

モザンビーク共和国  
モザンビーク電力公社(EDM)

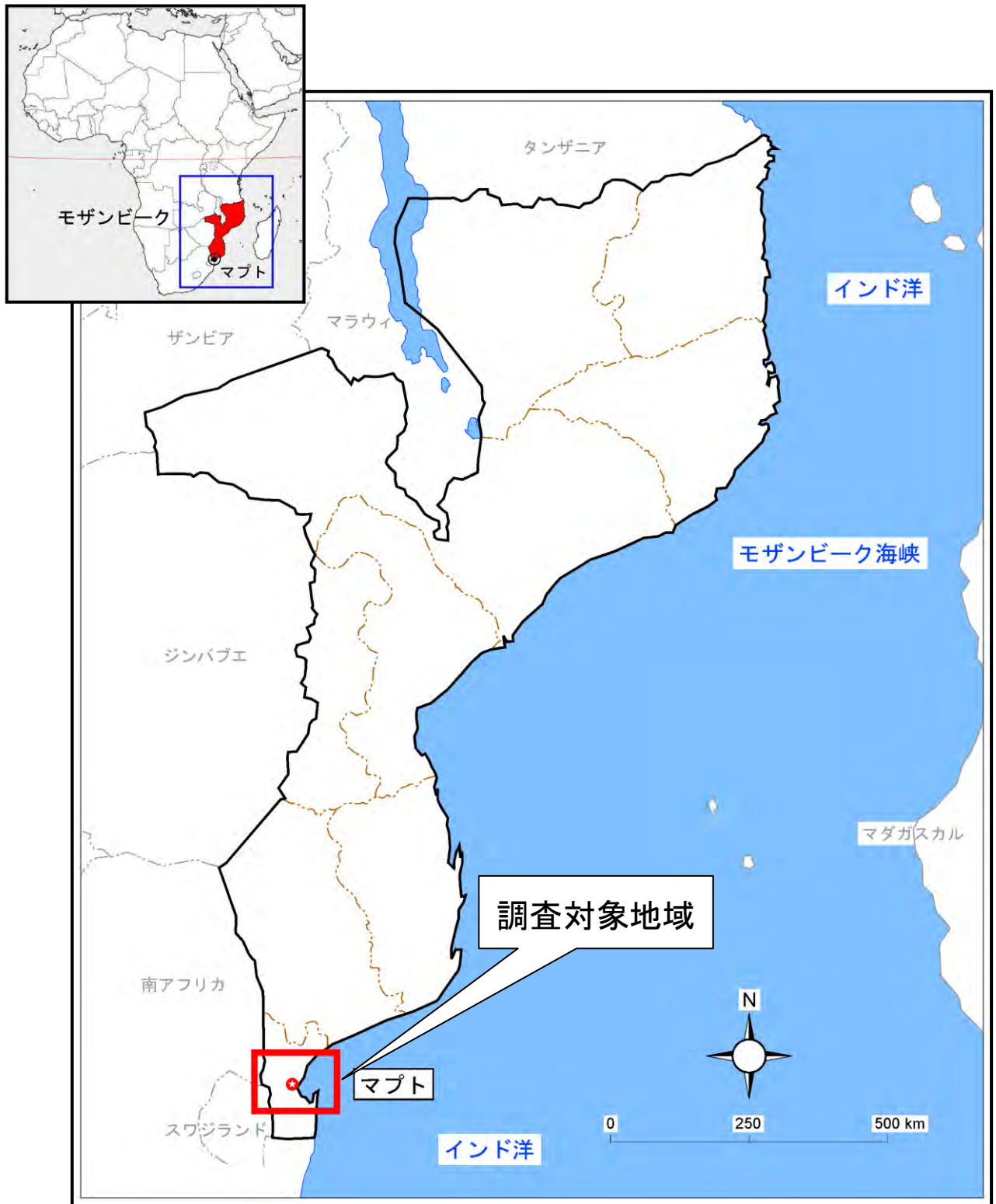
モザンビーク国  
南部ガス火力発電所整備事業準備調査  
ファイナルレポート

平成 25 年 3 月  
(2013 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

東 電 設 計 株 式 会 社  
株式会社オリエンタルコンサルタンツ

産公
JR(先)
13-024



調査対象地域図

## 目 次

調査対象位置図

目 次

図表リスト

略語表

要約

本文

巻末資料

ページ

第1章	序論.....	1-1
1.1	調査の背景.....	1-1
1.2	調査の目的.....	1-1
1.3	業務内容.....	1-1
1.4	調査団の構成および分担.....	1-7
第2章	電力セクターの概要.....	2-1
2.1	社会経済状況.....	2-1
2.1.1	国土と人口.....	2-1
2.1.2	貧困率.....	2-1
2.1.3	「モ」国の有望資源.....	2-2
2.1.4	経済状況.....	2-3
2.2	電力システムの現状.....	2-7
2.2.1	全国系統.....	2-7
2.2.2	南部系統.....	2-9
2.2.3	南部系統の送変電設備.....	2-10
2.2.4	電力潮流.....	2-12
2.2.5	事故電流.....	2-13
2.3	電力需要想定と電源開発計画.....	2-14
2.3.1	地域区分 (Geographical Scope).....	2-14
2.3.2	需給状況.....	2-15
2.3.3	需要想定.....	2-18
2.3.4	電源開発計画.....	2-20
2.4	電力セクターに対する諸外国の援助.....	2-28

2.4.1	実施中の電力プロジェクト	2-28
2.4.2	資金未確保の実施予定電力プロジェクト	2-29
2.4.3	最近終了した電力プロジェクト	2-31
2.4.4	電力セクターの事業規模	2-31
2.4.5	国際援助機関による電力セクターへの支援	2-33
2.4.6	ノルウェーによる電力セクターへの支援	2-33
2.4.7	ドイツによる電力セクターへの支援	2-34
第3章	プロジェクト地点の選定	3-1
3.1	選定基準	3-1
3.2	必要設置面積の検討	3-2
3.2.1	発電所候補地プラントレイアウトのための仮設定	3-2
3.3	建設候補地の現況およびアクセス	3-5
3.3.1	ベルルアーネサイト	3-5
3.3.2	CTM サイト	3-6
3.4	地形・地質および気象	3-7
3.5	電力系統面の制約	3-8
3.5.1	制約3要素	3-8
3.5.2	対象系統	3-8
3.5.3	基本ケース	3-9
3.5.4	参考ケース (EDM 系統増強計画案反映)	3-17
3.6	燃料ガス供給に関する制約	3-25
3.6.1	燃料ガス供給量の制約	3-25
3.6.2	燃料ガス供給契約の制約	3-25
3.6.3	環境社会配慮面の制約	3-26
3.7	CCGT 機器の選択制約	3-26
3.8	候補地点の比較	3-27
3.9	地点選定のための Workshop の結論	3-28
第4章	プラント定格出力ならびに一般仕様	4-1
4.1	プラント定格出力	4-1
4.1.1	燃料ガス量からの検討	4-1
4.1.2	発電所用地からの検討	4-1
4.1.3	GT 製造者からの検討	4-1
4.2	プラントの構成 (2-on-1, 1-on-1)	4-2
4.2.1	CCGT 軸構成	4-2
4.2.2	CCGT 軸構成の主な特徴	4-4
4.2.3	CCGT レイアウトの検討	4-7
4.3	復水器冷却方式	4-13

4.3.1	概要	4-13
4.3.2	機械技術的視点からの検討	4-13
4.3.3	取水設備の概略検討	4-16
4.3.4	経済的視点からの検討	4-18
4.3.5	総合評価	4-20
4.3.6	その他想定されるリスク	4-21
第5章	サイト条件	5-1
5.1	地形および地質条件	5-1
5.1.1	地形	5-1
5.1.2	地質条件	5-2
5.2	気象条件	5-4
5.2.1	一般状況	5-4
5.2.2	「モ」国に襲来するサイクロンの特徴	5-4
5.2.3	2000年2月の集中豪雨	5-5
第6章	基本設計	6-1
6.1	設計上の留意事項	6-1
6.1.1	プロジェクトの概要	6-1
6.1.2	発電設備運用	6-1
6.1.3	発電設備制御概要	6-3
6.2	基本的技術課題の検討	6-5
6.2.1	モザンビーク南部火力コンバインドサイクル発電所の予想性能	6-5
6.2.2	排気ガスバイパス設備	6-14
6.2.3	補助蒸気ボイラ	6-17
6.2.4	ガスタービンおよび蒸気タービン建屋	6-18
6.3	工事範囲	6-19
6.3.1	調達および製造	6-19
6.3.2	工事請負者所掌の工事および業務範囲	6-21
6.3.3	EDM所掌の工事および業務	6-24
6.3.4	取合い点	6-25
6.4	発電所設計の基本事項	6-25
6.4.1	設計条件	6-25
6.4.2	規格および基準	6-26
6.4.3	サイトレイアウト	6-27
6.4.4	環境要求事項	6-31
6.4.5	ガスタービン	6-33
6.4.6	排熱回収ボイラ	6-34
6.4.7	蒸気タービン	6-36

6.4.8	燃料供給設備	6-36
6.4.9	水処理設備	6-37
6.4.10	排水処理設備	6-40
6.4.11	消火設備	6-40
6.5	電気及び制御装置	6-41
6.5.1	電気設備	6-41
6.5.2	制御監視システム	6-53
6.6	土木・建築設備	6-57
6.6.1	設備概要	6-57
6.6.2	地震	6-57
6.6.3	設計条件	6-59
6.6.4	基礎の設計	6-60
6.6.5	建築構造物等	6-64
6.6.6	雨水排水設備	6-64
第7章	天然ガス供給計画	7-1
7.1	天然ガス概況	7-1
7.2	南部ガス供給	7-4
7.2.1	ガス生産量及びパイプラインルート	7-4
7.2.2	ガス供給量	7-5
7.2.3	南部のガス供給ルート	7-5
7.2.4	南部ガス火力発電所用ガス供給量	7-8
7.3	ガス価格	7-10
7.4	ガス供給及び輸送契約に関する関係図	7-11
7.5	ガス供給設備の供給範囲並びに取り合い点	7-13
第8章	プロジェクト実施計画	8-1
8.1	ODA 事業としてのプロジェクト実施スケジュール	8-1
8.1.1	事業準備段階	8-1
8.1.2	建設業者選定	8-1
8.1.3	建設期間	8-1
8.2	施工・調達・輸送計画	8-3
8.2.1	建設サイト現況	8-3
8.2.2	重量物の荷揚・内陸輸送	8-4
8.2.3	マプトリングロード計画	8-8
8.2.4	その他施工計画上の留意点	8-10
8.3	プロジェクト実施に当たっての留意事項	8-10
8.3.1	モザンビークにおける調達事情	8-10
8.3.2	入札手法、契約条件の設定	8-11

8.3.3	コンサルタントの選定方法	8-11
8.3.4	施工業者の選定方針	8-11
8.4	建設工事時の管理体制	8-12
8.4.1	実施体制	8-12
8.4.2	建設工事時の管理項目	8-15
8.5	運転保守時の管理体制	8-16
8.5.1	EDM 組織能力の現状分析	8-17
8.5.2	組織管理の強化	8-18
8.5.3	原因分析能力の強化	8-19
8.5.4	メンテナンス体制の強化	8-27
8.5.5	長期的視点での人材育成の強化	8-31
8.5.6	環境管理体制の強化	8-33
第9章	プロジェクトコスト	9-1
9.1	プロジェクト・コスト積算	9-1
9.2	EPC コスト	9-3
9.2.1	EPC コストの算出根拠	9-3
9.2.2	EPC コストにおけるローカルポーションの調整	9-3
9.3	プロジェクトコストの妥当性	9-7
9.3.1	コンバインドサイクル発電設備の価格動向	9-7
9.3.2	プロジェクトコストの妥当性	9-8
9.4	コンサルタント業務	9-10
9.4.1	Foreign Consultant	9-10
9.4.2	Local Consultant	9-10
9.5	運転保守費用	9-11
9.5.1	運転保守	9-11
9.5.2	LTSA の検討	9-11
第10章	経済・財務分析	10-1
10.1	プロジェクトの事業効果	10-1
10.2	EDM の財務状況	10-2
10.2.1	収益性	10-2
10.2.2	借入金の返済能力	10-3
10.3	プロジェクトの財務分析	10-3
10.3.1	財務分析の主要な前提条件	10-3
10.3.2	発電原価	10-10
10.3.3	プロジェクトにおける財務的内部収益率 (Project FIRR)	10-12
10.3.4	エクイティにおける財務分析	10-14
10.3.5	Project FIRR に対する感度分析	10-16

10.3.6	財務的実行可能性のまとめ	10-16
10.4	プロジェクトの経済分析	10-17
10.4.1	経済分析の主要な前提条件	10-17
10.4.2	EIRR	10-20
10.4.3	感度分析	10-22
10.4.4	経済的実現可能性のまとめ	10-22
10.5	運用効果指標の設定	10-22
第11章	環境社会配慮	11-1
11.1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要	11-1
11.1.1	プロジェクトサイトの概要	11-1
11.1.2	CCGT 技術の概要	11-1
11.1.3	冷却システム	11-1
11.2	ベースとなる環境および社会の状況	11-2
11.2.1	自然環境条件	11-2
11.2.2	社会経済状況	11-16
11.3	「モ」国の環境社会配慮制度・組織	11-18
11.3.1	「モ」国の環境法令と基準	11-18
11.3.2	「モ」国の環境影響評価制度	11-22
11.3.3	「モ」国のEIA制度を管轄する組織	11-29
11.3.4	提案プロジェクトのカテゴリー	11-31
11.4	代替案（ゼロオプションを含む）の検討	11-32
11.4.1	プロジェクト候補地の選定	11-32
11.4.2	冷却システムの種類	11-33
11.4.3	ゼロオプション（本事業を実施しない案）	11-34
11.5	スコーピング及び環境社会配慮調査のTOR	11-35
11.5.1	環境社会配慮に関するスコーピング	11-35
11.5.2	環境社会的配慮調査のTOR	11-37
11.6	用地取得・住民移転	11-39
11.6.1	用地取得	11-39
11.6.2	住民移転	11-39
11.7	スコーピングにもとづく環境社会調査の結果	11-39
11.8	環境への重大な影響の評価	11-40
11.8.1	建設期間中の影響	11-41
11.8.2	運転期間中の影響	11-44
11.9	緩和策及び緩和策実施のための費用	11-62
11.10	環境モニタリング計画	11-66
11.11	ステークホルダー協議、関与	11-68



## 表リスト

ページ

表 1.3-1	調査項目	1-3
表 2.1-1	各州の総人口・面積・人口密度（2011年）	2-1
表 2.1-2	マクロ経済指標	2-3
表 2.1-3	部門別 GDP の割合（2001 - 2011）	2-4
表 2.1-4	マプト州において CPI が認可した部門別投資（2005年—2009年）	2-5
表 2.1-5	マプト州において CPI が認可した地区別投資（2005年—2009年）	2-5
表 2.1-6	マプトにおける現在と将来の電力需要家	2-7
表 2.2-1	南部系統の送電設備明細	2-10
表 2.2-2	南部系統の変電設備明細	2-11
表 2.2-3	電圧階級別最大潮流	2-12
表 2.2-4	電圧階級別最大事故電流	2-14
表 2.3-1	「モ」国の電力需給状況	2-16
表 2.3-2	地域別の電力需要	2-17
表 2.3-3	カオラバッサ水力発電所からの電力購入(モ国全土)	2-18
表 2.3-4	需給バランス (kW Balance)	2-26
表 2.3-5	需給バランス (kWh Balance)	2-27
表 2.4-1	実施中の電力プロジェクト	2-29
表 2.4-2	資金未確保の実施予定電力プロジェクト	2-30
表 2.4-3	最近終了した電力プロジェクト	2-31
表 2.4-4	電力セクター投資総額	2-32
表 2.4-5	資金未確保の電力プロジェクトの内訳	2-32
表 3.1-1	火力発電所の地点選定における評価・調査項目	3-1
表 3.2-1	最大設備容量の検討	3-3
表 3.2-2	発電所用地による検討	3-3
表 3.4-1	CTM サイトおよびベルルアーネサイトの地形・地質および気象の概況	3-8
表 3.5-1	CESUL プロジェクト想定需要	3-9
表 3.5-2	主な過負荷送電線	3-12
表 3.5-3	主な母線の事故電流	3-14
表 3.5-4	安定度解析結果	3-16
表 3.5-5	系統解析結果総括	3-17
表 3.5-6	増強計画案系統の潮流解析結果（2016年）	3-19
表 3.5-7	増強計画案系統の事故電流解析結果（2016年）	3-21
表 3.5-8	増強計画案系統の安定度解析結果（2016年）	3-23
表 3.5-9	増強計画案系統の解析結果総括（2016年）	3-25
表 3.7-1	CCGT 機器の選択制約 (Beluluane)	3-27
表 3.7-2	CCGT 機器の選択制約 (CTM)	3-27

表 3.8-1	2 地点の評価結果総括表	3-28
表 4.1-1	適用可能主要 CCGT モデル	4-1
表 4.2-1	CCGT 軸構成	4-2
表 4.2-2	CCGT 軸構成の性能比較	4-4
表 4.2-3	CCGT 軸構成と建設費	4-5
表 4.2-4	CCGT 軸構成の特徴	4-6
表 4.2-5	CCGT の特徴	4-13
表 4.3-1	復水器冷却方式の一般的特徴	4-14
表 4.3-2	取水設備の概略検討	4-17
表 4.3-3	冷却方式の特徴	4-19
表 4.3-4	蒸気タービン復水器冷却方式の総合評価	4-20
表 5.1-1	標準貫入試験の結果	5-3
表 6.1-1	各起動モードでの必要起動時間	6-2
表 6.1-2	プラント設計起動回数	6-2
表 6.1-3	軸振動制限値	6-4
表 6.2-1	適用ガスタービンモデル性能諸元	6-6
表 6.2-2	適用 CCGT 性能諸元	6-8
表 6.2-3	新型ガスタービン (30 - 40 MW)	6-14
表 6.2-4	GT 排気ガスバイパス設備の検討	6-17
表 6.2-5	GT & ST 建屋の必要性の検討	6-18
表 6.4-1	設計条件	6-26
表 6.4-2	ガス火力発電所 (500MW 未満) に対する大気汚染物質排出濃度の制限値	6-31
表 6.4-3	騒音基準	6-31
表 6.4-4	排水基準	6-32
表 6.4-5	HRSG 循環方式の比較	6-34
表 6.4-6	排ガス流れ方向の比較	6-35
表 6.4-7	燃料ガス性状	6-37
表 6.4-8	対象建屋・地域ならびに消火設備	6-41
表 6.5-1	発電機仕様	6-43
表 6.5-2	変圧器仕様	6-45
表 6.5-3	発電機保護リレー	6-50
表 6.5-4	昇圧変圧器保護リレー	6-50
表 6.5-5	所内変圧器保護リレー	6-51
表 6.6-1	降雨強度と再起確率	6-60
表 6.6-2	設計条件	6-61
表 6.6-3	南部火力発電所の主要建築構造物 (草案)	6-64
表 7.1-1	Rovuma Basin と Mozambique Basin の開発・生産地区	7-2
表 7.3-1	ガス価格構造	7-10
表 8.2-1	マプト港バース一覧表	8-5

表 8.4-1	PIU の役割および従事期間	8-15
表 8.5-1	本社と発電所との職務分掌区分	8-18
表 8.5-2	計画外停止トラブル発生シートの参考要素	8-26
表 8.5-3	計画外停止トラブルの解析シート:再発防止対策	8-27
表 8.5-4	メンテナンス実施体制の方向性	8-28
表 8.5-5	具体的な環境保全対策	8-34
表 9.1-1	プロジェクト・コスト積算総括表	9-2
表 9.2-1	アフリカ諸国の建築物m <sup>2</sup> 単価	9-4
表 9.2-2	南アフリカ建築物 M <sup>2</sup> 単価	9-5
表 9.2-3	米国建築物 M <sup>2</sup> 単価	9-6
表 9.3-1	至近に契約された、ガスタービンならびに CCGT の契約価格	9-9
表 9.5-1	種類別の点検間隔 (一例)	9-11
表 9.5-2	LTSA の特徴	9-12
表 10.2-1	財務諸表と財務指標	10-2
表 10.3-1	消費者物価インフレの変化 (%)	10-3
表 10.3-2	メティカルと米ドル間の年間平均為替レートの変化	10-3
表 10.3-3	年間工事	10-4
表 10.3-4	外貨および国内通貨	10-4
表 10.3-5	初期投資費用	10-5
表 10.3-6	平均電気販売価格分析	10-6
表 10.3-7	年間維持管理費用	10-7
表 10.3-8	投資費用の支出と財源のキャッシュ・フロー	10-8
表 10.3-9	借入金返済前キャッシュ・フロー (運転期間) 2018 年~2042 年	10-9
表 10.3-10	発電原価	10-11
表 10.3-11	Project FIRR (2014 年~2042 年)	10-13
表 10.3-12	資金計画のためのキャッシュ・フロー予想 (運転期間) 2018 年~2042 年	10-15
表 10.3-13	FIRR の感度分析結果	10-16
表 10.4-1	経済価格への変換係数	10-20
表 10.4-2	プロジェクトの EIRR (2014 年~2042 年)	10-21
表 10.4-3	EIRR の感度分析結果	10-22
表 10.5-1	運用効果指標	10-24
表 11.2-1	大気質サンプリング方法	11-6
表 11.2-2	PM10・SO <sub>2</sub> ・NO <sub>2</sub> の大気中濃度 (24 時間平均)	11-7
表 11.2-3	騒音モニタリング地点の座標	11-9
表 11.2-4	各モニタリング地点における騒音レベル	11-10
表 11.2-5	MP11 における騒音レベル*	11-10
表 11.2-6	11 地点における騒音モニタリングの結果	11-12
表 11.2-7	モニタリング地点における水質	11-15
表 11.2-8	Ka Mubukwana 区の人口 (2007 年)	11-16

表 11.3-1	「モ」国の主要な環境関連法令	11-18
表 11.3-2	「モ」国の大気環境基準	11-19
表 11.3-3	火力発電所に係る大気汚染物質の排出基準	11-20
表 11.3-4	潜在的有害物質の濃度基準	11-20
表 11.3-5	PM10 に関する大気環境基準	11-21
表 11.3-6	降下ばいじんの評価基準	11-21
表 11.3-7	WHO 大気環境ガイドライン	11-21
表 11.3-8	IFC の騒音に係る環境基準	11-21
表 11.3-9	IFC 排水ガイドライン	11-22
表 11.3-10	許認可手数料	11-23
表 11.3-11	カテゴリーごとの意志決定スケジュール	11-24
表 11.3-12	JICA、ADB および「モ」国政府が義務付ける環境社会的配慮事項の比較	11-27
表 11.3-13	プロジェクトにおける公式 EIA プロセスのスケジュール	11-31
表 11.4-1	候補サイトの比較検討結果	11-32
表 11.4-2	冷却システムの比較検討結果	11-33
表 11.5-1	本プロジェクトに係る影響項目のチェックリスト	11-35
表 11.5-2	スコーピングの結果—重要影響項目の特定	11-36
表 11.5-3	環境社会的配慮調査の TOR	11-38
表 11.7-1	スコーピングにもとづく環境社会調査の結果	11-39
表 11.8-1	環境影響マトリクス	11-41
表 11.8-2	大気質の測定結果及びモザンビークの環境基準との比較	11-45
表 11.8-3	排出諸元	11-47
表 11.8-4	月別気温等	11-48
表 11.8-5	月別平均相対湿度	11-48
表 11.8-6	年間の風速・風向別出現頻度（2009～2011 年）	11-49
表 11.8-7	月別の風向出現頻度（2009～2011 年）	11-49
表 11.8-8	月別・風向別平均風速（2009～2011 年）	11-50
表 11.8-9	安定度・風速別の気象条件	11-52
表 11.8-10	パスキル安定度分類	11-52
表 11.8-11	通常条件での新設による将来最大濃度の予測結果（1 時間値）	11-56
表 11.8-12	特殊条件での新設による将来最大濃度の予測結果（1 時間値）	11-59
表 11.9-1	建設段階の緩和策	11-63
表 11.9-2	運転段階の緩和策	11-65
表 11.10-1	建設段階の環境モニタリング計画	11-66
表 11.10-2	運転段階の環境モニタリング	11-67

## 図リスト

ページ

図 1.3-1	本調査の対象地域	1-2
図 1.3-2	調査の全体像	1-5
図 1.3-3	実施スケジュール	1-6
図 1.4-1	調査団の体制	1-7
図 2.1-1	貧困率 (%)	2-2
図 2.2-1	全国系統	2-8
図 2.2-2	南部系統と送電線送電容量 (単位: MW)	2-9
図 2.2-3	2011 年電力潮流 (単位: MW)	2-12
図 2.2-4	2011 年事故電流 (単位: kA)	2-13
図 2.3-1	EDM の送電システム区分	2-15
図 2.3-2	「モ」国の最大電力発生日の日負荷曲線(2011 年 11 月 16 日)	2-16
図 2.3-3	南部地域の需給バランス	2-17
図 2.3-4	地域別電力需要想定 (Base ケース)	2-19
図 2.3-5	南部地域の電力需要想定 (ケース別)	2-19
図 2.3-6	北部・中部系統の kW バランス (需要 Base ケース)	2-21
図 2.3-7	南部系統の kW バランス (需要 Base ケース)	2-22
図 2.3-8	南部系統の kW バランス (需要 Low ケース)	2-22
図 2.3-9	北部・中部系統の kWh バランス (需要 Base ケース)	2-23
図 2.3-10	南部系統の kWh バランス (需要 Base ケース)	2-24
図 2.3-11	南部系統の kWh バランス (需要 Low ケース)	2-25
図 2.4-1	資金未確保の電力プロジェクトの内訳	2-32
図 3.2-1	ベルルアーネサイト用地	3-3
図 3.2-2	CTM マプトサイト用地	3-4
図 3.3-1	ベルルアーネ/CTM マプトサイト所在地およびマプト港からのアクセス	3-5
図 3.3-2	ベルルアーネ・サイトへの前面道路からのアクセス	3-6
図 3.3-3	CTM マプト・サイトへの前面道路からのアクセス	3-7
図 3.5-1	南部ガス火力発電所の連系系統	3-10
図 3.5-2	Beluluane 連系方法	3-11
図 3.5-3	潮流解析結果 (2017 年)	3-13
図 3.5-4	事故電流解析結果 (2017 年)	3-15
図 3.5-5	発電機動揺曲線	3-16
図 3.5-6	増強計画案系統 (2016 年)	3-18
図 3.5-7	増強計画案系統の潮流解析結果 (2016 年)	3-20
図 3.5-8	増強計画案系統の事故電流解析結果 (2016 年)	3-22
図 3.5-9	増強計画案系統の発電機動揺曲線 (2016 年)	3-24
図 3.6 1	ガスステーションの位置及びガス配管接続ルート	3-26

図 4.2-1	CCGT 軸構成の型式	4-3
図 4.2-2	50MW 級 CCGT レイアウト例	4-7
図 4.2-3	ベルルアーネサイト CCGT レイアウト例	4-8
図 4.2-4	重構造産業型ガスタービンによる CCGT レイアウト例	4-9
図 4.2-5	航空機転用型ガスタービンによる CCGT レイアウト例	4-9
図 4.2-6	プラントレイアウト (ケース 1)	4-10
図 4.2-7	プラントレイアウト (ケース 2)	4-11
図 4.2-8	プラントレイアウト (ケース 3)	4-12
図 4.3-1	蒸気タービン復水冷却システムフロー	4-15
図 4.3-2	マプト火力旧石炭火力用取水設備	4-16
図 4.3-3	一過式冷却方式の取水設備 (参考事例写真および概念図)	4-16
図 4.3-4	一過式冷却方式の取水設備 (概念図)	4-17
図 4.3-5	既設取水設備の健全性評価	4-18
図 4.3-6	ライフタイムコストによる経済性比較	4-20
図 4.3-7	プロジェクトサイト周辺海域開発	4-21
図 5.1-1	CTM サイト周辺の状況	5-1
図 5.1-2	マプトの地質概況	5-2
図 5.1-3	ボーリング位置	5-2
図 5.2-1	サイクロンの襲来頻度および経路	5-4
図 5.2-2	2000 年 2 月上旬にモザンビークに襲来した熱帯低気圧の衛星画像	5-5
図 5.2-3	2000 年 2 月 3 日から 2 月 8 日にかけてのマプト市の日雨量	5-6
図 6.1-1	系統周波数における運転時間制限	6-4
図 6.2-1	大気温度性能特性図	6-9
図 6.2-2	格定サイト条件における 2xLM6000PD Sprint の熱平衡図	6-10
図 6.2-3	最大容量サイト条件における 2xLM6000PD Sprint の熱平衡図	6-11
図 6.2-4	定格サイト条件における 2025 (2x H-25) の熱平衡図	6-12
図 6.2-5	最大容量サイト条件における 2025 (2x H-25) の熱平衡図	6-13
図 6.2-6	ガスタービンパッケージ設置例	6-19
図 6.3-1	取り合い点	6-25
図 6.4-1	プラントレイアウト	6-28
図 6.4-2	ガスタービンならびに HRSG	6-29
図 6.4-3	空冷復水器を使用した蒸気タービン	6-30
図 6.4-4	水処理フロー (水バランス)	6-39
図 6.5-1	電気系統概要	6-42
図 6.5-2	単線結線図 1	6-47
図 6.5-3	単線結線図 2	6-48
図 6.5-4	GIS 配置ならびに接続点	6-52
図 6.5-5	プラント制御概要	6-54
図 6.6-1	東部・南部アフリカにおいて過去に発生した地震 (マグニチュード 4.0 以上)	6-58

図 6.6-2	地震ハザードマップ（50年超過確率10%の水平加速度（m/sec）の分布図）	6-58
図 6.6-3	潮位と地盤高の関係図	6-59
図 6.6-4	オイルタンクの設置工事の様子（1970年代）	6-61
図 6.6-5	ガスタービン基礎の概略図	6-63
図 6.6-6	鉄道脇の排水路（幅70cm）及びCTM構内の雨水枡	6-64
図 6.6-7	CTM構内およびその周辺地域における既存の排水路	6-66
図 7.1-1	「モ」国のガス田	7-1
図 7.1-2	モザンビークのガス生産量の推移	7-3
図 7.1-3	石油天然ガスセクターへの投資の推移	7-3
図 7.2-1	TEMANE - SECUNDA ガスパイプラインのルート	7-4
図 7.2-2	MGC のガスパイプラインのルート	7-6
図 7.2-3	既存の Motola 市内のガス配管網（緑色のライン）	7-6
図 7.2-4	ガスパイプライン準備工事用倉庫の建設状況	7-7
図 7.2-5	PRS-2 から CTM マプトまでのパイプラインのルート（緑色のライン）	7-7
図 7.2-6	CTM マ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	7-8
図 7.2-7	南部でのガス供給の全体	7-9
図 7.2-8	「モ」国南部および南アでのガス生産・運用体制	7-10
図 7.4-1	ガス供給及び輸送契約に関する関係図	7-12
図 8.1-1	プロジェクト実施スケジュール	8-2
図 8.2-1	CTM サイトおよび周辺の俯瞰図	8-3
図 8.2-2	マプト港から CTM サイトまでの内陸輸送ルート	8-6
図 8.2-3	マプト港側の鉄道との立体交差橋	8-7
図 8.2-4	サイト側の鉄道との立体交差橋	8-7
図 8.2-5	マプトリングロード計画図	8-8
図 8.2-6	マプト第6工区想定ルート	8-9
図 8.2-7	CTM サイトとリングロード第6工区の干渉範囲予想図	8-9
図 8.4-1	EDM 組織内における PIU の位置づけ	8-13
図 8.4-2	PIU 組織体制	8-14
図 8.5-1	EDM の現状組織図	8-17
図 8.5-2	組織レベルによる運転保守管理フロー	8-19
図 8.5-3	保守管理方法の概念図	8-20
図 8.5-4	PDCA による運転保守管理フロー	8-21
図 8.5-5	ハインリッヒの法則	8-23
図 8.5-6	環境マネジメントシステム（プラントレベル）	8-33
図 8.5-7	環境マネジメントシステム（パブリックレベル）	8-35
図 9.3-1	コンバインドサイクル発電設備の価格動向	9-7
図 9.3-2	機器 FOB 価格構成比	9-8
図 10.4-1	平均電力料金と支払意思額	10-18

図 11.2-1	月平均最高気温および最低気温の変化（2009年～2011年）	11-2
図 11.2-2	月平均相対湿度の変化（2009年～2011年）	11-3
図 11.2-3	月平均日射量の変化（2009年～2011年）	11-3
図 11.2-4	風配図（2007年～2011年）	11-4
図 11.2-5	風向の構成（2007年～2011年）	11-4
図 11.2-6	マプト市における月別降水量（2007年～2011年）	11-5
図 11.2-7	大気質モニタリング地点	11-6
図 11.2-8	代表的な騒音レベル(dB(A))	11-8
図 11.2-9	騒音モニタリング地点	11-9
図 11.2-10	MP11における9日間（2012年11月23日～12月1日）の等価騒音レベル	11-11
図 11.2-11	水質モニタリング地点の位置	11-14
図 11.3-1	「モ」国のEIAプロセスの概要	11-25
図 11.3-2	MICOAの組織図	11-30
図 11.8-1	風配図（2009～2011年平均）	11-50
図 11.8-2	各年の風配図（2009～2011）	11-51
図 11.8-3	通常条件での新設によるNO <sub>2</sub> の最大着地濃度の予測結果（1時間値）（大気安定度AおよびBのケース）	11-54
図 11.8-4	通常条件での新設によるNO <sub>2</sub> の最大着地濃度の予測結果（1時間値）（大気安定度CおよびDのケース）	11-55
図 11.8-5	NO <sub>2</sub> の予測濃度分布図（南西風 安定度A 風速1.0 m/s）	11-57
図 11.8-6	NO <sub>2</sub> の予測濃度分布図（南西風 安定度B 風速4.0m/s）	11-57
図 11.8-7	NO <sub>x</sub> の予測濃度分布図（南西風 安定度別最大時C-1時間値）	11-58
図 11.8-8	NO <sub>x</sub> の予測濃度分布図（南西風 安定度別最大時D-1時間値）	11-58
図 11.8-9	特殊条件での新設によるNO <sub>x</sub> の将来最大着地濃度の予測結果（1時間値）	11-60
図 11.11-1	10世帯の筆頭者、アーバン地区40、40aからの参加者	11-68
図 11.11-2	予定地近隣の企業、機関からの参加者	11-69



## 略語集

Abbreviation	English	Original Language (Portuguese language)
ACC	Air Cooled Condenser	
ADB	Asian Development Bank	
AdeM		Águas de Moçambique
AFD	French Development Agency	L'Agence Française de Développement
AGFUND	Arab Gulf Programme for Development	
ANE	National Roads Administration	Administração Nacional de Estradas
APFR	Automatic power factor regulator	
AQR	Automatic reactive power regulator	
ASME	American Society of Mechanical Engineers	
ASTM	American Society of Testing and Materials	
AVR	Automatic voltage regulator	
BCF	Billion cubic feet	
BCP	Boiler circulating pumps	
BDM	Break down maintenance	
BOP	Balance of Plant	
BS	British Standards	
C/P	Counterpart	
CBM	Condition based maintenance	
CCR	Central Control Room	
CCGT	Combined Cycle Gas Turbines	
CCTV	Closed-circuit television	
CEMS	Continuous Emission Monitoring System	
CF	Conversion Factor	-
CLDC	Central load dispatching center	
CMH	Mozambican Hydrocarbon Company (no official English name)	Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos
COD	Commercial operation date	
CPF	Central Processing Facility	
CPI	Investment Promotion Centre	Centro de Promocao de Investimentos
CPU	Central Processing Unit	
CTM	Maputo Thermal Power Station	Central Térmica de Maputo
DCS	Distribution control system	
DIN	German standards	Deutsches Institut fur Normung
DLP	Defect Liability Period	
DPCA	Provincial Directorate for Co-ordination of Environmental Affairs	Provinciais para Coordenação da Acção Ambiental
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	-
DSR	Debt Service Ratio	
EDM	Mozambican Electricity Company (no official English name)	Electricidade de Moçambique
EIA	Environmental Impact Assessment	
EIRR	Economic Internal Rate of Return	
EIS	Environmental Impact Study	
EIB	European Investment Bank	
ENH	Mozambican National Hydrocarbon Company	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique
EOH	Equivalent operation hours	
EPC	Engineering, Procurement and Construction (contract)	
EPDA	Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition	Estudo de Pré-Viabilidade Ambiental e Definição do Âmb
EPRi	Electric Power Institute, Inc.	
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	

Abbreviation	English	Original Language (Portuguese language)
EU	European Union	
FCT	Fault clearing time	
FDI	Foreign Direct Investment	
FIDIC	International Federation of Consulting Engineers	Fédération Internationale Des Ingénieurs-Conseils
FIPAG	Water Supply Investment and Assets Fund	Fundo de Investimento e Património de Abastecimento de Água
FIRR	Financial Internal Rate of Return	
FOB	Free on board	
FS	Feasibility Study	
FUNAE	Mozambican National Rural Electrification Fund (no official English name)	Fundo de Energia
GDP	Gross Domestic Product	
GIZ	German Agency for International Cooperation	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GMCB	Generator main circuit breakers	
GNI	Gross National Income	
GoM	Government of Mozambique	
GOV	Governor control unit	
GPS	Global positioning system	
GS	Gas Station	
GSA	Gas Sales Agreement	
GT	Gas Turbine	
HCB	Cahora Bassa Hydroelectric	Hidroeléctrica de Cahora Bassa
HHV	Higher Heating Value	-
HQ	Head office	
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	
JIS	Japanese Industrial Standard	
I&C	Instrumentation and control	
I/O	Input/ output	
IDA	International Development Association	
IDC	Interest During Construction	
IFC	International Financial Corporation	
INAHINA	National Institute of Hydrography and Navigation	Instituto Nacional de Hidrografia e Navegação
INP	National Petroleum Institute	Instituto Nacional de Petróleos
IPP	Independent Power Producer	
JICA	Japan International Cooperation Agency	
JIS	Japanese Industrial Standards	
L1, L2, L3	Line bus	
LAN	Local area network	
LC	Local Currency	-
LCD	Liquid Crystal Display	
LHV	Lower Heating Value	
LCOE	Levelised Cost of Electricity	
LTPM	Long Term Parts Management	
LTSA	Long Term Service Agreement	
MCC	Motor control center	
MDF	Main distributing frame	
ME	Ministry of Energy	
MGC	Matola Gas Company	
MGJ	Million gigajoules	
MICOA	Ministry of Coordination of Environmental Affairs	Ministério para Coordenação de Acção Ambiental
MMR	Ministry of Mineral Resources	
MOH		
MPDC	Maputo Port Development Company	
MSL	Mean Sea Level	

Abbreviation	English	Original Language (Portuguese language)
MUSD	Millions of US Dollars	
MZN	Mozambique Metical	
N	Neutral bus	
NEDAP	National Energy Development and Access Program	
NGV	Natural Gas Vehicle	
NGO	Nongovernmental Organization	
NOK	Norwegian Krone	
NORAD	Government of Norway Agency for Development Cooperation	
NPFA	National Protection Fire Association	
O&M	Operation and Maintenance	
OC	Oriental Consultants Co., Ltd.	
ODA	Official Development Assistance	
OEL	Over excitation limiter	
OEM	Original equipment manufacturers	
OH	Overhaul	
OJT	On the job training	
ONAF	Oil natural air forced	
ONAN	Oil natural air natural	
PDCA	Plan-do-check-act	
PDCA	Provincial Directorate for Environmental Affairs	
PIP	Project implementation procedure	
PIU	Project Implementation Unit	
PM	Particulate matter	
PMU	Project Management Unit	
POED	Project for Entrepreneurial Development	
PPA	Petroleum Production Agreement	
PQ	Product quality	
PRS	Pressure Reduction Station	
PS	Power station	
PSA	Production Sharing Agreement	
PSS	Power system stabilizer	
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	
PVB	Private branch exchange	
ROMPCO	Republic of Mozambique Pipeline Investments Company Ltd.	
RSA	Republic of South Africa	
SA	Surge arrestor	
SADC	Southern African Development Community	
SAPP	Southern African Power Pool	
SBU	Strategic Business Unit	
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	
SEIA	Simplified Environmental Impact Assessment	
SER	Simplified Environmental Report	
SIDA	Swedish International Development Cooperation Agency	
SOAPP	State of the Art Power Plant	
SPI	Sasol Petroleum International Ltd.	
SPT		Sasol Petroleum Temane Limitada
ST	Steam turbine	
STE	Mozambique Regional Transmission Backbone Project	Projecto Regional de Transporte de Energia, Centro-Sul
SUS	Steel Use Stainless	
TAC	Technical Assessment Commission	
TBM	Time-based maintenance	
TCF	Trillion cubic feet	

<b>Abbreviation</b>	<b>English</b>	<b>Original Language (Portuguese language)</b>
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	
TFD	Time of Flight Diffraction	
TOR	Terms of Reference	
TQM	Total quality management	
UAT	Unit auxiliary transformer	
UEL	Under excitation limiter	
UPS	Uninterrupted power supply	
USD	US dollars	
USGS	U.S. Geological Survey	
UT	Ultrasonic Testing	
VAC	Volts alternating current	
VAT	Value Added Tax	
VCB	Vacuum circuit breaker	
VDC	Volts direct current	
VT	Voltage transformer	
WACC	Weighted Average Cost of Capital	
WB	World Bank	
WHO	World Health Organisation	
WTP	Willingness-to-pay	
XLPE	Cross-linked polyethylene	

## 巻末資料

- 巻末資料 1 : 機器配置図面集
- 巻末資料 2 : Terms of Reference (TOR) of Engineering Consultancy Services
- 巻末資料 3 : 現地再委託結果 (敷地測量)
- 巻末資料 4 : 現地再委託結果 (地質調査)
- 巻末資料 5 : 現地再委託結果 (環境社会配慮)
- 巻末資料 6 : ステークホルダーミーティング記録
- 巻末資料 7 : 環境チェックリスト
- 巻末資料 8 : 第 1 回現地調査日程表
- 巻末資料 9 : 第 2 回現地調査日程表
- 巻末資料 1 0 : 面談者リスト
- 巻末資料 1 1 : 収集資料リスト
- 巻末資料 1 2 : Minutes of Meeting of the 1st Mission
- 巻末資料 1 3 : Minutes of Meeting of the 2nd Mission

## 要 約

## 要 約

### 1. 調査の背景および目的

本件業務「モザンビーク国南部ガス火力発電所整備事業準備調査」（本調査）は、モザンビーク（以下、「モ」国）から円借款要請のあったガスコンバインドサイクル発電所建設プロジェクトについて、事業の概略設計及び実施可能性調査（Feasibility Study : F/S）を実施し、我が国有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的としている。

本調査の実施の背景は以下のとおりである。

- 2011年における全国の電力需要をみると、最大電力は616MW、消費電力量は4,068GWh/年に過ぎないが、過去5年間の年平均増加率は、それぞれ14.1%、11.6%と顕著な伸びをみせている。特に、南部地域単独の最大電力は369MWであり、前述の616MWの60%を占めている。
- モザンビーク電力公社(以下、EDM)は、老朽化した小規模の水力・火力発電所のリハビリ、レサノガルシア地区に建設中のIPP電源からの電力購入、IPPへの資本参加等で供給力の確保に努めているものの、中長期的な電力需要を満たすためには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となっている。
- こうした背景のもと、「モ」国政府から日本政府に対して2012年1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。
- 本調査は、「モ」国政府から要請のあった「ガスコンバインドサイクル発電所建設プロジェクト」について、事業の概念設計及び実施可能性(F/S)を評価し、当該事業の必要性、概要、事業費、実施スケジュール、実施(調達・施工)方法、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮など、日本国有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

### 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、エネルギー省(以下、ME)が州の担当局を通じて担当する。
- 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経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。

- 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、2013 年 4 月には調査が完了する見込みである。アップデート調査の結果を受け、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. プロジェクト地点の選定

プロジェクト地点の選定は以下のとおり要約される。

- 発電設備の概略規模を推定したうえで、技術的及び経済的な観点より各サイト候補地を比較・評価し、最適建設予定地を選定した。候補地としては、EDM が従来より検討を進めてきたベルルアーネ工業団地内、及び CTM 構内の石炭火力発電設備撤去跡地を対象とした。
- 比較検討における前提条件として、EDM の意向を尊重し、次の 3 点を考慮した。
  - (i) ガス契約が Take-or-pay 条件であることを考慮し、契約ガス量 6MGJ/year をフル活用可能なように、CCGT 発電所の出力を最大化する。
  - (ii) 2013～2017 年(CCGT 発電所が運転開始する年と想定)は、契約ガス量 6MGJ/year を使って CTM の既設 GT 発電所をベース運転する。
  - (iii) 2017 年以降は、CCGT 発電所がフル稼働し、CTM の既設 GT 発電所はスタンバイ状態として CCGT 発電所が停止した時などの緊急時にのみ運転する。
- 発電所建設候補地の選定にあたっては、レイアウト上の必要敷地面積、敷地の現状およびアクセス性、地形、地質および気象条件、系統上の制約条件、燃料供給上の制約条件、復水器冷却方式、CCGT 機器の選択性などを客観的かつ総合的に比較検討した。
- その結果、最大 110MW 相当の設備が設置可能な CTM を最適候補地点として選定した。系統制約上の設備容量が最大の決定要因になっている。

### 4. プラント定格出力ならびに一般仕様

プラント定格出力ならびに一般仕様は以下のとおり要約される。

- CCGT の発電出力は、天然ガス受入量により制約される。新設ガス火力発電所へのガス供給量は、6.0MGJ/year であるので、このガス供給量から発電可能出力を計算すると約 114MW となる。
- CCGT の定格出力は、70-110MW の様にレンジを持たせて設定することにより、選択できる CCGT の中が拡大するとともに、EPC コントラクターの適切かつ活発な競争を促すことができる。
- 当該発電プラントは、「モ」国の逼迫する電力需要に対応するために、「モ」国のマプト市南部に建設される。本プラントは当面、1 ユニットでの運用が想定され、高出力、高効率で連続運転が求められる場合、プラントの総合効率で優れ、他のガスタービンが定期点検等で停止する場合でも、約 50% の高効率で部分負荷運転が可能で、且つ保守点検費用等で優れる、多軸型 2-on-1 CCGT を推奨する。
- 蒸気タービン復水器冷却方式として、一過式冷却設備、湿式冷却塔設備および空冷式復水器の 3 タイプの冷却設備をそれぞれ経済性の観点から比較検討した結果、本地点においては、空冷式復水器方式が最も適しているとの結論に至った。



## 5. サイト条件

サイト条件は以下のとおり要約される。

- CTM サイトは、1950 年代に旧石炭火力発電所が建設された際に、原地盤に対して 1.5～2.0m の盛土が施されており、現在の CTM 内の標高は海拔約 3.3m である（マプト港の平均海面が基準）。
- CTM サイトの北側に位置する高速道路の盛土が分水嶺の役割を果たすため、道路の北側に降った雨は基本的に CTM の方向には流れてこない。
- ボーリング調査の結果、すべての掘削孔において高 N 値層（50 回以上打撃しても 30cm 貫入しない層）が確認された。高 N 値層の現れる深さは地表から 5m～15m の範囲である。
- 「モ」国には、サイクロンが平均して年 2 回の頻度、熱帯低気圧は 3 回から 4 回の頻度で襲来する。
- 2000 年 2 月に 2 つの熱帯低気圧が「モ」国に上陸し、豪雨により全土に甚大な被害をもたらした。マプト市においても 2 月だけで 653mm の降水量を記録している。これはマプト市の年間平均降水量（800mm）の 80%以上にも相当する。
- 2000 年 2 月 6 日に、CTM の GT 建屋で浸水被害が発生しているが、これは河川の氾濫や高潮が原因ではなく、CTM 構内の排水不良が原因であったと考えられる。

## 6. 基本設計

基本設計は以下のとおり要約される。

- CTM 地点におけるプロジェクトの概要は以下に示すとおりである。
  - (i) 仕様
    - 定格出力: 70MW～110MW
    - 熱効率 (低位発熱量, LHV): 50%以上
    - 設備利用率: 83%以上 (ベース電源)
    - 燃料: Pande ガス田からの天然ガス
  - (ii) 設備
    - ◇ コンバインドサイクルガスタービン (CCGT)
      - ガスタービンおよび発電機: 2 基
      - 蒸気タービンおよび発電機: 1 基
      - 排熱回収ボイラー: 2 基
      - 空冷式復水器: 1 基
      - 11kV 開閉所、昇圧変圧器、燃料ガス供給設備、給水タンクなどの付帯設備
    - ◇ 杭基礎、建屋などの土木・建築構造物
    - ◇ 水処理、排水処理、消火設備等、その他設備
- 制御監視システムは、分散制御システム(DCS, Distributed Control System)で構成する。新設発電所の制御監視に加え、既設ガスタービン 2 号機および 3 号機も中央制御室から運転制御可能なものとして計画する。

## 7. 天然ガス供給計画

天然ガス供給計画は以下のとおり要約される。

- EDM は、本プロジェクトの天然ガス供給量として、CTM 内のガスタービンおよび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 を見込んでいた。
- MGC とのガス供給契約では、EDM 向けガス供給量は、2015 年の 7 月 1 日から 2016 年の 7 月 1 日までは 4.5 MGJ/y であり、2016 年 7 月 1 日からは 5.8 MGJ/y に増量される予定である。
- EDM は、ガス供給契約 (Gas Supply Agreement) についてマプトガス会社 (MGC : Maputo Gas Company) と、ガス輸送契約については ENH と交渉中である。ガス供給契約およびガス輸送契約については、2013 年 3 月を目途に契約締結される見込みである。MGC とのガス供給契約では、ガス価格は 5.6 USD/GJ (内で 0.4 USD/GJ はガス輸送費) となる予定である。

## 8. プロジェクト実施計画

情報非公開部分のため省略

## 9. プロジェクトコスト

情報非公開部分のため省略

## 10. 経済・財務分析

情報非公開部分のため省略

## 11. 環境社会配慮

環境社会配慮確認の結果は以下のとおり要約される。

- 環境社会配慮のベースとして、以下の項目を把握・検討した。
  - － 事業コンポーネントの概要
  - － 建設予定地およびその周辺における自然環境条件 (気象・大気質・騒音・水質等)
  - － 建設予定地およびその周辺における社会経済状況 (行政・人口・教育・衛生・産業等)
  - － 「モ」国の環境法令・基準・制度および管轄組織
- 上述のベースラインに基づき、環境社会配慮に関するスコーピングおよび環境社会に与える影響について調査・評価を行った結果は以下のとおりである。
  - － 建設期間中  
工事に伴い発生する大気汚染、騒音・振動、廃棄物などが周辺環境に影響を及ぼすことが考えられるが、その影響は局所的かつ短期的であり、適切な対策を施すことにより許容できる水準に容易に軽減することが可能である。
  - － 運転期間中  
発電プラントは、「モ」国の環境基準を満たすように設計・建設されるため、周辺環境への重大な影響は想定されない。
- プロジェクトサイトは EDM が所有・管理しているため用地取得の必要はない。また、立ち退きの対象となる合法・不法の定住者は存在しないため、本プロジェクトは住民移転を伴わない。

# 第 1 章

## 序論

## 第 1 章 序論

### 1.1 調査の背景

本件業務「モザンビーク国南部ガス火力発電所整備事業準備調査」（本調査）は、モザンビーク（以下、「モ」国）から円借款要請のあったガスコンバインドサイクル発電所建設プロジェクトについて、事業の概略設計及び実施可能性調査（Feasibility Study : F/S）を実施し、我が国有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的としている。本調査の実施の背景は以下のとおりである。

- 2011 年における全国の電力需要をみると、最大電力は 616MW、消費電力量は 4,068GWh/年に過ぎないが、過去 5 年間の年平均増加率は、それぞれ 14.1%、11.6%と顕著な伸びをみせている。特に、南部地域単独の最大電力は 369MW であり、前述の 616MW の 60%を占めている。
- モザンビーク電力公社(以下、EDM)は、老朽化した小規模の水力・火力発電所のリハビリ、レサノガルシア地区に建設中の IPP 電源からの電力購入、IPP への資本参加等で供給力の確保に努めているものの、中長期的な電力需要を満たすためには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となっている。
- こうした背景のもと、「モ」国政府から日本政府に対して 2012 年 1 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。

### 1.2 調査の目的

本調査は、「モ」国政府から要請のあった「ガスコンバインドサイクル発電所建設プロジェクト」について、事業の概念設計及び実施可能性（F/S）を評価し、当該事業の必要性、概要、事業費、実施スケジュール、実施（調達・施工）方法、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮など、日本国有償基金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

### 1.3 業務内容

本調査の対象地域は「モ」国マプト州マプト市およびマトラ市（図 1.3-1）である。



(Source: JICA 調査団)

図1.3-1 本調査の対象地域

本調査において、JICA の業務指示書で要求されている調査実施項目を表 1.3-1に示す。

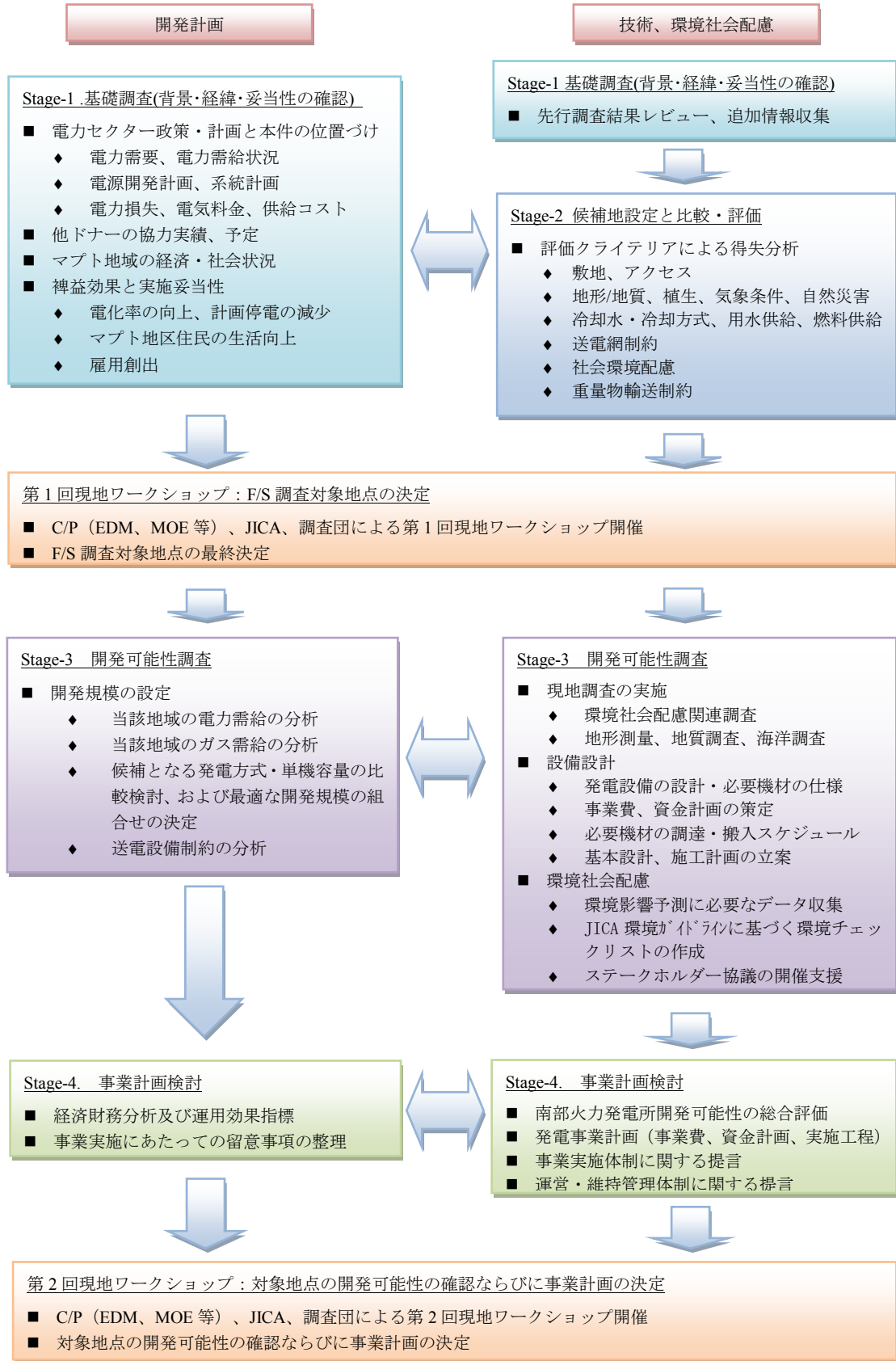
表1.3-1 調査項目

本提案書における項目番号と業務内容	
<b>[4.1] 現況の確認及び事業の概略設計</b>	
4.1.1	インセプション・レポートの作成、協議
(1)	関連資料分析・検討、調査計画の策定
(2)	インセプション・レポートの作成
(3)	インセプション・レポートの説明、内容の協議・確認
4.1.2	プロジェクトの背景・経緯・妥当性の確認
(1)	「モ」国電力セクター政策・計画の確認及び本件発電所建設の位置づけ・重要性の確認
(2)	他ドナーの電力セクターに対する協力実績・予定の確認
(3)	調査対象地域「モ」国マプト州及びその周辺の経済・社会状況の把握
(4)	南部系統の需要想定・系統解析のレビュー及び運用状況の確認
(5)	裨益対象地域、南部地域の電力需給状況・今後の見通しの確認、本プロジェクト実施の妥当性確認
4.1.3	概略設計と最適案の決定
(1)	発電所建設サイト候補地設定・比較・評価及び最適案の選定
(2)	プロGRESS・レポート作成、最適案の決定支援
<b>[4.2] 基本設計と事業効果の確認</b>	
4.2.1	基礎情報の確認調査
(1)	自然条件の確認
(2)	社会経済活動状況の確認
(3)	燃料供給計画の検討
(4)	系統解析による送電方法の検討及び首都圏送配電網の安定度確認
4.2.2	プロジェクトの計画概要
(1)	プロジェクトの目的
(2)	ガスコンバインドサイクル発電所主要施設の内容(全体構想)
(3)	コンサルティングサービスの規模及び TOR の検討
4.2.3	基本設計(F/S レベル)
(1)	構内配置概略計画
(2)	プラントタイプ及び規模、単機容量
(3)	燃料供給及び処理システム
(4)	復水器冷却方式
(5)	土木建築設備
(6)	機械設備
(7)	電気制御設備
(8)	共通設備
(9)	送変電設備
(10)	その他の付属施設
(11)	主要機材の現場搬入ルート
4.2.4	施工/調達計画の検討
4.2.5	プロジェクト実施スケジュール
4.2.6	事業実施体制

本提案書における項目番号と業務内容	
(1)	事業実施体制の確認(PMU:Project Management Unit の設立等)
(2)	実施機関の所掌業務、組織構造、人員体制の確認(法的な位置づけを含む)
(3)	実施期間の財務・予算状況(補助金の有無等含む)
(4)	実施機関の技術水準
(5)	実施期間の当該類似事業実施の経験
4.2.7	維持・管理体制(維持・管理機関の所掌業務、組織構造、人員体制、財政・予算状況、技術水準、実績等の検討)
4.2.8	環境社会配慮(再委託)
(1)	相手国側の環境社会配慮制度・組織の確認
(2)	プロジェクト・サイトの環境・社会状況の確認
(3)	上記状況確認等に基づくスコーピング案の作成
(4)	環境や社会に対する影響の予測・評価及びモニタリングに必要なデータの収集
(5)	影響の予測・評価及び代替案(ゼロオプションを含む)の比較検討
(6)	緩和策(回避・最小化・代償を含む)の検討
(7)	モニタリング計画(実施体制、方法、費用等)案の作成
(8)	環境チェックリスト(案)の作成 (「JICA 環境ガイドライン 2010 年 4 月」参照)
(9)	ステークホルダー協議の開催支援、議事録の作成・報告
4.2.9	環境社会配慮(社会影響) 用地取得、住民移転等の社会影響有無の確認
4.2.10	プロジェクト概略事業費
(1)	事業費項目
(2)	事業費の算出様式
(3)	準拠ガイドライン
(4)	積算総括表
(5)	コスト縮減にかかる検討
4.2.11	プロジェクト実施に当たっての留意事項の整理
(1)	「モ」国における当該類似業務の調達事情
(2)	入札手法、契約条件の設定
(3)	コンサルタントの選定方法
(4)	施工業者の選定方針
4.2.12	プロジェクト効果の検討・評価
4.2.13	ドラフト・ファイナル・レポートの作成、協議
4.2.14	本邦ワークショップの開催
4.2.15	ファイナル・レポートの作成

(Source: JICA 調査団)

これより、作業全体並びにそれを構成する各作業の相関関係を示すフローチャートを図 1.3-2に示す。また、実施スケジュールを図 1.3-3に示す。



(Source: JICA 調査団)

図1.3-2 調査の全体像



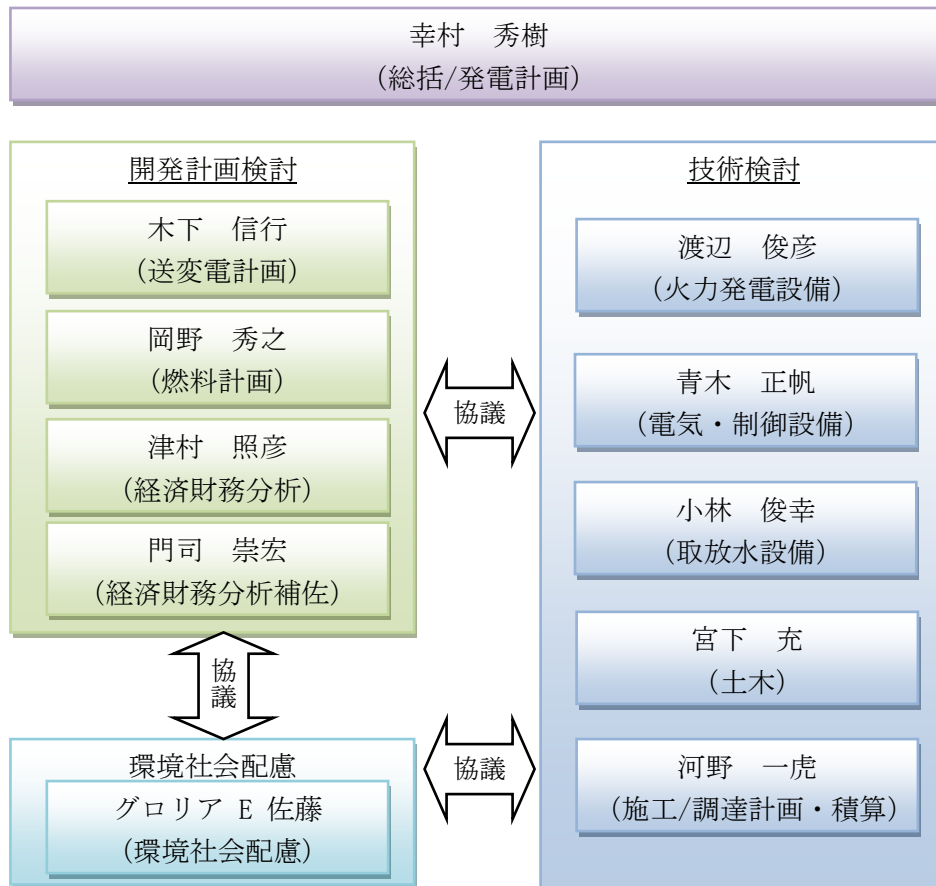
調査工程	2012年				2013年		
	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
調査工程	第1次国内作業	第1次現地作業	第2次国内作業	第2次現地作業	本邦ワークショップ		
電力システム開発計画	<p><b>Stage-1 基礎調査(背景・経緯・妥当性の確認)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>電力セクター政策・計画と本件の位置づけ                     <ul style="list-style-type: none"> <li>電力需要、電力需給状況</li> <li>電源開発計画、系統計画</li> <li>電力損失、電気料金、供給コスト</li> </ul> </li> <li>他ドナーの協力実績、予定</li> <li>マプト地域の経済・社会状況</li> <li>裨益効果と実施妥当性                     <ul style="list-style-type: none"> <li>電化率の向上、計画停電の減少</li> <li>マプト地区住民の生活向上</li> <li>雇用創出</li> </ul> </li> </ul>	<p>第1回ワークショップ</p> <p>F/S 調査対象地点の決定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>C/P (EDM、MOE 等)、JICA、調査団が出席</li> <li>F/S 調査対象地点の最終決定</li> </ul>	<p><b>Stage-3 開発可能性調査</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>開発規模の設定                     <ul style="list-style-type: none"> <li>当該地域の電力需給の分析</li> <li>当該地域のガス需給の分析</li> <li>候補となる発電方式・単機容量の比較検討、および最適な開発規模の組合せの決定</li> <li>送電設備制約の分析</li> </ul> </li> </ul>	<p>第2回ワークショップ</p> <p>対象地点の開発可能性の確認ならびに事業計画の決定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>C/P (EDM、MOE 等)、JICA、調査団が出席</li> <li>対象地点の開発可能性の確認ならびに事業計画の決定</li> </ul>	<p>本邦ワークショップ (1週間程度)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電設備、タービン工場視察等</li> </ul>		
技術検討・社会環境配慮	<p><b>Stage-1 基礎調査(背景・経緯・妥当性の確認)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>先行調査結果レビュー</li> <li>追加情報の収集</li> </ul>	<p><b>Stage-2 候補地設定と比較・評価</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>評価クライテリアによる得失分析                     <ul style="list-style-type: none"> <li>敷地、アクセス</li> <li>地形/地質、植生</li> <li>気象条件、自然災害</li> <li>冷却水・冷却方式</li> <li>用水供給</li> <li>燃料供給</li> <li>送電網制約</li> <li>社会環境配慮</li> <li>重量物輸送制約</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Stage-3 開発可能性調査</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>現地調査の実施                     <ul style="list-style-type: none"> <li>環境社会配慮関連調査</li> <li>地形測量、地質調査、海洋調査</li> </ul> </li> <li>設備設計                     <ul style="list-style-type: none"> <li>発電設備の設計・必要機材の仕様</li> <li>事業費、資金計画の策定</li> <li>必要機材の調達・搬入スケジュール</li> <li>基本設計、施工計画の立案</li> </ul> </li> <li>環境社会配慮                     <ul style="list-style-type: none"> <li>環境影響予測に必要なデータ収集</li> <li>JICA 環境ガイドラインに基づく環境チェックリストの作成</li> <li>ステークホルダー協議の開催支援</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Stage-4 事業計画検討</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>経済財務分析及び運用効果指標</li> <li>事業実施にあたっての留意事項の整理</li> </ul>	<p><b>Stage-4 事業計画検討</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>南部火力発電所開発可能性の総合評価</li> <li>発電事業計画(事業費、資金計画、実施工程)</li> <li>事業実施体制に関する提言</li> <li>運営・維持管理体制に関する提言</li> </ul>		
ローカルコンサルタントの調査	現地コンサルタントとの契約手続き	海洋学調査	地形・地質調査	環境調査			
報告書	インセプションレポート	プロGRESSレポート		ドラフトファイナルレポート	ファイナルレポート		

(Source: JICA 調査団)

図1.3.3 実施スケジュール

### 1.4 調査団の構成および分担

東電設計とオリエンタルコンサルタンツとから成る共同企業体は、図 1.4-1に示す調査団を編成した。



(Source: JICA 調査団)

図1.4-1 調査団の体制

本調査の実施過程において円滑な調査を実施するうえで、カウンターパート機関であるエネルギー省(MOE)ならびにモザンビーク電力公社(EDM)からカウンターパート要員が配置された。この要員は、調査上の要求事項ならびに要求程度に応じてフルタイムあるいはパートタイムベースで調査団と綿密に協議あるいは共同作業を行った。カウンターパート要員に期待された役割は以下のとおりである。

- 調査団が必要とする政府関係機関等との面談ならびに協議の場を設定すること。
- 調査団が必要とする現地踏査を支援すること。
- 調査団の情報収集が円滑に進むよう支援し助言すること。

## 第 2 章

### 電力セクターの概要

## 第2章 電力セクターの概要

### 2.1 社会経済状況

#### 2.1.1 国土と人口

「モ」国の国土面積は 799,380 km<sup>2</sup> であり、ニアッサ (Niassa)、カーボ・デルガド (Cabo Delgado)、ナンプーラ (Nampula)、ザンベジア (Zambezia)、テテ (Tete)、マニカ (Manica)、ソファラ (Sofala)、インハンバネ (Inhambane)、ガザ (Gaza)、マプト (Maputo) の 10 州およびマプト市で構成されている。国家統計局の最新の統計によると、人口は 2,300 万人 (表 2.1-1)、その 70% 以上は沿岸に集中する農村地帯 (農村全体の 50%) に居住しており、大部分は若年層である (45.9% は 15 歳未満)。

表2.1-1 各州の総人口・面積・人口密度 (2011 年)

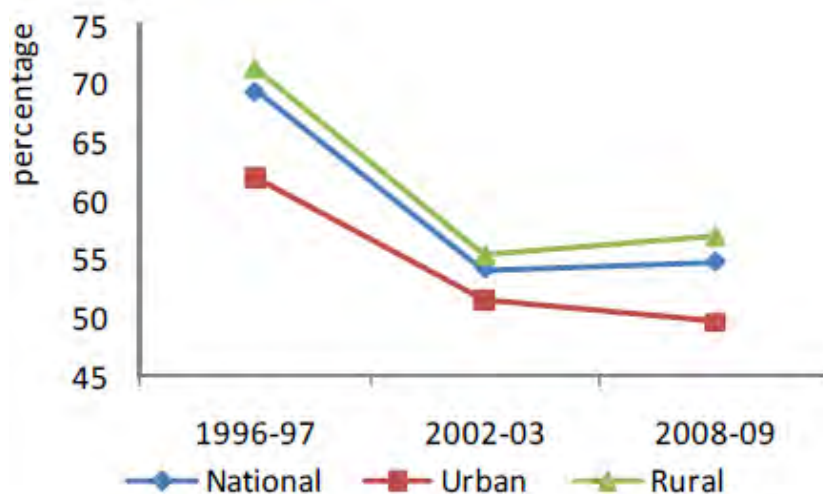
Provinces	Population	Percent Struct.	Area km <sup>2</sup>	Inhab/km <sup>2</sup>
<b>Total</b>	<b>23,049,621</b>	<b>100</b>	<b>799,380</b>	<b>29</b>
Niassa	1,415,157	6	129,056	11
Cabo Delgado	1,764,194	7.6	82,625	21
Nampula	4,529,803	19.2	81,606	56
Zambezia	4,327,163	18.7	105,008	41
Tete	2,137,700	9.2	100,724	21
Manica	1,672,038	7.3	61,661	27
Sofala	1,857,611	8	68,018	27
Inhambane	1,402,245	6.5	68,615	20
Gaza	1,320,970	6.1	75,709	17
Maputo Province	1,444,624	6.3	26,058	55
Maputo City	1,178,116	5.1	300	3,927

(Source : Statistical Yearbook 2011 of National Institute of Statistics)

#### 2.1.2 貧困率

「モ」国の経済は、サハラ砂漠以南の石油資源を持たない国の中ではもっとも高成長を続けており、平均 7.5% で成長を続けている (1993-2009 年)。しかし、その経済は多様性に乏しく、法制度やインフラも整っていない。こうした要因が同国のさらなる発展を阻んでいる。企画開発省の報告によると、貧困率はおよそ 70% (1996 年) からおよそ 55% (2003 年) に減少しているが (図 2.1-1)、農業生産性の伸び悩み、近年の異常気象による減産、国際

食料・燃料価格の高騰による輸出の減少等により、2008年と2009年の貧困率はおよそ55%とおおきく変わっていない。



(Source : 企画開発省, 2010)

図2.1-1 貧困率 (%)

「モ」国政府は近年、経済改革に取り組んでおり、経済部門のほぼすべてが一定の範囲で自由化されている。鉱物資源は豊富にあるが、最近まで内戦が続いていたため、その採掘は進んでいない。こうした中、イニャンバネ州パンデ (Pande) およびテマネ (Temane) で広大な天然ガス田が開発されており、外貨獲得の切り札として期待されている。

農業は同国経済の最重要部門であり、その担い手は、農地全体の92%を耕す小作農である。大規模農業は全体の8%で面積にして250,000ヘクタールに過ぎない。農業がGDPに占める割合は25%~30%程度だが、国民の約80%が農業で生計を立てていることから、産業としての農業の重要性がうかがえる。なお、耕作の大半は11月と12月に集中する降雨に依存している。

### 2.1.3 「モ」国の有望資源

「モ」国はSADC (南部アフリカ開発共同体) で有数の電力生産国である。発電の主体は水力で、その潜在的総発電量は約14,000 MWであり、そのうちの約2,300 MWは開発されており、ザンベジ川に位置するカオラバッサ (Cahora Bassa) ダムによる発電が2,075 MWを占める。残りは全国に点在するダムによるものである。カオラバッサダムで生産される電力は、「モ」国ならびにジンバブエ・マラウイに給電されているが、発電電力の大部分は南アフリカの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。

一方、水力資源に比べ、石油資源の開発は進んでいない。現時点で前述のイニャンバネ州とカーボ・デルガド州の沿岸に天然ガス田が確認されており、「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 と推定されている。生産されるガスの 95%以上はパイプラインによって南アフリカに輸出されている。また、テテ州には比較的大規模な炭田が 3 ヶ所あり、埋蔵量の合計は推定で 30 億トンあり、そのうちのひとつ、モワティゼ (Moatize) の地下炭鉱は 1940 年に開発され、一部が国内で消費、残りが輸出され、内戦のため、操業が中断されていたが、現在、炭鉱は操業されている。

## 2.1.4 経済状況

### (1) マクロ経済

1 人当たりの国内総生産 (GDP) は 2005 年から 2012 年の間に着実に増えており、2012 年における推定額は 635 USD である (表 2.1-2)。また、同期間の GDP も確実に増加している。2012 年までの財政は順調に推移しており、歳入の合計は、GDP 対比で 20.12% (2005 年) から 28.74% (2012 年) に上昇している。一方、債務は GDP 対比で 131.87% (2000 年) から 39.98% (2012 年) に減少することが推定される。政府開発援助 (ODA) の受領額は年々増加しており、2009 年は 20.1 億ドルに達し、今後も開発援助が継続的に行われるであろう。また、同年の外国直接投資 (FDI) 額は 8.8 億ドルとなっている。FDI の詳細については後述する。

表2.1-2 マクロ経済指標

Indicators	Unit	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>National Accounts</b>										
GDP at Current Prices	Billion US \$	4.138	6.579	7.215	8.121	9.943	9.967	9.481	12.830	14.27 (f)
GDP per Capita at Current Prices	US\$	236.46	336.49	361.80	399.26	479.23	471.00	439.25	582.61 (f)	635.44 (f)
Real GDP Growth Rate	%	14.7	8.4	8.7	7.3	6.8	6.4	8.1	...	...
<b>Government Finance</b>										
Government Revenue	% GDP	21.93	20.12	22.93	25.2	25.34	27.06	29.68	29.44 (f)	28.74 (f)
Total Expenditure and Net Lending	% GDP	23.66	22.90	26.99	28.15	27.81	32.57	33.64	34.38 (f)	35.06 (f)
Overall Deficit (-) / Surplus (+)	% GDP	-5.3	-3.5	-0.5	-2.4	-2.7	-5.1	-5.4	...	...
<b>External Sector</b>										
Exports Volume Growth (Goods)	%	19.95	16.78	10.45	-3.499	8.713	-1.195	-9.380	4.278 (f)	1.459 (f)
Imports Volume Growth (Goods)	%	-13.68	-0.0990	5.561	1.495	19.67	13.90	-2.061	22.83 (f)	9.504 (f)
Current Account Balance	Billion US \$	-0.697	-0.7610	-0.7730	-0.7850	-1.179	-1.220	-1.113	-1.667 (f)	-1.818 (f)
Current Account Balance	% GDP	-16.66	-11.56	-10.72	-9.670	-11.86	-12.24	-11.74	-12.99 (f)	-12.74 (f)
<b>Debt and Financial Flows</b>										
Government Gross Debt	% GDP	131.87	80.96	53.61	41.92	42.14	40.13	39.51	33.20 (f)	39.98 (f)
Net Official Development Assistance	Million US \$	906.2	1,297.00	1,605.70	1,778.10	1,996.10	2,013.30	...	...	...
Net Foreign Direct Investment	Million US \$	139.2	107.9	153.7	427.4	591.6	881.2	...	...	...

