

第V部 エネルギーコストと料金のバランス

第 19 章 電力セクター財務状況

19.1 「バ」国における電力料金

「バ」国では、英国統治下の 1910 年に電力法 (Electricity Act) が制定され、また 1937 年にはより細かい規定を定める電力規定 (Electricity Rules) が制定された。同法はその後、東パキスタンとしての独立およびバングラデシュとしての独立の後それぞれ、統治機構の変更を反映した改正が行われ、またそれ以降も数度の法改正が行われた。

2003 年にはバングラデシュエネルギー規制法 (Bangladesh Energy Regulatory Act) が制定され、これまで電力法によって定められていた、料金設定、発電事業者、送電事業者、配電事業者へのライセンス等の規定を引き継いだ。

エネルギー規制法に基づき翌 2004 年、電気料金その他エネルギー料金を規制する組織として、バングラデシュエネルギー規制委員会 (Bangladesh Energy Regulatory Commission = BERC) が設立された。BERC が定めた主な電気料金政策としては、「電気料金の枠組み (Power Pricing Framework、2004 年)」、「ビジョン 2020 - 料金ガイダンス (Vision 2020 - Tariff guidance)」、「BERC 電気料金規則 (BERC Electricity Tariff Regulations)」（バルク供給料金、送電料金、小売り料金を含む）が挙げられる。

表 19-1 主要な料金政策

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">■ 電気料金の枠組み (Power Pricing Framework、2004)■ ビジョン 2020 : 料金ガイダンス (Vision 2020 - Tariff guidance)■ BERC 電気料金規則 (BERC Electricity Tariff Regulations)<ul style="list-style-type: none">発電 : 卸供給料金送電 : 送電料金配電 : 小売料金 |
|---|

出典 : South Asia Regional Initiative for Energy Integration (SARI/EI)

BERC の料金規則では、電気料金設定の原則と方法論が定められている。料金設定の原則は決まっているものの、必要に応じてある程度の調整が可能である。紛争の場合には、BERC が解決策を検討する。

BERC 法の第 22 条 (i) で規定されている通り、BERC が必要に応じて発電、送配電及びエネルギーの貯蔵に関して政府に対する協力や助言を行うこともできる。

「電力料金の枠組み (2004) 」と「ビジョン 2020」の主な内容を下表に示す。「電気料金の枠組み」によると、電気供給の合理的なコストを完全にカバーするように、顧客区分ごとの平均小売料金が設定される一方、政府からの補助金給付についても規定されている。また、ピーク時とオフピーク時、固定費 (キャパシティ・コスト) 及び可変費の別に電気料金が設定されることが記載されている。

ビジョン 2020 では、電力供給コストを反映した料金、資源の効率性、経済的な利用、良好なパフォーマンスと最適な投資、消費者の利益保護の重要性が強調されている。そのほか、ビジョン 2020 は、発電、送配電及び電力供給が商業原則に基づくことを提唱している。また、効率的な需要側管理を目的として、一日の時間別に電気料金を設定することが提唱されている。

表 19-2 料金政策

法律/政策	主な内容
電気料金 枠組み、 2004	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力供給のコストをカバーするように電気料金を定める ・ 政府が補助金を給付する ・ 特定のケース別料金体制 ピーク時とオフピーク時 固定費（キャパシティ・コスト）及び可変費
ビジョン 2020	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力供給のコストを反映した料金に関する指針 ・ 資源の効率性、経済的な利用、良好なパフォーマンスと最適な投資が重要 ・ 消費者の利益保護 ・ 発電、送配電、電力供給が商業原則に基づいて行われること ・ 効率的な需要側管理を目的とした、時間別の料金体制

出典：South Asia Regional Initiative for Energy Integration (SARI/EI)

BERC によって設定された 2015 年の電気料金は下表の通りである。顧客種別により異なる料金体系が導入されている。

表 19-3 バングラデシュにおける電気料金体制（2015年現在）

顧客の種類		電力量料金 (BDT/kWh)	サービス料金 (BDT/month)	需要料金 (BDT/kW/month)
Category A: Residential（住宅用） Life Line: 1-50 Units（月使用量が 50kWh 以下）				
1	A	First Step: From 00 to 75 units	1-Phase: 10.00 3-Phase: 30.00	15
	B	Second Step: From 76 to 200 units		
	C	Third Step: From 201 to 300 units		
	D	Fourth Step: From 301 to 400 units		
	E	Fifth Step: From 401 to 600 units		
	F	Sixth Step: From 601 to above		
2	Category B: Agricultural pumping（農業用水汲み上げ）		30	40 (Applicable for approved demand more than 30 kWh)
Category C: Small Industries（小規模工業用）				
3	A	Flat Rate	70	40 (Applicable for approved demand more than 30 kWh)
	B	Off-Peak Time		
	C	Peak Time		
4	Category D: Non-Residential (Light & Power)（非住宅用電灯・動力）		1-Phase: 10.00 3-Phase: 30.00	20
Category E: Commercial & Office（商業用および事務所）				
5	A	Flat Rate	1-Phase: 10.00 3-Phase: 30.00	25
	B	Off-Peak Time		
	C	Peak Time		
Category F: Medium Voltage, General Purpose (11 KV)（中圧一般用途）				
6	a	Flat Rate	400	45 (For Maximum Demand)
	b	Off-Peak Time		
	c	Peak Time		
Category G-2: Extra High Voltage, General Purpose (132 KV)（特別高圧一般用途）				
7	a	Flat Rate	500	40 (For Maximum Demand)
	b	Off-Peak Time		
	c	Peak Time		
Category H: High Voltage, General Purpose (33 KV)（高圧一般用途）				
8	a	Flat Rate	450	40 (For Maximum Demand)
	b	Off-Peak Time		
	c	Peak Time		
9	Category J: Street Light and Water Pumps		1-Phase: 10.00 3-Phase: 30.00	20

出典：バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）

注：「非住宅」に、水ポンプ等非住宅使用や街路照明等公共サービスが含まれる。

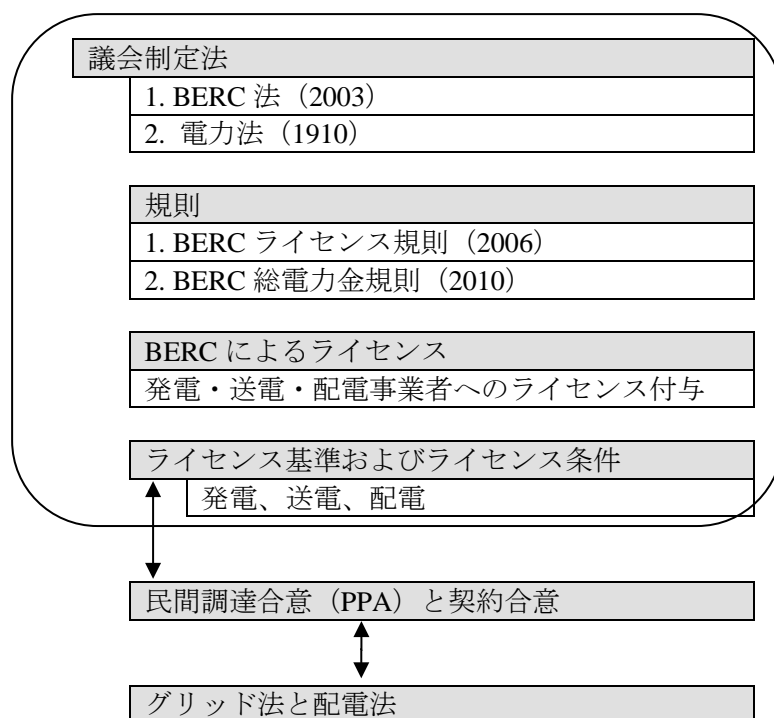
また、2003年のBERC法では、電気料金に係る課題、紛争解決及び政府との関係が下表の通り定められている。

表 19-4 料金政策

法律/政策	主な内容
BERC 法 2003 料金に係る 課題	第 22 条 (b) BERC 電気料金規則が効率的な利用、質の高いサービスを確保し、発電、送配電、マーケティング、供給、貯蔵及びエネルギーの流通を決定。
BERC 法 2003 紛争の解決	第 22 条 (j) ライセンシー同志の間、あるいはライセンシーと消費者の間の紛争を解決し、必要と認めた場合に仲裁に参照。 ※ライセンシーとはライセンスを受けた電力事業者を指す。 (k) 消費者紛争、不誠実なビジネス慣行や独占に対する救済を確保。
BERC 法 2003 政府との関 係	第 34 条 BERC は、政府の方針に従って料金を決定。 料金設定の方法論のみについて BERC が政府と相談しながら決定。

出典：バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）

上位法である電力法及び BERC 法に基づき、BERC では、BERC ライセンス規則（2006 年）や BERC 送電料金規則（2010 年）等の規則を発出している。



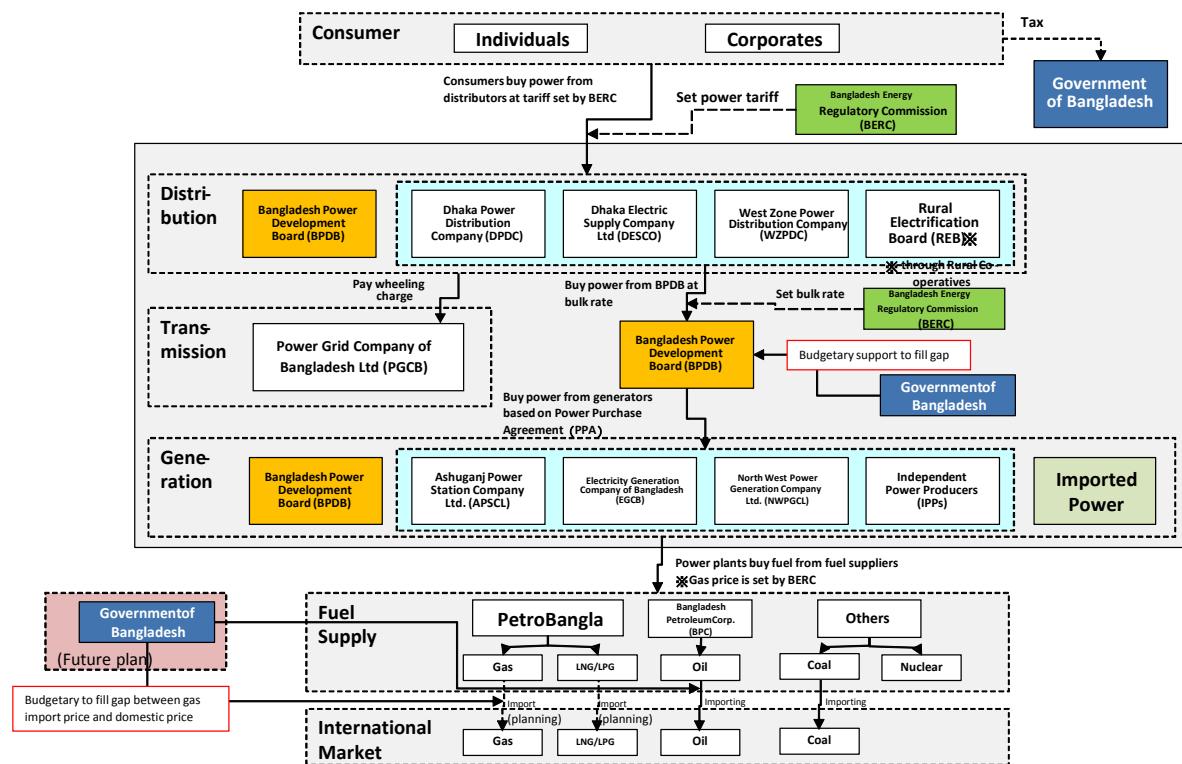
出典：バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）

図 19-1 「バ」国電力セクターにおける事業規制枠組み

19.2 電力セクターにおける資金調達状況

電力セクターにおける主要関係機関を整理した上で、機関間の資金フローの状況について整理した。ここではまず施設整備段階（資本投下段階）と運用段階に分けて検討した（図 19-2 と図 19-3 を参照）。

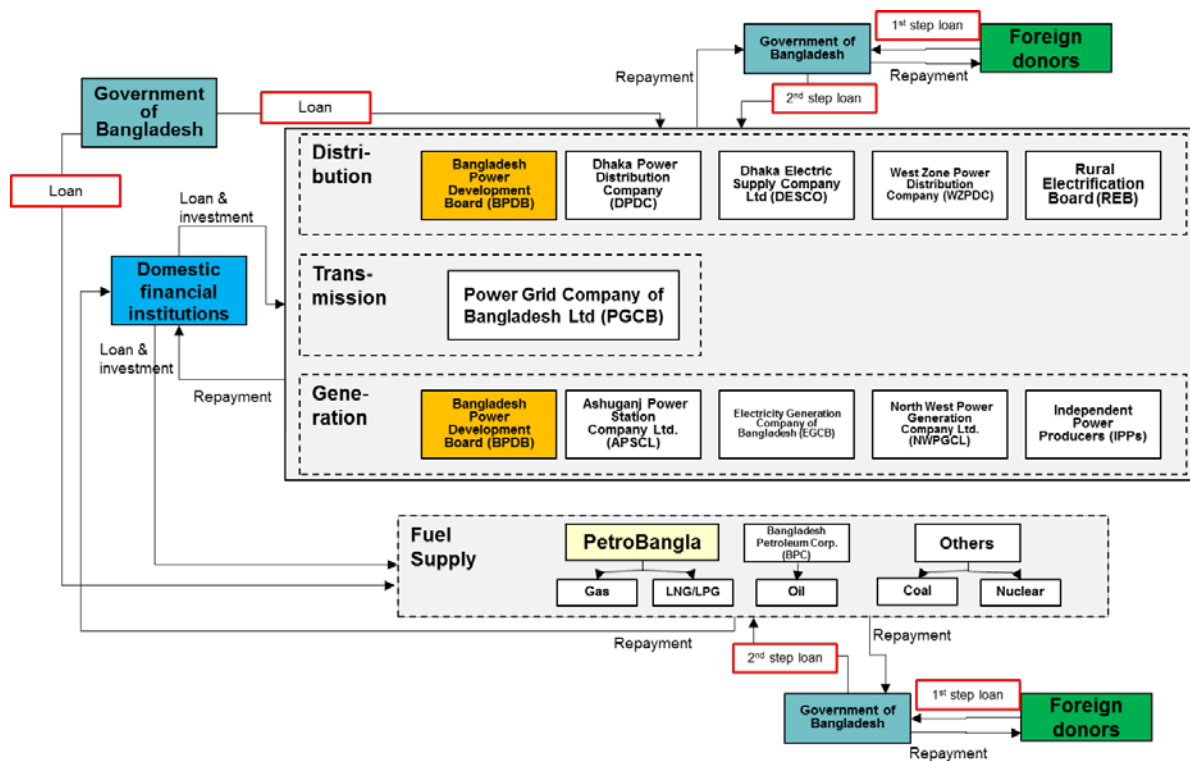
運用段階では、キャッシュは消費者（個人と法人の両方）から、BERCによって設定された電気料金で配電企業（BPDB、DPDC、DESCO、WZPDCとREB）へ流れている。これらの配電企業もBERCによって決定されたバルク料金でBPDBからの電力を購入している。また、各配電事業者は、 Bangladesh国における唯一の送電企業であるPGCBに送電料金を支払っている。加えて、シングル購入者としてのBPDBもBPDBと各発電企業との電力購入契約（PPA）に基づいて、発電企業から電力を購入している。これらの発電企業は、一次エネルギーの供給業者から、発電のために必要とされる燃料（ガスや石油、石炭など）を購入する。燃料が海外から調達する必要がある場合には、これらの一次エネルギー供給業者は、海外市場からの燃料を購入する。



出典：JICA 調査団

図 19-2 運用段階における Bangladesh 電力セクターでのキャッシュ・フロー

設備投資の段階では、電力関連企業（発電、送電、配電を含む）は、 Bangladesh国政府（GOB）または国際ドナー（世界銀行やアジア開発銀行、JICA など）や地元の商業銀行といった金融機関から借入れを行う。国際ドナーから借入れを行う場合には、ローンは2ステップによって事業に注入される。第一ステップでは、 Bangladesh国政府がドナーとのローン契約を締結し、これらのドナーが提供する政策ローンを借りる。第二ステップでは、 Bangladesh国政府が独自の条件を企業に対してタカでの融資を提供する。これらの融資条件の詳細は、後述する。



出典：JICA 調査団

図 19-3 設備投資段階における Bangladesh 電力セクターのキャッシュ・フロー

19.2.1 「バ」国電力セクターに対するドナーの援助プログラム

電力セクターにおける発送配電各部門の事業者は、それぞれの財務状況に基づき、さまざまな方法により資金調達を行っている。とりわけ、世界銀行（WB）、アジア開発銀行（ADB）、JICA 等の国際援助機関のみならず、「バ」国政府及び市中銀行の活用が顕著である。

(1) 概要

「バ」国エネルギー部門のパートナーとなっている国際開発機関は、アジア開発銀行（ADB）、イスラム開発銀行（IDB）及び世界銀行（WB）である。また、主要な二国間援助機関は、日本のほか、ドイツ、クウェート、ノルウェイ等である。主な協力分野は、発電、送電及び配電システムの改良、電力セクターの改革、電力規制委員会への援助、農村電化、発電所の改良ないし容量増大、キャパシティ・ビルディング及び計画策定等である。

開発パートナーによる主要な援助プロジェクトを下表に示す。

表 19-5 2015 年時点で進行中の開発パートナーによる主要な援助プロジェクト

Development Partners	Project Name	Duration	Amount (million BDT)
Abudabi, Kuwait Fund, OPEC, Saudi Arabia,	Construction of Shikalbaha 225 MW Duel-Fuel Combined Cycle Power Plant	2012-2016	13,754
ADB	Installation of a 5 MW Solar Photo Voltaic Grid Connected Power Plant in Kaptai	2012-2016	1,573
ADB	Installation of an Off Grid Wind Solar Hybrid System with HFO/Diesel Based Engine Steven Generator in Hatia Island	2012-2014	947
ADB	Upgradation of Khulna 150 MW Peaking Power Plant to 225 MW Combined Cycle Power Plant	2012-2016	7,866
ADB	132 KV Grid Network Development Project in Eastern Region	2013-2016	6,932
ADB	Solar Street Lighting Program in City Corporation	2012-2015	2,366
ADB	Construction & Expansion of Distribution network of North & South Zone under DPDC	2013-2016	3,431
ADB	Running Project: Construction of 132/33/11KV Grid S/S in DESCO Area	2013-2017	5,435
ADB	Augmentation & Rehabilitation of Distribution System in DESCO Area	2013-2017	11,064
ADB, IDB	Construction of Ashuganj 450 MW Combined Cycle Power Plant (North)	2011-2015	299,960
ADB, IDB	400/230/132 KV Grid Network Development	2014-2017	23,382
ADB, KfW,	Development of New 132/33 KV and 33/11 KV Sub-Station under DESA Project	2006-2015	3,710
AFD, ADB	Construction of new 132/33 KV & 33/11 KV S/S under DPDC	2013-2017	12,937
EA	Chapainawabganj 100MW HFO Based Power Plant	2013-2015	8,924
ECA	Shahjibazar 330MW Combined Cycle Power Plant	2013-2015	19,458
ECA	Construction of Bibiyana-3, 400MW CC Power plant	2013-2016	23,614
ECA	Extension of Barapukuria Coal Fire Thermal Power Station by 275MW (3rd Unit)	2013-2017	18,356
ECA	Construction of Ghorasal 365MW CC Power Plant	2013-2017	16,532
ECA	New Project: Ghorasal-3 Repairing Project	2015-2017	19,869
EIB	Conversion of Shahjibazar 2*35 MW Power Plant to 105 MW Combined Cycle Power Plant	2013-2016	3,071
EIB	Conversion of Baghabari 100 MW to 150 MW Combined Cycle Power Plant	2013-2015	4,342
IDA	Construction of Siddhirganj 335 MW Peaking Combined Cycle Power Plant	2009-2015	18,223
IDA	Upgradation of Rural Electricity Distribution System (Dhaka, Chittagong & Syslet Division)	2014-2018	37,050

Development Partners	Project Name	Duration	Amount (million BDT)
IDB	Bhola 225 MW Dual Fuel Combined Cycle Power Plant	2011-2015	14,058
IDB	Conversion of 150 MW Sylhet Gas Turbine Power Plant to 225 MW Combined Cycle Power Plant	2014-2017	6,570
IDB	Rural Electrification Expansion Barisal Division Programme-1	2010-2016	1,560
JICA	Bheramara Combined Cycle Plant Development (360 MW)	2010-2017	32,211
JICA	National Power Transmission Network Development Project	2013-2017	17,675
JICA	Bangladesh Central Zone Power Distribution Project	2009-2015	10,083
JICA	Rural Electrification Upgradation Project (Rajshahi, Rangpur, Khulna and Barisal Divisions)	2013-2016	10,543
JICA	Running Project: Matarbari 2*600MW Ultra Super Critical Coal Fired Power Project	2014-2023	289,390
KfW	Pre-Payment Metering for Distribution Comilla & Mymensingh	2013-2015	10,083
KfW	Pre-payment Metering Project for Six NOCS Division under DPDC	2013-2015	910
Kuwait Fund,	Greater Chittagong Power Distribution Project, Scada Rehabilitation	2009-2015	859
NDF, ADB, NORDIC,	Development of 10 Town Power Distribution	2003-2015	2,690
UDCF	Bibiyana-Kaliakoir 400 KV & Fenchuganj-Bibiyana 230KV Transmission Line	2010-2017	7,400
WB	Enhancement of Capacity of grid Substation & Transmission Line for Rural Electrification	2014-2017	9,123

ADB = Asian Development Bank, ECA= export credit agency, EDCF = Economic Development Cooperation Fund, EIB= European Investment Bank, IDA =International Development Association, IDB=Inter-American Development Bank, KfW = Kreditanstalt fur Wiederaufbau, JBIC = Japan Bank of International Cooperation, JICA = Japan International Cooperation Agency, NDF = Nordic Development Fund, NORAD = Norwegian Agency for Development Cooperation

出典：Planning Commission “ANNUAL DEVELOPMENT PROGRAMME FOR 2013-2014”, “同 2014-2015”, “同 2015-2016”

WB は長年にわたり「バ」国電力セクターの開発に携わっている。WB は 1989 年以降、プロジェクト費用として約 11 億 USD、電力セクターの開発支援に合計 44 億 USD の援助を行っている（“Bangladesh - Rural Electrification and Renewable Energy Development; and Power Sector Development Technical Assistance Project”, World Bank 2014）。とりわけ 2000 年度から 2013 年度の電力セクターのプロジェクトには、約 50 百万 USD の借金を供与している。

ADB は、1993 年から 2015 年の期間に、エネルギー部門に 99 件、4,170 百万 USD の融資、贈与、技術支援を行っている。これは「バ」国に対する ADB の融資・贈与・技術支援総額の 22.9% を占める。（“ASIAN DEVELOPMENT BAN MEMBER FACT SHEET (Data are as of 31 December 2015)”, ADB 2016）。

(2) 借款供与条件

「バ」国電力セクターにおいて顕著なドナーは、WB、ADB 及び JICA である。これらドナーは、同国の電力事業に対して、表 6 に示すように異なった条件で借款供与を行っている。JICA ローンの場合、低中所得国 (Lower-middle income country) に分類される「バ」国においては、政府間の借款における供与条件に関しては、金利は年 0.01%、償還期間は 30 年で、10 年の据置期

間を含んできた。

WB の場合、案件ごとに条件が異なるが、本予測においては年利 5%、償還期間 15 年、5 年の据置期間を含むとする。

ADB の場合、プロジェクト・オーナーはプロジェクト・コストの 100%を年利 2%で借り入れることが可能で、償還期間は 25 年で、5 年の据置期間を含む。

表 19-6 WB、ADB 及び JICA の借款供与条件

Loan condition	WB*	ADB**	JICA
Annual interest rate	0.75%	2%	1.4%
Interest rate during construction	0.75%	2%	1.4%
Repayment period	38 yrs	25 year	30 year
Grace period	6 yrs	5 year	10 year

*) International Development Association のローン条件

**) Asian Development Fund のローン条件

出典：ヒアリング及び公開資料（JICA については、“Terms and Conditions of Japanese ODA Loans (Effective from October 1, 2014)”、ADB については“Asian Development Fund: FAQs (<http://www.adb.org/site/adf/faqs>)”、WB については“IDA Terms (Effective as of July 27, 2016)”参照）による

融資スキームについて留意すべきは、国際ドナーからプロジェクト・オーナーに資金が供与されるまでに 2 つのステップを経る点である。その結果、各ステップについて元利支払いが存在することになる。すなわち、「バ」国政府からドナーへの元利支払い（ステップ 1）と、プロジェクト・オーナーから「バ」国政府への元利支払いである（ステップ 2）。

ステップ 2 における多国間ドナー又は二国間ドナーのプロジェクト期間中及び建設期間中の金利は、「バ」国政府によるローン金利と同程度となるのが通例である。

19.2.2 「バ」国政府からの資金援助

国営企業が行う設備投資に対しては、「バ」国政府からの融資を受けることができる。「バ」国財務省が発出した“Lending and relending terms of local/Foreign currency loans”において、各事業者ごとに融資の条件が定められている。

BPDB の場合、融資条件として、「自己資本 60%：負債 40%」の資本構成比を維持することが求められている。ただし、近年の BPDB のバランスシートの経緯を見ると（図 19-14 参照）、毎年政府から BPDB への財政支援（補助金）が注入されることにより、自己資本と補助金の合計額が総資産に占める割合が 40%台を維持されていることから、実際には「自己資本 40%：負債 60%」の資本構成が維持されるように運用されている模様である。

BPDB への融資に対する事業期間中の利息は年利 3%とされているが、国際援助機関からの資金供与がある場合はその比率に応じて 3~5%となることがある。その他、「通貨はバングラデシュ・タカ」、「5 年間の元本据置期間の後、15 年間で元本償還するが、据置期間中も利息は支払う」等の条件が規定されている。

表 19-7 「バ」国政府による融資条件（BPDB に対する融資条件の例）

自己資本と負債の比率（資本構成）	60%：40%を維持 *
年利（事業期間中）	3%
建設期間中利子	3%
償還期間	20 年
元本据置期間	5 年

出典：Ministry of Finance “Lending and relending terms of local/Foreign currency loans”及び BPDB への聞き取り

注：実際には、BPDB の資本構成が「自己資本 40%：負債 60%」を維持できるよう、政府から BPDB に対して補助金が注入されている。

19.2.3 電力セクターへの商業銀行の融資条件

商業銀行から電力セクターに対する融資条件は、「事業期間中および建設期間中の年利は 13%」、「償還期間は、元本据置期間がなく 15 年間」等である。

表 19-8 商業銀行による融資条件

年利（事業期間中）	13%
建設期間中利子	13%
償還期間	15 年

出典：BPDB への聞き取り

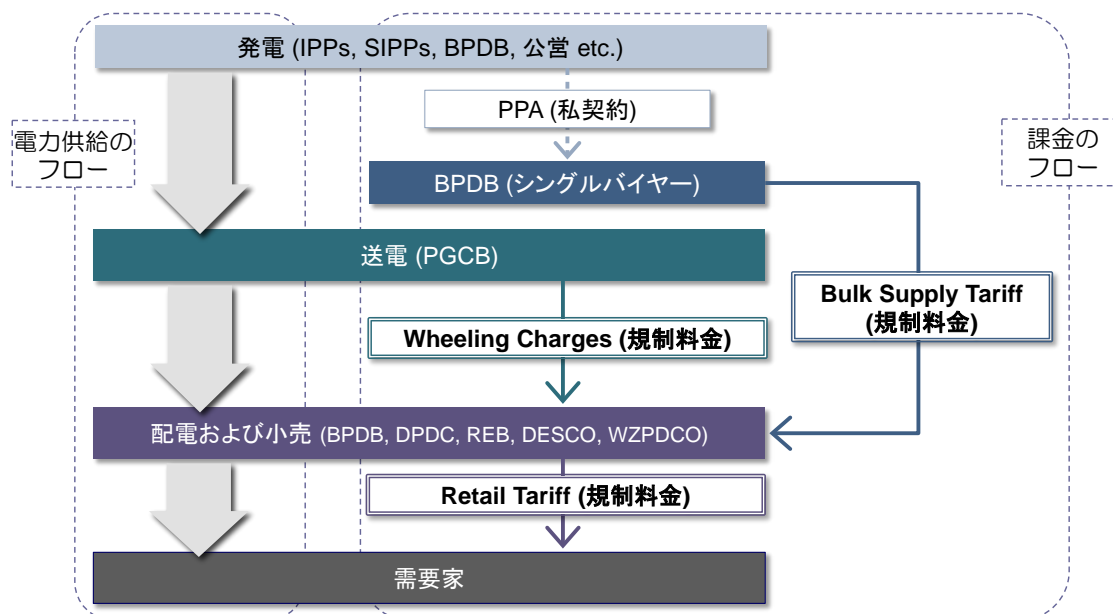
19.3 「バ」国電力セクターにおける財務状況

「バ」国電力セクターでは発電部門・送電部門・配電部門の別に異なる事業者が存在し、各部門間で取引が行われている。そのため、最終消費者に対して課金されている現行の電気料金が、電力セクターの運営に要している費用をどれだけ回収できているのか概観すべく、電力セクター全体の収支状況を把握し、次に主要各事業者の財務状況に関する分析を行った。

19.3.1 電力セクター全体の財務状況

図 19-4 は、「バ」国電力セクターにおける電力供給と課金の流れを示したものである。電力供給のフローにおいては、各発電事業者によって発電された電力は、送電事業者（PGCB）の送電系統、さらに各配電事業者の配電線網を通じて需要家に供給される。

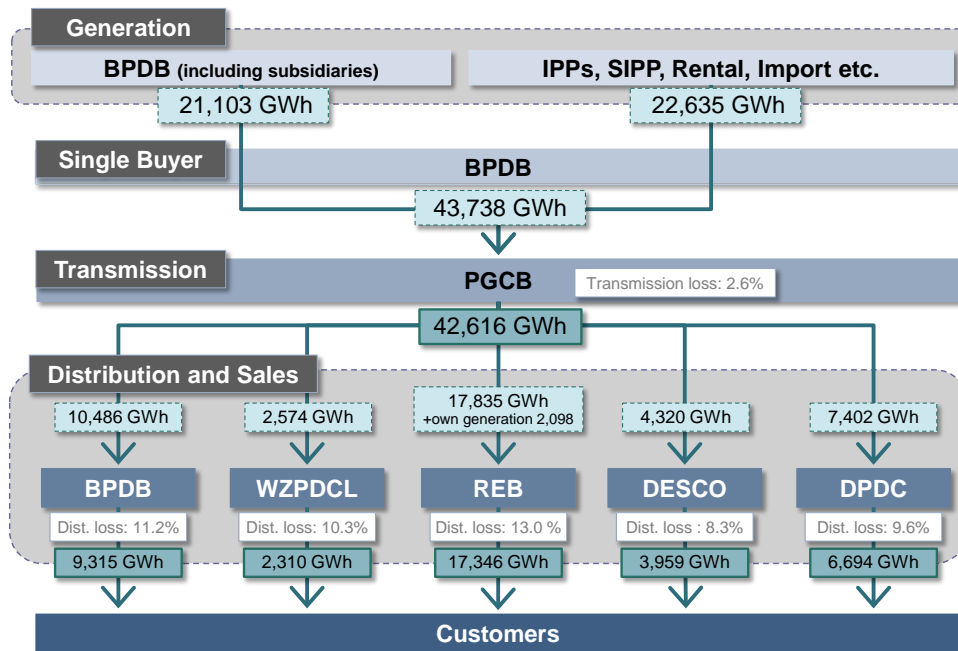
他方、課金のフローはこれとは少し異なっている、IPP、SIPP、BPDB 所有プラント、公的プラントで発電された電力と、輸入された電力はすべてシングルバイヤーである BPDB が購入する。各プラント所有者からの電力購入は、BPDB との間の PPA に基づいて行われる。BPDB によって購入された電力は、配電事業者に対して卸電力料金（Bulk Supply Tariff）にて売電され、PGCB の設備を通じて送電される。送電設備の利用にあたって、各配電事業者は PGCB に対して託送料金を支払う。最終的には、規制料金である小売料金で、配電事業者から最終需要家に対して電力が売られる構造となっている。



