

モザンビーク共和国  
エネルギー省 (ME)  
モザンビーク電力公社 (EDM)

モザンビーク国  
電力セクター情報収集・確認調査  
ファイナルレポート

平成 24 年 7 月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

株式会社 オリエンタルコンサルタンツ  
東 電 設 計 株 式 会 社

アフ
JR
12-014

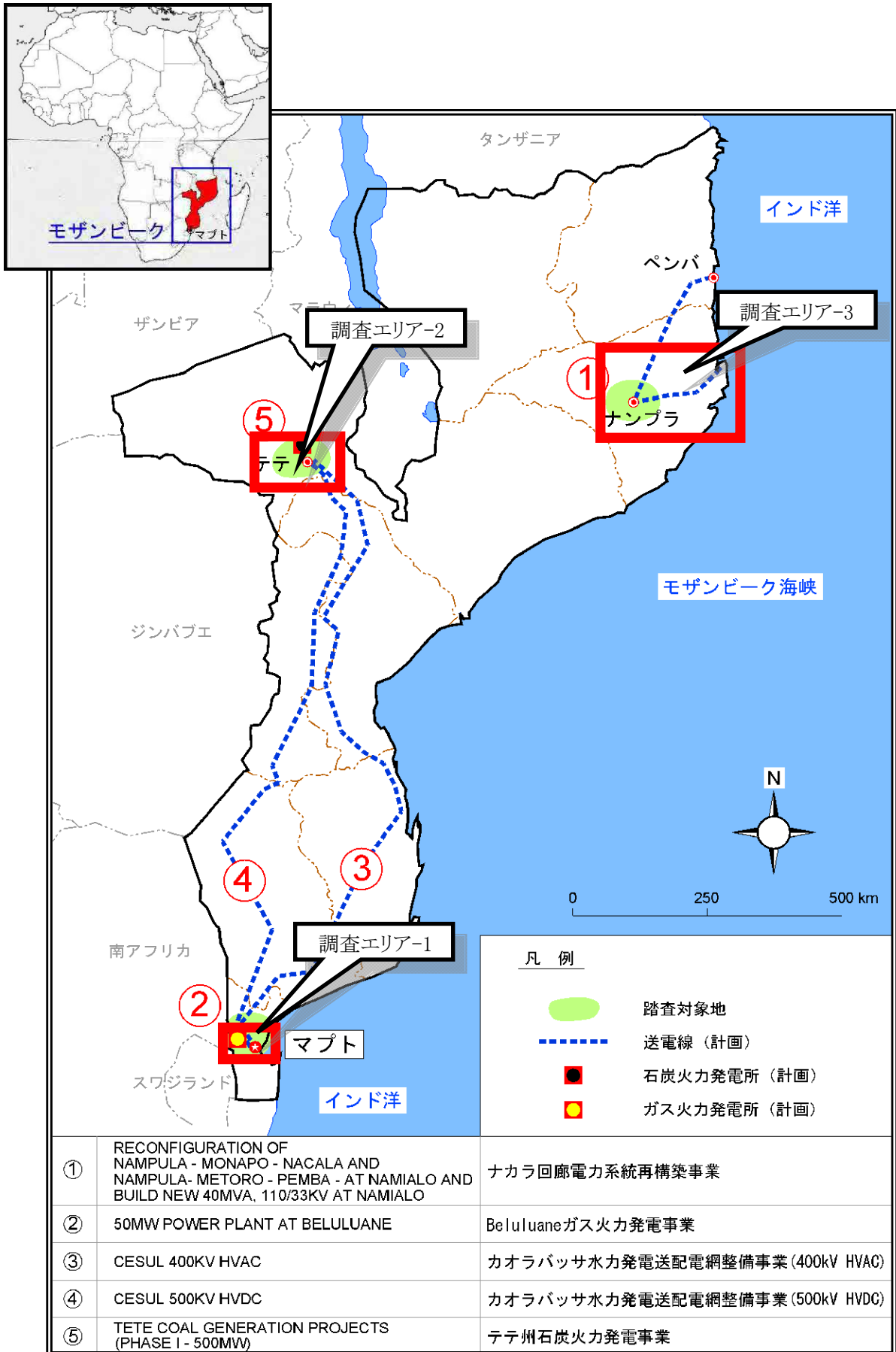
モザンビーク共和国  
エネルギー省（ME）  
モザンビーク電力公社（EDM）

モザンビーク国  
電力セクター情報収集・確認調査  
ファイナルレポート

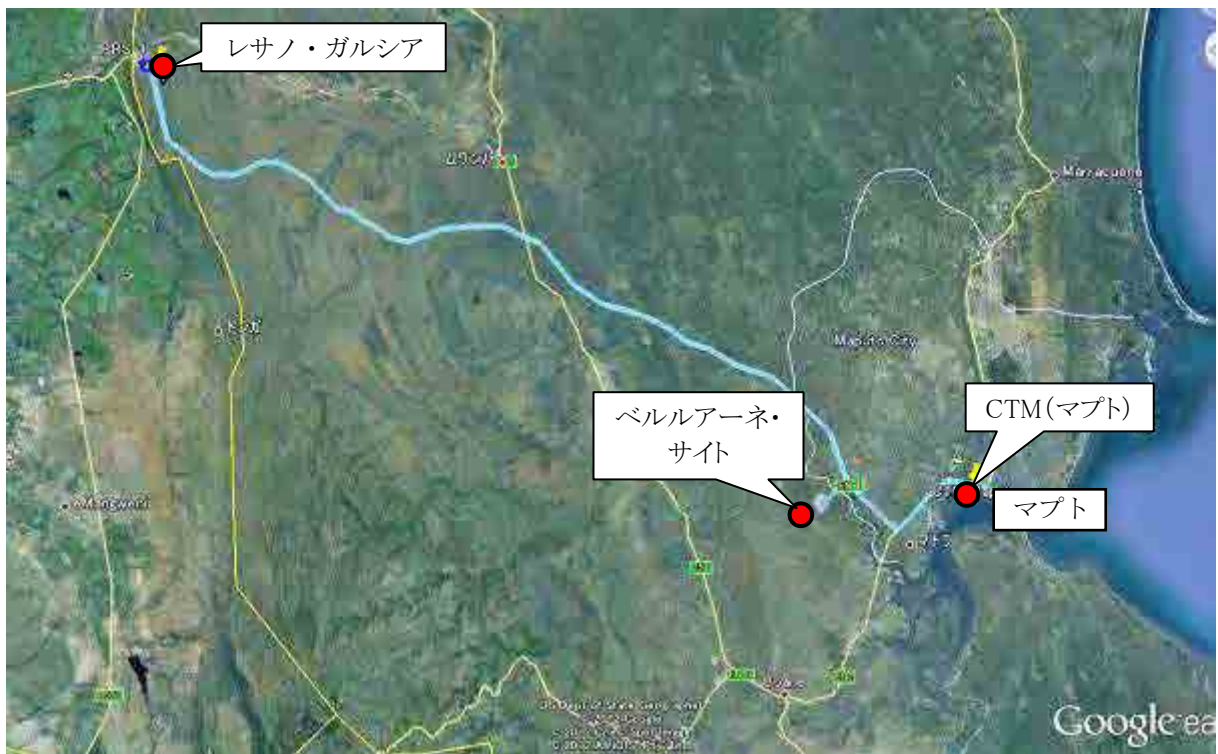
平成 24 年 7 月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構（JICA）

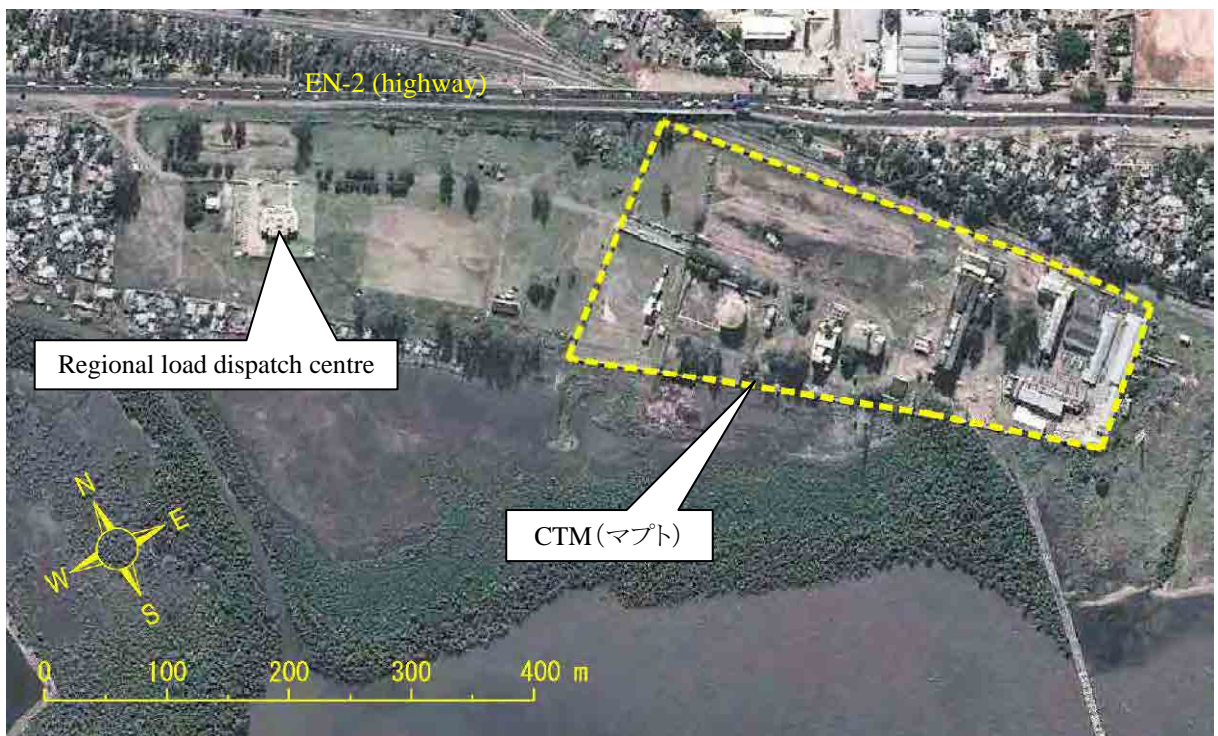
株式会社 オリエンタルコンサルタンツ  
東 電 設 計 株 式 会 社



調査対象地域図

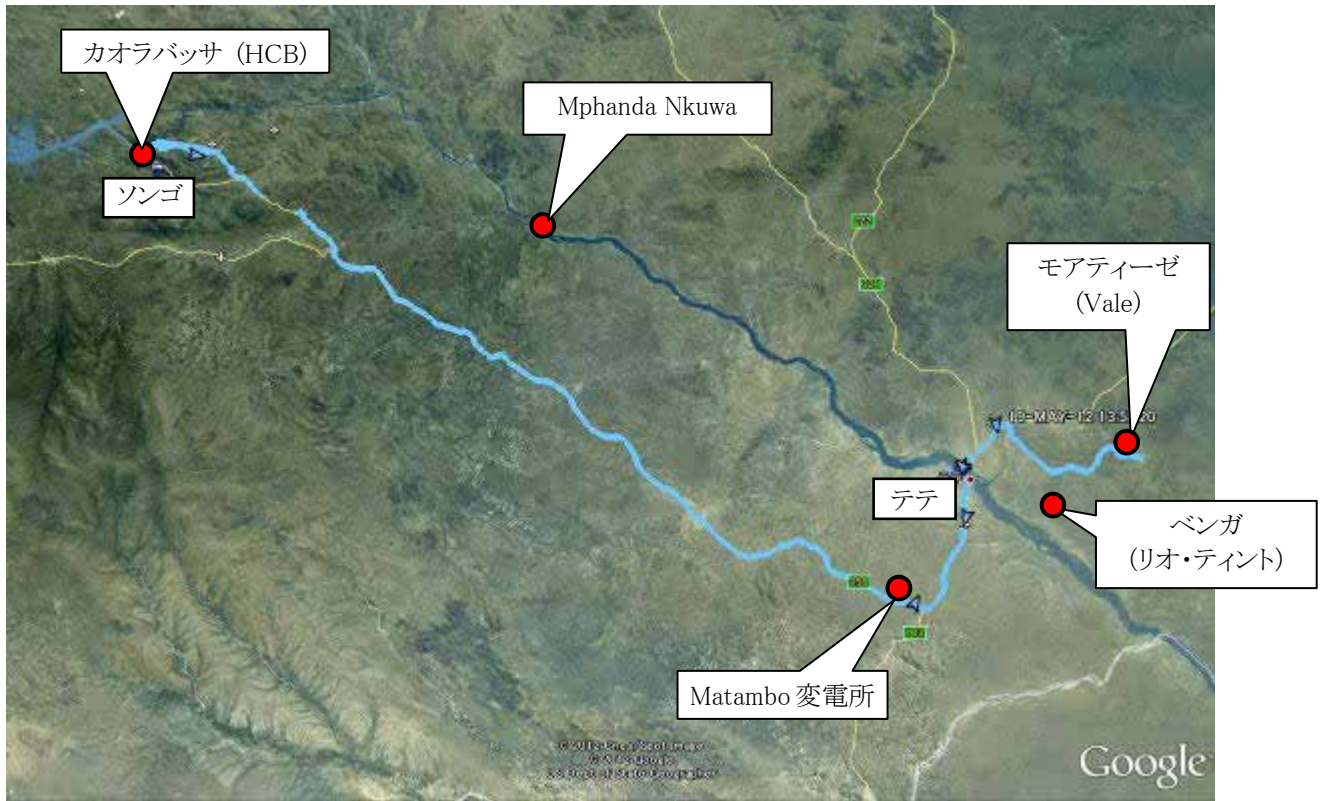


調査エリアー1 (マプトーレサノ・ガルシア)



CTM (マプト) 平面図 (上図 CTM (マプト) の拡大図)





調査エリア-2 (テテ-ソongo)



調査エリア-3 (ナンプラ-ナミアロ-ナカラ)

# 目 次

調査対象位置図

目 次

要 約

図表リスト

略語表

ページ

第1章	序 論	1-1
第2章	電力セクターに関する情報収集・確認	2-1
2.1	電力セクターの概要	2-1
2.1.1	電力セクターの概況	2-1
2.1.2	エネルギー政策の骨子	2-1
2.1.3	エネルギー政策の策定にあたって参照すべき原則	2-2
2.1.4	電力セクターに関する法制度	2-3
2.1.5	エネルギーセクターの事業実施に係る各種計画	2-3
2.2	電力セクターの構造と組織・運営	2-4
2.2.1	電力セクターの事業実施に係る組織	2-4
2.2.2	MEの組織と役割	2-4
2.2.3	EDMの役割と組織	2-6
2.2.4	電気事業に係る民間の組織	2-7
2.3	電化計画と電化の状況	2-8
2.4	電気料金と料金徴収	2-10
2.5	発電設備の現況	2-11
2.6	送配変電と系統運用の現況	2-12
2.6.1	電力系統の概要	2-12
2.6.2	送変電設備	2-14
2.6.3	送電線送電容量	2-17
2.6.4	系統別需要	2-19
2.6.5	電力潮流	2-19
2.6.6	事故電流	2-21
2.7	電力需給の現況	2-23
2.7.1	電力の需要と供給	2-23
2.7.2	電力需給の年次推移	2-24
2.7.3	発電電力量と最大電力の推移	2-25
2.7.4	電力需給の構造	2-26
2.7.5	販売電気料金	2-28
2.8	電力需要想定	2-28

2.9	電力開発計画.....	2-32
2.9.1	発電プロジェクト.....	2-32
2.9.2	送変電プロジェクト.....	2-35
2.9.3	CESUL プロジェクト.....	2-36
2.10	電力セクターに対する諸外国の援助.....	2-38
2.10.1	実施中の電力プロジェクト.....	2-38
2.10.2	資金未確保の実施予定電力プロジェクト.....	2-40
2.10.3	最近終了した電力プロジェクト.....	2-42
2.10.4	電力セクターの事業規模.....	2-42
2.10.5	国際援助機関による電力セクターへの支援.....	2-44
2.10.6	ノルウェーによる電力セクターへの支援.....	2-44
2.10.7	ドイツによる電力セクターへの支援.....	2-45
第3章	優先電力プロジェクトに関する情報収集・確認.....	3-1
3.1	優先プロジェクトの概要.....	3-1
3.2	優先プロジェクトの妥当性、優先度、具体的対応に関する検討.....	3-2
3.2.1	優先プロジェクトの妥当性.....	3-2
3.2.2	優先プロジェクトの優先度.....	3-3
3.2.3	優先プロジェクトへの具体的対応.....	3-4
3.2.4	他の優先プロジェクト.....	3-5
3.3	優先プロジェクトの基礎情報と概況.....	3-5
3.3.1	全般的留意事項.....	3-6
3.3.2	南部ガス火力発電プロジェクト.....	3-7
3.3.3	ナカラ回廊地域送変電プロジェクト.....	3-10
3.3.4	220kV カイアーナンプラーナカラ送電プロジェクト（追加要請）.....	3-14
3.3.5	モアティーゼ送変電プロジェクト.....	3-16
3.3.6	CESUL 送電プロジェクト.....	3-17
3.4	優先プロジェクトの環境・社会への影響に関する検討.....	3-22
3.4.1	プロジェクトサイト周辺地域の概要.....	3-22
3.4.2	優先プロジェクトの環境・社会への影響の検討.....	3-25
3.5	優先プロジェクトの事業効果・費用対効果に関する検討.....	3-27
3.6	維持管理の持続可能性に関する検討.....	3-29
3.6.1	EDM 職員の現状.....	3-29
3.6.2	今後の対応策.....	3-29
3.7	事業実施を検討するうえで留意すべき事項.....	3-30
第4章	南部ガス火力発電プロジェクトに関する情報収集・確認.....	4-1
4.1	我が国への要請の経緯と建設計画の目的.....	4-1
4.2	建設サイトの現況.....	4-2
4.2.1	ベルルアーネ・サイト.....	4-2

4.2.2	CTM (マップト) ・サイト	4-7
4.3	建設計画の概要	4-15
4.3.1	発電所建設予定地の位置	4-15
4.3.2	各発電所建設候補地に関するデータ及び情報収集状況他	4-15
4.3.3	プロジェクトの計画条件	4-17
4.3.4	プラント性能	4-23
4.3.5	設備仕様および配置計画	4-24
4.4	送電・変電設備の現況	4-30
4.4.1	ベルルアーネ工業団地近傍地域の電力系統	4-30
4.4.2	ベルルアーネ系統の潮流	4-31
4.4.3	EDM の過負荷対策案	4-31
4.5	周辺の工業団地・インフラの現況	4-32
4.6	環境社会配慮に関する現況	4-40
4.6.1	ベルルアーネ・サイト	4-40
4.6.2	CTM (マップト) ・サイト	4-41
4.7	建設計画の位置付けと妥当性に関する考察	4-42
4.7.1	全般	4-42
4.7.2	送電線過負荷対策の代案	4-44
4.8	経済性に関する概略検討	4-44
4.9	詳細調査実施のための提言 (基本方針、作業項目、留意事項)	4-46
4.9.1	要請内容とそれへの対応方針	4-46
4.9.2	詳細調査の調査方針及び留意事項	4-46
4.9.3	詳細調査の作業項目	4-47
第5章	環境社会配慮に関する基礎情報収集・確認	5-1
5.1	環境社会配慮に係る国家政策	5-1
5.2	環境に係る法令規則	5-1
5.3	環境活動調整省 (MICOA)	5-2
5.4	環境規制値	5-3
5.5	EIA の手続き	5-4
第6章	エネルギー資源 (天然ガス、石炭) 開発計画の概況	6-1
6.1	エネルギー事情	6-1
6.1.1	概要	6-1
6.1.2	鉱業	6-1
6.1.3	大型プロジェクト	6-1
6.2	天然ガス開発計画	6-2
6.2.1	天然ガス概況	6-2
6.2.2	南部ガス供給	6-6
6.2.3	ガス性状	6-13



6.2.4	ガス価格 .....	6-13
6.3	石炭開発計画.....	6-14
6.3.1	石炭開発概況 .....	6-14
6.3.2	石炭資源量 .....	6-15
6.3.3	石炭生産量 .....	6-15
6.3.4	石炭開発状況 .....	6-16
第7章	結論・提言.....	7-1
7.1	結論.....	7-1
7.2	提言.....	7-1

添付資料

1. 第1回現地調査日程表
2. 第2回現地調査日程表
3. 第3回現地調査日程表
4. 面談者リスト
5. 収集資料リスト

# 要 約

## 1. 調査の背景・目的

本調査の背景となっているモザンビーク国（以下、「モ」国）の電力事情は以下のとおりである。

- 「モ」国は、広大な国土面積（799,380km<sup>2</sup>）に22.4百万人が居住し、低い人口密度（28人/km<sup>2</sup>）となっている。そのため、全国電力網（グリッド）が地方部まで延伸されにくく、都市部と地方部との間に大きな電力アクセス格差が生じ、地方部における貧困削減の障害になっている。
- 全国平均の電化率は18%（2011年）と低い数値に止まっており、その向上が大きな課題になっている。経済成長と貧困削減に資する電化事業への支援ニーズがきわめて高い。
- 国民一人当たりの年間消費電力量は143kWh/人と低く、それに対応して発電電力量（＝消費電力量＋電力損失）は4,025GWh、最大電力は610MWに過ぎない。その一方で、発電電力量と最大電力の年平均増加率は10%超となっており、近年の堅調な経済成長とあいまって、今後とも電力需要は大きな伸びが見込まれている。
- グリッドは南部アフリカ電力プール（SAPP）と国際連系され一体的に運用されている。Cahora Bassa（カオラバッサ）水力発電所の電力はプールに輸出され、「モ」国が必要とする電力はそこから輸入している。「モ」国の電力セクターは電力プールの存在なしには成り立たない。
- 電力需要の88%は、カオラバッサ水力発電所（発電容量：2,075MW）の総発電電力量の21%（＝購入電力量3,549GWh／最大発電量16,600GWh、2009年）でまかない、残り12%の大半は老朽化した火力発電所の供給力に依存している。将来にわたって自前の供給力を確保するためにも既存の火力発電所のリハビリや拡張等が必要になっている。
- グリッドの延伸では経済的に対応しにくい地域においては太陽光発電や小水力発電などによる電化事業を推進してきており、その加速化が期待されている。

本調査「モザンビーク国 電力セクター情報収集・確認調査」は、我が国による「モ」国の電力セクター協力を戦略的に実施するために必要な情報収集・分析を行うことを目的として、2012年2月～7月の期間に実施された。JICA調査団はカウンターパート機関であるエネルギー省（ME）とモザンビーク電力公社（EDM）から電力セクターに関する情報収集・確認を行うとともに、本調査の対象地域における優先プロジェクトの立地場所への現地踏査を実施した。

## 2. 電力セクターの概要

「モ」国の電力セクターの概況は以下のとおり要約される。

- 「モ」国の電力供給は、ナショナルグリッド、ミニグリッド、独立システムの3つのカテゴリーに分けられている。ナショナルグリッドについては、MEの監督下でEDMが担当する。ミニグリッドについては、MEが州の担当局を通じて担当する。
- EDMは、発電、送電、配電、売電を一貫して行う垂直統合型の事業形態を取る国営電力会社である。主としてナショナルグリッドに接続されている需要家への送電、配電、料金徴収を行い、規模は小さいながらも発電も行っている。
- 「モ」国は南北に2,000kmに亘る広大な国土を擁しているため、電力系統は南部ならびに中・北部系統の2系統に分離されている。両系統は連系されておらずそれぞれ独立系統となっている。
- 主要電源であるカオラバッサ水力発電所（出力2,075MW）は中・北部系統に接続されている。その発電電力の一部は交流220kV送電線により中部ならびに北部地域に送電され自国負荷への供給に向けられるとともに、400kV交流送電線で隣国ジンバブエにも送電されているが、発電電力の大部分は535kV直流送電線を介し南アフリカのApollo変電所を経てSAPPに送電されている。
- 首都Maputo（マプト）を擁する南部系統は、カオラバッサ水力発電所から1,000km以上の遠距離にあるため、400kV交流送電線により国際連系されている南アフリカ系統ならびにスワジランド系統を経由してSAPPから電力輸入している。これにより国内需要の80%以上を再輸入電力で賄う結果となっている。
- カオラバッサ水力発電所の運転開始によって、電力供給力は格段に増加し、それまでの潜在的な電力需要が顕在化する一方、経済活動の活発化に伴い電力需要が堅調に増加している。
- EDMは、現在、2004年に実施された「Electricity Master Plan Study」に対するアップデート調査「Update of Master Plan 2010-2027」を実施中であり、2012年末までには調査が完了する見込みである。2013年以降は、アップデート調査の結果を受けて、電力需給見通しに基づいた具体的な電力設備増強計画が実行に移される見込みである。

### 3. 電力の需給

電力の需要と供給は以下のとおりである。

- 全国の電力需要をみると、最大電力は610MW、消費電力量は4,025GWhに過ぎないが、過去5年間の年平均増加率は、それぞれ13.8%、10.6%と顕著な伸びをみせている。今後とも、経済活動の活発化や所得水準の向上などによって、電力需要は大きく伸びると見込まれている。
- 地域別にみると、マプト首都圏を抱える南部地域全体では電化率が42%と全国平均の18%に比べると格段に高く、特にマプト市では82%にも達している。また、南部地域単独の最大電力は369MWであり、前述の610MWの60%を占め、年平均増加率も11.3%と堅調な伸びを示している。

- 電力需要は今後も堅調な増加が見込まれているが、供給力の 88%を占めるカオラバッサ水力発電所からの電力購入は、現在、固定電力分 300MW、変動電力分 200MW に制限されており、その増加は、SAPP 加盟近隣諸国との関係で、困難な情勢になっている。
- 一方、テテ州に豊富に賦存する水力・石炭資源を利用した大規模電源開発計画や、その電力を南部地域に送電するための交流・直流ハイブリッド基幹送電線建設プロジェクト（略称：CESUL プロジェクト<sup>1</sup>）の早期実施が期待されているが、巨額な建設資金の調達が障害となり、当初 2017 年運用開始の予定が 2020 年以降にずれ込むとみられている。
- このような電力需給の逼迫化に対し、EDM は、老朽化が急速に進行している小規模の水力・火力発電所のリハビリを進めることによって供給力を確保しようと懸命の努力を重ねている。しかし、急速な電力需要の伸びには対応しきれず、独立発電事業者（IPP）が南部地域の Ressano Garcia（レサノ・ガルシア）地区において建設中の発電所からの電力購入を予定し、あるいは自らが別の IPP に資本参加し共同で電源開発を進めることにより、安定した供給力の確保に努めている。
- これらの電源だけでは、南部地域の今後の中長期的な電力需要を満たすことができず、しかも前述の CESUL プロジェクトの着工・運用開始遅れが現実視される中、一大需要地であるマプト首都圏内に新規電源を確保することが喫緊の課題になっている。その電源によって首都圏への電力供給が安定的に行われ、さらに経済活動の促進やそれを通じた貧困削減に寄与することが期待されている。

#### 4. CESUL プロジェクト

- 「モ」国の中・北部地域に豊富に賦存する水力・石炭資源を有効利用するために、カオラバッサ・ノース（1,245MW）ならびに Mphanda Nkuwa（1,500MW）の両水力、ならびに、Moatize（モアティーゼ）（300MW、Phase 1）と Benga（ベンガ）（250MW、Phase 1）の両石炭火力の電源開発が計画されている。
- これら合計 3,295MW の開発電源を主としてマプトを中心とした南部需要に約 1,300km の長距離送電するためには系統安定度の維持が最大の課題であり、その解決のために交流、直流のハイブリッド送電が提案された。合計 3,295MW に対応する Phase I-Stage 2 の時点でのプロジェクトコストは合計 21 億 6360 万米ドルに達する。
- この送電プロジェクトは“Mozambique Regional Transmission Backbone Project”と名付けられ、その Feasibility Study の最終報告書が 2012 年 3 月に完成した。

#### 5. 優先プロジェクトの概要

EDM 作成文書「Mozambique Electricity Sector & Power Infrastructure」の中で、ME と EDM が我が国による電力セクター支援の優先プロジェクト（Priority Projects for Future Cooperation with Japan）として検討を要請したのは 5 件である。

<sup>1</sup> その後、「STE プロジェクト」に名称変更されたが、本レポートでは他の文書との一貫性を維持するため「CESUL プロジェクト」の旧称を用いる。

- Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo
- 50 MW Power Plant at Beluluane
- CESUL 400 kV HVAC
- CESUL 500 kV HVDC
- Tete Coal Generation Projects (Phase I - 500 MW)

一方、EDM から、現地作業の段階で以下のプロジェクトを優先プロジェクトとして追加して欲しいとの要請があった。

- Caia – Nampula – Nacala 220kV Transmission Line

これらのプロジェクトに対し予備的評価を行った結果、いずれもプロジェクトの重要性・効果、プロジェクトの実現可能性、我が国に対する支援要請といった要件を満たしている。一方、EDM の優先度が高く、かつ我が国が支援する意義が十分にあって支援効果も大きいと考えられるプロジェクトは、優先度の高い順から以下の2件である。いずれも必要性ならびに緊急性は高い。他のプロジェクトについては、今後の進展・状況次第では優先度が高くなる可能性もあるため、引き続き EDM から情報収集を行う必要がある。

- 50 MW Power Plant at Beluluane
- Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo

## 6. 南部ガス火力発電プロジェクト

### 6.1 プロジェクトの概要

「モ」国政府から日本政府に対して 2011 年 12 月に南部地域でのガスコンバインドサイクル発電所建設(容量 50MW 相当)への支援について円借款の要請がなされた。同プロジェクトについて、JICA 調査団は EDM からの情報収集と現地踏査の結果を踏まえて、プログレスレポートにおいて詳細調査のための TOR 案を提示した。その内容について ME と EDM から了解が得られ、JICA による「南部ガス火力発電所整備事業準備調査」が実施されることになった。同プロジェクトの基本的な枠組みは以下のとおりである。

- プロジェクトサイト： Beluluane (ベルルアーネ) 工業団地内をサイトとする可能性を残しつつ、既設火力発電所 (CTM (マップト)) 構内をサイトとして選定することを視野に入れた両サイトの比較検討を行い、最適サイトを関係者間で協議決定し、そのサイトに対してフィージビリティスタディを行う。
- ガス供給量： EDM は、本プロジェクトの天然ガス供給量として、現状 CTM (マップト) 構内のガスタービン (&コンバインド化) 向けとして予定しているガス供給量 2.8MGJ/y に、当初ベルルアーネ向けとして計画されていたガス供給量 3.2MGJ/y を加えた 6.0MGJ/y を確保する。

- 発電容量： 当初要請は 50MW であったが、3.2MGJ/y のガス供給量があれば 70MW 程度の発電容量が確保できる。そこで、我が国支援による 70MW 級発電所を第 1 期として建設し、その後、残りの 2.8MGJ/y を第 2 期の増設ユニット向けに当てる方向で FS を実施する。
- 燃料パイプライン： Matola (マトラ) 地区の天然ガスパイプライン建設事業は、モザンビーク炭化水素公社 (ENH) と韓国 KOGAS 社との共同事業として実施することが決定済みであり、遅くとも 2013 年 11 月には完工予定である。この事業には、CTM (マプト) 発電所へのパイプライン敷設が含まれていることが EDM から確認されたため、新規発電所向けの燃料パイプラインの敷設を考慮する必要はない。

## 6.2 プロジェクトの期待効果

新規発電所は電力需要のベースロードあるいはミドルロードを分担する電源として運用される見込みである。「モ」国の最大電力は全国レベルでは年間 50~80MW 程度の増加をみせている一方、南部地域では年間 40MW 程度の伸びとなっている。新規発電所は主として南部地域、それもマプト首都圏への電力供給の役割を担うことになる。この発電所が果たす役割、あるいは期待される効果は以下のとおり整理される。

- 新規発電所の容量は 70MW であり、その容量は南部地域の最大電力の年間増加分の 2 年分に相当する。EDM が保有する火力発電所の実効容量は 92MW とされているが、これらは安定的な電源として機能しているのではなく、現在 CTM (マプト) 発電所に設置されている 3 台のガスタービンのみが緊急時対応の予備力として機能しているに過ぎない。電力供給というきわめて重要な公共サービスの提供を担っている EDM にとって、信頼度と安定性が高い 70MW 容量の新規発電所を建設することは、経営上の最優先課題になっている。
- 現在レサノ・ガルシア地区においては、3 件の IPP プロジェクト (Sasol (サソル) + EDM IPP、Gigawatt-Mozambique IPP、Aggreko IPP) が進行中である。いずれも 100~140MW の発電容量を有している。EDM は、逼迫した南部地域の電力需要、特にピーク電力対応として、これらの IPP から割高な電力を購入する契約を結ばざるを得ない状況にある。
- SAPP からピーク電力を購入する場合には、EDM の平均電気料金の 3~4 倍にも達し、それだけでなく弱い EDM の財政基盤のさらなる弱体化を招く要因になっている。新規発電所の発電原価は 0.066USD/kWh とみられ、これは、前述の Aggreko IPP からのピーク電力購入代金 0.09USD/kWh より格段に低く、価格上の優位性がある。
- CESUL プロジェクトにおいて想定した新設水力発電所の供給原価 0.064~0.073USD/kWh と同水準にあり、CESUL プロジェクトの運用開始以降 (2020 年以降) も、新規発電所を他の電源との間で比較優位性を維持しながら継続的に運用できるとみられる。また、モザンビーク政府としても CESUL プロジェクト完了後も、本プロジェクトで整備されるガス火力発電所はマプト都市圏向けの電力供給を行い、CESUL プロジェクトで供給される電力の余剰分は周辺諸国へ売電する計画である。



- 短期的な効果としてピーク時供給力の確保、中・長期的な効果としてエネルギーセキュリティの確保があげられる。また、EDM の人材の有効活用や、雇用創出と経済波及効果、CO<sub>2</sub>の排出削減といった効果も期待できる。

### 6.3 プロジェクトの環境・社会への影響

- ベルルアーネ工業団地内のサイトは、既に産業用地として整地されており、発電所の建設による自然環境、社会環境への影響は少ない。冷却水と燃料ガスの供給パイプラインを市街地に敷設することになった場合、冷却水パイプライン延長は約 18km、ガス供給パイプラインは約 3.5km になり、環境社会への影響を具体的に検討する必要がある。
- CTM (マプト) 構内のサイトは、既に整地された EDM の管理する用地であり、発電所の建設による自然環境、社会環境への影響は少ないと考えられる。冷却水の取水と温排水の放水をマプト湾で行うことになるが、サイト沿岸にはマングローブが自生しているため、水温や潮流の変化による影響を検討する必要がある。

### 6.4 事業実施を検討するうえで留意すべき事項

- JICA の準備調査の枠組みの下で対象プロジェクトのフィージビリティスタディを行うことによって留意事項を特定し、その解決あるいは緩和に向けたアプローチを提示する。円借款事業の場合、「円借款要請準備のためのオペレーショナルガイドンス」を参照する必要がある。
- EDM は、送配電網の形成・運用には習熟し人材も豊富に配置されているが、発電分野においてはこれまで大きなプロジェクトが形成されてこなかったため、その分野の計画や運用に従事できる人材が不足している。事業実施の際にはカウンターパートの役割を明確にし、それを遵守してもらい仕組みづくりが欠かせない。

## 7. 環境社会配慮に係る政策・法制・規則

- 環境法 (Environment Law, No. 20/97) は、「モ」国内の環境関連の基本法であり、その下に個別の事項に対する法令、規則、プログラム等が制定されている。本法は、公共、民間を問わず環境に直接および間接的に影響を及ぼす全ての活動に適用される。
- 環境に重大な影響を及ぼす可能性のある活動を行う場合は、環境影響評価 (Environmental Impact Assessment、「EIA」) の実施、承認と「環境ライセンス (Environmental License)」を取得することが義務付けられている。EIA の実施と環境ライセンスの取得については、環境影響評価実施規則 (Regulations on the EIA Process, Decree No. 45/2004) に規定されている。本規則は、活動 (事業) が環境に及ぼす影響の度合いに応じた影響評価を行うことを目的として、活動を A、B、C の 3 種類に分類するためにスクリーニングを行うことを定め、さらに分類を判断するための基準を定めている。
- カテゴリー A は、環境に対して重大な影響を及ぼす可能性があると考えられる事業であり、EIA を実施する必要がある。EIA は、Environmental Impact Study (EIS) と

Environmental Management Plan (EMP) で構成される。カテゴリ-A 対象施設の例：水力、石炭火力、ガス火力等のすべての発電施設、電圧 110kV 以上かつ延長 10km 以上の送電施設。

- スクリーニング（カテゴリ分け）は、事業者が予備環境情報フォーム（Preliminary Environmental Information Form）を記入して環境活動調整省（MICOA）に提出し、MICOA がこれを審査して決定する。

## 8. 結論・提言

- これまでに収集したデータ・情報は「収集資料リスト」として、今後、関係者が容易に参照できるような様式と電子データで整理した。
- 当初計画したすべての現地踏査対象地と調査対象優先プロジェクトのサイトを踏査し、その結果は成果品に収録した。将来、優先プロジェクトを形成・実施する際に資するよう整理した。
- EDM の優先度が高く、かつ我が国が支援する意義が十分にあって支援効果も大きいと考えられるプロジェクトは以下の 2 件である。他の優先プロジェクト（特に、Caia – Nampula – Nacala 220kV Transmission Line Project）については、今後の進展・状況次第では優先度が高くなる可能性もあるため、引き続き EDM から情報収集を行う必要がある。
  - 50 MW Power Plant at Beluluane
  - Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo
- 必要性と緊急性の観点から特に優先度の高いプロジェクトである「50 MW Power Plant at Beluluane」について「南部ガス火力発電所整備事業準備調査」が実施されることになった。
- 他国支援による電力マスタープラン（M/P）のアップデートプロジェクトの結果は、今後の我が国の「モ」国に対する電力セクター支援を検討する際の重要な参照資料となることが予想されるため、引き続き情報収集する必要がある。
- 我が国が「モ」国電力セクター支援を進めその効果を最大化するためには、他ドナーとの連携を強化する必要がある。

## 表リスト

ページ

表1-1	現地作業の概要	1-1
表 2. 3-1	電化率の州別内訳 (2011 年)	2-9
表 2. 4-1	電気料金表(一般低圧需要家)	2-10
表 2. 4-2	電気料金表(大口需要家)	2-11
表 2. 5-1	「モ」国の水力発電所及び火力発電所リスト	2-12
表 2. 6-1	設計電圧別送電設備 (回線延長)	2-14
表 2. 6-2	送電設備明細	2-14
表 2. 6-3	変電設備明細	2-16
表 2. 6-4	系統別需要 (2011 年)	2-19
表 2. 6-5	電圧階級別最大潮流	2-19
表 2. 6-6	電圧階級別最大事故電流	2-21
表 2. 7-1	電力量収支 (2011 年)	2-23
表 2. 7-2	地域別消費電力量 (2011 年)	2-24
表 2. 7-3	電力需給の年次推移 (2006 年 - 2011 年)	2-25
表 2. 7-4	EDM の電力購入状況 (2011 年)	2-26
表 2. 7-5	HCB からの購入電力量	2-27
表 2. 7-6	SAPP からの購入電力量	2-27
表 2. 7-7	販売電力の単価 (2009 年)	2-28
表 2. 8-1	南部地域の大口需要プロジェクト	2-29
表 2. 9-1	計画中の発電プロジェクト	2-34
表 2. 9-2	送配電プロジェクトの概要	2-35
表 2. 9-3	SAPP 加盟諸国の電力需給	2-36
表 2. 9-4	CESUL プロジェクトの前提となる発電プロジェクト	2-37
表 2. 10-1	実施中の電力プロジェクト	2-39
表 2. 10-2	資金未確保の実施予定電力プロジェクト	2-41
表 2. 10-3	最近終了した電力プロジェクト	2-42
表 2. 10-4	電力セクター投資総額	2-43
表 2. 10-5	資金未確保の電力プロジェクトの内訳	2-43
表 3. 2-1	優先プロジェクトの予備的評価	3-3
表 3. 3-1	ナカラ回廊地域の需要想定	3-12
表 3. 3-2	ナミアロ変電所新設工事費	3-13
表 3. 3-3	中・北部地域の実績需要	3-14
表 3. 3-4	系統増強コスト	3-16
表 3. 3-5	プロジェクトコスト	3-21
表 3. 4-1	優先プロジェクト周辺の自然・社会環境の概要	3-22
表 3. 6-1	EDM の技能別職員内訳	3-29
表 4. 1-1	プロジェクトプロポーザルの構成	4-1

表 4.3-1	ベルルアーネ・サイトと CTM (マップト) ・サイトに関する各種データ	4-16
表 4.3-2	月間降水量 (mm)	4-19
表 4.3-3	最高平均気温(°C)	4-20
表 4.3-4	最低平均気温(°C)	4-21
表 4.3-5	相対湿度 (%)	4-22
表 4.3-6	設計条件	4-22
表 4.3-7	天然ガス性状	4-23
表 4.3-8	プラント性能	4-23
表 4.3-9	ベルルアーネ火力発電所建設予定地の土質データ	4-29
表 4.5-1	ベルルアーネ工業団地の入居企業リスト	4-34
表 4.5-2	MPDC の資本構成	4-36
表 4.5-3	マップト・カーゴ・ターミナル及びマトラ・バルク・ターミナルの諸元	4-37
表 4.8-1	発電原価計算の諸条件	4-45
表 5.2-1	発送変電および、ガスパイプライン事業に関するカテゴリー分けの基準	5-2
表 5.4-1	大気環境基準値	5-3
表 5.4-2	火力発電事業の排気基準	5-4
表 5.4-3	排水基準	5-4
表 5.5-1	カテゴリーの分類	5-4
表 5.5-2	環境許認可取得までの現実的な所要期間	5-6
表 6.2-1	Rovuma Basin と Mozambique Basin の開発・生産地区	6-4
表 6.3-1	「モ」国の石炭資源量	6-15
表 6.3-2	「モ」国の石炭生産量	6-15
表 6.3-3	モアティーゼ炭鉱の概要	6-16

## 図リスト

ページ

図 2. 2-1	電気事業関係組織	2-4
図 2. 2-2	ME 全体組織図	2-5
図 2. 2-3	ME 電力局組織図	2-5
図 2. 2-4	EDM 組織図	2-6
図 2. 2-5	送配電網管轄区分	2-7
図 2. 3-1	電化地区の拡がり状況	2-8
図 2. 3-2	電化率の推移 (2001 年 - 2011 年)	2-9
図 2. 6-1	電力系統図	2-13
図 2. 6-2	送電線送電容量 (単位 : MW)	2-18
図 2. 6-3	2011 年電力潮流 (単位 : MW)	2-20
図 2. 6-4	2011 年事故電流 (単位 : kA)	2-22
図 2. 7-1	発電電力量の内訳 (2011 年)	2-23
図 2. 7-2	消費電力量の内訳 (2011 年)	2-24
図 2. 7-3	発電電力量と最大電力の推移 (2006 年 - 2011 年)	2-25
図 2. 7-4	最大電力記録日の負荷曲線	2-26
図 2. 8-1	南部地域の最大電力の推移 (2005 年 - 2011 年)	2-29
図 2. 8-2	南部地域の最大電力の推移と今後の見通し (2005 年 - 2023 年)	2-30
図 2. 8-3	全国レベルの電力需要の推移と見通し (2005 年 - 2015 年)	2-31
図 2. 8-4	南部地域の電力需要の推移と見通し (2005 年 - 2015 年)	2-31
図 2. 8-5	需給予測 (2012-2021)	2-32
図 2. 9-1	計画中の発電プロジェクト	2-33
図 2. 9-2	「モ」国の長期電力需要予測	2-37
図 2. 9-3	CESUL プロジェクトの送電系統	2-38
図 2. 10-1	資金未確保の電力プロジェクトの内訳	2-43
図 3. 3-1	南部系統	3-8
図 3. 3-2	CTM (マップト) 発電所送電線・配電線	3-9
図 3. 3-3	南部系統潮流 (2011 年)	3-10
図 3. 3-4	ナカラ回廊地域の系統構成と潮流 (2011 年)	3-11
図 3. 3-5	ナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線潮流の時間変化 (2012 年 5 月 23 日)	3-12
図 3. 3-6	ナンプラ変電所 110kV 系統電圧	3-12
図 3. 3-7	ナカラ回廊地域系統増	3-13
図 3. 3-8	中・北部系統増強計画	3-15
図 3. 3-9	モアティーゼ発電所送電方法	3-17
図 3. 3-10	カオラバッサ水力発電所	3-18
図 3. 3-11	南ア向け直流±535kV 送電線 (手前) と Matambo 変電所向け交流 220kV 送電線 (奥)	3-19
図 3. 3-12	CESUL 送電プロジェクト	3-20

図 3.4-1	送電ルートと国立公園等の保護区	3-24
図 4.2-1	ベルルアーネ工業団地の配置図	4-3
図 4.2-2	ベルルアーネ発電所の予定地	4-3
図 4.2-3	ベルルアーネ火力発電所へのガスの供給ルート	4-4
図 4.2-4	ベルルアーネ工業団地周辺の現況	4-5
図 4.2-5	新設のパイプラインのルート（緑色のライン）	4-8
図 4.2-6	旧石炭火力発電所の取水位置	4-9
図 4.2-7	旧石炭火力発電所の放水位置	4-9
図 4.2-8	取水管橋および取水ポンプ室の現況	4-11
図 4.2-9	マップト火力発電所現況	4-13
図 4.3-1	ベルルアーネ・サイト及びCTM（マップト）・サイトの位置図	4-15
図 4.3-2	多軸型コンバインドサイクルプラントの構成図	4-18
図 4.3-3	月間降水量（mm）	4-19
図 4.3-4	最高平均気温（℃）	4-20
図 4.3-5	最低平均気温（℃）	4-21
図 4.3-6	相対湿度（%）	4-22
図 4.3-7	構内配置図	4-27
図 4.4-1	ベルルアーネ工業団地近傍地域の電力系統	4-30
図 4.4-2	ベルルアーネ系統の2011年潮流	4-31
図 4.4-3	ベルルアーネに50MW発電機設置後の事故時潮流（2011年）	4-32
図 4.5-1	ベルルアーネ工業団地の区画図	4-33
図 4.5-2	既設の送水パイプラインのルート	4-35
図 4.5-3	EN2号線（片側2車線）	4-38
図 4.5-4	EN4号線（片側2車線）	4-38
図 4.5-5	資機材等の輸送経路	4-39
図 4.6-1	ベルルアーネ・サイト	4-40
図 4.6-2	CTM（マップト）・サイトの周辺環境	4-41
図 5.3-1	MICOA組織図	5-3
図 5.5-1	EIAに係る作業フローと所要日数	5-6
図 6.2-1	「モ」国のガス田	6-3
図 6.2-2	モザンビークのガス生産量の推移	6-5
図 6.2-3	石油天然ガスセクターへの投資の推移	6-5
図 6.2-4	テマネ - Secunda ガスパイプラインのルート	6-6
図 6.2-5	MGC のガスパイプラインのルート	6-8
図 6.2-6	既存のマトラ市内のガス配管網（緑色のライン）	6-8
図 6.2-7	新設のパイプライン（ENH/KOGAS）のルート（緑色のライン）	6-9
図 6.2-8	CTM（マップト）発電所付近のパイプラインルート（緑色のライン）及び発電所内の減圧ステーション位置図	6-10
図 6.2-9	ベルルアーネ火力発電所へのガスの供給ルート（案）	6-11
図 6.2-10	南部地域へのガス供給の概略系統	6-12



図 6.2-11	パンデ・テマネガス田の生産・運用体制	6-13
図 6.3-1	テテ州の石炭開発地区	6-14
図 6.3-2	上空から見たモアティーゼ炭鉱	6-16
図 6.3-3	モアティーゼ炭鉱の採炭状況	6-17

略 語 表

略語	原語	英語	備考
AdeM	Águas de Moçambique	-	「モ」国の水道事業者
AFD	L'Agence Française de Développement	French Development Agency	
AfDB	-	African Development Bank	
ASDI	-	Swedish International Development Agency	SIDA の別名
BCF	-	billion cubic feet	
BID	-	The Inter-American Development Bank	
CCGT	-	Combined Cycle Gas Turbines	
CCPP	-	Combined Cycle Power Plant	
CESUL	Projecto Regional de Transporte de Energia, Centro-Sul	Mozambique Regional Transmission Backbone Project	
CEZA	Companhia Eléctrica do Zambeze	Zambezi Electricity Company	
CFM	Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique	Mozambique Ports and Railways	
CNELEC	Conselho Nacional da Electricidade	National Electricity Council	
CMG	Companhia Moçambicana de Gasoduto	Mozambican Pipeline Company (no official English name)	ENH の子会社
CMH	Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos	Mozambican Hydrocarbon Company (no official English name)	ENH の子会社
CPF	-	Central Processing Facility	
CRA	Conselho de Regulação do Abastecimento de Água	Water and Sanitation Regulator	
CTM	Central Térmica de Maputo	Maputo Thermal Power Station	
DANIDA	-	Danish International Development Agency	
DNE	Direcção Nacional de Energia	National Directorate for Energy	
DNAIA	Direcção Nacional de Avaliação do Impacto Ambiental	National Directorate for Environmental Impact Assessments	
DPCA	Provinciais para Coordenação da Acção Ambiental	Provincial Directorate for Co-ordination of Environmental Affairs	
DWT	-	deadweight tonnage	
EDM	Electricidade de Moçambique	Mozambican Electricity Company (no official English name)	
EIA	-	Environmental Impact Assessment	
EIRR	-	Economic Internal Rate of Return	
ELS	-	Environmental Impact Study	
EN	Estrada Nacional	National Highway	
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique	Mozambican National Hydrocarbon Company	
EPC	-	Exploration and Production Agreement (contract)	
EPC	-	Engineering, Procurement and Construction (contract)	
EPDA	Estudo de Pré-Viabilidade Ambiental e Definição do Âmb	Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition	
EPZ	-	Export Processing Zone	
ESIA	-	Environmental and Social Impact Assessment	
ESKOM	-	South African Power Utility	南アの国営電力会社
EU	-	European Union	
FIPAG	Fundo de Investimento e Património de Abastecimento de Água	Water Supply Investment and Assets Fund	
FIRR	-	Financial Internal Rate of Return	
FTZ	-	Free Trade Zone	
FUNAE	Fundo de Energia	Mozambican National Rural Electrification Fund (no official English name)	
GAZEDA	Gabinete Das Zonas Económicas de Desenvolvimento Acelerado	Special Economic Zones Office	

略語	原語	英語	備考
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	German Agency for International Cooperation	ドイツ国際協力公社
GoM	-	Government of Mozambique	
GSA	-	Gas Sales Agreement	
GT	-	Gas Turbine	
GTZ	Die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	German Organization for Technical Cooperation	旧ドイツ技術協力公社 (現在は GIZ に統合)
HCB	Hidroeléctrica de Cahora Bassa	Cahora Bassa Hydroelectric	
HRS	-	Heat Recovery System	
HRSG	-	Heat Recovery Steam Generator	
ICO	Instituto de Crédito Oficial	State Credit Agency of Spain	
IDA	-	International Development Association	
IFC	-	International Financial Corporation	
INP	Instituto Nacional de Petróleos	National Petroleum Institute	MMR 内の組織
ITC	-	Independent Transmission Company	
JICA	-	Japan International Cooperation Agency	
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	-	ドイツ復興金融公庫
MGC	-	Matola Gas Company	
MGJ	-	million gigajoules.	
MICOA	Ministério para Coordenação de Acção Ambiental	Ministry of Coordination of Environmental Affairs	
MMR	-	Ministry of Mineral Resources	
ME	-	Ministry of Energy	
MOTRACO	-	Mozambique Transmission Company	
MPDC	-	Maputo Port Development Company	
MTC	-	Ministry of Transport and Communications	
NERSA	-	National Energy Regulator of South Africa.	南アのエネルギー規制・監督機関
NGV	-	Natural Gas Vehicle	
OPEC	-	Organization of the Petroleum Exporting Countries	
PPA	-	Petroleum Production Agreement	
PPA	-	Power Purchase Agreement	
PRS	-	Pressure Reduction Station	
PSA	-	Production Sharing Agreement	
PSS/E	-	Power System Simulator for Engineering	
ROMPCO	-	Republic of Mozambique Pipeline Investments Company Ltd.	
RORO	-	Roll-on/Roll-off ship	車両甲板を持つ貨物船
RSA	-	Republic of South Africa	
SADC	-	Southern African Development Community	
SAPP	-	Southern African Power Pool	
SEA	-	Simplified Environmental Assessment	
SIDA	-	Swedish International Development Cooperation Agency	ASDI の別名
SPI	-	Sasol Petroleum International Ltd.	
SPT	Sasol Petroleum Temane Limitada	-	SPI の子会社
SPV	-	Special Purpose Vehicle	
TAC	-	Technical Assessment Commission	
TCF	-	trillion cubic feet	
TOR	-	Terms of Reference	
UTIP	Unidade Técnica de Implementação dos Projectos Hidroeléctricos	Technical Unit for the Implementation of Hydroelectric Projects	
WB	-	World Bank	

# 第1章 序 論

本調査「モザンビーク国 電力セクター情報収集・確認調査」は、我が国によるモザンビーク国（以下、「モ」国）の電力セクター協力を戦略的に実施するために必要な情報収集・分析を行うことを目的として、（独）国際協力機構（以下、JICA）との間で2012年2月20日に締結された業務実施契約に基づき、（株）オリエンタルコンサルタンツと東電設計（株）の共同企業体（以下、JV）により2012年2月～7月の期間に実施されたものである。

JVは前述期間内に3回にわたり調査団を「モ」国に派遣し、カウンターパート機関であるエネルギー省（ME）とモザンビーク電力公社（EDM）から電力セクターに関する情報収集・確認を行うとともに、本調査の対象地域における優先プロジェクトの立地場所への現地踏査を実施した。それらの活動により得られた情報・データの整理・分析を行い、その結果を本ファイナルレポート（以下、F/R）にとりまとめた。2012年7月、F/Rに先行するDF/RについてJICAならびにカウンターパート機関から了解が得られたので、ここにF/Rとして発行するものである。

本調査の現地作業の概要を表1-1に示す。また、作業日程表、面談者リスト、収集資料リストは、それぞれ添付資料1～5に収録されている。

表 1-1 現地作業の概要

作業	主要作業	派遣団員	派遣期間
第1回	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ic/R 説明</li> <li>情報収集</li> <li>現地踏査 (Beluluane (ベルルアーネ) ・サイト、CTM Maputo (マップト) ・サイト)</li> </ul>	葛西 隆 (総括/電力開発計画) 木下信行 (系統開発計画) 岡野秀之 (火力開発計画) 宮下 充 (経済分析) 荷宮仁樹 (環境・社会配慮)	2012/2/26 - 2012/3/28 (詳細は添付資料1参照)
第2回	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pr/R 説明</li> <li>情報収集</li> <li>現地踏査 (ベルルアーネ・サイト、CTM (マップト) ・サイト)</li> <li>テテ州優先プロジェクトサイト</li> <li>Nacala (ナカラ) 回廊地域優先プロジェクトサイト</li> </ul>	葛西 隆 (総括/電力開発計画) 木下信行 (系統開発計画) 岡野秀之 (火力開発計画) 宮下 充 (経済分析) 荷宮仁樹 (環境・社会配慮)	2012/5/13 - 2012/5/29 (詳細は添付資料2参照)
第3回	<ul style="list-style-type: none"> <li>DF/R 説明</li> <li>情報収集</li> </ul>	葛西 隆 (総括/電力開発計画) 木下信行 (系統開発計画) 岡野秀之 (火力開発計画)	2012/7/1 - 2012/7/9 (詳細は添付資料3参照)

備考：Ic/R - インセプションレポート、Pr/R - プログレスレポート、DF/R - ドラフトファイナルレポート

本調査の対象地域は「モ」国全土であり、「モ」国側がJICAに提出した要請文書「Priority Projects for Future Cooperation with Japan」に記載されている優先プロジェクトとその位置を、本報告書巻頭の「調査対象地域図」に示す。調査団は、これら優先プロジェクトに関する情報収集・整理・分析を重点的に行い、電力セクター協力を推進する上での提案をまとめ、これらが基礎データとして今後活用されるように努めた。

本 DF/R の構成は以下のとおりである。各章の内容については、それぞれの章で述べる。

第 1 章 序論

第 2 章 電力セクターに関する情報収集・確認

第 3 章 優先電力プロジェクトに関する情報収集・確認

第 4 章 南部ガス火力発電プロジェクトに関する情報収集・確認

第 5 章 環境社会配慮に関する基礎情報収集・確認

第 6 章 エネルギー資源（天然ガス、石炭）開発計画の概況

第 7 章 結論・提言

## 第2章 電力セクターに関する情報収集・確認

### 2.1 電力セクターの概要

#### 2.1.1 電力セクターの概況

「モ」国の電力セクターの概況は以下のとおりである。

- モザンビーク国（「モ」国）は、広大な国土面積（799,380km<sup>2</sup>）に22.4百万人が居住し、低い人口密度（28人/km<sup>2</sup>）となっている。そのため、全国電力網（グリッド）が地方部まで延伸されにくく、都市部と地方部との間に大きな電力アクセス格差が生じ、地方部における貧困削減の障害になっている。
- 全国平均の電化率は18%（2011年）と低い数値に止まっており、その向上が大きな課題になっている。経済成長と貧困削減に資する電化事業への支援ニーズがきわめて高い。
- 国民一人当たりの年間消費電力量は143kWh/人と低く、それに対応して発電電力量（＝消費電力量＋電力損失）は4,025GWh、最大電力は610MWに過ぎない。その一方で、発電電力量と最大電力の年平均増加率は10%超となっており、近年の堅調な経済成長とあいまって、今後とも電力需要は大きな伸びが見込まれている。
- 我が国がMaputo（マプト）／Nacala（ナカラ）回廊開発プログラムに対する支援を重点的に行っており、それらの開発プログラムの推進を下支えする電力インフラの整備が急務になっている。
- グリッドは南アフリカ諸国電力網（電力プール）と国際連系され一体的に運用されている。Cahora Bassa（カオラバッサ）水力発電所の電力はプールに輸出され、「モ」国が必要とする電力はそこから輸入している。「モ」国の電力セクターは電力プールの存在なしには成り立たない。
- 電力需要の88%は、カオラバッサ水力発電所（発電容量：2,075MW）の総発電電力量の21%（＝購入電力量3,549GWh／最大発電量16,600GWh、2009年）でまかない、残り12%の大半は老朽化した火力発電所の供給力に依存している。将来にわたって自前の供給力を確保するためにも既存の火力発電所のリハビリや拡張等が必要になっている。
- グリッドの延伸では経済的に対応しにくい地域においては太陽光発電や小水力発電などによる電化事業を推進してきており、その加速化が期待されている。

#### 2.1.2 エネルギー政策の骨子

「モ」国のエネルギーセクターは、市場経済型の経済運営に重点がおかれて国全体の経済の構造改革が進んだ結果として、大きな変化を遂げつつある。これは、国のエネルギー政策により、地方部での電気事業が国全体の計画に組み込まれたり、大規模なエネルギープロジェクトへの民間投資が急速に進行した結果でもある。



エネルギー政策は1997年に策定されたものが現在もそのまま維持されている。エネルギー政策は以下の点を骨子としている。

- エネルギーに対する需要と経済発展のニーズを満たすため信頼性の高いエネルギーをできるだけ低料金で供給すること。
- 家庭部門におけるエネルギー、とくに薪、灯油、ガス、電力の入手可能度を高めること。
- 薪炭の入手可能度を高めるために植林事業を推進すること。
- エネルギー供給に関与する主要組織の能力開発を強化すること。
- エネルギー資源（水力発電、森林、石炭、天然ガス）の開発については経済的に実現可能な投資を推進すること。
- エネルギー製品の輸出を増加させること。
- エネルギー使用に際し効率を向上させること。
- エネルギー変換技術の開発や環境にやさしいエネルギー（太陽エネルギー、風力、バイオマス）の使用を推進すること。
- さらに効率よくダイナミックで競争力のあるビジネスを推進すること。

### 2.1.3 エネルギー政策の策定にあたって参照すべき原則

「モ」国の「Energy Management Strategy for the Energy Sector (2008-2012)」には、エネルギー政策に係るガイドラインと実施要領を策定するうえで参照すべき原則が以下のとおり定められている。

- 電力と液体燃料への持続的なアクセス
- 持続可能な薪の利用
- 新・再生可能エネルギーの推進
- エネルギーマトリックスの多様化
- 他分野の開発計画やプログラムと協調を取ったエネルギー利用計画の策定
- 持続可能な開発と環境保全
- 実際のコストと環境保護のための緩和措置を反映した料金
- エネルギー使用の合理化
- エネルギーセクターの健全な発展に資するステークホルダーとの調整・協議
- 国際協力フォーラムへの積極的な関与

上記第1項の「電力と液体燃料への持続的なアクセス」と第3項の「新・再生可能エネルギーの推進」は、国の重点施策の一つである「貧困削減行動計画（Poverty Reduction Action Plan (PARP) 2011-2014）」に深く関係する。PARP 2011-2014では、エネルギー供給システムは貧困削減に一定の役割を果たすべきだとしており、以下のような行動指針を掲げている。

- 電力へのアクセス：できるだけ低料金でサービスを提供し、地理的なカバレッジを拡大させることによって、電力へのアクセスを増加させること。
- 新・再生可能エネルギーの推進：国内に賦存する再生可能エネルギーを導入するための能力開発を行い、太陽光、風力、水力の各種発電システムの導入を積極的に推進すること。その場合、学校や診療所への設置を優先させること。

#### 2.1.4 電力セクターに関係する法制度

エネルギー政策を実行に移すために、以下の法令が発行されている。

##### (1) Ministerial Decree No. 20/97

国家エネルギー局 (National Directorate for Energy: DNE) の設立について法的な基礎を与える命令であり、1997年に発布された。DNEはエネルギー省のなかに設置されている技術審議会であり、エネルギー政策に関する分析や提言、立案を行う。

##### (2) Electricity Act No. 2197

1997年に国会で承認され、発布された。エネルギーセクターの組織や電力供給行政に関する一般的な方針ならびに国内での発電、送電、配電、売電や、電力の輸出入、電力供給に係るコンセッションについての一般的な法的枠組みを規定している。