(Source : ADB Statistics Department; IMF: World Economic Outlook, October 2010 and International Financial Statistics, April 2011; ADB Statistics Department: Development Data Platform Database, April 2011. United Nations: OECD, Reporting)

注 : ... (データ入手不可)、(f) (予測値)

表 2.1-3 の部門別 GDP が示すとおり、農林水産部門が GDP の 24% を占めており、同国で最大の経済部門となっている。製造、運輸・通信・倉庫、貿易、不動産・賃貸・サービス、金融、水道・電力、教育、公共行政、防衛・社会保障、建設部門等がこれに続くが、これらの部門が GDP に占める割合は過去 10 年、ほとんど変わっていない。電力・ガス・水道

部門を例にとると、その割合は4.4%（2001年）から4.8%（2010年）への微増にとどまっている。

表2.1-3 部門別 GDP の割合（2001 - 2011）

		Unit:%										
No.	Description	2001	2002	2003	2004	2005	2,006	2007	2008	2009	2010	2011
1	Agriculture, livestock, hunting and forestry	23.1	23.7	23.4	22.8	22.5	22.9	23.1	23.6	23.8	23.6	23.7
2	Fishing, aquaculture, and related services activities	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.6	1.7	1.7	1.4	1.4	1.4
3	Extrative industries	0.5	0.5	0.6	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3
4	Manufacturing	13.7	13.6	15.0	15.7	14.8	14.0	13.5	13.2	12.7	12.4	12.3
5	Water and electricity	4.4	4.4	4.6	4.9	5.3	5.5	5.6	4.6	4.9	4.8	4.8
6	Construction	3.3	3.3	3.4	3.0	3.1	3.2	3.3	3.5	3.4	3.4	3.3
7	Trade	9.9	9.5	9.5	9.5	9.8	11.0	11.2	11.2	11.2	10.8	10.2
8	Vehicle repairs, motorcycles and good	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
9	Acomodation, restaurants and similar	1.5	1.5	1.5	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6
10	Transport, storage and comunication	9.8	9.7	9.4	9.5	9.5	9.7	9.9	10.4	10.8	11.6	12.0
11	Financial activities	3.0	3.2	3.3	3.9	5.3	5.1	5.2	5.0	5.2	5.4	5.4
12	Real estate activities, Rentals and services	10.9	10.1	9.6	9.4	8.8	8.1	7.6	7.2	6.9	6.5	6.2
13	Public administration, defense and social security	3.9	3.8	3.7	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7
14	Education	3.4	3.2	3.3	3.4	3.5	3.5	3.7	3.7	3.9	4.0	4.0
15	Health and social action	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
16	Other collective services activities	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5
17	SIFIM	-1.5	-1.7	-2.6	-2.8	-2.7	-3.2	-3.1	-3.0	-3.1	-3.2	-3.1
18	Tax on products	8.0	9.2	9.6	9.3	8.9	8.9	8.7	9.2	9.3	9.4	10.0
	Gross Domestic Product	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

(Source : Central Bank of Mozambique)

## (2) 外国直接投資 (FDI)

「モ」国の経済を牽引してきたのは外国直接投資 (FDI) である。実際、大規模な石炭開発プロジェクトに多額の FDI が投入された結果、民間部門への投資は 2011 年に 19 億ドルを突破した。これに伴い、3 万人分の雇用が 285 件の新規プロジェクトによって創出された。ナカラ (Nacala) の経済特別区では 13 件のプロジェクトが立ち上がり、輸出企業による投資は 4 億ドルに達した。

今まで、経済発展と雇用の中心はマプト地域であったが、その構図は変わりつつある。実際、1990 年から 2003 年にかけて、同国への FDI の 75% はマプト市およびマプト州に集中したが、その割合は近年、約 75% (2006 年) から 20% 以下 (2009 年) に減少している。これは、全国に投資が均等に分散していることを意味する。投資対象部門は、鉱物資源・エネルギー・農産物加工が中心であったが、最近では観光や建設といった部門も伸びている。

部門別認可投資 (2005 - 2009 年) に関する投資促進局 (CPI: Centro de Promocao de Investimentos) のデータによると、マプト州の経済基盤はかなり多様化しており、輸送・通信・金融・一般産業・観光部門への投資が続いている (表 2.1-4)。

表2.1-4 マプト州においてCPIが認可した部門別投資（2005年—2009年）

Sector	2005		2006		2007		2008		2009		2005-2009		2005 - 2009 Mozambique Total	
	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)
Transport & communication	209	5,852,549	1,388	158,026,142.00	515	57,681,514	356	83,813,954	365	17,794,625	2,833	323,168,785	4,134	439,561,325
Agriculture and fisheries					25	10,500,000			147	3,203,875	172	13,703,875	816	53,397,122
Agriculture and fisheries	3,511	112,771,297	1,232	23,073,927	2,401	57,314,514	1,698	31,147,316	1,100	37,834,066	9,942	262,141,121	49,545	6,303,139,512
Construction	50	1,150,000	83	1,983,036	933	7,529,977	298	13,426,833	206	3,975,800	1,570	28,065,646	4,375	149,649,500
Industrial	708	28,592,271	959	21,777,570	5,079	325,242,053	2,065	137,485,597	858	21,291,616	9,669	534,389,108	18,705	892,668,673
Mineral resources and energy	154	15,638,650.00	292	23,000,000							446	38,638,650	1,903	6,627,891,567
Services									1,445	43,877,978	1,445	43,877,978	3,545	167,730,328
Tourism & hotels	2228	47,511,506	1,709	368,823,696	605	28,044,286	1,615	68,165,022	73	8,002,172	6,230	520,546,682	17,139	1,310,411,321
Banking, insurance, and leasing	84	1,900,000	62	2,933,500	20	1,532,857	29	12,833,333			195	19,199,690	394	39,883,750
Others	540	14,545,747	6,378	48,766,443	314	51,957,706	562	32,382,301			7,794	147,652,197	8,651	239,389,817
<b>TOTAL</b>	<b>7,484</b>	<b>227,962,021</b>	<b>12,103</b>	<b>648,384,314</b>	<b>9,892</b>	<b>539,802,908</b>	<b>6,623</b>	<b>379,254,357</b>	<b>4,194</b>	<b>135,980,132</b>	<b>40,296</b>	<b>1,931,383,732</b>	<b>109,207</b>	<b>16,223,522,916</b>

(Source : Mozambican Authorities (CPI 2005-2009))

表2.1-5 マプト州においてCPIが認可した地区別投資（2005年—2009年）

District	2005		2006		2007		2008		2009		2005-2009	
	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)	No. of Employment	Committed investment (MZN)
City of Maputo	1,322	46,336,999	9,910	558,554,512	2,438	140,704,758	1,022	129,724,692			14,692	875,320,961
Matola	301	9,978,178	844	29,333,173	3,692	52,720,855	2,470	90,051,628	1,361	64,810,142	8,668	246,893,976
Boane	323	14,894,037	25	5,435,000	718	174,885,695	398	41,167,965	158	4,503,000	1,622	240,885,697
Inhaca					15	320,800					15	320,800
Machava	18	187,217							1,152	14,050,606	1,170	14,237,823
Magude	25	2,857,143	10	160,000							35	3,017,143
Manhiça	10	325,000			514	4,280,000	265	9,001,200	460	2,570,100	1,249	16,176,300
Marracuene	5,000	50,000,000	30	450,000	660	114,714,286	366	4,915,652	214	6,549,119	6,270	176,629,057
Matutuine	335	3,883,447	149	44,609,432	1,738	51,655,714	805	82,301,903	687	41,534,199	3,714	223,984,696
Moamba	150	99,500,000	534	4,297,680			1,141	18,969,300	112	1,462,966	1,937	124,229,946
Namaacha			601	5,544,517	117	520,800	61	1,732,731	50	500,000	829	8,298,048
Xinavane							95	1,389,285			95	1,389,285
<b>TOTAL</b>	<b>7,484</b>	<b>227,962,021</b>	<b>12,103</b>	<b>648,384,314</b>	<b>9,892</b>	<b>539,802,908</b>	<b>6,623</b>	<b>379,254,357</b>	<b>4,194</b>	<b>135,980,132</b>	<b>40,296</b>	<b>1,931,383,732</b>
<b>Total Mozambique</b>	<b>15,113</b>	<b>482,186,373</b>	<b>19,372</b>	<b>850,209,001</b>	<b>27,469</b>	<b>8,062,268,793</b>	<b>20,495</b>	<b>1,080,254,032</b>	<b>26,758</b>	<b>5,748,620,716</b>	<b>109,207</b>	<b>16,223,538,916.00</b>

(Source : Mozambican Authorities (CPI 2005-2009))

投資が全国に分散したとはいえ、マプト州が同国の経済・金融の中心であることに変わりはない。新規投資の大半はマプト市やマトラ地域に集中している（表 2.1-5）。また、FDIの増加は、雇用促進、機械類やインフラにおける資本、高付加価値製品の生産、経済発展をもたらしている。

### (3) マプト地域における産業活動

「モ」国最大の工業団地であるベルルアーネ（Beluluane）工業団地やモザール（Mozal）アルミ製錬所とともにマプトにあり、これらのほかにも、ビールや清涼飲料メーカー、セメント工場、穀類製粉所等が多数操業している（Cimentos de Mozambique、Cervejas de



Moçambique、Coca-Cola 等)。また、マラガーラ (Maragara) の製糖工場や国内市場と南アフリカ向けにバナナを生産する Bananalandia など、農業関連産業への大規模な投資も数多い。マプト州には大学や専門学校も多く、これらも同州の発展に寄与している。さらに、マプトは観光産業の中心でもあり、マプト象保護区 (Maputo Elephant Reserve) や「モ」国・南アフリカ・スワジランドにまたがるクルーガー国立公園 (Kruger Transfrontier Park) などが知られている。

モザール・アルミ製錬所に関しては、「モ」国政府は 1998 年以降、大規模プロジェクトの誘致に全力を挙げており、FDI に好ましい環境の整備に努めている。1990 年代後半から 2000 年代前半まで建設が行われたマトラ地域のモザール第 1・第 2 プロジェクトは、投資総額 28 億ドルにおよぶ同国最大のアルミ製錬プロジェクトである。なお、2006 年から 2010 年の期間において大規模ではないプロジェクトの FDI の重要性が高まっており、その流入はますます多様化し、FDI 流入総額の 44% 近くを占めている。

モザール・アルミ製錬所では、年間約 50 万トンのアルミ鋳塊が生産されている。アルミナの供給元はオーストラリア、アルミ鋳塊の輸出先は主に EU 諸国である。同社は合弁会社であり、オーストラリアとイギリスの BHP ビリトン社 (47%) を中心に、三菱商事 (25%)、南アフリカ産業開発公社 (24%)、「モ」国政府 (4%) がこれに出資している。

ベルルアーネ工業団地は既述のとおり、マプト州のマトラ工業地帯に位置しており、世界銀行の民間部門開発プロジェクト (PODE) の融資により、2007 年に完成した。その総面積は 24 ヘクタールにおよびこれまでに 22 社を誘致し、約 1,000 人分の雇用が生まれ、投資総額は 2,000 万ドルに達している。向かいにはモザール・アルミ製錬所が位置しているため、モザールと工業企業間の連携が促進されている。

#### (4) マプト地域における電力の産業需用家

マプト地域およびその周辺には、新工場の操業に電力を必要としている企業が数多く存在する。こうした企業が新たに必要とする電力は、2015-2016 年時点で 527 MW と推定されている (表 2.1-6)。マプト地域での生産者の電力需要は増加しているため、マプト地域の経済は順調であり、今後も活況が予想される。

表2.1-6 マプトにおける現在と将来の電力需要家

No.	CUSTOMER NAME	LOCATION	INITIAL LOAD (MW)	STATUS
1	Incomati Sugar	Xinavane/Maputo	15	Operational
2	Maragra Sugar	Manhiça/Maputo	10	Operational
3	Steel Tube Factory	Beluluane/Maputo	10	Operational
4	Exports to SEC	Swaziland	100	Operational
5	Exports to LEC	Lesotho	20	Operational
6	CIF MOZ	Salamanga	20	Construction
7	Facim-Sogex Multipurpose	Maputo	15	Construction
8	Intaka 5000 Houses	Maputo	20	Construction
9	Catembe Bridge + Residential Expansion Zone	Maputo	30	Construction to start 2013
10	GS Cimentos	Beluluane/Maputo	20	Committed 2014
11	Cim Magude/Africa Great Wall	Magude/Maputo	22	Committed 2014
12	New Sommershield	Maputo	15	Committed 2014
13	Matola Mall	Matola Maputo	15	Committed 2014
14	ADIL Cimentos	Maputo	10	Potential 2014
15	Techobanine Port	Salamanga/Maputo	18	Potential 2015-16
16	FerroxChang	Belluluane/Maputo	7	Potential 2015-16
17	Cim Moç-Matola/CIMPOR	Matola/Maputo	15	Operational/Expansion
18	Matola Coal Terminal – Fase IV	Matola/Maputo	10	Expansion
19	Chibuto Heavy Sands	Chibuto/Gaza	45	Potential
20	Chibuto Heavy Sands Smelting	Chibuto/Gaza	88	Potential
21	Arcelor Mittal	Beluluane/Maputo	22	Potential
<b>TOTAL</b>			<b>527</b>	

(Source : EDM)

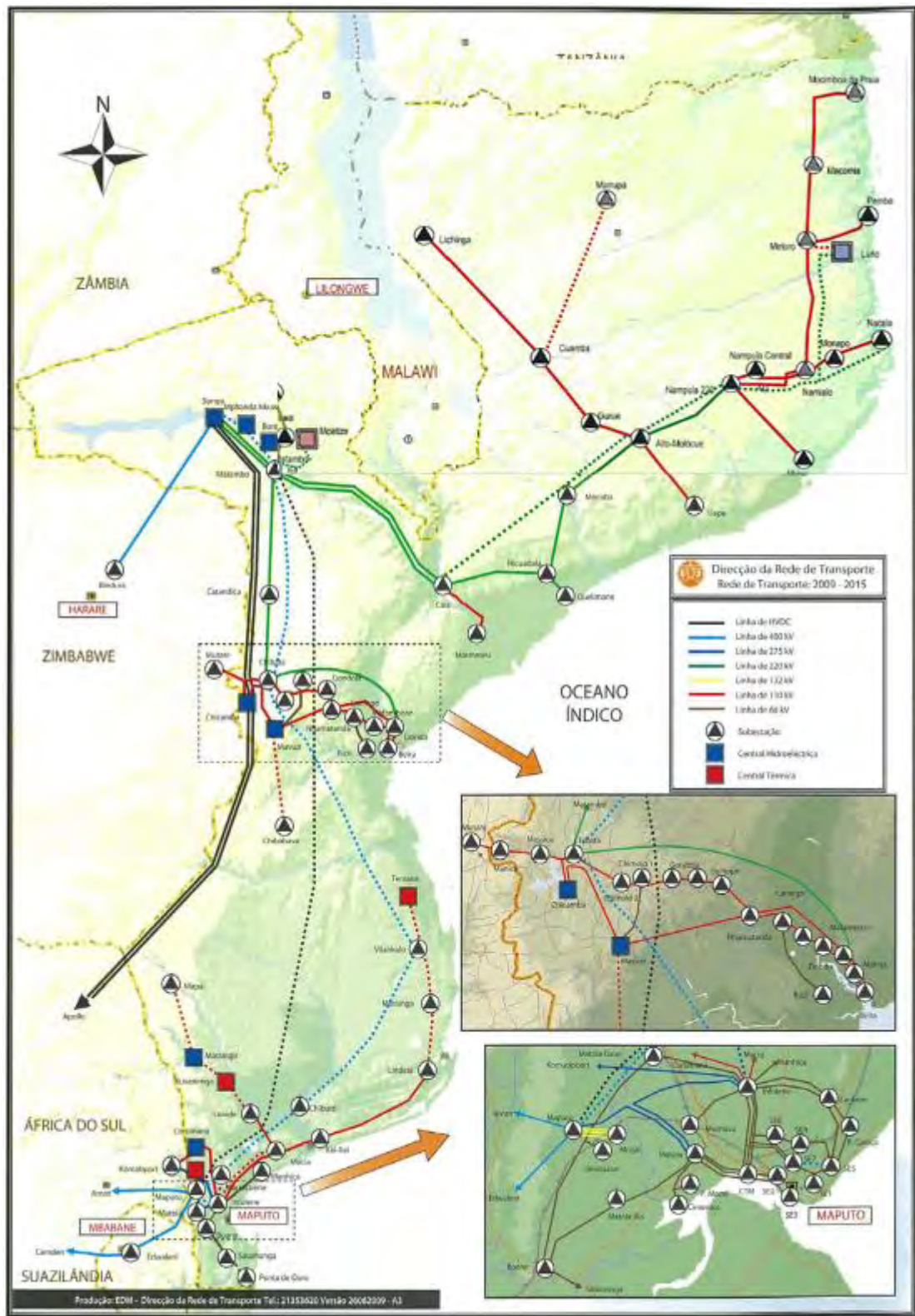
## 2.2 電力システムの現状

### 2.2.1 全国系統

図 2.2-1 に「モ」国の電力システムを示す。同国は南北に 2,000km に亘る広大な国土を擁しているため、電力システムは南部ならびに中・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経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。



(Source : JICA Study Team based on Characterization of the transmission network 2010 (EDM))

図2.2-1 全国系統

## 2.2.2 南部系統

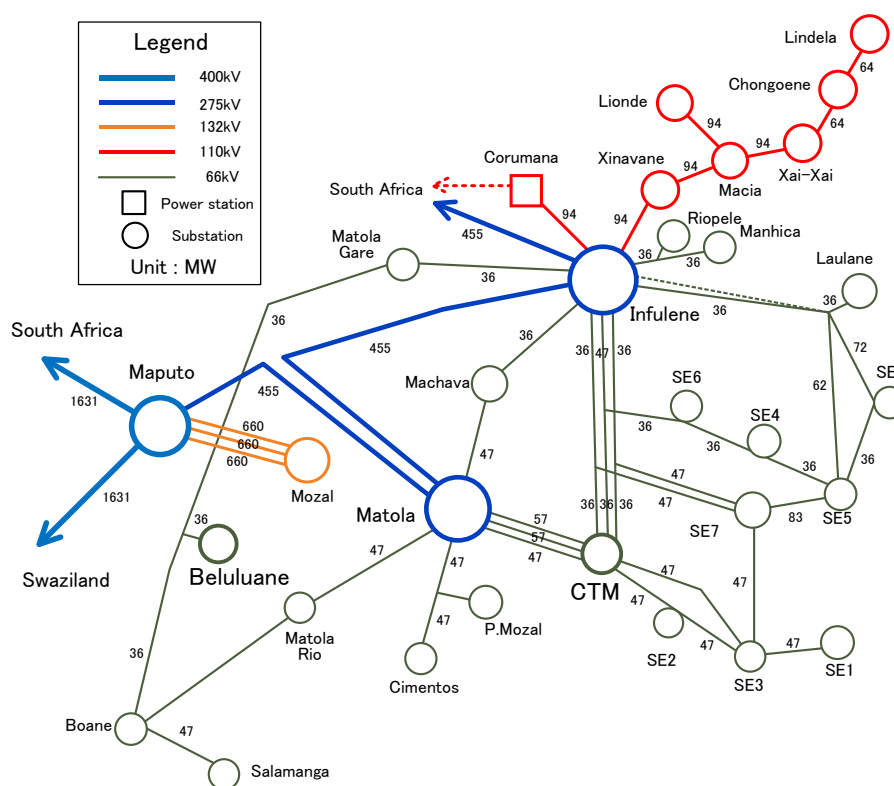
南部ガス火力はマプト市とその周辺に立地されるため、当該火力の連系は南部系統となる。図 2.2-2 に南部系統と送電線送電容量を示す。

南アフリカ電力プールから 400kV 送電線によりモザンビークに送電された電力は Maputo 変電所において 400kV から 275kV ならびに 132kV に降圧される。

Maputo 変電所近傍に立地する「モ」国最大の需要家で南部系統の全需要の約 70%を占める Mozal アルミ精錬工場へは、132kV (275kV 設計) 専用送電線 3 回線で送電される。

一方、一般需要へは 275kV 送電線により Infulene ならびに Matola の 2 箇所の拠点変電所において 110kV または 66kV に再度降圧され送電しているが、110kV 電圧は南部系統北部地域のみに限って用いられており、その他の地域には 66kV 系統が送電の役割を果たしている。66kV 送電線の送電容量は 36MW~57MW (力率 95%と仮定) と比較的小さな値であり、近い将来、需要増により過負荷の発生が懸念される。

南部ガス火力の立地候補である 2 地点の系統に注目すると、Beluluane 地点は既設 Beluluane 変電所の隣接地であり、当該変電所は送電容量 36MW の 66kV Matola Gare—Boane 線から T 分岐され本系統と連系されている。一方、CTM 地点は既設 CTM 変電所隣接地であり送電容量 36~57MW の 66kV 送電線 8 回線に連系されている。



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

図2.2-2 南部系統と送電線送電容量 (単位 : MW)

### 2.2.3 南部系統の送変電設備

表 2.2-1 に送電設備明細を示す。400kV 送電線は南アフリカ、スワジランドとの国際連系線として、275kV 送電線は基幹送電線として、110kV 送電線は拠点変電所からの供給線として活用されている。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 2.2-2 に南部系統の変電設備明細を示す。400kV 変圧器は Maputo 変電所において国際連系線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。275kV 変圧器は南部系統の供給拠点である Infulene ならびに Matola 変電所に設置され、ローカル供給を担う 110kV あるいは 66kV 系統への連系用に利用されている。さらに 1 次電圧が 110kV、66kV の変圧器は一般負荷供給用として配電用変電所に設置されている。

表2.2-1 南部系統の送電設備明細

From	To	Voltage [kV]	Length [km]	Completion Year	Capacity [MVA]
Arnout	Maputo	400	49.9	2000	1293
Edwalene	Maputo	400	58.1	2000	1293
SE Matola	Infulene	275	16	2000	479
Komatipoort	Infulene	275	85	1972	479
SE Maputo	Matola	275	16	2004	479
Motraco (Maputo)	Mozal	275(132)	3.5	2000	1293
Motraco (Maputo)	Mozal	275(132)	3.5	2000	1293
Motraco (Maputo)	Mozal	275(132)	3.5	2000	1293
Infulene	Macia	110	125.0	1983	99
Macia	Chicumbane	110	49.0	1983	99
Macia	Lionde	110	53.0	1983	99
Infulene	Corumana	110	92.0	1984	99
Komatipoort	Corumana	110	40.0	1990	99
Chicumbane	Lindela	110	233.8	2002	68
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
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

From	To	Voltage [kV]	Length [km]	Completion Year	Capacity [MVA]
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
Infulene	CTM	66	7.5	1972	38

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

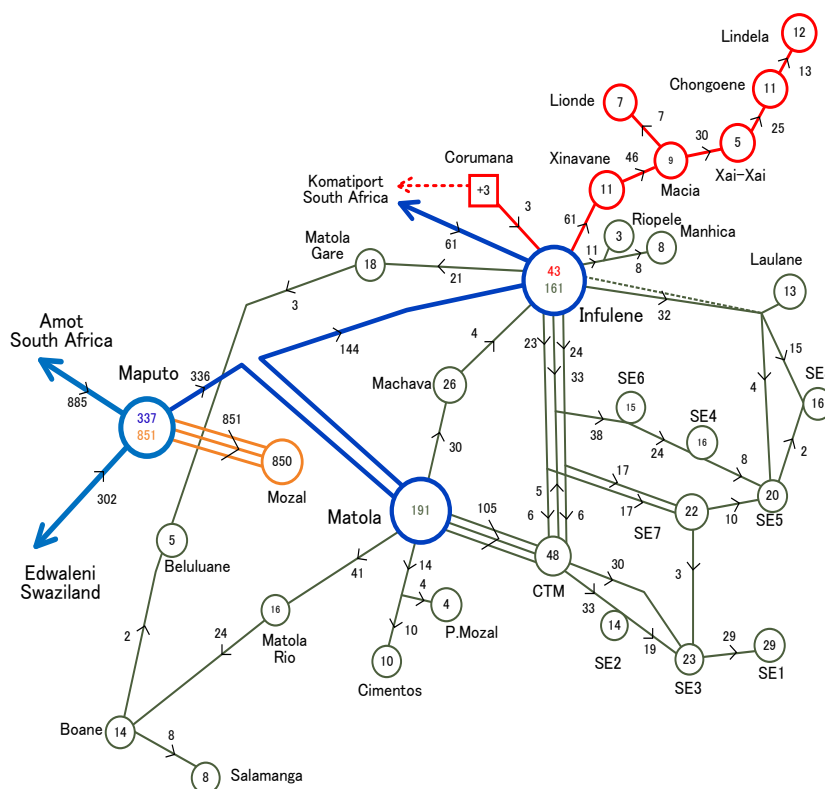
表2.2-2 南部系統の変電設備明細

Name	Year	Voltage	kV							Total Capacity
			400	330	275	220	132	110	66	
Beluluane	1998	66/11	-	-	-	-	-	-	1	20
Boane	1980	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Central Termica	1972	66/33	-	-	-	-	-	-	14	60
Infulene	1972	275/110/66	-	-	6	-	-	5	7	372
Lindela	2002	110/33	-	-	-	-	-	1	-	10
Lionde	1985	110/33	-	-	-	-	-	5	-	16
Machava	2004	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Macia	2002	110/33	-	-	-	-	-	4	-	10
Manhica	2000	66/33	-	-	-	-	-	-	1	30
Manica	1972	110/33	-	-	-	-	-	1	-	6.3
Maputo(Matracó)	2000	400/275/132	3	-	1	-	3	-	-	1500
Maputo(EDM)	2000	400/275	1	-	1	-	-	-	-	400
Matola 275	2006	275/66	-	-	1	-	-	-	7	320
Matola Rio	2003	66/33	-	-	-	-	-	-	1	10
Matola Gare	2004	66/33	-	-	-	-	-	-	3	30
Salamanga	2002	66/33	-	-	-	-	-	-	1	10
SE Movel 0 (Xinavane)	1997	110/33/22							1	10
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
SE9	2005	66/11	-	-	-	-	-		2	60

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

### 2.2.4 電力潮流

EDM から入手したデータによる 2011 年の潮流解析結果を図 2.2-3に、各電圧階級別の最大潮流を表 2.2-3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 Maputo-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 Maputo-Matola 線の 336MW、設備稼働率は 74%である。同様に 132kV 送電線ならびに 110kV 送電線いずれも送電容量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-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。



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

図2.2-3 2011年電力潮流（単位：MW）

表2.2-3 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

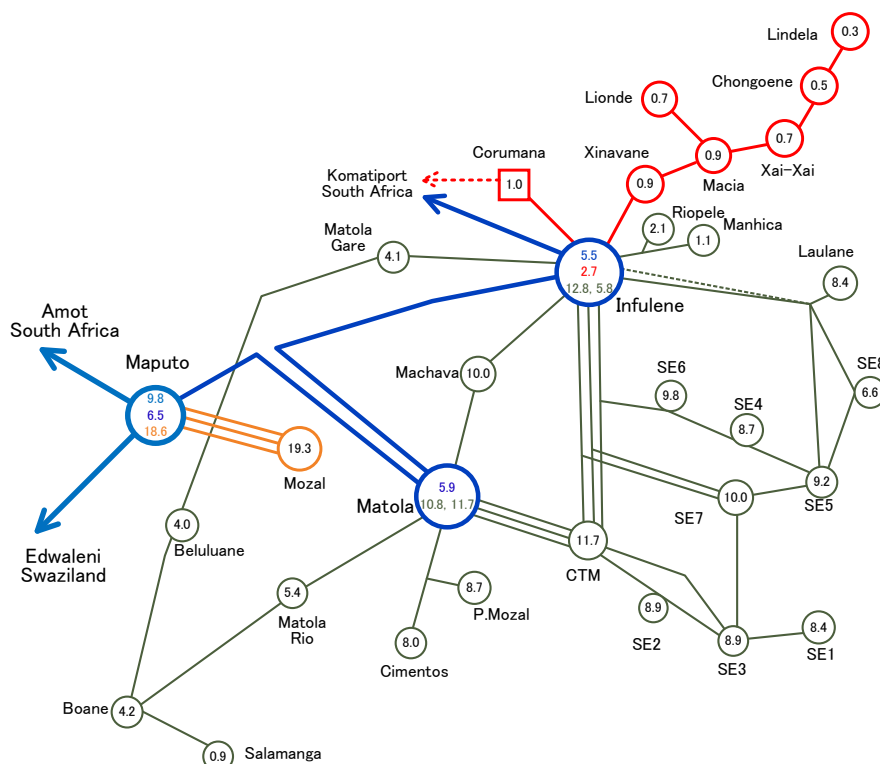
Voltage (kV)	Line Section	A. Power Flow (MW)	B. Capacity (MW)	Utilization Rate (%) (=A/B)
132	Maputo-Mozal	284	660	43
110	Infulene-Xinavane	61	94	65
66	Branching point-SE6	38	36	106

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

### 2.2.5 事故電流

EDM から入手したデータによる 2011 年の事故電流解析結果を図 2.2-4 に、各電圧階級別の最大事故電流を表 2.2-4 に示す。

系統規模が小さくことに加え南部系統には主要な電源がないため事故電流は Mozal 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。Mozal は 400kV Maputo 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。



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

図2.2-4 2011年事故電流 (単位：kA)



表2.2-4 電圧階級別最大事故電流

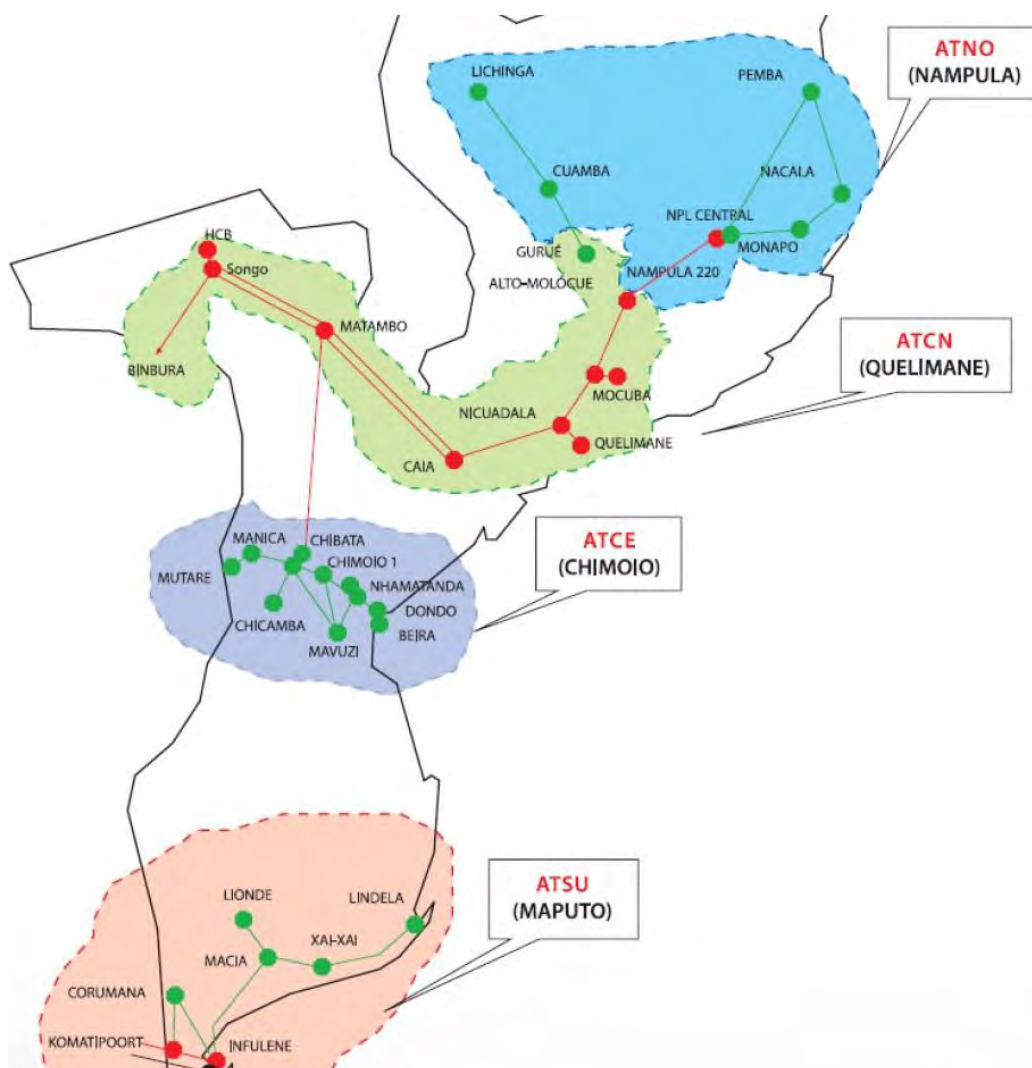
Voltage (kV)	Station	Fault current (kA)	Remarks
400	Maputo	9.8	
275	Maputo	6.5	
132	Mozal	19.3	
110	Corumana	1.0	
66	Infulene	12.8	

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

## 2.3 電力需要想定と電源開発計画

### 2.3.1 地域区分 (Geographical Scope)

「モ」国の電力送電網は、北部、中部、南部に分かれており、北部～中部は 220kV 送電線で連携されている。また、送電網の運用は、北部系統は ATNO(Nampula)ならびに ATCN(Quelimane)の 2 つの送電ユニットが担当しており、中部系統ならびには南部系統はそれぞれ ATCE(Chimoio)、ATSU(Maputo)の送電ユニットが担当している(図 2.3-1 参照)。このため、需要想定においても各電力システムで将来需要を想定し、それを合算することで「モ」国全体の電力需要を算定している。



(Source: EDM)

図2.3-1 EDMの送電システム区分

当 Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)プロジェクトが立地する南部系統が他系統と連携されるには、Back Bone Transmission Project の完成を待つ必要があり、2011年時点では2017年完成を予定していたが、現時点では2020年以降完成の見通しである。同 Project は、Tet 地区への水力・石炭火力電源の立地、ならびに同地区から Maputo 地区への交流・直流送電線電線(送電容量 6,000MW)の建設をシンクロさせた大規模複合プロジェクトであることに鑑みると、更なる遅れを予想する意見もあり、南部系統の電力需給バランスを議論する場合、南部系統が独立した系統として考察していく必要がある。

### 2.3.2 需給状況

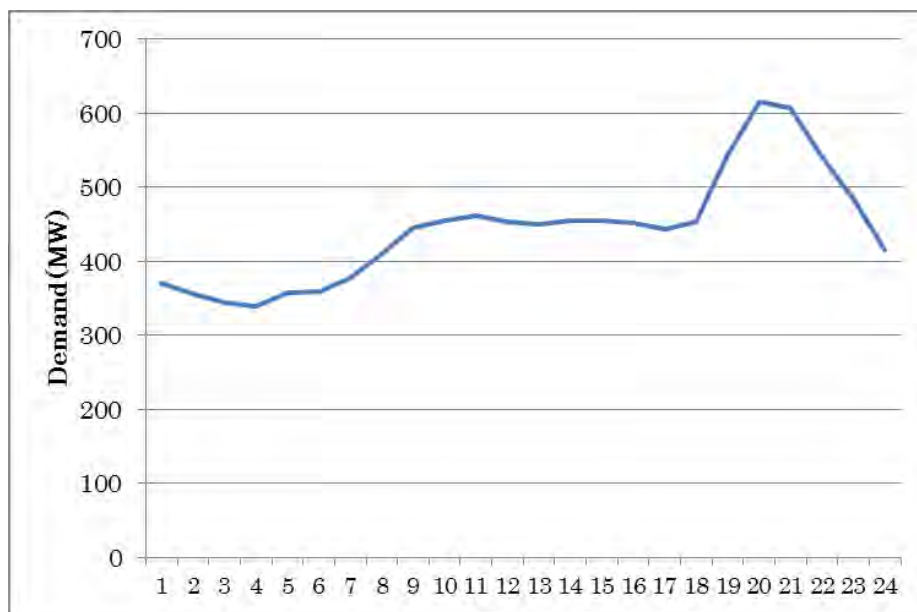
表 2.3-1に「モ」国の過去5年間(2007～2011年)の電力需給状況を示す。

「モ」の電力需要は年率 11.6%増加しており、最大電力は年率 14.1%の増加を示している。近年は、負荷率(Load Factor)が減少し、ピーク時間帯の電力消費が増加する傾向にあるものの、負荷率の絶対値は 75%を超えており、ピーク時間帯の電力供給制限などによりピークカットが行われ、その結果として負荷率が高くなっていることが想像される。最大電力は毎年 11 月(夏季)に更新されており、時間帯別では午後 8 時に発生しており、途上国にみられるいわゆる点灯ピーク型の需要構造になっている (図 2.3-2 参照)。

表2.3-1 「モ」国の電力需給状況

	2007	2008	2009	2010	2011
Peak Demand (MW)	364	416	481	534	616
Load Factor	82%	83%	76%	76%	75%
Electricity Energy (GWh)	2,622	3,032	3,193	3,553	4,068
<i>Generation</i>	224	352	386	368	389
<i>Purchase (mainly from HCB)</i>	2,381	2,653	2,775	3,118	3,588
<i>Imports (Mainly from SA)</i>	17	27	39	67	91
Losses (T/D lins) ※	-20	-23	-26	-27	-31
Salable Energy (GWh)	2,099	2,362	2,679	2,973	3,358
<i>Distribution</i>	1,561	1,632	2,077	2,297	2,547
<i>Large Customers</i>	15	60	88	96	101
<i>Exports</i>	523	670	514	580	710

(Source: EDM Demand Forecast Report, partially modified by JICA study team)



(Source: EDM)

図2.3-2 「モ」国の最大電力発生日の日負荷曲線(2011年11月16日)

「モ」国の地域別の需給状況は、表 2.3-2に示すとおりである。ここで、同表の全国合計値が、表 2.3-1の Salable Energy と異なっているが、これは大口需要家(Large Customer)への販売をカウントするか否かの差である。マプト市を含む南部地域の需要は、「モ」国の電力需要の 2/3 を占めており、同地域への電力供給が同国の発展にとって極めて重要な位置づけにあることを示している。

表2.3-2 地域別の電力需要

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	AGR*
South	1,153	1,239	1,373	1,550	1,731	1,910	2,095	10.5%
Center	393	427	467	497	558	603	739	11.1%
North	190	218	244	255	302	363	428	14.5%
Total	1,736	1,884	2,084	2,302	2,591	2,876	3,262	11.1%

(Source: EDM Annual Growth rate)

南部地域の 1988 年～2010 年の電力需要と供給のバランスを図 2.3-3に示す。南アフリカ系統を経由したカオラバッサ水力発電所(2,075MW)からの電力購入が 1998 年に開始された以降、同水力からの直接購入量は増加の一途をたどっており、2011 年には南部地域需要の 9 割を超える約 1,800GWh を購入している。



(Source: EDM Statistic Report 2011)

図2.3-3 南部地域の需給バランス

カオラバッサ水力発電所からの電力購入は、ダム水位の変動に関係なく受電可能な Firm Power (300MW) と水位に応じて追加購入が可能な Additional Power に区分されている。電力売買契約上は、Additional Power を増加させることが可能であり、近年の電力需要の増加に対応するために購入電力量は増加傾向にある(表 2.3-3参照)。EDM は今後もカオラバッサ水力発電所からの受電を増加する計画であり、現在の 500MW から、2015 年に 600MW、

2015年に700MWの供給力を見込んでいる。2016年以降はAdditional Powerの余力がなくなることから、電源計画上は後年度においてこれ以上の増加は見込んでいない。

表2.3-3 カオラバッサ水力発電所からの電力購入(モ国全土)

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
2012 (planned)	300	200	4,205
2013 (planned)	300	200	4,205
2014 (planned)	300	300	4,993
2015～ (planned)	300	400	5,782

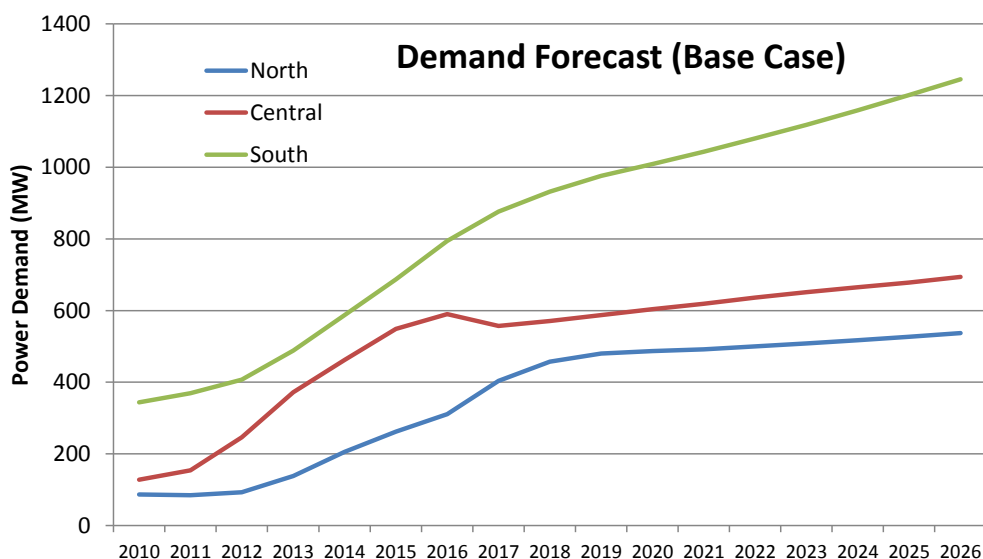
(Source: EDM)

### 2.3.3 需要想定

「モ」国の電力需要想定は、アフリカ開発銀行等の複数ドナーの援助により、Mozambique National Energy Development and Access Program (NEDAP, 5 years, \$215 Million funded by IDA, AFD, EIB, and AFund)の一環として検討され、2012年8月に報告書 (Technical Assistance to Strengthen EDM's Capacity for Investment and Network Development Planning – Master Plan Update Project, Load Forecast Report, 2012年8月7日) が出ている。

同報告書によれば、電力需要想定は、2012年～2026年を対象に、一般需要と大口需要(2MW以上)に分けて想定が行われ、これを合算することで総需要を算出している。一般需要は、GDP成長率、GDP弾性値、電力価格弾性値をパラメータとして計算されている。このうち、GDP成長率は企画開発省の公式想定値を用い、想定年間で一律に年率6%を基本とし、一部の経済成長が著しいエリアは年率7%、低成長エリアは年率5%を用いている。一方、大口需要については、国内のキープロジェクト (アルミニウム製錬、天然ガス・石炭・鉱物資源開発、大規模農地開発、これらに関連するインフラ開発) をリストアップし、個々のプロジェクトの電力需要を想定し積み上げて各年の大口需要を算定している。なお、総需要については、キープロジェクトの進行度合いに応じた大口需要のブレ、ならびに地域経済ブレによる一般需要の変動を考慮し、Base Case、Low Case、High Caseの3種の需要想定を行っている。

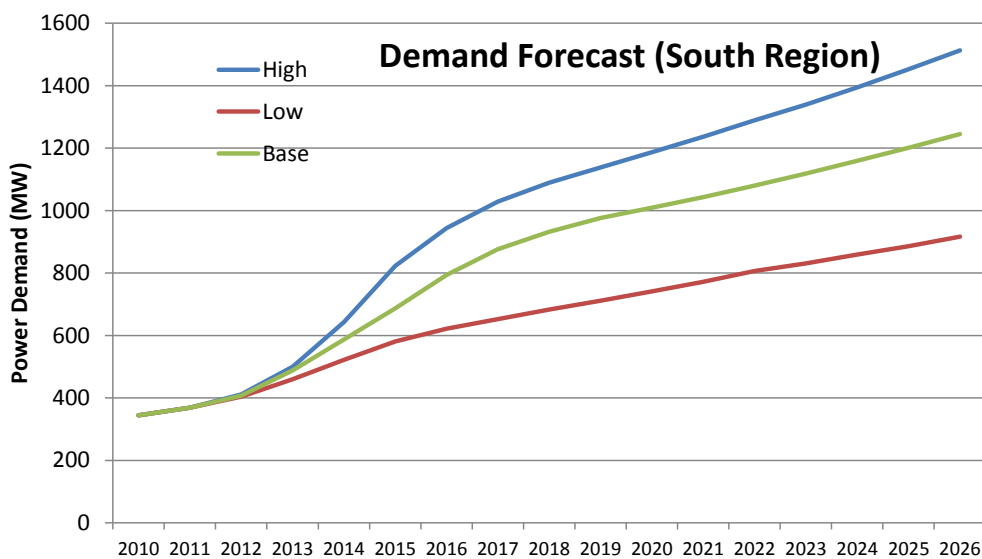
図2.3-4は、Base Caseにおける各地域の電力需要想定を示している。マプトを含む南部地域の成長は著しく、5年後に現在の約2.2倍、10年後に約2.7倍に増加する。



(Source: Master Plan Update Project, Load Forecast Report, 2012年8月7日)

図2.3-4 地域別電力需要想定 (Base ケース)

図 2.3-5に南部地域のケース別需要想定を示す。



(Source: Master Plan Update Project, Load Forecast Report, 2012年8月7日)

図2.3-5 南部地域の電力需要想定 (ケース別)

## 2.3.4 電源開発計画

### (1) EDM の電源開発計画

「モ」国の電源開発計画は、Generation Master Plan for the Mozambican Power Sector として 2009年7月に EDM・Norconsult により作成されている。同 Master Plan は、中部地域の Zambezi 側流域の大規模水力開発ならびに、炭鉱開発に併設した大規模石炭火力開発と交流・直流送電線電線(送電容量 6,000MW)プロジェクト (Back Borne Transmission Project) をシクロさせた大規模複合プロジェクトに基づいた検討になっている。Back Borne Transmission Project のプロジェクトコストは、約 \$2.8 Billion と高額であることに加え、種々の Stakeholder の存在により、計画通りの進捗は困難であると EDM は見ている。例えば、Tete 地区の石炭火力発電計画は、Vale 等の大手資源開発企業の資源開発の一部として実施されるプロジェクトであり、資源市況によっては開発時期にブレが生じ、信頼のおける電源にはならないとの指摘もある。また、仮に上記の全プロジェクトが運転開始した場合、その供給力は「モ」国の電力需要をはるかに上回り、余剰電力の売電、既設火力長期停止など系統運用面で様々な検討が必要となるが、プロジェクトの実現性が懐疑的なこともあり、EDM 内の議論は進んでいない状況にある。

上記に鑑み、EDM は現実的な電源開発シナリオを実務者レベルで検討している段階にある。表 2.3-4ならびに表 2.3-5は、EDM が想定している電源開発計画<sup>1</sup>に基づき、Base Case 需要での需給バランス(kW バランスならびに kWh バランス)を示したものである。これによれば、中部地区で計画されている大規模水力は、Mpanda Nkuwa 水力(1,500MW)の供給力の一部を 2019 年より組み込んでいるのみで、全国的に分布している中型水力の開発が先行するシナリオになっている。火力電源については、中部地域の IPP 石炭火力は、Benga 石炭火力(250MW)、ならびに Moatize 石炭火力(300MW)から 2016 年よりそれぞれ 50MW の受電を見込んでいるのみである。ここで、Back Borne Transmission Project は考慮されておらず、「モ」国の電力系統は、依然、北部・中部系統と南部系統は連携しておらず、カオラバッサ水力から南アフリカ系統を経由して南部系統に供給するシステムのみが存在するという仮定である。また、中部地域の水力・火力電源は、国内送電線で連携されている中部系統ならびに北部系統に優先的に供給され、余剰電力を南アフリカ系統を通じて南部系統に供給する前提で需給バランスを検討している。

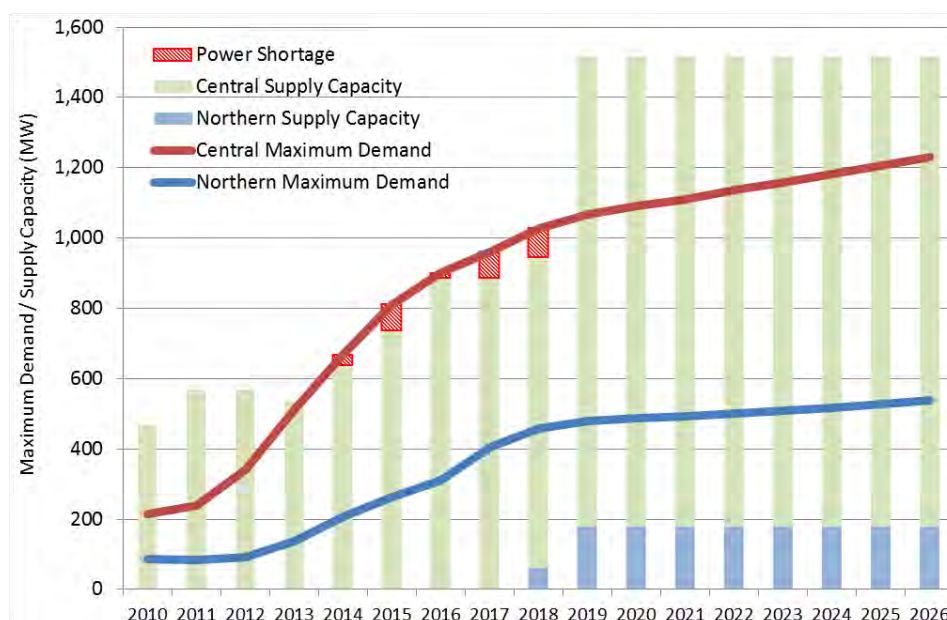
<sup>1</sup> EDM の電源計画においては、CTM は 2016 年完成となっており、EDM が想定する最速ケースで 2016 年に CTM を運用開始したとしても、電力不足は解消しないことを強調している。但し、本レポートにおいては、実現可能性の高い工程に基づき、CTM を 2018 年完成としている。

## (2) kW バランス

「モ」国内連携線がないことから、北部・中部系統、南部系統でそれぞれ需給バランスを確認した。図 2.3-6は、北部・中部系統の電力需要と供給量の積算値の比較を示している。2014～2018 年にかけて供給力が不足する時期があるが、2019 年以降は前述の Mpanda Nkuwa 水力などの運転開始に伴い、供給力が超過する。ただし、今回の検討ではデータ不足から計画停止・計画外停止、送電ロスなどによる供給力の減分を考慮できていないため、安定供給のためには供給力予備率を 1.2 程度以上見込んでおくことが妥当と考えられる。この場合、至近年の供給力不足は深刻な状態にあり、2019 年以降についても南部系統への供給を考慮すると必ずしも供給安定の状態にはないと考えられる。

一方、南部系統は、中部地域の水力から電力融通を考慮しても、2026 年までの全ての年で 11 月のピーク需要期には供給力が不足し、南アフリカ系統から高価なピーク電力を購入する必要がある（図 2.3-7参照）。購入するピーク電力は最大でも約 400MW であり、南アフリカ系統需要（2011 年:38,000MW）に比較して極めて小さいことから、問題なく購入可能と考えられる。

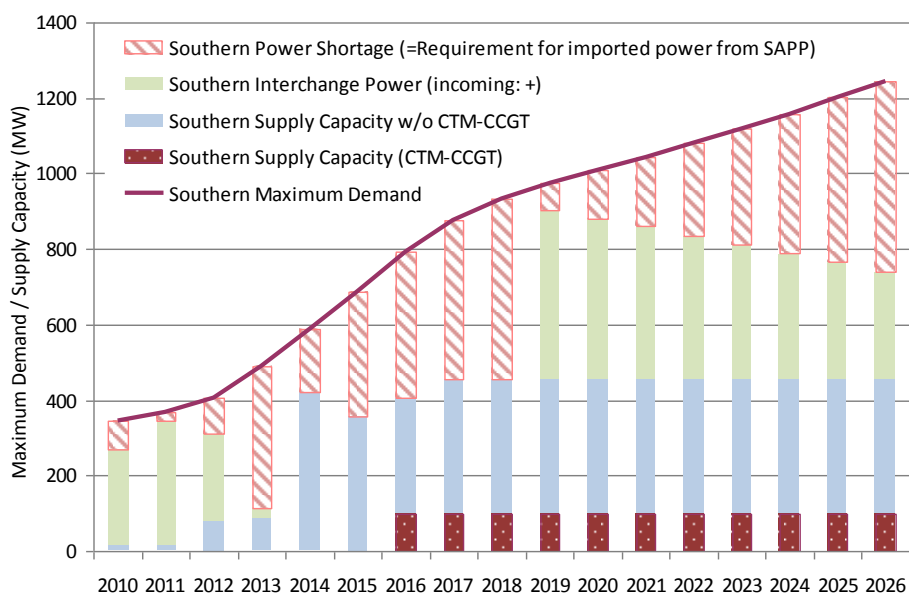
図 2.3-7には本調査の対象である南部 CCGT（CTM 100MW を想定）を反映しており、2016 年の運転開始後は南部系統の kW バランスに貢献し、南アフリカ系統から高価なピーク電力の購入量を抑制する効果が期待できる。



(Source: JICA 調査団)

図2.3-6 北部・中部系統の kW バランス（需要 Base ケース）

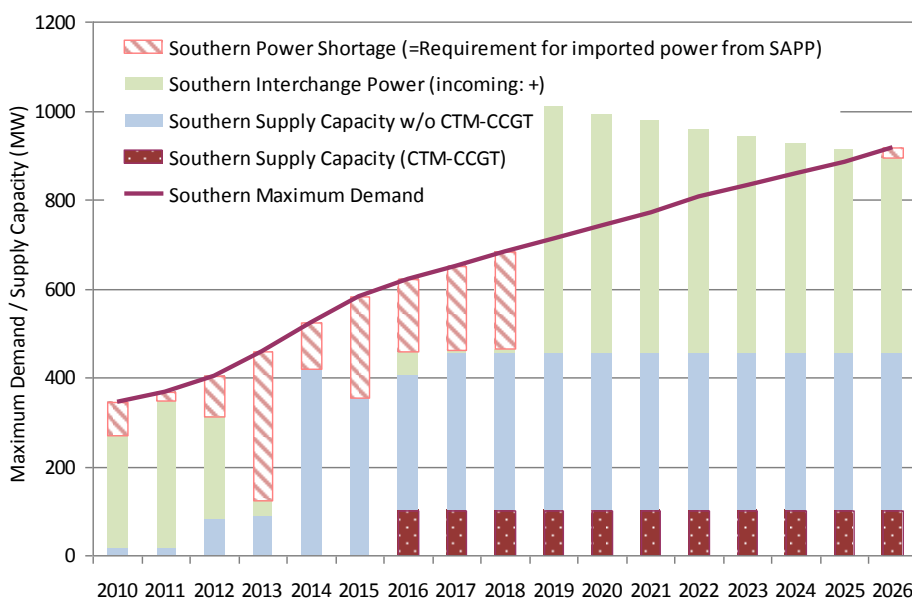




(Source: JICA 調査団)

図2.3-7 南部系統の kW バランス (需要 Base ケース)

また、図 2.3-8は電力需要 Low ケースにおける南部系統の kW バランスを示している。南アフリカ系統からのピーク電力の購入は減少するものの、前述の供給予備率 1.2 を考慮すると、後年度においても供給力は十分な状況とは言えず、南部 CCGT (CTM-Maputo 100MW を想定) の南部系統の kW バランスへの貢献度は依然高いものと考えられる。

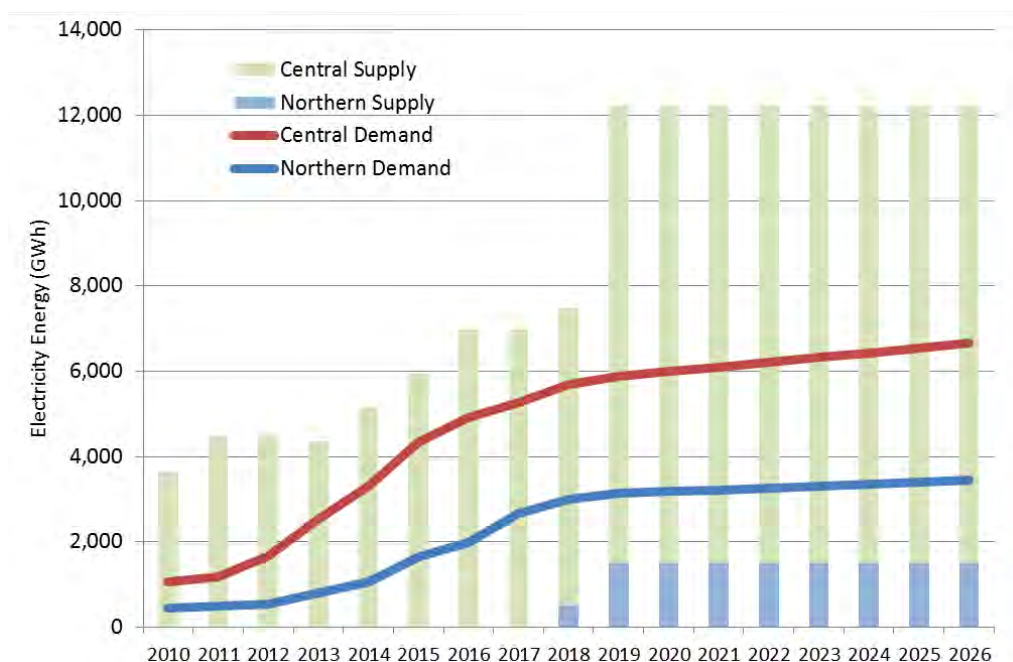


(Source: JICA 調査団)

図2.3-8 南部系統の kW バランス (需要 Low ケース)

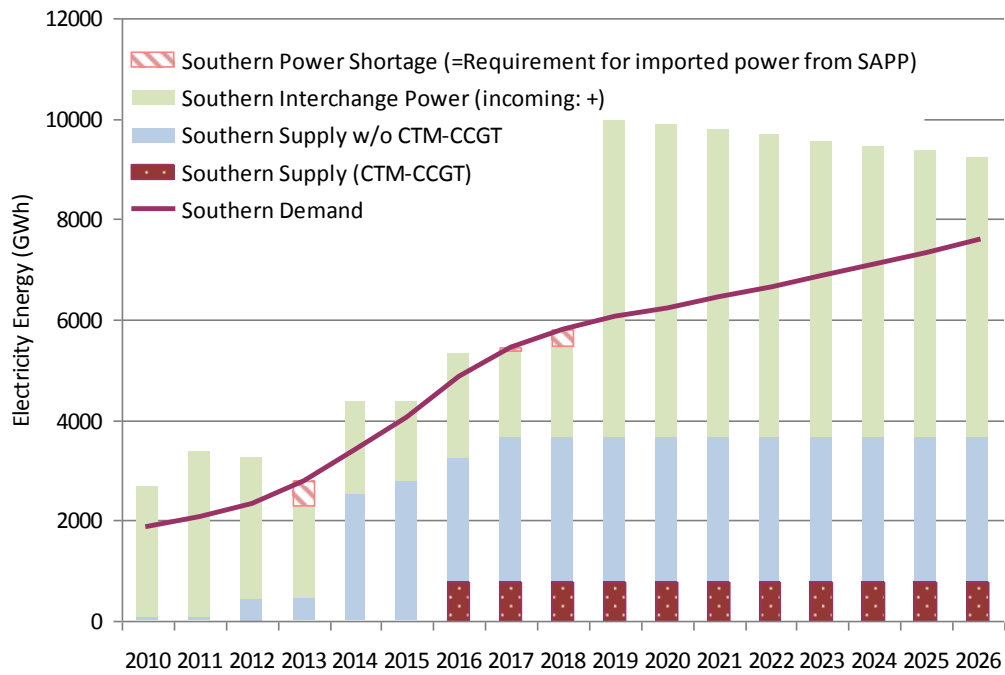
### (3) kWh バランス

同様に、北部・中部系統ならびに南部系統の kWh バランスをそれぞれ図 2.3-9、図 2.3-10 に示す。南部系統の kWh バランスに着目すると、発電所の計画停止・計画外停止、送電ロスなどによる発電電力量の減分を見込んだ場合、Mpanda Nkuwa 水力等が運転を開始する 2019 年以前は、南部系統の電力需給は危機的状況にあると考えられる。2019 年以降は比較的に発電電力量に余裕がみられるが、これは主な水力発電所の稼働率を 0.95 と高めに見積もっており、渇水年には深刻な電力不足に陥ることも容易に想像できる。これらを考慮すると、南部 CCGT (CTM 100MW を想定) の南部系統の kWh バランスへの貢献度は極めて高いと考えられる。



(Source: JICA 調査団)

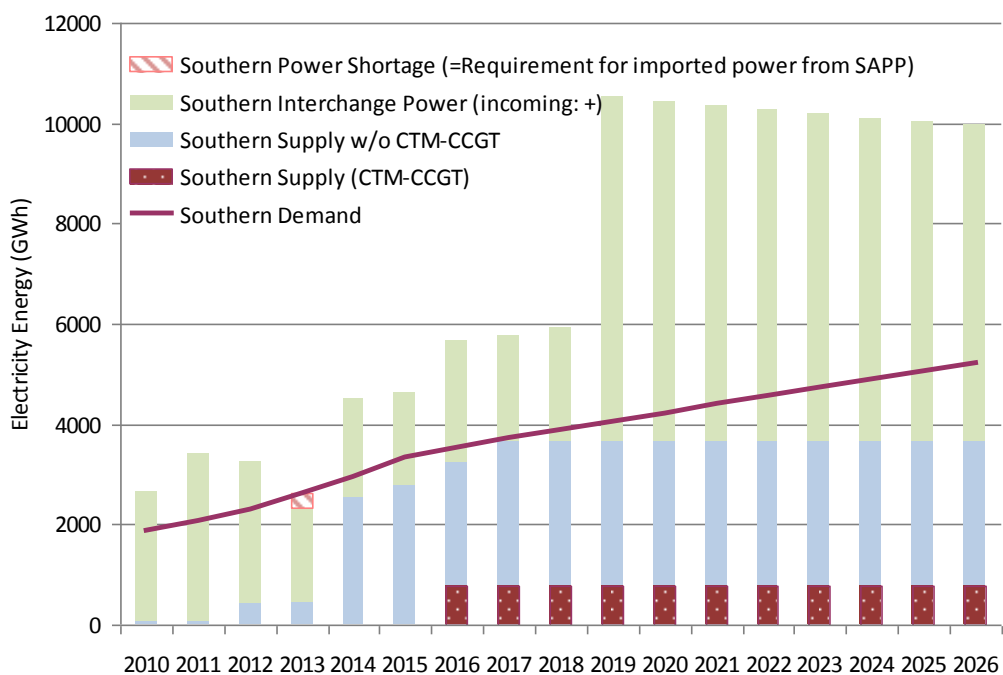
図2.3-9 北部・中部系統の kWh バランス (需要 Base ケース)



(Source: JICA 調査団)

図2.3-10 南部系統の kWh バランス (需要 Base ケース)

また、図 2.3-11は電力需要 Low ケースにおける南部系統の kWh バランスを示している。発電電力量に余裕がみられる期間が増加し、2019 年以降は効率の悪い火力発電所のピーク運転に切り替えるなどして、系統全体の発電コストを低減することが可能と思われる。南部 CCGT (CTM-Maputo 100MW を想定) については、高効率により相対的に低廉な電力供給可能であり、電力需要 Low ケースにおいてもベース電源としての役割が期待される。



(Source: JICA 調査団)

図2.3-11 南部系統の kWh バランス (需要 Low ケース)

表2.3-4 需給バランス (kW Balance)

		(Unit: MW)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Northern	Maximum Demand (Base)		87	85	93	138	206	262	311	404	457	480	487	492	500	508	517	527	537	
	Supply Capacity		0	0	0	0	0	0	0	0	60	180	180	180	180	180	180	180	180	
		-Alto Malema HPP(60MW)										60	60	60	60	60	60	60	60	60
		-Lurio HPP(120MW)											120	120	120	120	120	120	120	120
	Interchange Power (incoming: +)		87	85	93	138	175	188	296	329	315	300	307	312	320	328	337	347	357	
	Balance (shortage: -)		0	0	0	0	-31	-74	-15	-75	-82	0	0	0	0	0	0	0	0	
Central	Maximum Demand (Base)		128	154	246	372	462	549	590	557	571	587	604	619	636	651	665	678	694	
	Supply Capacity		468	568	568	537	637	737	886	886	886	1,336	1,336	1,336	1,336	1,336	1,336	1,336	1,336	
		-Chicamba HPP(38MW)		38	38	38	12	12	12	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
		-Mavuzi HPP(42MW)		30	30	30	25	25	25	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
		-Cahora Bassa HPP(2,075MW)		400	500	500	500	600	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
		-Cahora Bassa North HPP(1,245MW)																		
		-Mpanda Nkuwa HPP(1,500MW)											150	150	150	150	150	150	150	150
		-Benga Coal TPP(250MW)								50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		-Moatize Coal TPP(300MW)								50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		-Mavuzi HPP(60MW)																		
		-Lupanta HPP(600MW)											200	200	200	200	200	200	200	200
		-Boroma HPP(200MW)											100	100	100	100	100	100	100	100
	Interchange Power (incoming: +)		-340	-414	-322	-165	-175	-188	-296	-329	-315	-749	-732	-717	-700	-685	-671	-658	-642	
	Balance		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Southern	Maximum Demand (Base)		344	369	407	488	587	687	794	876	932	976	1,009	1,043	1,080	1,118	1,159	1,201	1,245	
	Supply Capacity		16	16	81	88	421	356	406	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	
		-Corumana HPP(14MW)		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		-CTM Existing GTPP(52MW)						50	50											
		-Temane GTPP(7-62MW)					7	12	12	12	62	62	62	62	62	62	62	62	62	
		-Aggreko GTPP(65MW)				65	65	65												
		-Ressano Sasol-EDM (140MW)						140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	
		-Ressano Gigawatt-Mozambique(100MW)						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		-Kuaninga GTPP(38MW)						38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	
		-Massingir HPP(30MW)																		
	-CTM CCGT(100MW)								100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
Interchange Power (incoming: +)		253	329	229	27	0	0	0	0	0	0	449	425	405	380	357	334	311	285	
Power Shortage (=Requirement for imported power from SAPP)		75	24	97	373	166	331	388	420	476	71	128	182	244	305	369	434	504		
	Balance		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Whole Country	Maximum Demand		559	608	746	998	1,255	1,498	1,695	1,837	1,960	2,043	2,100	2,154	2,216	2,277	2,341	2,406	2,476	
	Supply Capacity		484	584	649	625	1,058	1,093	1,292	1,342	1,402	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	
	Power Shortage (=Requirement for imported power from SAPP)		75	24	97	373	166	331	388	420	476	71	128	182	244	305	369	434	504	
	Balance		0	0	0	0	-31	-74	-15	-75	-82	0	0	0	0	0	0	0	0	

(Source: EDM and partly JICA study team's estimation)

表2.3-5 需給バランス (kWh Balance)

		(Unit: GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Northern	Demand (Base)		447	494	531	808	1,066	1,655	1,991	2,661	3,003	3,147	3,186	3,208	3,252	3,297	3,346	3,397	3,450		
	Supply		0	0	0	0	0	0	0	0	499	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498	1,498		
		-Alto Malema HPP(60MW)										499	499	499	499	499	499	499	499	499	
		-Lurio HPP(120MW)											999	999	999	999	999	999	999	999	
	Interchange Power (incoming: +)		447	494	531	808	1,066	1,655	1,991	2,661	2,504	1,649	1,688	1,710	1,754	1,799	1,848	1,899	1,952		
Central	Demand (Base)		617	678	1,143	1,714	2,229	2,699	2,918	2,614	2,675	2,742	2,818	2,877	2,952	3,020	3,083	3,134	3,204		
	Supply		3,644	4,485	4,485	4,357	5,145	5,934	6,968	6,968	6,968	10,712	10,712	10,712	10,712	10,712	10,712	10,712	10,712		
		-Chicamba HPP(38MW)	156	156	156	49	49	49	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	
		-Mavuzi HPP(42MW)	124	124	124	103	103	103	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	
		-Cahora Bassa HPP(2,075MW)	3,364	4,205	4,205	4,205	4,993	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	
		-Cahora Bassa North HPP(1,245MW)																			
		-Mpanda Nkuwa HPP(1,500MW)											1,248	1,248	1,248	1,248	1,248	1,248	1,248	1,248	
		-Benga Coal TPP(250MW)								416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416
		-Moatize Coal TPP(300MW)								416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416
		-Mavuzi HPP(60MW)																			
		-Lupanta HPP(600MW)											1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	
		-Boroma HPP(200MW)											832	832	832	832	832	832	832	832	
	Interchange Power (incoming: +)		-3,027	-3,807	-3,342	-2,643	-2,916	-3,235	-4,050	-4,354	-4,293	-7,970	-7,894	-7,835	-7,760	-7,692	-7,629	-7,578	-7,508		
	Balance		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Southern	Demand (Base)		1,897	2,085	2,324	2,784	3,402	4,070	4,855	5,460	5,799	6,055	6,242	6,438	6,646	6,864	7,095	7,337	7,591		
	Supply		66	66	66	95	2,188	2,805	3,254	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680	3,680		
		-Corumana HPP(14MW)	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	
		-CTM Existing GTPP(52MW)					146	350													
		-Temane GTPP(7-62MW)				29	51	76	87	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	513	
		-Aggreko GTPP(65MW)																			
		-Ressano Sasol-EDM(140MW)					777	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	
		-Ressano Gigawatt-Mozambique(100MW)					832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	
		-Kuaninga GTPP(38MW)					316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	
		-Massingir HPP(30MW)																			
		-CTM TPP(100MW)								788	788	788	788	788	788	788	788	788	788	788	
	Interchange Power (incoming: +)		2,580	3,313	2,811	1,835	1,850	1,580	2,059	1,693	1,789	6,321	6,206	6,125	6,006	5,893	5,781	5,679	5,556		
	Power Shortage (=Requirement for imported power from SAPP)		0	0	0	854	0	0	0	87	330	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Balance		749	1,294	553	0	636	315	458	0	0	3,946	3,644	3,367	3,040	2,709	2,366	2,022	1,645		
Whole Country	Maximum Demand		2,961	3,257	3,998	5,306	6,697	8,424	9,764	10,735	11,477	11,944	12,246	12,523	12,850	13,181	13,524	13,868	14,245		
	Supply Capacity		3,710	4,551	4,551	4,452	7,333	8,739	10,222	10,648	11,147	15,890	15,890	15,890	15,890	15,890	15,890	15,890	15,890		
	Power Shortage (=Requirement for imported power from SAPP)		0	0	0	854	0	0	0	87	330	0	0	0	0	0	0	0	0		
	Balance		749	1,294	553	0	636	315	458	0	0	3,946	3,644	3,367	3,040	2,709	2,366	2,022	1,645		

(Source: EDM and partly JICA study team's estimation)

## 2.4 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 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。

### 2.4.1 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 2.4.1 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、世界銀行(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、2013 年 4 月に終了する予定である。表 2.4-1 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2.4-1 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 Vilanculos (OHL 110 kV Chibabava - Vilanculos)	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 - Chibabava	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/Noroega
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>	

(Source : EDM, 2012)

#### 2.4.2 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 2.4-2 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、「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、2.4.2 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2.4-2 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 Vilankulos (OHL 110 kV Chibabava - Vilankulos)	42.10	committed
14	110 kV Transmission Line Vilankulos - 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 Vilankulos	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 Fance 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	Kuvinga 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 Condensates 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>	

(Source : EDM, 2012)

### 2.4.3 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 2.4-3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 百万米ドルであり、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見取れる。

表2.4-3 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 Marrromeu	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>	

(Source : EDM, 2012)

### 2.4.4 電力セクターの事業規模

電力プロジェクトの事業規模を単純に合計すると、表 2.4-4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。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2.4-4 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%

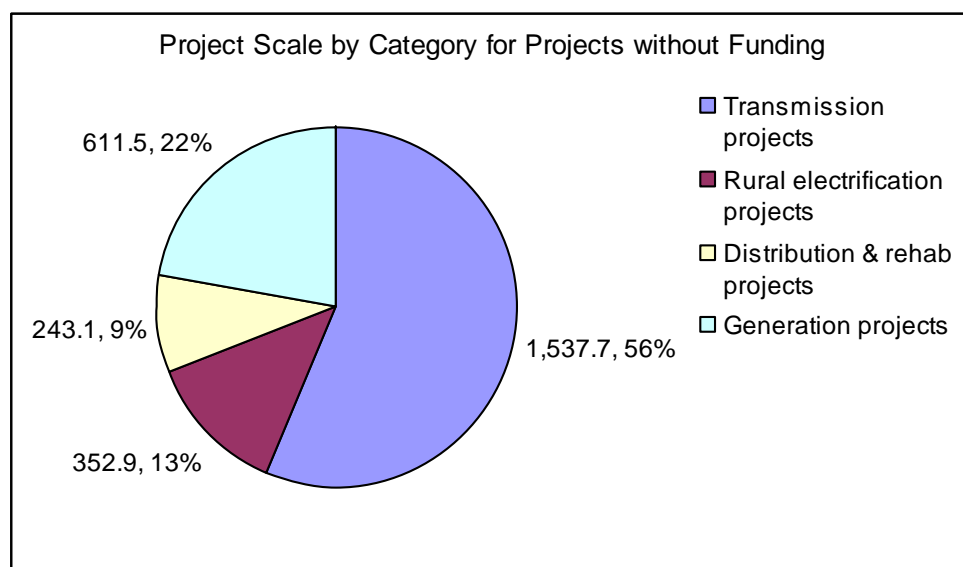
(Source : EDM, 2012)

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 2.4-5 および図 2.4-1 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2.4-5 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%

(Source : EDM, 2012)



(Source : EDM, 2012)

## 図2.4-1 資金未確保の電力プロジェクトの内訳

### 2.4.5 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リ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)

### 2.4.6 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

#### 2.4.7 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

### プロジェクト地点の選定

### 第3章 プロジェクト地点の選定

本章では、発電設備の概略規模を推定したうえで、技術的及び経済的な観点より各サイト候補地を比較・評価し、最適建設予定地を選定した経緯を示す。候補地としては、EDMが従来より検討を進めてきたベルルアーネ工業団地内、及びCTM構内の石炭火力発電設備撤去跡地を対象とした。ガス減圧ステーション PRS-1 の近傍のレサノガルシア地区は既にガスエンジンによる発電設備の建設が計画されており、本調査での候補地点の対象外とした。

また、比較検討における前提条件として、EDMの意向を尊重し、次の3点を考慮した。

1. ガス契約が Take-or-pay 条件であることを考慮し、契約ガス量 6MGJ/year をフル活用可能なように、CCGT 発電所の出力を最大化する。
2. 2013～2017年(CCGT 発電所が運転開始する年と想定)は、契約ガス量 6MGJ/year を使って CTM の既設 GT 発電所をベース運転する。
3. 2017 年以降は、CCGT 発電所がフル稼働し、CTM の既設 GT 発電所はスタンバイ状態として CCGT 発電所が停止した時などの緊急時にのみ運転する。

#### 3.1 選定基準

上記の2つの有望開発候補地点について、1箇所に絞り込むために表 3.1-1 に示す評価項目について、必要な調査を行った。地点選定の評価項目は一般的に火力発電所建設地点選定にあたって採用しているものであり、技術面、環境社会配慮面から包括的な調査を含んでいる。

表3.1-1 火力発電所の地点選定における評価・調査項目

検討項目	調査項目
敷地	<ul style="list-style-type: none"> <li>敷地図（利用可能敷地面積(ha)、敷地形状、既存設備との位置関係）</li> <li>増設可能な余剰敷地</li> </ul>
アクセス	<ul style="list-style-type: none"> <li>主要幹線道路、鉄路、水路からの距離</li> <li>交通手段</li> <li>アクセス路の整備状況</li> </ul>
地形/地質	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形図（1/25,000 or 1/50,000）</li> <li>周辺地域既刊地質文献、既設火力発電所地質データ</li> <li>土地造成の容易さ、特殊地盤改良工事の要否</li> </ul>
植生	<ul style="list-style-type: none"> <li>文献調査（希少種の有無）</li> <li>マングローブの取り扱い</li> </ul>
気象	<ul style="list-style-type: none"> <li>気温、湿度、降水量、風向・風速、気圧等のサイト周辺の自然環境基礎データ</li> </ul>
自然災害	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所敷地での洪水、高潮、地震等の記録</li> </ul>
冷却水、冷却方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>水源からの距離</li> <li>河底地形・海底地形（平面図、断面図）</li> </ul>

検討項目	調査項目
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 長期水文データ（河川流量等）</li> <li>・ 年間の流量・取水可能流量（低水位時）・水位・水温の変動</li> <li>・ 洪水、高潮のデータ</li> <li>・ 水質データ（河川水を用水に使用する場合）</li> </ul>
用水	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 工業用水提供先までの距離</li> <li>・ 提供可能量及び水質データ</li> <li>・ 利用料金</li> </ul>
燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ガス配管の位置、ルート</li> <li>・ ガス性状</li> <li>・ 取合点での圧力、温度</li> <li>・ 燃料調達可能量、価格</li> </ul>
送電網	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 基幹系統構成</li> <li>・ 基幹系変電所または開閉所までの距離</li> <li>・ 系統制約（潮流、短絡容量、安定度）</li> </ul>
環境社会配慮 （発電所予定地）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 国立公園、遺跡等の保護地域の有無</li> <li>・ 貴重動植物の有無</li> <li>・ サイトエリアの住民・農地・墓地等の移転有無</li> <li>・ 工業用地適用可能地域か否か</li> </ul>
環境影響評価 （冷却水路）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 国立公園、遺跡等の保護地域の有無</li> <li>・ 貴重動植物の有無</li> <li>・ サイトエリアの住民・農地・墓地等の移転有無</li> <li>・ 温排水循環</li> </ul>
重量物輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 輸送手段（河川、陸路、鉄路）</li> <li>・ 重量制限（橋、道路の状況、耐荷重、水路の喫水、渇水期の水深）</li> <li>・ 寸法制限（橋、道路、トンネル、川幅（渇水期））</li> </ul>

(Source: JICA 調査団)

### 3.2 必要設置面積の検討

各候補地にコンバインド発電プラントを設置するに当たり、ガスタービン、排熱回収ボイラ、蒸気タービン等の主機ならびにガス供給設備、水処理設備、排水処理設備等の関連設備を含め、典型的なコンバインド発電設備をベースに本プロジェクトに必要な敷地面積を検討した。検討するために以下の仮設定を行った。

#### 3.2.1 発電所候補地プラントレイアウトのための仮設定

##### (1) 最大設備容量

新たに建設する CCGT は、「モ」国の電力需要の状況より、100%負荷で連続運転するベースロード運転が想定される。定期点検ならびに保守停止以外は連続運転を行うものとし我々の経験より、定期点検およびガスタービン圧縮機の水洗や簡易な補修等の停止以外は連続運転するものとして 83%とした。また、CCGT の熱効率 (LHV) を 50%とした。CCGT の発電出力は、天然ガス受入量により制約される。新設ガス火力発電所へのガス供給量は、両候補地とも 6.0MGJ/year であるので、このガス供給量から発電可能出力を計算すると約 114MW となる。

$$\text{可能発電出力} = 6.0 \times 10^6 \times 10^9 \times (50/100) / (24 \times 365 \times (83/100) \times 3.6 \times 10^9)$$