出典：JICA 調査団

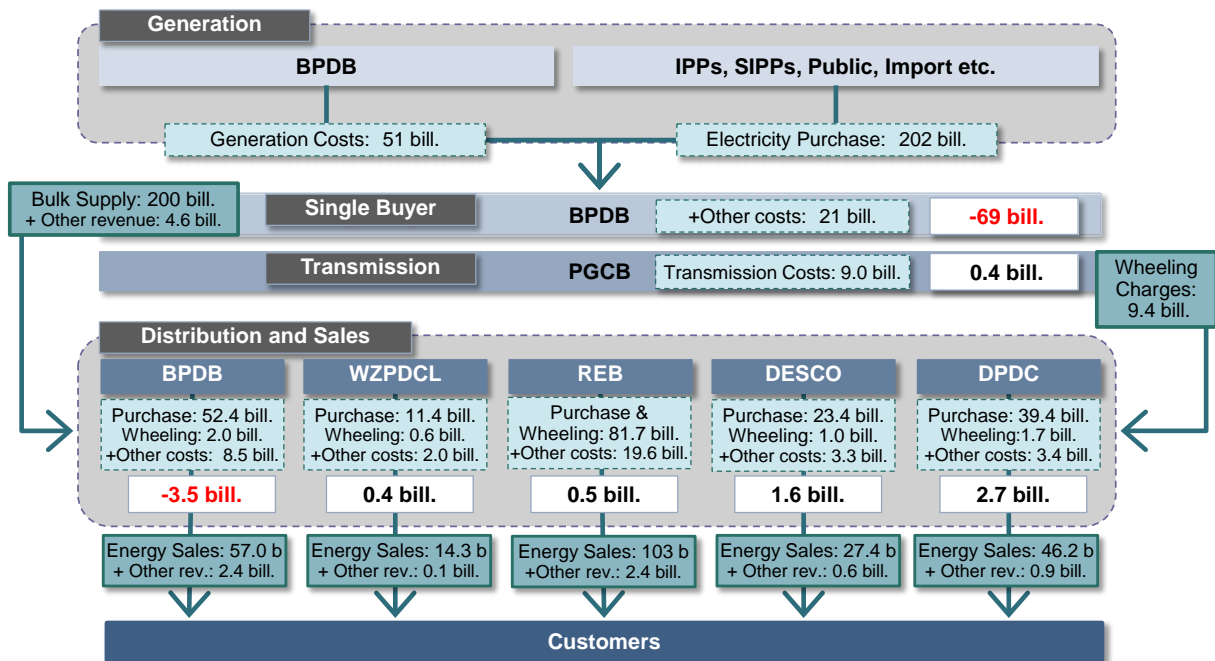
図 19-4 「バ」国電力セクターにおける電力供給フローと課金フロー

上図を踏まえ、2014-2015 年度の「バ」国電力セクターの主要事業者間において、電力供給及び課金のそれぞれでどれだけのフローが発生したかについて、図 19-5 及び 図 19-6 に整理した。



出典：JICA 調査団

図 19-5 2015 年度「バ」国電力供給フロー（2014-2015 年度）



出典：JICA 調査団

図 19-6 「バ」国電力セクターにおける収支状況概観（2014-2015 年度）

上述の通り、発電部門には、BPDB の他にも IPP、SIPP、公的プラント等の発電事業者が存在し、発電された電力のすべては、一旦シングルバイヤーである BPDB の発電部門に買い取られる。BPDB は購入・発電した電力を自身の配電部門や、WZPDCL、REB、DESCO、DPDC 等の配電事業者販売している。

2014-2015 年度においては、BPDB は、IPP、SIPP、公的プラント、レンタルプラント、インド（輸入）から合計約 2,020 億 BDT の電力を購入している他、自身の発電設備で約 510 億 BDT、一般管理費等で約 210 億円の費用が発生している。他方 BPDB は、購入・発電した電力を配電事業者に対して 2,000 億 BDT で卸販売している。収益額は発電費用を大きく下回っており、約 700 億 BDT の逆ざやが発生している。

送電事業者である PGCB は、配電事業者より送電料金を課金することにより自身の費用を回収している。2015 年は若干の黒字となっているものの、利益率は低い。

各配電事業者は最終需要家に対して電力供給を行っており、2015 年度においては、配電事業者から需要家に対して合計約 2480 億 BDT が課金されている。卸売料金および送電費用として支払った額及び自身の配電費を差し引いた損益で見ると、BPDB 以外の配電事業者は 2014-2015 年には利益率は低いものの黒字となっているのに対し、BPDB の配電部門は約 35 億 BDT の赤字を計上している。

すなわち、BPDB は発電部門及び配電部門双方において収支面で赤字が生じており、BPDB 全体としては、合計 728 億 BDT の損失が生じている。

以上より、「バ」国電力セクターの赤字は、主として BPDB が発電事業者等に支払った電力調達コストと卸売価格の差から生じていることがわかる。

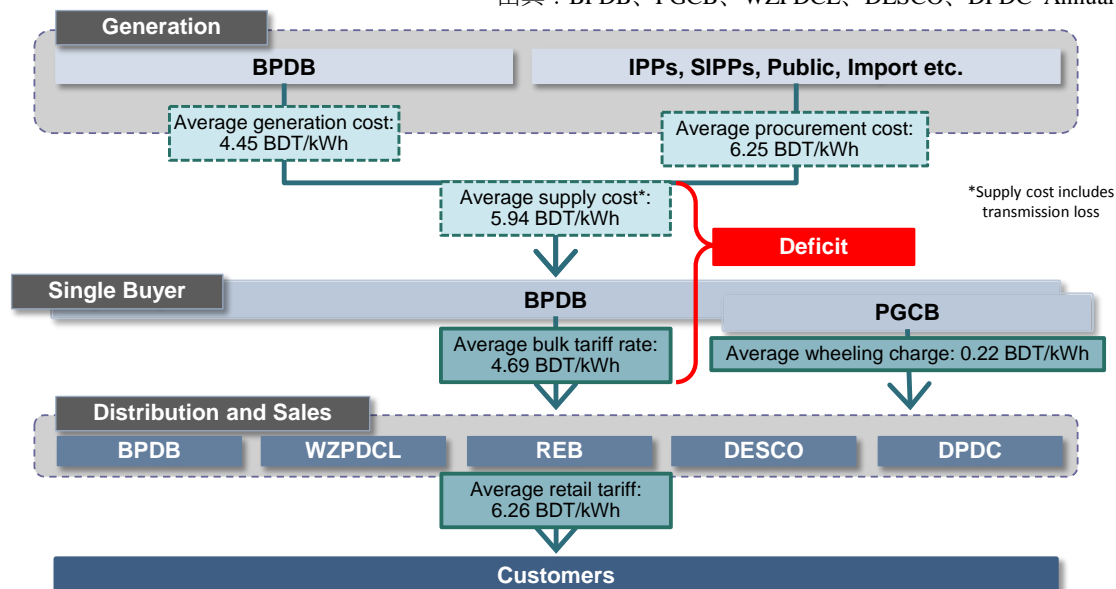
表 19-9 及び図 19-7 は、調達コストと卸売価格をそれぞれ供給電力量で除して比較したものである。2014-2015 年度には、BPDB が発電事業者および自身の発電設備から平均 5.94BDT/kWh で電力を調達し（一般管理費加算後）、配電事業者に対して平均 4.69BDT/kWh の卸売価格で販売している。

配電事業者は需要家に対して販売した価格は平均は、2014-2015 年度において平均 6.26BDT/kWh であった。卸料金と小売料金との間の逆ざやは発生していないものの、配電事業者の最終収益はわずかな黒字もしくは赤字となっている。

表 19-9 発電コスト、供給価格、卸売価格

項目	単位	FY2013-14	FY2014-15
a) 電力調達コスト（一般管理費等加算前）	BDT/kWh	5.81	5.78
b) 電力調達コスト（一般管理費等加算後）	BDT/kWh	5.96	5.94
c) 卸売価格	BDT/kWh	4.71	4.69
c)-b) 卸売価格と調達コストとの差	BDT/kWh	-1.25	-1.25

出典：BPDB、PGCB、WZPDCL、DESCO、DPDC Annual Report

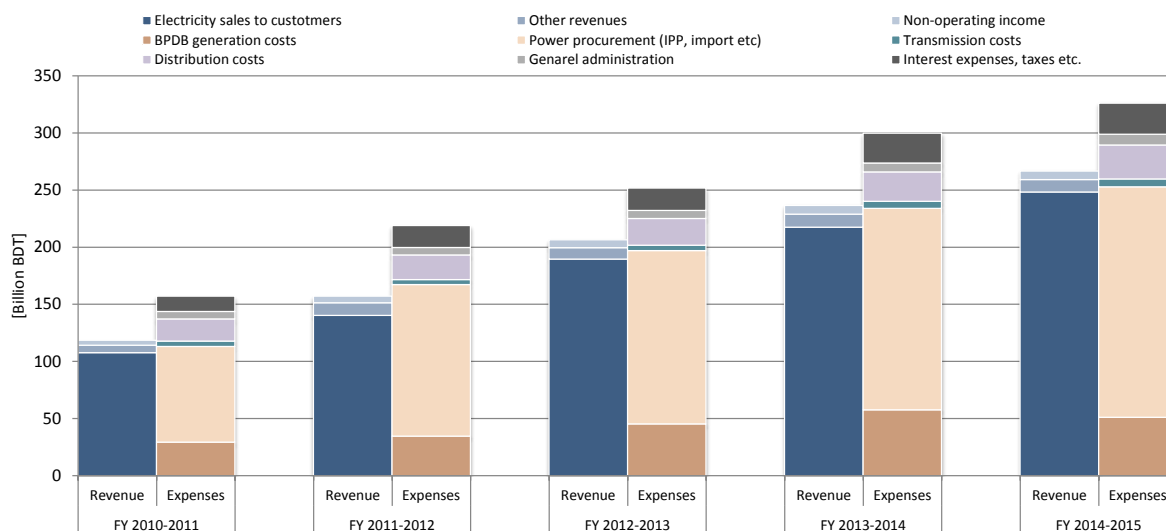


出典：JICA 調査団

図 19-7 電力の供給価格、卸売価格、小売電気料金（2014-2015 年度）

小売電気料金が電力セクター全体の供給コストをどれだけ回収できているか把握すべく、本調査では BPDB、PGCB、及び各配電事業者の損益計算書を連結し、仮想的な垂直統合事業者 (vertically integrated utility) として収支状況を分析することとした。すなわち、事業者間での取引に係る収益及び費用を各事業者の損益計算書から相殺して合算したものである。連結での収支を試算した結果を図 19-8 に示す。

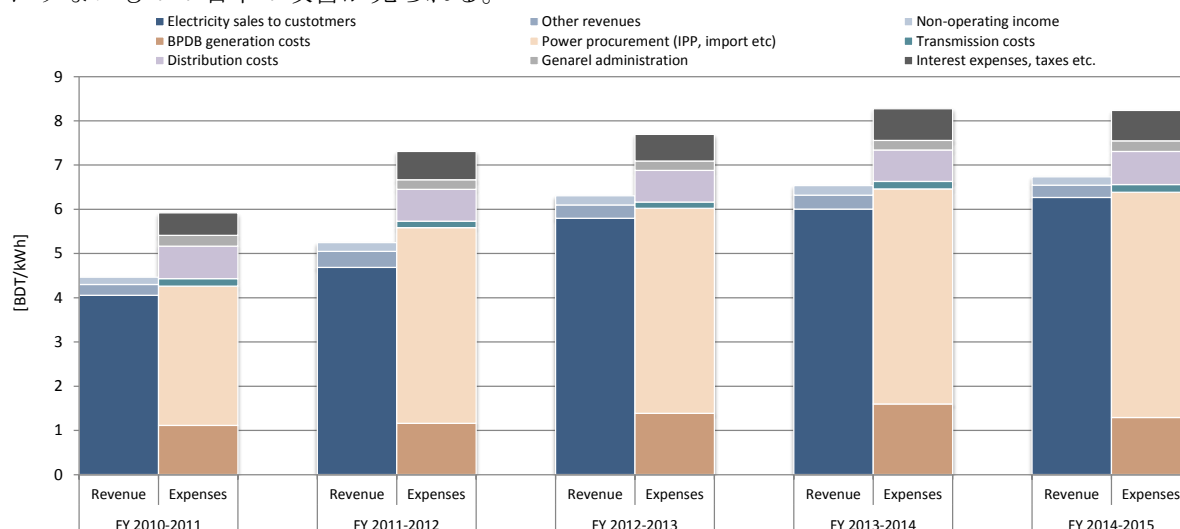
各年の左側が収益（主として小売電気料金収入）、右側が費用を表す。需要家からの小売電気料金収入が発電コスト（BPDB の自社発電設備及び購入電力料の合計）も賄っていないことが明らかとなった。



出典: BPDB, PGCB, and distribution utilities annual report

図 19-8 「バ」国電力セクターの収支（連結）（十億 BDT）

上記の通り試算した、「バ」国電力セクター各事業者の連結収支を、販売電力量あたりで割った kWh あたり単価を図 19-9 に示す。電気料金の収入単価は毎年上昇しているものの、kWh あたりコストも上昇しているため費用回収が追いついていない状況である。ただし、2014-2015 年度の kWh あたり費用は前年度からわずかに低下した一方、収入単価は上昇したため、大幅赤字には変わらないものの若干の改善が見られる。



出典: BPDB, PGCB, and distribution utilities annual report

図 19-9 「バ」国電力セクターの販売電力量あたり収支（連結）（十億 BDT）

以上の通り、電力セクターの財務状況を健全性を確保するためには、適切な電気料金引き上げを行うとともに、供給コストの抑制、特に供給コストの半分以上を占める購入電力料の抑制にも取り組む必要がある。供給コストに関する分析は、次の項で扱う。

本章では次に、各事業者の財務状況についてより詳細に分析を行う。

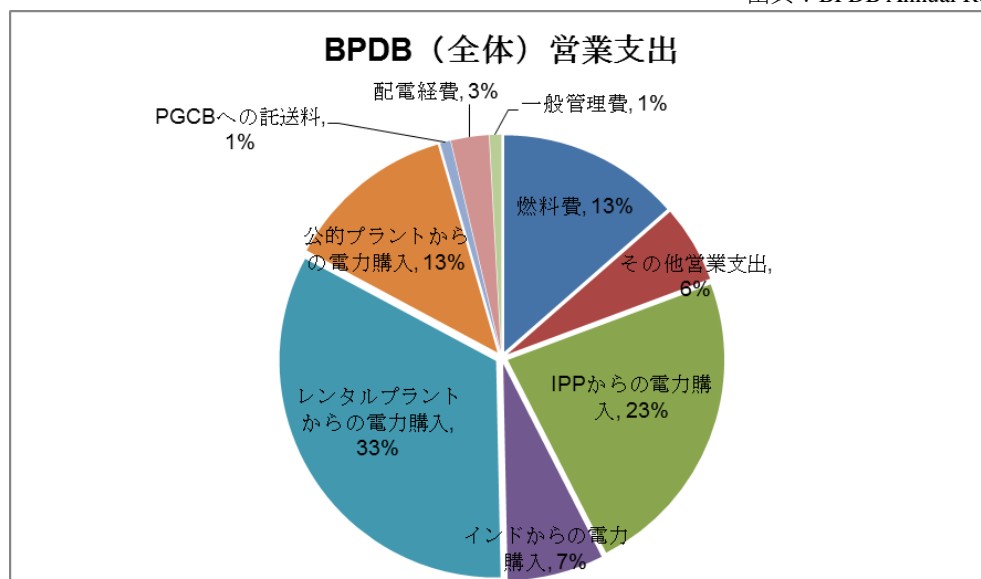
19.3.2 BPDBの財務状況

BPDB の発電部門及び配電部門を合わせた全体の収支状況を表 19-10、図 19-10 に示す。先述したように、BPDB の発電部門及び配電部門は財務赤字にあり、特に購入電力を含めた発電部門で大きな赤字となっている。2014-2015 年度に発生した営業費用のうち、購入電力料が約 4 分の 3 を占め、その中でもレンタルプラントへの支払いが、全営業費用の約 3 分の 1 と突出している。

表 19-10 BPDB（全体）の収支（百万 BDT）

項目	FY2013-14	FY2014-15
1. 営業収入	194,288	211,876
電力販売	186,371	204,921
その他収入	7,917	6,955
2. 営業支出	206,789	264,624
燃料費	41,927	35,869
その他営業支出	15,824	15,248
IPP からの電力購入	44,634	61,313
インドからの電力購入	11,457	19,003
レンタルプラントからの電力購入	97,503	87,748
公的プラントからの電力購入	22,724	33,656
PGCB への託送料	1,849	2,018
配電経費	6,970	7,451
一般管理費	1,901	2,318
3. 営業利益（損失）	-50,501	-52,748
4. その他支出（為替変動含む）	17,591	20,082
5. 当期最終利益（損失）	-68,092	-72,830

出典：BPDB Annual Report 2014-2015



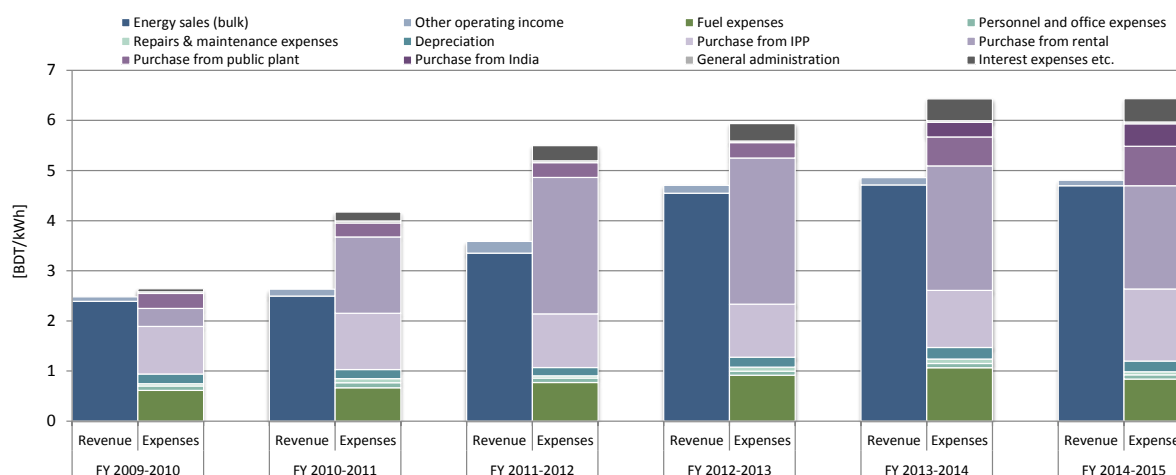
出典：BPDB Annual Report 2014-2015

図 19-10 BPDB（全体）の営業費用内訳

BPDB の財務状況について、発電部門・配電部門の別に分析したのが以下の通りである。

(1) 発電部門収支

図 19-11 に BPDB 発電部門における供給電力量あたり収支を示す。BPDB の発電部門は、2010-2011 年度に収支が大幅に悪化し、以降卸料金収入が費用を大きく下回る状況が続いている。費目別に見ると、同期間に BPDB 自社電源の費用よりも購入電力料が大きく増加していることがわかる。つまり、電力需要の増加に対して、BPDB 自社電源よりもむしろ他社からの電力購入を増やすことで対応をしてきたことを意味する。しかしこのことが、発電部門のコストを急増させ卸供給料金による収入との乖離を拡大させた要因となっている。



出典：JICA 調査団

図 19-11 BPDB 発電部門の販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

(2) 配電部門収支

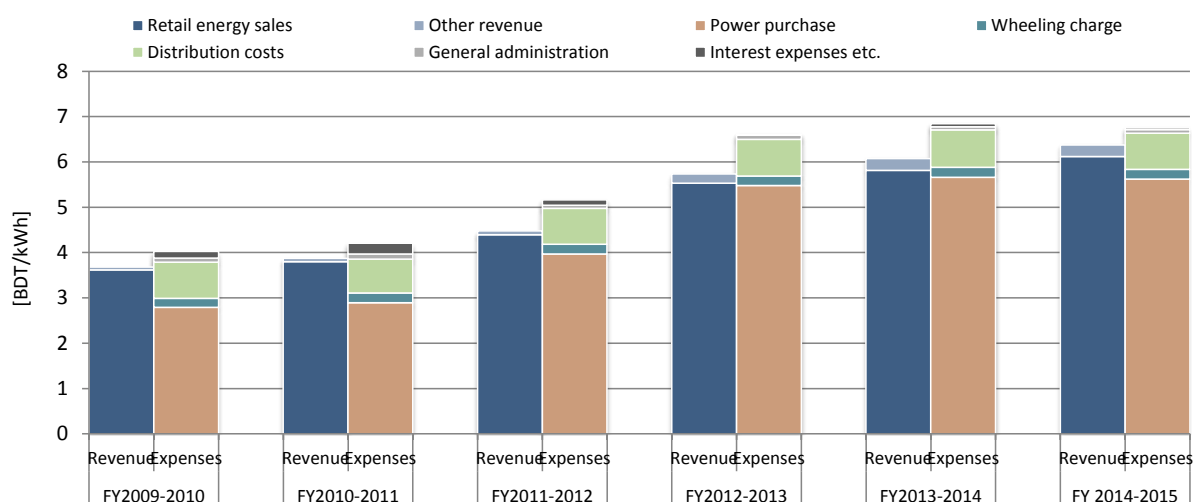
図 19-12 に BPDB の配電部門における収支を示す。上述の通り、BPDB 配電部門においても、電気料収入は、電力供給に関わるコスト（配電経費、託送料支払い含む）を十分賄えておらず、発電部門と同様、収支の赤字が続いている。

後述の通り、他の配電事業者においては、収支状況は余裕があるとは言えないものの、ほぼ収支バランスしていること、また卸電力価格は配電事業者別に異なる単価が設定されていることを考慮すると、BPDB は自社配電部門に対しては、卸電力価格を他社よりも高い水準に設定し発電部門の赤字を分散させている可能性も考えられる。BPDB の配電部門における平均電力調達コスト、平均卸電力料金、平均収入単価を 表 19-11 に示す。

表 19-11 BPDB (配電部門) 収支概要

項目	単位	FY2012-13	FY2013-14	FY2014-15
卸購入電力費	百万 BDT	42,161	47,896	52,365
卸購入電力量 (配電ロス差引前)	GWh	8,737	9,597	10,486
平均卸購入単価	BDT/kWh	4.83	4.99	4.99
電気料収入	百万 BDT	42,562	49,163	57,024
販売電力量	GWh	7,693	8,456	9,315
平均収入単価	BDT/kWh	5.53	5.81	6.12

出典：BPDB Annual Report



*小売販売 kWh あたり
 出典：BPDB Annual Report

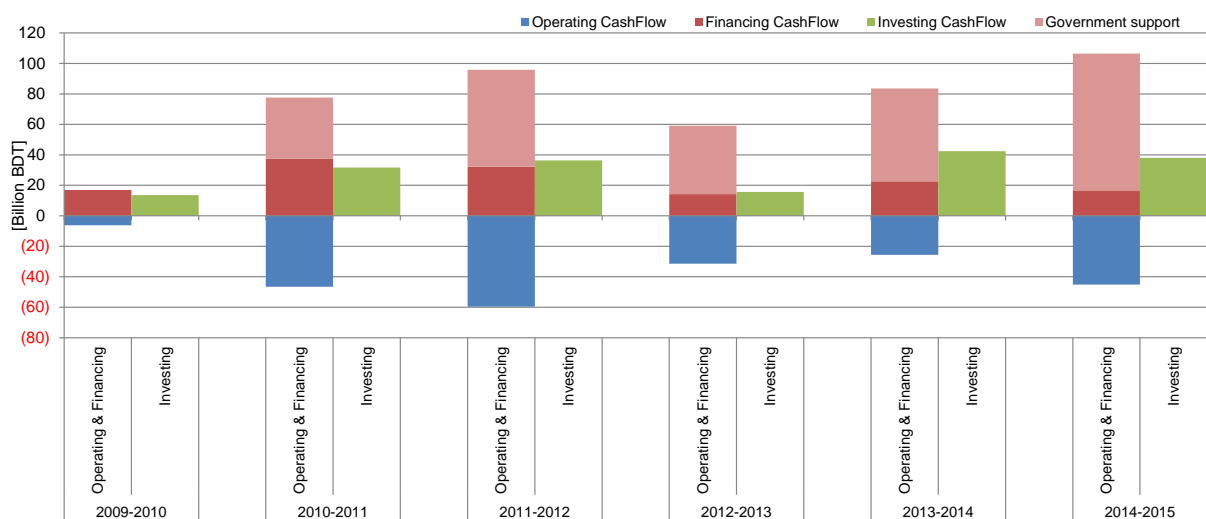
図 19-12 BPDB（配電部門）販売電力量あたり収支（BDT/kWh）

(3) キャッシュフロー及びバランスシート（補助金に関する問題）

図 19-13 に、BPDB 全体のキャッシュフローの推移を示す。各年の右側（緑色）が投資キャッシュフローつまり設備投資額、左側の青色が営業キャッシュフロー、濃い赤色が財務キャッシュフローを表す。すなわち、設備投資資金を調達する上で自己資金と外部資金とをどのように確保しているかを示したものである。なお、BPDB のキャッシュフロー計算書では、政府からの財政支援、つまり補助金の受領額を財務キャッシュフローとは別掲で示してあったため、その金額を薄い赤色で別掲とした。

一般的な電力会社におけるキャッシュフロー計算書では、営業キャッシュフローはプラスになる特徴が見られる。というのは、営業キャッシュフローには税引後利益の他、減価償却等の非現金支出費用が加算され、インフラ事業においてはこの部分で大きくプラスとなるためである。従って、通常キャッシュフロー分析を行う際は、営業キャッシュフロー（減価償却、つまり過去の設備投資からのリターン）と投資キャッシュフロー（今後の設備投資）とを比較し、設備拡張・更新に必要な資金が大きければ不足分を外部から調達し（財務キャッシュフローはプラス）、設備拡張・更新が落ち着いた段階では再投資に必要な金額は縮小するため外部調達資金を償還する（財務キャッシュフローはマイナス）ことに着目する。

しかし、BPDB のキャッシュバランスにおいて特筆すべきは、営業キャッシュフローが常にマイナス、特に 2010-2011 年度以降は大幅なマイナスという状況が続いていることである。これは、BPDB の発電部門において巨額な赤字を計上しており、減価償却によるプラスを上回ってしまっているためである。このような状態は、電力会社のビジネスモデルを考慮すると、非常に特異かつ不健全なものであると指摘できる。



出典：JICA 調査団

図 19-13 BPDB (全体) キャッシュフロー

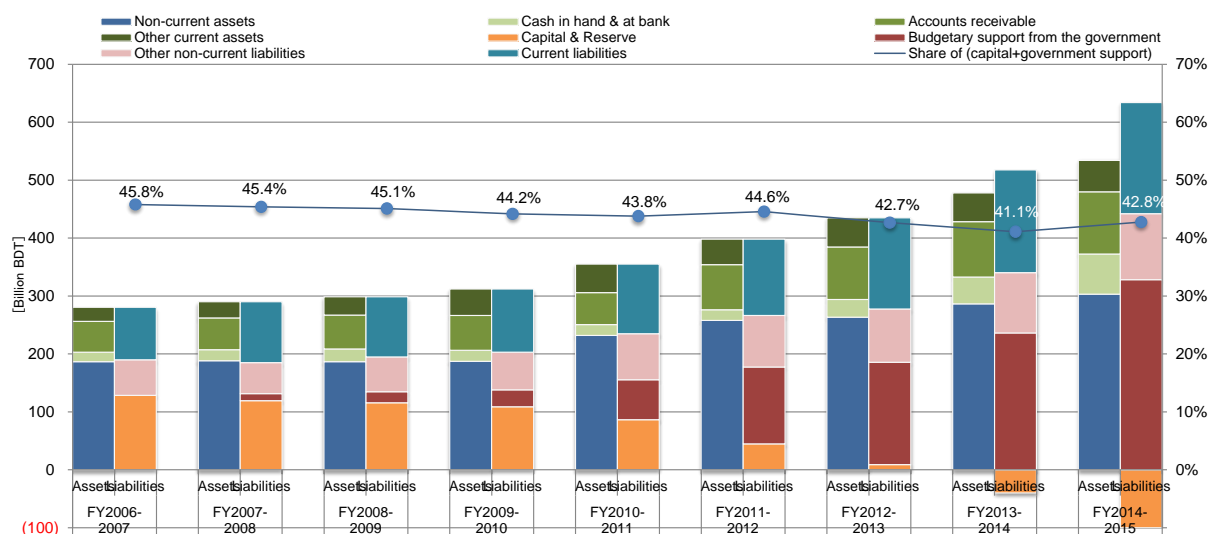
設備投資での現金支出に加えて、本来プラスであるべき営業キャッシュフローでも現金支出超過となっており、通常の融資だけでは BPDB の資金繰りを維持できないため、「バ」国政府からは融資とは別枠の補助金として、貸付金による財政支援 (budgetary support from Government) が行われている。表 19-12 に示すように、毎年純増額が発生しているため、累積残高が急速に拡大していることがわかる。

表 19-12 政府から BPDB への貸付金 (十億 BDT)

項目	FY2010-2011	FY2011-2012	FY2012-2013	FY2013-2014	FY2014-15
政府貸付金残高	69.005	132.572	176.634	236.363	328.215
政府貸付金純増額	40.000	63.567	44.062	59.729	91.852

出典：BPDB Annual Report

BPDB 全体のバランスシートの推移を 図 19-14 で示す。各年度の棒グラフの左側が資産の内訳、右側が負債及び自己資本の内訳を表している。累積赤字により毎年自己資本 (グラフ中のオレンジ色の箇所) が減少し、その結果、BPDB の自己資本は 2013-2014 年度よりマイナス、すなわち債務超過に転じている。減少し続ける自己資本を補填するように、BPDB からの補助金 (グラフ中の濃い赤色の箇所) が給付されており、残高が急増している。折れ線グラフは、自己資本と補助金残高の合計額の総資産に対する比率を示したもので、40%台と安定的に推移していることから、貸付金の名目ながら実質的には資本注入と同様の役割を果たしていることがわかる。19.2.2 でも述べた通り、BPDB は政府からの融資条件として、「自己資本 60% : 負債 40%」の資本構成比を維持することが求められているが、現状では、自己資本と補助金との合計額で総資産の 40% (60%) が維持されるよう、政府から BPDB に対して補助金が注入されている模様である。



出典：BPDB Annual Report

図 19-14 BPDB (全体) のバランスシート

実際に、このような問題は「バ」国政府においても既に認識されている。2015年8月29日のFinancial Express記事によると、政府官僚はBPDBの多額の負債を資本に変換することを検討しているとコメントしている。政府の規定では、負債・資本比率は40:60を維持することとされており、比率の改善が早急に求められるとした。仮にバランスシート上の”Budgetary Support from Government Against Subsidy (Difference of Buying & Selling Rate)”が資本に転換されたとすると、2014-2015年度末のBPDBの自己資本は2,284億BDTに増加し、自己資本比率は40%台に回復する。

しかしながら、このような方策は一時的に財務状況改善に寄与するものの、BPDBの逆ざや状況が解消しない限り再度悪化するのとは明らかである。これには卸電力価格、ひいては小売電気料金の引き上げが必要となるが、これについては次章以降で検討する。

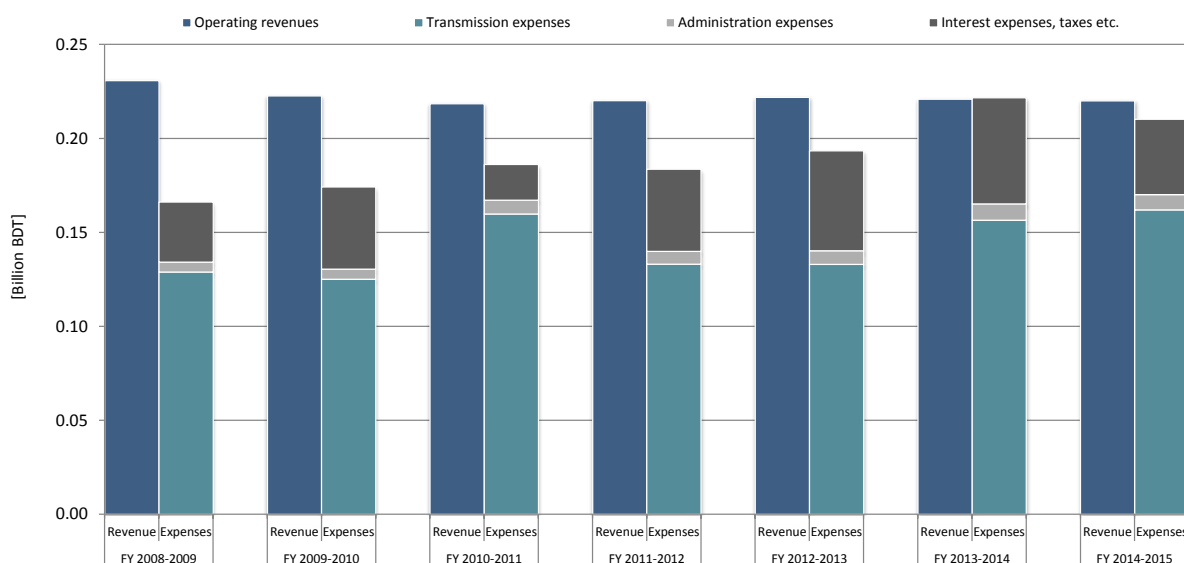
19.3.3 PGCB・配電事業者の財務状況

BPDB以外の事業者として、PGCBおよび各配電事業者の財務状況についても分析を行った。

(1) PGCBの財務状況

PGCBは、「バ」国におけるすべての送電設備を保有し、送電事業を実施するライセンスを受けた唯一の事業者である。各配電事業者は、BERCの認可に基づく送電料金を支払う。

