% | 5.7% | 5.0% |
| 低成長シナリオ | 6.1% | 6.3% | 7.4% | 7.3% | 6.1% | 4.9% | 4.0% |

出典：JICA 調査団

注) 成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

表 11-3 名目 GDP 成長率見通し (現在価格)

| | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2041 |
|---------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 標準シナリオ | USD | 10.7% | 11.0% | 11.9% | 11.4% | 10.0% | 8.6% | 7.3% |
| | BDT | 13.3% | 13.7% | 13.3% | 12.7% | 11.1% | 9.5% | 8.0% |
| 高成長シナリオ | USD | 10.7% | 11.0% | 11.9% | 11.6% | 10.3% | 9.1% | 7.9% |
| | BDT | 13.3% | 13.7% | 13.3% | 12.8% | 11.4% | 9.9% | 8.6% |
| 低成長シナリオ | USD | 10.7% | 11.0% | 11.9% | 11.4% | 9.8% | 8.3% | 6.9% |
| | BDT | 13.3% | 13.7% | 13.3% | 12.7% | 10.9% | 9.1% | 7.6% |

出典：JICA 調査団

注) 成長率は 5 年間平均を示すが、2041 年では 6 年間平均である。

11.3.2 GDP弾性値の妥当性検証

下表は、至近 10 年間におけるバ国の電力需要 GDP 弾性値を示したものであり、その平均値は、1.27 となる。同時に、ASEAN 諸国 (タイ、インドネシア、マレーシア) における弾性値も大凡 1.1 ~ 1.3 の範囲にあることから、本モデルでは、通年 1.27 の実績値を BAU ケースとして採用する。

表 11-4 バ国における電力需要 GDP 弾性値の推移

| Year | GDP at Constant Market Price (Million Taka) | GDP Growth Rate (%) | Actual Net Energy Generation (GWH) | Energy Not served | Forecasted Net Generation (GWH) | | GWH Growth | Elasticity |
|------|---|---------------------|------------------------------------|-------------------|---------------------------------|--|------------|------------|
| 2005 | 2,669,740 | | 21,408 | 260 | 21,668 | | 21,798 | |
| 2006 | 2,846,726 | 6.6% | 22,978 | 843 | 23,821 | | 24,243 | 7.3% |
| 2007 | 3,029,709 | 6.4% | 23,268 | 2,264 | 25,532 | | 26,664 | 1.3% |
| 2008 | 3,217,855 | 6.2% | 24,946 | 1,107 | 26,053 | | 26,606 | 7.2% |
| 2009 | 3,406,524 | 5.9% | 26,533 | 1,363 | 27,896 | | 28,577 | 6.4% |
| 2010 | 3,608,450 | 5.9% | 29,247 | 1,829 | 31,076 | | 31,991 | 10.2% |
| 2011 | 3,850,500 | 6.7% | 31,355 | 1,899 | 33,254 | | 34,204 | 7.2% |
| 2012 | 4,090,530 | 6.2% | 35,118 | 1,647 | 36,765 | | 37,588 | 12.0% |
| 2013 | 4,337,200 | 6.0% | 38,229 | 1,070 | 39,299 | | 39,834 | 8.9% |
| 2014 | 4,601,770 | 6.1% | 42,195 | 515 | 42,710 | | 42,968 | 10.4% |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 1.27 |

出典：JICA 調査団および BPDB

表 11-5 ASEAN 諸国における電力需要 GDP 弾性値の推移

| Thailand | items | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | |
|-----------|---------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----|
| | GDP (constant 2005 US\$) | 170,956,863,507 | 181,708,833,946 | 189,318,499,954 | 198,723,685,564 | 209,524,501,833 | 213,140,198,921 | 211,566,627,910 | 227,448,322,637 | 229,344,519,381 | 246,139,191,582 | |
| | Electricity consumption (GWh) | 106,959 | 115,044 | 121,229 | 127,811 | 133,178 | 135,450 | 135,209 | 149,320 | 148,700 | 161,749 | |
| | (A) GDP growth | 7.2% | 6.3% | 4.2% | 5.0% | 5.4% | 1.7% | -0.7% | 7.5% | 0.8% | 7.3% | |
| | (B) Electricity growth | 6.8% | 7.6% | 5.4% | 5.4% | 4.2% | 1.7% | -0.2% | 10.4% | -0.4% | 8.8% | |
| | (A)/(B) | 0.94 | 1.20 | 1.28 | 1.09 | 0.77 | 0.99 | 0.24 | 1.39 | -0.50 | 1.20 | |
| | (A') 5-year average GDP | 5.2% | 5.5% | 5.4% | 5.8% | 5.6% | 4.5% | 3.1% | 3.7% | 2.9% | 3.3% | |
| | (B') 5-year average Electricity | 5.9% | 7.2% | 6.6% | 6.7% | 5.9% | 4.8% | 3.3% | 4.3% | 3.1% | 4.0% | |
| | (A')/(B') | 1.1 | 1.3 | 1.2 | 1.2 | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.1 |
| Indonesia | items | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | |
| | GDP (constant 2005 US\$) | 257,516,488,195 | 270,471,818,103 | 285,868,619,206 | 301,594,114,117 | 320,730,327,692 | 340,018,098,955 | 355,757,098,753 | 377,898,901,817 | 401,214,448,583 | 425,407,883,059 | |
| | Electricity consumption (GWh) | 90,441 | 100,097 | 107,705 | 113,415 | 121,614 | 128,810 | 136,053 | 147,972 | 159,867 | 175,329 | |
| | (A) GDP growth | 4.8% | 5.0% | 5.7% | 5.5% | 6.3% | 6.0% | 4.6% | 6.2% | 6.2% | 6.0% | |
| | (B) Electricity growth | 3.9% | 10.7% | 7.6% | 5.3% | 7.2% | 5.9% | 5.6% | 8.8% | 8.0% | 9.7% | |
| | (A)/(B) | 0.81 | 2.12 | 1.34 | 0.96 | 1.14 | 0.98 | 1.21 | 1.41 | 1.30 | 1.60 | |
| | (A') 5-year average GDP | 3.7% | 4.6% | 4.7% | 5.1% | 5.5% | 5.7% | 5.6% | 5.7% | 5.9% | 5.8% | |
| | (B') 5-year average Electricity | 6.7% | 7.0% | 6.4% | 6.1% | 6.9% | 7.3% | 6.3% | 6.6% | 7.1% | 7.6% | |
| | (A')/(B') | 1.8 | 1.5 | 1.3 | 1.2 | 1.3 | 1.3 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.3 | 1.3 |
| Malaysia | items | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | |
| | GDP (constant 2005 US\$) | 127,611,641,758 | 136,268,098,017 | 143,534,102,611 | 151,550,262,734 | 161,096,089,356 | 168,879,881,704 | 166,323,572,126 | 178,674,711,521 | 188,133,365,986 | 198,430,759,593 | |
| | Electricity consumption (GWh) | 73,420 | 77,252 | 80,755 | 84,573 | 89,358 | 92,881 | 102,920 | 110,853 | 111,852 | 120,637 | |
| | (A) GDP growth | 5.8% | 6.8% | 5.3% | 5.6% | 6.3% | 4.8% | -1.5% | 7.4% | 5.3% | 5.5% | |
| | (B) Electricity growth | 6.6% | 5.2% | 4.5% | 4.7% | 5.7% | 3.9% | 10.8% | 7.7% | 0.9% | 7.9% | |
| | (A)/(B) | 1.14 | 0.77 | 0.85 | 0.85 | 0.90 | 0.82 | -7.14 | 1.04 | 0.17 | 1.43 | |
| | (A') 5-year average GDP | 5.3% | 5.4% | 4.7% | 5.8% | 6.0% | 5.8% | 4.1% | 4.5% | 4.4% | 4.3% | |
| | (B') 5-year average Electricity | 6.6% | 6.6% | 5.7% | 5.4% | 5.3% | 4.8% | 5.9% | 6.5% | 5.8% | 6.2% | |
| | (A')/(B') | 1.3 | 1.2 | 1.2 | 0.9 | 0.9 | 0.8 | 1.5 | 1.5 | 1.3 | 1.5 | 1.2 |

出典：JICA 調査団

11.3.3 ピーク需要抑制効果の設定

6章でも述べた通り、国際協力機構（JICA）の支援により、2015年3月に、持続・再生可能エネルギー開発庁（Sustainable and Renewable Energy Development Authority、以下「SREDA」）及び電力局（Power Division）によって、「Energy Efficiency and Conservation Master Plan up to 2030」（EECMP）が発表されており、省エネ目標として、「2014年比で、2021年までにGDPあたりエネルギー消費量15%削減、2030年までに20%削減」が掲げられている。

EECMPの省エネ目標は、エネルギー消費量（ktoe）での削減目標となっているが、この目標達成によるピーク電力需要（MW）への影響を評価するには、電化率昇や年負荷率（＝年間消費量÷最大需要）の時系列変化による影響を考慮に入れる必要があるため、複雑な換算になる。

そこで、電力局（Power Division）及びBPDBとの協議を踏まえ、「EECMPを参考に、ピーク電力需要をBAUケース（GDP弾性値は1.27で推移）に比べて20%抑制する」という目標を設定の上、ピーク電力需要見通しを策定することとした。その上で、第6章で検討した、エネルギー需給見通しとのすり合わせを行い、もし不整合が確認された場合、必要に応じて調整を行うこととした。

11.3.4 GDP弾性値手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し

以上の検討を考慮に入れた経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通しは、次の表に示すとおりである。

表 11-6 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 標準シナリオ)

| Model | GDP Elasticity Method | | | | | | | | Sectorial Analysis Method |
|-------|-----------------------|------------|-------------------------|---------------------------|----------------|------------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|
| FY | GDP growth rate | Elasticity | Electricity growth rate | Total Demand without EE&C | Effect of EE&C | Total Demand with EE&C | Captive power to the grid | GDP Elasticity Method | Sectorial Analysis Method |
| 2015 | 6.5% | 1.27 | 8.3% | 8,920 | 0.0% | 8,920 | - | 8,920 | 8,900 |
| 2016 | 7.0% | 1.27 | 8.9% | 9,713 | 1.3% | 9,583 | - | 9,584 | 9,500 |
| 2017 | 7.2% | 1.27 | 9.1% | 10,601 | 2.7% | 10,318 | - | 10,400 | 10,400 |
| 2018 | 7.4% | 1.27 | 9.4% | 11,597 | 4.0% | 11,134 | - | 11,200 | 11,300 |
| 2019 | 7.6% | 1.27 | 9.7% | 12,717 | 5.3% | 12,039 | - | 12,100 | 12,300 |
| 2020 | 8.0% | 1.27 | 10.2% | 14,009 | 6.7% | 13,075 | 149 | 13,300 | 13,400 |
| 2021 | 7.8% | 1.27 | 9.9% | 15,394 | 8.0% | 14,163 | 297 | 14,500 | 14,600 |
| 2022 | 7.6% | 1.27 | 9.6% | 16,875 | 9.3% | 15,300 | 446 | 15,800 | 15,800 |
| 2023 | 7.4% | 1.27 | 9.4% | 18,453 | 10.7% | 16,485 | 594 | 17,100 | 17,100 |
| 2024 | 7.2% | 1.27 | 9.1% | 20,129 | 12.0% | 17,714 | 743 | 18,500 | 18,500 |
| 2025 | 6.9% | 1.27 | 8.8% | 21,903 | 13.3% | 18,983 | 891 | 19,900 | 19,900 |
| 2026 | 6.7% | 1.27 | 8.5% | 23,776 | 14.7% | 20,288 | 1,040 | 21,400 | 21,400 |
| 2027 | 6.5% | 1.27 | 8.3% | 25,744 | 16.0% | 21,625 | 1,188 | 22,900 | 22,900 |
| 2028 | 6.3% | 1.27 | 8.0% | 27,806 | 17.3% | 22,986 | 1,337 | 24,400 | 24,500 |
| 2029 | 6.1% | 1.27 | 7.7% | 29,959 | 18.7% | 24,367 | 1,486 | 25,900 | 26,000 |
| 2030 | 5.9% | 1.27 | 7.5% | 32,198 | 20.0% | 25,759 | 1,634 | 27,400 | 27,700 |
| 2031 | 5.7% | 1.27 | 7.2% | 34,520 | 20.0% | 27,616 | 1,634 | 29,300 | 29,400 |
| 2032 | 5.5% | 1.27 | 6.9% | 36,916 | 20.0% | 29,533 | 1,634 | 31,200 | 31,100 |
| 2033 | 5.3% | 1.27 | 6.7% | 39,381 | 20.0% | 31,505 | 1,634 | 33,200 | 32,900 |
| 2034 | 5.0% | 1.27 | 6.4% | 41,906 | 20.0% | 33,525 | 1,634 | 35,200 | 34,600 |
| 2035 | 4.8% | 1.27 | 6.1% | 44,483 | 20.0% | 35,587 | 1,634 | 37,300 | 36,400 |
| 2036 | 4.6% | 1.27 | 5.9% | 47,101 | 20.0% | 37,681 | 1,634 | 39,400 | 38,200 |
| 2037 | 4.4% | 1.27 | 5.6% | 49,750 | 20.0% | 39,800 | 1,634 | 41,500 | 39,900 |
| 2038 | 4.4% | 1.27 | 5.6% | 52,526 | 20.0% | 42,021 | 1,634 | 43,700 | 41,800 |
| 2039 | 4.4% | 1.27 | 5.5% | 55,436 | 20.0% | 44,349 | 1,634 | 46,000 | 43,700 |
| 2040 | 4.3% | 1.27 | 5.5% | 58,486 | 20.0% | 46,789 | 1,634 | 48,500 | 45,700 |
| 2041 | 4.3% | 1.27 | 5.5% | 61,681 | 20.0% | 49,345 | 1,634 | 51,000 | 47,800 |

EE&C: Energy Efficiency and Conservation

出典：JICA 調査団および BPDB

表 11-7 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 高成長シナリオ)

| Model | GDP Elasticity Method | | | | | | | | Sectorial Analysis Method |
|-------|-----------------------|-----------------|------------|-------------------------|---------------------------|----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | FY | GDP growth rate | Elasticity | Electricity growth rate | Total Demand without EE&C | Effect of EE&C | Total Demand with EE&C | Captive power to the grid | GDP Elasticity Method |
| 2015 | 6.5% | 1.27 | 8.3% | 8,920 | 0.0% | 8,920 | - | 8,920 | 8,900 |
| 2016 | 7.0% | 1.27 | 8.9% | 9,713 | 1.3% | 9,583 | - | 9,600 | 9,500 |
| 2017 | 7.2% | 1.27 | 9.1% | 10,601 | 2.7% | 10,318 | - | 10,400 | 10,400 |
| 2018 | 7.4% | 1.27 | 9.4% | 11,597 | 4.0% | 11,134 | - | 11,200 | 11,300 |
| 2019 | 7.6% | 1.27 | 9.7% | 12,717 | 5.3% | 12,039 | - | 12,100 | 12,300 |
| 2020 | 8.0% | 1.27 | 10.2% | 14,009 | 6.7% | 13,075 | 149 | 13,300 | 13,500 |
| 2021 | 7.8% | 1.27 | 9.9% | 15,401 | 8.0% | 14,169 | 297 | 14,500 | 14,700 |
| 2022 | 7.6% | 1.27 | 9.7% | 16,896 | 9.3% | 15,319 | 446 | 15,800 | 15,900 |
| 2023 | 7.5% | 1.27 | 9.5% | 18,499 | 10.7% | 16,526 | 594 | 17,200 | 17,200 |
| 2024 | 7.3% | 1.27 | 9.3% | 20,212 | 12.0% | 17,787 | 743 | 18,600 | 18,700 |
| 2025 | 7.1% | 1.27 | 9.0% | 22,040 | 13.3% | 19,101 | 891 | 20,000 | 20,100 |
| 2026 | 6.9% | 1.27 | 8.8% | 23,984 | 14.7% | 20,466 | 1,040 | 21,600 | 21,700 |
| 2027 | 6.8% | 1.27 | 8.6% | 26,045 | 16.0% | 21,878 | 1,188 | 23,100 | 23,300 |
| 2028 | 6.6% | 1.27 | 8.4% | 28,225 | 17.3% | 23,333 | 1,337 | 24,700 | 25,000 |
| 2029 | 6.4% | 1.27 | 8.1% | 30,525 | 18.7% | 24,827 | 1,486 | 26,400 | 26,700 |
| 2030 | 6.2% | 1.27 | 7.9% | 32,945 | 20.0% | 26,356 | 1,634 | 28,000 | 28,500 |
| 2031 | 6.1% | 1.27 | 7.7% | 35,484 | 20.0% | 28,387 | 1,634 | 30,100 | 30,400 |
| 2032 | 5.9% | 1.27 | 7.5% | 38,139 | 20.0% | 30,512 | 1,634 | 32,200 | 32,300 |
| 2033 | 5.7% | 1.27 | 7.3% | 40,910 | 20.0% | 32,728 | 1,634 | 34,400 | 34,300 |
| 2034 | 5.5% | 1.27 | 7.0% | 43,791 | 20.0% | 35,033 | 1,634 | 36,700 | 36,300 |
| 2035 | 5.4% | 1.27 | 6.8% | 46,780 | 20.0% | 37,424 | 1,634 | 39,100 | 38,400 |
| 2036 | 5.2% | 1.27 | 6.6% | 49,871 | 20.0% | 39,896 | 1,634 | 41,600 | 40,500 |
| 2037 | 5.0% | 1.27 | 6.4% | 53,057 | 20.0% | 42,445 | 1,634 | 44,100 | 42,700 |
| 2038 | 5.0% | 1.27 | 6.3% | 56,424 | 20.0% | 45,139 | 1,634 | 46,800 | 44,900 |
| 2039 | 5.0% | 1.27 | 6.3% | 59,982 | 20.0% | 47,986 | 1,634 | 49,700 | 47,300 |
| 2040 | 4.9% | 1.27 | 6.3% | 63,741 | 20.0% | 50,993 | 1,634 | 52,700 | 49,800 |
| 2041 | 4.9% | 1.27 | 6.2% | 67,710 | 20.0% | 54,168 | 1,634 | 55,900 | 52,400 |

EE&C: Energy Efficiency and Conservation

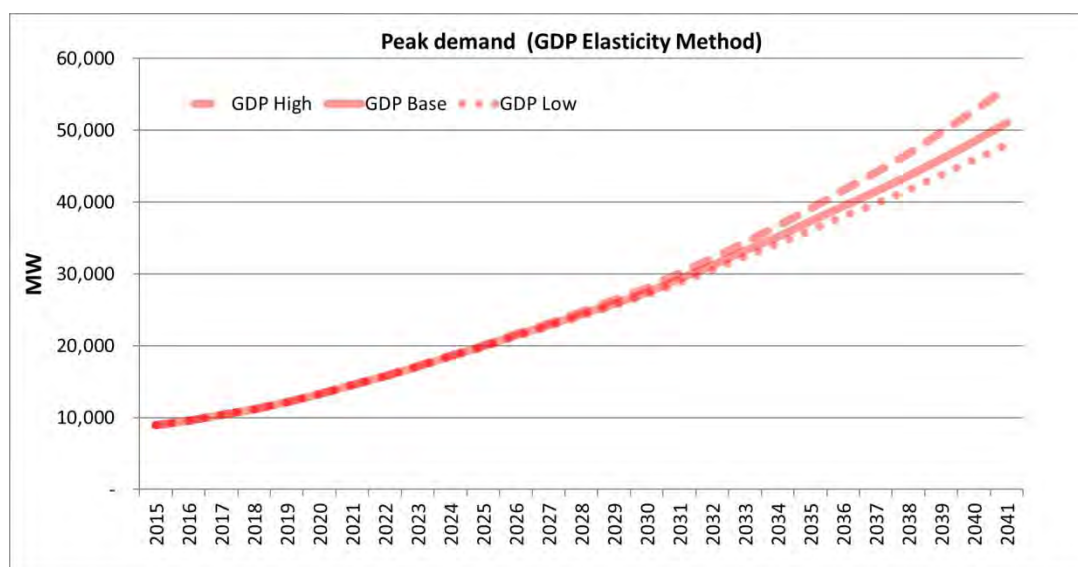
出典：JICA 調査団および BPDB

表 11-8 GDP 弾性値手法によるピーク電力需要見通し (GDP 低成長シナリオ)

| Model | GDP Elasticity Method | | | | | | | | Sectorial Analysis Method |
|-------|-----------------------|-----------------|------------|-------------------------|---------------------------|----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | FY | GDP growth rate | Elasticity | Electricity growth rate | Total Demand without EE&C | Effect of EE&C | Total Demand with EE&C | Captive power to the grid | GDP Elasticity Method |
| 2015 | 6.5% | 1.27 | 8.3% | 8,920 | 0.0% | 8,920 | - | 8,920 | 8,900 |
| 2016 | 7.0% | 1.27 | 8.9% | 9,713 | 1.3% | 9,583 | - | 9,600 | 9,500 |
| 2017 | 7.2% | 1.27 | 9.1% | 10,601 | 2.7% | 10,318 | - | 10,400 | 10,300 |
| 2018 | 7.4% | 1.27 | 9.4% | 11,597 | 4.0% | 11,134 | - | 11,200 | 11,200 |
| 2019 | 7.6% | 1.27 | 9.7% | 12,717 | 5.3% | 12,039 | - | 12,100 | 12,200 |
| 2020 | 8.0% | 1.27 | 10.2% | 14,009 | 6.7% | 13,075 | 149 | 13,300 | 13,300 |
| 2021 | 7.8% | 1.27 | 9.9% | 15,390 | 8.0% | 14,159 | 297 | 14,500 | 14,400 |
| 2022 | 7.5% | 1.27 | 9.6% | 16,861 | 9.3% | 15,288 | 446 | 15,800 | 15,600 |
| 2023 | 7.3% | 1.27 | 9.3% | 18,423 | 10.7% | 16,458 | 594 | 17,100 | 16,900 |
| 2024 | 7.1% | 1.27 | 9.0% | 20,074 | 12.0% | 17,665 | 743 | 18,500 | 18,200 |
| 2025 | 6.8% | 1.27 | 8.7% | 21,813 | 13.3% | 18,904 | 891 | 19,800 | 19,500 |
| 2026 | 6.6% | 1.27 | 8.4% | 23,638 | 14.7% | 20,171 | 1,040 | 21,300 | 20,900 |
| 2027 | 6.4% | 1.27 | 8.1% | 25,545 | 16.0% | 21,458 | 1,188 | 22,700 | 22,300 |
| 2028 | 6.1% | 1.27 | 7.8% | 27,529 | 17.3% | 22,758 | 1,337 | 24,100 | 23,800 |
| 2029 | 5.9% | 1.27 | 7.5% | 29,586 | 18.7% | 24,063 | 1,486 | 25,600 | 25,300 |
| 2030 | 5.6% | 1.27 | 7.2% | 31,709 | 20.0% | 25,367 | 1,634 | 27,100 | 26,700 |
| 2031 | 5.4% | 1.27 | 6.9% | 33,890 | 20.0% | 27,112 | 1,634 | 28,800 | 28,300 |
| 2032 | 5.2% | 1.27 | 6.6% | 36,120 | 20.0% | 28,896 | 1,634 | 30,600 | 29,800 |
| 2033 | 4.9% | 1.27 | 6.3% | 38,391 | 20.0% | 30,713 | 1,634 | 32,400 | 31,300 |
| 2034 | 4.7% | 1.27 | 6.0% | 40,691 | 20.0% | 32,553 | 1,634 | 34,200 | 32,900 |
| 2035 | 4.5% | 1.27 | 5.7% | 43,010 | 20.0% | 34,408 | 1,634 | 36,100 | 34,400 |
| 2036 | 4.3% | 1.27 | 5.4% | 45,334 | 20.0% | 36,267 | 1,634 | 38,000 | 36,000 |
| 2037 | 4.0% | 1.27 | 5.1% | 47,652 | 20.0% | 38,121 | 1,634 | 39,800 | 37,500 |
| 2038 | 4.0% | 1.27 | 5.1% | 50,068 | 20.0% | 40,054 | 1,634 | 41,700 | 39,000 |
| 2039 | 4.0% | 1.27 | 5.0% | 52,587 | 20.0% | 42,069 | 1,634 | 43,800 | 40,700 |
| 2040 | 3.9% | 1.27 | 5.0% | 55,211 | 20.0% | 44,169 | 1,634 | 45,900 | 42,300 |
| 2041 | 3.9% | 1.27 | 5.0% | 57,946 | 20.0% | 46,356 | 1,634 | 48,000 | 44,000 |

EE&C: Energy Efficiency and Conservation

出典：JICA 調査団および BPDB



出典：JICA 調査団および BPDB

図 11-3 GDP 弾性値手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し

11.4 セクター別積み上げ手法によるピーク需要見通しの検証

次に、マクロ経済指標の見通しを元に、セクター別に電力消費量を想定したものを積み上げることにより、ピーク需要の推定を試みることにする。予測モデルとしては、MS-Excel をベースとした Add-In ソフト「Simple.E」を使っている。

11.4.1 ピーク電力需要予測の手順

本プログラムでは、GDP に対するエネルギー消費原単位（住宅部門は人口当たりエネルギー消費量）について、各セクター別に上下の限界値を設けて自己相関分析を行い、それぞれについて将来予測値を設定した上で、ピーク需要の見通しを作成している。

手順 1 セクター別エネルギー消費(A)

=セクター別全エネルギー原単位×セクター別 GDP（住宅部門は人口）

手順 2 セクター別電力需要(B)

=セクター別全エネルギー消費(A)×電化率×電力料金弾性値×省エネ係数

手順 3 最終電力消費量(C)

=農業用(B)、産業用(B)、商業・公共サービス用(B)、住宅用(B)の和

手順 4 送電端電力量(D)

=最終電力消費量(C)+送配電ロス

手順 5 ピーク電力需要 (E)

=送電端電力量(D) / 負荷率 / 24 時間 / 365 日

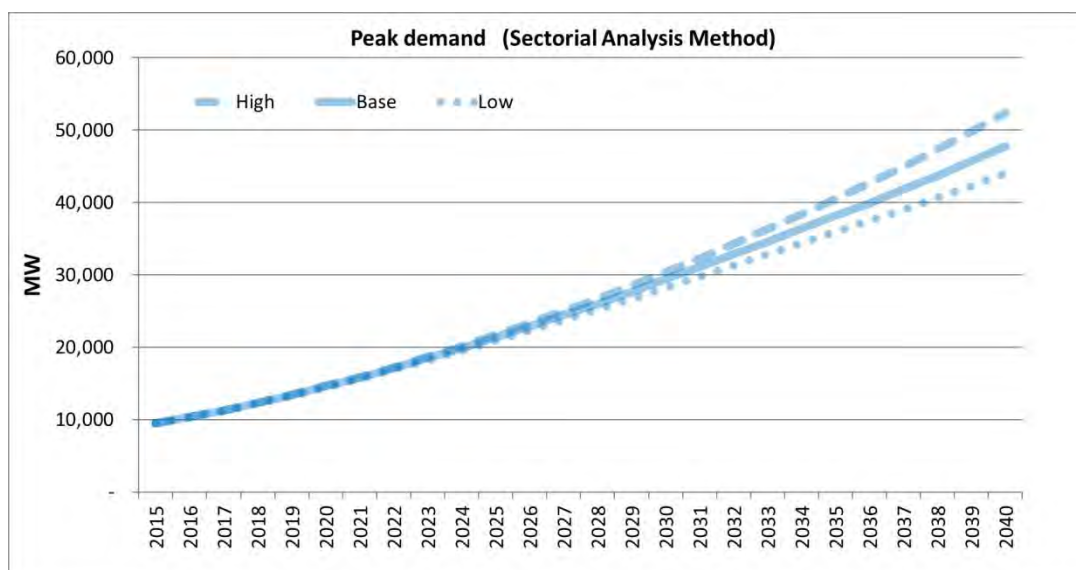
11.4.2 セクター別積み上げ手法によるピーク電力需要見通し

標準シナリオ、高成長シナリオ及び低成長シナリオそれぞれにおけるピーク電力需要は、表 11-9 及び図 11-4 の通りである。2015 年度から 2041 年度の平均 GDP 伸び率は標準シナリオで 6.1%/年、高成長シナリオで 6.4%/年、低成長シナリオで 5.9%/年であったのに対し、ピーク需要の伸び率は、標準シナリオで 6.7%/年、高成長シナリオで 7.0%/年、低成長シナリオで 6.3%/年となった。

表 11-9 セクター別積み上げ手法による、経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し

| | Unit | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2041 |
|------|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| High | MW | 8,920 | 13,400 | 20,100 | 28,500 | 38,400 | 49,800 | 52,400 |
| Base | MW | 8,900 | 13,400 | 19,900 | 27,700 | 36,400 | 45,700 | 47,800 |
| Low | MW | 8,900 | 13,200 | 19,500 | 26,700 | 34,400 | 42,300 | 44,000 |
| | Unit | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2041/15 |
| High | % | 7.3 | 8.5 | 8.4 | 7.2 | 6.1 | 5.3 | 7.0 |
| Base | % | 7.3 | 8.5 | 8.2 | 6.8 | 5.6 | 4.7 | 6.7 |
| Low | % | 7.3 | 8.5 | 8.1 | 6.5 | 5.2 | 4.2 | 6.3 |

出典：JICA 調査団



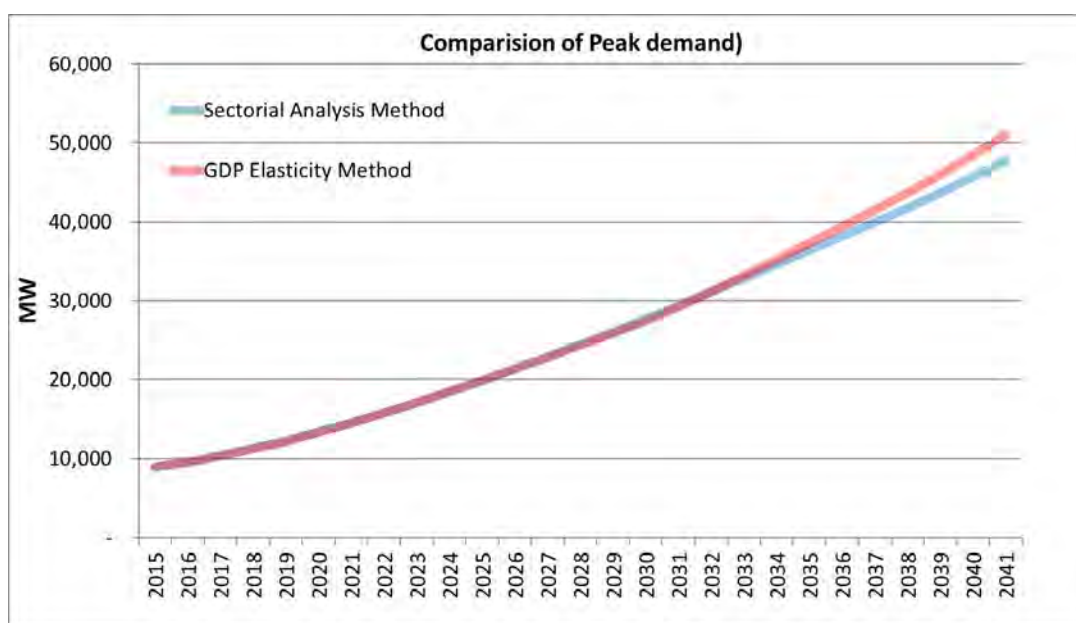
出典：JICA 調査団

図 11-4 セクター別積み上げ手法による経済成長シナリオ別ピーク電力需要見通し

11.5 需要想定モデルの妥当性検討

11.5.1 PSMP 2016のピーク需要見通し

「GDP 弾性値手法」と「セクター別積み上げ手法」のそれぞれを用いた、ピーク電力需要見通しを比較すると、2041 年断面で前者（標準シナリオ）が後者を約 5%程度上回っているものの、ほぼ同じ結果となっている。このことから、方法論が簡易で現地カウンターパート機関が今後ローリングプランとして継承していく上で技術移転がし易い「GDP 弾性値手法」による電力需要想定を採用することとした。



出典：JICA 調査団

図 11-5 「GDP 弾性値手法」及び「セクター別積み上げ手法」による想定結果比較

11.5.2 ピーク電力需要見通しとエネルギー需給見通しとの統合

上記の通り導出されたピーク需要見通しに年負荷率を乗ずることによって、系統からの電力供給可能量を算出し、第 6 章で検討した一次エネルギー需給見通しにおける、電力総消費量の見通しとのすり合わせを行った。この結果を表 11-10 及び図 11-6 に示す。エネルギー需給見通しにおける「電力総消費量(B)」は、工場等での自家発自家消費を含んでいるため、「系統からの電力供給可能量(A)」よりも大きくなっている。(B)と(A)の差分(C)が、自家発自家消費による電力消費量に相当する。

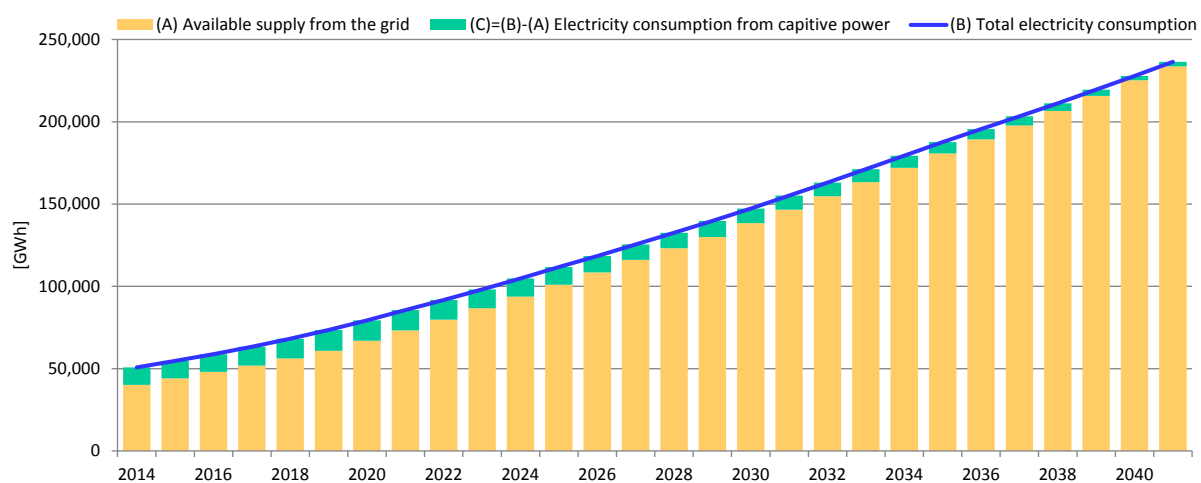
第 6 章で分析した通り、現状の産業部門においては、系統からの供給力不足及び低廉なガス供給価格を理由に、自家発自家消費による電力消費が相当の割合を占めていることが確認されている。今後、電力系統における供給力の増強及び自家発向けガス価格の見直しにより、高効率のコージェネレーションシステムを使っている工場等を除き、自家発の使用が抑制され系統からの買電に徐々にシフトしていくことが望ましいが、そのためには今後、電力総需要の増加を更に上回るペースで系統の供給力を増強していく必要がある。

下表および図で整理した通り、「系統供給可能量(A)」と、自家発自家消費を含む「電力総消費量(B)」との差は 2020 年以降、徐々に縮まっており、自家発自家消費を徐々に吸収できるだけの供給力を確保できていることが確認できる。すなわち、本章で検討した電力需要見通しと、第 6 章で考察したエネルギー需給見通しとを統合し「長期エネルギー・電力需給見通し」として俯瞰することにより、今回想定した電力需要見通しは、電力供給設備の拡充・近代化を進め低効率の自家発への依存を徐々に減らすことを目指している「パ」国政府の長期的な方針とも整合が取れたものになっていることが確認できる。

表 11-10 系統からの電力供給可能量、電力総消費量及び自家発自家消費量の見通し

| | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2041 |
|----------------------|------------|--------|---------|---------|---------|---------|
| (A) 系統からの供給可能量 | 44,171 | 66,937 | 101,036 | 138,439 | 180,715 | 233,677 |
| (B) 電力総消費量 | 54,743 | 79,370 | 111,735 | 147,274 | 187,721 | 236,391 |
| 住宅 | 19,636 | 26,500 | 34,658 | 42,429 | 51,984 | 62,800 |
| | 産業 | 30,103 | 46,302 | 68,511 | 94,297 | 122,958 |
| | 商業及び公共サービス | 3,165 | 4,305 | 5,738 | 7,183 | 8,915 |
| | その他（農業等） | 1,839 | 2,263 | 2,828 | 3,365 | 3,864 |
| (C)=(B)-(A) 自家発自家消費量 | 10,572 | 12,433 | 10,699 | 8,835 | 7,006 | 2,715 |

出典：JICA 調査団



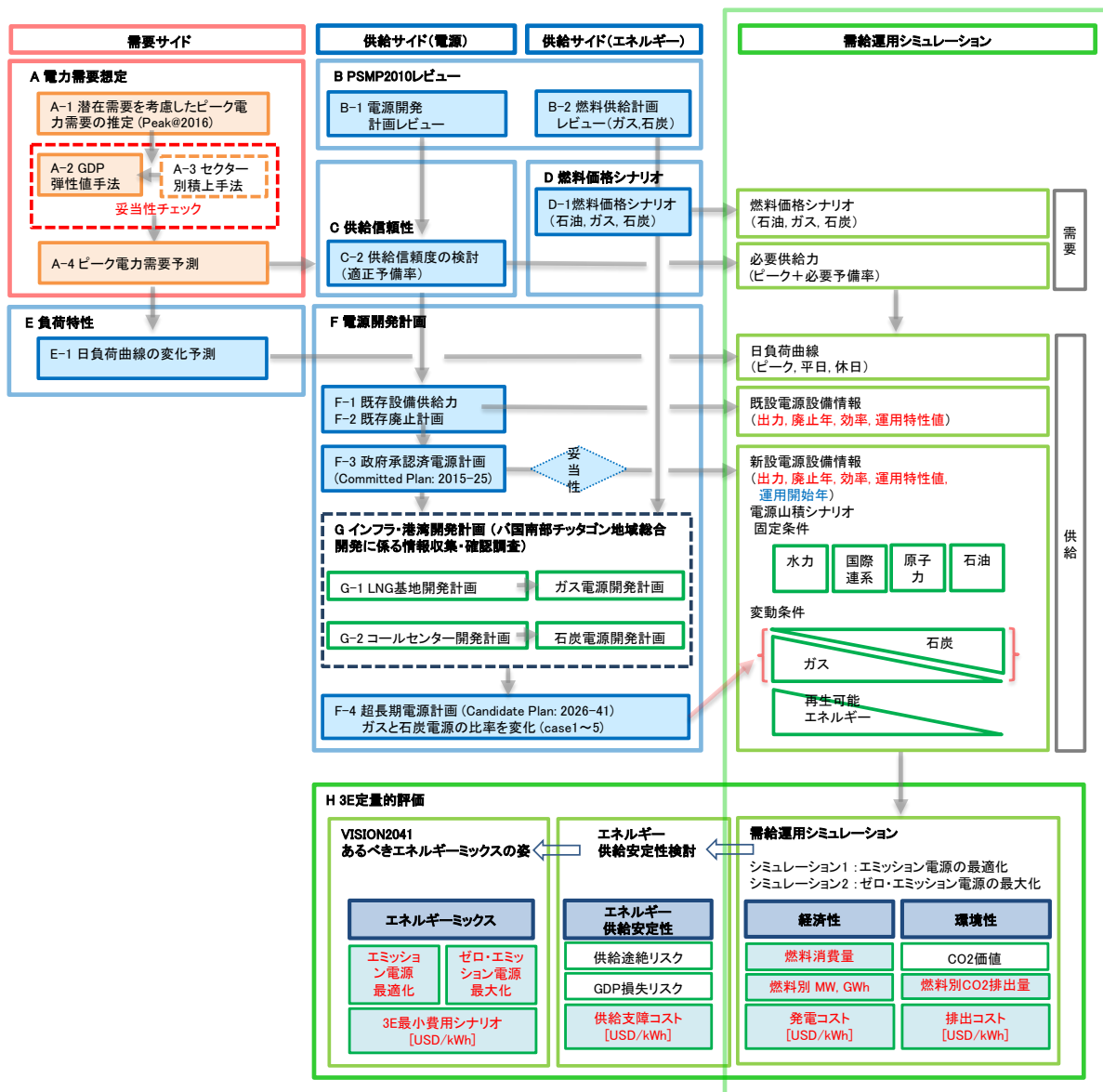
出典：JICA 調査団

図 11-6 電力総消費量見通し（系統供給可能量、電力総消費量及び自家発自家消費量）

11.6 電源開発計画

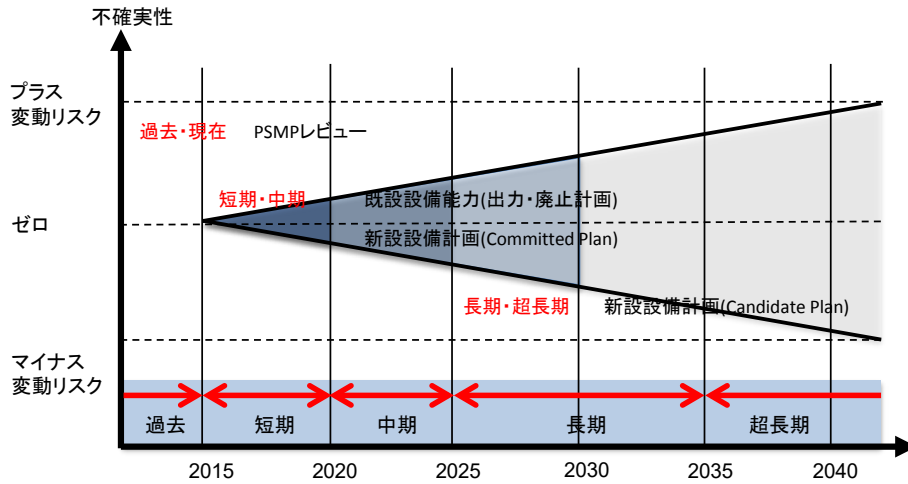
長期的電源開発計画の策定にあたっては、短期における不確実性の低い事象（既存設備、廃止計画、政府承認済み計画）の妥当性を検証したうえで短期・中期計画を定める。さらに、別途「JICAバ国南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査（以下、南チッタゴンMP調査）」において検討される港湾・燃料基地インフラ計画と整合をとる形で、長期・超長期計画上のガス、石炭電源等の基本運用開始時期を定める。

電源構成の将来ビジョン構築に当たっては、特に、不確実性の高い長期、超長期計画部分において、ガス、石炭電源との構成比率を、南チッタゴンMPのインフラ計画に矛盾を生じさせない範囲で変化させ、それぞれのケースにおいて、経済性、環境性、およびエネルギー安定供給性について、3Eの定量評価を実施し、最適電源構成を模索する。具体的検討フローは下記に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

図 11-7 電源計画策定フロー



出典：JICA 調査団

図 11-8 電源計画策定における時間軸とリスク変化の関係

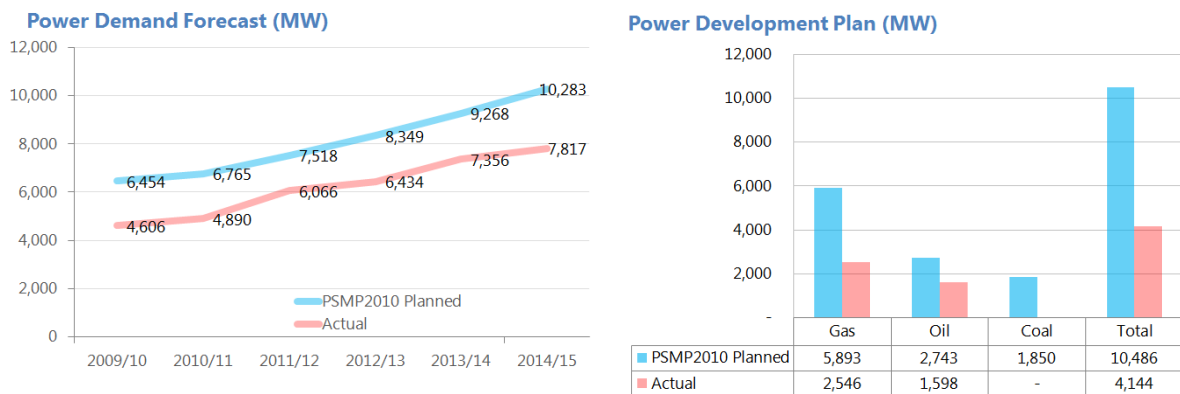
11.7 PSMP2010 レビュー

11.7.1 電源計画信頼性レビュー

PSMP2010 に計画した 5 年電力需要とその実績を下の図表に示す。5 年前の PSMP2010 策定時、その 5 年後 2015 年には、約 10,000MW 相当の需給がバランスすると想定したが、実際には、その約 80%レベルの約 8,000MW に留まる。

近年の著しい経済発展により、潜在需要を含め、電力需要は引き続き増加する傾向にあるが、この需給バランスの未達の主要因は、供給面に起因すると考える。下図に示すとおり、ガス火力、石炭火力ともに、当初計画の 40%~60%程度しか実現できていない。さらに、エネルギーミックス上、非常に重要なベース型電源である石炭火力に至っては、当初計画した 1,850MW が、5 年後にも建設すら始まっていないといった状況である。このことは、安定的な燃料輸入に不可欠な大規模港湾施設と発電所建設が、一体となり計画・実施されてこなかったこと、また、大規模インフラ建設となり、資金調達がより困難となっていることも、一つの大きな要因と考える。

従って、今後、経済発展の源であるエネルギーの安定的確保に当たっては、一次エネルギー調達部門(Energy Division)と、電源部門(Power Division)が、今まで以上により一層、一致団結した組織体制、運用体制を構築し、共同インフラ計画の策定、官民連携した資金調達の確保、共同建設へと取り組むことが重要であると考えます。



出典：JICA 調査団

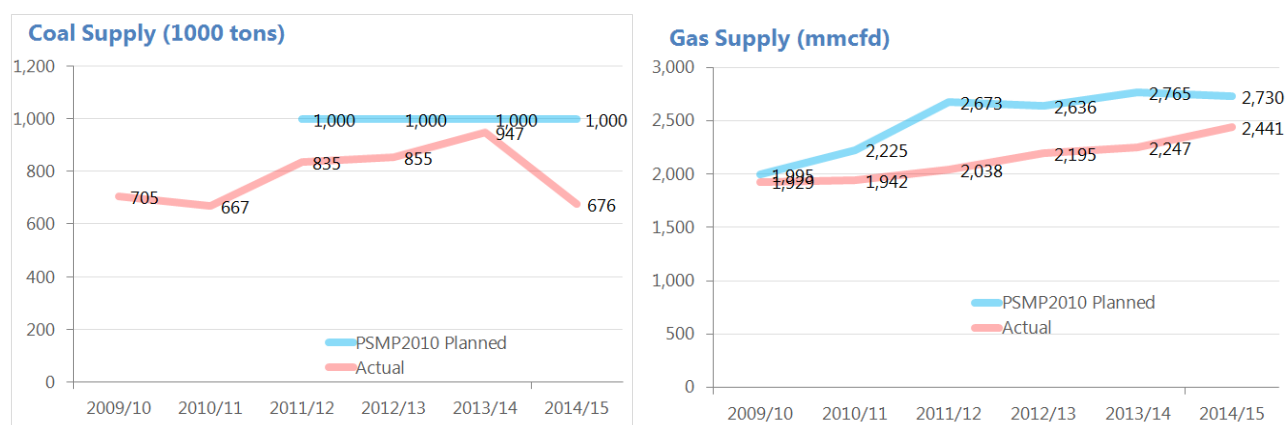
図 11-9 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

11.7.2 ガス供給レビュー

PSMP2010 に計画した 5 カ年ガス供給予測とその実績を下の図表に示す。実際の供給量は、予測値より平均で 14 ポイント低くなっている。PSMP2010 では、生産予測のために用いられたガス埋蔵量データは、Hydrocarbon Unit (HCU) (2011) に基づいて行われた。しかし、これには、各ガス田への投資や生産状況、及び新規ガス田開発が反映されていない。また、Hydrocarbon Unit (HCU) (2011) の埋蔵量推定値と Petrobangla の推定値に違いがあり、HCU は大き目の数字になっている（この差異は、主にガス田のモデル違いと考えられる）。これらの積み重なりにより乖離が生じている。

11.7.3 石炭供給レビュー

PSMP2010 に計画した 5 カ年石炭生産予測とその実績を下の図表に示す。年間 100 万トンの生産量は現状設備での設計能力である。2013 年 5 月から LTCC (Long-wall Top Coal Caving) と呼ばれる厚層採炭設備を中国から導入、従来の 3m の採掘高さが、約倍位になった。実際にはどの位の石炭を掘っているかは不明ではあるが、効率が良くなり 2013/14 で 94.7 万トンを達成したが、2014/15 年は 67.6 万トンと下がっている。この理由として、その新設備の採掘後の機器の撤退と新規切羽の設備に時間がかかったとのことであった。どうしても新設備の取り扱いには慣れが必要であり、時間がかかることが想定されるが、新設備の運転技術を習得できれば、100 万 t は十分可能と推察する。



出典：JICA 調査団

図 11-10 PSMP2010 レビュー (石炭とガス供給)

11.7.4 需給シミュレーション上の燃料消費量と一次エネルギーバランスとの関連性

本マスタープランでは、電源開発計画上必要な各種燃料消費量と、前章で詳述した一次エネルギーバランスとの整合性を確保することに重点を置き、パワーバランスとエネルギーバランスとを「電力・エネルギーマスタープラン」として、包括的に策定する。

11.8 既設電源設備量の検討

11.8.1 既設設備量(合計)

既設設備については「バ」国関係者と協議し、下記の通り決定した。既設設備量は下表のとおり、2015年断面で10,895MWとなる。各燃種別の既設設備リストを下記に示す。

表 11-11 2015年における既設設備量 [MW]

| | | |
|--------------|----------|--------|
| Gas | Existing | 6,780 |
| Oil | Existing | 3,202 |
| Coal | Existing | 182 |
| Sub Total | Existing | 10,165 |
| Hydro | Existing | 230 |
| Power Import | Existing | 500 |
| Ground Total | Existing | 10,895 |

出典：JICA 調査団

11.8.2 ガス

ガスにおける既設施設の一覧は下記の通りである。

表 11-12 既設ガス設備量

| No. | Gas Plant (Existing) | Type | COD | Retirement | Operation Period | Output (MW) |
|----------|---|---------------|------|------------|------------------|-------------|
| 1 | Raojan (Chittagong) 2x210 MW | Public ST Gas | 1993 | 2023 | 31 | 166 |
| 2 | Raojan (Chittagong) 2x210 MW | Public ST Gas | 1993 | 2023 | 31 | 166 |
| 3 | SIKALBAHA (Chittagong) (60 MW) | Public ST Gas | N/A | 2016 | - | 39 |
| 4 | Shikalbaha 150 MW PP | Public GT Gas | 2010 | 2030 | 21 | 147 |
| 5 | Ashuganj (B.Baria) 2x64 MW ST | Public ST Gas | 1970 | 2017 | 48 | 89 |
| 6 | Ashuganj (B.Baria) 3x150 MW ST | Public ST Gas | 1986 | 2021 | 36 | 366 |
| 7 | Ashuganj (B.Baria) 56 MW GT | Public CC Gas | 1986 | 2017 | 32 | 39 |
| 8 | Ashugonj 50 MW Engine | Public RE Gas | 2011 | 2031 | 21 | 44 |
| 9 | Ashugonj 225 CCPP | public GT Gas | N/A | 2040 | - | 218 |
| 10 | Chandpur 150 MW CCPP | Public CC Gas | 2012 | 2038 | 27 | 158 |
| 11 | Ghorasal (Polash, Norshindi) 2x55 MW ST 1&2 | Public ST Gas | 1974 | 2019 | 46 | 78 |
| 12 | Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST 3,4,5&6 | Public ST Gas | 1986 | 2026 | 41 | 672 |
| 13 | SIDDHIRGANJ (210 MW) | Public ST Gas | 2004 | 2035 | 32 | 138 |
| 14 | SIDDHIRGANJ 2x120 MW) | Public GT Gas | 2012 | 2032 | 21 | 206 |
| 15 | HARIPUR (96 MW) (Narayanganj) | Public GT Gas | 1987 | 2017 | 31 | 59 |
| 16 | Haripur 412 MW CCPP (EGCB) | Public CC Gas | 2014 | 2039 | 26 | 400 |
| 17 | TONGI (105 MW) (Dhaka) | Public GT Gas | 2005 | 2025 | 21 | 103 |
| 18 | Shahjibazar (Hobigonj) 2x35 MW GT 8&9 | Public GT Gas | N/A | 2019 | - | 65 |
| 19 | Lump GT Public Gas ~30MW (SYLHET (20 MW)□ | Public GT Gas | 1986 | 2018 | 33 | 19 |
| 20 | SYLHET (150 MW) PP | Public GT Gas | 2012 | 2018 | 7 | 139 |
| 21 | Fenchuganj 97 & 104 MW CC BPDB | Public CC Gas | 2011 | 2020 | 10 | 165 |
| 22 | p GT Public Gas ~100MW (Baghabari (Sirajgonj) 71 MW | Public GT Gas | 1991 | 2020 | 30 | 69 |
| 23 | Baghabari (Sirajgonj) 100 MW GT | Public GT Gas | 2001 | 2025 | 25 | 98 |
| 24 | Sirajgonj 210 MW CCPP (1st Unit) | Public GT Gas | N/A | 2037 | - | 204 |
| 25 | RPCL (Mymensing) (210 MW) | Private Gas | 2006 | 2031 | 26 | 202 |
| 26 | Haripur Power Ltd. (360 MW) | Private Gas | 2001 | 2026 | 26 | 360 |
| 27 | Meghnaghat power Ltd. (450 MW) | Private Gas | 2002 | 2027 | 26 | 450 |
| 28 | Ghorasal 108 MW IPP (Regent Power)) | Private Gas | 2014 | 2029 | 16 | 108 |
| 29 | Ashugonj 195 MW Modular PP | Private Gas | N/A | 2035 | - | 195 |
| 30 | Bibiana-II 341 MW CCPP (Summit) | Private Gas | N/A | 2040 | - | 341 |
| 31 | Bogra 15 Years RPP (GBB) | Private Gas | 2009 | 2023 | 15 | 22 |
| 32 | Kumargoan, Sylhet RPP (Energyprima) | Private Gas | N/A | 2018 | - | 50 |
| 33 | Shahjibazar 15 Yrs RPP (Shahjibazar Power) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 86 |
| 34 | Shahjibazar RPP (Energyprima) | Private Gas | 2008 | 2017 | 10 | 50 |
| 35 | Tangail SIPP (Doreen) | Private Gas | 2008 | 2024 | 17 | 22 |
| 36 | Feni SIPP (Doreen) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 22 |
| 37 | Rental ~50 MW (Kumargoan, Sylhet 15 Years RPP (Des | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 10 |
| 38 | Barobkundo SIPP (Regent Power) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 22 |
| 39 | Bhola 3 Years RPP (Venture) | Private Gas | 2009 | 2017 | 9 | 33 |
| 40 | Jangalia, Comilla SIPP (Summit) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 33 |
| 41 | Fenchuganj 15 Years RPP (Barakatullah) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 51 |
| 42 | Ashugong 55 MW RPP (Precision Energy)) | Private Gas | 2010 | 2018 | 9 | 55 |
| 43 | Fenchugonj RPP (Energy Prima) | Private Gas | 2012 | 2017 | 6 | 44 |
| 44 | Ghorasal 45 MW QRPP (Aggreko) | Private Gas | 2010 | 2018 | 9 | 45 |
| 45 | Ghorasal 100 MW QRPP (Aggreko) | Private Gas | 2012 | 2018 | 7 | 100 |
| 46 | B. Baria 70 MW QRPP (Aggreco) | Private Gas | 2011 | 2017 | 7 | 85 |
| 47 | p Gas Rental ~100 MW (Ghorasal 78 MW QRPP (Max Po | Private Gas | 2011 | 2020 | 10 | 78 |
| 48 | Ashugonj 80 MW QRPP (Aggreko) | Private Gas | 2011 | 2016 | 6 | 95 |
| 49 | Ashugonj 53 MW QRPP (United Power) | Private Gas | 2011 | 2019 | 9 | 53 |
| 50 | Shajahanullah Power Com. Ltd. | Private Gas | 2010 | 2020 | 11 | 25 |
| 51 | Summit Power(REB) | Private Gas | 1984 | 2022 | 39 | 105 |
| 52 | Bogra RPP (Energy Prima) | Private Gas | 2011 | 2024 | 14 | 20 |
| 53 | Lump SIPP Gas (Hobiganj SIPP (REB) (Confi-Energypac) | Private Gas | 2011 | 2024 | 14 | 11 |
| 54 | Ullapara SIPP (REB) (Summit) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 11 |
| 55 | Narsindi SIPP (REB) (Doreen) | Private Gas | 2008 | 2024 | 17 | 22 |
| 56 | Feni SIPP (REB) (Doreen) | Private Gas | 2008 | 2024 | 17 | 11 |
| 57 | Mouna, Gazipur SIPP (REB) (Summit) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 33 |
| 58 | Rupganj , Narayanganj SIPP (REB) (Summit) | Private Gas | 2009 | 2024 | 16 | 33 |
| 59 | Ashugonj 51 MW IPP (Midland) | Private Gas | N/A | 2028 | - | 51 |
| Total MW | | | | | | 6,780 |

出典：JICA 調査団

11.8.3 石炭

石炭の既存施設は、国内炭利用の Barpapurukuria のみであり、出力は 182MW である。

表 11-13 既設石炭設備量

| No. | Coal Plant (Existing) | Type | COD | Retirement | Operation Period | Output (MW) |
|-----|-------------------------------|---------------|------|------------|------------------|-------------|
| 1 | Barpapakuria 250MW (Unit 1&2) | Coal Domestic | 2000 | 2036 | 37 | 182 |

出典：JICA 調査団

11.8.4 石油

石油における既設施設の一覧は下記の通りである。

表 11-14 既設石油設備量

| No. | Oil Plant (Existing) | Type | COD | Retirement | Operation Period | Output (MW) |
|----------|---|-----------------|------|------------|------------------|-------------|
| 1 | Hathazari 100 MW Peaking PP | Public RE F.oil | 2011 | 2032 | 22 | 96 |
| 2 | Sangu, Dohazari 100 MW Peaking PP | Public RE F.oil | 2012 | 2033 | 22 | 99 |
| 3 | Lump HFO Public ~50 MW (Raojan 25 MW Peaking PP)□ | Public RE F.oil | 2013 | 2033 | 21 | 25 |
| 4 | Gazipur 52 MW PP□ | Public RE F.oil | 2012 | 2032 | 21 | 51 |
| 5 | Titas, Doudkandi 50 MW Peaking PP□ | Public RE F.oil | 2011 | 2031 | 21 | 51 |
| 6 | KHULNA (110 MW) | Public ST F.oil | 1984 | 2016 | 33 | 50 |
| 7 | Lump GT Public HSD ~20MW (BARISAL (40MW)) | Public GT HSD | 1984 | 2016 | 33 | 30 |
| 8 | BHERAMARA (Kustia) (60 MW)□ | Public GT HSD | 1976 | 2016 | 41 | 46 |
| 9 | Khulna 150 MW PP (NWPGCL) | Public GT HSD | 2013 | 2017 | 5 | 155 |
| 10 | Faridpur 50 MW Peaking PP | Public RE F.oil | 2011 | 2031 | 21 | 52 |
| 11 | Gopalganj 100 MW Peaking PP | Public RE F.oil | 2011 | 2032 | 22 | 107 |
| 12 | BAGHABARI 50 MW Peaking PP□ | Public RE F.oil | 2011 | 2031 | 21 | 51 |
| 13 | Lump HFO Public ~100 MW (BERA 70 MW Peaking PP□) | Public RE F.oil | 2011 | 2032 | 22 | 70 |
| 14 | RANGPUR (20 MW) | Public GT HSD | 1988 | 2016 | 29 | 19 |
| 15 | SAIDPUR (20 MW) (Dinajpur)□ | Public GT HSD | 1987 | 2016 | 30 | 19 |
| 16 | Santahar 50 MW Peaking PP□ | Public RE F.oil | 2012 | 2032 | 21 | 49 |
| 17 | Katakhali 50 MW Peaking PP□ | Public RE F.oil | 2012 | 2032 | 21 | 49 |
| 18 | KPCL BMPP 15 Years (Khulna) (Summit-United)□ | Private F.oil | 1998 | 2018 | 21 | 110 |
| 19 | NEPC (110 MW) (Haripur BMPP)□ | Private F.oil | 1999 | 2019 | 21 | 110 |
| 20 | Natore 52 MW IPP (Raj-Lanka) | Private F.oil | 2014 | 2029 | 16 | 52 |
| 21 | Summit Meghnaghat Power Company Ltd. CCPP | Private HSD | 2015 | 2040 | 26 | 305 |
| 22 | Gognagar 102 MW PP (Summit)□ | Private F.oil | 2014 | 2029 | 16 | 102 |
| 23 | Baraka-Potenga 50 MW IPP□ | Private F.oil | 2014 | 2029 | 16 | 50 |
| 24 | Potiya, Chittagong 100 MW Power Plant □ | Private F.oil | 2015 | 2030 | 16 | 108 |
| 25 | Jangalia, Comilla (Lakdanvhi) | Private F.oil | N/A | 2030 | - | 52 |
| 26 | Kathpotty, Munshigonj 53 MW PP (Sinha) | Private F.oil | 2015 | 2030 | 16 | 51 |
| 27 | Lump Private Existing RE HFO ~50 (Shikal Baha RPP(Energ | Private F.oil | 2014 | 2018 | 5 | 40 |
| 28 | Thakurgaon RPP (RZ Power) | Private HSD | 2015 | 2018 | 4 | 40 |
| 29 | Khulna 55 MW QRPP (Aggreko)) | Private HSD | 2010 | 2018 | 9 | 55 |
| 30 | Lump HSD Rental ~50 MW (Pagla 50 MW QRPP (DPA)□ | Private HSD | 2010 | 2018 | 9 | 50 |
| 31 | Bheramara 110 MW RPP (Quantum Power)) | Private HSD | 2010 | 2018 | 9 | 105 |
| 32 | Lump HSD Rental ~100 MW (Shiddirgonj 100 MW QRPP (| Private HSD | 2011 | 2019 | 9 | 98 |
| 33 | Lump Private Existing RE HFO ~100 (Madangonj 102 MW | Private F.oil | 2011 | 2021 | 11 | 100 |
| 34 | Khulna 115 MW QRPP (KPCL) (Summit-United) | Private F.oil | 2011 | 2021 | 11 | 115 |
| 35 | Noapara 40 MW QRPP (Khan Jahan Ali) □ | Private F.oil | 2011 | 2029 | 19 | 40 |
| 36 | Noapara 105 MW RPP (Quantum Power) | Private F.oil | 2011 | 2016 | 6 | 101 |
| 37 | Meghnaghat 100 MW QRPP (IEL)□ | Private F.oil | 2011 | 2021 | 11 | 100 |
| 38 | Siddirganj 100 MW QRPP (Dutch Bangla Power) □ | Private F.oil | 2011 | 2021 | 11 | 100 |
| 39 | Amnura 50 MW QRPP (Sinha Power)□ | Private F.oil | 2012 | 2018 | 7 | 50 |
| 40 | Keranigonj 100 MW QRPP (Power Pak) □ | Private F.oil | 2012 | 2017 | 6 | 100 |
| 41 | Julda100 MW QRPP (Acron Infra Servicw) □ | Private F.oil | 2012 | 2018 | 7 | 100 |
| 42 | Katakhali 50 MW QRPP (NPSL)□ | Private F.oil | 2012 | 2019 | 8 | 50 |
| Total MW | | | | | | 3,202 |

出典：JICA 調査団

11.8.5 水力

水力の既存施設は、Kaptai Hydro Power Plant の 230MW のみである。

表 11-15 既設水力設備量

| No. | Hydro Plant (Existing) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|--------------------------|-------|------|------------|-------------|
| 1 | Kaptai Hydro Power Plant | Hydro | 2000 | 9999 | 230 |

出典：JICA 調査団

11.8.6 国際連系

現状の国際連系は、Bheramara-Bharampur HVDC (phase 1) 500MW のみである。

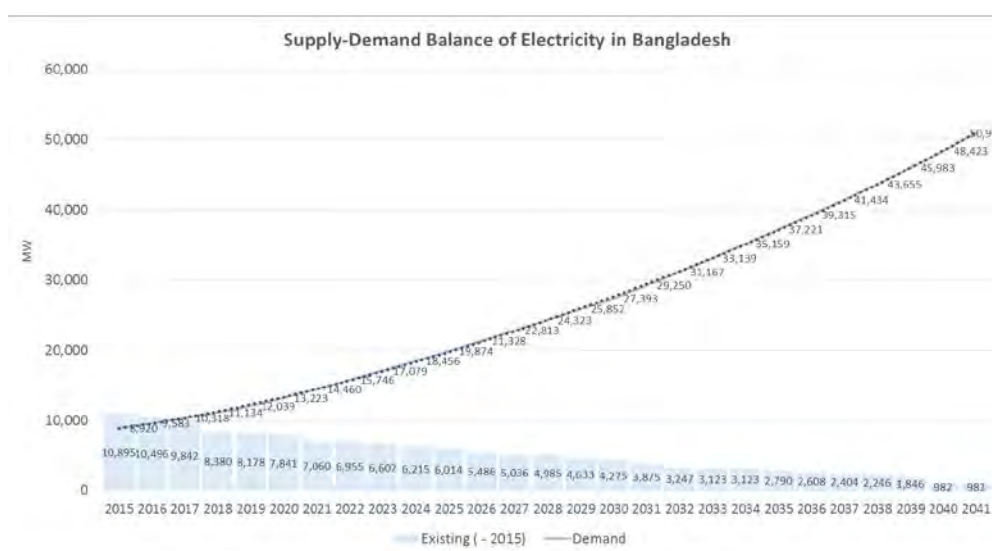
表 11-16 既設国際連系量

| No. | Power Import (Existing) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|--|------|------|------------|-------------|
| 1 | Bheramara-Bharampur HVDC Phase 1(from India) | HDVC | 2013 | 9999 | 500 |

出典：JICA 調査団

11.8.7 廃止計画

前述の既設設備量のリストから、COD、廃止年及び運転年数が評価される。平均の運転年数が約 20 年であり、効率も低く、これらを老朽化の著しい既存設備の効率向上も費用対効果の観点から難しいことを鑑みると、政府の示している廃止計画は妥当であると判断する。限りある資源を最大限に活用するためには、低効率な既設発電所を順次廃止し、高効率な新設設備に置き換え、ネットワーク全体の高効率化を目指す方向性は重要であると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 11-11 2015～2041 年「バ」国既設設備量推移 (MW)

11.9 政府承認済み開発計画の検討(Committed Plan)

新設する設備については、「バ」国関係者と確認した政府承認済みの計画 (Committed Plan) と、まだ承認前段階で変動する可能性のある計画 (Candidate Plan) の 2 通りに区分される。各燃種別の Committed Plan は、下表に示すとおりであり、今後 10 年間に約 14, 000MW の開発計画となっている。

表 11-17 2015 年における新設設備量

| Fuel type | Status | Capacity (MW) |
|-----------|-----------|---------------|
| Gas | committed | 5,126 |
| Coal | committed | 6,543 |
| Oil | committed | 2,545 |
| Total | committed | 14,213 |

出典：JICA 調査団

11.9.1 ガス

ガスにおける新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-18 新設ガス設備量 (Committed)

| No. | Gas Plant (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|----------|--|-------------|------|------------|-------------|
| 1 | Bhola 225 MW CCPP: SC GT Unit | BPDB Gas | 2016 | 2041 | 189 |
| 2 | Siddirganj 335 MW CCPP: SC GT Unit | EGCB Gas | 2016 | 2041 | 328 |
| 3 | Ashuganj (South) 450 MW CCPP | APSCL Gas | 2017 | 2042 | 370 |
| 4 | Ashuganj (South) 450 MW CCPP | APSCL Gas | 2016 | 2041 | 361 |
| 5 | Ghorasal 363 MW (7th Unit) CCPP | BPDB Gas | 2017 | - | 352 |
| 6 | Shajibazar CCPP | - Gas | 2016 | 2041 | 322 |
| 7 | Shikalbaha 225 MW CCPP | - Gas | 2017 | - | 218 |
| 8 | Bibiana South CCPP BPDB | - Gas | 2018 | - | 372 |
| 9 | Bibiana III CCPP BPDB | - Gas | 2019 | - | 388 |
| 10 | Bheramara 414 MW CCPP | NWPGC Gas | 2018 | 2042 | 402 |
| 11 | Fenchugonj 50 MW Power Plant | IPP/NRB Gas | 2019 | 2034 | 50 |
| 12 | Sylhet 150 MW PP Conversion (Additional 75MW) | BPDB Gas | 2018 | 2042 | 221 |
| 13 | Ghorasal 3rd Unit Repowering (Capacity Addition) | BPDB Gas | 2018 | 2042 | 776 |
| 14 | Kusiarra 163 MW CCPP | IPP Gas | 2018 | - | 163 |
| 15 | Bagabari 100 MW PP Conversion | BPDB Gas | 2020 | 2042 | 102 |
| 16 | Sirajganj 414 MW CCPP (4th unit) | - Gas | 2020 | 2043 | 414 |
| 17 | Shahajibazar 100 MW | - Gas | 2018 | 2038 | 98 |
| Total MW | | | | | 5,126 |

出典：JICA 調査団

11.9.2 石炭

石炭における新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-19 新設石炭設備量 (Committed)

| No. | Coal Plant (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) | |
|----------|--|-----------------------------|----------|------------|-------------|-----|
| 1 | Barapukuria 275MW (Unit 3) | | 2019 | - | 252 | |
| 2 | Matarbari#1,2 | Public CPGCBL USC Imp Coal | 2023 | - | 1104 | |
| 3 | Rampal#1,2 | Public BIFPCL SC Imp Coal | 2020 | - | 1214 | |
| 4 | Payra#1,2 | Public NWPGCL SC Imp Coal | 2020 | - | 1214 | |
| 5 | Khulna | IPP Orion Group SC Imp Coal | 2020 | - | 630 | |
| 6 | Maowa | IPP Orion Group SC Imp Coal | 2020 | - | 522 | |
| 7 | Dhaka | IPP Orion Group SC Imp Coal | 2020 | - | 635 | |
| 8 | Chittagong 612 MW Coal Fired Power Project(S.Alam Group)-1 | | Imp Coal | 2020 | - | 612 |
| 9 | Chittagong 612 MW Coal Fired Power Project(S.Alam Group)-2 | | Imp Coal | 2020 | - | 612 |
| Total MW | | | | | 6,543 | |

出典：JICA 調査団

11.9.3 石油

石油における新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-20 新設石油設備量 (Committed)

| No. | Oil Plant (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|----------|--|------|------|------------|-------------|
| 1 | Kodda, Gazipur 150 MW Power Plant | Oil | 2016 | 2035 | 147 |
| 2 | Chapai Nababganj 104 MW PP | Oil | 2017 | 2032 | 102 |
| 3 | Keranigonj 100 MW PP (Re from Khulna) | Oil | 2019 | 2034 | 100 |
| 4 | Bosila, Keranigonj 108 MW PP (CLC Power) | Oil | 2017 | 2032 | 108 |
| 5 | Jamalpur 100 MW Power Plant | Oil | 2017 | 2032 | 95 |
| 6 | Barisal 100 MW PP (Re. from Syedpur) | Oil | 2016 | 2031 | 110 |
| 7 | Lump HFO Private New ~50 MW (Madangonj 50 MW Pea | Oil | 2016 | 2031 | 55 |
| 8 | Manikgonj 55 MW PP | Oil | 2016 | 2031 | 50 |
| 9 | Kamalaghat 50 MW PP) | Oil | 2017 | 2032 | 55 |
| 10 | Nababgonj 55 MW PP | Oil | 2016 | 2031 | 55 |
| 11 | Satkhira 50 MW PP | Oil | 2019 | 2034 | 50 |
| 12 | Bhairab 50 MW PP | Oil | 2019 | 2034 | 50 |
| 13 | Upgradation of Khulna 150 MW to 225 MW | Oil | 2017 | 2037 | 221 |
| 14 | Khulna 200-300 MW CCPP | Oil | 2019 | 2039 | 196 |
| 15 | Patiya 100 Mw BOO FO power plant | Oil | 2020 | 2035 | 100 |
| 16 | Anwara 300 MW HFO plant | Oil | 2022 | 2037 | 300 |
| 17 | Julda 100 Mw BOO FO power plant | Oil | 2020 | 2035 | 100 |
| 18 | Sirajgonj 225 MW CCPP (2nd Unit) | Oil | 2019 | 2039 | 216 |
| 19 | Sirajgonj 225 MW CCPP (3rd Unit) | Oil | 2020 | 2040 | 216 |
| 20 | Bhola 220 MW CCPP Dual Fuel BOO power plant | Oil | 2021 | 2041 | 220 |
| Total MW | | | | | 2,545 |

出典：JICA 調査団

11.9.4 水力

水力における新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-21 新設水力設備量 (Committed)

| No. | Hydro Plant (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|--------------------------|-------|------|------------|-------------|
| 1 | New Kaptai Pumped Strage | Hydro | 2030 | 9999 | 100 |

出典：JICA 調査団

11.9.5 国際連系

国際連系における新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-22 新設国際連系線設備量 (Committed)

| No. | Power Import (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|--|------|------|------------|-------------|
| 1 | Comilla - Tripura HVDC Phase 1-1 (100MW) (India) | PI | 2016 | 9999 | 100 |

出典：JICA 調査団

11.9.6 原子力

原子力における新設施設 (Committed) の一覧は下記の通りである。

表 11-23 新設原子力設備量 (Committed)

| No. | Nuclear Plant (Committed) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|---------------------------|---------|------|------------|-------------|
| 1 | Roopoor 1st Unit | Nuclear | 2024 | 9999 | 1,116 |
| 2 | Roopoor 2nd Unit | Nuclear | 2025 | 9999 | 1,116 |

出典：JICA 調査団

11.9.7 運用開始日の妥当性検証

火力発電所のうち、特に、ガスと石炭炊き発電所の開発計画の進捗について、BPDB（ Bangladesh Power Development Board）、BIFPCL（ Bangladesh-India Friendship Power Company (Pvt) Limited）、CPGCBL（ Bangladesh Coal Power Generation Company, Bangladesh Limited）、NWPGL（ North-West Power Generation Company Limited）および Orion Group などの関係期間との打ち合わせにより確認した。主要プロジェクトの状況について、下記に示す。

(1) 石炭火力

マタバリ#1,2、マタバリ/Maheshkhali#1,2,3、Rampal#1,2、Payla#1,2、Maowa、Khulna、チッタゴンの各プロジェクトは現在進行中である。しかし、Rampal#1,2、Maowa および Khulna については、環境問題と財政問題がいくつか存在する。Rampal#1,2 の所在地は、1997 年に UNESCO により世界遺産地区と宣言された世界最大級の mangrove 林のある シュンドルボン付近に位置する。活動家は、保護対象の シュンドルボンの mangrove 林から 10 マイルも離れていない Rampal#1,2 プロジェクトが原因で、船舶の往来、浚渫および空気・水の汚染が増大し、環境悪化につながると懸念する。Khulna および Maowa プロジェクトにも低電気料金および EIA（ Environmental Impact Assessment：環境影響評価）の遅延に係る財政問題が存在する。

(2) ガス火力

a) インド Reliance Power 社

BPDB はインド Reliance Power 社との間で、3,000MW の再ガス化液体ガスをベースとするコンバインド・サイクル発電プラントを建設する了解覚書（MOU：Memorandum of Understanding）を締結している（2015年6月6日付 Energy Bangla 記事）。

インド Reliance Power 社は 3 フェーズ、つまり Meghnaghat にて（フェーズ 1：750MW）、チッタゴンにて（フェーズ 2：1,500MW）、および Maheshkhali にて（フェーズ 3：750MW）とする、3,000MW の発電能力を有する LNG ベースのメガ発電プロジェクトを実現するために、1 基について TK7.99 と TK 8.22 の 2 つの異なる料金体系を提案している（2015年9月14日付 Energy Bangla 記事）。

b) Adani Power limited

BPDB は Adani Power 社との間で、1,600MW の超々臨界圧石炭ベース発電プラントを建設する了解覚書を締結している（2015年6月6日付 Energy Bangla 記事）。

c) Summit Group

Summit Group は、少なくとも 10 億ドルを投資して、2020 年までに 1,310MW の電力施設を設置しようとしている（2015年6月28日付 Energy Bangla 記事）。

d) Shapoorji Pallonji Infrastructure Capital Company Ltd

Shapoorji Pallonji Infrastructure Capital Company 社は以前に、インドのウッタラーカンド州の Udamsingnagar 地区にある自社の既存電力プロジェクト（225MW、2 元燃料電力）を Bhola に移設したいと提案していた（2015年8月19日付 Energy Bangla 記事）。

輸入石炭、および国内ガスによる火力発電計画の現時点の状況を示す。電源計画策定に当たっては、バ国政府と十分協議を重ね、個別案件の運用開始時期について精査した上で決定をした。

表 11-25 ガス火力発電開発の現況

| Project | Capacity(MW) | Public | MOU | F/S | Preliminary Development Project Proposal (PDPP) Financial source selection | Development Project Proposal (DPP), IEE, EIA | Owner's Engineer Consultant selection | Tendering Process for EPC (including D/D) | Government | Contract signed | | | | PPA | Completion of IEE/EIA | Financial closure for ECA | I | Construction | COD |
|--|--------------|---------------|-----|-----|--|--|---------------------------------------|---|------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|-----|
| | | | | | | | | | | Fuel supply agreement | Land lease agreement/land acquisition | I | PPA | | | | | | |
| Project | Capacity(MW) | Private | MOU | F/S | I | D/D | I | Tendering Process for sponsor | Government | Investor side | | | | Completion of IEE/EIA | Financial closure | Appointment of EPC Contractor | Construction | COD | |
| | | | | | | | | | | Fuel supply agreement | Land lease agreement/land acquisition | Implementation Agreement (IA) | PPA | | | | | | |
| Bhola 225 MW CCPP | 189 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Siddirganj 335 MW CCPP | 328 | Public (EGCB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ashuganj (South) CCPP | 370 | Public (APSC) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Shahbazar CCPP | 361 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ashuganj (North) CCPP | 352 | Public (APSC) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bibana South CCPP BPOB | 322 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bheramara 414 MW CCPP | 218 | Public (NWRG) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Shiklaba 225 MW CCPP | 372 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bibana III CCPP BPOB | 388 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ghorasal 363 MW (7th Unit) CCPP | 402 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sylhet 150 MW PP Conversion | 221 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ghorasal 3rd & 4th Unit Repowering (Capacity Addition) | 776 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bagahat 71MW PP Conversion | 102 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Shahbazar 100 MW | 414 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sirajganj 414 MW CCPP (4th unit) | 98 | Public (BPOB) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Project | Capacity(MW) | Private | MOU | F/S | I | D/D | I | Tendering Process for sponsor | Government | LOI | Contract signed | | | | Completion of IEE/EIA | Financial closure | Appointment of EPC Contractor | Construction | COD |
| | | | | | | | | | | | Fuel supply agreement | Land lease agreement/land acquisition | Implementation Agreement (IA) | PPA | | | | | |
| Fenchuganj 50 MW Power Plant (NRB) | 50 | IPP/NRB | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kushara 163 MW CCPP | 163 | IPP | | | | | | | | | | | | | | | | | |

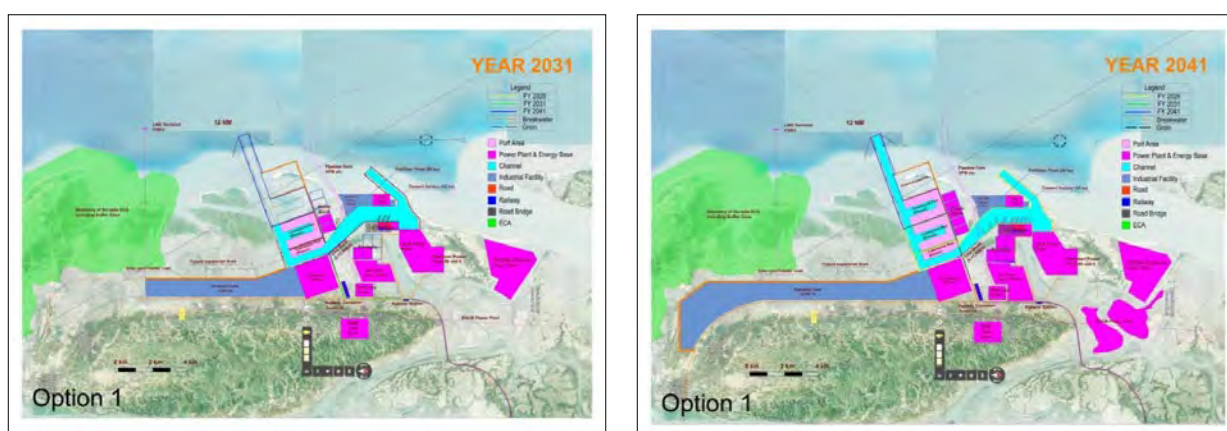
出典：JICA 調査団/バ国政府 JICA 南部チッタゴン MP 調査団

11.10 港湾開発計画との整合性

11.10.1 港湾開発計画

電源開発計画を策定する上で、燃料を長期的に安定的に確保することは、非常に重要である。特に、発電所の運用開始年の決定にあたっては、ガス、石炭のような輸入燃料を受け入れる港湾インフラが運用されていることが前提となるべきである。

そこで、本項では、JICA が実施した「バ国南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査（以下、JICA 南部チッタゴン MP 調査）」によって、バ国政府と合意形成したインフラ・港湾開発計画を採用し、その計画に沿う形で、電源設備の運用開始年度を定めた。下図に、JICA 南部チッタゴン MP 調査で定めた、南部チッタゴン地区におけるインフラ・港湾開発計画(2031/2041)を示す。



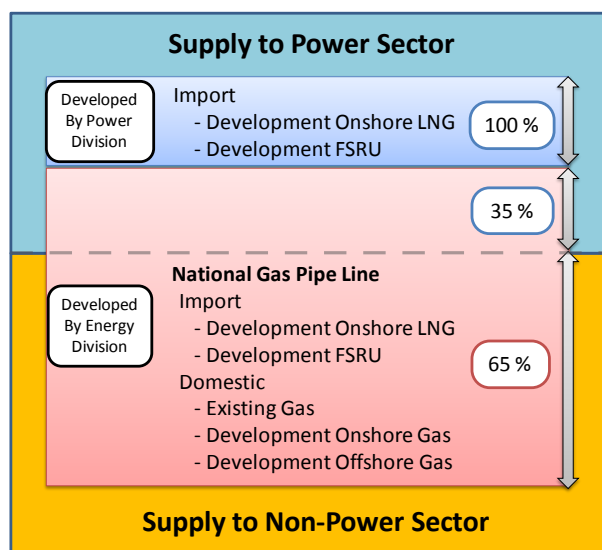
出典：JICA 南部チッタゴン MP 調査団

図 11-12 南部チッタゴン地区におけるインフラ・港湾開発計画(2031/2041)

11.10.2 天然ガスの配分の考え方

「バ」国における天然ガス開発スキームを下図に示す。供給スキームは下記の通り、Energy Division によって開発された国内ガス施設、及び今後開発される予定の国内ガス陸上/海上施設、輸入ガス陸上 LNG/海上 FSRU、Power Division によって開発される予定の輸入ガス陸上 LNG/海上 FSRU 施設に分けられる。

Energy Division によって供給されるガスのうち 35%は Power Sector に、65%は Non-Power Sector に供給される。Power Division によって供給されるガスは 100%Power Sector に供給されると仮定する。



出典：JICA 調査団

図 11-13 天然ガスの供給配分の考え方

11.10.3 LNG基地建設の考え方

LNG 開発計画シナリオについては JICA 南チッタゴン MP 調査で検討されたシナリオを採用するものとする。マタバリ地区の LNG ターミナル開発は下記の方針に基づいて計画されている。

下記の理由により、LNG は可能な限りマタバリ地区に建設される予定のターミナルにおいて輸入される。

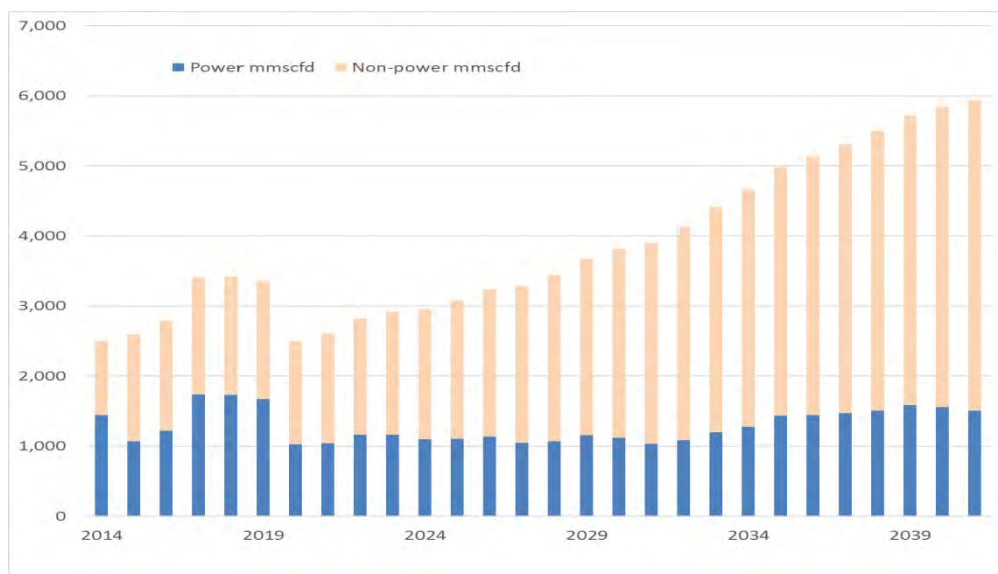
- Petrobangla により開発されている FSRU を除き、現在進行中の開発計画は存在しない。
- マタバリ地区以外で大型 LNG 運搬船を受入れ可能な大水深港の開発に適した場所がない。
- 商業港や工業港の開発と共に LNG ターミナルの開発をすることで、経済的になる。

一般的に、土地造成を含まない陸上ターミナルの建設には約 4 年の年月が必要になり、調査、設計、入札、土地造成といった作業期間を考慮すると、早期開発は困難である。そのため、FY2019 から FY2026 までの期間がガス供給不足となり、運用開始まで比較的短期間な FSRU の開発が求められる。さらに、パイプラインを通じてインドから輸入する案も検討されている。LNG ターミナルは需要の増加に応じて段階的に開発される。各開発段階において一般的な基本容量である 500mmcf/d を適用する。LNG 貯蔵容量は悪天候、事故等を考慮して適切に計画される。上記を勘案し、LNG 受入れターミナル開発シナリオを下表に示す。

表 11-26 LNG 受入れターミナル開発シナリオ

| Source | Demand | Supply | Shortage 3 - 7 | LNG (Gas) Import | | | | | | Balance | |
|--------|--------|--------|-------------------|------------------|------|------------------|-----------|---------------------|----------------------------------|------------------------------------|------|
| | Total | Total | | FSRU | | Onshore Terminal | | Pipeline from India | Total of Imported LNG 9 to 13 | LNG (Gas) Import Surplus 8 + 14 | |
| | | | | Energy Div | | Energy Div | Power Div | NWPGCL | | | |
| | | | | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | | | mmcf |
| FY | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | mmcf | |
| 2015 | 2,594 | 2,464 | -130 | | | | | | 0 | -130 | |
| 2016 | 2,793 | 2,653 | -140 | | | | | | 0 | -140 | |
| 2017 | 3,409 | 2,716 | -693 | | | | | | 0 | -693 | |
| 2018 | 3,422 | 2,662 | -760 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | -260 | |
| 2019 | 3,368 | 2,563 | -805 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | -305 | |
| 2020 | 2,497 | 2,547 | 50 | 500 | 0 | 0 | 0 | 200 | 700 | 750 | |
| 2021 | 2,602 | 2,188 | -414 | 500 | 0 | 0 | 0 | 200 | 700 | 286 | |
| 2022 | 2,818 | 2,075 | -744 | 500 | 500 | 0 | 0 | 200 | 1,200 | 456 | |
| 2023 | 2,917 | 1,851 | -1066 | 500 | 500 | 0 | 0 | 200 | 1,200 | 134 | |
| 2024 | 2,958 | 1,747 | -1211 | 500 | 500 | 0 | 0 | 200 | 1,200 | -11 | |
| 2025 | 3,081 | 1,741 | -1340 | 500 | 500 | 0 | 0 | 200 | 1,200 | -140 | |
| 2026 | 3,236 | 1,766 | -1470 | 500 | 500 | 0 | 0 | 200 | 1,200 | -270 | |
| 2027 | 3,279 | 1,805 | -1474 | 500 | 500 | 0 | 500 | 200 | 1,700 | 226 | |
| 2028 | 3,438 | 1,740 | -1697 | 500 | 500 | 0 | 500 | 200 | 1,700 | 3 | |
| 2029 | 3,677 | 1,696 | -1981 | 500 | 500 | 500 | 500 | 200 | 2,200 | 219 | |
| 2030 | 3,810 | 1,671 | -2139 | 500 | 500 | 500 | 500 | 200 | 2,200 | 61 | |
| 2031 | 3,903 | 1,653 | -2250 | 500 | 500 | 500 | 500 | 200 | 2,200 | -50 | |
| 2032 | 4,132 | 1,642 | -2490 | 500 | 500 | 1,000 | 500 | 200 | 2,700 | 210 | |
| 2033 | 4,414 | 1,633 | -2780 | 500 | 500 | 1,000 | 500 | 200 | 2,700 | -80 | |
| 2034 | 4,658 | 2,137 | -2521 | 500 | 500 | 1,000 | 500 | 200 | 2,700 | 179 | |
| 2035 | 4,981 | 2,104 | -2877 | 500 | 500 | 1,500 | 500 | 200 | 3,200 | 323 | |
| 2036 | 5,139 | 1,996 | -3143 | 500 | 500 | 1,500 | 500 | 200 | 3,200 | 57 | |
| 2037 | 5,312 | 1,996 | -3316 | 500 | 500 | 2,000 | 500 | 200 | 3,700 | 384 | |
| 2038 | 5,494 | 1,996 | -3498 | 500 | 500 | 2,000 | 500 | 200 | 3,700 | 202 | |
| 2039 | 5,721 | 1,997 | -3724 | 500 | 500 | 2,000 | 500 | 200 | 3,700 | -24 | |
| 2040 | 5,837 | 1,999 | -3838 | 500 | 500 | 2,500 | 500 | 200 | 4,200 | 362 | |
| 2041 | 5,933 | 1,999 | -3933 | 500 | 500 | 2,500 | 500 | 200 | 4,200 | 267 | |

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 11-14 ガス供給スキーム

FY2041 までに必要とされる 5,855mmcf 全需要のうち、4,000mmcf (Energy Div.により開発される 2×500mmcf FSRU 及び 2,500mmcf 陸上ターミナル、Power Div.により開発される 500mmcf 陸上ターミナル) が新規 LNG ターミナルから供給される。これらのガス施設がマタバリ地区に建設された場合、極めて多くの割合で一か所の供給に依存することになる。

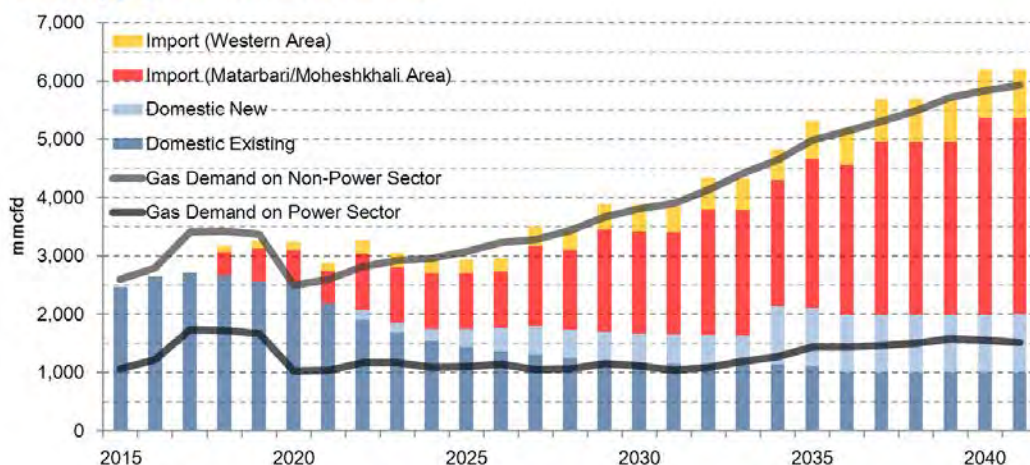
この状況はエネルギーセキュリティの観点からも望ましくなく、既存ガス供給ネットワークに運営上の問題がでる可能性もある。これらの問題から、マタバリ地区における最大供給容量は FY2041 の全需要の 50%前後に抑えられるべきである。そのため、2×500mmcf の陸上ターミナルは FY2037 と FY2040 に異なる地域に建設されることが求められる。以上より、マタバリ地区における新規 LNG の開発は以下のように考えられる。

表 11-27 マタバリ地区開発予定 LNG ターミナル

| FY | Type of Terminal | Capacity (mmcf) | Remarks |
|----------------|------------------|-----------------|---------------------------------|
| 2018 | FSRU | 500 | On-going project by Petrobangla |
| 2022 | FSRU | 500 | To be planned |
| 2027 | Onshore | 500 | To be planned |
| 2029 | Onshore | 500 | To be planned |
| 2032 | Onshore | 500 | To be planned |
| 2035 | Onshore | 500 | To be planned |
| Total Capacity | | 3,000 | - |

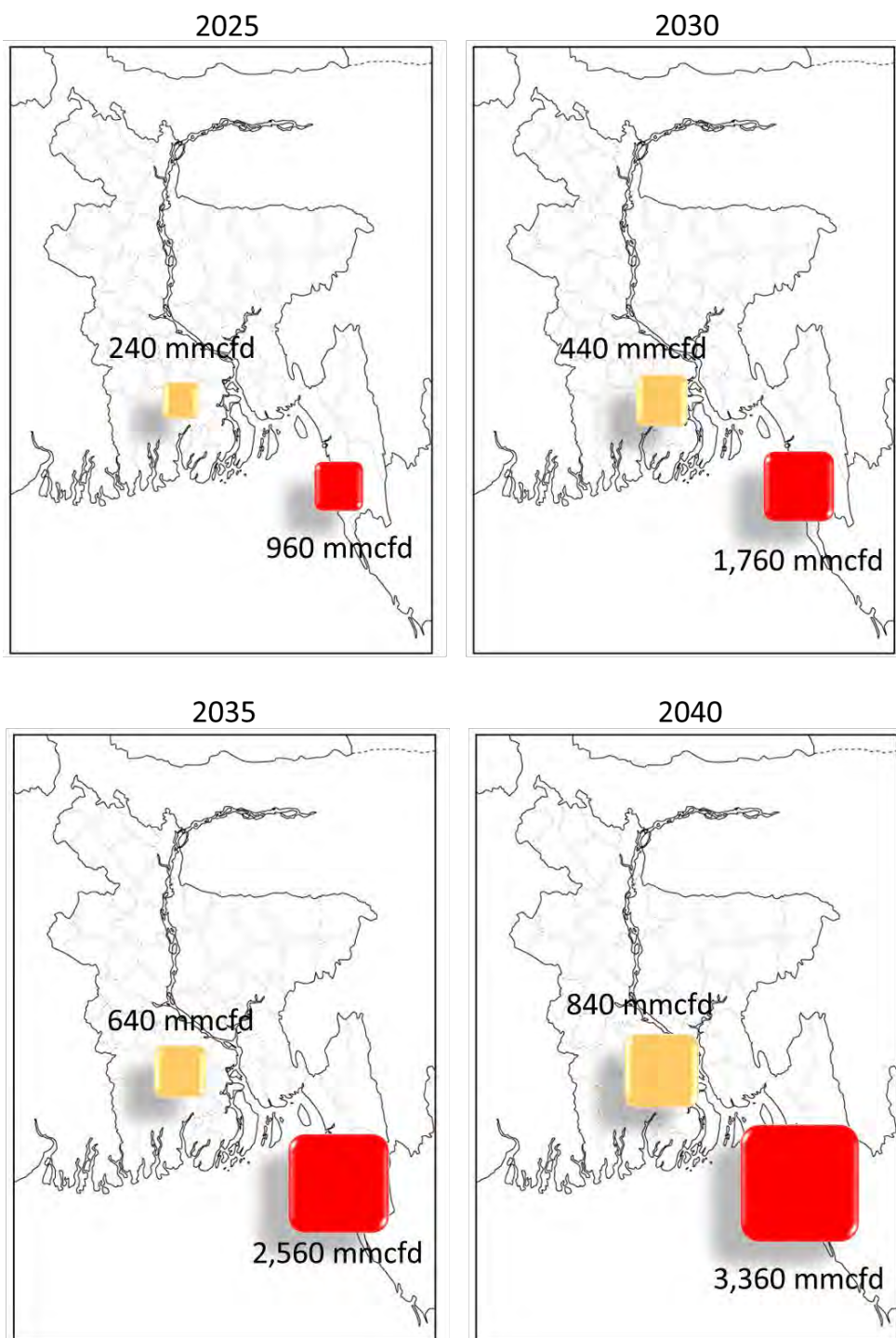
出典：JICA 調査団

Gas Supply and demand balance



出典：JICA 調査団

図 11-15 地域別輸入ガス開発シナリオ



出典：JICA 調査団

図 11-16 地域別輸入ガス開発シナリオ (Unit: mmcfd)

11.10.4 石炭開発計画の考え方

(1) 既存石炭開発計画

「バ」国における既存の国内炭は現在年間約 100 万トン生産している Barapukuria 炭鉱のみであり、Barapukuria 発電所等に供給されている。将来の計画においても、年間約 150 万トンの生産が見込まれている。Phulbari 炭鉱は多く石炭を貯蔵していることが知られているが、開発に伴い多くの住民移転が必要となるため、現政府は Phulbari 炭鉱の開発を中止している。そのため、将来の需要増加が見込まれる場合でも国内炭の生産増加はなく、輸入炭の使用が必須とされる。

(2) 新規石炭開発計画

石炭開発計画シナリオについては JICA 南チッタゴン MP 調査で検討されたシナリオを採用するものとする。オーストラリア、インドネシア、南アフリカのような石炭生産国から「バ」国までの石炭輸送は、輸送コストの観点から大型船の使用が効率的である。80,000DWT のパナマックス船は、マタバリ島に商業港が建設された場合、Matarbari #1-6 や Maheshkhali の計画地点にアクセス可能になる。一方で、Maowa、Khulna、Rampal、Payra、Matarbari #7-12 といった計画地点では、湾内が浅いため受入れができない。これらは輸送コストを減らすために、陸上の石炭ターミナル (CTT) や沖での積み替えを検討することになる。BIFPCL、CPGCPL、NWPGC、Orion Group 等の電力会社との協議により得られた情報は下記の通りである。

a) Ramapal プロジェクト

石炭を沖合いで大型船から 8,000DWT-10,000DWT のバージに積み替える案を検討している。CTT の運用開始年度が Rampal プロジェクトの運用開始年度より早い場合やターミナル使用料金が沖での積替えの運営コストよりも安い場合は CTT の使用も考えられる。

b) Payra プロジェクト

石炭ターミナルも含めた深海港建設が検討されている。

c) Maowa、Khulna プロジェクト

チッタゴン港を経由して 5,000DWT バージでの石炭輸入が検討されている。チッタゴン港の受入れ可能最大喫水は 9.1m であり、浅い航路のためパナマックス船を受入れることができない。

d) Matarbari North プロジェクト

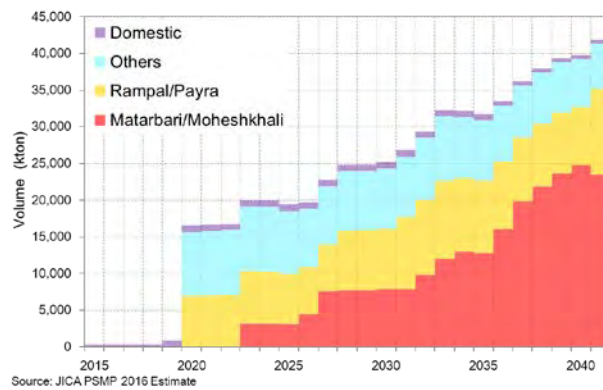
CTT の使用を検討している。

e) Brick manufactures (Non-Power)

ダッカ北部のレンガ製造ではチッタゴン港を経由して 5,000DWT バージで石炭が輸入されている。CTT の運用開始年度が Rampal プロジェクトの運用開始年度より早い場合やターミナル使用料金が沖合いでの積替えの運営コストよりも安い場合は CTT の使用も考えられる。Payra、Maowa、Khulna プロジェクト及び Brick manufactures も Rampal プロジェクトと同様に、パナマックス船を使用した場合に燃料輸送コストが安くなることから、CTT の利用の可能性も存在する。CTT の年間予想取扱量は Payra 深海港の開発状況に依存する。

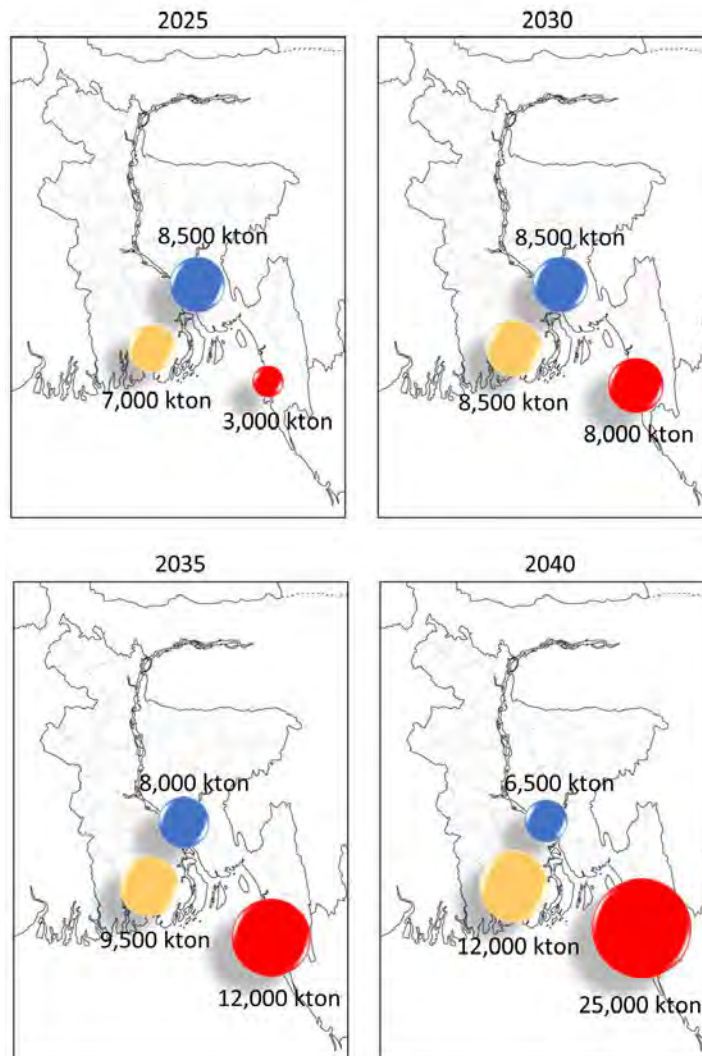
(3) 地域別輸入石炭開発シナリオ

石炭の地域別供給量を下図に示す。石炭は主に輸入炭が使用され、主に Matarbari および Moheshkali 地区 (図 11-19 図 11-17 (赤))、Rampal および Payla 地区 (図 11-19 (黄色)) で輸入される。Matarbari および Moheshkali 地区では 2040 年までに、約 25,000kton の石炭を輸入する事が想定され、Rampal および Payla 地区では約 11,000kton の輸入が予想されている。図 11-19 に示す通り、Bangladesh 国全体の石炭輸入量は 2040 年で約 42,000kton である。



出典：JICA 調査団

図 11-17 地域別予測石炭輸入量



出典：JICA 調査団

図 11-18 2040 年時予想石炭輸入量 (Unit: kTon)

11.11 超長期電源計画の検討 (Candidate Plan)

超長期計画策定にあたっては、JICA 南部チッタゴン MP 調査におけるインフラ・港湾計画に沿った形で、ガスと石炭の比率を変化させた電源山積みを検討する。

なお、本項では、基本電源開発計画として、2041 年度断面におけるガス電源と石炭電源の比率を、それぞれ 35%としたシナリオを定める。

11.11.1 ガス電源

ガスにおける新設施設 (Candidate) の一覧は下記の通りである。

表 11-28 「バ」国のガス新設設備量 (Candidate)

| No. | Gas Plant (Candidate) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|---------------|-----------------------|------|------|------------|-------------|
| CC800 | | | | | |
| 1 | Mohesikali | Gas | 2032 | - | 800 |
| 2 | Mohesikali | Gas | 2033 | - | 800 |
| 3 | Mohesikali | Gas | 2034 | - | 800 |
| 4 | Pyra | Gas | 2034 | - | 800 |
| 5 | Pyra | Gas | 2035 | - | 800 |
| 6 | Pyra | Gas | 2035 | - | 800 |
| 7 | Pyra | Gas | 2035 | - | 800 |
| 8 | Gas800 after 2035 | Gas | 2036 | - | 800 |
| 9 | Gas800 after 2035 | Gas | 2037 | - | 800 |
| 10 | Gas800 after 2035 | Gas | 2038 | - | 800 |
| 11 | Gas800 after 2035 | Gas | 2039 | - | 800 |
| 12 | Gas800 after 2035 | Gas | 2039 | - | 800 |
| 13 | Gas800 after 2035 | Gas | 2040 | - | 800 |
| 14 | Gas800 after 2035 | Gas | 2041 | - | 800 |
| CC500 | | | | | |
| 15 | Mohesikali | Gas | 2028 | - | 500 |
| 16 | Mohesikali | Gas | 2029 | - | 500 |
| CC250 | | | | | |
| 17 | Anowara | Gas | 2026 | - | 250 |
| 18 | Anowara | Gas | 2029 | - | 250 |
| 19 | Anowara | Gas | 2031 | - | 250 |
| 20 | Pyra | Gas | 2032 | - | 250 |
| 21 | Pyra | Gas | 2033 | - | 250 |
| 22 | Pyra | Gas | 2034 | - | 250 |
| 23 | Pyra | Gas | 2035 | - | 250 |
| 24 | Gas250 after 2035 | Gas | 2036 | - | 250 |
| 25 | Gas250 after 2035 | Gas | 2036 | - | 250 |
| 26 | Gas250 after 2035 | Gas | 2037 | - | 250 |
| 27 | Gas250 after 2035 | Gas | 2037 | - | 250 |
| 28 | Gas250 after 2035 | Gas | 2038 | - | 250 |
| 29 | Gas250 after 2035 | Gas | 2039 | - | 250 |
| 30 | Gas250 after 2035 | Gas | 2041 | - | 250 |
| SGT100 | | | | | |
| 31 | SGT100 -1 | Gas | 2027 | - | 100 |
| 32 | SGT100 -2 | Gas | 2028 | - | 100 |
| 33 | SGT100 -3 | Gas | 2028 | - | 100 |
| 34 | SGT100 -4 | Gas | 2029 | - | 100 |
| 35 | SGT100 -5 | Gas | 2029 | - | 100 |
| 36 | SGT100 -6 | Gas | 2029 | - | 100 |
| 37 | SGT100 -7 | Gas | 2029 | - | 100 |

出典：JICA 調査団

11.11.2 石炭電源

石炭における新設施設 (Candidate) の一覧は下記の通りである。

表 11-29 「バ」国の石炭新設設備量 (Candidate)

| No. | Coal Plant (Candidate) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|---------------|---------------------------|-----------|------|------------|-------------|
| CO600 | | | | | |
| 1 | Matarbari/Maheshkhali #1 | Imp. Coal | 2026 | - | 600 |
| 2 | Matarbari/Maheshkhali #2 | Imp. Coal | 2027 | - | 600 |
| 3 | Matarbari/Maheshkhali #3 | Imp. Coal | 2027 | - | 600 |
| 4 | payra West #1 | Imp. Coal | 2028 | - | 600 |
| 5 | payra West #2 | Imp. Coal | 2031 | - | 600 |
| 6 | Matarbari/Maheshkhali #4 | Imp. Coal | 2032 | - | 600 |
| 7 | Matarbari/Maheshkhali #5 | Imp. Coal | 2033 | - | 600 |
| 8 | Matarbari/Maheshkhali #6 | Imp. Coal | 2034 | - | 600 |
| 9 | Matarbari/Maheshkhali #7 | Imp. Coal | 2036 | - | 600 |
| CO1000 | | | | | |
| 10 | Matarbari/Maheshkhali #8 | Imp. Coal | 2036 | - | 1000 |
| 11 | Matarbari/Maheshkhali #9 | Imp. Coal | 2037 | - | 1000 |
| 12 | Matarbari/Maheshkhali #10 | Imp. Coal | 2037 | - | 1000 |
| 13 | Matarbari/Maheshkhali #11 | Imp. Coal | 2038 | - | 1000 |
| 14 | Matarbari/Maheshkhali #12 | Imp. Coal | 2039 | - | 1000 |
| 15 | Matarbari/Maheshkhali #13 | Imp. Coal | 2040 | - | 1000 |
| 16 | Payra West #3 | Imp. Coal | 2041 | - | 1000 |
| 17 | payra West #4 | Imp. Coal | 2041 | - | 1000 |

出典：JICA 調査団

11.11.3 国際連系

国際連系における新設施設 (Candidate) の一覧は下記の通りである。

表 11-30 「バ」国の国際連系線新設設備量 (Candidate)

| No. | Power Import (Candidate) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|---|------|------|------------|-------------|
| 1 | Comilla - Tripura HVDC Phase 1-2 (100MW) (India) | P.I. | 2020 | - | 100 |
| 2 | Comilla - Tripura HVDC Phase 2 (300MW) (India) | P.I. | 2021 | - | 300 |
| 3 | Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase I-1 Bheramara - Baharampur Arunachal, India (East India) | P.I. | 2028 | - | 500 |
| 4 | Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase 1-2 Bheramara - Baharampur Arunachal, India (East India) | P.I. | 2031 | - | 500 |
| 5 | Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase II | P.I. | 2036 | - | 500 |
| 6 | Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase III | P.I. | 2039 | - | 500 |
| 7 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase I From India (Purnea - Barapukuria) (India) | P.I. | 2021 | - | 500 |
| 8 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase II Phase I From India (Purnea - Barapukuria) (India) | P.I. | 2024 | - | 500 |
| 9 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase III From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | P.I. | 2027 | - | 500 |
| 10 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase IV From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | P.I. | 2029 | - | 500 |
| 11 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase V From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | P.I. | 2035 | - | 500 |
| 12 | Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase VI From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | P.I. | 2038 | - | 500 |
| 13 | Bibiyana - Meghalaya (PSPP) (India) | P.I. | 2030 | - | 1,000 |
| 14 | Cox's Bazar - Myanmar | P.I. | 2040 | - | 500 |
| 15 | Rawta - Jamarpur HVDC PhaseI Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bhutan) | P.I. | 2032 | - | 500 |
| 16 | Rawta - Jamarpur HVDC PhaseII Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bhutan) | P.I. | 2034 | - | 500 |

出典：JICA 調査団

11.11.4 原子力発電

原子力における新設施設 (Candidate) の一覧は下記の通りである。

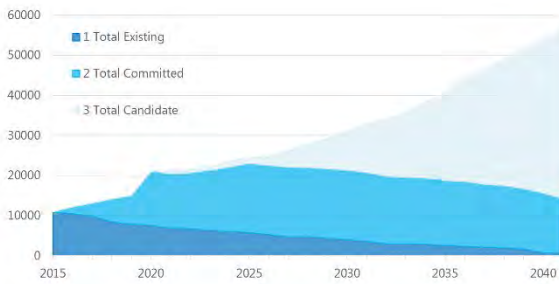
表 11-31 「バ」国の原子力新設設備量 (Candidate)

| No. | Nuclear Plant (Candidate) | Type | COD | Retirement | Output (MW) |
|-----|---------------------------|---------|------|------------|-------------|
| 1 | Roopoor 3rd Unit | Nuclear | 2030 | - | 1,200 |
| 2 | Roopoor 4th Unit | Nuclear | 2031 | - | 1,200 |
| 3 | South West Nuc 5th Unit | Nuclear | 2040 | - | 1,200 |
| 4 | South West Nuc 6th Unit | Nuclear | 2041 | - | 1,200 |

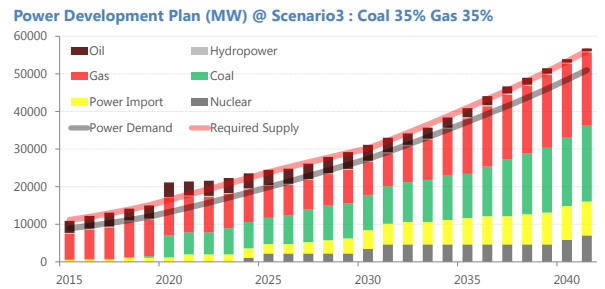
出典：JICA 調査団

11.11.5 基本ケース:電源開発計画の集約

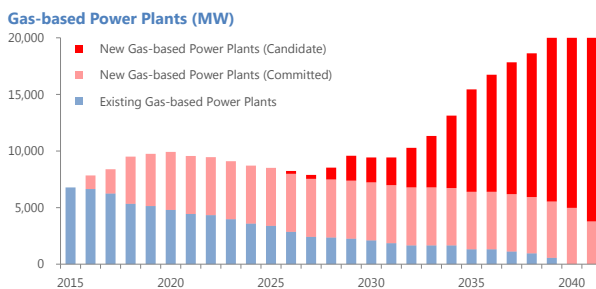
既設設備に廃止計画を考慮した既設設備供給力(existing capacity)に、おおよそ 2025 年目途に計画された committed plan と、それ以降の不確定要素を含んだ candidate plant を組み合わせた電源開発計画は、下図のとおりとなる。なお、本計画は、ピーク需要 peak demand に、信頼性(reliability)を考慮した必要設備量を加えたものとなる。



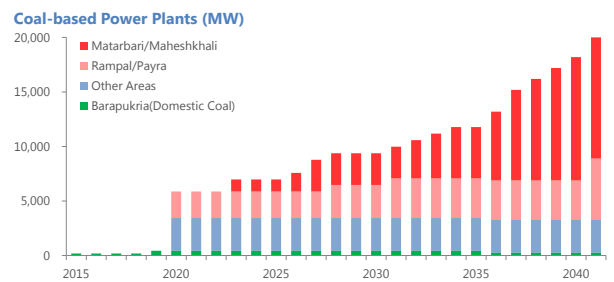
電源開発計画 (基本ケース)



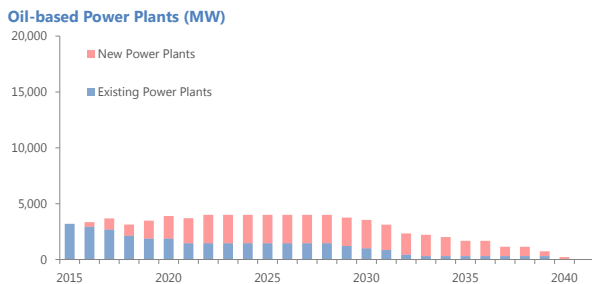
電源開発計画 (基本ケース)



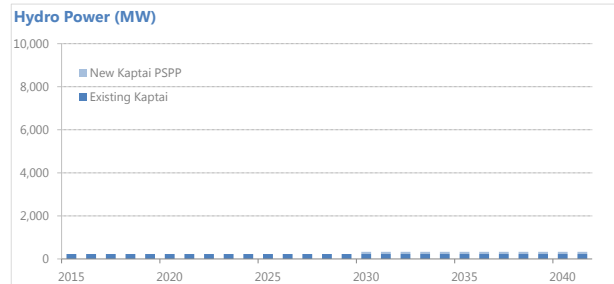
ガス



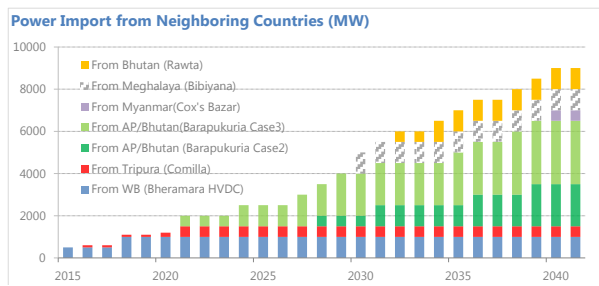
石炭



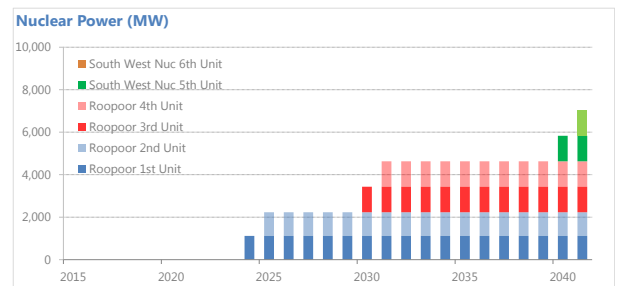
石油



水力



国際連系



原子力

出典：JICA 調査団

図 11-19 2015～2041 各電源設備量推移(MW)

表 11-32 基本電源開発計画

| FY | Output (MW) | COD | Retirement | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2041 |
|--|-------------|------|------------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 1 Total Existing | Output (MW) | | | 10,895 | 7,589 | 5,762 | 4,023 | 2,538 | 730 | 730 |
| Coal | | | | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 0 | 0 |
| Barpapakuria 250MW (Unit 1&2) | 182 | 2000 | 2036 | 182 | 182 | 182 | 182 | 182 | 0 | 0 |
| Gas | | | | 6,781 | 4,802 | 3,390 | 2,106 | 1,321 | 0 | 0 |
| Raojan (Chittagong) 2x210 MW | 166 | EX | 2023 | 166 | 166 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Raojan (Chittagong) 2x210 MW | 166 | EX | 2023 | 166 | 166 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SIKALBAHA (Chittagong) (60 MW) | 39 | EX | 2016 | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Shikalbaha 150 MW PP | 147 | EX | 2030 | 147 | 147 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashuganj (B.Barria) 2x64 MW ST | 89 | EX | 2017 | 89 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashuganj (B.Barria) 3x150 MW ST | 366 | EX | 2021 | 366 | 366 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashuganj (B.Barria) 56 MW GT) | 39 | EX | 2017 | 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 50 MW Engine | 44 | EX | 2031 | 44 | 44 | 44 | 44 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 225 CCPP | 218 | EX | 2040 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 0 | 0 |
| Chandpur 150 MW CCPP | 158 | EX | 2038 | 158 | 158 | 158 | 158 | 158 | 0 | 0 |
| Ghorasal (Polash, Norshindi) 2x55 MW ST 1&2 | 78 | EX | 2019 | 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ghorasal (Polash, Norshindi) 210 MW ST 3,4,5&6 | 672 | EX | 2018 | 672 | 168 | 168 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SIDDIRGANJ (210 MW) | 138 | EX | 2035 | 138 | 138 | 138 | 138 | 0 | 0 | 0 |
| SIDDIRGANJ 2x120 MW) | 206 | EX | 2032 | 206 | 206 | 206 | 206 | 0 | 0 | 0 |
| HARIPUR (96 MW) (Narayanganj) | 59 | EX | 2017 | 59 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Haripur 412 MW CCPP (EGCB) | 400 | EX | 2039 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 0 | 0 |
| TONGI (105 MW) (Dhaka) | 103 | EX | 2025 | 103 | 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Shahjibazar (Hobigonj) 2x35 MW GT 8&9 | 65 | EX | 2019 | 65 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump GT Publick Gas ~30MW (SYLHET (20 MW) | 19 | EX | 2018 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SYLHET (150 MW) PP | 139 | EX | 2018 | 139 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fenchuganj 97 & 104 MW CC BPDB | 165 | EX | 2020 | 165 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump GT Publick Gas ~100MW (Baghabari (Sirajgonj) 71 MW GT | 69 | EX | 2020 | 69 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Baghabari (Sirajgonj) 100 MW GT | 98 | EX | 2025 | 98 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sirajgonj 210 MW CCPP (1st Unit) | 204 | EX | 2037 | 204 | 204 | 204 | 204 | 204 | 0 | 0 |
| RPCL (Mymensingh) (210 MW) | 202 | EX | 2031 | 202 | 202 | 202 | 202 | 0 | 0 | 0 |
| Haripur Power Ltd. (360 MW) | 360 | EX | 2026 | 360 | 360 | 360 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Meghnaghat power Ltd. (450 MW) | 450 | EX | 2027 | 450 | 450 | 450 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ghorasal 108 MW IPP (Regent Power)) | 108 | EX | 2029 | 108 | 108 | 108 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 195 MW Modular PP | 195 | EX | 2035 | 195 | 195 | 195 | 195 | 0 | 0 | 0 |
| Bibiana-II 341 MW CCPP (Summit) | 341 | EX | 2040 | 341 | 341 | 341 | 341 | 341 | 0 | 0 |
| Bogra 15 Years RPP (GBB) | 22 | EX | 2023 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kumargoan, Sylhet RPP (Energyprima) | 50 | EX | 2018 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Shahjibazar 15 Yrs RPP (Shahjibazar Power) | 86 | EX | 2024 | 86 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Shahjibazar RPP (Energyprima) | 50 | EX | 2017 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Tangail SIPP (Doreen) | 22 | EX | 2024 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Feni SIPP (Doreen) | 22 | EX | 2024 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump Gas Rental ~50 MW (Kumkargoan, Sylhet 15 Years RPP (Des | 10 | EX | 2024 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Barokkundo SIPP (Regent Power) | 22 | EX | 2024 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bhola 3 Years RPP (Venture) | 33 | EX | 2017 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jangalia, Comilla SIPP (Summit)) | 33 | EX | 2024 | 33 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fenchuganj 15 Years RPP (Barakatullah) | 51 | EX | 2024 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugong 55 MW RPP (Precision Energy)) | 55 | EX | 2018 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fenchugonj RPP (Energy Prima) | 44 | EX | 2017 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ghorasal 45 MW QRPP (Aggreko) | 45 | EX | 2018 | 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ghorasal 100 MW QRPP (Aggreko) | 100 | EX | 2018 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| B. Baria 70 MW QRPP (Aggreco) | 85 | EX | 2017 | 85 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump Gas Rental ~100 MW (Ghorasal 78 MW QRPP (Max Power) | 78 | EX | 2020 | 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 80 MW QRPP (Aggreko) | 95 | EX | 2016 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 53 MW QRPP (United Power) | 53 | EX | 2019 | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Shajahanullah Power Com. Ltd. | 25 | EX | 2020 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Summit Power(REB) | 105 | EX | 2022 | 105 | 105 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bogra RPP (Energy Prima) | 20 | EX | 2024 | 20 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump SIPP Gas (Hobiganj SIPP (REB) (Conf-energypac) | 11 | EX | 2024 | 11 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ullapara SIPP (REB) (Summit) | 11 | EX | 2024 | 11 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Narsindi SIPP (REB) (Doreen) | 22 | EX | 2024 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Feni SIPP (REB) (Doreen) | 11 | EX | 2024 | 11 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mouna, Gazipur SIPP (REB) (Summit) | 33 | EX | 2024 | 33 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Rupganj , Narayanganj SIPP (REB) (Summit) | 33 | EX | 2024 | 33 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ashugonj 51 MW IPP (Midland) | 51 | EX | 2028 | 51 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Oil/HSD | | | | 922 | 305 | 305 | 305 | 305 | 0 | 0 |
| Lump GT Public HSD ~20MW (BARISAL (40MW) | 30 | EX | 2016 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BHERAMARA (Kustia) (60 MW) | 46 | EX | 2016 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Khulna 150 MW PP (NWPGL) | 155 | EX | 2017 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RANGPUR (20 MW) | 19 | EX | 2016 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SAIDPUR (20 MW) (Dinajpur) | 19 | EX | 2016 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Summit Meghnaghat Power Company Ltd. CCPP | 305 | EX | 2040 | 305 | 305 | 305 | 305 | 305 | 0 | 0 |
| Thakurgaon RPP (RZ Power) | 40 | EX | 2018 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Khulna 55 MW QRPP (Aggreko)) | 55 | EX | 2018 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump HSD Rental ~50 MW (Pagla 50 MW QRPP (DPA) | 50 | EX | 2018 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bheramara 110 MW RPP (Quantum Power)) | 105 | EX | 2018 | 105 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump HSD Rental ~100 MW (Shiddirgonj 100 MW QRPP (Desh Ene | 98 | EX | 2019 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Oil/F.oil | | | | 2,281 | 1,570 | 1,155 | 700 | 0 | 0 | 0 |
| Hathazari 100 MW Peaking PP | 96 | EX | 2032 | 96 | 96 | 96 | 96 | 0 | 0 | 0 |
| Sangu, Dohazari 100 MW Peaking PP | 99 | EX | 2033 | 99 | 99 | 99 | 99 | 0 | 0 | 0 |
| Lump HFO Public ~50 MW (Raojan 25 MW Peaking PP) | 25 | EX | 2033 | 25 | 25 | 25 | 25 | 0 | 0 | 0 |
| Gazipur 52 MW PP | 51 | EX | 2032 | 51 | 51 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 |
| Titas, Doudkandi 50 MW Peaking PP | 51 | EX | 2031 | 51 | 51 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 |
| KHULNA (110 MW) | 50 | EX | 2016 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Faridpur 50 MW Peaking PP) | 52 | EX | 2031 | 52 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 0 |
| Gopalganj 100 MW Peaking PP) | 107 | EX | 2032 | 107 | 107 | 107 | 107 | 0 | 0 | 0 |
| BAGHABARI 50 MW Peaking PP | 51 | EX | 2031 | 51 | 51 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 |
| Lump HFO Public ~100 MW (BERA 70 MW Peaking PP | 70 | EX | 2032 | 70 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 0 |
| Santahar 50 MW Peaking PP | 49 | EX | 2032 | 49 | 49 | 49 | 49 | 0 | 0 | 0 |
| Katakhalj 50 MW Peaking PP | 49 | EX | 2032 | 49 | 49 | 49 | 49 | 0 | 0 | 0 |
| KPCL BMPP 15 Years (Khulna) (Summit-United) | 110 | EX | 2018 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NEPC (110 MW) (Haripur BMPP) | 110 | EX | 2019 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Natore 52 MW IPP (Raj-Lanka) | 52 | EX | 2029 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gognagar 102 MW PP (Summit) | 102 | EX | 2029 | 102 | 102 | 102 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Baraka-Potenga 50 MW IPP | 50 | EX | 2029 | 50 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Potiya, Chittagong 100 MW Power Plant | 108 | EX | 2030 | 108 | 108 | 108 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jangalia, Comilla (Lakdanvhi) | 52 | EX | 2030 | 52 | 52 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kathpotty, Munshigonj 53 MW PP (Sinha) | 51 | EX | 2030 | 51 | 51 | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump Private Existing RE HFO ~50 (Shikal Baha RPP(Energis) | 40 | EX | 2018 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Lump Private Existing RE HFO ~100 (Madangonj 102 MW QRPP (S) | 100 | EX | 2021 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Khulna 115 MW QRPP (KPCL) (Summit-United) | 115 | EX | 2021 | 115 | 115 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Noapara 40 MW QRPP (Khan Jahan Ali) | 40 | EX | 2029 | 40 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Noapara 105 MW RPP (Quantum Power) | 101 | EX | 2016 | 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Meghnaghat 100 MW QRPP (IEL) | 100 | EX | 2021 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Siddirganj 100 MW QRPP (Dutch Bangla Power) | 100 | EX | 2021 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Amnura 50 MW QRPP (Sinha Power) | 50 | EX | 2018 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Keranigonj 100 MW QRPP (Power Pak) | 100 | EX | 2017 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Julda100 MW QRPP (Acron Infra Servicw) | 100 | EX | 2018 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Katakhalj 50 MW QRPP (NPSL) | 50 | EX | 2019 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Imp | | | | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Bheramara-Bharampur HVDC Phase 1(from India) | 500 | 2013 | 9999 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Hyd | | | | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |
| Kaptai Hydro Power Plant | 230 | 2000 | 9999 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 |

| FY | Output (MW) | COD | Retirement | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2041 |
|--|-------------|------|------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2 Total Comitted | | | | 0 | 13,441 | 17,297 | 17,397 | 16,170 | 14,925 | 13,504 |
| Coal | | | | 0 | 5,691 | 6,795 | 6,795 | 6,795 | 6,795 | 6,795 |
| Barapukuria 275MW (Unit 3) | 252 | 2019 | 9999 | 0 | 252 | 252 | 252 | 252 | 252 | 252 |
| Matarbari#1,2 | 1104 | 2023 | 9999 | 0 | 0 | 1,104 | 1,104 | 1,104 | 1,104 | 1,104 |
| Rampal#1,2 | 1214 | 2020 | 9999 | 0 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 |
| Payra#1,2 | 1214 | 2020 | 9999 | 0 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 | 1,214 |
| Khulna | 630 | 2020 | 9999 | 0 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 | 630 |
| Maowa | 522 | 2020 | 9999 | 0 | 522 | 522 | 522 | 522 | 522 | 522 |
| Dhaka | 635 | 2020 | 9999 | 0 | 635 | 635 | 635 | 635 | 635 | 635 |
| Chittagong 612 MW Coal Fired Power Project(S.Alam Group)-1 | 612 | 2020 | 9999 | 0 | 612 | 612 | 612 | 612 | 612 | 612 |
| Chittagong 612 MW Coal Fired Power Project(S.Alam Group)-2 | 612 | 2020 | 9999 | 0 | 612 | 612 | 612 | 612 | 612 | 612 |
| Gas | | | | 0 | 5,126 | 5,126 | 5,126 | 5,076 | 4,978 | 3,777 |
| Bhola 225 MW CCPP | 189 | 2016 | 2041 | 0 | 189 | 189 | 189 | 189 | 189 | 0 |
| Siddirganj 335 MW CCPP | 328 | 2016 | 2041 | 0 | 328 | 328 | 328 | 328 | 328 | 0 |
| Ashuganj (North) CCPP | 370 | 2017 | 9999 | 0 | 370 | 370 | 370 | 370 | 370 | 370 |
| Ashuganj (South) CCPP | 361 | 2016 | 2041 | 0 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 0 |
| Ghorasal 363 MW (7th Unit) CCPP | 352 | 2017 | 9999 | 0 | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 |
| Shajibazar CCPP | 322 | 2016 | 2041 | 0 | 322 | 322 | 322 | 322 | 322 | 0 |
| Shikalbaha 225 MW CCPP | 218 | 2017 | 9999 | 0 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 | 218 |
| Bibiana South CCPP BPDB | 372 | 2018 | 9999 | 0 | 372 | 372 | 372 | 372 | 372 | 372 |
| Bibiana III CCPP BPDB | 388 | 2019 | 9999 | 0 | 388 | 388 | 388 | 388 | 388 | 388 |
| Bheramara 414 MW CCPP | 402 | 2018 | 9999 | 0 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 | 402 |
| Fenchugonj 50 MW Power Plant (NRB) | 50 | 2019 | 2034 | 0 | 50 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 |
| Sylhet 150 MW PP Conversion | 221 | 2018 | 9999 | 0 | 221 | 221 | 221 | 221 | 221 | 221 |
| Ghorasal 3rd & 4th Unit Repowering (Capacity Addition) | 776 | 2018 | 9999 | 0 | 776 | 776 | 776 | 776 | 776 | 776 |
| Kushiara 163 MW CCPP | 163 | 2018 | 9999 | 0 | 163 | 163 | 163 | 163 | 163 | 163 |
| Bagabari 71MW PP Conversion | 102 | 2020 | 2042 | 0 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 |
| Sirajganj 414 MW CCPP (4th unit) | 414 | 2020 | 9999 | 0 | 414 | 414 | 414 | 414 | 414 | 414 |
| Shahajibazar 100 MW | 98 | 2018 | 2038 | 0 | 98 | 98 | 98 | 98 | 0 | 0 |
| Oil/HSD | | | | 0 | 995 | 1,215 | 1,215 | 1,068 | 220 | 0 |
| Kodda, Gazipur 150 MW Power Plant | 147 | 2016 | 2035 | 0 | 147 | 147 | 147 | 0 | 0 | 0 |
| Upgradation of Khulna 150 MW to 225 MW | 221 | 2017 | 2037 | 0 | 221 | 221 | 221 | 221 | 0 | 0 |
| Khulna 200-300 MW CCPP | 196 | 2019 | 2039 | 0 | 196 | 196 | 196 | 196 | 0 | 0 |
| Sirajgonj 225 MW CCPP (2nd Unit) | 216 | 2019 | 2039 | 0 | 216 | 216 | 216 | 216 | 0 | 0 |
| Sirajgonj 225 MW CCPP (3rd Unit) | 216 | 2020 | 2040 | 0 | 216 | 216 | 216 | 216 | 0 | 0 |
| Bhola 220 MW CCPP Dual Fuel BOO power plant | 220 | 2021 | 2041 | 0 | 0 | 220 | 220 | 220 | 220 | 0 |
| Oil/F.oil | | | | 0 | 1,030 | 1,330 | 1,330 | 300 | 0 | 0 |
| Chapai Nababganj 104 MW PP | 102 | 2017 | 2032 | 0 | 102 | 102 | 102 | 0 | 0 | 0 |
| Keranigonj 100 MW PP (Re from Khulna)) | 100 | 2019 | 2034 | 0 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| Bosila, Keranigonj 108 MW PP (CLC Power) | 108 | 2017 | 2032 | 0 | 108 | 108 | 108 | 0 | 0 | 0 |
| Jamalpur 100 MW Power Plant | 95 | 2017 | 2032 | 0 | 95 | 95 | 95 | 0 | 0 | 0 |
| Barisal 100 MW PP (Re. from Syedpur) | 110 | 2016 | 2031 | 0 | 110 | 110 | 110 | 0 | 0 | 0 |
| Lump HFO Private New ~50 MW (Madangonj 50 MW Peaking Plant (| 55 | 2016 | 2031 | 0 | 55 | 55 | 55 | 0 | 0 | 0 |
| Manikgonj 55 MW PP | 50 | 2016 | 2031 | 0 | 50 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 |
| Kamalaghat 50 MW PP) | 55 | 2017 | 2032 | 0 | 55 | 55 | 55 | 0 | 0 | 0 |
| Nababgonj 55 MW PP | 55 | 2016 | 2031 | 0 | 55 | 55 | 55 | 0 | 0 | 0 |
| Satkhira 50 MW PP | 50 | 2019 | 2034 | 0 | 50 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 |
| Bhairab 50 MW PP | 50 | 2019 | 2034 | 0 | 50 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 |
| Patiya 100 Mw BOO FO power plant | 100 | 2020 | 2035 | 0 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| Anwara 300 MW HFO plant | 300 | 2022 | 2037 | 0 | 0 | 300 | 300 | 300 | 0 | 0 |
| Julda 100 Mw BOO FO power plant | 100 | 2020 | 2035 | 0 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 0 |
| Imp | | | | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 1-1 (100MW) (India) | 100 | 2016 | 9999 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Bheramara-Bharampur HVDC Phase 2 Bheramara - Baharampur (| 500 | 2018 | 9999 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Nuc | | | | 0 | 0 | 2,232 | 2,232 | 2,232 | 2,232 | 2,232 |
| Roopoor 1st Unit | 1,116 | 2024 | 9999 | 0 | 0 | 1,116 | 1,116 | 1,116 | 1,116 | 1,116 |
| Roopoor 2nd Unit | 1,116 | 2025 | 9999 | 0 | 0 | 1,116 | 1,116 | 1,116 | 1,116 | 1,116 |
| Hyd | | | | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| New Kaptai Pumped Strage | 100 | 2030 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |

| FY | Output (MW) | COD | Retirement | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2041 |
|--|-------------|------|------------|------|------|-------|-------|--------|--------|--------|
| 3 Total Candidate | | | | 0 | 100 | 1,400 | 9,700 | 22,150 | 38,250 | 42,500 |
| CO600 | | | | 0 | 0 | 0 | 2400 | 4800 | 5400 | 5400 |
| Matarbari/Maheshkhali #1 | 600 | 2026 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #2 | 600 | 2027 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #3 | 600 | 2027 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| payra West #1 | 600 | 2028 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| payra West #2 | 600 | 2031 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #4 | 600 | 2032 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #5 | 600 | 2033 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #6 | 600 | 2034 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 | 600 |
| Matarbari/Maheshkhali #7 | 600 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 600 | 600 |
| CO1000 | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6000 | 8000 |
| Matarbari/Maheshkhali #8 | 1000 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Matarbari/Maheshkhali #9 | 1000 | 2037 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Matarbari/Maheshkhali #10 | 1000 | 2037 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Matarbari/Maheshkhali #11 | 1000 | 2038 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Matarbari/Maheshkhali #12 | 1000 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Matarbari/Maheshkhali #13 | 1000 | 2040 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 |
| Payra West #3 | 1000 | 2041 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 |
| payra West #4 | 1000 | 2041 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,000 |
| CC800 | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 5,600 | 10,400 | 11,200 |
| Mohesikali | 800 | 2032 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Mohesikali | 800 | 2033 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Mohesikali | 800 | 2034 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Pyra | 800 | 2034 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Pyra | 800 | 2035 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Pyra | 800 | 2035 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Pyra | 800 | 2035 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2037 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2038 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2040 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 | 800 |
| Gas800 after 2035 | 800 | 2041 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 800 |
| CC500 | | | | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Mohesikali | 500 | 2028 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Mohesikali | 500 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| CC250 | | | | 0 | 0 | 0 | 500 | 1,750 | 3,250 | 3,500 |
| Anowara | 250 | 2026 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Anowara | 250 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Anowara | 250 | 2031 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 |
| Pyra | 250 | 2032 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 |
| Pyra | 250 | 2033 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 |
| Pyra | 250 | 2034 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 |
| Pyra | 250 | 2035 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2037 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2037 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2038 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 250 |
| Gas250 after 2035 | 250 | 2041 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 |
| SGT100 | | | | 0 | 0 | 0 | 700 | 700 | 700 | 700 |
| SGT100 -1 | 100 | 2027 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -2 | 100 | 2028 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -3 | 100 | 2028 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -4 | 100 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -5 | 100 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -6 | 100 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SGT100 -7 | 100 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Imp | | | | 0 | 100 | 1,400 | 3,900 | 5,900 | 7,900 | 7,900 |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 1-2 (100MW) (India) | 100 | 2020 | 9999 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 2 (300MW) (India) | 300 | 2021 | 9999 | 0 | 0 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase I-1 Bheramara - Baharampur | 500 | 2028 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase 1-2 Bheramara - Baharampur | 500 | 2031 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 |
| Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase II | 500 | 2036 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 |
| Case 2 HVDC (Barapkuria S/S) Phase III | 500 | 2039 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase I From India (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2021 | 9999 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase II Phase I From India (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2024 | 9999 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase III From Nepal (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2027 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase IV From Nepal (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2029 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase V From Nepal (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2035 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 |
| Case 3 HVDC (Barapkuria S/S) Phase VI From Nepal (Purnea - Barapkuria) | 500 | 2038 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 |
| Bibiyana - Meghalaya (PSPP) (India) | 1,000 | 2030 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Cox's Bazar - Myanmar | 500 | 2040 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 |
| Rawta - Jamarpur HVDC Phasel Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bh) | 500 | 2032 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 |
| Rawta - Jamarpur HVDC Phasel Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bh) | 500 | 2034 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 |
| Nuc | | | | 0 | 0 | 0 | 1,200 | 2,400 | 3,600 | 4,800 |
| Roopoor 3rd Unit | 1,200 | 2030 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 1,200 |
| Roopoor 4th Unit | 1,200 | 2031 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,200 | 1,200 | 1,200 |
| South West Nuc 5th Unit | 1,200 | 2040 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,200 | 1,200 |
| South West Nuc 6th Unit | 1,200 | 2041 | 9999 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,200 |
| Hyd | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

11.12 経済性および環境性の算定のための前提条件

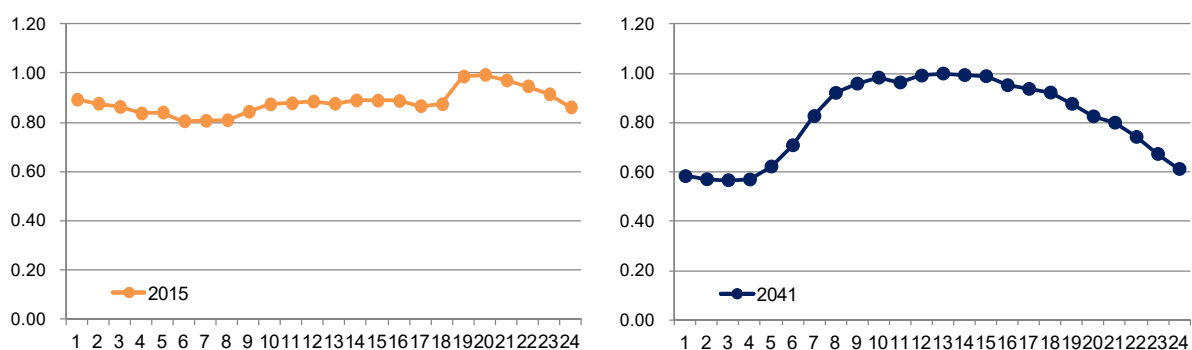
11.12.1 日負荷曲線

(1) 考え方

「バ」国における 2015 年から 2041 年までの日負荷曲線を推定する。2015 年におけるバ国の日負荷曲線実績値は下図のように夕方に電力需要ピークがある曲線となる。一方で、「バ」国の経済成長率、電化率の伸びなどを勘案すると、2041 年までには日中と夕方にピークが来る先進国型の日負荷曲線になると想定される。

2015 年の日負荷曲線として、バ国の時刻別電力消費量の実績値を考慮する。

- バ国の 2015 年の時刻別電力消費量（実績値）から、月毎に電力消費量上位 3 日の平均値を「Max」、下位 8 日の平均値を「Min」、残り日数の平均値を「Average」として、月毎の時刻別 Max/Average/Min データを作成する。
- 上記データより、4 月に電力消費量が最大となるので 4 月を High の月と設定し、12 月に電力消費量が最小となるので 12 月を Low 月と設定する。
- 4 月の Max 値が 1.0 となるように Max/Average/Min データを標準化する。これをバ国における 2015 年の日負荷曲線とする。



出典：JICA 調査団

図 11-20 「バ」国日負荷曲線（左：2015 年実績値、右：2041 年想定）

(2) 2015 年～2041 年の日負荷曲線の推定手法

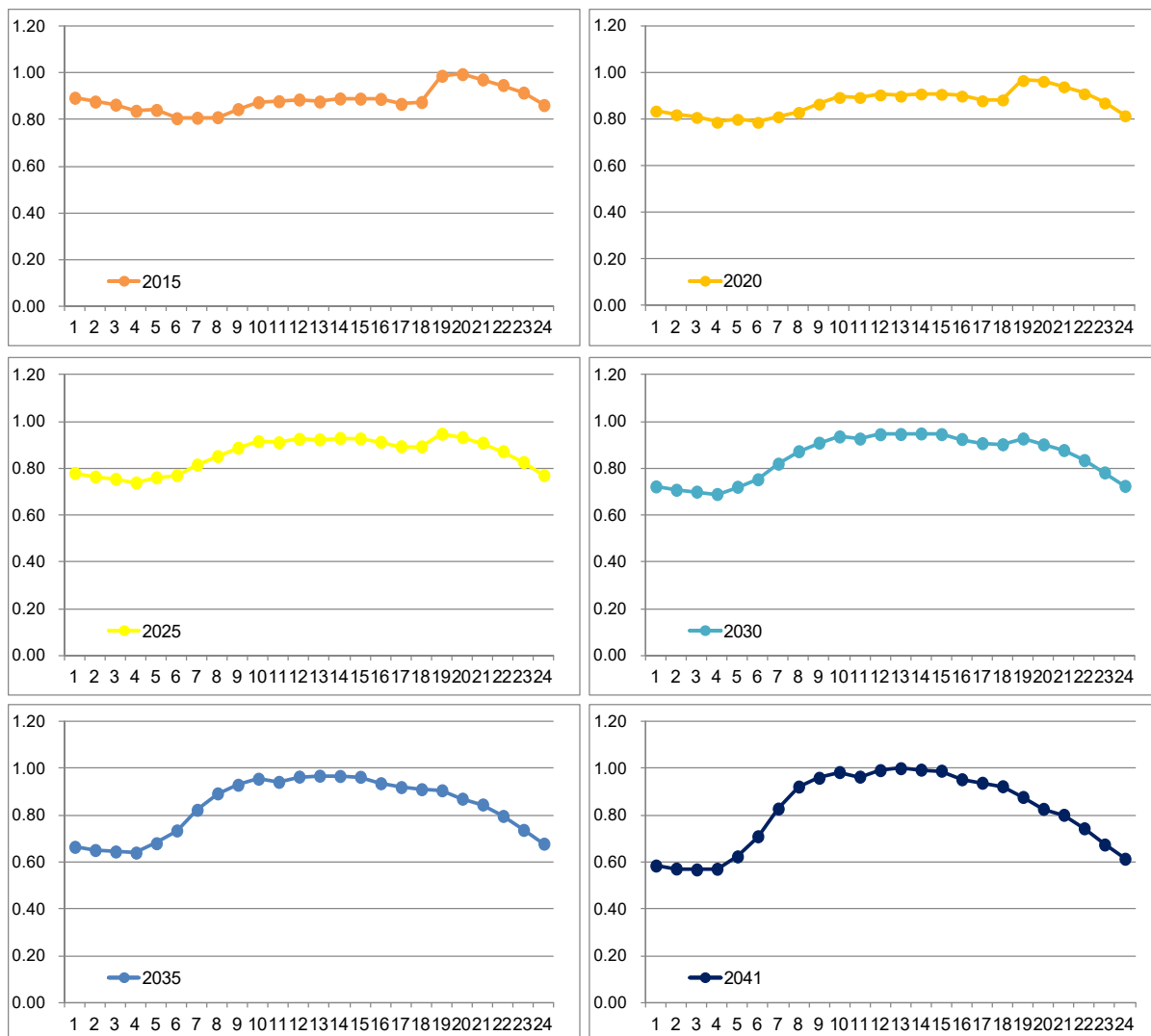
2015 年～2041 年の日負荷曲線として、2041 年までに徐々に先進国型の日負荷曲線にシフトすることを考慮する。

- i) 先進国型として日本の 2014 年の時刻別電力消費量実績値を使用する。(1)と同様の手法で月毎の時刻別 Max/Average/Min データを作成し、電力消費量が最大である 8 月の Max 値が 1.0 となるように Max/Average/Min データを標準化する。
- ii) バ国における High の月は 4 月であるので、バ国の 2041 年 4 月は(2-i)で作成した日本の 8 月の標準化されたデータを適用する。同様に、バ国における Low の月は 12 月であるので、2041 年の 12 月は(2-i)で作成した日本の 5 月の標準化されたデータを適用する。
- iii) 12 月、5 月以外の月に関しては、1 月から 4 月にかけては比例して電力消費量が増加するとし、6 月から 11 月にかけては比例して電力消費量が減少するとする。これをバ国における 2041 年の推定日負荷曲線とする。
- iv) 2015 年から 2040 年までは比例的に時刻別電力消費量が増加あるいは減少するものとする。これをバ国における 2015 年から 2040 年の推定日負荷曲線とする。

$$H_{i,t} = H_{i-1,t} + (H_{2041,t} - H_{2014,t}) / (2041 - 2014 + 1)$$

※ i : 年、 t : 時刻

推定結果は下図に示すとおりである。2014年から5年ごとの日負荷曲線の推移をみると、2014年実績値である夕方ピークの曲線から、先進国型の日中ピークの曲線に年々変化していることが分かる。



出典：JICA 調査団

図 11-21 2014～2041年バ国推定日負荷曲線

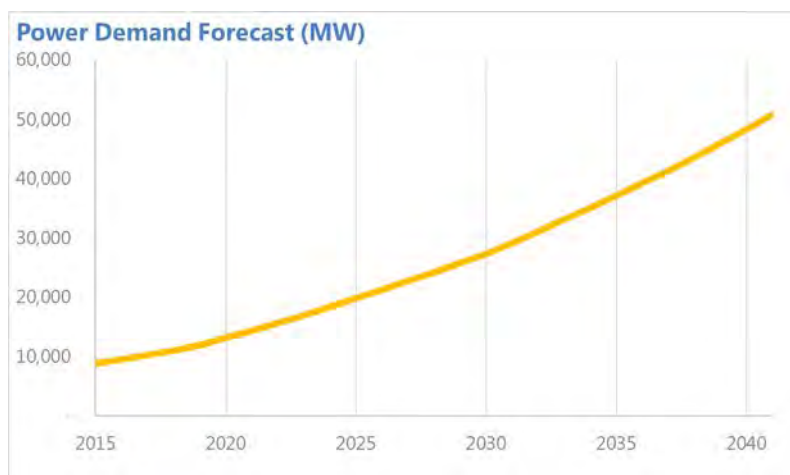
(3) 日負荷曲線の将来変化を考慮した長期需要予測

推定した潜在需要を考慮した最大電力需要量に、(1)で推定した2041年までの日負荷曲線を重ね合わせ、日負荷曲線の変化を考慮した長期の電力需要量を推定する。2041年までの最大電力需要量は前述した通り、下表の値を利用する。

表 11-33 長期最大電力需要量

| Power Demand | 2015 | 2021 | 2026 | 2031 | 2036 | 2041 |
|--------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| MW | 8,921 | 14,460 | 21,328 | 29,250 | 39,315 | 50,979 |

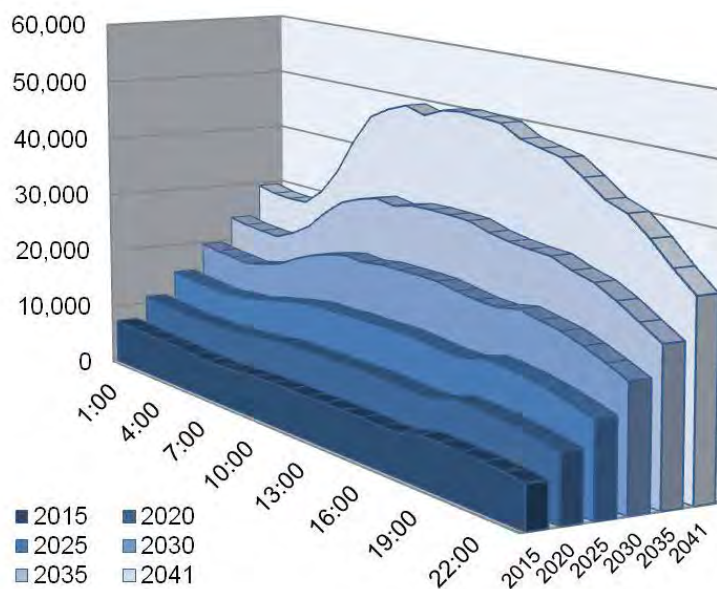
出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 11-22 2015～2041 年「バ」国最大電力需要量推移(MW)

推定結果は下図に示すとおりである。2015 年から 5 年ごとの電力需要量の推移をみると、2014 年から 2041 年にかけて、右肩上がりに電力需要量が上昇し、日負荷曲線の変化に合わせて夕方ピークの日電力需要量から日中ピークの日電力需要量への変化が想定されている。



出典：JICA 調査団

図 11-23 2015～2041 年「バ」国推定電力需要量推移 (MW)

11.12.2 供給信頼性

(1) 供給信頼度の基準

電力系統の供給信頼度は、一般的には年間 8,760 時間で供給支障が発生する時間数（期待値）である LOLE（Loss Of Load Expectation）値で評価している。供給信頼度に影響を与える要因としては、一般的に、下記に示す 6 要因となる。

i) 需要の形状

最大需要と同程度の需要の発生頻度がどの程度あるかということである。つまり、最大需要に近い需要の発生頻度が高いと供給支障発生確率が高くなる。

ii) 需要の想定誤差

需要の想定誤差にも 2 つの要因があり、1 日単位の短期的な誤差と年単位の長期的な誤差である。短期的なものとしては、毎日の運転計画における翌日の需要予測の偏差で、天候予測の誤りにより発生する需要の変動などが考えられる。この変化分に対しては、計画を変更することは不可能なので、供給予備力に対応することになる。一方、10 年間の需要予測のような長期的な需要想定における誤差は、毎年のローリングプランである程度修正可能である。このため、その誤差分全部を供給予備力の中に見込んでおく必要はない。しかし、電源設備建設のリードタイムが長い場合には、プロジェクトの遅延リスクなどローリングプランでも修正不可能な場合は、ある程度、供給予備力の中に見込んでおく必要がある。

iii) 設備の停止率

停止には大きく分けて事故などによる計画外停止と、定期的な点検による計画停止の 2 種類ある。このうち、特に突発的な事故などによる計画外停止率が、供給信頼度のレベルを決定する重要な要因であり、一般的には計画外停止のみを考慮しておけば良い。なお、停止率の定義は、対象全時間に対する停止時間の割合で表す。

iv) 単機容量と系統規模の関係

単機容量の大きいユニットが系統の中に存在する場合には、大きな供給力が一気に減少する確率が高くなる。大きな供給力が急に減少した場合、過渡的に系統に与える影響も大きい。停止後の供給力確保も難しく、供給支障が発生する確率も高くなる。

v) 出水変動確率と一般水力比率

供給力に占める一般水力の比率が高い場合には、年毎の降水状況により河川の自然流量が変化し、供給力の変化量が大きくなる。なお、バ国においては、水力の出力が非常に小さいため、この影響は、ほとんどない。