##### (3) Municipal Legislation

1997年に条例化され、電力供給に係る投資計画やサービスの運用について地方自治体に一定の権限を与えることを規定している。

##### (4) Decree No. 42/2005 of 29 of November 2005

発電、送電、配電、売電に係る計画、資金調達、建設、所有、運営維持について規則を定めているだけでなく、ナショナルグリッドの運営維持とその発展のために必要な規則と手続きを規定している。

##### (5) Decree No. 43/2005 of 29 of November 2005

EDMを全国の送電と給電指令を管理する公益法人であると定める命令である。

#### 2.1.5 エネルギーセクターの事業実施に係る各種計画

事業実施に係る各種計画には国レベルと州レベルのものがあり、相互の役割分担がある。国レベルの計画の指針となっているエネルギー戦略 (Programado Governo, Estrategia De Energia) は、National Electricity Council (CNELEC、国家電力協議会) の審査を受けて作成される。その戦略に関係するのは以下の各種計画である。

- 事業計画と事業予算
- 電化マスタープラン (2005-2019)

- 戦略プラン（2006-2009）
- 事業推進のための契約

CNELEC は、1997 年発布された電気事業法（Electricity Act）によって設立された規制機関である。助言と仲裁の役割を持っている。

## 2.2 電力セクターの構造と組織・運営

### 2.2.1 電力セクターの事業実施に関係する組織

電力供給は、ナショナルグリッド、ミニグリッド、独立システムの 3 つのカテゴリーに分けられている。ナショナルグリッドについては、エネルギー省（ME）の監督下で EDM が担当する。ミニグリッドについては、ME が州の担当局を通じて担当する。

電力セクターに関係する重要な組織としては、会社組織を取りながら「モ」国営の電力会社として運営されているモザンビーク電力公社（EDM）、再生可能エネルギープロジェクトに資金を提供する FUNAE、大規模水力発電プロジェクトの開発促進に当たる UTIP（Technical Unit for the Implementation of Hydroelectric Projects）などがあげられる。それらの組織を図 2.2-1 に示す。

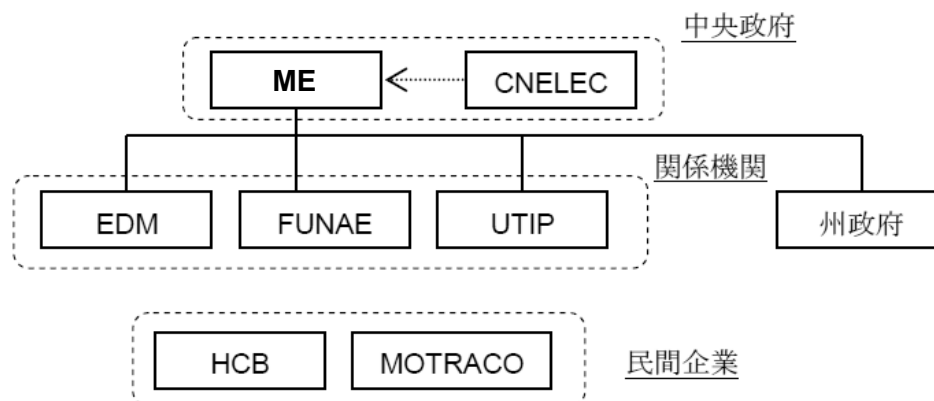
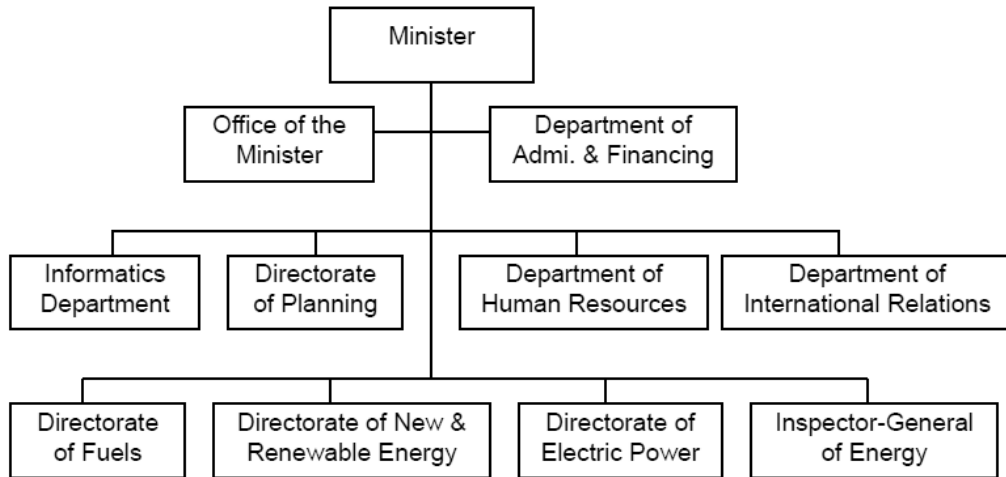


図2.2-1 電気事業関係組織

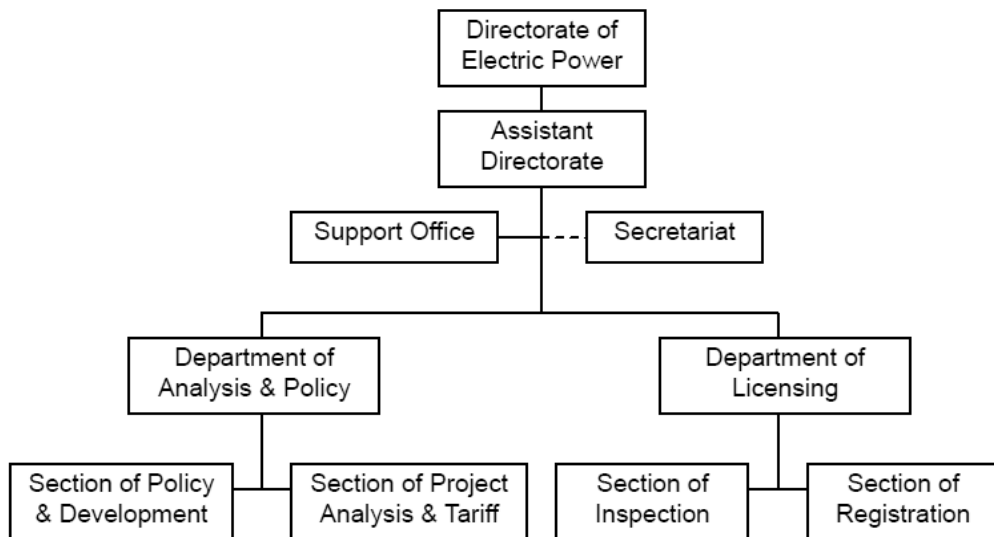
### 2.2.2 ME の組織と役割

ME は、「モ」国全体のエネルギー全般を所管する省であり 2000 年に設立された。ME の組織図を図 2.2-2 に示す。職員総数は約 160 名である。電力セクター全体に直接関与する部署は「Direccao Nacional de Energia Electrica（電力局）」であり、その組織図を図 2.2-3 に示す。



(出典：ME)

図2.2-2 ME 全体組織図



(出典：ME)

図2.2-3 ME 電力局組織図

MEには以下のような役割が与えられている。

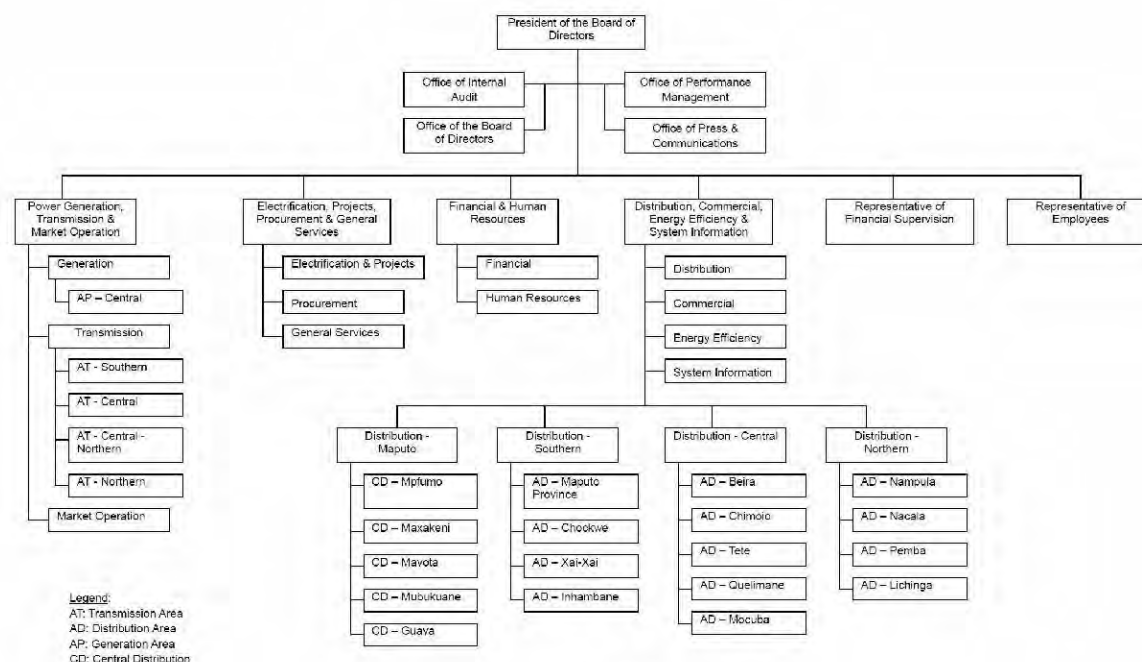
- 国内の電力資源に関する広報活動の促進
- 国内の電力資源の開発ならびに利用の促進
- 主に農村部に対して電力の需要拡大を推進すること
- 経済・社会的成長および発展のために、主に農村部に対して効率的な発電を推進すること
- 電力インフラの開発において民間参加を推進すること
- 天然ガスおよび石油製品の保管、輸送、供給ならびに商業化を持続的・安定的な形で確保すること

- 電力の供給と利用における環境影響の軽減
- 石油とその関連製品に関する価格の適切な設定を確保すること
- 国内ならびに地方のユーザーのニーズに見合った電力の生産
- とくに農村部に重点を置きながら、全国レベルで石油製品を適切に提供すること

### 2.2.3 EDM の役割と組織

EDM は、発電、送電、配電、売電を一貫して行う垂直統合型の事業形態を取る国営電力会社である。主としてナショナルグリッドに接続されている需要家への送電、配電、料金徴収を行い、規模は小さいながらも発電も行っている。所有する主要発電所は 5 箇所あり、その他に地方部で数多くのオフグリッド用ならびにバックアップ用の発電機を運営している。発電施設の老朽化に伴い施設の休止を進めている。その分、カオラバッサ水力発電会社（HCB）からの電力購入への依存度を増やしている。

EDM の組織図を図 2.2-4 に示す。職員総数は約 3,500 名。本調査に関係する部署は、「Electrification & Projects（電化&プロジェクト部）」「Generation（発電部）」「Transmission（送電部）」である。送配電網は図 2.2-5 に示すとおり地域毎の管轄区分によって運営されている。南部地域の送電網はマプト市に拠点をおく ATSU が管轄し、マプト州の配電網は南部地域の配電組織、マプト市の配電網はマプト首都圏の配電組織が管轄している。

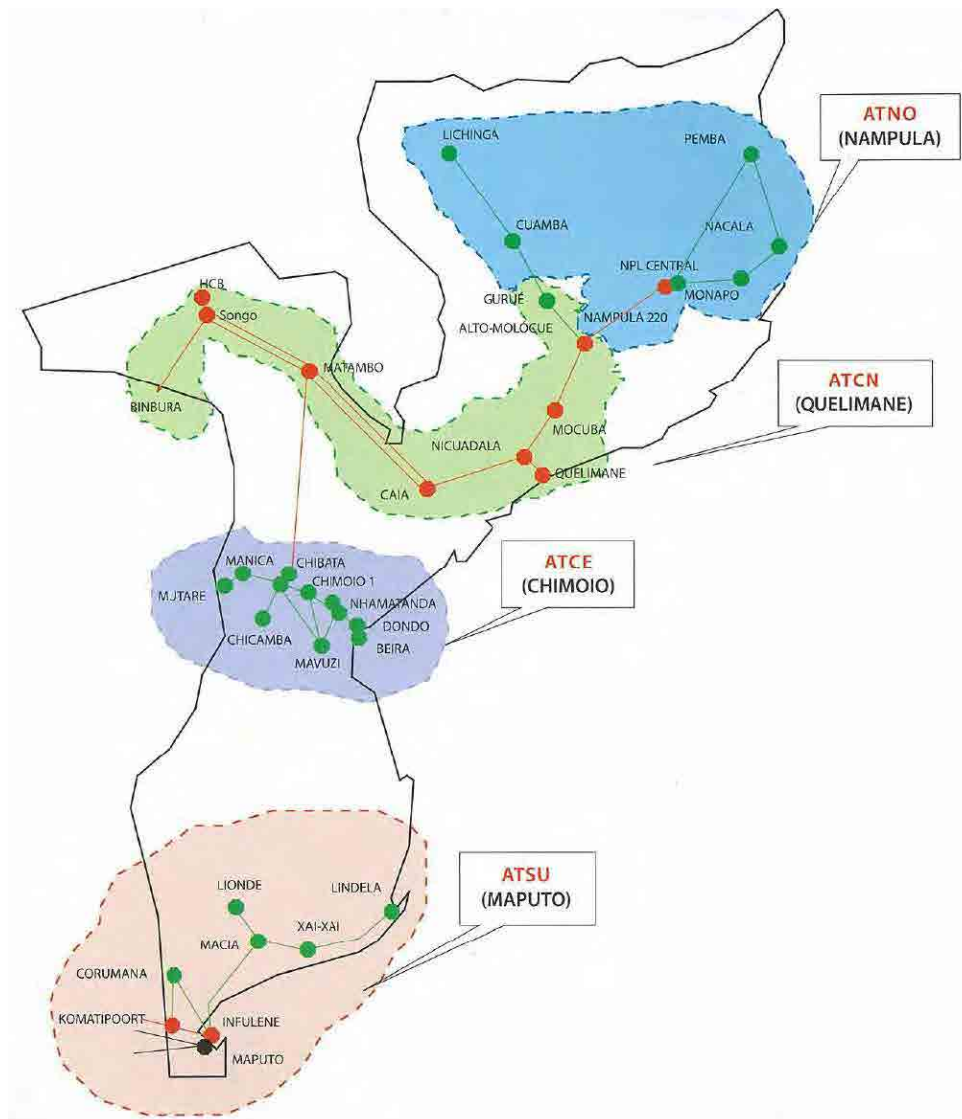


Organization Chart of EDM

(translated from the web of EDM as of March 27, 2012)

(出典：EDM)

図2.2-4 EDM 組織図



(出典：EDM)

図2.2-5 送配電網管轄区分

#### 2.2.4 電気事業に係る民間の組織

エネルギーセクターには民間資金による会社組織がいくつかあり、重要な役割を果たしている。代表的な組織は以下のとおりである。

- a) カオラバッサ水力発電会社 (Hidroelectrica de Cahora Bassa: HCB)：カオラバッサ水力発電所を所有し発電事業を行う独立発電事業者 (IPP) であり、「モ」国が株式の 85%、ポルトガルが 15% を所有する民間会社である。「モ」国内において HCB を直接的に管理するのは EDM である。カオラバッサ水力発電所は南アフリカ地域において単一プラントとしては最大の規模を誇っている。
- b) モザンビーク送電会社 (Mozambique Transmission Company: MOTRACO)：EDM (出資比率：33.3%、以下同)、南アの South African Power Utility (ESKOM) (33.3%)、スワジラ

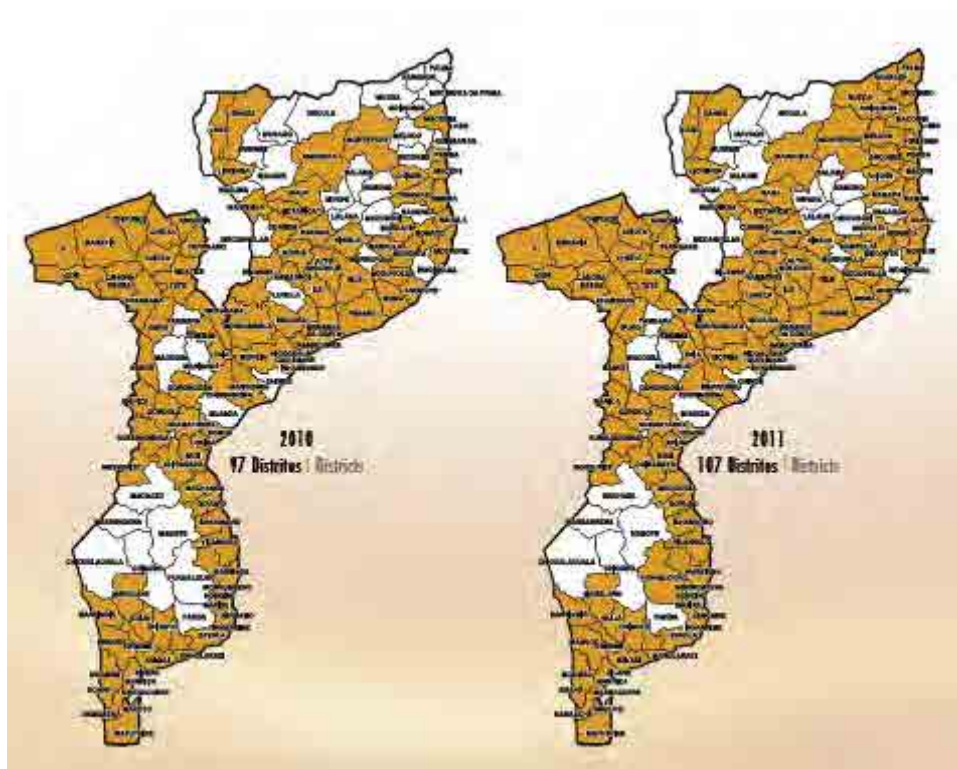


ンド電力庁（33%）が共同で所有する独立送電事業者（ITC）であり、専用送電線により Mozal（モザール）アルミ精錬会社に電力供給を行っている。

### 2.3 電化計画と電化の状況

EDMは2004年作成の電力マスタープラン（M/P）に基づいて、全国的な広がりを持たせた電化計画を推進している。EDMの文書「全国拠点地区電化計画2013年目標」によれば、全国128地区（districts）に対し、累計電化地区数の目標として、2010年に104、2011年に107、そして2014年には125の数値を掲げている。この目標に対し、2010年に97、2011年に107を達成している。

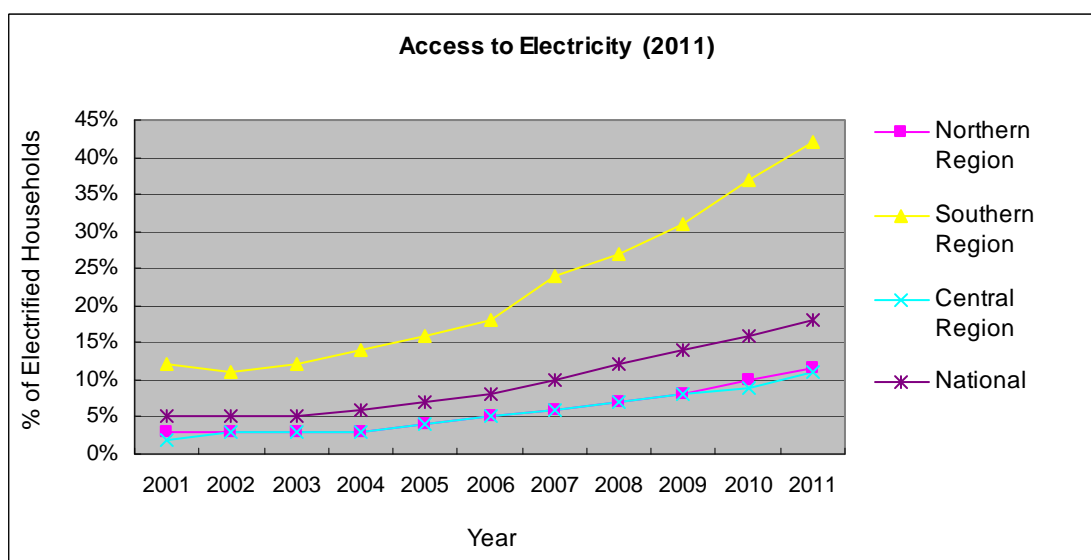
2010年と2011年を比べた全国の電化の進捗状況を図2.3-1に示す。この図で明らかなおり、電化は全国的な広がりを持って満遍なく進められている。



（出典：Statistical Summary 2011, EDM）

図2.3-1 電化地区の広がり状況

図2.3-2は、全国ならびに電力システムエリア別の電化率の推移を図示したものである。全国平均の電化率は、2001年から2011年までの11年間で5%から18%と着実に伸びている。南部地域の電化率は12%から42%と飛躍的な伸びを示している一方で、北部地域と中部地域では全国平均に比べてかなり低い水準で推移している。



(出典 : Statistical Summary 2011, EDM)

図2.3-2 電化率の推移 (2001年 - 2011年)

EDMは、電化率を州別の世帯数で把握している。表2.3-1に各州の電化世帯数と電化率を示す。マプト市では電化率が82%に達しているが、ニアサ州やテテ州のように10%未満の州も存在し、都市部と地方部との間に大きな格差が生じていることがわかる。

表2.3-1 電化率の州別内訳 (2011年)

Province	No. of Households	Access (%)
Cabo Delgado	31,385	8.2
Niassa	27,535	9
Nampula	134,140	13
Total - Northern	193,060	11.5
Zambezia	69,184	7.3
Tete	46,372	10
Manica	41,540	11
Sofala	83,131	20
Total - Central	240,227	11
Inhambane	36,323	12
Gaza	77,829	27
Maputo Province	171,507	54
Maputo City	216,049	82
Total - Southern	501,708	42
Total	934,995	18

(出典 : EDM)

EDMは1世帯の人数を4.4人と推定し、これを電化世帯数に乗算した人数を電化人口と捉えている。表2.3-1中の総世帯数934,995に4.4を乗じると4.1百万人になり、これは2011年の「モ」国全人口22.4百万人の18.3%に相当し、これが全国平均の電化率とされている。

## 2.4 電気料金と料金徴収

EDM の電力系統から受電している一般需要家（低圧需要家）には表 2.4-1 に示す電気料金表が適用される。低圧需要家の中でも電気使用量の大きい需要家や中圧、高圧の需要家、いわゆる大口需要家に対しては表 2.4-2 の料金表が適用される。

一般需要家は、毎月の電気使用量（kWh）に対する従量料金と毎月一定の固定料金との合計料金を支払う必要がある。一般需要家の料金種別は、社会、家庭、農業、商業の 4 つである。使用量が多くなればなるほど料金単価が高くなる累進性を採用している。

大口需要家は、前述の一般需要家に対する従量料金と固定料金の合計に加え、契約電力（kW）に対して一定の料金を乗算した料金を別途支払う必要がある。料金種別は、低圧、中圧、高圧の 3 つである。

電気料金の支払方法として前払い料金制があり、これを選択している需要家は全需要家の 81%（2011 年）に達している。この制度の運用のために「CREDELEC」というプリペイド方式の電力量計を設置している。CEDELEC は、電力量計で電力需要家が任意の期間と任意の電力量を設定することにより、使用電力量を自分で決定し、管理することを容易にした計器である。当該期間に電力量をどのくらい消費したか簡単に把握することができるようになっている。料金単価は使用量に関係なく固定されている。

現状の電気料金は所得水準の低い需要家に配慮した全国一律料金であり、自ずと地方部では事業収支がマイナスとなる。いわゆる、逆ざやの状態である。これまで料金値上げの動きがあったが、どの国にも見られるように、容易には認められない状況である。

表2.4-1 電気料金表(一般低圧需要家)

Social Tariff, Household, Agriculture and General (Low Voltage)

Recorded Consumption (kWh)	Sale Price				Flat Rate (Mt)
	Social Tariff (Mt/kWh)	Household Tariff (Mt/kWh)	Farming Tariff (Mt/kWh)	General Tariff (Mt/kWh)	
From 0 to 100	1.07				
From 101 to 200		2.34	2.36	2.61	75.26
From 201 to 500		3.11	3.36	3.74	75.26
Above 500		3.27	3.68	4.09	75.26
Pre-payment	1.07	2.98	3.27	3.75	

(出典：EDM)

表2.4-2 電気料金表(大口需要家)

Major Consumers of Low, Medium and High Voltage

Class of Consumers	Sale Price		Flat Rate (Mt)
	(Mt/kWh)	(Mt/kW)	
Major Cons. LV	1.47	112.65	220.37
Medium Voltage	1.21	126.09	1,034.38
High Voltage	1.08	138.88	1,034.38

(出典：EDM)

2011年の家庭用需要家の消費電力量は1,052.3GWhであった。これに対し電化世帯数は934,995であったことから、1世帯当たりの年間電力量は1,125kWhと計算される。これに前払い制の従量料金2.98 Mt/kWhを乗じると、年間の電気料金は3,353 Mtとなる。前述の従量料金は、為替レートを28 Mt/USDとすると0.106USD/kWhになる。一般の需要家の所得水準は低いため、この電気料金の家計への負担は大きく、電力需要がかなり抑制されている可能性がある。

EDMの地方配電網プロジェクトにおける経済分析においては、Cost of Energy: 0.028 USD/kWh、Sale Price of Energy: 0.06 USD/kWhを採用している。

## 2.5 発電設備の現況

「モ」国の発電設備の現況は表2.5-1に示す通りである(EDM所轄分)。水力発電所及び火力発電所の合計の設備容量は207.6 MWであり、その内水力発電所の設備容量は108.85 MWで運転可能容量が61.10 MW、火力発電所の設備容量は、98.75 MWで運転可能容量が69.35 MWである。

現在、「モ」国全体の最大電力は、610MWであり、自国で賄える電力は、130.45MW(61.10 MW+69.35 MW)と必要電力の約21%(=130.45MW/610MW)に過ぎない。

表2.5-1 「モ」国の水力発電所及び火力発電所リスト

Power Station	Unit	Turbine/ Generator Manufacturer	Year Installed	Nominal Cap. (MW)	Available Capacity (MW)	Comments
<b>1. Hydropower</b>						
Mavuzi	1	Charmilles/BBC	1955	5	4.5	Operational
	2	Charmilles/BBC	1955	5	0	Out-of-order
	3	Neyrpic/SIEMENS	1967	14	12	Operational
	4	Neyrpic/SIEMENS	1957	14	12	Operational
	5	Neyrpic/SIEMENS	1957	14	0	Out-of-order
Chicamba	1	Voith/SECRO	1968	19.2	0	Operational
	2	Voith/SECRO	1968	19.2	17	Operational
Corumana	1	Undenas/ABB	1990	8.3	7.0	Operational
	2	Undenas/ABB	1990	8.3	7.0	Operational
Cuamba	1	Soerumsand/NEBB	1989	0.55	0.5	Operational
	2	Soerumsand/NEBB	1989	0.55	0.5	Operational
Lichinga	1	Soerumsand/NEBB	1983	0.75	0.6	Operational
<b>Total Hydro</b>				<b>108.85</b>	<b>61.10</b>	
<b>2. Thermal</b>						
Beira	1-Gas	ABB Stal	1988	14.0	12.0	Operational
Maputo	1-Gas	Rolls Royce	1968	17.0	0	Out-of-order
	2-Gas	BBC	1973	38.0	30.0	Operational
	3-Gas	Alsthom	1991	24.0	22.0	Operational
Temane	1-Gas			5.2	4.8	
Nova Mambone	1-Gas			0.55	0.55	
<b>Total Thermal</b>				<b>98.75</b>	<b>69.35</b>	
<b>Total Hydro + Thermal</b>				<b>207.60</b>	<b>130.45</b>	

(出典：2012年7月時点のEDMウェブサイト (<http://www.edm.co.mz/>) の情報を基に調査団作成)

## 2.6 送配変電と系統運用の現況

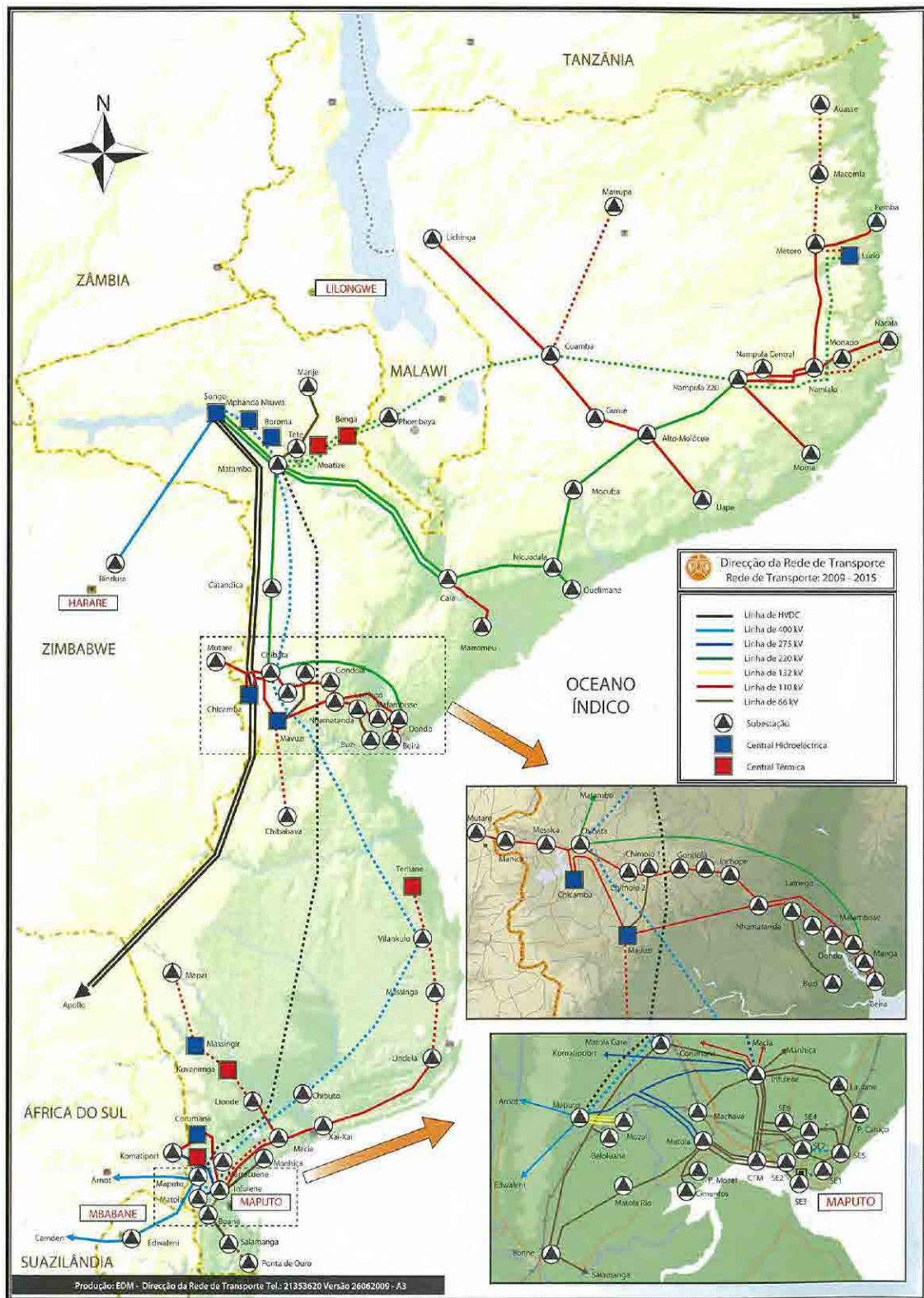
### 2.6.1 電力系統の概要

図 2.6-1 に「モ」国の電力系統図を示す。同国は南北に 2,000km に亘る広大な国土を擁しているため、電力系統は南部ならびに中・北部系統の 2 系統に分離されており両系統は連系されておらずそれぞれ独立系統となっている。

主要電源であるカオラバッサ水力発電所（出力 2,075MW）は中・北部系統に接続されている。その発電電力の一部は交流 220kV 送電線により中部ならびに北部地域に送電され自国負荷への供給に向けられるとともに、400kV 交流送電線で隣国ジンバブエにも送電されているが、発電電力の大部分は 535kV 直流送電線を介し南アフリカの Apollo 変電所に送電され、南アフリカ電力プールに送電されている。

首都マプトを擁する南部系統は、カオラバッサ水力発電所から 1,000km 以上の遠距離にあるため、400kV 交流送電線により国際連系されている南アフリカ系統ならびにスワジランド系統

を經由して南アフリカ電力プールから電力輸入している。これにより国内需要の 80%以上を再輸入電力で賄う結果となっている。



(出典: Characterization of the transmission network 2010 (EDM))

図2.6-1 電力系統図

## 2.6.2 送変電設備

表 2.6-1 に設計電圧別送電設備、表 2.6-2 に送電設備明細を示す。400kV 送電線は南アフリカ、スワジランドならびにジンバブエ等の国際連系線として、275kV 送電線は南部系統の基幹送電線として、220kV 送電線は中・北部系統の基幹送電線として利用されている。一方 110kV 送電線は南部ならびに中・北部系統の拠点変電所からの供給線として活用されており設備量が 2,530km と全体の半分を占めている。さらに 66kV 送電線は地域需要への負荷供給を担うローカル供給線として活用されている。

表2.6-1 設計電圧別送電設備（回線延長）

Design Voltage (kV)	400	275	220	110	66	Total
Length (km)	233	127.5	1756	2530	481	5127.5

(出典：Characterization of the transmission network 2010 (EDM) をベースに調査団作成)

表 2.6-3 に変電設備明細を示す。400kV 変圧器は南部系統のマプト変電所において南アフリカならびにスワジランドから受電した電力を国内向けに 275kV あるいは 132kV へ降圧するために利用されている。また 1 次電圧が 220kV 以下の大部分の変圧器は 2 次電圧が 33kV であり送電系統から配電系統に電力を供給する配電用変圧器として利用されている。

表2.6-2 送電設備明細

From	To	Voltage [kV]	Length [km]	Completion Year	Capacity [MVA]
Songo	Bindura	400 (330)	125	1997	1041
Arnout	Maputo	400	49.9	2000	1293
Edwalene	Maputo	400	58.1	2000	1293
Matambo	Chibata	220	320	1983	247
Songo	Matambo	220	120	1984	247
Songo	Matambo	220	115	1984	477
Matambo	Chimuara	220	294	1983	477
Matambo	Chimuara	220	291	1983	477
Chimuara	Mocuba	220	262	1984	477
Mocuba	Alto Molocue	220	151	1986	239
Alto Molocue	Nampula 220	220	183	1986	239
Nicuadala	Quelimane	220	20	1986	239
SE Matola	Infulene	275	16	2000	479
Komatipoort	Infulene	275	85	1972	479
SE Maputo	Matola	275	16	2004	479
Motraco	Mozal	275 (132)	3.5	2000	1293
Motraco	Mozal	275 (132)	3.5	2000	1293
Motraco	Mozal	275 (132)	3.5	2000	1293
Alto Molocue	Gurue	110	75.7	2000	99
Gurue	Cuamba	110	100.0	2004	70
Cuamba	Lichinga	110	235.0	2005	70
Nampula 220	Nampula Central	110	4.0	1984/04	99
Nampula Central	Monapo	110	131.0	1984/04	84
Monapo	Nacala	110	64.0	1984/04	84
Nampula 220	Moma	110	170.0	2007	77
Nampula 220	Pemba	110	375.0	2005	70



From	To	Voltage [kV]	Length [km]	Completion Year	Capacity [MVA]
Infulene	Macia	110	125.0	1983	99
Macia	Chicumbane	110	49.0	1983	99
Chimuara	Marromeu	110	90.0	2008	63
Macia	Lionde	110	53.0	1983	99
Infulene	Corumana	110	92.0	1984	99
Komatipoort	Corumana	110	40.0	1990	99
Mavuzi	Nhamatanda	110	80.0	1973	77
Nhamatanda	Beira	110	91.0	1973	77
Mavuzi	Chicamba	110	72.0	1957	77
Chicamba	Xigodora	110	11.0	1957	77
Xigodora	E. Chicamba	110	5.0	1957	77
E. Chicamba	Machipanda	110	50.0	1957	77
Machipanda	Mutare	110	7.5	1957	77
Mavuzi	Beira	110	171.0	1955	70
Nhamatanda	Gondola	110	78.0	1987	99
Gondola	Xigodora	110	37.0	1987	99
Chicumbane	Lindela	110	233.8	2002	68
Alto Molocue	Uape	110	90.0	2008	77
Infulene	Boane	66	30.0	1982	38
Infulene	2M	66	4.5	2003	50
Infulene	CTM	66	7.5	2004	38
Infulene	CTM	66	7.5	2004	38
Infulene	Manhica	66	62.0	1975/88/04	38
Infulene	Machava	66	7.5	1991	38
Infulene	SE5 (Compone)	66	15.1	1990	38
CTM	Matola	66	4.9	1998	60
Mavuzi	Chimoio 1	66	46.0	1953	38
CTM	SE6	66	3.8	1992	38
CTM	Matola	66	4.9	1998	60
CTM	Matola	66	4.9	1998	60
Matola	Machava	66	2.5	1998	50
Matola	Boane	66	21.9	1998	50
Matola	Cimentos	66	2.7	1998	50
SE6	SE4	66	2.4	1998	38
SE4	SE5	66	4.8	1996	38
CTM	SE3	66	5.4	2001	50
CTM	SE2/3	66	5.4	2001	50
Boane	Salamanga	66	76.7	2002	50
2M	SE7	66	7.9	2004	50
2M	SE7	66	7.9	2004	50
SE7	SE5	66	4.0	2004	88
SE3	SE1	66	2.1	2004	55
SE3	SE7	66	2.2	2005	77
Matambo	Tete	66	20.0	2009	60
Tete	Manje	66	109.0	2009	50
Infulene	CTM	66	7.5	1972	38

(出典 : Characterization of the transmission network 2010 (EDM))



表2.6-3 變電設備明細

Name	Year	Voltage	kV							Total Capacity
			400	330	275	220	132	110	66	
Alto Molocue	1984	220/110/33/7.7	-	-	-	4	-	4	-	151
Beira	1966	110/22/6.6	-	-	-	-	-	5	-	80
Beluluane	1998	66/11	-	-	-	-	-	-	1	20
Boane	1980	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Chimuara	2003	220/110/33	-	-	-	5	-	1	-	56
Catandica	2004	220/33	-	-	-	1	-	-	-	25
Central Termica	1972	66/33	-	-	-	-	-	-	14	60
Chibata	2003	220/110	-	-	-	1	-	3	-	84
Chicamba	1967	110/22	-	-	-	-	-	4	-	48
Chicumbane	2004	110/33	-	-	-	-	-	2	-	16
Chimoio 1	1950	66/22/6.6	-	-	-	-	-	4	-	18
Chimoio 2	1964	110/22/6.6	-	-	-	-	-	1	-	27.5
Cuamba	2004	110/33	-	-	-	-	-	3	-	16
Dondo	1972	110/22	-	-	-	-	-	1	-	20
Gondola	1998	110/22	-	-	-	-	-	1	-	10
Gurue	2002	110/33	-	-	-	-	-	3	-	16
Inchope	2005	110/33	-	-	-	-	-	1	-	10
Infulene	1972	275/110/66	-	-	6	-	-	5	7	372
Lamego	1973	110/66/22	-	-	-	-	-	1	1	18.8
Lichinga	2005	110/33	-	-	-	-	-	1	-	16
Lindela	2002	110/33	-	-	-	-	-	1	-	10
Lionde	1985	110/33	-	-	-	-	-	5	-	16
Machava	2004	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Macia	2002	110/33	-	-	-	-	-	4	-	10
Mafambisse	1985	110/22	-	-	-	-	-	1	-	12.5
Manhica	2000	66/33	-	-	-	-	-	-	1	30
Manica	1972	110/33	-	-	-	-	-	1	-	6.3
Maputo (Matraco)	2000	400/275/132	3	-	1	-	3	-	-	1500
Maputo (EDM)	2000	400/275	1	-	1	-	-	-	-	400
Matambo*	1982	220/66/33	-	-	-	8	-	-	-	44
Matola 275	2006	275/66	-	-	1	-	-	-	7	320
Matola Rio	2003	66/33	-	-	-	-	-	-	1	10
Matola Gare	2004	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Mavita	1978	110/22	-	-	-	-	-	1	-	12.5
Mavuzi	1949	110/66/6.6	-	-	-	-	-	-	-	73.9
Messica	1979	110/22/6.6	-	-	-	-	-	1	-	12.5
Mocuba	1984	220/110/33	-	-	-	4	-	2	-	280
Monapo	1981	110/33	-	-	-	-	-	3	-	16
Moma	2007	110/33/11	-	-	-	-	-	3	-	50
Nacala	1981	110/33	-	-	-	-	-	3	-	70
Nampula 220	1988	220/110/33	-	-	-	3	-	5	-	200
Nampula Central	1981	110/33	-	-	-	-	-	3	-	35
Pemba	2005	110/33	-	-	-	-	-	1	-	16
Riopele	1982	60/30	-	-	-	-	-	-	1	10
Ceramica	2002	220/33/33	-	-	-	1	-	-	-	50
Salamanga	2002	66/33	-	-	-	-	-	-	1	10
SE Movel 0 (Xinavane)	1997	110/33/22	-	-	-	-	-	1	-	10
SE Movel 1 (Metoro)	2004	110/33	-	-	-	-	-	1	-	10

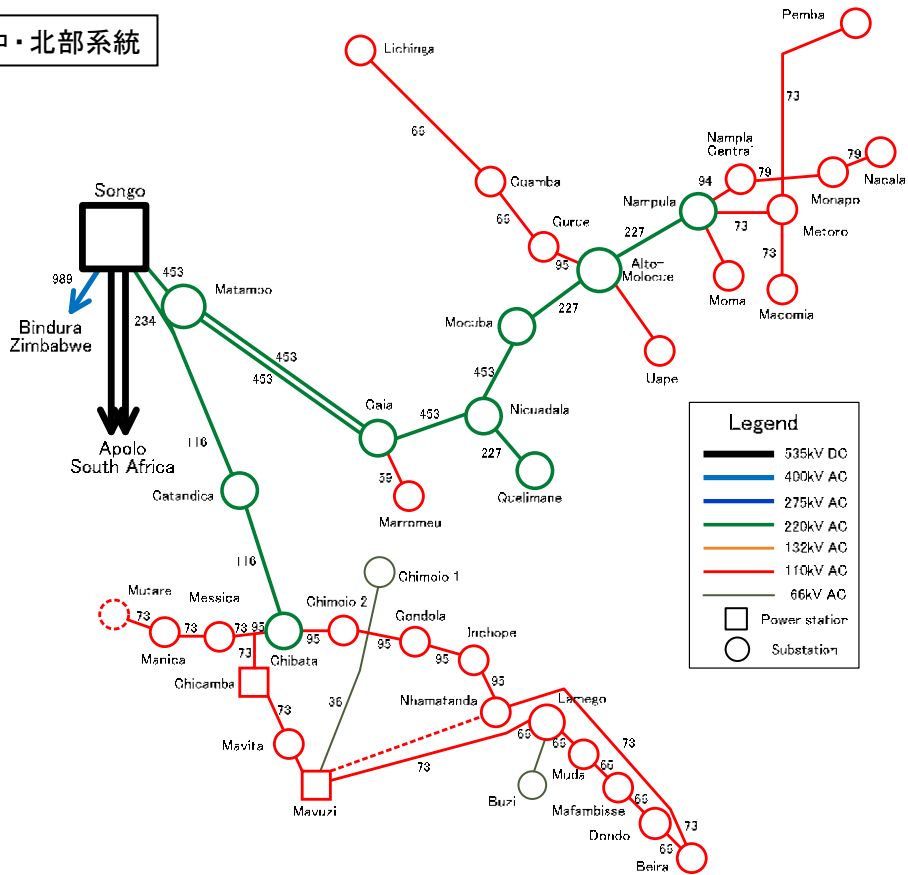
Name	Year	Voltage	kV							Total Capacity	
			400	330	275	220	132	110	66		
SE Movel 2	2004	110/33	-	-	-	-			1	-	10
SE Movel 3 (SE5)	2004	66/33	-	-	-	-			-	1	20
SE1	2003	66/11	-	-	-	-			-	1	30
SE2	2003	66/11	-	-	-	-			-	1	30
SE3	2001	66/11	-	-	-	-			-	4	60
SE4	1994	66/11	-	-	-	-			-	1	30
SE5***	1990	66/11	-	-	-	-			-	5	20
SE6	1994	66/33/11	-	-	-	-			-	1	20
SE7	2004	66/11	-	-	-	-			-	4	30
SE8	2005	66/11	-	-	-	-			-	2	30
Manje	2009	66/33	-	-	-	-	-	-	-	1	10
Uape	2009	110/36(33)	-	-	-	-	-	-	1	-	16
SE9	2005	66/11	-	-	-	-			-	2	60
Songo**	1982	330/220	-	2	-	3			-	-	665
			<b>4</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>30</b>	<b>3</b>	<b>78</b>	<b>66</b>		<b>5,400</b>

(出典：Characterization of the transmission network 2010 (EDM))

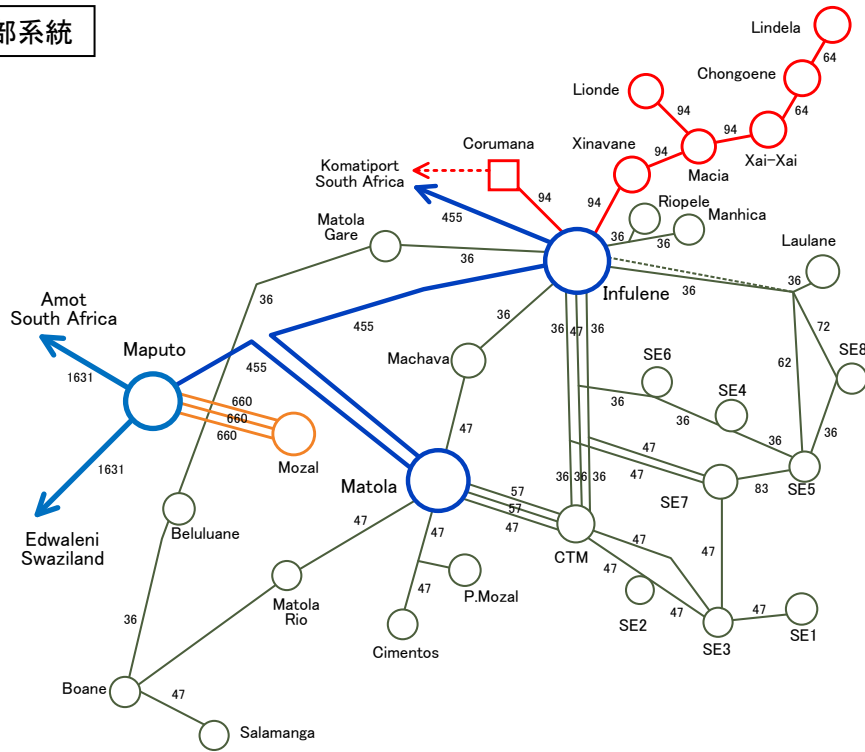
### 2.6.3 送電線送電容量

図 2.6-2 に力率を 95%と仮定した場合の送電線送電容量を示す。400kV 送電線の容量は 1,631MW (330kV 運転送電線は 989MW)、275kV は 455MW、220kV は 116~453MW、132kV は 660MW、110kV は 59~95MW、66kV は 36~83MW に分布している。

中・北部系統



南部系統



(出典: Created with reference to PSSE network analysis data provided by EDM)

図2.6-2 送電線送電容量 (単位: MW)

## 2.6.4 系統別需要

表 2.6-4 に 2011 年における中・北部系統ならびに南部系統の需要を示す。「モ」国の総需要は 1,426.6MW であり、アルミ精錬工場のモザールが 1 社でその 60%近く占めており、一般需要は残りの約 40% 足らずである。系統別では需要中心の首都マプトを擁する南部系統はモザールと合わせ同国需要の 86%を占めており、中・北部系統は 14%に過ぎない。

表2.6-4 系統別需要 (2011 年)

Network		Demand (MW)	Share (%)
Central・North		193.4	14
South	Mozal	850.0	59
	excluding Mozal	383.2	27
Total		1426.6	100

(出典: Analysis result using PSSE network data provided by EDM)

## 2.6.5 電力潮流

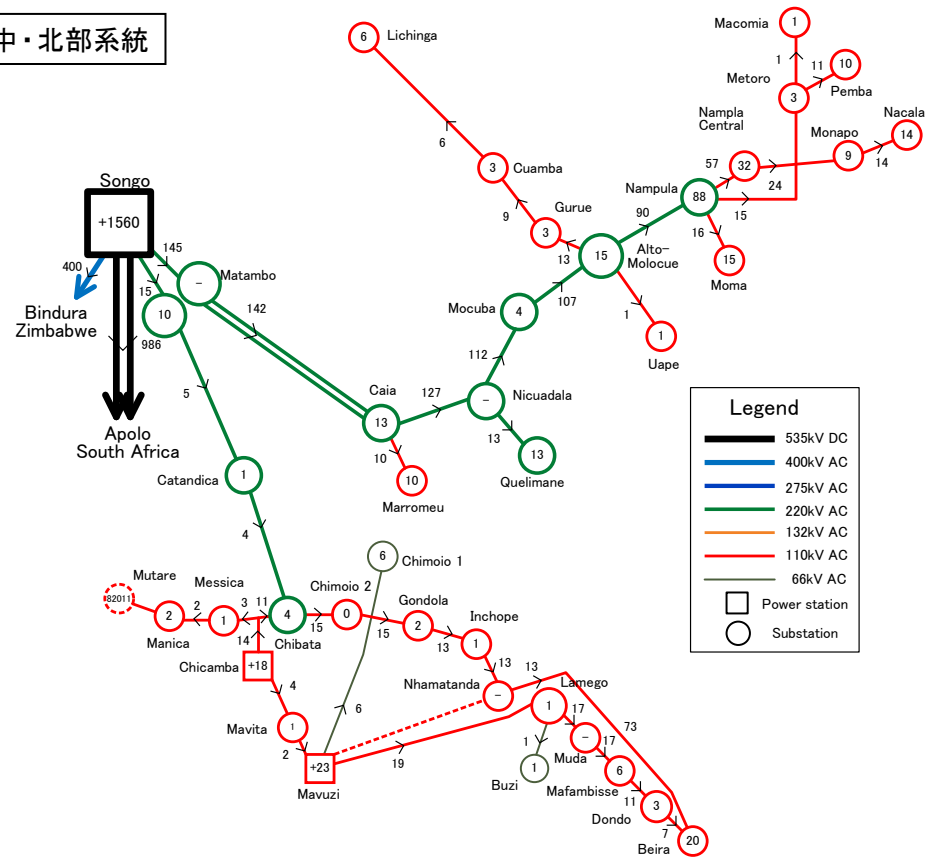
EDM から入手した 2011 年の系統解析データを用いて潮流解析を行った。その結果を図 2.6-3 に、各電圧階級別の最大潮流を表 2.6-5 に示す。400kV 送電線の最大潮流は南アフリカとの国際連系線のマプト - Amot 線の 885MW であり送電容量 1,631MW に対して十分余裕がある。275kV 送電線ではマプト - Matola (マトラ) 線の 336MW、設備稼働率は 74%である。同様に 220kV 送電線、132kV 送電線ならびに 110kV 送電線いずれも設備稼働率に対して十分余裕があり過負荷等の問題は生じない。一方 66kV 送電線では送電容量が 36MW (力率 95%と仮定) と小である送電線の設備稼働率が高い傾向にあり、中でも Infulene (インフレネ) - CTM 線から分岐し SE6 変電所に至る送電線潮流が 38MW と送電容量を僅かに超過している。しかし容量超過はこの送電線のみであり他の送電線の潮流は送電容量以下である。

表2.6-5 電圧階級別最大潮流

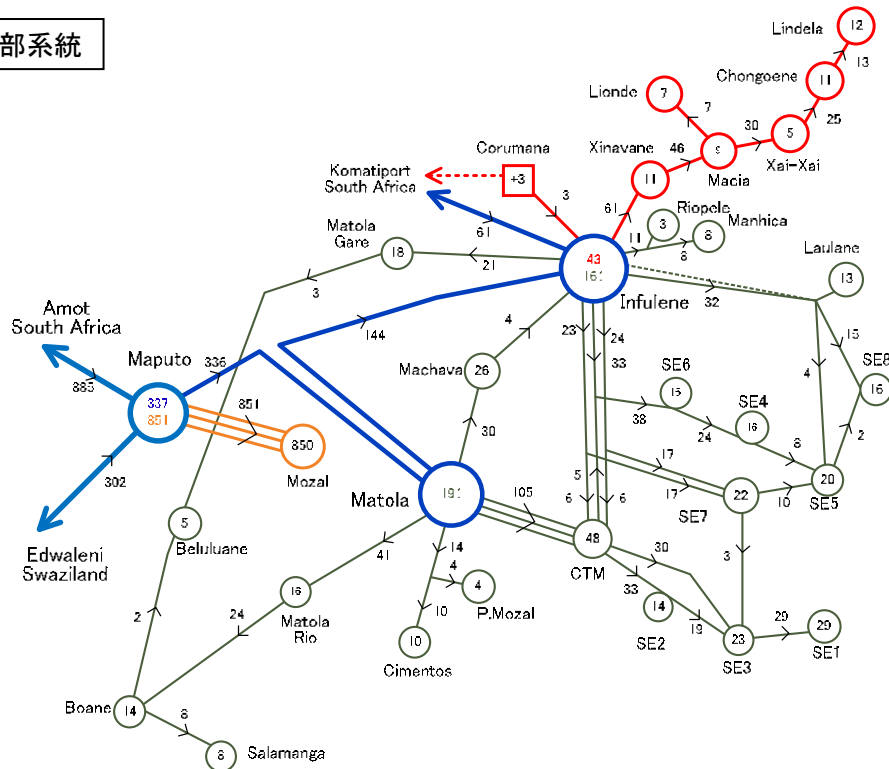
Voltage (kV)	Line Section	A. Power Flow (MW)	B. Capacity (MW)	Utilization Rate (%) (=A/B)
400	Maputo-Amot	885	1631	54
275	Maputo-Matola	336	455	74
220	Caia-Nicoadala	127	453	28
132	Maputo-Mozal	284	660	43
110	Infulene-Xinavane	61	94	65
66	Branching point-SE6	38	36	106

(出典: Analysis result using PSSE network data provided by EDM)

中・北部系統



南部系統



(出典: Analysis result using PSSÉ network data provided by EDM)

図2.6-3 2011年電力潮流 (単位: MW)

## 2.6.6 事故電流

EDM から入手した 2011 年の系統解析データを用いて事故電流解析を行った。その結果を図 2.6-4 に、各電圧階級別の最大事故電流を表 2.6-6 に示す。

系統規模が小さくことに加え系統が中・北部ならびに南部系統に分離している。さらに広大な国土に系統が広がっているため送電距離が長い等の理由により事故電流は Songo（ソongo）220kV 母線ならびにモザール 132kV 母線を除き各電圧階級とも 10kA 程度以下と小さく遮断器の遮断容量超過等の問題は無い。

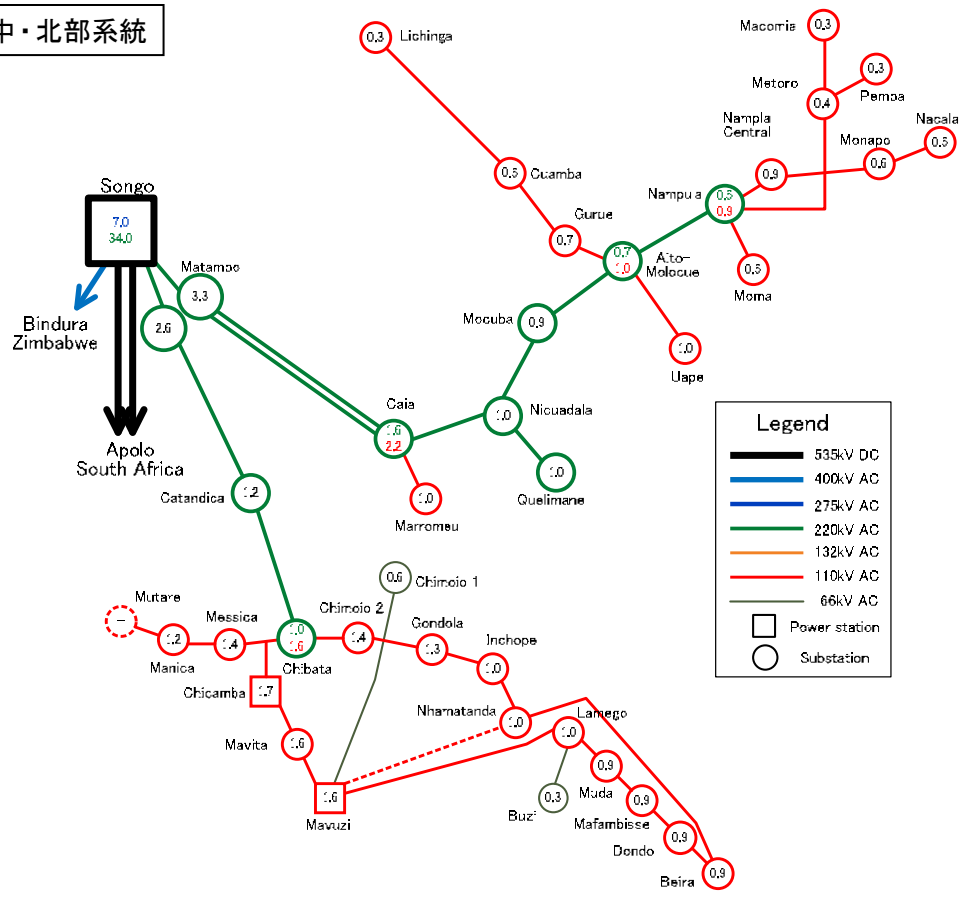
ソongoは発電所であり背後に大容量発電機が複数台接続されているため 220kV 母線の事故電流は 34kA と大きい。さらにモザールは 400kV マプト変電所から近距離にある上、合計 3 回線の送電線で接続されているため 19.3kA と大きな値となっている。

表2.6-6 電圧階級別最大事故電流

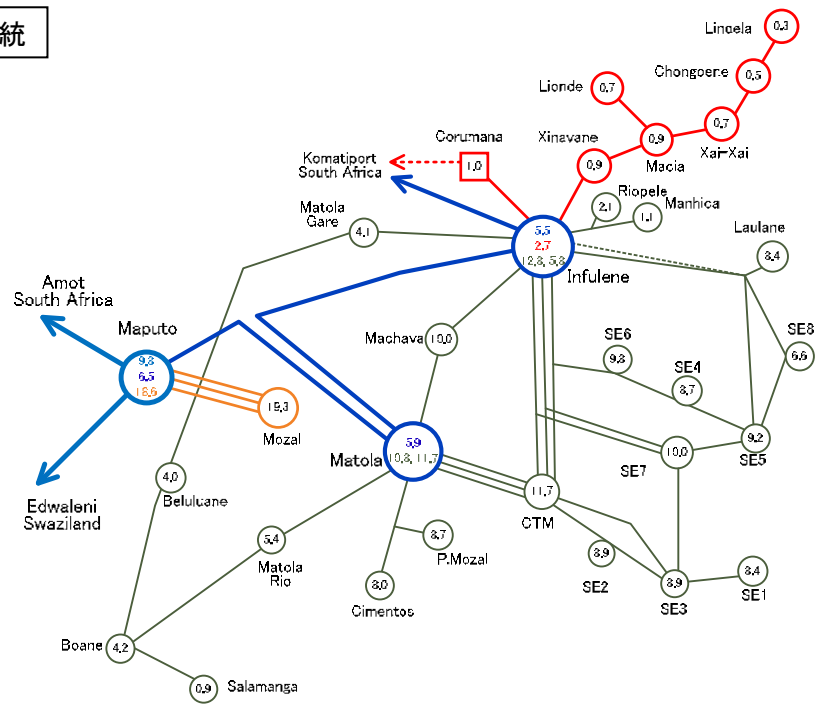
Voltage (kV)	Station	Fault current (kA)	Remarks
400	Maputo	9.8	
275	Maputo	6.5	
220	Songo Matambo	34.0 3.3	
132	Mozal	19.3	
110	Chicamba	1.7	
66	Infulene	12.8	

(出典: Analysis result using PSSE network data provided by EDM)

中・北部系統



南部系統



(出典: Analysis result using PSS/E network data provided by EDM)

図2.6-4 2011年事故電流 (単位: kA)

## 2.7 電力需給の現況

### 2.7.1 電力の需要と供給

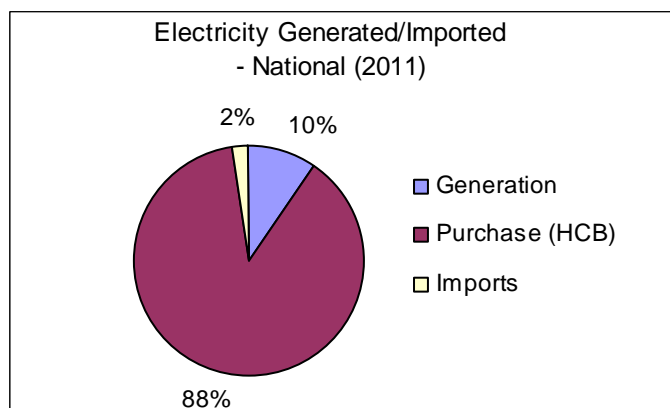
「モ」国の基幹電源であるカオラバッサ水力発電所の運転開始によって、電力供給力は格段に増加し、それまでの潜在的な電力需要が顕在化する一方、経済活動の活発化に伴い電力需要が堅調に増加している。全国の2011年の電力量収支（エネルギーバランス）を表2.7-1に示す。総発電電力量は4,025 GWhである。この内訳を図2.7-1に示す。カオラバッサ水力発電所を運用するカオラバッサ水力発電会社（HCB）の発電電力量はその88%を占めている。これに対し、EDMの発電電力量は全体の10%を占めるに過ぎない。また、地方の一部にEDMの配電網が延伸されていないために隣国（南ア）から電力を購入しており、その量は全体の2%である。