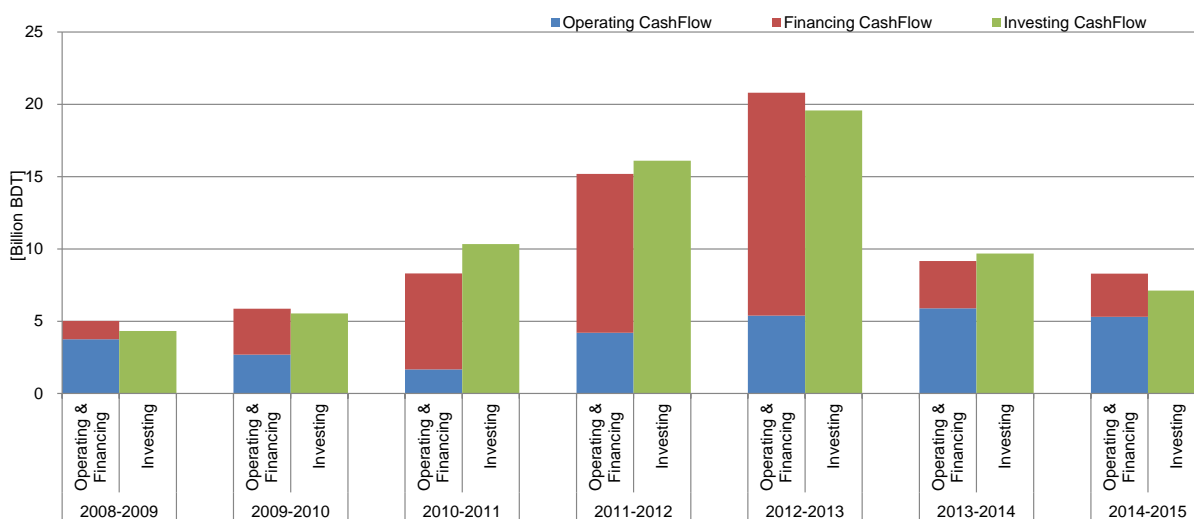
PGCBの財務諸表のデータに基づき、同社の供給電力量あたり収支の推移を図19-15に示す。託送料金単価が長期にわたって据え置かれており(0.2291BDT/kWh)、kWhあたり収入単価はほぼ横ばいで推移している。他方、電力量あたりコストは徐々に増加する傾向にあり、PGCBの利益は縮小しつつある。このまま収益性悪化が続くと、PGCBの設備投資計画に悪影響を及ぼす可能性がある。



出典：PGCB Annual Report

図 19-15 PGCB 供給電力量あたり収支 (BDT/kWh)

PGCB のキャッシュフローを 図 19-16 に示す。PGCB の営業キャッシュフローはプラスで推移しており、BPDB と比較すると、電力会社としては健全な状況となっている。PGCB における投資キャッシュフローは 2008-2009 年度から 2012-2013 年度にかけて増加しており、新規設備や設備更新等の設備投資に関するニーズが大きかったことを示している。この時期において設備投資額は、営業キャッシュフローを大きく上回ったため、PGCB の借入金は毎年大きく増えている。2013 年以降は、設備投資のための資金調達の必要性が緩和され、追加借入は減少している。



出典：JICA 調査団

図 19-16 PGCB キャッシュフロー

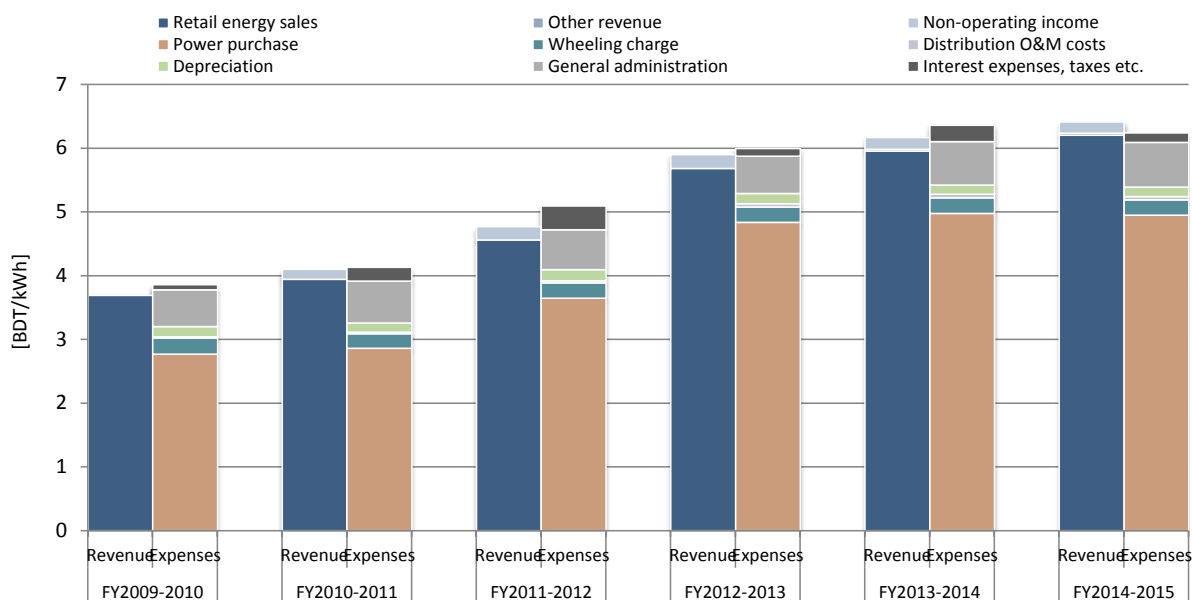
(2) WZPDCL の財務状況

WZPDCL における収支と、販売電力量あたり収支の推移を 表 19-13 と 図 19-17 に示す。WZPDCL は過去数年、収益が費用を若干満たさず赤字となっていた。ただし、2014-2015 年度においては、わずかながら黒字を計上している。

表 19-13 WZPDCL 収支概要

項目	単位	FY2012-13	FY2013-14	FY2014-15
卸購入電力費	百万 BDT	9,379	10,606	13,430
卸購入電力量（配電ロス差引前）	GWh	2,187	2,394	2,574
平均卸購入単価	BDT/kWh	4.29	4.43	5.22
電気料収入	百万 BDT	11,019	12,693	14,402
販売電力量	GWh	1,939	2,132	2,310
平均収入単価	BDT/kWh	5.68	5.95	6.23

出典：WZPDCL Annual Report

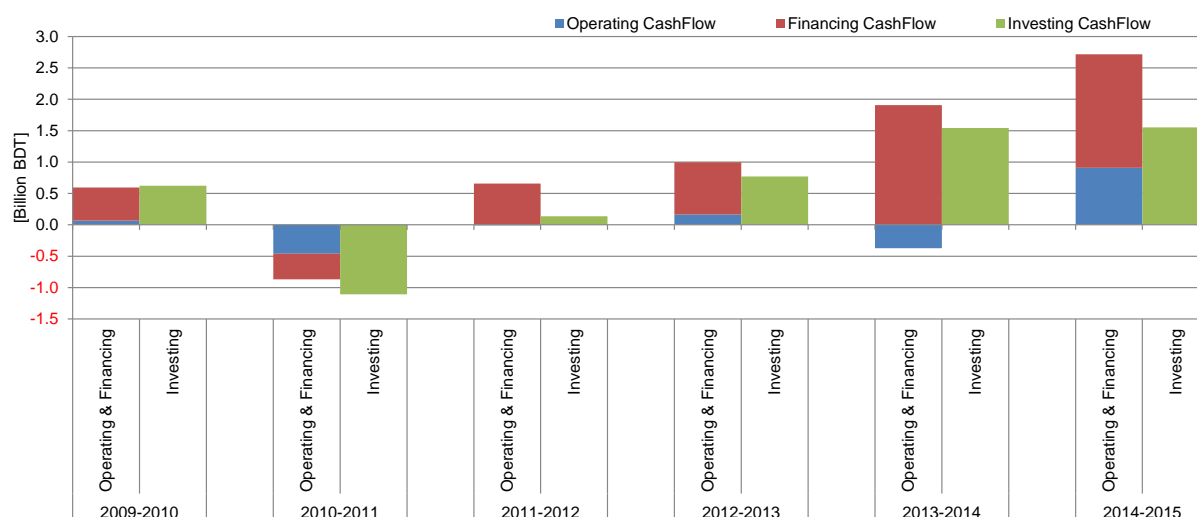


*小売販売 kWh あたり

出典：WZPDCL Annual Report

図 19-17 WZPDCL 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

WZPDCL におけるキャッシュフローを 図 19-18 に示す。WZPDCL の営業キャッシュフローは、BPDB のそれよりは規模が小さいものの、2009-2010 年度から 2011-2012 年にかけてはマイナスであった。2012-2013 年度にプラスとなり、2013-2014 年度に再び赤字となった後、2014-2015 年度にはプラスに戻っている。WZPDCL における投資キャッシュフローは 2011-2012 年度より年々増加しており、借入金への依存度を高める要因となっている。



出典：WZPDCL Annual Report

図 19-18 WZPDCL キャッシュフロー

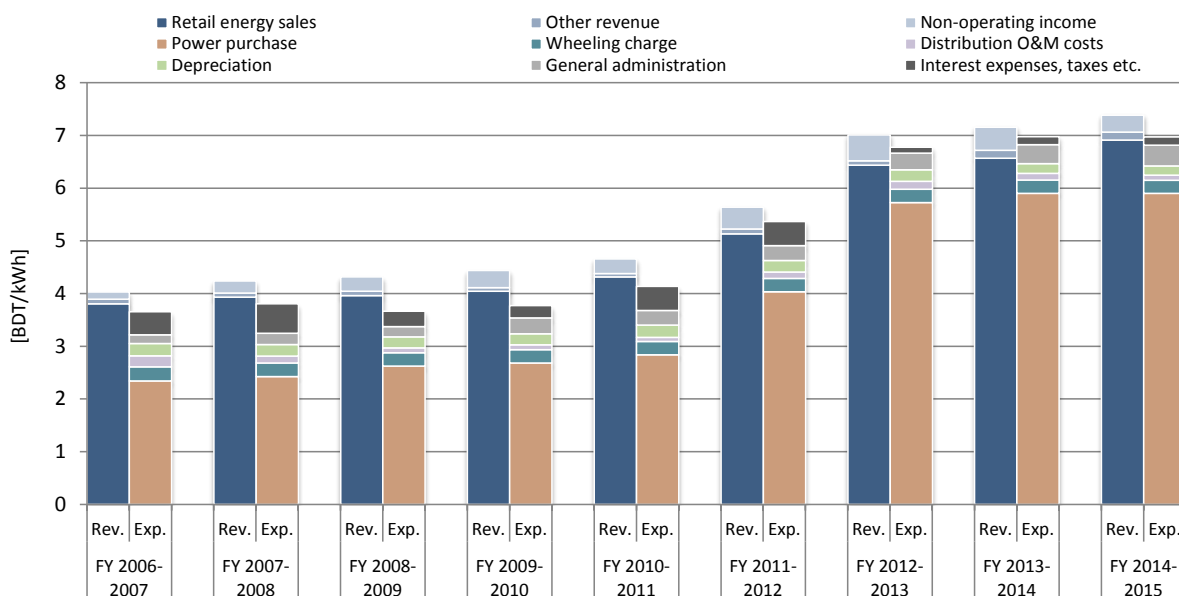
(3) DESCO の財務状況

DESCO では、最終損益黒字黒字を維持しているが、2012-2013 年度以降は、電気料収入以外の営業外収益を含めて若干の黒字となっており、電気料収入だけでは費用をカバーできていない状況となっている。このような状況を表 19-14、図 19-19 に示す。

表 19-14 DESCO 収支概要

項目	単位	FY2012-13	FY2013-14	FY2014-15
卸購入電力費	百万 BDT	20,393	22,898	24,344
卸購入電力量 (配電ロス差引前)	GWh	3,726	4,067	4,320
平均卸購入単価	BDT/kWh	5.47	5.63	4.58
電気料収入	百万 BDT	21,951	24,431	27,358
販売電力量	GWh	3,412	3,722	3,959
平均収入単価	BDT/kWh	6.43	6.56	6.91

出典：DESCO Annual Report

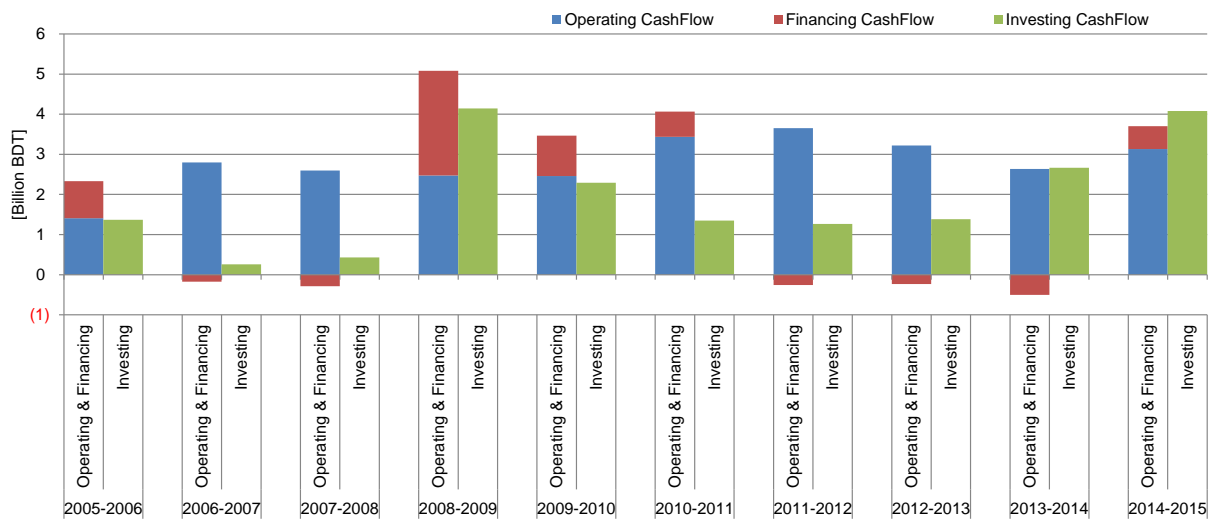


*小売販売 kWh あたり

出典：DESCO Annual Report

図 19-19 DESCO 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

DESCO のキャッシュフローを 図 19-20 に示す。BPDB や WZPDCL のキャッシュフローと比べると、はるかに健全な状況にあることがわかる。DESCO の営業キャッシュフローは、投資キャッシュフローを概ね賄うことができている、すなわち過去の設備投資によるリターンによる再投資の資金調達ができおり、追加借入への依存が小さいことを示している。ただし、最近数年は設備投資の増加傾向が続いており、この傾向が続くと、今後借入金への依存度が高まる可能性がある。



出典：JICA 調査団

図 19-20 DESCO キャッシュフロー

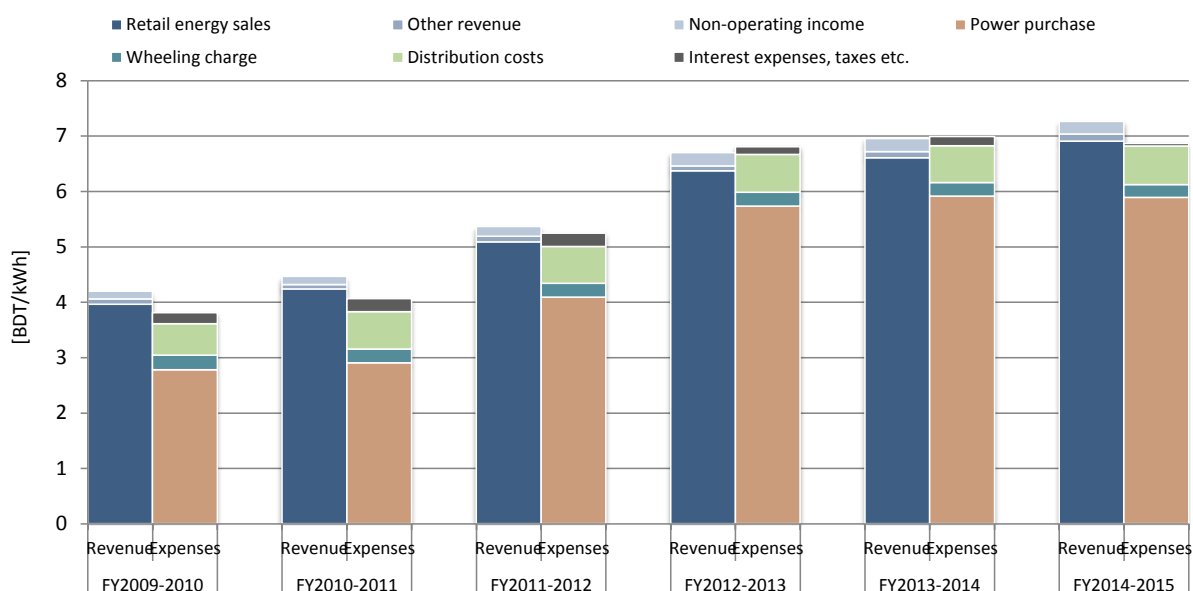
(4) DPDC の財務状況

2011-2012 年度まで、DPDC の収支は黒字を維持していたが、卸価格の上昇に料金値上げが追いつかず、2012-2013 年度は赤字に転じている。その後は DESCO と同様、電気料収入以外の営業外収益で若干の黒字となっている。このような状況を 表 19-15 と 図 19-21 に示す。

表 19-15 DPDC 収支概要

項目	単位	FY2012-13	FY2013-14	FY2014-15
卸購入電力費	百万 BDT	34,076	37,498	39,424
卸購入電力量 (配電ロス差引前)	GWh	6,593	7,038	7,402
平均卸購入単価	BDT/kWh	5.17	5.33	5.33
電気料収入	百万 BDT	37,851	41,882	46,218
販売電力量	GWh	5,943	6,341	6,694
平均収入単価	BDT/kWh	6.37	6.60	6.90

出典：DPDC Annual Report

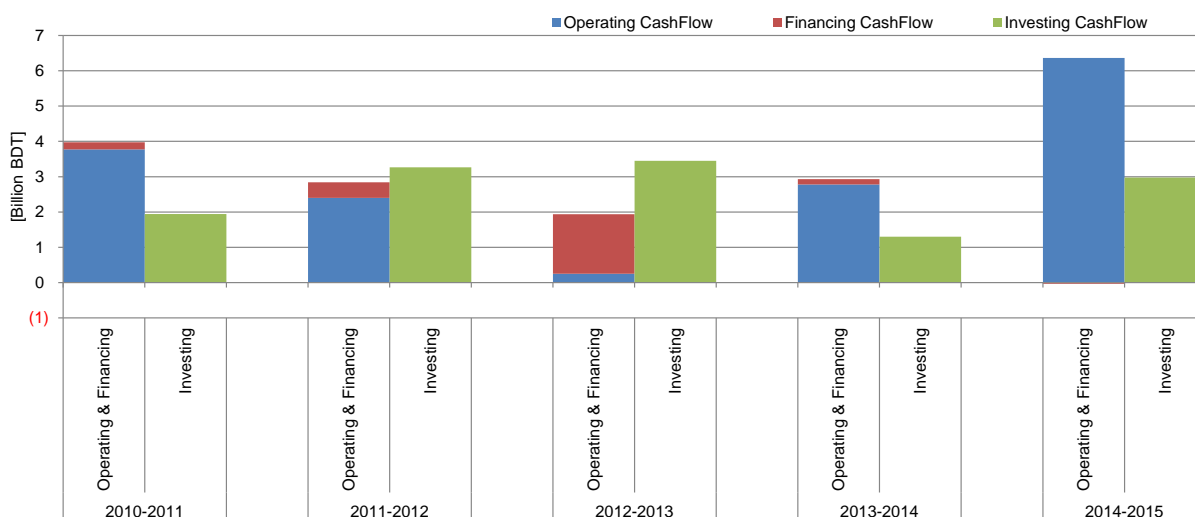


*小売販売 kWh あたり

出典：DPDC Annual Report

図 19-21 DPDC 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

DPDC のキャッシュフローの推移を図 20 22 に示す。DESCO 同様、営業キャッシュフローで設備投資額を大方賄えており、借入増への依存が小さいという点で、比較的健全な状態を維持している。



出典：JICA 調査団

図 19-22 DPDC キャッシュフロー

(5) REB の財務状況

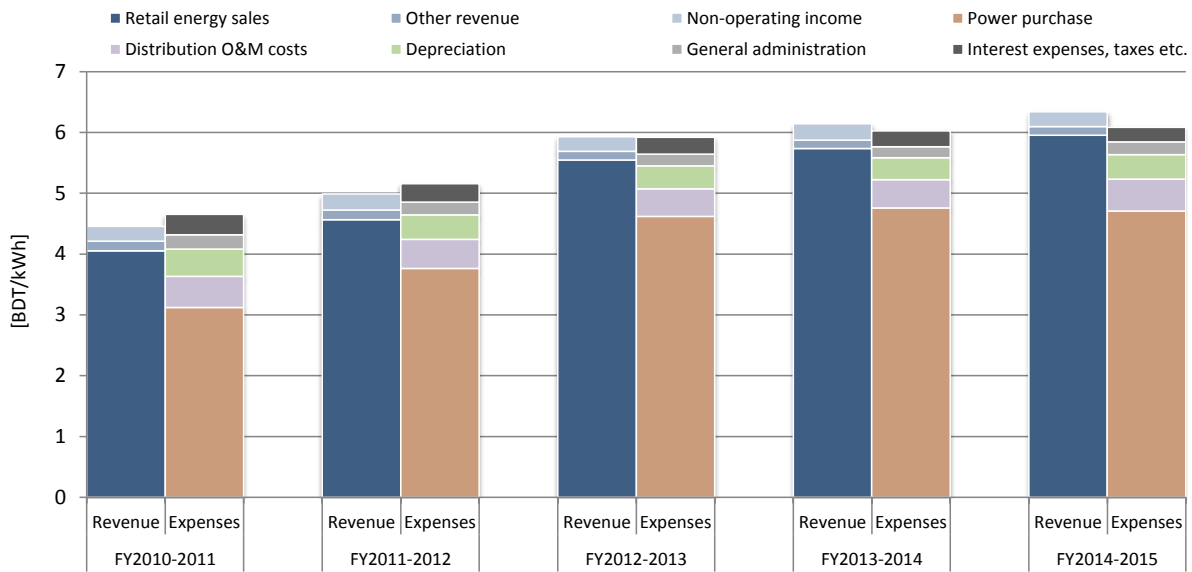
REB については、他の事業者と異なり、ウェブサイトにて財務諸表が公開されていないため、本調査を通じて REB に依頼して財務データを入手した。財務データの様式が、一般的な損益計算書のものとは異なっていたため、できるだけ他社と比較可能になるようデータを整理し直したが、完全には同じベースでの比較にはなっていない旨、留保する必要がある。

REB は、2012-2013 年度を境に収支赤字から黒字に転じており、その営業損失は少しずつ改善傾向にある。BPDB からの卸電力購入単価は他配電事業者と比べるとあまり上昇してなく、BPDB による卸電力料金を他配電事業者よりも低くするという一種の内部補助により、収支改善に寄与していると考えられる。このような状況を表 19-16 と図 19-23 に示す。

表 19-16 REB 収支概要

項目	単位	FY2012-13	FY2013-14	FY2014-15
卸購入電力費	百万 BDT	63,580	74,180	81,712
卸購入電力量 (配電ロス差引前)	GWh	14,222	16,161	17,835
平均卸購入単価	BDT/kWh	4.47	4.59	4.58
電気料収入	百万 BDT	76,316	89,362	103,309
販売電力量	GWh	13,754	15,582	17,346
平均収入単価	BDT/kWh	5.55	5.73	5.96

出典：REB 提供資料



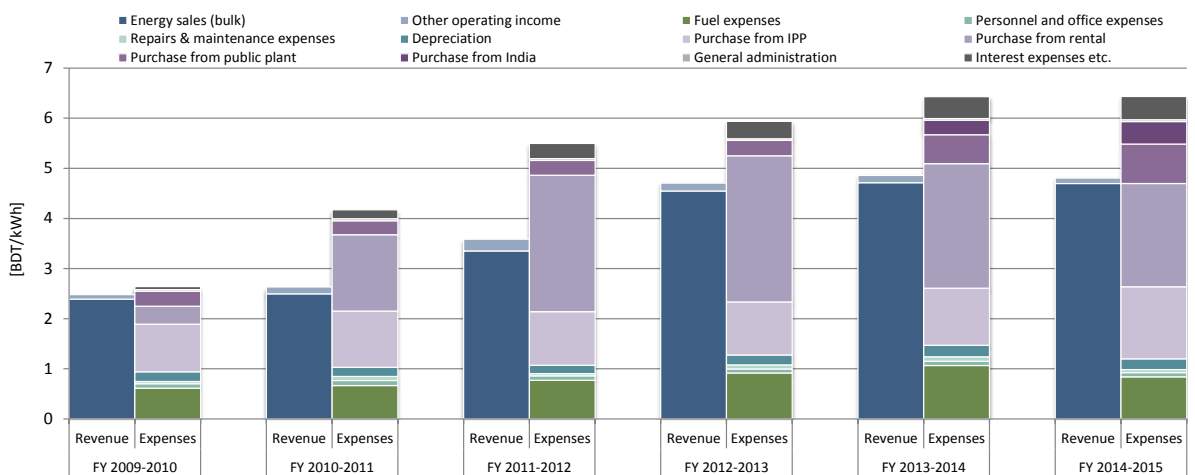
*小売販売 kWh あたり
 出典：REB 提供資料

図 19-23 REB 販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

19.3.4 発電部門コスト構造

(1) 「バ」国発電コスト（電力調達コスト）の推移

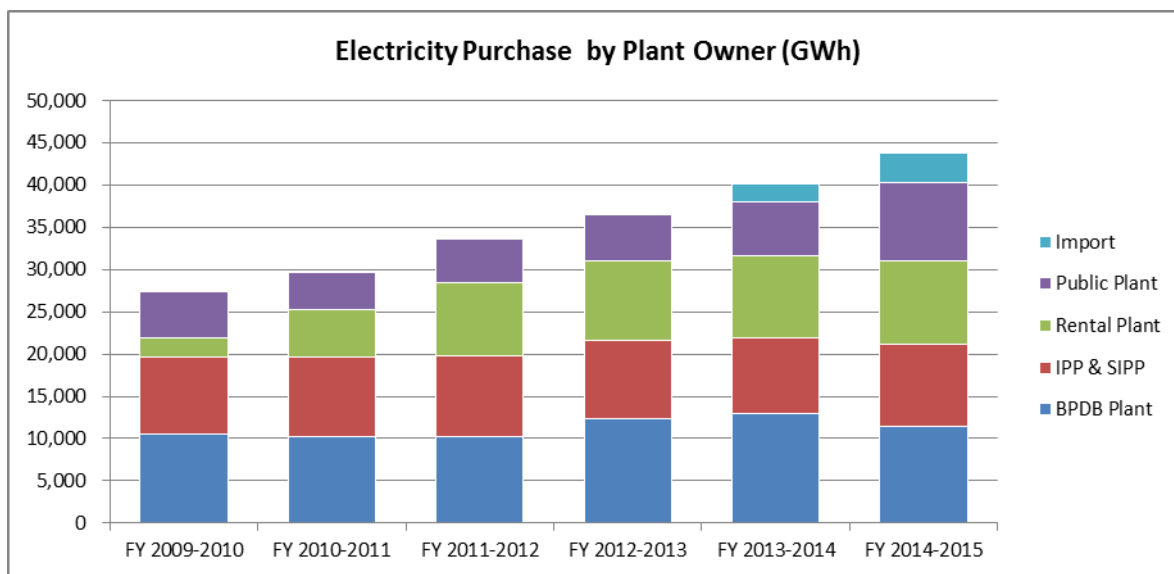
前項で論じた通り、現在の電気料金水準は実際の電力供給コストを賄うのに十分ではなく、図 19-24（再掲）に示すとおり、BPDB の発電部門の費用、特に電力調達コストが近年急増しており、電気料金の引き上げがそれに追いついていない状況である。全体の電力供給コストに占める発電部門のウェイトも大きいことから、今後の供給コスト見通し、すなわち将来の電気料金水準のあり方に関して検討するための基礎情報として、発電部門のコスト構造についてより詳細な分析を行う。



出典：BPDB Annual Report

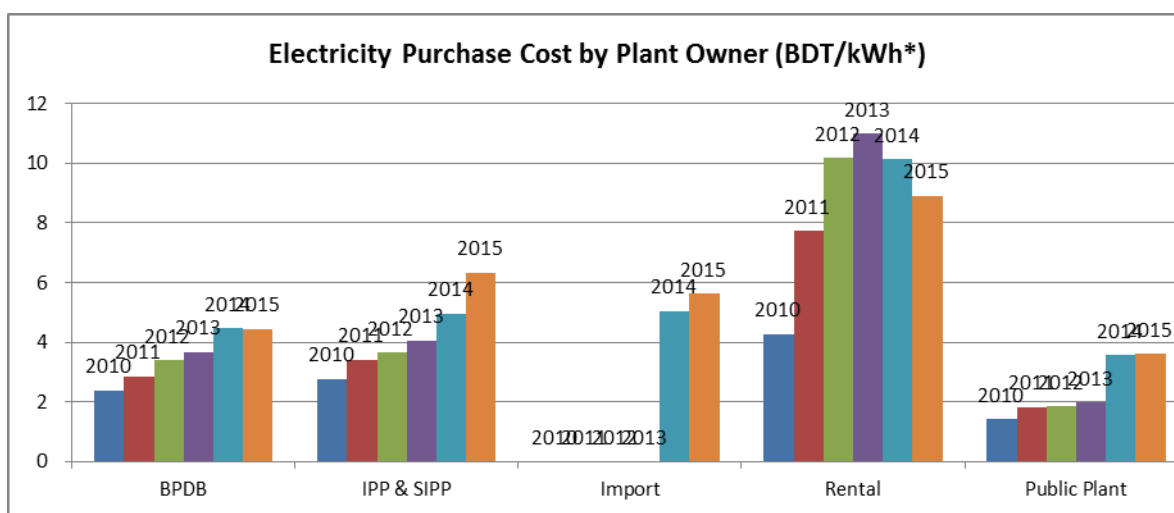
図 19-24 BPDB 発電部門の販売電力量あたり収支 (BDT/kWh)

BPDB による調達電力量の調達先別内訳を図 9-25 に示す。近年の電力需要増に対し、特にレンタルプラントからの電力購入が増加していることがわかる。図 19-26 に示すように、レンタルプラントにおける平均電力購入コストは、2013-2014 年度以降若干の低減傾向を示してはいるものの、他の調達先に比べると依然として非常に高い。2014 年度のレンタルプラントからの平均電力購入コストが 8.90 BDT/kWh であるのに対して、IPP・SIPP や公的プラントの同年における平均はそれぞれ 6.33 BDT/kWh、3.61 BDT/kWh であった。したがって、増加する電力コストの原因は、他プラントと比べて高コストであるレンタルプラントからの電力購入の増加によるところが大きいと言える。