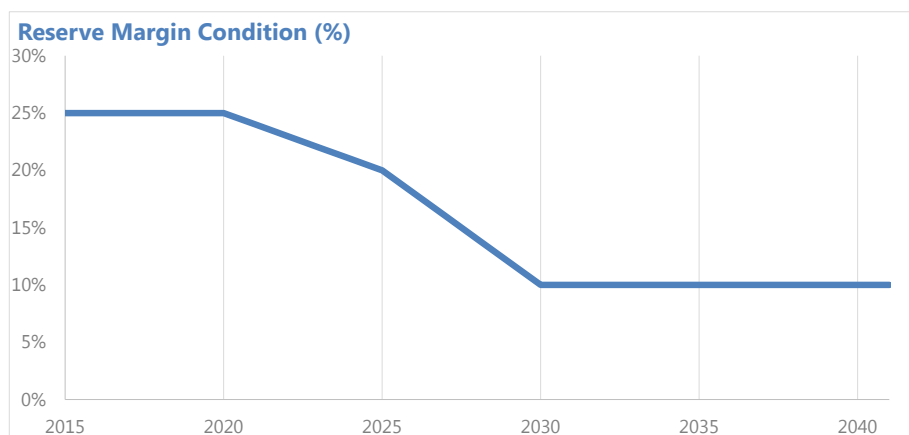
vi) 他系統との連系

他系統と連系すれば、相互に電力融通をする事が可能となるため、両方の系統に供給信頼度向上のメリットが生じる。今後、バ国と近隣諸国との国際連系統が拡大する場合、このメリットは十分に生かされると推察されるが、現段階では、保守的な観点から、不確定なプラス要素は考慮していない。

(2) 供給信頼度(reliability)と必要設備量(required capacity)の関係

供給信頼度と必要設備量の関係を、電力需要想定（Base ケース）および電源開発計画に基づき検討した。供給予備率と LOLE との関係は、年々変化する。LOLE を途上国における一般値 1.0%～1.5%とした場合、現状の適正予備率は、理論上、約 25%となる。電力の質の章でも詳述するが、2025 年頃に、国際連係や原子力などの導入を前提とする場合、供給信頼性を高める必要があることを鑑みると、相当チャレンジな目標であると認識しつつも、LOLE=0.3%と設定した場合、必要

予備率は 8%~15%が必要となる。従って、本検討においては、2020 年以降 25%から減少させ 2030 年時点で 10%の目標とし、それ以降もこの水準を維持するとした。



出典：JICA 調査団

図 11-24 予備供給力の設定

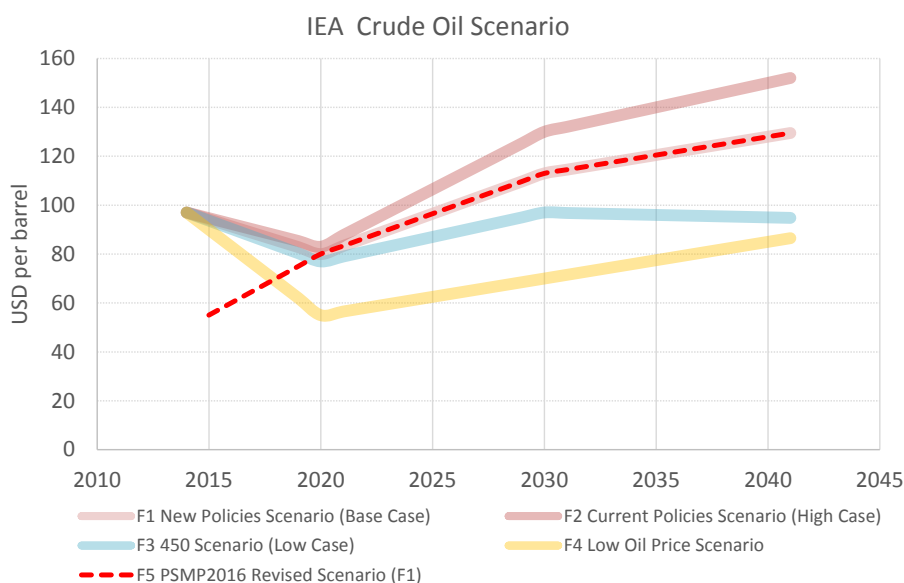
11.12.3 燃料価格シナリオ

(1) IEA 原油シナリオ

「バ」国での燃料価格のうち、特に、国産ガス価格は、国際取引価格との乖離差が大きく、安価で供給されている。しかしながら、今後、経済がより成長し、需要が国産供給量では賅えなくなることが明らかであることを考えると、燃料の輸入の割合は、今後ますます急増する傾向にあり、その時の取引価格は、国際価格に限りなく近くなると考える。

本検討において、原油価格は、バ国政府、ならびに国際機関 IEA との協議により、超長期的な需給バランスに基づく価格シナリオを提示している IEA シナリオを採用することとした。

但し、IEA シナリオは、現況の市場価格と乖離があることから、これらを考慮し、2015 年平均市場平均価格を起点に、2020 年断面で IEA の New Policies Scenario (F1)に漸近するよう、価格を修正した、本検討オリジナル・シナリオ(F5)を設定し、このシナリオを原油ベースの基本シナリオと定めた。



出典：JICA 調査団

図 11-25 IEA 原油価格シナリオ

(2) 各種燃料シナリオ

各種燃料の他の燃料価格は、下表の係数に基づき、原油ベースで、長期シナリオを策定することとした。

表 11-34 各種燃料の原油価格係数

| Items | Ratio to crude oil price/Ratio |
|--|--------------------------------|
| Fuel oil price as % of Crude | 0.80 |
| Low Sulfur Diesel as % of crude | 1.20 |
| High Sulfur Diesel as % of crude | 1.15 |
| Natural gas price as % of fuel oil price | 0.75 |
| Domestic coal as % of imported coal | 80% |

出典：JICA 調査団

IEA 原油シナリオに基づき、バ国政府および IEA 等の協議により、各種燃料のシナリオを下表に基づき設定した。

表 11-35 各種燃料の長期価格シナリオ

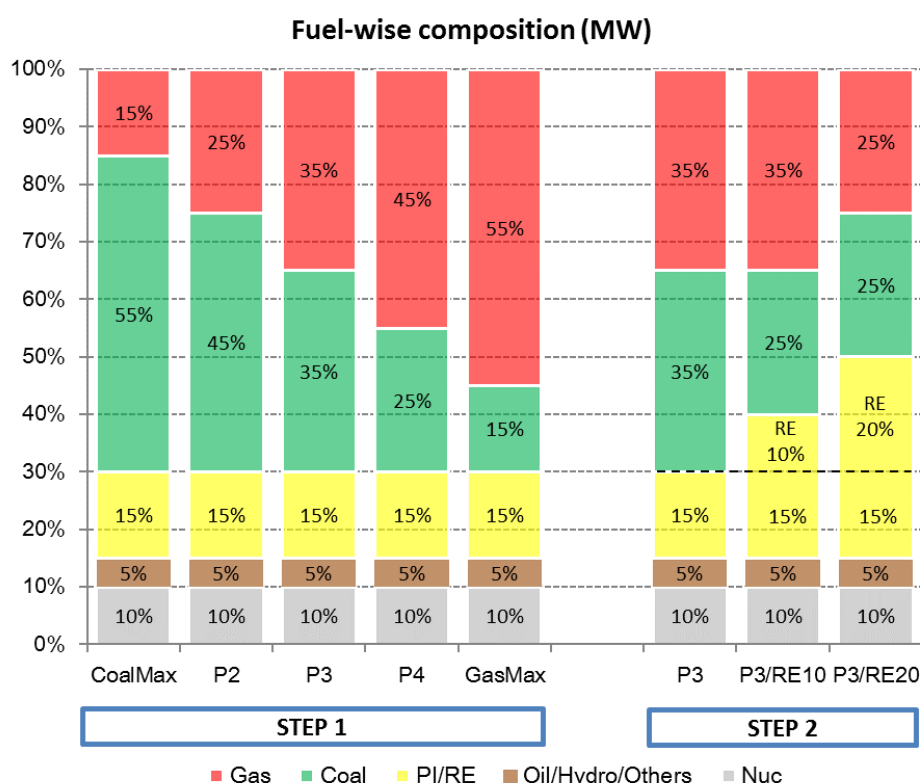
| Fuel | Unit | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2041 |
|-----------------------|------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| Crude Oil Price (IEA) | \$/BBL | 55.0 | 80.0 | 96.5 | 113.0 | 120.5 | 128.0 | 129.5 |
| LNG@Bangladesh | \$/MMBTU | 9.2 | 13.3 | 16.0 | 16.0 | 16.0 | 16.0 | 16.0 |
| Domestic Gas | \$/GJ | 6.3 | 9.1 | 11.0 | 12.9 | 13.8 | 14.6 | 14.8 |
| Furnace Oil | \$/GJ | 8.4 | 12.2 | 14.7 | 17.2 | 18.3 | 19.5 | 19.7 |
| High Sulfur Diesel | \$/GJ | 12.0 | 17.5 | 21.1 | 24.7 | 26.4 | 28.0 | 28.3 |
| Import Coal | \$/GJ | 2.4 | 3.0 | 3.6 | 4.2 | 4.8 | 5.5 | 5.6 |
| Domestic coal | \$/GJ | 1.9 | 2.4 | 2.9 | 3.4 | 3.9 | 4.4 | 4.5 |
| LNG@Bangladesh | Cents/Mcal | 3.6 | 5.3 | 6.3 | 6.3 | 6.3 | 6.3 | 6.3 |
| Domestic Gas | Cents/Mcal | 2.6 | 3.8 | 4.6 | 5.4 | 5.8 | 6.1 | 6.2 |
| Heavy Fuel Oil | Cents/Mcal | 3.5 | 5.1 | 6.1 | 7.2 | 7.7 | 8.1 | 8.2 |
| High Sulfur Diesel | Cents/Mcal | 5.0 | 7.3 | 8.8 | 10.3 | 11.0 | 11.7 | 11.8 |
| Imported Coal | Cents/Mcal | 1.0 | 1.3 | 1.5 | 1.8 | 2.0 | 2.3 | 2.3 |
| Domestic coal | Cents/Mcal | 0.8 | 1.0 | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 1.8 | 1.9 |

出典：JICA 調査団

11.13 需給運用シミュレーションによる経済性および環境性の算定

需給運用シミュレーション実施に当たっては、下記図のように、固定条件（Fixed Factor）及び変動条件（Variable Factor）をもとに検討するが、本章でこれまで議論した「基本電源開発計画（変動条件：ガス 35%、石炭 35%）」を、基本シナリオ(P3)と定める。

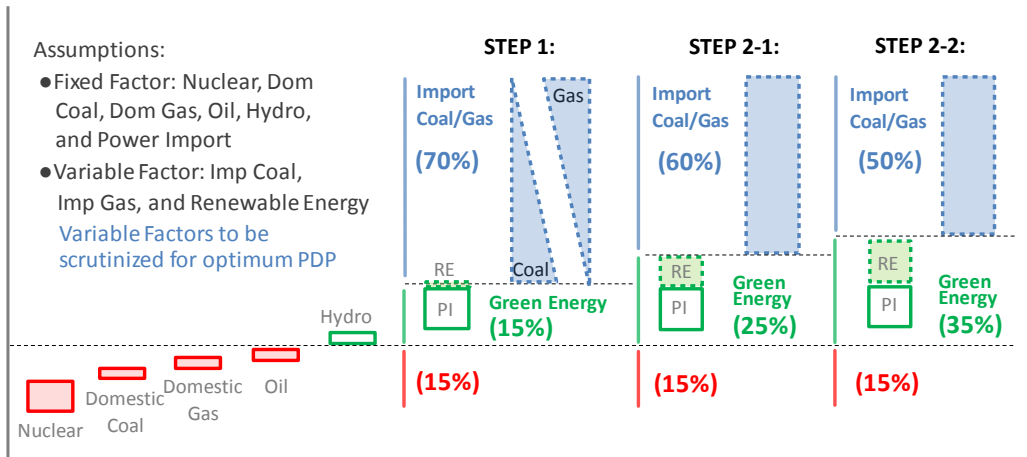
固定条件では、原子力、国際連系線、水力、既設石炭、既設ガス、既設石油、及び新設の石炭ガス石油のうち既に計画が進行しているものを考慮する。変動条件では、電源計画上適切だと考えられる全電源のうち 70%を石炭およびガスで賄われると仮定し、最適電源構成を検討するため 2041 年度断面における石炭・ガスの構成比率を下図の P1 から P5 のように変化させた 5 つの構成比率シナリオについて検討する。この時、それぞれのシナリオで石油・その他の電源構成については変化させないものとする。各シナリオの 2015 年から 2041 年における燃種別の電源構成比率は下図に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

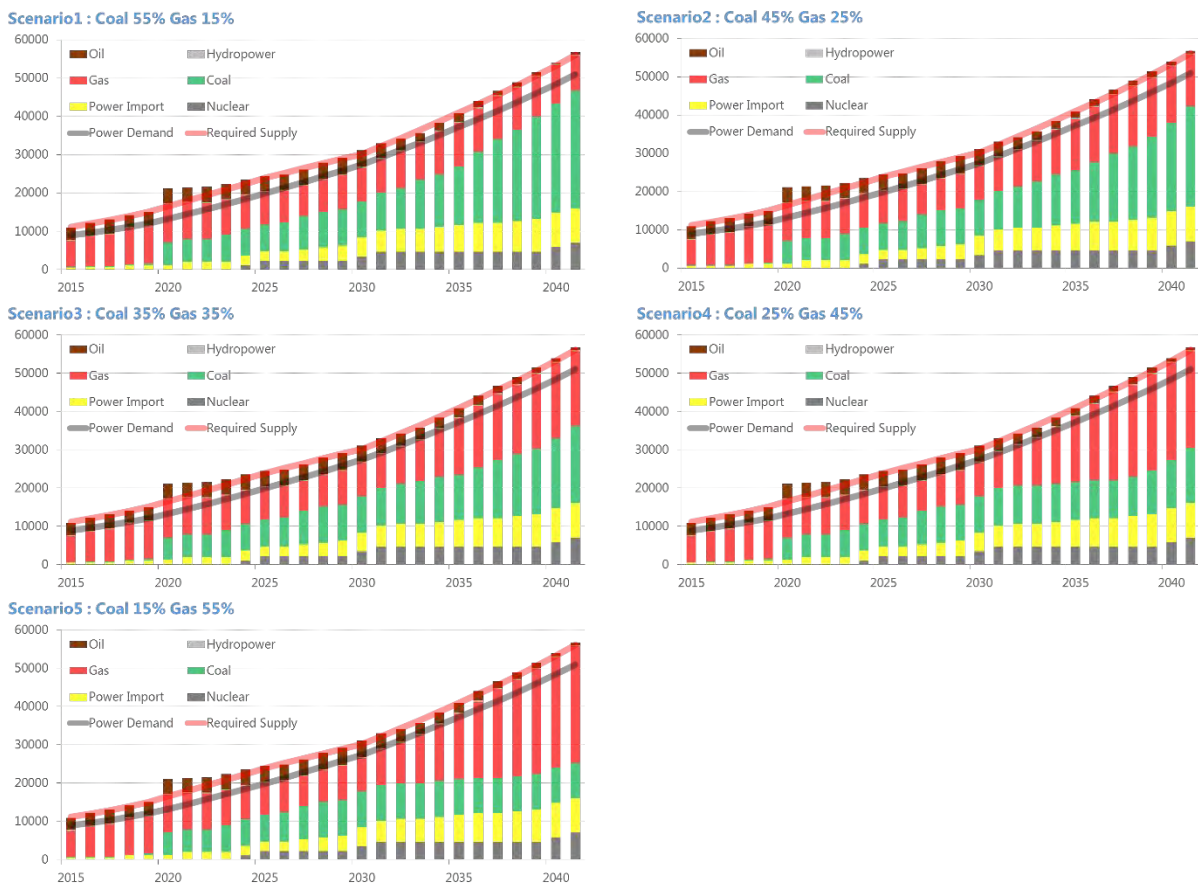
図 11-26 2041 年度断面における電源構成比率

また、ガス石炭の最適構成比率が決められた後、Step2 として火力・原子力以外の電源構成比率を変化させ、再生可能エネルギーの導入拡大も模索する。



出典：JICA 調査団

図 11-27 シミュレーションパターンの考え方



出典：JICA 調査団

図 11-28 シナリオ別電源構成比率年度推移 (MW)

11.14 経済性の算定

11.14.1 経済性の指標

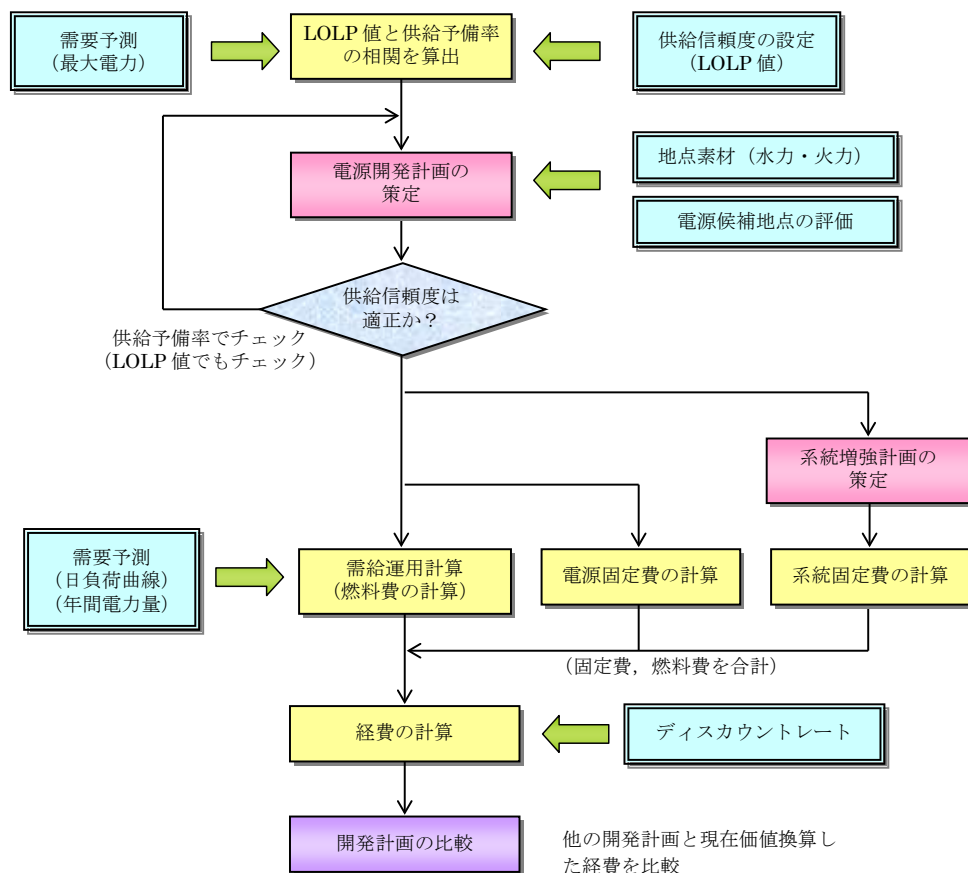
「バ」国経済において、長期的には、国内エネルギー資源採掘業や発電プラント産業が主要産業とはならない。すなわち、「バ」国経済全体にとって、電力供給コストが小さいことがより望ましい状況である。

このため、電源開発シナリオの経済性を評価するにあたり、発電コスト（単位発電量あたりのコスト）を指標として用いることとした。発電コストには、固定費と燃料費が含まれる。燃料費の見通しについては、前節で示したとおりである。

11.14.2 需給運用シミュレーションの概念

最適電源計画 optimum power development plan の定量的評価については、一次エネルギー需給バランス、電源開発計画、系統解析、系統運用に基づく経済性、ならびに環境、エネルギーセキュリティなどの調和を鑑み、最小費用法に基づき算定し、評価を行い、その評価結果を電源開発計画に反映する。電源開発計画の策定にあたっては、需給運用シミュレーションツール power development planning assistant tool として、PDPAT II および WASP IV を使用し、下図に示すフローに従って実施する。

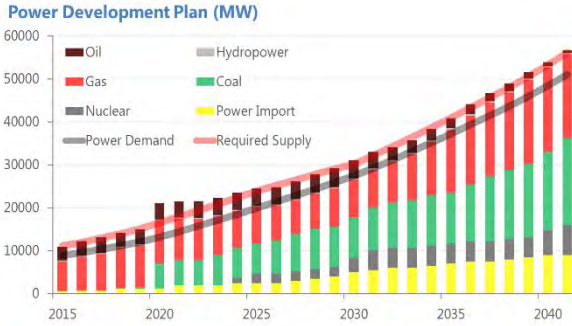
与えられた需要に対し、与えられた発電設備を用いて、最も経済的となる運用をシミュレートして、その時の年間燃料費を計算する。その際に、燃料費の比較を実施し、固定費 fixed cost、燃料費 fuel cost、融通費 inter-connected cost を合算して年間の経費 annual expense を計算し、系統全体 total power system で最も経済的となる least cost 運用をシミュレートして、開発計画の経済性を判断する。この年経費を他の開発計画と比較することにより、最適な開発計画を選定する。



出典：JICA 調査団

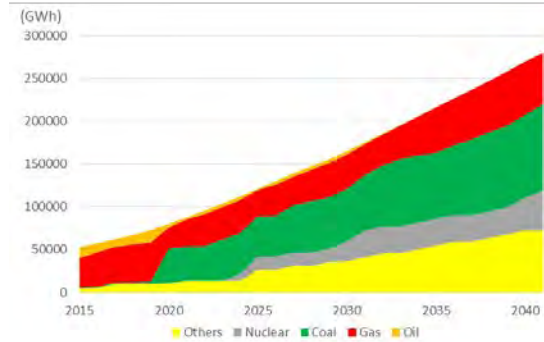
図 11-29 需給運用シミュレーションの概念図

上記条件に基づき、シナリオ毎の燃種別消費量、発電原価、CO2 排出量を算出し、経済性を検討する。F5-P3 シナリオにおける総発電量(GWh)の燃種内訳は下図のようになる。



出典：JICA 調査団

図 11-30 電源開発計画(MW)



出典：JICA 調査団

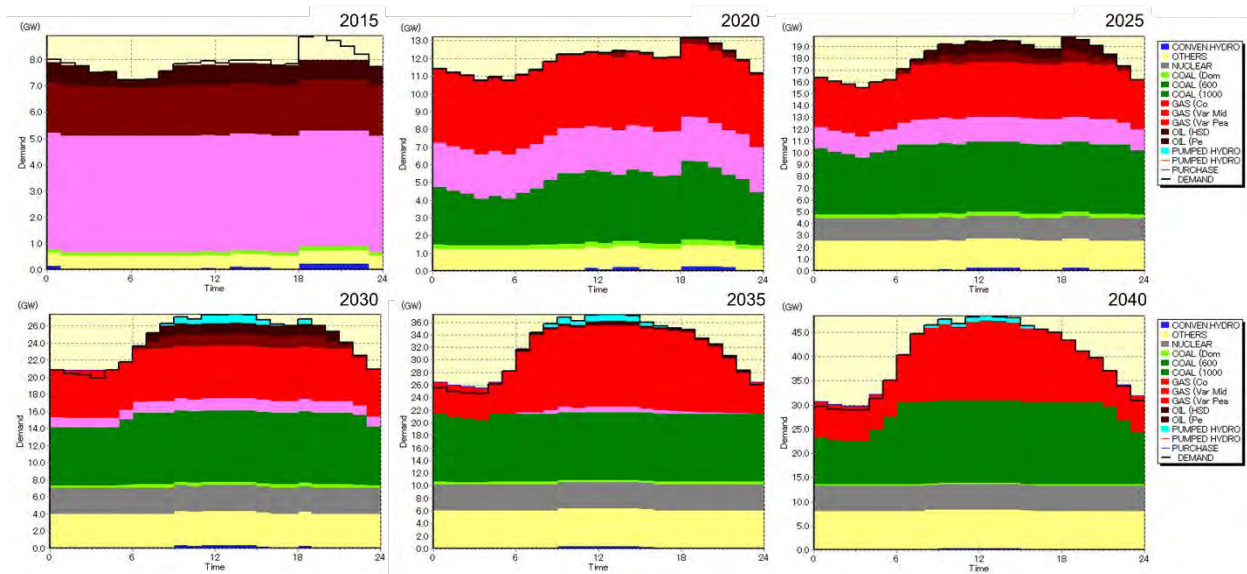
図 11-31 総発電量時系列変化(GWh)

11.14.3 最適運用パターン

下図に、需給運用シミュレーションによって算定された、発電コスト最適運用パターンの変化を示す。現状では、ベース、ミドルを安価な国産ガスで焚き、ミドル、ピークを石油で発電している。2020 年に入ると、政府が推進する大型石炭火力が運用を開始するため、ベース電源が、ガス炊きから徐々に、国際連系と石炭に置き換わっていく。

バ国の電力需要は、現在、発展途上国の典型的な電灯需要主体の evening peak であり、夏期のピーク時には、供給力が不足し、輪番停電も発生する。前項で詳述したとおり、経済発展とともに、2030-2035 年を境に、電力需要も evening peak から、工業・商業主体の day peak に移行する。

2030 年に、国際揚水が稼働すると、これまでピーク電源が石油火力から揚水に移行され、石油電源の出口戦略上、揚水の位置づけは非常に重要である。2035-40 年代になると、ベース電源中心であった安価な石炭炊きが、高価なガス炊きのミドルの一部を賄うような、最適運用パターンが想定される。

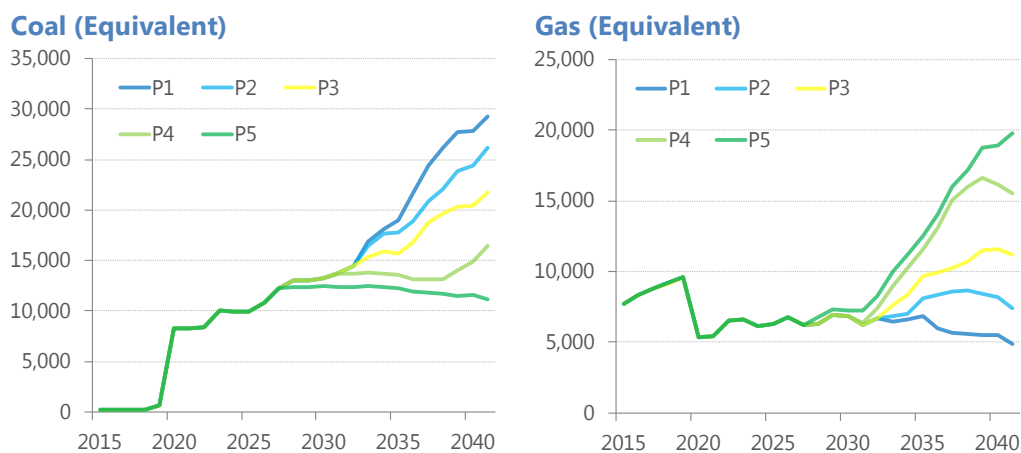


出典：JICA 調査団

図 11-32 日負荷曲線の変化

11.14.4 燃料消費量の変化

シナリオ毎の燃種別消費量は下図の通りとなる。石炭における消費量は P1 シナリオで最大となり、P5 シナリオで最小となる。一方で、ガスにおける消費量は P5 シナリオで最大となり、P1 シナリオで最小となる。

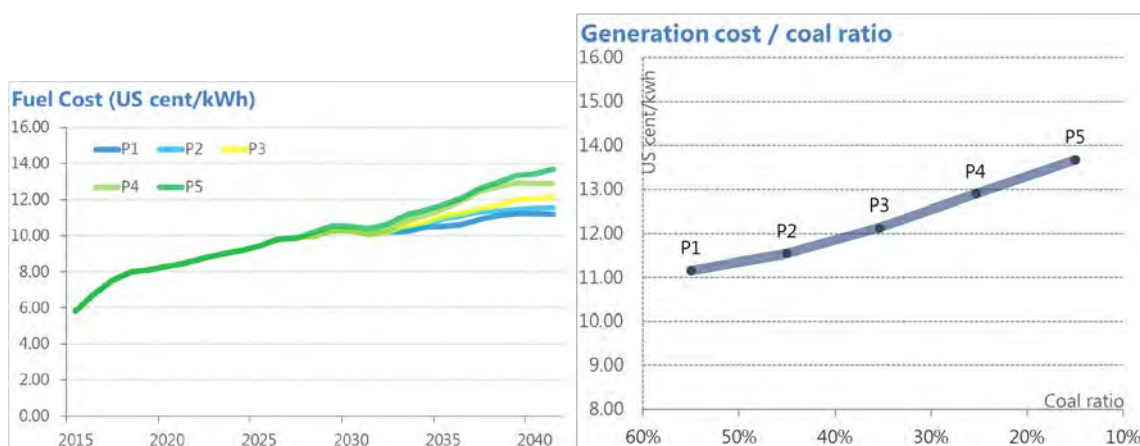


出典：JICA 調査団

図 11-33 シナリオ毎のガス消費量及び石炭消費量 (Unit / kTon of oil equivalent)

11.14.5 全電源発電原価の変化

シナリオ毎の全電源平均発電原価を下図に示す。発電原価は、2015 年度断面で約 4.5US cent/kWh となり、2041 年度断面で約 9.1~11.9US cent/kWh となる。シナリオ毎にみても、石炭の構成比率の高い P1 シナリオで最も安価となり、ガス構成比率の高い P5 シナリオで最も安価となる。



出典：JICA 調査団

図 11-34 シナリオ別および石炭比率別の発電原価 (US cent/kWh)

11.15 環境性の算定

11.15.1 燃料別CO2排出量の設定

環境性評価の検討のため、下記の算定式により各燃料における CO2 排出量を推定する。それぞれの値は下表の通りであり、これらの原単位は IPCC 報告書に基づく。

$$\text{CO2 排出量 [kg-CO2/Mcal]} = \text{発熱量あたり炭素含有量 [t-CO2/TJ]} / \text{発熱量あたり消費カロリー [kcal/MJ]}$$

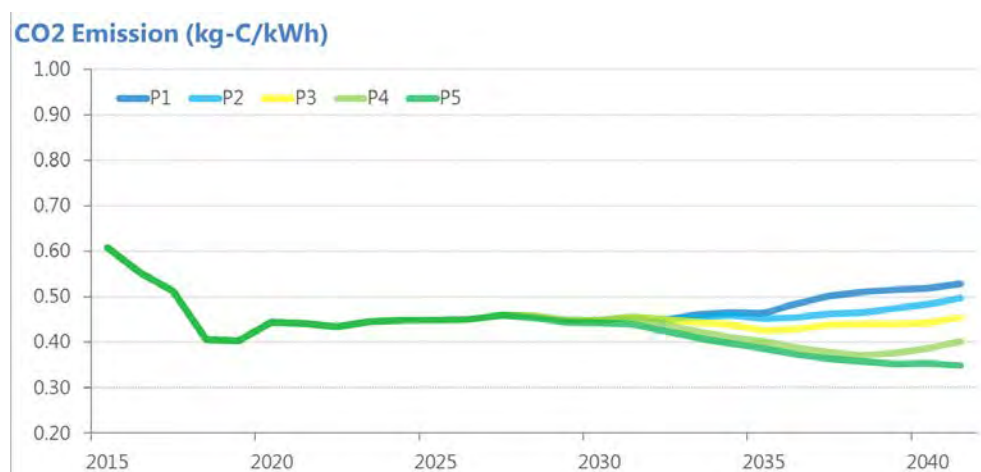
表 11-36 燃種別 CO2 排出値

| Item | CO2 emission (kg-CO2/Mcal) |
|-----------------|-----------------------------|
| COAL (Domestic) | 0.39615 |
| COAL (Import) | 0.40229 |
| HSD | 0.30095 |
| OIL | 0.30709 |
| GAS | 0.23492 |

出典：JICA 調査団および IPCC 報告書

11.15.2 CO2排出量の変化

また、シナリオ毎の CO2 排出量を下図に示す。2041 年度断面における CO2 排出量は石炭構成比率の高い P1 シナリオで最大の 0.82 CO2 kg-C/kWh となり、石炭構成比率の低い P5 シナリオでは最小の 0.55 CO2 kg-C/kWh となる。



出典：JICA 調査団

図 11-35 シナリオ毎 CO2 排出量 (CO2 kg-C/kWh)

11.15.3 環境価値の定量評価

環境政策の章でその動向を示したとおり、電力供給に伴う環境影響のうち、最も重大な問題は気候変動である。「バ」国も 2015 年に国連気候変動枠組条約事務局に INDC を提出しており、2030 年までの電力セクターからの温室効果ガスの排出削減を見通している。

このため、電源開発シナリオの環境性を評価するにあたって、CO2 排出に着目することが妥当である。具体的には、単位発電量あたりの CO2 費用によりシナリオを評価した。CO2 費用は、CO2 排出量に CO2 価格を乗じることで算出できる。CO2 価格として、IEA WEO 2015 の 450 シナリオにおける想定を参考に、125 ドル/tCO2 を用いた。

表 11-37 IEA WEO 2015 における CO2 価格の想定

| | Region | Sectors | 2020 | 2030 | 2040 |
|--------------|--|------------------------------|------|------|------|
| 450 Scenario | United States and Canada | Power and industry | 20 | 100 | 140 |
| | European Union | Power, industry and aviation | 22 | 100 | 140 |
| | Japan | Power and industry | 20 | 100 | 140 |
| | Korea | Power and industry | 22 | 100 | 140 |
| | Australia and New Zealand | Power and industry | 20 | 100 | 140 |
| | China, Russia, Brazil and South Africa | Power and industry | 10 | 75 | 125 |

(USD2014 per ton)

出典：IEA World Energy Outlook 2015

11.16 エネルギー安定供給性の算定

「エネルギー安定供給」(エネルギーセキュリティ)は多様な概念を含んでおり、経済性や環境性と異なり一般的な評価指標がない。ここでは、まずエネルギーセキュリティの評価についての既往研究をレビューし、その後に今回採用したアプローチについて説明する。

11.16.1 エネルギーセキュリティの定量的評価

リスク評価は、意思決定のための理論として、工学分野で確立された手法である。リスクは、当該事象が発生する可能性及びその結果がもたらす影響という、2つの要素にて構成されている。

エネルギーセキュリティに係るリスクについて検討する際、広範囲にわたる課題を対象となることに留意する必要がある。エネルギーセキュリティは、国際エネルギー機関 (IEA) によると、「エネルギー資源を支払い可能な価格で途絶することなく入手できること」と定義されている。エネルギー供給が途絶した例として、2006年にヨーロッパ諸国が直面した事例が挙げられる。この時には、ロシアとウクライナの関係悪化により、ロシアからの天然ガス供給が減少した。このような政治的事変に加えて、経済的及び偶発的な事変によって、エネルギー供給量の問題が生じることがある。中東の混乱により、2007年に1バレル USD150に上昇した石油価格は、世界的な金融危機の後、1バレルあたり USD40に下降するなど、エネルギー価格の劇的な変化も経験した。このような激しい乱高下をもたらした原因は、エネルギー市場への投機的マネーの流入によるものと考えられている。

長期的には、エネルギー需要の増加およびエネルギー資源の枯渇も考慮に入れる必要がある。加えて、気候変動に関する将来の国際的な政策が未確定であることも、リスクの一種として捉えることができる。エネルギーセキュリティをどう計測するかについては、対象期間によっても異なったものとなる。

更に、エネルギー資源の入手可能性について議論する際、その受益者が誰を示しているかについても明らかにすべきである。エネルギー資源の入手可能性は、国家レベルで捉えることも、最終消費者レベルで捉えることも可能であり、後者について議論するのであれば、エネルギー供給が需要家に到達するまでの経路、すなわち国内のエネルギー市場及びエネルギー供給ネットワークの状況についても考慮すべきである。エネルギーセキュリティの一つの指標として、エネルギー供給へのアクセス可否についても、検討される場合がある。

表 11-38 は、各リスクがもたらす影響(インパクト)という観点から、エネルギーセキュリティに係るリスクを分類した一例である。各リスクの発生確率と影響評価という座標軸にて整理することができれば、エネルギーセキュリティに係るあらゆるリスクは、リスク評価理論を用いて評価することが可能である。

リスクの定量化に関する現実的なアプローチは、経験論に基づくアプローチである。例えば、エネルギー供給源を分散することにより、それらが同時に停止するような事例は滅多に発生しないことが経験論的に理解されている。そのため、エネルギー供給源がどれだけ分散しているかは、エネルギーセキュリティを評価する上での経験論的指標となる。実際に、エネルギーセキュリティの定量化を試みた事例の大部分は、そのような経験論的アプローチに基づいている。具体的な事例については、次の節でより詳細に説明する。

表 11-38 エネルギーセキュリティに関するリスクの分類 (例)

| | |
|---------|---|
| 何への影響 | 価格 (高騰、変動) 供給量 (不足) |
| いつへの期間か | 短期 長期 |
| 誰への影響 | 国家全体 (この場合も、最終的には消費者に影響が及ぶ) 最終消費者 (流通過程で発生するリスク) |

11.16.2 エネルギーセキュリティ定量的評価に関する既存文献

分散程度を評価する標準的な方法として、「ハーフィンダール・ハーシュマン指標」(HHI)の適用が挙げられる。HHI は、もともとは市場が競争状態にあるかを計測するために作成されたもので、各企業の市場占有率の二乗の総和によって求められる。この指標をエネルギー供給に適用するのであれば、エネルギー供給の多様性を評価する指標となる。この指標が小さければ、エネルギー供給源がより分散されていることを意味する。

エネルギーセキュリティの定量的評価に関する既存文献を、表 11-39 に示す。IEA (2007 年)、日本の経済産業省 (2010 年) および IMF (2011 年) 等の過去の研究で、供給国や主要エネルギーミックスにおける多様化の程度を計算するため HHI を用いた評価が行われている。これらの研究では、HHI だけではエネルギーセキュリティを表すのには単純過ぎるとの結論となり、加重係数を取り入れて HHI の修正を行った。例えば、供給元の国のカントリーリスクを考慮に入れ、エネルギー供給源の市場占有率に加重変数を乗じたりしている。従って、ある国のエネルギー輸入がカントリーリスクの低い国に依存していれば、導出される指標は小さくなる。短期かつ国家レベルの供給リスクを計る指標として、この加重係数を考慮に入れた HHI は利用されている。

しかしながら、上記の研究では、加重係数をどのように定量化すればよいか、明確に説明していない。また供給元の国の近接性について考慮されていないことにも留意する必要がある。つまり、隣接する 2ヶ国にエネルギー輸入を依存することは、距離が離れている 2ヶ国に依存するよりもリスクが大きいと考えられる。

経済産業省の研究 (2015 年) では、この問題の克服を試みている。ここでは、供給者と主要エネルギーミックスの多様化を評価するため、ポートフォリオ理論が適用されている。金融分野に由来するこの理論は、リスクを最小限にしつつ期待するリターンを得るべく、保有する資産の割合を決める。これをエネルギー供給に適用する場合、各資産からのリターンは、ある国からのエネルギー輸入に対応している。実際には、上述の加重係数 HHI は、ポートフォリオ理論における、ある特定の複合リスクの状況を示したものと言える。

米国商工会議所では、エネルギーセキュリティの多様な側面を示すため、異なるアプローチを用いている。エネルギーセキュリティに関連すると考えられる指標として、少なくとも 37 の指標を用いている。これらの指標群は、経験論的な加重係数を用いて 1つの数字に統合され、「米国セキュリティリスク指標 (Index of U.S. Energy Security Index)」と呼ばれている (図 11-36 参照)。同会議所はまた、他国についても、29 の指標を用いた「国際エネルギーセキュリティリスク指標 (International Energy Security Risk Index)」を作成し、評価を行っている (ただし「バ」国は対象外)。日本の経済産業省 (2010 年) では、HHI の他、サプライチェーン全般を評価すべく幾つかの指標を利用している (図 11-37 参照)。

IEA (2011 年) では、高度な経験論的実績に基づき、輸入比率、輸入港の数および石油貯蔵量等

の統計データを組み合わせて、各国の順位付けを行っている。この研究の優れた点は、リスクとレジリエンス（耐性）を区別していることである（図 11-38 参照）。エネルギーセキュリティを評価する際、残存リスクだけでなくレジリエンスがどれだけ強いかを見ることにより、有意義な指標を策定するのに寄与すると考えられる。

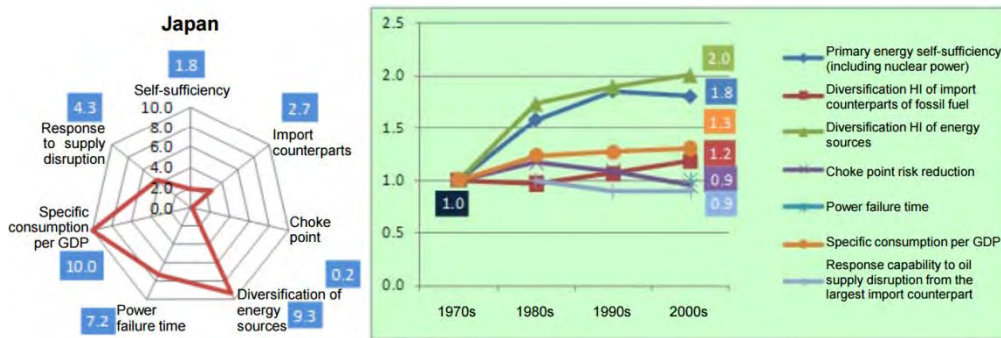
表 11-39 エネルギーセキュリティの定量的評価に関する既存文献

| 文献 | アプローチ |
|---|--|
| IEA “Energy Security and Climate Policy” , 2007 年 | エネルギー供給源の多様性に着目し、市場集中の程度を評価する指標が策定された。採用された指標は、加重係数を用いたハーフィンダール・ハーシュマン指標の一種である。各エネルギー源の集中度合いの定義として、各供給国の占有率をカントリーリスクで加重補正した上で二乗和したものが採用されている。各エネルギー源別の指標を、それぞれが一次エネルギー総供給量に占める割合で乗じた上、合計している。 |
| 経済産業省（日本）「平成 22 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2010）」 , 2010 年 | エネルギーセキュリティについて、国民の生活、経済・社会的活動、国防等を行う上で必要な量を、支払い可能な価格で確保できることと定義している。 一次エネルギー自給率、エネルギー輸入元の国の多様化、エネルギー供給源の分散化と輸入エネルギーのチョークポイント通航への依存減少等、エネルギー供給サプライチェーン全般にわたる 8 つの指標にて国家エネルギーセキュリティを評価している。多様性を評価するため、ハーフィンダール・ハーシュマン指標が用いられている。 |
| IMF ワーキングペーパー “Measuring Energy Security: Trends in the Diversification of Oil and Natural Gas Supplies” , 2011 年 | 一次エネルギー供給の多様性を評価するため、エネルギー供給者比率を、カントリーリスクや輸入元の国同士の地理的距離、当該国のエネルギー輸入比率（輸入比率が低いことは、供給の柔軟性を確保していると理解）等で加重補正した上で二乗和したものを利用している。 |
| 経済産業省（日本）、「安定的な燃料の保証に向けて～エネルギーリスク指標（セキュリティ指標）～」 , 2015 年 | 輸入元の国から日本へのサプライチェーンに着目し、エネルギー供給の安定性について評価を行っている。輸入元の国のカントリーリスク、シーレーンリスク、輸入元およびエネルギー源の多様化を組み合わせて検討されている。 |
| 米国商工会議所（ACC: American Chamber of Commerce） “Index of US Energy Security Risk” , 毎年更新 | 地政学的要因（例：化石燃料生産、米国による輸入）、経済的要因（例：エネルギー価格、GDP あたりエネルギー消費量）、信頼度要因（例：電力供給予備率）、環境要因（CO2 排出、再生可能エネルギーへの研究開発投資）等、37 の異なる指標を利用し、米国の国家エネルギーセキュリティを評価している。 |
| IEA “Measuring Short-term Energy Security” , 2011 年 | 各エネルギー資源につき、「リスク」関連データと「レジリエンス（耐性）」関連データを考慮に入れて評価している。これらの統計データを利用し、各国を経験論的に順位付けしている。エネルギー資源ミックスに関する評価は含まれていない。 |



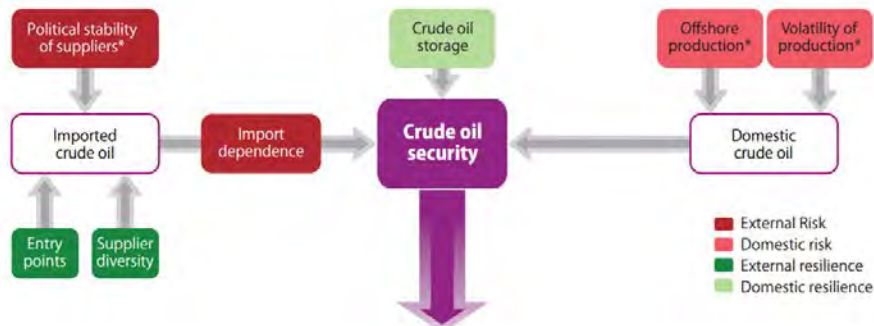
出典： American Chamber of Commerce (ACC), “Index of US Energy Security Risk 2014”, 2014

図 11-36 米国商工会議所（ACC）によるエネルギーセキュリティ指標の体系



出典： 経済産業省 「平成 22 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2010）」, 2010

図 11-37 経済産業省による、日本のエネルギーセキュリティに関する現状評価



出典： IEA “Measuring Short-term Energy Security”, 2011

図 11-38 IEA による、原油のセキュリティに関する分析フロー図

11.16.3 主要論点

エネルギーセキュリティの評価に関しては、合意された統一的なアプローチが存在する訳ではないため、「バ」国のエネルギーセキュリティに関して定量的な評価を行うのであれば、上述した各種アプローチも考慮に入れた上で、同国のエネルギー需給の特徴も考慮に入れた手法を検討すべきである。

「バ」国のエネルギーセキュリティに関する研究の例を表 11-40 に示す。これらの研究は、どちらかというところ、国全体かつ長期のエネルギー供給に着目しており、いずれも経済成長目標の達成のためにエネルギー供給能力を拡大することの重要性に触れている。

図 11-39 は、現在の「バ」国へのエネルギー供給国を示したものである。2013 年段階では、「バ」国のエネルギーの 80%は自給である。インドからは石炭の陸路での供給がある。東南アジア諸国は、中東原産の石油を海路で供給している。将来的には、「バ」国の経済発展に伴うエネルギー輸入増加は不可避であり、どのエネルギー資源をどの国から輸入するのかが、「バ」国にとっての重要なエネルギーセキュリティ上の課題となる。

今回の「3E」評価におけるエネルギーセキュリティの評価においては、「バ」国の経済活動に直接損失をもたらす、エネルギー供給の途絶のリスクに注目することとした。各電源開発シナリオでは石炭・ガスの比率が異なるが、これにより「バ」国へのエネルギー供給国・供給ルートが異なり、したがって供給途絶のリスクも異なる。エネルギー供給途絶のリスクは、経済的生産額の損失リスクであると見なすことで、金銭価値に換算することができる。

なお、エネルギーセキュリティ評価には異なるアプローチも考えられる。例えば、エネルギー価格の安定性も、エネルギーセキュリティの重要な一面であるが、今回はこのような価格に関する側面は「3E」における経済性の一部であると見なした。また、各電源開発シナリオの実現可能性も、長期的なエネルギー確保のための重要な一面であるが、各電源開発シナリオの実現に向けて必要な政策強度は同程度であり、シナリオの選択には影響しないとい見なした。

表 11-40 「バ」国におけるエネルギーセキュリティに関する既存文献

| 文献 | 概要 |
|--|--|
| Unnayan Onneshan, “Energy Security: Trends and Challenges - Bangladesh Economic Update”, 2014 | 現在のエネルギーセキュリティの状況を、以下のような関連データをもとに論じている。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 利用可能性（人口あたり消費量、電力へのアクセス、負荷遮断の状況） ➤ 信頼性（電源の所有者、使用燃料） ➤ 低廉性（税・補助金、ロス、コスト） ・ 他のエネルギー資源 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 埋蔵量、生産量、輸入量 ➤ 価格、輸入コスト |
| T. Ishtiaque (Bangladesh University) et al., “Energy Sector Development and Energy Security in Bangladesh”, 2013 | 2050 年に向けたエネルギーセクターの開発について論じている。「バ」国の持続的な発展のためには、長期的なエネルギー政策が重要であると指摘している。エネルギーセキュリティの点では、エネルギー供給を確保するための他国との連携（特にブータンやネパールからの水力発電由来電力）の重要性に言及している。 |
| ANM Obaidullah, Energy Security & Climate Change: Challenge for Bangladesh, Energy&Power | 「バ」国の安定的な経済成長においては途絶しないエネルギー供給が重要であることを述べており、そのためのエネルギーミックスの在り方を論じている。「バ」国においては、CO2 排出は多いが石炭が最も安定的な資源であり、LNG や原子力、再生可能エネルギーも有望であるとしている。 |

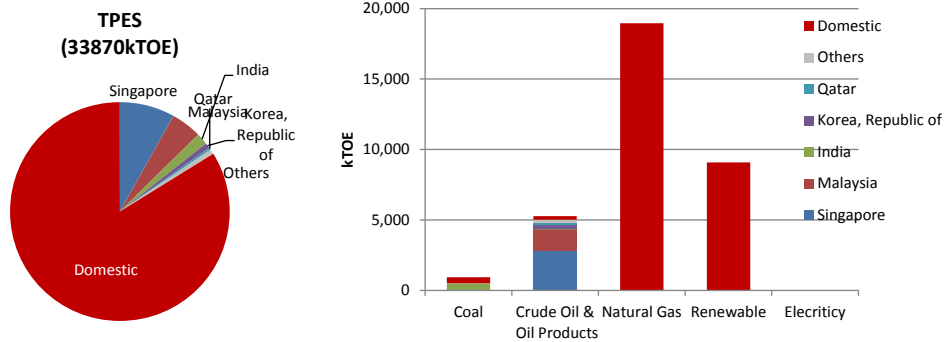


図 11-39 「バ」国へのエネルギー供給国（2013年）

出典：IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2015, International trade statistics 2001-2015
 「天然ガス」の供給国には石油ガスの供給国を含む。

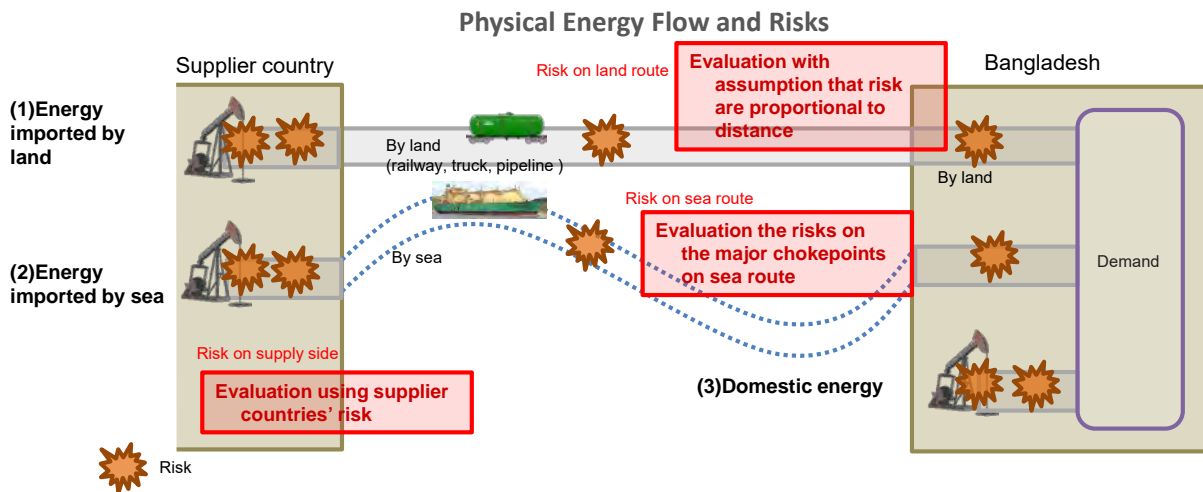
11.16.4 評価方法

上述したように、エネルギーセキュリティの評価として、エネルギーの供給途絶に着目することとした。提案する評価指標は、次の式で計算される。

$$\text{エネルギーセキュリティ指標 [USD / kWh]} = \text{GDP[USD]} \times \text{エネルギー資源未達率[\%]} / \text{一次エネルギー供給[toe]} / \text{発電効率 [kWh/toe]}$$

「エネルギー資源未達率」を計算するために、「バ」国へのエネルギーの物理的送配ルートモデル化し、ルート上の各ポイントの遮断リスクを仮定した。出典：JICA 調査団

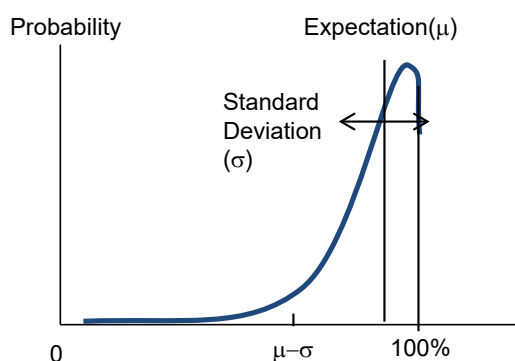
図 11-40 はこのモデルの概念を示したものである。エネルギー配送のルート上の様々な遮断リスクの中で、特に、輸出停止リスク、陸路の封鎖リスク、海路の封鎖リスクに着目した。自国内のエネルギー資源の配送におけるリスクは無視した。



出典：JICA 調査団

図 11-40 エネルギーの物理的配送ルートとリスク

このモデルにおいて、リスクの顕在化の様々な組み合わせを考慮すれば、「バ」国へのエネルギー資源の配送率は、図 11-42 のような確率密度関数の形で表される。この曲線の計上そのものが、エネルギーの物理的配送におけるリスクの状態を示している。この分布曲線の、期待値(μ)と標準偏差(σ)を用いると、($\mu - \sigma$)の値が配送率の最小値（数学的には信頼度 84%）を表すことになる。すなわち、 $1 - (\mu - \sigma)$ の値は、非配送率の最大値を表すことになる。この値が、ここで「エネルギー資源未達率」と呼ぶものである。



出典：JICA 調査団

図 11-41 エネルギー配送の確率密度関数の例

この値を計算するためには、各シナリオに対して、エネルギー供給国のポートフォリオや、配送ルート上の遮断確率を定める必要がある。

前章までの天然ガス、LNG、石炭、石油に関する分析をもとに、国産資源の供給可能量と隣接国からの供給可能量を仮定した。不足するエネルギー資源については、現在のアジア諸国のエネルギー輸入先を参考に、主要なエネルギー産出国からの輸入を想定した。石炭はオーストラリアとインドネシア、原油・石油製品は UAE やサウジアラビア、LNG はカタールが主要な供給国候補である。

表 11-41 エネルギー資源の供給国・量の想定

| 区分 | 石炭 | 石油 | ガス |
|--------|-------------------------------------|--------------------------|----------------|
| 陸路での輸入 | インド: 5,000ktoe | — | インド: 9,500ktoe |
| 海路で輸入 | インドネシア: 残りの 50% オーストラリア: 残りの 50% | UAE: 50% サウジアラビア: 50% | カタール: 残り全て |
| 国産 | 15,000ktoe | — | 19,000ktoe |

供給ルートの正確な遮断確率を定めることは困難であるが、ここでは 3E の定量的評価のために、各リスクを仮に定めることとした。供給国からの輸出停止リスクについては、OECD によるリスク分類を参考にして、表 11-42 のように定めた。陸路の封鎖確率は、輸送距離と定数パラメータを乗じることで定めた。海路の封鎖確率は、ルート上の主要なチョークポイントの個数と定数パラメータを乗じることで定めた。

表 11-42 輸出停止リスクの設定

| エネルギー | 供給国 | OECD によるリスク分類* | 輸出停止リスク |
|-------|---------|------------------------|---------|
| 石炭 | インド | 3 | 5% |
| | インドネシア | 3 | 5% |
| | オーストラリア | (OECD の高所得国については分類未設定) | 0.1% |
| 石油 | UAE | 2 | 1% |
| | サウジアラビア | 2 | 1% |
| ガス | インド | 3 | 5% |
| | カタール | 3 | 5% |

*) 各国は 7 段階(1(リスク小)~7(リスク大))に分類されている。

出典：OECD Country Risk Classification

11.17 エネルギーミックスの 3E 評価

電力供給は、経済活動や環境問題と深い関係を持っている。持続可能なエネルギー供給は、経済性(Economic value)、環境性(Environment value)、エネルギー安定供給性 (Energy security value)の「3E」と呼ばれる条件を満たす必要がある。日本のエネルギー基本計画においても、エネルギー政策が「3E」に則っていることが示されている。

本章では、前節で提案した各電力開発シナリオについて、2041年における「3E」の定量評価を行うことで、最も望ましいシナリオを選ぶことを検討した。

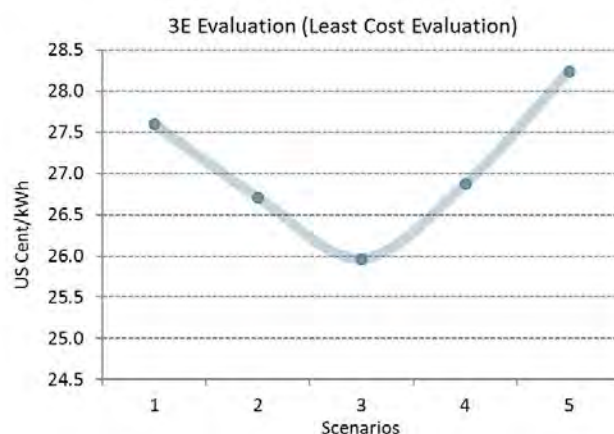
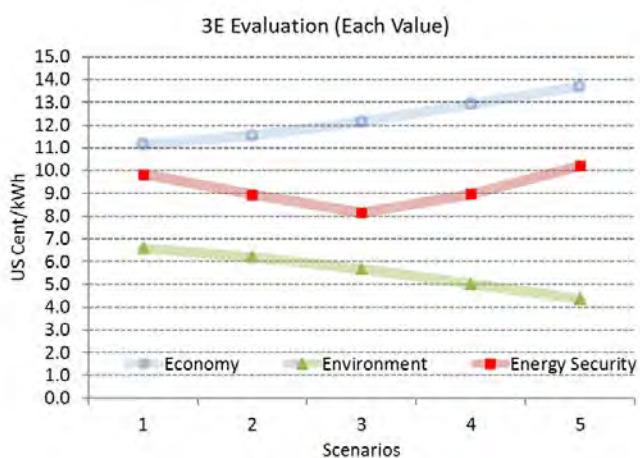
11.17.1 3E評価に基づくエネルギーミックス最適シナリオ

上述した方法に基づき、2041年の「3E」評価指標を計算した結果を、表 11-43 に示す。いずれの指標も金額ベースで表現されており、値が小さいほど望ましいエネルギー構成であることを示している。またこれらの合計が、「3E」の総合指標となる。

経済指標は、全電源に占める石炭火力の比率が高いほどよい値を示す。環境指標は、全電源に占める石炭火力の比率が低いほどよい値を示す。エネルギーセキュリティ指標は、石炭火力とガス火力がバランスするものが最もよい値である。これらの値の合計では、シナリオ 3 の指標が最もよい値を示す。

表 11-43 各電源開発シナリオの「3E」評価結果 (ベースシナリオ)

| シナリオ | 構成 | 経済性 | 環境性 | エネルギー供給安定性 | 合計 |
|------|---------------|------|-----|------------|------|
| 1 | ガス 15%,石炭 55% | 11.2 | 6.6 | 9.8 | 27.6 |
| 2 | ガス 25%,石炭 45% | 11.6 | 6.2 | 8.9 | 26.7 |
| 3 | ガス 35%,石炭 35% | 12.1 | 5.7 | 8.2 | 26.0 |
| 4 | ガス 45%,石炭 25% | 12.9 | 5.0 | 9.0 | 26.9 |
| 5 | ガス 55%,石炭 15% | 13.7 | 4.4 | 10.2 | 28.2 |



出典：JICA 調査団

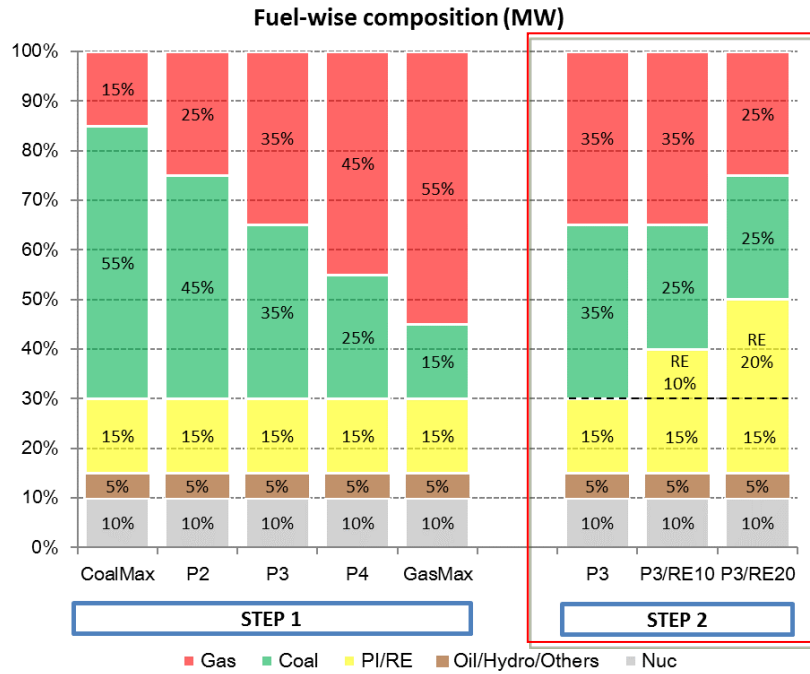
図 11-42 「3E」評価結果 (各指標)

出典：JICA 調査団

図 11-43 「3E」評価結果 (合計)

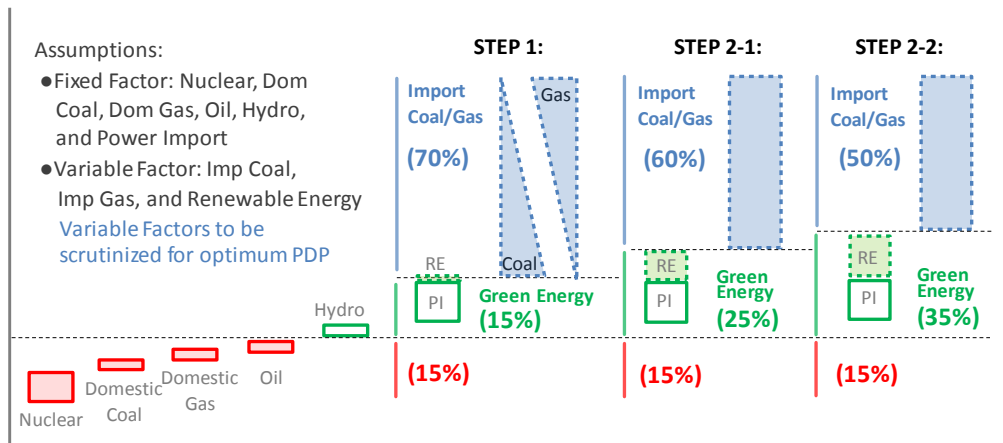
11.17.2 再生可能エネルギー拡大への挑戦

前述したとおり、ガス石炭の最適構成比率が決められた後、Step2 として火力・原子力以外の電源構成比率を変化させ、再生可能エネルギーの導入拡大も模索する。本検討では再生可能エネルギーを 10% (RE10 シナリオ) および 20% (RE20 シナリオ) 増加させたケースを検討する。また、それぞれのシナリオにおけるガス・石炭の構成比率は図 11-45 の通りである。



出典：JICA 調査団

図 11-44 シミュレーションパターンの考え方 (再掲)



出典：JICA 調査団

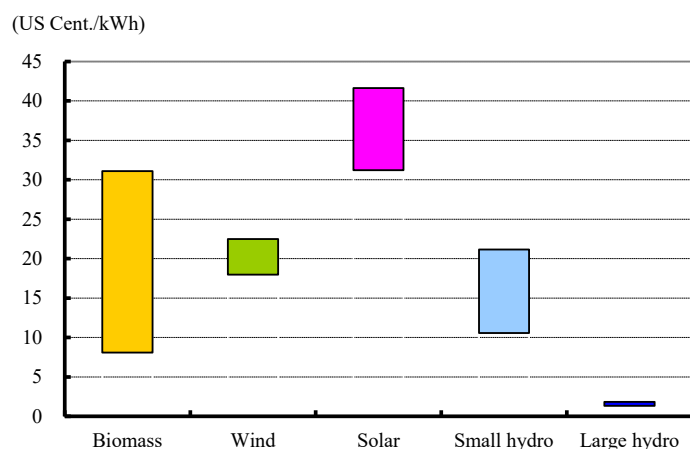
図 11-45 2041 年度断面における電源構成比率 (再掲)

(1) 再生可能エネルギー導入に関する考え方

太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーは特に、天候による出力が不安定なため、実際の供給力は設備容量と比較してわずかである。実際に、期待される設備容量に対する供給量は最大でも約 30%と推定されている。そのため、再生可能エネルギーを RE10 シナリオで 10%、RE20 シナリオで 20%の追加的供給力を見込むためには、必要供給力に対して約 3 倍の設備容量が必要となる。

本検討ではそれらの条件を考慮するため、再生可能エネルギーの設備利用率を 30%と仮定し、

RE10 シナリオおよび RE20 シナリオを達成するため、それぞれ必要供給力の 3 倍の再生可能エネルギー設備容量を導入する計画とする。なお、算定に用いた標準再生可能エネルギー諸元は、下記に示すとおりである。



出典：JICA 調査団

図 11-46 再生可能エネルギーの標準的発電原価

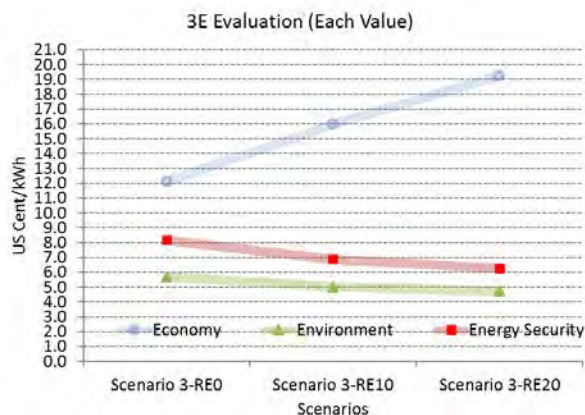
(2) 再生可能エネルギーを考慮した 3E 評価

前述の「3E」評価指標計算方法に基づき、それぞれの指標を PDPAT にて計算した結果を図 11-48、図 11-49 に示す。RE シナリオ 10 および RE20 シナリオでは、再生可能エネルギーの導入にかかるコスト増分が大きな影響を与えるため、発電原価が大きく上昇する結果となる。

表 11-44 各電源開発シナリオの「3E」評価結果 (再生可能エネルギー拡大シナリオ)

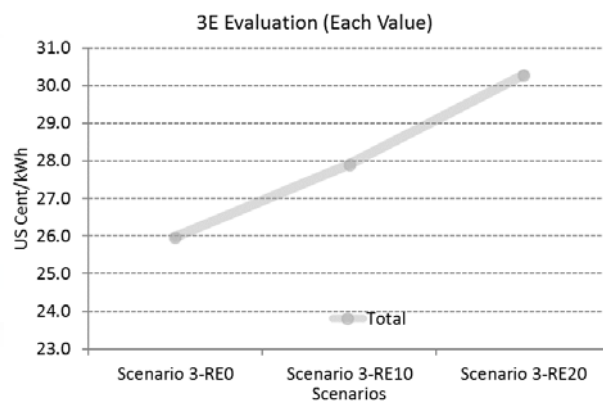
| シナリオ | 構成 | 経済性 | 環境性 | エネルギー供給安定性 | 合計 |
|--------|----------------|------|-----|------------|------|
| 3-Base | ガス 35%, 石炭 35% | 12.1 | 5.7 | 8.2 | 26.0 |
| 3-RE10 | ガス 35%, 石炭 25% | 16.0 | 5.0 | 6.9 | 27.9 |
| 3-RE20 | ガス 25%, 石炭 25% | 19.2 | 4.7 | 6.2 | 30.2 |

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 11-47 「3E」評価結果 (各指標)



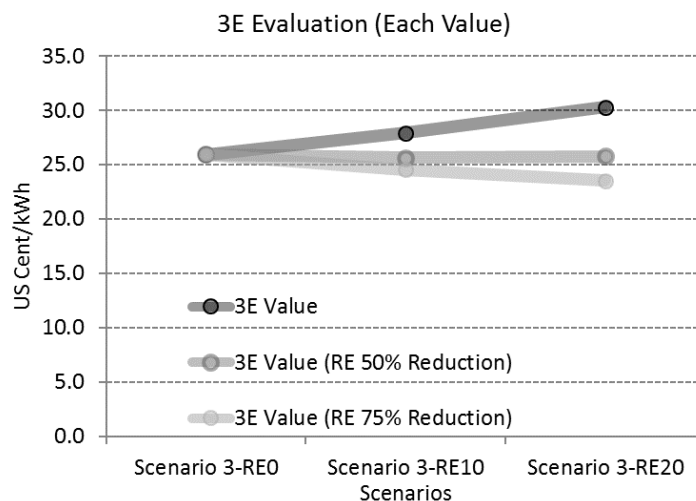
出典：JICA 調査団

図 11-48 「3E」評価結果 (合計)

(3) 再生可能エネルギー導入コストに関する感度分析

経済性指標である発電原価が 3E 評価に大きな影響を与えるため、再生可能エネルギーの導入コストを変化させて感度分析を実施する。導入コストを 50%減少させたケースと 75%減少させたケースの比較結果を図 11-50 に示す。

導入コストを 5%減少させたケースで初めて 3E 評価が再生可能エネルギーを導入しないケースを下回る結果となる。したがって、将来的には技術革新等による再生可能エネルギーの導入コスト変化を考慮にいれつつ、再生化の可能エネルギー導入の割合を検討していくことが望ましい。



出典：JICA 調査団

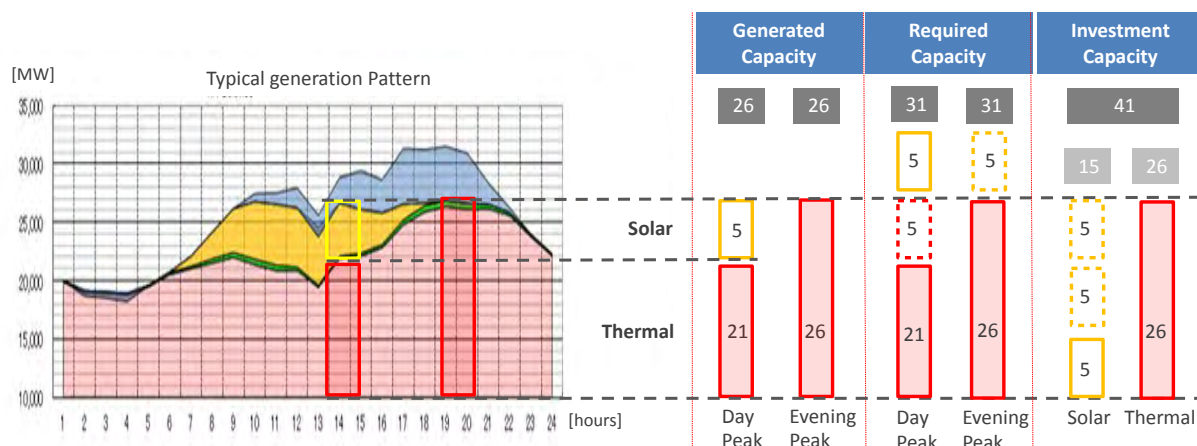
図 11-49 「3E」評価結果（再生可能エネルギー拡大シナリオ）

(4) 再生可能エネルギー拡大への挑戦と課題

下図は、日本における夏季ピークの火力と太陽光の運用パターンをイメージ化したものである。これによると、ある夏の晴天日、太陽光発電は、朝 7 時ぐらいから徐々に出力を上げ、10 時頃から 14 時あたりまで、最大 5,000MW の出力を発電する。この時、火力は、設備容量 26,000MW のうち、太陽光の出力増加と相反する形で、出力を徐々に低下させ、10:00~14:00 のピーク時には、21,000MW となる。さらに、夕方にかけて太陽光出力がゼロとなり、再び火力発電所が出力を増加する運転に入り、火力 26,000MW となったところで evening peak の体制を整えることとなる。

昼ピーク時には、太陽光 5,000MW 導入のために、火力設備が 5,000MW が運転休止しており、必要設備量としては、昼/夜ピークに対して、火力 26,000MW、プラス太陽光 5,000MW の合計 31,000MW を所有する必要がある。さらに、再生可能エネルギーは天候により出力が変動するため、この不確実性を正確に判断することは非常に難しいが、ここでは、再生可能エネルギーのピーク需要に対する貢献度（期待値）を経験的に 30%程度と定め、kW 価値を算定する。再生可能エネルギーの年間を通じた実供給量を簡単のため 5MW とした場合、5MW を期待値 0.3 で除すると、大凡 15MW の投資が必要であることが分かる。よって、MW ベースで再生可能エネルギーの目標値を設定した場合、年間通じて安定的に供給すべく必要な再生可能エネルギー量は、大凡 3 倍の設備量となることに、十分配慮する必要がある。

需要想定で前述したとおり、バ国では、現在夜間ピークであり、経済発展とともに、2030~2035 年頃、徐々に夜間から昼間のピークへとシフトしていくと想定している。電源計画では、通常、年間の最大需要に対しての最適電源構成比を考慮することが一般的である。太陽王（再生可能エネルギー）に蓄電池を併用し、夜間ピークに活用するといったことも、コスト面、運用面を度外視すれば不可能ではないが、再生可能エネルギーの出力の不確実性を考慮すると、ある程度、経済発展を達成し、昼間ピークとなった段階で、展開する方がよく、まずは、需要と供給のバランスを整えるために、一般電源を拡充させることに傾注すべきと考える。



出典：JICA 調査団

図 11-50 再生可能エネルギー導入時の運用パターン

11.18 最適エネルギーミックス達成に向けたロードマップ

11.18.1 概論

最適エネルギーミックス達成に向けたロードマップは、以下に示すとおりである。

(1) 短期的(2020年まで)

- マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化
 - ✓ 計画策定に関わる組織間の協働・連携
 - ✓ マイルストーン計画のローリング見直しによる定期的更新
 - ✓ 包括的な統計処理機能の強化
 - ✓ Key Performance Indicators に基づく数値目標管理の導入
- 投資環境の改善支援方策
 - ✓ PPA の改善
 - ✓ FDI における免税措置の強化
 - ✓ 手続きの迅速化
 - ✓ 国際機関による与信補完
- 輪番停電をゼロにする
- 発電所 O&M 改革、電気料金改定

(2) 短期-中期 (2025年まで)

- 高価な石油電源・レンタルパワーからの脱却,
- 官民連携による電力投資案件の促進
- 発電所 O&M 改革、電気料金改定

(3) 中期-超長期 (2041年まで)

- 大規模ベース電源の確保
- 官民連携による電力投資案件の促進
- O&M 改革、電気料金改定
- 経済性、環境性、エネルギーセキュリティを考慮したベストミックス電源の実現

表 11-45 電源開発に係るロードマップ

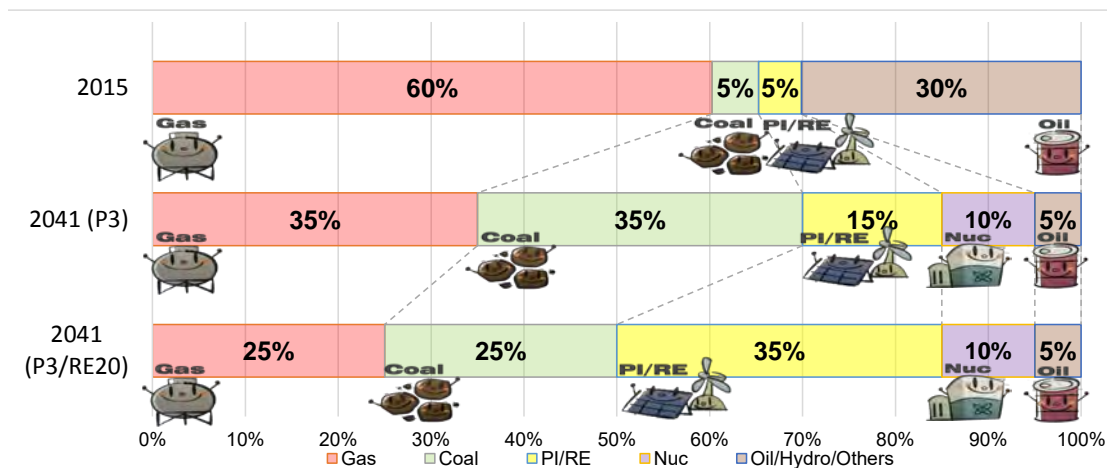
| Category PSMP2016 | Target | Action Plan | Short Term FY2016~2020 | Mid-Long Term FY2021~2025/2026-2035 | Super Long Term FY2036~2041 | |
|---|-------------------------|--|-----------------------------------|--|--------------------------------|-------------------|
| Power Development Plan | Optimized Energy Mix | 1. Energy mix: minimize 3E-Value(Economy/Environment/Energy Security) | | | | Energy Mix-Aim 3E |
| | | 2. Capacity building for MP revision | Well-organized planning climate | | | |
| | | -Collaboration between organizations for power and energy master plan | | | | |
| | | -Periodical rolling revision for milestone-MP | | | | |
| | | -Strengthen comprehensive statistical work function | | | | |
| | | -Introduction of KPI management | | | | |
| | | 3. Improvement in the investment climate | Well-organized investment climate | | | |
| | | -PPA improvement | | | | |
| | | -FDI improvement | | | | |
| | | -Prompt procedure of investment application | | | | |
| | | -Introduction of financial credit approval by international organization | | | | |
| | | 4. No load shedding | Power for all | | | |
| | | 5. Exiting from high cost rental power | | | | |
| | | 6. Securing low cost power supply for baseload | | | | |
| 7. Integrated energy infrastructure (Port facility for fuel terminal) | | | | | | |
| 8. Securing low cost power supply for baseload | | | | | | |
| 9. Integrated energy infrastructure (Port facility for fuel terminal) | | | | | | |

出典：JICA 調査団

11.18.2 最適エネルギーミックス達成

エネルギーミックスによる電源構成について、経済性、環境性、エネルギーセキュリティ性の3E最小化を目標とすると、現状のガス依存からの脱却としてガス比率を現状比で半分程度まで低減させるとともに、高価な石油系レンタルパワーからの出口戦略として、比較的安価な大規模石炭や、隣国からの国際連系線などを計画的に拡大し、2041年断面で、ガス、石炭、その他の比率が比較的均等に構成される電源ポートフォリオを目指す。

さらに、一般的電源に比べ、投資コストが高価な再生可能エネルギーについて、今後、技術進歩やさらなる社会的普及により、コスト面が改善されることが想定され、そうした条件が整えば、ゼロエミッション電源の拡充を目指す世界的トレンドに同調し、再生可能エネルギーの積極的な導入並びに、化石燃料の削減へとシフトすべきと考える。



出典：JICA 調査団

図 11-51 再生可能エネルギー拡大を含むエネルギーミックス

11.18.3 マスタープランの実施・モニタリングへ向けた提言

(1) マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化

(a) 計画策定に関わる組織間の協働・連携

「バ」国では、電力開発計画については、電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) の電力局 (Power Division) が所管し、計画策定の実務は電力開発庁 (BPDB) が担当している。他方、電力以外のエネルギー供給計画については、同省エのネルギー鉱物資源局 (Energy and Mineral Resources Division: Energy Division) が所管し、実務に関しては Petrobangla や石油公社 (BPC) 等が担当している。

このように、電力とその他エネルギーとで並列して所管が分かれていることから、同国全体のエネルギー需給のあり方について包括的に検討する体制が確立しているとは言い難い。今後「バ」国内の天然ガス生産が飽和・枯渇に向かうことが予想される一方、エネルギー需要は高い伸びを続けることにより、輸入エネルギー資源への依存が高まっていく見通しである。

こうした中、限られた国産エネルギー資源をどの分野に優先的に振り向けるか、またどの輸入エネルギー資源をどれだけ調達し、どのセクターにどれだけ供給することが必要であるか、包括的な視点からエネルギー供給計画を策定することの重要性が一層高まると考えられる。

本調査では、「バ」国におけるエネルギー資源の最適利用のあり方についてセクター横断で検討することが同国にとって有益であるとの考え方にに基づき、2041年までの「バ」国における電源開発計画及び同国全体の一次エネルギー供給計画とを統合し、一体的なエネルギーマスタープランの作成を行った。

上述の電力開発計画・エネルギー供給計画の策定に際して、実績値や設備投資計画等、将来予測に必要なデータの所管を特定し、かつこれらを一元的に集約する仕組み作りが必要となるが、現時点では、それぞれのデータを所管する組織の間で必ずしも緊密な連携が図られていない。

そのためには、計画策定に必要な全てのステークホルダーが関与・情報共有し両計画を一体的に策定・実施する枠組みを形成していく必要がある。

(b) マイルストーン計画のローリング見直しによる定期的更新

これまで、PSMPは5年に1度の割合で、マイルストーン計画として策定されているものの、定期的なローリング計画による見直しは、十分に行われてこなかった。本来、電源開発計画は、需要想定のもと、適切な供給信頼性基準に基づき、供給計画が策定される。しかし、計画に対する実運用開始実績の割合が低いために、投資有望リストが、そのまま、電源開発計画に盛り込まれる傾向にある。本来、プロジェクトの計画・準備の進捗度合いに応じて、需要や供給信頼性基準に沿った計画の修正が必要である。その他、経済状況、国産天然資源などのエネルギー需給状況、電力需給などの変化を捉え、本調査を通じて策定された電力開発計画及びエネルギー供給計画は、今後、最低でも1年に1回程度、情勢変化を踏まえて定期的な更新を行っていく必要がある。

(c) 包括的な統計処理機能の強化（電力消費量とエネルギー消費量の的確な把握）

BPDBでは、自社が直接顧客に販売している電力量及び他の配電事業者に卸売している電力量は記録しているが、この合計値はBPDBが販売した電力量ではあるものの、BPDBを含む各配電事業者から最終需要家に販売され消費されている電力量とは異なるものである。「バ」国全体の電力消費の動向をより精緻に分析するためには、全配電事業者の最終需要家への販売電力量を住宅用、商業用、産業用等のセクター別に把握することがより需要である。電力局及びBPDBのイニシアチブにより、こうした全国大での電力消費実績に関する統計データがルーチンとして一元的に作成されることが求められる。

また、現在の組織体制においては、住宅、商業、産業、運輸等の各セクターにおいて、電力、ガ

ス、LPG、石油製品、非商業燃料（バイオ燃料）等のエネルギー供給をどのように組み合わせて使用しているのか、エネルギー消費状況を包括的に把握することを主管する政府機関が存在しないことも本調査を通じて確認された。調査団にて関係機関に聞き取り調査を行った際、天然ガス需要の増加を抑制すべく、今後住宅部門や運輸部門における新規のガス供給を制限して代わりにLPGへ誘導すべきとの意見があったが、仮に長期的なエネルギー需給バランスの視点もなくこうした方針が実施されると、結果としてLNGより高コストになる傾向が強いLPGの調達量が急増し国全体のエネルギーコスト負担が重くなる可能性もある。国全体のエネルギー資源の長期的な最適配分を実現すべく総合的にエネルギー政策を検討し調整する機能を強化することは急務である。これら、包括的な統計処理機能をどの機関で担うかは、バ国政府が決定すべき事項ではあるものの、電力・エネルギーマスタープランの定期的な更新の必要性を鑑みるに、MoPEMR内に、Power DivisionとEnergy Division管轄組織の全てのデータが集まるような包括的統計局の設置を推奨する。

(d) Key Performance Indicatorsに基づく数値目標管理の導入

加えて、こうした計画の策定に際しては、「バ」国のエネルギー政策が目指す方向性を明確に示すべく、適切な評価指標（KPI: Key Performance Indicators）を設定し、これらに基づく数値目標を策定することが望まれる。特に、今後同国のエネルギー需要の更なる急増が見込まれる中、エネルギー需給の効率化（省エネルギー）に向けた目標値の作成は必須である。また状況（外部要因）の変化によってこれらのKPIがどのように変化するか評価した上で、必要に応じて状況変化を反映して目標及び計画を柔軟に見直していく能力も求められる。

以下に、電力・エネルギーセクターにおける目標設定に資するKPIの例を挙げる。

- 省エネルギー：エネルギー消費量のGDP原単位（toe/million BDT）、GDP弾性値等
- 経済性：エネルギー供給1単位あたりコスト（BDT/kWh）等
- 環境配慮：温暖化ガス排出係数等
- 安定供給：エネルギーセキュリティ指標（輸入依存度、調達先の多様化）、平均停電回数・時間（SAIFI、SAIDI）等
- エネルギー最適供給：上記3Eのバランス（統合指標）、エネルギー源別構成比等

現状の「バ」国関係機関においては、こうした新たな課題に対応できるだけの組織的・人的能力が十分に整っているとは言い難く、計画策定、政策実施、モニタリング評価能力等を向上するための国際的な支援も必要と考えられる。日本からも、これまで政策アドバイザーの派遣や研修プログラム、能力向上支援プログラム等が実施されてきたが、今後も引き続き、こうした支援策を実施していくことが必要と考えられる。

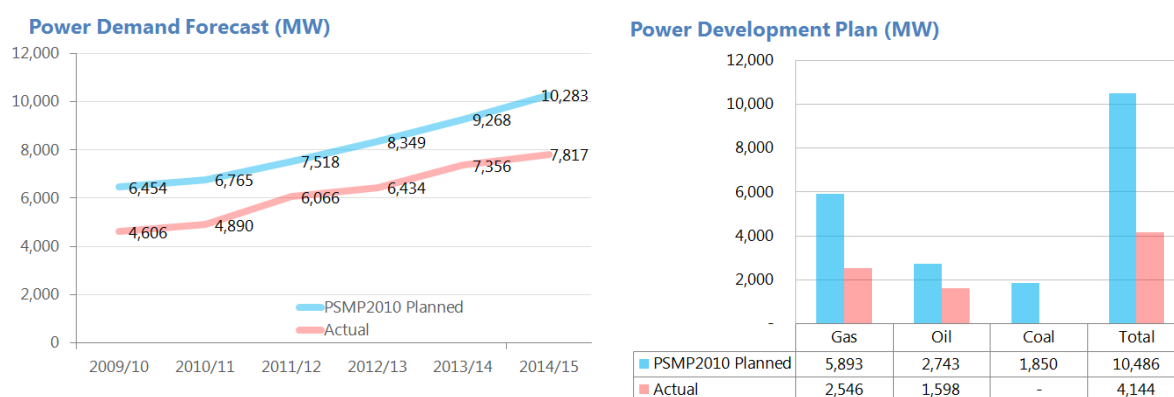
(2) 投資環境の改善方策

(a) 概論

バ国では、今後、著しい経済成長が想定され、電力需要の増加に伴って設備の増強計画が電源開発計画として策定される。しかしながら、実際には、電源計画章で詳述したとおり、計画通りには電源の建設が進んでおらず、供給面での制約により需要が抑えられ、そのために、潜在需要を考慮した需要想定との乖離も顕著となっている。このことは、おそらく、バ国の経済成長に少なからず、マイナスの影響を与えていることも否定できない。

様々な要因によって電源の建設が進まない現状では、いくら理論的に電源計画を策定しても、そのマイルストーンが単に空理空論に陥ることは明らかである。

従って、本項では、将来電源の魅力ある投資環境はどうあるべきか、投資者側からの意見なども踏まえたうえで、理想的投資環境について議論する。

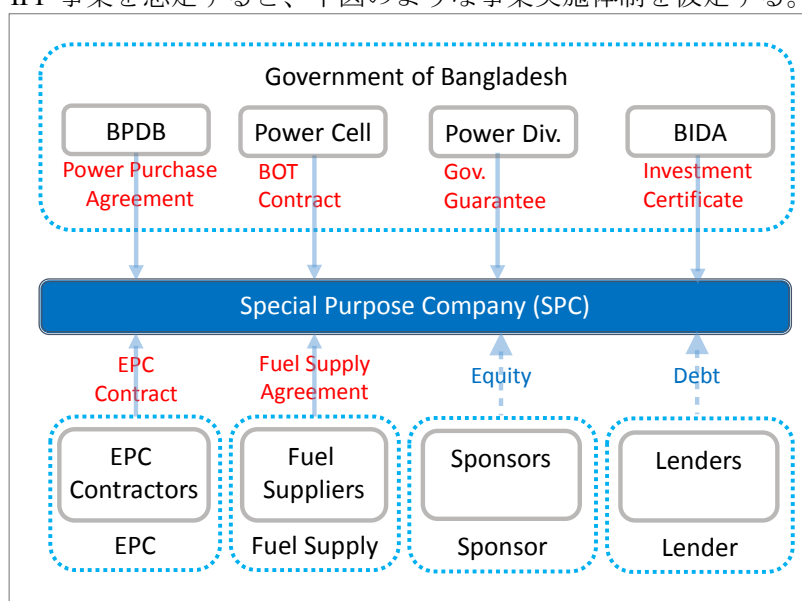


出典：JICA 調査団

図 11-52 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

(b) 事業実施体制

今後のバ国での電源開発は、これまでの国際機関がレンダーとなるパブリック・ファイナンス主体の借款事業と共に、より民間の技術や資本を活用した官民連携の投資案件が有望視される。仮に、バ国での IPP 事業を想定すると、下図のような事業実施体制を仮定する。



出典：JICA 調査団

図 11-53 IPP 実施体制

一般的に、事業者と出資者から構成されるスポンサーは、事業目的会社(SPC)を設立し、SPC と様々な関係機関が契約を結ぶことにより、事業リスクを最小化する。主要なプロジェクトリスクは、以下に示す項目に集約される。

- 国が直接的に関与するリスク
 - ✓ 売電契約、電力代金支払いリスク
 - ✓ 為替・送金リスク
 - ✓ カントリー・政治リスク
- 事業者が主にコントロールするリスク
 - ✓ 建設完工リスク
 - ✓ 燃料調達リスク
 - ✓ 運転保守リスク（送変電・配電建設リスクを含む）

(c) 国が直接関与するリスク

バ国の場合、SPC と BPDB との間で売電契約書 (PPA) が締結され、BPDB 単独でオフテイカーとなる。この契約が、基本、長期にわたる保証がなされるために、投資家はプロジェクト・ライフにおいて、投資の採算性を見込むことのできる重要な契約と位置づけられる。電力代金の支払いは、投資側はより外貨の比率を高く望むが、電気料金は現地通貨で需要者から徴収されるため、支払う側は可能な限り、現地通貨で支払いたいとの意思が働く。このバランスが、投資判断に大きく影響する。さらに、SPC が現地経費を差し引いて、利益分を現地通貨で蓄えたとき、それらを外貨に為替交換し、母国へ送金する際の、為替制約などが存在すると、それも、投資の弊害となる。

SPC の設立や建設の許認可等は、Power Cell、政府保証は、財務省の了解を取った上で、Power Division が出している。外資による投資 (Investment) については、許認可の一切を BOI (Board of Investment Bangladesh) が行っていたが、近年、ワンストップ機能強化を目的に BIDA (Bangladesh Investment Development Authority) という新組織で実施しており、こうした投資家ニーズを意識した組織改編は、政府の動きとして大いに評価すべきと考える。また、事業体の設立 (SPC 等) にあたっては、一般的には自国・地場産業の育成という概念から、現地資本との JV が条件づけられ、外資投資家単独での事業参画は認可されず、このことは、バ国でも例外ではない。

当然のことながら、約束されたルールや契約が確実に履行されることが重要であり、そのためには、カントリー・政治リスクが最小化されることが大前提となる。以上が、政府が直接的に関与するリスク契約事項である。

(d) 事業者が主にコントロールするリスク

事業者側の責任によってリスクヘッジする項目として、建設完工リスクがあり、SPC と EPC コントラクター間での EPC 契約があげられる。燃料調達リスクは、個別案件毎に異なるが、事業者側の取るべきリスクと位置づける。運転保守リスクも、同様に事業者がコントロールすべきリスクとなる。

電源が予定どおりに建設・運用開始されても、さまざまな要因で、送電線、変電所計画に遅延が生じ、建設が完了しても、予定どおりに送電できないリスクも存在する。投資範囲に送電設備が含まれていない場合、他のプロジェクトをコントロールすることは、極めて困難と思われる。こうしたリスクを事業者が責任を負う仕組みが必要である。

(e) 改善提案

■ 売電契約 (PPA)

PPA において、外資が十分に様々なリスクに対応できるレベルのタリフ水準を確保。また、電力タリフはドル建て、且つ、入金された米ドルは、その送金目的を問わず、自由に海外送金できるような特権を付与する。

■ FDI における免税措置

プラント建設時に必要な一切の資機材の輸入関税の免税、法人税・個人所得税の一定期間の免税、事業者が使う車両・重機・特殊機械などの輸入税免税など対象。

■ 手続きの迅速化

より良いルールが確立された後も、迅速な許認可を行うことが肝要。

■ 国際機関による地元資本パートナーへの与信補完

バ国における IPP 成功事例の多くは、地場大手企業を中心とした、政治・官僚・企業のトライアングルの関係を構築できたプロジェクトである。同じ事を外資投資家として実施することは、土地収用が外資単独では法的に不可能なため、必ず現地資本との JV 事業体が必須となる。そのため、プロジェクトキャッシュフローが確実に履行されるよう、長期にわたる地元資本パートナーとの共同投資事業となり、こうしたパートナーの与信力が、外資の投資判断の大きな部分を占めるともいえる。例えば、「モデル PPP 事業」として大型 IPP を推進するとの仕立てで、地場産業での与信に対して、国際機関などがギャランターとなり保証を入れ、信用補完を行う。具体的には PPA に何らかの反故が生じた場合、ギャランターが代わってその代金を払うことや、ディベロッパーの損害をしっかりとカバーしてくれる仕組みを作る。

第 12 章 水力発電

12.1 包蔵水力調査の概要

12.1.1 背景

Bangladesh の気候は、亜熱帯モンスーン気候で、特徴として雨が多いことが挙げられる。10 月から 3 月にかけての冬季は温暖、北東モンスーンが吹き乾燥する。夏季は 3 月から 6 月にかけて高温多湿な時期が続き、6 月から 10 月にかけてスコールとモンスーンが襲来する。降水量は、西部で年間約 1500~1800mm、ダッカ周辺で 2000mm 程度、そして北東部のアッサム丘陵近くでは年間 5000mm を超える降雨量を記録する。南東部にあたるチッタゴン丘陵地帯では年間 2500~4000mm 程度である。このように、 Bangladesh は降雨量が比較的多く、特に北東部や南東部では水資源を有する。

一方、地形に関しては、 Bangladesh の国土の大部分はインド亜大陸のベンガル湾沿いに形成されたデルタ地帯であり、沼沢地とジャングルが多く、大部分が海拔 9m 以下の低地である。唯一起伏のチッタゴン丘陵地帯においても標高 300m~600m 程度(最高地点:ケオクラドン山 1230m)であり、水力発電計画上重要な落差が得られにくいいため、豊富な水資源があるにもかかわらず水資源に乏しいと言える。

Bangladesh における唯一の水力発電所は、総出力 230MW のカルナフリ (カプタイ) 水力発電所である。1,2 号機 (40MW×2 台) 及び 3 号機 (50MW) は米国支援により、それぞれ 1962 年及び 1982 年に運転開始し、1987 年には我が国支援による 4, 5 号機 (50MW×2 台) が運転開始している。さらに、ピーク供給力の増強を目的として 6,7 号機の増設が円借款案件として計画されたが、環境影響評価や住民同意取得が進まず、円借款供与に至らなかった。これは、カプタイ湖周辺に暮らしている複数の先住民族と入植ベンガル人との間の紛争、また、カプタイダム建設時の補償問題などが根底にある。今なお、同地域の治安は悪く、当地域への入域は制限されている。

このような情勢においても、 Bangladesh 政府は、CO₂ 排出量増加の抑制のためあるいは系統安定のために水力開発の進展を期待している。そこで、将来の水力プロジェクトの候補地点を抽出することを目的に、揚水発電地点および小水力 (一般水力) 地点の調査を行った。

12.1.2 調査目的

当調査は、将来の開発対象の水力候補地点の抽出を目的とする。揚水発電所及び従来型水力所あるいは小水力発電所を当調査の対象とする。

12.1.3 調査フロー

揚水発電及び小水力発電の候補地点抽出の調査フローは、図 12-1 に示すとおり。

12.1.4 調査における制限

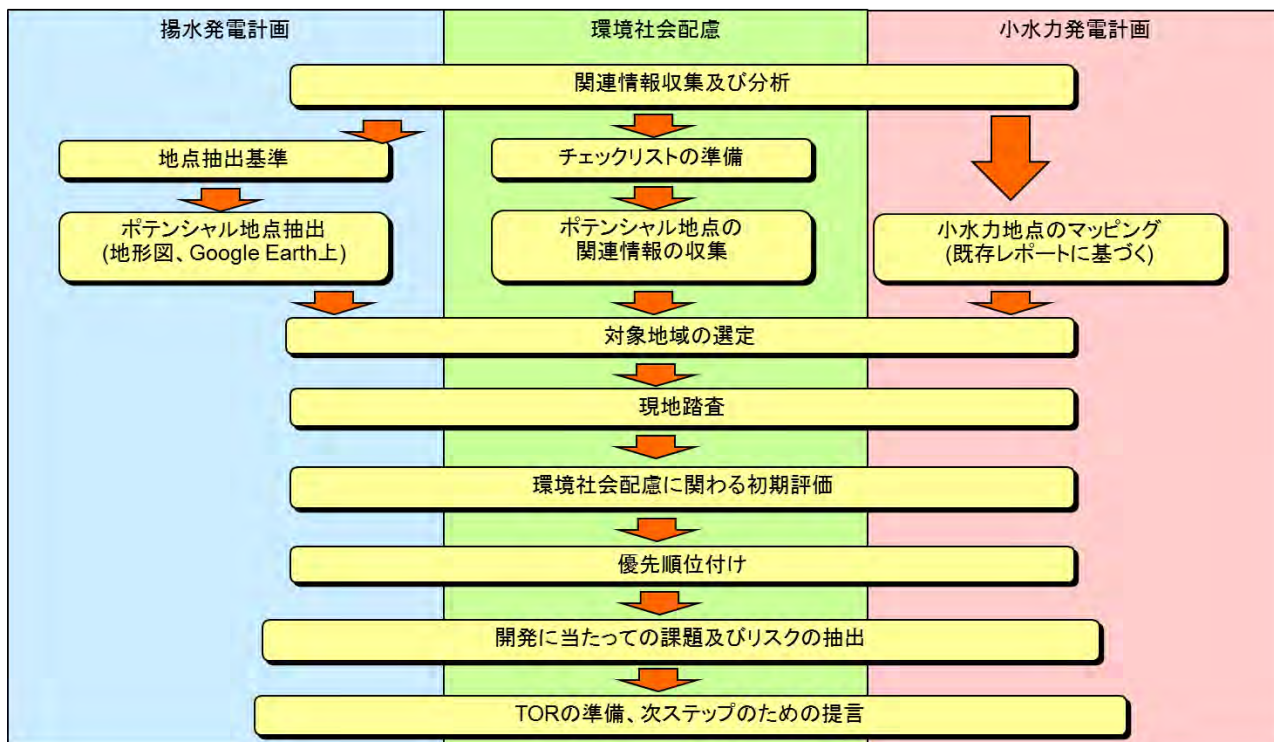
調査過程において、調査団は以下のような困難に直面した。

- 入手可能な地形図の制限
- 安全上の理由での候補地点へのアクセスの制限

チッタゴン丘陵地域で入手可能な地形図は、等高線間隔が 100m の 1/50,000 地形図に限られたため、それらの地形図が水力プロジェクトの計画や概略設計に用いることは出来なかった。従って、JICA 調査団は Google Earth を用いて地点抽出を行ったが、その制度は限られたものであった。

JICA 調査団は、安全上の理由でチッタゴン丘陵地域の遠隔地へのアクセスにおいての困難に直

面した。地点踏査時に調査団はセキュリティーガードを雇用した。しかし、丘陵地域内での滞在は日中に限られ、また車両でアクセスできる場所までに制限された。さらに、地元住民へ直接話しかけることも出来なかった。



出典：JICA 調査団

図 12-1 包蔵水力調査の調査フロー

12.2 バングラデシュ国における水力開発の現状

12.2.1 カルナフリ水力発電所の概要

カプタイダムは、カルナフリ川沿いのカプタイにあり、ランガマティ県チッタゴンの上流 65km に位置する。そのダムはアースフィルダムであり、カプタイ湖として知られる貯水池の貯水量は 64.77 億 m³ である。ダム及び貯水池の第一の目的は発電である。その建設は 1962 年に完了した。230MW カルナフリ水力発電所の発電機は 1962 年～1988 年に運転開始した。当発電所はバングラデシュ唯一の水力発電所である。

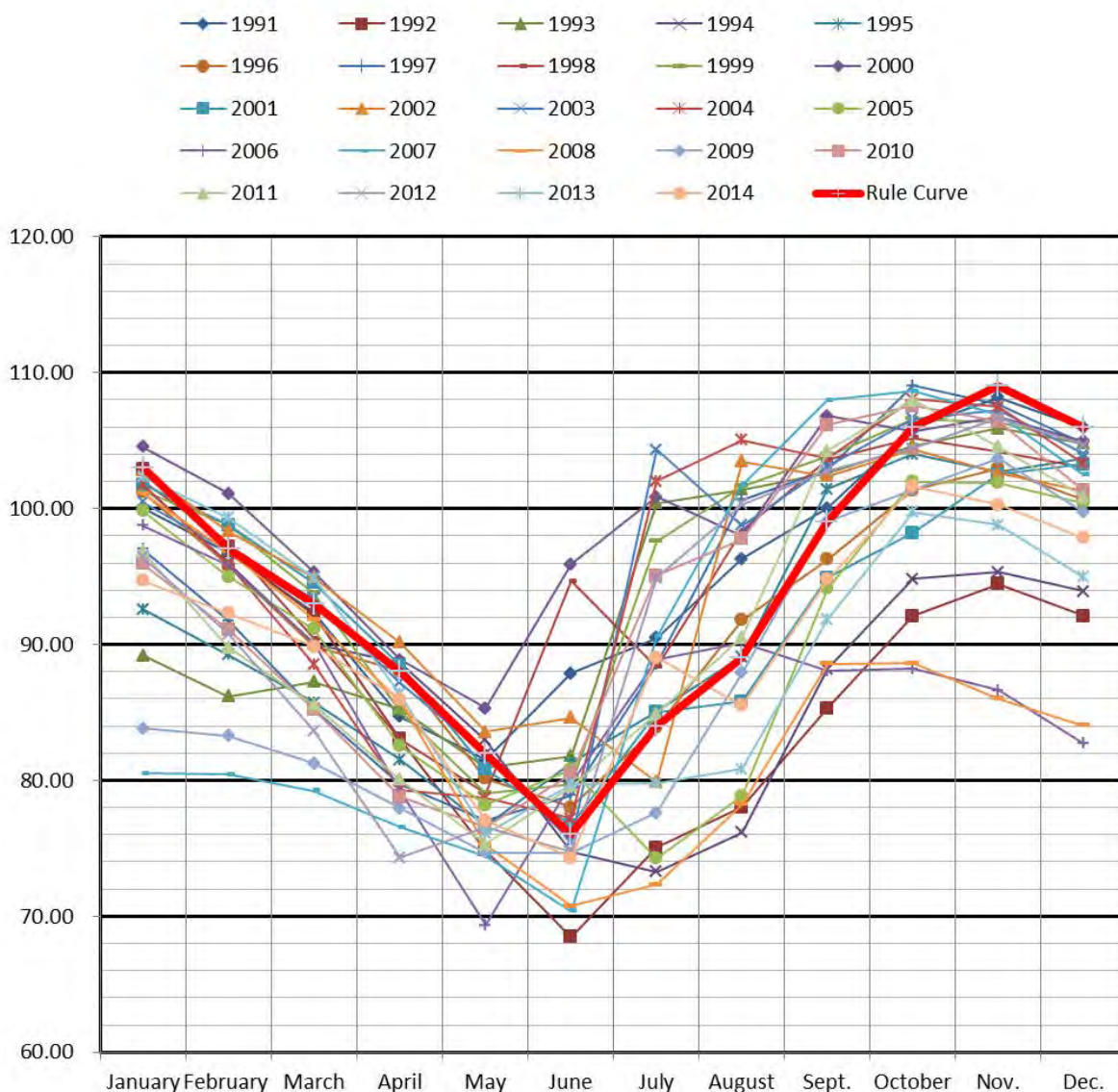
カルナフリ水力発電所が最初に計画された 1906 年に、簡易踏査が行われた。2 回目の調査が行われたのは 1923 年である。1946 年に、カプタイの現在のダム地点から約 65km 上流のバルカルの地点を、E. A. Moore は提案した。1950 年に、Marz Rendal Vatten Consulting Engineers が、カプタイから約 45km 上流のチラルダックを提案し、1951 年には現サイトの 11km 下流に政府の技術者が提案した。最終的には、灌漑の主任技術者の Khwaja Azimuddin の指導により、同 1951 年、建設地点は現在の位置に決定された。

建設業者として、Utah International Inc. が選定された。ダムの建設は 1957 年に開始された。建設の第一期工事が完成したのは 1962 年であり、ダム、洪水吐、水圧管路と 2 ユニットの 40MW 化プラン水車と発電機が据え付けられた。1982 年 8 月に、第 3 ユニットの 50MW が運転開始された。1988 年、50MW の第 4 号機、5 号機の水車・発電機が据え付けられ、総出力が 230MW になった。

カプタイダムは、堤高 45.7m、堤頂長 670m のアースフィルタイプダムであり、左岸側に幅 11.5m

のラジアルゲート 16 門の洪水吐を有している。ダム建設により、655 km² の土地が水没した。そのうち 220 km² は耕地であり、その地域の 40% の耕地に当たる。また、それにより 18,000 世帯と、チャクマ族の 70% に当たる 100,000 先住民の移転が強いられた。この湛水により、オリジナルのランガマティ市街地と構造部が水没させた。

貯水池運用計画曲線は、図 12-2 に示すとおり、最高水位は 11 月に 33.2m、最低水位は 6 月に 23.2m となっている。実際は、年苑工量が異なるため、この湛水曲線とは異なった貯水池運用となっている。



出典：JICA 調査団

図 12-2 カルナフリ水力発電所 貯水池運用計画曲線と実績運用

12.2.2 バングラデシュにおける包蔵水力及び水力開発計画

現時点で、Bangladesh における包蔵水力及び水力開発計画の調査は 2 つだけある。Bangladesh における最初の包蔵水力調査は、US-AID の支援の下、1981 年に国家地方電化組合協会 (NRECA) によって行われた。その調査は、Chittagong 丘陵地域を除く全国の小規模水力候補地点を対象としている。二番目の調査は、Chittagong 丘陵地域における従来型水力候補地点を対象に、電力エネルギー鉱物資源省(MPEMR)によって 2014 年に実施された。

過去に実施された調査の概要は、以下に記載するとおりである。

(1) Bangladesh における小規模包蔵水力調査 (Chittagong 丘陵地域を除く)

US-AID の支援の下、国家地方電化組合協会(NRECA)は、1981 年小水力包蔵水力調査を実施し、表 12-1 及び図 12-3 に示すとおり、20 地点がリストに挙げられた。

候補地点の多くは、灌漑用のダムや水路を利用するものであり、マイクロ水力の規模である数十から 200kW の比較的小規模なものである。数 MW 規模の候補地点は数地点のみである。この調査には、比較的起伏が大きいため高い水力ポテンシャルを有する Chittagong 丘陵地域は含まれていなかった。

表 12-1 全国の小水力候補地点 (Chittagong 丘陵地域を除く)

| Sites | Discharge (cfs) | Head (feet) | Available Operation Months (months) | Installed Capacity (kW) | Annual Generation (1000kWh) | Type |
|----------------------|-----------------|-------------|-------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------|
| Chota Kumira | 11 | 40 | 12 | 30 | 250 | New Storgae Dam |
| Hinguli | 12 | 15 | 12 | 12 | 100 | New Storgae Dam |
| Soalock | 70 | 35 | 12 | 170 | 1400 | New Storgae Dam |
| Longi | 15 | 10 | 12 | 10 | 90 | New Storgae Dam |
| Dudia | 6 | 25 | 12 | 10 | 90 | New Storgae Dam |
| Nikhari Chara | 17 | 40 | 12 | 50 | 400 | New Dam |
| Monu Barrage | 200 | 12 | 7 | 160 | 800 | Existing Dam |
| Marisi | 120 | 18 | 12 | 80 | 600 | Storage Dam |
| Bhgai-Kangsa | 280 | 18 | 12 | 190 | 1400 | Storage Dam |
| Dahuk | 140 | 12 | 12 | 75 | 500 | Storage Dam |
| Chawai | 200 | 12 | 12 | 100 | 700 | Storage Dam |
| Talma | 140 | 12 | 12 | 75 | 500 | Storage Dam |
| Patraj | 200 | 12 | 12 | 100 | 100 | Storage Dam |
| Tangon | 200 | 12 | 12 | 100 | 700 | Storage Dam |
| Teesta Canal Mile23 | 7300 | 10 | 12 | 5000 | 36000 | Canal Head |
| Rangpur Canal Mile7 | 2500 | 10 | 12 | 1700 | 12000 | Canal Head |
| Rangpur Canal Mile19 | 1800 | 10 | 12 | 1250 | 9000 | Canal Head |
| Rangpur Canal Mile33 | 1100 | 10 | 12 | 750 | 5000 | Canal Head |
| Bogra Canal Mile7 | 4000 | 10 | 12 | 2700 | 20000 | Canal Head |
| Teesta Barrage | 2000 | 7 | 7 | 1200 | 5000 | Dam |

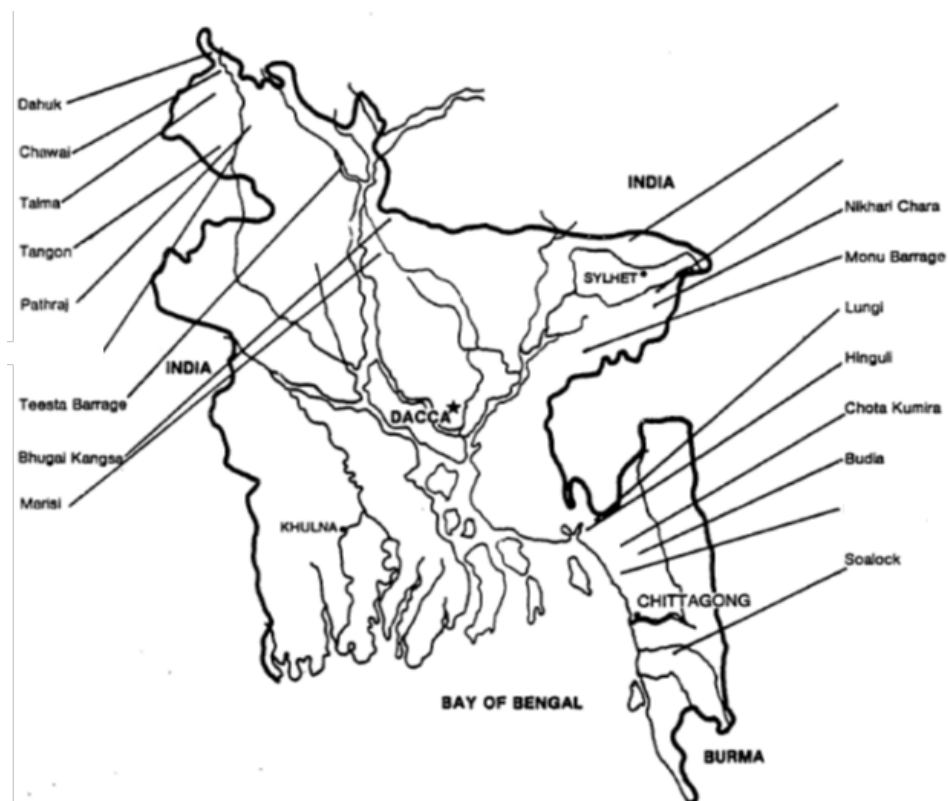
出典 : Bangladesh An assessment of small hydropower potential, NRECA, November 1981

(2) Chittagong 丘陵地域における従来型水力候補地点調査

電力エネルギー鉱物資源省(MPEMR)は米国企業の Streams Tech, Inc. (STI)に委託し、カプタイ水力発電所に次ぐ水力開発のための候補地点を探すために、Chittagong 地域の 3 つの流域 (Sangu 川、Matamuri 川、Bakkari 川) を対象に包蔵水力調査を実施した。

包蔵水力調査の結果、表 12-2 及び図 12-4 に示すとおり、18 地点 (Sangu 川で 10 地点、Matamuri 川で 5 地点、Bakkari 川で 3 地点) が抽出された。これらの地点の設備出力は 0.1 MW か

ら 201.7 MW である。



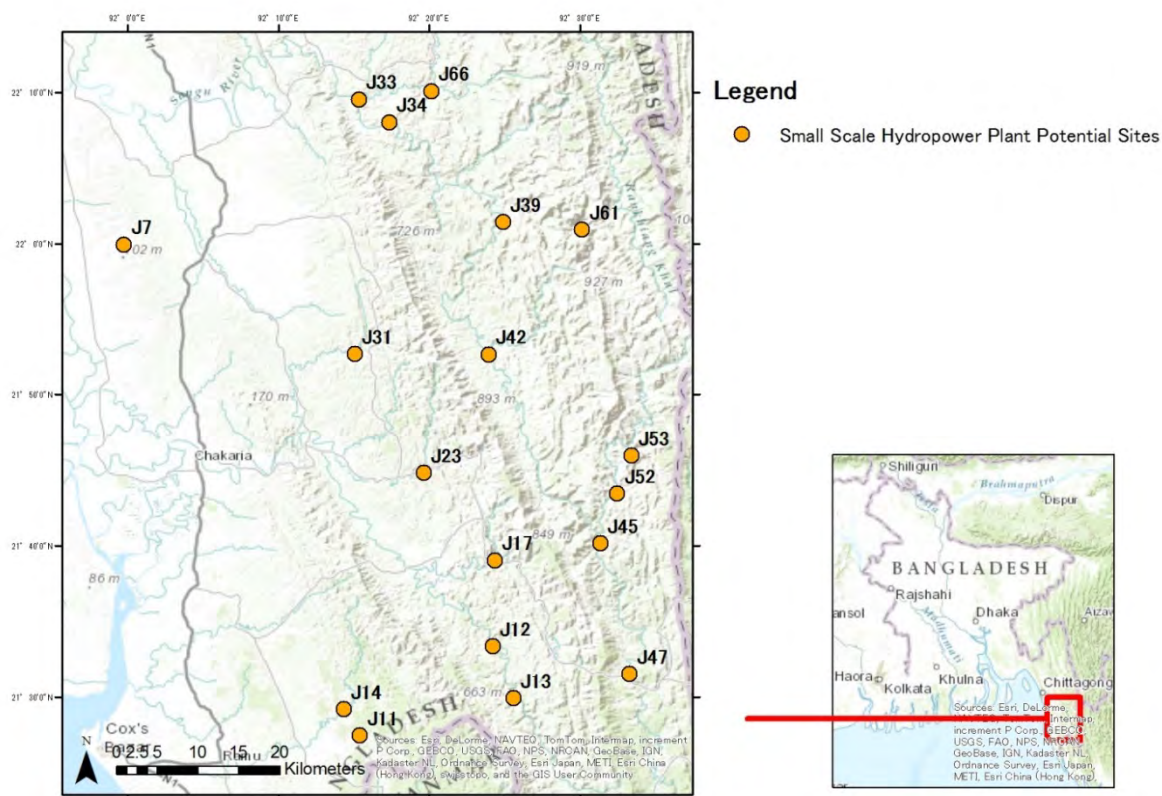
出典：Bangladesh An assessment of small hydropower potential, NRECA, November 1981

図 12-3 小規模水力候補地点の位置図

表 12-2 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点リスト

| River | Location | Head | Flow (m^3/s) | Power (MW) | Max. Energy (MWh/year) | Percent of Time |
|------------|----------|------|---------------------|---------------|---------------------------|-----------------|
| Sangu | J33 | 12 | 268 | 23.5 | 37,648 | 18.3 |
| Sangu | J34 | 20 | 217 | 31.8 | 50,877 | 18.3 |
| Sangu | J39 | 70 | 200 | 102.7 | 144,000 | 16.0 |
| Sangu | J42 | 60 | 156 | 68.6 | 96,676 | 16.1 |
| Sangu | J45 | 20 | 101 | 14.8 | 21,035 | 16.2 |
| Sangu | J47 | 40 | 47 | 13.9 | 16,126 | 13.3 |
| Sangu | J52 | 20 | 30 | 4.4 | 5,733 | 15.0 |
| Sangu | J53 | 30 | 25 | 5.5 | 7,106 | 14.7 |
| Sangu | J61 | 40 | 9 | 2.6 | 3,296 | 14.6 |
| Sangu | J66 | 20 | 31 | 4.6 | 6,426 | 16.0 |
| Matamuhuri | J12 | 20 | 55 | 8.0 | 7,406 | 10.6 |
| Matamuhuri | J13 | 15 | 41 | 4.5 | 4,430 | 11.3 |
| Matamuhuri | J17 | 50 | 21 | 7.5 | 8,295 | 12.7 |
| Matamuhuri | J23 | 50 | 16 | 5.9 | 6,535 | 12.7 |
| Matamuhuri | J31 | 10 | 10 | 0.7 | 842 | 12.9 |
| Bakkhali | J11 | 10 | 14 | 1.0 | 1,388 | 16.1 |
| Bakkhali | J14 | 10 | 16 | 1.1 | 1,547 | 15.5 |
| Banskhali | J7 | 12 | 1 | 0.1 | 95 | 13.1 |

出典：Study on Prospective Hydropower Generation in Southeast Bangladesh



出典： Study on Prospective Hydropower Generation in Southeast Bangladesh
 図 12-4 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点の位置図

(3) 他ドナー支援による水カプロジェクト

電力エネルギー・鉱物資源省、電力局、電力開発庁、また世界銀行や ADB、US-Aid からの聞き取りの結果、上述の 2 つの調査意外に、過去にも将来の計画にも水力開発に関わるプロジェクト、技術支援はないとのことである。

12.3 環境関連法規及び規則

水力開発に関連する環境関係の法律及び規則は、以下のとおり。

12.3.1 環境保護法

Bangladesh 環境保護法(Bangladesh Environment Conservation Act, 1995)には、環境保護、公害防止、保護区の指定、環境認可、工場排水基準、各種環境基準、廃棄物排出基準、環境ガイドラインの作成などの項目がある。 Bangladesh 環境保護令(Bangladesh Environment Conservation Rules, 1997)は、環境認可証明発行手続きなど以下の規定が記されている。

- 生態的重要地域の指定に関する規定
- 有害な自動車排ガス対策に関する規定
- 環境汚染・環境低下を引き起こす可能性のある事業の申請に関する規定
- 環境サンプリング申請に関する規定
- 環境認可証明取得手続き・費用・有効期限に関する規定
- 異議申し立てに関する手続き
- 環境基準・排出基準・廃棄物排出基準に関する規定

12.3.2 環境影響評価関連法制度とガイドライン

環境影響評価関連の手続きは、Bangladesh 環境保護令(1997)に定められており、工場施設のための EIA ガイドライン(EIA Guidelines for Industries, DoE, 1997)も作成されている。

本調査はマスタープラン段階に相当するが、Bangladesh にはマスタープラン段階に適用する戦略的環境影響評価の法制度は存在しない。

FS 段階の環境影響評価の手続きは、Bangladesh 環境保護令 (1997) に定められており、同令は、事業種を 4 つのカテゴリ - (Green,Amber-A,Amber-B, Red) に区分し、それぞれ異なる手続きを規定している。発電所(Power Plant)は、Red カテゴリに分類されており、これは初期環境影響調査 (IEE: Initial Environmental Examination) とそれに続く包括的な EIA とを自動的に要求されるものである。また、発電所事業に関しては、以下のような制限がある。

- 宅地エリア(Residential areas)に区分されているところに事業を立地してはならない
- 工業ゾーン(Industrial zones)に区分されているところか工場が集中しているところ、もしくは未指定エリアに事業を立地することが望ましい
- 商業エリア(Commercial areas)に区分されているところに容認限度以上の騒音、排煙、悪臭を排出する可能性のある事業を立地してはならない

Red カテゴリに区分された事業は、Bangladesh 環境保護令(1997)に従い、立地認可証(Site Clearance Certificate: SCC)と環境許可証 (Environmental Clearance Certificate: ECC) を取得する必要がある。SCC と ECC は通常同時に申請される。しかし、後に公害防止装置を設置する予定の事業は別々に申請することも可能。発電所の場合は、SCC と ECC は同時に申請する必要があり、その手順は以下の通りである。

- 1) 事業者は IEE と TOR/EIA を作成し、環境局(Department of Environment: DOE)に提出する
- 2) DOE は IEE と TOR/EIA を審査し、承認もしくは却下する
- 3) 事業者が IEE と TOR/EIA の承認を得た場合、事業者は EIA 調査を開始し、EIA レポートを作成する
- 4) 事業者は環境局に EIA 審査申請書を提出する
- 5) 環境局は EIA 申請書類をチェックする
- 6) EIA レポートが受け付けられた場合、事業者は環境局に ECC と SCC の申請を行う
- 7) 環境局は 30 営業日以内に ECC と SCC を発行するか、非承認の理由とともに却下する
- 8) 事業者は建設を開始することが可能になる

産業に係る EIA ガイドライン(1997)によると、EIA を作成する際、一般住民の参加が重要であり、効果的な住民参加を実現するにはより多くの住民と、より多くの種類の 방법으로情報公開や意見交換等を行う必要がある旨記載されている。産業に係る EIA ガイドラインに記載されている効果的な住民参加のための方法例は、以下の通りである。

- ラジオ・テレビ
- 新聞
- 広告
- ロビー活動
- ワークショップ
- 住民説明会
- 意見交換会
- 市民助言委員会

12.3.3 環境保全に関する関係機関の概要

「バ」国の環境行政は、環境・森林省（MoEF: Ministry of Environment and Forest）が中心的官庁となっており、国内環境にまつわる政策や規制問題についてのすべての事柄を一手に担っている。MoEF は、環境問題の重要性の高まりを受けて、1989 年に森林省に代わる省として創設され、現在は国家経済評議会の執行委員会の永久会員である。このグループは、経済政策問題の主要意思決定団体であり、すべての公的資金プロジェクト承認に責任を持つ。MoEF は、以下の技術/実行団体の活動の監視を行う。

- 環境局（DOE: Department of Environment）
- 森林局（DOF: Department of Forest）
- 森林産業開発機構（FIDC: Forest Industries Development Corporation）

環境管理の範囲を拡大し、遂行力を強化するために、政府は 1977 年環境公害管理条例を制定した。この条例により、環境公害管理委員会（Environmental Pollution Control Board）発足が提案された。これは、政策決定およびその実施手段の提案を目指すためのものである。1982 年、委員会は環境公害管理局（DEPC: Department of Environmental Pollution Control）と改称された。Dhaka、Chittagong、Khulna、Barisal、Sylhet、Rajshahi の 6 地域に分室が設置された。その後、大臣特別令により、DEPC から DOE に改称され、1989 年新たに設置された MoEF の管轄下に置かれた。

12.3.4 土地収用と住民移転関連法制度

土地収用と住民移転補償に関する法令には、土地収用法(The Land Acquisition Act, 1894)、不動産収用と徴用に関する法律(The Acquisition and Requisition of the Immovable Property (Amendment) Act, 1994)と 不動産収用と徴用に関する公告(The Acquisition and Requisition of Immovable Property Ordinance, 1982, revised 2004)がある。大まかな手順は以下のとおりである。

- 1) 事業者が副管理官(Deputy Commissioner)に土地・不動産収用の申請を行う
- 2) 副管理官は土地収用申請の受理を公告し、現地調査を行う
- 3) 副管理官は土地収用の決定を公告する
- 4) 副管理官は補償額を決定し、補償金を支払う
- 5) 土地収用を実施する

事業者による移転補償計画（Resettlement Action Plan）作成や住民説明会は義務付けられていないが、土地を所有する住民は公告に対する異議申し立てを行うことができる。

12.4 対象水力候補地点の選定

12.4.1 揚水発電候補地点の基準

(1) 揚水発電候補地点の抽出条件

技術面、経済面、環境社会面を考慮して、揚水発電地点抽出のための基準を表 12-3 に示すとおり設定した。しかし、実際は、入手できるデータの限界を考慮し、地点抽出の参考としてのみ活用した。

候補地点の比較のため、候補地点の規模を考慮して設備出力は 500MW として統一して設定した。

表 12-3 揚水発電候補地点の抽出基準

| 項目 | | 考慮点 | 基準 | |
|------|----------|---|--|----------------------------|
| 技術面 | 発電計画 | <ul style="list-style-type: none"> ピーク運転時間 発電出力 | <ul style="list-style-type: none"> 7 時間 約 500 MW | ○ ○ |
| | 機器の製造限界 | <ul style="list-style-type: none"> 設計落差 K 値 (Hpmax / Hgmin) 最大利用水深 | <ul style="list-style-type: none"> 750m 以下 1.25-1.4 以下 最大 30m (全面遮水壁の場合、最大 40m) | ○ ○ ○ |
| | 位置/レイアウト | <ul style="list-style-type: none"> 下部調整池の集水面積 堤頂長 堤高 水路長 水路延長 / 落差 (L/H) 地下発電所の地山被り | <ul style="list-style-type: none"> 50km² 以上 500m 以下 200m 以下 10km 以下 10 以下 500m 以下 | ○ ○ ○ ○ ○ ○ |
| | 地質条件 | <ul style="list-style-type: none"> 活断層 断層及び破碎帯 地滑り地域 上部調整池の周辺岩盤の透水性 | <ul style="list-style-type: none"> 活断層からの距離 10km 以上 大規模断層・破碎帯の回避 大規模地滑り地帯の回避 石灰岩地帯/第四期火山岩地帯の回避 | ● ● ● ● |
| 地形条件 | | <ul style="list-style-type: none"> 需要地及び揚水電源からの距離 電力系統からの距離 アクセスしやすさ | <ul style="list-style-type: none"> 需要地・揚水電源から近いこと 電力系統から近いこと アクセス条件が良いこと | ○ ○ ● |
| 環境面 | 自然環境 | <ul style="list-style-type: none"> 保護地域 (例えば国定公園) 絶滅危惧種 | <ul style="list-style-type: none"> 重要な保護地域の回避 (自然公園、国定公園、ラムサール条約指定地等) 貴重種の生息地の回避 | ○ ● |
| | 社会環境 | <ul style="list-style-type: none"> 鉱業権 歴史文化財 移転家屋数 | <ul style="list-style-type: none"> 鉱業権設定地の回避 歴史文化財の水没の回避 50 軒以下 | ● ● ● |

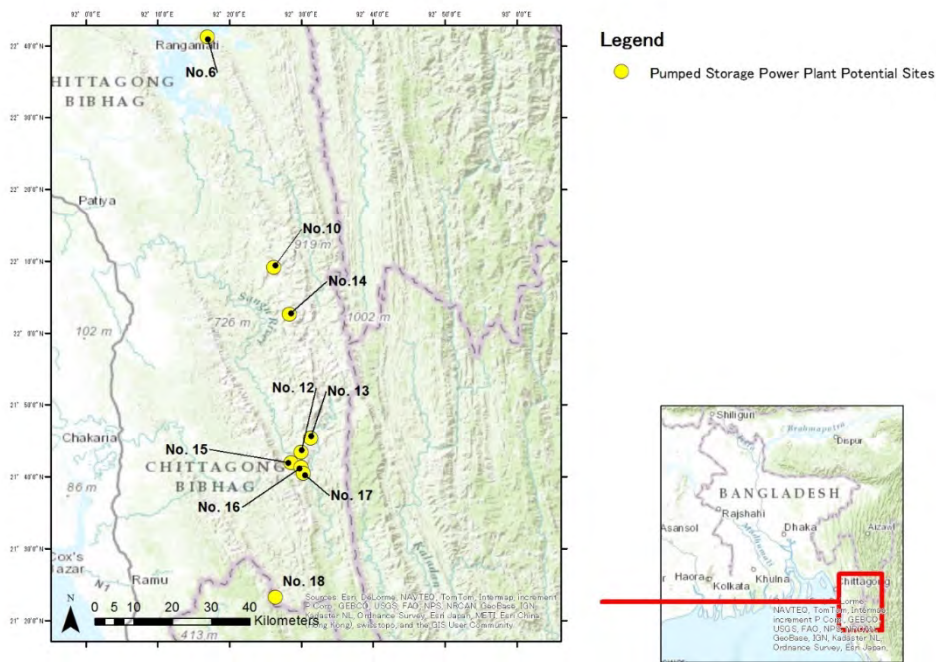
○： 地点抽出時に考慮されるもの ●： 現地調査で確認されるもの

出典： JICA 調査団

(2) 揚水発電候補地点の抽出

上述の揚水発電地点抽出のための基準を考慮し、Google Earth を活用して地点抽出を行った。その結果、図 12-5 に示すとおり合計で 9 候補地点を抽出した。

No. 6 地点は、カプタイ湖を下部調整池に利用するただ一つの候補地点である。他の 8 つの地点は、サングウ川流域において抽出され、それらはいずれも上部及び下部調整池の両方を新規に建設することが求められるものである。

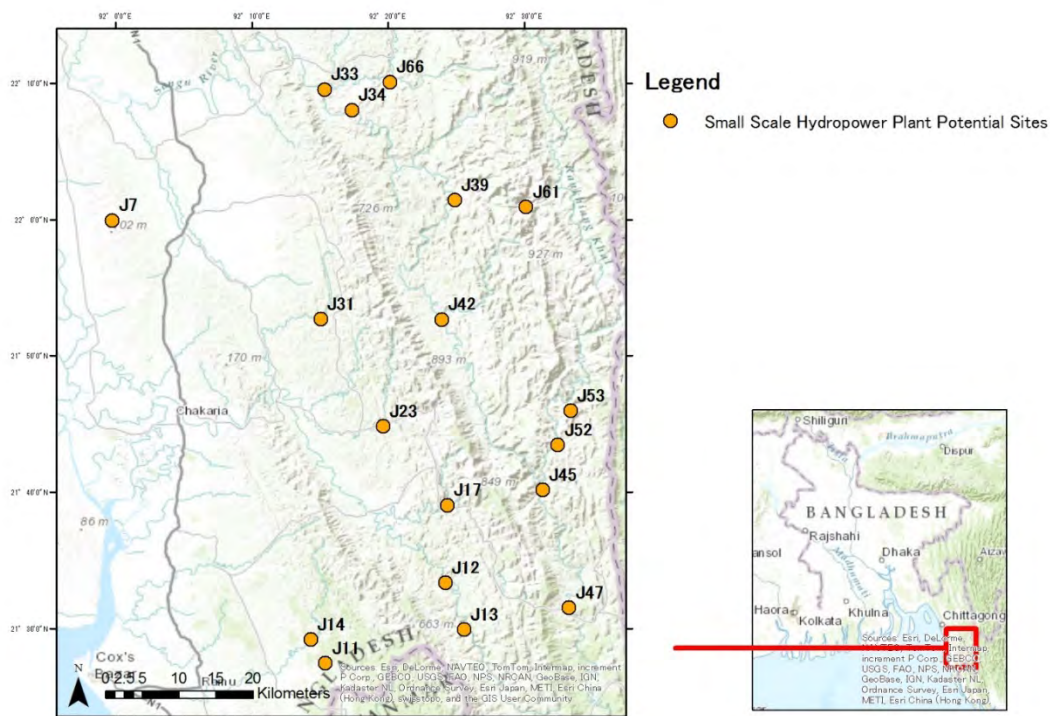


出典：JICA 調査団

図 12-5 揚水発電候補地点

12.4.2 対象従来型水力あるいは小水力候補地点の選定

水力開発の魅力的な開発規模を考慮して、チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点を当調査の対象とした。



出典： Study on Prospective Hydroelectricity Generation in Southeast Bangladesh

図 12-6 チッタゴン丘陵地域における従来型水力候補地点

12.5 現地踏査対象地域の選定

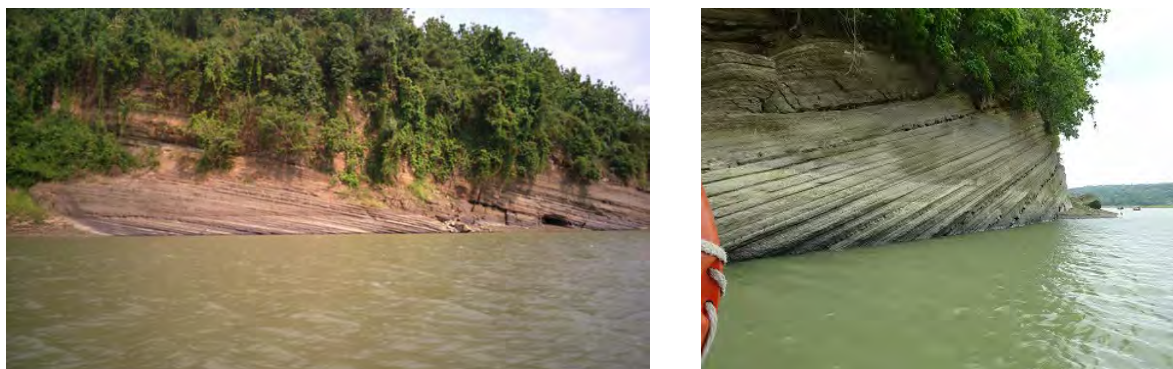
ほとんどの候補地点がチッタゴン丘陵地域に位置していることから、その地域を現地踏査の対象地域と選定した。しかし、治安状況やアクセス道路の制限により計画地点までアクセスできる候補地点は少ない。従って、現地踏査の対象地点を事前に絞ることは行わなかった。全ての候補地点の内、アクセスできる地点のみの現地踏査を実施した。

JICA 調査団は、電力開発局の職員及び現地コンサルタントとともに、2015年6月8日から14日の間で候補地点の現地踏査を実施した。その結果は以下の示すとおりである。

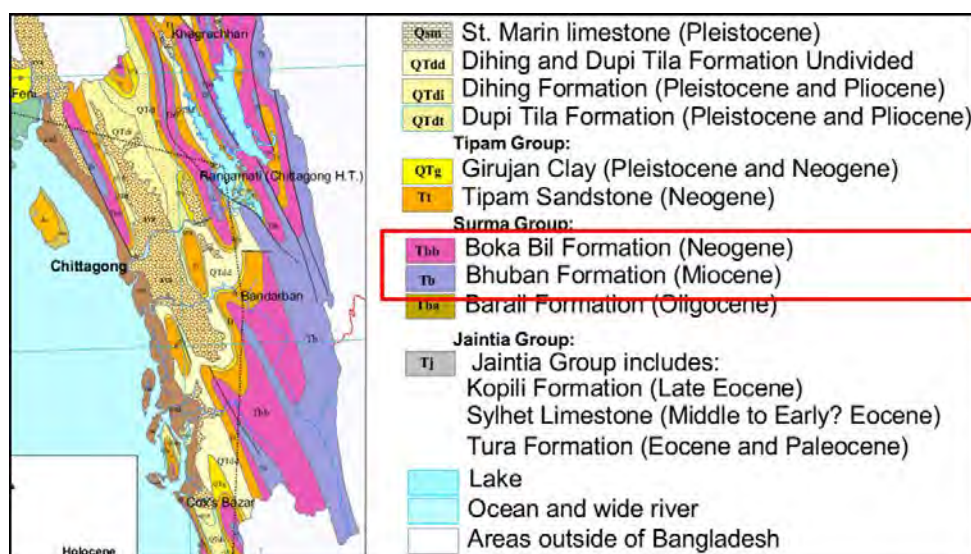
12.6 候補地点周辺の地質

揚水発電所のダムや調整池は新規に建設されるとともに地下深いところで地下発電所の大きな空洞が掘削されることから、揚水発電所の開発における要求事項の一つとして地点の地質が堅硬であり、透水性が低いことが挙げられる。

図 12-7 は、候補地点が位置するチッタゴン丘陵地域の地質を示している。候補地点周辺の地質は砂岩、泥岩、またはそれらの互層から成る Boka Bil Formation (Neogene) または Bhuban Formation (Miocene) が分布している。岩は比較的柔らかいものの、揚水発電所の開発は可能であると考えられる。周辺には活断層も確認出来ていない。従って、候補地点周辺の広域地質的な観点からは、その地域での揚水発電は可能であると判断される。



典型的砂岩泥岩互層



出典：JICA 調査団

図 12-7 チッタゴン丘陵地域の広域地質図

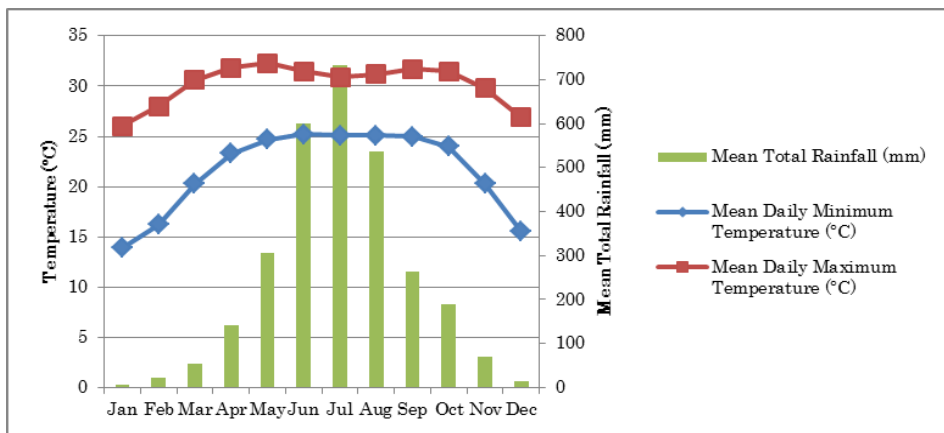
12.7 環境社会現況と想定される影響

12.7.1 水力候補地周辺の環境社会の現況

(1) 物理環境

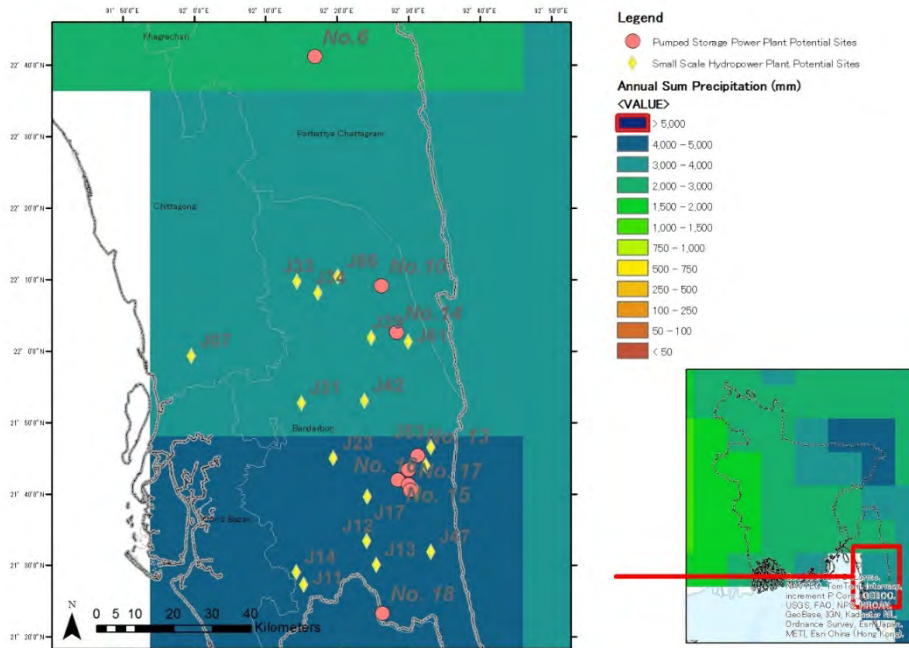
(a) 気象・気候

チッタゴンとチッタゴン高原はケッペンの気候区分の熱帯モンスーン(Am)に相当し、12月から3月ごろまで弱い乾季がある(図 12-8 参照)。チッタゴン高原の中でも、南部の降水量は比較的多く、年間4,000 mmを超える(図 12-9 参照)。水力候補地の多くもチッタゴン高原南部の比較的降水量の多いエリアに位置している。



出典： World Meteorological Organization

図 12-8 チッタゴンの気温と降水量(1971-2000年の平均値)



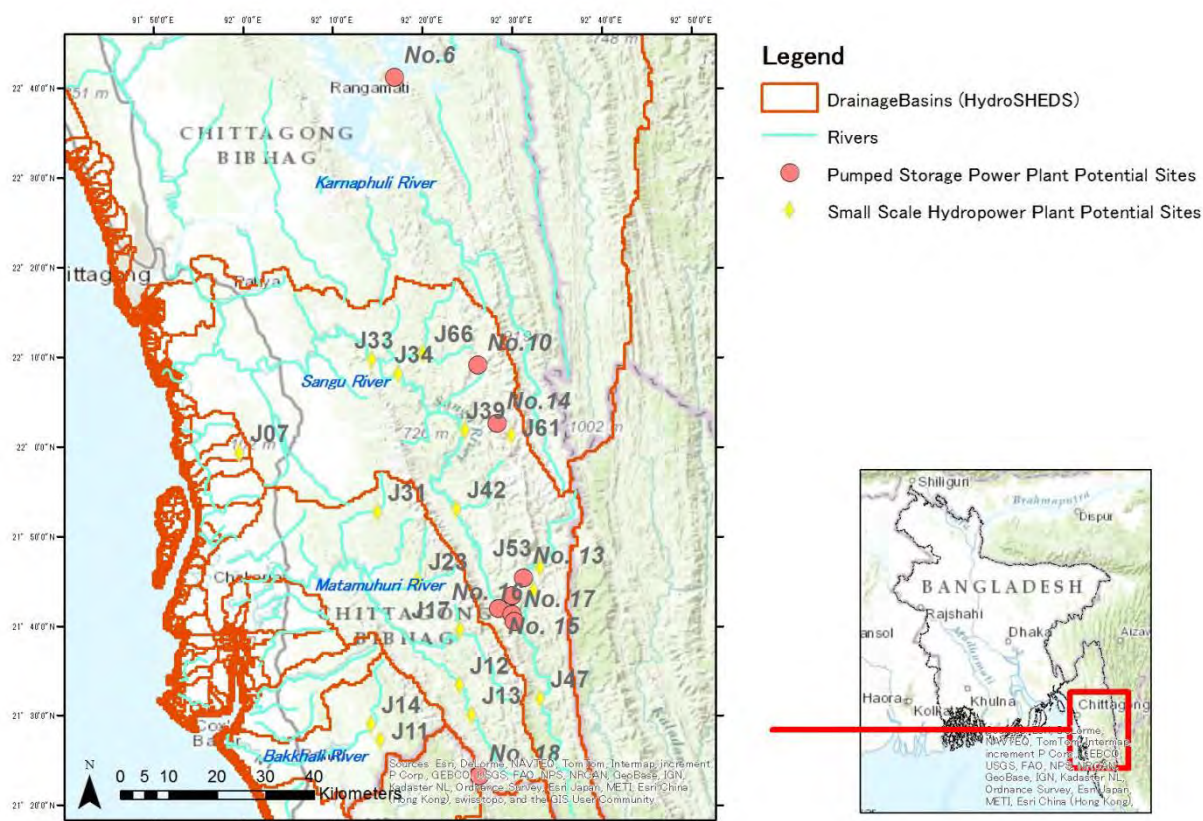
出典： WorldClim bio-climatic variable: BIO12

図 12-9 調査地域とその周辺の平均年間降水量

(b) 水象・水質

Bangladesh 国内の水系は、パドマ川(ガンジス川)、ジャムナ川(ブラフマプトラ川)、メグナ川などが河口に向かって南下する水系群とチッタゴン高原からベンガル湾に向かう水系群に大きく二分される。ガンジス川、ブラフマプトラ川、メグナ川はいずれも他国から流入する国際河川であり、合計流域面積は約 173 万 km²、流域内にブータン、ネパール全土、インド、中国の一部が含まれる。チッタゴン高原からベンガル湾に向かう主な水系はカルナップズリ川、サング川、マタマフリ川、バックハリ川の 4 つで、候補地のほとんどは南側の 3 つの水系に集中している(図 12-10 参照)。

Bangladesh 国内の表流水の水質はあまり良い状態になく、特にメグナ川流域の表流水の乾季の水質汚濁は深刻な状態にある。また、Bangladesh 国内の地下水の水質は、ガンジス・ブラフマプトラ・メグナ流域下流を中心にヒ素の濃度が高く、健康被害も報告されている。一方、水力候補地の位置するチッタゴン高原では地下水のヒ素汚染は見られず、チッタゴン北部の海岸部で若干確認される程度である。



出典 : Lehner, B., Verdin, K., Jarvis, A. (2006): HydroSHEDS Technical Documentation
 図 12-10 チッタゴン丘陵地の主な河川

表 12-4 水力候補地と河川流域

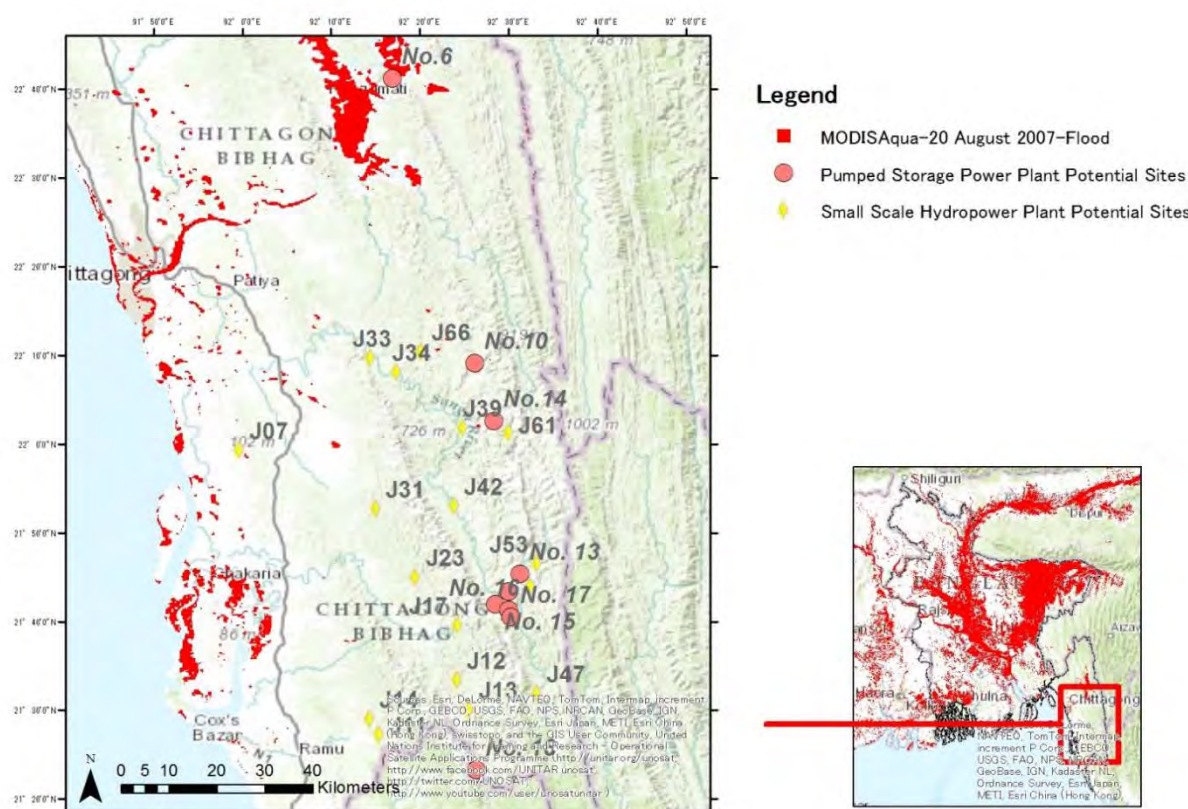
| River system | PSPP | | SSHP | |
|--------------|-------------|-------------------------------------|---|--------------------|
| | Main Stream | Tributary | Main Stream | Tributary |
| Bakkhali | - | - | J14 | J11 |
| Banskhali | - | - | - | J7 |
| Kaptai lake | - | No.6 | - | - |
| Matamuhuri | - | No.18 | J12, J13 | J17, J23, J31 |
| Sangu | - | No.10, No.13, No.15, No.17 | No.12, No.14, No.16, J33, J34, J39, J42, J45, J47 | J52, J53, J61, J66 |

出典：JICA 調査団

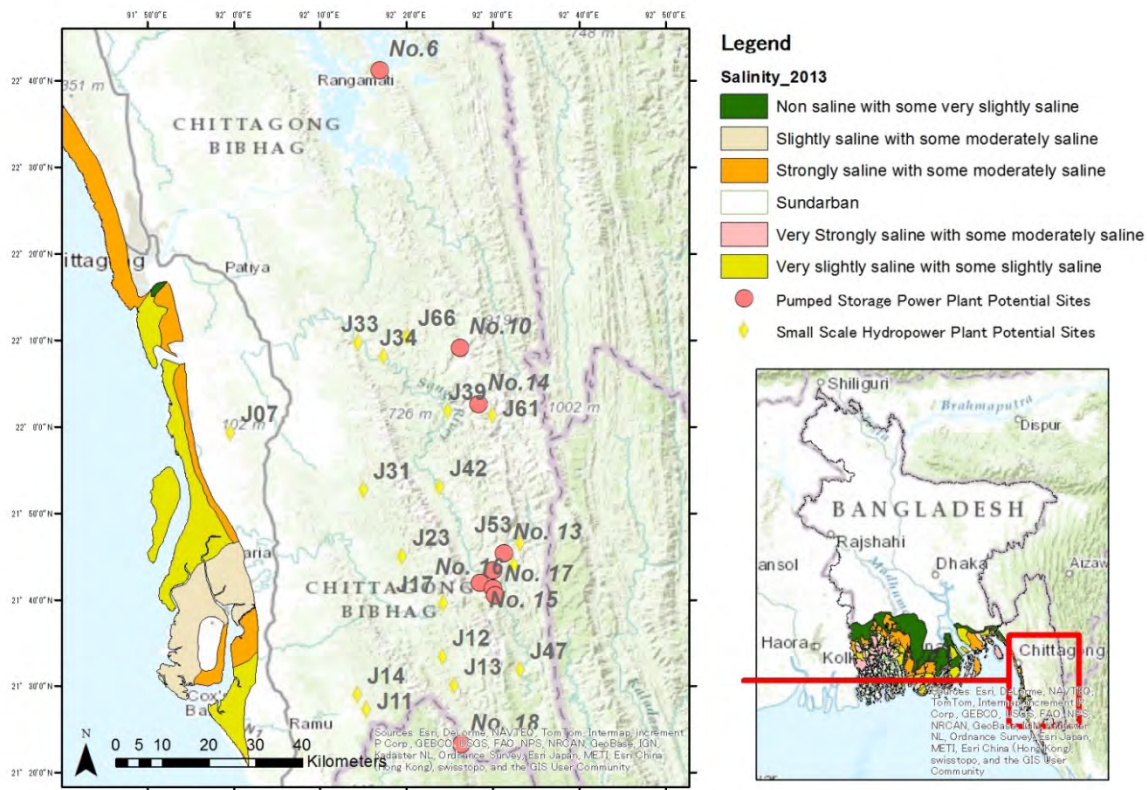
(c) 水害・塩害

Bangladesh はたびたび大規模な水害に見舞われている。2007 年 8 月 20 日に発生した洪水時に撮影された衛星画像(NODIS-Aqua)を基に UNITAR/UNOSAT が分析した結果、72,972.76 平方キロの水害が確認されている(図 12-10 参照)。

Bangladesh は沿岸部の塩害も深刻である。塩害の確認されているエリアとその程度を図 12-11 に示す。水力候補地はいずれも高地にあり、水害・塩害の被害エリアには含まれない。



出典：Flood vectors - MODIS-Aqua (20 August 2007), UNITAR/UNOSAT 2014
 図 12-11 2007 年 8 月の洪水被害エリア



出典：Soil Resource Development Institute SRMAF Project
 図 12-12 塩害被害エリア

(2) 自然環境

(a) バングラデシュ国の保護区

バングラデシュの保護には、野生生物法(1973)で指定された国立公園、野生生物サンクチュアリ、森林法(1927)で指定された森林保留地、保護林のほか、国立の植物公園とエコパークがある。これらの正確な名称、位置は現在確認中である。一部の水力候補地は、野生生物サンクチュアリ、森林保留地の中に位置する可能性がある。

表 12-5 野生生物保護法と森林法によって指定された保護区

| Designation | No. | Name | Location | Area (ha.) | Established | Potential site |
|-----------------------|-----|---|---------------------------|------------|----------------|----------------|
| National Park | 1 | Bhawal National Park | Gazipur | 5,022.00 | 11-5-1982 | |
| | 2 | Madhupur National Park | Tangail/ Mymensingh | 8,436.00 | 24-2-1982 | |
| | 3 | Ramsagar National Park | Dinajpur | 27.75 | 30-4-2001 | |
| | 4 | Himchari National Park | Cox's Bazar | 1,729.00 | 15-2-1980 | |
| | 5 | Lawachara National Park | Moulavibazar | 1,250.00 | 7-7-1996 | |
| | 6 | Kaptai National Park | Chittagong Hill Tracts | 5,464.00 | 9-9-1999 | |
| | 7 | Nijhum Dweep National Park | Noakhali | 16,352.23 | 8-4-2001 | |
| | 8 | Medhakachhapia National Park | Cox's Bazar | 395.92 | 8-8-2008 | |
| | 9 | Satchari National Park | Habigonj | 242.91 | 15-10- 2005 | |
| | 10 | Khadimnagar National Park | Sylhet | 678.80 | 13-04- 2006 | |
| | 11 | Baroiyadhala National Park | Chittagong | 2,933.61 | 06-04- 2010 | |
| | 12 | Kuakata National Park | Patuakhali | 1,613.00 | 24-10- 2010 | |
| | 13 | Nababgonj National Park | Dinajpur | 517.61 | 24-10- 2010 | |
| | 14 | Singra National Park | Dinajpur | 305.69 | 24-10- 2010 | |
| | 15 | Kadigarh National Park | Mymensingh | 344.13 | 24-10- 2010 | |
| | 16 | Altadighi National Park | Naogaon | 264.12 | 24-12-2011 | |
| | 17 | Birgonj National Park | Dinajpur | 168.56 | 24-12-2011 | |
| Wildlife Sanctuary | 18 | Rema-Kalenga Wildlife Sanctuary | Hobigonj | 1,795.54 | 7-7-1996 | |
| | 19 | Char Kukri-Mukri Wildlife Sanctuary | Bhola | 40.00 | 19-12- 1981 | |
| | 20 | Sundarban (East) Wildlife Sanctuary | Bagerhat | 31,226.94 | 6-4-1996 | |
| | 21 | Sundarban (West) Wildlife Sanctuary | Satkhira | 71,502.10 | 6-4-1996 | |
| | 22 | Sundarban (South) Wildlife Sanctuary | Khulna | 36,970.45 | 6-4-1996 | |
| | 23 | Pablakhali Wildlife Sanctuary | Chittagong Hill Tracts | 42,087.00 | 20-9-1983 | |
| | 24 | Chunati Wildlife Sanctuary | Chittagong | 7,763.97 | 18-3-1986 | J07 |
| | 25 | Fashiakhali Wildlife Sanctuary | Cox's Bazar | 1,302.43 | 11-4-2007 | |
| | 26 | Dudpukuria-Dhopachari Wildlife Sanctuary | Chittagong | 4,716.57 | 6-4-2010 | |
| | 27 | Hajarikhil Wildlife Sanctuary | Chittagong | 1,177.53 | 6-4-2010 | |
| | 28 | Sangu Wildlife Sanctuary | Bandarban | 2,331.98 | 6-4-2010 | |
| | 29 | Teknaf Wildlife Sanctuary | Cox's Bazar | 11,615.00 | 24-03- 2010 | |
| | 30 | Tengragiri Wildlife Sanctuary | Barguna | 4,048.58 | 24-10- 2010 | |
| | 31 | Dudhmukhi Wildlife Sanctuary | Bagerhat | 170.00 | 29-01- 2012 | |

| Designation | No. | Name | Location | Area (ha.) | Established | Potential site |
|-------------|-----|--|------------|------------|-------------|----------------|
| | 32 | Chadpai Wildlife Sanctuary | Bagerhat | 560.00 | 29-01-2012 | |
| | 33 | Dhangmari Wildlife Sanctuary | Bagerhat | 340.00 | 29-01-2012 | |
| | 34 | Sonarchar Wildlife Sanctuary | Patuakhali | 2,026.48 | 24-12-2011 | |
| | 35 | Nazirganj (Dolphin) Wildlife Sanctuary | Pabna | 146.00 | 01-12-2013 | |
| | 36 | Shilanda-Nagdemra Wildlife (Dolphin) Sanctuary | Pabna | 24.17 | 01-12-2013 | |
| | 37 | Nagarbari-Mohanganj Dolphin Sanctuary | Pabna | 408.11 | 01-12-2013 | |

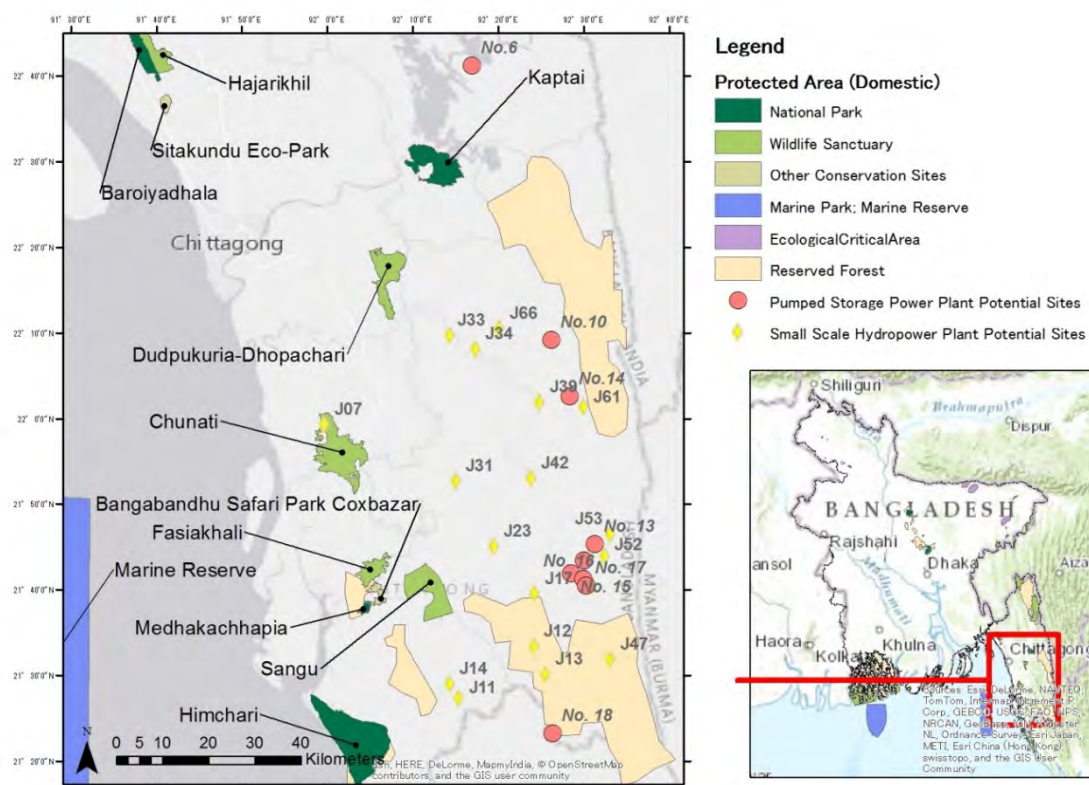
出典：JICA 調査団

表 12-6 その他の法律によって指定された保護区

| Act | Designation | No. | Name | Location | Area (ha.) | Established | Potential sites |
|--------------------------------------|-----------------------------|---|---|---------------|------------|-------------|-----------------------|
| Ex-situ Conservation Areas | Botanical Garden | 1 | National Botanical Garden | Dhaka | 84.21 | 1961 | |
| | | 2 | Baldha Garden | Dhaka* | 1.37 | 1909 | |
| | Eco-parks and Safari Park | 3 | Madhabkunda Eco-Park | Moulavibazar* | 265.68 | 2001 | |
| | | 4 | Sitakunda Botanical Garden and Eco-park | Chittagong | 808.00 | 1998 | |
| | | 5 | Dulahazara Safari Parks | Cox's Bazar | 600.00 | 1999 | |
| | | 6 | Modhutila Eco-Park | Sherpur | 100.00 | 1999 | |
| | | 7 | Banshkhal Eco-Park | Chittagong* | 1,200.00 | 2003 | |
| | | 8 | Kuakata Eco-Park | Patuakhali | 5,661.00 | 2005 | |
| | | 9 | Tilagar Eco-Park | Sylhet | 45.34 | 2006 | |
| | | 10 | Borshijora Eco-Park | Moulavibazar | 326.07 | 2006 | |
| Others | 1 | Swatch of no ground Marine Protected Area | - | - | - | | |
| | 2 | Marine Reserve | - | - | - | | |
| Environment (Conservation) Act, 1995 | Ecologically Critical Areas | 1 | The Sundarbans | - | - | - | |
| | | 2 | Cox's Bazar (Teknaf, Sea beach) | * | - | - | |
| | | 3 | St. Martin Island | * | - | - | |
| | | 4 | Sonadia Island | * | - | - | |
| | | 5 | Hakaluki Haor | - | - | - | |
| | | 6 | Tanguar Haor | - | - | - | |
| | | 7 | Marjat Baor | * | - | - | |
| | | 8 | Gulshan-Banani-Baridhara Lake | * | - | - | |
| | | 9 | Rivers (Buriganga, Bait, Turag, and Sitalakhya) | * | - | - | |
| Forest Act, 1927 | Forest reserve | - | - | * | - | - | No. 18, J12, J13, J47 |
| | Protected forest | - | - | * | - | - | |

*: Locations or boundaries are not clear.

