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

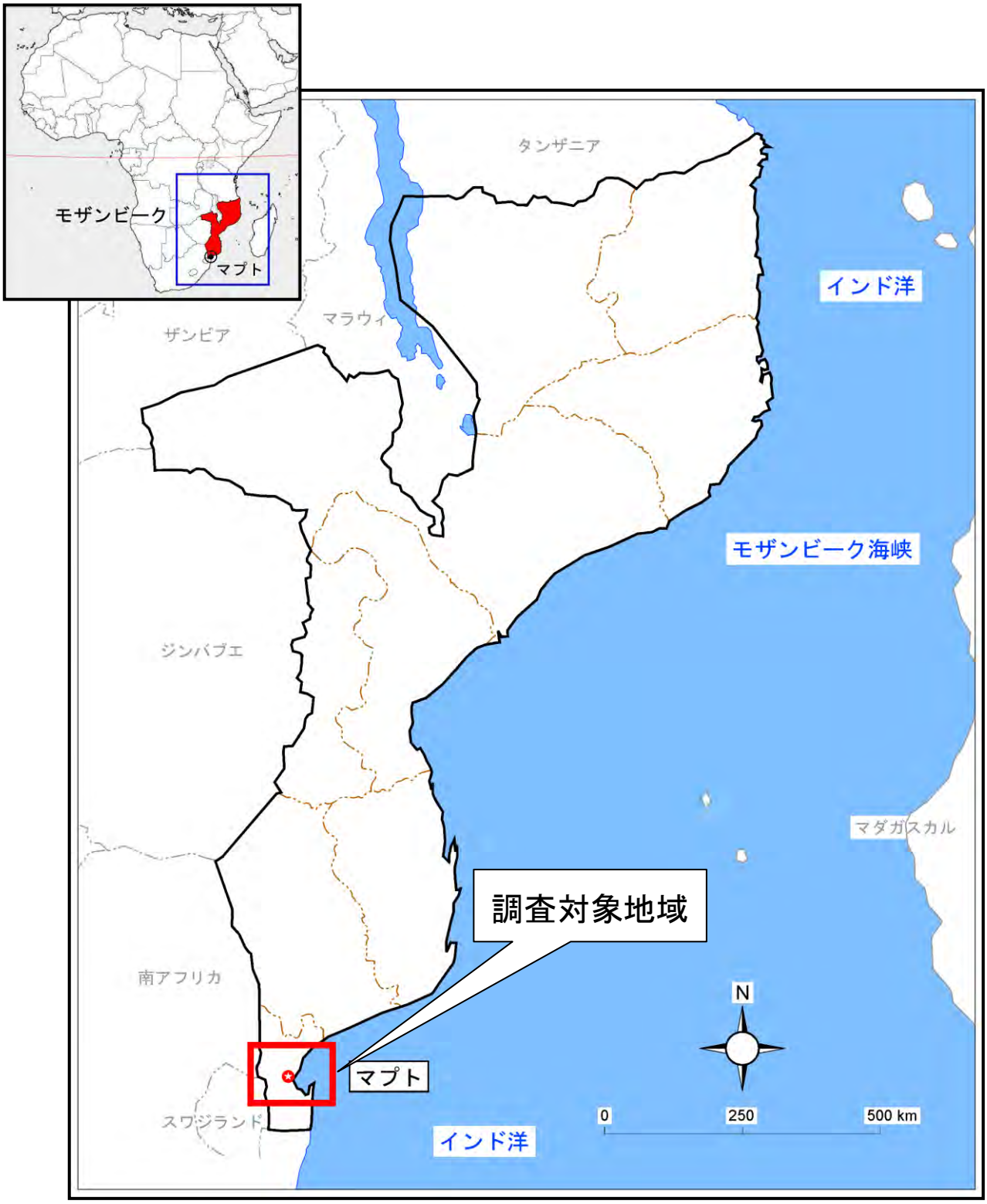
平成 25 年 3 月
(2013 年)

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 |
| --- |
| CR(3) |
| 13-023 |


モザンビーク
マプト
タンザニア
マラウィ
ザンビア
インド洋
モザンビーク海峡
ジンバブエ
マダガスカル
調査対象地域
南アフリカ
N
マプト
スワジランド
0
250
500 km
インド洋

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　電力系統の現状 ..... 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㎡単価･････････････････････････････････････････････ 9-4
表 9.2-2　南アフリカ建築物 $M^2$ 単価 ･････････････････････････････････････････････ 9-5
表 9.2-3　米国建築物 $M^2$ 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・SO2 ・NO2 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　環境マネージメントシステム（プラントレベル）･･････････････････････････ 8-33
図 8.5-7　環境マネージメントシステム（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 NO2 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 NO2 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　NO2 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　NO2 の予測濃度分布図（南西風　安定度 B 風葬 4.0m/s）･････････････････ 11-57
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）･････････････ 11-58
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）･････････････ 11-58
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）････ 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 | Institudo 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 ImpactAssessment | |
| 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 | |

| Abbreviation | English | Original Language (Portuguese language) |
|---|---|---|
| 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 polyethelene | |

# 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１０：面談者リスト
巻末資料１１：収集資料リスト
巻末資料１２：Minutes of Meeting of the 1st Mission
巻末資料１３：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。

## 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 の巾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-1CCGT 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 内の標高は海抜約 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 サイト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

プロジェクト実施計画は以下のとおり要約される。

- 調査結果に基づき現段階で想定されるプロジェクト実施スケジュールの要約は以下のとおり。
  - ・コンサルタント選定：　L/A 締結後 8 か月
  - ・建設業者選定：　コンサルタント選定後 15 か月
  - ・プラント建設・試運転：　着工後 30 か月
- 建設サイトの現況および重量物の荷揚・輸送において施工計画上特に留意すべき問題点は認められないが、建設予定地をかすめる形で新たな幹線道路の建設が計画されており、その計画の進捗には今後とも注意が必要である。
- コンサルタントおよび建設業者は JICA のガイドラインに基づいて公正に選定される。

## ９．プロジェクトコスト

プロジェクトコストは以下のとおり要約される。

- プロジェクト実施スケジュール、コンバインドサイクル発電設備の価格動向、モザンビークの建設物価事情、コンサルタント業務に必要な専門家人月数、運転保守･LTSA に係る検討、およびその他のプロジェクトコスト積算に係る調査結果に基づき積算されたプロジェクトコストの内訳は以下のとおりである。

| 融資対象項目 | Cost [Million USD] |
|---|---|
| プラント建設費（EPC コスト） | 124,171 |
| LTSA･トレーニング･予備品 | 18,403 |
| コンサルタント業務費 | 14,344 |
| 予備費および建中金利 | 26,387 |
| 融資対象項目の計 | 183,305 |
| 融資非適格項目（建設用地準備費･事業実施者一般管理費･税金） | 11,487 |
| 総事業費 | 194,791 |

## １０．　経済・財務分析

経済・財務分析は以下のとおり要約される。

- EDM の財務諸表を基に、EDM の財務の健全性を分析した結果、借入金の返済能力については、当座比率は 2007 年を除き、基本的に 100%を上回っており、EDM の短期的な返済能力に大きな不安はない。一方、収益性に関しては、総資産利益率並びに資本収益率は 2006 年から 2010 年までマイナスあるいはゼロに近いため、EDM は収益性に欠ける。今後、電力料金の見直し・値上げそしてオペレーション費用の削減により、収益性の向上が図られることが期待される。
- 本プロジェクトの財務的内部収益率（Project FIRR）は 6.7%となり、カットオフレートである「モ」国の短期国債利回りの 6.47%を上回る。したがって、本プロジェクは財務的に実施可能であると考えられる。また、債務支払い能力を示すデット・サービス・カバレッジ・レシオ（DSCR）について、通常必要とされる比率は最低 1.3 から 1.5 であり、本プロジェクトの DSCR は 2.2 以上であるため、この基準を満たし、本プロジェクトは健全な投資であると考えられる。
- 本プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）は 17.1%と計算された。EIRR は、「モ」国の資本機会費用（10%）を大きく上回っていることから、本プロジェクトは経済的実現可能性を十分に有すると判断される。さらに、本プロジェクトの実施に伴い、直接的な雇用創出効果ならびに関連産業への経済波及効果が期待できる。これらの雇用創出効果が「モ」国の経済規模の拡大に寄与し、ひいては「モ」国が重点課題の一つとして掲げている貧困削減の一助となることが期待される。

## 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。

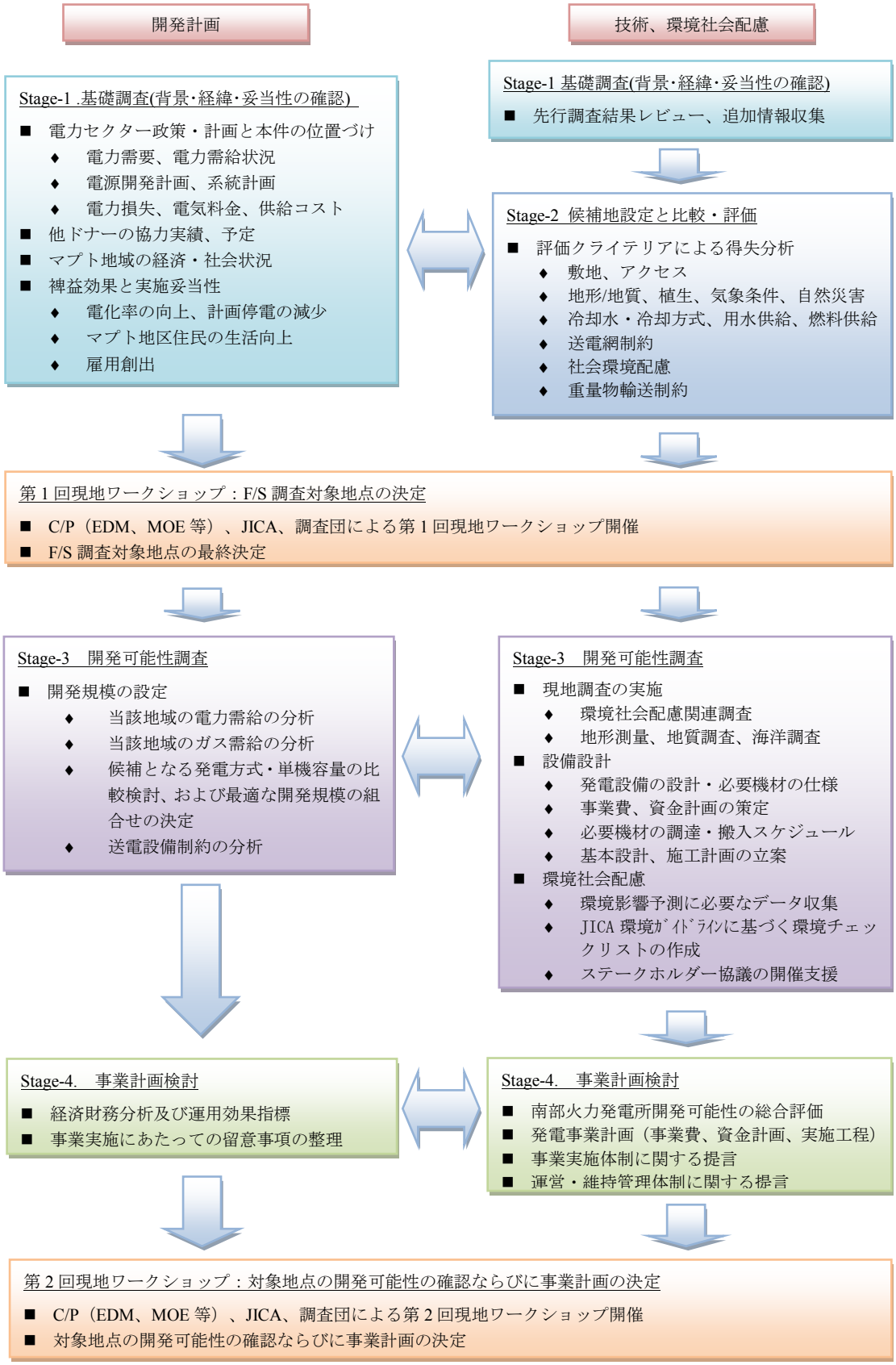
**表1.3-1　調査項目**

| 本提案書における項目番号と業務内容 | |
|---|---|
| **[4.1]　現況の確認及び事業の概略設計** | |
| 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) | プログレス・レポート作成、最適案の決定支援 |
| **[4.2]　基本設計と事業効果の確認** | |
| 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<br>(「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)<br>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 |

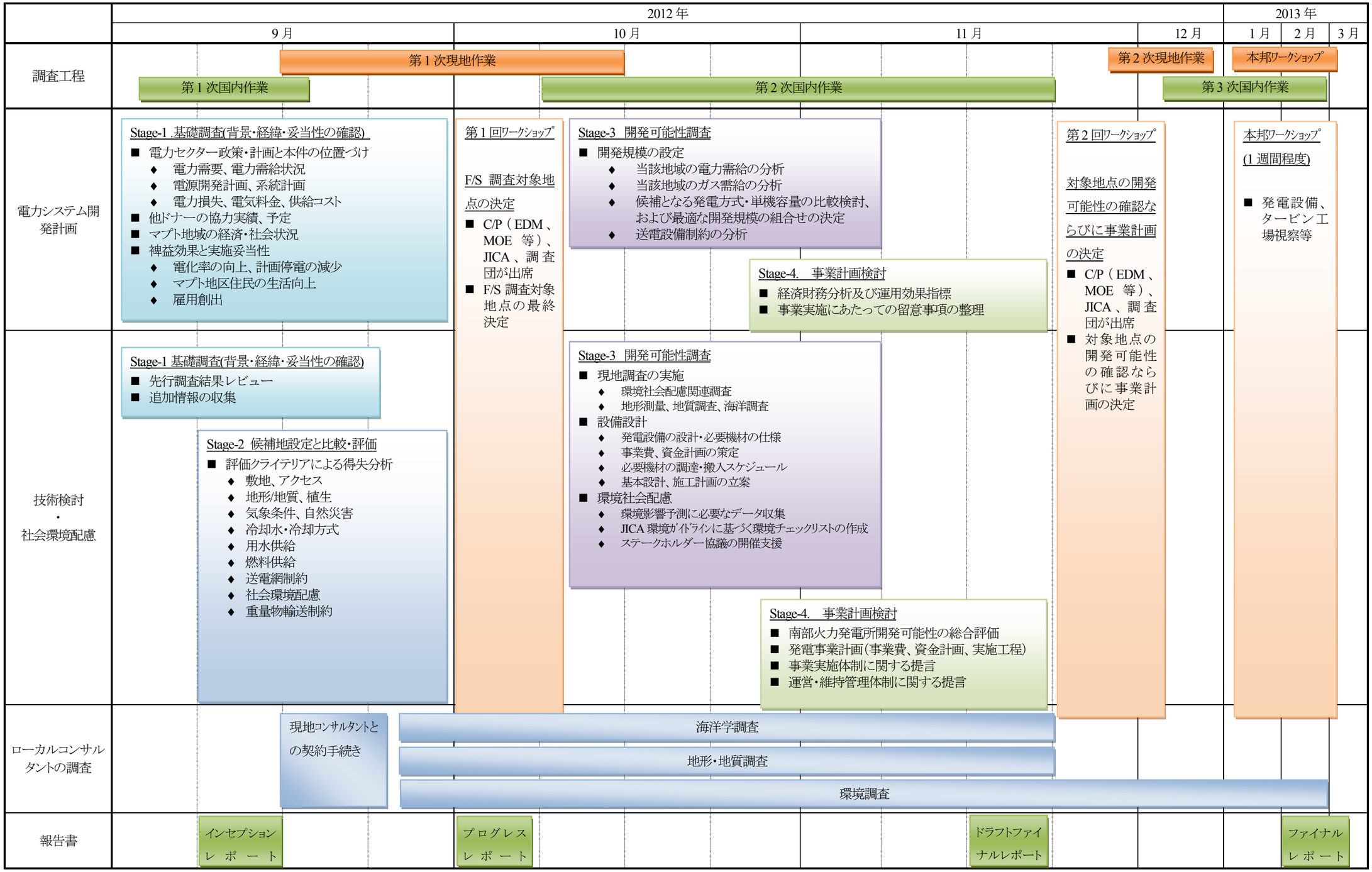
(Source:　JICA 調査団)