出典：BPDB Annual Reports

図 19-25 BPDB 電力調達量（プラント所有者別内訳）



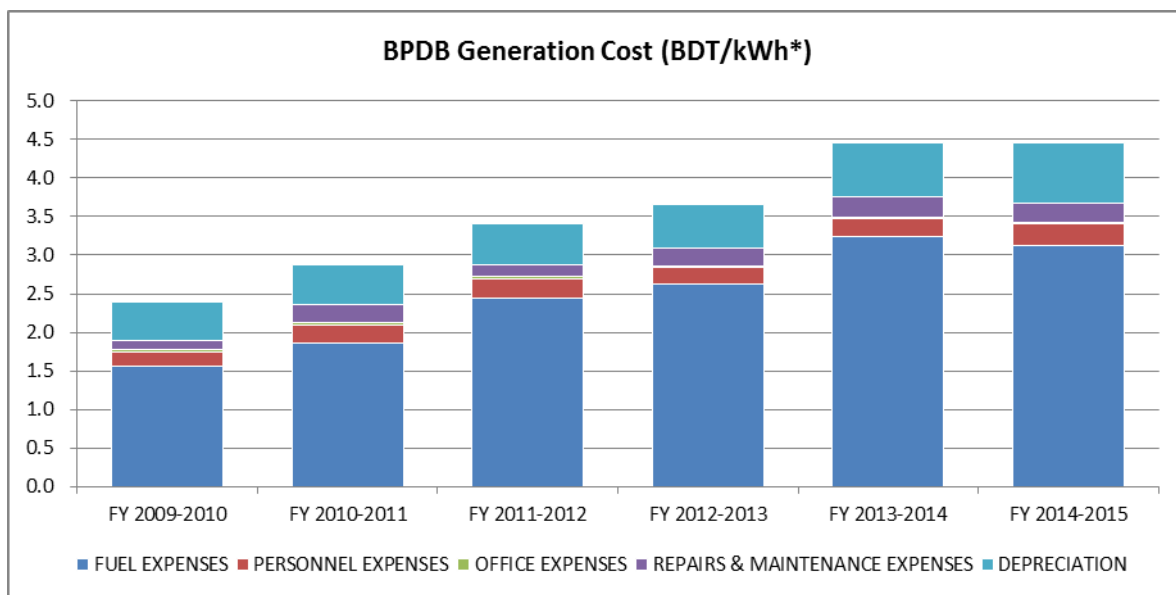
*購入電力 kWh あたり（BPDB 分については正味発電量）

出典：BPDB Annual Report

図 19-26 BPDB 電力購入コスト（プラント所有者別）

(2) BPDB の発電コスト

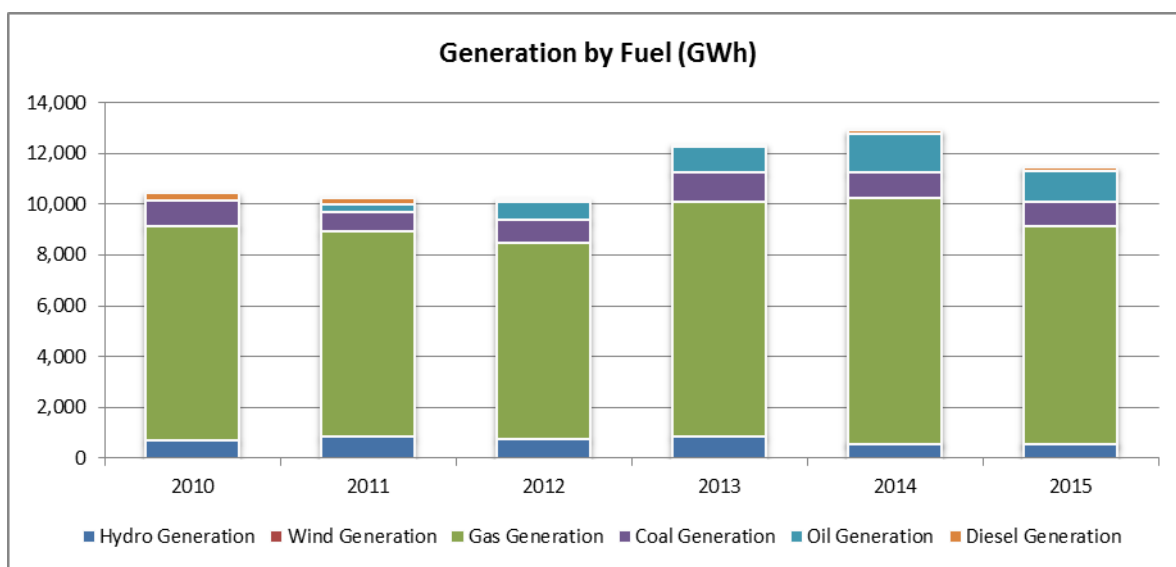
上図の通り、他社からの電力購入だけでなく、BPDB 自身の発電所における発電コストも増加傾向を示している。これは、図 19-27 に示すように、主に燃料費の増加によるものである。



*正味発電量 kWh あたり
 出典：BPDB Annual Report

図 19-27 BPDB 所有発電所における発電コスト

BPDB 所有発電所の燃料種別発電電力量内訳を図 19-28 に示す。ガスが圧倒的なシェアを占めているが、ガスより高コストの石油が、全体の発電量に占めるウェイトが増えていることが、コストを押し上げる要因の一つになっていると考えられる。

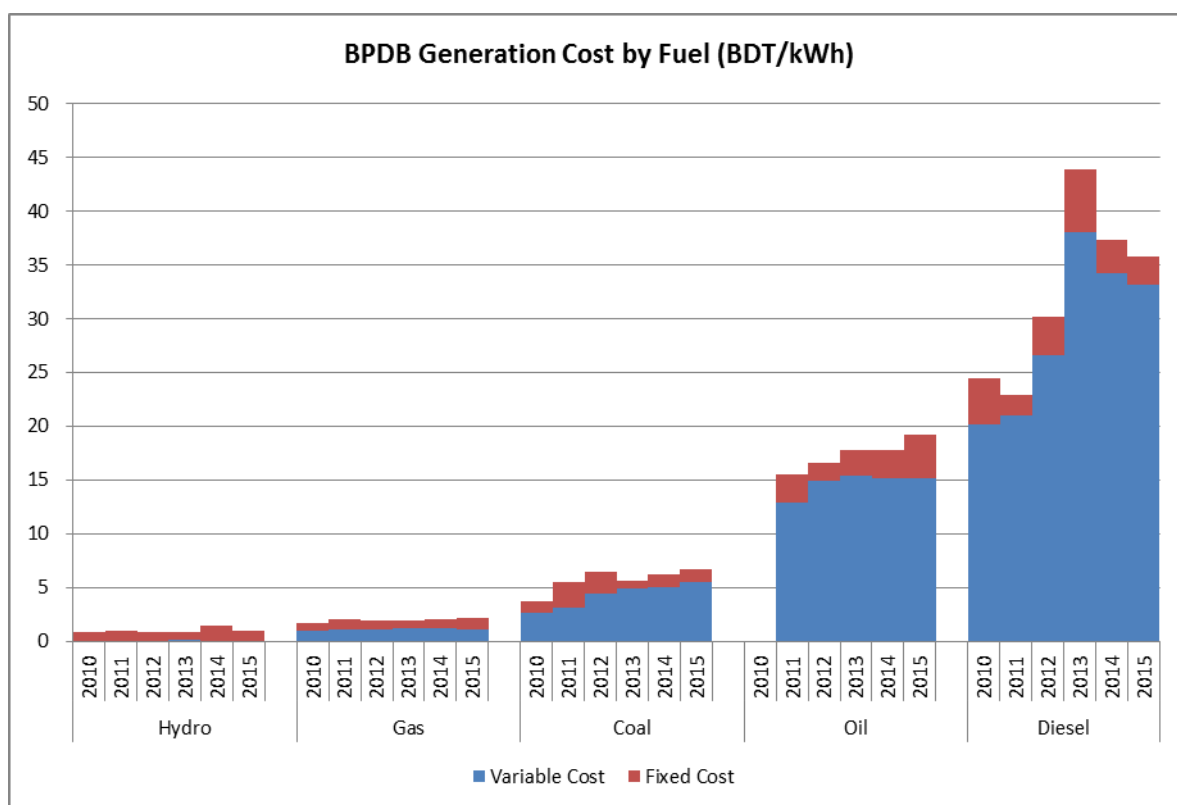


出典：BPDB Annual Reports

図 19-28 BPDB 所有発電所における燃料種別発電電力量内訳

BPDB 所有発電所における、燃料ごとの発電コストを 図 19-29 に示す。BPDB 所有発電所では、石油とディーゼルの発電コストが、「バ」国電力の主燃料であるガスと比較すると著しく高いことがわかる。

石炭発電の発電コストがガスよりも高く、一般的な傾向と異なるため奇異な印象を与えるが、これは、発電用のガスが国産の燃料に依存しており価格が国際水準に比べて低く抑えられている一方、石炭火力の燃料は国産であっても国際価格と大きな乖離はないことによると考えられる。従って、ガスの供給価格が国際水準まで引き上げられた場合、全体の発電コストに大きな影響を与えることが予想される。今後予想されるガス火力の発電コスト上昇を緩和するためには、発電所の熱効率を改善することも急務である（BPDB のアニュアルレポートによると、BPDB 発電所及び公的プラントにおける熱効率は平均で 33.29%である）。



*正味発電量 kWh あたり
 出典：BPDB Annual Report

図 19-29 BPDB 所有プラントにおける発電コスト（燃料種別）

「バ」国における電気料金に対する補助金としては、前項で述べた、BPDB の収支赤字を補填するために政府から貸付金として給付されている補助金に加え、発電燃料としてのガスの価格が国際水準より低廉に抑えられていることも、燃料費に対する補助金と見なすこともできる。前者の、電力料金に対する補助金が、財務諸表上「政府からの補助金」項目として明記されるのに対して、後者は財務諸表上は実態が見えにくいいため、隠れた補助金と呼ぶことができる。

19.3.5 電力セクター財務状況概観および今後に向けた示唆

(1) 「バ」国電力セクター財務状況

電力セクター各事業者（BPDB、PGCB、WZPDCL、DESCO、DPDC、REB）別に収支状況を見ると、BPDB の発電事業と配電事業のいずれも赤字、送電事業者である PGCB と他の配電事業者は、若干の黒字もしくは年により若干の赤字という状況で推移している。ただし、6 者の損益計算

書を連結して仮想的な垂直統合事業者として分析することにより、「バ」国では小売電気料金が電力供給コストを回収できておらず、電力セクター全体として赤字状態が続いていることがわかる。

赤字の大部分は、BPDB 内（特に発電部門）で生じているが、これは別の見方をするならば、小売電力価格は徐々に値上げが行われているものの、依然として低く抑えられており、その結果、配電事業者の収支を維持すべく、BPDB の発電部門では、実際の発電コストや電力調達コストを回収できる水準よりもはるかに低く卸電力価格が設定されていると考えることもできる。

この結果、BPDB は毎年大幅な赤字を計上し、一般的な電気事業者であればプラスになるはずの営業キャッシュフローは過去数年マイナスの状況にある。自己資本の減衰及び運転資金ショートを回避すべく、BPDB は政府から補助金を受け取ることで事業を維持しており、この補助金の累積残高は急速に増加している。

送電事業者である PGCB は、他事業者と比べると比較的健全な財務状況を維持しており、収支黒字を維持し続けている。ただし、送電料金単価が長年据え置かれている一方で費用は徐々に乗しているため、収益性は悪化傾向にある。

BPDB の配電部門以外の配電事業者については、BPDB に比べると財務状況は比較的良好であり、黒字を維持している事業者も存在する。ただし、これらの事業者においても、十分な利益率を上げているとは言い難く、財務状況の健全性を保つにあたって十分とは言えない。また、これら配電事業者の供給コストのうち、BPDB からの卸電力購入費が大きな割合を占めるため、BPDB の財務状況を改善すべく卸料金価格を引き上げるのであれば、小売料金も併せて値上げを行うのは必至である旨、留意する必要がある。

(2) 今後に向けた示唆

電力セクターの財務状況を健全化すべく、政府補助金に頼ることなく収支をバランスさせることを目指すことが強く推奨される。そのためには、調達コストをカバーできるよう電力料金を適切に引き上げていくとともに、電力供給コストの削減、特に電力調達コストの削減についても取り組む必要がある。

電力料金の引き上げ

BPDB の財務状況が深刻な状況にあり、国庫からの財政支援も急増している状況から、まずは BPDB が発電に関わるコストを回収できるよう、卸電力価格を上げていくことが喫緊の課題である。卸料金の引き上げにより配電事業者が代わりに財務赤字に転じることを避けるべく、小売価格の上昇も併せて行う必要がある。

供給コストの削減

一方で、電気料金値上げによる家計および国民経済への影響を抑えるためにも、電力供給コストの削減、特に BPDB による発電調達コストの低減についても取り組む必要がある。まずは、他プラントよりも高コストであり、近年調達量・調達金額ともに規模が拡大している小規模レンタルプラントからの調達コスト抑制が急務と考えられる。このような小規模レンタルプラントは元々需給逼迫の緊急対応として調達量が増加したものであり大規模電源に比べて発電効率が高くないため、調達を削減していくことが望まれる。そのためには、増加する電力需要に対応して、大規模電源の開発を適宜進めていくことが重要である。

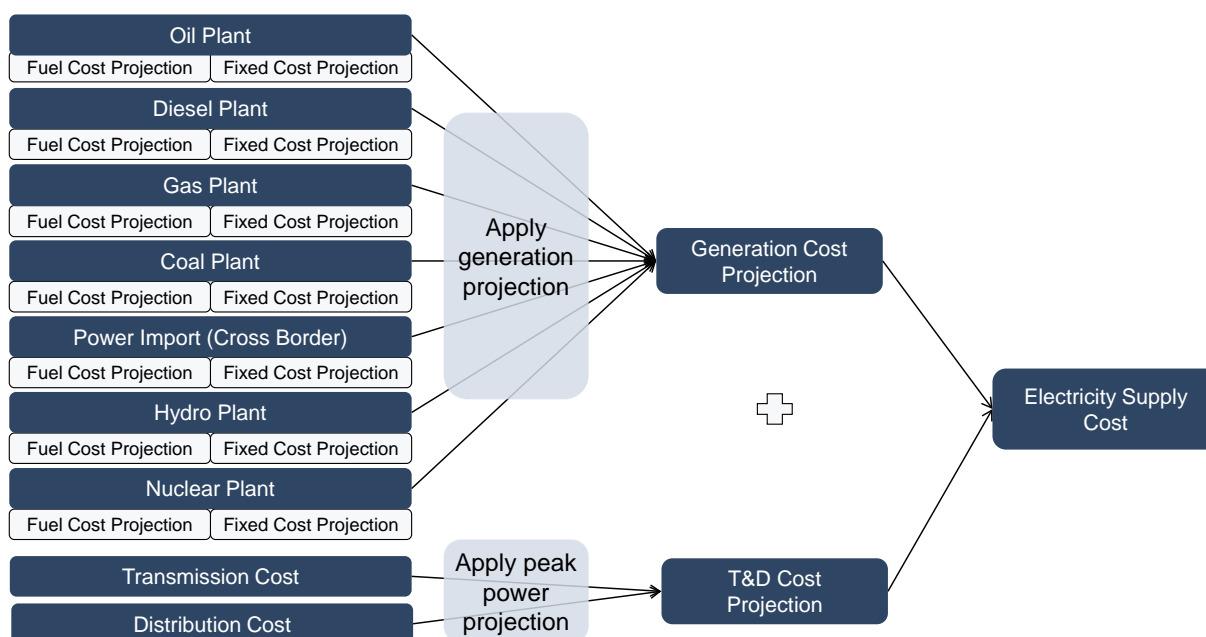
ロードマップとアクションプランの必要性

しかし、前述したこれらの施策のうち、前者は急激な料金引き上げによる悪影響を考慮する必要がある、後者は電力購入契約（PPA）による義務もあることから、いずれも時間を掛けて段階的に行っていく必要がある。そのためセクター全体として収支バランスを達成するには相当の期間を要することが想定される。必然的に政府補助は一定期間残存することになるため、政府としていつまでにどのような方法で補助金依存状況を解消していくのか、中長期のロードマップおよび

短期のアクションプランとして明確に示すことが求められる。

19.4 電力供給コストの将来見通し

第 21 章で実施する、電気料金上昇による「バ」国経済への影響分析に資するべく、電力供給コストの将来見通しについて簡易試算を行った。この試算においては、電力供給コストは発電費用と送電・配電費用に大別し、更に発電費用はガス火力、石油火力、石炭火力、ディーゼル、水力、原子力及び電力輸入それぞれに分類の上、燃料費（可変費）とその他費用（固定費）の別に推計した。また、発電費用の前提となる電源構成の将来見通しについては、第 11 章にて検討した電源開発計画のうちシナリオ 3 を参照した。送電及び配電費用については、100%固定費と仮定した。



出典：JICA 調査団

図 19-30 電力供給コスト見通しの概要

以下に電力供給コスト見通しに関する簡易計算の手法を述べる。

19.4.1 発電費用の推計

発電費用のうちの可変費用（US cent/kWh）については、電源開発計画のうちシナリオ 3 におけるパラメーターを参照とした。この電源開発計画では、IEA World Energy Outlook での燃料価格見通しに基づき、プラント種別（石油、ディーゼル、石炭、電力輸入、水力、原子力等）に全体の燃料費（百万 USD）を試算している。

同様に、発電費用のうちの固定費用（US cent/kWh）についても、電源開発計画のうちシナリオ 3 におけるパラメーターを参照とした。この電源開発計画では、将来のインフレーション率を考慮しながら、プラント種別（石油、ディーゼル、石炭、電力輸入、水力、原子力等）に全体の固定費（百万 USD）を試算している。

19.4.2 送配電費用の推計

送配電費用については、これらの費用の大半が固定費でありピーク需要（MW）のに応じて増加するという前提のもと、簡便法にて見通しを作成した。PGCB と配電事業者の財務諸表より、過去におけるピーク需要（MW）あたり費用単価の実績額を算出し、インフレーション率を考慮して、将来の費用単価を推計した。これに電源開発計画にて示されているピーク需要見通しを乗じて、送配電費用の見通しとした。

19.4.3 費用見通し試算結果

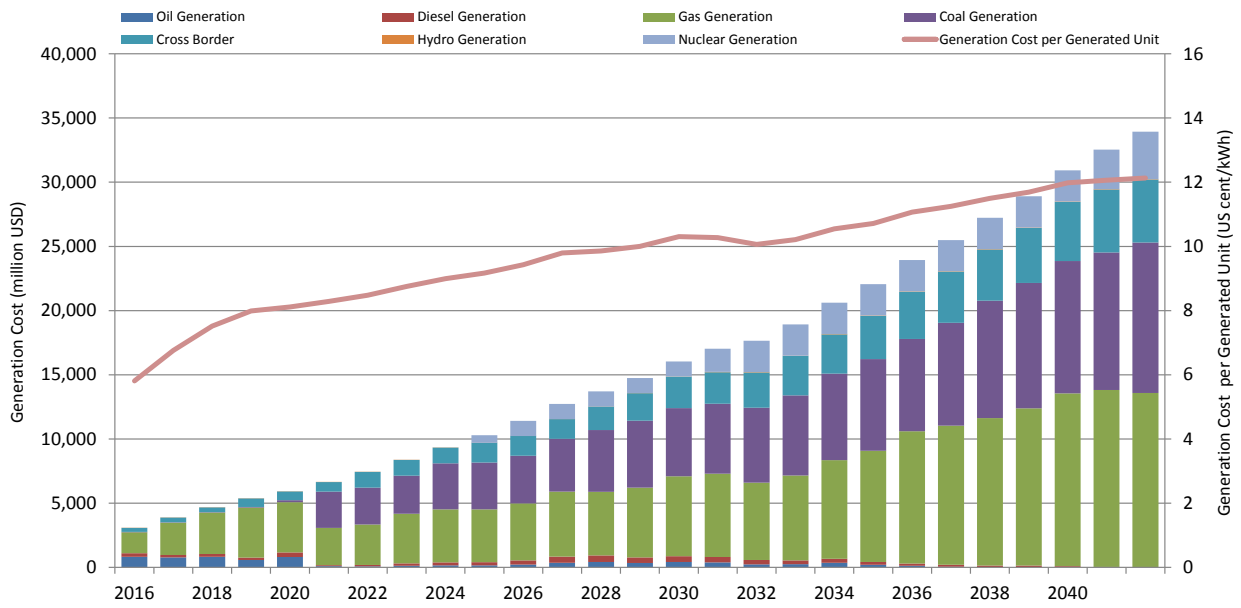
図 19-31 と図 19-32 にそれぞれ USD ベース及び BDT ベースでの発電費用見通しを示す。これらの図における棒グラフは、全発電費用のプラント種別（ガス、石炭、石油、水力、原子力等）内訳を示している。一方、線グラフは発電電力量あたりの平均発電コスト（それぞれ US cent/kWh、BDT/kWh）を表している。

発電費用は 2016 年における 3.9 十億 USD から 2041 年には 33.9 十億 USD へと、年率 9.1% の増加となっている。BDT ベースでは、全体の電力供給コストが 2016 年の 0.31 兆 BDT から 3.40 兆 BDT へと、年率 10.1% 程度の増加となっている。本調査では、国際価格の上昇率よりも「バ」国内のインフレ率が高いことにより、USD に対する BDT の為替レートが低下すると仮定している（2016 年に 79 BDT/USD から 2041 年に 100 BDT/USD）ことから、BDT ベースでの名目コスト上昇率が USD ベースでの名目コスト上昇率よりも高くなっている。

発電量あたりの平均発電コスト（US cent/kWh）は、2016 年の 6.76 US cent/kWh から 2041 年にはその 2 倍程度の 12.13 US cent/kWh へと、年率 2.4% の増加となっている。BDT/kWh ベースでの平均発電コストは、2016 年の 5.34 BDT/kWh から 2041 年には 12.14 BDT/kWh へと増加しており、年率 3.3% 程度の増加となっている。

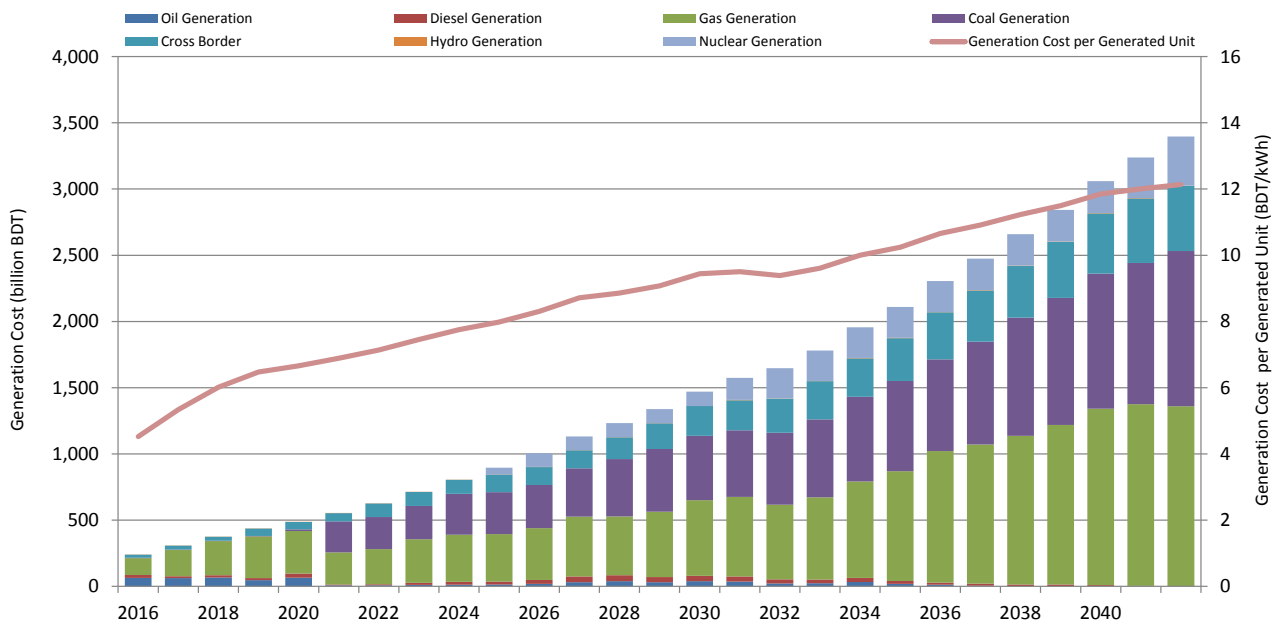
下図より、発電費用におけるガス火力分の割合が減る年では、平均発電コストの増加が鈍化することがわかる。今回のコスト見通しでは、燃料費は現在の「バ」国における国内燃料価格ではなく国際価格を元に算定しているため、ガス火力の発電費用は、石油火力やディーゼル発電を下回るものの、石炭火力、水力、原子力の発電費用よりは高くなっている。

そのため、石炭火力や原子力、電力輸入量（主に水力）の割合が増加することによって、全体の発電費用の増加傾向は抑えられている。燃料費が非常に高価な石油火力による発電は、2041 年までにほぼなくなっている。



出典：JICA 調査団

図 19-31 電源種別発電費用見通し及び発電電力量あたり単価の見通し (USD)



出典：JICA 調査団

図 19-32 電源種別発電費用及び見通し (BDT)

発電費用のほか、送配電費用も含む電力供給コスト見通しを、図 19-33 および図 19-34 に示す。図 19-31、図 19-32 同様に、これらの図の棒グラフは、電力供給コストのうちの、発電燃料費用、発電固定費用、送電費用、配電費用の内訳を示し、線グラフは電力販売量あたりの平均電力供給コストを表す（それぞれ US cent/kWh、BDT/kWh）。なお、図 19-31、図 19-32 では「発電量 kWh あたり」のコストを産出しているのに対し、図 19-33 および図 19-34 においては送配電ロスを加味した「需要家への電力販売量 kWh」あたりのコストを算出しており、単位当たりコストの分母が異なっていることに留意する必要がある。

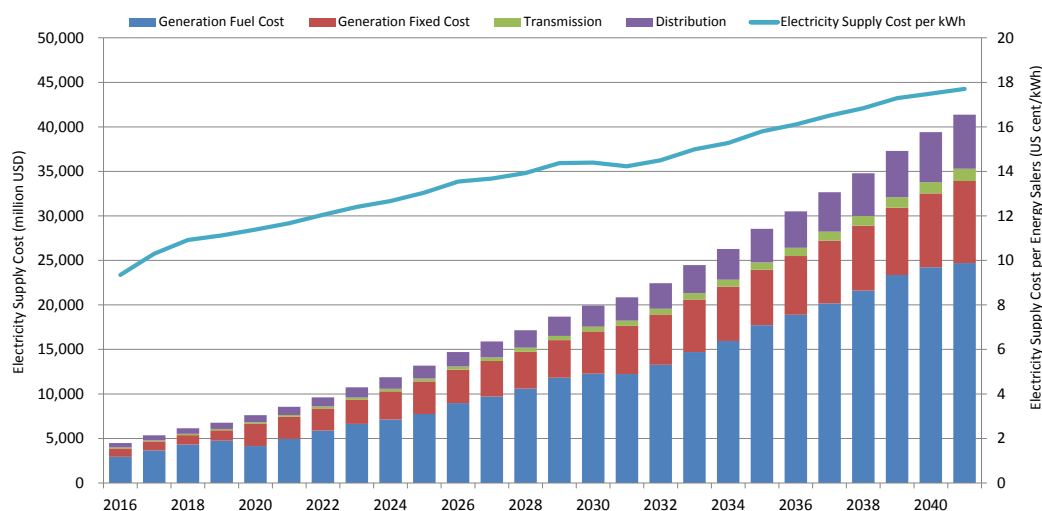
電力供給コスト全体では、2016 年の 4.5 十億 USD (0.35 兆 BDT) から 2041 年の 41.4 十億 USD (4.14 兆 BDT) へと、年率約 9.3% (BDT ベースでは 10.3%) で増加している。

販売電力量 kWh あたりの平均電力供給コストは、2016 年の 9.34 US cent/kWh (7.38 BDT/kWh)

から 2041 年の 17.70 US cent/kWh (17.72 BDT/kWh) へと増加している。kWh あたり平均供給コストは、当該期間に年率約 2.6% 程度 (BDT ベースでは年率約 3.6%) で増加する。なお、この値は名目価格での増加率であり、インフレ率による影響を排除した実質価格では、電力供給コストは年率約 1.1% 程度の増加になると考えられる。

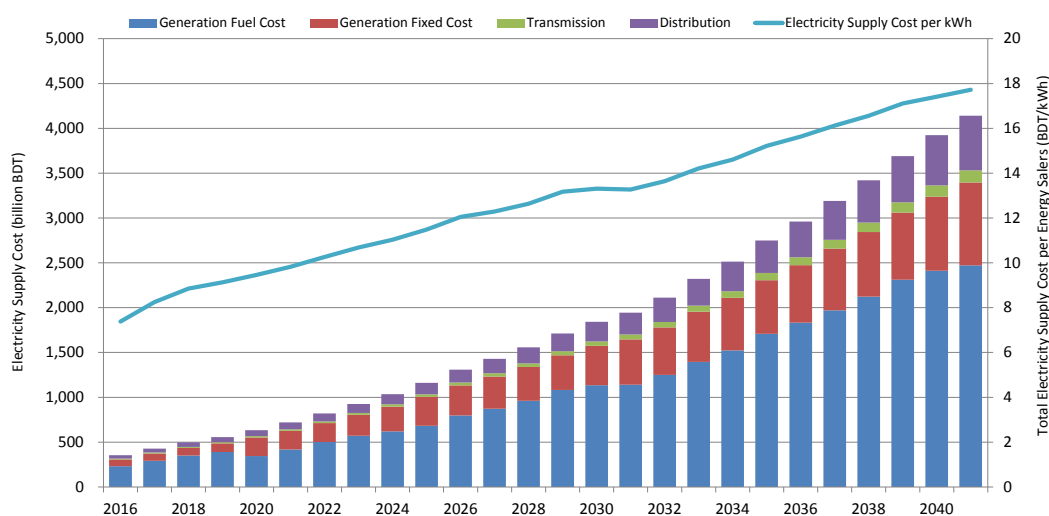
本章の 19.3.1 では、電力セクター全体が発送配垂直統合の電気事業者と仮定して国全体の電力供給コスト実績分析を行い、2014-2015 年度の平均電力供給コストを 8.23 BDT/kWh と推定した。この値と、ここで算出した 2016 年における電力供給コスト (7.38 BDT/kWh) との間の乖離は、石油・ガスの国際価格が近年低下傾向にあることによる影響の他、供給コストの算出方法がそもそも違うことも理由として挙げられる。実績の発電費用分析は、実際の財務諸表に基づき算定したのに対し、2041 年に向けた見通しは、IEA での国際燃料価格見通しとモデルプラントにおける想定固定費用を前提に、シミュレーションを行っている。

従って、ここでの電力供給コスト見通しは、過去の実績トレンドと完全に整合してはいないものの、長期的な展望として、「バ」国における電力供給コスト (実質価格) が、年率 1~1.5% 程度で増加し続けるという示唆を得るには十分な試算結果であると考えられる。



出典：JICA 調査団

図 19-33 電力供給コスト見通し (USD)



出典：JICA 調査団

図 19-34 電力供給コスト見通し (BDT)

第 20 章 ガス・石油セクター財務状況

20.1 天然ガス料金

20.1.1 「バ」国天然ガス料金の概要

電気料金と同様、BERC（Bangladesh Energy Regulatory Commission）が、天然ガスおよび石油製品の料金規制を行う権限を持つ。

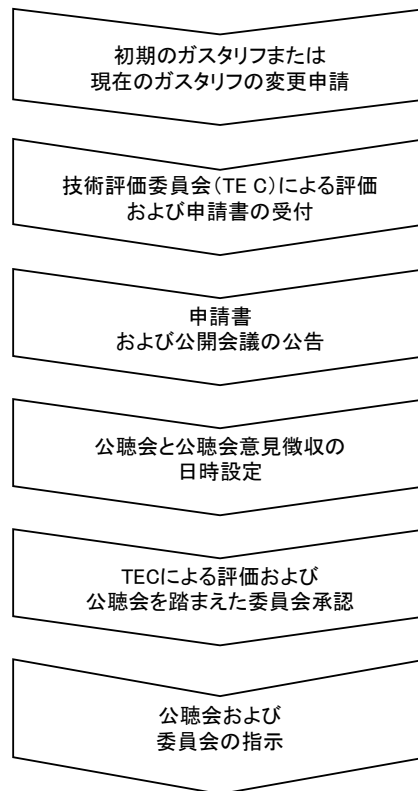
表 20-1 BERC のミッション

<ul style="list-style-type: none">• エネルギーセクターにおける財政的規律の実施• 業績目標およびインセンティブベースでの規制の導入• 統一された運用基準および供給品質の導入• 料金決定における透明性および経済的効率性• 競争的市場の発展に向けた機会増加• エネルギーセクターにおける公的な関与

出典：BERC ウェブサイト

BERC が策定した天然ガス関連の規定としては、天然ガス搬送料金規則（2010）および天然ガス販売料金規則（2010）が存在する。これらの規則は、民間企業の新規事業参入も考慮して作成されており、天然ガス搬送と販売のそれぞれに対する料金の承認申請に関して、免許承認業者による申請書提出のプロセス、BERC による申請書のレビュー手法等、卸および小売料金の承認手続きについて規定されている。

また、両規則においては、料金算定の根拠となる原価計算の標準的な手法を詳細に規定されている。天然ガス料金の決定プロセスの概要を 図 20-1 に示す。



委員会は、委員会スタッフの評価報告書を受け取った後、評議内容、将来の公聴会開催内容、社会・経済情勢、および政治情勢や政府の補助金の規定委員の評価報告を評価し、申請書に対する意志決定を行う。ガスタリフやコンプライアンスの方針に係る委員会の最終決定と指示は、委員会の全員の承諾の元に署名される。

出典：「Bangladesh 人民共和国天然ガスセクター情報収集・確認調査 ファイナル・レポート」(JICA、2012)

図 20-1 「バ」国天然ガス料金の決定プロセス

天然ガス販売料金は、下記の用途毎に分かれている。業務用では、mcf (1000 立方フィート) 当たりの従量料金、住宅用では、メーターによる従量料金制と調理器具等の使用設備に基づく月額料金制の 2 種類が存在する。過去の料金単価の推移を 表 20-2 に示す。

- 発電事業用
- 肥料用原料
- 製造業
- 商業
- 茶園
- 自家発電施設
- CNG スタンド
- 季節的産業 (煉瓦製造など)
- 住宅用 (メーターによる従量制)
- 住宅用 (使用設備による定額制)

表 20-2 1969 年以降のガス料金単価の推移

(単位: BDT/mcf)

