

第4章 電力セクターの概況

4.1 電気事業の歴史

現在のザンビア国における電力供給は、1906年にLivingstoneに地域供給という形で始まり、その後、銅鉱山開発が活発化するのに伴い、鉱山地域への電力供給が広がった。これらの電力供給源は独立した火力発電設備によるものであり、現在の主要電源である水力発電については1938年に運転開始したVictoria Falls発電所が最初の開発である。

初期の電力供給は、地方自治体が発電会社から電力を購入し、地域へ供給するという形態であり、例えば、Livingstone市はVictoria Falls Electricity Boardから、KabweやCopperbeltは発電設備を持つ鉱山会社から電力を購入し、小売していた。

発電設備を連系して運用するようになったのは1950年代に入ってからであり、Kitweの中央制御所で総出力120 MWの4つの発電所が連系され、更にこのCopperbelt電力系統は1956年には隣国コンゴのShaba州の送電系統と220 kV送電線により連系され、増加しつづけた鉱業用電力需要に対して輸入により安定的に供給できるようになった。

1956年にはZambezi川本流にKaribaダムが、続いて1962年にはKariba South Bank発電所が建設された。このKaribaダム及びSouth Bank発電所は当時の南・北ローデシア政府が共同で所有するCentral African Power Corporation (CAPCO)により所有、運転されていた。北ローデシアは1964年にザンビアとして独立を果たした後、1965年の南ローデシアの一方的な独立宣言(UDI)に伴う国際的な経済制裁の影響を受け、Kariba Southに代わる電源を確保する必要が生じ、Kafue GorgeとVictoria Fallsの開発に着手することとなった。Kafue Gorgeは1967年に開発に着手し、1号機が1971年に初号機150 MWが運転開始、1973年には残りの3機も完成し、総出力600 MWの発電所となった。Victoria Falls発電所は1969年に60 MW、1972年に40 MWの増設を行い、総出力108 MWとなっている。

また、ザンビア国政府は1969年にはKariba North Bank Company Limited (KNBC)を設立し、Karibaプロジェクト²⁷のフェーズ2として北岸(North Bank)の開発に着手し、1976年より商業運転が開始されている。

一方、送電系統については、Copperbelt鉱山地域への電力供給のため330 kV送電線が必要となり、Leopards Hill及びKabweに変電所が建設される等、総延長2,700 kmの330 kVの送電系統が張り巡らされた。

こうした中、ザンビア国の電気事業を垂直統合して集中的に推進する機関としてZambia Electricity Supply Corporation(現在のZESCO)が1969年に設立され、それまで分散していた発電あるいは配電事業を合併・吸収し、現在に至っている。

²⁷ Kariba、Kafueプロジェクトの歴史は古く、1920年代から調査がなされている。その後、いくつもの委員会が設立され、開発順位等の議論が行われてきた。

4.2 組織

4.2.1 行政機関

ザンビア国の電力行政担省庁はエネルギー水資源開発省（MEWD: Ministry of Energy and Water Development）であり、MEWDは、国会議員（MP: Member of Parliament）である担当大臣及び事務次官（Permanent Secretary）の下、エネルギー及び水資源の2セクターを管掌し、以下の4つの局（Department）が置かれている。

- Human Re(Source) and Administration（人事・総務局）
- Energy（エネルギー局）
- Water Affairs（水資源局）
- Planning and Information（計画・情報局）

ザンビア国では1991年に複数政党制が導入され、独立以来一党支配を続けてきたUNIPに代わって与党となったMMD政権は行政サービスの改善・効率化を図るため、行政組織の再編を実施した。それまで、エネルギー局については電力運輸通信省（MPTC: Ministry of Power, Transport and Communications）、水資源局については水・国土・天然資源省（MWLN: Ministry of Water, Land and Natural Re(Source)s）の下にそれぞれ置かれていたが、エネルギー局と水資源局をあわせて新たにエネルギー水資源省（MEWD）が創設された。また、1993年には、PSRP（Public Service Reform Programme）と名付けられた行政改革プログラムの下、MEWDは再編され、人事・総務局と計画・情報局が加えられ、現在に至っている。

MEWDの下にはDOEの他、OPPPIやREA等の電力関係組織が置かれている。

(1) エネルギー局（DOE: Department of Energy）

MEWDにおいてエネルギー・セクターを管轄するのがDOEであり、エネルギー・セクターには以下のサブ・セクターが含まれる。

- 電力
- 石油
- 石炭
- 木質燃料（薪、木炭）
- 再生可能エネルギー（太陽光、風力、バイオガス等）

DOEの機能としては

- エネルギーに係る政策の立案及び実施
- エネルギー・セクター開発のためのプログラムの策定
- 法制によるエネルギー・セクターの規制

等が挙げられる。また、以下のエネルギー関連の政府機関・組織については、DOEの所管である。

- Tazama パイプライン株式会社（Tazama Pipelines Limited）
- Indeni 石油精製会社（Indeni Petroleum Refinery Company Limited）

- ZESCO 株式会社 (ZESCO Limited)
- ザンベジ川開発公社 (Zambezi River Authority)
- エネルギー規制局 (Energy Regulation Board)

DOE の組織図を図 4.2 に示す。局長 (Director) 以下、いわゆる大学卒以上の幹部職員ポストは 33 席あるが 15 のポストしか埋まっておらず、残りは空席である。また、大別すると「再生可能エネルギー及びエネルギー管理 (Renewable and Energy Management)」、「エネルギー調査 (Energy Exploration)」、「電力システム (Power Systems)」、「電化 (Electrification)」の 4 つのラインに分けられるが、特に「エネルギー調査」については 1 名在籍するのみである。

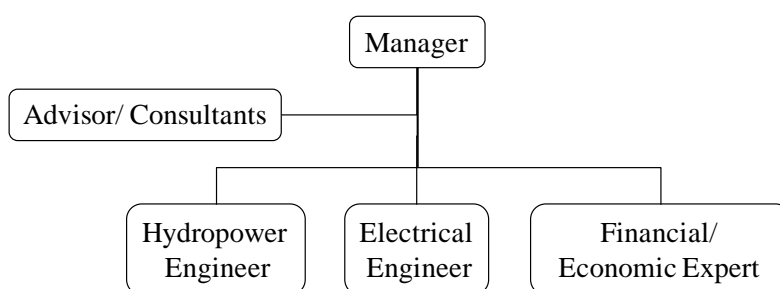
一方、上流側の石炭・石油等のエネルギー資源も含む鉱物資源の探査・開発については、鉱業開発省 (MMMD: Ministry of Mines and Minerals Development) の管轄となる。

(2) 民間電力投資推進室 (OPPPI: Office for Promoting Private Power Investments)

1994 年には公布された国家エネルギー政策 (NEP: National Energy Policy) において、電力の普及、電気事業の効率化とともに、水力電源開発への民間資本の導入が電力サブ・セクターの方針として掲げられた。更に 1998 年には水力発電及び送電開発への投資インセンティブについて定めた政策文書 FPI (Framework and Package of Incentives for Hydropower Generation and Transmission Development) が採択され、1999 年 10 月、その実施機関として MEWD の下に OPPPI が発足することとなった。

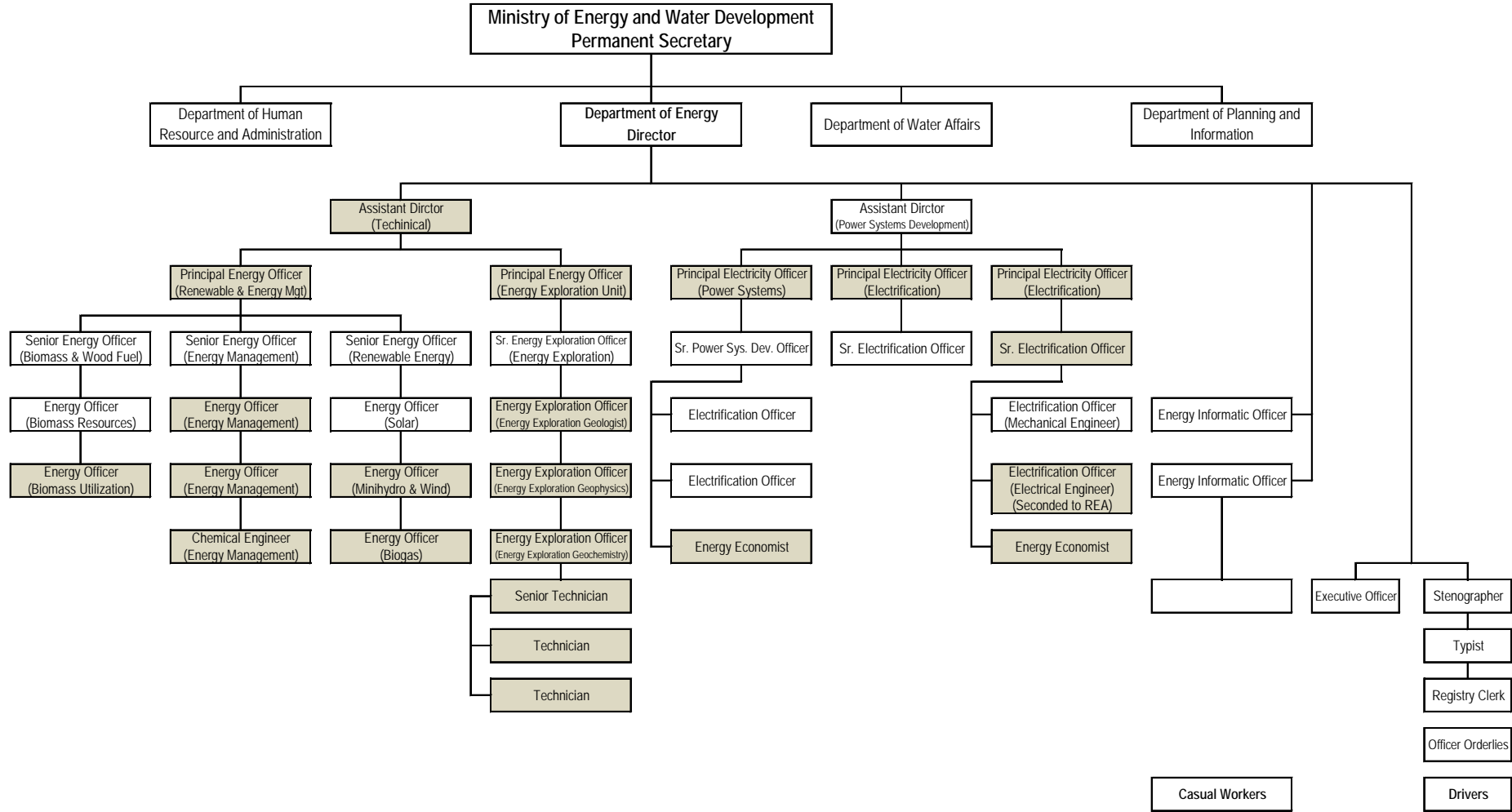
FPI は民間電力投資を促進するための特権制度や奨励策の枠組みを規定するもので、OPPPI は電力セクターへの投資家に対する許認可、ライセンス発給に係る手続きや法規制を簡素化するために、いわゆるワンストップオペレーションを実現するべく設立されたものである。すなわち、OPPPI の役割は、ザンビア国政府を代表するとともに関連諸機関との調整を図りながら、プロジェクトの公募、プロポーザルの評価、契約交渉を行うことである。

図 4.1 に OPPPI の組織図を示す。



(Source) <http://www.oppqi.gov.zm>

図 4.1 OPPPI 組織図



注) 網掛け部は空席
(Source) 調査団作成

図 4.2 DOE 組織図

(3) 地方電化庁

地方電化庁 (REA: Rural Electrification Agency) は 2003 年 12 月に公布された地方電化法 (Rural Electrification Act) に基づき、MEWD の下に設立された。

ザンビアの地方電化事業は 1995 年に制定された “Guidelines on Selecting of Rural Electrification Projects for Funding by Government” に基づき、州政府から要請された電化候補地点の選定を行い、推進されてきた。政府資金は ZESCO の販売電力料金に賦課される租税公課を財源とする電力地方電化基金 (REF: Rural Electrification Fund) が活用される。

REA の主要業務は以下のとおりである。

- 地方電化基金の管理・運営
- 地方電化マスタープランの策定、実施及び更新
- 再生可能エネルギー技術 (RET: Renewable Energy Technologies) の活用推進
- 国内外のドナーからの資金調達 等

(4) ザンベジ川開発公社

Zambezi 川の開発については、Zambezi 川が古くは南・北ローデシア、現在はザンビア・ジンバブエの国境に位置するため、両政府共同で実施されてきた。

1956 年にローデシア＝ニヤサランド連邦 (中央アフリカ連邦) 政府の下、連邦電力庁 (Federal Power Board) が設立され、Zambezi 川本流のダム及び発電所の建設を行う権限が付与された。1963 年連邦の解体に伴い、FPB は Zambezi 川の水文データの収集を行う別機関とともに、CAPCO (Central African Power Corporation) として再編された。

CAPCO は南・北ローデシア政府の共同所有の形をとり、両政府がそれぞれ 2 人の大臣を代表者として CAPCO の指揮を執ることとなった。

その後、1964 年にザンビア国が独立、また、1980 年にジンバブエが独立を果たし、1987 年 10 月にザンベジ川開発公社 (ZRA: Zambezi River Authority) が設立されることとなり、CAPCO に取って代わった。

ZRA は 1987 年のザンベジ川開発公社法 (Zambezi River Authority Act) に基づき、Kariba ダムの維持管理、水文データの整備、水質調査等の各種調査を実施するとともに、Kariba ダムの両岸にある発電所 (South、North) の使用水量についても管理しており、水文データ等の分析から両発電所への割当水量を毎年更新している。

ZRA の運営は、Kariba ダム両岸の発電所からの水使用料により賄われており、第 6 章で述べる Zambezi 川本流の新規電源プロジェクト (Batoka Gorge, Devil's Gorge, Mpata Gorge) の開発主体は ZRA とされている。

4.2.2 規制機関

ERB は 1997 年 1 月 27 日に公布された “Energy Regulation Act” に基づき設置された国家機関であり、電力を含むエネルギー・セクター全般について規制、監督を行う。規制、監督は経済的側面、技術的側面の両面に及び、また、事業者へのライセンス付与権限を保有する。

具体的な規制内容は、

- 発電事業参画への認可
- 送配電事業に関する規制
- 電気料金の認可

である。

4.2.3 電気事業者

現在、ザンビア国内の電気事業者は、国有企業の ZESCO ならびに民間企業の CEC 及び LHPC の 3 社である。ZESCO は発・送・配電を垂直統合した国有電力会社であり、CEC は Copperbelt の鉱山会社への特定供給会社である。また、LHPC は ZESCO を引き取り先とする水力発電 IPP である。以下にこれら 3 社の概要を述べる。

(1) ZESCO

ザンビア電力供給公社 (ZESCO: Zambia Electricity Supply Corporation) は 1969 年の会社法 (Companies Ordinance) に基づき設立され、1970 年には表 4.1 の電気事業者の事業を継承した。

表 4.1 ZESCO 以前の電気事業者

電気事業者	概要
1. Central Electricity Corporation Limited (CEC)	1953 年に Lusaka への供給を目的に設立。その後、Lusaka 周辺の Chilanga、Kafue、Monze へと配電網は拡張され、1960 年には Leopards Hill 変電所で CAPCO の Kariba – Kitwe 送電線と連系された。
2. Northern Electricity Supply Corporation (NESCO)	Mongu、Kasama、Mbala、Mansa において北ローデシア政府が運営していた地方電化事業を継承し、1960 年に設立された。電力は CPC (Copperbelt Power Company) より購入し、Copperbelt の未電化地域へ配電網を拡張していった。
3. Victoria Falls Electricity Board	1938 年に設置された Victoria Falls 発電所 (当初 8 MW) を運転するために 1951 年に設立され、その後、発電容量を増設するとともに 1964 年より Choma 及び Kalomo への電力供給を引き継いだ。

更に 1972 年、ZESCO は Livingstone、Ndola、Kabwe、Luanshya、Mufulira、Kitwe、Chingola 等、それまで地方政府が実施していた電力供給を引き継ぎ、供給地域を拡大し、Copperbelt 州の鉱山会社への供給が CPC (現在の CEC) に残されたのを除いて、供給地域を全国に拡大した。

1988 年には Company Act に基づき、組織形態が公社から株式会社へと変更され、利潤追求することが可能となった。2004 年にはそれまで別会社として存続していた KNBC が、労働組合の強い反対はあったものの最終的には ZESCO に吸収され、現在の組織となった。

なお、1994 年 5 月 26 日よりザンビア電力供給公社 (Zambia Electricity Supply Corporation Limited) から ZESCO Limited へと改称されている。

ZESCO は、CEO である Managing Director の下、

- Human Re(Source)s
- Finance
- Customer Services
- Generation and Transmission
- Distribution and Supply
- Engineering Department
- Power Rehabilitation Project (PRP)

の 6 部門に Director が置かれ、組織運営がなされている。

(2) コッパーベルト・エネルギー会社

Copperbelt 地域では、古くから鉱山開発に伴う電力供給がなされており、CEC は 1950 年代に鉱山会社が所有する、ローデシアとコンゴ国境にまたがる電力会社の一つを起源とする。1964 年にザンビア国が独立するとともに同社は Copperbelt Power Company (CPC) と改称され、1982 年に鉱山会社の合併に伴ってザンビア銅採掘会社 (ZCCM: Zambia Consolidated Copper Mines Limited) の電力部門となった。1997 年に ZCCM が分割・民営化されたことにより、CEC は再びスピノフされ、コッパーベルト・エネルギー会社 (CEC: Copperbelt Energy Corporation plc) として独立したものである。

CEC は 1997 年の設立当初は、英 National Grid 社及び米 Duke Energy 社へ売却されたが、2006 年に MBO を通じて株式の 77% を Zambia Energy Corporation (Zam-En) が所有することとなった。現在の株主構成は表 4.2 に示すとおりであり、浮動株は Lusaka 証券取引所 (LUSE: Lusaka Stock Exchange) にて取り引きされている。

表 4.2 CEC の株主構成

Shareholder	% Holding
Zambian Energy Corporation	52.0
ZCCM-IH	20.0
Individual shareholders	15.8
African Life Financial Services Zambia Limited – managed funds	7.2
CEC Employees Share Ownership Plan	5.0

(Source) CEC website (<http://www.cecinvestor.com>)

CEC の事業内容は、設立当初から基本的には変更がなく、すなわち ZESCO 及び SNEL (DRC) から電力を購入し、鉱山会社へ電力供給することであり、Copperbelt 地域の民生需要への対応は ZESCO の役割である。

CEC の事業規模は表 4.3 に示すとおりであるが、石油焚きのガスタービン発電設備についてはあくまでも非常用のバックアップ電源であり、通常は稼働しておらず、送配電会社とすることができる。また、保有する送電設備により託送事業も行っており、ザンビアーコンゴ民主共和国間の電力融通の一翼を担っている。

表 4.3 CEC の事業規模

主要設備	
発電所	ガスタービン発電設備 80 MW
送電線	880 km (220 kV, 66 kV)
変電所	38 箇所
電力需要	540 MW
電力託送	270 MW for ZESCO 210 MW for SNEL (DRC)

(3) その他民間企業

現在のところ、ザンビア国電力セクターの IPP は Lunsemfwa Hydropower Company (LHPC) 1 社のみであり、Lunsemfwa (18MW) 及び Mulungushi (20MW) の 2 箇所の水力発電所を所有・運転している。

LHPCについてもCEC同様にZCCMの分割・民営化に伴い分社化されたものであり、2001年12月より操業しているが、株式については南アフリカのESKOM²⁸が51%、残りはマネジメントが保有している。

ザンビア国政府は電力開発に要する莫大な資金を確保するため、電力セクターへの民間資本の参入を推進しており、後述するように新規電源プロジェクトにはTATA等の海外資本の参入が計画されている。

4.3 電力需給

4.3.1 発電設備

ザンビア国の発電設備の設備容量は約1,860 MWであり、このうちZESCOが1,744 MW、CECが80 MW、その他民間が38 MWを占める(表4.4)。このうち、いわゆるナショナル・グリッドに連系しているオン・グリッド電源はZESCOの3箇所の主要水力発電所(Kariba North Bank、Kafue Gorge、Victoria Falls)とLusiwasi発電所、民間のLunsemfwa Hydropower Company (LHPC)が所有・運転するMulungushi発電所及びLunsemfwa発電所のみであり、その他の発電所はマイクロ・グリッドあるいはミニ・グリッドを通じて特定地域に送配電されるものである。

²⁸ ESKOMはザンビア国の他、ウガンダ、マリ、ナイジェリア等で発電事業に参画している。SADC圏内においては、LHPCの他、首都Maputoへの電力供給を行うモザンビーク送配電会社(MOTRACO: Mozambique Transmission Company)への資本参加(33%)、2005年9月に設立されたWestern Power Corridor Company (WESTCOR: アンゴラ、ボツワナ、コンゴ民主共和国(DRC)、ナミビア、南アフリカの5箇国の電気事業者が20%ずつ出資)への出資等の事例がある。

表 4.4 主要発電設備

(Unit: kW)

Station	Installed Capacity	Available Capacity	Remarks
ZESCO			
Main Hydros	1,713,000	1,233,000	
Kariba North	660,000	510,000	
Kafue Gorge	945,000	615,000	
Victoria Falls	108,000	108,000	
Mini Hydros	23,750	19,750	
Lusiwasi	12,000	9,000	
Musonda Falls	5,000	5,000	
Chishimba Falls	6,000	5,000	
Lunzua River	750	750	
Diesel	7,285	6,545	
Mwinilunga	1,360	1,360	
Kabompo	1,160	1,160	
Zambezi	960	960	
Mufumbwe	400	400	
Luangwa	1,280	732	
Lukulu	512	320	
Chama	263	263	
Kaputa	550	550	
Chavuma	800	800	
Total ZESCO	1,744,035	1,259,295	
CEC			
Bancroft	20,000	20,000	Gas Turbine
Luano	40,000	40,000	Gas Turbine
Luanshya	10,000	10,000	Gas Turbine
Mfulira	10,000	10,000	Gas Turbine
Lunsemfwa	38,000	38,000	
Lunsemfwa	18,000	18,000	Hydro
Mulungushi	20,000	20,000	Hydro
Total	1,862,035	1,377,295	

(Source) Statistics Yearbook of Electric Energy 2007/08, ZESCO

(1) ZESCO

i) 水力発電設備

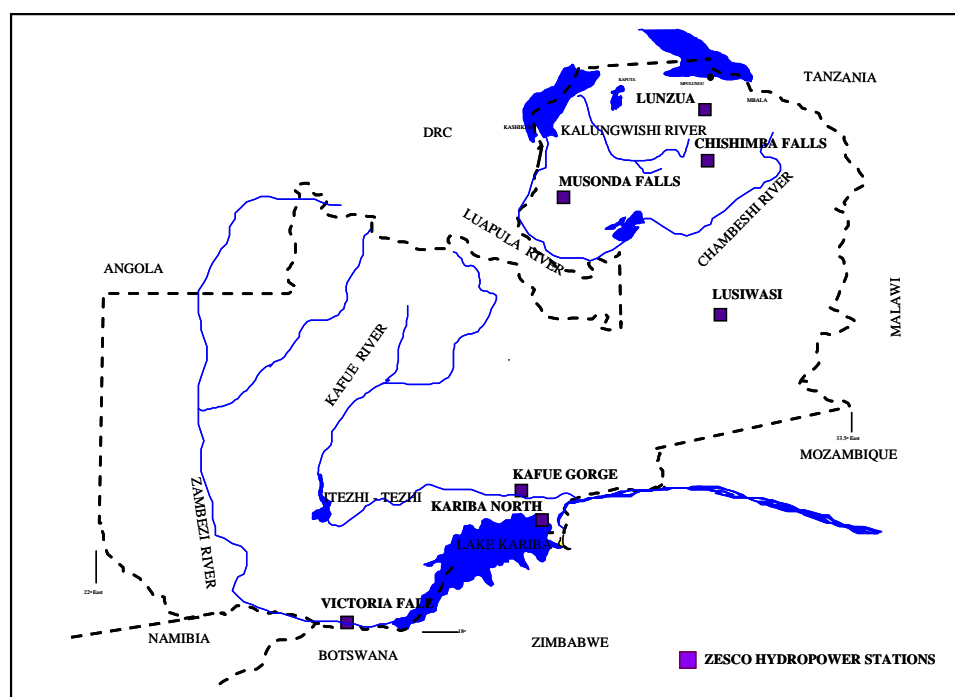
ZESCO が管理する主たる水力発電設備は、Kariba North Bank 水力発電所 (KNBPS: Kariba North Bank Power Station)、Kafue Gorge 水力発電所 (KGPS: Kafue Gorge Power Station)、Victoria Falls 水力発電所 (VFPS: Victoria Falls Power Station) であり、この 3 発電所でザンビア国の発電設備容量の約 98% を占める。表 4.5、図 4.3 に ZESCO が管理する水力発電設備を示す。

表 4.5 ZESCO 管理水力発電設備 (2008 年 3 月現在)

Power Station	Installed Capacity (MW)	Location
Kariba North Bank	660 (720)*	Zambezi River
Kafue Gorge	945 (990)*	Kafue River
Victoria Falls	108	Zambezi River
Sub Total	1,723	
Mini Hydropower Station		
Lusiwasi	12	Northern Province
Musonda Fall	5	Northern Province/ Luapula Province
Chishimba Fall	6	Northern Province
Lunzua River	0.75	Northern Province
Sub Total	23.75	
Total	1,746.75	

* Values after rehabilitation.

(Source) ZESCO, Statistics Year Book of Electric Energy 2007/2008

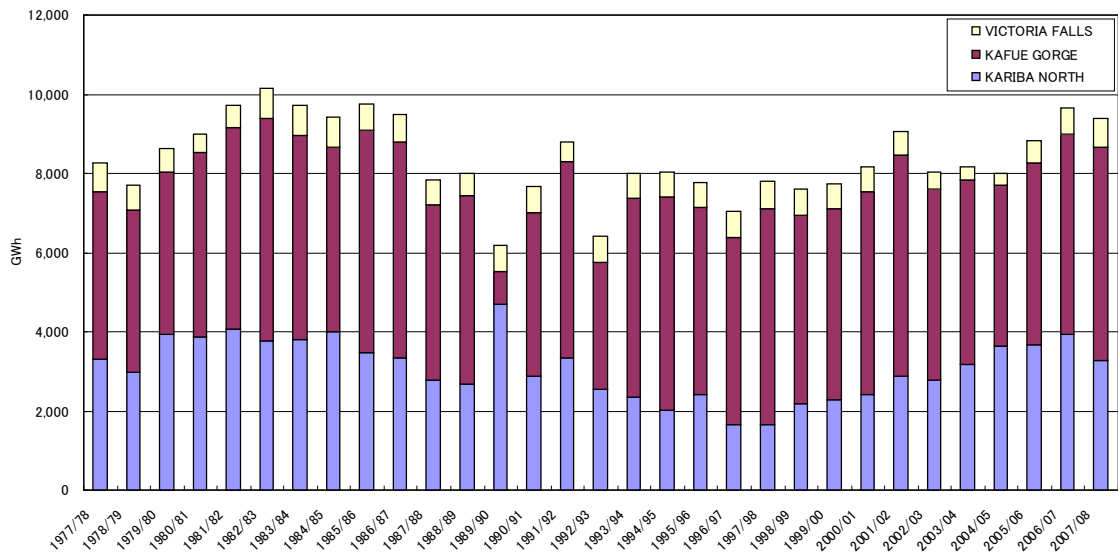


(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.3 ZESCO が管理する水力発電設備位置図

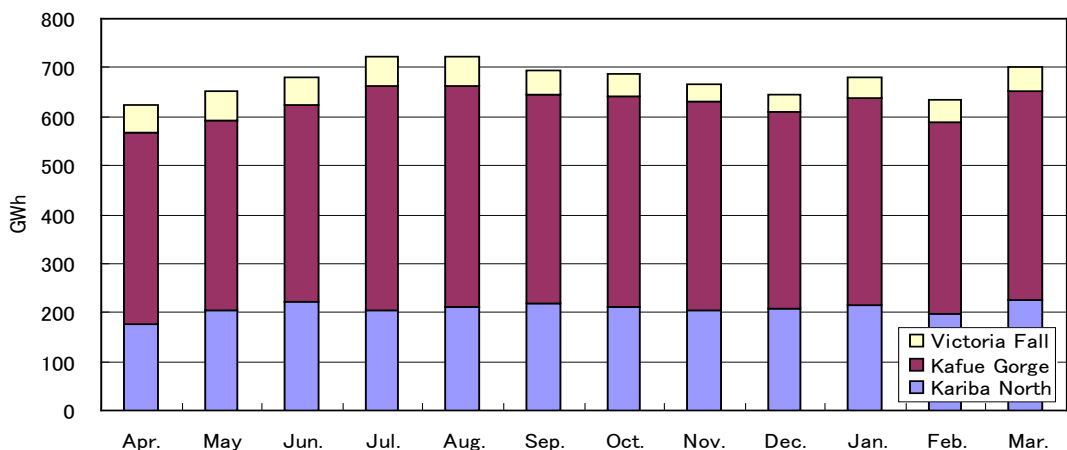
発電電力量を見ると、KNBPS、KGPS、VFPSの主要 3 発電所は、1995 年度²⁹から 1996 年度にかけての渇水年や 1989 年の KGPS の火災による減電、あるいは各発電所におけるリハビリテーションプロジェクト実施に伴う出力減等がありながらも、1977 年度から 2007 年度までの平均年間発電電力量は約 8,400 GWh と高稼働な値を示す(図 4.4 参照)。また、図 4.5 に示すように、リハビリテーションプロジェクト開始前の 1998 年度から 2001 年度までの月別発電実績をみると、年間を通じほぼ一定の運転が行われていることが分かる。

²⁹ 年度は、Fiscal year と同意。以後、n 年度=n 年 4 月～(n+1)年 3 月までと定義する。



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.4 KNBPS, KGPS, VFPS 年間発電実績 (1977~2007 年度)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.5 KNBPS, KGPS, VFPS 月別発電実績 (1998~2001 年度平均)

(a) Kariba North Bank水力発電所 (KNBPS)

1950年代、Zambezi川のKariba Gorgeに高さ128m、堤頂長617mのダムが建設され、総貯水容量1,850億 m^3 という世界最大規模の人工湖を有している。貯水池の延長は280kmにもおよび、幅は最大で32kmである。KNBPSの運転開始は1976年で、単機出力150MWの発電機を4機持った出力600MWの発電所であった。本発電所は、政府直轄のKariba North Bank Power Company (KNBPC)が運転管理を行っていたが、現在ではZESCOが管理している。

Zambezi川はジンバブエ国との国境を流れる国際河川のため、その開発に当たっては両国間を調整する組織が存在してきた。1987年、ザンベジ川開発公社法 (Zambezi River

Authority Act) が整備された以降は、これまでの組織を引き継ぐ形で、ザンベジ川開発公社 (ZRA: Zambezi River Authority) が本河川の開発を管理することになり、ダムの維持管理、水文データの整備、水質調査等の各種調査を実施している。また、ZRA は発電使用水量の管理も行っている。KNBPS 及び Kariba South Bank Power Station (ジンバブエ国側) への発電使用水量の割り当ては毎年決定され、蓄積された過去の水文データ等の分析から翌年の割当量を決定している。KNBPS は、ZRA により割り当てられた水量の範囲内で運転を実施している。

発電実績を経年で見ると、1990 年代の発電電力量が低い。KNBPS は、巨大な貯水池をもつものの、運転制御は流れ込み式と同等であるため、出力はダム水位に依存する。ダム水位の経年実績をみても 1990 年代のダム水位は低く、Kariba 湖へ流入する Zambezi 川の流量も 1990 年代に低い年が散在する。貯水池の規模から単年の渇水では大きな影響を受けないが、渇水年が続くことにより、ダム水位が回復しなければ発電電力量は減少する (図 4.7、図 4.9、図 4.10 参照)。

リハビリテーションプロジェクトによる影響を除くため、1998 年度から 2003 年度までの発電実績を検証すると、KNBPS の年間運転パターンは、年間を通じてほぼ一定の運転 (発電) を行っていることがわかる (図 4.8 参照)。

1976 年の運転開始以降、KNBPS の運転は 30 年以上経過し、設備の老朽化も顕在化したため、抜本的なメンテナンスが必要となった。そのため 2004 年度から 2009 年度にかけ、設備の延命化と出力増強を目的としたリハビリテーションプロジェクトが WB の支援により実施された。出力は単機容量を 150 MW から 180 MW へ、つまり総出力を 600 MW から 720 MW へと 120 MW が増強された。表 4.6 に KNBPS の現在の概要を示す。

参考に ZRA による Kariba ダムの貯水池運用は、毎年 7 月に満水位 (Full supply level) まで貯め上げ、これ以降の乾季には貯水分を使い 1 月までダム水位を下げる。その後、雨季の出水を利用して 7 月に向けダム水位を上げるといった運用となっている。

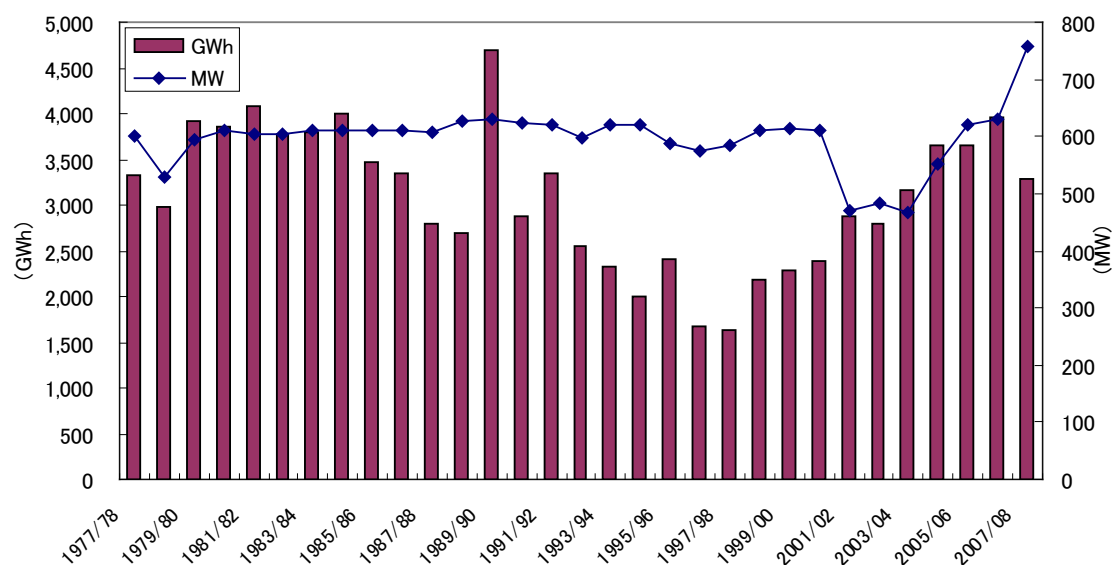


図 4.6 Kariba ダム (写真)

表 4.6 KNBPS 概要

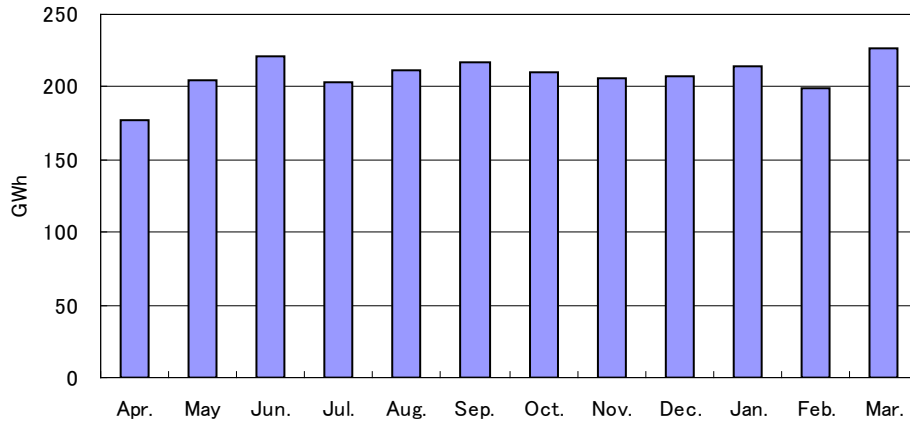
Name of the HP	Kariba North Bank
<i>General information</i>	
Installed capacity (MW)	720 (180 × 4 units)
Rated Discharge (m ³ /s)	186.79
Rated head (m)	92
Plant factor (%) (in 2007/08)	73.5 (available capacity 510 MW)
Annual generation (GWh) (in 2007/08)	3,282
<i>Technical information</i>	
Dam type	Double Curvature Concrete Arch
Dam height and crest length (m)	Height 128 m, crest length 617 m
Dam Construction (year)	1958
Catchment area (km ²)	663,000
Area of the reservoir (km ²)	5,180
Total storage capacity (m ³)	185,000 million
Effective storage capacity (m ³)	64,740 million
Maximum supply level (m.a.s.l)	487.8
Minimum operating level (m.a.s.l)	474.8
Spillway Gate, discharge capacity	6 sluice gates, 9.14 x 8.84 6 × 1,574 m ³ /s
Power house	L 130m, W 24m, H 45m
Type of turbine and generator	Vertical Francis
Commercial Operation Date	#1: 5 th May 1977 #2: 13 th December 1976 #3: 24 th August 1976 #4: 24 th May 1976

(Source) ZESCO



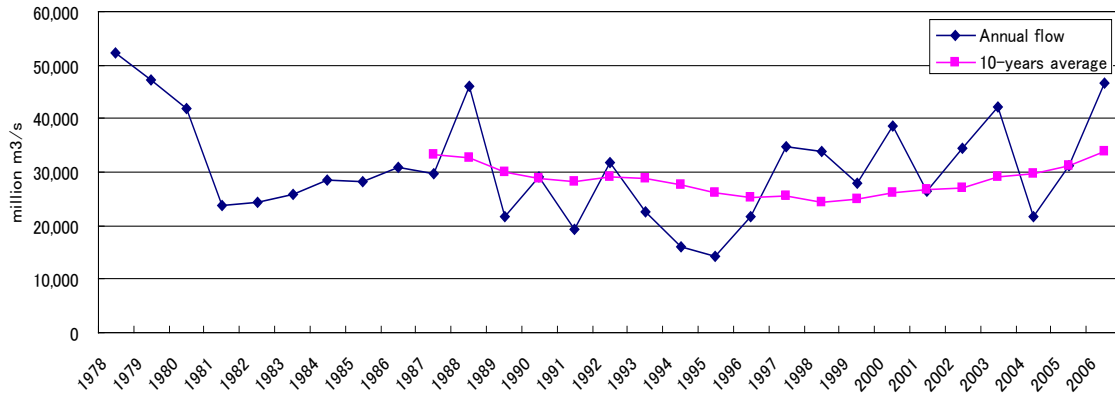
(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.7 KNBPS 発電実績 (1977~2007 年度)