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**

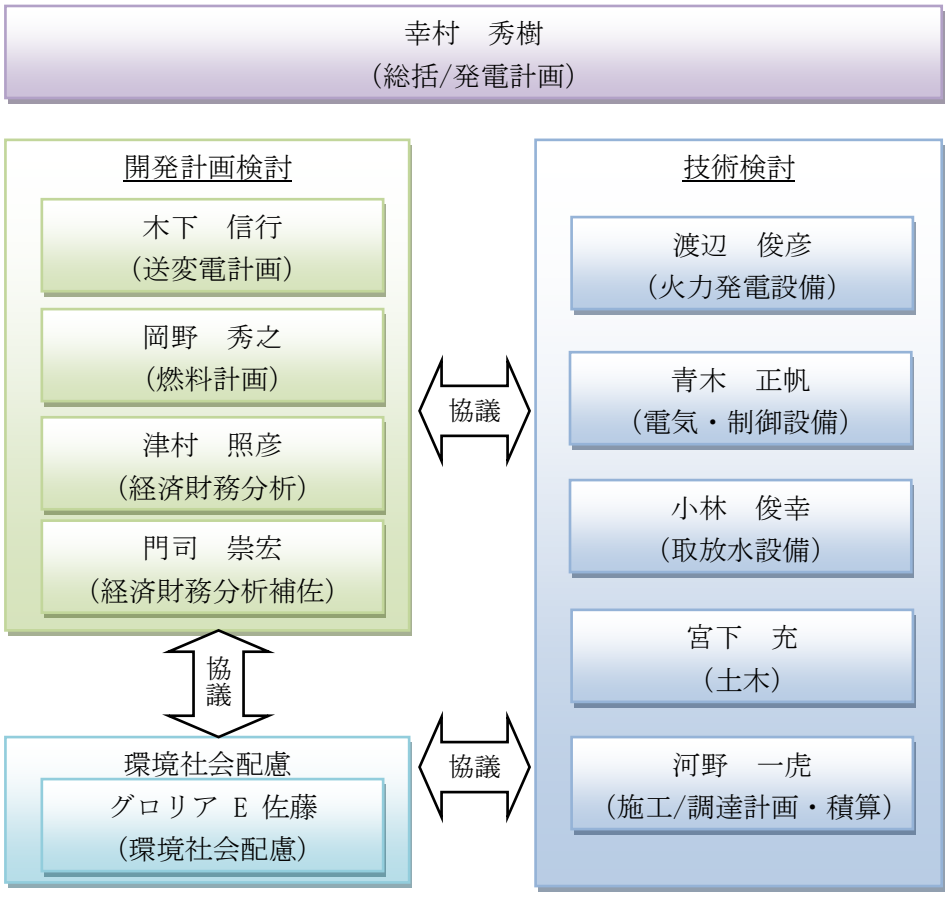



(Source: JICA 調査団)

**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 $km^2$ 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）、イニャンバネ（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）**

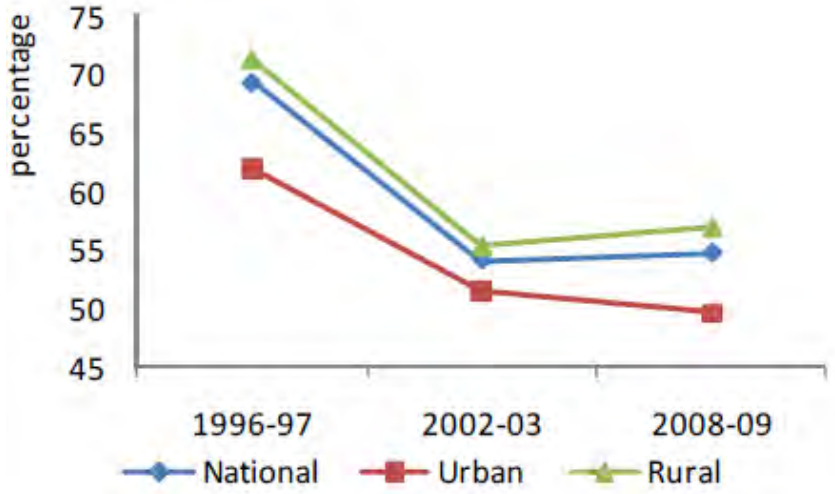
| Provinces | Population | Percent Struct. | Area km2 | Inhab/km2 |
|---|---|---|---|---|
| **Total** | **23,049,621** | **100** | **799,380** | **29** |
| Niassa | 1,415,157 | 6 | 129,056 | 11 |
| Cabo Delgado | 1,764,194 | 7.6 | 82,625 | 21 |
| Nampula | 4,529,803 | 19.2 | 81,606 | 56 |
| Zambezia | 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も、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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **National Accounts** | | | | | | | | | | |
| 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 Capit 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 | … | … |
| **Government Finance** | | | | | | | | | | |
| 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 | … | … |
| **External Sector** | | | | | | | | | | |
| 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) |
| **Debt and Financial Flows** | | | | | | | | | | |
| 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, motocycles 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だったが、その構図は変わりつつある。実際、1990 年から 2003 年にかけ、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）

| | 2005 | | 2006 | | 2007 | | 2008 | | 2009 | | 2005-2009 | | 2005 - 2009 Mozambique Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector | 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 | 439,361,325 |
| Agriculture and fishiries | | | | | 25 | 10,500,000 | | | 147 | 3,203,875 | 172 | 13,703,875 | 816 | 53,397,122 |
| Agriculture and fishiries | 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 |
| ***TOTAL*** | **7,484** | **227,962,021** | **12,103** | **648,384,314** | **9,892** | **539,802,908** | **6,623** | **379,254,357** | **4,194** | **135,980,132** | **40,296** | **1,931,383,732** | **109,207** | **16,223,522,916** |

（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）

| | 2005 | | 2006 | | 2007 | | 2008 | | 2009 | | 2005-2009 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| District | 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 |
| ***TOTAL*** | **7,484** | **227,962,021** | **12,103** | **648,384,314** | **9,892** | **539,802,908** | **6,623** | **379,254,357** | **4,194** | **135,980,132** | **40,296** | **1,931,383,732** |
| ***Total Mozambique*** | ***15,113*** | ***482,186,373*** | ***19,372*** | ***850,209,001*** | ***27,469*** | ***8,062,268,793*** | ***20,495*** | ***1,080,254,032*** | ***26,758*** | ***5,748,620,716*** | ***109,207*** | ***16,223,538,916.00*** |

（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）アルミ製錬所は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、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 | Arcellor Mittal | Beluluane/Maputo | 22 | Potential |
| **TOTAL** | | | **527** | |

（Source：EDM）

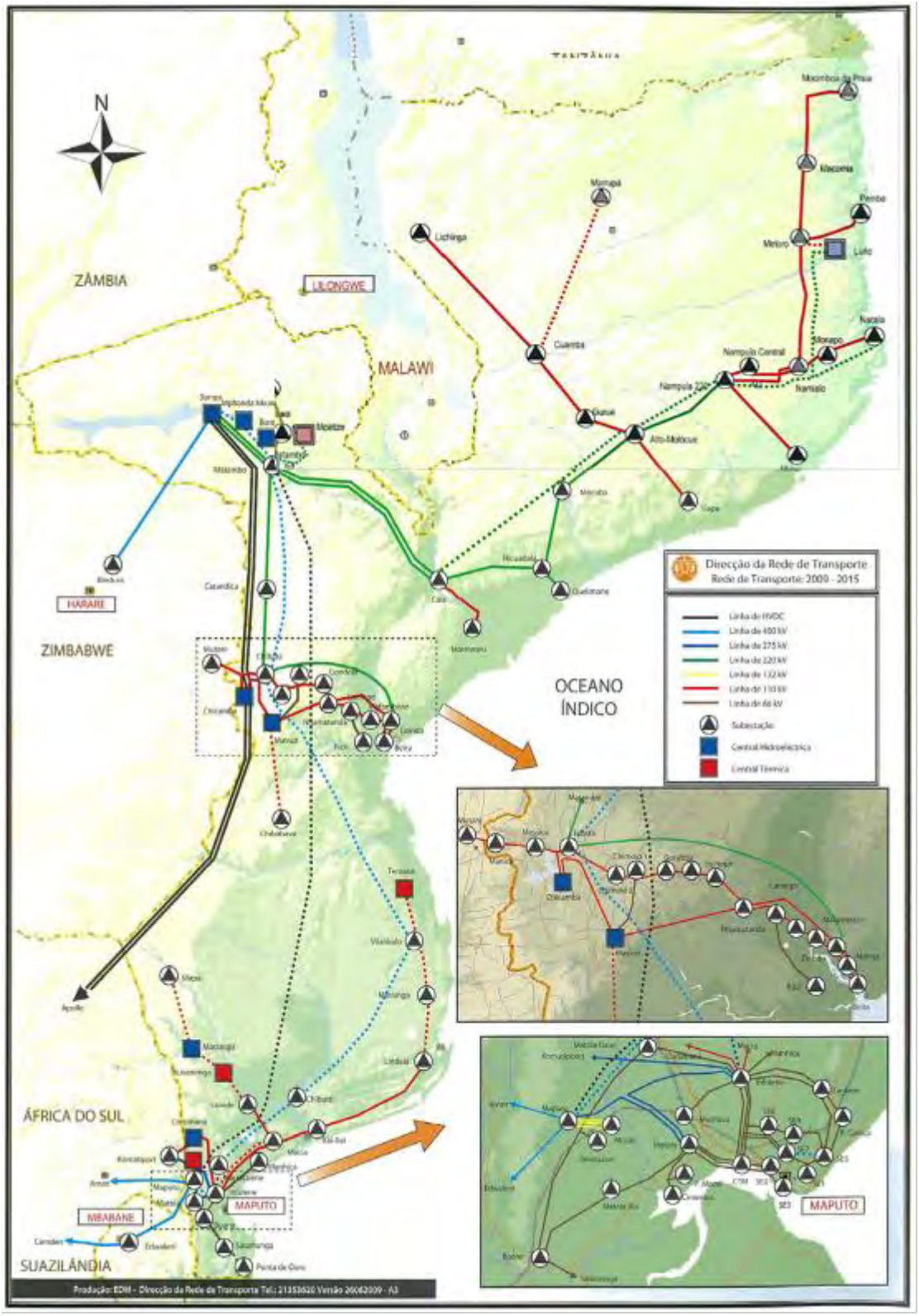
## 2.2　電力系統の現状

### 2.2.1　全国系統

図 2.2-1 に「モ」国の電力系統を示す。同国は南北に 2,000km に亘る広大な国土を擁しているため、電力系統は南部ならびに中・北部系統の 2 系統に分離されており両系統は連系されておらずそれぞれ独立系統となっている。

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

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

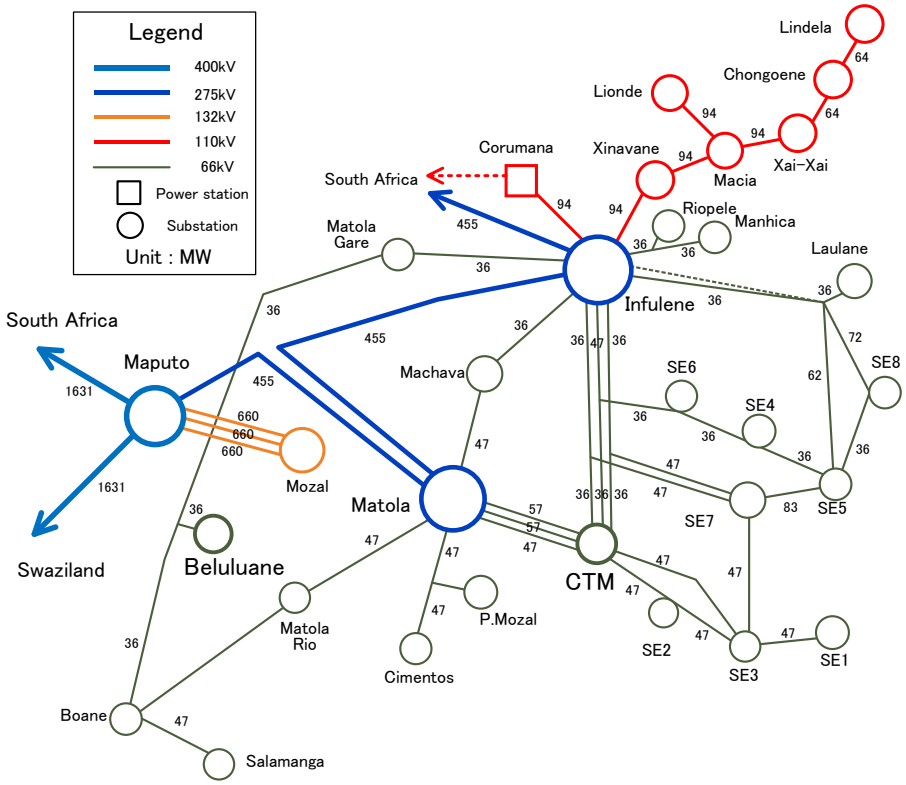
南部ガス火力はマプト市とその周辺に立地されるため、当該火力の連系は南部系統となる。図 2.2-2に南部系統と送電線送電容量を示す。

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)）

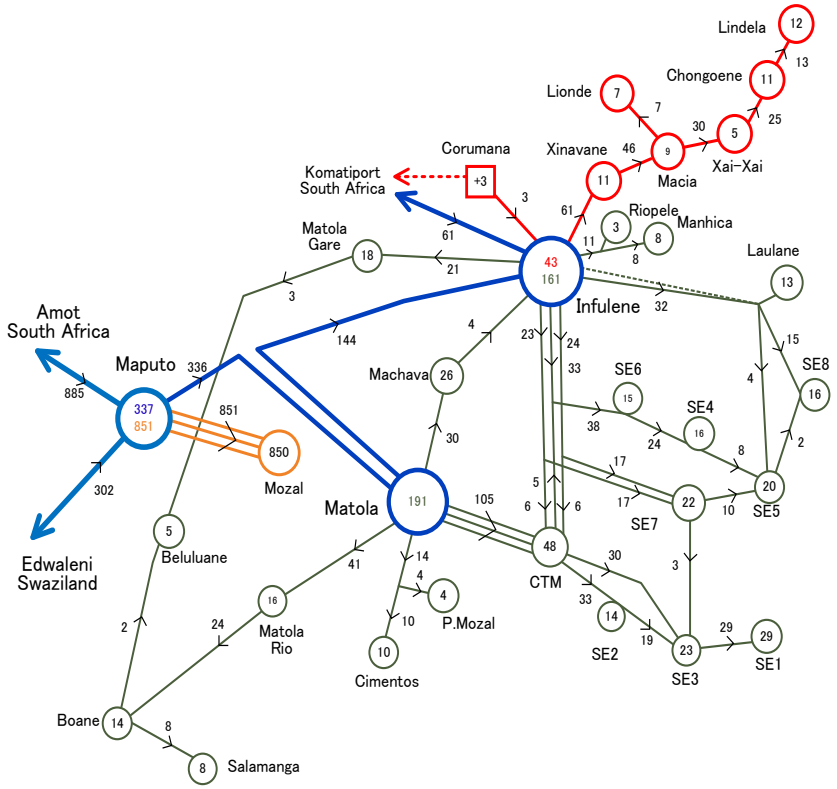
### 表2.2-2　南部系統の変電設備明細

| 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(Matraco) | 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 PSSE 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 |

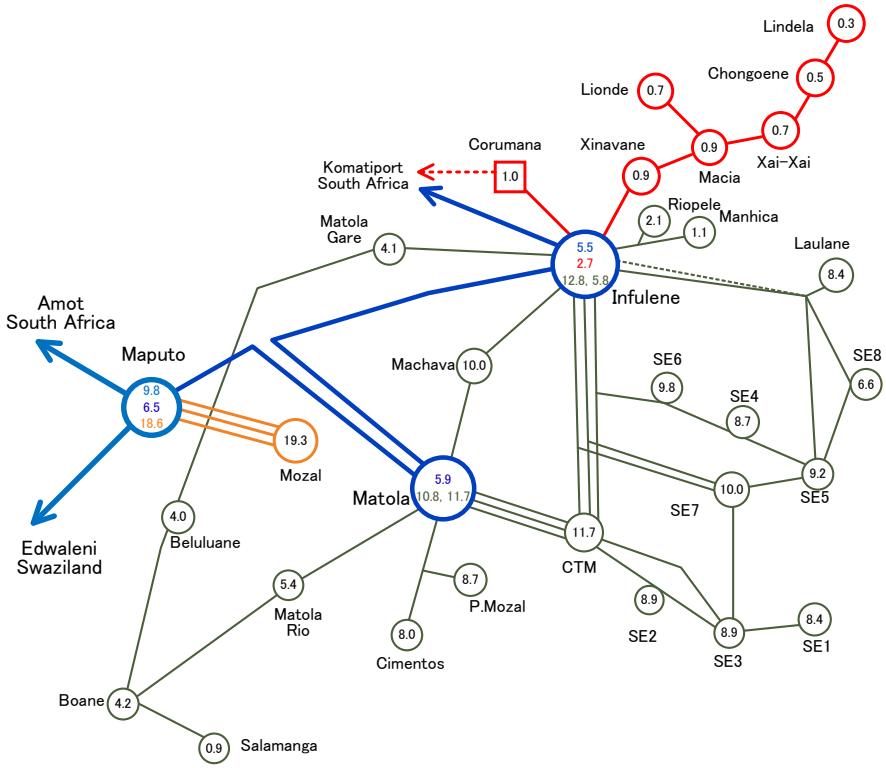
| Voltage (kV) | Line Section | A. Power Flow (MW) | B. Capacity (MW) | Utilization Rate (%) (=A/B) |
|---|---|---|---|---|
| 132 | Maputo-Mozal | 284 | 660 | 43 |
| 110 | Infulene-Xinavane | 61 | 94 | 65 |
| 66 | Branching point-SE6 | 38 | 36 | 106 |