適用開始年月日	発電用	肥料原料	産業用	業務用	製茶業	自家発電	CNG スタンド	季節的産業(煉瓦)	住宅用		
									メーター	シングルバーナー	ダブルバーナー
28.06.1969	1.60	1.60	2.92	6.40	-	-	-	-	6.40	6.30	10.50
19.06.1974	3.72	3.72	7.20	12.00	-	-	-	-	12.00	15.00	28.00
01.12.1977	5.00	5.00	9.00	13.00	-	-	-	-	13.00	16.00	30.00
02.06.1979	6.25	6.25	16.00	17.00	-	-	-	-	16.00	20.00	36.00
07.06.1980	7.75	7.75	18.00	19.00	-	-	-	-	18.00	22.00	40.00
07.06.1981	9.30	9.30	27.75	28.00	-	-	-	-	20.00	25.00	45.00
01.07.1982	10.50	10.50	31.00	31.00	-	-	-	-	27.00	35.00	65.00
30.06.1983	11.50	11.50	36.00	36.00	-	-	-	-	34.00	45.00	80.00
27.06.1984	13.05	13.05	36.00	45.20	-	-	-	51.00	34.00	45.00	80.00
30.06.1985	15.66	15.66	43.20	54.24	-	-	-	61.20	40.80	60.00	100.00
28.06.1986	19.09	19.09	52.14	65.39	-	-	-	78.30	44.88	66.00	110.00
18.06.1987	24.82	24.82	52.14	85.00	72.30	-	-	78.30	56.10	80.00	130.00
01.07.1988	28.54	28.54	59.96	97.75	83.15	-	-	90.05	56.10	92.00	150.00
01.07.1989	33.00	28.54	70.00	110.00	83.15	-	-	-	65.00	100.00	170.00
01.07.1990	37.95	32.82	80.42	126.50	95.62	-	-	-	74.75	115.00	195.00
01.07.1991	39.08	33.98	85.23	134.22	100.62	-	-	106.19	74.75	115.00	195.00
01.05.1992	43.05	37.39	93.74	134.22	110.16	-	43.05	116.67	82.12	126.00	215.00
01.03.1994	47.57	41.34	103.07	147.53	113.26	-	-	128.28	82.12	160.00	250.00
01.12.1998	54.65	47.57	118.93	169.90	130.26	86.37	-	147.25	94.86	185.00	290.00
01.09.2000	62.86	54.65	136.77	195.39	149.80	99.11	-	169.33	109.02	210.00	330.00
01.01.2002	65.98	57.48	143.57	205.30	157.16	104.21	-	177.83	114.40	275.00	350.00
01.09.2002	70.00	60.00	140.00	220.00	140.00	100.00	-	220.00	120.00	325.00	375.00
15.02.2003	-	-	-	-	-	-	70.00	-	-	-	-
01.07.2004	72.45	62.15	145.20	228.50	145.20	-	-	228.50	126.10	340.00	390.00
01.09.2004	-	-	-	-	-	103.50	-	-	-	-	-
01.01.2005	73.91	63.41	148.13	233.12	148.13	105.59	-	233.00	130.00	350.00	400.00
25.04.2008	-	-	-	-	-	-	282.30	-	-	-	-
01.08.2009	79.82	72.92	165.91	268.09	165.91	118.26	-	-	146.25	400.00	450.00
12.05.2009	-	-	-	-	-	-	509.70	-	-	-	-
19.09.2011	-	-	-	-	-	-	651.29	-	-	-	-
01.09.2015	-	-	190.86	321.68	182.64	236.73	764.55	-	198.22	600.00	650.00

出典：PetroBangla アニュアルレポート 2015 年、No. BERC/Tariff/Gas-12/Transmission & Distribution/3056

なお、天然ガス販売規則によると、年に1回、ガス小売料金の改定を行うことが可能とされている。しかし、こうした権限にかかわらず、中央政府の意向により、不規則的に料金改定が実施されることもある。

現時点(2016年8月)で最新の天然ガス料金は、2015年9月1日実施のものである。BERCは、2015年8月27日のプレス向け会見でこの料金改定を発表している。BERC決議No. BERC/Tariff/Gas-12/Transmission & Distribution/3056によると、今回の料金改定により、家庭用のシングルバーナーとダブルバーナーの価格は、それぞれ月400タカおよび450タカから600タカおよび650タカに値上げされている。

20.1.2 他国における天然ガス料金との比較

表20-3は、2011年時点における Bangladesh およびアジア各国の天然ガス小売価格を比較したものである。表に示すように、同国のガス小売価格は他国に比べてかなり安く設定されていることがわかる。発電用のガス料金は、パキスタンの料金の5分の2で、シンガポールに比べ1割未満と差が非常に大きい。経済的な諸条件が近いと思われるパキスタンと比べると、CNGスタンドと住宅用の天然ガス料金は「バ」国が上回っているが、それでもインドと比べると、「バ」国のCNGスタンド料金は半分程度、住宅用は約6分の1にとどまっている。

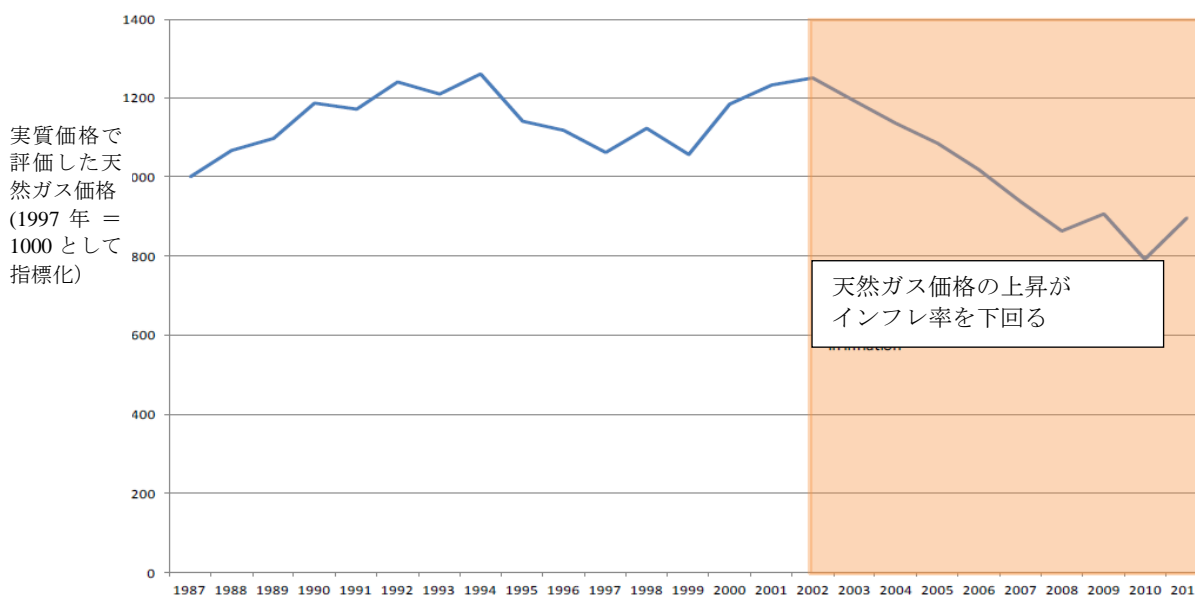
表 20-3 Bangladesh および主なアジア諸国における天然ガス料金の比較

(単位: USD/mcf)

Country	Bangladesh	Pakistan	India	Malaysia	Thailand	Indonesia	Singapore
Effective Date of Tariff	19/09/2011	7/08/2011	1/12/2011	1/06/2011	1/06/2011	1/06/2011	1/06/2011
Consumer Category							
Power	1.05	5.14	5.06	4.36	5.81	6.7	13.79
IPP	1.05	4.34					
Fertilizer							
Feed Stock	0.96	1.17	5.06				
Power	1.56	4.99					
Industry	2.19	4.99	18.19	5.12	6.2	5.97	35.21
Cement		7					
Ice Factory		6.05					
Captive Power	1.56	4.99					
CNG	8.6	6.57	16.17				
Large Commercial	3.54	6.05	18.19	5.12			
Small Commercial	3.54	6.05	23.51	5.12			
Domestic	1.93	1.24	12.27				
Tea Estate	2.19						

出典: ADB 「Bangladesh: Tariff Reform and Inter-sectoral Allocation of Natural Gas」(2013)

図20-2は、「バ」国における1997年以降の平均ガス価格の推移を、1997年の物価水準を基準価格として実質価格ベースで指標化したものである。この曲線が右肩上がりであれば、天然ガス価格が一般物価水準を上回るペースで上昇し、逆にこの曲線が下がっていれば天然ガス価格の上昇は一般物価水準の上昇を下回っていることを意味する。この図が示すように、2002年以降、この曲線は概ね下降傾向を辿っている。つまりガス料金改定は行われているものの、その上昇幅はインフレ率を下回っており、実質価格では低下傾向が続いていることがわかる。



出典：「Bangladesh: Tariff Reform and Inter-sectoral Allocation of Natural Gas」 (ADB, 2013)

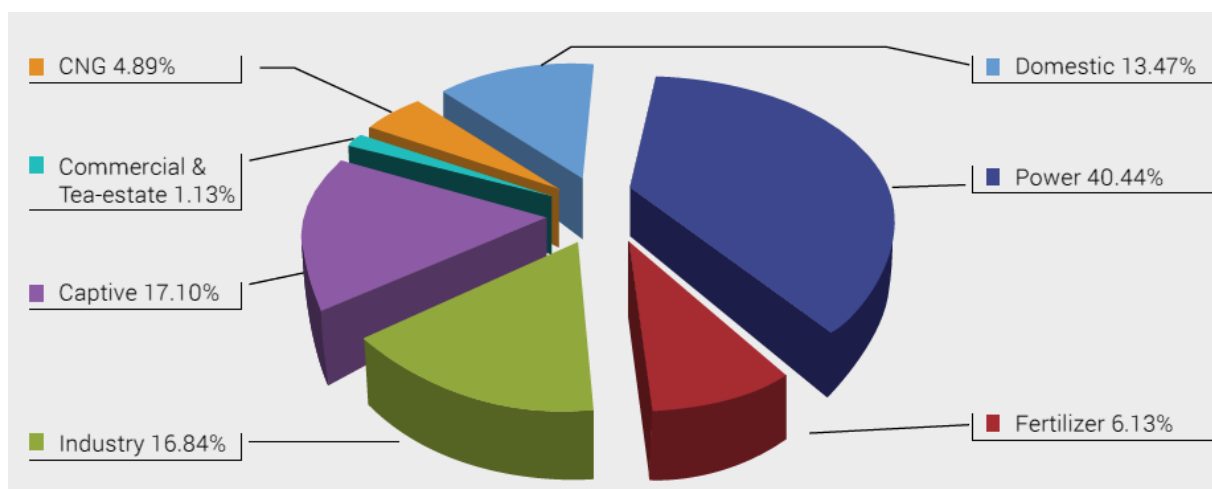
図 20-2 1997年物価水準を基準として実質価格ベースで指標化した、平均ガス価格の推移

20.2 Petrobangla および BPC の財務状況

「バ」国では、天然ガスの供給は国営企業である Bangladesh Oil, Gas & Mineral Corporation (Petrobangla) が、石油製品の供給は同じく国営企業である Bangladesh Petroleum Corporation が独占的に事業を行っている。

20.2.1 Petrobangla

Petrobangla は、「バ」国における化石エネルギー資源の開発および天然ガス事業を所掌する国営会社である。Petrobangla は、子会社を通じて探鉱、生産、輸送、配分を通して統合的に天然ガス開発を行い、天然ガス資源の卸販売を行っているほか、国際石油メジャー (IOC) と生産分与契約 (PSAs) を結んで天然ガスの探索、開発および生産を行っている。2015年度末の販売量は 877.3 十億立方フィート (BCF) で、そのうち約 4 割が電力部門にて消費されている (図 20-3)。



出典：Petrobangla アニュアル・レポート 2013年

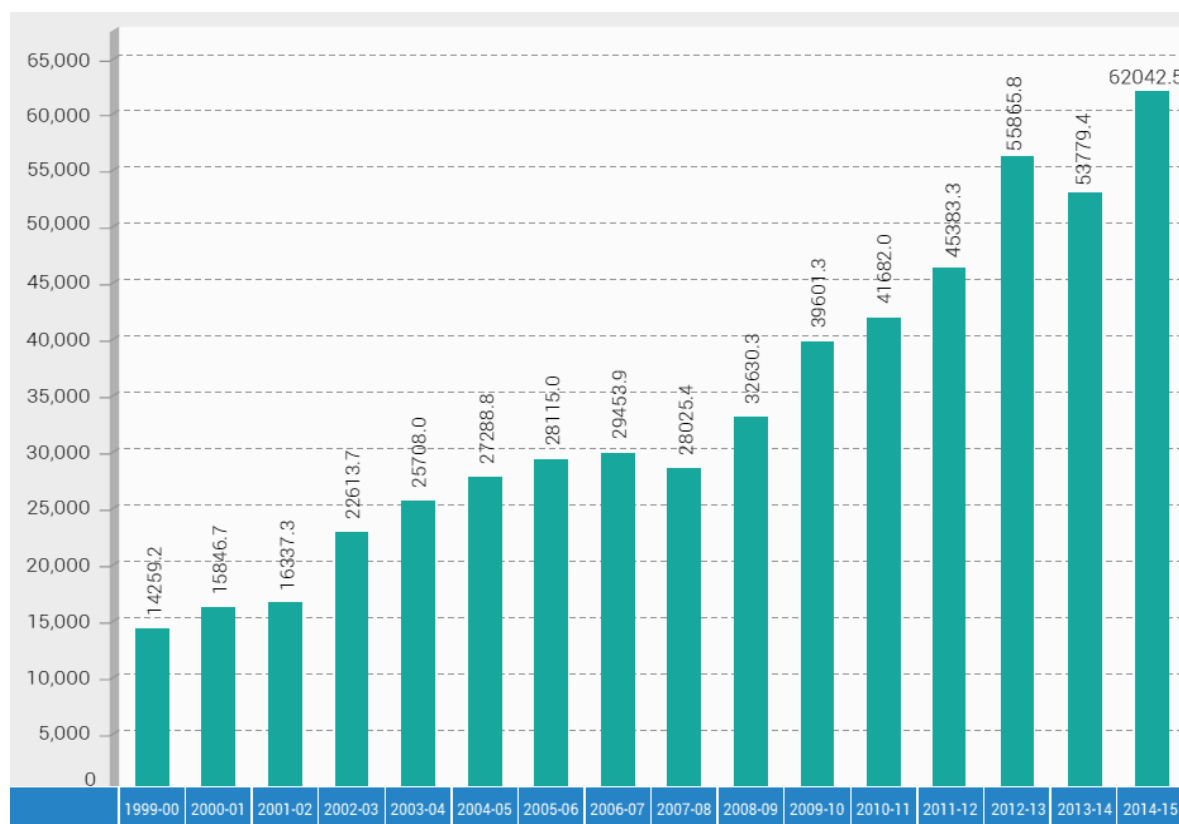
図 20-3 2014-2015年度 Petrobangla 天然ガス販売量の部門別内訳

天然ガス供給価格は BERC の認可で決定される。表 20-2 で示したとおり、電力部門および肥料用原料としての天然ガス供給価格は低く抑えられている一方、産業部門および商業部門に対しては、天然ガス供給価格は比較的高めに設定されている。

Petrobangla の 2015 年アニュアルレポートによると、2014-2015 年度の Petrobangla の連結ベースでの売上高は 280,759 百万 BDT、他方、減価償却費や間接費等を含む販売原価、および支払利息や SD（補足税）、VAT（付加価値税）等の公租公課を含む合計の総支出は、246,966 億 BDT であった。差引利益から法人税や政府への配当金等を支払った後の最終利益は、31,825 百万 BDT であった。

以上の通り、Petrobangla は損益計算書上は利益を確保しており、政府に対して法人税および配当金の支払いを行っている。この他、Petrobangla から政府に支払っている公租公課として、SD（supplementary duty、補足税）、VAT（value-added tax、付加価値税）、DSL（debt-service liability、負債支払）、CD（custom duty、関税）等があり、2014-2015 年度には合計 62,043 百万 BDT を国庫に対して支払っている。

天然ガス料金価格が他国に比べて非常に低い状況であるにも拘わらず、Petrobangla がこうして利益を確保できているのは、国産天然ガスの生産原価が低いことや、IOC 等のガス田開発権を得た事業者と締結した PSC（Production Sharing Contract、生産物分与契約）に基づく収益等によるものである。しかしながら、今後国産天然ガスの生産量が減少して、高コストの輸入 LNG への依存が強まっていくと、現在の国内天然ガス価格では利益を確保できなくなると予想される。つまり、天然ガス価格を徐々に国際価格水準に近づけるよう引き上げていかなければ、Petrobangla による国庫税収への寄与は減少し、逆に将来は BPDB と同様、補助金に依存しなければ維持できない財務体質に転じる懸念もある。



出典：Petrobangla アニュアル・レポート 2015 年

図 20-4 Petrobangla から「バ」国政府に対する支払総額の推移

表 20-4 Petrobangla から「バ」国政府に対する支払総額の内訳

Year	SD+VAT	DSL	Income Tax	Dividend	CD/VAT	Royalty	Total
1997-98	8431.1	2745.7	862.8	1000.1	404.1	-	13443.8
1998-99	9116.9	2984.9	1030.6	1500.0	168.0	-	14800.4
1999-00	8618.9	3253.3	1105.1	1150.0	131.9	-	14259.2
2000-01	11049.2	2503.8	1142.1	1058.6	93.0	-	15846.7
2001-02	10541.3	3327.3	917.2	1428.9	122.6	-	16337.3
2002-03	15576.4	3395.9	1456.8	1499.8	684.7	-	22613.7
2003-04	18235.2	3708.9	1620.4	1750.0	393.5	-	25708.0
2004-05	18481.0	3681.1	2530.6	2000.0	596.2	-	27288.8
2005-06	18526.7	3440.0	3597.8	2154.8	383.2	12.5	28115.0
2006-07	18801.5	4145.5	3665.1	2500.0	329.2	12.6	29453.9
2007-08	17900.6	3223.4	6490.5	-	350.1	60.9	28025.4
2008-09	19313.5	3533.0	7507.6	1715.3	554.7	6.3	32630.3
2009-10	20064.7	3331.2	10057.5	3281.6	2211.1	655.3	39601.3
2010-11	21625.5	3209.0	11050.9	4198.4	884.2	714.0	41682.0
2011-12	26668.1	2989.3	9378.9	3875.8	1470.6	1000.6	45383.3
2012-13	23861.6	3350.1	14257.2	8395.8	4596.4	1404.7	55865.8
2013-14	31616.0	2856.3	11854.2	4460.8	1443.0	1549.1	53779.4
2014-15	37498.6	2392.3	9471.7	11009.0	1425.4	245.5	62042.5

出典：Petrobangla アニュアル・レポート 2015 年

20.2.2 バングラデシュ石油公社 (BPC)

バングラデシュ石油公社 (BPC) は、傘下にある以下のグループ企業を通じて、原油および石油製品の輸入、精製、貯蔵および販売の各事業を行っている。

- 石油精製： ERL
- 潤滑油調製： ELBL および SAOCL
- LPG 充填： LPGL
- 石油製品販売： POCL、MPL および JOCL

「バ」国では、天然ガスが国内で産出されるのに対し、石油は基本的に輸入に依存しているため、石油製品の国内価格は、国際価格に近い水準で設定されている。ただし、国内での石油製品の価格は政府により統制されており、価格の変動幅は国際価格よりも小さく抑えられている。そのため、石油製品の国際価格の上昇が続いた場合、国内外価格の逆ざやにより BPC の財務状況が悪化することになる。BPDB と同様、BPC の財務状況悪化により資金繰りが難しくなった場合には、政府からの融資による財政支援が行われている。

IISD (International Institute for Sustainable Development、国際持続的発展研究所) の調査報告書 “Energy Subsidies in Bangladesh: A profile of groups vulnerable to reform” (2013 年 8 月) では、各種石油製品の輸入価格と国内市場における管理価格との差額から、石油製品への補助金額の推計を行っている。これによると (表 20-5)、ディーゼルに対する補助金は、2009-2010 年度の 1.22 BDT/litre から 2011-2012 年には 16.43 BDT/litre へと大きく上昇している。この間に、国内価格は 44 BDT/litre から 61 BDT/litre に上昇させているものの、輸入コストがこれを上回る上昇をしたため、逆ざやが拡大している。

表 20-5 輸入精製ディーゼル油およびファーンネス油に対する補助金

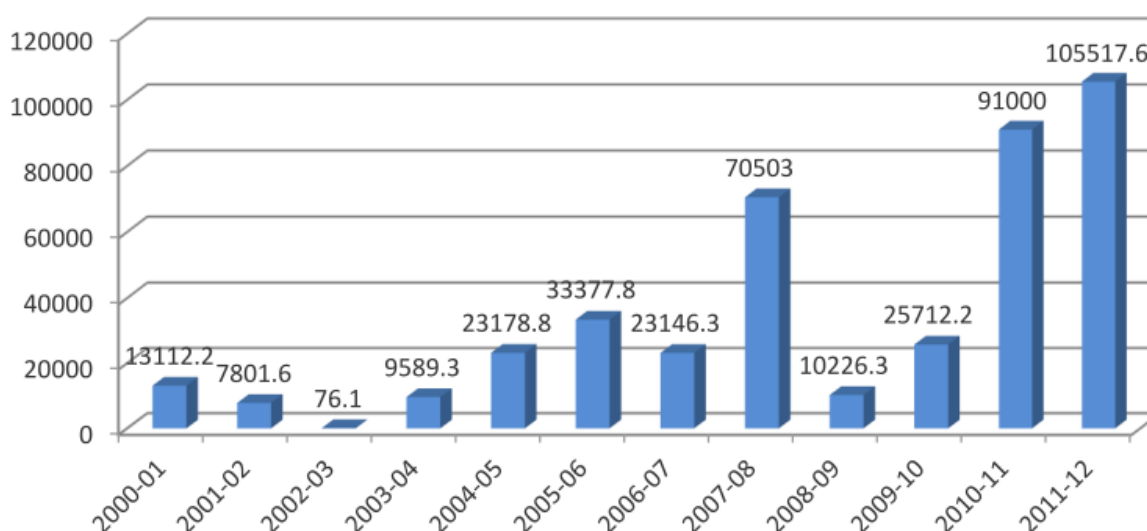
	Sales (million litres)	Per-unit supply cost (BDT/litre)	Selling price (BDT/litre)	Per-unit subsidy (BDT/litre)	Total subsidies (million BDT)
2009-2010					
Diesel	3045.894688	45.22	44	1.22	3715.992
Furnace oil	210.08653	38.00	30	8.002583	1681.235
2010-2011					
Diesel	3841.784894	62	46	16	61468.56
Furnace oil	589.275594	58.33	42	16.33	9622.87
2011-2012					
Diesel	3843.053914	77.45	61	16.45	63218.24
Furnace oil	956.20127	65.13	55	10.13	9686.319

出典：IISD “Energy Subsidies in Bangladesh: A profile of groups vulnerable to reform” (2013 年 8 月)

BPC では、2010-2011 年度以降、財務諸表が公開されていないため、現在の財務状況について詳細は不明だが、2010-2011 年度においては、売上高が 230,086 百万 BDT に対して、販売原価が 312,347 百万 BDT と大幅に上回っており、82,261 百万 BDT の粗利赤字となっている。ここから更に支払利息等を差し引いた最終損益は、97,900 百万 BDT の赤字となっている。前年の 2009-2010 年度においては、173,497 百万 BDT の売上に対して販売原価が 193,466 百万 BDT で差引 19,972 百万 BDT の粗利赤字、最終損益は 25,712 百万 BDT の赤字であったことから、当時の原油価格上昇により、収支が著しく悪化していたことがわかる。

上記の IISD 報告書によると、BPC の最終損益は過去 10 年以上赤字が続いており、特に 2000 年代後半以降悪化が深刻化している（図 20-5）。

BPC の 2010-2011 年度末のバランスシートによると、累積赤字が資本金および準備金等を大きく上回っており、自己資本が-320,280 百万 BDT と債務超過になっている。前年度末においても-222,281 百万 BDT の債務超過だったが、そこから更に大幅に悪化している。最近の原油価格低下により、BPC の財務状況悪化傾向はある程度緩和されていると考えられるため、こうした機会を利用して、BPC の累積赤字を解消すべく、適切な価格政策が採られること、また将来的にはこうした価格統制を縮小させて国際価格（市場価格）への連動性を高めるよう、政策転換を行うことが望まれる。



出典：IISD “Energy Subsidies in Bangladesh: A profile of groups vulnerable to reform” (2013 年 8 月)

図 20-5 BPC の損失額（単位：百万 BDT）

第 21 章 料金政策

21.1 手法

本調査では、GTAP モデルを活用し、電気料金と天然ガス価格の引き上げによるバングラデシュの経済への影響を分析した。

GTAP モデルはミクロ経済学の一般均衡理論に基づいて発展した応用一般均衡モデル（CGE モデル）である。米国パデュー大学で Hertel 教授らにより 1992 年に、関税引き下げ・撤廃などの効果分析を目的として開発されたものであり、対象地域は全世界を対象としている。

GTAP モデルに係るデータは、数年ごとに更新されている。現時点の最新バージョンは、2007 年の世界経済データに基づく GTAP DATA BASE 8 であり、全世界を 134 地域・57 産業に分類している。本バージョンは 2012 年に公表されており、アジア・アフリカ諸国も詳細に分類されており、米ドル建てのデータで構成されている。

GTAP モデルは、国際的に普及し、信頼度が確立しており、国際機関（世銀、OECD など）や各国の研究機関で使用されている。

GTAP モデルを用いることにより、各種の外生条件に基づく将来予測が可能である。GTAP モデルの主要な外生変数は、人口（総人口・労働力人口）・税率（関税率など）・生産性・資本などである。内生変数には、GDP・貿易額（産業別・相手国別）・生産高（産業別）・民間消費（製品別）など様々な項目が含まれる。従って、人口（総人口・労働力人口）・生産性、また環インド洋連盟以外の国・地域（日本、中国、米国、EU など）の GDP などを外生条件として設定して、経済予測を行うことが可能である。その他、外生条件を変えることにより、複数のシナリオについて予測を行うことも可能となる。

なお、本研究では、GTAP 分析には以下のモデルを採用した。

対象とする地域のカテゴリー：バングラデシュ、アジア諸国、その他の地域の国

対象とするセクター：農業、石炭*、石油*、ガス*、電力、製造業、サービス業

*ガスの分析のみ設定

21.2 電気料金の分析

21.2.1 単年度の分析

(1) シナリオの設定

電気料金（電力の小売価格）の上昇がバングラデシュのマクロ経済に与えるインパクトを分析するために、まずは単年度に限定して分析を行った。具体的にはデータが得られる直近の年、すなわち 2014 年に価格が上昇した場合にどのような影響がもたらされるかを分析した。

電気料金の上昇に関しては、以下のシナリオを設定した。

シナリオ(a): 電気料金（小売価格）が平均で 10% 上昇

シナリオ(b): 電気料金（小売価格）が平均で 20% 上昇

シナリオ(c): 電気料金（小売価格）が平均で 30% 上昇

なお、上記は実質ドルベースでの上昇率であり、タカベースで考えた場合、2010 年～2014 年までのインフレ率 7.9%¹を考慮すると、直近の伸び率は、シナリオ(a)は 19%、シナリオ(b)は 29%、シナリオ(c)は 40%となる。

¹ Source: Worldbank data site

電力の小売価格は利用量に応じて細かく設定されているが、GTAP の分析の関係上、電気料金は平均的な価格を一つ採用せざるを得ないため、平均価格の上昇という形で分析を行った。

(2) 分析結果： Bangladesh 経済に与える影響

GTAP 分析の結果を 表 21-1 から 表 21-3 に示す。電気料金の 10% 上昇は、実質 GDP を 0.72% 減少させる(USD 810.7 百万円)。電気料金の 20% の上昇は実質 GDP を 1.45% 減少させ、30% 上昇は実質 GDP を 2.17% 減少させる。現状の GDP の増加率と比較して、この額は大きい。他方、実質の輸出入に与える影響は、実質 GDP に与える影響よりも比較的小さい。

業種別に与える影響を分析した結果を 表 21-2 及び 表 21-3 に示す。電気料金の 10% 上昇によって、それぞれの業種の生産に対して 0.2~0.4% の負の影響がある。また、電気料金の 10% 上昇によって、民間消費に対して 0.6~1% の負の影響がある。輸出入についても相当程度の影響がある。一見輸出入に与える影響が大きく見えるが、現状の電力の輸出入額が小さいことから実際の影響は小さい。

表 21-1 電気料金の上昇が Bangladesh の経済に与える影響 (単年度分析の結果)

	(a) 10% 増加		(b) 20% 増加		(c) 30% 増加	
	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)
実質 GDP への影響	-0.72	-810.7	-1.45	-1618.6	-2.17	-2424.0
実質輸出 への影響	-0.28	-79.3	-0.56	-157.7	-0.83	-235.1
実質輸入 への影響	-0.27	-94.7	-0.55	-189.5	-0.82	-284.2

出典：JICA 調査団

表 21-2 電気料金の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果)

	生産			民間消費		
	(a) 10% 増加	(b) 20% 増加	(c) 30% 増加	(a) 10% 増加	(b) 20% 増加	(c) 30% 増加
農業	-0.21	-0.43	-0.65	-0.59	-1.18	-1.76
電力	-0.42	-0.77	-1.08	-2.56	-4.92	-7.1
製造業	-0.27	-0.54	-0.81	-0.69	-1.37	-2.05
サービス業	-0.36	-0.72	-1.07	-0.98	-1.95	-2.91

出典：JICA 調査団

表 21-3 電気料金の上昇が各業種に与える影響 (単年度分析の結果、続き)

	実質輸出			実質輸入		
	(a) 10% 増加	(b) 20% 増加	(c) 30% 増加	(a) 10% 増加	(b) 20% 増加	(c) 30% 増加
農業	2.51	5.08	7.71	-1.67	-3.31	-4.93
電力	-41.33	-63.78	-76.71	33.21	73.37	121.24
製造業	-0.5	-1.00	-1.5	-0.05	-0.10	-0.16
サービス業	1.41	2.85	4.32	-1.3	-2.59	-3.87

出典：JICA 調査団

21.2.2 時系列分析

(1) シナリオの設定

2014 年から 2041 年の経済影響を分析するため、第 19 章の結果を踏まえ、輸入した LNG を利用することによるコスト上昇等、電力の供給コストが年率で年率 1.5% 上昇すると仮定の下で、表 21-4 の通り電気料金の上昇に関するシナリオを設定し、Bangladesh のマクロ経済への影響を分析することとした。シナリオ 1-3 は、それぞれ 2021 年まで、2031 年まで、2041 年までに電気料金が供給コストと等しくなるように設定したものである。

表 21-4 電気料金の値上げシナリオ：ケース 1 (電力供給コスト増あり)

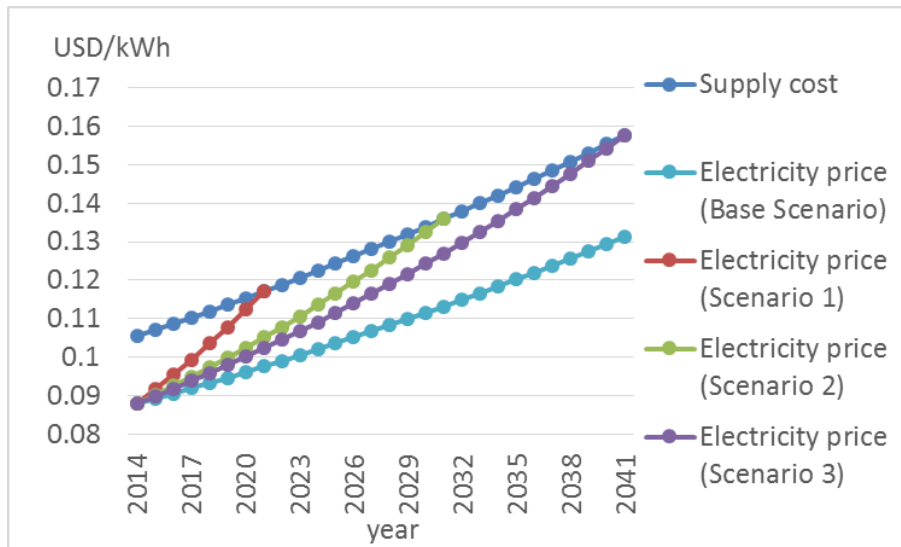
シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
電力供給コストの増加	1.5%/年 (直近の 2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
ベースシナリオ	1.5%/年 (直近の 2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 1	2021 年まで 4.2%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 12.4%/年) 2022 年以降 1.5%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 2	2031 年まで 2.6%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 10.7%/年) 2032 年以降 1.5%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年)
シナリオ 3	2041 年まで 2.2%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 10.3%/年)

出典：JICA 調査団

表 21-5 電気料金の値上げシナリオ：ケース 2 (電力供給コスト増なし)