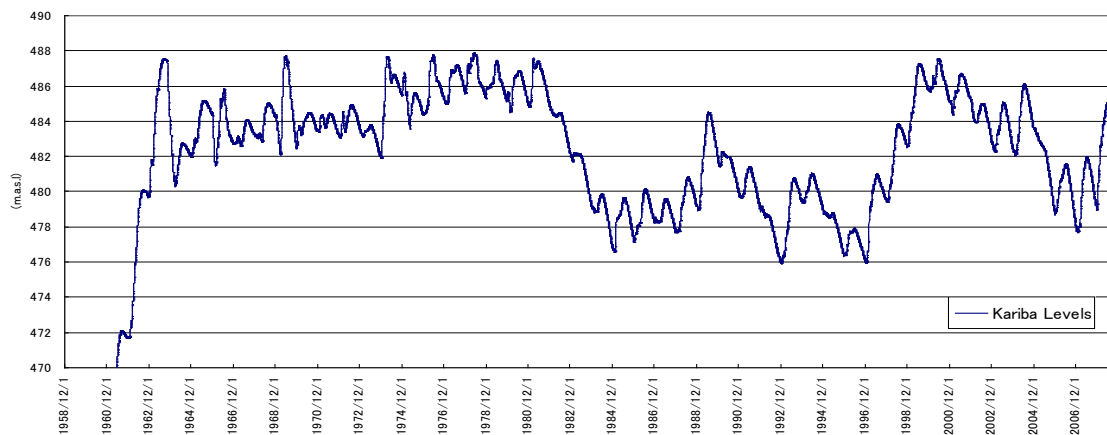
(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.8 KNBPS 月別発電実績 (1998~2002 年度平均)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.9 Zambezi 川上流年間流量 (Victoria Falls 測水所)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.10 Kariba ダム水位の経年変化

(b) Kafue Gorge水力発電所 (KGPS)

KGPSがあるKafue川はZambezi川支流であり、ザンビア国内でZambezi川に次ぐ河川である。Kafue川の特徴は、KGPSより上流の地形が平均勾配0.0025%と平坦な地形であることである。上流のItezhi Tezhi (ITT) 貯水池までの230 kmにおける高低差は、わずか5~6 m程度である。そのため、ITT貯水池からの放流水がKafue Gorge貯水池に着水するまでに90日程度を要する。このITT貯水池は、1978年に建設され、貯水容量60億 m^3 を有し、雨季乾季のKafue川の流量を平滑化し、KGPSに供給する役割を担っている(図4.12)。ITT貯水池の流量調整機能は、KGPSの円滑な運転のほか、灌漑や飲料水として周辺地域に安定的に水を供給する目的にも貢献している。

KGPSは1971年に第1号機(出力150MW)が運転を開始、1972年に3機(出力150MW/unit)が運転を開始し、出力600 MWで運転を開始した。運転開始当初はITT貯水池の開発前であり、1978年にITT貯水池が整備されると、更に2機が運転を開始し、単機容量150 MWを6機、出力900 MW、有効落差387 m、導水路約10 km、地下発電所を備えたザンビア国最大の発電所となった。

発電電力量実績を見ると発電所内で火災が発生した1989年度の実績が著しく低い。ちなみに同年度のKNBPSの発電実績をみると、例年以上の発電実績が記録されており、KGPSの減電分をKNBPSで補っていることがわかる(図4.13)。

また、月毎の発電電力量の平均を見てもKNBPSとKGPSは連係して一定の発電電力量を確保している(図4.14)。

1972年に運転を開始して以降30年以上経過しているため、設備の老朽化も懸念されていた。そのため2004年から2009年にかけて、設備の延命化と出力増強を目的としたリハビリテーションプロジェクトがWBの支援により実施されている。出力は単機容量150 MWを165 MW、総出力900 MWから990 MWへと90 MWが増強された。表4.7にKGPSの概要を示す。

その他、設備の特徴として、取水口スクリーンの形状が挙げられる。KGPSの貯水池は、季節的に一面水草に覆われ取水に支障をきたし、発電に悪影響を及ぼすことがある。そのため、図4.11に示すように取水口前面に平面状のスクリーンを設け、取水口近傍への水草の接近を防ぐ工夫がなされている。



図 4.11 KGPS 取水口スクリーン (写真)

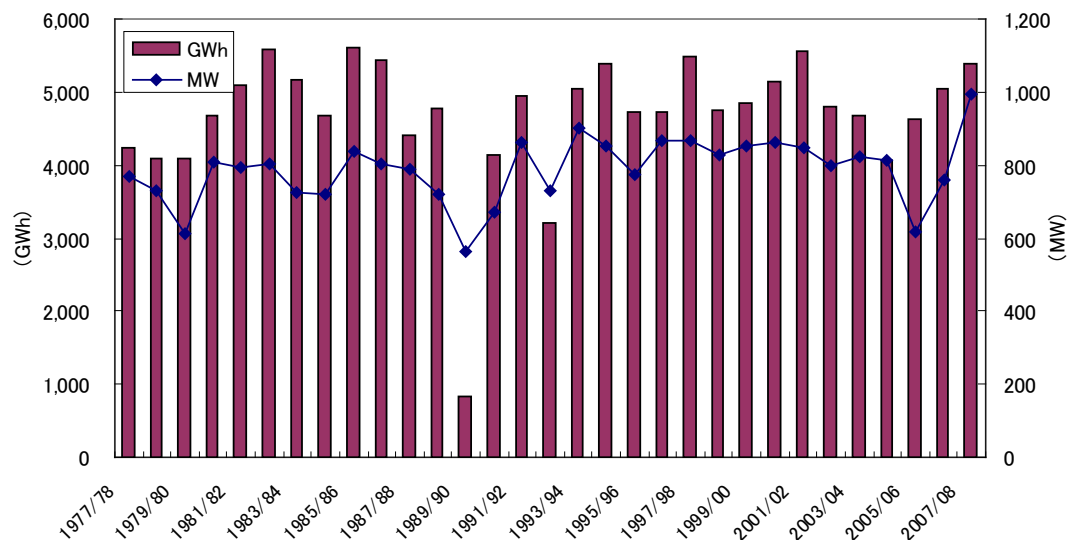


図 4.12 Kafue Gorge ダム (写真)

表 4.7 KGPS 概要

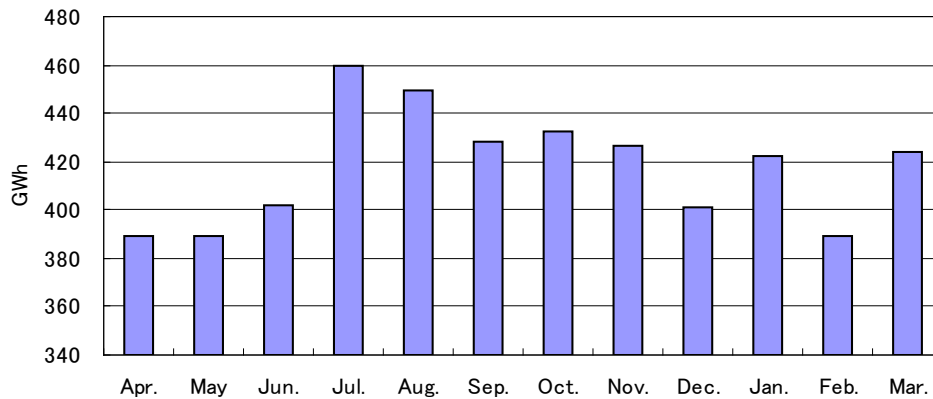
Name of HP	Kafue Gorge
<i>General information</i>	
Installed capacity (MW)	990 (165 x 6 units)
Rated Discharge (m ³ /s)	46
Net head (m)	387
Plant factor (%) (in 2006/7)	76.6 (available capacity 750 MW)
Annual generation (GWh) (in 2006/7)	5,034
<i>Technical information</i>	
Dam type	Earth and Rock Fill
Dam height and crest length (m)	Height 50 m, crest length 375m
Dam Construction (year)	1968
Effective storage capacity (m ³)	800 million
Maximum supply level (m.a.s.l)	977.2
Minimum operating level (m.a.s.l)	975.4
Spillway Gate, discharge capacity	4 radial gates, 14 x 12 4,250 m ³ /s
Headrace tunnel length (km)	10
Penstock	6 vertical penstocks Concrete lined in the upper 200m part, dia 3.3m Steel lining in the lower 170m part, dia 2.75m
Power house	Underground
Type of turbine	Vertical Francis
Tailrace tunnel (km)	1.4
Commercial Operation Date	#1: 1971 #2,3,4: 1972 #5,6: 1978

(Source)ZESCO



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.13 KGPS 発電実績 (1977~2007 年度)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.14 KGPS 月別発電実績 (1998～2002 年度平均)

(c) Victoria Falls水力発電所 (VFPS)

VFPS は Zambezi 川本流、ジンバブエ国との国境、かつての首都 Livingstone にある。設備は、堰を持たず、世界遺産であるヴィクトリア瀑布 (Victoria Falls) の直上流に取水口を持つ総出力 108 MW の流れ込み式の水力発電所である (図 4.15、図 4.16)。

Victoria Falls の開発は 1938 年に始まり、出力 1 MW の発電機を 2 機、総出力 2 MW で発電を開始した。1956 年に、出力 3 MW の発電機が 2 機増設され、総出力は 8 MW となり、A 発電所 (Station A) と呼ばれている。その後、1968 年に B 発電所 (Station B) の開発が始まり、10 MW の発電機を 6 機、出力 60 MW が開発された。さらに、1972 年に C 発電所 (Station C) の開発が行われ、10 MW の発電機を 4 機、出力 40 MW が開発され、A、B、C の 3 つの発電所の総出力は 108 MW となった (表 4.8)。

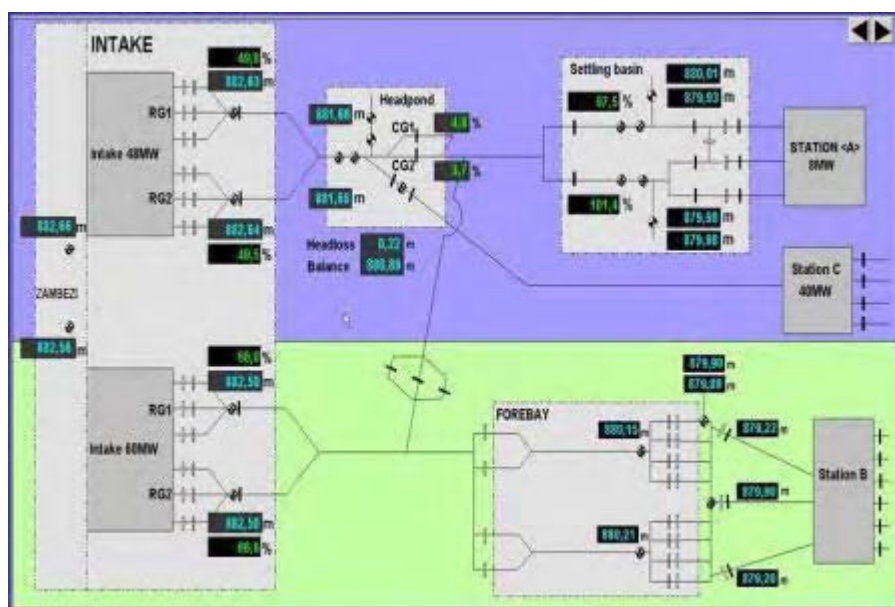
発電実績 (図 4.17、図 4.18) を見ると、流れ込み式発電所のため発電電力量は河川流量に依存する。2007 年度の設備稼働率は、ZESCO の統計実績から算出すると 77.5% である。また、世界遺産である Victoria Falls に関連し、Zambezi 川の河川流量が 400 m³/s を下回った場合には VFPS の運転が制約を受ける。Big Tree (Victoria Fall) 観測所における 1978 年から 2007 年までの 30 年間の流量データから流況曲線 (Duration Curve) を分析すると、Zambezi 川における河川流量 400 m³/s は、約 70% (255 日) 流量に相当する (表 4.9、図 4.19 参照)。Zambezi 川の河川流量は乾季に当たる 9～12 月に 400 m³/s を下回るが、当発電所の最大取水量は 117.2 m³/s であり、流況曲線から同様に分析すると、最低流量に近い。そのため年間を通じ常時最大取水量を得ることができる計算となる。ただ、堰を持たないため取水口のある左岸側を流れる河川流量からしか取水できない構造となっている。

1938 年に運転を開始して以降、60 年を経過しており、設備の老朽化が懸念されていた。そのため 2003 年から 2005 年にかけて、設備の更新や延命化を目的としたリハビリテーションプロジェクトが実施された。

表 4.8 VFPS 概要

	Station A	Station B	Station C
Year of Commission	1938: 2 MW (1×2 MW) 1956: 6 MW (2×3 MW)	1968	1972
Installed Capacity (MW)	8 MW	60 MW (6 × 10 MW)	40 MW (4 × 10 MW)
Intake	No intake weir Left bank just upstream of the Victoria Falls		
Maximum Water discharge (m ³ /s)	10.5	106.7	
Gross head (m)	105.77	112.77	
Power Station	Surface	Underground	Surface

(Source) ZESCO, VFPS



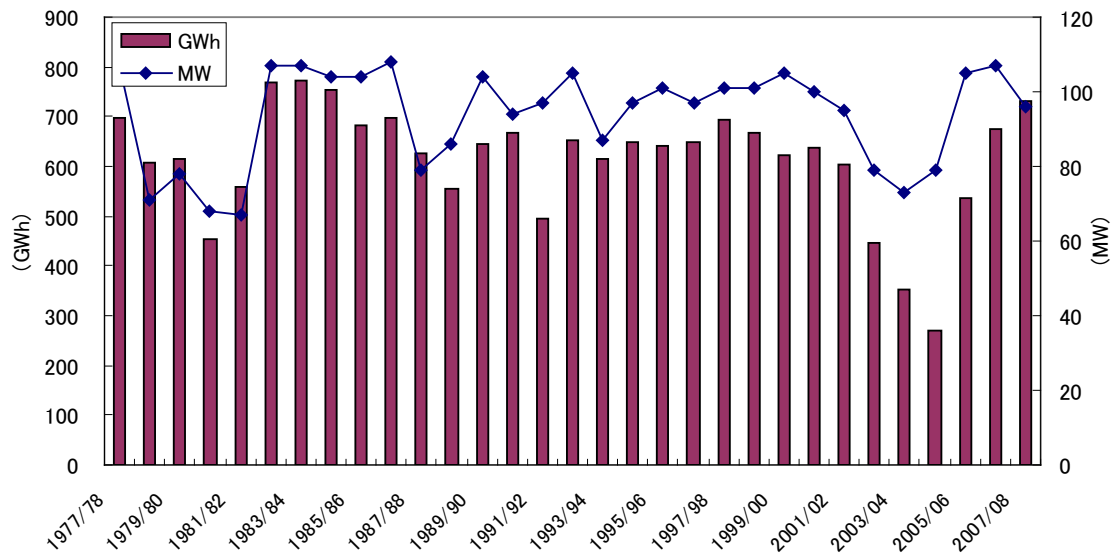
(Source)ZESCO

図 4.15 VFPS 全体システム



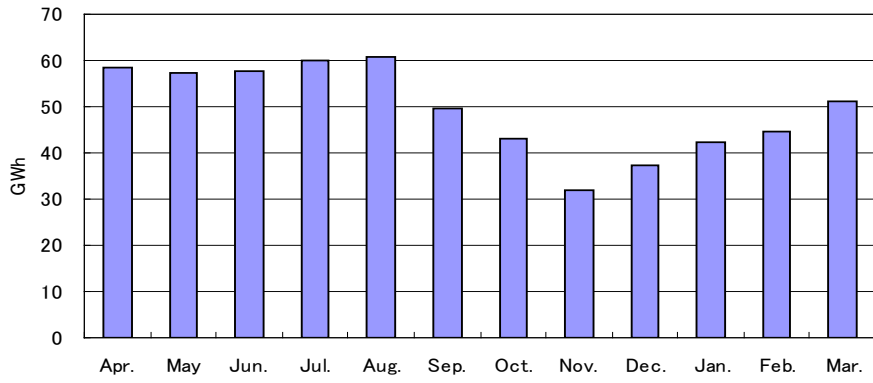
(Source) ZESCO, VFPS

図 4.16 VFPS 周辺の様子 (写真)



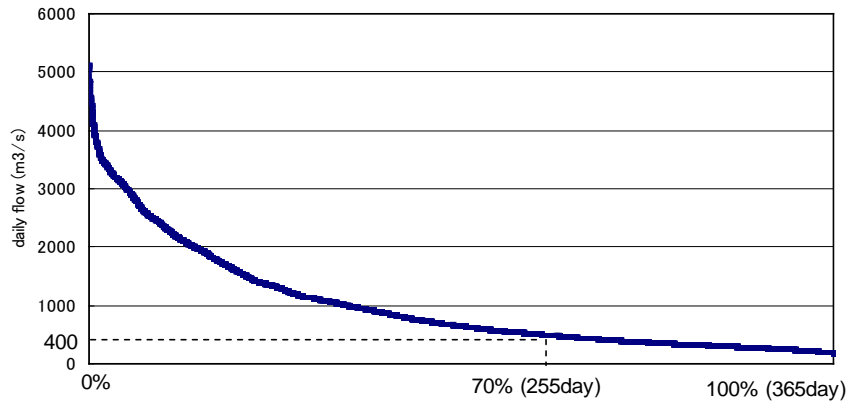
(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.17 VFPS 発電実績 (1977~2007 年度)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.18 VFPS 月別発電実績 (1998~2002 年度平均)



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.19 VFPS 地点河川流況曲線

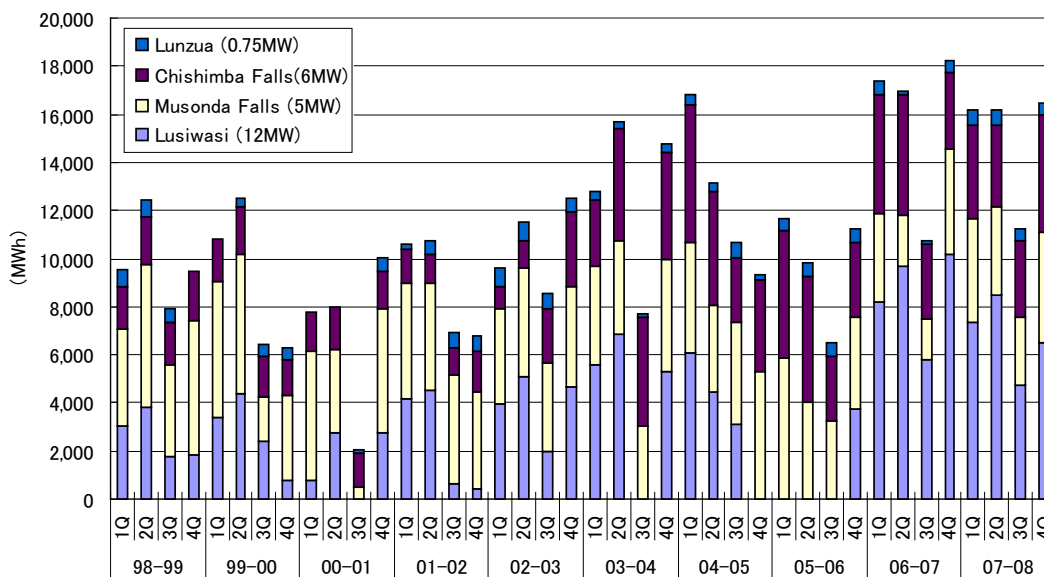
表 4.9 VFPS 地点河川流量 (Big Tree 観測所)

	Oct.	Nov.	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	max	min	ave
1978/79	550.55	601.71	835.10	1,071.70	1,523.85	2,469.46	4,132.12	3,885.23	2,252.68	1,246.49	763.81	568.30	4,132.12	550.55	1,658.42
1979/80	428.20	488.02	795.29	1,224.13	2,426.83	2,615.39	3,077.00	2,754.82	1,959.41	1,037.46	668.43	502.17	3,077.00	428.20	1,498.09
1980/81	384.68	423.44	591.86	843.60	1,176.43	1,902.23	3,100.19	3,210.79	2,093.58	1,055.32	651.66	479.81	3,210.79	384.68	1,326.13
1981/82	348.11	319.59	423.80	558.29	765.51	957.71	1,423.79	1,579.44	1,157.10	659.54	482.13	373.16	1,579.44	319.59	754.01
1982/83	317.29	364.57	598.32	842.39	1,033.94	1,227.45	1,381.16	1,331.15	902.59	549.26	420.28	331.49	1,381.16	317.29	774.99
1983/84	260.64	297.19	422.29	633.04	867.75	1,273.47	2,049.55	1,766.23	1,033.37	514.53	377.52	293.56	2,049.55	260.64	815.76
1984/85	241.84	279.17	405.63	619.52	962.58	1,170.32	1,762.20	2,153.66	1,660.37	757.19	467.10	339.63	2,153.66	241.84	901.60
1985/86	256.29	247.49	314.31	489.27	698.90	1,018.57	1,760.80	2,683.44	1,691.02	768.08	471.81	353.27	2,683.44	247.49	896.11
1986/87	317.15	446.56	684.45	876.82	1,054.90	1,472.11	2,235.42	1,965.80	1,278.23	643.88	467.22	354.36	2,235.42	317.15	983.08
1987/88	290.29	270.33	404.14	531.66	835.09	1,311.90	1,940.60	2,388.34	1,675.52	795.70	479.74	360.48	2,388.34	270.33	940.32
1988/89	283.98	300.50	454.62	672.60	1,108.78	2,795.89	3,272.67	3,590.39	2,571.99	1,379.35	650.46	432.24	3,590.39	283.98	1,459.46
1989/90	332.24	298.66	302.04	538.97	864.49	1,003.67	1,164.17	1,194.06	1,167.40	615.55	415.72	300.94	1,194.06	298.66	683.16
1990/91	253.35	236.56	324.11	553.36	930.41	2,065.06	2,295.37	2,003.50	1,231.50	539.36	379.09	288.35	2,295.37	236.56	925.00
1991/92	224.56	276.81	466.02	652.77	814.71	1,014.49	1,101.69	1,048.19	712.93	444.47	332.67	251.84	1,101.69	224.56	611.76
1992/93	184.93	213.17	292.84	461.99	741.87	1,236.97	2,411.44	3,122.88	1,886.87	801.13	420.11	287.78	3,122.88	184.93	1,005.16
1993/94	219.92	211.79	350.82	538.85	926.21	1,540.15	2,040.09	1,299.46	542.09	361.64	291.19	220.17	2,040.09	211.79	711.86
1994/95	163.96	164.36	230.16	361.88	507.94	773.39	1,408.22	1,253.30	508.10	317.45	245.27	178.11	1,408.22	163.96	509.35
1995/96	126.09	133.47	239.80	387.79	536.49	695.12	913.75	1,013.22	547.12	335.81	256.26	186.08	1,013.22	126.09	447.58
1996/97	130.39	132.84	223.35	420.59	767.71	1,012.81	1,456.18	1,723.84	1,266.26	528.11	326.79	233.47	1,723.84	130.39	685.20
1997/98	168.03	159.74	239.33	516.49	857.17	2,110.46	3,170.68	2,826.72	1,690.58	727.00	438.12	304.08	3,170.68	159.74	1,100.70
1998/99	212.35	181.03	295.68	540.88	854.75	1,867.01	2,644.55	3,024.32	1,815.93	736.02	421.25	282.70	3,024.32	181.03	1,073.04
1999/00	203.14	196.34	276.44	456.28	638.48	974.19	2,665.20	2,431.60	1,513.26	638.63	368.68	261.12	2,665.20	196.34	885.28
2000/01	171.67	145.21	278.23	569.54	919.29	2,325.08	3,074.11	3,287.84	2,112.01	974.83	507.49	351.52	3,287.84	145.21	1,226.40
2001/02	239.08	246.13	424.22	561.34	717.83	1,053.96	1,706.71	1,940.91	1,634.16	812.40	431.95	296.61	1,940.91	239.08	838.77
2002/03	226.86	202.70	282.83	501.87	831.01	1,300.96	2,226.46	3,422.10	2,211.60	1,092.60	521.07	337.67	3,422.10	202.70	1,096.48
2003/04	230.41	208.74	298.55	558.43	908.48	2,107.00	4,051.29	3,535.83	2,227.32	1,080.18	522.95	343.84	4,051.29	208.74	1,339.42
2004/05	241.84	216.41	334.51	502.47	775.33	1,142.96	1,378.68	1,384.15	1,122.58	558.89	371.63	275.59	1,384.15	216.41	692.09
2005/06	177.66	165.59	308.93	560.82	921.02	1,327.20	2,375.63	2,482.70	1,898.12	903.61	449.66	295.84	2,482.70	165.59	988.90
2006/07	228.05	248.17	395.75	702.00	2,016.28	4,279.80	3,360.58	2,761.50	1,829.41	946.07	549.76	385.14	4,279.80	228.05	1,475.21
ave.	255.64	264.70	396.32	612.05	964.97	1,587.75	2,261.39	2,312.60	1,523.90	752.43	453.44	326.53	2,312.60	255.64	975.98

(Source) ZESCO、調査団作成

(d) 小水力発電所

ZESCO は KNBPS、KGPS、VFPS の他に、Lunzua、Chishimba Falls、Musonda Falls 及び Lusiwasi の 4 箇所の小水力発電所を管理している。出力はそれぞれ 0.75 MW、6 MW、5 MW、12 MW と小規模であり、発電電力量もこれら 4 発電所で年間 60 GWh 程度 (2007 年度実績) である。この発電電力量は、KNBPS、KGPS、VFPS の 3 発電所の同年実績 9,403 GWh の 1%弱である。四半期ごとの発電実績をみると、流れ込み式発電所のため、乾季に相当する第 3 四半期の発電実績が低い (図 4.20 参照)。



(Source) ZESCO、調査団作成

図 4.20 ZESCO 所有小水力発電所発電実績

ii) その他の発電設備

表 4.4 に示したとおり、ZESCO は前述の水力発電設備の他、オフグリッド供給のためのディーゼル発電設備を所有、運転している。ディーゼル発電設備は送電系統が延伸されていない北西部 (North-Western Province) を中心に設置されているが、送電線の延伸により廃止される設備がある一方、送電線延伸の計画がない地域では現在も設備更新が行われている。表 4.10 にこれら現在稼働中のディーゼル発電設備の至近の稼働状況を示す。

表 4.10 ZESCO 管理ディーゼル発電設備稼働状況

Station	Province	Capacity (kW)	FY 2006		FY 2007	
			(MWh)	CF	(MWh)	CF
1 Kaputa	Northern	550	1,167	24.2%	1,007	20.9%
2 Chama	Eastern	263	836	36.3%	840	36.5%
3 Luangwa	Lusaka	1,280	783	7.0%	1,128	10.1%
4 Mwinilunga	North-western	1,360	2,469	20.7%	2,169	18.2%
5 Kabompo	North-western	1,160	2,759	27.2%	2,078	20.4%
6 Zambezi	North-western	960	2,201	26.2%	2,159	25.7%
7 Chavuma	North-western	800	701	10.0%	597	8.5%
8 Mufumbwe	North-western	400	1,036	29.6%	705	20.1%
9 Lukulu	Western	512	1,109	24.7%	1,050	23.4%
Total		7,285	13,061	20.5%	11,733	18.4%

(Source) ZESCO annual report

(2) 民間発電設備

i) 水力発電設備

2008年3月末現在、民間の水力発電事業者は Lunsemfwa Hydropower Company (LHPC)

の1社であり、2つの発電所を保有し、ZESCOに売電している。LHPCが所有する発電所はLunsemfwa水力発電所、出力18MWとMulungushi水力発電所、出力20MWの2発電所、出力合計38MWである(表4.11、図4.21参照)。また、LHPCによると、Lunsemfwa水力発電所は6MW、Mulungushi水力発電所は8.5MWを将来増設する計画を持つ。

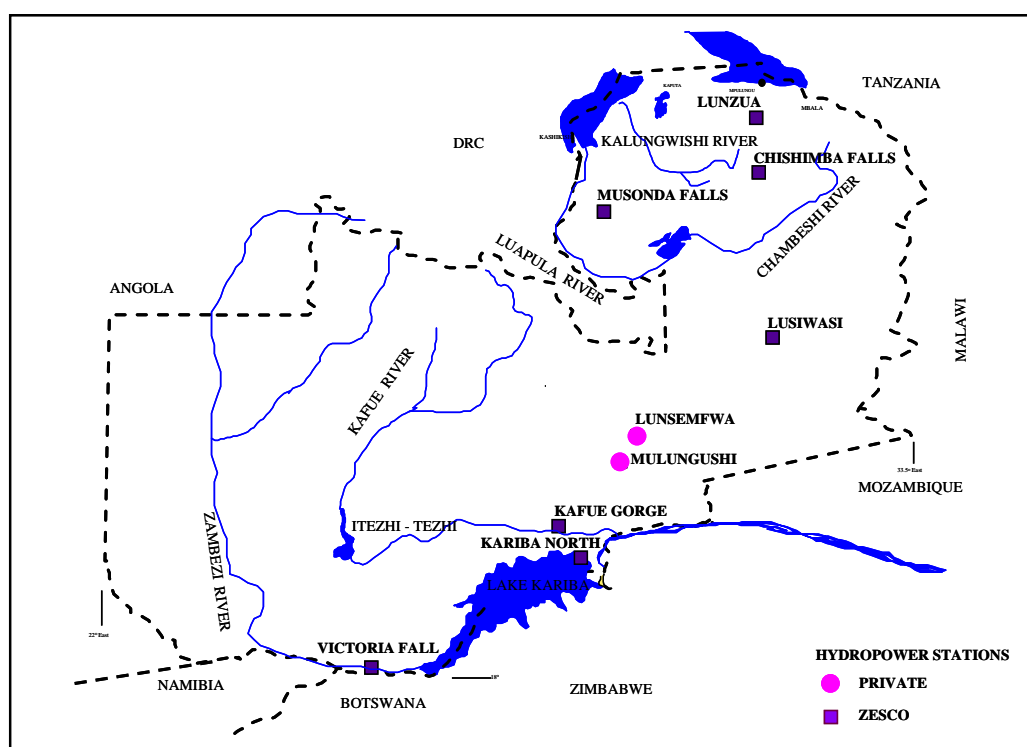
これらの発電所の発電電力量は年間286GWh(2007年度)であり、KNBPS、KGPS、VFPSの3発電所の同年実績9,403GWhに比べると約3%に過ぎない。近年の発電実績を図4.22に示す。月別では11月の発電実績が最も低い(図4.23参照)。

また、LHPCは別途、既設発電所近傍に新規の水力開発も計画している。

表 4.11 民間水力発電設備 (2008年3月現在)

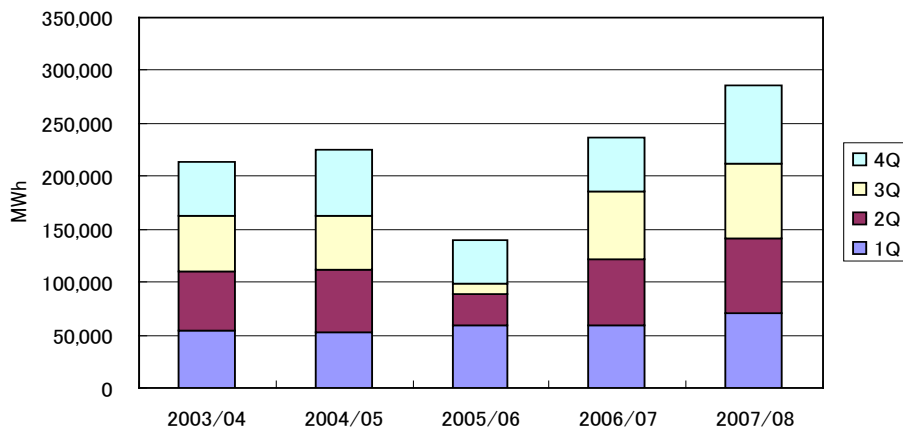
Power Station	Installed Capacity (MW)	Location	Ownership
Lunsemfwa	18	Central Province	LHPC
Mulungushi	20	Central Province	LHPC
Total	38		

(Source) ZESCO, Statistics Year Book of Electric Energy 2007/08



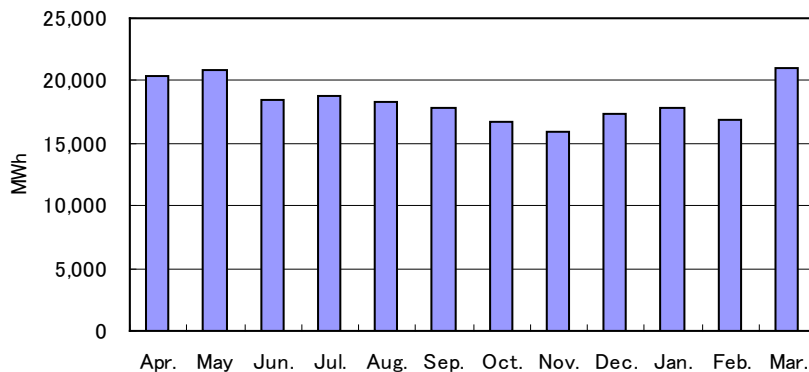
(Source) 調査団作成

図 4.21 民間水力発電設備位置図



(Source) ZESCO, 調査団作成

図 4.22 民間水力発電設備の発電電力量 (2003~2007年度)



(Source) ZESCO, 調査団作成

図 4.23 民間水力発電設備月別発電電力量 (2003~07年度平均)

ii) その他の発電設備

表 4.4 に示したようにCECは4箇所総出力 80 MWの石油焼きガスタービン発電所を有する。しかしながら、CECは長期電力受給契約に基づきZESCOより電力を購入し、自社の流通設備により鉱山事業者に電力販売することを基本業務³⁰としており、これらの発電設備はあくまでも非常用電源としての位置づけである。

4.3.2 需給状況

発電設備の項で見たようにザンビア国においては新規の電源開発は停滞している。需要の増加に伴って電力輸出量は減少するとともに、近年は渇水や発電所の改修も重なり、輸出量は著しく減少、少量ではあるが電力輸入が行われるようになってきている。図 4.24 は 1983 年度~2007 年度の 25 年間の電力需給の推移を示したものであるが、水力発電による発電電力量は豊水・渇水や設備支障等の影響により変動はあるものの概ね 6~10 TWh のレンジに収まっている一方、電力消費については堅調に増加、とりわけ 2000 年以降の伸びは顕著で

³⁰ ZESCO より電力を購入して小売りしており、託送とは異なる。

ある。その結果として、25年前には4 TWh 近くの電力を輸出していたが、2002年度からは電力輸入が始まり、2004年度、2007年度は輸入超過となっている。

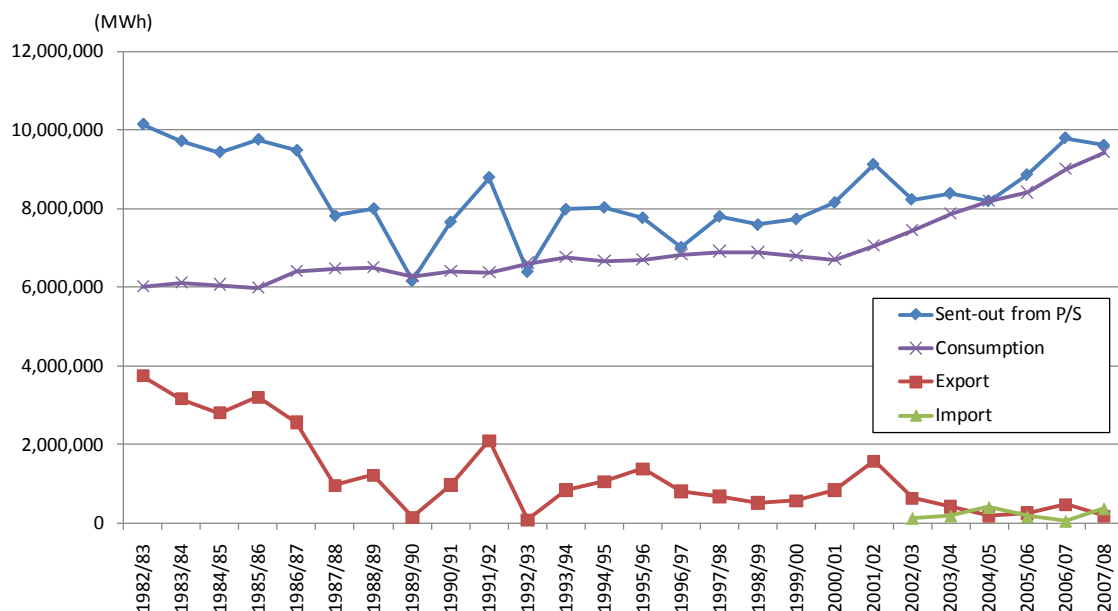


図 4.24 電力需給の推移 (1982～2007 年度)

4.3.3 セクター別需要構造

ザンビア国の電力需要の伸びは年率 3～4%で推移しているが、需要の伸びは主として鉱業と農業によるものである。

電力需要を卸段階で見ると、最大の購入者は鉱山会社へ電力供給を行うコッパーベルト・エネルギー会社 (CEC) で 44%のシェアを持ち、これは ZESCO のいずれの配電部門よりも大きい。つまり、ザンビアの電力需要は鉱山会社の消費に大きく依存し、そこでの需要の変化に影響を受けるという構造にある。

一方、ZESCO の配電部門の地域別構成では Lusaka 地区が最大である。最終消費構造を見ると、サービス部門の需要が過半を占め圧倒的に大きい。一方、製造業のシェアは小さく 17%にすぎない。