表2.7-1 電力量収支（2011年）

単位：GWh

Description	2011	Weight	2010	Weight
(1) Generation	389	10%	368	10%
(2) Purchase (HCB)	3,549	88%	3,118	88%
(3) Imports	86.5	2%	67.4	2%
(4) Total Energy = (1)+(2)+(3)	4,025	100%	3,553	100%
(5) Exports	669	17%	580	22%
(6) Gross Available = (4)-(5)	3,356	83%	2,973	78%
(7) Transmission Losses	159	5%	137	7%
(8) P. Station Losses	31	1%	27	1%
(9) Special Customers	122	4%	96	2%
(10) Distribution = (6)-(7)-(8)-(9)	3,044	91%	2,713	90%
(11) Public Lighting	50	2%	45	2%
(12) EDM's Consumption	6	0%	6	0%
(13) Distribution Losses	649	19%	611	19%
(14) Invoicing = (10)-(13)	2,395	71%	2,102	71%
(15) Invoicing Including Special Customers	2,517	75%	2,101	73%
(16) Total Losses = (7)+(8)+(13)	839	25%	775	27%

（出典：Statistical Summary 2011, EDM）

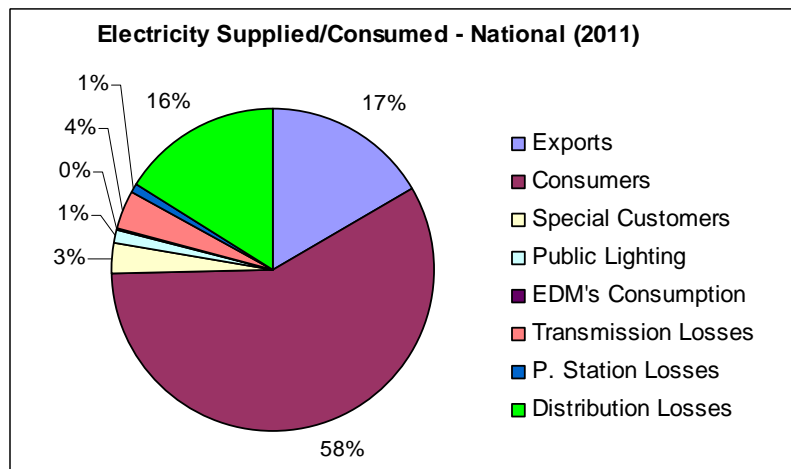


（出典：Statistical Summary 2011, EDM）

図2.7-1 発電電力量の内訳（2011年）



表 2.7-1 の消費電力量の内訳を示したものが図 2.7-2 である。電力の輸出が 17%を占めていることや、電力損失が合計で 25%と大きな数値になっているのが目立つ。配電損失だけで 19%に達する。



(出典 : Statistical Summary 2011, EDM)

図2.7-2 消費電力量の内訳 (2011年)

表 2.7-1 の数値は EDM の運営する全国電力網 (ナショナルグリッド) だけが対象であり、グリッドに接続されていない地方部の独立型ディーゼル発電や、太陽光発電、小水力発電などの数値は含まれていない。

2011年の地域別消費電力量を表 2.7-2 に示す。マプト首都圏は単独で全国の 32.6%を占め一大需要地であることがわかる

表2.7-2 地域別消費電力量 (2011年)

Distribution	GWh	Share 1	Share 2
Northern	428	10.6%	13.2%
Central	739	18.4%	22.9%
Southern	1,012	25.1%	31.3%
Maputo City	1,055	26.2%	32.6%
Sub-Total	3,234	80.3%	100.0%
Export	669	16.6%	
Special customers	122	3.0%	
Total	4,025	100.0%	

(出典 : EDM)

## 2.7.2 電力需給の年次推移

2006年から2011年の過去6年間の電力需給ならびに基礎指標の推移を表 2.7-3 に示す。発電電力量は堅調に増加し電力輸出も一定の水準で推移している。新規需要家数も年を追うごとに伸びており、それに伴って電化率も上昇している。電気料金徴収率は 97%と高い。一方、電力損失率は 21~23%と高止まりの様相を呈している。

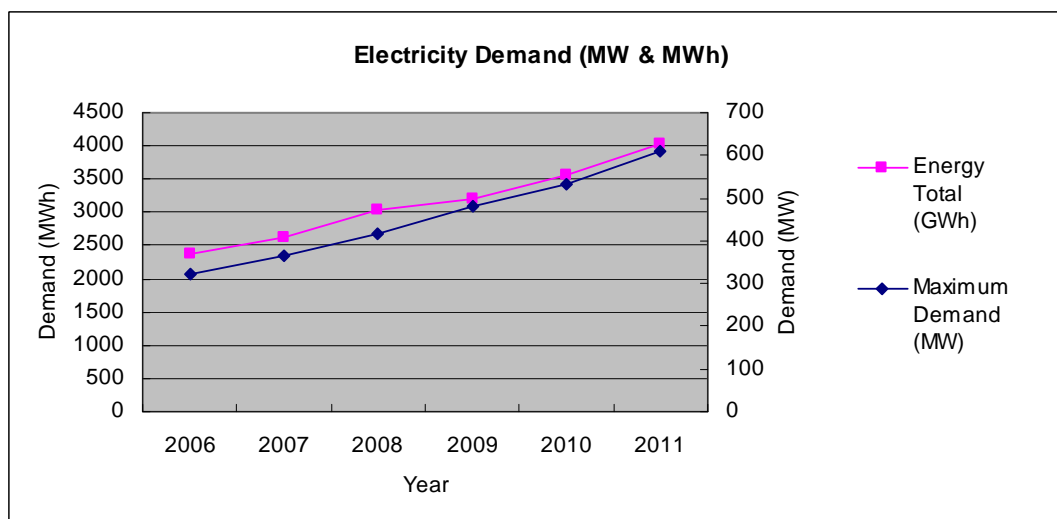
表2.7-3 電力需給の年次推移 (2006年 - 2011年)

Description	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energy Total (GWh)	2,382	2,622	3,032	3,193	3,553	4,025
Public Lighting (GWh)	42	39	38	42	45	50
EDM's Consumption (Buildings & Offices) (GWh)	10	6	6	6	6	6
Total Losses (Technical + Non Technical Losses)	21%	23%	21%	23%	22%	21%
Total Billed Energy (GWh)	1,873	2,029	2,404	2,449	2,777	3,185
Total Billed Energy	79%	77%	79%	77%	78%	79%
Billed Energy (National Territory) (GWh)	1,375	1,506	1,734	1,934	2,197	2,517
Billed Energy (National Territory)	58%	57%	57%	61%	62%	63%
Billed Energy (Export) (GWh)	498	523	670	514	580	669
Billed Energy (Export)	21%	20%	22%	16%	16%	17%
Collection Rate	95%	95%	96%	97%	97%	97%
Average Period for Receiving (days)	53	33	42	45	45	45
Maximum Demand (MW)	320	364	416	481	534	610
Number of Employees	3,233	3,323	3,532	3,735	3,511	3,402
Number of Customers	415,667	510,848	614,731	736,085	858,108	1,010,780
Prepayment Coverage	46%	58%	64%	73%	78%	81%
Number of New People Connected to the Grid	357,651	400,827	440,206	531,907	576,127	719,004
New Connections	85,155	95,435	104,811	120,888	130,938	163,410
Customers per Employee	129	154	174	197	244	297
National Access to Electricity	8%	10%	12%	14.3%	16%	18%

(出典: Statistical Summary 2011, EDM)

### 2.7.3 発電電力量と最大電力の推移

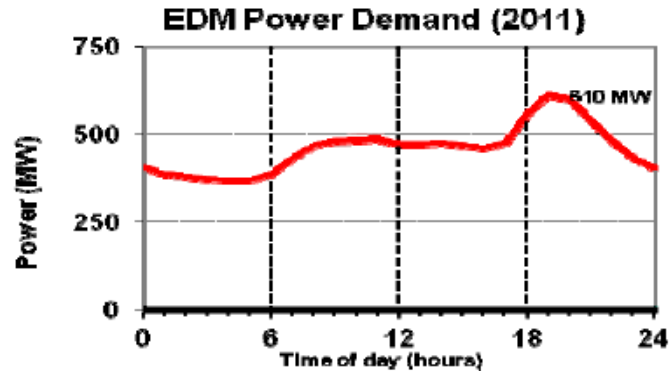
表 2.7-3 の発電電力量と最大電力を抜き出して図示したのが図 2.7-3 である。発電電力量の平均増加率は 10.6%に達し、これと一体となって最大電力も伸びている。2011年の最大電力は 610MW であった。



(出典: Statistical Summary 2011, EDM)

図2.7-3 発電電力量と最大電力の推移 (2006年 - 2011年)

最大電力 610MW は、11 月 16 日午後 8 時に記録されている。同日の負荷曲線を図 2.7-4 に示す。夕刻から夜間にかけて一般家庭の電灯需要が大きくなり、最大電力を記録するようである。11 月は高温季であり、日中の冷房需要は一定量あるが最大電力を大きく押し上げるには至っていない。むしろ日中は比較的一定しているのが特徴的である。



(出典：EDM)

図2.7-4 最大電力記録日の負荷曲線

#### 2.7.4 電力需給の構造

##### (1) 電力購入の概要

EDM は総需要電力量の 90%を HCB や近隣諸国の電力会社から購入している。その内訳を表 2.7-4 に示す。HCB からの購入量が圧倒的に多い上に、購入単価も 0.0136USD/kWh と割安である。そのため、近隣諸国からの購入単価 0.175USD/kWh を押し下げて、全体では 0.0175USD/kWh と安くなっている。

表2.7-4 EDM の電力購入状況 (2011 年)

Supplier of Energy	Amount (USD)	Share (%)	Energy (MWh)	Share (%)	Purchase Price (USD/kWh)
ZESCO	930,951	1.5%	86,500	2.4%	0.175
Border towns	706,169	1.1%			
Motraco	4,411,906	7.0%			
ESKOM	9,082,320	14.3%			
Sub-total	15,131,346	23.8%			
HCB	48,342,860	76.2%	3,549,000	97.6%	0.0136
Total	63,474,206	100.0%	3,635,500	100.0%	0.0175

(出典：EDM)

##### (2) EDM - HCB 間 PPA の概要

2011 年、EDM は HCB から 3,549GWh の電力を購入した。これは EDM の全国電力網（グリッド）の需要電力量 4,025GWh の 88.2%を占める規模である。EDM - HCB 間 PPA により、EDM は HCB から表 2.7-5 に示す電力を購入した。毎年 300MW は、ダムの水量の変動に関係な

く受電可能な電力（Firm Power）として確保される一方、水量の変動に応じて追加的な電力（Additional Power）も受け取れることになっている。購入電力量は毎年着実に伸びている。

EDM が HCB から購入する電力量を増加させることは契約上可能だが、それは表中の Additional Power に限られる。その場合、現行の 200MW から 400MW に増加させることになりそうである。その実施可能時期としては、HCB が南アの ESKOM と結んでいる追加電力売買契約（Additional Power Agreement : APA）が期限切れとなる 2015 年以降である。Firm Power の増加については政府間レベルでの交渉が必要になる。

表2.7-5 HCB からの購入電力量

Year	Firm Power [MW]	Additional Power [MW]	Energy [GWh]
2008	300	90	2,635
2009	300	100	2,775
2010	300	100	3,022
2011	300	200	3,549

（出典：EDM）

### (3) EDM - SAPP 間 PPA の概要

EDM は、EDM - SAPP 間 PPA により、表 2.7-6 に示す電力を購入した。2011 年の SAPP からの電力購入量は 86.47GWh であり、EDM の総需要電力量 4,025GWh の 2.1% を占める。「モ」国の電力需要の伸びに対応して毎年伸びている。HCB からの購入電力量に比べると規模は小さいが、貴重な供給力として確保されている。

EDM が SAPP から受け取れる電力量は固定しておらず、EDM の需要量と SAPP の供給量が一致した電力量で売買が成立するため常に変動している。現在、南アフリカ諸地域においてはどの国も電力供給力が不足しており、SAPP からの電力購入（MW、MWh）には不確定要素が多いとされている。

表2.7-6 SAPP からの購入電力量

Year	Energy [GWh]
2008	27.38
2009	31.90
2010	67.44
2011	86.47

（出典：EDM）

## 2.7.5 販売電気料金

EDM の販売電力量と販売収入から求めた 2009 年の電力単価は 0.091 USD/kWh である（表 2.7-7 参照）。EDM の 2009 年の年次報告では Sales average price (SAP) を 0.084 USD/kWh と述べている。

表2.7-7 販売電力の単価（2009年）

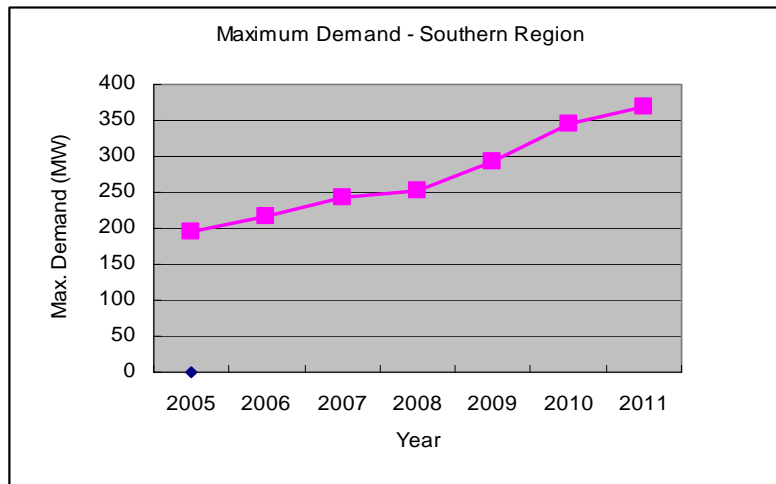
Description	Value	Unit
Sales of electricity in 2009*	4,367,273,080	MZM
Electricity invoiced in 2009**	1,934	GWh
Electricity sales rate	2.3	MZM/kWh
Exchange rate	25.25	MZM/USD
Electricity sales rate	0.091	USD/kWh
* excludes exported energy		
** includes special customers and represents 72% of total energy		
Sales average price (SAP)	0.084	USD/kWh

（出典：EDM）

## 2.8 電力需要想定

EDM は、ノルウェーの支援を受けてマスタープラン（M/P）調査「Electricity Master Plan Study」（2004年）を実施した。この調査は2005年 - 2019年を対象期間とした電力セクター全体の開発調査であり、その中で長期電力需要想定を行った。一方、その後の電力事情の推移等を考慮し、同 M/P の更新が必要であるとして、2008年に同 M/P 更新のための準備を開始した。現在、アフリカ開発銀行の支援を受けて M/P アップデート調査「Update of Master Plan 2010-2027」を実施中であり、2012年末までには調査が完了する見込みである。長期電力需要想定についても更新されることになっており、2013年以降はアップデート版の電力需給見通しに基づいて具体的な電力設備形成計画が実行に移される見込みである。

EDM は、M/P アップデート調査の結果を待たずに、独自に電力管轄地域ごとの長期需要想定と電力設備形成計画を策定している。その内容は「Expansion Plan and Strengthening of Power Transmission Grid 2012-2021」（September 2011）にまとめられている。マプト首都圏を抱える南部地域は「モ」国内で最大の電力需要地である。同地域の2005年 - 2011年の最大電力の推移を図 2.8-1 に示す。この期間の年平均伸び率は 11.3% である。2011年の最大電力 369.1MW は速報値であり、7月に記録されている。



(出典：EDM)

図2.8-1 南部地域の最大電力の推移（2005年 - 2011年）

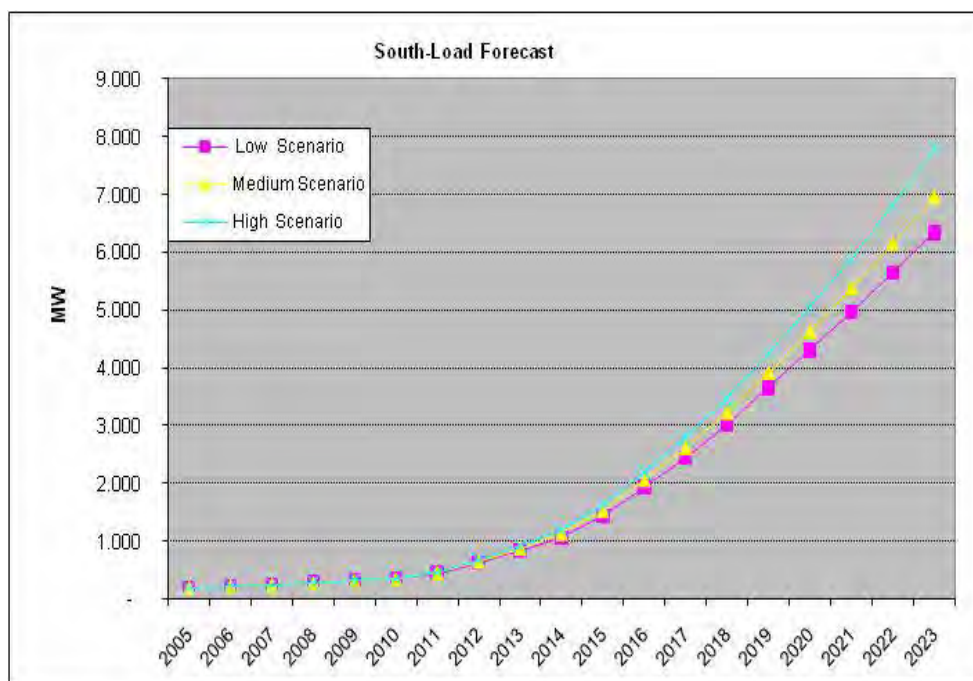
今後の電力需要について、EDMは、表2.8-1に示すプロジェクトの存在を明らかにし、これまでの電力需要の増加が今後も同様に続くと推定し、2023年までを対象期間として図2.8-2に示す需要見通しを立てている。想定しているシナリオは、High / Medium / Lowの3つであり、2015年頃から大口プロジェクトが順次立ち上がることを見込んで電力需要の伸び率も大きくなっている。

モザールアルミ精錬所の電力需要は現在950MWであるが、今後予定されている拡張計画によって、920 - 1,320MWもの大規模需要が新たに生まれることになる。その他にも、セメント工業や金属工業など電力多消費産業の需要が今後の電力需要の牽引役となる。

表2.8-1 南部地域の大口需要プロジェクト

No.	Project / Customer	Location	Demand [MW]
1	CIMPOR - expansion	Maputo	10
2	Mozal - expansion	Maputo	120
3	Arcelor Mittal	Maputo	20
4	Corridor Sands	Xai - Xai	40
5	Corridor sabds	Maputo - Beloluane	80
6	Ferro Chrome	Maputo	100
7	Tongat Hullet - Sugar	Maputo	6
8	Ilovo - Sugar	Maputo	5
9	KCI - Cement Project	Maputo	15
10	GS Cimentos	Maputo	15
11	NAGE - Steel	Maputo	37
12	Chrome Tech Holdings - Steel	Maputo	26
13	Mozal III	Maputo	200 - 600
14	Mozal IV	Maputo	600
15	Various projects	Maputo	30
16	Limestones	Inhambane	40
17	Cement Factory	Inhambane	50
18	Various Consulting Projects	Inhambane	0 - 16

(出典：EDM)



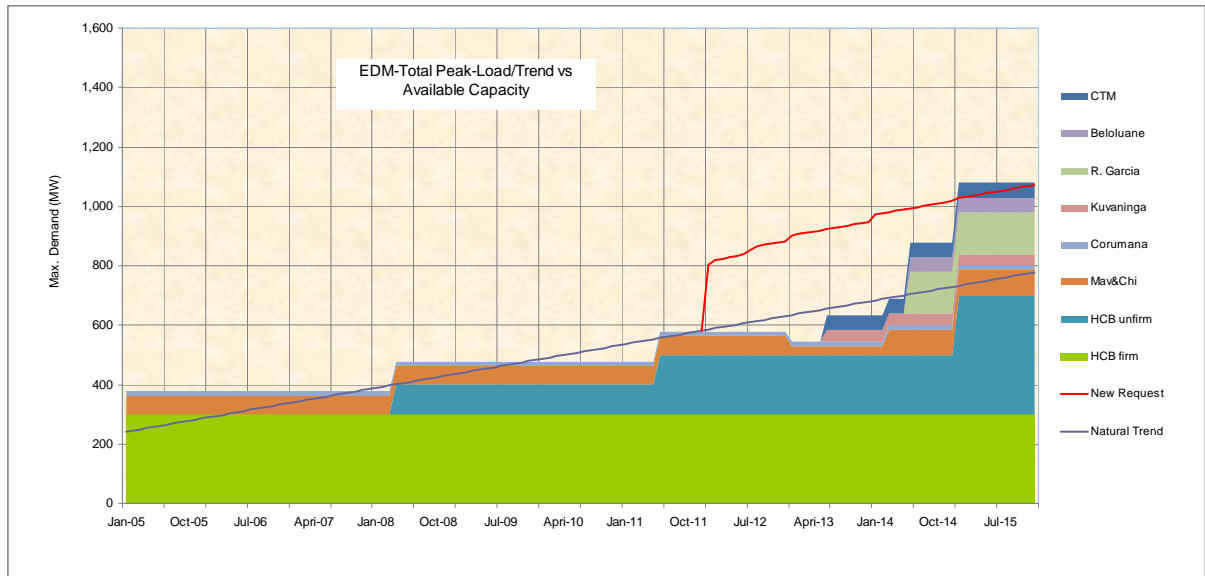
(出典：EDM)

図2.8-2 南部地域の最大電力の推移と今後の見通し（2005年 - 2023年）

EDMは、全国レベルの電力需要と地域別の電力需要について、2005年 - 2010年の実績値と2015年までの需要見通しを作成している。全国レベルの電力需要の見通しを図2.8-3に、南部地域の電力需要の見通しを図2.8-4に示す。

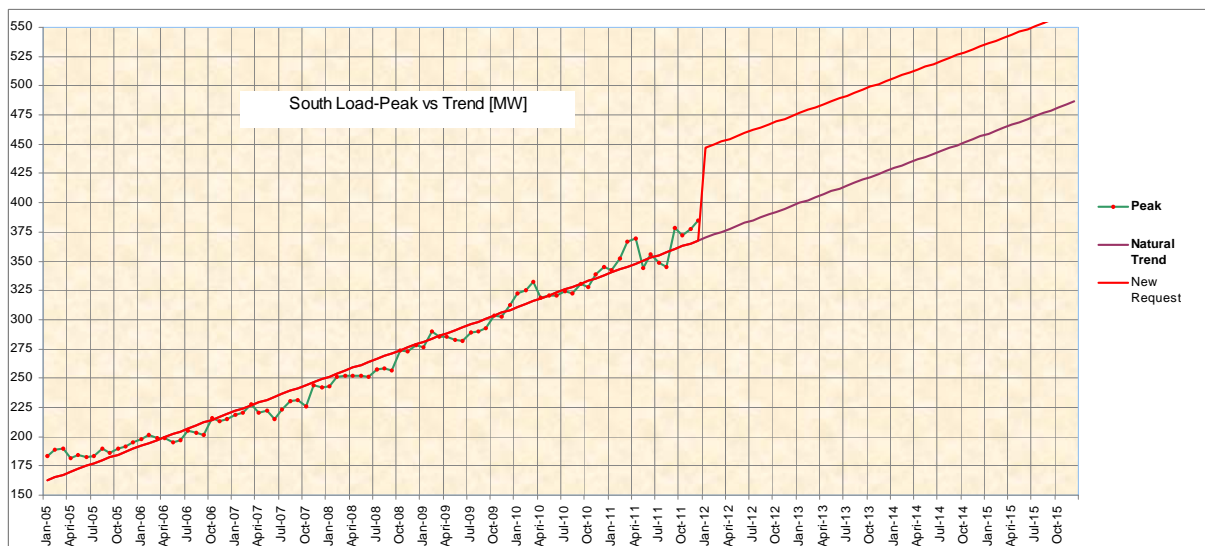
いずれもマクロトレンドによる需要増加分に大口需要家による新規需要分を加えた合計需要を2015年まで推定し、それに対し既存電源ならびに新規電源による供給力に対応する計画としている。マクロトレンドによる需要は比較的穏やかに増加しているが、新規需要については2012年から大口需要家が徐々に受電を申請しそれに応える必要があるとして、新規電源の投入を一斉に始める計画を立てている。

Beluluane（ベルルアーネ）複合火力（50MW）は2014年6月から、リハビリ後のCTM（マプト）複合火力（50MW）は2013年6月から営業運転を開始する予定である。ただし、いずれの電源も2012年4月時点において実施計画は策定されておらず、計画が具体化し実施に移されても運転開始までには3年以上の期間を必要とすることから、両電源を短期供給力として期待するのは現実的とはいえない。電力の需要と供給の両面から現実的な計画の策定が必要不可欠と考えられる。



(出典：EDM)

図2.8-3 全国レベルの電力需要の推移と見通し（2005年 - 2015年）

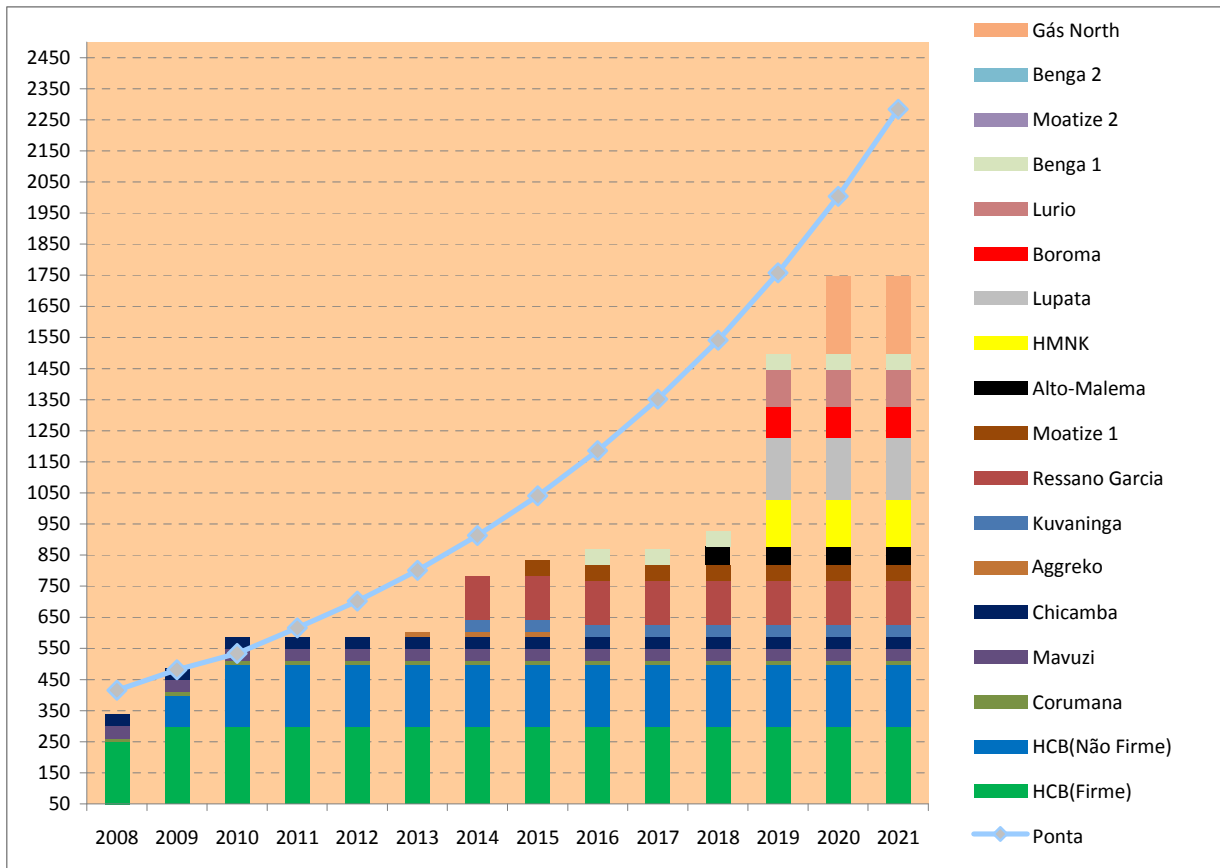


(出典：EDM)

図2.8-4 南部地域の電力需要の推移と見通し（2005年 - 2015年）

EDMは、別途進められている電力M/Pの中の需要予測とは別に、図2.8-5に示すような独自の需給予測を行っている。過去数年の最大電力の年平均伸び率が14%であり、今後とも好調な経済成長と電力需要が見込まれるとして、2021年まで同率の伸び率を予想している。これに対し、HCBからの受電電力（300MW（firm）、200MW（non-firm））は継続して確保できると見られる一方、既存水力のリハビリによる電力供給や、レサノ・ガルシア地区の新設火力からの買電、テテ州の新設水力ならびに火力からの買電が必要不可欠になってくる。それらの供給力をすべて確保できたとしても、最大電力の伸びには追いつかないおそれがある。不足分は、それらの供給力の積み上げやSAPPからの電力購入に依存せざるを得ない。個別の供給力の精査と中長期的な需給計画の策定が必要である。





(出典：EDM) 表の横軸は暦年、縦軸は電力需要(MW)

図2.8-5 需給予測 (2012-2021)

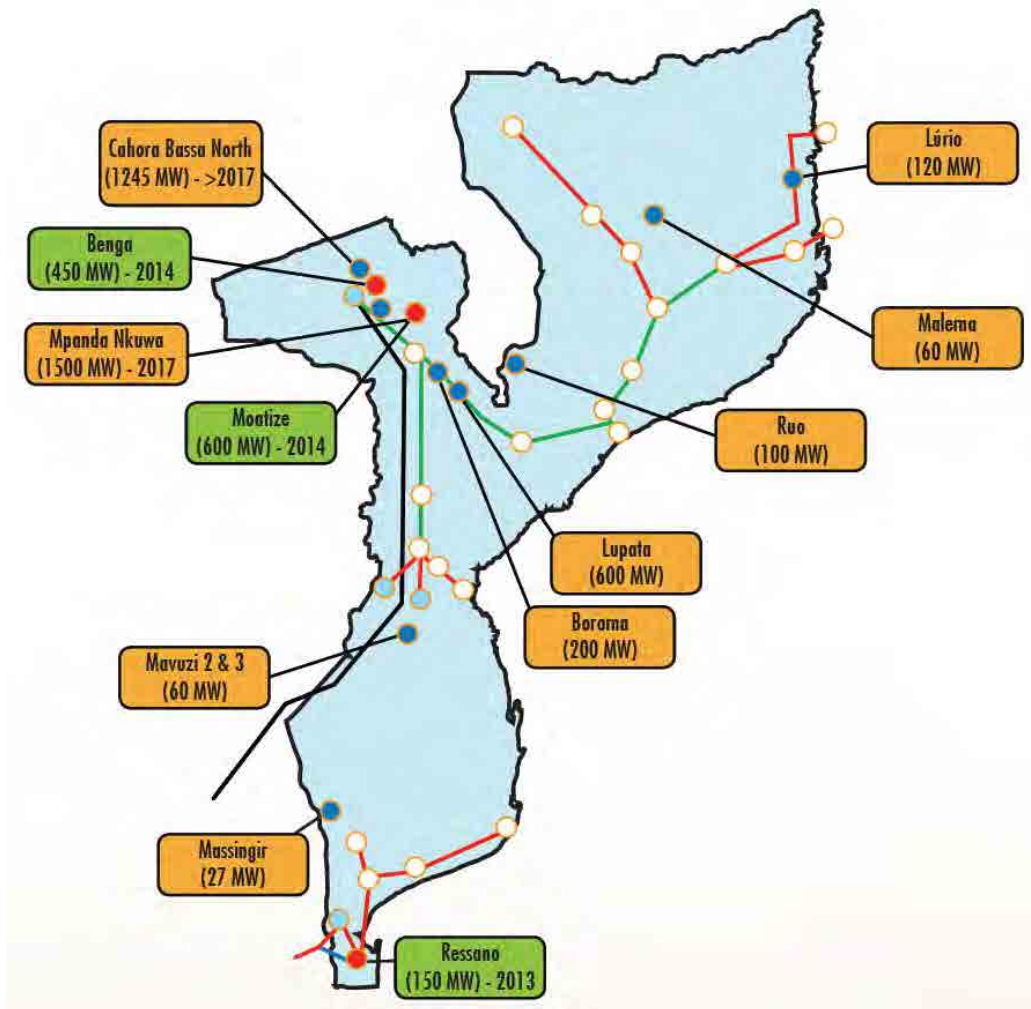
## 2.9 電力開発計画

電力需要が堅調に増大していることを受けて、多数の電力開発プロジェクトが計画されている。ここでは、とくに大規模な投資を伴う発電プロジェクトと送変電プロジェクトについて概要を述べる。

### 2.9.1 発電プロジェクト

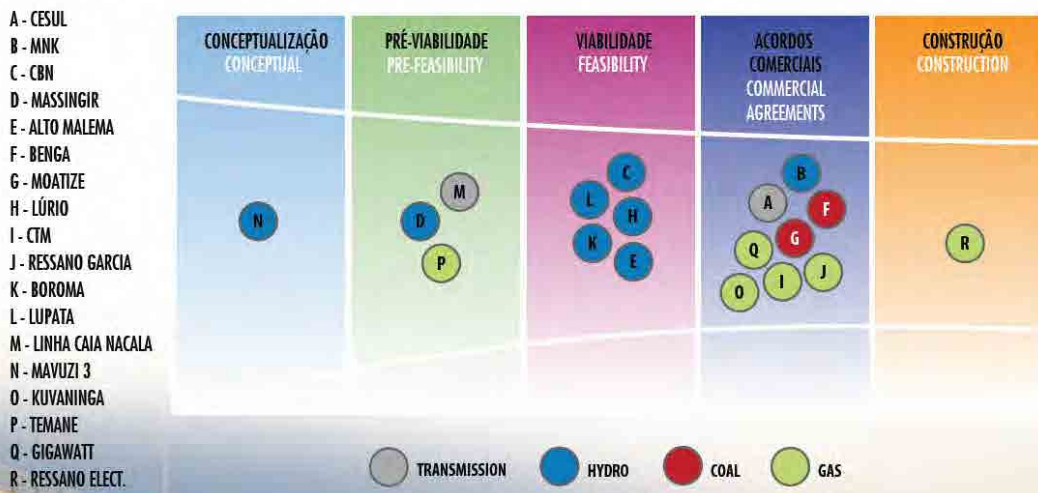
図 2.9-1 に EDM が関係する大規模発電プロジェクトの位置と進捗状況を示す。また、EDM が公表している発電プロジェクトの計画概要を表 2.9-1 示す。合計で 6 件、4,005MW、6,540 百万 USD に達する大規模投資計画である。

(1) プロジェクトサイト位置



(2) プロジェクト進捗状況

Ponto de Situação dos Grandes Projectos | Large Scale Projects Status.



(出典 : Statistical Summary 2011, EDM)

図2.9-1 計画中の発電プロジェクト

表2.9-1 計画中の発電プロジェクト

No.	プロジェクト	設置容量 (MW)	事業規模 (MUSD)	進捗状況	実施時期
1	Moatize (モアティーズ) 火力発電所 (IPP、Vale)	600	1,400	電力供給契約の交渉中 (EDM + 輸出)。設計、ESIA、融資協議。	2014/2015
2	Benga (ベンガ) 火力発電所 (IPP、Rio Tinto (リオ・ティント))	450	1,100	電力供給契約の交渉中 (EDM + 輸出)。設計、ESIA、融資協議。	2014/2015
3	Malema 水力発電所 (EDM - IPP)	60	120	プリ F/S 段階	2015
4	Mphanda Nkuwa 水力発電所 (Campbell & Correia)	1,500	2,900	電力供給契約の交渉中 (EDM + 輸出)。設計、ESIA、融資協議。コンセッション契約最終段階。	2017
5	カオラバッサ・ノース水力発電所 (HCB and CEZA)	1,245	800	プリ F/S 段階	2017
6	Moamba / レサノ・ガルシア火力発電所 (EDM + Sasol (サソル))	140	220	プリ F/S 段階	2013
	<b>Total</b>	<b>4,005</b>	<b>6,540</b>		

(出典：EDM)

以上の大規模発電プロジェクトは中長期的電源開発計画に沿って開発が進められているところであるが、電力需給が特に逼迫している南部地域において供給力の確保が喫緊の課題になっている。その課題に応えるため、EDM は、南アとの国境近くのレサノ・ガルシア地区において建設中または計画中の段階にある 3 つのガス火力発電プロジェクトからの電力購入を予定している。これらプロジェクトの概要は以下のとおりである。

#### (1) サソル + EDM IPP

南アのサソル社と EDM が共同事業として進めている IPP プロジェクトである。単機容量約 9MW のガスエンジン発電機を 16 台設置し、総設備容量 140MW の発電所を建設する。EDM は、2014 年から 100MW 程度の電力を購入する計画を立てている。

#### (2) Gigawatt-Mozambique IPP

Gigawatt IPP は、南アの Gigajoule 社と「モ」国の民間企業の共同出資（出資比率：40%/60%）により設立された Gigawatt-Mozambique 社が、「モ」国政府から 25 年間のコンセッションを得て、建設を進めている設置容量 100MW の IPP プロジェクトである。Gigajoule 社は、MGC 社 (Matola Gas Comany) の出資会社（出資比率 40%）でもある。EDM によると、Gigawatt の発電電力の一部（40MW 程度）は、長期売電契約（PPA）に基づいて EDM に売電される予定だが、大部分は EDM のグリッドを経由して電力市場（SAPP）で売電される予定とのこと（殆どが南ア向け）。新聞報道によると、Gigawatt-Mozambique の建設費用は 230 百万 USD であり、2013 年末に商用運転の開始を目指しているとのことである。

#### (3) Aggreko IPP

「モ」国 (EDM) および南ア (ESKOM) の主としてピーク需要に対する供給力として、国際的な発電設備レンタル会社である Aggreko 社 (英国) が実施する IPP 事業である。上記の IPP (2 件) の運転が軌道に乗るとされる 2014 年までの約 3 年間運転する予定であり、この間の総投資額は 250 百万 US\$ に達する見込みである。設備容量は 107MW で、このうち EDM への割当量は 15MW である。EDM によると、2012 年 6 月現在、EDM と Aggreko は

PPA のタームシートにすでに合意している由。当該プロジェクトの発電用燃料には、「モ」国政府が Pande (パンデ) ・Temane (テマネ) ガス田の権益保有者 (サソル等) からロイヤルティーとして現物支給されるガスの一部が使用される。Aggreko は、当該プロジェクトの実施に必要な関連設備 (ガスパイプライン、変電所、送電線など) の設置も担っており、これらの設備はプロジェクトの終了後に EDM に所有権が移転することになっている。現在、本年の第三四半期の運転開始を目指して発電設備の設置工事が急ピッチで進められている。

## 2.9.2 送変電プロジェクト

EDM が明らかにしている送変電プロジェクトの概要は表 2.9-2 に示す。合計 8 件、総額は 287.5 百万 USD と見込まれている。

このなかで、EDM が特に重要視しているのは、「220 kV Line Caia – Nacala (800 km)」である。このプロジェクトは、Caia (カエア) 変電所からナカラ変電所まで 220kV の超高压送電線を敷設し、近年とりわけ電力需要が増加しているナカラ地区に送電するものであり、これが実現すればナカラ回廊地域に長期間にわたって大電力を供給するインフラが整うことになる。投資規模は 224 百万 USD である。

表2.9-2 送配電プロジェクトの概要

Project Description	Purpose / Impact	Amount [MUSD]	Status	Year of implem.
Transformer Installation in central Nampula 110/33kV, 35 MVA	Increased capacity in distribution in Nampula and Nacala	2.5	Mix of credit financing from Danida. Ongoing development of the specifications	2014
Installation of the system SVC North	Increased capacity to transfer the North Central Line at X MW, the system stabilizes the North Central Line	45	Launch of a university for the project planned for July 2011	2015
Strengthening 220/110 kV Substation, System Center in North	Increased availability of power to the central and northern	21	ongoing development of the feasibility study	2015
220 kV Line Caia – Nacala (800 km)	Increased carrying capacity of 100 MW / power redundancy to the center and north	224	Ongoing feasibility study	2016
Improvement and expansion of the Nacala port and Nacala-a-Velha	Improved quality of supply and expansion the network for resettlement and other	20	Ongoing fund-raising	2016
Strengthening of the transmission of the Nacala corridor, construction of a substation 110/33kV 40MVA in Namialo	Increased availability of energy	16	Ongoing fund-raising	2016
Installation of the regional dispatch center for Central and Northern areas	Operation and monitoring of the transmission system	18	In the mobilization phase of funding	2016
Strengthening of the system of the distribution of Nampula and Nacala	Improved quality of supply to the city of Nampula and Nacala and peri-urban areas	15	Being implemented and funded by the EXIM Bank of India	2012
<b>Total [MUSD]</b>		<b>361.5</b>		

(出典 : EDM)

### 2.9.3 CESUL プロジェクト

EDM は、増大するマプト首都圏ならびに南アフリカ諸国の電力需要に応えるために、欧州援助機関の支援を受けて、「Mozambique Regional Transmission Backbone Project」（通称：バックボーンプロジェクトまたは CESUL プロジェクト<sup>2)</sup>）の建設計画を策定した。

CESUL プロジェクトにおいては、送電計画策定の前提となる SAPP 加盟諸国の電力需給を整理し、長期電力需給の見直しを行っている。各国の電力需給の現状について、発電容量と最大電力を表 2.9-3 に示す。南アフリカの電力需要が突出して大きいことや、「モ」国内の発電容量が電力需要を大幅に超え SAPP への送電余力が大きいことがわかる。

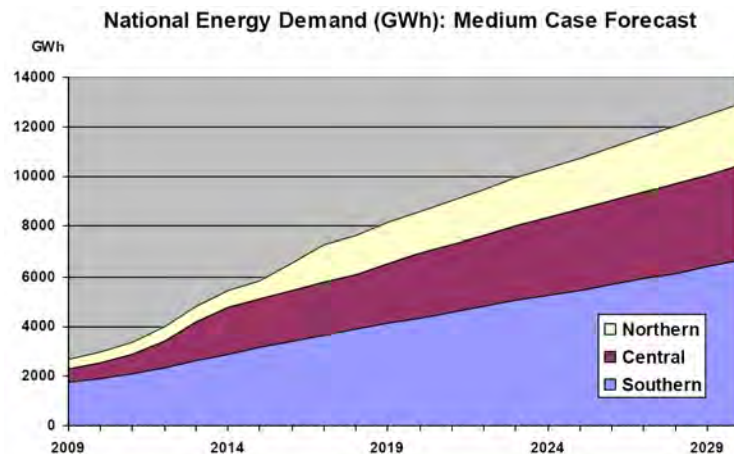
表2.9-3 SAPP 加盟諸国の電力需給

No.	Country	Utility	Installed Capacity (MW)	Available Capacity (MW)	2010 Peak Demand (MW)
1	Angola	ENE	1,187	990	1,100
2	Botswana	BPC	202	190	553
3	DRC	SNEL	2,442	1,170	1,081
4	Lesotho	LEC	72	72	121
5	Malawi	ESCOM	287	287	300
6	Mozambique	EDM	233	174	534
		HCB	2,075	2,075	
7	Namibia	NamPower	393	360	564
8	South Africa	Eskom	44,170	41,074	36,705
9	Swaziland	SEC	70	70	204
10	Tanzania	TANESCO	1,008	780	833
11	Zambia	ZESCO	1,812	1,215	1,600
12	Zimbabwe	ZESA	2,045	1,320	2,100
Total SAPP			55,996	49,777	45,695
Total Interconnected SAPP			53,514	47,720	43,462

(出典：Mozambique Regional Transmission Backbone Project, March 2012)

「モ」国の電力需要の長期予測を図 2.9-2 に示す。2009 年から 2030 年までの 21 年間で電力需給量が 5 倍に伸び、年平均増加率は 8%強と予測されている。2030 年時点で南部地域の電力需要は全体の半分を占めている。

<sup>2)</sup> 当初 CESUL プロジェクトと略称されていたが、2012 年半ば以降、STE プロジェクトと呼称されることになった。本レポートでは、混乱を避けるため、これまでと同様に CESUL プロジェクトと呼称することにした。



(出典：Mozambique Regional Transmission Backbone Project, March 2012)

図2.9-2 「モ」国の長期電力需要予測

CESUL プロジェクトにおいては、表 2.9-4 に示す発電プロジェクトの実施計画を前提としている。ベンガとモアティーゼの両火力、これに MPNK と CBNB の両水力を加えた発電容量は全体の82%を占め、それらの計画の進展がCESULプロジェクトに大きな影響を与えることになる。なお、ガス火力分 600MW にはCTM (マプト) 火力のリハビリ計画として 70MW が考慮されている。

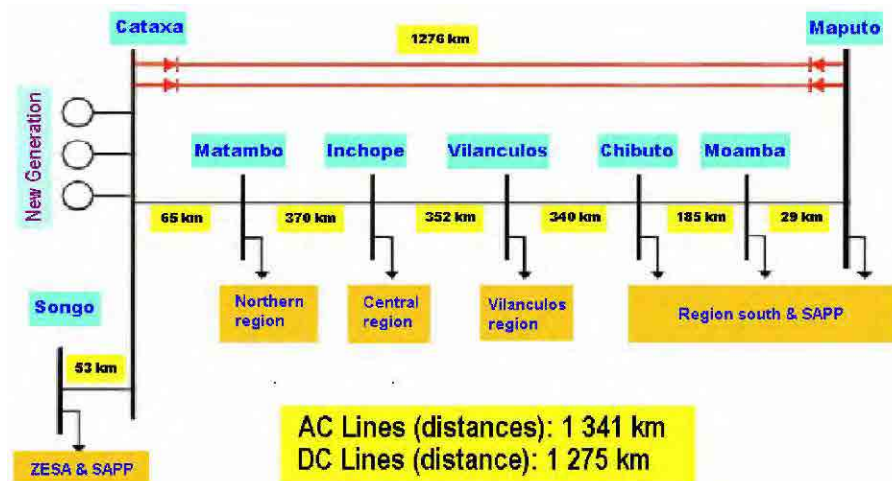
表2.9-4 CESUL プロジェクトの前提となる発電プロジェクト

Energy	New Projects	Comm. Yr	Cap. (MW)
Thermal-Gas	CTM-conversion to gas	2013	70
	Kuvaninga gas	2013	40
	Ressano Garcia (RG) gas	2014	140
	Electrotec gas - near RG	2015	250
	Gigawatt gas - near RG	2014	100
	Sub-total		600
Thermal-Coal	Benga coal fired plant	2014	2,000
	Moatize coal fired plant	2014	2,400
	Sub-total		4,400
Hydropower	Mphanda Nkuwa (MPNK)	2017	1,500
	MPNK Extension	2020	750
	Cahora Bassa North Bank (CBNB)	2017	1,245
	Massingir	2014	40
	Boroma	2017	200
	Pavua	2015	60
	Lupata	2017	600
	Muenezi	2014	21
	Alto Malema	2014	60
	Tsate	2014	50
	Sub-total		4,526
Renewables	Wind - Ponto D'Ouro	2013	10
	Wind - Inhambane	2013	10
	Biomass	2014	50
	Solar	2013	10
	Sub-total		80
Total			9,606

Note: Comm. Yr: Earliest commissioning year, Cap.: Installed capacity at the final development stage

(出典：Mozambique Regional Transmission Backbone Project, March 2012)

CESUL プロジェクトの送電システムの概要を図 2.9-3 に示す。AC 系統は 900MW の送電能力を有する。送電電圧は 400kV である。DC 系統は 2,650MW の送電能力を有し送電電圧は±500kV である。この 2,650MW についてはステージ 1 : 1,325MW、ステージ 2 : 1,325MW の 2 つのステージに分けて建設される。全体事業を 7 つのパッケージに分けて入札・建設が行われる予定である。



(出典 : Mozambique Regional Transmission Backbone Project, March 2012)

図2.9-3 CESUL プロジェクトの送電系統

AC 系統全部と DC 系統のステージ 1 を合わせた範囲をフェーズ 1 プロジェクトと称し、この設計・入札・調達・建設等に要する全体工期を 59 か月と設定している。全体事業費は 2,164 million USD と見積もられている。

この膨大な資金を必要とする建設事業だけに官民連携を視野に入れた資金調達と運営が大きな課題になる。そのため、この CESUL プロジェクトは、プロジェクトファイナンスベースの特定目的事業体 (special purpose vehicle: SPV) を編成し事業開発を行うことになっている。現在、EDM は、この SPV の 51% を所有し、残り 49% をその他の官民が合同で出資する方向で調整が進められている。

## 2.10 電力セクターに対する諸外国の援助

「モ」国の電力セクターを管轄するエネルギー省 (ME) と、ME の管轄の下で電気事業を営むモザンビーク電力公社 (EDM) は、これまで諸外国の支援を積極的に受け入れて人材の能力開発や電気事業運営の枠組み作り、電力設備の形成と運営に当たってきた。本章では、各種電力プロジェクトを整理し、それらのプロジェクトに対し他の援助機関等がどのような支援を行ってきたか総覧する。

### 2.10.1 実施中の電力プロジェクト

現在「モ」国で実施中の電力プロジェクトの一覧を表 2.10-1 に示す。技術協力プロジェクト、送電プロジェクト、地方電化プロジェクトの 3 つに区分されており、事業費総額は 669.19 百万米ドルに達する。

技術協力プロジェクトに対しては、世銀 (WB) や国際開発協会 (IDA)、フランス開発庁 (AFD)、ノルウェー、スウェーデンといった援助機関が支援を行っている。送電プロジェクトや地方電化プロジェクトに対してもそれらの援助機関が支援を行っているが、他の諸外国や融資機関等が広く関与しているのが特徴的である。

「モ」国の電力マスタープランは、2004年にノルウェーの支援を受けて作成された。2008年には、早くもマスタープランのアップデートが必要と認識され、そのための TOR が作成された。現在アップデート作業が進んでおり、2012年末までには終了する見込みである。表 2.10-1 中の Item 1.1 No. 3 「Update of Master Plan 2010-2027」がこのアップデートプロジェクトに該当する。

表2.10-1 実施中の電力プロジェクト

Item	Name of the Project	Cost [MUSD]	Funder
<b>1. Ongoing projects</b>			
<b>1.1 Feasibility Study and Technical Assistance</b>			
1	Feasibility Study of Second Line Caia - Nampula	1.80	IDA
2	Integrated Management System (Sigem)	6.74	IDA
3	Update of Master Plan 2010-2027	1.30	AFD
4	Capacity Building	4.00	Swedish
5	Feasibility Study for Electrification of Vilankulos (OHL 110 kV Chibava - Vilankulos)	0.05	Swedish
<b>Sub Total - Item 1.1</b>		<b>13.84</b>	
<b>1.2 Transmission Projects</b>			
1	Rehabilitation and Reinforcement of Distribution network. Maputo City (Lot 1)	33.35	Portugal
2	Rehabilitation and Reinforcement of distribution network. Maputo City (Lot 2)	31.90	Portugal
3	Mobil Substation	6.09	Reino Belga
4	66kV Lines in Maputo	6.65	EDM
5	Mixed credit	150.00	Danida
6	Assembly of the Second Transformer in Matambo SS	13.00	World Bank
7	110kV Transmission Line Mavuzi - Chibava	19.50	EU
8	SVC in Mocuba	10.03	GdM
9	Rehabilitation Chimoio SS and Acquisition of Mobile SS 110/33/22 kV 10 MVA	6.30	Kingdom of Belgium
10	Electricity II (Line DL8)	0.40	EDM
11	Electricity IV (Chibata - Dondo 220kV)	55.00	ADB/OPEC
12	Rural Electrification of North area of Gaza Province (110kV Lionde - Mapai)	54.00	Korean Exim Bank
13	Transmission line 275 KV Corumana - Lionde	25.30	Danida
<b>Sub Total - Item 1.2</b>		<b>386.22</b>	
<b>1.3 Rural Electrification Projects</b>			
1	LCREP of Niassa	11.40	IDB
2	EDAP (Expansion MV Network in Maputo, Manica, Tete, Nampula and Cabo Delgado)	147.70	BM/Afund/OFID/AFD/EIB
3	Rural Electrification Sofala, Manica and Tete Provinces (Lot B)	15.80	Suecia/Noroegea
4	Rehabilitation of Bilene SS	1.90	EDM
5	Rural Electrification of Inhambane, Zambezia and Nampula Provinces	30.00	EXIM BANK/INDIA
6	Rural Electrification of Niassa, Cabo Delgado and Manica Provinces	25.00	EXIM BANK/INDIA
7	Electricity III	19.33	ADB/OPEC
8	Rural Electrification of Cabo Delgado Phase III - Addendum (Ibo)	13.00	NORWAY
9	Rural Electrification of Pande	3.00	GoM
10	Rural Electrification of Chimbonila	2.00	Norway
<b>Sub Total - Item 1.3</b>		<b>269.13</b>	
<b>TOTAL - Item 1</b>		<b>669.19</b>	

(出典：EDM, 2012)



## 2.10.2 資金未確保の実施予定電力プロジェクト

電力開発計画に基づいて実施が決定しているものの、資金源が確定していない電力プロジェクトを表 2.10-2 に示す。この表には 2010 年 - 2015 年の期間での実施を予定しているプロジェクトのみ掲載されている。送電プロジェクト、地方電化プロジェクト、配電・リハビリプロジェクト、発電プロジェクトの 4 つに区分されており、事業費総額は 2,906.07 百万米ドルが見込まれている。送電プロジェクトの一部については融資のコミットメントが得られているプロジェクトもあるが、それを差し引いても、プロジェクトの実施には巨額の資金が必要であり、先進諸国からの支援が必要不可欠である。

ME と EDM から要請書が届いているベルルアーネガス火力発電プロジェクトは、2.10.2 項の「1. Beluluane 50MW gas fired power plant: 75 MUSD」である。また、既存マプト火力発電所のリハビリプロジェクトは、2.10.2 項の「10. Expansion of gas turbine HRSG coupled to existing plant: 70 MUSD」であり、いずれも実施予定プロジェクトとされている。

表2.10-2 資金未確保の実施予定電力プロジェクト

Item	Name of the Project	Cost [MUSD]	Remarks
<b>2. . Priority Projects Without Funding</b>			
<b>2.1 Transmission Projects (2010 - 2015)</b>			
1	Rehabilitation and Reinforcement of Infulene SS	32.00	
2	Rehabilitation and Reinforcement of Transmission Net grid in Maputo	4.70	
3	Transmission line 275 kV Infulene - Maputo	50.80	
4	Rehabilitation and Reinforcement of Maputo SS and Power Transfer to South Area	96.68	
5	Transmission line 275 kV Maputo - Salamanga and Salamanga 66/33 kV SS Extension	48.59	committed
6	Transmission Line 66kV Salamanga - Catembe	24.12	
7	Reinforcement of Maputo Transmission Capacity (SS Costa do Sol)	47.70	
8	Interconnection of Moamba Gas Plant (750 MW) to 275 kV Network	750.00	
9	Reinforcement of Chicumbane SS and Interconnection of 275 KV Lionde SS	35.40	
10	Reinforcement the Network of Major Corridors 66 kV of Maputo	30.00	
11	Interconnection SE1, 3, 5 and Facim - to 66 kV SE5	9.55	
12	Construction of FACIM SE and interconnection CTM, SE and SE1	20.00	
13	Rural Electrification of Vilanculos (OHL 110 kV Chibabava - Vilanculos)	42.10	committed
14	110 kV Transmission Line Vilanculos - Massinga	32.80	
15	Manga Substation	21.17	
16	Reinforcement of Chimoio substation	20.17	
17	Reinforcement the Network of Tete	38.40	
18	SVC North System	19.00	committed
19	Reinforcement of Caia - Nampula - Nacala 220 kV	312.20	
20	Reinforcement of Nampula Transmission System (Namialo SS)	12.05	
21	Reinforcement of 220/110 kV Substation (System Center - North)	21.00	committed
22	Central Dispatch Center / North	30.09	committed
<b>Sub Total - Item 2.1</b>		<b>1,698.52</b>	
<b>2.2 Rural Electrification Projects (2010-2015)</b>			
1	Rural Electrification of Niassa province - Phase III (Mecula and Nipepe)	36.90	
2	Electrification of Border Villages of Niassa, Zambezia, Tete, Manica and Maputo Provinces	49.30	
3	Rural Electrification and Urban Maputo Province	63.04	
4	Rural Electrification of Vilanculos	39.34	
5	Rural Electrification of Sofala North Administrative Posts	11.03	
6	Rural Electrification of Balama, Namuno and Machaze	25.00	
7	Agricultural Areas Electrification in Mozambique	128.30	
<b>Sub Total - Item 2.2</b>		<b>352.91</b>	
<b>2.3 Distribution &amp; Rehabilitation Projects (2010-2015)</b>			
1	Rehabilitation of Lichinga Distribution Network - Niassa Province	14.60	
2	Rehabilitation of Nampula Distribution Network - Nampula	16.34	
3	Reinforcement and Expansion of Nacala Distribution Grid	20.02	
4	Rehabilitation of Beira Electrical Network	8.08	
5	Rehabilitation of Xai-Xai Distribution Networks - Gaza Province	11.97	
6	Reinforcement of Matola Network	31.44	
7	Rehabilitation and Reinforcement of Maputo Distribution Network	30.00	
8	Reinforcement the surrounding Maputo Network Package 2	39.72	
9	Reinforcement end Extension of Maputo Netgrid Phase I 2011	17.51	
10	Reinforcement end Extension of Maputo Netgrid Phase II 2011	21.67	
11	Loss Reduction Project in Maputo Distribution Area (Guava)	21.77	
12	Ring Fence Project in Matola Area	10.02	
<b>Sub Total - Item 2.3</b>		<b>243.14</b>	
<b>2.4 Generation Projects</b>			
1	Beluluane 50MW Gas Fired Power Plant	75.0	
2	Moamba 120MW Gas Fired Power Plant	150.0	
3	Mocimboa da Praia 50 MW Gas fired power plant	90.0	
4	Kuvaringa 50MW Gas Fired Power Plant	75.0	
5	Temane 10MW Gas Fired Power Plant	15.0	
6	Feasibility Study for Revue Basin ( Tsate, Mueneze, Mavuzi II & III)	1.5	
7	Feasibility Study of Pavue at Pungue River	1.5	
8	Feasibility Study Mutelele at Ligonha River	0.7	
9	Conversion of Diesel Generator to Gas Turbine	12.0	
10	Expansion of Gas Turbine HRSG Coupled to Existing Plant	70.0	
11	Feasibility Study for Buzi Gas usage for Electricity Generation	0.2	
12	Feasibility Study for <i>Condensates</i> Usage from Natural Gas for Electricity Generation	0.2	
13	Feasibility Study for Corrumana Hydropower Rehabilitation	0.2	
14	Feasibility Study for Expansion of Temane Gas Power Plant	0.2	
15	Alto Malema Basin	120.0	
<b>Sub Total - Item 2.4</b>		<b>611.50</b>	
<b>Total - Item 2</b>		<b>2,906.07</b>	

(出典 : EDM, 2012)

### 2.10.3 最近終了した電力プロジェクト

最近終了した電力プロジェクトを表 2.10-3 に示す。送電プロジェクト、地方電化・配電プロジェクトの 2 つに区分されており、事業費総額は 385.51 百万米ドルである。2.10.1 項で述べた送電プロジェクトや地方電化プロジェクトへの支援国・援助機関と同様に、諸外国から支援を受けて電力セクターの拡充を図ってきている様子が読み取れる。

表2.10-3 最近終了した電力プロジェクト

Item	Name of the Project	Cost [MUSD]	Funder
<b>3. Recently Concluded Projects</b>			
<b>3.1 Transmission Projects Recently Completed</b>			
1	Feasibility Study of the Central - South Line (CESUL)	6.00	IDA/Noroega
2	Paiol Explosion – Supply Transformer For Chicumbane	0.78	Dinamarca
3	Matola Substation 275/66kV	18.50	KUWAIT/OPEC
4	National Dispatch Center	5.10	DANIDA
5	Commissioning of 2 <sup>o</sup> Transformer at Machava Substation	0.38	BDSA
6	Creation of the Environmental Unit	0.54	DANIDA
7	Rural Electrification of Marromeu	9.60	KfW/EdM
8	Project of the 110kV Transmission Line Nampula - Pemba	6.80	BADEA/ IDB/ EDM
9	Rural Electrification of Cabo Delgado Phase II	10.25	BADEA/BID
10	Gurue - Cuamba - Lichinga - 110kV Transmission Line	46.43	Suecia/Noroega
11	Feasibility Study for Electrification of Niassa (Cuamba - Marrupa 110kV Line)	0.40	BADEA
12	Rural Electrification of Cabo Delgado Phase III	53.00	NORWAY/BADEA/BID/EU
13	Alto Molocue - Uape - 110kV Transmission Line	9.96	EXIM BANK - India
<b>Sub Total - Item 3.1</b>		<b>167.74</b>	
<b>3.2 Rural Electrification &amp; Distribution Projects Recently Completed</b>			
1	ERAP Package I, II and III, Extension of Distribution Networks	14.91	BAD
2	Rehabilitation of Maputo and Matola	7.77	ICO/SPAIN
3	Service connection in Matola City	3.00	GTZ
4	Connection of 12,000 consumers in the area of Maputo and Matola	3.00	GTZ
5	Increasing Number of Consumers in Matola Area	10.50	Elswedey-Egipto
6	Rehabilitation and Reinforcement of Infra infrastructures Damaged by Paiol Explosion	4.30	DANIDA
7	Rehabilitation and Reinforcement of Maputo Distribution Net Work	23.50	DANIDA
8	Rural Electrification of Gaza Province	19.95	EXIM BANK - India
9	Rural Electrification of Morrumbene and Massinga	1.60	Dinamarca
10	LCREP of Inhambane (Massinga - Morrungulo)	11.40	Dinamarca
11	Rural Electrification of Gorongosa	4.34	KfW
12	Rural Electrification of Sofala, Manica and Tete Provinces	15.80	Suecia/Noroega
13	Rural Electrification of Chibabava and Buzi Districts, Sofala Province	9.67	Suecia / Dinamarca
14	Rural Electrification of Tete Districts	32.00	GoM
15	Rural Electrification of Tete Districts - Addenda 1 & 2	10.56	EU
16	Rural Electrification of Namacurra	8.76	NORAD
17	Rural Electrification of Namacurra Pebane Extension	6.00	NORAD
18	Rehabilitation and Reinforcement of Distribution Network of Beira City	15.50	DSBA
19	Rural Electrification of Mecanhelas, Maua, Metarica and Marrupa, Niassa Province	14.00	Suecia/Noroega
20	Rural Electrification of Sanga - Niassa Province	1.21	GoM
<b>Sub Total - Item 3.2</b>		<b>217.77</b>	
<b>Total - Item 3</b>		<b>385.51</b>	