（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**

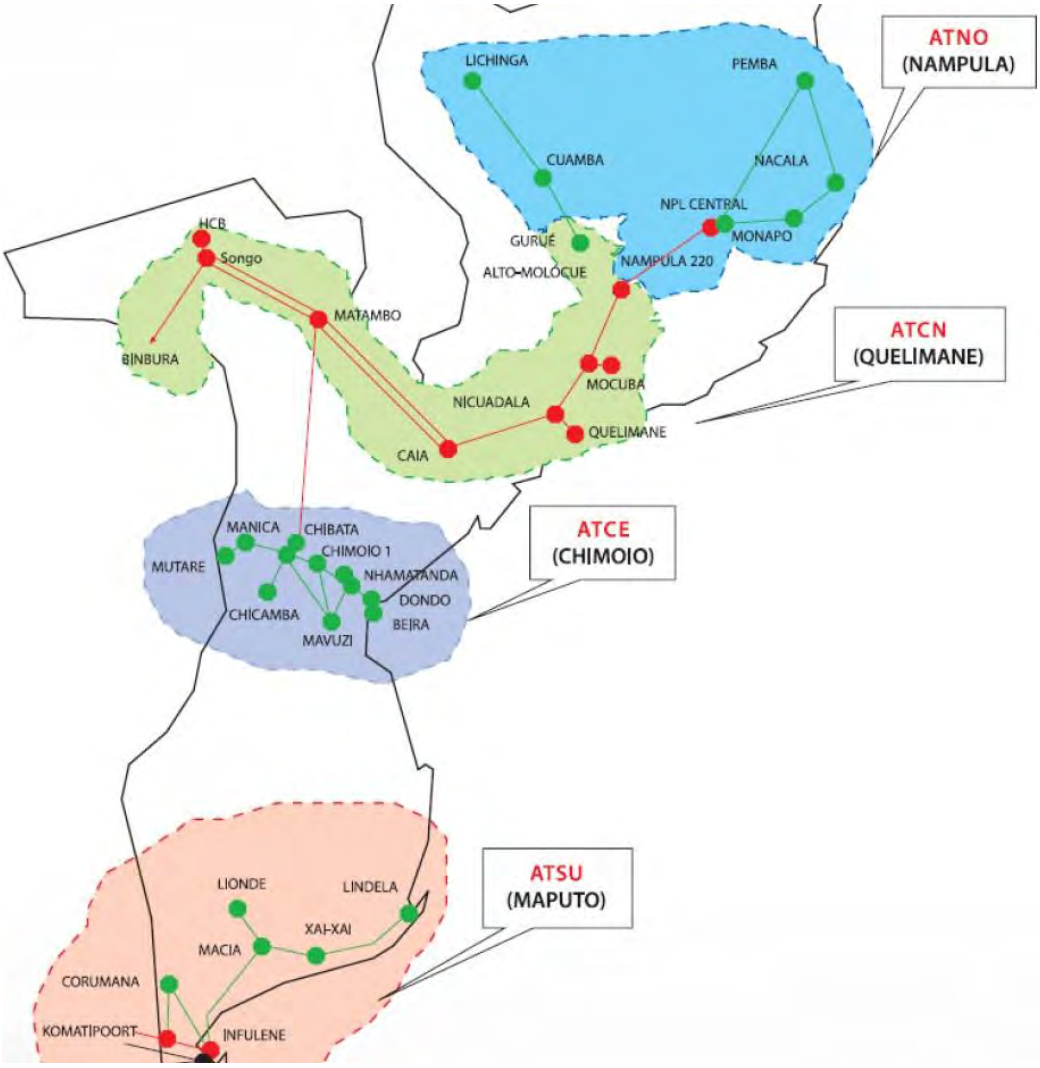
| Voltage (kV) | Station | Fault current (kA) | Remarks |
|---|---|---|---|
| 400 | Maputo | 9.8 | |
| 275 | Maputo | 6.5 | |
| 132 | Mozal | 19.3 | |
| 110 | Corumana | 1.0 | |
| 66 | Infulene | 12.8 | |

（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 Borne 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

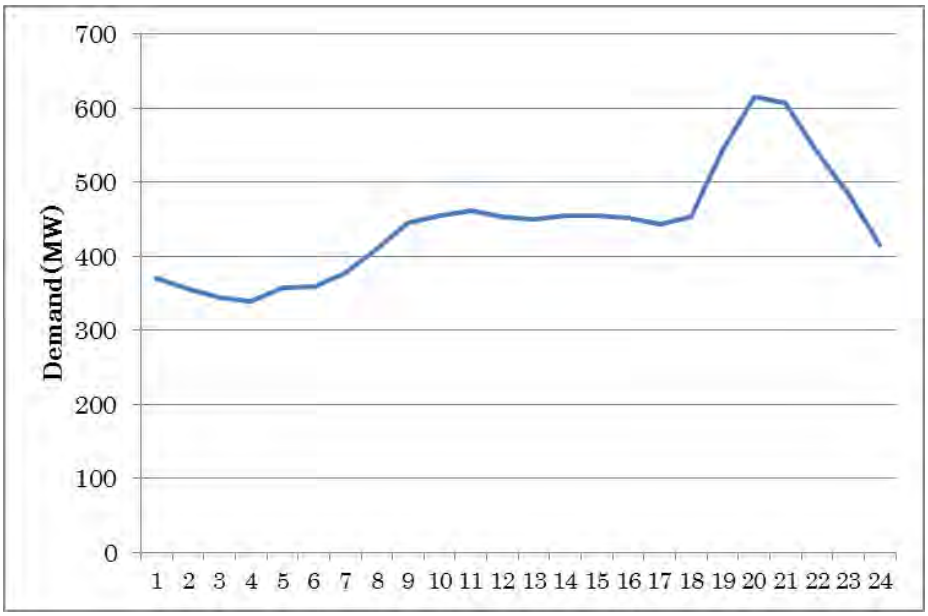
表 2.3-1に「モ」国の過去 5 年間(2007～2011 年)の電力需給状況を示す。

「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 |
| *Generation* | *224* | *352* | *386* | *368* | *389* |
| *Purchase (mainly from HCB)* | *2,381* | *2,653* | *2,775* | *3,118* | *3,588* |
| *Imports (Mainly from SA)* | *17* | *27* | *39* | *67* | *91* |
| Loses (T/D lins) ※ | -20 | -23 | -26 | -27 | -31 |
| Salable Energy (GWh) | 2,099 | 2,362 | 2,679 | 2,973 | 3,358 |
| *Distribution* | *1,561* | *1.632* | *2,077* | *2,297* | *2,547* |
| *Large Customers* | *15* | *60* | *88* | *96* | *101* |
| *Exports* | *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)**

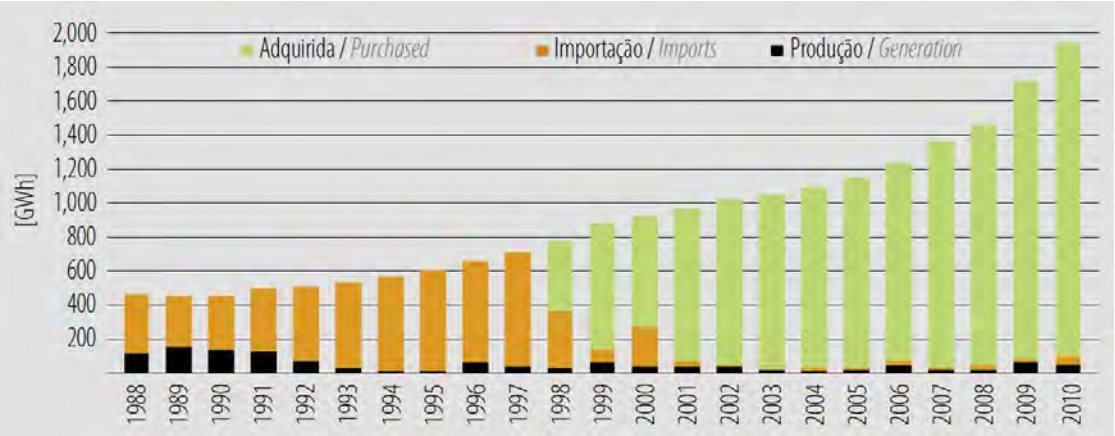
「モ」国の地域別の需給状況は、表 2.3-2に示すとおりである。ここで、同表の全国合計値が、表 2.3-1の Salable Energy と異なっているが、これは大口需要家(Large Customer)への販売をカウントするか否かの差である。マプト市を含む南部地域の需要は、「モ」国の電力需要の 2/3 を占めており、同地域への電力供給が同国の発展にとって極めて重要な位置づけにあることを示している。

**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、ダムの水位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 |

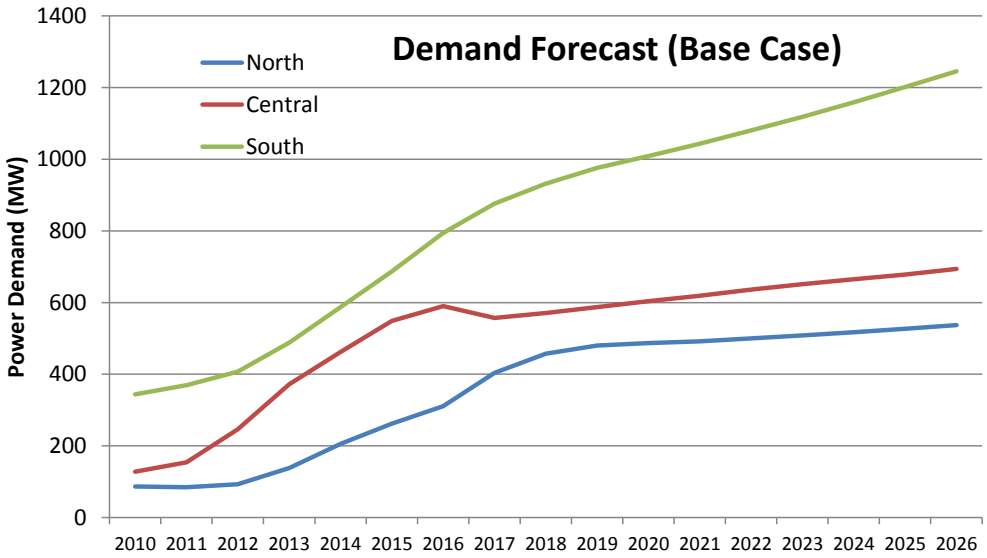
(Source:　EDM)

### 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。

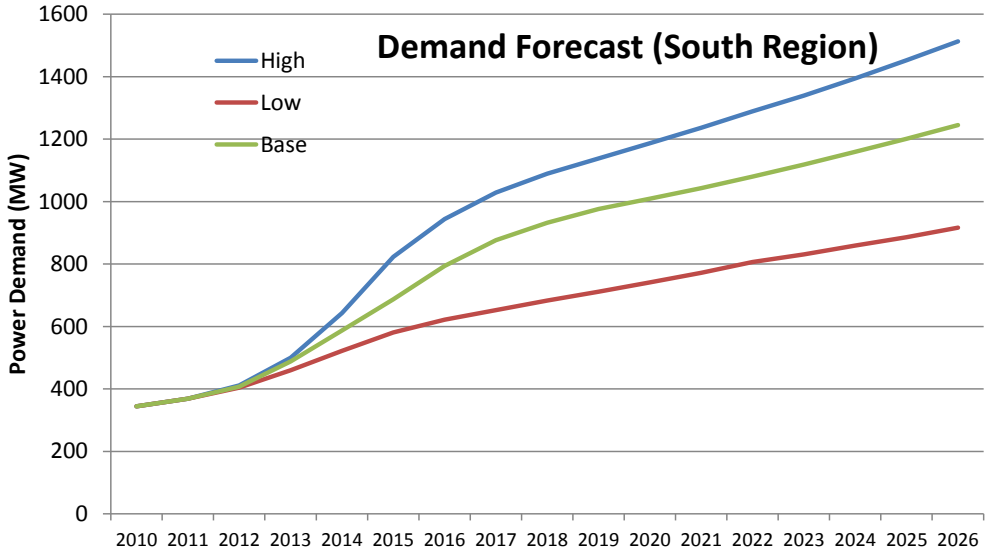
図 2.3-4は、Base Case における各地域の電力需要想定を示している。マプトを含む南部地域の成長は著しく、5 年後に現在の約 2.2 倍、10 年後に約 2.7 倍に増加する。




(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）をシン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内で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[1]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。

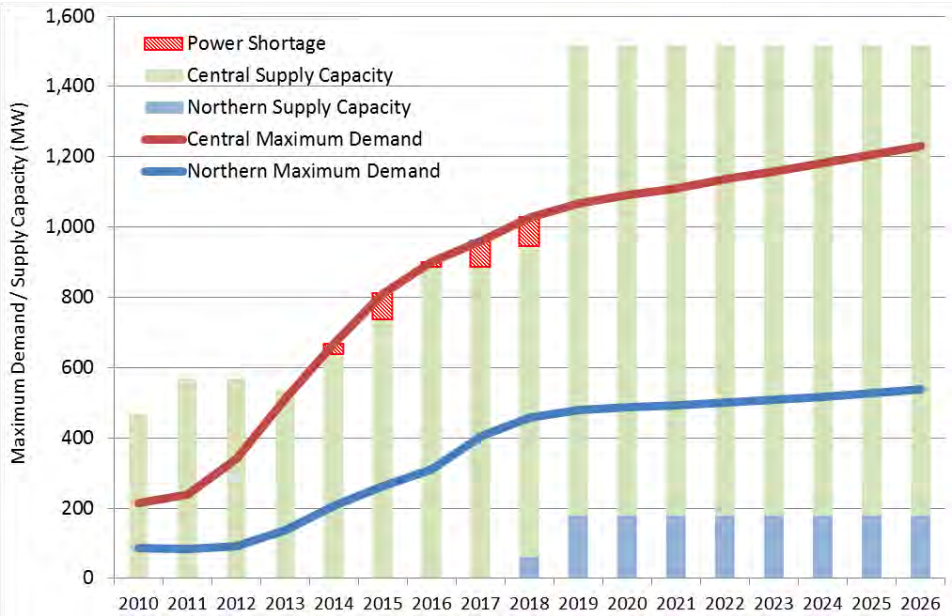
[1] EDMの電源計画においては、CTMは2016年完成となっており、EDMが想定する最速ケースで2016年にCTMを運用開始したとしても、電力不足は解消しないことを強調している。但し、本レポートにおいては、実現可能性の高い工程に基づき、CTMを2018年完成としている。

### (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。

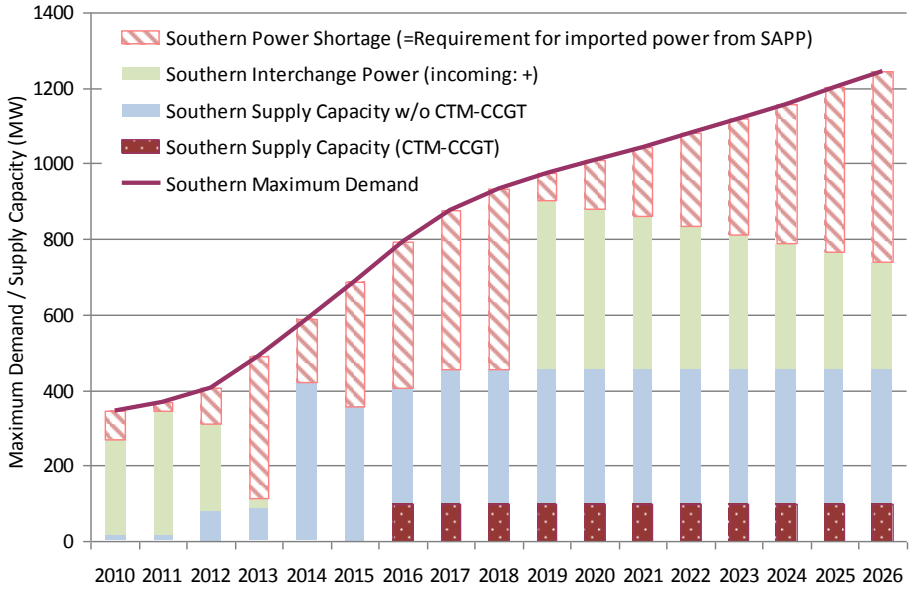
一方、南部系統は、中部地域の水力から電力融通を考慮しても、2026 年までの全ての年で 11 月のピーク需要期には供給力が不足し、南アフリカ系統から高価なピーク電力を購入する必要がある（図 2.3-7参照）。購入するピーク電力は最大でも約 400MW であり、南アフリカ系統需要（2011 年:38,000MW）に比較して極めて小さいことから、問題なく購入可能と考えられる。

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)

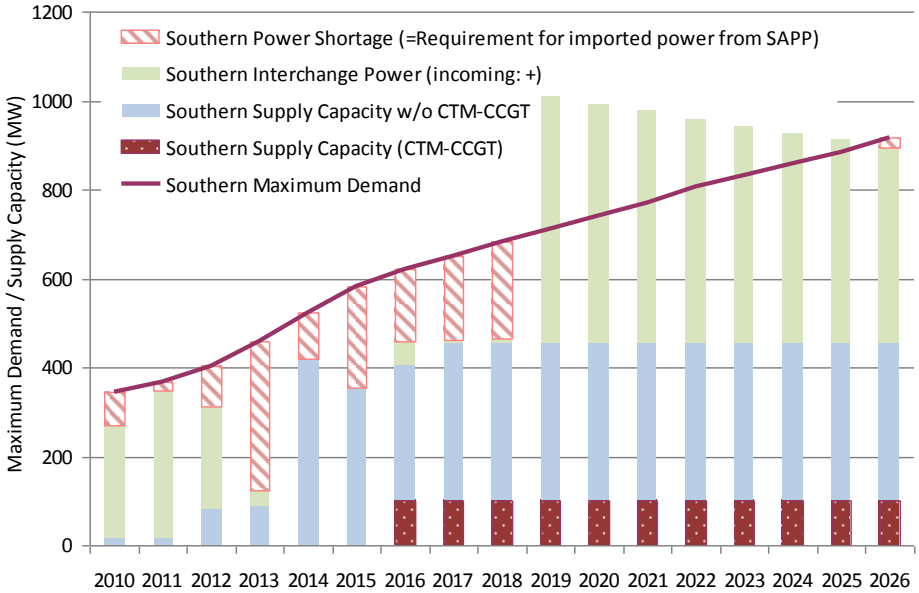
**図2.3-6　北部・中部系統の kW バランス（需要 Base ケース）**