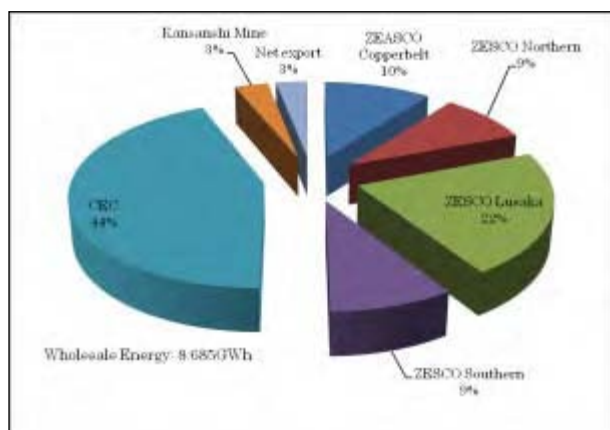


図 4.25 ZESCO の卸販売電力量

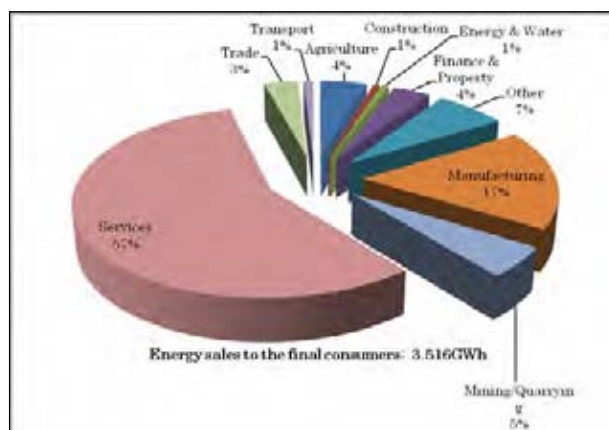


図 4.26 ZESCO の最終電力消費構造

将来の需要の伸びは、構造的に鉱山会社の電力需要に左右される。銅鉱石の生産は、多分に銅の国際市場の動きにかかっている。このため、銅の国際市場価格が下がると、相対的に採鉱コストの高いザンビアの国際競争力が落ち、結果として電力需要も落ちるといふ経験をしている。いずれにせよ、将来の銅の国際市場の動きと価格のボラティリティが当該部門の電力需要に大きく影響を与える。

将来の電化率の向上も需要の伸びに大きく影響する。政府は、地方部については現状の 3.1%を 2030 年までに 50%へ、都市部については同じく 48%を 90%へ、国全体で 2030 年には 66%の電化率を達成するという目標を持っている。この電化率の向上は、追加的な需要として上乗せされる。ただし、この増分は潜在需要で決まるというよりも、電化の進捗が実際の需要を決めるという、供給側律速の側面がある。

4.3.4 SCADAデータから見る至近 2 年の需要動向

ZESCO Head Quarter 内に設置されている中央制御所 (NCC: National Control Centre) では、ザンビア国内の需給調整や国際連系を監視制御する SCADA を保有している。この SCADA では、至近 2 年分の電力系統に関する記録が蓄積されている。よって、この記録から電力需要の傾向をより詳細に検討した。

(1) 負荷持続曲線

SCADA にて蓄積されている記録に、ザンビア国内の全ての発電端発電電力の合計から国際連系による電力輸入量を差し引きした”System Total Load”という情報がある。本情報は、送電ロス、配電ロスを含んだザンビア国の総需要と言い換えることができる。

図 4.27 に 2007 年、2008 年の負荷持続曲線を示す。

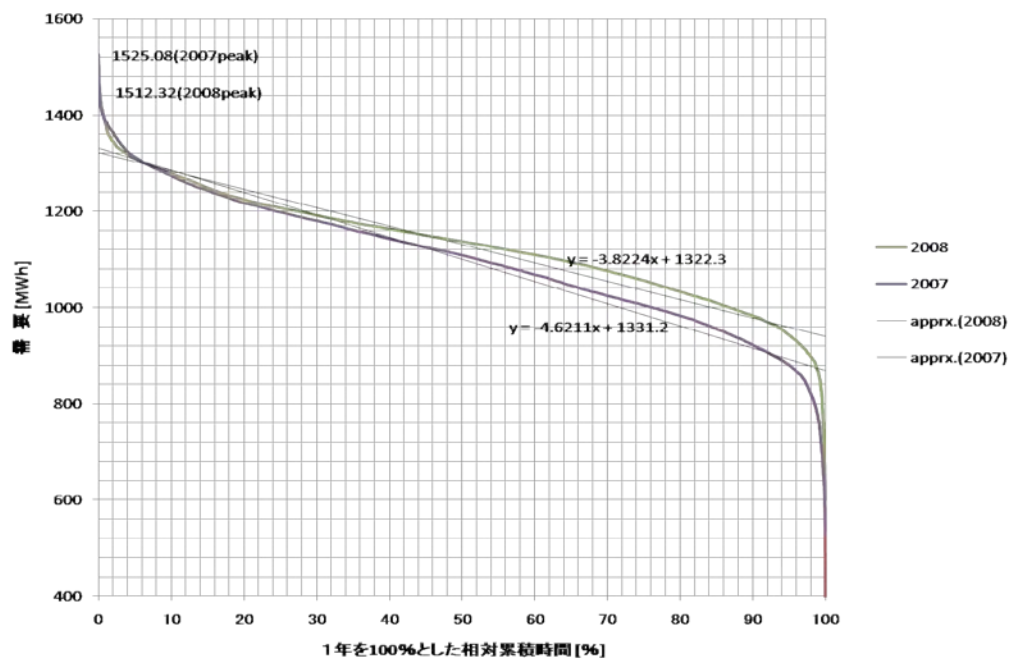


図 4.27 2007、2008 年における負荷持続曲線

2007 年、2008 年の負荷持続曲線を比較すると、ピーク付近の傾向は変わらないものの、それ以外の時間帯、特に軽負荷時間帯における需要が伸びている。これは、ザンビア国内の本来の電力需要が活性化していることを示しており、2008 年 7 月まで右肩上がりであった国際銅価格に裏付けられるザンビア国内銅産業の堅調な電力需要の持続と全体的なザンビア国内の電力消費マインドの底上げがあったものと推測できる。このように、年間を通じての電力量の全体的な上昇は、負荷率が向上するため、電気事業者の財務上好ましい傾向である。

(2) 日負荷曲線

図 4.28 に 2007 年、2008 年におけるピーク電力発生日の日負荷曲線、特異日として 2007 年、2008 年の通常の日曜日、及び Easter Sunday の日負荷曲線を示す。

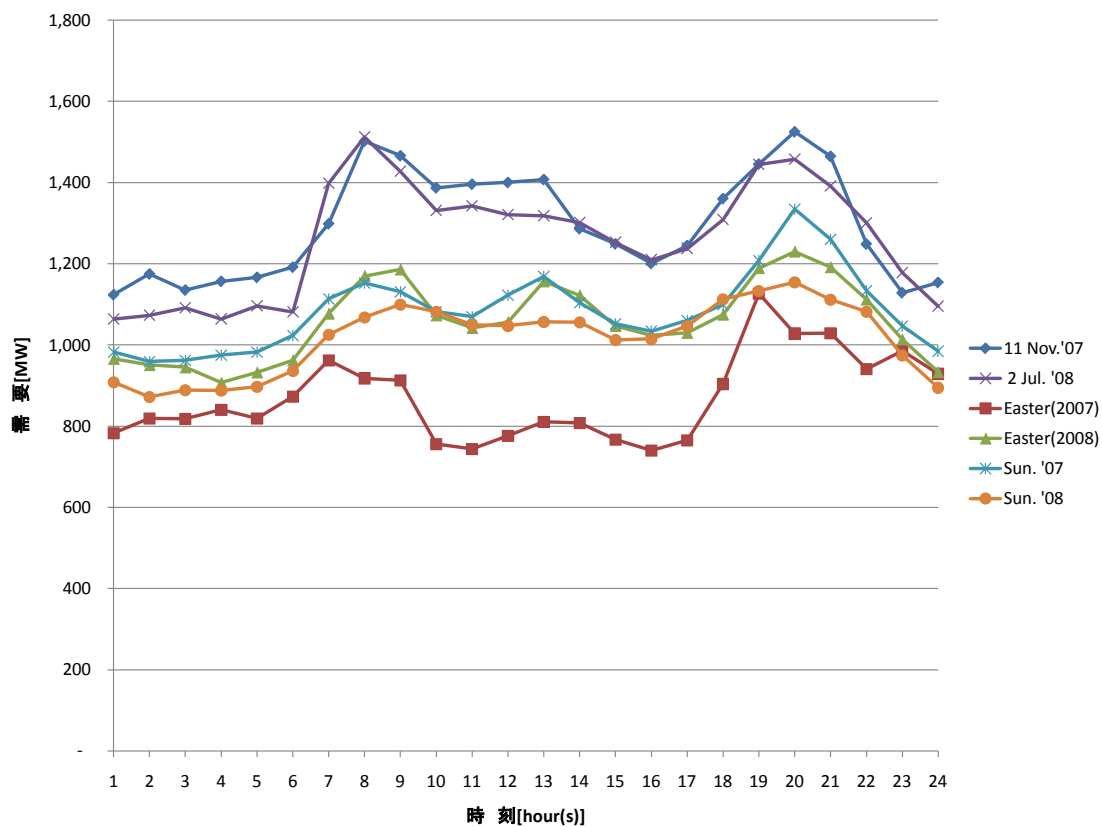


図 4.28 日負荷曲線 (2007 年・2008 年)

本図より、平日であるピーク電力発生日においては、朝と晩 2 点にピークがあり、休日である日曜、及び Easter Sunday においては、朝、昼、晩の 3 点にピークがあることが分かる。これより、一般家庭における電力消費が堅調であることが推測できる。

(3) 週平均電力量

図 4.29 に週平均電力量の推移を示す。

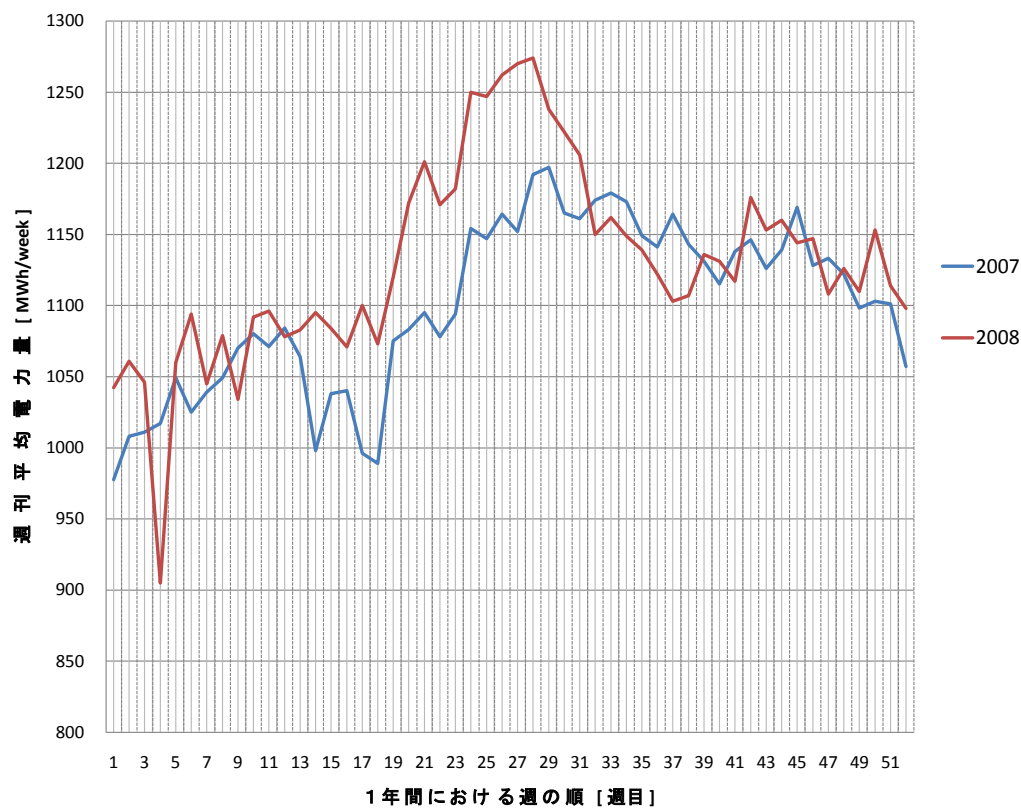


図 4.29 2007、2008 年における週平均電力量の推移

近年のザンビア国の電力需要は、ピーク電力が発生する7月（27週～31週）に向けて電力需要が緩やかに上昇し、その後落ち込みをみせず翌年につながるといった傾向があった。この結果においても、2007年から2008年にかけてその傾向が見られる。しかし、2008年7月以降は、近年の傾向を見いだせない。これは、2008年7月以降の銅価格の急激な下落による銅の生産調整によって電力の鉱業需要が抑制されているためと推測される。

(4) 四半期毎の負荷持続曲線

2007年における四半期毎（1～3、4～6、7～9、10～12月）の負荷持続曲線を図 4.30 に、2008年における四半期毎の負荷持続曲線を図 4.31 に示す。

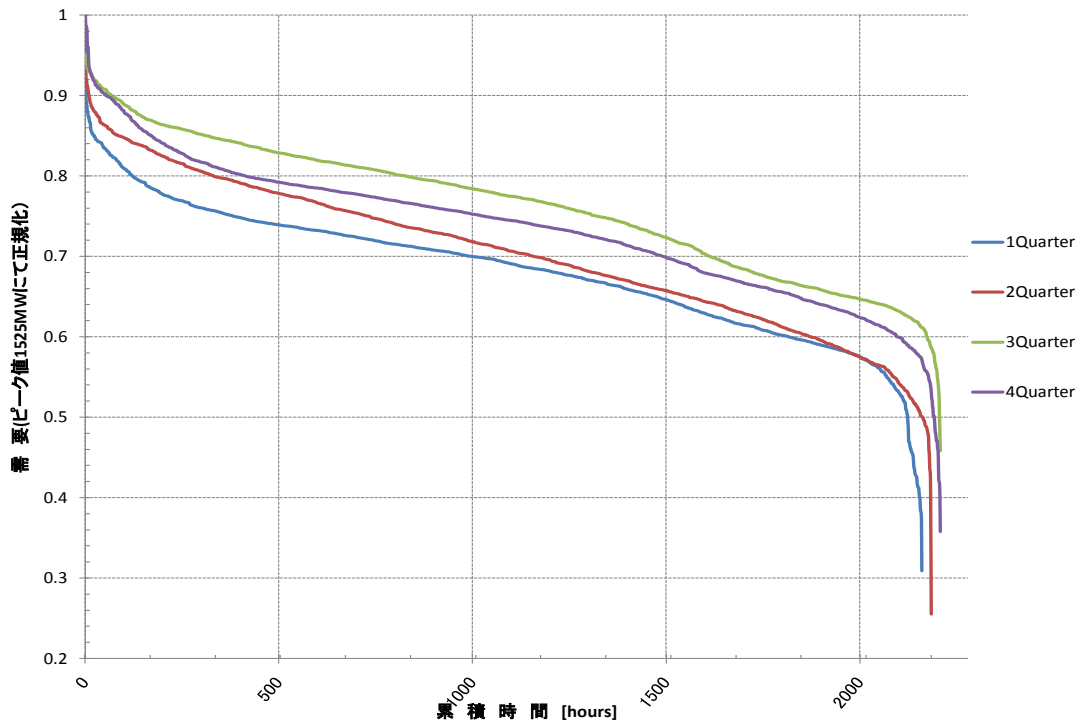


図 4.30 2007 年における四半期毎の負荷持続曲線

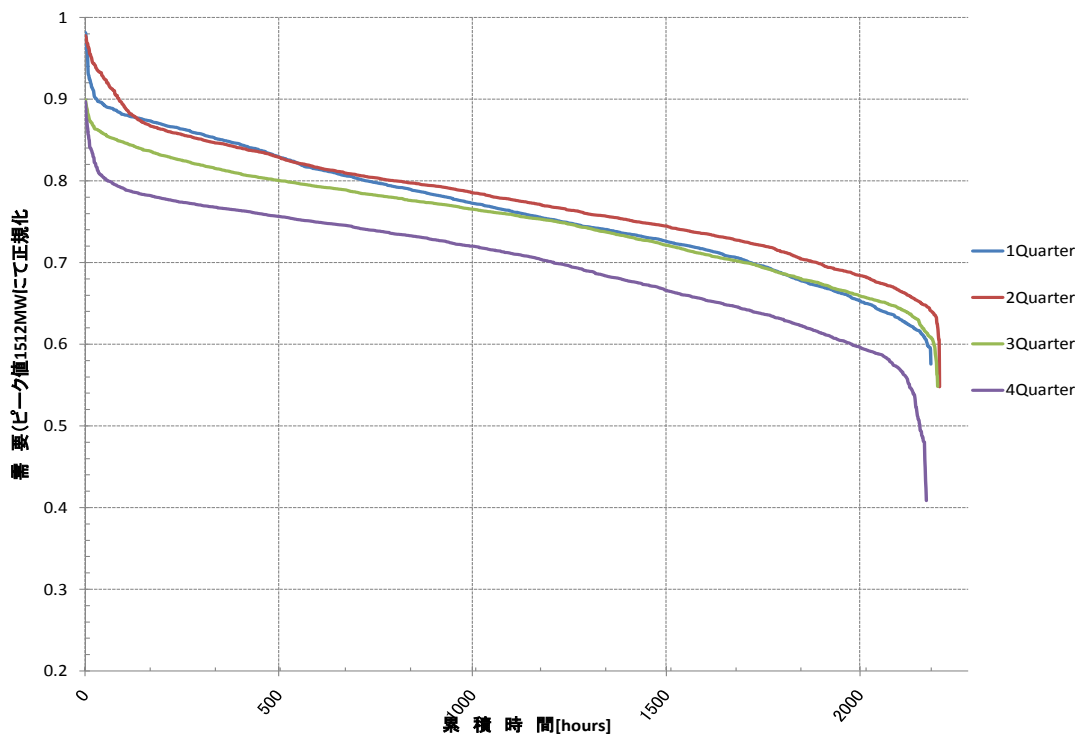


図 4.31 2008 年における四半期毎の負荷持続曲線

四半期毎の負荷持続曲線は、同じ勾配にて推移している。また、この四半期の各時間における最大と最小の幅もほぼ一定である。これより、ザンビア国の電力消費は雨季、乾季といった季節の影響を受けにくい結果を表わしている。この原因は、以下のいずれかと想定できるが、いずれの想定原因が大きく影響しているかは現時点では分からない。今後の地方電化の進展具合によって鮮明になってくるであろう。

ア、雨季、乾季に関わらず、民生電力需要が年間を通じて一定の傾向がある。

イ、電化率が低く、季節毎の需要変動が鮮明に表れない。

(5) 負荷持続曲線における時間帯別負荷

図 4.28 に示した日負荷曲線より、ザンビア国におけるピーク負荷時間帯、オフピーク負荷時間帯として昼間負荷時間帯、深夜負荷時間帯を分けてみると、

ア、ピーク負荷時間帯： 6～9 時、19 時～22 時 計 6 時間

イ、昼間負荷時間帯： 9 時～19 時 計 10 時間

ウ、深夜負荷時間帯： 22 時～6 時 計 8 時間

となる（図 4.32）。

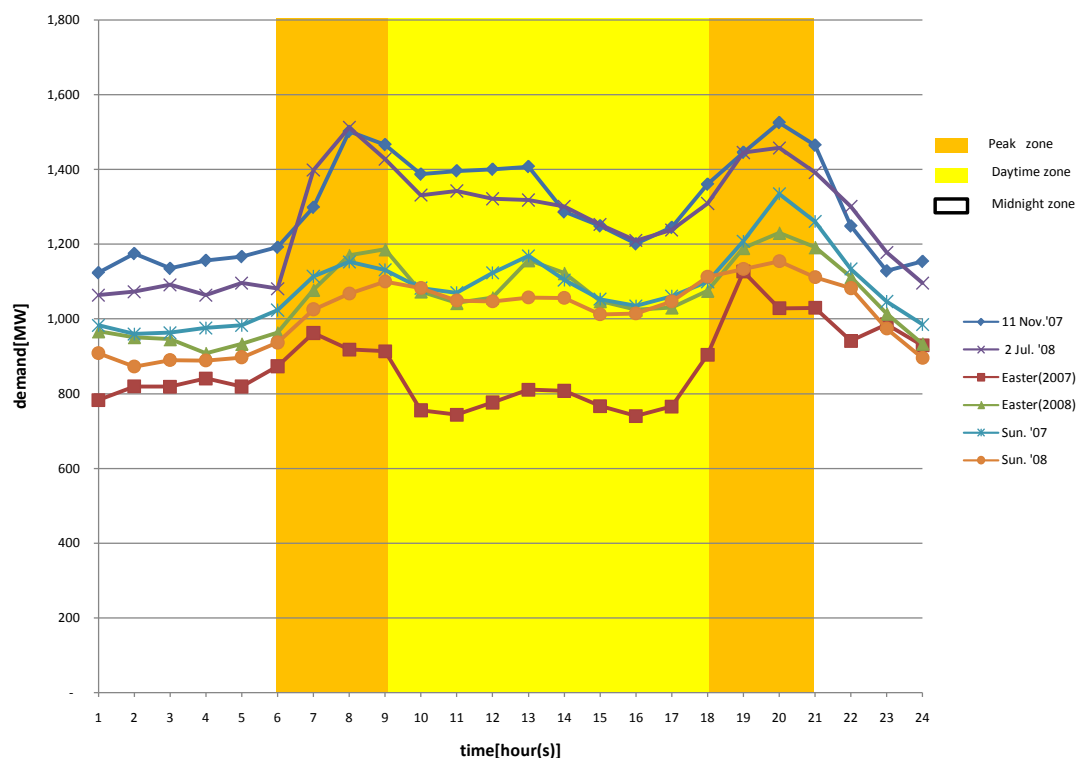


図 4.32 ピーク、昼間、深夜負荷時間帯の配分

この時間帯別の定義を基に負荷持続曲線を時間帯別の負荷に分けると、図 4.33 のようになる。

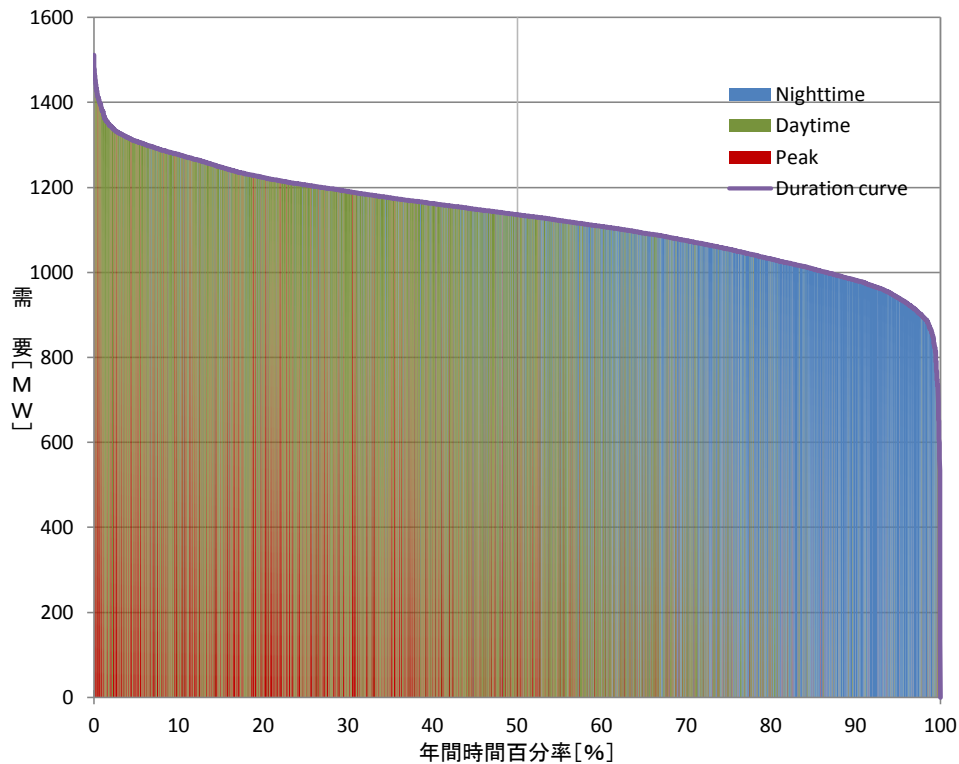


図 4.33 負荷時間帯別でみる負荷持続曲線

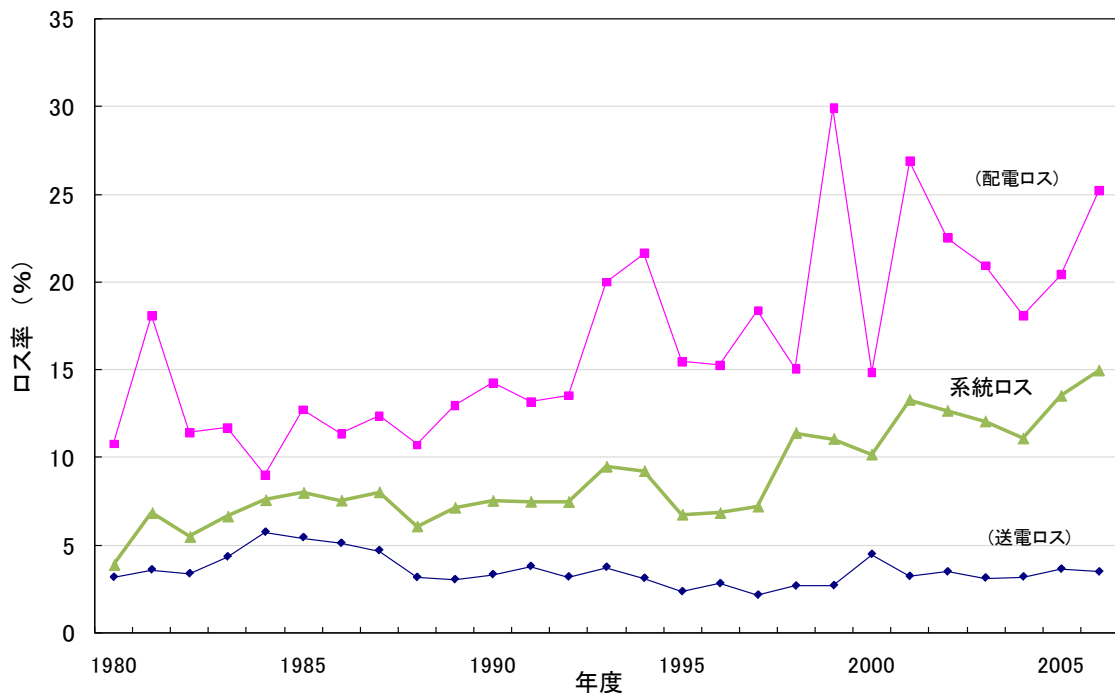
この図より、負荷持続曲線における各時間帯の占有位置がある程度鮮明に分かれている。各時間帯の占有位置が鮮明か否かは、電化率や経済活動の発展を見極めるバロメータともいえ、今後需要が増加するに従って、この占有位置はより鮮明になっていくことであろう。

4.3.5 系統損失

系統損失は、送電ロスと配電ロスからなる。送電ロスは、送電端電力量と配電端電力量（配電用変電所への受け渡し、卸売および輸出電力量）との差分であり、それを送電端電力量で割ったものが、送電ロス率である。また配電ロスは、配電用変電所での受電電力量と末端電力消費量との差分であり、それを配電用変電所での受電電力量で割ったものが、配電ロス率である。

ZESCO における系統損失は、ZESCO Statistics Yearbook of Electric Energy に記載されており、1980 年度からの推移を図 4.34 に示す。

送電ロス率については、2006 年度で 3.5% であり、過去から大きな変動は見られない。一方、配電ロス率は、年により大きくばらつくことがあり、特に至近 3 カ年では増加傾向にある。2006 年度の配電ロス率は 25.2% となっている。総合の系統ロス率については、2006 年度では、14.9% となっている。



(Source)ZESCO Statistics Yearbook of Electric Energy

図 4.34 系統ロス率の推移 (1980～2006 年度)

4.3.6 電力輸出入

ザンビア国における 2002～2008 年度の電力輸出入実績を図 4.35 に示す。ザンビア国は豊富な水力資源を生かした電力輸出国³¹であったが、発電機の故障やPower Rehabilitation Projectによる工事停電により、2002 年度より電力輸入を開始し、2004 年度および 2007 年度には電力輸入量が電力輸出量を超過している。2004 年度は、KNBPSにおけるリハビリテーションプロジェクト実施による発電機長期停止、及びKNBPS、VFPSへの流入量不足による原電、2007 年度は、需要増大とKNBPSにおけるリハビリテーションによる減電が電力輸入を増大させた主要因である。

近年のトレンドを見る限り、最大の電力取引相手国は、南アフリカ (ESKOM) である。2007 年度では、ザンビア全体の輸出および輸入電力量の中でそれぞれ 38%、54%と大きな比率を占める。また、ジンバブエで電力需給が逼迫しており、ジンバブエへの電力輸出量が増加していた。この増加が 2008 年度には減少に転じている理由は、ジンバブエの政情部案を懸念し、ジンバブエとの国際連系線を長期間開放していたためである。このジンバブエとの国際連系線は、南アフリカ (ESKOM) との電力取引を行う上で唯一の連系点でもあるため、ジンバブエとの連系を開放することは、南アフリカとの連系を開放することと同意であり、総じて 2008 年度の電力輸出入は、国内需要の伸びを賄うことによる電力輸出入原資の減少と相まって、低調に終わっている。

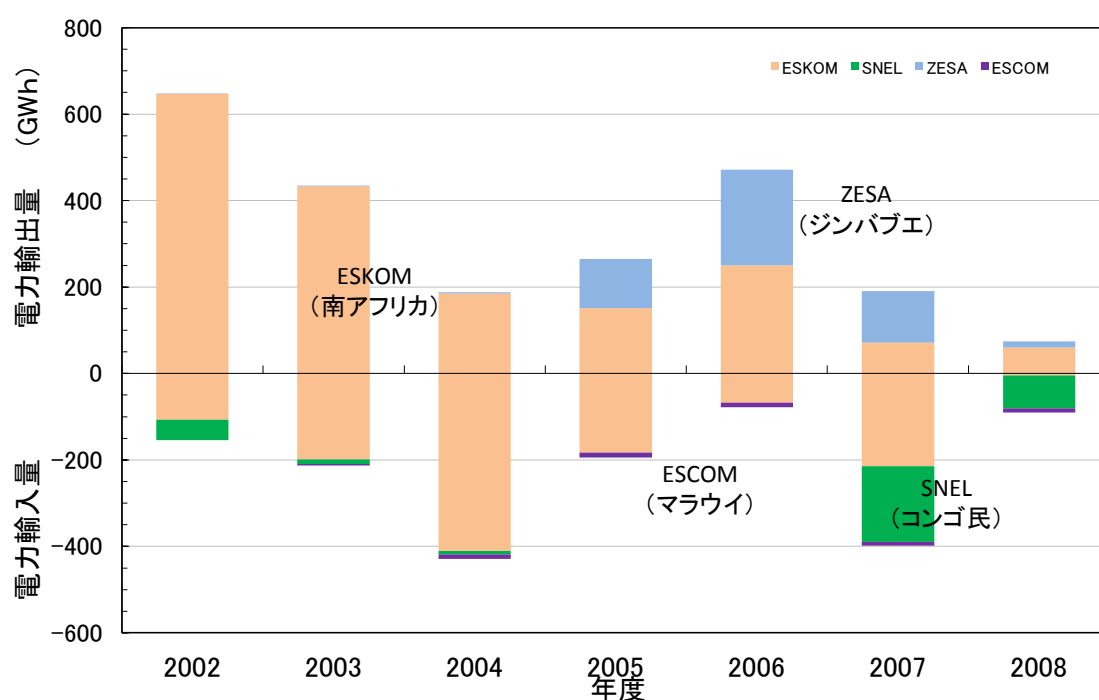
至近年において注目すべきは、コンゴ民主共和国からの電力輸入量が急増していること

³¹ 1982 年度から 2001 年度までの 20 年間で、年平均で 1,470 GWh の電力輸出を実施している。輸出電力量が最大の年は 1982 年で、ZESA のみに対し 3,756 GWh の電力量を輸出した。

である。コンゴ民主共和国 (SNEL) はジンバブエの政情不安による南アフリカ (ESKOM)、ジンバブエ (ZESA) との電力取引、特に電力輸入不足を解消するための新たなプレイヤーとして期待されるが、ザンビアにおける供給力不足を解消するための暫定的な契約であり、現時点においては、円滑な電力取引が停滞しつつある。

現時点において確認できるザンビアと他国の間における電力取引契約は、ナミビア、南アフリカ、ジンバブエである (表 4.12)。

一方、配電系統においては、ボツワナ、ナミビア、ジンバブエ、タンザニア、コンゴ民主共和国と連系し、電力輸出を実施している。2007年度の電力輸出量は、ボツワナ:25 GWh、ナミビア:26 GWh、ジンバブエ:3 GWh、タンザニア:14 GWh、コンゴ民主共和国:9 GWhであり、合計で77 GWhとなっている。



(Source)ZESCO Statistics Yearbook of Electric Energy

図 4.35 ZESCO 電力輸出入実績 (2002~2008 年度)

表 4.12 電力取引の相対契約

相手国	電力会社	契約内容
ナミビア	Nampower	5 MWのFirm ³² 契約
南アフリカ	ESKOM	300 MWまでのNon-firm ³³ 契約
ジンバブエ	ZESA	150 MW までの Non-firm 契約

(Source) ZESCO

ザンビア国と周辺国との連系送電線の工事進捗状況を表 4.13 に示す。これらの連系送電線は、SAPP 諸国系統の既存ボトルネックの解消、あるいは新たな電力取引を行う上で有効であり、早期の完工が望まれている。

表 4.13 連系送電線の工事進捗状況

相手国連系点	ザンビア側連系点	仕様	工事進捗状況
コンゴ民主 Kolwezi	Lumwana	330 kV 送電線延伸	ザンビア国内の建設は、これまで Luano 変電所から Lumwana 変電所まで 268 km の建設が終了し、残りは Lumwana 変電所からコンゴ民主との国境まで約 60 km の建設が必要である。その先のコンゴ民主側の送電線は詳細設計中であり、建設は未着手である (100 km 建設要)。世銀の資金待ちの状況である。2011 年完工予定。
	Luano	220 kV 送電線増強	2010 年完工予定。
ナミビア Katima Mulilo	Katima Mulilo	220 kV 送電線延伸	ザンビアの Livingstone とナミビアの Katima-Mulilo 間の建設は完工済み。その先のナミビア中心部までを HVDC 線で工事中。HVDC 線については、Phase 1 として 2010 年度中に 300 MW の容量で完工予定。最終形態の容量は 600 MW となるが完工年は未定。
タンザニア Mbeya	Pensulo	330 kV 送電線延伸	FS および EIA study 実施済み。タンザニア当局の承認待ちの状況。
マラウイ Lilongwe		330 kV 送電線延伸	1992 年に FS 実施済みであるが、最新の状況を反映した FS 実施が望まれる。
ジンバブエ Hwange	Livingstone	330 kV 送電線延伸	当該区間の工事は 2010 年の中旬に完工予定。この送電線は、ザンビア、ジンバブエ、ボツワナ、ナミビアの 4 カ国をつなぐ計画 (ZIZABONA Interconnector Project) の一部である。技術・経済分析については実施済み。詳細検討は、ZESA と ZESCO が共同で実施中。

³² 予約した容量に対する送電利用が優先的に確保される契約。

³³ Firm 契約による送電利用確定後に送電利用が確保される契約。ただし、送電線混雑時の調整や不測の事故時の対応で、予約した容量に対する送電利用が取り消されることがある。

4.4 電気料金

ERB によって計算された最新の電気料金を表 4.14 に示す。

表 4.14 Table 3.1 Average Electricity Price

Customer Category	Average Prices (US cents/kWh: 2006/07)
Mining	2.34
Residential	3.05
Large Power	2.07
Small Power	3.14
Commercial	5.87
Services	3.97
Exports	2.87
Total	2.66

全需要家平均の電気料金は、2.66 USc/kWh であり、家庭用電気用金は 3.05USc/kWh である。一方、鉱業需要家と大規模需要家の平均価格はそれぞれ、2.34USc/kWh, 2.07USc/kWh であり、カテゴリーの中で一番低い水準にある。コストの反映と電気料金の需要家間での違いはすでに指摘、議論がなされており、この議論を受けて至近 2 年において料金改訂がされている。

電気料金は 2008 年 1 月 1 日に改訂された。電気料金の概要は表 4.15 に示すように、固定料金、基本料金、従量料金からなる。改訂された電気料金は政府課税（3%）と付加価値税（17.5%）を含まないものである。

表 4.15 電気料金一覧 (2008)

Category	Unit	Approved Tariff 2008 (K)
Residential <R2- Consumption 101 to 400kWh>	Energy Charge/kWh	127.00
Commercial <C1-Consumption up to 700kWh>	Energy Charge/kWh	165.00
	Fixed Monthly Charge	29,972.00
Social Services <School, Hospital, Street Lighting, etc>	Energy Charge/kWh	144.00
	Fixed Monthly Charge	24,972.00
Small Power <MD-1 Capacity between 16-300kVA>	Max Demand Charge/kVA	15,094.00
	Energy Charge/kWh	99.00
	Fixed Monthly Charge	158,035.00
Large Power <MD-3 Capacity between 2001-7500kVA>	Max Demand Charge/kVA	24,973.00
	Energy Charge/kWh	80.00
	Fixed Monthly Charge	346,808.00

Source) ZESCO Tariff Data in Web Site (2008)

ザンビアの電気料金は南アフリカ地域において最も低い地域のひとつである。表 4.16 は、南アフリカ地域における電力会社の売上、収益の比較を行ったもので、ザンビア国における単価は 2.55 UScents/kWh である。