出典：JICA 調査団



出典：WDPA

図 12-13 水力発電候補地周辺の国の指定する保護区

(b) 国際的保護区と生物多様性の保全上重要な地域

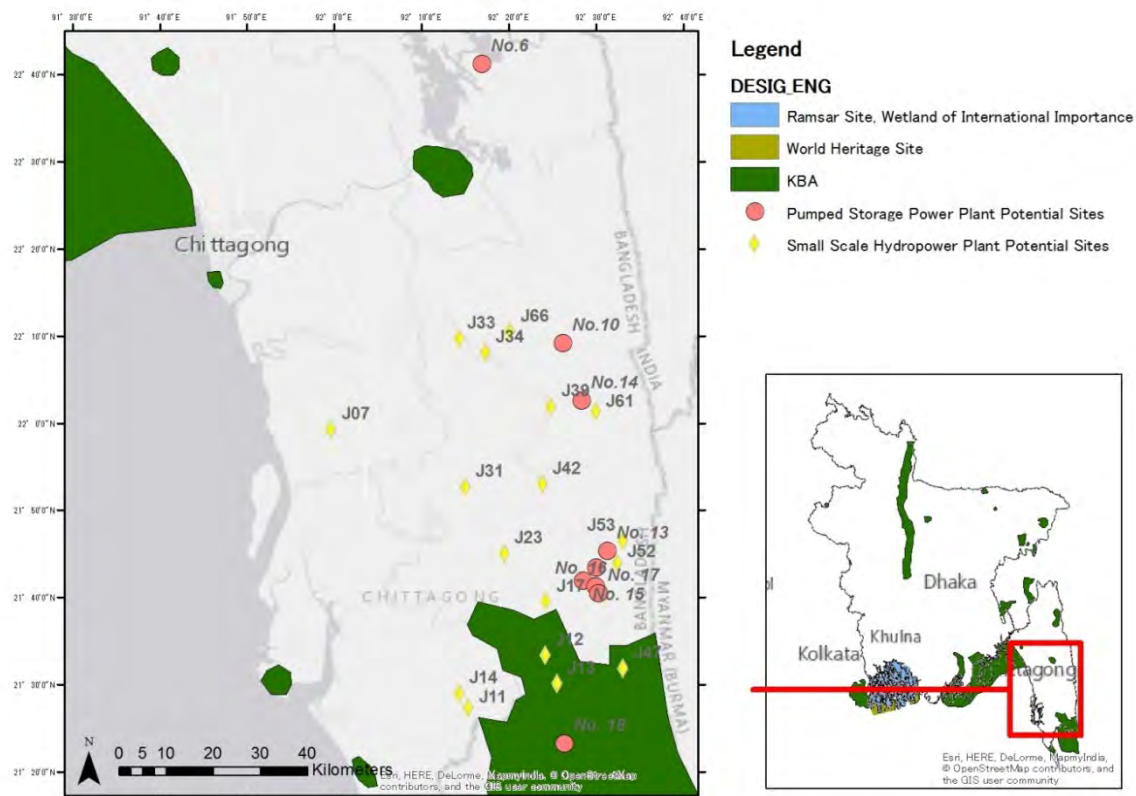
Bangladesh 国内には、国際条約で登録されている保護区が 3 か所存在する。ラムサール湿地に登録されているのは、Khunla 州の河口部に位置する Sundarbans Reserved Forest、Sylhet 州北部の国境に位置すると Tanguar Haor である。世界遺産に登録されているのは Sundarbans ラムサール湿地の南に隣接した The Sundarbans ある。いずれも水力候補地から大きく離れている。

Bangladesh 国内には、20 の生物多様性の保全上重要な地域(Key Biodiversity Area)が存在するが(表 12-7 参照)、このうち最も絶滅に瀕している種の最後の生息地で最も保護の必要な AZEs(Alliance for Zero Extinction Sites)に指定されているところはない。水力候補地のいくつかは KBA の中に位置する(図 12-14 参照)。

表 12-7 バングラデシュ国内の KBA 指定地

| International name | Area (ha) | Potential sites |
|---|-----------|---------------------|
| Aila Beel | 160 | |
| Ganges-Brahmaputra-Meghna delta | 75000 | |
| Hail Haor | 8906 | |
| Hakaluki Haor | 20400 | |
| Hazarikhil Wildlife Sanctuary | 2903 | |
| Himchari National Park | 1729 | |
| Jamuna-Brahmaputra river | 200000 | |
| Lawachara / West Bhanugach Reserved Forest | 900 | |
| Madhupur National Park | 8436 | |
| Muhuri Dam | 500 | |
| Pablakhali Wildlife Sanctuary | 42087 | |
| Patenga Beach | 500 | |
| Rajkandi Reserved Forest | 1000 | |
| Rampahar-Sitapahar Wildlife Sanctuary | 3026 | |
| Rema-Kalenga Wildlife Sanctuary | 1095 | |
| Sangu Matamuhari | 20000 | No.18,J12, J13, J47 |
| Sonadia Island | 4916 | |
| Sunderbans (East, South, West Wildlife Sanctuaries) | 139699 | |
| Tanguar Haor and Panabeel | 1566 | |
| Teknaf Game Reserve | 11615 | |

出典：JICA 調査団



出典：IBAT, WDPA

図 12-14 水力候補地周辺の KBA

(c) 希少生物の分布

バングラデシュには、植物 21 種、哺乳類 43 種、鳥類 52 種、爬虫類 23 種、両生類 1 種、魚類 53 種、無脊椎動物 2 種、計 198 種の IUCN レッドリスト種の記録がある。このうち、水力候補地周辺での分布が知られている哺乳類は、いずれも絶滅危惧 IB 類の Indian hog deer (*Axis porcinus*)、Asian Elephant (*Elephas maximus*)、Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*)、Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)、Dhole (*Cuon alpinus*) である。このうち比較的分布の限られている Indian hog deer と Asian Elephant の分布図を図 12-15 に示す。水力候補地のうちいくつかはこれらの分布域に重なる。カプタイエリアには数種の淡水イルカの生息が報告されている。(Ahmed et al. 2001)¹

表 12-8 IUCN レッドリスト種の数

| Taxonomic group* | EW | CR | EN | VU | NT | Total |
|------------------|----|----|----|----|----|-------|
| Plants | | 5 | 3 | 8 | 5 | 21 |
| Mammals | | 3 | 13 | 18 | 9 | 43 |
| Birds | | 8 | 6 | 17 | 21 | 52 |
| Reptiles | 1 | 3 | 8 | 11 | | 23 |
| Amphibians | | | | 1 | | 1 |
| Fishes | | 2 | 3 | 15 | 34 | 54 |
| Invertebrates | | | 1 | 1 | 2 | 4 |
| Grand Total | 1 | 21 | 34 | 71 | 71 | 198 |

* : 野生絶滅 Extinct in Wild(EW)、絶滅危惧 IA 類 Critically Endangered(CR)、絶滅危惧 IB 類 Endangered(EN)、絶滅危惧 II 類 Vulnerable(VU)、準絶滅危惧 Near Threatened(NT)

出典 : IUCN

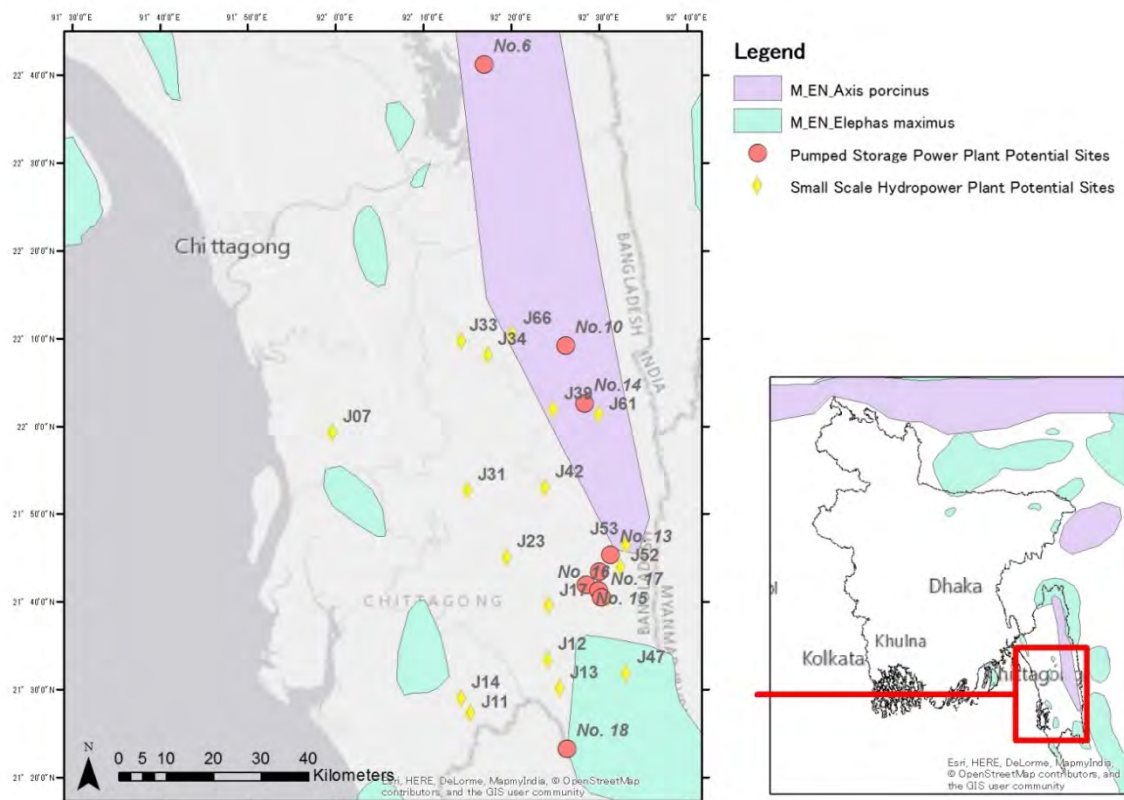
表 12-9 絶滅の恐れのある哺乳類の既知の分布域と水力候補地

| Potential sites | Indian hog deer (<i>Axis porcinus</i>) | Asian Elephant (<i>Elephas maximus</i>) | Phayre's leaf monkey (<i>Trachypithecus phayrei</i>) | Western hoolock gibbon (<i>Hoolock hoolock</i>) | Dhole (<i>Cuon alpinus</i>) |
|-----------------|--|---|--|---|-------------------------------|
| No.06 | * | | * | * | |
| No.10 | * | | * | * | |
| No.12 | | | * | * | |
| No.13 | | | * | * | |
| No.14 | * | | * | * | |
| No.15 | | | * | * | |
| No.16 | | | * | * | |
| No.17 | | | * | * | |
| No.18 | | * | * | * | |
| J07 | | | * | * | |
| J11 | | | * | * | |
| J12 | | | * | * | |
| J13 | | | * | * | |
| J14 | | | * | * | |
| J17 | | | * | * | |
| J23 | | | * | * | |

¹ 2001, Ahmed, Benazir, Ali, Muhammad Edriss, Braulik, Gill & Smith, Brian D. " Status of the Ganges river dolphin or shushuk *Platanista gangetica* in Kaptai Lake and the southern rivers of Bangladesh" in *Oryx*, Vol. 35, No. 1, January. P. 61-72.

| Potential sites | Indian hog deer (<i>Axis porcinus</i>) | Asian Elephant (<i>Elephas maximus</i>) | Phayre's leaf monkey (<i>Trachypithecus phayrei</i>) | Western hoolock gibbon (<i>Hoolock hoolock</i>) | Dhole (<i>Cuon alpinus</i>) |
|-----------------|---|--|---|--|----------------------------------|
| J31 | | | * | * | |
| J33 | | | * | * | |
| J34 | | | * | * | |
| J39 | * | | * | * | |
| J42 | | | * | * | |
| J45 | | | * | * | |
| J47 | | * | * | * | |
| J52 | | | * | * | |
| J53 | * | | * | * | |
| J61 | * | | * | * | |
| J66 | * | | * | * | |

出典：IUCN

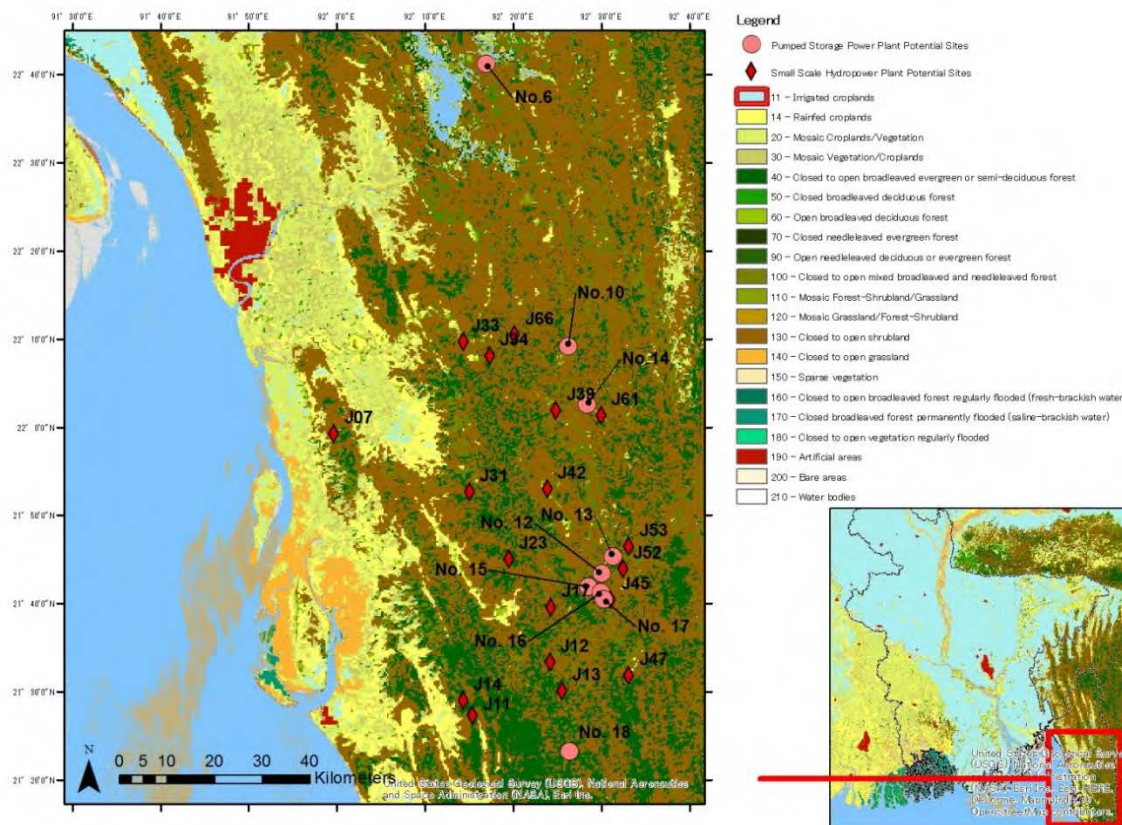


出典：IUCN

図 12-15 Indian hog deer と Asian Elephant の既知の分布域

(d) 植生

衛星画像を基に作成された GlobCover2009 によると、ガンジスデルタには灌漑耕作地(Irrigated croplands, 11)が広がり、チッタゴン丘陵上は 半うっ閉常緑広葉/半落葉樹林(Closed to open broadleaved evergreen or semi-deciduous forest, 40)、半うっ閉灌木(Closed to open shrubland, 130)、灌木と装置がモザイク状になった樹林(Mosaic Forest-Shrubland/Grassland, 110)が広がり、海岸部は 非灌漑耕作地(Rainfed croplands, 14)が広がっている。水力候補地は、樹林と灌木が優占する丘陵上に位置している(図 12-16 参照)。



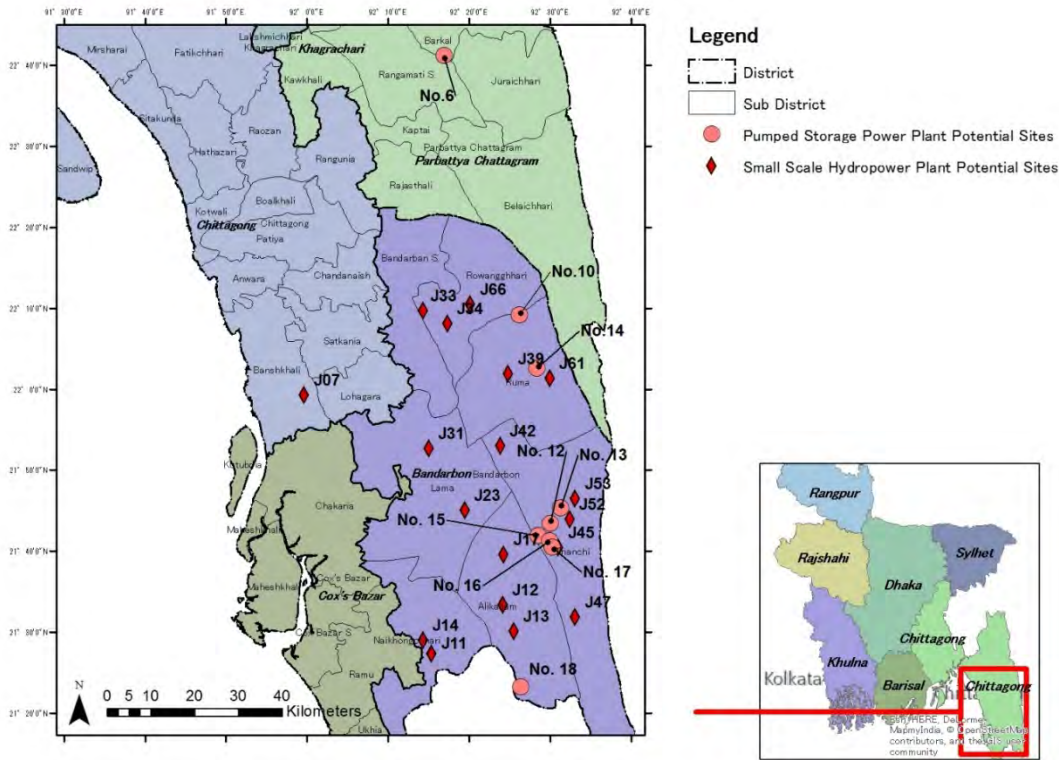
出典：GlobCover 2009 (<http://ionial.esrin.esa.int/>)

図 12-16 GlobCover による水力候補地周辺の植生情報

(3) 社会環境

(a) 行政区分

Bangladeshには 7 つの管区(Division)に大きく区分されており、その下の行政区画は県(District)、郡(Upazila)、村(Union/Mouza)である。水力候補地は全てチッタゴン管区(Chittagong Division)のバンドルボン県(Bandarban District)、チッタゴン県(Chittagong District)、ランガマティ県(Rangamati District)、コックスバザール県(Cox's Bazar District)内に位置している。



出典： ArcGIS Online, ESRI

図 12-17 水力候補地周辺の行政区界

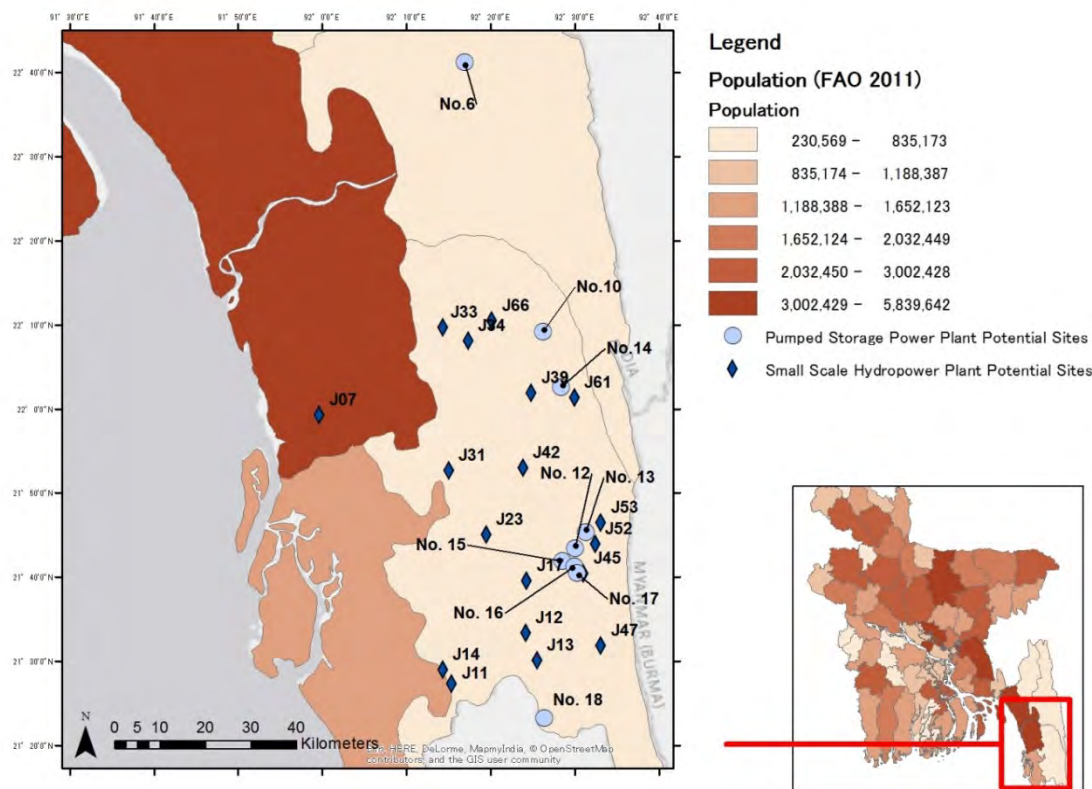
表 12-10 水力候補地の位置する行政区

| District | Sub-district (Upazila) | Village (Union/Mouza) | Potential Sites | |
|-------------|------------------------|-----------------------|---------------------|---------------|
| | | | PSPP | SSHP |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | - | J17, J23 |
| | | Chokhyong | No.18 | J12, J13 |
| | Bandarban | Bandarban | - | J33 |
| | Lama | Rupshipara | - | J31 |
| | Rawangchhari | Rawangchhari | - | J34, J66 |
| | | Paindu | No.10 | |
| | Ruma | Ruma | No.14 | J39, J61 |
| Thanchi | Thanchi | Remakri | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 |
| | | Thanchi | No.12, No.13 | J42, J52, J53 |
| Chittagong | Banshkhali | Silkup | - | J7 |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | - | J11, J14 |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | No.6 | |

出典： JICA 調査団

(b) 人口

2011年の人口センサスによると、バングラデシュの人口は1億5千万人を超え(152,518,015人、世界で8番目に人口の多い国家)ている。CIA World Fact Book 2012によると、バングラデシュの人口密度は1,238人/km²であり、日本の人口密度(343人/km², 2005年)の3倍以上とかなり高い。県別人口をみると、A7を除き、水力候補地はいずれも比較的人口が少ない県に位置している。



出典：FAO 2011

図 12-18 水力候補地近くの県別人口ランク

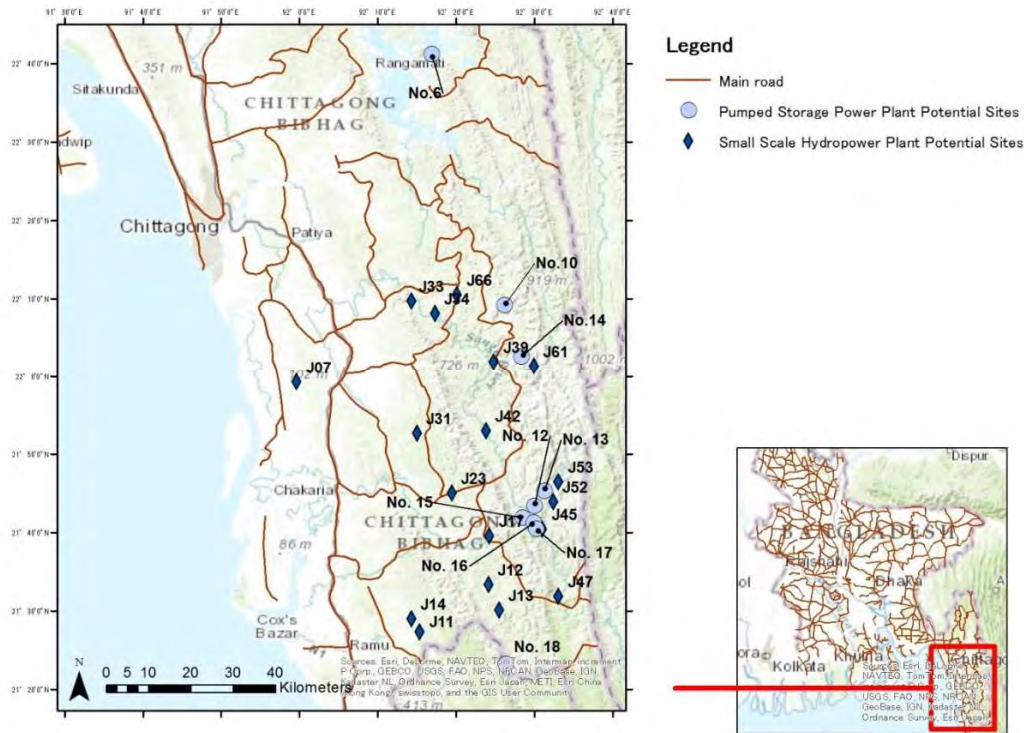
表 12-11 水力候補地の位置する村(Union/Mouza)の人口

| Village (Union/Mouza) | No of.H/Hs | No of Population | Potential Sites | |
|--------------------------|------------|------------------|---------------------|---------------|
| | | | PSPP | SSHP |
| Alikadam | 5,391 | 28,495 | - | J17, J23 |
| Chokhyong | 4,031 | 20,822 | No.18 | J12, J13 |
| Bandarban | 2,023 | 9,219 | - | J33 |
| Rupshipara | 2,457 | 11,565 | - | J31 |
| Rawangchhari | 1,988 | 8,804 | - | J34, J66 |
| Paindu | 1,267 | 5,803 | No.10 | |
| Ruma | 2,667 | 12,417 | No.14 | J39, J61 |
| Remakri | 1,281 | 6,119 | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 |
| Thanchi | 1,547 | 7,599 | No.12, No.13 | J42, J52, J53 |
| Silkup | 4075 | 20,043 | - | J7 |
| Koarkhop | 4,373 | 24,004 | - | J11, J14 |
| Shuvolong | 2,501 | 11,728 | No.6 | |

出典：Population and Housing Census 2011, Community Report, BBS & District Statistics 2011

(c) 交通と電化率

Bangladeshの道路は網目状に全国を覆っている。水力候補地周辺の主要道路は、チッタゴン丘陵下の海岸沿いに伸びるルートである(図 12-19 参照)。水力候補地周辺の丘陵上も地図上には道路はみられるが、どの程度整備されているかは不明である。水力候補地周辺の電化率は50%程度である。次表に村ごとの電化率を示す。



出典：JICA 調査団

図 12-19 水力候補地周辺の主要道路

表 12-12 水力候補地周辺の村の電化率

| Administrative section | | | No of H/Hs | Electricity | Potential sites | | |
|------------------------|------------|--------------|--------------|-------------|---------------------|---------------|----------|
| District | Upazila | Union/Mouza | | | PSPP | SSHP | |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | 5,391 | 18.70% | - | J17, J23 | |
| | | Chokhyong | 4,031 | 11.07% | No.18 | J12, J13 | |
| | Bandarban | Bandarban | 2,023 | 34.30% | - | J33 | |
| | Lama | Rupshipara | 2,457 | 11.00% | - | J31 | |
| | Ruma | Rawangchhari | Rawangchhari | 1,988 | 27.70% | - | J34, J66 |
| | | Paindu | Ruma | 1,267 | 28.60% | No.10 | |
| | | Ruma | Ruma | 2,667 | 42.80% | No.14 | J39, J61 |
| Thanchi | Remakri | Thanchi | 1,281 | 7.08% | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 | |
| | Thanchi | Thanchi | 1,547 | 19.20% | No.12, No.13 | J42, J52, J53 | |
| Chittagong | Banshkhali | Silkup | 4,075 | 34.60% | - | J7 | |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | 4,373 | 17.70% | - | J11, J14 | |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | 2,501 | 27.10% | No.6 | | |

出典：JICA 調査団

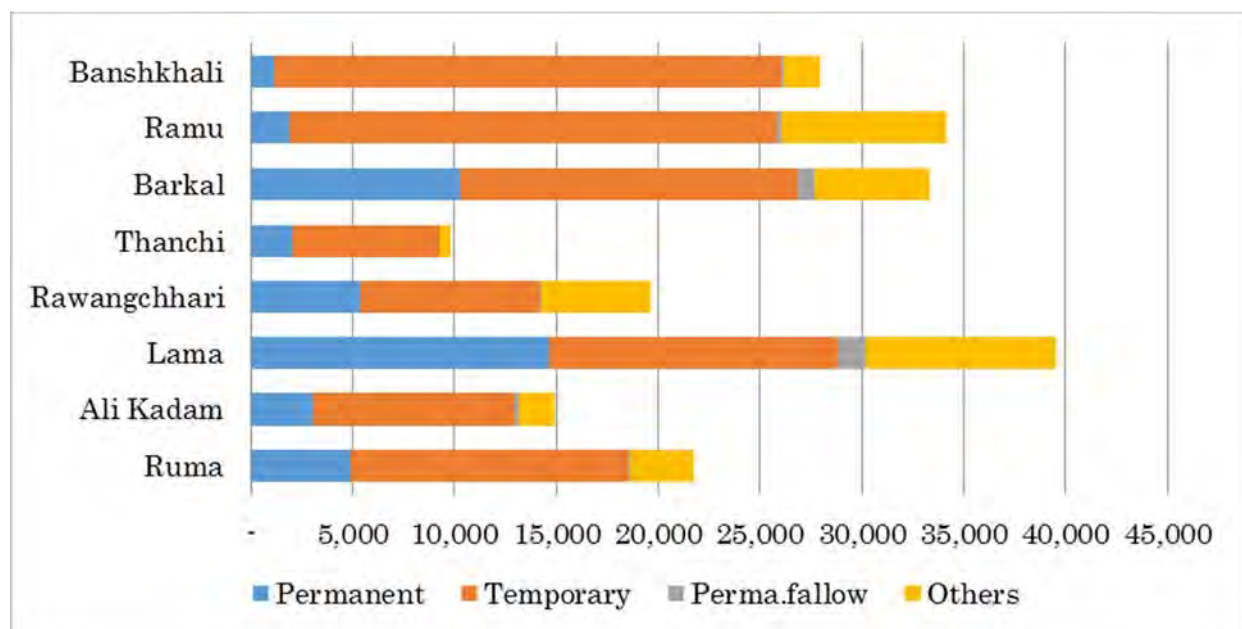
(d) 土地利用

水力候補地の位置する村は、広く常時耕作地もしくは一時耕作地として使用されている(表 12-13)。農耕地の 59%は一時耕作地に 22%は常時耕作地になっている。

表 12-13 水力候補地の位置する村の土地利用

| District | Upazila | Land Use Area (Acre) as per Agriculture Census 2008 | | | | | Potential sites | |
|------------|--------------|---|-----------|-----------|--------------|--------|-----------------------------------|-------------------------|
| | | Operated Area (Total) | Permanent | Temporary | Perma.fallow | Others | PSPP | SSHP |
| Bandarban | Ruma | 21,755 | 4,860 | 13,693 | 64 | 3,138 | No.10, No.14 | J39, J61 |
| | Ali Kadam | 14,932 | 3,052 | 9,908 | 159 | 1,813 | - | J17, J23 |
| | Lama | 39,510 | 14,652 | 14,182 | 1,357 | 9,319 | - | J31 |
| | Rawangchhari | 19,613 | 5,358 | 8,829 | 30 | 5,396 | - | J34, J66 |
| | Thanchi | 9,806 | 2,037 | 7,220 | 15 | 534 | No.12, No.13, No.15, No.16, No.17 | J42, J52, J53, J45, J47 |
| Rangamati | Barkal | 32,496 | 10,256 | 16,568 | 811 | 5,672 | No.6 | |
| Cox'Bazar | Ramu | 34,172 | 1,873 | 23,949 | 189 | 8,161 | - | J11, J14 |
| Chittagong | Banshkhali | 40,603 | 1,161 | 24,835 | 165 | 1,773 | - | J7 |

出典：Population and Housing Census 2011, Community Report, BBS & District Statistics 2011



出典：JICA 調査団

図 12-20 水力候補地の土地利用

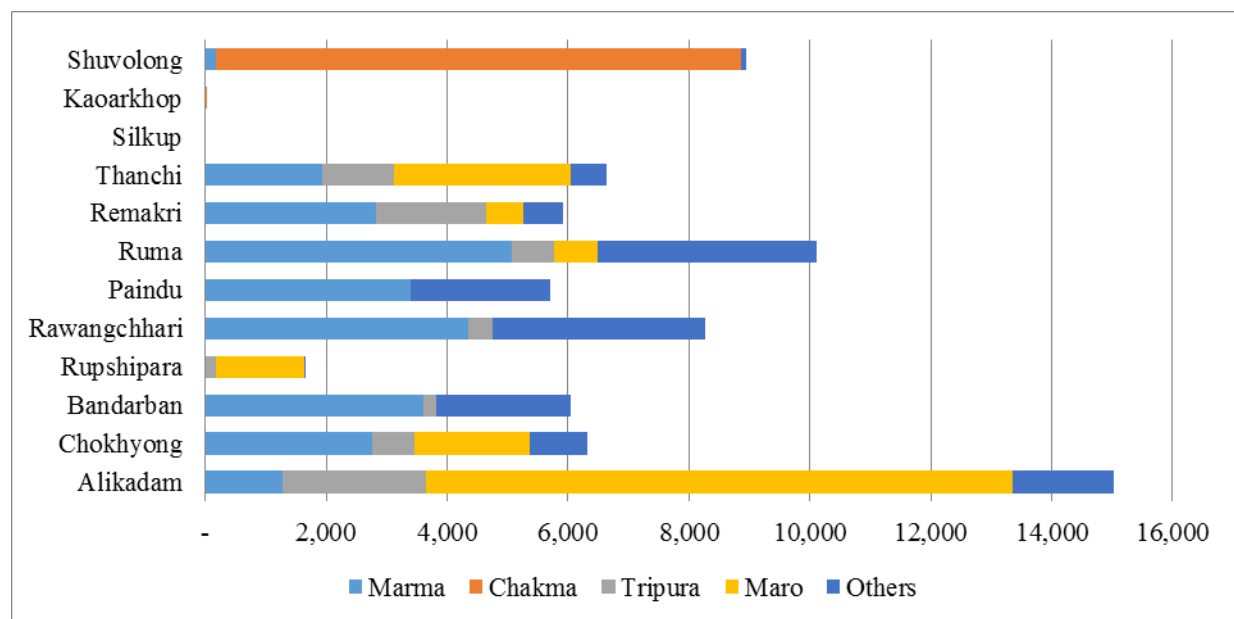
(e) 先住民・少数民族

2011年の人口センサスによると、Bangladeshには27の少数民族があり、これらの人々は主に、Chittagong Hill Tracts、Sylhet Division、Rajshahi Division、Mymensingh Districtに居住している。水力候補地 No.6 の位置するShuvolong UnionにはChakma族が多い。Banbargan DistrictにはMarma族が多く、J17とJ23の位置するAlikadam UnionはMarma族が多く居住している(表12-14および図12-21参照)。

表 12-14 水力候補地周辺の村に居住する少数民族

| Administrative section | | | Ethnicity | | | | | Potential Sites | | |
|------------------------|--------------|--------------|-----------|--------|---------|-------|--------|-----------------|---------------------|----------|
| District | Upazila | Union/Mouza | Marma | Chakma | Tripura | Maro | Others | Total | PSSP | SSHP |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | 1,286 | - | 2,374 | 9,702 | 1,654 | 15,016 | - | J17, J23 |
| | | Chokhyong | 2,760 | - | 705 | 1,897 | 949 | 6,311 | No.18 | J12, J13 |
| | Bandarban | Bandarban | 3,606 | - | 220 | - | 2,212 | 6,038 | - | J33 |
| | Lama | Rupshipara | - | - | 175 | 1,469 | 25 | 1,669 | - | J31 |
| | Rawangchhari | Rawangchhari | 4,361 | - | 395 | - | 3,517 | 8,273 | - | J34, J66 |
| | Ruma | Paindu | 3,402 | - | - | 4 | 2,301 | 5,707 | No.10 | |
| | | Ruma | 5,066 | - | 714 | 719 | 3,609 | 10,108 | No.14 | J39, J61 |
| | Thanchi | Remakri | 2,835 | - | 1,822 | 599 | 670 | 5,926 | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 |
| Thanchi | | 1,938 | - | 1,191 | 2,914 | 599 | 6,642 | No.12, No.13 | J42, J52, J53 | |
| Chittagong | Banshkhal | Silkup | - | - | - | - | - | - | - | J7 |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | - | 7 | - | - | - | 7 | - | J11, J14 |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | 182 | 8,670 | - | - | 95 | 8,947 | No.6 | |

出典：Population and Housing Census 2011, Community Report, BBS & District Statistics 2011



出典：JICA 調査団

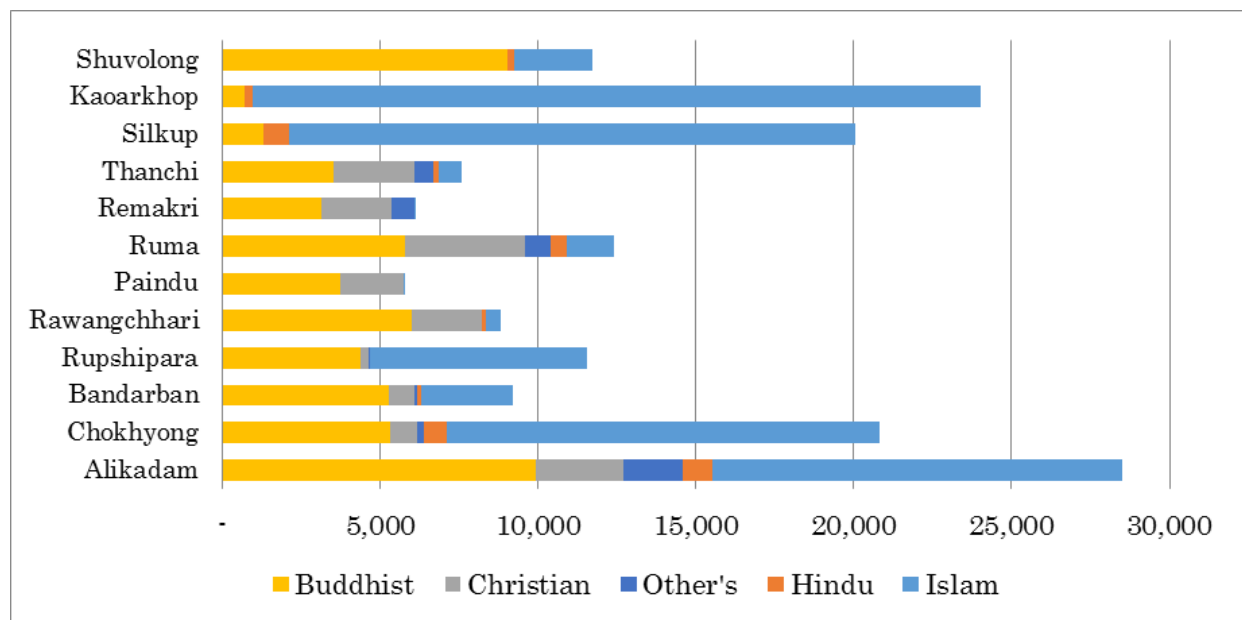
図 12-21 水力候補地周辺の少数民族の割合

人口センサス(2011)によると、丘陵地には4つ以上の宗教が確認されている。バンバルダン県では仏教の割合が比較的高い。表 12-15 および図 12-22 に示すとおり、カオアコップ県、コックヤング県はイスラム教の人々の割合が高くなっている。

表 12-15 水力候補地周辺で確認されている宗教

| Administrative section | | | Population | Religion | | | | | Potential Sites | |
|------------------------|--------------|-----------------|------------|----------|-------|---------------|--------------|---------|---------------------------|------------------|
| District | Upazila | Union/Mo uza | | Islam | Hindu | Christia n | Buddhis t | Other's | PSPP | SSHP |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | 28,495 | 12,973 | 939 | 2,812 | 9,912 | 1,859 | - | J17, J23 |
| | | Chokhyong | 20,822 | 13,707 | 716 | 845 | 5,321 | 233 | No.18 | J12, J13 |
| | Bandarban | Bandarban | 9,219 | 2,921 | 130 | 824 | 5,271 | 73 | - | J33 |
| | Lama | Rupshipara | 11,565 | 6,864 | 15 | 259 | 4,361 | 66 | - | J31 |
| | Rawangchhari | Rawangchhari | 8,804 | 460 | 118 | 2,202 | 6,016 | 8 | - | J34, J66 |
| | Ruma | Paindu | 5,803 | 74 | - | 1,983 | 3,746 | - | No.10 | |
| | | Ruma | 12,417 | 1,520 | 491 | 3,813 | 5,779 | 814 | No.14 | J39, J61 |
| | Thanchi | Remakri | 6,119 | 22 | 1 | 2,260 | 3,123 | 713 | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 |
| | | Thanchi | 7,599 | 746 | 163 | 2,558 | 3,537 | 595 | No.12, No.13 | J42, J52, J53 |
| Chittagong | Banshkhali | Silkup | 20,043 | 17,938 | 795 | 0 | 1,310 | 0 | - | J7 |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | 24,004 | 23,023 | 256 | - | 725 | - | - | J11, J14 |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | 11,728 | 2,492 | 201 | 1 | 9,033 | 1 | No.6 | |

出典：Population and Housing Census 2011, Community Report, BBS & District Statistics 2011

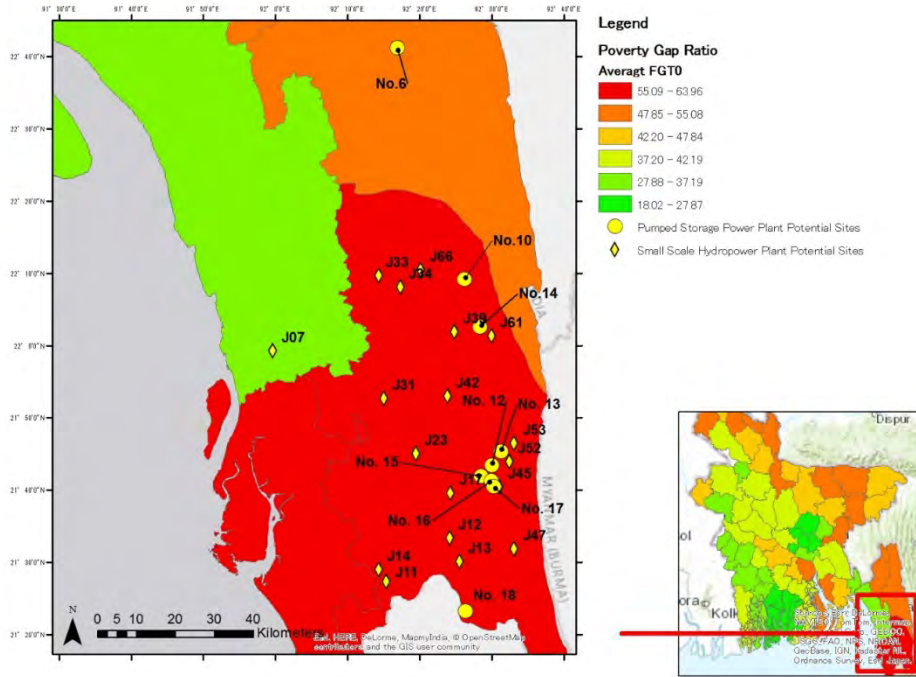


出典：JICA 調査団

図 12-22 水力候補地周辺で確認されている宗教

(f) 貧困と識字率

県別の貧困ギャップ指数(貧困層の平均的所得が貧困ラインを下回っている割合)を見ると、国内でも東部と北部の貧困ギャップ指数が相対的に低くなっていることが分かる(図 12-23)。水力候補地はいずれも最も貧困ギャップ指数の高いエリア内に位置している。



出典：Feature Service, 2014

図 12-23 水力候補地周辺の貧困ギャップ指数

水力候補地周辺の識字率は50%を下回っている。No. 15、No.16、No.17の位置するレマクリ村の識字率は0%である。

表 12-16 事業計画地周辺の村の識字率

| Administrative section | | | Population | Literacy | Potential sites | |
|------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|-----------------|-----------------|
| District | Upazila | Union/Mouza | | | PSPP | SSHP |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | 28,495 | 30.50% | - | J17, J23 |
| | | Chokhyong | 20,822 | 32.40% | No.18 | J12, J13 |
| | Bandarban | Bandarban | 9,219 | 38.30% | - | J33 |
| | Lama | Rupshipara | 11,565 | 25.80% | - | J31 |
| | Rawangchhari | Rawangchhari | 8,804 | 31.00% | - | J34, J66 |
| | Ruma | Paindu | 5,803 | 21.00% | No.10 | |
| | | Ruma | 12,417 | 28.90% | No.14 | J39, J61 |
| | Thanchi | Remakri | 6,119 | 0.00% | No.15, No.17 | No.16, J45, J47 |
| Thanchi | | 7,599 | 26.09% | No.12, No.13 | J42, J52, J53 | |
| Chittagong | Banshkhal | Silkup | 20,043 | 34.6% | - | J7 |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | 24,004 | 33.70% | - | J11, J14 |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | 11,728 | 48.60% | No.6 | |

出典：Population and Housing Census 2011, Community Report, BBS & District Statistics 2011

(g) チッタゴン丘陵エリアの歴史と社会経済状況

1) チッタゴン丘陵エリアの歴史と平和交渉

チッタゴン丘陵エリアの人々は長年にわたって困難に直面してきた(表 12-17 参照)。カプタイダムの建設(1957 - 1962)は 10 万人が移転と土地収用を強いられ、その内 6 万人は東パキスタン政府の下インドとビルマに移動させられた(Faisal & Pervin, 2002²)。1971 年の Bangladesh 独立後、ベンガル人の移民が引き金となって多くの紛争が起きた。1997 年にチッタゴン丘陵エリア民族統一党(United People's Party of the Chittagong Hill Tracts)と Bangladesh 政府の間で平和協定が結ばれた後、いくつかの約束事項は実施された。しかし、2004 年の時点でも多くはまだ実施されていない。先住民もベンガル移民も双方とも政府の対処に満足していない。

表 12-17 チッタゴン丘陵エリアの歴史

| |
|--|
| 1957-1962: Construction of the Kaptai Hydropower Plant by East Pakistan government. Hundred thousand people lost their houses and land and sixty thousand people of them have moved to India and Burma as refugees. |
| 1971: East Pakistan army drew off from CHT. Bangladesh attained independence. |
| 1972: Manabendra Narayan Larma founded the United People's Party of the Chittagong Hill Tracts (Parbatya Chattagram Jana Sanghati Samiti: PCJSS). |
| 1976-1984: Bangladesh government carried out transmigration program brought 400,000 Bengali settlers. |
| 1979-1996: Many conflicts between indigenous people and Bangladesh government. |
| 1997: Chittagong Hill Tracts Accord was signed between Government of Bangladesh and PCJSS. The Accord includes (1) Taking back the tribal refugees from India's Tripura State, (2) Reformation of the local government structure by equitable participation of indigenous people, (3) Chittagong Hill Tracts Regional Council (CHTRC) may co-ordinate and supervise in the matters of general administration, law and order and development of the three Hill Districts, (4) Hill District Council is responsible for Land and land management, Police (local), Tribal law and social justice etc. (5) Expansion of the power to levy taxes by Hill District Council and rising development budget by central government, (6) Giving land ownership of tribal people through the established land commission |
| 1998: Forest and land conservation committee was established |
| 1999: Land committee was established |
| 2000: Task force for returning Indigenous Refugees was established |

2) チッタゴン丘陵の社会・経済状況

UNDP チッタゴン丘陵地帯開発ファシリティーの「チッタゴン丘陵の社会・経済基礎調査(2009)」は、チッタゴン丘陵地の人口、治安・紛争、土地・家屋、就労・生計、農業等に関する調査結果をまとめている。この調査によると、チッタゴン丘陵地帯は、各村の規模が小さく、主に農業に依存し、貧困世帯が多いなどの特徴がある。以下に調査結果の主な点を示す。

a) 人口

- チッタゴン丘陵の村は平均で 46 軒、240 人で構成されている
- チッタゴン丘陵地の農村部には、居住年 30 年未満のベンガル人が 62% を占めている
- チッタゴン丘陵の人々で初等教育を修了した人の割合は 7.8%

² 2002, Faisal, I. M. & Parveen, Saila. "People versus Power: The Geopolitics of Kaptai Dam in Bangladesh", in Water Resources Development, Vol. 18, No. 1, P. 197-208, Carfax Publishing.

b) 紛争・治安

- チッタゴン丘陵地の 22%の先住民が土地を失った
- チッタゴン丘陵農村部の全世帯の 13%は、世帯のうちの少なくとも一人が 1997 年の和平協定締結以前に村から出ていかざるを得なかった
- チッタゴン丘陵地の日々の生活は、伝統的な権力制度や地方政府の下部組織と密接にかかわっており、治安部隊との関係もある。
- 地元組織への参加の割合は、全体として低い
- 女性と開発に関する総合点で見ると、先住民はベンガル人よりも良く、12%高い点数を獲得している。
- チッタゴン丘陵地に住むほとんどの人々は、1997 年の和平協定の内容について、ひどく間違った理解をしている
- 和平協定以前は、全世帯の 5 分の 1 を下回る程度の世帯が兵器による攻撃を受け、5%の世帯では、けが人もしくは死者が出た。17%の世帯(先住民で 25%、ベンガル人で 8%)は、最後の 3 年間の間に強奪を受けている。
- 20 の指標用いて 5 ポイントのリンカートスケール(ポイント 0 は自信なし、ポイント 4 は強い自信あり)によって推定された自信指数(confidence building index: CBI)は、中程度の自信(ポイント 2.1)を示すこととなった。

c) 土地と家屋

- チッタゴン丘陵地の土地所有の形態には、(i) 土地登記済みで個人所有、(ii) 用益権のある伝統的所有(代表者の登録あり・登録なしを含む)、(iii) 用益権のある共同所有の 3 つがある
- チッタゴン丘陵地のすべての世帯は家屋を所有している
- チッタゴン丘陵地の先住民の家屋の 63%は、クチャ家屋(藁ぶき屋根と土壁)で次に多いのはマチャ家屋(竹を支柱にした家)。ベンガル人の家屋の 96%はクチャ家屋。

d) 就労と生計

- 女性の世帯収入に対する寄与は低い。
- チッタゴン丘陵地農村部の世帯当たりの年間支出は Tk. 62,000(USD 780) Bangladesh の農村部の世帯当たりの年間支出より低い Tk. 73,00 (USD 919)
- 世帯支出のうち、女性の生活のために使われる支出の割合が非常に低い
- 約 87%の世帯に何らかの貯蓄があるとされている
- チッタゴン丘陵地全世帯の約 54%は、何らかの融資を利用できる
- 43%の世帯(先住民の 50%、ベンガル人の 34%)は、ラジオを聴いている

e) 農業

- チッタゴン丘陵地総人口の 18%は農業に従事している
- チッタゴン丘陵地の 1,473km² の耕作地の内 295km² が耕起地で、401km² が焼畑、267km² が家庭菜園に利用されている
- チッタゴン丘陵地では、1 世帯(5.2 人/世帯)の 52%(2.75 人/世帯)は、就労者又は就労可能者
- チッタゴン丘陵地の作物生産は、土地の条件に応じて耕起地と焼畑で行われている。
- 農村世帯の三分の 2 は農家
- 2007 作物年度の農村の平均的世帯は、耕起地で 138 decimal (5,583 m²)、焼畑地で 161 decimal (6,514 m²)を耕作している。

- チッタゴン丘陵地の農家の収入の平均は、Tk. 66,000 (USD 831)³ (Bangladesh農村部平均は Tk. 84,000 (USD 1,057))

f) 食事・健康

- チッタゴン丘陵地の人々の食材は平地の人々の食材とほぼ同じであるが、Nappi(魚のペースト)、タケノコ、干し野菜なども食べる。
- チッタゴン丘陵地の平均的世帯の1人当たりの1日のエネルギー摂取量は、1,798 kcalで極貧層ラインの1,805 kcalより低い。
- 極貧層は、チッタゴン丘陵地に広く分布しており、チッタゴン丘陵地のほとんどの先住民は、年間を通して食料の供給が確保されていない。
- 直接カロリー摂取法(DCI法)によると、民族に関わらず約62%の世帯は絶対貧困ライン(2,122 kcal)以下で、約36%は極貧ライン(1,805 kcal)以下である。
- 全世帯の約4分の3(74%)は低貧困ライン(866 BDT ≒ 10 USD/人/月以下)で、86%は高貧困ライン(1,025 BDT ≒ 13 USD/人/月以下)である。
- 5-16歳の子供の82%は小学校又は中学校に在籍している。
- 健康問題、医療施設、医療サービスに関する人々の知識が乏しい。
- 避妊普及率は54%(国全体では56%)で、アンメット・ニーズは12%(国全体では17.6%)
- チッタゴン丘陵地の飲料水・調理水の主な水源は、安全でない。

3) 実施中の支援プログラム

チッタゴン丘陵エリアでは、政府やNGOによって支援が行われている。No.14とJ39、J61の位置するルマ村では、ASA、BRACと政府の夜支援が行われている。No.12、No.13、J42、J52、J53の位置するタンチ村では、BRAC、CARITAS、UNDPによる支援が行われている。

表 12-18 水力候補地の位置する村で実施されている支援プログラム

| Administrative section | | | No of Population | Support by Gov/NGO | Potential sites | |
|------------------------|--------------|--------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------|
| District | Upazila | Union/Mouza | | | PSPP | SSHP |
| Bandarban | Alikadam | Alikadam | 28,495 | | - | J17, J23 |
| | | Chokhyong | 20,822 | | No.18 | J12, J13 |
| | Bandarban | Bandarban | 9,219 | | - | J33 |
| | Lama | Rupshipara | 11,565 | | - | J31 |
| | Rawangchhari | Rawangchhari | 8,804 | BRAC, Proshika, BNKS | - | J34, J66 |
| | Ruma | Paindu | 5,803 | | No.10 | |
| | | Ruma | 12,417 | ASA, BRAC, GB | No.14 | J39, J61 |
| | Thanchi | Remakri | 6,119 | | No.15, No.16, No.17 | J45, J47 |
| Thanchi | | 7,599 | BRAC, CARITAS, UNDP | No.12, No.13 | J42, J52, J53 | |
| Chittagong | Banskhali | Silkup | 20,043 | | - | J7 |
| Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | 24,004 | | - | J11, J14 |
| Rangamati | Barkal | Shuvolong | 11,728 | | No.6 | |

³ 1 USD = 76.15 BDT in March 2015

(h) カプタイ貯水池周辺の農業

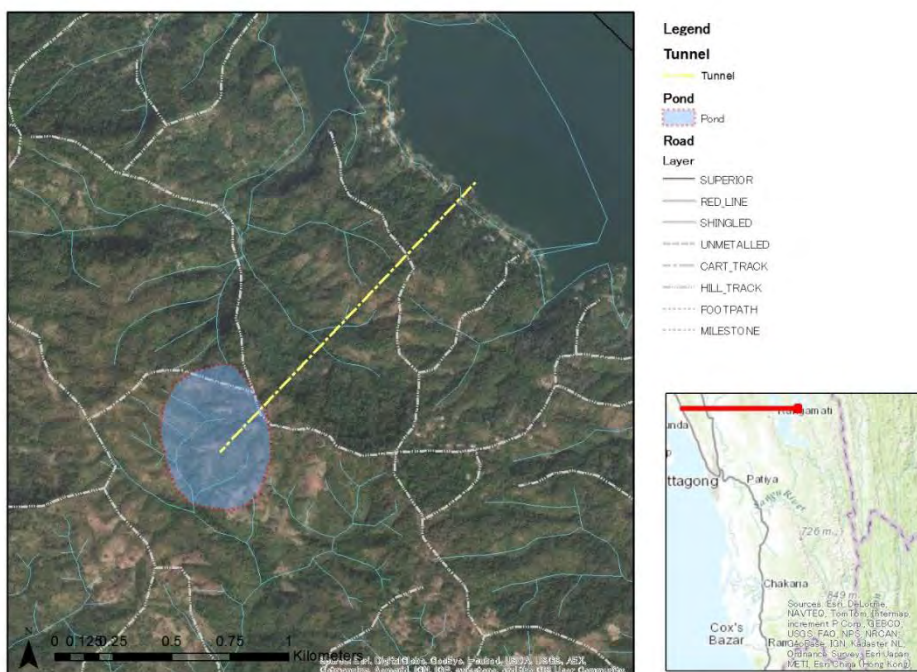
JICA 資料(2004)によると、カプタイ貯水池周辺では、貯水池の水位の低下する 6 月方 10 月の期間を利用して、満水位以下での農耕が確認されており、満水位以下での農業収入だけに依存して生計を立てる農民も多い。これらの農業は、貯水池の水位が十分に低下しなかったり、収穫時期に急速に水位が上昇することによって生産に影響を受けている。水位の影響で十分な農業生産が得られなかった世帯は、親戚や高利貸しからの借入、食事回数/量を減らす、野生の食糧で代替、家畜や他の資産を売り払う、不定期な低賃金肉体労働に従事等で、生計を確保していたようである。

12.7.2 水力発電事業による環境影響

(1) 揚水発電開発候補地点

(a) PSPP No.6

PSPP No.6 はランガマティ県バラカル郡シュボロング村に位置する。湛水池の面積は 21.4 ヘクタール。放水路付近に集落が存在する。湛水池予定地内の土地利用は農地と森林で、大きな家屋は見られないが、いくつかの小屋状のものが確認できる。水圧管路付近には比較的良好な森林が残っている。森林被覆率は 40%程度。事業計画地が分布域内に入る希少な哺乳類は、Indian hog deer (*Axis porcinus*), Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*) である。本事業による影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族とチャクマ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-24 PSPP No.6

表 12-19 PSPP No.6 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 176 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 330 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 230 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 33 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 8,400,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,640 |
| L/H | 8.8 |

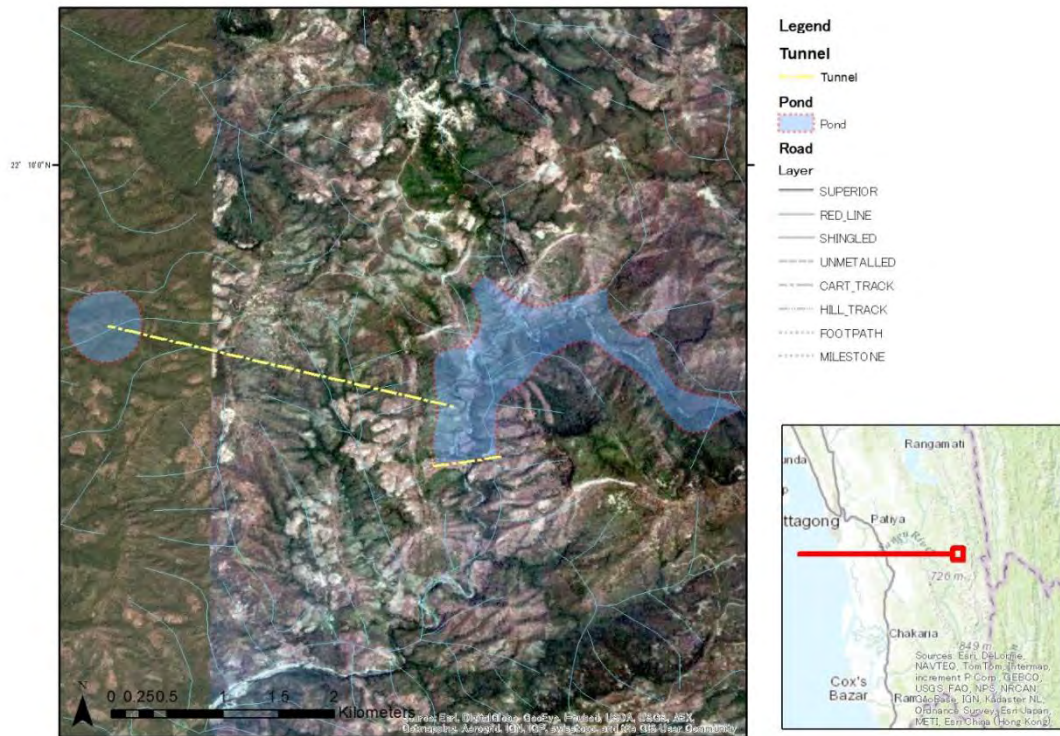


View of PSPP No. 6

出典：JICA 調査団

(b) PSPP No.10

PSPP No.10 はバンバルダン県、ルマ郡、パインドゥ村に位置する。上池の面積は 33.2 ヘクタール、下池は 155.8 ヘクタールである。衛星画像を見ると湛水域内には大きな家屋はないが、小屋を数軒確認できる。森林被覆率は 70%程度、事業計画地が分布域内に入る希少哺乳類は、Indian hog deer (*Axis porcinus*), Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。事業によって影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族とマロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-25 PSPP No.10

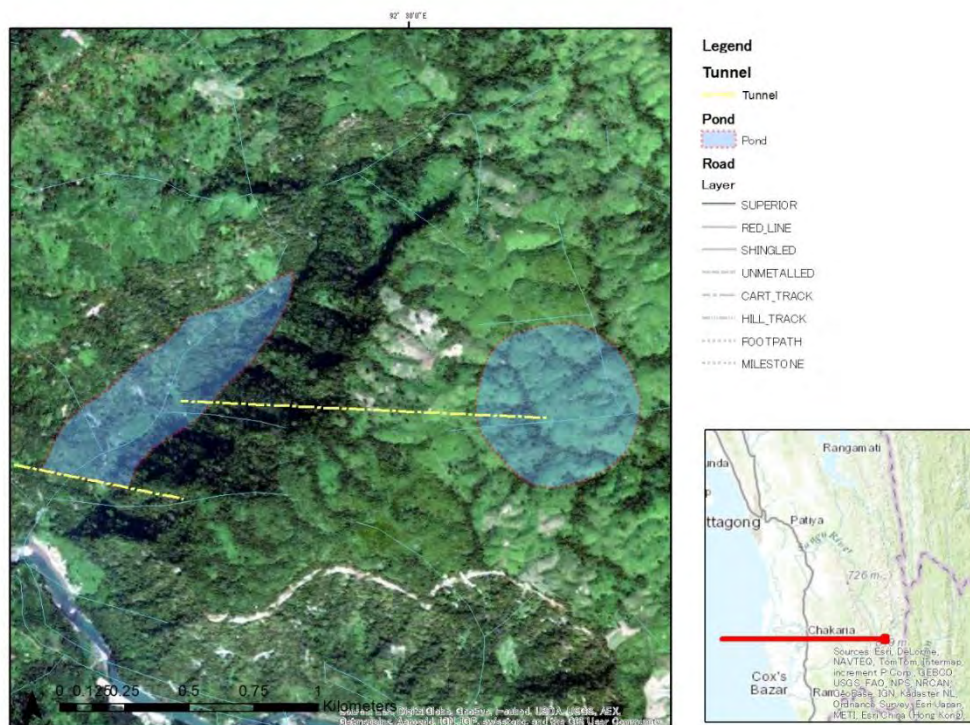
表 12-20 PSPP No. 10 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 185 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 313 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 360 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 143 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 9,400,000 |
| Length of Waterway (m) | 2,990 |
| L/H | 15.2 |

出典：JICA 調査団

(c) PSPP No.12

PSPP No.12 はバンバルダン県、ターンチ郡、ターンチ村に位置する。上池の面積は 29.2 ヘクタール、下池は 27.7 ヘクタール。衛星画像では、湛水池内に大きな家屋は確認されないが、小さな小屋がいくつか見られる。下池付近に比較的良好な樹林が残っている。湛水域内の森林被覆率は 60% 程度。事業計画地が分布域内に入る希少哺乳類は、Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-26 PSPP No.12

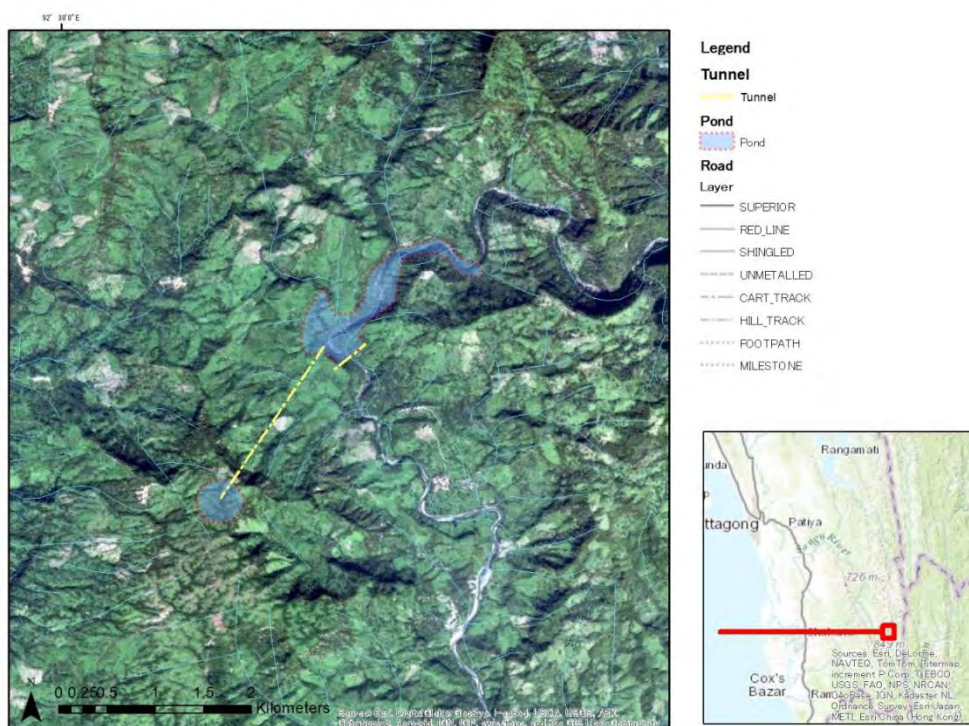
表 12-21 PSPP No.12 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 186 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 312 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 340 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 122 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 7,500,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,330 |
| L/H | 6.7 |

出典：JICA 調査団

(d) PSPP No.13

PSPP No.13 はバンドルバン県ターンチ郡ターンチ村に位置する。上池の面積は 15.8 ヘクタール、下池の面積は 57.2 ヘクタール。衛星画像では大きな家屋は見当たらないが、小屋はいくつか確認できる。湛水域内の森林被覆率は 40%程度。事業計画地が分布エリア内に入る希少哺乳類は Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-27 PSPP No.13

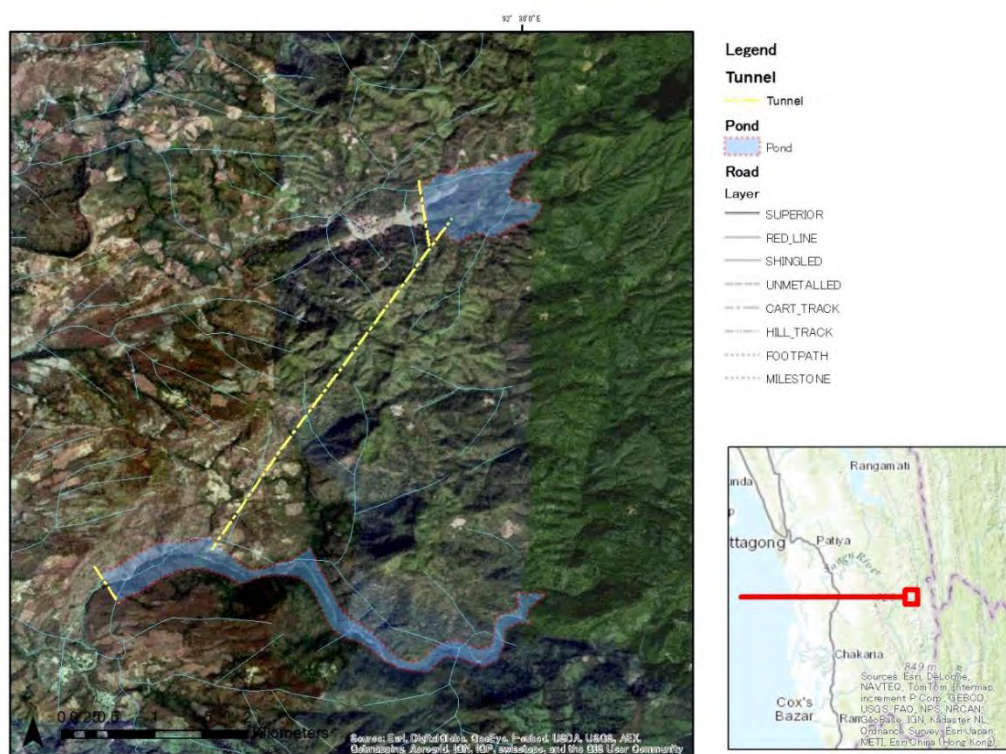
表 12-22 PSPP No.13 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 329 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 176 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 480 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 130 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 4,500,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,890 |
| L/H | 5.4 |

出典：JICA 調査団

(e) PSPP No.14

PSPP No.14 はバンドルバン県ルマ郡ルマ村に位置する。上池の面積は 74.9 ヘクタール、下池は 11.4 ヘクタール。衛星画像では湛水域内に大きな家屋は見られない。湛水域内の森林被覆率は 70% 程度。事業計画地が分布域内に入る希少な哺乳類は、Indian hog deer (*Axis porcinus*), Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-28 PSPP No.14

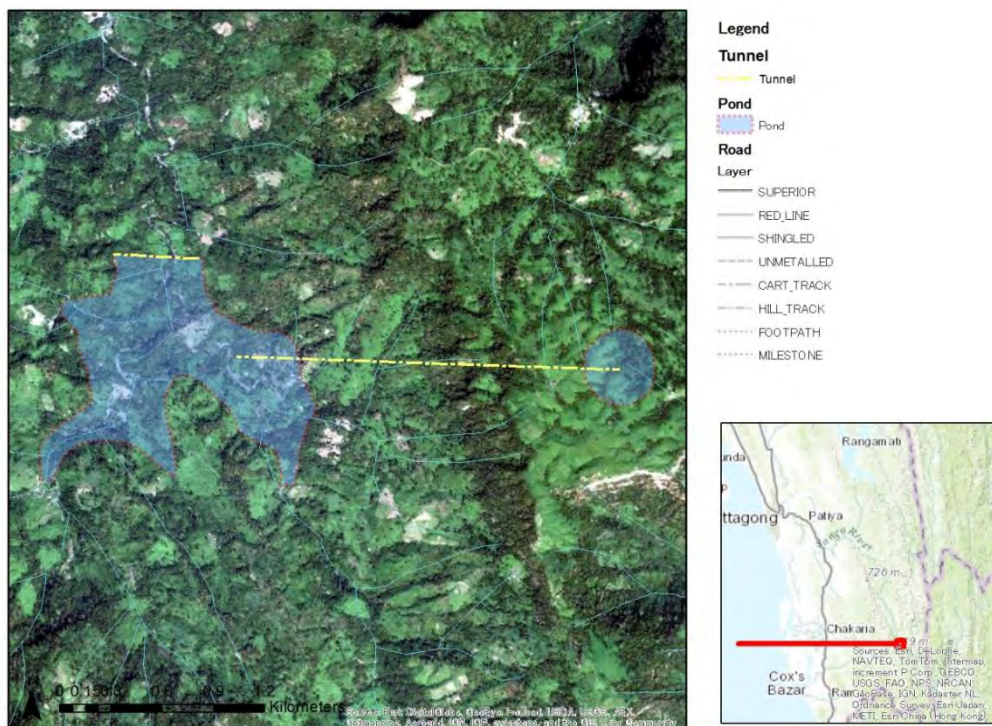
表 12-23 PSPP No.14 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 329 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 176 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 530 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 160 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 4,500,000 |
| Length of Waterway (m) | 4,280 |
| L/H | 12.2 |

出典：JICA 調査団

(f) PSPP No.15

PSPP No.15 はバンドルバン県、ターンチ郡、レマクリ村に位置する。上池の面積は 13.6 ヘクタール、下池は 105.5 ヘクタール。衛星画像では家屋が 5 軒ほど確認できる。湛水域内の森林被覆率は 50%程度。事業計画地が分布域内に入る希少哺乳類は、Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族は、マルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-29 PSPP No.15

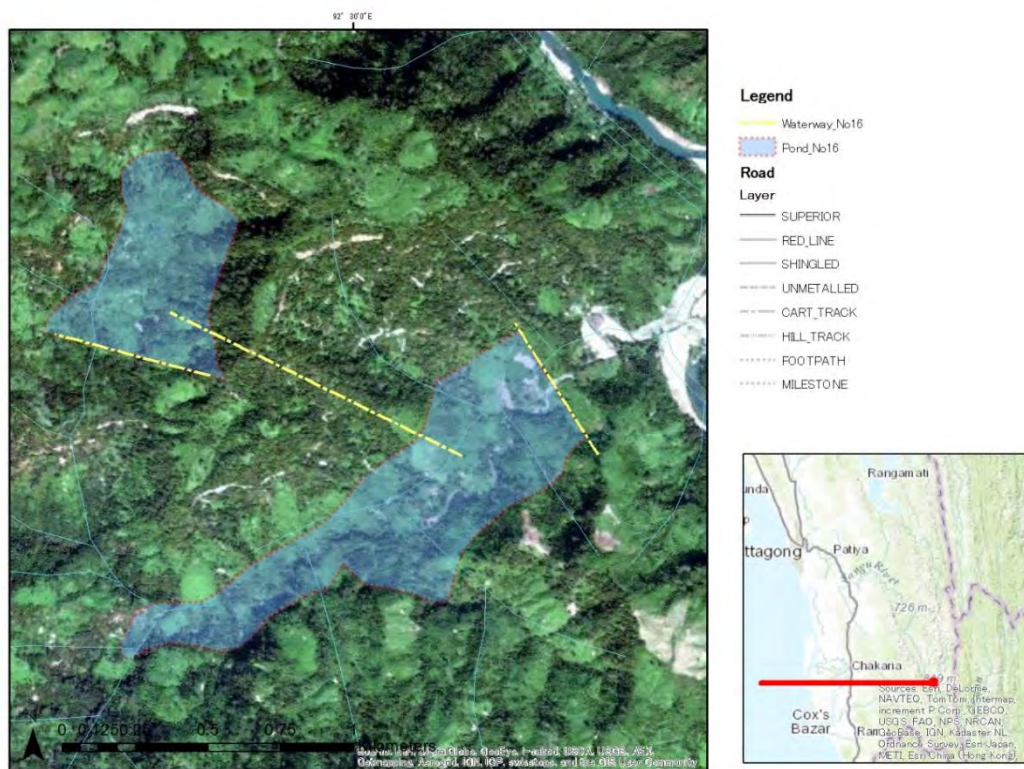
表 12-24 PSPP No.15 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 369 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 157 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 540 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 127 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 4,000,000 |
| Length of Waterway (m) | 2,100 |
| L/H | 5.3 |

出典：JICA 調査団

(g) PSPP No.16

PSPP No.16 はバンドルバン県ターンチ郡レマクリ村に位置する。上池の面積は 26.5 ヘクタール、下池は 51.1 ヘクタール。衛星画像では大きな家屋は確認できないものの、小さな小屋が数個見られる。湛水域内の森林被覆率は 40%程度。事業計画地を分布域内に含む希少哺乳類は、Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族はマルマ族、トリプラ族とマロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-30 PSPP No.16

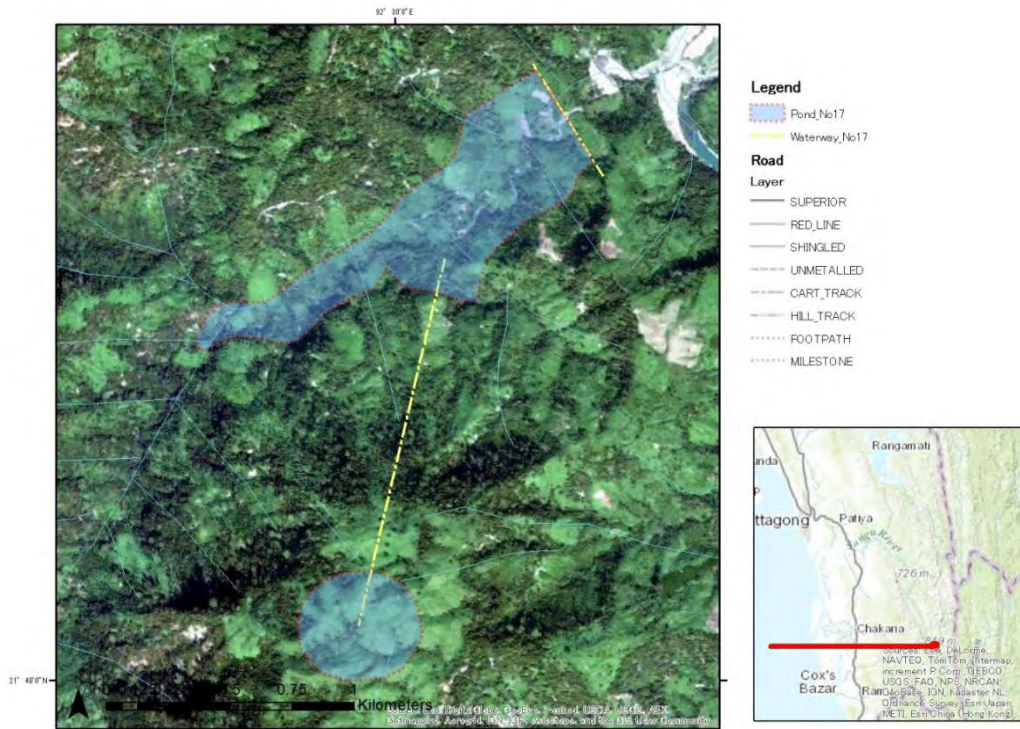
表 12-25 PSPP No.16 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 248 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 234 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 395 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 116 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 5,900,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,060 |
| L/H | 4.0 |

出典：JICA 調査団

(h) PSPP No.17

PSPP No.17 はバンドルバン県ターンチ郡レマクリ村に位置する。上池の面積は 15.1 ヘクタール、下池は 16.4 ヘクタール。衛星画像では湛水域内に家屋は確認できない。湛水域内の森林被覆率は 30%程度。事業計画地を分布域内に含む希少な哺乳類は、Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族は、マルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-31 PSPP No.17

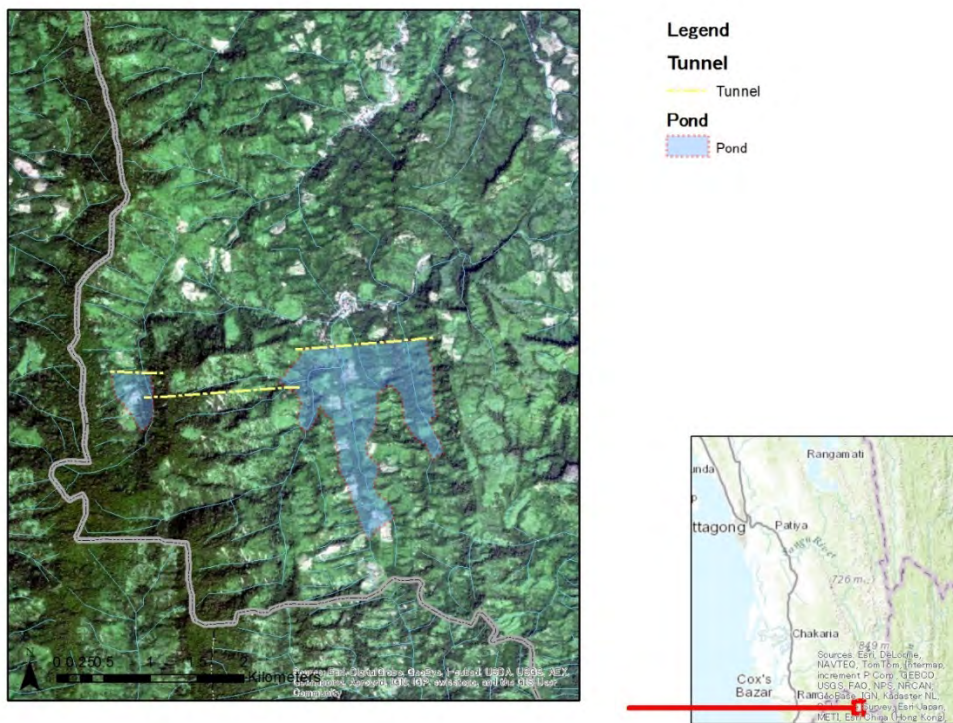
表 12-26 PSPP No.17 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 361 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 161 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 520 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 116 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 8,400,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,520 |
| L/H | 4.0 |

出典：JICA 調査団

(i) PSPP No.18

PSPP No.18 はバンバルダン県、アリカダム郡、チョクヨン村に位置する。上池の面積は 18.3 ヘクタール、下池は 153.6 ヘクタール。衛星画像では大きな家屋は確認できないが、小さな小屋は見られる。湛水域内の森林被覆率は 80%程度。湛水域の一部は森林保留地(Forest reserve)にかかり、事業区域全域がサンゲー・マタムハリ生物多様性の保全上重要な地域(Key Biodiversity Area)にかかる。事業計画地が分布域に入る希少哺乳類は、Asian Elephant (*Elephas maximus*), Phayre's leaf monkey (*Trachypithecus phayrei*), Western hoolock gibbon (*Hoolock hoolock*)。影響を受ける可能性のある先住民族は、マルマ族、トリプラ族、マロ族である。



出典：JICA 調査団

図 12-32 PSPP No.18

表 12-27 PSPP No.18 の諸元

| Items | Value |
|--|-----------|
| Effective Head (m) | 249 |
| Designed Discharge (m ³ /s) | 233 |
| Installed Capacity (MW) | 500 |
| HWL of Upper Reservoir (m) | 405 |
| LWL of Lower Reservoir (m) | 140 |
| Effective Reservoir Volume (m ³) | 5,900,000 |
| Length of Waterway (m) | 1,580 |
| L/H | 6.0 |

出典：JICA 調査団

(2) 水力/小水力候補地点

18の小水力候補地による環境・社会影響を簡易的に予測した。4つの候補地は保護区内に位置している。ほとんどの事業計画地は二つもしくは三つの希少哺乳類分布域内に入る。各事業によって影響を受ける先住民族の数は1から5つである。

表 12-28 小水力発電事業による環境影響の一覧

| SSH P | River | Governorate | | | Protected Area | No. of affected Endangered Mammals | No. of Ethnic minority groups |
|----------|------------|----------------|--------------|--------------|----------------------------------|---|--|
| | | District | Upazila | Union/Mouza | | | |
| J07 | Banshkhali | Chittagong | Banshkhali | Silkup | Chunati Wildlife Sanctuary | 2 | 0 |
| J11 | Bakkhali | Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | | 2 | 1 |
| J12 | Matamuhuri | Bandarban | Alikadam | Chokhyong | Forest reserve, KBA | 2 | 3 |
| J13 | Matamuhuri | Bandarban | Alikadam | Chokhyong | Forest reserve, KBA | 2 | 3 |
| J14 | Bakkhali | Cox's Bazar | Ramu | Kaoarkhop | | 2 | 1 |
| J17 | Matamuhuri | Bandarban | Alikadam | Alikadam | | 2 | 3 |
| J23 | Matamuhuri | Bandarban | Alikadam | Alikadam | | 2 | 3 |
| J31 | Matamuhuri | Bandarban | Lama | Rupshipara | | 2 | 2 |
| J33 | Sangu | Bandarban | Bandarban | Bandarban | | 2 | 2 |
| J34 | Sangu | Bandarban | Rawangchhari | Rawangchhari | | 2 | 2 |
| J39 | Sangu | Bandarban | Ruma | Ruma | | 3 | 3 |
| J42 | Sangu | Bandarban | Thanchi | Thanchi | | 2 | 3 |
| J45 | Sangu | Bandarban | Thanchi | Remakri | | 2 | 3 |
| J47 | Sangu | Bandarban | Thanchi | Remakri | Forest reserve, KBA | 3 | 3 |
| J52 | Sangu | Bandarban | Thanchi | Thanchi | | 2 | 3 |
| J53 | Sangu | Bandarban | Thanchi | Thanchi | | 3 | 3 |
| J61 | Sangu | Bandarban | Ruma | Ruma | | 3 | 3 |
| J66 | Sangu | Bandarban | Rawangchhari | Rawangchhari | | 3 | 2 |

出典：JICA 調査団

JICA 調査団は現地踏査を行い、18箇所の候補地うち5箇所の近辺に近づくことができた。

J33、J39、J42はサングー川本流を堰き止める形で計画されている。サングー川沿いに多くの人々が生活していることを考慮すると、小規模なダムであっても多くの移転が発生する可能性がある。



Houses along the Sangu river



Houses along the Sangu river

J61 と J66 はサングー川支流に位置している。しかし、J61 は計画流量と比較し、乾季の流量が少なすぎる。J66 はロワンチャリ村の中心に位置するため、多くの移転が発生する。



Upstream of J66 site



Downstream of J61 site

12.8 包蔵水力調査結果のまとめ

12.8.1 揚水発電候補地点

一般に、揚水発電に好ましい地点は、小さな L/H（水路長と落差の比）であること、環境社会的影響が少ないこと、短いアクセス道路、下部調整池に十分な集水面積があることが挙げられる。また、開発規模を大きくできる可能性があることも、開発の経済的効率性の観点から利点の一つと言える。

表 12-29 は、文献調査及び現地踏査閣下に基づく揚水発電候補地点の比較を示している。これにより、PSPP No.17 が Bangladesh における最初の揚水発電プロジェクトとして最適地点として、PSPP No.13 はその次の地点として選定された。

プロジェクトの実現のためには、計画や設計の段階でいくつかの困難さが存在する。現在入手可能な地形図は 100m 等高線の 1/50,000 地形図のみであり、それらの地形図は概略設計にさえも使用できない。また、チッタゴン丘陵地域での現地踏査や地点調査は、治安問題の理由で制限される。加えて、水力開発に対する地元感情のために、建設準備段階での用地取得において困難に遭遇するであろう。

従って、チッタゴン丘陵地域での今すぐの水力開発実施は難しいであろうと考えられる。

12.8.2 従来型水力／小規模水力候補地点

JICA 調査団は、現地踏査時に限られた地点のみしか調査できなかった。しかし、サングウ川沿いの候補地点は、河川勾配は比較的緩やかであるため、大規模な住民移転に繋がる可能性が高いと思われた。技術的及び経済的な面での立地可能性から見て、いくつかの有望地点地点はあるものの、それらの地点は環境社会的な影響の観点からは開発に適するとは言えない。

一方、サングウ川の支川の候補地点は、乾期には河川流量が限られると想定される。従って、これらの地点は財務的立地可能は低いと思われる。

以上から、それらの候補地点は、特に円借款での水力開発としては魅力的とは言えない。

表 12-29 揚水発電候補地点の比較

| Site No. | | No.6 | No. 10 | No. 12 | No. 13 | No. 14 | No. 15 | No. 16 | No. 17 | No. 18 |
|--------------------------|---------------------|---------------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------------|
| 上部調整池 | タイプ | 掘込み式 | 掘込み式 | 掘込み式 | 掘込み式 | 通常 | 掘込み式 | 通常 | 掘込み式 | 通常 |
| | ダム 堤高 m | | | | | | | 80 | | 80 |
| | HWL | 230 | 360 | 340 | 480 | 530 | 540 | 395 | 520 | 405 |
| | NWL | 220 | 350 | 330 | 470 | 520 | 530 | 390 | 510 | 395 |
| | LWL | 190 | 320 | 300 | 440 | 500 | 500 | 365 | 480 | 375 |
| | 有効容量 m ³ | 8,400,000 | 9,400,000 | 7,500,000 | 4,500,000 | 4,500,000 | 4,000,000 | 5,900,000 | 4,100,000 | 5,900,000 |
| 下部調整池 | タイプ | | | | | | | | | |
| | ダム 堤高 m | - | 70 | 80 | 70 | 70 | 60 | 70 | 70 | 70 |
| | HWL | 33 | 173 | 152 | 160 | 190 | 157 | 146 | 146 | 170 |
| | NWL | 33 | 153 | 132 | 120 | 170 | 137 | 126 | 126 | 130 |
| | LWL | 33 | 143 | 122 | 130 | 160 | 127 | 116 | 116 | 140 |
| | 有効容量 m ³ | 8,400,000 | 9,400,000 | 7,500,000 | 4,500,000 | 4,500,000 | 4,000,000 | 5,900,000 | 4,100,000 | 5,900,000 |
| 水路 | 延長 (L) m | 1640 | 2990 | 1330 | 1890 | 4280 | 2100 | 1060 | 1520 | 1580 |
| | 内径 m | 8.4 | 8.2 | 8.1 | 6.1 | 6.1 | 5.8 | 7.0 | 5.8 | 7.0 |
| | 延長 X 内径 | 13,724 | 24,378 | 10,816 | 11,561 | 26,180 | 12,122 | 7,466 | 8,876 | 11,107 |
| 総落差 (H) m | 187.0 | 197.0 | 198.0 | 350.0 | 350.0 | 393.0 | 264.0 | 384.0 | 265.0 | |
| L/H | 8.8 | 15.2 | 6.7 | 5.4 | 12.2 | 5.3 | 4.0 | 4.0 | 6.0 | |
| 有効落差 m | 175.8 | 185.2 | 186.1 | 329.0 | 329.0 | 369.4 | 248.2 | 361.0 | 249.1 | |
| 最大使用水量 m ³ /s | 330 | 313 | 312 | 176 | 176 | 157 | 234 | 161 | 233 | |
| 出力 (Efficiency=88%) | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | 500,000 | |
| 社会的影響 | Resettlement | 数軒 地元感情要注意 | なし | なし | なし | なし | 数十軒 | なし | なし | なし |
| 自然環境的影響 | Protected Area | - | - | - | - | - | - | - | - | Shangu- Matamuhuri Wildlife |
| 既設道路からのアクセス距離 | | 52km | 24km | 18km | 30km | 29km | 15km | 21km | 21km | |
| その他 | | - | - | 集水面積が小さすぎる | 規模拡大可能 | - | - | 規模拡大不可 | 規模拡大可能 | 集水面積が小さすぎる |
| Comprehensive Evaluation | | E | E | D | B | E | D | C | A | E |
| | | | | *CA: 集水面積 | | | | | | |
| | | | | 評価項目 | | | | | | |

出典：JICA 調査団

12.9 次ステップに向けた提言

12.9.1 円借款によるプロジェクト開発の可能性

前述のとおりリストアップされたいくつかの揚水発電候補地点や従来型発電所候補地点は、物理的には開発で可能であろうと考えられるが、いくつかの制限が次段階でのプロジェクトの実施を難しくすると考えられる。地形図は計画段階や設計段階において重要なものであるが、現時点で入手可能な地形図は、100m 等高線の 1/50,000 地形図のみである。これらの地形図は概略設計にすら利用できない。また現時点では、地表踏査のみならず地点調査は、チッタゴン丘陵地域の治安の理由により、制限を受ける。

加えて、チッタゴン丘陵地域における水力開発に関する地元住民の感情を考慮すれば、現時点では揚水発電や従来型水力開発への地元同意を取り付けることが困難であるリスクを有する。実施機関が用地取得において困難に遭遇する可能性がある。

このように、チッタゴン丘陵地域での今すぐの水力開発実施は難しいであろうと考えられる。従って、水力プロジェクトは今回の PSMP2010 改訂版にリストアップすることは必要ないと判断される。

12.9.2 将来プロジェクトの参考 TOR

治安の問題や水力開発に対する地元感情が改善された場合は、揚水発電候補地点 No. 17 及び No. 13 は、500MW から 1,000MW の範囲で開発可能である。

プロジェクト開発の次ステップとして、FS 調査が実施される。参考に揚水発電計画 FS 調査の TOR 項目を、表 12-30 と表 12-31 に示す。

表 12-30 揚水発電プロジェクト FS 調査の TOR (1)

| |
|--|
| Task 1. 背景及び揚水発電所の必要性 |
| 1-1 バングラデシュにおける電力開発政策 <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電設備の開発政策の確認 ・ 電力開発政策における揚水発電の位置づけの確認 |
| 1-2 電力需給、電源開発計画の確認 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力需要予測と電源設備の開発計画の把握 |
| 1-3 電力セクター改革の進捗の確認 <ul style="list-style-type: none"> ・ 需給調整市場の設立計画の確認 |
| 1-4 電力市場の概観 |
| Task 2. 揚水発電所の必要性 |
| 2-1 揚水発電所導入の必要性 <ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統から要求されるピーク時間帯の kW 及び kWh の検討 ・ 風力開発を考慮した受給バランスのシミュレーション |
| 2-2 可変速揚水システムの適用についての検討 |
| 2-3 JICA による支援の妥当性 |
| 2-4 最適開発スケジュール及び送電線接続計画 <ul style="list-style-type: none"> ・ 開発スケジュールの最適化 ・ 送電線接続計画の策定 |

出典：JICA 調査団

表 12-31 揚水発電プロジェクト FS 調査の TOR (2)

| |
|--|
| Task 3. 基本設計 |
| 3-1 水文・地形・地質調査 |
| ・概略設計に基づく調査の計画及び実施 |
| ・地形測量、地質踏査、ボーリング調査、弾性波探査、物理探査及び室内試験の実施 |
| ・測水所の設置及び水文気象観測 |
| 3-2 代替案との比較検討 |
| ・上部及び下部ダム・調整池の位置の選定 |
| ・発電所位置と水路ルート決定 |
| ・最適開発規模の見直し |
| 3-3 土木構造物と鋼構造物の基本設計 |
| ・土木構造物と鋼構造物の基本設計の実施 |
| ・水路及び地下発電所の基本設計の実施 |
| 3-4 電気機械設備の基本設計 |
| ・可変速システムを含むポンプ水車、発電電動機設計 |
| ・GSIの構成、開閉所位置を含む送電計画に基づく開閉所設備の見直し |
| ・低圧ケーブル、GIS、接地などの主回路設計見直し |
| 3-5 送電線の基本設計 |
| ・系統解析の実施 |
| ・送電方法、モニタリング管理方法設計 |
| 3-6 新技術の適用可能性の評価 |
| Task 4. 全体プロジェクト実施計画 |
| 4-1 施工計画 |
| 4-2 コンサルティングサービス |
| 4-3 調達方法及びパッケージング |
| 4-4 実施計画 |
| 4-5 プロジェクトコストの算定 |
| Task 5. 環境社会配慮 |
| 5-1 環境関連法制度、システム、組織 |
| 5-2 スコーピング |
| 5-3 自然環境、社会環境調査 |
| 5-4 公聴会実施の支援 |
| 5-5 EIA レポートの作成 |
| 5-6 簡易住民移転行動計画の策定 |
| 5-7 環境管理計画・モニタリング計画の作成 |
| 5-8 実施機関への技術的支援及び助言 |
| Task 6. プロジェクト実施体制及び運転維持管理体制 |
| 6-1 プロジェクト実施体制 |
| 6-2 運転維持管理体制 |
| 6-3 プロジェクト実施体制及び運転維持管理体制に関する提言 |
| Task 7. プロジェクト評価 |
| 7-1 経済・財務解析 |
| 7-2 リスク評価 |
| 7-3 運転効率性の指標 |
| 7-4 技術支援の必要性 |
| Task 8. 技術移転 |

出典：JICA 調査団

第 13 章 再生可能エネルギー

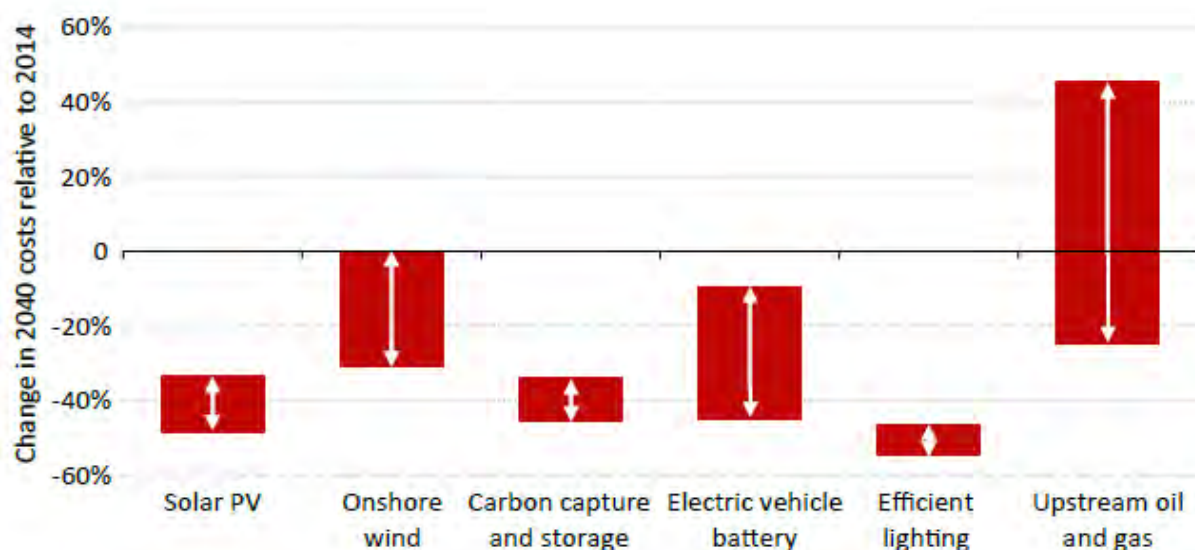
13.1 再生可能エネルギーと取り巻く状況¹

13.1.1 世界潮流

「世界の潮流～SDGs と COP21」の項で述べたように、国際社会は 2030 年までに「すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」ことをコミットしている。さらに人口増と経済成長により、世界のエネルギー消費量は現在の 30%増と推計されている（このうちインドがエネルギー消費増分の 1/4 を受け持つと考えられている。エネルギー消費量増分には、先進国の人口減や、世界のエネルギー効率化によるエネルギー消費減少効果も含まれる）。

このような状況で、経済成長とエネルギーアクセス向上、さらに温暖化排出ガス削減を両立させる方法として、再生可能エネルギーの役割はますます高まっている。世界の総エネルギー需要に占める「近代的再生可能エネルギー」（伝統的な固形バイオマスを除く）の割合は、2014 年の 14%から 2040 年には 19%に増加すると見込まれている（2040 年断面で、総発電量の 1/3、熱供給源の 1/6、さらに総運輸用燃料の 8%）。

またこのような再生可能エネルギー普及には、下図のように再生可能エネルギー技術コストの低減、従来の石油・ガス等化石燃料開発・生産費の増加が大きく影響すると見込まれる（再エネ技術の価格下落や普及には不確実性が伴うが、石油・ガスについては、今後残された採掘地点の技術的難易度が高くなる傾向があることから、開発・生産費は上昇可能性がある」と解釈される）。



出典： IEA World Energy Outlook 2015, Figure 1.3

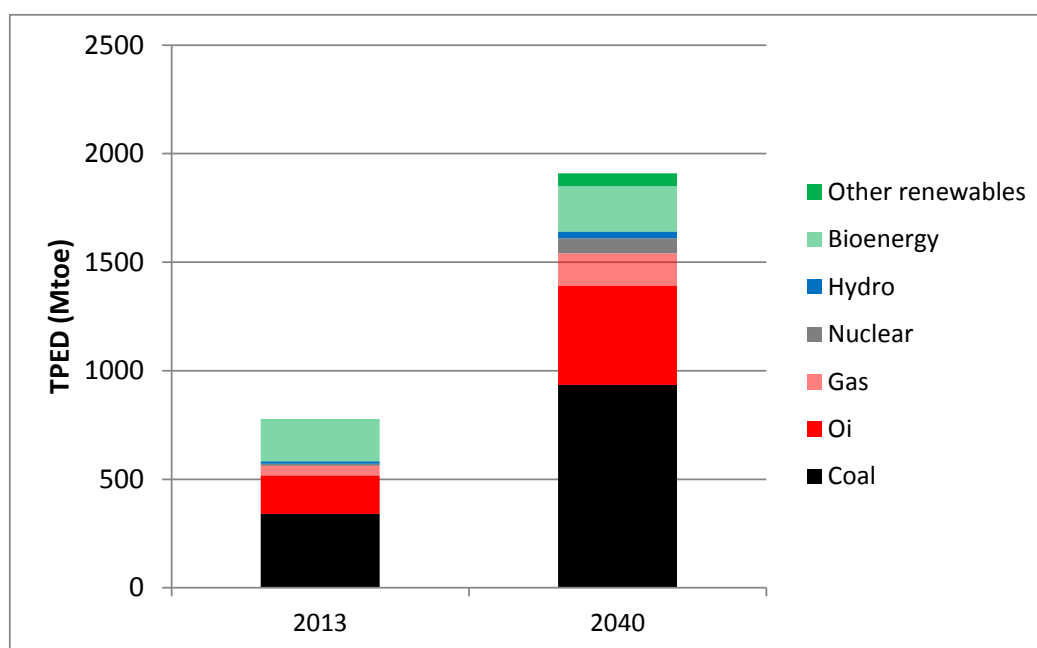
図 13-1 再生可能エネルギーおよび低炭素技術の単位当たり単価、2014~2040 年の発展

¹ IEA, World Energy Outlook, 2015、および IEA Mid-Term Market Report Renewable Energy 2015 なお IEA 報告書における「再生可能エネルギー」は特に断り書きがない限り、水力（規模の大小を問わない）、風力、地熱、太陽光発電、太陽熱、潮力、焚き木や牛糞など伝統的な固形バイオマスを含む。

13.1.2 インドの再エネ導入計画

インドのエネルギー需要は急成長しており、2000年と比べると約倍増している。特に住宅部門による伝統的な固形バイオマスからガスやLPGへの移行が進むにつれ、化石燃料への依存度が高まっている。

2013年現在、インドのエネルギー供給の4割以上が石炭である（2000年時点では3割強だったので、石炭利用が拡大している）。2040年には、エネルギー供給の約5割が石炭となることが見込まれている。



出典：IEA World Energy Outlook 2015, Annexes India: New Policy Scenario を元に JICA 調査団まとめ

図 13-2 インドのエネルギー供給内訳

同時に、インドは再生可能エネルギーの積極導入により、エネルギーの多様化を通じたエネルギーの安定供給、安全保障ももくろんでいる。特に電源において、図 13-3 に見られるように、再生可能エネルギーは 2040 年までの新規設置容量の半数を占める計画である。

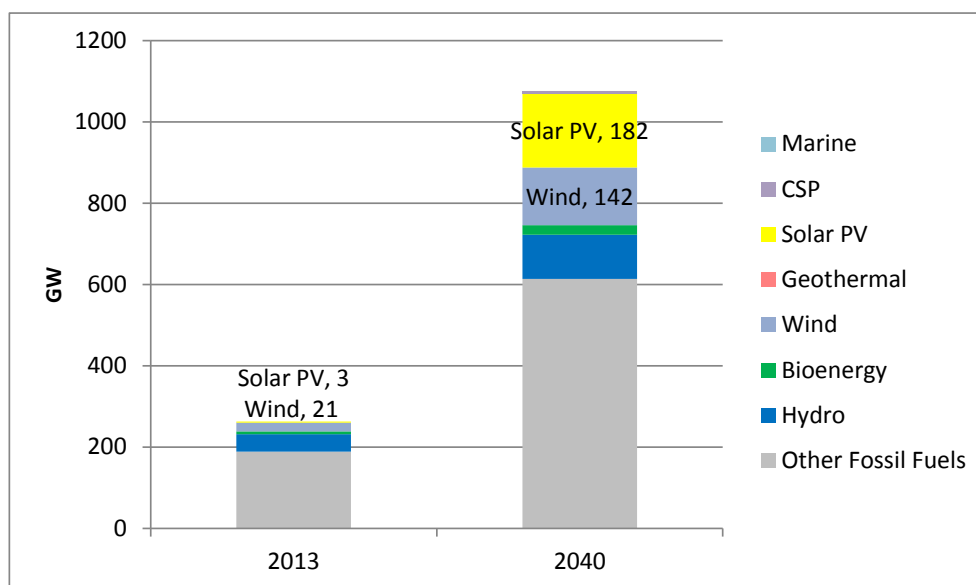
特に、各州に 3%程度あるとみられる荒地 (wasteland) を活用した太陽光発電は、全国で 750GW のポテンシャルがあるとされ、インド再生可能エネルギー投入計画の中心的位置づけである。国家目標としては 2010 年、建国の父の名前を冠した Jawaharlal Nehru National Solar Mission Phase 1 を開始、2022 年までに 100GW 建設とされている（ただし IEA は、資金調達、電気事業者による太陽光発電購入、土地収用、送電線の接続キャパシティ等が依然制約として存在することから、40GW 程度が現実的とみている²⁾）。

インドの太陽光発電で特に著名なのは、グジャラート州である³⁾。2009 年、州政府が太陽光発電への積極投資政策を導入した。これら政策には、免税措置、用地取得プロセスの合理化、グジャラート州送電会社による太陽光発電購買義務化、州内電気料金用の内部補助金税の免除、25 年間の固定買取価格が含まれる。特に 2015 年運開した Charanka Solar Park は、多数の太陽光発電業

²⁾ IEA (2015) *ibid.* p.498, Box "Spotlight"

³⁾ IEA WEO (2015) *ibid.* p.535, Box 13.4

者による参加で 500MW と世界最大級の太陽光発電所となった。ADB は 2004 年、このソーラーパークの初期調査支援を行っている。



出典：IEA World Energy Outlook 2015, Annexes India: New Policy Scenario を元に JICA 調査団まとめ
 図 13-3 インドの再生可能エネルギー電源 設備容量 (GW) 内訳

13.2 「バ」国の再生可能エネルギー導入政策

13.2.1 政府方針と定義

「バ」国にとり再生可能エネルギー導入は、エネルギーの多様化、オングリッドによる電力不足、農村地域の電化にとり、重要な役割を担う。また大河に囲まれたバングラデシュは、国土の 50% が標高 6~7m 以下のデルタ地帯で、世界でも地球温暖化に伴う海面上昇リスクが最も高い国の一つであり、地球温暖化・気候変動対策としても再生可能エネルギー導入の意義は高い。

MPEMR は 2008 年 11 月に再生可能エネルギー政策 2009 を策定し、そのゴールは 2015 年までに全電力供給量の 5%、2020 年までに全供給量の 10% を再生可能エネルギーで賄うというものである。SREDA のホームページによると、「バ」国全設備容量は 2015 年に 13,000MW と想定されており、その時点でのバングラデシュの再生可能エネルギーは 650MW まで増加すると想定されている。

「バ」国の再生可能エネルギー目標値の定義式を下記に示す。

2015 年時点での全電力供給量の 5%:

$$\frac{\text{Installed renewable energy capacity (MW) at 2015}}{\text{Installed all generation capacity (MW) at 2015}} \geq 5\%$$

2020 年時点での全電力供給量の 10%:

$$\frac{\text{Installed renewable energy capacity (MW) at 2020}}{\text{Installed all generation capacity (MW) at 2020}} \geq 10\%$$

表 13-1 より、「バ」国の現時点での再エネ電源設備容量は 432 MW であることが分かる。PSMP2016 の調査結果では、2020 年時の全電源の設備容量合計が約 21,600MW（第 12 参照）で、表 13-2 に見られるように、2015 年～2020 年年の新規再生可能エネルギー電源の政府導入目標は合計 3,168 MW である。この目標が達成できれば、既設分（432 MW、2016 年 4 月時点下表参照）と合わせた合計は 3,600MW となり、「2020 年までに全供給量の 10%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標は達成されることになる。

表 13-1 「バ」国の再エネ既設設備容量（2016 年 4 月時点）
 単位: MW

| 再エネ分野 | Off-Grid | On-Grid | 合計 |
|---------|----------|---------|-----|
| 太陽光 | 193 | 1 | 194 |
| 風力 | 1 | 0.9 | 1.9 |
| バイオマス発電 | 1 | 0 | 1 |
| バイオガス発電 | 5 | 0 | 5 |
| 水力 | 0 | 230 | 230 |
| 合計 | 200 | 232 | 432 |

出典：SREDA

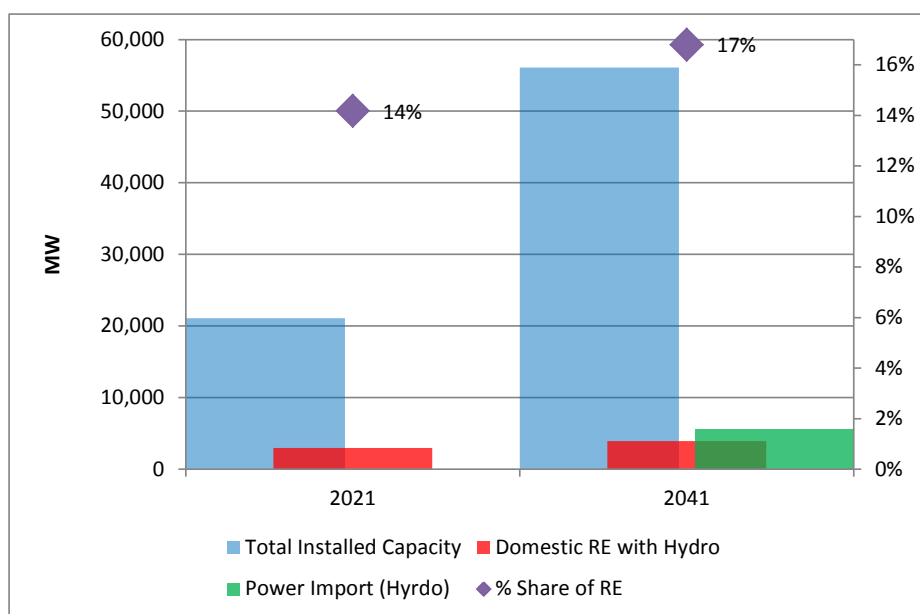
表 13-2 2020 年までの再エネ導入計画（新規のみ）

| 再エネ分野 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Total |
|---------|------|------|--------|------|------|------|------|---------|
| 太陽光 | 222 | 253 | 421.75 | 237 | 195 | 203 | 208 | 1,739.8 |
| 風力 | 0 | 20 | 250 | 350 | 350 | 200 | 200 | 1370 |
| バイオマス発電 | 1 | 16 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 47 |
| バイオガス発電 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| 水力 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 合計 | 224 | 292 | 680.75 | 594 | 552 | 410 | 415 | 3,167.8 |

出典：SREDA

なお政策として明文化されていないが、「バ」国政府は 2020 年以降も（2041 年まで）「設備容量の 10%」目標を維持したい意向である⁴。最新の電源計画では、「バ」国は 2041 年断面で 56,000 MW 以上の設備容量を持つこととなっている。「設備容量の 10%」目標を達成するには 5600 MW の再生可能エネルギー電源が必要であるが、後述するように「バ」国「国内」の再生可能エネルギー源のみでこの目標を達成することは難しい可能性がある。しかしながら、国際連系線で輸入する水力発電電源を再生可能エネルギーとして勘案すれば、設備容量は合計 9,000MW 以上となり（国内で約 4,000 MW、国際連系線による水力発電で約 5,000 MW）、「設備容量の 10%」という政策目標を達成することができる。

⁴ SREDA との面談（2016 年 6 月）による



出典：JICA 調査団

図 13-4 再生可能エネルギー電源の割合予測

ただし、ここで留意しておくべき点は、再生可能エネルギー、特に出力が不安定な太陽光や風力発電について、「設備容量」は、現在の技術では実際の需要を満たす上でほとんど意味がないということである。特に「バ」国のピーク需要は現在は夜間に来るため、太陽光発電はピーク対応には使えない⁵。再生可能エネルギーの設備容量の考え方については、13.6 項で掘り下げる。

13.2.2 再生可能エネルギー促進策および規制

「バ」国でのこれまでの再生可能エネルギー導入は、カプタイ水力を除けば小規模のオフグリッド太陽光発電(SHS)が大半であった。しかし今後は、特に特にメガソーラー(Utility scale solar power)およびメガ風力(Utility scale wind power)について、促進策を実施することとしている。また優遇策と共に土地利用についての規制策も実施している。具体的なアプローチや技術別による再生可能エネルギーの導入ポテンシャルが、SREDA による”Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP), Investment Plan for Bangladesh (October 2015)” (世銀支援により作成) にまとめられている。

特に大型再エネ電源導入 (メガソーラーおよびメガ風力) については、以下の導入形態および価格決定方式が検討されている：

表 13-3 大型再エネプロジェクトの導入形態および価格決定方式案

| No. | Development Pattern (Project + Land Ownership) | Power Purchase Pricing Mechanism |
|-----|--|---|
| 1 | Government Investment on Public Land | N/A |
| 2 | Private Investment (IPP) on Public Land | Auction |
| 3 | Private Investment (IPP) on Private Land | Fixed tariff for 20 years through negotiation |

出典：SREDA Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP), Investment Plan for Bangladesh (October 2015)

⁵ 現時点で蓄電池関連技術の発展は不確定要素が多いため、本調査では勘案していない。

ここで留意すべきは、現在 BERC が作成準備中の FIT (Feed in tariff: 固定価格買い取り制度) は、現時点での大型再エネ案件への適用可能性は限定的で、小規模発電やオフグリッド・マイクロ発電への適用が検討されているということである。これは、これまで「バ」国が再エネ導入は小規模のオフグリッド太陽光発電(SHS)が大半であり、系統接続する大型再エネ電源については、適切な買取価格の指標が存在しておらず、「適正」な FIT を大型再エネ導入初期に設定することは困難であるという認識に基づく。

さらに、これまでに大型再エネ電源の導入が限定的であった理由の一つとして、競争入札のプロセスが不明確なことが、再エネ案件への民間投資参入を阻んでいたと考えられている。このような現状から、IPP による価格決定プロセスおよび価格が、その後の入札者にとり実質的な「シグナル」機能を果たしえることから、IPP による電源導入が「バ」国における大型再生可能エネルギー導入に関わる「一丁目一番地」として位置づけられていた。そして 2015 年 12 月、IPP によるソーラーパーク案件第一号が契約締結した(Jamalpur IPP 3MW solar park project)。今後はこの案件の買取価格(Tk.18.7/kWh)を上限に、他案件が追随するものと考えられる。

他方「バ」国は、特に広大な土地を要するメガソーラー案件について、用地の制限を課している。具体的には、IPP 案件が農耕地または農耕可能な土地の利用を禁止している。上述 SREDA の文書によると、用地制限ありの場合、メガソーラーのポテンシャルは約 1400MW、制限なしだと約 19,000MW と、10 倍以上容量の差が生じる。しかしながら、今後急増する「バ」国人口に対応する食料の国内生産や、今後の経済成長におけるアグリビジネスの可能性を考えると、この土地利用制限政策は適切なものと考えられる。もし今後「バ」国がさらなるソーラーパークの可能性を追求したければ、食糧安全保障上のリスクや農村での雇用拡大の可能性と、トレードオフになることを念頭に置いて検討すべきである。

その他の再生可能エネルギー導入策としては、下記のような発電業者に対する財務・会計面でのインセンティブ付与が主なものである：

- Fiscal Incentives for project investors and operators.
- Import Duty Exemption (Full/ Partial) for certain technology and equipment.
- Duty exemption for 16 items of solar panel [SRO No. 100- Law/2000/1832/Duty, Date-18/04/2000].
- Plants & equipments [full value] & spare parts [10% of original plant cost] without payment of customs duties, VAT & any other surcharges.
- Exemption from corporate income tax for 10 years.
- Tax exemption & repatriation facilities on royalties & technical assistance fees.
- Repatriation of equity along with dividends.
- Avoidance of double-taxation on the basis of bilateral agreements.
- Implementation Agreement [IA] & PPA ensure fair and reasonable risk allocation and payment by the purchaser is guaranteed by the GoB.
- Special Act for processing project proposals.

13.3 再生可能エネルギーに関する組織

政府による再生可能エネルギー実施機関としては、主には SREDA、IDCOL、さらに BREB、BPDB が主に太陽光発電普及を行っている（これらの実施機関については、第 2 章を参照のこと）。

IDCOL の元、再生可能エネルギー設備を農村部で実際に設置しているのは Partnert Organization (PO)と呼ばれる NGO である。主な PO は、Grameen Shakti、Rural Services Foundation (RSF)、BRAC で、この 3PO が IDCOL による SHS、バイオガス事業の 7 割以上を設置している。これら PO は、元々農村部でマイクロクレジット事業を行っており、戸別の元金利回収の実績とノウハウを持っていた。このノウハウが SHS の普及促進、特に多くの家庭にとっては高額な約 13,000~35,000 タ

カ相当設備の割賦販売、戸別の技術指導の側面で活用されている（SHS 設備費の 5%程度はドナー等からのグラントが宛てられ、エンドユーザーは価格の 4 割程度を頭金、残り 5 割強を 3 年程度のローンで支払う）。

さらに、ラヒマフーズ（Rahimafrooz）、シーメンス・ Bangladesh（Siemens Bangladesh）、ARMCO、マイクロ・エレクトロニクス（Micro-Electronics）、ファースト・ Bangladesh ・ソーラー（FirstBangladesh Solar）など、参入している民間企業は多い⁶。

13.4 Bangladesh における再生可能エネルギーのポテンシャル

13.4.1 再生可能エネルギー導入ポテンシャル概要

SREDA と世界銀行が、前出の SREP 文書にて（13.2.2 参照）、「バ」国再生可能エネルギー導入ポテンシャルをまとめている。これによると、「バ」国内の再生可能エネルギーポテンシャル約 3,700MW、発電量ベースで約 7,000GWh が再生可能エネルギーから供給することができる。

ここで注意すべきなのは、下表の「ソーラーパーク」ポテンシャル 1400MW は、前述（13.2.2 参照）の農地利用制限政策下での数値であること、風力は未だ調査中のため、本表作成時は既存資料の机上調査のみでまとめられたこと、また廃棄物発電は燃料収集が困難なためポテンシャル推計が難しく、計画として存在するものの数値の合算であること、である。従って、特に風力パークおよび廃棄物発電については、「バ」国内での認識や計画とずれがある。

表 13-4 再生可能エネルギー導入ポテンシャル

| 再エネ分野 | 燃料 | 容量(MW) | 年間発電量 (GWh) |
|------------------------------------|--------|--------------|--------------|
| ソーラーパーク | 太陽光 | 1400* | 2,000 |
| 屋上太陽光 | 太陽光 | 635 | 860 |
| 戸別太陽光発電装置（Solar Home Systems, SHS） | 太陽光 | 100 | 115 |
| 太陽光灌漑 | 太陽光 | 545 | 735 |
| 風力パーク | 風力 | 637** | 1,250 |
| バイオマス | 米の籾殻 | 275 | 1,800 |
| バイオガス | 動物の排泄物 | 10 | 40 |
| 廃棄物発電 | 都市廃棄物 | 1 | 6 |
| 小水力 | 水力 | 60 | 200 |
| ミニグリッド、マイクログリッド | ハイブリッド | 3*** | 4 |
| 合計 | | 3,666 | 7,010 |

*農耕可能用地の利用を除く、**洪水被害を受けやすい土地を除く、***具体的な計画値の積み上げに基づくもので、理論上の最大ポテンシャルではない。

出典：SREDA・世界銀行 Scaling Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP)
 Investment Plan for Bangladesh. October 2015

⁶ JETRO 「BOP ビジネス潜在ニーズ調査報告書、 Bangladesh : エネルギー分野」、2011 年 3 月

13.4.2 太陽光発電

2007年にUNEPおよびGFFの支援で行われた太陽光と風力ポテンシャル調査により、 Bangladeshにおける太陽光発電の有望性が認められ⁷、SHSは爆発的に普及した。

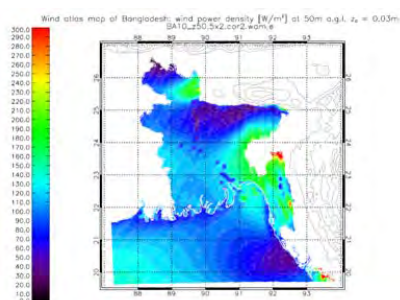
しかし今後「バ」国が大型太陽光発電（ソーラーパーク）推進を目指すに当たり、最大のボトルネックは、土地の制約である。太陽光はエネルギー密度が小さく、広い土地を必要とする。SHSなどの小規模屋上発電であれば問題ないが、例えば30MWのメガソーラー発電には約60ha必要である。「バ」国の平均的な小規模農家の農地は0.3haなので⁸、農家200件分の用地が必要となるということである。上記SREDA-世銀レポートによれば、「バ」国は既にメガソーラー（ソーラーパーク）案件への農地・耕作可能地の用地利用を禁ずる政策を実施しており、その結果メガソーラーのポテンシャルは上限で1400MW程度とされている。

前出SREP報告書は屋上太陽光発電（系統接続を前提とする）および太陽光灌漑（オフグリッド利用を前提とする）のポテンシャルにも言及しており、それぞれ635MW、545MWとしている。戸別太陽光発電装置(SHS)の詳細については、本PSMP2016報告書の地方電化の項（16.4.4）を参照のこと。

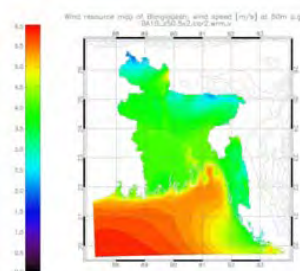
13.4.3 風力発電

「バ」国はサイクロンは頻繁に発生するものの、現時点で風力発電の開発状況は限定的である（これまで系統接続された風力は、Muhuri Dam 900 kW および Kutubdia 1000 kW の国内二カ所のみ）。上記SRESA-世銀報告書では、既存のデータ等に基づき、風況のほか土地利用の制約があるため、発電ポテンシャルは624MWとしている。

ただし上記数値は既存のデータによる机上調査であり、今後変わる余地は大いにある。これまでも開発パートナーによる「バ」国の風力地点調査は行われてきたが、商業化可能な地点を特定できるだけの詳細さに欠けており、これを補完するためUSAIDの支援により、現在Wind Resource Assessmentが調査中で、2018年完成予定である。



出典：SREDA homepage
 図 13-5 風力密度



出典：SREDA homepage
 図 13-6 風速

出典：JICA 調査団

13.4.4 バイオマス発電、バイオガス発電、廃棄物発電

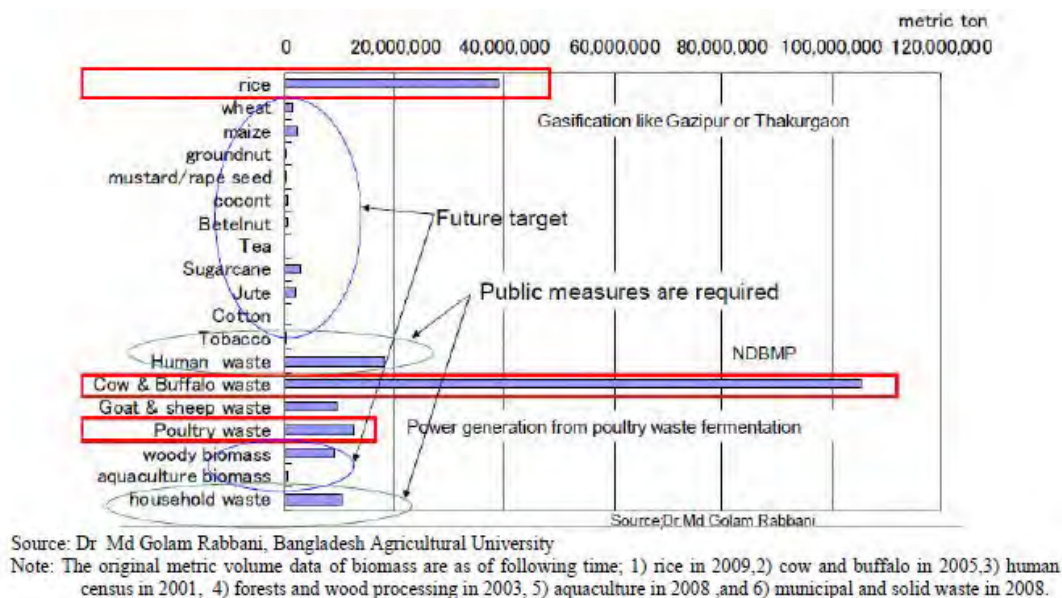
「バ」国のバイオマス資源は、農畜産業からのバイオマス廃棄物は非常に豊富ながら、焚き木等の林産資源は森林面積が少ないことから限られているという特徴がある。

⁷ United Nations Environment Program (UNEP) and the Global Environment Facility (GEF), “Solar Wind Energy Resource Assessment (SWERA)”, February 2007

⁸FAO “Characterisation of small farmers in Asia and Pacific”, April 2010

http://www.fao.org/fileadmin/templates/ess/documents/meetings_and_workshops/APCAS23/documents_OCT10/APCAS-10-28_-Small_farmers.pdf

特に生産量や年間通じての入手可能性の点で、粃穀および粃わらはバイオマス資源としての可能性が高く、JICA（旧 JBIC）では 2006 年および 2012 年に「バ」国における再生可能エネルギーの案件形成調査が行われており、粃穀、サトウキビを用いたバイオガスにポテンシャルが高いとされた。IDCOL でもガジプールおよびタクルガオで粃穀を利用したバイオマス発電が案件化されている。



出典: JICA Preparatory survey on renewable energy development project, Final Report (November, 2012)

図 13-7 バイオマスポテンシャルと IDCOL 案件

前述の SREDA-世銀報告書では、バイオマス発電のポテンシャルは 274MW とされる。

また、下記に詳述するバイオガスポテンシャルのうち、発電向けに使える可能性のある地点が商業規模のものに限られることから、SREDA-世銀報告書では約 9.4MW（発電量として約 1,131MWh/日）、下記 JICA 報告書では 73.05MWh/日とされ、バイオガス発電の可能性は極めて限定的であると考えられる。このバイオガスの発電利用については、規模の制約条件に加え、硫化水素等不純物も発電の可能性を狭める技術的要因となることは指摘しておきたい。特に硫化水素は、廃棄物を嫌気発酵させたことで得られるバイオガスに含まれるが、適切に除去しないと発電用タービンを著しく腐食させる。また毒性が高いため、健康被害の可能性もある。したがって、硫化水素除去技術の確立とコスト低減が、嫌気性環境で発生するバイオガスの発電利用促進の鍵の一つである。

さらに、「バ」国では一日に全国で 13,000 トン、ダッカだけでも約 4,400 トンの廃棄物が出ることから、廃棄物発電（およびバイオガス生成）のポテンシャルは高いと考えられている。しかしながら、特に廃棄物収集から発電所までの運搬プロセスに幾重もの課題があり、このポテンシャルがすぐに活かされる状況ではない。廃棄物収集・運搬には、地方政府のキャパシティ、財務状況、また廃棄物を生み出す市民の啓発レベルが適切なレベルにないと、適切で持続的な運営は難しい⁹。この意味では、廃棄物発電・ガス生成は、廃棄物管理が一段高いレベルで実施できるようになって初めて可能となる案件である。さらに廃棄物の熱量が低ければ、エネルギー収支および経済収支が妥当なプロジェクトは難しくなる。このように、廃棄物の量だけで廃棄物発電・ガス生成のポテンシャルを議論することは適切ではない。廃棄物発電・ガス生成のポテンシャルを具体的に把握するには、案件ごとの FS を行うことが不可欠である。

⁹ JICA, Strategy Paper on Solid Waste Management, March 2015

13.4.5 水力

第 12 章を参照のこと（小水力も含む）。

13.4.6 バイオガス(家庭用燃料)

上記で述べたバイオマスのエネルギー活用のうち、ここでは特にバイオガスダイジェスターによる発酵を経たバイオガスの、特に家庭用燃料（調理用）としての可能性について述べる。特に SGD 目標 7 に謳われている「すべての人に手ごろで信頼でき、持続可能かつ近代的なエネルギーへのアクセスを確保する」という観点では、調理燃料用バイオガスは、ガス需要全体へのインパクトは限定的ながら、農村部へのクリーンエネルギー普及として大きな可能性を持つ。

なお、前述の SREDA-世銀報告書では燃料としてのバイオガスのポテンシャルは「不明」とされていたため、本 PSMP2016 では JICA “Biogas Generation and Demand Survey in Bangladesh” (March 2015) (以下「JICA バイオガス調査」) の結果を引用しながら、そのポテンシャルを詳述する。

【定義と歴史】

バイオガスは、家畜糞尿、食物残渣、下水汚泥等、含水性の高い有機廃棄物を微生物により嫌氣的に分解させて得られる、メタン含量 6 割程度のガスである（天然ガスはメタン含有量が 100% 近い）。このようなメタン発酵は気温が 20~45°C 程度が適しているため、高温多湿の「バ」国の気象条件は適していると言える。実際、「バ」国でのバイオガス研究は 1970 年代末までさかのぼる。

【バイオガスプラントの位置づけと普及の現状】

そもそも初期のバイオガスプラント導入の大きな目的は、家畜糞尿の処理による酪農事業者および周辺環境改善であり、その副産物としてエネルギーも取り出せるという位置づけであった。電気やガスの供給コストだけでバイオガスを評価するのは適切ではないと考えられる。本格的な普及は 1990 年代後半からで、これまでに 8 万台が導入され、6 万台強が稼働している（2 万台近くのプラントが稼働していないのには、原料（家畜糞尿）が集まらない、家畜が病気等でいなくなった、壊れたプラントのメンテナンスができない等の様々な事情による）。

【バイオガスプラントの形態および販売ルート】

単独世帯用の小規模なものから、養鶏場・酪農場の比較的大規模なものまで存在している。小規模なものは、3~4 頭の牛の糞尿で、1.2m³/日のバイオガスを発生させ、調理用バーナー 1 つの需要に応える。最も普及しているのは、3.2m³/日規模のもので、家族 6~8 名の料理が可能となる。大規模なものは、1,000m³/日規模。酪農場に設置されており、炊事用等の燃料の他、発電用燃料としても使われている（全量発電用に使うならば、260kW の発電機を設置可能）。ガスおよび発電した電気については自家消費の他、一部を近隣に供給している事例がある。発生させる電気とガスの割合はニーズにより異なり、一概には決まっていない。

バイオガスプラント（ダイジェスター）を販売しているのは、48 の Participating Organizations である。大型プラントで製造されたバイオガスについては、不純物が多いためガス配管への接続は行われておらず、現在は養鶏場や酪農場での自家消費（近傍の家庭への供給も含めて）に限られている。しかし、シリンダー詰めによる販売は技術的に可能であり、これが実現すれば遠隔地へのバイオガス提供が可能になる。JICA バイオガス調査で実施した経済性評価によると、500m³/日以上以上の規模であれば、製造されたガスをシリンダーに詰めて販売しても採算に見合う。

【バイオガスプラントの価格とプラント寿命】

最低価格は 1.2m³/日のバイオガスを発生させるもので、設置費を含めた金額は 13,000 タカ (2005 年時点)。しかし、これでも農村部の世帯にとっては高額であり、初期投資の高さが導入障壁の一つとなっている。最もポピュラーな 3.2m³/日規模のものは 36,000 タカ程度。大半のプラントは、政府等の支援により 3 割補助された金額で販売されている (一例では、3.2m³ プラント 36,000 タカの建設費のうち、13,500 タカが補助金として投入されている)。

なお、現在「バ」国で普及しているバイオガスダイジェスターは粗悪品も多く、2-3 年で亀裂が入ることもあるが、JICA バイオガス調査による潜在的利用者の期待値としては「20 年~30 年」あることが判明した。

【バイオガス導入によるインパクト】

JICA バイオガス調査で得られた推計によると、仮にバイオガス導入に前向きなバイオガスプラントの導入に前向きな国内の養鶏・牧畜業者が全てバイオガスプラントを導入すると、約 120 万 m³/日のバイオガスが生成可能となる (現在の導入済みバイオガスプラントによる生産量 19 万 m³/日の 6 倍強)。これは、下記の計算により、約 25 mmcf^d の天然ガスと同程度のエネルギー供給が可能となるということである。

バイオガス導入可能性の計算

- JICA バイオガス調査報告書によると、バイオガスは、65% methane in biogas, calorific value per m³ of biogas is estimated to be 5500 k cal、つまり 23.02740 MJ/m³ と等価。
- バングラの天然ガス熱量は 39.59 MJ/m³ とのことなので、ここからバイオガスは、「国産天然ガスの 58.1% 熱量」。
- JICA バイオガス調査報告書によると、国内の登録養鶏・牧畜業者 (それぞれ約 8 万件と 7 万件) のうち、補助金等で建設費負担が実現されれば、建設に前向きなのは計 11 万件と推計される。
- この 11 万件から、120 万 m³ のバイオガスが生成され得る。
- $1.2 \text{ million m}^3 \text{ biogas / day} = 1.2 * 0.581 \text{ million m}^3 \text{ natural gas / day} = 1.2 * 0.581 * 35.3147 \text{ million cubic feet natural gas / day}^{10} = 24.61 \text{ mmcf}^d$

この数字は一見、2,500 mmcf^d 前後ほどある現在のガス需要 (=供給量) 全体から見るとインパクトは小さいと見える。しかし、バイオガスは不純物が多く、相当の設備投資なしでは導管に繋ぐことは現実的でなく、off-grid での家庭用利用に向くこと、同国の 2015 年の家庭向けガス需要は約 290 mmcf^d あったと考えられることから、バイオガスの可能性は、保守的な数字でも家庭部門の現時点での需要の 1 割程度はカバーしうるものと考えられる。

さらに、「バ」国では、全国的に見れば人口の 8%のみが都市ガスユーザーである。また都市ガスはダッカ圏に集中しており (国内総契約口数 2.4 百万件のうち、7 割にあたる 1.7 百万件はダッカ)、その他の地域では極めて限定的である。BBS 統計によると、農村人口の 94%以上が調理に伝統的な固形バイオマスを使用している¹¹。この人々が地場で調達できるバイオガスを使えるようになったら、その社会的恩恵は計り知れない。

その一例が、固形バイオマスの不完全燃焼による循環器系疾病からの解放である。WHO によると、燃焼効率の悪い伝統的かまどによる固形バイオマスの不完全燃焼により、一酸化炭素、粒子状物質等の有害物質 (いわゆるブラックカーボン) が屋内で発生し、これが循環器系疾病を引き

¹⁰ The unit converter is referred in IEA website: <https://www.iea.org/statistics/resources/unitconverter/>

¹¹ Bangladesh Bureau of Statistics, "Statistical Pocket Book Bangladesh", 2014

起こすとされる。WHO の統計では、世界で 30 億人が固形バイオマスを利用せざるを得ず、年間 150 万人が、このような屋内汚染物質による疾病で死亡しているとされる（そして主な犠牲者は、屋内で調理を担当したり、身長が低いために有害物質を吸引しやすい女性や幼い子どもである）¹²。WHO は、この屋内汚染物質が、安全な水へのアクセス不足と不完全な衛生環境に次ぐ世界第二の疾病要因だと指摘している。Bangladesh 環境局（Department of Environment）は、農村部のブラックカーボン対策として、次の 5 年間で 3000 万台の屋内調理器の置き換え需要があると見ている¹³。

またバイオガス利用により、熱量や燃焼効率が向上する、固形バイオマス収集のための時間が節約でき、ほかの付加価値の高い活動（子どもの勉強指導や内職等）に振り向けられる利点もある。JICA バイオガス調査によると、Bangladesh 農村世帯 25 百万世帯のうち、6 割の 15 百万世帯が固形バイオマスに不便・不満を感じていると推計される。この裏返しで農村部でのガスの潜在需要は非常に高く、もし手ごろな値段で買えるなら、約 25 百万 m³/日、天然ガス換算で約 500 mmcf/d（約 5,000 ktoe）の需要があると推計される。これは現時点での家庭部門向けガス需要（約 2,700 ktoe）のおよそ 2 倍弱にあたる。

さらに、人糞や都市廃棄物（家庭からの生ごみ等）も活用した「バ」国でのバイオガスの「最大限の可能性」を追求すると、理論値として約 900 万 m³/日が得られる。JICA バイオガス調査によると、このうち 300 万 m³/日ほどは製造可能性が十分にあると考えられている。仮に 300 万 m³/日のバイオガスが製造されれば、天然ガス約 63 mmcf/d、602 ktoe/年に相当する。これは 2030 年代の家庭部門天然ガス需要の約 10%に相当する（左年代の家庭部門天然ガス需要は、平均約 6,200 ktoe/年と予測される）。また、SREDA-世銀報告書では、バイオガス生成のポテンシャルとして 340 万 m³/日（950,000 プラント*3.2m³/日）を挙げている。

【LPG との経済性比較①】

先述の約 120 万 m³/日のバイオガス生産のためのコスト単純計算に基づき、農家および国家財政負担の規模感を求め、LPG との比較を行う：

- 約 11 万件の養鶏・牧畜農家が 120 万 m³/日のバイオガスを製造する仮定より、農家一件あたりの平均製造量は約 11 m³/日。
- 3.2m³ プラントの建設・敷設費が 36,000 タカであることから、約 11 m³/日のモデルプラント建設・敷設費を 120,000 タカとすると、11 万件分の建設費は、110,000 * 120,000 = 132 億タカ（なお、JICA バイオガス調査によると、識者の多くがプラントサイズ 1 m³/日あたり、1 万～1.5 万タカ程度が「適切」な建設費と認識している）。
- 現在、IDCOL のバイオガスプログラムの融資モデルは、世銀等の支援を経て以下の内訳になっている：
 - a) 補助金 : 40%
 - b) ローン ; 40%
 - c) 頭金 : 20%
 - Total : 100%
- ここで、農家の負担は補助金以外のローンおよび頭金部分の 6 割、利息は PO に依るがおおよそ 5-8%である。従って農家全体の負担はおおよそ 132 億*(0.2+0.48)=89.76 億タカ。
- また国家財政負担（開発パートナーからの借款借入、利息部分は低金利なので捨象可）は補助金部分なので、132 億タカ*40% = 52.8 億タカ。
- マクロでは、「バ」国全体のバイオガス導入費用負担は、農家部門と国家財政の合計で 142.56 億タカ。

¹² WHO, “Fuel for Life, Household Energy and Health”, 2006

¹³ 当調査団と環境局との面談より。2016 年 4 月 27 日実施。

仮に、この約 120 万 m³/日のバイオガスと熱量で等価の LPG を導入した場合の家庭の負担を求めてみると、以下の諸元より、約 47.5 百万タカ/日となる。

LPG Price per Heat Value

| Item | Value | Source |
|--------------------------|-------------------------|--|
| LPG Unit Cost for Sale | 1050 Tk/cylinder (12kg) | JICA Survey Team. This is not an official price, but observed marketed price |
| LPG Unit Cost for kg | 87.5 Tk/kg | From calculation |
| LPG Heat Value per kg | 50.8 MJ/kg | JICA Consultant information to JICA, 2014 |
| LPG Price per Heat Value | 1.72 Tk/MJ | From calculation |

Biogas Heat Value

| Item | Value | Source |
|---------------------------------------|----------------------------|--|
| Biogas in Bangladesh Heat Value | 5500 kcal/m ³ | JICA Survey team |
| Biogas in Bangladesh Heat Value in MJ | 23.02740 MJ/m ³ | From calculation (1 kcal = 0.0041868 MJ) |

120 万 m³/日バイオガスの熱量は、120 万/日*23.02740 MJ = 27,633 MJ/日
 これと熱量等価の LPG 費用は、1.72 Tk/MJ * 27,633 MJ/日 = 47,528,554/日
 = 約 47.5 百万タカ/日

さきほどの「バ」国全体でのバイオガス導入負担額 142.56 億タカ ÷ 47.5 百万タカ/日 = 300 日、つまり、バイオガスダイジェスタ導入費用は、約 1 年分の LPG 購入費用と同程度ということである。

【LPG との経済性比較②】

さらに農家一世帯について、バイオガスと LPG 購入の経済性を比較する。

11.4.6 住宅部門の LPG 費用負担で述べたが、一世帯 4-5 人程度の家庭では一月 2 本程度の LPG を消費するので、LPG 購入費用は 2,100~2,600 タカ/月である。これは平均的な農村一世帯の月収入の約 25%にあたる。薪など従来の固形バイオマスの購入費が農家一世帯あたり、月収入の 2-6%であることを考えると大幅な燃料費増となる(さらなる詳細は第 10 章を参照のこと)。

他方、ある農家がバイオダイジェスタを導入すれば、自家消費分のバイオガスを生産できることに加え、余剰ガスは近隣農家に販売可能である。バイオガスに対する近隣農家の支払意思額は、下限は薪等の従来型固形バイオマス購入費、上限は LPG 購入費の間のどこかになると考えられ、バイオガス販売収入はダイジェスタ設置農家の副収入となる(前述 11m³/日のモデルダイジェスタ利用の場合、ひと月約 280m³=330 cubic feet が余剰として販売可能)。またダイジェスタで生成されるスラリーは乾燥後、有機肥料として自家消費および余剰は販売可能である。さらに、化学肥料の購入費が削減可能である。

詳細な経済性(農家一世帯あたりの、固形バイオマス燃料または LPG 代替品としての価値、化学肥料の購入費削減を便益とした内部収益率 Economic IRR) および財務性(農家一世帯あたりのバイオガスと有機肥料の販売収入および、ダイジェスタ購入のための頭金、元利返済金、維持管理費等の費用を考慮した内部収益率 Financial IRR) は、別途バイオガスへの支払意思額や維持管理費の調査を行う必要があるが、過去に行われた調査の結果等を鑑みると、経済性および財務性

のフィービリティは十分にあると考えられる¹⁴。

【高スペックダイジェスタ導入についての考察】

過去に導入したダイジェスタが、数年の使用後亀裂が入る等の問題があったとして、SREDA は今後の普及の主力として、高価だが耐久性の高いグラスファイバー製ダイジェスタとしている。現在 IDCOL 等の関係者で National Board of Revenue (国税局) にグラスファイバー製ダイジェスタへの関税免除措置を交渉中とのことである。

しかしながら、グラスファイバー製ダイジェスタも導入・設置・運用について様々の問題が生じており、必ずしも万能の処方箋ではない可能性がある。例えば、グラスファイバー製ダイジェスタは、従来型に比べて建設費用が 1.5 倍ほど高いため、頭金や毎月のローン返済の負担は従来型に比べて重くなる。さらに、グラスファイバー製ドームは 4-6mm の厚みをもつが、「バ」国農村分の劣悪な道路・土壌状態では、運送・設置中にドームにひびが入る等の可能性が考えられる。また大容量タイプだとダイジェスタのドーム系が大きくなるため（例えば上記計算に使用した 11m³/日では直径は 3-4m となる）、農村部への運搬の際に「バ」国の伝統的なトラック（5t 以上積載可能な、車両寸法全長 5m、全幅 2.4m 程度のもの）が使用できず、コスト増につながる可能性がある。

従って、グラスファイバー製ダイジェスタへの全面的切り替えに踏み切る前に、従来型とグラスファイバー製ダイジェスタのメリット、デメリットを比較・検討した上で、ニーズに応じたダイジェスタ導入が選択できるように、柔軟なプログラムを設定することが肝要だと考える（例えば多様なダイジェスタの容量、グラスファイバー製か従来型か、頭金の多寡に応じた返済形態等）。

なおグラスファイバー製バイオガスダイジェスタ導入の経済性についても、上記の従来型に倣い計算すると、以下の通りとなる：

グラスファイバー製バイオガスダイジェスタは、もっとも一般的なもののサイズが バイオガス生産能力 2.4m³/日で、価格は 5 万タカである¹⁵。上記推計と同様の計算で、

- 2.4m³ プラントの建設・敷設費が 50,000 タカであることから、約 11 m³/日のプラント建設・敷設費を 220,000 タカとすると、11 万件分の建設費は、110,000 * 220,000 = 242 億タカ
- ここで、家庭負担は補助金以外のローン 4 割および頭金部分の 2 割なので（ローン利息は 8%と想定）、農家全体の負担はおおよそ、242 億タカ*(0.2+0.48)= 164.56 億タカ、
- また国家財政負担（開発パートナーからの借款借入）は補助金部分なので、242 億タカ*40% = 96.8 億タカ
- グラスファイバー製バイオガスダイジェスタ建設コストと、LPG 購入費用を家庭負担で比べると、(164.56+96.8)億タカ÷47.5 百万タカ/日=550 日、つまり、バイオガスダイジェスタ導入費用は、約 1 年半分の LPG 購入費用と同程度となる。

いずれのダイジェスタでも、LPG 購入と比べてバイオガスダイジェスタ導入は安価な選択肢となりうるということが分かる。付言すると、近年の原油価格値下がりにより、BPC への補助金にかかる国家財政負担は「逆ザヤ」で収益になっているとはいえ、「バ」国が原油高局面では最大 860 億タカ（FY2012）を負担したことと比較すれば、農村部の衛生環境、健康、エネルギーアクセス向上

¹⁴ IDCOL and Netherlands Development Organization (SNV), “Final Report on Technical Study of Biogals Installed in Bangladesh” 2005 年 12 月 (<https://cleancookstoves.org/binary-data/RESOURCE/file/000/000/77-1.pdf>)。この報告書で FIRR とされているものは固形バイオマス燃料と化学肥料の削減効果が便益として算入されており、本来は EIRR であるが、補助金ありで 50%前後、補助金なしでも 20~30%台の値が示されている。また、この報告書では余剰バイオガスやバイオガスダイジェスターの副産物である有機肥料の販売収入が勘案されていないため、算入されれば FIRR は十分に（農家のダイジェスタ購入ローン利子率 8%より）高い値を示すと考えられる。