(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。

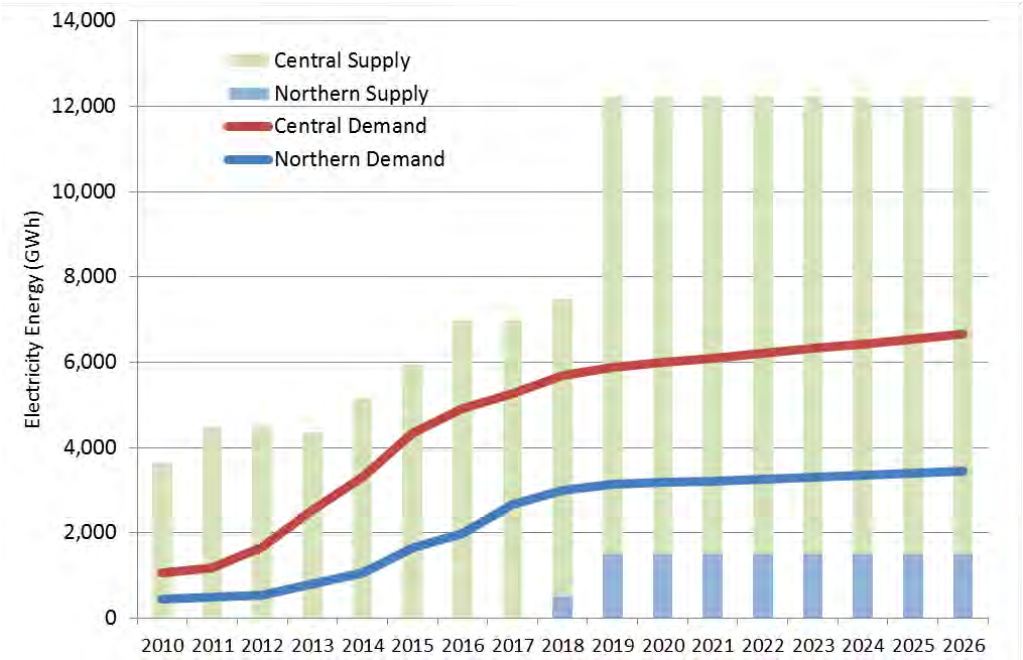



(Source:　JICA 調査団)

**図2.3-8　南部系統の kW バランス（需要 Low ケース）**

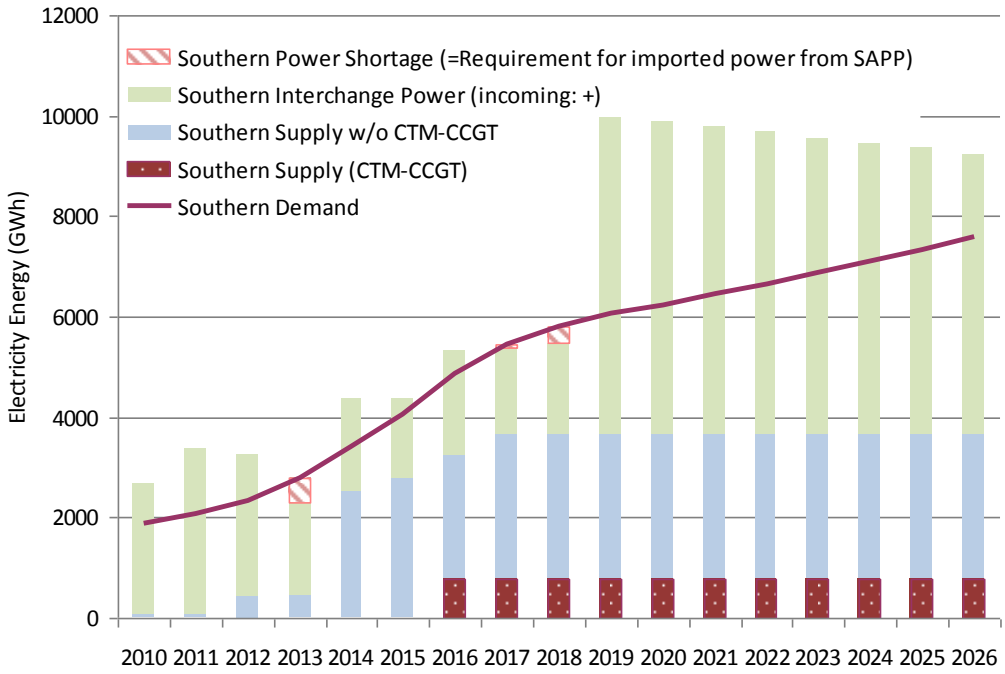
### (3) kWh バランス

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)

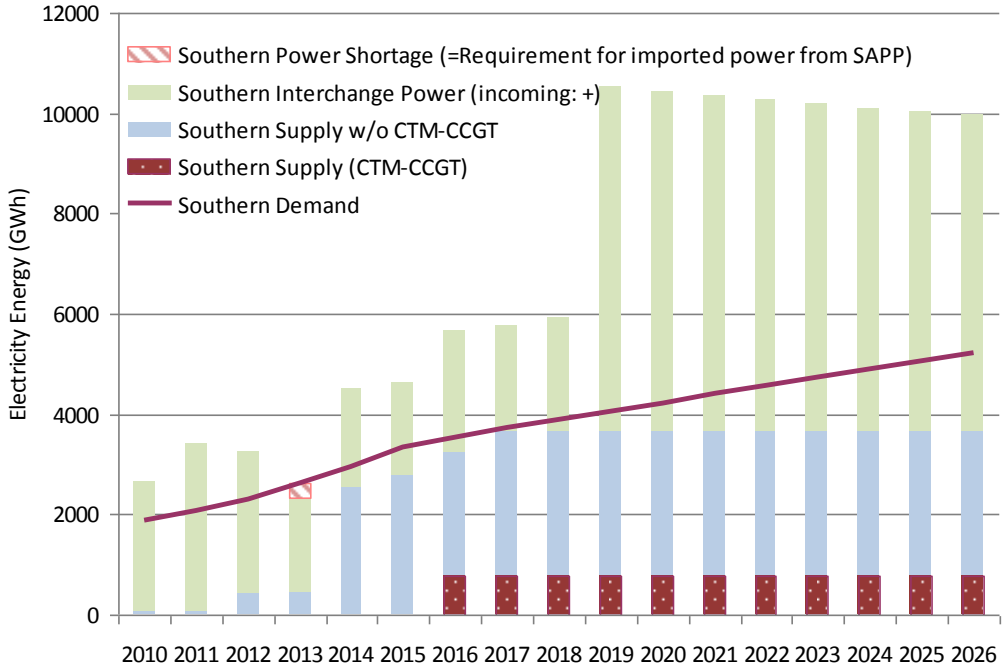
**図2.3-9　北部・中部系統の kWh バランス（需要 Base ケース）**




(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 | 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* | *62* |
| | *-Aggreko GTPP(65MW)* | | | *65* | *65* | *65* | | | | | | | | | | | | |
| | *-Ressano Sasol-EDM (140MW)* | | | | | *140* | *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* | *100* |
| | *-Kuvaninga GTPP(38MW)* | | | | | *38* | *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* | *100* |
| | Interchange Power (incoming: +) | 253 | 329 | 229 | 27 | 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 | 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* |
| | *-Mavuzi HPP(42MW)* | *124* | *124* | *124* | *103* | *103* | *103* | *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* |
| | *-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* |
| | *-Moatize Coal TPP(300MW)* | | | | | | | *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* |
| | *-CTM Existing GTPP(52MW)* | | | | | *146* | *350* | | | | | | | | | | | |
| | *-Temane GTPP(7-62MW)* | | | | *29* | *51* | *76* | *87* | *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* |
| | *-Ressano Gigawatt-Mozambique(100MW)* | | | | | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* | *832* |
| | *-Kuvaninga GTPP(38MW)* | | | | | *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 |
|---|---|---|---|
| **1. Ongoing projects** | | | |
| **1.1 Feasibility Study and Technical Assistance** | | | |
| 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 - Vilankulos) | 0.05 | Swedish |
| | **Sub Total - Item 1.1** | **13.84** | |
| **1.2 Transmission Projects** | | | |
| 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 Bamk |
| 13 | Transmission line 275 KV Corumana - Lionde | 25.30 | Danida |
| | **Sub Total - Item 1.2** | **386.22** | |
| **1.3 Rural Electrification Projects** | | | |
| 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 |
| | **Sub Total - Item 1.3** | **269.13** | |
| | **TOTAL - Item 1** | **669.19** | |

（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 |
|---|---|---|---|
| **2. . Priority Projects Without Funding** | | | |
| **2.1 Transmission Projects (2010 - 2015)** | | | |
| 1 | Rehabilitation and Reinforcement of Infulene SS | 32.00 | |
| 2 | Rehabilitation and Reinforcement of Transmission Net grid in Maputo | 4.70 | |
| 3 | Transmission line 275 kV Infulene - Maputo | 50.80 | |
| 4 | Rehabilitation and Reinforcement of Maputo SS and Power Transfer to South Area | 96.68 | |
| 5 | Transmission line 275 kV Maputo - Salamanga and Salamanga 66/33 kV SS Extension | 48.59 | committed |
| 6 | Transmission Line 66kV Salamanga - Catembe | 24.12 | |
| 7 | Reinforcement of Maputo Transmission Capacity (SS Costa do Sol) | 47.70 | |
| 8 | Interconnection of Moamba Gas Plant (750 MW) to 275 kV Network | 750.00 | |
| 9 | Reinforcement of Chicumbane SS and Interconnection of 275 KV Lionde SS | 35.40 | |
| 10 | Reinforcement the Network of Major Corridors 66 kV of Maputo | 30.00 | |
| 11 | Interconnection SE1, 3, 5 and Facim - to 66 kV SE5 | 9.55 | |
| 12 | Construction of FACIM SE and interconnection CTM, SE and SE1 | 20.00 | |
| 13 | Rural Electrification of Vilanculos (OHL 110 kV Chibabava - 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 |
| | **Sub Total - Item 2.1** | **1,698.52** | |
| **2.2 Rural Electrification Projects (2010-2015)** | | | |
| 1 | Rural Electrification of Niassa province - Phase III (Mecula and Nipepe) | 36.90 | |
| 2 | Electrification of Border Villages of Niassa, Zambezia, Tete, Manica and Maputo Provinces | 49.30 | |
| 3 | Rural Electrification and Urban Maputo Province | 63.04 | |
| 4 | Rural Electrification of Vilanculos | 39.34 | |
| 5 | Rural Electrification of Sofala North Administrative Posts | 11.03 | |
| 6 | Rural Electrification of Balama, Namuno and Machaze | 25.00 | |
| 7 | Agricultural Areas Electrification in Mozambique | 128.30 | |
| | **Sub Total - Item 2.2** | **352.91** | |
| **2.3 Distribution & Rehabilitation Projects (2010-2015)** | | | |
| 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 | |
| | **Sub Total - Item 2.3** | **243.14** | |
| **2.4 Generation Projects** | | | |
| 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 | Kuvaninga 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 | |
| | **Sub Total - Item 2.4** | **611.50** | |
| | **Total - Item 2** | **2,906.07** | |

（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読み取れる。

**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 |
|---|---|---|---|
| **3. Recently Concluded Projects** | | | |
| **3.1 Transmission Projects Recently Completed** | | | |
| 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 2º Transformer at Machava Substation | 0.38 | BDSA |
| 6 | Creation of the Environmental Unit | 0.54 | DANIDA |
| 7 | Rural Electrification of Marromeu | 9.60 | KfW/EdM |
| 8 | Project of the 110kV Transmission Line Nampula - Pemba | 6.80 | BADEA/ IDB/ EDM |
| 9 | Rural Electrification of Cabo Delgado Phase II | 10.25 | BADEA/BID |
| 10 | Gurue - Cuamba - Lichinga - 110kV Transmission Line | 46.43 | Suecia/Noroega |
| 11 | Feasibility Study for Electrification of Niassa (Cuamba - Marrupa 110kV Line) | 0.40 | BADEA |
| 12 | Rural Electrification of Cabo Delgado Phase III | 53.00 | NORWAY/BADEA/BID/EU |
| 13 | Alto Molocue - Uape - 110kV Transmission Line | 9.96 | EXIM BANK - India |
| | **Sub Total - Item 3.1** | **167.74** | |
| **3.2 Rural Electrification & Distribution Projects Recently Completed** | | | |
| 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 | Elswedy-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 Reiforcement 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 |
| | **Sub Total - Item 3.2** | **217.77** | |
| | **Total - Item 3** | **385.51** | |

（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% |

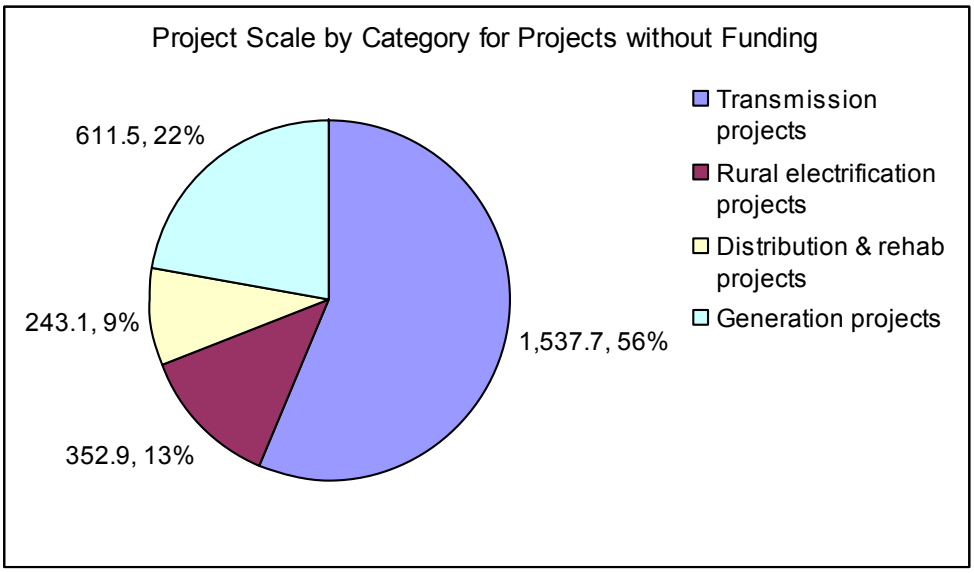
（Source：EDM, 2012）

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レーザルドキュメント参照。

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

### 2.4.6　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「ENERGYPEDIA (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 Pedagogica（Pedagogica 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 | ・　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）<br>・　増設可能な余剰敷地 |
| アクセス | ・　主要幹線道路、鉄路、水路からの距離<br>・　交通手段<br>・　アクセス路の整備状況 |
| 地形/地質 | ・　地形図（1/25,000 or 1/50,000）<br>・　周辺地域既刊地質文献、既設火力発電所地質データ<br>・　土地造成の容易さ、特殊地盤改良工事の要否 |
| 植生 | ・　文献調査（希少種の有無）<br>・　マングローブの取り扱い |
| 気象 | ・　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 |
| 自然災害 | ・　発電所敷地での洪水、高潮、地震等の記録 |
| 冷却水、冷却方法 | ・　水源からの距離<br>・　河底地形・海底地形（平面図、断面図） |

| 検討項目 | 調査項目 |
|---|---|
| | ・　長期水文データ（河川流量等）<br>・　年間の流量・取水可能流量(低水位時)・水位・水温の変動<br>・　洪水、高潮のデータ<br>・　水質データ(河川水を用水に使用する場合) |
| 用水 | ・　工業用水提供先までの距離<br>・　提供可能量及び水質データ<br>・　利用料金 |
| 燃料 | ・　ガス配管の位置、ルート<br>・　ガス性状<br>・　取合点での圧力、温度<br>・　燃料調達可能量、価格 |
| 送電網 | ・　基幹系統構成<br>・　基幹系変電所または開閉所までの距離<br>・　系統制約（潮流、短絡容量、安定度） |
| 環境社会配慮<br>（発電所予定地） | ・　国立公園、遺跡等の保護地域の有無<br>・　貴重動植物の有無<br>・　サイトエリアの住民・農地・墓地等の移転有無<br>・　工業用地適用可能地域か否か |
| 環境影響評価<br>（冷却水路） | ・　国立公園、遺跡等の保護地域の有無<br>・　貴重動植物の有無<br>・　サイトエリアの住民・農地・墓地等の移転有無<br>・　温排水循環 |
| 重量物輸送 | ・　輸送手段（河川、陸路、鉄路）<br>・　重量制限（橋、道路の状況、耐荷重、水路の喫水、渇水期の水深）<br>・　寸法制限（橋、道路、トンネル、川幅（渇水期）） |