表3.2-1 最大設備容量の検討

Site	ベルルアーネ	CTM
Gas volume	6.0MGJ/year	6.0MGJ/year
Capacity	114MW	114MW

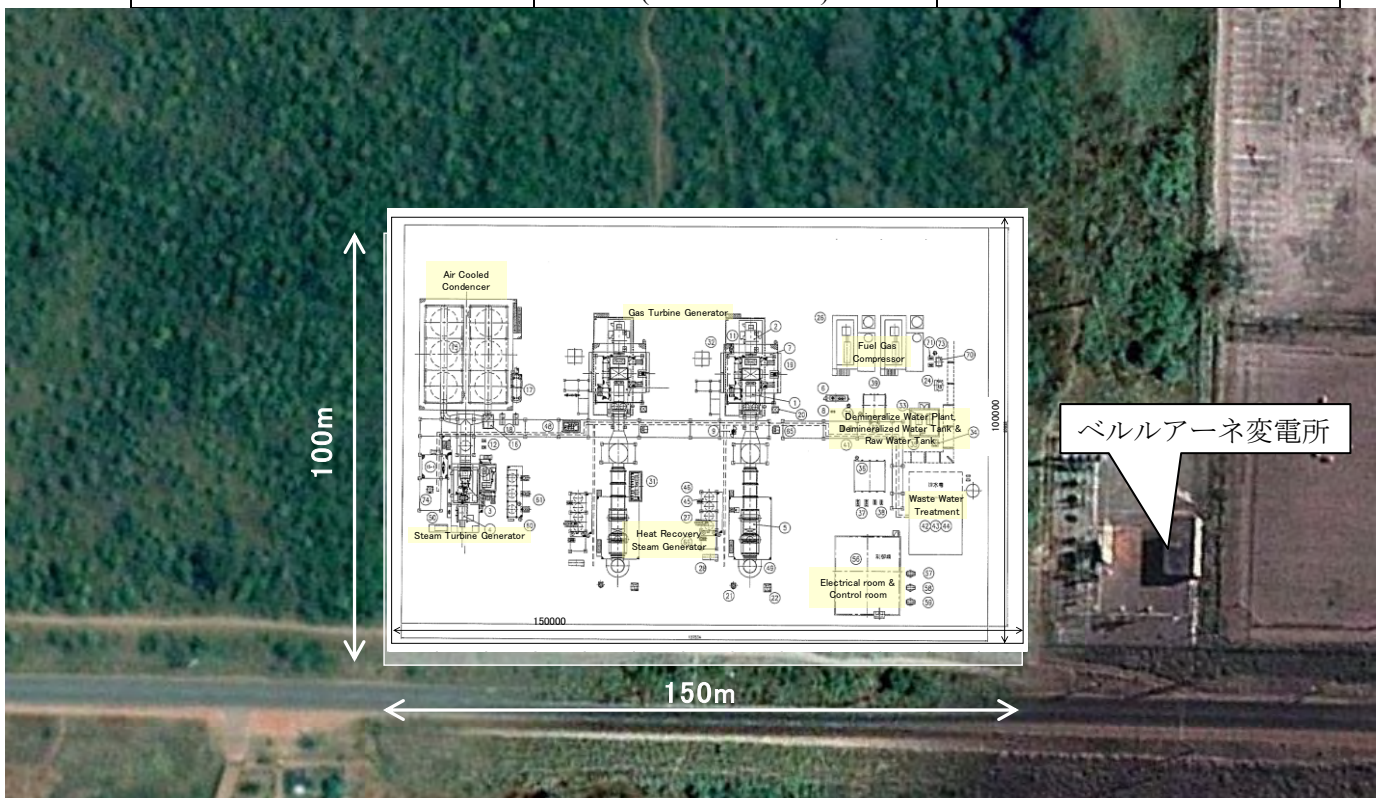
(Source: JICA 調査団)

(2) 発電所用地による検討

CCGT 用地とし、ベルルアーネサイトでは、ベルルアーネ変電所に隣接して 1.5ha (100m x 150m)、CTM では、旧石炭火力の跡地ならびに既設ガスタービン用の軽油タンクヤード約 3.7ha が確保されている。典型的な CCGT のレイアウトより、この敷地面積に設置可能な CCGT は、ベルルアーネサイトでは、110MW 級多軸 2-on-1 型 CCGT が 1 ブロック CTM では 2 ブロック設置可能である。以下にその結果を表 3.2-2 に示す。

表3.2-2 発電所用地による検討

Site	ベルルアーネ	CPM Maputo
Available site area	1.5 ha (100 m x 150 m)	3.7 ha



(Source: JICA 調査団)

図3.2-1 ベルルアーネサイト用地



図3.2-2 CTM サイト用地

(3) まとめ

供給可能な燃料ガス量ならびに各サイトに確保されている用地より、ベルルアーネサイトならびに CTM サイトには 30MW~40MW 級ガスタービン・発電機 2 基、排熱回収ボイラ 2 台、蒸気タービン・発電機 1 台および関連設備からなる 110MW 級の多軸型 2-on-1CCGT が 1 ブロック設置可能である。

### 3.3 建設候補地の現況およびアクセス

発電所建設用地の両候補地、ベルルアーネサイトおよびCTM サイトにおける、その現況（土地造成工事や住民移転の必要性等）およびサイトへのアクセス性について調査・検討を行った結果を以下に述べる。



(Source: JICA 調査団)

図3.3-1 ベルルアーネ/CTM サイト所在地およびマプト港からのアクセス

#### 3.3.1 ベルルアーネサイト

##### (1) 現況

##### (a) 所在地

マプト港の西北西約 20km、マプト州ベルルアーネ工業団地内に位置し、Mozal 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。

##### (b) サイトの現況

約 150m×100m の用地が確保されている。用地はほぼ平坦であり、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認められない。また用地内およびその周辺に居住地および耕作地も存在しない。よって建設工事の際に大規模な土地造成や整地、および非自発的住民移転の必要はない。

##### (2) アクセス

##### (a) マプト港からのアクセス

図 3.3-1 に示すとおり、国道 1 号線に直接つながるマプト港の構内道路から、国道 2 号線、4 号線、さらに Mozal アルミ製錬所へと向かう幹線道路を使ってサイトへのアクセスが可能であり、重量物の輸送にあたり特に障害は認められない。

**(b) 前面道路からのアクセス**

図 3.3-2に示すとおり、サイトはアルミ精錬所前を通る幹線道路に面しており、サイトへのアクセス確保のために新たな道路等を建設する必要はない。



(Source: JICA 調査団)

図3.3-2 ベルルアーネサイトへの前面道路からのアクセス

**3.3.2 CTM サイト****(1) 現況****(a) 所在地**

マプト港の北西約 3km、EDM の既設発電所構内におおよそ 27,000m<sup>2</sup> におよぶ用地が建設候補地として確保されている。

**(b) サイトの現況**

既設発電所構内に位置するため、発電所建設にあたり土地の造成・整地の必要はないが、現在使用されていない既設燃料タンクが用地内にあるため、このエリアに新規施設を建設するには、これらの燃料タンクを撤去する必要がある。

当然のことながら用地内には居住区や耕作地も存在しないが、用地北側を通る鉄道と国道 2 号線の間には、違法居住区が存在しており、これら住民の移転が必要になると思われる。ただし、8.3.3 項にて述べられているマプトリングロードが当該エリアに建設される予定となっており、住民からのヒヤリング調査によると、既に道路建設による立ち退きが言い渡されているらしく、今後の成り行きを注視していく必要がある

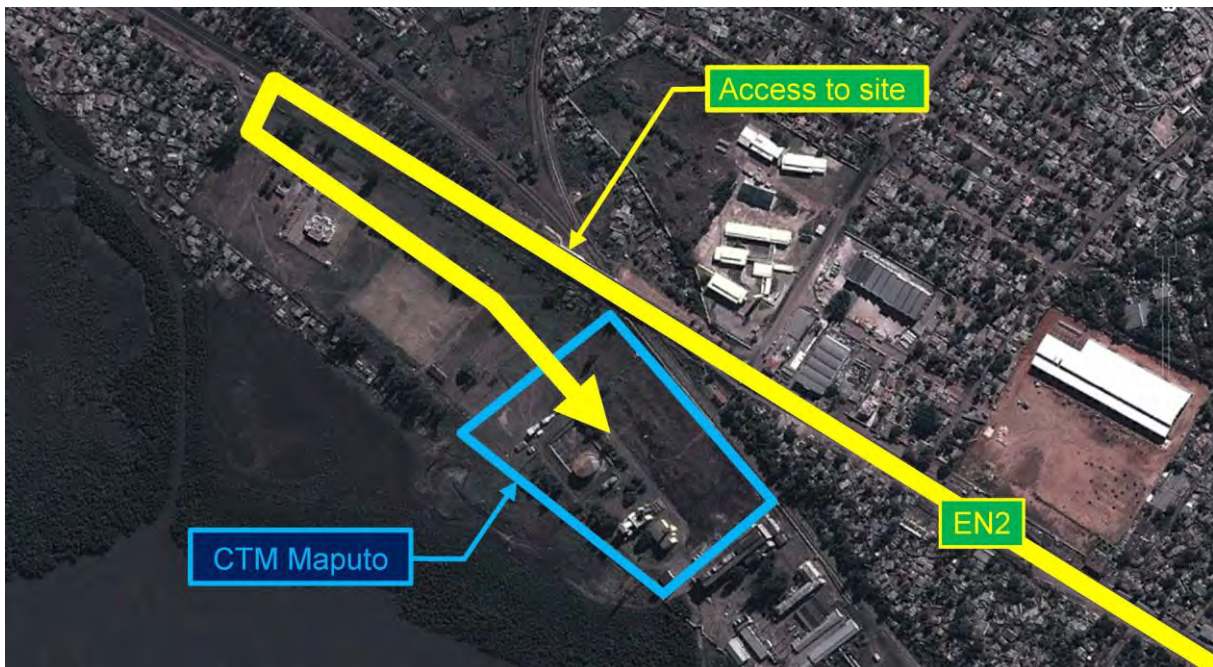
## (2) アクセス

### (a) マプト港からのアクセス

図 3.3-1に示すとおり、国道 1 号線に直接つながるマプト港の構内道路から国道 2 号線を使ってサイトへのアクセスが可能であり、重量物の輸送にあたり特に障害は認められない。また、マプトリングロードの建設が発電所建設前に完了する場合、サイトへのアクセスルートが変わる可能性が高いため、今後、道路建設の具体的な計画の進捗を注視していく必要がある。

### (b) 前面道路からのアクセス

図 3.3-3に示すとおり、国道 2 号線から建設候補地まで既にアクセス道路(道路幅実測値：5.2m)が存在しており、サイトへのアクセス確保のために新たな道路等を建設する必要はないが、前述のとおりマプトリングロードの建設が発電所建設前に完了する場合は、このアクセス道路に影響が及ぶ可能性がある。



(Source: JICA 調査団)

図 3.3-3 CTM サイトへの前面道路からのアクセス

## 3.4 地形・地質および気象

CTM サイトとベルルアーネサイトの地形・地質および気象の概況を下表に示す。

いずれのサイトも地形・地質および気象の側面からは、立地上の特段の問題はない。CTM サイトの地形・地質および気象の詳細については 5 章を参照されたい。

表3.4-1 CTM サイトおよびベルルアーネサイトの地形・地質および気象の概況

項目	CTM サイト	ベルルアーネサイト
地形・地質	既存の CTM 構内に立地。河口部の沖積土層に立地しているが、約 10m の深さに N 値 50 以上の硬い粘土層がある。重量物については杭基礎を採用することが望ましい。	標高約 30m の洪積台地に立地。ほぼ平坦であり大規模な整地は不要である。工業団地内にはアルミ製錬所やセメント工場なども立地しており、地質上の問題点はないと推測される。
気象	河川による洪水や高潮などの外水氾濫の恐れはないが、排水不良による浸水被害の恐れがあるので、構内に雨水排水設備を整備する必要がある。	標高約 30m の台地に立地していることから、河川による洪水や高潮の恐れまったくない。

(Source : JICA 調査団)

### 3.5 電力系統面の制約

#### 3.5.1 制約 3 要素

系統の安定運転のためには、潮流、事故電流、安定度の 3 つの技術的制約条件を満たす必要があり、その判定のために系統解析がなされる。

潮流解析は、送電線や変圧器等の設備に過負荷が無く、電圧も適正値を維持することが可能かどうかを判定するために実施される。

系統設備には短絡等の事故は避けられず、一旦事故が発生した場合には遮断器により事故設備を系統から切り離す必要がある。事故電流解析は事故電流が遮断器の遮断定格以下で事故電流を問題なく遮断できるかどうかを判定するために実施される。

系統に事故が発生し事故設備が遮断器により系統から切り離された後、系統は事故発生以前の安定運転を継続できなければならない。安定度解析は事故発生後の動揺が時間の経過とともに収まり系統が安定状態に回復出来るかどうかを判定するために実施される。

#### 3.5.2 対象系統

現在公表されている最新の将来需要は CESUL プロジェクトにおいて想定されたものであるが、EDM は 2012 年末の完成に向け電力マスタープランを策定中であり、調査団は策定作業に用いている系統解析データを手し、この暫定版マスタープランも対象に系統解析を行った。具体的には需要並びに系統構成は以下の 2 ケースを対象とした。

- 基本ケース：需要は CESUL プロジェクトの想定値を採用するとともに、南部ガス火力発電所が運転開始するまで系統は増強されず 2011 年現在の既設系統のままであると仮定したケース
- 参考ケース：需要並びに系統は、2012 年 10 月時点でのマスタープラン策定に用いている作業用データを利用したケース

### 3.5.3 基本ケース

#### (1) 想定需要

現時点で公表済みの最新データである CESUL プロジェクトの想定値を採用した。

表 3.5-1に南部系統の伸び中位ケースでの想定需要を示す。南部ガス火力の運転開始は 2017 年と見込まれるため系統解析の対象を 2017 年とし、当年の想定需要は 2015 年から 2020 年の平均伸び率 7.9%から 653MW となる。

表3.5-1 CESUL プロジェクト想定需要

Year	Demand (MW)	Growth rate (%)
2010	344	
2015	575	10.8
2020	791	6.6
2025	995	4.7
2030	1213	4.0
2010-2030		6.5

(Source : Final Feasibility Study Report Mozambique Regional Transmission Backbone Project)

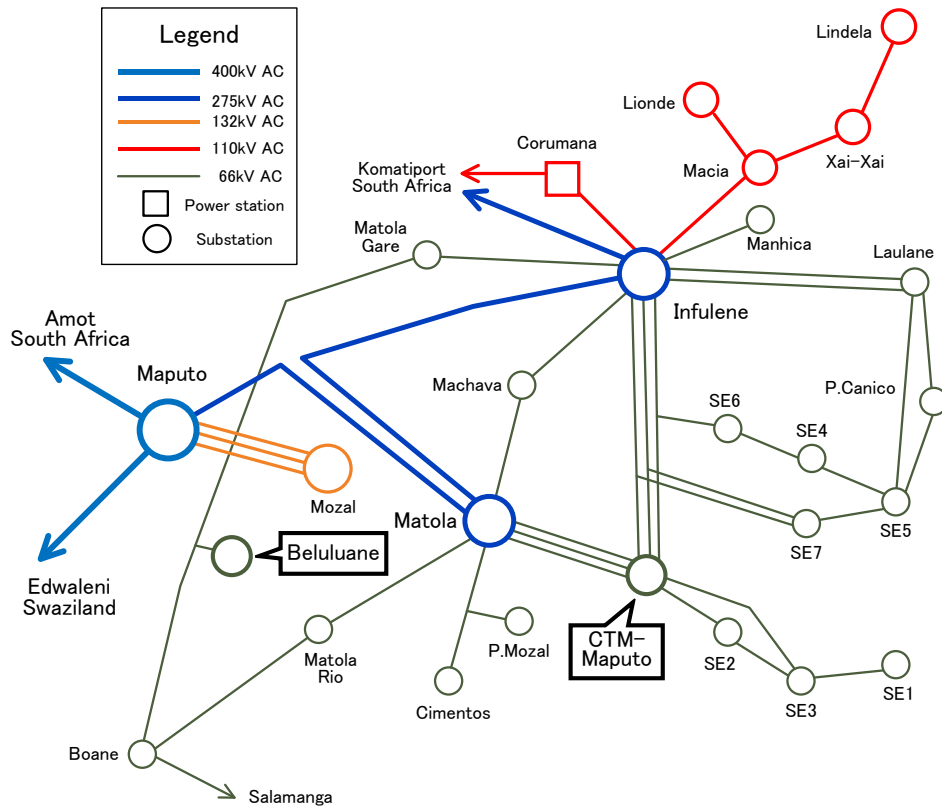
#### (2) 南部ガス火力発電所の連系系統

前述の通り発電所の運転開始の 2017 年の系統は 2011 年の形が維持されているものと仮定した。

南部ガス火力発電所の立地候補地点であるベルルアーネ変電所ならびに CTM 変電所の 2011 年現在の系統を図 3.5-1に示す。両地点とも 275/66kV Matola 変電所ならびにインフレーネ変電所を供給源とする 66kV 系統に属している。

ベルルアーネ変電所は Matola 変電所から送電容量 36~47MW の 1 回線送電線で 32km の距離、インフレーネ変電所から送電容量 36MW の 1 回線送電線で 28km の距離にある。

一方 CTM 変電所は、Matola 変電所から送電容量 47~57MW の送電線 3 回線で 5km の距離、インフレーネ変電所から送電容量 36~47MW の送電線 3 回線で 8km の距離にある。さらに負荷供給用の 66kV 送電線 2 回線に接続されており、合計 8 回線と多数の送電線に接続され、且つ供給源の 275kV 変電所から近距離にあり、ベルルアーネ地点と比較し送電面から有利であると言える。



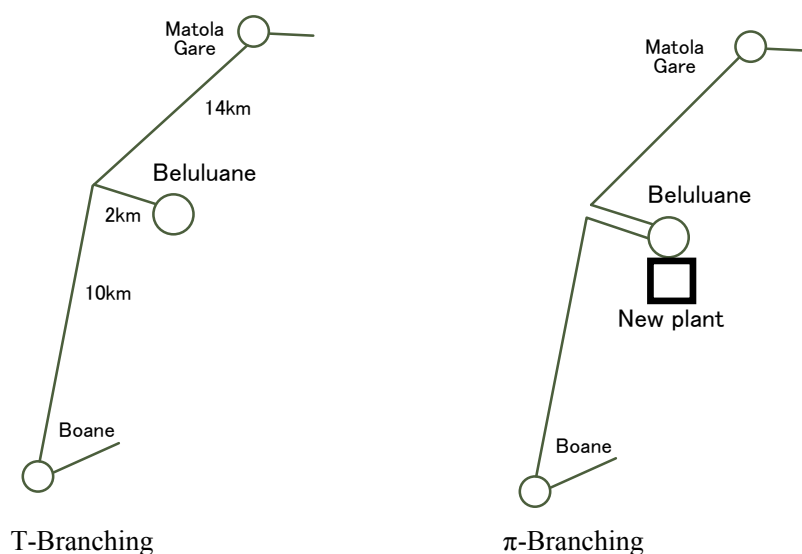
(Source : JICA 調査団)

図3.5-1 南部ガス火力発電所の連系系統

### (3) 設置可能発電所出力

既設ベルルアーネ変電所は 66kV Matola Gare—Boane 線から T 分岐されている。このため Matola Gare—Boane 線 24km と T 分岐線 2km の計 26km の何れかの地点で事故が発生した場合、停電することとなる。既設ベルルアーネ変電所の役割は中小工場への供給用であり供給信頼度はこのレベルで割り切っていると考えられる。しかし発電所が立地した場合には南部系統の重要な電源と見なされ信頼度の向上が必要となる。このため図 3.5-2 に示すように分岐送電線 1 回線 2km を新設し既設と併せ分岐区間を 2 回線化し分岐方法を  $\pi$  分岐に変更する仮定を置いた。この分岐方法の変更により影響を受ける事故区間が半減するとともに、一方の送電線に事故が発生しても健全送電線により送電継続が可能となる。





(Source : JICA 調査団)

図3.5-2 ベルルアーネ連系方法

系統解析を行うためには発電所出力を仮定する必要があるが、南部ガス火力発電所は 2015 年以降の主要な供給力と位置づけられ、可能な限り大きな容量とすることが期待される。このためベルルアーネならびに CTM 地点の発電所出力を以下のとおり仮定した。

分岐方法の変更を前提にベルルアーネ地点に設置可能な発電機容量を考える。

ベルルアーネから Matola Gare ならびに Boane 方向への送電容量はともに 36MW であり、両方向の送電線が健全であって発電機による発電電力が両方向に均等に流れると仮定しても、設置可能な発電機容量は両方向の合計送電線容量 72MW とベルルアーネ変電所負荷(2011 年実績 5MW)の合計となる。実際には送電線潮流は、全系の負荷分布や電源分布で決まる不均等な潮流となる。さらに送電線事故時にも残りの健全送電線で送電することを考慮し、ベルルアーネ地点の設置可能な発電機容量は 50MW と仮定した。

一方、CTM 地点は送電容量 36~57MW の合計 8 回線と接続されるため送電容量面での制約は無く、燃料ガスの供給面から 100MW と仮定した。

#### (4) 潮流解析結果

図 3.5-3に潮流解析結果、表 3.5-2に主な過負荷送電線を示す。当図においてピンク色は過負荷送電線を表す。需要が 2011 年の約 1.7 倍に増加したものの系統は増強されないため南部ガス火力非開発ケースでは過負荷送電線は 15 に及ぶ。

ベルルアーネ地点に 50MW 開発するケースでは、Infulene—Matola Gare ならびに Matola—Matola Rio 線の過負荷は解消し過負荷線路数は 13 となるが、効果はベルルアーネ周辺に限られ限定的である。

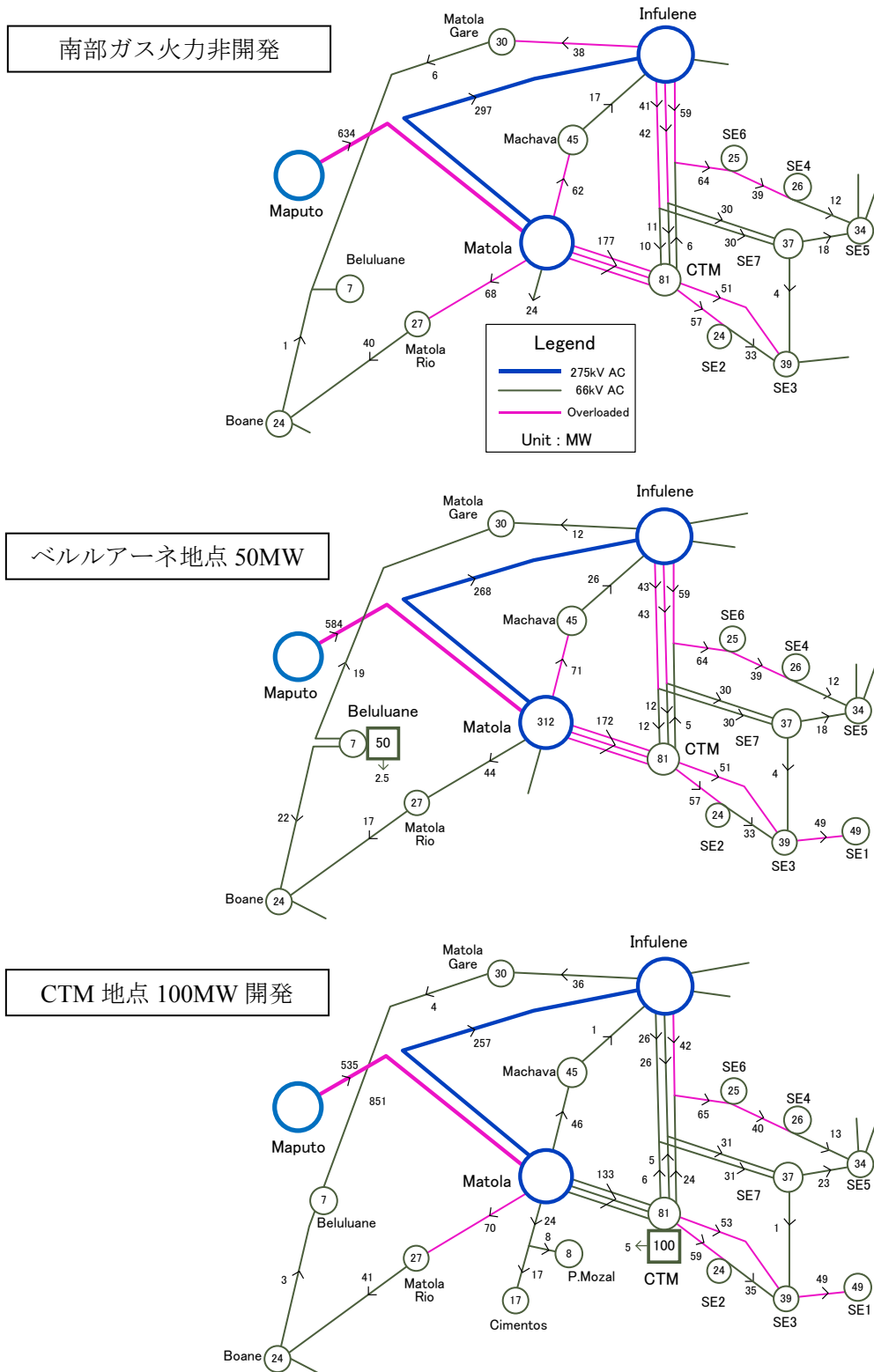
CTM 地点に 100MW 開発するケースでは CTM 周辺の 7 送電線の過負荷が解消し過負荷線路数は 8 となり過負荷解消の一応の効果があるものの、問題解決の抜本策とはなり得ない。過負荷は CTM

－SE2 線や CTM－SE3 線のような負荷供給線に生じており、需要増加に起因するものであり、さらに 100MW 発電機の設置後にも定期点検や故障による突如の停止による送電線過負荷も考慮する必要がある。これらから送電線増強等の抜本対策が必要であると言える。

表3.5-2 主な過負荷送電線

Line	Voltage (kV)	Capacity (MW)	Power Flow (MW) <span style="color:red">Red:overload</span>		
			Without Plant	Beluluane 50MW	CTM 100MW
Maputo－Matola	275	455	634	584	535
Infulene－Matola Gare	66	36	38	12	36
Matola－Matola Rio	66	47	68	44	70
Matola－Machava	66	47	62	71	46
Matola－CTM	66	161	177	172	133
CTM－SE2	66	47	57	57	59
CTM－SE3	66	47	51	51	53
Infulene－SE7	66	36	42	43	31
Infulene－SE6	66	36	64	64	65
SE6－SE4	66	36	39	39	40

(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)



(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)

図3.5-3 潮流解析結果 (2017年)

(5) 事故電流解析結果

事故電流解析結果を表 3.5-3、図 3.5-4 に示す。

275kV 母線の最大事故電流は CTM 地点に 100MW を設置した場合の Maputo 変電所の 9.4kA と十分に小さく遮断器の遮断容量超過等の問題は無い。

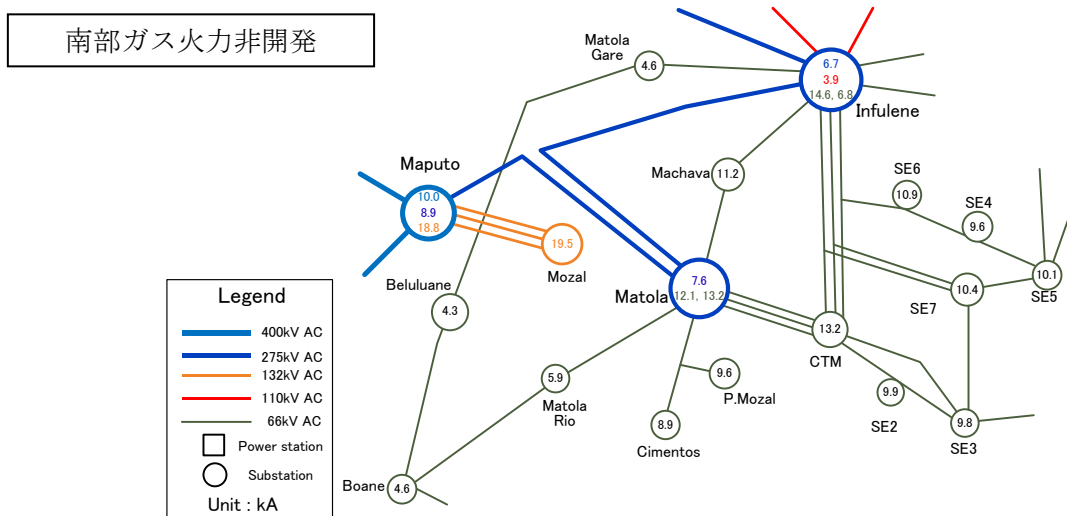
66kV 母線の最大事故電流は CTM 地点に 100MW を設置した場合のインフレーネ変電所の 17.0kA であり遮断器の遮断容量 25kA 以下であり問題は無い。

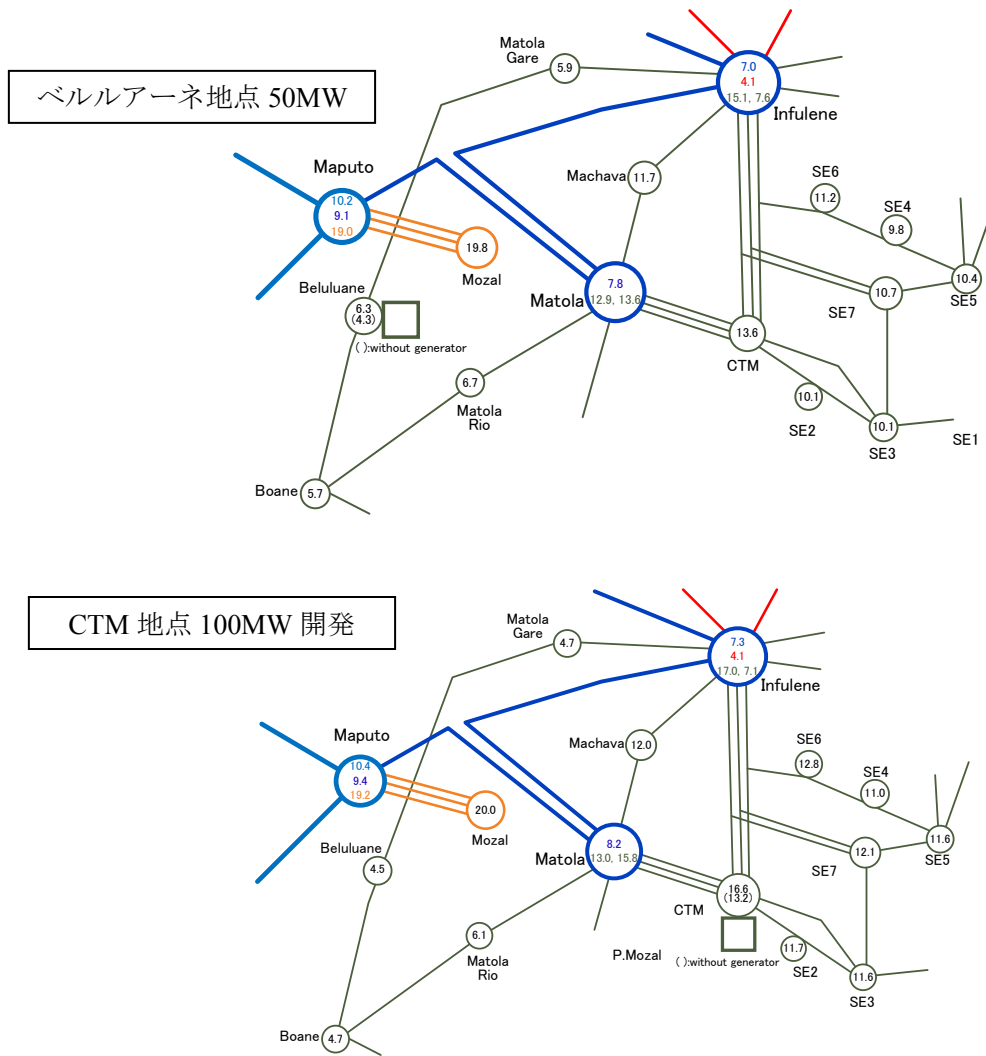
発電プラントを設置した場合の事故電流の最大変化量は、ベルルアーネ 50MW の場合 ベルルアーネ 66kV 母線で 4.3kA から 6.3kA と 2.0kA の増加、CTM 100MW の場合 CTM 66kV 母線で 13.2kA から 16.6kA と 3.4kA の増加である。いずれにしても発電プラントの設置により事故電流超過の問題は生じない。

表3.5-3 主な母線の事故電流

Station	Voltage (kV)	Fault current (kA)		
		Without Plant	Beluluane 50MW	CTM 100MW
Maputo	275	8.9	9.1	9.4
Matola	275	7.6	7.8	8.2
	66	12.1 13.2	12.9 13.6	13.0 15.8
Infulene	275	6.7	7.0	7.3
	66	14.6 6.8	15.1 7.6	17.0 7.1
Beluluane	66	4.3	6.3	4.5
CTM	66	13.2	13.6	16.6
SE3	66	9.8	10.1	11.6
SE7	66	10.4	10.7	12.1

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





(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)

図3.5-4 事故電流解析結果 (2017年)

(6) 安定度解析結果

送電線には雷や樹木接触等の事故は避けられず、遮断器を開放して事故送電線を系統から切り離れた後は、事故の動揺が収まり系統は元の安定状態に復帰できなければならない。安定度解析では、系統が保有する固有の安定性を評価するため発電機の電圧調整装置(AVR)やガバナ(GOV)等の制御系を無視するとともに、安定度面で厳しい発電所至近端での事故を想定した。さらに66kV送電線の事故除去時間は、以下に示すEDMの実績から0.1秒ならびに0.15秒を仮定した。

母線から事故点までの距離 送電線長の0~80% ゾーン1 : 0.1秒  
 送電線長の80%以上 ゾーン2 : 0.1~0.4秒

表 3.5-4に安定度解析結果を、図 3.5-5に発電機動揺曲線を示す。

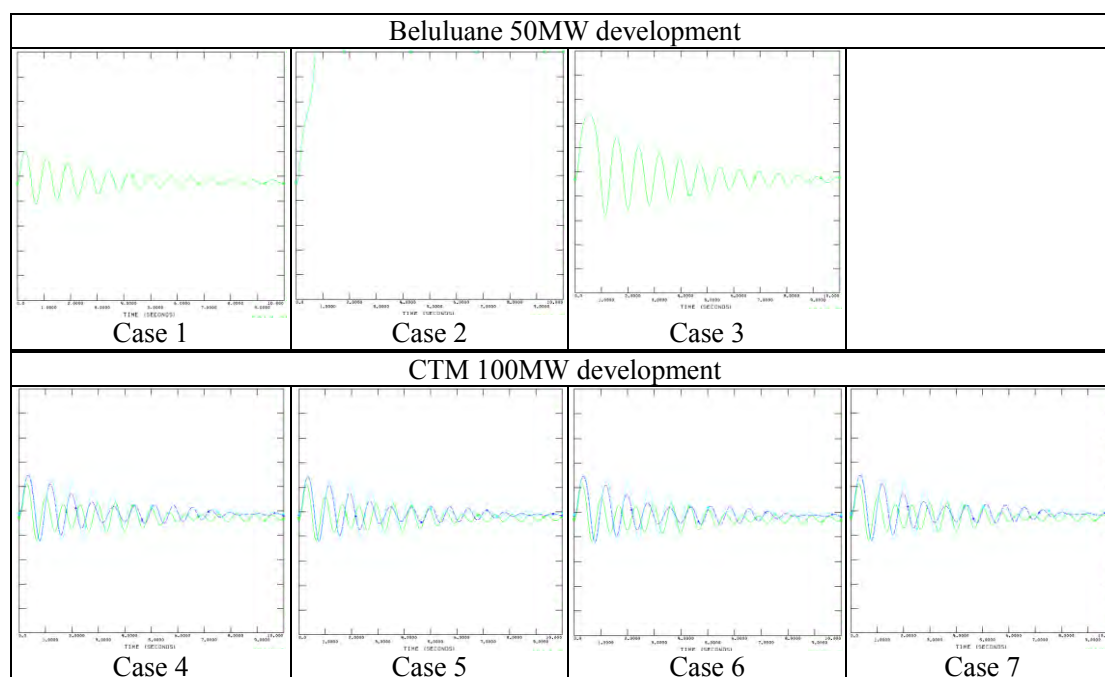
ベルルアーネ 地点に50MWを設置したケースでは、事故除去時間が0.1秒であれば安定であるが、0.15秒の場合にはBeluluane-Boane線のベルルアーネ端で事故が発生したケース(Case 2)ではベル

ルアーネに設置した発電機の動揺が収束せず発散し不安定となる。この理由は事故後に Beluluane – Boane 線が開放され Bululuane の発電電力が Beluluane – Matola Gare 線の 1 回線で送電を余儀なくされるためである。一方、CTM 地点に 100MW を設置したケースでは、事故除去時間が 0.15 秒の場合でも全ての事故ケースで動揺が収束し安定である。この理由は CTM には Matola 方面に 3 回線、インフレーネ方面に 3 回線、SE3 方面に 2 回線の合計 8 回線の送電線が接続されており事故により送電線が 1 回線開放された後にも 7 回線により主系統との連系が確保されているためである。このことは、事故後の発電機動揺振幅がベルルアーネと比較して小さいことから分かる。

表3.5-4 安定度解析結果

Plant	Faulted line	Fault point	Fault clearing time	Stability	Case No.
Beluluane 50MW	Beluluane-Boane	Beluluane	0.1 sec	Stable	1
			0.15 sec	Unstable	2
	Beluluane-Matola Gare		0.15 sec	Stable	3
CTM 100MW	CTM-Matola	CTM	0.15 sec	Stable	4
	CTM-SE2		0.15 sec	Stable	5
	CTM-SE3		0.15 sec	Stable	6
	CTM-SE6		0.15 sec	Stable	7

(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)



(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)

図3.5-5 発電機動揺曲線

## (7) 結論

表 3.5-5 に系統解析結果総括を示す。

設置可能な発電機容量はベルルアーネ地点では送電線送電容量の制約から 50MW 程度に制限されるのに対し、CTM 地点では 100MW 程度が可能である。

発電機設置により過負荷が解消する送電線数はベルルアーネ設置ケースでは 2 であるのに対し、CTM 設置ケースでは 7 線路である。

発電機設置後の事故電流は遮断器の遮断容量より十分に小さく両ケースとも問題は無い。

安定度は、ベルルアーネ設置ケースでは Beluluane—Boane 線で事故が発生し 0.15 秒後に事故が除去されるケースでは不安定であるのに対し、CTM 設置ケースでは全ての事故ケースで安定である。以上から CTM に発電機を設置することがベルルアーネに比べ有利であると判定できる。

なお CTM 設置ケースでは、送電線過負荷は負荷供給線に生じているため発電機容量の増加で送電線過負荷を助長することは無いこと、事故電流は許容値に対し十分な余裕があること、発電機動揺曲線の収束性が良く安定送電に余裕があること、等を考慮すると 110MW も設置可能であると考えられる。

表3.5-5 系統解析結果総括

	Beluluane	CTM
設置可能発電機容量	50MW 程度	100MW 程度
過負荷解消送電線	2 送電線	7 送電線
事故電流	遮断器定格遮断電流より十分小	遮断器定格遮断電流より十分小
安定度	事故遮断電流に依存	安定
総合評価	—	有利

(Source : JICA 調査団)

### 3.5.4 参考ケース (EDM 系統増強計画案反映)

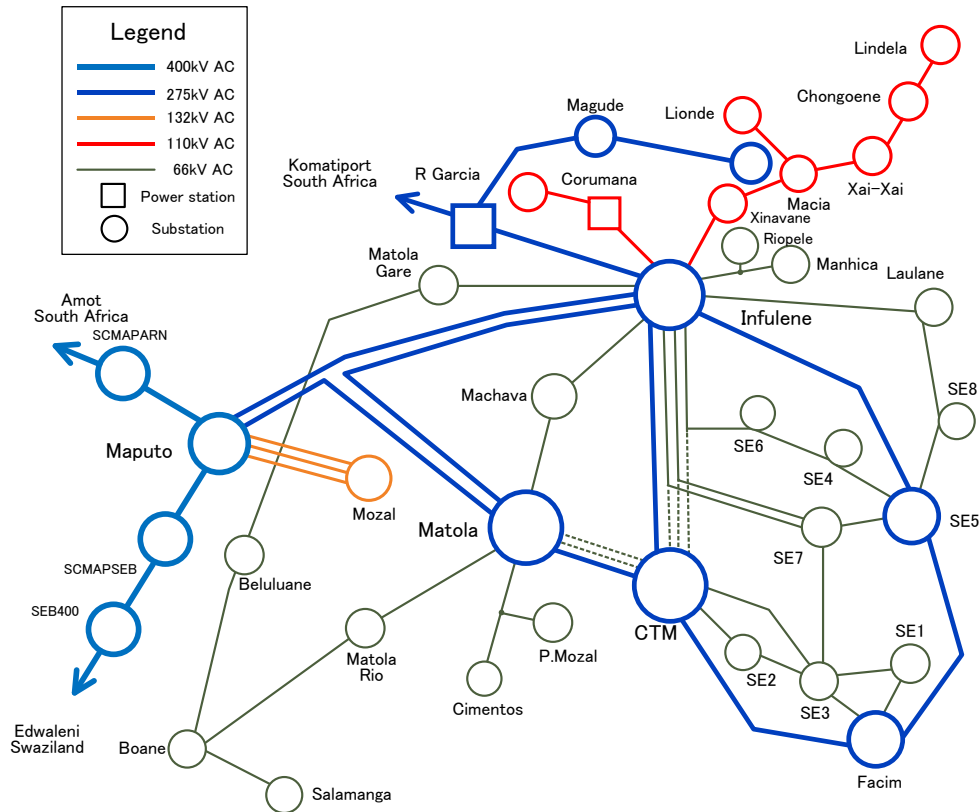
EDM は 2012 年末の完成を目指し系統増強計画を策定中であり、調査団は南部ガス火力の連系方法の検討に大いに参考となるため、2012 年 10 月に策定作業に用いている系統解析データを入力しそれに基づき系統解析を実施した。なお入手データはあくまで策定作業中の暫定版であり公表される最終版には内容が変更される可能性がある。

#### (1) 系統構成

南部ガス火力の運転開始は 2016～2017 年と想定される。系統増強計画案では今後需要は大幅に増加すると見込んでおり、2016 年の想定需要は 794MW と、3.5.3 章(1)で述べた CESUL プロジェクトの 2017 年の想定値 653MW と比較し大きな値となっている。このため系統増強計画案を反映した系統解析は 2016 年を対象とした。

図 3.5-6 に 2016 年時点の増強計画案系統を示す。既設 66kV Matola—CTM 線の送電ルートを利用した 275kV Matola—CTM 線、ならびに 275kV Infulene—CTM 線を新設し、需要中心の CTM 変電所まで 275kV 系統が導入されるとともに、CTM から新設の Facim 変電所ならびに、66kV から 275kV に昇圧する既設 SE5 変電所を経由してインフレーネ変電所に至る Maputo 市を 1 周する

275kV 送電線を新設する計画である。さらに Maputo－Matola 線の過負荷対策として既設 400/275/132kV Maputo 変電所からインフレーネ変電所に至る 275kV 送電線も新設する計画である。これにより 66kV 送電線の過負荷を解消するとともに首都への供給信頼度の向上が期待できる。



(Source : Diagram drawn by JICA Study Team based on Draft Master Plan EDM's current network expansion plan provided from EDM)

図3.5-6 増強計画案系統（2016年）

(2) 潮流解析結果

表 3.5-6ならびに図 3.5-7に暫定版マスタープラン系統（2016年）で CTM 100MW プラントの運転開始前後の潮流解析結果を示す。275kV 送電線の増強前には過負荷は 15 線路であったが、275kV 送電線の首都導入により CTM 周辺送電線の過負荷は解消し、Matola－Matola Rio 線、Infulene－Matola Gare 線、SE5－SE8 線の 3 線路に減少する。

これらの過負荷送電線は何れも地域負荷への供給線であり地域負荷の増加に伴い過負荷となったもので、275kV 送電線の首都圏導入の恩恵を受けられない送電線のため、当該送電線の太線化や 2 回線化の対策が必要である。CTM に 100MW プラントを設置すると CTM－SE2 線が新たに過負荷する。この送電線のプラント設置前の潮流は 43MW と送電容量 47MW に対し余裕が少なかつた上、CTM のプラント設置により SE2、SE3、SE7 方面への潮流が増加したためである。

この過負荷対策ならびに後述の事故電流許容値超過対策として、CTM－SE3 線、SE2－SE3 線、SE3－SE7 線、SE4－SE6 線、Infulene－SE7 線を開放運用して 275kV と 66kV 系統の並列運用を解



き、各 66kV 変電所を上位の 275kV 変電所単位に放射状運用としたケースを考慮した。この対策により CTM－SE2 線の過負荷は解消する。

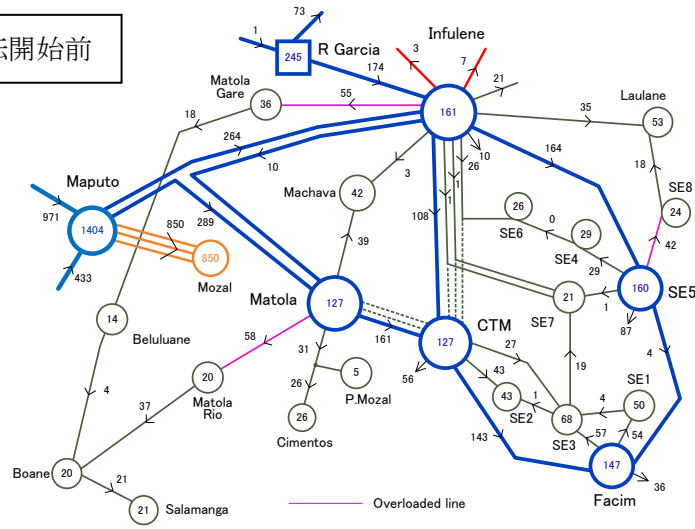
しかし前述の Matola－Matola Rio 線、Infulene－Matola Gare 線、SE5－SE8 線の過負荷は解消しない事に加え、新たに Infulene－Laulane 線が過負荷する。66kV 送電線の過負荷の本質的原因は、初期に建設された送電容量が 36MW 程度と小さい送電線が増強されずに利用されているためであり、将来、太線化や 2 回線化等の抜本的な対策が必要となる。

表3.5-6 増強計画案系統の潮流解析結果 (2016 年)

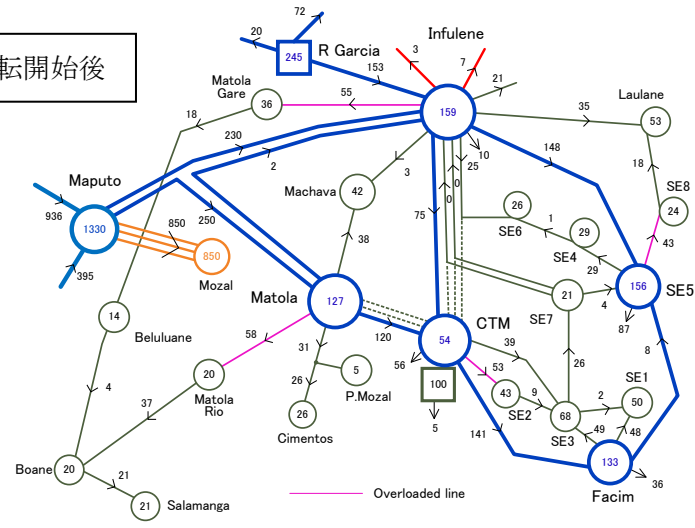
Line	Voltage (kV)	Capacity (MW)	Power Flow (MW) <span style="color:red">Red:overload</span>		
			Before CTM 100MW	After CTM 100MW	
				Closing lines	Opening lines
Maputo－Matola	275	455	289	250	248
Matola－Infulene	275	455	10	2	6
Matola－CTM	275	>455	161	120	112
Infulene－CTM	275	>455	108	75	62
Infulene－Matola Gare	66	36	55	55	55
Matola－Matola Rio	66	47	58	58	58
CTM－SE2	66	47	43	53	43
CTM－SE3	66	47	27	39	-
Infulene－SE7	66	36	1	0	-
Infulene－SE6	66	36	26	25	26
Infulene－Laulane	66	36	35	35	38
SE5－SE8	66	36	42	43	39

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

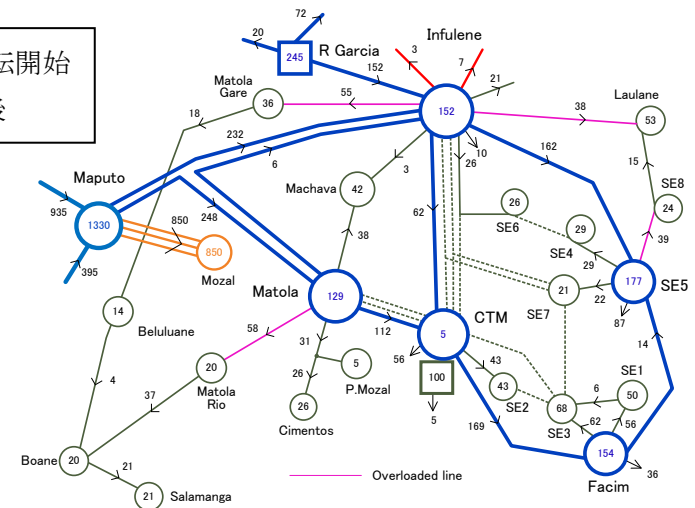
CTM 100MW 運転開始前



CTM 100MW 運転開始後



CTM 100MW 運転開始  
送電線開放運用後



(Source : Analysis result using PSS network data provided by EDM)

図3.5-7 増強計画案系統の潮流解析結果 (2016年)

### (3) 事故電流解析結果

表 3.5-7ならびに図 3.5-8に増強計画案系統（2016 年）の事故電流解析結果を示す。

275kV 系統の首都圏導入により 66kV 母線の事故電流は大幅に増加するが、CTM 100MW プラント運転開始前は許容値 25kA に近いものの超過は認められない。しかしプラント運転開始後には CTM で 3.3kA 増加し 26.2kA と許容値を超過する。また Facim、SE5、SE3、SE7 でも超過し最大値は SE3 の 26.7kA となる。

許容値 25kA の超過原因は、66kV 変電所が各 275kV 変電所と 66kV 送電線で密に連系されているためである。275kV 首都圏導入前には、拠点変電所の Matola ならびにインフレーネから小さな送電容量を持つ送電線で首都圏供給を担う必要から、複数の 66kV 送電線を併用運用せざるをえなかった。しかし 275kV 首都圏導入後には 275kV 送電線が首都圏までの送電の役割を果たすため、66kV 送電線は CTM、Facim、SE5 の各 275/66kV 拠点変電所から 66kV 変電所までの地域供給を担うことにその役割が変化した。これにより 66kV 系統は送電線を適宜開放運用し各拠点変電所単位に分割しても供給信頼度への影響は大きくはない。

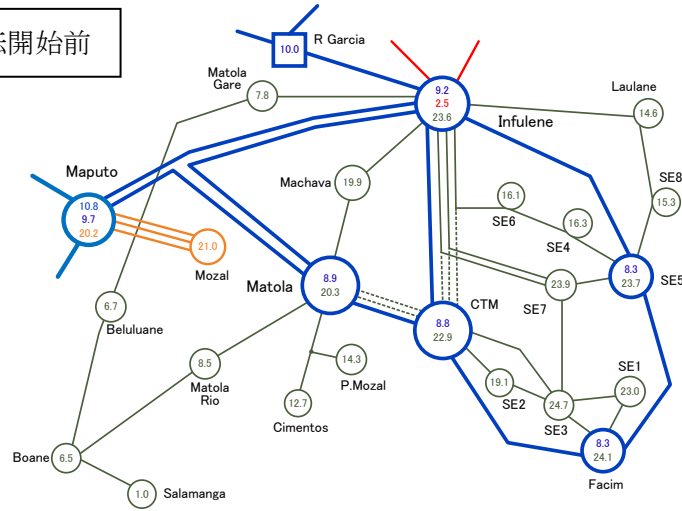
そこで事故電流超過対策ならびに CTM—SE2 線過負荷対策の一例として CTM—SE3、SE2—SE3、SE3—SE7、Infulene—SE7、SE4—SE6 各線を開放運用するケースを考慮した。この場合には事故電流の最大値は CTM 変電所ならびにインフレーネ変電所の 21.9kA と大幅に減少する。

表3.5-7 増強計画案系統の事故電流解析結果（2016 年）

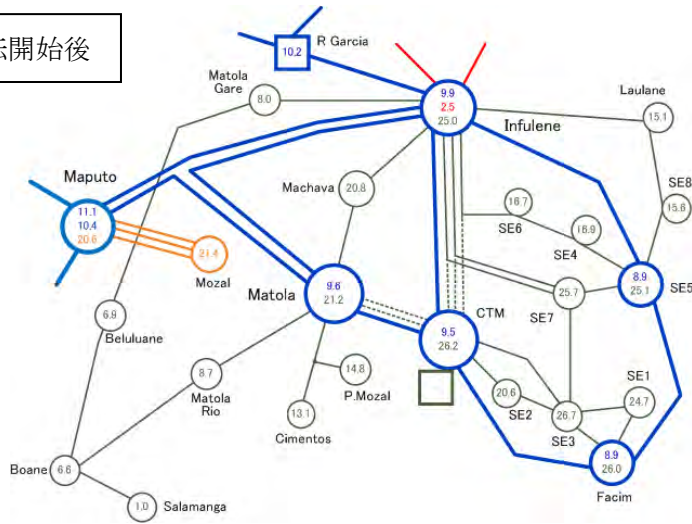
Station	Voltage (kV)	Fault current (kA)		
		Before CTM 100MW	After CTM 100MW	
			Closing lines	Opening lines
Maputo	275	9.7	10.4	10.3
Matola	275	8.9	9.6	9.6
	66	20.3	21.2	20.5
Infulene	275	9.2	9.9	9.9
	66	23.6	25.0	21.9
CTM	275	8.8	9.5	9.5
	66	22.9	26.2	21.9
Facim	275	8.3	8.9	8.8
	66	24.1	26.0	17.8
SE5	275	8.3	8.9	8.8
	66	23.7	25.1	19.9
SE3	66	24.7	26.7	16.7
SE7	66	23.9	25.7	13.2

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

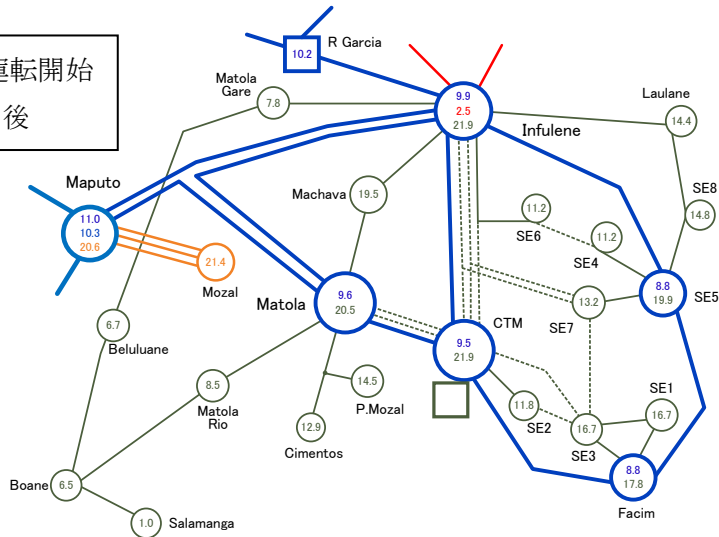
CTM 100MW 運転開始前



CTM 100MW 運転開始後



CTM 100MW 運転開始  
送電線開放運用後



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

図3.5-8 増強計画案系統の事故電流解析結果 (2016年)

#### (4) 安定度解析結果

CTM 100MW プラントを設置し、事故電流抑制対策として CTM-SE3 線、SE2-SE3 線等の送電線を開放した系統を対象に安定度解析を実施した。発電機の端子電圧制御装置 (AVR) やガバナ制御装置 (GOV) 等の制御系に関しては、系統が本来有する固有の安定性が判定できる制御系を無視したケースと、制御系を考慮したケースの両ケースを対象とした。

また事故除去時間に関しては、0.1 秒と 0.15 秒の両方を対象とした。

表 3.5-8 に安定度解析結果を、図 3.5-9 に発電機動揺曲線を示す。

制御系を無視したケースで事故除去時間が 0.10 秒のケースでは、安定度上厳しい発電機至近端である CTM 275kV 母線あるいは 66kV 母線の事故を想定した場合でも全てのケースで安定となった。しかし事故除去時間 0.15 秒のケースでは 275kV 首都圏導入の効果が無く全てのケースで不安定となった。

この結果を 3.5.3 章(6)に述べた 275kV 導入前の 66kV 系統に CTM 発電所を連系したケースで、制御系を無視して事故除去時間が 0.15 秒でも安定であった結果と比較すると、275kV 導入は安定度改善には効果が無かったと判定できる。この原因は 275kV 導入前には CTM プラントは 66kV 送電線 8 回線に接続されており、たとえ 1 回線が事故で開放されても残りの 7 回線により発電機は主系統と連系が維持されるのに対し、275kV 導入後には事故電流抑制対策として CTM-SE3 線が常時開放運用するケースを前提としており、CTM-SE2 線事故開放後には 66kV 送電線との連系は全て失われ、発電機はインピーダンスの大きな 275/66kV 変圧器のみで主系統と連系されるためと考えられる。

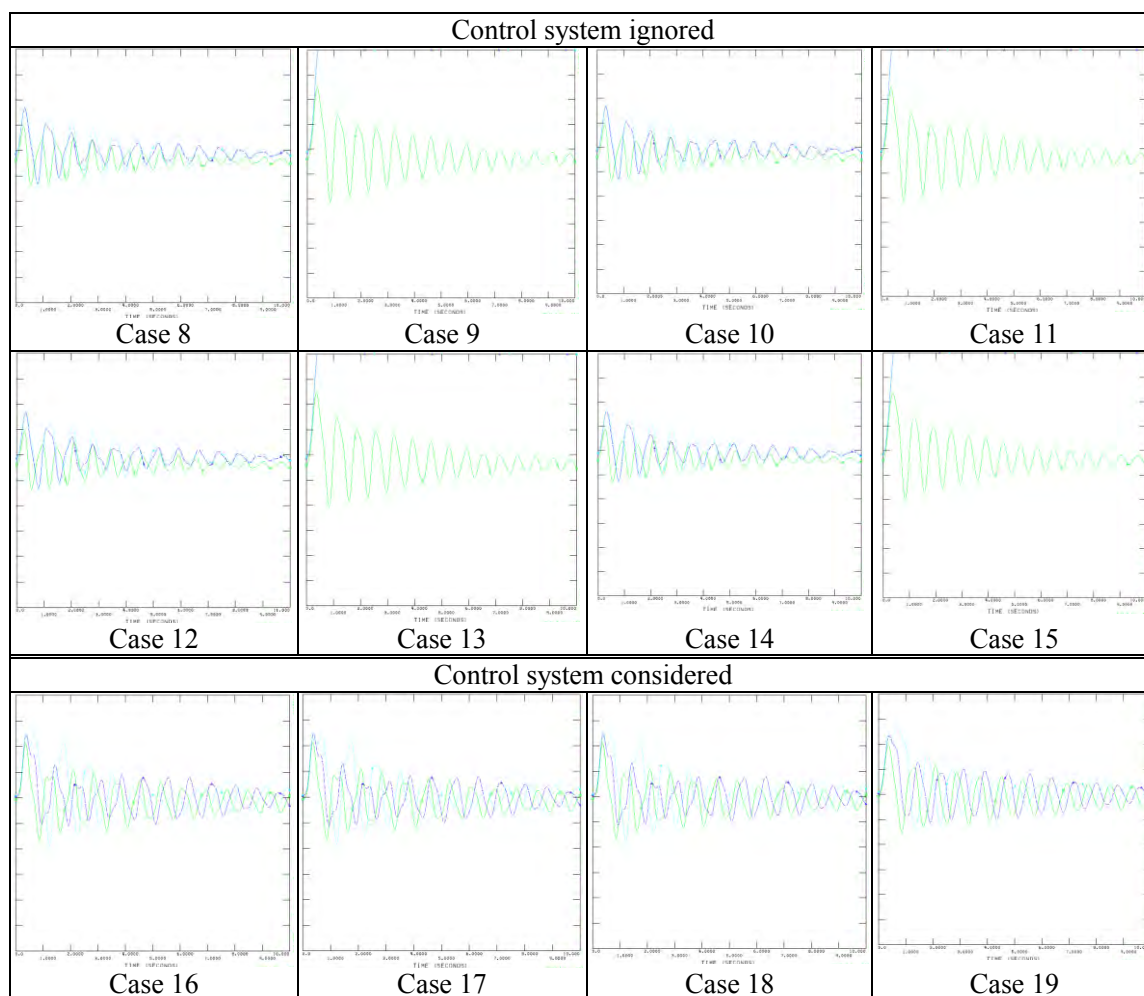
現実的には 275kV 送電線の事故除去時間は 66kV 送電線より短時間である 0.1 秒以下であり、275kV 送電線の事故で安定度は維持されると期待できる。

発電機の制御系を考慮したケースでは、事故除去時間 0.15 秒を仮定しても全ての 275kV 送電線ならびに 66kV 送電線の事故を想定したケースで安定である。一般に発電機には制御系が設置されているので、安定度が不安定となることは無いものと考えられる。

表3.5-8 増強計画案系統の安定度解析結果 (2016 年)

Control system	Faulted line	Fault point	Fault clearing time	Stability	Case No.
Ignored	275kV Matola-CTM	CTM 275kV	0.10 sec	Stable	8
			0.15 sec	Unstable	9
	275kV Infulene-CTM		0.10 sec	Stable	10
			0.15 sec	Unstable	11
	275kV CTM-Facim		0.10 sec	Stable	12
			0.15 sec	Unstable	13
66kV CTM-SE2	CTM 66kV	0.10 sec	Stable	14	
		0.15 sec	Unstable	15	
Considered	275kV Matola-CTM	CTM 275kV	0.15 sec	Stable	16
	275kV Infulene-CTM		0.15 sec	Stable	17
	275kV CTM-Facim		0.15 sec	Stable	18
	66kV CTM-SE6	CTM 66kV	0.15 sec	Stable	19

(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)



(Source : Network analysis result conducted by JICA Study Team using data provided from EDM)

図3.5-9 増強計画案系統の発電機動揺曲線 (2016年)

### (5) 結論

表 3.5-9に増強計画案系統を対象とした解析結果の総括を示す。

潮流解析による判明事項は以下の通りである。

275kV 送電線の首都圏導入により多くの既設 66kV 送電線の過負荷は解消するものの、275kV 導入効果が及ばない一部の地域供給送電線の過負荷は継続する。これは需要増により生じる本質的な課題であり、解決のためには送電線の太線化や新設が必要である。

事故電流解析による判明事項は以下の通りである。

275kV の導入により 66kV 母線の事故電流は大幅に増加し 5 箇所所で最大許容値 25kA を超過する。この対策として定格遮断電流の大きな遮断器への取り替えも考えられるが、一部の 66kV 送電線を常時開放運用して 66kV 系統を 275/66kV 変電所単位に系統分割することが推奨される。これにより事故前に 275kV 送電線に流れていた事前潮流の 66kV 系統への回り込みを防止し 66kV 送電線の過負荷も回避できる。通常、上位電圧系統と下位電圧系統を並列運用すると上位電圧系統の事故・開放後に事前潮流が下位系統に流れ込み下位系統にも過負荷が発生し、事故の影響がカスケード

ディングに拡大することとなる。275/66kV 変電所単位の 66kV の系統分割は事故の影響範囲を限定する効果もある。

安定度解析による判明事項は以下の通りである。

275kV の導入により 66kV 送電線が常時開放運用されるため、CTM 66kV 母線に設置された発電機の 66kV 系統への結合性が低下し、66kV 送電線に事故が発生し除去時間が 0.15 秒のケースでは、発電機の制御系を考慮しない固有の安定度は不安定となる。事故除去時間が 0.10 秒の場合には安定である事に加え、発電機制御系を考慮した場合には 0.15 秒でも安定であり、実系統では安定度問題は生じないと考えられる。

表3.5-9 増強計画案系統の解析結果総括（2016 年）

項目	解析結果
潮流	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 275kV 送電線の首都圏導入により過負荷送電線数減少</li> <li>・ 一部の地域供給用送電線は過負荷継続</li> </ul>
事故電流	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 多くの変電所で最大許容値 25kA を超過</li> <li>・ 許容値超過解消策として 66kV 送電線を常時開放し 275kV 変電所単位の 66kV 系統を放射状運用</li> </ul>
安定度	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電機制御系を無視した固有安定度は事故除去時間 0.15s で不安定</li> <li>・ 発電機制御系を考慮すれば安定</li> </ul>

(Source : JICA 調査団)

### 3.6 燃料ガス供給に関する制約

#### 3.6.1 燃料ガス供給量の制約

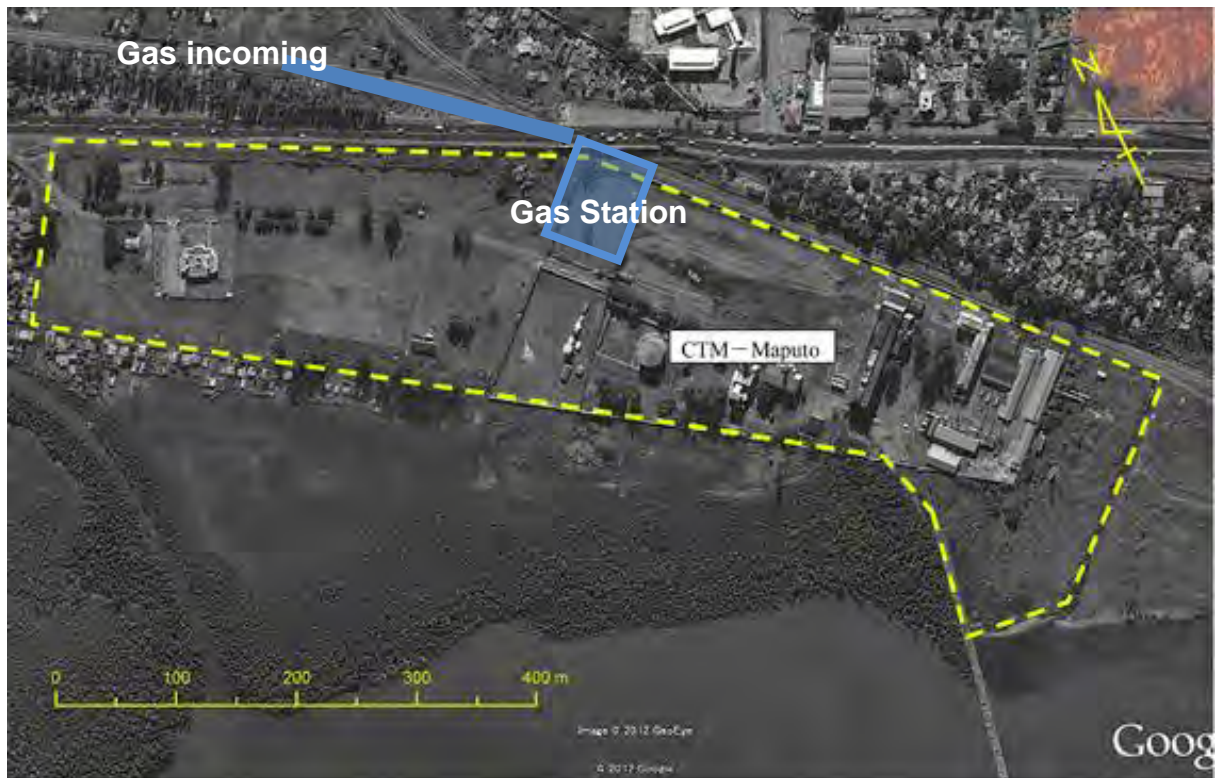
CTM 発電所への天然ガス供給は、モザンビーク炭化水素公社 (ENH) /韓国ガス公社 (KOGAS) が実施するマプト市天然ガス供給プロジェクトの一環として行なわれる。従って、南部ガス火力発電所への天然ガスパイプライン建設は、本プロジェクトの供給範囲外となり建設コストは発生しない。

また、天然ガス供給量は、6 MGJ/year との制約があるため、発電所の出力は約 10 万 kW に制限される。

#### 3.6.2 燃料ガス供給契約の制約

CTM 発電所内に建設されるガス調整所 (PRS-2) は、ENH/KOGAS により設置され、そこから新設コンバインドサイクル発電所へ天然ガスが供給される。

一方、ベルルアーネサイトへは、ガスパイプラインを新設する必要があり、その長さは約 3.5km である。この建設に当っては、マトラガス会社のような利権者との契約が必要であり、その契約がプロジェクト実施を遅らせる要因となる可能性がある。



(Source : JICA 調査団)

図3.6-1 ガスステーションの位置及びガス配管接続ルート

### 3.6.3 環境社会配慮面の制約

PRS-2からCTM発電所及びマプト市内へのガスパイプライン建設工事に関する環境影響評価は既に承認されている。一方、ベルルアーネ地点へのガスパイプラインは新設する必要があり、その工事に関するEDMとENHとの調整、環境影響評価が必要な場合は実施するための期間が必要となる。従って、ベルルアーネ地点へガスパイプラインを建設するにはある程度の時間を要するため、ベルルアーネ地点での発電所建設に対して時間的、コスト的な制約となる。

### 3.7 CCGT 機器の選択制約

必要敷地面積、燃料ガス供給上の制約ならびに系統上の制約より、ベルルアーネサイトに設置可能な発電プラント容量は最大で50MWであり1-on-1型CCGT1ブロック、CTMサイトでは110MW多軸型2-on-1-CCGT1ブロックである。2012 GTW Handbook より両サイトに適応可能なCCGTを表3.7-1と表3.7-2に示す。CTMサイトでは70-110MWの範囲で複数メーカーから選択可能であるが、ベルルアーネサイトではメーカーの選択肢が少ない。



表3.7-1 CCGT 機器の選択制約（ベルルアーネ）

Manufacture	Model	Output[MW]	Efficiency[%] (LHV)
GE	106F	118.4	55.0
Siemens	SCC800	66.1	53.7
GE	106B	64.8	50.4
IHI(GE licensee)	LM6000PD	55.2	53.3
Hitachi	1025(H-25)	43.8	50.1
Rolls-Royce	RB211-GT61	42.6	52.8

(Source : JICA 調査団)

表3.7-2 CCGT 機器の選択制約（CTM）

Manufacture	Model	Output[MW]	Efficiency[%] (LHV)
GE	206B	130.9	50.9
IHI(GE licensee)	2 x LM6000PD	111.0	53.6
Hitachi	2025(2 x H-25)	87.8	50.3
Rolls-Royce	2 x RB211-GT61	85.3	52.8
Pratt & Whitney	SWIFTPAC60	74.2	51.3
Siemens	SCC600	73.4	50.9

(Source : JICA 調査団)

### 3.8 候補地点の比較

発電所建設候補地の選定にあたっては、先に示した評価項目に基づいて、レイアウト上の必要敷地面積、敷地の現状およびアクセス性、地形、地質および気象条件、系統上の制約条件、燃料供給上の制約条件、復水器冷却方式、CCGT 機器の選択性などを客観的かつ総合的に比較検討した。発電所建設候補の2地点における比較検討結果は、表 3.8-1 に示すとおりである。最大 110MW 相当の設備が設置可能な CTM を最適候補地点として選定した。系統制約上の設備容量が最大の決定要因になっている。

表3.8-1 2地点の評価結果総括表

検討項目	CTM	ベルルアーネ
必要敷地面積	3.7ha -> 110MW X 2 ユニット	1.5ha -> 110MW X 1 ユニット
敷地の現状およびアクセス性	整地・アクセスは容易	整地・アクセスは容易
地理、地質および気象条件	豪雨等による洪水対策が必要 -> 0.5-1m の盛土	適切
系統上の制約条件	相対的に高い設備容量 -> 100MW 以上可能	相対的に低い設備容量 -> 最大で 50MW
燃料供給上の制約条件	6.0 MGJ/yr -> 110MW 以下	6.0 MGJ/yr -> 110MW 以下
復水器冷却方式	十分な冷却水が確保 -> 3 タイプ可能 (一過式冷却式、冷却塔式、空気冷却式復水器式)	冷却水の確保が困難 -> 空気冷却式復水器による冷却式のみ
CCGT 機器の選択性	70-110MW の範囲で複数メーカーから選択可能	50MW 以下 -> 選択肢は少ない
総合評価	出力：110MW 以下 冷却方式：(一過式冷却式、冷却塔式、空気冷却式復水器式)	出力：50MW 以下 冷却方式：空気冷却式復水器による冷却方式

(Source:JICA 調査団)

### 3.9 地点選定のための Workshop の結論

地点選定にかかる上記の検討結果を踏まえて、EDM として開発地点を機関決定するために、EDM の Board Member である Mr. Adriano Jonas (発電、送配電、販売担当) が参加した Workshop を開催(2012年10月4日)し、CTM 地点を CCGT 発電所の開発地点として正式決定するとともに、基本設計の条件設定を行った。

#### (1) 基本緒元

- 定格出力: 70MW~110MW
- 熱効率 (低位発熱量, LHV): 50%以上
- 設備利用率: 83%以上 (ベース電源)
- 燃料: Pande ガス田からの天然ガス

## (2) 設備概要

- コンバインドサイクルガスタービン (CCGT)
  - a. ガスタービンおよび発電機：2 基
  - b. 蒸気タービンおよび発電機：1 基
  - c. 排熱回収ボイラ：2 基
  - d. 空冷式復水器：1 基
  - e. 11kV 開閉所、昇圧変圧器、燃料ガス供給設備、給水タンクなどの付帯設備
- 杭基礎、建屋などの土木・建築構造物
- 水処理、排水処理、消火設備等、その他設備

## (3) その他の想定

CTM サイトへの CCGT 発電所の立地に当たっては、環境調整省(MICOA)による環境認可を受ける必要があり、その前段として社会環境影響評価にかかるカテゴリー設定を申請する必要がある。これらの行政手続きを迅速に進めるとの EDM の意向に基づき、CCGT 発電所にかかる基本仕様を次のとおり想定し、環境申請を同時並行で進めた。

- 当該発電所によって発電される電力は、CTM 発電所に隣接する 66kV 変電所を経て、主需要地のマプト市に送電される。
- 監視制御システムは、発電所に隣接し南部地域を統括する、中央給電指令所の電力系統監視制御システム(SCADA)に統合する。
- 発電所の建設にあたっては、日本国政府開発援助資金(ODA)を活用し、2014 年に建設を開始し、2017 年の運用開始を目指す。
- 発電原価は、約 0.07 – 0.08 USD/kWh、EPC 建設費は約 120mil USD 程度を想定する。

## 第 4 章

プラント定格出力ならびに一般仕様

## 第4章 プラント定格出力ならびに一般仕様

### 4.1 プラント定格出力

#### 4.1.1 燃料ガス量からの検討

先に実施された電力セクター調査結果にて報告されているように、本新設ガス発電所は、プラントを100%負荷で運転するベースロード運転が想定され、定期点検ならびに保守停止以外は連続運転を行うものとし高い利用率を想定した。

CCGTの発電出力は、天然ガス受入量により制約される。新設ガス火力発電所へのガス供給量は、6.0MGJ/yearであるので、このガス供給量から発電可能出力を計算すると約114MWとなる。

$$\text{可能発電出力(MW)} = 6.0 \times 10^6 \times 10^9 \times (50/100) / (24 \times 365 \times (83/100) \times 3.6 \times 10^9)$$

なお、プラント熱効率は50%、設備利用率は83%とした。

#### 4.1.2 発電所用地からの検討

発電出力は、計画された敷地に設置できるプラントの規模にも制約される。新設火力の候補地であるCTM火力発電所では、新設プラント用の敷地として旧石炭火力発電所の跡地ならびに、既設ガスタービン用の軽油タンクヤードの合計約3.7haが確保される予定である。3.2項で述べたとおり、CTM発電所に110MWクラスの2-on-1型CCGTを2ブロック設置可能である。

#### 4.1.3 GT製造者からの検討

CCGTの定格出力は、構成するガスタービンと蒸気タービンによって決定される。ガスタービンの出力はガスタービン製造メーカーの型式によって決定され、ユーザが任意に決定できない。通常、EPCコントラクターが、発電プラントの出力、軸構成に適応するガスタービンを製造メーカーの型式から選定し、排熱回収ボイラで発生する蒸気条件、蒸気量に適合する蒸気タービンとを組み合わせる。

軸構成2-on-1のコンバインドサイクル発電設備(CCGT)で、先のガス供給量から計算された発電可能出力114MWに対応できるCCGTをISO条件(15°C、湿度60%、1013hPa)での2-on-1軸構成の出力・効率を出力の大きい順に表4.1-1に示す。

表4.1-1 適用可能主要CCGTモデル

Manufacture	Model	Output [MW]	Efficiency [%] (LHV)
IHI (GE licensee)	2xLM6000PD	111.0	53.6
Hitachi	2025(2 x H-25)	87.8	50.3
Rolls-Royce	2 x RB211-GT61	85.3	52.8
Siemens	SCC-700 2x1	83.6	52.5
Pratt & Whitney	SWIFTPAC60	74.2	51.3

(Source: 2012 GTW Handbook)