表 4.16 南アフリカ地域における電気料金比較

	2006-07		
	Sales (GWh)	Revenue (US\$ mil.)	Unit Price (Cents/kWh)
1 Angola ENE	2,006.0	184.30	9.19
2 Botswana BPC	2,626.0	111.40	4.24
3 DR Congo SNEL	5,697.0	180.00	3.16
4 Lesotho LEC	420.0	34.20	8.14
5 Malawi ESCOM	970.0	5.00	0.52
6 Mozambique EDM	1,380.0	126.00	9.13
7 Namibia NamPower	3,199.0	193.00	6.03
8 South Africa ESKOM	208,316.0	5,926.00	2.84
9 Swaziland SEB	855.8	55.50	6.49
10 Tanzania TANESCO	2,549.0	188.00	7.38
11 Zambia ZESCO	8,116.0	207.00	2.55
12 Zimbabwe ZESA	10,293.0	130.00	1.26

Source) JEPIC Data (2007)

至近年の ZESCO による電気料金改訂は 2005 年に行われ、以降 3 年間料金改定は行われていない。このときはわずか 11% の値上げであった。2005 年以前では、2003 年に約 5% の料金引き上げを行っている。ザンビアにおける過去数年の消費者物価は年率約 15% の上昇であり、これらの電気料金の改訂は経済情勢を反映したものではないと言える。そのような状況の下で ERB は今後 3 年間の料金に対し、表 4.17 に示すような改訂を承認した。この改訂は、2008 年から 2010 年までの 3 年間に対する多くの条件や要件に対応するように設定されている。

表 4.17 電気料金改訂スケジュール (年あたりの値上率)

Customer Category	2008	2009	2010
Residential	26.8%	16.6%	11.9%
Commercial	1.3%	0.3%	0.3%
Social Services	6.8%	1.9%	1.9%
Small Power (MD1 & MD2)	16.2%	5.5%	4.5%
Large Power (MD3 & MD4)	27.5%	16.6%	2.2%

Source) ERB Data in Web Site (2008)

この料金改定は、今後 3 年間の電気料金引き上げを固定化する目的で設定されたものではあるが、ERB が電気料金のレビューを毎年行い実際の状況に応じて補正することになっている。そのため、持続性のあるサービスを提供するためには、ZESCO の財務状況をきめ細かくモニターすることが極めて重要である。電気料金引き上げのシナリオはもともと、ZESCO のパフォーマンスや効率性を高めることを企図したものであり、それにより ZESCO は最終需要家へのサービス提供やオペレーションを改善するための動機づけを高めることができると思われる。

ZESCO では目下、ERB が承認した複数年の電気料金改訂を考慮に入れ、2010 年から 2014 年までの 5 カ年投資計画を策定中である。ERB は直接この投資計画を承認する立場にはな

いものの、ZESCO は ERB と合意したいくつかの財務指標の目標値に合うよう、投資計画を策定しなければならない。また、ZESCO は営業や技術面においてもこの ERB と合意したパフォーマンス目標に到達するようにしなければならない。そのため、ZESCO にとって財務、技術両面においてパフォーマンスを向上させ、これら目標値を満足させることが極めて重要である。

4.5 財務状況

4.5.1 ZESCOの重要パフォーマンス指標 (KPI)

ZESCO の財務ポジションは、ERB との合意に基づく重要パフォーマンス指標 (KPI) によってモニター・評価されることになっている。この KPI は幅広い分野を包括するもので、①顧客電気メーター測定、②キャッシュ・マネジメント、③社員生産性、④サービス品質、⑤システム・ロスなどを含む。これら指標の概要は以下に示すとおりである。

① 顧客メーター計量

- 全新規顧客に対しサービス開始とともにメーターによる計量を行うこと
- 全新規家庭用電力顧客に対し、接続費用支払い後、30 日以内にサービスを開始すること
- 料金メーター未設置の全顧客に対して、2010 年 3 月までにメーターを設置すること。この KPI のマイルストーンは、の未処理分 3 分の 1 ずつを 2010 年までに毎年処理することを意味する。

② キャッシュ・マネジメント

- 全顧客に対し、2007 年 12 月までに速やか且つ定期的に請求書発行を行うこと
- 借方猶予期間を 2010 年 3 月までに現在の 180 日程度から 60 日までに低減すること
- 2010 年 3 月までに総営業未収金を総売上の 17%程度を超えないように低減すること
- 総未収金を 2010 年 3 月までに総収入の 17%程度を超えないように低減すること。

③ 社員生産性

- 2010 年 3 月までに従業員一人当たりの顧客数を 100 以上にすること。
- 2010 年までに人件費を営業費用の 49%から約 30%にまで低減すること。

④ サービス品質

- 2010 年 3 月までに、年間の非計画停電時間を顧客一人当たり 5 時間以下とすること。

⑤ システム・ロス

- 送電ロス率を 3%以下に維持すること。
- 2010 年度までに配電ロス率を 14%以下に低減すること。

以上のパフォーマンス指標の現状については以下でレビューを行う。

4.5.2 2008 年度におけるZESCOの財務パフォーマンス

ZESCO の 2008 年度第 3 四半期におけるパフォーマンスを以下のとおり取りまとめる。

- 顧客メーター計量

メーターによる計量が実施されていない顧客はZESCOにとって重要な課題となっている。2008年4月から9月までの期間における新規契約顧客11,545人のうち、わずか1,440人しかメーター計量がなされていない。メーター計量可能な新規顧客数は、総新規顧客数に比べかなり少ない状況であり、メーター未計量顧客数は、減少するどころか増加する傾向となっている。

家庭用電力契約顧客の新規接続に要する時間は、2008年度において改善されていないことがわかる。ZESCOは、2008年度の第3四半期において新規顧客を接続するために、82日間を要している。従って、ZESCOはこの営業の効率性を改善するため、一層の努力をすることが望まれる。

- キャッシュ・マネジメント

2010年までに売上高の17%まで総未収金と営業未収金のレベルを引き下げることが目標となっている。2008年第3四半期において、営業未収金は目標値を達成したものの、総未収金は61%であり、目標値からほど遠い(表4.18)。実際、未収金は半期ごとに約4.6%づつ改善する必要があり、ZESCOは今まで以上に改善のペースを加速させることが求められている。

表 4.18 重要パフォーマンス指標 (KPI) 概要 (2008年度第3四半期)

Indicator	Target	Actual	Difference
Customer Metering			
(1) Unmetered Customers	95,039	132,143	(37,104)
(2) Metering New Customers	6,115	766	(5,349)
(3) Connection Time (days)	68	82	(14)
Cash Management			
- Total Receivables	38.47%	61.29%	(22.72%)
- Trade Receivables	36.19%	34.95%	2.14%
- Debtor Days	130.94	127.57	3.37
Staff Productivity			
(1) Customer-Employee Ratio	72	74	2
Quality of Service			
(1) Unplanned Outage	41	15	26
System Loss			
(1) Transmission Loss (%)	3.00	(3.56)	6.56
(2) Distribution Loss (%)	17.75	19.00	(1.25)

- 社員生産性

2008年度第3四半期における従業員一人当たりの顧客数実績は、目標値を達成している。ZESCOは第2、第3四半期において、スタッフ数を532名減少させたことがパフォーマンス改善に資したと考えられる。もし、この第3四半期の実績のペースを継続することができれば、社員生産性のターゲットをクリアすることができると考えられる。

- サービスの質

計画停電と未計画停電の定義を明確に行うと共に、未計画停電はロードシェディング (Load Shedding) と予期しない停電に分類した。この予期しない停電は、ロードシェディングを超える停電時間となっている。2008年度第3四半期における予期しない停電は15時間程度であったが、これは目標値をクリアしている。

- システム・ロス

送電ロス率は3%あるいはそれ以下に維持することができた。第3四半期の実績では、前回 ERB に報告された値が計算間違いからか、負の数字であった。しかしながら、2008年度の送電ロス率が低い傾向は、将来にわたって期待できる。

配電ロス率の目標は2010年までに14%以下に抑えるというものであり、この目標は年率にすると約2%ずつの低減を行わなければならないということができる。

4.5.3 ZESCOの財務状況

過去の ZESCO 財務実績の主要データを表 4.19 に示す。

表 4.19 ZESCO の 5 カ年の財務状況 (2004～2008 年度)

(Unit: Kwacha mil.)

Item	2008	2007	2006	2005	2004
P/L Account					
Revenue	942,621	868,725	768,915	782,641	717,373
(Loss)/Profit before taxation	(13,271)	(218,212)	(76,812)	(71)	(34,828)
Taxation	48,629	62,117	(76,812)	(71)	(34,828)
Profit/(Loss) for the Year	35,358	(156,095)	42,339	35,633	41,676
B/S Account					
Property, Plant and Equipment	3,340,420	3,121,712	2,915,555	2,670,342	1,972,692
Investment in Joint Venture	3,115	-	-	-	-
Net Current (Liabilities)/Assets	(179,340)	(27,859)	51,394	100,654	134,894
Deferred Liabilities	(382,747)	(364,806)	(334,174)	(290,038)	(242,531)
Borrowings	(800,481)	(693,294)	(528,561)	(674,572)	(373,218)
Capital Grants and Contributions	(455,447)	(405,987)	(254,065)	(175,639)	(144,980)
Deferred Income Tax	(5,627)	(55,231)	(119,519)	(43,456)	(43,646)
Net Assets	1,609,893	1,574,535	1,730,630	1,688,291	1,303,211
Financed by					
Shares Capital	215	215	215	215	215
Reserves	1,609,678	1,574,320	1,730,415	1,688,076	1,302,996
Shareholders' Funds	1,609,893	1,574,535	1,730,630	1,688,291	1,303,211

(Source) ZESCO Annual Report (2008)

2006年度から2008年度までのZESCOの財務状況は、主に為替率変動の影響を受け不安定であった。実際、2006年度、ZESCOはザンビアクワチャ高により営業損失を記録してい

る。また、2007年度には同様にザンビアクワチャ高を記録し、ZESCOは営業益を出したものの為替変動幅が大きかったため、税引後純利益は、マイナス K156 million と大きく損を計上している。従って、ZESCOの財務にとって為替率は特に負債管理に関して大きな要因となることが分かる。これは、2004年度から2008年度にかけて借入金が2倍以上に膨れ上がったことから、今後ますます重要な要因となってくると考えられる。従って今後、資産負債管理はZESCOの経営管理課題として極めて重要な位置づけを占めると考えられる。

ZESCOの純利益幅は、2006年度から2008年度にかけて6%から4%に縮小している（表4.20）。また、純利益は2007年度 K156 billion となっており、これは利益幅のマイナス17%を反映したものである。ZESCOの財務パフォーマンスについてはいくつかの要因が指摘できる。そのひとつは、費用に比べてかなり低水準な電気料金を採用している点である。これは、ザンビア国の電気料金が南部アフリカ地域において最も低いレベルにあることから容易に想像できる。電力輸入（買電）費用もまた、ZESCO財務に影響を与える大きな要因である。国内の増加する需要とリハビリ・プロジェクト実施による限られた発電容量によって、ザンビア国は現在南部アフリカ諸国において完全な電力輸入国となっている。加えて、ZESCOはロード・シェディングを実施しており、2008年度において増加する需要に十分応えきれていない。これらの状況は、不十分な電力供給実態をさらに悪化させる要因となっている。

表 4.20 財務パフォーマンス比率

(Unit: Kwacha mil.)

Item	2008	2007	2006	2005	2004
Net Profit Margin	4%	(18%)	6%	5%	6%
Return on Capital Employed	0%	(10%)	2%	2%	3%
Current Ratio	0.82	0.97	1.07	1.14	1.26
Quick Ratio	0.79	0.92	0.98	1.06	1.16
Interest Coverage	(0.41)	0.85	11.76	3.32	7.34
Debt/Equity Ratio	74%	71%	65%	62%	58%
Gearing Ratio	33%	31%	23%	25%	22%
Debtor Days	147	176	168	189	172
Turnover per Employee (ZMK mil)	242	240	202	210	199
Deferred Liabilities per Employee (ZMK mil)	98	101	88	78	67
Asset Turnover	0.29	0.28	0.26	0.28	0.34

(Source) ZESCO Annual Report (2008)

4.5.4 ザンビア国政府による財政支援

ZESCO の現時点における転貸借入金状況を表 4.21 に取りまとめる。

表 4.21 ZESCO の転貸状況

Donor	Tranche & Currency	Name of Project	Loan Amount (Kwacha thousand)
African Dev. Fund	1. AFU	Kafue Gorge Restoration	6,592
	1. JPY	Victoria Falls Katima Mulilo	4,850
	2. USD		4,850
	3. EUR		4,850
	1. EUR		Victoria Falls Katima Trans.
	2. JPY	3,795	
	3. USD	3,795	
	4. AFU	3,795	
EIB	1. EUR	ZESCO Kariba North Bank Project	21,000
	2. EUR	Victoria Falls Project	20,500
	3. EUR	Power Rehabilitation Study	170
IDA	1. SDR	Power Rehabilitation Project	55,100
Belgium Gov.	1. EUR	Mapepe Substation	820
NDF	1. SDR	Power Rehabilitation Project	5,000
		Power Rehabilitation Project	6,082
Total			144,994

(Source) Ministry of Finance and Planning(2009)

ZESCO にとって最大のドナーは IDA であり、続いて EIB がある。アフリカ開発基金も大きな借入先であり、これら三者が ZESCO にとって最大の借入先である。

HIPC イニシアティブのもと債務放棄のための条件として、電力セクターへの政府保証の付与は、棚上げになっていた。しかしながら、財務省によるとまとまった政府保証がどのような形態に対しても、電力セクター向け（ZESCO 向け）に再開することができるようになったとの情報がある。しかしながら、資金供与・保証供与は政府のレビューと承認に従わなければならない。政府保証は今後とも、ZESCO 財務を安定化させる重要な要因であり、また民間投資案件についても投資家に安心感を与えることが期待される。

第5章 電力需要予測

5.1 使用したデータ

5.1.1 電力統計

需要予測の分析は、年次報告書に記載されている ZESCO 統計値および ZESCO の料金請求システムのデータを使用した。

ZESCO 統計における最終電力消費データは、過去二度において大きく需要家分類が変更されており、2000 年度までは料金体系で分類されていたが、2001 年度からは産業分類別に変更された。さらに 2005 年度には、その産業分類項目に再度変更が加えられた。このため、需要家分類別に時系列な統計を取った場合、2000 年度以前の時期、2001 年度から 2004 年度までの時期、そして 2005 年度以降の時期という 3 区間で、データの連続性が欠如してしまう。もちろん、この不整合は需要家分類別に内訳を見た場合であり、最終需要合計値は一致している。

一方、後者の料金請求システムのデータは、経年料金分野別に分類されているものの、2004 年度にデータを集計するコンピュータ・システムに変更が行われており、旧システムのデータは ZESCO 統計値と大きく齟齬が存在し、概ね 2 割から 3 割小さい数字となっている。この違いについて明確な理由は分からないが、ZESCO の説明によれば、請求書データには漏れがあり、システムに正確に反映されない請求があるためだという。

新システム (BIS³⁴) からダウンロードした販売電力量データは、ZESCO 統計値との間で合計値に相違は生じていない。ただし、需要家別消費量については、請求データと ZESCO 統計値では分類項目が異なるので、直接比較することができない。

最終消費量のデータとしてどちらが実態を捕捉しているかという点については、ZESCO は ZESCO 統計値が最も正確であると説明している。また、ZESCO 統計値は発電設備容量、発電量、電力輸出入についてもデータを整備しており、データの相互関連もしっかりしている。

5.1.2 マクロ経済指標

GDPを含むマクロ経済データは、中央統計局 (CSO³⁵) のものを使用した。一部のデータについては、国際通貨基金 (IMF³⁶) のデータベースを使用した。出所はザンビア国政府であり、CSOデータと齟齬は生じていない。

5.2 予測方法

需要予測は計量モデルによる予測と大口需要家毎に将来のプロジェクト計画を積み上げるエンド・ユース・モデルを組み合わせた。具体的には、ZESCO の四つの配電事業区域で電力供給する小売部門の需要は計量モデルにより、CEC と ZESCO が直接電力供給する鉱業向けのバルク需要は鉱山プロジェクト計画の積み上げにより、将来の電力需要を推計した。

³⁴ Business Information System

³⁵ Central Statistical Office

³⁶ International Monetary Fund

5.2.1 最終需要の構造

需要予測にあたり、最終電力需要構造を次の3部門に分割した。

- 小売部門のうち、家庭用と業務用からなる民生部門
- 同、鉱業を除く産業部門
- バルク供給する鉱業部門

このように構造を簡素化した理由は、過去の需要データに不整合が多いこと、および需要家構造の分類が二度（2001年度と2005年度）にわたって変更されていることから、産業分類別、電気料金分類別のデータに連続性がなく、分類を細かくするとデータ誤差が無視できなくなるためである。

民生部門は家庭用と業務用を区別せず、一つにまとめた。これは、小規模な商店は住居と同じ家屋で営業する場合があります、実態として両者の区別が難しいためである。また、業務用であっても、相対的に料金の低い家庭用として契約する事例がかなりあるものと思われる。

検針されている需要家のカテゴリー別の電力使用量を比較した結果が図 5.1 である。2007年度実績で、産業用需要家のうち最も小口の「最大電力料金1³⁷」に分類される需要家でも、電力消費量は1契約当たり年間100GWhを超えている。これに対して、家庭用では僅か6GWh、業務用でも10GWhと産業用より遙かに低く、両者ともにオーダーで見ればほぼ同じ水準である。

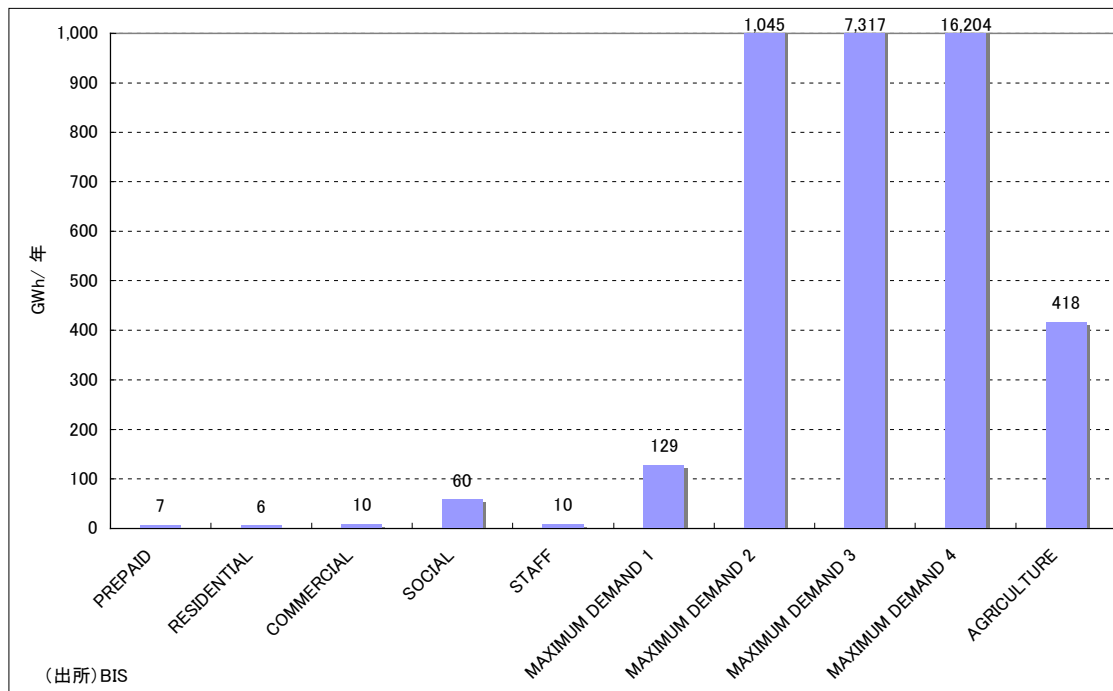


図 5.1 一契約当たりの年間電力消費量（2007年度）

³⁷ Maximum Demand Tariff 1:容量が16～300kVAの需要家。なお、「最大需要料金2」は301～2,000kVA、「最大需要料金3」は2,001～7,500kVA、「最大需要料金4」は7,500kVA超。

もう一つの理由は、ZESCO 統計値の最終電力消費量は産業分類別に集計されているものの、別途、CSO が発表する GDP データとの間で需要家の属性が同じ産業分類になっているかどうか保証されないからである。例えば、ZESCO 統計値の産業分類別データを 2004 年度と 2005 年度で比較すると、数値が大きく変化している。これは、2004 年度では A という産業に区分されていた一部の需要家が、2005 年度からは B という産業に分類変更されたということである。加えて、需要家の分類が困難なためであろうか、2005 年度からは、その他に分類される需要家が急増している。

5.2.2 過去の最終電力消費実績

GDP に対する電力消費の弾性値を求めるために、1999 年度から 2006 年度までの ZESCO 統計値を使用した。図 5.2 からも分かるように、最終電力消費量に若干特異な事象が見られる。2000 年度の小売販売量は前後の年度に比べて際だって高くなっている。一方、2006 年度は、小売販売量が前年度を下回っている。

この理由については、統計データに誤差があるためか、あるいは実際にそのような状況にあったためか、よく判断できない。少なくともザンビア国が置かれたマクロ経済状況からは、このような顕著な変化が出るとは考えにくい。一つの可能性として、電源不足により供給が制限され、潜在需要を下回って実際の消費が抑制された年があったと想定することは可能である。

この点で、過去の統計を分析し、その意味を考える上で、年度によっては特異な数値が出ていることを念頭に置いておく必要がある³⁸。

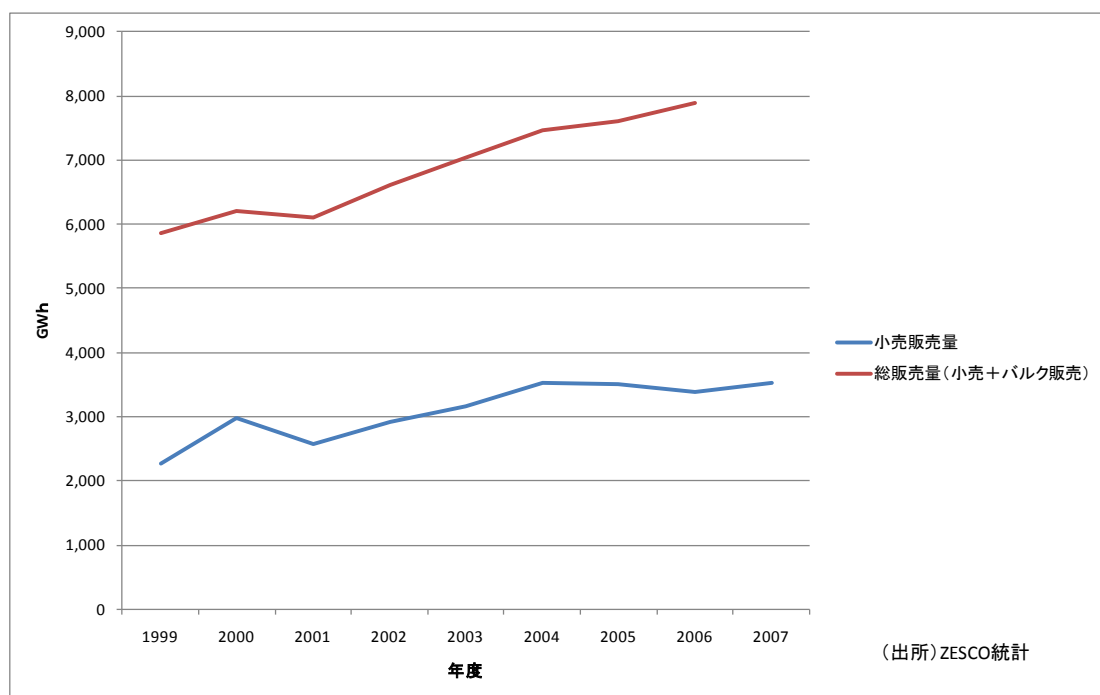


図 5.2 最終電力消費の実績 (1999～2007 年度)

³⁸統計データ自体にかなりの誤差脱漏があること、厳密に需要家が補足されていないこと、さらには年によって統計処理方法が変化していることなどの理由により、ZESCO 担当者も、データの不確実性は受け入れざるを得ないと述べている。

5.2.3 計量モデルを使った小売部門の需要予測

前述のように、小売部門は民生部門と鉱業を除く産業部門の二つに分割した。また、多変量解析に使用する過去のデータとして、1999 年度から 2007 年度の数値を使ったが、ZESCO 統計値から直接これら二つの部門別の電力消費量データは得られない。

このため部門別の消費量は、料金請求システムのデータを使って推定した。2005 年度と 2006 年度については、料金請求システムと ZESCO 統計値の最終消費量の合計値は同じであり、問題ない。しかし、2004 年度以前では、請求システムはすべての消費量を捕捉していないので、請求システムの数値をそのまま使うことが出来ない。ただし、料金請求システムが捕捉した二つの部門の消費量の比率は実態と変わらないものと仮定して、その比率で ZESCO 統計値にみられる最終消費合計値を按分することにより、部門別電力消費量を推定した。

(1) 民生部門

民生部門の電力消費は家計所得と電化率の増加に影響を受けると考えられるため、民生部門の需要家数と一人あたり GDP の二つを説明変数として、電力量需要を以下の式で表した。一人あたり GDP は家計所得を、需要家数は電化率を代表する変数である。電力量需要に対するそれぞれ説明変数の弾性値を求めることで、将来の需要を推計した。

$$\log D_e = a + b_1 \cdot \log GDP_{pc} + b_2 \cdot \log N$$

- D_e: 電力量需要 (kWh)
- GDP_{pc}: 一人あたり GDP (1994 kwacha)
- N: 民生部門の需要家数
- a: 定数
- b₁: 一人あたり GDP に対する弾性値
- b₂: 民生部門の需要家数に対する弾性値

1999 年度から 2007 年度までの過去 9 年間のデータを使って重回帰した結果は表 5.1 のとおりである。冒頭で述べたように、そもそも統計データ自体にかなりの誤差脱漏があることを考慮すれば、0.836 という重決定係数 (R²) はよい相関を示していると言える。ちなみに、傾き b₁ と b₂ を正規化した値は 0.45 と 0.51 であり、需要家数の伸び (電化率の向上) が電力量需要の伸びに与える影響の方が、一人あたり GDP (家計所得) の伸びが与える影響に比べて若干強い。

表 5.1 相関式の係数 (民生部門)

a	b ₁	b ₂	重決定 R ²
2.40241	0.566434	0.943780	0.835706

(Source)調査団算出

(2) 鉱業を除く産業部門

鉱業を除く産業部門の需要については、需要を産業の付加価値生産 (部門別 GDP) を説明変数として表し、部門別 GDP に対する弾性値を求めた。

$$\log D_e = a + b \cdot \log \text{GDP}_{\text{ind}}$$

D_e: 電力量需要 (kWh)

GDP_{ind}: 産業部門の付加価値生産 (1994 kwacha)

a: 定数

b: GDP に対する弾性値

民生部門と同様、1999 年度から 2007 年度までの過去 9 年間のデータを使って回帰分析した結果は表 5.2 のとおりである。民生部門の回帰に比べて重決定係数 R² は良くないが、相関は認められる。過去 9 年間のデータに不整合を含めてばらつき多く、かなりの誤差を見込まなければならないことを前提とすれば、受け入れられる水準にある。

表 5.2 相関式の係数 (鉱業を除く産業部門)

a	B	重決定 R ²
14.1978	0.874445	0.550992

(Source)調査団算出

5.2.4 鉱業部門のプロジェクト積み上げによる需要予測

CEC と ZESCO について鉱業部門の新規プロジェクト計画を積み上げた結果を、表 5.3 と表 5.4 に示す。いずれのプロジェクトリストも両社がアップデートした最新のものであるが、プロジェクトの動きは、その時々々の経済状況によって、将来、変化しうることに注意を要する。

投資家の立場に立てば、短中期的な計画はかなり確実性を持って進めることが出来るとしても、10 年を超える長期的な将来については、そこに至るまでの市場の動きを見て計画を修正することは当然の行動である。すなわち、長期的には高い不確実性が存在するということである。

表 5.3 CEC の新規鉱山プロジェクトの予測

低シナリオ
ピーク需要の変化 (MW)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Luanshaya Copper Mines		-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17
Chambishi Metals, Cobalt Smelter		-51	-51									
Chambishi Metals, SX		-23	-23									
Konkola Copper Mines, Nchanga Smelter Ramp-up Pjphase 1		35	35	35	35	35		35	35	35	35	35
Konkola Copper Mines, Nchanga Smelter Ramp-up Pjphase 2							25	25	25	25	25	25
Konkola Copper Mines, New Konkola Concentrator		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Konkola Copper Mines, New Shaft				15	15	15	15	15	15	15	15	15
Konkola Copper Mines, Dewatering increases at New Shaft							25	25	25	25	25	25
Mopani Copper Mines, Nkana Mine		-60	-60									
Mopani Copper Mines, Muflira Mine		-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47
NFM Africa Mining			4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
合計	528	385	389	538	538	538	588	588	588	588	588	588
電力量需要 (MWh)												
CEC	4,023,994	2,934,162	2,964,647	4,100,206	4,100,206	4,100,206	4,481,266	4,481,266	4,481,266	4,481,266	4,481,266	4,481,266

高シナリオ
ピーク需要の変化 (MW)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Luanshaya Copper Mines		-17	-17									
Chambishi Metals, Cobalt Smelter		-51										
Chambishi Metals, SX		-23										
Konkola Copper Mines, Nchanga Smelter Ramp-up Pjphase 1		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Konkola Copper Mines, Nchanga Smelter Ramp-up Pjphase 2					40	40	40	40	40	40	40	40
Konkola Copper Mines, New Konkola Concentrator		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Konkola Copper Mines, Processing of Chingola Refractory							55	55	55	55	55	55
Konkola Copper Mines, New Shaft				15	15	15	15	15	15	15	15	15
Konkola Copper Mines, Dewatering increases at New Shaft							25	25	25	25	25	25
Mopani Copper Mines, Nkana Mine												
Mopani Copper Mines, Muflira Mine		-47	-47									
NFM Africa Mining			4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tea Mining, Konkola North				20	20	20	20	20	20	20	20	20
Mulianshi Project					35	35	35	35	35	35	35	35
Caledonis Nama Mine						50	50	50	50	50	50	50
合計		455	533	632	707	757	837	837	837	837	837	837
電力量需要 (MWh)												
CEC	4,023,994	3,467,646	4,062,100	4,816,598	5,388,188	5,769,248	6,378,944	6,378,944	6,378,944	6,378,944	6,378,944	6,378,944

(注) 負荷率=87%
(出所) CEC

表 5.4 ZESCO の鉱山会社との新規契約見通し

予想電力需要 (MW)

	MW	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
鉱業	495	0	132	235	343	435	515	535	560	565	565	590
Lumwana (Equinox)	160		73	73	90	90	90	90	90	90	90	90
Kansanshi Increment	60		12	12	12	12	32	52	72	72	72	72
Nodola Lime Uprating	10		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Mkushi North Mine	40			20	40	40	40	40	40	40	40	40
Mazabuka Nickel Mine	7		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Kabompo Copper & Gold Mine	60				30	60	100	100	100	100	100	100
Omega Mine	5			8	8	8	8	8	8	8	8	8
Chambishi Copper Smelter				40	50	60	80	80	80	85	85	110
Kafue Smelter	48			33	33	43	43	43	48	48	48	48
Kabwe Smelter	105			32	63	105	105	105	105	105	105	105
電力量需要 (MWh)												
鉱業	LF=87%	0	985,106	1,752,044	2,553,978	3,239,010	3,834,690	3,983,610	4,169,760	4,206,990	4,206,990	4,393,140

(出所) ZESCO

5.3 予測の前提条件

5.3.1 マクロ経済成長

ザンビア国経済は、1999 年以降、順調に推移しており、2006 年度から 2008 年度にかけては概ね年率 6% の成長を保った (図 5.3 参照)。一方、政府は 2006~2010 年度の第 5 次国家開発計画で最低 7% の経済成長を目標に置いた。実績はこの目標に届かなかったものの、経済の安定的な成長を維持した。

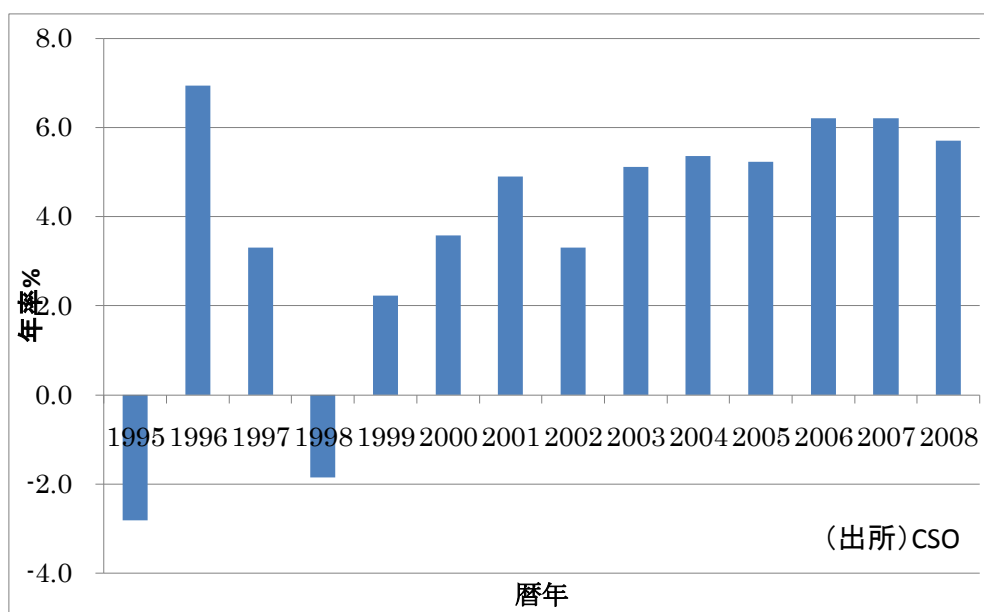


図 5.3 GDP 成長率の推移 (1995～2008 年)

問題は、2008 年秋の金融危機に端を発した世界的な経済不況がザンビア国経済にどの程度の影響を及ぼすかである。現状でこれを予測することは難しいが、世界銀行が毎年発表している経済見通しが一つの指針を与える。2009 年の予測では、2009 年の GDP の伸びは年率 4.6% に落ちると見ている³⁹ (表 5.5 参照)。

表 5.5 ザンビアの経済成長見通し

暦年	1991-2000	2005	2006	2007	予測		
					2008	2009	2010
GDP (2000 年 US\$ での市場価格), 年%	0.7	5.2	6.2	6.2	6.1	4.6	6.0

(Source)世界銀行

5.3.2 人口増加

ザンビア国の人口は 1997 年が 978 万人、2002 年が 1,080 万人、2007 年が 1,216 万人であった (図 5.4 参照)。この間の人口増加率は、過去 10 年の平均で見ると年率 2.2%、5 年間では年率 2.4% であった。

³⁹ IMF が 2009 年 10 月に発表した World Economic Outlook 2009 における 2009 年の GDP 成長率 (推定) は年率 4.537% であった。一方、ザンビア国政府中央統計局 (CSO) も同時期に 2009 年の GDP 成長率 (推定値) を年率 6.3% と発表し、CSO と世界銀行、IMF の推定値には大きな相違が生じている。CSO はこの相違は基本的に補助金を差し引いた税品の実質価格化の方法の相違に依るものであるとコメントしている。

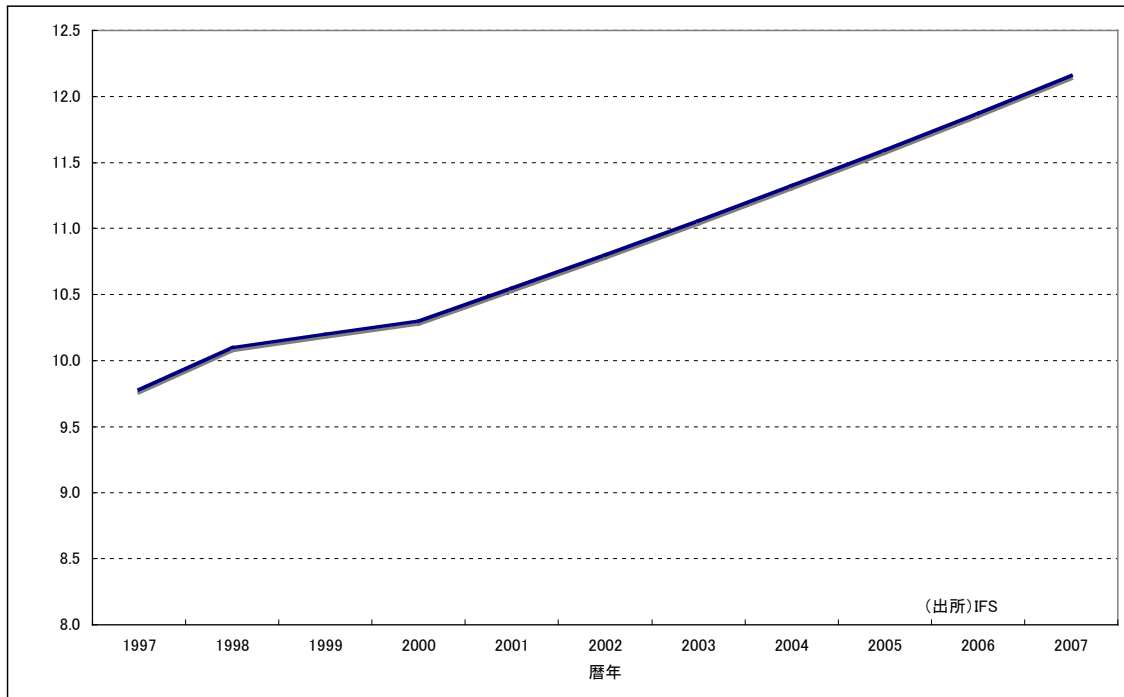


図 5.4 人口増加の推移（1997～2007 年）

5.3.3 電化率

需要家の圧倒的多数は民生部門である。2005 年度実績で契約戸数の 93%は民生部門が占める（図 5.5 参照）。

電化率の伸びは需要家数の伸びに置き換えることが出来る。需要家数の伸びは 1990 年代後半には年率 10%を超えていたが、2000 年以降鈍化した。電化の最大のターゲットである民生部門（家庭用と業務用）の需要家数の伸びを、マクロ経済構造が落ち着いた 2003～2007 年度の平均でみると年率 4%程度で推移している（図 5.6 参照）。