(出典：EDM, 2012)

### 2.10.4 電力セクターの事業規模

2.10.1 項－2.10.3 項で述べた電力プロジェクトの事業規模を単純に合計すると、表 2.10-4 に示すとおり総額 3,800 百万米ドルに達する。最近終了したプロジェクトと実施中のプロジェクトの事業費は全体の 27.8%を占めるに過ぎない。2.10.2 項で述べた 2015 年までの実施予定のプロジェクトに対してさえ巨額の投資が必要とされている。しかも、最近終了したプロジェクトにおいて ME と EDM が支出した事業費は全体の 10.1%に止まり、その他はすべて諸外国からの支援に依存している。その傾向が今後も続くとすれば、「モ」国の電力セクターに

とって、諸外国からの政府ベースの支援あるいは民間投資が今後とも必要不可欠と考えられる。

表2.10-4 電力セクター投資総額

Category	Amount (MUSD)	%
On-going projects	669.2	17.6%
Priority projects without funding	2,745.3	72.2%
Recently completed projects	385.5	10.1%
Total	3,800.0	100.0%

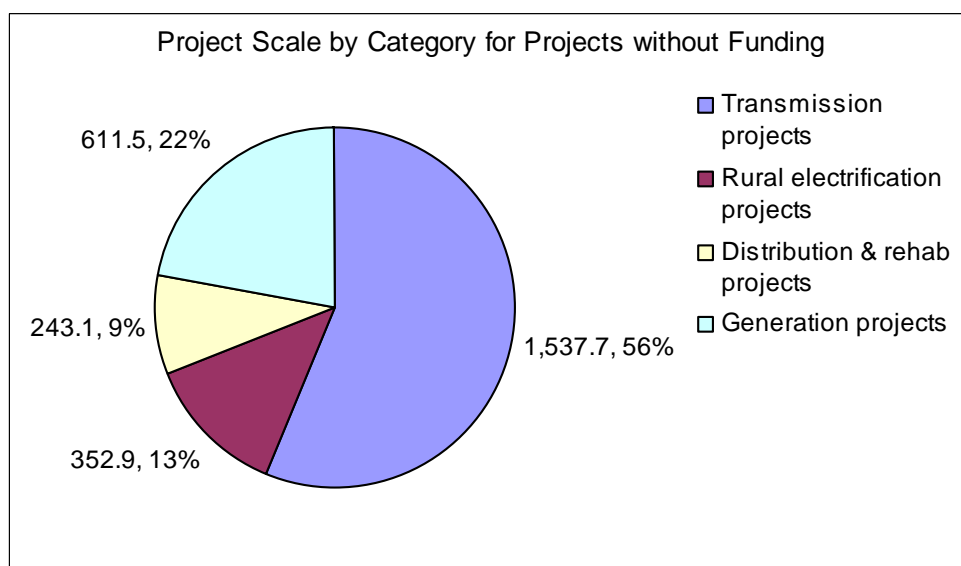
(出典：EDM, 2012)

2.10.2 項で述べたとおり、資金未確保の実施予定電力プロジェクトは、2,745.3 百万米ドルの事業規模に達する。その内訳を表 2.10-5 および図 2.10-1 に示す。送電プロジェクトが 56.0%と最大規模であり、これに発電プロジェクト 22.3%が続く。いずれに対しても資金源は確定していない。

表2.10-5 資金未確保の電力プロジェクトの内訳

Category	Amount (MUSD)	%
Transmission projects	1,537.7	56.0%
Rural electrification projects	352.9	12.9%
Distribution & rehab projects	243.1	8.9%
Generation projects	611.5	22.3%
Total	2,745.3	100.0%

(出典：EDM, 2012)



(出典：EDM, 2012)

図2.10-1 資金未確保の電力プロジェクトの内訳

### 2.10.5 国際援助機関による電力セクターへの支援

世銀は IDA と連携して「モ」国電力セクター支援を行ってきている。その直近の例は「Energy Development and Access Project (EDAP APL-2)」であり、地方部ならびに都市周辺部における電力アクセス率と電力供給品質の向上を目的としたプロジェクトである。2010 年から 2015 年にかけての 5 年間に及ぶ事業であり、総額 80 百万米ドルの経費を予定している。このプロジェクトは以下の 3 つのコンポーネントから構成されている（カッコ内は概算金額）。

- Reinforcement of the Primary Networks and Grid Extension Component (US \$50.0 million)
- Investments on Rural and Renewable Energy Component (US \$18.0 million)
- Energy Sector Planning, Policy and Institutional Development Component (US \$10.2 million)

世銀は、ノルウェーとともに、南北縦断送電線プロジェクト「Mozambique Regional Transmission Backbone Project (CESUL)」に対しても支援している。

世銀による前述の EDAP APL-2 プロジェクトならびに電力セクター全般に対する支援については、以下の世銀のプロジェクトアプレーザルドキュメント参照。

Project Appraisal Document on a Proposed Credit in the Amount Of SDR 49.7 Million (US \$80 Million Equivalent) to the Republic of Mozambique for an Energy Development and Access Project (APL-2) (January 6, 2010)

### 2.10.6 ノルウェーによる電力セクターへの支援

ノルウェーは、先進諸国の中でも「モ」国電力セクターに対する支援にはとりわけ積極的であり、現在、以下の 6 件のプロジェクト（名称、実施期間、事業費の順で記載）を支援している。

- Institutional Capacity Building in the Ministry of Energy, 2007–2010, NOK 41 million
- Technical Assistance to Electricidade de Moçambique, 2008–2010, NOK 13 million
- Cabo Delgado Electrification Project, 2006–2013, NOK 342 million
- Marrupa-Cuamba-Mecanhelas Electrification Project, 2007–2012, NOK 41 million
- Chimbonila Electrification Project, 2011–2012, NOK 11 million
- Support to the National Energy Fund (FUNAE), 2010–2011, NOK 3 million

ノルウェーは、「モ」国が加盟する「South African Development Community (SADC、南部アフリカ開発共同体)」が抱える共通課題に対応するために、国際協力パートナー (ICP) の一員として先導的な役割を担っている。現在関与しているプロジェクトは以下のとおりである。

- Support to the SADC Secretariat on Energy Related Issues
- Mozambican Regional Transmission Backbone Project (CESUL)
- Electricity Regulators' Peer Review Network
- The Southern African Power Pool – Regional Electricity Market

### 2.10.7 ドイツによる電力セクターへの支援

ドイツは、これまで多数の有償ならびに無償ベースの支援を行ってきている。そのうちエネルギー分野の文献データベース「ENERGYEDIA (Mozambique energy publications database)」構築プロジェクトが注目に値し、本調査への貴重なインプットとなることが期待される。このデータベースは過去 15 年間に刊行された文献をすべて網羅し整理しようとするものであり、ドイツ国際協力公社 (GIZ) が Universidad Pedagógica (Pedagógica 大学) と協力して進めている。このプロジェクトはまだ完了していないが、GIZ と連絡を保ちつつ、プロジェクト完了後に同データベースの入手に努める必要がある。

## 第3章 優先電力プロジェクトに関する情報収集・確認

### 3.1 優先プロジェクトの概要

ME と EDM が、EDM 作成文書「Mozambique Electricity Sector & Power Infrastructure」の中で、我が国による電力セクター支援の優先プロジェクト（Priority Projects for Future Cooperation with Japan）として検討を要請したのは5件である。

- ① Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro- Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo
- ② 50 MW Power Plant at Beluluane
- ③ CESUL 400 kV HVAC
- ④ CESUL 500 kV HVDC
- ⑤ Tete Coal Generation Projects (Phase I - 500 MW)

一方、EDM から、現地作業の段階で以下のプロジェクトを優先プロジェクトとして追加して欲しいとの要請があった。

- ⑥ Caia - Nampula - Nacala 220kV Transmission Line

各プロジェクトの概要は以下のとおりである（上記の①～⑥は下記①～⑥に対応する）。

- ① Namialo（ナミアロ）変電所の新設と Nampula（ナンプラ）220 変電所－ナミアロ変電所間の既設 110kV 別ルート 2 送電線の併用運用化によって、今後過負荷が予想される Nacala（ナカラ）回廊地域への電力供給の信頼度・安定化を図るプロジェクトである。我が国に対し無償資金協力が要請されており（モザンビーク政府と ODA タスクフォースの協議の結果正式要請には至っていない）、案件概要を記載したプロジェクトプロポーザルが存在する。EDM は 2015 年までに終了させる計画を立てて基本計画の策定を進めている。
- ② EDM はプロジェクトプロポーザル「Beluluane Power Plant - 50MW CCGT Power Plant」を作成し、我が国に支援要請を行っている。本プロジェクトについては、Pr/R において情報収集ならびに分析・整理の結果と近い将来の案件形成に関する検討ならびに提言を報告している。本 Df/R の第 4 章にその内容を転載している。
- ③ テテ州内の豊富な水力・石炭エネルギーにより発電した電力を大電力需要地である Maputo（マプト）首都圏と南アフリカ電力プール（SAPP）に送電するための「Mozambique Regional Transmission Backbone Project」（通称：バックボーンプロジェクトまたは CESUL プロジェクト）のうち交流送電線建設プロジェクトである。CESUL プロジェクトのファイナル F/S は 2012 年 3 月に発行され、プロジェクトの実施準備段階に入っている。
- ④ 前項 CESUL プロジェクトの直流送電線部分。現況は③項と同様。
- ⑤ テテ州 Moatize（モアティーゼ）においてブラジル民間会社 Vale 社が建設を予定している石炭火力発電所の電力を送電するための EDM 送電プロジェクトである。発電所建設自体は Vale 社が独自に実施する予定であり、EPC 入札の段階に入っている。

- ⑥ ナカラ回廊地域への電力供給を安定的に行うために Caia（カエア）－ナンプラーナカラ間に 220kV 送電線を新設するプロジェクトである。プロジェクトプロポーザルが 2011 年 3 月に発行されており、数ヵ月後にノルウェーの支援により F/S が開始される予定である。

### 3.2 優先プロジェクトの妥当性、優先度、具体的対応に関する検討

#### 3.2.1 優先プロジェクトの妥当性

前項で述べた優先プロジェクトの位置付けと妥当性の検討結果は以下のとおりである。

- (1) ① Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo : 本プロジェクトは、至近年に過負荷が予想される送電線の対策として既設送電線の送電余裕を活用するものであり、技術的に有効でありコストパフォーマンスも高い。しかし電源から 1,000km 程度の長距離送電に加えその大部分が 1 回線で送電される状況には変化は無く、供給信頼度の改善は多くは期待できない。
- (2) ② 50 MW Power Plant at Beluluane : 本プロジェクト（仮称「南部ガス火力」）は、電力需要の伸びが顕著な南部地域の逼迫した需給状況の改善に寄与するため、その優先度は高い。建設サイトは Beluluane（ベルルアーネ）と CTM（マプト）のいずれかとする。CESUL プロジェクトが完成すれば南部地域の需給は一気に緩和すると考えられるが、2017 年に計画されているカオラバッサ・ノースや Mphanda Nkuwa 発電所の運転開始は実勢で 2020 年以降と考えられ、南部ガス火力の運転開始を 2015 年とすると CESUL プロジェクト完成までの期間は 5 年以上となり、その間の供給力として必須のものと考えられる。
- (3) ③ CESUL 400 kV HVAC、④ CESUL 500 kV HVDC : 本プロジェクトは大規模電源開発に伴う送電プロジェクトであり、発電コストが安いいため長距離送電のコストを考慮しても他の電源開発と比べ有利なプロジェクトと評価できる。さらにプロジェクト完成の暁にはタイトな需給状況は一挙に解決するとともに CO<sub>2</sub> 削減に大いに寄与する。しかしプロジェクトコストがフェーズ 1 だけで総額 2,164MUS\$ と巨額に及ぶことに加え、送電線関連工事に我が国企業が関与できる可能性は小さい。交直変換器製造は我が国企業の得意分野であり、その工事費は 597MUS\$ と大きな値となるが、外国勢との熾烈な価格競争を勝ち抜くには困難が予想される。
- (4) ⑤ Tete Coal Generation Projects (Phase I - 500 MW) : 本プロジェクトの対象は民間が開発する IPP あるいは PPS 電源であり、開発者である Vale 社が送電線も併せ自前資金で建設する計画であり円借款の対象外と見なせる。実質的に優先プロジェクトとは考えられない。
- (5) ⑥ Caia－Nampula－Nacala 220kV Transmission Line : 本プロジェクトは、上記 (1) のプロジェクトで述べた制約状況を一挙に改善する有効な対策と考えられるが、工事費が 223.7MUS\$ と高額なものとなる。このため、本プロジェクトは、ナカラ回廊地域の産業が発展し供給信頼度向上への要請が格段に高まった時点に実施することとし、当面は



(1)の実施に限定することが現実的と考えられる。将来、本プロジェクトを実施する場合にも、(1)で実施する設備増強は有効に活用出来る。

### 3.2.2 優先プロジェクトの優先度

前項の優先プロジェクトに対し表 3.2-1 のとおり予備的評価を行った（表中の No. 欄の①～⑥は前項の①～⑥に対応）。

表3.2-1 優先プロジェクトの予備的評価

No.	現況	予算 (MUSD)	EDM 優先度	我が国支援効果
①	ナミアロ変電所新設、ナンプラ 220 変電所 - ナミアロ変電所間既設 2 送電線併用運用化。我が国に対し無償資金協力を要請。プロジェクトプロポーザルあり。	12	他国支援が期待できそうだが我が国への要請プロジェクトとして残したい意向。⑥より優先度は低い。	ナカラ回廊地域の経済発展のためのインフラ整備に多大に寄与する。
②	当初ベルルアーネ工業団地内の土地をプロジェクトサイトとしていたが、CTM (マップ) 構内も候補サイトとし、いずれかに絞り込んだうえで詳細調査を実施する方向。プロジェクトプロポーザルあり。調査団から詳細調査のための TOR 案を提示した。	75	南部地域の電力需給が逼迫しているため早期に発電所を建設したい意向。①～⑥の中で優先度は一番高く、本案件の実施に大きな期待を寄せている。	欧米諸国のいずれも手付かずになっている火力発電案件であり、円借款案件としての意義は大きい。
③	「モ」国南部地域ならびに南アフリカ電力プールの電力需要に応えるため 3,295MW の電源開発を行い、交流 400kV と直流 500kV の 2 ルートで長距離送電を行うもの。2012 年 3 月に F/S が完成した。2012 年末までに「モ」国政府がアプレーザルを行う予定。	2,164	EDM は、発電プロジェクトのスケジュールとの整合性を取るため 2013 年 1 月にはファイナンス面を取りまとめた意向。我が国からの支援を期待。	EDM が我が国に期待しているのは主として資金面の協力である。我が国企業の参入が大きな課題になりそうである。
④				
⑤	EDM に確認したところ、本プロジェクトは Vale 社が IPP ベースで開発中のモアティーズ発電プロジェクトに係る連系送電線である。プロジェクトプロポーザルは存在しない。	950	プロジェクトの内容そのものが明確でなく、EDM も特段のアクションを取っていない。	Vale 社は自前で送電線を建設する意向であり、我が国が支援する意義はない。
⑥	ナカラ回廊地域への電力供給を安定的に行うためにカイアーナンプレーナカラ間に 220kV 送電線を新設する。220kV 変電所 2 箇所新設、4 箇所拡張する。プロジェクトプロポーザルあり。Norad 支援による F/S を Norconsult が 2 カ月後に開始し 10 カ月で調査を終了させる予定。	224	EDM は、我が国に対する支援要請プロジェクトとして、②の次に優先順位が高いとし、仮に①の順位を下げてでも本プロジェクトへの支援を求めたいとしている。	我が国が協力対象重点エリアに掲げているナカラ回廊地域の今後の戦略的協力の枠組みでの検討が必要。緊急性は低い。

(出典：調査団作成)

予備的評価を要約すると、①～⑥のいずれのプロジェクトも、程度の差こそあれ、下記の要件を満たしていると考えられる。

- プロジェクトの重要性・効果
- プロジェクトの実現可能性
- 我が国の政策的ニーズ

一方で、EDM の優先度が高く、かつ我が国が支援する意義が十分にあって支援効果も大きいと考えられるプロジェクトは、優先度の高い順から以下の 2 件である。いずれも必要性ならび

に緊急性は高い。他のプロジェクトについては、今後の進展・状況次第では優先度が高くなる可能性もあるため、引き続き EDM から情報収集を行う必要がある。

- ② 50 MW Power Plant at Beluluane
- ① Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo

なお、本報告書では上記の2件のプロジェクトを以下のように呼称する（順不同）。

- 南部ガス火力発電プロジェクト：New Maputo Gas-fired Power Plant Project
- ナカラ送電網増強プロジェクト：Reinforcement and Expansion of Nacala Transmission Network

### 3.2.3 優先プロジェクトへの具体的対応

「南部ガス火力発電プロジェクト」は、特に優先度が高く、しかも緊急性を要するプロジェクトであるとの認識から、調査団は EDM からの情報収集と現地踏査の結果を踏まえて、Pr/R において詳細調査のための TOR 案を提示した。その内容について ME と EDM から了解が得られたため、今後「モ」国側ならびに我が国側関係者の協議により、詳細調査のための具体的な検討を進めることになった。そのための基本的な枠組みは以下のとおりである。

#### (1) プロジェクトサイト

ベルルアーネ工業団地内をサイトとする可能性を残しつつ、CTM（マプト）構内をサイトとして選定することを視野に入れた、両サイトの比較検討を行い、詳細調査担当コンサルタントの推奨サイトをベースに最適サイトを関係者間で協議決定し、そのサイトに対して F/S を行う。現段階ではサイトが特定されていないため、本プロジェクトの名称を暫定的に「南部ガス火力発電所建設プロジェクト」とする。

#### (2) ガス供給量

EDM は、本プロジェクトの天然ガス供給量として、現状 CTM（マプト）発電所内のガスタービン（&コンバインド化）向けとして予定しているガス供給量 2.8MGJ/y に、当初ベルルアーネ・サイト向けとして計画されていたガス供給量 3.2MGJ/y を加えた 6.0MGJ/y を確保することを想定している。3.2MGJ/y のガス供給量があれば 70MW 程度の発電容量が確保できる。そこで、我が国支援による 70MW 発電所を初期容量として建設し、その後、残りの 2.8MGJ/y を将来の増設ユニット向けに当てたいというのが EDM の意向である。

#### (3) ガスパイプライン

EDM から、詳細調査が実施された場合、新設発電所へのガスパイプラインを調査対象範囲に含めるよう要請があった。一方、ガス供給を所管しているモザンビーク炭化水素公社（ENH）の担当者から聴取したところ、このガスパイプラインを含む Matola（マトラ）地区のパイプラインの建設事業は、韓国 KOGAS 社との共同事業として実施することが決定

済みであり、2013年11月には完工させる予定になっているとのことである。これが事実とすれば、ガスパイプラインを調査対象範囲に含める必要はなくなる。

### 3.2.4 他の優先プロジェクト

EDM は、今後実施される予定の多数の電力プロジェクト（「2.10 電力セクターに対する諸外国の援助」参照）は、いずれも優先プロジェクトだとして、特に資金源が確定されていないプロジェクトに対し我が国からの支援を期待している。

「モ」国には電力セクター開発計画に係るロードマップそのものは存在しないが、2004年に作成された電力マスタープラン（M/P）がロードマップ的な役割を担っている。現在、そのM/Pに対しアップデート（プロジェクト名称：Technical Assistance to Strengthen EDM's Capacity for Investment and Network Development Planning – Master Plan Update Project）が行われており、2012年末に完成予定である。このプロジェクトは以下のフェーズで構成されている。2012年5月、System Analysis & Load Forecast（システム分析と需要予測）をテーマにプレゼン&ワークショップが開催された。

- Inception Phase – Nov 2011
- Phase I
  - ✓ System Review – Feb 2012
  - ✓ Load Forecast – May 2012
- Phase II – Oct 2012
  - ✓ Supply Analysis
  - ✓ Transmission Projects
  - ✓ Distribution Projects
  - ✓ Investment Scheduling and Economic Analysis
- Phase III – Dec 2012
  - ✓ Social and Environmental Considerations
  - ✓ Tariff review
  - ✓ Financial Analysis
  - ✓ Updated Load Forecast Report (updated with projects)

このアップデートプロジェクトにおいては、電力セクター全体の計画だけでなく、優先プロジェクトの特定とその実施に向けたアクションプランの作成などが行われる。今後の我が国の「モ」国に対する電力セクター支援を検討する際の重要な参照資料となることが予想されるため、引き続き情報収集する必要がある。

### 3.3 優先プロジェクトの基礎情報と概況

本節においては、6件の優先プロジェクトに共通する全般的な留意事項と、各プロジェクトについての基礎情報を述べる。

### 3.3.1 全般的留意事項

#### (1) サイト周辺の電化計画

6 件の優先プロジェクトは、いずれも、遠方の大電力需要地に対する電力供給力の増強を企図したプロジェクトであり、サイト周辺の電化計画への寄与を目指したものではない。

#### (2) 電化状況

「モ」国においては、居住地に配電網が施設されていても、割高な電気料金が払えないために実態上電気を使えない所得水準の低い世帯数がかなり残っている。そのため、例えば、優先順位がもっとも高い南部ガス火力発電プロジェクトの実施によりマプト首都圏への電力供給力が増強されたとしても、それが即刻電化率の向上に結びつくといった状況は生まれにくい。とはいえ、供給力増強が電化率向上への大きな誘因になることは容易に推察される。なお、「モ」国の全国平均電化率は 18% (2011 年末) であり、年々着実に増加している。

#### (3) 電力利用状況

EDM のグリッドから受電している需要家の消費電力量は、2,395GWh (2011 年) であった。これに対し家庭用電力量は 1,052GWh (43.9%) と、用途別では最大となっている。これに商業用電力量 245GWh (10.2%) を加えると全体の 54.1% を占める。「モ」国最大の工業施設である Mozal (モザール) アルミ精錬所は、受電容量が 950MW と格段に大きい。マプト変電所から専用送電線 (132kV、3 回線) で受電しており、EDM のグリッドからは独立している。今後電力多消費型産業がベルルアーネ工業団地やナカラ工業団地に立地すれば工業用電力量は顕著な伸びをみせるであろうが、当面は家庭用電力が電力利用の主体であり続けるとみられる。

#### (4) 他ドナー支援状況

EDM が優先プロジェクトに挙げているプロジェクトのうち、特に優先順位が高いとみられる以下の 2 件については、現在のところ他ドナーからの支援は確認されていない。

- 南部ガス火力発電プロジェクト : New Maputo Gas-fired Power Plant Project (50 MW Power Plant at Beluluane)
- ナカラ送電網増強プロジェクト : Reinforcement and Expansion of Nacala Transmission Network (Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo)

他の優先プロジェクトについては、他ドナーの支援により、すでに F/S が終了し実施準備段階に入っているか、あるいは今後 F/S が行われる状況になっている。

## (5) 治安状況等

我が国外務省からは、モザンビークに対する渡航情報として、2012年6月現在、マプト州について「十分注意してください」との危険情報が発出されている。以下は注意を要する概況であるが、マプト州以外の地域においても同様の状況である。

「近年、モザンビークは高い経済成長を続け、政治的には比較的安定していますが、所得格差が拡大していることなどを背景に、強盗、性犯罪、空き巣、車上荒らし等の犯罪が多く発生し、治安の悪化が社会問題になっています。」

我が国が「モ」国内のどのような地域でどのような分野の業務を遂行する場合であっても、日々更新される危険情報をもとに注意深く行動する必要がある。さらに、現地カウンセラーあるいは現地雇用スタッフから危険に関する情報を積極的に収集することも有用と考えられる。

### 3.3.2 南部ガス火力発電プロジェクト

#### (1) 電源

- 「モ」国は我が国に対して、最優先案件としてベルルアーネ発電所建設計画を要請している。EDM 作成のプロジェクトプロポーザル「Project Proposal – Beluluane Power Plant – 50MW CCGT Power Plant」(November 2011)において、ベルルアーネ発電所建設計画の背景や必要性、妥当性、実施計画等を述べている。

EDMによれば、マプト首都圏を含む「モ」国南部地区の電力需要が毎年約50MWずつ着実に増加し、とりわけ電力多消費産業が数多く立地しているベルルアーネ工業団地ならびにその近隣地域での電力需要を満たすためには、同団地内に50MWクラスの新規発電所の建設が必要であるとしている。

EDMのプロジェクトプロポーザルでは、ベルルアーネ周辺系統の過負荷対策として、ベルルアーネ工業団地内に50MWの天然ガス焚火力発電所を建設し、ベルルアーネ変電所に送電することを計画している。調査団は、ローカル供給送電線の過負荷対策として発電所を建設することは希であり送電線増強が一般的でかつ経済的であることを示した。

- 第1回現地調査において、ベルルアーネ地区が新設発電所の建設サイトとして必ずしも満足できる状況にはないと考えられる一方で、既存のCTM(マプト)発電所が立地条件を比較的良好に満たしていることから同所をサイト候補地の一つとする可能性が着目され、同所に関する情報収集・確認が必要になり、両サイト案を同時並行的に調査し、予備的比較検討も行った。
- 調査団は、第2回現地調査においてEDMにベルルアーネ工業団地及びCTM(マプト)発電所を対象としていずれかのサイトに複合火力発電所を建設する場合の概略比較検討の結果について説明した。その結果、敷地面積の広さ、冷却水及び補給水(淡水)の確保の容易さなどからCTM(マプト)発電所への新規発電所建設の優位性がEDMなど「モ」国側に認識された。

- 本調査に引続き協力準備調査が実施された場合、ベルルアーネ工業団地及びCTM（マプト）発電所のいずれかのサイトに複合火力発電所が建設されることになるため、調査団は、両サイトに関する詳細な比較検討を行いその検討結果により選定された地点について具体的な基本設計などを行うことを想定した、調査 TOR 案を EDM に説明した。

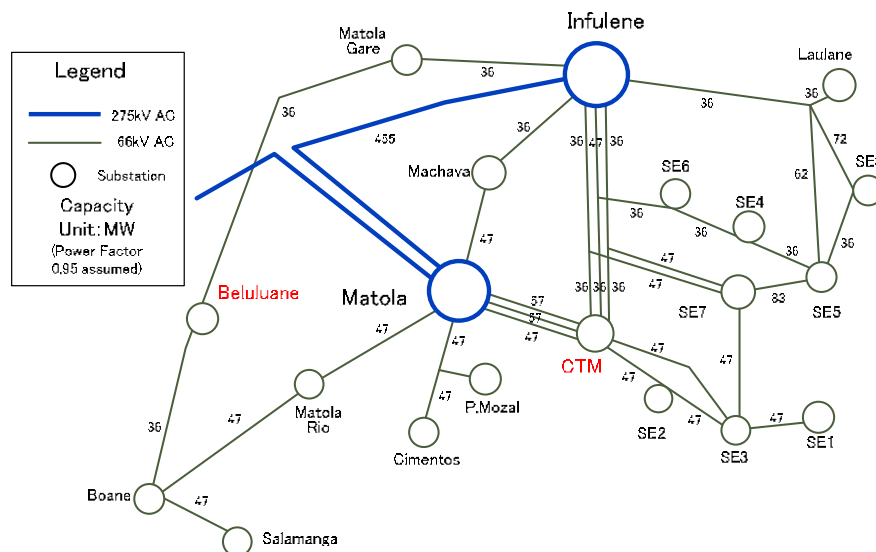
## (2) 送電系統

ベルルアーネ発電所ならびにCTM（マプト）発電所が連系される南部系統を図 3.3-1 に示す。

両地点とも 275kV Infulene（インフレネ）ならびに 275kV マトラ変電所を上位系統とする下位 66kV 系統に属している。上位系統までの送電線の容量と距離に注目すると、ベルルアーネ地点はインフレネまで途中 Matola Gare（マトラ・ガレ）変電所を経由して送電容量 36MW の 1 回線送電線で 28km、マトラ変電所まで途中ボアネ、マトラ・リオ変電所を経由して送電容量 36MW あるいは 47MW の 1 回線送電線で 32km の距離にある。

一方CTM（マプト）地点は、マプト市ならびにマトラ市に伸びる市街地のほぼ中心部に位置しておりマトラ変電所まで 47MW あるいは 57MW の合計 3 回線の送電線（図 3.3-2 左図）で 5km、インフレネ変電所まで 36MW の合計 3 回線の送電線で 8km の近距離にある。さらに SE2 変電所ならびに SE3 変電所に向かう送電線が合計 2 回線接続されており、CTM からは前述のものと同併合計 8 回線の送電線が接続されており、66kV 系統の重心とも言える位置にある。

また図 3.3-2 右図に示すようにCTM（マプト）地点には 66/33kV 配電用変圧器が設置され多数の 33kV 配電線が接続されており、発電所のみならず変電所としてもマプト、マトラ市街への供給拠点の役割も果たしている。



(出典: Created with reference to PSS/E network analysis data provided by EDM)

図3.3-1 南部系統



マトラに向かう 66kV 3 回線送電線



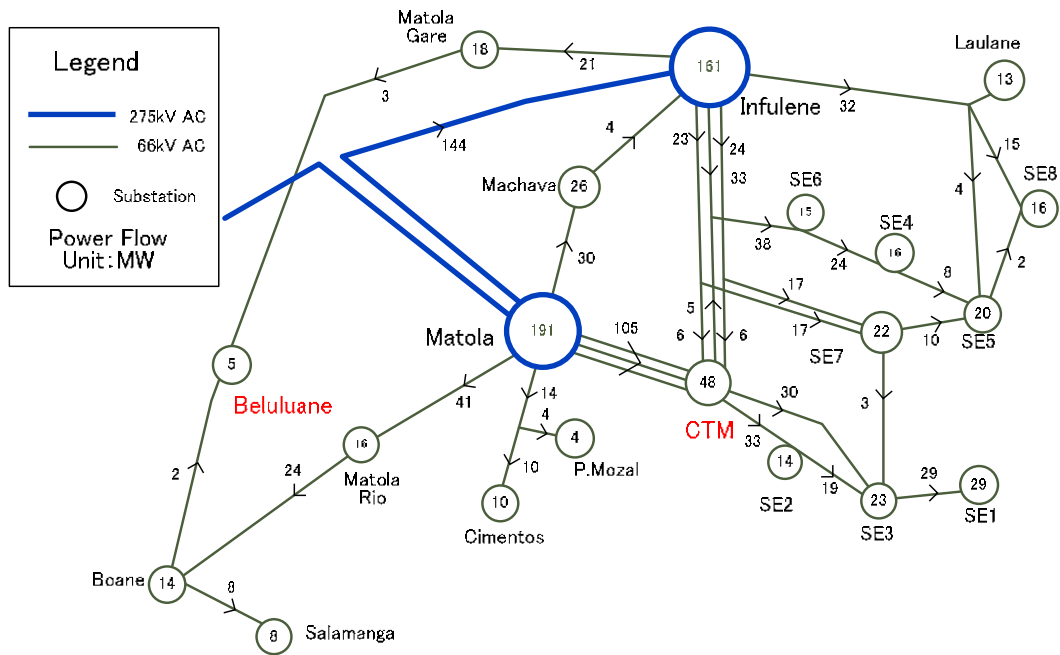
66/33kV 配電用変圧器と 33kV 配電線

図3.3-2 CTM (マプト) 発電所送電線・配電線

### (3) 潮流

図 3.3-3 に 2011 年の南部系統の潮流を示す。ベルルアーネ地点は 2011 年現在ベルルアーネ変電所負荷 5MW に供給するため 2 本の送電線に 2~3MW 程度の潮流が流れており、発電機が設置された場合には潮流方向が逆転する。しかし両送電線とも送電容量が 36MW と小さく設置可能な発電機は 50MW 程度に制約される。

一方 CTM 地点はマトラ変電所からの送電線には 3 回線合計 105MW の比較的大きな潮流が流れているが、発電機が設置された場合にはこの値が減少する。またインフレネ変電所からの送電線には、2 回線が入方向に 6MW、1 回線が出方向に 5MW が流れており、発電機が設置された場合には、3 回線とも出方向に変わることが予想される。何れにしても接続されている送電線が合計 8 回線に及ぶとともに、変電所負荷が 48MW と大きく設置可能な発電機容量には潮流面からは制約は無い。このように市街中心部に存在していること、接続送電線が多いこと、比較的大きな発電機を設置可能であることを総合し、今後、首都供給の重要拠点として位置づけることができる。



(出典: Created with reference to PSS/E network analysis data provided by EDM)

図3.3-3 南部系統潮流 (2011年)

### 3.3.3 ナカラ回廊地域送変電プロジェクト

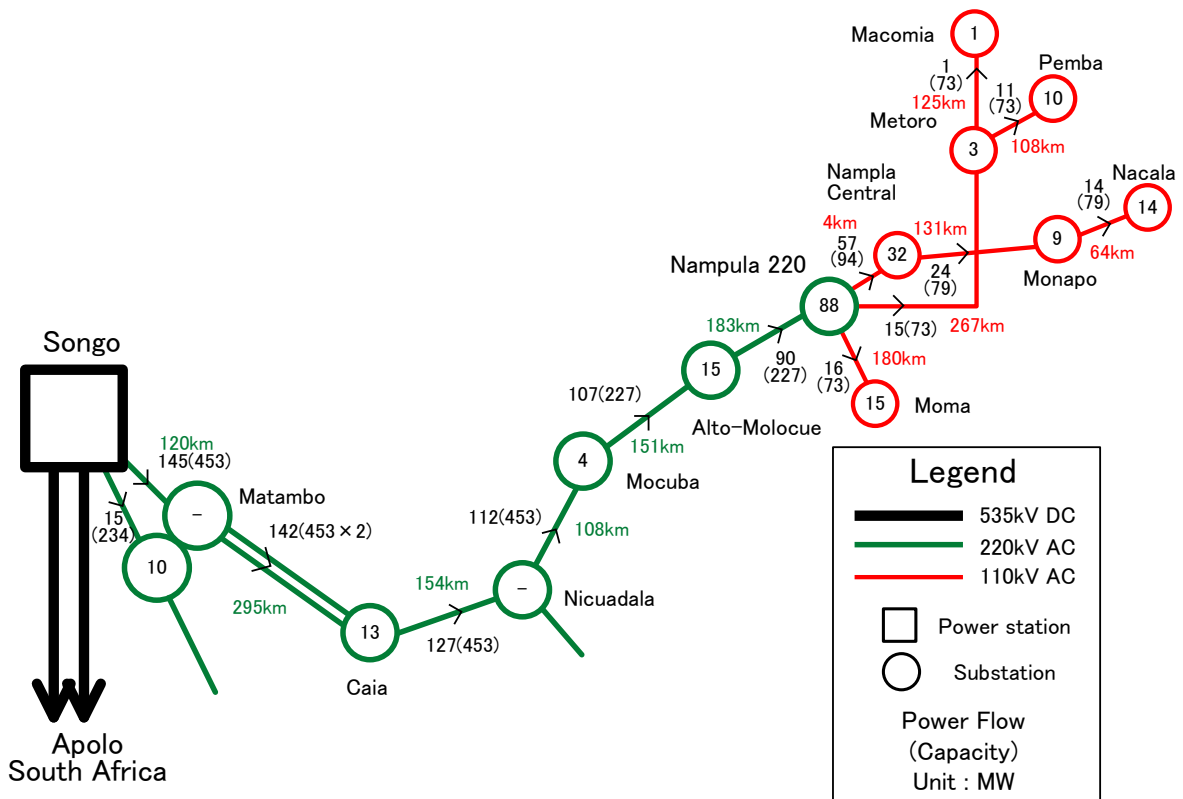
#### (1) ナカラ回廊地域系統の現状

図3.3-4にナカラ回廊地域の系統構成と2011年の潮流を示す。

ナカラ回廊地域の拠点変電所である110kV ナカラ変電所は、ナンプラ220変電所を供給源とする1回線の110kV送電線により途中ナンプラ・セントラル変電所ならびにMonapo変電所を経由して約200kmの送電距離にある。

また供給源であるナンプラ220変電所は、Songo(ソング)発電所を電源端として220kV送電線で約1,000kmの送電距離にある。このうち2回線であるソングーMatamboーカイア線以外は1回線で約600kmの距離にあり、110kVナンプラ220ーナカラ線の約200kmと併せ合計約800kmの長距離に亘り1回線で送電されている。このため雷や樹木接触等の送電線事故の影響をまともに受け停電が頻発する供給信頼度の低い系統となっている。





(出典 : Analysis result using PSSE network data provided by EDM)

図3.3-4 ナカラ回廊地域の系統構成と潮流 (2011年)

## (2) ナカラ回廊地域系統の電圧・潮流状況

図3.3-4に示したように110kV ナンプラ 220-ナカラ線の2011年の最大潮流はナンプラ 220-ナンプラ・セントラル間の57MWであり送電容量94MW(力率95%と仮定)に対し余裕が少ないものとなっている。

図3.3-5にナンプラ 220変電所を現地調査した日(2012年5月23日)の変電所職員が記録したナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線ならびにナンプラ 220-Metoro線の潮流の時間変化をグラフ化したものを示す。この日の最大潮流はナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線では20:00の46MW、ナンプラ 220-Metoro線では18:00の14.8MWであり、需要は点灯ピークであることが分かる。

表3.3-1に2004年11月に策定したマスタープランに示されたナカラ回廊地域の需要想定結果を示す。需要伸び中位ケースで年率8.3%の伸びが想定されており、数年程度でナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線の潮流が送電容量(94MW:力率95%と仮定)を超過すると予想される。

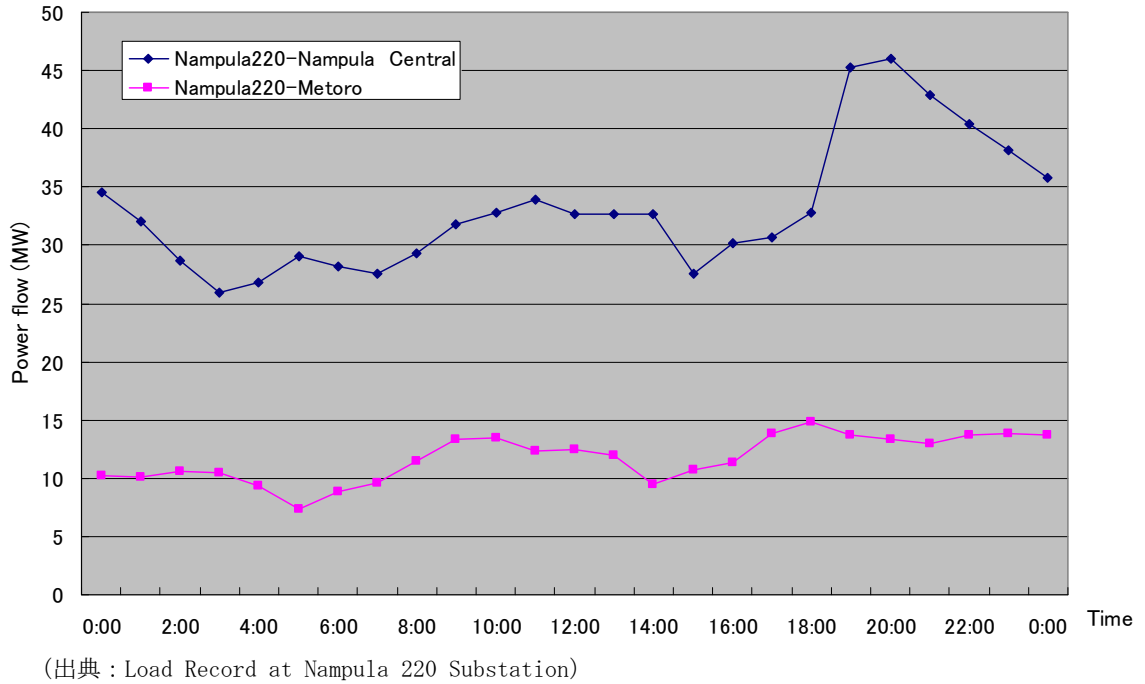


図3.3-5 ナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線潮流の時間変化 (2012年5月23日)

表3.3-1 ナカラ回廊地域の需要想定

Scenario	Forecasted demand (MW)				Equivalent annual growth rate to 2020 (%)
	Year 2005	2010	2015	2020	
Low	17.20	23.22	29.53	35.90	5.4
Medium	20.95	33.08	45.88	60.26	8.3
High	22.56	42.81	70.10	103.53	11.5

(出典: Mozambique Electricity Master Plan Report Volume II Nov. 2004)

図3.3-6に5月23日にナカラ変電所制御室で撮影した110kV電圧計の指示値を示す。需要ピークの約2時間前の17:13の電圧は101.5kV(運用目標110kVの92%)と低い値であり、20:00のピーク時にはさらに低下すると予想される。この理由はナカラ変電所が電圧維持源であるナンプラ220kV変電所から200kmの遠距離にある上、この地域に電圧維持の機能を果たす発電機が無いためである。これらから送電線過負荷対策ならびに電圧改善対策を講じる必要がある。



図3.3-6 ナンプラ変電所110kV系統電圧

### (3) 対策案

EDM は 2011 年 4 月にナカラ回廊地域の系統増強を対象に円借款を要請した (Title : The Project for Reinforcement of Transmission Network in Nacala Corridor)。その内容は以下のとおりである。(図 3.3-7 参照)

110kV ナンプラ 220-ナンプラ・セントラル線過負荷対策としてナンプラ・セントラル-Monapo 線とナンプラ 220-Metoro 線の交差付近にナミアロ変電所 (変圧器容量 40MVA) を新設し両送電線と接続する。

これによりナンプラ 220-ナミアロ間は 2 回線となり供給信頼度が向上するとともに、重潮流のナンプラ 220-ナンプラ・セントラル-ナミアロ線と軽潮流のナンプラ 220-ナミアロ線が併用されるため潮流が平均化し過負荷が解消する。

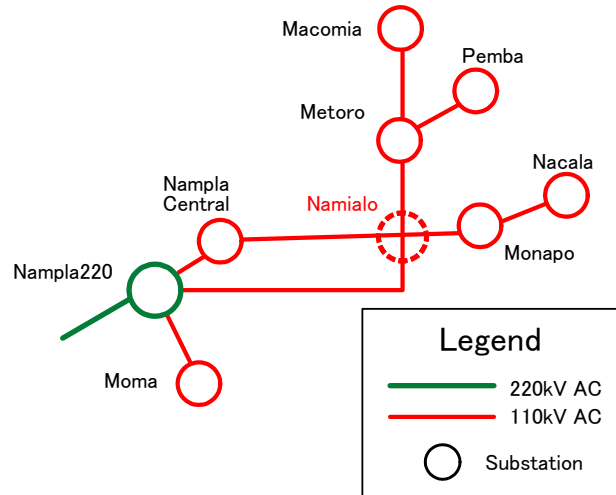


図3.3-7 ナカラ回廊地域系統増

さらに既設 Monapo 変電所 (変圧器容量 16MVA) の負荷の一部を、配電線の接続変更により新設のナミアロ変電所に移すことにより将来予想される Monapo 変電所の過負荷が回避される。

この対策に必要な工事費は表 3.3-2 に示すとおり、総額 13 億円である。

表3.3-2 ナミアロ変電所新設工事費

Description	Quantity	Unit Price (Million JPY)	Amount (Million JPY)
110kV Line Bay	4 Bays	119.2	476.8
110kV Transformer Bay	1 Bay	77.64	77.64
110/33kV 40MVA Transformer	1 Unit	132.0	132.0
33kV Switchgear	1 Set	180.0	180.0
Control & Protection System	1 Set	84.0	84.0
Power, controlcable & small items	1 Lot	30.0	30.0
Subtotal			980.44
Construction work	1 Lot	100.0	100.0
Transportation fee	1 Lot	100.0	100.0
Engineering service	1 Lot	118.044	118.044
Grand Total			1,298.484

(出典 : Application Form for Grant Aid from Japan)

### 3.3.4 220kV カイアーナンプラーナカラ送電プロジェクト（追加要請）

3.3.3 に示した「ナカラ回廊地域送電プロジェクト」は対策コストが小さい利点があるが、次に示す欠点がある。

- ナンプラ 220ーナミアロ間の既設送電線の送電容量は 73～79MW であり、2 回線化されても送電容量増加は大きくは無い
- ナミアローナカラ間は増強対象外のため送電容量 79MW の 1 回線のままであり、将来過負荷の発生が予想される。
- さらにナンプラ 220 変電所の上流の 220kV カイアーナンプラ 220 間の約 600km が 1 回線であり、110kV ナミアローナカラ間の約 100km と合わせ約 700km が 1 回線で送電されるため、ナカラ回廊地域系統に対する供給信頼度改善効果は小さい

これら問題の解決を図るため EDM は 2011 年 3 月に抜本策として“Caia-Nampula 220kV Transmission line Project Proposal”を作成し借款の追加を要請した。以下にその内容を示す。

#### (1) 需要想定

中・北部地域の実績需要を表 3.3-3 に示す。2005 年から 2010 年までの 5 年間の年平均伸び率は 18.5%に達した。

これを基に、ナカラ港拡張、ナカラ軍用空港の商用空港への転用、その他活発な工業・商業開発計画を反映し、今後の需要伸び率を EDM は、低めケース 12%、中位ケース 16%、高めケース 20%と想定した。この結果 2018 年の需要は、低めケース 320MW、中位ケース 430MW、高めケース 560MW となる。

表3.3-3 中・北部地域の実績需要

Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010
Peak Demand (MW)	56.0	64.5	72.7	77.8	110.0	131.0	
Growth Rate (%)		15.2	12.7	7.0	41.3	19.1	18.5

(出典：Caia-Nampula 220kV Transmission line Project Proposal )

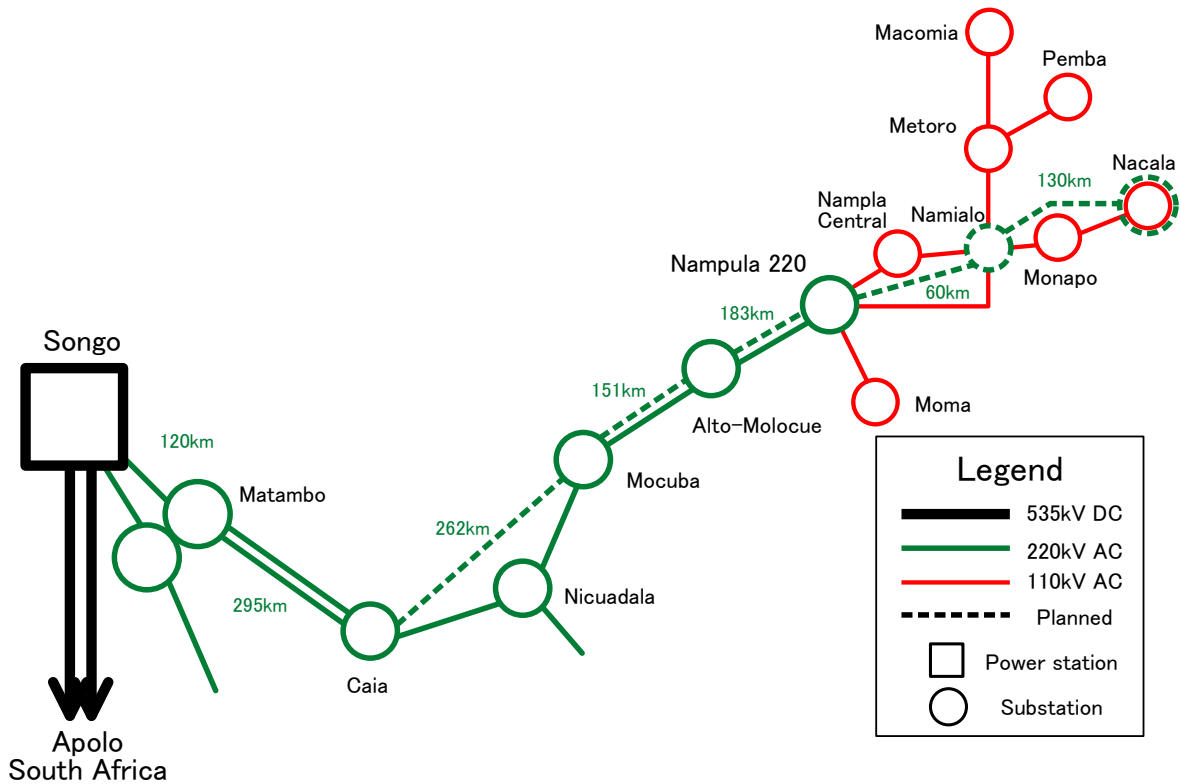
#### (2) 系統増強計画

図 3.3-8 に中・北部系統増強計画を示す。既設 220kV カイアーNicuadala-Mocuba-Alto Molocue-ナンプラ 220 線に併行して、途中の既設 2 変電所を経由する 220kV カイアーナンプラ 220 線の約 600km を建設するとともに、ナンプラ 220ーナカラ間に 220kV 送電線を 190km 新設しカイアーナカラ間の全区間約 800km を 220kV 系統化する。

これによりカイアーナンプラ 220 間は 220kV 送電線が 2 回線となるとともに、ナンプラ 220ーナカラ間も既設 110kV 送電線と合わせ異電圧送電線による 2 回線化が実現する。

また 110kV ナンプラ・セントラルーMonapo 線とナンプラ 220ーMetoro 線の交差付近に 220kV ナミアロ変電所を新設する計画である。

これら送電線 2 回線化と変電所新設により、設備 1 単位に故障や事故が発生しても残りの設備がバックアップする系統構成が実現するため、停電頻度の飛躍的な減少とともに電圧の改善による電力供給品質の向上が期待できる。



(出典：Created by JICA Study Team based on “Caia—Nampula 220kV Transmission line Project Proposal” )

図3.3-8 中・北部系統増強計画

### (3) 系統増強コスト

系統増強の主要項目は、220kV 送電線 800km 新設、既設 220kV 変電所 4 箇所の送電線接続工事、110kV ナカラ変電所の 220kV 化、220kV ナミアロ変電所の新設であり、工事費は 223.7MUS\$と見込まれる。表 3.3-4 に系統増強コストの詳細を示す。

表3.3-4 系統増強コスト

Facility	Name	Description	Quantity	Amount (Million US\$)
220kV Transmission Line	Caia-Nampula 220		596km	125.756
	Nampula 220-Nacala		190km	40.09
	Sub total			165.846
220kV Substation	Caia		1 set	2.856
	Mocuba	Bay extension	1 set	2.856
	Alto Molocue	Bay extension	1 set	2.856
	Nampula 220	Bay extension	1 set	2.856
	Namialo	220/110kV 150MVA Transformer	1 unit	2.720
		Bay extension	1 set	8.951
	Nacala	220/110kV 150MVA Transformer	2 units	5.440
		Bay extension	1 set	8.951
Sub total			37.486	
Total				203.331
Consultancy Service				10.167
Contingency				10.167
<b>Grand Total</b>				<b>223.664</b>

(出典 : Caia-Nampula 220kV Transmission line Project Proposal)

なお EDM にはカイア-ナカラ間 800km を全線 400kV 設計送電線 (当面 220kV 運転) とする意見もあり、増強コストは約 400MUS\$が見込まれる。この場合には上流のソンゴ- Matambo-カイア区間の既設送電線の送電容量が 2 回線合計で 688~906MW (力率 0.95 と仮定) であり、下流の 400kV 設計区間と送電容量が逆転するので、これを解消するため送電線運転電圧を 400kV に昇圧する時点で上流区間に 400kV 送電線の新設が必要となる。

### 3.3.5 モアティーゼ送変電プロジェクト

#### (1) モアティーゼ石炭火力発電所

VALE はモアティーゼ炭鉱内に炭鉱の電源、ならびに今後同社がナカラ回廊で計画しているナカラ港などへの電力供給のため、第 1 期として 300MW 1 基の石炭火力発電所 (IPP) を計画している。その後、状況に応じて (電力供給の必要性が増加した場合)、第 2 期として更に 300MW 1 基の増設を検討している。

モアティーゼ石炭火力発電所の概要は以下の通りである。

- 発電総出力 : 300MW
- 発電正味出力 : 270MW (30MW は所内電力)
- 供給先 : モアティーゼ関連設備-220MW、EDM-50MW
- 発電した電力は、220kV、50km の送電線を通して Matambo 変電所に送る計画である。送電線は自己資金で建設、VALE が所有する。

モアティーゼ石炭火力発電所の現況は以下の通りである。

- EPC 入札：2012 年の夏頃（中国と韓国の企業が入札予定）
- ファイナンシャル及びリーガルクローズ：2012 年 10 月
- 建設開始：2013 年 1 月
- 完成：2016 年 1 月

## (2) 送電方法

モアティーゼ発電所は図 3.3-9 に示すとおり 220kV 送電線（400kV 設計とする案もある）約 50km を新設し既設 Matambo 変電所へ連系する計画である。

なお民間企業が開発する電源の既設系統への送電線工事等の連系費用の負担の我が国の考え方は以下のとおりであり、電源開発者が何れに分類されるかにより負担の考え方は異なるが、円借款の対象外と扱うことが妥当であると考えられる。

- 特定規模電気事業者(PPS：電力会社の送電線を利用して小売りをを行う発電事業者)：全額 PPS が負担
- 独立系発電事業者(IPP：電力会社に売電する発電事業者)：全額電力会社が負担。ただし入札者が複数の場合は発電コスト、送電コストの合計コストが小さい者が選定される。

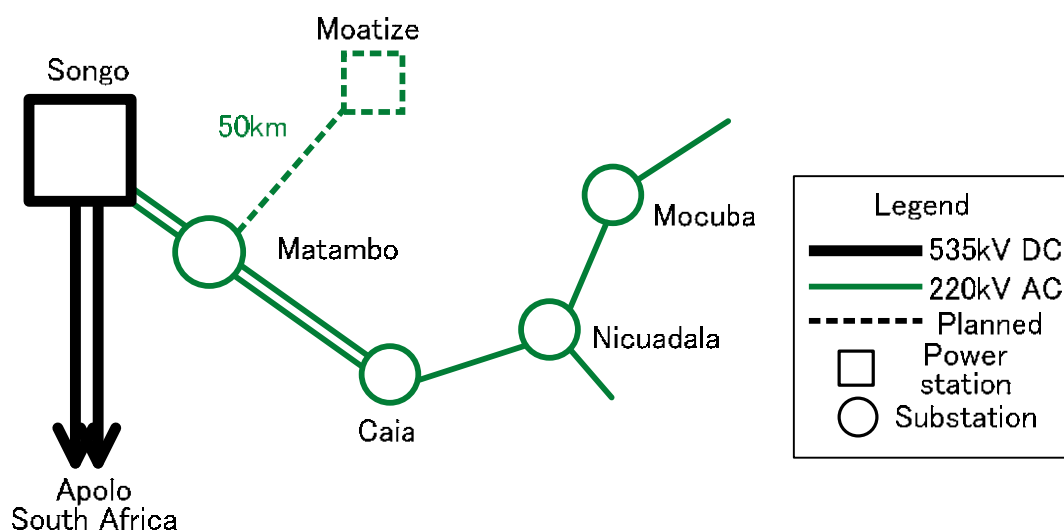


図3.3-9 モアティーゼ発電所送電方法

### 3.3.6 CESUL 送電プロジェクト

中部地域には Zambezi（ザンベジ）川の水力エネルギーならびに露天掘り炭鉱の石炭エネルギー等の未利用エネルギーが豊富に賦存しており、これらを有効利用すべくカオラバッサ・ノースや Mphanda Nkuwa 等の水力発電所ならびにモアティーゼや Benga（ベンガ）石炭火力発電所等の大規模電源の開発計画がある。

これらの開発電源の発生電力をを主としてマプトを中心とした南部地域の需要に供給するためには約 1,300km の長距離を送電する必要があり、EDM はこのプロジェクトを“Mozambique Regional Transmission Backbone Project”と名付け、スウェーデンの Vattenfall Power Consult AB 社ならびにノルウェーの Norconsult AS 社の共同企業体に Feasibility Study を委託していたが、2012 年 3 月に最終報告書が出された。当プロジェクトは“CESUL Project”とも呼ばれるが、以下にその概要を示す。

## (1) 既設電源ならびに送電系統

### ① 電源

ザンベジ川に 164m のダムを築き建設された Cahora Bassa (カオラバッサ) 水力発電所(定格出力 2,075MW [415MW×5 台]) は 1977 年に運転を開始し、2005 年に過去最大発電電力量 13,064GWh を記録した。これは設備利用率 72%に相当する大きな値であるが、流量から算定される可能発電電力量は 18,177GWh と見積もられ 28%以上の未利用水力エネルギーが存在する。

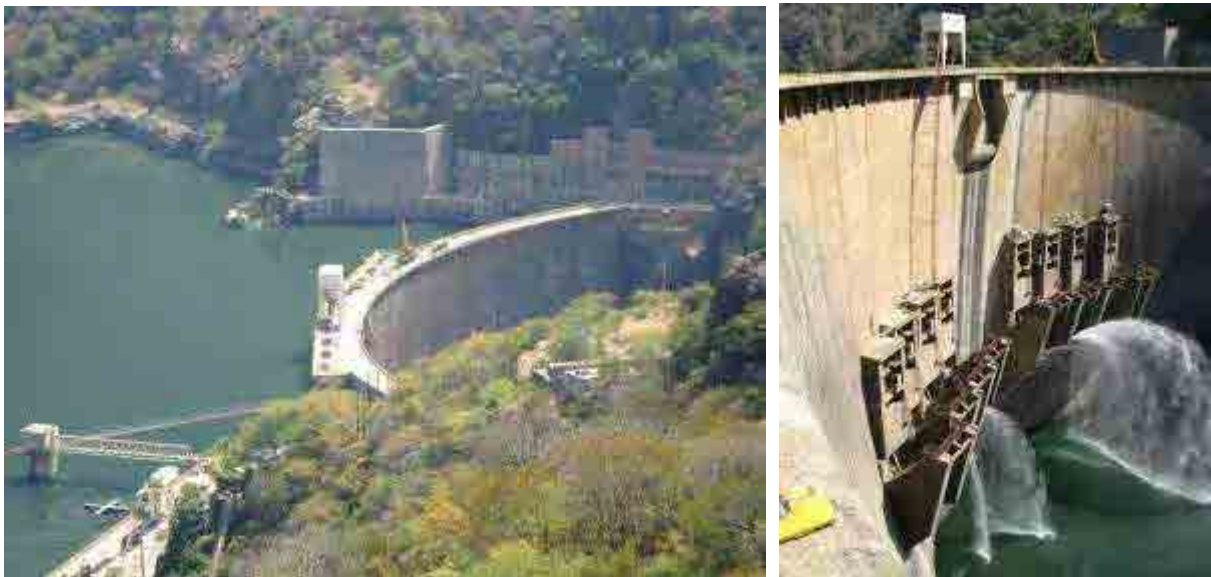


図3.3-10 カオラバッサ水力発電所

### ② 送電系統

カオラバッサ水力発電所の送電のために下記の 3 系統の送電線により自国ならびに隣国へ送電されている。中でも発電電力の大部分を送電する南アフリカへは 1,400km の長距離送電となるため系統安定度面から有利な直流送電が、約 35 年前の世界中でも早い時期に採用されていることが注目される。

- 南アフリカ Apollo 変電所向け 直流±535kV 約 1,400km、送電容量 1,920MW
- ジンバブエ Bindura 変電所向け 交流 400kV 252km、送電容量 989MW (力率 95%と仮定)
- モザンビーク Matambo 変電所向け 交流 220kV 120km 2 回線、送電容量は回線で異なり 453MW ならびに 234MW (力率 95%と仮定)





図3.3-11 南ア向け直流±535kV送電線（手前）と  
Matambo変電所向け交流220kV送電線（奥）

## (2) 電源開発計画

CESUL Project が対象とした開発電源を以下に示す。全開発候補電源の最終規模合計は7,145MWに達する。

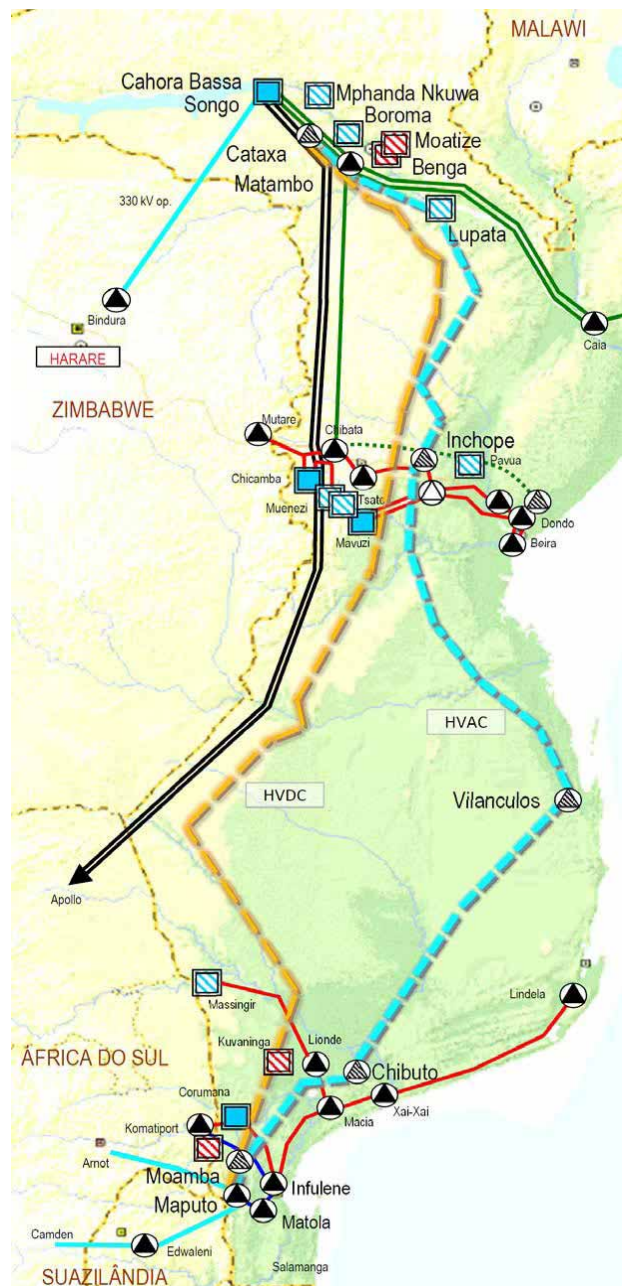
- カオラバッサ・ノース：発電機増設により既設ダムの未利用流量利用  
出力1,245MW（415MW×3台）、2017年運転開始（実質2020年以降）
- Mphanda Nkuwa：出力1,500MW（375MW×4台）、2017年運転開始（実質2020年以降）
- モアティーゼ石炭火力：露天掘り炭鉱にVale社が開発、300MW（Phase I）、2014年  
運転開始（実質2016年以降）、最終規模2,400MW、220kV（400kV設計とする案もある）  
送電線46.5km 2回線で既設Matambo変電所へ連系
- ベンガ石炭火力：Rio Tinto（リオ・ティント）社が開発、250 or 300MW（Phase I）、  
2014年運転開始、最終規模2,000MW、220kV（400kV設計とする案もある）送電線28km  
2回線で既設Matambo変電所へ連系