CCGTの定格出力は、70-110MWの様にレンジを持たせて設定することにより、選択できるCCGTの中が拡大するとともに、EPCコントラクターの適切かつ活発な競争を促すことができる。

## 4.2 プラントの構成 (2-on-1, 1-on-1)

### 4.2.1 CCGT 軸構成

ガスタービン 1 台、排熱回収ボイラ (以下、HRSG と総称) 1 台、蒸気タービン 1 台または 2 台から構成される定格出力 70-110MW の CCGT の軸構成について検討する。

検討する CCGT の軸構成は、以下の理由により、ガスタービンならびに排熱回収ボイラを 2 台からなるものとする。

(1) ガスタービン 1 台、排熱回収ボイラ 1 台、蒸気タービン 1 台のみから構成される 70-110MW クラスの CCGT は、主要機器の内、故障する率が比較的に高いガスタービンの故障時または定期点検や補修時においても、プラントは連続運転できない。

(2) 対応可能なガスタービンを供給できるメーカーは GE と Ansaldo 2 社に限られ、公正な競争入札が期待できず、プラントが高くなる可能性がある。

軸構成には 2 つの形式があり、一つは一軸構成と呼ばれており、ガスタービン、蒸気タービンならびに発電機が同一軸に接続されている形式である。ガスタービンの構造上ガスタービンとコンプレッサが同一軸を共有しない場合、一軸構成は出来ない。日本国内では原子力発電所が出力一定で運転するベース運転を行い、変化する電力需要に対応するため、火力発電所はミドルならびにピークロード運転を実施している。そのため、日本では起動・停止が早く、軸数の増減によって発電所出力調整可能で、部分負荷での効率が高いため、一軸型が多く採用されている。もう一つは多軸構成と呼ばれ、ガスタービン・発電機の軸と蒸気タービン・発電機の軸が別になっている形式であり、電力需要のベースを担い、高効率を求められる国において、世界的に多軸構成が多く採用されている。

更に、多軸構成には、ガスタービン・発電機、HRSG、蒸気タービン・発電機各 1 台を 1 ブロックとするタイプ (以下 1-on-1) と、ガスタービン・発電機、HRSG 各 2 台と蒸気タービン・発電機 1 台からなるタイプ (以下 2-on-1) がある。

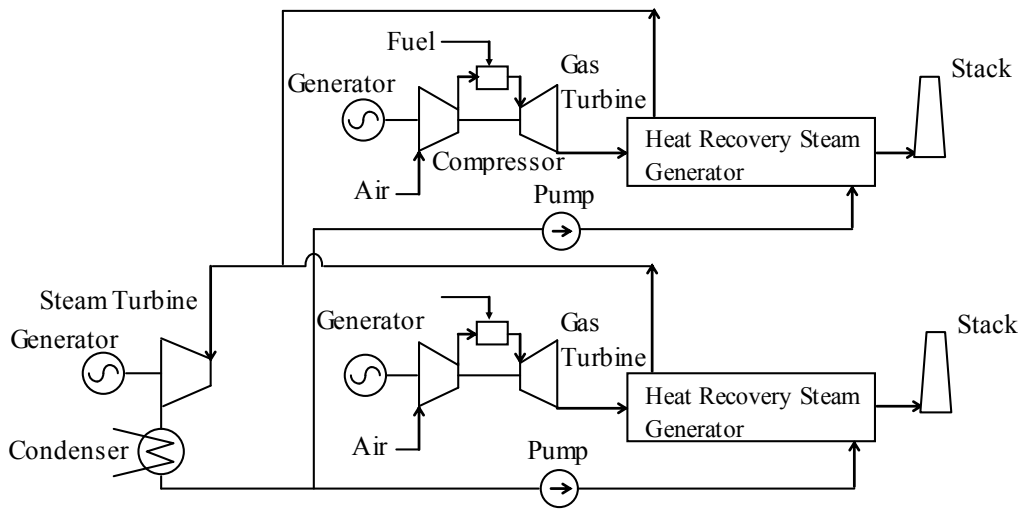
上記軸構成を表 4.2-1 に示す。

表4.2-1 CCGT 軸構成

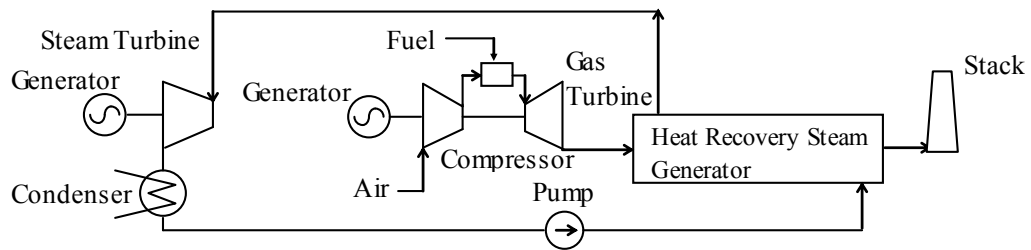
	Type A	Type B	Type C
軸構成	多軸型 2GT+2HRSG と 1ST (2-on-1)	多軸型 1GT + 1 HRSG と 1ST (1-on-1)	一軸型 1GT + 1 HRSG + 1ST

(Source:JICA 調査団)

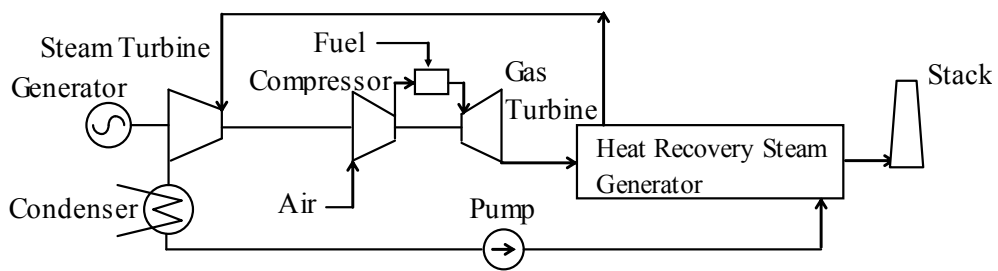
CCGT の各軸構成のタイプを図 4.2-1 に示す。



**Type A : 多軸型 CCGT(2-on-1)**



**Type B : 多軸型 CCGT(1-on-1)**



**Type C : 一軸型 CCGT**

(Source:JICA 調査団)

図4.2-1 CCGT 軸構成の型式

## 4.2.2 CCGT 軸構成の主な特徴

### (1) 出力、熱効率

多軸型 1-on-1 や一軸型の 2 ブロックでは容量の小さな蒸気タービンが各 2 台となるが多軸型 2-on-1 では、容量の大きな蒸気タービン 1 台となり、蒸気の損失が少なく、容量を大きくすることによって、出力と効率が他の 2 タイプと比較しプラント全体の効率は高くなる。CCGT の効率は定格出力が約 80% 下まわると熱効率が急激に低下する。プラントの部分負荷においては、多軸 1-on-1 ならびに一軸型 CCGT では、ブロック毎に高負荷運転が可能のため、部分負荷運転においては、多軸型 2-on-1 よりも効率が低い。

以下に多軸型 2-on-1 CCGT 1 ブロックと 1-on-1 CCGT 2 ブロックの出力と効率の比較を示す。

表4.2-2 CCGT 軸構成の性能比較

Manufacture	Model	Multi-shaft 2-on-1 x 1		Multi-shaft 1-on-1 x 1	
		Output[MW]	Efficiency[%] (LHV)	Output[MW]	Efficiency[%] (LHV)
IHI(GE Licensee)	2 x LM6000PD	111.0	53.6	110.4	53.3
Hitachi	2025(2 x H-25)	87.8	50.3	87.4	50.1
Rolls-Royce	2 x RB211-GT1	85.3	52.8	データ無	
Pratt %Whitney	SWIFTPAC60	74.2	51.3	73.1	50.6
Siemens	SCC-600 2x1	73.4	50.9	72.0	49.9

(Source: 2012 GTW Handbook)

### (2) 運転操作性

CCGT はガスタービンへの燃料流量の自動調整によってのみ運転されており、起動、定常運転および停止の運転は、軸構成に関係なく完全自動化できる。軸構成の違いにより運転の容易さには本質的な差はない。一軸型 CCGT は、補助蒸気が補助ボイラや運転中のユニットから確保され、ガスタービンと蒸気タービンがともに起動、停止するため、多軸型と比べて起動、停止が早い。

多軸型 2-on-1 の場合、他のガスタービンが補修のために停止していても、プラントとして約 50% 負荷での運転を継続できる。

### (3) 起動時の必要蒸気

多軸型 CCGT の場合、蒸気タービンを切り離してガスタービン・発電機を HRSG と共に起動させることができる。ガスタービンが起動して、一定時間経過後に、蒸気タービンの起動に必要な蒸気が HRSG から利用可能となれば、その蒸気によって蒸気タービン流路の冷却およびグラウンドの密封を行い、蒸気タービンの起動が出来る。

一軸型 CCGT の場合、蒸気タービン流路の冷却ならびにグラウンド密封に必要な蒸気は外部供給源から供給を受けなければならない。そのためにも運転中のユニットとのボイラ設備あるいは単独設置補助ボイラから補助蒸気が必要となる。

### (4) 設置面積

多軸型 CCGT はガスタービン・発電機、蒸気タービン・発電機が別々に設置されているため、空間の利用効率が劣る、特に、多軸型 1-on-1 の 2 ブロックは他と比較して、多くの設備を備えているため、必要な設置面積も広くなる。



(5) 建設コスト

多軸型 2-on-1 ならびに多軸型 1-on-1・一軸型 CCGT 2 ブロックとの建設費を比較検討する。各構成においてガスタービンならびに排熱回収ボイラは 2 台と同数であり、構成により発電機と蒸気タービンの台数に差がある。検討するに当たり以下を仮定した。

- ・建設費は設備容量の 0.6 乗則に従う
- ・蒸気タービン・発電機のコストの内、発電機が 30%、蒸気タービンが 70%と仮定した比較検討結果を表 4.2-3に示す。表に示すように、設備の多い多軸型 1-on-1 が一最も高く、多軸型 2-on-1 は最も安い。

表4.2-3 CCGT 軸構成と建設費

	Configuration	Cost for G and ST
Multi shaft 2-on-1 (Type A)		$ST = 0.7$ $G = 3 \times 0.3$ Total = 1.6
Multi shaft 1-on-1 (Type B)		$ST = 0.66 \times 0.7 \times 2$ $G = (1+0.66) \times 0.3 \times 2$ Total = 1.92
Single shaft (Type C)		$ST = 0.66 \times 0.7 \times 2$ $G = 1.28 \times 0.3 \times 2$ Total = 1.69

(Source: JICA 調査団)

(6) 保守性・保守費用

一軸型 CCGT は、軸を共有するために多軸型と比較して構造が複雑なため、主要機器の分解・組立が煩雑となる。保守点検費用については、多軸型 1-on-1 の 2 ブロックは主要機器の数が、他と比べ多いため、保守点検に多くの作業員、作業量を必要とし、費用が高くなることが想像できる。

(7) GT 停止期間への対応

多軸型 2-on-1 CCGT は、先に説明したとおり、2 台のガスタービン、2 台の排熱回収ボイラならびに 1 台の蒸気タービンより構成される。そのため、1 台の GT が定期点検やトラブルで停止した場合においても、プラントとしてほぼ 50%の出力で高効率運転を継続できる。

一軸型 CCGT および多軸型 CCGT は、GT が停止している間、その CCGT は運転することが出来ない。

#### (8) EDM からの要望事項

EDM から、プラントを検討するに当たり以下の事が求められている。

- ・ 逼迫する電力需要に対応するため、100%負荷運転で、最も効率が高いこと
- ・ 建設コストは最も安いプラントであること
- ・ 更に、燃料契約が take-or-pay のため、ガスタービンの定期点検時やトラブル等での停止においても、プラントとして停止期間をできるだけ短くすること

#### (9) 検討結果の要約

検討結果を要約したものを表 4.2-4 に示す。この表に示すように各軸構成の CCGT 共、長所と短所を備えている。

表4.2-4 CCGT 軸構成の特徴

比較項目	Type A 多軸型(2-on-1)	Type B 多軸型(1-on-1)×2	Type C 一軸型×2
出力	ベース	-0.4 ~ -1.4MW※	-0.4 ~ -1.4MW※
熱効率	ベース 総合プラント効率が高い	-0.2 ~ -1.0%※ プラント部分負荷での 効率が高い	-0.40 ~ -1.0%※ プラント部分負荷での 効率が高い
運転操作性	ベース	同等	起動・停止が早い
起動時の補助蒸気	自己蒸気	自己蒸気	外部からの補助蒸気
主機設備数	ベース GT:2 HRSG:2 ST:1 GEN:3	多い GT:2 HRSG:2 ST:2 GEN:4	同等 GT:2 HRSG:2 ST:2 GEN:2
設置面積	ベース	やや広い	ややコンパクト
建設費	ベース (最も安い)	高い	若干高い
実績	多数	多数	メーカーが限られる または改造が必要
保守性	ベース	同等	主要機器の分解がやや 煩雑
保守点検費用	ベース	運転機器・設備が多くや や割高	ほぼ同等
GT 停止期間の対応	プラントとして 50%負荷 にて運転可能	同等	同等

(Source: JICA 調査団、※2012 GTW Handbook)

当該発電プラントは、「モ」国の逼迫する電力需要に対応するために、「モ」国のマプト市南部に建設される。本プラントは当面は、1 ユニットでの運用が想定されており、できる限り発電プラントを高効率で連続運転することが求められている。

発電プラントに高出力、高効率で連続運転が求められる海外では、多軸型の 2-on-1 CCGT は基本である。

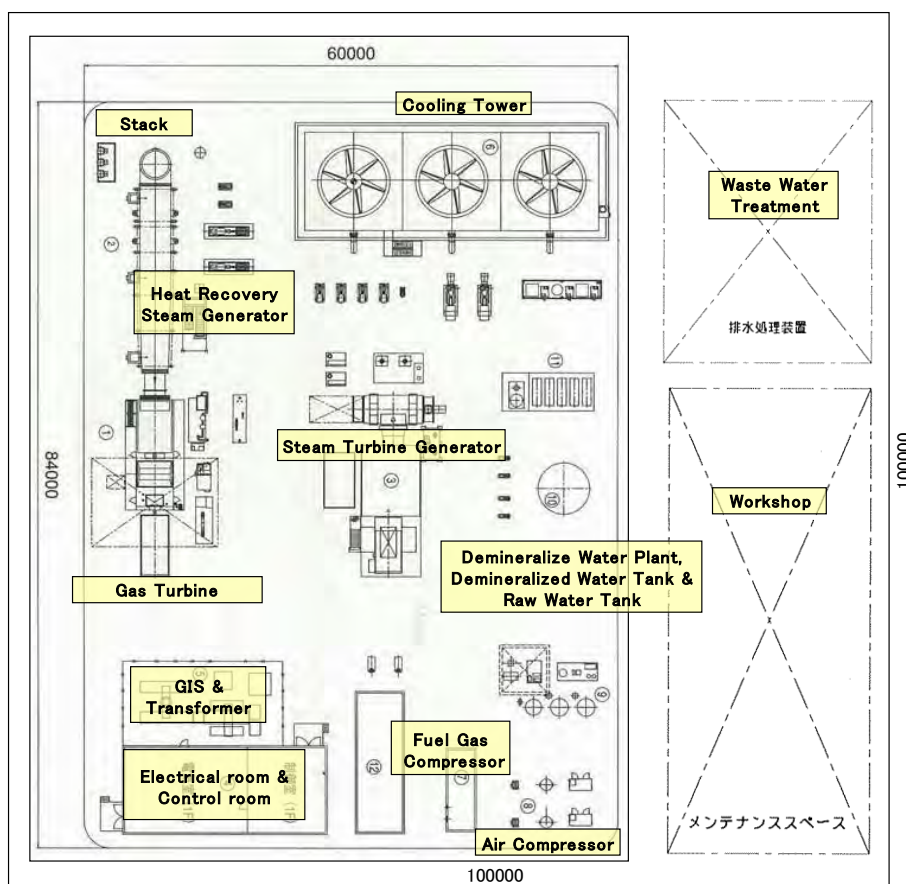
プラントの総合効率で優れ、他のガスタービンが定期点検等で停止している場合でも、プラントとして約 50%の高効率で部分負荷運転が可能で、保守点検費用等で優れる、多軸型 2-on-1 CCGT を FS チームは推奨し、第一回 Workshop において EDM に承認された。また定

格出力も、供給ガス量、敷地ならびに対応可能な CCGT モデル等の検討結果より、70-110MW を推奨し、第 1 回 Workshop において承認された。

#### 4.2.3 CCGT レイアウトの検討

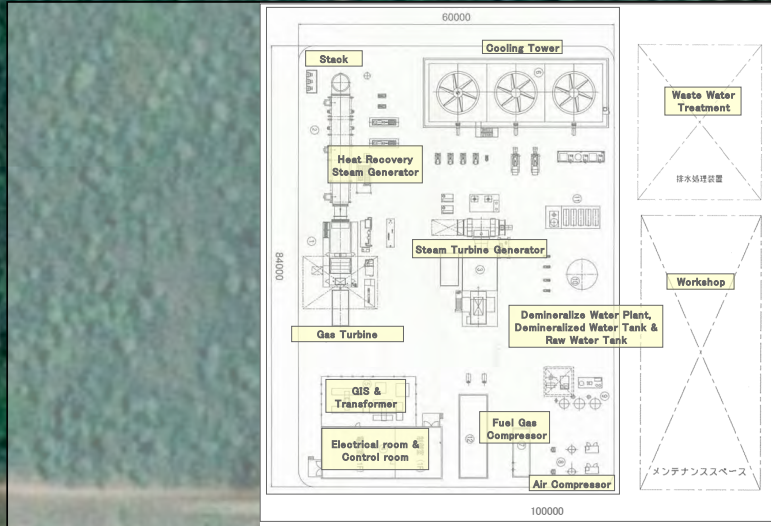
##### (1) ベルルアーネサイト

図 4.2-2および図 4.2-3に 50MW 級 CCGT のレイアウト例を示すとともに、ベルルアーネサイトに設置した場合の例を示す。1ha(100m x 100m)に主機および関連設備および定期点検等の作業エリアが収まり、100m x 50mの用地が残る。



(Source: JICA 調査団)

図4.2-2 50MW 級 CCGT レイアウト例



Beluluane 変電所

(Source: JICA 調査団)

図4.2-3 ベルルアーネサイト CCGT レイアウト例

## (2) CTM サイトレイアウトの検討

### (a) サイト条件

EDM のヒアリング結果ならびにサイトを実測した結果、発電プラントとしての土地は、

#### i) 旧石炭火力跡地：270m x 96m (約 2.6ha)

EDM は、将来、発電所と発電所東側に位置する開閉所を分離する意向があり、境界にフェンスを設置するとともに、開閉所へのアクセス道路を発電所北側の境界に沿って設置することを計画している。

#### ii) 軽油タンクヤード(約 1.1ha)

既設ガスタービンは軽油からガス専焼に改造し、既設軽油タンク 5000kl 1 基ならびに 220kl タンク 2 基は撤去する。

#### iii) 既設 3 号ガスタービンエリア(約 0.3ha)

EDM より、3 号ガスタービンの補修スペースを残して、新設プラントのユーティリティ等の設備を設置の了承が得られた

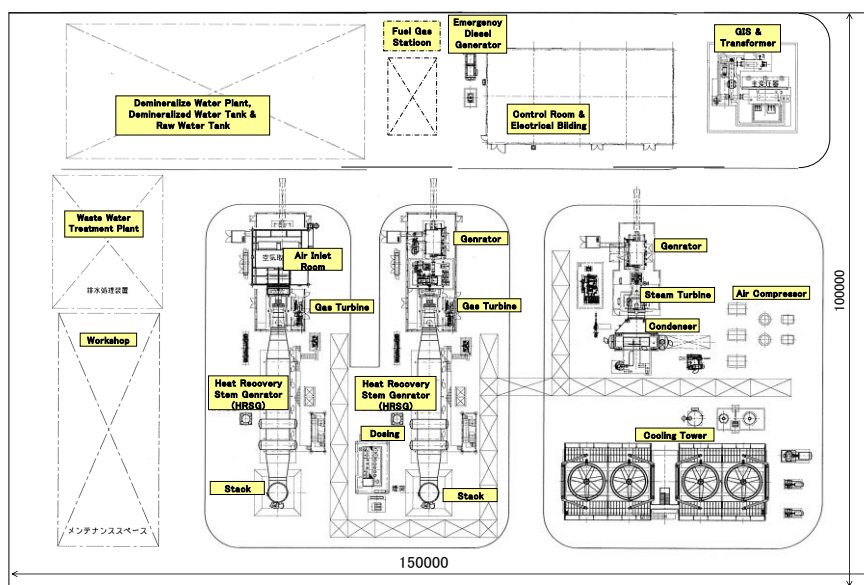
#### iv) 燃料ならびに用水の取り合い点

燃料ガス：新設するガスステーションから分岐

用水：CTM 発電所北西のブースターポンプ付近により分岐

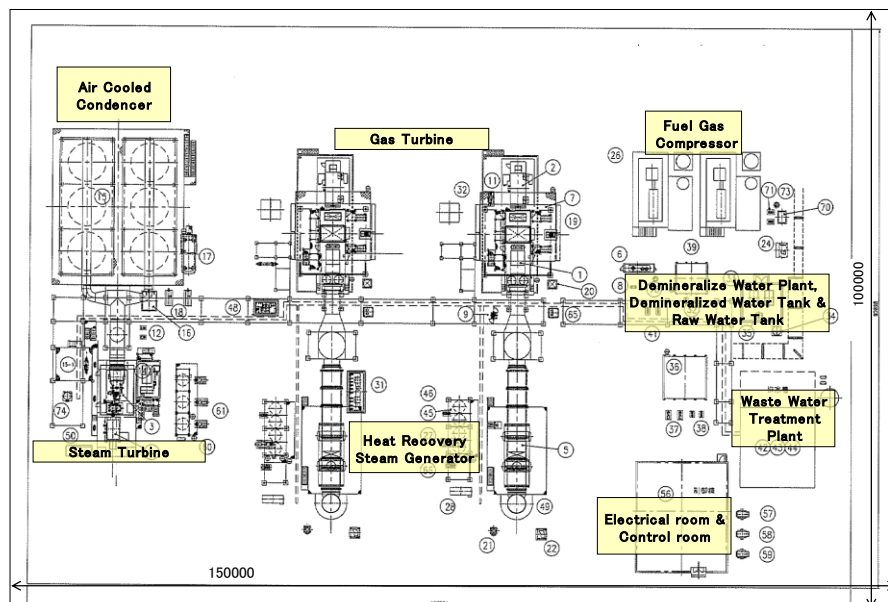
(b) 発電プラントレイアウト検討

110MW 級の多軸型 2-on-1CCGT では、航空機転用ガスタービンならびに重構造産業型ガスタービンが適用可能であり、各ガスタービンを使用した典型的な CCGT 配置例を図 4.2-4、図 4.2-5 に示す。どちらの場合においても 150m x 100m の敷地にガスタービン・発電機、排熱回収ボイラ各 2 台、蒸気タービン・発電機 1 台そして開閉設備、水処理・排水処置設備等のユーティリティの設備等が収まっている。



(Source: JICA 調査団)

図4.2-4 重構造産業型ガスタービンによる CCGT レイアウト例



(Source: JICA 調査団)

図4.2-5 航空機転用型ガスタービンによる CCGT レイアウト例

CTM のサイト条件ならびプラン配置例を参考に、プラントのレイアウト3 ケースを検討した。

### 1) ケース 1：主要機器を軽油タンクエリアに設置し、ユーティリティ設備を既設 3 号ガスタービンエリアに設置

本案は、旧石炭火力発電設備の跡地をそのまま将来の増設用地として活用できる。また、旧石炭火力跡地に火力設備の基礎等が残っており、建設のための土地を整備する費用を削減できる。用水の分岐点、燃料ガス供給設備に近い。建設および発電設備補修のためのスペースも十分確保されている。さらに、住民の居住している発電所北側境界から離れているため、防音壁等の騒音防止対策は不要と考える。

また、EDM では既設 2 号および 3 号ガスタービンの制御装置を更新し、新設発電プラントの中央操作室に制御装置を設置し、新設発電プラントがトラブル等で停止した時に、中央操作室から緊急起動操作することを考えており、設備、敷地とも、既設 2 号 3 号ガスタービンならびに新設発電プラントを一体感を持って運転・管理できる。



図4.2-6 プラントレイアウト (ケース 1)

## 2) ケース 2 : 旧石炭火力跡地に設置する

将来の増設工事を考慮すると、発電所奥側の旧石炭火力タービン建屋側より発電プラントを建設する。縦方向が 96m と 100m よりも狭く、将来、開閉所へのアクセス道路を北東側境界フェンスに沿って設置すると、更に狭くなる。そのため、発電プラント建設工事中ならびに保守点検用の作業エリアが十分確保されない。また、建設するために、旧石炭火力プラント跡地の整地が必要となる。他の案と比べ開閉所に最も近く、開閉所までのケーブル敷設が短い。住民が住むエリアに近いため、騒音対策が必要となる可能性がある。将来の発電プラント増設に対し、プラント建設後の残った旧石炭火力プラントの跡地と軽油タンクエリアが確保される。



図4.2-7 プラントレイアウト (ケース 2)

### 3) ケース 3 : 既設軽油タンクエリアに設置

軽油タンクエリアだけでは、110MW 級の多軸型 2-on-1CCGT 全ての設備は収まらない。収まらない設備を旧石炭火力プラント跡地に設置することになる。そのため、旧石炭火力プラント跡地の整地が必要となる。また、将来の発電プラント増設用の敷地がケース 1 よりも少なくなるとともに変形した土地形状となる。

本案は、ケース 1 同様ガスステーションならびに用水の取り合い点から近く、各配管の敷設が短くなる。プラント増設には建設工事や設備に点検保守作業の作業エリアは十分確保できる。

住民の居住している発電所北側境界から離れているため、防音壁等の騒音防止対策は不要と考える。



図4.2-8 プラントレイアウト (ケース 3)

1) ~3) の検討結果を表 4.2-5 に示す。経済的にも旧石炭火力の跡地を造成する必要が無く、将来の増設用の土地も広く確保でき、騒音対策等も必要の無いケース 1 を FS チームとして EDM に Workshop にて推奨し、了解された。本案にて詳細なレイアウト検討を進めることとした。



表4.2-5 CCGTの特徴

ケース		内 容
ケース 1	長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・将来の発電プラント拡張用として旧石炭火力のエリアをそのまま確保できる</li> <li>・ガスステーション、用水の取り合い点から近い</li> <li>・境界線での騒音対策が不要</li> <li>・十分な建設・補修作業エリア</li> </ul>
	短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・既設 3 号ガスタービンエリアを使用する</li> </ul>
ケース 2	長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・将来の発電プラント拡張用として用地が確保できる</li> <li>・開閉所から近い</li> </ul>
	短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電プラントとして敷地が若干狭い</li> <li>・そのため、十分な建設・補修作業エリアが確保できない</li> <li>・敷地境界線に防音対策が必要となる</li> </ul>
ケース 3	長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ガスステーション、用水の取り合い点から近い</li> <li>・境界線での騒音対策が不要</li> <li>・十分な建設・補修作業エリア</li> </ul>
	短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・将来の発電プラントの拡張エリアが他の 2 ケースよりも狭い</li> <li>・設備が旧石炭火力エリアに張り出し、不適切なレイアウト</li> </ul>

(Source:JICA 調査団)

### 4.3 復水器冷却方式

#### 4.3.1 概要

本発電プラントの蒸気タービンの復水器の冷却設備としては、一過式冷却設備、湿式冷却塔設備および空冷式復水器の 3 タイプの冷却設備が考えられる。サイトの周囲条件、運用条件、および電力単価や燃料単価といった経済的条件によって、冷却設備のメリットやデメリットが変わってくる。本検討は、本プロジェクトに最も適した冷却設備を選択するため、機械的技術面、土木的技術面および経済面の観点から検討する。

CCGT においては、トッピング・サイクルであるガスタービンの性能は冷却設備のタイプに影響を与えないが、ボトムリング・サイクルの蒸気タービンの性能は冷却設備のタイプに影響を受ける。

#### 4.3.2 機械技術的視点からの検討

復水器冷却 3 方式の特徴を表 4.3-1 にまとめた。

表4.3-1 復水器冷却方式の一般的特徴

冷却方式	一過式冷却方式	湿式風冷却塔方式	空冷復水器方式
冷却媒体の種類	海水、河川水	淡水	空気
建設の特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>・土木工事費が高い</li> <li>・環境アセスが必要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・土木工事費が一過式よりも安い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・土木工事費が一過式よりも安い</li> </ul>
O&Mの特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>・出力・効率が最もよい</li> <li>・運用保守費が高い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・冷却塔で消費される水を補給するために多量の水が必要</li> <li>・真空度が多少悪く、プラント効率が多少劣る</li> <li>・水質維持・管理必要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・冷却水が不要</li> <li>・相対的に出力・効率が劣る</li> <li>・運用保守費用が安い</li> </ul>
主な設備	取放水路、取放水管、取放水設備、循環水設備、スクリーン	冷却塔 循環水設備	空冷コンデンサー ファン
設備費用	最も高い	一過式より安い	一過式より安い
冷却媒体の費用	無	高い	無
港湾使用許可等	必要	無	無

(Source:JICA 調査団)

**(1) 一過式冷却設備**

一過式冷却設備は、蒸気を復水に戻すための冷却材として、海又は川の水を使用する。冷却材が豊富なため、復水器の真空を低く抑えることができるので、蒸気タービンの出力ならびに効率は最も高い。しかしながら、取・放水路設備のため土木設備、海からのゴミを除く装置、復水器のチューブをきれいに保つ設備等設備費、維持管理費が最も高い。また、温排水を排出するため、温排水による環境影響調査ならびに港湾当局の許認可等が必要となる。

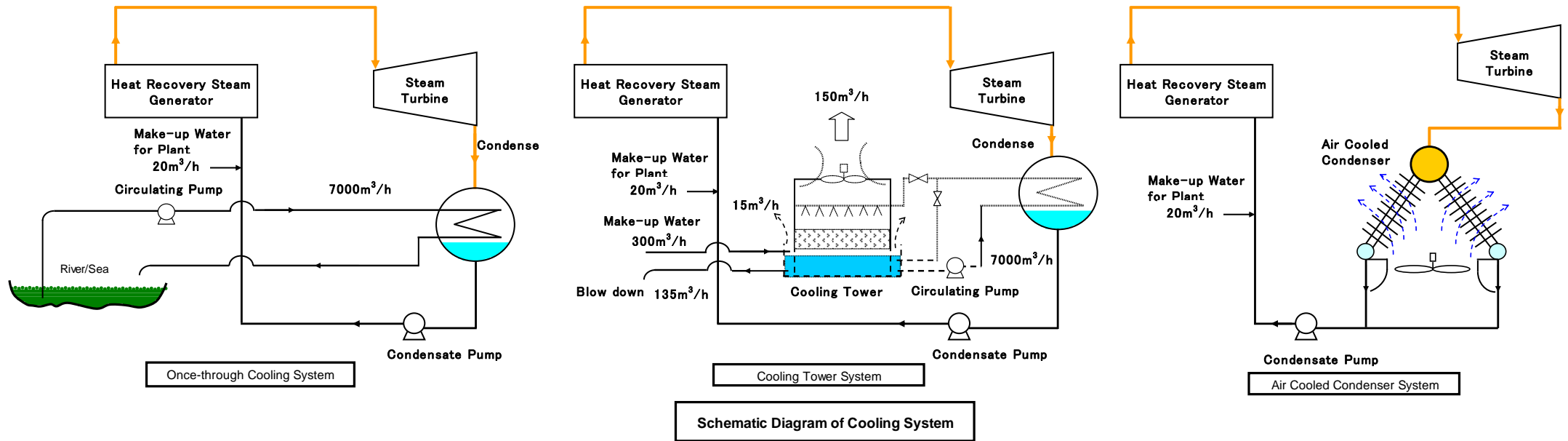
**(2) 湿式冷却塔設備**

強制通風冷却塔設備では、取放水設備が要らないために。土木費は一過式と比較して安い。冷却材の補給水として、大量の用水が必要となる。また、復水器の真空度が若干一過式に比べて低くなるため、蒸気タービンの出力と効率が、若干低くなる。温排水を海等に排出しないため、海に対する温排水の環境影響調査ならびに港湾当局への許認可は不要である。冷却塔の循環水は、大気と直接接触し、その一部を蒸発させて熱を放散させるため、循環水中に吸収された大気中のガスや不純物、および補給水中の不純物が濃縮し、機器の腐食やスケール、スライムの付着などの悪影響を及ぼす。その障害を防止するために水質管理と水質維持のため薬剤が必要となる。

**(3) 空冷復水器**

空冷復水器では、冷却材が空気のために、復水器の真空度が他の2方式よりも悪くなるため、蒸気タービンの出力ならびに効率は低い。冷却材に水を使用しないため、取放水設備や、大量の循環水を循環するポンプを必要としない。また、水の水質を維持する必要もない。土木・建築費用ならびに運転・保守費用は安く、冷却塔方式と同様に、冷却材に海水を使用しないため、海に対する温排水の環境影響調査ならびに港湾当局への許認可は不要である。

検討対象である3タイプの冷却設備の概略系統図を次頁に示す。



(Source:JICA 調査団)

図4.3-1 蒸気タービン復水冷却システムフロー

### 4.3.3 取水設備の概略検討

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。本項では、土木技術的視点から、同3方式復水器冷却方式についての適用可能性に係る検討を行う。

#### (1) 必要水量と取水設備

##### 1) CTMサイト

マプト地点では、一過式冷却方式を採用した場合、プラント用補給水として $20\text{m}^3/\text{h}$ 以外に、復水器冷却用水として常時 $7,000\text{m}^3/\text{h}$ 必要となり、そのために約 $1.2\text{km}$ の取水管路および取水塔の建設が必要となる。湿式風冷却塔方式の場合は、冷却用補給水として約 $300\text{m}^3/\text{h}$ 必要となるが、上水管路がサイト付近まで伸びていることから、水源までの大規模な追加設備の建設は必要ない。また、空冷復水器方式を採用した場合、プラント用補給水以外は必要ない。

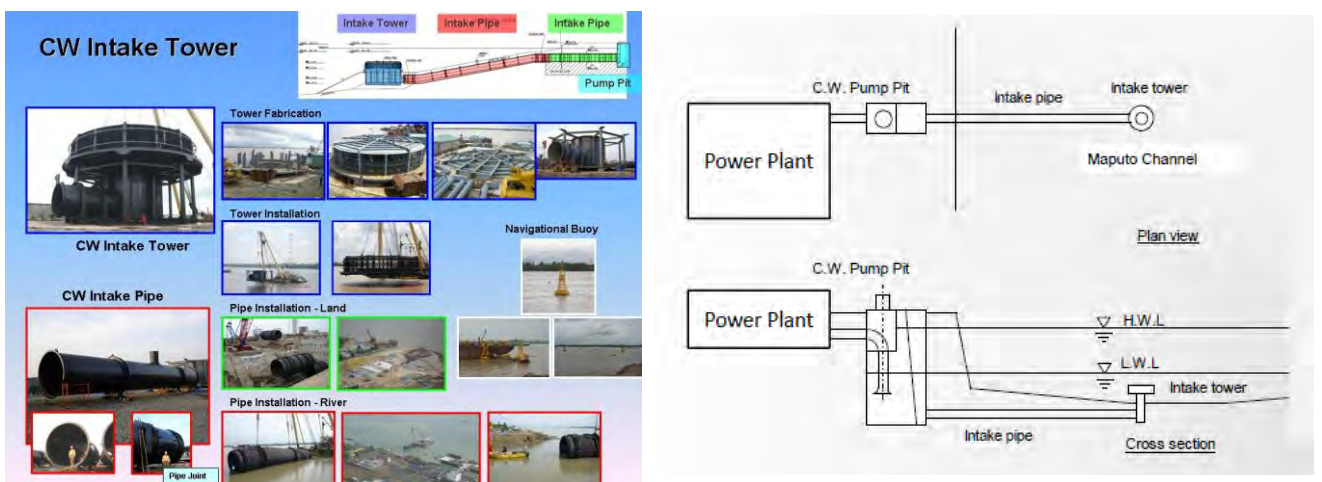


旧石炭火力発電所の取水位置（全景）

取放水設備（拡大）

(Source: JICA 調査団)

図4.3-2 マプト火力旧石炭火力用取水設備

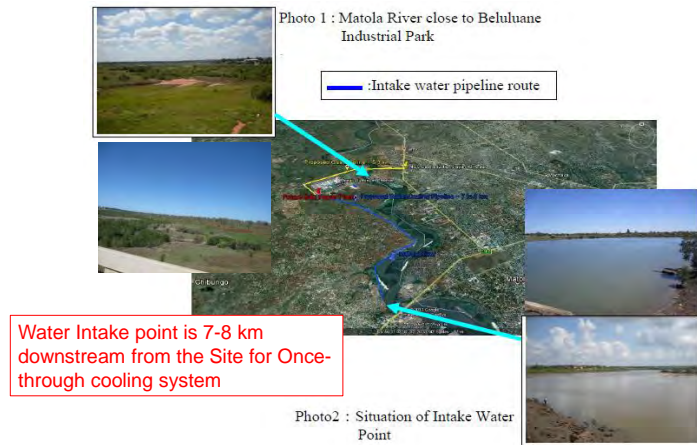


(Source: JICA 調査団)

図4.3-3 一過式冷却方式の取水設備（参考事例写真および概念図）

2) ベルルアーネサイト

ベルルアーネ地点では、一過式冷却方式を採用した場合、プラント用補給水として10m<sup>3</sup>/h以外に、復水器冷却用水として常時3,500m<sup>3</sup>/h必要となるが、サイト周辺には水源が存在しないため、河川水および海水の取水できる場所が存在しないため、Matola Rive まで7~8kmの取水管路の建設が必要となる。湿式風冷却塔方式の場合、冷却用補給水として約150m<sup>3</sup>/h必要となり、一過式冷却方式同様に、水源までの導水設備の建設が必要となる。また、空冷復水器方式を採用した場合は、プラント用補給水以外は必要ない。



(Source:JICA 調査団)

図4.3-4 一過式冷却方式の取水設備 (概念図)

3) 比較検討

両地点における取水設備の比較検討は、下表に示すとおりである。

表 4.3-2 取水設備の概略検討

サイト	冷却方式	項目	一過式冷却方式	湿式風冷却塔方式	空冷復水器方式
CTM サイト	消費水量	プラント用補給水	20m <sup>3</sup> /h	20m <sup>3</sup> /h	20m <sup>3</sup> /h
		冷却用補給水	-	300m <sup>3</sup> /h	-
		復水器冷却用水	7,000m <sup>3</sup> /h (海水) 1.2km 取水管路必要	-	-
ベルルアーネサイト	消費水量	プラント用補給水	10m <sup>3</sup> /h	10m <sup>3</sup> /h	10m <sup>3</sup> /h
		冷却用補給水	-	150m <sup>3</sup> /h Matola River から7~8kmの取水管路の敷設が必要	-
		復水器冷却用水	3,500m <sup>3</sup> /h (河川水) Matola River から7~8kmの取水管路の敷設必要	-	-

(Source:JICA 調査団)

## (2) 既設取水設備の健全性評価

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 1.2km 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、現地調査の結果、設備劣化が顕著であり、今回の新設発電設備としての既設構造物の流用は、困難との判断に至った。図 4.3-5 に旧石炭火力発電所の取水設備の現況写真を示す。



マプト火力旧石炭火力用取水管橋(一部欠損)

(Source: JICA 調査団)



鉄筋の露出が顕著

図4.3-5 既設取水設備の健全性評価

### 4.3.4 経済的視点からの検討

本項では、前項で詳述した 3 つの冷却方式について、それぞれ、建設費、O&M 費用、燃料費、補給水費用等、必要経費の合計を耐用年数間で現在価値換算したライフタイムコストで経済性を評価することとした。

#### (1) 設定条件

本検討は、現在世界市場に出回っている 30~40MW 級ガスタービンを用いる CCGT について行う。候補 5 モデルの CCGT のうち、LM6000PD の容量が最大であり、このモデルを使って冷却設備の選択検討を進める。

#### (2) 検討における条件サイトの周囲条件

CCGT の冷却設備の熱負荷は、周囲条件によって大きく変化する。従って、本検討は年間平均の周囲条件下で実施する。そのために、サイト調査結果に基づき平均的なサイト周囲条件を求めることとした。これらの具体的な数値を以下に示す。

平均乾球温度	23.0 °C
平均相対湿度	63.4 %
平均湿球温度	18.3 °C
平均河水温度	23.2 °C

(3) 経済的条件

以下の経済指数を用いることとした。

燃料料金	5.6 USD/GJ
用水料金	1.0 USD/m <sup>3</sup>
O&M 費用	固定：4.0 USD/MW/年、変動：8.8 USD/kWh/年
割引率	10.0 %
プロジェクト耐用年数（年）	25.0 years
建設期間（年）	3.0 years
設備利用率（%）	83 %

(4) 検討結果

評価結果は、下表に示すとおり、空冷復水器方式を採用した場合、ライフタイムコストが最も安価となる。

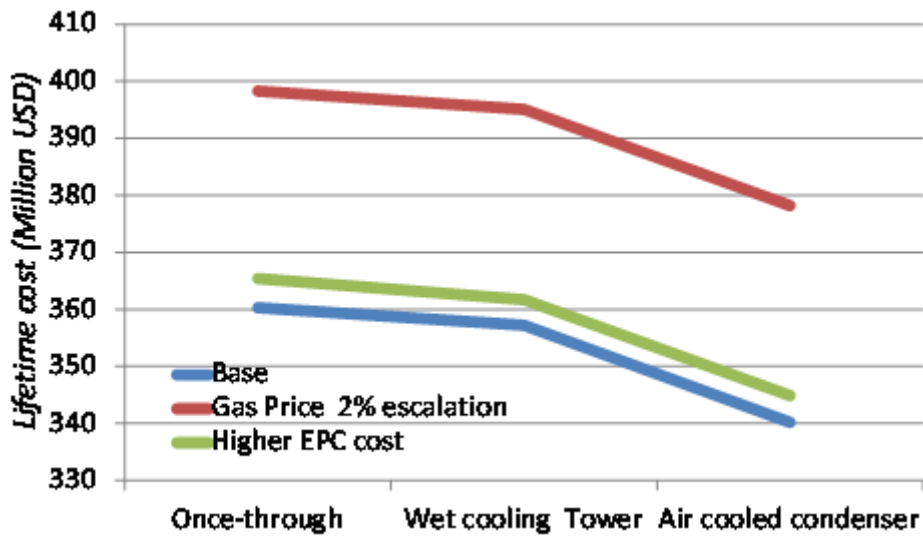
表4. 3-3 冷却方式の特徴

Cooling System		Once-through Cooling System	Cooling Tower System	Air-cooled Condenser System
Efficiency (%)		51.86	51.71	50.49
Output	Gross (MW)	96.8	96.5	94.2
	Net (MW)	94.4	93.8	92.2
	Salable (GWh/y)	661.6	657.4	646.1
Cost	EPC Cost (MUSD)	130	109	112
	Fuel (MUSD/y)	26.4 (annual gas consumption: 4.71MGJ)		
	O & M (MUSD/y)	3.9	3.9	3.5
	Water(MUSD/y)	0.14 (0.14 Mm <sup>3</sup> /y)	2.24 (2.25 Mm <sup>3</sup> /y)	0.14 (0.142 Mm <sup>3</sup> /y)
Lifetime cost	MUSD	360.3	357.2	<b><u>340.2</u></b>
kWh cost	USc/kWh	7.31	7.30	<b><u>7.06</u></b>

(Source:JICA 調査団)

(5) 感度分析

前項のベースケースに対して、EPC コストの約 15%を占める土木工事費が 30%上昇する[Higher EPC Cost ケース]、およびガス燃料価格が 2%上昇する[Gas Price 2% escalation]ケースの感度分析を実施した。その結果、下図に示すとおり、いずれのケースにおいても、空冷復水器方式が経済的に有利となり、特に、燃料価格が上昇する場合においては、その差がより顕著な傾向を示すこととなった。



(Source:JICA 調査団)

図4.3-6 ライフタイムコストによる経済性比較

#### 4.3.5 総合評価

蒸気タービン復水器冷却設備として、一過式冷却設備、湿式冷却塔設備および空冷式復水器の3タイプの冷却設備をそれぞれ経済性の観点から比較検討した結果、下表に示すとおり、本地点においては、空冷式復水器方式が最も適しているとの結論に至った。

表4.3-4 蒸気タービン復水器冷却方式の総合評価

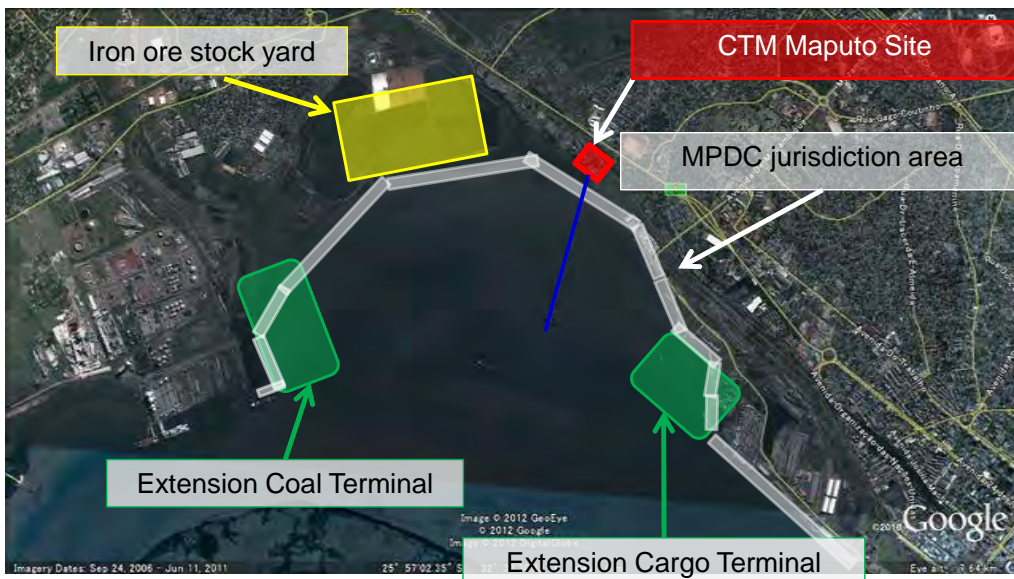
冷却方式	一過式冷却方式	湿式風冷却塔方式	空冷復水器方式
評価	× 推奨せず	× 推奨せず	○ 推奨する
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 海域開発が必要となり、MPDCからの許認可に時間を要し、建設行程に影響を与えることを懸念。</li> <li>■ 同海域において取水口設備を設置した場合、新規海域開発により、海浜変形および海底土砂の浸食・堆積等により潮流が変化し、取水に影響を与えることが懸念される。</li> <li>■ 海工事を要する取水設備の建設費が増大する懸念がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 冷却用補給水に使用する上水コスト (1USD/m<sup>3</sup>) が高い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 振動、騒音対策が必要となるが、対策工事で対応可能。</li> </ul>

(Source:JICA 調査団)



#### 4.3.6 その他想定されるリスク

現在、マプト港開発会社(MPDC)は、マプト港の開発利権を2033年まで保有しており、同地域におけるいかなる開発は、MPDCからの許認可が必要となる。さらに、MPDCは、マスタープランにおいて、プロジェクト近傍におけるマプト港の拡張を計画しており、同海域において取水口設備を設置した場合、新規海域開発により、海浜変形および海底土砂の浸食・堆積等により潮流が変化し、取水に影響を与えることが懸念される。従って、事前に把握可能な開発計画に基づき、同影響をシミュレーションにて検証する必要がある。しかしながら、本発電プロジェクトが運用開始後に、周辺海域の計画・開発がなされた場合においては、取水への影響を取り除くことは難しい状況にある。従って、開発の可能性が存在する地域に、取水口を新規に建設することは、代替案がない場合を除き、長期的運用の観点から、最善策ではないと判断される。



32

(Source:JICA 調査団)

図4.3-7 プロジェクトサイト周辺海域開発

## 第 5 章

### サイト条件

## 第5章 サイト条件

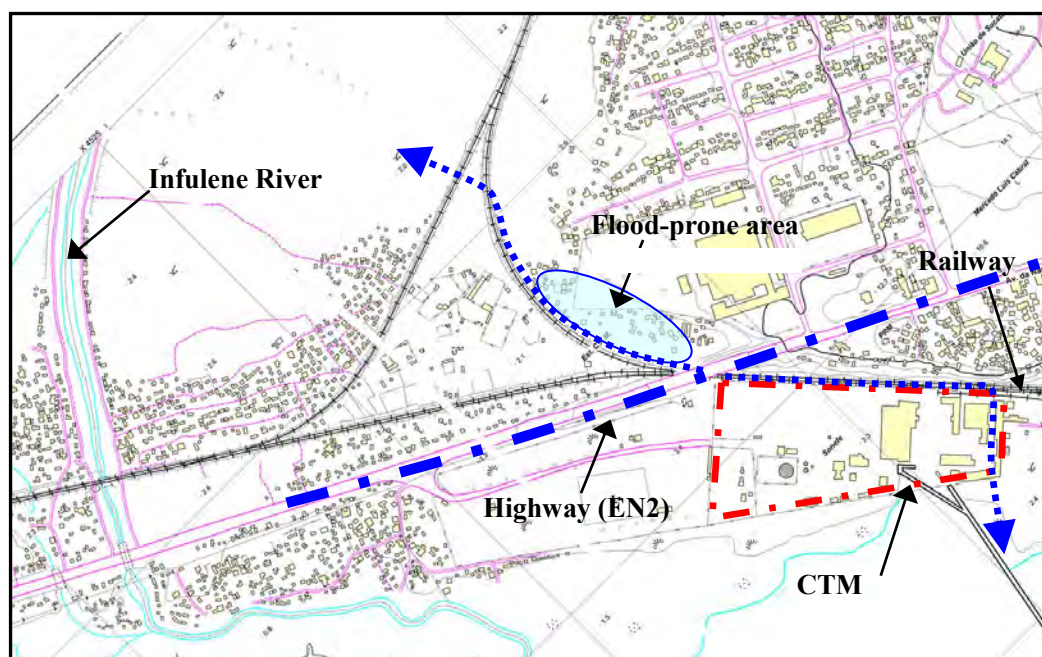
### 5.1 地形および地質条件

#### 5.1.1 地形

プロジェクトサイトは、マプト市の中心から西に約3 kmに位置し、マトラ市との境界にほど近い既存のマプト発電所（CTM）の敷地内にある。サイトのすぐ北側にはマプト港からスワジランドに向かう鉄道が、更にはその北側にはマプト回廊の一部をなす高速道路（EN2）が走っている。

CTM サイトは、1950年代に旧石炭火力発電所が建設された際に、原地盤に対して1.5～2.0mの盛土が施されており、現在のCTM内の標高は海拔約3.3m（マプト港の平均海面が基準）である。なお、北側に位置する高速道路の盛土が分水嶺の役割を果たすため、道路の北側に降った雨は基本的にCTMの方向には流れてこない。

道路を挟んだCTMの北西に位置する集落では、以前は大雨が降ったときに鉄道盛土が障壁となって排水不良による内水氾濫が起こっていたが、5年ほど前に鉄道の改修工事が行われた際に鉄道の両脇に十分な通水能力を有する排水路が整備されたことから、改修工事の完成以降は浸水被害が発生していないとのことである。

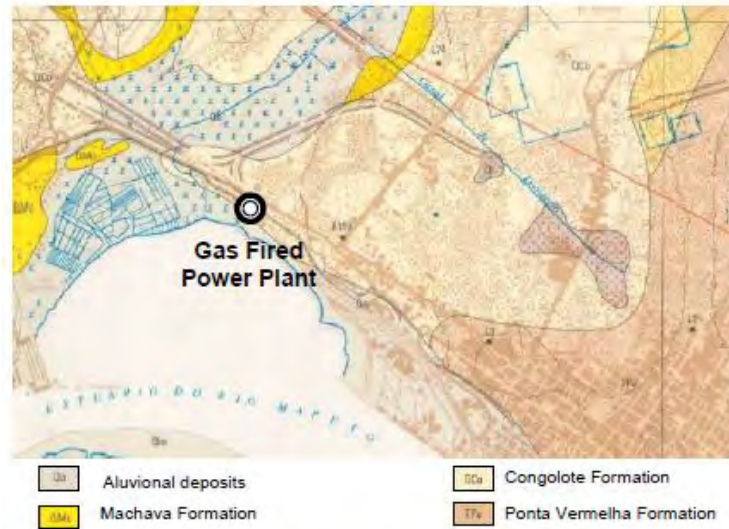


(Source : JICA 調査団)

図5.1-1 CTM サイト周辺の状況

### 5.1.2 地質条件

図 5.1-2に示すとおり、マプトの地質は、基盤が鮮新世の砂岩・シルト岩 (Ponta Vermelha 層) で、それを不整合で更新世の砂質土 (Congolote 層及び Machava 層) が覆っており、プロジェクト予定地ではそれを完新世の植物片を含むシルト質砂が覆っている。



(Source : Mozambican National Department of Geology)

図5.1-2 マプトの地質概況

このような地質状況の中で、地形的にも地質的にも構造的な不連続の痕跡はなく、プロジェクト予定地に地質構造的な制約はないと考えられる。

プロジェクト予定地において、ボーリング調査を行った。図 5.1-3にボーリング位置 (計 11 箇所) を示す。また、表 5.1-1には標準貫入試験の結果を示す。



(Source : JICA 調査団)

図5.1-3 ボーリング位置

表5.1-1 標準貫入試験の結果

Depth Ref.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
S1	11	11	-	-	9	7	8	57	-	29	22	60	60	60	31	60	60	60	60	60
S2	-	-	-	-	51	9	51	57	10	15	60	60	60	60	60	-	-	-	-	-
S3	2	3	5	-	30 <sup>(1)</sup>	26	37	57	57	57	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-
S4	11	10	11	-	19	51	57	57	57	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S5	5	6	2	-	51	51	57	57	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S6	5	4	8	-	9 <sup>(1)</sup>	34	42	27	36	57	60	60	60	60	60	-	-	-	-	-
S7	2	2	2	5 <sup>(1)</sup>	51 <sup>(2)</sup>	51	57	57	57	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S8	8	10	8	13	-	9 <sup>(2)</sup>	57	57	57	57	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S9	12	14	2	2	-	49	30	24	10	57	60	60	60	60	-	-	-	-	-	-
S10	14	13	45	34	-	51	57	39	29	57	60	60	60	60	-	-	-	-	-	-
S11	2	6	14	-	16	19	24	45	57	57	60	39	48	42	60	60	60	60	60	-

(1) - True SPT depth is 4.5m

(2) - True SPT depth is 5.5m

(Source : JICA 調査団)

ボーリング調査の結果を要約すると以下の通りである。

- プロジェクト予定地では、更新世の砂質土を厚さ 2~3m の緩い堆積土砂（旧石炭火力発電所建設時の盛土）が覆っている。上記の砂質土にはしばしば風化した砂岩と石灰砂岩が挟在している。
- N 値は概して深度が増すとともに増加する傾向にあるが、粘土層などが挟在するとそこで一時的に減少することがある。
- 全ての掘削孔において、高 N 値層（50 回以上打撃しても 30cm 貫入しない）が確認された。高 N 値層の現れる深さは地表から 5m~15m の範囲にある。

一般に、良質な地盤は、砂質土では、概ね N 値 50 以上とされている<sup>1)</sup>。従って、主要機器などの重量物の基礎として適正があるものは、上述の土層のうち、N 値が 50 以上の砂質土層であると結論される。

1) 「道路橋示方書下部工編」より。

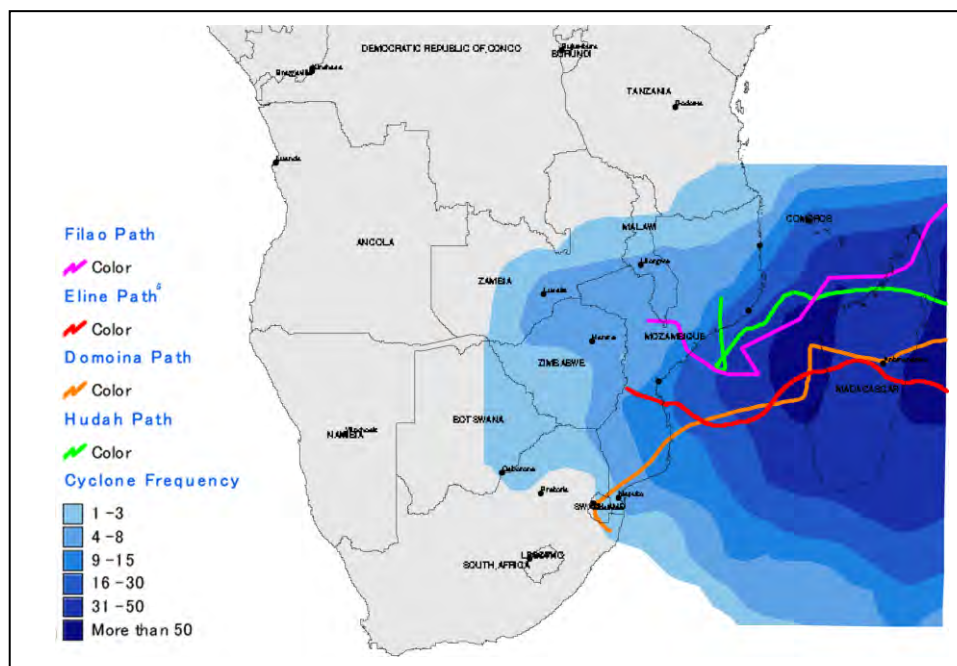
## 5.2 気象条件

### 5.2.1 一般状況

気象の一般状況については、本報告書の 11.2.1 項の「自然環境条件」を参照のこと。

### 5.2.2 「モ」国に襲来するサイクロンの特徴

インド洋で発生したサイクロン（tropical cyclone<sup>2</sup>）は平均して年 2 回の頻度、サイクロンより勢力が弱い熱帯低気圧（tropical depression）は 3 回から 4 回の頻度でモザンビークに襲来している。北部のペンバ（Pemba）、アンゴシェ（Angoche）を経て中部のベイラ（Beira）にかけての沿岸地域が「モ」国の中でサイクロンによる被害を最も受けやすい地域である。サイクロンが「モ」国に接近するのは 11 月から 4 月迄の 6 ヶ月であるが、9 割以上のサイクロンが 12 月から 3 月までの 4 ヶ月間に集中している。図 5.2-1 は、1911 年から 2000 年の 75 年間のサイクロンの「モ」国への襲来頻度および「モ」国に甚大な被害をもたらした最近の 4 つのサイクロンの経路を示している。



(Source : Atlas for disaster preparedness and response in the Limpopo Basin)

図5.2-1 サイクロンの襲来頻度および経路

上図より、マプト市は「モ」国の北中部の沿岸地域と比べるとサイクロンの襲来頻度が低いことが分かる。また、マプト市に接近するサイクロンは、通常マダガスカルを横断する過程でエネルギーが減衰するため勢力が弱まる傾向があるとされている。

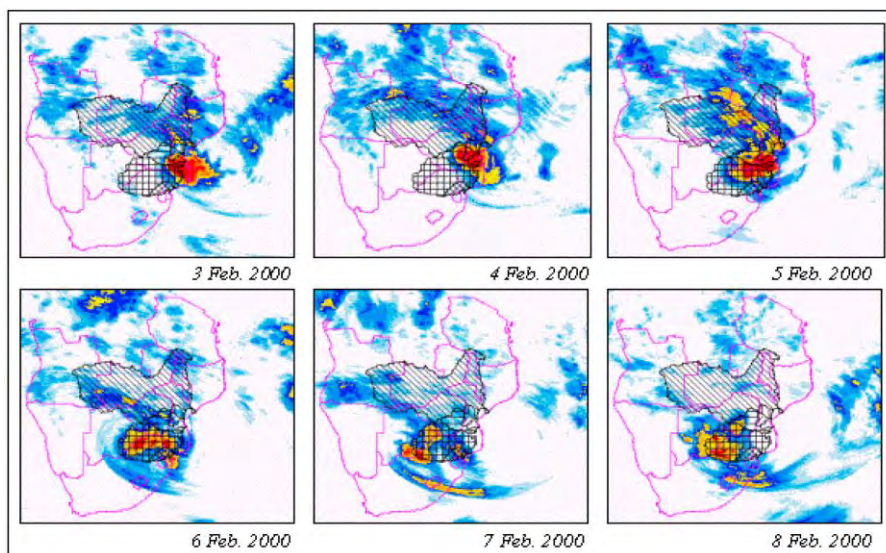
2)インド洋で発生する熱帯（性）低気圧のうち中心付近の最大風速が 34 ノット以上のものが一般的に tropical cyclone と呼ばれる。中心付近の最大風速が 34 ノット未満のものは tropical depression と呼ばれる。

### 5.2.3 2000年2月の集中豪雨

2000年2月に2つの熱帯低気圧（そのうち一つはサイクロン）が上陸し「モ」国の全土に甚大な被害をもたらした。実際にマプト市においても2月だけで653mmの月間降水量を記録している。マプト市の年間平均降水量は約800mmであるから、2月だけで年間平均降水量の80%以上もの降水があったことになる。

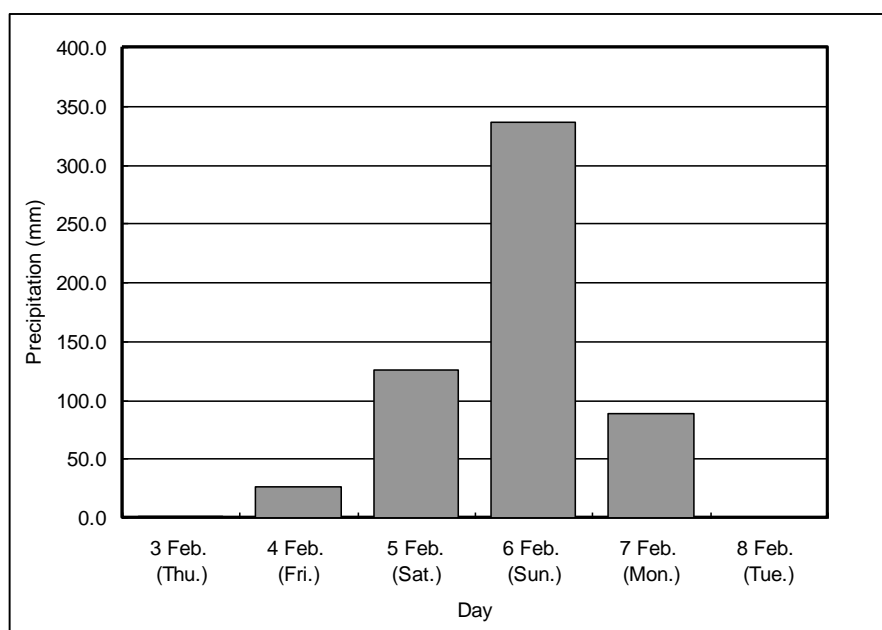
とりわけ、マプト市においては2月上旬の熱帯低気圧が接近したときに記録的な集中豪雨が発生しており、2月5日から2月7日にかけての3日間だけで551mmの降雨があり、2月6日には史上最高の322mmの日雨量を記録している。

図5.2-2に2000年2月3日から2月8日にかけてマプト市に接近した熱帯低気圧の衛星画像を示す。本図で赤とオレンジ色の部分が熱帯低気圧の中心位置を表す。図5.2-3には、同期間にマプト市で観測された日雨量を示す。



(Source : Atlas for disaster preparedness and response in the Limpopo Basin)

図5.2-2 2000年2月上旬にモザンビークに襲来した熱帯低気圧の衛星画像



(Source : Atlas for disaster preparedness and response in the Limpopo Basin)

図5.2-3 2000年2月3日から2月8日にかけてのマプト市の日雨量

なお、観測史上最高の322mmの日雨量を記録した2000年2月6日に、CTMの1号GT建屋および2号GT建屋で浸水被害が発生している。後述のようにこの浸水被害は、河川の氾濫や高潮が原因ではなく、CTM構内の排水不良が原因であったと考えられる。この被害の詳細については6.7.6項で詳述する。

なお、2月の後半には、観測史上最強といわれるサイクロン(Eline)が中部のベイラ(Beira)付近に上陸して甚大な被害をもたらしているが、マプト市では被害が発生していない。



## 第6章

### 基本設計

(情報非公開部分のため一部省略)



## 第6章 基本設計

### 6.1 設計上の留意事項

#### 6.1.1 プロジェクトの概要

CTM 火力発電所構内に「モ」国で初めてとなる CCGT を設置する。その構成機器は、ガスタービン・発電機 2 基、排熱回収ボイラ 2 基、蒸気タービン・発電機 1 基および関連設備からなる正味出力 70～110MW 級の多軸型 2-on-1 型 CCGT とする。

- (1) マプト市の気温は向こう 5 年間の最高平均気温は 28.4°C、35 °C 以上の日も年間多数あるため、ガスタービンの水噴霧による吸気冷却の有効性を評価し、有効な場合は設置を計画する。
- (2) 使用燃料は、ENH から供給される天然ガスとする。
- (3) 蒸気タービンの冷却設備は、一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備及び空冷式復水器を技術的ならびに経済的に評価した結果、空冷復水器とする。

#### 6.1.2 発電設備運用

発電設備の主機および補機は、発電設備の運用耐用期間を通じて、起動停止や通常運転上問題無い設計とする。また、高いアベイラビリティを達成するために補機に十分な冗長性を持たせる。発電設備の主機と補機は、発電設備運転用マウス付きキーボードパネル操作によって起動から定格負荷までの起動ならびに停止操作が可能な設計とする。

##### (1) 発電プラント運用要件

発電設備は、実績ある高度な技術に基づいて、高い効率ならびに信頼性を確保できるものとする。発電設備設計では、本基本設計で規定した運用計画に耐えうるものとする。また、年間平均アベイラビリティの要素は、ISO 3977-9: 1999(E)「ガスタービン—調達」のパート 9「信頼性、アベイラビリティ、保守性、安全性」で定義されている 86.8%を下回ってはならない。

##### (2) 起動時間スケジュール要件

発電設備機能に対応できるよう、起動時間は可能な限り短縮する。発電設備は、下表に定めた起動時間を満たすように設計する。起動時間とは、起動フェーズ選択から、復水器真空が確立し、HRSG 起動、GT 起動、そして並列し定格負荷状態になるまでに必要な時間として定義される。ガスタービン・エアパージと並列の時間は除外する。

表 6.1-1 各起動モードでの必要起動時間

起動工程	時間 (分)
36 時間以上停止後のコールド起動	最高 240 分
36 時間以内停止後のウォーム起動	最高 180 分
8 時間以内停止後のホット起動	最高 120 分
1 時間以内停止後のベリーホット起動	最高 60 分

(Source : JICA 調査団)

**(3) 運用耐用期間**

発電設備主機と補機は、以下に定めた運用期間に基づいて設計・建設される。

運用耐用年数=30 年

運用耐用時間=定格負荷で 218,124 時間<sup>1</sup>

発電設備は、定格負荷で年間 6,132 時間以上、継続的な運転ができるように設計される。なお、起動停止工程に必要な時間は、上記の運用時間には含まれていない。

発電設備主機と補機は運用耐用期間中、高い効率性と信頼性や優れた経済性を保ちながら継続的に運用される。

運用耐用期間が上記数値を下回る可能性のある機器は、交換・メンテナンスの容易さを考慮して設計する。

**(4) 起動停止時間**

発電設備起動停止は、中央操作室から自動で行われる。

発電設備は、安全で信頼できる効率的な運用を実現するための、監視・制御機能を持つこととする。

発電設備は、中央操作室からの並列や負荷変化操作を可能とする。

発電設備は 30 年の保証期間中、高効率、かつ信頼性の高い運用を維持しながら、定格負荷運用を行うことを想定している。

前述の要件は、以下の年間起動回数に基づいて設計される。

表6.1-2 プラント設計起動回数

起動工程	年間起動回数	保証期間中の起動回数
コールド起動 (36 時間以上の停止)	2	60
ウォーム起動 (36 時間以下の停止)	5	150
ホット起動 (8 時間以下の停止)	30	900

<sup>1)</sup> 運用耐用時間 : 24 x 365 x 30 x 設備利用率 83 %

起動工程	年間起動回数	保証期間中の起動回数
ベリーホット起動（1時間以下の停止）	5	150
合計	42	1,260

(Source : JICA 調査団)

### 6.1.3 発電設備制御概要

#### (1) 発電設備自動化

自動化範囲は、操作員が中央操作室から発電設備監視・制御できるよう、発電設備起動停止制御と発電設備保護機能を完全自動化する。しかし、起動停止の制御シーケンスには、必要に応じて操作員による手動操作を認めるブレイクポイントを含めることとする。起動操作は、ベリーホット、ホット、ウォーム、あるいはコールドの各起動条件に従い選択可能であり、自動制御される。

#### (2) 発電設備運用

中央操作室は新設タービン建屋内に設置し、需要を満たすように発電出力を自動制御できるデータログ処理システムを備えた、最先端の DCS（分散制御システム）を実装する。運転状況の監視用 LCD（液晶表示装置）や、発電設備運転用のマウス付きキーボードパネルから構成されるオペレータ・コンソール盤が、中央操作室に設置される。

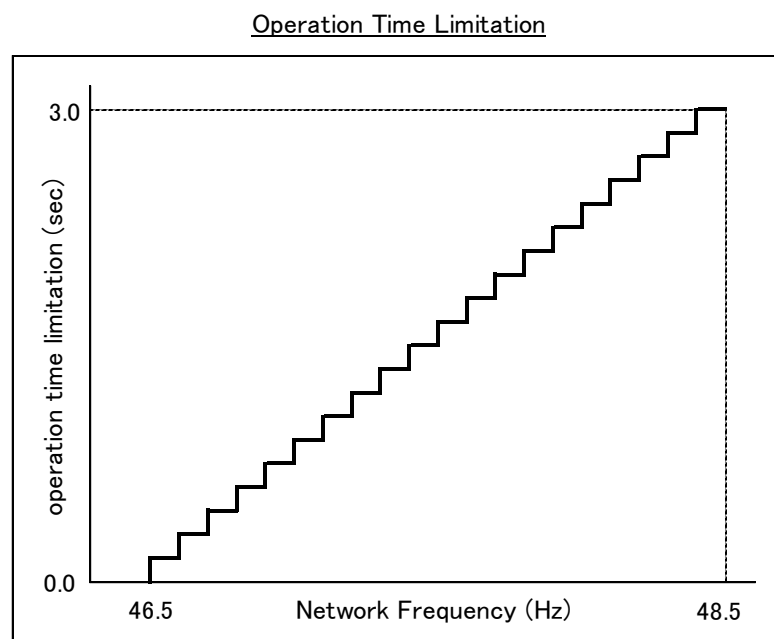
LCD 操作は、人間と機械のインタフェースをより容易にし、発電設備監視制御や運用信頼性の向上のために採用する。

CPU には待機冗長システムを利用して重複構成とし、制御システムの信頼性を確保する。また、発電機しゃ断器による並列操作も、中央操作室内の DCS から行う。

#### (3) 系統周波数高低時運転

GT 発電機や ST 発電機は、負荷運転中 48.5～51.5Hz の系統周波数高低の条件下において、継続的運転に耐えることができるように設計される。

また、運転時間制限付で、46.5～48.5Hz の周波数で負荷運転が可能とする。次表のように負荷運転の制限に必要な制御装置は、「モ」国内の電力系統条件を考慮して設計する。



(Source : JICA 調査団)

図6.1-1 系統周波数における運転時間制限

(4) 振動値管理

GT 起動から定格負荷運転において、GT および GT 発電機と ST および ST 発電機の軸振動値は制限される。軸振動の測定方法は、ISO 7919 あるいは適切な規格に従う。GT・ST 各軸の軸受において、フィルタ処理されていない相対的な軸の振幅変位を振動値として測定する。運転中振動値管理は下表のように、ISO 7919-2:2001(E)のパート 2「大型陸上蒸気タービン発電機セット」および ISO 7919-4:1996(E)のパート 4「ガスタービンセット」に従う。

表 6.1-3 軸振動制限値

機器	振動値 (p-p $\mu\text{m}$ )
ガスタービンおよびガスタービン発電機	$\leq 80$
蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機	$\leq 80$

(Source : JICA 調査団)

ガスタービンおよびガスタービン発電機と蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機の軸振動値は、「信頼性試験」を通して  $80 \mu\text{m}$  を超過してはならない。いずれかの振動値が 2 週間の「信頼性試験」期間中にこの振動値を超過した場合、同試験を中止し、振動対策処置後に新たに 2 週間の試験を繰り返す。発電設備受取後の瑕疵責任期間 (Defect Liability Period)中、その振動値が  $80 \mu\text{m}$  を超過しないものとする。

振動値は、ガスタービンおよびガスタービン発電機と蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機で、 $120 \mu\text{m}$  を上回らないように調整する。同一タイプのガスタービンおよびガスター

ビン発電機と蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機の運用経験から許容可能な場合は、トリップ値を 240  $\mu\text{m}$  に設定してもよい。

## (5) 負荷制御

発電設備の電力負荷は SCADA システムにより、中央給電指令所から発電設備へ要求される。発電設備の電力負荷への需要が満たされるよう、マプト火力 CCGT の操作員がオペレータ・コンソール盤により、発電設備の電力負荷需要を DCS に設定後に、発電設備は自動運転される。

## 6.2 基本的技術課題の検討

### 6.2.1 モザンビーク南部火力コンバインドサイクル発電所の予想性能

#### (1) 候補 CCGT モデル

軸構成 2-on-1 で定格出力 70 ～ 110MW となるコンバインドサイクル発電設備 (CCGT) として国際市場には 5 つのモデルがある。相手先商標製造会社 (OEM) 4 社のガスタービンによるモデルで、豊富な運用実績に基づいた CCGT であり、本プロジェクトに最も適したものと思われる。Gas Turbine World 2012 GTW Handbook によると、その 5 モデルは下記の通りである。

GT OEM メーカー名	CCGT モデル番号
IHI (GE ライセンス)	2 x LM6000PD Sprint
IHI (GE ライセンス)	2 x LM6000PD
日立製作所	2025(2 x H-25)
ロールス・ロイス	2 x RB211-GT61
シーメンス	SCC700 2x1(2 x SGT-700)

#### (2) ISO 条件での CCGT 性能諸元

前記 GTW Handbook では、上記の CCGT モデルの性能データが、天然ガスでの ISO 条件 (15  $^{\circ}\text{C}$ 、60% RH、101.33 kPa) で記載されている。それ以外に必要な条件(例えば、冷却水温度、燃料発熱量など)については、必ずしも規定されている訳ではないので、必要に応じて条件を設定した。なお、同 Handbook に記載されている 5 つの CCGT モデルの性能諸元は下記の通りである。

CCGT モデル	発電設備正味出力 (kW)	発電設備正味効率 (%)
2 x LM6000PD Sprint	120,220	53.0
2 x LM6000PD	110,970	53.6
2025(2 x H-25)	87,800	50.3

2 x RB211-GT61	85,300	52.8
SCC700 2x1(2 x SGT-700)	83,630	52.5

### (3) 定格および最大容量サイト条件下での CCGT 性能諸元

「入札仕様書」で発電設備の性能要件を規定するために、CCGT の 5 モデルのサイト定格および最大能力性能を予想する必要がある。このような理由から、前記 GTW Handbook に記載されているガスタービンの ISO 条件下での性能諸元を用いて、各 CCGT モデルのサイト定格および最大能力条件における性能を熱平衡計算によって求めた。熱平衡計算に使用するガスタービンのモデルとその性能諸元(上記 GTW Handbook による)を以下に示す。

表6.2-1 適用ガスタービンモデル性能諸元

ガスタービンのモデル	LM6000PD Sprint	LM6000PD	H-25	RB211- GT61	SGT-700
ISO ベース定格 (MW)	47.5	42.6	32.0	38.1	31.2
効率 (%)	41.3	41.2	34.8	39.4	36.4
圧力比	31.0	31.0	14.7	21.5	18.6
空気流量 (kg/s)	131.9	124.6	93.9	94.3	94.3
排気温度 (°C)	448.3	455.0	563.9	503.8	528.3
燃料ガス流量 (kg/s)	2.31	2.07	1.85	1.94	1.72

(Source : JICA 調査団)

熱平衡計算に用いた天然ガスの正味発熱量は、電力セクター調査にて入手した「モ」国の天然ガスの平均的組成体積率(%)から算出して、49,826 kJ/kg (15°C 40.2MJ/Nm<sup>3</sup>)と想定した。ISO 条件からサイト条件への大気条件の変更に伴う上記ガスタービン性能諸元の補正は、我々の豊富な経験に基づいた様々な補正方法に従って行った。

また、コンバインドサイクルを構成することによってガスタービン入口および排気の圧力損失も変化するが、その変化による補正についても経験に基づいて行った。サイトの調査結果に基づいたサイト条件は、下記の通りである。

サイト条件	定格点	最大容量点
乾球温度 (°C)	28.0	10.0
相対湿度 (%)	75.0	75.0
湿球温度 (°C)	24.5	7.9
気 圧 (kPa)	101.3	101.3

発電所の電気設備や補機の設備容量は、ガスタービンの運転最大容量とそれによって定まるボトミング設備(HRSG と蒸気タービン)の容量に合わせて決める必要がある。ガスタービンの運転最大容量は、大気条件、特に、大気温度によって大きく変化する。したがって、