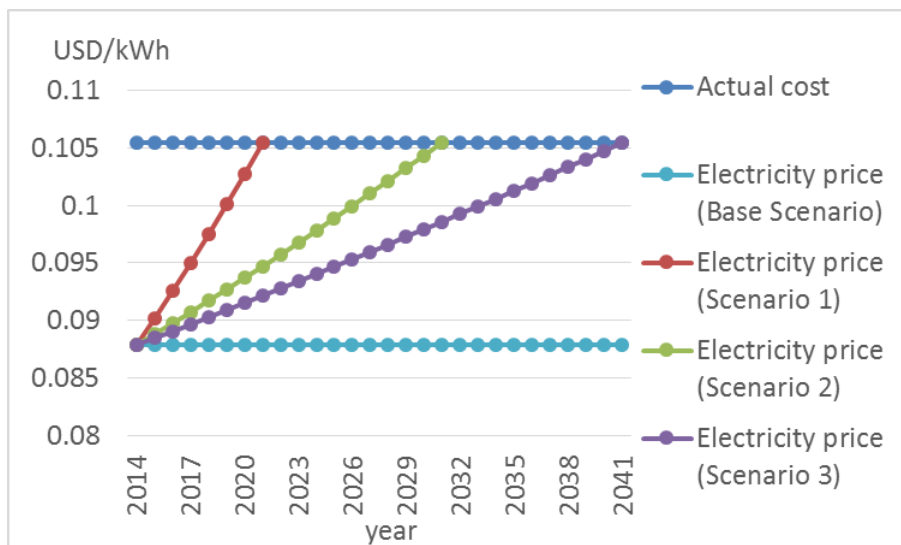
シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
電力供給コストの増加	0%/年
ベースシナリオ	0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ 1	2021 年まで 2.6%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 10.7%/年) 2022 年以降 0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ 2	2031 年まで 1.1%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 9.1%/年) 2032 年以降 0%/年 +モデルの計算上生じる微細な変動
シナリオ 3	2041 年まで 0.7%/年 (2010 年から 2014 年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで 8.7%/年)

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 21-1 電気料金の上昇に関するシナリオ (ケース 1)



出典：JICA 調査団

図 21-2 電気料金の上昇に関するシナリオ (ケース 2)

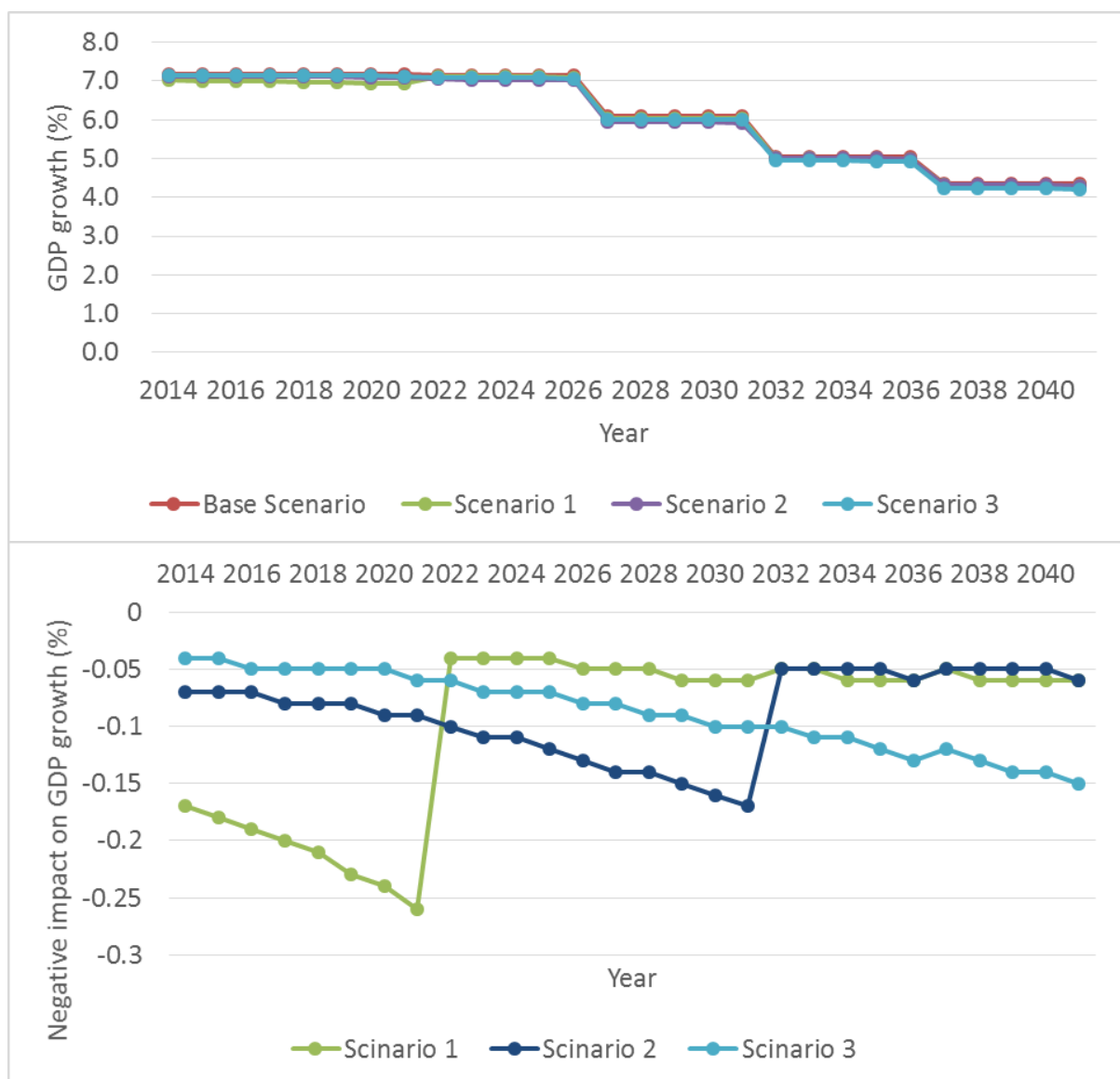
(2) 分析結果： Bangladesh 経済に与える影響

ケース 1 の分析結果を、表 21-6 及び 図 21-3 に示す。シナリオ 1 では、電気料金の上昇によって、2021 年で 0.26% の減少が生じている。シナリオ 2 では 2031 年で 0.17%、シナリオ 3 では 2041 年で 0.15% の減少が生じている。単年度の分析と比較して、年度ごとの電気料金上昇の幅が小さくなるため、GDP に与える負の影響は緩和される。

表 21-6 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響 (ケース 1)

	2014	2021	2031	2041
シナリオ 1	-0.17	-0.26	-0.06	-0.06
シナリオ 2	-0.07	-0.09	-0.17	-0.06
シナリオ 3	-0.04	-0.06	-0.1	-0.15

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

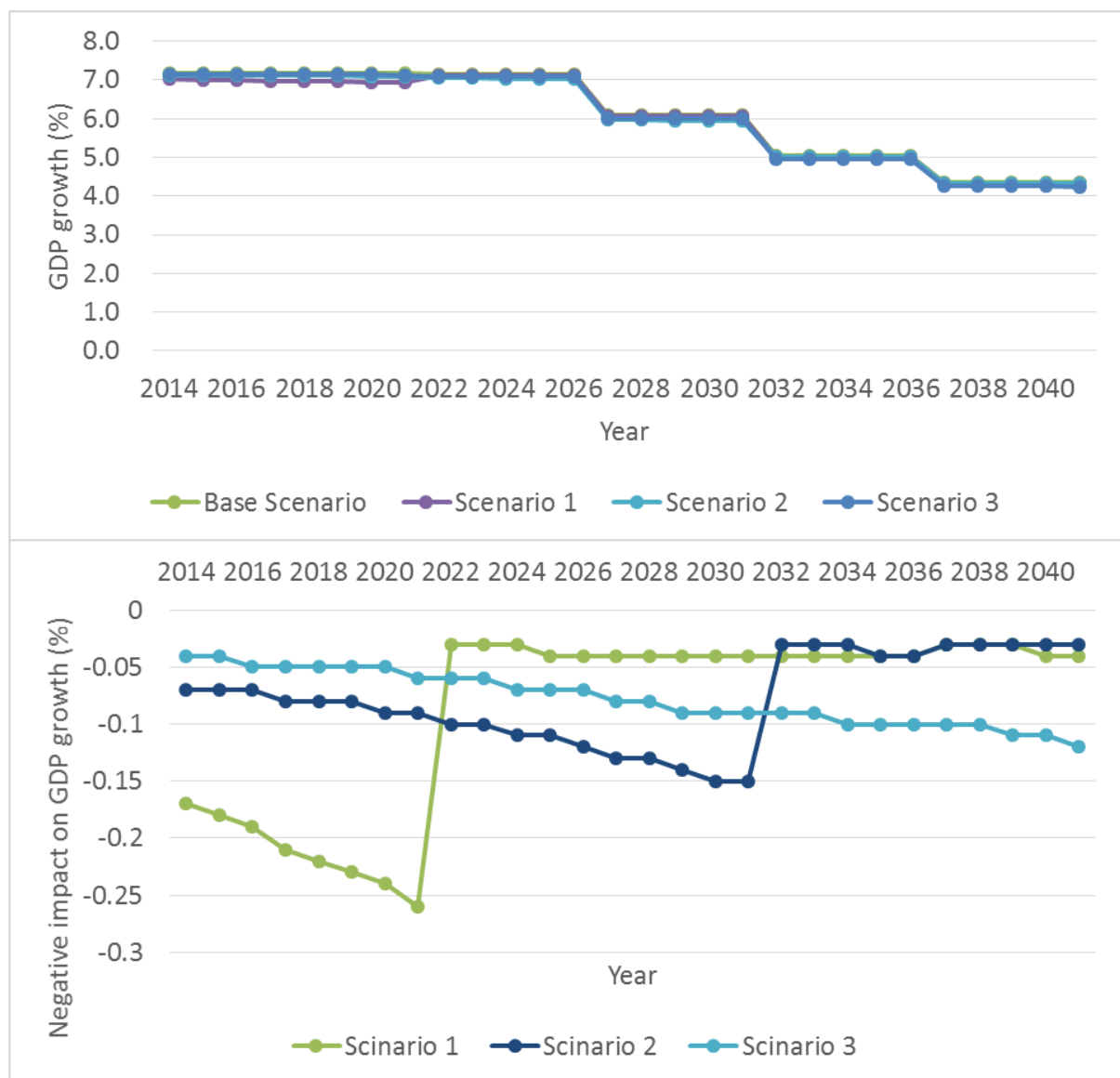
図 21-3 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響(ケース 1)

ケース 2 の分析結果を、表 21-7 及び 図 21-4 に示す。結果はケース 1 とほぼ同様である。シナリオ 1 では、電気料金の上昇によって、2021 年で 0.26% の減少が生じている。シナリオ 2 では 2031 年で 0.15%、シナリオ 3 では 2041 年で 0.12% の減少が生じている。

表 21-7 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響 (ケース 2)

	2014	2021	2031	2041
シナリオ 1	-0.17	-0.26	-0.04	-0.04
シナリオ 2	-0.07	-0.09	-0.15	-0.03
シナリオ 3	-0.04	-0.06	-0.09	-0.12

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 21-4 電気料金の上昇による Bangladesh 経済への影響(ケース 2)

21.3 天然ガス価格の分析

21.3.1 単年度の分析

(1) シナリオの設定

天然ガス価格の上昇がバングラデシュのマクロ経済に与えるインパクトを分析するために、まずは単年度に限定して分析を行った。具体的にはデータが得られる直近の年、すなわち 2014 年に価格が上昇した場合にどのような影響がもたらされるかを分析した。

天然ガス価格については、以下のシナリオを設定した。

- シナリオ(a): 天然ガス価格が平均で 50% 上昇
- シナリオ(b): 天然ガス価格が平均で 100% 上昇

なお、上記は実質ドルベースでの上昇率であり、タカベースで考えた場合、2010 年～2014 年までのインフレ率 7.9% を考慮すると、直近の伸び率は、シナリオ(a)は 62%、シナリオ(b)は 116% となる。

(2) 分析結果：バングラデシュ経済に与える影響

GTAP 分析の結果を 表 21-8 から 表 21-10 に示す。天然ガス価格の 50% 上昇は、実質 GDP を 1.26% 減少させる(USD1407.9 百万円)。天然ガス価格の 100% の上昇は実質 GDP を 2.47% 減少させる。現状の GDP の増加率と比較してこの額は大きい。

業種別に与える影響を分析した結果を 表 21-9 及び 表 21-10 に示す。天然ガス価格の 50% 上昇によって、それぞれの業種の生産に 0.5～2.9% の負の影響がある。また、天然ガス価格の 100% 上昇によって、民間消費が 0.8～8.6% の負の影響がある。輸出入については、本分析は自由貿易を前提としているため、国内のガス価格の上昇によって輸入が大幅に増えることになる。

表 21-8 天然ガス価格の上昇がバングラデシュの経済に与える影響（単年度分析の結果）

	(a) 50% 増加		(b) 100% 増加	
	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)	変化率 (%) (実質ドル)	変化額 (百万 USD)
実質 GDP への影響	-1.26	-1407.9	-2.47	-2759.1
実質輸出への影響	-0.72	-204.7	-1.35	-382.8
実質輸入への影響	-1.36	-472.6	-2.70	-937.7

出典：JICA 調査団

表 21-9 天然ガス価格の上昇が各業種に与える影響（単年度分析の結果）

	生産		民間消費	
	(a) 50% 増加	(b) 100% 増加	(a) 50% 増加	(b) 100% 増加
農業	-0.53	-1.04	-0.81	-1.59
石炭	-0.48	-1.03	-1.13	-2.22
石油	0.25	0.49	-1.42	-2.78
ガス	-2.92	-5.40	-8.56	-14.47
電力	-2.28	-4.33	-4.08	-7.60
製造業	-1.49	-2.93	-1.12	-2.19
サービス業	-1.15	-2.26	-1.41	-2.73

出典：JICA 調査団

表 21-10 天然ガス価格の上昇が各業種に与える影響（単年度分析の結果、続き）

	実質輸出		実質輸入	
	(a) 50% 増加	(b) 100% 増加	(a) 50% 増加	(b) 100% 増加
農業	8.18	16.90	-5.28	-10.22
石炭	5.25	10.13	-2.45	-4.71
石油	3.42	6.88	-1.5	-2.94
ガス	0	0.00	39,184	606,589
電力	-57.23	-79.29	49.18	110.79
製造業	-1.46	-2.86	-0.74	-1.53
サービス業	5.1	10.67	-3.49	-6.93

出典：JICA 調査団

21.3.2 時系列分析

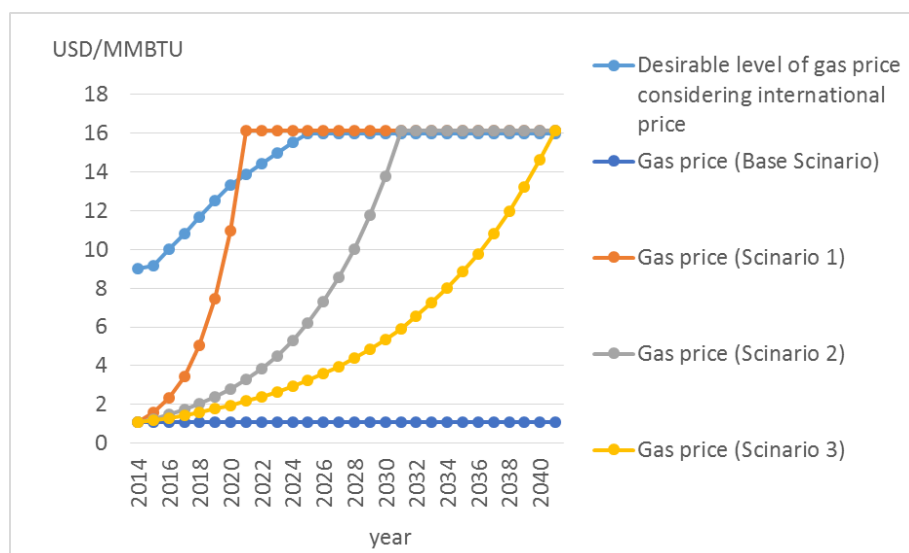
(1) シナリオの設定

天然ガス価格については、以下のシナリオを設定した。シナリオ1は天然ガス価格が、2021年までに国際的な価格を考慮した水準まで漸近的に値上げするというものであり、シナリオ2は2031年までに当該水準まで値上げし、シナリオ3は2041年までに当該水準まで値上げするというものである。なお、第8章で触れているように、今後アジアでのCIF価格は従来の「アジアプレミアム」から下方に動くことが見込まれるが、今回の分析に当たってはインパクト分析が過小評価にならないように、シナリオ上の「国際的な価格を考慮した水準」を高め設定して分析を行った。

表 21-11 天然ガス料金の値上げシナリオ

シナリオ	増加率 (実質ドルベース)
ベースシナリオ	0%/年
シナリオ1	2021年まで 47.2%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで58.8%/年) 2022年以降 0%/年
シナリオ2	2031年まで 17.3%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで26.6%/年) 2032年以降 0%/年
シナリオ3	2041年まで 10.6%/年 (2010年から2014年の平均インフレ率を考慮した名目タカベースで19.3%/年)

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 21-5 天然価格の上昇に関するシナリオ

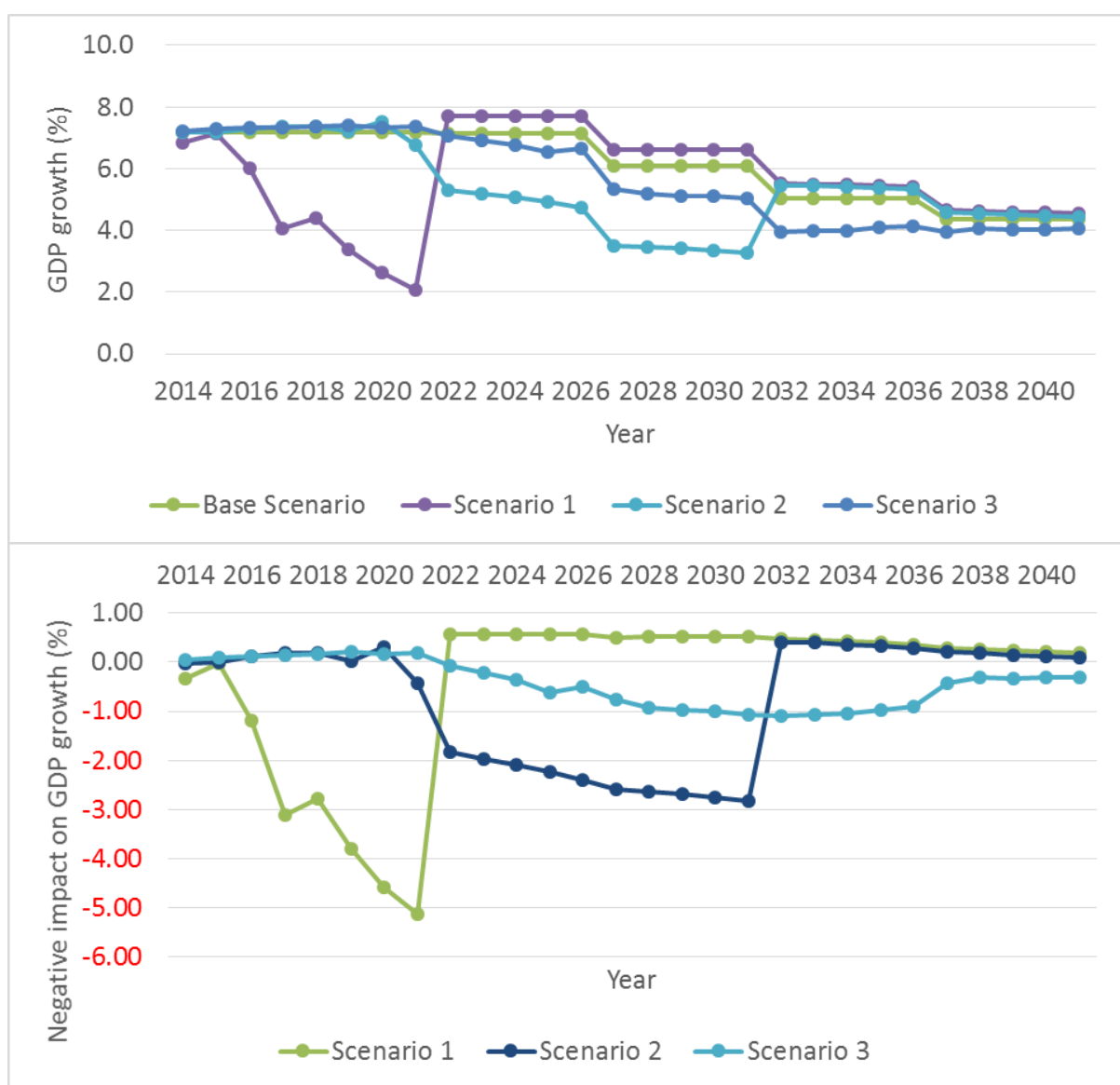
(2) 分析結果： Bangladesh 経済に与える影響

GTAP の分析結果を 表 21-12 及び 図 21-6 に示す。シナリオ 1 では、電気料金の上昇によって、2021 年で 5.13% の減少が生じている。シナリオ 2 では 2031 年で 2.82% の減少が生じている。シナリオ 1 と 2 の負の影響は大きい。他方、シナリオ 3 では 1.1% 以下の減少にとどまっている。

表 21-12 ガス料金の上昇による Bangladesh 経済への影響

	2014	2021	2031	2041
シナリオ 1	-0.33	-5.13	0.52	0.18
シナリオ 2	-0.02	-0.43	-2.82	0.09
シナリオ 3	0.04	0.19	-1.08	-0.32

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

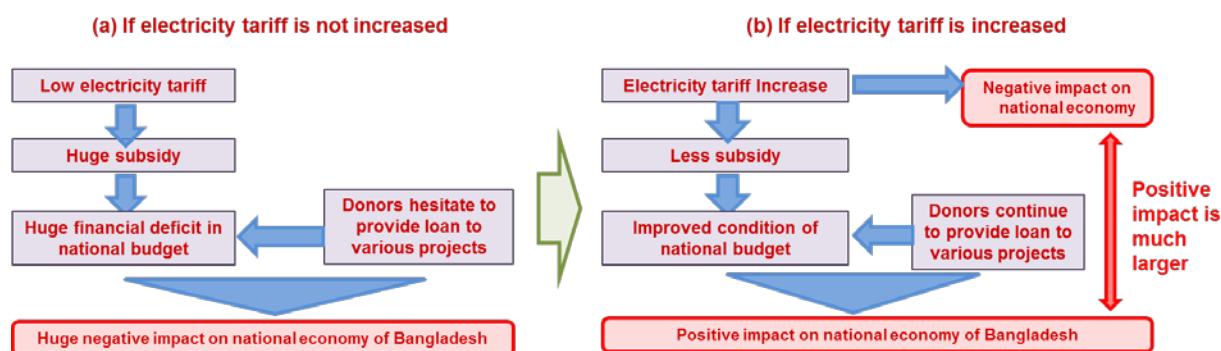
図 21-6 ガス料金の上昇による Bangladesh 経済への影響

21.4 エネルギー・電気料金に係る政策提言

21.4.1 電気料金改革

第 19 章及び第 20 章の電力セクターの財務バランス予測からは、BPDB は深刻な財務状況にあることが確認できる。従って、電力卸売価格を上昇させ、電力の供給コストと価格との差分を埋めることが必須と考えられる。BPDB に提供されている補助金を削減し、供給コスト全体をカバーできるようにバルクレートを上げるべきである。

もし、電気料金が据え置かれた場合、BPDB 向けの補助金の額が増えることになって、 Bangladesh 政府の財政赤字が拡大することになる。これによって、ドナー国が Bangladesh で本当に必要なプロジェクトに援助（ローン）を行うことを控えるようになる恐れがある。そうすると、 Bangladesh 国内のインフラ整備等が遅れて、経済成長が伸び悩む可能性がある（下図の (a)）。これに対して、電気料金を上げることは、 Bangladesh の経済に負の影響を与えるものの、ドナー国が Bangladesh のインフラ整備のようなより重要なプロジェクトにより多くの資金供与することができるようになるため、結果として Bangladesh の経済に好影響を与え、 Bangladesh が掲げる経済成長の目標の達成を促すことになる。

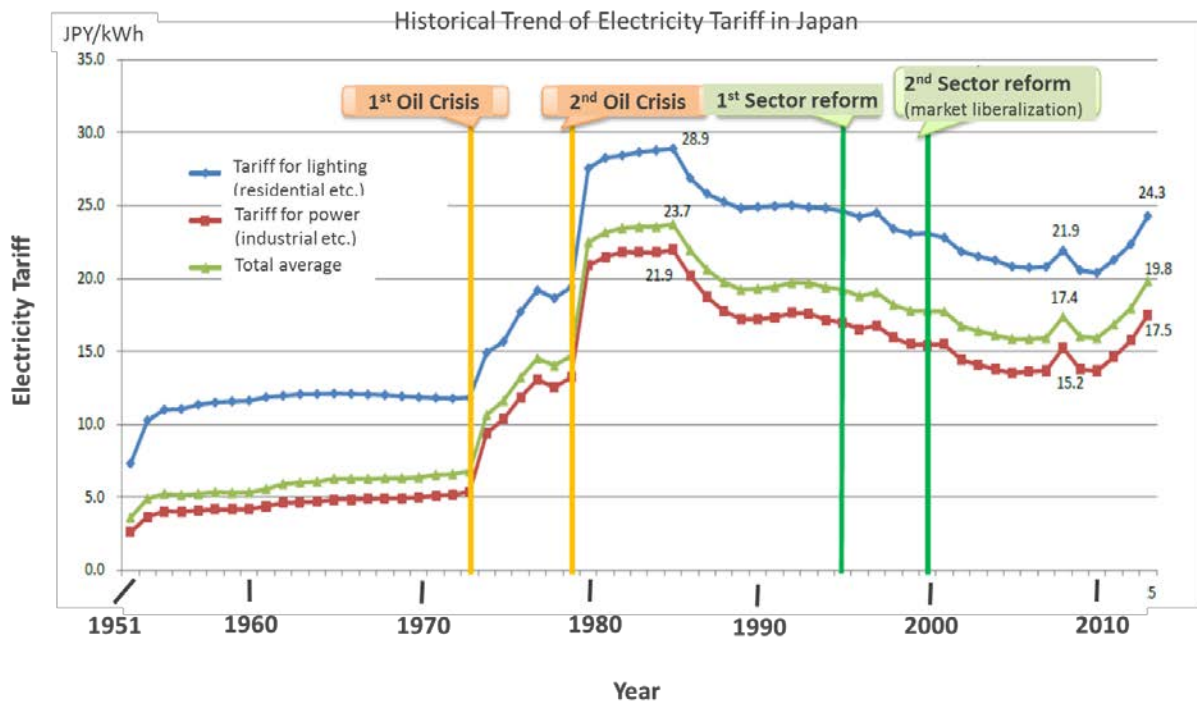


出典：JICA 調査団

図 21-7 電気料金の上昇による正の効果

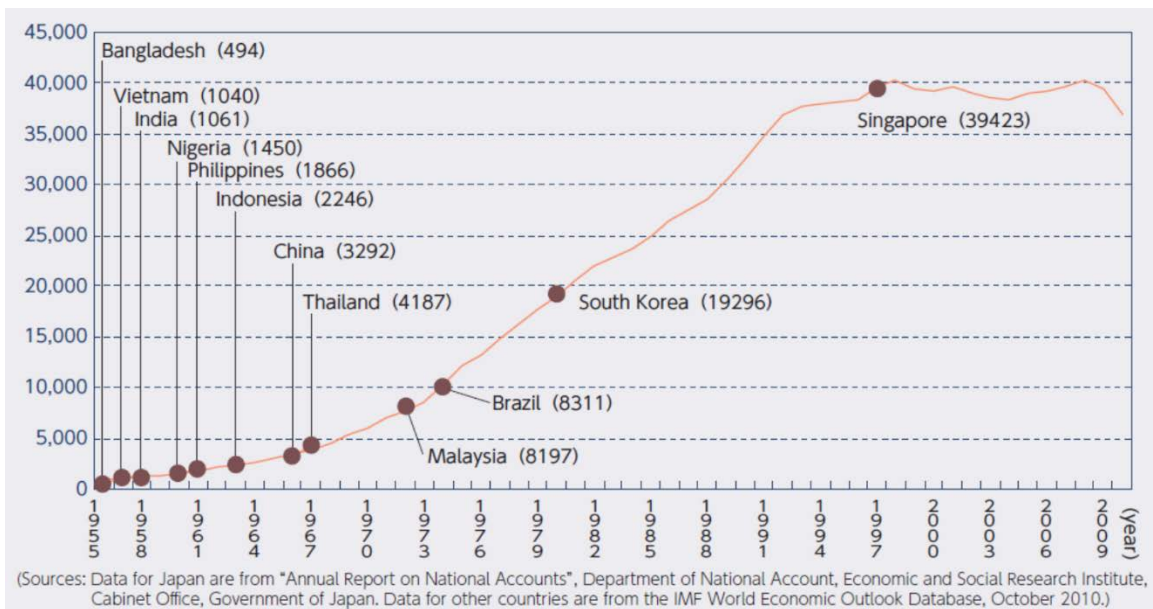
ただし、GTAP モデルの分析の結果、特に単年度分析の結果からは、電気料金を急激に上げると、 Bangladesh の経済への負の影響が大きいことが示された。したがって、電気料金の上昇スピードが極めて重要になる。

日本でも、経済発展段階にあった 1950 年代や 1960 年代は電気料金が据え置きされており、このことが日本の急成長にも貢献したのと考えられる。



出典：資源エネルギー庁

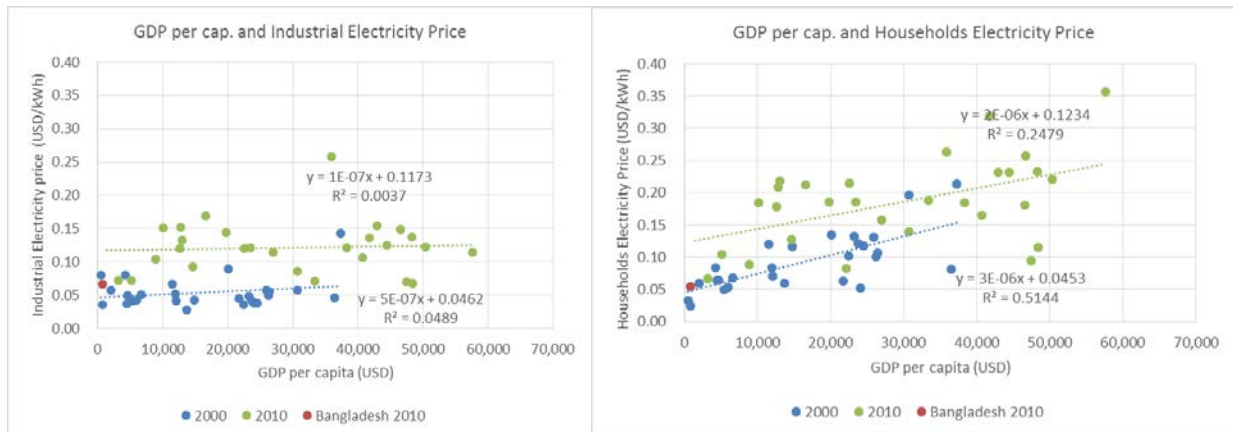
図 21-8 日本における電気料金の推移



出典：環境省「環境白書・循環型社会白書・生物多様性白書 平成 23 年度版」

図 21-9 日本における一人当たり GDP の推移

また、 Bangladesh の電気料金は、他の途上国と比較して低い。ただし、極めて低いというわけではない。図 21-10 は、北欧・スイス・ルクセンブルグを除いた OECD 諸国と、主要なアジア諸国（中国、インド、インドネシア、シンガポール、タイ、 Bangladesh ）の一人当たり GDP と電気料金との関係を示したものである。一人当たり GDP と産業用の電気料金の間には相関が見られない。他方、2000 年については、一人当たり GDP と家庭用の電量価格の間に正の相関が見られる（相関係数は 0.72、 $p=0.000$ ）。これは、家庭用の電気料金が経済発展とともに、コスト全体をカバーできるように上昇しているということを意味している。表 21-13 から分かるように、 Bangladesh の現状の家庭用電気料金はタイの半額にすぎない。