¹⁵ 世界銀行 Bangladesh 事務所より情報提供

に資するバイオガスダイジェスターへの約 97 億タカの補助金は軽微な負担と考えられる。

【バイオガス導入にかかる問題点と対応】

社会的・経済的にインパクトが大きいと考えられるバイオガスであるが、バイオガス案件形成は必ずしも進んでいるとは言えない(例えば、2008 年承諾のドイツ kfw からの資金供与は、IDCOL 向けツーステップローンであるが、バイオガスダイジェスタ分が未だディスバースが完了していない)。これの理由には、1) SHS と異なり実行部隊 (PO=マイクロファイナンス的戸別訪問を行う NGO) が育っていないので、これが IDCOL プログラムによる普及のボトルネックになっている、2) 過去の普及時には粗悪品のダイジェスタが多く出回り、数年で亀裂が入り使えなくなるケースが多発、バイオガスダイジェスタそのものへのネガティブな印象を強めた、3) バイオガスダイジェスタを適切にメンテナンスできる業者が少ない、という見方がある。なお、バイオガスダイジェスタへの IDCOL 融資スキームそのものへの批判は強くないとされる。

また、上述グラスファイバー製ダイジェスタは高コストのため、Bangladesh 農家にとり購入負担が重くなることは確実である。グラスファイバー製ダイジェスタの導入促進を実現するには、グラスファイバー製ダイジェスタの導入に関わる種々の問題点を精査し、適切な対応策を取る必要がある。

現在、バイオガスに資金供与するドナー間で、バイオガスダイジェスタ普及のボトルネックを分析中とのことで、バイオガスダイジェスタのさらなる普及に向けた準備が整い次第、JICA にも声をかけたい、とのことである¹⁶。

13.4.7 バイオ燃料

バイオ燃料の消費量は世界的に増加している。特に運輸 (道路輸送) 用燃料代替としての需要は高い。2005 年のバイオ燃料消費は 19 Mtoe (道路輸送燃料全体の 1.2%) であったが、2013 年には 64 Mtoe まで増加した (同 3.3%)。この背景には、もちろん CO2 削減排出ニーズや、エネルギー安全保障上のニーズ (輸送用燃料の多様化と、石油輸入の削減) がある。現在 60 カ国以上が、輸送用燃料に占めるバイオ燃料割合を政策として定めており、これがバイオ燃料消費増加を後押ししている¹⁷。

またインドも、バイオ燃料 (バイオディーゼル) 促進政策を取っている。The National Policy on Biofuels (2009) では、2017 年終わりまでにガソリン代替としてバイオエタノールを 20% 混合した燃料 (E20) と、ディーゼル代替としてバイオディーゼルの 20% 混合した燃料 (B20) に置換える事を目標として掲げている。インドのバイオ燃料研究開発は近年始まったばかりで、本格的な実用化はまだである。しかし、Indian Oil Corporation (IOC) が非食料系植物油から水素化バイオディーゼルの油 (BHD) を製造する技術を開発した。また塩・海洋化学中央研究所 (Central Salt Marine and Chemical Research : CSMCR) やインド国立環境工学研究所 (NEERI) では微細藻類からのバイオディーゼル燃料製造の開発を行っている¹⁸。また産業界ではエネルギー大手の Reliance Power が、米国やマレーシアにおける微細藻類によるバイオディーゼル開発ベンチャーへの投資を進めている。

他方、「バ」国ではバイオ燃料促進政策は取られていない。産学の研究開発も初期段階である。よりのを得た提言には更なる現地調査が必要であるが、一般的なバイオ燃料に関する情報を鑑みると、「バ」国でバイオ燃料の可能性を追求するとすると、微細藻類のバイオ燃料が一つの (そしておそらくもっとも適切な) 選択肢であろうと思われる。

¹⁶世界銀行 Bangladesh 事務所より情報提供

¹⁷ IEA WEO (2015) *ibid.*, pp.362-363

¹⁸新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス「インドにおけるバイオディーゼル燃料の状況」2013 年 https://www.asiabiomass.jp/topics/1310_02.html

理由は三つある。まず、1)「食料か燃料か」の問題、2)技術とコストの問題、そして「バ」国特有の理由として、3)用地の問題が挙げられる(これらの諸理由をまとめたものは 図 13-8 を参照のこと)。

種々のバイオ燃料のうち、バイオエタノールの多くはブラジルと米国で生産されている。この二か国は広大な土地をはじめ、高い生産性を実現するための多くの条件がそろっており、燃料用・食料用に、砂糖とトウモロコシを大規模に生産している。これらの国では「食料か燃料か」は問題ではない。翻って「バ」国は、極めて狭い国土に増加中の人口を抱えている。加えて、「バ」国は高い経済成長を継続して一人当たり所得が増加中である。これは近い将来、「バ」国の食料需要が急増することを意味する。従って、農地利用の観点から、「バ」国はバイオエタノールより食料安全保障を優先させるべきと考える。

加えて、非食料のバイオエタノール燃料については(農産残渣、材木等)、現時点で技術は確立途上にあり、経済収支とエネルギー収支上の課題がある。特に糖化のためのセルロース分離は、非食料系原料のバイオ燃料化にあたり必要なプロセスであるが、生み出すエネルギーより分離に必要なエネルギーが多い(したがってコストもかかる)という問題がある。

上記のように、「バ」国におけるバイオ燃料の選択肢としては、バイオエタノールは考えにくい。ではバイオディーゼルはどうか。ASEAN 諸国では、例えばマレーシアやインドネシアでは、パーム油やココナツ油の産業プランテーションが進んでおり(歴史もある)、数千ヘクタールの規模で生産されている。「バ」国では、このようなプランテーションの歴史がなく、また用地も限られている。したがって、このような「従来型」バイオディーゼルの可能性も低いと考える。

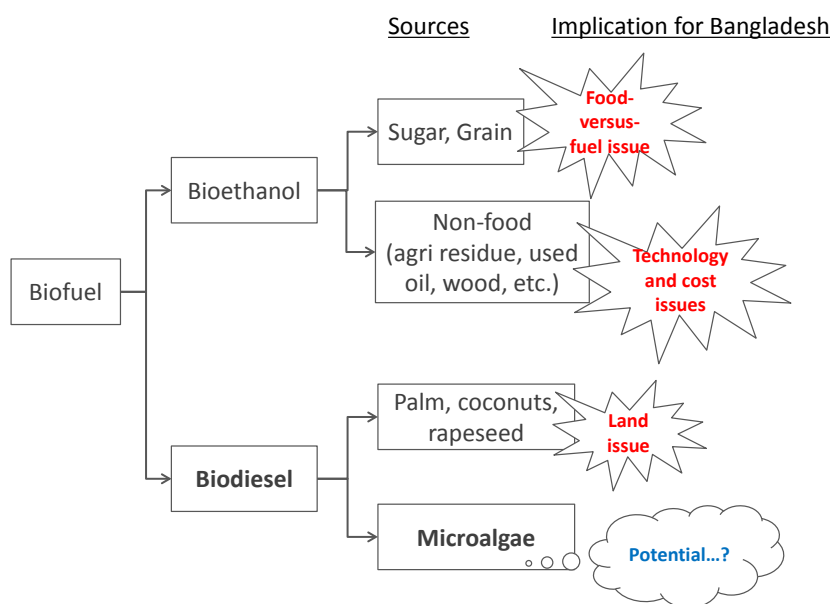
残る可能性として、微細藻類起源のバイオディーゼルがある。微細藻類は、栽培面積当たりの粗油収量が他の原料に比べて高いことが知られている¹⁹。バイオディーゼル用に使える用地が限られている「バ」国にとり、微細藻類起源のバイオディーゼルは、研究開発の余地があると思われる。

微細藻類起源のバイオディーゼルの可能性が世に示されてから約 10 年経ち、数多くのバイオベンチャーや企業がこの分野の研究開発に算入した。しかしながら、現在はほとんどが既に研究開発を止めたり、他の分野に移っている。主な理由は、バイオディーゼル燃料に向く微細藻類を採算の取れる規模で生産することが極めて困難だからである。

ボツリオコッカス・ブラウニー(*Botryococcus braunii*)は、湖などに生育する藻の一種で、乾燥重量の 50%ほどが油であることが知られている。また他の藻類と異なり採油しやすい形状で、採油に外部からのエネルギーをほとんど必要としないため、理論的にはこのボツリオコッカスが大量に栽培されれば、その半量を粗油として生産できる。しかしながら、この種の藻は生育が遅く、燃料として商業化できる規模で生産することが難しい。

微細藻類起源のバイオディーゼル実用化に向けた技術的ブレークスルーの可能性は、このボツリオコッカスの育種にあると考えられる。野生のボツリオコッカスの何千倍ものスピードで増殖する種を作り出すことができれば、商業化の可能性が出てくる(ただし育種は、一千万株の中の一つか二つという、気の遠くなるような研究開発過程が必要である)。

¹⁹ Y. Chisti's "Biodiesel from microalgae" (<http://www.massey.ac.nz/~ychisti/~yc.html>)は、微細藻類は他の原料に比べ、栽培面積あたり 10 倍~20 倍の高い粗油収量の可能性を示す論文として名高いが、一点留意すべきは、本論文で示された数値はあくまで試験管内のものであり、他の原料のように実際に外で育成されたものではないということである。



出典：JICA 調査団

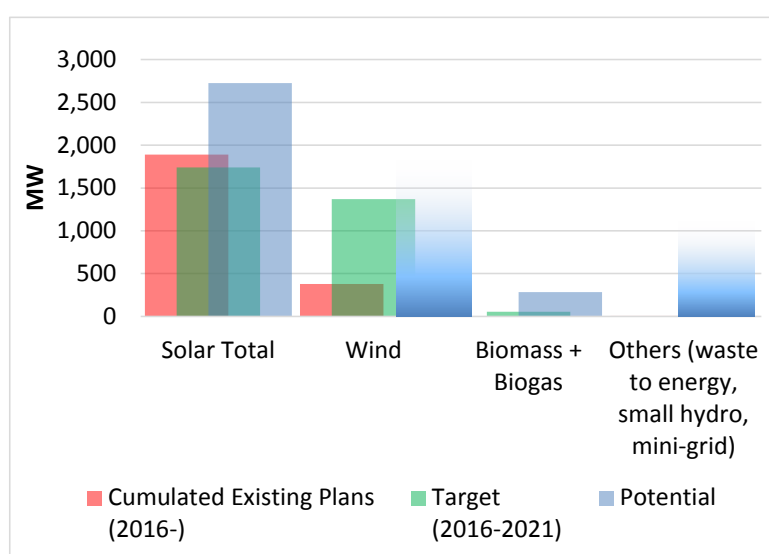
図 13-8 「バ」国におけるバイオ燃料の原料の可能性

13.5 今後の再生可能エネルギー開発に向けた課題

13.5.1 再生可能エネルギー計画とポテンシャルのギャップ(バイオガスおよびバイオ燃料を除く)

本項では、2016年6月に SREDA より提供された今後の計画（表 13-2）と、前項で挙げたポテンシャルの差を分析する。今後の計画詳細については、別添「Bangladeshにおける再生可能エネルギー設置計画」を参照のこと。

前項（13.4）で述べたとおり、「バ」国での再生可能エネルギーのポテンシャルは、未確認のものも多い。しかし、この点を脇に置いておいても、現行の計画は太陽光発電に大きく偏っており、他の再生可能エネルギー分野はおざなりになっている（図 13-9）。

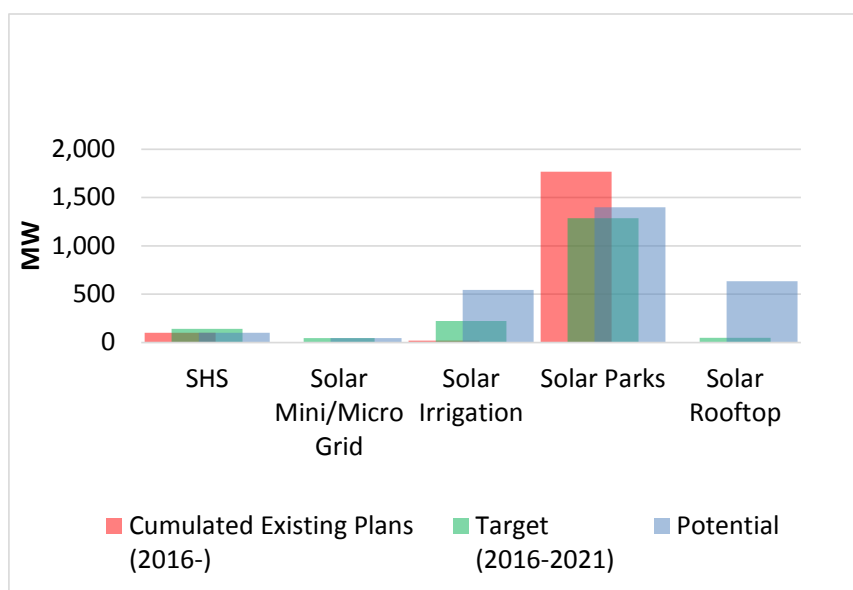


出典：JICA 調査団

図 13-9 再生可能エネルギーのポテンシャルと目標値、計画値のギャップ

さらに 図 13-10 に見られるように、太陽光発電技術の中でも、太陽光灌漑および屋上発電（オングリッド）はポテンシャルに比べて計画が非常に少ない（ただし太陽光灌漑については、電化された地域は配電線による電力供給が行われるため、ポテンシャルより計画値が下回っていても、必ずしも改善すべき状況であるとは限らない）。屋上発電については、SREDA 文書で触れられているように、現行の規制では設置のみが義務付けられており、発電は必要ないため、今後は規制およびモニタリング体制の改善が必要である。

一方、ソーラーパークは計画がポテンシャル（農地利用制限政策ありの想定）以上のものとなっている。SREDA には既に、ソーラーパーク計画者の技術、財務の健全性の確認および土地利用状況、売電料金等を勘案する計画選別基準が存在する。今後 SREDA はこの基準を元に、計画を選別する予定である。



出典：JICA 調査団

図 13-10 太陽光発電 技術別のポテンシャルと目標値、計画値

その他の再生可能エネルギー開発（下記に述べるバイオガスおよびバイオ燃料を除く）についての課題は前項（13.4）および SREDA の「SREP 報告書」3.4 Barriers to RE 以降を参照のこと。

13.5.2 バイオガス

1996 年から 2004 年にかけて Bangladesh 政府のイニシアティブで、バイオガスダイジェスター 2.2 万台が導入された。中心的な役割を果たしたのが、Grameen Shakti、BRAC 等の NGO や Local Government Engineering Department(LGED)であった。2005 年からオランダ（SNV）がバイオガスセクターを支援。IDCOL、BCSIR、青年・スポーツ省（人材育成の目的）、NGO 等がバイオガスプラントの普及・商業化に取り組んだ。

これまで「バ」国では累計 8 万台が導入されており、うち稼働しているのは 62,400 台、約 19 万 m³/日のガスを製造している。なお 2 万台近くのプラントが稼働していないのには、原料（家畜糞尿）が集まらない、家畜が病気等でいなくなった、壊れたプラントのメンテナンスができない等の様々な事情による。

今後の導入目標として、調査団は、JICA バイオガス調査や SREDA-世銀文書が挙げる 300 万 m³/日を推奨する。これは一見ハードルが高くみえるかもしれないが、2031 年までにまず追加の 60

万 m³/日を目指すのであれば、2010 年代に年間平均 100 万台を設置してきた SHS の普及速度を考えると、決して無理なゴールではないと考える。

2017 年～2021 年の 4 年間で、前述 11 万件の養鶏・酪農家のうち半数の 5.5 万件がダイジェスタを導入すれば、2022 年断面でのバイオガス追加生産量は 60 万 m³/日が可能である。この場合、年間平均建設件数は 13,750 件。全国に 64 県あるので、1 県で年間 215 件のペースで建設が進めば、この数字は達成可能である。ダイジェスタに対するニーズは高いことが JICA バイオガス調査からも明らかなので、ここでのボトルネックは現場のサプライヤーやコントラクターの対応能力になると考えられる。

13.5.3 バイオ燃料

「バ」国のバイオ燃料研究開発は初期段階であるという想定のもと、下表はバイオ燃料実用化までの参考になると思われる。留意すべきは、微細藻類のバイオディーゼルは一朝一夕に実現できるものではなく、しっかりとした農業技術、微細藻類の育種技術の上に成り立つ技術だということである。さらに、バイオ（ディーゼル）燃料は重量当たりの単価が低いため、大きな市場と生産規模があって初めて経済的に成り立つビジネスである。従って「バ」国は、バイオディーゼルの実用化に向けた最初の一步としては、少量かつ高付加価値商品（高機能物質等）向けの微細藻類育種から始めるべきである。

表 13-5 微細藻類起源バイオディーゼルの持続的な開発（参考）

| | 短期 | 中期 | 長期 |
|---------------------------------|--|---|--|
| 主要用途 | 高機能物質 フィコシアニン、アスタキサンチン、葉緑素DHA/EPA、βカロテン 医療・研究・化粧品用途 多量体、放射性同位体、抗がん性物質、抗体医薬、その他 その他 食品・飼料添加物、その他 | 栄養補助剤 Ω3脂肪酸、ビタミン補助剤、その他 健康食品 スピリリナ錠剤、クロレラ錠剤、その他 嗜好性食材 | バイオ燃料 エタノール、ディーゼル、ジェット燃料、その他 バイオ化成品素材 バイオポリマー、その他 |
| 単価 (JPY kg ⁻¹ DM) | >10,000 | 1,000-10,000 | < 500 |
| 市場規模 (JPY100M) | < 1,000 | > 1,000 | > 10,000 |
| 生産規模 (ha) | < 10 | < 1,000 | > 1,000 |
| 初期投資 (JPY100M) | < 10 | 10 - 1,000 | > 1,000 |

出典：ちとせ研究所

次の図は、日本の微細藻類の大量培養試験場の様子である。この培養池は面積が 1500 m² 程度あり、気候適地で通年稼働すると、最低でも年間数トンの粗油生産が可能である。



出典：ちとせ研究所

図 13-11 バイオディーゼル用微細藻類の大量培養実験プラント

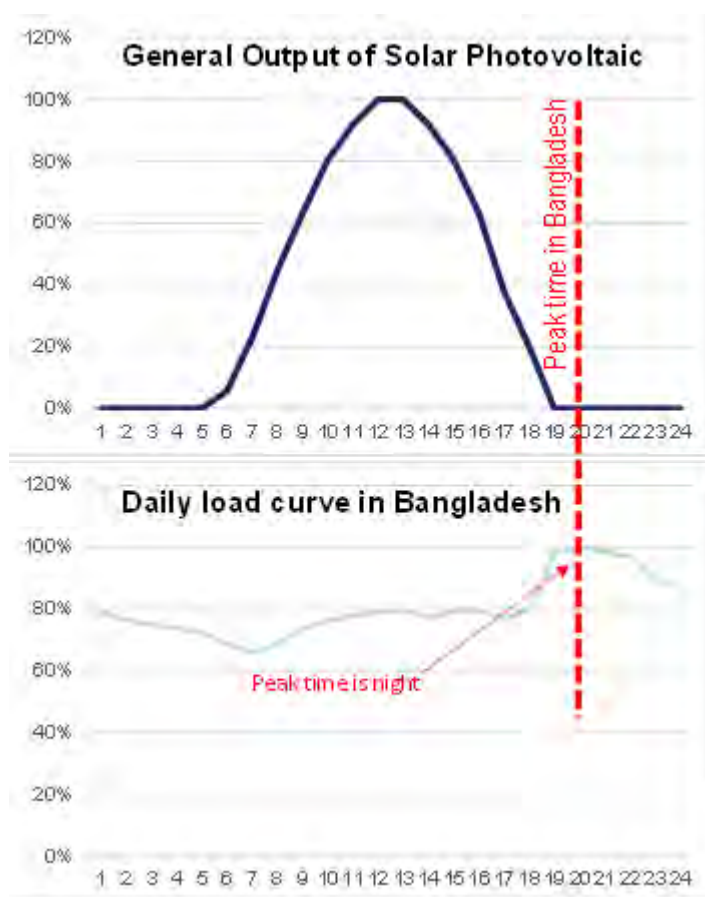
13.6 再生可能エネルギーの電源計画への反映

日本では太陽光などの供給力のは実測値を用いて計算している。当調査団は、以下に示される係数により、再生可能エネルギーの供給力を算出することを提案する。

太陽光: $0 - 21\% \times$ 太陽光発電の総設置容量
(係数は月ごとに变化する)

風力: $0 - 7\% \times$ 風力発電の総設置容量
(係数は月ごとに变化する)

ここで電源開発計画はピークタイムの需要で策定しているが、 Bangladesh のピークタイムは夜 7 時である。夜 7 時は太陽光発電が発電していないため、太陽光発電は電源計画には現状勘案しないものとする。しかし、kwh (アワー) は考慮する必要がある。今後、ピークタイムが夜から昼に変化すれば、kw (設備容量) も考慮する必要がある。



出典： JICA 調査団

図 13-12 太陽光の最大発電時間と日負荷曲線

13.7 大容量再生可能エネルギーの系統接続について

13.7.1 太陽光、風力等、可変な再生可能エネルギー (Variable Renewable Energy) の大容量系統接続について

太陽光や風力という出力変動が大きい再生可能エネルギー (Variable Renewable Energy: VRE) が最大限に開発されると、オフグリッド発電を除く系統接続量としては約 4,200GWh となる。しかしながら系統全体の発電量は、2020 年で既に 82,000GWh、2040 年には 307,000GWh 以上とされ、この中では再生可能エネルギーの系統全体の発電量に対する割合としては限定的であり、従来の電源開発・系統計画アプローチの劇的な変革を問うものではない。IEA によると、これらの出力変動が大きい再生可能エネルギーでも、年間出力量 (GhW) が系統全体の発電量の 5~10%程度では、技術的には大きな課題にはならないとしている。これは、この程度の VRE の変動性および不確実性は、系統の負荷変動や予期できない発電所の事故停止でもあり得るからである²⁰。

しかしながら、系統接続される再生可能エネルギー設備容量・発電量変動に合わせ、系統増強や系統運用を適切に行う必要はある。また、現在は系統接続する再生可能エネルギー案件に対する技術的規制が存在しないが、例えば現在の Grid Code 等、今後案件の増加を見越して改定・整備する必要がある。

²⁰ IEA-NEDO 「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

13.7.2 国際連系(大型水力)

「バ」国の再生可能エネルギーポテンシャルは、国内以外にも、「バ」国外の大規模水力電源との国際連系（電力輸入）が存在する。この場合、2041年断面で約5,000 MWの水力を、主にネパールとインド北東部より、「バ」国で利用可能な再生可能エネルギーとして導入する余地がある。国際連系については、国際連系の項で詳述する。

第 13 章 別添資料

バングラデシュにおける
再生可能エネルギー電源設置計画
(2021 年まで)

別添 バングラデシュにおける再生可能エネルギー電源設置計画（2021年まで）

注）設置計画に年限が特定されていない場合は、2021年までに設置するものとした。

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------|---------------------------|----------|--------------------------------------|----------------|------|------|------|------|---------|--------|--------|--------|--------|------|------|------|
| IDCOL (GrameenShakti) | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2015 | 11,513 | | | | | | 11,513 | | | | | | |
| IDCOL (GrameenShakti) | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2016 | 17,500 | | | | | | | 17,500 | | | | | |
| IDCOL (GrameenShakti) | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2017 | 18,000 | | | | | | | | 18,000 | | | | |
| IDCOL (GrameenShakti) | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2018 | 17,500 | | | | | | | | | 17,500 | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @existing | 113,662 | | | | | 113,662 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2015 | 6,709 | | | | | | 6,709 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2016 | 15,500 | | | | | | | 15,500 | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2017 | 15,000 | | | | | | | | 15,000 | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Home Systems) | | SHS @2017 | 16,036 | | | | | | | | | 16,036 | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Complete | 100 kWp PGEL solar mini grid project | 100 | 100 | | | | | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Complete | 100 kWp GHSL Solar Mini Grid project | 100 | | | | | | 100 | | | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|------------------------|--------------------|--|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Complete | 141 kWp Shouro Bangla Ltd mini grid | 141 | | | | | | 141 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Complete | 141 kWp Hydron Bangladesh Pvt. Ltd. Solar Mini Grid | 141 | | | | | | 141 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Under Construction | 148.5 kWp AVA Development Society Solar Mini Grid | 149 | | | | | | 149 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Under Construction | 158.3 kWp GRAM er Alo Ltd. solar mini grid | 158 | | | | | | 158 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Under Construction | 177 kWp Solar Electro Bangladesh Ltd Solar Mini Grid | 177 | | | | | | 177 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Committed | 167 kWp Baraka Renewable Energy Limited Solar Mini Grid | 167 | | | | | | 167 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Committed | 130 kWp Solargao Limited Solar Mini Grid | 130 | | | | | | 130 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Proposed | Taurus Energy Limited solar mini grid | 150 | | | | | | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Proposed | 161.75 kWp G-Tech Solutions Ltd Solar Mini Grid | 162 | | | | | | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Proposed | 187.5 kWp Parasol Energy Ltd Solar Mini Grid | 188 | | | | | | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Proposed | 200 kWp Superstar Renewable Energy Limited Solar Mini Grid | 200 | | | | | | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|-------------------------|--------------------|---|----------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|------|------|------|
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | Proposed | 200 kWp Intraco Limited Solar Mini Grid | 200 | | | | | | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | | SMG @existing | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | | SMG @2015 | 994 | | | | | | 994 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | | SMG @2016 | 2,257 | | | | | | | 2,257 | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Mini Grid) | | SMG @2017 | 1,603 | | | | | | | | 1,603 | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | GRAM 01 (05) | 36 | | | | 36 | | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | GRAM 02 (18) | 36 | | | | | | 36 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | SDRS (3) | 36 | | | | | 36 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | ARS (7) | 36 | | | | 36 | | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Solargao 01 (34) | 36 | | | | | | 36 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Solargao 02 (10) | 36 | | | | | | 36 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | RDF-1 | 80 | | | | 80 | | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | RDF-1 | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | RDF-2 | 350 | | | | | 350 | | | | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|-------------------------|--------------------|----------------|----------------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | RDF-2 | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | RDF-3 | 1,259 | | | | | | 1,259 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | RDF-3 | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | RDF-3 | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | Mazand-1 | 380 | | | | | 380 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | Mazand-1 | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | Mazand-1 | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Mazand-2 | 100 | | | | | | 100 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Mazand-2 | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Mazand-3 | 220 | | | | | | 220 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | Mazand-3 | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | Grameen Shakti | 11 | | | | | 11 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | RCNSL | 2 | | | | | 2 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | AVA (6) | 64 | | | | | 64 | | | | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|-------------------------|--------------------|--------------|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | NUSRA | 39 | | | | | 39 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | RREL (10) | 196 | | | | | | 196 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|-------------------------|--------------------|--------------|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | 4SL | 63 | | | | | 63 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Complete | GHEL-6 | 32 | | | | | 32 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | GHEL-15 | 148 | | | | | | 148 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | GHEL-25 | 361 | | | | | | 361 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | AID-1 | 76 | | | | | | 76 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | Under Construction | AID-2 | 170 | | | | | | 170 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|-------------------------|--------------------|--|----------------|------|------|------|------|------|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | SIPS @existing | 0 | | | | | 0 | | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | SIPS @2015 | 0 | | | | | | 0 | | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | SIPS @2016 | 3,830 | | | | | | | 3,830 | | | | | |
| IDCOL | Solar(Solar Irrigation) | | SIPS @2017 | 3,653 | | | | | | | | 3,653 | | | | |
| IDCOL | Bio | Under Construction | KKT | 100 | | | | | 100 | | | | | | | |
| IDCOL | Bio | Complete | Phenix | 450 | | | | | 450 | | | | | | | |
| IDCOL | Bio | Under Construction | SEAL | 400 | | | | | 400 | | | | | | | |
| IDCOL | Bio | Under Construction | United | 25 | | | | | 25 | | | | | | | |
| IDCOL | Bio | Under Construction | Zobaida | 25 | | | | | 25 | | | | | | | |
| IDCOL | Bio | Under Construction | Umami Kulsum Agro Ltd. | 36 | | | | | 36 | | | | | | | |
| IPP(SunEdision Energy Holdings (Singapore) Pvt Ltd.) | Solar(Solar Parks) | Planning | 200 MW (AC) Solar Park on BOO Basis at Teknaf, Coxes Bazar | 200,000 | | | | | | | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| IPP(Beximco Power Co. Ltd & TBEA XinJiang SunOasis Co. Ltd) | Solar(Solar Parks) | Planning | 200 MW (AC) Solar Park at Gaibandha District, Bangladesh | 200,000 | | | | | | | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| IPP(HETAT-DITR OLIC- IFDC Solar) | Solar(Solar Parks) | Planning | 50 MW (AC) Solar Park at Sutiakhali, Mymensingh District | 50,000 | | | | | | | | 10,000 | 10,000 | 10,000 | 10,000 | 10,000 |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|--------------------|----------|---|----------------|------|------|------|------|------|------|------|---------|--------|--------|--------|--------|
| IPP(EDISUN – Power Point & Haor Bangla-Korea Green Energy Ltd.) | Solar(Solar Parks) | Planning | 32 MW (AC) Solar Park, Dharmapasha, Sunamganj | 32,000 | | | | | | | | 6,400 | 6,400 | 6,400 | 6,400 | 6,400 |
| IPP(Intraco CNG Ltd & Juli New Energy Co. Ltd.) | Solar(Solar Parks) | Planning | 30 MW (AC) Solar Park, Gangachora, Rangpur | 30,000 | | | | | | | | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 |
| IPP(JPL) | Solar(Solar Parks) | Planning | 20 MW (AC) Solar Park, Coxbazar | 20,000 | | | | | | | | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 |
| IPP(Eiki Shoji Co. Ltd. Japan & Sun Solar Power Plant Ltd) | Solar(Solar Parks) | Planning | 10 MWp Grid-Tied Solar Power Project, Gowainghat, Sylhet | 10,000 | | | | | | | | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| IPP(Blue Mountain Ltd.) | Solar(Solar Parks) | Planning | 100 MW (AC) Solar Park Baradi , Naryanganj | 100,000 | | | | | | | | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 |
| IPP(Beximco Power Co. Ltd) | Solar(Solar Parks) | Planning | 30 MW (AC) Solar Park Panchgarh | 30,000 | | | | | | | | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 |
| IPP(Golden Harvest and DREPL Consortium) | Solar(Solar Parks) | Planning | 10 MW (AC) Solar Park Gowainghat, Sylhet | 10,000 | | | | | | | | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| IPP(Green Housing & Energy Ltd.) | Solar(Solar Parks) | Planning | 5 MW (AC) Solar Park, Patgram, Lalmonirhat | 5,000 | | | | | | | | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| IPP(Greenswitch Elcon Bangladesh Ltd) | Solar(Solar Parks) | Planning | 50 MW (AC) Solar Park, Bhola | 50,000 | | | | | | | | 10,000 | 10,000 | 10,000 | 10,000 | 10,000 |
| BPDB | Solar(Solar Parks) | Planning | Installation of a 100 MWp Solar PV based grid connected Power generation plant at Sonagazi, Feni District | 100,000 | | | | | | | | 100,000 | | | | |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------|-------------------------|----------|---|----------------|------|------|------|------|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BPDB | Solar(Solar Parks) | Planning | In Chittagong district at Rangunia near Karanafuli river 60 MW Solar park on BOO basis | 60,000 | | | | | | | | 60,000 | | | | |
| BPDB | Solar(Solar Parks) | Planning | Gangachara Solar Park | 55,000 | | | | | | | 55,000 | | | | | |
| BPDB | Solar(Solar Parks) | Planning | Dharala 30 MW Solar park on BOO basis near Dharala river of Kurigram District | 30,000 | | | | | | | 30,000 | | | | | |
| BPDB | Solar(Solar Parks) | Planning | Sarishabari, Jamalpur 3 MW grid connected solar PV power plant | 3,000 | | | | | | 3,000 | | | | | | |
| BPDB | Solar(Solar Mini Grid) | Planning | Tough to reach Haor area R/E based pilot project at Salha of Sunamganj of 650 KW Mini grid system | 650 | | | | | | | | 130 | 130 | 130 | 130 | 130 |
| BPDB | Solar(Light) | Planning | Solar street lighting in 8 City Corporation (SSLPCC) project | | | | | | | | | 0 | | | | |
| BPDB | Solar(Solar Rooftop) | Planning | Rooftop solar on govt buildings at Jamalpur District | 813 | | | | | | | | 163 | 163 | 163 | 163 | 163 |
| BPDB | Waste | Planning | Keraniganj Municipal waste to Electricity Project | 7,000 | | | | | | | | 1,400 | 1,400 | 1,400 | 1,400 | 1,400 |
| BREB | Solar(Solar Irrigation) | Planning | | 7,000 | | | | | | | | 1,400 | 1,400 | 1,400 | 1,400 | 1,400 |
| NWPGCL | Solar(Solar Parks) | Planning | Faridpur Solar Park | 100,000 | | | | | | | | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--|----------------------|----------|---|----------------|------|------|------|------|------|-------|------|---------|--------|--------|--------|--------|
| NWPGCL | Solar(Solar Parks) | Planning | Sirajganj Solar Park, Sirajgonj | 7,600 | | | | | | 7,600 | | | | | | |
| EGCB | Solar(Solar Parks) | Planning | Sonagazi 200 MW Wind Solar Hybrid Power Plant | 200,000 | | | | | | | | 200,000 | | | | |
| APCL | Solar(Solar Parks) | Planning | Ashuganj Solar Park | 80,000 | | | | | | | | 16,000 | 16,000 | 16,000 | 16,000 | 16,000 |
| RPCL | Solar(Solar Parks) | Planning | Mollarhat 200 MWp Solar PV Power plant project | 200,000 | | | | | | | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| RPCL | Solar(Solar Parks) | Planning | Padma's Char Solar Park | 200,000 | | | | | | | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| RPCL | Wind | Planning | 200 MW Wind based Power Project | 200,000 | | | | | | | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| DPDC | Solar(Solar Rooftop) | Planning | Solar rooftop system at other Government buildings rooftop as per Secretariat bldg. model | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DESCO | Solar(Solar Rooftop) | Planning | Rooftop solar system installation at DESCO's distribution area Government organization | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IPP(consortium of PIA group & Bangladesh Alternative Energy System Ltd.) | Wind | Planning | 100 MW wind power project by consortium of PIA group & Bangladesh Alternative Energy System Ltd. At Anwara Chittagong | 100,000 | | | | | | | | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 | 20,000 |
| IPP(US-DK Green Energy (BD)) | Wind | Planning | 60 MW wind power project at Cox's | 60,000 | | | | | | | | 12,000 | 12,000 | 12,000 | 12,000 | 12,000 |

| Company | Type | Status | Project Name | Capacity (kWp) | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------|---------------------------|----------|--|-------------------|------|------|------|------|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IPP(M/s. ReGen Powertech Limited) | Wind | Planning | bazar by US-DK Green Energy (BD) M/s. ReGen Powertech Limited solar-wind hybrid Power project | 18,000 | | | | | | | | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 |
| | Wind | Planning | Wind resource Assesment project by Vestas Asia Pacific Wind Technology Pvt Ltd | | | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BADC | Solar(Solar Irrigation) | Planning | Solar Irrigation Project by BADC | 3,750 | | | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 |
| SREDA | Solar(Solar Home Systems) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 28,338 | | | | | | | |
| SREDA | Solar(Solar Irrigation) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 430 | | | | | | | |
| SREDA | Solar(Solar Rooftop) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 11,000 | | | | | | | |
| SREDA | Solar(Solar Rooftop) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 2,300 | | | | | | | |
| SREDA | Solar(Solar mini grid) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 900 | | | | | | | |
| SREDA | Wind(Wind) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 2,000 | | | | | | | |
| SREDA | Bio(Bio) | | SREDA Existing | 0 | | | | | 3,964 | | | | | | | |

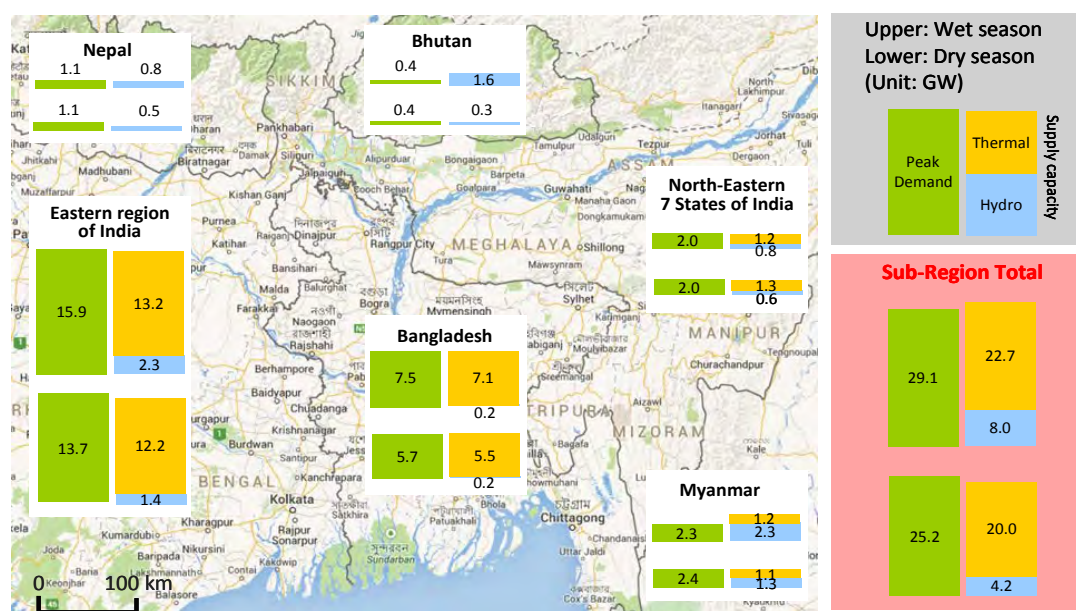
第 14 章 国際連系

Bangladesh の更なる経済発展には産業の多角化・高度化が不可欠であり、そのためには電力の品質向上（系統の電圧および周波数の安定化）が必須である。さらに、今後中長期的に石炭火力発電の割合が増えていくことが見込まれる中で、気候変動対策の観点から環境負荷の低い再生可能エネルギーの開発が求められている。

オングリッドの大規模な水力発電開発は、上記の課題を克服する有効な手段である。 Bangladesh は、その平坦な地形のため、既存のカプタイ水力発電所 (230MW) 以外は、国内に有望な 1MW 程度以上の水力開発地点が見つかっていない。これに対し、ブータン・ネパール・ミャンマー・インド（北東諸州、西ベンガル州）といった Bangladesh を取り巻く各国（以下、「近隣国」）では豊富な包蔵水力を有することが確認されており、これらの水力発電源から国際連系線を介した電力輸入によって、安定的なベースロード供給、燃源多様化、気候変動緩和が期待できる。

14.1 Bangladesh を囲む各地域における需給状況

Bangladesh を囲む各国のうち、 Bangladesh を除く各国は水力ポテンシャルに恵まれている。しかし、現時点での開発量はわずかであり、今後、多くの開発量が期待できる。 Bangladesh を囲む各国（インドは東部地域と北東州）の、雨期と乾期における 2014 年の電力需給状況を以下に示す。



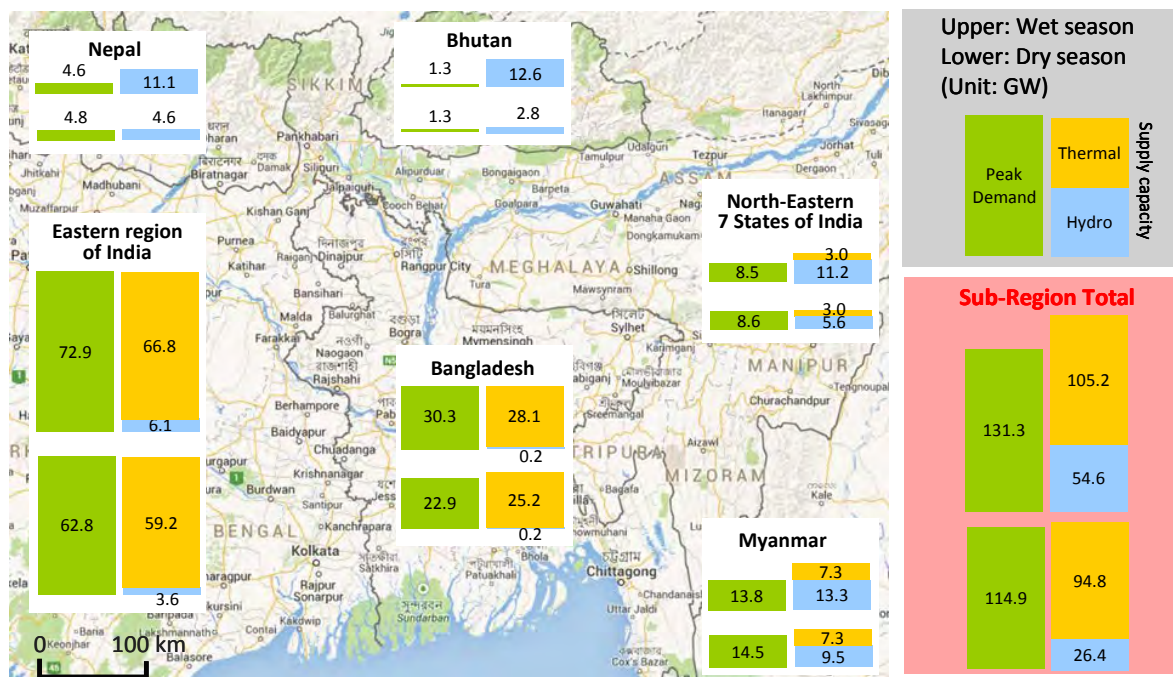
“Map data©2014 AutoNavi Google”

出典：JICA Survey Team

図 14-1 Bangladesh 周辺地域の電力需給状況（2014 年）

当該地域における現時点での電力需給状況を見ると、まだ水力の開発量が多くないため、水力の供給力は全体供給力の 25% 程度である。これらの地域の多くの水力発電所は流れ込み式であり、雨期には多くの発電量が期待できるが、乾期には発電量が半分以下に低下する。このため、乾期には、電力需要も若干減少するが、水力供給力の低下が顕著であり、全体的にわずかではあるが供給力が不足している。

上記と同様に 2030 年の電力需給状況予測を以下に示す。



“Map data©2014 AutoNavi Google”

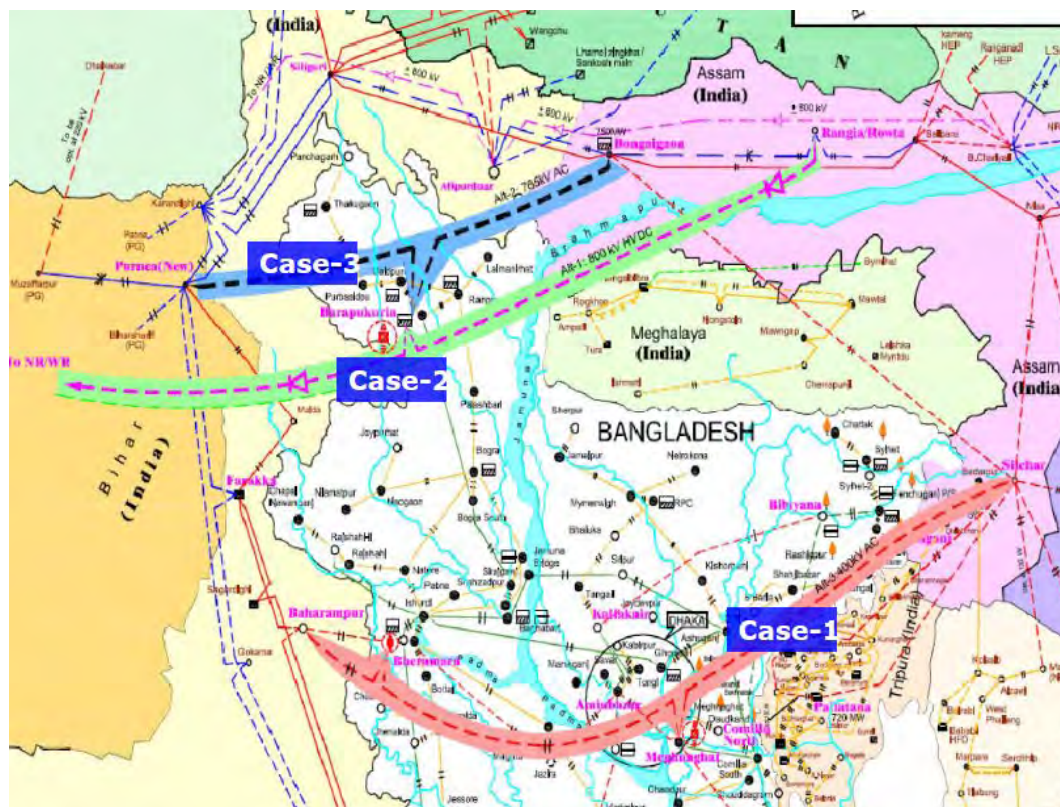
出典：JICA Survey Team

図 14-2 バングラデシュ周辺地域の電力需給状況（2030 年）

ネパール、ブータン、インド北東州、ミャンマーの各地域で水力の開発が盛んに実施され、各地域とも 10GW 程度の水力設備量の増加が見込める。この結果、水力の供給力は、雨期において全体供給力の 35%程度まで増加する。一方、乾期においては水力供給力が半分以下に低下し、水力主体のネパールでは供給力の不足が懸念される。しかし、火力主体のバングラデシュでは需要が大幅に低下するため、火力の供給力に余力が生じ、地域全体としては、十分な供給力が確保可能である。

14.2 バングラデシュにおける国際間電力取引の可能性

ブータンやネパールに位置する水力発電所の電力をバングラデシュに送電する場合には、地理的に中間に位置するインドの了解なしに進めることは不可能である。この点を打開する方策として、以下に示す送電線案がインドとバングラデシュ間で検討されている。



出典：JTT Report

| | |
|--------|---|
| Case 3 | インドの Bongaigaon から Jamalpur または Barapukuria を経由し Purnia までを 765 kV 交流送電線で連系。 |
| Case 2 | Rangia/Rowta (アッサム州) から Jamalpur または Barapukuria を経由しインドの NR/WR までを ±800 kV 直流送電線 (送電容量 600 万 kW、双極 1 回線) で連系。Jamalpur または Barapukuria に HVDC を設置し、50~100 万 kW をバングラデシュが受電。 |
| Case 1 | Shilchar から Meghnaghat または Bhulta を経由し、Bahrampur まで大容量 400 kV 交流送電線で連系。Meghnaghat または Bhulta に HVDC BTB を設置し、50 万 kW をバングラデシュが受電。 |

図 14-3 バングラデシュ-インド間の国際連系線全体構想図

2015年6月、バングラデシュとインドは、両首相会談後、各国より共同宣言を発表した。その中で、両首相は、バングラデシュとインド間で、インド北東地域 (Rangia/Rowta) からバングラデシュを通過して、インドの Muzaffarnagar へ電力を送ることで合意し、バングラデシュ国の Barapukuria に連系口を有する ±800kV、700 万 kW の多端子 HVDC の双極 1 回線直流送電線を建設することとしている。

また、モディ首相は、バングラデシュが両国のグリッドセキュリティを守りながら、建設が予定される送電線から十分な電力をバングラデシュで受電できるような指針を検討することで合意した。さらには、バングラデシュは、BBIN の枠組み中での電力輸入に対する関心があるとともに、インド・モディ首相は、各国の電力輸入に向けたグリッドセキュリティ、送電線、連系地点やそれらに関する法律などの重要事項を前向きに検討することで合意した。

14.3 水力開発候補地域のスクリーニング

14.3.1 評価基準の設定

水力開発候補地域の選定にあたって使用する評価基準を以下に示す。

表 14-1 水力開発候補地域選定の評価基準

| | 評価項目 | 評価の視点 | 重要度 |
|---|---------------------------|---|-----|
| 1 | Bangladeshへの電力融通に対する政治的意思 | 開発政策や制度面の優遇措置などを含む | 高 |
| 2 | 水力開発候補地域の需給状況 | 余裕があるほど乾季でも電力受電が可能であり、評価が高い | 中 |
| 3 | 水力開発ポテンシャルの量 | ポテンシャルが多いほど、経済性に優れた地点を発掘できる可能性が高く評価が高い。 | 中 |
| 4 | Bangladeshへの連系方式 | 他の連系設備を介するよりは、直接接続方式の方が高い評価となる。 | 中 |
| 5 | Bangladesh連系点への距離 | 距離が短いほど評価が高い。送電線建設の容易性も含む。 | 高 |
| 6 | Bangladeshの連系点における電力の価値 | 電源の少ない地域への接続の方が高い評価となる。 | 低 |

出典：JICA Survey Team

これらの評価項目は、いずれも水力開発候補地域を選定する際の重要な判断要因であるが、中でも「Bangladeshへの電力融通に対する政治的意思」と「Bangladesh連系点への距離」の重要度が高いと考えられる。

14.3.2 連系可能な水力開発候補地域

(1) 連系可能地域

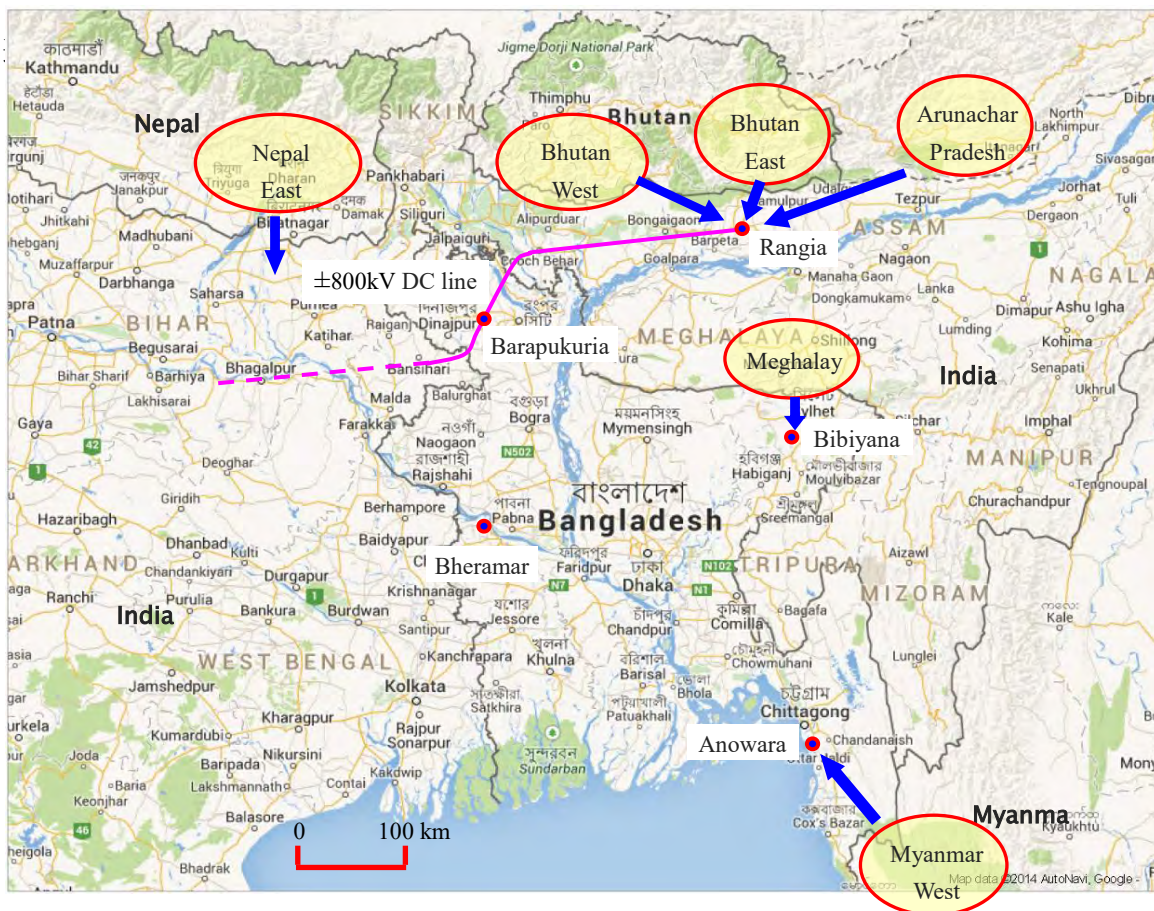
連系可能な水力開発候補地域として、以下の6地域を考慮する。

表 14-2 Bangladesh系統に送電可能な水力開発候補地域

| | 水力開発候補地域 | Bangladeshでの連系地点 | 連系方式 |
|---|-------------------|---------------------|--|
| 1 | ネパール東部 | West (Bheramara) | インドの至近の変電所まで送電し、インドの国内系統を介して、Bangladesh西部の BTB で受電する。 |
| 2 | ブータン西部 | North (Barapukuria) | インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、Bangladesh北部で受電する。 |
| 3 | ブータン東部 | North (Barapukuria) | インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、Bangladesh北部で受電する。 |
| 4 | インド・メガラヤ州 | East (Bibiyana) | 直接 Bibiyana 変電所に接続する。 |
| 5 | インド・アルナーチャルプラデシュ州 | North (Barapukuria) | インドの Rangia 変電所まで送電し、±800kV 直流送電線を介して、Bangladesh北部で受電する。 |
| 6 | ミャンマー西部 | South (Anowara) | 直接 Anowara 変電所に接続する。 |

出典：JICA Survey Team

(2) 連系可能地域の接続のイメージ



出典：JICA Survey Team

図 14-4 連系可能地域の接続イメージ図

14.3.3 評価基準を踏まえたスクリーニング

(1) バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思

ミャンマーを除くいずれの地域も、バングラデシュへの電力融通に対する政府の意思は非常に前向きである。なおブータンは、既に西部での開発が進んで東西間の格差が生じているため、西部よりも東部の開発を優先する方針である。

(2) 水力開発候補地域の需給状況

ネパールは、現在、供給力が不足しており、輪番停電を実施している。近い将来大きな水力発電所の開発により、雨季には需給状況が緩和するものと想定されているが、乾季には依然として厳しい需給状況となり他国へ売電するだけの余剰発生は見込めない。ブータン及びアルナチャルプラデシュ州は、十分な供給力を保有し、乾季でも他国へ売電するだけの余剰が発生する。メガラヤ州は雨季の余剰を他州へ供給し、乾季に返還してもらうバンキング方式を実施しており、乾季にはあまり余剰は発生しない。

(3) 水力開発ポテンシャルの量

メガラヤ州以外は十分なポテンシャルがある。なお、メガラヤ州についても、揚水式水力のポテンシャルという観点からは十分な量が見込める。

(4) バングラデシュへの連系方式

メガラヤ州及びミャンマーの水力は直接バングラデシュの系統に接続することが可能である。一方、ネパールやブータンの水力を受電する場合には、インドの地内を通過する必要がある。ブータンの水力や Arunachal 州の水力を受電する場合は、現在計画が進行中である±800kV 直流送電線を介して、バングラデシュ北部で受電する形態となる。なお、ネパールの電力を受電する際には、インド国内の交流系統を介して、BTB の増設計画がある Bheramara 地区で受電することになる。

(5) バングラデシュ連系点への距離

メガラヤ州の水力は直接 Bibiyana 変電所に接続することにすれば、50km 程度の距離となる。また 132kV 送電線で送電可能な小容量の場合は、至近の変電所まで 20~30km 程度となる。ブータンの水力や Arunachal 州の水力を送電する場合には、現在計画が進行中である±800kV 直流送電線の東側の交直変換所となる Rangia 変電所まで送電する必要がある。ブータンの東部は Rangia 変電所に近いので、送電距離は 100km 以内であるが、ブータンの西部の水力を送電する場合には、送電距離は 200km を超える可能性が高い。また、Arunachal 州の水力を送電する場合も、送電距離は 200km を超える可能性が高い。ネパールの水力を送電する場合には、インド国内の至近の変電所までの送電線を建設すれば、後はインドの国内系統を利用して送電が可能と考えられるため、送電線建設距離は 100km 以内である。ミャンマーの水力は、直接 Anowara 変電所に接続するため、送電距離は 200km を超える可能性が高い。

(6) バングラデシュの連系点における電力の価値

需要の中心部への接続が最も価値が高いが、検討対象としている地域の水力を接続する地点は、どれも需要の中心部からは離れている。次いで供給力が不足している地域への接続の価値が高く、バングラデシュの電源はジャムナ川よりも東部に偏っており、ジャムナ川よりも西部での供給力は価値が高いと考えられる。現在計画が進行中である±800kV 直流送電線を介した受電では、受電点はジャムナ川よりも西部の Barapukuria を想定しており、この線を活用した受電方法は、受電点における電力の価値は若干高いと考えられる。一方、ジャムナ川よりも東部に接続するメガラヤ州やミャンマーの水力は、受電点における電力の価値は若干低いと考えられる。特にミャンマーの水力は、今後大規模な火力開発が進展すると考えられている南部地域への接続であり、受電点における電力の価値は低い。

(7) 総合評価

上記の結果を総合的に比較すると以下の表となる。

表 14-3 スクリーニング結果

| | 評価項目 | Weight | Nepal East | Bhutan | | India | | Myanmar West |
|---|------------------------|--------|---------------|--------|------|-----------|-----------|-----------------|
| | | | | West | East | Meghalaya | Arunachar | |
| 1 | バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思 | 3 | 5 | 3 | 5 | 5 | 5 | 2 |
| 2 | 水力開発候補地域の需給状況 | 2 | 2 | 5 | 5 | 4 | 5 | 2 |
| 3 | 水力開発ポテンシャルの量 | 2 | 5 | 5 | 5 | 3 | 5 | 4 |
| 4 | バングラデシュへの連系方式 | 2 | 3 | 2 | 2 | 5 | 2 | 5 |
| 5 | バングラデシュ連系点への距離 | 3 | 4 | 2 | 4 | 5 | 2 | 2 |
| 6 | バングラデシュの連系点における電力の価値 | 1 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 2 |
| | 合計 | | 51 | 43 | 55 | 57 | 49 | 36 |

出典：JICA Survey Team

上記の比較検討の結果、インドのメガラヤ州とブータンの東部が比較的有望と考えられる。なお、ネパールに関しては、電力の需給状況が緩和してくれば、有望な地域に変わる可能性が高い。

ミャンマーに関しては、現地調査を実施していないため、バングラデシュへの電力融通に対する政治的意思などの詳細情報が確認できていない。現地の状況確認の結果によっては、有望な地域に変わる可能性がある。

14.4 水力開発候補地点の選定

前章において、優先すべき開発候補地域として、ブータン東部とインドのメガラヤ州を選定した。

14.4.1 評価基準の設定

水力開発候補地点の選定にあたって使用する評価基準を以下に示す。

表 14-4 水力開発候補地点選定の評価基準

| | 評価項目 | 評価の視点 | 重要度 |
|----|-------------------|---|-----|
| 1 | バングラデシュの意向 | バングラデシュとしては規模の大きい地点を希望 | 5 |
| 2 | 地点の経済性 | 建設工事費と年間発電電力量の関係から発電電力量当たりの建設工事費を試算して評価 | 5 |
| 3 | 必要となる専用送電線の工事費 | 専用送電線の送電距離と送電電圧から工事費を積算し、送電電力量あたりの送電費を計算 | 2 |
| 4 | 環境面の課題 | 環境保全地域指定の有無、近隣での希少種の可能性、近隣での少数民族の可能性などを評価 | 4 |
| 5 | 地質面の課題 | 工事実施時における山崩れや、運転開始後の土砂堆積などの可能性を評価 | 4 |
| 6 | バングラデシュへの電力輸出時の課題 | バングラデシュへの送電時に必要となる関連送電線の活用可能性、出力規模を評価 | 3 |
| 7 | 工事実施の容易性 | 工事用道路、電力供給など工事用周辺インフラの整備状況 | 2 |
| 8 | 運用面の弾力性 | 貯水容量の大きさ、季節間の調整が可能であれば評価は高い | 1 |
| 9 | 調査の進捗度 | 調査の進捗度に応じて、調査の精度が高いと判断して評価 | 1 |
| 10 | JICA の支援可能性 | 開発資金出資者の有無やプロジェクト総額などを考慮して評価 | 3 |

出典：JICA Survey Team

各地点について、上記の評価項目毎に最高 5 点で評価する。しかし、環境面の課題と地質面の課題のどちらかの項目で 2 点以下の低い点数と評価される地点では、総合点で高い点を獲得したとしても、開発面の課題が非常に大きいと判断し、総合評価としては、選定できないレベルと評価する。

14.4.2 水力開発候補各地点の比較と評価基準を踏まえたスクリーニング

(1) ブータン東部

ブータン東部については、既に Pre Feasibility Study (Pre-FS) が終了している候補地点として Kuri-I (Rotpashong から名称変更)、Gamri I, II、Nyera Amari I, II の 3 地点 5 発電所がある。これらの地点の比較を以下に示す。

表 14-5 ブータン東部の候補地点

| | Kuri-I | Gamri I | Gamri II | Nyera Amari I | Nyera Amari II |
|---|----------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Installed capacity Unit size × Units | 1,230MW (205MW×6) | 45MW (22.5MW×2) | 85MW (42.5MW×2) | 125MW (62.5MW×2) | 317MW (105.67MW×3) |
| Design annual energy | 5,265GWh | 215.69GWh | 399.90GWh | 614GWh | 1,556GWh |
| Construction cost (million) | USD 1,686.5 | BTN 3,620 (USD 56.6) | BTN 5,587 (USD 87.3) | BTN 12,490 (USD 195.2) | BTN 22,291 (USD 348.4) |
| Unit construction cost per annual energy | USD 320/MWh | USD 262/MWh | USD 218/MWh | USD 318/MWh | USD 224/MWh |
| Length of T/L | 400kV 140km | 132kV 8km | 132kV 36km | 220kV 16km | 220kV 66km |
| Construction cost of T/L | USD 70 million | USD 11 million | | USD 22 million | |
| Unit construction cost | USD 13.3/MWh | USD 17.9/MWh | | USD 10.1/MWh | |

出典：JICA Survey Team

表 14-6 ブータン東部の水力開発候補地点の評価

| | 評価項目 | Weight | Kuri-I | Gamri I, II | Nyera Amari I, II |
|----|----------------|--------|--------|-------------|-------------------|
| 1 | Bangladesh の意向 | 5 | 5 | 1 | 3 |
| 2 | 地点の経済性 | 5 | 3 | 4 | 4 |
| 3 | 専用送電線の工事費 | 2 | 4 | 4 | 4 |
| 4 | 環境面の課題 | 4 | 3 | 2 | 3.5 |
| 5 | 地質面の課題 | 4 | 4 | 3 | 2 |
| 6 | 電力輸出時の課題 | 3 | 3 | 2 | 3 |
| 7 | 工事実施の容易性 | 2 | 4 | 2 | 3 |
| 8 | 運用面の弾力性 | 1 | 2 | 2 | 2 |
| 9 | 調査の進捗度 | 1 | 4 | 3 | 3 |
| 10 | JICA の支援可能性 | 3 | 2 | 4 | 3 |
| | 合計 (重要度を考慮) | | 105 | 80 | 94 |

出典：JICA Survey Team

Kuri-I 地点が最も点数が高く、次いで Nyera Amari 地点、Gamri 地点の順である。Kuri-I 地点は、 Bangladesh の意向にも合致している地点であり、特に開発を阻害するような大きな課題もないため、当地点を優先すべき開発候補地点として選定する。



“Image©2015CNES/Astrium, Image© 2015AutoNavi, Image ©2015Google”

出典：JICA Survey Team

図 14-5 Kuri I 地点の計画概要

- 取水ダムを除く全設備は、地下に計画されているが、調査団は、地上式あるいは半地下式の発電所の可能性もあると判断した。このため、詳細設計時に発電所の配置に関する詳細検討が必要である。
- 左右岸ともに、あらゆる方向の節理や割れ目などが岩盤の表面に認められる。右岸におけるこれらの割れ目については、可能性調査の段階で、詳細な調査と検討を実施する必要がある。
- ダムサイトでは住民移転が発生しないが、取水ダム付近の道路の一部が貯水池により移転が必要となる可能性がある。また、Autsho 村内の3住居と小さな小屋の移転が発生する可能性がある。

(2) インド メガラヤ州

メガラヤ州の一般水力については、ある程度規模が大きく、調査が進展している地点として Myntdu Leshka II、Umngot、Nongkohlait 地点がある。これらの地点の比較を以下に示す。

表 14-7 メガラヤ州の候補地点

| | Mintdu Leshka II | Umngot | Nongkohlait |
|--|---|---|--|
| Installed capacity | 280MW | 240MW | 120MW |
| Unit size × Units | (70MW x 4) | (80MW x 3) | |
| Design annual energy | 895.29 GWh | 838.73 GWh | 379.34 GWh |
| Construction cost | INR 29,400 million (USD 460.5 million) | INR 15,646 million (USD 245 million) | INR 3,262 million* ¹⁾ (USD 51.1 million) |
| Unit construction cost per annual energy | USD 514/MWh | USD 292/MWh | USD 135/MWh* ¹⁾ |
| Length of T/L | 220kV 98km | 220kV 111km | 220kV 95km |
| Construction cost of T/L | USD 27 million | USD 31 million | USD 27 million |
| Unit construction cost | USD 30.2/MWh | USD 37.0/MWh | USD 71.2/MWh |

*¹⁾: Data from Pre-F/S in 2004

出典：JICA Survey Team

メガラヤ州の南部は非常に急峻な地形を有し、多くの揚水式水力の適地がある。特に 600m を超える高落差が期待できる箇所では発電所の最適規模も 1,500MW 級の地点となるものと想定される。ただし現在までのところ、メガラヤ州の揚水式水力については、具体的な地点調査が全くされていない。

表 14-8 メガラヤ州の水力開発候補地点の評価

| | 評価項目 | Weight | Mintdu Leshka II | Umngot | Nongkohlait | PSPP |
|----|----------------|--------|------------------|--------|-------------|------|
| 1 | Bangladesh の意向 | 5 | 3 | 3 | 2 | 5 |
| 2 | 地点の経済性 | 5 | 2 | 3 | 4 | 4 |
| 3 | 専用送電線の工事費 | 2 | 4 | 3 | 2 | 4 |
| 4 | 環境面の課題 | 4 | 4 | 3 | 2.5 | 4 |
| 5 | 地質面の課題 | 4 | 2 | 4 | 4 | 4 |
| 6 | 電力輸出時の課題 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 7 | 工事实施の容易性 | 2 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| 8 | 運用面の弾力性 | 1 | 2 | 4 | 2 | 5 |
| 9 | 調査の進捗度 | 1 | 4 | 4 | 3 | 1 |
| 10 | JICA の支援可能性 | 3 | 4 | 4 | 4 | 3 |
| | 合計 (重要度を考慮) | | 95 | 102 | 95 | 118 |

出典：JICA Survey Team

メガラヤ州の水力を開発する場合には、一部の電力をメガラヤ州および近隣州に送電するため、全量を Bangladesh が輸入することは難しい。つまり、Bangladesh の受電量は開発量の半分程度となるため、大きな規模の地点開発が望ましい。一般水力は 200MW 程度の開発規模であり、Bangladesh の受電量は 100MW 程度にしかならない。一方、揚水式水力は 1,500MW 級の開発規模になるため、Bangladesh の受電量は 1,000MW に近いレベルが期待できる。このような点を考慮して、メガラヤ州においては、揚水式水力を優先すべき開発候補地点として選定する。

揚水発電の適地において軽微な視察調査を実施し、揚水発電の有望地点を机上調査により 3 箇



“Image©2015DigitalGlobe, Image©2015CNES/Astrium, Image Landsat©2015Google”

出典： JICA Survey Team

図 14-6 メガラヤ州の揚水式水力の候補地点

メガラヤ州の南部は非常に急峻な地形であり、多くの揚水式水力の適地があり、また、600m を超える高落差が期待できるため、発電所の最適規模も 1,500MW 級の地点となるものと想定される。しかし、メガラヤ州の揚水式水力については、これまで具体的な地点調査が全くされていない。逆に考えれば、地質面、環境面などに課題のある地点を排除し、経済性面に優れた適地の選定が可能であるということである。

揚水式水力地点から Bibiyana 変電所まで 400kV 送電線を 90km 程度建設する。なお、インド系統の需給ひっ迫時にインド系統への送電も可能とするため、至近の 400kV Killing 変電所への連系送電線を建設することも考えられる。しかし、距離が 100km もあり、使用される頻度もあまり高くない投資効率が悪いいため、インド系統への送電線はインド側からのニーズが示されない限り建設しない。

14.5 隣国からの電力輸入実現に向けた提言

14.5.1 電力輸入に関する課題と対応策

電力の輸入を実施することにより発生が懸念される課題と対応策は以下のとおりである。

(1) エネルギーセキュリティ

他国から電力を輸入する場合には、両国間の関係が悪化し、供給が遮断されてしまうというリスクを考慮する必要がある。電力の場合、他の物資と異なり、供給の完全遮断は簡単であり、1分以内の非常に短時間で実施できる。このような事態になっても困らないためには、過度の依存を避ける必要がある。具体的には、電力輸入量は、すべての電力供給が突然途絶しても供給が継続できるように、供給予備力の範囲内とし、全供給力の10%程度以内とすることが望ましい。一般的には、最大電力需要と同程度（最大電力需要の95%程度以上）の需要が発生する時間は年間100時間程度（ピーク時間が1日4時間として25日程度）であり、その期間だけ5%程度までの負荷遮断を許容すれば、電力輸入量は、全供給力の15%まで増加させても良いと考えられる。

(2) インド地内送電線の運転開始時期との整合

インドを経由した電力輸入は、現在バングラデシュとインド間で協議されている国際連系線のCase 2送電線（±800kV直流送電線）か又は、Case 3送電線（765kV交流送電線）が運用を開始することが前提となっている。これらの送電線は、インドと協調して建設する必要があり、インドのニーズを十分に把握する必要がある。

アルナチャル州の水力開発量が3,000MWを超えると、現在建設中の±800kV直流送電線の容量が一杯になり、次期の送電線として、Case 2送電線を建設するニーズが発生する。一方、Case 3送電線は、インドにとって直接の引き金となるニーズは見当たらないが、Case 2送電線の建設がアルナチャル州の水力開発の遅延や高コスト等の理由により遅延する場合には、Case 3送電線建設のニーズが出てくる。

(3) 大規模な供給力脱落に伴う大規模停電の発生

経済性の観点から見ると、一つの連系点において、より多くの電力輸入ができることが望ましい。しかし、一つの連系点において多くの電力輸入を行うと、その供給力脱落時にバングラデシュ全土にわたるような大規模停電に移行してしまうというリスクがある。2014年11月1日に発生した大規模停電は、インドとの連系点であるHVDCのトラブルにより500MWの供給力が脱落したことが引き金となっている。このリスクを回避するためには、大規模な供給力脱落時における負荷遮断スキームや周波数低下時における発電機の運転継続可能性を十分にチェックし、大規模停電に移行しない供給力脱落量のレベルを見極めることが重要である。その結果を基にして、一つの連系点における最大輸入可能量を決定する。具体的には、一つの連系点における最大輸入可能量は、需要の10%以下とすることが望ましい。

(4) 系統事故などに伴う相互干渉

電力の輸入を実施するという事は、隣国の2国間の系統が何らかの形で接続されることを意味する。このことにより、系統事故などに伴う相互干渉が発生する恐れがある。直流を介して連系することにより、この影響を極小化することが可能である。現在、バ国とインド間での連系は、直流を介した連系方法か又は負荷を切り替えることにより2国間の系統を直接接続させない方法を志向しており、系統事故などに伴う相互干渉はほとんど発生しない。

14.5.2 電力輸入構想の提言

上記の課題を踏まえ、調査団は、以下の2つの電力輸入構想を提案する。

(1) High Case Scenario

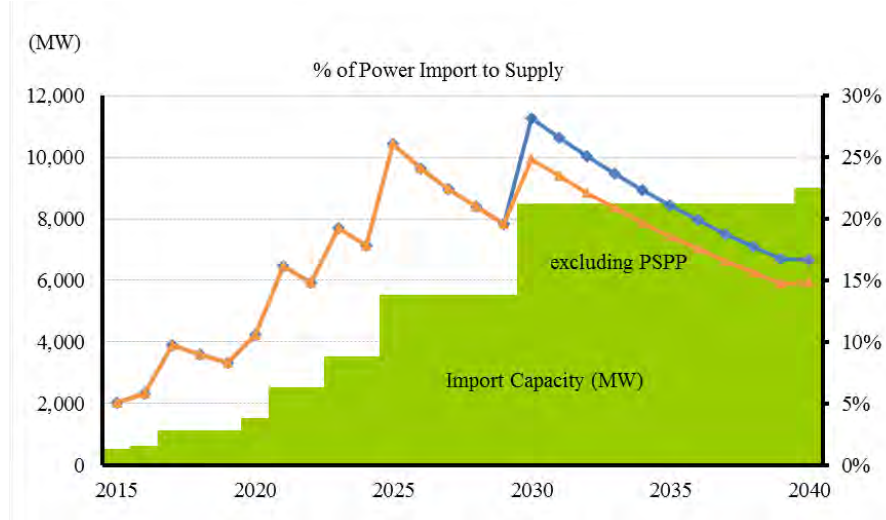
国際連系線の Case 2 送電線および Case 3 送電線の運用開始が計画通り進展し、より多くの電力が期待できる High Case Scenario を以下に示す。

表 14-9 電力輸入計画提案 (High Case Scenario)

| | | MW | Year | Remarks |
|----|-----------------------------------|-------|------|--|
| 1 | Bheramara - Baharampur | 500 | 2013 | Existing |
| 2 | Tripura - Comilla | 100 | 2016 | Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be connected to Indian system. |
| 3 | Bheramara - Baharampur | 500 | 2017 | Extension of Bheramara HVDC. |
| 4 | Bheramara - Baharampur | 1,000 | 2021 | Additional extension of Bheramara HVDC |
| 5 | Tripura - Comilla | 400 | 2020 | Power import from Nepal (including GMR) |
| 6 | Rangia/Rowta - Barapukuria | 1,000 | 2023 | Construction of HVDC (500MW) in Comilla (N) S/S. Some load (100MW) in Comilla (N) S/S will be disconnected from Indian system. |
| 7 | Rangia/Rowta - Barapukuria | 1,000 | 2025 | Power import by using Case 2 T/L (±800kV DC) |
| 8 | From Nepal (Purnea - Barapukuria) | 1,000 | 2025 | Power import by using Case 3 T/L (initially 400kV AC) |
| 9 | Bongaigaon/Rangia - Jamarpur | 1,000 | 2030 | Power import from Bhutan |
| 10 | Bibiyana - Meghalaya (PSPP) | 1,000 | 2030 | PSPP in Meghalaya State |
| 11 | From Nepal | 1,000 | 2030 | Power import by using Case 3 T/L (upgrade to 765kV AC) |
| 12 | Cox's Bazar - Myanmar | 500 | 2040 | Power import from Myanmar |
| | Total | 9,000 | | |

出典：JICA Survey Team

この提案に基づく、電力輸入量と全体供給力に占める割合の推移を示す。



出典：JICA Survey Team

図 14-7 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (High Case Scenario)

全体供給力に占める比率は 2025 年以降 20%~25%程度で推移しており、若干多めである。

(2) Low Case Scenario

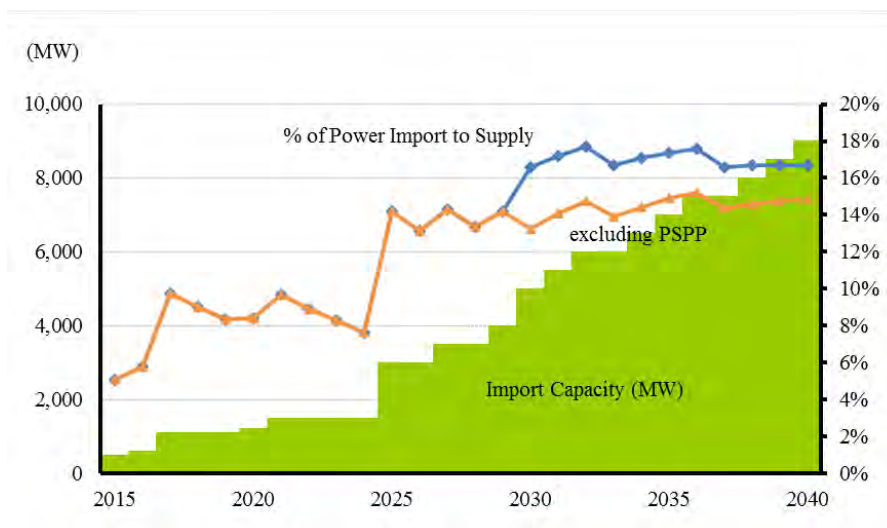
他国からの電力輸入に過度に期待しない Low Case Scenario を以下に示す。

表 14-10 電力輸入計画提案 (Low Case Scenario)

| | | MW | Year | Remarks |
|----|-----------------------------------|-------|------|--|
| 1 | Bheramara - Baharampur | 500 | 2013 | Existing |
| 2 | Tripura - Comilla | 100 | 2016 | Some load (100MW+100MW) in Comilla will be connected to Indian system. |
| | | 100 | 2020 | |
| 3 | Bheramara - Baharampur | 500 | 2017 | Extension of Bheramara HVDC. |
| 4 | Bheramara - Baharampur | 500 | 2027 | Additional extension of Bheramara HVDC Power import from Nepal |
| | | 500 | 2031 | |
| 5 | Tripura - Comilla | 300 | 2020 | Construction of HVDC (500MW) in Comilla. Some load (100MW+100MW) in Comilla will be disconnected from Indian system. |
| 6 | Rangia/Rowta - Barapukuria | 1,000 | 2025 | Power import by using Case 2 T/L (± 800 kV DC) |
| 7 | Rangia/Rowta - Barapukuria | 500 | 2036 | Power import by using Case 2 T/L (± 800 kV DC) |
| | | 500 | 2039 | |
| 8 | From Nepal (Purnea - Barapukuria) | 500 | 2025 | Power import by using Case 3 T/L (initially 400kV AC) |
| | | 500 | 2029 | |
| 9 | Bongaigaon/Rangia - Jamarapur | 500 | 2032 | Power import from Bhutan |
| | | 500 | 2034 | |
| 10 | Bibiyana - Meghalaya (PSPP) | 1,000 | 2030 | PSPP in Meghalaya State |
| 11 | From Nepal | 500 | 2035 | Power import by using Case 3 T/L (upgrade to 765kV AC) |
| | | 500 | 2038 | |
| 12 | Cox's Bazar - Myanmar | 500 | 2040 | Power import from Myanmar |
| | Total | 9,000 | | |

出典：JICA Survey Team

この提案に基づく、電力輸入量と全体供給力に占める割合の推移を示す。



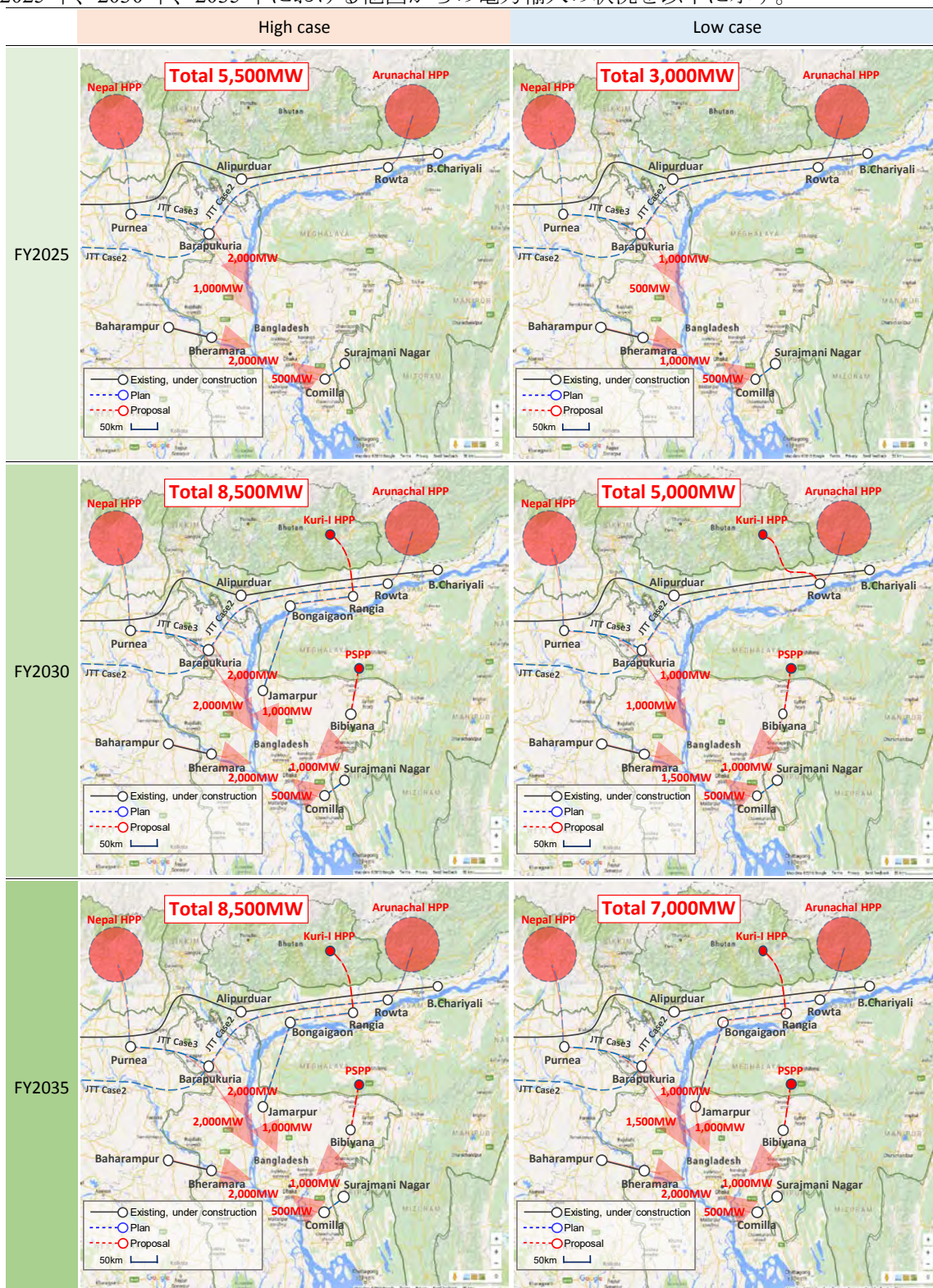
出典：JICA Survey Team

図 14-8 電力輸入量と全体供給力に占める割合 (Low Case Scenario)

全体供給力に占める比率は 2025 年以降 15%程度で推移しており、適正レベルである。

(3) 電力輸入の状況

2025年、2030年、2035年における他国からの電力輸入の状況を以下に示す。



出典：JICA Survey Team

図 14-9 電力輸入の状況

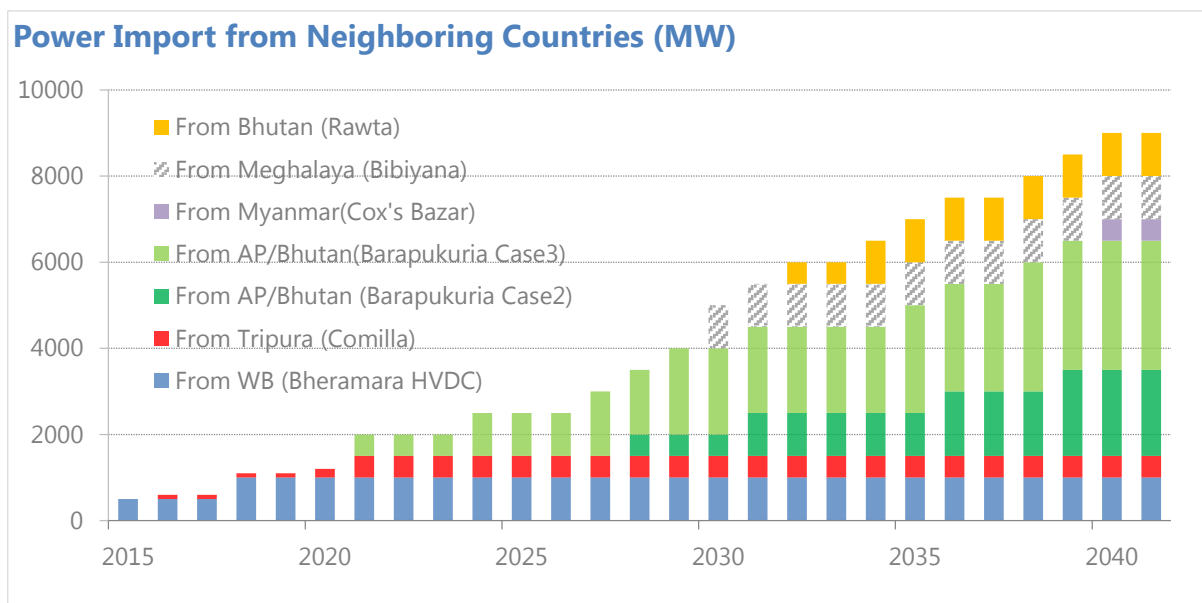
(4) PSMP2016 シナリオ

前述した Low Case Scenario をベースに、関係機関と協議し PSP2016 Scenario を以下のとおり定めた。

表 14-11 PSMP2016 Scenario

| Project Name | Location | Capacity (MW) | Company | COD (FY) |
|--|-------------------------------|---------------|---------|----------|
| Bheramara-Bharampur HVDC | | | | |
| Bheramara-Bharampur HVDC Phase 1(from India) | India | 500 | BPDB | 2013 |
| Bheramara-Bharampur HVDC Phase 2 Bheramara - Baharampur (India) | India | 500 | BPDB | 2018 |
| Comilla - Tripura HVDC | | | | |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 1-1 (100MW) (India) | India | 100 | BPDB | 2016 |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 1-2 (100MW) (India) | India | 100 | BPDB | 2020 |
| Comilla - Tripura HVDC Phase 2 (300MW) (India) | India | 300 | BPDB | 2021 |
| Case 2 HVDC (Barapukuria S/S) | | | | |
| Case 2 HVDC (Barapukuria S/S) Phase I-1 Bheramara - Baharampur Arunachal, India (East India) | Arunachal, India (East India) | 500 | BPDB | 2028 |
| Case 2 HVDC (Barapukuria S/S) Phase 1-2 Bheramara - Baharampur Arunachal, India (East India) | Arunachal, India | 500 | | 2031 |
| Case 2 HVDC (Barapukuria S/S) Phase II | Arunachal, India | 500 | BPDB | 2036 |
| Case 2 HVDC (Barapukuria S/S) Phase III | Arunachal, India | 500 | BPDB | 2039 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) | | | | |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase I From India (Purnea - Barapukuria) (India) | India | 500 | BPDB | 2021 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase II Phase I From India (Purnea - Barapukuria) (India) | India | 500 | BPDB | 2024 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase III From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | Nepal | 500 | BPDB | 2027 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase IV From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | Nepal | 500 | BPDB | 2029 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase V From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | Nepal | 500 | BPDB | 2035 |
| Case 3 HVDC (Barapukuria S/S) Phase VI From Nepal (Purnea - Barapukuria) (Nepal) | Nepal | 500 | BPDB | 2038 |
| Bibiyana - Meghalaya (PSPP) (India) | Meg | 1,000 | BPDB | 2030 |
| Cox's Bazar - Myanmar | Myan | 500 | BPDB | 2040 |
| Rawta - Jamarpur HVDC | | | | |
| Rawta - Jamarpur HVDC PhaseI Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bhutan) | Bhutan | 500 | | 2032 |
| Rawta - Jamarpur HVDC PhaseII Bongaigaon/Rangia - Jamarpur (Bhutan) | Bhutan | 500 | BPDB | 2034 |
| Total | | 9,000 | | |

出典：JICA Survey Team



出典：JICA Survey Team

☒ **14-10 PSMP2016 Scenario**

14.5.3 推進方策

上記に示した近隣国からの電力輸入構想を実現するためには、インドの合意取得が不可欠である。具体的には、特に以下の項目について、粘り強く交渉を続けていくことが重要である。

- **Case 3 送電線案の先行開発**
Case 3 送電線は Case 2 送電線よりも計画の柔軟性に富んでおり、Bangladesh にとってより効果の高い計画である。Case 3 送電線を使うことにより、Bangladesh は様々な地域からの電力輸入が可能となるため、Case 3 送電線案の先行開発を志向することが重要である。
- **インドにおける送電容量の確保**
ブータンやネパールは Bangladesh への電力輸出に積極的である。しかしながら、両国からの電力輸入にあたっては、インドの系統を通過する必要があるため、当事者（2 国）間での合意だけでは前に進めない。特に、通過する送電線の送電容量を確保するため、インドにおける系統増強計画と整合を図るとともに、必要に応じて計画の前倒しを図ることが重要である。
- **メガラヤ州揚水式水力の Bangladesh 系統への直接接続**
揚水式水力は、系統の安定化や電力品質の向上に非常に有効なツールである。そのような効果を楽しむためには、発電機を Bangladesh 系統に直接接続することが必要である。メガラヤ州の揚水式水力は、1 地点で 1,000MW 以上の大規模な開発が可能である。このため、発電所内で系統を分断し、開発量の半分ずつをインド系統と Bangladesh 系統に直接接続する方法でも経済性の確保が可能と考えられる。

Bangladesh とインドの 2 国間の電力輸入であれば、これまでのチャンネルで協議していけば良いと考えられる。しかし、ブータンやネパールの電力を相対取引により輸入する場合には、インドの系統を介する必要があるため、当事者（2 国）間の協議だけでは前に進めない。このためインドを含めた 3 か国の協議体を組成する必要がある。

このような協議の場としては、すでに SAARC の枠組みの中で、Bangladesh、ブータン、インド、ネパールの 4 か国の協議体として BBIN が組成されている。BBIN は、JWG（Joint Working Group）を年に 2 回程度実施することにしており、JWG の議題の中に、地域間の電力連系を議題として取り上げ、推進していくのが最も効率的と考えられる。

第 15 章 系統計画

15.1 系統計画の課題

系統計画は中期(2025)および長期(2035)にフェーズを分け、PSMP2010 のレビューを通して検討する。系統解析は PSS/E ソフトウェアを使用し実施する。調査は以下の課題に留意して実施する。

地域ごとの需給バランス

国際連系線、輸入燃料を扱う港湾および国内のガス／石炭の採取地点は国土に分散しており、地域的なエネルギーのアンバランスが生じ、地域間の電力の融通が必要とされる。この傾向は助長され中長期的にはさらに多くの地域間連系線が必要とされる見通しである。

国際連系線による電力輸出入

国内産のガス供給の不足およびエネルギー源の拡大による経済的なエネルギー供給の可能性を考慮してインド、ブータン、あるいはネパールなどの隣国の水力発電所からの電力輸入が計画されている。国際連系線の情報を収集し関連する詳細な系統解析を実施する。

河川横断の送電線

Bangladesh は国土の中央に Jamuna および Padma の二つの大きな川がありその幅は最も狭いところでも 4.5km から 6km ある。このため国土の東部と西部間の電力潮流は制限される。これらの河川の横断用の送電線の建設には非常に大きなコストがかかる。

Padma 川の横断橋は 2010 年に詳細設計、コントラクターは現在選定中であり、このコントラクターが Khulna と Dhaka を結ぶ 400kV 送電線鉄塔用の 7 つの基礎を橋の下流に 7 ヶ所を建設する。この工法は Jamuna および Padma 川を横断する他の送電線に対しても適用できる可能性がある。

電力系統の最適な運用計画

地域間を結ぶ連系線により、供給信頼性および経済性の向上が期待される。一方、系統全体の中での弱い箇所における事故や、大規模系統の運用のノウハウなど新しい課題が生じる。これらの課題に対する対策を協議し関連するカウンターパートとともに検討を行う。

15.2 系統計画の検討条件

15.2.1 検討方法

本章では前述の Bangladesh の電力需要予測、電源開発計画および PGCB が策定した 2020 年頃の系統計画を基に 2035 年までの基幹送変電系統の計画を検討した。

Bangladesh 系統の発電所および変電所の地域分布を勘案し 2025 年、および 2035 年の電力潮流、事故電流、および安定度について系統解析によりその妥当性を確認した。系統解析は PSS/E ソフトウェアを使用した。

系統の電力需要は PGCB が想定した 132kV 変電所の最大需要予測、および前述の系統全体の最大需要想定値に基づき設定した。大規模な発電所は需要中心である Dhaka から 200-300km 離れた燃料輸入用の港湾を整備しやすい Chittagong 南部および Khulna 地域に位置する。このため供給信頼度の確保、送電線ルートの節減、およびコスト低減のために Dhaka から Chittagong 南部および Dhaka から Khulna 地域の区間は 400kV 系統と共に 765kV 送電を検討した。

最終的に 2035 年までに必要となる 230kV 以上の系統の設備投資規模を見積もった。

15.2.2 PGCBによる2020年頃の系統計画

PGCB による 2020 年頃の系統計画を次頁の図に示す。黒い線は 400kV 送電線を示しており、Dhaka から Chittagong、Comilla、Bibiyana、Khulna、および Bogra 方面に放射状に計画されている。Dhaka 市周辺に 400kV 送電線をリング状に構成し、市内へは 230kV 送電線により 400kV リングから供給する。

2016 年 3 月時点の PGCB による実施中のプロジェクトのリストを表 15-1 に示す。400kV 送電線および変電所の新設のプロジェクトとして、以下が挙げられている。

- 1 番 : Bibiyana-Kaliakoir 400kV 送電線、変電所および関連する 230kV 送電線
- 4 番 : Ghorasal-Tongi 400kV 送電線、変電所および関連する 230kV、132kV 系統の新增設
- 6 番 : Ashuganj-Bhulta 400kV 送電線、変電所
- 7 番 : Aminbazar-Maowa - Mongla 400kV 送電線、変電所

また、インドとの連系として以下のプロジェクトが挙げられている。

- 8 番 : Bheramara HVDC の増設 500MW および関連する 230kV 系統の新增設

なお、2、3、5、9-14 番は 230kV もしくは 132kV 系統のみのプロジェクトである。2 番は円借款事業として実施中の全国送電網プロジェクトである。

2016 年 4 月時点の PGCB による計画のリストを表 15-2 に示す。400kV 送電線および変電所の新設のプロジェクトとして、以下が挙げられている。1 番は円借款事業として実施中の Matabari-Madunaghat-Meghnaghat 400kV 2 回線送電線および Madunaghat、Meghnaghat 400kV 変電所の新設のプロジェクトである。

- 1 番 : Matabari- Madunaghat-Meghnaghat 400kV 送電線、変電所
- 3 番 : Dhaka 市南部 DPDC 管轄地域の 2 ヶ所の 400kV 変電所および関連する 230kV、132kV 系統の新增設
- 4 番 : 400kV 変電所 1 ヶ所および 400kV 送電線(場所不明)および関連する 230kV、132kV 系統の新增設
- 5 番 : Patuakhali - Gopalganj 400kV 送電線、変電所
- 7 番 : Madunaghat- Moheskhali 765kV 送電線(当初 400kV 運転)
- 8 番 : Gopalganj 400kV 変電所および南部の 230kV および 132kV 系統の新增設
- 9 番 : Barapukuria- Bogra- Kaliakoir 400kV 送電線
- 11 番 : Chittagong 地域の 400kV 送電線(地中送電線含む)および 230kV および 132kV 系統の新增設
- 12 番 : Rooppur- Gopalganj 400kV 送電線および 230kV および 132kV 系統の新增設
- 13 番 : Rooppur- Bogra 400kV 送電線および 230kV および 132kV 系統の新增設
- 15 番 : Banshkhali- Madunaghat 400kV 送電線
- 16 番 : Dhaka 市北部 DESCO 管轄地域の Kaliganj, Purbachal 400kV 変電所、400kV 送電線(地中送電線含む)および 230kV 系統の新增設

また、インドとの連系として以下のプロジェクトが挙げられている。

- 10 番 : Barapukria 2000MW HVDC Station

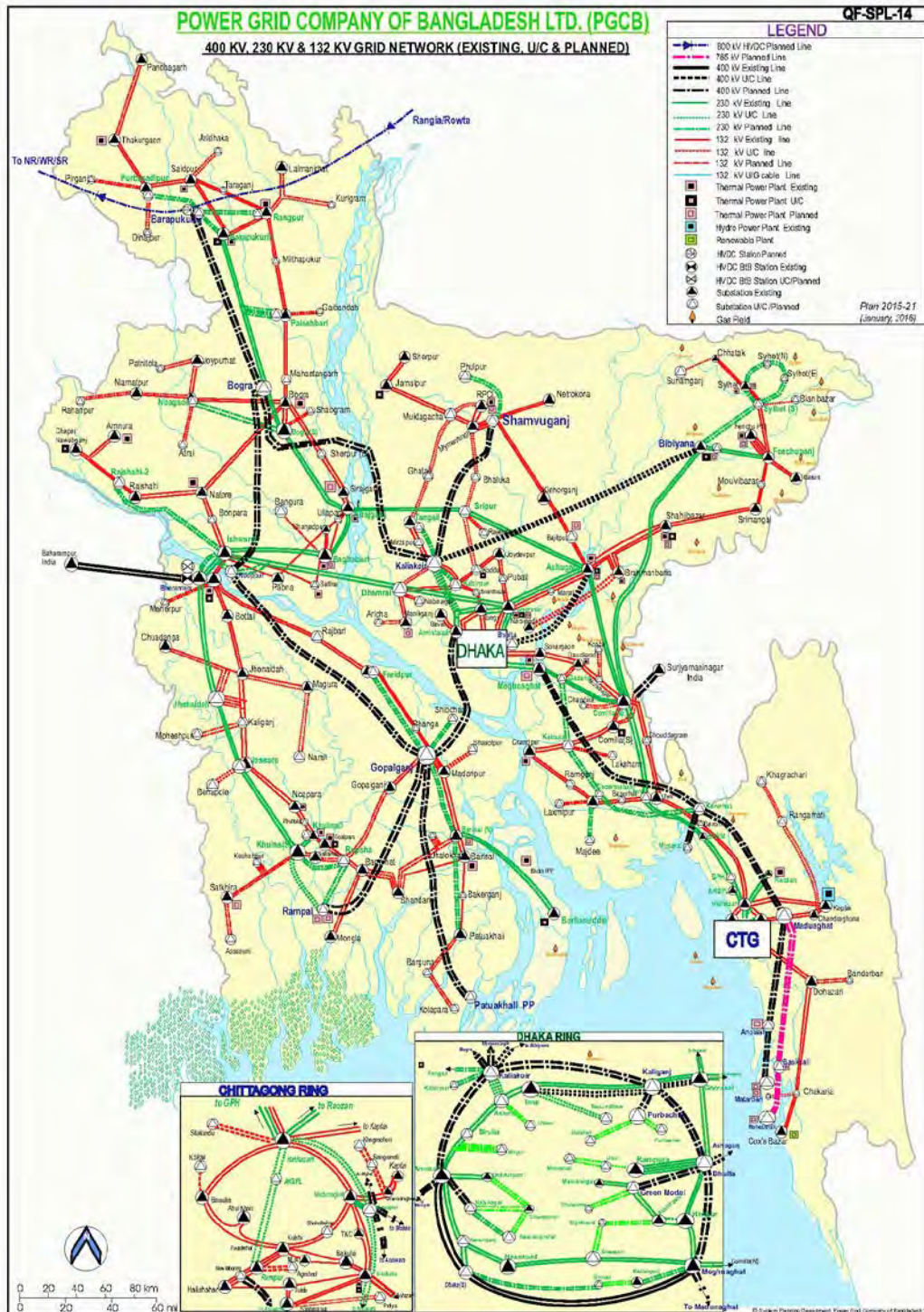
なお、2、6、5、9、11-14 番は 230kV もしくは 132kV 系統のみのプロジェクトである。

計画に含まれている 765kV 送変電設備、および Dhaka、Chittagong の一部の 400kV 地中送電設備は、他国では採用されている事例があるが、技術的に比較的歴史の浅い高電圧の設備であり、過電圧対策などに十分に留意した設計とする必要がある。また、Dhaka や Chittagong は需要密集

地であり、GIS やガス絶縁変圧器の採用など都市型のコンパクトな変電設備の採用も見込まれている。

15.2.3 本調査における系統計画の検討

本調査における系統計画は、上記の PGCB の計画をレビューし、PGCB との協議を踏まえ検討したものである。本調査における最終的な計画は、本章の後半で述べる。



出典：JICA 調査団

図 15-1 PGCB の送電計画

表 15-1 2016年3月時点のPGCBによる実施中のプロジェクト

| SN | Projects Name | Scope of works | Main Objectives of the Project | Foreign Financing Status | Project Completion Year |
|----|---|---|---|------------------------------------|-------------------------|
| 1 | Bibiyan-Kaliakoir 400 kV and Fenchuganj-Bibiyan 230 kV Transmission Line (NG2) | i) 168.64 km 400 kV Bibiyana-Kaliakoir Double ckt line. ii) 33.18 km Fenchuganj-Bibiyan 230 kV double ckt line iii) Installation of 400/230 kV 1x520 MVA transformer at Bibiyana. iv) 400/230 kV, 1x520 MVA & 400/132 kV, 2x325 MVA S/S at Kaliakoir v) 230/132 kV, 1x300 MVA S/S at Fenchuganj and renovation & extension of existing 132 kV substation at Fenchuganj vi) Construction of 36 km 230 kV line for turn-in and out of existing Aminbazar-Tongi 230 kV line on four ckt tower at Kaliakoir. vii) Construction of 5 km 132 kV line for turn-in and out of existing Kabirpur-Tangail 132 kV line on four ckt tower at Kaliakoir. viii) Construction of 16 km Kaliakoir-Dhamrai double circuit 132 kV line. ix) Construction of about 3.75 km 132 kV Four circuit transmission line on Four circuit tower from Fenchuganj SS to Fenchuganj PS | To build the power evacuation facilities for upcoming 2x450 MW CCPP at Bibiyana & to evacuate the surplus power of Sylhet area and also to supply adequate power to the northern part of Dhaka city. | EDCF Korea & QOB | July, 2017 (Revised) |
| 2 | National Power Transmission Network Development Project | i) 230 kV Line: (a) 25 km Hathazari-Sikalbaha d/c TL (b) 25 km Hathazari-Rampur d/c TL (c) 5 km Hathazari-Rampur d/c u/g line ii) 132 kV Line: (a) 6 km d/c In Out u/g line of Khulshi-Halishahar line at new Rampur 132/33 kV GIS SS (b) 7 km d/c Rampur-Agrabad u/g (c) 132 kV interconnection line : 354 Ckt.km. iii) Two nos. 230/132 kV, 2 x 300 MVA Sub Stations at Rampur and Sikalbaha, Ctg. iv) 132/33 kV SS: 11 Sub Stations (1536 MVA) at Agrabad, Chowddagram, Benapole, Shariatpur, Ramganj, Baroirhat (Chg.), Bhaluka (Mymensingh), Barisal-(N), Mahastangarh (Bogra), Jaldhaka (Nifamari), Rajshahi-2. v) Bay Extension: | i) To evacuate power from the proposed 225MW power plant at Sikalbaha ii) Provide reliable power to Chittagong city through Rampur & Sikalbaha iii) Meet the growing load demand of the areas under the proposed new 132/33 kV substations at Agrabad (Ctg.), Choudagram, Ramganj, Bhaluka (Myn), Baroirhat (Ctg), Benapole, Shariatpur, Barisal-(N), Mahastangarh (Bogra), Jaldhaka (Nifamari) & Rajshahi-2 | JICA | June, 2017 |
| 3 | 132 kV Grid Network Development Project in Eastern Region | i) 132 kV line: (a) 100 km RPCL-Tangail double circuit line (b) 80 km Chandraghona-Rangamati-Khagrachari double circuit line (c) 55 km Brahmanbaria-Narsingdi double circuit line (d) 28 km Beanibazar-Sylhet(S) single circuit line on double circuit tower (e) 30 km Sunamganj-Chhatak single circuit line on double circuit tower ii) 132/33 kV SS: 4 nos. at Rangamati, Khagrachari, Beanibazar, Sunamganj (each 82 MVA) iii) 132 kV Bay Extension : 17 nos. at Tangail (2), RPCL (2), Chandraghona (4), Brahmanbaria (2), Chhatak (1), Narsingdi (6). iv) 3 nos. of 132 kV Bay Modification at Narsingdi v) Conversion of Single Bus-bar configuration into Double Bus-bar at Narsingdi 132/33 kV S/S vi) Installation of one 132/33 kV 50/75 MVA transformer at Narsingdi S/S. | i) To increase the power supply reliability of Mymensingh area. ii) To reduce dependency on Ashuganj-Kishorganj 132kV line. iii) To evacuate the Power from the upcoming Power Plant in Mymensingh area. iv) To meet the growing demand of Rangamati, Khagrachari, Beanibazar & Sunamganj. v) To supply reliable power to Hill Tract area. vi) To minimize the accumulation of huge power at Ashuganj 132 kV bus bar. vii) To minimize the overloading of existing "Ashuganj-Ghorasal 132 kV transmission line" viii) To strengthen the power evacuation arrangement & increase power supply stability, reliability & transmission capability in Ashuganj & Ghorasal area. | ADB | June, 2016 |
| 4 | 400/230/132 Network Development project | (i) Construction of substations. a) 230 kV GIS Switching Substation at Ghorasal b) 230/132 kV GIS, Substation at Ullon (2x225/300 MVA), Basundhara (2x225/300MVA) & Shyampur (3x225/300 MVA) and 230/132 kV AIS Substation at Sripur (2x225/300MVA) c) 132/33 kV GIS, 2x80/120 MVA Substation at Ullon (d) 132/33 kV SS at Rampur, Sholosahar, Sylhet(S), Kodda, Dhamrai, Kalurgaht, Kachua, Sitakunda, Rupshi, Sripur, Mirzapur. (ii) Construction of Lines. a) Construction of Ghorasal-Tongi 28 km 400 kV double circuit line. b) Construction of 132 kV line : 358 Ckt.km. c) Construction of 230 kV line : 62.6 Ckt.km. d) Re-conductoring 54 Ckt.km Ghorasal-Tongi 230kV line. e) 132/33 kV SS Renovation: Manikganj, Comilla(S), Madanaghat. f) 132 kV bay Extension : 4 g) 230 kV bay Extension : 6 | i) To evacuate power from upcoming power plant at Ghorasal. ii) To minimize the overloading of existing "Tongi-Ghorasal 230 kV transmission line". iii) To meet up upcoming demand of Ullon and Dhanmondi area. iv) To replace aged Ullon 132kV substation. v) To strengthen the power supply stability, reliability & transmission capability in Ullon, Dhanmondi as well as inner of Dhaka city. vi) To relieve the overloaded adjacent substations in different areas of the country. vii) To meet up upcoming demand of potential areas. viii) To strengthen the power supply stability, reliability & transmission capability all over the country. | ADB Tranche-2 Loan Package. | June, 2017 |
| 5 | Enhancement of Capacity of Grid Substations and Transmission Line (Phase-I) | i) Capacity Enhancement of existing 132/33 kV S/S. ii) Construction of one new 230/132/33 kV S/S. iii) Construction of five new 132/33 kV S/Ss. iv) Renovation / Upgradation of some existing transmission lines. | To meet the growing demand of respective area. | WB | June, 2017 |
| 6 | Ashuganj-Bhulta 400 kV Transmission line | (i) 70 km double ckt 400 kV line. (ii) 400/230 kV S/S at Bhulta | To strengthen the power evacuation capability from Ashuganj to Dhaka. | QOB & PQOB financing | June, 2016 |
| 7 | Aminbazar-Maowa - Mongla 400 kV Transmission line | i) 174 km 400 kV line ii) 400/230 kV 3x520 MVA at Aminbazar | To evacuate the Generated power of upcoming Rampal 1320 MW Coal Power Plant to Dhaka & Khulna. | ADB | June, 2020 |
| 8 | Capacity Upgradation(500MW) of Existing Bheramara HVDC Station Project | i) 500MW BtB HVDC Station ii) Bheramara - Ishurdi 230 kV Double Circuit: 12km iii) 230 kV bay extension at Bheramara & Ishurdi | To import additional 500MW power from India. | ADB | June, 2018 |
| 9 | Western Grid Network Development Project | i) Two nos. of 230/132 kV 2x225 MVA S/S at Rajshahi & Jhenaidah ii) 70 km Ishurdi-Rajshahi 230 kV Lines iii) 3 new 132/33 kV S/S at Rajbaari, Mithapukur & Bangura (Pabna) (iv) 60 km Khulna(S)-Gopalganj 132 kV double ckt transmission line, | i) To meet the growing demand of Rajshahi area. ii) To enhance the power supply capacity & reliability of western Region. | KfW | June, 2018 |
| 10 | Barisal-Bhola-Borhanuddin 230 kV line project | (i) 230kV Line (Double Circuit) : 61 km (ii) New 230/132 kV S/S: 1 No (Barisal), 600 MVA (AIS) | To evacuate power to generated in upcoming Bhola power plant. | PGCB Own Fund (HSBC) | June, 2016 |
| 11 | Two New 132/33 kV Substations at Kulaura & Sherpur with | (i) 132 kV Line (Double Circuit) : 45 km (ii) New 132/33 kV S/S: 2 Nos. (AIS) 1) Kulaura & 2) Sherpur (iii) 132 kV Bay Extension: 4 Nos. | To meet the growing demand of the respective areas | PGCB Own Fund | June, 2016 |
| 12 | Goalpara-Bagerhat 132 kV Double Circuit Transmission | (i) 45 km, 132 kV Double circuit line and (ii) 4 nos. 132kV bay extension | To evacuate power from Goalpara Power Plant | PGCB Own Fund | June, 2016 |
| 13 | Mongla-Khulna (S) 230 kV Transmission Line Project | i) 230 kV Mongla-Khulna d/c line : 24km ii) Two 230kV bay extension at Khulna. | Power evacuation from coal based power plant at Mongla. | PGCB Own Fund | Dec, 2017 |
| 14 | Amnura 132/33 kV Grid Substation with Associated 132kV Transmission Line | i) 132/33 kV AIS Substation, 1x35/50 MVA ii) 132kV line 15 km | To evacuate power to generated in upcoming 100MW power plant. | Bidders Finance | June, 2016 |

出典：PGCB

表 15-2 2016年4月時点のPGCBによる計画

| S N | Projects Name | Scope of works | Main Objectives of the Project | Foreign Financing | Project Completion | Present Status |
|--------|---|---|--|---|--------------------|--|
| 1 | Matarbari – Madunaghat – Meghnaghat 400 kV Transmission line (NQ4) | i) 314 km 400 kV line ii) 400/230 kV, 3x520 MVA S/S at Madunaghat & Meghnaghat iii) 230/132 kV, 2x300 MVA S/S at Madunaghat iv) 230 kV Line: 16 km. v) 2 no. of 230 kV bay extension at Meghnaghat | To evacuate Generated power of upcoming CPP at Matarbari(1320MW), LNG PP at Anowara(1000MW) & transport the surplus power of Ctg area to Dhaka area. | Expected from JICA | 2017-2021 | DPP splitting into two part sent to Power Division on 14.01.2016. DPEC meeting held in Power Div on 07.02.2016. PGCB is now reviewing the DPP as per decision of DPEC meeting and will be submitted to Power Division. |
| 2 | Energy Efficiency in Grid Based Power Supply Project | i) Construction of 5 nos of 230/132 kV, 2x300 MVA s/s at Purbasadiapur, Naogaon, Feni, Bhulta & Biruli(Savar)with interconnecting lines. ii) Construction of 8 nos of 132/33 kV s/s in rural areas (Pubail, Gazaria, Ullapara, Bajitpur,Ghatail, Arahzar, Nabinagar & Rajendropur) & interconnecting lines. iii) Renovation & upgradation of 9 nos of 132/33 kV s/s. vi) Upgradation & modification of 744 ckt-km 132 kV transmission line. | To meet the growing power demand & quality improvement of– –Dhaka City Adjacent –Greater Noakhali –Naogaon District –Saidpur District | Expected from KfW | June, 2019 | Feasibility study report submitted. DPP under preparation |
| 3 | Expansion and Strengthening of Power System Network Under DPDC Area | i.400/230kV New Indoor GIS Substation :2 nos. ,3000 MVA ii.230/132kV New Indoor GIS Substation :7 nos. ,7650 MVA iii.New Transmission Line: - 400kV Line:370 Ckt. km - 230kV Line:111 Ckt. Km - 230kV Cable:96 Ckt. Km -132kV Line: 8.8 Ckt. km iv.Bay Extension work at other Substations : 8 nos. | To meet the growing power demand & quality improvement of– –Dhaka City & Adjacent | Expected from EXIM Bank, China (G-G) | December, 2020 | Technical Feasibility Complete. Financial Negotiation in progress. |
| 4 | Power Grid Network Strengthening Project under PGCB | i.400/132kV New Substation :1 no. ,650 MVA ii.230/132kV New Substation :13 nos. ,9200 MVA iii.230/132kV Old Substation (Capacity Upgradation) :7 nos. ,3075 MVA iv.132/33kV New Substation :28 nos. ,7240 MVA v.132/33kV Old Substation (Capacity Upgradation) :28 nos. ,3383 MVA vi.Substation Renovation :18 nos. vii.New Transmission Line: - 400kV Line:200 Ckt. km - 230kV Line:680 Ckt. km - 132kV Line: 676 Ckt. km viii.Old Transmission Line (All 132kV):6 nos. - Second Ckt. Stringing:147 Ckt. km - Conductor Upgradation :312 Ckt. km | To meet nation-wide power demand & ensure quality improvement. | Expected from EXIM Bank, China (G-G) | December, 2020 | Technical Feasibility Complete. Financial Negotiation in progress. |
| 5 | Patuakhali – Gopalganj 400 kV Line & Gopalganj 400 kV Super Grid Sub-Station Project | i) 400/230/132 kV SS: Gopalganj (1x520 MVA, 2x325MVA) ii) Patuakhali – Gopalganj 400 kV Double Circuit Line :165 km | To ensure power evacuation from coal based power projects of Patuakhali area To create a high capacity power evacuation node at Gopalganj. | Proposed for IFC & GoB | December, 2020 | PDPP sent to planning commission 11-01-2015 |
| 6 | Enhancement & Strengthening of Power Network in Eastern Region | i. 230/132kV GIS Substation: 2 nos (Chowmohoni, Kachua, 1750 MVA) ii. 132/33kV Substation: 9no.(Muradnagar, Laksham, Majidee, Paitya, Chandina, New Mooring, Basurhat, Laxmipur, Kosba, 1920 MVA) iii. 230kV Line: 246 Ckt. km iv. 132kV Line: 304 Ckt. km v. 132/33kV SS Renovation: 01 no. (360 MVA) | i. To enhance & strengthen existing grid network of Eastern Region. ii. To meet up the growing demand of Eastern Region. iii. To ensure reliable power supply to Industrial/ Commercial /Residence points of Greater Comilla, Chittagong, Greater Noakhali area. | Expected from WB | December, 2020 | PDPP sent to Power Division on 19-08-2015 Consultant appointment for Feasibility Study in progress |
| 7 | Madunaghat – Moheshkhali 765kV Transmission line | i) 765 kV Line: 200 Ckt. km ii) Two 400 kV bay at Madunaghat | * To establish transmission infrastructure for evacuation of power to be generated from proposed power plants at Maheshkhali. * To provide reliable power to all over the country. | Proposed for EDCF, Korea | June, 2020 | PDPP sent to Power Division on 30-08-2015 |

| S N | Projects Name | Scope of works | Main Objectives of the Project | Foreign Financing | Project Completion | Present Status |
|--------|---|--|---|---|--------------------|--|
| 8 | Grid Network Development Project at Southern Area | i) 230kV Switching Station: Korerhat, Gogalganj (400/230kV, 2x350/450 MVA) ii) 230/132KV SS: Mirsarai (4x350/450), Faridpur (2x350/450 MVA), iii) 132/33 kV SS: Phultola (2x80/120MVA) Jhalokhati, Kolapara, Barguna (2x50/75 MVA Each) , Kaliganj / Assasuni (2x25/41 MVA) iv) 400 kV Line: 58 Ckt. km v) 230 kV Line: 270 Ckt. km. vi) 132 kV Line: 154 Ckt. Km. | To improve Southern Area power supply reliability To ensure adequate and reliable power supply for Mirsarai Economic Zone | Proposed for ADB | June, 2020 | PDPP sent to Power Division on 06-12-2015 |
| 9 | Baropukuria-Bogra-Kaliakoir 400 kV Transmission Line Project (NG-5) | i.400 kV Line: 520 Ckt. km. ii. 400kV bay extension: 6 no's | · To ensure power evacuation from proposed Bangladesh-India eastern grid interconnection from Baropukuria. | Proposed for Credit Loan (India) | December, 2019 | PDPP sent to planning commission on 22-01-2015 |
| 10 | North- Eastern Interconnection | i.2000MW HVDC Station at Baropukuria ii.198km 800kV Bipole HVDC Line | * To connect the huge hydroelectric potential of Bhutan and Arunachal Province to India through Bangladesh territory * To draw 1000-2000MW power at Baropukuria from Cross Boarder Interconnection | Yet to be Funded | June, 2021 | PDPP Under Preparation |
| 11 | Expansion and Strengthening of Power System Network Under Chittagong Area | i) 230/132/33 kV GIS SS: Anowara, Khulshi (2x350/450 MVA, 3x80/120 MVA) ii) 230/132kV GIS Swithing: New Mooring iii) 400 kV Line: 54 Ckt. km. (OH & UG) iv) 230kV U/G line: 44 Ckt. km v) 230kV bay extension: 2 no's | To improve CTG city power supply reliability To meet growing demand of CTG City Adjacent Area | Proposed for ADB | June, 2020 | PDPP sent to Power Division on 31.01.16 |
| 12 | Rooppur-Gopalganj 400 kV Transmission Line (NG-7) | i) 400 kV Line: 330 Ckt. km. ii) 230 kV Line: 120 Ckt. km. iii) 132 kV Line: 40 Ckt. Km. iv) 400kV Bay extension at Rooppur S/S | · To ensure power evacuation from Rooppur NPP · To create power evacuation facilities for future NPPs at Rooppur. | Yet to be Funded | December, 2021 | PDPP sent to planning commission 11-01-2015. |
| 13 | Rooppur-Bogra 400kV Transmission Line Project (NG-6) | i) 400/230 kV SS: Bogra GIS (2x750 MVA) ii) 400 kV Line: 200 Ckt. km. iii) 230 kV Line: 24 Ckt. km. | · To ensure power evacuation from Rooppur NPP · To create power evacuation facilities for future NPPs at Rooppur. | Yet to be Funded | December, 2021 | PDPP sent to planning commission on 22-01-2015 |
| 14 | 230 & 132 kV Transmission Network Development Project in Western Zone | i) 230/132/33 KV SS: Rupsha (3x350/450, 2x80/120 MVA) ii) 132/33 kV SS: Bhanga, Meherpur, Kesabpur, Mahespur (2x50/75 MVA Each) iii) 230 kV Line: 92 Ckt. km. iv) 132 kV Line: 238 Ckt. Km. v) 132 kV Line Stringing: 82 Ckt. km. vi) 230 kV bay extension: 4 no's vii) 132 kV Bay extension : 8 No's | i)To meet the growing demand of Khulna & Barisal area. ii) To enhance the power supply capacity & reliability of Khulna & Barisal Region. | Proposed for ADB | June, 2020 | PDPP sent to Power Division on 18.02.16 |
| 15 | Banshkhali-Madunaghat 400kV Transmission Line Project | i) 400 kV line: 130 Ckt. km. ii) 400 kV GIS Bay Extension: 2 no's | (i) To ensure reliable transmission facilities to evacuate power from proposed coal based thermal PP project at Banshkhali (1320 MW). (ii) To meet the growing demand of the Chittagong | Yet to be Funded | June, 2019 | PDPP sent to Power Division on 27.04.16 |
| 16 | Expansion and Strengthening of Power System Network in DESCO & its Adjacent Area (Phase-1) | i) 400/230 kV GIS SS: Kaliganj, Purbachal ii) 230/132 kV GIS/GIT SS: Gulshan, Uttara, Mirpur, Ashulia, Mohakhali, Purbachal-2 iii) 400 kV (O/H+U/G) line: 33 km iv) 230 kV (O/H+U/G) line: 74 km | To meet the growing power demand & quality improvement of- -DESCO & Adjacent area | Yet to be Funded | December, 2021 | PDPP Under Preparation |

出典 : PGCB

15.2.4 最大電力需要想定

(1) 132kV 変電所の負荷

PGCB は各配電会社からの情報を基に 2040 年までの 132kV 変電所の計画を設定し、各変電所の最大需要を想定している。次ページに PGCB がまとめた 132kV 変電所の計画リストおよび最大需要想定を示す。本調査における系統計画の検討では、この 132kV 変電所の計画リストを踏まえて系統全体の負荷モデルを設定した。

(2) 系統全体の需要

系統全体の最大需要は以下とした。

表 15-3 系統計画の検討に用いた系統の最大需要

| 年 | 2015 | 2025 | 2035 |
|------|---------|----------|----------|
| 最大需要 | 8,920MW | 19,874MW | 37,221MW |

出典：JICA 調査団

表 15-4 132kV 変電所の計画リストと最大需要(Bogra)

(単位: MW)

| 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|----------------|------|------|------|------|------|------|
| Barapukuria | 46 | 72 | 104 | 94 | 104 | 104 | Hatibandha | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 |
| Bogra | 186 | 83 | 76 | 79 | 91 | 91 | Kurigram | 0 | 49 | 71 | 93 | 83 | 83 |
| Matidali | 0 | 0 | 0 | 60 | 69 | 69 | Kurigram-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 39 | 39 |
| Sultanganj | 0 | 0 | 0 | 88 | 102 | 102 | Mahastanghar | 0 | 58 | 87 | 84 | 102 | 102 |
| Joypurhat | 38 | 60 | 87 | 79 | 92 | 92 | Mithapukur | 0 | 70 | 82 | 107 | 108 | 108 |
| Hakimpur | 0 | 0 | 0 | 78 | 100 | 100 | Palashbari | 74 | 65 | 88 | 114 | 103 | 103 |
| Lalmoinirhat | 60 | 46 | 67 | 88 | 66 | 66 | Gobindaganj | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 | 52 |
| Naogaon | 105 | 115 | 121 | 132 | 153 | 153 | Panchagarh | 21 | 40 | 67 | 97 | 66 | 66 |
| Dupchachia | 0 | 0 | 52 | 68 | 64 | 64 | Panchagarh-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 43 | 43 |
| Natore | 84 | 57 | 72 | 94 | 109 | 109 | Purbasadipur | 77 | 73 | 113 | 109 | 126 | 126 |
| Atrai | 0 | 0 | 55 | 74 | 85 | 85 | Birganj | 0 | 0 | 0 | 48 | 55 | 55 |
| Niyamatpur | 62 | 78 | 112 | 122 | 142 | 142 | Rajshahi (N) | 0 | 87 | 72 | 94 | 84 | 84 |
| Chowdala | 0 | 45 | 65 | 85 | 99 | 99 | Shahjadpur | 71 | 44 | 61 | 78 | 90 | 90 |
| Pabna | 81 | 70 | 101 | 89 | 114 | 114 | Sherpur(Bogra) | 0 | 64 | 93 | 98 | 77 | 77 |
| Ataikula | 0 | 0 | 0 | 63 | 73 | 73 | Bangura | 0 | 43 | 62 | 82 | 95 | 95 |
| Rajshahi | 108 | 106 | 96 | 127 | 113 | 113 | Bonpara | 0 | 40 | 58 | 74 | 86 | 86 |
| Rajshahi-3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 85 | 85 | Bogra (New) | 0 | 82 | 133 | 124 | 100 | 100 |
| Rangpur | 104 | 85 | 73 | 96 | 88 | 88 | Gabtoli | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 62 |
| Pirgacha | 0 | 0 | 70 | 92 | 94 | 94 | Dinajpur | 0 | 58 | 85 | 103 | 77 | 77 |
| Rangpur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 61 | Dinajpur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 55 | 55 |
| Saidpur | 90 | 70 | 105 | 100 | 115 | 115 | Gaibandah | 0 | 39 | 56 | 74 | 84 | 84 |
| Parbatipur | 0 | 0 | 0 | 61 | 70 | 70 | Paglapir | 0 | 64 | 92 | 99 | 114 | 114 |
| Sirajganj | 69 | 88 | 82 | 108 | 125 | 125 | Patnitola | 0 | 77 | 114 | 112 | 130 | 130 |
| Thakurgaon | 75 | 66 | 94 | 86 | 95 | 95 | Mahadevpur | 0 | 0 | 0 | 85 | 99 | 99 |
| Thakurgaon-2 | 0 | 0 | 0 | 60 | 66 | 66 | Pirganj | 0 | 61 | 96 | 87 | 101 | 101 |
| Amnura | 0 | 45 | 64 | 82 | 95 | 95 | Puthia | 0 | 44 | 64 | 82 | 95 | 95 |
| Bera | 0 | 60 | 87 | 85 | 100 | 100 | Bagha | 0 | 0 | 69 | 90 | 105 | 105 |
| Chapai Nawabganj | 82 | 42 | 61 | 80 | 93 | 93 | Ullapara | 0 | 40 | 58 | 74 | 86 | 86 |
| Tanore | 0 | 0 | 69 | 90 | 105 | 105 | Belkuchi | 0 | 0 | 45 | 58 | 67 | 67 |
| Jaldhaka | 0 | 54 | 73 | 90 | 102 | 102 | | | | | | | |

出典：JICA 調査団

表 15-5 132kV 変電所の計画リストと最大需要(Chittagong)

(単位: MW)

| 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|--------------|------|------|------|------|------|------|
| Bakulia | 108 | 97 | 84 | 110 | 133 | 133 | Fatikchari | 0 | 0 | 52 | 55 | 61 | 61 |
| Bakulia-2 | 0 | 0 | 70 | 94 | 114 | 114 | Mirsharai | 0 | 0 | 0 | 67 | 90 | 90 |
| Cox's Bazar | 65 | 94 | 110 | 115 | 75 | 75 | Chandraghona | 33 | 39 | 58 | 50 | 55 | 55 |
| Teknaf | 0 | 0 | 0 | 47 | 52 | 52 | Kalurghat | 0 | 70 | 78 | 104 | 127 | 127 |
| Cox's Bazar-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 | Khagrachari | 0 | 45 | 64 | 82 | 104 | 104 |
| Dohazari | 74 | 92 | 68 | 100 | 70 | 70 | Modern Steel | 18 | 18 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Bandarban | 0 | 0 | 40 | 59 | 83 | 83 | Matarbari | 0 | 54 | 51 | 71 | 78 | 78 |
| Chakaria | 0 | 0 | 47 | 69 | 76 | 76 | Baskhali | 0 | 0 | 49 | 70 | 77 | 77 |
| Lohagara | 0 | 0 | 0 | 0 | 56 | 56 | Moheskhal | 0 | 0 | 47 | 63 | 69 | 69 |
| Halishahar | 159 | 72 | 50 | 67 | 90 | 90 | Rampur | 0 | 70 | 79 | 107 | 92 | 92 |
| Patenga | 0 | 0 | 79 | 105 | 127 | 127 | Rampur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 126 | 126 |
| Hathazari | 98 | 97 | 93 | 85 | 103 | 103 | Rangamati | 0 | 45 | 64 | 85 | 94 | 94 |
| Raozan | 0 | 0 | 0 | 80 | 88 | 88 | Sholoshahar | 0 | 67 | 56 | 75 | 92 | 92 |
| Juldah | 32 | 38 | 61 | 69 | 84 | 84 | TKC | 13 | 13 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Kaptai | 9 | 17 | 27 | 43 | 48 | 48 | Bhoalkhali | 0 | 0 | 53 | 59 | 72 | 72 |
| Khulshi | 186 | 140 | 149 | 199 | 178 | 178 | F.hat | 0 | 59 | 86 | 74 | 98 | 98 |
| Nasirabad | 0 | 0 | 86 | 120 | 168 | 168 | Batiari | 0 | 0 | 0 | 88 | 108 | 108 |
| Khulshi-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 88 | 88 | Newmooring | 0 | 68 | 76 | 101 | 122 | 122 |
| Madunaghat | 57 | 57 | 77 | 83 | 112 | 112 | Patiya | 0 | 53 | 67 | 91 | 100 | 100 |
| Shahmirpur | 20 | 37 | 60 | 56 | 68 | 68 | Sikalbaha-2 | 0 | 0 | 0 | 75 | 91 | 91 |
| Sikalbaha | 40 | 64 | 44 | 48 | 58 | 58 | KSRM | 0 | 30 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Agrabad | 0 | 79 | 70 | 98 | 95 | 95 | KYCR | 0 | 20 | 20 | 40 | 40 | 40 |
| Agrabad-2 | 0 | 0 | 68 | 95 | 91 | 91 | Kumira | 0 | 0 | 77 | 80 | 120 | 120 |
| Baroaulia | 106 | 74 | 76 | 79 | 106 | 106 | Sitakundu | 0 | 69 | 71 | 84 | 112 | 112 |
| Baroirhat | 0 | 68 | 102 | 82 | 110 | 110 | | | | | | | |

出典：JICA 調査団

表 15-6 132 kV 変電所の計画リストと最大需要(Comilla)

(単位: MW)

| 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|--------------|------|------|------|------|------|------|
| Ashuganj | 70 | 43 | 51 | 75 | 55 | 55 | Barlekha | 0 | 0 | 0 | 0 | 67 | 67 |
| Chandpur | 100 | 93 | 87 | 107 | 124 | 124 | Kachua | 0 | 63 | 95 | 111 | 79 | 79 |
| Chandpur-2 | 0 | 0 | 70 | 74 | 86 | 86 | Kulaura | 39 | 53 | 83 | 117 | 103 | 103 |
| Matlob | 0 | 0 | 0 | 52 | 60 | 60 | Ramganj | 0 | 63 | 100 | 118 | 112 | 112 |
| Chhatak | 46 | 39 | 58 | 78 | 86 | 86 | Raipur | 0 | 0 | 0 | 0 | 54 | 54 |
| Chowmuhani | 155 | 90 | 142 | 105 | 123 | 123 | Srimangal | 43 | 54 | 86 | 121 | 88 | 88 |
| Laxmipur | 0 | 50 | 80 | 115 | 98 | 98 | Srimangal-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 |
| Sonaimuri | 0 | 0 | 0 | 121 | 133 | 133 | Sunamganj | 0 | 50 | 80 | 69 | 80 | 80 |
| Senbag | 0 | 0 | 0 | 0 | 68 | 68 | Sylhet | 138 | 88 | 81 | 111 | 103 | 103 |
| Comilla (N) | 54 | 73 | 80 | 110 | 135 | 135 | Sylhet© | 0 | 0 | 92 | 128 | 126 | 126 |
| Amratali | 0 | 0 | 93 | 112 | 130 | 130 | Biswnath | 0 | 0 | 67 | 98 | 113 | 113 |
| Maynamoti | 0 | 0 | 80 | 110 | 97 | 97 | Tuker Bazar | 0 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 |
| Comilla (S) | 165 | 145 | 78 | 73 | 98 | 98 | Sylhet (S) | 0 | 73 | 75 | 114 | 118 | 118 |
| Lalmai | 0 | 0 | 84 | 105 | 122 | 122 | Chandina | 0 | 45 | 56 | 80 | 70 | 70 |
| Daudkandi | 71 | 84 | 108 | 126 | 146 | 146 | Nimsar | 0 | 0 | 0 | 0 | 87 | 87 |
| Sachar | 0 | 0 | 0 | 0 | 53 | 53 | Gazaria | 0 | 57 | 98 | 68 | 79 | 79 |
| Feni | 100 | 109 | 67 | 90 | 105 | 105 | Baluakandi | 0 | 0 | 0 | 72 | 84 | 84 |
| Shahjibazar | 66 | 54 | 86 | 81 | 97 | 97 | Laksham | 0 | 50 | 51 | 51 | 59 | 59 |
| Nabiganj | 0 | 39 | 60 | 60 | 72 | 72 | Muradnagar | 0 | 66 | 66 | 88 | 102 | 102 |
| Derai | 0 | 0 | 0 | 53 | 62 | 62 | Homna | 0 | 0 | 52 | 60 | 69 | 69 |
| Madovpur | 0 | 0 | 0 | 60 | 71 | 71 | Maijdee | 0 | 57 | 101 | 156 | 122 | 122 |
| Brahmanbaria | 89 | 85 | 97 | 132 | 87 | 87 | Subarnachar | 0 | 0 | 0 | 0 | 53 | 53 |
| Kosba | 0 | 56 | 54 | 73 | 84 | 84 | Sylhet (N) | 0 | 78 | 81 | 114 | 91 | 91 |
| Beanibazar | 0 | 55 | 57 | 76 | 90 | 90 | Sylhet (N)-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 93 | 93 |
| Darbosto | 0 | 0 | 50 | 68 | 80 | 80 | Basurhat | 0 | 62 | 94 | 104 | 54 | 54 |
| Chauddagram | 0 | 83 | 131 | 125 | 145 | 145 | Companiganj | 0 | 0 | 0 | 62 | 72 | 72 |
| Miarbazar | 0 | 0 | 0 | 90 | 104 | 104 | Feni-2 | 0 | 0 | 51 | 67 | 78 | 78 |
| Fenchuganj | 36 | 45 | 70 | 97 | 100 | 100 | Feni-3 | 0 | 0 | 76 | 102 | 118 | 118 |
| Moulvibazar | 0 | 45 | 76 | 105 | 116 | 116 | | | | | | | |

出典：JICA 調査団

表 15-7 132kV 変電所の計画リストと最大需要(DESCO&DPDC)

(単位: MW)

| 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------------------|------|------|------|------|------|------|
| Cantonment | 106 | 141 | 96 | 91 | 111 | 111 | English Road | 0 | 93 | 130 | 133 | 147 | 147 |
| Gulshan | 138 | 86 | 145 | 131 | 171 | 171 | Goran | 0 | 73 | 92 | 142 | 164 | 164 |
| Gulshan-2 | 0 | 70 | 129 | 156 | 141 | 141 | Green Model | 0 | 56 | 99 | 171 | 130 | 130 |
| Mirpur | 106 | 125 | 139 | 133 | 162 | 162 | Shyampur | 161 | 161 | 160 | 214 | 163 | 163 |
| Pallabi | 0 | 0 | 0 | 108 | 133 | 133 | Pagla | 0 | 0 | 111 | 149 | 122 | 122 |
| Aftabnagar | 0 | 84 | 130 | 150 | 138 | 138 | Farashganj | 0 | 0 | 0 | 154 | 170 | 170 |
| Banani | 0 | 148 | 150 | 120 | 154 | 154 | Ullon | 79 | 88 | 94 | 125 | 145 | 145 |
| Mohakhali | 0 | 0 | 0 | 130 | 166 | 166 | Niketon | 0 | 0 | 136 | 151 | 192 | 192 |
| Sainik Club | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 90 | Old Airport | 79 | 109 | 139 | 95 | 115 | 115 |
| Bashundhara | 174 | 81 | 100 | 152 | 179 | 179 | Old Airport-2 | 0 | 0 | 0 | 93 | 114 | 114 |
| Basundhara-2 | 0 | 0 | 75 | 114 | 126 | 126 | Fatullah | 0 | 130 | 168 | 209 | 213 | 213 |
| Kalachandpur | 0 | 0 | 0 | 104 | 132 | 132 | Chasara | 0 | 0 | 145 | 158 | 175 | 175 |
| Badda | 0 | 0 | 0 | 98 | 90 | 90 | Kazla | 0 | 82 | 144 | 113 | 103 | 103 |
| Dumni | 0 | 76 | 88 | 141 | 163 | 163 | Lalbagh | 86 | 72 | 106 | 149 | 165 | 165 |
| Basundhara-3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 137 | 137 | BUET | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 119 |
| Purbachal | 0 | 52 | 73 | 152 | 145 | 145 | Madertek | 60 | 71 | 94 | 149 | 173 | 173 |
| Purbachal-2 | 0 | 0 | 52 | 107 | 133 | 133 | Motijheel | 0 | 100 | 99 | 148 | 189 | 189 |
| Purbachal-3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 109 | 109 | Panthapath | 0 | 0 | 109 | 154 | 150 | 150 |
| New Tongi | 112 | 128 | 171 | 120 | 145 | 145 | Postagola | 0 | 114 | 155 | 217 | 165 | 165 |
| Uttara | 117 | 57 | 80 | 92 | 117 | 117 | Shyampur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110 | 110 |
| Uttara-3rd | 0 | 89 | 179 | 115 | 161 | 161 | Muradpur | 0 | 0 | 0 | 0 | 194 | 194 |
| Uttara-3rd -2 | 0 | 0 | 0 | 100 | 141 | 141 | Satmasjid | 72 | 53 | 94 | 143 | 158 | 158 |
| Uttara-VI | 0 | 0 | 0 | 126 | 179 | 179 | Mohammadpur | 0 | 0 | 48 | 73 | 113 | 113 |
| Airport | 0 | 75 | 127 | 97 | 124 | 124 | Siddhirganj | 142 | 67 | 78 | 91 | 141 | 141 |
| Baunia | 0 | 0 | 95 | 121 | 147 | 147 | Sign Board | 0 | 89 | 159 | 147 | 147 | 147 |
| Mirpur-II | 0 | 79 | 101 | 96 | 117 | 117 | Adamjee | 0 | 0 | 55 | 70 | 89 | 89 |
| United City | 0 | 58 | 89 | 143 | 166 | 166 | Konapra | 0 | 0 | 0 | 129 | 97 | 97 |
| Satarkul | 0 | 0 | 0 | 0 | 118 | 118 | Rayerbagh | 0 | 0 | 0 | 0 | 99 | 99 |
| Uttarkhan | 0 | 61 | 103 | 104 | 133 | 133 | Sitalakhya | 112 | 105 | 132 | 170 | 172 | 172 |
| Dakshinkhan | 0 | 0 | 0 | 89 | 113 | 113 | Sitalakhya-2 | 0 | 0 | 0 | 172 | 204 | 204 |
| Ashian City | 0 | 0 | 0 | 85 | 113 | 113 | Zigatola | 0 | 98 | 104 | 154 | 171 | 171 |
| Bangabhaban | 51 | 42 | 56 | 69 | 76 | 76 | Charsaidpur | 0 | 96 | 146 | 118 | 150 | 150 |
| Dhanmondi | 157 | 125 | 118 | 159 | 136 | 136 | Charsaidpur-2 | 0 | 0 | 0 | 126 | 161 | 161 |
| Kakrail | 0 | 0 | 94 | 151 | 199 | 199 | New Ramna | 0 | 120 | 113 | 158 | 169 | 169 |
| DU | 0 | 0 | 0 | 0 | 125 | 125 | Bandar | 0 | 44 | 66 | 79 | 101 | 101 |
| Kallayanpur | 124 | 127 | 103 | 131 | 159 | 159 | Basila | 0 | 46 | 62 | 113 | 158 | 158 |
| Kallayanpur-2 | 0 | 0 | 80 | 102 | 124 | 124 | Hazaribagh | 0 | 0 | 120 | 129 | 175 | 175 |
| Kamrangirchar | 65 | 69 | 106 | 150 | 166 | 166 | Rayerbazar | 0 | 0 | 0 | 130 | 144 | 144 |
| Azimpur | 0 | 0 | 102 | 151 | 133 | 133 | Ctg Road | 0 | 0 | 0 | 80 | 74 | 74 |
| Madanganj | 89 | 59 | 99 | 95 | 127 | 127 | Demra | 0 | 0 | 0 | 0 | 112 | 112 |
| Maniknagar | 102 | 67 | 112 | 140 | 179 | 179 | Near Balu River | 0 | 0 | 0 | 0 | 91 | 91 |
| Matuail | 72 | 50 | 55 | 76 | 102 | 102 | Amulia | 0 | 0 | 0 | 0 | 106 | 106 |
| Matuail Ext. | 0 | 50 | 101 | 172 | 230 | 230 | Khanpur | 0 | 0 | 0 | 0 | 185 | 185 |
| Godnail | 0 | 0 | 0 | 86 | 115 | 115 | Khilgaon Taltola | 0 | 0 | 88 | 124 | 144 | 144 |
| Moghbazar | 160 | 125 | 124 | 182 | 153 | 153 | Tejgaon | 0 | 125 | 140 | 206 | 141 | 141 |
| Railway Colony | 0 | 0 | 0 | 0 | 138 | 138 | Tejgaon-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 164 | 164 |
| Narinda | 103 | 116 | 139 | 150 | 191 | 191 | Sarulia | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 90 |

出典：JICA 調査団

表 15-8 132 kV 変電所の計画リストと最大需要(Dhaka)

(単位: MW)

| 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 132kV S/S | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|-------------------|------|------|------|------|------|------|
| Nabinagar | 0 | 0 | 74 | 89 | 99 | 99 | Kishoreganj-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 76 | 76 |
| Ghorasal | 91 | 92 | 78 | 104 | 134 | 134 | Madan | 0 | 0 | 0 | 0 | 49 | 49 |
| Shibpur | 0 | 0 | 48 | 66 | 61 | 61 | Kodda | 0 | 136 | 121 | 159 | 194 | 194 |
| Haripur | 68 | 63 | 84 | 103 | 123 | 123 | Mirjapur | 0 | 88 | 80 | 107 | 130 | 130 |
| Rahim Steel | 18 | 35 | 35 | 35 | 50 | 50 | Narsingdi | 77 | 67 | 65 | 90 | 92 | 92 |
| Hasnabad | 183 | 85 | 126 | 107 | 141 | 141 | Pachdona | 0 | 0 | 75 | 103 | 108 | 108 |
| Hasnabad-2 | 0 | 0 | 0 | 101 | 134 | 134 | Rupshi | 0 | 122 | 86 | 117 | 149 | 149 |
| Ishwardi | 38 | 57 | 56 | 73 | 85 | 85 | Rupshi-2 | 0 | 0 | 101 | 136 | 173 | 173 |
| Jalapur | 81 | 109 | 126 | 126 | 90 | 90 | Nabinagar Housing | 0 | 40 | 95 | 152 | 167 | 167 |
| Bakshiganj | 0 | 0 | 64 | 88 | 95 | 95 | Sherpur | 45 | 73 | 75 | 103 | 81 | 81 |
| Jalapur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 79 | 79 | Nandigram | 0 | 0 | 0 | 0 | 56 | 56 |
| Sherpur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 64 | Sonargaon | 50 | 59 | 97 | 74 | 95 | 95 |
| Kabirpur | 189 | 81 | 73 | 101 | 84 | 84 | Sonargaon-2 | 0 | 0 | 0 | 84 | 108 | 108 |
| Shafipur | 0 | 0 | 100 | 138 | 147 | 147 | Sreenagar | 0 | 68 | 80 | 110 | 134 | 134 |
| Keraniganj | 0 | 79 | 118 | 117 | 105 | 105 | Sreepur | 0 | 108 | 94 | 91 | 111 | 111 |
| Ruhipur | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | Sreepur-2 | 0 | 0 | 110 | 112 | 136 | 136 |
| Manikganj | 88 | 65 | 97 | 95 | 76 | 76 | Shakhipur | 0 | 0 | 79 | 106 | 134 | 134 |
| Manikganj-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 90 | Barmibazar | 0 | 0 | 0 | 74 | 99 | 99 |
| Munshiganj | 101 | 108 | 117 | 161 | 125 | 125 | New Tongi-2 | 0 | 0 | 0 | 105 | 128 | 128 |
| Tongibari | 0 | 0 | 66 | 91 | 98 | 98 | Akrain | 0 | 0 | 0 | 103 | 108 | 108 |
| Munshiganj-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 90 | 90 | Araihazar | 0 | 57 | 63 | 85 | 109 | 109 |
| Mymensingh | 161 | 116 | 109 | 146 | 123 | 123 | Aricha | 0 | 45 | 69 | 82 | 83 | 83 |
| Ishwarganj | 0 | 0 | 77 | 104 | 119 | 119 | Ashulia | 0 | 66 | 99 | 72 | 46 | 46 |
| Trishal | 0 | 0 | 75 | 100 | 99 | 99 | Ashulia-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 79 | 79 |
| Mymensingh-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 107 | 107 | Bajitpur | 0 | 57 | 82 | 110 | 83 | 83 |
| Nawabganj | 0 | 68 | 101 | 135 | 141 | 141 | Monohordi | 0 | 0 | 0 | 0 | 97 | 97 |
| Netrokona | 60 | 90 | 76 | 102 | 79 | 79 | Shibchar | 0 | 0 | 0 | 51 | 62 | 62 |
| Purbadhala | 0 | 0 | 45 | 60 | 69 | 69 | Boardbazar | 0 | 62 | 72 | 99 | 132 | 132 |
| Savar | 92 | 53 | 79 | 70 | 88 | 88 | Sataish | 0 | 0 | 74 | 99 | 115 | 115 |
| Singair | 0 | 0 | 0 | 84 | 86 | 86 | Dhaka EPZ | 0 | 68 | 101 | 75 | 66 | 66 |
| Tangail | 128 | 92 | 60 | 82 | 105 | 105 | Dendabor | 0 | 0 | 0 | 103 | 106 | 106 |
| Deldwar | 0 | 0 | 52 | 70 | 81 | 81 | Ghatail | 0 | 45 | 69 | 94 | 120 | 120 |
| Tongi | 84 | 59 | 50 | 68 | 90 | 90 | Dhanbari | 0 | 0 | 0 | 74 | 77 | 77 |
| Bhaluka | 0 | 97 | 100 | 133 | 109 | 109 | Hemayetpur | 0 | 45 | 72 | 100 | 73 | 73 |
| Gaforgaon | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | Hemayetpur-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 54 | 54 |
| Bhulta | 149 | 78 | 70 | 94 | 121 | 121 | Madobdi | 0 | 65 | 97 | 131 | 168 | 168 |
| Kanchan | 0 | 0 | 80 | 108 | 138 | 138 | Marjal | 0 | 62 | 67 | 92 | 94 | 94 |
| Dhamrai | 0 | 83 | 126 | 128 | 83 | 83 | Mukhtagacha | 0 | 64 | 99 | 105 | 121 | 121 |
| Dhamrai-2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 79 | 79 | Nabinagar | 0 | 57 | 85 | 49 | 63 | 63 |
| Joydevpur | 143 | 88 | 44 | 61 | 33 | 33 | Sarail | 0 | 0 | 0 | 0 | 97 | 97 |
| BRRI | 0 | 0 | 79 | 111 | 113 | 113 | Phulpur | 0 | 37 | 55 | 74 | 85 | 85 |
| Shimulia | 0 | 0 | 0 | 0 | 105 | 105 | Pubail | 0 | 61 | 68 | 94 | 126 | 126 |
| Gazipur | 0 | 0 | 0 | 0 | 81 | 81 | Rajendrapur | 0 | 70 | 95 | 68 | 91 | 91 |
| Abdullahpur | 0 | 48 | 72 | 99 | 119 | 119 | Kapasia | 0 | 0 | 0 | 62 | 83 | 83 |
| Kishoreganj | 61 | 74 | 77 | 103 | 86 | 86 | | | | | | | |

出典：JICA 調査団

15.2.5 電源計画

前章に記載した電源計画に基づき、発電機を系統解析データにモデル化した。系統解析データにモデル化されている発電機の容量を下表に示す。

表 15-9 系統解析データにモデル化されている発電機の容量

(単位: MW)

| Bus Name | 2025 | 2030 | Bus Name | 2025 | 2030 | Bus Name | 2025 | 2030 |
|--------------|------|------|-------------|------|-------|-------------|------|-------|
| JMLPR DC | 0 | 500 | KAPTAI | 230 | 230 | DCBERM | 1000 | 1000 |
| JMLPR DC | 0 | 500 | ANOWARA | 0 | 250 | DCBERM | 1000 | 1000 |
| HARIPUR | 400 | 400 | ANOWARA | 0 | 250 | BHOLA | 220 | 220 |
| MUNSIGANJ | 522 | 522 | ANOWARA | 300 | 300 | KHULNA(S) | 630 | 630 |
| LALBAG | 163 | 163 | MATABARI | 1104 | 1104 | KHULNA(S) | 1214 | 1214 |
| ASHUGANJ | 361 | 361 | MATABARI | 0 | 1200 | ROOPPUR | 1200 | 1200 |
| SIDDHIRGANJ | 328 | 328 | MATABARI | 0 | 1200 | ROOPPUR | 1200 | 1200 |
| DHAKAG | 635 | 635 | PYRA | 0 | 600 | ROOPPUR | 0 | 1200 |
| GHORASAL | 168 | 0 | PYRA | 0 | 600 | ROOPPUR | 0 | 1200 |
| SIDDHIRGANJ | 138 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 1200 | PAYRA | 1214 | 1214 |
| SIDDHIRGANJ) | 206 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 800 | FARIDPUR | 52 | 0 |
| MYMENSING | 202 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 800 | GOPALGONJ | 107 | 0 |
| HARIPUR | 360 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 800 | KATAKHALI | 49 | 0 |
| MEGHNAGHAT | 450 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 800 | NOAPARA | 40 | 0 |
| GHORASAL | 108 | 0 | MOHESIKHALI | 0 | 500 | SATKHIRA | 50 | 0 |
| ASHUGANJ | 195 | 0 | SHIKALBAHA | 147 | 0 | BHERAMARA | 402 | 402 |
| GAZIPUR | 51 | 0 | HATHAZARI | 96 | 0 | KHULNA(S) | 221 | 221 |
| SANTAHAR | 49 | 0 | DOHAZARI | 99 | 0 | KHULNA(S) | 196 | 196 |
| GOGNAGAR | 102 | 0 | RAOJAN | 25 | 0 | PYRA | 0 | 800 |
| BARAKA | 50 | 0 | POTIYA | 108 | 0 | PYRA | 0 | 800 |
| JANGALIA | 52 | 0 | PATIYA | 100 | 0 | PYRA | 0 | 800 |
| MUNSHIGONJ | 51 | 0 | JULDA | 100 | 0 | PYRA | 0 | 250 |
| KODDA | 147 | 0 | KAPTAIPSP | 0 | 100 | PYRA | 0 | 250 |
| KERANIGONJ | 100 | 0 | SIKALBAHA | 218 | 218 | PYRA | 0 | 500 |
| KERANIGONJ | 108 | 0 | SALAM | 612 | 612 | BHOLA | 189 | 189 |
| JAMALPUR | 95 | 0 | SALAM | 612 | 612 | Khulna | 8984 | 14486 |
| MADANGONJ | 55 | 0 | Chittagong | 3751 | 12176 | | | |
| MANIKGONJ | 50 | 0 | | | | DC BRPK | 1000 | 1000 |
| KAMALAGHAT | 55 | 0 | CHANDPUR | 158 | 158 | DC BRPK | 0 | 500 |
| NABABGONJ | 55 | 0 | SYLHET | 221 | 221 | DC BRPK | 0 | 500 |
| BHAIRAB | 50 | 0 | PSPP | 0 | 1000 | DC BRPK | 0 | 500 |
| ASHUGANJ | 51 | 0 | COM INDA | 500 | 500 | BAGHABARI | 102 | 102 |
| ASHUGANJ | 44 | 0 | FENCHUGONJ | 50 | 0 | SIRAJGANJ | 204 | 204 |
| GHORASAL | 352 | 352 | DOUDKANDI | 51 | 0 | BARAPUKURIA | 182 | 182 |
| ASHUGANJ | 218 | 218 | BIBIYANA | 341 | 341 | BARAPUKURIA | 252 | 252 |
| ASHUGANJ | 370 | 370 | BIBIYANA | 388 | 388 | BAGHABARI | 51 | 0 |
| MEGHNAGHAT | 305 | 305 | SHAHJIBAZAR | 98 | 98 | BERA | 70 | 0 |
| GHORASAL | 776 | 776 | BIBIYANA | 372 | 372 | NATORE | 52 | 0 |
| Dhaka | 7422 | 5430 | SHAHJIBAZAR | 322 | 322 | CHAPAI | 102 | 0 |
| | | | Comilla | 2501 | 3400 | BARISAL | 110 | 0 |
| | | | | | | SIRAJGANJ | 414 | 414 |
| | | | | | | SIRAJGANJ | 216 | 216 |
| | | | | | | SIRAJGANJ | 216 | 216 |
| | | | | | | Bogra | 2971 | 4086 |

出典：JICA 調査団

15.2.6 地域毎の需給バランス

前節の需要想定および電源計画に基づき計算された地域別の需給バランスを次表に示す。

2025年の最大電力需要時には、Dhaka地域の発電は7,422MWであるが、負荷は12,564MW、系統のロス127MWであるため、合計で5,269MWの電力が不足する。また、Comilla地域では696MW、Bogra地域では171MWの電力が不足する。一方、Khulna地域には、Bheramaraの直流連系、原子力2,400MW、Pyra 1,214MWなどの大規模電源があり、4,905MWの電力が過剰となる。また、Chittagong地域ではMatabari 1,104MW、S.Alam 1,224MWの大規模電源があり、1,232MWの電力が過剰となる。これらの過剰となった電力がDhaka、Comilla、Bograの電力が不足する地域に送電される。

表 15-10 2025 最大電力需要時の地域別の需給バランス
(単位: MW)

| Area | Generation | Load | Loss | Interchange |
|------------|------------|--------|------|-------------|
| Dhaka | 7,422 | 12,564 | 127 | -5,269 |
| Chittagong | 3,751 | 2,478 | 41 | 1,232 |
| Comilla | 2,273 | 2,929 | 40 | -696 |
| Khulna | 7,984 | 3,007 | 73 | 4,905 |
| Bogra | 2,971 | 3,040 | 103 | -171 |
| Total | 24,401 | 24,017 | 384 | 0 |

出典：JICA 調査団

表 15-11 2035 最大電力需要時の地域別の需給バランス
(単位: MW)