発電所の電気設備や補機の設備容量を決定するために、ガスタービンの運転最大容量を定義するサイト大気条件(最大容量大気条件)を決める必要がある。

ガスタービンの運転最大容量は、それがガスタービンの設計許容最大容量以内であれば、大気温度の低下と共に増加する。

CTM 発電所近郊のマプト国際空港での 2007 年から 2011 年の 5 年間に亘る記録によれば、冬期の月平均の最低平均気温はプラス 13 ～ 14 °C であり、10 °C 台もあり、発電設備を有効に使用する観点から 10°C とする。発電所の電気設備や補機の設備容量はその気温におけるガスタービン運転容量とそれによって定まるボトミング設備(HRSG と蒸気タービン)の容量に合わせて決定することになる。なお、その気温に対応する相対湿度は 75% である。

発電設備正味発電出力を求めるためには、発電設備を 100% 負荷で定常運転するために必要な補機動力を求める必要がある。計算機によるプラント解析ソフトにて出力の大きいガスタービンのモデルごとに計算して求めた。

CCGT の熱平衡計算に必要となるボトミングシステムのサイクル構成とパラメータは、CCGT メーカーの設計思想によって変わってくるが、類似 CCGT の例に基づき以下のように想定した。

GT 入口空気冷却設備	使用しない
GT 出口排ガス漏れ	0.5%
サイクル構成	二重圧、非再熱
冷却設備	空冷復水器
HRSG タイプ	非助燃方式
サイト定格条件のタービン入口条件	
HP 蒸気	
温度	LM6000PD Sprint:429°C 、 LM6000PD:430°C 、 H-25:500°C 、 RB211-GT61:450°C
圧力	6.0MPa
LP 蒸気	
温度	250 °C
圧力	0.5Mpa
復水器真空度	空冷コンデンサの特性による

ここで、ガスタービン排気ガス温度が各モデルによって異なるため、高圧蒸気温度については、各モデルの排ガス温度を考慮して計算した。ボトミングシステムの熱平衡計算には、ガスタービンからの排ガス流量の 0.5% の漏れを考慮した。

表 6.2-2 適用 CCGT 性能諸元

CCGT モデル	2 x LM6000PD Sprint		2 x LM6000PD		2025(2 x H-25)		2 x RB211-GT61	
	定格 <sup>1</sup>	最大 <sup>2</sup> 容量	定格	最大容量	定格	最大容量	定格	最大容量
発電設備総発電出力 (MW)	108.8	124.2	93.2	116.3	73.8	83.5	74.9	87.9
ガスタービン (MW)	83.0	94.8	70.9	88.7	48.0	53.8	52.4	61.8
蒸気タービン (MW)	25.8	29.4	23.3	27.6	25.8	29.7	22.5	26.1
発電設備総熱効率 (%)	52.5	53.9	52.4	54.3	47.8	50.6	52.4	54.5
補助動力 (MW)	2.3	2.5	1.9	2.2	1.5	1.6	1.6	1.7
発電設備正味発電出力 (MW)	106.5	121.7	91.3	114.1	72.3	81.9	73.3	86.2
発電設備正味熱効率 (%)	51.4	52.8	51.3	53.1	46.8	49.7	51.3	53.4

1) 定格：大気温度 28°C、2) 最大容量：大気温度 10°C

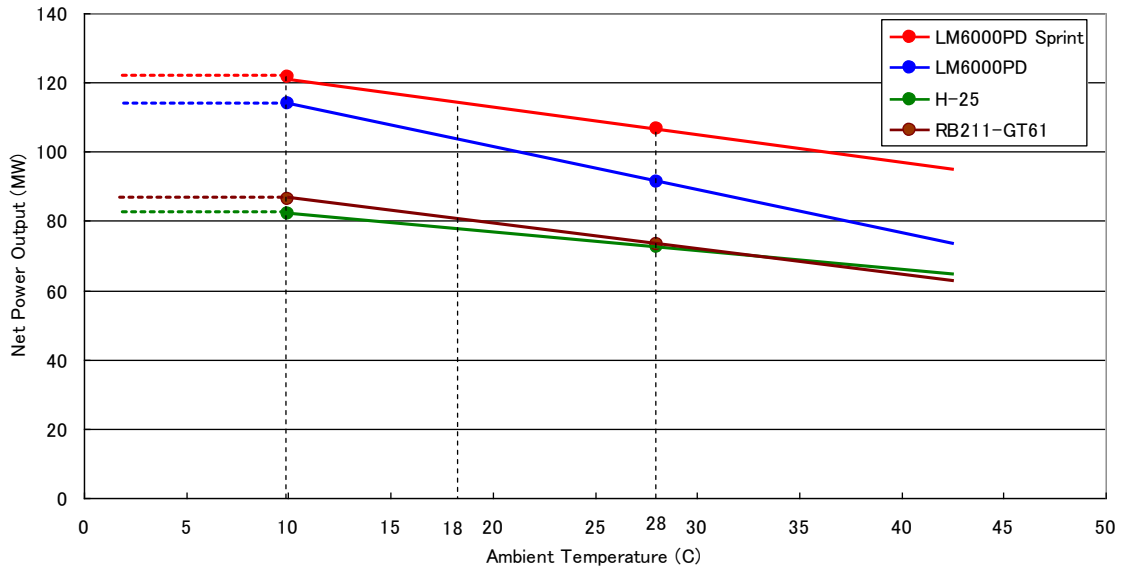
(Source：JICA 調査団)

この計算結果の表より、定格サイト条件下での CCGT モデルの正味発電出力は、72.3～106.5MW と計算され、平均値は 86MW と計算できる。したがって、本発電設備の正味出力は 85MW とし、購入仕様書に記載すべき発電設備の正味発電出力の範囲は多くの入札者を促すために、上記計算値に適切な尤度を考慮して 70MW～110MW と明記することにする。また、定格サイト条件下での発電設備の正味熱効率は、46.8～51.4%と計算されている。従って購入仕様書に記載すべき発電設備正味熱効率については、適切な尤度を考慮して 46%以上と明記することにする。発電設備の最大総発電出力は、73.8～108.8MW の範囲であると計算されている。

次頁に4つの CCGT モデルの大気温度性能特性を示す。この図から各 CCGT 共大気温度に対して、同じような出力特性を示している。

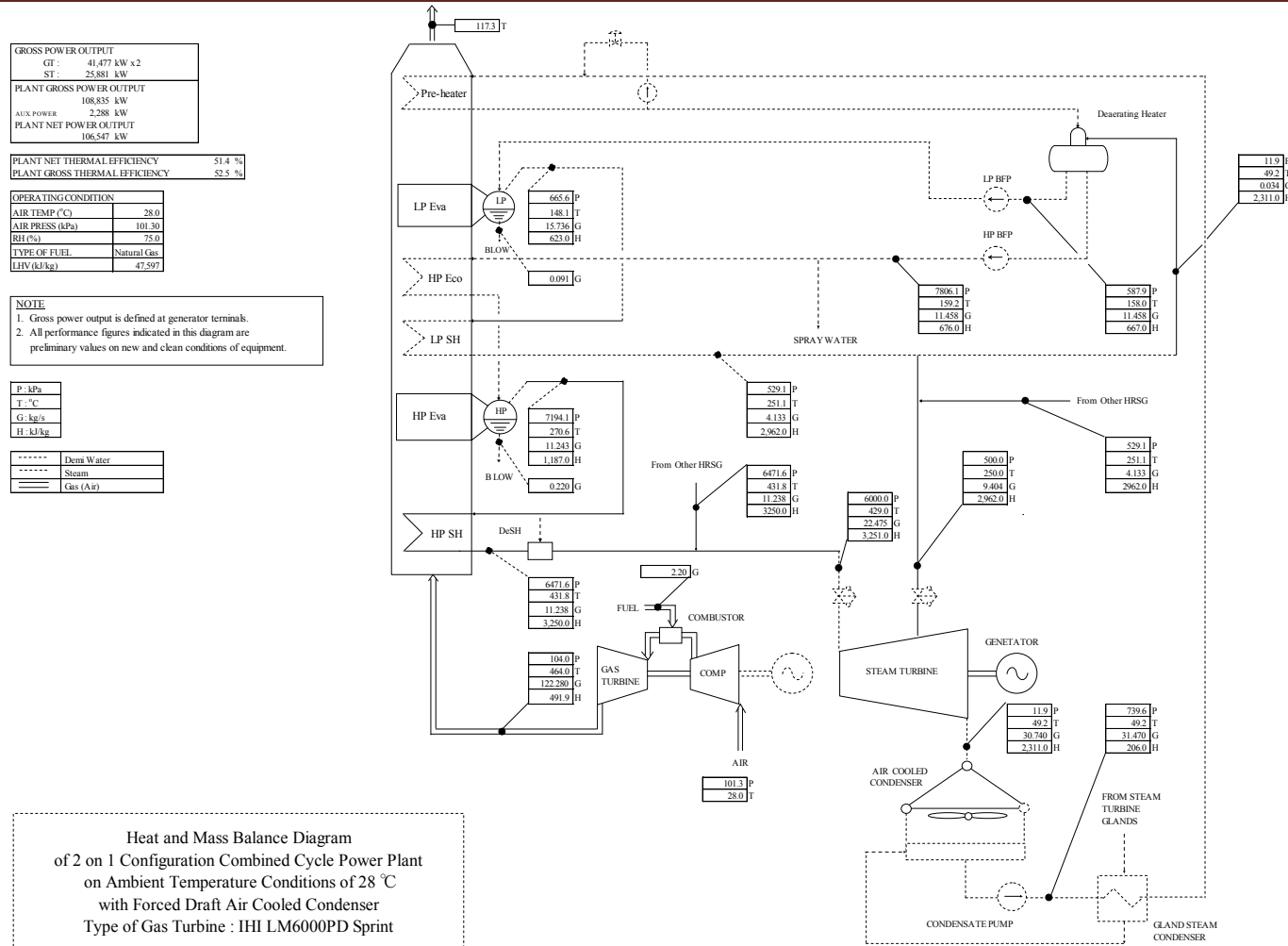
航空機転用ガスタービン、ならびに重構造産業型ガスタービンを用いた各 CCGT モデルを代表し LM6000PD Sprint ならびに H-25 モデルによる CCGT の定格および最大容量サイト条件における熱平衡図を後続のページに示す。

- (a) 格定サイト条件における2xLM6000PD Sprintの熱平衡図
- (b) 最大容量サイト条件における2xLM6000PD Sprintの熱平衡図
- (c) 定格サイト条件における2025(2x H-25)の熱平衡図
- (d) 最大容量サイト条件における2025(2x H-25)の熱平衡図



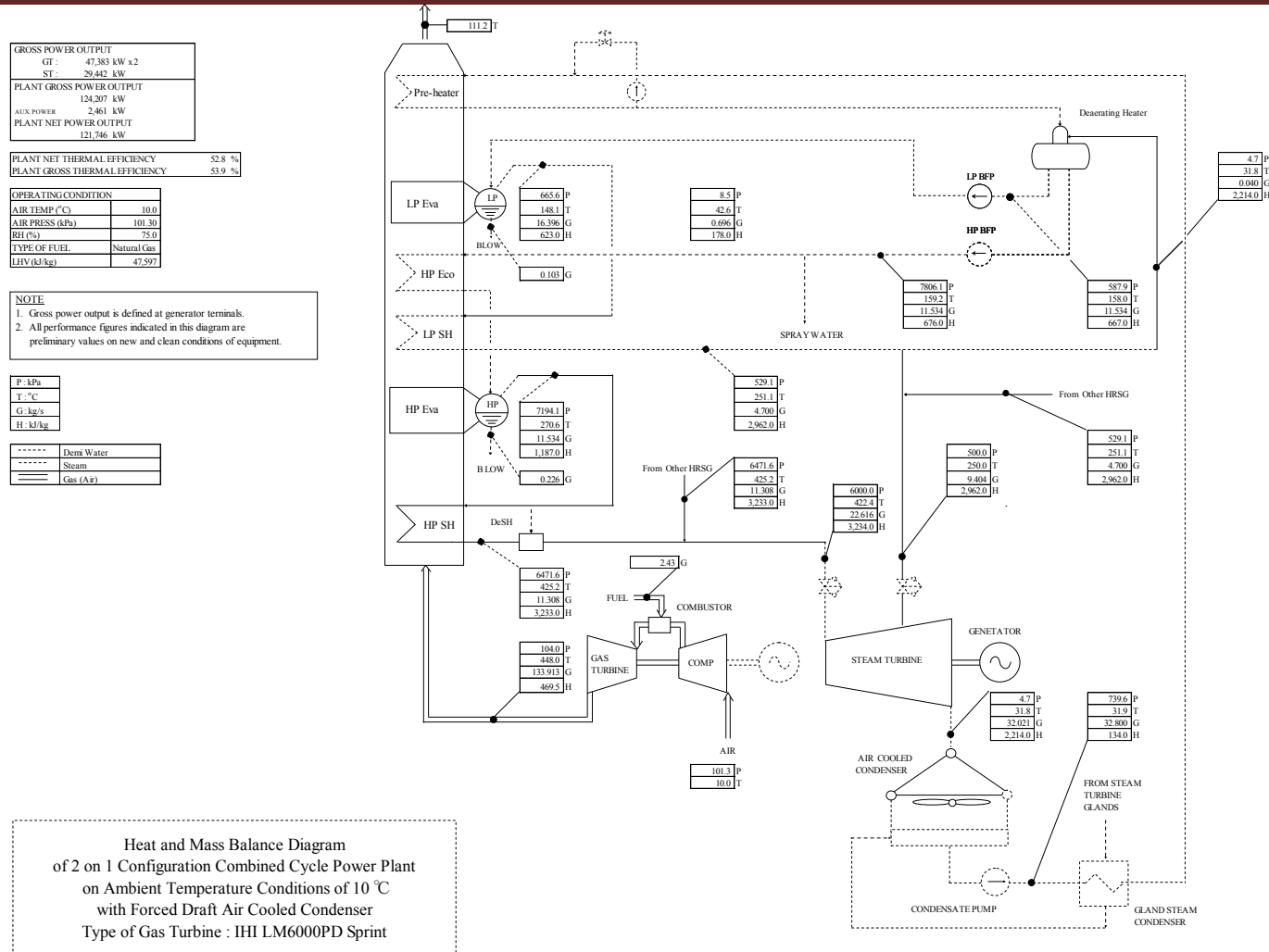
(Source : JICA 調査団)

図6.2-1 大気温度性能特性図



(Source : JICA 調査団)

図 6.2-2 格定サイト条件における 2xLM6000PD Sprint の熱平衡図



(Source : JICA 調査団)

図 6.2-3 最大容量サイト条件における 2xLM6000PD Sprint の熱平衡図

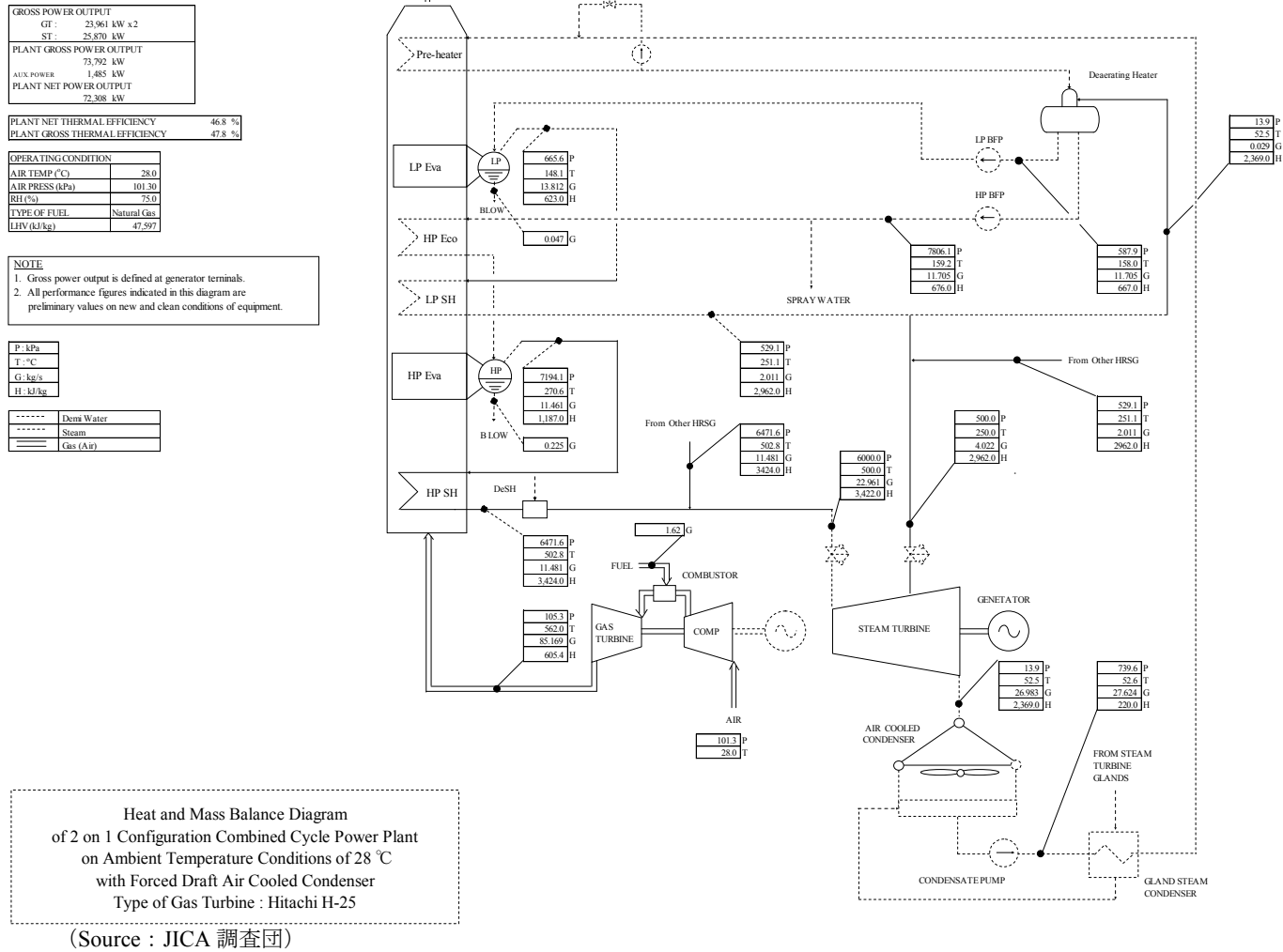


図 6.2-4 定格サイト条件における 2025(2x H-25)の熱平衡図

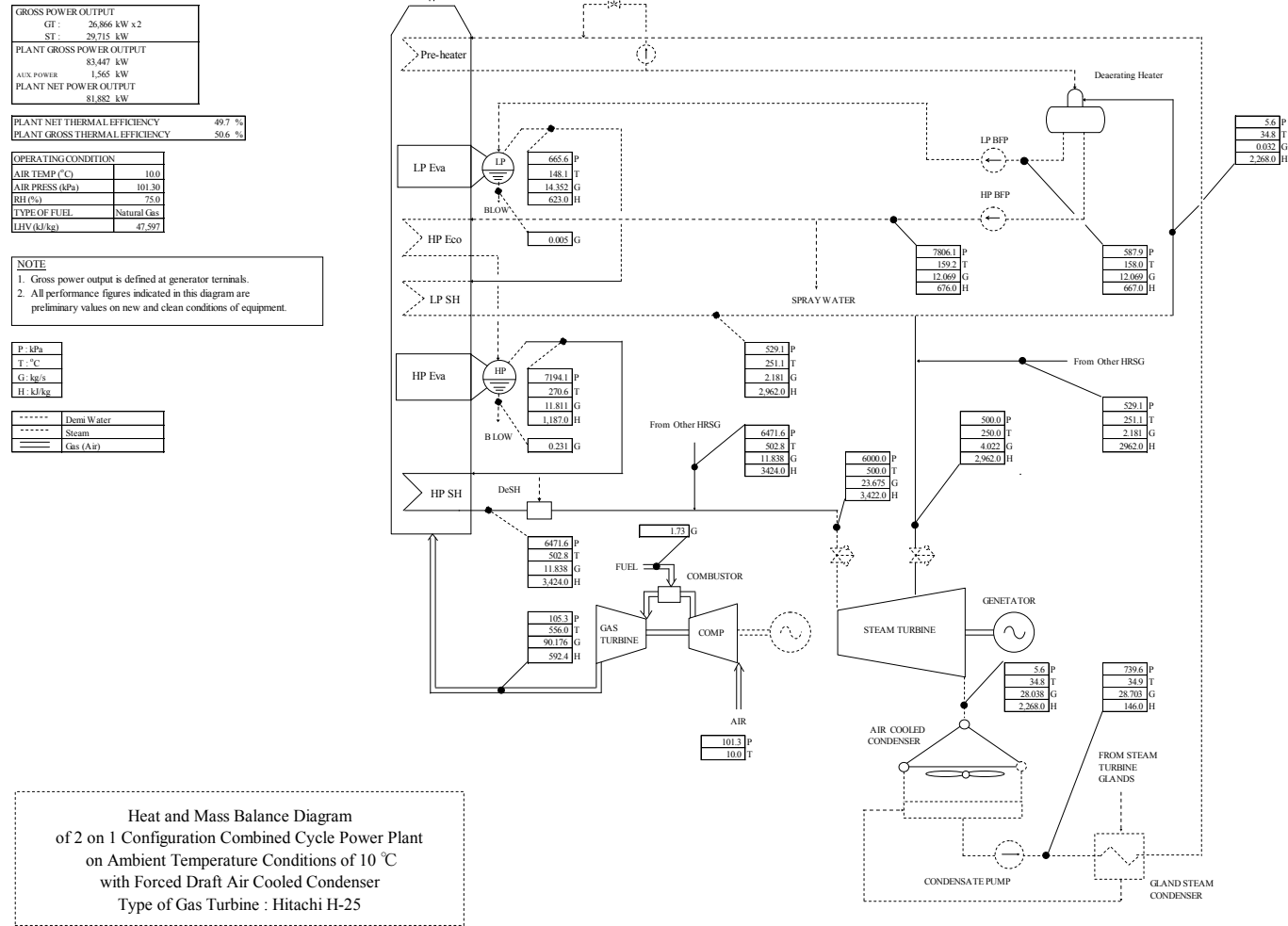


図 6.2-5 最大容量サイト条件における 2025(2x H-25)の熱平衡図

#### (4) 30~40MW クラスのガスタービンの動向について

ガスタービンは、ガスタービン動・静翼の耐熱金属材料の開発、耐熱コーティングの適用ならびに冷却技術の改良によるガスタービン入口温度の高温化ならびに圧縮機の圧力比の向上等メーカーの弛まぬ努力により、出力ならびに効率は日進月歩向上している。

今回適用する 30 - 40MW クラスのガスタービンにおいても新しいモデルが開発されている。以下に最近メーカーより販売が開始された新モデルを最新のものから紹介する。これらのガスタービンは、現時点で導入実績がないが、当プロジェクトの CCGT の対象になるかは、ガスタービンの導入実績の情報に注意を払う必要がある。

表6.2-3 新型ガスタービン (30 - 40 MW)

GT OEM メーカー	モデル	出力	効率(LHV)	供給開始年
川崎重工	L30A	30.1MW	40.1%	2012
Siemens	SGT-750	35.9MW	38.7%	2012
Rolls-Royce	RB211-H63	42.5MW	39.3%	2012

Source : 川崎重工:メーカーパンフレット、その他:2012 GTW Handbook、

#### 6.2.2 排気ガスバイパス設備

多軸構成の CCGT では、ボトミングサイクルに何らかのトラブルが起きた場合、ガスタービン単独で運転が出来るよう、通常排気ガスバイパス設備が装備されているプラントがある。本設備は、「モ」国のように、電力供給が逼迫してトッピングサイクルであるガスタービン発電設備をボトミングサイクルに先行して商業運転に入れる場合に必要となる。そのためには、ガスタービンの排気システムと排熱回収ボイラ(以下 HRSG)の間に、バイパススタックとダンパを高温のガス流れの中に設置する必要がある。

これらの装置は、500℃前後の高温に耐え得る巨大な機械装置となる。発電設備の運用性に柔軟に対応できるという利点を持つ一方で、発電設備建設費は若干高くなり、運用上の信頼性は低くなる可能性がある。加えて、ガスタービンの排気ガスの一部が大気へ漏れることにより性能上の損失を招く恐れがある。

##### (1) 運用上の柔軟性

CCGT の運用上の柔軟性は、排気ガスのバイパス設備の有無によって変わってくる。同設備が存在する場合、ボトミングサイクルに何か問題が発生した時に、発電設備はユニットを停止することなしに単純サイクル運転に切り換えられる。ガスタービンを運転しながら、ボトミングサイクルの点検修理が可能となり、ユニットとして停止期間を少なくできる。排気ガスバイパス設備を設けることによって、運用柔軟性が広がる。



発電設備の起動性能は、排気ガスバイパス設備の有無による違いはない。

## (2) 運用上の信頼性

HRSG を伴うガスタービン設備では、通常ダイバータあるいはフラップタイプのダンパが使用されている。ダンパがさらされる排気ガスの温度は、約 500℃ と高温である。ダンパは、安定、円滑、そして迅速に動作するように設計され、発電設備の寿命期間中、ガス漏れによる損失を最小限に保つよう設計される。このような矛盾した要件を完全に満たすよう、これらの厳しい条件で動作するダンパを設計するのは非常に困難である。それは、高温のガスにさらされる巨大な金属製ダンパが、発電設備の寿命まで元々の寸法・形状を維持することができないからである。排気ガスバイパス設備採用によって発電設備全体の運用信頼性が低下することは避けられない。

## (3) 費用の影響

排気ガスバイパス設備の採用によって、次に示すような装置と工事が追加的に必要となる。

- ・ 消音装置搭載のバイパススタック (頂上口径 3.3m、高さ 28m)
- ・ ダイバータダンパ
- ・ ギロチンダンパ (単純サイクル運転中のボトミングサイクルのメンテナンス用)
- ・ ガスダクトおよびエキスパンションジョイント
- ・ 関連のサイト組立、据付、土木工事
- ・ その他の関連費用

上記項目による費用増加分は、合計で約 2.0 百万 US ドルと概算される。

## (4) 段階的建設

排気ガスバイパス設備を採用することによって、トッピングとボトミングサイクルの段階的建設が可能となる。ガスタービン・発電設備を先行して運転可能となる。この段階的建設は、通常電力供給能力が逼迫し、早期の電力供給が必要となる場合に採用される。段階的建設に要する総工期は、同時に実施する建設の総工期よりも長くなるが、トッピングサイクルであるガスタービン発電設備の商業運用の開始は約 6 ヶ月早くなる。または、工事をガスタービン・発電設備とコンバインド発電設備に分割が可能となり、予算の平準化が可能となる。

## (5) 性能

ガスタービンの排気と HRSG との間にバイパス設備を設置することで、排気圧力損失が増える。加えて、排気ガスの一部がバイパスダンパを通して大気に漏れる。その結果、蒸気タービンの発生電力が低下する。

従って、発電設備の発電出力と熱効率の両方が、バイパス設備を持たない発電設備よりも低下する。ダンパ形式、サイズ、そして設備設計によって、発電設備の寿命の間に、0.5～1.5%蒸気タービンの発電出力が 0.5～1.5%低下すると報告されている例がある。これは、発電設備の効率性が 0.17～0.5%低下することに相当する。

#### (6) その他の観点

バイパス設備の設置にはより広い設置面積が必要で、30～40MW 級ガスタービンの場合、軸方向長さが約 9m 長くなる。

バイパススタックに消音装置がない場合、バイパス運転がたとえ短時間に限られていても、スタックからの騒音が懸念される。高温・高速のガスにさらされる消音装置の確実かつ適切な機能が発電設備寿命に亘って維持されるかどうか懸念される。

排気ガスバイパス設備は常時使われていないだけに、それを緊急時に正常な状態で使うためには、より入念な日常的メンテナンス作業が必要となる。

排気ガスバイパス設備を持つ CCGT は、世界中で多くの実績がある。

#### (7) 検討のまとめ

検討結果を要約したものを表 6.2-4 に示す。排気ガスバイパス設備の採用によって発電設備の運用上の柔軟性が向上するが、運用上の信頼性の低下やプロジェクト費用の負担増は避けられない。ガスタービンの大量の高温、高速の排ガスを扱うバイパス設備を運転・維持管理するためには、長年の経験が必要とされる。本 CCGT は「モ」国で初めての CCGT であり、CCGT を高出力、高効率でかつトラブルを極力少なく運転するために排気ガスバイパス設備を設置しないことを推奨する。

表 6.2-4 GT 排気ガスバイパス設備の検討

検討事項	排気ガスバイパス設備無し	排気ガスバイパス設備有り
1. 運用上の柔軟性	GT単独運転不可能	GT単独運転可能
2. 運用上の信頼性	ベース	劣る 高温・多量のGT排ガスに曝される ダンパー等を正常に維持すること は難しい。
3. 費用の影響	ベース 建設費が不要	建設費+約2百USD 設備ならびに建設工事費用が必要
	運転・メンテナンス費用が不要	運転・メンテナンス費用が必要
4. 設置面積	不必要	必要
5. 段階的建設	不可能	可能
6. 性能(熱効率)	ベース	-0.17~-0.5% 排気圧力損失増加ならびに排ガス の一部漏洩のため
7. その他	ベース	維持管理のために、経験、技術を 要する

(Source : JICA 調査団)

### 6.2.3 補助蒸気ボイラ

#### (1) 必要性

補助蒸気ボイラ無しの多軸 CCGT では、ガスタービンと HRSG は同時に起動する必要がある。HRSG で起動時に必要な蒸気が供給可能になれば、蒸気タービンのグランドシール等が完了するが、起動時の HRSG 入口給水中の酸素濃度は、運転中の酸素濃度より高くなる。

補助蒸気ボイラ有りの多軸 CCGT では、蒸気タービンのグランドシール蒸気は、発電設備起動前に補助蒸気ボイラから供給される。HRSG および蒸気タービンは、補助蒸気無しの多軸 CCGT に比べて、HRSG からの発生蒸気を待つことなしに起動でき、起動時の HRSG 入口給水中の酸素濃度は、運転中の酸素濃度と同じである。

補助蒸気ボイラを適用する場合には、応札者は補助蒸気ボイラの仕様を明示すべきである。

#### (2) 検討事項

HRSG および付属設備は、コンバインドサイクル運転を最短時間で起動する必要がある。

補助蒸気ボイラを適用しない場合、応札者は補助蒸気ボイラ無しの起動手順、起動時間、起動時の HRSG 入口給水中酸素濃度および HRSG 入口給水中許容酸素濃度を明示すべきである。

#### 6.2.4 ガスタービンおよび蒸気タービン建屋

ガスタービンおよび蒸気タービン建屋は、設備を雨や風、海の塩分から守り、錆等による設備の劣化を防止と共に、天候や昼夜に影響されずに、設備の保守管理が行える。しかしながら、それに伴い、空調設備や防火設備等が必要となり、それらの維持管理にも費用もかかる。ガスタービンおよび蒸気タービン建屋について検討した。建屋の有無に伴う特徴を以下にまとめた。

表 6.2-5 GT & ST 建屋の必要性の検討

検討事項	建屋無し	建屋有り
建物設備	ベース	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 建屋</li> <li>・ 電気配線、空調設備、照明等</li> <li>・ 天井クレーン</li> <li>・ 火煙検知装置</li> <li>・ 消火設備</li> </ul>
建物設備費	ベース	多
運用費用	ベース	多 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 天井クレーン、消火設備等の定期点検</li> </ul>
運用性	ベース	良い <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 風雨や海水の影響を受けない</li> </ul>
保守性	ベース <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 作業の都度クレーンを確保する必要がある</li> <li>・ 夜間は作業性が悪い</li> <li>・ 風雨等の天候により、補修できないこともある</li> <li>・ 洪水、冠水時に作業ができない</li> </ul>	良い <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 天井クレーンが常設されており、トラブル時にもいつでも補修できる</li> <li>・ 夜間でも作業可能</li> <li>・ 風雨の影響を受けない</li> <li>・ 洪水、冠水時にも作業ができる</li> </ul>
機器設備	ベース	海水等による発錆が防止できる
騒音	ベース	小
設備信頼性	ベース	高い

(Source : JICA 調査団)

#### (1) ガスタービン建屋

建屋内にガスタービンを設置する場合と屋外型のガスタービンを設置する場合がある。屋外仕様のガスタービン・発電機はパッケージ化されており、世界的にも多く設置されている。既設3号ガスタービンも屋外仕様で、設置から約20年経過しているが、全く問題ない状態で維持されている。雨風に対しては、コンパートメントに覆われており、十分耐性を有している。雨等によりプラントの出力や効率への影響も少ない。ガスタービン・発電機については、多くの実績ならびに経済性からガスタービン建屋は設置せず、屋外仕様を推奨する。



(Source:GEパンフレット)

図6.2-6 ガスタービンパッケージ設置例

## (2) 蒸気タービン建屋

蒸気タービンは、蒸気の温度や圧力により、蒸気タービンの出力、効率の影響を与える。蒸気の温度や圧力の低下を少なくするために、ケーシングや配管は厚い保温が施されている。雨水や海水が保温に侵入すると、蒸気温度、圧力の低下や保温材や蒸気タービンケーシング、配管、バルブ等を劣化させてしまう。蒸気タービンを長期間良い状態で運転するために、ケーシングや配管、弁類を水からの影響を防ぐ必要があり、建屋内に蒸気タービンを設置することを推奨する。

## 6.3 工事範囲

### 6.3.1 調達および製造

工事請負者は、新設発電設備の運転などに係る全ての装置、材料に関する進捗統制、品質管理を含む以下の設備の調達、製造を行う。但し、調達、製造する設備は以下に示すものに限らない。

- (1) ガスタービン、発電機および付属設備
- (2) 蒸気タービン、発電機および付属設備

- (3) 空冷復水器
- (4) HRSG および付属設備
- (5) 煙突(スタック)
- (6) 燃料ガス受入設備
- (7) ガス供給配管 (GS からガスコンプレッサまたは減圧設備間)
- (8) ガスコンプレッサまたは減圧設備(必要な場合)
- (9) ガス処理装置 (必要な場合)
- (10) 間接式ガス加温器 (必要な場合)
- (11) 所内および制御空気供給設備
- (12) 発電機昇圧変圧器
- (13) 所内変圧器
- (14) 発電機主遮断器
- (15) 66kV GIS 改造
- (16) 中圧及び低圧電源装置
- (17) 非常用発電機
- (18) UPS 及び直流電源装置
- (19) 動力及び制御・信号ケーブル
- (20) 電線管路、トレイ設備
- (21) 制御および計装設備
- (22) 設備情報システム
- (23) 連続環境監視装置
- (24) 簡易シミュレータ設備
- (25) ドレン回収設備
- (26) 軸受冷却水設備
- (27) 用水設備・排水処理装置
- (28) 屋外配管、トレンチおよびカバー
- (29) 消火設備
- (30) 換気および空調設備
- (31) 屋外および屋内照明設備
- (32) 屋外排水および浄化設備
- (33) 配管および設備基礎
- (34) 建築資材
- (35) 蒸気タービン建屋 (鉄骨、外装、屋根、窓、ルーバなど)
- (36) 他設備の建屋

- (37) 事務所棟（中央操作室、電気室も含む）
- (38) 作業員宿舎
- (39) トイレおよびシャワー
- (40) 道路
- (41) 装置、建屋などの基礎を含む全ての土木工事
- (42) 建設に係る仮設工事および設備
- (43) 重量物輸送用のアクセス道路工事を含むサイトの準備工事、掘削および造成工事
- (44) サイト内のフェンス、機器へのアクセス道路および排水工事
- (45) 工事用電力および用水の取合い点から下流の必要な仮設設備
- (46) 装置および材料の塗装材
- (47) 定期修繕用予備品（スペアパーツ）
- (48) 標準および特殊工具

### 6.3.2 工事請負者所掌の工事および業務範囲

工事請負者が行う工事および業務範囲は、既設開閉所の改造などを含む新設 CCGT の設計、機器製造、試験、輸送、据付、建設、試運転ならびに性能試験である。"provide", "furnish", "supply", "furnish and/or install", などの言葉が使用される場合、工事請負者は、他者によって据付けされる装置、設備に特別な注意事項がなくとも、装置や設備を据付けなければならない。

工事請負者の工事範囲は、工事用電源を含め、初期の準備工事から発電設備の運転に必要な試運転および試験までの仮設設備および常設設備の建設業務が含まれる。

工事請負者の業務範囲は、発電設備が運転開始できるための工事請負者および機器供給者への技術的指導および新設発電設備の運転・保守要員のトレーニングが含まれる。

工事請負者は、CTM CCGT の運転員と協調して、新設発電設備の起動、初期の運転を行う。工事請負者は、CTM CCGT の新規運転員を指導し、同運転員と共に新設発電設備の建設から運転開始まで円滑に技術指導する計画を立てる。

なお、工事請負者の追加工事や追加業務は契約書の同意が必要となる。

#### (1) エンジニアリングサービス

- 1) 土木および構造設備
- 2) 建築設備
- 3) 機械設備
- 4) 化学設備
- 5) 電気設備
- 6) 制御および計装

- 7) 開閉所設備
- 8) 電気設備の潮流計算

## (2) 書類および図面

新設発電設備は、本項で規定する全ての装置を備えるものとする。購入仕様書で規定する業務は、下記に記載する設計図書の作成に限らない。\*印の書類は、EDMの承認のために最低限、提出すべき書類である。その他全ての書類および図面を提出するときには参考図として提出する。工事請負者は、着工から30日以内に、承認図と参考図を分けした図面・図書リストを提出する。

- \*1) 設備に関する設計基準書
- \*2) 構内配置図
- \*3) 各階機器配置図
- \*4) ヒートバランス図（熱平衡線図）
- \*5) 単線結線図
- \*6) 設備配管および計測図
- \*7) 建物の正面図、立面図
- \*8) 全体プラント制御ブロック図
- \*9) 購入仕様書
  - ガスタービン
  - 蒸気タービン
  - HRSG
  - 空冷復水器
  - 給水ポンプ、復水ポンプ
  - 発電機および励磁装置
  - 変圧器（発電機昇圧、所内および起動）
  - 中圧メタルクラッドスイッチギア
  - DCS（分散型制御装置）およびデータ記憶装置
- 10) コンクリート基礎および構造図
- 11) 主要機器の調達仕様書
- 12) 設計研究および評価書
- 13) 詳細設計図
- 14) ロジック図
- 15) 系統図
- 16) 配線図



- 17) 設備説明書
- 18) 試験・検査スケジュール
- 19) 性能試験要領書
- 20) 試運転要領書
- 21) 試験・検査レポート
- 22) 性能試験レポート
- 23) 運転マニュアル
- 24) 保守マニュアル
- 25) 機器説明書（カタログを含む）
- 26) 据付要領書
- 27) 完成図書

### (3) 建設および試運転

工事請負者は、新設発電設備の建設および試運転などに係る下記の業務を行う。但し、建設、試運転での業務は以下に示すものに限らない。

- 1) 建設監理
- 2) 建設工事のスケジュール監理
- 3) 建設作業員の手配および管理、建設作業員が使用する工具の手配
- 4) 建設機械の手配
- 5) 安全および損失管理プログラム
- 6) 品質保証プログラム
- 7) 調達推進保証
- 8) 装置および材料の受取り、取扱いおよび貯蔵
- 9) 準備状況チェック、試験、起動および試運転
- 10) 起動、試験および初期の運転に必要な潤滑油および水処理、化学分析に必要な薬品の供給
- 11) フラッシングや初期充填用の潤滑油装置および潤滑油の供給
- 12) 性能および信頼性試験
- 13) EDM の運転・保守要員の工場および現場研修
- 14) 受取試験後、3名の現地駐在エンジニア（機械、電気、制御）による6ヶ月間の運転・保守補助監理
- 15) 建設終了およびサイトの仕上げ
- 16) 保管倉庫の建設
- 17) 建設中の安全および救護
- 18) CTM CCGT から要求のある調整会議および他会議への参加

- 19) 工場試験・検査に係る宿泊費、日当および交通費の支給
- 20) 新設発電設備の建設に必要な現地、州および政府の許認可の取得

#### (4) 設計会議への出席

新設発電設備の設計を適切に実施するため、プロジェクトの実施中に EDM、請負御者及びコンサルタント合同で少なくとも 3 回の設計会議を実施することを推奨する。これらの会議は、工事請負者が承認用として提出する書類や図面について効率的かつ効果的に確認・協議できるように実施する。

各設計会議の期間は 4 週間以内とする。会議は少なくとも、土建、機械、電気、計装制御の 4 部門に分けて実施する。会議の時期は、EDM と工事請負者との契約に則ったプロジェクトの効果的な推進に効果的な時期とする。

設計会議で協議する全ての書類および図面は、会議の 1 ヶ月前までに EDM に提出する。

工事請負者は、会議への参加費用は全て自己負担とする。

工事請負者は、EDM やコンサルタントの承認を得るために、業務開始日から 1 ヶ月以内に参加者の名前リスト、協議すべき事項のリスト、詳細スケジュール書類および図面リスト、ならびに EDM からの要求事項についての設計会議の日程表を提出する。

工事請負者は、設計会議に通訳が必要と判断した場合は、工事請負者の自己負担において、通訳者を用意する。

EDM は、CTM CCGT を計画通り完成させるために工事請負者の設計、工事をレビュー、監理し、必要に応じて変更・改善・改正を工事請負者に実施させる。これらの設計変更のための契約金額の変更については、EDM および工事請負者の双方の同意が必要である。

### 6.3.3 EDM 所掌の工事および業務

新設発電設備に関連する以下の工事および業務は EDM が実施する。

- (1) 建設中の飲料水、温水、天然ガスおよび電気の供給
- (2) 起動用電力および補助蒸気の供給
- (3) 環境影響評価書の準備
- (4) 新設発電設備の建設および運転に必要な全ての許認可の助成
- (5) 試運転、保証および信頼性試験のための天然ガス、電力負荷の情報提供

- (6) 2年間の保証期間における運転・保守データおよび情報の定期条項および運転・保守状況の評価
- (7) 保証期間後に実施する検査に係る現場の労働者、設備および道具の手配
- (8) 既設軽油タンクの撤去ならびに既設3号電力ケーブルの移設

### 6.3.4 取合い点

用水の取合い点はブースターポンプ付近の配管より分岐する。詳細な位置については現状では未定のため、EDMとマプト地域水道会社(ÁGUAS da REGIÃO de MAPUTO)とで検討して決定する。燃料ガスの取合い点についてもガスステーションからどのように発電所側に出すか未定であり、EDMとENHとで打ち合わせの結果決定するものとする。電力ケーブルは既設開閉所の空きスペースに増設して接続する。



図6.3-1 取り合い点

## 6.4 発電所設計の基本事項

### 6.4.1 設計条件

CTM CCGT は、下表に示す設計条件に従って設計されるものとする。

表6.4-1 設計条件

設計気温（乾球） / 相対湿度（性能保証点）	28°C / 75%
設計最低気温（乾球） / 相対湿度 （発電機最大容量点）	10°C / 75%
最低 / 最高相対湿度	60% / 95%
最低気温（乾球） / 最大気温（乾球）	9°C / 43°C
気圧	0.1013 MPa
高度	EL+3.3 m above M.S.L
耐震基準	UBC1997, Seismic Zone 2A 基本耐震係数=0.071g
耐風設計	40 m/s
年間降水量	800 mm
最大降水率	96.5mm /hr (1 時間継続値)
雪荷重	0 kg/m <sup>2</sup>

(Source : JICA 調査団)

#### 6.4.2 規格および基準

##### (1) 機械、電気、制御装置および機器

「モ」国において特別に要求された事項を除き、以下の国際規格・基準に従って設計されるものとする。

日本工業規格（JIS）

米国規格（ASME, ASTM 等）

IEC 規格

ISO 規格

英国規格（BS）

ドイツ規格（DIN）

##### (2) 土木および建築工事

土木および建築工事のエンジニアリング、設計、および建設は、特定の規格および基準が適用されなければならない場合を除き、「モ」国の関連規格および基準に準拠するものとする。

### 6.4.3 サイトレイアウト

情報非公開部分のため省略

情報非公開部分のため省略

図6.4-1 プラントレイアウト

情報非公開部分のため省略

図6.4-2 ガスタービンならびに HRSG

情報非公開部分のため省略

図 6.4-3 空冷復水器を使用した蒸気タービン



#### 6.4.4 環境要求事項

##### (1) 大気汚染物質

CTM CCGT の大気汚染物質の排出濃度は、出力 75～100%の範囲で表 6.5-2 に示す排出濃度制限値以内になるよう計画するものとする。

表 6.4-2 ガス火力発電所（500MW 未満）に対する大気汚染物質排出濃度の制限値

Unit:mg/Nm<sup>3</sup>(0 °C, 101.3 kpa)

汚染物質	排出濃度制限値	
NOx	ガス火力	320 以下
CO	ガス火力	0.1 per day (<500MW)
粒子状物質	ガス火力	50 以下

上記の内容は、15% O<sub>2</sub>（乾き）条件に基づく。

(Source : JICA 調査団)

##### (2) 騒音

CTM CCGT の定常状態でのすべての運転機器に対する騒音レベルは、機器またはエンクロージャ端から 1m の距離の点（高さ 1m）で 85dB(A)以内になるよう計画するものとする。また、CTM CCGT 敷地境界（北東、北西および南東側、高さ 1m）では騒音レベルが 70dB(A)を超えないよう計画するものとする。

表 6.4-3 騒音基準

	最大騒音レベル
機器またはエンクロージャ端から 1m の点（高さ 1m）	85dB(A)以下
敷地境界（北東、北西および南東側、高さ 1m）	70dB(A)以下

(Source : JICA 調査団)

騒音のすべての測定および試験は、ANSI B133.8 に従って行うものとする。

また、上記の騒音基準に従うために必要に応じサイレンサー、防音壁等の減音設備を設置するものとする。

(3) 処理排水の水質

CTM CCGT の処理排水の水質は、表 6.4-4に示す排水水質に対する世界銀行および「モ」国の排出基準のいずれか厳しい方を遵守するよう計画するものとする。

なお、世界銀行および「モ」国の排出基準は、表中に示す数値以下またはその範囲を示す。

表 6.4-4 排水基準

	項目	単位	世界銀行基準	「モ」国基準 (内陸表層水)	
1.	アンモニア性窒素(N分子)	mg/l	-	50	
2.	アンモニア(遊離アンモニア)	”	-	0.4	
3.	ヒ素(As)	”	-	0.05	
4.	BOD <sub>5</sub> 20°C	”	-	50	
5.	ホウ素	”	-	2	
6.	カドミウム(Cd)	”	-	0.05	
7.	塩化物	”	-	600	
8.	クロム(全 Cr)	”	0.5	0.5	
9.	COD	”	-	200	
10.	クロム(六価 Cr)	”	-	0.1	
11.	銅(Cu)	”	0.5	0.5	
12.	溶存酸素(DO)	”	-	4.5 - 8	
13.	電気伝導率	micro mho/cm	-	1,200	
14.	全溶存固形物(TDS)	mg/l	-	2,100	
15.	フッ化物(F)	”	-	7	
16.	硫化物(S)	”	-	1	
17.	鉄(Fe)	”	1	2	
18.	全ケルダール態窒素(N)	”	-	100	
19.	鉛(Pb)	”	-	0.1	
20.	マンガン(Mn)	”	-	5	
21.	水銀(Hg)	”	-	0.01	
22.	ニッケル(Ni)	”	-	1.0	
23.	硝酸塩(N分子)	”	-	10.00	
24.	オイル&グリース	”	10	10	
25.	フェノール化合物(C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> OH)	”	-	1.0	
26.	溶存リン(P)	”	-	8	
27.	放射性物質		-		
28.	pH	”	6 - 9	6 - 9	
29.	セレン	mg/l	-	0.05	
30.	亜鉛(Zn)	”	1.0	5.0	
31.	全溶存固形物	”	-	2,100	
32.	温度	夏	°C	-	40
		冬	°C	-	45
33.	全懸濁固形物(TSS)	mg/l	50	150	
34.	シアン化物(CN)	”	-	0.1	
35.	全残留塩素		0.2	0.01	
36.	温度上昇	°C	3°C 以下*	-	

Source 汚染防止および軽減ハンドブック、世界銀行グループ、1998年

(\*) 初期拡散混合域端における値

#### (4) 環境監視装置

CTM CCGT では、連続排出ガス監視設備（以下 CEMS）を設置し、排ガス中の NO<sub>x</sub>、CO、バ  
イジンの濃度を監視するよう計画するものとする。

また、排水処理装置からの排水量およびその pH 値および濁度の連続監視計を設置するもの  
とする。これらの排水監視は、CTM CCGT 内の排水処理装置の処理水ピットで実施するものとし  
る。

#### 6.4.5 ガスタービン

このプロジェクトに採用されるガスタービンに必要な基本設計機能は、本書で説明されてい  
るとおりである。

ガスタービンは、開放サイクル重構造産業形または航空機転用形一軸式とする。ガスタービン  
は、OEM メーカーから供給されるものとする。本 CCGT は「モ」国で初めての CCGT であり、  
CCGT を高出力、高効率でかつトラブルを極力少なく運転するために排気ガスバイパス設備を  
設置しないものとする。「Gas Turbine World 2012 GTW Handbook (Volume 29)」に記載されて  
いる 2-on-1 型 CCGT で、出力 70~110MW に適応できるガスタービンの中から選定すると、次  
のような 5 モデルが本プロジェクトの候補機種となる。

OEM メーカー名	型番
IHI(GE ライセンス)	LM6000PD Sprint
IHI(GE ライセンス)	LM6000PD
日立製作所	H-25
Rolls-Royce	RB211-GT61
Siemens Power Generation	SGT700

ガスタービン出力は、高温ガス流路部部品の検査間隔の尺度となる等価運転時間(EOH)計算の  
ための負荷による重み係数が 1.0 である連続ベース負荷として定義されているものとする。

ガスタービンは、6.5.8 節「燃料供給設備」で指定されている天然ガスで運転される。

ガスタービンは、75~100%負荷の下で指定された天然ガスで運転した場合、全ての大気温度条  
件下で、蒸気や水を噴射しないで 25ppm 未満(15% O<sub>2</sub> の乾燥体積基準)の NO<sub>x</sub> 排出要件を満た  
す高度な設計のものとする。

ガスタービンは、ISO 21789 Gas Turbine Application-safety の要件を基本的に満たした上で、製  
造業者の設計規準により設計され、実証されているものでなければならない。

ガスタービンは、ガスタービン出力を増強するために、蒸発型吸気冷却設備を装備することも  
可能である。CTM 近くのマプト国際空港の 2007 年から 2011 年までの 5 年間に記録された気

象データによれば、乾球と湿球温度の温度差の平均値は、3.5 °C と推定される。このことは、多くの運転実績がある現行の蒸発冷却設備を使用すれば、ガスタービン入口温度を少なくとも 2.4 °C 下げることが可能であることを意味している。その結果、燃料消費量を増やすことで、正味発電出力の増加を計ることができる。

提案されるガスタービンは、そのガスタービンと類似のモデルのガスタービンで少なくとも 1 台のガスタービンは、入札締め切り日までに 6,500 時間以上の実運転時間で商業運転に成功している経験を有していることが条件である。

ガスタービンの軸設計は、最小の軸受けを使用し、鉄骨フレームまたは適切な鉄骨構造およびコンクリート基礎上に配置され、発電機の短絡事故時または位相ずれ同期操作場合のいずれか大きい方の瞬時最大伝達トルクに耐えられるようにサイズが決められるものとする。

#### 6.4.6 排熱回収ボイラ

##### (1) 循環方式

HRSG の循環方式には、自然循環方式と強制循環方式がある。自然循環方式では、降水管中の缶水と蒸発管の汽水混合流体の密度差によって循環力を確保する。

強制循環方式では、ドラムから蒸発管、蒸発管からドラムの汽水混合流体を循環ポンプで強制循環することで循環力を確保する。

強制循環方式は、ウォームまたはホット起動時の急速起動が可能である。自然循環方式は循環ポンプが不要なため、循環ポンプの故障または保守のための運転コストが節約できるので、自然循環方式を利用する可能性が高い。

コールド起動時は、HRSG 本体と缶水の昇温に時間を費やすために、自然循環方式と強制循環方式の起動時間には差がない。

自然循環方式も強制循環方式も幅広く採用されているが、自然循環方式は循環ポンプが不要なので、強制循環方式よりも優位である。従って、本プロジェクトでは、自然循環方式を提案する。

表 6.4-5 に HRSG 循環方式の比較を示す。

表 6.4-5 HRSG 循環方式の比較

項目	自然循環方式	強制循環方式
1. 特長	循環ポンプ無しのシンプル構造	循環ポンプ有りの複雑な構造
	補機動力無し	循環ポンプによる補機動力の増加
	比較的低い建設および保守コスト	循環ポンプおよび付属設備による建設および保守コストの増加
	シンプル制御、高い信頼性と	循環ポンプ運転による複雑な

項目	自然循環方式	強制循環方式
	利用率（循環ポンプ故障による負荷制限無し）	制御
	コールド起動時の起動時間は両方式で差がない	
	自然循環力を確保するまでの時間を必要とするため、暖気またはホット起動時の起動時間が比較的長い。	循環ポンプにより暖気またはホット起動時の起動時間が短い
<b>2. HRSG 仕様</b>		
伝熱面積：	ベース	同左
鉄骨構造物量：	ベース	同左
循環ポンプ：	不要	必要（100%容量×2基）
ドラムレベルの安定性：	ベース	同左
ドラムサイズ：	ベース	同左
蒸気または缶水側の圧力損失：	ベース	比較的高い

（Source：JICA 調査団）

## (2) 排ガス流れの方向

排ガス流れの方向は、水平でも垂直でも適用可能である。垂直流れ方式は設置スペースを小さくできる。また、HRSG が煙突を兼ねるため、煙突材料が比較的少なくなる。

表 6.4-6に排ガス流れ方向の比較を示す。

表 6.4-6 排ガス流れ方向の比較

項目	水平流れ方式	垂直流れ方式
配置：		
設置面積	ベース	比較的小さい
GT 出口から煙突までの距離	ベース	比較的短い
高さ	ベース	同左または少し高い
煙突	独立煙突が必要	独立煙突は不要
缶水循環方式：	自然循環方式	自然循環または強制循環方式
伝熱面の支持方式：	トップサポート方式	同左
運転性：	ベース	同左
保守および点検：	ベース	自然循環方式に対しては比較的容易であるが、強制循環方式に対しては少し複雑
経済性：		
機器コスト	ベース	少し高い
運転コスト	ベース	自然循環方式に対しては、水平流れ方式と同じであるが、強制循環方式に対しては比較的高い

（Source：JICA 調査団）

### (3) 結論

上記の検討結果から、自然循環および強制循環方式共に適用可能であるが、自然循環方式の採用が望ましい。

排ガス流れ方向についても、水平および垂直ガス流れ方式共に適用可能である。排ガス流れ方式は、契約交渉時、製作者の推奨案および提案されるレイアウト等からの検討も必要である。

#### 6.4.7 蒸気タービン

蒸気タービンは、2圧力、1車室、復水型で、発電機に直結されているものとする。蒸気は、下方向または軸方向で空冷復水器に排出され、強制通風された空気により冷却される。

蒸気タービンは、少ない保守作業で、信頼性の高い経済的な運用を行えるようにメーカーの標準実証済み設計のもので、多くの運転経験を有するものとする。

提案される蒸気タービンは、その蒸気タービンに類似の設計であり、その少なくとも1つのユニットは、入札締め切り時に6,500時間以上の商業運転時間を有するものとする。

蒸気タービンおよび補助設備は、CTMの全耐用期間にわたって、要求されているすべての運転条件下で連続運転するように設計されるものとする。

蒸気タービン最大能力は、ガスタービンが最大能力を発揮する運転条件下で運転されるときに、HRSGにより発生する圧力、温度、流量条件の蒸気を呑み込めるような能力であるものとする。

蒸気タービンが指定された条件下で、指定された運用期間運転されたとき、その主要コンポーネント(車室および車軸)は、運用期間終了時点での寿命消費量が、そのコンポーネントの予想寿命の75%を超えないように設計されなければならない。

タービンは、それが可能な構造設計となっていれば、定期的間隔で羽根とローターの動作状態を簡単に検査できるように必要な数のボアスコープ・ポートを備えるものとする。

#### 6.4.8 燃料供給設備

CTMは、Pandeガス田からの天然ガスのみで運転される。

ガスタービンは、指定された天然ガスで運転できるように設計する。天然ガスの仕様を表6.4-7に示す。

燃料ガス供給設備は、ガスタービンの始動、停止、および連続運転に必要なすべての機器をカバーする。昇圧コンプレッサまたは減圧ステーション、前処理設備およびガス圧調節装置も、工事請負者の納入範囲に含まれる。新設されるガスステーションとの取合い点での圧力は、現状25barで計画されている。取合い点でのガス圧力を、ガスタービンの必要とする圧力に変更できた場合、ガス圧縮設備またはガス減圧設備の削減ならびに所内動力の削減を図るものとする。

る。前処理設備は、ガスタービンが継続して運転可能となるように天然ガスを前処理する。なお、比エネルギーは、周囲温度 20°Cおよび周囲圧力 101.3kPa の条件での値である。

表 6.4-7 燃料ガス性状

特性	
組成(モル%)	
メタン	90.823
エタン	3.452
プロパン	1.732
ノルマルブタン	0.535
イソブタン	0.449
ノルマルペンタン	1.212
イソペンタン	0.152
ノルマルヘキサン	0.172
ノルマルヘプタン	0.066
ノルマルオクタン	0.0018
ノナン	0.0002
酸素	0.027
窒素	2.454
二酸化炭素	0.001
硫化水素塩	0
合計	100.0
硫化水素塩(g/m <sup>3</sup> )	0.000
比エネルギー(kJ/kg)	
総比エネルギー	52,735
正味比エネルギー	47,562
比重(kg/m <sup>3</sup> N)	0.8056
温度(°C)	最小 9°C 最大 43°C Perf.点 28°C
取合い点での圧力(bar)	25

(Source : EDM)

#### 6.4.9 水処理設備

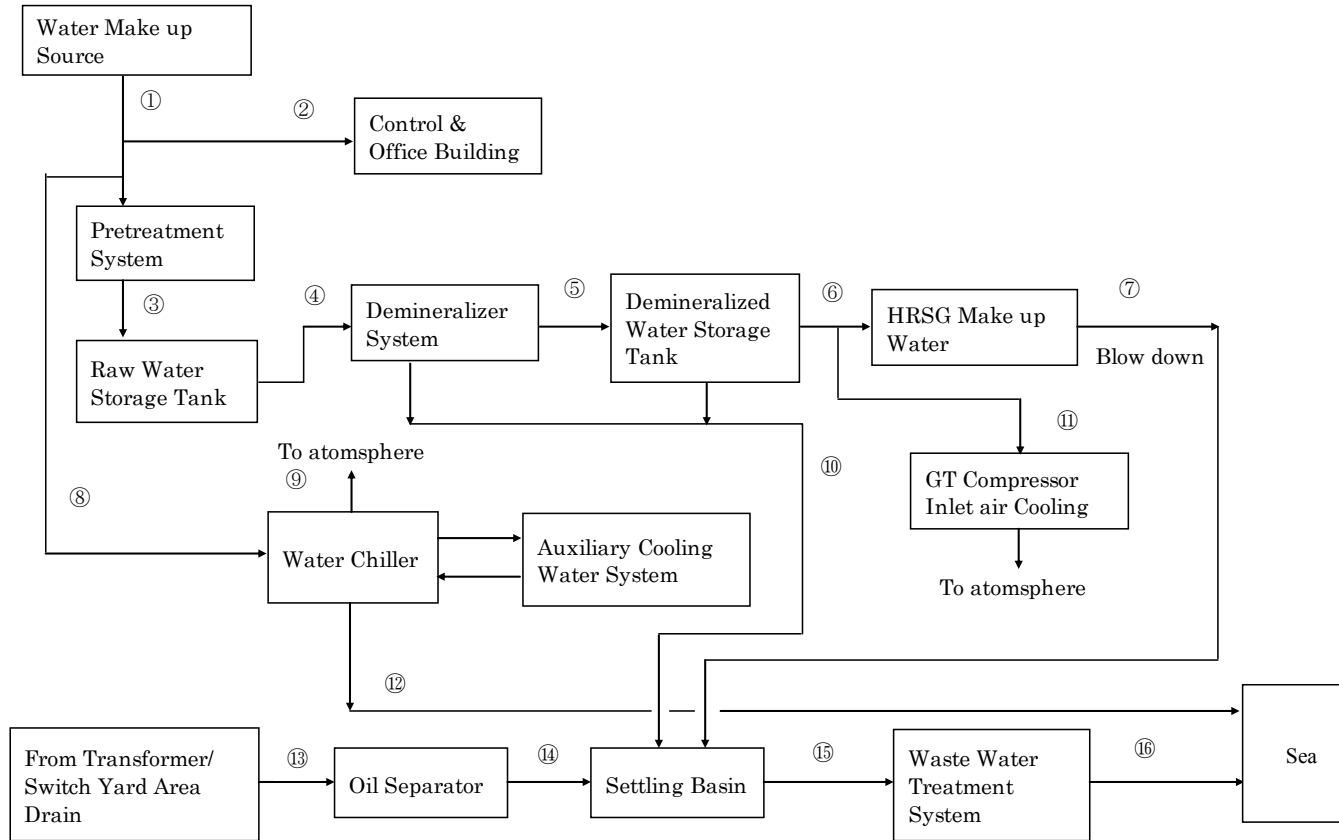
純水、飲料水、清浄水、消火用水、雑用水等のプロセス水は、CTM 発電所入口の用水配管から分岐され、必要により前処理装置を使用し製造される。

純水は、HRSG の補給水、ガスタービン吸気冷却、補機冷却水、薬液注入用水に使用される。工事請負者は、製造された純水性状が、HRSG、ガスタービン等に適しているかを確認しなければならない。

前処理装置（必要な場合）は、凝集沈殿槽、濾過器等から、純水装置は、薬品貯槽、再生装置等から構成される。なお、前処理装置の有無ならびに仕様は、用水の水質により決定される。工事請負者は、必要であるならば、代案を提出する。水処理設備のフローを図 6.4-4に示す。



Stream No.	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬	⑭	⑮	⑯
Flow (m <sup>3</sup> /h)	30	2	10	10	9	9	1	18	13	1	8	5	3	3	5	5



(Source : JICA 調査団)

図 6.4-4 水処理フロー (水バランス)

#### 6.4.10 排水処理設備

排水は、HRSG ブロー水、ガスタービンおよび蒸気タービン建屋の床ドレン、変圧器区域の表面排水である。

汚水とトイレ排水は浄化槽で処理される。

ガスタービンおよび蒸気タービン建屋の床ドレンは、変圧器地域の表面排水は、油分離装置を通し、排水処理装置で処理される。排水処理後、これらのクリーンな排水は、マプト湾に放水される。

#### 6.4.11 消火設備

##### (1) 火災安全方法

CTM CCGT は、発電所の職員と設備を火災などの災害から守るために、設備間に十分な距離を確保し、設備や材質を耐火仕様にするなどの設計、建設計画を行う。

危険地域は、危険物の種類、取扱い方法別に設定される。消火対象装置、区域、建屋の異なる運用を保護するために、異なる消火設備を設置する。

CTM CCGT の消火設備は、NFPA850 に従い、最低でも 2 時間（容量 300m<sup>3</sup>、圧力 10bar）の火災に耐えられる容量とする。

消火ポンプ室は以下の設備で構成する。

電気式ジョッキーパーンプ	100 %	容量	1 台
主電気式ポンプ	100 %	容量	1 台
主ディーゼル式ポンプ	100 %	容量	1 台

最も厳しい状況での必要水量および必要圧力は、主電気式ポンプによって確保され、主ディーゼル式ポンプは、主電気式ポンプが故障した場合のために、待機状態とする。主ディーゼル式ポンプの容量は、主電気式ポンプと同じ容量とすること。

表 6.4-8 対象建屋・地域ならびに消火設備

項目	建屋および区域	消火設備
1	ガスタービン	二酸化炭素消火設備
2	蒸気タービン潤滑油、潤滑油ポンプ	粉末消火設備
3	蒸気タービン軸受	粉末消火設備
4	蒸気タービン建屋	スタンドタイプ設備
5	発電機、起動用変圧器	粉末消火設備
6	油タンク	泡消火設備 防油堤の保護
7	制御室	ケーブルの地階：散水装置 制御室：アルゴン式か類似式
8	電気設備／開閉装置	散水装置 必要に応じて移動式消火器
9	ヤード	給水栓
10	共通	制御室の火災・ガス検出設備のための保護装置

(Source : JICA 調査団)

## (2) 消火設備の概要

CTM CCGT の消火設備は、一般的に NFPA の規定を適用するが、「モ」国の消防法も遵守する計画とする。消火器は、NFPA10 に従い、配置する。更に、NFPA72 に従い、建物の火災報知器、自動火災検知器および火災表示盤を設置する。消火系統は、NFPA に従い、2 時間の消火水を供給できる系統とする。主要な消火配管は、給水栓、散水装置に効果的に消火水を供給できるように敷設する。消火水の供給設備は、ある箇所の故障時にも他の箇所が継続して消火設備の機能が維持できるような分離できる設備とする。油タンクには泡消火設備を設置する。

## 6.5 電気及び制御装置

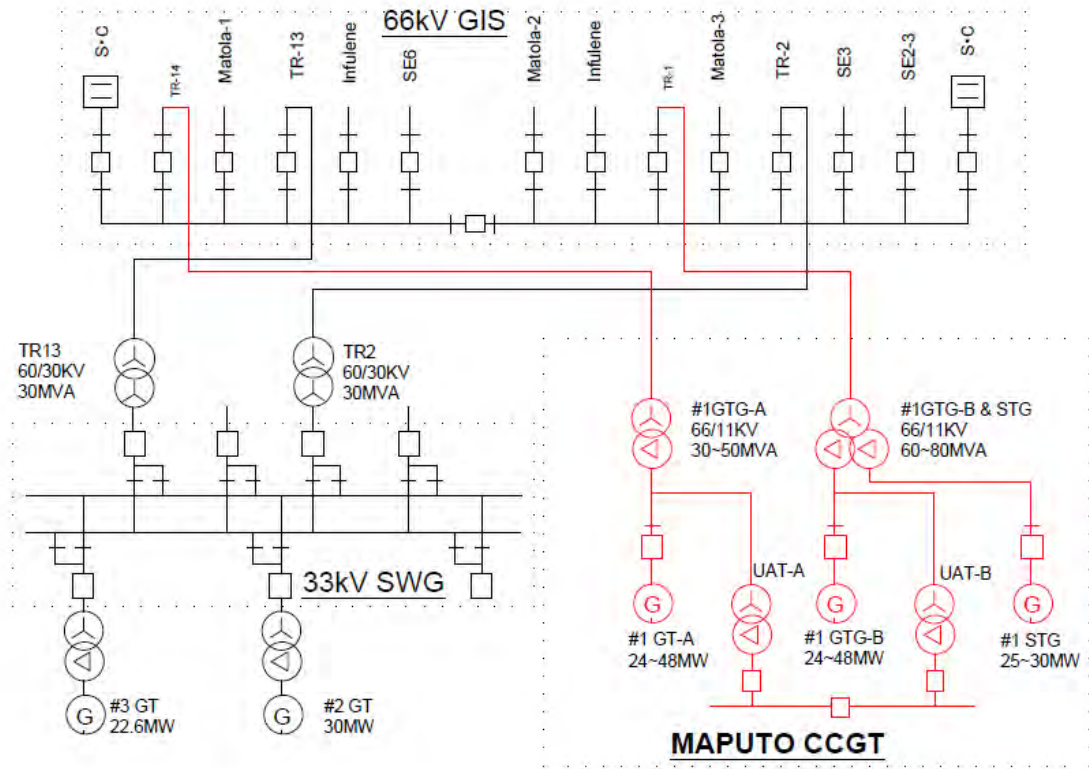
### 6.5.1 電気設備

#### 電気系統概要

ガスタービン発電機-A（以下「GT-A 発電機」）は単独の発電機昇圧変圧器を介して 66 kV 変電所に接続する。GT 発電機-B と蒸気タービン発電機（以下「ST 発電機」）は 3 巻線型変圧器 1 台を介して 66 kV 変電所に接続する。この方式は発電機と変圧器をペアで使う方式に比べ変圧器が 1 台少なくできる経済的な利点がある。また系統に接続するために 66kV 変電所の開閉装置も 2 セットですむ。接続予定の既設 66kV GIS 変電所は 2 セクションの単母線構成であり遮断器を追加するためには、母線に接続されている送電線を全停止しなければならない。しかし現在 33 kV 変電所連絡の変圧器 2 台が撤去されて、2 か所のスイッチギヤベイが空いている。今回このベイに発電機昇圧変圧器 2 台を接続する計画とする。従って 66kV 送電線の停止は発生しない。

通常発電機の系統への接続は発電機主遮断器(以下「GMCB」)で行われる。

所内単独運転後の系統への再並列は 66kV 変電所の GIS を用いる。図 6.5-1に全体の電気系統概要を示す。



(Source : JICA 調査団)

図6.5-1 電気系統概要

**(1) GT・ST 発電機****a. 発電機仕様**

発電機は次表仕様を標準とする。

**表6.5-1 発電機仕様**

	GT 発電機 (2台)	ST 発電機 (1台)
発電機種類	三相交流同期発電機	三相交流同期発電機
極数	2	2
相	3	3
容量	24MW~48MW	20MW~30MW
周波数	50Hz	50Hz
回転数	3,000rpm	3,000rpm
端子電圧	11kV	11kV
力率	0.85 (遅れ) 運転 lag0.85~lead0.95	0.85 (遅れ) 運転 lag0.85~lead0.95
短絡比	0.45 を下回らない	0.45 を下回らない
絶縁クラス	固定子：F種、回転子：F種	固定子：F種、回転子：F種

(Source : JICA 調査団)

発電機定格出力はガスタービン及び蒸気タービンの最大出力に対応した値であること。上記の発電機容量は採用されるであろう CCGT のおおよその出力の幅を示したものである。また定格電圧は 20~40MW クラスの発電機で一般的に採用されている電圧である。最終的には発電機のメーカーの設計電圧を適用する。

定格力率は遅れ 0.85 とする。通常運転力率は遅れ 0.85 から進み 0.95 の範囲とする。

短絡比は系統安定性からの観点では大きい方が有利ではあるが、機械の小型化と自動電圧調整器 (AVR) の高速化に合わせ短絡比が小さくなってきている。マップ CCGT では最小値を 0.45 と規定する。系統安定度計算からも許容された値である。(IEC 60034-3 の推奨値：空気冷却の場合、定格出力 80MVA を超えないとき：0.45 を下回らないこと)

**b. 発電機冷却設備**

GT および ST 用の発電機冷却は、空気冷却式を採用する

解放型空気冷却方式あるいは水冷却器を使用した Closed Cooling water 方式を採用するかは発電機製造者の推奨による。

**c. 励磁装置**

各発電機は、静止型サイリスタ励磁装置あるいは回転整流器励磁装置(ブラシレス励磁機)により界磁電流を供給される。励磁装置には励磁変圧器、界磁遮断器、初期励磁装置等の必要な物が含まれる。静止型サイリスタ励磁装置の場合励磁変圧器は発電機主回路から分岐するものとし、他電源からの供給方式は認めない。

#### d. 自動電圧調整装置 (AVR)

自動電圧調整装置 (AVR) は即応励磁型であること。AVR はマイクロプロセッサ型の 2 重系システムを採用する。AVR 装置は空調の整備された室内に設置されるべきである。AVR の機能として次のものを含む。

- 自動電圧調整器(90R)
- 界磁電圧調整器 (70R)
- 過励磁制限装置 (OEL)
- 低励磁制限装置 (UEL)
- 系統安定化装置 (PSS)
- 自動無効電力調整装置 (AQR)
- 自動力率調整装置 (APFR)
- 他必要とされる機能

#### e. GT 起動方式

GT の起動方式は、電動機駆動トルクコンバータ方式あるいは油圧ポンプ方式またはサイリスタ方式のいずれかとし、契約者の推奨によるものとする。

### (2) 発電機主回路

#### a. 計器用変流器(CT)

発電機主端子のブッシングには計器用変流器(CT)を設置する。CT は発電機比率作動継電器、変圧器比率作動継電器、その他保護継電器と電力量計を含む計器用として設置される。計器用は精度クラスを 0.2 級とする。2 次側電流定格は 1 A とする。

#### b. 計器用変圧器(VT)とサージアブソーバー(SA)

発電機と発電機主遮断器(GMCCB) の間に計器用変圧器 (VT) サージアブソーバー (SA) 及び発電機接地装置を設置する。設置場所は単独のキュービクルあるいは GMCCB 盤内とする。電力量計を含む計器用として用いる VT は精度クラスを 0.2 級とする。サージコンデンサの容量は製造者の推奨値とする。

#### c. 中性点接地装置

発電機の中性点は抵抗あるいは 2 次側抵抗器付単相変圧器を通して接地する。変圧器は乾式型であること。抵抗器は金属格子型のかつ非誘導型であること。発電機主端子から中性点接地装置までは単芯の XLPE ケーブルを用いる。

#### d. 発電機主遮断器

発電機と発電機昇圧変圧器間に発電機並解列用として発電機主遮断器(GMCCB)を設置する。遮断器の連続定格電流は発電機最大負荷に見合ったものを選定する。GMCCB の短絡電流容量は 66kV 変電所母線に最大 25KA の短絡電流が流入する条件で選定する。同期検出用として GMCCB の昇圧変圧器側には計器用変成器 (VT) を付ける。また GMCCB の両端には作業時の安全確保のための接地装置を設ける。

**e. 主回路接続**

発電機から GMCB 間、GMCB から発電機昇圧変圧器間、発電機昇圧変圧器間から 66kV 変電所間の接続を電圧階級に合わせた XLPE ケーブルを使用する。ケーブルは単芯のワイヤーアーマードケーブルとする。

**(3) 主要変圧器**

GT 変圧器、ST 変圧器、所内変圧器の接続状態は図 6.5-1 電気系統概要に示す。GT 発電機-A に 1 台の昇圧変圧器を接続する。GT 発電機-B と ST 発電機を 3 巻線の変圧器 1 台に接続して 66kV 変電所に送電する。所内変圧器 2 台は GT 発電機-A 及び GT 発電機-B の回路からそれぞれ分岐する。

**a. 発電機昇圧変圧器**

発電機昇圧変圧器は、発電機電圧(11kV クラス)を送電電圧(66kV)に昇圧するものである。変圧器は無負荷タップ切換装置付き(Off- load tap changer)、油絶縁屋外型三相変圧器とする。変圧器巻線方式は GTG-A 用は 2 巻線型で Y-Δ (YNd11)とする。GTG-B/STG 用変圧器は 3 巻線型で Y-Δ-Δ (Ynd11d11)とする。変圧器冷却方式は ONAN/ONAF (油入自冷/油入風冷)を採用する。高圧側中性点は直接接地とする。名盤定格容量については計算と協議に基づく。

**b. 所内変圧器**

所内変圧器(UAT)は、GT 発電機電圧 (11kV) を所内電源電圧 (6.6kV) に降圧するものである。

所内変圧器は負荷時タップ切換装置付き、油絶縁屋外型三相変圧器とし、変圧器冷却方式は ONAN (油入自冷)を採用する。変圧器巻線方式は Δ-y (Dyn1)とする。6.6kV 側中性点は抵抗接地 (5 オーム) とする。所内変圧器は 2 台設置しそれぞれ同一容量とする。常時の運転では 2 台共に運転状態であるが、1 台が運転状態から離脱した場合でも他の一台で全負荷を賄える容量であること。変圧器容量は暫定 3MVA と想定したが、受注者の所内電力の設計に基づく容量とする。

本計画は 6.6kV の負荷がある前提である。6.6kV 負荷としてガスコンプレッサと GT 起動装置を想定している。入札者が 6.6kV 負荷のない設計をした場合には変圧器 2 次電圧を 400V とする。この場合、変圧器中性点は直接接地とする。