*一人当たり GDP は名目（OECD の為替レート換算）

出典：IEA Energy prices and taxes 2008 and 2012, and BERC

図 21-10 一人当たり GDP と電気料金の関係

表 21-13 一人当たり GDP と電気料金

単位: US ドル/kWh

	産業用				家庭用			
	2000		2010		2000		2010	
	一人当たり GDP (2000 年)	産業用電気 料金(2000 年)	一人当たり GDP (2010 年)	産業用電気 料金(2000 年)	一人当たり GDP (2000 年)	家庭用電気 料金(2000 年)	一人当たり GDP (2010 年)	家庭用電気 料金(2010 年)
オーストラリア	21,665	0.045	51,846		21,665	0.063	51,846	
オーストリア	24,517	0.038	46,660		24,517	0.118	46,660	0.258
ベルギー	23,207	0.048	44,383	0.125	23,207	0.132	44,383	0.232
カナダ	24,032	0.038	47,464	0.070	24,032	0.053	47,464	0.095
チリ	5,229		12,785	0.152	5,229		12,785	0.209
チェコ	5,995	0.043	19,764	0.144	5,995	0.054	19,764	0.186
デンマーク	30,744	0.058	57,648	0.114	30,744	0.197	57,648	0.356
エストニア			14,641	0.093			14,641	0.127
フランス	22,466	0.036	40,706	0.107	22,466	0.102	40,706	0.165
ドイツ	23,719	0.041	41,788	0.136	23,719	0.121	41,788	0.319
ギリシャ	12,076	0.042	26,919	0.114	12,076	0.071	26,919	0.158
ハンガリー	4,620	0.049	13,009	0.133	4,620	0.065	13,009	0.219
アイルランド	26,236	0.049	48,261	0.137	26,236	0.101	48,261	0.233
イスラエル			30,736	0.086			30,736	0.140
イタリア	20,059	0.089	35,878	0.258	20,059	0.135	35,878	0.263
日本	37,300	0.143	42,909	0.154	37,300	0.214	42,909	0.232
韓国	11,948	0.052	22,151		11,948	0.084	22,151	0.083
メキシコ	6,650	0.051	8,851	0.104	6,650	0.068	8,851	0.089
オランダ	25,921	0.057	50,341	0.123	25,921	0.131	50,341	0.221
ニュージーランド	13,641	0.028	33,394	0.071	13,641	0.060	33,394	0.188
ポーランド	4,493	0.037	12,598	0.120	4,493	0.065	12,598	0.179
ポルトガル	11,502	0.067	22,540	0.120	11,502	0.120	22,540	0.215
スロバキア	5,403	0.042	16,555	0.169	5,403	0.050	16,555	0.213
スロベニア			23,439	0.121			23,439	0.186
スペイン	14,788	0.043			14,788	0.117		
トルコ	4,215	0.080	10,112	0.151	4,215	0.084	10,112	0.184
イギリス	26,401	0.055	38,293	0.121	26,401	0.107	38,293	0.184
アメリカ	36,450	0.046	48,374	0.068	36,450	0.082	48,374	0.116
中国	955		4,515		955		4,515	
インド	452	0.080	1,388		452	0.033	1,388	
インドネシア	780	0.036	3,125	0.072	780	0.025	3,125	0.067
シンガポール	23,793		46,570	0.148	23,793		46,570	0.181
タイ	2,016	0.057	5,112	0.072	2,016	0.060	5,112	0.105
バングラデシュ	407		760	0.067	407		760	0.054

出典: IEA Statistics, Energy Prices and Taxes, 2008, 2012

従って、BDBP に提供されている補助金を削減し、供給コスト全体をカバーできるように電気料金を値上げすることが望まれる。その際、特に値上げ対象となるのはバングラデシュに対しては家庭用の電気料金である。

ただし、前節で述べた通り、単年度に急激に上昇させると、バングラデシュの経済に大きな負の影響を与えてしまう。前節では、斬新的に上昇させる限りは、バングラデシュの経済にあまり大きな影響を与えないことが明らかになった。従って、バングラデシュの経済に大きな負の影響を及ぼさないように、家庭用電気料金を斬新的に上昇させる必要がある。どのように価格を上昇させるかは、BERC や電力省、計画省等の関係省庁とで議論して決定することになる。ただし、電気のような生活必需品の値上げは、低所得者層にとっては負担が大きい。従って、下表のように、家庭用電気料金のうち使用量が 1-75 Kwh の範囲の低所得者向けの料金については、料金の上昇は最低限の上昇、すなわちコストの自然増の分（1.5%（直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年））だけに止め、それ以外のカテゴリーについては、前出のシナリオ（例えば 2031 年まで 2.6%（直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 10.7%/年）、2032 年以降は 1.5%（直近のインフレ率を考慮した名目タカベースで 9.5%/年））に基づき増加させる。なお、産業・商業用のカテゴリーの増減の是非については、産業政策とも関わるものであり決定が難しいが、BPDB の財務状況を改善するためには、可能であれば家庭用電気料金と同じような増加を図ることが望まれる。

表 21-14 電気料金の上昇シナリオ案

消費者の分類	範囲 (KWH)	BDT/Kwh	電気料金の上昇シナリオ
		2015年9月	
家庭-A	1-50	3.33	最低限の値上げ (例：実質ドルベースで1.5%/年 /名目タカベースで9.5%/年*)
	1-75	3.53	
	76-100	5.01	シナリオに沿った値上げ (例：2031年まで実質ドルベースで2.6%/年 /名目タカベースで10.7%/年*、 2032年以降は実質ドルベースで1.5%/年 /名目タカベースで9.5%/年*) +低利用カテゴリーのギャップのカバー分
	101-200		
	201-300	5.19	
	301-400	5.42	
	401-600	8.51	
600超	9.93		
農業用ポンプ-B	フラット	2.51	最低限の値上げ (例：実質ドルベースで1.5%/年 /名目タカベースで9.5%/年*) もしくはシナリオに沿った値上げ
小産業-C	フラット	7.42	シナリオに沿った値上げ (例：2031年まで実質ドルベースで2.6%/年 /名目タカベースで10.7%/年*、 2032年以降は実質ドルベースで1.5%/年 /名目タカベースで9.5%/年*)
	ピーク	6.64	
	オフピーク	9.00	
非住宅-D		4.98	
商業-E	フラット	9.58	
	ピーク	8.16	
	オフピーク	11.55	
中電圧 11 KV 一般カテゴリー-F	フラット	7.32	
	ピーク	6.62	
	オフピーク	9.33	
超高電圧 カテゴリー(132KV) G	フラット	6.96	
	ピーク	6.35	
	オフピーク	9.19	
高電圧 33 KV 一般カテゴリー-H	フラット	7.20	
	ピーク	6.55	
	オフピーク	9.28	
街頭・ポンプ カテゴリー-I		6.93	

*現状のインフレ率を考慮した名目タカベースの率

出典：BERC 資料および JICA 調査団推計

最終消費者への電気料金に加えて、電力の供給コストと利益のギャップをカバーできるようにバルクレートも上昇させる必要がある。バルクレートについても、最終消費者への電気料金の上昇と同じような形で上昇させることが望まれる。

21.4.2 財務評価に関する人材育成

電気料金の値上げを考える場合、コストの削減に対する取り組みが十分なされていないと、値上げに対する理解が得られない可能性がある。従って、コスト削減ができる部分を見つけながら、それとセットで値上げを提案していくことが重要である。

コスト削減計画については、企業内情報であり非開示情報も多いと思われ、外部が関与するのは難しい点もあると思われる。まずは BPDB 内で専門のチームを立ち上げて、コスト的に非効率

なところが生じている点を洗い出す。契約等については、すでに結んでしまった契約等を変更するのは困難であるため、新たに契約を結ぶ際に、その費用効率性を判断できるような体制を構築する。JICA 等のドナーによるそうした人材の育成支援等も有効であると考えられる。

21.4.3 天然ガス価格改革

第 8 章で述べた通り、2015 年以降とりわけ 2030 年においては、天然ガスの国内需要に比べ圧倒的に国内ガス田からの供給量が不足すると、LNG の輸入を大幅に拡大せざるを得なくなる。その際に天然ガス価格を低いままに据え置いた場合、輸入する LNG の国際価格と国内で販売する天然ガスの価格差を補助金で補填することになり、Bangladesh の財政赤字が拡大することが懸念される。その結果、電気料金と同様に、ドナー国が Bangladesh で本当に必要なプロジェクトに援助（ローン）を行うことを控えるようになる恐れがある。そうすると、Bangladesh 国内のインフラ整備等が遅れて、経済成長が伸び悩む可能性がある。これに対して、天然ガス料金を上げることは、Bangladesh の経済に一時的には負の影響を与えるものの、ドナー国が Bangladesh のインフラ整備等により多くの資金供与することができるようになるため、結果として Bangladesh の経済に好影響を与え、Bangladesh が掲げる経済成長の目標の達成を促すことになる。

2003 年に策定された「The Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003 (BERC Act 2003)」の、7 章 34 条 2 項(b)は、「to harmonize the tariff with the cost of production, transmission, marketing, distribution, supply and storage of energy」と定めているが、本条項は LNG の輸入を念頭に置いたものではないと思われる。今後は、LNG の国際的な市場価格の動向も念頭に置きながら、多大な財政赤字が発生しないように、天然ガス価格を段階的に値上げしていくことも重要になる。次回、BERC Act 2003 を改定する際には、上記の BERC Act 2003 の条項に国際価格動向の考慮といった文言も盛り込む必要があるかもしれない。

ただし、天然ガス価格の段階的な値上げをすることは必要ではあるものの、GTAP の分析からは、急激な値上げは経済的な影響が大きいという結果が得られている。LNG の輸入の傾向や国際的なガス価格の動向などを考慮すると、年間実質ドルベースで 10-20%程度（現状のインフレ率を前提とした場合、名目タカベースで 19%~29%）の値上げを長期的に続けることが好ましいと考えられる。

第VI部 今後の支援方策

第 22 章 マスタープランの実施・モニタリングへ向けた提言

本章では、今後の本マスタープランの実施とモニタリングにあたり、テーマ別の開発計画やセクターを超えたより横断的な取り組みが必要な事項について、一部各章の提言も再掲しながら述べる。また、本マスタープランでは前提としていないが今後マスタープランのモニタリングや見直しの際に考慮すべき事項について述べる。

22.1 マスタープラン改訂に係る人材育成や組織制度強化

22.1.1 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、同省エのエ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。

22.1.2 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に更新を行っていく必要がある。

22.1.3 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り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。

22.1.4 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。

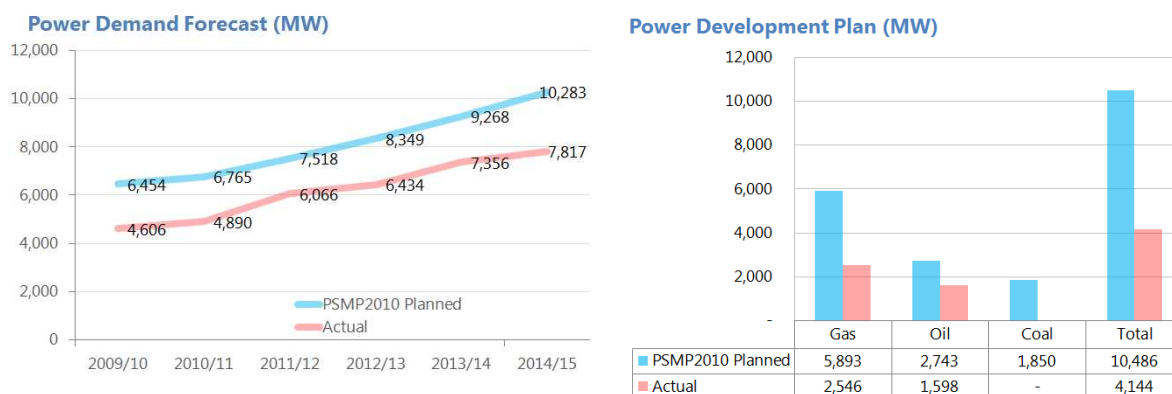
22.2 投資環境の改善方策

22.2.1 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。

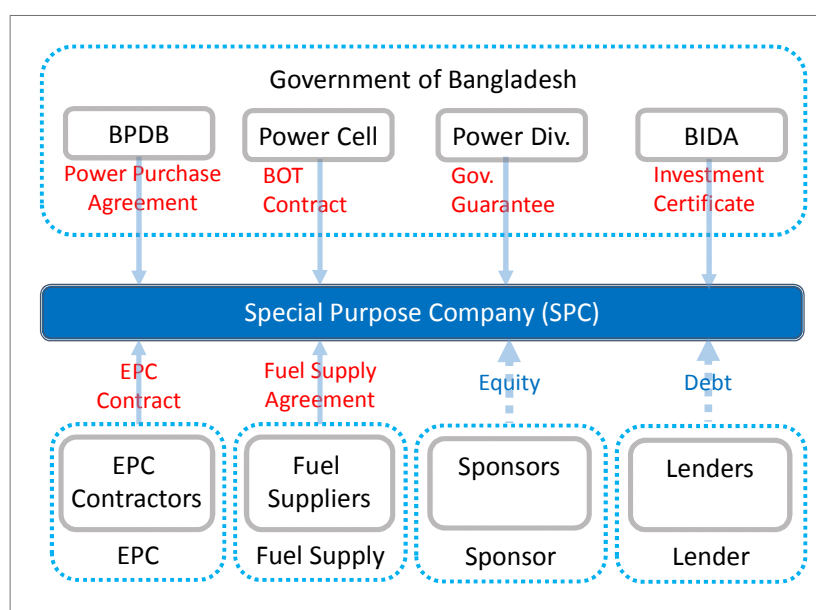


出典：JICA 調査団

図 22-1 PSMP2010 レビュー (電力需要と電源開発計画)

22.2.2 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 22-2 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）

22.2.3 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 が条件つけられ、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。

22.2.4 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。

22.2.5 改善提案

■ 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 事業体が必要となる。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、ディベロップの損害をしっかりとカバーしてくれる仕組みを作る。

22.3 経済成長政策

現在の「バ」国の経済成長は、低廉な人件費という利点を活かした、衣類縫製業（RMG）での堅調な輸出拡大に支えられているが、中長期的に経済発展を維持していくためには、こうした労働集約的な産業からより高付加価値な製造業への移行が不可欠であり、こうした新たな国内産業を育成していくための政策支援が行われることが望まれる。

具体的にはまず、外資による海外直接投資（FDI）を促すためのインセンティブ提供や、経済特区等のインフラ整備等が挙げられる。また、ソフト面での基盤整備として、先進的な技術や知識を根付かせるための産業人材育成支援等が挙げられる。

以上を踏まえ、経済成長政策に関する政策提言について、以下の通り整理する。

(1) インフラ整備

1) 短期

製造業の高付加価値化、特に FDI 誘致を起点とした産業高度化を進めていくためには、生産活動を支えるための安定した電気・ガス・水道等の供給インフラ、及び資材料や製品を輸送するための交通インフラ等、基礎インフラの整備が不可欠であり、こうしたインフラを整えた生産拠点の整備及び集積化を進めていくことが鍵となる。また、高度な製造業の参入を促進する上で、多額の設備投資による経済的負担を軽減すべく税制優遇・関税優遇等のインセンティブの導入も有効なツールとなる。こうした産業育成のための基盤として、輸出加工区（Export Processing Zone: EPZ）や経済特区（Special Economic Zone: SEZ）、工業団地の開発を促進していくことが望まれる。

「バ」国では 1980 年代より、輸出産業の促進を目的とした PEZ の開発が進められてきており、現在、バングラデシュ輸出加工区庁（Bangladesh Export Processing Zones Authority: BEPZA）の所管により 8 つの EPZ が運営されている。これに加え、国内産業の多角化等を目的とした SEZ の開発を進めるべく、2010 年にはバングラデシュ経済特区庁（Bangladesh Economic Zones Authority: BEZA）が設立された。2016 年 2 月に調査団が行った BEZA への聞き取りによると、現在約 60 地点の SEZ の開発計画が存在し、また 15 年以内には 100 地点の SEZ を開発するとの目標を立てているとのことである。こうした計画・目標に実効性、実現性を持たせるべく、BEZA 等、これらの業務を所管する政府機関における計画立案及び政策実施能力の向上も必要と考えられる。これについては、次の(2)で論じる。

2) 中長期

産業発展に資する基礎インフラの整備は、上述の SEZ や EPZ、工業団地等、「点」の開発だけでは限界があり、これらを「線」、さらには「面」でつなぐことによりその有効性を高めることができる。また、国内の生産拠点間を接続する利便性を高めることは、製造業におけるサプライチェーンの効率化を高めるとともに、ひいては輸出産業におけるサプライチェーンの国産化（原料生産から最終製品製造に至るバリューチェーンの内製化）にも寄与すると考えられる。

こうした観点から、「バ」国においても、港湾、道路、鉄道、エネルギー供給等を網羅した広域的な総合インフラ整備計画を立案し、開発を進めていくことが望まれる。

また、こうした長期的な経済発展を実現するためには、経済構造改革を進めていくことが不可欠であり、許認可プロセスの簡素化や人的資源及び資金の流動化を高めるべく、更なる規制緩和と経済自由化の促進が求められる。

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

上述した、SEZ や EPZ、工業団地等、「バ」国製造業の高度化に向けた生産拠点及びより広域での総合インフラの整備を進めていくためには、実効性、実現性のある開発計画を策定し、広範に亘る関係機関との調整も行いつつこれらの計画を着実に実施していくことが必要である。

これらインフラプロジェクトの計画立案及び政策実施を所管する政府機関における業務知識・経験が必ずしも十分ではないため、これら政府機関を対象とした人材育成支援も必要と考えられる。

この分野における過去の日本からの支援としては、BEZA における計画立案能力向上支援を目的とした「経済特区開発調査および BEZA 能力向上プロジェクト」（2015 年～2016 年）や、総合インフラ開発マスタープラン策定支援を目的とした「南部チッタゴン地域総合開発に係る情報収集・確認調査」（2015～2016 年）等が JICA によって実施されており、今後もこうした国際的な技術支援を活用した能力向上が求められる。

2) 中長期

「バ」国産業の高度化を進め、同国経済の長期的発展を実現するためには、産業部門における人的能力全般の底上げが必要と考えられる。技術力の向上に向けた教育訓練機関の整備や、OJT を通じた技術習得を効率的に進めるための支援プロジェクトの実施等が考えられる。

22.4 国産天然ガス [ガス]

(1) インフラ設備

今後、2017-18 年をピークに既設陸上ガス田からのガス供給が減少し、LNG によるガス供給が急増することが予想されている。今後の天然ガスインフラ整備に関する問題点を挙げると次のようになる。

- 国内ガス価格が国際価格に近づき、System Loss や漏れの厳密な管理が必要となる。
- ガスの流れは現在のバングラ東部からの流れから大きく変化する。Maheshkhali 或いは Payra より大量のガスが供給され、これに伴うインフラの増強が必要となる。
- 運転モードが、ガスの割当制 (Allocation) から、需要 (Demand) に追随する運転に変化する。このため、これまで行われてきた運転システムでは対応できなくなる。

現在、ガス供給販売は、ガス生産会社 (BAPEX、BGFCL、SGFL など)、ガス輸送会社 (GTCL)、Gas Distribution Company (TGTDCCL、BGDCL、JGTDSL、PGCL、KGDCL、SGCL) の 3 事業会社に分割され運営されているが、これらの会社が一体となった運転システムの構築と投資が必要となる。こういった課題に関しては、更なる Study を通じ、計画的に対応してゆくことが必要である。

産業構造の変化やライフスタイルの変化に伴い、電力もベースロードから Middle 及び Peak Load 用に使用されていく。そのような変化に対応するかわりに、ダッカ首都圏には多数のガス発電所が計画されており、これに伴うガスインフラの整備と近代化が急がれている。

重要なことは、発電所の立地の検討に際しては、電力セクターとガスセクターと一緒にワーキンググループを作り具体化することである。これにより需要と供給の問題点を互いに共有することができるからである。

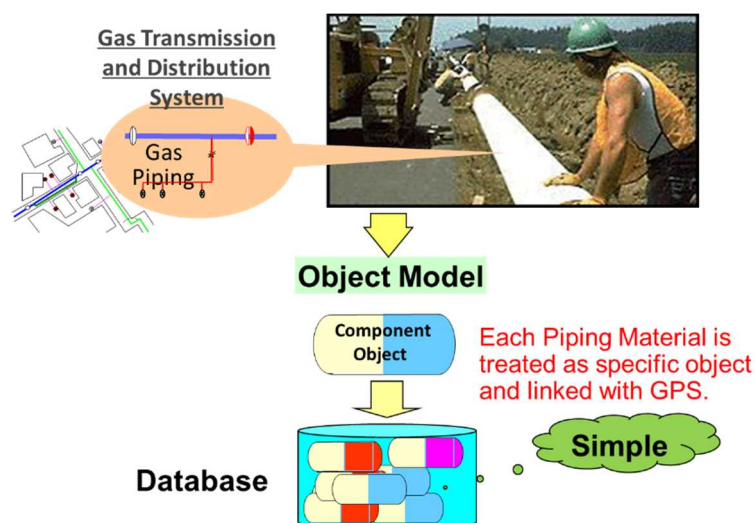
またインフラ施設を建設しただけでは運転はできない。運転システムの構築や運転員のトレーニングも必要となる。今後の日本からの援助のあり方として、運転及びメンテナンスを支えるインフラ電子システムを作成し、build-own-transfer (BOT)により運営システムを引き渡すことも視野に入れる必要がある。このようなアプローチにより運転員やメンテナンスの要員の教育をより時間をかけて育成することができ、プロジェクトの期間を大幅に短縮することができる。

1) 短期

ガスインフラの多くは地下にあり普段は見えない。したがって、GPS と連動させた管理が重要となる。これにより、埋設ルート、ガバナ、ガス導管の建物への引き込み位置や取引メーター位置、あるいは他埋設物との離隔距離等が把握されるようになる。特に短期的には、LNG 導入に伴うガス価格の上昇により、より厳密な漏れやシステムロスの管理が必要となることから、まずは既設パイプインフラの電子マッピング化が必要となる。

これに加えて適切な SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) System の導入により、Advanced Control、Preventive Maintenance、Operation Safety、Emergency Transaction、そして Asset Management など近代的運営が可能となる。

日本からの援助の一環としてこのような近代的運営を支える電子インフラを作成し、BOT により技術移転を行うことも視野に入れる必要がある。



出典：JICA 調査団

図 22-3 新たなマッピング技術—オブジェクト指向システム

2) 中長期

ガス需給状況が改善されるに従い、運転モードが現在のガスの割当制（Allocation）から需要（Demand）対応に変化する。需要側に合わせてガス供給を行うことが求められる。国産ガスに加えて、LNG や隣国からのパイプラインによる供給が開始され、ガスの供給元も多様化する。供給先の需要パターンも多様化する。このような状況に対応するためには、統一された供給システムと中央司令室が必要になる。それとともに従来の組織的に分割された供給体制を見直す必要がある。

今後ガスインフラの IT 化が加速される。JICA は 2014 年～2015 年にガスプリペイドメーター設置実証実験を行っており、この結果をもとに、現在ガスプリペイドメーター設置事業を円借款にて実施中である。プリペイドメーターの情報も IT 化に中で統合されたものになると考えている。

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

現在、メンテナンス不足、低品質な配管材の使用や不適切なガス配管接続工事が原因となってガス漏れが生じている可能性がある。ガスの配給システムの信頼性向上のために、ガス管の材料選定、施工、安全管理に関する統一された規格・設計基準を整備する必要がある。

また高度なインフラ管理運営を可能にする人材育成のためには、実践的な教育マニュアルの整備やトレーニングを通じた技能レベルの認定が必要となる。それに合わせた人事システムも必要となる。今後、政府と協議するべき課題である。

2) 中長期

ガスインフラの近代的運営とメンテナンスの実施に加え、ガスの効率的利用を促してゆくことも必要となる。そのために、より広範で高度な管理運営ができる人材が求められる。このためには、国際的に認知されたプロフェッショナル・エンジニアの育成を図ることを視野に入れることである。メジャー石油をはじめ、先進国ではこのような人材が高度な管理運営に関わっている。プロフェッショナル・エンジニアの育成にはメジャー石油や英国 Chartered Institution も協力する可能性があると考えている。

22.5 輸入液化天然ガス [ガス]

現在 FSRU プロジェクトが進展している。また、陸上 LNG ターミナルの検討も開始されている。

両者には、建設期間及び長期的な経済性に違いがあり、その違いを認識することが必要である。LNG プロジェクト開発の方向を決定する要因として次の事項が挙げられる：

- LNG の長期契約価格 (Take or Pay)
- LNG のスポット市場価格
- LNG の Freight
- 貯蔵及びガス化サービス価格
- 建設期間
- 運転上のリスクと供給の安全保障

FSRU は、建設期間が短くまた建設のリスクが少ないため、信頼できる供給源となり得る。しかし、FSRU への LNG の供給は基本的に Take or Pay となる。したがって、数量のリスクを Bangladesh 側が取らなければならない。また、FSRU の場合、シャトルタンカーにより年間 60 回以上供給が必要となり、サイクロン影響など運用上のリスクも考慮に入れる必要がある。陸上 LNG ターミナルは其中で需給の調整役としての役割を果たすことができる。陸上 LNG ターミナルは、LNG の備蓄にも利用され、エネルギーの安全保障上不可欠である。FSRU と比較し大型のタンカーによる供給が可能となるため輸送費が安価となる。初期にはインフラコストを支えなければならないため運転費は割高となるが需要増加に従い増築が進むにつれて安価となる。しかし建設には 7-10 年の期間が必要となる。

LNG ターミナルの運営は、Petrobangla 所掌のものは RPGCL (CNG&LPG Company) によって運営されることになっている (現在計画中の Power Cell 所掌のものは、別途運営スキームが構想されている。詳しくは第 9 章を参照のこと)。ガス化されたガスは GTCL によって運搬され、ガスの Distribution 会社によって需要家に供給される。LNG が大量に供給されるとガスの割り当 (Allocation) は、無くなり、需要家の要望に応えるように運営されるようになる。このような状況に対応するためには、統一された供給システムと中央司令室が必要になる。それとともに従来の組織的に分割された供給体制を見直す必要がある。

(1) インフラ設備

1) 短期

現在、慢性的なガス不足が続き、経済活動に大きな影響を与えている。従って、建設期間が短かく建設リスクの小さい FSRU の導入を推進する必要がある。

需要に合わせたガス供給は、圧力コントロールによって行われる。従って、この圧力変動がガス田のコンデンセート回収施設に与える影響も考慮しなければならない。コンデンセートの回収不良は下流のオペレーションに大きな負担をかけるため、早急に対応を検討しなければならない課題である。

2) 中長期

陸上 LNG ターミナルの建設には 7-10 年の歳月がかかる。陸上 LNG ターミナルは、エネルギー供給の安全保障上からも重要である。そしてガス供給の要となり需給の調整を行う上で大きな役割を果たす。LNG ターミナルを含むガス供給元から輸送及び配給システムシステムに至る統一された運営システムの構築が必要になってくるが、これに伴いインフラの補強も必要になる。長期的な視野に立ったガス輸送インフラ整備が必要となる。

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

LNG ターミナルが完成しただけでは運転はできない。ガス輸送や供給システムと連動した運転システムが構築されて初めて運転可能となる。運転員のトレーニングも必要となる。前項でも述べたが、今後の日本からの援助のあり方として、運転及びメンテナンスを支える電子インフラシステムを作成し、BOT により運営システムを引き渡すことも視野に入れる必要がある。このようなアプローチにより運転員やメンテナンスの要員の教育をより時間をかけて育成することができ、プロジェクトの期間を大幅に短縮することができる。

2) 中長期

前項で述べたが、今後より広範で高度な管理運営ができる人材が求められる。このためには、国際的に認知されたプロフェッショナル・エンジニアの育成を図ることを視野に入れることである。メジャー石油をはじめ、先進国ではこのような人材が高度な管理運営に関わっている。プロフェッショナル・エンジニアの育成にはメジャー石油や英国 Chartered Institution も協力する可能性があると考えている。このような人材のもとで、その国の状況に即したメンテナンスや運転のマニュアル化が行われるようになる。

22.6 再生可能エネルギー[蓄電池技術の適用]

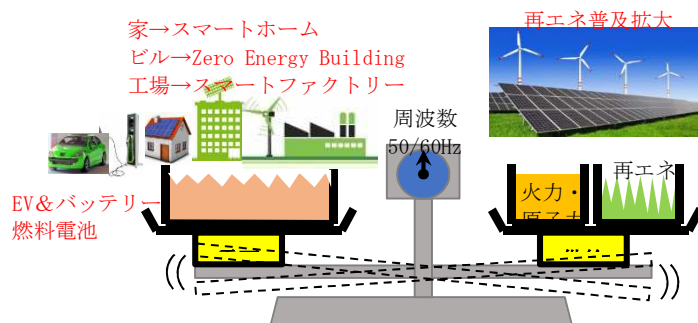
(1) インフラ整備

CO2 排出量の削減の観点から太陽光、風力発電等の再生可能エネルギーの導入拡大は各国にとって至上命題となっているものの、一般電源に比べ、建設コストが高く、設備利用率もきわめて低いほか、不安定電源である再生可能エネルギーが電力系統に大量に連系されると、系統の周波数変動や電圧変動が発生し、安定した電力供給に支障をきたすという技術的課題も有する。

また、電力系統から切り離された未電化地域の一部では、Solar Home System (SHS:小規模太陽光) や小型ディーゼル発電機で電力を賄っているが、SHS は 3~4kW の電力しか生産できなく、又、高額で有り、一方、小型ディーゼル発電機は初期コストの高さに加え、燃料のランニングコストの負担があり、故障率を背景に電力が不安定かつ電気料金が極めて高いエリアも存在する。

これらの課題を解決し、再生可能エネルギーの導入拡大と安定した電力供給を同時に実現するための支援策として、大容量かつ安全性の高い蓄電池の活用が有効と考えられ、今後の活用が期待できる。

【周波数変動イメージ】



【Solar Home System (SHS) 例】



出典：JICA 調査団

図 22-4 蓄電池技術の活用例 その1

1) 短期

- 電力系統への大容量かつ安全性の高い蓄電池の導入による系統安定化
 - ✓ 上述の通り、不安定電源である再生可能エネルギーが大量に電力系統に連系されると、系統の周波数変動や電圧変動が発生し、安定した電力供給に支障をきたす。
 - ✓ これまでは揚水発電等を活用して、これらの問題に対処してきたが、建設費用、建設期間、設置面積等において優位な大容量蓄電池の充放電による変動吸収が最適解として、北米を中心に各国で注目されている。蓄電池の大容量化に伴い安全性も極めて重要な要素である。
 - ✓ 上記状況を踏まえ、大容量かつ安全性の高い蓄電池を電力系統に導入し、運用・制御技術の開発と導入効果の検証を目的とした F/S 実施を提案する。

- 未電化地域（オフグリッド）への大容量蓄電池の導入による安定・安価な電力供給と環境破壊抑制
 - ✓ 電力系統から切り離された未電化地域に対して、Solar Home System（小規模太陽光）やディーゼル発電機の代替手段として、各戸単位ではなくコミュニティー単位で「中～大規模太陽光＋大容量蓄電池」を導入することにより、上述した課題を解決出来る可能性があるため、導入効果の検証を目的とした F/S 実施を提案する。

大容量かつ安全性の高い蓄電池の代表例としてレドックスフロー電池を活用した用途例を以下に示す。

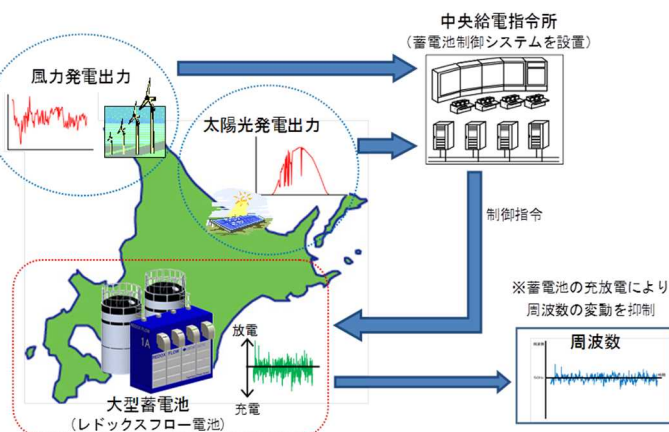
【1】電力系統の安定化例

- 経産省実証事業（2013 年度～2018 年度）
- 設置場所：北海道電力 南早来変電所
- 実証設備：電池システム 15 MW / 60 MWh
- 実証項目：周波数変動抑制制御手法の開発（短時間）
 火力発電所の下げ代対策運転手法の開発（長時間）