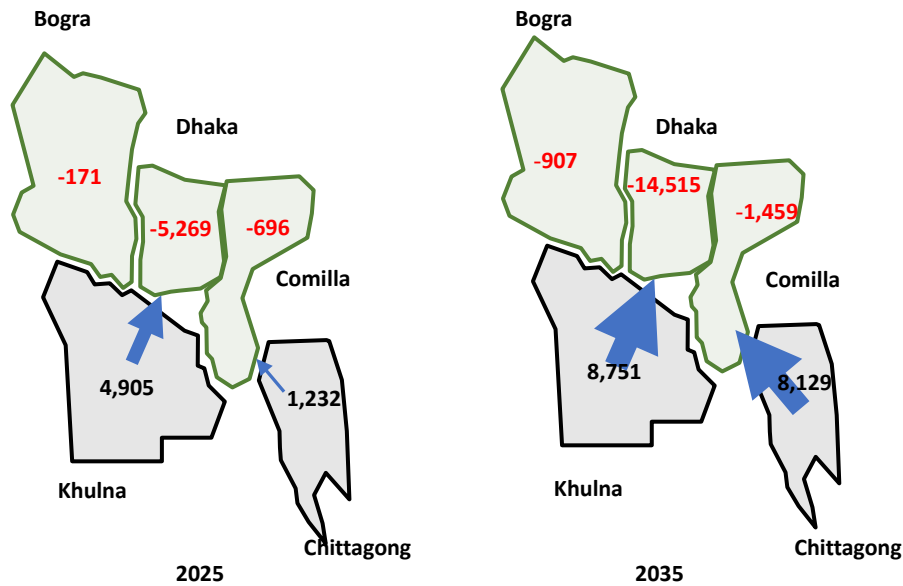
| Area | Generation | Load | Loss | Interchange |
|------------|------------|--------|-------|-------------|
| Dhaka | 5,430 | 19,608 | 336 | -14,515 |
| Chittagong | 12,176 | 3,867 | 180 | 8,129 |
| Comilla | 3,233 | 4,571 | 121 | -1,459 |
| Khulna | 13,486 | 4,599 | 136 | 8,751 |
| Bogra | 4,086 | 4,744 | 249 | -907 |
| Total | 38,411 | 37,389 | 1,022 | 0 |

出典：JICA 調査団

上表における各地域の電力の過不足を以下の概略地図に示す。

大規模な電源は燃料輸入用の港湾を整備しやすい Khulna および Chittagong 地域に集中する。一方、その他の地域である Bogra、Dhaka、Comilla は電力が不足し、Khulna および Chittagong から電力の供給を受けることとなる。

2025 年の最大電力需要時には、Khulna から 4,905MW、Chittagong から 1,232MW が電力の不足する地域に送電される。2035 年の最大電力需要時には、Khulna から 8,751MW、Chittagong から 8,129MW が電力の不足する地域に送電される。



出典：JICA 調査団

図 15-2 地域別の需給バランス

15.3 2025 年と 2035 年の系統計画の設定

前述の既存の計画、予想される電力潮流および PGCB との協議に基づき、以下に記載するように 2025 年と 2035 年の系統計画を設定した。

15.3.1 2025年

Bangladesh 全体の 2025 年の 400kV 系統と予想電力潮流を図 16-3～16-4 に示す。以下、主な地域ごとに 2025 年までに必要となる 400kV 系統の設備を記載する。

なお、事故電流増大対策として、 Dhaka や Chittagong の 230kV 系統の一部で遮断器を開放して運用することを仮定している。

(1) Dhaka 地域 (図 15-5)

Meghnaghat, Bhulta, Green Model, Bashundara, Kaliakoir, Aminbazar, Gabtoli, Dhaka South の 400kV 変電所を新設する。また、 Dhaka 市を取り囲む 400kV 送電線を新設する。

(2) Chittagong 地域 (図 15-6)

Matabari 火力発電所の新設に合わせ、 Matabari - Madunaghat - Meghnaghat 400kV 送電線 2 回線および Madunaghat および Meghnaghat 400kV 変電所の新設が円借款事業として進められている。これに加え、 S.Alam 火力発電所の運転開始に合わせ、 S. Alam - Matabari 400kV 送電線 2 回線、 S. Alam - Madunaghat 400kV 送電線 2 回線を新設する。また、400kV Mirsharai 変電所を新設する。

(3) Khulna 地域 (図 15-7)

● Rooppur 原子力発電所の送電

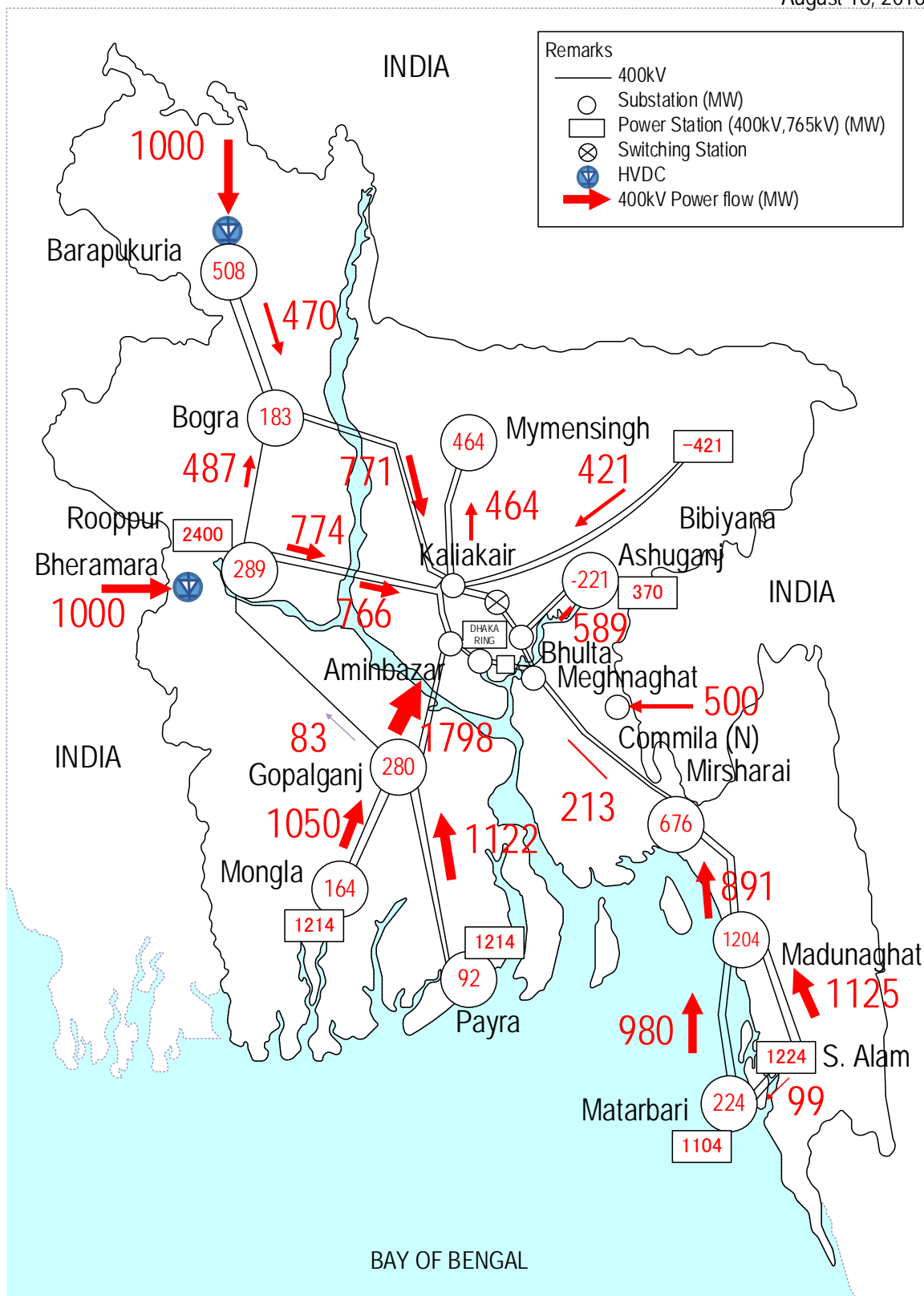
Rooppur 原子力発電所の新設に合わせ、 Rooppur から、 Bogra, Gopalganj, Kaliakoir, Aminbazar へそれぞれ 400kV 送電線 1 回線を新設する。 Rooppur- Kaliakoir1 回線および Rooppur- Aminbazar1 回線は Rooppur から Dhaka 市付近まで同一の 2 回線鉄塔に併架される。原子力発電所の送電の信頼度を高めるため、この鉄塔の事故時における 2 回線事故時にも送電可能なように、 Rooppur から合計 4 回線の 400kV 送電線を引き出す。

● Mongla および Pyra (Patuakhali)の火力発電所の送電

Mongla および Pyra (Patuakhali)の火力発電所の新設に合わせ、 Mongla - Gopalganj 400kV 送電線 2 回線、 Pyra- Gopalganj 400kV 送電線 2 回線、および Gopalganj - Aminbazar 400kV 送電線 2 回線を新設する。

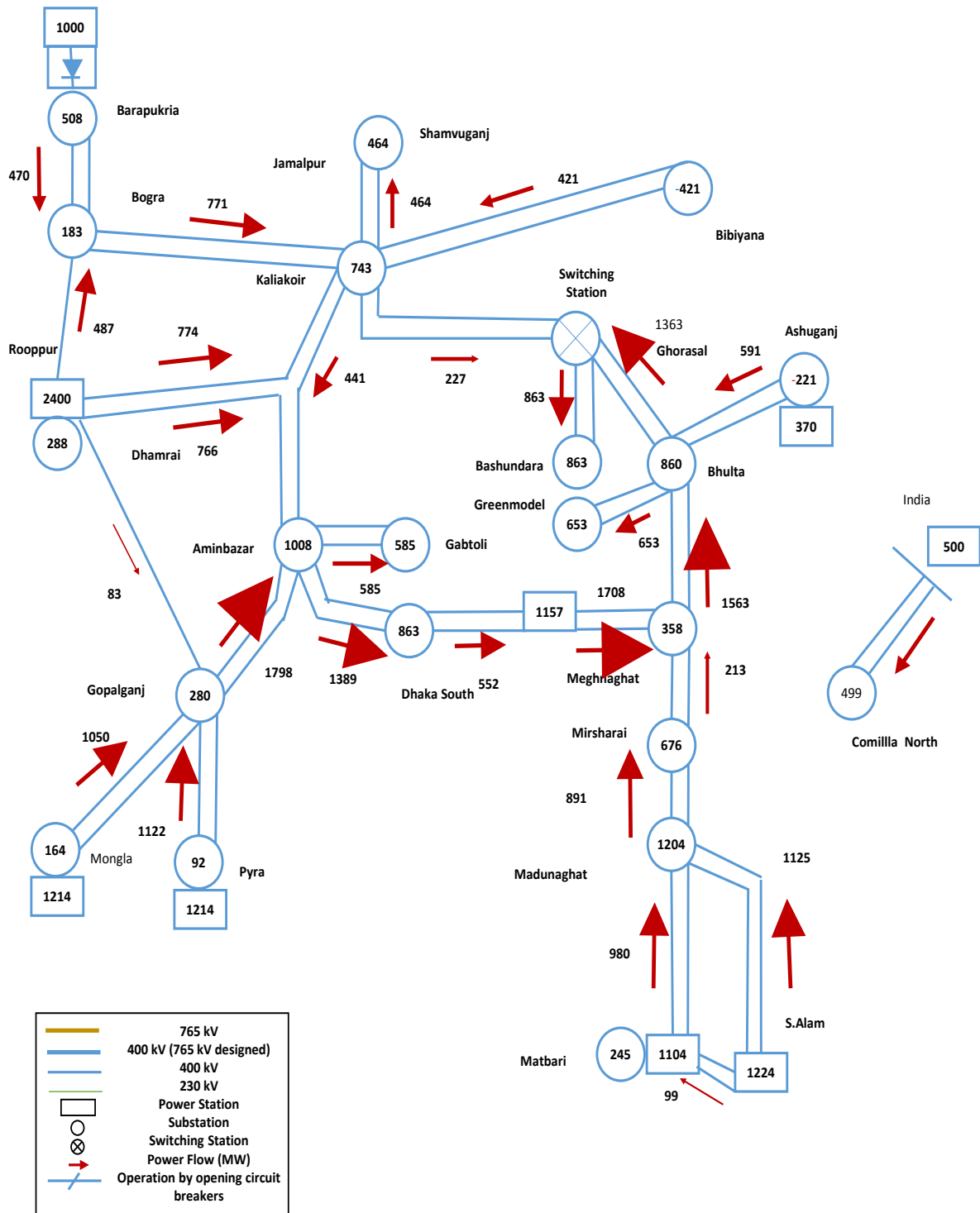
Bangladesh Power System Map
 2025 Case

August 16, 2016



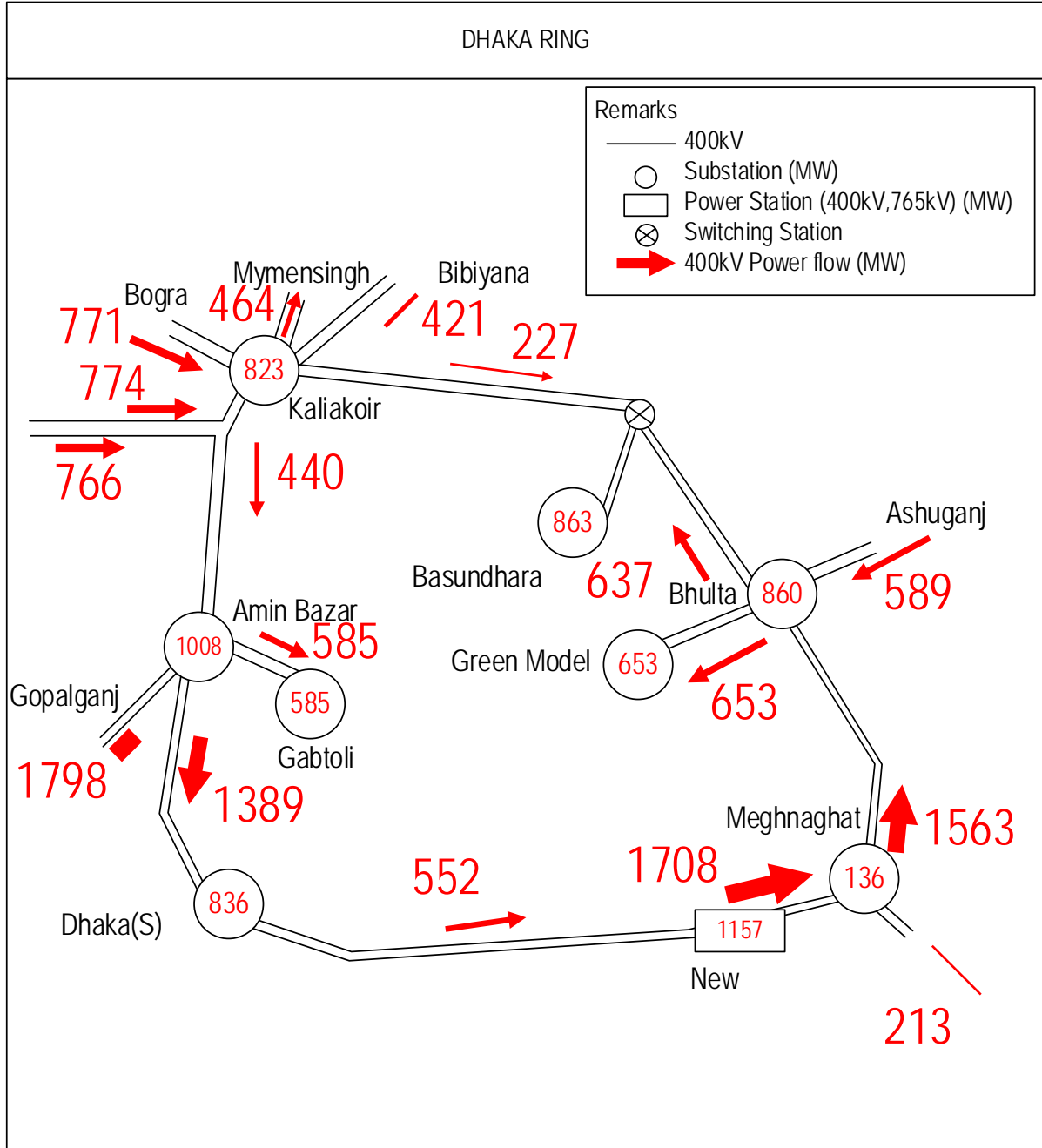
出典：JICA 調査団

図 15-3 2025 年の Bangladesh システムマップと予想電力潮流（全国）

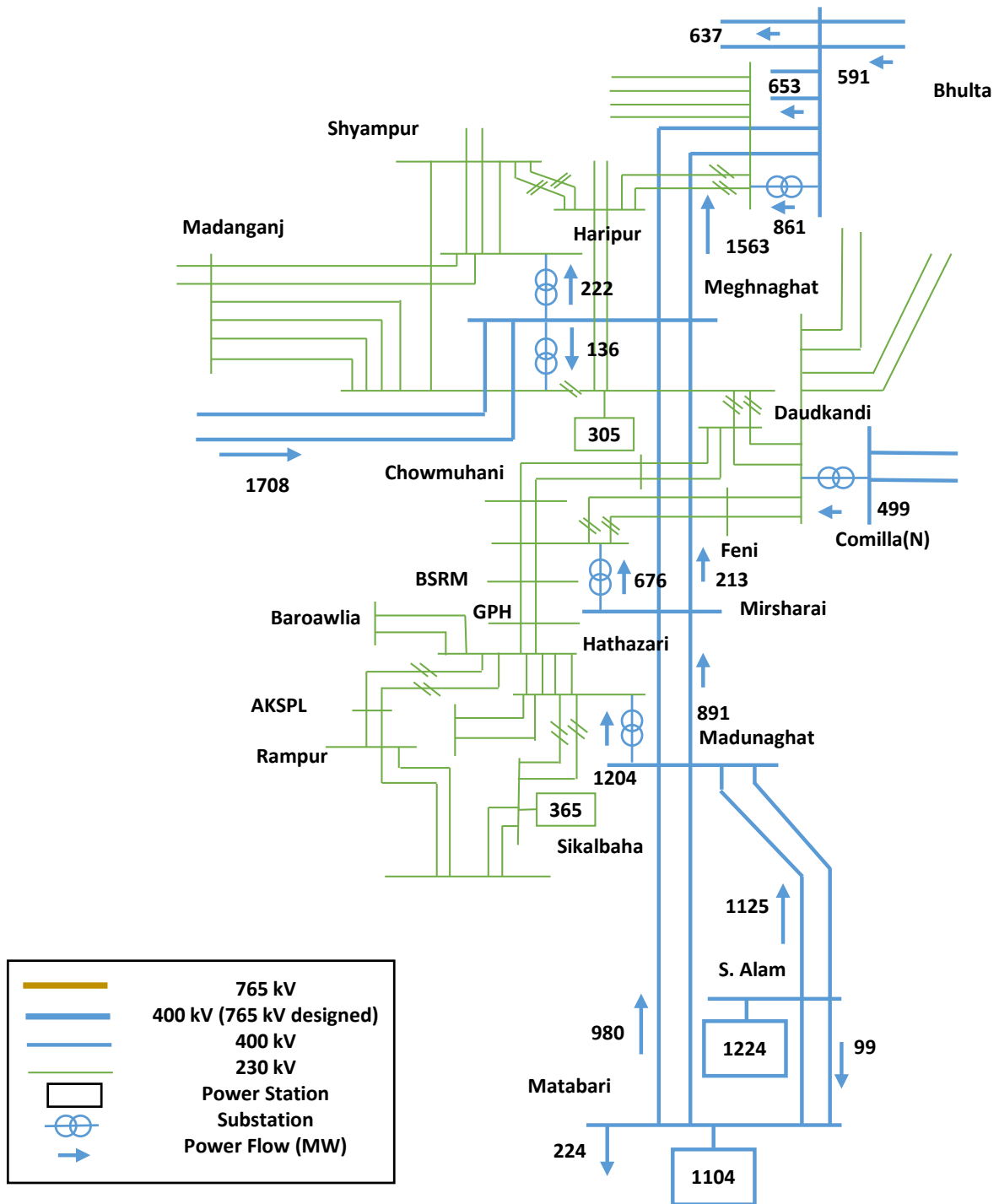


出典：JICA 調査団

図 15-4 2025 年の Bangladesh 400kV 系統と予想電力潮流

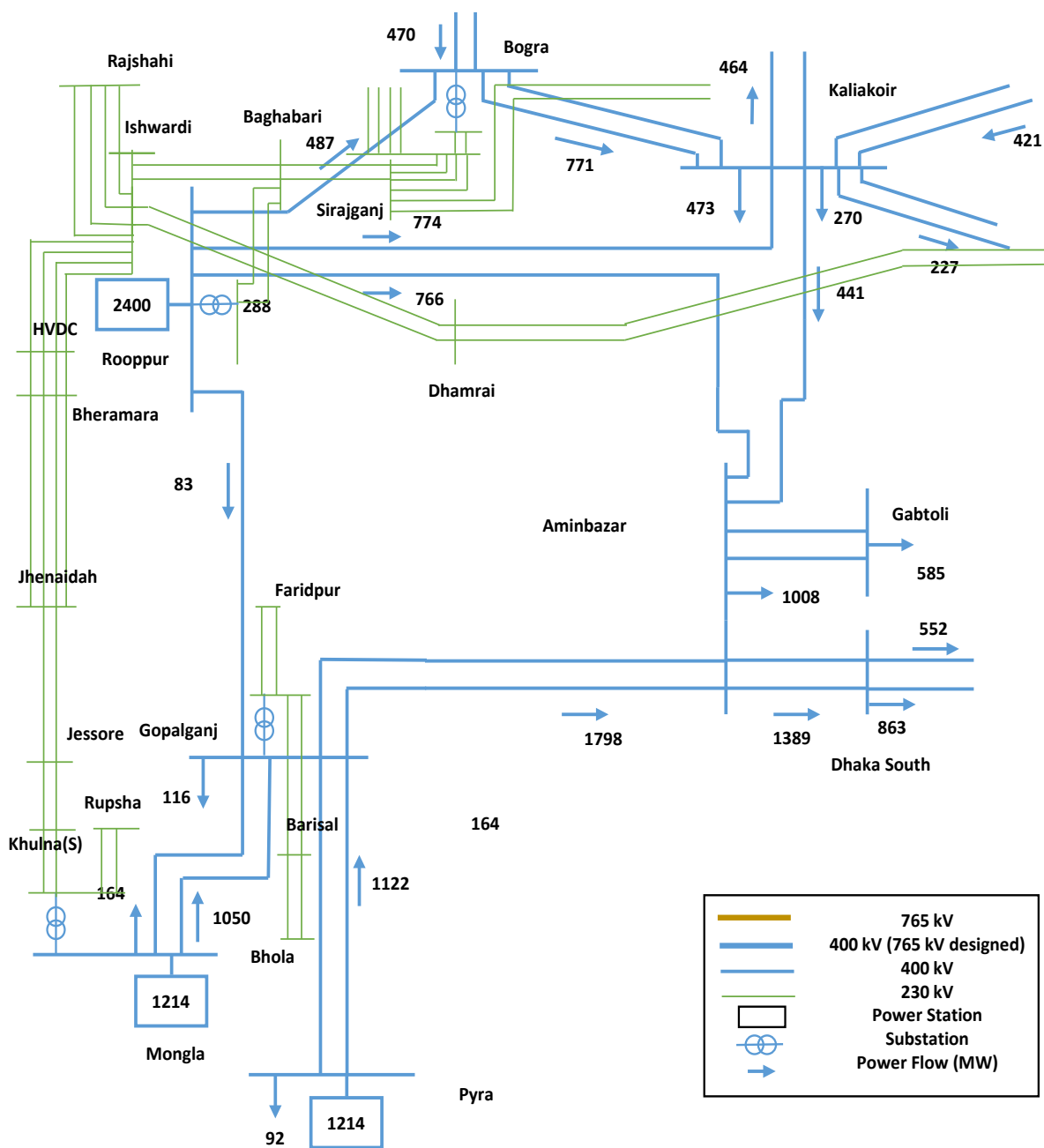


出典：JICA 調査団
 図 15-5 2025 年の Bangladesh 系統マップと予想電力潮流 (Dhaka エリア)



出典：JICA 調査団

図 15-6 2025 年の Chittagong400kV 系統と予想電力潮流



出典：JICA 調査団

図 15-7 2025 年の Khulna400kV 系統と予想電力潮流

15.3.2 2035年

Bangladesh 全体の 2035 年の 400kV 系統と予想電力潮流を図 15-8 ～ 図 15-9 に示す。以下、主な地域ごとに 2035 年までに必要となる 400kV 系統の設備を記載する。

なお、事故電流増大対策として、Dhaka や Chittagong の 400kV、230kV 系統の一部で遮断器を開放して運用することを仮定している。

(1) Dhaka 地域 (図 15-10)

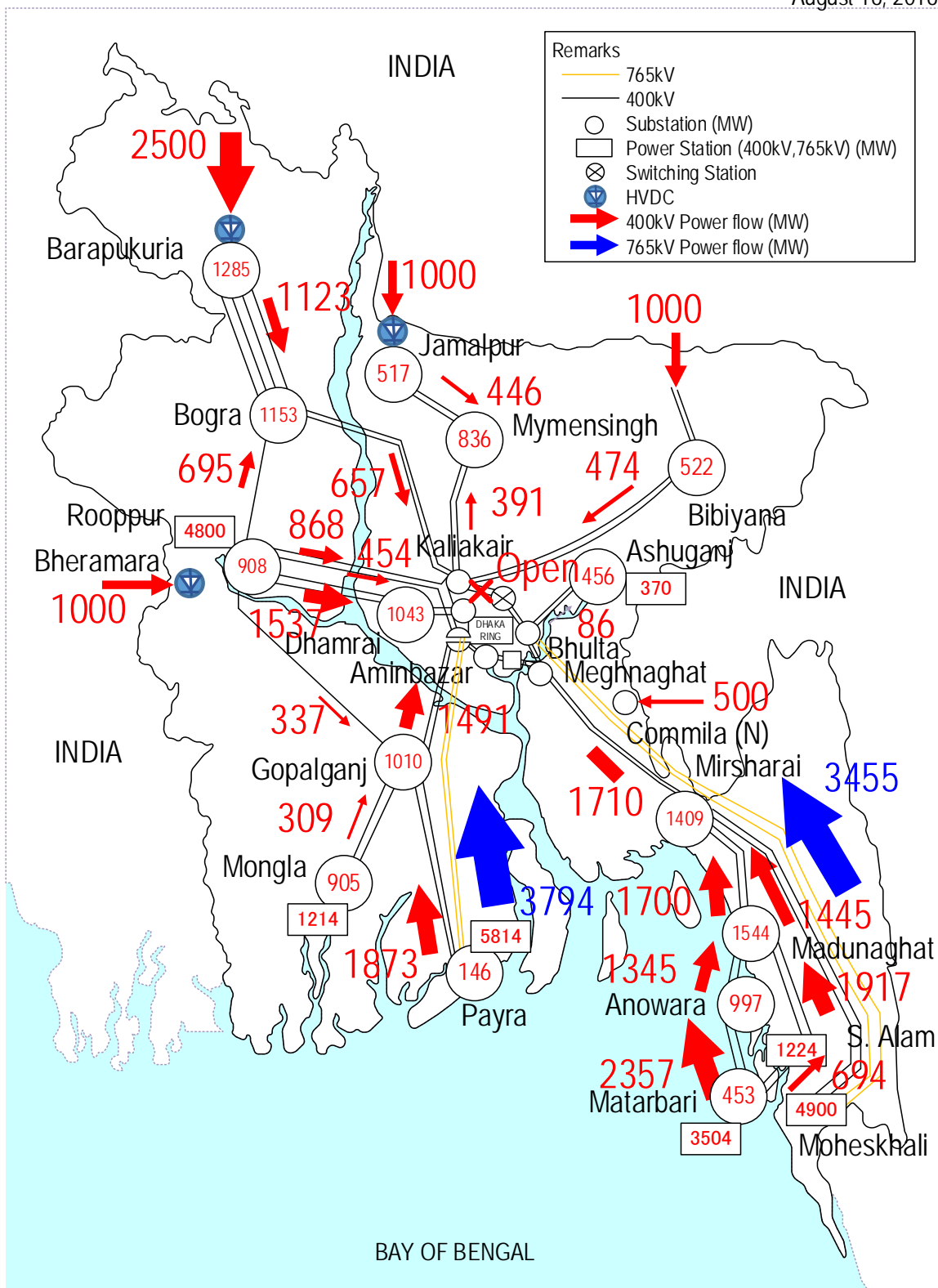
2025 年以降、2035 年までに Ghorasal, Tongi, および Birulia の 400kV 変電所を新設する。

(2) Chittagong 地域 (図 15-11)

2025 年以降、2035 年までに Mohesikali 火力発電所の新設に合わせ、Mohesikali-Bhulta 765kV 送電線 2 回線を新設する。また、Mohesikali-Mirshrai 765kV 設計 400kV 運転の送電線 2 回線を新設する。Mohesikali 発電所の一部の発電機は昇圧変圧器を介し 765kV に直接昇圧する。

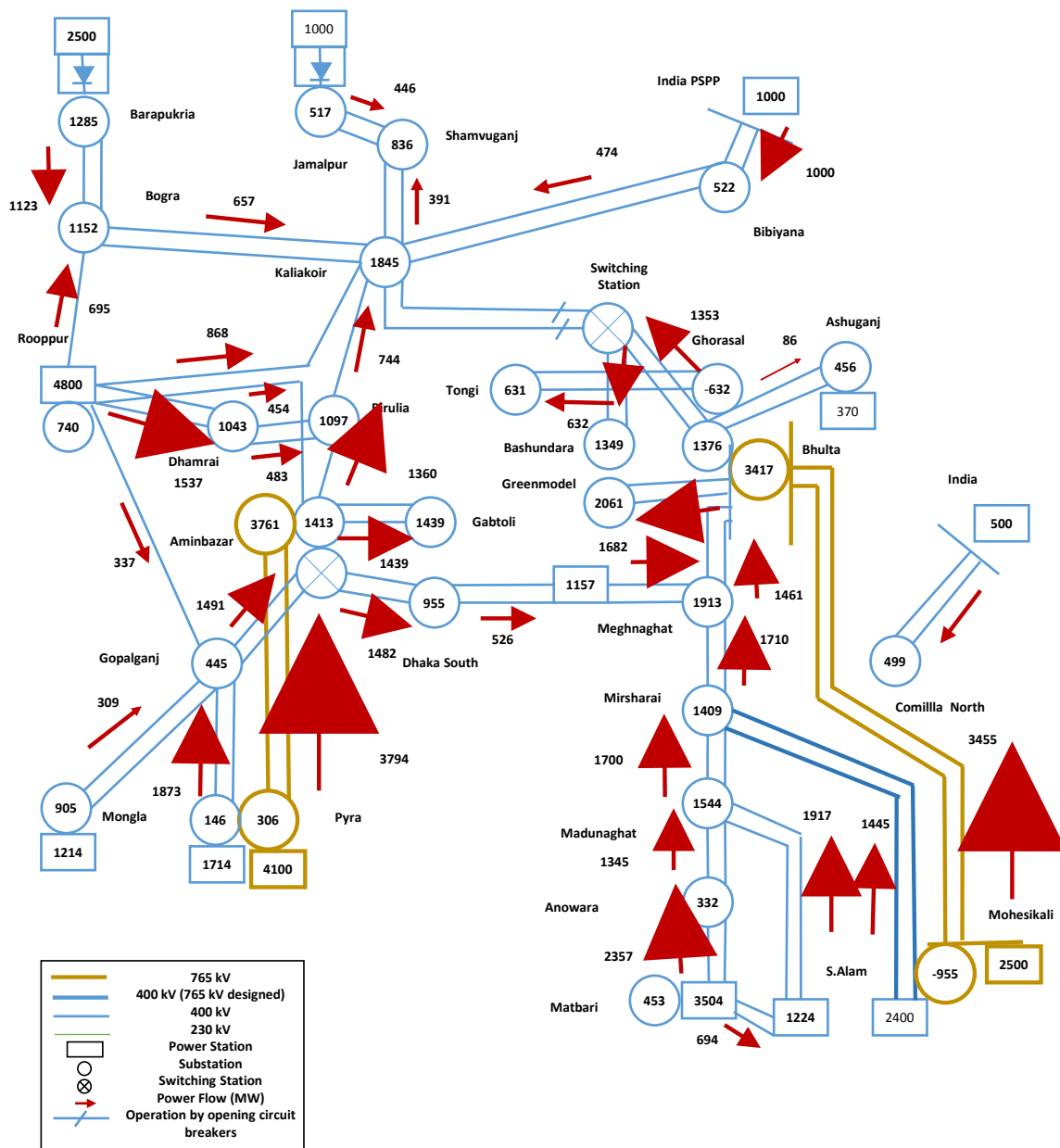
(3) Khulna 地域 (図 15-12)

2025 年以降、2035 年までに Rooppur -Dhamrai-Birulia 400kV 送電線 2 回線が新設される。Pyra (Patuakhali)の火力発電所の増設に合わせ、Pyra - Aminbazar 765kV 送電線 2 回線を新設する。



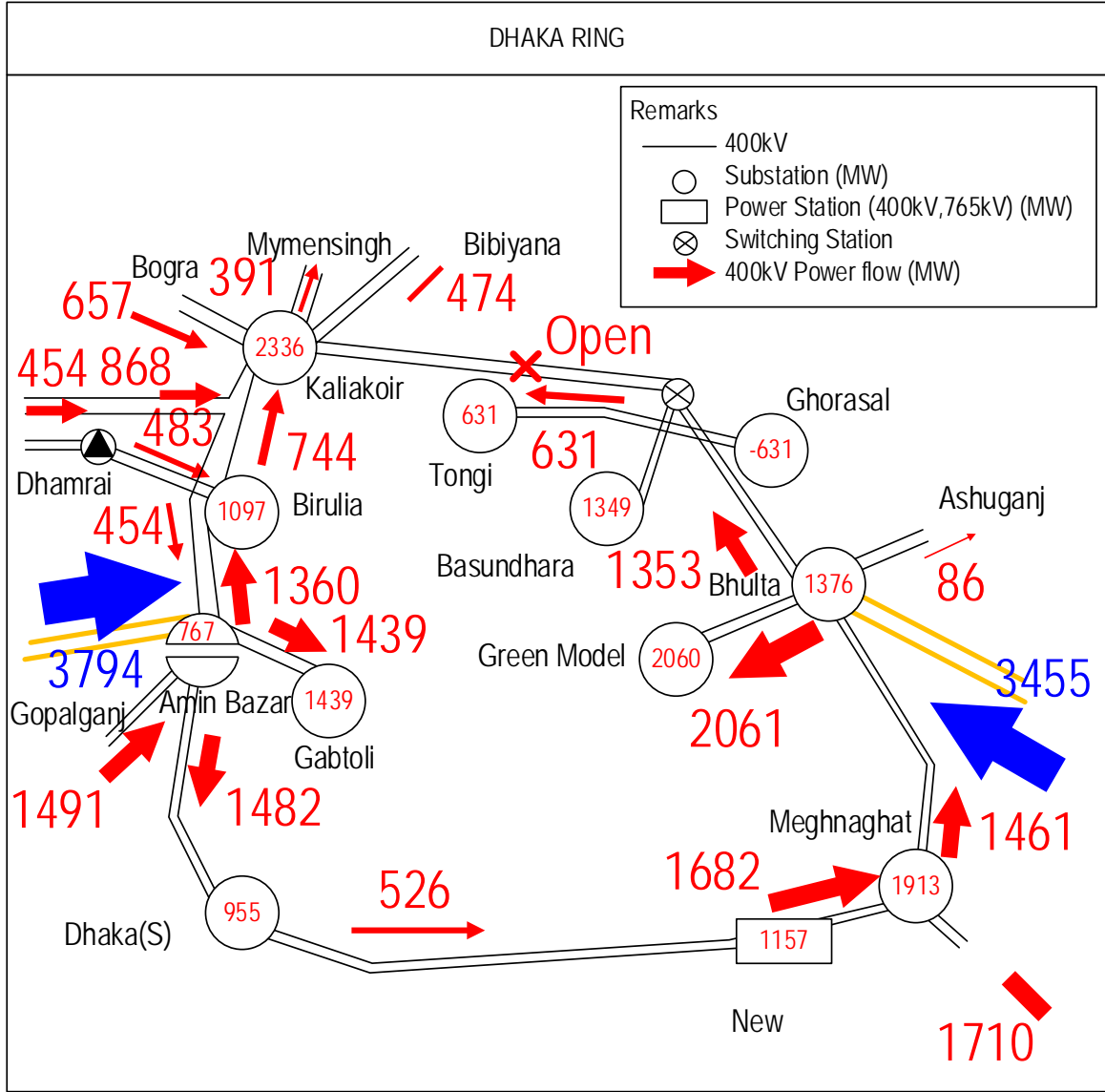
出典：JICA 調査団

図 15-8 2035 年のバングラデシュ系統マップと予想電力潮流（全国）



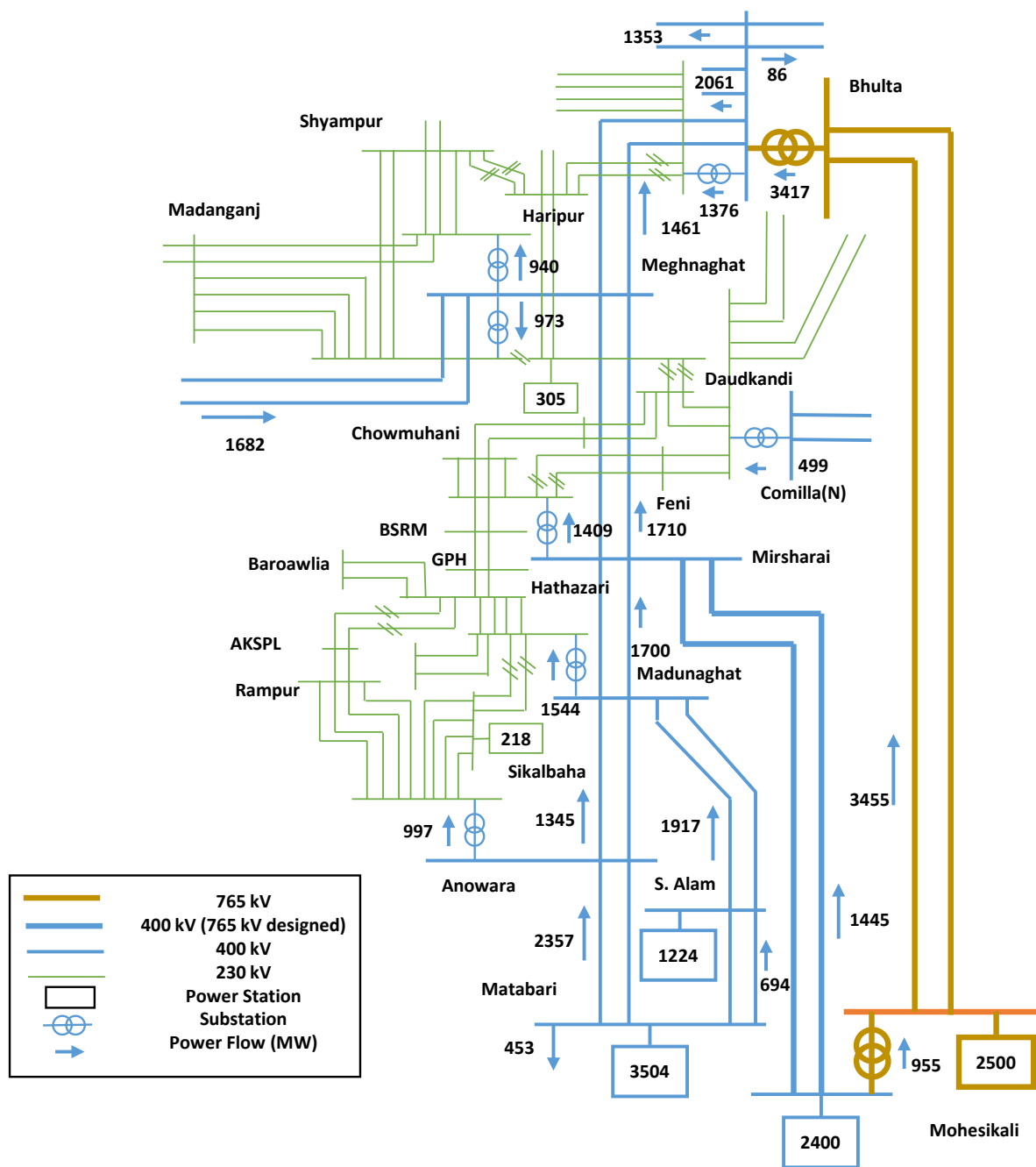
出典：JICA 調査団

図 15-9 2035 年のバングデシュ 765kV・400kV 系統と予想電力潮流



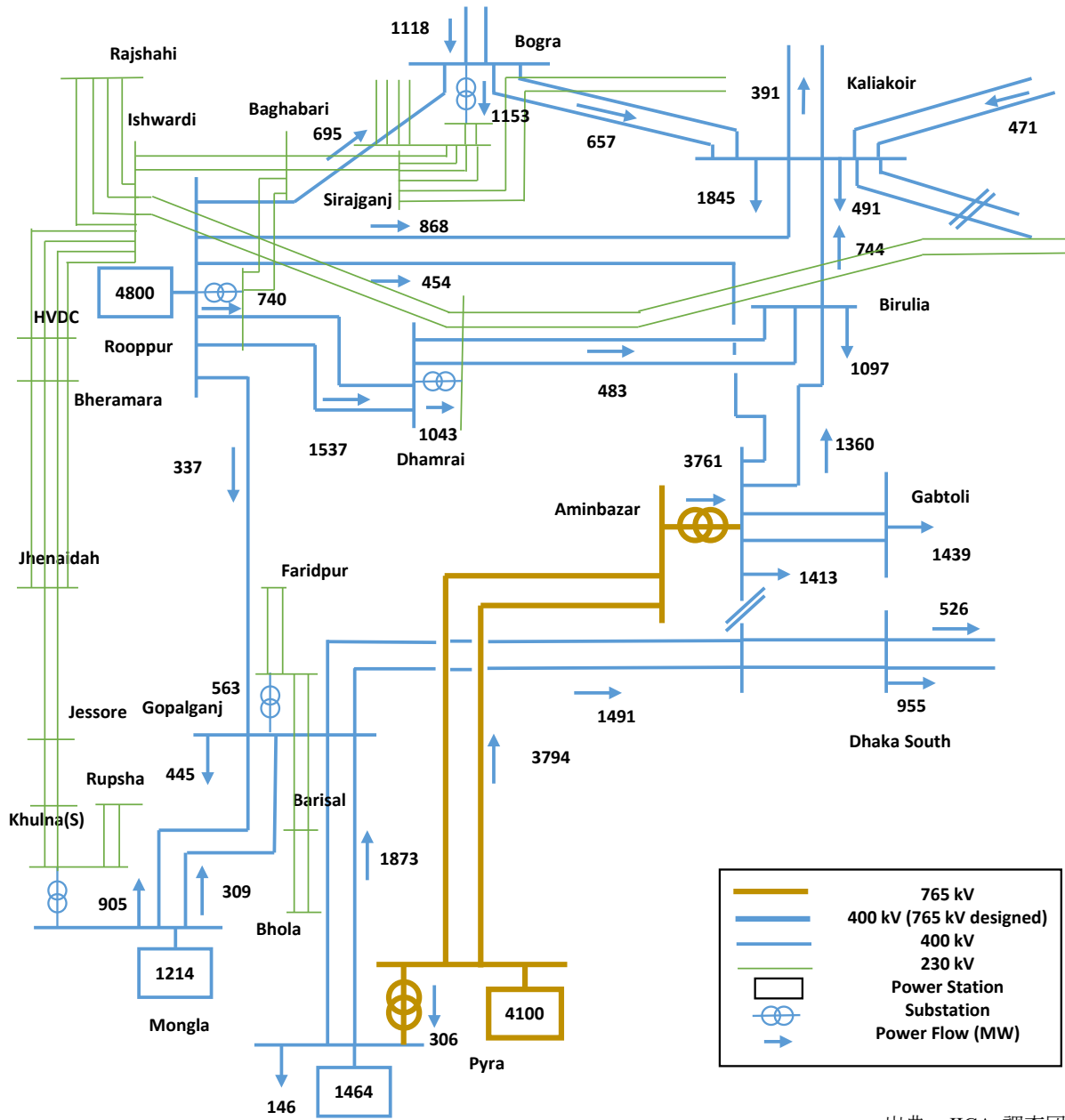
出典：JICA 調査団

図 15-10 2035 年のバングラデシュ系統と予想電力潮流 (Dhaka エリア)



出典：JICA 調査団

図 15-11 2035 年の Chittagong765kV・400kV 系統と予想電力潮流



出典：JICA 調査団

図 15-12 2035 年の Khulna765kV、400kV 系統と予想電力潮流

15.4 2025 年と 2035 年の系統解析

15.4.1 系統解析の条件

以下の条件で前述の 2025 年および 2035 年のバングラデシュ全土の電力系統について、電力潮流、事故電流、および安定度解析を実施した。

(1) 発電機モデル

潮流計算では端子電圧および有効電力出力が一定のモデルとした。

安定度計算では下表に示した突極機モデル（水力発電所）および円筒機モデル（火力発電所）、励磁系モデルを適用した。一部の発電機については、系統安定化装置（PSS）の適用を仮定した。インドとの連系点については直流モデルを考慮した。

火力機（円筒機）

| T'do | T''do | T'qo | T''qo | H | D | Xd | Xq | X'd | X'q | X''d = X''q | Xl | S(1.0) | S(1.2) |
|------|-------|------|-------|-------|---|------|-----|-------|-------|-------------|-----|--------|--------|
| 8.73 | 0.045 | 0.97 | 0.068 | 2.607 | 0 | 2.26 | 2.2 | 0.275 | 0.405 | 0.214 | 0.1 | 0.12 | 0.6 |

水力機（突極機）

| T'do | T''do | T'qo | H | D | Xd | Xq | X'd | X''d = X''q | Xl | S(1.0) | S(1.2) |
|------|-------|------|-------|---|-----|-----|-----|-------------|------|--------|--------|
| 5 | 0.05 | 0.06 | 5.084 | 1 | 1.5 | 1.2 | 0.4 | 0.2 | 0.12 | 0.03 | 0.25 |

励磁機

| TA/TB | TB | K | TE | EMIN | EMAX |
|-------|----|-----|-----|------|------|
| 0.1 | 10 | 100 | 0.1 | 0 | 5 |

系統安定化装置

| T1 | T2 | T3 | T4 | T5 | T6 | KS | LSMAX | LSMIN |
|------|------|------|------|----|-----|-------|-------|-------|
| 0.06 | 0.18 | 0.06 | 0.18 | 5 | 1.5 | -0.75 | 0.1 | -0.1 |

(2) 負荷モデル

潮流計算では定電力モデルとした。

安定度計算では有効電力は定電流、無効電力は定インピーダンスのモデルとした。

また、後年に新設される 132kV 変電所の負荷は近傍にある 2020 年の 132kV 変電所にモデル化した。モデル化の上で必要となる 132kV 送電線を仮想した。

132kV 母線からみた負荷の力率は、0.9 とした。

(3) 送電機モデル

後年度に新設される送電線の線路定数は以下の値を使用した。

新設送電線の線路定数（単位: p.u./km (100 MVA ベース)）

| | R | X | Y |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|
| 765kV (6 x ACSR 480) | 0.0000018095 | 0.0000471520 | 0.0243821390 |
| 400kV (4 x Finch) | 0.000008554 | 0.000151229 | 0.007651757 |
| 230kV (Mallard) | 0.00015 | 0.00077 | 0.001488 |

(4) 変電所モデル

後年度に新設される変電所の仕様は以下とした。

| 変圧器 | 単器容量 | 1-2 次インピーダンス |
|-----------------|-----------|--------------|
| 765 /4000kV | 2,250 MVA | 13.5% |
| 400 /230kV | 750 MVA | 12.5% |
| 230/132kV | 300 MVA | 12.5% |
| 発電機昇圧変圧器（火力・水力） | | 12.5% |
| 発電機昇圧変圧器（原子力）* | | 15% |

*) バングラデシュ系統の原子力周辺は事故電流が大きいため、高インピーダンス変圧器を仮定した。

(5) 直流モデル

インドとの直流連系線は直流モデルを使用した。

(6) 調相設備

765kV 送電線および長距離の 400kV 送電線の充電電流を補償するため、一部の区間に線路補償用リアクトルを設置した。

また、電圧が低下する箇所には電力用コンデンサの設置を仮定した。

(7) 計画のクライテリア

➤ 電力潮流

変圧器 1 台事故時、送電線 1 回線事故時には、残りの設備の潮流が容量以下とする。

ただし、原子力発電所から引き出される送電線については 2 回線事故時にも、残り回線の潮流が容量以下とする。

➤ 事故電流

事故電流は、IEC60909 の方法より計算を行い 400kV および 230kV は事故発生後 100ms の事故電流の対称成分で評価した。

事故電流の許容値は 765kV、400kV、230kV 母線で 50kA 以下とする。

➤ 安定度

母線至近端での三相短絡事故を想定し、事故除去後の発電機内部相差角の動揺の収束を確認し安定性を判定した。

15.4.2 潮流計算

2025 および 2035 年のいずれのケースにおいても、765kV、400kV、および 230kV 系統の電力潮流はクライテリアを満足していることが確認された。

15.4.3 事故電流計算

230kV 以上の系統の変電所母線での三相短絡事故電流を計算した。運転している発電機、および系統構成は前述の通りとした。なお、発電機に近い場所では一線地絡電流の方が三相短絡電流より大きいことがあるため、今後、一線地絡電流も計算すべきであるが、本調査では送電線のゼロ相データが不足していたため、一線地絡事故電流を計算していない。

2025 年では以下の母線で三相短絡事故電流は 40kA を超過するが、全ての母線で三相短絡事故

電流は 50kA 以下となった。

表 15-12 2025 年の 230kV 以上の系統の変電所母線での三相短絡事故電流(40kA を超過)

| 母線名 | 電圧 (kV) | 三相短絡電流 (kA) | 母線名 | 電圧 (kV) | 三相短絡電流 (kA) |
|------------|---------|-------------|------------|---------|-------------|
| MEGHNAGHAT | 400 | 47.0 | MEGHNAGHAT | 230 | 41.0 |
| ORION | 400 | 47.0 | KALIAKOIR | 230 | 41.0 |
| BHULTA | 400 | 45.1 | MADANGANJ | 230 | 40.7 |
| KALIAKOIR | 400 | 41.5 | | | |

出典：JICA 調査団

2035 年では以下の母線で三相短絡事故電流は 40kA を超過する。Rooppur 原子力発電所の 400 kV 母線で三相短絡事故電流が 50kA を超過する。

表 15-13 2035 年の 230kV 以上の系統の変電所母線での三相短絡事故電流(40kA を超過)

| 母線名 | 電圧 (kV) | 三相短絡電流 (kA) | 母線名 | 電圧 (kV) | 三相短絡電流 (kA) |
|------------|---------|-------------|------------|---------|-------------|
| ROOPPUR | 400 | 52.6 | GABTOLI | 230 | 45.0 |
| MEGHNAGHAT | 400 | 47.3 | DHANMONDI | 230 | 44.7 |
| ORION | 400 | 47.3 | AMINBAZAR | 230 | 44.0 |
| BHULTA | 400 | 44.4 | KCHAR | 230 | 44.0 |
| BIRULIA | 400 | 43.0 | KALIAKOIR | 230 | 43.6 |
| AMINBAZAR | 400 | 42.1 | OLDAIRPORT | 230 | 43.3 |
| PYRA | 400 | 40.4 | ANOWARA | 230 | 42.6 |
| | | | BSRM | 230 | 41.7 |
| | | | ROOPPUR | 230 | 40.4 |
| | | | DHAMRAI | 230 | 40.4 |

出典：JICA 調査団

原子力発電所から引き出される送電線は、送電線 2 回線の事故時の信頼度を維持するため、回線数が多くなっている。また、2035 年までには発電機が 4 ユニット運転を開始する。このため、Rooppur 原子力発電所の 400kV 母線の事故電流は大きく、前述のままの系統構成では 2035 年の三相短絡事故電流は 50kA を超過する可能性がある。

また、Dhaka 市内の系統の三相短絡事故電流は 50kA に近づいている箇所があり、発電所に近い箇所などでは、一線地絡事故電流の方が大きいため、事故電流が 50kA を超過する可能性がある。

事故電流が 50kA を超過する箇所については、事故電流対策が必要となる。以下に一般的な対策案を示す。

● 事故電流増大策

- ① 母線もしくは系統の分割運用
- ② 高インピーダンス変圧器の採用
- ③ 事故電流を 63kA に格上げするための条件整備（送電設備の事故電流に対する機械的強度の確保、電磁誘導対策）と 63kA 遮断器の採用

事故電流対策の①母線もしくは系統の分割運用、②高インピーダンス変圧器の採用は、長距離で送電している発電機の安定度を下げる傾向にあるため、Rooppur 原子力発電所の 400kV 母線の事故電流対策としては、③「事故電流を 63kA に格上げするための条件整備と 63kA 遮断器の採用」を検討すべきと考えられる。

一方、Dhaka 市内の系統の事故電流対策としては 63kA に格上げするための対策適用箇所が広範囲に及び経済的ではないと考えられるため、①母線もしくは系統の分割運用もしくは②高インピ

ーダンス変圧器の採用が推奨される。

なお、今回設定した 2025 年、2030 年の系統モデルでは、事故電流低減のため、Dhaka 市付近の系統の送電線や変電所母線の一部の遮断器を開放して運用することを想定している。

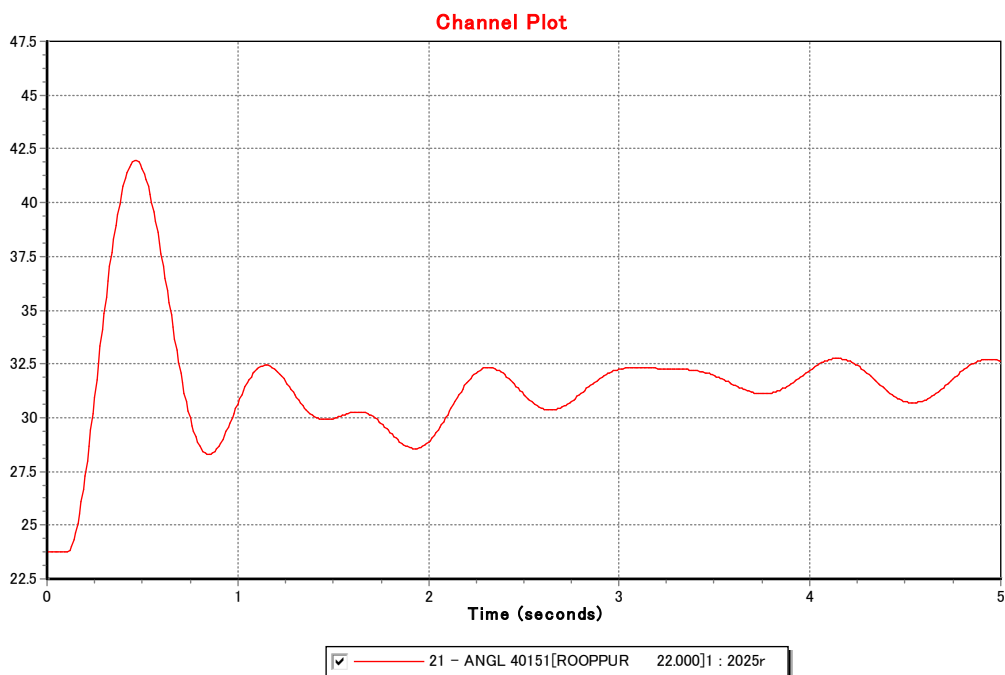
15.4.4 安定度計算結果

Chittagong および Khulna に計画されている主な電源からの送電線の事故時の安定度を計算した。各ケースにおいて、対象となる電源の出力は最大に設定した。いずれのケースにおいても安定度が維持されることが確認された。

(1) Rooppur 原子力発電所の送電

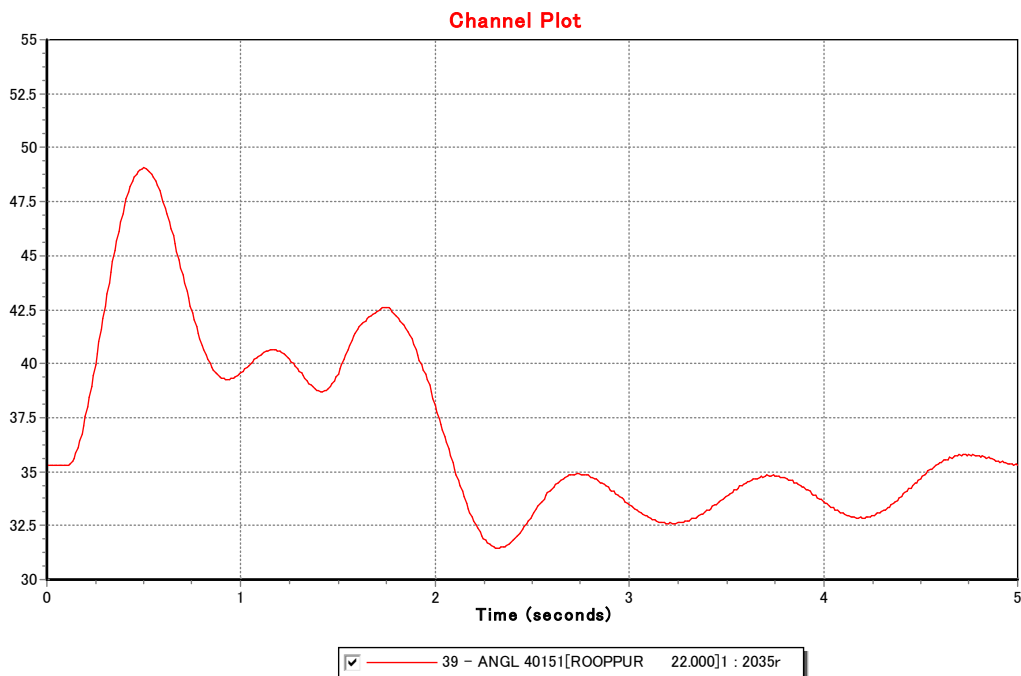
原子力発電所からの送電線 2 回線の事故の場合として、2025 年および 2035 年における Rooppur 400kV 母線付近の三相短絡事故後、Rooppur - Kalikoir および Rooppur - Aminbazar 送電線の開放による事故除去のケースをシミュレーションした。

結果は安定となった、このケースでの Rooppur 原子力発電所の発電機の位相角の動揺を以下に示す。



出典：JICA 調査団

図 15-13 Rooppur - Kalikoir および Rooppur - Aminbazar 400kV 送電線 2 回線事故の
Rooppur 原子力発電機の内部相差角の動揺 (2025 年)

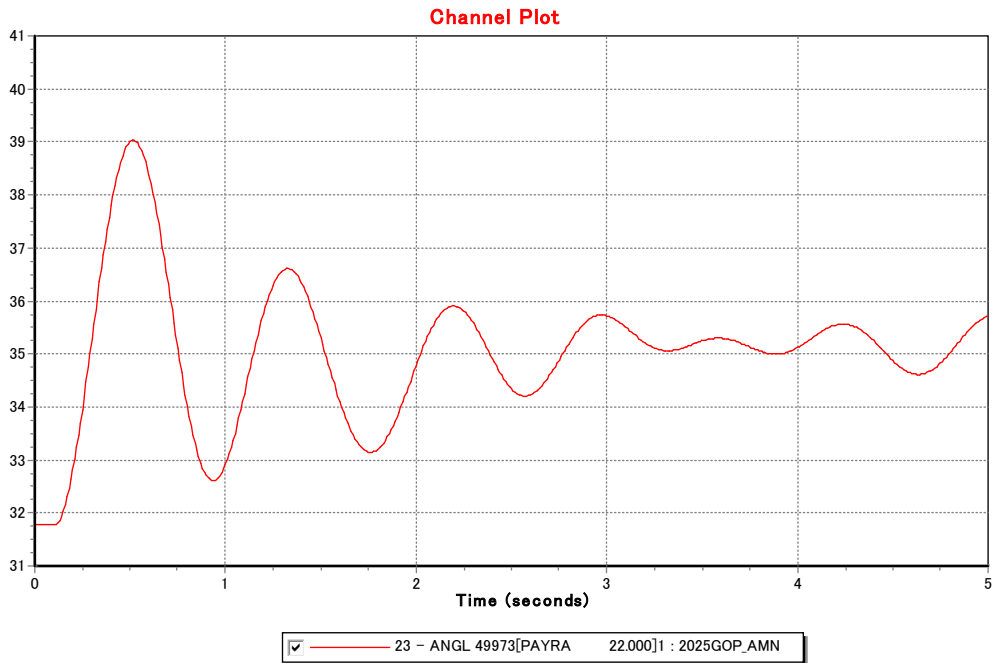


出典：JICA 調査団

図 15-14 Rooppur - Kalikoir および Rooppur - Aminbazar 400kV 送電線 2 回線事故の
Rooppur 原子力発電機の内部相差角の動揺 (2035 年)

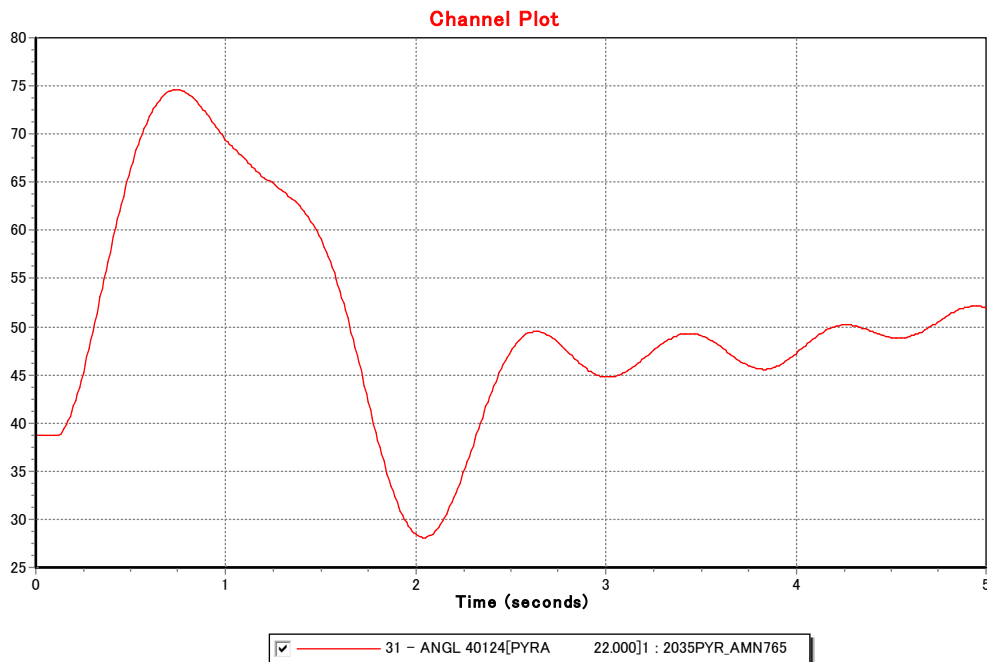
(2) Mongla および Pyra (Patuakhali)の火力発電所の送電

2025 年の Gopalganj - Aminbazar 400kV 送電線 1 回線事故時、および 2035 年の Pyra - Aminbazar765kV 送電線 1 回線事故時の安定度をシミュレーションした。結果は安定となった、このケースでの Pyra 火力発電所の発電機の位相角の動揺を以下に示す。



出典：JICA 調査団

図 15-15 Gopalganj - Aminbazar 400kV 送電線 1 回線事故の Pyra 火力発電機の内部相差角の動揺 (2025 年)

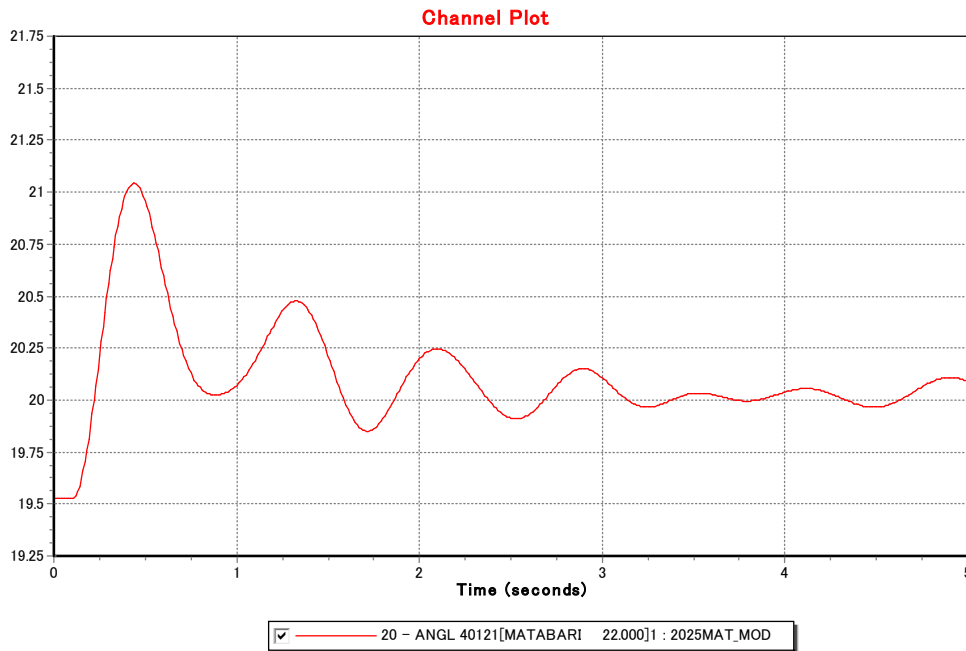


出典：JICA 調査団

図 15-16 Pyra - Aminbazar765kV 送電線 1 回線事故の Pyra 火力発電機の内部相差角の動揺 (2035 年)

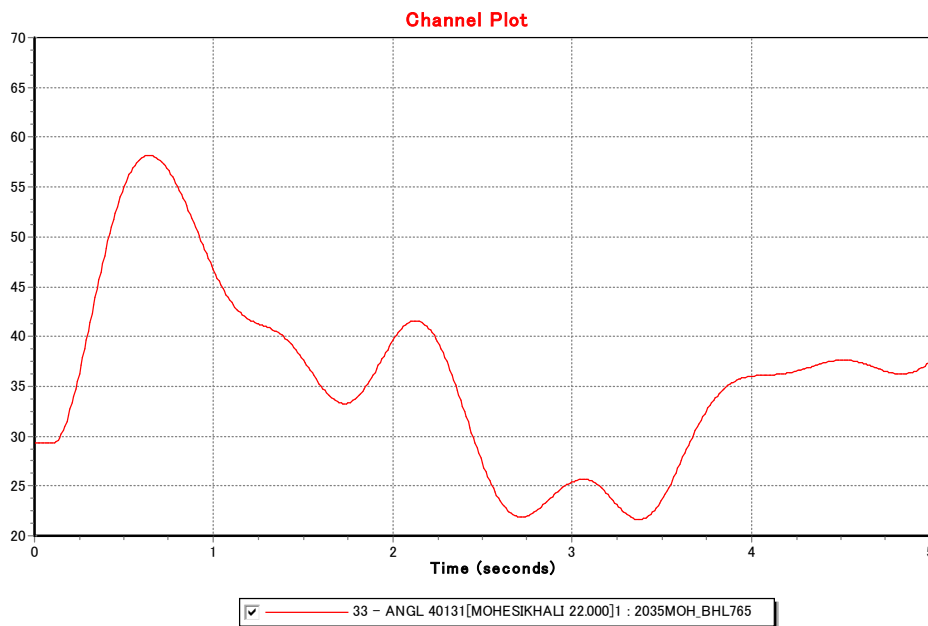
(3) Chittagong 地域の火力発電所の送電

2025 年の Matabari - Madunaghat 400kV 送電線 1 回線事故時、および 2035 年の Mohesikali - Bhulta 765kV 送電線 1 回線事故時の安定度をシミュレーションした。結果は安定となった、このケースでの Matabari 火力発電所および Mohesikali 火力発電所の発電機の位相角の動揺を以下に示す。



出典：JICA 調査団

図 15-17 Matarbari- Madunaghat 400kV 送電線 1 回線事故の Matabari 火力発電機の内部相
差角の動揺 (2025 年)



出典：JICA 調査団

図 15-18 Mohesikali - Bhulta 765kV 送電線 1 回線事故の Mohesikali 火力発電機の内部相
差角の動揺 (2035 年)

15.5 系統計画に対する提言

系統計画について以下を提言する。

- 765kV 送変電設備、および 400kV 地中送電設備は、他国では採用されている事例があるが、技術的に比較的歴史の浅い高電圧の設備であり、適用にあたっては過電圧対策などに十分に留意した設計とする。
- Dhaka や Chittagong は需要密集地であり、GIS やガス絶縁変圧器の採用、地下変電所の適用など都市型のコンパクトな変電設備の採用を検討する。
- Dhaka 市内の一部の系統など電圧が著しく低下する箇所には、電圧維持のために十分な量の電力用コンデンサを 230kV、132kV 変電所に設置する。
- Rooppur 原子力発電所は発電所からは多回線の 400kV 送電線が引き出される。このため、400kV 母線の事故電流は 50kA を超過する可能性がある。この対策のため、Rooppur 原子力発電所の 400kV 母線の遮断器性能を 63kA に格上げを検討すべきと考えられる。
- 送電線が密に計画されている Dhaka や Chittagong 市内の一部の系統の事故電流は 50kA を超過する可能性がある。この対策のため、Dhaka や Chittagong 市付近の系統の送電線や変電所母線の一部の遮断器を開放して運用することや、高インピーダンス変圧器の採用を検討すべきである。
- 本調査において妥当性の確認された 2025 年と 2035 年の系統のマスタープランにおける個別のプロジェクトについて適宜 FS を実施する。

15.6 送変電設備コストの検討条件

送変電設備コストの検討は、PGCB と確認し、以下の条件に基づいて行った。

- 送変電設備の建設単価は、表 16-14 の通り、PGCB から提供された設備単価、および JICA 調査団の経験に基づく金額を設定した。
- 送電線の架空・地中の種別については、ダッカ 400kV 環状送電線の内側については地中送電線、それ以外の箇所については架空送電線の建設を仮定した。
- 送電線の主要な河川横断箇所（横断距離 5km 以上）としては、Aminbazar～Gopalganj 400kV 送電線（Padma 川横断、6km）、及び Kaliakoir～Bogra 400kV 送電線（Jamuna 川横断、5km）を考慮した。
- 変電所は、765kV/400kV、400kV/230kV、230kV/132kV の全電圧階級について、AIS ではなく、GIS の適用を仮定した。
- 本検討では変電所・送電線の正確な位置は特定できないため、概略的な検討に基づき、コスト算定を行った。
- 長期計画における 132kV 系統計画は困難であり、および全ての電圧階級の解析を行うと解析量が膨大となることから、132kV 設備（送電線、変電所、分路キャパシタ）については、本事業費積算検討においては省略した。
- 2036-41 年度について系統計画は行わず、参考事業費として、2031-35 年度の年平均建設コストを適用して算出した。

表 15-14 建設コスト算出に使用した積算単価

| 設備 | | 建設コスト | |
|-----------|----------------------------|-------|--------------|
| 架空送電線 | 230kV D/C (Twin Conductor) | 0.63 | 百万USD/km/2回線 |
| | 400kV D/C (Quad Conductor) | 0.87 | 百万USD/km/2回線 |
| | 765kV D/C (Hexa Conductor) | 1.8 | 百万USD/km/2回線 |
| 地中ケーブル | 230kV | 2 | 百万USD/km/1回線 |
| | 400kV | 4 | 百万USD/km/1回線 |
| 河川横断架空送電線 | 400kV | 34.8 | 百万USD/km/2回線 |
| 変電所 | 230/132kV(2x300MW, GIS) | 17 | 百万USD/変電所 |
| | 400/230kV(3x750MW, GIS) | 80.2 | 百万USD/変電所 |
| | 765/400kV(2x2,250MW, GIS) | 165 | 百万USD/変電所 |
| | 765/400kV(4x2,250MW, GIS) | 247 | 百万USD/変電所 |
| キャパシタ | 230kV | 0.029 | 百万USD/MVar |
| | 400kV | 0.051 | 百万USD/MVar |
| | 765kV | 0.1 | 百万USD/MVar |

出典： PGCB、JICA 調査団

15.7 系統計画

15.7.1 2025年度までの設備増強量

(1) 送電線

2016年度から2025年度に建設が必要な230kV、400kV送電線を表15-15～表15-16に示す。

表 15-15 2016年度から2025年度に建設が必要な230kV送電線

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万USD] |
|-----------------------------|-----|-------------|------------------|
| FARIDPUR-GOPALGANJ | 2 | 60 | 37.8 |
| JOYDEPUR-KABIRPUR | 2 | 15 | 9.5 |
| SYLHET-SYLHET(N) | 2 | 12 | 7.6 |
| SYLHET-BIBIYANA | 2 | 33 | 20.8 |
| KABIRPUR-KALIAKOIR | 4 | 15 | 18.9 |
| MOGBAZAR-RAMPURA (cable) | 2 | 6 | 24.0 |
| BASUNDHARA2-ULLON (cable) | 2 | 7 | 28.0 |
| BAROAWLIA-HATHAZARI | 2 | 10 | 6.3 |
| BAGHABARI-ROOPPUR | 2 | 55 | 34.7 |
| BARAPUKURIA-PURBASADIPUR | 4 | 45 | 56.7 |
| BARAPUKURIA-RANGPUR | 4 | 45 | 56.7 |
| GHORASAL-TONGI | 2 | 28 | 17.6 |
| HARIPUR-SIDDHIRGANJ (cable) | 1 | 2 | 4.0 |
| HARIPUR-SIGNBORD (cable) | 2 | 6 | 25.2 |
| HASNABAD-KERANIGANJ | 2 | 8 | 5.0 |
| HATHAZARI-MADUNAGHAT | 2 | 15 | 9.5 |
| ISHURDI-HVDC | 2 | 10 | 6.3 |
| ISHURDI-RAJSHAJHI | 4 | 70 | 88.2 |

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万 USD] |
|-------------------------------|-----|-------------|-------------------|
| HATHAZARI-AKSPL | 2 | 10 | 6.3 |
| OLDAIRPORT-DHANMONDI (cable) | 2 | 6 | 24.0 |
| RAMPURA-ULLON (cable) | 2 | 4 | 16.0 |
| SIRAJGANJ-BOGRA(S) | 2 | 72 | 45.4 |
| TONGI-KALIAKOIR | 2 | 22 | 13.5 |
| TONGI-BASUNDHARA (cable) | 4 | 10 | 78.4 |
| AKSPL-RAMPUR | 2 | 8 | 5.0 |
| BARISAL(N)-GOPALGANJ | 2 | 65 | 41.0 |
| BHULTA-JALLSHIRI | 2 | 11 | 6.7 |
| BOGRA(S)-NAOGAON | 4 | 45 | 56.7 |
| BSRM-MIRSARAI | 2 | 1 | 0.6 |
| MIRSARAI-FENI | 2 | 1 | 0.6 |
| MIRSARAI-CHOWMUHAN | 2 | 30 | 18.9 |
| KALIAKOIR-BIRULIA | 2 | 20 | 12.6 |
| KERANIGANJ-DHAKA(S) (cable) | 4 | 6 | 48.0 |
| KHULNA(S)-MONGLA | 2 | 24 | 15.1 |
| MADUNAGHAT-SIKALBAHA | 2 | 25 | 15.8 |
| MADUNAGHAT-MADUNAGHAT(O) | 2 | 8 | 5.0 |
| CHANDPUR-CHOWMUHAN | 2 | 50 | 31.5 |
| CHANDPUR-DAUDKANDI | 2 | 35 | 22.1 |
| NAOGAON-JOYPUHAT | 2 | 45 | 28.4 |
| RAMPUR-ANOWARA | 2 | 15 | 9.5 |
| SHAMPUR-SIGNBORD (cable) | 2 | 4 | 15.2 |
| SHAMPUR-MEGHNAGHAT | 4 | 17 | 20.8 |
| SIKALBAHA-ANOWARA | 2 | 12 | 7.6 |
| ULLON-GREENMODEL (cable) | 2 | 10 | 38.8 |
| DHAMRAI-ROOPPUR | 2 | 110 | 69.3 |
| DHANMONDI-GABTOLI (cable) | 2 | 7 | 28.8 |
| MADANGANJ -BHOLAIL (cable) | 2 | 7 | 28.0 |
| MADANGANJ-MEGHNAGHAT | 6 | 10 | 18.9 |
| MONGLA-RUPSHA | 2 | 20 | 12.6 |
| GREENMODEL-DHOLAIKHAL (cable) | 2 | 6 | 24.4 |
| DHAKA(S)-BHOLAIL | 2 | 20 | 12.8 |
| 合計 | | | 1234.8 |

出典： JICA 調査団

表 15-16 2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 400kV 送電線

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万 USD] |
|---------------------------|-----|-------------|-------------------|
| BHULTA-MEGHNAGHAT | 2 | 20 | 17.4 |
| BHULTA-GREENMODEL (cable) | 2 | 13 | 104.8 |
| BIRULIA-AMINBAZAR | 1 | 10 | 4.4 |
| BIRULIA-KALIAKOIR | 1 | 40 | 17.4 |
| KALIGANJ-BASUNDHARA2 | 2 | 20 | 17.4 |
| KALIGANJ-BHULTA | 2 | 31 | 27.0 |
| KALIGANJ-KALIAKOIR | 2 | 40 | 34.8 |
| MIRERSHARAI-MADUNAGHAT | 2 | 70 | 60.9 |
| MIRERSHARAI-FENI | 2 | 21 | 18.3 |
| AMINBAZAR-ROOPPUR | 1 | 167 | 72.6 |
| AMINBAZAR-GABTOLI | 2 | 3 | 2.6 |
| ASHUGANJ-BHULTA | 2 | 70 | 60.9 |
| BIBIYANA-KALIAKOIR | 2 | 168 | 146.2 |
| KALIAKOIR-ROOPPUR | 1 | 137 | 59.6 |
| KALIAKOIR-MYMENSINGH | 2 | 95 | 82.4 |
| KALIAKOIR-BOGRA | 2 | 133 | 285.4 |
| MADUNAGHAT-ANOWARA | 2 | 38 | 33.1 |
| MADUNAGHAT-SALAM | 2 | 90 | 78.3 |
| MEGHNAGHAT-ORION | 2 | 1 | 0.9 |
| MEGHNAGHAT-FENI | 2 | 123 | 107.0 |
| ANOWARA-MATABARI | 2 | 62 | 53.9 |
| GOPALGANJ-MONGLA | 2 | 85 | 74.0 |
| GOPALGANJ-ROOPPUR | 1 | 165 | 71.8 |
| AMINBAZAR-GOPALGANJ | 2 | 85 | 277.5 |
| GOPALGANJ-PYRA | 2 | 163 | 141.8 |
| MATABARI-SALAM | 2 | 35 | 30.5 |
| ROOPPUR-BOGRA | 1 | 100 | 43.5 |
| AMINBAZAR-DHAKA(S) | 2 | 15 | 13.1 |
| ORION DHAKA(S) | 2 | 40 | 34.8 |
| COMILLA(N)-COM_INDA | 2 | 100 | 87.0 |
| BARAPUKURIA-BOGRA | 2 | 116 | 100.9 |
| 合計 | | | 2159.9 |

出典： JICA 調査団

(2) 変電所

2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 230kV/132kV、400kV/230kV 変電所を 表 15-17 ~ 表 15-18 に示す。

表 15-17 2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 230kV/132kV 変電所

| 230/132kV 変電所の 建設が必要な地域 | 必要な 変圧器台数 | 建設コスト [百万 USD] |
|----------------------------|--------------|-------------------|
| FARIDPUR | 2 | 17.0 |
| BHULTA | 1 | 8.5 |
| DHAMRAI | 3 | 25.5 |
| JOYDEPUR | 2 | 17.0 |
| SYLHET | 2 | 17.0 |
| SYLHET(N) | 2 | 17.0 |
| KABIRPUR | 4 | 34.0 |
| MOGBAZAR | 2 | 17.0 |
| BASUNDHARA | 5 | 42.5 |
| BAROAWLIA | 3 | 25.5 |
| AMINBAZAR | 3 | 25.5 |
| ASHUGANJ | 2 | 17.0 |
| BAGHABARI | 1 | 8.5 |
| BARAPUKURIA | 1 | 8.5 |
| BHERAMARA | 2 | 17.0 |
| BOGRA(S) | 3 | 25.5 |
| CHANDPUR | 2 | 17.0 |
| CHOWMUHAN | 3 | 25.5 |
| COMILLA(N) | 1 | 8.5 |
| DAUDKANDI | 2 | 17.0 |
| DHANMONDI | 3 | 25.5 |
| GHORASAL | 3 | 25.5 |
| HASNABAD | 1 | 8.5 |
| JOYPURHAT | 3 | 25.5 |
| KHULNA(S) | 1 | 8.5 |
| MADANGANJ | 5 | 42.5 |
| MADUNAGHAT | 3 | 25.5 |
| MANIKNAGAR | 1 | 8.5 |
| MONGLA | 2 | 17.0 |
| NAOGAON | 2 | 17.0 |
| OLDAIRPORT | 1 | 8.5 |
| RAMPURA | 2 | 17.0 |
| RANGPUR | 3 | 25.5 |
| DHOLAIKHAL | 3 | 25.5 |
| SHAMPUR | 3 | 25.5 |
| GREENMODEL | 5 | 42.5 |
| SIKALBAHA | 3 | 25.5 |
| TONGI | 2 | 17.0 |
| ULLON | 4 | 34.0 |
| BASUNDHARA | 5 | 42.5 |

| 230/132kV 変電所の 建設が必要な地域 | 必要な 変圧器台数 | 建設コスト [百万 USD] |
|----------------------------|--------------|-------------------|
| FENCHUGANJ | 2 | 17.0 |
| JESSORE | 3 | 25.5 |
| JHENAIDAH | 3 | 25.5 |
| KERANIGANJ | 3 | 25.5 |
| RAJSHAJHI | 3 | 25.5 |
| RAJSHAJHI | 3 | 25.5 |
| RAMPUR | 3 | 25.5 |
| SIDDHIRGANJ | 2 | 17.0 |
| SRIPUR | 3 | 25.5 |
| BIRULIA | 4 | 34.0 |
| GOPALGANJ | 1 | 8.5 |
| RUPSHA | 3 | 25.5 |
| FENI | 4 | 34.0 |
| GABTOLI | 2 | 17.0 |
| SIGNBORD | 1 | 8.5 |
| BHOLAIL | 4 | 34.0 |
| MADOBDI | 3 | 25.5 |
| 合計 | | 1,258.0 |

出典：JICA 調査団

表 15-18 2016 年度から 2025 年度に建設が必要な 400kV/230kV, 132kV 変電所

| 変電所 | 建設費 [百万 USD] |
|---------------------|--------------|
| PYRA | 80.2 |
| BHULTA | 80.2 |
| BASUNDHARA | 80.2 |
| MIRSARAI | 80.2 |
| ASHUGANJ | 80.2 |
| BARAPUKURIA | 80.2 |
| COMILLA(N) | 80.2 |
| GHORASAL | 80.2 |
| MYMENSINGH | 80.2 |
| KALIAKOIR 400/132kV | 80.2 |
| KALIAKOIR 400/230kV | 80.2 |
| MATABARI | 80.2 |
| GOPALGANJ 400/132kV | 80.2 |
| GOPALGANJ 400/230kV | 80.2 |
| AMINBAZAR | 80.2 |
| BIBIYANA | 80.2 |
| MEGHNAGHAT | 106.9 |
| HVDC | 80.2 |
| MADUNAGHAT | 80.2 |
| MONGLA | 80.2 |

| 変電所 | 建設費 [百万 USD] |
|------------|--------------|
| ROOPPUR | 80.2 |
| GREENMODEL | 80.2 |
| DHAKA(S) | 80.2 |
| GABTOLI | 80.2 |
| BOGRA | 80.2 |
| 合計 | 2,031.7 |

出典：JICA 調査団

(3) キャパシタ

2016 年度から 2025 年度に設置が必要なキャパシタを 表 15-19 に示す。

表 15-19 2016 年度から 2025 年度に設置が必要なキャパシタ

| 変電所 | 容量 [MVar] | 設置コスト [mil.USD] |
|-------------------|-----------|-----------------|
| 400kV GOPALGANJ | 100 | 5.1 |
| 400kV GOPALGANJ | 100 | 5.1 |
| 400kV BARAPUKURIA | 800 | 40.8 |
| 230kV RAMPURA | 37.5 | 1.1 |
| 合計 | | 52.1 |

出典：JICA 調査団

15.7.2 2035年度までの設備増強量

(1) 送電線

2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV、400kV、765kV 送電線を 表 15-20 ～ 表 15-22 に示す。

表 15-20 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV 送電線

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万 USD] |
|-------------------------|-----|----------|----------------|
| SYLHET-BIBIYANA | 2 | 33 | 20.8 |
| KCHAR-DHANMONDI (cable) | 2 | 3 | 13.2 |
| KCHAR-GABTOLI (cable) | 2 | 7 | 26.0 |
| GHORASAL-DHAMRAI | 2 | 70 | 44.1 |
| HATHAZARI-MADUNAGHAT | 2 | 15 | 9.5 |
| TONGI-KALIAKOIR | 2 | 43 | 27.1 |
| BOGRA(S)-BOGRA | 2 | 21 | 13.4 |
| MIRSARAI-CHOWMUHAN | 2 | 30 | 18.9 |
| HVDC-JHENAIDAH | 2 | 75 | 47.3 |
| RAMPUR-ANOWARA | 2 | 15 | 9.5 |
| SIKALBAHA-ANOWARA | 2 | 12 | 7.6 |
| 合計 | | | 237.1 |

出典：JICA 調査団

表 15-21 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 400kV 送電線

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万 USD] |
|---------------------|-----|-------------|-------------------|
| DHAMRAI-BIRULIA | 2 | 20 | 17.4 |
| DHAMRAI-ROOPPUR | 2 | 110 | 95.7 |
| BIBIYANA-PSPP | 2 | 100 | 87.0 |
| GHORASAL-TONGI | 2 | 28 | 24.4 |
| MYMENSINGH-JAMALPUR | 2 | 62 | 53.9 |
| 合計 | | | 278.4 |

出典：JICA 調査団

表 15-22 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 765kV 送電線

| ルート | 回線数 | 回線長 [km] | 建設コスト [百万 USD] |
|-------------------------|-----|-------------|-------------------|
| PYRA-AMINBAZAR | 2 | 248 | 446.4 |
| MOHESIKHALI-BHULTA | 2 | 335 | 603.0 |
| MIRERSHARAI-MOHESIKHALI | 2 | 170 | 306.0 |
| 合計 | | | 1355.4 |

出典：JICA 調査団

(2) 変電所

2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV/132kV、400kV/230kV、765kV/400kV 変電所を 表 15-23 ～ 表 15-25 に示す。

表 15-23 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 230kV/132kV 変電所

| 230/132kV 変電所の 建設が必要な地域 | 必要な 変圧器台数 | 建設コスト [百万 USD] |
|----------------------------|--------------|-------------------|
| FARIDPUR | 1 | 8.5 |
| DHAMRAI | 2 | 17.0 |
| SYLHET | 1 | 8.5 |
| SYLHET(N) | 1 | 8.5 |
| BHERAMARA | 1 | 8.5 |
| CHOWMUHAN | 1 | 8.5 |
| COMILLA(N) | 3 | 25.5 |
| ISHURDI | 1 | 8.5 |
| KAMRANGIRCHAR | 4 | 34.0 |
| RANGPUR | 1 | 8.5 |
| SIKALBAHA | 2 | 17.0 |
| RAMPUR | 2 | 17.0 |
| BIRULIA | 2 | 17.0 |
| 合計 | | 187.0 |

出典：JICA 調査団

表 15-24 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 400kV/230kV, 132kV 変電所

| 変電所 | 建設コスト [百万 USD] |
|------------------------|----------------|
| DHAMRAI | 80.2 |
| BIRULIA | 80.2 |
| MIRERSHARAI | 80.2 |
| JAMALPUR | 80.2 |
| MYMENSINGH (upgrading) | 26.7 |
| KALIAKOIR (upgrading) | 26.7 |
| TONGI | 80.2 |
| HVDC (upgrading) | 26.7 |
| ANOWARA | 80.2 |
| GREENMODEL (Upgrading) | 26.7 |
| 合計 | 588.1 |

出典：JICA 調査団

表 15-25 2026 年度から 2035 年度に建設が必要な 765kV/400kV 変電所

| 変電所 | 建設コスト [百万 USD] |
|-------------|----------------|
| PYRA | 247.0 |
| BHULTA | 247.0 |
| MOHESIKHALI | 165.0 |
| AMINBAZAR | 165.0 |
| 合計 | 824.0 |

出典：JICA 調査団

(3) キャパシタ

2026 年度から 2035 年度に設置が必要なキャパシタを 表 15-26 に示す。

表 15-26 2026 年度から 2035 年度に設置が必要なキャパシタ

| 変電所 | 容量 [MVar] | 設置コスト [百万 USD] |
|--------------------|-----------|----------------|
| 230kV AMINBAZAR | 400 | 11.6 |
| 400kV JAMALPUR | 400 | 20.4 |
| 400kV JAMALPUR | 400 | 20.4 |
| 400kV BARAPUKURIA | 400 | 20.4 |
| 400kV BARAPUKURIA | 100 | 5.1 |
| 230kV BASUNDHARA2 | 350 | 10.2 |
| 230kV BOGRA(S) | 12.5 | 0.4 |
| 230kV PURBASADIPUR | 50 | 1.5 |
| 230kV BASUNDHARA | 200 | 5.8 |
| 合計 | | 95.7 |

出典：JICA 調査団

15.8 送変電設備増強コストの見積もり結果

前節の増分設備・建設コストを取り纏め、2016～25 年度、2026～35 年度、2036～41 年度に必要な送電網増強費用を表 15-27 に示す。

表 15-27 送変電設備増強コストの見積もり結果

単位：百万 USD

| 2016-25 年度 | 2026-35 年度 | 2036-41 年度 |
|------------|------------|------------|
| 6,737 | 3,566 | 2,139 |

出典：JICA 調査団

15.9 地方電化

15.9.1 政府方針と定義

バングラデシュ政府は VISION STATEMENT として、2021 年までに低価格で安定的な電気をすべての国民へ送る ("Electricity for all") という目標を掲げている¹。

「電気へのアクセス」については、実は国際的な定義は存在しない。IEA では、世帯電化率（一世帯の人数がカウントされる）を元に、一国の全人口に対する「電気へのアクセスがある人口」の割合としており、さらに電気へのアクセスにはオングリッドおよびオフグリッドで販売されたエネルギーに加え、自家発電も含めている（ただし、盗電等の不正アクセスは含まれない）²。

また「バ」国では、電化率の定義は実施機関により異なり、実施機関ごとに異なる 4 つの「電化率」が用いられている（「バ」国の政策文書等では、下記 Power Division (Power Cell) の数字が用いられている）

- Power Division (Power Cell) の電化率定義

Power Division によると、2015 年 12 月時点で「バ」国の電化率は 77% である。政府の政策文書である「第 7 次 5 年計画」では、この Power Division の電化率が用いられている。

電化率は、以下の式で算出される。

$$\begin{aligned}
 \text{Access to Electricity (\%)} &= \frac{\text{On-grid Electrified Population} + \text{Off-grid Electrified Population}}{\text{Total Population}} \\
 &= \frac{\sum(\text{Number of Residential Customer of each Distribution Entity} \times \text{Family member parameter}) + \text{SHS customer}}{\text{Total Population}}
 \end{aligned}$$

この式が意味するところは、電化率を向上させる方法は 2 通りあり、1 つは配電線の延長、接続による電化、もう 1 つは SHS 等のオフグリッド設備設置による電化である。具体的には、以下の表の通りである。

¹ 2015 年 12 月に策定された第 7 次五か年計画では、2020 年までの目標を Electricity coverage to be increased to 96 percent with uninterrupted supply to industries としている。

² https://www.ica.org/media/weowebiste/energydevelopment/Poverty_Methodology.pdf

表 15-28 Power Division の電化率 内訳

| | BPDB | REB | DPDC | DESCO | WZPDCL | SHS |
|---|---------------|------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| No. of Domestic (Residential) customer | 2,721,205 | 12,223,002 | 910,336 | 641,978 | 728,453 | 4,000,000 |
| Family member parameter | 5.5 | 6.5 | 4.5 | 4.5 | 5.5 | 4.0 |
| No. of people with electricity access | 14,966,628 | 79,449,513 | 4,096,512 | 2,888,901 | 4,006,492 | 16,000,000 |
| Total No. of population with electricity access | 121,408,045 | | | | | |
| Total population of Bangladesh | 157.8 million | | | | | |
| Access to Electricity | 77% | | | | | |

出典： Power Cell, Power Division

● BPDB の電化率定義

BPDB が用いる電化率は、全人口に対する電気へのアクセス人数であり、以下の式で算出される。

$$\text{Access to Electricity (\%)} = \frac{\text{Number of Electrified Customer} \times 7^{*1} + \text{Number of SHS} \times 4^{*2}}{\text{Total Population}}$$

出典： BPDB System Planning Division

- *1 配電線で接続される世帯人数は7人とする。
世帯人数とは、夫・妻・2人の子供・祖父・祖母・+1名。病院のような大きい需要家もいるため、+1としている。
- *2 SHS 一つ設置あたりの電化人数は2014年からは4人、2013年までは5人とする。これはSHSを使用して電化される世帯人数は、配電線接続で電化される世帯人数に比べて小さいと想定しているからである。

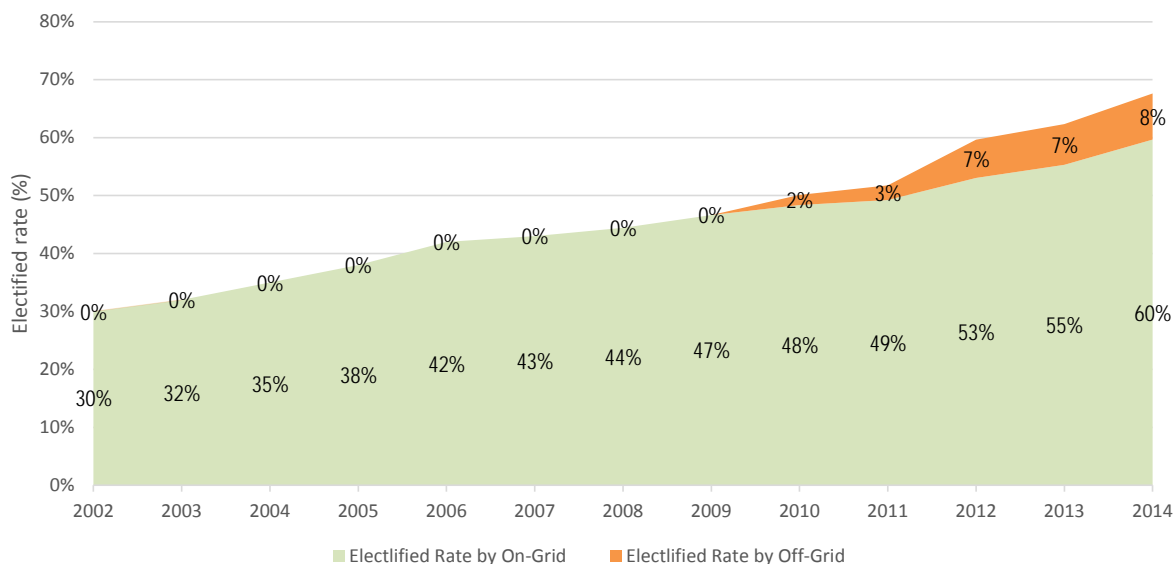
Power Division の定義と同様に、この式が意味するところは、電化率を向上させる方法は2通りあり、1つは配電線の延長、接続による電化、もう1つはSHS等のオフグリッド設備設置による電化である。

表 15-29、図 15-19 はBPDB から入手した電化率である。図 15-19 によると、60%が配電線延長により電化されており、8%がSHSにて電化されている。BPDB の定義に従うと、2014年時点で合計68%が電化されている。

表 15-29 電力セクターの各年次状況 (2005-2014)

| Item (FY) | 2004-05 | 2005-06 | 2006-07 | 2007-08 | 2008-09 | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Installed Capacity (MW) | 4995 | 5245 | 5202 | 5305 | 5719 | 5823 | 7264 | 8716 | 9151 | 10416 |
| Generation Capacity (derated), (MW) | 4364 | 4614 | 4623 | 4776 | 5166 | 5271 | 6639 | 8100 | 8537 | 9821 |
| Maximum Generation (MW) | 3721 | 3782 | 3718 | 4130 | 4162 | 4606 | 4890 | 6066 | 6434 | 7356 |
| Net Energy Generation (MkWh) | | | | | | | | | | |
| (a) Public Sector | 13223 | 14456 | 14539 | 15167 | 15449 | 16072 | 14673 | 15201 | 17994 | 19644 |
| (b) IPP & Mixed | 7939 | 8286 | 8244 | 9138 | 10173 | 11398 | 14811 | 18196 | 18488 | 18386 |
| (c) Power Import | | | | | | | | | | 2265 |
| (d) REB | 246 | 236 | 484 | 641 | 911 | 1777 | 1871 | 1721 | 1747 | 1899 |
| Total Net Energy Generation (MkWh) | 21408 | 22978 | 23267 | 24946 | 26533 | 29247 | 31355 | 35118 | 38229 | 42195 |
| Transmission Line (400, 230 & 132kV)(Ckt. Km.) | 6759 (ckt.km) | 6844 (ckt.km) | 7044 (ckt.km) | 7848 (ckt.km) | 8330 (ckt.km) | 8465 (ckt.km) | 8616 (ckt.km) | 8949 (ckt.km) | 9322 (ckt.km) | 9536 (ckt.km) |
| Distribution Line (K.M) | 244104 | 264891 | 271142 | 256143 | 259963 | 269877 | 274347 | 281123 | 288787 | 302760 |
| Total Consumer Number (lacs) | 88.47 | 97.33 | 104.2 | 107.9 | 115.05 | 119.88 | 123.51 | 135.427 | 142.32 | 154.41 |
| Agricultural Consumer (lacs) | 1.78 | 2.16 | 2.26 | 2.34 | 2.82 | 2.7 | 2.76 | 2.95 | 2.97 | 2.98 |
| No. of Village Electrified | 47612 | 49435 | 50360 | 50724 | 52334 | 53837 | 53925 | 54216 | 54638 | 56312 |
| Population in Million | 137 | 138.8 | 140.6 | 142.4 | 144.2 | 146 | 148 | 151.6 | 153.6 | 155.8 |
| Access to Electricity (%) (Grid) | 38 | 42 | 43 | 44.43 | 46.63 | 48.36 | 49.23 | 53.04 | 55.31 | 59.66 |
| Access to Electricity (%) (Renewable) | | | | | | | | 7 | 7 | 8 |
| Access to Electricity (%) | 38 | 42 | 43 | 44.43 | 46.63 | 48.36 | 49.23 | 60.04 | 62.31 | 67.66 |
| Per Capita Generation (kWh) (Grid) | 158 | 165 | 165 | 175 | 184 | 200 | 212 | 232 | 249 | 271 |
| Per Capita Generation (kWh) (Captive) | | | | 47 | 55 | 64 | 68 | 68 | 72 | 77 |
| Per Capita Generatio (kWh) | 158 | 165 | 165 | 222 | 239 | 264 | 280 | 300 | 321 | 348 |
| Per Capita Consumption (kWh) (Grid) | | 131 | 134 | 143 | 152 | 168 | 180 | 198 | 213 | 233 |
| Distribution Loss (%) | | 18.89 | 15.52 | 14.72 | 14.57 | 13.49 | 12.66 | 12.10 | 11.88 | 11.8 |
| System Loss (Tr. & Dist) (%) | 22.79 | 21.3 | 19.3 | 18.16 | 17.25 | 15.9 | 15.21 | 14.65 | 14.36 | 14.13 |

出典：BPDB



出典：JICA 調査団

図 15-19 電化率(BPDB 定義)の推移

- BREB の電化率定義

BREB が用いる電化率は、電化率は配電線の整備距離で算定しており、以下の式で算出される。

$$\text{電化率} = \text{現状の配電線整備距離} / \text{目標の配電線総互長}$$

2016年2月時点では、現状30万キロ／目標44万キロ＝68%である(30万kmは、中圧33kV、11kV、低圧線の合計である)。なお、BREBはBPDBの計算式(グリッド電力の供給を受けている人口およびSHS設置の人口／総人口)は使っていない。

- バングラデシュ統計局(BBS)の電化率定義

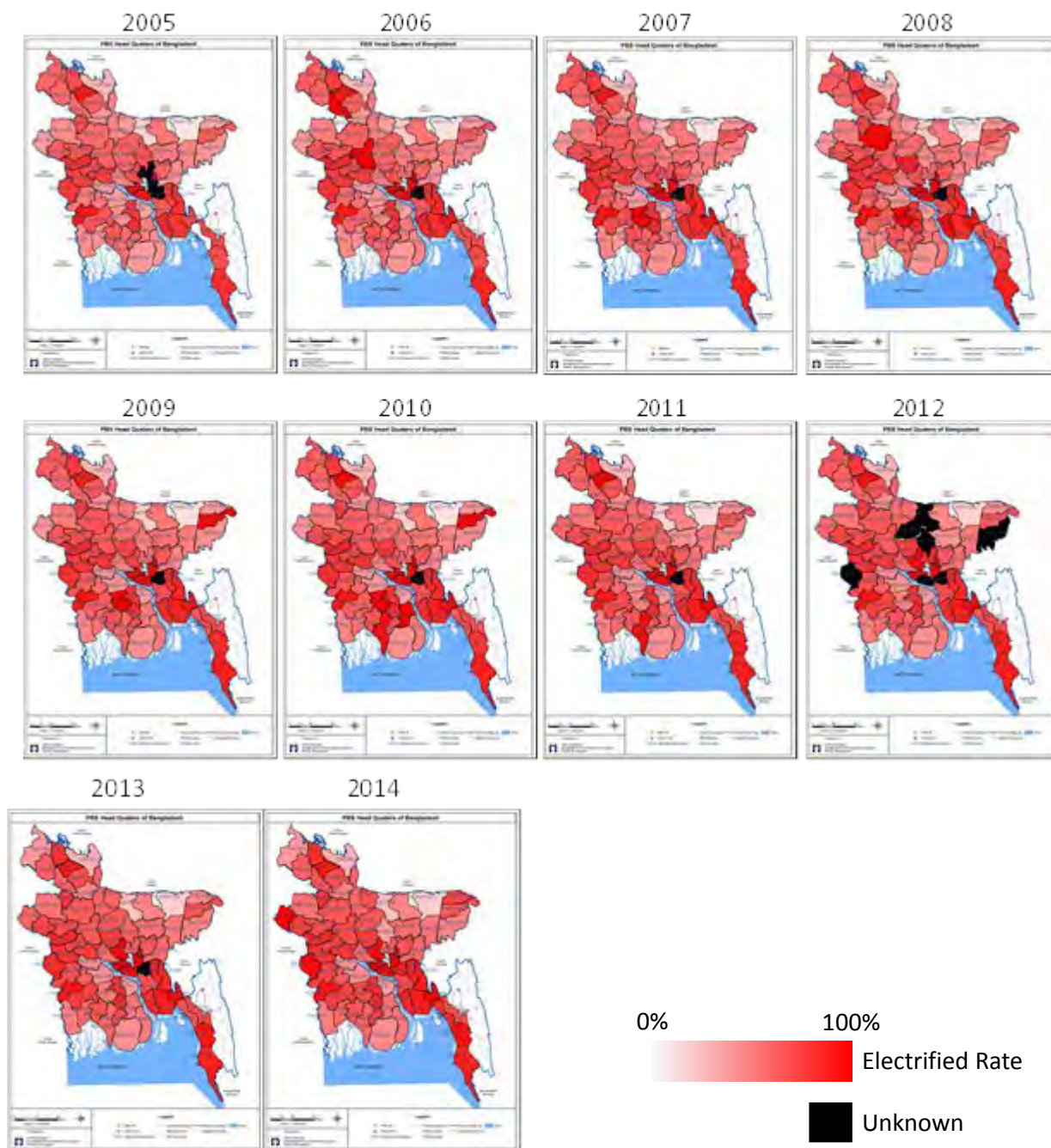
第6章で述べたように、BBSが実施している国勢調査によると、家屋電化率は2011年には86.4%とされている。ただし、BBSで独自に計算しているわけではなく、BPDBやBREBの数字を引用しているだけであり、詳細が不明である。

15.9.2 バングラデシュの配電会社

第2章を参照のこと。

15.9.3 配電線延長による電化(オングリッド)

BREBのこれまでの延伸状況(約30万km)を、図15-20に示す。



出典：BREB

図 15-20 BREB における電化の推移

BREB による配電線延長プロジェクト（約 14 万 km）が全て完了すれば、オングリッドに係る農村電化は 100%になるとのことである。すなわち総延長は約 44 万キロとなる。BREB は、各開発パートナーがプロジェクト支援に興味を示しており、資金については問題ないとしている。

さらに、下表にあるように BREB は 2022 年以降（つまりオングリッドによる農村電化が 100%になる）以降も農村配電網拡充と顧客拡大を継続する計画である。

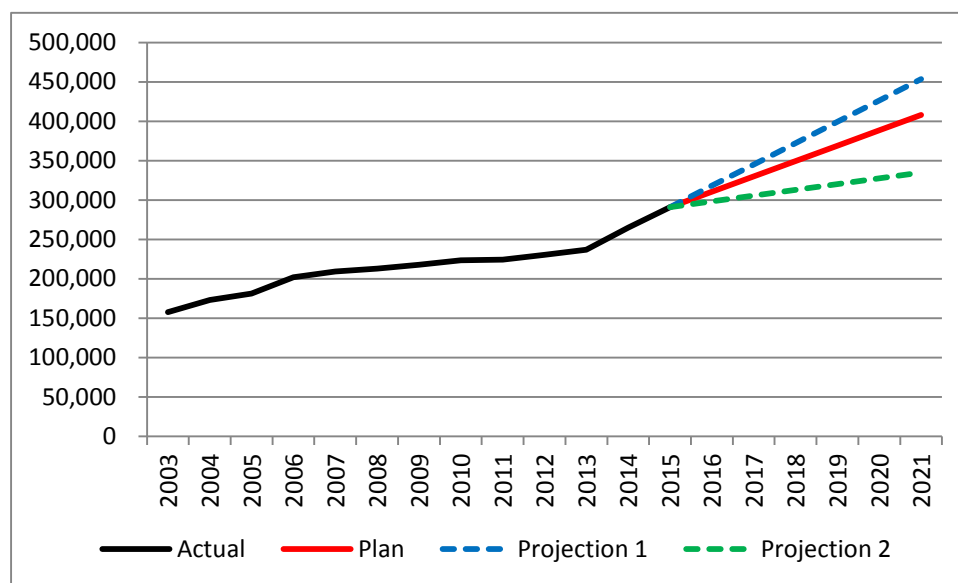
表 15-30 農村電化計画（～2041年）

| SL. No. | Description | December, 2021 | December, 2030 | December, 2041 |
|---------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | No. of Consumers (Crore) | 2 | 3 | 3 |
| 2 | Quantity of Distribution Line (km) | 440,000 | 500,000 | 550,000 |
| 3 | 33/11 KV Substations (MVA) | 15,100 | 23,000 | 30,000 |
| 4 | Electricity Peak Demand (MW) | 9 | 15,000 | 20,000 |

出典： BREB

他方、下図は BREB による 2021 年までの配電計画のペースを、2015 年までの実績と計画と比較したものである。黒の実線は実績を、赤の実線は具体的な個別延伸計画（2016 年 2 月時点）の合算を表す。

ここで注目すべきは、直近二年（2014 年～2015 年）の BREB の延伸実績である。2003 年～2013 年に比較し、急激に延伸を実現させたことが分かる。青の点線(グラフ中の Projection 1)は、この直近二年間の事業実績スピードを維持すれば、BREB が表 15-30 にある通り、2021 年までに「電化率 100%」となる 440,000km の敷設が達成可能であることを示している(ただし後述するように、配電線延伸のみの電化には技術的な課題が存在する)。逆に、もし今後延伸工事が 2003 年～2013 年並みの実施スピードに低下すると(緑点線、グラフ中の Projection 2)、2021 年までの電化率 100% 実現は遠く及ばないことが示されている。



出典： JICA 調査団

図 15-21 配電線延長実績と計画 (BREB)

ただし BREB によると、延伸分の 10%にあたる約 1.4 万 km 相当のエリアについては、人口がまばらであったり、河川が多かったりと採算性の悪い地域であり、さらにこれらの地域には送電線が近隣に来ていないため、PGCB が送電線を整備しないと配電線を伸ばすことは難しいと考えられている。このようなエリアについては、BREB による 33kV 配電線延伸（ただし電圧降下が相当程度生じる）、もしくは当面 SHS 等のオフグリッド技術で対応する必要がある。

現時点で、IDCOL は SHS 設置計画について BPDB に報告を行っているが、BREB は IDCOL と緊密に連携しているという認識は持っておらず、BPDB-BREB 間の SHS 設置に関するコミュニケーションが十分でない可能性がある。しかし今後「バ」国政府が真剣に 2021 年までの” Electricity of All” を達成しようとするのであれば、BREB-IDCOL 間での調整が不可欠であり、この二者間で

の調整方法（連絡調整役である BPDB の位置づけの見直しも含め）に、改善の余地があると思われる。

また以下の表は BPDB が取りまとめた電化率推移の想定を示している。表 15-31 によると、電化率は 2021 年に配電線延長により 90% と想定している。

表 15-31 電力部門の各年次比較

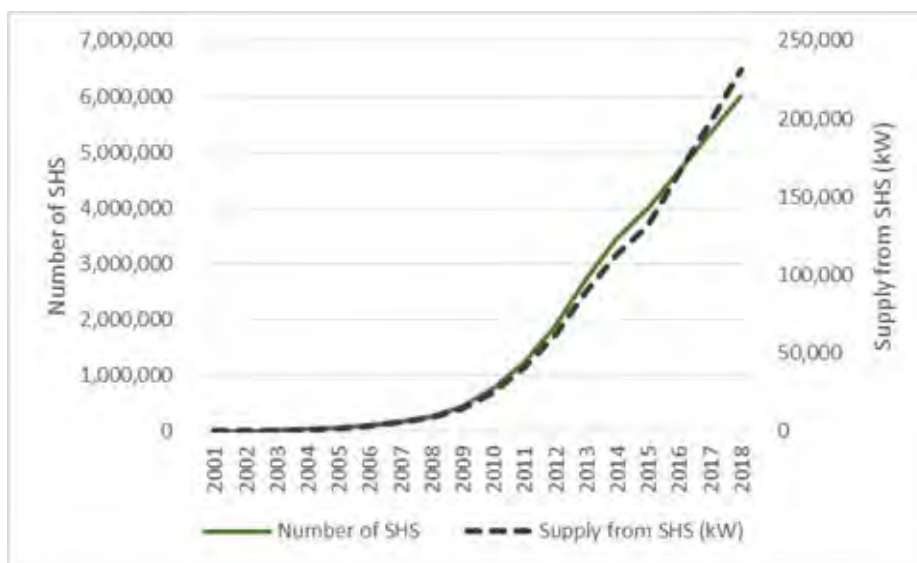
| ITEM (FY) | 2013-14 | 2014-15 | 2015-16 | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 | 2019-20 | 2020-21 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|
| GENERATION CAPACITY (DERATED), MW | 9631 | 12185 | 13640 | 15161 | 17111 | 18571 | 22571 | 24000 |
| NET ENERGY GENERATION (MKWH) * | 48713 | 54047 | 59945 | 66457 | 73658 | 81610 | 90950 | 99838 |
| NET ENERGY GENERATION (MKWH) (REVISED) | 42195 | 46200 | 51200 | 56200 | 62382 | 68620.2 | 75482.22 | 83030.44 |
| TOTAL POPULATION IN MILLION | 155.8 | 157.6 | 159.6 | 161.6 | 163.6 | 165.6 | 167.6 | 169.6 |
| TOTAL DOMESTIC CONSUMER (IN MILLION) | 13.28 | 14.2 | 15.1 | 16.2 | 17.6 | 18.9 | 20.3 | 21.8 |
| ACCESS TO ELECTRICITY (%) (GRID) | 60% | 63% | 66% | 70% | 75% | 80% | 85% | 90% |
| PER CAPITA GENERATION (KWH) (GRID) | 313 | 343 | 376 | 411 | 450 | 493 | 543 | 589 |
| PER CAPITA GENERATION (KWH) (GRID) (REVISED) | 271 | 293 | 321 | 348 | 381 | 414 | 450 | 490 |
| PER CAPITA CONSUMPTION (KWH) (GRID) | 269 | 295 | 324 | 356 | 391 | 429 | 473 | 514 |
| PER CAPITA CONSUMPTION (KWH) (GRID) (REVISED) | 233 | 254 | 279 | 304 | 336 | 367 | 401 | 441 |

* as per PSMP 2010
出典：BPDB

15.9.4 オフグリッド発電による地方電化

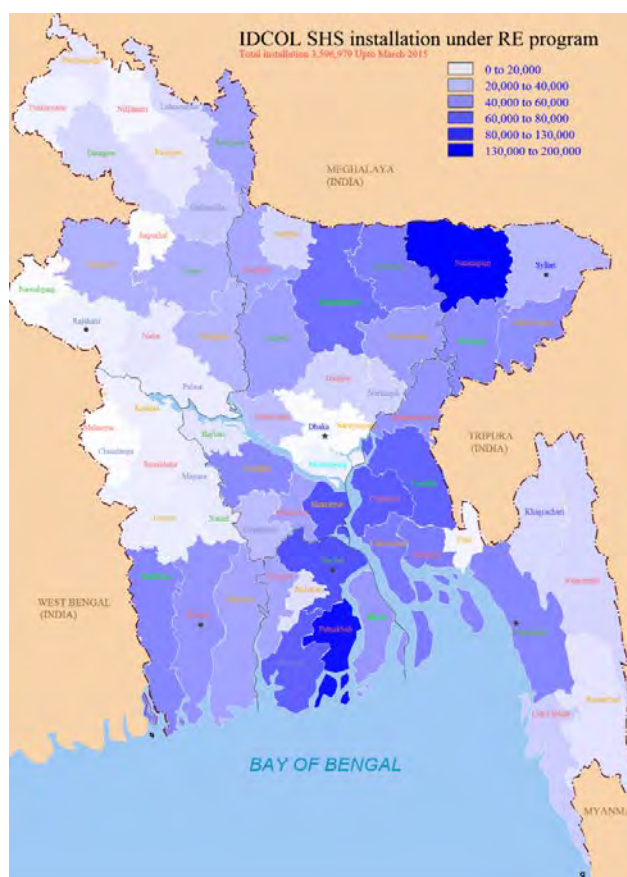
前述のとおり、BREB による延伸で全国くまなく網羅するのは短期的には限界がある（中長期的には、PGCB による送電線延伸含め、系統による延伸が可能になると考えられる）。政策目標であるユニバーサルアクセス達成のためには、オングリッドによる延伸を補う形でオフグリッド電化を活用する必要がある。

SHS 設置は主に IDCOL によって推進されており、世界を類に見ないペースで推進されてきた（図 15-23）。IDCOL は 2017 年に 600 万台の SHS 設置をターゲットとしている。IDCOL は、ソーラーマイクログリッドは Power Division に設置計画を提出して設置箇所について承認を得ている。一方 SHS については、設置計画は Grameen Shakti など設置業者（Partner Organization: PO、詳細は第 13 章を参照）に任せており、将来の無電化地域に計画的に設置されているとは言い難い。また前述のとおり、BREB との調整ができていないとは言い難い状況である。2021 年の全電化に向けて、BREB との調整含め、SHS の効率的な導入が必要であると考えられる。



出典： JICA 調査団

図 15-22 IDCOL による SHS 設置台数

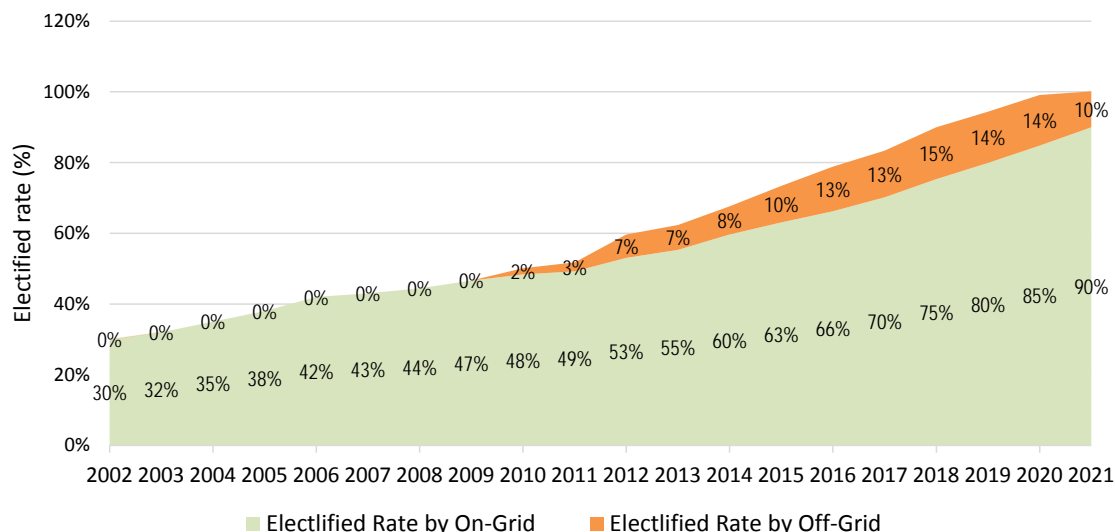


出典： IDCOL homepage

図 15-23 IDCOL の SHS 設置状況

15.9.5 電化率100%達成へのアプローチ

BPDBによると、BREBの配電線延長計画（オングリッド）とIDCOLのSHS設置（オフグリッド）による電化を考慮すると、2021年に電化率は100%となると想定される。図15-24に電化率の伸びの想定を示した。



出典： JICA 調査団

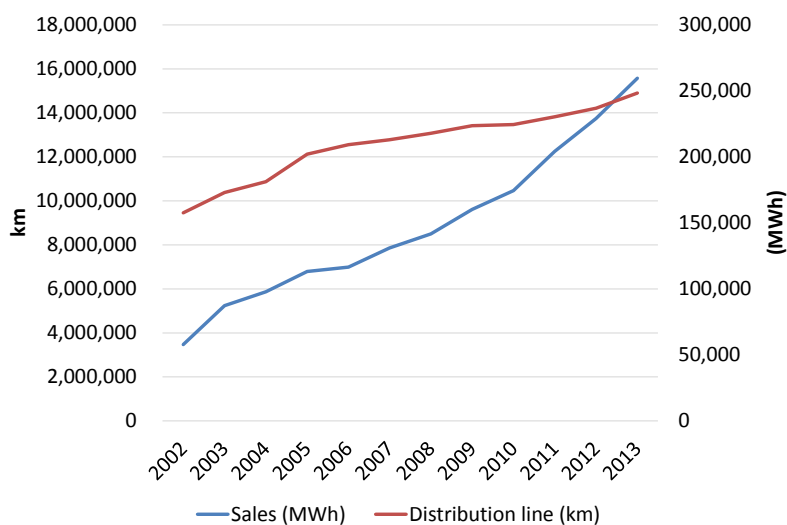
図 15-24 電化率の推移想定(配電線延伸+ SHS 設置)

ただし前述のように、2021年までの電化率100%達成には課題が2点ある。まず敷設スピードを、過去（2003年～2015年の平均）の実績に鑑み倍近いスピードで実行する必要があること。これをBREBとしてどう担保するか、検討が必要である。つぎにBREBによると、電化予定地域のうち、10%にあたるエリアは、人口がまばらであったり、河川が多かったりと採算性の悪い地域である。これらの地域には送電線が近隣に来ていないため、PGCBが送電線を整備しないと配電線を伸ばすことは難しいとのことである。このことから、電化100%の初期断面では一部オフグリッドによる電化となることが想定される。

15.9.6 無電化エリアの需要想定

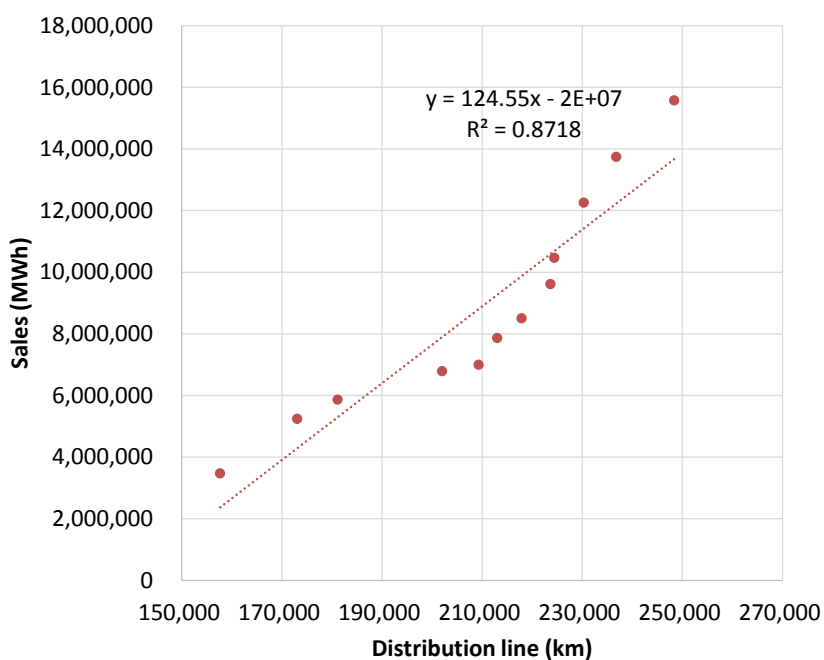
図15-25はBREBの過去10年の配電線延長と販売電力の推移である。

図15-26によると、配電線延長と販売電力の伸びには相関関係があることがわかる。



出典： JICA 調査団

図 15-25 配電線延長と販売電力



出典： JICA 調査団

図 15-26 配電線と販売電力の関係

この回帰曲線から、1km 延伸すると年間 124.55MWh の販売電力量が伸びることが得られる。したがって、今後の電化 100%が達成された時（140,000km 延伸された時）の需要の伸びは以下の式で算出される。

$$140,000 \text{ (km)} \times 124.55 \text{ (MWh/km)} = 17,437 \text{ (GWh)}$$

負荷率³が 80%の場合、需要（最大電力需要）は、以下の式で想定される。

$$17,437 \text{ (GWh)} / 8760 \text{ (h)} / 80\% \text{ (LF)} = 2,488 \text{ (MW)}$$

また BREB とのヒアリングによると、顧客一人（一口ではない）あたりの年間平均電気使用量は（住宅用、非住宅用を含めた平均）372kWh/人・年、とのことである。BBS 統計によると一世帯あたりの平均人数は 4.6 人なので、372kWh*4.6 人/年=1,711kWh/口・年。また BREB は、顧客数を現状の 1,420 万口から 2,400 万口へ増加すると見込んでいる⁴。この増加により、

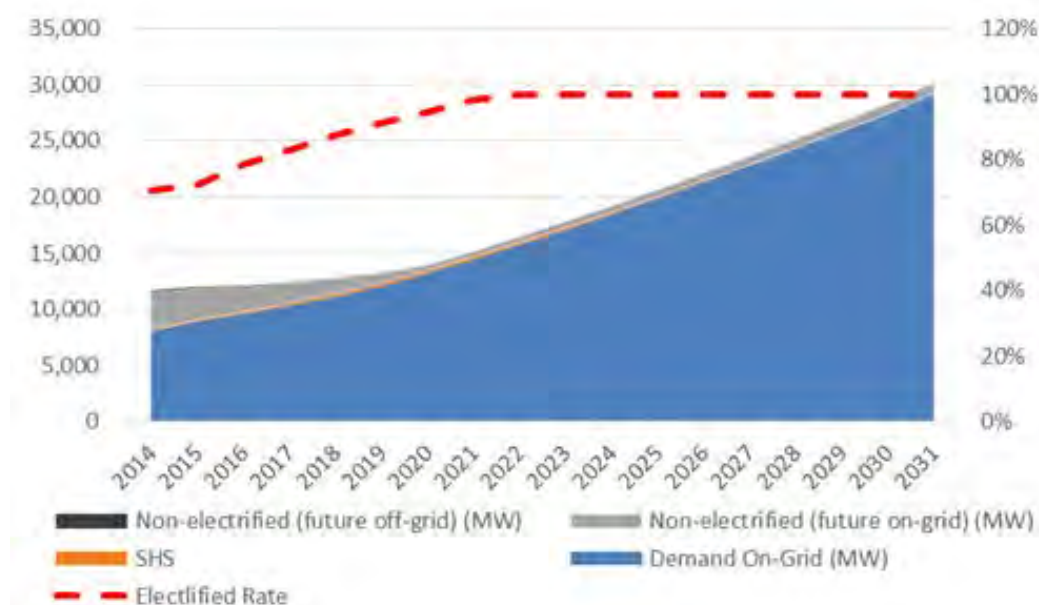
$$1,711\text{kWh} / \text{口} \cdot \text{年} \times (2400 \text{ 万口} - 1420 \text{ 万口}) = 16,770 \text{ (GWh)}$$

上記と同様に負荷率負荷率が 80%の場合、需要は以下の式で想定される。

$$16,770 \text{ (GWh)} / 8760 \text{ (h)} / 80\% \text{ (LF)} = 2,417 \text{ (MW)}$$

上記二式から導かれた数値が近似することから、「系統接続による電化率 100%」が達成された場合、2015 年比で約 2400~2500MW の需要増が生じえることが分かる。

図 15-27 に無電化エリア需要の電化推移、およびオングリッドとオフグリッドによる割合を示した。



出典： JICA 調査団

図 15-27 無電化エリア需要の電化推移

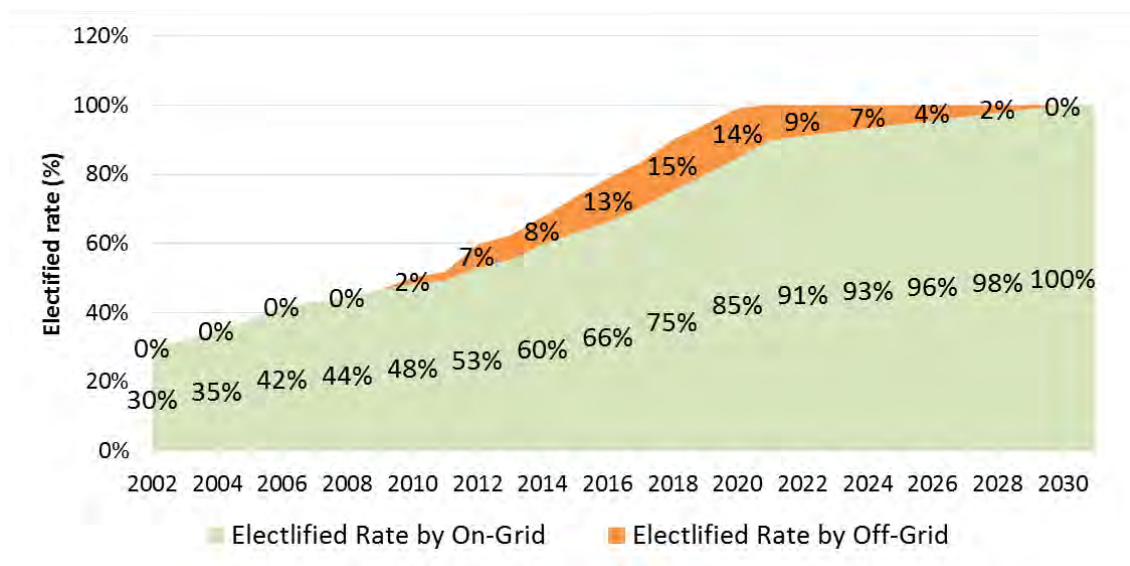
15.9.7 将来的な配電線延長

前項で示した課題をクリアできれば 2021 年に電化率が 100%となる。SHS が先に入っている地域に配電線が延伸した場合、顧客にとってはコスト面・使用量制約の観点から系統からの電力供給の方にメリットがあるため、SHS で電化された世帯も将来的には配電線延長により配電線に接続されると推定される。図 15-24 に示した 2021 年までの電化率の成長率をさらに伸ばすと図

³ 負荷率 = [ある期間の平均電力 / 同期間における最大電力] × 100%

⁴詳しくは Appendix の面談録を参照のこと。

15-28 に示す通り、2031 年頃にはほぼすべての世帯が配電線に接続されると想定される。



出典： JICA 調査団

図 15-28 配電線接続による電化の想定

15.9.8 将来のSHS廃棄物による健康・環境への影響

他方、配電線接続による電化（グリッド電化）が達成されて以降は、SHS が不要になるため大量の（この時点で 700 万台分の）SHS 廃棄物が出るのが予想される。廃棄物の多くは鉄やガラスなど、技術的にリサイクル可能な素材だが、「バ」国で普及している SHS の蓄電池は比較的安価な鉛酸バッテリーで、電極に鉛およびその化合物が、電解質に希硫酸が使われている。

鉛は内臓や神経系への影響があり、希硫酸は吸引すると呼吸器系の障害を、皮膚等への接触時は薬傷を引起す可能性があることが知られている。またこれらの物質により土壌や地下水が汚染されれば、農作物等とこれを摂取する生態系が、人間を含めて影響を受ける。鉛バッテリーの使用時に環境中へ放出されることはないが、不適切な処理が行われた場合に上記の薬傷や環境汚染を引起すおそれがある。また発電パネルには人体に有害なカドミウムが使われることが多いため、不法投棄されれば環境に放出される。

中国およびインドでは、急激な太陽光発電システムと鉛酸バッテリーの普及が進む一方、これら有害物質の採掘、製造およびリサイクル過程で、大量の管理されていない排出・廃棄があると推計されている⁵。この事例は、必ずしも不法投棄や不適切なリサイクルのみに由来するものではないが、環境への管理されない放出とその影響という点で、「バ」国への示唆は大きい。

既に IDCOL は、将来の SHS 廃棄物がもたらす健康・環境へのリスクを認識しており、いくつかの施策を実施している⁶：

- PO によるバッテリーの回収事業
- 回収したバッテリーを PO が適切なりサイクリングセンターに持ち込むためのインセンティブ付
- すべての国内バッテリー製造業者による（SHS のバッテリーはほぼ国産である）、

⁵ Gottesfeld, Perry and Christopher R. Cherry (2011): Lead emissions from solar photovoltaic energy systems in China and India, Energy Policy, 39(9), pp. 4939-4946

⁶

ISO14001:2004 および OHSAS 18001:2007 の取得

- SHS ユーザー（大半は住宅）がバッテリーリサイクルを行うためのインセンティブ付け

15.9.9 今後の課題

- 「バ」国内で「電化率」が複数存在するが、ひとつに絞るべきではないか。また BPDD 定義にある 1 世帯 7 人は実際の人数と相違がある可能性がある。統計局によると 1 世帯あたりの人数は 4.6 人である。
- 配電線延長計画実現のためには、今後 5 年の工事ペースは、2014 年～2015 年の工事ペースを維持するか、または 2003 年～2015 年の平均の倍のペースで工事を行う必要がある。
- BREB と IDCOL で、今後の電化計画時における調整（事前のコミュニケーション）が必要と考える。Power Division 等が調整役を果たせばよいと考える。
- SHS からの廃棄物回収は、2020 年前半以降「激増」する可能性があるが、現行の施策はスケールアップなのかを確認し、また現行施策の効果を検証する必要がある。

第 16 章 電力品質

16.1 需給運用業務の概要

需給運用とは、需要と供給のバランスを、電力系統の安定運用（供給信頼度・電力品質の維持一周波数・電圧など）を前提として、最経済な電力供給となるよう調整することである。

需給運用の適切な遂行のためには、10年～20年というレンジでの需要予測と、それに基づく電源開発計画、それらを供給するための送変電設備計画などから始まり、その後、実受給当日に近づくと従って、年間計画・月間計画・週間計画など、より細かな粒度で、想定需要や、設備故障停止・設備補修停止その他の計画の事情変更を織り込みつつ、需給運用の精度を高めていくシームレスな業務である。

以下に、日本における需給計画策定業務の概要を述べる。

16.1.1 需給計画

(1) 年間計画

年間を通した想定需要に対して、水力、火力、原子力などの各種供給力を組合せ、最適な供給計画を作成するものであり、電源開発計画、火力・原子力の定期補修計画、石油・ガスなどの燃料計画、貯水池運用計画などを織り込んで供給力の最適な経済運用を算定する。

(2) 月間計画

燃料計画・発電機の作業計画（火力・原子力の定期補修計画も含む）などが高精度にほぼ固まる段階で、上記計画を見直すものである。

(3) 週間計画

需要予測の精度が高まり、また発電機の最終的な作業計画などがこの段階で得られ、これに伴って、火力発電機の週間起動停止計画、水力発電機（貯水池式・調整池式・揚水式）の発電計画を作成する。

(4) 翌日計画

需要予測の精度が最も高まるので、これに対応して、火力発電機の起動停止スケジュール、水力発電計画、経済負荷配分などの精度を高め、最終的な需給バランスを策定する。

16.1.2 当日需給運用

(1) 経済負荷配分制御 (EDC)

これまでの実績に基づいて、計画を修正しながら、経済性を重視して各発電機の出力を十数分単位で配分する。

電源構成が大規模かつ複雑で、需要変動も大きな電力系統においては、経済負荷配分制御は、計算機による自動計算とオンライン指令に大部分を依存せざるをえず、天候や気温など変化や発電機の故障などの不測の状況変化に対応するため、中央給電指令所の当直員による電話指令・マニュアルオンライン指令にて補完する。

(2) 負荷周波数制御 (LFC)

さらに数分～数十分単位で発電機の出力を調整することによって周波数を一定に維持する。

負荷周波数制御の変動領域になると、先進国並みの周波数品質(0.2-0.3Hz 以下)を維持するためには、もはや自動制御に頼るしかなく、中央給電指令所の給電システムからのオンライン集中制御とするのが一般的である。

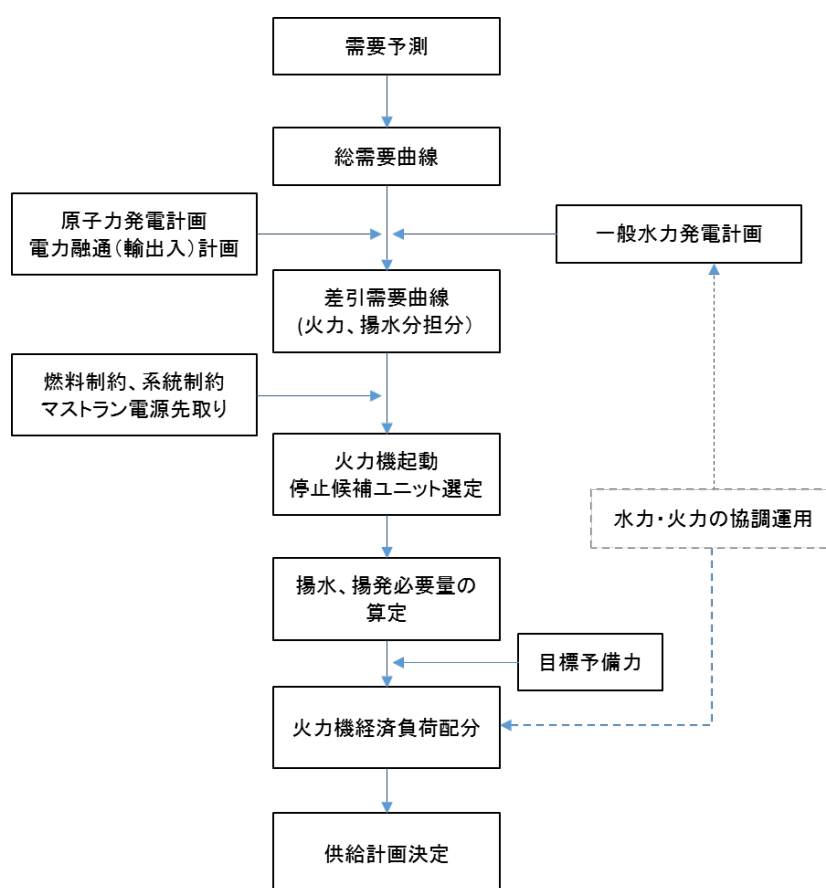
(3) ガバナフリー運転 (FGMO)

さらに細かい数十秒～数分単位の負荷変動は、発電機のガバナフリー運転によって吸収する。

ガバナフリー運転は、発電機個別の分散制御であり、これも先進国並みの周波数品質を維持するためには必須の対応である。

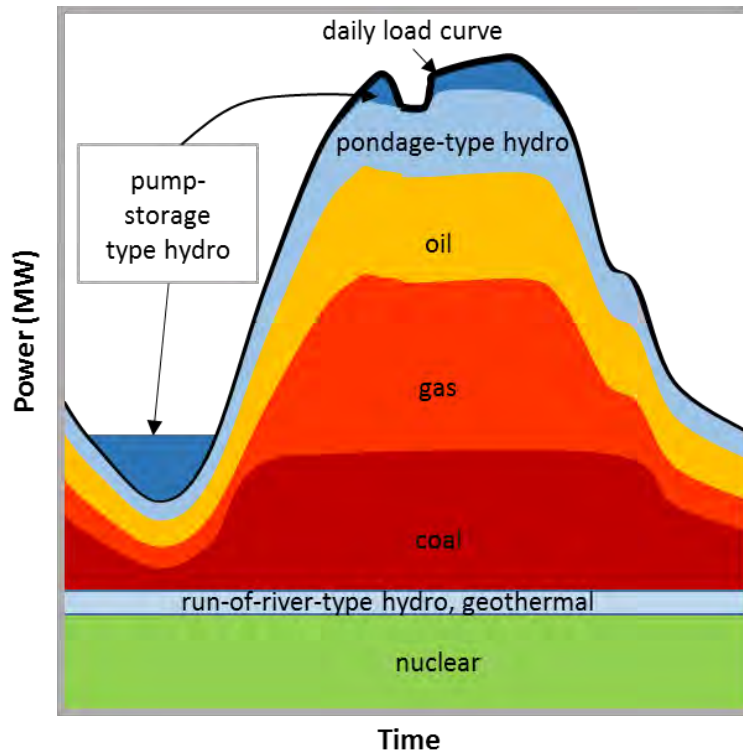
(4) 負荷の自己制御性

数十秒以下の微細な変動については、LFC などの各種制御装置の制御遅れや不感帯の設定により人為的な自動制御は不可能であるが、負荷が内在的に持つ周波数特性や、発電機の慣性エネルギーの放出・吸収によって自然に吸収されている。



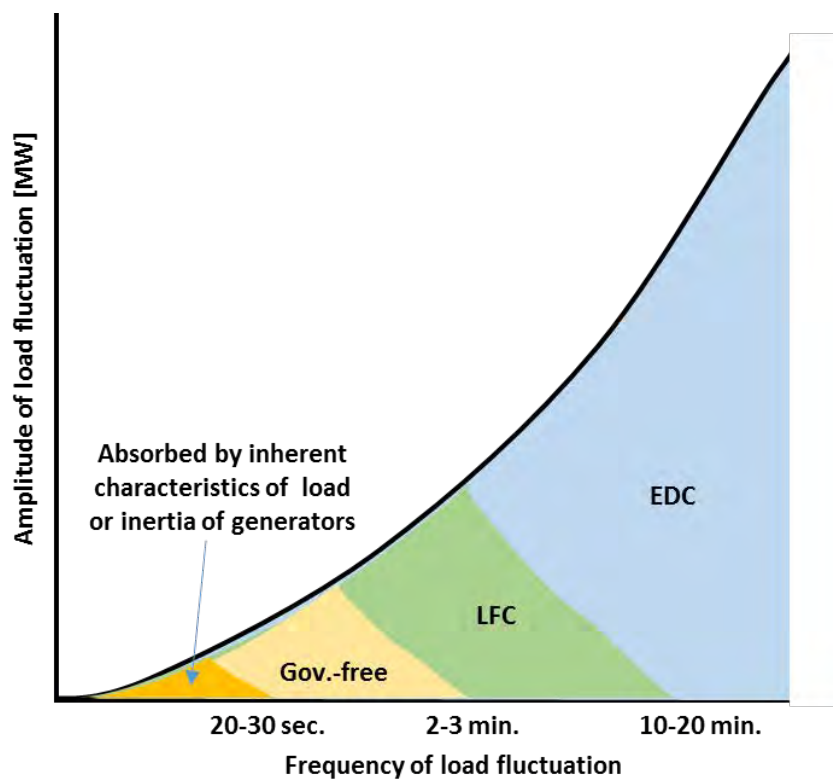
出典：JICA 調査団

図 16-1 翌日需給計画の策定フロー



出典：JICA 調査団

図 16-2 日本における日負荷曲線と供給力配分計画の例



出典：JICA 調査団

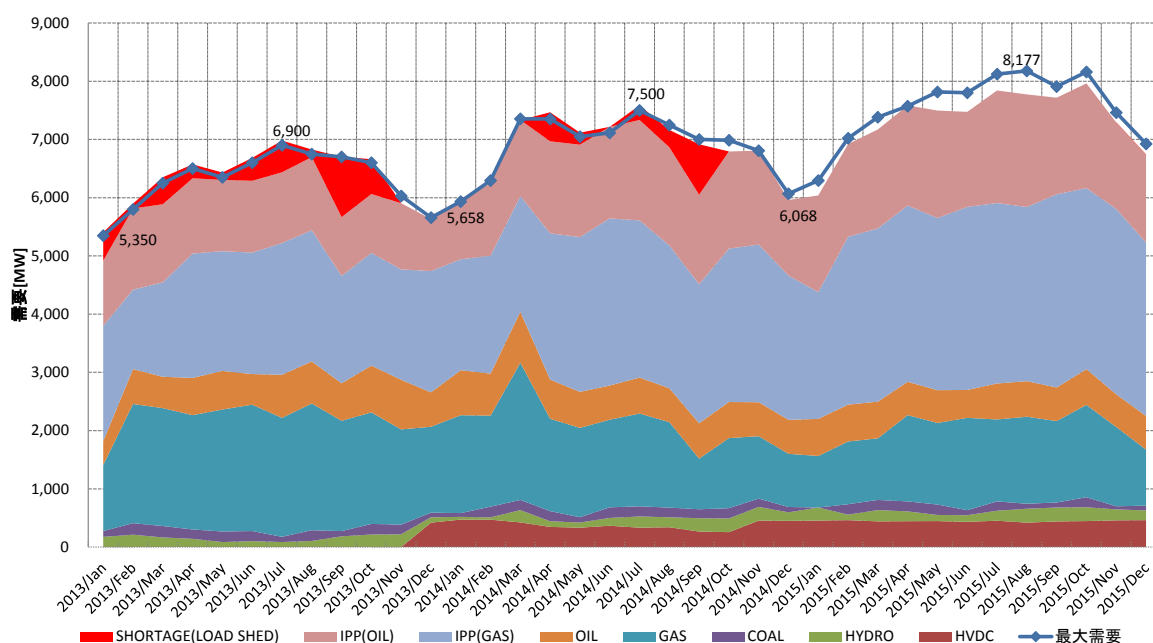
図 16-3 変動負荷の制御分担

16.2 「バ」国の需給運用業務・周波数調整業務の実態と改善の必要性

16.2.1 「バ」国の需給運用業務

(1) 長期の需給運用

「バ」国の需要は年々増加しており、それに合わせて供給力も増加し続けている。2013年～2015年の各月の最大需要と供給力内訳を図 16-4 に示す。赤色部分が Load Shedding の実施状況を示している。



出典：NLDC Daily Report を元に作成

図 16-4 バングラデシュの各月最大電力の推移と供給力内訳

図 16-4 に示すとおり、「バ」国における Load Shedding の頻度は、以前は、ほぼ年間を通して実施する状況にあったが、徐々に高需要時期のみの実施に限定してきており、2015年にいたっては、年間数日程度にまで減少している。図のグラフは、各月の最大需要発生日における供給力内訳を示しているため、Load Shedding がそれ以外の日に実施されている場合にはグラフに表れない。

しかし、これは、現地での聞き取り調査の結果、

- 発電機の新規運用開始
- 国際連系線を介したインドから電力輸入の開始
- 電力需要実績の想定からの下振れ

などが幸いした結果であり、一時的な現象であるとの見方が「バ」国の電力事業関係者の一致した見解である。

したがって、Load Shedding は供給力不足時の主要な対策であることに変わりはない。

(2) 短期の需給運用

現地での聞き取り調査から、短期の需給運用計画策定における深刻な課題が垣間見える。短期の需給運用は、本来、NLDC が情報集約して計画策定の主体、計画決定・指令の強い権限を持たせるのが通常であるところ、実質的には BPDB や発電者などが発電機の運転計画を策定し、NLDC には、それらをコーディネーションする十分な権限が与えられていない。

計画種別

- NLDC では、翌日計画・当日計画のみ作成。週間以前の計画は策定していない。

発電計画（補修停止計画）の集約

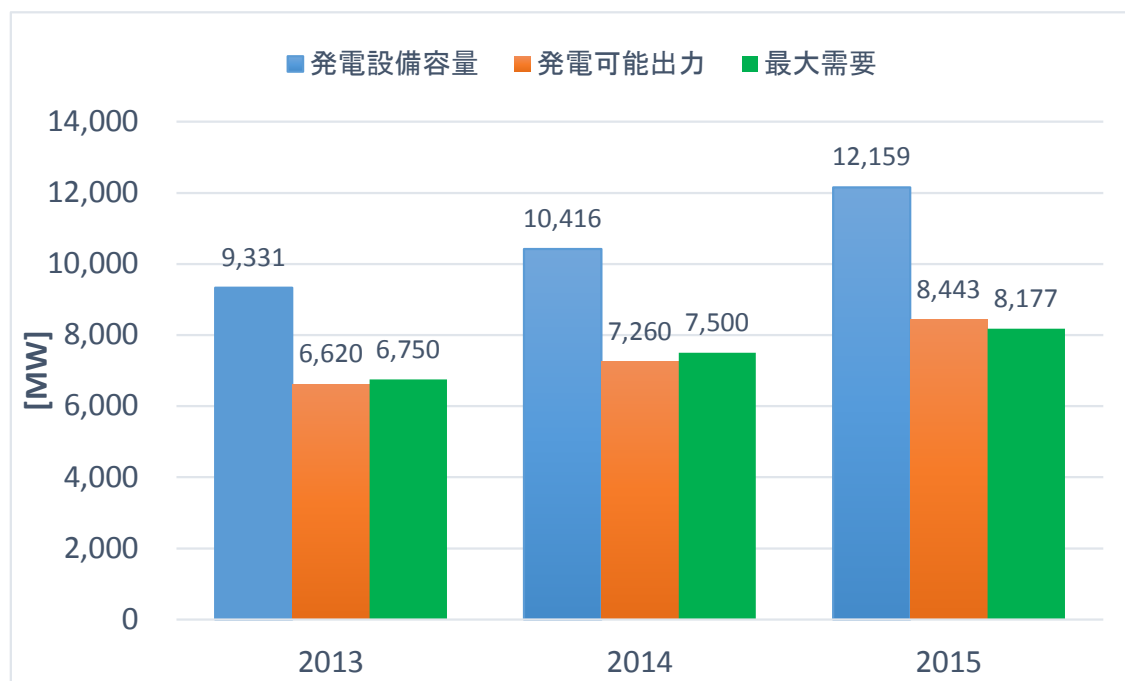
- 供給力については、前日段階で初めて各発電所から NLDC に発電計画(発電可能な電力量)が通知される。
- 電源停止計画の調整(IPP を含む)は BPDB にて実施し、NLDC は BPDB が作成・調整した計画を受領するのみであり、計画策定に関与できない。

発電機起動・停止計画（需給バランス計画）の策定

- 翌日計画では昼間・夜間ピークの2点のみ、当日計画は当日 16 時～翌日 15 時までの 24 点の計画を作成。
- NLDC 主導で需要想定に応じて発電機停止計画の柔軟な調整が出来る状況に無い。

(3) 発電設備の実態

「バ」国 NLDC の Daily Report によると、需要の増加に伴い、「バ」国の発電設備容量も年々増加傾向にある。2013 年～2015 年の最大需要発生日の発電設備の状況を図 16-5 に示す。



出典：NLDC Daily Report を元に作成

図 16-5 2013~2015 年最大需要発生日の発電設備の状況

各年とも最大需要に対する発電設備率は 130%以上確保されていた。しかし、実態としては、発電設備の定期的なメンテナンスの不足による発電機出力・熱効率の低下、設備故障などにより供給力減少が発生しており、発電可能出力は発電設備容量に対して 30%程減少している。これにより、2014 年までは発電可能出力が最大需要を下回る状況であった。供給力不足分については load shedding を実施して対応していた。

2015 年は最大需要に対して、かろうじて発電可能出力が上回る状況であったため、load shedding が実施されなかった。しかし、発電可能出力の減少率の改善は見られなく、いつ load shedding が実施されてもおかしくない状況であることには変わらないため、供給力確保に向けた根本的な対策が必要である。

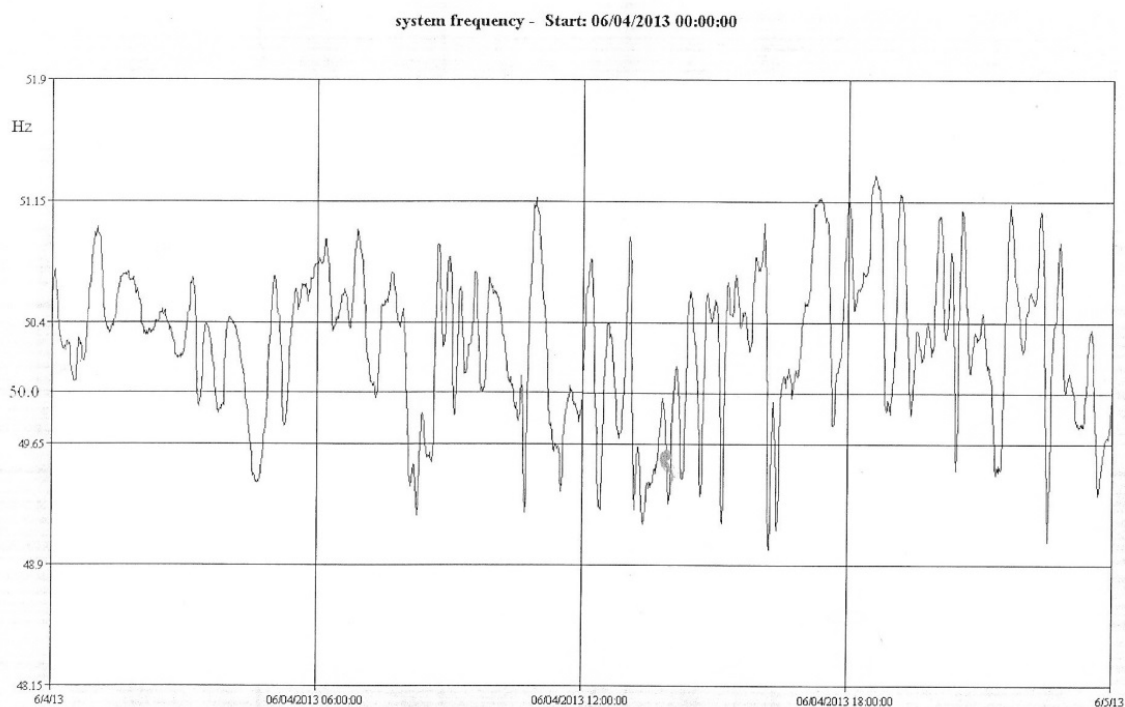
(4) Load-shedding の軽減・解消のためには

中長期的には、適切な需要予測に基づいた着実な電源開発や既設電源の補修が望まれる一方、短期的には、需要予測と実績のかい離、発電機の運転計画（停止計画）と運転実績のかい離、送電ロスの増大、盗電の可能性など、効率的な需給運用を阻害する要因を解消することが重要である。

16.2.2 周波数品質の実態

(1) 周波数調整の実態

現在、発電機の出力調整は電話指令のみ（中給システムからのオンライン指令は未実施）の状態であり、図 16-6 に示すとおり、平常時でも $\pm 1.0\text{Hz}$ を超過する運用が常態化している（Grid Code では、平常時において $50\text{Hz} \pm 1.0\text{Hz}$ とすることが定められている。）



出典：NLDC より入手

図 16-6 バングラデシュ国における周波数調整の実態

PGCB との意見交換において、以下のような現状分析に関する見解をいただいた。

- 2024 年に原子力発電を連系する計画があるが、現在の周波数品質では、発電機の安定運転にはとても耐えられる状況ではない。周波数品質の向上は喫緊の課題である。
- 1996 年の発電・送電・配電の分離以前は、カプタイ湖水力を周波数調整に使用するなど、約 50%の発電機が周波数調整に参加していたため、現在と比べて周波数が安定していた。しかし、離後約 20 年が経過した現在、周波数調整に参加する発電機が減少したことから、周波数変動が±1.0Hz 以上になるなど、分離以前と比べて周波数品質が悪化している。
- 周波数品質悪化の主な原因は次の 2 点と考えられる。
 - ① 供給力不足のため周波数調整よりも電力供給を優先せざるを得ないこと、即ち周波数調整用に出力の一部を供出せず、可能最大出力で一定運転していること。
 - ② 周波数調整のためのルール・NLDC の指令権限を明確に定めずまま発送分離したこと。

また、BPDB、および、Siddhirganj 発電所での意見交換においても、以下のような貴重な課題提起がなされた。

- NLDC から発電機を自動制御(AGC)を出来る状態には無く、メーカーによる改修・試験の実施が必要。
- 周波数調整に参加する発電機が少数の場合、発電機の出力変動が大きくなり、与えるダメージが大きくなることから、ある程度の台数がまとまって参加する必要
- 周波数調整に参加することで生じた逸失利益(可能最大出力で発電できなかった分の売電機会損失)の補償が受けられる仕組みが必要。
- 現状では NLDC から出力の上げ・下げ指令に従うのみで、電力系統全体の需給バランスが見えないため、発電所に対しても全系の需給状況が見える化するなど、公平・透明な運営が必要。