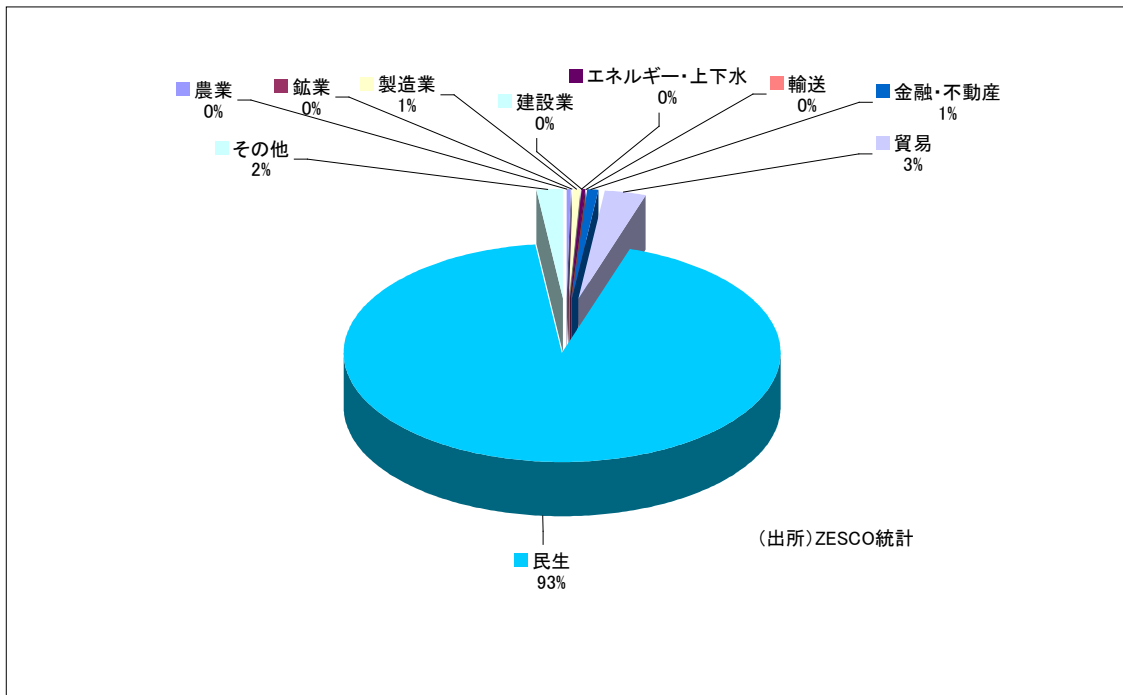


図 5.5 需要家数の内訳 (2005 年度)

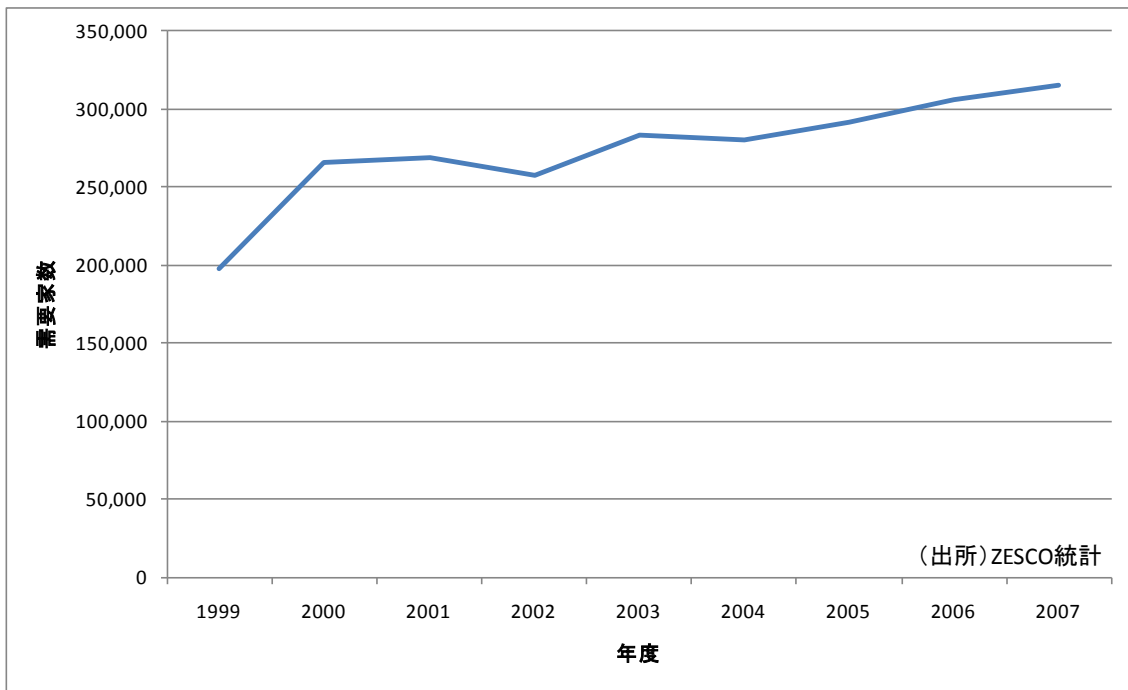


図 5.6 民生部門需要家数の推移 (1999～2006 年度)

5.3.4 予測のシナリオ

マクロ経済の状況、人口増加の推移、需要家数の伸びの違いを基に、ベース・ケース、高ケース、低ケースの三つのシナリオを描いた (表 5.6 参照)。

表 5.6 予測のシナリオ

ベース・ケース	<ul style="list-style-type: none"> 現在の景気の低迷は 2011 年度まで続き、2012 年度からは 2000 年代前半程度の年率 6% 成長を達成する。 需要家数は年率 4% で増加する。
高ケース	<ul style="list-style-type: none"> 景気の回復はベース・ケースより一年早く 2011 年度に回復し、その後、年率 7% で成長する。 需要家数は年率 6% で増加する。
低ケース	<ul style="list-style-type: none"> 景気の回復はベース・ケースより一年遅れて 2013 年度に回復し、その後、年率 5% で成長する。 需要家数は年率 3.5% で増加する。

(Source) 調査団作成。

詳細な前提条件は表 5.7 に示すとおりである。重要な前提条件となる今後の経済見通しについては、ここ 1~2 年間は国際的な金融危機の影響でザンビア国の GDP の伸びも落ち込むことは明らかであり、その間の伸びは国際機関の予測値を引用して年率 4.5% とした。一方、経済危機の影響から回復した後の GDP 伸び率については、ベース・ケースでは 2000 年代中頃から金融危機発生までの実績に相当する年率 6% とし、高ケースでは政府の経済開発見通しのターゲットである年率 7% を採用した。ちなみに、低ケースの年率 5% という数字は 2000 年代前半の経済成長とほぼ同じである。

人口の伸びは、過去の実績に従って年率 2.3% とした。電化率の伸びについては、ベース・ケースでは過去 5 年の民生部門の需要家数の伸びの実績から年率 4% とし、高ケースでは年率 6%、低ケースでは 3.5% とした。

表 5.7 シナリオごとの前提条件

	ベース・ケース	高ケース	低ケース
経済成長率 (GDP)	2008-11 年度 : 4.5% 12 年度以降 : 6%	2008-10 年度 : 4.5% 11 年度以降 : 7%	2008-12 年度 : 4.5% 13 年度以降 : 5%
人口の伸び	2.3%	2.3%	2.3%
電化率の伸び	4%	6%	3.5%

(注) 伸びは年率換算。

(Source) 調査団作成

5.4 予測結果

5.4.1 年度ベース

ベース・ケースでは、2007 年度実績の電力量総需要 81 億 kWh (8.1TWh) は 2020 年度で 166 億 kWh (16.6TWh)、2030 年度には 216 億 kWh (21.6TWh) まで拡大する (図 5.7 参照)。

その間の伸び率を見ると、2007 年度から 2020 年度までの向こう 13 年間の平均値が年率 5.7%、2030 年度までの 23 年間では年率 4.4% である。ちなみに、1999~2007 年度の実績は年率 4.1% の伸びであった。

高ケースでは、2020年度の電力量需要は199億kWh（19.9TWh）、2030年度では285億kWh（28.5TWh）となる（図5.8参照）。伸び率は、2007年度から2020年度までの13年間で平均で年率7.1%、2030年度までの23年間の平均では年率5.6%である。

低ケースでは、2020年度が159億kWh（15.9TWh）、2030年度が194億kWh（19.4TWh）となる（図5.8参照）。伸び率は、2007年度から2020年度までの13年間の平均で年率5.3%、2030年度までの23年間の平均では年率3.9%である。

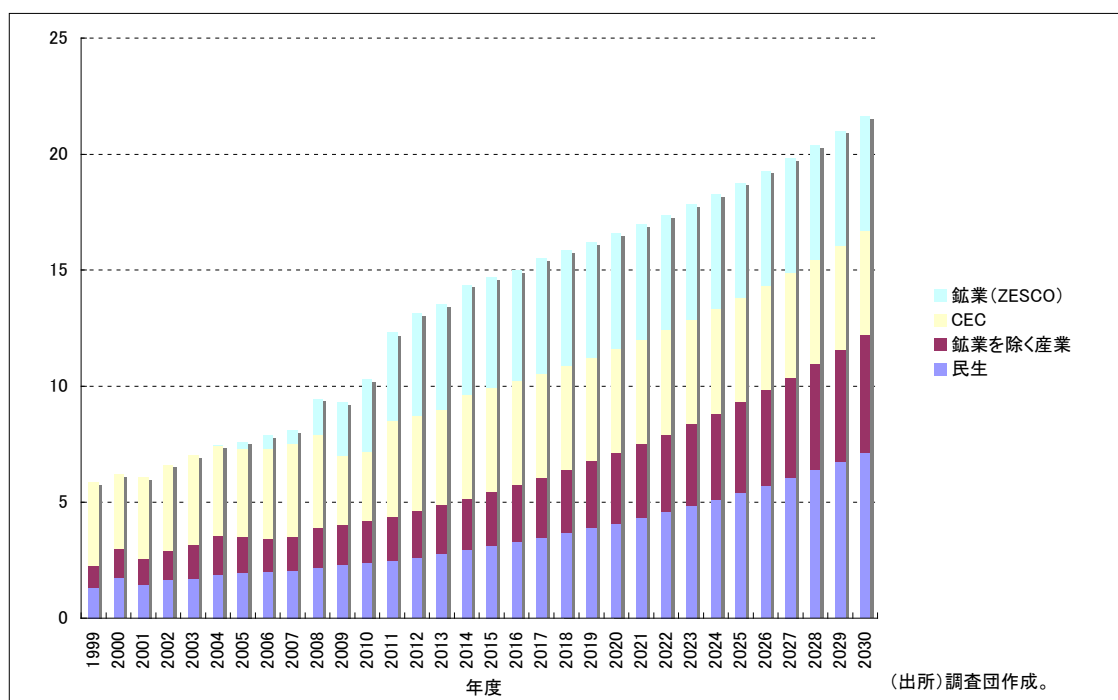


図 5.7 電力需要予測 (ベース・ケース)

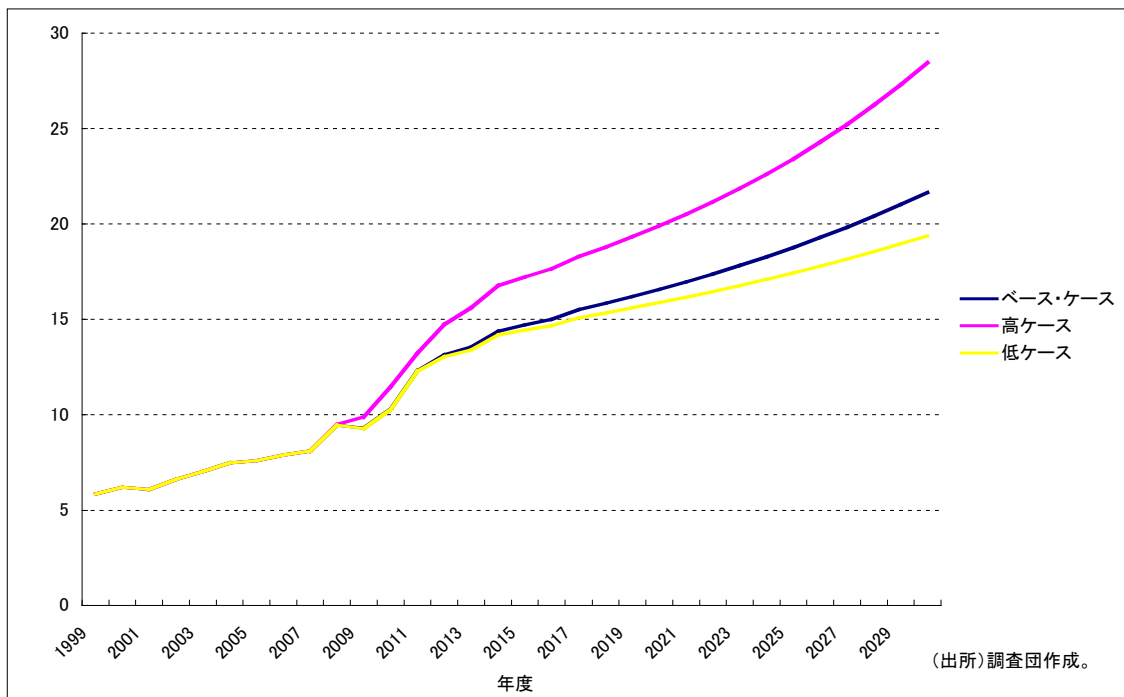


図 5.8 シナリオの違いによる需要予測の比較

5.4.2 暦年ベース

上記の予測は ZESCO の会計年度（4 月 1 日から翌年 3 月 31 日まで）を基準に行った。これを暦年ベースに換算した結果が

表 5.8 である。換算にあたっては、年度ベースの予測値の前年度の 1 四半期分と当該年度の 3 四半期分を足あわせることで、暦年ベースの需要を推定した。

表 5.8 電力需要予測（暦年ベース換算）

ベース・ケース

(単位: kWh)

暦年	民生	鉱業を除く産業	小売合計	CEC	鉱業(ZESCO)	合計
2000	1,629,072,929	1,175,852,048	2,804,924,977	3,312,212,000		6,117,136,977
2001	1,507,322,656	1,172,260,123	2,679,582,779	3,443,413,500		6,122,996,279
2002	1,579,610,076	1,246,875,567	2,826,485,643	3,660,052,250		6,486,537,893
2003	1,688,147,151	1,415,512,198	3,103,659,350	3,829,437,000		6,933,096,350
2004	1,813,022,270	1,619,230,907	3,432,253,177	3,916,487,750	14,747,696	7,363,488,623
2005	1,926,903,679	1,589,973,480	3,516,877,159	3,840,055,750	216,134,408	7,573,067,316
2006	1,993,688,478	1,427,315,925	3,421,004,403	3,905,190,000	491,533,721	7,817,728,124
2007	2,018,606,842	1,470,686,530	3,489,293,373	4,002,272,450	561,503,402	8,053,069,225
2008	2,144,524,320	1,656,848,994	3,801,373,314	4,023,993,600	1,300,332,752	9,125,699,666
2009	2,256,037,522	1,759,372,643	4,015,410,165	3,206,619,900	2,121,812,702	9,343,842,767
2010	2,353,508,331	1,828,411,616	4,181,919,947	2,957,025,600	2,914,997,852	10,053,943,399
2011	2,455,190,310	1,900,159,725	4,355,350,035	3,816,315,900	3,629,255,402	11,800,921,337
2012	2,587,550,366	1,993,473,416	4,581,023,782	4,100,205,600	4,247,273,402	12,928,502,784
2013	2,735,897,564	2,097,678,977	4,833,576,541	4,100,205,600	4,507,883,402	13,441,665,543
2014	2,892,749,675	2,207,331,714	5,100,081,389	4,386,000,600	4,684,725,902	14,170,807,891
2015	3,058,594,295	2,322,716,368	5,381,310,664	4,481,265,600	4,759,185,902	14,621,762,166
2016	3,233,946,976	2,444,132,567	5,678,079,542	4,481,265,600	4,768,493,402	14,927,838,544
2017	3,419,352,825	2,571,895,598	5,991,248,423	4,481,265,600	4,908,105,902	15,380,619,925
2018	3,615,388,201	2,706,337,233	6,321,725,434	4,481,265,600	4,954,643,402	15,757,634,436
2019	3,822,662,508	2,847,806,584	6,670,469,092	4,481,265,600	4,954,643,402	16,106,378,094
2020	4,041,820,086	2,996,671,014	7,038,491,100	4,481,265,600	4,954,643,402	16,474,400,102
2021	4,273,542,217	3,153,317,089	7,426,859,306	4,481,265,600	4,954,643,402	16,862,768,308
2022	4,518,549,241	3,318,151,581	7,836,700,821	4,481,265,600	4,954,643,402	17,272,609,823
2023	4,777,602,794	3,491,602,526	8,269,205,320	4,481,265,600	4,954,643,402	17,705,114,322
2024	5,051,508,183	3,674,120,336	8,725,628,518	4,481,265,600	4,954,643,402	18,161,537,520
2025	5,341,116,877	3,866,178,965	9,207,295,843	4,481,265,600	4,954,643,402	18,643,204,845
2026	5,647,329,167	4,068,277,146	9,715,606,313	4,481,265,600	4,954,643,402	19,151,515,315
2027	5,971,096,955	4,280,939,678	10,252,036,632	4,481,265,600	4,954,643,402	19,687,945,634
2028	6,313,426,717	4,504,718,796	10,818,145,512	4,481,265,600	4,954,643,402	20,254,054,514
2029	6,675,382,633	4,740,195,601	11,415,578,234	4,481,265,600	4,954,643,402	20,851,487,236
2030	7,058,089,892	4,987,981,571	12,046,071,463	4,481,265,600	4,954,643,402	21,481,980,465

高ケース

	民生	鉱業を除く産業	小売合計	CEC	鉱業(ZESCO)	合計
2000	1,629,072,929	1,175,852,048	2,804,924,977	3,312,212,000		6,117,136,977
2001	1,507,322,656	1,172,260,123	2,679,582,779	3,443,413,500		6,122,996,279
2002	1,579,610,076	1,246,875,567	2,826,485,643	3,660,052,250		6,486,537,893
2003	1,688,147,151	1,415,512,198	3,103,659,350	3,829,437,000		6,933,096,350
2004	1,813,022,270	1,619,230,907	3,432,253,177	3,916,487,750	14,747,696	7,363,488,623
2005	1,926,903,679	1,589,973,480	3,516,877,159	3,840,055,750	216,134,408	7,573,067,316
2006	1,993,688,478	1,427,315,925	3,421,004,403	3,905,190,000	491,533,721	7,817,728,124
2007	2,018,606,842	1,470,686,530	3,489,293,373	4,002,272,450	561,503,402	8,053,069,225
2008	2,162,303,296	1,656,848,994	3,819,152,290	4,023,993,600	1,300,332,752	9,143,478,642
2009	2,299,259,258	1,759,372,643	4,058,631,901	3,606,732,900	2,121,812,702	9,787,177,503
2010	2,424,617,355	1,828,411,616	4,253,028,972	3,913,486,200	2,914,997,852	11,081,513,024
2011	2,600,644,481	1,930,212,152	4,530,856,633	4,627,973,700	3,629,255,402	12,788,085,735
2012	2,804,313,127	2,047,856,549	4,852,169,676	5,245,290,900	4,247,273,402	14,344,733,978
2013	3,023,932,019	2,172,671,248	5,196,603,266	5,673,983,400	4,507,883,402	15,378,470,068
2014	3,260,750,294	2,305,093,271	5,565,843,565	6,226,520,400	4,684,725,902	16,477,089,867
2015	3,516,114,917	2,445,586,277	5,961,701,194	6,378,944,400	4,759,185,902	17,099,831,496
2016	3,791,478,339	2,594,642,184	6,386,120,523	6,378,944,400	4,768,493,402	17,533,558,325
2017	4,088,406,760	2,752,782,891	6,841,189,651	6,378,944,400	4,908,105,902	18,128,239,953
2018	4,408,589,036	2,920,562,108	7,329,151,144	6,378,944,400	4,954,643,402	18,662,738,946
2019	4,753,846,286	3,098,567,291	7,852,413,577	6,378,944,400	4,954,643,402	19,186,001,379
2020	5,126,142,247	3,287,421,703	8,413,563,950	6,378,944,400	4,954,643,402	19,747,151,752
2021	5,527,594,448	3,487,786,592	9,015,381,040	6,378,944,400	4,954,643,402	20,348,968,842
2022	5,960,486,251	3,700,363,509	9,660,849,760	6,378,944,400	4,954,643,402	20,994,437,562
2023	6,427,279,837	3,925,896,766	10,353,176,604	6,378,944,400	4,954,643,402	21,686,764,406
2024	6,930,630,215	4,165,176,038	11,095,806,253	6,378,944,400	4,954,643,402	22,429,394,055
2025	7,473,400,318	4,419,039,129	11,892,439,447	6,378,944,400	4,954,643,402	23,226,027,249
2026	8,058,677,289	4,688,374,907	12,747,052,196	6,378,944,400	4,954,643,402	24,080,639,998
2027	8,689,790,040	4,974,126,418	13,663,916,458	6,378,944,400	4,954,643,402	24,997,504,260
2028	9,370,328,186	5,277,294,182	14,647,622,368	6,378,944,400	4,954,643,402	25,981,210,170
2029	10,104,162,460	5,598,939,702	15,703,102,162	6,378,944,400	4,954,643,402	27,036,689,964
2030	10,895,466,732	5,940,189,177	16,835,655,909	6,378,944,400	4,954,643,402	28,169,243,711

低ケース

	民生	鉱業を除く産業	小売合計	GEC	鉱業(ZESCO)	合計
2000	1,629,072,929	1,175,852,048	2,804,924,977	3,312,212,000		6,117,136,977
2001	1,507,322,656	1,172,260,123	2,679,582,779	3,443,413,500		6,122,996,279
2002	1,579,610,076	1,246,875,567	2,826,485,643	3,660,052,250		6,486,537,893
2003	1,688,147,151	1,415,512,198	3,103,659,350	3,829,437,000		6,933,096,350
2004	1,813,022,270	1,619,230,907	3,432,253,177	3,916,487,750	14,747,696	7,363,488,623
2005	1,926,903,679	1,589,973,480	3,516,877,159	3,840,055,750	216,134,408	7,573,067,316
2006	1,993,688,478	1,427,315,925	3,421,004,403	3,905,190,000	491,533,721	7,817,728,124
2007	2,018,606,842	1,470,686,530	3,489,293,373	4,002,272,450	561,503,402	8,053,069,225
2008	2,140,056,477	1,656,848,994	3,796,905,470	4,023,993,600	1,300,332,752	9,121,231,822
2009	2,245,239,197	1,759,372,643	4,004,611,840	3,206,619,900	2,121,812,702	9,333,044,442
2010	2,335,858,310	1,828,411,616	4,164,269,926	2,957,025,600	2,914,997,852	10,036,293,378
2011	2,430,134,861	1,900,159,725	4,330,294,586	3,816,315,900	3,629,255,402	11,775,865,888
2012	2,528,216,466	1,974,723,279	4,502,939,745	4,100,205,600	4,247,273,402	12,850,418,747
2013	2,639,250,814	2,058,711,936	4,697,962,750	4,100,205,600	4,507,883,402	13,306,051,752
2014	2,758,169,865	2,148,446,041	4,906,615,906	4,386,000,600	4,684,725,902	13,977,342,408
2015	2,882,447,156	2,242,091,431	5,124,538,587	4,481,265,600	4,759,185,902	14,364,990,089
2016	3,012,324,118	2,339,818,590	5,352,142,708	4,481,265,600	4,768,493,402	14,601,901,710
2017	3,148,053,061	2,441,805,431	5,589,858,492	4,481,265,600	4,908,105,902	14,979,229,994
2018	3,289,897,662	2,548,237,624	5,838,135,286	4,481,265,600	4,954,643,402	15,274,044,288
2019	3,438,133,481	2,659,308,929	6,097,442,410	4,481,265,600	4,954,643,402	15,533,351,412
2020	3,593,048,492	2,775,221,555	6,368,270,047	4,481,265,600	4,954,643,402	15,804,179,049
2021	3,754,943,645	2,896,186,523	6,651,130,168	4,481,265,600	4,954,643,402	16,087,039,170
2022	3,924,133,450	3,022,424,051	6,946,557,501	4,481,265,600	4,954,643,402	16,382,466,503
2023	4,100,946,590	3,154,163,957	7,255,110,547	4,481,265,600	4,954,643,402	16,691,019,549
2024	4,285,726,555	3,291,646,076	7,577,372,632	4,481,265,600	4,954,643,402	17,013,281,634
2025	4,478,832,314	3,435,120,697	7,913,953,012	4,481,265,600	4,954,643,402	17,349,862,014
2026	4,680,639,010	3,584,849,018	8,265,488,028	4,481,265,600	4,954,643,402	17,701,397,030
2027	4,891,538,687	3,741,103,622	8,632,642,310	4,481,265,600	4,954,643,402	18,068,551,312
2028	5,111,941,057	3,904,168,974	9,016,110,031	4,481,265,600	4,954,643,402	18,452,019,033
2029	5,342,274,291	4,074,341,936	9,416,616,228	4,481,265,600	4,954,643,402	18,852,525,230
2030	5,582,985,853	4,251,932,313	9,834,918,166	4,481,265,600	4,954,643,402	19,270,827,168

(出所)調査団作成。

5.4.3 ピーク需要予測結果

2030年度までのピーク需要を予測するために、まず基準となるピーク需要を推定する必要がある。2008年度におけるピーク需要（系統損失含）を以下のように求めた。

$$P_{\text{peak}} = (P_{\text{SCADA}} + P_{\text{u.d.}} + P_{\text{s.d.}})_t$$

ここで、 P_{SCADA} ：SCADAが記録した”Total System Load”最大値

$P_{\text{u.d.}}$ ：非計測需要

$P_{\text{s.d.}}$ ：サプライズデマンド

(1) Total System Load最大値

SCADAのデータからピーク需要を検討するにあたり、以下の点に注意し、 P_{SCADA} 決定した。

- ・ザンビア国のピーク需要は、7月に発生する傾向がある
- ・前述の日負荷曲線のように、7：00-10：00、16:00-21:00 にピーク需要が発生する

(2) 非計測需要

非計測需要とは、SCADAにて物理的に計測不可能な需要を指す。SCADAにおいて、この定義に合致するのは、系統内自家発電力、及び北東部州近傍、北部州近傍におけるオフグリッド需要である。

ア、系統内自家発電力

系統内における自家発電容量は、ZESCO 統計値に示されるように、Copperbelt Energy Cooperation PLC が計 80MW のガス火力発電設備を保有している (表 5.9)。これらの本来の目的は、緊急時における最低限の電力確保であるが、CEC への聞き取り調査をおこなったところ、ZESCO からの買電抑制のため、自家用発電機をしばしばに起動し供給を賄っていたとのことであった。各自家用発電機の運転実績値は開示してもらえなかったが、少なからず、自家用発電機による発電がピーク需要に影響を与えていると考えることができる。

また、Konkola Copper Mines (KCM) も 20MW Nkana ガス火力発電設備を有する (表 5.9)。CEC 同様、緊急時の最低限の電力確保を目的としている。これについても運転実績値は開示してもらえなかった。この状況において、自家用発電設備による需要を CEC 所有設備が半数稼働していたと推定し、40MW と見積もった。

表 5.9 ザンビア国内の自家用発電設備

Station	Machine type	Installed capacity[MW]	Available capacity[MW]	Owner
Bancroft	Gas turbine	20	20	CEC
Luano	Gas turbine	40	40	CEC
Luanshya	Gas turbine	10	10	CEC
Mufulila	Gas turbine	10	10	CEC
Nkana	Gas turbine	20	20	KCM
Total		100	100	

(Source)ZESCO annual statisticsを基に調査団が作成

イ、オフグリッド需要

ザンビア国では、未だに送電系統が全土に発達しておらず、送電系統に連系していないオフグリッド系統 (単独系統ともいう) が存在する。この系統の電源は主にディーゼル発電設備や小水力発電設備である。

ディーゼル発電設備は、主に北西部州に散在し、地域の小規模系統に電力供給している。当該期間における運転実績を表 5.10 に示す。

表 5.10 ディーゼル発電設備の運転実績

Plant Name	Location	Available Capacity [MW]	Demand record (Jul.-Sep.'08)	
			MWh	MW
KABOMPO	North-Western	1.160	437	0.5
ZAMBEZI	North-Western	0.960	419	0.6
MWINILUNGA	North-Western	1.360	564	0.8
CHAVUMA	North-Western	0.800	146	0.2
LUKULU	Western	0.320	371	0.3
LWANGWA	Lusaka	0.732	391	0.3
KAPUTA	Northern	0.550	254	0.3
MUFUMBWE	North-Western	0.400	112	0.3
CHAMA	Eastern	0.263	N/A	0.3
		Total	2694	3.6

(Source) ZESCO Annual statistics

また、小水力発電設備は、北部州近傍に存在する ZESCO 所有の表 5.11 の設備が合致する。ZESCO への聞き取り調査によれば、以下の小水力設備は、設備上の問題から送電系統に連系できず、地域の小規模系統に電力供給しているという。

表 5.11 ZESCO 小水力発電設備の運転実績

Plant Name	Location	Available Capacity [MW]	Demand record (Jul.-Sep.'08)	
			MWh	MW
MUSONDA FALLS	Luapura	5000	3479	3.8
CHISHIMBA FALLS	Northern	5000	5578	4.4
LUNZUA RIVER	Northern	750	811	0.6
		Total	9868	8.8

(Source) ZESCO Annual statistic

これ以外に Zengamina 発電所 (700kW) のように民間による小水力発電設備も散在している。これらのオフグリッド需要をまとめて、計 10MW と見積もった。

(3) サプライズデマンド

サプライズデマンドとは、本来 SCADA にて記録可能な需要であるにも関わらず、外的要因によって記録することができなかった需要を指す。ここでいう外的要因とは、計画停電、故障波及による停電を指す。

ア、計画停電 (Rolling Blackout or Load Shedding)

ザンビア国における配電系統は、ZESCO にて電力供給されており、配電設備の過負荷運用の抑制等を目的として計画停電が実施されている。ZESCO は、配電系統の運用、管理を実施する事業所として、ルサカ、南部、北部、コッパーベルトの計 4 事業所を設置してお

り、各々における計画停電等の状況を調査した。

a. ZESCO ルサカ事業所

ZESCO ルサカ事業所 (Lusaka division) は、他の事業所に比べ 2~3 倍の電力需要を持つ事業所であり、首都ルサカと Kafue、Mazabuka 等の近郊都市、中央州の Kabwe までのエリアを担当している。ルサカ事業所では、計画停電の実績を日々上層部へのレポートとしてまとめており、その情報を開示してもらった。

2008 年における ZESCO ルサカ事業所管轄の計画停電実績を表 5.12 に示す。

表 5.12 Lusaka 事業所管内における 2008 年配電系統の計画停電実績

Month	Load Shedding [MWh]	Cf.: ' Total System Load' given by SCADA[MWh]
Jan.	5168.8	756826.9
Feb.	9244.3	733901.4
Mar.	8748.1	803343
Apr.	11834.8	782262.8
May	8216.2	858510.9
Jun.	7868.4	884268
Jul.	12048.4	929060.7
Aug.	10878.2	859046
Sep.	10298.3	805556.7
Oct.	5803.5	853900.5
Nov.	2819.2	816993.9
Dec.	1128.9	832338.7

(Source) ZESCO より入手した情報を元に調査団が作成

b. ZESCO 南部事業所

ZESCO 南部事業所 (Southern division) は、旧首都で観光都市であるリビングストンを中心にナミビア、ボツワナとの連系点である Sesheke、Kasane や Lusaka へ通じる地方都市の Muzuma 近郊を管轄している。南部事業所管内からは、リビングストン営業所、及び Choma 営業所における計画停電スケジュールを入手した。表 5.13、表 5.14 に内容を示す。

表 5.13 Livingstone 周辺地域における配電系統計画停電スケジュール

Day of the week	Term	Max demand [MW]
Monday	5:30-9:00	1.2
	17:00-21:00	5.0
Tuesday	5:30-9:00	0.0
	17:00-21:00	5.0
Wednesday	5:30-9:00	0.5
	17:00-21:00	3.0
Thursday	5:30-9:00	1.2
	17:00-21:00	6.5
Friday	5:30-9:00	0.5
	17:00-21:00	5.0
Saturday	5:30-9:00	0.0
	17:00-21:00	5.0
Sunday	5:30-9:00	1.7
	17:00-21:00	3.0

(Source) ZESCO からの聞き取り情報を元に調査団作成

表 5.14 Choma における配電系統計画停電スケジュール

Day of the week	Term	Max demand [MW]
Monday	5:30-9:00	5.0
	18:00-21:00	4.0
Tuesday	5:30-9:00	3.0
	18:00-21:00	4.0
Wednesday	5:30-9:00	4.0
	18:00-21:00	8.0
Thursday	5:30-9:00	4.0
	18:00-21:00	5.0
Friday	5:30-9:00	5.0
	18:00-21:00	5.0
Saturday	5:30-9:00	2.0
	18:00-21:00	4.0
Sunday	5:30-9:00	2.0
	17:00-21:00	5.0

(Source) ZESCO からの聞き取り情報を元に調査団作成

c.ZESCO コッパーベルト事業所・北部事業所

ZESCO コッパーベルト事業所は、銅産業の中心としてである Kitwe を拠点に Kalulushi、Mufulira、Chingola、Chililabombwe をカバーする。

コッパーベルト事業所から与えられた情報は、周波数変動による負荷遮断リスト(表 5.15)で、他の事業所のような計画停電に関する情報ではない。少なからず、Lusaka、Livingstone といった主要都市にて計画停電を行っているため、本事業所においても計画停電を行っているものと推定できる。

表 5.15 Copperbelt 事業所における負荷遮断リスト

遮断周波数	遮断負荷[MW]
48.75Hz 以下	5
48.50Hz 以下	7.5
48.00Hz 以下	5.0
47.75Hz 以下	7.5
Total	25.0

(Source) ZESCO からの情報を元に調査団作成

また、Kitwe と並んで主要都市である Ndola を拠点とする ZESCO 北部事業所に関しても計画停電スケジュールを開示してもらった。ただし詳細な需要量については分からず、18:30~20:30 の間に管轄地域の北部、南部においてそれぞれ輪番停電を計画している。おそらく一週間を通じての停電量として 25MW を想定している。

これら、計画停電の電力量として、全体で 60MW を見積もった。

以上を総合して、2008-09 年度におけるピーク需要(系統損失含)を、1600MW とした(表 5.16)。

表 5.16 基準となるピーク需要の算定

Attribute	Load [MW]
P _{SCADA}	1512
P _{u.d.}	50
P _{s.d}	60
P _{peak}	1600

ピーク需要予測について、ベース・ケース、高ケースおよび低ケースにおいて、それぞれ算定を実施した。その結果を表 5.17~表 5.19 および図 5.9 に示す。

ベース・ケースでは、2008 年度のピーク需要 1,600 MW に対し、2030 年度では、約 2.5 倍の 4,066MW (平均伸び率:4.3%) となっている。同様に高ケースでは、約 3.4 倍の 5,406MW (平均伸び率:5.7%) 低ケースでは、約 2.2 倍の 3,544 MW (平均伸び率:3.7%) となっている。

表 5.17 ピーク需要予測結果 (ベース・ケース時)

Term	Total Consumption at Customers (GWh)	Peak Demand (MW)													Coincident Factor	Total (MW)	Load Factor
		CEC				Mining(Zesco)				Retail							
		GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW				
2008-09	9,242	4,024	3.2%	0.91	521	1,323	3.2%	0.61	256	3,884	24.4%	0.55	1,000	0.90	1,800	0.74	
2009-10	9,009	2,924	3.2%	0.91	300	2,016	3.2%	0.61	390	4,050	24.4%	0.55	1,041	0.90	1,631	0.71	
2010-11	9,932	2,985	3.2%	0.91	384	2,743	3.2%	0.61	531	4,224	24.4%	0.55	1,084	0.90	1,801	0.71	
2011-12	11,853	4,100	3.2%	0.91	531	3,354	3.2%	0.61	649	4,399	24.4%	0.55	1,129	0.90	2,080	0.72	
2012-13	12,542	4,100	3.2%	0.91	531	3,301	3.2%	0.61	735	4,642	24.4%	0.55	1,191	0.90	2,214	0.72	
2013-14	12,947	4,100	3.2%	0.91	531	3,949	3.2%	0.61	764	4,890	24.4%	0.55	1,257	0.90	2,299	0.72	
2014-15	13,784	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,188	24.4%	0.55	1,338	0.90	2,438	0.72	
2015-16	14,069	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,453	24.4%	0.55	1,399	0.90	2,504	0.71	
2016-17	14,370	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,753	24.4%	0.55	1,477	0.90	2,574	0.71	
2017-18	14,697	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,071	24.4%	0.55	1,550	0.90	2,647	0.71	
2018-19	15,022	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,408	24.4%	0.55	1,644	0.90	2,725	0.71	
2019-20	15,378	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,759	24.4%	0.55	1,745	0.90	2,806	0.70	
2020-21	15,749	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,132	24.4%	0.55	1,850	0.90	2,893	0.70	
2021-22	16,142	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,525	24.4%	0.55	1,931	0.90	2,984	0.70	
2022-23	16,557	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,941	24.4%	0.55	2,038	0.90	3,080	0.70	
2023-24	16,996	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	8,379	24.4%	0.55	2,151	0.90	3,181	0.69	
2024-25	17,458	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	8,841	24.4%	0.55	2,269	0.90	3,288	0.69	
2025-26	17,946	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	9,329	24.4%	0.55	2,394	0.90	3,401	0.69	
2026-27	18,461	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	9,844	24.4%	0.55	2,527	0.90	3,520	0.69	
2027-28	19,001	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	10,388	24.4%	0.55	2,666	0.90	3,646	0.69	
2028-29	19,578	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	10,952	24.4%	0.55	2,813	0.90	3,778	0.68	
2029-30	20,184	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	11,567	24.4%	0.55	2,969	0.90	3,918	0.68	
2030-31	20,823	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	12,205	24.4%	0.55	3,133	0.90	4,066	0.68	