図 6.5-2 に 6.6kV 電源のある場合の構成、図 6.5-3 に 6.6kV 電源のない場合の構成を例示する。

**表6.5-2 変圧器仕様**

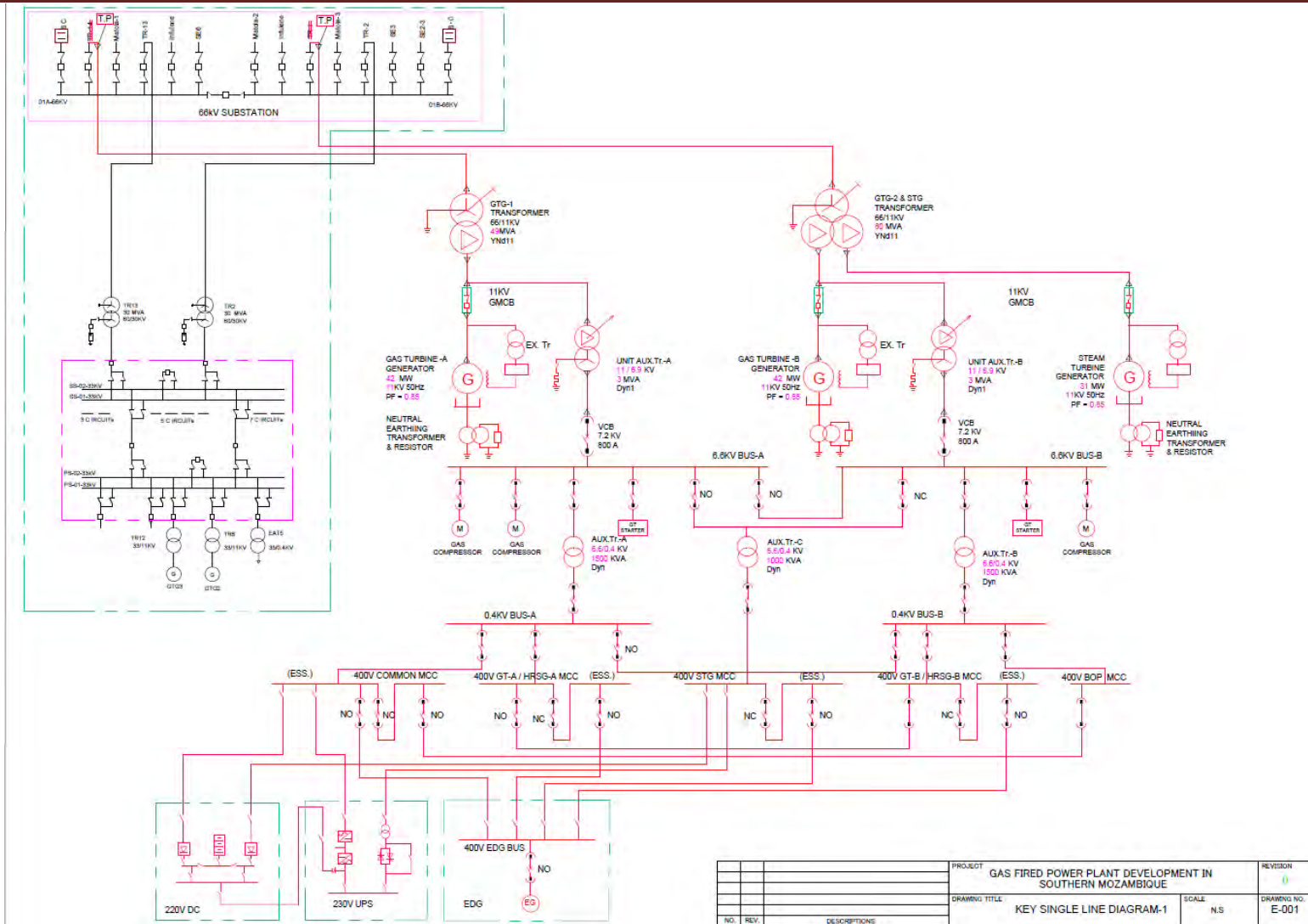
項目		GT-A 変圧器	GT-B/ST 変圧器	所内変圧器(2 台)
定格電圧	1 次	66 kV	66 kV	11.0kV
	2 次	11 kV	11 kV	6.6kV
	3 次	-----	11kV	-----
定格電流	1 次	411A	717A	158A
	2 次	2467A	2467A	263A
	3 次	-----	1638A	-----
定格	1 次	47MVA	82MVA	3 MVA

項目		GT-A 変圧器	GT-B/ST 変圧器	所内変圧器(2 台)
容量	2 次	47MVA	47MVA	3 MVA
	3 次	-----	35MVA	-----
相結線		YNd11	YNd11	Dyn1
冷却方式		ONAF (油入風冷)	ONAF (油入風冷)	ONAN (油入自冷)

(Source : JICA 調査団)

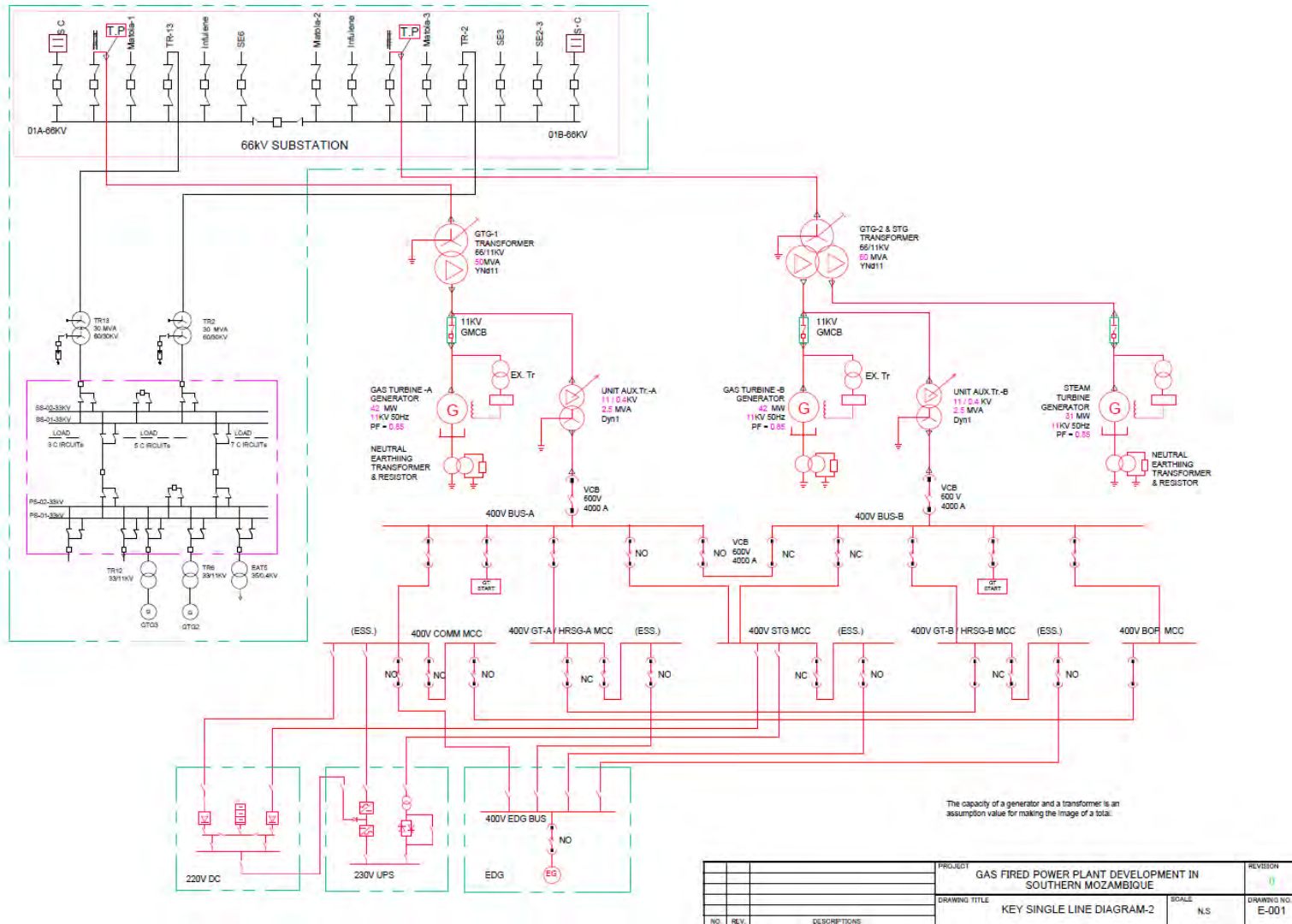
上記表は GT 出力 40MW、ST 出力 30MW の発電機を採用した場合の例である。なお、ガスタービンの最大出力は大気温度 10℃ ベースであるため実際の発電機昇圧変圧器の銘盤定格とは異なる。





(Source : JICA 調査団)

図6.5-2 単線結線図 1



(Source : JICA 調査団)

図6.5-3 単線結線図 2

#### (4) 所内電源

所内電源は所内変圧器 2 台で電源供給系統を構成する。

マップト CCGT で使用される設備は共通設備（水処理、排水処理設備など）を含め所内変圧器から電源を供給する。

また非常用電源として、3 相ディーゼル発電機を 1 基設置し、マップト CCGT の全停時の保安電源確保を可能とする。

##### a. 6.6kV 電源盤（6.6 kV 負荷がある場合）

6.6kV 電源盤は、発電設備を運転するために必要な補機駆動電源および共通動力電源を供給するものとする。

6.6kV 所内母線は A および B の 2 母線で構成される。母線構成は 3 相 3 線式とする。

各々の 6.6kV 所内母線はそれぞれのガスタービン発電機主回路から分岐した所内変圧器から電源供給を受ける。6.6kV 電源盤は 6.6kV 設備および 400V 所内母線に電源供給を行う。A と B の 6.6kV 所内母線は母線連絡遮断器を介して連絡される。通常時、母線連絡遮断器は開放されている。6.6 k V 電源盤は自動高速母線切り替え装置を備えるものとする。起動及び停止時あるいは運転時であっても 1 台の所内変圧器停止時には母線連絡遮断器を投入することによりマップト CCGT の全負荷に電源供給が可能である。

電源盤はメタルクラッド型で遮断器は真空遮断器(VCB)あるいはガス遮断器 (SF6CB) を使用する。図 6.5-2 単線結線図 1 参照

##### b. 400V 電源盤

400V 電源盤は、中容量電動機とモーターコントロールセンター (MCC) に電源を供給する。

電源は 6.6kV 母線から 6.6/0.4kV 乾式変圧器を経由して供給される。変圧器中性点は直接接地とする。母線構成は 3 相 4 線式とする。母線はライン線 L1,L2,L3 と共に中性線母線 N を設ける。

6.6 k V 電源盤のない構成において電源は 11/0.4 k V 所内変圧器から供給される。

図 6.5-3 単線結線図 2 参照

##### c. モーターコントロールセンター (MCC)

MCC は小型電動機及びプラントの 400V あるいは 230V 電源の供給に使用する。母線構成は 3 相 4 線式とする。母線はライン線 L1,L2,L3 と共に中性線母線 N を設ける。230V 単相負荷は中性線ライン間で供給する。開閉装置は引出型であること。

##### d. 非常用交流電源設備

ディーゼル発電設備を採用し、1 台設置するものとする。

非常用電源は、電源喪失時にディーゼル発電機から 400V 非常用母線に送電されるものとする。ディーゼル発電機はブラックアウト時のプラント安全停止を目的とするものである。ブラックスタート用とはしない。

発電機容量はプラント安全停止に十分余裕のあるものを選定する。主な負荷は交流軸受油ポンプ、交流制御油ポンプ、ガスタービン換気ファン、蓄電池直流充電器、無停電電源装置 (UPS)、交流非常用照明などである。

**e. 無停電電源装置 (UPS)**

無停電電源装置 (UPS) はプラントの制御電源あるいは停電を許されない重要な負荷に交流 230V を供給するために設置される。UPS は 230VAC、単相 2 線式、50Hz として設計される。UPS は交流から直流への変換器、直流から交流への逆変換器、電圧調整器付交流バイパス電源と切り替え用のスタティックスイッチ及び保守バイパス変圧器から構成される。UPS への直流電源は CCGT 用 220V 直流電源設備から供給される。

**f. 220V 直流電源設備**

220V 直流電源設備は 100%容量の充電器 2 台と 100%容量の蓄電池 1 郡で構成される。マップト CCGT 全停時の発電設備安全停止は蓄電池で確保できるものとする。

**(5) 発電機・変圧器保護及び計測**

発電機及び発電機昇圧変圧器の保護はマイクロプロセッサ型の 2 重系システムを採用する。直流及び交流の制御電源も 2 重化する。遮断器引き外し信号も 2 系統のロックアウトリレー (86) を経由した 2 重化とする。発電機及び発電機昇圧変圧器他主回路を保護する継電器の基本的構成を以下の表に示す。

**a. 発電機保護**

表6.5-3 発電機保護リレー

名称		要素
発電機比率差動	Generator Differential protection	87G
発電機逆相保護	Generator Negative Sequence protection	46G
発電機界磁喪失保護	Generator Loss of Excitation protection	40
発電機逆電力保護	Generator Reverse Power protection	32R
回転子地絡保護	Rotor Earth Fault Protection	64R
発電機脱調保護	Out-of-Step Protection	78
発電機固定子地絡保護	Generator Stator Earth Fault protection	59NG
発電機過電流	Generator Over current protection	51G
発電機過負荷保護	Generator Stator Overload protection	49G
発電機後備保護 (ZRy)	Generator Backup Impedance protection	21G
発電機過電圧保護	Generator Over Voltage protection	59G
発電機周波数高低保護	Generator Under and Over Frequency protection	81
発電機低電圧保護	Generator Under Voltage protection	27G
発電機過励磁保護 (V/F)	Over Excitation protection U/f	U/F24G
その他励磁機保護		

(Source : JICA 調査団)

**b. 発電機昇圧変圧器保護**

表6.5-4 昇圧変圧器保護リレー

名称	(電気保護)	要素
比率差動保護	Differential protection	87T

名称	(電気保護)	要素
過電流保護	Phase Over Current protection	51
比率作動地絡電流保護	Differential Earth Fault Current protection	87N
過負荷保護	Thermal Overload protection	49
逆相保護	Negative Sequence protection	46
名称	(機械的保護)	
ブッフホルツリレー	Buchholz relay	96P1
ガス圧リレー	Sudden pressure response devices	96P2
油温度リレー	Transformer oil temperature relay	26 Oil
高圧巻線温度リレー	HV winding temperature relay	26WH
低圧巻線温度リレー(A)	LV winding temperature relay(GT, GT/ST)	26WL
低圧巻線温度リレー(B)	LV winding temperature relay (GT/ST)	26WL

(Source : JICA 調査団)

## c. 所内変圧器

表6.5-5 所内変圧器保護リレー

名称	(電気保護)	要素
比率差動保護	Differential protection	87T
過電流保護	Phase Over Current protection	51
地絡過電流保護	Earth Fault Over current Protection	51N
過負荷保護	Thermal Overload protection	49
逆相保護	Negative Sequence protection	46
名称	(機械的保護)	
ブッフホルツリレー	Buchholz relay	96P1
ガス圧リレー	Sudden pressure response devices	96P2
油温度リレー	Transformer oil temperature relay	26Oil
高圧巻線温度リレー	HV winding temperature relay	26WH
低圧巻線温度リレー	HV winding temperature relay	26WL
タップ切替器保護	Protection of the tap changer	63OLTC

(Source : JICA 調査団)

## d. 電気制御計測

発電機並解列信号は DCS から発電機制御装置あるいは保護リレー盤を経由してハードワイヤを用いて GMCB あるいは 66kV 変電所に送られる。保護装置に関連する電流電圧信号もハードワイヤを用いて CT 及び VT から発電機制御盤あるいは保護リレー盤に接続される。

積算電力計及び性能試験にかかわる計器計測器は精度 0.2 以上の性能のものを用いる。

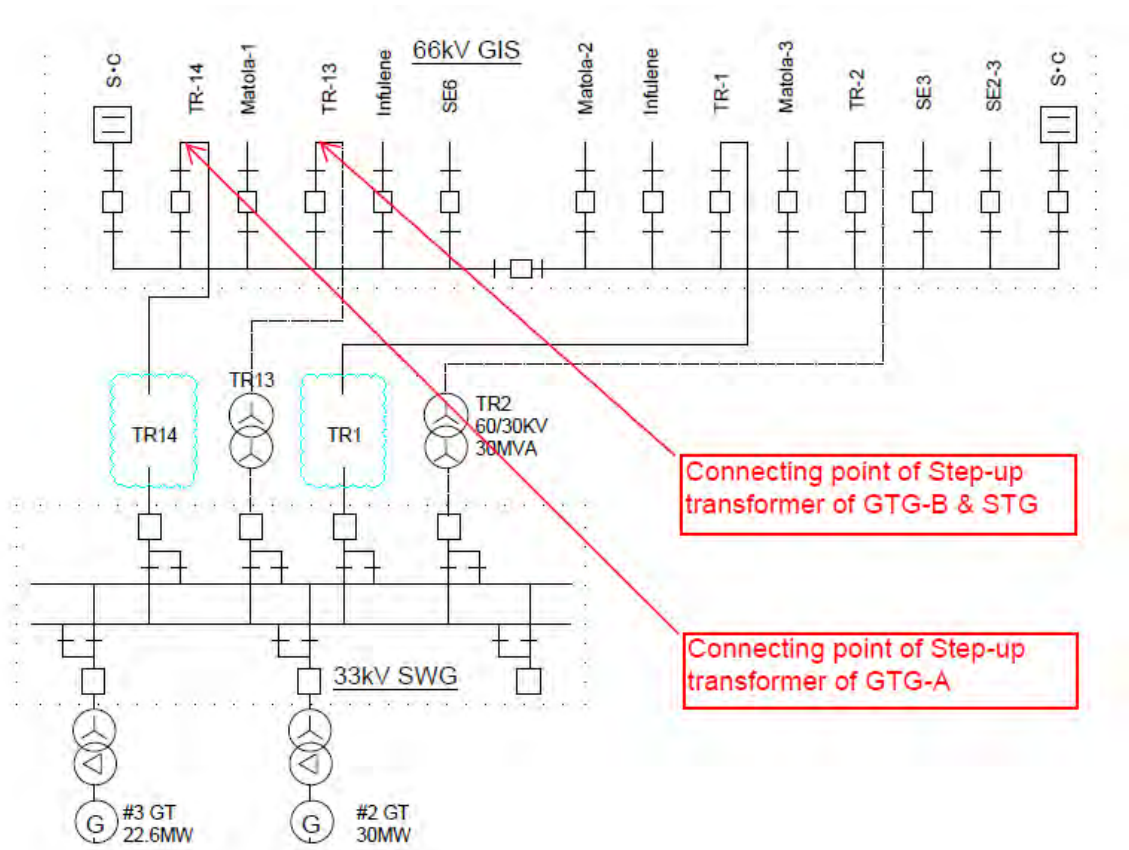
現場における運転監視用のメーターは 1.5 級以上とする。

(6) 変電所及び送電線

送電設備はインセプションレポートで述べられたように送電線の増強をすることなく既設設備を活用する計画とする。これを踏まえ既設 CTM 66kV 変電所を経由して CCGT の発電電力を送電する方法を検討する。

既設 CTM 66kV 変電所の 1A 母線には 3 回線の 66kV 送電線と 33kV 変電所連絡の 30MVA 変圧器 1 台が接続されている。また 1B 母線には 5 回線の 66kV 送電線と 33kV 変電所連絡の 30MVA 変圧器 1 台が接続されている。かつて 4 台設置されていた 33kV 変電所連絡の変圧器は 2 台が撤去されて 1A 母線及び 2A 母線それぞれに 1 か所のスイッチギヤベイが空いている。今回このベイに発電機昇圧変圧器 2 台を接続する計画とする。

現状の 66kV GIS 構成と昇圧変圧器の接続箇所を図 6.5-4 に示す。



(Source : JICA 調査団)

図6.5-4 GIS 配置ならびに接続点

## 6.5.2 制御監視システム

### (1) システム概要

すべての監視制御システムの設計は、CTM CCGT 職員および機器の安全性を最大限確保し、その一方で、可能な限り最高の可用性を念頭に置きつつすべての条件の下で CTM CCGT を安全に、かつ効率的に運転するようなものとする。

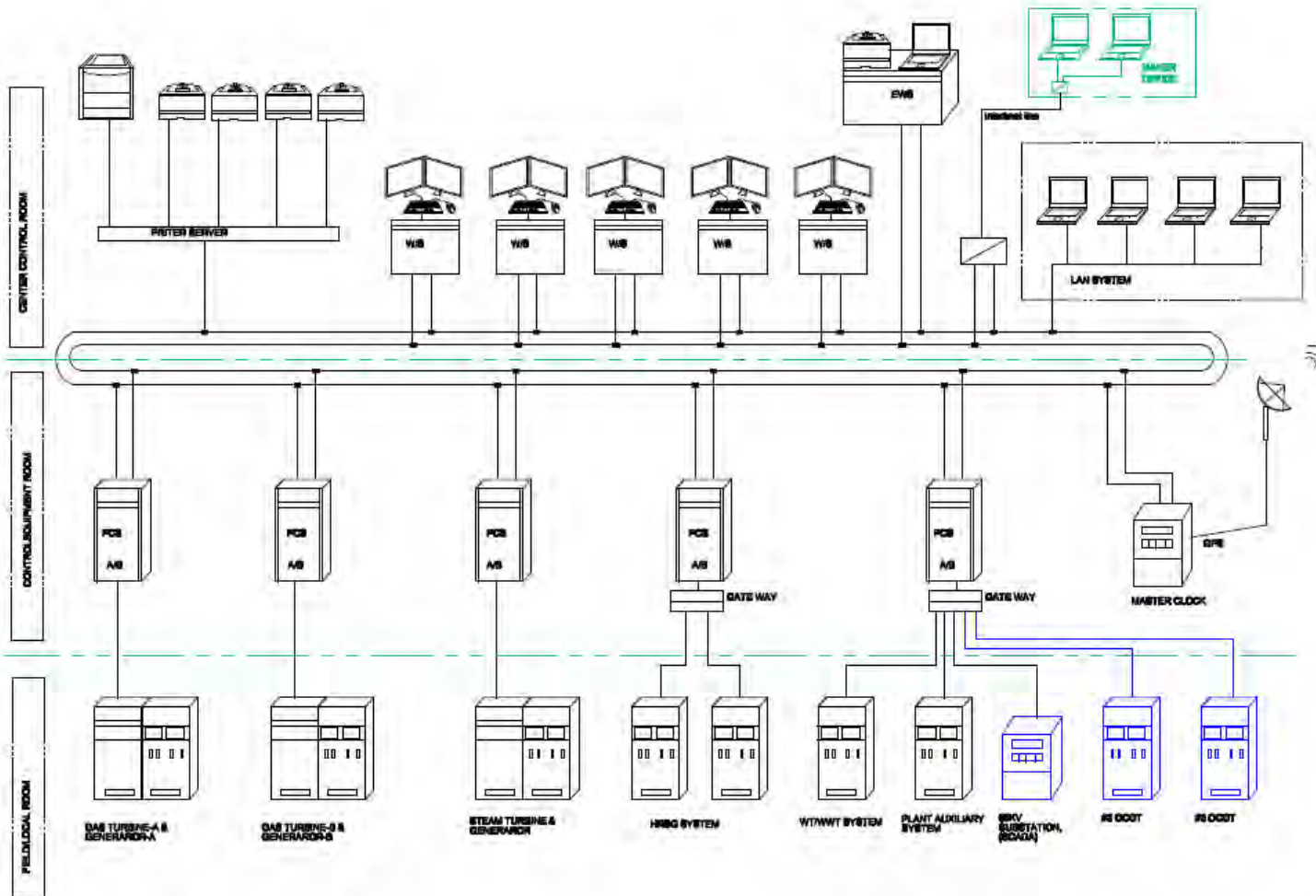
発電設備全自動運転を可能とする制御監視システムは、技術面、コスト面を考慮した DCS (Distributed Control System) 設備で構成する。DCS 設備は共通設備の制御監視を含む発電設備全体の制御監視を可能とする。

加えて既設 CTM OCGT 2号機および3号機を CTM CCGT とともに新設中央制御室において運転制御可能なものとする。

システム概要を図 6.5-5「プラント制御概要」に示す

DCS 設備の基本設計は下記の通り

- 演算および電源回路は 2 重化
- 入出力回路は 1 重化とする。但し重要回路は 2 重化を図る
- 電源供給は AC と DC の 2 重化(突き合わせ方式)とする。
- 基幹ネットワークは 2 重化とする。
- 運転操作はマウス操作を基本とする。



(Source : JICA 調査団)

図6.5-5 プラント制御概要



## (2) 発電設備制御監視装置構成

発電設備の制御監視装置は、DCS 設備、情報管理システム、保守管理システム、ネットワークシステムおよび関連装置により構成する。DCS 設備は、オペレータ・コンソール、タービン制御システム、データ収集システム、シーケンスコントロールシステム、プロセス I/O システムおよびこれらの周辺機器で構成し、これらの設備をネットワークで接続する。計器及びトランスジューサーの性能は下記を標準とする。

- 現場監視計器：2.0 級以上
- トランスジューサー：0.25 級以上
- 性能にかかわるトランスジューサー：0.2 級以上

## (3) 発電設備 DCS 機能

CTM CCGT 監視制御システムの設計では、GT および GT 発電機と ST および ST 発電機、HRSG および BOP(補機)、空気圧縮機設備などを備えた専用制御装置と組み合わせてデータロギング装置とともに最新技術の DCS(分散制御システム)を使用するものとする。

中央操作室内に設置されているオペレータ・コンソール盤は、キーボードおよびマウスとデュアル画面(2台の LCD:液晶ディスプレイ)で構成されるものとする。

GT 制御システム、ST 制御システム、HRSG およびローカル制御システムは、冗長通信リンクおよびハード配線信号で DCS に結ばれるものとする。

空気圧縮機制御システム、補助蒸気供給制御システムなどは、直接、またはリモート I/O を介して、DCS I/O キャビネット内に送られるものとする。

LCD グラフィックスは、機器およびプロセス条件の監視制御、記録、ステータス、および警報を操作員に知らせるものとする。

GT、ST、および HRSG の保護制御を行うための検出は、発電設備信頼性を高めるため冗長性/三重構成とする。(2 out of 3)

制御システムは、自動方式により発電設備を操作し、制御するように設計されるものとし、また発電設備状態の情報および起動停止操作やトラブルシューティング、通常運転状態を操作員に伝えるものとする。

制御システムの制御ロジックおよびグラフィックディスプレイの構成は、メンテナンス員が現場で修正および変更を容易に、間違いなく行えるように設計されるものとする。

下記の機能を有する DCS 設備を計画する。

### a. タービン制御監視機能

- GT 制御監視、GT 保護回路
- HRSG 制御監視、HRSG 保護回路
- ST 制御監視、ST 保護回路
- 復水器制御
- 制御系統制御
- 軸受油系統制御
- 並解列制御

- 発電機保護、励磁制御、電圧制御
- 補機制御監視

#### b. 情報収集／管理機能

- スキャンおよび警報
- プロセス計算(含む性能計算)
- データログ機能およびデータ表示
- 共通設備の制御監視機能
- 燃料設備
- 水処理設備
- 排水処理設備など

これらの共通設備は、設備毎に独立した監視制御装置を設置する。発電設備本体の運転に与える影響を考慮し、演算および電源回路などの多重化をはかり信頼性の高いシステムとする。

#### c. 保守機能

DCS の保守のため、下記の機能を有する保守ツールを設置する。

- 制御回路設定／変更機能
- 系統図表示／変更機能

LTSA 契約で規定されたときガスタービン設備のメーカーオフィスにおいての遠方モニタリングが可能な構成にする。

#### d. SCADA との連携機能

CCGT の発電機が接続される変電所の情報をモニタするために SCADA と DCS 間に情報の回路を構成する。DCS 側では既設 SCADA との整合をとるために SCADA の要求する通信規格を準備する。DCS からは給電部門が要求する信号及びデータを渡す。

### (4) コミュニケーションシステム

発電所の運営及び監視・連絡に必要なシステムを構成する。

#### a. 電話設備

発電所構内連絡用にコードレス電話を設置する。構内交換機 (PBX) を設置して内線同士の通話と公衆電話網への接続を行う。

設備には MDF (Main Distributing Frame)、PBX、内線端子箱、ワイアレス発信機、端末送受話器を含む。

#### b. 無線装置

モザンビーク政府によって承認された周波数及び出力の無線装置を設置する。複数の周波数帯と子機を備え中央操作室に設置する親局からの一斉通話及び同一バンドに設定した子機同士の通話を可能とする。

#### c. 時計装置

GPS 装置 (Global Positioning System) を備えた時計装置を設置する。

DCS 及び主要制御装置は時計の同期をとる。SCADA システムとの同期も考慮する。

#### d. LAN システム

LAN システムを構成して中央操作室、一般事務所、会議室等でのインターネット環境及びイントラネットの環境を整備する。

## e. CCTV システム

機器運転状況の遠方監視と構内セキュリティ監視のために CCTV 装置(Closed Circuit Television)を設置する。カラーカメラを採用し次の機能を持つこと。夜間監視、ズーム機能、チルト機能、自動及び手動焦点調整モニタは中央制御室及び警備室に設置する。

## 6.6 土木・建築設備

### 6.6.1 設備概要

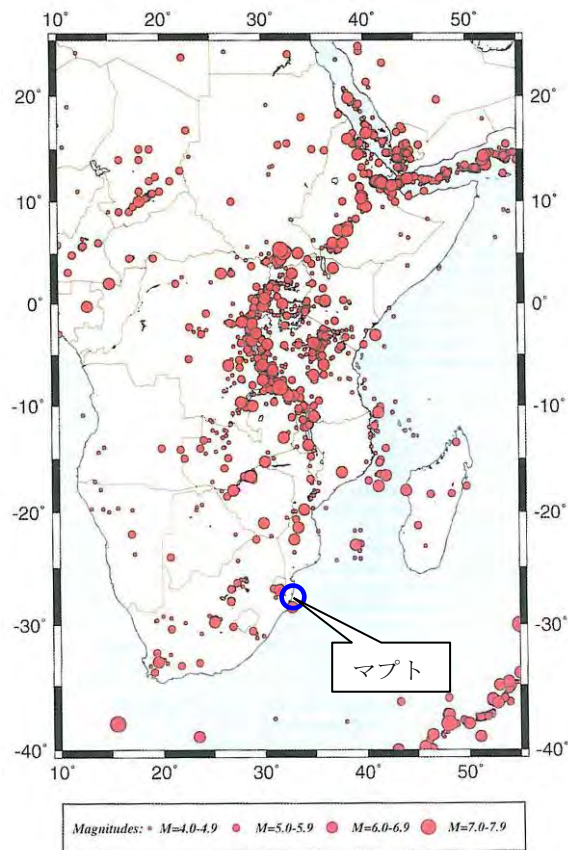
本プロジェクトで必要となる主な土木・建築設備のうち主なものを以下に示す。

- 基礎工事（既存オイルタンクの撤去工事を含む）
- 蒸気タービン建屋
- 制御棟
- その他の建屋（倉庫、修理工場等）
- 雨水排水設備
- 道路工事

### 6.6.2 地震

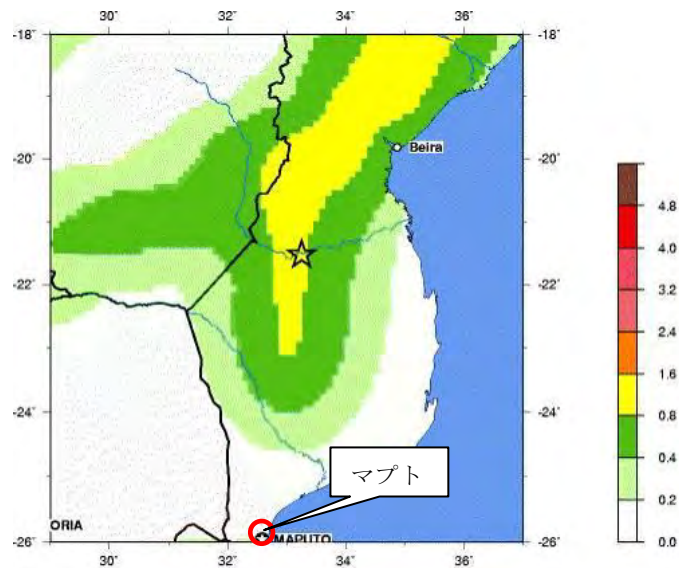
図 6.6-1は、627 年から 1994 年の間に、東部および南部アフリカ地域において発生した地震（マグニチュード 4.0 以上）の位置を示している。図よりマプトを中心として概ね半径 200km 以内で地震は発生していない。約 300 km 離れた地点で発生しているが、中規模（マグニチュード 7 未満）の地震である。

図 6.6-2 には、「モ」国における 50 年超過確率 10%の水平加速度（m/sec）の分布図を示す。図より、マプト市は、水平加速度は 0.2g（200gal 未満）のエリアに位置しており、地震の危険度が低いことが分かる。



(Source : Seismic hazard assessment in Eastern and Southern Africa, 1999)

図6.6-1 東部・南部アフリカにおいて過去に発生した地震（マグニチュード 4.0 以上）



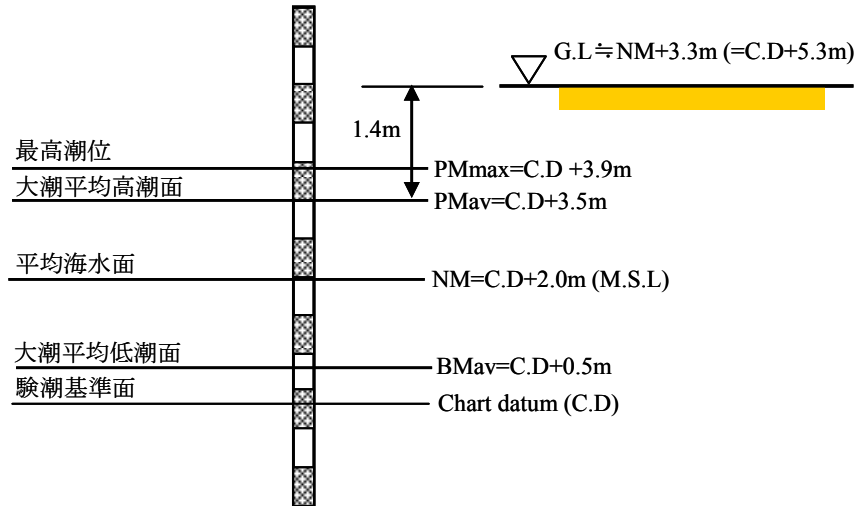
(Source : USGS)

図6.6-2 地震ハザードマップ（50年超過確率 10%の水平加速度（m/sec）の分布図）

### 6.6.3 設計条件

#### (1) サイトの地盤高

発電所予定地の平均地盤高は、約 EL+3.3m である。すなわち、平均水面（Mean Sea Level: MSL）+3.3m である。潮位と地盤高の関係図を以下に示す。



(Source : INAHINA から受領した資料に基づき調査団作成)

図6.6-3 潮位と地盤高の関係図

なお、上図における最高潮位（Pmax）の定義は、“平均的な気象条件において発生し得る最高潮位”であり、実測された既往最高潮位ではない。INAHINA によれば、マプト港では例年4月頃に PMmax が現れることが多いとのことである。

標高（EL）は平均水面（M.S.L）からの高さであるから、CTM サイトの地盤高は最高潮位に対して1.4mの余裕高があることになる<sup>2</sup>。一般に、気圧が1hPa低くなると海面は約1cm上昇する。仮想的なケースとして、PMmaxと熱帯低気圧の襲来が重なり100hPa程度の気圧低下があったとしても海面上昇は1.0mであるから、CTM サイトが高潮被害を受けることは想定されない<sup>3</sup>。以上より、CTMが高潮被害を受けることは想定されないことから、発電所予定サイトの地盤の嵩上げは基本的に不要と判断される。

なお、2000年の集中豪雨の際にGTG建屋で浸水被害が発生しているが、これは後述するように構内の排水不良が直接的な原因であったと考えられる。

#### (2) 設計風速

「モ」国には独自の建築設計基準は存在せず、ポルトガルやその他欧米の設計基準を準用することが多い。

本プロジェクトの設計風速は、過去のサイクロン襲来時の実測データを精査した上で決定する必要がある。

2) 国立航行水路研究所 (INAHINA) によると、港湾施設の計画・設計では、慣例的に PMmax+0.5m を設計地盤高としているとのこと。

3) INAHINA によると、観測史上、潮位が C.D+5.0m を超えたことはないとのこと。

### (3) 設計震度

先に述べたように「モ」国には独自の建築設計基準は存在しない。米国の Uniform Building Code (1997) は、「モ」国のマプト市の Seismic zone を「2A」としている。土質を C<sub>D</sub> (stiff soil profile) とすると水平設計震度は 0.071 (水平加速度 70gal) となる。これは、先に述べた 50 年超過確率 10%の水平加速度 (200gal 以下) ととも整合している。

### (4) 設計降雨強度

「モ」国の公共事業省が上下水施設の設計基準を定めており、その中でマプト市における降雨強度の算定式として以下のものを規定している。同式を本プロジェクトの雨水排水設備等の設計で適用するのが妥当と考えられる。

$$I(\text{mm/h}) = a \times t(\text{min})^b$$

ここで、T: 再起確率年

I: 降雨強度 (mm/h)

a, b : 定数 (下表の値)

t : 降雨継続時間 (min)

表6.6-1 降雨強度と再起確率

T (年)	2	5	10	20	25	50
a	534.0468	694.504	797.3841	896.5751	930.8815	1026.694
b	-0.5075	-0.59383	-0.5869	-0.58197	-0.58119	-0.57749

(Source: Regulation of public systems for water supply and wastewater drainage (Decree 30/2003, 1. July; DNA, 2003))

上式において、再起確率 50 年、降雨継続時間 1,440 分 (24 時間) として降雨強度を計算すると 13.6mm/h となる。これを 24 時間雨量に換算すると 326mm となり、観測史上最高を記録した 2000 年 2 月 6 日の日雨量 (322mm) とほぼ一致する。このことから雨水排水設備の設計における再起確率年として 50 年を採用する。

## 6.6.4 基礎の設計

### (1) 基礎形式の選定

主要機器および主要構造物の基礎については、原則的に沈下が許容されないことから杭基礎を標準とする。杭種は「モ」国における実績および流通性などから場所打ち杭が適切と考えられる。ボーリング調査の結果、支持層は地表から 5~15m の深さにあることが判明しており、支持層への根入れ長を考慮すると杭長は 10~20m 程度になると予想される。

パイプラックの基礎については、直接基礎形式の場合にフーチングが周りの構造物と干渉する恐れがあるため杭基礎を標準とする。その他の雑基礎やトレンチなどは基本的に直接基礎とする。

なお、既存のオイルタンクと防油堤は、新設のガスタービン、煙突、HRSG、パイプラック等の基礎と一部干渉するため、基本的に全撤去する必要がある。既存オイルタンク下の支持杭は埋め殺しにするのが適切と考えられるが、基礎撤去時に、杭の位置を確認して図面に落とし、新規の杭を干渉させないように配置する必要がある。



(Source : EDM)

図6.6-4 オイルタンクの設置工事の様子 (1970年代)

(2) 主要機器基礎の概略検討

a. 設計条件

主要な設計条件を下表に示す。

表6.6-2 設計条件

項目	内容
検討条件	1)断面設計は許容応力度法を用いる。 2)振動機器 (GTG、STG等) の基礎については、振動解析を行なって基礎の固有振動数が機器側で定める許容値以下であることを確認する。
地盤条件	土質は砂質土を想定し、土質定数はN値より推定する。
荷重条件	設計に当たり以下の荷重を考慮する。 1)機器荷重 2)死荷重 (鉄筋コンクリートの単位重量 : 24kN/m <sup>3</sup> ) 3)地震荷重
杭の許容支持力	場所打ち杭を想定し次式により推定する。 長期許容支持力 : $R_a = 1/3 \cdot R_p + 1/3 \cdot R_f$ 短期許容支持力 : $R_a = 2/3 \cdot R_p + 2/3 \cdot R_f$ 極限先端支持力 : $R_p = 150 \cdot N \cdot A_p$ 極限周面摩擦力 : $R_f = 10/3 \cdot N_s \cdot L_s \cdot \phi + 1/2 q_u \cdot L_c \cdot \phi$ ここで、 A <sub>p</sub> : 杭先端の有効断面積 (m <sup>2</sup> ) N : 杭先端付近のN値の平均値 N <sub>s</sub> : 砂質土のN値 L <sub>s</sub> : 杭が砂質土地盤に接する長さ(m)

項目	内容
	$\phi$ : 杭の周長 (m) $q_u$ : 粘土質地盤の一軸圧縮強度 (但し、 $q_u$ は 200 以下) の平均値 (kN/m <sup>2</sup> ) $q_u=12.5N^4$ として N 値から推定。 $L_c$ : 杭が粘性土地盤に接する長さ (m)

(Source : JICA 調査団)

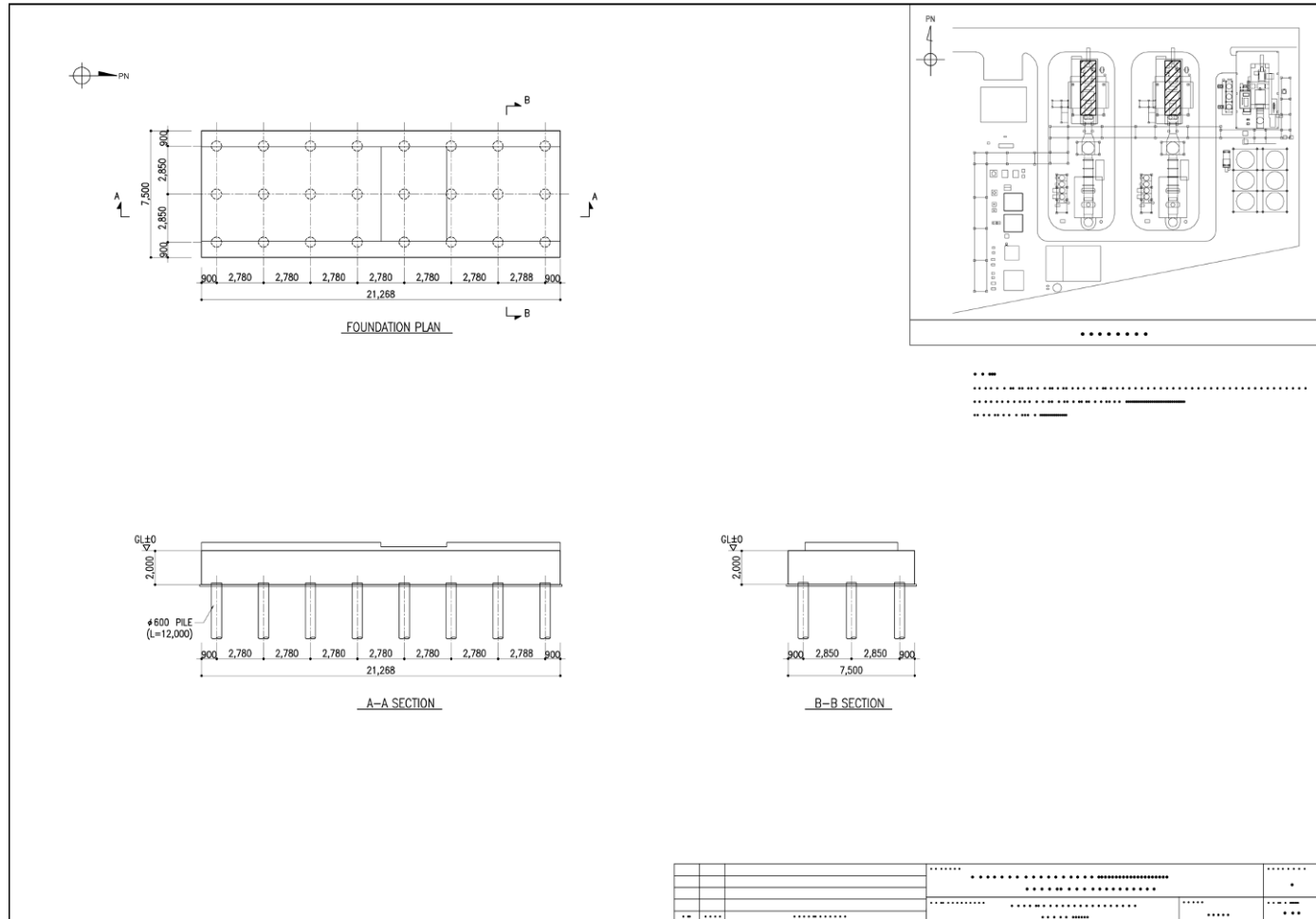
## b. 検討結果

振動機器（ガスタービン、蒸気タービン等）の基礎については、振動解析の結果から得られる必要基礎重量から断面が決定する。ガスタービンの場合、基礎厚さとして 2.0m 程度が必要となる。この結果、静的解析では断面に余裕があり、鉄筋量は最小鉄筋量で決まる。

図 6.6-5 にガスタービン基礎の概略図を示す。

<sup>4</sup>横浜市構造設計指針による。





(Source : JICA 調査団)

図6.6-5 ガスタービン基礎の概略図

### 6.6.5 建築構造物等

本プロジェクトで必要とされる建築構造物の主要な仕様を下表に示す。

表6.6-3 南部火力発電所の主要建築構造物（草案）

名称	仕様
蒸気タービン建屋 (Steam turbine building)	<ul style="list-style-type: none"> <li>天井クレーンを設置した鋼構造物とする。</li> <li>側壁は、型鋼と鋼板の組み合わせとし、屋根は鋼トラス構造とする。</li> <li>換気用のルーバーと窓を設置する</li> <li>20～30年のライフタイムを考慮した設計を行う。</li> </ul>
制御棟 (Control building)	<ul style="list-style-type: none"> <li>鉄筋コンクリート造の構造物とする。</li> <li>建屋の壁は、穴あきレンガ、セメントブロック、またはコンクリートで造築する。</li> <li>大部分の部屋には空調設備を備えるものとする。</li> </ul>
修理工場 (Workshop)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1階建ての鋼構造物とする。</li> <li>クレーン1機を設置する。</li> </ul>
倉庫 (Warehouse)	<ul style="list-style-type: none"> <li>修理工場と同様の構造とする。</li> <li>クレーン1機を設置する。</li> </ul>

(Source : JICA 調査団)

### 6.6.6 雨水排水設備

本報告書の5.1.1項で述べたとおり、CTMサイトの北側に位置する高速道路の盛土が分水嶺の役割を果たすため、道路の北側に降った雨は基本的にCTMサイトの方向には流れてこない。さらに、CTYMのすぐ北側に位置する鉄道の両側には十分な通水能力を有する排水路が設置されているので、敷地外の雨水がCTM内に浸入することはない（図6.6-6の写真（左）および図6.6-7を参照）。他方、CTMの構内には、排水路網が存在しない。これが、観測史上最高の322mmの日雨量を記録した2000年2月6日に、1号GT建屋およびの2号GT建屋で浸水被害が発生した直接的な原因と考えられる。なお、既設の1号GT建屋及び2号GT建屋の入り口付近の地盤高は周辺地域よりも低く雨水が集まり易いので、ここに雨水枡が設置されている。しかしながら、図6.6-5の写真（右）に示すように定期的にメンテナンスを行なっていない様子はなく、雨水枡の蓋の穴は完全に土で塞がっていた。さらに排水管（φ約300mm）の終末端は土中に埋没しており（図6.6-6を参照）、CTM構内の雨水が適切に外部に排出されていないのは明らかである。



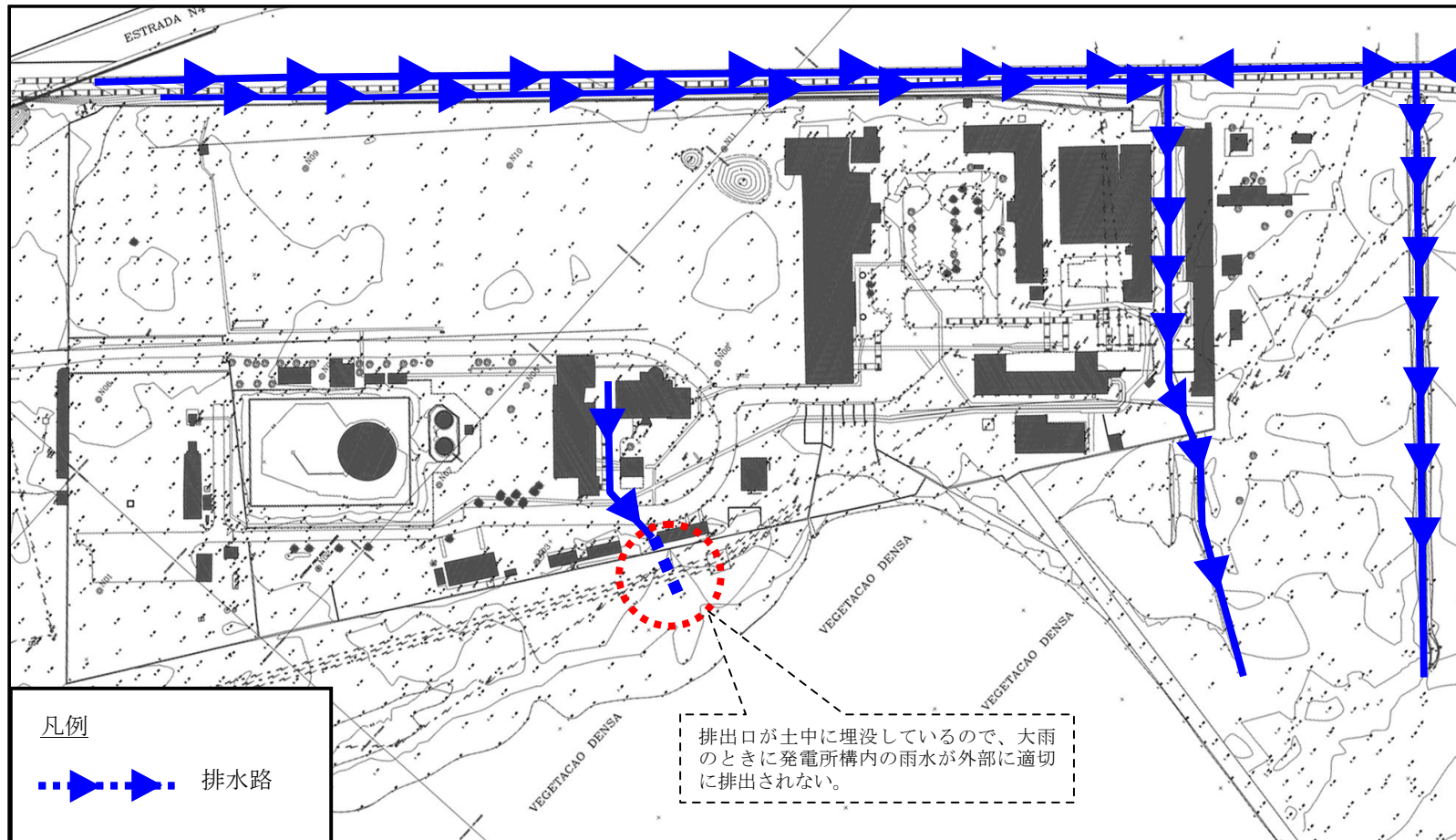
(Source : JICA 調査団)

図6.6-6 鉄道脇の排水路（幅70cm）及びCTM構内の雨水枡

なお、GT建屋の床面高さ（FL）と周辺の地盤高との差はほとんどなく、これも浸水被害が発生した要因の一つであると考えられる。実際に直ぐ近くにあるキャンティーン（食堂）のFLは周辺地盤高さよりも20cmほど高くなっており、2000年の集中豪雨の際に床上浸水被害は発生していない。

以上より、発電所の新設に伴い、CTM 構内に設計降雨強度に対して十分な通水能力を有する排水路網を設置する必要がある。排水路網を計画・設計する上での基本的な考え方は以下に示すとおりである。

- 既設道路を境界にして集水範囲を南北の2つに分ける。
- メンテナンスのし易さを考慮し、排水路はできるだけ開渠方式とする。
- 既存トレンチとの交差部には、逆サイフォンを設置する。サイフォン部分の管は掃除のし易さを考慮し、直径 800mm 程度の管を使用する。
- 各排水エリアの終端にオイルセパレータを設置する。



(Source : JICA 調査団)

図 6.6-7 CTM 構内およびその周辺地域における既存の排水路

## 第7章

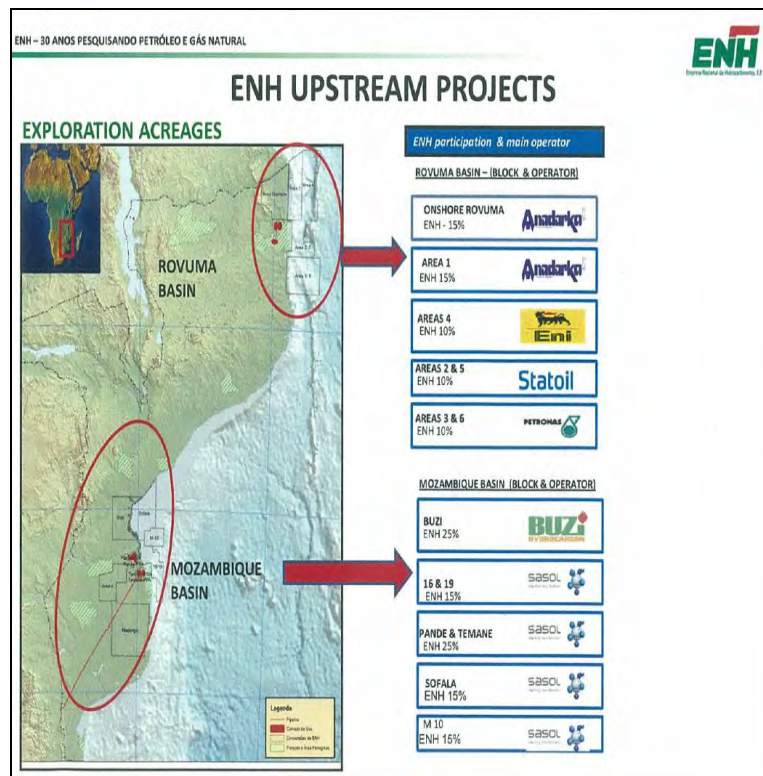
### 天然ガス供給計画

## 第7章 天然ガス供給計画

### 7.1 天然ガス概況

「モ」国のガス田は現在北部ガボ・デルガード州の 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 7.1-1に示す。

Mozambique Basin では1961年に Pande 地区でガスが発見され、1962年に Buzi 地区、1967年に Temane 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 Sasol、Petronas、Hydro、DNO）が結ばれ、Sasol 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 Pande/Temane 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 Temane 地区で最初の商用生産が開始され、2009年には Pande 地区での生産が開始された。



(Source : ENH)

図 7.1-1 「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 7.1-1に示す。

表 7.1-1 Rovuma Basin と Mozambique Basin の開発・生産地区

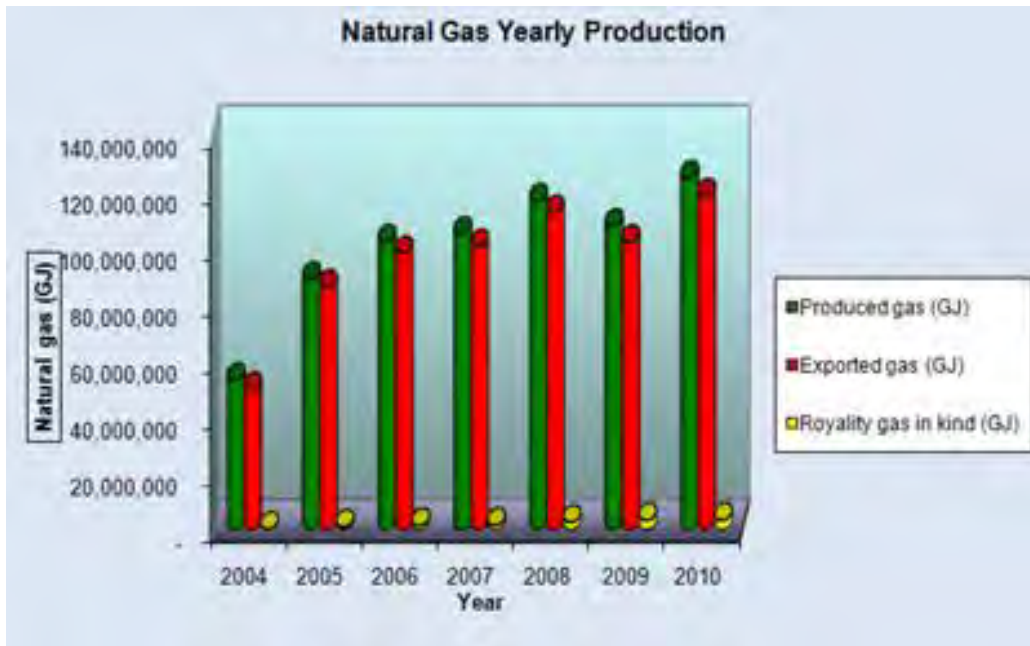
Rovuma Basin	
Block	Partners
Onshore Rovuma	Anadarko (35.7%), Wentworth (15.3%), Maurel & Prom (24%), ENH (15%), Cove Energy (10%)
Area 1	Anadarko (36.5%), Mitsui (20%) ENH(15%), Bharat Petroleum Corporation (10%), Videocon Energy Resources (10%), Cove Energy (8.5%)
Area 4	Eni (70%), ENH (10%), Galp (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%)

(Source : 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 Pande 地区 2.321～2.7 TCF、Tamane 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 Pande/Temane 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 Sasol 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)、Matola 付近で 3 MGJ/年 (Mozal 他))

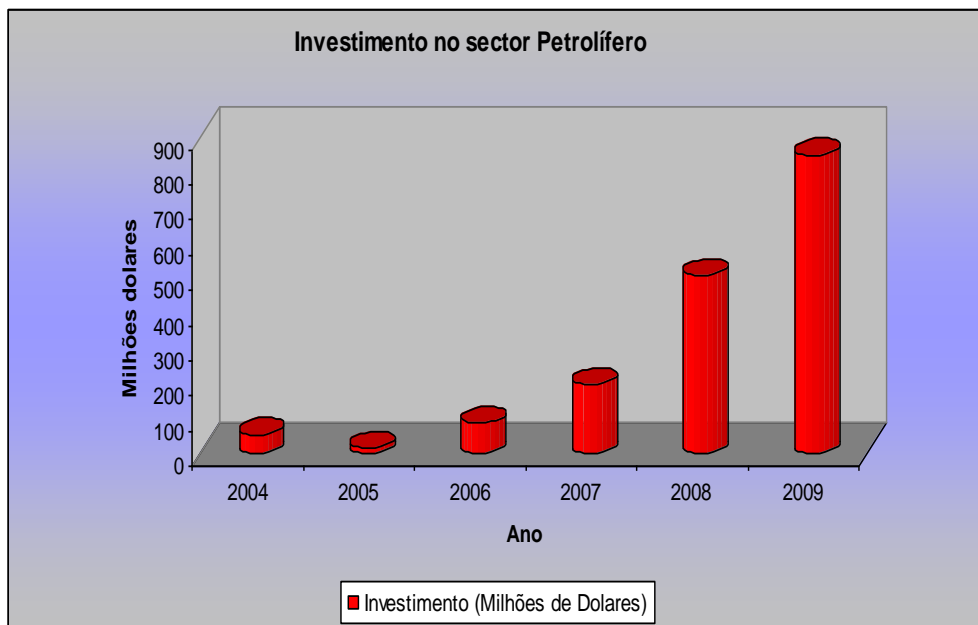
図 7.1-2に「モ」国のガス生産量の推移を、図 7.1-3に石油天然ガスセクターへの投資の推移を示す。



(Source : INP)

図 7.1-2 モザンビークのガス生産量の推移

## PETROLEUM ACTIVITIES INVESTMENTS ON EXPLORATION AND DEVELOPMENT



(Source : MMR)

図 7.1-3 石油天然ガスセクターへの投資の推移

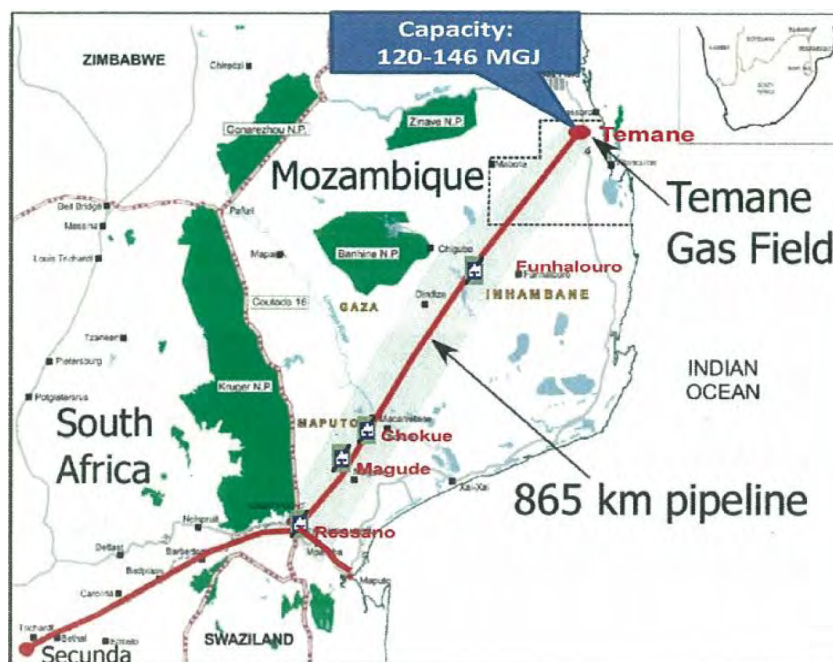


## 7.2 南部ガス供給

### 7.2.1 ガス生産量及びパイプラインルート

2004年に、「モ」国の Pande 及び Temane 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 Sasol 社が50%を保有）が完成し供用を開始した(図 7.2-1 を参照)。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 Pande 及び Temane 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。

Pande 及び Temane 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 年時点で稼動しているのは Maputo 州の Ressano Garcia テイクオフポイントだけであり、Chokwe 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 Ressano Garcia にあるテイクオフポイントから Matola 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 Matola 市のガス需要は Mozal アルミ精錬工場、Cimentos de Moçambique (セメント工場) など、3 MGJ/年 程度であるが、今後 Maputo 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。



(Source : ENH)

図 7.2-1 TEMANE – SECUNDA ガスパイプラインのルート

## 7.2.2 ガス供給量

Pande-Temane ガス田の生産設備の拡張工事は 2012 年に完成しており、これにより年間のガス生産量は 120MGJ/年から 183MGJ/年に増産された。

増産したガス 63MGJ/年は、モザンビークの電力市場に 27MGJ/年、南アの Sasol 社に 27MGJ/年、並びにモザンビーク政府にロイヤリティーとして 9MGJ/年がそれぞれ直接供給される。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、上記の拡張工事の完成しているので現在のガス供給量（183MGJ/年）に対して 57MGJ/年の容量マージンがあることになる。

### 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（ $=120 \times 5\% + (27+27) \times 6\%$ ）

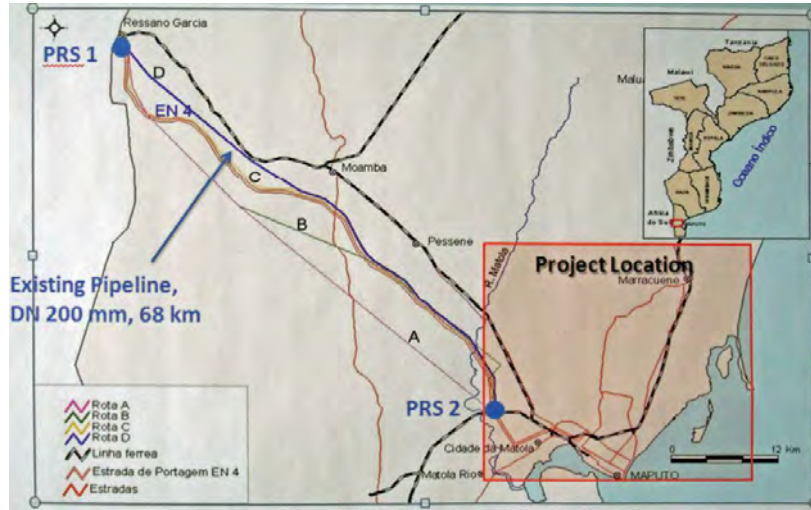
合計：183 MGJ/年

「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。

## 7.2.3 南部のガス供給ルート

Ressano Garcia 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、Matola 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、Matola 市内の需要家に供給されている。図 7.2-2に既存のパイプラインのルートを示す。



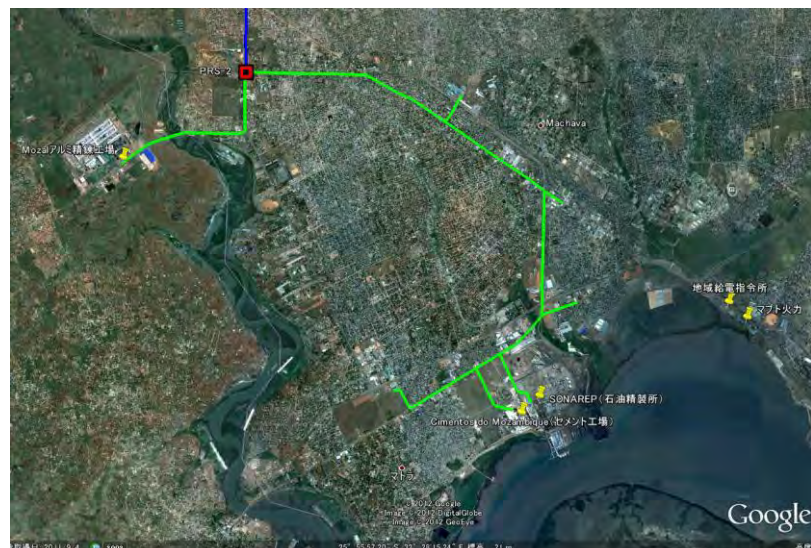
(Source : ENH)

図 7.2-2 MGC のガスパイプラインのルート

Ressano Garcia 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 Matola 市の PRS-2 からは需要家向けに 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 Mozal アルミ精錬工場、Cimentos de Moçambique（セメント工場）で消費されている。図 7.2-3 に既存の Motola 市内のガス配管網を示す。



(Source : ENH 資料を基に JICA 調査団作成)

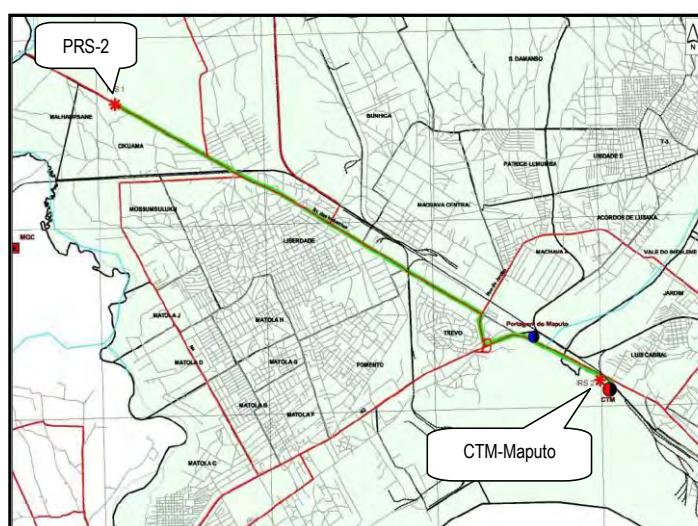
図 7.2-3 既存の Motola 市内のガス配管網（緑色のライン）

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、現在準備工事を行なっている（図 7.2-4 を参照）。ガスパイプラインの本格工事は、2013 年の 3 月から開始され、2014 年 1 月には完工予定である。この事業には、CTM 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 25bar に下げる予定である。新設のパイプラインのルート(PRS-2 から CTM まで)を図 7.2-5 に、CTM 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 7.2-6 に示す。



(Source: EDM)

図 7.2-4 ガスパイプライン準備工事前倉庫の建設状況



(Source : ENH)

図 7.2-5 PRS-2 から CTM までのパイプラインのルート (緑色のライン)



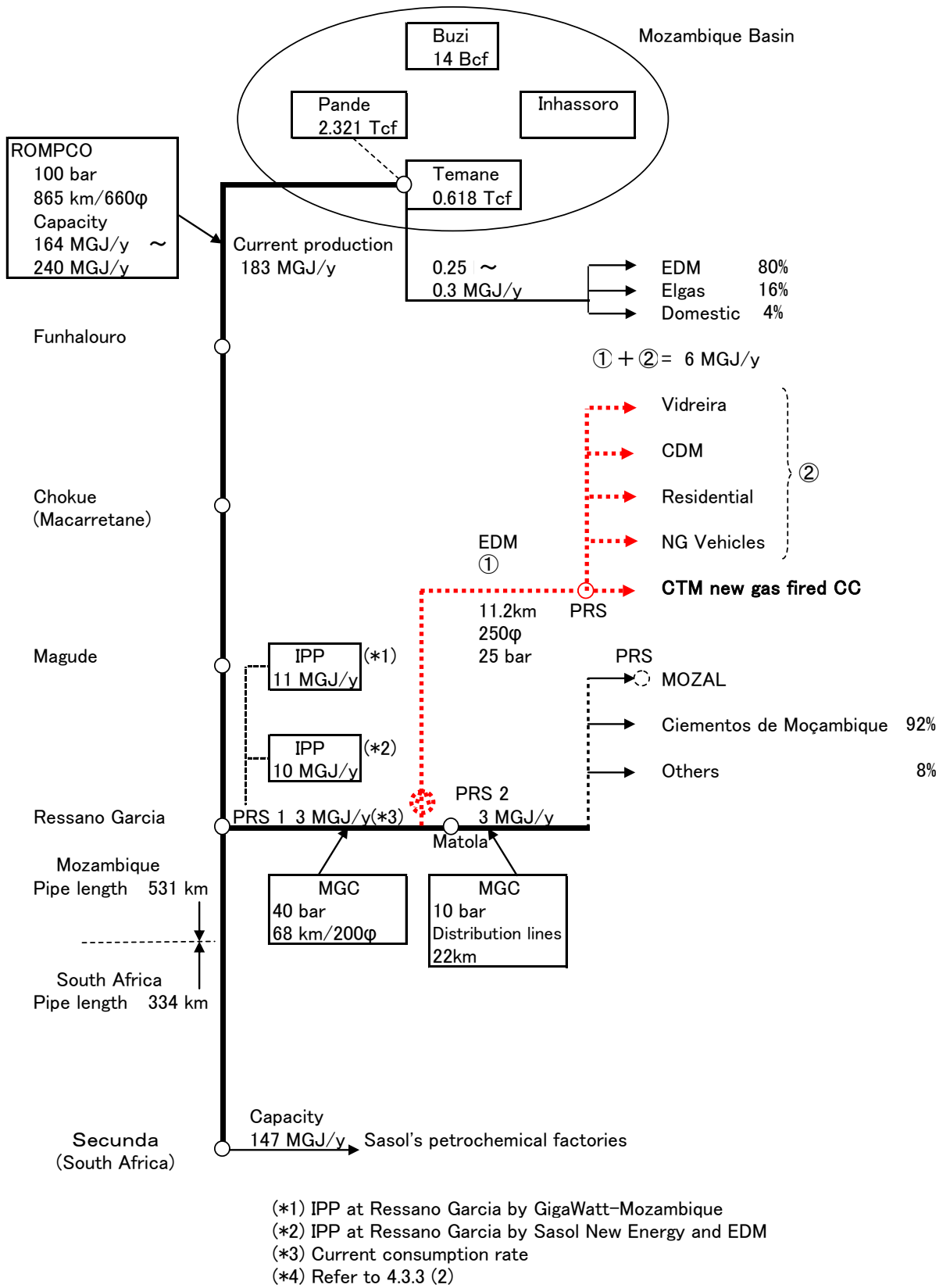
(Source : ENH)

図 7.2-6 CTM 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

#### 7.2.4 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、CTM 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/年 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/年 を加えた 6.0MGJ/年 を見込んでいたが、MGC とのガス供給契約では、EDM 向けガス供給量は、2015 年の 7 月 1 日から 2016 年の 7 月 1 日までは 4.5 MGJ/年であり、2016 年 7 月 1 日からは 5.8 MGJ/年に増量される予定である。

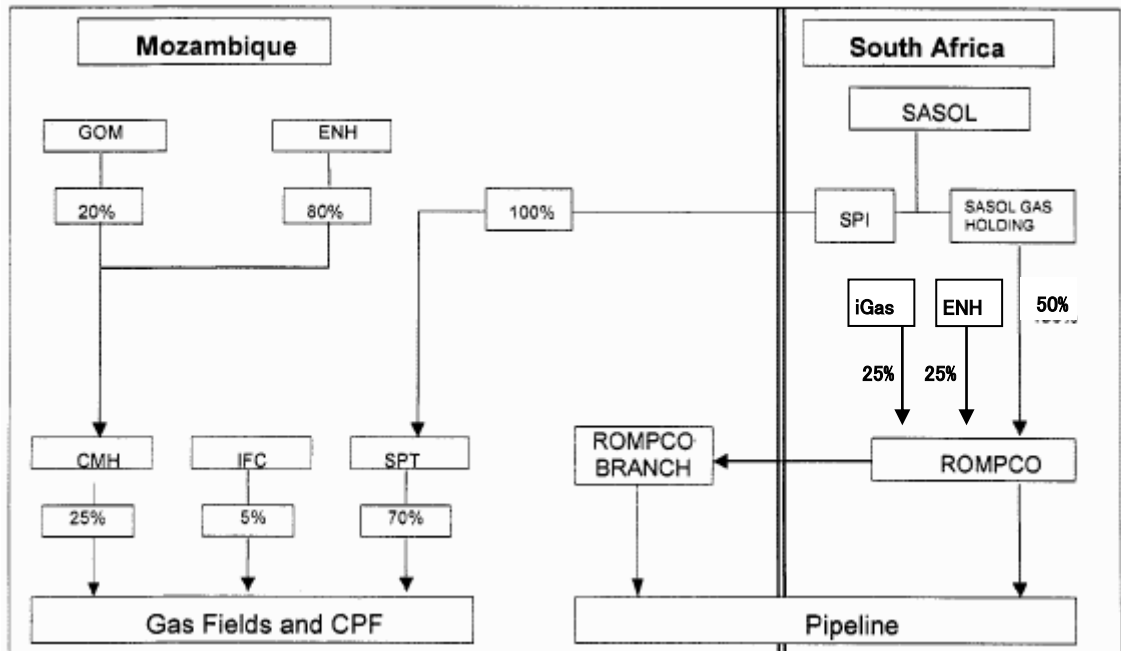
南部でのガス供給の全体の流れを以下の図 7.2-7 に示す。図中で赤の点線の部分が、ENH/KOGAS が供給するガスパイプライン、破線は将来の配管系統、及び（ ）内は将来のガス量を示す。



(Source : ENH から聴取した情報を基に調査団作成)

図 7.2-7 南部でのガス供給の全体

「モ」国の南部および南アでのガス生産・運用体制を図 7.2-8 に示す。



(Source : World Bank)

図7.2-8 「モ」国南部および南アでのガス生産・運用体制

### 7.3 ガス価格

EDM は、ガス供給契約 (Gas Supply Agreement)についてマプトガス会社 (MGC : Maputo Gas Company) とガス輸送契約については ENH と交渉中であり、両契約については 2013 年 3 月中に締結される予定である。ガス輸送契約についても契約締結される見込みである。MGC とのガス供給契約では、ガス価格は 5.6 USD/GJ (内で 0.4 USD/GJ はガス輸送費) となる見込みである。また、ガス価格は下記表に示すコストを元に算出されている。

表7.3-1 ガス価格構造

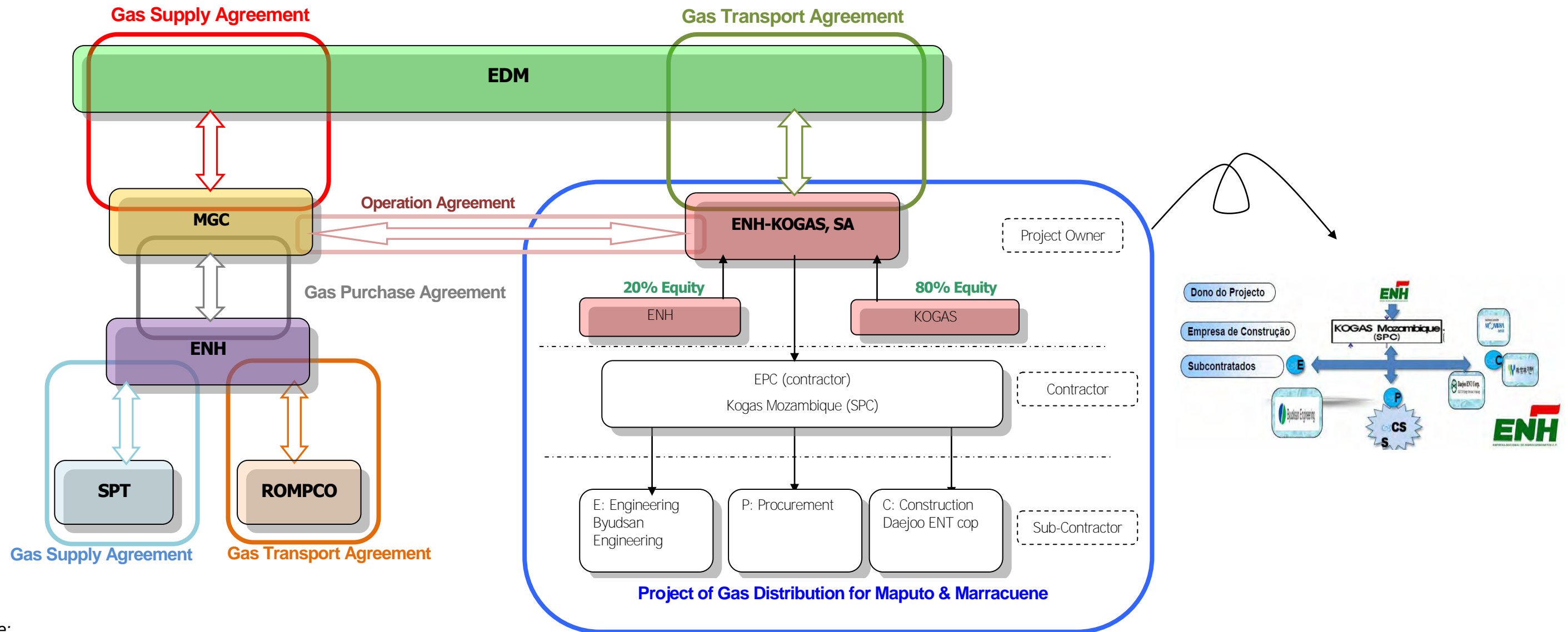
Preço Base do Gás Natural em Maputo, 2012/ Base price for natural gas in Maputo, 2012	
	USD/GJ
Preço à Boca do Poço/ Price straight from the pit	1,60
Tarifa de Processamento CPF/Processing tariff CPF	0,89
Tarifa de transporte ROMPCO/Transportation Tariff ROMPCO	1,25
Sub total, (em Ressano Garcia)/Sub total (at Ressano Garcia)	3,74
Tarifa Transporte MGC/Transportation tariff MGC	0,90
Tarifa de Transporte Novo Gasoduto ENH/Transportation tariff new gas pipeline	0,96
Preço Base (em Maputo)/base price (at Maputo)	5,60

(Source : EDM)

#### 7.4 ガス供給及び輸送契約に関する関係図

ガス供給及び輸送契約に関する関係を図7.4-1 に示す。





Note:

**ENH-KOGAS, SA** (new company 30% ENH + 70% KOGAS from Korea): that will transport 5.8 MGJ/year the gas from Matola to Maputo & Marracuene via CTM and will tap at the existing MGC pipeline in Matola  
**Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH)** – Public company and arm of the Government in Petroleum sector which have allocation of 6 MGJ/y for EDM Power Generation at CTM and for Maputo and Marracuene town

**Korea Gas Corporation (KOGAS)** – One of the world’s larger LNG importer and executing with ENH a new project for construction of gas pipeline and operating facility to supply gas to Maputo and Marracuene on BOT method

**Kogas Mozambique:** New Mozambican company and KOGAS have majority equity and acting a EPC company for the construction of new ENH-KOGAS, SA pipeline from Matola to Maputo and Marracuene

**Matola Gas Company, SA (MGC):** . Private company and has the pipeline from Ressano Garcia to Matola and provides around 3 MGJ/y to industrial area at Beluluane and Matola area and that will supply 5.8 MGJ/y to EDM.