## (3) 送電計画

カオラバッサ・ノース1,245MWならびにMphanda Nkuwa1,500MWは全量開発、石炭火力はPhase Iを対象としてモアティーゼ300MW、ベンガ250MW、の水力、火力合計3,295MWの開発電源を主としてマプトを中心とした南部需要に約1,300kmの長距離送電するためには系統安定度の維持が最大の課題であり、その解決のために図3.3-12に示すように交流、直流のハイブリッド送電が推奨された。

① 交流 400kV Cataxa—マプト間 1 回線 1, 340km

- 途中 400kV 変電所 4 箇所(Inchope、Vilanculos、Chibuto、Moamba)を新設し地域需要に供給するとともに、開閉所 1 箇所も併せ新設する。
- 1, 340km と長距離送電となるため送電線インピーダンスが増加し系統安定度が制約となり送電容量が確保出来ない。このためインピーダンスを減じる効果のある直列コンデンサを接続しインピーダンスを補償する。交流が分担する送電容量は 900MW であり、この値を実現するため補償率は 50%（送電線インピーダンスの半分を補償）を採用する。
- 途中に変電所を 4 箇所設置しても最長変電所間隔は Inchope—Vilanculos 間の 352km と長距離となる。さらに直列コンデンサ補償方式を採用するため、両端の変電所で電圧を適正に維持しても送電線中間部での電圧上昇は避けられない。このため送電線設計電圧を 550kV と高めに設定する。
- この交流送電線により現在非連系の中・北部系統と南部系統が連系され、「モ」国系統全体が一体系統として運転が可能となる。



(出典：“Mozambique Regional Transmission Backbone Project” Final FS Report)

図3. 3-12 CESUL 送電プロジェクト

② 直流±500kV Cataxa—マプト間 1, 275km

直流送電の特徴から途中で変電所等に立ち寄ることなく目的地であるマプトまで 1, 275km を直行する。

直流が分担する送電容量は最終的に 5, 300MW となるため、±500kV のバイポーラー直流送電方式を採用する。

送電線は Phase I の段階で最終送電容量を満足させる設備とする。一方、交直変換器は増設が容易であり経済性を向上させるために電源の開発段階に応じて交直変換器を増設

することとし、Phase I の Stage 1 として 1,325MW、Stage 2 として 1,325MW（合計容量 2,650MW）を設置する。

開発候補電源 7,145MW（カオラバッサ・ノース 1,245MW、Mphanda Nkuwa 1,500MW、モアティーゼ石炭火力 2,400MW、ベンガ石炭火力 2,000MW）が全て運転開始する Phase II 段階にはさらに交直変換器を増設し合計容量を 5,300MW とする。

#### (4) プロジェクトコスト

表 3.3-5 にプロジェクトコストを示す。交流ならびに直流の合計送電容量が 2,225MW（交流 900MW、直流 1,325MW）の Phase I-Stage 1 の段階で 1,846.2MUS\$、合計送電容量が 3,550MW（交流 900MW、直流 2,650MW）の Phase I-Stage 2 の段階での追加コストは 317.4MUS\$である。

電源開発がカオラバッサ・ノース 1,245MW、Mphanda Nkuwa 1,500MW、モアティーゼ 300MW、ベンガ 250MW の合計 3,295MW に対応する Phase I-Stage 2 の時点でのプロジェクトコストは合計 2,163.6MUS\$に達する。

表3.3-5 プロジェクトコスト

Components	Cost (Thousand US\$)
HVAC Transmission Line	419,313
HVAC substations	384,761
Total HVAC	804,074
Control Centre Cost	30,000
Total Compensation Cost HVAC	7,997
Engineering and Owner's Cost	58,384
Physical Contingencies ( 10% )	83,407
<b>(1) Total HVAC Phase 1</b>	<b>983,863</b>
<b>HVDC Stage 1 of Phase I (1,325 MW)</b>	
HVDC line	379,232
Catata Converter station	171,110
Maputo Converter station	154,800
Total HVDC excl. compensation Costs	705,142
Mitigation of corrosion	30,000
Total Compensation Cost HVDC	7,294
Engineering and Owner's Cost	49,360
Physical Contingencies ( 10% )	70,514
<b>(2) Total HVDC Stage 1 of Phase 1</b>	<b>862,310</b>
<b>(3) Total Stage 1 of Phase I = (1)+(2)</b>	<b>1,846,173</b>
<b>HVDC Stage 2 of Phase I (1,325 MW)</b>	
Catata Converter station	135,660
Maputo Converter station	135,660
<b>Total Stage 2 of Phase I</b>	<b>271,320</b>
Engineering and Owner's Cost	18,992
Physical Contingencies ( 10% )	27,132
<b>(4) Total HVDC Stage 2 of Phase I (1,325 MW)</b>	<b>317,444</b>
<b>Total Phase I (400 kV + HVDC 2,650 MW) = (1)+(2)+(4)</b>	<b>2,163,617</b>

（出典：“Mozambique Regional Transmission Backbone Project” Final FS Report）

### 3.4 優先プロジェクトの環境・社会への影響に関する検討

#### 3.4.1 プロジェクトサイト周辺地域の概要

優先プロジェクトは、モザンビーク国内の南部から北部までの広い地域に位置している。下表に各プロジェクトが計画されている地域の概要を示す。

表3.4-1 優先プロジェクト周辺の自然・社会環境の概要

プロジェクト	自然環境の概要	社会環境の概要
<b>南部ガス火力発電プロジェクト</b> ・ベルルアーネ工業団地内/マトラ市、あるいは既設CTM（マプト）発電所地点/マプト市	<ul style="list-style-type: none"> <li>保護を要する動植物が存在する可能性は極めて少ない。</li> <li>サイトは既に整地されているため、新たな自然環境の損失はない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>産業が発展し、CTM（マプト）サイトの周辺は、商業地、住宅地。</li> <li>首都マプトに隣接しており、マプトへの通勤圏内にある。</li> <li>地域住民の主な生計手段は、工業団地内と周辺産業での雇用、小規模農業。</li> </ul>
<b>ナカラ回廊地域送変電プロジェクト</b> ・ナンブラ郊外/ナミアロ	<ul style="list-style-type: none"> <li>保護を要する動植物が存在する可能性は少ない。</li> <li>変電所と送電線は、灌木地帯に計画されている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>変電所予定地は、市街地から離れているが、家屋、農耕地が近くにある可能性は残る。</li> <li>地域住民の主な生計手段は、ナンブラ市内の商業、または、近隣での農業。</li> </ul>
<b>モアティーゼ送変電プロジェクト</b> ・モアティーゼ郊外	<ul style="list-style-type: none"> <li>保護を要する動植物が存在する可能性は少ない。</li> <li>サイトは、石炭採掘工区に指定されている。プロジェクトによる自然環境への影響は少ないと考えられるが、送電線がザンベジ川を横断する部分については、配慮が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線の計画ルートは、市街地から離れているが、家屋、農耕地が近くにある可能性は残る。</li> <li>地域住民の主な生計手段は、テテ市内の商業・生産業、石炭採掘（Vale社）、郊外での小規模な農業。</li> </ul>
<b>CESUL 送電プロジェクト</b> ・Cataxa～マプト（Inchope、Vilanculos、Chibuto、Moamba等を経由）	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電ルートの一部は、森林、河川、動物保護区、を通過するため、十分な配慮が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>交流及び直流送電の計画ルートは、それぞれ1,200km以上の延長がある。</li> <li>一概には言えないが、経由する市街地を除くと、農業、漁業（河川）が地域住民の主な生計手段。</li> </ul>
<b>カイア～ナンブラ～ナカラ（220kV）送電プロジェクト</b> ・Caia～ナカラ（Mocuba、Alto Molocue、ナンブラを経由）	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電ルートの一部は、森林、河川を通過するため、十分な配慮が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電線の計画ルートは、約800kmのため、一概には言えないが、経由する市街地を除くと農業、漁業（河川）が地域住民の主な生計手段。</li> </ul>

（出典：調査団作成）

#### (1) 南部ガス火力発電プロジェクトサイトの周辺地域の概要

ベルルアーネ工業団地は、海岸線から約10km内陸部に位置し、その標高は30メートル程度である。CTM（マプト）は、マプト湾に面した埋立地に位置する。両地域の雨期は、主に11月頃から3月頃とされているが、その時期の月間降雨量は約100mm～400mmを記録しており、年によって降雨の時期と雨量が大きく変化する。なお、乾期の間でも数ミリから約80ミリ程度の雨量を記録している。雨期の平均気温は、20～25℃の範囲である。主な土壌は、砂質と褐色森林土である。

小規模な農業が広く行われており、主な農作物はキャッサバ、メイズ、落花生、ササゲである。土壌の含水量が多い低地では、イモ類の耕作も行われている。また、一部の地域では、放牧も行われている。

サイト候補地のベルルアーネ工業団地は、モザール社と同社にサービスを提供する関連企業が入居しており、雇用を生んでいる一方、現地採用の数がまだ少ないという声も聞かれる。CTM（マプト）は、マプト市とマトラ両市に伸びる市街地の中心部に近い場所に位置し、商業、産業に従事する機会が多い上、多くの住民はマプト市内に通勤している。

## (2) ナカラ回廊地域送変電プロジェクトサイトの周辺地域の概要

サイトは、ナンプラ州（人口 450 万人、2011 年）の州都ナンプラ及び隣接するナミアロに位置する。既存変電所のナンプラ 220 の標高は約 390m で、新規に変電所を建設する計画のあるナミアロは約 190m である（この間の距離は、約 86 km）。ナンプラよりさらに陸地に入ると、標高はさらに増し、ナンプラ州の最高地点では約 700m に達する。

年間降雨量は、約 1,000～1,400mm の範囲が記録されている。雨期の平均気温は約 20～25℃ の範囲である。土壌は、主に砂質土と粘性土で、表層部は褐色森林土が覆っている。

主な農作物は、メイズ／モロコシ、キャッサバ、ササゲ、落花生である。ナミアロ近郊から東部は、国内でも有数のカシューナッツ産地である。さらに、ナンプラ州全体では綿花も重要な農産物の一つである。このように、ナンプラ州全域は、農産物の重要な生産地である。

ナンプラ市はマプト、マトラに続く第三の都市で、北部地域（ナンプラ州、カボ・デルガド州、ニアッサ州、テテ州、ザンベジア州）のなかでも要の都市となっており、市内では、コココーラ工場など多くの産業活動が行われている。ナンプラ市は、ナカラ港からマラウィまでの鉄道の最大の中継地点であり、ナカラ港から市内まで 2 車線道路が全区間舗装されている。また、国内航空線のハブの役割もあり、毎日数便がマプト、リシंगा、テテ、ベイラなど他の都市の間を運航している。

ナミアロから東に約 35 km の距離にあるモナポ市では特産物のカシューナッツ工場と綿花工場が稼働している。

## (3) モアティーゼ送変電プロジェクトの周辺地域の概要

この地域は、国内でも最も乾燥した地域である。モアティーゼ周辺の標高は約 220m だが、テテ州の北部は 1,000m を超える高地が展開する。年間の降雨量は約 500～800 mm に及び、そのほとんどは 11 月から 3 月の雨期に集中して降る。この地域には、国内でもっとも大きなザンベジ川が流れ、上流にその水量を利用してカオラバッサ水力発電所が膨大な電力を発電している。

この地域の主な農産物は、モロコシで、他の地域で広く栽培されているキャッサバは、乾期が極めて乾燥するために栽培できない。他方、この地域では乾燥に強いタバコの栽培が行われている。



#### (4) CESUL 送電プロジェクトの周辺地域の概要

本プロジェクトは、EIA の手続きを行っており、以下にその抜粋を示す。

対象地域は広大（EIA の調査対象エリアは 1,400km×350km）かつ、多様な自然条件を併せ持つ。Manica 高原、Rift 溪谷、ザンベジ川沿いの多数の溪谷、Pungue 川、Buzi 川、Save 川、Limpopo 川、Incomati 川など重要な自然環境も対象地域に含まれる。

年間降雨量は標高の低い地域の約 500 mm から、標高が高くなるにつれて 1,500 mm まで変化する。中部沿岸地域では雨期にサイクロンが発生する。対象地域の南部は低地で、乾期の平均気温は 27°C で、雨期は 25°C である。対象地域の中北部は、内陸に入るに従って標高が増し、乾期の平均気温は 25°C で、雨期の平均気温は 20°C である。

送電線ルートは、下記の国立公園（4 か所）と国立保護区（1 か所）、国立狩猟指定区（11 か所）の近くを通過する計画である。この他にも送電ルートと周辺の IBA（Important Bird Areas）や文化遺産・史跡の位置関係が確認されている。

- 1) Gorongosa 国立公園
- 2) Zinave 国立公園
- 3) Banhine 国立公園
- 4) Limpopo 国立公園
- 5) Chimanimani 国立保護区
- 6) Coutada 4～7、9～15（国立狩猟指定区）



出典：Mozambique Regional Transmission Backbone Project, Environmental and Social Impact Assessment Volume II, EDM, 2011)

図3.4-1 送電ルートと国立公園等の保護区

#### (5) カイアーナンプラーナカラ（220kV）送電プロジェクトの周辺地域の概要

本プロジェクトは、上述した「(2) ナカラ回廊地域送変電プロジェクトサイトの周辺地域の概要」と「(3) モアティーゼ送変電プロジェクトの周辺地域の概要」にまたがる地域をプロジェクトの対象地域としている。

### 3.4.2 優先プロジェクトの環境・社会への影響の検討

#### (1) 南部ガス火力発電プロジェクト

サイトの候補地として、ベルルアーネ工業団地内と CTM (マプト) が存在する。

ベルルアーネ工業団地内のサイトは、既に産業用地として整地されており、発電所本体の建設がもたらす自然環境、社会環境への影響は少ないと考えられる。他方、今後の技術的な検討の結果によるが、冷却水と燃料ガスの供給パイプラインを市街地に敷設しなければならない可能性がある。仮にこれらのパイプラインを敷設することになった場合、冷却水パイプライン延長は約 18km、ガス供給パイプラインは約 3.5km になり、環境社会への影響を具体的に検討する必要がある。

CTM (マプト) 内のサイトは、既に整地された EDM の管理する用地である。ベルルアーネ工業団地と同様、発電所本体の建設がもたらす自然環境、社会環境への影響は少ないと考えられる。また、燃料ガスの供給は、ENH と KOGAS が進めているマトラ市とマプト市へのガス供給プロジェクトの一環で CTM (マプト) の敷地境界までパイプラインを敷設することで事業が進められている。他方、冷却水の取水と温排水の放水をマプト湾で行うことになるが、サイト沿岸にはマングローブが自生しているため、水温や潮流の変化による影響を検討する必要がある。

なお、CTM (マプト) から最も近い自然保護区は、Inhaca and Portuguese Island Reserve (16km<sup>2</sup>、1965 年設定) と Maputo Special Reserve (700km<sup>2</sup>、1969 年設定) で、それぞれ約 40 km 離れた位置にある。

#### (2) ナカラ回廊地域送変電プロジェクト

新設するナミアロ変電所の予定地は、ナンプラ 220 – Metoro Nampula 送電線と Central – Monapo 送電線が交差する付近に予定されている。この地域は、市街地から十分にはなれており、住民移転や耕作地などの用地取得などによる住民生活への影響は少ないと考えられる。他方、この地域では、家屋と耕作地が市街地から離れた広い範囲にも点在しているため、今後、詳細な調査が必要である。また、希少動植物、史跡・文化遺産等が存在する可能性は少ないと思われるが、これらについても詳細な調査が必要である。

なお、本プロジェクトは、新設する施設の規模が限定されているため、環境・社会への影響は、他のプロジェクトと比較すると極めて少ない。

ナカラ回廊は、日本ブラジルモザンビーク三角協力によるアフリカ熱帯サバンナ農業開発プログラム (ProSAVANA-JBM) 、ナカラ回廊経済開発戦略策定プロジェクト、ナカラ港開発事業など、我が国は集中的、かつ多岐に亘る支援を行っており、今後、安定的な電力供給は、ナンプラ～ナカラ間周辺地域の経済発展に貢献するものと考えられる。

### (3) モアティーゼ送変電プロジェクト

変電所サイトに保護を要する動植物が存在する可能性は少ない。ただし、送電線がザンベジ川を横断するため、支持構造物を建設する際に河川の汚染、土砂の流出などに対する配慮が不可欠である。

モザンビークの地方部の居住状況の特徴として、広い範囲に家屋が点在していることがあげられる（これは、地方部の電化を困難にしている要因でもある）。そのため、計画されている送電線 50 km の延長の間に家屋、農耕地が存在する可能性があり、詳細な調査を行う必要がある。

### (4) CESUL 送電プロジェクト

本プロジェクトに関する ESIA (Mozambique Regional Transmission Backbone Project Environmental and Social Impact Assessment Vol. II、2011 年 5 月) によると、プロジェクトによる主な環境・社会への負の影響とその緩和措置は、以下のとおり示されている。

#### 自然環境

- 工事中の騒音（機械、労働者）  
機械の適切なメンテナンス、仮設住宅を既存居住区の近くに建設する。
- 工事中の排水、取水（水質、水源の保全）  
適切な排水設備を設ける。水源の近くへの排水を避ける。雨期の期間中は河川、沼地での作業を避けるなど。
- 植物の伐採  
変電所の敷地及び送電線ルートでの伐採は、最小限とする。
- 廃油、一般廃棄物  
適切な保管し、廃棄する。

#### 社会環境

- 工事関係の労働者の転入  
労務規約の遵守、現地雇用の促進、公平な雇用機会など。
- 用地取得  
移転計画の策定・実施、地域への貢献プログラムの実施。

### (5) カイアーナンプラーナカラ (220kV) 送電プロジェクト

本プロジェクトは、総延長 800 km の送電線と変電所を建設するもので、基本的に「ナカラ回廊地域送変電プロジェクト」と「CESUL 送電プロジェクト」で同様の配慮が必要である。当該地域は、近隣に保護区は存在しないが、ザンベジ川のような大河川から、小さいが農業、生活水として重要な河川が多数存在するので、送電線ルートはこれらの現況を十分に調査した上で決定することが重要である。



### 3.5 優先プロジェクトの事業効果・費用対効果に関する検討

本節では、3.2節の予備評価の結果、EDMの優先度が特に高く、しかも緊急性を要するプロジェクトとして認識されており、かつ我が国の支援事業としての発現効果ならびに優先度が高いことが確認された、南部ガス火力発電プロジェクトの事業効果・費用対効果について概説する。

#### (1) ピーク時供給力の確保（短期的な効果）

EDMによると、電力需要のピーク値は50～60MW/年のペースで増加しており、EDMのピーク時対応供給力は現時点ですでに不足している。すなわち、HCBの総発電能力2,075MWのうちEDMへの割当量が300MWであるところ、すでに最大需要電力は380MWに達しており、ピーク時間帯における電力供給不足（需給ギャップ）は、南アのESKOMからの輸入により補っているのが実情である。ESKOMからのピーク電力の購入価格は25～30USc/kWhと、EDMの平均電気料金（7.5USc/kWh）の3～4倍にも達し、EDMの事業収支を徐々に圧迫しつつある。南アにおいても電力不足は深刻さを増してきており、今後はESKOMから電力を融通してもらうことは困難になることが予想される。CESULプロジェクトが完成すれば、カオラバッサ・ノースとMphanda Nkuwa発電所の発電電力を南部に供給することが可能となり、南部の需給ギャップは解消されると考えられるが、CESULの完成時期は2020年以降になる見通しであり、その間の供給力として本プロジェクトは必須となる。

#### (2) エネルギーセキュリティの確保（中・長期的な効果）

EDMは自社で小規模の水力や火力発電設備を保有するものの機器の老朽化や故障が多く、供給量の殆んどをHCBに依存している。「モ」国政府は、HCBの株式の85%を保有しているが（残りの15%はポルトガル政府が保有）、今後のHCBの事業計画（カオラバッサ・ノースの開発を含む）がESKOMからの販売収入に依存するであろうことに鑑みると、当面、国内の電力不足を補うためにEDMへの割当量を増やすことは困難と考えられる。さらには、今後、気候変動の影響によって、当該地域において干ばつや洪水が発生し易くなる可能性も否定できないことから、エネルギー源として水力に過度に依存することは電力の安定供給（エネルギーセキュリティ）にとって潜在的リスクを負っているといえる。よって、エネルギー源として自国産のガスを利用する本プロジェクトは、「モ」国の中・長期的なエネルギーセキュリティの確保に向けての重要な第一歩として位置づけられる。

#### (3) EDMの人材の有効活用

EDMは、本プロジェクトを我が国に要請する前から、既存のマプト火力発電所（CTM）のオープンガスタービン3台を補修したうえで燃料を現在のディーゼル/ジェット燃料から天然ガスに変更し、さらに複合発電に転換させる計画を持っていた。EDMは、このリハビリ計画の実現に向けて、運転管理要員の基礎的能力の維持に努めてきており、本事業の実施を通じて、専門的能力増強のためのトレーニングを施しさえすれば、現有スタッフ

が中心となって発電設備の運転を行うことも十分に可能と考えられる。現有スタッフの生産性や稼働率の向上を通じて EDM の経営基盤の改善を図ることができる。

#### (4) 雇用創出と経済波及効果

本事業の実施に伴い、直接的な雇用創出効果ならびに関連産業への経済波及効果が期待できる。直接的な雇用創出効果としては、建設段階の労働者の雇用、発電所の運転開始以降の追加的管理要員、毎年の定期メンテナンス委託における雇用、ガスパイプラインの運転・維持管理に係る雇用、環境モニタリングに係る雇用等が見込まれる。これらの雇用創出効果が「モ」国の経済規模の拡大に寄与し、ひいては「モ」国が重点課題の一つとして掲げている貧困削減の一助となることが期待される。

#### (5) CO<sub>2</sub>の排出削減

EDM は、CESUL プロジェクトが完成するまでの間の、短・中期的な電力の需給ギャップを埋めるために、「モ」国内に建設中または計画中のガス火力発電所から電力を購入することを予定している。これらの新設のガス火力発電所は、南アとの国境近くの Ressano Garcia (レサノ・ガルシア) 地区に建設予定のプロジェクト (2 件) を含めて、既存のパイプライン沿いの内陸部に設置される予定であることから、冷却水を必要としないガスエンジン方式を主体とした発電所になると予想される。他方、本プロジェクトはコンバインドサイクル方式を想定しており、ガスエンジン方式と比較して発電効率が高く、同じガス量でより多くの電力を発電することができる。すなわち、単位発電量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量が少なくなるというメリットがある。例えば、70MW 級のベースロード発電所を想定した場合、本プロジェクトによってガスエンジン発電所を代替したときの CO<sub>2</sub> 排出削減量は以下のとおり試算される。

##### CO<sub>2</sub> 排出削減量の試算：

- ① 本プロジェクトのガス使用量 (熱効率 50%) : 3,418,485 GJ/年 (4.8 節を参照)
- ② 代替プロジェクトのガス使用量 (熱効率 44%)<sup>3</sup> : 3,884,642 GJ/年
- ③ 天然ガスの CO<sub>2</sub> 排出係数 : 0.051 tCO<sub>2</sub>/GJ
- ④ CO<sub>2</sub> の排出削減量 : 23,774 tCO<sub>2</sub> (= (②-①)\*③)

なお、「モ」国は総需要電力量の 95%以上を水力発電に依存しているのでグリッド排出係数はきわめて低いと考えられ<sup>4</sup>、本プロジェクトが CDM 事業として認定されることは現時点では想定されず、よって事業採算性を検討するにあたって排出削減量 (CER) の売却収入を期待することはできない。ただし、現在、SAPP の参加国を中心に国境を越えた CDM

<sup>3</sup> Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition for Mozambique Gas Engine Power Plant (MGEPP) Project in Ressano Garcia, Mozambique (2011)

<sup>4</sup> 「モ」国のグリッド排出係数は公表されていないが、例えば、「The CDM Project Potential in Sub-Saharan Africa with Focus on Selected Least Developed Countries, Wuppertal and Hamburg, January 2011」の中で、「モ」国のグリッド排出係数として 5.3 tCO<sub>2</sub>/GWh (既存の発電所の排出係数) という試算結果が示されている。南アの 1,020 tCO<sub>2</sub>/GWh、ジンバブエの 619 tCO<sub>2</sub>/GWh と比べて極端にグリッド排出係数が低いことが分かる。

事業（Cross-Border CDM Project）の実現に向けて検討が進んでおり<sup>5</sup>、今後ともこの動向を注視していく必要がある。

### 3.6 維持管理の持続可能性に関する検討

#### 3.6.1 EDM 職員の現状

EDM の現状の技能別職員数は表 3.6-1 に示す通りである。

表3.6-1 EDM の技能別職員内訳

Força de Trabalho/Active Workforce	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Tarefeiros /Seasonal	225	229	203	205	259	151	184
Indiferenciados/Unskilled	178	144	125	116	105	89	85
Semi-Qualificados/Semi-Skilled	867	873	813	819	942	915	869
Qualificados/Skilled	992	971	915	901	987	983	934
Altamente Qualificados/Highly Skilled	611	703	820	888	1005	1041	989
Técnicos Superiores/High Level Technicians	188	207	237	241	274	260	276
Estagiários/Trainees	133	106	210	362	163	72	66
<b>Total</b>	<b>3,194</b>	<b>3,233</b>	<b>3,323</b>	<b>3,532</b>	<b>3,735</b>	<b>3,511</b>	<b>3,402</b>

（出典：EDM）

上表では、2011 年において熟練者（skilled）以上が 2,265 名と EDM 職員数の約 67%となっている。熟練者以上の火力発電関係、水力発電関係、送配電関係及び変電関係の詳細な内訳は不明である。

#### 3.6.2 今後の対応策

現状 EDM が所有する火力発電所の数は極めて少なく、それに従事する職員数も少ないと思われる。また、常時稼働している火力発電所（ガスタービン発電所）はなく、殆どがディーゼル発電所である。

従って、火力発電関係の要員を増強し、今後コンバインドサイクル発電所を建設、運営するに当たっては、以下の技術部門の設立とその要員を確保する必要がある。

- 設計管理部門
- 調達部門
- 建設管理部門
- 運転部門
- 保守部門（補修も含む）
- 環境管理部門

また、火力発電所の維持管理については、技術面では運転と保守に大別される。コンバインドサイクル発電設備については、プラントの起動から定格負荷、定格負荷から停止まで、ほぼ全自動となっているため、基礎的な運転操作方法を習得するとともに、異常時、事故時の

<sup>5</sup> Enabling the Inclusion of Cross-Border Emissions for CDM Projects on the Southern African Power Pool, Camco & Standard Bank, December 2011.

対応を訓練しておく必要がある。運転操作に関する訓練については、試運転時の OJT を主体とし、補助的手段として運転操作訓練用シミュレーターの活用も検討課題である。このシミュレーターは、主要機器の調達範囲に含めることも想定される。

一方、保守については、日常の設備・機器の目視点検などが重要であるとともに、定期点検、日常の簡単な補修について、訓練センターなどでの訓練が必要である。

EDM は、運転保守要員の教育訓練をきわめて重要な課題と捉えており、プロジェクトプロポーザルにも教育訓練の項目を設け、日本への支援要請範囲に含めている。したがって、本件の協力準備調査において、教育訓練に関する詳細な検討が必要であり、その場合、本邦研修の一環として日本の火力発電所、訓練センターなどにおける研修を検討することも考えられる。

### 3.7 事業実施を検討するうえで留意すべき事項

#### (1) 一般事項

優先電力プロジェクトの実施を検討するうえでの一般的な指針と留意事項は、円借款事業の場合、「JICA の円借款要請準備のためのオペレーショナルガイド」に述べられているため、それに従うことになる。具体的には、まず、協力準備調査の枠組みの下で対象プロジェクトのフィービリティスタディを行うことによって留意事項を特定し、その解決あるいは緩和に向けたアプローチを提示することである。

#### (2) マスタープランとの整合性

2004 年に作成された電力マスタープラン(M/P)のアップデート(プロジェクト名称: Technical Assistance to Strengthen EDM's Capacity for Investment and Network Development Planning - Master Plan Update Project)がノルウェーの支援で進行中であり、2012 年末に完成予定である。このプロジェクトは、2012 年 5 月、System Analysis & Load Forecast(系統分析と需要予測)をテーマにプレゼン&ワークショップが開催された。このアップデートにおいては、電力開発目標を定め優先プロジェクトの特定を行うことになっている。アップデートの結果は、今後の我が国の「モ」国に対する電力セクター支援を検討する際の重要な参照資料となる。さらに、我が国が電力プロジェクトを形成・実施する際の指針となるため、電力 M/P との整合性を図りながら案件形成・実施を進める必要がある。

#### (3) 他国援助実施機関との連携

「モ」国の電力セクターにおいては、これまで多数の技術協力プロジェクトや無償・有償資金協力プロジェクトが実施されてきている。実施中あるいは実施予定のプロジェクトも数多い。それらのプロジェクトは、世銀やノルウェー、スウェーデン、ドイツ、フランス等の援助実施機関の支援によって実施されているものである。ある国の援助機関がその国の援助方針に基づいて単独で実施するプロジェクトもあるが、複数の国の援助機関が連携して支援プロジェクトを実施しているプロジェクトの例が多いようである。そのため、支援効果を最大化するための協力体制や課題を話し合うための会合を開いた

り電子メールでの情報交換を行ったりしている。我が国が特定の電力プロジェクトの形成・実施を検討する際には、これらの援助機関との連携を取り、最新情報を入手したうえで、我が国の支援プロジェクトとしての効果の発現を期待できるような仕組みを作る必要がある。

#### (4) 南部ガス火力発電プロジェクト

優先電力プロジェクトの中でも、とりわけ南部ガス火力発電プロジェクトの優先度が高い。このプロジェクトの案件形成・実施に先立ち詳細調査が必要であり、それを協力準備調査として実施することを提案する。その詳細は「4.9 詳細調査実施のための提言（基本方針、作業項目、留意事項）」で述べる。留意事項について個別具体的に記載しているので参照されたい。

#### (5) EDM への対応

EDM は自前の電源をわずかな容量しか持たず、ほとんどの電力をカオラバッサ水力発電会社から購入し、自己の送配電網を使って需要家に売電するといった事業形態を取っている。そのため、送配電網の形成・運用には習熟し人材も豊富に配置されているが、発電分野においてはこれまで大きなプロジェクトが形成されてこなかったため、その分野の計画や運用に従事できる人材が不足しているようである。また、EDM 内部組織において部門間の連携や意思疎通が必ずしも十分ではなく、さらに、上位機関であるエネルギー省（ME）や他の省庁機関との連絡も円滑になされていないようである。事業実施の際にはカウンターパートの役割を明確にし、それを遵守してもらう仕組みづくりが欠かせない。

## 第4章 南部ガス火力発電プロジェクトに関する情報収集・確認

### 4.1 我が国への要請の経緯と建設計画の目的

ME と EDM は、「モ」国電力セクターへの我が国による支援を要請し、「Mozambique Electricity Sector & Power Infrastructure」と題する EDM プレゼン資料の中で、具体的支援の最優先案件として Beluluane（ベルルアーネ）発電所建設計画を取り上げている。さらに、EDM 作成のプロジェクトプロポーザル「Project Proposal – Beluluane Power Plant – 50MW CCGT Power Plant」（November 2011）において、ベルルアーネ発電所建設計画の背景や必要性、妥当性、実施計画等を述べている。その内訳は表 4.1-1 に示すとおりである。

表4.1-1 プロジェクトプロポーザルの構成

No.	Contents of Project Proposal
<b>Chapter 1 Project Description</b>	
1.1	Background
1.2	Maputo vs Industrial
1.3	The Existing Network
1.4	Growth Prospects and Resources Needs
1.5	Energy and the Socio-Economy
1.6	Projective Objectives and Justification
1.7	Relevance of the Project
<b>Chapter 2 System Analysis</b>	
2.1	System Analysis
<b>Chapter 3 Project Implementation and Organization</b>	
3.1	Scope of the Project
3.2	Project Location
3.3	Brief Details of the Power Plant
3.4	Target Beneficiaries
3.5	Project Implementation
3.6	Institutional Arrangement
3.7	Environmental and Social Impact Considerations
3.8	Results
3.9	Activities
3.10	Strategy
3.11	Inputs
3.12	Assumptions
3.13	Organization and Administration
3.14	Organizational and Financial Sustainability
3.15	Indicators and Means of Verification
3.16	Project Review, Reporting and Evaluation
3.17	Accounting and Auditing
<b>Chapter 4 Cost Estimate</b>	
4.1	Budget

(出典：EDM)

EDMによれば、Maputo（マプト）首都圏の電力需要が着実に増加し、とりわけ電力多消費産業が数多く立地しているベルルアーネ工業団地ならびにその近隣地域での電力需要を満たすためには、同団地内に新規発電所の建設が必要であるとしている。

ベルルアーネ工業団地には Moza1（モザール）アルミ精錬所が立地し、その電力需要（契約電力：950 MW）はマプト変電所から専用線で受電している。それ以外の需要家は、モザールアルミ精錬所建設当時の工事用変電所として設置されたベルルアーネ変電所（66/11kV、20MVA）から受電している。ベルルアーネ変電所は、Boane（ボアネ）変電所、Matola Gare（マトラ・ガレ）の両変電所から 66kV 送電線で受電し、健全時には送電線の過負荷は生じないが、伸び続ける電力需要に対し、数年先には過負荷に陥るとみられている。

さらに、現在の電力需要に対しても、一部送電線の事故時には過負荷が生じる送電線もある。EDM のプロジェクトプロポーザルでは、その過負荷対策として、ベルルアーネ工業団地内に 50MW の天然ガス焚火力発電所を建設し、ベルルアーネ変電所に送電することを計画している。調査団は、その計画の内容について情報収集と確認を行い、さらに現地踏査を実施した。合わせて、我が国支援による案件形成のための詳細調査の必要性をチェックし、必要性が確認されれば調査の枠組みを整理、提案することとした。それらの結果を 4.2 項以降で述べる。

一方、EDM との協議の過程で、Matola（マトラ）市内に位置する CTM（マプト）発電所のリハビリ計画の存在が明らかになり、その F/S レポート「Exploration of Natural Gas for Power Generation in Maputo, Mozambique – Feasibility Report」（Vattenfall, July 2010）を入手した。この計画においては、ピーク供給力としての役割を担っているものの、老朽化が進行し運転時間も極端に短いガスタービン 3 台を補修したうえで燃料を現在のディーゼル/ジェット燃料から天然ガスに変更し、さらに複合発電に転換させることになっている。このリハビリ計画実現後の供給力は、EDM の長期供給力見通しに記載されており、EDM として計画を実現させたい意向を持っている。

第 1 回現地調査の結果、EDM が我が国に協力を要請したベルルアーネ複合火力発電計画と並んで CTM（マプト）発電所のリハビリ計画に関する情報収集・確認が必要になり、両計画を同時並行的に調査し、予備的比較検討も行った。それらの結果についても 4.2 項以降で述べる。

## 4.2 建設サイトの現況

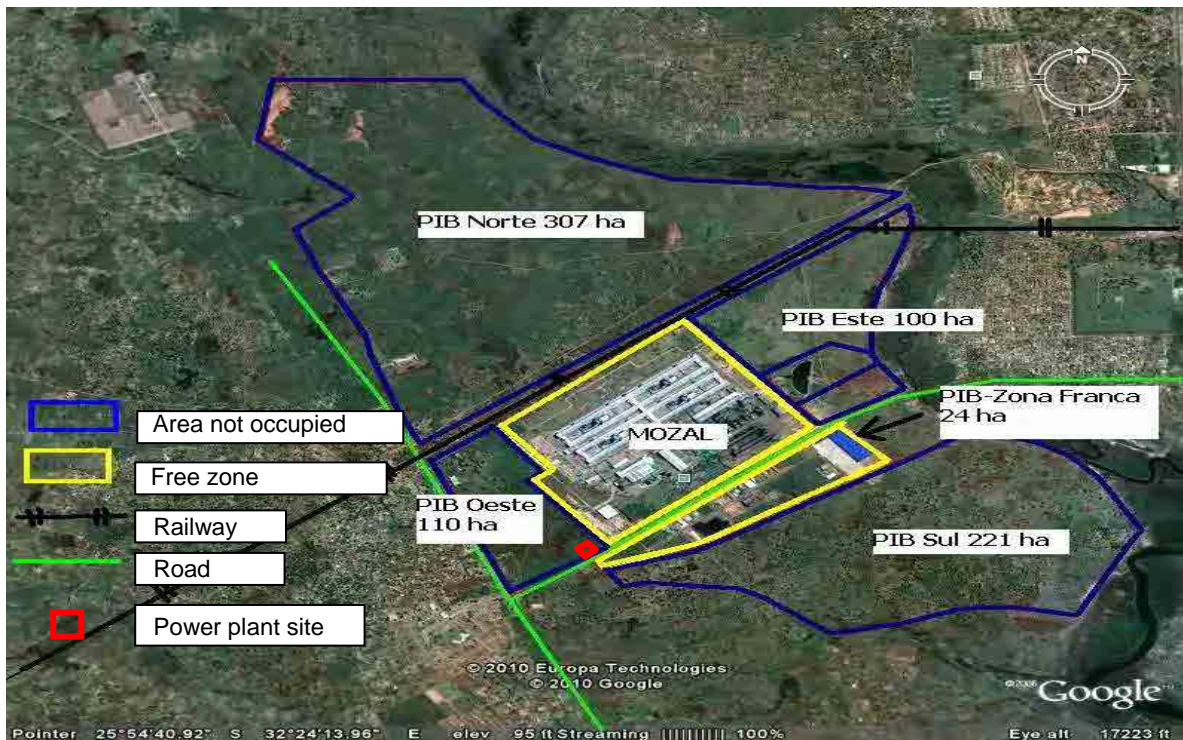
### 4.2.1 ベルルアーネ・サイト

#### (1) 発電所建設用地

「モ」国側から提案されているベルルアーネ発電所の予定地は、ベルルアーネ工業団地内に位置し、モザールアルミ精錬所の西側、既存のベルルアーネ変電所に隣接する（図 4.2-1 参照）。ベルルアーネ工業団地は、政令により「モ」国政府から独占使用権を与えられた民有地であるため、原則的に用地内に住宅および耕作地は存在しない。発電所の予定地は、ほぼ平坦であり、現在は低木や草が生い茂ってはいるものの、目立った障害物等は見当たらず、建設工事の際に大規模な伐開や整地の必要はほとんどないと考えら

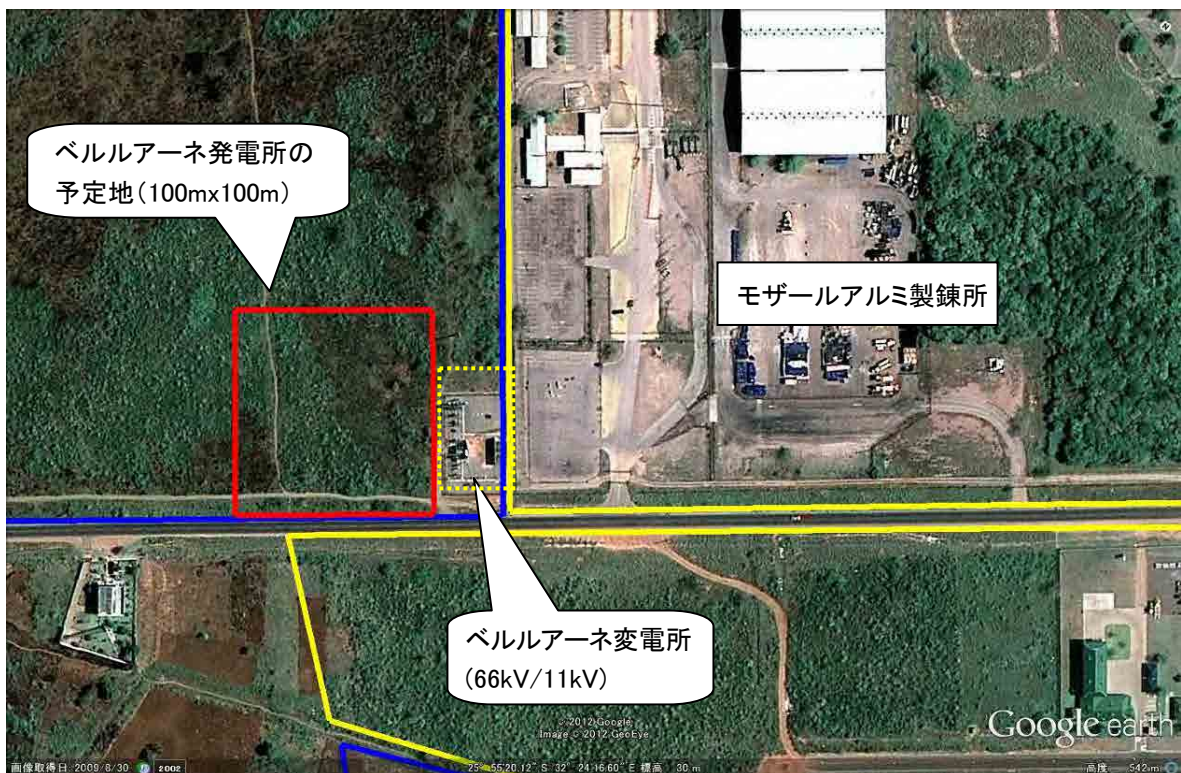


れる。発電所の用地として、すでに 1ha (100m×100m) が確保されているが (図 4.2-2 参照)、付帯設備の用地や将来の拡張工事の可能性を考慮すると明らかにスペースが足りない。発電所用地を増やす必要がある場合、工業団地側との調整が必要である。



(出典：GAZEDA)

図4.2-1 ベルルアーネ工業団地の配置図



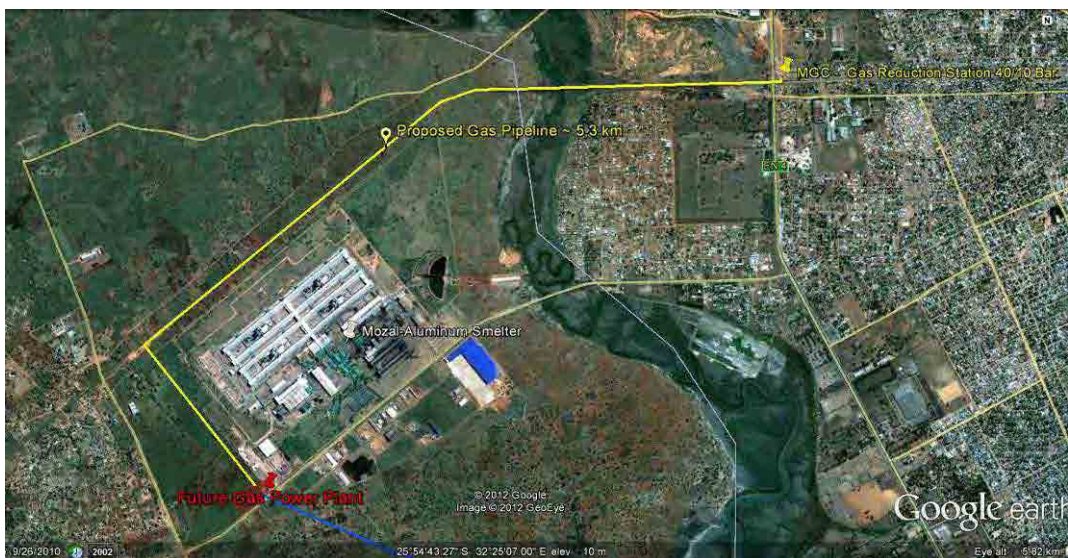
(出典：調査団作成)

図4.2-2 ベルルアーネ発電所の予定地



## (2) 燃料供給

減圧ステーション（PRS-2）において 10bar に減圧されたガスは、 $\phi 200\text{mm}$ （8”）のパイプラインでベルルアーネ工業団地にも供給されており（図 6.2-8 参照）、モザールアルミ精錬所の正面ゲートの脇に Metering station が設置されている。Metering station からベルルアーネ火力発電所の候補地までは約 1km と比較的近いものの、ガスタービンの入口圧力として 10bar は低すぎ、また既存の工業団地内の需要家への供給圧力を上げることは困難であると予想されることから、既存のパイプラインを使ってベルルアーネ発電所にガスを供給するのは困難と考えられる。現に、EDM から入手したガスパイプラインのルート図（図 4.2-3）でも新設のパイプライン（延長約 5.3km）を前提としている。この場合、新設のパイプラインは既存の PRS-2 の直上で分岐（ホットタップ）して発電所まで 40bar で持ってくることになると思われる。



（出典：EDM）

図4.2-3 ベルルアーネ火力発電所へのガスの供給ルート

## (3) 冷却水確保（図 4.2-4 参照）

蒸気タービンの復水器冷却設備としては、一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、空気冷却コンデンサー設備の 3 タイプの冷却設備が考えられる。一過式冷却設備の場合は、大量の冷却水が必要となり、工業団地の近傍を流れるマトラ川の状況を考えると本方式を採用することは厳しいと考える。

ベルルアーネ工業団地の近傍を流れているマトラ川は、乾季は工業団地に近いところは干上がっており（写真 1）取水は不可能である。河口から数 km 上流まではある程度の水量がある（写真 5）ことが確認されている。

実際にこの地点から取水が可能かどうかを検討するには、マトラ川の年間の流量、水質などのデータを入手し、検討が必要である。



写真1：ベルルアーネ工業団地付近の川

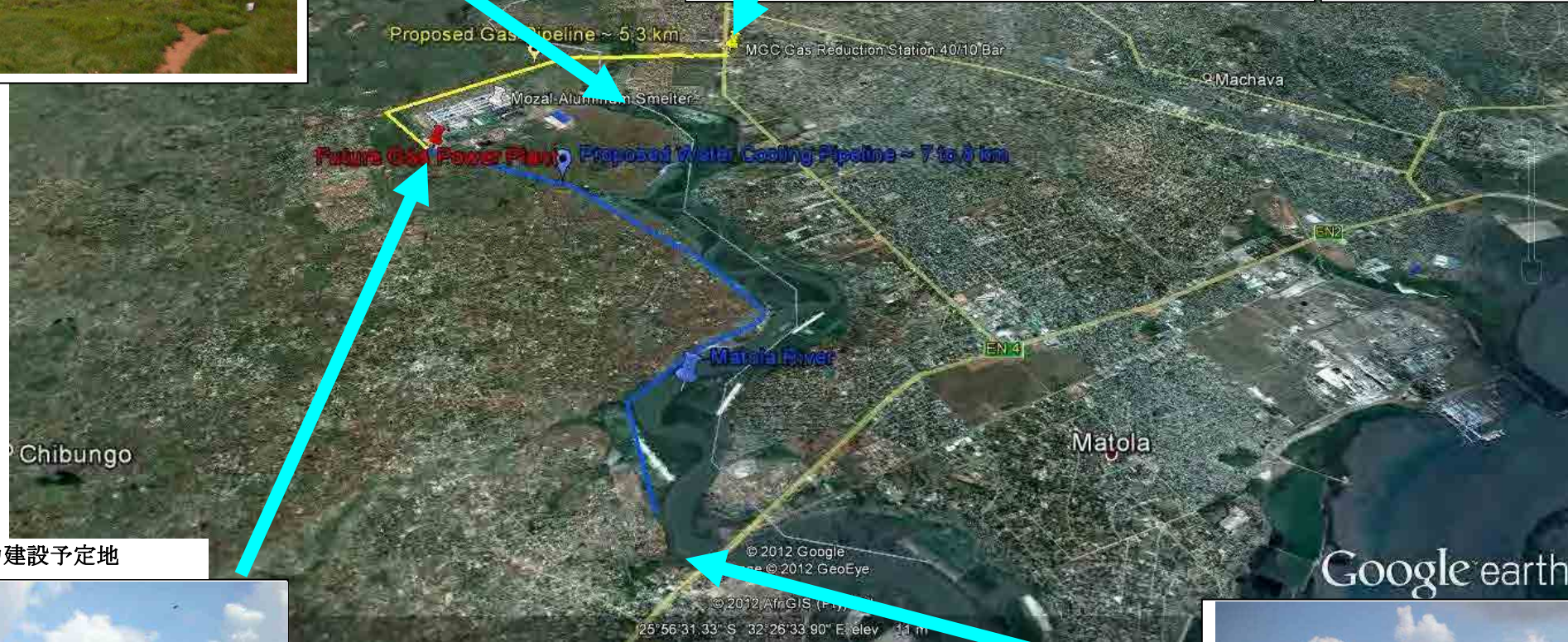


川が干上がっている。  
雨が降った時以外は、上流からの流れはなく。海の潮位が上がったときに上流に海水が遡って来るとのこと。

写真2：減圧ステーション (PRS-2)



写真3：PRS-2横の鉄道



- ガス配管ルート
- 取水管ルート

写真4：ベルルアーネ火力建設予定地



河口から若干遡った流域は  
右の写真のように水量がある  
ので、取水が可能かどうか検討  
の余地がある。

写真5：取水候補地点の川



図4.2-4 ベルルアーネ工業団地周辺の現況



一方、強制通風冷却塔設備を採用する場合は、冷却塔設備から冷却水が飛散、蒸発すること、並びに冷却水の水質を保つためにある量を排出するために淡水を補給する必要がある。

AdeM 社 (Aguas de Mocambique) によれば、ベルルアーネ工業団地から 18km 離れた所に水源があるが、その水源の供給能力は 10,000m<sup>3</sup>/hr であり、その内 9,000 m<sup>3</sup>/hr をマプト市を含む周辺地域へ供給しているとのことである。

また、モザールアルミ精錬所は、独自にパイプラインを引き、水を受け入れており、ベルルアーネ火力発電所も独自にパイプラインを引く事を推奨されている。

#### (4) 送電計画

4.4 項 送電・変電設備の現況を参照。

#### (5) 環境・社会配慮

本建設予定地は、ベルルアーネ工業団地の一角に予定されているので、環境・社会配慮としての問題はあまりないものと考えられる。一方、本プロジェクトについては「モ」国政府としてはカテゴリ A に設定される可能性が高く、その場合は EIA の実施が必要である。

なお、発電設備の形式は地球環境に与える影響から、火力発電のなかでも最も環境負荷が小さいとされる「ガス焼きコンバインドサイクル火力発電設備」を採用する。

#### 4.2.2 CTM (マプト) ・サイト

既設マプト発電所は、マプト市中心から車で約 20 分の幹線道路と海に挟まれた場所にある。

現在、マプト発電所にはガスタービン発電設備が 3 台 (1 号機 : 17.5MW、ジェット燃料焼き、2 号機 : 36MW、軽油焼き、3 号機 : 22MW、軽油焼き) 設置されているが、殆ど稼動していない。

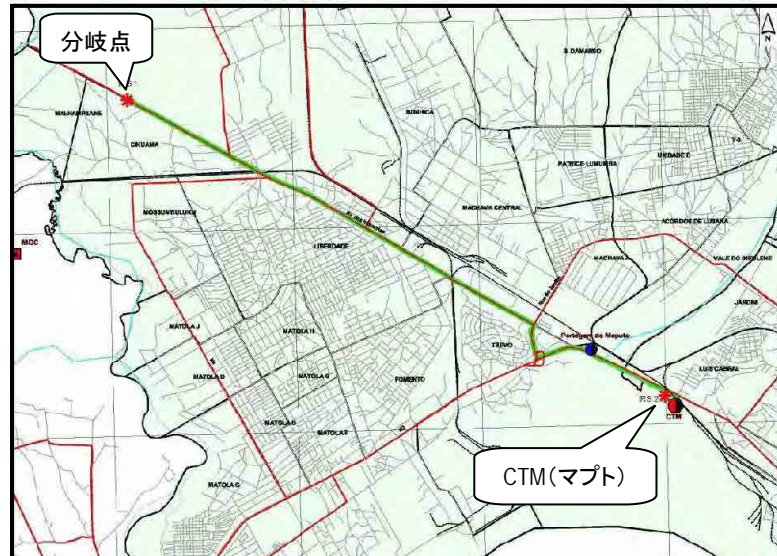
##### (1) 発電所建設用地

マプト発電所構内には、石炭火力発電所の撤去跡地があり、現在の空きスペースは約 3ha (100m×300m) と思われる。70MW クラスのコンバインドサイクル発電設備の設置は可能と思われる。

図 4.2-9 にマプト発電所構内の状況を示す。

##### (2) 燃料供給

既存の MGC パイプラインから分岐し (PRS-2 の上流約 1.8km の地点で分岐)、CTM (マプト) 発電所に至るガスパイプライン (総延長約 11km、図 4.2-5 参照) は、ENH と韓国 KOGAS 社との共同事業として (持分比率は ENH : 3、KOGAS : 7 程度) 実施される。ENH によれば、本年 10 月に着工し、2013 年 11 月に完工する予定である。



(出典：ENH)

図4.2-5 新設のパイプラインのルート (緑色のライン)

ENHによると、新設パイプラインの運営会社 (ENH/KOGAS) は、採掘権者 (Sasol (サソル) /ENH/IFC) とのガス販売契約 (GSA: Gas Sales Agreement) ならびに上流側のパイプライン運営会社 (ROMPCO 社および MGC 社) とのガス輸送契約 (GTA: Gas Transportation Agreement) の主要条件 (ターム・シート) について合意しているとのこと。

したがって、南部ガス火力発電プロジェクトのサイトとして CTM (マプト) が選定された場合、EDM は新会社 (ENH/KOGAS) からガスを購入することになる。ENHによると、EDM は事業採算性の観点からガスの販売価格として 4.7USD/GJ 程度を希望しているとのこと。

### (3) 冷却水の供給

マプト発電所は、石炭火力設備があったため、復水器冷却水は海水を使っていた。マプト発電所の前面海域は、干潮時に遠浅となるため、海水は海岸線から約 1.5km の地点でポンプにより取水していた。現在、取水ポンプ及び取水配管は撤去され、鉄筋コンクリート製の配管橋とポンプ室が残っているが、目視で調査した結果、かなり損傷および劣化している (図 4.2-8 参照)。

従って、既存の取水管橋を補修し、流用するのか、撤去し、新しい配管橋または取水路などとするのかは、次のステップで詳細な検討が必要である。

図 4.2-6 にマプト発電所の敷地内にかつて存在した石炭火力発電所 (旧石炭火力発電所) の取水位置を、図 4.2-7 に放水位置をそれぞれ示す。

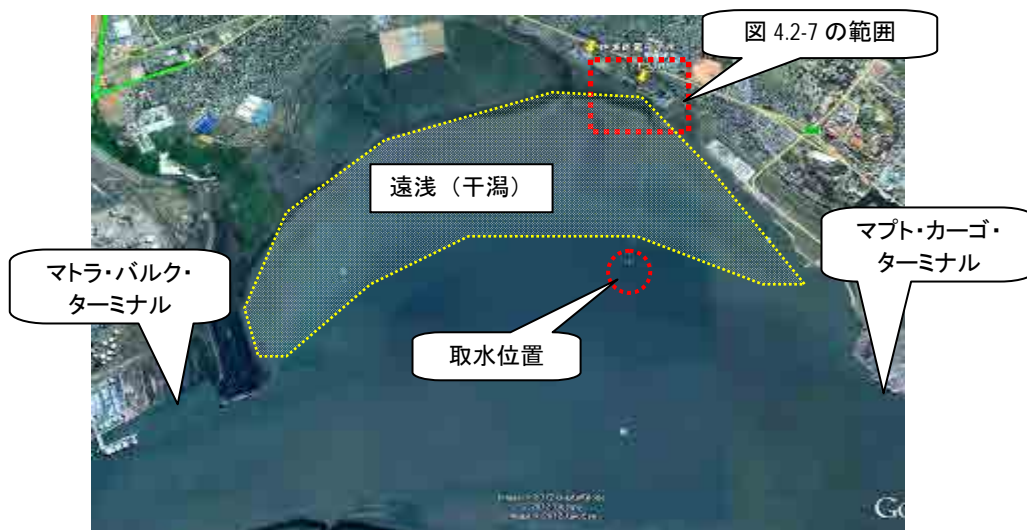


図4.2-6 旧石炭火力発電所の取水位置



図4.2-7 旧石炭火力発電所の放水位置

新設のガス火力発電所の取放水方式やレイアウトを選定するにあたり、これら旧石炭火力発電所の取放水設備のレイアウトが検討のベースになると考えられるが、次のステップ (F/S) では、以下の事項についてより詳細な調査検討を行う必要がある。

- 冷却水の水温として適切か。また、底質の砂泥が取水口から流入しないか。
- 取水設備の存在が船舶航行などに支障を生じないか。また、航路は定期的に浚渫をしていると考えられるが、取水口の存在が浚渫作業に影響を与えないか。
- 取水口の設置後、上流からの土砂により埋没される恐れがないか。
- 温排水の放流による生態系、漁業への影響（魚類、貝類などの底生生物、海草藻類）がないか。

- 取水・放流場所と水量によって、川岸地形変化（堆積・侵食）の恐れがないか。
- 放水口の前面域のマングローブの伐採は許可されるか。
- 川岸地形の変化が生じる場合、周辺域のマングローブに影響を与えないか（呼吸根を持つ種は死滅する恐れがある）。

#### (4) 淡水供給

ボイラへの補給水として工業用水などの淡水が必要となる。旧石炭火力発電所に淡水が供給されていたが、現在は発電所入り口の左側に淡水を供給するためのブースターポンプが残っているので、供給可能量、水質および料金について確認を行う。

#### (5) 送電設備

マップト発電所構内に 66kV/33kV の変電所があるので、コンバインドサイクル発電設備を新設する場合は、この変電所 66kV 母線へ繋ぎ込むことになる。

#### (6) その他

マップト発電所は、過去にサイクロンによる洪水で発電設備などが冠水しているとのことである。

本地点を発電所建設予定地とする場合は、洪水対策として地盤のかさ上げなどを検討する必要がある。



	
<p>マプト火力旧石炭火力用取水管橋</p>	<p>同左</p>
	
<p>マプト火力旧石炭火力用取水管橋 (損傷が激しい)</p>	<p>同左 (一部脱落している)</p>
	
<p>マプト火力旧石炭火力用取水管橋</p>	<p>マプト火力旧石炭火力用取水ポンプ室跡</p>

図4. 2-8 取水管橋および取水ポンプ室の現況



①火力発電所建設候補地（石炭火力撤去跡地）



③3号GT (22MW)



④2号GT (36MW)



⑤1号GT (17.5MW)



⑥取水管橋（発電所から取水管橋を見る）



図4.2-9 マプト火力発電所現況



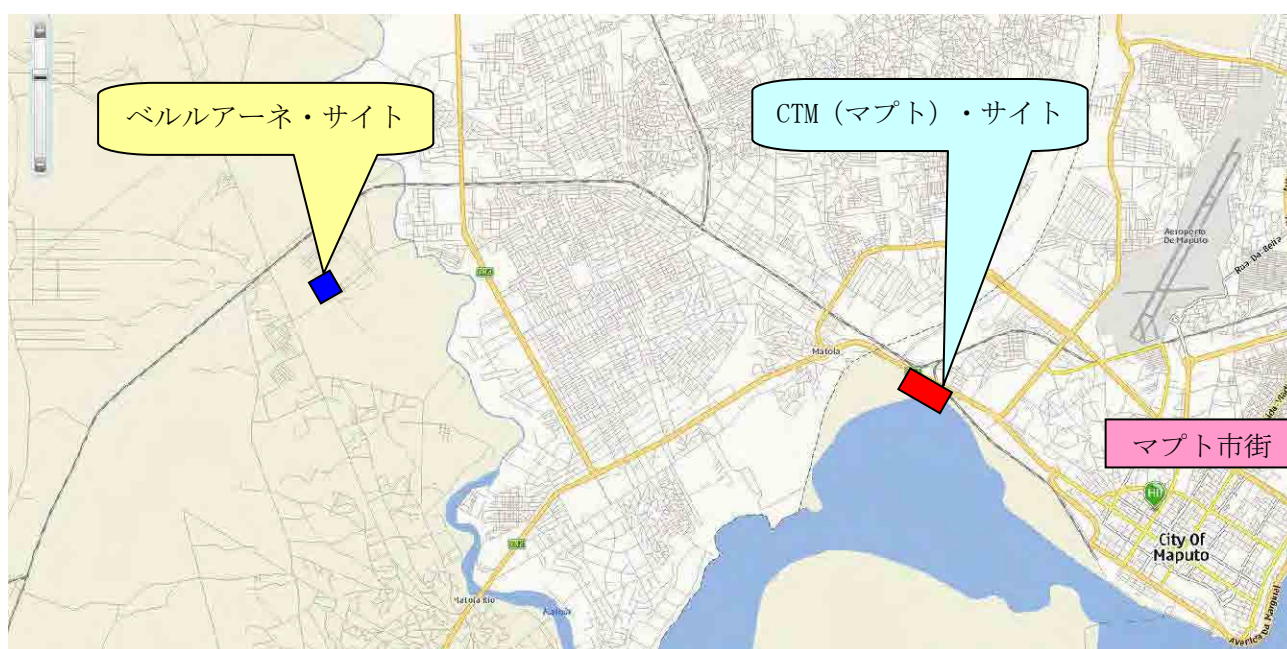
## 4.3 建設計画の概要

### 4.3.1 発電所建設予定地の位置

本プロジェクトは「モ」国の首都マプト市の西約 18km にあるベルルアーネ工業団地内（ベルルアーネ・サイト）またはマプト市街の西約 3km にあるマプト火力発電所構内（CTM（マプト）・サイト）に、70MW クラスのコンバインドサイクル火力発電所を建設する計画である。