表 5.18 ピーク需要予測結果 (高ケース時)

Term	Total Consumption at Customers (GWh)	Peak Demand (MW)													Coincident Factor	Total (MW)	Load Factor
		CEC				Mining(Zesco)				Retail							
		GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW				
2008-09	9,265	4,024	3.2%	0.91	521	1,323	3.2%	0.61	256	3,918	24.4%	0.55	1,006	0.90	1,600	0.74	
2009-10	9,589	3,468	3.2%	0.91	449	2,016	3.2%	0.61	390	4,106	24.4%	0.55	1,054	0.90	1,699	0.72	
2010-11	11,107	4,082	3.2%	0.91	526	2,743	3.2%	0.61	531	4,302	24.4%	0.55	1,104	0.90	1,940	0.73	
2011-12	12,777	4,817	3.2%	0.91	623	3,354	3.2%	0.61	649	4,607	24.4%	0.55	1,182	0.90	2,204	0.73	
2012-13	14,123	5,388	3.2%	0.91	697	3,801	3.2%	0.61	735	4,934	24.4%	0.55	1,266	0.90	2,423	0.74	
2013-14	15,003	5,769	3.2%	0.91	747	3,949	3.2%	0.61	764	5,284	24.4%	0.55	1,356	0.90	2,574	0.74	
2014-15	16,174	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	5,660	24.4%	0.55	1,453	0.90	2,764	0.74	
2015-16	16,577	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	6,062	24.4%	0.55	1,556	0.90	2,857	0.74	
2016-17	17,009	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	6,494	24.4%	0.55	1,667	0.90	2,956	0.73	
2017-18	17,471	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	6,957	24.4%	0.55	1,786	0.90	3,063	0.73	
2018-19	17,968	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	7,453	24.4%	0.55	1,913	0.90	3,177	0.72	
2019-20	18,500	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	7,985	24.4%	0.55	2,050	0.90	3,300	0.72	
2020-21	19,071	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	8,556	24.4%	0.55	2,196	0.90	3,432	0.72	
2021-22	19,683	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	9,168	24.4%	0.55	2,353	0.90	3,573	0.71	
2022-23	20,340	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	9,825	24.4%	0.55	2,522	0.90	3,724	0.71	
2023-24	21,044	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	10,529	24.4%	0.55	2,702	0.90	3,886	0.70	
2024-25	21,799	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	11,285	24.4%	0.55	2,896	0.90	4,060	0.70	
2025-26	22,610	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	12,095	24.4%	0.55	3,104	0.90	4,247	0.70	
2026-27	23,479	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	12,964	24.4%	0.55	3,327	0.90	4,447	0.69	
2027-28	24,412	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	13,897	24.4%	0.55	3,567	0.90	4,662	0.69	
2028-29	25,412	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	14,898	24.4%	0.55	3,824	0.90	4,893	0.69	
2029-30	26,486	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	15,972	24.4%	0.55	4,099	0.90	5,140	0.68	
2030-31	27,638	6,379	3.2%	0.91	826	4,138	3.2%	0.61	800	17,124	24.4%	0.55	4,395	0.90	5,406	0.68	

表 5.19 ピーク需要予測結果 (低ケース時)

Term	Total Consumption at Customers (GWh)	Peak Demand (MW)													Coincident Factor	Total (MW)	Load Factor
		CEC				Mining(Zesco)				Retail							
		GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW	GWh	Loss	LF	MW				
2008-09	9,236	4,024	3.2%	0.91	521	1,323	3.2%	0.61	256	3,888	24.4%	0.55	998	0.90	1,600	0.74	
2009-10	8,993	2,934	3.2%	0.91	380	2,016	3.2%	0.61	390	4,043	24.4%	0.55	1,038	0.90	1,629	0.71	
2010-11	9,912	2,985	3.2%	0.91	384	2,743	3.2%	0.61	531	4,205	24.4%	0.55	1,079	0.90	1,797	0.71	
2011-12	11,826	4,100	3.2%	0.91	531	3,354	3.2%	0.61	649	4,372	24.4%	0.55	1,122	0.90	2,075	0.72	
2012-13	12,447	4,100	3.2%	0.91	531	3,301	3.2%	0.61	735	4,547	24.4%	0.55	1,187	0.90	2,193	0.72	
2013-14	12,798	4,100	3.2%	0.91	531	3,949	3.2%	0.61	764	4,748	24.4%	0.55	1,219	0.90	2,266	0.72	
2014-15	13,576	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	4,959	24.4%	0.55	1,273	0.90	2,392	0.72	
2015-16	13,796	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,180	24.4%	0.55	1,329	0.90	2,443	0.72	
2016-17	14,027	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,410	24.4%	0.55	1,388	0.90	2,496	0.71	
2017-18	14,267	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,650	24.4%	0.55	1,450	0.90	2,551	0.71	
2018-19	14,518	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	5,901	24.4%	0.55	1,515	0.90	2,609	0.71	
2019-20	14,780	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,163	24.4%	0.55	1,582	0.90	2,670	0.71	
2020-21	15,054	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,437	24.4%	0.55	1,652	0.90	2,733	0.71	
2021-22	15,339	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	6,723	24.4%	0.55	1,725	0.90	2,800	0.70	
2022-23	15,638	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,021	24.4%	0.55	1,802	0.90	2,869	0.70	
2023-24	15,950	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,333	24.4%	0.55	1,882	0.90	2,941	0.70	
2024-25	16,276	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,659	24.4%	0.55	1,966	0.90	3,016	0.70	
2025-26	16,616	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	7,999	24.4%	0.55	2,053	0.90	3,095	0.70	
2026-27	16,971	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	8,354	24.4%	0.55	2,144	0.90	3,177	0.69	
2027-28	17,342	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	8,725	24.4%	0.55	2,239	0.90	3,263	0.69	
2028-29	17,730	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	9,113	24.4%	0.55	2,339	0.90	3,353	0.69	
2029-30	18,135	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	9,518	24.4%	0.55	2,443	0.90	3,448	0.69	
2030-31	18,557	4,481	3.2%	0.91	580	4,138	3.2%	0.61	800	9,941	24.4%	0.55	2,551	0.90	3,544	0.68	

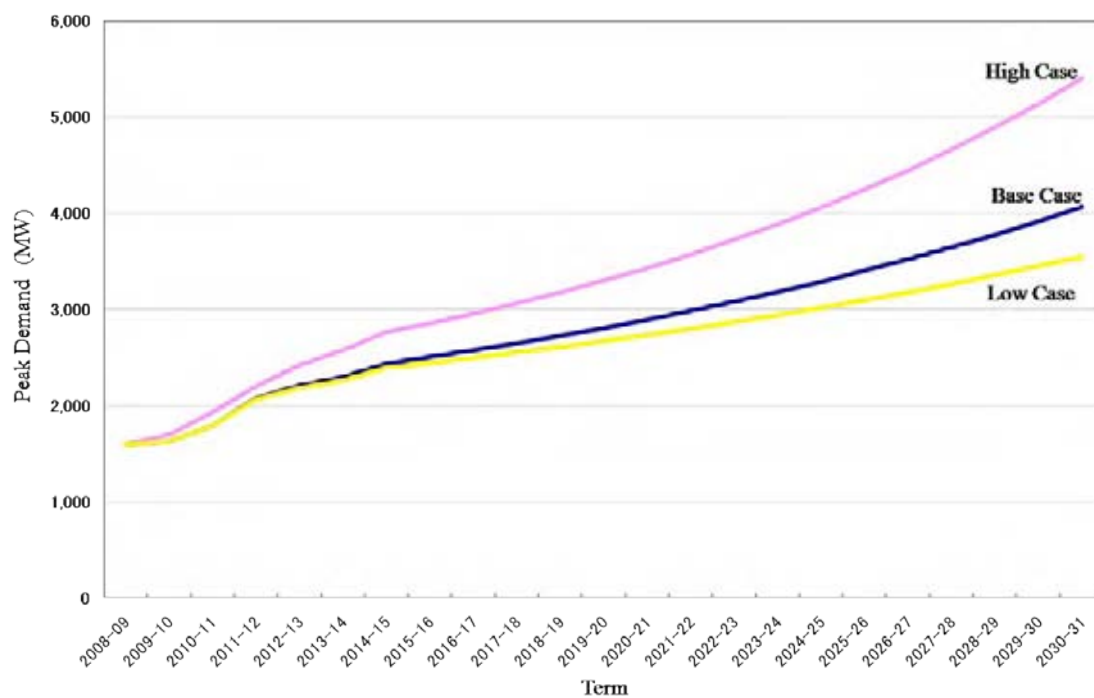


図 5.9 ピーク需要予測結果

参考文献

Central Statistical Office (2005), Living Conditions Monitoring Survey Report 2004, Ministry of Labor and Social Security, Lusaka, Zambia

Central Statistical Office (2007), Labourforce Survey Report 2005, Ministry of Labor and Social Security, Lusaka, Zambia

International Monetary Fund, International Financial Statistics, various issues, Washington, DC

Ministry of Finance (2006), Fifth National Development Plan 2006-2010, Lusaka, Zambia

Republic of Zambia (2006), Vision 2030—A prosperous Middle-income Nation By 2030, Lusaka, Zambia

World Bank (2008), Global Economic Prospect—Commodities at Crossroads 2009, Washington, DC

ZESCO Limited, Annual Report, various issues, Lusaka, Zambia

第6章 電源開発計画

6.1 電源開発状況

6.1.1 既存の電源開発計画

現在の水力発電所の建設が終了した 1970 年代以降、ザンビア国では新規の電源開発が行われていない。しかし、ザンビア国内の需要増加に対応するため、近年、ようやく具体的な開発の兆候が見られるようになった。

民間電力投資を推進するための政府機関 OPPPI によれば、現在ザンビア国では表 6.1 に示すようなプロジェクトが候補として挙げられている。

Maamba 石炭火力を除く 13 のプロジェクトは水力開発であり、これら全ての設備容量の合計は約 5,360 MW である。

表 6.1 OPPPI の電源開発プロジェクト

No.	Project	Capacity (MW)	Project sponsor	Current status (as of Dec '08)
1	Kariba North extension	360	ZESCO	Under construction
2	Batoka Gorge	800	n/a	Pre-F/S completed
3	Devil's Gorge	800	n/a	n/a
4	Mpata Gorge	600	n/a	n/a
5	Kafue Gorge Lower	750	n/a	Under F/S
6	Itezhi Tezhi	120	ZESCO/TATA	Under D/D
7	Mumbotuta Falls	301	n/a	n/a
8	Mambilima Falls (5 PS's)	1,100	n/a	n/a
9	Kalungwishi	218	Lunzua Power Authority	Under negotiation on I/A
10	Kabompo Gorge	34	CEC/TATA	Under F/S
11	Lusiwasi extension	62	ZESCO or Private	Under F/S
12	Mutinondo/ Luchenene	40 30	Power Min	Under negotiation on I/A
13	Lunsemfwa/ Mkushi Rivers	147	Lunsemfwa Hydro	Under F/S
14	Maamba coal	n/a	n/a	n/a
Total		5,362		

(Source) OPPPI より聴き取り、調査団作成

世界銀行の支援で進められている SAPP の電源開発計画では、2030 年までのザンビア国電源開発計画として表 6.2 に示す 6 つのプロジェクト（総設備容量 2,390 MW）が挙げられている。このうち、Kariba North と Kafue Gorge については現在進められているリハビリテーションプロジェクトの一環として出力増加が図られるものであり、2009 年に完了する計画である。したがって、2010 年以降の新規電源分としては 2,030 MW であり、第 5.4 節で示した需要増加量と比較して、ベースケースでは需要を賄えるもののハイケースについては 1,000 MW 程度不足することとなる。

表 6.2 SAPP の電源開発プロジェクト

	Project Name	Type	Capacity Added (MW)	Operating Year
1	Kariba North Refurbishment	Hydro	210	2008-2009
2	Kafue Gorge Upper Refurbishment	Hydro	150	2009
3	Kariba North Extension	Hydro	360	2012
4	Itezhi-Tezhi	Hydro	120	2013
5	Kafue Gorge Lower	Hydro	750	2017
6	Batoka Gorge	Hydro	800	2017
Total			2,390	

(Source) SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study (Draft Final Report (interim), May 2008) and Interview by JICA Study Team

また、ZESCO の最新のアニュアルレポート（2007 年）では至近の電源開発プロジェクトとして表 6.3 に示すプロジェクトが挙げられている。このうち、既設のリハビリテーションである Kafue Gorge と Kariba North については ZESCO が事業主体であるが、表 6.1 によれば Kafue Gorge Lower 及び Maamba は事業者未定、また Kabompo は民間の CEC と TATA の共同事業とされている。

表 6.3 ZESCO の電源開発プロジェクト

Project	Type	Capacity (MW)	Expected date	Expected project cost (US\$ million)
1 Kafue Gorge Rehabilitation	Hydro	60	2008	
2 Kariba North Rehabilitation	Hydro	30	2008	
3 Kafue Gorge Lower	Hydro	750	2012	600
4 Kabompo	Hydro	34	2012	--
5 Maamba	Coal Thermal	500	2014	192
Total		1,374		

(Source) ZESCO Annual Report, 2008

以上のように、ザンビアの電源開発プロジェクトについてはいくつかの機関でとりまとめられており、これらの既知のプロジェクトの開発により 2030 年までの電力需要に対して十分対応が可能である。一方、運転開始年次や設備容量等いくつかの点でプロジェクト諸元に整合性がない。したがって、本調査では、表 6.1～表 6.3 に掲げた各プロジェクトについて F/S 報告書等の既存情報を収集・精査したうえで、政府機関、事業者等から聞き取りを行い、最新のプロジェクトの諸元や進捗状況についてとりまとめを行った。

6.1.2 電源開発プロジェクトの進捗状況

(1) 既設水力発電所のリハビリテーション

ザンビア国の主要発電所である Kariba North Bank, Victoria Falls の両発電所は 1970 年代以前に建設された設備であり、これらの発電所はどれも老朽化による設備の信頼性の低下が顕在化していた。そのため、設備の延命化および近年の逼迫する電力需給状況に対する

短期の供給対策として、世界銀行の支援により既設発電所のリハビリテーションプロジェクトが実施されることとなり、全体で 210 MW の出力増加が図られた。リハビリテーションプロジェクト（PRP）には発電設備だけでなく送電、配電設備も含まれているが、ここでは発電設備の出力増加について述べる。

i) Kariba North Bank 発電所

Kariba North Bank 水力発電所の発電出力は 150 MW の発電機を 4 機備え総出力 600 MW である。リハビリテーションプロジェクトにおいて、単機 150 MW の出力を 180 MW に増強し、そのため総出力で 720MW となり、リハビリテーション前に比べ 120 MW の出力アップを図る。

発電所におけるヒアリングによると、リハビリテーションは 2002 年から始まり、1～3 号機まで終了している。残る 4 号機は 2010 年に終了する。1, 2 号機については水車の取替が行われておらず、水位によってはフル出力が出せないこともあるとの情報がある。

ii) Victoria Falls 発電所

Victoria Falls 水力発電所は Station A, B, C の 3 発電所があり、発電出力はそれぞれ 8 MW、60 MW、40 MW で総出力 108 MW である。リハビリテーションプロジェクトにおいて、出力の増強はなかったものの、設備の延命化、信頼性の向上が図られた。

発電所におけるヒアリングによると、リハビリテーションは 2003 年から始まり、2006 年に終了している。

iii) Kafue Gorge 発電所

Kafue Gorge 水力発電所の発電出力は 150 MW の発電機を 6 機備え総出力 900 MW である。リハビリテーションプロジェクトにおいて、単機 150 MW の出力を 165 MW に増強し、そのため総出力で 990 MW となり、リハビリテーション前に比べ 90 MW の出力アップを図る。

発電所におけるヒアリングによると、リハビリテーションは 2001 年から始まり、2 機ずつ作業を行い 3～6 号機について終了し、残りの 1, 2 号機については 2009 年 2 月に終了している。

表 6.4 リハビリテーションプロジェクト（PRP）における出力増強

Power Station	Capacity (MW)		Increase (MW)
	Before PRP	After PRP	
Kariba North Bank	600 (150 x 4 units)	720 (180 x 4 units)	120
Victoria Falls	108	108	--
Kafue Gorge	900 (150 x 6 units)	990 (165 x 6 units)	90

(2) 新規水力開発プロジェクト

現在の水力発電所の建設が終了した 1970 年代以降、ザンビア国では新規の電源開発が行われてこなかったが、経済成長及び電化の普及に伴う需要増加に対応するため、近年具体的な開発の兆候が見られるようになりつつある。

表 6.5 に新規水力プロジェクトの進捗状況をまとめて示すとともに以下に各プロジェクトの概要について述べる。

表 6.5 新規水力開発プロジェクトの進捗状況

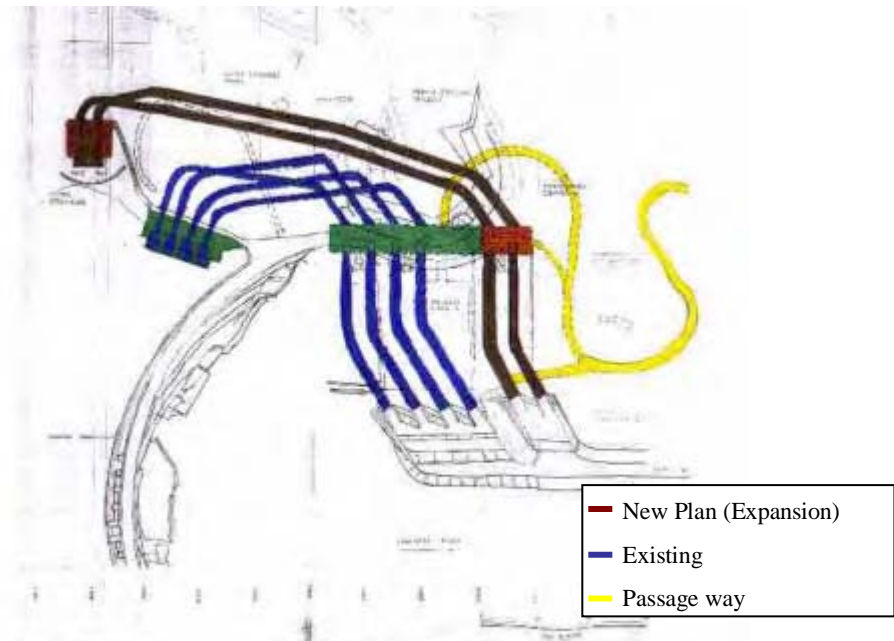
No.	Project	Capacity (MW)	Developer	Progress		Related documents
				Pre-FS	FS	
1	Kariba North Bank Extension	360	ZESCO	✓✓	✓✓	> 2x180 Kariba North Bank Extension Hydropower Station Basic Design Report, 2008 > Kariba North Bank Power Station Extension Final Feasibility Study Report, 2005
2	Mpata Gorge	543	ZRA	✓✓		> Batoka Gorge Hydro Electric Scheme Feasibility Report, 1993
3	Devil's Gorge	500				
4	Batoka Gorge	800				
5	Itezhi Tezhi	120	ZESCO /TATA	✓✓	✓✓	> Feasibility Study for Itezhi Tezhi Hydro Electric Project (2x60MW), 2007
6	Kafue Gorge Lower	750	N.Y	✓✓	✓	> FS under Preparation by IFC > Site Selection Report for the Kafue Gorge Lower Hydroelectric Project, 2006
7	Lusiwasi Extension	50	ZESCO or Private	✓✓	✓	> FS under preparation by ZESCO > Small Hydropower Stations Rehabilitation and Upgrading Study, 1997
8	Mumbotuta Falls - Site CX	301	n/a	✓✓		> Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia, 2001
9	Mambilima Falls - Site II - Site I	202 124	n/a	✓✓		
10	Kabwelume Falls	62	Lunzua Power Authority (Private)	✓✓		> Under negotiation of Implementation Agreement
11	Kundabwika Falls	101				
12	Mutinondo	40	Power Min (Private)			> Implementation Agreement to be designed in 2009
13	Luchenene	30				
14	Lunsemfwa	55	LHPC (Private)		✓	> FS to be completed by 2010
15	Mkushi	65				
16	Kabompo	34	CEC/TATA	✓✓	✓	> FS ongoing by private > Small Hydropower Pre-Investment Study North-Western Province, 2000

✓✓: Completed

✓: Ongoing or prepared

i) Kariba North Bank 拡張プロジェクト

Kariba North Bank 拡張プロジェクトは Kariba North Bank 発電所 (720 MW) に 360 MW (単機容量 180 MW×2 機) を増設する計画で、中国政府の支援を受け、中国水利水電建設集団公司 (Sinohydro Corporation Ltd.) により 2008 年度建設に着手しており、2013 年に運転開始予定である (表 6.7)。



(Source) ZESCO

図 6.1 Kariba North Bank 拡張計画レイアウト

Kariba North Bank水力発電所はZambezi川本流にあり、発電に使用できる水量はZRAにより決められている。基本的にはジンバブエ側のSouth Bank発電所と年間に発電で使用する水量を折半することとなっている。F/S調査報告書⁴⁰ではKariba North Expansionプロジェクトがもたらす増電は年間で380 GWhと算出している。増電効果の算出過程を見てみると、年間にザンビア国に割り当てられた水量を用い算出する代わりに、過去に洪水吐ゲートより放流された水量を発電換算し算出している。洪水吐ゲートからの放流は余水であり、発電にまわせることができればその分増電になる。しかし、発電所でのヒアリングでは、洪水吐ゲートからの放流が必要になった際の放流水の取り扱いについて明確になっていない状況である。よって、実際の運転では、ZRAによってあらかじめ定められる年間割り当て水量の中で、既設と増設設備全体で効果的に運転する必要がある。それにはピーク時間帯にフル出力運転を行う代わりに低負荷時には発電使用水量を絞り、水収支を調整することが求められる。つまり、Kariba North Bank 拡張プロジェクトは、既設のKariba North Bank水力発電所が低負荷時に発電使用水量を絞って得た余剰分を用い、ピーク時に発電することが想定される。そのため、設備利用率(Plant Factor)も低く、ベース電源というよりピーク対応に開発される発電設備と言える。

ここで2007年度のKariba North Bank水力発電所の発電使用水量をみてみると、年間で141億 m^3 と割当水量180億 m^3 を下回っている(表 6.6、図 6.2 参照)。これはKariba North Bank水力発電所のリハビリテーションを実施しており、発電機が1台停止していたため発電使用水量が減ったためと思慮する。ZESCOのアニュアルレポートにおいてもこの年の発電可能出力は510 MWとなっている。仮にKariba North Bank水力発電所が最大出力で1年間運

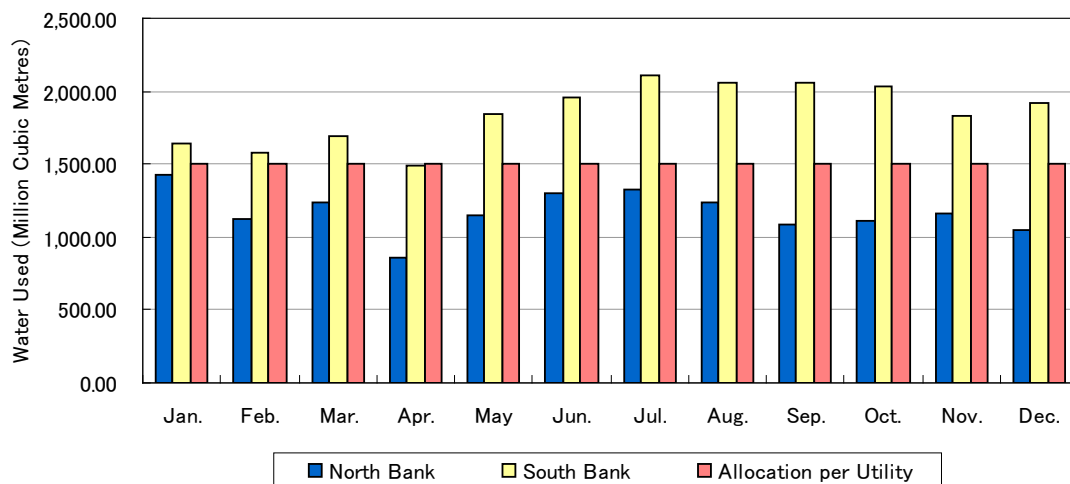
⁴⁰ Kariba North Bank Power Station Extension Final Feasibility Study Report, 2005

転した場合、単純に出力比で年間の使用水量を算出するとほぼ年間の割当水量に等しくなる。年間割当水量が増えない限り、増設される 360 MW 分の使用水量はこの割当内で収める必要があり、それには既設発電所と従来の運転パターンによっては、ピーク対応である増設設備で使用したい十分な水量を確保することができないことも想定される。ベースを担う既設設備とピークを担う増設設備とを合わせた効果的な運転が求められる。

表 6.6 2007 年における Kariba North & South 発電所の発電使用水量

month	Kariba North Bank			Kariba South Bank			Cumulative Allocation for Kariba Complex (MCM)	Cumulative Water Used at Kariba Complex (MCM)	Allocation Rate (%)
	Water Allocated (MCM)	Water Used (MCM)	Allocation rate (%)	Water Allocated (MCM)	Water Used (MCM)	Allocation rate (%)			
Jan.	1,500.00	1,421.04	95%	1,500.00	1,641.83	109%	3,000.00	3,062.87	102%
Feb.	1,500.00	1,127.95	75%	1,500.00	1,583.46	106%	6,000.00	5,774.28	96%
Mar.	1,500.00	1,236.68	82%	1,500.00	1,685.99	112%	9,000.00	8,696.95	97%
Apr.	1,500.00	854.87	57%	1,500.00	1,487.98	99%	12,000.00	11,039.80	92%
May	1,500.00	1,143.39	76%	1,500.00	1,849.42	123%	15,000.00	14,032.61	94%
Jun.	1,500.00	1,304.83	87%	1,500.00	1,953.67	130%	18,000.00	17,291.11	96%
Jul.	1,500.00	1,322.11	88%	1,500.00	2,103.31	140%	21,000.00	20,716.53	99%
Aug.	1,500.00	1,237.51	83%	1,500.00	2,055.01	137%	24,000.00	24,009.05	100%
Sep.	1,500.00	1,091.42	73%	1,500.00	2,054.10	137%	27,000.00	27,154.57	101%
Oct.	1,500.00	1,106.09	74%	1,500.00	2,032.57	136%	30,000.00	30,293.23	101%
Nov.	1,500.00	1,158.02	77%	1,500.00	1,830.89	122%	33,000.00	33,282.14	101%
Dec.	1,500.00	1,050.77	70%	1,500.00	1,922.12	128%	36,000.00	36,255.03	101%
Total	18,000.00	14,054.68	78%	18,000.00	22,200.35	123%	36,000.00	36,255.03	101%

(Source): Zambezi River Authority, Annual Report and Accounts for the year ended 31st December 2007



(Source): Zambezi River Authority, Annual Report and Accounts for the year ended 31st December 2007

図 6.2 Kariba Dam の発電使用水量 (2007 年)

表 6.7 Kariba North Bank 拡張プロジェクト概要

Item	Description
Dam & Reservoir	Kariba dam (Existing) Construction of new intake at the upstream of the existing one
Installed Capacity (MW)	360 (180 MW x 2 units)
Turbine	Francis, Vertical shaft
Rated power (MW)	183.7 (1 unit)
Rated discharge (m ³ /s)	227.6 (1 unit)
Rated water head (m)	89
Intake	2 intake chamber Invert elevation: 458 m
Headrace Tunnel	Diameter: 7.8 m
Powerhouse	Underground Length: 51 m, Width: 24 m Elevation of generator floor: 385.5 m Installation elevation: 372.5 m
Tailrace Tunnel	Horseshoe type Maximum height: 9.8 m

(Source) 2 x 180 MW Kariba North Bank Extension Hydropower Station Basic Design Report (2008)

ii) Itezhi Tezhi プロジェクト

Itezhi Tezhi (ITT) プロジェクトは Zambezi 川の支流 Kafue 川に位置し、現在、ITT 貯水池が存在する (表 6.8)。ITT 貯水池は 1978 年に建設され、貯水容量 60 億 m³ を有し、雨季乾季の流量を平滑化し、Kafue Gorge 発電所に供給する役割を担っている。また Kafue 川は、ITT 貯水池から下流地域は極めて平坦な地形が続き、下流の Kafue Gorge (KG) 貯水池までの平均勾配は 0.0025%、水平距離約 230 km、高低差は 5~6 m 程度である。そのため ITT 貯水池からの放流水が KG 貯水池に着水するまで 90 日程度かかる。また、貯水池の運用は ZESCO が行っており、洪水吐ゲートから放流量は KG 水力発電所の発電計画に基づき、貯水池運用カーブを参考に決められている。このような ITT 貯水池の流量調整機能は KG 水力発電所運転のみならずその他の水利用 (農業用水、飲料水) にも利水貢献している。

ITT 開発計画は、1977 年に調査⁴¹され、設備容量 80 MW の発電設備を既設ダム下流に建設する開発計画であったが、1999 年に実施された F/S 調査⁴²では、設備容量が 120 MW に見直された。さらにその後の調査⁴³で、発電所を従来の地下式に比べ地上式の方が経済的であるとの結果から計画を変更した。地下式発電所の計画にて既に EIA の承認を 2006 年に受けていたが、地上式発電所の計画にて EIA の再承認を 2009 年 1 月に受け、開発に向けた準備が進んでいる。

開発の概要は、既設構造物 (貯水池、ダム) は現状のままで、既設の 2 つの放流管の一つを導水路に流用し、発電所を増設する計画である。

貯水池運用に関しても、発電所建設後も従来と変えないため放流パターンも基本的に同

⁴¹ SWECO, Itezhi Tezhi Power Station- Pre- investment Study (1977)

⁴² Harza, Feasibility Study of the Itezhi Tezhi Hydroelectric project (1999)

⁴³ TATA Consulting Engineers Limited (TCE), Itezhi Tezhi Hydro Electric Project (2 x 60MW) (2007)

じと考えられる。そのため下流の Kafue Gorge 発電所の運転にも影響を与えない。

また、ITTプロジェクトはプロジェクトの主体がZESCOと外資系民間会社（TATA）であり、官民一体となった開発プロジェクトであることが特徴的である。両社は特別目的会社（SPC⁴⁴）であるItezhi Tezhi Power Corporation（ITPC）を既に設立している。

ITTプロジェクトは官民一体となった電源開発という特徴を持つため、2009年2月にITPCへのヒアリングを実施した。以下は聞き取った内容である。

- ITTプロジェクトのオフテイカーはZESCOとなるが、SPCへの出資者でもあるため、公平な契約がなされるよう、商取引アドバイザー、財務アドバイザー、技術コンサルタントを雇用し、PPAの内容について協議している。
- 送電線建設はZESCOの責任であり、PPAでは送電線建設が遅延した場合の発電補償を盛り込むことで合意している。
- 運転維持管理はアウトソースする予定であるが詳細は決まっておらずPPA合意までには概要を固める必要がある。
- ZESCOの出資はあるもののIPPプロジェクトであるため、政府の調達ルールの適用外であるとITPCは理解している。その解釈について政府関連機関と協議を行いながら進めている。

このように、官民一体となった開発は前例がないため関係政府機関と協議をしながら手続きが進められている。プロジェクトのインセンティブに関しても、5年間の免税期間（Tax holiday）、輸入税（Import duty）免除、付加価値税（VAT）の免除等インセンティブが検討されているが、詳細については今後政府と協議する必要があり、時間がかかることが懸念される。

⁴⁴ SPC: Special Purpose Company（特別目的会社）

表 6.8 Itezhi-Tezhi プロジェクト概要

Name of the HP	Itezhi Tezhi
<i>General information</i>	
Region, District	Itezhi-tezhi District, Southern Province
Special Purpose Company (SPC)	Itezhi Tezhi Power Corporation (ITPC) Limited
Shareholders	ZESCO Limited and TATA Africa Holdings (SA) (PTY) Limited
Installed capacity (MW)	120 MW (2 x 60 MW)
Type of generation	Base load (24 hours generation)
Catchment area (km ²)	Kafue basin - 150,000 km ²
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	306 m ³ /s
Net head (m)	40 m
Plant factor (%)	95%
Annual generation (GWh)	611
<i>Project framework</i>	
Current status	Bidding governed by the World Bank eligibility rules and procedures EPC Bid Documents issued on 8 December 2008 on ICB basis Site Visit & Pre Bid Meeting held from 20 to 23 January 2009, Tender Opening to be held on 20 March 2009
Expected start month/ year of construction	EPC Contract Award – June 2009 Contractor Mobilization – August 2009 Project Completion – 2013 (December 2012*)
Construction period	46 months (42 months*)
Total project cost (US\$)	Estimated total project cost – 164.95 million (2007 price level) , (US\$200 million*)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Existing, Rock-fill dam
Dam height and crest length (m)	Existing, Maximum height is 51m and crest length is 1,400 m
Type and number of spillway gate	Existing, Three radial spillway gates
Area of the reservoir (km ²)	390 km ² at Full Supply Level
Total storage capacity (m ³)	6,000 million m ³
Effective storage capacity (m ³)	5,300 million m ³
Type, size and length (m) of headrace	i) Indicative dimensions only. Bidders to optimize the design ii) Existing tunnel, 15 m diameter & 410 m length from intake iii) Horseshoe concrete lined tunnel, 9 m diameter & 145m length iv) Concrete lined surge shaft with diameters 10 m riser & 30 m upper v) Concrete or steel lined tunnel, 9 m diameter & 50 m length
Type, size and length (m) of penstock	Circular steel lined tunnel, 6m diameter and 5m length from bifurcation
Type and size (m) of power house	Surface Power House constructed of RCC Machine hall size: 87 m long x 23.2 m wide x 49 m high Transformer hall size: 52m long x 15m wide x 21 m high Tail race channel of trapezoidal section, 20m width & 150m long
Type of turbine	Vertical shaft Kaplan turbines
Environmental impact	According to hearing from the ITTPC, Environmental and Socio-economic impact to be mitigate according to the Environmental Impact Management Plan No resettlements (Project site has been a restricted area) There are no known archaeological/heritage sites within the project area

(*) Hearing base

(Source) TATA Consultation Engineers Ltd. Feasibility Report for Itezhi Tezhi Hydro Electric Project (2 x 60MW)
JICA Study Team, Hearing from Itezhi Thezhi Power Corporation (ITPC)

iii) Kafue Gorge Lower プロジェクト

Kafue Gorge Lower (KGL) プロジェクトは既設の KG 水力発電所の下流約 200 m の地点に計画されているもので、Kafue 川の最下流のプロジェクトであり、上流には ITT 貯水池を利用した ITT 水力発電プロジェクトが進められ、直上流の Kafue Gorge 水力発電所とあわせ、Kafue 川の水系開発の一つである (表 6.9)。

現在、IFC の支援を受け OPPPI により F/S 調査が実施されているが、候補地点までのアクセス道路が整備されておらず、ボーリング調査ができていない等の問題もあり、具体的なダムサイトも 3 地点が候補として検討されている段階である。しかし 2009 年度上旬には開発計画の具体的な諸元等を定める予定である。KGL プロジェクトは KG 発電所の直下流に位置し、ある程度の貯水容量を持つ貯水池ができることから、既設の KG 水力発電所の運転パターンにバリエーションを持たせることが可能になる。例えば、KG 水力発電所は 990 MW とザンビア国最大の発電出力を持つことからピーク時の運転を行うことが効果的であり、KGL 発電所に逆調整機能 (re-regulation) を担わせることで下流河川の流量変化に配慮したピーク運転が可能となる。有効貯水容量を利用した KGL 発電所自身のピーク運転も可能であり、下流に高さ 10 m 程度の堰を設ける等下流の流況変化を緩和する設備も検討されている。効率的な運転やピーク対応については上流設備との連携が不可欠であり検討段階にある。いずれにせよ、KGL プロジェクトは Kafue 川水系の発電計画に大きな影響を与えるプロジェクトと言える。

2008 年に IFC がザンビア国政府と F/S 調査や投資家のアレンジ等、KGL 水力開発に関するアドバイザー契約を締結した。

以下、IFC によるプロジェクト説明会での示された概要を記す。ピーク対応等の運転パターンは未定であるが、貯水池の有効貯水容量は 2 日分程度を想定している。ダム高 120 m、導水路トンネル延長 8 km、縦坑 200 m、地下発電所が主要諸元である。プロジェクトによる住民移転は無いが、12,000 人 (2,000 世帯) が主に漁業への経済的な影響を受ける見通しである。プロジェクトコストは 1,874 百万ドルとの試算もしている。技術的には追加ボーリング調査ができていないため、トンネルや水路経過地の地質を十分に確認できていない。また狭隘な谷での工事となるので、ダムや水路等を工区分けした土木工事のコーディネーションが難しくなる等の課題があると想定している。

表 6.9 Kafue Gorge Lower プロジェクトの概要

Name of the HP	Kafue Gorge Lower
<i>General information</i>	
Region, District	Kafue Gorge, Kafue
Installed capacity (MW)	750 (187.5 x 4 units)
Type of generation	Peaking station, Storage dam
Catchment area (km ²)	815
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	434 (108.5 m ³ x 4)
Net head (m)	186 (approx. yet to be designed)
Plant factor (%)	32 (at 750MW)
Annual generation (GWh)	2,400
<i>Project framework</i>	
Current status	Feasibility Study to be completed by May 2009
Expected start month/year of construction	2011
Construction period	55 months
Total project cost (US\$)	738 million (2005 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	RCC dam
Dam height and crest length (m)	120 (approx.)
Area of the reservoir (km ²)	2.14 at 610m elevation
Type of turbine	Francis Turbine
Environmental impact	According to hearing from the IFC, an update of EIA yet to be finalized soon. (So far the project has minimal impact with regards to resettlement.)