(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。

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 |

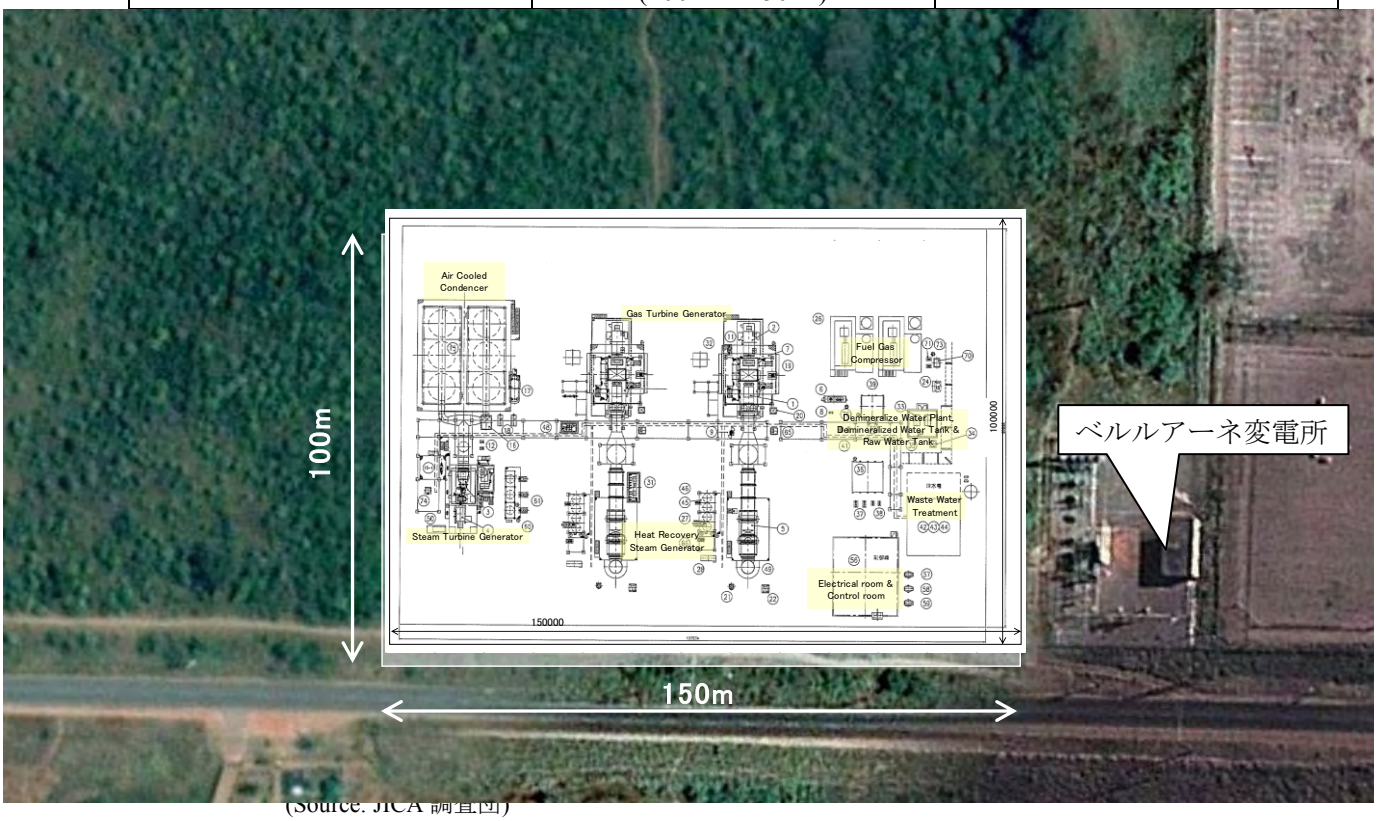
(Source: JICA 調査団)

### (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<br>(100 m × 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**