(2) 周波数品質向上の必要性について

周波数調整のためには、系統運用者に対して、発電機出力の一部を調整力として供出する必要があるため、供出した発電事業者にとっては、発電の機会損失や発電効率の低下など、一定の負担を伴う。その損失補てんの原資は、電気料金や税負担など、最終的には国民的な負担となるため、その時代時代の技術力や、周波数品質の向上による経済効果と国民負担のトレードオフとなる。

実際には定量的な評価は非常に難しく、表 16-1 のとおり、日本や欧米諸国の周波数偏差目標値も様々である。

表 16-1 日本および北米、欧州の周波数偏差目標値

| 地域 | 周波数偏差目標値 | 基準 |
|--------------|---|--------------------|
| Bangladesh | 50±1.0Hz 以内 | 瞬時 |
| 北海道 | 50±0.3Hz 以内 | 瞬時 |
| 東地域（東北・東京電力） | 50±0.2Hz 以内 | 瞬時 |
| 中西地域（中部電力以西） | 60±0.2Hz 以内 | 瞬時 |
| 北米（NERC） | 東部：0.018Hz 以内 西部：0.0228Hz 以内 テキサス(ERCOT)：0.020Hz 以内 ケベック：0.0212Hz 以内 | 年間標準偏差 (一分間平均値) |
| 欧州（UCTE） | 50±0.04Hz 以内 90%以上 50±0.06Hz 以内 99%以上 | 時間滞在率 |

出典：JICA 調査団

需要者側のうち、とくに一般家庭の家電製品や IT 製品は、ほぼインバータ回路を有しており、太陽光・風力などの分散型電源も、多くの場合インバータ接続となってきたため、周波数変動による機器への影響は以前と比べて小さくなっている。よって、周波数変動抑制に関するニーズを一般需要者側から掘り起こすことは、以前よりも困難化している。

その一方で需要者のなかでも産業界においては、表 16-2 のような周波数変動に起因する悪影響があるとされ、引き続き周波数変動抑制に対する潜在的ニーズは高いものと思われる。

また、周波数変動抑制の観点からは、他国と同期連系（交流送電線で連系）して、電力系統を拡大することが非常に有効であるが、1 国の電力品質の低下や停電が、他国に波及するリスクを伴うため、実現は大変な困難を伴う。したがって、近隣諸国並み、先進国並みの周波数変動以内に抑制することは、将来的な交流送電線による国際連系と需給運用の広域的な相互協力のためにも潜在的ニーズは高いものと思われる。

表 16-2 電力周波数変動が産業界に与える悪影響の例

| 業界 | 周波数変動による影響 |
|------------------|----------------------------------|
| 化学繊維製造業 | 巻き取り速度の変化により、糸切れの発生や糸の太さ等の品質に影響。 |
| 製紙業界 | 巻き取り速度の変化により、紙切れの発生や紙の厚さ等の品質に影響。 |
| 石油業界 | 分解・脱硫する圧力制御に影響が生じ、不純物が除去されない。 |
| 鉄鋼業界 アルミニウム業界 | 圧延工程に不具合が生じ、製品の厚さにムラが発生。 |
| 自動車業界 | 車体パネルの通電時間が変化し、溶接強度や外観品質に影響。 |

出典：JICA 調査団

また、火力発電機などの同期発電機は、表 16-3 に示す制約があり、特にタービン動翼の共振や軸振動による繰返し応力の発生と部材疲労の観点から、周波数変動を一定以内（日本は±1%以内）としないと連続運転できない。機器保護の観点からも、周波数変動の抑制ニーズは潜在的に高いと見込まれる。

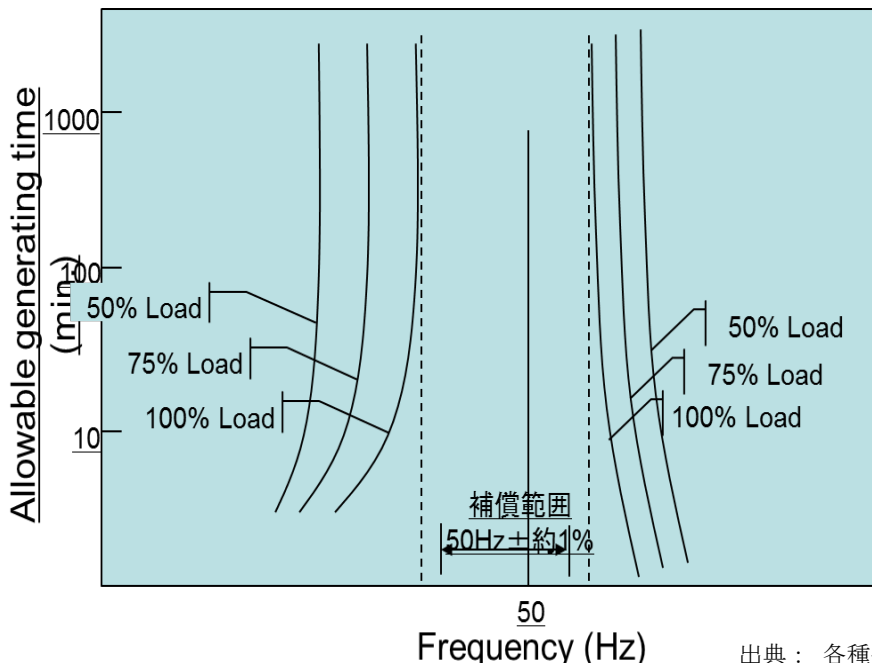
表 16-3 同期発電機の運用上の制約例

| | |
|--------|--------------|
| タービン | 動翼の共振、軸振動 |
| 発電機 | 過励磁、過負荷 |
| ボイラ・補器 | 給水ポンプなどの能力低下 |

出典：JICA 調査団

図 16-7 のグラフは、タービン動翼の共振、軸振動に関わる制約から、周波数（タービンの回転

数に比例) に対する、連続運転可能時間を示す特性曲線のイメージ図である。基準周波数(50Hz)近辺では連続運転可能であるが、許容限界より外側では運転可能時間が急速に短くなる。また、発電機負荷が軽くなるほど、若干ではあるが、連続運転可能な周波数領域が広がる。周波数上昇側では、タービン動翼の共振の問題のほかに、遠心力の問題が付け加わるため、一般に、周波数低下側に比べて周波数上昇側の許容範囲の方が狭い。



出典：各種公開資料等を元に作成
 図 16-7 同期発電機の周波数—連続運転可能時間特性のイメージ

以上を踏まえると、現状の周波数品質は、少なくとも発電機の機器保護の観点から、好ましい状態ではないと判断できる。

特に、2024年頃の運転開始を計画している原子力発電所の安定的な系統連系のためには、早急な周波数変動の抑制が必要である。

IAEAが発行する”Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants”において、原子力発電機が連系する際に求められる電力系統の品質が記載されており、周波数のみの要求品質を抜粋すると、発電機は、

- 49.5Hz～50.5Hz の範囲内において最大出力で連続運転が可能なこと
- 48.0Hz～52.0Hz の範囲内においては、年間数回程度の限られた時間のみ出力を低下して運転可能なこと

とされている。

このことを考慮すると、今後約10年以内には、周波数変動を現状の半分以下に抑えなければならないため、「バ」国にとって周波数品質の向上は喫緊の課題といえる。

16.3 本調査における調査検討項目

前項における現状の課題把握をうけ、本プロジェクトチームは、以下の点について重点をおき調査・検討をおこなうこととした。

(1) 需給運用・周波数品質向上に関する法律・ルール整備、業務プロセス改善の提案

- 日本（必要により欧米諸国）、東京電力の事例を交えながら法律・ルール整備方策の提案を行う。
- 需給運用計画・周波数調整の業務プロセスを確認し、必要な改善提案を行う。

(2) 周波数品質向上に関する計画案の提示

- 負荷や発電力の急変に対する周波数変動特性の推定を行い、出力調整機能を持つ発電機の導入による周波数品質の向上効果の評価を行う。
- 電源計画と整合した調整力(FGMO、LFC)確保の将来計画案、周波数品質向上のロードマップを策定・提案を行う。

(3) NLDC システムの改善方針の提案

- 発電所に対するオンライン出力指令を実現するための現行システムの課題の確認

16.4 法律・ルール整備関係調査

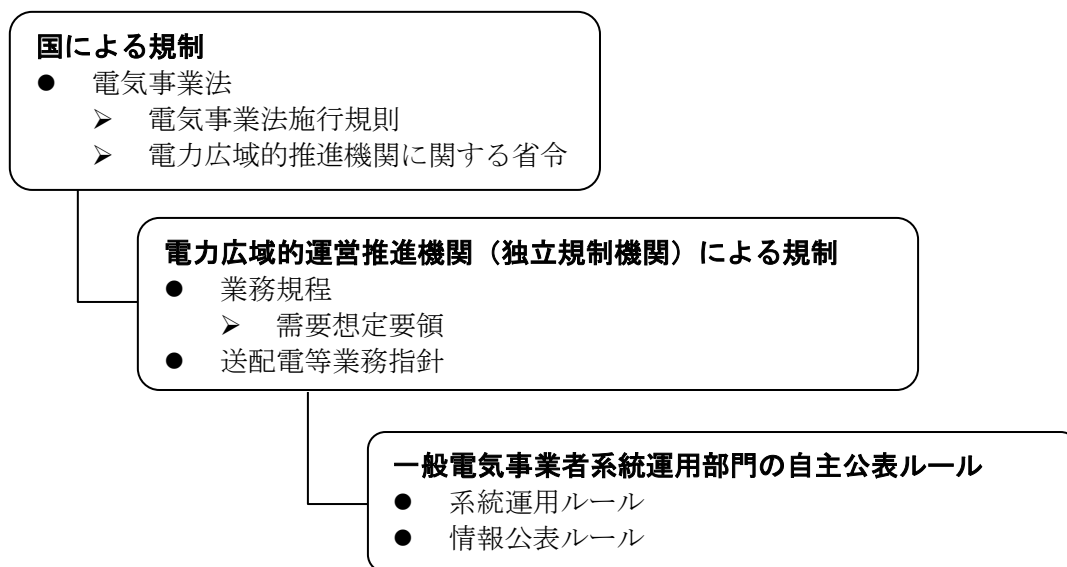
16.4.1 電力の系統運用に係わる法律・ルール体系

(1) 日本の法律・ルール体系

日本の電気事業は、株式会社の形態をとる一般私企業が行っているため、その事業運営にあたって、民法・商法の適用を受けるほか、刑法に規定する電気窃盗罪など、広く一般法で規制されていることは言うまでもない。

さらには、電気事業の公益性から、事業の健全な発展、電気使用者の利益保護、公共安全、環境の保全などの目的で、特別法としての「電気事業法」が制定され、様々な規制が実施されている。

需給運用・周波数調整などの系統運用に関わる規制・ルールは、図 16-8 のとおり、おおむね 3 段階構成となっている。



出典：JICA 調査団

図 16-8 日本の電気事業に係わる法律・ルール体系

電力広域的運営推進機関

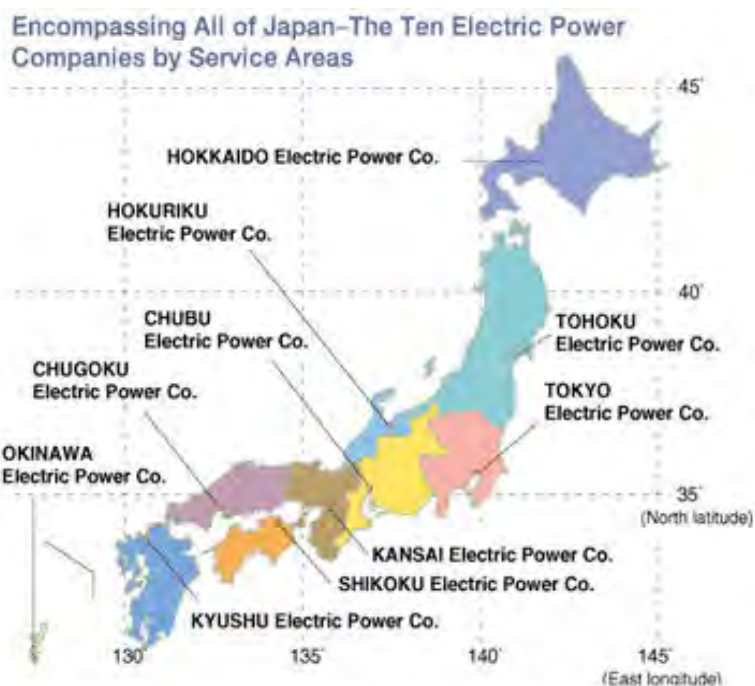
電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という）は、電源の広域的な活用に必要な送配電網の整備を進めるとともに、全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化することを目的に2015年4月に設立された。

すべての電気事業者は同機関の会員となることが義務付けられ、上記のルール（以下「広域機関ルール」という）のもと、会員の系統利用に関わる中立・公平な業務運営にあたっている。主な業務は以下のとおり。

- 需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を超えた全国大での系統運用等を図る
- 平常時において、各区域（エリア）の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う
- 災害等による需給ひっ迫時において、電源の焼き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う
- 中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う 等

一般電気事業者

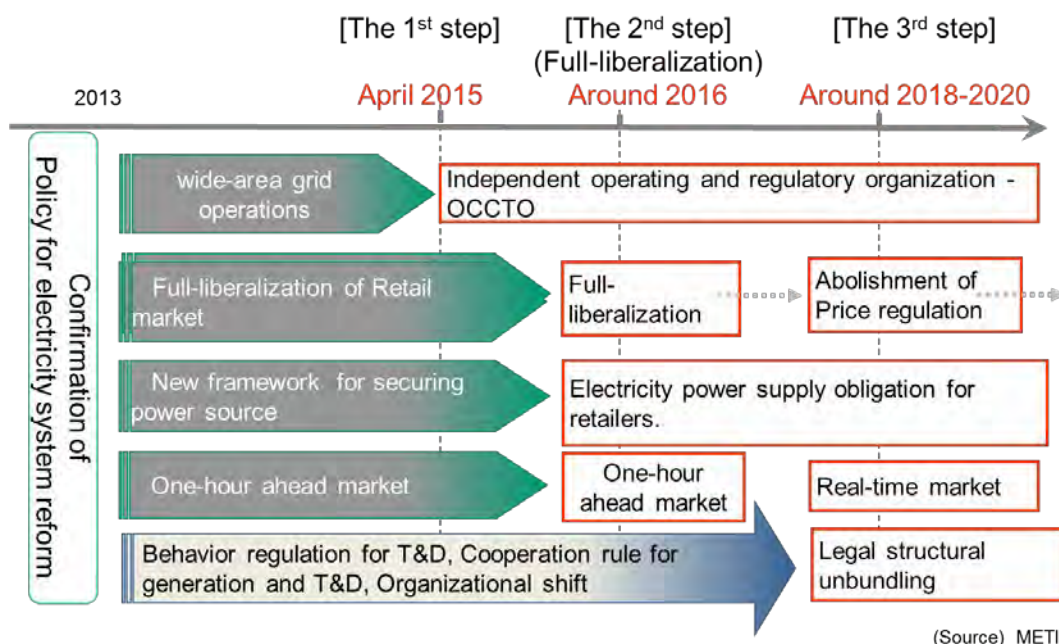
日本において、広く一般の需要に応じて電力を供給する事業者のことであり、図 16-9 に示すように、10の供給区域に1社ずつ、合計10社存在する。



出典：JICA 調査団

図 16-9 日本の一般電気事業者 10 社と各社の供給区域

現行の電気事業法に基づく創立以来、長らく、各供給区域の電力供給を一般電気事業者が独占する垂直統合型の事業体制であったが、2000 年に一部お客様への小売り自由化がスタートした。その後、図 16-10 に示すとおり、2014 年の電気事業法の改正により、2016 年 4 月より、電力の小売りが全面的に自由化される。また、2020 年までに、電源部門・送配電部門・小売部門に 3 分割される。



(Source) METI

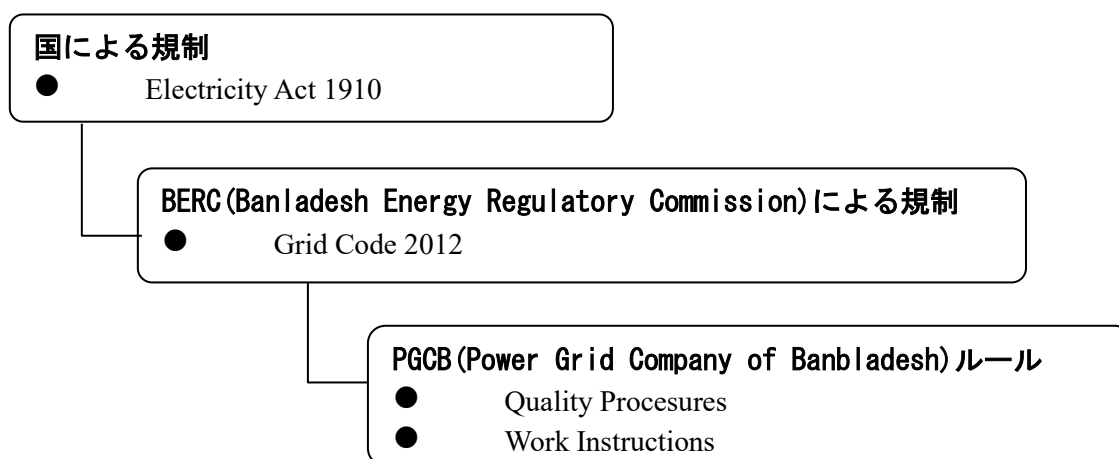
図 16-10 日本の電力自由化と発送電分離に関する今後の流れ

そのうち、各一般電気事業者の送配電部門は、欧州の TSO と同様に、各供給区域のネットワーク設備を所有し、建設・保守・運用業務を独占的に運営する。

そのため、ネットワークの中立・公平な業務運営が求められることから、上記の広域機関が定めるルールに従うとともに、各供給区域の地域事情を考慮したルールの細目を自主公表ルールとして定め・一般公開している。

(2) 「バ」国の法律・ルール体系

需給運用・周波数調整などの系統運用に係わる法律・ルールは、図 16-11 のとおり、日本と同様に 3 段階の構成をなす法律・ルールに見いだされる。



出典：JICA 調査団

図 16-11 「バ」国の電力事業に係わる法律・ルール体系

16.4.2 電気事業法等による国レベルの規制

電力の安定供給・系統運用に関して、国レベルの法律・規制において求められることは、

- ◇ 電力の需要に応じて、一定の質を保った電力供給の継続を保障すること
- ◇ 電力供給が維持されない場合には、必要により罰則による強制力を付与すること

であると考える。

日本の電気事業法等には、電気事業の健全な発展と、電気の利用者の保護を目的として、電気事業者（とくに一般電気事業者）への様々な規制条項が規定されている。その中で、とくに需給・周波数制御に係わる重要条項としては、

- ◇ 供給義務
- ◇ 供給約款の策定・変更および認可受領義務
- ◇ 電圧・周波数維持努力義務
- ◇ 供給計画の策定・変更および届出義務
- ◇ 電気利用者の使用制限
- ◇ その他の罰則

が挙げられる。

表 16-4 は、これらの日本の条項をベースとして、「バ」国の Electricity Act における規定ぶりを簡潔に比較したものである。

さらに、詳細な規定内容の比較と必要な改善項目を提案について表 16-5 にまとめた。

表 16-4 日本の電気事業法および「バ」国の Electricity Act での主要条項の規定状況比較

| Provisions | General Remarks | Electricity Business Act (Japan) | | | Electricity Act 1910 (Bangladesh) | | |
|--|--|----------------------------------|-----------------------|------------------------------|---|-----------|---------------------|
| | | Article | Obliges; | Penalty | Article | Obliges; | Penalty |
| Obligation to supply | Key rules in order to force the utilities to maintain and guarantee the following power quality: ◇ No interruptions. ◇ Proper voltage/frequency value. | 18 | Electricity Utilities | Imprisonment , fine, or both | | | |
| Obligation to prepare “General Supply Provisions” | | 19, 19-2 20, 21 | Electricity Utilities | Imprisonment , fine, or both | 22 | Licensee | |
| Obligation of endeavor to maintain voltage/ frequency value | | 26 | Electricity Utilities | Fine | (Grid Code) | | |
| Obligation to prepare a “Supply Plan” | Key rules in order to force the utilities to promote development of power plants and to procure adequate power sources | 29 | Electricity Utilities | Fine | | | |
| Restrictions on Use of Electricity | Key rules in order to prevent wide area interruption as a last resort | 27 | Consumers | Fine | (Grid Code) | | |
| Other related penal provisions | | 115 Obstructions to Business | Offenders | Imprisonment , fine | 29 [30 [39 Dishonest abstraction, etc. of energy | Offenders | Imprisonment , fine |
| | | 116 Unlicensed Business | Offenders | Imprisonment , fine, or both | 39A Installation of artificial means, etc. | Offenders | Imprisonment , fine |
| | | | | | 32 [40 Maliciously wasting energy or injuring works | Offenders | Imprisonment , fine |
| | | | | | 36 [41 Unauthorized supply of energy by non-licensees | Offenders | Imprisonment , fine |
| | | | | | 38 [43 Illegal transmission or use of energy | Offenders | Imprisonment , fine |

出典：JICA 調査団

表 16-5 日本の電気事業法および「バ」国の Electricity Act の詳細比較と改善提案

| 規程項目 | 総論 | 日本の規定 | 「バ」国の規定 | 考察・提案 | | | | | | |
|-----------------------------|--|--|--|--|------|---------|------|----------|--|--|
| 供給義務 供給約款の策定・変更および認可受領義務 | 冒頭で挙げた「一定の質を保った電力供給」とは、端的に言えば ◇ 停電しないこと ◇ 電圧・周波数が一定であることの2点に尽きる。 「供給義務」と「電圧・周波数維持努力義務」は、これらの2点を法的に保障するための規定である。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 電気事業者は、正当な理由がなければ、電気の供給を拒めない。 ● 電気事業者は、電気料金その他の供給条件を定めた供給約款を定めて経済産業大臣の認可を受け、公表しなければならない。 ● 罰則有り（懲役、罰金、これらの併科） | <p>「バ」国の Electricity Act 1910 の22条には Obligation on licensee to supply energy に関する規定がある。¹</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Where energy is supplied by a licensee, every person within the area of supply shall, in principle, be entitled to a supply on the same terms as those on which any other person in the same area is entitled in similar circumstances to a corresponding supply. ● Provided that no person shall be entitled to continue to receive from a licensee a supply of energy unless he has agreed with the licensee to pay to him such minimum annual sum as will; <ul style="list-style-type: none"> ✓ give him a reasonable return on the capital expenditure ✓ cover other standing charges incurred by him ● 罰則なし | <p>供給義務や電圧・周波数維持努力義務を課すことにより、電気事業者は、適切な需要想定と電源開発、有効電力・無効電力の需給バランス維持のための綿密な計画と運用が要求されることになるため、「一定の質を保った電力供給」を維持するための基本規定と考える。</p> <p>「バ」国の左記の規定は、日本における供給約款に基づく供給義務に相当する規定されているが、罰則もなく、事業者の免責条項の性質が強いものと考えられる。消費者保護の立場にたった供給義務に関する強い規定にはなっていない。</p> <p>今後、「バ」国の法制においても、より消費者保護の立場にたった供給義務に相当する条項を設け、行政措置や罰則によって強制力を持たせることが必要と考えられる。</p> | | | | | | |
| 電圧・周波数維持努力義務 | | <ul style="list-style-type: none"> ● 電圧及び周波数品質に関する以下のような維持努力義務がある。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 電圧： <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nominal Voltage</th> <th>Acceptable Range</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100V</td> <td>101V±6V</td> </tr> <tr> <td>200V</td> <td>202V±20V</td> </tr> </tbody> </table> ◇ 周波数：標準周波数(50Hz, 60Hz)に等しい値 ● 経済産業大臣による改善命令措置。命令違反は罰則有り（罰金）。 ● 電圧及び周波数の測定・記録・保存²義務。罰則有り（罰金）。 | Nominal Voltage | Acceptable Range | 100V | 101V±6V | 200V | 202V±20V | <p>Electricity Act 1910 ではなく Grid Code 以下に該当する詳細規定がある（表 16-13 参照）。</p> <p>罰則はない。</p> | |
| Nominal Voltage | Acceptable Range | | | | | | | | | |
| 100V | 101V±6V | | | | | | | | | |
| 200V | 202V±20V | | | | | | | | | |
| 供給計画の策定・変更および届出義務 | 供給計画の策定・届出義務は、供給義務の規定とともに電気事業者に対して、中長期的な観点から、供給力・予備力の安定確保を促すために重要な規定である。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 電気の供給³並びに電気工作物の設置及び運用⁴についての計画（以下「供給計画」という。）の策定、電力広域的運営推進機関を經由しての経済産業大臣への届出義務。計画変更も同様。届出義務違反は罰則有り（罰金） ● 経済産業大臣は、電気事業者に対し、必要な勧告・命令を発する権限がある。命令違反は罰則有り（罰金） | <p>Electricity Act 1910 には、該当する規定はない。Grid Code 以下にも、日本のような中長期的な供給力確保を国レベルで監視・規制する規定は置かれていない。罰則規定もない。</p> | <p>「バ」国においては、中長期的な供給力確保は、国レベルの政策立案とイニシャチブが求められる事項であるため、電気事業者を監視・規制する仕組みを必要としないものと考えられる。</p> <p>重要なことは、国・規制機関・電気事業者・系統運用者のすべてが意思決定に参加し、電力の安定供給を全うする仕組みが不可欠ということであり、基本法である Electricity Act に何らかの規定を置き、行政措置や罰則によって強制力を持たせることが重要事項と考えられる。</p> | | | | | | |
| 電気使用者への使用制限 | 一部の使用者の過剰な使用が、全体の需給バランスを阻害し停電を誘発する恐れもあることから、やむを得ない場合には、電気の健全な使用者に対しても、国の権限で使用の制限を課す必要がある。 | <p>経済産業大臣は、以下の要件を満たすときには、電気の使用者に対して、電気の受電・使用の制限を命令・勧告できる。命令違反は罰則有り（罰金）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 電気の需給の調整を行わなければ、 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 電気の供給の不足が国民経済及び国民生活に悪影響を及ぼすこと。 ✓ 公共の利益を阻害するおそれがあると認められること。 ● 予め、使用電力量の限度、使用最大電力の限度、用途若しくは使用を停止すべき日時を定めること。 | <p>Electricity Act 1910 に規定はないが、Grid Code や NLDC の業務プロセスにおいて、負荷制御 (Load Shedding) のルールを定めている。</p> | <p>この条項は、電気事業者がなし得る最大限の供給力確保対策を実施しても需給バランスの確保が不可能となるような非常事態に適用されるのが本来の主旨である。</p> <p>供給力が不足している「バ」国においては、Grid Code や業務プロセスルールにしたがって、平常時の需給運用・周波数調整においても、負荷遮断によるバランス維持に頼らざるをえない状況があるため、現時点で、Electricity Act に記載することは、酷であるとも考えられる。</p> | | | | | | |

¹ **Obligation on licensee to supply energy**

22. Where energy is supplied by a licensee, every person within the area of supply shall, except in so far as is otherwise provided by the terms and conditions of the license, be entitled, on application, to a supply on the same terms as those on which any other person in the same area is entitled in similar circumstances to a corresponding supply:

Provided that no person shall be entitled to demand, or to continue to receive, from a licensee a supply of energy for any premises having a separate supply unless he has agreed with the licensee to pay to him such minimum annual sum as will give him a reasonable return on the capital expenditure, and will cover other standing charges incurred by him in order to meet the possible maximum demand for those premises, the sum payable to be determined in case of difference or dispute by arbitration.

² 周波数に関する記録項目は以下のとおり。記録は3年間保存。

- 標準周波数
- 測定周波数の日最大値、日最小値、月間積算周波数偏差
- 測定計器の型式および番号
- 測定者の氏名

³ 「電気の供給」に関する主な届出項目

- 年度別の最大電力・電力量（初年度から10年間）
- 月別の最大電力・電力量（初年度）

⁴ 「電気工作物の設置及び運用」に関する主な届出項目

- 新增発電所・発電原価（初年度から10年内の運用開始、着工開始する350MW以上）
- 新增送電線・送電線（初年度から10年内の運用開始）
- 発電計画（初年度）
- 火力発電所燃料計画（初年度）
- 電気の取引（初年度から10年間）・取引計画書（初年度）
- 電力系統図・潮流図（初年度、5年後、10年後）
- その他

| 規程項目 | 総論 | 日本の規定 | 「バ」国の規定 | 考察・提案 |
|--------|----|---|---|---|
| | | | | しかし、今後、電力品質の向上の一環として、予見性のない停電を回避するためには、電気事業者の責任と努力だけではなく、国の責任としても、強制力をもった計画的な負荷制限措置に関する法律・ルール整備は重要と考える。 |
| その他の罰則 | | <p>電気事業法には、以上のような、義務規定・行政措置などに対する違背行為には、ほぼすべて罰則が定められているほか、その他の罰則規定として、とくに需給運用・周波数調整にかかわるものとして以下のようなものが挙げられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 業務妨害 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 事業用電気工作物の損壊、機能障害による発変送配電の妨害。 ✓ 事業用電気工作物の不要操作による発変送配電の妨害。 (懲役、罰金) ● 無許可営業 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 電気事業の無許可営業 (懲役、罰金、又はこれを併科) | <p>需給運用・周波数調整に関連する罰則としては、以下のようなルールがある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Penalty for dishonest abstraction, etc of energy⁵ ● Penalty for installation of artificial means, etc⁶ ● Penalty for maliciously wasting energy or injuring works⁷ ● Penalty for unauthorized supply of energy by non-licensees⁸ ● Penalty for illegal transmission or use of energy⁹ | |

出典：JICA 調査団

⁵ 29[30[39. (1) Whoever dishonestly abstracts, consumes or uses energy shall be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than one year but which may extend to three years and shall also be liable to a fine of ten thousand taka.

⁶ 39A. Whoever installs or uses any device, contrivance or artificial means for dishonest abstraction, consumption or use of energy of a licensee, whether he derives any benefit therefrom or not, 31[shall be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than three years but which may extend to five years and shall also be liable to fine which may extend to twenty thousand taka] and if it is proved that any device, contrivance or artificial means for such abstraction, consumption or use exists or has existed on a premises, it shall be presumed, unless the contrary is proved, that such person has committed an offence under this section.

⁷ 32[40. (1) Whoever maliciously causes energy to be wasted or diverted, or, with intent to cut off the supply of energy, cuts or injures, or attempts to cut or injure, any electric supply-line or works shall be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than one year but which may extend to five years and shall also be liable to a fine of ten thousand taka.
 (2) A person who after being convicted under sub-section (1), is convicted for the second or subsequent times, he shall, for every such second or subsequent conviction be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than three years but which may extend to five years and shall also be liable to fine which may extend to twenty thousand taka.]

⁸ 36[41. (1) Whoever, in contravention of the provisions of section 28, engages in the business of supplying energy shall be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than one year but which may extend to five years and shall also be liable to fine which may extend to fifteen thousand taka.
 (2) A person who after being convicted under sub-section (1), is convicted for the second or subsequent times, he shall, for every such-second or subsequent conviction, be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than three years but which may extend to five years and shall also be liable to a daily fine of one thousand taka.]

⁹ 38[43. (1) Whoever, in contravention of the provisions of section 30, transmits or uses energy without giving the notice required thereby, shall be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than one year but which may extend to three years and shall also be liable to a fine of ten thousand taka.
 (2) A person who after being convicted under sub-section (1), is convicted for the second or subsequent times, he shall, for every such second or subsequent conviction, be punishable with imprisonment of either description for a term which shall not be less than three years but which may extend to five years and shall also be liable to a daily fine of one thousand taka.]

16.4.3 独立規制機関によるルール

次に、本節では、両国の電力の規制機関である Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) と電力広域的運営推進機関の Grid Code について扱う。

Grid Code の基づく業務プロセスの細目ルール（図 16-8 および図 16-11 参照）が両国に存在するが、ここでは、まずは両国制度の大枠を比較することを主眼とするため、必要により参照するに留める。

需給運用・周波数調整に関わるルール項目として、以下の規定について比較検討を行った。

- 長期の需給計画
 - (1) 供給計画

- 短期の需給運用・周波数調整
 - (1) 需要想定
 - (2) 発電機・送電線停止計画
 - (3) 需給計画・発電計画
 - (4) リアルタイム運用・周波数調整
 - (5) 系統情報の公表

表 16-6 に各項目の規定状況の概略を示す。

表 16-6 両国 Grid Code における需給運用・周波数調整に関わる規定状況概略比較

| Provisions | Details | OCCTO Grid Code (Japan) | Grid Code 2012 (Bangladesh) |
|--|---|--|---|
| Supply Plans (Power Plants and Network Development Plan) | | ● Responsibility of OCCTO to collect, coordinate and study the Supply Plans from the nation-wide viewpoint. | |
| Demand Forecasting | Variety of Forecasting | ● Type, contents and deadline of submit | ● Type, contents and deadline of submit |
| | Responsibility of Forecasting | ● General Electricity Utilities: Area-wide forecast ● OCCTO: Nation-wide forecast | ● The Distribution Utilities: each demand and load shedding estimation. ● The Licensee: Integrated demand estimation. |
| | Post Facto Inspection | ● Responsibility of OCCTO to perform post facto inspection of demand estimation by General Electricity Utilities. | |
| Planned outage coordination of generator / network | Integration for the Draft Plans | ● Responsibility of OCCTO to integrate "original plans" submitted by utilities into yearly and monthly "draft plan" of Generator/Transmission Outage. | ● Responsibility of the Licensee to integrate into a draft Outage program based on a transmission outage planned by itself and the plans of generator/distribution utility. |
| | Coordination between Users and Finalization of the Plans | ● Responsibility of OCCTO to re-coordinate the "draft plan" in response to the requirement from members and formulate and share the "final plan". | ● Responsibility of the Licensee to interact with all Users as necessary to review and optimize the draft plan. |
| | Remarkable Points to note | ● Preparation of a list of operation steps prior to an actual operation. ● Operation shall be implemented based on the instructions by dispatching office. ● Work process in case of suspension, reconsidering or extension of outage. | ● Restriction of removal from service without specific release from the NLDC. ● Responsibility of NLDC and Users concerned to inform the other party suspension of works together with revised estimation of restoration time. |
| Plans for Demand - supply Balance and Generation Schedule | Preparation of the plan and Monitoring the balance | ● Responsibility of each Electricity Utility, Supplier and OCCTO to submit, coordinate, prepare and monitor the supply-demand plans and generation plans. | ● Responsibility of the NLDC, Licensee, generators to submit, coordinate, prepare the load/generation balance schedules and generation schedules. |
| | Operating Reserves | ● Responsibility of General Electricity Utilities to strive to secure reserves which can promptly raise their output against the deficiency of power source. | |
| | Spinning Reserves | ● There is no description in OCCTO Grid Code. Instead, the self-management rule in TEPCO has provision of CLDO's responsibility to strive to secure adequate spinning reserves. | |

| Provisions | Details | OCCTO Grid Code (Japan) | Grid Code 2012 (Bangladesh) |
|---|--|---|--|
| | Margin for lowering | <ul style="list-style-type: none"> ● Responsibility of CLDO to secure margin for lowering the power source when frequency rises during less demand season. | |
| | Measures when supply demand balance get worse | <ul style="list-style-type: none"> ● Instruction by OCCTO when supply-demand balance grows worse gradually ● Instruction by OCCTO when supply-demand balance reaches to emergency condition ● Sanctions on members who refuse to obey the instructions | <ul style="list-style-type: none"> ● The processes of normal load control and emergency load control are stipulated in the “Load Control (Load Shedding) (WI-PSO-02)” |
| Real-time System Operation and Frequency Quality Control | Frequency Control | <ul style="list-style-type: none"> ● There is no description of frequency target value in OCTTO Grid Code. Instead, Self-management rules of General Electricity Utilities have the values as 50Hz +/- 0.2-0.3Hz or 60Hz +/- 0.2-0.3Hz. ● Detailed operation processes under normal condition and abnormal condition are stipulated in each self-management rules in General Electricity Utilities. | <ul style="list-style-type: none"> ● Normal state : 49.0Hz-51.0Hz ● Emergency state: Generating unit is capable of operating at full rated power output within the range of frequency: 47.5Hz-52.0Hz, voltage: +/-10% rated value and power factor: 0.8 lagging to 0.95 leading. ● Detailed operation processes of frequency control are stipulated in the “Frequency & Voltage Control (WI-PSO-01)” and “Load Control (Load Shedding) (WI-PSO-02)” |
| | Power Quality Analysis | <ul style="list-style-type: none"> ● Responsibility of OCCTO and work processes to put together a report on the results of analysis for power quality in relation to frequency, voltage and interruptions based on the data provided from General Electricity Utilities. | |
| Information Publication | | <ul style="list-style-type: none"> ● There are provisions to publicize to several items of network information on the Web site of OCCTO and each General Electricity Utilities. | |

出典：JICA 調査団

以下では、各規定項目について詳細に比較検討を行い、必要な改善提案の抽出を試みた。内容の詳細は、表 16-7 から表 16-13 を参照のこと。

(1) 長期の需給計画

(a) 供給計画

需給バランスを長期にわたって安定維持するためには、将来的な電力需要を適切に予測し、それに基づいた電源開発・送配電線の整備が不可欠である。

電源開発や送配電線の整備は、計画立案・用地取得・建設・使用前検査などを経て実運用に用いられるため、数年～十数年という長期スパンでの計画と施工期間が必要である。とくに、経済発展の大きなポテンシャルを持つ「バ」国においては、計画的な供給力確保は極めて重要である。

日本においては、電気事業者は供給計画の策定義務があり、広域機関は、各供給区域の供給計画を集約し、全国的な需給バランスの維持の観点から、内容を検討するとともに、必要により見直しを求めることができる仕組みが来ている。

(2) 短期の需給運用・周波数調整

(a) 需要想定

需要想定は、長期的には電源開発の確実な実施、短期的には供給力・調整力の確実な確保の観点から、需給運用計画の策定において重要なプロセスである。

日本においては、現状、以下の3つの主体が責任をもって需要想定を行っている。

- | | |
|---------------------------|------------|
| ● 広域機関 | 全国の需要想定 |
| ● 一般電気事業者の系統運用者（将来の送配電会社） | 各供給区域の需要想定 |
| ● 小売り事業を営む電気事業者（将来の小売り会社） | 各社の需要想定 |

上記 3 つの想定需要のうち、各供給区域の需給バランス維持の責任をになう一般電気事業者の想定需要が最も重視すべき値であるため、広域機関ルールでは、一般電気事業者の系統運用者が実施する各供給区域の需要想定の方法について一律の規定を置くとともに、自らが実施する全国の需要想定の水準と比較しながら、必要により見直しを求めるとともに、事後検証による改善を指示する仕組みがある。

他方、「バ」国の場合の Grid Code における需要想定は、簡素な構成になっている。翌々年想定から翌日想定までは Licensee が想定主体となっているが、それに対する NLDC の関与の度合いが十分に読み取れない。

(b) 発電機・送電線停止計画

需給計画を策定するにあたり、発電機の補修停止計画や、発電機の停止・出力抑制を伴う送配電線の作業停止を予め把握し、下記の観点から、必要性・時期・期間などについて、利害関係者を交えた中立・公平な相互調整するプロセスが必要である。

- 系統運用者・ネットワーク所有者の立場：需給バランスの観点から適切な供給力（予備力・調整力を含む）の確保を前提としつつ、送配電線の定期的な補修を確実に実施することにより設備の健全性を維持すること。
- 発電事業者の立場：発電機補修のための必要な計画停止を確保する一方、送配電線の制約による出力抑制・停止を極力回避するため、停止時期・期間を極力合わせるなど、発電計画の支障とならないよう調整を図ること。

(c) 需給計画・発電計画

短期の需給計画・発電計画は、年間～翌日・当日と実受給に近づくにつれて、精度の高い想定需要、発電計画、設備停止計画を織り込んで策定する。

Grid Code の観点からは、各事業者が適切な需要想定のもとで、必要かつ合理的な量の供給力・予備力を確保しているか、系統運用者が電力系統全体として必要かつ合理的な量の予備力・調整力を確保しているかを監視・規制する規定を置くことが重要がある。

日本の広域機関ルールには、上記に関する規定のほか、万一の一部供給区域での供給力や調整力不足に備えて、広域機関には、電気事業者間・供給区域間で電力を融通すべきことを指示する強い権限を付与する規定もおかれている。

「バ」国においては、Grid Code のほか、PGCB が策定する Quality Procedures や Work Instructions の規定まで範囲に含めれば、計画策定プロセスに関する規定は整備されているが、予備力・調整力の確保や需給逼迫時の処置、それらの責任主体に関しては詳細な規定は置かれていない。

(d) リアルタイム運用・周波数調整

日本における周波数調整に関するルールは、太宗を広域機関ルールに記載し、具体的な目標値や調整手順については、各供給区域の事情によるところが大きいことから一般電気事業者の自主公表ルールの記載に委ねている部分が多い。

「バ」国も概ね日本と同様のルール体系を構成しており、実施事項・プロセス・責任主体などが明確に規定され、概ね必要十分な内容になっているが、他の項目同様に、聞き取り調査により把握した実態から、ルールの実効性が伴っていない規定も散見される。

(e) 系統情報の公表

系統情報を広く一般に公表する場合、電力系統のセキュリティを低下させる懸念があるが、電力事業の自由化、発送配電分離した体制下においては、電力系統の利用者・利用希望者に必要十分な情報を提供することが不可欠である。

日本では、発電事業者を含む会員の公平透明な系統利用と事業運営に資するため、表 16-13 に示す広範な系統情報を公表している一方、「バ」国 Grid Code には該当する規定はない。

「バ」国の発電所における聞き取り調査でも、「現状では NLDC から出力の上げ・下げ指令のみ電話で来るのみである。」「発電所としても電力系統全体の需給バランスが見えず、ただ NLDC 指令に従うのみであるため、発電所に対しても全系の需給状況の見える化が必要。」との意見が聞かれた。

日本における情報公開の内容は、まだ不十分との声も聞かれるが、系統利用者、とくに、発電事業者への情報提供は、発電者の適正な事業性判断や、公平透明な供給力・調整力確保や将来的な電力市場の形成と健全な運営のためにも重要な対策である。

16.4.4 まとめ

総じて、国レベルで電力品質を維持・向上を図るための、法律レベルでの規制（各種義務と罰則規定）に関して、不足する面があり、早急な改定が望まれる。

一方、「バ」国の Grid Code や業務プロセスについては、日本のルールと比較して粗削りではあるものの、実施事項・実施主体に関して必要最小限かつ明確に規定されている分野もあるが、現地での各所との意見交換により得た情報・実態と齟齬する点もあり、ルールの実効性を伴っていないとの印象を拭えない。やはり、ルール違反者に対する事後検証や、ライセンス剥奪といったペナルティーを含めたルール強化が望まれるし、必要によっては、当局への報告・告発と、民事罰・刑事罰の適用といった強制措置を要請できるよう法律面でのバックアップは欠かせない。

需給運用・周波数調整などの電力の品質維持・向上のためには、最終的には NLDC が責任を担うルールになっているのであるから、それに見合った強い権限と自立性が持てるようなルール改正とすべきであり、PGCB、BPDB、BERC は、そのためのバックアップに尽力すべきである。

NLDC からの聞き取り調査によれば、現状、以下の問題意識をもっており、極めて妥当な見解である。

- 発電機の運転計画(Planning)・計画実施(Implementing)・補修計画(Maintaining)・出力制御(Controlling)はすべて BPDB が所管しており、NLDC が関与する余地がない。
- 周波数調整力 (FGMO/LFC) の供出に関して発電者には義務もペナルティーもない。
- Grid Code 2012 が BERC 発行されているにも関わらず、未だに実効性がない。
- 周波数調整に関するアンシラリーサービスに関して Grid Code 2012 での早急なルール化が必要。

表 16-7 両国 Grid Code の需給運用・周波数調整に関わる規定状況比較

| 規程項目 | 細目 | 広域機関ルール（日本）の規定 | Grid Code 2012（「バ」国）の規定 | 考察・提案 |
|-------------|--------------------|--|--|--|
| 供給計画 | | <ul style="list-style-type: none"> ● 広域機関は、供給計画のとりまとめ、調整・検討をおこなうため、すべての会員に、毎年、初年度から10年間の供給計画の提出を求め、期限までに経済産業大臣に届出、公表する。 ● 提出された供給計画と「送配電等業務指針」、「需要想定要領」との適合性、その他の検討を行い、必要により調整し、見直しを求める。調整の要否判断には主に以下の点が考慮される。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 需要実績の推移 ◇ 過去の供給計画の想定需要 ◇ 国が別途定めるガイドラインおよび記載要領 ◇ 供給予備率の水準 ◇ 需給バランスを著しく悪化させる計画内容の有無 ◇ その他電力の安定供給を確保する観点から考慮すべき事項 ● 送配電等業務指針やこれまでの業務実施を通じた知見をもとに以下の点を検討する。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 供給計画の適切性 ◇ 想定需要に対する供給力の確保状況（需給バランス評価）。 | <p>長期の需給バランスを規制するルールは見当たらない。</p> | <p>経済発展の大きなポテンシャルと、著しい電力需要の伸びが予想される「バ」国においては、大規模な電源開発や送電計画等は、国の政策と整合を図りながら推進する必要もあると考えられる。そのため、例えば、PGCB や NLDC が一貫して責任主体となるべきかどうかとも国レベルの政策的判断を伴う事項と考えられる。</p> <p>したがって Grid Code における規定の有無の問題ではなく、「バ」国の電気事業政策全体として、長期の電源開発と送電計画の策定手続きと責任主体を明確にしておく必要がある。</p> |
| 需要想定 | 想定種別 | <ul style="list-style-type: none"> ● 長期想定 第3年度～第10年度 各年の最大需要電力・需要電力量 ● 短期想定(年間・月間・週間・翌日・当日) 詳細は、表 16-9 参照 | <ul style="list-style-type: none"> ● 翌年想定：各月の最大需要・最少需要 ● 翌月想定：各日の最大需要・最少需要 ● 翌日想定：毎時の想定需要 | |
| | 想定主体 想定方法 | <p>各供給区域の需要想定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 一般電気事業者は、需要想定要領¹⁰および広域機関が公表する経済見通しその他の情報、直近の需要動向、過去の需要実績、供給区域の個別事情などの情報をもとに供給区域の需要想定を行う。 <p>全国の需要想定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 広域機関は、全国の需要想定策定のため、「全国需要想定水準」を策定する。策定に当たっては、需要想定の実績結果の反映、人口・経済指標等の実績と需要実績との回帰分析、需要実績の時系列傾向線などを考慮する。 ● 広域機関は、全国需要想定水準と各供給区域の需要情報との比較による妥当性確認・送配電等業務指針・需要想定要領への適合性確認をおこない、必要により、一般電気事業者に想定需要の見直しを求める。 ● 広域機関は、毎年1月末までに、全国および各供給区域の想定需要を公表。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 送電会社 (Licensee) は、配電会社 (Distribution Utilities) からの想定需要¹¹と Load-Shedding 量の予想値に基づき、上記の区分で想定需要を算出する。 <p>Procedure for Power System Operation & Control (QP-PSO-1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● DMLDC は、季節、気象条件、昨日の需要動向、平日・休日、緊急的/優先的諸事情などの情報から当日の需要想定を行う。 | <p>「バ」国では、翌々年想定から翌日想定までを Licensee¹²が、当日想定を NLDC が実施するルールになっている。両組織は Operating Committee の構成員ではあるものの、別主体であることから、相互の情報連携が重要である。</p> <p>現地の聞き取り調査よれば、将来、NLDC を ISO 化する計画があるので、これを機会に、系統運用業務の責任と権限の一元化を図ることが重要ではないか。</p> |
| | 事後検証 | <ul style="list-style-type: none"> ● 一般電気事業者は広域機関に以下の情報を提出する。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 初年度から10年間の需要実績（需要電力量・最大需要電力） ◇ 需要実績に対する気温による影響などの情報 ◇ 届出た供給計画における想定需要と上記需要実績との比較検証¹³の結果。 ● 広域機関は、過去の知見をもとに、以下について需要想定の実績をおこなう。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 供給区域の需要実績と供給区域の需要想定との差異とその要因・過年度からの推移 ◇ 一般電気事業者が行った比較検証の考え方および検証方法の妥当性 | | <p>需要想定は何を指標として想定するかは、気温・湿度・社会活動など様々な要素が絡み、一律に規定することは難しいため、想定した需要や、その手法が適切であったか否かを事後検証し、今後の改善につなげる PDCA サイクルを回す仕組みが重要であり、検証には、BERC などの第三者機関が審査主体になることが適切である。</p> |
| 発電機・送電線停止計画 | 一般電気事業者による調整案の取り纏め | <p>広域機関は、以下の発電設備や流通設備の作業停止計画について、「原案」を一般電気事業者から集約・調整し「調整案」を策定する。</p> <p>停止計画の種別（策定スケジュールは表 16-8 参照のこと）</p> <ul style="list-style-type: none"> ◇ 年間計画（翌年分・翌々年分） ◇ 月間計画（翌月分・翌々月分） | <ul style="list-style-type: none"> ● 発電会社 (Generators) および配電会社 (Distribution Utilities) は、翌々年(2 year ahead) 翌年(year ahead – July to June)の停止計画 (Outage program) を毎年3月31日までに、送電会社(Licensee)と中央給電指令所(NLDC)に提供する。 ● 送電会社は、想定需要を考慮しながら、自ら策定した送電線の翌年停止計 | |

¹⁰ 広域機関では、需要想定が円滑かつ適切に行われるために「需要想定要領」を策定している。「需要想定要領」には、以下の点が規定されている。

- 需要想定に関する基本事項（想定期間・想定区分と想定主体、想定対象、需要区分）
- 需要実績の補正方法（気温、閏年による影響の具体的補正方法等）
- 供給区域の需要想定方法（短期・長期）
- 小売供給事業者の需要想定方法（短期・長期）

¹¹ 配電会社 (Distribution Utilities) は、ネットワークとの inter-connection 毎の需要想定を、翌々年想定(2 year ahead)・翌年想定(year ahead)・翌月想定(month ahead)・翌週想定(week ahead)・翌日想定(day ahead)の区分で行う。

¹² Grid Code 2012 における定義：“The holder of the Transmission License for the bulk transmission of electricity between Generators and Distributors”

¹³ 比較検証においては、気温、人口、経済動向、その他需要に影響しうる要因と影響量について分析する。

| 規程項目 | 細目 | 広域機関ルール（日本）の規定 | Grid Code 2012（「バ」国）の規定 | 考察・提案 |
|-------------------------|--|--|---|--|
| | | <p>調整範囲 以下の流通設備およびそれに連系する発電設備の停止計画。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 連系線 ◇ 最上位電圧から2階級の送電線・母線・それらを連系する変圧器 ◇ 連系線の運用容量に影響を与える流通設備 上記以外の設備の停止計画については、一般電気事業者の系統運用者が策定し、必要により利害関係を有する会員との調整を個別に行う。</p> <p>調整に当たっての留意事項 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 公衆・作業者の安全確保 ◇ 電力設備の保全確保 ◇ 作業停止期間中の供給信頼度 ◇ 作業期間中の運転予備力 ◇ 需要家の電気の使用の抑制停止を伴う場合の操業計画 ◇ 発電の抑制停止の回避 ◇ 作業停止期間の短縮・作業の効率化 ほか </p> | <p>画（July to June）と、発電会社や配電会社からの計画をもとに停止計画案（Draft）を策定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 送電会社、NLDC、発電会社は運用委員会(Operating Committee)構成し、停止計画や発電機運転計画などの相互調整などの業務を実施する。 | |
| | <p>会員を交えた再調整・承認・情報共有</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● 調整案に対して、以下の該当する会員は作業停止調整を申し出ることが可能。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 連系線の利用計画の影響が生じる会員 ◇ 発電計画の影響が生じる会員 ➢ 会員等を交えた停止計画の調整を行い、「最終案」の策定・承認・共有を行う。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 送電会社は、すべての送電系統利用者（Users）との相互調整を実施し、最終停止計画(Final)を毎年5月31日までに、すべての送電系統利用者(Users)に提示する。その後の計画変更にも応じる。 | |
| | <p>作業実施の手続き</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● 一般電気事業者および作業を実施する電気供給事業者は、作業事故、供給支障等を生じさせることのないよう、予め協議により作成した操作手順表に基づく給電指令により、相互に協調して作業停止に伴う電力設備の運転を行う。 ● 両者は、作業停止の実施に際して、作業停止の開始時刻及び終了時刻を相互に確認する。 ● 一般電気事業者は、作業を中止する場合、作業開始を見合わせる場合又は作業期間を延長する場合には、作業を実施する電気供給事業者と、その内容及び理由を相互に確認する。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 停止計画の有無にかかわらず、発電機や国際連系線は、中央給電指令所のrelease（許可？）なく停止してはならない。 ● 作業停止が開始されたのち、復旧が遅れる可能性がある場合には、NLDCまたは関係する送電系統利用者(Users)は、復旧見込み時間とともに速やかに関係者(Other party)に報告しなければならない。 | <p>現地聞き取り調査の結果によれば、発電機の運転/停止に関してNLDCの許可・指示に基づかない運用がまかり通っている状況であり、本規定が実効性を伴っていないとの印象。ペナルティーを伴うNLDCの権限強化が必須である。</p> |
| <p>需給計画・発電計画</p> | <p>発電計画・需給計画の策定</p> <p>需給状況の監視</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● 各電気事業者は、自社の需給計画（表 16-9）または発電計画（表 16-10）を、各供給区域の系統運用を担う一般電気事業者に提出。計画の変更が生じた場合には変更後の計画をすみやかに一般電気事業者に提出。 ● 一般電気事業者は、表 16-11 に示す区分で供給区域の需給計画をとりまとめ、広域機関に提出。 ● 以下の監視を行う <ul style="list-style-type: none"> ◇ 会員事業者ごとの需要・供給力（予備力・調整力も含む） ◇ 供給区域ごとの需要・供給力（予備力・調整力も含む） ◇ 全国の需要・供給力（予備力・調整力も含む） | <p>需給バランス計画</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所(NLDC)および送電会社(Licensee)は、送電会社の想定需要のもと（づき、需給バランス計画の策定を行うとともに、中央給電指令所は、表 16-12 に示すスケジュールで送電会社と発電会社に計画を通知する。 <p>発電計画</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電会社は、unitごとの毎時の発電可能量(Availability: MW/MVar)を、36時間前までに中央給電指令所に通知する。また、翌日の発電可能量を前日12時までに通知する。 ➢ 水力発電は、発電可能量の通知において、貯水池水位や発電制約に関する情報の併せて通知する。 ➢ 中央給電指令所は、発電会社の発電可能量の通知に基づき、以下の内容で構成する翌日毎時の発電計画を策定。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 発電可能量(Availability) ◇ 発電スケジュール(Scheduled generators) ◇ 瞬動予備力の割り当て(Spinning reserve) ◇ 運転予備力(ホットリザーブ)の割り当て(Standby requirements) | <p>その他の項目同様に、現地での聞き取り調査の結果から、ルールの実効性が伴っていない。計画に実行性を持たせるためには、BERCやNLDC(PGCB)による予備力・調整力確保(reserves)の強いイニシャチブや権限をもたせる仕組みが必要である。</p> |
| | <p>運転予備力の確保</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● 電力設備の故障、需要予測または発電予測の誤差等によって、供給区域の需給逼迫が発生することに備えて、迅速に出力の増加が可能な調整力（運転予備力）を確保する。 ● 一般電気事業者の調達した発電機の発電余力による確保することを原則とし、確保水準については、本指針に規定すべく現在検討中。 ● 東京電力の自主公表ルールでは以下の具体的規定を置いている。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中央給電指令所は、以下の項目を考慮し、当日の最大電力に対して5%以上の運転予備力の確保に努める。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 気温予想誤差などによる最大電力予測差 ◇ 発電機の故障 ◇ 電力系統の故障による発電機停止 ➢ 運転予備力の保有方法としては、具体的には以下のとおりとする。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 部分負荷運転中の水力（揚水発電機含む）、火力発電機余力 | | <p>将来の需給・周波数調整の品質向上のためには、これらの規定をGrid Codeに詳細に置くことが重要</p> |

| 規程項目 | 細目 | 広域機関ルール（日本）の規定 | Grid Code 2012（「バ」国）の規定 | 考察・提案 |
|----------------|------------|--|--|---|
| 需給計画・発電計画 | | <ul style="list-style-type: none"> ◇ 停止待機中の水力発電機（揚水発電機を含む） ◇ 非常用ガスタービン | | |
| | 瞬動予備力の確保 | <ul style="list-style-type: none"> ● 広域機関ルールに規定はないが、東京電力の自主公表ルールでは、以下のとおり規定されている。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中央給電指令所は、瞬時性の需要変動や発電機の故障など極めて短時間内に生じる需給アンバランスに対応するため、原則、系統容量の3%程度の瞬動予備力確保に努める。 ➢ 瞬動予備力の保有方法としては、以下のとおりとする。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 発電機のガバナフリー運転 ◇ 直流連系設備の緊急融通分 ◇ 揚水発電所の揚水運転時においては、揚水遮断も期待 | | 将来の需給・周波数調整の品質向上のためには、これらの規定を Grid Code に詳細に置くことが重要 |
| | 下げ代の確保 | <ul style="list-style-type: none"> ● 低需要期において、周波数上昇時の下げ代を確保すべく、電気の供給を抑制するための調整力を確保する。 ● 確保水準は、本指針に規定すべく現在検討中。 | | 将来の需給・周波数調整の品質向上のためには、これらの規定を Grid Code に詳細に置くことが重要 |
| | 需給状況悪化時の処置 | <p>需給状況の悪化時の広域機関による指示・要請</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 会員に対して電気の相互供給や電気工作物の賃借その他について指示できる。 <p>需給逼迫時・下げ代不足時の広域機関による指示</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 重負荷時：需給逼迫またはその恐れがある場合には、作業停止の調整、停止中の電源の運転、運転中の電源の出力増加、契約にもとづく電気使用の抑制を指示する。 ● 軽負荷時：下げ代不足またはその恐れがある場合には、一般電気事業者の系統運用者が最大限の抑制調整を行っても周波数維持が困難となる場合には、下げ代に余裕のある他の供給区域への融通を指示する。 <p>指示内容・指示に従わない会員に関する報告</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 指示内容・指示に従わない会員について経済産業大臣に報告する。 | <p>PGCB の Working Instructions(WI-PSO-02)で Load Control (Load Shedding) の手順について詳細に規定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全国を9つの配電ゾーンに区分する。・・・DESA, Chittagong, Comilla, Sylhet, Mymensing, Khulna, Barisal, Rajshahi, Rangpur ● 負荷制御は、負荷制御チャートにもとづき、各ゾーンの需要に比例按分して実施される。 <p>平常時の負荷制御</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所は、各配電ゾーンに負荷制御量・期間・原因を電話にて周知する。 ● 中央給電指令所は、SCADA システムの TM 情報にて負荷制御が適切に実施されているか監視し、指令に従わないゾーンに対しては警告を与え、33kV フィーダーを強制遮断する。 <p>緊急時の負荷制御</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所からの 33kV フィーダーの強制遮断を優先する。 <p>表 16-7 の周波数低下時の運用の項も参照のこと</p> | 「バ」国における Load Shedding は、需給逼迫時の最終措置というよりは、平常時の周波数調整にも頻繁に用いられている現状にある。日本においては、発電側の緊急的措置を最優先し、なお、需給逼迫が解消しないやむを得ない事情がある場合に限り負荷制限措置をとることが、広域機関ルールや一般電気事業者の公表ルールの基本的枠組みになっている。「バ」国における Grid Code にも、Load Shedding は最終措置である旨の原則を明記し、電気事業者に対して、これまで以上に供給力確保努力を促す必要がある。 |
| リアルタイム運用・周波数調整 | 周波数調整 | <ul style="list-style-type: none"> ● 広域機関ルールには明確な調整目標の数値規定は置かず、各一般電気事業者の自主公表ルールに 50Hz±0.2~0.3Hz、または、60Hz±0.2~0.3Hz とすることの規定が置かれている。 ● 周波数を調整するための LFC 機能、ガバナフリー機能を具備した発電機の確保水準は、本指針に規定すべく現在検討中である。 ● 突発的な電力設備の故障や需要の急激な増減により周波数が大幅に変動した場合の対応は、上記の LFC やガバナフリー制御による調整のほか以下の措置を施す。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 発電機の発電運転・揚水運転の緊急停止・出力調整 ◇ 連系線を用いた緊急的な供給区域間の電力の授受 ◇ 最終手段としての需要抑制・遮断 ◇ 全国的なブラックアウトを回避するための連系線の遮断 | <p>各事業者(entities)の責務</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所(NLDC)：需給バランスの監視(monitring)と制御(regulate)による周波数維持義務。 ● 発電会社(Generators)：中央給電指令所の指令への遵守義務。<u>すべての発電機のガバナの具備と稼働義務。機器の能力の範囲内で出力の自動増減義務。</u> <p>周波数調整範囲</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 平常時：49.0Hz~51.0Hz ● 緊急時： 発電機は次の条件下においても定格出力で運転する能力を有すること 周波数変動：47.5Hz~52.0Hz 電圧変動：定格電圧の±10% 力率：0.8(遅れ)~0.95(進み) | 今後の周波数品質改善のためには、この規定の実効性・強制力が重要な鍵となる。 |
| | 周波数調整細則 | <p>東京電力自主公表ルール</p> <p>平常時の周波数調整</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所は、需要の動向にあわせて発電機の出力増加抑制・停止の指令を行い、供給区域内の需給の均衡を図る。 ● 原則として系統容量の1~2%程度のLFC容量を確保 ● 平常時の周波数調整範囲：50.0±0.2Hz以内 時差調整範囲：±15秒以内 ● 各発電所は、中央給電指令所からの出力指令に従い、各発電機の出力調整を行う。 ● 出力指令に応じられない事態が発生した場合は、すみやかに中央給電指令所に連絡する。 ● 需要に応じた出力調整・LFC運転に応じられる発電機は、原則としてガバナフリー運転とする。 <p>異常時の周波数調整</p> <p>発電機の故障、需要の急変、系統故障により周波数が大幅に低下または上昇、ある</p> | <p>周波数調整細則</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 発電会社は、中央給電指令所からの指令に基づき運転する。 ● 中央給電指令所の指令が無い場合には、予め策定した翌日計画にもとづき運転する。 ● 指令手段は、電話または計算機間オンライン通信にて行う。 ● 発電会社は、指令への対応に困難が発生した場合には、すみやかに中央給電指令所に連絡する。 ● 発電会社は、各発電機の発電可能量・予備力の減少・変更が生じた場合、AVR やガバナ制御モードに変更が生じた場合には、理由とともに中央給電指令所にすみやかに通知する。 ● 発電会社は、人身およびプラント設備の安全に支障がある場合を除き、中央給電指令所の指令なく発電機を解列されてはならない。 ● 発電会社は、電圧や周波数の異常が発生した場合には、中央給電指令所にすみやかに連絡する。 | 中央給電指令所の給電指令に従わないなど、周波数品質の維持・向上に非協力的、あるいは、阻害する事業者に対しては、ライセンスの剥奪措置など、社会的制裁を付与するほか、規制機関への報告と罰則適用の要請などのルール強化を図る必要がある。 |

| 規程項目 | 細目 | 広域機関ルール（日本）の規定 | Grid Code 2012（「バ」国）の規定 | 考察・提案 |
|----------------|--------------|--|---|--|
| リアルタイム運用・周波数調整 | 周波数調整細則 | <p>いは常時の周波数の調整範囲を継続的に逸脱した場合には、以下の措置を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 中央給電指令所は、出力変化速度、調整余力など機器の特性に応じて周波数の回復に効果的な発電者の発電機に対して出力増加・抑制・遮断の指令を行う。 ● 中央給電指令所は、発電機の調整のみでは、なお周波数低下する場合、発電機対応では間に合わない場合に、需要者に対して需要抑制・負荷遮断を実施する。 ● 周波数異常による発電機の連鎖的な解列が広範囲に波及することを回避するため、一定の条件において会社間連系線を分離する。 <p>周波数異常低下時の調整</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中央給電指令所は、以下の緊急対策により、周波数をすみやかに 48.5Hz 以上とし、以降、すみやかに常時の調整範囲に収めるよう努める。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 供給力増加 ◇ 需要抑制・負荷遮断 <p>周波数異常上昇時の調整</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中央給電指令所は、以下の緊急対策により、周波数をすみやかに 50.5Hz 以下とし、以降、すみやかに常時の調整範囲に収めるよう努める。 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 需要増加 ◇ 供給力抑制 | <p>現地聞き取り調査、および、Frequency & Voltage Control (WI-PS0-01)、Load Control (Load Shedding) (WI-PS0-02)によると以下のとおり。</p> <p>周波数低下時の運用（供給 < 需要）</p> <ul style="list-style-type: none"> ◇ 負荷遮断を実施する場合には、各発電所は可能最大出力で運転し、ガバナフリー運転は実施しない（ロードリミット運転）。 ◇ 周波数調整は需要量の調整で実施。具体的には NLDC 指令下の 9 つの ALDC (地方給電所) に対し受電可能量を割り当て、ALDC は 33kV 配電線単位で負荷遮断を実施して需要量=受電可能量となるように調整する。 ◇ 発電機の脱落、ALDC による負荷量調整ミス等により周波数が急低下した場合には、SCADA にて 33kV 配電線を自動でトリップさせる（対象配電線数は全系で計 547 回線、最大負荷遮断量は 6,837MW）。 ◇ SCADA による負荷遮断後も更に周波数が低下し、48.90Hz 以下となった場合には UFR による負荷遮断を実施。UFR では 48.90Hz から 48.50Hz まで段階的に負荷遮断を実施し、最終的に 2,000MW を遮断。 <p>周波数上昇時の運用（供給 > 需要）</p> <ul style="list-style-type: none"> ◇ ①負荷遮断実施中の配電線への送電による需要増、 ◇ ②発電機の出力減の順で需要と供給力のバランスを一致させる。 | <p>平常時の周波数調整において発電機側による措置と、需要側による抑制・遮断措置とが、同列に規定されており、停電ありきの運用が蔓延しやすいルール体系と考えられる。供給力不足が当面継続する「バ」国にとっては、現時点ではやむを得ないルール体系等ともいえるが、近い将来には、発電機側による措置を、需要側による措置よりも優先させるルール改正が望まれる。</p> |
| | 電気の質に関する評価分析 | <ul style="list-style-type: none"> ● 広域機関は、一般電気事業者から提供されたデータにもとづき、周波数・電圧・停電に関する電気の質に関して供給区域ごとに評価・分析し、報告書としてまとめる。 ● 一般電気事業者は、周波数に関する実績として、標準周波数から 0.1Hz 以内 0.2Hz 以内、0.3Hz 以内、0.3Hz 超の変動幅に維持された時間の比率(時間滞在率)の実績を、毎年、広域機関に提出する。 | | <p>周波数調整の実績を評価・分析し、監視する仕組みのルール化が必要</p> |

出典：JICA 調査団

表 16-8 一般電気事業者への作業停止計画の提出期日（日本）

| | 年間計画 (翌年度・翌々年度) | 月間計画 (翌月・翌々月) | 計画変更 計画外作業停止 |
|-----|--------------------|------------------|-----------------|
| 原案 | 毎年 10 月末 | 毎月 1 日 | 不定期 (速やかに) |
| 調整案 | 毎年 12 月末 | 毎月 10 日 | |
| 最終案 | 毎年 2 月中旬 | 毎月中旬 | |

出典：JICA 調査団

表 16-9 各電気事業者の需給計画の策定概要（日本）

| 提出する計画 | 年間計画 (第 1～第 2 年 度) | 月間計画 (翌月、翌々月) | 週間計画 (翌週、翌々週) | 翌日計画 | 当日計画 | |
|--------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|------------------|------------------|
| 提出期限 | 毎年 10 月末日 | 毎月 1 日 | 毎週火曜日 | 毎日午前 12 時 00 分 | 随時 | |
| 提出内容 | 需要電力 | 各月平休日別の 最大時需要電力 及び最小時需要 電力 | 各週平休日別の 最大時需要電力 及び最小時需要 電力 | 日別の最大時需 要電力と予想時 刻 最小時需要電力 と予想時刻 | 30 分ごとの需要 電力量 | 30 分ごとの需要 電力量 |
| | 供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 |

出典：JICA 調査団

表 16-10 発電計画の策定概要（日本）

| 提出する計画 | 年間計画 (第 1～第 2 年 度) | 月間計画 (翌月、翌々月) | 週間計画 (翌週、翌々週) | 翌日計画 | 当日計画 |
|----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|-------------------|------------------|
| 提出期限 | 毎年 10 月末日 | 毎月 1 日 | 毎週火曜日 | 毎日午前 12 時 00 分 | 随時 |
| 発電地点別の 発電計画 | 各月平休日別の 最大時供給電力 及び最小時供給 電力 | 各週平休日別の 最大時供給電力 及び最小時供給 電力 | 日別の最大時供 給電力と予想時 刻 最小時供給電力 と予想時刻 | 30 分ごとの供給 電力量 | 30 分ごとの供給 電力量 |

出典：JICA 調査団

表 16-11 各供給区域の需給計画の策定概要（日本）

| 提出する計画 | 年間計画 (第 1～第 2 年 度) | 月間計画 (翌月、翌々月) | 週間計画 (翌週、翌々週) | 翌日計画 | 当日計画 | |
|--------|--------------------------|------------------|------------------|------------------|---|---|
| 提出期限 | 毎年 3 月 25 日 | 毎月 25 日 | 毎週木曜日 | 毎日 17 時 30 分 | 随時 | |
| 提出内容 | 供給区域 需要電力 | 各月の最大時需 要電力 | 各週の最大時需 要電力 | 日別の最大時需 要電力 | 翌日の最大時需 要電力と予想時 刻 最小時需要電力 と予想時刻 | 当日の最大時需 要電力と予想時 刻 最小時需要電力 と予想時刻 |
| | 供給区域 供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 | 需要電力に対す る供給電力 |

出典：JICA 調査団

表 16-12 需給バランス計画の策定概要（「バ」国）

| 提出する計画 | 年間計画 (翌年) | 四半期計画 (翌四半期、その他四半期) | 月間計画 (翌月、翌々月) | 週間計画 (翌週・翌々週) | 翌日計画 (翌日・翌々日) |
|--------|----------------|------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 提出期限 | 各年始 90 日前まで | 各四半期始め 60 日前まで | 各月始め 14 日前まで | 各週初め 48 時間前まで | 各時間帯 7 時間 前まで |
| 提出内容 | 各月毎 | 各週毎 | 各日毎 | 1 時間毎 | 24 時間分 |

出典：JICA 調査団

表 16-13 日本における系統情報の細目

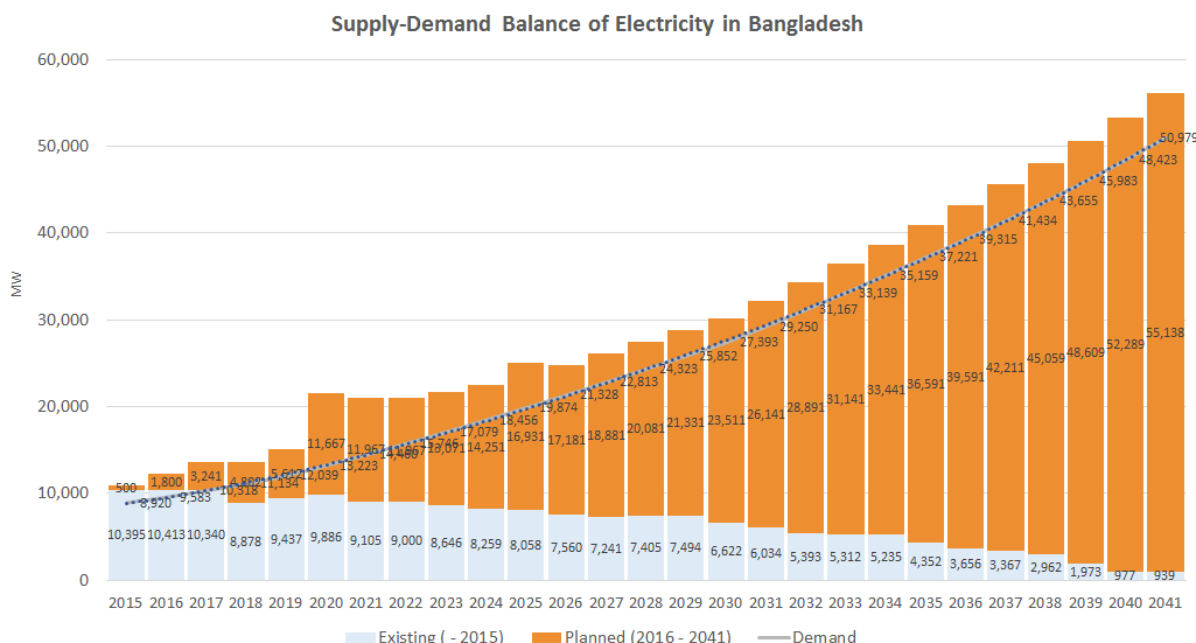
| 広域機関WEBサイトでの公表 | 一般電気事業者WEBサイトでの公表 |
|--|--|
| (a) 連系制約イメージ、流通設備計画 <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電設備の系統連系制約に関し、簡易的に地図上に記載した送電系統図（154kV以上） ・ 流通設備建設計画 | (a) 連系制約イメージ、流通設備計画 <ul style="list-style-type: none"> ・ 発電設備の系統連系制約に関し、簡易的に地図上に記載した送電系統図（154kV以上） ・ 流通設備建設計画 |
| (b) 需給関連情報（全国の需給予想） <ul style="list-style-type: none"> ・ 全国の需要電力 年間：第1～2年度の各月の最大時需要電力 翌月：翌月の最大時需要電力 翌日：翌日の最大時・最小時需要電力と予想時刻 ・ 全国の最大需要電力に対する全国の供給電力 年間：第1～2年度の各月の供給電力 翌月：翌月の供給電力 翌日：翌日の供給電力 | (b) 需給関連情報（需給予想） <ul style="list-style-type: none"> ・ 一般電気事業者の需要電力 翌日：翌日の最大時需要電力と予想時刻 当日：当日の最大時需要電力と予想時刻 ・ 一般電気事業者の最大需要電力に対する供給電力 翌日：翌日の供給電力 当日：当日の供給電力 |
| (c) 需給関連情報（電力使用状況） <ul style="list-style-type: none"> ・ 需要電力の現在値（全国計） ・ 当日及び前日の需要実績カーブ（全国計） ・ 当日の最大電力実績と発生時刻（供給区域別及び全国計） | (c) 需給関連情報（電力使用状況） <ul style="list-style-type: none"> ・ 一般電気事業者の需要電力の現在値 ・ 一般電気事業者の当日及び前日（※3）の需要実績カーブ ・ 一般電気事業者の当日の最大電力実績と発生時刻 |
| (d) 再生可能エネルギーの出力抑制に関する情報（※3） <ul style="list-style-type: none"> ・ 出力抑制が行われた供給区域 ・ 出力抑制が行われた日、時間帯 ・ 出力抑制の給電指令が行われた出力の合計（時間帯ごと） ・ 出力抑制の理由（「下げ代不足」等の要因） | (d) 再生可能エネルギーの出力抑制に関する情報 <ul style="list-style-type: none"> ・ 出力抑制が行われた日、時間帯 ・ その時間帯ごとに抑制の指示を行った出力の合計 ・ 理由（「下げ代不足」などの要因） |
| (f) 広域機関ルール <ul style="list-style-type: none"> ・ 業務規程 ・ 送配電等業務指針 ・ 需要想定要領 | (f) 一般電気事業者・卸電気事業者の系統ルール <ul style="list-style-type: none"> ・ 情報公表ルール ・ 設備形成ルール ・ 系統アクセスルール ・ 系統運用ルール |

出典：JICA 調査団

16.5 周波数品質向上に向けた計画の提案

16.5.1 想定需要および供給力確保

本マスタープラン調査における「バ」国想定需要と供給力確保の関係を図 16-12 に示す。



出典：JICA 調査団

図 16-12 2041 年度までの需給バランス見通し (PSMP2015)

想定需要値は年間約 5~10%程度の増加を想定している。

それに対応する供給力については、今後、石炭火力・ガス火力・原子力・HVDC 国際連系線の
 新增設による輸入量の増加により確保する計画となっている。

既設発電機（薄青）については、本マスタープランのレンジ内においても、引き続き供給力の
 一部として期待しているものの、老朽化や補修不足による故障や出力低下が発生しているため、
 盤石な供給力・調整力としては期待できない。

しかし、幸いにも、これらは設備の更新や廃止により徐々に減少していく一方で、旺盛な経済
 発展とともに 2015 年以降に新增設される発電機（橙）が圧倒的シェアを占めることになるので、
 今後、これらの発電機については、以下のような配慮が必要である。

- 設備寿命に至るまで定格出力を安定に維持できるよう定期的なメンテナンスの仕組みを構築することが必要。
- ガバナフリー運転や LFC 制御などの周波数調整としても期待できるよう、設計段階から配慮することが必要。

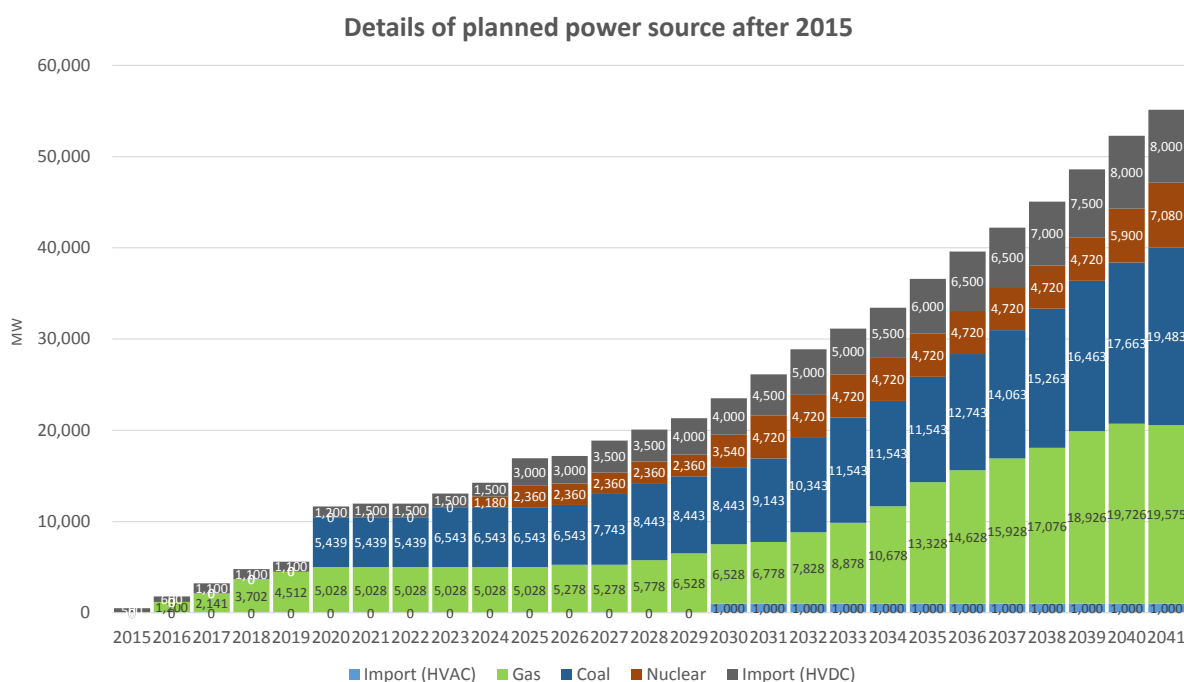
16.5.2 調整力確保(ガバナフリー運転・LFC制御運転)

(1) 確保可能量の試算

(a) 2015 年以降の新設発電機による調整力供出

2015 年以降新設される発電機の種別・燃種・ガス火力における事業者別の内訳を図 16-13 に示す。今後、石炭火力・ガス火力（事業者未定）を主軸として電源開発が見込まれるが、HVDC による近隣国からの電力輸入や、2024 年以降の原子力も、その比率は小さくない。

また、2030 年以降、インド・メガラヤ州で開発した水力電源（揚水発電の適用を計画中）を交流送電線で「バ」国電力系統に直接連系する構想もあり、供給力としての比率は小さいものの、需給バランス調整機としての柔軟性が増加することが期待できる。



出典：JICA 調査団

図 16-13 2015 年度以降の新設機の内訳

これらすべての電源（発電機や HVDC 国際連系線）が調整力を供出できるのが理想であるが、以下の課題とリスクがある。

HVDC 国際連系線 — 技術的には、日本の北本直流連系設備（北海道一本州間連系設備）のように平常時・緊急時の LFC 機能を具備させることは可能であるが、一定の周波数変動を他国にも負担してもらうことになるため、国際間の合意と公平・透明なルール策定が必須。

原子力発電機 — 技術的には、ガバナフリー・LFC(AGC)制御は可能であるが、政策的な判断が必要となる場合がある。日本においては、プラントの安定運転を最重要視する観点から、ガバナフリー運転や LFC 制御はいうに及ばず、給電指令による出力調整も実施していない。

石炭火力発電機 — 日本においては、一般に燃料費（可変費）が安いことから発電単価が低廉であり、最経済運用・メリットオーダーの観点からは、原子力発電と同様にベース供給力（24 時間フル運転）として期待される。調整機能の設置費用（固定費）や、ガバナフリー、LFC 制御などアンシラリーサービス費用（可変費）を回収するための、適正報酬の仕組み（市場も含

む) が必要。

「バ」国の PGCB、BPDB、NLDC での聞き取り調査においては、現時点では HVDC 国際連系線による需給・周波数調整機能や原子力発電機の周波数調整機能の具備は検討されていないが、石炭火力については約 50%程度の発電機を周波数調整用として供出するとの方針がある。また、同じく上記の聞き取り調査において、各発電機の定格出力の 10~15%を調整力として供出する方針がある。

以上を踏まえて、新設発電機については水力・石油火力・ガス火力の総量、および、石炭火力の半量、のうちの 10%~15%を調整力として供出される条件とした。(1%刻み)¹⁴

(b) 2014 年以前の既設発電機の取り組み

2015 年 11 月に、エネルギー・鉱物資源省 (MOPEMR) において、BPDB および発電事業者との第 1 回会合が開催され、既設発電機の周波数調整への貢献に関して議論された。同会合において、電力品質の早急な改善のためには、以下の対応が必要であることが認識され合意されている。

- 少なくとも 300MW 程度の Primary reserve を確保するため、8~10 発電所がガバナフリー運転を実施する必要があること、
- そのため、表 16-14 の発電所について 2016 年 1 月末を目途にガバナフリー運転の試験を実施する方向で合意されていること。

冒頭でも述べたとおり、既設機については信頼性に疑問があるが、その中でも表 15-14 に示した発電所については、調整力供出を十分期待出来る。

しかし、既設機は今後、設備の更新や廃止により徐々に減少していく計画となっており、長期的な調整力として期待するのは難しいため、本検討では調整力として織り込んでない。

表 16-14 ガバナフリー運転試験実施発電所リスト

| SL. No | Name & Capacity | Owner |
|--------|--|--------------|
| 1 | Sikalbaha 1x150 MW | BPDB |
| 2 | Sylhet 1x150 MW | BPDB |
| 3 | Baghabari 100 MW | BPDB |
| 4 | Baghabari 71 MW | BPDB |
| 5 | Kaptai 4&5 | BPDB |
| 6 | Shahajibazar 8&9 (2x35 MW) | BPDB |
| 7 | Siddhirganj 2x120 MW | EGCB |
| 8 | RPCL (Steam 75 MW) | RPCL |
| 9 | Sirajganj 225 MW (150+75 MW) | NWPGCL |
| 10 | Khulna 1x150 MW | NWPGCL |
| 11 | Summit Bibiyana-2 (1x222 MW) | Summit Power |
| 12 | Summit Meghnaghat (2x110 GT+1x110 ST MW) | Summit Power |

出典：JICA 調査団

また、別途、当調査団からのアンケート調査により、現在、周波数調整のための電話指令に依っている発電所のリストについても求めたところ、表 16-15 のとおりであった。

¹⁴東京電力においては、LFC 調整の上下限値を、概ね以下のように設定しているため、一律に 10~15%の供出を義務付けることが可能かは、なお慎重なプロセスを経ることが必要である。

- 火力発電機・・・出力指令値 (基準出力) の±5%を上下限値とする。
- 水力発電機・・・出力上・下限値と現在出力との差
- 原子力発電機・・・設定しない

ほぼ、表 16-14 のラインナップと重複しているものの、黄色の塗りつぶしのようなガバナフリー試験運用から漏れている発電所については、早急なリハビリを実施し、調整力の拡大枠として貢献できるよう、早急な対応が不可欠である。

表 16-15 周波数調整のために電話指令に応じている発電所リスト

| SL. No | Name & Capacity | Owner |
|--------|-------------------------------------|--------------|
| 1 | Sikalbaha 1x150 MW | BPDB |
| 2 | Sylhet 1x150 MW | BPDB |
| 3 | Baghabari 100 MW | BPDB |
| 4 | Baghabari 71 MW | BPDB |
| 5 | Kaptai 4&5 | BPDB |
| 6 | Shahajibazar 8&9 (2x35 MW) | BPDB |
| 7 | Siddhirganj 2x120 MW | EGCB |
| 8 | Haripur Power Ltd. (1x235+125) | HPL |
| 9 | Sirajganj 225 MW (150+75 MW) | NWPGCL |
| 10 | Khulna 1x150 MW | NWPGCL |
| 11 | Summit Bibiyana-2 (1x222 MW) | Summit Power |
| 12 | Meghnaghat Power Ltd (2x150+150 MW) | MPL |

出典：JICA 調査団

(c) 発電機の計画停止（補修停止）・計画外停止の配慮

試算にあたって重要ではあるが、最も不確定要素が大きいのは、発電機の補修停止（計画停止）や計画外停止をどの程度織り込むかという点である。

残念ながら、この点は、「バ」国での調査においては情報が得られなかったため、ここでは、停止率 0～20%とし、5%刻みで設定した場合について試算した。

(d) NLDC における SCADA/EMS システムを用いた LFC 制御実現の遅延リスクの考慮

さらに、16.6 節でも詳述するが、NLDC の SCADA/EMS システムによる LFC 制御の整備が遅れるリスクもあることから、ガバナフリー運転のみを実施した場合の調整力供出可能量を考えておく必要がある。

幸い、以下の理由から、2015 年以降の新增設発電機によるガバナフリー運転の実施に大きなリスクはないものと考えられる。

- ガバナ（调速機）は、タービンの回転数を一定に制御する目的で、すべての発電機に基本機能として装備されていると考えられること
- これらの調定率やリミッタなどの設定値を変更することによりガバナフリー運転は比較的速やかに実現できると考えられること

東京電力においては、経験則から、Primary reserve として最大需要の 3～5%を確保するように運用しているが、瞬動予備力（ガバナフリー運転）として期待される量は、最大需要の 2%程度としている。つまり、Primary reserve として確保した量の 1/3～2/3 となる。

「バ」国の場合には、最低でも Primary reserve 供出可能量を最大需要の 10%確保する計画であることから、その場合のガバナフリー運転による調整力は 3～7%程度である。それらを考慮した供出可能量を表 16-17 に示す。

(e) 試算結果

ガバナフリー運転と LFC の両方が期待できる場合の調整力確保可能量を 表 16-16 に示す。
ガバナフリー運転のみ期待できる場合の調整力確保可能量を 表 16-17 に示す。

以降の検討では、厳しめに見積もるため、表 16-17 を用いることとする。

表 16-16 Primary Reserve 供出可能量一覧表

| 稼働率 | 調整力 比率 | 年 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | |
| 100% | 10% | 0 | 120 | 214 | 370 | 451 | 775 | 775 | 775 | 830 | 830 | 830 | 855 | 915 | 1000 | 1075 | 1175 | 1235 | 1400 | 1565 | 1745 | 2010 | 2200 | 2396 | 2571 | 2816 | 2956 | 3032 | |
| | 11% | 0 | 132 | 235 | 407 | 496 | 852 | 852 | 852 | 913 | 913 | 913 | 940 | 1006 | 1100 | 1182 | 1292 | 1358 | 1540 | 1721 | 1919 | 2211 | 2420 | 2636 | 2828 | 3097 | 3251 | 3335 | |
| | 12% | 0 | 144 | 257 | 444 | 541 | 930 | 930 | 930 | 996 | 996 | 996 | 1026 | 1098 | 1200 | 1290 | 1410 | 1482 | 1680 | 1878 | 2094 | 2412 | 2640 | 2875 | 3085 | 3379 | 3547 | 3638 | |
| | 13% | 0 | 156 | 278 | 481 | 587 | 1007 | 1007 | 1007 | 1079 | 1079 | 1079 | 1111 | 1189 | 1300 | 1397 | 1527 | 1605 | 1820 | 2034 | 2268 | 2613 | 2860 | 3115 | 3342 | 3660 | 3842 | 3941 | |
| | 14% | 0 | 168 | 300 | 518 | 632 | 1085 | 1085 | 1085 | 1162 | 1162 | 1162 | 1197 | 1281 | 1400 | 1505 | 1645 | 1729 | 1960 | 2191 | 2443 | 2814 | 3080 | 3354 | 3599 | 3942 | 4138 | 4244 | |
| | 15% | 0 | 180 | 321 | 555 | 677 | 1162 | 1162 | 1162 | 1245 | 1245 | 1245 | 1282 | 1372 | 1500 | 1612 | 1762 | 1852 | 2100 | 2347 | 2617 | 3015 | 3300 | 3594 | 3856 | 4224 | 4434 | 4548 | |
| 95% | 10% | 0 | 114 | 203 | 352 | 429 | 736 | 736 | 736 | 788 | 788 | 788 | 812 | 869 | 950 | 1021 | 1116 | 1173 | 1330 | 1487 | 1658 | 1909 | 2090 | 2276 | 2442 | 2675 | 2808 | 2880 | |
| | 11% | 0 | 125 | 224 | 387 | 471 | 810 | 810 | 810 | 867 | 867 | 867 | 893 | 956 | 1045 | 1123 | 1228 | 1290 | 1463 | 1635 | 1823 | 2100 | 2299 | 2504 | 2686 | 2942 | 3089 | 3168 | |
| | 12% | 0 | 137 | 244 | 422 | 514 | 883 | 883 | 883 | 946 | 946 | 946 | 975 | 1043 | 1140 | 1225 | 1339 | 1408 | 1596 | 1784 | 1989 | 2291 | 2508 | 2731 | 2931 | 3210 | 3370 | 3456 | |
| | 13% | 0 | 148 | 264 | 457 | 557 | 957 | 957 | 957 | 1025 | 1025 | 1025 | 1056 | 1130 | 1235 | 1328 | 1451 | 1525 | 1729 | 1933 | 2155 | 2482 | 2717 | 2959 | 3175 | 3477 | 3650 | 3744 | |
| | 14% | 0 | 160 | 285 | 492 | 600 | 1030 | 1030 | 1030 | 1104 | 1104 | 1104 | 1137 | 1217 | 1330 | 1430 | 1563 | 1642 | 1862 | 2081 | 2321 | 2673 | 2926 | 3187 | 3419 | 3745 | 3931 | 4032 | |
| | 15% | 0 | 171 | 305 | 527 | 643 | 1104 | 1104 | 1104 | 1183 | 1183 | 1183 | 1218 | 1304 | 1425 | 1532 | 1674 | 1760 | 1995 | 2230 | 2487 | 2864 | 3135 | 3414 | 3663 | 4012 | 4212 | 4320 | |
| 90% | 10% | 0 | 108 | 193 | 333 | 406 | 697 | 697 | 697 | 747 | 747 | 747 | 769 | 823 | 900 | 967 | 1057 | 1111 | 1260 | 1408 | 1570 | 1809 | 1980 | 2156 | 2314 | 2534 | 2660 | 2729 | |
| | 11% | 0 | 119 | 212 | 366 | 447 | 767 | 767 | 767 | 822 | 822 | 822 | 846 | 906 | 990 | 1064 | 1163 | 1223 | 1386 | 1549 | 1727 | 1990 | 2178 | 2372 | 2545 | 2788 | 2926 | 3001 | |
| | 12% | 0 | 130 | 231 | 400 | 487 | 837 | 837 | 837 | 896 | 896 | 896 | 923 | 988 | 1080 | 1161 | 1269 | 1334 | 1512 | 1690 | 1885 | 2171 | 2376 | 2588 | 2776 | 3041 | 3192 | 3274 | |
| | 13% | 0 | 140 | 250 | 433 | 528 | 906 | 906 | 906 | 971 | 971 | 971 | 1000 | 1070 | 1170 | 1258 | 1375 | 1445 | 1638 | 1831 | 2042 | 2352 | 2574 | 2803 | 3008 | 3294 | 3458 | 3547 | |
| | 14% | 0 | 151 | 270 | 466 | 568 | 976 | 976 | 976 | 1046 | 1046 | 1046 | 1077 | 1153 | 1260 | 1354 | 1480 | 1556 | 1764 | 1972 | 2199 | 2532 | 2772 | 3019 | 3239 | 3548 | 3724 | 3820 | |
| | 15% | 0 | 162 | 289 | 500 | 609 | 1046 | 1046 | 1046 | 1120 | 1120 | 1120 | 1154 | 1235 | 1350 | 1451 | 1586 | 1667 | 1890 | 2113 | 2356 | 2713 | 2970 | 3234 | 3470 | 3801 | 3990 | 4093 | |
| 85% | 10% | 0 | 102 | 182 | 315 | 383 | 659 | 659 | 659 | 705 | 705 | 705 | 727 | 778 | 850 | 914 | 999 | 1050 | 1190 | 1330 | 1483 | 1708 | 1870 | 2037 | 2185 | 2393 | 2512 | 2577 | |
| | 11% | 0 | 112 | 200 | 346 | 422 | 724 | 724 | 724 | 776 | 776 | 776 | 799 | 855 | 935 | 1005 | 1099 | 1155 | 1309 | 1463 | 1631 | 1879 | 2057 | 2240 | 2404 | 2633 | 2764 | 2835 | |
| | 12% | 0 | 122 | 218 | 378 | 460 | 790 | 790 | 790 | 847 | 847 | 847 | 872 | 933 | 1020 | 1096 | 1198 | 1260 | 1428 | 1596 | 1780 | 2050 | 2244 | 2444 | 2622 | 2872 | 3015 | 3092 | |
| | 13% | 0 | 133 | 237 | 409 | 499 | 856 | 856 | 856 | 917 | 917 | 917 | 945 | 1011 | 1105 | 1188 | 1298 | 1365 | 1547 | 1729 | 1928 | 2221 | 2431 | 2647 | 2841 | 3111 | 3266 | 3350 | |
| | 14% | 0 | 143 | 255 | 440 | 537 | 922 | 922 | 922 | 988 | 988 | 988 | 1017 | 1089 | 1190 | 1279 | 1398 | 1470 | 1666 | 1862 | 2076 | 2392 | 2618 | 2851 | 3059 | 3351 | 3517 | 3608 | |
| | 15% | 0 | 153 | 273 | 472 | 575 | 988 | 988 | 988 | 1058 | 1058 | 1058 | 1090 | 1167 | 1275 | 1371 | 1498 | 1575 | 1785 | 1995 | 2225 | 2563 | 2805 | 3055 | 3278 | 3590 | 3769 | 3865 | |
| 80% | 10% | 0 | 96 | 171 | 296 | 361 | 620 | 620 | 620 | 664 | 664 | 664 | 684 | 732 | 800 | 860 | 940 | 988 | 1120 | 1252 | 1396 | 1608 | 1760 | 1917 | 2057 | 2253 | 2365 | 2425 | |
| | 11% | 0 | 106 | 188 | 326 | 397 | 682 | 682 | 682 | 730 | 730 | 730 | 752 | 805 | 880 | 946 | 1034 | 1087 | 1232 | 1377 | 1536 | 1769 | 1936 | 2108 | 2262 | 2478 | 2601 | 2668 | |
| | 12% | 0 | 115 | 205 | 355 | 433 | 744 | 744 | 744 | 797 | 797 | 797 | 821 | 878 | 960 | 1032 | 1128 | 1186 | 1344 | 1502 | 1675 | 1930 | 2112 | 2300 | 2468 | 2703 | 2837 | 2910 | |
| | 13% | 0 | 125 | 223 | 385 | 469 | 806 | 806 | 806 | 863 | 863 | 863 | 889 | 952 | 1040 | 1118 | 1222 | 1284 | 1456 | 1628 | 1815 | 2090 | 2288 | 2492 | 2674 | 2928 | 3074 | 3153 | |
| | 14% | 0 | 134 | 240 | 415 | 505 | 868 | 868 | 868 | 930 | 930 | 930 | 958 | 1025 | 1120 | 1204 | 1316 | 1383 | 1568 | 1753 | 1954 | 2251 | 2464 | 2683 | 2879 | 3154 | 3310 | 3395 | |
| | 15% | 0 | 144 | 257 | 444 | 541 | 930 | 930 | 930 | 996 | 996 | 996 | 1026 | 1098 | 1200 | 1290 | 1410 | 1482 | 1680 | 1878 | 2094 | 2412 | 2640 | 2875 | 3085 | 3379 | 3547 | 3638 | |

出典：JICA 調査団

表 16-17 ガバナフリー運転のみ調整力として期待できる場合の供出可能量一覧表

| 稼働率 | 調整力 比率 | 年 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|--|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | | |
| 100% | 3% | 0 | 36 | 64 | 111 | 135 | 232 | 232 | 232 | 249 | 249 | 249 | 256 | 274 | 300 | 322 | 352 | 370 | 420 | 469 | 523 | 603 | 660 | 719 | 771 | 845 | 887 | 910 | | |
| | 4% | 0 | 48 | 86 | 148 | 180 | 310 | 310 | 310 | 332 | 332 | 332 | 342 | 366 | 400 | 430 | 470 | 494 | 560 | 626 | 698 | 804 | 880 | 958 | 1028 | 1126 | 1182 | 1213 | | |
| | 5% | 0 | 60 | 107 | 185 | 226 | 387 | 387 | 387 | 415 | 415 | 415 | 427 | 457 | 500 | 537 | 587 | 617 | 700 | 782 | 872 | 1005 | 1100 | 1198 | 1285 | 1408 | 1478 | 1516 | | |
| | 6% | 0 | 72 | 128 | 222 | 271 | 465 | 465 | 465 | 498 | 498 | 498 | 513 | 549 | 600 | 645 | 705 | 741 | 840 | 939 | 1047 | 1206 | 1320 | 1438 | 1542 | 1689 | 1773 | 1819 | | |
| | 7% | 0 | 84 | 150 | 259 | 316 | 542 | 542 | 542 | 581 | 581 | 581 | 598 | 640 | 700 | 752 | 822 | 864 | 980 | 1095 | 1221 | 1407 | 1540 | 1677 | 1799 | 1971 | 2069 | 2122 | | |
| 95% | 3% | 0 | 34 | 61 | 105 | 129 | 221 | 221 | 221 | 237 | 237 | 237 | 244 | 261 | 285 | 306 | 335 | 352 | 399 | 446 | 497 | 573 | 627 | 683 | 733 | 802 | 842 | 864 | | |
| | 4% | 0 | 46 | 81 | 141 | 171 | 294 | 294 | 294 | 315 | 315 | 315 | 325 | 348 | 380 | 408 | 446 | 469 | 532 | 595 | 663 | 764 | 836 | 910 | 977 | 1070 | 1123 | 1152 | | |
| | 5% | 0 | 57 | 102 | 176 | 214 | 368 | 368 | 368 | 394 | 394 | 394 | 406 | 435 | 475 | 511 | 558 | 587 | 665 | 743 | 829 | 955 | 1045 | 1138 | 1221 | 1337 | 1404 | 1440 | | |
| | 6% | 0 | 68 | 122 | 211 | 257 | 442 | 442 | 442 | 473 | 473 | 473 | 487 | 522 | 570 | 613 | 670 | 704 | 798 | 892 | 995 | 1146 | 1254 | 1366 | 1465 | 1605 | 1685 | 1728 | | |
| | 7% | 0 | 80 | 142 | 246 | 300 | 515 | 515 | 515 | 552 | 552 | 552 | 569 | 608 | 665 | 715 | 781 | 821 | 931 | 1041 | 1160 | 1337 | 1463 | 1593 | 1710 | 1872 | 1966 | 2016 | | |
| 90% | 3% | 0 | 32 | 58 | 100 | 122 | 209 | 209 | 209 | 224 | 224 | 224 | 231 | 247 | 270 | 290 | 317 | 333 | 378 | 423 | 471 | 543 | 594 | 647 | 694 | 760 | 798 | 819 | | |
| | 4% | 0 | 43 | 77 | 133 | 162 | 279 | 279 | 279 | 299 | 299 | 299 | 308 | 329 | 360 | 387 | 423 | 445 | 504 | 563 | 628 | 724 | 792 | 863 | 925 | 1014 | 1064 | 1091 | | |
| | 5% | 0 | 54 | 96 | 167 | 203 | 349 | 349 | 349 | 373 | 373 | 373 | 385 | 412 | 450 | 484 | 529 | 556 | 630 | 704 | 785 | 904 | 990 | 1078 | 1157 | 1267 | 1330 | 1364 | | |
| | 6% | 0 | 65 | 116 | 200 | 244 | 418 | 418 | 418 | 448 | 448 | 448 | 462 | 494 | 540 | 580 | 634 | 667 | 756 | 845 | 942 | 1085 | 1188 | 1294 | 1388 | 1520 | 1596 | 1637 | | |
| | 7% | 0 | 76 | 135 | 233 | 284 | 488 | 488 | 488 | 523 | 523 | 523 | 539 | 576 | 630 | 677 | 740 | 778 | 882 | 986 | 1099 | 1266 | 1386 | 1509 | 1620 | 1774 | 1862 | 1910 | | |
| 85% | 3% | 0 | 31 | 55 | 94 | 115 | 198 | 198 | 198 | 212 | 212 | 212 | 218 | 233 | 255 | 274 | 300 | 315 | 357 | 399 | 445 | 513 | 561 | 611 | 656 | 718 | 754 | 773 | | |
| | 4% | 0 | 41 | 73 | 126 | 153 | 263 | 263 | 263 | 282 | 282 | 282 | 291 | 311 | 340 | 365 | 399 | 420 | 476 | 532 | 593 | 683 | 748 | 815 | 874 | 957 | 1005 | 1031 | | |
| | 5% | 0 | 51 | 91 | 157 | 192 | 329 | 329 | 329 | 353 | 353 | 353 | 363 | 389 | 425 | 457 | 499 | 525 | 595 | 665 | 742 | 854 | 935 | 1018 | 1093 | 1197 | 1256 | 1288 | | |
| | 6% | 0 | 61 | 109 | 189 | 230 | 395 | 395 | 395 | 423 | 423 | 423 | 436 | 467 | 510 | 548 | 599 | 630 | 714 | 798 | 890 | 1025 | 1122 | 1222 | 1311 | 1436 | 1507 | 1546 | | |
| | 7% | 0 | 71 | 127 | 220 | 268 | 461 | 461 | 461 | 494 | 494 | 494 | 509 | 544 | 595 | 640 | 699 | 735 | 833 | 931 | 1038 | 1196 | 1309 | 1426 | 1530 | 1675 | 1759 | 1804 | | |
| 80% | 3% | 0 | 29 | 51 | 89 | 108 | 186 | 186 | 186 | 199 | 199 | 199 | 205 | 220 | 240 | 258 | 282 | 296 | 336 | 376 | 419 | 482 | 528 | 575 | 617 | 676 | 709 | 728 | | |
| | 4% | 0 | 38 | 68 | 118 | 144 | 248 | 248 | 248 | 266 | 266 | 266 | 274 | 293 | 320 | 344 | 376 | 395 | 448 | 501 | 558 | 643 | 704 | 767 | 823 | 901 | 946 | 970 | | |
| | 5% | 0 | 48 | 86 | 148 | 180 | 310 | 310 | 310 | 332 | 332 | 332 | 342 | 366 | 400 | 430 | 470 | 494 | 560 | 626 | 698 | 804 | 880 | 958 | 1028 | 1126 | 1182 | 1213 | | |
| | 6% | 0 | 58 | 103 | 178 | 217 | 372 | 372 | 372 | 398 | 398 | 398 | 410 | 439 | 480 | 516 | 564 | 593 | 672 | 751 | 838 | 965 | 1056 | 1150 | 1234 | 1352 | 1419 | 1455 | | |
| | 7% | 0 | 67 | 120 | 207 | 253 | 434 | 434 | 434 | 465 | 465 | 465 | 479 | 512 | 560 | 602 | 658 | 692 | 784 | 876 | 977 | 1126 | 1232 | 1342 | 1440 | 1577 | 1655 | 1698 | | |

出典：JICA 調査団

(2) 確保必要量の試算

調整力の必要量を見積もるうえでは、想定事故（供給信頼度）をどこまで考えるかが大きく影響する。すなわち、

- N-0（事故を想定しない） → 平常時の周波数調整
- N-1（1 設備故障まで想定） → 最大容量 1 電源脱落、1 送変電設備の脱落による複数電源喪失のうちいずれか大きい方
- N-2（2 設備同時故障まで想定） → 最大容量 2 電源脱落、2 送変電設備の脱落（とくに 2 回線鉄塔の倒壊）による複数電源喪失のうちいずれか大きい方

同時設備事故数が増加するほど周波数変動への影響は大きくなる一方で、発生確率は希頻度になる。需給運用・周波数調整業務においては N-1 故障まで顧慮することが TEPCO を含めた世界的な傾向なので、本検討においても、N-0 および N-1 故障について考察する。

(a) N-0（平常時の周波数調整）

まず、平常時の周波数品質向上のための調整力必要量を試算する。

残念ながら周波数調整における必要な調整力の算定方法は、定まった方法がない。

したがって以下の検討は、極めてチャレンジングな試算であり、一つの目安に過ぎないことを留意する必要がある。

本節の最終目的は、周波数品質向上のロードマップを提示することであるから、毎年の想定需要と調整力必要量の関係が求められれば有益である。

ここでは簡単のために、調整力必要量は、その時の負荷変動量と等しいもの仮定する。¹⁵ したがって、毎年の想定需要と負荷変動量の関係を求めることと同値になる。

負荷変動量をより正確に把握するためには、これまでの多くの実績データを用いた統計的な分析が必要であるが、実際問題として、「バ」国の実績データを大量に収集分析することは時間的制約が大きく、また、負荷変動量は、総需要だけでなく、平休日・時間帯・電力系統の状態など様々な因子が考えられ、それら因子と負荷変動量との良好な相関関係を見出すことは簡単ではない。

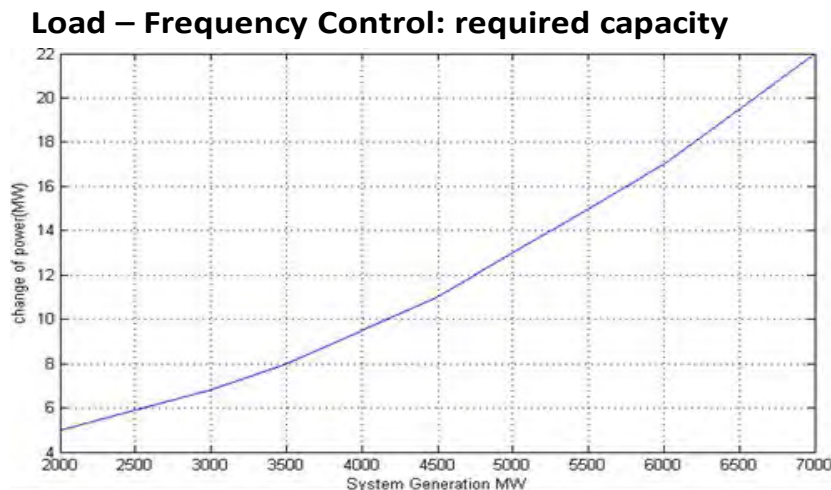
そこで、ここでは、日本の実績データの分析をもとにした総需要と負荷変動量の比例関係式を応用することとし、NLDC より提供された、3 例の需給調整実務に用いているデータや、電源や負荷脱落事故時の周波数チャートの実績から、比例係数を推定することとした。

¹⁵ 周波数変動を抑制するためには、負荷変動量と同量の調整力によって変動を相殺するように自動制御すればよい。しかし、実際には負荷変動に寸分たがわず調整力を追従させることは技術的に不可能であり、制御遅れが存在することから、一定程度の周波数偏差は許容されている（TEPCO では $50 \pm 0.2\text{Hz}$ ）。この許容周波数偏差のおかげで、厳密には、調整力必要量は、負荷変動量よりも若干少ない量で済む。しかし、本検討では厳しめ方向で試算することとした。

NLDC 提供の周波数変動関連データ

Case1: NLDC における負荷周波数制御に必要な予備力チャート

NLDC においては、周波数変動を 0.1Hz 改善するために必要な調整力を出典：NLDC
 図 16-14 に示すとおり総需要をパラメータとして算出して運用しており、たとえば、総需要
 7,000MW において 22MW の調整力が必要であることが判っている。

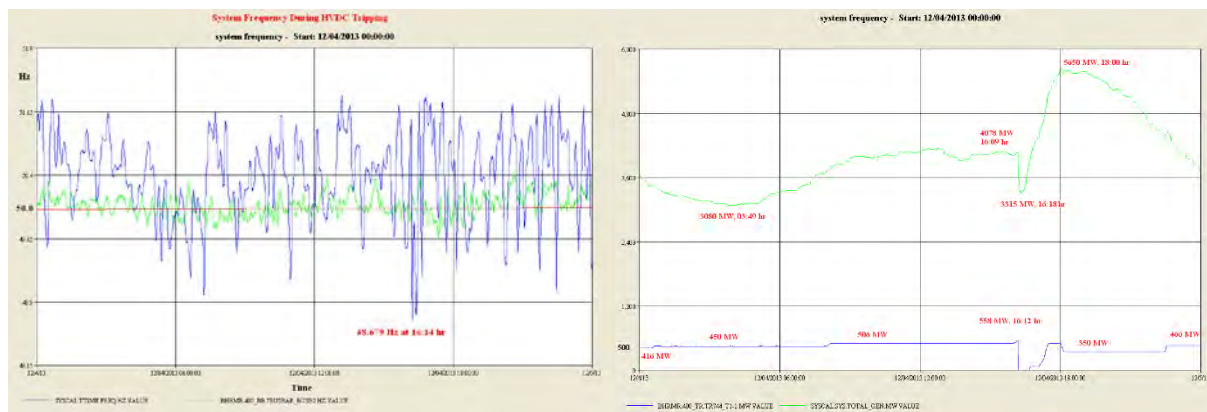


22MW for 0.1 Hz Deviation @ 7000MW demand
1% of total demand could be sufficient for LFC

出典：NLDC

図 16-14 周波数変動を 0.1Hz 改善するのに必要な調整量 (NLDC 資料)

Case2: HVDC 国際連系線トリップ事故 (2013年12月4日発生)



出典：JICA 調査団

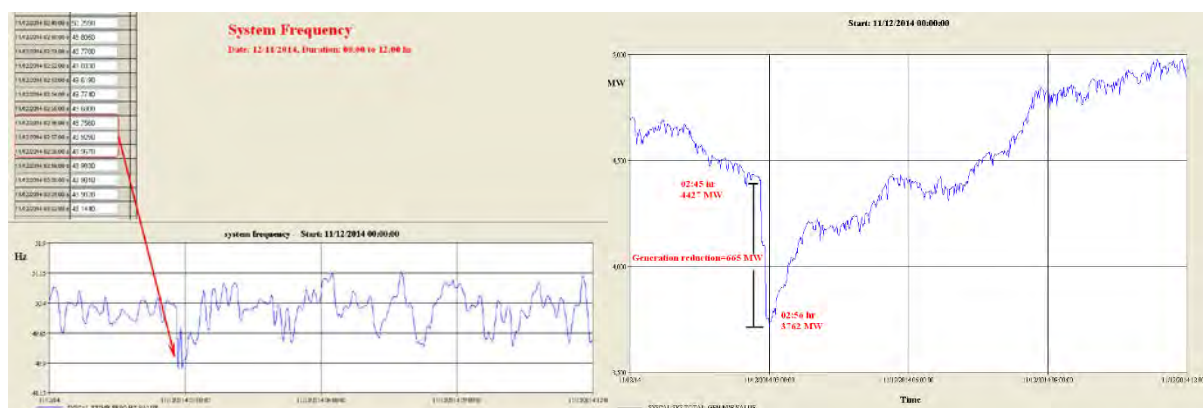
図 16-15 HVDC 国際連系線トリップの影響 (電力システムの周波数と発電機出力の記録)

| Date & Time | Frequency Hz | Load MW | Generation MW | HVDC Import MW |
|-----------------------|--------------|----------|---------------|----------------|
| 12/04/2013 16:10:00 s | 50.934 | 3739.832 | 4060.916 | 549 |
| 12/04/2013 16:11:00 s | 51.056 | 3725.427 | 4066.471 | 554 |
| 12/04/2013 16:12:00 s | 51.06 | 3715.312 | 4071.837 | 558 |
| 12/04/2013 16:13:00 s | 49.181 | 3512.534 | 3638.304 | 0 |
| 12/04/2013 16:14:00 s | 48.679 | 3361.106 | 3527.44 | 0 |
| 12/04/2013 16:15:00 s | 48.702 | 3183.347 | 3420.231 | 0 |

データから事象を推察すると、HVDC 国際連系線を介してインドから 558MW の電力を受電中に同 HVDC がトリップし、総供給力が 4072MW から 3638MW に急減した。その際 UFR による負荷遮断も発生したと見られ、負荷（総需要）が 3715MW から 3512MW に急減した。

上記の実績データから、総需要が 3715MW において、約 12.3MW の供給力不足により周波数が 0.1Hz 低下する計算になる。

Case3: Ashuganj 区域の発電機数台のトリップ事故 (2014 年 11 月 12 日発生)



出典：JICA 調査団

図 16-16 発電機トリップによる電力システムの周波数への影響

負荷変動のデータ提供はなかったことから、本事象は、電源の脱落のみで負荷遮断は発生していないものと見なした。また、右側の発電機のグラフでは、4427MW から 3762MW の減少となったとの表記になっているが、よく見ると、発電機が 2 つのタイミングで脱落しているものと見られ、1 回目の周波数低下の際には、グラフからの推察で約 4240MW 程度までしか脱落していないものと思われる。

なお、事故が発生したときの総需要のデータがないが、事故直前の周波数は 50.2Hz 程度であったことから、ほぼ需給バランスが取れた状態であったと仮定し、発電機の総出力と総需要と見なした。

以上の推察のもと同様に計算すると、総需要が 4427MW において、約 12.8MW の供給力不足により周波数が 0.1Hz 低下するとの計算になる。

調整力必要量（負荷変動量）の試算

以上の 3 ケースの計算結果をもとに、総需要と負荷変動量との関係を試算する。

電気学会調査専門委員会報告（電気学会技術報告 869 号）によると、負荷変動量の標準偏差 (σ) は、総需要 (P) の平方根に比例するとの報告があることから、ここでは単純に負荷変動量 (ΔP)、

すなわち調整力必要量（ ΔP ）も、総需要（ P ）の平方根に比例すると仮定する。すなわち、

$$\Delta P = \alpha \times \sqrt{P} \quad (\text{MW})$$

投入した調整力の量と周波数改善量（たとえば 0.1Hz）が比例関係にあるものと仮定すれば、上記の式を、総需要と、0.1Hz の改善に必要な調整力必要量、すなわち、

$$\Delta P = \alpha \times \sqrt{P} \quad (\text{MW}/0.1\text{Hz})$$

の関係に置き換えることが可能である。

そこで、Case 1, 2, 3 で求めた、総需要と、周波数 0.1Hz 改善のための調整必要量を代入すると、比例定数 α が求められ、以下のような関係式になる。

$$\begin{aligned} \Delta P &= 0.263 \times \sqrt{P} \quad (\text{MW}/0.1\text{Hz}) && : \text{Case1} \\ \Delta P &= 0.201 \times \sqrt{P} \quad (\text{MW}/0.1\text{Hz}) && : \text{Case2} \\ \Delta P &= 0.193 \times \sqrt{P} \quad (\text{MW}/0.1\text{Hz}) && : \text{Case3} \end{aligned}$$

比例係数 α は 0.193~0.263 と少々ばらつきが大きい。ここでは、Case1~3 のうち、負荷変動量（必要調整力）が最も大きくなる Case1 の式を用いて、以降の考察を進める。¹⁶

この関係式の妥当性について検証可能な唯一の情報として、2015 年 5 月にクルナ発電所で実施された周波数調整試験の結果がある。表 16-18 に試験の概要を示す。

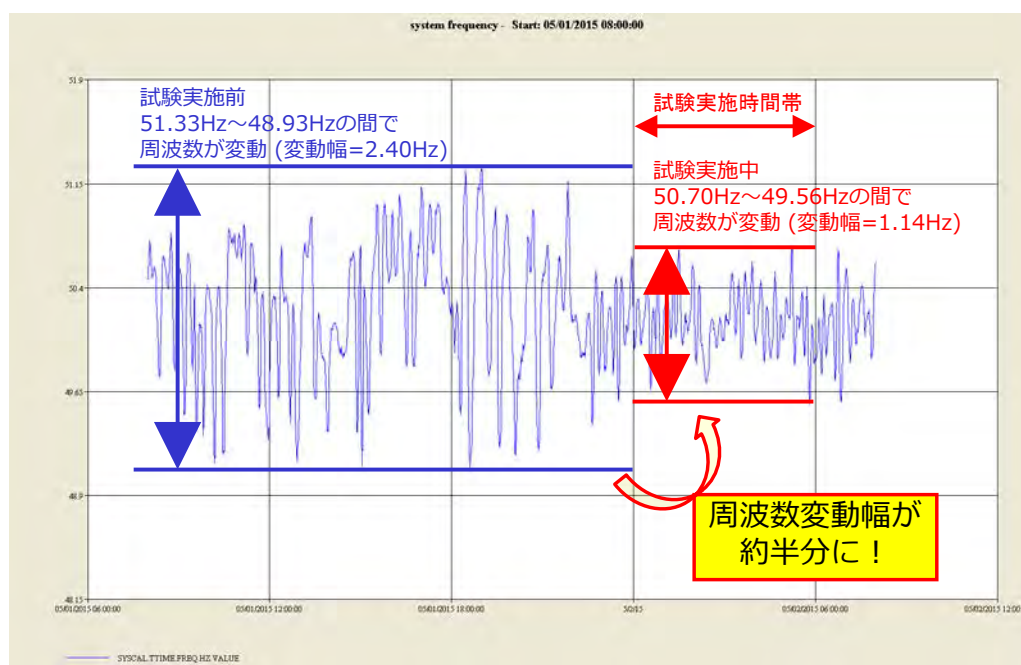
本試験は、NLDC の説明によると、試験時間中の電話指令を繰り返し、ガバナフリー運転を擬似的に実現させることにより、周波数の改善効果を検証したものとすること。試験時間中の総需要が平均して 5,000MW 程度とすると、関係式から、周波数を 0.1Hz 改善するのに必要な調整力は、約 18.6MW と算出できる。一方、ガスタービン機が調整力として使われたことで、周波数が $\pm 1.2\text{Hz}$ \rightarrow $\pm 0.55\text{Hz}$ 程度に改善したのであるから、約 121MW の調整力が、定格出力 158MW のうちから供出されたことに相当する。残念ながら試験中に発電機出力をどの程度調整したのか記録が残っていないが、あり得ない数値ではない。

¹⁶ 上記の関係式は、図 17-14 に示すグラフの特性と整合していない。図 17-14 は総需要が増加するほど調整必要量の増加率が上昇する下凸曲線になっているが、上記の関係式は、総需要に対して明らかに上凸曲線だからである。しかし、定性的には、総需要が大きいほど、ランダムに変動する負荷が、より多く電力系統に連系していると考えられ、ランダムな要素が多数集まれば、全体としては変動が抑えられ平滑化すると考えられるため、上凸曲線の方が実態に近いものと考えられる。

表 16-18 クルナ発電所における周波数調整試験の概要

| | |
|------------|--|
| 日時 | 2015年5月2日(土) 午前0時~午前6時(6時間) ※深夜軽負荷時間帯であり、供給力に余裕があり調整力を確保できる時間帯で実施 |
| 周波数調整実施発電所 | クルナ発電所(定格出力:158MW×1台、種類:ガスタービン、燃料:高硫黄軽油) |
| 周波数調整方法 | NLDCの当直員から繰り返し電話で発電所に指令を出し、ガバナフリー運転を模擬的に実現 |
| 全系総需要 | 5,870MW(0時)~4,500MW(6時) |
| 効果 | 試験実施前後:51.33Hz~48.93Hz(+2.66%~-2.14%) 試験実施中:50.70Hz~49.56Hz(+1.40%~-0.88%) となり、周波数変動幅が約半分に縮小 |

出典: JICA 調査団



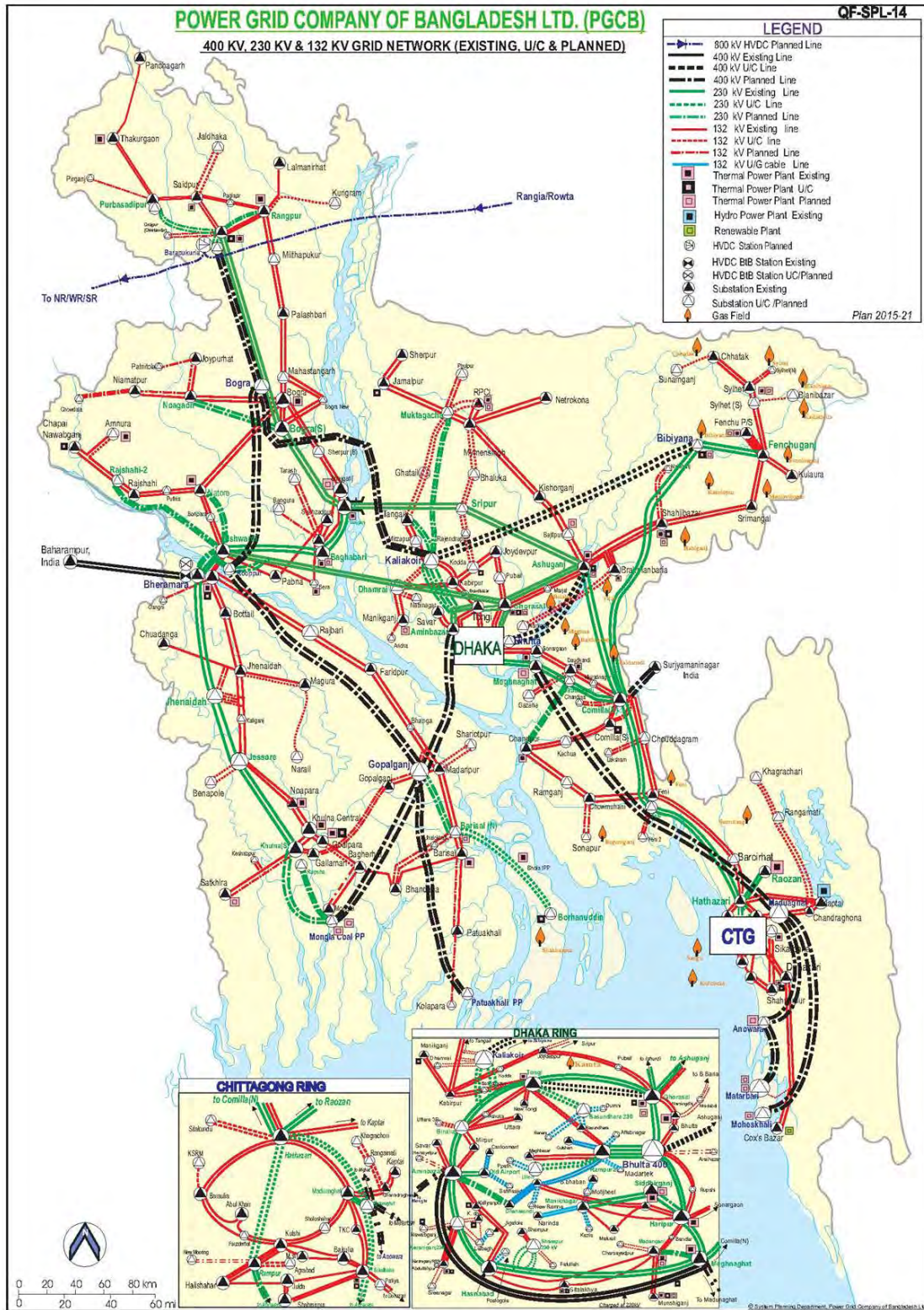
出典: JICA 調査団

図 16-17 クルナ発電所における試験運転時の周波数変動記録

(b) N-1 故障 (緊急時の周波数調整)

1 設備故障で周波数が大きく変動する恐れのある事象としては、電源脱落か負荷脱落であるが、
 出典: JICA 調査団

図 16-18 に示す電力系統図のとおり、「バ」国の 400kV、230kV、132kV 系統は一部を除いて 2 回線送電線によるメッシュ系統のため、交流系統の N-1 故障が原因で周波数が大きく変動するケースは無いと思われる。



出典：JICA 調査団

図 16-18 「バ」国電力系統図

むしろ配慮すべきは以下の点である。

- 最大容量の1電源脱落
- HVDC 送電線の交直変換器、または、BTB の1故障による輸入電力の遮断

今後の電力システムの年度展開において考慮すべき供給力脱落の具体的数値と要因は下表のとおりである。

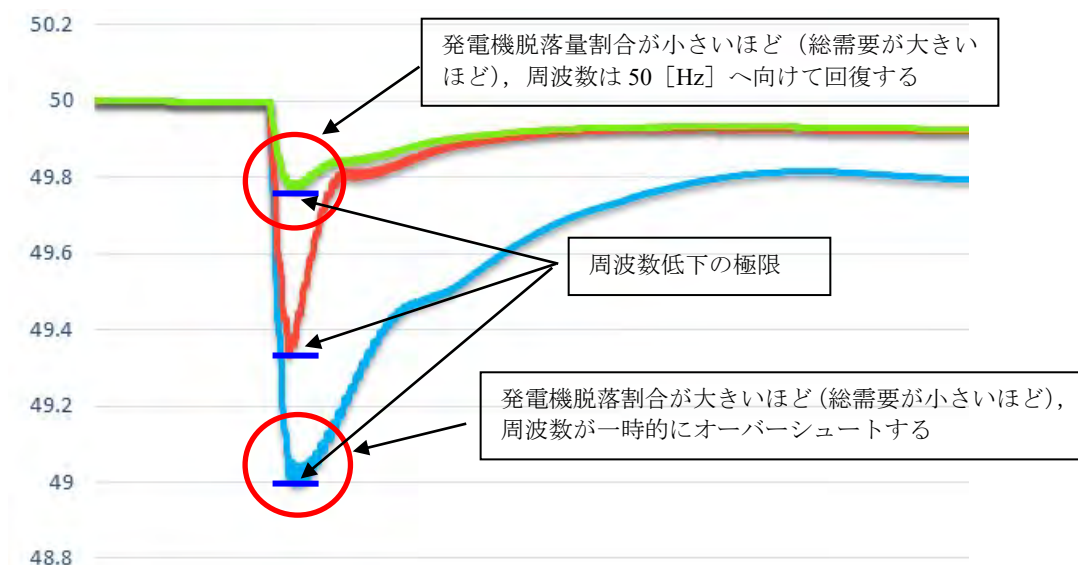
表 16-19 各年度の考慮すべき供給脱落量と要因

| 年度 | 供給力遮断量 | 要因 |
|-----------|--------|----------------------|
| 2015~2024 | 500MW | HVDC 500MW 1 変換器故障 |
| 2024~2041 | 1180MW | Roopoor 原子力 1 ユニット脱落 |

出典：JICA 調査団

本検討では、この供給力脱落量に相当する調整力の確保が確保できているか確認する。

ここで留意すべきことは、上表の供給力遮断量を確保していても、必ずしも万全ではないことである。調整力をこれだけ確保しておけば、最終的に周波数を正常に戻すことが可能であるが、図 16-19 に示すように、発電機脱落直後は、調整用発電機からの出力の上昇スピードが追いつかないため、過渡的に周波数が急低下する。この傾向は、総需要に対する発電機脱落量の割合が大きいかほど厳しくなる。



出典：JICA 調査団

図 16-19 電源脱落時の周波数変動の時間的推移イメージ

そのため、たとえば、総需要が低い時期や時間帯に、大容量の発電機が脱落し、一時的にでも発電機の許容範囲を超えて周波数が低下すると、発電機が一斉に遮断される。(たとえば図 16-7 参照) これにより、更なる周波数低下を招いて電力システムが崩壊する、いわゆる連鎖崩壊をおこし、最悪の場合には全システムがブラックアウトする恐れがある。

「バ」国では、すでに 2014 年 11 月に、インドとの HVDC 国際連系線のトラブルにより、500MW 弱の輸入電力が絶たれ、全土でのブラックアウトを経験している。

このような事象を回避するため、バックアップとして、周波数低下リレー (UFR) による自動

負荷遮断量をある程度確保する必要があるほか、前述の IAEA のガイドラインには、許容範囲を超えた負荷遮断を回避するためには、原子力発電機 1 台の容量は、低需要期においても総需要の 10%未満となるよう選定することを推奨している。

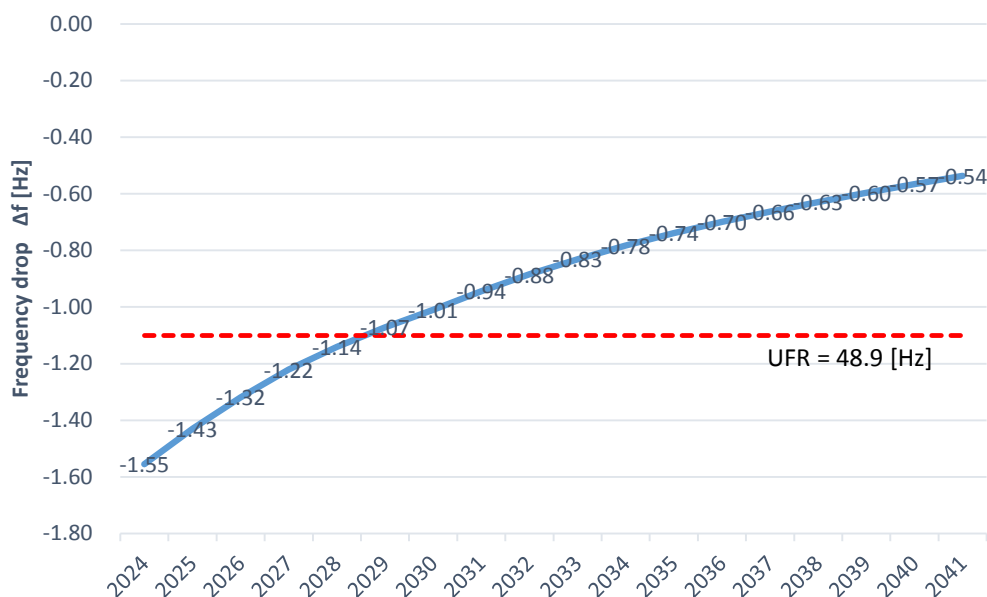
Roopoor 原子力発電機が運用開始する 2024 年以降において、最低需要時間帯に当該原子力 (1,180MW) が脱落した場合の周波数低下の影響を確認した。Roopoor 原子力発電機脱落時における周波数低下の極限值の年度推移を図 15-20 に示す。なお、周波数低下の極限值は図 15-19 を参照。低下量(Δf [Hz])の算定方法は以下のとおり。

関係式：

$$\frac{\Delta f}{50} [\%/Hz] \times K [\%MW/\%Hz] = -\frac{1,180}{P} [\%MW]$$

ここで、

K : 系統定数 = 5.0 [%MW/%Hz] (東京電力の実績値)
 P : 各年度の最低需要



出典：JICA 調査団

図 16-20 Roopoor 原子力発電機脱落時における周波数低下の極限值の年度推移

グラフより、2030 年頃までは、Roopoor 原子力脱落による周波数低下は大きく、軽負荷時間帯・期間においては、UFR による負荷遮断が発生する可能性があるものの、発電機の連鎖的なトリップによるブラックアウトを回避することができるため、当面は UFR による負荷遮断を許容する必要がある。

(3) 調整力の確保必要量と確保可能量との比較と対応策

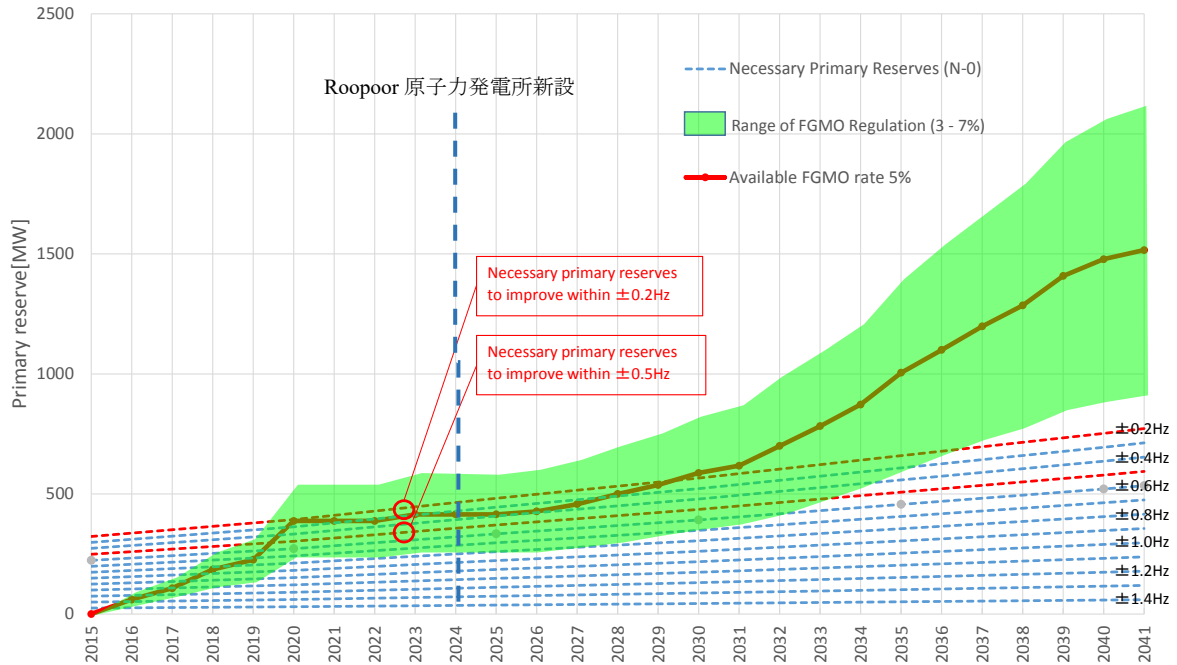
16.5.2 (1)節および 16.5.2 (2)節の検討結果から、各年度における調整力の確保必要量と確保可能量との比較を表したのが、出典：JICA 調査団

図 16-21 および図 16-22 のグラフである。具体的には、

- 確保可能量は、表 16-17 の稼働率 100%、80%ケースの数値を用いている。(緑色の塗り

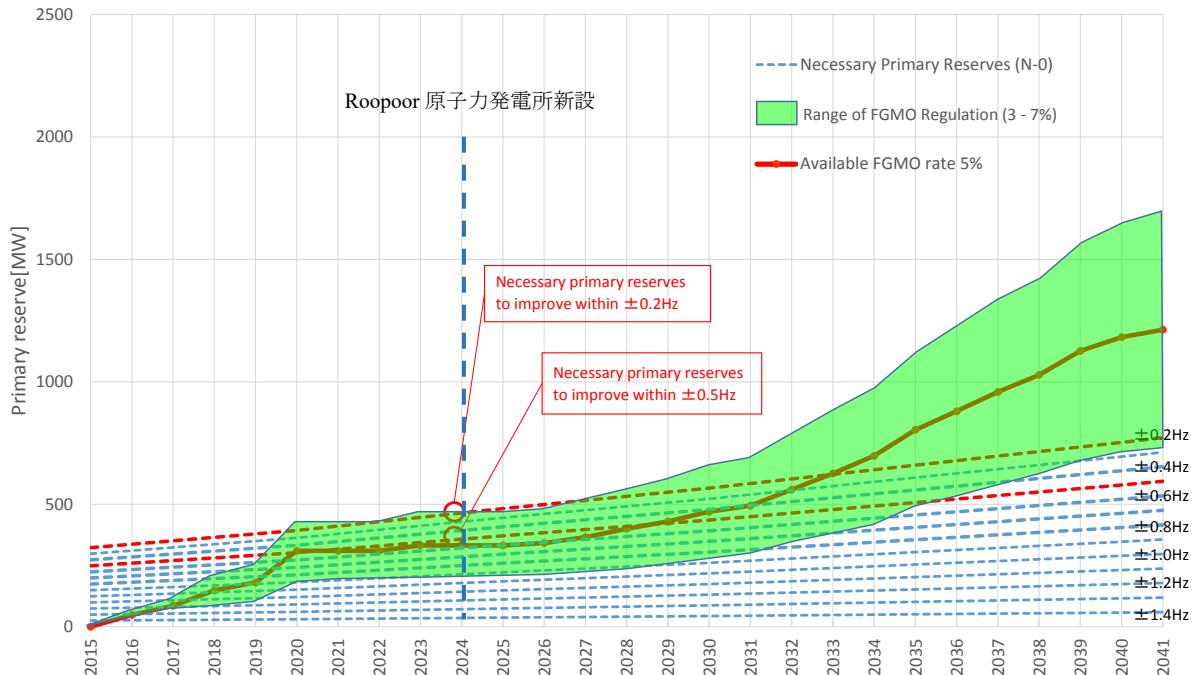
つぶしの範囲)

- 確保必要量は、 $\Delta P = 0.263 \times \sqrt{P}$ (MW/0.1Hz)を用い、現状の周波数偏差±1.5Hz から±0.2Hz まで改善するために必要な量を±0.1Hz 刻みで表した。(破線)
- 塗りつぶしの範囲が破線上にある時、確保可能量と確保必要量のバランス点となるので、塗りつぶし範囲が、周波数偏差の改善度合いの年度推移を表すことになる。



出典：JICA 調査団

図 16-21 調整力の確保必要量と確保可能量の比較 (稼働率 100%)



出典：JICA 調査団

図 16-22 調整力の確保必要量と確保可能量の比較 (稼働率 80%)

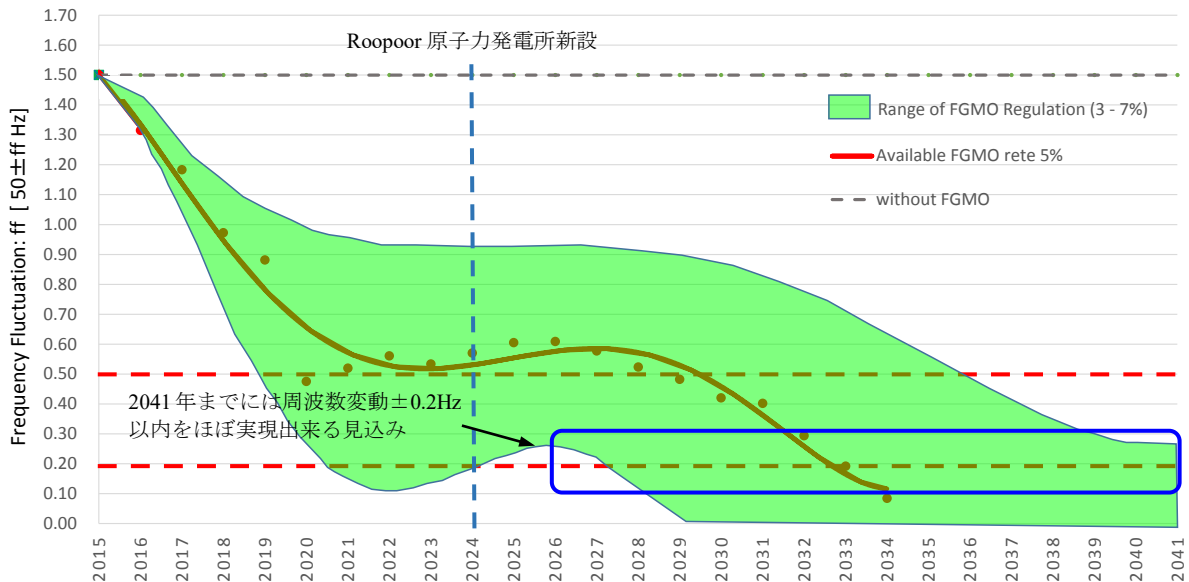
出典：JICA 調査団

図 16-21 に示すように、発電機の稼働率が 100%という理想的な状況では、厳しめに見積もっても 2037 年ごろには東京電力の周波数品質と同等の $\pm 0.2\text{Hz}$ 以内で運用出来る見込みであるが、しかしながら、現実的には、発電設備の補修停止は不可避であり、計画外停止もリスクとして考慮することが必要である。したがって、もう一方の発電機稼働率 80%（補修停止+計画外停止が 20%）と仮定すると、図 16-22 に示す通りとなる。
 発電機稼働率が 80%の場合、2041 年時点でも周波数が目標である $\pm 0.2\text{Hz}$ を逸脱する可能性があるが、上述している通り、試算に当たってはかなりのマージンを含んでいるため、80%の稼働率においても、平常時の周波数品質について大きな課題はないと言える。

(4) 今後の周波数品質改善ロードマップ

出典：JICA 調査団

図 16-23 は、図 16-22 の調整力バランスの検討から、現状の周波数変動が $\pm 1.5\text{Hz}$ であることを前提とした場合の、今後の周波数品質改善の状況を示したものである。なお、図に示したプロットは計算値であり、曲線については計算値のプロットから求められた 2 次近似曲線である。



出典：JICA 調査団

図 16-23 今後の周波数品質改善ロードマップ

図 16-22 と出典：JICA 調査団

図 16-23 のグラフからは、以下の点が指摘できる。

平常時の周波数調整

- ガバナフリー運転の効果量が、平均的な値である総需要の 5%程度あれば、原子力発電機が運用を開始する 2024 年までに、周波数変動を $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内に抑えることは可能な見通しである。
- ガバナフリー運転の効果量が 5%未満となるリスクも否定はできないが、前述のとおり、調整力必要量の積み上げには、かなりのマージンを含んでいることから、無視し得ると考える。
- 2041 年までに、平常時の周波数品質を日本並みの $\pm 0.2\text{Hz}$ まで改善するための調整力を確保することは、十分可能。

異常時の周波数調整

- 原子力発電機の初号機が連系する 2024 年以降は、当該発電機の脱落による周波数低下が著しくなり、他の発電機が連鎖的にトリップして電力システムのブラックアウトを招く恐れがある。したがって、発電機からのガバナフリー調整力の着実な積み増しは必須であるほか、当面は、ブラックアウトを回避するため、周波数低下リレー（UFR）による負荷遮断量を十分に確保する対応が必要。

したがって、当面の大きな課題である、原子力発電所が安定運転できるレベルまで周波数品質を改善するために重要ポイントは、以下のとおりである。

制度設計・設備設計

- 適正価格による調整力買取・補償金の付与など経済的インセンティブを醸成する仕組み
- 新設の発電機の連系要件として、ガバナフリー運転、LFC 機能の設計仕様への組み入れ、運用開始(commissioning)前の機能試験実施。運用開始時から即時ガバナフリー運転を実施
- 現状、石炭火力は約 50%の発電機から調整力を供出する計画であるが、早い段階で極力 UFR による負荷遮断を回避したい意向がある場合には、当面の間、石炭火力も全面的に調整力の供出を出来るよう、ガバナフリー運転、LFC 機能の仕様設計の組み入れはすべての新設機に対して必須

既設設備の運転・保守

- 既設の発電機についても更なる調整力としての貢献を期待するため、すでに織り込んだ以外の発電機のリハビリを必須とし、数百 MW 以上の調整力確保を目指す。
- とくに原子力発電機運用開始以降は、軽負荷時期の調整力確保のため、週間・前日・当日需給計画において、補修停止の計画に十分に配慮する。
- 当面の間は Roorpoor 原子力発電機 1unit 脱落による周波数低下の影響が大きいことから、電力システムの全系崩壊を防ぐため、少なくとも、Roorpoor 原子力発電機 1unit 分 (1,180MW) の UFR による負荷遮断量を確保しておくことが無難である。

なお、今回の検討は、以下の点に留意する必要がある。

- 調整力供出必要量の試算は、日本の負荷変動実績のからの推察であること
- 調整力供出可能量の試算は、現在の電源開発計画からの推測であること、および、ガバナフリー運転に伴う効果量の理論的な算出は不可能であり、日本の実績を踏まえた推察でしかないこと。

したがって、今後、「バ」国において、2016 年 1 月末から実施する予定となっていたガバナフリー運転試験の実績などを踏まえた上で、その効果を検証したうえで、再度、周波数品質改善のロードマップをブラシアップしていく必要がある。

16.6 NLDC EMS/SCADA システムによる負荷周波数制御（LFC）

現状の周波数品質基準である±1.0Hz 程度を維持する場合には、需給・周波数調整を電話指令で対応することも可能であるが、今後±0.05Hz~0.2Hz 程度の先進国レベルの品質に引き上げるためには、自動制御は必須であり、一般的には、各発電機におけるガバナフリー制御（GF 制御）、および、中央給電指令所の給電自動化システムによる負荷周波数制御（LFC 制御）を併用する。

16.6.1 NLDCシステムに装備されている機能

現状、NLDC に設置されているフランス Areba 社（現 Alstom 社）製の EMS/SCADA システムにも、周波数調整機能が備わっているものの、IPP 発電機との接続がなく、稼働に必要な発電機に関するデータ・パラメータ等が入力されていない状況である。

表 16-20 SCADA/EMS システム機能とその活用状態

| Functions | Outlines | Current Problem |
|-------------------------|--|---|
| 遠方監視、操作機能:SCADA | Monitor status change of power system by receiving supervisory and telemetry (hereinafter TM) data from RTU. When detected status change and deviation of TM values, it will inform the operator through operation display. Following are monitored; - Frequency - Voltage - Power Flow - Post-fault Analysis | 数個の新設変電所をのぞき PGCB が管轄する変電所の電圧、電流等の監視は実装、稼働中。IPP 発電所の運転状態については電氣的接続がされておらず詳細がわからない状態。 ■ 変電所-NLDC 間 ◇ 上り情報(変電所→NLDC)：有効電力、無効電力、電圧を受信。 ◇ 下り情報(NLDC→変電所)：遮断器・断路器などの機器操作信号を送信。 ■ 発電所-NLDC 間 ◇ 上り情報(発電所→NLDC)：有効電力、無効電力、電圧を受信。 |
| 周波数調整機能：LFC,AGC | Maintain primary frequency regulation capacity. LFC function controls power output of generators based on frequency deviation, and maintain frequency in adequate range. Frequency control is accomplished through generator governor response (primary frequency regulation) and LFC. | システムには機能実装しているものの、IPP との電氣的な接続がなく指令伝達が行えない状態。かつ稼働に必要な運転データ、運用データについても入力されていない状態。 |
| 電圧、無効電力調整機能:VQC | This function send reactive power signal to generators to regulate voltage targeted to this function. Reactive power signal originates from operators' key input value. | 発電機出力の調整および変電所設置のコンデンサ設備の稼働により調整を行うが、現状は発電機の無効電力調整は定常的には行われておらず、その指示も電話での伝達によって行われている。コンデンサ設備の投入、開放指示も同様に電話での指示で行われており、EMS 機能を用いた電圧調整等は実装されているものの活用されていない |
| 系統状態推定、系統セキュリティ解析、運用最適化 | Real time contingency analysis for N-1 Security Real time monitoring of P-V curve and Voltage Stability | SCADA システムにて得られた情報から、系統運用の現状評価および最適化、事故発生時の安定度解析を行うもの。現行システムはオフライン機能としての実装がされている。ただし解析に必要なデータが入力されておらず、データ転送にも遅延が発生していることから稼働していない。 |
| 経済的発電計画:ELD | Economic Dispatch Control (EDC) calculates economic dispatch output schedule for each generator of different efficiency to control its power output depending on the change of power demand. EDC is the short-term determination of the optimal output of a number of electricity generation facilities, to meet the system load, at the lowest possible cost, while serving power to the public in a robust and reliable manner. Scheduling / Real-Time Dispatching. | 発電機出力の最適化に関する機能であり、短期および実時間での解析評価、運用指示が可能となる機能であり実装されているものの、発電機との電氣的接続がなく運転情報が得られないことから稼働していない。 |
| 需要予測および発電計画支援 | The Demand Forecast Function calculates total demand from weather forecast information and the past record data, and allocates most economical generation schedule of each generators by Generation Scheduling Function. The demand forecast function predicts the gross demand for the next day by using multiple regression analysis based on previous data, past weather conditions, type of the day (day of the week, singular point, etc.), and weather forecast information | 機能としては実装しているものの、現在は稼働しておらずエクセルベースでの検討、電話による各発電機への指示という運用になっている。これは 発電機との電氣的接続がなく運転情報が得られないこと、需要予測のためのデータ入力完全には行われておらず、気象情報等、一部のデータをオンラインで得る事ができないことが理由 |
| 運転記録 | Event recording shall be displayed on monitor when an event occurs. Also the recorded data shall be able to be referred (displayed) on monitor. Post-Fault Diagnosis Web Server for other Customer/administrative Services | 系統状態変化情報、運用情報についての記録機能を実装しており、稼働中 |
| データメンテナンス | Database modification for addition/deletion of | 実装、稼働中。NLDC に専用チームが組織され系 |

| Functions | Outlines | Current Problem |
|-----------|--|--|
| 機能 | power system components. | 統構成変化の反映などデータ管理がなされている。 |
| システム監視 | Real-time Monitoring of SCADA/EMS network status | 構成制御機能は実装、稼働中。RTU ユニットの稼働、運転状態異常の監視なども確認できる。 |

出典：JICA 調査団

16.6.2 LFC制御ロジック(参考)

NLDC システムで LFC 制御を実施するためには、表 16-20 にて指摘した発電機の運転データ・運用データの不備を解消する必要がある。

今回の調査においては、システム仕様・入力データ項目の具体的内容は明らかにされなかったため、LFC 制御にむけた実作業に取り掛かることは困難な状況である。

今後の詳細調査への協力が必要であるが、例えば、東京電力の LFC 制御ロジックは、出典：JICA 調査団

図 16-24 のとおり、経済負荷配分制御と独立であるため、単純な構成になっており、周波数調整と時差補正のみを目的とするのであれば、給電システムには、以下のようなデータを設定することで足りると思われる。

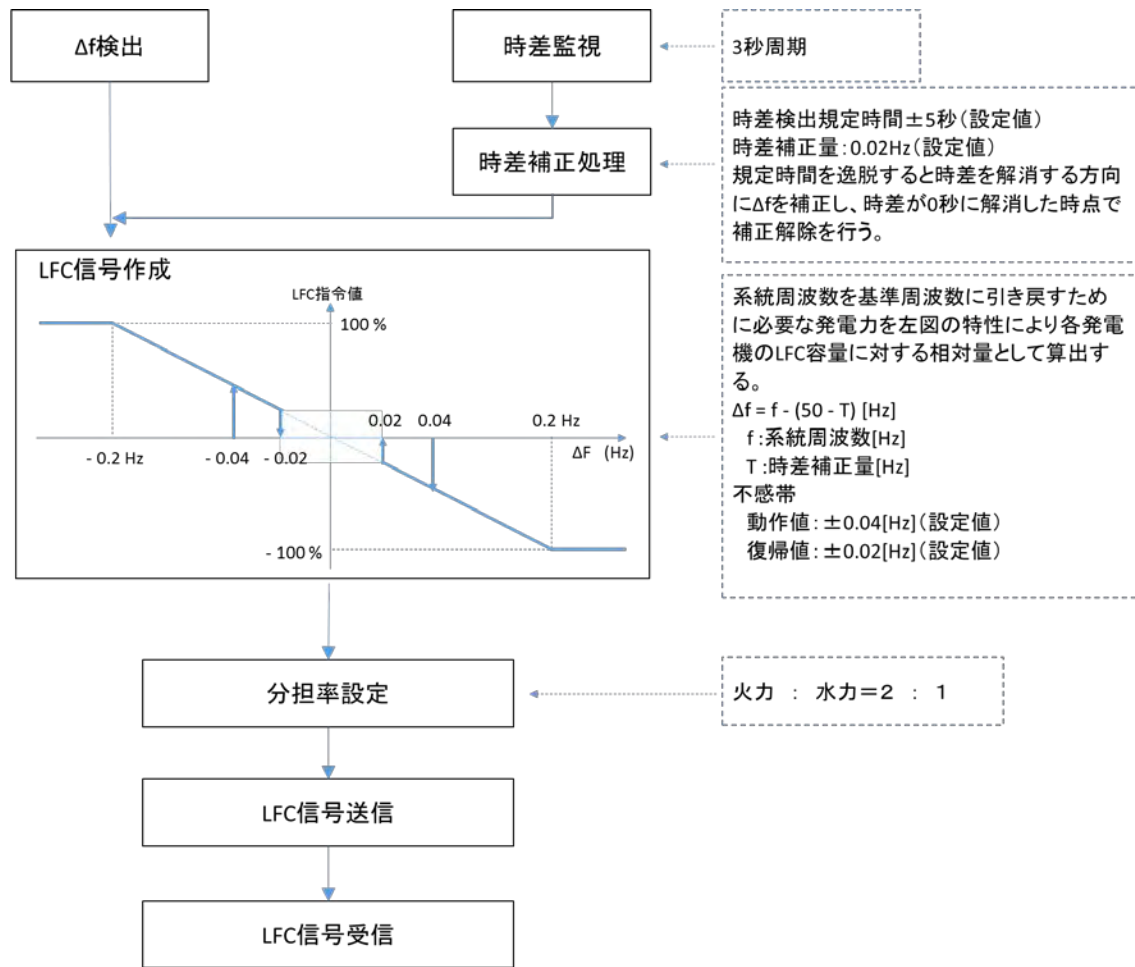
外部入力データ入力項目

- 現在周波数（基準周波数との偏差）
- 現在時差
- 発電所運転方式の区別（LFC 制御対象の発電機か否か）
- 発電機の運転／停止と現在出力
- 発電機の上げ裕度／下げ裕度（現在出力と LFC 上下限值との差異）