【システムの外観】



【実証事業のイメージ】



出典：JICA 調査団

図 22-5 蓄電池技術の活用例 その 2

【2】太陽光＋大容量蓄電池の例

- 設備：電池システム 1 MW / 5 MWh
- 用途：太陽光の余剰電力の蓄電/放電、太陽光の出力変動平滑化 他

【システムの外観】

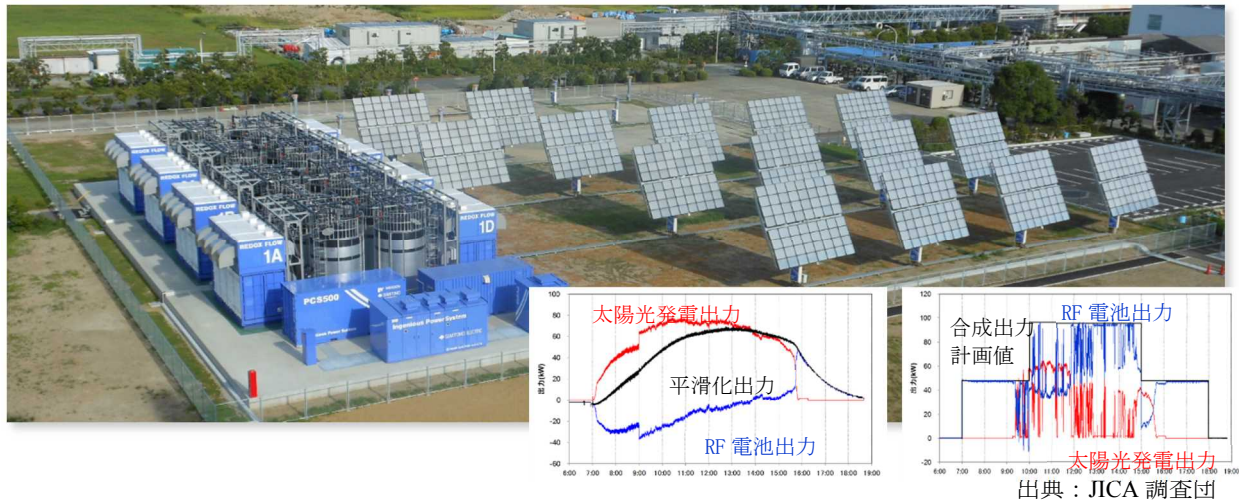


図 22-6 蓄電池技術の活用例 その 3

2) 中長期

- F/S の結果に基づく大容量蓄電池の導入

(2) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

- 運用者への研修、運用方法のマニュアル化

大容量蓄電池の導入、運用に当たっては、運用者がその機能と役割、運転とメンテナンス、経済性等に関する基礎知識の習得が重要である。上述の F/S の実施にあわせ、運用者を対象とした大容量蓄電池に関する研修を行うとともに、当該プロジェクトで得た運用に関する知見をマニュアル化することにより、安全かつ安定した電源供給とバ国の状況に即した最適な O&M の土台構築が可能である。

2) 中長期

- アンシラリーサービス市場の整備

再生可能エネルギーの導入拡大により、アンシラリーサービスの必要性が高まり、大容量蓄電池の必要性が高まる。この価値を正當に評価し、最適な電源バランスを実現するには、アンシラリーサービス市場の整備（活性化）が必要になる。

22.7 系統計画

(1) インフラ整備

1) 送電計画

PGCB が策定した計画リストの案件を着実に実施する。特に、まだ資金の確定していないダッカの DESCO 管内の基幹系統の整備(400 kV GIS 変電所や、230 kV 変電所)などの事業は早急に資金供給者を特定する。Barapukuria などの国際連系に関連する基幹系統の整備についても、関連国との協議の動向と合わせ適切な時期に資金元を特定し、適宜 FS を実施していく。また、本 MP において特定された、Chittagong 南部、Khula 地域からの大規模電源の送電線については、電源の建設スケジュールと合わせ、早急な用地選定の必要性も確保の適切な時期に順次 FS を実施していく。

2) 地方電化

BREB が策定した計画リストの実施を着実に実施する。その際は、将来的な配電系統の信頼度向上を指向した配電網の効率的な構築が肝要である。

(2) 組織制度強化

1) 送電計画

基幹送変電系統の計画の策定は PGCB が実務を担っている。一方、系統計画の策定には、電力需要想定と電源計画、および下位電圧の配電計画と整合させることが必要となるが、これらの系統計画の諸条件となる想定、計画の策定は、PGCB とは別の機関が担当している。電力需要の想定は電力開発庁 (BPDB) が全国大で実施し、地域毎には各配電会社が想定している。また、電源開発計画は、電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) 電力局 (Power Division) の所管の下、電力開発庁 (BPDB) が実務を担っている。配電計画は、DESCO、DPDC など各配電会社が実務を担当している。

また、PGCB が策定した基幹系統の計画は、配電会社の策定する送配電系統の計画にフィードバックされ、132kV 系統の計画の条件となる。あるいは政府間の協力プロジェクトに適切に反映させるために、電力開発庁 (BPDB) や電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) 電力局 (Power Division) に対しても、PGCB の策定する系統計画の正確な情報が適宜伝わるべきである。

このため、以下の方策を実施する。

- 系統計画策定に必要な情報を提供する BPDB、Power Division、配電会社と PGCB の間で定期的に情報共有する枠組みを形成する。
- 基幹送変電系統の計画は上記関連組織が策定状況を把握できるように定期的 (半年~1 年に一回程度) に系統計画報告書として制定し、技術的観点から必要となる将来の送変電設備を PGCB の検討結果として BPDB、Power Division、配電会社に報告する。
- 系統計画の策定ルールを明確にし、グリッドコードの一部として制定し、公表する。

2) 地方電化

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。

22.8 火力発電に係る法整備[O&M]

(1) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

「バ」国政府機関は、法整備を検討する専門委員会を編成し、その専門委員会が主体的となり法整備を行うと考えられる。短期的には、海外から専門家を招待しその専門家の指導の下、法整備を実施し、その間「バ」国専門委員会の人材を育てる方法が適当である。

なお、保守については、定期点検を義務化する法令の整備や当局による監督のための制度作りを短期間で行うことは困難である可能性も高い。設備保全に必要な各種規制、技術標準については、法令がすべて整う前に、日本で適用されているものを各発電所の基準として導入する等の先行対応を行い、これを土台として保守を実践していくことの検討の余地がある。とりわけ、新設の発電所等では運転開始時点から保守を想定して発電所の運営を行っていくことが望ましい。

2) 中長期

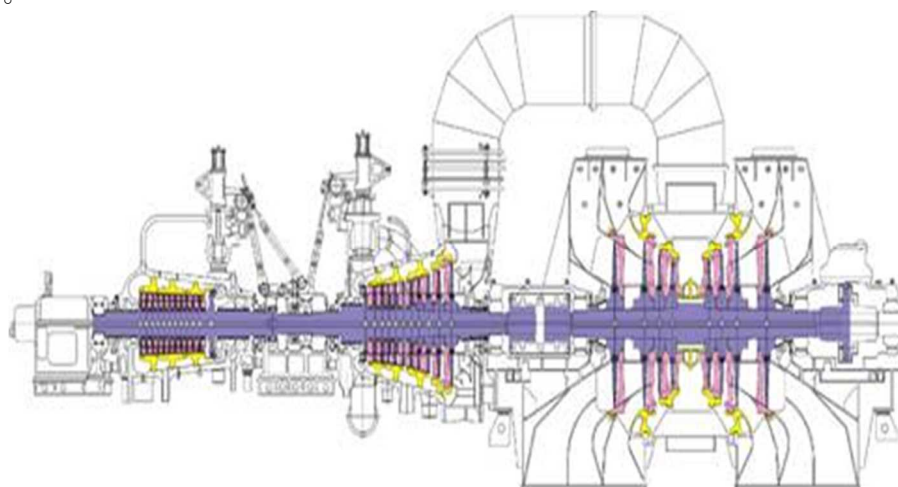
中長期的には、法整備の専門委員会を日本の発電所へ短期留学させ、日本の発電所での実業務等を学ばせ、日本の法整備の知見を持ち帰り、「バ」国の法令を作成するのも一法である。また日本、及び他国の火力 O&M 関連法令の変遷と、発電所の運転状態を定期的、継続的に調査し、「バ」国 O&M 関連法令の見直しの参考とすることが望ましい。

22.9 火力発電オペレーション・メンテナンス [O&M]

(1) インフラ整備

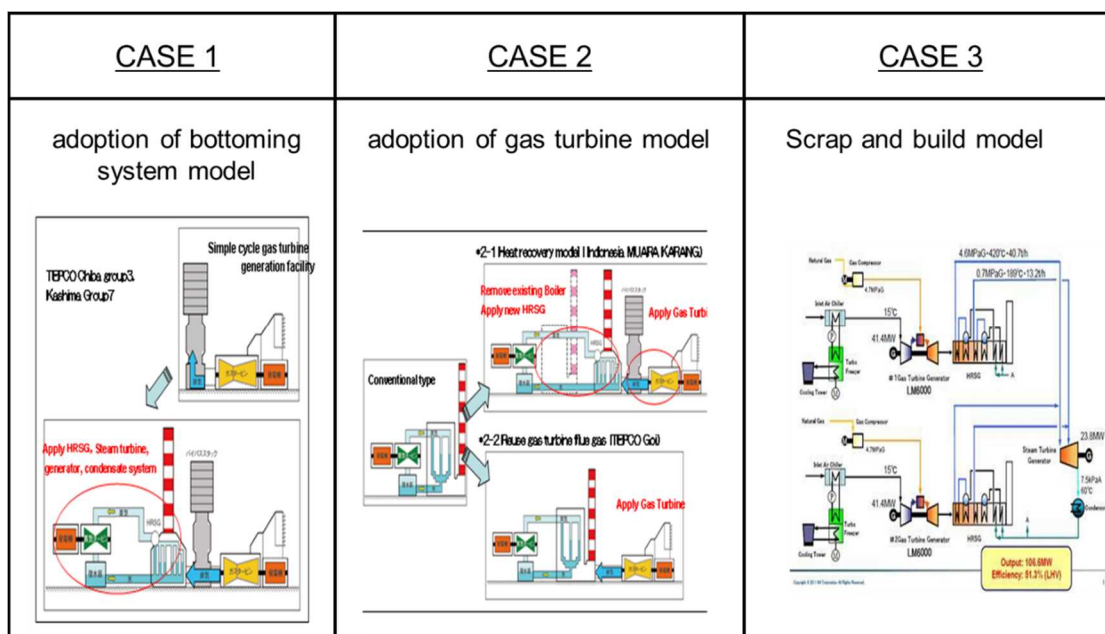
1) 短期

短期的には、「バ」国の需要の伸びや産業界からの要求に応えることが優先課題であると考え、発電容量の増強を図る。特に、老朽化した発電設備の更新、高効率設備への転換が必要である。本調査では、第 19 章にて発電設備のリモデリングとして二つの提案を行っている。一つはロシア製の古い蒸気タービンのリハビリ案である。もう一つはコンバインドサイクル化案で、三つの形態を挙げる。これらの案は日本の技術者が保有する完成された技術を導入することによって実現可能である。



出典：JICA 調査団

図 22-7 リハビリテーション案



出典：JICA 調査団

図 22-8 コンバインドサイクル化案

2) 中長期

上述の提案は、「バ」国が抱える電力不足という課題に対して、即効性があり、短い期間に適用可能な解決策である。設備のリモデリング完了後は、適切なメンテナンスを行うことが発電容量の増強の鍵となる。

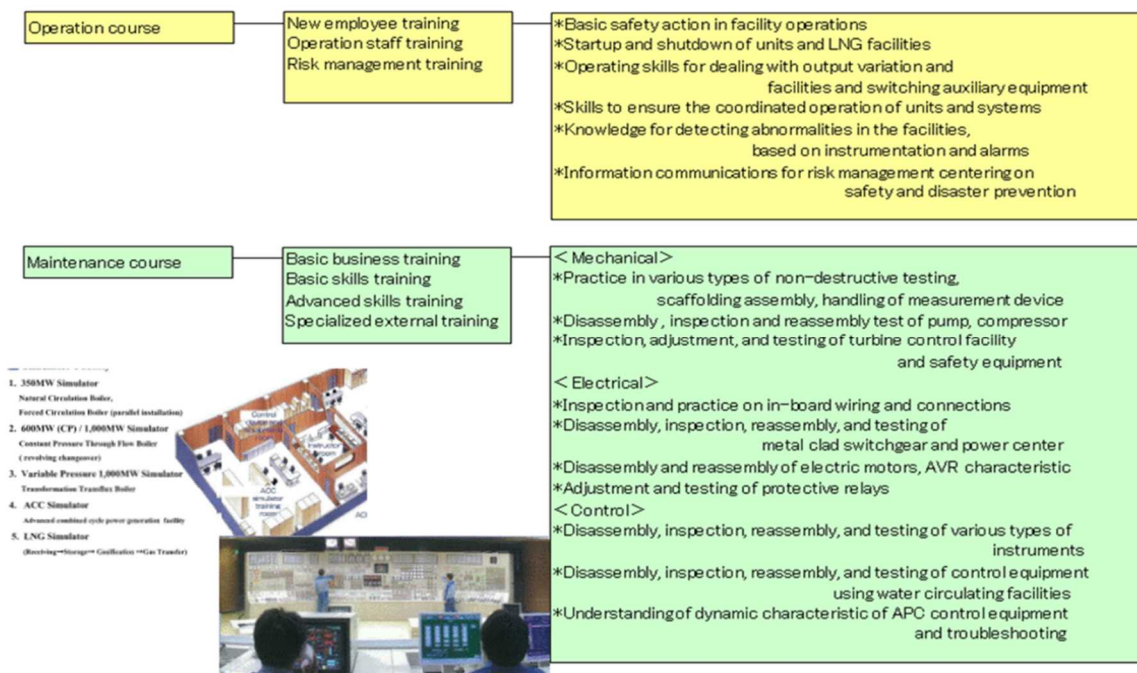
(2) 人材育成

1) 短期

発電設備の増強案とは別に、設備容量の維持並びに効率の維持・改善を図るべく、本調査では、設備の予防保全を重要な点として挙げる。予防保全の一環としての定期点検を適切に実施するために、設備の保守、修繕を行う独立した組織から人材育成サービスを発電会社に提供することで、国有の発電設備の多くが抱える保守要員不足、予算不足の問題に対応することも検討しつつ、技術者の人材育成を進めていくことが必要である。

全般的な状況として、熟練技術者の不足が設備のメンテナンス不足に影響している。この課題に取り組むため、本調査では、発電所で実際に使用される装置を保有する訓練施設を提案する。「バ」国では研修はほとんどの場合座学によって行われてきているが本提案は、効果的なそれよりも、上記シミュレーターのような教材を用いた実践的な訓練に主眼を置いている。研修コースは二つに分かれており、一つは運転要員向け、もう一つは保守要員向けである。どちらも研修内容のそれぞれの分野について、資格取得に結び付けられている。以下に、訓練施設と研修内容を示す。

なお、こういった研修を提供する独立組織を設立するか、各発電会社での対応とするかについては、今後更なる検討を要する。



出典：JICA 調査団

図 22-9 訓練センター研修コース

2) 中長期

研修コースを、講師向けのよりレベルの高いものとして拡充する。短期的には講師陣を組織外から派遣してもらうことは可能であるが、将来は講師不足が最大の課題となるであろう。研修需要と講師の数のギャップを埋めるべく、現役の熟練技術者を活用することが考えられる。新人が実際の現場で経験をつんだ技術者から学習することができるように、発電所での業務と、研修所での業務を双方経験できるような人事ローテーションを導入したいところである。

(3) 火力発電所 O&M に係る情報管理システム

1) 短期

発電設備の増強が行われた後は、その発電容量と効率を維持することが重要となる。組織大での情報管理システムの目的は、補修計画、予算管理、調達最適化を促進するものである。情報管理システムは以下の機能を持つ。

- 補修計画 — 発電所の管理者が実施可能な補修計画を立案を可能にする。
- 予算管理 — 財政面での決済の短期化により、補修業務の遅延を軽減、またはなくす。
- 工事管理 — 補修工事の実施において、予算内、期限内で工事ができるよう管理する。
- 不具合管理 — 補修予算、計画のための裏づけデータとして使用。

期待される効果（定量的効果）

- 補修費削減
- 突然停止の頻度の低減
- 停止時間の削減

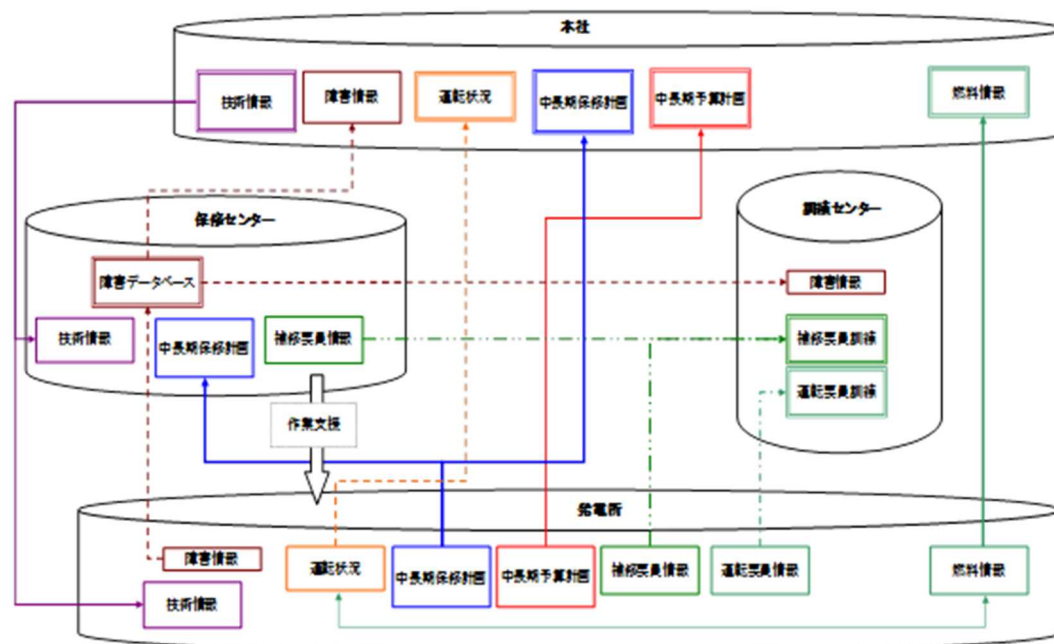
情報管理の効果を最大のものにするために、フィジビリティ・スタディにより次の項目について情報を得ることが必要となる。

表 22-1 フィジビリティ評価に必要な項目

分野	項目	詳細
情報システム・ネットワーク	所内 LAN	発電所内の LAN の整備状況
	企業内専用線	組織間、店所間の専用線の整備状況、回線のセキュリティ、信頼性、容量
	データ収容場所	データセンターの設置場所、容量、拡張性
	既存システムおよびデータ	既存システムの現状、既存データの状況
経営管理	業務プロセス	補修計画、予算化、調達、工事管理の業務プロセスとそれぞれの業務要件
	規定・基準	規制、基準、官公庁への報告規定など
適用発電所選定	設備要件	設備タイプ、運転年数、発電容量、立地、将来の増強やリプレースの計画
		発電設備とデータ収集機器の接続性

出典：JICA 調査団

情報管理システムによって本社、発電所、メンテナンスセンター、訓練センターなどの関係組織が結ばれる。組織間で設備情報を共有し分析などに用いることで、データの蓄積にもとづいた、より高い効率、信頼性をもたらす。



出典：JICA 調査団

図 22-10 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

2) 中長期

情報管理システムを設備管理や環境管理に拡張することが考えられる。それには次のような機能が含まれることが考えられる。

- 設備診断 — 設備の状態にもとづく補修コストの最適化をはかる。
- 調達管理 — 予備品・消耗品在庫を維持しながら調達コストを削減する。
- 調定管理 — 正確な原価計算にもとづく適切な売電単価の適用をはかる。
- 環境管理 — 法令を遵守しながら環境対策のコストを管理する。

期待される効果（定量的効果）

- 設備の TOC(Total Ownership Cost)の削減
- 燃料コストの削減
- 廃棄物などの低減
- 売電単価の適正化への貢献

(4) 組織制度強化

1) 短期

コンプライアンスの観点から、点検結果など保守業務の記録について監査性が保証されなければならない。保守要員は法で定めた記録類について熟知していなければならない、当局の要求に応じて、正確なデータをタイムリーに提示するよう求められる。

点検計画の作成にはプロジェクト管理の知識が求められることから、保守業務の管理責任者は業務プロセスや予算管理について学習することが望ましい。

これらとは別に、情報資産を安全に保管するためには、IT/ICT 技術者は情報システムを常に正常に機能させていくことが必要となる。そのための IT/ICT 教育も重要となる。

2) 中長期

本プロジェクトの提案が目指すところは、O&M におけるベストプラクティスである。日本の主要発電事業者は設備の運転のためにさまざまな種類のソフトウェアを利用しているが、どの事業者も設備の信頼性維持とそのためのコストの最適化を最も重要視しているのは同じである。将来においては、発電所で働く人たちに対する教育として、経営資源の効率的利用を目的とする経営視点からの研修内容も含まれていくことが考えられる。

22.10 料金施策

(1) 人材育成や組織制度強化 (capacity building)

1) 短期

今後、電力料金、ガス価格の値上げを含め、適切な料金政策を実施するためには、正確な供給コストを把握した上で、それを踏まえて適切な料金水準を判断できるようにするための能力開発が課題となる。そのためには、料金政策を担当する BERC に対してドナーが能力開発支援を行うことが望まれる。実際に、現在、ADB が BERC に能力開発支援を行うことを検討中である。また、適切な供給コストの把握のためには、各主体が適切な経営計画を策定するための能力開発も重要である。BPDB 等の機関がより優れた経営計画を策定し、実施できるように経営管理能力向上の支援を行う。すなわち、BPDB 等が財務状況についてより詳細な分析を行い、非効率になっている部分を具体的に把握し、その改善計画を立てられるよう支援を行うことが求められる。

2) 中長期

上記の支援は、適切な価格水準と BPDB 等の機関の理想的な財政状況が達成できるまで継続されることが望まれる。

22.11 ネットワークアセットの電子インフラ構築

(1) インフラ整備および人材育成

1) 短期および中長期

(a) 背景

経済成長を支えながら持続的な発展を考慮したインフラの建設・運営・拡張を支える仕組が重要である。ガス、水道、電力、通信などライフラインインフラの管理運営に関するキャパシティビルディングなどの人材育成強化への支援ニーズが極めて高い。また、開発途上国を取り巻く環境も変化しつつあり、経済のグローバル化に伴い、国際協調が進み、より広範な地域、或いは国境をまたぐインフラの管理運営技術が求められてきている。そして、これらの国々においても IT を活用し、より合理的な運営、危機管理、資産管理などを行うことが重要な課題となってきた。

このような社会のニーズに応えるため、これまで培った管理運営技術を“電子インフラ”の形で輸出し、同時に人材の育成と技術移転を行うことは、重要と考える。

(b) 定義

建設プロジェクトにおいては、電気、水道、ガス、通信などネットワークインフラは、ハードウェアを建設し完了ということになる。しかし、運転システムとそれを動かし発展させる人材育成なしでは合理的な管理運営を行うことは困難である。この運転システムは“ハードインフラ”に対し“ソフトインフラ”或いは“電子インフラ”と定義することができる。具体的には、ハードインフラをマッピングデータとして電子的にモデル化したうえで適切な管理運営システムを構築することになる。そして最も重要なことは、それを運営できる人材の育成と組織化ということになる。

インフラのハードウェアの部分の経済価値は、管理運営能力と持続可能なメンテナンス技術及びそれを支える組織に大きく依存する。

“電子インフラ”の BOT (Build, Operate, Transfer) を通じた技術移転というアプローチにより、時間をかけて人材の育成や組織の在り方について教育することができ、ビジネス的に持続可能なものに成長していくものと考えられる。

(c) 適用分野

適用分野として以下を想定。

- ガス幹線パイプラインとガス管網
- 送配電線と配電線網
- 水道管路網
- 通信ケーブル網・ターミナル設計管理
- 空港施設
- その他（下水道管路網、病院、石油、化学プラント等）

(d) ネットワーク電子インフラの仕組み

ネットワークインフラの管理運営ソフトは、大きく進歩し、これまでのレイヤーモデルに代わり、オブジェクトモデルが主流となっている。レイヤーモデルは紙の図面の延長線上にあり、メッシュの張り合わせで表現されるのに対し、オブジェクトモデルは、全体を一つの連続体として認識し、メッシュの制限がない。ネットワークを構成する要素（パイプやバルブ或いは送電線）は物として認識され、互いが関連付けられてデータベースで管理される。そして正確な形状モデルをコンピューター上に再現させることができる。データ構造が単純であるため、演算の速度も速い。また、個々の要素を GPS と連動させることにより、特定の部品（バルブなど）等の場所の特定が可能となる。

以上の特性により、ネットワーク運営上の課題をオンラインで解析することが可能となり、緊急時への対応が素早く的確に行うことができるようになった。

また、施設の正確な償却費などの算定が可能となるなど経理面からの資産管理などにも大きなメ

リットがある。

(e) ガス分野への適用

ガスインフラの寿命は長い。ほとんどが地下埋設であるために地表からは見えない。社会の発展とともにガスのソースの多様化やガス管網の発展などによりますます複雑化していく。そして複雑化するインフラに対して安全管理をどのように行っていくかが重要な課題となっている。ガスの課題について整理すると次のようになる。

- ガスの移動速度は電気に比べて遅い。ある限度（ラインパック）を超えるガス量の変動に対しても適切に対応することが求められる。従い、ガス供給とガス幹線輸送パイプラインは、一体で管理運営することが求められる。
- ガスの流れに関し Dynamic Simulator を使用して非定常状態の反応を検討することも必要となる。
- ガスの“入”と“出”を管理する精度を向上させガスの無駄を最小にすることが必要である。
- ガス漏れについても常時の監視も求められる。非常時に対する対応も準備しておかなければならない。
- 長期に及ぶインフラの管理には信頼性のある配管材料（Material Specification）の使用と建設施工の基準図面や電気防食の設計基準の整備など、資産としての管理不可欠である。

以上の課題に対応するためのステップを示すと、次のようになる。

■ 1年目：ガス管路網の資料収集

1. GTCL の幹線ガスパイプライン網に関する資料収集と整理

- プロセスフロー図の検証と更新
- 実際のパイプラインルート図との照合
- 工事図面の検証
- 配管材料仕様書（Material Specification）の検証
- 電気防食の状況の調査

2. ガス生産会社からのパイプラインとの取り合い個所の状況の調査

3. ガスの配給会社のガス管路網に関する資料収集と整理

GTCL と同様の調査を以下のガス供給会社に関しても実施する。

- TGTDC (Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited)
- BGDCL (Bakhrabad Gas Distribution Company Limited)
- JGTDSL (Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Limited)
- PGCL (Pashchimanchal Gas Company Limited)
- KGDCL (Karnaphuli Gas Distribution Company Limited)

■ 2年目：技術協力プロジェクト

1. ガスパイプライン及び管網整備に関する統合された設計基準の作成
2. ガス管網の上流から下流までのプロセスフロー図の統合
3. GTCL の幹線パイプラインの電子化の準備とスタッフのトレーニング
4. GTCL の幹線パイプライン及びガス供給に関連するパイプラインの電子化の開始
5. 中央監視型のコントロールシステムの基本設計

■ 3年目

1. GTCL の幹線ガスパイプライン網の電子化の完成と Simulator の導入
2. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) System の導入
3. 運営に必要な最小限のシステムの構築と運営開始 (On the Job Training)
 - 幹線パイプラインのガスの流量（“入”と“出”）の管理
 - ガス供給の安定性の管理
 - ガス漏れ管理
 - 非常時対応

4. 幹線パイプラインの拡張計画作成
5. ガスの配給会社の配管網の埋設個所の特定と電子化開始

■ 3年目以降

1. ガスの配給会社の配管網の電子化の継続と運営の指導 (On the Job Training)
 - 流量管理 (“入”と“出”)
 - ガス漏れ管理
 - 非常時対応
2. 事業の主導権の Transfer

22.12 低エネルギー消費社会の実現

途上国におけるエネルギー事業の目標は、「経済成長に伴うエネルギー需要に合致するエネルギー・電力の安定供給」であり、今後も継続的に電源開発が必要となってくる。しかし、本マスタープランの前提として、これまでの経済・社会・エネルギーの結びつきを分析した結果から需要想定を行った上、2016年時点で信頼性が高い技術を想定した供給計画を計画しており、今後、需要の伸びが低く抑えられた場合や、より高度な技術の発展によりこれらの前提に大きな変化が起きてくる可能性も高い。これらは今後、本マスタープランをローリング・モニタリングしていく中で考慮せねばならない重要な要素となる。

22.12.1 エネルギー種別による新規技術

エネルギー・電力分野の技術発展は目覚ましい。本マスタープラン策定時には研究段階にあるものでも、2041年までの間にはこうした分野の研究開発がさらに進み、バングラデシュにおいて適用できる可能性も大きい。以下では、エネルギー種別による分類方法を下記の2つに区分して紹介を行う。

- (1) エネルギー効率の高いプロジェクト (Energy Efficiency: EE)
- (2) 再生可能エネルギープロジェクト (Renewable Energy: RE)

表 22-2 エネルギー種別による研究分野

エネルギー効率の高いプロジェクト (Energy Efficiency: EE)		
EE	発電事業	石炭ガス化コンバインドサイクル等
	発電設備改良・リハビリ事業	発電効率改善のための設備更新
	送配電事業	エネルギー効率改善をもたらす送配電設備の整備
	送配電システムロス低減事業	エネルギー効率改善のための既存設備更新
	地方電化	内燃機関発電からより効率の高い送配電設備への転換
	電力デマンドサイド管理事業	消費電力低減のための省エネシステム導入
	ESCO 事業	ESCO 活動を通じたエネルギー効率改善のための設備・サービスの導入
	エネルギー改善	エネルギー効率改善、省エネ技術の研究
再生可能エネルギープロジェクト (Renewable Energy: RE)		
RE	発電事業 (再生可能エネルギー)	太陽・風力・水力・地熱エネルギー・バイオ燃料を利用する発電設備の整備
	ハイブリッド発電事業	再生可能エネルギーと通常エネルギーを共用する発電設備の整備
	バイオエネルギー事業	バイオマス、バイオガス、バイオ燃料などを利用した設備の整備
	分散型電源事業	再生可能エネルギーを利用した分散型電化設備の整備
	エネルギー貯蔵	エネルギー貯蔵技術の研究

出典：JICA 調査団

22.12.2 電力における新規技術

電力における研究開発に係る支援分野は、下表に示すとおりである。

表 22-3 電力における研究支援分野

分類	技術名
火力	石炭ガス化複合発電 (IGCC 発電)
再生可能エネルギー	バイオマスガス化発電
	バイオマス発酵メタンガス発電
送変電	力率改善
	潮流改善 (送電線の回線数の増加)
	送電線の太線化
	上位電圧の導入 (高電圧化)
	超電導ケーブル
	超電導トランス
	素線絶縁導体ケーブル
	低損失電線の採用
配電	ロス低減技術 (力率改善: 遅れ力率改善)
	ロス低減技術 (低損失変圧器「トップランナー変圧器」)
	ロス低減技術 (アモルファス変圧器)
	ロス低減技術 (計量装置改善)
	ロス低減技術 (電線の太線化)
DSM	ヒートポンプ技術 (自然冷媒 CO ₂ ヒートポンプ給湯機)
	蓄熱式空調システム
	電気自動車
	コジェネレーションシステム (熱電併給)
	燃料電池 (個体高分子形燃料電池: PEFC)
	燃料電池 (個体酸化物形燃料電池: SOFC)
蓄電池貯蔵	電力貯蔵技術 (負荷平準化)
	電池電力貯蔵
	超電導電力貯蔵 (SMES)

出典: JICA 調査団

22.12.3 責任あるエネルギー消費と「先進国」バングラデシュへの発展

本マスタープランにおける需要想定では、バングラデシュにおけるこれまでのエネルギー消費の実態に加え、過去の東南アジア諸国、特にタイにおける経済発展とエネルギーの関係に着目しながら長期の想定を行った。

今後、バングラデシュが更なる経済成長を遂げる必要があることに疑いの余地は無い。一方、経済成長と共に低エネルギー消費との両立 (開発と環境の両立) を目指すことも求められている。本マスタープラン策定にあたっては、環境面でのコミットメントを定量的に評価するために、電源開発計画において 3E 評価、具体的には CO₂ 排出量を変数として取り入れたが、今後、国際社会における環境規制がより厳しく多様となれば、バングラデシュも責任ある国際社会の一員としてこれらに対応していく必要がある。

更には、2041 年の「先進国」が、2016 年現在の先進国のようにエネルギー多消費であるとは限らない。エネルギー需要が高いことは、既に先進国の条件として時代遅れになっている。実際、第 5 章に記載したとおり、1 人あたりエネルギー消費でみると、バングラデシュにおける 2012 時点での 1 人あたりエネルギー消費原単位は、タイ、インドネシア、ベトナムよりも少ないが、1 人

あたりエネルギー消費の他国との乖離は1人あたりGDPと比べると大きい。つまり、バングラデシュは他国と同じ経済価値を創出するのに要したエネルギー消費量が少ないことを意味しており、バングラデシュ経済はこれまで、比較的到低いエネルギー投入で成長してきたと言える。今後、産業構造の変化に伴いエネルギー需要は急激に増加すると見られるものの、これまでのエネルギー効率的な経済成長に対し、バングラデシュは他のアジア諸国に比べ優れた実績を有する。

この例に限らず、バングラデシュとして目指すべき経済の規模、国民の生活スタイルを含め、2041年の「先進国」の姿をバングラデシュ政府、国民が適切にイメージし、他国の手本となるような効率的・低消費のエネルギー利用のあり方をバングラデシュ自身が考え、責任をもって実現していくことこそが、バングラデシュが「先進国」へ「成長」ということである。