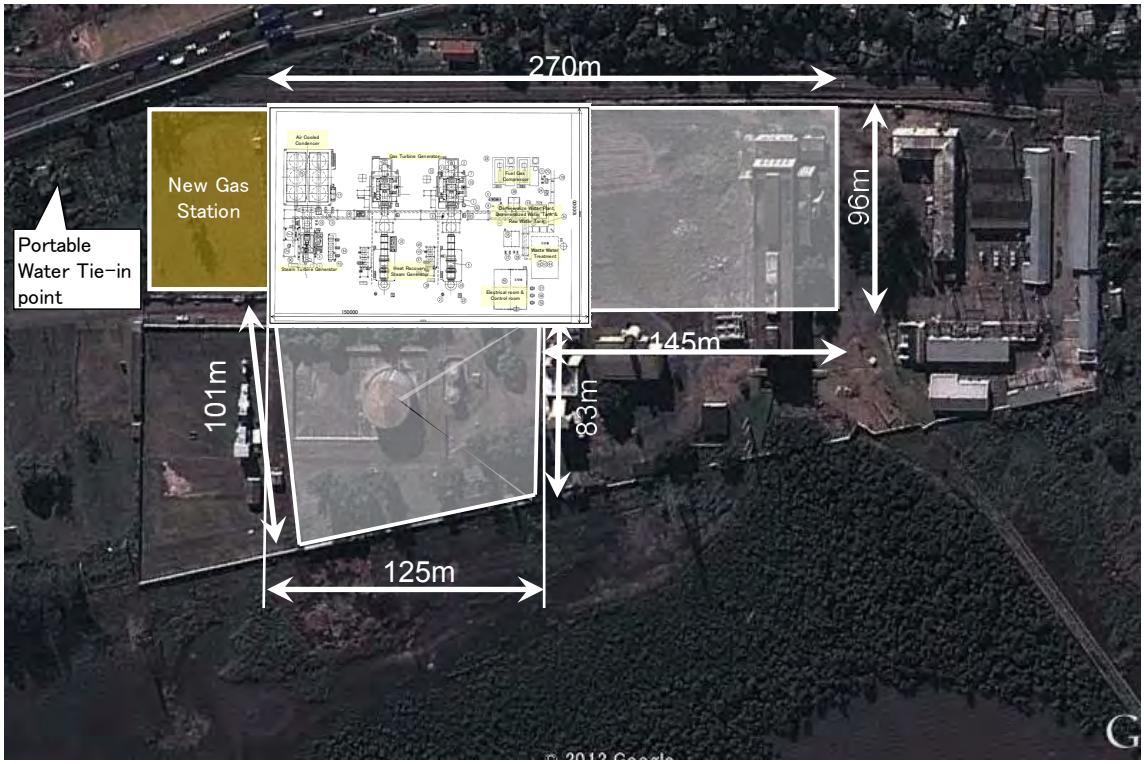



**図3.2-2　CTM サイト用地**

(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。

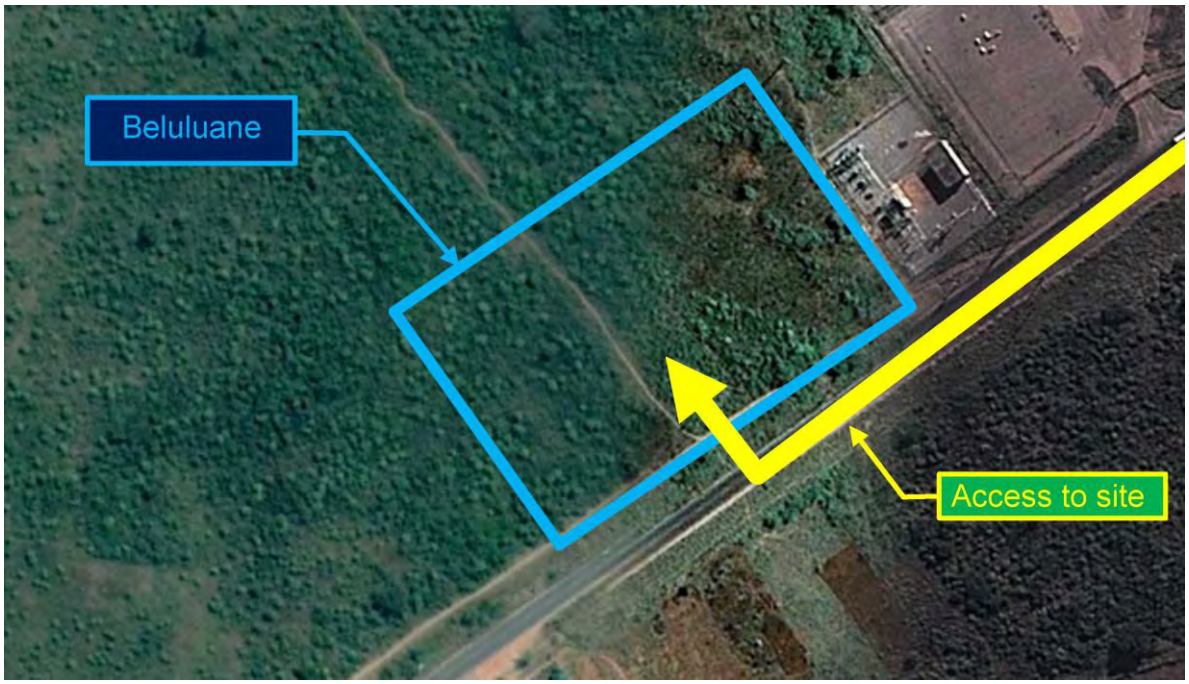
**(2) アクセス**

**(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$^2$ 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

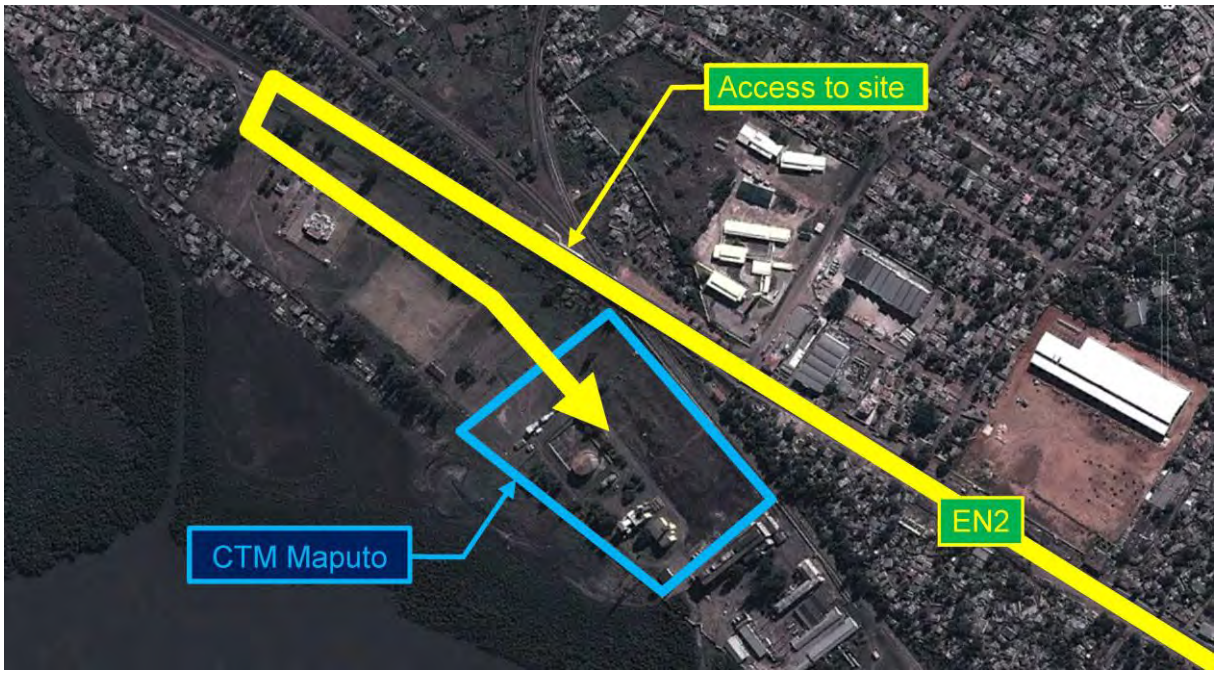
### (2) アクセス

**(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入手し、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)

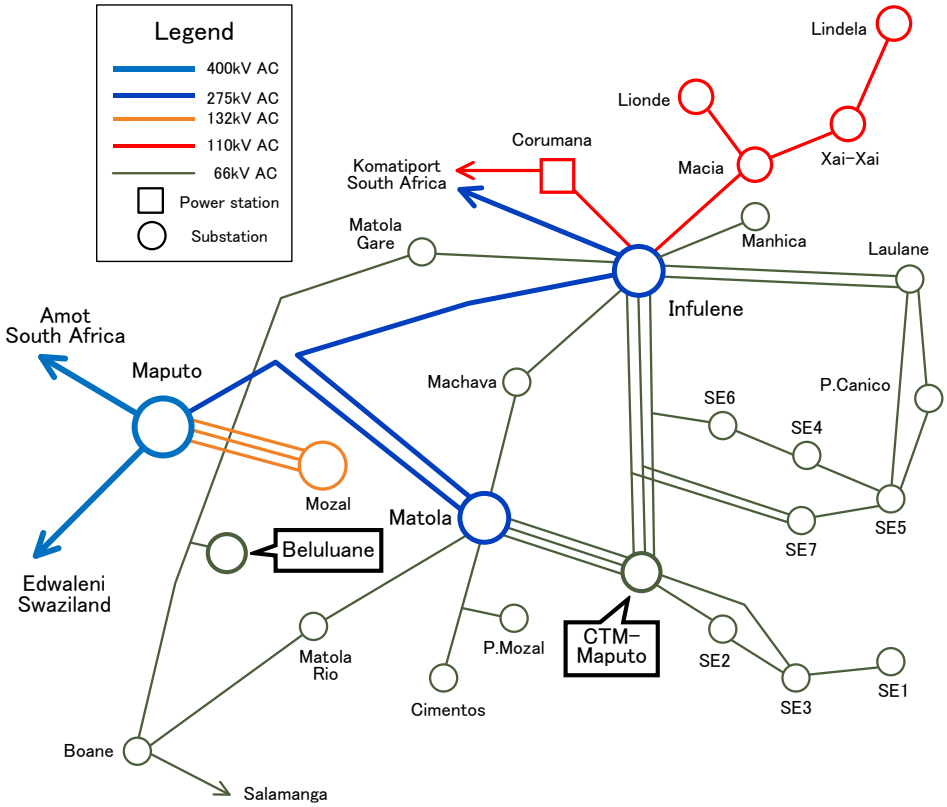
#### (2) 南部ガス火力発電所の連系系統

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。

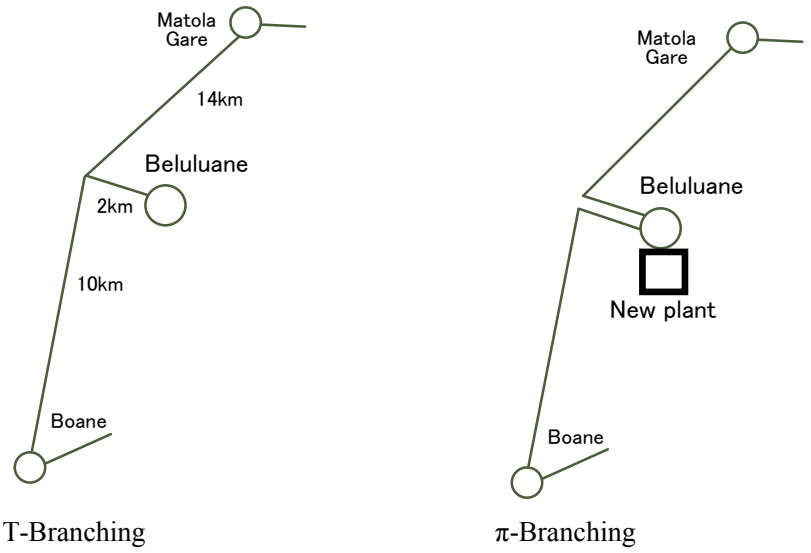



（Source：JICA 調査団）

**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 π 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

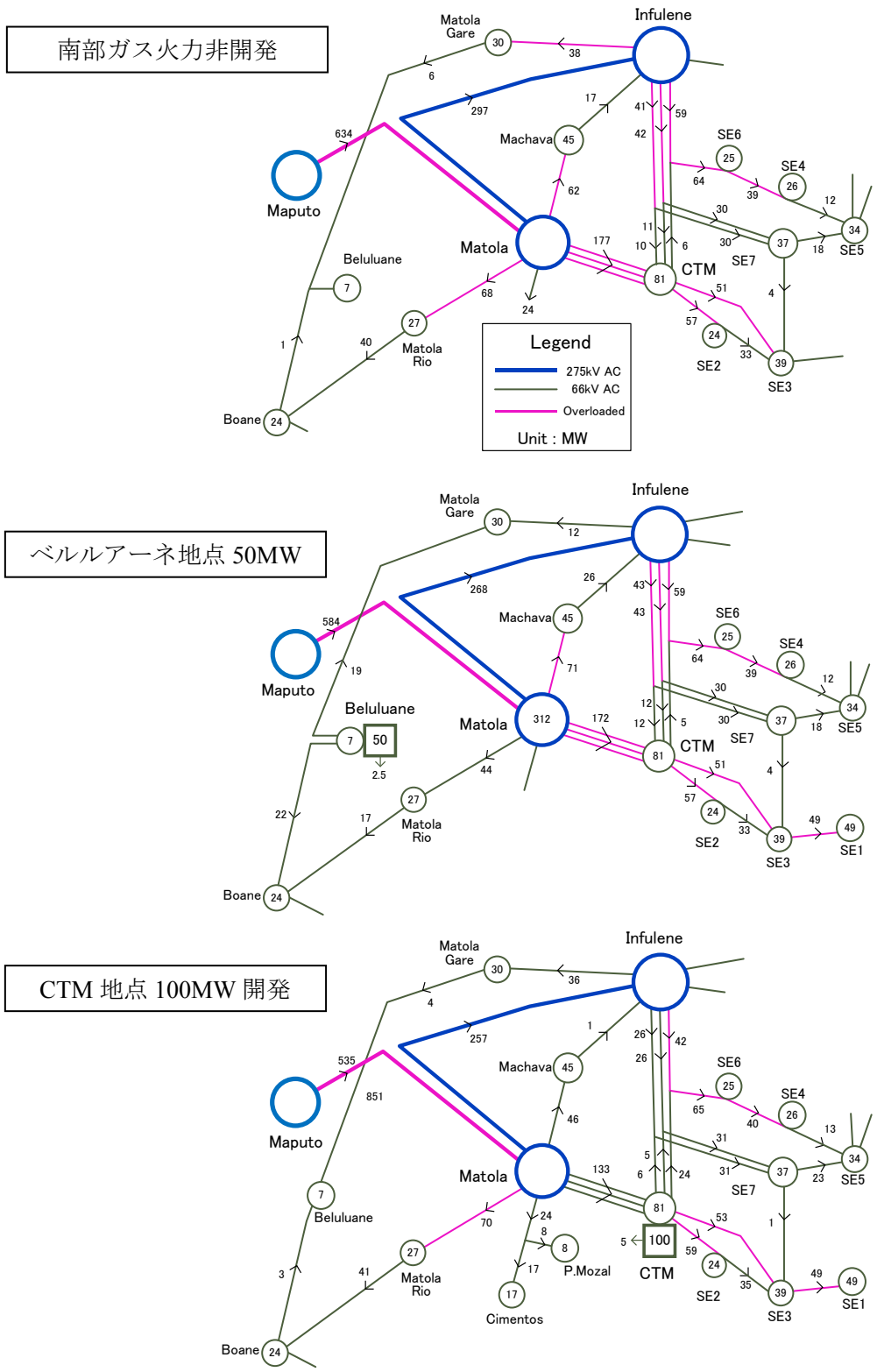
図 3.5-3に潮流解析結果、表 3.5-2に主な過負荷送電線を示す。当図においてピンク色は過負荷送電線を表わす。需要が 2011 年の約 1.7 倍に増加したものの系統は増強されないため南部ガス火力非開発ケースでは過負荷送電線は 15 に及ぶ。
ベルルアーネ地点に 50MW 開発するケースでは、Infulene－Matola Gare ならびに Matola－Matola Rio 線の過負荷は解消し過負荷線路数は 13 となるが、効果はベルルアーネ周辺に限られ限定的である。
CTM 地点に 100MW 開発するケースでは CTM 周辺の 7 送電線の過負荷が解消し過負荷線路数は 8 となり過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 線の様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然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)　Red:overload | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 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。

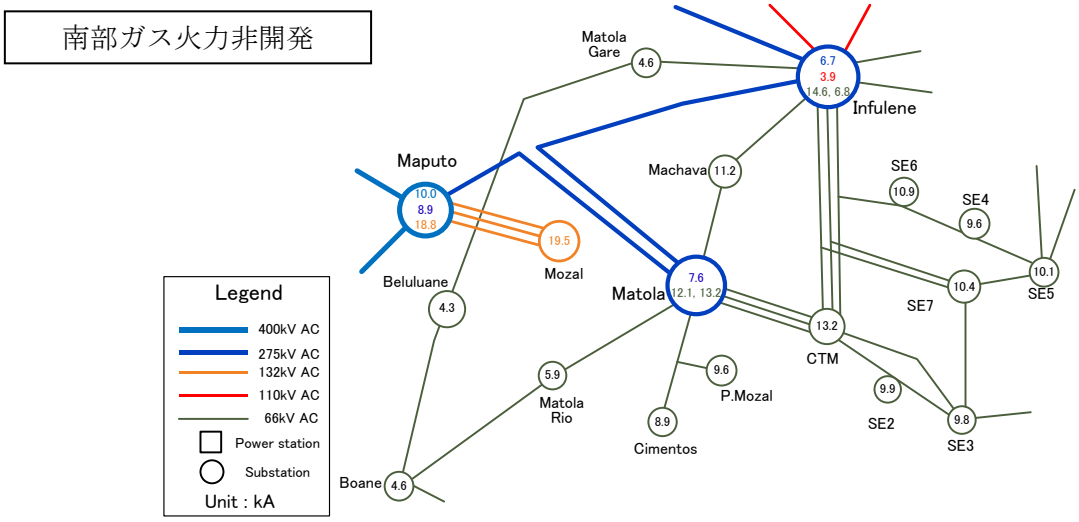
66kV 母線の最大事故電流は CTM 地点に 100MW を設置した場合のインフレーネ変電所の 17.0kA であり遮断器の遮断容量 25kA 以下であり問題は無い。

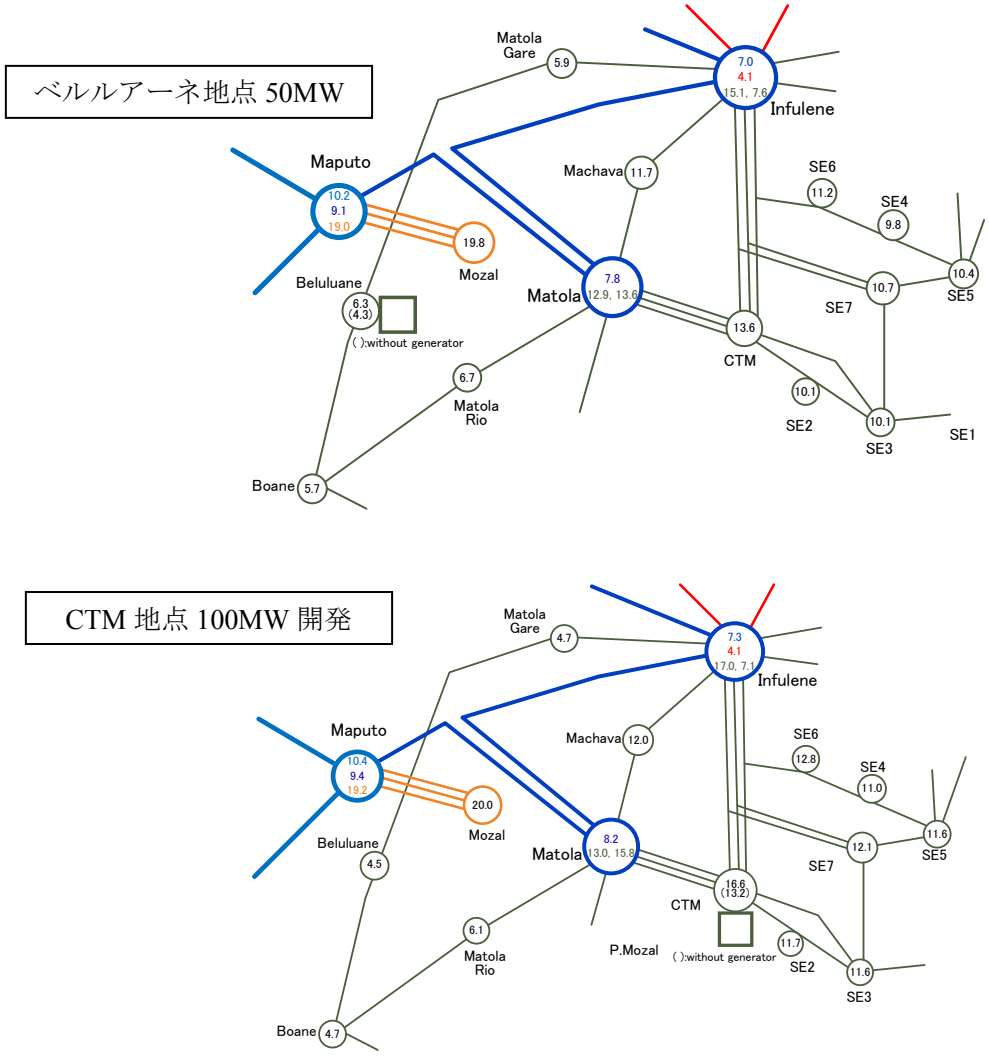
発電プラントを設置した場合の事故電流の最大変化量は、ベルルアーネ 50MW の場合 ベルルアーネ 66kV 母線で 4.3kA から 6.3kA と 2.0kA の増加、CTM 100MW の場合 CTM 66kV 母線で 13.2kA から 16.6kA と 3.4kA の増加である。いずれにしても発電プラントの設置により事故電流超過の問題は生じない。

**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した後には、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

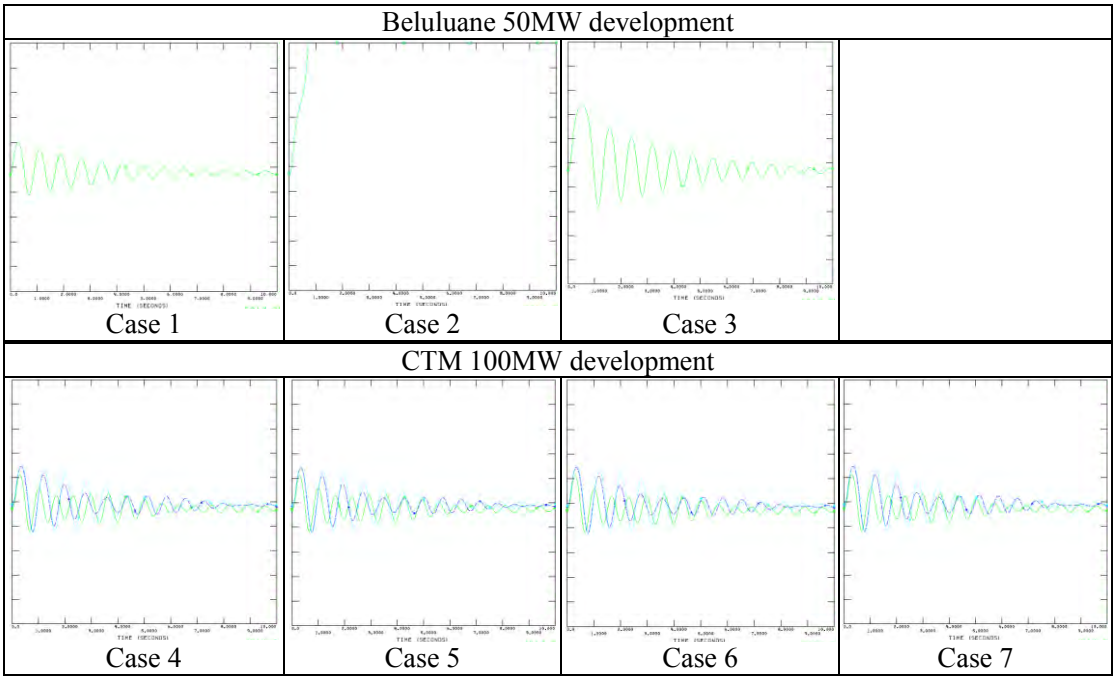
表 3.5-4に安定度解析結果を、図 3.5-5に発電機動揺曲線を示す。
ベルルアーネ 地点に 50MW を設置したケースでは、事故除去時間が 0.1 秒であれば安定であるが、0.15 秒の場合には Beluluane－Boane 線のベルルアーネ端で事故が発生したケース(Case 2)ではベル

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も分かる。

**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）

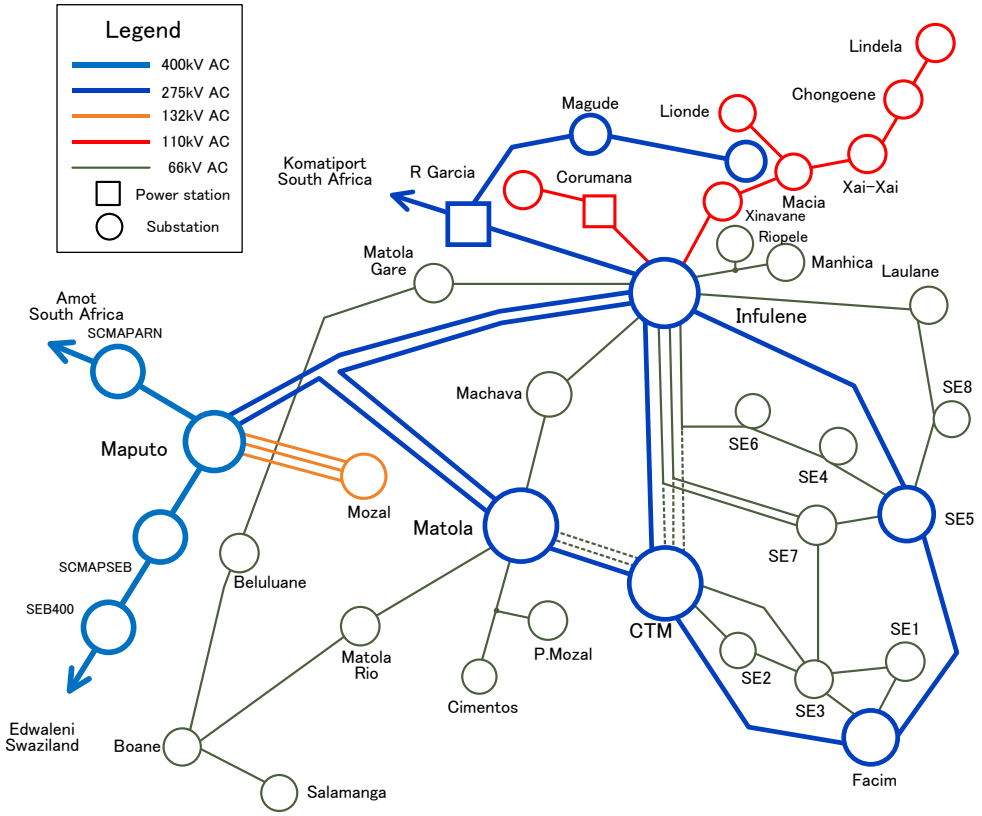
EDM は 2012 年末の完成を目指し系統増強計画を策定中であり、調査団は南部ガス火力の連系方法の検討に大いに参考となるため、2012 年 10 月に策定作業に用いている系統解析データを入手しそれに基づき系統解析を実施した。なお入手データはあくまで策定作業中の暫定版であり公表される最終版には内容が変更される可能性がある。

(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 PlanEDM'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った上、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。

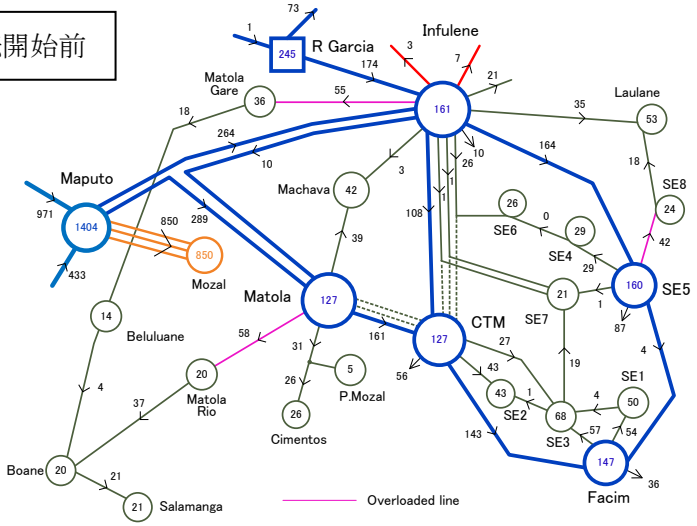
しかし前述の Matola－Matola Rio 線、Infulene－Matola Gare 線、SE5－SE8 線の過負荷は解消しない事に加え、新たに Infulene－Laulane 線が過負荷する。66kV 送電線の過負荷の本質的原因は、初期に建設された送電容量が 36MW 程度と小さい送電線が増強されずに利用されているためであり、将来、太線化や 2 回線化等の抜本的な対策が必要となる。

**表3.5-6　増強計画案系統の潮流解析結果（2016 年）**

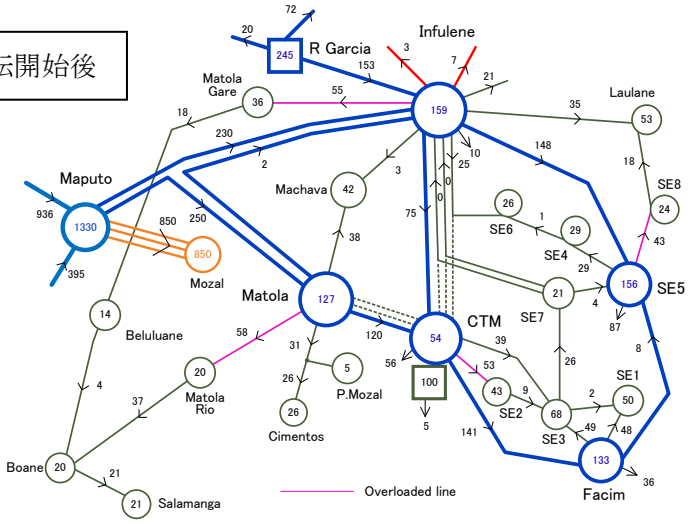
| Line | Voltage (kV) | Capacity (MW) | Power Flow (MW)　Red:overload | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Before CTM 100MW | After CTM 100MW | |
| | | | | Closing lines | Opening lines |
| Maputo－Matola | 275 | 455 | 289 | 250 | 248 |
| Matola－Infulene | 275 | 455 | 10 | 2 | 6 |
| Matola－CTM | 275 | >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）