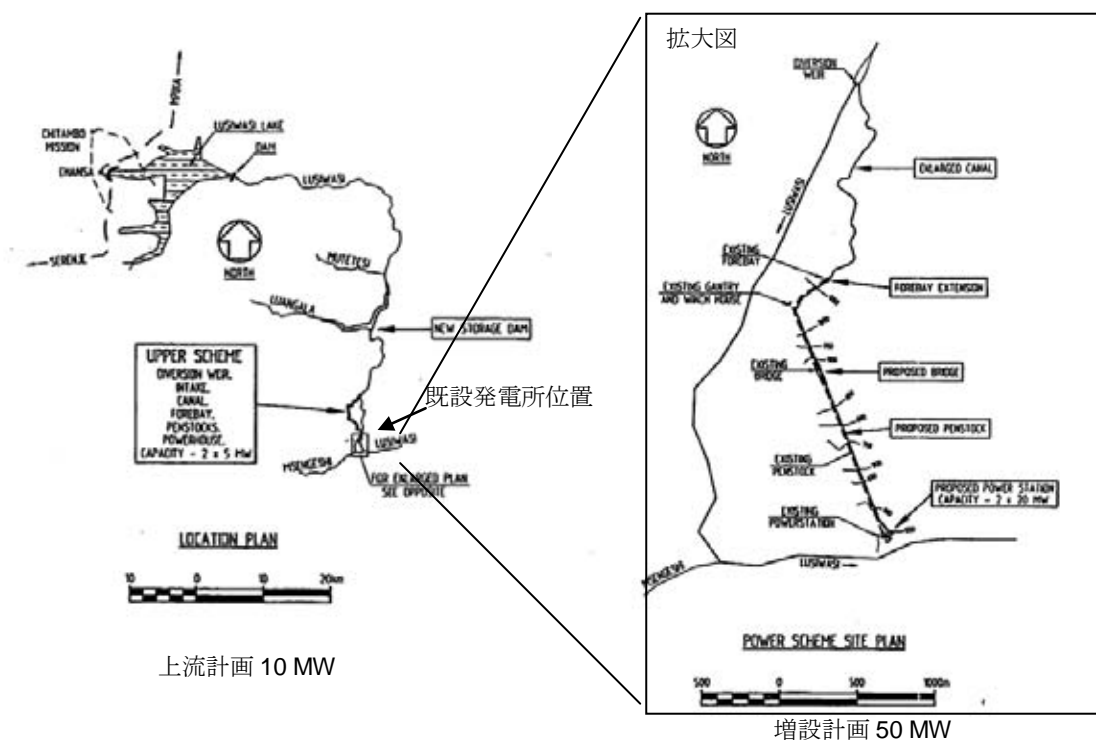
(Source) MWH, Site Selection Report for the Kafue Gorge Lower Hydroelectric Project (2006)
JICA Study Team, Hearing from IFC

iv) Lusiwasi拡張プロジェクト

Lusiwasi 拡張プロジェクトは ZESCO が所有する既設の Lusiwasi 水力発電所(流れ込み式、出力 12 MW) に 50 MW を付加する増設プロジェクトである (表 6.10)。Lusiwasi 水力発電所が位置する Lusiwasi 川は、South Luangwa 国立公園を流れる Luangwa 川の支流である。South Luangwa 国立公園の西側には高低差 500 m ほどの段丘 (Muchinga Escarpment) が広がり、この段丘を流れる河川には後述する他の水力開発計画も計画されており、何れも民間主導で進められている。

拡張計画は 2 段階式になっており、既設の取水口と Lusiwasi 貯水池との間に新たに堰を設け貯水池を造り、出力 10 MW の流れ込み式水力発電所を建設する上流計画と既設の Lusiwasi 水力発電所設備に出力 40 MW を付加する既設の増設計画である。

ZESCO は、2009 年 6 月に F/S 調査を外部コンサルタントに委託し、工期 6 ヶ月で実施する計画である。



(Source) ZESCO, Small Hydropower Stations, Rehabilitation and Upgrading Final Report (Jun. 1997)

図 6.3 Lusiwasi 拡張プロジェクトレイアウト

表 6.10 Lusiwasi 拡張プロジェクトレイアウトの概要

	Upper scheme	Expansion	Existing
Capacity (MW)	10 (5 x 2units)	40 (20 x 2units)	12 (3 x 4units)
Design discharge (m ³ /s)	13.3	9.6	2.9
Gross Head (m)	95	522.6	522.6
Net Head (m)	90	500	509.2
Turbine	Francis, Horizontal	Pelton, Horizontal	Pelton, Horizontal
Generation (GWh)	40.3	160.1	48.8
Plant Factor (%)	46.0	45.7	46.4
Project Cost (million US\$) (1997 price level)	19.52	60.53	-
Construction Period	14 months	28 months	-

(Source) Knight Piesold Limited, Small Hydropower Stations Rehabilitation and Upgrading Study Final Report (1997)

v) Kabompo Gorge プロジェクト

Kabompo プロジェクトは北西部州を流れる Kabompo 川の Kabompo Gorge に出力 34 MW の鉱山会社向けの電力を供給するプロジェクトである (表 6.11)。CEC とインド資本 TATA のジョイント・ベンチャーにより開発が予定されている。2009 年現在、F/S 調査の準備が進められている。

表 6.11 Kabompo プロジェクトの概要

Name of the HP	Kabompo
<i>General information</i>	
Region, District	Northwestern Province, Mwinilunga District
Installed capacity (MW)	34 (17 x 2 units)
Catchment area (km ²)	2,300
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	24
Net head (m)	160
Plant factor (%)	59
Annual generation (GWh)	176
<i>Project framework</i>	
Current status	Evaluation of RFP for Consulting Services for bankable feasibility study
Expected start month/year of construction	2010
Construction period	42 months
Total project cost (US\$)	65.9million (2000 price level) (US\$77.3 million include the Transmission line)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete Arch (under review)
Dam height and crest length (m)	68
Area of the reservoir (km ²)	28.1
Total storage capacity (m ³)	289 million
Effective storage capacity (m ³)	274 million
Type of turbine	Vertical Francis
Environmental impact	According to the TATA Zambia Ltd., preliminary EIA indicated a moderate impact on the human settlements and medium to high impact on fauna and flora due to undisturbed nature of the project site

(Source) NORPLAN A.S, Small Hydropower Pre-Investment Study North-Western Province, Zambia (2000)
JICA Study Team, Hearing from TATA Zambia Ltd

vi) Mutinondo/ Luchenene プロジェクト

South Luangwa 国立公園の西側には高低差 500 m 程度の Muchinga Escarpment に流れる Munyamadzi 川およびその支流は South Luangwa 国立公園のほぼ中央を流れる Luangwa 川に合流する。Mutinondo、Luchenene プロジェクトは、South Luangwa 国立公園の西側に広がる丘陵に位置し、既設の Lusiwasi 発電所の北西 100 km ほどの地点、Munyumadzi 川とその支流にそれぞれ 40 MW、30 MW を開発するプロジェクトである (表 6.12、表 6.13)。いずれもザンビア国の民間企業 Power Min が開発主体となり、計画が進められている。

表 6.12 Mutinondo プロジェクトの概要

Name of the HP	Mutinondo
<i>General information</i>	
Region, District	Northern Province, Mpika
Installed capacity (MW)	40 (1 unit)
Type of Generation	Run of river
Catchment area (km ²)	841
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	9.96
Net head (m)	460
Plant factor (%)	53.7
Annual generation (GWh)	188

Name of the HP	Mutinondo
<i>Project framework</i>	
Current status	Pre-feasibility study
Expected start month/year of construction	After 2010
Construction period	36 months
Total project cost (US\$)	67 million (2008 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete weir
Dam height and crest length (m)	7 m, 20 m crest length
Type, size and length(m) of headrace	Low pressure steel conduit, 1.5m dia, 1,000m
Type, size and length(m) of penstock	Steel, 1.5 m dia, 1,080 m
Type, size (m) of Power house	Surface, 27 m x 30 m
Type of turbine	Vertical axis Pelton
Environmental impact	According to the PowerMin, little flow in by-passed channel and visual impact due to civil work and access road

(Source) JICA Study Team, Hearing from PowerMin

表 6.13 Luchenene プロジェクトの概要

Name of HP	Luchenene
<i>General information</i>	
Region, District	Northern Province, Mpika
Installed capacity (MW)	30 (1 unit)
Type of Generation	Run of river
Catchment area (km ²)	813
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	9.08
Net head (m)	380
Plant factor (%)	52.9
Annual generation (GWh)	139
<i>Project framework</i>	
Current status	Pre-feasibility study
Expected start month/year of construction	After 2010
Construction period	36 months
Total project cost (US\$)	65 million (2008 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete weir
Dam height and crest length (m)	7m, 20m crest length
Type, size and length(m) of headrace	Low pressure steel conduit, 1.5m dia, 1,480m
Type, size and length(m) of penstock	Steel, 1.5m dia, 870m
Type, size (m) of Power house	Surface, 26m x 28m
Type of turbine	Vertical axis Pelton
Environmental impact	According to the PowerMin, little flow in by-passed channel and visual impact due to civil work and access road

(Source)JICA Study Team, Hearing from Power Min

vii) Lunsemfwa / Mkushi プロジェクト

Lunsemfwa、Mkushi は既設の水力発電設備を所有、運転する民間発電会社 LHPC により、既設設備周辺を開発する計画である（表 6.14、表 6.15）。

既設の Lunsemfwa 水力発電所の下流に新たに開発するのが既設と同名の Lunsemfwa 水力開発プロジェクトで、出力は 55 MW である。また、下流開発計画に伴い、既設 Lunsemfwa

水力発電所(出力 18 MW)に 6 MW を増設する計画も持っている。さらに同社は、Lunsemfwa と近接する水系の Mkushi 川において出力 65 MW の水力開発計画も進めている。

表 6.14 Lunsemfwa プロジェクトの概要

Name of HP	Lunsemfwa
<i>General information</i>	
Region, District	Central Province, Kabwe
Installed capacity (MW)	55
Catchment area (km ²)	3,600
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	19
Net head (m)	330.5
Plant factor (%)	95.9
Annual generation (GWh)	462
<i>Project framework</i>	
Current status	Conceptual study
Expected start month/year of construction	2011 if feasibility viable
Construction period	48 months
Total project cost (US\$)	138 million (2008 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Earth fill dam
Dam height and crest length (m)	48.8m, 366m crest length
Type and number of spillway gate	Radial Mechanical spill gates, 2 gates
Total storage capacity (m ³)	695 million
Effective storage capacity (m ³)	670 million
Type, size and length(m) of headrace	4.0m dia, 13,000m
Type, size and length(m) of penstock	Concrete/Steel lined 2.75/2.3dia., 359m
Type, size (m) of Power house	Underground, 12m x 55m
Type of turbine	Francis
Environmental impact	According to the Lunsemfwa hydropower company, no resettlement, Area not inhabited. Result in Mining and agricultural in the area. No precious animals, area is in a gorge.

(Source) JICA Study Team, Hearing from Lunsemfwa Hydropower Company

表 6.15 Mkushi プロジェクトの概要

Name of HP	Mkushi
<i>General information</i>	
Region, District	Central Province, Kabwe
Installed capacity (MW)	65
Catchment area (km ²)	8,440
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	21
Net head (m)	357.5
Plant factor (%)	39.2
Annual generation (GWh)	223
<i>Project framework</i>	
Current status	Conceptual study
Expected start month/year of construction	2011 if feasibility viable
Construction period	48 months
Total project cost (US\$)	163 million (2008 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Earth fill dam
Dam height and crest length (m)	48.8m, 366m crest length
Type and number of spillway gate	Radial Mechanical spill gates, 2 gates
Total storage capacity (m ³)	260 million
Effective storage capacity (m ³)	245 million
Type, size and length(m) of headrace	4.0m dia, 3,000m
Type, size and length(m) of penstock	Concrete/Steel lined 2.75/2.3dia., 388m
Type, size (m) of Power house	12m x 48m
Type of turbine	Francis
Environmental impact	According to the Lunsemfwa hydropower company, no resettlement, Area not inhabited. Result in Mining and agricultural in the area. No precious animals, area is in a gorge.

(Source) JICA Study Team, Hearing from Lunsemfwa Hydropower Company

viii) Kalungwishi River Kabwelume Falls/ Kundabwika Falls プロジェクト

Kalungwishi川はザンビア国北部に位置するルアプラ州 (Luapula Province) と北部州 (Northern Province) の州境を流れる。この地域の水力開発について、2001年に調査⁴⁵が実施され、水力開発の可能性を評価し、Kalungwishi川のKabwelume Falls地点とKundabwika Falls地点において開発できる可能性がある⁴⁵と結論付けている。

2009年現在、両プロジェクトはLunzua Power Authorityという民間会社によって開発準備が進められている (表 6.16、表 6.17)。

⁴⁵ Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

表 6.16 Kabwelume Falls プロジェクトの概要

Name of HP	Kabwelume Fall
<i>General information</i>	
Region, District	Luapula & Northern Province
Installed capacity (MW)	62
Catchment area (km ²)	10,868
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	127.6
Net head (m)	54.9
Plant factor (%)	59.7
Annual generation (GWh)	324 (with 6 m ³ release for the fall)
<i>Project framework</i>	
Current status	Implementation Agreement negotiation as of Dec 2008
Expected start month/year of construction	2016
Construction period	43 months
Total project cost (US\$)	126.89 million (2000 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	RCC Gravity dam
Dam height and crest length (m)	Maximum height 14 m, and 1,400 m crest length
Type and number of spillway gate	Free flow spillway
Area of the reservoir (km ²)	2.53
Total storage capacity (m ³)	15.22 million
Effective storage capacity (m ³)	2.44 million
Type, size and length(m) of headrace	i) Fully concrete lined, 8 m wide invert side slopes of 3H to 1V ii) Longitudinal average slope of 0.11%, 1,400m length
Type, size and length(m) of penstock	5 m dia, surface steel
Type, size (m) of Power house	Surface 2.5km downstream of the fall, on the right bank
Type of turbine	Vertical Francis
Environmental impact	Few or No resettlements

(Source) Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

表 6.17 Kundabwika Falls プロジェクトの概要

Name of HP	Kundabwika Fall
<i>General information</i>	
Region, District	Luapula & Northern Province
Installed capacity (MW)	101
Catchment area (km ²)	12,602
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	148.8
Net head (m)	76.7
Plant factor (%)	60.3
Annual generation (GWh)	533 (with 6 m ³ release for the fall)
<i>Project framework</i>	
Current status	Implementation Agreement negotiation as of Dec 2008
Expected start month/year of construction	2016
Construction period	39 months
Total project cost (US\$)	211.42 million (2000 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	RCC Gravity dam
Dam height and crest length (m)	Maximum height 27.5m, and 211m crest length
Type and number of spillway gate	4 radial gates (12m x 14m)
Area of the reservoir (km ²)	12.6
Total storage capacity (m ³)	111.8 million
Effective storage capacity (m ³)	11.8 million
Type, size and length (m) of headrace	i) Fully concrete lined, 8 m wide invert side slopes of 3H to 1V ii) Longitudinal average slope of 0.11%, 1,550m length
Type, size and length(m) of penstock	5.5 m dia, surface steel
Type, size (m) of Power house	Surface 3.4km downstream of the fall, on the left bank
Type of turbine	Vertical Francis
Environmental impact	Estimated number of persons to be relocated is 60 persons.

(Source) Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

ix) Luapula River Mumbotua Falls Site CX / Mambilima Falls Site 2, Site 1 プロジェクト

Luapula川はルアプラ州 (Luapula Province) とコンゴ民主共和国 (DRC) の国境を流れる。ルアプラ州と北部州 (Northern Province) のザンビア国北部における水力開発に関する調査⁴⁶が2001年に実施された。その中でLuapula川の水力開発の可能性が評価され、Mumbotuta FallsのSite CX地点とMambilima FallsのSite2, Site1 地点において開発可能性があると結論付けている。

国境河川である Luapula 川に開発においては、コンゴ民主共和国との間で開発に関するルール等が存在せず、Zambezi 川における ZRA のような機関も存在しない。そのため、Luapula 川開発あるいは水利権等を調整するために、両国間での協議およびルール作りが必要になると考えられる。

⁴⁶ Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

表 6.18 Mumbotuta Falls Site CX プロジェクトの概要

Name of HP	Mumbotuta Fall Site CX
<i>General information</i>	
Region, District	Luapula Province
Installed capacity (MW)	301
Catchment area (km ²)	115,400
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	520
Net head (m)	65.4
Plant factor (%)	55.0
Annual generation (GWh)	1,449
<i>Project framework</i>	
Construction period	49 months
Total project cost (US\$)	482.91 million (2000 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete Facing Rock Fill Dam (CFRD)
Dam height and crest length (m)	Maximum height 75.5m, and 600m crest length
Type and number of spillway gate	Free Overflow, 400m – long
Type, size (m) of Power house	Surface Right bank downstream of the dam
Type of turbine	Vertical Francis

(Source) Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

表 6.19 Mambilima Falls Site II プロジェクトの概要

Name of HP	Mambilima Fall Site II
<i>General information</i>	
Region, District	Luapula Province
Installed capacity (MW)	202
Catchment area (km ²)	155,527
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	701.1
Net head (m)	32.6
Plant factor (%)	56.7
Annual generation (GWh)	1,003
<i>Project framework</i>	
Construction period	56 months
Total project cost (US\$)	637.88 million (2000 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete Facing Rock Fill Dam (CFRD)
Dam height and crest length (m)	Maximum height 49.0m, and 3,400m crest length
Type and number of spillway gate	Free Overflow, 150m – long
Type, size (m) of Power house	Surface Right bank downstream of the dam
Type of turbine	Vertical Kaplan

(Source) Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

表 6.20 Mambilima Falls Site I プロジェクトの概要

Name of HP	Mambilima Fall Site I
<i>General information</i>	
Region, District	Luapula Province
Installed capacity (MW)	124
Catchment area (km ²)	155,527
Maximum Generation Discharge (m ³ /s)	704.0
Net head (m)	19.9
Plant factor (%)	56.1
Annual generation (GWh)	609
<i>Project framework</i>	
Construction period	48 months
Total project cost (US\$)	460.06 million (2000 price level)
<i>Technical information</i>	
Dam type	Concrete Facing Rock Fill Dam (CFRD)
Dam height and crest length (m)	Maximum height 34.0m, and 1,600m crest length
Type and number of spillway gate	Free Overflow, 260m – long
Type, size (m) of Power house	Surface Right bank downstream of the dam
Type of turbine	Vertical Kaplan

(Source) Harza, Development of Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)

x) Batoka Gorge, Devil's Gorge, Mputa Gorge プロジェクト

これらのプロジェクトはZambezi川本流の開発プロジェクトであり、既設のVictoria Falls発電所の下流から、Batoka Gorge、Devil's Gorge、既設Kariba North(South)発電所、Mputa Gorge、そしてモザンビークのCahora Bassa発電所へ続く。これら3地点はいずれもジンバブエとの国境に位置し、ザンビア国、ジンバブエ両国の共同開発となる。開発権は基本的にZRAが有しており、ZRAにてF/S調査や開発に必要な準備が行われる。1993年にBatoka Gorgeプロジェクトに関する調査⁴⁷は行われているが、この調査以降、具体的な進捗は見られない。同じようにDevil's GorgeとMputa Gorgeプロジェクトは、具体的な調査は実施されておらず、詳細な情報はない。

最上流のBatoka Gorgeプロジェクトは、ジンバブエ国と共同開発となることに加え、上流に世界遺産に登録されているVictoria Fallsおよび灌漑等多くのステークホルダーが存在する。ザンビア国有数の観光スポットでもあり観光業種のステークホルダーとの調整も不可欠である。現在の計画では、満水位は762 mであり、満水位における貯水池上流端は、1/250,000地形図における概算で、Victoria Fallsの下流30 km付近となる。

⁴⁷ ZRA, Batoka Gorge Hydro Electric Scheme Feasibility Report (1993)

表 6.21 Batoka Gorge, Devil's Gorge, Mpata Gorge プロジェクトの概要

Name of the HP	Batoka Gorge	Devil's Gorge	Mpata Gorge
<i>General Information</i>			
Region, Disistrict	Kazungula	Kazungula	Luangwa
Installed capacity	1,600 MW (800 MW)	1,000 MW(500 MW)	1,085 MW(543 MW)
Catchment area (km ²)	508,000	-	-
Rated net head (m)	166.55	-	-
Plant factor (%)	62.4	40.0	79.6
Annual generation (GWh)*	8,745	5,604	7,570
<i>Project framework</i>			
Construction period	7 years	-	-
Total project cost (million US\$)	1,681 (1993 price level)	1,072 (1993 price level)	1,516 (1993 price level)
<i>Technical information</i>			
Dam type	RCC Gravity Arch	Double Curvature Concrete Arch	Double Curvature Concrete Arch abutting onto a concrete gravity wing on the right bank
Dam height & crest length (m)	Maximum height 181 m	Maximum height 181 m, and 695 m crest length	Maximum height 78 m, and 480 m crest length
Area of the reservoir (km ²)	25.6	780	1,230
Type of power house	Underground	Underground	Surface
Type of turbine	Francis	Francis	Francis

(Source): ZRA, Batoka Gorge hydro electric scheme feasibility report (1993)

ZRA Home page

(3) その他の電源開発状況

水力以外の電源としては、2030年までに実現可能なものとして、火力電源、再生可能エネルギー電源等が挙げられる。ここでは、マスタープランという性質上、30 MW以下の小規模電源については検討対象外とするため、第3章で言及したように現在のところMaamba炭鉱の石炭を利用した火力発電が水力以外の唯一の電源プロジェクトとなる。

Maambaプロジェクトについては、MCLの親会社であるZCCM-IHが炭鉱生産能力の回復と山元火力発電所の開発を含めたプロジェクトへの共同参画について海外投資家と契約交渉を行っているところであるが、新聞報道等によれば、シンガポールのNava Bharat社が交渉相手とされており、山元発電所の規模は350 MWとされている。しかしながら、ZCCM-IHからは現在交渉中のため一切極秘扱いとのことで本件に関する回答は得られなかった。

6.2 周辺国の電源開発状況

周辺国の電源開発状況として、世界銀行が進めている「SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study」ドラフトレポート(2008年5月版)の記載事項を表6.22および表6.23に取りまとめた。なお、ナミビア(NamPower)、タンザニア(TANESCO)については、第2次現地調査で実施した近隣国での聞き取り調査結果を反映している。今後、ザンビア国を除いて新たに61,642 MW(2007年度末SAPP全体の可能発電容量: 47,654

MW) の発電容量が追加される計画となっている。この追加される発電容量の内、約 75% が南アフリカでの開発計画となっている。

表 6.22 周辺国の電源開発計画 (1)

(BPC, EdM, ESCOM, ESKOM, LEC, NamPower, SNEL)

Utility	Project name	Type	Capacity Added (MW)	Operating Year
BPC	Morupule B	Thermal	1,200	2012 - 2015
EdM	Mavuzi & Chicamba - Refurbishment	Hydro	35	2008 - 2009
	Mphanda Nkuwa	Hydro	1,300	2020
	Sub-Total		1,335	
ENE	Gas Turbine - Rehabilitation	Thermal	107	2008 - 2013
	TG-12.5	Thermal	13	2008
	ENE Diesels	Thermal	2	2008
	Benguela	Thermal	83	2008
	Capanda 2	Hydro	260	2008
	TG-20	Thermal	20	2008
	TG-40	Thermal	80	2009 - 2010
	TG-60	Thermal	60	2009
	Gove - Refurbishment	Hydro	60	2010
	Cambambe 2	Hydro	260	2013
	ENE Combined Cycle Plants	Thermal	1,200	2014 - 2023
	ENE Gas Turbine Plants	Thermal	300	2017 - 2025
	Sub-Total		2,445	
ESCOM	Tedzani 1 & 2 - Refurbishment	Hydro	40	2008
	Kaphichira 2	Hydro	64	2010
	Songwe	Hydro	340	2014 - 2016
	Sub-Total		444	
ESKOM	Camden DE-mothball	Thermal	190	2008
	Arnot Upgrade2	Thermal	200	2008 - 2011
	Grootvlei DE-mothball	Thermal	940	2008 - 2009
	Cape OCGT Phase2	Thermal	1,200	2008
	Komati De-mothball	Thermal	909	2008 - 2011
	DME OCGT	Thermal	1,050	2010
	Maedupi Coal	Thermal	4,230	2012 - 2015
	Braamhoek Pumped Storage	Hydro	1,332	2012 - 2013
	Bravo Coal	Thermal	4,800	2013 - 2016
	Generic Coal	Thermal	11,610	2014 - 2025
	Steelpoort Pumped Storage	Hydro	1,484	2015 - 2016
	Generic Pumped Storage	Hydro	2,968	2016 - 2024
	Generic Nuclear	Nuclear	18,702	2017 - 2025
	Hendrina Retirement	Thermal	-1,895	2022
	Arnot Retirement	Thermal	-2,280	2024
	Sub-Total		45,440	
LEC	Muela 2	Hydro	110	2012
	Oxbow	Hydro	80	2017
	Sub-Total		190	
NamPower	Van ECK Retirement	Thermal	-108	2011
	Luderitz	Wind	42	2011
	Ruacana 4th Unit	Hydro	92	2012
	Paratus Retirement	Thermal	-24	2012
	Kudu	Thermal	800	2013
	Baynes	Hydro	500	2016
	Walvis Bay	Thermal	400	-
	Sub-Total		1,702	
SNEL	Zongo - Refurbishment	Hydro	60	2008 - 2011
	Koni - Refurbishment	Hydro	42	2008
	Mwadingusha - Refurbishment	Hydro	36	2008 - 2010
	Sanga - Refurbishment	Hydro	8	2008 - 2011
	Nseke - Refurbishment	Hydro	62	2009
	Nzilo - Refurbishment	Hydro	27	2009
	Inga 2 - Refurbishment	Hydro	640	2010 - 2014
	Inga 1 - Refurbishment	Hydro	120	2012 - 2013
	Busaga	Hydro	240	2019 - 2022
	Zongo 2	Hydro	120	2021
	Nzilo 2	Hydro	120	2023
	Sub-Total		1,475	

Source: SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study (Draft Final Report (Interim), May 2008) and Interview by JICA study team

表 6.23 周辺国の電源開発計画 (2)

(TANESCO, ZESA)

Utility	Project name	Type	Capacity Added (MW)	Operating Year
TANESCO	Aggreko, Alstom, Dowans1,2 Retirement	Thermal	-183	2008
	Tegata	Thermal	41	2009
	Small Diesel, Ubungo Retirement	Thermal	-55	2009
	Kinyerezi1	Thermal	100	2009
	Kinyerezi2	Thermal	100	2010
	Kiwira1	Thermal	200	2010
	Kiwira2	Thermal	200	2012
	Ruhudji	Hydro	358	2014
	Wind	Wind	50	2015
	Rusumo Falls	Hydro	21	2015
	Kakono	Hydro	53	2017
	Mpanga	Hydro	144	2018
	Wind	Wind	50	2018
	Mchuchuma1	Thermal	200	2019
	Rumakali	Hydro	222	2021
	Masigira	Hydro	118	2022
	Songas1 Retirement	Thermal	-40	2023
	Mnazi Gas	Thermal	150	2023
	Songas2 Retirement	Thermal	-110	2024
	Mnazi Gas	Thermal	150	2024
	Mchuchuma2	Thermal	200	2024
	Songas3 Retirement	Thermal	-37	2025
	Stiegler's Gorge1	Hydro	300	2025
	Mchuchuma3	Thermal	200	2026
	Local Gas	Thermal	150	2027
	Stiegler's Gorge2	Hydro	600	2027
	Tegata IPTL, GT Retirement	Thermal	-141	2027
	Coastal GT CNG	Thermal	300	2028
	Stiegler's Gorge3	Hydro	300	2029
	Coastal CC LNG1	Thermal	174	2029
	Kenyerezi1 Retirement	Thermal	-100	2029
	Local Coal	Thermal	200	2030
Kenyerezi2 Retirement	Thermal	-100	2030	
Coastal CC LNG2	Thermal	174	2030	
	Sub-Total		3,989	
ZESA	Hwange - Refurbishment	Thermal	480	2008 - 2009
	Kariba South Extension	Hydro	300	2014
	Hwange Extension	Thermal	600	2015
	Lupane	Thermal	300	2015
	Gokwa North	Thermal	1,050	2015 - 2023
	Batoka Gorge	Hydro	800	2017
	Sub-Total		3,530	
	Total		61,642	

(Reference)

Utility	Project name	Type	Capacity Added (MW)	Operating Year
ZESCO	Kariba North Refurbishment	Hydro	210	2008 - 2009
	Kafue Gorge Upper Refurbishment	Hydro	150	2009
	Kariba North Extension	Hydro	360	2012
	Itezhi-Tezhi	Hydro	120	2013
	Kafue Gorge Lower	Hydro	750	2017
	Batoka Gorge	Hydro	800	2017
	Sub-Total		2,390	

Source: SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study (Draft Final Report (Interim), May 2008) and Interview by JICA study team

6.3 電源開発シナリオ

南部アフリカ電力プール（SAPP）を念頭におけば、本マスタープラン調査における電源開発シナリオとして、

- ① エネルギー・セキュリティの観点から、国内需要に対して国内電源のみで対応するもの（シナリオ1）
- ② 経済性や実現可能性の観点も含め、SAPPからの電力輸入（融通）を考慮し、国内の電力開発を遅らせるもの（シナリオ2）

の2つの開発シナリオが考えられる。②については、最も極端な場合、電力を輸入するための送電系統は必要となるものの電源開発を全く行わないというものになる。ザンビア国のほとんどの水力電源に対し、南アフリカ、ボツワナ等の石炭火力電源は一般的には経済的に優位となると考えられるが、エネルギー・セキュリティの観点はもとより、現状SAPP全体として需給が逼迫している状況にありSAPP加盟者の電源開発計画が予定どおり進む保証はないこと、また、価格透明性を有するマーケットが存在しておらず相対契約による価格設定の場合必ずしもザンビア国に有利となるとは限らないこと等、電力マスタープランとして過度に電力輸入に期待することはリスクが高く、取り返しのつかない事態を招く恐れがある。

もちろん、電力系統の広域連系は、信頼度向上による電源開発量の削減（投資コストの削減）、維持管理コストの削減、経済的運用による燃料費削減等のメリットがあり、信頼できる融通計画があればそれを反映するに越したことはない。国際連系線については既に計画があることから、本調査においては送電系統計画においてこれにも対応した国内送電計画を考慮することとし、電源開発シナリオとしては自国の電力需要に対して国内電源で対応するシナリオ1を基本として考えることとした。この場合、将来、価格交渉も含め融通計画が明らかとなった場合には電源開発計画を見直すことにより対応は十分可能である。

また、①案（シナリオ1）については

- 1) 一次エネルギー・ベースでの自給
- 2) 電力ベースでの自給

の2つのシナリオ、すなわち、発電用エネルギー資源としてザンビア国の国産資源である水力及び国産石炭のみを考慮するシナリオと、南アフリカ、ジンバブエ、モザンビーク等の近隣国から石炭を輸入するシナリオが考えられる。例えば、日本の場合は、島国であるという地理的な要因もあり電力自給率については100%であるが、一次エネルギー全体としての自給率は4%程度（原子力を考慮しても19%程度）に留まっている。

エネルギー・セキュリティの観点からは、一次エネルギー・ベースでの自給を考えた場合、他国に依存しなくてよいというメリットはあるものの、一方、新規開発分を含めてザンビア国の電源構成はほとんどが水力電源となるため、過去の実績に照らしても渇水年・期の供給力確保という点で供給信頼性は劣る。電力ベースでの自給を考える場合、周辺産炭国からの石炭輸入が有力な選択肢となる。先に述べたように一般的には発電コスト面で石炭火力は水力よりも有利であることに加え、初期投資額が小さいため民間投資を誘致しやすい。また、電源多様化を図り、渇水等の自然条件に左右されにくい電源確保という点

でもメリットがある。

このように、ザンビア国の一次エネルギーの賦存・開発状況を踏まえると電力自給を考える場合でも一次エネルギーの自給を志向する場合と一次エネルギーの輸入を考慮する場合でそれぞれ一長一短があることから、両方のシナリオについて電力開発計画を策定することとした。

6.4 電源開発計画

6.4.1 考慮した電源開発プロジェクト

(1) 水力開発プロジェクト

第 6.1.2 項で述べた電源開発状況を踏まえ、電源開発計画に考慮した水力開発プロジェクトについてその諸元等を表 6.24 に示す。

表 6.24 水力開発プロジェクト一覧 (2009年3月現在)

River	Province	Project	Capacity (MW)	Developer	Status of Progress	Project Cost (Million US\$)	Environmental & Social consideration
Zambezi	Southern	Kariba North Extension	360	ZESCO	Construction	318.65 (2005 price)	No significant impacts (Using existing dam and reservoir. Additional installation of water intake gate.)
	Lusaka	Mpata Gorge	543 (1,085)	ZRA	n/a	758.00 (1993 price)	Coordination with Zimbabwe Impacts on ecosystem (located within Luano GMA and adjacent to Lower Zambezi NP)
	Southern	Devil's Gorge	500 (1,000)	ZRA	n/a	536.00 (1993 price)	Coordination with Zimbabwe. Certain impacts on river ecosystem
	Southern	Batoka Gorge	800 (1,600)	ZRA	Pre-FS completed (1993)	855.80 (1993 price)	Coordination with Zimbabwe Certain impacts on river ecosystem
Kafue	Southern	Itezhi Tezhi	120	ZESCO /TATA	FS completed (2007) D/D ongoing	164.95 (2007 price)	Impacts on ecosystem (Using existing dam and reservoir, but located within Namwala GMA, adjacent to Kafue NP, and upstream of Kafue flats Ramsar site). No resettlement anticipated
	Lusaka	Kafue Gorge Lower	750	N.Y.	Under preparation of FS by IFC	738.35 (2005 price)	No resettlement anticipated Impacts on ecosystem (located within Chiawa GMA)
Luapula	Luapula	Mumbotuta Fall - Site CX	301	N.Y.	Pre-FS completed (2001)	482.91 (2000 price)	Coordination with DRC Impacts on ecosystem (located within Mansa GMA)
	Luapula	Mambilima Fall - Site II - Site I	202 124	N.Y.	Pre-FS completed (2001)	637.88 460.06 (2000 price)	Coordination with DRC Certain impacts on river ecosystem
Kalungwisi	Luapula & Northern	Kabwelume Falls Kundabwika Falls	62 101	Lunzua Power Authority	Pre-FS completed (2001) I/A under negotiation	126.89 211.42 (2000 price)	Impacts on ecosystem (located within /adjacent to Lusenga Plains NP, and upstream of Lake Mweru wa Ntipa Ramsar site)
Others	Central	Lusiwasi Expansion	50	ZESCO	FS ongoing	80.05 (1997 price)	Impacts on ecosystem (located adjacent to South Luangwa NP) No or little resettlement anticipated
	Northern	Mutinondo	40	Power Min	I/A under negotiation	67.00 (2008 price)	Impacts on ecosystem (located adjacent to South Luangwa NP, North Luangwa NP and Munyamadzi GMA)
	Northern	Luchenene	30	Power Min	I/A under negotiation	65.00 (2008 price)	No or little resettlement anticipated
	Central	Lunsemfwa	55	Lunsemfwa	Under preparation of FS	138.00 (2008 price)	Impacts on ecosystem (located adjacent to / within Luano GMA)
	Central	Mkushi	65	Lunsemfwa	Under preparation of FS	163.00 (2008 price)	No or little resettlement anticipated
	North Western	Kabompo	34	CEC/TATA	Under preparation of FS	65.90 (2000 price)	Impacts on ecosystem (located adjacent to Masele-Matebo NP)
Total			4,137				

(2) その他の電源開発プロジェクト

i) 国内炭火力 (Maamba 山元火力)

Maamba火力発電所の出力については、表 6.3 に示したZESCOの電源開発計画では 500 MW、また今年に入ってから報道⁴⁸によれば 350 MWという数値も見られる。

一方、Maamba炭鉱の生産能力は最大で年間 100 万トンであり、国内産業需要として 20 万トン程度見込まれることから、発電利用可能な石炭供給量は年間 70～80 万トン程度ということになる。また、表 3.17 に示した石炭の品質分析結果からはMaamba炭は揮発分の少ない瀝青炭～亜瀝青炭に属し、一般に高い熱効率が期待できる微分炭 (PC⁴⁹) ボイラーではなく、熱効率の低いストーカー焚きボイラーで燃焼される性状のものである。発電所熱効率と石炭年間供給量の関係は表 6.25 に示す通りであるが、保守的に熱効率を 30%、年間供給量を 70 万トン、設備利用率を 86.5% (年間 320 日稼働) と仮定すると発電所出力は 200 MWe弱となる。したがって、本調査の電源開発計画においては国内炭石炭火力発電所の規模としては 200 MW級を想定した。

表 6.25 石炭供給量と発電所出力

Thermal efficiency	Annual coal supply (metric ton/ year)		
	700,000	750,000	800,000
30 %	196 MWe	210 MWe	224 MWe
35 %	229 MWe	245 MWe	262 MWe
40 %	262 MWe	280 MWe	299 MWe

(Source) Study Team

ii) 輸入炭火力

ザンビア国において石炭輸入の計画はなく、NEP等の政策文書においても言及されていない。しかしながら、上述のように国内炭については生産能力が回復されたとしても生産量は年間 100 万トン程度であり、200 MWクラスの発電設備しか稼働できない。本調査が対象とする 2030 年までに必要な追加供給力は予備力も含めて 4,000 MW程度であることを念頭におけば、渇水対策⁵⁰として 15%程度の石炭火力設備をもつことにより、水力電源のみの場合に比べて余剰予備力を小さくすることができる。2030 年断面の供給力は既設分も含めて 6,000 MW程度であり、1,000 MW程度の石炭火力の導入が望ましい。この場合、必要な石炭供給量は表 6.25 の算定結果から年間 260～360 万トン程度となるが、現時点では国内炭の生産能力は不足しており、輸入炭火力についても検討対象とすることとした。また、水力電源に比較した場合の石炭火力の利点として、①初期投資額が小さく済み、天候リスクもないため民間投資を招聘しやすい、②建設工期が短く当面の需給ギャップ解消に有利である、③地理的条件の制約を受けにくく需要地の近くに建設しやすい、ことも挙げられる。