内部設定データ項目

- 基準周波数 (Hz)
- 時差補正開始設定値 (秒)
- 時差補正量 (Hz)
- LFC 信号不感帯 (Hz)
- 各発電機への LFC 信号配分率(%)
- LFC 信号リミッター設定

「バ」国 NLDC システムにおいても、まずはシンプルかつ小規模な LFC 制御から開始するという観点で臨めば、TEPCO と同様な LFC 制御の実現の可能性はあると考える。



出典：JICA 調査団

図 16-24 東京電力の LFC 制御ロジック

16.6.3 LFC制御の早期実現の可能性

発電所に対するアンケート調査では、BPDB の協力により、以下の 7 発電所から LFC 制御に関わるブロックダイアグラムを含むデータ提供の可否の回答が得られたが、1 発電所を除き、すべて不可であった。

- Barapukuria Coal Power Plant
- Bheramara Power Plant
- Haripur 100MW Power Station
- Sylhet 150MW Combined Cycle Power Plant
- Rangpur 20MW Gas Turbine Power Station
- Saidpur 20MW Gas Turbine Power Station
- Dohazari-Kailiaish 100MW Peaking Power Station

したがって、今後は、新設発電機による LFC 制御を主眼として検討を進めるのが妥当と考えられる。新設発電機の設計仕様に適切な反映するとともに、NLDC、発電者、納入メーカー共同で、制御に必要な入力データの整備・提供に関する合意形成が不可欠である。

以上の点を整備するためには、少なくとも数年は必要と考えられ、原子力発電機が連系する 2024 年までの整備と、それによる周波数改善の実現可能性は不透明である。

16.6.4 ガバナフリー運転の早期実現の可能性

ガバナフリー運転については、

- グリッドコードに機能装備と運転義務が記載されていること
- すでに一部のガスタービンを用いたガバナフリー運転実現のための合意形成が図られつつあること。(16.5.2(3)参照)
- ガバナフリー運転は発電機単体で実現するものであり、中給システムによる制御を必要としないため、通信インフラを考慮する必要がないこと

などの理由から、既設機についても早期に拡大を図れる可能性がある。残るは、ルール厳守を徹底し、運用開始当初よりガバナフリー運転義務を果たすよう規制・監視を強化することにより、早急な調整力拡大を図ることが可能と考えられる。

第 17 章 火力発電所運営に係る法的枠組み

17.1 緒言

17.1.1 目的

この章では、「バ」国火力発電所において、出力、効率、リライアビリティを高い水準で維持できる O&M 方法となる法令案条項を、日本の法令と対比させることにより、提案する。



出典：JICA 調査団

図 17-1 O&M リーガルフレームワークの目的

17.1.2 手順

O&M 法令提案の手順は以下の図の通りである。A～C は、JICA スタディーチームが実施し、D と E は「バ」国政府が検討実施する部分である。

尚、図中の JST は、JICA Study Team. の略である。

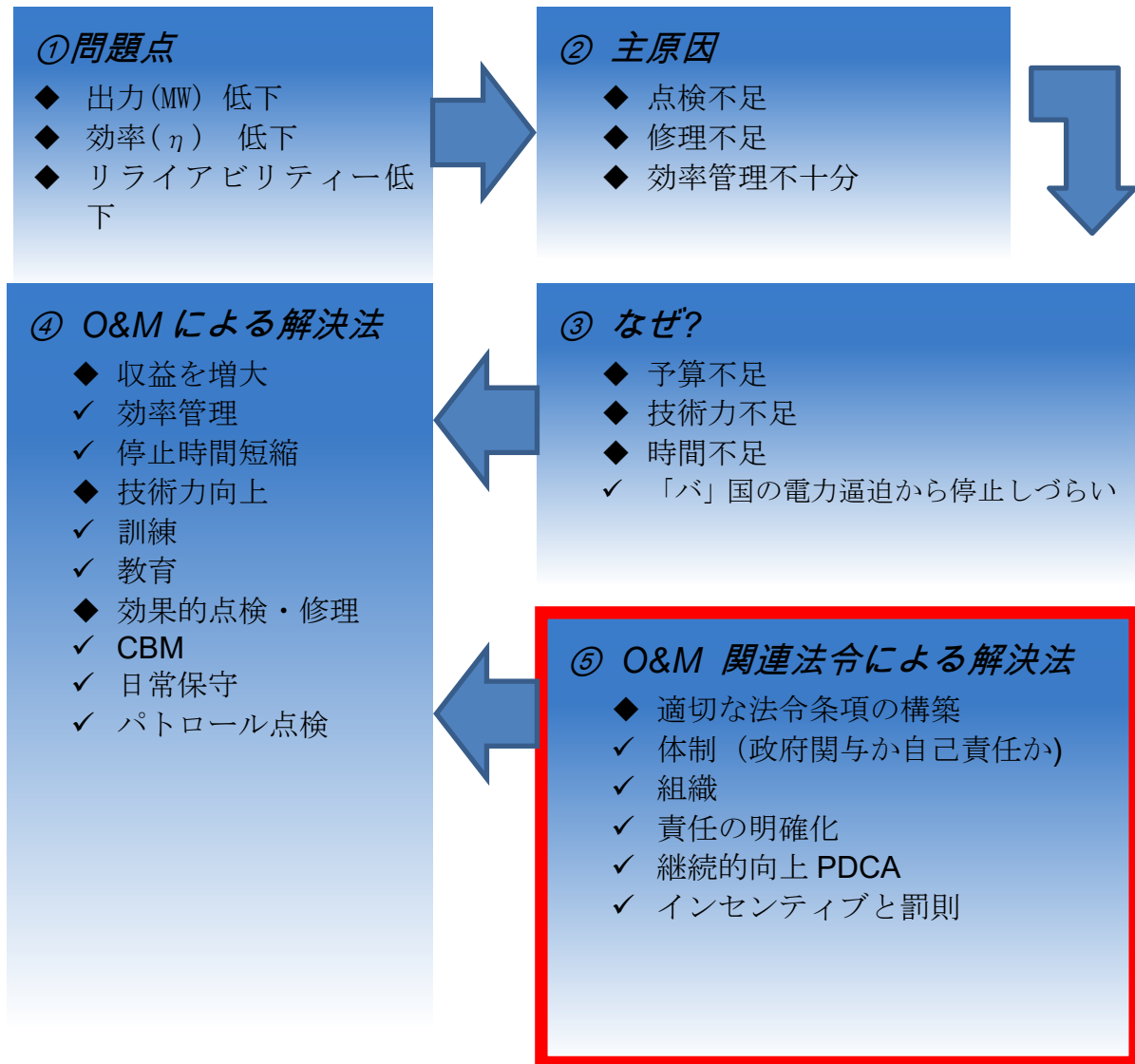


出典：JICA 調査団

図 17-2 O&M リーガルフレームワーク手順

17.1.3 要因分析

「バ」国における要因分析図は以下ようになる。赤枠で囲った部分が、今回の検討内容、及び提言する事項となる。



出典：JICA 調査団

図 17-3 「バ」国 O&M の要因分析

17.1.4 リーガルフレームワークの体系

O&M リーガルフレームワーク は、大きく二つの体系に分類できる。一つ目は具体的対応策であり、二つ目は概念的対応策である。具体的対応策は複数存在し、概念的対応策にてその具体的対応策を実現可能なものとしなければならない。



出典：JICA 調査団

図 17-4 具体的対応策



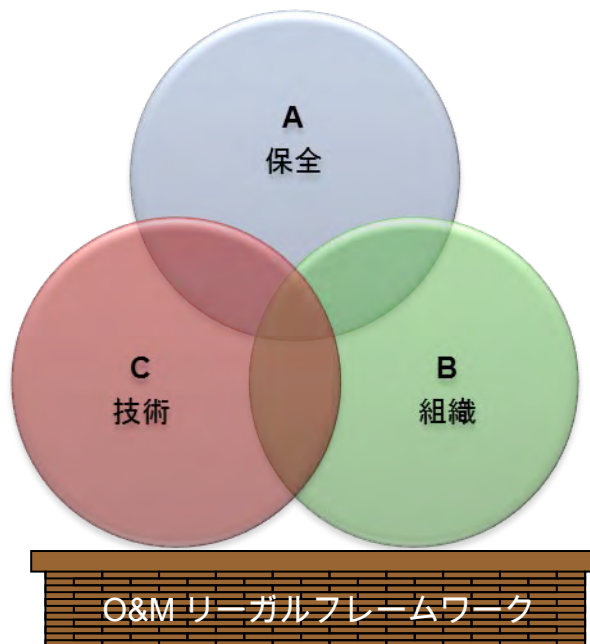
出典：JICA 調査団

図 17-5 概念的対応策

17.1.5 安全運転への重要事項

O&M リーガルフレームワークは、以下の3つの重要事項を支持する形態でなければならない。

- 保全
- 組織
- 技術



出典：JICA 調査団

図 17-6 O&M リーガルフレームワーク枠組み



出典：JICA 調査団

図 17-7 O&M 重要事項の詳細

17.1.6 O&Mの基本的経済概念

(1) 設備保全期間率

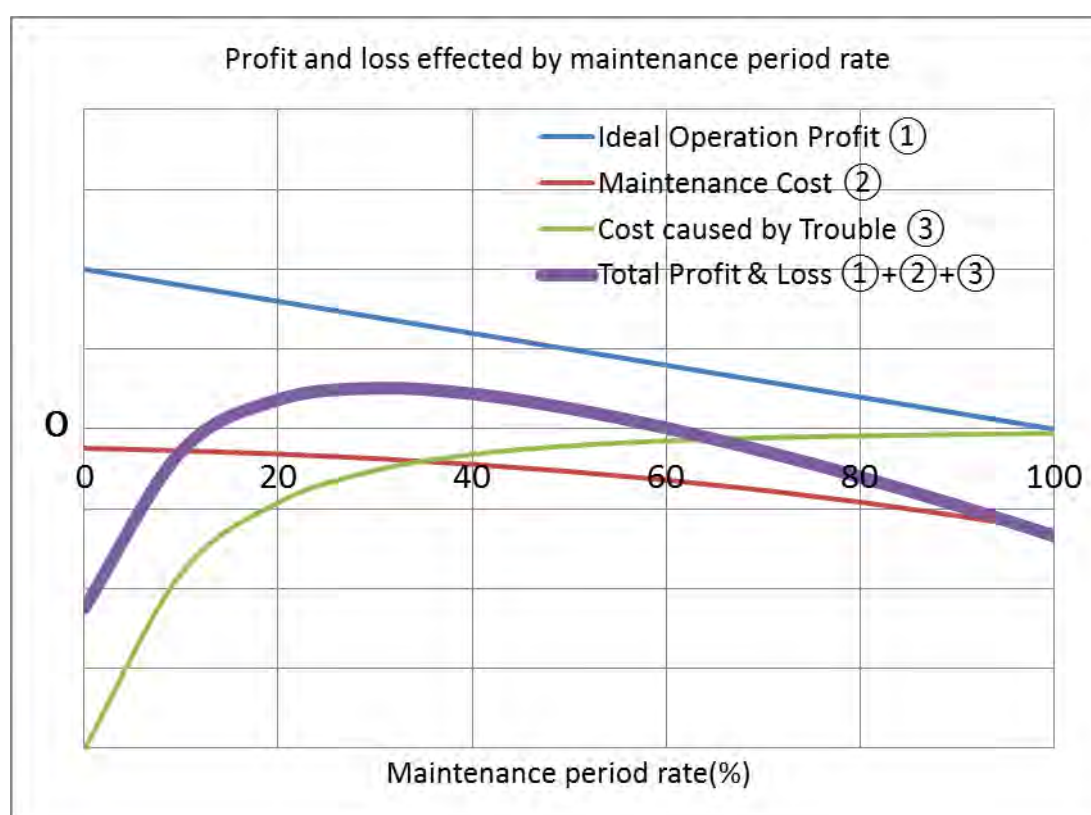
適切な設備保全は安定した運転を実現し、その安定運転は経済的メリットを産む事を設備保全期間率にて説明を行う。

**設備保全期間率(%) = 設備保全期間/全日

MPR 0% = 設備保全なし, 常に運転 (トラブルが発生しなければ)

MPR 100% = 常に設備保全, 運転なし

縦軸に利益を横軸に設備保全期間率を示した図が下の図である。この図より、適切な設備保全が多く利益を生むことができることが容易に理解できる。



出典：JICA 調査団

図 17-8 運転利益と設備保全期間率

上の図から

- 過小な MPR は大きな損失となる理由は、
 - 長期に渡る予定外停止は、運転利益が減少
 - 多額の修繕費が必要

このことから、O&M リーガルフレームワークは、適切な設備保線の機会を設けることが重要であることがわかる。

(2) 出力低下と利益

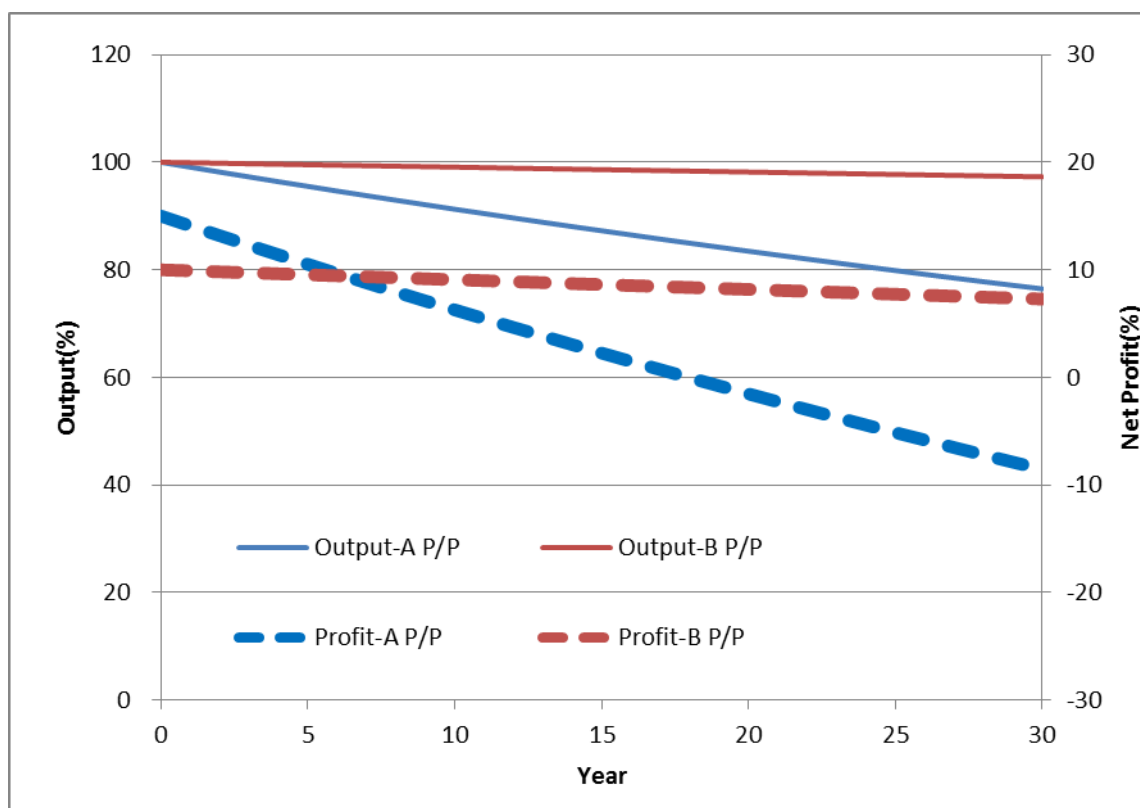
設備保全費は運転収益と比較して相対的に小さいが、設備保全費の不足により出力低下及び効率低下を招き、結果として運転利益に多大な影響を与える。

A 発電所と B 発電所を想定し、A 発電所は設備保全が不足し、出力が減少している発電所で、B 発電所は設備保全が十分で、出力が保持されている発電所とする（共に燃料費は一定とする）。前提条件を以下の表のように設定する。またその前提条件により利益を算出し（縦軸）、運転年数を横軸にしたグラフが以下となる。

表 17-1 出力と利益の前提条件

| | A P/P | B P/P |
|----------------------|---------------------------|---------------------------|
| Output(MW) | 100% at COD to 77% at 30y | 100% at COD to 97% at 30y |
| Gross Profit① | 100% at COD to 77% at 30y | 100% at COD to 97% at 30y |
| Fuel Cost② | 70% at COD to 70% at 30y | 70% at COD to 70% at 30y |
| Fixed cost③ | 10% at COD to 10% at 30y | 10% at COD to 10% at 30y |
| Maintenance Cost④ | 5% at COD to 5% at 30y | 10% at COD to 10% at 30y |
| Net Profit ①-(②+③+④) | Calculated | Calculated |

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

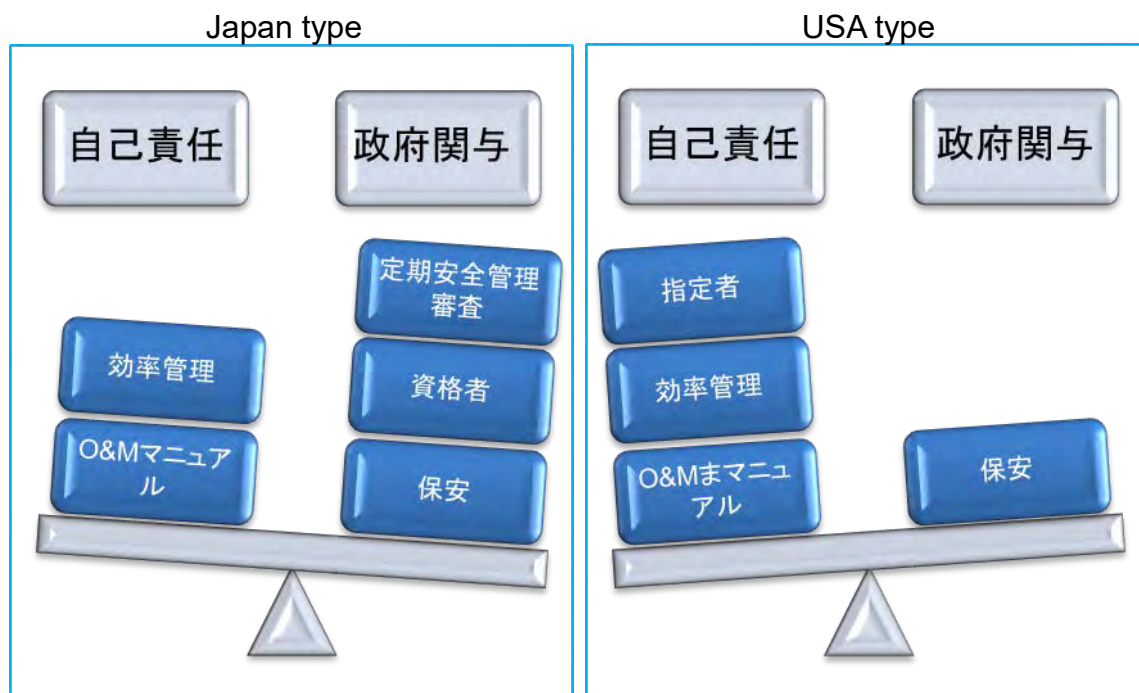
図 17-9 出力低下と利益

上の図によると、出力低下による収益減が、設備保全費よりも想定的に大きく、A 発電所は 15 年を過ぎた頃からマイナスとなることがわかる。この図は、発電収入-(燃料費+固定費+修繕費)の簡単な式により求めており、資本費等（減価償却費）を考慮していない。資本費等を考慮すれば、COD の 5~10 年後には、経営赤字となる。

17.2 日本の O&M リーガルフレームワーク

17.2.1 O&M関連法令の基本コンセプト

政府は発電所の規制を設ける時、政府関与をどの程度にするか決めなければならない。政府関与が大きければ民間活力は損なわれ、政府関与が小さければ、民間に対しての政府の制御が不能になってしまう。日本は、元来規制の厳しい国として有名であるが、世界的な規制緩和のトレンドに沿って、電気事業法等幾度も改正され民間活力が促されているが、他国と比較すると、政府関与の大きい国として位置づけられる。



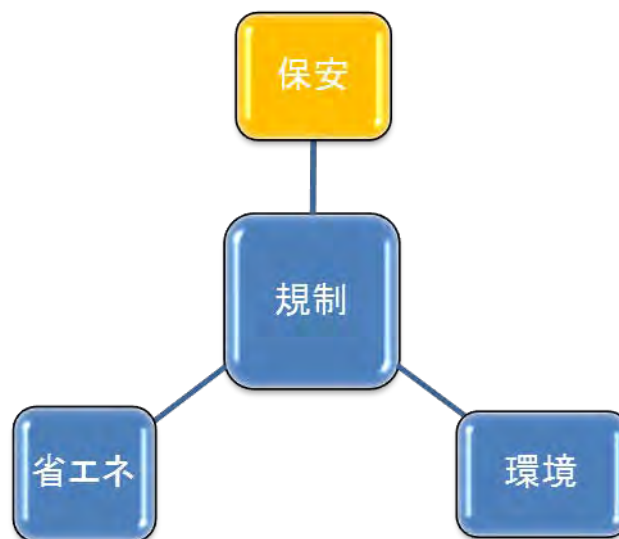
出典：JICA 調査団

図 17-10 政府関与と自己責任

17.2.2 日本政府の発電所に対する規制

発電所における規制の概要は以下の通りである。

- 政府の制御下の自己責任
 - 政府関与の縮小化の流れ
- 政府による規制
 - 政府は以下の事を主に規制している。
 - ◇ 保安
 - ◇ 省エネルギー
 - ◇ 環境
 - 保安に対する規制は、主に電気事業法を頂点となすピラミッド型関連法令で、特に厳しく規制されている。
 - 政府は以下の内容は規制していない。
 - ◇ 出力(MW)
 - ◇ 効率(%)
- 発電所で定めた規定を遵守すること
 - 発電所は規定（保安規定）を定め、それを遵守する。
 - ◇ 定期点検
 - ◇ 日常点検



出典：JICA 調査団

図 17-11 日本の法規制

17.2.3 発電所の主要法令

日本政府の発電所に対する規制を、保安、省エネ、環境の三種類に分け、それぞれの具体的な法令を列挙すると以下の通りとなる。

- 保安

- 電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）

（目的）

第一条 この法律は、電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによつて、電気の使用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図るとともに、電気工作物の工事、維持及び運用を規制することによつて、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。

- 電気工事士法（昭和三十五年八月一日法律第三百三十九号）

（目的）

第一条 この法律は、電気工事の作業に従事する者の資格及び義務を定め、もつて電気工事の欠陥による災害の発生の防止に寄与することを目的とする。

- 高圧ガス保安法（昭和二十六年六月七日法律第二百四号）

（目的）

第一条 この法律は、高圧ガスによる災害を防止するため、高圧ガスの製造、貯蔵、販売、移動その他の取扱及び消費並びに容器の製造及び取扱を規制するとともに、民間事業者及び高圧ガス保安協会による高圧ガスの保安に関する自主的な活動を促進し、もつて公共の安全を確保することを目的とする。

- 電気用品安全法（昭和三十六年十一月十六日法律第二百三十四号）

（目的）

第一条 この法律は、電気用品の製造、販売等を規制するとともに、電気用品の安全性の確保につき民間事業者の自主的な活動を促進することにより、電気用品による危険及び障害の発生を防止することを目的とする。

- 労働安全衛生法（昭和四十七年六月八日法律第五十七号）

（目的）

第一条 この法律は、労働基準法（昭和二十二年法律第四十九号）と相まつて、労働災害の防止のための危害防止基準の確立、責任体制の明確化及び自主的活動の促進の措置を講ずる等その防止に関する総合的計画的な対策を推進することにより職場における労働者の安全と健康を確保するとともに、快適な職場環境の形成を促進することを目的とする。

- 電気工事業の業務の適正化に関する法律（昭和四十五年五月二十三日法律第九十六号）

（目的）

第一条 この法律は、電気工事業を営む者の登録等及びその業務の規制を行うことにより、その業務の適正な実施を確保し、もつて一般用電気工作物及び自家用電気工作物の保安の確保に資することを目的とする。

- 消防法（昭和三十二年七月二十四日法律第八十六号）

第一条 この法律は、火災を予防し、警戒し及び鎮圧し、国民の生命、身体及び財産を火災から保護するとともに、火災又は地震等の災害による被害を軽減するほか、災害等による傷病者の搬送を適切に行い、もつて安寧秩序を保持し、社会公共の福祉の増進に資することを目的とする。第三章 危険物第十条 指定数量以上の危険物は、貯蔵所（車両

に固定されたタンクにおいて危険物を貯蔵し、又は取り扱う貯蔵所（以下「移動タンク貯蔵所」という。）を含む。以下同じ。）以外の場所でこれを貯蔵し、又は製造所、貯蔵所及び取扱所以外の場所でこれを取り扱ってはならない。ただし、所轄消防長又は消防署長の承認を受けて指定数量以上の危険物を、十日以内の期間、仮に貯蔵し、又は取り扱う場合は、この限りでない。

● 省エネ

- エネルギーの使用の合理化等に関する法律（昭和五十四年六月二十二日法律第四十九号）

（目的）

第一条 この法律は、内外におけるエネルギーをめぐる経済的社会的環境に応じた燃料資源の有効な利用の確保に資するため、工場等、輸送、建築物及び機械器具等についてのエネルギーの使用の合理化に関する所要の措置、電気の需要の平準化に関する所要の措置その他エネルギーの使用の合理化等を総合的に進めるために必要な措置等を講ずることとし、もって国民経済の健全な発展に寄与することを目的とする。

● 環境

- 環境基本法（平成五年十一月十九日法律第九十一号）

（目的）

第一条 この法律は、環境の保全について、基本理念を定め、並びに国、地方公共団体、事業者及び国民の責務を明らかにするとともに、環境の保全に関する施策の基本となる事項を定めることにより、環境の保全に関する施策を総合的かつ計画的に推進し、もって現在及び将来の国民の健康で文化的な生活の確保に寄与するとともに人類の福祉に貢献することを目的とする。

- 大気汚染防止法（昭和四十三年六月十日法律第九十七号）

（目的）

第一条 この法律は、工場及び事業場における事業活動並びに建築物等の解体等に伴うばい煙、揮発性有機化合物及び粉じんの排出等を規制し、有害大気汚染物質対策の実施を推進し、並びに自動車排出ガスに係る許容限度を定めること等により、大気の汚染に関し、国民の健康を保護するとともに生活環境を保全し、並びに大気の汚染に関して人の健康に係る被害が生じた場合における事業者の損害賠償の責任について定めることにより、被害者の保護を図ることを目的とする。

- 水質汚濁防止法（昭和四十五年十二月二十五日法律第百三十八号）

（目的）

第一条 この法律は、工場及び事業場から公共用水域に排出される水の排出及び地下に浸透する水の浸透を規制するとともに、生活排水対策の実施を推進すること等によつて、公共用水域及び地下水の水質の汚濁（水質以外の水の状態が悪化することを含む。以下同じ。）の防止を図り、もって国民の健康を保護するとともに生活環境を保全し、並びに工場及び事業場から排出される汚水及び廃液に関して人の健康に係る被害が生じた場合における事業者の損害賠償の責任について定めることにより、被害者の保護を図ることを目的とする。

- 騒音規制法（昭和四十三年六月十日法律第九十八号）

（目的）

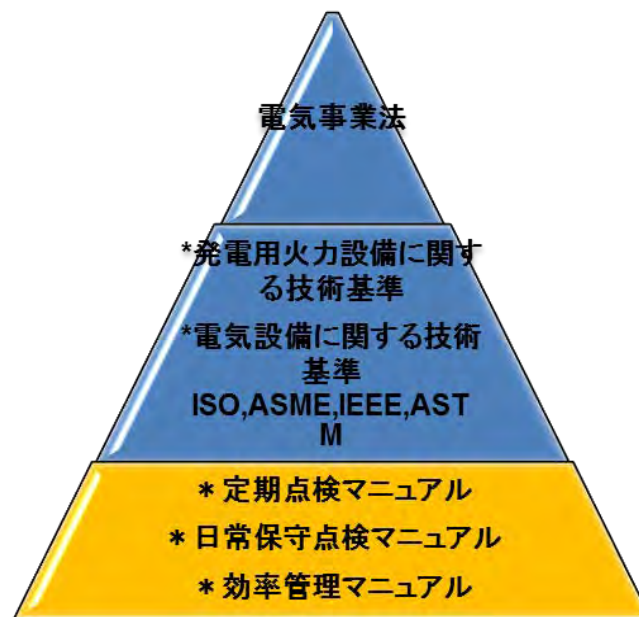
第一条 この法律は、工場及び事業場における事業活動並びに建設工事に伴つて発生する相当範囲にわたる騒音について必要な規制を行なうとともに、自動車騒音に係る許容限度を定めること等により、生活環境を保全し、国民の健康の保護に資することを目的とする。

17.2.4 保安法令の体系

日本の発電所 O&M に関する法令は下図のように電気事業法を頂点とするピラミッド型をしており、青色部分が政府機関が及び公的機関が定める基準で、黄色部分が、発電所が定める内部規則となる。

電気事業法は大きく 1.事業規制、2.保安規制の二つの部分に分けられ、その電気事業法の保安規制が火力発電所 O&M の法令の頂点となり、発電所の安全を規定している。保安に対する要求は細部に渡り、この厳格な規制が日本の発電所の安定運転に寄与したとも言える。

電気事業法では、各発電所にオリジナルの保安規定を定める条項があり、その条項に従い、各発電所は保安規定を定め、遵守している。



出典：JICA 調査団

図 17-12 保安法令の体系

下表は、上図の具体的関連法令である。但し国際規格は除いている。

表 17-2 発電所の電気事業法関連法令

| | |
|-----|--|
| 法律 | 電気事業法 |
| 政令 | 電気事業法施行令 |
| 省令 | 電気事業法施行規則 電気関係報告規則 |
| 省令等 | 発電用火力設備に関する技術基準を定める省令 電気設備に関する技術基準を定める省令 電気事業法の規定に基づく主任技術者の資格等に関する省令 |
| 告示等 | 発電用火力設備の技術基準の解釈 発電用火力設備に関する技術基準の細目を定める告示 電気設備の技術基準の解釈 電気事業法に基づく技術基準省令を満たすために必要な技術要素 民間規格評価機関からの提案による新技術・民間規格の電気事業法に基づく技術基準への適合性確認のプロセスの明確化について 主任技術者制度の解釈及び運用（内規） 電気主任技術者制度に関する Q & A 電気事業法施行規則第 73 条の 4 に定める使用前自主検査の方法の解釈 電気事業法施行規則に基づく溶接事業者検査（火力設備）の解釈 電気事業法第 52 条に基づく火力設備に対する溶接事業者検査ガイド 電気事業法施行規則第 94 条の 3 第 1 項第 1 号及び第 2 号に定める定期事業者検査の方法の解釈 【参考 1】 使用前・定期安全管理審査実施要領（内規） 【参考 2】 溶接安全管理審査実施要領（火力設備） |

出典：JICA 調査団

17.2.5 電気事業法の保安条項

電気事業法は、主に以下の5項目を保安の柱としている。



出典：JICA 調査団

図 17-13 電気事業法における保安の柱 (1)



出典：JICA 調査団

図 17-14 電気事業法における保安の柱 (2)

17.2.6 電気事業法の保安条項詳細

電気事業法の重要保安条項 5 項目の実際の記載は、以下の通りとなる。

- (技術基準への適合)

(事業用電気工作物の維持)

第三十九条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物を主務省令で定める技術基準に適合するように維持しなければならない。(技術基準適合命令)

第四十条 主務大臣は、事業用電気工作物が前条第一項の主務省令で定める技術基準に適合していないと認めるときは、事業用電気工作物を設置する者に対し、その技術基準に適合するように事業用電気工作物を修理し、改造し、若しくは移転し、若しくはその使用を一時停止すべきことを命じ、又はその使用を制限することができる。

- (保安規程)

第四十二条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、主務省令で定めるところにより、保安を一体的に確保することが必要な事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を定め、当該組織における事業用電気工作物の使用(第五十一条第一項の自主検査又は第五十二条第一項の事業者検査を伴うものにあつては、その工事)の開始前に、主務大臣に届け出なければならない。

2 事業用電気工作物を設置する者は、保安規程を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を主務大臣に届け出なければならない。

3 主務大臣は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため必要があると認めるときは、事業用電気工作物を設置する者に対し、保安規程を変更すべきことを命ずることができる。

4 事業用電気工作物を設置する者及びその従業者は、保安規程を守らなければならない。

- (主任技術者)

第四十三条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、主務省令で定めるところにより、主任技術者免状の交付を受けている者のうちから、主任技術者を選任しなければならない。

2 自家用電気工作物を設置する者は、前項の規定にかかわらず、主務大臣の許可を受けて、主任技術者免状の交付を受けていない者を主任技術者として選任することができる。

3 事業用電気工作物を設置する者は、主任技術者を選任したとき(前項の許可を受けて選任した場合を除く。)は、遅滞なく、その旨を主務大臣に届け出なければならない。これを解任したときも、同様とする。

4 主任技術者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督の職務を誠実に行わなければならない。

5 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に従事する者は、主任技術者がその保安のためにする指示に従わなければならない。

- (定期事業者検査)

第五十五条 特定電気工作物(発電用のボイラー、タービンその他の主務省令で定める電気工作物であつて前条で定める圧力以上の圧力を加えられる部分があるもの並びに発電用原子炉及びその附属設備であつて主務省令で定めるものをいう。以下同じ。)を設置する者は、主務省令で定めるところにより、定期に、当該特定電気工作物について事業者検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。

● (定期安全管理審査)

第五十五条 4 定期事業者検査を行う特定電気工作物を設置する者は、定期事業者検査の実施に係る体制について、主務省令で定める時期（第六項において準用する第五十一条第七項の通知を受けている場合にあつては、当該通知に係る定期事業者検査の過去の評定の結果に応じ、主務省令で定める時期）に、原子力を原動力とする発電用の特定電気工作物以外の特定電気工作物であつて経済産業省令で定めるものを設置する者にあつては経済産業大臣の登録を受けた者が、その他の者にあつては経済産業大臣が行う審査を受けなければならない。

17.2.7 保安規定

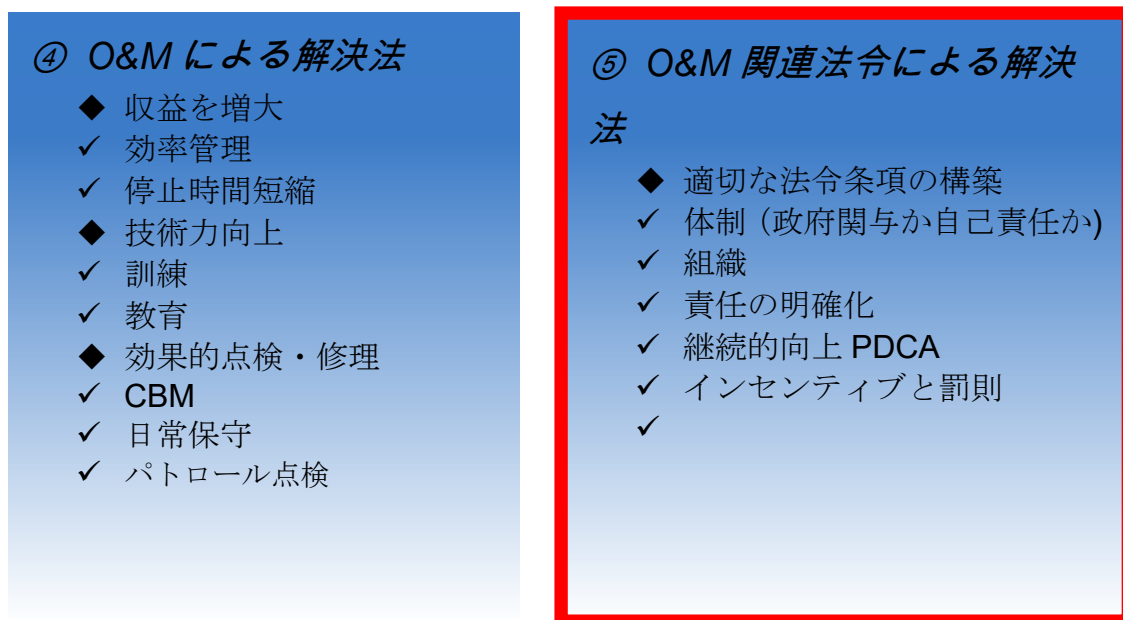
電気事業法の重要保安条項 5 項目の内、保安規定は理解しづらいと思われるため、説明を加える。電気事業法では、発電所に保安規定と言う自主ルールを定める事を規定し、またその発電所は保安規定を所管部門に届け出ることを義務づけられている。また電気事業法では、その発電所及びその従業員は、保安規定を遵守することを規定している。

保安規定に定めるべき具体的事項は以下の通りである。

- 一 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安のための関係法令及び保安規程の遵守のための体制（経営責任者の関与を含む。）に関すること。
- 二 事業用電気工作物の工事、維持又は運用を行う者の職務及び組織に関すること（次号に掲げるものを除く。）。
- 三 主任技術者の職務の範囲及びその内容並びに主任技術者が保安の監督を行う上で必要となる権限及び組織上の位置付けに関すること。
- 四 事業用電気工作物の工事、維持又は運用を行う者に対する保安教育に関することであつて次に掲げるもの
 - イ 関係法令及び保安規程の遵守に関すること。
 - ロ 保安のための技術に関すること。
 - ハ 保安教育の計画的な実施及び改善に関すること。
- 五 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安を計画的に実施し、及び改善するための措置であつて次に掲げるもの（前号に掲げるものを除く。）
 - イ 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての方針及び体制に関すること。
 - ロ 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての計画に関すること。
 - ハ 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての実施に関すること。
 - ニ 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての評価に関すること。
 - ホ 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての改善に関すること。
- 六 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安のために必要な文書の作成、変更、承認及び保存の手順に関すること。

- 七 前号に規定する文書についての保安規程上の位置付けに関すること。
- 八 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての適正な記録に関すること。
- 九 事業用電気工作物の保安のための巡視、点検及び検査に関すること。
- 十 事業用電気工作物の運転又は操作に関すること。
- 十一 発電用の事業用電気工作物の保安に係る外部からの物品又は役務の調達の内容及びその重要度に応じた管理に関すること。
- 十二 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること。
- 十三 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- 十四 保安規程の定期的な点検及びその必要な改善に関すること。
- 十五 その他事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項

上記保安規定に記載すべき項目は、先述の図 17-3 の下部④O&M Solutions と⑤O&M Legal Solutions のかなりの部分で重複している。これは、保安規定が電気事業法の中で重要な位置づけであることを意味している。

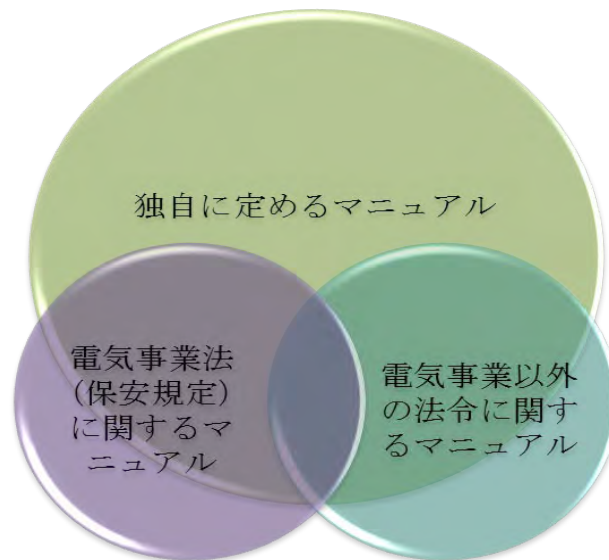


出典：JICA 調査団

図 17-15 「バ」国 O&M の要因分析(抜粋)

17.2.8 発電所規定マニュアル

各発電所は、各種の内部規定（マニュアル）を制定して安定運転に努めている。内部規定は下の図のように3種類に分類され、法令から規定されていない（作成義務のない）独自の発電所内マニュアルが大部分を占める。



出典：JICA 調査団

図 17-16 発電所内部規定

一般的な発電所が独自に作成するマニュアルには以下の様なものがある。

- 定期点検マニュアル
 - ボイラ
 - ◇ 点検周期(1年, 2年, 3年, 4年, 6年, 8年)
 - ◇ 点検対象機器選定
 - タービン
 - ◇ 点検周期(1年, 2年, 3年, 4年, 6年, 8年)
 - ◇ 点検対象機器選定
 - 電気
 - ◇ 点検周期(1年, 2年, 3年, 4年, 6年, 8年)
 - ◇ 点検対象機器選定
 - 制御
 - ◇ 点検周期(1年, 2年, 3年, 4年, 6年, 8年)
 - ◇ 点検対象機器選定
- 日常点検マニュアル
 - パトロールルート選定
 - 点検対象機器選定
 - 点検周期(毎日, 1週間, 1ヶ月, 3ヶ月, 半年, 1年)
 - 点検項目(振動, 温度, 圧力, 液面レベル, 異音, etc.)
- 運転マニュアル
 - 非常時対応

- トラブル対応
 - ◇ ボイラ
 - ◇ タービン
 - ◇ 電気
 - ◇ 制御
- 熱効率管理マニュアル
 - 熱効率算出方法
 - ◇ ガス焚き発電所
 - ◇ 石炭焚き 発電所
 - 熱効率低下時原因調査
- 教育訓練マニュアル
 - 安全
 - 運転部門
 - ◇ 非常時対応
 - ◇ 常時監視
 - メンテナンス部門
 - ◇ ボイラ
 - ◇ タービン
 - ◇ 電気
 - ◇ 制御
 - 認定制度

17.2.9 ライセンスシステム

日本では、各法令に基づいたライセンス制度の元、ライセンス者が管理、作業を実施している。このライセンスシステムは、発電所運営に対しての品質を向上につながり、効率の良い運転を可能としている。

- 発電所で必要とされるライセンス
 - ボイラタービン主任技術者
 - 電気主任技術者
 - エネルギー管理士
 - 高圧ガス保安責任者公害防止管理者（水質、大気）
 - 危険物取扱責任者
 - etc.
- 請負会社で必要とされるライセンス
 - 溶接士
 - 電気工事士
 - 足場組立作業主任者
 - 玉掛け作業員
 - etc.

ライセンスの取得方法は各ライセンスで異なるが、電気主任技術者を例とすると、以下の通りである。

(主任技術者免状)

第四十四条 主任技術者免状の種類は、次のとおりとする。

- 一 第一種電気主任技術者免状

- 二 第二種電気主任技術者免状
- 三 第三種電気主任技術者免状
- 六 第一種ボイラー・タービン主任技術者免状
- 七 第二種ボイラー・タービン主任技術者免状
- 2 主任技術者免状は、次の各号のいずれかに該当する者に対し、経済産業大臣が交付する。
 - 一 主任技術者免状の種類ごとに経済産業省令で定める学歴又は資格及び実務の経験を有する者
 - 二 前項第一号から第三号までに掲げる種類の主任技術者免状にあつては、電気主任技術者試験に合格した者

17.2.10 届出報告制度

電気事業法では、保安規定の届出や、主任技術者の届出以外にも、O&Mに関する届出報告義務を規定している。電気事業法の中から届出報告の観点で関連条項を整理すると以下の通りである。

- 電気工作物の変更
- 保安規定
- 主任技術者
- 工事計画
- 報告の徴収
 - 定期報告
 - ◇ 発受電月報
 - ◇ 電気保安年報、他
 - 事故報告
 - ◇ 死傷事故
 - ◇ 電気火災事故
 - ◇ 公共への加害事故
 - ◇ 破損事故
 - ◇ 供給支障事故
 - ◇ 他社への波及事故
 - 公害防止等に関する届出

政府はこれらの届出報告により、発電所の主な重要事項を把握できることとなる。上記の報告の徴収に該当する条文は以下の通りである。

(定期報告)

第二条 電気事業者、自家用電気工作物を設置する者又は登録調査機関は、次の表の報告書名の欄に掲げる報告書を、それぞれ同表の様式番号及び報告期限の欄に掲げるところに従い、同表の報告先の欄に掲げる者に提出しなければならない。ただし、卸電気事業者にあつては同表第三号に掲げる報告書を、特定規模電気事業者にあつては同表第二号及び第三号に掲げる報告書を、自家用電気工作物を設置する者にあつては出力千キロワット未満の発電所について同表第五号に掲げる報告書を提出することを要しない。

(事故報告)

第三条 電気事業者又は自家用電気工作物を設置する者は、電気事業者にあつては電気事業の用に供する電気工作物（原子力発電工作物を除く。以下この項において同じ。）に関して、自家用電気工作物を設置する者にあつては自家用電気工作物（鉄道営業法（明治三十三年法律第六十五号）、軌道法（大正十年法律第七十六号）又は鉄道事業法（昭和六十一年法律第九十二号）が適用され又は準用される自家用電気工作物であつて、発電所、変電所又は送電線路（電気鉄道の専

用敷地内に設置されるものを除く。)に属するもの(変電所の直流き電側設備又は交流き電側設備を除く。)以外のもの及び原子力発電工作物を除く。以下この項において同じ。)に関して、次の表の事故の欄に掲げる事故が発生したときは、それぞれ同表の報告先の欄に掲げる者に報告しなければならない。

(公害防止等に関する届出)

第四条 電気事業者又は自家用電気工作物を設置する者は、次の表の届出を要する場合の欄に掲げる場合には、同表の届出期限及び届出事項に掲げるところに従い、同表の届出先の欄に掲げる者へ届け出なければならない。ただし、当該届出に係る電気工作物が原子力発電所に属するものである場合並びに同表の第一号から第四号まで、第五号の二及び第六号に掲げる場合であつて、法第四十七条第一項の認可又は法第四十八条第一項の規定による届出を必要とする工事に係る場合には、この限りでない。

17.3 「バ」国の O&M リーガルフレームワーク

17.3.1 電力部門の組織図

適切な O&M リーガルフレームワークを「バ」国へ提言するため、電力部門の体制を調査した(下図)。規制する側として、BERC、MPEMR、Power Division、Power Cell、CEI が、規制される側として BPDP と Generators (EGCB、APSCL、NWPGC、IPP) が該当する。

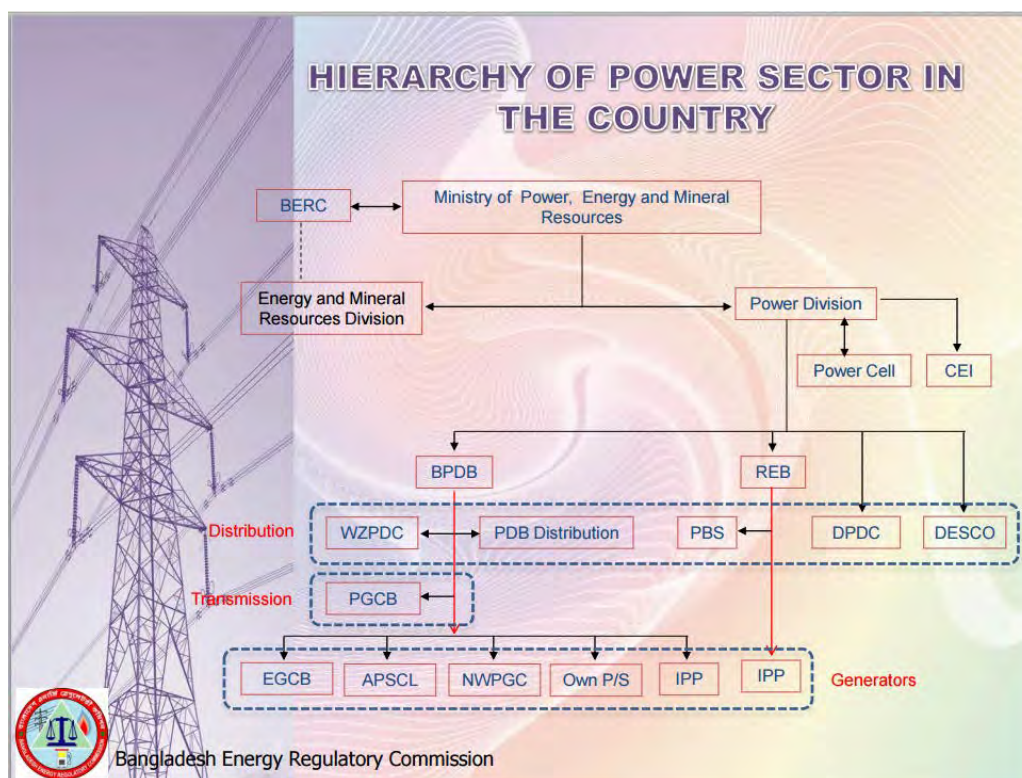


図 17-17 Hierarchy of power section in Bangladesh

出典:

http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/Cross_Border_Energy_Trade_Feb_2013/Presentations/Bangladesh.pdf

Accessed: 9/6/2015

17.3.2 「バ」国電力関連法令

「バ」国電力関連法令はいくつか存在するが、火力発電所 O&M に直接関係のある法令は、Electricity Act 1910 と Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003 であることが調査の結果判明した。

17.3.3 Electricity Act 1910

Electricity Act 1910 は、これまで幾度も細かい改定されているが、現在、100 年ぶりの大幅改訂が計画されている。その大幅改定版ドラフトはインターネットで公開されており、一般意見を受け付けているとのことである(ベンガル語)。施行予定日は未定である。

以下は Electricity Act 1910 の最新版の条項となる。

表 17-3 Electricity Act 1910

| |
|---|
| PART I PRELIMINARY |
| 1. Short title, extent and commencement |
| 2. Definitions |
| PART II SUPPLY OF ENERGY |
| <i>Licenses</i> |
| 3. Grant of Licenses |
| 4. Revocation or amendment of licenses |
| 5. Provisions where license of licensee, not being a local authority, is revoked |
| 6. Provisions where license of local authority is revoked |
| 7. Purchase of undertaking |
| 8. Provisions where no purchase and license revoked with consent of licensee |
| 9. Licensee not to purchase, or associate himself with other licensed undertakings or transfer his undertakings |
| 10. General power for Government to vary terms of purchase |
| 11. Annual accounts of licensee |
| <i>Works</i> |
| 12. Provisions as to the opening and breaking up of streets, railways and tramways |
| 13. Notice of new works |
| 14. Alteration of pipes or wires |
| 15. Laying of electric supply-lines or other works near sewers, pipes or other electric supply-lines or works |
| 16. Streets, railways, tramways, sewers, drains or tunnels broken up to be reinstated without delay |
| 17. Notice to telegraph authority |
| 18. Aerial lines |
| 19. Compensation for damage |

Supply

- 19A. Point where supply is delivered
- 20. Power for licensee to enter premises and to remove fittings or other apparatus of licensee
- 21. Restrictions on licensee's controlling or interfering with use of energy
- 22. Obligation on licensee to supply energy
- 23. Charges for energy to be made without undue preference
- 24. Discontinuance of supply to consumer neglecting to pay charge
- 25. Exemption of electric supply-lines or other apparatus from attachment in certain cases
- 26. Meters
- 27. Supply of energy outside area of supply

PART III
SUPPLY, TRANSMISSION AND USE OF ENERGY BY NON-LICENSEES

- 28. Sanction required by non-licensees in certain cases
- 29. Power for non-licensees to break up streets
- 29A. Application of section 18 to aerial lines maintained by railways
- 30. Control of transmission and use of energy

PART IV
GENERAL

Protective Clauses

- 31. Protection of railways and canals, docks, wharves and piers
- 32. Protection of telegraphic, telephonic and electric signalling lines
- 33. Notice of accidents and inquiries
- 34. Prohibition of connection with earth, and power for Government to interfere in certain cases of default

Administration and Rules

- 35. Advisory Board
- 36. Appointment of Electric Inspectors
- 36A. [Omitted]
- 37. Power for Board to make rules
- 38. Further provisions respecting rules

Criminal Offences and Procedure

- 39. Penalty for dishonest abstraction, etc. of energy
- 39A. Penalty for installation of artificial means, etc.
- 40. Penalty for maliciously wasting energy or injuring works
- 40A. Penalty for the theft of line materials, tower members, equipments, etc., from any electric supply system
- 40B. Penalty for dishonestly receiving stolen property

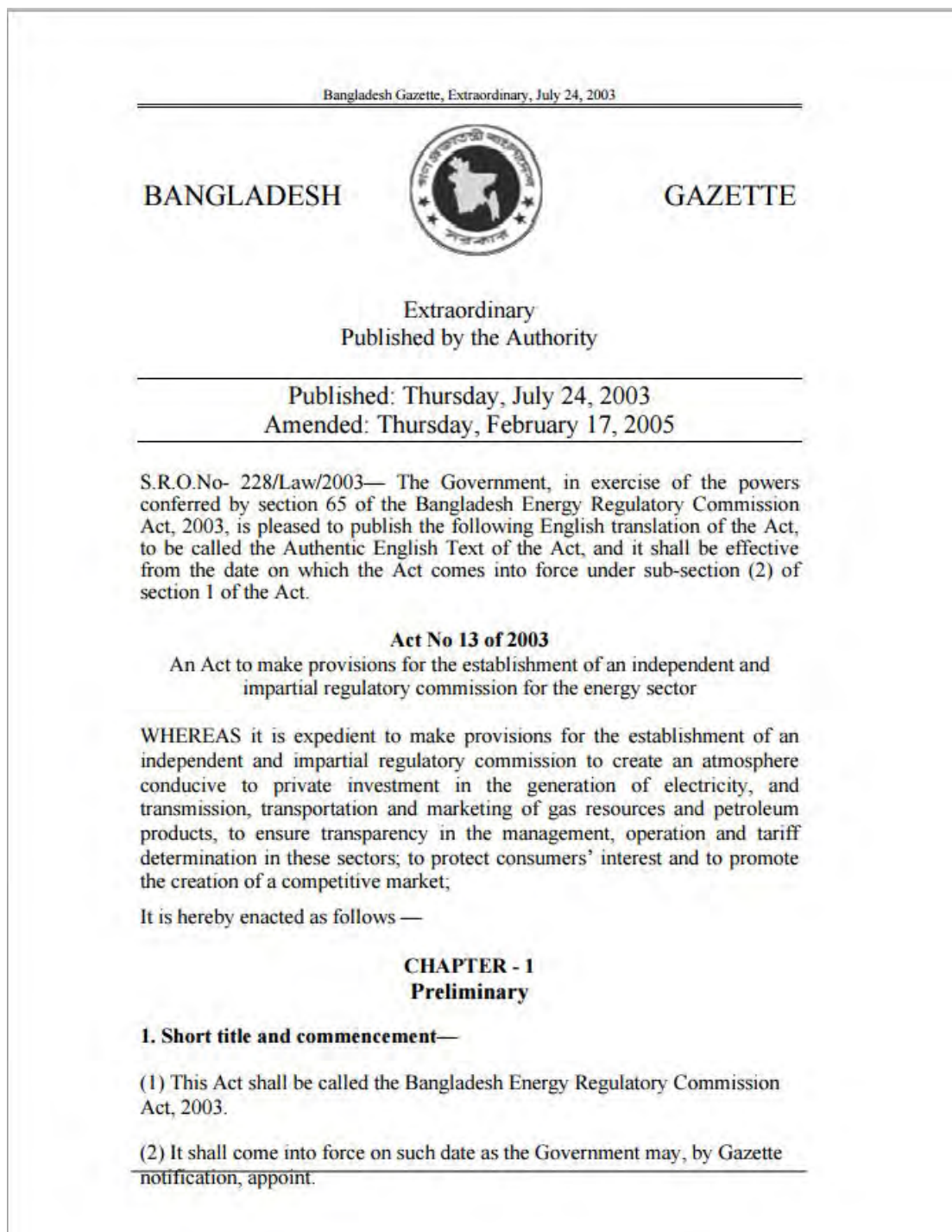
41. Penalty for unauthorized supply of energy by non-licensees
 42. Penalty for illegal or defective supply or for non-compliance with order
 43. Penalty for illegal transmission or use of energy
 44. Penalty for interference with meters or licensee's works and for improper use of energy
 - 44A. Penalty for abettors in certain offences
 45. Penalty for extinguishing public lamps
 46. Penalty for negligently wasting energy or injuring works
 47. Penalty for offences not otherwise provided for
 48. Penalties not to affect other liabilities
 49. Penalties where works belong to Government
 - 49A. Offences by companies
 50. Institution of prosecutions
 - 50A. Power of Magistrate to pass sentence, impose fine
- Supplementary*
51. Exercise in certain cases of powers of telegraph-authority
 52. Arbitration
 - 52A. Bar to jurisdiction of Civil Courts
 53. Service of notices, orders or documents
 54. Recovery of sums recoverable under certain provisions of Act
 - 54A. Charges for supply of energy recoverable as arrears of land revenues
 - 54B. Requisition of police assistance
 - 54C. Bar of Jurisdiction
 55. Delegation of certain functions of Government to Electric Inspectors
 56. Protection for acts done in good faith
 57. [Omitted]
 58. [Omitted]

SCHEDULE

出典: http://bdlaws.minlaw.gov.bd/pdf_part.php?id=93
 Accessed: 9/6/2015

17.3.4 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003

2003 に施行された「バ」国エネルギー規制委員会法により、翌年の 2004 年 4 月に BERC が設立されている。下は、その「バ」国エネルギー規制委員会法の表紙である。



☒ **17-18 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003(Front)**

出典 : http://www.berc.org.bd/images/stories/pdf/law/berc_act_2003_English.pdf
Accessed: 9/6/2015

17.3.5 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003.(excerpt)

「バ」国エネルギー規制委員会法の内、O&Mに関する条項を以下に抜粋する。

- ◆ CHAPTER – 1 Preliminary
- ◆ CHAPTER – 2 Establishment of the Commission
- ◆ CHAPTER – 3 Financial matters of the Commission
- ◆ CHAPTER – 4 Functions, Powers and Proceedings of the Commission
 - 22. Functions of the Commission—
 - (a) to determine efficiency and standard of the machinery and appliances of the institutions using energy and to ensure through energy audit the verification, monitoring, analysis of the energy and the economy use and enhancement of the efficiency of the use of energy;
 - (b) to ensure efficient use, quality services, determine tariff and safety enhancement of electricity generation and transmission, marketing, supply, storage and distribution of energy;
 - (c) to issue, cancel, amend and determine conditions of licences, exemption of licences and to determine the conditions to be followed by such exempted persons;
 - (d) to approve schemes on the basis of overall program of the licensee and to take decision in this regard taking into consideration the load forecast and financial status;
 - (e) to collect, review, maintain and publish statistics of energy;
 - (f) to frame codes and standards and make enforcement of those compulsory with a view to ensuring quality of service;
 - (g) to develop uniform methods of accounting for all licensees;
 - (h) to encourage to create a congenial atmosphere to promote competition amongst the licensees;
 - (i) to extend co-operation and advice to the Government, if necessary, regarding electricity generation, transmission, marketing, supply distribution and storage of energy;
 - (j) to resolve disputes between the licensees, and between licensees and consumers, and refer those to arbitration if considered necessary;
 - (k) to ensure appropriate remedy for consumer disputes, dishonest business practices or monopoly;
 - (l) to ensure control of environmental standard of energy under existing laws; and
 - (m) to perform any incidental functions if considered appropriate by the Commission for the fulfillment of the objectives of this Act for electricity generation and energy transmission, marketing, supply, storage, efficient use, quality of services, tariff fixation and safety improvement.
 - 23. Investigation power—
 - (1) Commission shall have all those powers for the purposes of an investigation or proceedings, which are exercised by a Civil Court at the time of trial under the Code of Civil Procedure, such as: –
 - (a) to summon a witness and ensure his presence and examination of the witness on oath;
 - (b) to detect and present any important document which may be submitted as a document or evidence;
 - (c) to collect evidence through an affidavit;
 - (d) to call for public record from any court or office;
 - (e) to adjourn hearing;
 - (f) to ensure presence and absence of the parties; and
 - (g) to review the Commission's decisions, directives or orders.
- ◆ CHAPTER – 5 Relationship between the Government and the Commission
- ◆ CHAPTER – 6 License
 - 27. Licence—
 - 28. Issuance of licence by the Commission—

- *31. General duties and powers of the licensee.*
 - (1) *Every licensee shall make arrangement for the efficient, co-ordinated, cost-effective production, transmission and supply of energy.*
 - (2) *Every licensee shall maintain international standard and working method at the time of discharging his duties relating to energy operation, maintenance and safety.*
- ◆ *CHAPTER – 7 Tariff*
- ◆ *CHAPTER – 8 Commission’s power to issue order and implement its decision*
- ◆ *CHAPTER – 9 Flow of Information*
- ◆ *CHAPTER – 10 Arbitration - Settlement and Appeal*
- ◆ *CHAPTER – 11 Offence and Penalty*
- ◆ *CHAPTER – 12 Receipt of Complaint of Consumer and disposal*
- ◆ *CHAPTER – 13 Miscellaneous*
- ◆ *CHAPTER – 14 Transitional Provision*

17.4 日本と「バ」国の法令比較

日本と「バ」国の火力発電所 O&M 関連法令を比較検討する。

表 17-4 O&M 関連法令比較表

| | 日本 | 「バ」国 |
|------|---|--|
| 事業許可 | <p style="text-align: center;">電気事業法</p> <p>第一章 事業の許可等 (事業の許可)</p> <p>第三条 電気事業（特定規模電気事業を除く。以下この章（第五条第七号及び第十七条第一項を除く。）において同じ。）を営もうとする者は、経済産業大臣の許可を受けなければならない。</p> <p>2 前項の許可は、一般電気事業、卸電気事業及び特定電気事業の区分により行う。</p> <p>(許可の申請)</p> <p>第四条 前条第一項の許可を受けようとする者は、次の事項を記載した申請書を経済産業大臣に提出しなければならない。</p> <p>一 氏名又は名称及び住所並びに法人にあつてはその代表者の氏名</p> <p>二 供給区域、供給の相手方たる一般電気事業者又は供給地点</p> <p>三 電気事業の用に供する電気工作物に関する次の事項</p> <p>イ 発電用のものにあつては、その設置の場所、原動力の種類、周波数及び出力</p> <p>ロ 変電用のものにあつては、その設置の場所、周波数及び出力</p> <p>ハ 送電用のものにあつては、その設置の場所、電気方式、設置の方法、回線数、周波数及び電圧</p> <p>ニ 配電用のものにあつては、その電気方式、周波数及び電圧</p> <p>2 前項の申請書には、事業計画書、事業収支見積書その他経済産業省令で定める書類を添附しなければならない。</p> | <p style="text-align: center;"><i>Electricity Act 1910</i></p> <p><i>Grant of Licenses</i></p> <p>3. (1) <i>The Government may, on application made in the prescribed form and on payment of the prescribed fee (if any), grant to any person a license to supply energy in any specified area, and also to lay down or place electric supply-lines for the conveyance and transmission of energy,-</i></p> <p>(a) <i>where the energy to be supplied is to be generated out-side such area from a generating station situated outside such area to the boundary of such area, or</i></p> <p>(b) <i>where energy is to be conveyed or transmitted from any place in such area to any other place therein, across an intervening area not included therein, across such area.</i></p> <p><i>BERC Act 2003</i></p> <p><i>CHAPTER – 6</i></p> <p><i>Licence</i></p> <p>27. <i>Licence—</i></p> <p>(1) <i>No person shall engage himself in the following business unless he is empowered by a licence or exempted from having it under this Act or any other Act, such as:-</i></p> <p>(a) <i>power generation;</i></p> <p>(b) <i>energy transmission;</i></p> <p>(c) <i>energy distribution and marketing;</i></p> <p>(d) <i>energy supply; and</i></p> <p>(e) <i>energy storage.</i></p> <p>28. <i>Issuance of licence by the Commission—</i></p> <p><i>Licence may be issued to any person for the following purposes in a procedure prescribed by the Commission, such as:-</i></p> <p>(a) <i>for power generation;</i></p> <p>(b) <i>for energy transmission;</i></p> <p>(c) <i>for distribution and marketing of energy;</i></p> <p>(d) <i>for supply of energy; and</i></p> <p>(e) <i>for storage of energy.</i></p> |

| | 日本 | 「バ」国 |
|----------|---|--|
| 安全 一般 | <p>電気事業法 (目的)</p> <p>第一条 この法律は、電気工作物の工事、維持及び運用を規制することによって、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。</p> <p>電気事業法 (業務改善命令)</p> <p>第三十条 経済産業大臣は、事故により電気の供給に支障を生じている場合に電気事業者がその支障を除去するために必要な修理その他の措置を速やかに行わないとき、その他電気事業の運営が適切でないため、電気の使用者の利益を阻害していると認めるときは、電気事業者に対し、その電気事業の運営の改善に必要な措置をとることを命ずることができる。</p> | <p><i>Electricity Act 1910</i></p> <p><i>Prohibition of connection with earth, and power for Government to interfere in certain cases of default</i></p> <p><i>34. (1) No person shall, in the generation, transmission, supply or use of energy, permit any part of his electric supply-lines to be connected with earth except so far as may be prescribed in this behalf or may be specially sanctioned by the Government.</i></p> <p><i>(2) If at any time it is established to the satisfaction of the Government-</i></p> <p><i>(a) that any part of an electric supply-line is connected with earth contrary to the provisions of sub-section (1), or</i></p> <p><i>(b) that any electric supply-lines or other works for the generation, transmission, supply or use of energy are attended with danger to the public safety or to human life or injuriously affect any telegraph-line, or</i></p> <p><i>(c) that any electric supply-lines or other works are defective so as not to be in accordance with the provisions of this Act or of any rule thereunder,</i></p> <p><i>the Government may, by order in writing, specify the matter complained of and require the owner or user of such electric supply-lines or other works to remedy it in such manner as shall be specified in the order; and may also in like manner forbid the use of any electric supply-line or works until the order is complied with or for such time as is specified in the order.</i></p> |

| | 日本 | 「バ」国 |
|----------|--|--|
| 立入 検査 | <p>電気事業法 (立入検査)</p> <p>第七十七条 2 経済産業大臣は、前項の規定による立入検査のほか、この法律の施行に必要な限度において、その職員に、電気事業者の営業所、事務所その他の事業場に立ち入り、業務若しくは経理の状況又は電気工作物、帳簿、書類その他の物件を検査させることができる。</p> | <p>BERC Act 2013</p> <p>23. Investigation power—</p> <p>(1) Commission shall have all those powers for the purposes of an investigation or proceedings, which are exercised by a Civil Court at the time of trial under the Code of Civil Procedure, such as: –</p> <p>(a) to summon a witness and ensure his presence and examination of the witness on oath;</p> <p>(b) to detect and present any important document which may be submitted as a document or evidence;</p> <p>(c) to collect evidence through an affidavit;</p> <p>(d) to call for public record from any court or office;</p> <p>(e) to adjourn hearing;</p> <p>(f) to ensure presence and absence of the parties; and</p> <p>(g) to review the Commission's decisions, directives or orders.</p> |

| | 日本 | 「バ」国 |
|----------|---|------|
| 定期 報告 | <p>電気関係報告規則 (定期報告)</p> <p>第二条 電気事業者、自家用電気工作物を設置する者又は登録調査機関は、次の表の報告書名の欄に掲げる報告書を、それぞれ同表の様式番号及び報告期限の欄に掲げるところに従い、同表の報告先の欄に掲げる者に提出しなければならない。ただし、卸電気事業者にあつては同表第三号に掲げる報告書を、特定規模電気事業者にあつては同表第二号及び第三号に掲げる報告書を、自家用電気工作物を設置する者にあつては出力千キロワット未満の発電所について同表第五号に掲げる報告書を提出することを要しない。</p> | なし |

| | 日本 | 「バ」国 |
|----------|--|---|
| 事故 報告 | <p>電気関係報告規則 (事故報告)</p> <p>第三条 電気事業者又は自家用電気工作物を設置する者は、電気事業者にあつては電気事業の用に供する電気工作物（原子力発電工作物を除く。以下この項において同じ。）に関して、自家用電気工作物を設置する者にあつては自家用電気工作物（鉄道営業法（明治三十三年法律第六十五号）、軌道法（大正十年法律第七十六号）又は鉄道事業法（昭和六十一年法律第九十二号）が適用され又は準用される自家用電気工作物であつて、発電所、変電所又は送電線路（電気鉄道の専用敷地内に設置されるものを除く。）に属するもの（変電所の直流き電側設備又は交流き電側設備を除く。）以外のもの及び原子力発電工作物を除く。以下この項において同じ。）に関して、次の表の事故の欄に掲げる事故が発生したときは、それぞれ同表の報告先の欄に掲げる者に報告しなければならない。</p> | <p><i>Electricity Act 1910</i></p> <p><i>Notice of accidents and inquiries</i></p> <p>33. (1) <i>If any accident occurs in connection with the generation, transmission, supply or use of energy in, or in connection with, any part of the electric supply-lines or other works of any person, and the accident results or is likely to have resulted in loss of life or personal injury, such person shall give notice of the occurrence, and of any loss of life or personal injury actually occasioned by the accident, in such form and within such time and to such authorities as the Government may, by general or special order, direct.</i></p> <p>(2) <i>The Government may, if it thinks fit, require any Electric Inspector, or any other competent person appointed by it in this behalf, to inquire and report-</i></p> <p>(a) <i>as to the cause of any accident affecting the safety of the public, which may have been occasioned by, or in connection with, the generation, transmission, supply or use of energy, or</i></p> <p>(b) <i>as to the manner in, and extent to, which the provisions of this Act or of any license or rules thereunder, so far as those provisions affect the safety of any person, have been complied with.</i></p> |

| | 日本 | 「バ」国 |
|------|--|--|
| 技術基準 | <p>電気事業法</p> <p>第一節 技術基準への適合 (事業用電気工作物の維持)</p> <p>第三十九条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物を主務省令で定める技術基準に適合するように維持しなければならない。</p> <p>2 前項の主務省令は、次に掲げるところによらなければならない。</p> <p>一 事業用電気工作物は、人体に危害を及ぼし、又は物件に損傷を与えないようにすること。</p> <p>二 事業用電気工作物は、他の電气的設備その他の物件の機能に電气的又は磁气的な障害を与えないようにすること。</p> <p>三 事業用電気工作物の損壊により一般電気事業者の電気の供給に著しい支障を及ぼさないようにすること。</p> <p>四 事業用電気工作物が一般電気事業の用に供される場合にあつては、その事業用電気工作物の損壊によりその一般電気事業に係る電気の供給に著しい支障を生じないようにすること。</p> <p>(技術基準適合命令)</p> <p>第四十条 主務大臣は、事業用電気工作物が前条第一項の主務省令で定める技術基準に適合していないと認めるときは、事業用電気工作物を設置する者に対し、その技術基準に適合するように事業用電気工作物を修理し、改造し、若しくは移転し、若しくはその使用を一時停止すべきことを命じ、又はその使用を制限することができる。</p> | <p>「バ」国で定めた技術基準はなし</p> <p>BERC 2003</p> <p>31. General duties and powers of the licensee. –</p> <p>(2) Every licensee shall maintain international standard and working method at the time of discharging his duties relating to energy operation, maintenance and safety.</p> |

| | 日本 | 「バ」国 |
|------|--|------|
| 保安規定 | <p>電気事業法 (保安規程) 第四十二条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、主務省令で定めるところにより、保安を一体的に確保することが必要な事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を定め、当該組織における事業用電気工作物の使用（第五十一条第一項の自主検査又は第五十二条第一項の事業者検査を伴うものにあつては、その工事）の開始前に、主務大臣に届け出なければならない。</p> <p>2 事業用電気工作物を設置する者は、保安規程を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を主務大臣に届け出なければならない。</p> <p>3 主務大臣は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため必要があると認めるときは、事業用電気工作物を設置する者に対し、保安規程を変更すべきことを命ずることができる。</p> <p>4 事業用電気工作物を設置する者及びその従業者は、保安規程を守らなければならない。</p> | なし |

| | 日本 | 「バ」国 |
|-------|---|------|
| 主任技術者 | <p>電気事業法 (主任技術者) 第四十三条 事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、主務省令で定めるところにより、主任技術者免状の交付を受けている者のから、主任技術者を選任しなければならない。</p> <p>2 自家用電気工作物を設置する者は、前項の規定にかかわらず、主務大臣の許可を受けて、主任技術者免状の交付を受けていない者を主任技術者として選任することができる。</p> <p>3 事業用電気工作物を設置する者は、主任技術者を選任したとき（前項の許可を受けて選任した場合を除く。）は、遅滞なく、その旨を主務大臣に届け出なければならない。これを解任したときも、同様とする。</p> <p>4 主任技術者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督の職務を誠実に行わなければならない。</p> <p>5 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に従事する者は、主任技術者がその保安のためにする指示に従わなければならない。</p> | なし |

| | 日本 | 「バ」国 |
|---------|--|------|
| 主任技術者資格 | <p>電気事業法 (主任技術者免状) 第四十四条 主任技術者免状の種類は、次のとおりとする。</p> <p>一 第一種電気主任技術者免状 二 第二種電気主任技術者免状 三 第三種電気主任技術者免状 四 第一種ダム水路主任技術者免状 五 第二種ダム水路主任技術者免状 六 第一種ボイラー・タービン主任技術者免状 七 第二種ボイラー・タービン主任技術者免状</p> <p>2 主任技術者免状は、次の各号のいずれかに該当する者に対し、経済産業大臣が交付する。</p> <p>一 主任技術者免状の種類ごとに経済産業省令で定める学歴又は資格及</p> | なし |

| | 日本 | | 「バ」国 |
|--|---|--|------|
| | <p> び実務の経験を有する者 二 前項第一号から第三号までに掲げる種類の主任技術者免状にあつては、電気主任技術者試験に合格した者 3 経済産業大臣は、次の各号のいずれかに該当する者に対しては、主任技術者免状の交付を行わないことができる。 一 次項の規定により主任技術者免状の返納を命ぜられ、その日から一年を経過しない者 二 この法律又はこの法律に基づく命令の規定に違反し、罰金以上の刑に処せられ、その執行を終わり、又は執行を受けることがなくなった日から二年を経過しない者 4 経済産業大臣は、主任技術者免状の交付を受けている者がこの法律又はこの法律に基づく命令の規定に違反したときは、その主任技術者免状の返納を命ずることができる。 5 主任技術者免状の交付を受けている者が保安について監督をすることができる事業用電気工作物の工事、維持及び運用の範囲並びに主任技術者免状の交付に関する手続的事項は、経済産業省令で定める。 </p> | | |

| | 日本 | 「バ」国 |
|-----------------|--|------|
| 定期 事業者 検査 | <p>電気事業法 (定期安全管理検査) 第五十五条 特定電気工作物(発電用のボイラー、タービンその他の主務省令で定める電気工作物であつて前条で定める圧力以上の圧力を加えられる部分があるもの並びに発電用原子炉及びその附属設備であつて主務省令で定めるものをいう。以下同じ。)を設置する者は、主務省令で定めるところにより、定期に、当該特定電気工作物について事業者検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。 2 前項の検査(以下「定期事業者検査」という。)においては、その特定電気工作物が第三十九条第一項の主務省令で定める技術基準に適合していることを確認しなければならない。</p> | なし |

| | 日本 | 「バ」国 |
|----------------------|---|------|
| 定期 安全 管理 検査 | <p>電気事業法 第五十五条4 定期事業者検査を行う特定電気工作物を設置する者は、定期事業者検査の実施に係る体制について、主務省令で定める時期(第六項において準用する第五十一条第七項の通知を受けている場合にあつては、当該通知に係る定期事業者検査の過去の評定の結果に応じ、主務省令で定める時期)に、原子力を原動力とする発電用の特定電気工作物以外の特定電気工作物であつて経済産業省令で定めるものを設置する者にあつては経済産業大臣の登録を受けた者が、その他の者にあつては経済産業大臣が行う審査を受けなければならない。</p> | なし |

出典：JICA 調査団

17.5 提言

第17章は、発電所における不具合を法的枠組により改善するマクロ的アプローチによる解決策を提言する。一方第18章では、発電所における現状の問題点の洗い出しと、現場側から見たミクロ的アプローチによる解決策を提言する。両章の解決策は、結果として同一になる可能性もあるが、多くの場合は異なる結果となることが想定される。実際本報告書でも、異なる結果となっている。以下に法的枠組みの改善による発電所運営改善策の提言を行う。

17.5.1 調査結果

第 17 章は、法規制といったマクロ的事項から、火力発電 O&M といったミクロ的事項を考慮する幅広い分野を網羅する章であるため、全体の流れがつかみにくい。そのためここでもう一度、第 17 章全体の流れをおさらいし、「バ」国への O&M 法整備推奨項目を決定する。以下は第 17 章の概要を纏めたものである。

- 17.1 緒言
 - 17.1.1 目的
 - ◇ 本章の目的
 - 17.1.2 手順
 - ◇ JICA Study Team と「バ」国政府の役割分担と手順を明示。
 - 17.1.3 要因分析
 - ◇ 「バ」国発電所における問題点と法令による解決法の概念的位置を明示
 - 17.1.4 リーガルフレームワークの体系
 - ◇ 具体的対応策と概念的対応策の明示
 - 17.1.5 安全運転への重要事項
 - ◇ 安定運転には、三要素（保全、組織、技術）が重要であり、リーガルフレームワークは、その三要素を支持することを明示。
 - 17.1.6 O&M の基本的経済概念
 - ◇ 適切な O&M が、結果的に経済メリットを産む事を明示。
- 17.2 日本の O&M リーガルフレームワーク
 - 17.2.1 O&M 関連法令の基本コンセプト
 - ◇ 政府関与と自己責任のどちらを重要視するかを図示。
 - 17.2.2 日本政府の発電所に対する規制
 - ◇ 発電所に対する規制は、大きく保安、省エネ、環境に分類できる
 - 17.2.3 発電所の主要法令
 - ◇ 保安、省エネ、環境に関する具体的法令を列挙。
 - 17.2.4 保安法令の体系
 - ◇ 電気事業法を頂点とする保安法令の体系を明示。
 - 17.2.5 電気事業法の保安条項
 - ◇ 電気事業法の重要保安 5 条項の概説
 - 17.2.6 電気事業法の保安条項詳細
 - ◇ 電気事業法の重要保安 5 条項を列挙
 - 17.2.7 保安規定
 - ◇ 重要保安 5 条項の内特に重要となる保安規定について説明
 - 17.2.8 発電所規定マニュアル
 - ◇ 一般的発電所には、法令が規定するマニュアル以外にも多数の独自マニュアルが存在することを説明。
 - 17.2.9 ライセンスシステム
 - ◇ 発電所の O&M 関連で必要となる各種ライセンスを紹介。
 - 17.2.10 届出報告制度
 - ◇ 電気事業法で定める届出報告の内容を紹介。
- 17.3 「バ」国の O&M リーガルフレームワーク
 - 17.3.1 電力部門の組織図
 - 17.3.2 「バ」国電力関連法令
 - ◇ 「バ」国の火力 O&M の中心となる法令は、Electricity Act 1910 と Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003 である。

- 17.3.3 Electricity Act 1910
 - ◇ Electricity Act 1910 の目次。
 - 17.3.4 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003
 - ◇ Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003 の表紙
 - 17.3.5 Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003.(excerpt)
- 17.4 日本と「バ」国の法令比較
 - 日本と「バ」国の O&M 関連の法令条項を直接比較。

17.5.2 O&M法整備推奨項目

これまでの調査結果から、日本の電気事業法の重要保安5条項は、「バ」国においてまだ制度化されておらず、また「バ」国の火力 O&M の状況を考えると、これら重要保安5条項は安定運転に即効性があると考えられる。

重要保安5条項は以下の通りである。

- 各発電所が定期点検を実施することを制度化
 - 内容
 - ◇ ボイラ、ガスタービン、蒸気タービン、発電機等の設備毎に、点検インターバル、及び点検項目を定める。
 - 目的
 - ◇ 定期点検を法令化することにより、予算不足や、需給逼迫等の理由から、点検を延期する状況を回避する。
 - ◇ 点検項目を定める事により、重大事故の発生を未然に防ぐ。
 - 説明
 - ◇ 日本と同様の制度を「バ」国にも導入する。日本では点検インターバルを延長していく傾向にある。
- 定検立入検査の制度化
 - 内容
 - ◇ 政府機関が定期的に発電所の定期点検状況を視察し、運転開始の是非を判断する。
 - 目的
 - ◇ 定期点検が適切に実施しているか調査する。
 - ◇ 定期点検に不備があれば、是正するよう指導し、改善させる。
 - 説明
 - ◇ 日本では以前このような政府関与の制度が存在したが、現在は、規制緩和の観点から自主保安を重視し廃止された。現状の「バ」国においては、政府関与が必要と判断し、定検立入検査を導入し、将来撤廃すること考慮することを推奨する。
- 各発電所に主任技術者を選任
 - 内容
 - ◇ 政府機関は、主任技術者の資格（経験年数や試験制度）、を定め、また政府機関が発電事業者に主任技術者（技術部門の責任者）を選任することを義務付ける。
 - 目的
 - ◇ 発電所運営の内、技術的事項の責任の所在を明確とする。
 - 説明
 - ◇ 発電事業者は、主任技術者を中止とした体制にて、技術管理を行う。

- 各発電所に保安規定の作成を義務化
 - 内容
 - ◇ 政府機関が発電事業者に保安規定を作成し、届け出させることを義務付ける。
 - 目的
 - ◇ 発電事業者が自主的に発電所運営を行う。
 - 説明
 - ◇ 保安規定は、発電所の自主性を尊重する制度であるが、政府による強制が必要な場合は、届け出ではなく、許可制とするなどの対応を行う。

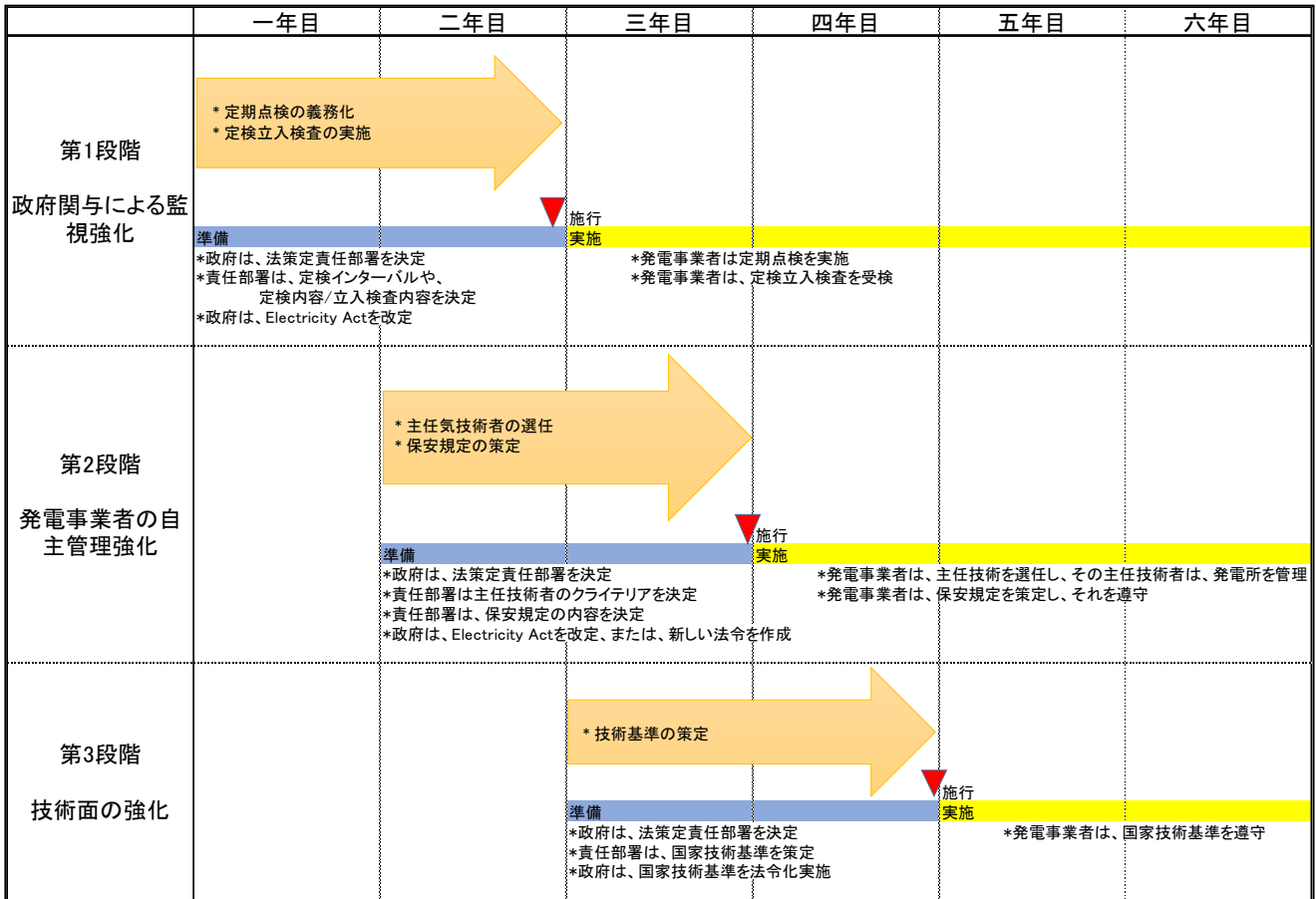
- 技術基準の遵守化（「バ」国技術基準の作成）
 - 内容
 - ◇ 政府機関が技術基準を定め、発電事業者はそれを遵守する。
 - 目的
 - ◇ 「バ」国にふさわしい技術基準を作成し、発電事業者が遵守することにより、偶発的事故、災害の発生を減少させる。
 - 説明
 - ◇ 日本では、以前技術基準の厳格な遵守を義務付けていたが、規制緩和により、技術的に合理的と判断される根拠があれば、技術基準に従う必要はない事になっている。「バ」国には、日本と同じ流れ（技術基準を定めて、それを参考値とする）を推奨する。

17.5.3 法整備推奨スケジュール

法整備のスケジュールは、「政府関与による監視強化」、「発電事業者の自主管理強化」、「技術面の強化」の順に三段階で進めることを推奨する。理由は、政府関与を強めて、確実に定期点検を実施し、その後に発電所の自主性を重視する順番とした。また技術管理については、技術基準策定に非常に高い技術力を必要としその習得までに時間が必要と想定されること、また昨今の規制緩和の趨勢から考えれば早急に技術基準を策定する根拠が薄らぐ事から、最後の段階で実施する事とする。

- 第1段階
 - 政府関与による監視強化
 - ◇ 定期点検の義務化
 - ◇ 定検立入検査の実施
- 第2段階
 - 発電事業者の自主管理強化
 - ◇ 主任気技術者の選任
 - ◇ 保安規定の策定
- 第3段階
 - 技術面の強化
 - ◇ 技術基準の策定（「バ」国技術基準の作成）

法規制を施行するまでの準備期間を2年とし、段階毎に1年の差をつけてスケジュールを組むと以下の通りとなる。このスケジュールはあくまで目安であるため、バングラ政府が、発電所法規制関係機関及び発電事業者にとって合理的なスケジュールを組むことを期待する。



出典：JICA 調査団

図 17-19 法整備スケジュール案

第 18 章 火力発電所のオペレーションとメンテナンス

18.1 本章の概要

「バ」国の火力発電所運転及び保守（O&M）について、現状把握を行い、“人材”、“設備・計画承認”、“予算”、“情報”に分けて課題を洗い出した。そして、洗い出された課題に対する対策の概要を、“設備・補修計画対策”、並びに“人材・予算・情報対策”に分けて提案した。

設備対策としては、日本の技術が貢献できることとして、蒸気タービンリハビリテーション工事並びにコンバインド化工事を提案、人材・予算・情報対策については、情報戦略について提案した。それと合わせて人材育成についても課題となっていることから、訓練センターについて提案している。

18.2 全体基礎調査

18.2.1 設備

「バ」国における既存発電設備及び建設計画は以下のとおりである。

Data source: / PGC Daily/Gen. Petro Bangladesh Summit power/DTI Daily, TOTDCL, PGL, RCBCL, EPD, BP 13-22, Pw/Gen/Jan 2018

| Serial Number of PGCB | Plant name | Configurations | Original installed capacity (MW) | Derated capacity at 2013/01 (MW) | Generation Capacity 2022-2023 (MW) | Sector | Producer (Source: PGCB) | Commercial Operation Date |
|-----------------------|---|---|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------|--|---------------------------|
| 1a | Ghorasal Power Station ST-1 | 35 MW ST Unit 1 | 35 | 35 | 44 | Public | EPD | 1997 |
| 1b | Ghorasal Power Station ST-2 | 75 MW ST Unit 2 | 75 | 75 | 76 | Public | EPD | 1998 |
| 1c | Ghorasal Power Station ST-3 | 123 MW ST Unit 3 | 123 | 119 | 130 | Public | EPD | 1999/01/15 |
| 2 | ST-3 repowering plan | 448 250MW GT | | | | Public | EPD | 2006/01/15 |
| 3a | Ghorasal Power Station ST-4 | 110 MW ST Unit 4 | 110 | 109 | 130 | Public | EPD | 1999/01/18 |
| 3b | Ghorasal Power Station ST-5 | 210 MW ST Unit 5 | 210 | 198 | 198 | Public | EPD | 1998/01/15 |
| 3c | Ghorasal Power Station ST-6 | 110 MW ST Unit 6 | 110 | 109 | 130 | Public | EPD | 1999/01/15 |
| 4 | ST-6 repowering plan | 448 250MW GT | | | | Public | EPD | 2006/01/15 |
| 5 | Ghorasal 100 MW QRPP (Aggregate) | 125x8x5 | 100 | 100 | 100 | Private | DRPP Jyoti Aggregate | 2010/04/23 |
| 6 | Ghorasal 45 MW QRPP (Aggregate) | 125x8x5 | 45 | 45 | 45 | Private | DRPP Jyoti Aggregate | 2010/04/23 |
| 7 | Ghorasal MAX Power 78MW | 4x19.5MW | 78 | 78 | 78 | Private | IBPL Max power | 2011/02/2 |
| 8 | Ghorasal(Regent) 108MW | 33x33MW (3x11.55MW) | 108 | 108 | | Private | IBPL Max power | 2011/02/2 |
| 9 | Harijpur GT-1 | 60x30.5MW / PGCB 30.5MW | 32 | | 20 | Public | SEI, EPD | 1987 |
| 10 | Harijpur GT-2 | 60x30.5MW / PGCB 30.5MW | 32 | | 20 | Public | SEI, EPD | 1987 |
| 11 | Harijpur GT-3 | 60x30.5MW / PGCB 30.5MW | 32 | | 20 | Public | SEI, EPD | 1987 |
| 12 | Harijpur 412MW CCPP | 412MW (2x1) | 412 | 413 | | Private | EP | 2014/04/02 |
| 13 | Harijpur NEPC (HFQ) 110MW | 210MW (6x35MW) | 110 | 110 | 85 | Private | EP | 1999 |
| 14 | Harijpur Power CCPP 260MW AES | 160MW GT 235MW+17.5MW | 190 | 260 | 260 | Private | EP | 2004/02/3 |
| 15 | Meghnaghat CCPP AES | 450MW GT 250MW+2x17.5MW | 450 | 450 | 450 | Private | EP | 2002/01/28 |
| 16 | Meghnaghat/Meghnaghat IEL (100MW) | 100MW (200x0.5x1x1) | 100 | 100 | 100 | Private | IEI | 2011/01/8 |
| 17 | Meghnaghat CCPP(Summit power) 203MW | 203MW (2*101.5MW) / SC GT | 203 | 203 | | Private | N/A | 2014 |
| 18 | Meghnaghat 300-450 MW CCPP Unit-2 (315MW) | 157.5MW (6x26.25MW) | | | | Private | N/A | 2014 |
| 19 | Madangan/Madangan (Summit) 102MW | 102MW (6x17.0MW) | 102 | 106 | 100 | Private | DRPP Jyoti, Summit power | 2011/01/27 |
| 20 | Keraniganj (Powerpac) 100MW QRPP | 100 MW (8x12.5MW) | 100 | 100 | 100 | Private | DRPP Jyoti, Power pac | 2011/02/27 |
| 21 | Narsingdi/Narsindi (REB Doreen) | 22MW (4x5.5MW) | 22 | 22 | 22 | Private | DRPP, REB, Doreen Generation and systems | 2008/12/25 |
| 22a | Siddhirgonj Power Station (ST) 210MW | 210 MW Steam Turbine | 210 | 150 | 150 | Public | EPD | 2004/01/8 |
| 22b | Siddhirgonj Power Station (ST) 210MW | 60x30.5 MW / PGCB 30.5 MW (4x19.5 MW) 6/1 | 210 | 210 | 210 | Public | EPD | 2004/01/8 |
| 23 | Siddhirgonj (Desh) 96MW QRPP | 30x30.5 MW (3x10.17MW) | 100 | 96 | 96 | Private | DRPP Jyoti, Desh energy | 2011/12/17 |
| 24 | Siddhirgonj / Siddhirgonj (Dutch-Bangla) 100 MW | 100MW (8x12.5MW) | 100 | 100 | 100 | Private | DRPP Jyoti, Dutch Bangla power | 2011/12/17 |
| 25 | Pagla (DPA Power QRPP) 50MW | 50MW (10x5MW) DPA Power | 50 | 50 | 50 | Private | DRPP Jyoti | 2001/01/24 |
| 26 | Gangnagar (Narayanganj) 100MW PP (Orion) | 102MW | 102 | 102 | | Private | EP | 2014/01/8 |
| 27 | Summit Power Ltd (Dhaka) (disaggregated follows) | 1*1.67MW+2*6.37MW+14*0.75MW | 146 | 148 | 144 | Private | SEI, REB | 2004/12/16 |
| 28 | Madhabdi 35 MW REB | N/A | N/A | N/A | N/A | Private | REB, Summit power | |
| 29 | Achhola 45 MW REB | N/A | N/A | N/A | N/A | Private | REB, Summit power | |
| 30 | Maona 33 MW SIPP | N/A | N/A | N/A | N/A | Private | REB, Summit power | 2009 |
| 31 | Ropganj 33 MW SIPP | N/A | N/A | N/A | N/A | Private | REB, Summit power | 2009/01/28 |
| 32 | Gazipur 50MW (RPCL) | 22MW (4*5.5MW) | 52 | 52 | 52 | Public | EP, RPCL | 2012/1/1 |
| 33 | Tongi Power Station (105MW) | 105MW Gas Turbine | 105 | 105 | 105 | Public | EPD | 1991/01/28 |
| 34a | Raujan,Chittagong Power Station ST: Unit-1, 210MW | 210 MW 5/1 | 210 | 180 | 180 | Public | EPD | 1991/01/28 |
| 34b | Raujan,Chittagong Power Station ST: Unit-2, 210MW | 210 MW 5/1 | 210 | 180 | 180 | Public | EPD | 1997/01/21 |
| 35 | Raozan/ Raujan 25 MW PP (RPCL) | 25 MW 5/1 | 25 | 25 | 25 | Public | RPCL | 2015/01/3 |
| 36 | Baraka-Patenga/Patenga 50MW(Barakafala) | | 50 | 50 | | Private | EP | |
| 37 | Chittagong Energy pack | no data | | | | Private | EP | |
| 38 | Karnafuli Hydro Power Station | 50MW Unit 1 | 40 | | 40 | Public | EPD | 1962 |
| 39 | Karnafuli Hydro Power Station | 40MW Unit 2 | 40 | | 40 | Public | EPD | 1962 |
| 40 | Karnafuli Hydro Power Station | 50MW Unit 3 | 50 | 280 | 50 | Public | EPD | 1962 |
| 41 | Karnafuli Hydro Power Station | 50 MW Unit-4 | 50 | | 50 | Public | EPD | 1988 |
| 42 | Karnafuli Hydro Power Station | 50 MW Unit-5 | 50 | | 50 | Public | EPD | 1988 |
| 43 | Chittagong Sikalaha ST (60MW) | 60MW | 60 | 60 | 60 | Public | EPD | 1961 |
| 44 | Sikalaha Peaking GT (150MW) | 150MW | 150 | 150 | 150 | Public | EPD | 2010/01/18 |
| 45 | Sikalaha (Energis) | 150MW | no data | 55 | | Private | EP | |
| 46 | Sikalaha RPP 55MW | 55 MW (4x13.25MW+2x13.5MW+1x3.5MW) | 55 | 55 | 55 | Private | DRPP Jyoti | 2010/01/18 |
| 47 | Hathazari 100MW peaking PP | 100MW (11x9.09MW) Peaking PP | 96 | 98 | 100 | Public | EPD | 2011/12/23 |
| 48 | Sangu, Dohazari-Holish 100MW peaking | 100MW (6x17.0MW) | 100 | 100 | 100 | Public | EPD | 2011/12/23 |
| 49 | Juldah/Julda (Acorn) 100MW (8*13.45MW) | 100MW (8x13.45MW) | 100 | 100 | 100 | Private | RPP System, Acorn/Chia Service | 2011/01/26 |
| 50 | Barakunda/Birakundo SIPP 22MW | 22MW (4x5.5MW) | 22 | 22 | 22 | Private | SIPP, FEN | 2006/01/23 |
| 51 | Malancha, Ctg EPZ (United) 36MW | 160MW (5*32MW+1*32MW) | 96 | 96 | 96 | Private | SIPP, REB | |
| 52a | Ashugon Power Station Unit-1, 2, 64MW*2 | 128MW (64MW*2) | 128 | 97 | 95 | Public | RPCL | 1976 |
| 52b | Ashugon Power Station Unit-3, 150MW | 150MW ST | 150 | 135 | 140 | Public | RPCL | 1986 |
| 52c | Ashugon Power Station Unit-4, 150MW | 150MW ST | 150 | 138 | 150 | Public | RPCL | 1987 |
| 52d | Ashugon Power Station Unit-5, 150MW | 150MW ST | 150 | 134 | 140 | Public | RPCL | 1988 |
| 52e | Ashugon GT-2 (56MW) | 56MW | 56 | 49 | 49 | Public | RPCL | 1988 |
| 53 | Ashugon/Ashugon Engines 50MW | 50MW (5x10.5MW) | 50 | 45 | 51 | Public | RPCL | 2011/01/20 |
| 54 | Ashugon RPP (Precision) 33MW | 33MW (16x4MW) | 33 | 33 | 33 | Private | DRPP Jyoti | 2010/01/18 |
| 55 | Ashugan Aggecko 95MW | 95MW (5x19.5MW) + 1出力(60MW,10*1.5MW) | 95 | 95 | 90 | Private | DRPP Jyoti, Aggecko | 2011/01/18 |
| 56 | Ashugan United Power 53MW (14*4MW) | 53MW (14x4MW) | 53 | 53 | 53 | Private | DRPP Jyoti, United Ashugon power | 2011/01/18 |
| 57 | Ashugan (Midland) 51MW | 51MW (4*9.5MW) | 51 | 51 | 51 | Private | | 2011/01/18 |
| 58 | Brahmanbaria (Aggregate) 85MW | 85MW (8x10.625MW) + 1出力(17.0MW)*1.1MW | 85 | 85 | 70 | Private | DRPP Jyoti, Aggregate | 2011/01/18 |
| 59 | Titas Daudkandi/Daudkandi 50MW peaking PP | 120MW (6x 20MW) | 52 | 52 | 52 | Public | EPD | 2011/01/28 |
| 60 | Chandpur CCPP 150MW | 160MW (8x 20MW) 210MW | 160 | 163 | 163 | Public | EPD | 2012/01/28 |
| 61 | Feni (Doreen) 22MW | 22MW (4x 5.5MW) Feni | 22 | 22 | 22 | Private | SIPP, EPD | 2009/01/18 |
| 62 | Feni Mohalpur (Doreen) 11MW | 11MW (4*2.75MW) | 11 | 11 | 11 | Private | SIPP, REB, Doreen Generation and systems | 2009/01/22 |
| 63 | Jangalia, Summit, 33MW(4*8.73MW) | 33 MW (4x 8.25MW) | 33 | 33 | 33 | Private | SIPP, EPD, Summit power | 2006/01/23 |
| 64 | Lakhdhanu 52MW | 52MW | 52 | 52 | | Private | EP | |
| 65 | Summit power, Comilla 25MW | 150MW (5*30MW+2*8.37MW) | 25 | 25 | 25 | Private | SIPP, REB | |

Bangladesh
電力・エネルギーマスタープラン改訂に係る情報収集・確認調査
ファイナルレポート

| Serial Number of PGCB | Plant name | Configuration | Original installed capacity (MW) | Derated capacity at 2015/01 (MW) | Generation Capacity 2015-2018 (MW) | Sector | Producer (Source: PGCB) | Commercial Operation Date |
|------------------------|--|---|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------|-------------------------------|---------------------------|
| 49 | RPCL CCPP (Mymensingh CCPP) 210MW | 210MW (4*35MW+70MW) | 210 | 202 | 197 | Private | IPP | 1999/11/20 |
| 50 | Tangail (Doreen) 22MW | 22MW (8*2.9MW+2.5MW) | 22 | 22 | 22 | Private | SIPP, BPDB | 2008/11/12 |
| Mymensingh area | | | | | | | | |
| 51a | Fenchugonj Comb. Cycle (CCPP-1) 97MW | DPDB 97MW (GT:2x32MW, ST:33MW) | 97 | 80 | 96 | Public | BPDB | 1994/95 |
| 51b | Fenchugonj Comb. Cycle (CCPP-2) 104MW | GT:2x35MW, ST:35MW | 104 | 90 | 104 | Public | BPDB | 2011/10/26 |
| 52 | Fenchugonj/Fenchugonj (Barakatullah) 51 MW | 51MW (19*2.9MW) | 51 | 51 | 51 | Private | RPP 15yrs | 2009/10/18 |
| 53 | Fenchugonj Energyprima 44MW | 44MW (12*3.3MW + 5*2MW) | 44 | 44 | 44 | Private | RPP, energy prima | 2012/1/15 |
| 54 | Hobiganj (Confidence-EP) 11MW | 11MW(4*2.9MW) | 11 | 11 | 11 | Private | SIPP, REB | 2009/1/10 |
| retired | Shahjibazar Power Unit-5,6,38MW | 38 MW | 38 | N/A | 0 | Public | BPDB | |
| 55 | Shahjibazar GT: Unit- 8,9, 70MW | BPDB/PGCB 70MW (2*35MW) | 70 | 66 | 66 | Public | BPDB | 2000 |
| CONCL/Cancelled | Shahjibazar conversion 105MW | 3T35MW 増設計画 | N/A | | | | | 2012/Jan |
| 56 | Shahjibazar (Shahjibazar, Sahzinazar) 86MW | 86MW (32x2.90MW) | 86 | 86 | 86 | Private | RPP 15yrs | 2009/2/9 |
| 57 | Shahjibazar (, Sahzinazar), Energyprima) 50MW | 50MW (27x2.0MW) | 50 | 50 | 50 | Private | RPP 3yrs | 2008 |
| 58 | Sylhet 150 MW | BPDB 150MW / PGCB 142MW | 150 | 142 | 142 | Public | BPDB | 2012/3/28 |
| replaced/retired | Sylhet conversion 150MW→225MW | add 75MW | N/A | | | Public | BPDB | 2015/1A |
| 59 | Sylhet 20MW GT | 20MW | 20 | 20 | 20 | Public | BPDB | 1986 |
| 60 | Sylhet (Energyprima), Kumargoan, 48MW | 48MW (29x1.95MW) | 48 | 50 | 50 | Private | RPP 3yrs | 2008 |
| 61 | Shahjahanulla/ Shajahanul power Com 25MW | 1*9.34MW | 25 | 25 | | | | 2013/11/1 |
| 62 | Sylhet (Desh), Kumargoan/kumargoan, 10MW | 10MW (6*1.95MW) | 10 | 10 | 10 | Private | RPP 15yrs | 2009/3/15 |
| Sylhet area | | | | | | | | |
| 63 | Bheramara GT Unit-1, -2, -3, 60MW | 60MW (3*20MW) GT | 60 | 46 | 16 | Public | BPDB | 1976/76/80 |
| 64 | Bheramara (Quantum) 40MW | BPDB 110MW/ PGCB:09MW (12x8.5MW+2x6MW+2x13MW) | 105 | 105 | 105 | Private | RPP 3yrs | 2010/12/31 |
| 65 | Bheramara HVDC Interconnector 500MW (直流送電) | 500MW | 500 | 500 | | | | 2013/11/1 |
| 66a | Khulna ST 110MW | 110 MW Steam Turbine | 110 | 55 | 55 | Public | BPDB | 1984 |
| 66b (retired in 2015) | Khulna ST 60MW | 60 MW Steam Turbine | 60 | N/A | 30 | Public | BPDB | 1973 |
| 67 | Khulna (KPCL-1) 110MW | 110MW (19x6.5MW) | 110 | 110 | 110 | Private | IPP | 1998 |
| 68 | Khulna (KPCL-2)-Summit power, 115MW | 115MW (7x17MW), ORPP (5 Yrs) | 115 | 115 | 115 | Private | IPP, KPCL | 2011/6/1 |
| 69 | Faridpur 50MW peaking | 54MW (8*6.85MW), Peaking PP | 54 | 54 | 54 | Public | BPDB | 2011/11/4 |
| 70 | Khulna 150MW GT | 158MW(GT) | 158 | 158 | | Public | NWPGCL | 2013/9/23 |
| 70b (constructed) | Khulna 150MW GT → 225MW (ST75MW,CCPP) | 75MW(ST) | N/A | | | Public | | 2015/Jan |
| retired | Khulna RPP(Aggreko) 40MW | 40MW (50x0.80MW) | 40 | N/A | 40 | Private | RPP 3yrs | 2008 |
| 74 | Khulna Aggreko 55MW | 55 MW (71*0.85MW) | 55 | 55 | 55 | Private | ORPP 3yrs | 2010/8/10 |
| 71 | Gopalganj/Gopalganj/ Gopalganj) 100MW peaking PP | 109MW (16*6.88MW) | 109 | 109 | 109 | Public | BPDB | 2011/9/29 or 2011/11/16? |
| 72 | Noapara/ Nowapara (Quantum) 105MW | 101MW (5x9.5MW+6x9.5MW+2x9.2MW) | 105 | 101 | 101 | Private | RPP 5yrs,Quantum power system | 2011/8/26 |
| 73 | Noapara/ Nowapara (Khanjahan Ali) 40MW(5*8.5MW) | 40MW (5*8.5MW), ORPP (5 Yrs) | 40 | 40 | 40 | Private | RPP, Khan Jahan Ali | 2011/5/28 |
| Khulna area | | | | | | | | |
| 75 | Barisal GT : Unit-1 20MW | 20 MW Gas Turbine | 20 | 30 | 16 | Public | BPDB | 1984 |
| 75 | Barisal GT : Unit-2 20MW | 20 MW Gas Turbine | 20 | | 16 | Public | BPDB | 1987 |
| 76 | Bhola (Venture) 33MW | 34.5 MW | 33 | 33 | 33 | Private | RPP 3yrs | 2009/7/12 |
| Barisal area | | | | | | | | |
| 77a | Baghabari GT 71MW | 71MW Gas Turbine | 71 | 71 | 71 | Public | SBU, BPDB | 1991 |
| 77b | Baghabari GT 100MW | 100MW Gas Turbine | 100 | 100 | 100 | Public | SBU, BPDB | 2001 |
| 77b (Cancelled) | Baghabari 100MW conversion → 150MW | add 50MW → 150MW | N/A | | | | | 2012/Jan |
| 78 | Baghabari 50MW peaking PP | 52MW (6*8.9MW) | 52 | 52 | 52 | Public | BPDB | 2011/8/29 |
| 79 (retired in 2015) | Westmont GT, Baghabari | 2x45MW | 90 | N/A | 70 | Private | IPP | 1999 |
| 80 | Bera Peaking 70MW | 71MW (9*8.29MW) | 71 | 71 | 71 | Public | BPDB | 2011/10/28 |
| 81 | Amnura 50MW, Sinha Power | 50MW (7*7.79MW) | 50 | 50 | 50 | Private | RPP 5yrs, Sinha power | 2012/1/13 |
| 82 | Katakhal, Rajshahi (Northern) 50 MW | 50MW (6*8.92MW) | 50 | 50 | 50 | Private | RPP, NPSL | 2012/5/23 |
| 83 | Katakhal 50MW Peaking PP | 50MW (6*8.7MW) | 50 | 50 | 50 | Public | BPDB | 2012/12/1 |
| 84 (COD) | Sirajganj/Sirajgonj) CCPP (150 → 225MW完工) NWPGCL | 210MW (GT:130MW, ST:75MW) | 210 | 210 | | Public | NWPGCL | GT 2012/9/1 → 2014/May? |
| 85 | Santahar 50MW peaking | 50MW (6*8.7MW) | 50 | 50 | | Public | BPDB | 2012/12/1 |
| 86 | Bogra (GBB) 22MW | 22MW (6*4MW) | 22 | 22 | 22 | Private | RPP 15yrs | 2008 |
| 87 | Bogra Energyprima 20MW | 20MW (5*3.3MW+5*2MW) | 20 | 20 | 20 | Private | RPP 3yrs, energy prima | 2011 |
| 88 | Ullapara (Summit) 11MW | 11MW (4*2.9MW) | 11 | 11 | 11 | Private | SIPP, REB, Summit power | 2009/3/2 |
| 89 (COD) | Netore 52MW / Raj Lanka /Rajshahi | 52MW (6*8.92MW) | 52 | 52 | | | | 2014/1/24 |
| Rajshahi area | | | | | | | | |
| 90 | Barapukuria ST : Unit-1,2, 250MW | 2x125MW | 250 | 200 | 200 | Public | BPDB | 2006 |
| 91 | RangpurGT 20MW | 20MW Gas Turbine | 20 | 20 | 20 | Public | BPDB | 1988 |
| 92 | Syedpur/Saidpur GT 20MW | 20MW Gas Turbine | 20 | 20 | 20 | Public | BPDB | 1987 |
| 93 | Thakurgaon (RZ) 47MW | BPDB:55MW / PGCB:47MW(20x1.5MW+21x1.1MW) | 47 | 40 | 47 | Private | RPP 3yrs | 2010/8/2 |
| Rangpur area | | | | | | | | |

出典：JICA 調査団

図 18-1 「バ」国における発電設備一覧表

バングラデシュ国
電力・エネルギーマスタープラン改訂に係る情報収集・確認調査
ファイナルレポート

| Serial Number of PGCB | Plant name | Configuration | Original installed capacity (MW) | Derated capacity at 2015/01 (MW) | Generation Capacity 2012-2013 (MW) | Sector | Producer (Source: PGCB) | Commercial Operation Date |
|---------------------------------|--|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------------------|
| 1051 run | Ghorasa/ Ghorashal, Narsingdi/Narsingdi 100 MW PP | 108MW | 108 | | | Private | IPP | 2014/july |
| under construction | Munshiganj (Kathpott) 50 MW PP | 53MW | 53 | | | Private | IPP | 2014/sep |
| under construction | Chittagong (Patenga/potiya) 100 MW PP | 108MW | 108 | | | Private | IPP | 2014/oct |
| under construction | Bhola 225 MW CCPP : SC GT 125MW ← 150MW ? | GT 125MW ← 150MW ? | 150 | | | Public | BPDB | 2014/Nov |
| under construction | Ashuganj 225MW CCPP : SC GT Unit 150MW | GT 150MW | 150 | | | Public | APSCCL | 2014/dec |
| under construction | Ashuganj 225MW CCPP : SC ST Unit 75MW | ST 75MW | 75 | | | Public | APSCCL | 2015/jan |
| under construction | Bibiana #2 341MW CCPP(Summit) : SC GT Unit | 222MW(GT) | 222 | | | Private | BPDB | 2015/jan |
| under construction | Kodda, Gazipur 150 MW PP | 150MW | 150 | | | Public(BPDB-RPCL) | BPDB | 2015/feb |
| under construction | Jangalia, Comilla, 52MW peaking | 52MW | 52 | | | | | 2015/mar |
| under construction | Ashuganj (South) 450 MW CCPP | 373MW (CCGT) | 373 | | | Public | APSCCL | 2015/mar |
| contracted | Co'xbazar 60MW PP | 60MW | 60 | | | Private | | 2015/jan |
| under construction | Ashuganj 195MW Modular PP | 195MW | 195 | | | Public | APSCCL | 2015/jan |
| under construction | Siddhirganj 335MW CCPP : GT 200MW | 200MW GT | 200 | | | Public(EGCB) | EGCB | 2015/mar |
| under construction | Siddhirganj 335MW CCPP : ST 135MW | 135MW ST | 135 | | | Public | EGCB | 2016/march |
| under construction | Bibiana #2 341MW CCPP : SC ST Unit | 119MW(ST) | 119 | | | Private | BPDB | 2015/may |
| under construction | Bhola 225 MW CCPP : SC ST 70MW | ST 70MW | 70 | | | Public | IPP | 2015/jan |
| contracted | Keraniganj 100MW PP (re-locate from khulna) | 100MW | 100 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| under construction | Narayanganj 53MW | 53MW | 53 | | | Private | REB | 2016/jan |
| contracted | Manikganj 55MW PP | 55MW | 55 | | | Private | REB | 2016/march |
| Approved by Executive Committee | Fenchuganj 50 MW PP | 50MW | | | | Private | IPP | 2016/march |
| LOI | Munshiganj (Kathpott) 50 MW PP | 50MW | 50 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| under construction | Bosila, Keraniganj, 108MW CCPP(CLC power) | 108MW(GT) | 108 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| under construction | Nababganj/ Nababganj 55MW PP | 55MW | 55 | | | Private | REB | 2016/jan |
| PPA | Kuslara 163MW CCPP | 163MW | 163 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| contracted | Chapai nababganj 104MW PP | 104MW | 104 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| under | Kaptai Solar 8MW | 8MW | 8 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| Tenders | Hatiya hybrid (Diesel Generator/solar) 7MW | 7MW | 7 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| Approved by Executive Committee | Sorishabari 3MW solar | 3MW | | | | Private | IPP | 2016/jan |
| contracted | Shahjibazar CCPP : GT216MW | GT 216MW | 216 | | | Public | BPDB | 2016/feb |
| contracted | Shahjibazar CCPP : ST 116MW | ST 116MW | 116 | | | Public | BPDB | 2016/march |
| MOA | Sikalbeha 225 MW CCPP : GT | 150MW(GT) | 150 | | | Public | BPDB | 2016/sep |
| MOA | Sikalbeha 225 MW CCPP : ST | 75MW(ST) | 75 | | | Public | BPDB | 2017/jan |
| MOA | Sirajganj #2, 225MW CCPP : SC GT | 150MW | 150 | | | Public | NWPGCL | 2017/mar |
| MOA | Sirajganj #2, 225MW CCPP : SC ST | 70MW | 70 | | | Public | NWPGCL | 2017/jan |
| PPA | Sirajganj 367MW CCPP : SC GT | 249MW GT | 249 | | | Private | IPP | 2016/sep |
| LOI | Sirajganj 367MW CCPP : SC ST | 118MW ST | 118 | | | Private | IPP | 2017/mar |
| PPA/PP evaluation | Dhorola 30MW solar park | 30MW | 30 | | | Private | IPP | 2016/feb |
| under evaluation | Bibiana south 383MW CCPP ,SC GT | GT 252MW | 252 | | | Public | BPDB | 2017/jan |
| under evaluation | Bibiana south 383MW CCPP ,SC ST | ST 131MW ; combined 383MW | 131 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| contracted | Ashuganj (North) CCPP 381MW | 381MW | 381 | | | Public | APSCCL | 2017/jan |
| 2014-2017 | Ghorasai 363MW CCPP : SC GT Unit 254MW | 254MW GT | 254 | | | Public | BPDB | 2017/march |
| 2014-2018 | Ghorasai 363MW CCPP : SC ST Unit 109MW | 109MW ST | 109 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| 2013-2017 | Bheramara 414MW CCPP : SC GT Unit 260MW | 260MW GT | 260 | | | Public | NWPGCL | 2017/march |
| contracted | Bibiana #3 CCPP 400MW GT:274MW | 274MW GT | 274 | | | Public | BPDB | 2017/march |
| contracted | Bibiana #3 CCPP 400MW ST:126MW | 126MW ST | 126 | | | Public | BPDB | 2015/jan |
| contracted | Barapukuria 275MW, Unit 3 | 274MW ST | 274 | | | Public | BPDB | 2016/jan |
| contracted | Maewa, Munshiganj 522MW coal fired pp(Orion) | 522MW | 522 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| contracted | Khulna 630 MW Coal fired pp (Orion) | 630MW | 630 | | | Private | IPP | 2016/jan |
| N/A | International Grid Connection | 500MW | 500 | | | | | 2016/dec |
| LOI | Chittagong 282MW Coal fired PP (Import coal) | 282MW | 282 | | | Private | IPP | 2019/march |
| LOI | Dhaka 282MW Coal fired PP (Import coal) | 282MW | 282 | | | Private | IPP | 2019/march |
| PPA | BIFPCL, Rampal, Coal fired PP 1,320MW | 1,320MW | 1320 | | | Public | BIFPCL | 2019/jan |
| | Chittagong 1000MW CCPP(LNG) | 1,000MW | 1000 | | | Public | BPDB | 2019/Dec |
| LOI | Chittagong 612MW Coal fired PP S.alam group (Import coal) | 612MW | 612 | | | Private | IPP | 2019/jan |
| LOI | Dhaka 635MW coal fired pp (Orion) | 635MW | 635 | | | Private | IPP | 2020/jan |
| preliminary | LNG based 1,000MW CCPP | 1,000MW | 1000 | | | Public | BPDB | 2019/mar |
| FS | Moeshkhali 1,200MW coal fired PP (JV Huadian/ECA) | 1,200MW | 1200 | | | Public | BIFPCL | 2017/jan |
| LOI | Chittagong 612MW Coal fired PP S.alam group (Import coal) | 612MW | 612 | | | Private | IPP | 2017/jan |
| FS finish | Matarbari 1,200MW coal fired PP | 1,200MW | 1200 | | | Public | CPGCL | 2017/dec |
| | BPDB and CHHKChina JV ,Chittagong,Co'x Bazar | 1,320MW | 1,320 | | | Public | BIFPCL | |
| | Patuakhali , Barisal Patuakhali | 1,320MW | 1,320 | | | Public | CMC-NWPGCL | |
| | Moeshkhali PP ,Chittagong,Co'x Bazar | 1,320MW | 1,320 | | | Public | - | |
| | 1,320MW PP with South Korea (West Generation Power Company) | 1,320MW | 1,320 | | | Public | WGPC | |
| | Chittagong-Anowara PP , Chittagong, Anowara | 1,320MW | 1,320 | | | Public | - | |
| | Munshiganj 600-800MW PP | 800MW | 800 | | | Public | - | |
| | Ashuganj Coal- based pp , Barisal | 1,320MW | 1,320 | | | Public | APSCCL | |
| | Barapukuria 300MW financed by ECA, Rangpur,Dinajpur | 300MW | 300 | | | Public | BPDB | |
| | Bashkhali 600MW, chittagong (Bangladesh Machine Tools Factory) | 600MW | 600 | | | Private | BMFL | |
| | Mirersoral Chittagong 150MW Commercial pp (Chittagong power) | 150MW | 150 | | | Private | BSRM | |

出典：JICA 調査団

図 18-2 「バ」国における発電設備建設計画

(1) O&M 対象発電所選定

今回、「バ」国全体における O&M の状況把握のため、上記リストより、以下の選定基準で絞り込みを実施した。また選定にあたっては、リハビリ対象並びにコンバインド化対象プラントを選定することも考慮に入れた。

(2) 選定基準及び根拠

(a) BPDB が保有

根拠：「バ」国最大規模の発電事業者（公社）であること。
このことで、調査協力が期待できるため。

(b) 10 年以上かつ 30 年未満の運転

根拠：10 年以上あることにより、十分な O&M 経験を有することが期待できるため。
30 年以上のプラントは設備老朽による全体的な不具合が懸念され、リハビリテーション乃至はコンバインド化後の 10 年～20 年以上の安定した運用が期待できないことから対象から外す。

(c) 100MW 以上

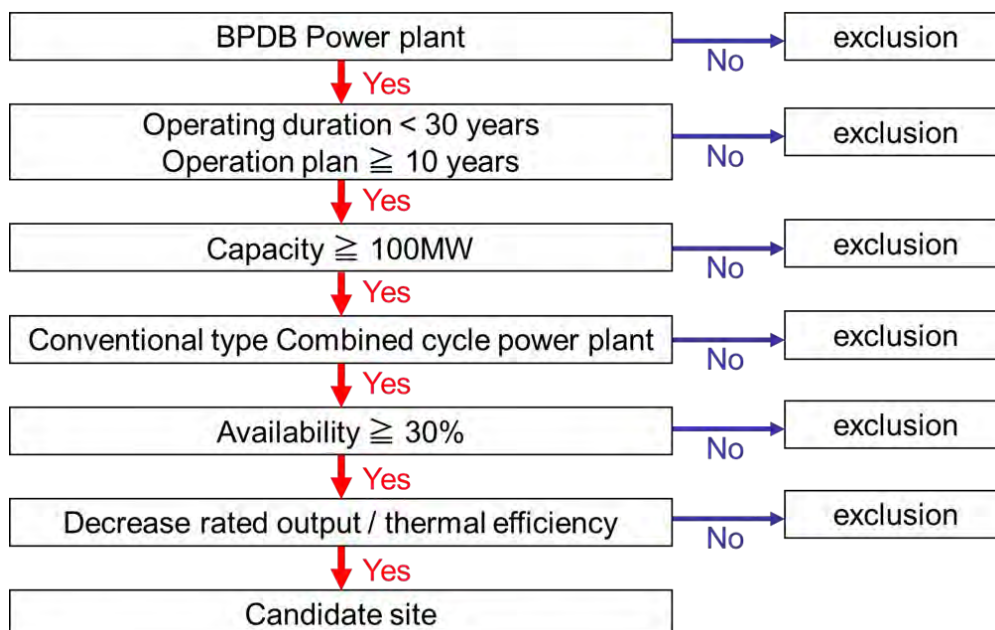
根拠：小規模発電プラントでは、リハビリテーション効果が期待しにくいいため。

(d) 利用率（availability）>30%以上

根拠：現状においても十分有効に活用されていることから、リハビリテーション乃至はコンバインド化後も活用されることが期待できるため。

(e) 出力若しくは効率が低下していること

根拠：リハビリテーションによる効果が期待できること。



出典：JICA 調査団

図 18-3 候補サイト選定理由及び選定フロー

上記選定に従い選定された発電所リストをワーキンググループの場で提案し、コメントを頂いたものを反映したものが、以下の調査対象リストである。

BPDB Annual Report 2012-2013

| Name of powerplant | For | | COD (Year) | Type | Fuel | Installed (MW) | Derated (MW) | Plant factor (%) | Efficiency (NET) (%) |
|-----------------------|-----|-----|------------|------|------|----------------|--------------|------------------|----------------------|
| | O&M | C/C | | | | | | | |
| Rauzan #1 | | ○ | 1993 | ST | Gas | 210 | 180 | 23.94 | 27.98 |
| Rauzan #2 | | ○ | 1997 | ST | Gas | 210 | 180 | 15.80 | 28.89 |
| Ashuganji #3, #4, #5 | ○ | ○ | 1987/87/88 | ST | Gas | 450 | 430 | 88.56 | 33.88 |
| Siddhirganj | ○ | ○ | 2004 | ST | Gas | 210 | 150 | 56.98 | 30.32 |
| Barapukuria #1, #2 | ○ | | 2009/2009 | ST | Coal | 250(125*2) | 200 | 75.37 | 27.56 |
| Chandpur | ○ | | 2012 | CC | Gas | 163 | 163 | 49.68 | 37.27 |
| Haripur GT1, GT2, GT3 | | ○ | 1987 | GT | Gas | 32*3 | 60 | 53.33 | 21.16 |
| Ghorasal #3, #4 | ○ | ○ | 1987/89 | ST | Gas | 420(210*2) | 360 | 69.53 | 31.09 |
| Ghorasal #5, #6 | ○ | ○ | 1995/99 | ST | Gas | 420(210*2) | 380 | 33.72 | 28.76 |
| Tongi | | ○ | 2005 | GT | Gas | 105 | 105 | 38.38 | 25.93 |
| Baghabari | | ○ | 2001 | GT | Gas | 100 | 100 | 87.52 | 28.29 |
| Shahjibazar | | ○ | 2000 | GT | Gas | 70(35*2) | 66 | 76.36 | 25.53 |
| Fenchuganj | ○ | | 2011 | CC | Gas | 104 | 104 | 49.08 | 30.06 |
| Sylhet | | ○ | 2012 | GT | Gas | 150 | 142 | 51.96 | 29.16 |

*1) Rauzan発電所は、1)利用率が低い要因がガス不足による入用率低下が引き起こされていること
 2)規模の大きな発電設備である、この2点により、対象候補とした。

出典：JICA 調査団

図 18-4 対象発電所リスト

上記発電所に対して基礎調査を実施した結果を示したものを、次節“18.3 O&Mの現状”に示す。

18.3 O&M 現状

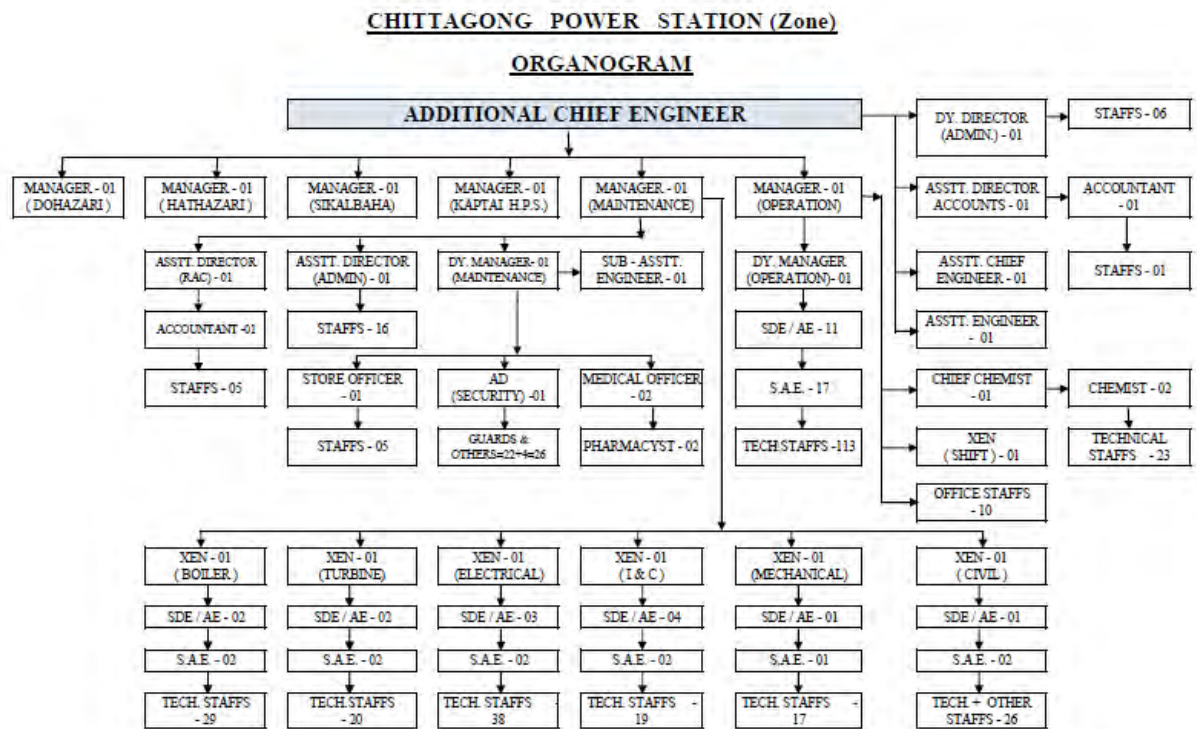
18.3.1 発電所個別情報

(1) Rauzan 発電所(ガス火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 1号機 1993年、2号機 1997年
 設備容量(建設時)： 210MW,210MW
 設備容量(現在)： 180MW,120MW

発電所組織図

出典：Rauzan 発電所



出典：Rauzan 発電所

図 18-5 Rauzan 発電所組織図

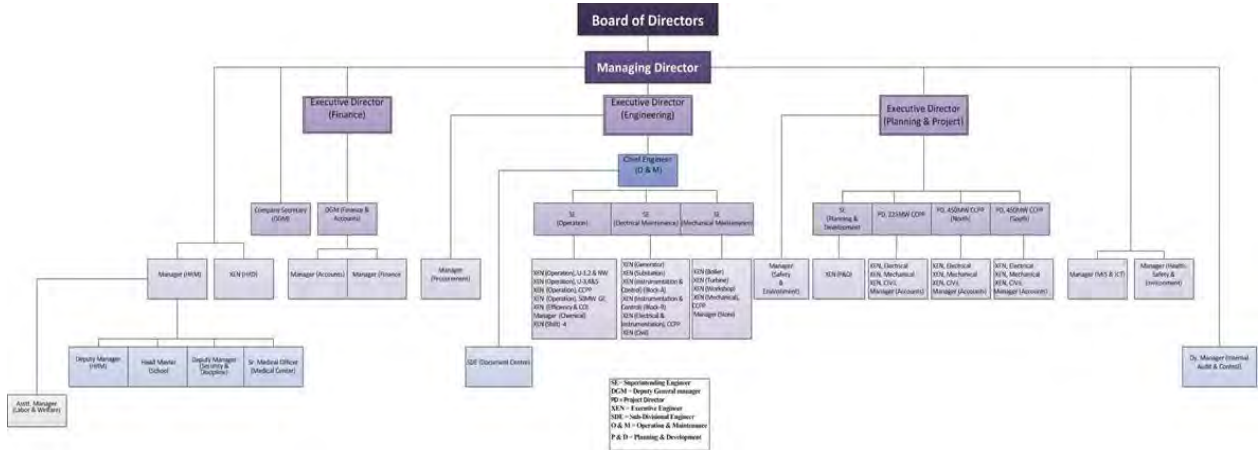
表 18-1 ヒアリング情報取り纏め表－Rauzan 発電所

| | |
|-------------------------|--|
| メンテナンス計画作成者 | 未確認 |
| メンテナンス基本計画 | |
| 計画実行性 | 計画通りになっていない |
| 上記理由 | 電力不足のため、設備停止許可が下りない |
| 日常の Manufacture support | 無し |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) |
| 定期点検実施主体者 | Manufacture |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | 管理体制有り。 人身災害一覧表を確認できた。 |
| 効率管理 | 1ヶ月平均効率は SAE により計算されている。 |
| 燃料性状把握 | 分析していない |
| 環境規制 | 未確認 |
| オペレーション体制 | 13名/班体制(5名オペレータ*2ユニット+全体統括者+シフトリーダー+サブリーダー) 3交代制 |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | 2時間ごとにオペレータが情報採取し記載。 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | <ul style="list-style-type: none"> ・2号機で発生した煙道爆発について根本的な対策は実施されていない ・出力未達である |
| 出力制限 | 有り |
| 今後の計画 | 2号機は、次回長期停止時にオリジナルメーカー(中国)による大規模修理工事計画あり |
| 発電所固有情報 | 本プラントは設備交換部品がなくなるまで運転継続されるユニット |
| 人的課題 | — |
| 研修制度 | — |
| その他 | ガスが長期にわたり供給されていないが、今後も供給され続けると考えている |

出典：JICA 調査団

(2) Ashuganj 発電所(ガス火力発電所) 3,4,5 号機

設備基礎情報： 営業運転開始時期 3号機 1986年、4号機 1987年、5号機 1988年
 設備容量(建設時)： 150MW,150MW,150MW
 設備容量(現在)： 135MW,129MW,134MW
 発電所組織図：



出典：Ashuganj 発電所

図 18-6 Ashuganj 発電所組織図

表 18-2 ヒアリング情報取り纏め表－Ashuganji 発電所

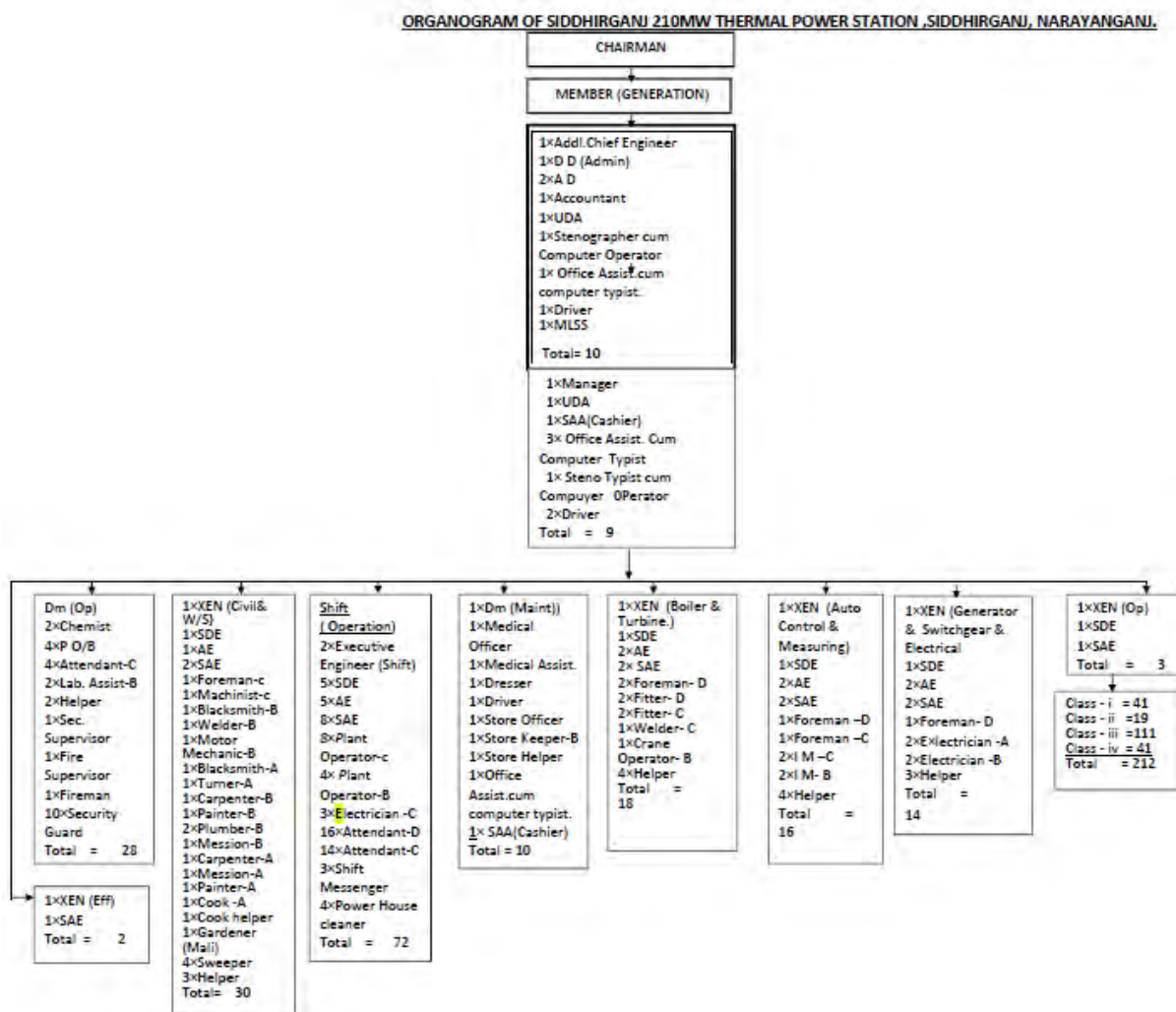
| | |
|--------------------------|---|
| メンテナンス計画作成者 | チーフエンジニア |
| メンテナンス基本計画 | 3 か月毎に数日停止し点検実施 |
| 計画実行性 | 計画通りになっていない |
| 上記理由 | Power div が設備停止を許可しないため |
| 日常の Manufacuture support | － |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンスチーム) |
| 定期点検実施主体者 | － |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | 2013 年度、人身災害を取り纏めた Health & Safety 部署を設立 緊急時には、病院とヘッドオフィスに連絡するがコミュニケーションチャートはない。 |
| 効率管理 | Efficiency section にて計算実施。 *1 ヶ月平均効率のみ |
| 燃料性状把握 | 分析していない |
| 環境規制 | なし (環境計器設置なし) |
| オペレーション体制 | 6 名/班体制、4 班 3 交代制 |
| 現場パトロール | 2 時間ごとに実施 |
| ユニット状態把握 | オペレーショングループが運転日誌作成 *プラント状態以外に、ユニット起動停止時刻及びトリップ等イベント記録 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | ・出力未達 ・高圧ヒータチューブリーク他 |
| 出力制限 | 有り |
| 今後の計画 | 順次コンバインド化計画あり |
| 発電所固有情報 | 特記なし |
| 人的課題 | － |
| 研修制度 | － |
| その他 | ガス供給に対する不安なし |

出典：JICA 調査団

(3) Siddhirganj 発電所(ガス火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 2004 年
 設備容量(建設時)： 210MW
 設備容量(現在)： 150MW

発電所組織図



出典： Siddhirganj 発電所

図 18-7 Siddhirganj 発電所組織図

表 18-3 ヒアリング情報取り纏め表－Siddhirganj 発電所

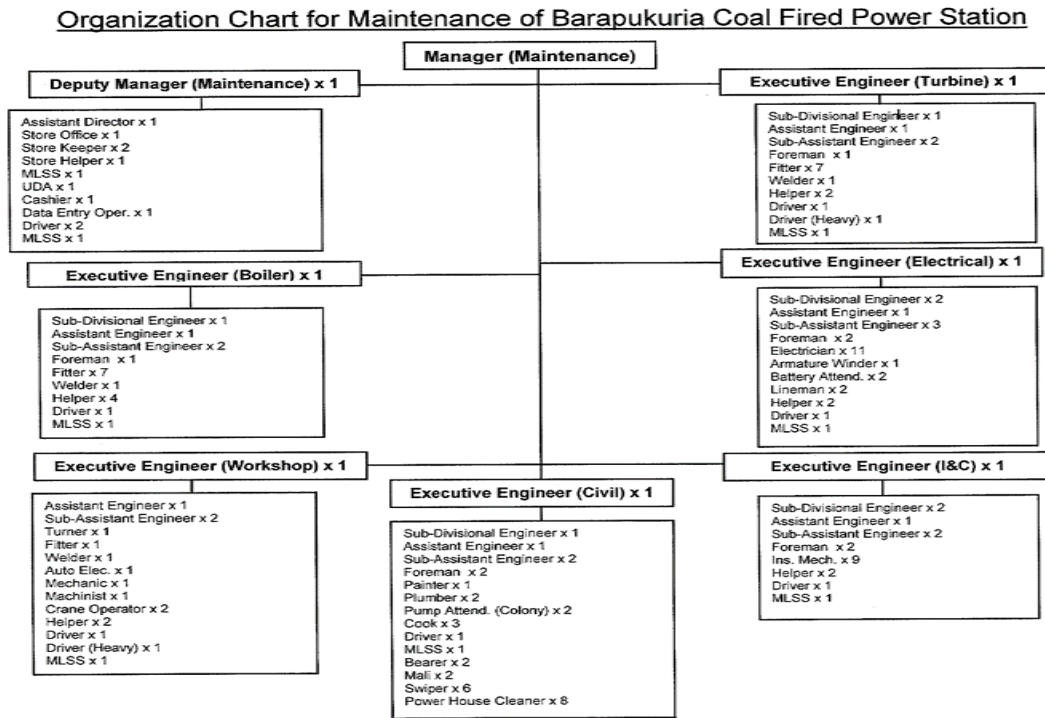
| | |
|-------------------------|---|
| メンテナンス計画作成者 | － |
| メンテナンス基本計画 | － |
| 計画実行性 | － |
| 上記理由 | － |
| 日常の Manufacture support | 有り (ロシア企業) |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ)：ワークショップ有 |
| 定期点検実施主体者 | － |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | 記録なし |
| 効率管理 | 1ヶ月平均効率のみ |
| 燃料性状把握 | 分析していない |
| 環境規制 | － |
| オペレーション体制 | 9名/班体制 (operation*4, Engineer*5) 4班3交代制 上記とは別に、現場要員 11名(日勤) |
| 現場パトロール | 1回/シフト毎 |
| ユニット状態把握 | 毎時運転員が記録採取し、運転日誌作成 *補機切替え試験実施 (月間実施計画あり) |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 出力未達 ・発電機に問題を抱えているため 150MW 上限 |
| 出力制限 | 150MW(発電機固定子巻き線温度上昇を抑えるため) |
| 今後の計画 | 特になし |
| 発電所固有情報 | － |
| 人的課題 | － |
| 研修制度 | － |
| その他 | ガス供給量不足のため発電出力は 110MW 程度 ガス供給に対し不安を感じている |

出典：JICA 調査団

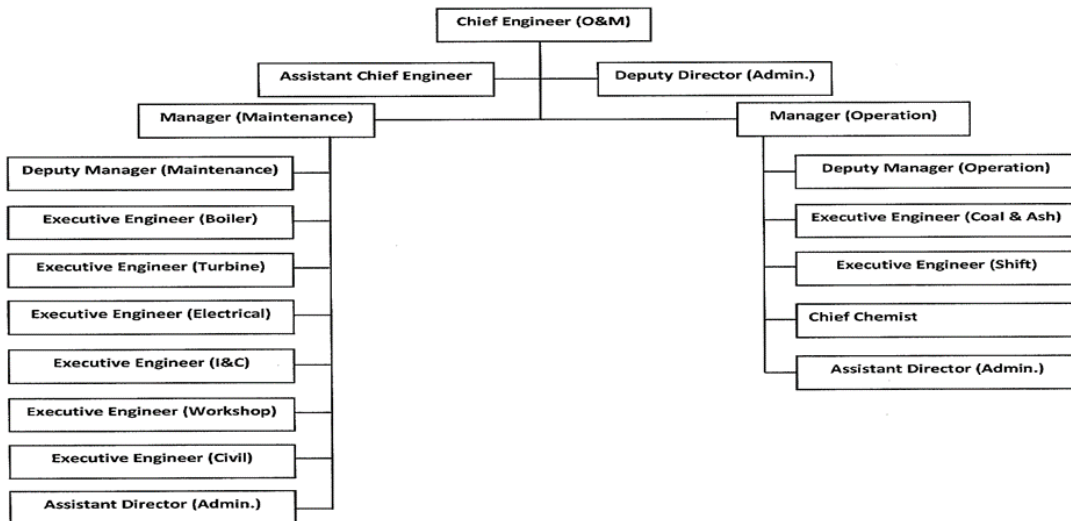
(4) Barapukuria 発電所 (石炭火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 2005 年
 設備容量(建設時)： 250MW (125MW*2)
 設備容量(現在)： 180MW

発電所組織図：



Organization Chart of Barapukuria Coal Fired Power Station



出典：Barapukuria 発電所

図 18-8 Barapukuria 発電所組織図

表 18-4 ヒアリング情報取り纏め表－Barapukuria 発電所

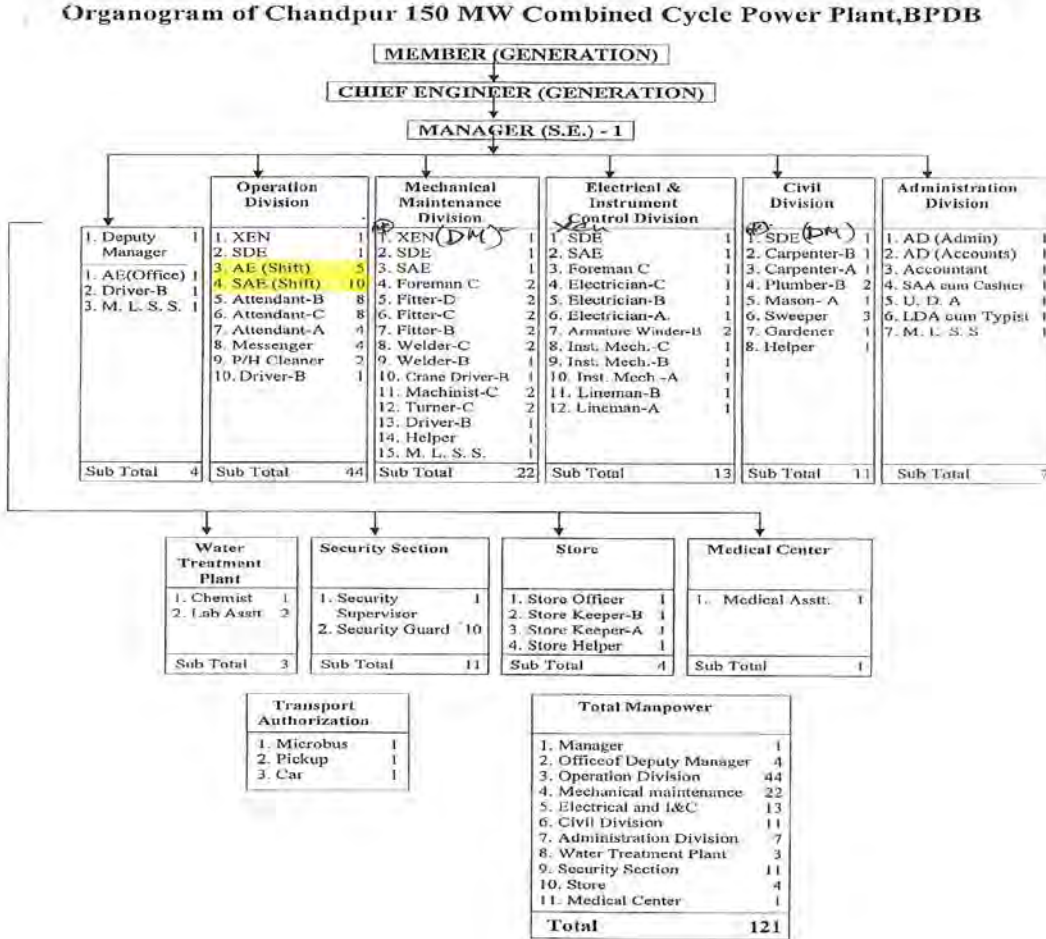
| | |
|-------------------------|---|
| メンテナンス計画作成者 | Exective engineer 作成、マネージャ承認 |
| メンテナンス基本計画 | 2.5ヶ月毎のボイラ点検、4年毎のメジャー*3年間のメンテナンス計画を持っている。 |
| 計画実行性 | ボイラ点検は計画通り 4年のメジャーは運開後一度も実施無し |
| 上記理由 | BPDB:予算上の問題 Power Div : 停止承認許可の問題 |
| 日常の Manufacture support | — |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) *10年の経験に基づき予備品を保有している。 |
| 定期点検実施主体者 | ボイラ、タービンの主機はメーカー その他の部位は発電所スタッフ |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | BPDB ガイドラインのみ。 発電所として個別ルールはなく、Safety 部署もない。 けが人が出た時は BPDB に報告書を提出する |
| 効率管理 | 1ヶ月平均効率のみ 日々及び性能試験は実施していない |
| 石炭消費量 | 2,400 トン/日(2 ユニット) |
| 燃料性状把握 | 毎月分析を実施しているが、建設時に EPC が計測した値 (6,100kcal/kg) 10%からずれなければ 6,100 を用いて効率計算を実施している。 特定の部署で実施しているわけではない。 |
| 環境規制 | Nox:150ppm、Sox:277ppm |
| オペレーション体制 | 4班3交代制 |
| 現場パトロール | |
| ユニット状態把握 | 運転員が記録採取し、運転日誌作成 補機定例切替え試験実施 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 出力未達 ・炭鉱から供給される石炭に、フィルターを通過できる程度の石が混ざっており、ミルが損傷する。 |
| 出力制限 | 180MW (石炭に混在する石のため、ミルが定格で運転できないため) |
| 今後の計画 | 特になし |
| 発電所固有情報 | 使用石炭は、瀝青炭。(6,100kcal/kg+/-10%) ボイラ点検を自分たちで出来ない |
| 人的課題 | |
| 研修制度 | OJT 中心。BPDB トレーニングセンターにて研修を受講している。 |
| その他 | |

出典：JICA 調査団

(5) Chandpur 発電所 (ガス火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 2012年
 設備容量(建設時)： 163MW
 設備容量(現在)： 163MW

発電所組織図：



出典：Chandpur 発電所

図 18-9 Chandpur 発電所組織図

表 18-5 ヒアリング情報取り纏め表—Chandpur 発電所

| | |
|-------------------------|--|
| メンテナンス計画作成者 | Exective -electrical engineer,-operator,-mechanical engineer により作成、発電所長承認→最終的には BPDB による承認 |
| メンテナンス基本計画 | ワランティー終了直後であるため、自分たちの計画を保有していない。 |
| 計画実行性 | 不明 *試運転中は優先的に運転/停止できた |
| 上記理由 | |
| 日常の Manufacture support | 無し。 *メーカーと契約締結を検討している |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) |
| 定期点検実施主体者 | メンテナンススタッフ+海外（インドのエンジニアリング会社）よりエキスパートを呼び、技術指導を受ける予定。*Tongi 発電所も同じ会社からサポートを得ている。 |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | ・ヘルメット、グローブなどはそろっているが、そもそも誰も気にしていない。 ・BPDB が安全マニュアルを作っているが、発電所内では守られていない、且つ、マニュアルを守らないことに対するペナルティーは無い。 ・BPDB のトレーニングセンターで安全教育が受講できる。 |
| 効率管理 | 1ヶ月平均効率のみ オペレーションセクターにて作成 性能試験は、建設試運転時に EPC が実施したのみ *performance acceptance committee による管理 |
| 燃料性状把握 | 実施していない。 建設時の値を使用し月例効率を算出している。 *同じガス田なので、変化しないと考えている |
| 環境規制 | 規制値なし |
| オペレーション体制 | 9名/班(engineer*3, skill technician*6) 5班3交代制 |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | オペレータセクションにて運転日誌作成 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 無し |
| 出力制限 | 無し |
| 今後の計画 | 無し |
| 発電所固有情報 | 無し |
| 人的課題 | 給料が安いとため、育成した人材が他へ流出する。基本的に要員不足 |
| 研修制度 | OJT 中心。Tongi にある BPDB トレーニングセンターにて2回/年/各自計画。内容は座学(講義)中心 |
| その他 | |

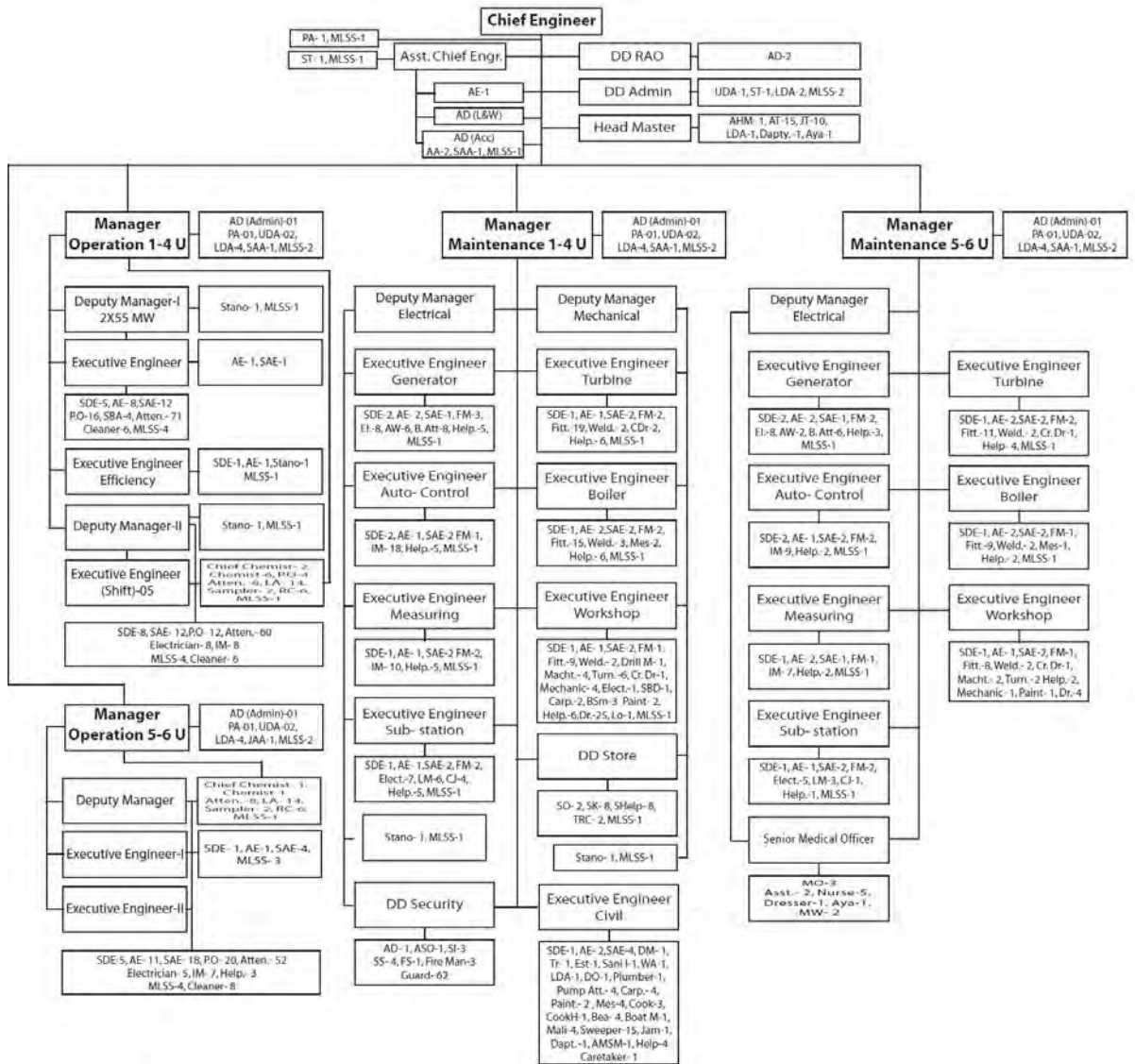
出典：JICA 調査団

(6) Ghorasal 発電所 (ガス火力発電所) 4, 5 号機

設備基礎情報： 営業運転開始時期 1989 年、1995 年
 設備容量(建設時)： 210MW,210MW
 設備容量(現在)： 180MW,190MW

発電所組織図

Organogram of Ghorasal Power Station



Summary:
 Chief Engineer- 01,
 Manager (SE)- 04,
 Assistant Chief Engineer- 01, Deputy Managers- 6, Executive Engineers- 24
 Deputy Directors- 04, Chief Chemist- 03, Senior Medical Officer- 01, Head Master- 01
 SDE- 39, AE-45, AD/MO/Chemist- 24, SAE- 74
 Technical Staff- 729, Non-technical Staff- 289