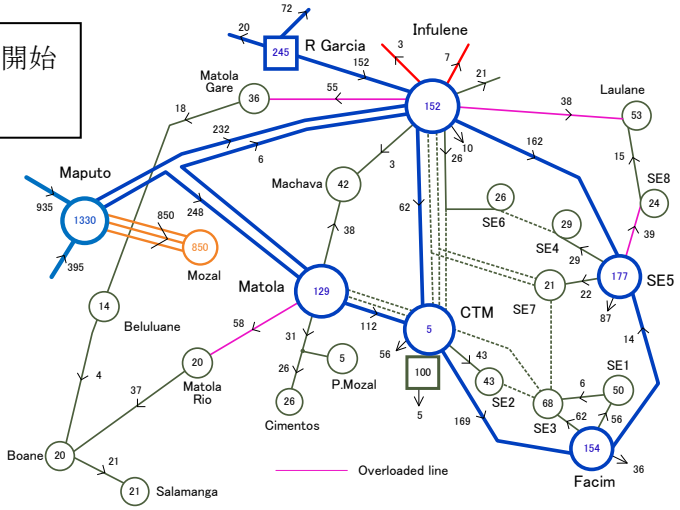
CTM 100MW 運転開始前




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 PSSE 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。

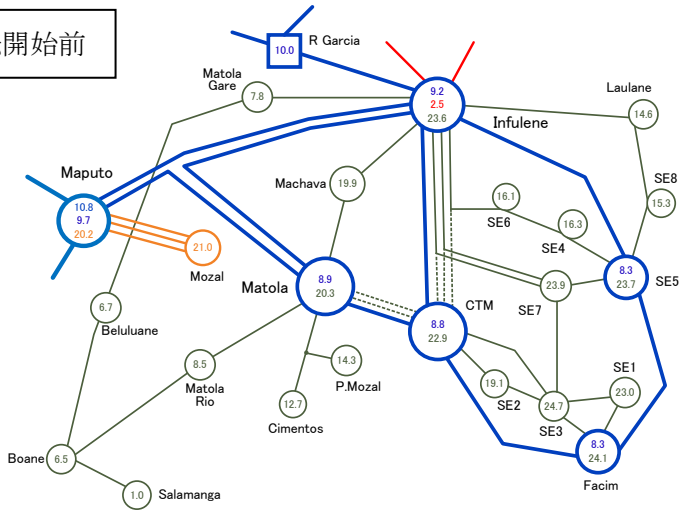
そこで事故電流超過対策ならびに CTM－SE2 線過負荷対策の一例として CTM—SE3､SE2—SE3、SE3—SE7、Infulene—SE7、SE4—SE6 各線を開放運用するケースを考慮した。この場合には事故電流の最大値は CTM 変電所ならびにインフレーネ変電所の 21.9kA と大幅に減少する。

**表3.5-7　増強計画案系統の事故電流解析結果（2016 年）**

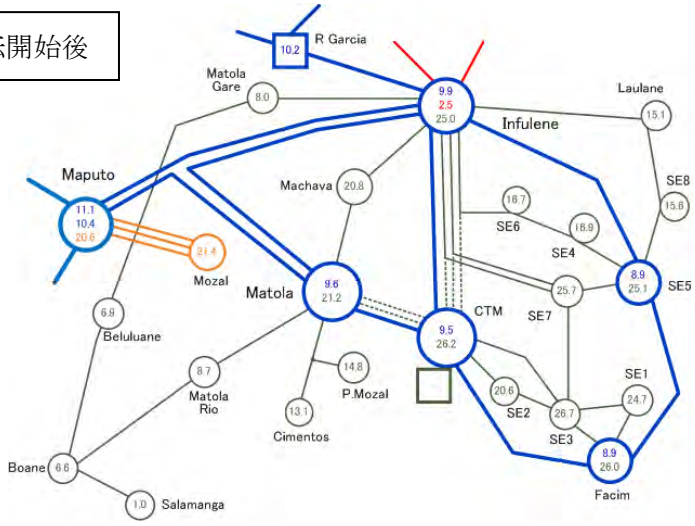
| Station | Voltage (kV) | Fault current (kA) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Before CTM 100MW | After CTM 100MW | |
| | | | Closing lines | Opening lines |
| Maputo | 275 | 9.7 | 10.4 | 10.3 |
| Matola | 275 | 8.9 | 9.6 | 9.6 |
| | 66 | 20.3 | 21.2 | 20.5 |
| Infulene | 275 | 9.2 | 9.9 | 9.9 |
| | 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）

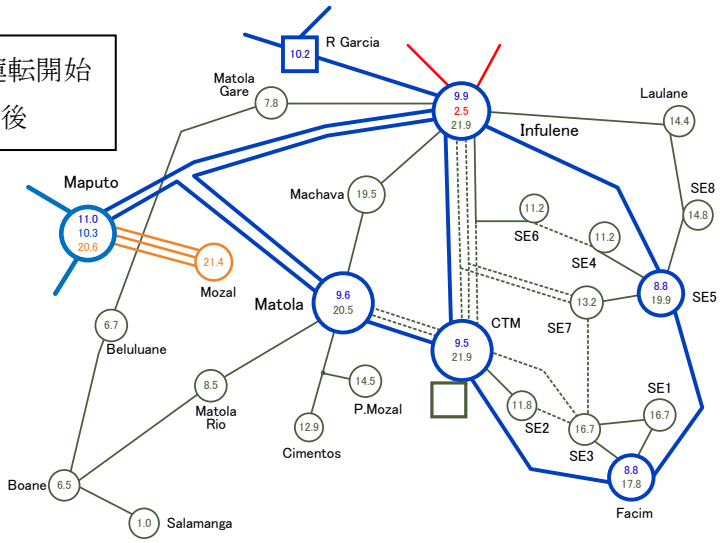
CTM 100MW 運転開始前




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 PSSE 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。

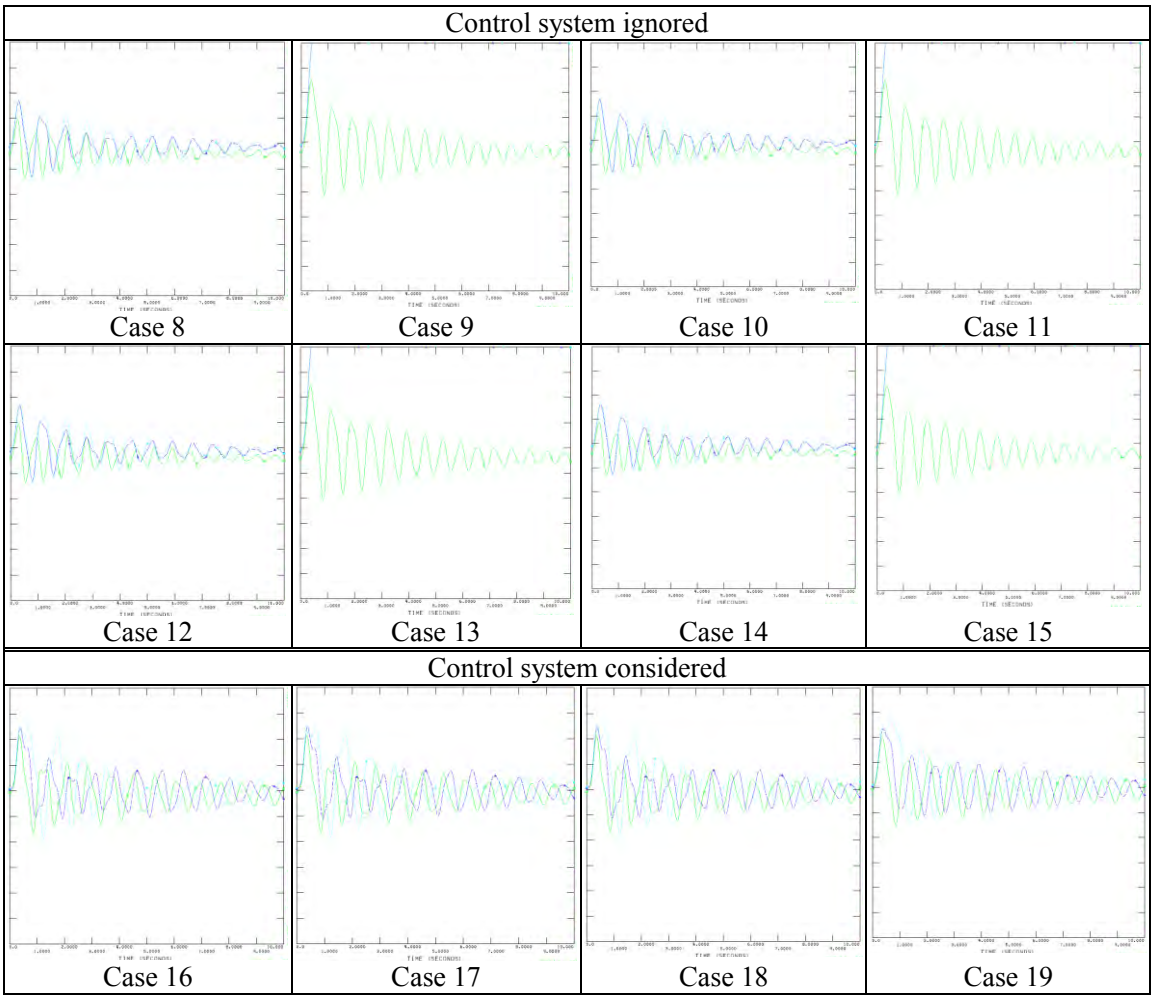
現実的には275kV送電線の事故除去時間は66kV送電線より短時間である0.1秒以下であり、275kV送電線の事故で安定度は維持されると期待できる。

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

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 | ・275kV 送電線の首都圏導入により過負荷送電線数減少<br>・一部の地域供給用送電線は過負荷継続 |
| 事故電流 | ・多くの変電所で最大許容値 25kA を超過<br>・許容値超過解消策として 66kV 送電線を常時開放し 275kV 変電所単位に 66kV 系統を放射状運用 |
| 安定度 | ・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<br>・発電機制御系を考慮すれば安定 |

（Source：JICA 調査団）

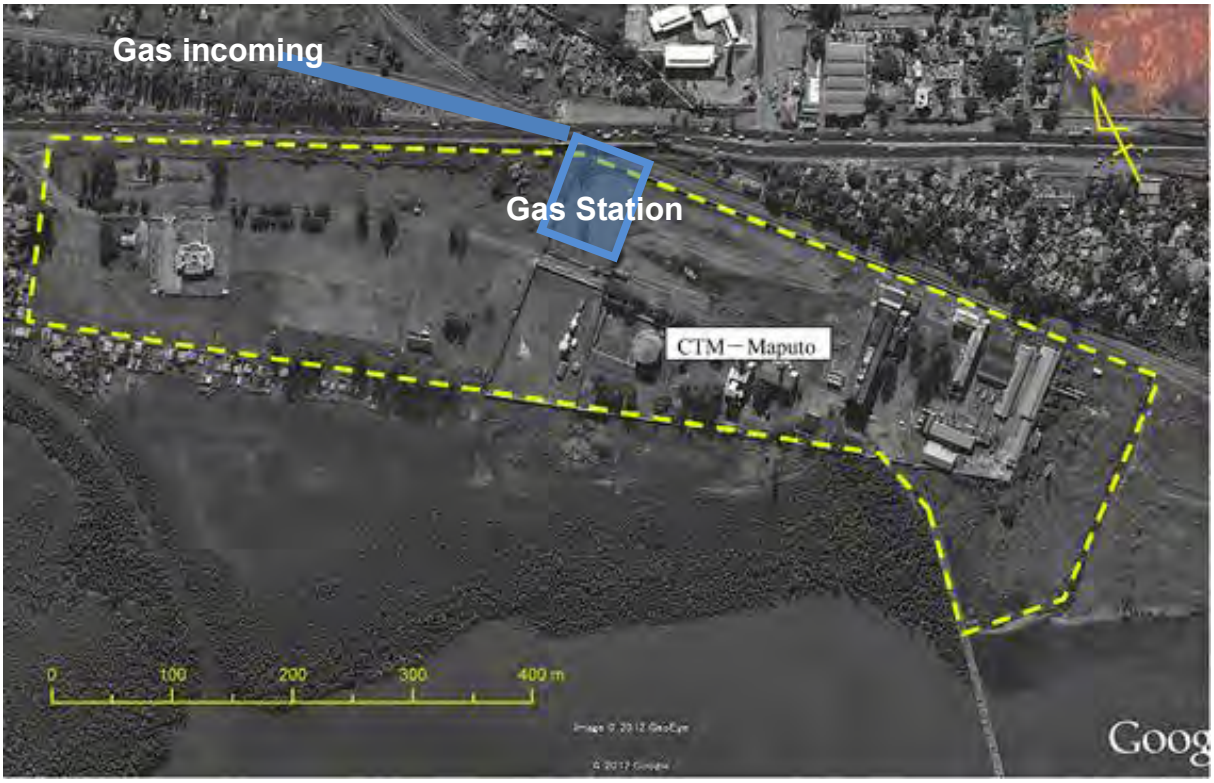
## 3.6　燃料ガス供給に関する制約

### 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-1CCGT 1 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<br>-> 110MW X 2 ユニット | 1.5ha<br>-> 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<br>-> 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<br>-> 100MW 以上可能 | 相対的に低い設備容量<br>-> 最大で 50MW |
| 燃料供給上の制約条件 | 6.0 MGJ/yr<br>-> 110MW 以下 | 6.0 MGJ/yr<br>-> 110MW 以下 |
| 復水器冷却方式 | 十分な冷却水が確保<br>-> 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<br>->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<br>-> 選択肢は少ない |
| 総合評価 | 出力：110MW 以下<br>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<br>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。

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℃、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 の巾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。

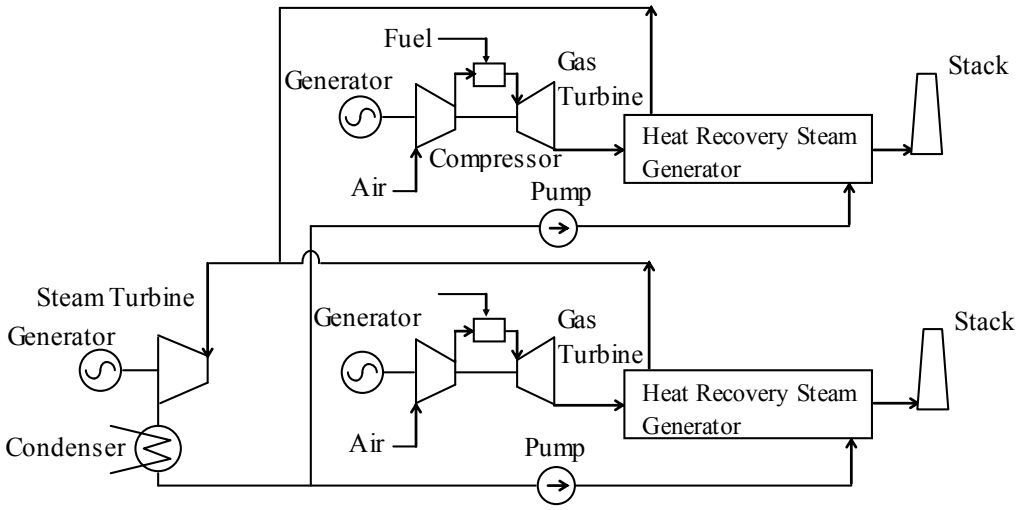
上記軸構成を表 4.2-1に示す。

**表4.2-1　CCGT 軸構成**

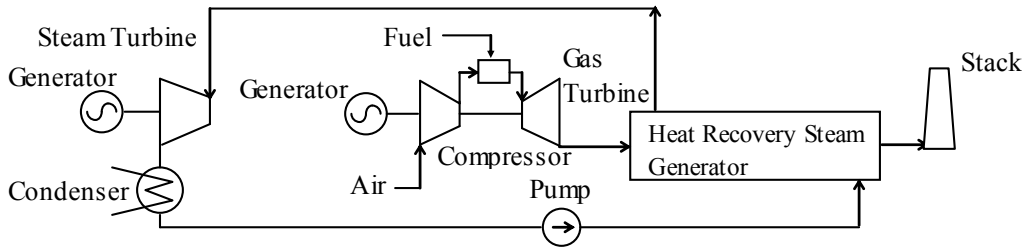
| | Type A | Type B | Type C |
|---|---|---|---|
| 軸構成 | 多軸型<br>2GT+2HRSG と 1 ST<br>(2-on-1) | 多軸型<br>1GT＋1 HRSG と 1ST<br>（1-on-1） | 一軸型<br>1GT＋1 HRSG＋1ST |