当然のことながら、将来、国内炭供給力の増強が図られた場合には単純にいくつかの輸入炭火力プロジェクトを国内炭火力プロジェクトに置き換えればよい。

⁴⁸ 例えば、<http://www.domain-b.com>, January 10, 2009

⁴⁹ Pulverized Coal

⁵⁰ 過去 30 年の統計によれば渇水年には発電電力量が 16%程度低下している。

6.4.2 発電原価の算出

(1) プロジェクト費用の再評価

電源開発プロジェクトの経済性を評価するに先立ち、プロジェクト費用の再評価を実施した。プロジェクト費用の原典は各プロジェクトのFS等の報告書であるが、資金調達費用等が含まれているものとそうでないものがある等積算項目がまちまちであり、また、積算年次が異なるため、各プロジェクトの経済性について横並びで評価するために、プロジェクト費用を極力同一の項目で再整理した。

まず、プロジェクト費用の項目として建設費のみを考え、土木工事費 (civil works)、電気・機械工事費 (electro mechanical works)、予備費 (contingency)、設計・管理費 (engineering & administration) を抽出し、表 6.26 のようにとりまとめた。

表 6.26 純工事費の想定

No.	Project	Price level at the study conducted time							Price Level (year)	Ref.
		Civil Work (A)	Electoro Mechanical Work (B)	Contingency (C)	C/(A+B) (%)	Engineering & Administration (D)	D/(A+B+C) (%)	Net Construction Cost (million US\$) (E)		
1	Kariba North Expansion	94.4	87.9	23.0	12.6%	48.8	23.8%	254.1	2005	[1]
2	Itezhi Tezhi	63.9	41.4	13.7	13.0%	17.0	14.3%	136.0	2007	[2]
3	Kafue Gorge Lower	507.0	533.0	109.7	10.6%	230.0	20.0%	1,379.7	2008	[3]
4	Lusiwasi Expansion	37.7	31.8	4.7	6.7%	5.9	8.0%	80.0	1997	[4]
5	Batoka Gorge	606.0	449.5	118.4	11.2%	98.7	8.4%	1,272.7	1993	[5]
6	Devil's Gorge	374.8	278.0	73.2	11.2%	61.1	8.4%	787.0	1993	[5]
7	Mpata Gorge	506.2	375.4	98.9	11.2%	82.5	8.4%	1,063.0	1993	[5]
8	Mumbotuta Fall, CiteCX	164.2	47.1	43.6	20.6%	26.8	10.5%	281.6	2000	[6]
9	Mambilia Fall site2	244.0	43.7	60.9	21.2%	34.9	10.0%	383.3	2000	[6]
10	Mambilia Fall site1	165.1	39.9	42.3	20.6%	24.7	10.0%	272.0	2000	[6]
11	Kabompo Gorge	30.8	23.3	5.7	10.5%	6.0	10.1%	65.9	2000	[7]
12	Kalungwishi Kabwelume Falls	43.8	16.9	10.9	18.0%	7.2	10.0%	78.8	2000	[6]
13	Kalungwishi Kundabwika Falls	74.1	27.4	16.8	16.5%	11.8	10.0%	130.1	2000	[6]
14	Mutinondo	30.0	24.5	5.6	10.3%	6.1	10.1%	66.2	2008	[8]
15	Luchenene	31.0	21.7	5.7	10.8%	5.9	10.1%	64.3	2008	[8]
16	Lunsemfwa	106.0	83.0	19.0	10.1%	21.0	10.1%	229.0	2009	[9]
17	Mkushi	60.0	38.0	10.0	10.2%	11.0	10.2%	119.0	2009	[9]

- [1] ZESCO, Kariba North Bank Power Station Extension Final Feasibility Study Report (2005)
- [2] ITPC, Feasibility Study Report for Itezhi Tezhi Hydro Electric Project (2x60MW) (2007)
- [3] Interim Summary Report, Kafue Gorge Lower Hydroelectric Power Project (2009)
- [4] ZESCO, Small hydropower stations, Rehabilitation and Upgrading Study Final Report (1997)
- [5] ZRA, Batoka Gorge Hydropower Scheme-Feasibility Study Final report (1993)
- [6] ZESCO, Feasibility Study of the Development Hydroelectric Power in the Luapula and Northern Areas of Zambia (2001)
- [7] Hearing from the developer, TATA Zambia limited
- [8] Hearing from the developer, PowerMin
- [9] Hearing from the developer, Lunsemfwa Company

次に、現在 (2009 年) におけるプロジェクト費用への換算を行った。土木工事費については年 4.5% のエスカレーションを考慮し、電気・機械工事費はプラントコストインデックス (PCI) を用いて最新情報である 2008 年価格を算出し、この値を 2009 年価格とした (表 6.27)。予備費、設計・管理費は表 6.26 に示すそれぞれの比率にて算出した。このように求めた純工事費に建中利子を足したものを 2009 年断面のプロジェクト費用とした。なお、建中利子は割引率 10% の値を用いた。

表 6.27 プロジェクトコストの想定 (2009 年断面)

No.	Project	Price Level (year)	Plant Cost Index at price level year	Plant Cost Index ratio (2008/price level year)	Price level at 2009					Construction period (year)	Interest during construction (%)	Construction cost (million US\$)
					Civil Work (A)	Electro Mechanical Work (B)	Contingency (C)	Engineering & Administration (D)	Net Construction Cost (million US\$) (E)			
1	Kariba North Expansion	2005	128.7	1.18	112.6	104.0	27.3	58.0	302.0	4.0	18.53	357.9
2	Itezhi Tezhi	2007	153.7	0.99	69.8	41.0	14.4	17.9	143.1	4.0	18.53	169.6
3	Kafue Gorge Lower	2008	152.4	1.00	529.9	533.0	112.1	235.0	1,410.0	5.0	23.78	1,745.3
4	Lusiwasi Expansion	1997	118.9	1.28	63.9	40.7	7.0	8.9	120.6	2.5	11.13	134.0
5	Batoka Gorge	1993	120.4	1.27	1,225.6	569.0	201.3	167.9	2,163.7	7.0	35.14	2,924.1
6	Devil's Gorge	1993	120.4	1.27	757.9	351.8	124.5	103.8	1,338.0	7.0	35.14	1,808.2
7	Mpata Gorge	1993	120.4	1.27	1,023.7	475.2	168.1	140.2	1,807.3	7.0	35.14	2,442.4
8	Mumbotuta Fall, CiteCX	2000	100.0	1.52	244.0	71.7	65.2	40.0	420.9	4.5	21.12	509.8
9	Mambilia Fall site2	2000	100.0	1.52	362.6	66.5	90.8	52.0	571.9	5.0	23.78	707.8
10	Mambilia Fall site1	2000	100.0	1.52	245.3	60.8	63.2	36.9	406.2	4.0	18.53	481.5
11	Kabompo Gorge	2000	100.0	1.52	45.8	35.5	8.6	9.1	99.0	3.5	16.00	114.9
12	Kalungwishi Kabwelume Falls	2000	100.0	1.52	65.1	25.8	16.3	10.7	117.9	4.0	18.53	139.7
13	Kalungwishi Kundabwika Falls	2000	100.0	1.52	110.2	41.7	25.1	17.7	194.7	3.5	16.00	225.8
14	Mutinondo	2008	152.4	1.00	31.4	24.5	5.7	6.2	67.8	3.0	13.53	77.0
15	Luchenene	2008	152.4	1.00	32.4	21.7	5.9	6.0	66.0	3.0	13.53	74.9
16	Lunsemfwa	2009	-	1.00	106.0	83.0	19.0	21.0	229.0	4.0	18.53	271.4
17	Mkushi	2009	-	1.00	60.0	38.0	10.0	11.0	119.0	4.0	18.53	141.1

Escalation	4.5%										
Interest during construction is the value at the 10% discount rate.											
Plant Cost Index: Japan Machinery Center for Trade and Investment, JMC, 2008 PCI / LF (Plant cost index / Location factor)											

(2) 発電原価の算出

表 6.27 に示したプロジェクト費用に基づき、各プロジェクトの建設単価及び発電原価を算出した。発電原価算出にあたっての前提条件は表 6.28 に示すとおりである。

表 6.28 発電原価算出にあたっての前提条件

Item	Unit	Hydro	Coal Thermal
Annual hours	hrs	8,765.8	
Development cost	US\$/kW	each project cost	1,200
Discount rate	%	10%	
Life Time	Years	50	30
Capital Recovery Factor	--	0.1009	0.1061
Fixed O&M cost	US\$/MW-Yr	1%	8,040
Variable O&M cost	US¢/kWh		0.142
Heat rate	kcal/kWh	--	2,473
[Fuel: Coal]			
Price	US\$/ton	--	70
	US¢/Gcal	--	1,167
Heat content	Kcal/kg	--	6,000
	GJ/ton	--	25.01

表 6.29 に建設単価及び発電原価の算定結果を示すとともに、図 6.4 に出力規模と発電原価の関係を示す。また、図 6.5 に設備利用率と発電原価の関係を示す。

表 6.29 電源開発プロジェクトの建設単価と発電原価

	Project	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Capacity Factor (%)	Project Cost (million \$)	Unit capital cost (\$/kW)	Levelized capital cost (¢/kWh)	O&M cost (¢/kWh)		Fule cost (¢/kWh)	Unit generation cost (¢/kWh)
								Fixed	Variable		
1	Kariba North Extension	360	380	12.0%	358	994	9.50	0.94		--	10.44
2	Itezhi Tezhi	120	611	58.1%	170	1,417	2.81	0.28		--	3.08
3	Lusiwasi Extension	80	200	28.6%	134	1,675	6.74	0.67		--	7.41
4	Mutinondo	40	188	53.6%	77	1,925	4.13	0.41		--	4.54
5	Luchenene	30	139	52.9%	75	2,500	5.44	0.54		--	5.98
6	Lunsemfwa	55	462	95.8%	271	4,927	5.92	0.59		--	6.50
7	Mkushi	65	223	39.1%	141	2,169	6.38	0.63		--	7.01
8	Kabompo Gorge	34	176	59.1%	115	3,382	6.59	0.65		--	7.24
9	Kabwelume Falls	62	324	59.6%	140	2,258	4.36	0.43		--	4.79
10	Kundabwika Falls	101	533	60.2%	226	2,238	4.28	0.42		--	4.70
11	Kafue Gorge Lower	750	2,400	36.5%	1,745	2,327	7.33	0.73		--	8.06
12	Mambilima Falls SiteI	124	609	56.0%	481	3,879	7.97	0.79		--	8.76
13	Mambilima Falls SiteII	202	1,003	56.6%	708	3,505	7.12	0.71		--	7.83
14	Mumbotuta Falls	301	1,449	54.9%	510	1,694	3.55	0.35		--	3.90
15	Batoka Gorge	800	4,372	62.3%	1,462	1,828	3.37	0.33		--	3.71
16	Devil's Gorge	500	2,802	63.9%	904	1,808	3.25	0.32		--	3.58
17	Mpata Gorge	543	3,785	79.5%	1,221	2,249	3.25	0.32		--	3.58
Total Hydro		4,167	19,656	53.8%	8,738	2,097	4.484	0.445		--	4.928
	Coal Thermal Power	200	1,459	83.2%	240	1,200	1.74	0.110	0.142	2.885	4.88

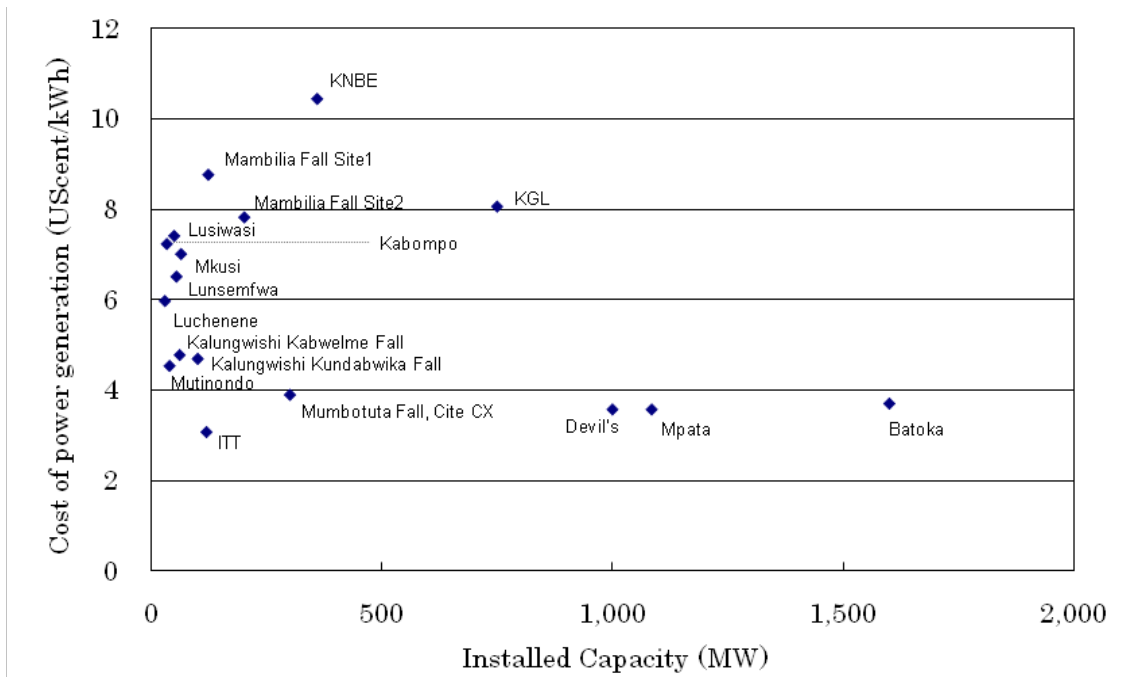


図 6.4 出力規模と発電原価

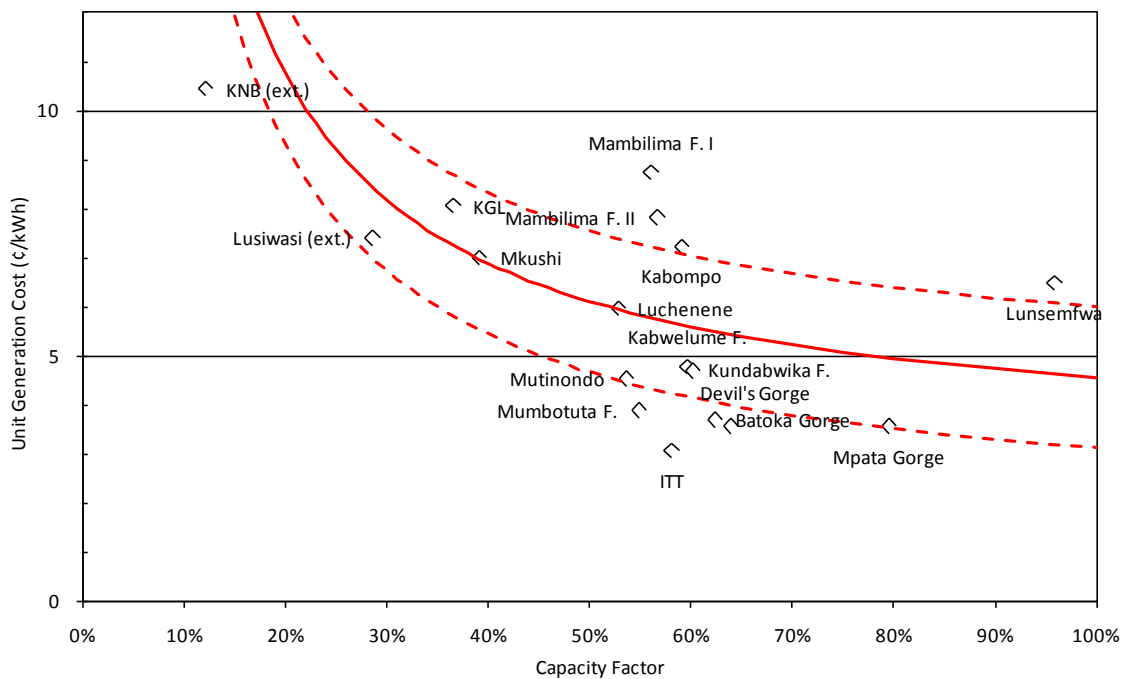


図 6.5 設備利用率と発電原価

表 6.29 に示すとおり、17 プロジェクトの平均建設単価は US\$2,097/kW であり、平均発電原価は US¢4.928/kWh と石炭火力とほぼ同等の値となった。既に貯水池が存在しており、発電所設置のみとなる Itezhi Tezhi プロジェクト、規模が大きいうえ設備利用率の高い Zambezi 川の 3 プロジェクト (Batoka Gorge、Devil's Gorge 及び Mpata Gorge) は発電原価が

低く、一方、ピーク対応電源となる Kariba North Bank 拡張プロジェクト、Kafue Gorge Lower プロジェクトの発電原価は高い。

ここで注意すべきは全体の発電電力量の約半分を占める Zambezi 川の 3 プロジェクトは積算基準年次が 1993 年と古いうえ、Devil's Gorge と Mpata Gorge については詳細な検討が行われていないことから、これらのプロジェクト費用の見直し如何によって平均発電原価は上昇しうる。このことは将来の電力料金の設定にも影響を与えることから、F/S 調査等の実施により設備計画を具体化し、プロジェクト費用の精緻な見積もりを行うことが望まれる。

(3) 石炭火力発電原価の感度分析

Maamba石炭火力についてはF/S調査等もこれからという状況にあり、計画はほとんど明らかになっていない。また、輸入炭火力については、プラント建設に加え、燃料輸送に係る設備投資についても考慮する必要がある。国際的にも石炭火力の発電単価はUS¢5/kWh程度⁵¹というのが一般的であり、ここからの大きな乖離は想定しにくい、現時点では不確定要因も多いことから、念のためプラント価格及び石炭価格について感度分析を行い、石炭火力の発電原価の変動幅について押さえておくことにする。なお、石炭輸送設備投資については石炭価格に含めて考慮すればよい。

プラント建設単価を US\$1,200/kW 及び US\$1,500/kW、燃料価格を US\$35, 70, 105/ton の計 6 通りの発電原価を算定すると表 6.30 に示すように変動幅は US¢3.44~6.76/kWh となる。表 6.29 に示した水力開発プロジェクトの費用と比較すると、水力開発プロジェクト費用については精査が必要なことを踏まえても、遜色ない水準にあり、また、渇水に備えた電源多様化という観点からの付加価値を考えれば十分計画に組み入れるに値するものと言ってよい。

表 6.30 石炭火力発電単価の感度分析

Fuel price (US\$/ton)	Unit capital cost (US\$/kW)	Levelized capital cost (US¢/kWh)	O&M cost (US¢/kWh)		Fuel cost (US¢/kWh)	Total (US¢/kWh)
			Fixed	Variable		
35	1,200	1.745	0.110	0.142	1.443	3.44
	1,500	2.181				3.88
70	1,200	1.745			2.885	4.88
	1,500	2.181				5.32
105	1,200	1.745			4.328	6.33
	1,500	2.181				6.76

(Source) 調査団作成

6.4.3 水力開発プロジェクトマトリクス

表 6.24 に示した水力開発プロジェクトについて、経済性、準備・進捗状況、環境社会配慮面及び系統上の必要性から評価を行い、表 6.31 のとおり水力プロジェクトマトリクスを作成した。経済性については、発電原価を指標としたが、設備利用率の低いピーク対応電

⁵¹ 南アフリカや米国のように発電用燃料価格が優遇されている場合を除く。

源をベース電源と単純に比較することは公平さを欠くと考えられるため、図 6.5 に示したように同一の設備利用率で稼働する石炭火力発電所の発電原価（図中赤線）と比較し、有利、同程度、不利の 3 段階で評価した。準備・進捗状況については、現在のところほとんどのプロジェクトが F/S 調査すら行われていない机上検討あるいは概念設計レベルに留まっており、また、スポンサーについても未定であることから、F/S 調査が実施されているもの、また、スポンサーが決まっているものを高評価とした。環境社会配慮面での評価については F/S 調査が行われていないために環境社会配慮面での影響が顕在化していないものが多く、これらは低評価とした。系統上の必要性については、電力需給が逼迫する中、いずれのプロジェクトについても必要性は高いものの、とりわけ既存電源の少ない北部に位置するプロジェクトについて優先度が高いものとした。

これらの項目について評価を行い、17 のプロジェクトに開発優先順位を付し、電源開発計画を策定した。しかしながら、ほとんどのプロジェクトについて F/S 調査が実施されていない状況にあり、その結果如何によって開発優先順位は大きく変わりうる。例えば、現在 IFC の支援により F/S 調査が行われている Kafue Gorge Lower プロジェクトについては、現在の F/S 調査が実施される以前にはプロジェクト費用は現在の評価の約半分の 800 百万ドル程度と見積もられており、この程度の評価の変更は起こりうることを注記しておく。

表 6.31 水力開発プロジェクトマトリクス

	Project	Type	Developer	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Stage	Unit gen.cost (¢/kWh)	Implementation	Social & environ. Consideration	Site location (system requirement)	Rank	
1	Kariba North (ext)	RES	ZESCO	360	380	Construction	10.44 ○	○	○	○	1	
2	Itezhi Tezhi	RES	ZESCO/TATA	120	611	DD	3.08 ○	○	○	△	2	
3	Lusiwasi (ext)	ROR	ZESCO	10	40	FS	7.41 △	△	△	○	3	
				40	160							
4	Kafue Gorge Lower	RES	n/a	750	2,400	Pre FS/ concept	8.06 △	△	△	△	10	
5	Mutinondo	ROR	Power Min	40	188		4.54 △	△	△	△	○	4
6	Luchenene	ROR	Power Min	30	139		5.97 △	△	△	△	○	5
7	Kabwelume Falls	RES	LPA	62	324		4.78 ○	△	×	×	○	7
8	Kumdabwika Falls	RES	LPA	101	533		4.70 ○	△	×	×	○	6
9	Kabompo Gorge	RES	CEC/TATA	34	176		7.23 ×	△	×	×	○	11
10	Mambilima Falls I	RES	n/a	124	609		8.76 ×	×	×	×	○	17
11	Mumbotuta Falls	RES	n/a	301	1,449		3.90 ○	×	×	×	○	13
12	Mambilima Falls II	RES	n/a	202	1,003		7.82 ×	×	×	×	○	15
13	Batoka Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	800	4,373		3.71 ○	△	×	×	△	16
14	Lunsemfwa	RES	LHPC	55	462		6.51 ×	△	×	×	○	8
15	Mkushi	RES	LHPC	65	223		7.01 △	△	×	×	○	9
16	Devil's Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	500	2,802		n/a	3.58 ○	×	△	△	12
17	Mpata Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	543	3,785			3.58 ○	×	△	△	14
Total				4,137	19,657			4.928				

(Legend) ○: Good, △: Fair, ×: Poor or No information

6.4.4 目標供給信頼度

電源開発計画において目標とする供給信頼度として、供給予備率（Reserve Margin）や LOLP（Loss of Load Probability：電力供給不足確率）が一般に用いられる。

ここでは計画策定の目標信頼度として供給予備率をとることにし、それぞれ

- ① 水力出水変動： 16% （至近 30 年間の統計に基づく）
- ② 発電所計画保守： 13% （年間 45 日）
- ③ 設備出力減： 5%
- ④ 設備故障： 5%
- ⑤ その他必要予備力： 11%

のマージンを考慮し、総設備容量に対して合計 50%⁵²の供給予備率を確保することとした。

表 6.32 目標供給信頼度

Items	Targets	Remarks
Target demand	Base case	
Reserve margin	50% for installed capacity	For Maintenance work, drought reserve
Drought reserve	20% margin in energy balance	Statistically 16% less generation in drought years

なお、ここで定めた供給予備力は国際電力融通を考慮することにより小さくすることが可能である。しかしながら、現時点では具体的な融通計画が明らかでなく、また、SAPP 全体としての供給予備率が 8%程度しかないことから保守的な目標設定とした。

6.4.5 電源開発計画

(1) 一次エネルギーベース自給シナリオ（シナリオ 1-1）

一次エネルギーベースで自給を考える場合、水力以外の電源は Maamba 山元火力発電所（200 MW）のみであり、表 6.32 に示した供給信頼度を確保するためには表 6.31 に示した 17 の水力プロジェクト全てを実施する必要がある。すなわち、電源開発計画は表 6.33 に示すようになる。

⁵² Reserve Margin の定義は国によってまちまちであるが、分母を総設備容量として場合、多くの開発途上国では 30~40%程度を目標信頼度としている。ザンビア国では水力比率が高く出水変動の影響が大きいことからやや高めめの値を設定した。

表 6.33 電源開発計画（シナリオ 1-1）

	Project	Province	Type	Developer	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project cost (m US\$)
2013	Kariba North (ext)	Southern	RES	ZESCO	360	380	358
	Itezhi Tezhi	Southern	RES	ZESCO/TATA	120	611	170
2014	Lusiwasi (ext)	Central	ROR	ZESCO	10	40	134
		Central	ROR	ZESCO	40	160	
	Maamba coal	Southern	Thermal	Nava Bharat	200	1,459	240
2015	Mutinondo	Northern	ROR	Power Min	40	188	77
	Luchenene	Northern	ROR	Power Min	30	139	75
2016	Kabwelume Falls	Luapula & Northern	RES	LPA	62	324	140
	Kumdabwika Falls		RES	LPA	101	533	226
	Lunsemfwa	Central	RES	LHPC	55	462	271
	Mkushi	Central	RES	LHPC	65	223	141
2017	Kafue Gorge Lower	Lusaka	RES	n/a	750	2,400	1,745
2018	Kabompo Gorge	North Western	RES	CEC/TATA	34	176	115
2019	Devil's Gorge	Southern	RES	ZMB-ZWE gvt	500	2,802	1,808
2021	Mumbotuta Falls	Luapula	RES	n/a	301	1,449	510
2023	Mpata Gorge	Lusaka	RES	ZMB-ZWE gvt	543	3,785	2,442
2025	Mambilima Falls (site II)	Luapula	RES	n/a	202	1,003	708
2027	Batoka Gorge	Southern	RES	ZMB-ZWE gvt	800	4,373	1,828
2029	Mambilima Falls (site I)	Luapula	RES	n/a	124	609	481
Total scenario 1-1					4,337	21,116	11,469

シナリオ 1-1 におけるピーク電力需給バランスは図 6.6 に示す通りとなる。2013 年に Kariba North Bank 拡張、Itezhi Tezhi、2014 年に Maamba 石炭火力が並入することにより、2014 年にはわずかではあるが、供給余力をもつこととなる。本格的な余力が生じるのは Kafue Gorge Lower が並入する 2017 年からであり、ここに挙げた 4 つのプロジェクトは当面の需給ギャップを克服するうえで極めて重要である。2019 年に Zambezi 川本流の Devil's Gorge が並入されると以降は、40～60%の供給予備力を安定的に保つことが可能となる。

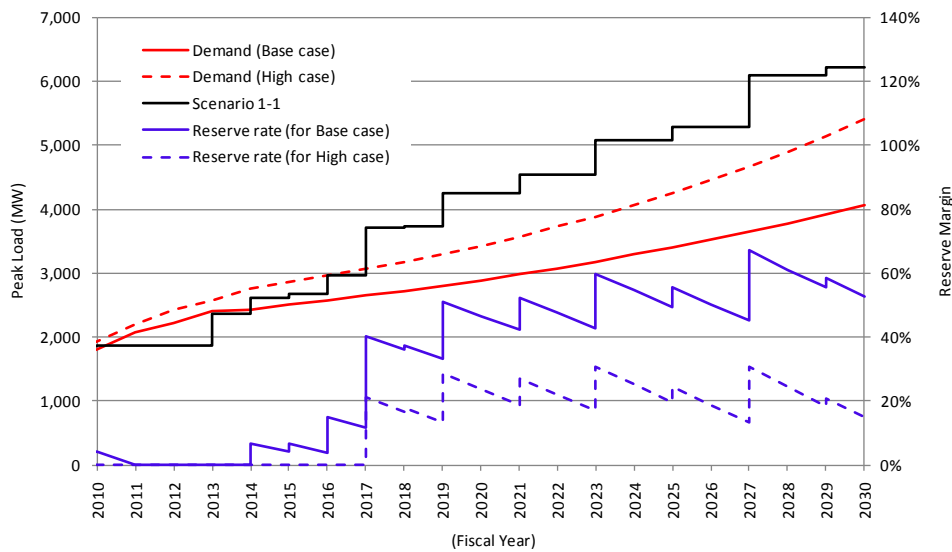


図 6.6 ピーク電力需給バランス（シナリオ 1-1）

一方、電力量ベースでみると、図 6.7 に示す通り 2019 年に至るまで十分な供給余力をもつことができない。すなわち、本シナリオにおいては設備利用率が低い水力発電が主体となるため、ピーク需要に対しては対応可能ではあるが、電力量ベースでは不足するという事態が生じる。出力調整が容易な水力電源が主体であるため、自国電源でピーク対応が可能であれば、低負荷帯の電力輸入により対応可能と考えられるが、一方で各プロジェクトについてピーク出力の見直しを行う等設備利用率の向上を図ることにより、設備投資額を抑える選択肢も示唆される。

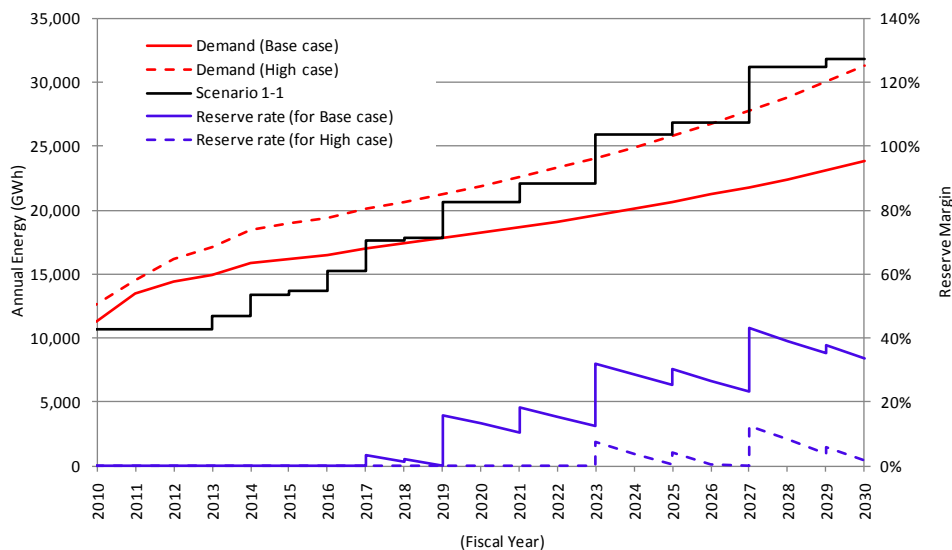


図 6.7 年間電力量需給バランス（シナリオ 1-1）

(2) 電力ベース自給シナリオ（シナリオ 1-2）

輸入炭を含め石炭火力発電の割合を新規開発分の概ね 4 分の 1（既設分と合わせた総設備容量の 6 分の 1）となるよう電源開発計画を策定すると、表 6.31 に示した水力プロジェクトの内優先順位の低い Batoka Gorge 及び Mambilima Falls (site I, II) の 3 つのプロジェクトを除く 14 の水力プロジェクトを開発する必要がある。

表 6.34 電源開発計画（シナリオ 1-2）

	Project	Province	Type	Developer	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project cost (m US\$)
2013	Kariba North (ext)	Southern	RES	ZESCO	360	380	358
	Itezhi Tezhi	Southern	RES	ZESCO/TATA	120	611	170
2014	Lusiwasi (ext)	Central	ROR	ZESCO	10	40	134
		Central	ROR	ZESCO	40	160	
	Maamba coal	Southern	Thermal	Nava Bharat	200	1,459	240
2015	Mutinondo	Northern	ROR	Power Min	40	188	77
	Luchenene	Northern	ROR	Power Min	30	139	75
2016	Kabwelume Falls	Luapula & Northern	RES	LPA	62	324	140
	Kumdabwika Falls		RES	LPA	101	533	226
	Generic coal 1	n/a	Thermal	Private	300	2,189	360
2017	Kafue Gorge Lower	Lusaka	RES	n.y.	750	2,400	1,745
2018	Lunsemfwa	Central	RES	LHPC	55	462	271
	Generic coal 2	n/a	Thermal	Private	300	2,189	360
2020	Mkushi	Central	RES	LHPC	65	223	141
	Kabompo Gorge	North Western	RES	CEC/TATA	34	176	115
2021	Generic coal 3	n/a	Thermal	Private	300	2,189	360
2024	Devil's Gorge	Southern	RES	ZMB-ZWE gvt	500	2,802	1,808
2026	Mumbotuta Falls	Luapula	RES	n.y.	301	1,449	510
2029	Mpata Gorge	Lusaka	RES	ZMB-ZWE gvt	543	3,785	2,442
Total Scenario 1-2					4,111	21,698	9,532

シナリオ 1-2 については、2016 年までに 500 MW の石炭火力を導入することにより、図 6.8 に示すようにシナリオ 1-1 より若干前倒しで需給ギャップを解消することが可能となり、2017 年以降は概ね安定的に十分な供給余力を確保することができる。

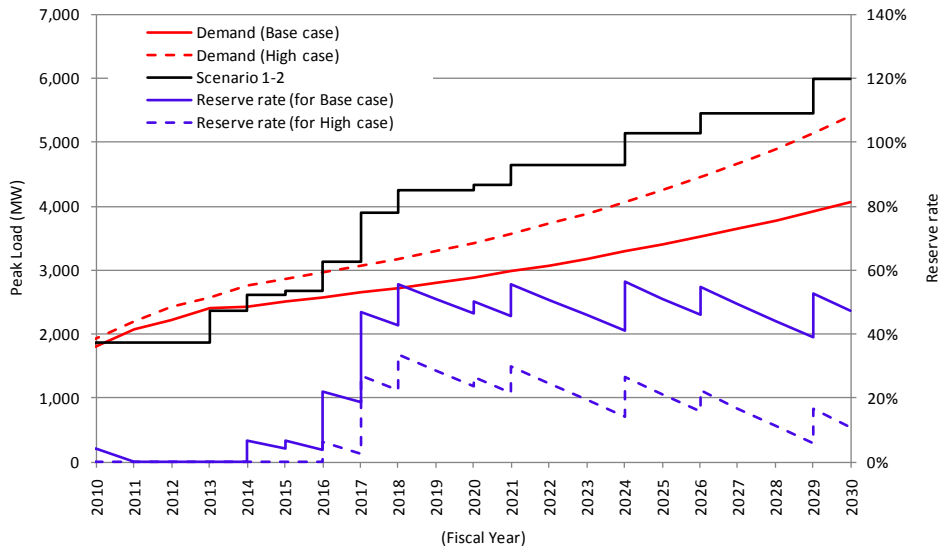


図 6.8 ピーク電力需給バランス (シナリオ 1-2)

また、電力量バランスについても、設備利用率の高い石炭火力を 2014 年、2016 年、2018 年と定期的に導入することにより、シナリオ 1-1 に比較して⁵³若干早期に供給余力を確保することが可能となる (図 6.9)。

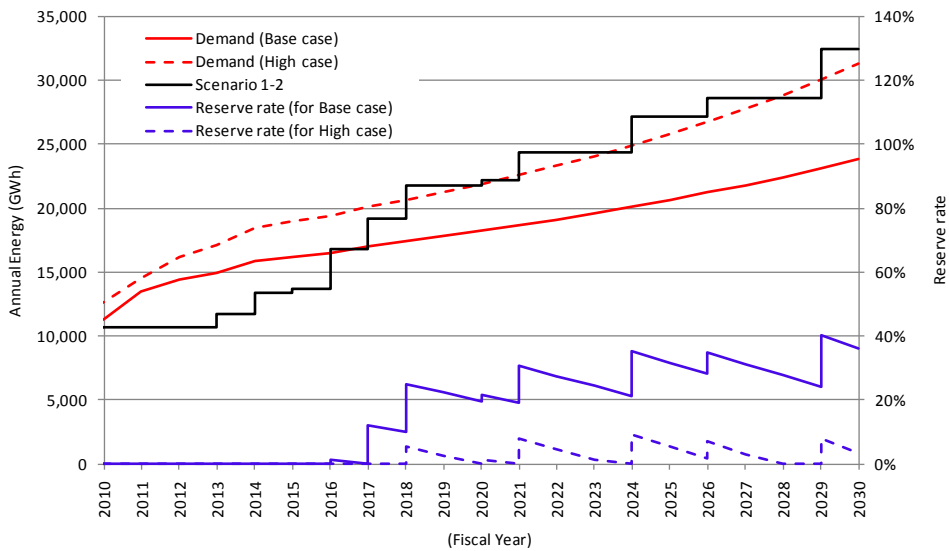


図 6.9 年間電力量需給バランス (シナリオ 1-2)

⁵³ シナリオ 1-2 は渇水の影響を受けない石炭火力の比率が高いため、本来はシナリオ 1-1 より供給余力は小さくてよい。

6.4.6 電源開発計画まとめ

以上、述べた2つの電源開発シナリオについてまとめると表 6.35 のようになる。目標信頼度をほぼ同様に達成するよう計画したため、両シナリオについて設備容量、年間電力量に大きな違いはない。投資額については初期投資額の小さい石炭火力が多い分、シナリオ 1-2 の方が小さくなるが、その差は 1,937 百万ドルであり、石炭火力分の年間発電電力量の差分 2,189 GWh×38 年=83,182 GWh で割り返すと US¢2.33/kWh となり、表 6.30 に示した石炭火力の燃料コストと比較すると、経済性の面でも両シナリオはほぼ同等である。

表 6.35 電源開発計画まとめ

		Scenario 1-1			Scenario 1-2		
		Installed capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Investment (m US\$)	Installed capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Investment (m US\$)
-2015	Total	800	3,054	1,054	800	2,978	1,054
	Hydro	600	1,518	814	600	1,442	814
	Coal	200	1,459	240	200	1,459	240
2016-2020	Total	1,567	6,920	4,446	1,667	8,496	3,358
	Hydro	1,567	6,920	4,446	1,067	3,888	2,638
	Coal	0	0	0	600	4,378	720
2021-2025	Total	1,046	6,237	3,660	800	4,991	2,168
	Hydro	1,046	6,237	3,660	500	2,687	1,808
	Coal	0	0	0	300	2,189	360
2026-2030	Total	924	4,982	2,309	844	5,234	2,952
	Hydro	924	4,982	2,309	844	5,234	2,952
	Coal	0	0	0	0	0	0
Total	Total	4,337	21,193	11,469	4,111	21,698	9,532
	Hydro	4,137	19,734	11,229	3,011	13,672	8,212
	Coal	200	1,459	240	1,100	8,026	1,320