出典：Ghorasal 発電所

図 18-10 Ghorasal 発電所組織図

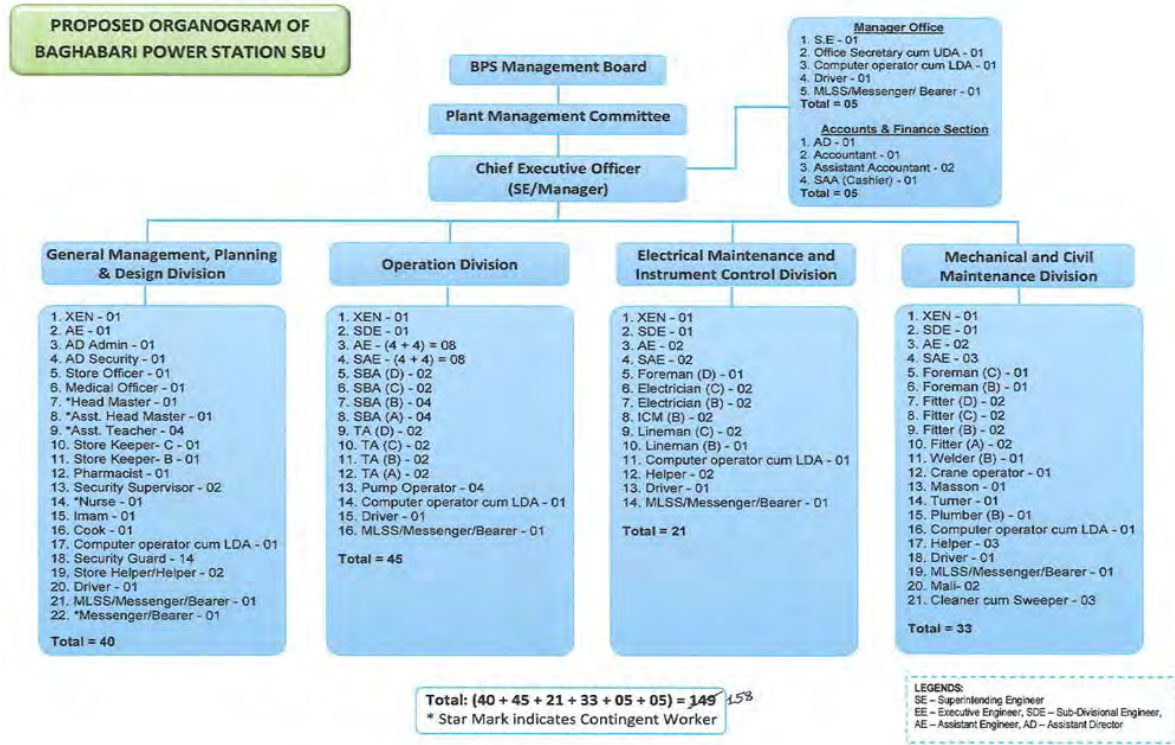
表 18-6 ヒアリング情報取り纏め表－Ghorasal 発電所

| | |
|-------------------------|---|
| メンテナンス計画作成者 | 4 部署マネージャによる作成、発電所長承認→最終的には BPDB による承認 |
| メンテナンス基本計画 | 毎年スケジュール作成 |
| 計画実行性 | 必ずしも計画通りではない。 |
| 上記理由 | |
| 日常の Manufacture support | 無(契約なくしてサポートなしとのこと) *通常契約はない |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) ; ワークショップ有 |
| 定期点検実施主体者 | メンテナンススタッフ+マニュファクチュア(一部) |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | ・BPDB 安全マニュアルに従う |
| 効率管理 | 日々 efficiency division により計算されている。 報告は 1 ヶ月平均効率のみ *性能試験は実施していない |
| 燃料性状把握 | 実施していない。 |
| 環境規制 | 規制値確認できず |
| オペレーション体制 | エンジニア 5 班体制/3 交代制 (8 時間) 技術者 4 班体制/3 交代制 (8 時間) 2 ユニットごとに 5 名オフィサー、25 名スタッフ → 1・2、3・4、5・6、ネットワークの 4 コントロール ルームに、合計 20 名オフィサー及び 100 名の スタッフが配置 |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | オペレータにて運転日誌作成 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 出力未達 ・25 年経過時点でオーバーホールが必要 ・DCS 並びに励磁設備取り換え必要 |
| 出力制限 | 有 |
| 今後の計画 | 4 号オーバーホール中 5 号 2016 年 2 月～オーバーホール 6 号設備トラブルによる停止中 3, 6 号 ; リパワリング計画あり ; 煙道追燃焼設 備 (ダクトファイアリング) 7 号建設中(365MW) |
| 発電所固有情報 | 無し |
| 人的課題 | 全く問題ない |
| 研修制度 | トレーニングセンター有、 OJT 中心。内容は座学(講義)中心 一人当たり 60 時間/年の研修が行われている |
| その他 | ガス供給については心配していない |

出典 : JICA 調査団

(7) Baghabari 発電所 (ガス火力発電所) 1,2号機

設備基礎情報： 営業運転開始時期 1991年、2001年
 設備容量(建設時)： 71MW(Flame 7B), 100MW(Flame 9E)
 設備容量(現在)： 71MW, 100MW



出典：Baghabari 発電所

図 18-11 Baghabari 発電所組織図

表 18-7 ヒアリング情報取り纏め表—Baghabari 発電所

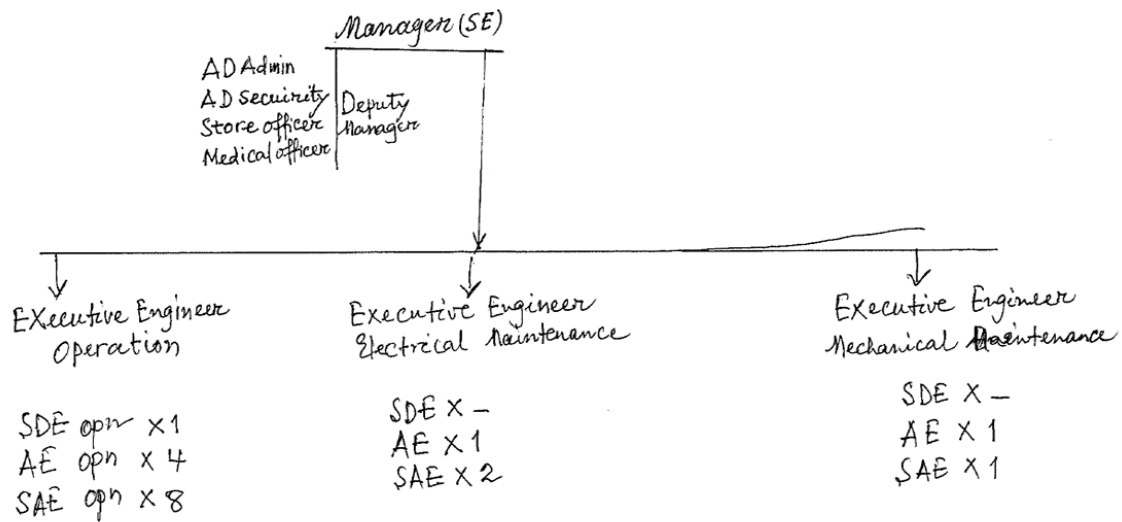
| | |
|-------------------------|--|
| メンテナンス計画作成者 | プラントマネージャ+エンジニアによる作成。→BPDBによる承認 |
| メンテナンス基本計画 | — |
| 計画実行性 | 必ずしも計画通りではない。 |
| 上記理由 | 計画承認→物品購入費並びに契約決定→Shutdown 許可のため、予定されていた定期点検時期から乖離してしまう。 ・LTSA が BPDB により許されない為、定期点検前に必要なパーツすべて購入する必要がある。定期点検前に購入手続きを行うが、許可が下りるまでに時間がかかるため、計画通りには定検ができていない。 |
| 日常の Manufacture support | 無 *メーカーとのコントラクトが必要。 |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) |
| 定期点検実施主体者 | CI：メンテナンススタッフ HGPI,MI：GE(メーカー)が契約に則り実施 |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | BPDB 安全マニュアルはあるが、だれも気にしていない |
| 効率管理 | 日々並びに月平均効率は Shift engineer が計算している。 報告は 1 ヶ月平均効率のみ *性能試験は実施していない |
| 燃料性状把握 | 実施していない。 燃料ガス供給会社が分析依頼したデータを入手している。 *EPC が依然実施した分析結果とほぼ同じ結果とのこと |
| 環境規制 | 2 年毎に DOE によるサーベイがある。ただし数値は未確認 |
| オペレーション体制 | 1 班 5 名 (Shift engineer*1, service assistant*1, assistant(electric) engineer*1, turbine attendant*1, data 採取*1) 4 班体制 (計 20 名)、3 交代制(8 時間/班) |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | Electric engineer, turbne engineer が各々のパートについて日誌作成 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 無し |
| 出力制限 | 無し |
| 今後の計画 | 2 号機増出力(100MW→150MW コンバインド化) |
| 発電所固有情報 | 無し |
| 人的課題 | 全く問題ない |
| 研修制度 | OJT のみで、研修のためのカリキュラムなし。BPDB の研修は理論的なものである。 |
| その他 | — |

出典：JICA 調査団

(8) Shahibazar 発電所 (ガス火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 2000年(GT2台とも)
 設備容量(建設時)： 35MW(Flame 6B)*2
 設備容量(現在)： 35MW*2

発電所組織図：



出典：Shahibazar 発電所

図 18-12 Shahibazar 発電所組織図

表 18-8 ヒアリング情報取り纏め表—Shahibazar 発電所

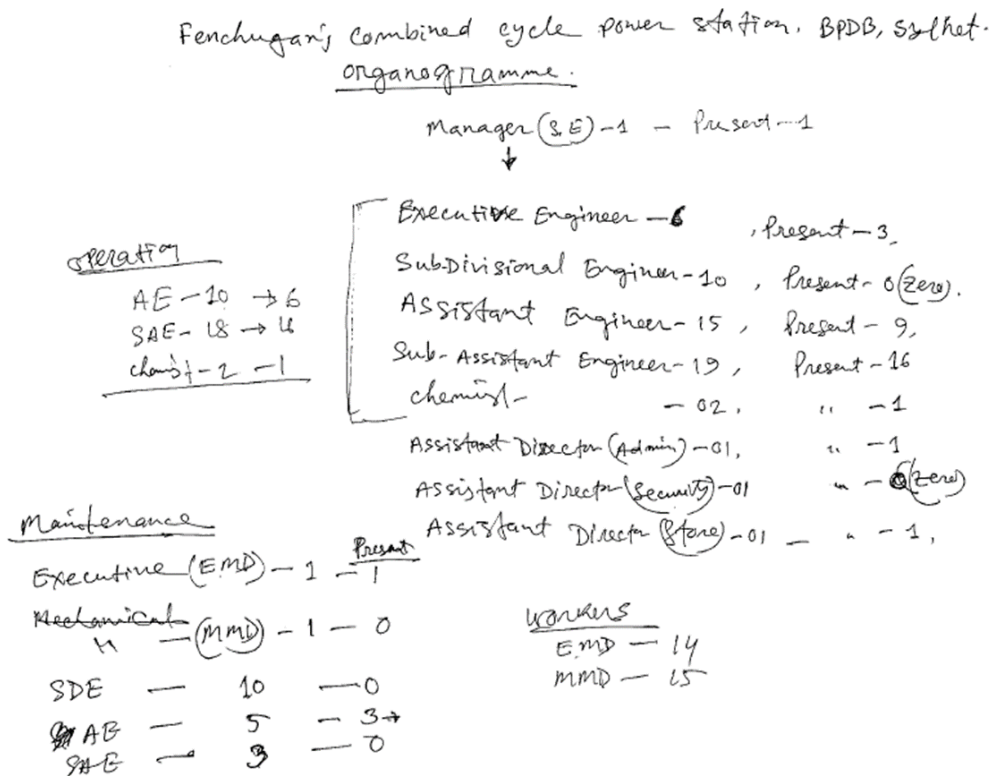
| | |
|-------------------------|---|
| メンテナンス計画作成者 | メンテナンス要員により作成され、プラントマネージャ取り纏め→BPDB による承認 |
| メンテナンス基本計画 | |
| 計画実行性 | 必ずしも計画通りではない。 |
| 上記理由 | Power Div による設備停止許可待ちのため |
| 日常の Manufacture support | 無 |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) |
| 定期点検実施主体者 | CI、HGPI：メンテナンススタッフ MI：メーカーによるサポート |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | 概念はあるが、導入研修のときのみ |
| 効率管理 | 月平均効率のみ。 *性能試験は実施していない |
| 燃料性状把握 | 実施していない。 |
| 環境規制 | 規制なし (CEMS 無し) |
| オペレーション体制 | 1 班 5 名 (チーフ*1, サブ*1, オペレータ*3) 4 班体制/3 交代制 |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | オペレータが日誌作成。基本的監視事項のみ |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 定期点検の際必要な部品をすべて購入しなければならず、定期点検の実施が遅れる。 |
| 出力制限 | 無し |
| 今後の計画 | 70MW→105MW(ST 追設)計画はある。 |
| 発電所固有情報 | 同量ガスで、より発電できるためコンバインド化による出力向上ならびに効率の向上を考えている。 |
| 人的課題 | 特記なし |
| 研修制度 | 基本 OJT。メンテ技術力、オペレーション技術力向上が必要 |
| その他 | — |

出典：JICA 調査団

(9) Fenchuganj 発電所 (ガス火力発電所) Unit #1,#2

設備基礎情報: 営業運転開始時期 1号機 1995年、2号機 2011年
 設備容量(建設時): 97MW,104MW
 設備容量(現在): 62MW,66MW

発電所組織図:



出典: Fenchuganj 発電所

図 18-13 Fenchuganj 発電所組織図

表 18-9 ヒアリング情報取り纏め表—Fenchuganj 発電所

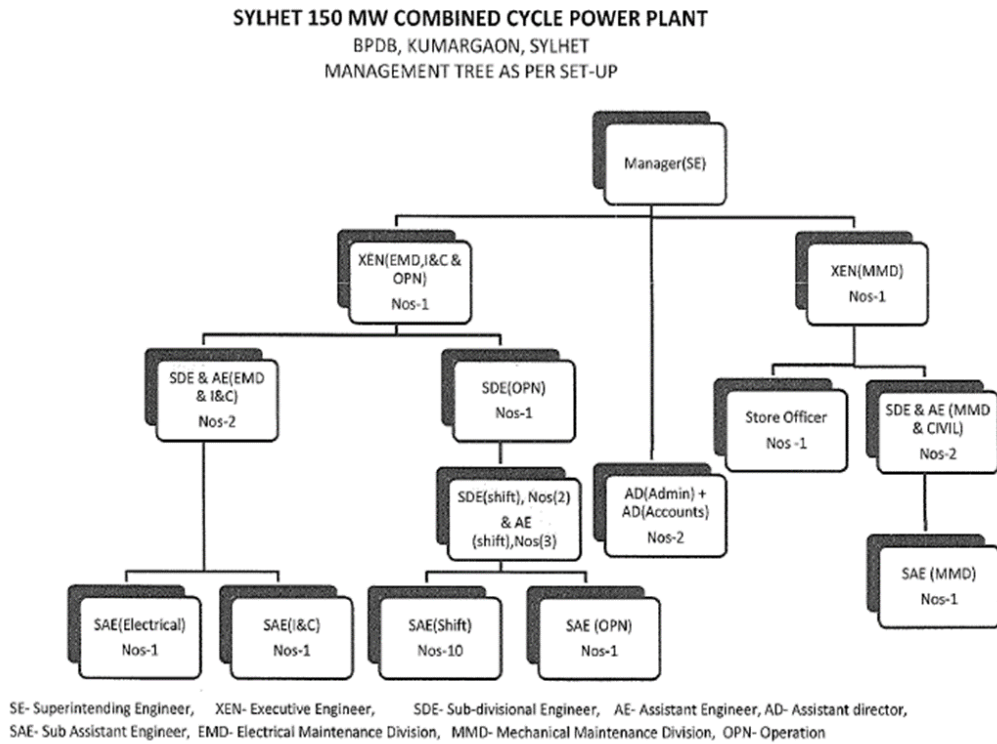
| | |
|-------------------------|--|
| メンテナンス計画作成者 | チーフエンジニア作成→BPDB による承認 |
| メンテナンス基本計画 | |
| 計画実行性 | 必ずしも計画通りではない。 |
| 上記理由 | Power Div による設備停止許可待ちのため *BPDB 承認→パーツ購入→停止許可待ち |
| 日常の Manufacture support | 無 トラブルに対しては、近隣発電所のスタッフの協力により対応。 |
| 日常点検実施者 | 所員(メンテナンススタッフ) |
| 定期点検実施主体者 | CI、HGPI：メンテナンススタッフ MI：メーカー (GE) |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | 概念はあるが、実態は無い |
| 効率管理 | 月平均効率のみ。 *性能試験は実施していない |
| 燃料性状把握 | 分析していない |
| 環境規制 | 規制なし |
| オペレーション体制 | 1 班 5 名 (チーフ*1, サブ*1, オペレータ*3) 4 班体制/3 交代制(8 時間) |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | オペレータが日誌作成。手書きが正である |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | *出力未達 *#1 は日本製で 20 年経過した今でも運転に支障をきたすような設備上の問題はない。 ・#1 の GT2 台は、48,000 時間でメジャー点検をしなければならないが、現在 65,000 時間経過してしまっている。 理由は定期点検が予定された時期にできていない為、燃焼温度を下げる必要があり、結果出力も低下している。 *#2 は中国製であるが運転開始からわずか 5 年で問題が多い。 *GT2 の 2 台のガスタービンは、CI 時に燃焼機を取り替えていないため、燃焼温度を下げて運転せざるを得ない。理由は LTSA が無いため、パーツローテーションができていないため。 |
| 出力制限 | ガスタービンのメンテナンス期間を過ぎているため、保護のため燃焼温度低下して運転している。そのため出力が低下している。 |
| 今後の計画 | 1 号機蒸気タービン(20 年運転)の初オーバーホール計を来年計画している。 |
| 発電所固有情報 | ガスタービン 4 台について、各々燃焼温度を下げて運転している。 GT1:22MW、GT2:26MW、GT3&4：22MW |
| 人的課題 | 人が常に移動 (2-3 年で別の (BPDB)の発電所に移ってしまうため、技術力を持った人がいなくなる。 |
| 研修制度 | OJT |
| その他 | ガス供給に際して不安はない (ガス田近傍地点のため) |

出典：JICA 調査団

(10) Sylhet 発電所 (ガス火力発電所)

設備基礎情報： 営業運転開始時期 2012年
 設備容量(建設時)： 150MW
 設備容量(現在)： 150MW

発電所組織図：



出典：Sylhet 発電所

図 18-14 Sylhet 発電所組織図

表 18-10 ヒアリング情報取り纏め表—Sylhet 発電所

| | |
|-------------------------|---|
| KPI | 無し |
| メンテナンス計画作成者 | 発電所スタッフ作成→BPDB による承認 |
| メンテナンス基本計画 | 2014年11月10日までワランティーであったため計画なし |
| 計画実行性 | ワランティー期間中は計画通りであった |
| 上記理由 | — |
| 日常の Manufacture support | *2019年までの LTSA が有るため、定期点検自体のサポートはあり、アンサルド (GT メーカー) から6名の技術者が派遣される。 GT 以外については、メーカーと契約することによりサポートは得られる。サポート範囲は契約次第 |
| 日常点検実施者 | 発電所スタッフ+SEC(EPC)アドバイザー |
| 定期点検実施主体者 | CI、HGPI：メンテナンススタッフ *ワランティー終了直後のため、MI 体制については今後の課題 |
| 設備安全 | fire fighting system(消火設備) |
| 人身安全 | BPDB マニュアルはあるが、守られていない *罰則なし |
| 効率管理 | 管理していない。 *月平均効率のみ。 |
| 燃料性状把握 | 分析していない *試運転中の EPC による値を効率計算に使用 |
| 環境規制 | 規制なし (モニターなし) *EPC への要求事項：Nox30ppm 以下 |
| オペレーション体制 | 7名/班 Shift incharge*1, shift supervisor*2, operator*4 5 班体制/3 交代制 (8 時間制) |
| 現場パトロール | — |
| ユニット状態把握 | オペレータが日誌作成。手書きが正である |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | 月報ベース |
| 設備上課題 | 発電所周辺空気環境が悪いため、エアフィルターを取り替えるを頻繁に実施している *3 年間の経験で中国製品の品質が良くないことが分かった。ただし、日本製品とはコスト差が大きいので、日本製を買うのは難しい |
| 出力制限 | 無し |
| 今後の計画 | 150→225MW コンバインド化計画あり *現在 BPDB ヘッドオフィスにおいて最終ステージ。決定以降財務及び EPC 決定ステージに向かう |
| 発電所固有情報 | ベースロードプラントである *雨期は、70MW 程度で系統の周波数調整のため NLDC に従って出力の調整を行っている。 |
| 人的課題 | 無し |
| 研修制度 | OJT BPDB には 6ヶ所のトレーニング設備があり、60 時間*2 回/年が全ての従業員に義務づけられている *ただし BPDB トレーニングセンターでは、知識経験を伝えるのみで、デモ設備や実施経験を積むための設備がない。 |
| その他 | — |

出典：JICA 調査団

18.3.2 O&Mの現状取り纏め

訪問した上記発電所の情報を以下に要約する。

表 18-11 「バ」国 BPDB が所有している火力発電所の現状要約表

| | |
|-------------------------|---|
| メンテナンス計画 | マニュアル及び経験に基づき計画作成 BPDB による承認 |
| 計画実行性 | 計画通りに実施できていない |
| 計画実効性を妨げる理由 | |
| －予算承認 | BPDB 内における費用承認待ち期間 |
| －調達日程 | 予算承認後、入札が実施されるため、契約承認、 機器調達期間 |
| －停止許可 | Power Div による停止許可待ち期間 |
| 日常の Manufacture support | 無 |
| 日常点検実施主体 | 発電所メンテナンススタッフ |
| 定期点検実施主体 | 発電所メンテナンススタッフ及び、 主要機器についてマニファクチュア |
| 人身安全 | 管理されていない。 *BPDB 作成マニュアルのみ *定期的な安全教育なし |
| 効率管理 | 気にしていない。 *算出しているのは、月平均効率のみ。 *性能試験は実施していない |
| 燃料性状把握 | 分析実施無し |
| 環境規制 | 規制なし *現状環境規制値は存在していないことが確認できた。ただし DOE(環境省)として、近い将来規制値を策定する予定である。 |
| ヘッドオフィスへの運転状態報告 | オペレータが手書作成。月報ベース |
| 設備上課題 | *出力未達 *種々問題があるが、原因対応などの情報共有は限定的である |
| 人的課題 | BPDB 内部で人材活用。 要員不足 |
| 研修制度 | *OJT *座学研修のみ -メンテナンス及びオペレータ技術力不足 |

出典：JICA 調査団

上記表に取り纏めたものを、“人材”、“設備・補修計画”、“予算”、“情報”に分けて整理する。

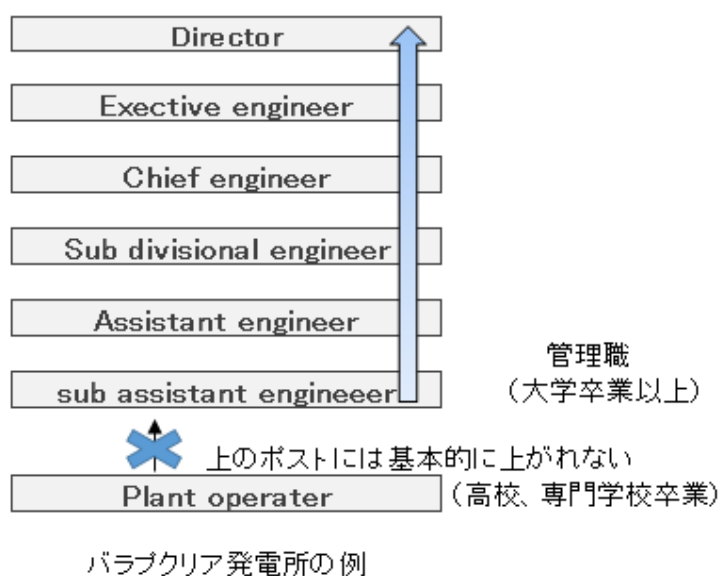
18.3.3 人材

(1) 「バ」国における教育課程と発電所内における組織

初めに、「バ」国における教育課程は以下のとおりである。

- ステージⅠ：幼稚園～standard X (SSC: Standard Secondary Certificate: 高校卒業レベル)
- ステージⅡ：X I～X II (HSC: Higher Secondary Certificate、専門学校卒業レベル)
- ステージⅢ：Admission for undergraduate (大学卒業レベル)

次に発電所内の組織については以下のとおりである。



出典：JICA 調査団

図 18-15 教育と組織

上の図は、バラブクリアの例であるが、基本的にどの発電所も同様と考える。入社前の教育によっては、エンジニアポストには就けない。

(2) 教育不足・人材不足

BPDB に 6 か所のトレーニング施設はあるものの、机上研修であり、理論と先輩たちの経験を聞く場とのことであり、実際の業務を体験できる場所は、現場である。発電所によってはトレーニングセンターが存在しているため、それを活用して、要員の教育を実施している。

また、発電所の職員は、必要な要員に対し決定的に不足している。発電所によっては一人が 3 つのポストを兼任しているケースが見受けられた。また、BPDB 内部での人材移動により、せっかく教育を行っても、別の発電所へ異動となる。

(3) 人身安全

BPDB のマニュアルはあるが、守られているとは言えない状況である。事故があっても、発電所停止には至らないためか、安全に対する意識が極めて薄い。

18.3.4 設備・補修計画

(1) 定期点検、交換部品実効性

定期点検が計画通り実施できていないため、設備の運転に不安を抱えている発電所が存在する。特にガスタービンに関しては、定期交換部品である高温部品が適切なタイミングで交換されていないため、設備保護のため出力を低下させて運転せざるを得ない状況である。これは LTSA が締結できていないこと、及び予算承認が遅れている為である。

(2) 停止許可

停止許可が Power Div から出されるのが遅く、場合によっては複数年の遅れとなっている。このことも定期点検の実施遅れの要因である。

(3) 出力未達

不具合を抱えたまま運転継続せざるを得ない状況である。

(4) 効率

効率に対しほぼ無自覚である。設備の効率維持並びに効率向上に対する意識は感じられない。従って、燃料ガス成分に対して全く無頓着である。

(5) メーカー支援

メーカーは契約がない限り、何の情報も提供しない。トラブルに関しては、経験を基に近隣の発電所と情報交換並びに互いにスタッフを派遣することで対応している。

18.3.5 予算

- (1) 定期点検予算承認に時間がかかるため、定期点検が計画通り実施できていない。
- (2) LTSA については、BDPD が許可せず、契約を締結できない。

18.3.6 情報

- (1) トラブル対応は、自らの経験だより。
- (2) メーカーは契約がない限り情報提供は行わない。
- (3) 他の発電所の情報は、直接やり取りがない限り把握していない。

18.3.7 項目ごとの取纏め

上記現状を、項目ごとに以下に取りまとめる。

表 18-12 項目ごとの取り纏め表

| | |
|---------|--|
| 人材 | *教育不足と講義中心の研修施設 *安全意識の低さ *入社前教育によるポストの差別 |
| 設備・補修計画 | *出力未達 *定期点検の計画実現性低い *停止許可の遅れ；場合によっては複数年 *メーカー支援なし *効率に対する意識の低さ |
| 予算 | *予算承認の遅れ *LTSA 不許可 |
| 情報 | *トラブル対応は自らの経験便り *メーカーからの積極的情報提供なし *発電所間における情報共有なし |

出典：JICA 調査団

18.4 課題

「18.3.7 項目ごとの取り纏め」において、項目ごとの現状を記載したが、それらが抱える課題について取りまとめる。

18.4.1 人材

既存のトレーニングセンターは座学及び経験談中心であるが、具体的な設備を用いた研修がなく、現場の OJT 中心である。このため、現場技術者は現場知識を身に着ける場が現場 OJT しかない。従って、やってはいけないことや現場で出来ないことを学ぶ場がない。つまり、やりすぎた場合に、何が起こるのか経験する場がない。また、幾つかの発電所は研修施設を保有しているが、教育のための情報及び研修体制は十分といえない状況である。

課題としては、要員を効果的に研修する施設及びカリキュラムが存在しないことが挙げられる。要員育成の場として、具体的な設備を整えた訓練施設及び教育カリキュラムの構築が必要と考える。この施設は BPDB 職員のみならず、他社へ有償の施設として活用することで、「バ」国の発電 O&M 技術の向上が期待される。本施設については以下 18.9 訓練センターにて記述する。

18.4.2 設備・補修計画

ほぼ全ての発電所において、点検の実施時期の遅れについて述べられている。発電所調査において、定期点検の計画から実施までの流れの中で以下の重要なポイントがあることが分かった。一つは BPDB による計画実施承認、続いて Power Div による停止許可である。

(1) 計画実施承認

BPDB は保有する全ての発電所の計画及び予算を承認しなければならない。しかしながら、そのための情報は発電所毎に BPDB に個別に提案されている。つまり BPDB 全体として、今後必要な費用の概算が予め客観的に把握できにくいと考えられる。結果として全体の予算規模を把握してからでない、個別発電所の定期点検予算の承認ができない為、定期点検実施承認に遅れが出て

しまうと考える。つまり課題として、すべての発電所の複数年における補修計画が、客観的な形で集約されていないことが挙げられる。

(2) 停止許可

PowerDiv は予め「バ」国全体の電源停止計画を保有していない。その為、何時発電所を停止してよいかの判断根拠が少ない。結果として、現在の状況及び今後の計画を事前情報がほとんどない状態で個々の発電所と調整しながら停止判断をする必要があるため、結果として停止許可の判断が遅れてしまうと考える。

上記の 2 つの理由により、発電所の定期点検計画作成から実際の点検を開始できるまで、2-3 年が経過してしまうという事態が発生してしまっている。

(3) 出力未達

原因は様々であるが、発電能力がひっ迫しているため停止して修理することが出来ない、修理に必要な情報がそろっていない、メーカーのサポートが得られない、部品の手配に時間がかかる、などの課題が山積みしていることにより、ほとんどの発電所において出力未達となっている。

(4) LTSA

ガスタービン発電プラントに関していえば、LTSA の締結が認められていない発電所がほとんどである。LTSA の目的として、定期的なパーツの確実な供給、非常時の対応、技術的課題の対策が挙げられるが、これらの提供がないため、現場では過去の経験に頼って不具合に対応している現状がある。また、燃焼器などは 1-2 年毎に交換しなければならないが、そのための代替りの燃焼器及び燃焼器取り換え工事自体が、上記計画実施承認及び停止許可待ちとなってしまうため、必要な時期に交換できない事態に陥り、出力低下させて運転を継続しなければならない事態に陥っている。

(5) 効率

効率に対しほぼ無頓着である。「バ」国は、将来的に海外からの輸入ガスに頼らなければならないことが推測されている。このことは、燃料費上昇つまり発電コストの高騰をもたらす。国としては、高効率設備を導入することで、平均効率を上昇させ、燃料費の低減を図ることを目標としている。これは日本でも実施されていることでありこれ自体は良いことである。しかしながら、発電設備の日々の効率や定期的な性能試験の実施が行われていないことは問題である。例えば定期点検終了直後の性能試験実施は、その後の運転における効率変化をとらえるために必須である。資源の少ない日本においては、燃料消費量の低減（つまり効率向上）は、いずれの業界においても最重要課題であり、業界ごとに管理指標を掲げて対策を講じている。「バ」国も、挙げて対策を講じる必要がある。

設備の問題を俯瞰してみると、需給ひっ迫のため不具合がある発電設備を停止して修理できない、不具合を抱えた発電所が突然停止する、需給がより逼迫する、他の設備が修理停止できない、という負のスパイラルに陥っていることが分かる。

18.4.3 予算

予算確定に時間がかかることを上述したが、この問題は、中長期の運転計画が客観的な形で共有されていないことに起因している。その為、ある程度の発電所の計画が固まってからでないと、個別の発電所の定期点検が承認できないことが理由と考えられる。

次に LTSA 未締結の問題がある。LTSA はメーカーが技術的課題を負担するが含まれているため、単純な物品購買と比較すると割高に思える。しかしながら、定期交換部品の確実な供給、非常時

における必要な部品の供給が担保されること、現状のように、部品の交換ができない為出力を落として運転せざるを得ない状況であることを鑑みると、設備の安定運転に寄与できるため、有効な対策である。

18.4.4 情報

現状、トラブル対応は自らの経験便り、メーカーからの積極的情報提供なし、他の発電所情報は共有されていないことからわかる通り、技術情報の共有がなされていない。これは、発電所スタッフの技術レベルが一定のところまで停滞してしまうことに他ならない。また、一つの発電所にて経験したことを他の発電所と共有することにより、不具合対応方法、トラブルの未然対応に有効に活用できると考える。

これを解決するための対策として、情報共有戦略が必要と考える。

18.4.5 課題の分析

ほぼすべての発電所において点検の遅延について述べられている。これは BPDB による計画実施承認の遅れと、Power Div による停止許可の遅れに起因していることが主な理由である。BPDB は保有する全ての発電所の計画及び予算を承認しなければならないが、そのための情報は発電所毎に個別に提案されている。つまり BPDB 全体として、今後必要な費用の概算が予め客観的に把握できにくい状態である。もう一つは、PowerDiv が「バ」国全体の電源停止計画を保有しておらず、何時発電所を停止してよいのかの判断根拠が少ないため、現在の状況及び今後の計画を事前情報がほとんどない状態で個々の発電所と調整しながら停止判断をする必要があり、結果として停止許可の判断が遅れてしまうためである。これ以外に、発電能力が逼迫している為に停止して修理できない、修理に必要な情報がそろっていない、メーカーサポートが得られない、部品の手配に時間がかかる等の問題が山積していることによる出力未達問題も発生している。

上記課題を、一般的な企業における経営に用いられる、“人材”、“設備”、“財務”、“情報”の4つの経営資源の括りで整理したものが以下の表である。

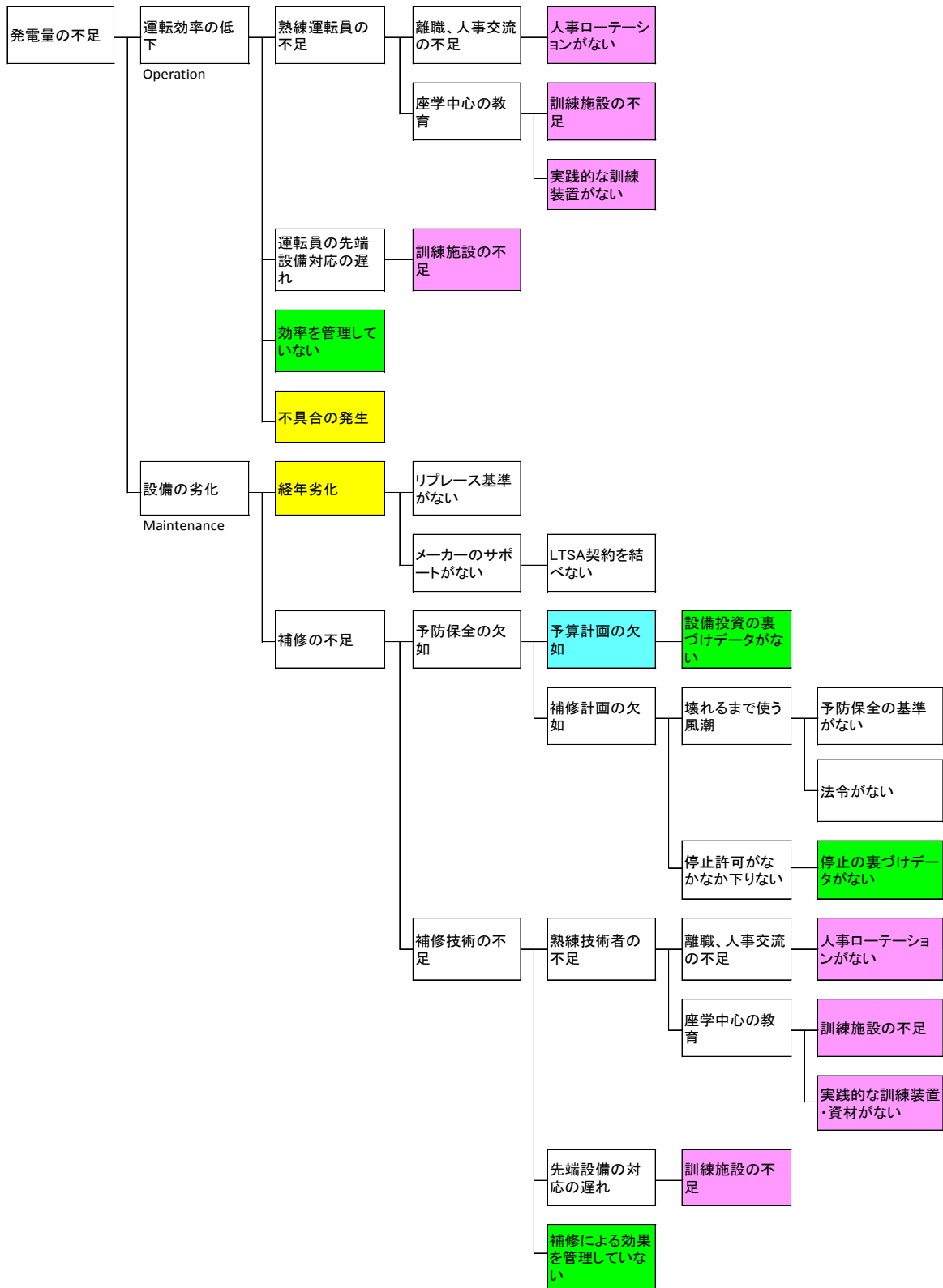
表 18-13 「バ」国発電所の現状取り纏め表

| | |
|----|---|
| 人材 | *やっではいけないことの体験の場がないなど、座学中心の研修施設。 *安全意識の低さ |
| 設備 | *出力未達 *定期点検の計画実現性の低さ *停止許可の遅れ *効率に対する意識の低さ |
| 財政 | *予算承認の遅延 *LTSA を締結不許可 |
| 情報 | *メーカーからの技術情報の提供がない *発電所間における技術情報の共有がない |

出典：JICA 調査団

これ等現状の問題を、課題ツリーを用いて分析すると以下の通りとなる。

O&M課題分析



経営資源の観点からの課題の分類

- 設備
- 人材
- 財政
- 情報

出典：JICA 調査団

図 18-16 課題ツリー分析

表 18-14 課題の整理

| 発電所の主な任務の領域・分野 | 人材 | 設備 | 財務 | 情報 |
|----------------|--|------------------|--------|--|
| 発電容量維持 | — | 不具合の発生。 経年劣化。 | — | — |
| 日常運転業務 | 人事ローテーションがない。 実践的な訓練装置がない。 訓練施設が足りない。 | — | — | 発電効率の管理をしていない。 |
| 補修作業 | 人事ローテーションがない。 実践的な訓練装置や訓練資材がない。 訓練施設が足りない。 | — | 予算の欠如。 | — |
| 補修計画・予算計画 | — | — | 予算の欠如。 | 設備投資の裏づけデータがない。 停止の裏づけデータがない。 補修による効果を管理していない。 |

出典：JICA 調査団

ツリー上に存在するいくつかの課題については解決されないまま残されている。

- リプレースの基準がない。
- LTSA が結べない。
- 予防保全の基準がない。
- 法令がない。

これらの課題は法整備と深く関わるもので、政府による実効化が必要である。今回の調査対象となった組織の外に課題が存在し、また、設備の運転や維持の業務範囲には収まらないものである。法整備の詳細については前セクションにて述べられている。しかしながら、定期点検の実施は法的根拠を待たずして行うことは可能である。

次に、課題について対策とその実施案について述べる。

18.5 対策

18.5.1 対策概要

上記課題より、出力増強対策としての「コンバインド化」、定期点検を確実に実施するための「情報戦略」、運転・メンテナンス要員のための「人材育成」を実施することが望まれる。

表 18-15 課題に対する対策案

| 発電所の主な任務の領域・分野 | 人材 | 設備 | 財務 | 情報 |
|----------------|--|---|------------------------------|---------------------------------------|
| 発電容量維持 | — | 蒸気タービンリハビリ、コンバインド化による設備増強。 計画的なメンテナンス実施。 | — | — |
| 日常運転業務 | シミュレーターを用いた実践的な訓練や新技術にも対応した訓練センター（オペレーション研修）による人材育成。 人事ローテーション。 | — | — | 発電データ、燃料データの取得による効率管理 |
| 補修作業 | 実機を用いた実践的な訓練や新技術にも対応した訓練センター（設備メンテナンス研修）による人材育成。 人事ローテーション。 | — | 中長期計画に基づく予算確保。 | — |
| 補修計画・予算計画 | — | — | 計画に基づく調達、財務効率監視による設備コストの最適化。 | 予算確保や停止の裏づけとなるデータの集積。 投資、補修の効果の測定。 |

出典：JICA 調査団

上記対策を実際に適用する実施案の内容を以下に提案する。これらの提案は、設備増強、人材開発、および情報の戦略的活用による補修計画・予算化について有効と思われる。

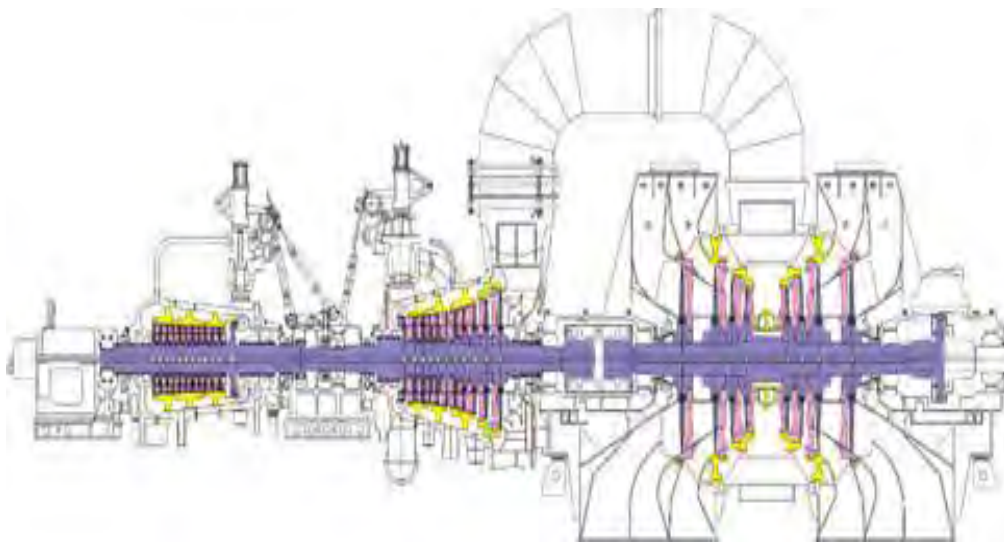
(1) 設備増強

ここではいくつかの課題の内、出力未達、効率改善について検討する。

「バ」国の発電設備の出力、効率を手早く回復するには、設備のリハビリテーション若しくはコンバインド化が有効である。初めに日本の技術について紹介する。

(a) Steam Turbine リハビリテーション工事

「バ」国には、旧ソ連のタービンメーカーLMZ 製の蒸気タービンが随所に導入されている。またこれら蒸気タービンを含む発電設備は経年劣化していることが多く、当初の設計効率も現在のものと比べると低い。この LMZ 製蒸気タービンの内、日本勢として改修工事の経験を有するものとして、1960 年代に設計された 210MW タービンが挙げられる。リハビリ内容は、最新技術を取り入れた翼に交換することが主な効率改善提案である。作業実績としては、ブルガリアにおいて同種タービンの改造工事が 2010 年,2011 年に実施されており、期待通りの出力向上が見られている。このことから、蒸気タービンの改造については LMZ 製 210MW を対象として考えることが有効であり、改造後発電機出力の向上が期待される。



出典：JICA 調査団

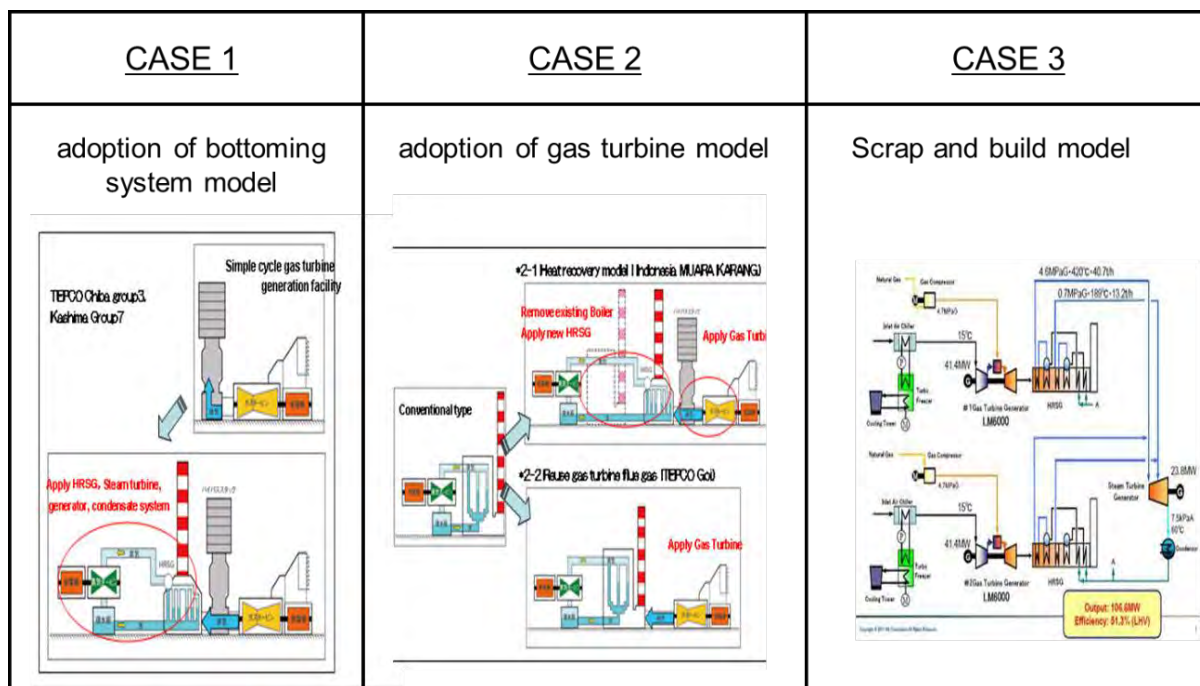
図 18-17 蒸気タービンリハビリスコープ

リハビリテーションについての検討については、以下 18.6 に記述する。

(b) コンバインド化工事

既存発電所の高効率化、増出力化として、コンバインドサイクル化が挙げられる。コンバインドサイクル化には、ボトミング設備（HRSG、蒸気タービン、発電機、復水器設備など）追設方式と、ガスタービン設備追設方式がある。

ボトミング設備追設方式(CASE1)とは、既設ガスタービン発電設備に、HRSG（排熱回収ボイラ）及び蒸気タービン発電設備を追設するもので、ガスタービン設備追設方式(CASE2)は、既設ボイラを撤去しガスタービンとHRSGを設置する「排熱回収型」（*2-1 参照）と、既設ボイラを活用しガスタービンの排ガスをボイラ燃焼用酸素源として利用する「排気再燃型」（*2-2 参照）がある。また、既存を除却しそこに新たなコンバインド発電プラントを建設する「スクラップ&ビルド」（CASE3）という方法がある。



出典：JICA 調査団

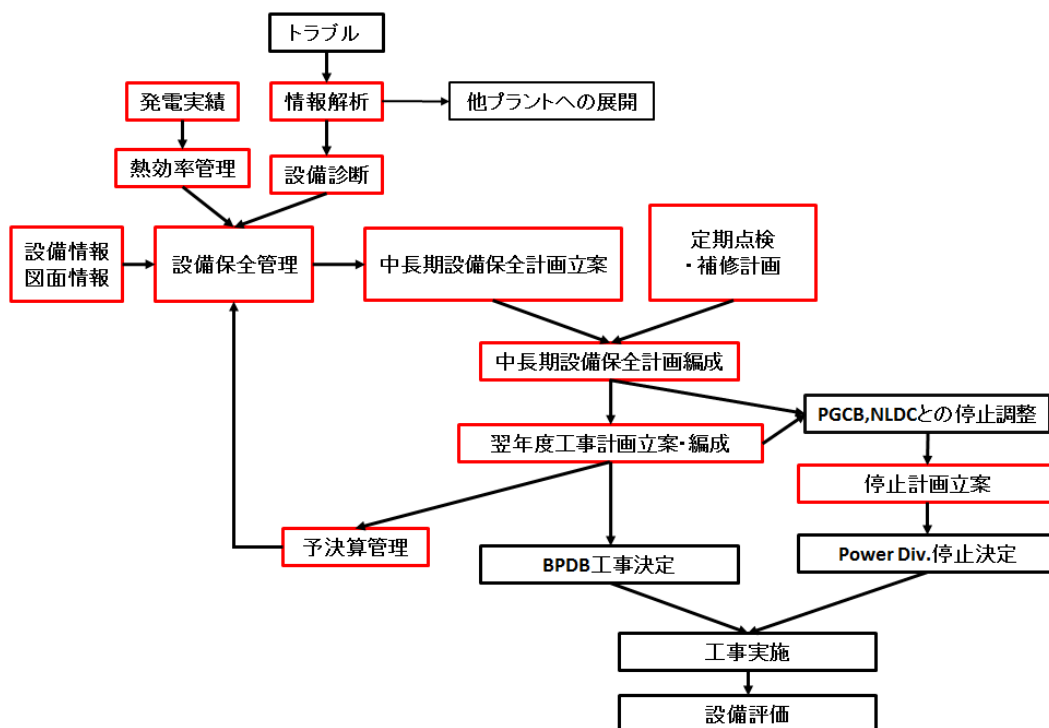
図 18-18 コンバインド化計画の種類

コンバインド化についての検討に当たっては、18.7 に記述する。

(2) 情報の戦略的活用

発電所運営に際しては、設備に対する技術、停止計画、補修予算すべてにわたり、情報が重要となる。情報管理・共有不足が、多方面において諸処の課題を引き起こしていることが、今回複数のヒアリングを通じて判明している。発電事業者は、情報管理の重要性を経済的価値としてとらえ、幅広く活用しなければならない。そのためには、データの可視化、タイムリーなデータ収集及び共有を活用し、事業のPDCAサイクルを的確に推進してゆく必要がある。併せて、人材育成のために体系立てた研修システムと研修施設が重要な対策となる。情報の活用推進により、発電所個別の定期点検スケジュール、予算を本店にて一元管理することができ、必要に応じて停止時期の調整を図ることで、不要な停電や供給力過多を防止することができ、効率的な運用を図ることができる。

下図は、得られた情報を有効に活用している日本の一例である。この図中において、赤線で示した箇所が、情報共有により得られた情報を有効に活用している部分である。



出典：JICA 調査団

図 18-19 情報共有システムによる O&M の最適化

また、補修計画立案時に系統運用方と調整を行うことで、需給のギャップを調整している。以下は、調整前の停止計画～需給ギャップ把握の流れを示したものである。

複数年度にわたる停止計画一覧

| Plant | Year1 | | | | | | | | | | | | Year2 | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | July | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | July | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun |
| Plant A: 450MW | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant B: 660MW | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant C: 350MW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant D: 200MW | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant E: 100MW | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant F: 600MW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 |
| Plant G: 550MW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant H: 550MW | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Plant I: 400MW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -SD | -SD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

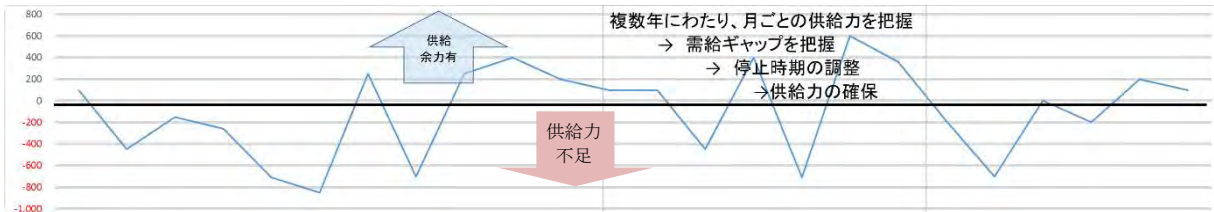


上記表と需要想定比較。需給ギャップ把握

| Plant | Year1 | | | | | | | | | | | | Year2 | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|
| | July | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | July | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun |
| Plant A: 450MW | 450 | 450 | 450 | 450 | 0 | 0 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 0 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 |
| Plant B: 660MW | 660 | 660 | 660 | 0 | 0 | 0 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 0 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 | 660 |
| Plant C: 350MW | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 0 | 0 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| Plant D: 200MW | 200 | 200 | 200 | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Plant E: 100MW | 100 | 100 | 100 | 100 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Plant F: 600MW | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 0 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 0 | 0 | 600 | 600 |
| Plant G: 550MW | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 0 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 0 | 0 | 550 | 550 | |
| Plant H: 550MW | 550 | 0 | 0 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 0 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | |
| Plant I: 400MW | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 0 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 440 | 0 | 0 | 440 | 440 | 440 | |
| 供給力合計(MW) | 3,900 | 3,350 | 3,350 | 3,040 | 2,490 | 2,250 | 3,350 | 2,400 | 3,550 | 3,900 | 3,900 | 3,900 | 3,900 | 3,350 | 3,900 | 2,590 | 3,900 | 3,480 | 2,910 | 2,400 | 3,300 | 3,300 | 3,900 | |
| 想定需要(MW) | 3,800 | 3,800 | 3,500 | 3,300 | 3,200 | 3,100 | 3,100 | 3,100 | 3,300 | 3,500 | 3,700 | 3,800 | 3,800 | 3,800 | 3,500 | 3,300 | 3,200 | 3,100 | 3,100 | 3,100 | 3,300 | 3,500 | 3,700 | |
| 供給-需要(MW) | 100 | -450 | -150 | -260 | -710 | -850 | 250 | -700 | 250 | 400 | 200 | 100 | 100 | -450 | 400 | -710 | 600 | 360 | -190 | -700 | 0 | -200 | 200 | |



グラフにて視覚的に確認



出典：JICA 調査団

図 18-20 需給調整イメージ

調整前の各発電所停止計画を基に、上記のような把握を行い停止計画を見直すことが、需給のバランス調整並びに発電所のメンテナンスを確実に実施するために必要な対策である。また、これら情報を、PGCB と共有しておくことが必須である。

予算については、停止計画と予算を紐づけておくことにより、費用発生時期も複数年以前よりある程度把握することが可能となる。

情報の戦略的活用については、18.8 情報戦略に記述する。

(3) 人材開発

人材開発については、訓練施設の新設と実践的な訓練制度の導入を提案する（訓練センター）。訓練センターでは、次のような内容を想定している。

- 先端設備に対応した教育
- 実践的な訓練コースと実際の設備の運転、補修技術の実践
- 法令にもとづいた資格取得のための教育

訓練への需要を満たすため、今回の調査報告は、センターの建設中に訓練生を日本に招くことについても述べている。

Middle List (21 plants of 12 sites) to short list, according to the following conditions

- Land space
- Grid capacity
- Gas supply

Middle List

| Name of powerplant | For | | COD (Year) | Type | Fuel | Installed (MW) | Derated (MW) | Plant factor (%) | Efficiency (NET) (%) | Working group | Donor | visited | visit plan |
|-------------------------|-----|-----|---------------|------|------|-------------------|-----------------|------------------------|----------------------------|------------------|-------|--------------|------------|
| | DBM | C/C | | | | | | | | | | | |
| Rauzan #1 | | ○ | 1993 | ST | Gas | 210 | 200 | 21.55 | 31.26 | X | | 2014/11/29 | - |
| Rauzan #2 | | ○ | 1997 | ST | Gas | 210 | 180 | 15.80 | 32.53 | X | | 2014/11/30 | - |
| Ashuganj #3, #4, #5 | ○ | ○ | 1987/87/88 | ST | Gas | 450 | 390 | 97.64 | 36.16 | | | 2014/12/3 | - |
| Siddhirganj | ○ | ○ | 2004 | ST | Gas | 210 | 150 | 56.98 | 32.63 | | | 2015/3/8-3/9 | 2015/3/23 |
| Barapukuria #1, #2 | ○ | | 2009/2009 | ST | Coal | 250(125*2) | 200 | 75.37 | 31.47 | | | 2015/3/24 | 2015/3/25 |
| Chandpur | ○ | | 2012 | CC | Gas | 163 | 163 | 49.68 | 39.36 | | | 2015/3/29 | 2015/3/30 |
| Tongi | | ○ | 2005 | GT | Gas | 105 | 105 | 38.38 | 27.07 | ○ | | 2015/3/31 | 2015/4/1 |
| Ghorasal #3, #4, #5, #6 | ○ | ○ | 1987/89/95/99 | ST | Gas | 420(210*2) | 360 | 69.53 | 33.66 | X | ○ | 2015/4/1 | 2015/4/2 |
| Shahjibazar | | ○ | 2000 | GT | Gas | 70(35*2) | 66 | 76.36 | 25.63 | | ○ | 2015/4/1 | 2015/4/2 |
| Fenchuganj | ○ | | 2011 | CC | Gas | 104 | 104 | 49.08 | 31.95 | | | 2015/4/1 | 2015/4/2 |
| Sylhet | | ○ | 2012 | GT | Gas | 150 | 142 | 51.96 | 29.86 | | ○ | 2015/4/1 | 2015/4/2 |
| Baghatari | | ○ | 2001 | GT | Gas | 100 | 100 | 87.52 | 28.36 | | ○ | 2015/4/1 | 2015/4/2 |
| Haripur GT1, GT2, GT3 | | ○ | 1987 | GT | Gas | 32*3 | 60 | 38.08 | 21.26 | | | 2015/4/1 | 2015/4/2 |

Short List

Select 3-4 sites for Conversion / Rehabilitation

○ : World Bank "A Power Sector Investment Strategy Framework for Bangladesh, July 2014"

JICA Survey Team will investigate ADB and other donor in next site survey

出典：JICA 調査団

図 18-22 Mid-Short リスト選定イメージ

タービンリハビリテーション対象候補として、Ghorasal #4、#5 号機及び Siddhirganj が、LMZ-210MW 型機を採用しているため、これらを候補として選定し、費用対効果を算出したものが以下の表である。

18.6.2 費用対効果

タービン交換にかかる費用は、概算で 36 億円である。また、出力向上は 10MW が見込まれる。リハビリテーション後の稼働年数については、30 年と考えられるが、タービン以外はリハビリを実施しない為、ボイラ対応年数 30 年として“30-現在の運転年数”として算出した。

| | Site name | Target unit | COD | capacity condition | | | | output increase | Estimated Cost | Unit price | Efficiency | | Manufacture support | Remaining plant life after rehabilitation (plant life time 30years) | Year cost |
|-------------------|-------------|-------------|------|--------------------|----------|---------------------|-----|-----------------|----------------|------------|------------|-------------|-----------------------|---|-----------|
| | | | | installed | de-rated | remarks | New | | | | after | now | | | |
| | | | | A | B | C | D | | | | D-C | Mill dollar | | | |
| ST rehabilitation | Ghorasal | Unit4 | 1989 | 210 | 180 | 180 | 190 | 10MW | 30 | 3.0 | improved | Toshiba | 5 | 0.60 | |
| | Ghorasal | Unit5 | 1994 | 210 | 190 | 190 | 200 | | | 3.0 | | | 37.8 (*3) / 28.8 (*2) | 9 | 0.33 |
| | Siddhirganj | Unit1 | 2004 | 210 | 110 | 110(gas limitation) | 120 | | | 3.0 | | | 33.8 (*1) | 19 | 0.16 |

出典：JICA 調査団

図 18-23 費用対効果 (タービンリハビリテーション)

増出力に対するコストは一律 3 million 米ドル/MW であり、プラント残存期間を鑑みた年間辺り投資費用は、対象設備ごとに下記の通りとなる。

- Ghorasal 4 号機 0.6 million 米ドル/年
- Ghorasal 5 号機 0.33 million 米ドル/年
- Siddhirganj 0.16 million 米ドル/年

ただし、現場調査において Siddhirganj 発電所は発電機に問題を抱え、出力上限が 150MW に制限されていることが判明したため、発電機の修理若しくは取り換えを行わない限り、蒸気タービンリハビリのメリットは確認できない為、対象から外すこととした。

18.6.3 発電所コメント

上記アイデアを基に Ghorasal 発電所にてタービンリハビリテーションについてヒアリングを実施したところ以下の回答が得られた。

- 4号機オーバーホール中、5号機は来年2月からオーバーホールすることが決定されているため、すぐにお金をかけてリハビリすることは、今は考えられない
- どうせ実施するなら3.6号のように出力が大幅に増加するようなアイデアが欲しい

との回答であり、日本の技術が活用できるタービンリハビリテーションに対する前向きな回答は得られなかった。

18.7 コンバインド化

18.7.1 コンバインド化検討

対象発電所絞り込みにあたっては、上記蒸気タービンリハビリテーションと同じく、18.2.1 (1) O&M 対象発電所選定により選定された発電所を基に、対象絞り込みを実施している。

CCGT アイデア(1)、(2)、(3) の特徴及び選定過程を記載すると、以下の通りである。

(1) ボトミングサイクル追設

既存のシンプルサイクルガスタービンに、HRSG 及び蒸気タービンを設置し、コンバインドサイクル化するものである。

ここで問題となるのが、既存ガスタービンの経過年数である。

リストアップされた発電所を訪問してわかったことであるが、新しいガスタービンについては、ほぼコンバインド化の計画がある若しくは初めからコンバインド化ありきで単にガスタービンが先行運開しているものであった。

また、10年以上経過しているものについては、コンバインド化以前にまずはガスタービンのメンテナンス及び改造を実施する必要があることが判明した。本調査においては基本的に10年以上の経験を有する発電所を対象として検討しているため、コンバインド化の検討に際しては必ずガスタービン対策を合わせて実施する必要がある、ボトミングサイクル追設は技術的・費用的に難度が高いことが判明した。

(2) ガスタービン追設

既存ボイラタービンプラントに、ガスタービンを新設しコンバインド化するものである。

これについては Ghorasal 並びに Ashuganj を対象と考えていたが、Ghorasal は敷地に余裕のある3号機及び6号機について既に計画が進んでおり、残っているのは敷地に余裕のない4号5号機であった。また、Ashuganj については2020年~23年目途で、3-5号機を除却し、コンバインドサイクルプラントを新設することが計画であることが判明した。

また、Siddhirganj 発電所はガスタービン追設するための敷地はあるものの、蒸気タービン発電機に問題があるため、こちらの修理を先に実施する必要があると判断する。従って、ガスタービン追設モデルについても検討候補から外すこととした。

(3) スクラップ&ビルド (S&B) 並びにビルド&スクラップ (B&S)

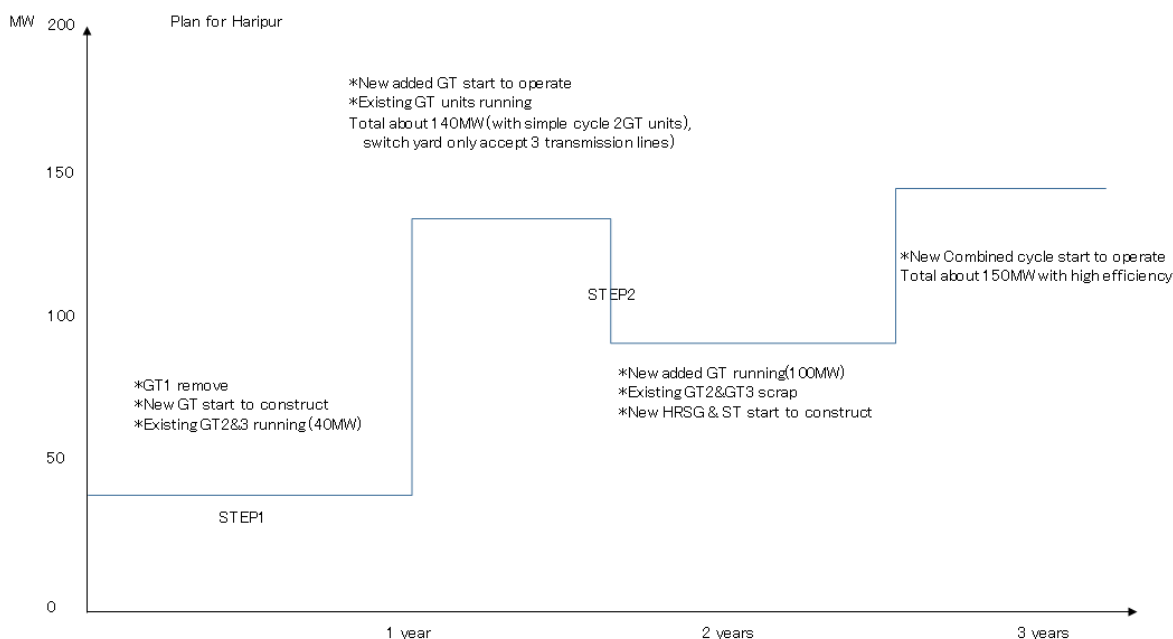
既存発電プラントを廃止して新設コンバインドサイクル発電所を建設するものがこの考えである。初めに S&B であるが、これは除却が先行するため、発電容量に余裕のない「バ」国には適さないと考える。なぜなら除却開始から新設プラントのガスタービン運転開始まで 2 年以上発電できない状態が発生してしまうためである。そこで敷地内に新設ガスタービンを先行して建設し、ガスタービン運転開始以降、既存発電設備の部分除却並びに蒸気タービン HRSG 建設工事を行うという考えが B&S である。むろん運転中のプラントの横で建設を行うこと、並びに、地下埋設配管類が明確に把握できないと思われる状態で建設を行うことは非常に高いリスクを伴うものであるが、「バ」国の現状を考えるとやむを得ない方法である。

| コンバインド化方法 | 対象発電所 | 対象ユニット | 可否 | 不可理由 |
|-----------|-------------|----------|----|------------------|
| ボトムサイクル追設 | Shahibazar | 35MWGT | × | ガスタービン20001年運転開始 |
| | Baghabari | 100MWGT | × | ガスタービン2001年運転開始 |
| | Sylhet | 150MWGT | × | コンバインド(計画あり)プラント |
| ガスタービン追設 | Ghorasal | 4,5号機 | × | 設置スペースなし |
| | Ashuganj | 3,4,5号機 | × | 2023年までに廃止予定 |
| | Siddhirganj | 1号機 | × | 設備に不具合有 |
| S&B / B&S | Fenchuganj | 1,2号機 | ○ | - |
| | Haripur | 1,2,3号GT | ○ | - |

出典：JICA 調査団

図 18-24 各コンバインド化方法と対象発電所毎の適用可否根拠

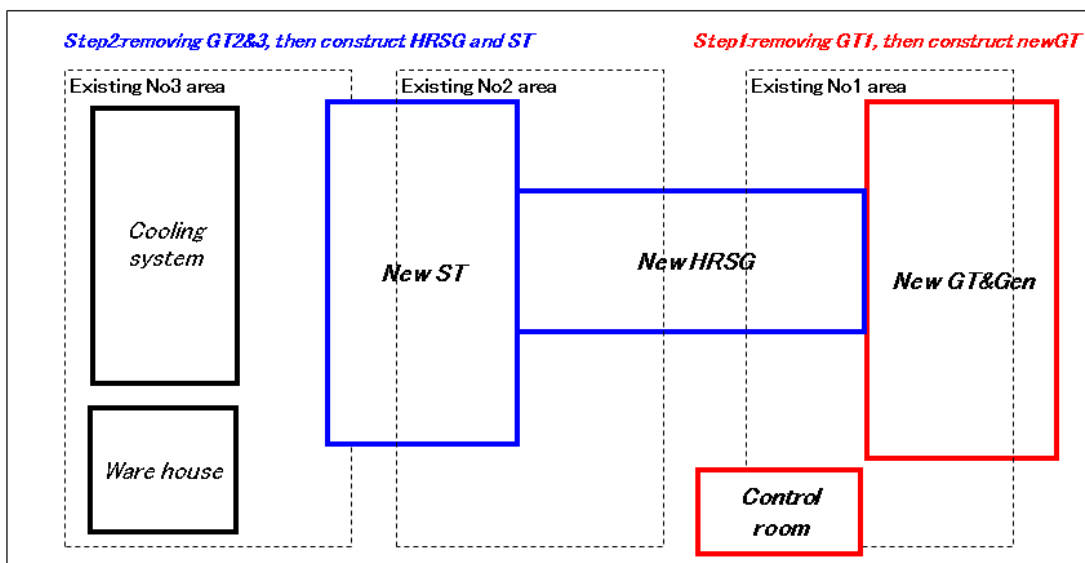
以下に Haripur における作業工程イメージ及び Hariour 及び Fenchuganj 想定配置図を記す。



出典：JICA 調査団

図 18-25 発電供給力を落とさない建設除却工程

次に、既存発電所敷地における配置イメージを示す。



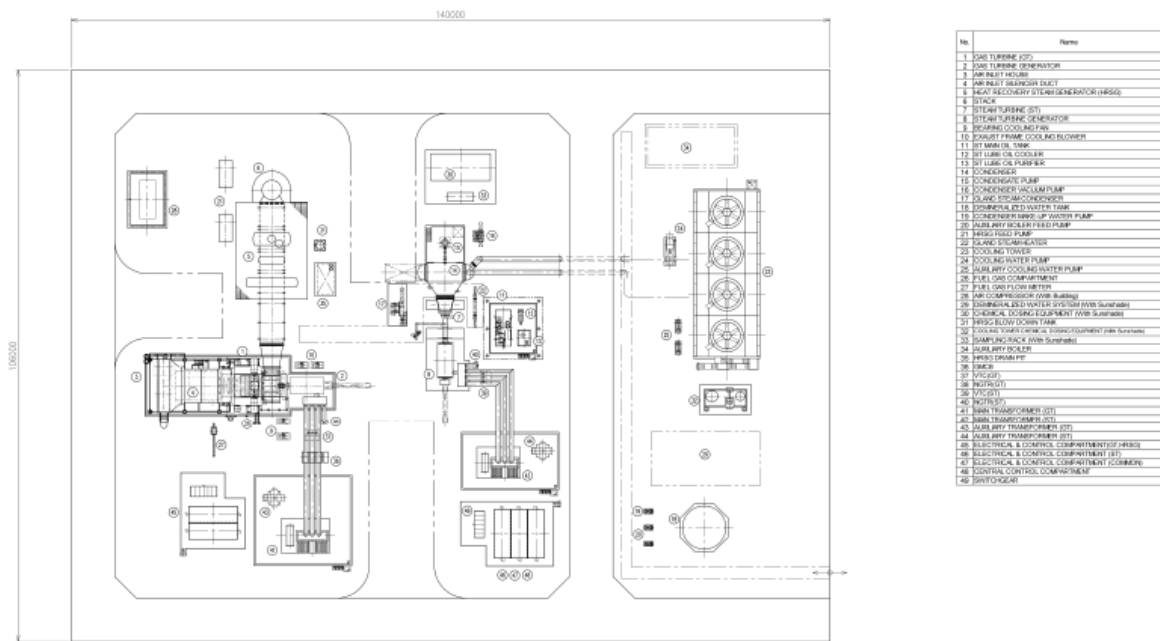
出典：JICA 調査団

図 18-26 ハリプールにおける配置イメージ



出典：JICA 調査団

図 18-27 Haripur 想定配置図



出典：JICA 調査団

図 18-28 150MW コンバインドサイクル発電設備配置イメージ

18.7.2 「バ」国が抱える周波数変動問題と小規模コンバインドサイクル

現在「バ」国電力セクターが抱えている問題の一つとして周波数の変動幅が大きい (50Hz +/-1Hz 以上) ことが挙げられている。この周波数のしわ取りに対して、最新鋭のコンバインドサイクルを設置することは、以下の理由により非常に有効である。

理由：

- (1) 長期停止からの起動~定格負荷までに時間が短い
- (2). 低負荷時においても効率が良い

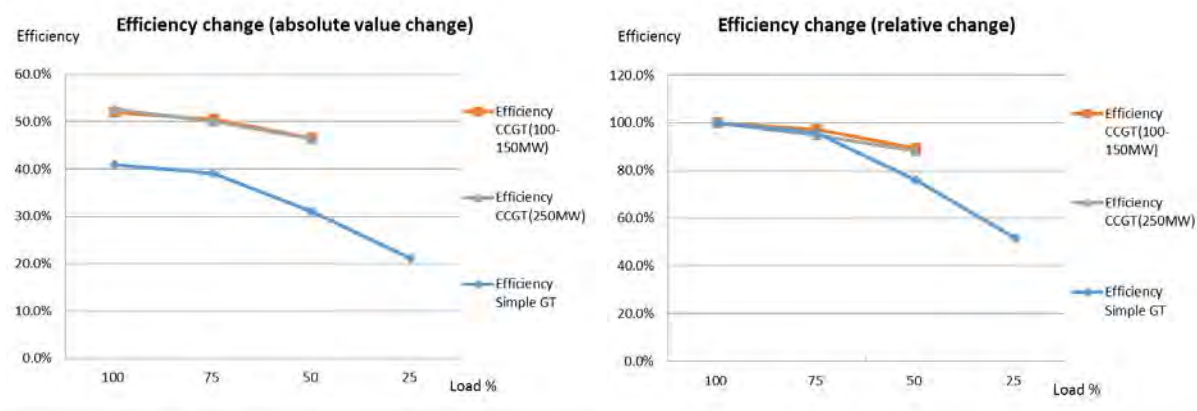
(1) 初めに起動性であるが、以下の表からわかる通り、Cold Start 時においてもわずか 2 時間で定格負荷に到達することができる。これは、需給がひっ迫することが 2-3 時間前に分かった場合に、その時点で起動指令を出しても供給力として間に合うこととなる。

| Plant capacity | Hot start | Cold start | efficiency |
|----------------------|-----------|------------|----------------------|
| 400MW Class CCGT | 1hour | 6hours | 50% |
| 250MW Class CCGT | < 1hour | 4hours | 50% |
| 100-150MW Class CCGT | 0.5hour | 2-3hours | 50% |
| Simple GT | 0.5hour | | 40%(new) 30%(old) |

出典：JICA 調査団

図 18-29 起動性及び効率

(2) 低負荷時の効率変化についてシンプルサイクル GT と比較したものが以下の図であるが、負荷低下時においても高効率を維持していることが分かる。



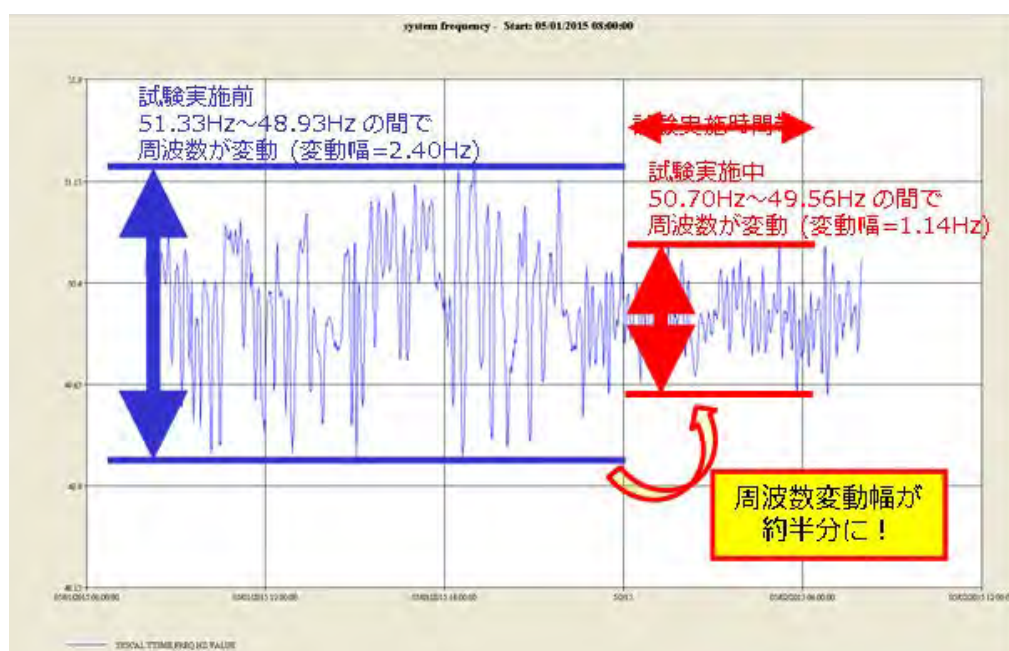
出典：JICA 調査団

図 18-30 効率変化曲線

このことから、周波数変動の振れ幅を低減させるという意味において、100MW 級コンバインドサイクル発電プラントを設置することは非常に有意義と考える。

18.7.3 効果

第 15 章で述べられている通り、現在「バ」国電力セクターにおいては、周波数の変動幅が大きい (50Hz +/-1Hz 以上) ことが問題の一つである。この周波数の変動に対して、最新鋭の小規模～中規模 (100-250MW) ユニートを複数設置し負荷調整を積極的に実施することにより、システムの周波数変動を抑えることが、有効な対策と考える。2016.5.2 に実施されたクルナ発電所(150MW×1 台)における試験でも明らかになった通り、シンプルサイクル出力 150MW のガスタービン 1 基で、系統周波数が大幅に改善されていることが分かる。



出典：JICA 調査団

図 18-31 Khulna 発電所負荷調整テスト期間中の周波数変動記録

しかしながら、シンプルサイクルガスタービンで出力を大幅に変更し周波数の安定化を図ることは、図 18-30 効率変化曲線から分かる通り効率的ではない。そこで、低負荷帯においても効率が低下しにくいコンバインドサイクルが有効と言える。

他方、コンバインドサイクルは冷間起動(コールドスタート)に時間がかかるため、数時間先の需要予測に精度が求められ、必要と判断した場合は直ちに起動指令を出す必要がある。特に 1 週間程度停止しているユニットの起動から定格出力まで 2-3 時間必要であるため、短期間の需要想定を今以上に精度よく予測する必要がある。コンバインドサイクル発電設備は、大型化するほど蒸気タービンの起動に時間がかかるため、中規模程度の出力 (150-200MW) を持った発電設備が最適であると考ええる。

建設規模及び費用については、今後実施されるであろう F/S により、より具体的に見積もられると考える。

18.8 情報戦略

18.8.1 課題と仮説

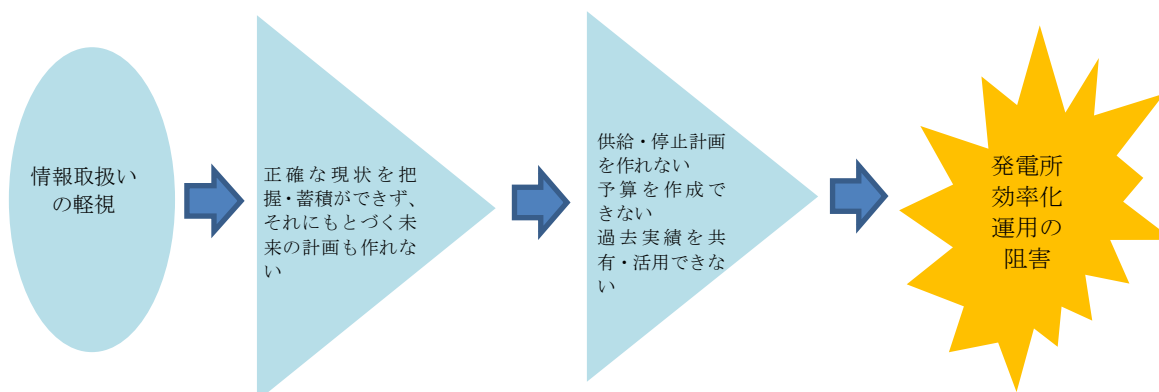
前節までは設備面での課題と具体的対策を述べてきたが、ここからは情報戦略を用いた対策について言及する。現在、「バ」国が直面する電力不足に対する包括的な課題原因分析は、後の 18.8.3 情報管理の目的で取り上げるが、情報の取り扱いの不備から発生するであろう課題について実際に現地調査を行ったところ、現状とその想定されるリスクの関連性について以下の結果を得た。

表 18-16 情報取り扱い観点から見た調査結果とリスク要素

| 項目 | 現状 | 想定されるリスク | 損なわれる物 |
|----------|-----------------------------|--|--|
| 運転データの確認 | データロガーが無い発電所ではメーター値の目視確認が通例 | <ul style="list-style-type: none"> ・読み取りミス発生の懸念 ・正確な時刻の値を確認できない | <ul style="list-style-type: none"> ・正確性 |
| 運転データの記録 | 手書きが基本 | <ul style="list-style-type: none"> ・記載ミス ・作業負荷 | <ul style="list-style-type: none"> ・正確性 |
| 運転データの伝達 | 口頭での伝達を行う箇所もある | <ul style="list-style-type: none"> ・聞き違いによる伝達ミス | <ul style="list-style-type: none"> ・正確性 |
| 各情報の取り扱い | 紙ベースで保管・管理 | <ul style="list-style-type: none"> ・紛失のリスク ・最新情報の管理が困難 ・必要な情報の取り出しに多くの時間を要する | <ul style="list-style-type: none"> ・正確性 ・共有性 ・即時性 |
| 本社への月報報告 | 1 か月遅延にて、本社報告を行っている | <ul style="list-style-type: none"> ・本社側にてプラントの稼動状況をタイムリーに把握できない ・直近の供給計画を立案できない ・全体最適な停止計画を立案できない | <ul style="list-style-type: none"> ・共有性 ・即時性 |

出典：JICA 調査団

上記は、各発電所サーベイの結果より確認できたデータ取り扱いに関する課題の一例であるが、最大の問題は、現場担当者が現状運用を正(通常)と捉えており、改善意欲を保有していないところにある。現状運用より、各点は軽微な課題としてすら捉えられていないかもしれないが、俯瞰して整理すると、明らかに情報の「正確性」「即時性」「共有性」が欠落した運用がなされているといえる。そして、この「情報の取り扱いを軽視した運用」が課題の根底にあり、下記図式にて発展し、発電所の効率化運転を脅かす可能性を秘めるといえる。



出典：JICA 調査団

図 18-32 現状認識とそれによるリスクおよび発電効率への影響

18.8.2 情報管理戦略とは

逼迫する需要に応えるため、「バ」国の電力事業者は設備の運転を継続するための最善の努力をしている。プラントのオペレーターは適切にメンテナンスされている設備よりも速く自分たちの設備が劣化していくことを知っている。問題は、「どのくらい速く？」との簡単な質問に答えるための十分な情報が用意されていないことにある。

今回の調査の結果は、主に同国の電力事業者の代表者との会議や聞き取り調査を通して得られた情報を基にしている。それによって、情報管理にいくつかの課題があることがわかった。特に、予防保全と予算・計画策定に要求される情報が得られていないことが、改善を優先的に行うべき鍵となる課題であるとの結論に至った。

今日において、発電事業者は情報管理の重要性を経済的価値としてとらえ、そのための企業活動を幅広くさまざまな分野において行っている。測定可能な成果が常に求められることから、継続的な効率監視が発電所運営の成功の鍵となる。効果的なデータ収集と共有を実現するためには、発電設備のライフサイクルを通した統合的な情報管理戦略が必要となる。このセクションでは、発電事業における先進的な情報管理の適用方法を説明し、同国の発電所向けに作成した情報管理の概念モデルについて、その概要を提示する。

18.8.3 情報管理の目的

(1) 「バ」国発電事業のための情報管理が目指すもの

効率改善に向けたビジネスプロセスのサイクルを促進し、測定可能な達成を積み重ねることで、発電設備の運転と補修 (Operation and Maintenance) の分野においてベストプラクティスを目指す。

- (a) 効果的な情報管理のフレームワークを策定し、経営効率に寄与する。
- (b) 情報管理戦略を全組織にわたって実践することにより、組織の持つ能力の強化、向上に貢献する。
- (c) 達成度の監視と成果の測定を行うことで、改善サイクルを徹底する。

(2) 情報管理戦略の必要性

一般企業の業務改善の取り組みとしてよく知られている方法に、事業活動を指標化するための枠組み作りと、それらの継続的な監視および分析がある。今回の調査で得られた情報により、発電所の業務から得られる情報が、収集や利用の方法によっては信頼性の向上、経営効率の向上につながるとの認識を持つに至った。いくつかの発電所では報告書の電子化や電子メールの利用が行われている様子も見られるが、業務がそれぞればらばらに行われており、部門間や発電所間での情報共有がなされていなかった。例として、ある発電所では、月報の作成は電子化されているものの、記載するデータの元となる所在が他の組織に分散しており、それぞれ収集タイミングが異なるため、データが集まるまでに時間がかかっている。結果、月報の作成が一カ月後となっていた。また、計画の策定と現場の実践に隔たりが見られる例もある。ほとんどの発電所は予防保全に関する質問に対して肯定的であるものの、点検が計画通りには行われていないとのことであった。

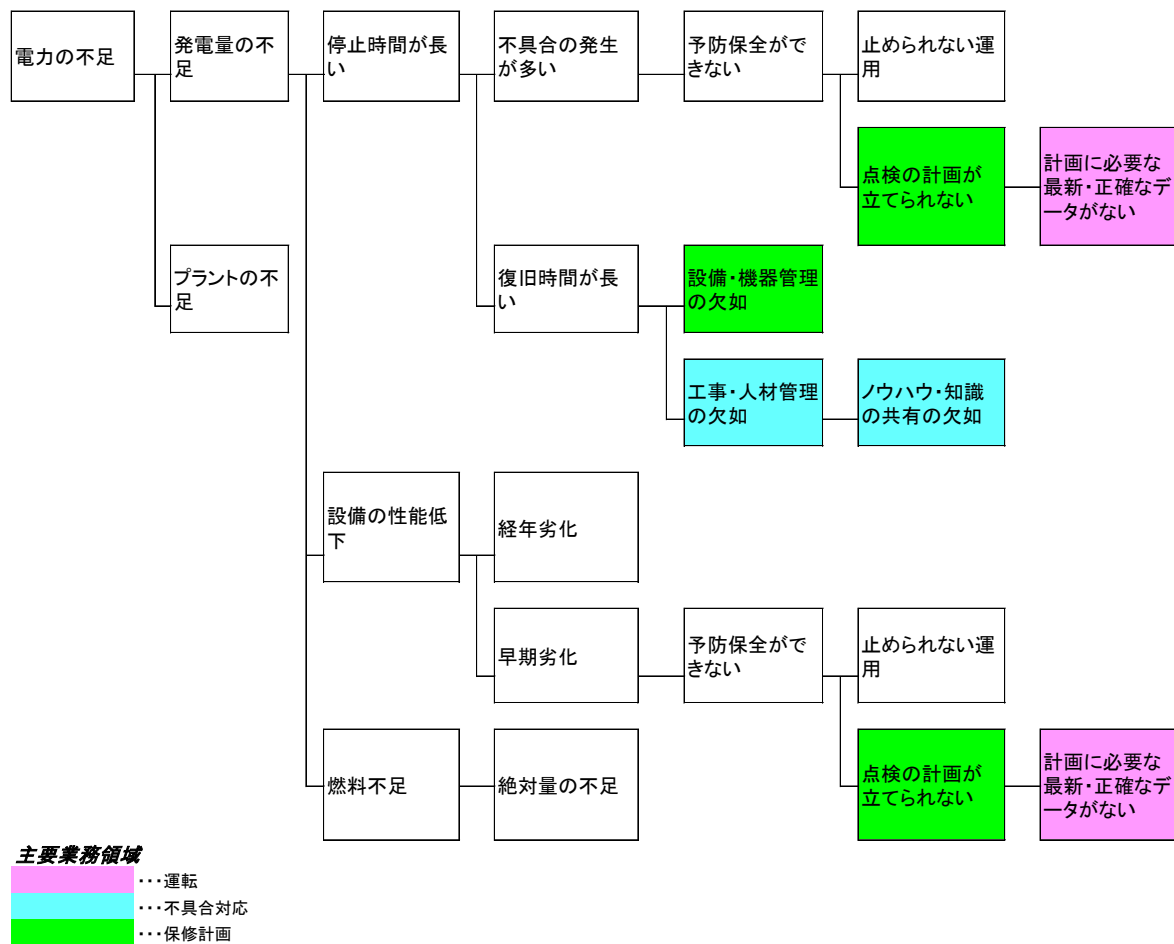
多くの組織において運転、補修、調達、管理、計画はそれぞれ別の部門あるいは別の階層が行っている。日次、月次の報告から集められるデータを蓄積、分析し、将来必要な補修とそれにかかるコストの見通しが立てられれば、予算策定の精度を高くすることができるうえ、設備診断にもとづく計画停止を実践することができる。計画停止による補修によって、工事発注や部品調達の効率改善にも貢献できる。これらの改善の結果は、さまざまなパフォーマンス指標の改善となって表れる。

このように、書類を電子化するだけでは、経営効率の改善という点では、貢献度に限界がある。作業現場からの日常の報告から経営層による全社的な管理のレベルまで、あるいは、資材の調達から製品（発電事業の場合は電気）の生産にいたるまで、組織全体で統合的に情報を管理するためのプラットフォームを構築し、全組織的に活用することによって、効果的な情報の利用が可能となる。

一般に、効率化に向けた改善プロセスとして企業経営にしばしば引用されるものに、PDCA サイクルと呼ばれる、計画→実行→チェック→修正のサイクルがある。目標を達成するためには、経営目標と情報管理戦略の一致が求められる。改善サイクルの実践において、「計画」段階では測定可能な達成目標としての経営効率の指標（KPI）を決める。「実行」段階にて全組織についての効率測定を行う。「チェック」段階にて評価を行い、期待された結果と実践結果に隔たりがあれば、「修正」段階にて改善措置をとる。情報管理戦略は、サイクルを通してどの情報を、いつ、どこで、誰が、どのように取得し、利用するのかを描き、そして最も重要なこととして、なぜそれが必要なかを明らかにする。その情報がなぜ必要なのか、いくつかの「なぜ」については、次の課題ツリー分析にて答えが出されている。

(3) 調査結果と課題分析

調査によって得た情報をもとに、現状について、そこにいたるまでの根本原因を見つけて整理する方法として、課題分析ツリーを作成した。課題の原因の掘り下げは具体的に原因が把握できるレベルまでとした。それにより、課題を引き起こす根本的な要因、解決の鍵となる課題として、運転管理、補修計画、不具合対応の三つの業務領域に整理することができた。



出典：JICA 調査団

図 18-33 鍵となる業務領域探索のための課題分析ツリー

今日、同国が直面する最大の課題は電力不足である。考えられる原因を以下に挙げる。

- (a) 発電所の数が少ない、全体の発電量が少ない。
- (b) それぞれの発電所の発電量が十分でない。

前者の原因については、情報管理システムの取り扱う分野の範囲外に解決策を見出すべきことと認識する。後者の原因については、考えられる更なる原因を以下に挙げる。

- (a) 設備が十分に稼動していない。
- (b) 設備の性能が低下している。
- (c) 燃料不足のため、発電容量を達成できない。

一番目の理由として、停止時間が長いことが考えられる。二番目の原因として最も考えられるものは設備の老朽化であるが、これについては、適切な保全を行うことで相応の改善が期待できる。燃料については、現状では情報管理による改善効果は期待できない。しかし、将来燃料の調達先が変わった場合、調達業務のプロセスと在庫管理を改善することが考えられる。

設備の維持に関する課題が分析ツリー上に三箇所ある。ここでは予防保全の重要性に注目し、そのために必要なデータの効果的な利用、知識や計画策定のスキルに課題があると考え。不具合対応は発電所の停止時間に大きく影響している。不具合や修理の履歴データを整備することで、対応要員が過去から学び、適切ですばやい対応が可能になる。

課題ツリー分析の結果得られたことが、その業務の領域においてより高い効率的を目指すための重要な手がかりとなる。例えば、多くの発電所では、予防保全を実践することが困難とのことだが、その理由は必要なデータを効果的に収集していないことにある。予防保全を行うには設備の状態を診断するための大規模なデータが必要であるが、発電所にはそれに伴って増え続ける広範囲に及ぶデータを取り扱う適切な情報基盤が整備されていない。

もうひとつの例は、業務のプロセスが途切れてしまうことである。不具合対応時、履歴データの参照のため、アプリケーション・ソフトウェアを使用している例も見られたが、履歴データがひとつの独立したアプリケーションに蓄積されている。補修の業務範囲は要員管理、工程管理、調達から委託の管理まで、幅広い管理業務を含む。ある発電所では、購買依頼の承認が下りるまでの期間が長くかかっている。この場合、予算・計画の欠如が補修と調達の業務プロセスの障害となっている。

これら三つの鍵になる業務領域は、発電事業の主要業務であり、それぞれが独立しているものではない。従って、業務領域の中から課題をひとつ取り上げてそのみを解決しようとする試みは有意義ではない。情報の効果的な管理ができておらず、業務プロセスも連携できていないことで、企業活動の阻害要因となっている例が散見された。

調査の結果から得られた企業活動への阻害要因を表に示す。効率の測定に使われる指標は、多くの企業が採用しているものである。企業は業務プロセスの効率を KPI によって把握する。経営の観点からすれば、KPI はその企業の経営資源に沿ったものとなる。それにより、業務領域での改善の効果は、計測可能であり、定量的に評価が可能となる。

表 18-17 調査で見つかった企業活動への阻害要因

| | 経営資源 | | |
|---------------------|---|--|---|
| | 人材 | 設備 | 財務 |
| 調査で見つかった企業活動の阻害要因 | 過去データの効果的な利用ができていない 部門間のコミュニケーションが貧弱 | 情報の取り扱いの多くが手作業に依存 情報の伝達・蓄積が紙ベース 管理分野と技術分野、あるいは、部門間での、業務プロセスどうしの関係が貧弱 プロセスの管理が弱い | 状況把握のための情報の逐次最新化ができず、コスト意識の低下につながっている 将来の出費の予測ができないため、コスト管理が洗練されていない |
| 影響を受けるパフォーマンス・ファクター | 不具合発生時の応答性 要員のスキル | 発電設備の各種 KPI (信頼性、稼働率、発電効率) 設備の寿命 | 財務・会計上の各種経営指標 (収益率、投資効率) |

出典：JICA 調査団

経営の観点では、指標を導入する目的は組織の経営状態の把握と効率の標準化にあるが、実際に全発電所にわたってこれらのパフォーマンス・ファクターをすべて採用することは現実的ではない。経営層は、意味のある指標を設定し監視を続けるための枠組みを作る必要がある。ほとんどの発電事業者は、信頼性、稼働率、安全、効率に注力している。しかし一方では、政府による規制や法令の変更に備えて環境影響を採り入れるなど、他分野についての検討も行わなければならない。情報管理および共有システムの導入を進めるにあたっては、このような経営環境の変化にも対応できるような、柔軟なシステムの設計が非常に重要である。

(4) 結論

調査の結果、発電業務の主要業務である三つの業務、運転、不具合対応、補修計画について課題が見つかった。これらの課題が発生する主な原因として、情報が十分に整備されていないことと、業務プロセスの連携ができていないことが挙げられる。管理の階層レベルにかかわらず、改善を推進するために必要な客観的なデータが要求されている。

経営層および組織の各部門が、種々雑多なデータの中から意味のある指標を慎重に選択することによって、組織全体の効率の改善が実現できる。つまり、組織大での統一された情報管理戦略が必要となる。これは、データの取得、共有、業務プロセス間の連携のための枠組み作りを行うことから始める。一度業務プロセスが確立され、共有すべき情報がきちんと決まれば、各業務領域における計画、実行、および結果の評価と業務上のさまざまな判断への反映について、これらを実践することは非常に容易となる。この改善サイクルは全組織をとおして実践される必要がある。それにより、異なる業務のプロセスが情報共有によって協調することができ、その成果は組織全体の効率の改善となる。そして、企業全体では、経営資源である人材、設備、財務の投入の効果として認識される。

18.8.4 情報管理戦略

(1) 主要プロセス

課題のツリー分析によって主要業務領域のプロセスの中に、企業の経営効率に影響する鍵となる課題（要因）が見つかった。下表は、これらの鍵となる課題が、経営資源の観点から組織全体の効率にどのように関係しているのかを示す。表中の色つきセルは、課題ツリーの色つきセルと対応している。各課題には、発電所における情報管理の実情についてのヒアリング結果を記載している。

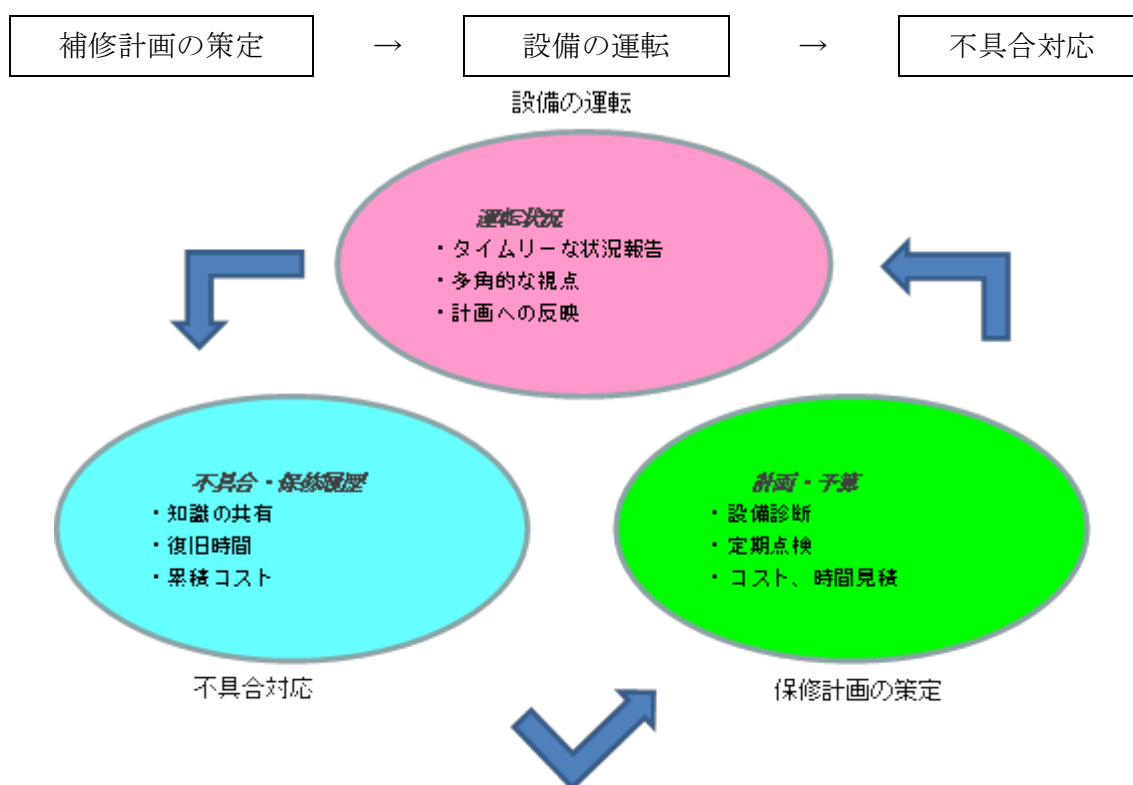
表 18-18 経営資源から見た主要業務領域での課題

| 業務領域\資源 | 人材 | 設備 | 財務 |
|---------|------------------------|---|-------------------------------|
| 設備の運転 | - | データロガーのない箇所もあり。情報系インフラが未整備。 | - |
| 補修計画の策定 | 技術力の維持や向上を図りたいとのニーズあり。 | 全体に、設備は故障するまで動かすとの傾向が強い。 物品管理は発電所ごとの予算で個別に行っている。 | 予算策定や調達計画の策定が困難。 計画の実行が困難。 |
| 不具合対応 | 技術の水平展開や継承するしくみがない。 | 不具合情報と設備との関連付けができていない。 修繕に必要な資材と調達との関連付けができていない。 | 累積コスト（TCO）監視を行っていない |

出典：JICA 調査団

(2) システム化対象のプロセスとデータ

前述の三つの業務は発電事業の主要業務であり、これらの主要業務の流れを、典型的な発電事業のビジネスプロセス・サイクルとして下図に表す。



出典：JICA 調査団

図 18-34 発電事業における主要業務サイクル

サイクルは固定の周期を持ち、それぞれ異なる管理レベルで発生する。主要な目標は詳細なデータ項目として細分化され、発電所や部門で共有される。実施状況の監視や統制の頻度は管理の階層レベルによって異なる。経営層に向けた月次報告の管理は発電所レベルで行われ、本社に報告される。日次の点検報告は、まず初めに技術部門の責任者に対して行われる。最も重要なポイントは、組織の階層や部署を通して、これらのサイクルの同期が取られていることである。本提案の目的は、組織全体の情報管理を統合的に行うための枠組みを作り、経営層から各部署にいたるまで、階層や専門分野にかかわらず、計測可能な主要パフォーマンス目標、KPI(Key Performance Indicators)の達成に利用することにある。

サイクルが改善に向けて動き続けるためには、データの選択が鍵となる。以下、それぞれのプロセスに対応するデータの領域と各プロセスが抱える問題点、および情報共有の観点からデータの扱いとして目指す改善ポイントについて詳細に述べる。

(a) 運転状況

管理部門への報告やデータの取り扱いが紙ベースであるため効率が悪く、報告をもとにしたすばやい現状分析と判断がなかなか実現できない。競争力のある先進的な経営を目指して、タイムリーな報告と分析に活用できるデータの形態が望まれる。

情報の電子化と共有が目指すもの：

- プラントの状況をタイムリーに、正確に、分析できる形で、可視化して提示
- 計画や予算の策定に活用

(b) 不具合・補修履歴

発電所によってはソフトウェアを導入して不具合管理を行っている例もあったが、他システムとの連携は行われていない。不具合対応の業務は他の業務との連携が無く、データ管理はシステム化されていない。対応要員の最適化は容易ではない。履歴やノウハウの蓄積、過去データから得られる教訓を利用できる形態に技術要員で共有できるしくみ、また、調達部門など、他部門に提供して別の目的に活用できるしくみが必要である。発電所間で共有可能な部品の在庫を集中管理することで、社内調達の制度を活用し、調達手続きの簡素化と時間短縮を図ることも考えられる。また、過去に発生した不具合の影響分析を行って、将来の事態に備えることができる。

知識の共有が目指すもの：

- 不具合発生時の対応支援
- 対応時間、復旧時間の短縮
- 修繕などの効率化
- 人材育成およびスキルアップ
- 類似設備についての水平展開
-

過去の不具合発生傾向、修理状況、調達、予算策定との連携が目指すもの：

- 不具合発生時の調達業務の効率化とリプレース時期の最適化
- 予備品在庫の最適化
- 設備の TCO (Total Cost of Ownership) の把握

(c) 計画・予算

多くの調査、研究によって予防保全によるコストは故障の修理コストよりも低くなることがわかっている。実際にコスト低減の効果が出るまでには時間がかかるが、故障による停止が発生するまで運転を続けるよりも、補修のための計画停止を行う方がメリットあることを裏付ける十分なデータが将来得られるはずである。また、設備の状態に基づく調達計画の策定によって、予算精度の向上、予備品・消耗品在庫の最適化が可能となり、財務面での効率化が見込まれる。

点検計画の実践が目指すもの：

- 設備の状態による故障予測による不測の事態への準備の強化
- 正確なコスト、時間見積
- 予算の適切な管理と予備品、消耗品在庫の適正化
- 設備のライフサイクルコストの把握と投資判断
- 適切な補修による設備寿命の延伸

計画停止が目指すもの：

- 供給先への影響の軽減
- 機会損失、起動停止コストの低減

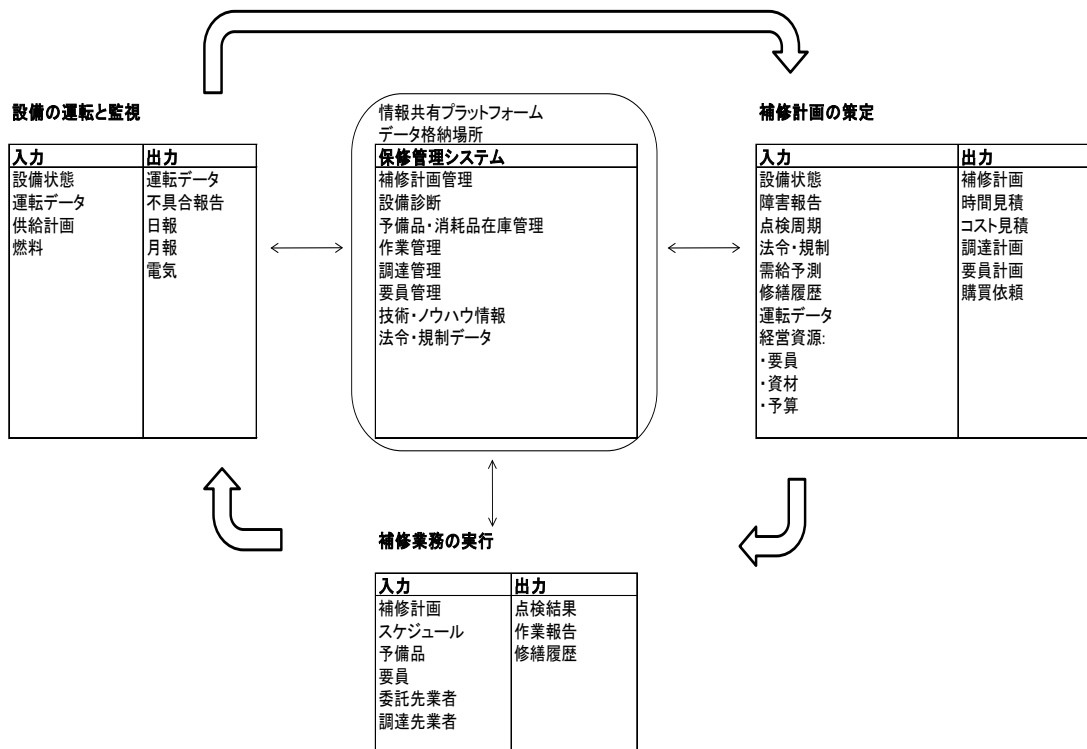
18.8.5 情報共有システムの導入

(1) 情報共有プラットフォーム

プロセスサイクルにおける三つの主要業務領域とデータ領域では、さまざまな業務が人間やコンピューターによって行われている。例えば、データの収集は紙の書類を受け取る、電子ファイルを受け取ることで行われる。補修計画はまず設備診断によって策定される。法令や規制、製造元の推奨点検時期なども考慮される。そのほかにも、停電スケジュール、要員配置、調達も検討しなければならない。このように、データの収集には多くの人手による作業と書類のやり取りが発生する。情報共有プラットフォームは、すべての部門に対して業務の遂行に必要な情報のアクセスを可能にする。調達責任者は、補修責任者からの要請により、調達計画を変更することもできるようになる。このような情報共有のしくみを導入するメリットを以下に挙げる。

- (a) 集中的な情報管理により、データの分散により発生するデメリットを低減する。
- (b) 業務プロセスの連携と制御が容易になる。
- (c) 柔軟性、拡張性を実現できる。

下図は情報共有プラットフォーム上で動く補修業務のプロセスサイクルの例を示す。サイクルのそれぞれのフェーズには、入力と出力があり、その情報の形態は紙の書類、会話、電子メールや電子ファイルなどさまざまである。従って、経営層が情報戦略のための全社的な枠組みを設定することが非常に重要となる。一度情報の取り扱いが決められれば、プラットフォームではそれらさまざまなデータを構造化し、統一的に格納することができる。



出典：JICA 調査団

図 18-35 補修業務のための情報共有フレームワーク

日常の業務からどのデータをどう収集すればよいかとの関心は、管理の階層のレベルによって異なる。情報共有のための枠組みでは、それらの業務の効率目標と合わせた効率測定指標を定義する。対象となる項目とそのデータの収集方法を注意深く決めることによって、効果的なデータ収集が可能となる。

下表は、管理階層レベルごとのパフォーマンス・ファクターと、それらによって組織的な業務効率を測定するために必要なデータの収集元の例を示す。データの収集方法と受け渡し形態は情報収集の効率に影響する。目視による計器の読み取りと手作業によるデータの輸入は、自動化されることで、報告プロセスでの誤りや遅延を減らすことができる。

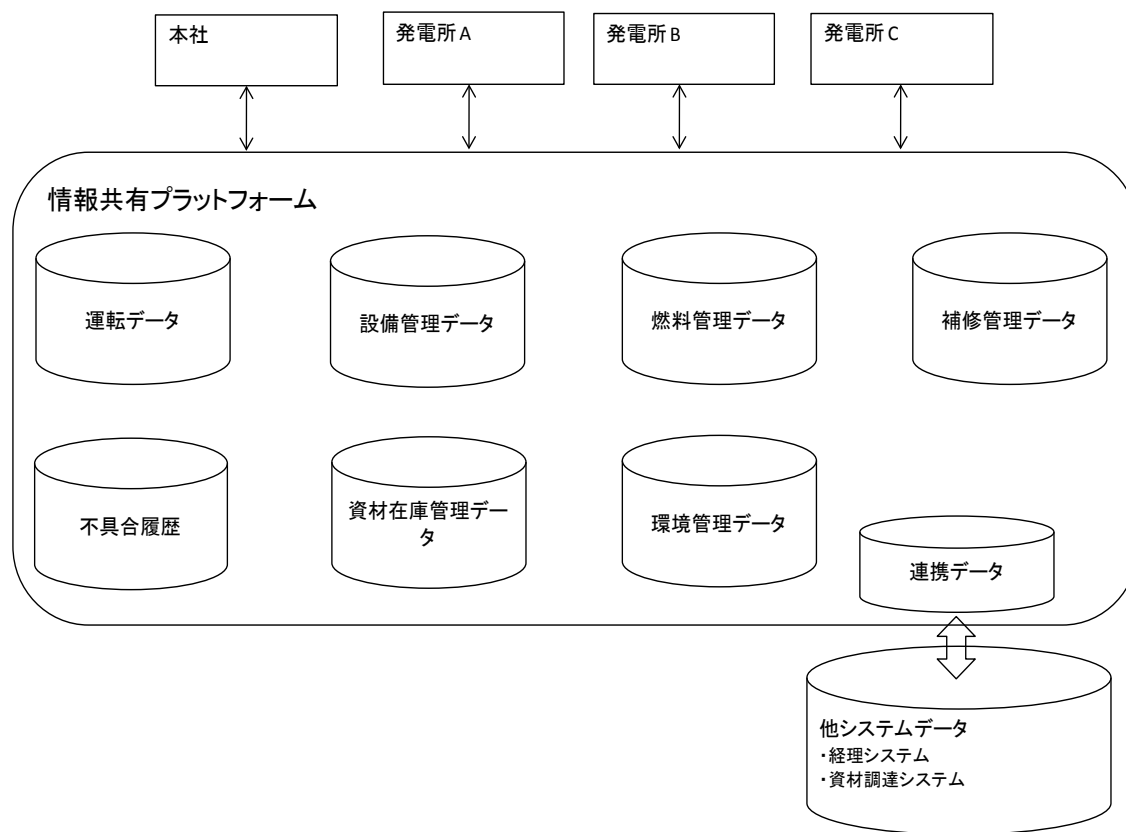
表 18-19 各種指標と元データの収集例

| | パフォーマンス・ファクター | 情報の取得元 - 情報の提供形態 | データ収集方法 |
|------------------|---------------|--|---|
| 企 業 大 | 財務 | 財務指標など 財務データ - 経理システムからの出力ファイル | データの手入力 |
| | 設備 | 信頼性 稼働率 効率 運転データ - データロガーからの電子データ 損傷報告 - 紙による報告 巡回点検報告 - 紙による報告 | 計測器からの伝送 目視による計器読み取り 報告書の手作業による作成 |
| | 人材 | 事故件数 技術要員数 離職率 要員情報 - 人材管理システムからの出力ファイル 定期報告 - 発電所からの紙による報告書 | データの手入力 報告書の手作業による作成 |
| 発 電 所 大 | 生産性 | 生産 消費 効率 運転データ - データロガーからの電子データ 定期報告 - 紙による報告 | 計測器からの伝送 目視による計器読み取り 報告書の手作業による作成 |
| | 保修効率 | 予算精度 停止時間 作業 / 調達計画 - 紙による計画書 調達履歴 - 経理システムからの出力ファイル | データの手入力 |
| | 不具合対応 | 対応性 停止時間 作業報告 - 紙による報告 | データの手入力 |
| | 環境影響 | 排気量 排水量 廃棄量 排出データ - データロガーからの電子データ 定期報告 - 紙による報告 | 計測器からの伝送 目視による計器読み取り 報告書の手作業による作成 |

出典：JICA 調査団

情報共有プラットフォームは、本社部門とその他の業務部門をシームレスにつなぐことができる。情報の流れは統制され、報告プロセスは簡略化される。部門によっては既存の業務システムが使用されている場合もあるが、ほとんどのアプリケーション・ソフトウェア製品は、標準フォーマットによるデータの入出力機能を備えているため、情報共有プラットフォーム上のシステムとの連携を行うことができる。この機能を利用することで、社外の組織、例えば系統運用機関などとの連携も可能となる。

下図に、情報共有プラットフォームの例を示す。プラットフォームはアプリケーションのさまざまなユーザー・インターフェースを通して、利用者に情報の共有機能を提供する。主な機能は、データベースのアクセスとファイルの取り扱いである。



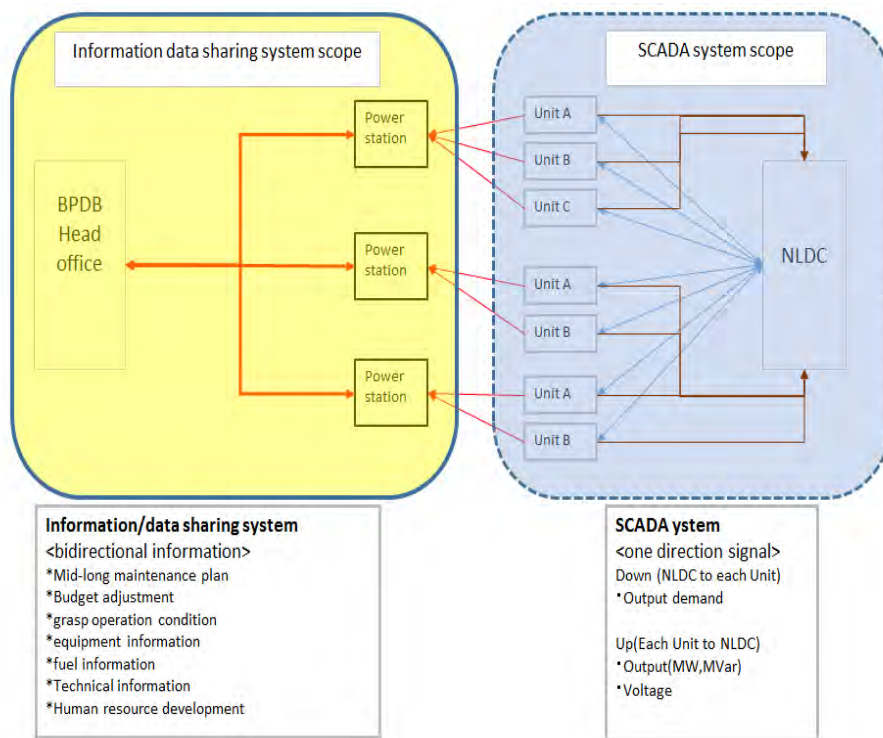
出典：JICA 調査団

図 18-36 情報共有プラットフォームのイメージ

(2) 統合化された発電所管理システム

調査結果によると、いくつかの発電所では、不具合情報もふくめた発電データの管理システムとしてアプリケーション・システムを導入している。このような既存のシステムを持つ貴重な情報資産についても、新システムの導入を進めるにあたっては考慮することが必要となる。既存システムのデータの取り扱い、全社を通しての情報統合管理を行うための戦略に含まれていなければならない。ERP(Enterprise Resource Planning)と EAM(Enterprise Asset Management)は、このような統合的な情報共有機能を、さまざまな異なる目的でシステムを利用するユーザーに対して提供するアプリケーション・システムの例である。導入の利点のひとつとして、業界で標準的なデータとプロセスの構造を持つことが挙げられる。システムの構成には、ビジネスプロセスとそれらが利用するデータ、報告書や帳票の書式のテンプレートまで含まれており、利用者のニーズに合わせてカスタマイズすることができる。前述のとおり、柔軟で拡張性のあるプラットフォームによって、組織の変更や制度の変更にも対応でき、外部組織との連携も可能である。

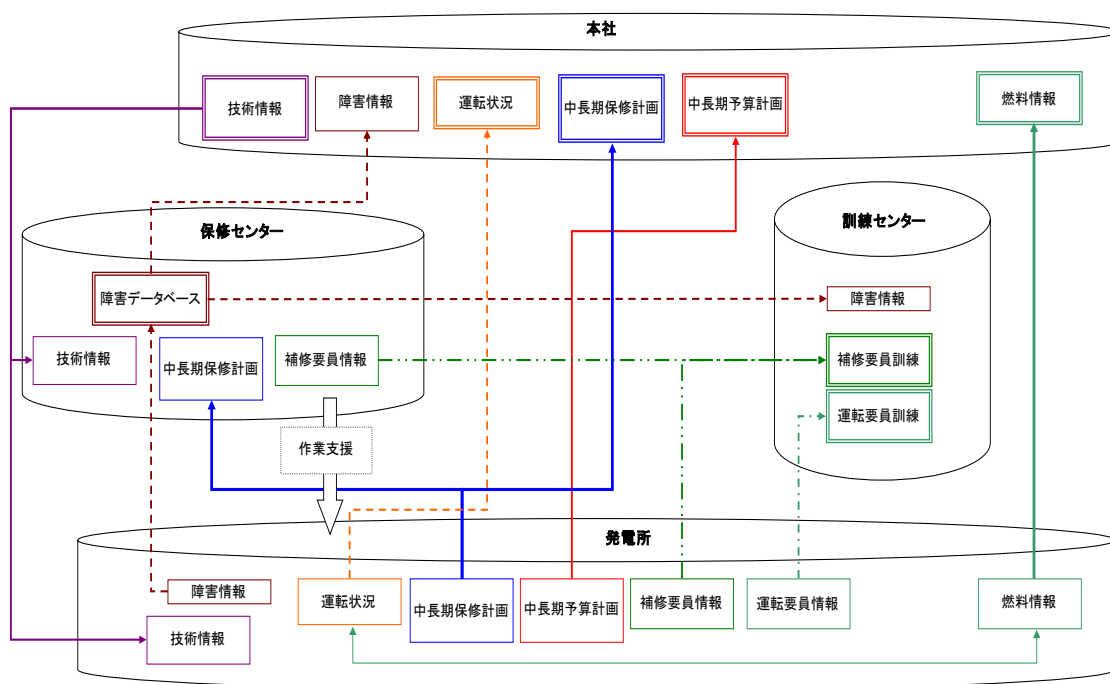
下図は、本章にて説明する情報共有戦略に基づく情報共有化システムのカバー範囲、及び中央給電所が発電所に出力信号を指示する SCADA システムがカバーする範囲を示したものである。情報共有化システム及び SCADA システムは、目的を異にした、互いに独立したシステムである。



出典：JICA 調査団

図 18-37 情報共有システムと SCADA システムの範囲の違い

下図は、発電所運営情報管理システムの概念モデルとして、新設組織である補修センター、訓練センターとの情報共有を想定したシステムの将来像を示している。補修センターは技術情報収集、中長期補修計画策定、発電所現場トラブル時の技術支援及び情報収集、並びに定期点検時の現場作業補助を行う機関であり、訓練センターは運転・補修要員の育成を行う機関である。補修業務と訓練業務はそれぞれ別個に行われるが、情報共有プラットフォーム上でのデータの流れを統制することによって、設備の運転と補修業務の改善サイクルを効果的に実現できる。図中では、共有システムが管理する補修の知識、補修計画と実践結果、不具合情報などのデータの流れを、組織間での情報の流れとして描いている。



出典：JICA 調査団

図 18-38 バングラデシュ向けシステム機能およびデータフロー概観

(3) モジュール構成

システムは下記の3つの主な業務向けモジュールから成る。ユーザーはこれらのモジュールにアクセスするか、もしくは連携しているアプリケーションから本システムのインターフェースとファイルにアクセスすることによって、情報共有プラットフォーム上で他ユーザーと協調して業務を行うことができる。

- (a) 運転データ管理
- (b) 補修計画管理
- (c) 不具合管理

将来必要な機能として新たにモジュールを追加することも可能である。例えば、政府による環境関連規制が新たに導入される場合、環境管理システムを追加することができる。石炭火力の導入が将来あるのであれば、燃料管理システムも検討の余地がある。以下、主要モジュールそれぞれについて機能を説明する。

(a) 運転データ管理

このモジュールは、発電所の運転効率を可視化するための機能を備えている。データは主に発電設備から収集される。パフォーマンス指標の計算に使われるいくつかのパラメーターについては、データが手入力となる。管理の階層レベルによって使われる KPI(Key Performance Indicators) は異なる。

- 報告周期、データ取得周期の設定
- 分析のためのグラフや表による表示
- 管理の階層レベルに合わせたデータの集約や比較

(b) 補修計画管理

業務の計画策定と管理を行うプロジェクト管理機能。人材、設備、財務の経営資源に注目し、補修業務の効率の監視と予算の管理を行う。

- スケジュールと進捗の管理
- 調達計画と予算の管理
- 補修履歴の管理

(c) 不具合管理

設備管理情報と連携した不具合事例データベース。不具合が発生した機器の情報とそれに付随する情報を一元管理された状態で扱うことができる。予防保全を行うには機器の履歴データが必要となる。それを参照することで、今後の修理に費用をかけるべきかどうかの判断も可能となる。

- 類似事例の検索機能による対応要員への支援
- 技術情報とコスト情報の一元管理
- 要員訓練にも利用できる整理されたデータ

同国では天然ガスから石炭へのエネルギー政策の転換が図られているので、将来の新しい発電設備のために、次のモジュールを追加することも考えられる。

(d) 燃料管理（将来の計画に向けて）

ユーザーは燃料の調達から払出までの状態を監視し続けることができる。情報には燃料の受入量とその価格が含まれている。月次報告によって過去の購買履歴から傾向がわかるので、調達計画の策定に役立てることもできる。

- 燃料の輸送、受入、貯蔵、払出の管理
- 燃料分析値、品質の管理
- 燃料価格、その他費用の管理

(e) 石炭灰管理（マタバリその他向け）

環境に配慮した処理やリサイクルを確実に行うためには、設備から出る石炭灰の管理は不可欠である。石炭灰の処理委託先への搬出量、輸送から処理までの費用の予算および支払いの管理を行う。石炭灰の処理費用は、処理量に応じて単価契約にもとづき業者に支払われる。契約情報、委託先業者の資格情報を登録する。

- 石炭灰の搬出量の管理
- 処理費用の予算管理、支払データ管理
- 単価、その他契約情報の管理

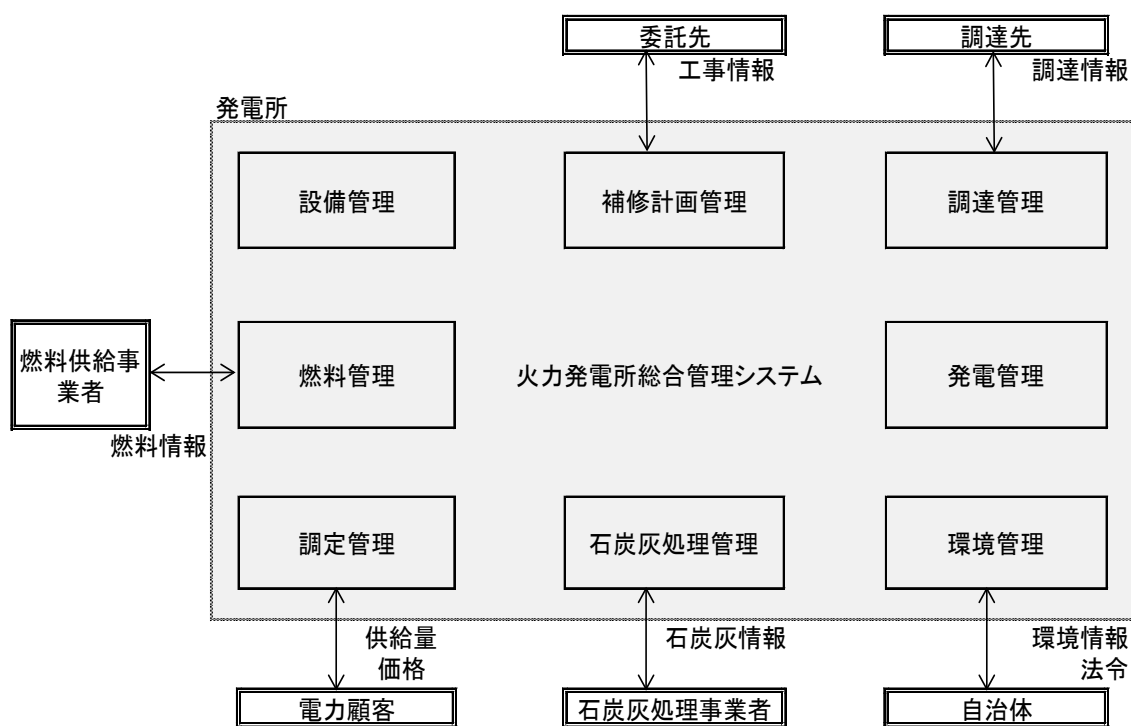
(f) 環境管理（マタバリ向け）

大気、水の測定値によるばい煙や汚水の排出量、産業廃棄物の排出量データの一元管理。短期的には石炭火力による硫黄酸化物の排出増加に対応、将来には環境管理システム（EMS）の実践に即した環境データの整備を行う。

- 測定値の管理、分析、評価
- 法令に対応した報告書の出力

(4) さらなる発展に向けての参考事例

このように、上述の統合的な発電所情報管理システムは、同国の発電事業のさらなる発展とビジネス環境の変化に伴い必要な機能の追加が考えられる。将来を見据えた発電所の情報管理システムの発展形として、信頼性、効率において常にベストプラクティスを行っている日本の発電事業者の事例を下図に示す。



出典：JICA 調査団

図 18-39 日本の先進的な火力発電所の情報管理システムの例

同発電事業者は、設備の信頼性維持・向上のための取り組みとして、過去二十年以上にわたり火力発電所における情報管理のシステム化を進めてきた。大都市圏への供給責務を担う十箇所以上に分散する発電所は型も燃料も異なり、周辺施設の維持と合わせて、人手や個別のパソコン上のシステムに頼る情報管理の限界に対する問題解決のひとつが、本社、発電所、社外組織を結ぶ統合システム化である。

日本の発電設備は高度な情報管理によって維持されており、その範囲は発電所の主要業務および環境管理、安全管理、コンプライアンス、株主への説明責任、社会的責任にまたがる。精度の高い情報提供は発電事業者の責務であり、常に社会の厳しい監視の目にさらされているため、情報の企業活動への影響度が大きい。一方、高出力、大容量の先端設備の補修は綿密なデータ収集と分析による予防保全、予兆診断によって支えられている。ベストプラクティスを目指す「バ」国における発電事業の今後の発展を考える参考事例になると思われる。

18.8.6 実現方法の提案

(1) 情報管理システム導入に向けての準備

統合的な情報管理戦略の計画策定にあたっては経営層による強力な指導力が必要となる。業務プロセス間の関係は、改善サイクルでのその部門の役割や目的を表しており、それにより共有すべき情報がわかる。運転部門が発電量の維持に専念している一方、補修部門はどの機器を止めなければならないかを定めることとなる。発電計画と補修計画はスケジュールや設備状態データを共有して、協調して業務を進めなければならない。調達部門は補修から調達依頼が来る時期を知る必要がある。なぜなら、業者の選定や支払手続きの遅延が補修作業全体の遅延につながり、結果、発電設備の停止時間の延伸につながりかねないからである。

組織全体にわたって業務プロセスとデータの流をすべて書き起こす作業は、とても時間のかかることかもしれない。そこで、段階的なシステム導入が推奨される。フェーズド・アプローチと呼ばれる手法では、従来の業務プロセスやデータの扱いを少しずつ情報共有プラットフォーム上のシステムと置き換える。経営層は業務目標を優先付けして、システム上で共有するデータとして使用する指標を慎重に選択する。柔軟で拡張性の高いプラットフォームでは、新たな業務システムの段階的導入は着実な方法と言える。

システム導入の準備としては、検討しなければならない多くの点がある。優先的にシステム化する業務プロセスを調査して、どの作業を自動化することができるか、どのデータを共有プラットフォームに乗せられるのかを見極めなければならない。戦略的な ICT 導入計画の実践では、以下の点について、ひとつひとつを明確化しなければならない。

(a) ICT 設備

- 発電設備からのデータの取得
- 所内 LAN
- データの保管場所（データセンター）
- 企業内 LAN

(b) 管理戦略

- 業務プロセス
- KPI (Key Performance Indicators)
- 社外組織との調整（納入業者、委託先など）
- 従業員教育

(c) ICT 運用

- 既存システムの扱い
- 運用ルール
- ICT 要員育成

これらの項目について明確化を図るために今後必要となる調査の内容を表にまとめた。

表 18-20 今後の詳細調査において検討すべき内容

| カテゴリ | 項目 | 調査内容 |
|--------|----------------------|---|
| ICT 設備 | 発電設備からのデータの取得 | 既存プラントにあるデータロガーとの通信要件の確認 |
| | | 保有するセンサー項目の内容および、データ蓄積周期の確認 |
| | 所内 LAN | 発電所間のプラント～サービスビル間の N/W 回線状況の確認 |
| | データ保管箇所 (データセンター) | 将来の拡張性を見据えたデータ配置構成を検討のうえ、各データの最適な集約・保管箇所を選定 |
| | 外部回線 | 共有データおよび、配置箇所の確定に順じ、同データの授受について、安全性・安定性を確保した帯域・信頼性を持つ外部通信回線の設計・構築検討 |
| 管理戦略 | 業務プロセス | 主要 3 業務を対象とし、既存業務フローの棚卸しと、システム化要件を整理するための業務要件ヒアリングを実施 |
| | KPI | 標準化すべき KPI の策定、主要効率指標の洗い出し |
| | 社外組織との調整 | 法律面を含む各ステークホルダーと協議のもと、データ共有範囲の明確化 |
| | 従業員教育 | 想定されるシステムユーザーの IT 活用レベルの把握 |
| ICT 運用 | 既存システム | 既存システムを保有状況の把握 |
| | 運用ルール | 運用フロー・体制の策定に関する検討 |
| | ICT 要員育成 | システム管理者の保有 IT スキル、運用スキルの把握 |

出典：JICA 調査団

(2) 導入の方法

システム導入にあたっては、業務プロセスの変更が必要な場合が考えられる。企業は急速に変化する市場からの要求に応えなければならない。新規の資材や燃料の調達先を受け入れる、燃料の種類が変わる、資材購買や作業委託の契約に新たな種類が加わるなど、調達方法が変わる場合もある。情報管理システムが柔軟にできていて、このような変化に対応できるとしても、旧来の業務分掌に沿って作られた組織の構造は簡単には変わらないであろう。プロセスのサイクルが改善に向けて動き続けるためには、プロセスの一部を見直し、変更することも取るべき手段のひとつとして考えられる。

表 18-21 導入実施と業務プロセスの変更案

| システム導入の方法 | 業務プロセスの変更 | | |
|--------------------|--|---|---|
| | 変更しない | 一部を変更する | プロセスを作り直す |
| 業務アプリケーションのカスタマイズ | 現実的ではない。システムと業務の適合性を検討する必要あり。既存システムが重荷になる。 | 提供機能を活用する。適合性を検討して、変更するプロセスを決める必要がある。データの重複や業務の重複が残ったままとなる。 | 提供機能を活用する。短時間で導入可能。最も経済的、先進的。新規事業向け。既存システムから新システムに移行。 |
| 業務アプリケーションの改造・機能追加 | 提供される機能を活用。既存システムとの連携も行う。初期コストは比較的高くなる。 | 提供機能を活用する。既存システムとの連携も行う。コストはやや高い。 | 提供機能を活用する。既存システムとの連携を行う。コストはやや低め。データの重複や業務の重複が残ったままとなる。 |
| 自社システムの開発 | プロセスがベストプラクティスを実現しているならば、変更の必要はない。柔軟性に欠けるシステムになりかねない。コストは高い。 | 慎重に設計したシステムは柔軟性のあるものになる。開発コストは高い。 | 組織に最も適合したシステムを開発する。システムを経営戦略にあわせる。既存システム連携を担保。長期にわたる ICT 戦略が必要。 |

出典：JICA 調査団

各評価タイミング及び評価項目は以下の通り。

カテゴリー：情報管理

<Item a>

| | |
|---------|----------------------------------|
| 評価タイミング | マタバリ運転開始 1 年後 |
| 評価項目 | 運転データの共有、蓄積、計画に基づく補修の実施 |
| 評価指標 | KPI に必要なデータ点数、計画立案数、計画にもとづく工事実施数 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

<Item b>

| | |
|---------|--|
| 評価タイミング | マタバリ運転開始 2 年後 |
| 評価項目 | 計画に基づく補修の実施、予算策定の効率化、精度向上 |
| 評価指標 | 法令順守率 100% (資格者数・研修実施率)、予算外実施 0 件、遅延 0 件 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

<Item c>

| | |
|---------|---|
| 評価タイミング | マタバリ運転開始 5 年後 |
| 評価項目 | 調達コスト削減、停止回数、停止時間低減、発電効率の維持 |
| 評価指標 | (ベンチマーク) コスト削減率 2.5%、停止回数 0、停止時間 7.5%低減 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

<Item d>

| | |
|---------|--------------------------------|
| 評価タイミング | (他火力試験実施) 運用開始 5 年後 |
| 評価項目 | 調達コスト削減、停止回数、停止時間低減、発電効率の維持 |
| 評価指標 | コスト削減率 2.5%、停止回数 0、停止時間 7.5%低減 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

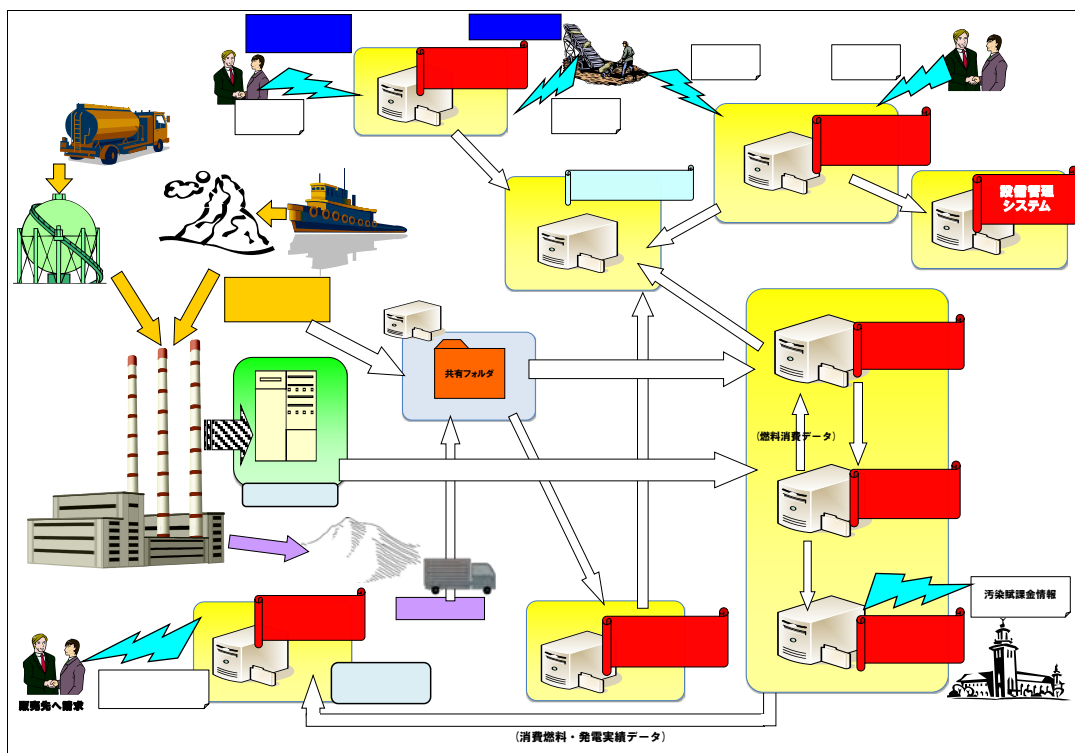
<Item e>

| | |
|---------|----------------------------------|
| 評価タイミング | (他火力試験実施) 運用開始 1 年後 |
| 評価項目 | 運転データの共有、蓄積、計画に基づく補修の実施 |
| 評価指標 | KPI に必要なデータ点数、計画立案数、計画にもとづく工事実施数 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

<Item f>

| | |
|---------|--|
| 評価タイミング | (他火力試験実施) 運用開始 2 年後 |
| 評価項目 | 計画に基づく補修の実施、予算策定の効率化、精度向上 |
| 評価指標 | 法令順守率 100% (資格者数・研修実施率)、予算外実施 0 件、遅延 0 件 |
| 未達時の対策 | 業務の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

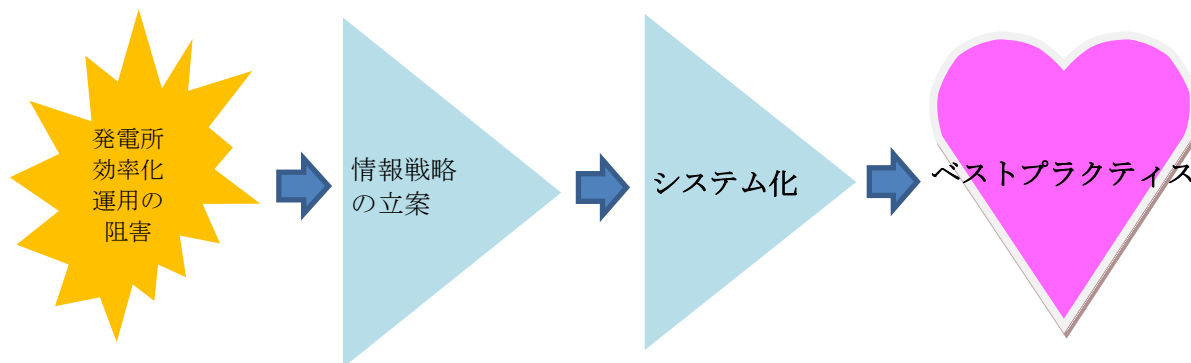
最後に、これらの期待される効果を実現するための将来的なシステム化イメージを下図に示す。



出典：JICA 調査団

図 18-42 将来のシステム化イメージ

今回の提案は、発電事業における情報の戦略的な利用に重点を置いたものとなっており、戦略を実践するにあたっては、計画、実行、評価、修正のいわゆる PDCA サイクルの適用を推奨する。これは業務効率の改善活動に使われる効果的な方法である。改善サイクルは組織全体を通して実行されるが、そのためには情報の共有と業務プロセスの連携が不可欠である。業務プロセスが確立し、共有すべき情報が決まれば、それにもとづいて計画を立て、実行し、結果の測定を行い、その評価を判断の材料にすることは容易となる。組織大の情報管理戦略を策定し、この効率改善のサイクルを統制の取れた部門間の情報共有と協調体制によって全社的に実践することにより、「バ」国の火力発電所の経営をより優れたものとする事ができる。



出典：JICA 調査団

図 18-43 ベストプラクティスに向けた情報管理の実践

18.9 訓練センター

18.9.1 研修施設の必要性

「バ」国の O&M 向上を図るために最も必要なこととして、研修機関の構築が挙げられる。18.3.2 O&M の現状取り纏めのところで述べた通り、「バ」国には効果的な研修を実施するための訓練センターが無い。従って、効果的な研修を実施するための研修施設、研修カリキュラム及び研修を担う講師自身を育成する必要がある。

日本における研修施設及び研修コースを参考に、「バ」国に必要なことを以下に述べてゆく。

18.9.2 研修コース

日本の電力会社においては、自社のスタッフ育成のため、運転員並びにメンテナンス要員それぞれ必要な技術が身につくような研修コース設定及び知識レベル確認を実施している。

<運転員コース>

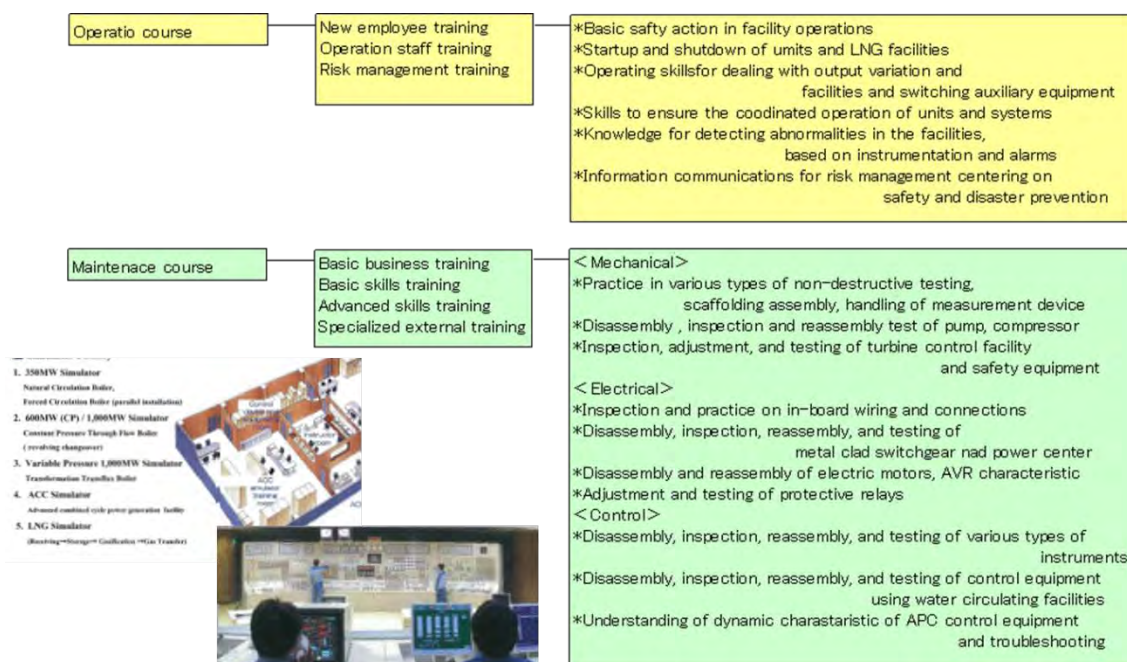
- (a) 新入社員トレーニング
- (b) 運転員トレーニング
- (c) リスク管理トレーニング（入門クラス、実務者クラス、管理者クラス）
- (d) 化学関係水処理、排水処理など）トレーニング

<メンテナンス要員コース>

- (e) 基礎訓練コース
- (f) 応用訓練コース（ボイラ、タービン、電気、制御）
- (g) 特別訓練コース

上記各々のコースは、さらに詳細な複数のコースから成り立っている。

また、運転員、メンテナンス要員各々経験年数に応じて必要な技術が身についているか確認し、認定している。



出典：JICA 調査団

図 18-44 訓練エンター研修コース例

18.9.3 講師

当然、訓練実施する担当者自身常に高い技術を要求されるものであるため、彼ら自身も研修を受けている。また、講師自身現場と研修センター間における人事ローテーションにより、常に現場の知識を身に着けつつ、訓練センターの業務に反映している。研修において最も重要なことは、講師のレベルを常に高く保つこと、そのためには優秀な人材を各発電所から集めること、定期的な人事交流により常に講師に現場の環境を忘れないようにすることである。

18.9.4 研修施設(シミュレータ)

研修設備として運転操作研修用シミュレータは非常に有効なものである。
 運転シミュレータ機能としては基本的に以下の機能を満足する必要がある。

講師（トレーナー）機能として、

- (1) シミュレーション実行、停止、スナップショット機能
- (2) 初期状態設定機能
- (3) シミュレーション速度可変機能
- (4) バックトラック,再現機能
- (5) マルフアンクション機能
- (6) 運転条件変更機能

受講者機能として、

実際のオペレータコンソールと同等の画面が表示され、同等の操作が可能であることが必須であると同時に制御ロジック、レンド表示、警報画面表示出来ること

シミュレータ機能として、以下のシステムについてシミュレーションを行えること

- (1) プラント起動行程、停止行程コントロールシステム
- (2) 通常運転時コントロールシステム
- (3) バーナーコントロールシステム
- (4) ボイラシーケンスコントロールシステム
- (5) タービンコントロールシーケンスシステム
- (6) その他プラント運転に関するシーケンスシステム
- (7) 制御システム内、定数変更後のプラント運転シミュレーション

主要設備以外の設備（ボイラ、タービン、発電機以外の設備で、例えばコールハンドリングシステム、蒸気・水分析システム、消火システム等）に関しては、設備納入業者が異なる可能性が高いため、シミュレータの必要性についてオーナーが判断すること。

さらに、シミュレータにおける主要なコントロールロジック及びパラメータは、実機と同様であることが重要である。このことにより、プラント運転シミュレーションがより現実的なシミュレーションとなるためである。

18.9.5 研修設備(メンテナンス用)

メンテナンス要員の訓練設備として、実際に機器の分解点検が出来るような設備が必要である。また機器の選定に当たっては、バングラにおいてメジャーな設備であることが、研修終了後現場でより有効に経験を活かせるものとする。以下は、基本としてこの程度の設備があることが望ましいと考えるものである。

- (1) 電動機（モーター）及びポンプ
- (2) タービン給水ポンプ
- (3) コントロールバルブ及びアクチュエーター
- (4) 発信器圧力計、流量計
- (5) コントロールバルブ及びポンプ、水槽を一つのループとした制御系統等、ループとして動きが研修できるもの
- (6) 遠心ファン若しくは軸流ファン
- (7) 非破壊検査（PT、MT、UT）研修設備
- (8) 振動解析装置を用いた回転機器バランス調整研修設備

これは一例であり、訓練センターとして必要なものを取りそろえることが望ましい。

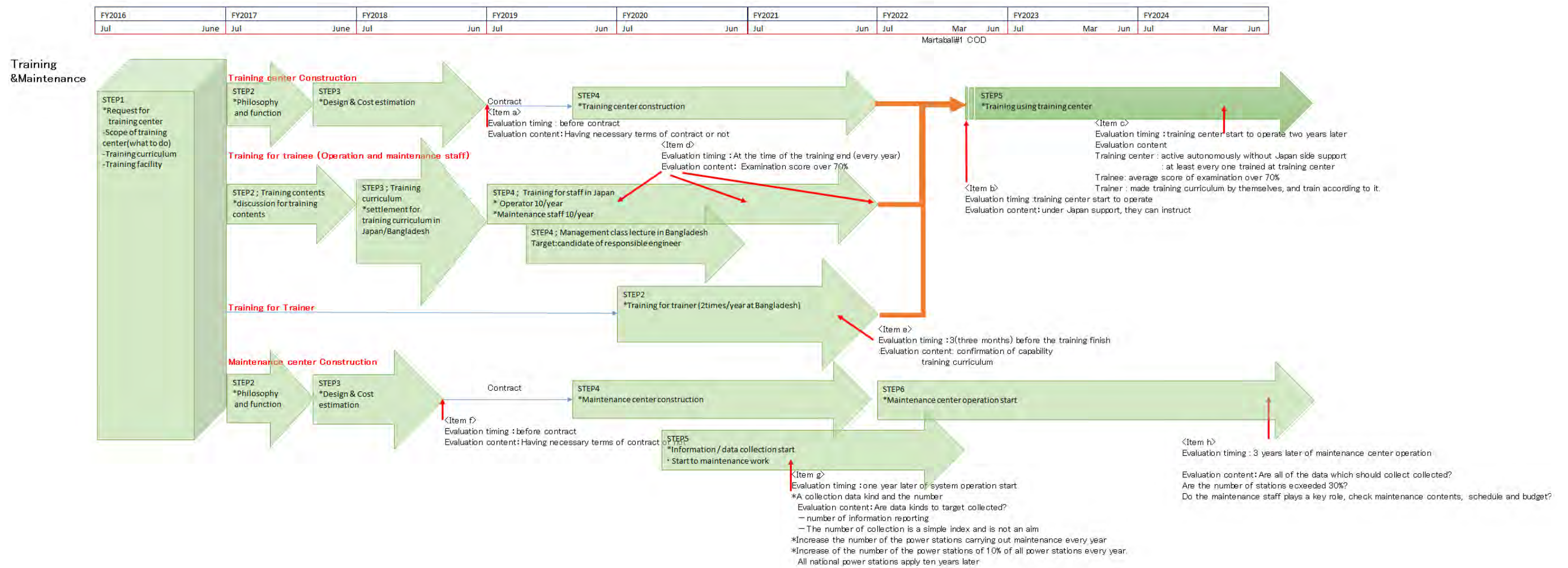
18.9.6 訓練センターにとって重要なこと

以上をまとめると、下記を満足することが必要である。

- (1) 新人からベテランまでに対応したカリキュラム
- (2) 講師育成、人事交流
- (3) 研修設備

18.9.7 研修センター構築に向けたスケジュール

以下に、マタバリをターゲットとした場合の、訓練センター設立並びに O&M 要員育成のためのスケジュール案を示す。



出典：JICA 調査団

図 18-45 研修センター構築計画のスケジュール

各評価タイミング及び評価項目は以下の通り。

カテゴリー：訓練センター建設

<Item a>

| | |
|---------|----------------------|
| 評価タイミング | トレーニングセンター建設に伴う契約締結前 |
| 評価項目 | 必要とされる要求事項の漏れが無いこと |
| 評価指標 | 項目漏れ率 0% |
| 未達時の対策 | 仕様書の見直し・助言 |
| 評価者 | FS を実施した組織 |

<Item b>

| | |
|---------|----------------------|
| 評価タイミング | トレーニングセンター運用開始時 |
| 評価項目 | 講師が自立して指導できるレベルであること |
| 評価指標 | 試験成績が 80%以上 |
| 未達時の対策 | 講師への再指導 |
| 評価者 | 指導者教育を実施した組織 |

<Item c-1>

| | |
|----------------|--------------------------|
| 評価タイミング | トレーニングセンター運用開始 2 年経過後 |
| 訓練センターに対する評価項目 | 全発電所技術職員が 1 回/年は受講していること |
| 評価指標 | 受講率が 80%を超えていること |
| 未達時の対策 | 受講の義務化 |
| 評価者 | 指導者教育を実施した組織 |

<Item c-2>

| | |
|-------------|--------------------------------|
| 評価タイミング | トレーニングセンター運用開始 2 年経過後 |
| 指導者に対する評価項目 | 研修カリキュラム作成 トレーニング実施スケジュール策定 |
| 評価指標 | カリキュラム進捗率 |
| 未達時の対策 | 講師への再指導 |
| 評価者 | 指導者教育を実施した組織 |

<Item c-3>

| | |
|-------------|-----------------------|
| 評価タイミング | トレーニングセンター運用開始 2 年経過後 |
| 訓練生に対する評価項目 | 受講後の試験成績 |
| 評価指標 | 70%以上 |
| 未達時の対策 | 研修生への再教育 |
| 評価者 | バングラ訓練センター指導者 |

カテゴリー：研修生研修

<Item d>

| | |
|-------------|---------------------|
| 評価タイミング | 毎年の訓練終了後 |
| 訓練生に対する評価項目 | 受講後の試験成績 |
| 評価指標 | 70%以上 |
| 未達時の対策 | バングラ国内訓練センター運営後の再教育 |
| 評価者 | 訓練生教育を実施した組織 |

カテゴリー：講師研修

<Item e>

| | |
|-------------|------------------------------|
| 評価タイミング | 研修終了後3か月以内 |
| 訓練生に対する評価項目 | 指導力確認 |
| 評価指標 | 訓練生同様の試験受講成績80%以上 |
| 未達時の対策 | 訓練センター運用開始時まで各自自習→Item bにて確認 |
| 評価者 | 指導者教育を実施した組織 |

カテゴリー：メンテナンスセンター建設

<Item f>

| | |
|---------|----------------------|
| 評価タイミング | メンテナンスセンター建設に伴う契約締結前 |
| 評価項目 | 必要とされる要求事項の漏れが無いこと |
| 評価指標 | 項目漏れ率0% |
| 未達時の対策 | 仕様書の見直し・助言 |
| 評価者 | FS実施した組織 |

<Item g>

| | |
|---------|-------------------------|
| 評価タイミング | 情報共有化システム運用開始1年後 |
| 評価項目 | 収集データ種類及び本店への情報提供数 |
| 評価指標 | データ種類漏れ0%、(情報提供数は目標値扱い) |
| 未達時の対策 | システム改修 |
| 評価者 | FS実施した組織 |

<Item h>

| | |
|---------|--|
| 評価タイミング | メンテナンスセンター運用開始3年後 |
| 評価項目 | 対象発電所増加状況、定期点検・予算への反映状況 |
| 評価指標 | 対象発電所は全発電所の10%/年増加を目標 定検計画(予算/実績)の乖離率 |
| 未達時の対策 | 本店への指導 |
| 評価者 | FS実施した組織 |