**Sasol Petroleum Temane Limitada (SPT):** Responsible for production activities from the Pande and Temane field reservoirs.

**Rompco:** Has the pipeline property from Temane to Secunda in South Africa and provides five take-off points in Mozambique and only Ressano Garcia Take-off point working at the moment

(Source : EDM)

図 7.4-1 ガス供給及び輸送契約に関する関係図

## 7.5 ガス供給設備の供給範囲並びに取り合い点

前述したように PRS-2 から CTM 構内の減圧ステーション (PRS) までのガス配管工事並びに PRS は ENH/KOGAS の供給範囲である。ENH/KOGAS と EDM の取り合い点は、CTM に設置される PRS 出口となる。

現在、CTM 構内の PRS でのガス着圧が 25bar との情報があるが、GT ノズル前のガス圧力は I 社製の場合は 40bar, H 社製の場合は 26bar であるので、CTM の GT 用のガスは PRS で減圧する必要がなく、PRS の後流にガスコンプレッサーを設置し、増圧する必要がある。

或いは、PRS2 前からガスを tap し、CTM 内に設置される PRS 前でのガス着圧が 50bar 以上であれば、PRS で GT に必要なガス圧に減圧することで、PRS の後にガスコンプレッサーを設置する必要がない。

## 第 8 章

### プロジェクト実施計画

(情報非公開部分のため省略)

## 第9章

### プロジェクトコスト

(情報非公開部分のため省略)

## 第 10 章

### 経済・財務分析

(情報非公開部分のため省略)

## 第 11 章

### 環境社会配慮

## 第11章 環境社会配慮

### 11.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

#### 11.1.1 プロジェクトサイトの概要

プロジェクトサイトは、マプト市の中心から西に約3 kmに位置し、マトラ市との境界にほど近い既存のマプト発電所（CTM）の中にある。

CTMはマプト・カーゴ・ターミナルの西に隣接し、また国道2号線（EN2）のすぐ南に位置する。CTMの北東側の敷地境界にはフェンスが設置されており、これに平行してマプト・カーゴ・ターミナルに向かう鉄道が敷設されている。CTMに最も近いコミュニティは、CTMの北東に位置し、上記の鉄道とEN2に挟まれている Bairro Luis Cabral 地区である。

CTMの敷地内には既存のガスタービン発電機3基（ほぼ休止状態）、オイルタンク、変電所3基のほかに、30年ほど前に閉鎖された旧石炭火力発電所の残骸（一部取り壊されたタービン建屋、著しく損傷した冷却水の水管橋、貯炭場の跡地等）も残されている。

プロジェクトサイトの詳細については第3章および第5章を参照のこと。

#### 11.1.2 CCGT 技術の概要

本プロジェクトでは、多軸型（2 on 1 multi shaft configuration）ガスタービンコンバインドサイクル（Combined cycle gas turbine: CCGT）を採用する。CCGTは、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせて発電する方式である。すなわち、まず、高温高压の燃焼ガスによりガスタービンを回して発電すると同時に、燃焼ガスの持つ余熱を利用して排熱回収ボイラー（Heat recovery Steam Generator: HRSG）で蒸気を発生させ、これにより蒸気タービンを回して発電する。CCGTは、ガスタービンのみ、或いは蒸気タービンのみで発電する方式に比べて、同じ燃料で生産できる電力量が多いという特徴がある。

CCGTは、天然ガスの有効利用、発電効率の改善、工期の短縮、初期投資額の低減、施設自体のコンパクト化などの点で優れているが、最大の利点はその環境負荷の少なさにある。提案システムの技術仕様と基本設計の概要については第4章および第6章を参照のこと。

#### 11.1.3 冷却システム

本プロジェクトでは、冷却システムとして、空冷復水器（Air cooled condenser: ACC）を採用する。ACCでは、蒸気タービンから排出された蒸気が管束装置に導かれ、そこで軸流ファンが送る空気と熱交換することにより、流管内で凝縮する。ACCには以下のような利点がある。

- 蒸気を凝縮する過程で冷却水を必要としない。
- したがって、候補地の選択肢が拡大する。
- 環境負荷が比較的小さいため、発電所建設に係る許認可取得に要する期間が比較的短い。

ACC の技術仕様の詳細については第 4 章および第 6 章を参照のこと。

## 11.2 ベースとなる環境および社会の状況

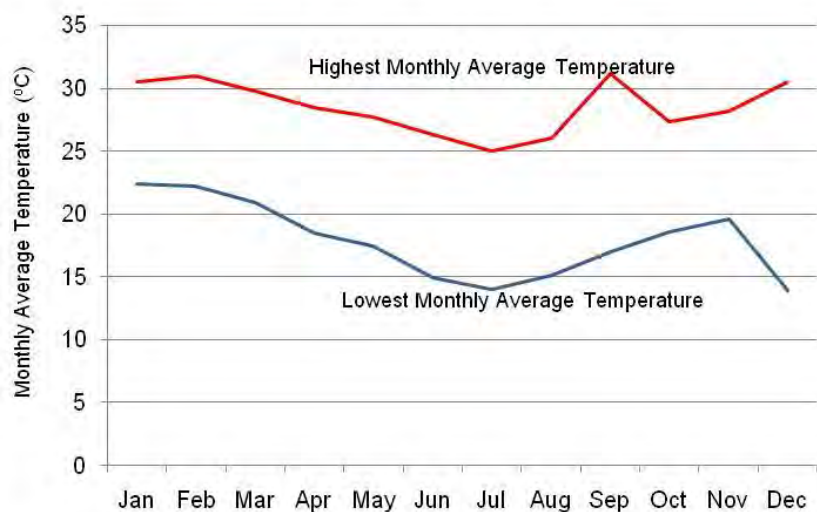
### 11.2.1 自然環境条件

#### (1) 気象

プロジェクトサイトに最も近い第 64 気象観測所（マプト国際空港）の気象観測データの概要を以下に述べる。

##### (a) 気温

2009 年から 2011 年のマプト第 64 気象観測所の観測データによると、図 11.2-1 に示すとおり、月別平均最高気温の上限は 12 月から 3 月の間で約 30℃、下限は 6 月から 8 月の間の 25～26℃である。一方、月別平均最低気温の上限は、月別平均最高気温と平行して推移し、その差は 7～10℃の範囲にある。また、月別平均最低気温の上限は 1 月と 2 月における約 22℃である。



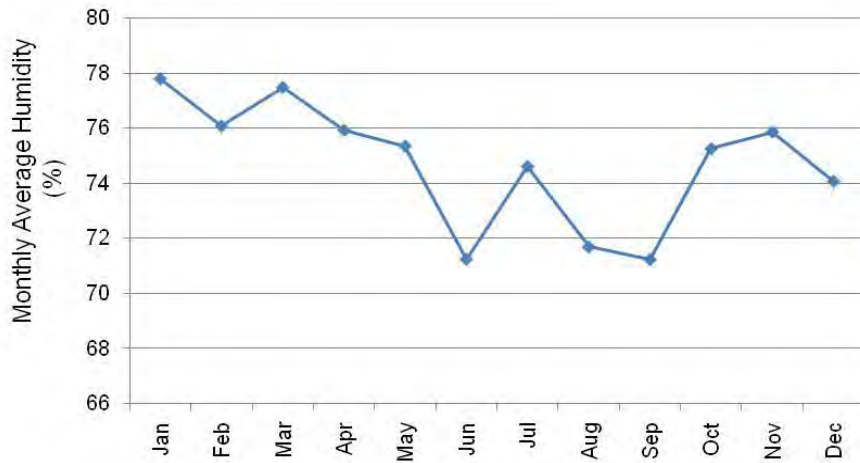
(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-1 月平均最高気温および最低気温の変化（2009年－2011年）

##### (b) 相対湿度

図 11.2-2 に示すとおり、年間の相対湿度は 71～78% の範囲にある。相対湿度の変化は降水量の季節変化と一致しており、図 11.2-3 が示すように、日射量がこの変動の一因と考えられる。





(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-2 月平均相対湿度の変化 (2009年-2011年)



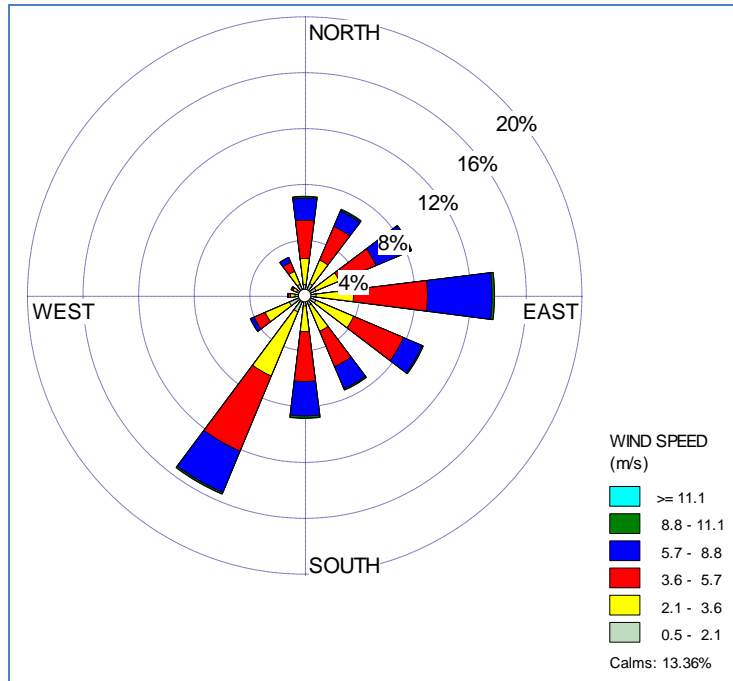
(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-3 月平均日射量の変化 (2009年-2011年)

(c) 風向・風速

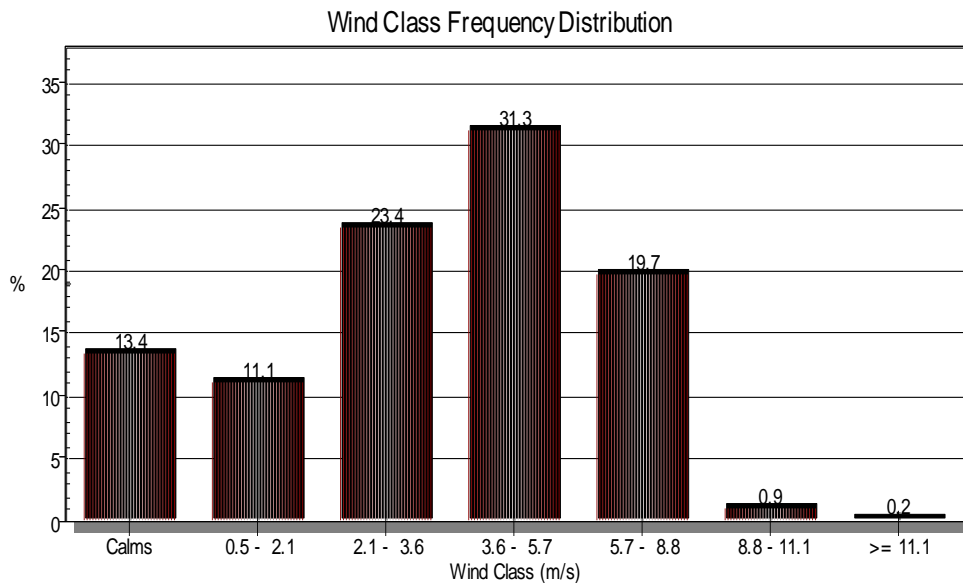
マップ第 64 気候観測所の 1 時間毎の気象データ (2007 年～2011 年) をもとに風配図を作成した。この観測所はプロジェクト予定地の北東約 4.5km に位置している。風配図は 12 方向に分割され、それぞれが観測期間中に吹いた風の方向を示している。また、図 11.2-4にあるとおり、風速が色分けされている。点線の円内は風速と風向きが発生頻度に関する情報であ

る。風速 0.5 m/s 以下の無風状態の頻度も予測された。図から分かるように、南南西の風の頻度がもっとも高く、全体の 16% を占めており、東風がこれに次ぐ。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-4 風配図 (2007年～2011年)

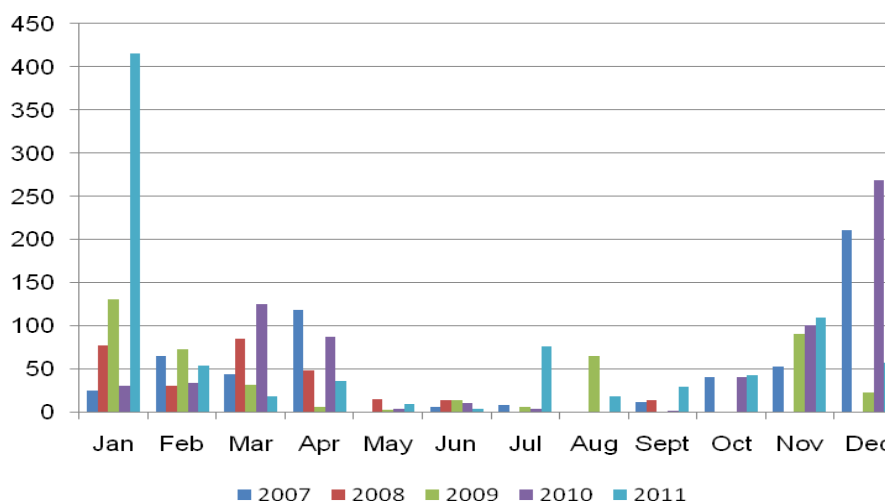


(Source : JICA 調査団)

図11.2-5 風向の構成 (2007年～2011年)

## (d) 降水量

図 11.2-6に 2007～2011 年間の降水量データを示す。マプトにおける年間降水量は 284～865 mm の範囲にある。11 月から 4 月の間に降水量が多く、これは、気温変動のパターンと整合している。



(Source : Instituto Nacional de Meteorologia -INAM)

図11.2-6 マプト市における月別降水量 (2007 年～2011 年)

## (2) 大気質

プロジェクト予定地はマプト・カーゴ・ターミナルに近接している。マプト地区全体を見ると、深刻な汚染源と考えられるセメント製造や軽質燃料精製、石炭貯蔵、船積み、非正規産業、廃棄物焼却等、数多くの産業が存在する。一方、予定地周辺では EN2（高速道路）の交通や MPDC のマプト・カーゴ・ターミナル、近隣での石炭利用、マプト湾内を航行する船、マプト・カーゴ・ターミナルでの船積み作業等が汚染源となっている。

JICA 調査団は大気質のベースラインを設定するため、2012 年 11 月 23 日から 12 月 1 日まで大気質をモニタリングした。モニタリングは、予定地中心の近辺および既存のガスタービンの燃料タンクの間で行った（図 11.2-7を参照）。GPS の座標は 452914.00 m E、7130896 m S である。SO<sub>2</sub>・NO<sub>2</sub>・PM<sub>10</sub> のサンプリングは NIOSH の方式にしたがった。詳細は以下の表 11.2-1のとおり。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-7 大気質モニタリング地点

表11.2-1 大気質サンプリング方法

Compound	Sampling Media	NIOSH Method
Sulfur Dioxide (SO <sub>2</sub> )	Treated filters	6004
Nitrogen Oxides (NO <sub>2</sub> )	Treated sorbent tubes	6014
Particulate matter less than 10 μm (PM <sub>10</sub> )	Pre-weighted filters	600

(Source : JICA 調査団)

大気質のサンプルは、現場で精密サンプルポンプを携帯流量校正器で校正し、採取した。サンプリング時間は7地点それぞれで約24時間。その結果を表11.2-2に示した。

表11.2-2 PM<sub>10</sub>・SO<sub>2</sub>・NO<sub>2</sub>の大気中濃度 (24 時間平均)

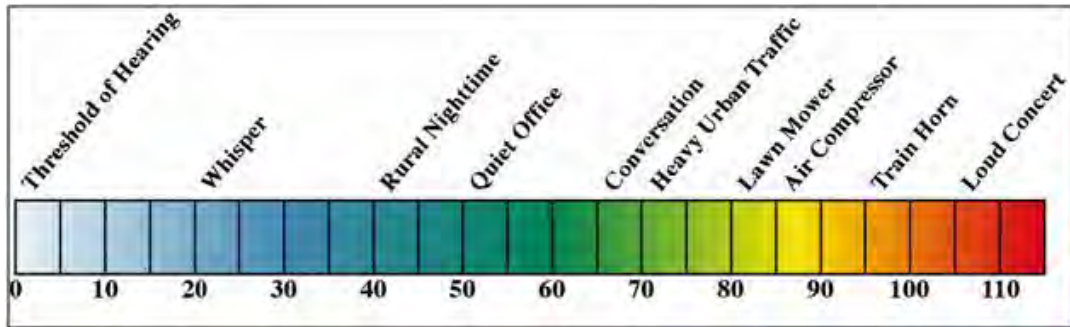
Sample	Parameters		
	PM <sub>10</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	NO <sub>2</sub> (μg/m <sup>3</sup> )
1	72.9	< 0.01	19.51
2	60.4	5.01	2.66
3	75.3	4.11	10.72
4	12.6	4.10	4.60
5	33.5	5.36	16.04
6	78.4	1.58	14.71
7	76.7	0.07	5.11

(Source : JICA 調査団)

表 11.2-2に示したとおり、現在の SO<sub>2</sub>の大気中濃度は、モザンビークの 24 時間ガイドライン (365μg/m<sup>3</sup>) と南アのガイドライン (125μg/m<sup>3</sup>) の双方を下回っている。また、NO<sub>2</sub>の大気中濃度もモザンビークの 24 時間ガイドライン (200μg/m<sup>3</sup>) 以下となっているが、PM<sub>10</sub>についてはモザンビークにガイドラインが存在しないため、国際基準・ガイドラインにしたがった。それによると、PM<sub>10</sub>の大気中濃度は南アの 24 時間ガイドライン (25μg/m<sup>3</sup>) の範囲に収まっているが、WHO のガイドライン (50μg/m<sup>3</sup>) については、サンプリングを行った 7 日間のうち、5 日間で測定値が基準を上回った。プロジェクトに関わる大気質の基準とガイドラインの詳細については、本報告書の後続の節 (11.3.1 節) を参照されたい。

### (3) 騒音レベル

物体が振動したり熱等を発散したりすると、音が発生し、そのエネルギーの一部が音圧または音波となって空気・水・固体中を移動する。音や騒音の大きさは対数であるデシベル・スケールで表示される。3 dB(A)以内の変化は人間の耳では感知できないが、10 dB(A)になると、音量は倍に聞こえる。音量の変化による影響を調べるため、一定期間を対象にエネルギー総量を同等とし、等価騒音レベルと一定の騒音レベルとを比較対照する。ここで、音量が変化する場合の等価騒音レベルを Leq とし、一定期間において同等のエネルギーを有する「一定の騒音レベル」によってこれを表す。図 11.2-8は、さまざまな環境下における代表的な騒音レベルを示したものである。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-8 代表的な騒音レベル(dB(A))

調査対象地区の環境騒音レベルを測定するため、ベースラインとなる騒音モニタリング調査を行った。具体的には、騒音レベル計仕様に関する国際基準 (IEC 61672:1999、IEC 61260:1995、IEC 60651) および環境騒音の測定・評価に関する ISO 19961:2003 と ISO 3095:2001 にしたがい、精密衝撃積算騒音レベル計 (タイプ 1) によって測定を行った。

予めモニタリング地点を 10 ヶ所に設け、その後、24 時間連続測定のため、1 ヶ所 (MP11) を追加した。その詳細を図 11.2-9、GPS の座標を表 11.2-3 に示した。モニタリング地点の詳細は以下のとおり。

- プロジェクト予定地に 5 ヶ所
- 周辺の居住区域に 5 ヶ所
- 既存の 2 号ガスタービン (GT) の北西 30 m に位置する燃料タンクの近辺に 1 ヶ所



(Source : JICA 調査団)

図11.2-9 騒音モニタリング地点

表11.2-3 騒音モニタリング地点の座標

Measurement Points	GPS Coordinates (WGS 84, UTM)	
	Easting (m E)	Southing (m S)
MP01	452843.90 m E	7131027.27 m S
MP02	452954.91 m E	7130936.00 m S
MP03	452925.38 m E	7131035.01 m S
MP04	453056.00 m E	7130909.96 m S
MP05	453157.84 m E	7130804.78 m S
MP06	453172.86 m E	7130930.07 m S
MP07	453274.77 m E	7130868.29 m S
MP08	453228.12 m E	7130845.98 m S
MP09	453293.45 m E	7130777.91 m S
MP10	453333.31 m E	7130831.58 m S
MP11	452914.00 m E	7130896.00 m S

(Source : JICA 調査団)

1日を4つの時間帯（6:00～8:00, 8:00～18:00, 18:00～23:00, 23:00～6:00）に分け、平日と週末を含む5日間、騒音レベルを断続的に測定した。各モニタリング地点における騒音レベルは表 11.2-4、表 11.2-5および図 11.2-10のとおり。

表11.2-4 各モニタリング地点における騒音レベル

Monitoring Points	Area Type	Noise Level $L_{Aeq}$ (dB(A))							
		Morning 06:00-08:00		Daytime 08:00-18:00		Evening 18:00-23:00		Night-time 23:00-06:00	
		WD <sup>a</sup>	WE <sup>b</sup>	WD	WE	WD	WE	WD	WE
MP01	Industrial	55.4	60.8	56.2	56.8	53.8	56.5	41.6	60.5 <sup>c</sup>
MP02		50.8	60.1	55.3	57.8	57.9	57.5	48.5	72.1 <sup>c</sup>
MP03		55.2	59.4	55.2	59.3	60.5	59.3	55.7	64.7 <sup>c</sup>
MP04		74.4	56.2	64.3	56.4	60.0	56.6	41.3	66.9 <sup>c</sup>
MP05		52.2	67.4	46.7	58.4	67.6	61.2	52.0	54.2 <sup>c</sup>
MP06	Residential	60.6	64.5	65.7	62.4	64.8	61.0	56.7	61.9 <sup>c</sup>
MP07		59.3	60.6	62.7	61.3	64.1	59.9	52.6	58.6 <sup>c</sup>
MP08		60.0	57.1	68.6	58.1	61.3	66.7	41.0	50.9 <sup>c</sup>
MP09		55.9	59.1	54.9	59.0	60.6	58.9	43.1	49.2 <sup>c</sup>
MP10		57.9	60.8	60.6	59.4	62.3	59.6	52.9	54.4 <sup>c</sup>

<sup>a</sup> WD: weekday.

<sup>b</sup> WE: weekend or public holiday.

<sup>c</sup> Note: The Gas Turbine No. 2 was in operation during the weekend night-time measurements.

(Source : JICA 調査団)

表11.2-5 MP11 における騒音レベル\*

Day	Noise Level $L_{Aeq}$ (dB(A))			
	Morning 06:00-08:00	Daytime 08:00-18:00	Evening 18:00-23:00	Night-time 23:00-06:00
WD	58.8	59.4	55.8	53.4
WE	59.0	58.7	59.8	61.2

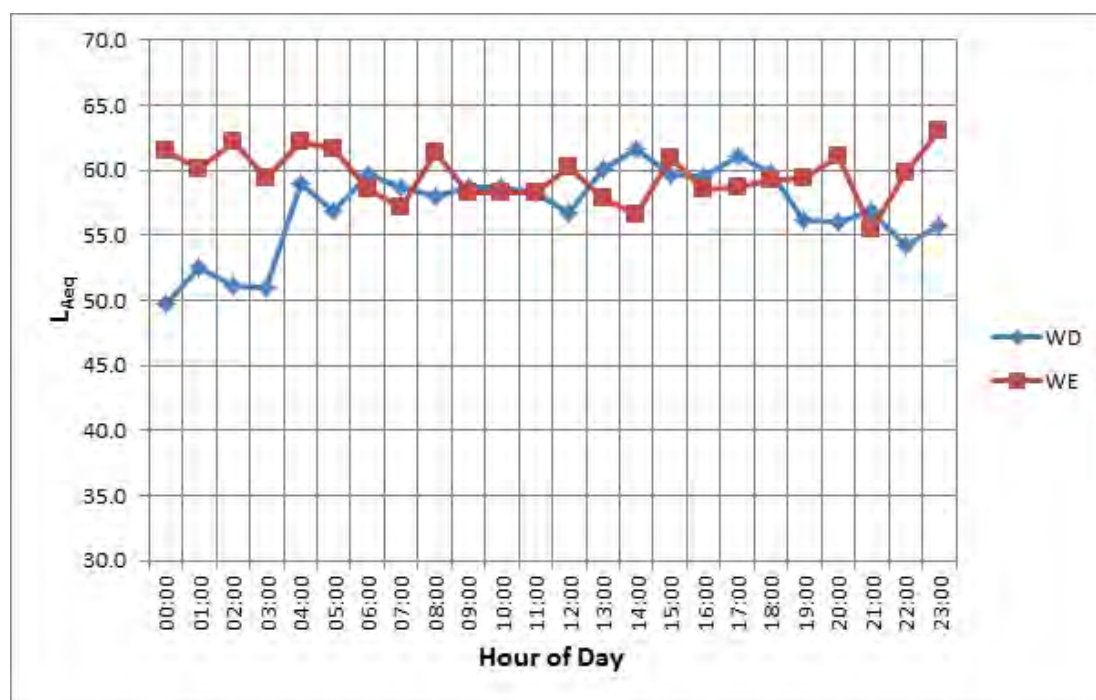
WD: weekday.

WE: weekend or public holiday.

\*Note: Noise measurements were performed at 10 locations within and around the site and continuously at MP11 within the site.

(Source : JICA 調査団)





(Source : JICA 調査団)

図11.2-10 MP11 における 9 日間 (2012 年 11 月 23 日～12 月 1 日) の等価騒音レベル

騒音レベルをモニタリングした結果、プロジェクト予定地およびその周辺における騒音の主な発生源は、EN2 の交通やマプト・カーゴ・ターミナルに出入りする列車、既存の発電所のガスタービンであることがわかった。発電所内のモニタリング地点における騒音レベルは、工業地帯を対象とした世界銀行・IFC の環境騒音ガイドラインである 70 dB(A)以下であった (2号GTの近辺のMP02とMP11を除く)。ガスタービンの運転により、現場の騒音レベルは高くなっているが、Bairro Luis Cabral 地区での騒音レベルよりは低い。Bairro Luis Cabral 地区では、平日よりも週末や夜間において騒音レベルが高い。これは、夜間の活動 (大音量の音楽等) や交通・ガスタービンによる騒音が原因と考えられる。各モニタリング地点における騒音レベルの概要を表 11.2-6に示した。

表11.2-6 11 地点における騒音モニタリングの結果

Monitoring point	Discussion of Results
MP01	<p>発電所入り口に位置。EN2 からは約 100 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通とガスタービンの運転。2 号 GT からは約 180 m。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。</p>
MP02	<p>プロジェクト予定地の中心に位置。EN2 幹線道路からは約 120 m、2 号 GT からは約 60 m。騒音の主な発生源はガスタービンの運転。幹線道路の交通がこれに次ぐ。2 号 GT の運転時の騒音レベルは 72.1 dB(A)。停止時は世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。</p>
MP03	<p>プロジェクト予定地の北端近辺に位置。EN2 幹線道路からは約 50 m。騒音の主な発生源は EN2 幹線道路の交通とガスタービンの運転。</p> <p>時折通過する列車によって騒音レベルは上昇するが、常時、世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。</p>
MP04	<p>プロジェクト予定地の北東境界線の中心に位置。EN2 からは約 100 m、2 号 GT からは約 120 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通とガスタービンの運転。MP3 と同様、時折通過する列車によって騒音レベルは上昇するが、概ね世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A)以下。平日朝の騒音レベルは、マプト・カーゴ・ターミナルを通過する列車により、74.4 dB(A)を記録。</p>
MP05	<p>プロジェクト予定地の南東角近辺に位置。EN2 からは約 150 m。騒音の主な発生源は EN の交通と列車の通過。騒音レベルは一時的に上昇し、67.4 dB(A)と 67.6 dB(A)を記録したが、いずれも列車の通過によるもの。</p> <p>夜間、虫とカエルの鳴き声によって騒音レベルは上昇。列車の通過による影響はないものの、61.2 dB(A)を記録。</p> <p>その他の時間帯における騒音レベルは 50 dB(A)前後。週末夜間の測定結果からもわかるように、ガスタービンの運転による影響は軽微。これは、近隣のビルが騒音を遮断しているため。</p>
MP06	<p>Bairro Luis Cabral 地区との北側境界線に位置。EN2 幹線道路からは約 20 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）を超えており、その平均は 62.2 dB(A)。</p>
MP07	<p>Bairro Luis Cabral 地区内に位置。プロジェクト予定地との境界線からは約 120 m、EN2 からは約 25 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）以上。</p>
MP08	<p>Bairro Luis Cabral 地区内に位置。プロジェクト予定地との境界線および EN2</p>

Monitoring point	Discussion of Results
	<p>からは約 70 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通と住民の日常生活（音楽や会話、子供の遊び等の活動）。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）および SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）以上。</p>
MP09	<p>EN2 から 100 m の距離にある Bairro Luis Cabral 地区内に位置。MP08 と同様、騒音の主な発生源は EN2 の交通と住民の日常生活。ガスタービンの運転音も聞こえるが、気になるレベルではない。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）をやや上回るが、SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）については範囲内。</p>
MP10	<p>Bairro Luis Cabral 地区と接する北側境界線の近辺に位置。EN2 からは約 35 m。騒音の主な発生源は EN2 の交通。</p> <p>騒音レベルは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（住居地域）を超えており、SANS ガイドライン（幹線道路のある市街地）もやや上回っている。</p>
MP11	<p>プロジェクト予定地の中心にある MP02 の南西 70 m に位置。燃料タンクと 2 号 GT に近い。騒音の主な発生源はガスタービンの運転音と EN2 の交通。2 号 GT の運転時の騒音レベルは 74 dB(A)。これは世界銀行・IFC の環境騒音ガイドライン（工業地帯）である 70 dB(A) を超えているが、停止時の騒音は同ガイドライン以下。</p>

(Source : JICA 調査団)

#### (4) 地形

調査対象地区は海岸に近く、海拔は低い（平均海面から 4 m 未満）。地形は平坦であり、海岸に向かってなだらかに傾斜している。プロジェクト予定地の地形に関する詳細については第 5 章を参照されたい。

#### (5) 地質と土壌

プロジェクト予定地の土壌は砂質粘土ロームである。この土壌は、近隣を流れる Infulune 川の沖積作用に由来するものと考えられる。プロジェクト予定地の地質と土壌に関する詳細については第 5 章を参照されたい。

#### (6) 水文

プロジェクト予定地は、西方約 300 m を流れる Infulune 川の影響下にあり、潮間帯とマングローブ林に面し、このマングローブ林が予定地南端よりわずかに南に延びている。北方には雨水排水路が鉄道と並行して延びており、2 つの暗渠が鉄道と予定地の下を通り、マプト湾につながっている。

また、CTM（マプト火力発電所）の敷地の北方に浸水による地表の陥没があり、これが CTM（および鉄道）の境界線と並行して延びている。この浸水の原因は不明だが、地表水の流出

とこれにともなう不透水層の陥没、地下水の噴出、水道管の破裂等、さまざまな理由が考えられる。プロジェクト予定地の水文に関する詳細については第5章を参照されたし。

### (7) 水質

プロジェクト予定地の水文学的特徴を調べるため、地表水をサンプリングし、予定地周辺の水質を検査した。サンプリングを行ったのは、次の4ヶ所。

- 1) 生活用水用の水道の蛇口（サンプル1）
- 2) 予定地の西方を流れる Infulune 川（サンプル2）
- 3) 予定地に近いマプト湾の潮間帯（サンプル3）
- 4) 予定地の南東に位置する雨水排水路（道路および上流の住居の排水用）

各地点の位置は図 11.2-11のとおり。また、実験室での水質検査の結果を表 11.2-7に示した。



(Source : JICA 調査団)

図11.2-11 水質モニタリング地点の位置

表11.2-7 モニタリング地点における水質

Sample Number (Concentrations in mg/l unless indicated otherwise)	WHO Drinking Water (Fourth Edition)	Mozambique-Ministry of Health	Sample 1	Sample 2	Sample 3	Sample 4
pH – Value at 25°C		6.5-8.5	7.8	7.9	7.7	7.8
Electrical Conductivity in mS/m at 25°C		50-2000	55.9	4 460	4 180	517
Total Dissolved Solids at 180°C		1000	324	31 894	29 598	3 286
Total Suspended Solids at 105°C			14.8	171	142	76
Total Alkalinity as CaCO <sub>3</sub>			124	136	196	372
Bicarbonate as HCO <sub>3</sub>			151	166	239	453
Carbonate as CO <sub>3</sub>			<5	<5	<5	<5
Chloride as Cl	250	250	90	17 572	11 830	1 148
Sulphate as SO <sub>4</sub>	500	250	22	2 614	2 425	287
Fluoride as F	1.5	1.5	0.3	0.8	0.8	0.5
Nitrate as N [NO <sub>3</sub> ]	50	50	0.2	<0.2	<0.2	30
E Coli / 100 ml	0	0	0	14	8	47
Total Petroleum Hydrocarbons (TPH-BTEX) [s] (see detailed report)			<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Alkanes (see detailed report)			<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
Ag			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Al	0.2	0.2	0.278	1.46	1.82	0.266
As	0.01	0.01	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010
B	2.4	0.3	0.09	4.41	4.13	0.56
Ba	0.7	0.7	0.095	0.032	0.048	0.091
Be			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Bi			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Ca		50	22	340	343	149
Cd	0.003	0.003	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
Co			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Cr	0.05	0.05	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Cu	2	1	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Fe		0.3	0.134	0.988	1.34	0.749
K			3.7	431	377	76
Li			<0.025	0.25	0.21	<0.025
Mg		50	15	777	734	92
Mn	0.1	0.1	<0.025	0.069	0.469	0.364
Mo	0.07	0.07	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Na	200	200	68	10530	7852	747
Ni	0.07	0.02	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
P		0.1	<0.025	<0.025	0.072	0.565
Pb	0.01		<0.020	<0.020	<0.020	<0.020
S			5.73	585	538	70
Sb	0.02		<0.010	<0.010	<0.010	<0.010
Se	0.04	0.01	<0.020	<0.020	<0.020	<0.020
Si			4.9	2.1	3.3	5
Sn			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Sr			0.155	6.85	6	1.08
Ti			<0.025	0.035	0.044	<0.025
V			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
W			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Zn		3	<0.025	<0.025	<0.025	<0.025
Zr			<0.025	<0.025	<0.025	<0.025

(Source : JICA 調査団)

上の表が示すとおり、サンプル1の水質は良好である。問題があるとすれば、アルミニウム濃度だが、pH値が低い状況（酸性の容器の使用）ではアルミニウムが流動化するため、分析結果は正確でない。サンプル2と3の水は塩分を含んでおり、塩素・硫酸塩・アルミニウム・ボロン・カルシウム・マグネシウム・ナトリウムの濃度が高い。また、全固形分の量が多く、導電性も高い。大腸菌も検出されたが、これは近隣の不法居住区の下水等が原因と考

えられる。サンプル 4 の水からも多量の大腸菌が検出されており（47/100 ml）、塩素・硫酸塩・アルミニウム・ボロン・カルシウム・マグネシウム・鉄・マンガン・ナトリウム・亜リン酸濃度も高かった。炭化水素については、全サンプルを TPH/BTEX 法によって分析したが、検出されなかった。

## 11.2.2 社会経済状況

### (1) 社会人口学的状況

#### (a) 行政区分と人口統計

プロジェクト予定地は、Luis Cabral 地区にあり、行政上はマプト市の Ka Mubukwana 区（以前は市街地 5 区）となっている。Ka Mubukwana 区は 14 の住宅地区で構成されており、Luis Cabral 地区はそれらの中で最も人口が多い（2007 年の国勢調査時で 6,985 世帯）。Luis Cabral 地区の総人口の詳細は表 11.2-8 のとおり。

表11.2-8 Ka Mubukwana 区の人口（2007 年）

Area	1997 Census	2007 Census	Growth rate
Maputo City	966,837	1,094,315	
Ka Mubuwana	211,008	293,995	39.3
Luis Cabral suburb	33,553	33,800	0.7
% of population in urban district	15.9	11.5	-4.4

(Source: Adapted from INE 1999, INE 2010 and CMMaputo 2010)

各市街地は市議会議長が任命する行政官が統括しており、その下に各住宅地区を管理する事務官がいる。また、各住宅地区は *quateróes* と呼ばれる道路で街区に分割されている。この *quateróes* には番号が付されており、それぞれに責任者がいる。Luis Cabral 地区は 83 の *quateróes* で構成されており、プロジェクト予定地の周辺は *quateróes* 39・40 a・40 b となっている。

#### (b) 住宅

Luis Cabral 地区の住宅の形態はきわめて多様で、葦や軽材料、コンクリート製の家屋が大勢を占めている。*quateróes* 40 a・40 b にある葦製の家屋の屋根はトタンが多く、構造材には木やブリキ板が使われているが、一般に窓はない。家屋は小部屋に仕切られており、床は踏み固めた土である。庭は葦で囲われている場合が多い。

### (c) 教育

Luis Cabral 地区には3つの小学校があるが、中学校はない。これらの小学校の生徒数は2012年時点で5,334人。また、通信教育で教員を養成するため、2007年にDom Bosco 高等教育校が設立され、2008年には観光や行政に関するコースが追加された。現在の生徒数は266人。同校は以前のMaquinag 地区にあり、プロジェクト予定地と向かい合う位置にある。

### (d) 衛生状態

マラリア・結核・HIV/AIDS といった疾病が多い。Luis Cabral 地区の住民の大半はプロジェクト予定地近隣の Jose Macamo 病院を利用しているが、同病院は Malanga 住宅地区 (Nhamankuku 市街地) にある。

Luis Cabral 地区には下水やゴミ処理施設が完備されていないため、衛生的に問題が多い。また、プロジェクト予定地に隣接する *quarteróes* の大半には衛生的なトイレが存在しないが、国際家族健康開発機構 (Family Health International) の支援により、現在、公衆衛生の改善が図られている。

### (e) 水供給

水道は FIPAG (Fundo de Investimento and Património de Abastecimento de Água) の管轄下であり、マプト市の住宅に公共の水道を提供しているのは Águas de Moçambique (AdM) である。しかし、Ka Mubukwana 市街地の14の住宅地区のうち、AdMによる水道が普及しているのは10区にとどまる。一方、*quarteirões* 39 (*quarteirão* 39 と 39a-39f) と *quarteirão* 40 (*quarteirão* 40 と 40a-40b)を除き、Luis Cabral 地区の住民の大半は公共の水道を利用している。また、「マザー」*quarteirões* (第39・40街区)には公共の水飲み場があり、住民がこれを利用できるようになっている。この水飲み場は EN2 の向かいにある。

## (2) 経済状況

### (a) 農業

プロジェクト予定地とその周辺は工業地区であるため、空き地や未利用地で一部の住民が許可を得て耕作している以外、農業はほとんど行われていない。予定地周辺の空き地や未利用地では、近隣の *quarateróes* の住民が換金作物や自家用のトウモロコシ等を栽培している。

### (b) 漁業

Luis Cabral 地区に最初に入植したのは Inhambane 州の住民であり、当初、マプト湾で漁業を営んでいた。しかし近年、漁業従事者の数は激減しており、*quarteróes* が所有する木造漁船もごくわずかである。Luis Cabral 地区における漁業は自消用に限られる。

## (c) 工業

プロジェクト予定地近隣の住民の大半は、フォード（予定地と対面）、エアコン・冷蔵庫を修理する零細企業、ボルボ、ヒュンダイ等の工場、および FRESPO（トラック運送会社）や港湾施設で働く労働者である。いずれもプロジェクト予定地から比較的近い。

## 11.3 「モ」国の環境社会配慮制度・組織

## 11.3.1 「モ」国の環境法令と基準

## (1) 環境関連法令

「モ」国の環境管理・保護体制は比較的充実しており、関連の法律文書も多く、それらが実際に適用されている。このうち、重要な関連法令を表 11.3-1 に示した。

包括的な法律である環境法（法令番号 20/97）は、「モ」国での環境関連事項のすべてに適用され、具体的な環境法令や規則を制定・施行する際の基準となるものである。

環境法の骨子には、環境管理に関する以下の原則が含まれている。

- 市民の生活水準の向上と生物多様性・生態系の保全を念頭に置いた「環境の利用と管理」
- 伝統的慣習と地元住民の知見を活用した自然資源・環境の保全
- 自然資源の公正な配分
- 市民参加の奨励

環境法は、「生態学的にバランスのとれた環境」を市民に保証する憲法条項の対象となる事項に対し、直接または間接的に影響する民間・政府部門のあらゆる活動に適用される。

表11.3-1 「モ」国の主要な環境関連法令

Description of the Environmental Regulation	Legal Instrument Title
● Environmental Law (Lei do Ambiente)	Law No. 20/97
● Land Act	Law No. 19/97
● Regulations on Waste	Municipal Law No. 2/97
● Forestry & Wildlife Act	Law No. 10/1999
● Regulation for Flora and Fauna Resource Protection	Decree No. 12/2002
● Environmental Auditing ( <i>Regulamento relative ao processo de auditoria ambiental</i> )	Decree No. 32/2003
● Regulation for Industrial Activities ( <i>Regulamento do Licenciamento da Actividades Industrial</i> )	Decree No. 39/2003
● Standards for Environmental Quality and Effluent Emissions ( <i>Regulamento sobre os pa sobre os padrões de qualidade ambiental e</i> )	Decree No. 18/2004



Description of the Environmental Regulation	Legal Instrument Title
<i>de emissão de efluentes)</i>	
• Regulation on Mining ( <i>Regulamento ambiental para actividade mineira</i> )	Decree No. 26/2004
• Regulation on EIA Process, replacing Decree No. 76/98 ( <i>Regulamento sobre o processo de avaliação do impacto ambiental</i> )	Decree No. 45/2004
• Regulation on Waste Management	Decree No. 13/2006

(Source: MICOA)

## (2) プロジェクトに適用される環境基準

### (a) 「モ」国の環境基準

現時点で、産業部門の環境アセスメントに適用されるガイドラインは「モ」国に存在しない。しかし、環境の質と廃棄物の排出に関する基準を定めた法令（Decree No. 18/2004）が施行され、これが EIA 報告書を評価する際の当局の基準となっている。この法令の目的は、環境の質と廃棄物の排出に関する基準を定めることにより、環境中に排出される汚染物質の濃度を許容レベルに抑える点にある。法令の条項は、環境に直接的・間接的影響をおよぼす官民部門の産業活動のすべてに適用される。既存の発電所については、法令の公布から 5 年以内に、その設備類を評価・調整し、条項に準拠させることが義務づけられている。法令は大気環境、水質、土壌環境および騒音について基準を定めているが、その他の項目についてはまだ基準がない。以上により、同法令または他の関連法令が定める基準を遵守しなかった場合、およびその事実を報告しなかった場合、2,000 万～2 億 MT の罰金が課される。表 11.3 2、表 11.3 3 及び表 11.3 4 に、本プロジェクトに関する「モ」国の環境基準と排出基準を示す。

表11.3-2 「モ」国の大気環境基準

(Unit: mg/Nm<sup>3</sup>)

Parameters	Sampling Time							
	1 hour		8 hours		24 hours		Annual Arithmetical Mean	
	Primary	Secondary	Primary	Secondary	Primary	Secondary	Primary	Secondary
Sulfur dioxide (SO <sub>2</sub> )	800				365		80	
Nitrogen dioxide (NO <sub>2</sub> )	400				200		100	
Carbon monoxide (CO)	40,000		10,000					
Ozone (O <sub>3</sub> )	160				50		70	
Total suspended particle					200			
Lead (Pb)	3						0.5-1.5	

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

表11.3-3 火力発電所に係る大気汚染物質の排出基準

(Unit: mg/Nm<sup>3</sup>)

Activity	Total of Suspended Particles	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	Others
Thermal power stations (new)	50	0.2 per day (500 MW) 0.1 per day (>500 MW)	Coal = 750 Diesel = 460 Gas = 320	

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

表11.3-4 潜在的有害物質の濃度基準

Parameter	Maximum Limits	Parameter	Maximum Limits
Aluminum	1.5 mg/l	Phenols	0.001 mg/l
Ammonia	0.4 mg/l	Soluble Iron	0.3 mg/l
Antimony	0.2 mg/l	Fluorides	1.4 mg/l
Arsenic	0.05 mg/l	Manganese	0.1 mg/l
Barium	1.0 mg/l	Mercury	0.0001 mg/l
Beryllium	1.5 mg/l	Nickel	0.1 mg/l
Boron	5.0 mg/l	Nitrates	10.0 mg/l
Bromine	0.1 mg/l	Nitrites	1.0 mg/l
Cadmium	0.005 mg/l	Silver	0.005 mg/l
Lead	0.01 mg/l	Selenium	0.01 mg/l
Cyanide	0.005 mg/l	Surface-active substances that react to methylene blue	0.5 mg/l
Residual chlorine	0.01 mg/l	Sulphides such as H <sub>2</sub> S	0.002 mg/l
Copper	0.05 mg/l	Thallium	0.1 mg/l
Total chrome	0.05 mg/l	Uranium	0.5 mg/l
Tin	2.0 mg/l	Zinc	0.01 mg/l

(Source: Government Bulletin, 02 June 2004 (Decree No. 18/2004))

(b) 地域環境基準および国際環境基準

法令 18/2004 で当該プロジェクトに関する環境基準と排出基準が規定されていない場合、「モ」国政府は以下の組織が設定する基準を採用している。

- 南アフリカ基準局 (South African Bureau of Standards)
- 世界保健機関 (World Health Organization)
- 世界銀行 (World Bank) – 国際金融公社 (International Financial Corporation)

1) 特定項目に関する南アフリカ国家大気環境基準

環境基準および排出基準に関する「モ」国の法令 (Decree No. 18/2004) は、PM<sub>10</sub>、降下ばい塵および騒音に関する基準を設定していないため、南アフリカの国家大気環境基準が適用される。このうち、PM<sub>10</sub> と降下ばい塵に関する基準を表 11.3-5 と表 11.3-6 に示す。

表11.3-5 PM<sub>10</sub>に関する大気環境基準

Pollutants	Average Period	Limit value in ug/m <sup>3</sup>	Frequency of Exceedance	Compliance Date
PM <sub>10</sub>	24 hours	120	4	Up to 31 Dec 2014
		75	4	Up to 1 Jan 2015
	1 Year	50	0	Up to 31 Dec 2014
		40	0	Up to 1 Jan 2015

(Source : Air Quality Act- (No. 39 of 2004) (NEM:AQA), SANS 69 and SANS 1929:2005 Ambient Air Quality)

表11.3-6 降下ばいじんの評価基準

Classification	Description
Slight	Less than 250 mg/m <sup>2</sup> /day
Moderate	250 to 500 mg/ m <sup>2</sup> /day
Heavy	500 to 1,200 mg/ m <sup>2</sup> /day
Very Heavy	More than 1,200 mg/ m <sup>2</sup> /day

(Source: Air Quality Act (No. 39 of 2004))

## 2) 国際保健機関 (WHO)

環境衛生に係る重要項目については、表 11.3-7に示す WHO の基準も適用されている。

表11.3-7 WHO 大気環境ガイドライン

Parameter	Guideline
PM <sub>25</sub>	10 µg/m <sup>3</sup> annual mean
	25 µg/m <sup>3</sup> 24 hour mean
PM <sub>10</sub>	20 µg/ m <sup>3</sup> annual mean
	50 µg/ m <sup>3</sup> 24 hour mean
Ozone (O <sub>3</sub> )	100 µg/ m <sup>3</sup> 8 hour mean
Nitrogen dioxide (NO <sub>2</sub> )	40 µg/ m <sup>3</sup> annual mean
	200 µg/ m <sup>3</sup> 1 hour mean
Sulfur dioxide (SO <sub>2</sub> )	20 µg/ m <sup>3</sup> 24 hour mean
	500 µg/ m <sup>3</sup> 10 minute mean

(Source: WHO Air Quality Guideline Global Update 2005)

## 3) 国際金融公社 (IFC) - 世界銀行グループ

「モ」国には騒音に関する基準や指針が存在しないため、IFC の環境衛生安全ガイドラインで規定されている騒音に係る環境基準が適用される。

表 11.3-8に IFC の騒音に係る環境基準 (等価騒音レベル) を示す。

表11.3-8 IFC の騒音に係る環境基準

Receptor	1 Hour L <sub>Aeq</sub> (dBA)	
	Daytime: 07:00 – 22:00	Night Time: 22:00 – 07:00
Residential, Institutional and Educational	55	45
Industrial, Commercial	70	70

(Source: IFC-World Bank Group Environment Health and Safety (EHS) Guideline on Noise Management, 2007)

排水基準については、火力発電所に関するIFC-EHSのガイドライン (2008年) にパフォーマンス

ンス指標と環境モニタリング基準がある。このガイドラインは次のように定めている。「排水ガイドラインは、公共の地表水に直接放出される処理排水に適用される。また、特定の場所における排水基準は、公共の下水回収・処理システムの有無およびその運転状況にもとづいて設定され、地表水に直接排水する場合は、EHSの一般ガイドラインが定める受水利用区分にもとづいて設定される。当分野における処理排水のガイドライン値は、公認の規制を設けている国の基準にあるとおり、国際適正産業生産規範の指標となるものである。こうした基準は、排水の原液を対象に、工場または製造装置の操業時間の95%以上の時間帯（年間操業時間に占める割合として算定）において達成されなくてはならない。また、現地特有の事情によって同基準を遵守できない場合は、環境アセスメントによってこれを正当化すること」。表11.3-9にパラメータにもとづいた排水ガイドラインを示した。

表11.3-9 IFC 排水ガイドライン

Parameter	Unit (mg/L, except for pH and Temp)
pH	6-9
TSS	50
Oil and grease	10
Total residual chlorine	0.2
Chromium-Total (Cr)	0.5
Copper (Cu)	0.5
Iron (Fe)	1.0
Zinc (Zn)	1.0
Lead (Pb)	0.5
Cadmium (Cd)	0.1
Mercury (Hg)	.005
Arsenic (As)	.05
Temperature increase by thermal discharge from cooling system	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Site specific requirement to be established by the EIA</li> <li>• Elevated temperature areas due to discharge of once-through cooling system(e.g. 1 Celsius above, 2 Celsius above, 3 Celsius above ambient water temperature) should be minimized by adjusting intake and outfall design through the project specific EIA depending on the sensitive aquatic ecosystem around the discharge point.</li> </ul>

(Source: IFC-EHS Guidelines for Thermal Power Plants, 2008)

### 11.3.2 「モ」国の環境影響評価制度

#### (1) 環境影響評価の法的根拠

環境影響評価（EIA）プロセスの規定として知られる法令 45/2004 は、EIA を実施・評価・管理する手順を定めたものであり、官民による開発活動のすべてに適用される。

EIA 規定によると、環境コンサルタントとして登録されている EIA 専門家 (técnicos médios e superiores) のみが「モ」国で EIA を実施することができる。環境コンサルタントは、個人・法人またはコンソーシアムとして登録されていなければならない。登録の時点で5年以上の実務経験が要求される。また、プロジェクト・マネージャーとして EIA 報告書に署名できるのは「高度」専門家に限られる。一方、外国企業が「モ」国内で EIA を行う場合、「モ」国で法人登録されている企業にこれを委託しなければならない。さらに、過去に実施された

類似のプロジェクトをはじめ、EIA チームの構成員の履歴と資格に関するリストの提出も義務づけられている。また、許認可等について表 11.3-10に示す費用も発生する。

表11.3-10 許認可手数料

Required fees	Amount
Issuance of Registration Certificate for Environmental Consulting Firms	30 million MTn
Issuance of Registration Certificate for Individual Environmental Consultants	10 million MTn
Updating of Registration (every 3 years for environmental consulting firms)	15 million MTn
Updating of Registration (every 3 years for individual environmental consultants)	5 million MTn

(Source: Country Report, 2007-South African Development Community Handbook on Environmental Legislation)

## (2) プロジェクトの分類

### (a) プロジェクトの分類とカテゴリー

プロジェクトに関する環境アセスメントに係る要求事項は、予想される影響の発生場所、感受性、規模、内容等によって決まる。これらに基づいて、プロジェクトは、環境におよぼす影響に応じて審査され、以下のいずれかに分類される。

- カテゴリーA — 環境に著しい影響をおよぼす可能性があり、その活動内容が EIA 規定の付属書 1 に記載されているプロジェクト。具体的には、発電所、送電線（電圧 110 kV で総延長 10 km 以上）、ガスパイプライン（総延長 5 km 以上）の建設等。当カテゴリーのプロジェクトには、EIA レベルの調査および環境管理計画の作成が要求される。
- カテゴリーB — その活動内容が EIA 規定の付属書 2 に記載されているプロジェクト。地域社会や環境感受性の高い地域におよぼす影響は軽度であり、その程度および影響範囲もカテゴリーA のプロジェクトと比較すると小さい。当カテゴリーのプロジェクトには、簡易環境報告書（SER）のみが要求される。
- カテゴリーC — その活動内容が EIA 規定の付属書 3 に記載されているプロジェクト。環境におよぼす影響はきわめて軽度または無視できるレベルにある。EIA 当局または管轄の DPCA により、EIA または SER は免除される。

## (3) 環境影響評価のプロセス

環境影響評価(EIA)のプロセスの主要な要素を以下に説明する。また、EIA の手順を図 11.3-1 に示す。

### (a) 申請と審査

プロジェクトの提案者は、予備環境情報申告書（Preliminary Environmental Information Form）に必要事項を記入し、これを MICOA または当該の州の環境理事会（PDCA）に提出しなけ

なければならない。MICOA または PDCA は、その情報にもとづき、審査または予備評価を実施し、プロジェクトのカテゴリーを決定する。

(b) 実行可能性予備報告書とスコーピングの定義（EPDA）

カテゴリーA プロジェクトには EPDA の作成が義務づけられる。EPDA では、環境への影響を予測し、EIA の対象となる環境・社会的重要事項を特定しなければならない。

(c) 環境調査の TOR

業務指示書（Terms of Reference : TOR）とは、登録コンサルタントが、カテゴリーA プロジェクトにおける EIA レベルの調査、またはカテゴリーB プロジェクトにおける SER レベルの調査を実施する際に遵守すべき手順等を定めた文書である。

(d) 審査・承認プロセス

カテゴリーA プロジェクトでは、EIA の実施に先立ち、TOR を EIA 当局に提出し、審査・承認を受けなければならない。一方、カテゴリーB プロジェクトでは、所轄の DPCA にこれを提出し、審査・承認を受けなければならない。

(e) EIA 報告書と SE 報告書

EIA 報告書と SE 報告書は、それぞれ EIA 当局または DPCA に提出し、審査・認定を受けなければならない。

(f) 市民参加プロセス

カテゴリーA プロジェクトでは徹底した市民参加プロセスが義務付けられており、プロジェクトに関する一般市民の認識や意見をプロジェクトにフィードバックすることが必要とされる。カテゴリーB プロジェクトの場合、市民参加は任意である。

(g) 意志決定のスケジュール

MICOA および DPCA が決定に要する日数は以下のとおり。

表11.3-11 カテゴリーごとの意志決定スケジュール

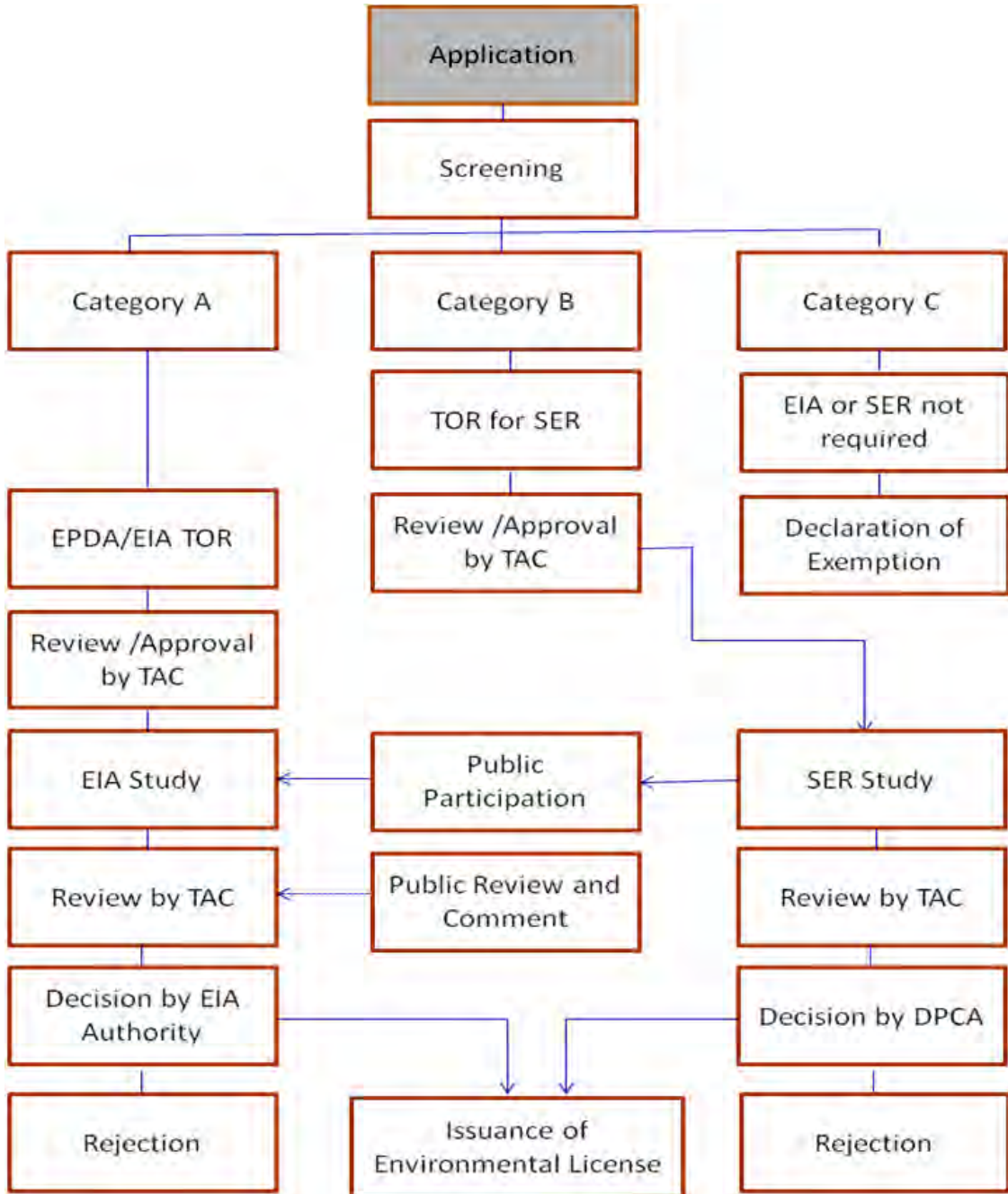
EIA Process	Schedule of Decision-making (in days)		
	Category A	Category B	Category C
Screening/IE	5	5	5
EPDA/TOR	30	15	-
EIA/SER Review	45	30	-
Public Participation Process	30 days	optional	-

(Source : MICOA, Article 18 of Decree 45/2004-EIA Regulation)

(h) 環境許可証

環境許可証は、プロジェクトのカテゴリーに応じて所定の承認料が支払われたのち、MICOA または DPCA（あるいはその双方）がこれを発行する。詳細は以下のとおり。

- カテゴリーA および B プロジェクトの環境許可——投資総額の 0.1%
- カテゴリーC プロジェクトの免除認定——投資総額の 0.01%



(Source: MICOA)

図11.3-1 「モ」国の EIA プロセスの概要

#### (4) 環境社会的配慮に関するガイドラインの比較

本プロジェクトの環境社会配慮調査を行うに当たり遵守すべき文書は「JICA 環境社会的配慮ガイドライン」（2010年4月付）であるが、「モ」国の環境関連法令の要求事項との比較を行なった。さらに、プロジェクトの重要な環境社会的要素が公正かつ十分に検討されていることを確認するべく、アジア開発銀行（ADB）の環境政策及びガイドラインも比較対象とした。検討の結果、これら3つの文書の内容に著しい差異は認められなかった。表 11.3-12 は、プロジェクトの遂行に関し、JICA、ADB および「モ」国政府が義務づける環境社会配慮事項を比較対照したものである。



表11.3-12 JICA、ADB および「モ」国政府が義務付ける環境社会的配慮事項の比較

対象事項	JICA	ADB	「モ」国政府
情報開示	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶環境アセスメント報告書をすべての利害関係者と一般市民に公開。さらに JICA のホームページ上でも公開。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ ADB のプロジェクトに関する環境アセスメント報告書を利害関係者と一般市民に公開。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶環境アセスメント報告書を一般市民に公開。</li> </ul>
市民参加	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶社会的受容性に関する JICA 指針によって市民参加の必要性を明示。</li> <li>▶話し合いを有意義なものとするべく、プロジェクト提案者にプロジェクトを公表し、地元の利害関係者（特に直接影響を受ける市民）と協議することを奨励。</li> <li>▶カテゴリ A のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は、開発の必要性や環境・社会に予想される悪影響、代替案の分析結果を早い段階で地元の利害関係者に説明すること。</li> <li>▶カテゴリ B のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は必要に応じ、地元の利害関係者と協議すること。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶環境アセスメントにおいて公開協議を行うこと。</li> <li>▶カテゴリ A・B のプロジェクトの場合、借り手はプロジェクトの影響を受けるグループおよび地元の NGO と協議すること。</li> <li>▶カテゴリ A のプロジェクトの場合、借り手は少なくとも 2 回、公開協議を行うこと（1 回は EIA の実地作業初期、もう 1 回は EIA 報告書草案の完成時および ADB による融資評価の前）。また、公開協議の過程を EIA と SEIA 報告書に記載のこと。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶EIA 規則の第 13 条により、環境アセスメント報告書の作成段階における市民参加の要綱を規定。</li> <li>▶必要に応じ、MICOA が一般市民の意見に目を通し、提出された書類の検討段階において公聴会を開くことができる。</li> <li>▶カテゴリ A のプロジェクトの場合、市民参加は必須。カテゴリ B のプロジェクトでは任意。</li> <li>▶公開ミーティングは開催の 15 日前までに告知し、利害関係者のすべてを招待し、意見を聞くこと。</li> </ul>
セーフガード指針	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶大規模な非自発的再定住をとまなうプロジェクトの場合、再定住計画を策定・公表すること。</li> <li>▶可能であれば、世界銀行のセーフガード指針（OP 4.12, Annex A）が定める事項を再定住計画に取り入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ ADB のセーフガード指針は以下のとおり。</li> <li>a) 地元住民指針</li> <li>b) 環境指針</li> <li>c) 非自発的再定住指針</li> <li>これらの指針は、開発プロジェクトが</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶開発プロジェクトの影響を受ける住民の再定住・補償・社会復帰については、MICOA がジェンダー社会問題省と調整。</li> </ul>

対象事項	JICA	ADB	「モ」国政府
	<p>れること。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 影響を受ける地元住民への対策を地元住民計画（環境社会配慮に関するその他の文書の一部）として策定し、主催国の関連法令にもとづいてこれを公表すること。</li> <li>▶ 可能であれば、世界銀行のセーフガード指針（OP4.10. Annex B）が定める事項を地元住民計画に取り入れること。</li> </ul>	<p>社会・環境に不利益や害をもたらすことがないように、遵守すべき重要事項を定めたものである。また、社会的弱者の人権と環境の保護を目的としたガイドラインでもある。</p>	
<p>対策の審査</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 複数の選択肢を検討し、悪影響を回避または最小限に抑えること。</li> <li>▶ 対策を審査する際は環境影響の回避を最優先すること。それが不可能であれば、影響を低減または最小限に抑える方法を検討すること。</li> <li>▶ 上記対策のいずれをもっても影響を回避できない場合は補償を検討すること。</li> <li>▶ モニタリングや環境管理計画等、適切なフォローアップ計画・制度を設定すること（関連の活動の費用と資金調達法を含む）。また、重大な悪影響が予想されるプロジェクトについては綿密な環境管理計画を設定すること。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ プロジェクトの提案者は、社会・環境問題や費用・便益に着目し、「妥当な代替案」を比較・評価すること（各種代替案や「無対策」という代替案、および代替案の評価と比較の方法に含まれる）</li> <li>▶ 2003年10月付の運用指針により、カテゴリーAおよび環境に配慮を要するカテゴリーBのプロジェクトについては、環境アセスメントの一環として、具体的な緩和対策や環境モニタリング基準、制度上の取り決め（予算を含む）を定めた環境管理計画（EMP）を策定すること。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ EIA規則の第2条により、計画の中止を含め、代替案を比較・審査すること。</li> <li>▶ EIA/SER報告書に環境管理計画（緩和対策・影響モニタリング・環境教育・事故防止対策・緊急対策）を明示すること。</li> <li>▶ EIA規則の第24条により、カテゴリーAとBのプロジェクトについて定期的に審査・監査を行い、環境管理計画（EMP）が適切に実施されていることを確認すること。</li> </ul>

(Source : JICA 調査団)

### 11.3.3 「モ」国のEIA制度を管轄する組織

#### (1) 環境活動調整省 (MICOA)

環境活動調整省 (MICOA) は 1995 年に設立された。その目的は、国家環境管理計画の遂行、環境方針・法令の施行、関係省庁との連携による環境問題の処理のほか、部門ごとの計画・プログラム・方針・開発計画等において環境面が考慮されていることを保証する点にある。MICOA の組織の構造を図 11.3-2に示す。

MICOA は、環境影響評価、自然資源管理、土地利用計画、環境意識開発および開発計画を担当する 5 つの部門で構成されており、それぞれがその責務を履行している。

環境法として知られる法令 20/97 を効果的かつ効率的に施行すべく、1999 年 12 月、EIA を担当する部門が EIA 理事会に昇格した。これにともない、管理部長を含む専門家によるチームが編成され、EIA 部門と環境監査部門の協力のもと、柔軟に任務を遂行している。

さらに、政府の地方分権政策にしたがって業務を効率化すべく、MICOA は州理事会 (DPCA) を設立し、全国 10 州で環境問題の調整を図っている。原則として、これらの州理事会の役割は、中央政府の環境法令・方針・計画 (EIA の規則とガイドラインを含む) を地域レベルで施行することにある。現在、州政府の大半は環境管理部門を編成しており、一部では EIA 部門が独立した組織となっている。

#### (2) 環境保護に関わるその他の省庁

##### (a) 国家環境維持開発委員会 (National Commission for Sustainable Development)

国家環境維持開発委員会は閣僚理事会と連携しており、2000 年 10 月、環境基本法の条項にもとづいて設立された。その任務は、環境管理に関する各部門の方針と計画を調整・統括することにある。

##### (b) 農業地方開発省 (Ministry of Agriculture and Rural Development)

農業・畜産・森林・野生動物を含む広範な自然環境の管理責任と権限を有する。

##### (c) 国家森林野生動物理事会 (Ministry of National Directorate of Forestry and Wildlife )

国立公園・保護区外における森林と野生動物の管理を担当する。

##### (d) 観光省または保護区管理理事会 (Ministry of Tourism also known as Directorate for Conservation Areas)

国立公園 (他の省庁の管理下にあるものを除く) の保護を担当する。

##### (e) 水産省 (Ministry of Fisheries)

法令 3/1990 (水産法) にもとづき、淡水・海水漁業資源のほか、淡水・海水養殖業を監督する。

##### (f) 通産省 (Ministry of Trade and Industry)

大規模な開発プロジェクトに関与する。



### 11.3.4 提案プロジェクトのカテゴリー

#### (1) プロジェクトのカテゴリー

モザンビーク電力公社 (EDM) は 2012 年 10 月 11 日、提案されているプロジェクトのカテゴリーを得るべく、MICOA 本部と DPCA に申請書を提出した。MICOA はこれを審査し、同プロジェクトをカテゴリーA とした。EDM はその公式通達を 2012 年 10 月 23 日に受領。入手した情報によると、本プロジェクトのカテゴリーを決定する際に以下の事項が考慮された。

- プロジェクトの種類——EIA 規定の付属書 1 に記載されているプロジェクト（具体的には、電圧 110 kV で総延長 10 km 以上の送電線をとまなう水力発電所および火力発電所、総延長 5 km 以上のガスパイプライン）
- プロジェクトに予想される影響の内容、期間、範囲および重大性
- プロジェクトが地球環境に直接または間接的におよぼす累積的影響
- 影響の可逆性および「モ」国の環境基準または当該の地域・国際基準への準拠の可能性
- プロジェクト候補地に関する事前情報
- 投資額または投資価値

#### (2) EDM の責務

EDM は MICOA が指定する EIA 手順(図 11.3-1 のカテゴリーA プロジェクトに関する手順を参照)にしたがい、環境許可の取得に必要な措置を講じるものとする。その暫定的スケジュールは表 11.3-13 に示すとおり。なお、このスケジュールは、JICA の情報開示方針（予備調査時に実施された環境社会配慮調査の結果を共有）に基づくものである。

表11.3-13 プロジェクトにおける公式 EIA プロセスのスケジュール

Broad Tasks/Activities	2012			2013											
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
Application to MICOA	▲														
Consultancy Service Procurement Procedure		.....													
Commission Local Consultant for follow thru activities on JICA ESC Study					■										
Follow thru activities and EPDA/TOR submission						■									
MICOA's decisions on EPDA/TOR							■								
EIA Study								■	■	■					
Approval Process of EIA Report											■				
Issuance of Environmental License												■	■	■	.....

(Source : JICA 調査団)

## 11.4 代替案（ゼロオプションを含む）の検討

### 11.4.1 プロジェクト候補地の選定

本プロジェクトの立地場所として2つの候補サイトが検討された。すなわち、ベルルアーネ工業団地 (Beluluane Industrial Park) 内のサイト (ベルルアーネサイト) と CTM の敷地内のサイト (CTM サイト) である。ベルルアーネ工業団地はマプト回廊沿いにあり、マプト市の中心部から西に約 18 km、マプト港から約 20 km の位置にある。一方、CTM はマプト市の中心部から西に約 3 km の位置にある。いずれも重大な環境社会的な影響は認められず（両候補地の詳細については第 3 章を参照）、環境感受性や環境的重要性の点でも問題はなかった。プロジェクトサイトの選定に際し、以下の事項が考慮された。

- 土地利用の内容
- 開発対象の土地の面積
- アクセスおよび整地の容易さ
- 地形条件
- 送電線容量にともなう最大出力
- 調達可能な燃料ガスの量
- 利用可能な水源・水量
- 適切な冷却システムの適用性
- 適用可能 CCGT の種類

以上の基準から判断すると、CTM サイトの方がより適切と考えられる。表 11.4-1 は、JICA 調査団が第 1 次現地調査時に両候補地を比較検討した結果である。

表11.4-1 候補サイトの比較検討結果

Criteria		Proposed Sites	
		CTM Site	Beluluane Site
1	Land use	Industrial use/Mixed use	Industrial use
2	Area size for development	3.7 hectares	1.5 hectares
3	Site accessibility and ease in land preparation	Easy access during transport and land clearance	Easy access during transport and land clearance
4	Topographic condition of the site	Flat	Moderate
5	Maximum applicable output based on transmission line capacity	100 MW or more	50 MW
6	Availability of fuel gas volume	6.0 MGJ/year	3.0 MGJ/year
7	Availability of water resource	Sufficient water resource	Insufficient water resource
8	Applicability of appropriate cooling system	3 applicable cooling system alternatives: once-through, wet cooling tower and air-cooled condenser	Cooling system option is limited to air cooled condenser
9	Availability of potential configuration of CCGT	Prospects for wide selection of CCGT configuration	Prospects for selection of CCGT configuration is few

(Source: JICA 調査団)

### 11.4.2 冷却システムの種類

発電所に適用可能な冷却システムは一過冷却方式、湿式冷却塔および空冷復水器の3つである。その選択に際しては以下が考慮された。

- 環境的側面
- 技術的側面
- 運営的側面
- 建設費
- 建設期間
- ライフタイムコスト

冷却システムの比較検討結果（第1次現地調査時）を表11.4-2に示す。

表11.4-2 冷却システムの比較検討結果

Criteria		Cooling Condenser System		
		Once-through	Wet cooling tower	Air-cooled condenser
1	Environmental consideration	Uses sea/river water for cooling (about 7,000 m <sup>3</sup> /h)	Uses fresh water for cooling (about 300 m <sup>3</sup> /h)	Doesn't use water for cooling
		Abundant source of water near Project site (Maputo Bay and Infulune River)	Water is expensive in Maputo	Considerable impact on noise and vibration
		Considerable impact on the coastal zone including near shore deformation, coastal water quality and sea-bottom sedimentation, marine ecosystem including fishery, sea grass, benthos, beach vegetation including mangroves, etc. caused by the change in ecosystem conditions and increase in temperature of the discharge water	Considerable impact on the carryover when salt and other contaminants are present in the water droplets	
2	Technical consideration	Highest plant efficiency	Lower plant efficiency by vacuum level	Lower plant efficiency by vacuum level
3	Administrative consideration	Requires approval from Maputo Port Development Company <sup>1</sup> for the use of the coastal zone	n/a	n/a

<sup>1</sup> Maputo Port Development Company is an authority that operates and governs the Mozambique ports of Maputo and Matola. It holds the concession to manage, construct, operate, develop and optimize the concession area until 2033 with options to extend.