なお、発電出力は、4.3.3（2）発電出力の根拠による。

両サイトの位置を図 4.3-1 に示す。



（出典：Nokia 地図）

図4.3-1 ベルルアーネ・サイト及びCTM（マプト）・サイトの位置図

### 4.3.2 各発電所建設候補地に関するデータ及び情報収集状況他

4.2 項のサイトの現況に記載をした敷地面積、燃料供給、冷却水供給などのデータおよび情報に関して、ベルルアーネ・サイトとCTM（マプト）・サイトのデータを表 4.3-1 にまとめた。

ベルルアーネ・サイトは確保できている敷地面積が 1 ha（100m×100m）のため、70MW クラスのコンバインドサイクル火力発電設備を建設するには不十分である。また、発電設備の冷却水についてもベルルアーネ・サイトへの供給は難しい点がある。更に調査は必要であるが、CTM（マプト）・サイトの方が発電所建設地点としては有利と言える。

両サイトに関して得られた情報及びデータなどに基き、次のステップ（FS）では、両サイトについて、簡単な技術的、経済的な検討を実施し、建設候補地点を 1 ヶ所に絞りこむものとする。

表4.3-1 ベルルアーネ・サイトと CTM (マプト) ・サイトに関する各種データ

			ベルルアーネ・サイト	CTM (マプト) ・サイト
1	敷地面積	可能敷地面積	1 ha (100m×100m)	3 ha (100m×300m)
		必要敷地面積	1.7 ha (150m×110m)	同左
	評価		×	○
2	アクセス	主要道路からの距離	10m	500m
		交通手段	道路	道路
		状況	良い	良い
	評価		○	○
3	地形		平坦	平坦
4	地質		表 4.3-9 図参照	不明
5	植物系		雑草	雑草
6	気象	気温	最高 29.8℃/最低 17.8℃ (5年間平均)	不明、但し左記とほぼ同じ
		湿度	69% (5年間平均)	同上
		降水量	49.7 mm	同上
		風向	南風が主流	同上
		風速	9.4 m/s	同上
	その他	-	洪水あり	
評価		○	△	
7	冷却水源	水源名	マトラ川	マプト湾
		水源からの距離	7~8km	1.5km
		可能取水量	不明	大量取水が可能
	評価		△	○
8	淡水源	水源名	Umbeluzi 川の取水堰	不明
		水源からの距離	15~18km	不明
		供給可能水量	既存の送水ラインからの供給は困難(自前でパイプラインを敷設し供給する必要あり)。	不明
	評価		△	△
9	燃料	燃料の種類	天然ガス	天然ガス
		供給可能性	PRS-2からのガスパイプライン(3.5km)を計画中。	PRS-2からのガスパイプライン(11.2km)を計画中。
		供給量	3.2 MGJ/year	6.0 MGJ/year
	評価		○	○
10	変電所・送電線へのアクセス		50m	50m
11	環境社会影響 (発電所建設予定地)	保護地域の有無	なし	なし
		貴重動植物の有無	なし	なし
		遺跡などの有無	なし	なし
		住民移転の有無	なし	なし
	評価		○	○
12	環境社会影響 (冷却水路)	保護地域の有無	不明(要調査)	なし
		貴重動植物の有無	なし	マングローブあり
		遺跡などの有無	なし	なし
		住民移転の有無	不明(要調査)	なし
	温排水循環	問題なし	要検討	
評価		○	○	
13	重量物輸送		マプト港から EN2 号線及び EN4 号線で輸送(道路幅など十分な広さがある)	マプト港から EN2 号線で輸送(道路幅など十分な広さがある)
	評価		○	○

(出典：調査団作成)

### 4.3.3 プロジェクトの計画条件

本調査の次のステップ（FS）に備えて、計画条件の整理・検討を行った。以下に主要項目について述べる。

#### (1) 発電所建設予定地

発電所建設予定地は、ベルルアーネ工業団地内及びCTM（マップト）発電所構内の敷地を想定する。現状では、ベルルアーネ工業団地内の敷地面積が不十分ではあるが、交渉次第では敷地を拡張できる可能性もある。一方、CTM（マップト）発電所構内の石炭火力発電所撤去跡地は、70MW クラスのコンバインドサイクル発電所を建設するには十分な広さを有する。

#### (2) 発電出力の根拠

通常は、将来の電力需給バランスを考慮して作成した長期電源計画またはマスタープランにより、発電出力を決定するが、「モ」国の将来の需給バランスは、EDM から入手したデータによると供給量が需要量を大きく上回っており、データの信頼性に疑問が残る。

また、EDM からのヒアリングによると毎年 50MW ずつ需要が増加すると予測されていることから本プロジェクトの出力を 50MW とする根拠になっていると考えられる。

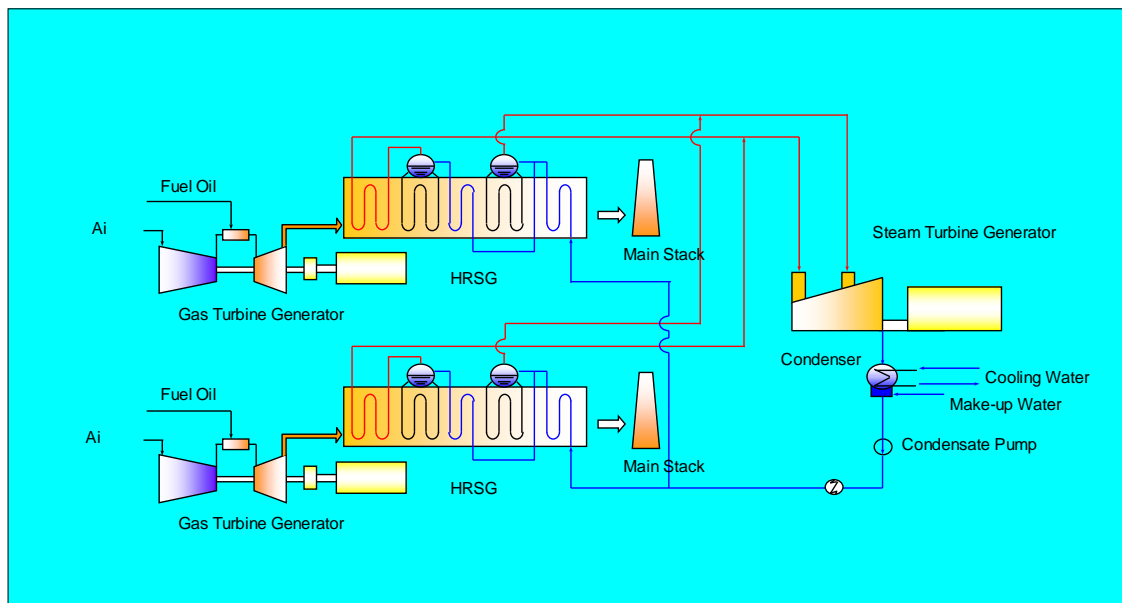
一方、現時点では天然ガス受入量から発電出力が制約される。前述のように新設ガス火力発電所へのガス供給量は、3.2MGJ/year であるので、このガス供給量から逆算すると発電出力は、約 72.5MW となる。

$$\text{可能発電出力} = 3.2 \times 10^6 \times 10^6 \times 50 / 100 / 8760 / 70 \times 100 / 3600$$

なお、プラント熱効率は 50%、設備利用率は 70%と推定した。

#### (3) プラント型式

総設備容量 70MW クラス（サイト条件）のコンバインドサイクル発電設備 1 ブロックからなる多軸型コンバインドサイクル火力発電所（以下「多軸型 CCGT」と言う）を計画する（図 4.3-2 参照）。なお、1 ブロックあたりの機器構成は、ガスタービン 2 台、排熱回収ボイラ 2 台および蒸気タービン 1 台からなる 2-on-1 として、発電設備の単体容量は 25MW 程度とする。



(出典：調査団作成)

図4.3-2 多軸型コンバインドサイクルプラントの構成図

1軸型コンバインドサイクル発電設備（ガスタービン1台、排熱回収ボイラ1台および蒸気タービン1台を直列に連結した発電設備構成：以下「1軸型CCPP」と呼ぶ）を2ブロック設置する方法もある。多軸型CCPPの場合は、ガスタービン単体設備を先行で運転開始ができ、コンバインドサイクル発電設備の完成後もガスタービン単体での運転が可能であるなどのメリットがあるので、多軸型CCPPを採用する。

#### (4) 復水器冷却方式

復水器の主な冷却方式としては、一過式冷却方式（Once-Through Cooling System）、強制通風冷却塔方式、空気冷却コンデンサー方式がある。これら冷却方式の中で、強制通風冷却塔方式、空気冷却コンデンサー方式は、欧米諸国で主流となっている方式であり、発電所からの温排水等の環境負荷低減を期待できるが、一過式冷却方式に比べてプラント効率が相対的に低くなる。本項では、暫定的に強制通風冷却塔方式をベースに検討を行う。

#### (5) ガスタービン燃料

天然ガス（主燃料）および軽油（補助燃料）を想定して、Dual Firingのガスタービン発電設備を計画する。

#### (6) 補給水

給水系統および蒸気系統への補給水は、工業用水から供給する。

#### (7) 軽油

発電所構内に軽油タンクを設置して、軽油は、タンクローリーで供給する。

(8) 送電線

ベルルアーネ火力発電所から 66kV ベルルアーネ変電所までの 66kV 送電線（1 回線）を設置し、66kV 変電所の一部バンク改造工事を計画する。

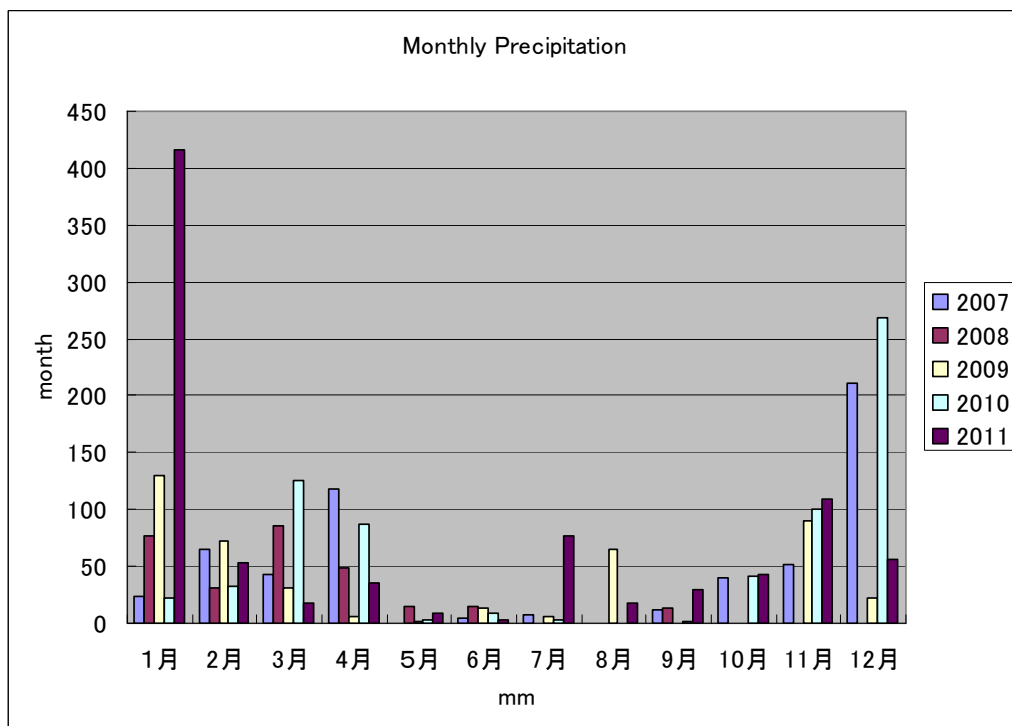
(9) 気象条件

表 4.3-2 から 4.3-5 にベルルアーネ工業団地の気象条件を示す。ベルルアーネ火力発電所の計画条件のベースとする。

表4.3-2 月間降水量 (mm)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2007	24.2	64.8	43.0	118.0	0.0	5.1	7.9	0.0	11.6	39.7	51.8	210.3
2008	77.0	31.0	85.2	48.7	15.2	14.2	0.0	0.0	13.3	0.5	0.0	0.0
2009	129.9	72.4	31.2	5.4	1.7	13.0	5.5	64.9	0.0	0.0	89.8	22.7
2010	21.9	33.0	125.0	86.7	3.6	9.5	3.3	0.0	1.2	40.6	99.7	267.9
2011	415.6	53.1	17.9	36.0	8.9	2.9	76.0	18.0	28.8	42.2	108.7	56.6

(出典：EDM)



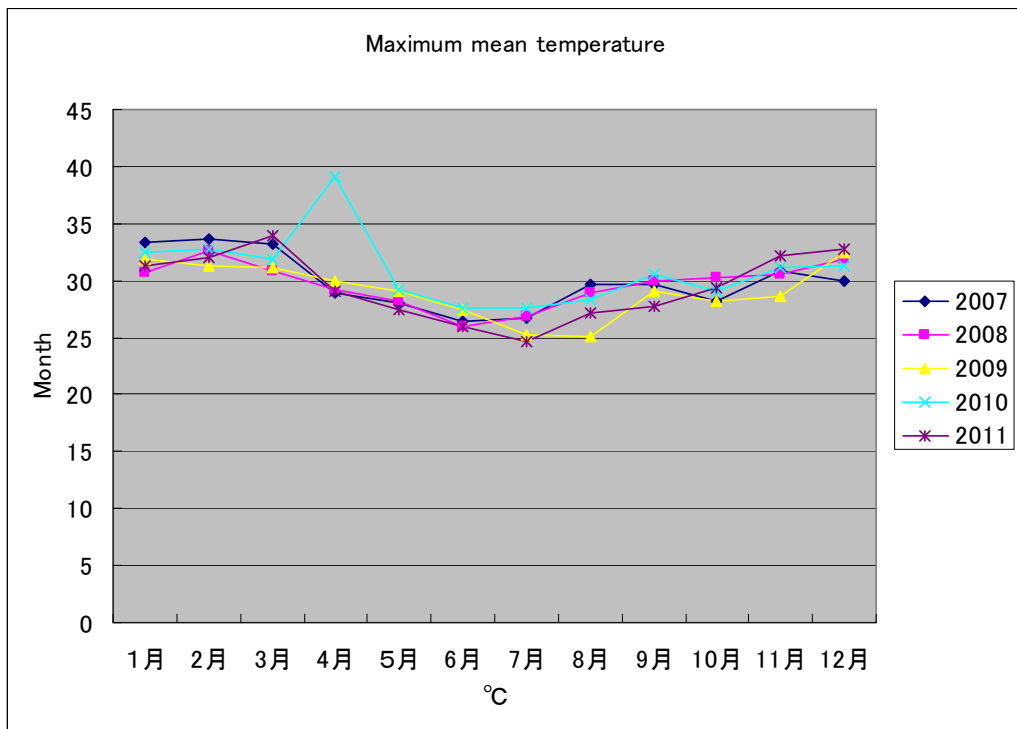
(出典：EDM)

図4.3-3 月間降水量 (mm)

表4.3-3 最高平均气温(°C)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2007	33.3	33.6	33.2	28.9	28.1	26.4	26.7	29.6	29.7	28.2	30.9	30.0
2008	30.7	32.6	30.9	29.2	28.2	26.0	26.9	28.9	29.9	30.2	30.6	31.9
2009	31.9	31.3	31.2	30.0	29.0	27.5	25.3	25.1	29.0	28.2	28.6	32.5
2010	32.4	32.8	31.8	39.1	29.2	27.6	27.6	28.4	30.5	29.1	31.2	31.3
2011	31.3	32.0	34.0	29.0	27.4	26.0	24.6	27.2	27.8	29.4	32.2	32.7

(出典：EDM)



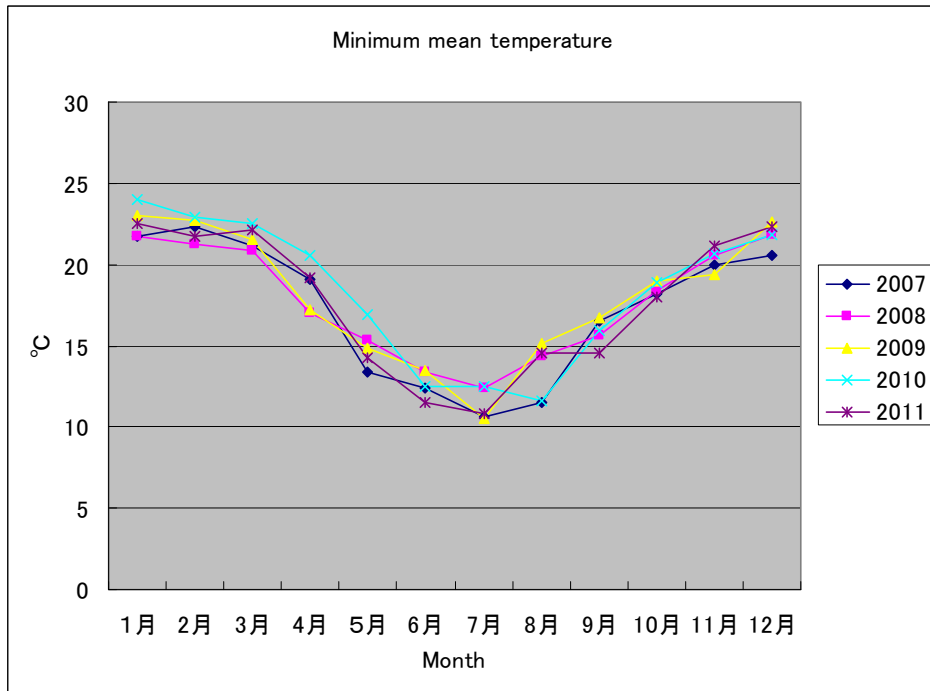
(出典：EDM)

图4.3-4 最高平均气温(°C)

表4.3-4 最低平均气温(°C)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2007	21.7	22.3	21.1	19.1	13.4	12.4	10.6	11.5	16.5	18.2	20.0	20.6
2008	21.7	21.2	20.9	17.0	15.3	13.4	12.4	14.4	15.6	18.4	20.6	21.8
2009	23.0	22.7	21.5	17.2	14.9	13.5	10.5	15.1	16.7	19.0	19.4	22.6
2010	24.0	22.9	22.5	20.6	16.9	12.5	12.5	11.6	15.9	18.9	20.7	21.8
2011	22.5	21.7	22.1	19.2	14.3	11.5	10.8	14.6	14.6	18.0	21.1	22.3

(出典：EDM)



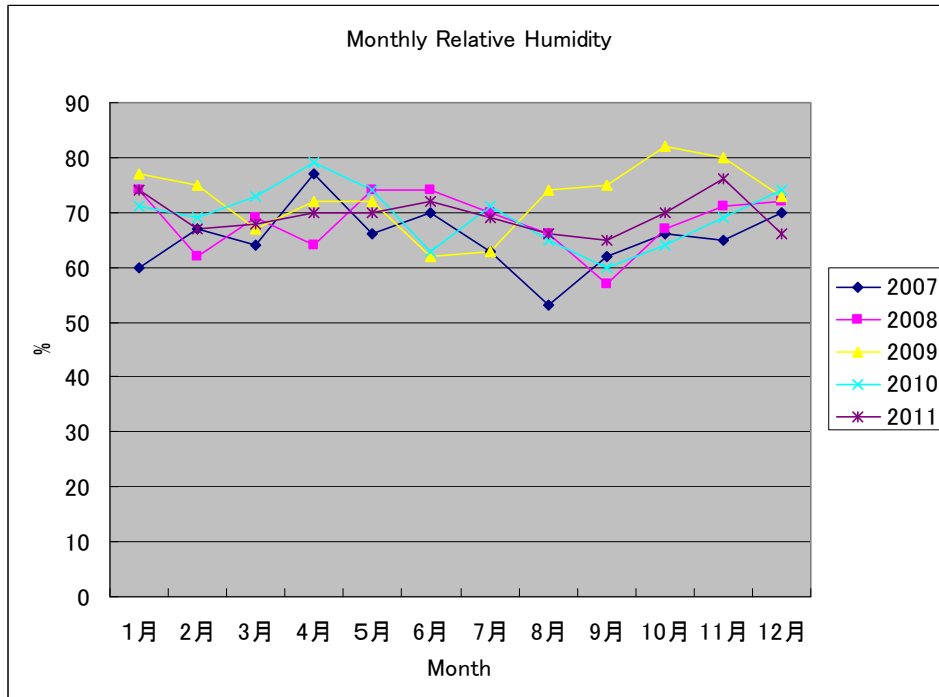
(出典：EDM)

图4.3-5 最低平均气温(°C)

表4.3-5 相対湿度 (%)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2007	60	67	64	77	66	70	63	53	62	66	65	70
2008	74	62	69	64	74	74	70	66	57	67	71	72
2009	77	75	67	72	72	62	63	74	75	82	80	73
2010	71	69	73	79	74	63	71	65	60	64	69	74
2011	74	67	68	70	70	72	69	66	65	70	76	66

(出典：EDM)



(出典：EDM)

図4.3-6 相対湿度 (%)

以上の気温、湿度のデータより5年間の平均気温、湿度を計算すると、最高気温は29.8℃、最低気温は17.8℃、平均湿度は69%と高温多湿といえる気候である。このような気象条件下では、コンバインドサイクルプラントの性能面としては不利な条件である。即ち、気温が高い場合は、出力、プラント効率は減少する。

今回は、暫定で表4.3-6の設計条件でプラント性能を計算する。

表4.3-6 設計条件

大気温度	30 ℃
相対湿度	60 %
高 度	50 m
燃 料	天然ガス

(出典：調査団)

バックアップ燃料は、軽油とする。



表4.3-7 天然ガス性状

(単位：Vol. %)

Methane	C1	90.823
Ethane	C2	3.452
Propane	C3	1.732
iso-Butane	iC4	0.449
n-Butane	C4	0.535
neo-Pentane	neoC5	0.000
iso-Pentane	iC5	0.152
n-Pentane	nC5	0.121
n-Hexane	nC6	0.172
n-Heptane	nC7	0.066
n-Octane	nC8	0.018
Nonane	C9	0.002
Decanes	C10	0.000
Nitrogen	N <sub>2</sub>	2.454
Carbondioxide	CO <sub>2</sub>	0.001
Oxygen	O <sub>2</sub>	0.027
Total inerts	(N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> ) Max 5 Vol%	2.455
H2S	Max 4 ppm	0.000
Energy Content (EC) (Gross)		
( 101.325 kPa and 0°C )	MJ/nm <sup>3</sup>	42.6
( 101.325 kPa and 15°C )	MJ/nm <sup>3</sup>	40.2
Relative density		0.622

(出典：EDM)

#### 4.3.4 プラント性能

表 4.3-6 の設計条件における 1 軸型 CCPP (35MW 及び 45MW クラス)並びに多軸型 CCPP (70MW クラス) の性能 (出力、プラント効率など) をコンピューターソフト (米国 EPRI の SOAPP) で試算した結果を表 4.3-8 に示す。参考に航空機転用型ガスタービン (LM6000) ベースのコムバインドサイクルプラントの性能を示す。

表4.3-8 プラント性能

発電型式	1 軸型 CCPP		多軸型 CCPP
冷却方式	強制通風冷却塔方式		
ブロック数	2	2	1
ガスタービンの台数/ブロック	1	1	2
ガスタービンの型式	重構造産業用	航空機転用形	重構造産業用
総発電出力 (MW)	72	90	73
プラント出力 (MW)	36	45	73
ガスタービン出力 (MW)	23	34	47
蒸気タービン出力 (MW)	13	11	26
総プラント効率 (%)	47.5	52.3	47.8
冷却塔補給水量 (m <sup>3</sup> /h)	102	102	202
純水補給水量 (m <sup>3</sup> /h)	1.7	1.7	3.2

(出典：調査団)

#### 4.3.5 設備仕様および配置計画

##### (1) 設備仕様と計画範囲

4.3.3 項に記載のとおり、本発電所は多軸型 CCGP 1 ブロックで構成する。1 ブロックあたりの機器構成は、ガスタービン 2 台、排熱回収ボイラ 2 台および蒸気タービン 1 台からなる 2-on-1 とする。

##### 主要な設備仕様

- ガスタービン（単体）は ISO-Rating で 30MW 級とする。
- ガスタービンの単独運転を行う。このためバイパススタック等を設置する。
- ガスタービン燃焼器および付属設備は軽油および天然ガスで運転可能な Dual Firing とする。
- 燃料ガス受入設備または燃料ガス圧縮機を設置する。
- 給水系統、蒸気系統および冷却水系統への補給水は、工業用水から供給する。
- 復水器の冷却方式は強制通風冷却塔方式とする。
- 「モ」国の環境法規を遵守する。

ここで、本プロジェクトにおける供給範囲を記載する。

##### 計画範囲

- ガスタービンおよび付属設備
- HRSG および付属設備
- 蒸気タービンおよび付属設備
- 軽油タンクおよび軽油供給設備
- 前処理装置（必要があれば）
- 純水供給設備および排水処理設備
- 強制通風冷却塔設備
- 発電所・事務所建屋
- 66kV 所内開閉所
- PRS-2 からベルルアーネ火力発電所までのガスパイプライン
- ベルルアーネ火力発電所からベルルアーネ変電所までの 66kV 送電線（1 回線）および 66kV 変電所の一部バンク改造工事

##### (2) 配置計画

ベルルアーネ火力発電所の配置計画にあたっては、隣接するベルルアーネ変電所との 66kV 送電線の引出し、PRS-2 からの天然ガス受入設備計画（減圧弁設備またはガスコンプレッサー設備）並びに工業用水の受入設備を考慮し、効率的な配置とする。ガスパイプラインは発電所の北側から接続し、66kV 送電線は発電所の東側から接続する。発電所入門所（ゲート）は南側の道路側（モザールアルミ精錬所へのアクセス道路と同じ）に計画する。

なお、発電所の構内配置にあたっては、ガスタービン、蒸気タービンは発電所建屋内に設置し、定期点検時等におけるメンテナンス・スペースを十分に確保し、事務所建屋、予備品倉庫、作業場等を計画する。さらに火力発電所の建設時、運転開始以降の安全管理には最大限配慮する。

図 4.3-7 に多軸型 CCGP の標準的な構内配置図を参考として示す。

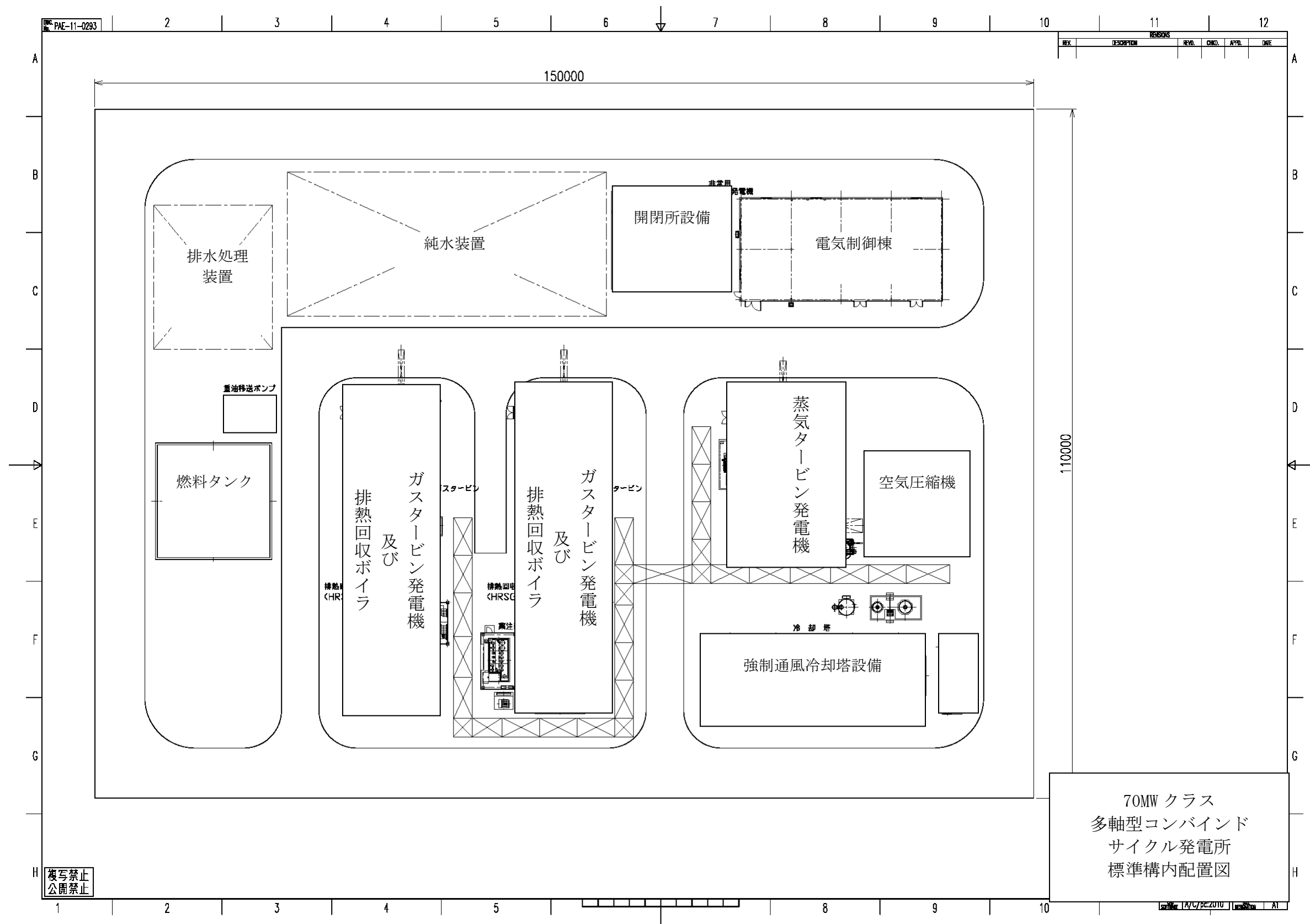


図4.3-7 構内配置図

### (3) 土木計画

ベルルアーネ火力発電所の土木工事では、復水器冷却方式を一過式冷却方式にする場合は、取放水設備の検討が重要である。

取水候補地点となるマトラ川の下流域の流量、水温、水質データがないため、取水可能性については次のステップで検討する。

但し、取水予定地点から発電所建設予定地点までは約7～8kmあるので、経済性も含めて検討する必要がある。なお、これら取水管(路)・放水管(路)の長さ、配置は、前述した温排水循環を防止し、環境規制を満足できるか十分な検討を行う必要がある。

ベルルアーネ火力発電所建設予定地の地質データを表4.3-9に示す。この地質データは深さが70から120cmとかなり浅い地層のデータのため基礎構造を検討するためには不十分と考えられる。従って、支持地盤の深さまでボーリングを行い、サンプルを採取後、土質試験を行う必要がある。

表4.3-9 ベルルアーネ火力発電所建設予定地の土質データ

**GLOSSARY FOR "F3" TYPE SYMBOL**

Soil Group	Post-Mananga soil with thick texture
Prevailing characteristic of the underground	Franc-arenaceous (brown reddish – very deep soils)
Geology	Deposits (0.5–10m depth) of rubefaction of the upper pleistocene
Ground Form	Reddish coluvions over rock deposits or Mananga
Topography and Slope (%)	Smoothly undulated (0-5)
Texture on <u>Superficial Soil</u> Underground	<u>Arenaceous and Arenaceous-Franc</u> Arenaceous-Franc and Franc-Arenaceous
Depth (cm)	70 – 120
Drainage	Good
Acidity and alkalinity of <u>Superficial Soil</u> (pH-H <sub>2</sub> O) Underground (pH-H <sub>2</sub> O)	(5,9 – 7,4) (5,8 – 7,5)
Organic material on Superficial Soil	(0,5 – 2,5)
Saltiness on <u>Superficial Soil</u> (CEe) (mmhos/cm) Underground (CEe) (mmhos/cm)	<u>Non salty</u> (0,3 – 1) Non salty (0,2 – 0,7)
Sodicity on <u>Superficial Soil</u> (PST%): Underground (PST%):	<u>Non sodic</u> (0 – 6) Non sodic (1 – 7)
Classification of the prevailing soils	FAO -- Chromic Cambisols USDA – Ustollic Camborthids
Vegetation Type	Open forest

(出典：EDM)

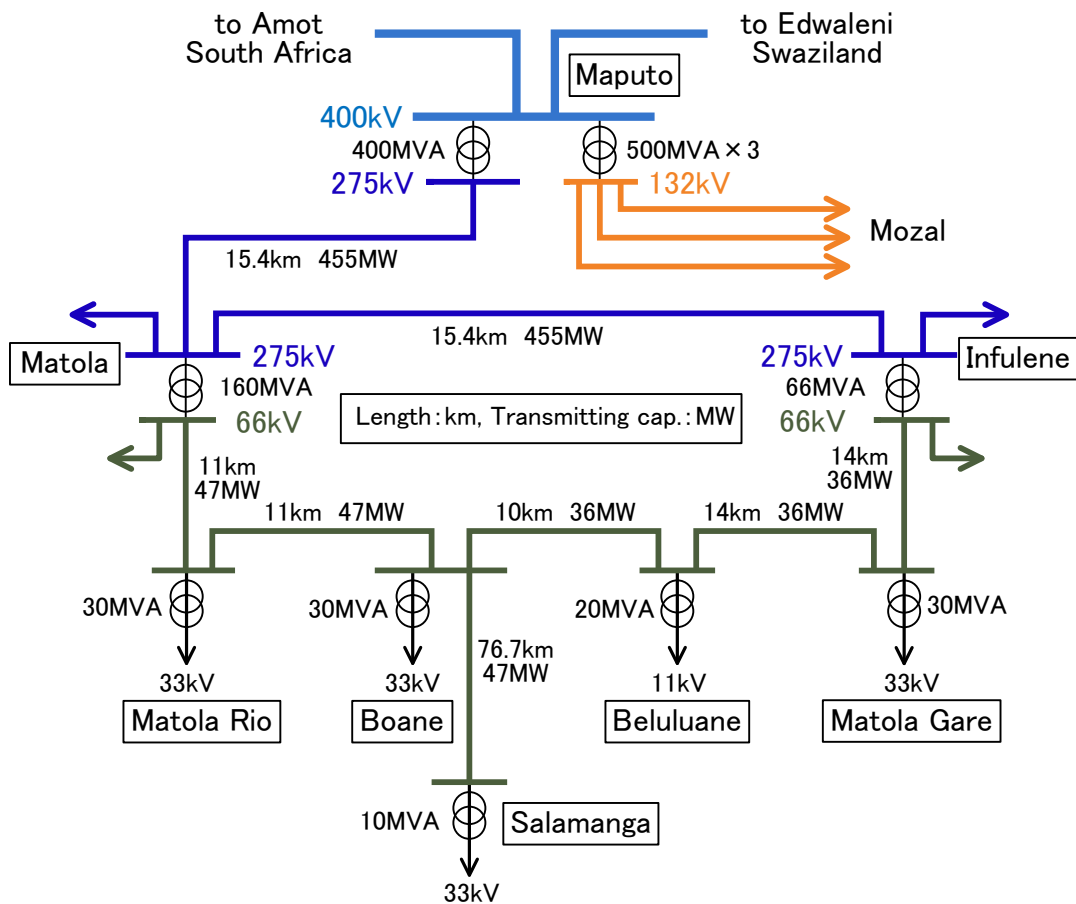
#### 4.4 送電・変電設備の現況

##### 4.4.1 ベルルアーネ工業団地近傍地域の電力系統

図 4.4-1 にベルルアーネ工業団地近傍地域の電力系統を示す。同工業団地に立地するモザールアルミ製錬工場はマプト変電所から 132kV 送電線 3 回線で直接供給され、その他の中小工場へは工業団地内のベルルアーネ変電所において 66kV から 11kV に降圧され 11kV 配電線により供給されている。

ベルルアーネ変電所は 275kV を 66kV に降圧するマトラならびに Infulene (インフレネ) 変電所を供給元とする 66kV 1 回線送電線により両端から送電されている。マトラ変電所へは途中 2 箇所の変電所を経由して 32km の送電距離にあり、インフレネ変電所へは途中 1 箇所の変電所を経由して 28km の送電距離にある。

ベルルアーネ変電所はモザールアルミ製錬工場の建設時に工事用電力供給用に設置されたものを工場完成後に一般供給用に流用している。このため変圧器 2 次電圧が 11kV と標準配電電圧 33kV と異なるため、周辺の配電用変電所から工業団地負荷へ供給ができない系統となっている。



(出典 : Created with reference to PSSE network analysis data provided by EDM)

図4.4-1 ベルルアーネ工業団地近傍地域の電力系統

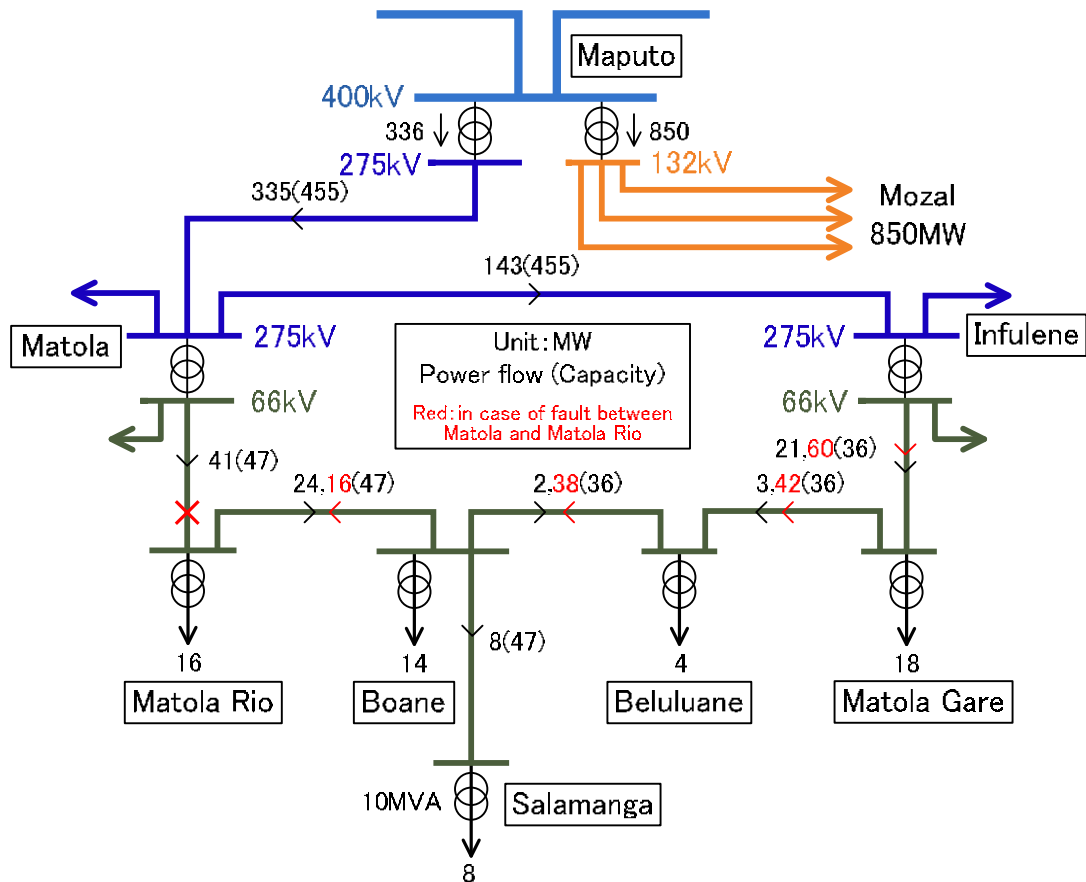
#### 4.4.2 ベルルアーネ系統の潮流

EDM から入手した 2011 年系統解析データを用いて潮流解析した結果を図 4.4-2 に示す。

この図では送電線健全時の潮流は黒字で示し 66kV マトラ・マトラ・リオ線に事故が発生し同線が開放された場合の潮流を赤字で示す。

送電線健全時には過負荷は生じないがマトラ・マトラ・リオ線事故時には送電容量が 36MW と小さいインフレンエ・マトラ・ガレー・ベルルアーネ・ボアネの各区間で過負荷となる。

またここ数年需要が約 10%の伸び率で増加していることを考慮すると、近い将来送電線健全時にも過負荷することが予想される。



(出典 : Created with reference to PSSSE network analysis data provided by EDM)

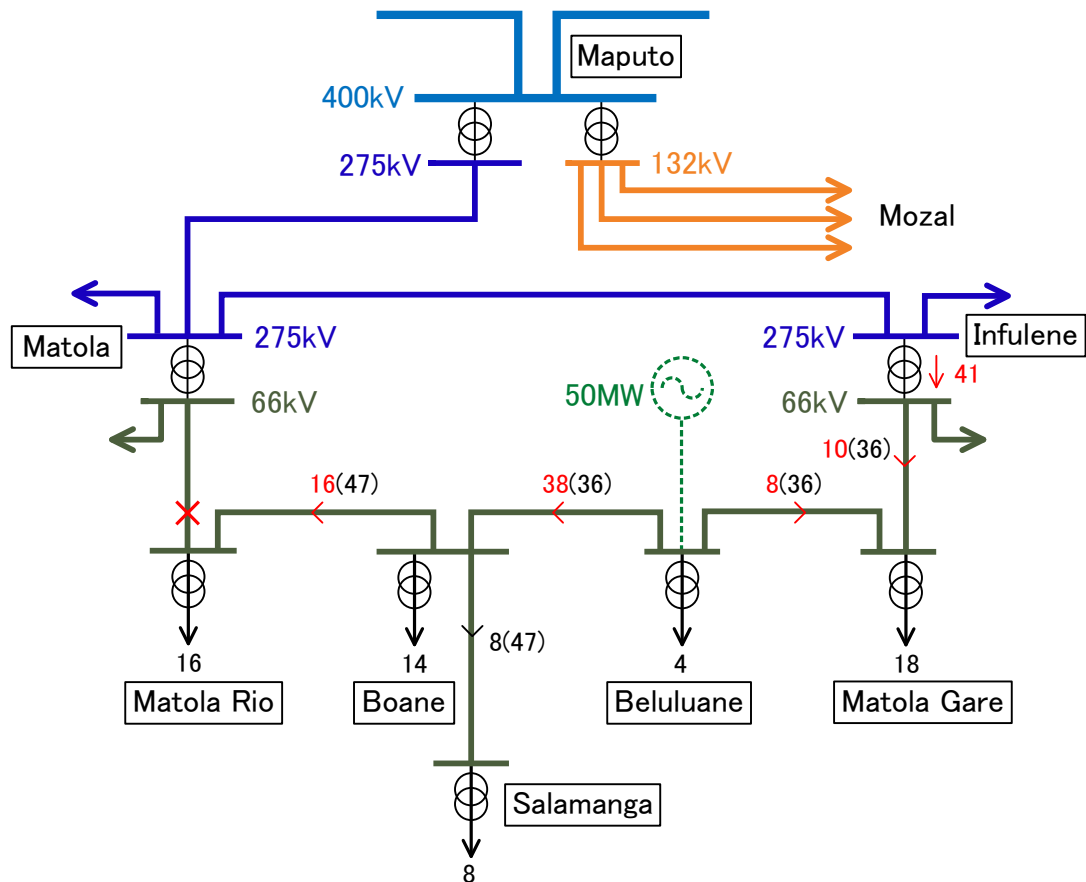
図4.4-2 ベルルアーネ系統の 2011 年潮流

#### 4.4.3 EDM の過負荷対策案

図 4.4-3 に EDM が過負荷対策として計画しているベルルアーネ変電所に 50MW 発電機を設置した場合のマトラ・マトラ・リオ線事故時の潮流を示す。

発電機設置により潮流は減少しインフレンエ・マトラ・ガレー・ベルルアーネ区間の過負荷は解消する。しかしベルルアーネ・ボアネ間の潮流は 38MW と送電容量 36MW を僅かに超過し過負荷となる。この問題の解消策としては配電電圧が 33kV と標準電圧であるマトラ・リオ変電所

ならびにボアネ変電所の負荷を配電線の接続変更により他の変電所に切り替え両変電所の負荷を減少させることが考えられるが、需要の伸びを考慮すると対策の有効期間は長くはないものと思われる。



(出典：Created with reference to PSSE network analysis data provided by EDM)

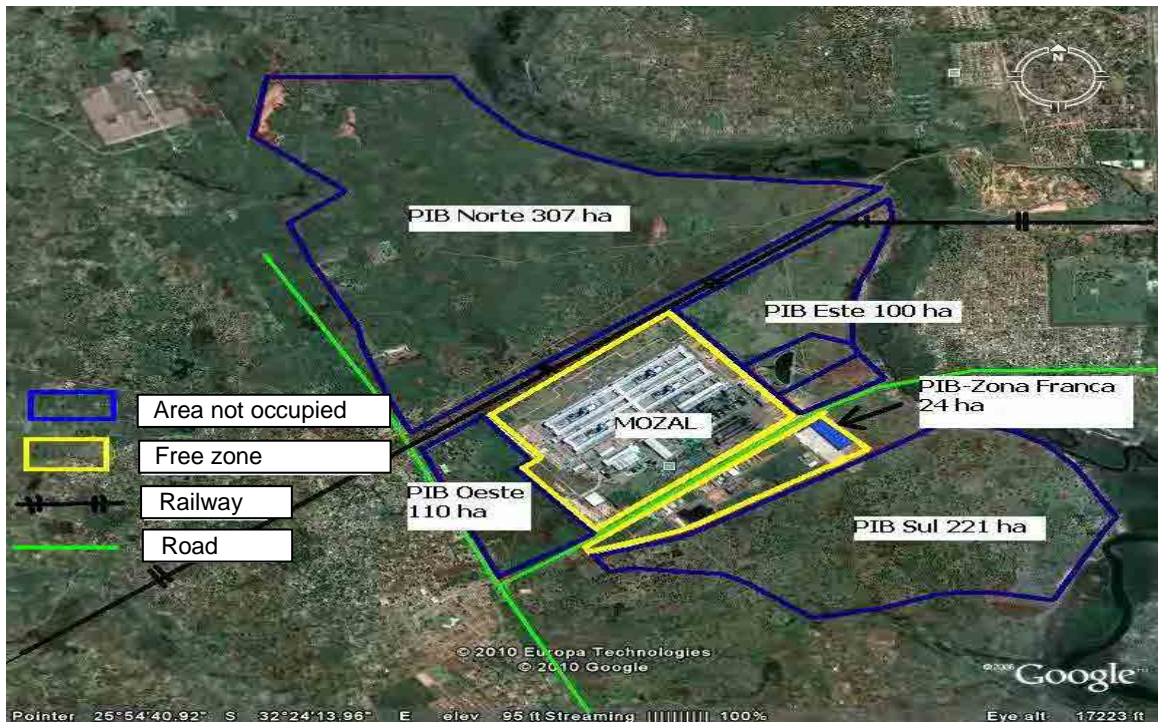
図4. 4-3 ベルルアーネに 50MW 発電機設置後の事故時潮流 (2011 年)

#### 4.5 周辺の工業団地・インフラの現況

##### (1) ベルルアーネ工業団地

ベルルアーネ工業団地の総開発面積は、約 700ha (モザールアルミ精錬工場の敷地を除く) であり、Free Zone (いわゆる輸出加工区 (EPZ : export processing zone : EPZ)) と Non-Free Zone とから構成される。現在、インフラ整備 (電力、水道、ガス、通信、道路、整地、雨水排水設備、汚水処理施設など) が完了しているのは、モザールアルミ精錬工場の道路向かいに位置する Free Zone (面積 24ha) のみである。図 4. 5-1 にベルルアーネ工業団地の区画図を示す。





(出典：GAZEDA)

図4.5-1 ベルルアーネ工業団地の区画図

表 4.5-1 は、調査団が本年 2 月に GAZEDA より入手したベルルアーネ工業団地の入居企業  
 のリストである。Free Zone の入居企業の多くはモザールの関連企業である。Non-Free  
 Zone は団地内インフラがまだ整備されていないため、現時点ではリスト中のいずれの企  
 業も操業を開始していないが、ベルルアーネ工業団地の運営会社 (Parque Industrial de  
 Beluluane SARL) によると、セメント会社 (GS Cimentos SA) が今年中に工事に着手す  
 る予定とのことである。

表4. 5-1 ベルルアーネ工業団地の入居企業リスト

<b>ZONA FRANCA (Free Zone)</b>	
1.	Agro Alfa, SARL - Prestação de serviços de Engenharia a Mozal
2.	Brian Pienaar Mozambique, Lda - Fabricacao e Prestação de serviços de equipamentos de segurança a outras empresas de zona franca.
3.	Capital Star Steel, SA - Fabricação de tubos de aço
4.	Chiefton Moçambique SA - Gestão e manutenção de
5.	Cosmos Controls Moçambique Lda – Prestação de serviços hidráulicos a Mozal
6.	Dendustri Moz Lda - Prestação de serviços de engenharia e mecânica a Mozal – reparacao de ânodos a fabrica de alumínio.
7.	DRS Moçambique Lda – construção de potes com material refractário para a Mozal e instalação
8.	ECL Serviços Moçambique Lda: Metalomecânica a Mozal
9.	Hencon Maquinaria Lda - engenharia maçanica e manufactura de diferentes estruturas metálicas.
10.	Hytec Serviços Moçambique Lda - Prestação de serviços hidráulicos a Mozal
11.	Kempe Engineering Lda : engenharia mecânica
12.	Laresh International Lda : Servicos e Engenharia a Mozal
13.	MRO Produtos Industriais Lda- Fabricação e fornecimento de materiais de segurança de trabalho para as empresas de zona franca
14.	Nat Africa Constructions & Manufacturing Lda : prestação de serviços de fundição de alumínio e derivados
15.	Omega Serviços - Zona Franca Lda : serviços de transporte e lavanderia as empresas de zona franca
16.	Operações Duys Moçambique Lda : Reparação dos potes de alumínio a industrial Mozal
17.	Parque Industrial de Beluluane SARL : Operador
18.	Ram Trading : Fundição de aço
19.	Sunshine Limitada: Processamento e Empacotamento de castanha de caju
20.	Somacal Metalomecânica: Metalomecânica a Mozal
21.	Técnica e Engenharia Moçambique Lda (TEMOC): serviços eléctricos a Mozal
22.	Trentyre Moçambique Lda : serviços pneumáticos a Mozal
23.	Turnkey Solutions Moçambique: Prestação de serviços de construção as empresas de Zona Franca
<b>ZONA NÃO FRANCA (Non-Free Zone)</b>	
1.	Abbey Moz Lda : fabricação e montagem de perfis de alumínio
2.	Agridelta Moçambique Lda: Insumos agrícolas
3.	Cheater Industrial Roofing Moçambique Lda : fabricação de e montagem de tectos –
4.	Cimento Nacional, Limitada: Fábrica de Processamento de Cimento
5.	Gastov : processamento distribuição de gás doméstico.
6.	GS Cimentos SA: Fábrica de Cimento
7.	Harrop Allin Moçambique Lda - Montagem de vedação e outros serviços
8.	Oasis Grease Refinary – Fabrica de lubrificantes
9.	Opway – Engenharia, SA – Construcão civil
10.	Pierlite Moçambique Lda – Fabrica de montagem de perfis eléctricos
11.	Rompco Moçambique Lda

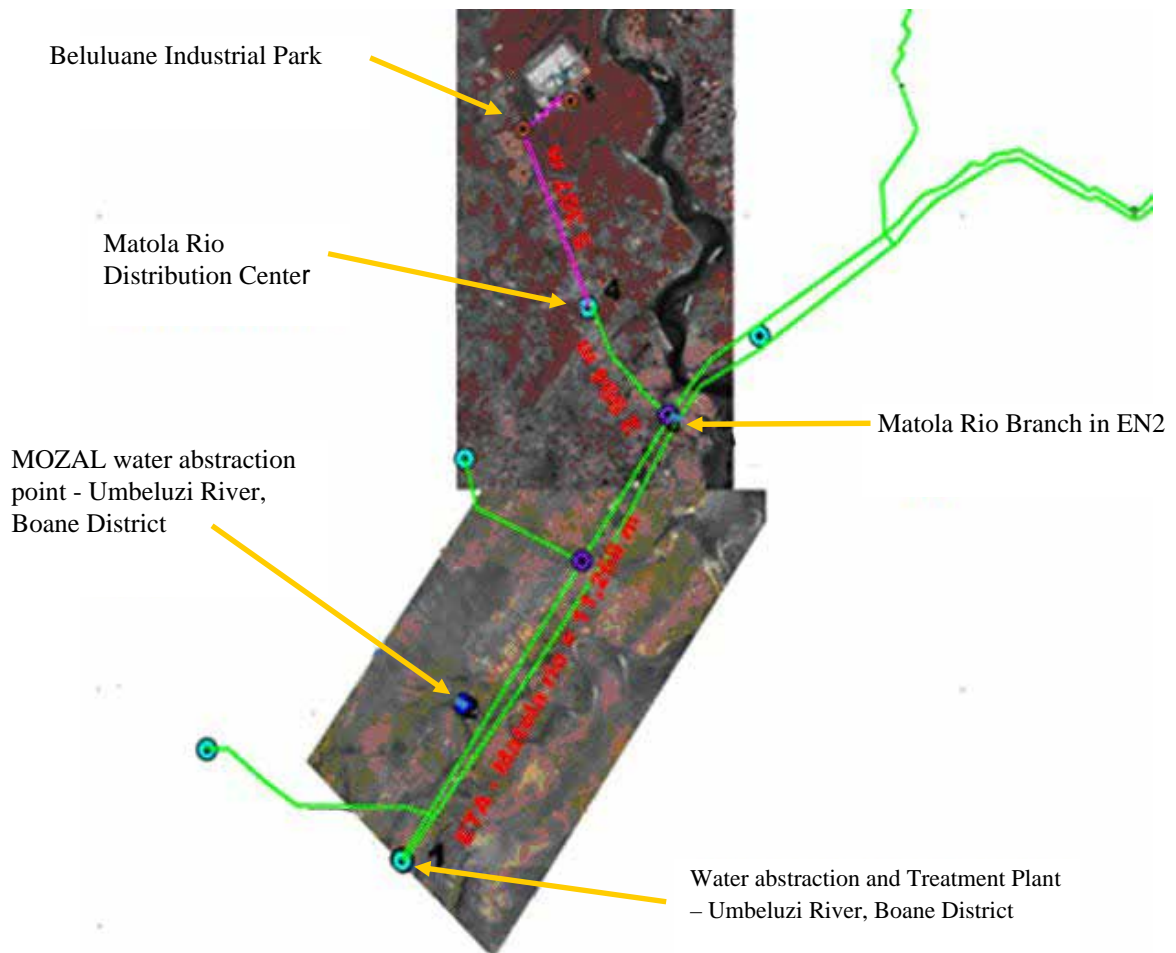
(出典 : GAZEDA)

## (2) 上水道

1998年から世界銀行・IMFの重債務貧困国イニシアチブに基づき、水道の民営化が求められ、1999年にフランスのSAUR社とポルトガル水道公社(Águas de Portugal)、ならびにモザンビーク国内の公的機関や民間企業の共同出資によるAdeM(Águas de

Mozambique) 社が設立された<sup>6</sup>。同社は、1999年よりマプト市を含む「モ」国内の主要都市の水道事業を15年間のアフェルマージュ契約（長期リース・運営委託契約）に基づき運営している。

マプト地区への給水は、ベルルアーネ工業団地から約18km南に位置する Umbeluzi 川にある取水堰で取水し、そこで浄水処理（凝集、沈殿、ろ過および消毒）を行った後、送水パイプラインによってマプト市、マトラ市およびボアネ地区に供給されている。図4.5-2に既存の送水パイプラインのルートを示す。



(出典：AdeM 社)

図4.5-2 既設の送水パイプラインのルート

AdeM 社によると、既存の給水システムの容量は  $10,000\text{m}^3/\text{h}$ 、これに対して現在の需要量は  $9,000\text{m}^3/\text{h}$  をやや下回る程度とのことである。Umbeluzi 川の取水地点からマトラ川分水地点 (Matola Rio Branch) までの  $12\text{km}$  の区間は、内径が夫々  $800\text{mm}$ 、 $1,000\text{mm}$  及び  $1,100\text{mm}$  の3本の水道本管（合計送水容量；約  $10,000\text{m}^3/\text{h}$ ）が併走している。マトラ川分水地点からマトラ川配水場 (Matola Rio Distribution Center) までの配管は内径  $300\text{mm}$

<sup>6</sup> 出資会社のうち SAUR 社は採算性の悪化などを理由に2001年12月に撤退し、同社の持株をポルトガル水道公社が引き取った結果、ポルトガル水道公社の持株比率が73%となった。

(最大送水容量；500m<sup>3</sup>/h)、さらにマトラ川配水場からベルルアーネ工業団地までは内径 200mm (最大送水容量；250m<sup>3</sup>/h) の配管が敷設されており、ベルルアーネ工業団地への給水はこの配管により行われている。なお、現在のベルルアーネ工業団地内の水需要量は約 600m<sup>3</sup>/day である。

AdeM 社によれば、マトラ川分水地点から工業団地まで内径 400mm (延長 8km) の配管を新たに設置すれば、200m<sup>3</sup>/h (例えば、70MW クラスの天然ガス焼き複合火力発電所で強制通風冷却塔が適用される場合の必要補給水量) をベルルアーネ・サイトに供給することが現時点では技術的に可能とのことであるが、今後マプト首都圏の水需要の増加が予想され、近い将来に需給が逼迫する可能性があることから、プラント補給水の供給を既存の給水システムから受けることは今後困難になると思われる。

なお、図 4.5-2 に示すとおり、モザールは工業用水の原水を独自に Umbeluzi 川から取水し、そこからアルミ精錬工場まで自前のパイプラインにより送水している。

### (3) 港湾

「モ」国の主要な港湾では、民間企業が政府とコンセッション契約を結び、港湾の管理運営を行う方式をとっている。港湾を所管する政府組織は、運輸通信省 (Ministry of Transport and Communications : MTC) であるが、実質的には運輸通信省傘下の港湾鉄道公社 (Portos e Caminhos de Ferro de Mozambique : CFM) が、港湾運営を行う民間コンセッショネアの株の一部を保有することで各港湾への政府の関与を担保している。

マプト港の管理運営は、官民共同出資の企業体である Maputo Port Development Company (MPDC) が 25 年のコンセッション契約に基づいて行っている。MPDC の資本構成は、表 4.5-2 に示すとおりである。

表4.5-2 MPDC の資本構成

Grindrod SA	57%	48.5%
DP World (UAE)		48.5%
Mozambique Gestores		3%
CFM	33%	
Mozambique Government	16%	

(出典：MPDC ホームページ)

マプト港は、マトラ川の河口近くに位置するマプト・カーゴ・ターミナル (Maputo Cargo Terminal) と、それより約 6km 上流に位置するマトラ・バルク・ターミナル (Matola Bulk Terminal) の 2 つのターミナルから構成される。

マプト港はいわゆる河川港のため、海と河川の双方の影響による埋没対策が必要であり、維持浚渫が欠かせない。2010 年から 2011 年にかけて大規模浚渫を行った結果、マプト港への主要アクセス水路の水深が 9.4m から 11m に増大し、この結果、常時 PANAMAX クラス (70,000 DWT) の船舶の寄航が可能となった。

マプト・カーゴ・ターミナル及びマトラ・バルク・ターミナルの諸元を表 4.5-3 に示す。

表4.5-3 マプト・カーゴ・ターミナル及びマトラ・バルク・ターミナルの諸元

Name of Port Facility	Length	Equipment	Shed	Use
Maputo Cargo Terminals				
Coastal Terminal	288m		●	Coastal (cabotage) Traffic
Berth 1	163m			Small Vessels, Bunker Barge and Tugs
Berth 2	150m			Trawlers, Warships, Cruise Liners
Berth 3	225m		●	Break-Bulk, RoRo, Cruise Liners
Berth 4	225m		●	Break-Bulk, RoRo
Berth 5	227m			Break-Bulk, RoRo
Berth 6	98m			Small Vessels
Berth 7	200m		●	Citrus Terminal, Reefers, Break-Bulk, Molasses Terminal
Berth 9	200m		●	Citrus Terminal, Reefers, Break-Bulk
Berth 10	400m	2 X Bulk Sugar Loaders	●	Bulk Sugar Terminal, Bagged Sugar Terminal, Break-Bulk
Berth 11	200m		●	Ferrocchrome Terminal, Scrap Metal Terminal, Break-Bulk, Bulk
Berth 12 and 14	450m	2 X 35 ton Gantry Crane	●	Container Terminal
Berth 15	185m	2 X Heavy Mobile Cranes		Break-Bulk, Bulk
Berth 16	172m			Break-Bulk, Bulk, Bulk Liquids Terminal
Matola Bulk Terminal				
Coal Terminal	205m	1 X Shiploader		Bulk Coal and Minerals Terminal
Petroleum Jetty	230m	4 X Chiksans		Petroleum Terminal
Aluminum Terminal	210m	2 X Vacuum Bulk Discharger	Silos	Mozal Aluminium Terminal
Grain Terminal	210m	2 X Vacuum, 1 X Shiploader, Bulk Discharger		Bulk Grain Terminal and Silos

(出典 : Port Maputo Handbook & Directory 2010/2011)

なお、マプト港と南アフリカのヨハネスブルグは EN 4 号線で、スワジランドとは EN 2 号線で結ばれている。またマプト港は、鉄道によって南アフリカおよび近隣内陸国（ジンバブエおよびスワジランド）とも結ばれている。これらをマプト回廊（Maputo Corridor）と総称する。

#### (4) 資機材等の輸送経路

建設資機材の輸送で十分な検討が必要なものは重量物である。発電所の建設工事における主な重量物は主機であるガスタービン、蒸気タービン、排熱回収ボイラ、発電機及び変圧器などである。

重量物の荷揚作業は、大型貨物船が接岸できるマプト・カーゴ・ターミナルで行うことになると思われる。マプト・カーゴ・ターミナルから発電所サイトまでの資機材の輸送は基本的にトレーラーによるものと考えられる。図 4.5-5 に、想定される資機材等の輸送ルートを示す。本図には、発電所サイトを既存のマプト火力発電所の敷地内とするケース (Alternative-1) とベルルアーネ工業団地内とするケース (Alternative-2) の 2 ケー



スを示している。マプト・カーゴ・ターミナルから発電所サイトまでの輸送ルートについては、いずれのケースでも片側2車線以上の高規格道路（EN 2号線およびEN 4号線）がすでに整備されている。Alternative-2については、EN 4号線からベルルアーネ工業団地までのアクセス道路（片側1車線）上に橋梁が1箇所あるが、モザールアルミ精錬工場の2期建設工事でもこのアクセス道路を使って重量物を輸送していたはずであり、ベルルアーネ発電所の建設資機材の輸送でも特段の問題はないと考えられる。



図4.5-3 EN2号線（片側2車線）



図4.5-4 EN4号線（片側2車線）

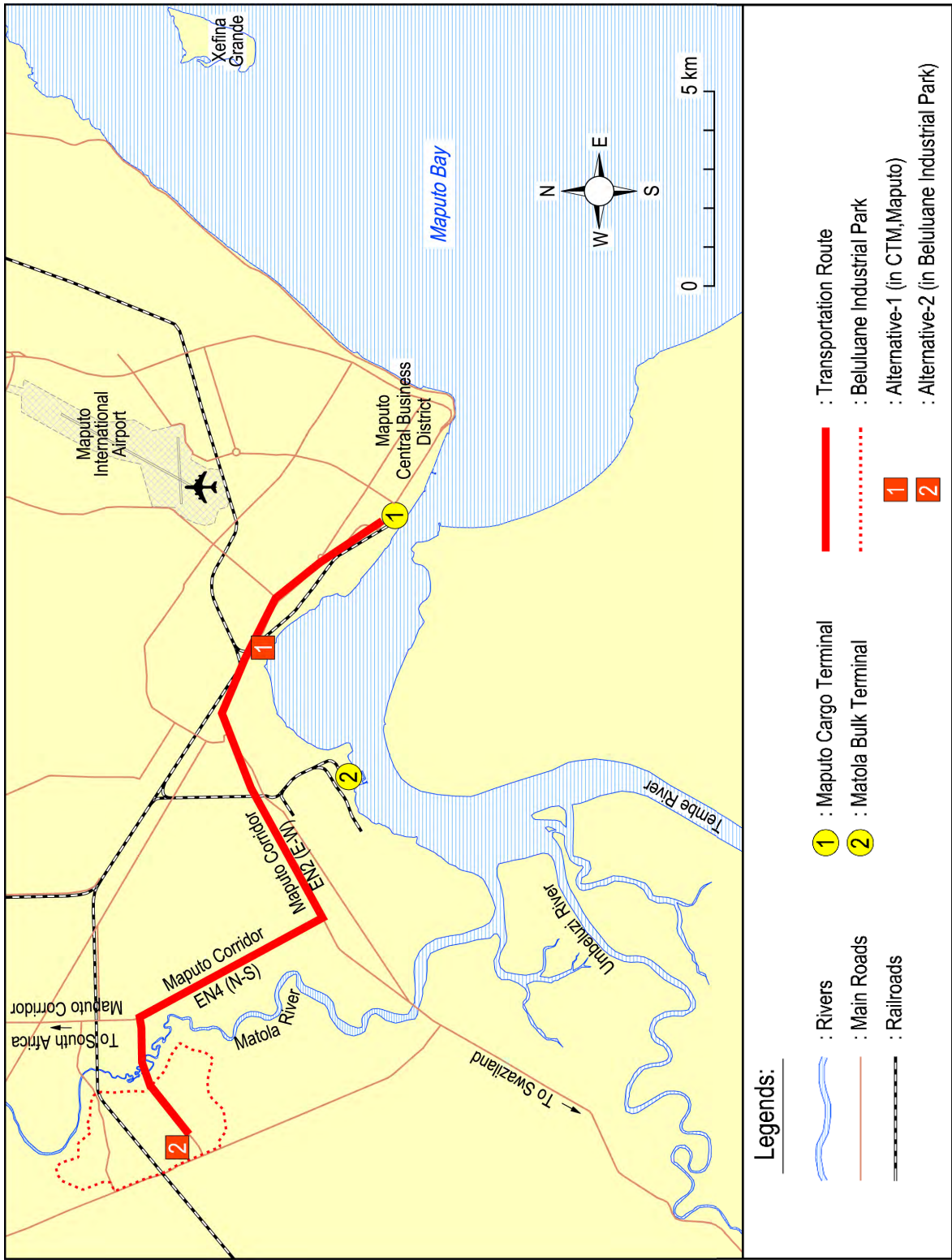


図4.5-5 資機材等の輸送経路

## 4.6 環境社会配慮に関する現況

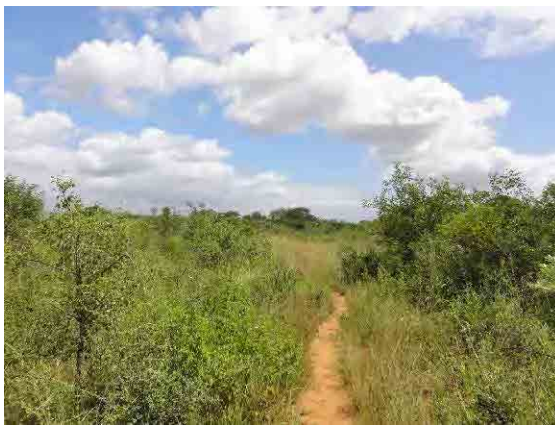
### 4.6.1 ベルルアーネ・サイト

#### (1) 建設予定地

建設予定地（サイト）は、ベルルアーネ工業団地（マプト州、ボアネ地区）の敷地内のモザールアルミ製錬所の西側、既存のベルルアーネ変電所に隣接する。予定地は、マプト港から約15kmの距離に位置し、既に1ha（100×100m）の用地が確保されている。

#### (2) 自然条件

建設予定地は、整地された既存の工業団地内にあり、平坦である。敷地内に河川、陥没地などは確認できなかった。気候は、熱帯性気候に属し、年平均降水量は400mm～860mm、乾期は5月～9月頃、雨期は11月～3月頃にある。サイトの現況は、図4.6-1のとおり。



サイト中央から北方向を撮影



サイト中央から東方向を撮影

(出典：調査団撮影)

図4.6-1 ベルルアーネ・サイト

#### (3) 植生

建設予定地は、主に灌木が広がっており、一部でミオンゴ林（マメ科ジャケツイバラ亜科の *Brachystegia*、*Julbernardia*、*Isobertinia* 各属の中高木が優占する植生）が分布している。未入居区画を含めて、工業団地内は整地されているため、本予定地に火力発電所を建設して、環境への大きな影響が発生する可能性は少ないと考えられる。しかしながら、事業を実施する場合には、EIAで詳細な調査を行って確認する必要がある。

#### (4) 社会

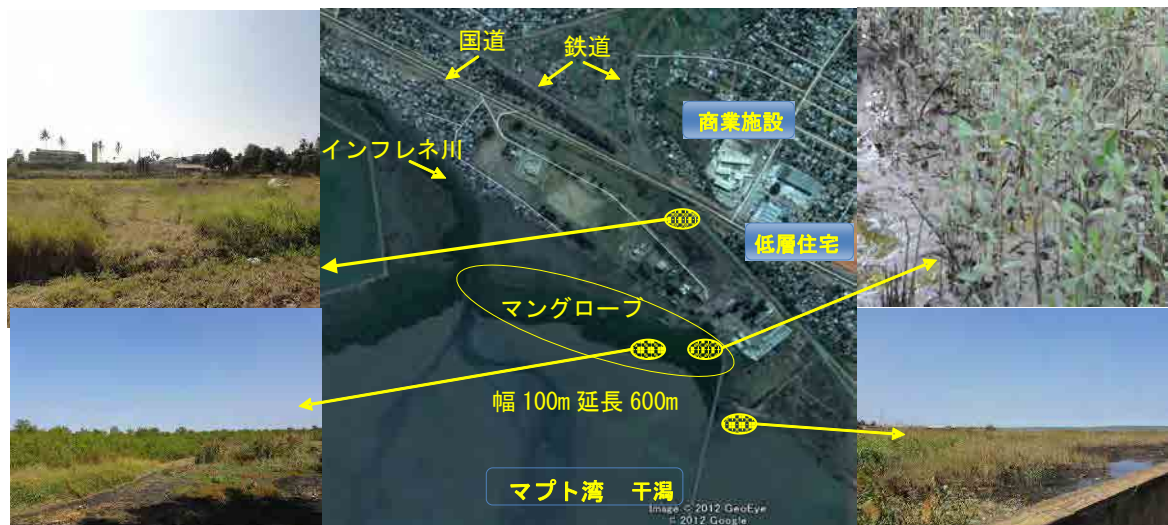
現在の予定地内には、居住、耕作等の活動は確認できなかった。一方、同じ工業団地内の一部の未入居区画では、小規模なトウモロコシ、豆類の栽培が確認できた。工業団地内のこうした農業活動は違法なものであるが、未入居区画のため厳しい取り締まりは行われていない様子であった。



## 4.6.2 CTM (マプト) ・サイト

### (1) 用地周辺の環境

EDM が管理する発電所用地は、基幹国道（EN2、4 車線）、鉄道路線（複線）、マプト湾に挟まれた場所にあり、全域が埋立地である。サイトの北側の基幹国道の北側には商業施設と低層住宅地が広がっている。サイトの東側は鉄道路線（基幹路線からマプト商業港への引込線）を挟んで低層住宅地が広がっている。サイトの南側は、マプト湾に面しており、遠浅で潮位が下がると干潟になる。また、サイトの西側は、インフレネ川の河口になっている。



(出典：調査団作成)

図4.6-2 CTM (マプト) ・サイトの周辺環境

### (2) 用地内の概況

CTM (マプト) ・サイトには殆ど稼働していないガスタービン発電機が 3 台、重油タンク、変電所 (CTM S/S)、EDM トレーニング施設がある。また、この他に石炭貯炭場跡、石炭火力発電建屋 (一部解体)、同火力発電所に付随していた冷却水取水路と放水施設がある。

CTM (マプト) ・サイトの外周はフェンスによって外部と隔離されており、新規の発電所建設による住民移転は発生しない。

### (3) 取放水

ガス火力発電所を新設した場合、冷却水をマプト湾から取水し、温排水をマプト湾に放出することになる。現地の環境コンサルタントに対するヒアリングによると、モザンビーク国内の温排水放流基準 (温度) は、中小規模の商業排水を対象に規定されていて、火力発電所から排出される規模を想定していないことから、世銀等の環境基準などが適用

されていると考えられる。具体的な排水規定について、今後の本格調査で確認が必要である。

#### (4) 動植物

サイトの北側と東側は、商業地と住宅地が広がっており、特に保護を要する植物や動物は確認できなかった。また、西側と南側には、マングローブ地帯が広がっているが、EDM 環境部長にヒアリングしたところ、この地域には保護を要する動植物やマングローブの影響を受けやすい小エビは生息していないと思われるが、開発事業でマングローブを伐採する場合、必ず EIA の承認を得る必要がある旨の回答が得られた。さらに、仮に地権者が存在した場合、賠償金の支払いも必要になるという回答を得た。

#### (5) ガスパイプライン建設の EIA

サイトへの燃料は、ENH と KOGAS (韓国) が出資 (ENH30%、KOGAS70%) して、マトラ市とマプト市へのガス供給を目的として進めているリング・プロジェクトの一環で、CTM (マプト) の敷地境界まで建設されるパイプラインに接続して供給される。パイプライン建設事業は、既に EIA が作成され (環境コンサルタントは、SEED Ltd.)、2012 年 10 月に着工、2013 年 11 月完工を予定している。EIA レポートでは、環境社会面について、特段の留意を要する負の影響は確認されていない。

#### (6) 環境カテゴリー

モザンビーク国内法によるとガス火力発電施設の建設は、カテゴリー A に指定され、EIA を作成する必要がある (第 5 章参照)。しかし、本サイトの場合、住民移転が生じないこと、また、既に敷地内に 3 台のガスタービン発電機が設置されており、敷地内は整地されていること、さらに、過去には石炭火力発電所も稼働していたことから、新規に 70MW 規模のガス火力発電所を設置する場合、新たな環境・社会面での影響は殆ど発生しないと考えられる。また、敷地の周辺には商業地、住宅地が存在するが、新規発電所を海側に配置することで、これらの商業、居住地域への負の影響は少なくなることが期待できる。

他方、南側にはマプト湾のマングローブ地帯が存在する。しかし、現時点で本プロジェクトの取水・放水が、マングローブに与える影響は把握できない。したがって、事業実施段階の EIA でその影響を詳しく検討する必要がある。

### 4.7 建設計画の位置付けと妥当性に関する考察

#### 4.7.1 全般

EDM は、電力需要の伸びが今後とも長期にわたって堅調に続くと思われる南部地域、とくに首都圏において、新たな電源としてガス火力発電所の建設を推進したい意向を持っている。それを具体化するためにベルルアーネ地区におけるガス火力発電プロジェクトの推進を企図したプロジェクトプロポーザルを作成し、その実現を目指して我が国に支援を要請してきている。EDM は、すでに同火力による供給力 (50MW) を 2015 年末までの需給計画に反映している。

環境負荷の少ない電源の投入により電力供給量を増加させることは、「モ」国が掲げる国家目標の経済発展と貧困削減に大いに寄与する。しかも、その電源は国家レベルの電源開発計画や需給計画に基づいたものであり、同電源の開発は十分に合理性があると考えられる。

一方、我が国が戦略的な観点から「モ」国電力セクターに対する支援を行うためには、セクター調査を将来にわたって継続的に実施するとともに、他の先進諸国との連携をいっそう深める必要がある。先行している他国の支援との重複はなく、他国も JICA による支援に期待している。

今回対象となる発電所には複合発電技術が採用されることになっている。この分野の技術は我が国メーカーに国際競争力があるため、競争に参加しやすい環境を整えば有望な市場となりうる。「モ」国の電力セクターは今後飛躍的に発展する勢いをみせており、同セクターにおける我が国支援の第一号案件としての位置付けからも、この首都圏におけるガス火力発電プロジェクト計画のための詳細調査を実施することは大いに意義があると考えられる。

妥当性に関するその他の根拠を以下に示す。

#### (1) 最適な電源ミックス

「モ」国への電力供給源は、Cahora Bassa（カオラバッサ）水力発電所がほとんどを占めており、火力発電は全体の数%に過ぎない。水力発電の発電量は水量・水位の変動に大きく左右されるため過度に水力発電に依存することは好ましくない。最適な電源ミックスの観点からも、環境負荷の少ない技術を採用した火力発電の比率はある程度維持する必要がある。

#### (2) エネルギーセキュリティの向上

火力発電の割合を増やすことはエネルギーセキュリティの向上に寄与する。また、カオラバッサ水力発電所から南アの電力プールへの送電、あるいは南アの電力プールからモザンビークへの送電に事故が発生した場合は、首都マプト市への電力供給に多大な影響を及ぼすことになるため、マプト市近傍に自前の発電設備を建設することは意義がある。

#### (3) 環境改善への寄与

天然ガス焚きの発電は、軽油焚きより、排ガス中の  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_x$ 、ばいじんなどが低減できるので環境面での改善が期待できる。また、ガスタービン発電または、ディーゼル発電単体より、本建設計画で提案しているコンバインドサイクル発電は、発電効率が約 10 ポイント程度向上するため、 $\text{CO}_2$  の削減が期待でき、CDM プロジェクトとしての案件形成も可能である。

#### (4) 経済性の向上

現在設置されている火力発電設備は、ディーゼル発電所およびガスタービン発電所ともに軽油などの液体燃料を使用しており、世界的な原油高により運転コストが割高である。

自国で産出される安価な天然ガスを使用することにより運転コストを低減でき、さらに運用面から稼働率が高められれば、全体の経済性が向上する。

また、ベルルアーネ火力発電所建設に伴う電力システムに関する考察は以下の通りである。

#### 4.7.2 送電線過負荷対策の代案

送電線の過負荷対策として発電機を設置することは希であり、通常、過負荷送電線と並行して送電線を増設する対策が採用される。これにより増設区間は 2 回線となり過負荷対策となることに加え、1 回線事故時にも健全回線により主系統との連系が維持されるため供給信頼度が向上する利点もある。

この送電線増強に必要な工事費は工事費単価を高めに見積もり 0.1 MUS\$/km と仮定するとインフレネーマトラ・ガレーベルルアーネ・ボアネ区間の合計 38km の 3.8 MUS\$と見積もられ発電機設置に比べ大幅に小さいものとなる。

また既設 66kV 送電線の送電容量が 36MW と小さく発電機容量は 50MW と小規模なものが採用されるため、スケールメリットの恩恵を享受できず kW 当たりの建設単価が高くなることに加え、発電効率も低くこれらの要因により経済性が悪化する懸念がある。

さらに EDM のマスタープランによれば 2017 年にカオラバッサ・ノース発電所 (1,245MW) ならびに Mphanda Nkuwa 発電所 (1,500MW) が運転開始する計画であり、それまでの期間の供給力確保と考えても需要の伸びを 10%と仮定すると、50MW 機の再早期の完成年と考えられる 2014 年から 2017 年までの 3 年間に 200MW 程度の需要増加が見込まれるため、発電機容量が不足する懸念もある。

したがって、送電線過負荷対策として送電線を増強するとともに、需給状況の改善策として燃料ならびに冷却水の確保が容易な地点に規模の大きい発電所を立地することが得策と考えられる。

#### 4.8 経済性に関する概略検討

本節では、南部ガス火力発電プロジェクトの発電原価を試算し、その結果を種々の指標と比較することにより、プロジェクトの実行可能性を予備的に考察する。

##### (1) 発電原価の計算式

本節では、国際エネルギー機関 (International Energy Agency) によって提案されている平準化発電原価 (Levelised Cost of Electricity: LCOE) により評価を行う。平準化発電原価は下式により算出される。

$$LCOE = \frac{\sum NPV(Cost)}{\sum NPV(Electricity)}$$

ここで、 $\Sigma NPV (Cost)$ ：費用（建設費、運転維持管理費および燃料費）のキャッシュフローを割引率<sup>7</sup>で正味現在価値に変換したものの総和

$\Sigma NPV (Electricity)$ ：発電量（発電所出口端）を割引率で正味現在価値に変換したものの総和

## (2) 発電原価計算の諸条件

発電原価計算の諸条件は下表に示すとおり設定した。

表4.8-1 発電原価計算の諸条件

項目	内容	備考・出典
設備容量	70 MW	4.3 節参照
設備利用率	70 %	同上
熱効率	50 %	同上
年間発電量	429,240 MWh (=70MW×70%×24時間×365日)	—
建設期間	2年	—
運転期間	30年	—
初期費用(建中金利を含まない)	74,624,000 US\$	EDM 作成の Project Proposal に示されている値を採用
運転・維持管理費	3,731,200 US\$/年	初期費用の5%と仮定
ガス購入価格	4.7 US\$/GJ	ENH より入手したパイプラインのF/Sに示されている EDM へのガスの卸売価格
高位発熱量 (HHV)	52,637 kJ/kg	—
低位発熱量 (LHV)	47,587 kJ/kg	—
ガス消費量 (HHV)	3,418,485 GJ/年	—
燃料費	16,066,880 US\$/年	ガスは HHV で取引されると仮定

## (3) 計算結果についての予備的考察

上記(2)で示した諸条件のもとで、南部ガス火力発電プロジェクトの発電所出口端での発電原価は 6.55USc/kWh と試算される。

この値は、現在の ESKOM からの電力のスポット購入価格 (25~30USc/kWh) よりも低いのみならず、Aggreko が Ressano Garcia (レサノ・ガルシア) に建設中のピーク供給用の発電設備 (今年の後半から約 2 年間運転予定) から EDM への売電価格 (9.0USc/kWh) よりも低い。本プロジェクトは、ベースロードでの運用を想定しているが、ピーク電源として運用した場合にも十分な価格競争力を有したプロジェクトと考えられる。

さらに同値は、CESUL プロジェクト完成後の新設の水力発電プロジェクト (カオラバッサ・ノース 1 ならびに Mphanda Nkuwa 1) の発電電力の南部への供給原価 (6.4~7.3USc/kWh<sup>8</sup>) とほぼ同じ水準にあることから、ベースロード電源として、CESUL プロジェクトの完成後も運転を継続する蓋然性が十分にあるものと推察される。

<sup>7</sup> 割引率は10%と仮定。

<sup>8</sup> Volume II Economic Impact Study; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report), 2012

なお、ここで示した予備的考察は、多くの仮定を含んだ概略の計算結果に基づいており、F/S の段階で詳細な検討が必要である。

#### 4.9 詳細調査実施のための提言（基本方針、作業項目、留意事項）

我が国の「モ」国電力セクター支援のための協力対象プロジェクトとして、南部地域におけるガス複合火力発電事業を取り上げ、その妥当性と実現可能性を詳細に調査するため JICA の協力準備調査の実施が必要と考えられる。そこで、本項では建設サイト候補としてベルルアーネ・サイトと CTM（マプト）・サイトの両案を検討対象とした詳細調査を行うことを想定し、そのための基本方針、留意事項、作業項目等について述べる。

##### 4.9.1 要請内容とそれへの対応方針

EDM は、4.1 項で述べたプロジェクトプロポーザル「Project Proposal – Beluluane Power Plant – 50MW CCGT Power Plant」の中で、ベルルアーネガス複合火力発電事業の実施に向けた取り組みを我が国に要請している。実施に際して全体の事業をコンサルタント契約と EPC 契約の 2 つのコンポーネントに分け、コンサルタント契約に以下のタスクを含めるよう要請している。

###### Output I:

- a) A detailed project proposal
- b) A preliminary survey on the project site
- c) Socio-economic survey
- d) Environmental and social impact assessment (ESIA)

###### Output II:

- a) Tender preparation and contract negotiations with the contractor for the turn-key supply and erection contract
- b) Elaboration of detailed survey and design performed by the assigned contract
- c) Control and inspection of the supplied equipment for the construction

JICA の協力準備調査の一般的な枠組みにおいては、Output I のタスクはすべてその枠組みに含まれるが、Output II のタスクは協力準備調査終了後の円借款事業の実施段階で行われる。そこで、次項以降において、協力準備調査の枠組みをベースにした詳細調査の内容について提案する。

##### 4.9.2 詳細調査の調査方針及び留意事項

以下の調査方針及び留意事項をもとに協力準備調査（以下「本調査」）を実施する。

- ① 本調査は EDM と協力して実施するため、同社との綿密な連携も求められる。なお、EDM 側は事業対象地点において既に集められたデータを調査団に提供するとともに、本調査報告書の検討・取りまとめ作業に参加する。
- ② EDM はカウンターパートとなる職員を配置し、調査の内容を随時共有して進める予定。

- ③ 「モザンビーク国電力セクター情報収集・確認調査」最終報告書において南部火力発電所のPre-F/Sにあたる検討を実施している。本調査は、この検討を踏まえつつ進めることとなる。
- ④ プロジェクトの建設予定地は、バルルアーネ工業団地内および既設マップト火力発電所構内の石炭火力撤去跡地を候補地としており、技術的、経済的な観点から最適なガス火力発電所の建設予定地を選定し、調査を進めること。調査は2段階に分けて行うものとし、ステップ1として両候補地の概略の比較検討を行い、最適案を提案し、同案に対しモザンビーク国側ならびにJICAの確認・了承を受けてから、ステップ2として、選定サイトに対するF/S等を行うこと。
- ⑤ 調査工程については、本調査後に想定される円借款事業を円滑に開始するためにも、短縮の提案があれば積極的に行うこと。
- ⑥ 本調査の対象となる発電設備容量は総出力100MW程度を想定しているが、本調査では、現状および将来のガス供給量、冷却水量、将来増設分を含めた敷地の確保、サイクロン等の自然条件の影響、接続系統の容量等による制約を考慮した、単機容量及びその組み合わせについても検討し、最適な計画を策定すること。
- ⑦ 本発電所において、どのような発電形式を導入するかについては、モザンビーク国側ならびに日本側関係省庁とも調整しつつ進めることになるので、留意すること。
- ⑧ JICAの環境社会配慮ガイドラインに留意しつつ、モザンビーク国の環境影響評価制度等に従って必要な環境社会配慮調査をすべて行うこと。
- ⑨ 本調査に必要と考えられる現地再委託調査を提案し、実施すること（再委託対象項目については4.9.3項の(11)を参照）。

#### 4.9.3 詳細調査の作業項目

作業項目は、以下のとおりとする。

##### (1) 背景・必要性の確認（電力需給状況、電力開発計画）

- 1) モザンビークにおける電力セクターの現状と課題
  - a 電力セクターの需要と供給の整合性の確認
  - b 電力セクターの現状概要及び課題の確認
- 2) モザンビークにおける電力セクターの政策・計画の確認（開発計画／セクター上位計画）
  - a 電力セクターにかかる関連法律・政策等の確認
  - b 本事業実施の優先度、実施の妥当性の確認、
- 3) 他ドナー（国連・国際機関）の電力セクターに対する支援状況及び支援方針の確認
- 4) 対象地域の現状
- 5) 代替案の検討（ガス発電以外の発電方式についての検討）

- 6) 本事業の接続系統における設備稼働率を含む、モザンビーク電力セクターにおける位置づけ

## (2) 建設予定地の選定

建設予定地は、ベルルアーネ工業団地内および既設マプト火力発電所構内の石炭火力撤去跡地を候補地としており、技術面、経済面の観点から最適なガス火力発電所の建設予定地を選定すること。

## (3) 基本データ・情報の確認（地形・地質情報、気象・海象情報、送電系統、社会・経済情報等）

本項に係る調査は、(2)項で選定された建設予定地に関して下記調査を実施すること。但し、地質データが既に存在する場合は、そのデータの収集ならびに分析を行い、その結果によりボーリングなどを実施する必要があるかどうか決定すること。

- 1) 発電所建設予定地の地形・地質概況
  - a 地形測量
  - b 土質調査（ボーリング）
- 2) 発電所建設予定地の沿岸地域の概況
  - a 深浅測量
- 3) 各種気象データ（風向、風速、降水量、気温及び湿度、大気成分など）
- 4) 各種海象データ（潮位、海水温度、波浪、流況、漂砂、水質など）\*
- 5) 発電所建設予定地周辺地域の社会・経済活動状況
- 6) ガス及び水パイプライン建設予定地域の社会・経済活動状況

## (4) 開発規模、サイト等、当該発電所開発計画にかかる妥当性検討等

## (5) 燃料供給計画の検討（発電燃料、供給方法・計画、天然ガス性状分析等）

- 1) 燃料事情の調査分析
- 2) 発電燃料の検討
- 3) 供給方法の検討
- 4) 燃料供給計画案の作成

## (6) 送電方法検討ならびに系統解析（潮流、事故電流、系統安定度）

系統解析により、既設送変電設備の送電能力を最大限活用し設備増強を回避することを原則としつつ、発電所容量を系統面から評価するとともに、発電所連系に必要となる増強設備を検討し、経済面、信頼度面から最適な発電所の送電方法を決定する。具体的な解析項目は以下のとおりとする。

- 1) 潮流解析
- 2) 事故電流解析
- 3) 安定度解析



## (7) 設備設計の実施

施設の配置、基礎構造、発・変電設備ならびに管制システムの仕様、既設送電線への接続および制御、冷却塔設置の必要性、冷却水の取排水方式・水位およびルート検討、原水処理方式の検討等基本設備設計を実施する。また、主要機材の現場搬入ルートも検討すること。

## (8) 円借款事業概要の策定

### 1) 事業スコープと設計基準の妥当性確認

発電所、変電設備、送電線、その他付属設備に係る検討含む。

- a 全体計画及び実施方法の検討
- b 構内配置概念計画
- c プラントタイプ及び規模、単機容量
- d 燃料供給及び処理システム
- e 冷却水及び補給水システム
- f 変電設備
- g 送電線経路の検討
- h 土木・建築設備
- I その他の付属施設

### 2) 事業コスト及び円借款供与額の積算

### 3) 事業実施スケジュールの検討

当発電所の建設に際しては、全体の建設工事を円滑に進行せしめるために各工種間での緊密な連携が重要である。本調査においては、この観点から設備設計の結果を反映した施工計画を立案すること。その際、施工機材の調達・搬入撤去並びに操作要員の配置を念頭に置いた計画とすること。

### 4) 事業実施・運用維持管理体制の検討

### 5) 経済財務分析(EIRR、FIRR、運用効果指標)

## (9) 環境・社会配慮調査

### 1) 環境調査の実施

自然環境調査については、地形、地下水、水文、河川域、気象、景観、動植物科目、地球温暖化にかかる項目を含むこと。

自然環境にかかる調査は既存資料および現地における関係者へのインタビュー等を通じて行うこと。

また、公害対策調査については、大気質(大気汚染予測を含む)、水質(温排水拡散予測を含む)、廃棄物、騒音・振動、地盤沈下、事故にかかる項目を含むこと。

- 2) 環境影響の確認
  - a EIA報告書の作成支援及びモザンビーク国内法との整合性(含、手続き確認)、及びJICAの環境社会配慮、ガイドラインとの整合性の確認
  - b 補足すべき内容についての確認及び補足調査の実施
  - c 環境管理・環境モニタリング方法の提言
  - d EIAに係る住民協議の実施支援
  - e 環境社会配慮審査会用資料の作成、説明、審査会での質疑応答対応

- 3) 社会配慮の確認

社会環境調査については、地域経済、地域における利害関係、水利用と水利権、衛生、感染症にかかる項目を含めること。また住民移転計画については、以下の項目を実施すること。

- a 住民移転計画(RAP)報告書の必要性確認  
必要に応じてRAPのレビュー及びモザンビーク国内法との整合性(含、手続き確認)、及びJICAの環境社会配慮ガイドラインとの整合性の確認
- b 補足すべき内容についての確認及び補足調査の実施
- c 用地取得、住民移転後の生活状況モニタリング方法の提言
- d 住民移転計画に係る住民協議の実施支援

- 4) 環境チェックリストのレビュー

## (10) ワークショップの実施

最終現地調査において、ワークショップを実施する。ワークショップにおいては、調査団より調査結果を伝えるとともに、モザンビーク側からのコメントを集め、そのコメントに対する対応結果はドラフトファイナルレポートに反映させること。

## (11) 現地再委託事項

以下の作業項目については、現地での再委託による実施を想定している。

- 1) 発電所建設予定地の地形・地質概況（上記「(3)、1)、a、b 発電所建設予定地の地形・地質概況」
- 2) 発電所建設予定地の沿岸地域の概況（上記「(3)、2)、a 発電所建設予定地の沿岸地域の概況」
- 3) 各種気象データ収集補助（上記「(3)、3) 各種気象データ(風向、風速、降水量、気温及び湿度、大気成分など)」）
- 4) 各種海象データ収集補助（上記「(3)、4) 各種海象データ(潮位、海水温度、波浪、流況、漂砂、水質など)」）
- 5) 環境社会配慮調査の実施補助（上記「(9) 環境・社会配慮調査」）

## 第5章 環境社会配慮に関する基礎情報収集・確認

### 5.1 環境社会配慮に係る国家政策

「モ」国憲法に環境社会配慮に関する基本方針として、「国民は、環境と発展でバランスのとれた生活を送る権利がある」と定めており、自然環境と生活の質について、「国家（中央）および地方行政機関は、他の適切な関係機関と連携して、環境の保護と天然資源の合理的な利用のための政策を選択する。」としている。

### 5.2 環境に係る法令規則

#### (1) 法律

環境法（Environment Law, No. 20/97）は、「モ」国内の環境関連の基本法であり、その下に個別の事項に対する法令、規則、プログラム等が制定されている。本法は、公共、民間を問わず環境に直接および間接的に影響を及ぼす全ての活動に適用される。第15条において、環境に重大な影響を及ぼす可能性のある活動を行う場合は、環境影響評価（EIA）の実施、承認と「環境ライセンス（Environmental License）」を取得することが義務付けられている。なお、環境ライセンスの取得後2年以内に事業活動を開始しなければ同ライセンスは失効するが、ライセンスを付与する環境活動調整省（MICOA、5.3参照）に対して失効日の90日前にまでに失効期間の延長を申請することができる。

#### (2) 規則

環境影響評価（Environmental Impact Assessment、「EIA」）の実施と環境ライセンスの取得については、環境影響評価実施規則（Regulations on the EIA Process, Decree No. 45/2004）に規定されている。本規定は、公共と民間の全ての活動に適用することになっているが、例外として、石油、天然ガス、鉱物資源の探査、探鉱、生産に関しては、別途の方法を定めることができることとされている。

本規定は、活動（事業）が環境に及ぼす影響の度合いに応じた影響評価を行うことを目的として、活動をA、B、Cの3種類に分類するためにスクリーニングを行うことを定め、さらに分類を判断するための基準を定めている。スクリーニング（カテゴリー分け）は、事業者が予備環境情報フォーム（Preliminary Environmental Information Form、本規定のAppendix IV）を記入してMICOAに提出し、MICOAがこれを審査して決定する。以下に各カテゴリーの定義を示す。

カテゴリーA：環境に対して重大な影響を及ぼす可能性があると考えられる事業であり、EIAを実施する必要がある。なお、「モ」国におけるEIAは、Environmental Impact Study（EIS）とEnvironmental Management Plan（EMP）で構成される。

カテゴリ-B：環境に対して重大な影響を及ぼさないと考えられる事業であり、発生しうる負の影響の期間、度合、範囲、重大さ、重要性がカテゴリ-A よりも小さいと思われ、影響が発生した場合でも、その影響を容易に軽減できると考えられる事業。このカテゴリでは、Simplified Environmental Assessment (SEA)が要求される。

カテゴリ-C：環境に対する影響がわずかで、無視できる、或いは、軽微なため、そのいずれの影響も不可逆的ではないと考えられる事業。これらの事業から得られる便益は、負の影響を明らかに上回ることから、EIA、SEA は要求されない。

本規則は、事業活動ごとに大まかなカテゴリ分けが示されている。発送変電および、ガスパイプライン事業に関するカテゴリ分けの基準は以下のとおり。

表5.2-1 発送変電および、ガスパイプライン事業に関するカテゴリ分けの基準

事業種	規模	カテゴリ
発電施設	水力、石炭火力、ガス火力等の全て	A
送電施設	電圧 110kV 以上かつ、延長 10km 以上	A
	電圧 110kV 未満、又は延長 10km 未満	B
ガスパイプライン	延長 5km 以上	A

(出典：Decree No. 45/2004 29 September)

### 5.3 環境活動調整省 (MICOA)

「モ」国における環境行政は、環境活動調整省 (Ministry for Coordination of Environmental Affairs; MICOA) が行っている。MICOA は、①国家環境管理計画 (National Environmental Management Plan) の実現、環境政策の実施、環境関連の法令規則の運用、さらに②他の省の政策、方針、事業について、国の環境政策が適用されることを確保することを目的として他の省と連携する責任がある。また、MICOA は EIA に関する行政に責任を有し、EIA の TOR 承認、EIA の審査、監査などがその業務に含まれる。

MICOA の組織を図 5.3-1 に示す。MICOA 内で環境影響評価に係る代表的な局には、国家レベルを担当する環境影響評価局 (National Directorate of EIA, NDEIA) と州レベルを担当する環境活動調整局 (Provincial Directorates for the Co-ordination of Environmental Affairs, DPCAs。全州に設定。) が存在する。なお、NDEIA は、カテゴリ-A の環境影響を評価し、DPCA はカテゴリ-B の環境影響を評価することになっている。

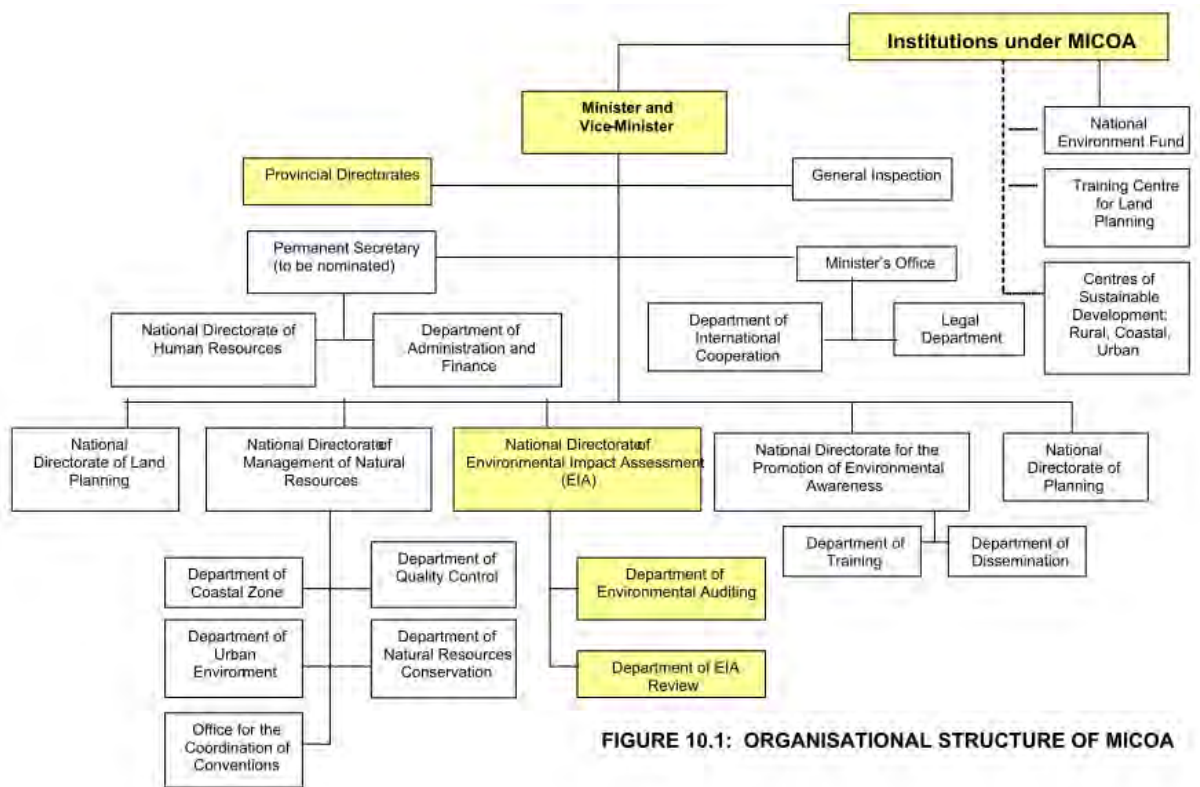


FIGURE 10.1: ORGANISATIONAL STRUCTURE OF MICOA

(出典：MICOA)

図5.3-1 MICOA 組織図

#### 5.4 環境規制値

環境への排水、排気に関連する規制値を以下に示す。

##### (1) 大気

表5.4-1 大気環境基準値

(単位：mg/Nm<sup>3</sup>)

	サンプル採取時間							
	1 時間		8 時間		24 時間		年平均 (幾何)	
	1 次	2 次	1 次	2 次	1 次	2 次	1 次	2 次
SO <sub>2</sub>	800				365		80	
NO <sub>2</sub>	400				200		100	
CO	40,000		10,000					
O <sub>3</sub>	160				50		70	
全浮遊粒子					200			
鉛	3						0.5-1.5	

(出典：Handbook on Environmental Assessment Legislation in SADC Region)

(2) 火力発電事業の排気

表5.4-2 火力発電事業の排気基準

(単位：mg/Nm<sup>3</sup>)

総浮遊粒子	SOx	NOx
50	0.2/日 (500MW) 0.1/日 (<500MW)	石炭火力 : 750 ディーゼル : 460 ガス : 320

(3) 排水

表5.4-3 排水基準

パラメータ	許容最大値	単位
色	Dilution 1:20	有無
臭い	Dilution 1:20	有無
pH, 25°C	6.0 – 9.0	セーレンセン目盛
温度	35°C	°C
化学的酸素要求量 (COD)	150.0	mg/L
総浮遊物質 (TSS)	60.0	mg/L
リン (P)	10.0	mg/L
窒素 (N)	15.0	mg/L

5.5 EIA の手続き

EIA の手続きは、環境影響評価実施規則 (No. 45/2004) に規定されている。事業者が提出する書類と該当する承認のステップは、カテゴリーの分類 (A、B、C) によって表 5.5-1 のとおり分かれている。

表5.5-1 カテゴリーの分類

プロセス	カテゴリーA	カテゴリーB	カテゴリーC
Application (Screening)	●	●	●
Pre-Assessment	-	●	-
Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition (EPDA)	●	-	-
Terms of Reference (TOR)	●	●	-
Environmental Impact Study (EIS)	●	-	-
Simplified Environmental Report (SER)	-	●	-
Public Participation Programme	●	△	-
Review by Technical Assessment Commission	●	●	-

基本的に火力発電事業は、カテゴリーAになるため、以下、カテゴリーAの各プロセスについて説明する。

(1) Application (Screening)

事業者は、スクリーニング・フォームを完成させ、MICOA に提出し、MICOA がカテゴリーを決定する。スクリーニング・フォームには、事業概要、場所、建設に係る資源 (材料、

労働力)、土地所有、代替地検討、現況の概要等の情報を記入することになっている。  
また、事業者は、別途、事業の妥当性等の情報も提出することが求められている。

## **(2) Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition (EPDA) と Terms of Reference (TOR)**

EPDA の目的は、環境に関連した致命的な問題がないか確認すること、さらに、そういった問題がない場合、EIA の範囲 (スコーピング) と TOR の設計を行うことである。

EPDA は、TOR とともに MICOA に提出し、Technical Assessment Commission (TAC) の審査を受けることになる。

## **(3) Environmental Impact Study (EIS)**

EIS は、EIA と環境管理計画書 (Environmental Management Plan, EMP) で構成され、主な記載事項は以下のとおり。なお、EIS は、Environmental and Social Impact Study (ESIA) ともよばれている。

- プロジェクト概要
- 事業活動の法的な妥当性
- 事業活動の概要と検討された代替案
- 立地情報と現所の環境
- 代替案比較
- 想定される影響と緩和策の評価
- 環境管理計画書 (モニタリング、事故対策、啓蒙策等)
- 調査実施者の情報
- 公聴会等の住民参加の報告

その他の規則として、環境基準と排水・排出規制に関する規則 (Regulation of Environment Quality Standards and Effluent Emissions, Devree No. 18/2004) 。

## **(4) Public Participation Programme**

カテゴリ-A に分類された事業の事業者は、公聴会を開き、EIS に対するコメントを求め  
る必要がある。また、MICOA も必要に応じて住民から意見を求めたり、公聴会を開くこと  
が可能である。

## **(5) Review by Technical Assessment Commission**

EPDA を審査した TAC によって EIS が審査される。TAC は公聴会等で得たコメントを加味  
し、EIS 審査報告書を MICOA に提出する。この段階で TAC が必要と認めれば、事業者に対  
し、追加的な情報を求めることができる。TAC による審査報告書は、MICOA による環境ラ  
イセンスの付与の判断材料になる。



(6) 所要日数

EIAに係る作業フローと所要日数（環境影響評価実施規則 Decree No. 45/2004 から）を図 5.5-1 に示す。

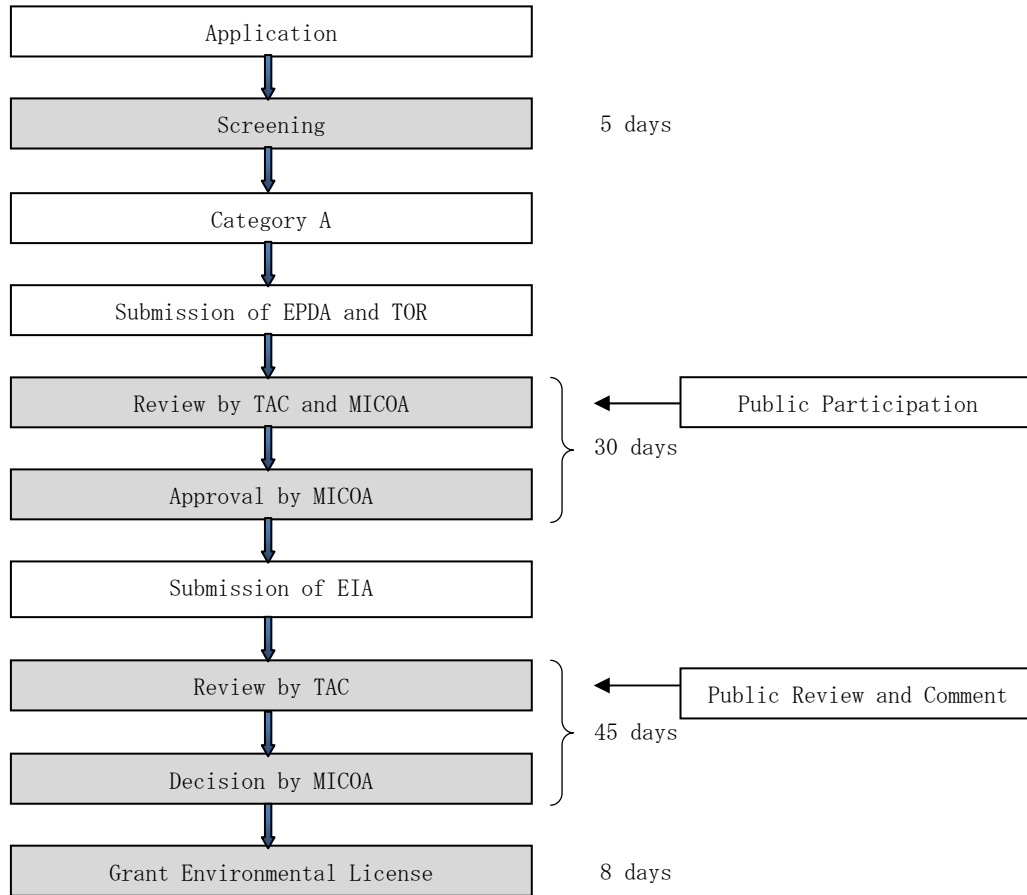


図5.5-1 EIAに係る作業フローと所要日数

図中の日数は、規定上の処理日数であって、単純合計すると **88日**になる。しかし、現実的には、必ずしも規定日数以内で審査・承認が完了しないことが多い。過去の実績から、一般的に EIA 全体のプロセスを完了するために約 10 ヶ月間を要すると考えられる。

現実的な所要日数は、表 5.5-2 のとおりであると考えられる。

表5.5-2 環境許認可取得までの現実的な所要期間

項目	予測期間（月）	主管官庁／主体
Screening	0.5	MICOA
Selection of EIA consultant	2.0	事業者
Preparation/Submission of EPDA & TOR	1.0	事業者・環境コンサルタント
Review approval of EPDA & TOR	1.5	MICOA
Preparation/Submission of EIA	3.0	事業者・環境コンサルタント
Review / approval of EIA	2.0	MICOA
<b>Total</b>	<b>10.0</b>	-

## 第6章 エネルギー資源（天然ガス、石炭）開発計画の概況

### 6.1 エネルギー事情

#### 6.1.1 概要

「モ」国は豊富な資源と肥沃な土地を有する。天然ガスや大規模な発電が可能な水資源のほか、鉱物では石炭、金、重砂、黒鉛やボーキサイトの埋蔵が確認されている。政府は積極的に外国投資を誘致しており、アルミ精錬、天然ガス開発、石炭開発などで大型の案件がみられる。

#### 6.1.2 鉱業

「モ」国では、活発に資源開発が進められており、今後も高い成長が見込まれている。天然ガスでは世界最大級の埋蔵量が確認され、石炭では鉄鋼生産に使用する高品質の原料炭の新規開発が進められている。世界的にも原料炭の新規開発が見込まれる地域はモンゴルとモザンビークに限られており、注目を集めている。石油・天然ガスおよび石炭の開発状況については後述する。そのほか金、重砂、黒鉛やボーキサイトの埋蔵が確認されている。

#### 6.1.3 大型プロジェクト

「モ」国の未開拓の天然資源は、多くの海外投資を呼び込んでいる。ここでは、既に事業化された案件および今後事業化される見込みの案件を紹介する。

##### (1) Mozal（モザール）アルミ製錬所

内戦終結後間もない1997年12月に、閣議で承認されたモザンビーク最大規模のプロジェクトである。Maputo（マプト）州 Matola（マトラ）市 Beluluane（ベルルアーネ）に位置する。モザールは工業特区のステータスが付与され、建設中および生産開始後も、税制優遇措置などを受けている。株主構成はBHP ビリトン（47%）、三菱商事（25%）、南アフリカ産業開発公社 IDC（24%）および「モ」政府（4%）となっている。アルミニウムの年間生産量は56万トンで、モザンビーク輸出総額（2010年：23億3,300万ドル）の約半分を占める。このため、アルミニウムの国際価格の変動が、「モ」の貿易収支に与えるインパクトは大きい。

製錬所建設に際して、インフラ整備が必要だったことからモザールに隣接してベルルアーネ工業団地が設立され、工業供給基地として水道、電気などのインフラ投資が行われた。マトラ市には港湾が整備され、マプトとヨハネスブルクを結ぶ440キロの高速道路（N4）が2000年に開通した。

##### (2) 石油・天然ガス田探査

石油では、ロブマ堆積盆地5件、モザンビーク堆積盆地6件の合計11件の探査免許が発行されている。オペレーターはノルウェーのDNO インターナショナル、イタリア炭素水

素公社 (ENI)、マレーシアのペトロナス、加ウエントワース・リソーシズ、米アナダルコ、南アフリカの Sasol (サソル)、ペトロ SA など。

天然ガスもロブマ堆積盆地とモザンビーク堆積盆地で開発が進められている。イニャンバネ州の Pande (パンデ)・Temane (テマネ) ガス田は、サソルとモザンビークの炭化水素公社 (ENH) が出資し、2001 年にパイプラインが敷設され 2004 年から操業が開始された。ガス田からサソルの化学プラントがある南アフリカのセクンダまでの全長 865 キロにガスパイプラインを敷設し、天然ガスを輸出している。現在は生産量全体の 95%にあたる年間 1 億 4,700 万ギガジュールを南アフリカに輸出している。なお、同事業向けの電縫管製造ラインは、川崎製鉄、伊藤忠丸紅鉄鋼、南アフリカのホールロングモアー、仏ユーロパイプが受注した。

サソルはモザンビーク電力公社 (EDM) との合弁で、2013 年までに国境付近の Ressano Garcia (レサノ・ガルシア) に 140 メガワット規模の天然ガス発電所を建設する計画を立てている。また、パンデ・テマネガス田に 30%の株式を有する炭化水素公社 (ENH) は、同ガス田よりイニャンバネ州ゴブロ、イニャソロ、ビランクーロ郡まで家庭消費用にパイプラインを新設し、また、マトウトウイネおよびマプト市の消費用にもパイプラインの敷設が計画されている。

ロブマにおいては、三井物産が 20%の権益を有するロブマ・オフショア・エリア 1 鉱区に、米アナダルコ (出資比率 36.5%)、ENH (15%)、インド国営石油会社 BPRL (10%)、インドのビデオコン・インダストリーズ (10%)、英コーヴ・エネルギー (8.5%) が出資する。これまで世界最大規模の埋蔵量 (15 兆~30 兆立方フィート超) が確認されている。ロブマ・オフショア・エリア 4 鉱区で権益を有するイタリアの ENI は、ENH、ポルトガルのガルプ、韓国ガス公社 KOGAS とともに探査を進めており、これまでに 15 兆立方フィート超の埋蔵量が確認されている。

### (3) 石炭開発

6.3.1 項を参照。

## 6.2 天然ガス開発計画

### 6.2.1 天然ガス概況

「モ」国のガス田は現在北部ガボ・デルガド州の Rovuma Basin と、南部イニャンバネ州の Mozambique Basin の 2 箇所がある。その位置を図 6.2-1 に示す。

Mozambique Basin では 1961 年にパンデ地区でガスが発見され、1962 年に Buzi 地区、1967 年にテマネ地区で引き続きガスが発見された。その後「モ」国内でガス需要が無かったことや「モ」国の政情不安定などのために 1970 年代から開発が低迷していたが、2003 年に Inhassoro 地区でガスが発見され、1990 年代から石油法 (Petroleum Law 3/81) の制定、モザンビーク炭化水素公社 (ENH) の設立により開発が促進されてきた。1990 年代半ばからは国際的な石油開発会社との PSA、EPC 契約 (1997 年 Arco、1998 年 BP、2000 以降サソル、Petronas、Hydro、

DNO) が結ばれ、サソルによる南アまでのガスパイプラインの建設を含め、開発が進められてきた。

Rovuma Basin では 2005 年から開発認可の入札が行われ、世界的な開発会社 Anadarko (米)、ENI (伊)、Petronas (マレーシア)、Artumas (加) と開発および認可の契約が結ばれ開発が進められている。

Mozambique Basin のパンデ/テマネ地区では Sasol Petroleum Temane と ENH との PPA の下に開発と生産が行われており、2004 年にテマネ地区で最初の商用生産が開始され、2009 年にはパンデ地区での生産が開始された。

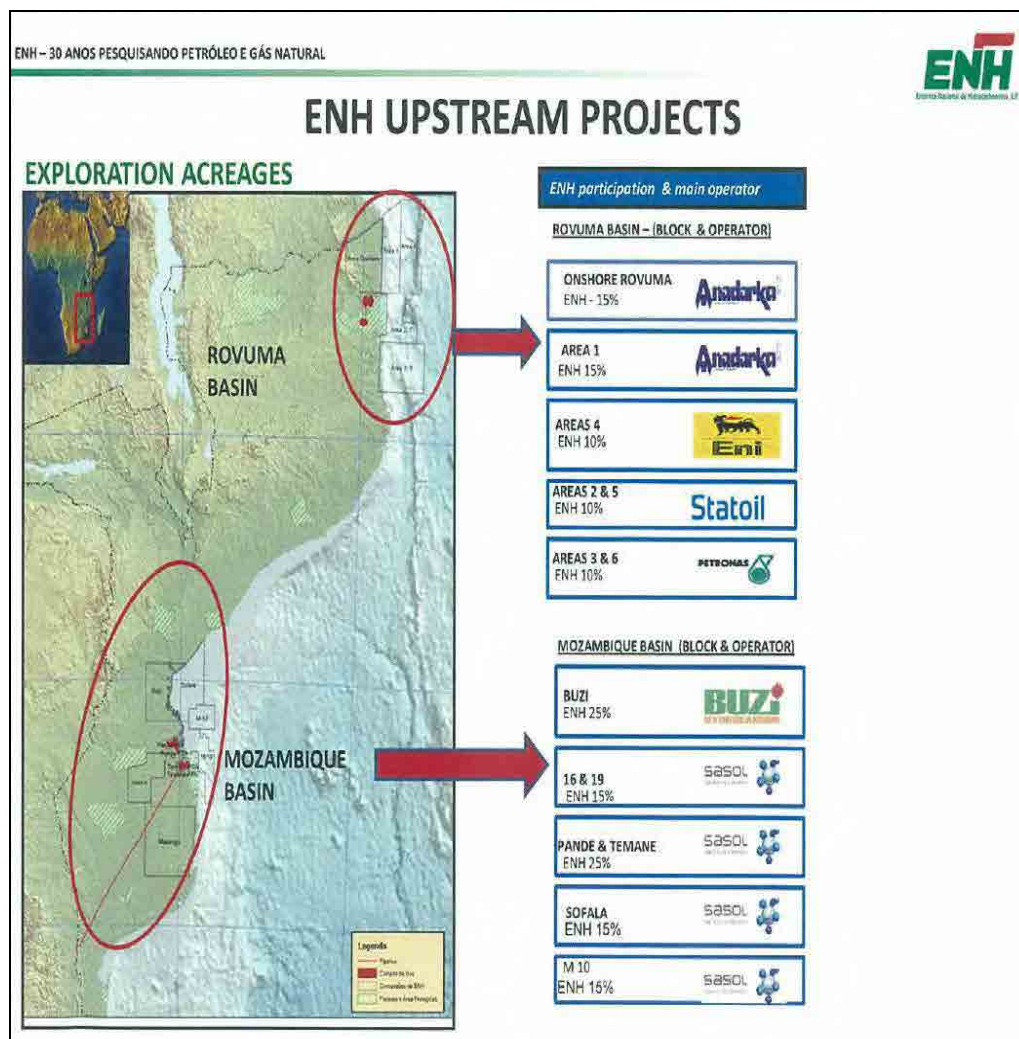


図6.2-1 「モ」国のガス田

Rovuma Basin と、Mozambique Basin の開発・生産地区および開発・生産者を表 6.2-1 に示す。

表6.2-1 Rovuma Basin と Mozambique Basin の開発・生産地区

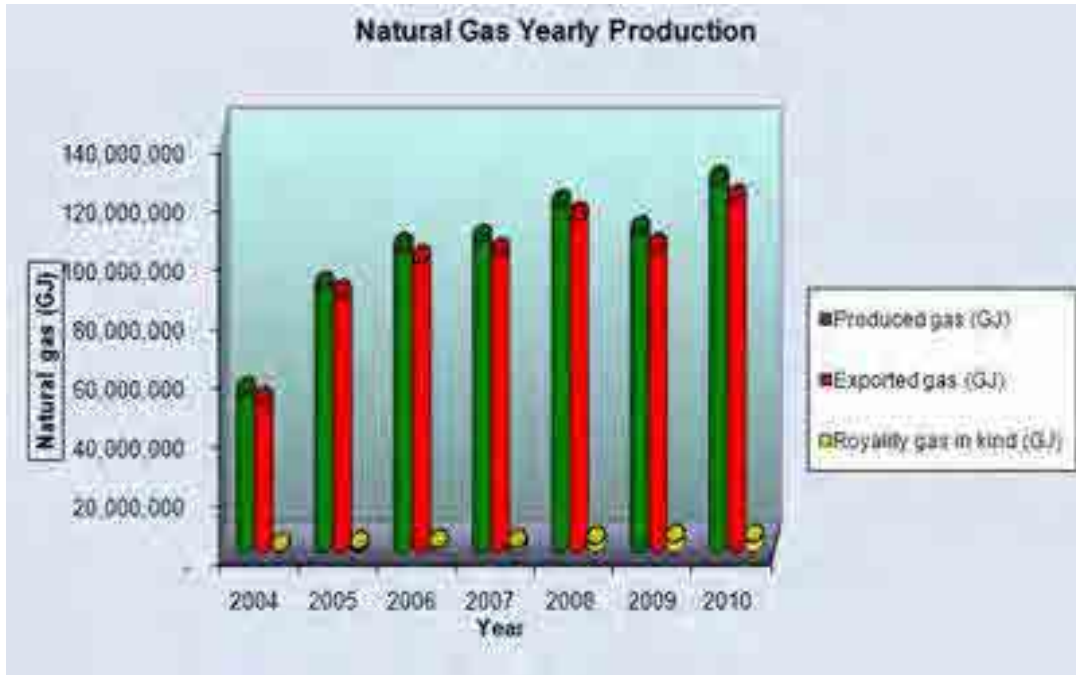
Rovuma Basin	
Block	Partners
Onshore Rovuma	Anadarko (35.7%), Wentworth (15.3%), Maurel & Prom (24%), ENH (15%), Cove Energy (10%)
Area 1	Anadarko (36.5%), Mitsui (20%) ENH(15%), Bharat Petroleum Corporation (10%), Videocon Energy Resources (10%), Cove Energy (8.5%)
Area 4	Eni (70%), ENH (10%), Galp (10%), Kogas (10%)
Area 2 & 5	Statoil (90%), ENH (10%)
Area 3 & 6	Petronas (90%), ENH (10%)
Mozambique Basin	
Block	Partners
Pande – Temane	Sasol (70%) ENH (25%), IFC (5%)
16 & 19	Sasol (50%), Petronas (35%), ENH (15%)
Sofala	Sasol (85%), ENH (15%)
M10	Sasol (42.5%), Petronas (42.5%), ENH (15%)
Buzi	Buzi Hydrocarbons (75%), ENH (25%)
Area A	Sasol (90%), ENH (10%)

(出典：ENH)

「モ」国の天然ガス埋蔵量は Mozambique Basin で 4.8～8.8TCF、Rovuma Basin で 52.5～110 TCF とのデータがある。可採埋蔵量は各種データがあるが、5.504～約 10 TCF で、7%が発見済みである。Mozambique Basin の各地区の可採埋蔵量はパンデ地区 2.321～2.7 TCF、テマネ地区 0.618～1.0 TCF、Buzi 地区 14 BCF である。

「モ」国の現在の生産量は Mozambique Basin のパンデ/テマネ地区からのもので、約 130 MGJ/年である。生産したガスは 865 km のパイプラインを通して 95%以上が南アに送られサソル社の工場で消費されている。「モ」国内では約 3 MGJ/年が消費されている。(ガス田近くの Vilankulo/Inhassoro 地域で 0.3 MGJ/年 (80%が EDM 発電用)、マトラ付近で 3 MGJ/年 (モザール他))

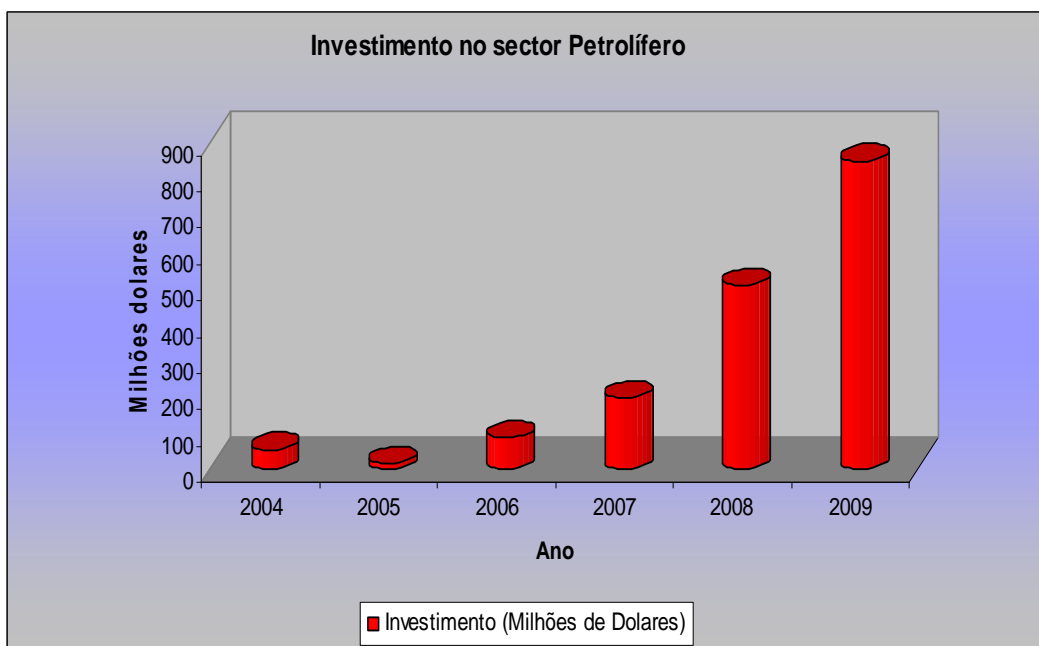
図 6.2-2 に「モ」国のガス生産量の推移を、図 6.2-3 に石油天然ガスセクターへの投資の推移を示す。