Criteria		Cooling Condenser System		
		Once-through	Wet cooling tower	Air-cooled condenser
4	Duration of construction	Longer construction period	Shorter construction period	Shorter construction period
5	Construction cost <sup>2</sup>	Relatively higher construction cost Needs construction of new intake system and pipeline	Relatively high construction cost comparable to once through	Relatively lower construction cost compared to once through and wet condenser system
6	Estimated lifetime cost <sup>3</sup>	US\$ 360.3 million	US\$ 357.3 million	US\$ 340.2 million

(Source: JICA 調査団)

#### 11.4.3 ゼロオプション（本事業を実施しない案）

本プロジェクトが実施されない場合、EDMは、STE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、南アとの国境近くの Ressano Garcia 地区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になると予想される。これらのガス火力発電所は内陸部に立地することから、冷却水を必要としないガスエンジン方式を採用すると見られる。他方、本プロジェクトは CCGT 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、100MW 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方式の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。

潜在的 CO<sub>2</sub> 排出削減量の試算:

- ① 定格出力：100MW
- ② 設備利用率：83%
- ③ LHV/HHV 比：0.9019
- ④ 本プロジェクトのガス使用量（熱効率 50% @ LHV）：5,804,459 GJ/年
- ⑤ 代替プロジェクトのガス使用量（熱効率 44% @ LHV<sup>4</sup>）：6,595,977 GJ/年
- ⑥ 天然ガスの CO<sub>2</sub> 排出係数：0.051 tCO<sub>2</sub>/GJ
- ⑦ CO<sub>2</sub> の排出削減量：40,367 tCO<sub>2</sub> (=⑤-④)\*⑥)

<sup>2</sup> プロジェクトコストの詳細は 9 章を参照のこと。

<sup>3</sup> 経済財務分析については 10 章を参照のこと。

<sup>4</sup> Environmental Pre-Feasibility Study and Scope Definition for Mozambique Gas Engine Power Plant (MGEPP) Project in Ressano Garcia, Mozambique (2011)



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おり、グリッド排出係数がきわめて低い。したがって、本プロジェクトがCDM事業として認定されることは想定されない。

## 11.5 スコーピング及び環境社会配慮調査のTOR

### 11.5.1 環境社会配慮に関するスコーピング

本プロジェクトの環境社会配慮調査は、カテゴリBプロジェクトを対象としたJICAガイドラインおよび「モ」国の環境法令にもとづいて実施された。

本事業の実施に際して環境社会配慮が適切に行なわれることを担保するため、環境チェックリストを作成した。環境チェックリストの詳細については巻末資料-7を参照されたい。表11.5-1は環境チェックリストの項目を示す。

表11.5-1 本プロジェクトに係る影響項目のチェックリスト

カテゴリー		項目/環境パラメータ
1	許可証、承認、市民参加プロセス	EIA・環境許可書 市民参加と利害関係者の関与
2	環境品質基準	大気質 水質 騒音・振動 廃棄物管理 土壌 現場汚染 気候変動要因
3	自然環境	地形 地質 水文 生態系 生物多様性 保護地区 環境的重要地区
4	経済・社会環境	地域経済 住民移転 地元住民 景観 文化遺産 衛生・安全

(Source : JICA 調査団)

上記にもとづき、JICA 調査団は影響項目を1次評価し、環境社会配慮調査に際して検討すべき重要な環境問題とその範囲を特定した。その主な結果は表11.5-2に示すとおり。

表11.5-2 スコーピングの結果－重要影響項目の特定

分類	環境パラメータ	評価		評価の理由
		協議	運営と保守	
環境品質基準と汚染コントロール	大気質	B-	C-	建設期間中、重機やトラックに起因する粉塵やCO <sub>2</sub> による大気汚染が予想される。運用・保守の段階では、重要な汚染パラメータを対象に、大気中への排出を明らかにする必要がある。ベースラインとなる条件の把握は重要。
	水質	D	C-	建設に先立ち、現場とその周辺の地表水の水質を検査し、その特性を把握すること。
	騒音・震動	B-	C-	騒音は重要な事項。プロジェクト予定地にはEDMが時折利用する施設がある。また、予定地近辺には幹線道路や鉄道が通っている。プロジェクトの建設・運用・保守にともなう騒音に加え、こうした既存の騒音源を特定すること。本件はEDM取締役会との会合（2012年10月）で取り上げられた。
	廃棄物	C-	C-	プロジェクトの建設・運用・保守に際し、有害廃棄物等を含むさまざまな生活・産業廃棄物の発生が予想される。したがって、廃棄物管理基準にもとづき、廃棄物を適切かつ効果的に管理することが重要。
	土壌	C-	D	プロジェクト予定地は石炭火力発電所の跡地であるため、土壌汚染についての調査が必要。
	気候変動要因	D	C-	長期的にみると、オゾン層破壊につながる重要な物質（CO <sub>2</sub> ）が大気中に放出される可能性あり。
自然環境	地形	D	D	プロジェクトが予定地の地形に影響をおよぼすことはない。
	地質	D	D	プロジェクトが予定地の地質に影響をおよぼすことはない。
	水文	C-	C-	2000年、マプト市は洪水で冠水。プロジェクトの運用・保守に際し、洪水対策の検討が必要。
	生態系	D	D	プロジェクトが生態系に影響をおよぼすことはない。
	生物多様性	D	D	プロジェクトが生物多様性に影響をおよぼすことはない。
	保護地区	D	D	プロジェクトはどの保護地区からも遠いため、影響は予想されない。
	環境的重要地区	D	D	周辺にはマングローブ林があるが、プロジェクト予定地内に環境的に重要な地区は存在しない。また、プロジェクトがマングローブ林に影響をおよぼすことはない。
社会環境	地域経済	C+	C+	プロジェクトで雇用が創出されることにより、近隣の住民が生計を確保し、就業機会を得る可能性あり。
	住民移転	D	D	プロジェクト地域において住民移転は予想されていない（地元住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。
	地域住民	D	D	プロジェクトが地域住民に影響をおよぼすことはない（地域住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。

分類	環境パラメータ	評価		評価の理由
		協議	運営と保守	
	文化遺産	D	D	プロジェクト予定地近辺に文化遺産は存在しない（地域住民へのインタビューと現地視察で調査済み）。
	衛生・安全	B-	C-	建設期間中、プロジェクトが外部の人間を呼び込み、娼婦等による違法活動が発生する可能性大。建設・運用期間中、労働者はさまざまなリスクに晒される。

凡例:

A+/- : 重大なプラスまたはマイナスの影響が予想される。

B+/- : プラスまたはマイナスの影響が予想される。

C+/- : プラスまたはマイナスの影響の程度は不明（さらなる調査・特定が必要。また、ESC 調査の進展にともない、各種影響を特定できるかどうかを知る必要あり）

D : 重大な影響は予想されない、またはまったく影響はない。

(Source : JICA 調査団)

### 11.5.2 環境社会的配慮調査の TOR

スコーピングは環境社会的配慮調査の TOR を特定する作業の一環である。さらなる分析と調査を要する重要な問題は、大気環境、水質、騒音・振動、廃棄物管理、そしてプロジェクト候補地周辺の住民の社会経済的状況の 5 点である。

土壌汚染や敷地汚染、気候要因、安全衛生等の重要事項は、EDM が実施する公式の EIA の際に本格的に検討する必要がある。

なお、本環境社会配慮調査は、カテゴリーB プロジェクトに関する JICA ガイドラインに準じており、基本的に二次データ（既存データ）を活用するが、二次データが存在しない場合および「モ」国の環境法令に基づく追加検討すべき項目がある場合、重要影響項目に関する簡易的なベースライン調査を実施して、この結果をプロジェクトの影響予測・評価に反映する。JICA 調査団は、これらの情報収集業務を効率的かつ効果的に遂行するためにローカルコンサルタントに一部業務を委託した。EDM による公式の EIA が始まれば、一連の調査の結果は EDM の作業文書に反映される予定である。環境社会配慮調査の TOR は表 11.5-3のとおり。

表11.5-3 環境社会的配慮調査の TOR

Environmental and Social Issues		Survey Items	Methodology
1	Air Quality	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify environmental standards</li> <li>• Review of climate data including temperature, humidity, wind direction and speed, rainfall and solar radiation in nearby observation station including hourly/monthly highest, lowest and average data for the past three years</li> <li>• Establish air quality condition in the Project site for NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, dust/PM<sub>10</sub></li> <li>• Identify current air pollution sources</li> <li>• Evaluate the impact</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Collection of secondary data</li> <li>• Field survey</li> <li>• Interview with relevant agencies</li> <li>• Field reconnaissance Survey</li> </ul>
2	Noise/Vibration Level	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify environmental standards</li> <li>• Establish baseline conditions of noise level in the Project site and surrounding areas</li> <li>• Evaluate the impact</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Collection of secondary data</li> <li>• Field survey</li> <li>• Interview with relevant agencies</li> </ul>
3	Water Quality	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify water quality environmental standards</li> <li>• Establish water quality condition in the Infulune River including the following parameters: water temperature, pH, DO (dissolved oxygen), COD, BOD, SS and coli-form</li> <li>• Evaluate the impact</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Collection of data</li> <li>• Field survey</li> <li>• Field reconnaissance survey</li> <li>• Interview with relevant agencies</li> </ul>
4	Waste management	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify waste management standards including waste water discharge to rivers</li> <li>• Predict types and generated amount of construction, and</li> <li>• Evaluate the impact</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Collection of secondary data</li> <li>• Interview with relevant agencies</li> </ul>
5	Social and economic conditions of the communities surrounding the Project site	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify social and economic conditions of communities surrounding area of the Project site</li> <li>• Evaluate the impact</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interview</li> <li>• Simplified survey</li> </ul>
6	Stakeholders' Engagement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clarify views and opinion of people about the Project</li> <li>• Clarify environmental and social issues that are important to the people</li> <li>• Evaluate stakeholders' stakes, interest and needs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perception survey</li> <li>• Stakeholders' meeting/small group discussion/consultation</li> </ul>

(Source: JICA 調査団)

## 11.6 用地取得・住民移転

### 11.6.1 用地取得

プロジェクトサイトは EDM が所有・管理しているため用地取得の必要はない

### 11.6.2 住民移転

立ち退きの対象となる合法・不法定住者は存在しないため、本プロジェクトは住民移転を伴わない。

## 11.7 スコーピングにもとづく環境社会調査の結果

環境社会調査の結果にもとづき、環境影響アセスメントを表 11.7-1 にまとめた。

表11.7-1 スコーピングにもとづく環境社会調査の結果

項目	スコーピングにおける影響		調査結果にもとづく影響		評価の理由 Con	
	Con	O/M	Con	O/M		
環境品質基準と汚染コントロール						
1	大気質	B-	C-	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>機械類・装置類・大型トラック等の排ガスによる大気汚染が予想されるが、粒状物質の濃度は、「モ」国政府や IFC、SANS が定める基準値以下である。</li> <li>重機による整地等の作業で粉塵が発生するが、いずれも一時的なものである。</li> <li>建設前・建設期間中は、建設資材や建設・生活廃棄物の運搬により、交通量が増大する。</li> <li>プロジェクトにともなう排出は、「モ」国政府の大気質基準（法令 18/2004）および SANS と IFC の大気質基準の範囲内と予想される。既存のガスタービンと新規発電所が同時に稼働した場合、NOx 濃度が一時的に基準を超える可能性があるが、ガスタービンの補修・改善が予定されており、将来的に問題は無い。</li> </ul>
2	水質	D	C-	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>コンクリートと油を含んだ排水が発生。</li> <li>建設期間中は作業員による生活排水も発生。</li> <li>建設機械から漏洩する燃料で地下水が汚染される可能性あり。</li> <li>産業・生活排水は排水基準にもとづき、排水処理施設で処理された後、排出される。</li> </ul>
3	騒音・振動	C-	C-	B-	B-	建設期間中は周辺の地域で騒音レベルが一時的に上昇する可能性あり。
4	廃棄物	B-	C-	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設・運用・保守の段階で一般廃棄物と有害廃棄物が発生。一方、排水は排水処理施設で処理の予定。処理された排水はマプト湾と Infulune 川に排出される。排出に際しては、「モ」国政府・IFC・SANS の排水基準を遵守することが重要。</li> </ul>
5	土壌	C-	D	B-	D-	<ul style="list-style-type: none"> <li>土質調査の結果、旧貯炭場の跡地で表層の土壌の一部が浸出水等により汚染されていることが判明したが、その影響は限定的であり、周辺環境への影響は想定されない。</li> </ul>
6	気候変動要因	D	C-	B-	B-	<ul style="list-style-type: none"> <li>オゾン層破壊につながる重要物質（CO<sub>2</sub>）が大気中に放出されるが、発電所はきわめて小規模であるた</li> </ul>

項目	スコーピングにおける影響		調査結果にもとづく影響		評価の理由 Con	
	Con	O/M	Con	O/M		
					め、影響はそれほど重大でない。	
<b>自然環境</b>						
7	地形	D	D	D	D	● プロジェクト予定地は、既存の発電所内の空き地であるため、土地利用や地形に変更はない。
8	地質	D	D	D	D	● 地質への影響はない
9	水文	C-	C-	B-	B-	● プロジェクト予定地は、一部が敷地内に達している潮間帯に面している。現地調査時、近隣の鉄道と並行する雨水用の排水路を確認。また、敷地境界・鉄道沿いに浸水した窪地も確認された。窪地には草が繁茂していることから、ほぼ一年中水浸しと考えられる。
10	生態系	D	D	D	D	● 生態系におよぶ重大な影響は確認されていない。
11	生物多様性	D	D	D	D	● 生物多様性におよぶ影響は確認されていない。
12	保護地区	D	D	D	D	● 保護地区におよぶ影響は確認されていない。
13	環境的価値のある地区	D	D	D	D	● 「モ」国にとって環境的価値のある地区への影響は確認されていない。
<b>社会環境</b>						
14	地域経済	C+	C+	C+	C+	● 発電所で地元の労働者を雇用する予定。 ● 地元で起業が促進され、建設作業員が増加。
15	住民移転	D	D	D	D	予定地は EDM が所有しており、同地に居住者はいない。
16	地域住民	D	D	D	D	● 予定地に住む地域住民はいないため、影響はない。
17	文化遺産	D	D	D	D	● 文化遺産におよぶ影響は確認されていない。
18	衛生・安全	B-	C-	B-	B-	● 作業にともなう事故や安全上のリスクが発生し、発電所内外の人々に影響が及ぶ可能性大。そのため、環境・衛生・安全面を適切かつ効果的に管理し、発電所の建設・運用にともなうリスクを抑えることが肝要。

凡例:

A+/- : 重大なプラスまたはマイナスの影響が予想される。

B+/- : プラスまたはマイナスの影響が予想される。

C+/- : プラスまたはマイナスの影響の程度は不明（さらなる調査・特定が必要。また、ESC 調査の進展にともない、各種影響を特定できるかどうかを知る必要あり）

D : 重大な影響は予想されない、またはまったく影響はない。

(Source : JICA 調査団)

## 11.8 環境への重大な影響の評価

プロジェクトの建設と運営にはさまざまな作業がともない、本報告書の前節で述べたとおり、それぞれが環境パラメータに影響する可能性がある。そのため、建設・運営が環境におよぼす多様な影響を調査し、環境特性への影響を予想した。具体的には、各作業にともなう影響を作業量や汚染防止装置の効果、環境の許容力をもとに予想した。

### 11.8.1 建設期間中の影響

建設にともなう影響は局所的かつ短期的で、その大半は土木作業によるものである。重機類の設置や試運転にともなう影響はさらに軽微である。環境影響マトリクスは、建設期間中の各作業が特定の環境パラメータにおよぼす影響を表したものである。詳細は表 11.8-1のとおり。

表11.8-1 環境影響マトリクス

作業	環境パラメータ						
	大気質	水質	廃棄物	騒音・振動	土壌	地域経済	衛生・安全
土木作業	X	X	X	X	X	X	X
資材の保管と取り扱い	X			X		X	X
給水		X					
機械・電気工事	X			X		X	X
運搬	X			X		X	X

(Source : JICA 調査団)

#### (1) 大気環境への影響

建設期間中のおもな排出源は、現場で使用される重機や車両である。特に、重機により、SO<sub>2</sub>・NO<sub>x</sub>・粒状物質の濃度が微増することが予想されるが、その影響は可逆的であり、軽微かつ短期的である。現場での建設作業は、土木作業や小規模な構造物の組み立て等に限られる。原則として、重機は敷地外で組み立てられ、現場で設置されるため、建設期間は短縮される。おもな大気汚染源は以下のとおり。

- 資材を運搬する車両の排ガス
- 建設機械・車両の移動にともなう粉塵
- 移動式ディーゼル発電機や現場に設置されるその他の発電機の排ガス
- 車両と重機の排ガス

粉塵の発生を最小限に抑えるため、定期的に散水を行う。また、すべての建設機器を適切に保守する。現場では、認可された車両のみを使用する。なお、建設現場の周囲には仕切りが設置されるため、粉塵の影響は現場内にとどまる。また、車両の排ガスや他の作業によってNO<sub>x</sub>の大気中濃度が一時的上昇するが、その絶対量は無視できる程度である。

## (2) 水環境への影響

水の用途はおもにコンクリートの養生と粉塵防止のための散水である。一方、建設現場や重機、資材から流出する水、生活排水、中水道とその利用にともなう排水が地表水を汚染する。おもな汚染物質は有機分と雑菌である。衛生対策の中心は、定期的な清掃等によるトイレの消毒である。発生する廃水は無機固形分を含んでいるため、前述のとおり、これがアルカリと直ちに反応し、当該の排水基準に抵触する可能性がある。しかし、いずれも建設期間中に限られるため、その潜在的影響は軽微であり、難分解性の汚染物質による長期的な影響も考えられない。余剰セメントを含んだアルカリ性の洗浄水は沈殿・中和され、排出される。

以上により、プロジェクトの建設にともなう水環境への影響は短期的かつ軽微と考えられる。

## (3) 廃棄物による影響

建設期間中は産業固形廃棄物や一般廃棄物、下水、建設廃材等が発生する。特に問題となるのが、PCB（ポリ塩化ビフェニル）・PCT（ポリ塩化テルフェニル）・アスベストといった有害物質を含む廃棄物であり、可能な限り、これらの発生を防ぐ必要がある。その他の建設廃材や一般廃棄物、下水による影響は、適切な廃棄物管理計画を設け、これを徹底することで緩和可能である。

## (4) 騒音による影響

調査対象地域では、騒音レベルが全体的に上昇することが予想される。騒音のおもな原因は、建設重機の稼働、荷物の積み下ろし、装置類の組み立てと運転、コンクリートミキサー・クレーン・発電機・ポンプ・コンプレッサー・掘削ドリル・圧縮空気工具・起振機等の建設機械の使用である。建設期間中はこれらにより、55-70 dB(A)の騒音が発生する。影響を受けるのは建設現場の近辺である。近隣の住民への影響を最小限に抑えるためには、建設を日中に集中させ、夜間の作業を縮小する必要がある。また、大量の土砂の運搬や重機の稼働といった作業を日中の通常勤務時間内に限定する方法もある。建設現場における騒音・振動による影響は、以下の方法によって緩和することが可能である。

- 作業現場から可能な限り遠くに発電機を設置する。
- 車両や建設機械にマフラーを取り付ける。
- 作業員に耳栓や耳当て等、適当な保護具を支給する。

## (5) 土壌への影響

敷地の造成（現場の清掃、整地、掘削、土砂の運搬）と建設作業により、現場の表土が失われる可能性がある。また、浸食された土壌が風で運ばれ、周辺の土地に堆積し、植物の呼吸を阻害することも考えられる。しかし、以下の理由により、こうした影響は軽微と予想される。

- 当該の作業は建設現場に限定される。
- 撤去した表土は、建設が行われていない他の場所で造園や土地改良に利用される。
- 建設現場は壁で囲われるため、作業による影響は現場に限定される。



## (6) 社会環境への影響

### (a) 地域経済

プロジェクトは地元住民に直接的または間接的に雇用を提供する。一方、建設期間中に熟練工が流入することにより、周辺の定住地と資源に影響がおよぶ可能性がある。しかし、建設作業の規模と内容を考えると、労働者の流入（請負業者の作業員を含む）が近隣におよぼす影響は軽微と考えられる。また、労働者・資材・金銭が出入りすることにより、地域の社会経済的状況が改善する可能性がある。さらに、衛生設備・燃料施設・トイレ・医療施設・安全施設等が労働者やトラック運転手等の臨時工に提供されることにより、以下のようなプラスの影響も予想される。

- 非熟練工・半熟練工等の非就労者への雇用の提供
- サービス業（小売店や自動車修理工場等）の発展およびサービス部門における雇用・事業機会の増加

一方、マイナスの影響は以下のとおり。

- 流動人口の増加による地域生活への圧力（道路・交通・通信・給水・衛生・医療・娯楽施設等）
- 地元のサービスや商品（卵・魚・野菜・牛乳等）の値上がり

上記の影響を定量化することは難しいが、大半は短期的なものであり、その発生は建設期間中に限られる。一方、地域に雇用機会（プロジェクト自体とサービス部門）が増加し、全体的に経済が改善することは間違いない。

### (b) 交通渋滞

建設期間中は大型車両の通行により、近隣の道路における交通量が増加し、一般市民に不都合が生じる可能性があるが、プロジェクトの規模と内容を考えると、その影響は軽微である。対策としては、交通管理計画を策定し、状況の改善を図る。具体的な対策は以下のとおり。

- 資材等の運搬のため、必要に応じて既存の道路を補修する。
- 建設作業に関わるトラックやダンプの運転手に指示し、旅客バスや自家用車を優先させることにより、公共の交通に便宜を図る。
- 建設資材や機械等は、交通量の少ない時間帯または夜間に運搬する。

## 11.8.2 運転期間中の影響

運用期間中の影響には継続性があるが、出力100MW程度のガス火力発電所にもなう影響は大きくない。汚染対策としては、効率的な技術を導入し、環境への影響を最小限に抑える。

### (1) 大気質への影響

本プロジェクトでは、天然ガスを燃料として利用することから、運転期間中に天然ガスの燃焼に伴って窒素酸化物（NOx）が発生し、これが大気汚染を引き起こす恐れがある。現在の大気汚染物質の濃度は「モ」国の基準値以下であるが、本プロジェクトの実施後も「モ」国の基準を満足するか確認する。

#### (a) 基本前提条件

本プロジェクトでは、稼動用燃料として天然ガスを使用することから、二酸化窒素（NO<sub>2</sub>）を対象とし、通常の拡散条件のほか、以下の高濃度となる特殊条件についても予測を行う。

- 逆転層：煙突の上層に気温の逆転層がある場合、排出ガスが逆転層の下にとどまり、高濃度となる可能性がある。
- ダウンドラフト/ダウンウォッシュ：近隣の建物の影響により風下方向に巻き込みによる下降流が生じ、煙突からのばい煙の上昇高度が低下して、高濃度となる場合があり、この現象をダウンドラフトと呼んでいる。一般に建物の高さの 2.5 倍が、煙突高さを超える場合、この現象が生じる可能性がある。また、強風時には煙突自身による巻きこみの影響で、煙突からのばい煙の上昇高度が低下して、高濃度となる場合があり、この現象をダウンウォッシュと呼んでいる。一般に風速が排出ガス速度の 1.5 倍以上で生じるといわれている。

#### (b) 汚染物質の現況濃度

11.2 節で述べたとおり、プロジェクトサイトの 7 地点で測定が実施されており、NO<sub>2</sub> は 2.66～19.51 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、SO<sub>2</sub> は 0.01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$  未満～5.36 $\mu\text{g}/\text{m}^3$  で、表 11.8-2 に示すとおり「モ」国の環境基準や IFC/WB のガイドライン値の基準に十分適合している。

なお、大気拡散シミュレーションを行った時点ではプロジェクトサイトでの実測値が得られなかったことから、予測における NO<sub>2</sub> の現況濃度として、Mozambique Gas Engine Power Plant<sup>5</sup>における実測値の 5.74 $\mu\text{g}/\text{m}^3$  を設定した。

<sup>5</sup>出典：「Mozambique Gas Engine Power Plant: Air Quality Impact Assessment 2012」

表11.8-2 大気質の測定結果及びモザンビークの環境基準との比較

(単位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )

項目	時間	実測値	モザンビーク 環境基準	EU Limit Value	IFC EHS General Guidelines	日本 環境基準
二酸化硫黄 (SO <sub>2</sub> )	10 min.	—	—	—	500	—
	1 hr		800	350	—	260 (0.1ppm)
	24 hrs	<0.01~5.36	365	125	125	100 (0.04ppm)
	Annual		80	20	—	—
二酸化窒素 (NO <sub>2</sub> )	1 hr		400	200	200	—
	24 hrs	2.66~19.51	200	—	—	75~110 (0.04~0.06ppm)
	Annual		100	40	40	—
浮遊粒子状物質 (PM <sub>10</sub> )	1 hr		—	—	—	200
	24 hrs	12.6~78.4	200(TSP)	50	150	100
	Annual		—	40	70	—

注：1. IFCのガイドラインでは当該国に基準がない場合、WHOの値を採用している。二酸化硫黄、浮遊粒子状物質にはTarget ValueからGuideline valueといったいくつかの段階の数値が記載されており、ここでは、緊急性が高く、各国で規定されている環境基準と同程度のTarget value 1を記載した。

- EU, “Council Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the council of 21 May 2008 ;  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:152:0001:0044:EN:PDF>
- .日本, “大気汚染に係る環境基準”, <http://www.env.go.jp/kijun/taiki.html>
- IFC, “Environmental, Health, and Safety General Guidelines”,

(Source : JICA 調査団)

**(c) 予測式**

通常の拡散条件及び特殊条件について、下記の異なるガウス型拡散モデルを使用して、「モ」国の環境基準の時間スケールにあわせて、予測を行う。

**■ 通常条件**

$$C(x, y, z) = \frac{Q}{2\pi\sigma_y\sigma_z u} \exp\left(-\frac{y^2}{2\pi\sigma_y^2}\right) \left( \exp\left\{-\frac{(z-He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z+He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right)$$

ここで、

C : 風下距離 R(m) 地点の地上濃度

Qp : 排出量(g/s)

$\sigma_y$  : 水平方向のパラメータ(m)

$\sigma_z$  : 鉛直方向のパラメータ(m)

u : 風速(m/s)

R : 煙源と計算点の水平距離(m)

z : 地上高さ

He : 有効煙突高(m)

He = H + ΔH

H : 煙突高(m)

ΔH : 煙突上昇高さ(m)

**■ 特殊条件**

<逆転層>

$$C(x) = \frac{Q_p}{2\pi\sigma_y\sigma_z u} \cdot \sum_{n=-3}^3 \left[ \exp\left\{-\frac{(He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(-He+2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right]$$

ここで、

Qp : 排出量(g/s)

$\sigma_y$  : 水平方向のパラメータ(m)

$\sigma_z$  : 鉛直方向のパラメータ(m)

u : 風速(m/s)

He : 有効煙突高(m)

L : 混合層高度(m)

(最悪条件である、L = He とした)

n : 反射回数 (=±3 とした)

＜ダウンドラフト/ダウンウォッシュ＞

有効煙突高さについては、以下のように、低下分が考慮された予測式とした。

$$H_e = H_o + \Delta H + \Delta H' + \Delta H''$$

$H_e$  : 有効煙突高 (m)

$H_o$  : 煙突実高さ (m)

$\Delta H$  : 上昇高さ (m)

$\Delta H'$  : 煙突の影響を考慮したプルーム主軸の低下分

$\Delta H''$  : 建物の影響を考慮したプルーム主軸の低下分

**(d) 排出諸元**

現在、計画しているガスタービンの設計条件から、拡散予測で用いる排出ガス量、温度、速度および窒素酸化物の排出量として、表 11.8-3 に示す値を用いた。

なお、排出される窒素酸化物は、予測ではすべて二酸化窒素になるものとした。

また、ガスタービンからの浮遊粒子状物質は発生量がすくないため、予測していない。

**表11.8-3 排出諸元**

項目	単位	新設		既設
		1号	2号	天然ガス
排出ガス量 (湿り)	Nm <sup>3</sup> /h	381,960	381,960	
排出ガス温度	°C	117	117	
排出ガス速度	m/s	18.8	18.8	
煙突の実高さ	m	30	30	
窒素酸化物排出量	kg/h	18	18	

注：1.最大連続負荷時の値である。

(Source : JICA 調査団)

**(e) 気象条件**

煙突から排出されたばい煙の拡散による地上での着地濃度の値は、前述した計算式に示したように、風速及び拡散パラメータに大きく依存する。

実際に予測する風速及び拡散パラメータのケースを検討するため、発電所周辺の Instituto Nacional 気象観測所における 2009～2011 年の結果を整理した。

主な気象データは以下のとおりである。

**a. 気温及び湿度**

年間の最高気温は、38.5～43.0°Cの範囲に、最低気温は 8.9～12.1°Cにある (表 11.8-4 参照)。

また、年間の平均相対湿度は 72.8～74.6% の範囲にある (表 11.8-5参照)。

表 11.8-4 月別気温等

(°C)

Year	Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2009	Maximum	39.2	39.9	33.8	34.2	36.5	32.4	33.1	31.9	35.3	36.0	31.8	41.5	41.5
	Minimum	17.5	18.4	16.6	15.2	15.0	9.8	8.9	10.6	13.5	12.2	14.2	17.0	8.9
2010	Maximum	35.9	35.6	36.3	35.1	34.2	31.3	28.7	34.5	37.6	38.1	38.5	37.4	38.5
	Minimum	18.2	19.7	20.0	13.5	14.5	9.4	10.3	11.0	13.7	14.0	16.5	-	9.4
2011	Maximum	37.9	36.1	34.3	35.8	34.7	34.5	32.9	37.7	41.1	41.7	43.0	38.4	43.0
	Minimum	20.9	19.9	17.0	12.5	13.0	12.8	12.1	13.6	14.1	14.8	15.0	17.9	12.1

(Source : JICA調査団)

表11.8-5 月別平均相対湿度

(%)

Year	Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2009	Average	79.9	78.2	74.4	69.0	74.3	70.4	70.6	73.5	73.2	78.0	79.0	75.3	74.6
	Minimum	66.0	64.0	62.0	47.0	56.0	34.0	52.0	53.0	39.0	57.0	59.0	65.0	34.0
	Maximum	97.0	95.0	94.0	79.0	86.0	98.0	93.0	93.0	95.0	98.0	97.0	93.0	98.0
2010	Average	76.6	74.0	78.2	80.5	75.7	69.4	75.5	68.3	63.9	69.2	70.4	71.8	72.8
	Minimum	62.0	65.0	67.0	60.0	48.0	46.0	46.0	32.0	30.0	41.0	40.0	48.0	30.0
	Maximum	98.0	93.0	92.0	97.0	94.0	87.0	89.0	95.0	73.0	91.0	94.0	92.0	98.0
2011	Average	76.8	76.0	79.9	78.3	76.1	73.9	77.6	73.2	76.5	78.6	78.1	75.1	76.7
	Minimum	66.0	68.0	73.0	66.0	57.0	39.0	37.0	32.0	42.0	56.0	65.0	61.0	32.0
	Maximum	90.0	92.0	91.0	86.0	88.0	88.0	95.0	88.0	91.0	90.0	92.0	86.0	95.0

(Source : JICA調査団)

b. 風向・風速

2009～2011年の風向・風速の出現状況は、表 11.8-6～表 11.8-8及び図 11.8-1～図 11.8-2に示すとおりであり、最も卓越する風向は、南西でありその出現頻度は 23.2% で、次に北西の出現頻度が 18.0%、西の出現頻度が 15.0%となっている。

また、最も卓越する風速は 1.0～1.9 m/s が 25.3%であり、2.0～2.9 m/s が 25.0%、0.5～0.9 m/s が 21.3%となっており、弱風が比較的多いが、風速 6 m/s 以上の風も 1%以上出現している。

年間平均風速は、2 m/s であり、1～7月が弱く、8～12月が早くなっている。

表11.8-6 年間の風速・風向別出現頻度 (2009～2011年)

(%)

Wind direction Wind speed	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Total
0.5-0.9 (m/s)	1.4	0.6	1.1	1.4	3.2	5.2	3.8	4.6	21.3
1.0-1.9 (m/s)	3.3	0.8	0.6	1.7	2.8	6.9	4.5	4.8	25.3
2.0-2.9 (m/s)	2.0	1.0	1.2	2.4	3.5	6.7	3.9	4.4	25.0
3.0-3.9 (m/s)	1.2	0.9	0.9	1.3	1.9	2.7	2.0	2.9	13.7
4.0-5.9 (m/s)	0.6	1.2	0.5	1.2	1.6	1.3	0.6	1.3	8.3
6.0-7.9 (m/s)	0.4	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.1	0.0	1.6
8.0< (m/s)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Total	8.8	4.5	4.2	8.4	13.2	23.2	15.0	18.0	95.4
Calm (<0.4 m/s)									4.6

(Source : JICA 調査団)

表11.8-7 月別の風向出現頻度 (2009～2011年)

(%)

Occurrence ratio	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
Jan	10.1	3.4	5.6	14.6	7.9	37.1	9.0	10.1
Feb	16.4	0.0	1.4	12.3	27.4	23.3	8.2	8.2
Mar	3.4	1.1	4.5	10.2	26.1	28.4	10.2	12.5
Apr	6.8	3.4	0.0	5.7	9.1	29.5	22.7	17.0
May	9.1	1.1	0.0	2.3	11.4	11.4	29.5	26.1
Jun	1.1	0.0	0.0	2.2	10.1	21.3	29.2	28.1
Jul	3.4	0.0	0.0	0.0	4.6	27.6	31.0	31.0
Aug	11.2	3.4	0.0	3.4	14.6	19.1	16.9	27.0
Sep	11.1	10.0	4.4	13.3	12.2	18.9	4.4	21.1
Oct	12.6	10.3	12.6	16.1	8.0	20.7	5.7	9.2
Nov	15.1	16.3	8.1	11.6	11.6	12.8	7.0	12.8
Dec	6.7	4.5	13.5	10.1	18.0	28.1	4.5	11.2
Annual	8.8	4.5	4.2	8.4	13.2	23.2	15.0	18.0

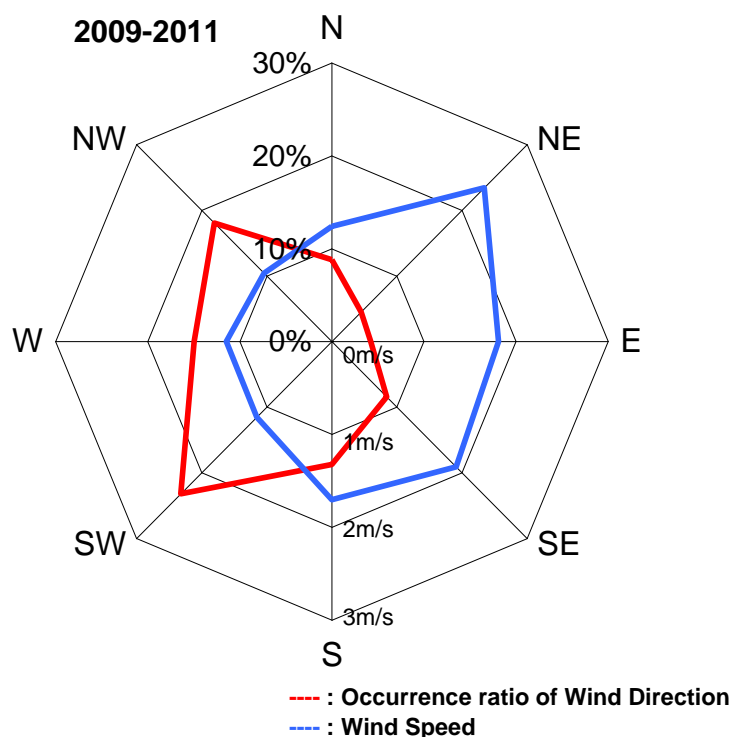
(Source : JICA 調査団)

表11.8-8 月別・風向別平均風速 (2009～2011年)

(m/s)

Month	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Monthly
Jan	1.9	1.2	1.3	1.8	1.5	1.3	1.5	1.6	1.5
Feb	2.4		1.9	2.0	1.9	1.8	1.6	1.6	1.9
Mar	1.3	1.1	1.7	1.7	1.4	1.6	1.6	1.6	1.5
Apr	1.6	1.2		1.2	1.5	1.6	1.5	2.1	1.6
May	0.8	1.7		1.8	1.1	1.6	1.3	1.7	1.4
Jun	0.6			3.6	2.6	1.9	1.7	1.5	1.8
Jul	1.6				2.2	2.1	1.8	1.6	1.8
Aug	2.3	3.1		3.2	1.8	2.0	1.9	1.7	2.0
Sep	1.9	2.8	3.1	3.3	3.3	2.5	1.7	2.2	2.6
Oct	3.0	4.0	2.2	3.4	2.8	1.6	2.9	3.0	2.7
Nov	1.7	2.9	2.0	2.3	2.3	2.6	2.9	2.2	2.4
Dec	4.0	3.6	3.1	2.8	3.4	2.6	2.4	3.0	3.0
Annual	2.1	2.9	2.3	2.5	2.1	1.9	1.7	1.9	2.0

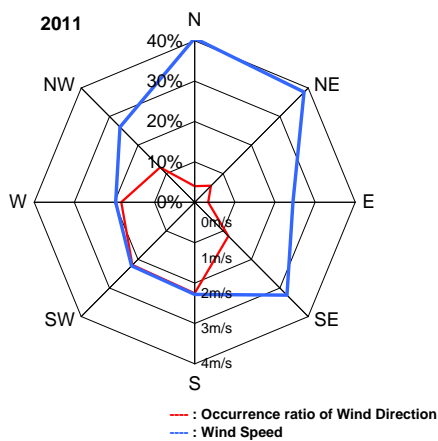
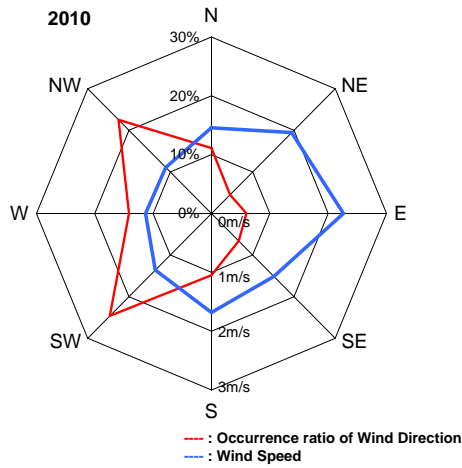
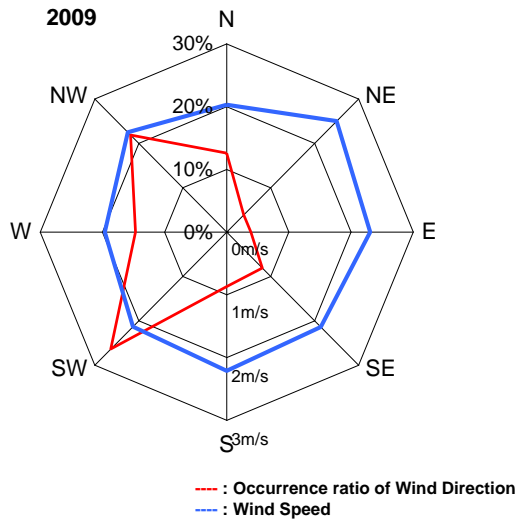
(Source : JICA 調査団)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-1 風配図 (2009～2011年平均)





(Source : JICA 調査団)

図11.8-2 各年の風配図 (2009～2011)

**(f) 検討ケース**

a. 通常条件

計算は、Pasquill の大気安定度分類に示されている、安定度と風速を基本にする。

風速については、周辺の Instituto Nacional 気象観測所において、弱風が多いものの、6m/s 以上の風もみられている。このため、Pasquill の大気安定度に対応する全ての範囲の風速を、表 11.8-10 に示すケースで設定した。

**表11.8-9 安定度・風速別の気象条件**

Stability		Wind speed at ground level (m/s)
Unstable	A	1, 2
	B	1, 2, 3, 4
Neutral	C	1, 2, 3, 4
	D	1, 2, 3, 4, 6, 8, 10

(Source : JICA 調査団)

**表11.8-10 パスキル安定度分類**

Wind speed at ground level U (m/s)	Daytime				Nighttime (rate of solar radiation = 0)
	Rate of solar radiation Q (unit 0.01 kWm-2)				
	60 < Q	30 - 59	15 - 29	1 - 14	
U < 2.0	A	A-B	B	D	F
2.0 - 2.9	A-B	B	C	D	E
3.0 - 3.9	B	B-C	C	D	D
4.0 - 5.9	C	C-D	D	D	D
6.0 < U	C	D	D	D	D

(Source : JICA 調査団)

寄与濃度の分布については、Instituto Nacional 気象観測所での主要風向が南西と北西であり、発電所からの排出ガスは北西風では海に向かい、南西風では住居地域に向かうことから、南西風を設定した。また、風速は安定度別に最も高い着地濃度を示す条件で計算した。

b. 特殊条件

<逆転層>

逆転層の計算は、上記の通常条件での拡散結果から、最も高濃度なる大気安定度と風速を用いて計算を行った。

<ダウンドラフト／ダウンウォッシュ>

煙突からの排出ガスは、高度 30m の高さから排出される。

建物によるダウンドラフトの現象は、建物の高さの 2.5 倍が煙突高さを超えるものが対象となるため、12m 以上のものが対象となる。

発電所では 12m 以上の高さの構造物として、最も高いのはバイパススタック (30m) であり、このほか排熱回収ボイラー (HRSG) (30m) などがある。

ダウンドラフトの計算は、一般的な拡散条件に合わせて表 11.8-9 に示す全てのケースを選定した。

ダウンウォッシュの影響については、本計画では排ガスの速度を、18.8m/s と速くしており、この1.5 倍の約 28m/s となる風速は想定されないことから検討は行っていない。

**(g) 解析結果**

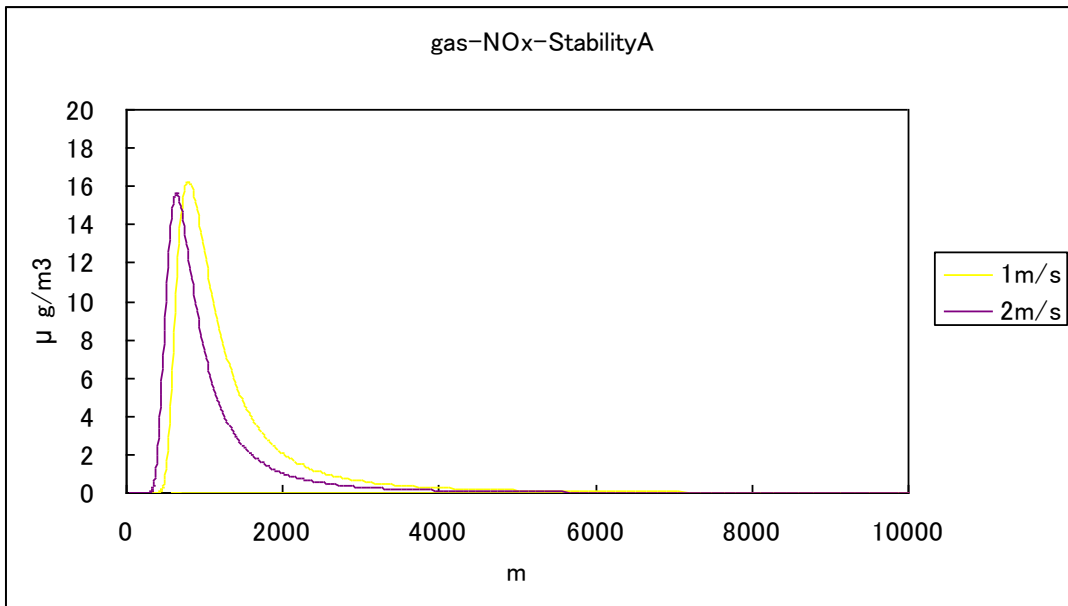
a. 通常条件

CCGT からの二酸化窒素の各安定度別の最大着地濃度の予測結果は、図 11.8-3～図 11.8-4及び表 11.8-11に示すとおりである。

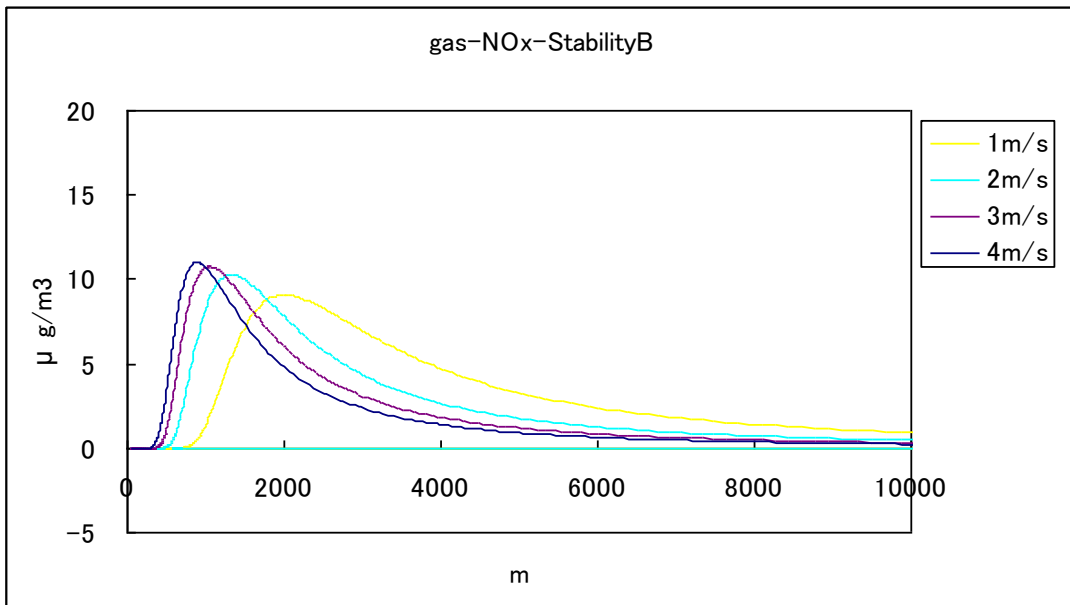
二酸化窒素の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度Aで風速 1.0 m/s のときであり、濃度は 16.3 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で「モ」国の環境基準値の 4%程度、IFC/WB のガイドライン値の 8%程度となっている。

予測値に現況濃度を加えて将来濃度とした場合、将来濃度の最大は 22.04 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ で、「モ」国の環境基準値及び IFC/WB のガイドライン値とくらべて十分低くなっている。

(大気安定度 A)



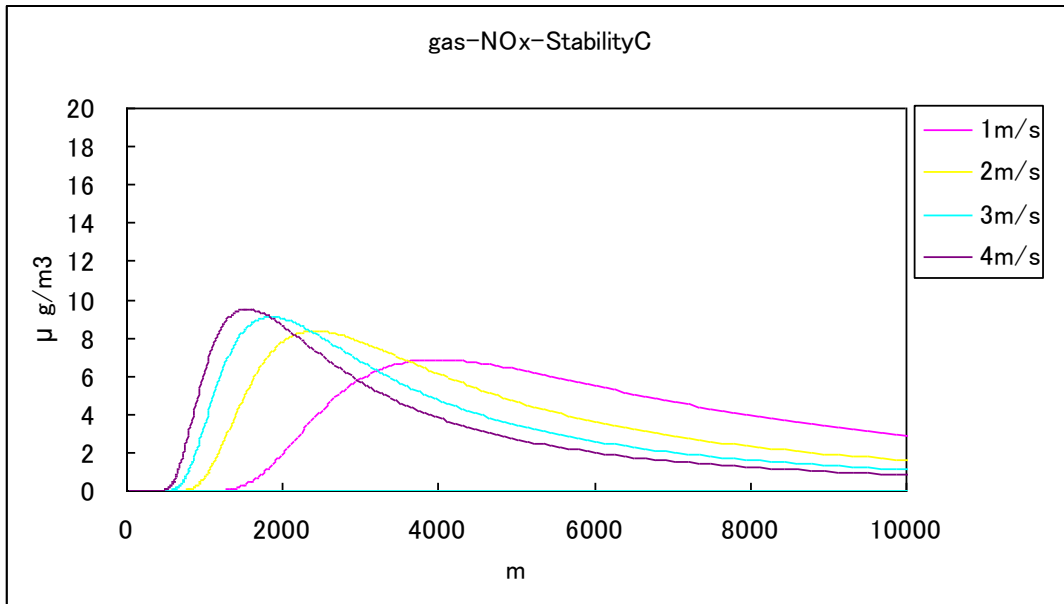
(大気安定度 B)



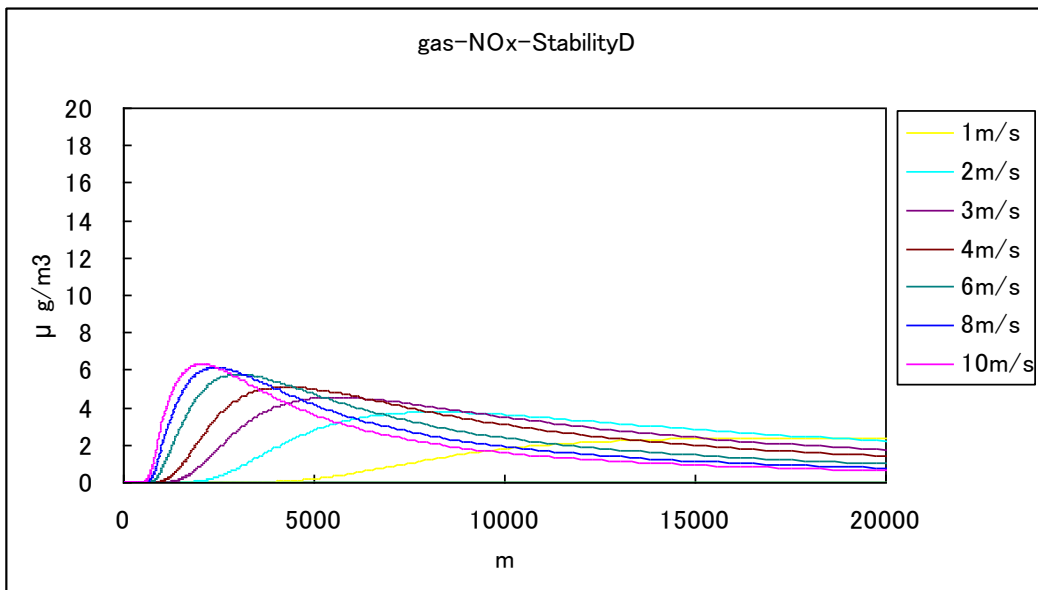
(Source : JICA 調査団)

図11.8-3 通常条件での新設による NO<sub>2</sub> の最大着地濃度の予測結果 (1 時間値) (大気安定度 A および B のケース)

(大気安定度 C)



(大気安定度 D)



(Source : JICA 調査団)

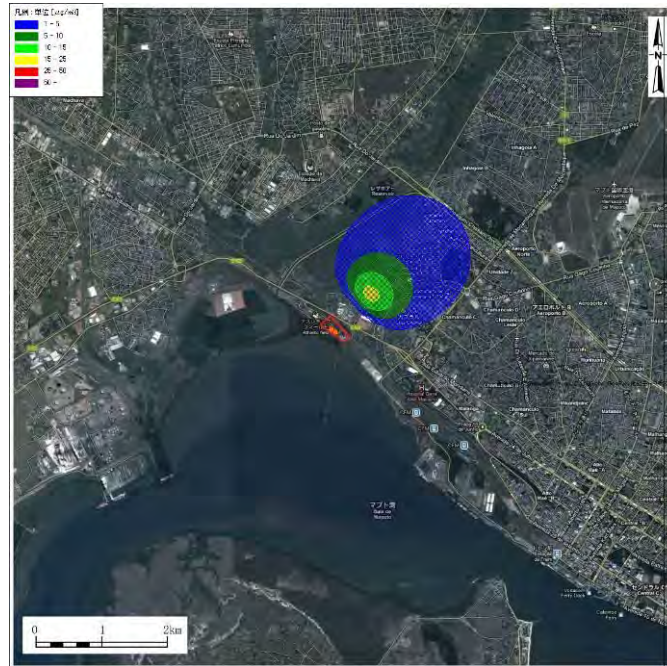
図11.8-4 通常条件での新設による NO<sub>2</sub> の最大着地濃度の予測結果 (1 時間値) (大気安定度 C および D のケース)

表11.8-11 通常条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (1時間値)

Item	Stability	Wind speed	Maximum concentration at the ground level a (µg/m <sup>3</sup> )	Distance for maximum concentration at the ground level (km)	Present concentration b (µg/m <sup>3</sup> )	Maximum future concentration a+b (µg/m <sup>3</sup> )	Mozambique atmospheric environmental quality standard (µg/m <sup>3</sup> )	IFC/WB EHS guidelines (µg/m <sup>3</sup> )
NO <sub>2</sub>	A	1 m/s	<b>16.3</b>	0.8	5.74	<b>22.04</b>	400	200
		2 m/s	15.6	0.6		21.34		
	B	1 m/s	9.1	2.0		14.84		
		2 m/s	10.3	1.3		16.04		
		3 m/s	10.8	1.0		16.54		
		4 m/s	11.0	0.9		16.74		
	C	1 m/s	6.9	4.0		12.64		
		2 m/s	8.4	2.1		14.14		
		3 m/s	9.1	1.8		14.84		
		4 m/s	9.5	1.5		15.24		
	D	1 m/s	2.4	16.9		8.14		
		2 m/s	3.8	8.3		9.54		
		3 m/s	4.6	5.6		10.34		
		4 m/s	5.1	4.3		10.84		
		6 m/s	5.5	3.5		11.24		
		8 m/s	5.8	3.0		11.54		
		10 m/s	6.2	2.3		11.94		

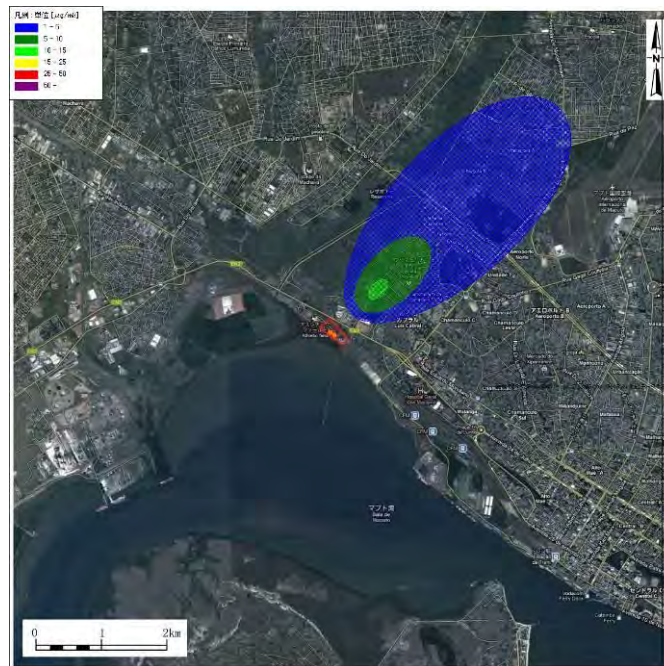
(Source : JICA 調査団)

CCGT からの二酸化窒素の各安定度での南西風における最大濃度分布の予測結果は、図 11.8-5～図 11.8-8に示すとおりである。



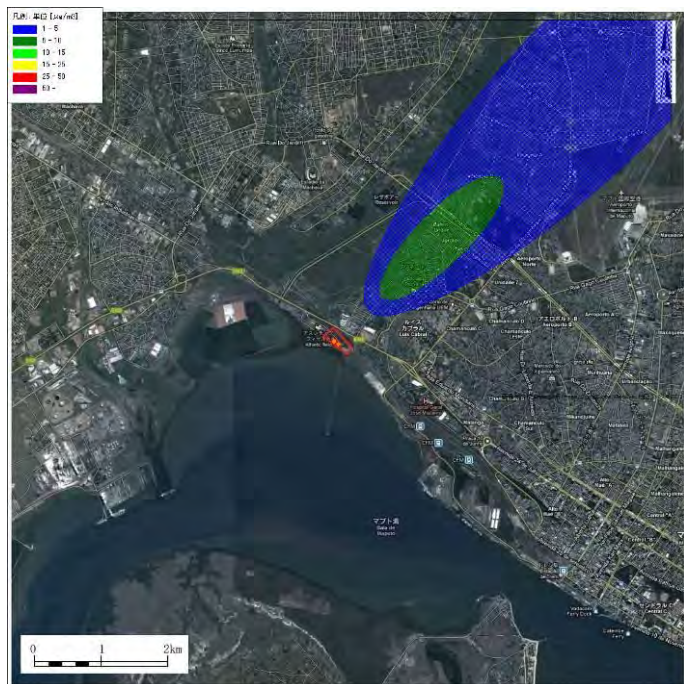
(Source : JICA 調査団)

図11.8-5 NO<sub>2</sub>の予測濃度分布図 (南西風 安定度 A 風速 1.0 m/s)



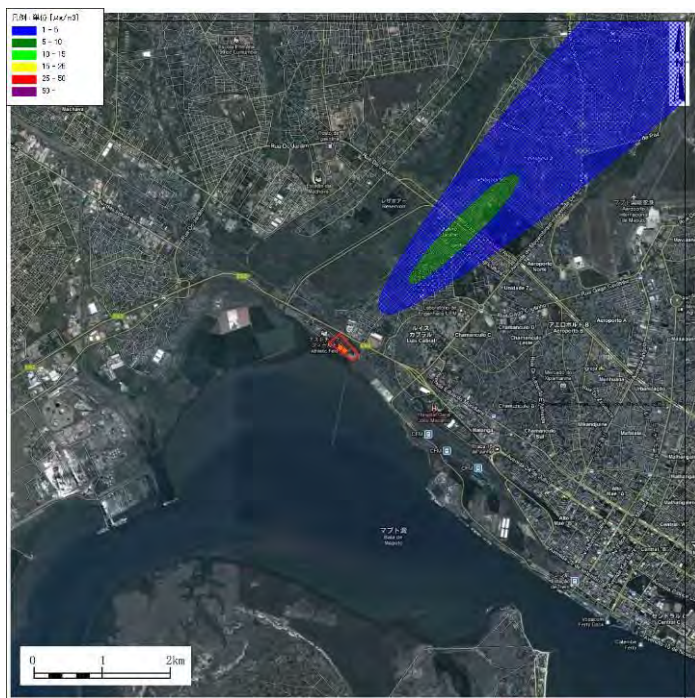
(Source : JICA 調査団)

図11.8-6 NO<sub>2</sub>の予測濃度分布図 (南西風 安定度 B 風速 4.0m/s)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-7 NOx の予測濃度分布図 (南西風 安定度別最大時 C-1 時間値)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-8 NOx の予測濃度分布図 (南西風 安定度別最大時 D-1 時間値)



b. 特殊条件

二酸化窒素の特殊条件における予測結果は、表 11.8-12及び図 11.8-9に示すとおりである。

二酸化窒素の地上での最大着地濃度が最も高くなるのは、逆転層発生時の濃度の  $32.7\mu\text{g}/\text{m}^3$  で「モ」国の環境基準値の8%程度、IFC/WBのガイドライン値とくらべて16%程度となっている。予測値に現況濃度として加えて将来濃度とした場合、将来濃度の最大は  $38.44\mu\text{g}/\text{m}^3$  で、「モ」国の環境基準値及びIFC/WBのガイドライン値とくらべて十分低くなっている。

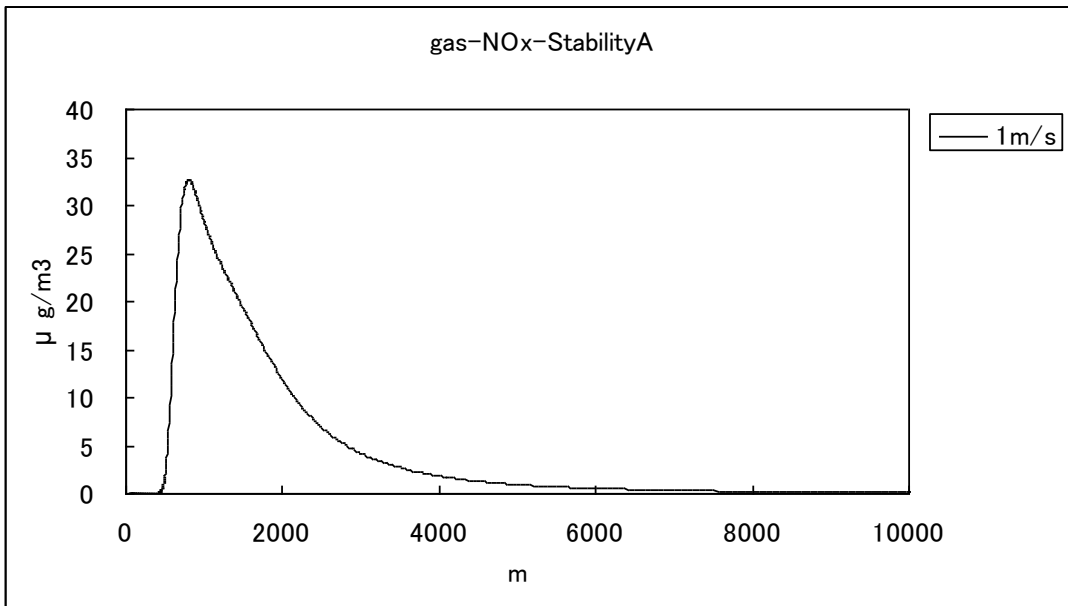
表11.8-12 特殊条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (1時間値)

Item	Condition	Stability	Wind speed	Maximum concentration at the ground level a ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Distance for maximum concentration at the ground level (km)	Present concentration b ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Maximum future concentration a+b ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	Atmospheric environmental quality standard of Mozambique ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	IFC/WB EHS guidelines ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )
NO <sub>2</sub>	Inversion layer	A	1 m/s	32.7	0.8	5.74	38.44	400	200
	Downdraft	D	10 m/s	26.9	0.6		32.64		

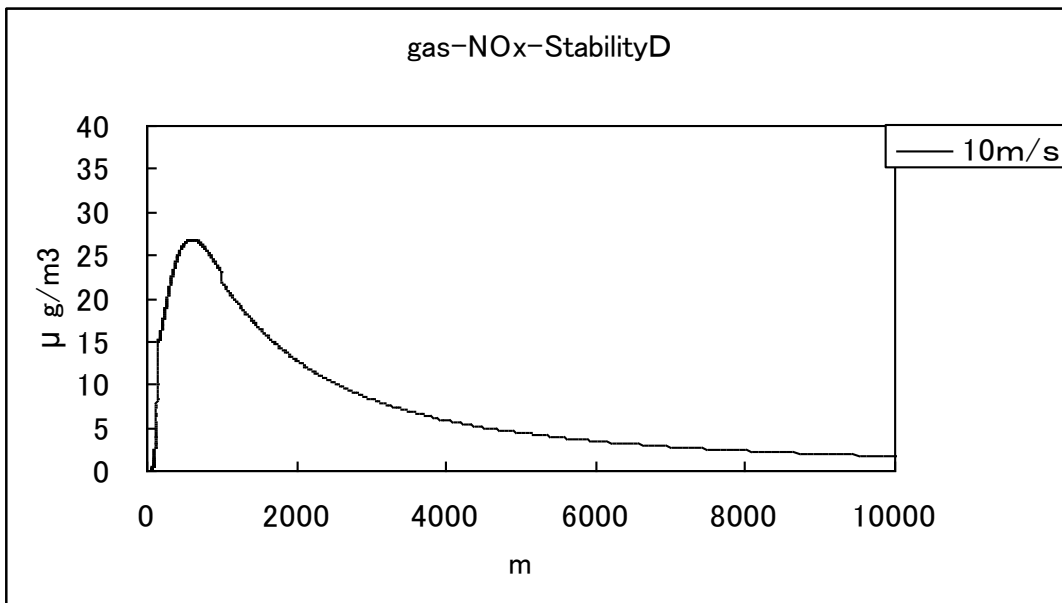
注：ダウンドラフトの最大着地濃度は、安定度別の全ての風速の予測値の最大値を記載している。

(Source : JICA 調査団)

(逆転層)



(ダウンドラフト)



(Source : JICA 調査団)

図11.8-9 特殊条件での新設によるNOxの将来最大着地濃度の予測結果 (1時間値)

(h) 結論

大気拡散シミュレーションの結果、CCGTの寄与濃度は小さく、現況濃度が低いことから予測された将来濃度は、高濃度となる条件下でも、「モ」国の環境基準値及びIFC/WBのガイドライン値と比べて十分低くなっている。また、予測におけるNO<sub>2</sub>の現況濃度(5.74 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )とサイトでの実測値(2.66~19.51 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )との差分は小さいことから、現時点では煙突等の高さを変更するなどの必要は想定されない。

## (2) 騒音に対する影響

運転段階における騒音の主な発生源は、ガスタービン、熱回収蒸気発生器（HRSG）、蒸気タービン発電機、空冷復水器（ACC）、各種ポンプ、換気扇、その他様々な設備である。これらの騒音レベルは、適切な騒音対策を施すことで比較的容易にコントロールできる。本プロジェクトの環境要求事項（6.4.4節参照）により、安定状態で運転されるすべての設備の環境騒音レベルは、設備の端から1メートル地点または騒音の発生源付近で85dB(A)を超えることはない。また、発電所敷地境界線上の高さ1メートル地点でこれに相当する騒音レベルは、70dB(A)を超えることはない。70dB(A)は、11.3.1節にある産業、商業地帯（昼夜）に対する規定の適用基準を満たしている。また、騒音モニタリング調査の結果によると、サイト周辺の現在の騒音レベルは比較的高く（高速道路が近接するため）、既存の2号GTの騒音寄与度は比較的低いことが分かった（11.2.1節参照）。このことから、適切な騒音対策設備を備えた新規のCCGTから発生する騒音が、現場付近の全体的な騒音レベルに与える影響はさほど大きくはないと予想される。

## (3) 水質に対する影響

建設予定の発電所は空冷復水器を使用することから、発電所の運転には水を必要としない。そのため、地表水や地下水への影響はない。しかしながら、汚れていない廃水がマプト湾の主要な排水パイプラインを通して排出されるため、下水処理施設からの排水は定期的にモニタリングする必要がある。

## (4) 廃棄物に対する影響

発電所は、運転時に特に油類、脱水スラッジ、スクリーン・フィルター・ガスタービンの付着物などの有害、無害な廃棄物を排出する。埋立地は産業廃棄物処理の法的規制にしたがって認定される。現在、公営の一般廃棄物の投棄場所は、マプト市のHulene地区とマトラ市のMalhampene地区にそれぞれ1箇所ずつ存在する。有害廃棄物の最終処分場としては、マトラ市のBoane地区の郊外にあるMavoco埋立処分場が唯一の施設である。

廃水は特に、HRSGブローダウンの中和された再生廃棄物、ガスタービンの床排水、蒸気タービンビル、変圧器辺りからの汚染排水、下水から発生する見込みである。IFCやSANSは、この廃水をマプト湾に排出する前に処理し、規定の排水基準と照合するべきである。

発電所はその他廃棄物や一般廃棄物を排出すると予測されている。そのため、廃棄物への悪影響緩和策として、また同時に適切なモニタリングシステムの枠組みを提供するため、排水システムを含む廃棄物管理システムを確立することが重要である。

## (5) 交通・輸送手段に対する影響

発電所の運転に必要な燃料・ガスはMGCのパイプラインとCTMをつなぐ新しいルートのパイプラインを通して運ばれるため、想定通り、交通・輸送システムへの影響はない。

## (6) 健康と安全に対する影響

運転中の業務・維持管理担当者の健康と安全は重要である。発電所の最悪事態に対応するため、健康・安全面の方策だけでなく、積極的な消防システムが使用される。これは、モザンビーク政府、IFC、SANSにより設定された規定の基準およびガイドラインに従って実行しなければならない。

## (7) 気候変動に対する影響

本プロジェクトによって世界の気候変動に影響を与えうるCO<sub>2</sub>が発生するが、プロジェクトの規模を考えると気候変動に与える影響は軽微である。

## (8) 社会環境に対する影響

建設予定の発電所の起動後は、現地の非労働人口を含む第二次部門での雇用が発生する。

発電所運転時は間接的な雇用機会が発生し、プロジェクトの枠を超えて中小企業が成長できる。サービス部門や日常のニーズのマーケティングで多くの雇用が生まれる。

建設予定の発電所はガスを使用し、SO<sub>2</sub>濃度も非常に低いため、人体の健康への悪影響はない。PM<sub>10</sub> レベルも規定の基準にしたがっている。全体として、現場の社会経済状況にわずかな影響がある程度で、その影響のほとんどはプラスになるものである。

## 11.9 緩和策及び緩和策実施のための費用

プロジェクトの大きな影響の分析に基づき、プロジェクトの悪影響を管理するための方策が提案・策定された。表 11.9-1、表 11.9-2は建設段階、運転段階の緩和策をそれぞれ示している。

表11.9-1 建設段階の緩和策

項目	影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設機械、器具からの SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、煙、砂、塵の分散</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設機械・器具の定期的なモニタリング、メンテナンス実施</li> <li>敷地内でのごみ焼却は厳禁</li> <li>不必要な機械作業や車両の移動を避けるため、適切な交通・輸送維持管理を導入</li> <li>重量輸送車の速度制限を守る</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	<ul style="list-style-type: none"> <li>土木作業による塵</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設地、処分場での定期的な水散布</li> <li>不必要な機械作業や車両の移動を避けるため、適切な交通・輸送維持管理を導入</li> <li>重量輸送車の速度制限</li> <li>可能なときはいつも微細な塵を出す材料をナイロン・ビニールで覆う</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
水質汚濁	<ul style="list-style-type: none"> <li>機械、器具の洗浄による土壌流出、濁水、汚水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>沈殿槽、沈殿物を囲う塀の一時的設置</li> <li>機械・器具の洗浄に使用する水はタンクに溜めるか排水処理をすること</li> <li>蛇口のモニタリングを定期的の実施</li> <li>建設地の平地に水が溜まるのを避けるため雨水排水路を建設</li> <li>油類や化学製品は隔離し一時保管タンクに保存すること</li> <li>車両や機械・器具は、燃料補給をし、密閉された囲い壁、屋根のある場所に保管</li> <li>燃料保管タンクは密閉された囲い壁、屋根のある場所に設置</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	<ul style="list-style-type: none"> <li>土を含む排水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>土壌浸食を防ぐため掘削作業の周りには塀を設けること。排水の濁りを抑えるため一時沈殿池を備える</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> <li>産業固形廃棄物</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物管理計画を作成する</li> <li>有害、無害な材料を分離</li> <li>PCB（ポリ塩化ビフェニル）、PCT（ポリ塩化テルフェニル）、アスベスト、その他危険な物質を含む材料の使用は必要に応じて避ける。</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設地の一般廃棄物</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>悪臭の堆積を避けるため、一般廃棄物埋立地と通常の処分場を一時的に建設</li> <li>作業員に廃棄物の再利用、リサイクル、減量（3R）の実施を促す</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	<ul style="list-style-type: none"> <li>下水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>下水は汚水処理タンクで浄化する</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設廃材</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設廃棄物の指定処分場への適切な処理</li> <li>廃棄物管理計画を作成する</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
騒音・振動	<ul style="list-style-type: none"> <li>機械、器具、車両からの騒音</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>最新のノイズ低減機械、車両を使用</li> <li>機械、車両には必要に応じてサイレンサー、マフラーを使用</li> <li>建設作業は日中に限定して行う</li> <li>騒音が及ぶ地帯での防音壁の建設あるいは雑音抑制器の設置</li> <li>できるだけ作業負荷を統一し、騒音を低減するため車両や機械のスケジュール、タイミングを最適化</li> <li>プロジェクト現場の周囲に一時的な塀を建設</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内

項目		影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(2) 自然環境	土壌	<ul style="list-style-type: none"> <li>雨風による土壌浸食</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場での散水を実施</li> <li>侵食を防ぐため可能な限り土を覆う</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	気候要因	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設機械、器具、車両からのガス排出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>建設機械、器具の定期的メンテナンス</li> <li>車両の適度な速度を守る</li> <li>車両の重量負荷制限</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
(3) 社会環境	地域経済	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトによる雇用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>特に清掃や食事など、地域のサービスを利用</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトによる小さな物の調達</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>適切で条件を満たす調達ガイドラインの作成が必要</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
	健康と安全	<ul style="list-style-type: none"> <li>感染症のリスク</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>感染症に対する意識は教育プログラムの一部に組み込まれている</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>現場事故</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>健康・安全計画を作成</li> <li>雇用開始時に基本的な健康安全教育プログラムを作成、実施</li> <li>保護用イヤーマフ、安全靴などの個人用安全装具（防護服、備品）は作業員に提供される</li> <li>「人の出入り禁止区域」など建設機械近辺の安全対策を実施</li> <li>医療部隊を結成</li> <li>現場近くにある Jose Macamo 病院と共同で緊急輸送計画を開始</li> <li>プロジェクト実行部隊はモザンビーク政府または IFC の環境・健康・安全のガイドラインを参照する</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>現場周辺での交通事故</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>交通管理計画を作成</li> <li>現場周辺に必要な信号機・標識を設置</li> <li>運転手に基本的な交通教育を行う</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC コスト内

(Source : JICA 調査団)

表11.9-2 運転段階の緩和策

項目		影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(1) 環境汚染	大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所からの SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>10</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高煙突の採用</li> <li>燃焼排ガスの量や SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>10</sub> の濃度を監視する連続排出監視システムの導入</li> <li>定期的なモニタリング、メンテナンスの実施</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット EDM	EPC 内/ O&M 内
	水質汚濁	<ul style="list-style-type: none"> <li>次のパラメータ (pH 値、濁度) での廃棄物処理施設からの排水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>排水量の定期的モニタリング</li> </ul>	EDM	O&M 内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>HRSG ブローダウン、ガスタービンの床排水、蒸気タービンビル、構内排水からの汚水の発生</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>油類を分離する下水システムの適用</li> <li>廃棄物処理、浄化施設の導入と建設</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC 内
	廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> <li>産業固形廃棄物</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物管理計画を作成する</li> <li>有害・無害な材料は分離される</li> <li>発生した廃棄物は処理施設で処理をする</li> <li>汚泥はリサイクルする</li> <li>脱水スラッジ (こびりつき)、スクリーンやフィルタースクリーン、ガスタービンの沈殿物は固形廃棄物として処理し、特定の固形廃棄物埋立地に廃棄すること</li> <li>現場近辺の水質モニタリング</li> <li>施設はモザンビーク政府、SANS、IFC の環境基準、ガイドラインに基づいて管理、運転すること</li> </ul>	EDM プロジェクト実施ユニット	O&M 内/ EPC 内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所の一般廃棄物</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物管理における 3R (reduce, reuse, recycle) の推進</li> </ul>	EDM	O&M 内
	騒音・振動	<ul style="list-style-type: none"> <li>ACC を含む機械の騒音</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>定期メンテナンスの実施</li> </ul>	EDM	O&M 内
(2) 自然環境	土壌	<ul style="list-style-type: none"> <li>雨風による土壌浸食</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>雨水による土壌浸食を緩和するため現場での散水を行う</li> <li>雨水排水の導入</li> </ul>	EDM プロジェクト実施ユニット	O&M 内/ EPC 内
	気候要因	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所からの CO<sub>2</sub> 排出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービンの定期メンテナンス、モニタリング</li> </ul>	EDM	O&M 内
(3) 社会環境	地域経済	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所による雇用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>モザンビーク労働ガイドラインに遵守</li> </ul>	EDM	O&M 内
		<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトによる小さな物の調達</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>適切で条件を満たす調達ガイドラインの作成が必要</li> </ul>	EDM	O&M 内
	健康と安全	<ul style="list-style-type: none"> <li>火事</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>消火システムの構築</li> <li>構内の消火栓に戦略的に消火パイプラインを導入</li> <li>FIPAG/Aqua de Mozambique からの給水を確保</li> <li>消火水の配分は、システムのどの部分であっても欠陥を隔離するバルブ区分を含む</li> <li>消火システムに燃料オイルタンクを設置</li> <li>電気式の主ポンプの導入、二次的なディーゼルエンジン式ポンプは最悪の事態における水需要のため取っておく</li> </ul>	プロジェクト実施ユニット	EPC 内

項目	影響	緩和策	担当政府機関・団体	費用
(3) 社会環境	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場事故</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>健康・安全計画を作成</li> <li>雇用開始時に基本的な健康安全教育プログラムを作成、実施</li> <li>保護用イヤーマフ、安全靴などの個人用安全装具（防護服、備品）は作業員に提供される</li> <li>「人の出入り禁止区域」など建設機械近辺の安全対策を実施</li> <li>医療部隊を結成</li> <li>現場近くにある Jose Macamo 病院と共同で緊急輸送計画を開始</li> <li>労働、健康、安全について EDM は次のガイドラインを参照する。                         <ul style="list-style-type: none"> <li>環境衛生・安全ガイドライン（EHS ガイドライン）（2007 年 IFC）</li> <li>EHS ガイドライン（火力発電）（2007 年 IFC）</li> </ul> </li> </ul>	EDM	O&M 内

(Source : JICA 調査団)

発電所の汚染対策実施のため負担することが予想される資本コストについては、このレポートの第9章で論じられている通り、建設期間中の必要予算はEPCコストの範囲内である。また運転段階の必要予算は通常のO&M費用に含まれる。

### 11.10 環境モニタリング計画

環境モニタリング計画は、プロジェクトの利益を高め、関わりのあるすべての作業に採用すべき好事例の基準を紹介するため、プロジェクト実施中の環境への影響に対する配信メカニズムを提供する。従って、環境パラメータのあらゆる面における進行や大きな変化を発見するため、また適切な管理策をタイムリーに採用するため、予定プロジェクトの影響に対応するモニタリング計画が策定されている。建設予定の発電所周辺における煙突からの排出レベル、環境大気質は定期的に監視される。さらに、騒音レベルも定期的に監視する。表 11.10-1 と表 11.10-2 は、建設段階及び運転段階におけるモニタリング項目、地点およびサンプリング頻度を示している。

表11.10-1 建設段階の環境モニタリング計画

モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
環境大気質	PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、CO (大気、気温、気象データ、相対湿度、風向、風速)	建設地の境界（西、東、南の3地点）	1回/月
排水の質	水温、pH、DO、BOD <sub>5</sub> 、COD、SS、油類、重金属 (重金属はIFC基準に示されている)	一時沈澱池の出口点	1回/月
川の水質	モザンビーク政府、SANS、IFC	発電所の排水出口点	年4回



モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
	の基準・ガイドラインに基づく 水温、pH、DO、BOD <sub>5</sub> 、 COD、SS、TD、油類、重金属		
騒音	d BA  (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	建設地の境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月
振動	dB または ppv	建設地の境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月

(Source : JICA 調査団)

表11.10-2 運転段階の環境モニタリング

モニタリング領域	モニタリング項目	モニタリング地点	サンプリング頻度
環境大気質	PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、CO  (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	発電所境界、発電所から半径 2 キロの 4 地点	1 回/月
排気の質	O <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、CO	HRSG の煙突	CEMS による 継続的なモニ タリング
排水の質	水温、pH、DO、BOD <sub>5</sub> 、 COD、SS、油類、重金属 (重金属は IFC 基準に示され ている)	水処理施設の出口点	年 4 回
川の水質	モザンビーク政府、SANS、IFC の基準・ガイドラインに基づく 水温、pH、DO、BOD <sub>5</sub> 、 COD、SS、TD、油類、重金属	発電所の排水出口点	年 4 回
騒音	d BA  (大気、気温、気象データ、相 対湿度、風向、風速)	発電所境界（西、東、南の 3 地点）	2 回/月
振動	dB または ppv	発電所境界（西、東、南の 3 地点）	1 回/月

(Source : JICA 調査団)

## 11.11 ステークホルダー協議、関与

### (1) 協議の目的

下記はステークホルダー協議の目的である。

- プロジェクト予定地の周辺地域にCTMに建設される新規発電所の計画について知らせるため
- 予定プロジェクトに関する当初の意見について初期の情報を収集するため

### (2) スケジュール、参加

Luis Cabral 周辺地区で2つのステークホルダー協議が行われた。初めの協議は、2013年1月24日に Luis Cabral コミュニティスクールで行われた。協議には Luis Cabral 周辺地区の書記18人、アーバン地区40、40aの書記、10世帯の筆頭者が参加した。2回目の協議は、2013年1月25日に Dom Bosco 高等研究所で行われた。この協議には、プロジェクト予定地近隣の4つの企業（Dom Bosco 高等研究所、SOMOTOR Lda、Intertek、Petroauto）から9人の代表者が参加した。Luis Cabral 書記、Party Cell Bの第一書記、EDMも協議に加わった。参加者リストは巻末資料-6を参照のこと。これら参加者らはプロジェクトへの関心、協議への参加可能性、地域のリーダーシップの特性に基づいて選定されたということに注意。次のスナップ写真は協議中に撮影されたものである。



(Source : JICA 調査団)

図 11.11-1 10世帯の筆頭者、アーバン地区40、40aからの参加者



(Source : JICA 調査団)

図 11.11-2 予定地近隣の企業、機関からの参加者

### (3) 協議の記録

各協議中、予定プロジェクトの初期のアイデアが示され、様々な質問や意見が出され、具体化された。協議の詳細な記録は巻末資料6を参照のこと。