(出典：INP)

図6.2-2 モザンビークのガス生産量の推移

## PETROLEUM ACTIVITIES INVESTMENTS ON EXPLORATION AND DEVELOPMENT

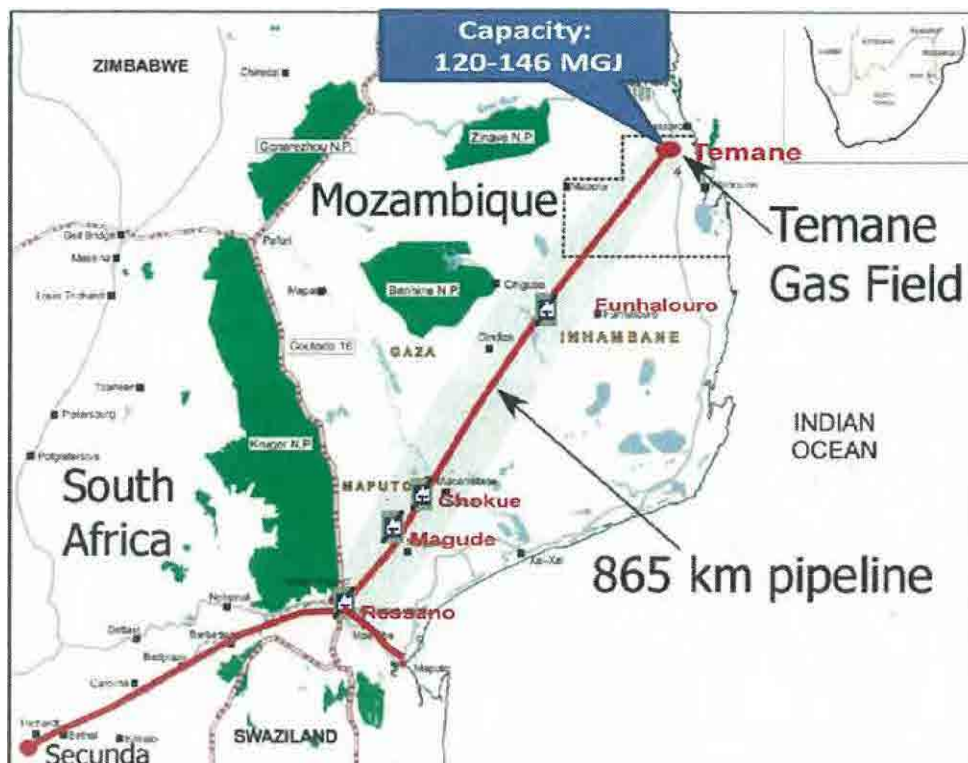


(出典：MMR)

図6.2-3 石油天然ガスセクターへの投資の推移

## 6.2.2 南部ガス供給

- ① 2004年に、「モ」国のパンデ及びテマネガス田から南アフリカの Secunda に至るガスパイプライン (ROMPCO パイプライン；「モ」国政府 (ENH) ならびに南ア政府 (iGas) がパイプラインの権益を 50%、南アのサソル社 が 50%を保有) が完成し供用を開始した。パイプラインは総延長 865 km、口径 660 mm で、現在の通ガス容量は約 150MGJ/年であるがコンプレッサステーションを増設することにより 240 MGJ/年にすることが可能である。2011 年度 (2010 年 7 月から 2011 年 6 月) のパンデ及びテマネガス田からの生産量は約 130 MGJ/年であったが、2012 年 1 月の MMR の発表では、本年度の生産量は 149 MGJ/年に達するとの見通しを述べている。パンデ及びテマネガス田から Secunda までのパイプラインには「モ」国内に 5 箇所のテイクオフポイント (take-off point 又は tap-off point) が設けられているが、2011 年時点で稼働しているのはマプト州のレサノ・ガルシアテイクオフポイントだけであり、Chokwa テイクオフポイントの詳細利用計画が進められている段階である。2006 年には、南アとの国境近くのレサノ・ガルシアにあるテイクオフポイントからマトラ市に至るパイプラインが完成し、現在供用されている。このパイプラインは、ENH と民間資本による合弁会社として設立された Matola Gas Company (MGC 社) により運営されている。現在のマトラ市のガス需要はモザールアルミ精錬工場、Cimentos de Moçambique (セメント工場) などで、3 MGJ/年 程度であるが、今後マプト市近郊の工業団地での油からガスへの切り替え需要など (Vidreira 社 (ガラス工業)、CDM 社 (飲料メーカー)) の堅調な伸び、家庭用のガス需要、発電用需要などの増加が予想されている。



(出典：ENH)

図6.2-4 テマネ - Secunda ガスパイプラインのルート

- ② パンデ・テマネガス田の拡張工事はすでに完了しており（ROMPCO パイプラインの通ガス容量が 156MGJ/年から 183MGJ/年に増加）、2012 年 6 月から新設の機器・プラントの操業を開始する予定であり、2014 年に生産量が 183MGJ/年に達する見込みである。

ROMPCO パイプラインのスペック上の最大通ガス容量は 240MGJ/年であり、上記の拡張工事後の完成後も 57MGJ/年の容量マージンがあることになるが、ENH によると、現時点では更なる拡張計画は存在しない。

Gas Sales Agreement one (GSA 1)

- 1) 120 MGJ/年（南ア向け）

Gas Sales Agreement two (GSA 2)

- 2) 27 MGJ/年（南ア向け）  
3) 27 MGJ/年（国内発電用(IPP) 及び民生・工業用・天然ガス自動車用）

「モ」国政府に支払われる royalty

- 4) 約 9 MGJ/年（ $=120 \times 5\% + (27+27) \times 6\%$ ）

合計：183 MGJ/年

「モ」国政府は、2014 年以降は約 9 MGJ/年を royalty としてもらい受ける権利を有するが、現在の現物受取量（国内のガス消費量）は 3～4MGJ/年である（残りは現金で受領）。

「モ」国政府は、2009 年に発表した National Strategy for the Development of the Natural Gas Market in Mozambique (Resolution no. 64/2009) の中で、「モ」国の経済発展に寄与し、且つ純粋な商業ベースでは採算性の確保が難しい事業に優先的に royalty gas を割り当てることを表明している。

上記 3) の国内発電用ガスの内訳は、EDM 向け発電用（CTM）及び民生・工業用；6MGJ/年、IPP 向け発電用；11 MGJ/年（Ressano Garcia by GigaWatt）及び 10 MGJ/年（Ressano Garcia by Sasol New Energy and EDM）、とされている。現在、ENH と EDM の間で上記の 6MGJ/年の供給契約の交渉が行われている。

- ③ レサノ・ガルシアの減圧ステーション（Pressure Reducing Station: PRS 1）で分岐・減圧（100bar→40bar）されたガスは、マトラ市にある減圧ステーション（Pressure Reducing Station: PRS 2）まで輸送され、そこで 10bar まで減圧された後、マトラ市内の需要家に供給されている。図 6. 2-5 に既存のパイプラインのルートを示す。





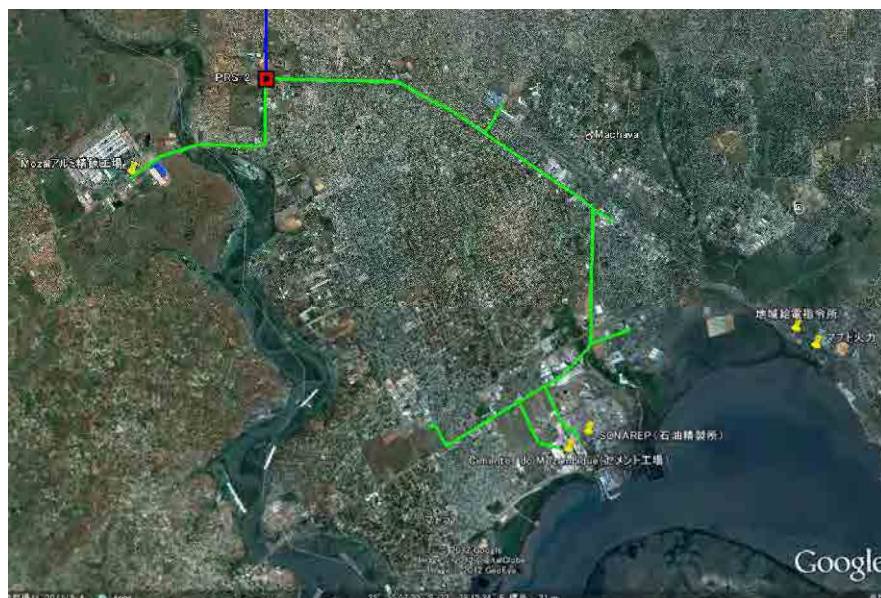
(出典：ENH)

図6.2-5 MGC のガスパイプラインのルート

レサノ・ガルシアから PRS-2 までのパイプラインの基本スペックは以下に示すとおりである。

- 1) 管径：8" (200mm)
- 2) 延長：約 68km
- 3) 通ガス能力：40,000m<sup>3</sup>/h at 25 degree C, 1 atm (現在は 12,000m<sup>3</sup>/h で運用)
- 4) 許容ガス圧：70 bar (現在は 40bar で運用)

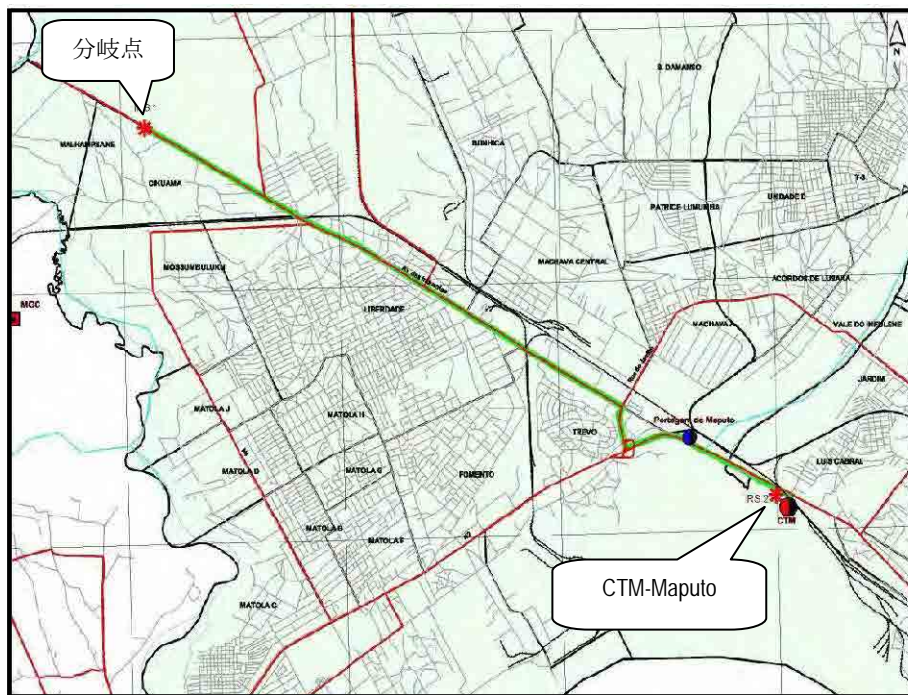
現状マトラ市の PRS-2 から需要家向けに 22 km の配管網で 10 bar のガスを供給しており、その大部分 (92%) はモザールアルミ製錬工場、Cimentos de Moçambique (セメント工場) で消費されている。図 6.2-6 に既存のマトラ市内のガス配管網を示す。



(出典：ENH 資料を基に JICA 調査団作成)

図6.2-6 既存のマトラ市内のガス配管網 (緑色のライン)

マトラ地区の天然ガスパイプライン建設事業は、モザンビーク炭化水素公社（ENH）と韓国 KOGAS 社との共同事業として実施することが決定済みであり、遅くとも 2013 年 11 月には完工予定である。この事業には、CTM（マプト）発電所へのパイプライン敷設が含まれていることが EDM から確認されたため、新規発電所向けの燃料パイプラインの敷設を考慮する必要はない。新設のパイプラインの設置に伴うガスの需要増に対応するため、上流側の MGC のパイプラインのガス圧を 40bar から 70bar に上げる予定である。新設のパイプラインのルート（既存の PRS-2 の上流約 1.8km の分岐ポイントから CTM（マプト）発電所まで）を図 6.2-7 に、CTM（マプト）発電所付近のガス配管ルート及び発電所内の減圧ステーションの概略図を図 6.2-8 に示す。



(出典：ENH)

図6.2-7 新設のパイプライン（ENH/KOGAS）のルート（緑色のライン）

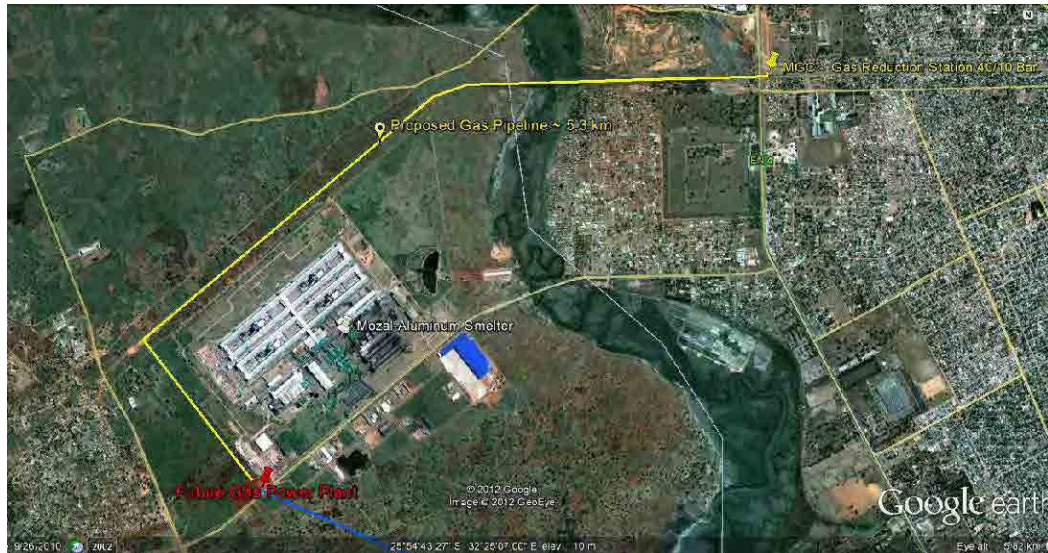




(出典：ENH)

図6.2-8 CTM (マップト) 発電所付近のパイプラインルート (緑色のライン) 及び発電所内の減圧ステーション位置図

- ④ PRS-2 において 10bar に減圧された天然ガスは、 $\phi 200\text{mm}$  (8") のパイプラインでベルルアーネ工業団地にも供給されており、モザールアルミ製錬所の正面ゲートの脇に Metering station が設置されている。Metering station からベルルアーネ火力発電所の候補地までは約 1km 程度と比較的近いものの、ガスタービンの入口圧力として 10bar は低すぎ、また既存の工業団地内の需要家への供給圧力を上げることは困難であると予想されることから、既存のパイプラインを使ってベルルアーネ発電所にガスを供給するのは困難と考えられる。現に、EDM から入手したガスパイプラインのルート図 (図 6.2-9) でも新設のパイプライン (延長 3.5km) を前提としている。新設のパイプラインは既存の PRS-2 の直上で分岐 (ホットタップ) して発電所まで 40bar で持ってくることになると思われる。この PRS-2 からベルルアーネ発電所の候補地までのパイプラインは幹線道路 (EN4) とマトラ川を横断する必要がある。既存のベルルアーネ工業団地に向かうパイプラインは、EN4 (南北) ～アクセス道路 (東西) 沿いに敷設されており、河川横断部では河床に直に埋設されている (図 6.2-6 を参照)。マトラ川は年間を通じて流量はごく僅かであり、河床変動による局所洗掘の恐れがないことから直埋方式を採用したものと推察される。
- ⑤ 道路および鉄道をガス配管の横断に利用することは安全上の理由により許可が下り難いと考えられることから、新設のガス配管も河床への直埋方式が現実的と考えられる。



(出典：EDM)

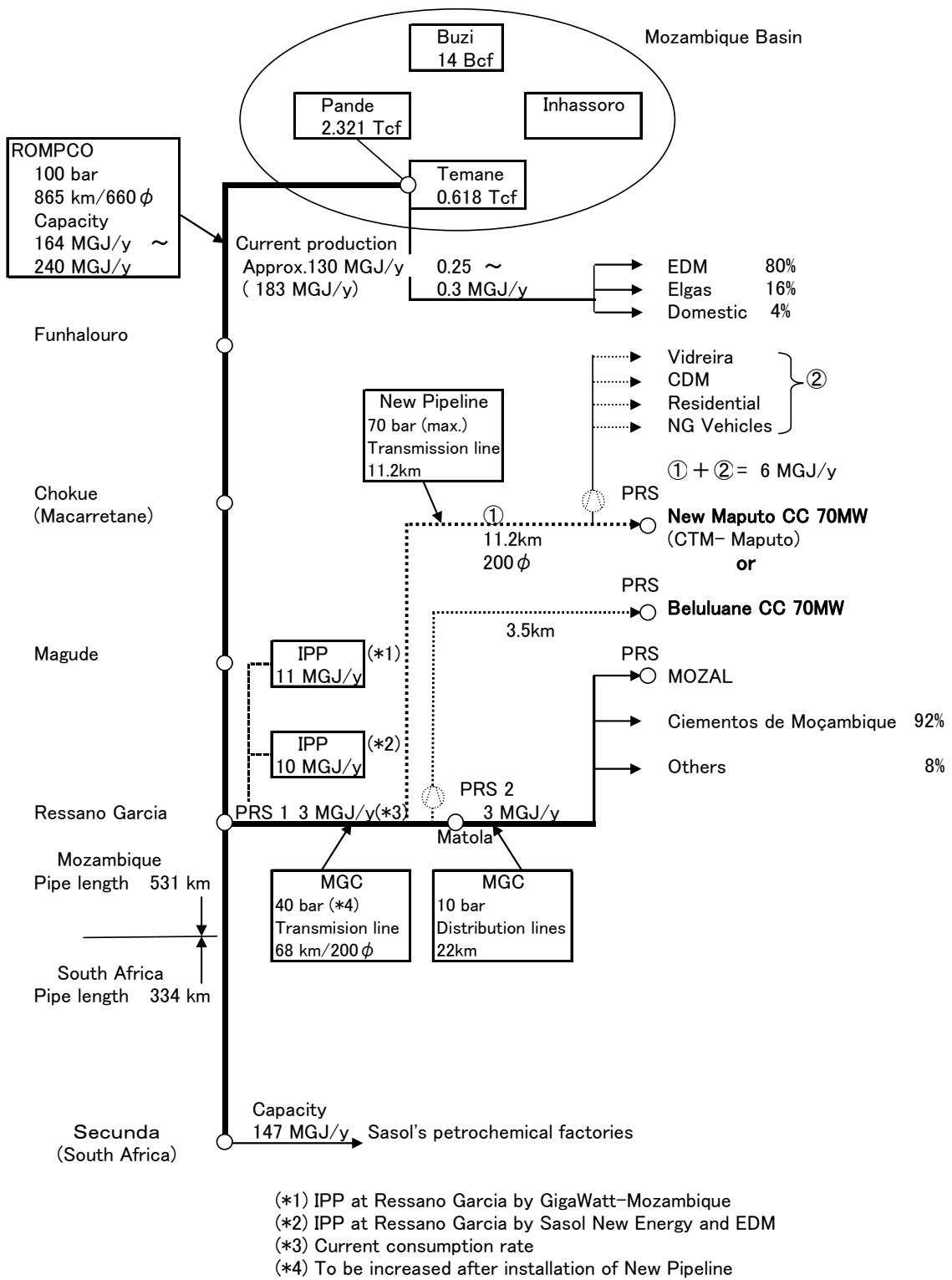
図6.2-9 ベルルアーネ火力発電所へのガスの供給ルート（案）

⑥ 南部ガス火力発電所用ガス供給量

前述の新設のパイプラインのガス（6 MGJ/年）は、EDM 向け発電用ならびにマプト市内の一般需要家向けに供給される予定である。EDM は、本プロジェクトの天然ガス供給量として、現状 CTM（マプト）発電所内のガスタービン（&コンバインド化）向けとして予定しているガス供給量 2.8MGJ/y に、当初ベルルアーネ向けとして計画されていたガス供給量 3.2MGJ/y を加えた 6.0MGJ/y を確保する。3.2MGJ/年のガスはベースロードのコンバインドサイクル発電所として 70 MW 程度の出力が見込まれ、当初 EDM にて計画していた出力 50 MW を上回るものとなる。

南部地域へのガス供給の概略系統を以下の図 6.2-10 に示す。

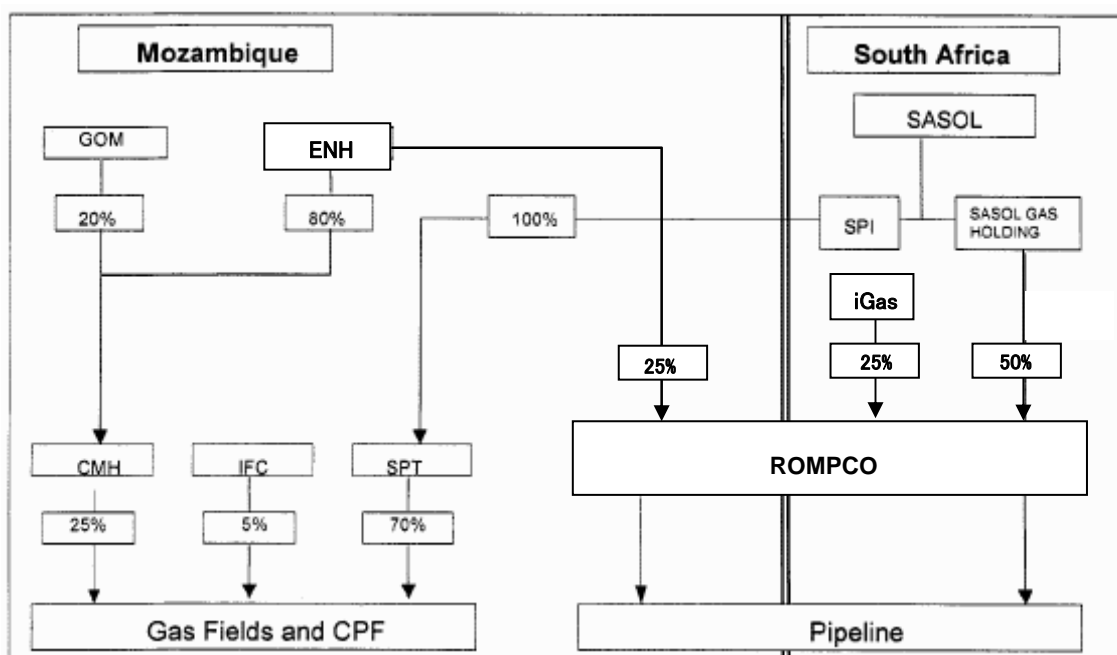
破線は将来の配管系統を示す。（ ）内は将来のガス量を示す。



(出典：ENH から聴取した情報を基に調査団作成)

図6. 2-10 南部地域へのガス供給の概略系統

パンデ・テマネガス田の生産・運用体制を図 6. 2-11 に示す。



(出典：World Bank 資料を調査団が一部改訂)

図6.2-11 パンデ・テマネガス田の生産・運用体制

### 6.2.3 ガス性状

「モ」国産の天然ガス性状は表 4.3-7 を参照。

### 6.2.4 ガス価格

INP はレサノ・ガルシアにあるテイクオフポイントでのガス価格レベルを以下のように提示している。(2009年4月)

- 1) エネルギー価格 (natural gas wellhead value) : 0.67 US\$/GJ (天然ガスの市況により変化)
- 2) 天然ガスの採取と processing (CPF price) : 0.70 US\$/GJ
- 3) テマネから Rassono Garcia までの輸送費 (transmission tariff) : 1.00 US\$/GJ

以上、合計 2.37 US\$/GJ (wholesale price) <sup>9</sup>

MGC から実際の最終消費者に課されるガス価格の詳細は現時点では不明であるが、南アのガスの小売価格と同じ水準にあるとすれば、4~5 US\$/GJ の範囲と考えられる<sup>10</sup>。

なお、EDM は、ENH が CTM に供給するときのガス価格が概略 4~5 US\$/GJ の範囲になるとの見解を示している。

<sup>9</sup> この卸売価格に、ガス託送料 (transmission tariff) と Distributor (「モ」国の場合は MGC 社など) の margin が付加されるため、一般需要家 (EDM を含む) はこの価格ではガスを購入できない。

<sup>10</sup> Methodology to Approve Maximum Prices of Piped-Gas in South Africa, October 2011 (NERSA)。



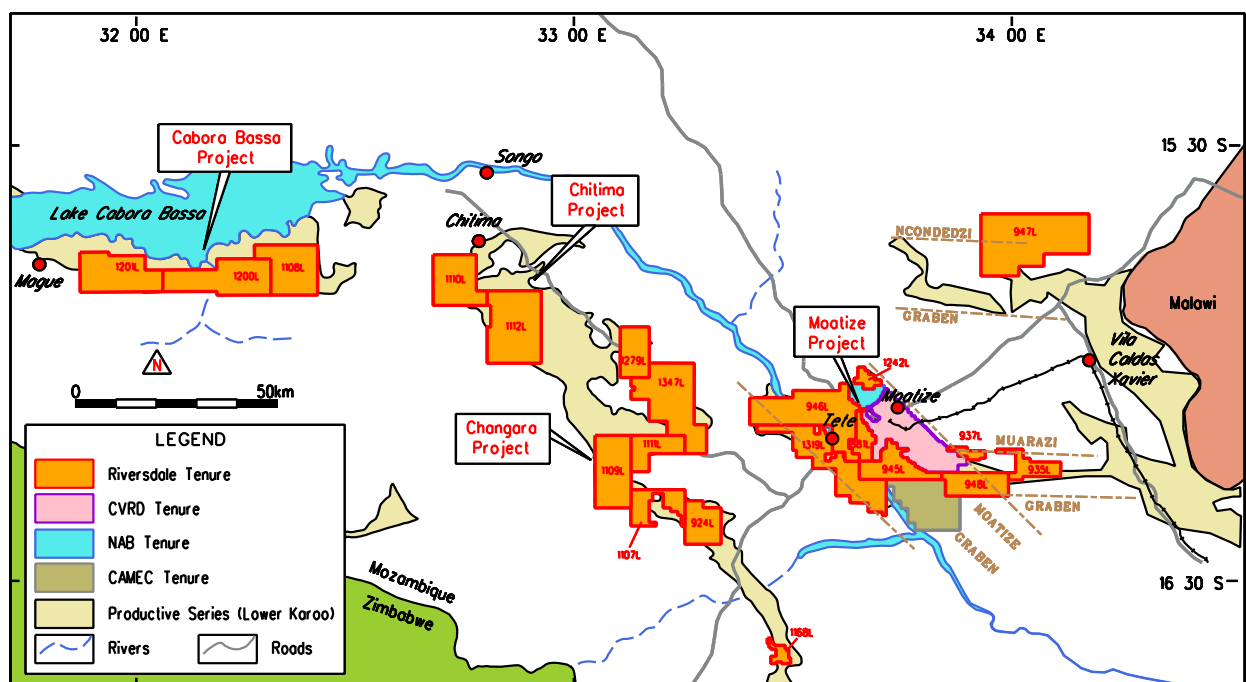
南部ガス火力発電プロジェクトのサイトとしてCTM (マプト) が選定された場合、EDMは新会社 (ENH/KOGAS) からガスを購入することになるが、ENHによると、EDMは事業採算性の観点からガスの販売価格として4.7USD/GJ程度を希望しているとのことである。

### 6.3 石炭開発計画

#### 6.3.1 石炭開発概況

石炭は主にテテ州の4炭鉱 (Moatize (モアティーゼ)、Benga (ベンガ)、Zambezi (ザンベジ)、Revuboe (レブボー)) で開発が進められている。モアティーゼ炭鉱は世界2位の規模の露天掘り炭鉱とされ、ブラジルのVALEが2011年7月から生産を開始した。2014年までに年間生産量1,100万トンまで拡大し、さらに追加投資により年間生産量を2,200万トンまで増加させることを計画している。ベンガ炭鉱では豪リバースデールが参入し、インドのタタ・スチールと共同出資して開発していたが、2011年8月にRio Tinto (リオ・ティント) がリバースデールの株式を買収した。年間生産量は原料炭が2,000万トン、精炭が1,200万トンの計画で、2012年中には出荷を開始する。ザンベジ炭鉱でもリオ・ティントが60%を出資し、中国の武漢鋼鉄集団および中国交通建設股份 (合計出資比率40%) と共同で探鉱を進めている。レブボー炭鉱では豪タルボット・グループ (58.9%)、新日鉄 (23.3%)、日鐵商事 (10%)、韓国のポスコ (7.8%) が2004年から共同出資で探鉱を開始している。一方、2012年7月の報道によれば、Anglo American社がタルボット・グループから株を全量買い取り筆頭株主になったとのことである。同炭鉱の石炭埋蔵量は約14億トンで、年間に原料炭600~900万トンを生産し、2014~15年頃に出荷開始が予定されている。

下図に「モ」国の主要産炭地であるテテ州の石炭開発地区を示す。



(出典：MMR OIL, GAS AND MINING INVESTMENT POLICY AND BUSINESS OPPORTUNITIES IN MOZAMBIQUE)

図6.3-1 テテ州の石炭開発地区

### 6.3.2 石炭資源量

「モ」国における実質的な石炭の生産は、2004年にモアティーゼ炭鉱の採掘権の許可によって開始された。これは Carbomoc EE によって実施された。

表 6.3-1 に「モ」国の石炭資源量を示す。

表6.3-1 「モ」国の石炭資源量

(単位：百万トン)

会 社	確定/推定石炭量	予想石炭量	小 計
Vale	1,870	416	2,286
リオ・ティント			
- ベンガ	1,072	2,960	4,032
- Zambeze	2,365	6,680	9,045
- 小 計	3,437	9,640	13,077
ENRC	672	362	1,034
Eta-Star	-	30	30
Essar	-	31.8	31.8
JSPL (ジンドンタル・スティーラ・アント・ハワー)	898	754	1,652
Ncondezi	644	1,164	1,808
レブポー	-	-	798
合 計	10,958	22,037.8	33,793.8

(出典：2011年9月6日 日本クリーン・コール・シンポジウム「モザンビークの石炭資源開発の可能性」  
パワーポイント資料)

今後 3～6 年間のうちに、いくつかの新しい炭鉱プロジェクト（レブポー、Ncondezi、ENRC、Changara、ザンベジ）の開発フェーズが開始される予定である。

石炭の輸出能力は、2011年のプロジェクトの開始時で、約 500 万トンに達する見込みである。

### 6.3.3 石炭生産量

表 6.3-2 に「モ」国の主要石炭事業者の石炭生産量を示す。

表6.3-2 「モ」国の石炭生産量

(単位：万トン)

会 社	2011	2012	2015/17	>2025
Vale	120	530	1,100	1,200
リオ・ティント	75	200	2,700	3,950
Ncondezi	-	-	200	1,000
JSPL	30	75	700	2,200
レブポー	-	-	340	700
合 計	225	805	5,040	9,050

(出典：2011年9月6日 日本クリーン・コール・シンポジウム「モザンビークの石炭資源開発の可能性」  
パワーポイント資料)



#### 6.3.4 石炭開発状況

「モ」国の代表的な2つのプロジェクトについて以下に紹介する。

##### (1) モアティーゼ炭鉱の概要

ブラジルを拠点とするVALEがモザンビーク北部テテ州のモアティーゼ地区の石炭採掘権を有し、2010年から炭鉱の開発を開始した。モアティーゼ炭鉱は、モザンビーク北部テテ州のザンベジ川沿いに広がる州都テテから17kmに位置し、その広さは23,780haに及ぶ。同炭鉱はモアティーゼ発電所と同一の場所に位置する。モアティーゼ炭鉱の概要は表6.3-3に示す通りである。また、図6.3-2と図6.3-3に同炭鉱の全景と採炭状況を示す。

表6.3-3 モアティーゼ炭鉱の概要

埋蔵量	954百万トン（エアドライブース）（954 million tons (adb)）
資本金	1,882百万米ドル
権益期間	35 years
年間石炭生産量	年間1,100万トン
生産量	原料炭：年間850万トン 発電用石炭：年間250万トン
採炭方法	露天掘り
輸送方法	Sena railway, Beira Port and Transshipment

(出典：VALE Moatize Coal Mine 3rd Mozambique Mining and Energy Conference & Exhibition)



(出典：VALE Moatize Coal Mine 3rd Mozambique Mining and Energy Conference & Exhibition)

図6.3-2 上空から見たモアティーゼ炭鉱



(出典：VALE Moatize Coal Mine 3rd Mozambique Mining and Energy Conference & Exhibition)

図6.3-3 モアティーゼ炭鉱の採炭状況

## (2) ベンガプロジェクト

Riversdale 社は、テテ州ベンガ地区で石炭採掘を行っており、以下にその概要を示す。

- 採炭開始：2011 年
- 年間採炭量：2,000 万トン/年
- 炭種：原料炭及び一般炭
- 発電プロジェクト：250MW (Phase 1)
- 採掘投資額：8 億 5,000 万ドル

## 第7章 結論・提言

### 7.1 結論

- (1) 本調査は、「モ」国電力セクター協力を戦略的に実施するために必要な基礎的な情報収集・分析を行うことを目的とするものであり、その結果はここにファイナルレポートとしてとりまとめられ、所期の目的は果たせたと考えられる。
- (2) これまでに収集したデータ・情報は「収集資料リスト」（添付資料5参照）として、今後、関係者が容易に参照できるような様式と電子データで整理した。
- (3) 本調査の対象地域は「モ」国全土であり、当初計画したすべての現地踏査対象地と調査対象優先プロジェクトのサイトを踏査し、その結果は成果品に収録した。将来、優先プロジェクトを形成・実施する際に資するように整理してある。
- (4) EDM の優先度が高く、かつ我が国が支援する意義が十分にあって支援効果も大きいと考えられるプロジェクトは以下の2件である。
  - ✓ 南部ガス火力発電所建設事業（EDM呼称：50 MW Power Plant at Beluluane）
  - ✓ Nacala（ナカラ）送電網プロジェクト：Nacala Transmission Network Project（EDM呼称：Reconfiguration of Nampula – Monapo – Nacala and Nampula – Metoro – Pemba at Namialo and Build New 40 MVA, 110/33kV at Namialo）
- (5) 他のプロジェクト（特に、Caia – Nampula – Nacala 220kV Transmission Line Project）については、今後の進展・状況次第では優先度が高くなる可能性もあるため、引き続きEDMから情報収集を行う必要がある。
- (6) 必要性和緊急性の観点から特に優先度の高いプロジェクトである上記の「50 MW Power Plant at Beluluane」について詳細調査が必要であり、今後、JICAにおいて「南部ガス火力発電所整備事業準備調査」として具体的な検討を進めることになった。

### 7.2 提言

- (1) 南部ガス火力発電所建設プロジェクトについて、円借款事業としての必要性や妥当性、発現効果等を詳細に調査するため、協力準備調査の枠組みで早期に詳細調査（F/S）を実施することが望ましい。
- (2) 他国支援による電力マスタープラン（M/P）のアップデートプロジェクトの結果は、今後の我が国の「モ」国に対する電力セクター支援を検討する際の重要な参照資料となることが予想されるため、引き続き情報収集する必要がある。
- (3) 我が国の「モ」国電力セクター支援を進めその効果を最大化するためには、他ドナーとの連携を図っていく必要がある。

## 添付資料

1. 第1回現地調査日程表
2. 第2回現地調査日程表
3. 第3回現地調査日程表
4. 面談者リスト
5. 収集資料リスト

## 添付資料

1. 第1回現地調査日程表
2. 第2回現地調査日程表
3. 第3回現地調査日程表
4. 面談者リスト
5. 収集資料リスト

## 第 1 回現地調査日程表

No.	Date	Activities	K a	K i	O k	N i	M i	M a	S a
1	Feb. 26	Su <u>Ka/Ni/Mi/Ma:</u> 16:20 Leave Narita (by CX521) 20:35 Arrive at Hong Kong 23:45 Leave Hong Kong (by CX749) <u>Ki:</u> 11:10 Leave Narita (by SQ637) 17:45 Arrive at Singapore	x			x	x	x	
2	Feb. 27	Mo <u>Ka/Ni/Mi/Ma:</u> 06:35 Arrive at Johannesburg <u>Ki:</u> 02:35 Leave Singapore (by SQ478) 07:10 Arrive at Johannesburg <u>All:</u> 09:40 Leave Johannesburg (by SA142) 10:45 Arrive at Maputo 14:00 JICA (Mr. Nasu)	x			x	x	x	
3	Feb. 28	Tu 09:00 EDM 14:00 Embassy of Norway	x	x		x	x	x	x
4	Feb. 29	We 10:00 ENH 14:00 ME	x	x		x	x	x	x
5	Mar. 1	Th 14:00 GAZEDA	x	x		x	x	x	x
6	Mar. 2	Fr 09:00 EDM & site survey at Beluluane 14:40 EOJ	x	x		x	x	x	x
7	Mar. 3	Sa (reports)							
8	Mar. 4	Su (off)							
9	Mar. 5	Mo 08:30 EDM 09:00 MICOA 14:00 ME	x	x		x	x	x	x
10	Mar. 6	Tu 08:30 GAZEDA & site survey at Beluluane industrial park 14:00 EDM project planning	x	x		x	x	x	x
11	Mar. 7	We <u>Ki/Ni/Mi:</u> 09:00 Leave Maputo (by SA7094) 10:15 Arrive at Johannesburg <u>Ki:</u> 14:35 Leave Johannesburg (by SQ479) <u>Ni/Mi:</u> 12:35 Leave Johannesburg (by CX748) <u>Ka/Ma:</u> 09:00 EDM power generation at CTM - Continuing data collection & follow-up		x		x	x		x
12	Mar. 8	Th <u>Ki:</u> 07:05 Arrive at Singapore 09:25 Leave Singapore (by SQ012) 17:05 Arrive at Narita <u>Ni/Mi:</u> 07:05 Arrive at Hong Kong 09:05 Leave Hong Kong (CX504) 14:10 Arrive at Narita <u>Ka/Ma:</u> 09:00 EDM power transmission - Continuing data collection & follow-up		x					

No.	Date		Activities	K a	K i	O k	N i	M i	M a	S a
13	Mar. 9	Fr	- Continuing data collection & follow-up	x					x	
14	Mar. 10	Sa	(reports)							
15	Mar. 11	Su	(off)							
16	Mar. 12	Mo	- Continuing data collection & follow-up 16:00 JICA	x					x	
17	Mar. 13	Tu	<u>Ka/Ma</u> : 09:00 Leave Maputo (by SA7094) 10:15 Arrive at Johannesburg 12:35 Leave Johannesburg (by CX748)	x					x	
18	Mar. 14	We	<u>Ka/Ma</u> : 07:05 Arrive at Hong Kong 09:05 Leave Hong Kong (CX504) 14:10 Arrive at Narita	x					x	
---	---	---								
23	Mar. 19	Mo	17:10 Leave Narita (by SQ5901) 23:50 Arrive at Singapore			x				
24	Mar. 20	Tu	02:35 Leave Singapore (by SQ478) 07:10 Arrive at Johannesburg 08:40 Leave Johannesburg (by SA7099) 09:40 Arrive at Maputo 14:00 EDM			x				x x
25	Mar. 21	We	09:00 EDM			x				x
26	Mar. 22	Th	09:00 Site survey at Beluluane (power plant site)			x				x
27	Mar. 23	Fr	09:00 EDM			x				x
28	Mar. 24	Sa	(reports)			x				
29	Mar. 25	Su	(off)							
30	Mar. 26	Mo	09:00 (various agencies) 15:00 JICA			x x				x x
31	Mar. 27	Tu	11:45 Leave Maputo (by SA143) 12:55 Arrive at Johannesburg 14:35 Leave Johannesburg (by SQ479)			x				X
32	Mar. 28	We	07:05 Arrive at Singapore 09:25 Leave Singapore (SQ012) 17:05 Arrive at Narita			x				

Remarks:

1) Personnel symbol: Ka: Mr. Kasai, Ki: Mr. Kinoshita, Ok: Mr. Okano, Ni: Mr. Nimiya, Mi: Mr. Miyashita, Ma: Ms Matsuzaki (Interpreter 1), Sa: Mr. Sambo (Interpreter 2)



第 2 回現地調査日程表

No.	Date		Activities	K a	K i	O k	N i	M i	M a	S a
1	May 13	Su	<u>All:</u> 18:20 Leave Narita (by SA7139/ NH911) 22:05 Arrive at Hong Kong 23:50 Leave Hong Kong (by SA287)	x	x	x	x	x	x	
2	May 14	Mo	<u>All:</u> 07:05 Arrive at Johannesburg 09:45 Leave Johannesburg (by SA142) 10:50 Arrive at Maputo  13:30 JICA (Mr. Nasu)	x	x	x	x	x	x	   x x
3	May 15	Tu	<u>All:</u> 10:00 EDM (generation dept.) 14:30 EDM (projects dept.)	x	x	x	x	x	x	x
4	May 16	We	<u>All:</u> 09:00 CTM-Maputo & Beluluane power plant sites, followed by power plant construction sites (three sites) at RG	x	x	x	x	x	x	x
5	May 17	Th	<u>All:</u> 06:45 Leave Maputo (by TM130) 08:55 Arrive at Tete 11:00 Matambo substation	x	x	x	x	x	x	
6	May 18	Fr	<u>All:</u> 08:00 Leave Tete by car 10:30 Arrive at Songo for HCB hydro power plant and substation survey 14:30 Leave Song 17:00 Arrive at Tete	x	x	x	x	x	x	
7	May 19	Sa	<u>All:</u> 08:00 Leave Tete 08:30 Arrive at Moatize (presentation & coal mine site tour arranged by Vale) 13:30 Leave Moatize 14:00 Arrive at Tete 15:25 Leave Tete (by TM133) 17:35 Arrive at Maputo	x	x	x	x	x	x	
8	May 20	Su	<u>All:</u> (off)	x	x	x	x	x	x	
9	May 21	Mo	<u>All:</u> 08:30 EDM (Mr. Jonas) 14:00 EDM (Pr/R discussion)	x	x	x	x	x	x	x
10	May 22	Tu	<u>All except Ok:</u> 09:00 INAHINA 10:30 Local consultant A 14:00 GAZEDA 15:30 Local consultant B <u>Ok:</u> 11:50 Leave Maputo (by SA143) 13:00 Arrive at Johannesburg 17:25 Leave Johannesburg (by SA286)	x	x		x	x	x	x

No.	Date		Activities	K a	K i	O k	N i	M i	M a	S a
11	May 23	We	<u>All except Ok:</u> 08:30 Leave Maputo (by TM462) 10:35 Arrive at Nampula 11:00 Leave Nampula by car 14:30 GAZEDA at Nacala & survey on the industrial park, followed by visit to EDM at Nacala for data collection & substation survey <u>Ok:</u> 12:10 Arrive at Hong Kong 14:30 Leave Hong Kong (by NH1172) 19:40 Arrive at Haneda	x	x		x	x	x	
12	May 24	Th	<u>All except for Ok:</u> 07:30 Leave Nacala by car for visit to proposed substation site at Namialo and substations (220 & Central) at Nampula 13:00 Arrive at Nampula 14:05 Leave Nampula (by TM153) 16:10 Arrive at Maputo	x	x		x	x	x	
13	May 25	Fr	<u>All except for Ok:</u> 09:00 ME 10:30 ENH 15:00 JICA/EOJ @EOJ	x	x		x	x	x	x
14	May 26	Sa	<u>All except for Ki:</u> (reports) <u>Ki:</u> 11:50 Leave Maputo (by SA143) 13:00 Arrive at Johannesburg 17:25 Leave Johannesburg (by SA286)	x			x	x	x	
15	May 27	Su	<u>All except for Ki:</u> (off) <u>Ki:</u> 12:10 Arrive at Hong Kong 14:30 Leave Hong Kong (by NH1172) 19:40 Arrive at Haneda	x			x	x	x	
16	May 28	Mo	<u>Ka/Mi/Ma:</u> 11:50 Leave Maputo (by SA143) 13:00 Arrive at Johannesburg 17:25 Leave Johannesburg (by SA286) <u>Ni:</u> Stay at Maputo for continuing work	x				x	x	
17	May 29	Tu	<u>Ka/Mi/Ma:</u> 12:10 Arrive at Hong Kong 14:30 Hong Kong (by NH1172) 19:40 Arrive at Haneda <u>Ni:</u> Stay at Maputo for continuing work	x				x	x	

Remarks:

1) Personnel symbol: Ka: Mr. Kasai, Ki: Mr. Kinoshita, Ok: Mr. Okano, Ni: Mr. Nimiya, Mi: Mr. Miyashita, Ma: Ms Matsuzaki (Interpreter 1), Sa: Mr. Sambo (Interpreter 2)

第3回現地調査日程表

No.	Date		Activities	K a	K i	O k	S a
1	July 1	Su	<u>All:</u> 18:25 Leave Narita (by SA7139/NH911) 22:05 Arrive at Hong Kong 23:50 Leave Hong Kong (by SA287)	x	x	x	-
2	July 2	Mo	<u>All:</u> 06:35 Arrive at Johannesburg 09:45 Leave Johannesburg (by SA142) 10:50 Arrive at Maputo  16:30 JICA (Mr. Sakaguchi)	x	x	x	  x x
3	July 3	Tu	<u>All:</u> 10:30 EDM (Mr. Jonas)	x	x	x	x
4	July 4	We	<u>All:</u> 09:00 EDM (Power Generation Dept)	x	x	x	x
5	July 5	Th	<u>All:</u> 09:00 WB (Dr. Dalili) 11:00 ME	x	x	x	
6	July 6	Fr	<u>All:</u> 15:00 JICA & EOJ	x	x	x	
7	July 7	Sa	(final reporting)	x	x	x	-
8	July 8	Su	<u>All:</u> 11:50 Leave Maputo (by SA143) 13:00 Arrive at Johannesburg 17:00 Leave Johannesburg (by SA286)	x	x	x	-
9	July 9	Mo	<u>All:</u> 12:10 Arrive at Hong Kong 14:30 Hong Kong (by NH1172) 19:40 Arrive at Haneda	x	x	x	-

Remarks:

1) Personnel symbol: Ka: Mr. Kasai, Ki: Mr. Kinoshita, Ok: Mr. Okano, Sa: Mr. Sambo (Interpreter)

## 面談者リスト

Organization	Department	Name	Position	Contact number
Electricidade de Mocambique (EDM)	Board of Directors	Adriano Jonas (Mr.)	Member of the Board, Admin. for Production, Transportation & Market Operator	Tel: 2135-3665 Mobile: 82-308-3410 Mail: ajonas@edm.co.mz
Ditto	Electrification & Projects Directorate	Luis Amado (Mr.)	Director	Tel: 2142-6911 Mobile: 82-310-3990 Mail: lamado@edm.co.mz
Ditto	Ditto	Octavio Tereso (Mr.)	Electrical Engineer	Tel: 2135-3642 Mobile: 82-850-0040 Mail: otereso@edm.co.mz
Ditto	Market Operation Directorate	Sandro Ah Chiang (Mr.)	International Trader	Mobile: 84-395-6930 Schiang@edmdipla.co.mz
Ditto	Generation Directorate	Ildo R. (Rufino) A. Domingos (Mr.)	Director	Tel: 2148-1515 Mobile: 82-310-4460 Mail: irufino@edm.co.mz
Ditto	Ditto	Narendra Gulab(Mr.)	Generation Senior Engineer	Tel: 2148-1525 Mobile: 82-300-1010 Mail: ngulab@edm.co.mz
Ditto	Ditto	Abraao Rafael (Mr.)	Head of Project Planning Department	Tel: 2148-1527 Mobile: 82-311-1170 Mail: arafael@edm.co.mz
Ditto	Environmental Unit	Jeronimo Marrime (Mr.)	Environmental Manager (Electrical Engineer)	Tel: 2135-3614 Mobile: 82-326-4860 Mail: jmarrime@edm.co.mz
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH)	Management Board for Engineering and Project Development	Paulino Gregorio (Mr.)	Member of Management Board for Engineering and Project Development	Tel: 2132-3076 Mobile: 82-230-3230 Mail: paulino.gregorio@enh.co.mz
Ditto	Engineering Department	Joao Venancio (Mr.)	Head of Engineering Department and Manager for Pande & Temane Gas Project	Tel: 2142-9456 or 2142-9467 Mobile: 82-940-6329 Mail: joao.venancio.@enh.co.mz
Ministry of Energy (ME)	Electric Energy Bureau (DNEE)	Ortício Nhanambe (Mr.)	Vice Director	Mobile: 82-395-9740 Mail: oln@me.gov.mz
Ditto	International Relation Dept.	Telma Matavel (Ms.)	Chief	Mobile: 82-491-4300 Mail: telmatavel@gmail.com
Ditto	Licencing Dept., DNEE	Maximo Mandava (Mr.)	Chief	Mobile: 82-160-4227 Mail: jcuna@gazeda.gov.mz
Ditto	Analysis and Policies Department, DNEE	Antonio Chicachana (Mr.)	Chief	Mobile: 82-396-1538 or 84-538-9997 Mail: age@me.gov.mz
Ditto	Fuel Bureau	Natalie M. Teodoro (Ms.)	Chief	Mobile: 82-483-2400 Mail: nmt@me.gov.mz or natyntauma@gmail.com

Organization	Department	Name	Position	Contact number
Ditto	Department of Alternative Energy, New Energy & Renewable Energy Bureau (DNER)	Pedro Caixote (Mr.)	-	Mobile: 82-544-4231 Mail: psc@me.gov.mz
Special Economic Zones Office (GAZEDA)	-	Joao Cuna (Mr.)	Director	Tel: 2140-0635 Mobile: 82-486-8930 Mail: jcuna@gazeda.gov.mz
Ditto	-	Emilio Celestino Almoco (Mr.)	-	Tel: 2140-0635 Mobile: 82-640-1067 or 84-510-3420 Mail: ealmoço@gazeda.gov.mz or emilioalmoco@hotmail.com
Ditto	-	Simão Pedro Santos Joaquim (Mr.)	Director	Tel: 2140-0635 Mobile: 82-634-0550 Mail: sjoaquim@gazeda.gov.mz
Beluluane Industrial Park and Free Zone (Beluzone)	-	Nelson Ventura (Mr.)	C.E.O/Chairman of Board of Director	Tel: 2173-1382 Mobile: 84-836-8872 Mail: jnventura@beluzone.co.mz
Ministry of Co-ordination of Environmental Affairs (MICOA)	National Directorate for Environmental Impact Assessment (DNAIA)	Josefa Jussar (Ms.)	Chede de Departamento	Mobile: 82-430-4070
Ditto	Ditto	Rosana Francisco (Ms.)	Agronomist	Tel: 2146-6245 Mobile: 84-415-1300 Mail: frosana@mail.com
National Institute of Hydrography and Navigation (INAHINA)	Department of Tides and Currents	Dr. Sinibaldo de Jesus Varela Canhanga (Mr.)	Chief	Tel: 21-430-1868 Mobile: 82-848-9780 Mail: scanhanga@yahoo.com.br
Ditto	Hydrographic and Cartographic Services	Humberto Raul Mutevuie (Mr.)	Director	Tel: 2142-9108 Mobile: 82-140-3884 or 84-048-8927 Mail: utevuie@inahina.gov.mz
Royal Norwegian Embassy	-	Mei Sofie Furu (Ms.)	Counselor	Tel: 2148-0123 Mail: msf@mfa.no
World Bank	Africa Energy Group	Simon Dalili (Mr.)	-	Tel: 2148-2307 Mobile: 84 040-8404 Mail: fdalili@worldbank.org
Fidroelectrica de Chaora Bassa (HCB)	HVDC & Generation	Aderito Machaieie (Mr.)	Electrical Engineer	Tel: 25-282-221/4 Mobile: 82-572-6903 Mail: amachaieie.sng@hcb.co.mz
Ditto	Maintenance Planning Division	Luis Simon (Mr.)	Electrical Engineer Systems	Tel: 25-282-221/4 Mobile: 82-509-5630 Mail: luisimone.sng@hcb.co.mz

<b>Organization</b>	<b>Department</b>	<b>Name</b>	<b>Position</b>	<b>Contact number</b>
Vale Mozambique, S.A.	Energy Business Development EMEA	Cedric Lemarie (Mr.)	General Manager	Tel: 21-243-200 Mail:cedric.lemarie@vale.com
Vale Mozambique, S.A.	Infrastructure & Utility	Jose Novais (Mr.)	Manager	Tel: 25-227-520 Mail:jose.novais@vale.co.mz

## 収集資料リスト

ID. No,	Name (or Description) of Information/Data	Document type	Issued or Presented by
EP	<b>Information and data regarding power</b>		
EP-1	Annual Report 2011 (preliminary version)	Microsoft Word	Norad
EP-2	Characterization of the Transmission Network 2010	Book	EDM
EP-3	Technical Quality Report of the Transmission Network Performance 2010	Book	EDM
EP-4	Desempenho Da Rede De Distribuição, Relatório Estatístico 2010 (Distribution Network Performance, Statistical Report 2010)	Book	EDM
EP-5	Project Proposal ; Caia - Nampula - Nacala 220kV Transmission Line	Microsoft Word	EDM
EP-6	Plano de Expansão e Reforço da Rede de Transporte de Energia Eléctrica 2012 - 2021	Powerpoint	EDM
EP-7	Rehabilitation of Beira and Dondo Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-8	Rehabilitation of Chimoio, Tete and Quelimane Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-9	Rehabilitation of Lichinga,Cuamba and Pemba Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-10	Rehabilitation of Maputo and Matola Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-11	Rehabilitation of Nampula, Nacala and Monapo Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-12	Rehabilitation of Xai Xai, Chokwe and Inhambane Distribution Networks, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-13	Electrification of the Limpopo Valley Area, Gaza Province Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-14	Electrification of the Vilanculos Area, Inhambane Province Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-15	Consultancy Services For Mozambique Electricity Master Plan Study (Update of 2004 Report); Terms Of Reference	Microsoft Word	EDM
EP-16	Alto Malema Hydropower Project Description and Further Steps; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-17	Massingir Hydropower Project, Description and Further Steps; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-18	Rehabilitation of Mavuzi and Chicamba Hydropower Plants; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-19	Quedas and Ocua Hydropower Projects on Lúrio River, Description and Further Steps; Final Project Document	Microsoft Word	EDM



<b>ID. No,</b>	<b>Name (or Description) of Information/Data</b>	<b>Document type</b>	<b>Issued or Presented by</b>
EP-20	Electrification of the Vilanculos Area, Inhambane Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-21	Electrification of the Chibabava Area, Sofala Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-22	Electrification of the Chimuara, Chupanga and Chinde Areas, Zambézia Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-23	Electrification of the Furancungo/ Luia Area, Tete Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-24	Electrification of the Gilé and Pebane Areas, Zambézia Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-25	Electrification of the Limpopo Valley Area, Gaza Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-26	Electrification of the Marrupa and Mecanhelas Areas, Niassa Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-27	Electrification of the Mocímboa da Praia Area, Cabo Delgado Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-28	Electrification of the Mogincual and Mecuburi Areas, Nampula Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-29	Electrification/Rehabilitation of Distribution Networks, Maputo Province, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-30	Electrification of the Vilanculos Area, Inhambane Province; Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-31	Intensification of Distribution Networks in Sub-Urban Areas	Microsoft Word	EDM
EP-32	Load Dispatch Centers in the Northern/Central Regions Final Feasibility Study	Microsoft Word	EDM
EP-33	Network Reinforcement in the Beira Corridor ; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-34	Infulene – Manhiça - Macia 110 kV Transmission Project; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-35	Maputo-Infulene Reinforcement Project, Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-36	Nampula & Monapo Reinforcement Project ; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-37	Phombeya-Nampula 220 kV Transmission Project; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-38	Voltage Control Facilities in the North-Eastern System; Final Project Document	Microsoft Word	EDM
EP-39	Feasibility Report on Exploration of Natural Gas for Power Generation in Maputo Mozambique	PDF	EDM
EP-40	Load Forecasting of Power System	Microsoft Excel	EDM
EP-41	Master Plan Update Project: Presentation Workshop, System Analysis and Load Precast, Maputo 9 May 2012 (presentation material prepared by Norconsult and Vatenfall)	PDF	EDM
EP-42	Volume I-A Main Report; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM

ID. No,	Name (or Description) of Information/Data	Document type	Issued or Presented by
EP-43	Volume I-B Appendices to Main Report; Mozambique Regional Transmission Backbone Project Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-44	Volume II Economic Impact Study; ; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-45	Volume III-A Preliminary Design Report – HVAC and HVDC Transmission Lines ; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-46	Volume III-B Preliminary Design Report HVAC and HVDC Substations; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-47	Volume IV Line Route Report - HVDC Line; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-48	Volume V 400 kV HVAC Line; Mozambique Regional Transmission Backbone Project (Final Feasibility Report)	PDF	EDM
EP-49	Section 5 – Terms of Reference - Amendment No. 1 Feasibility Study for Reinforcement of Central – Northern Transmission System Caia-Nacala Transmission Project	Microsoft Word	EDM
EP-50	Statistical Summary 2011	PDF	EDM
EP-51	List of Power Projects (updated version)	Microsoft Excel	EDM
EP-52	Project Proposal For Reinforcement Of Nampula Transmission System (Namialo Substation)	PDF	EDM
EP-53	Terms of Reference (TOR) for Technical Assistance to Strengthen EDM’s Capacity for Investment and Development Planning	Hardcopy	EDM
<b>EG</b>	<b>Information and data regarding energy in general (especially those on natural gas)</b>		
EG-1	Petroleum Exploration and Production Activities in Mozambique	PowerPoint	ENH
EG-2	Feasibility Study for a Natural Gas Distribution Network in Maputo City and Marracuene Final Report March 2009	PDF	ENH
EG-3	Preliminary Study Of Alternatives For Supplying Natural Gas To Maputo City, December 2010	PDF	ENH
EG-4	Strategy For New And Renewable Energy Development (Edenr) 2011-2025	MS-Word	ME
EG-5	Energy Strategic Plan (2009-2013)	MS-Word	ME
EG-6	Energy Strategy	MS-Word	ME

ID. No,	Name (or Description) of Information/Data	Document type	Issued or Presented by
<b>ES</b>	<b>Information and data regarding environmental and social consideration</b>		
ES-1	Mozambique Regional Transmission Backbone Project; Environmental and Social Impact Assessment - Volume II	PDF	EDM
ES-2	Draft Environmental Guidelines For Transmission Lines December 2006	PDF	ME
ES-3	DRAFT 1c RESETTLEMENT GUIDELINES, December 2006	PDF	ME
ES-4	Mozambique Gas Engine Power Plant (MGEPP) Project in Ressano Garcia, Mozambique; Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition & Terms of Reference	PDF	Sasol New Energy Group (Pty) Ltd & EDM
ES-5	Southern African Power Pool Environmental and Social Impact Assessment Guidelines for Transmission Infrastructure within the Southern African Power Pool Region; Final Report, Sept 2010	PDF	SAPP ESC
ES-6	SAPP Guidelines On The Management Of Oil Spills (Final)	PDF	SAPP ESC
ES-7	SAPP PCBs Management Guidelines	PDF	SAPP ESC
ES-8	Southern African Power Pool Position On Climate Change	PDF	SAPP ESC
ES-9	Guideline for the Safe Control, Processing, Storing, Removing and Handling of Asbestos and Asbestos Containing Materials and Articles for the Southern African Power Pool (Final)	PDF	SAPP ESC
ES-10	SAPP Occupational Health, Safety and Environmental Guideline	PDF	SAPP ESC
ES-11	Operational Manual - BP 4.01	PDF	World Bank
ES-12	Operational Manual - OP 4.01	PDF	World Bank
ES-13	Operational Manual - BP 4.04	PDF	World Bank
ES-14	Operational Manual - OP 4.04	PDF	World Bank
ES-15	Operational Manual - BP 4.10	PDF	World Bank
ES-16	Operational Manual - OP 4.10	PDF	World Bank
ES-17	Operational Manual - BP 4.12	PDF	World Bank
ES-18	Operational Manual - OP 4.12	PDF	World Bank
ES-19	Operational Manual - BP 4.36	PDF	World Bank

ID. No,	Name (or Description) of Information/Data	Document type	Issued or Presented by
ES-20	Operational Manual - OP 4.36	PDF	World Bank
ES-21	Operational Manual - BP 4.37	PDF	World Bank
ES-22	Operational Manual - OP 4.37	PDF	World Bank
ES-23	Operational Manual - BP 7.50	PDF	World Bank
ES-24	Operational Manual - OP 7.50	PDF	World Bank
ES-25	Operational Manual - BP 7.60	PDF	World Bank
ES-26	Operational Manual - OP 7.60	PDF	World Bank
ES-27	Decree number 45/2004: Passes the Regulation on the Environmental Impact Assessment Process and revokes the Decree number 76/98, of 29 December.	PDF	Cabinet Council
ES-28	Avaliação De Impacto Ambiental Para O Projecto De Distribuição De Gás Natural Em Maputo E Distrito De Marracuene Egasoduto Maputo-Matola	PDF	ENH
<b>ID</b>	<b>Information and data regarding investment promotion and industrial development</b>		
ID-1	List of Tenants in Beluluane Industrial Park	Hardcopy	GAZEDA
ID-2	Legislation on Investment; Special Economic Zones and Industrial Free Zones	PDF	GAZEDA
ID-3	Code of Fiscal Benefits; Law nr. 4/2009 of 12th January	PDF	GAZEDA
ID-4	Special Economic Zones Office; Decree nr. 75/2007 of 24th December	PDF	GAZEDA
ID-5	Law on Investment; Decree nr. 43/2009 of 21st August	PDF	GAZEDA
ID-6	Regulation of the Investment Law; Decree nr. 43/2009 of 21st August	PDF	GAZEDA
ID-7	Regulations on the Customs Regime of the Industrial Free Zone; Ministerial Diploma Nr. 14/2002 Of 30th January	PDF	GAZEDA
ID-8	Regulations on the Fiscal Benefits Act; Decree Nr. 56/2009 Of 30th January	PDF	GAZEDA