（Source:JICA 調査団）

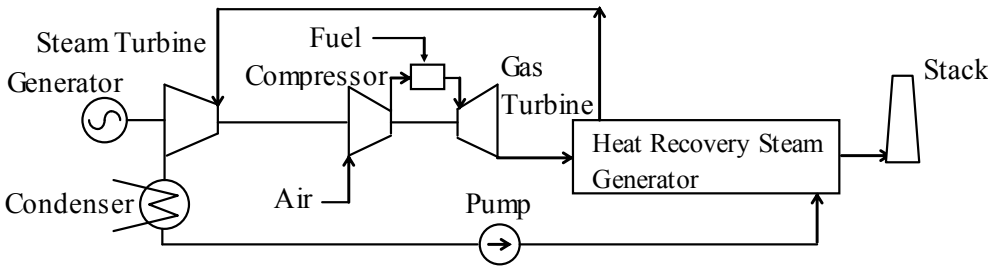
CCGT の各軸構成のタイプを図 4.2-1に示す。




**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なため、部分負荷運転においては、多軸型 2-on-1 よりも効率が高い。

以下に多軸型 2-on-1CCGT 1 ブロックと 1-on-1CCGT 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

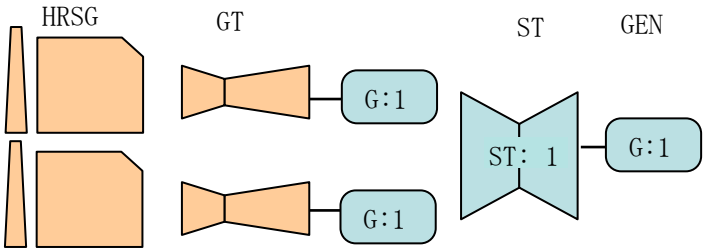
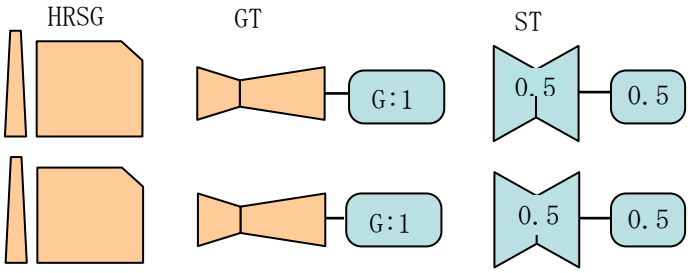
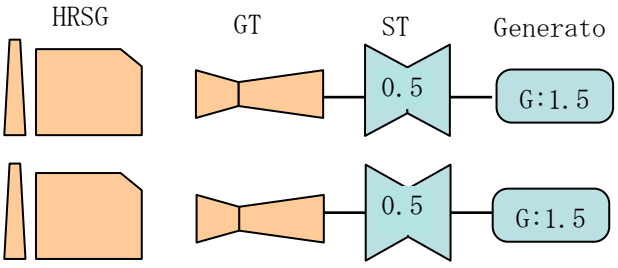
多軸型 2-on-1 ならびに多軸型 1-on-1・一軸型 CCGT 2 ブロックとの建設費を比較検討する。各構成においてガスタービンならびに排熱回収ボイラは 2 台と同数であり、構成により発電機と蒸気タービンの台数に差がある。検討するに当たり以下を仮定した。

・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<br>G = 3 x 0.3<br><br>Total = 1.6 |
| Multi shaft 1-on-1 (Type B) |  | ST = 0.66 x 0.7 x 2<br>G = (1+0.66) x 0.3 x 2<br><br>Total = 1.92 |
| Single shaft (Type C) |  | ST = 0.66 x 0.7 x 2<br>G =1.28 x 0.3 x 2<br><br>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-1CCGT 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<br>多軸型(2-on-1) | Type B<br>多軸型(1-on-1)×2 | Type C<br>一軸型×２ |
|---|---|---|---|
| 出力 | ベース | -0.4 ～ -1.4MW※ | -0.4 ～ -1.4MW※ |
| 熱効率 | ベース<br>総合プラント効率が高い | -0.2 ～ -1.0%※<br>プラント部分負荷での効率が高い | -0.40 ～ -1.0%※<br>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<br>GT:2<br>HRSG:2<br>ST:1<br>GEN:3 | 多い<br>GT:2<br>HRSG:2<br>ST:2<br>GEN:4 | 同等<br>GT:2<br>HRSG:2<br>ST:2<br>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<br>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-1CCGT は基本である。

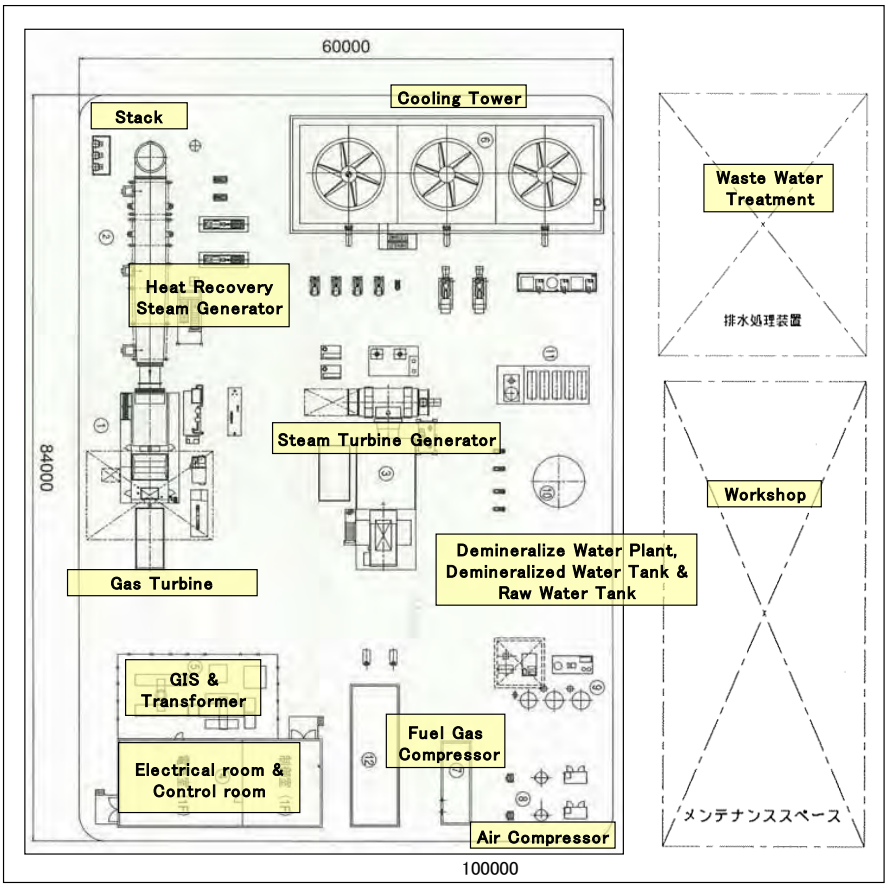
プラントの総合効率で優れ、他のガスタービンが定期点検等で停止している場合でも、プラントとして約 50%の高効率で部分負荷運転が可能で、保守点検費用等で優れる、多軸型 2-on-1CCGT を FS チームは推奨し、第一回 Workshop において EDM に承認された。また定

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

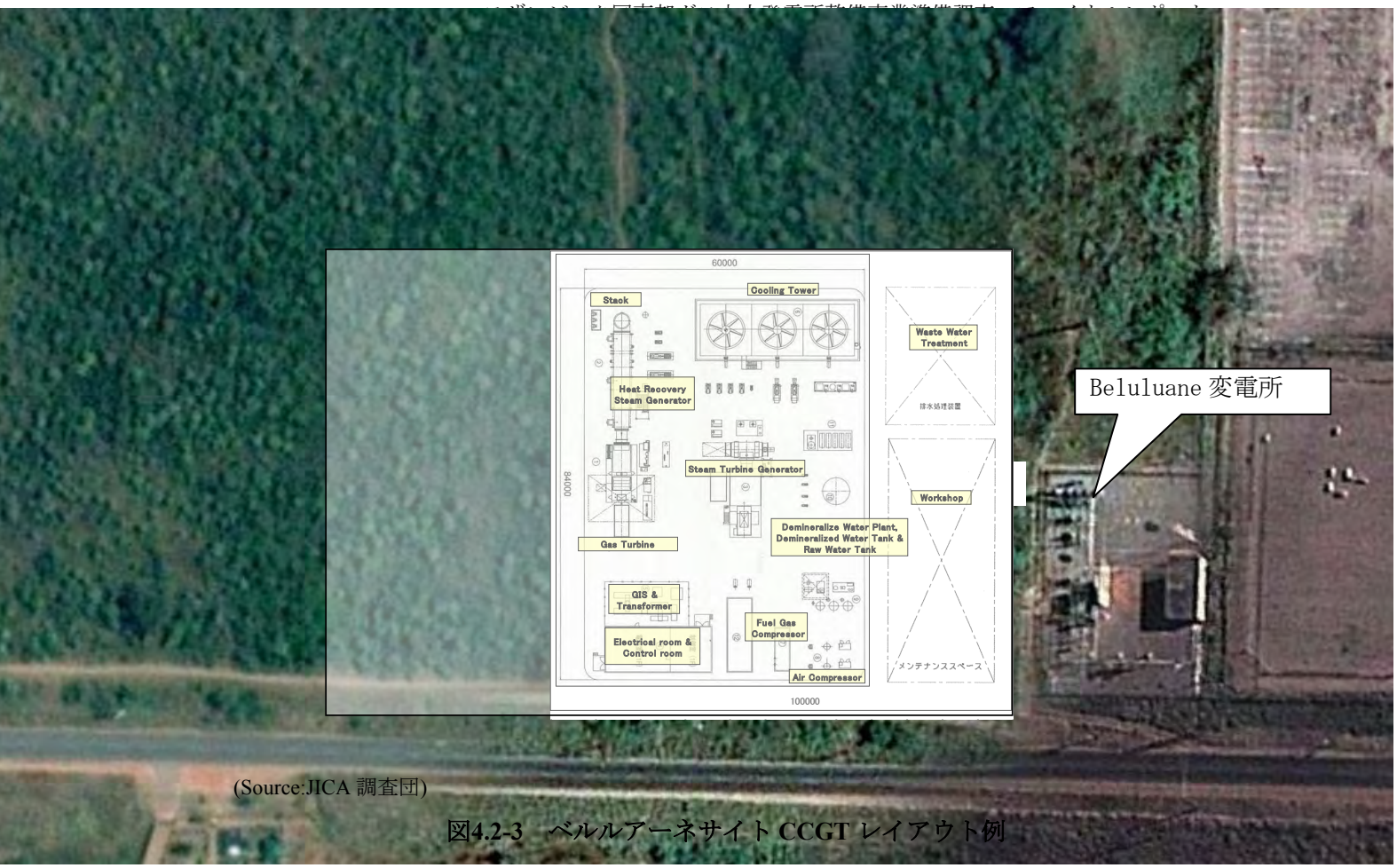
(1) ベルルアーネサイト

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**




(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。

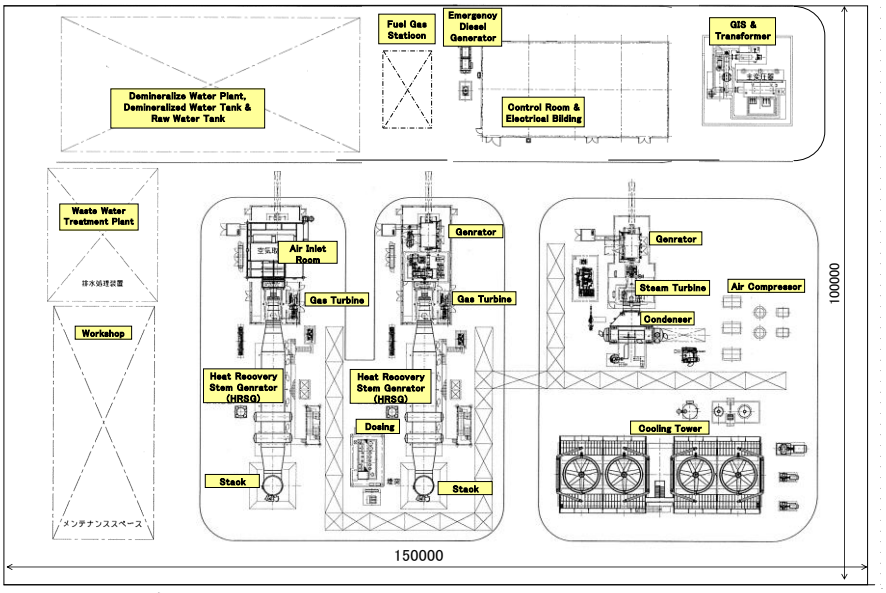
ii ) 軽油タンクヤード(約 1.1ha)
既設ガスタービンは軽油からガス専焼に改造し、既設軽油タンク 5000kl 1 基ならびに 220kl タンク 2 基は撤去する。

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

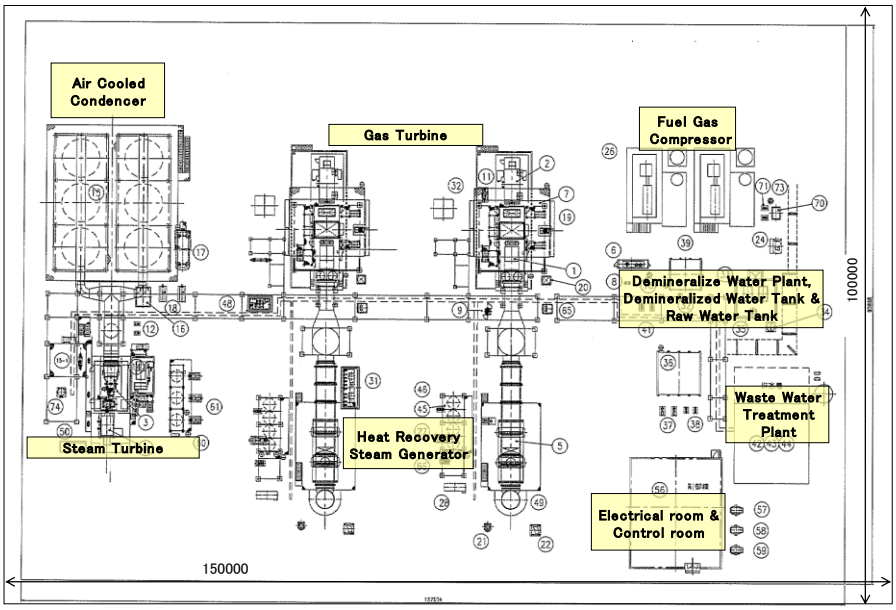
**(b) 発電プラントレイアウト検討**

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、開閉所へのアクセル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。

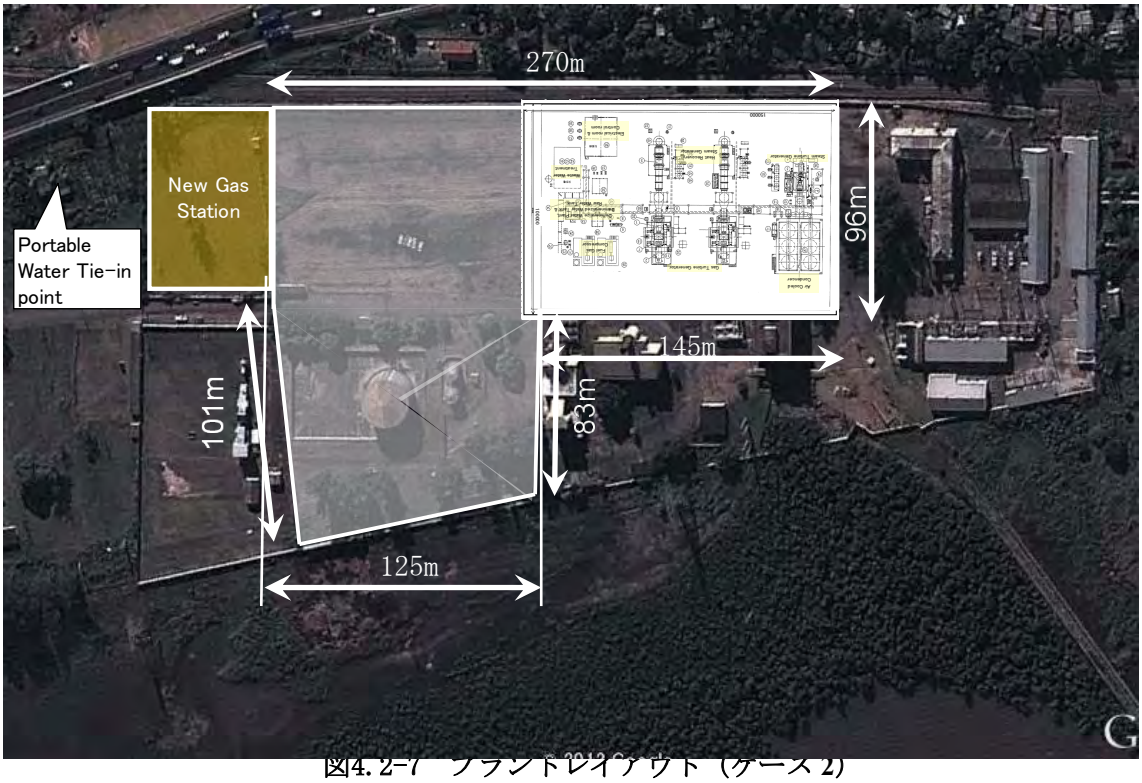



図4.2-7　プラントレイアウト（ケース 2）

### 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。

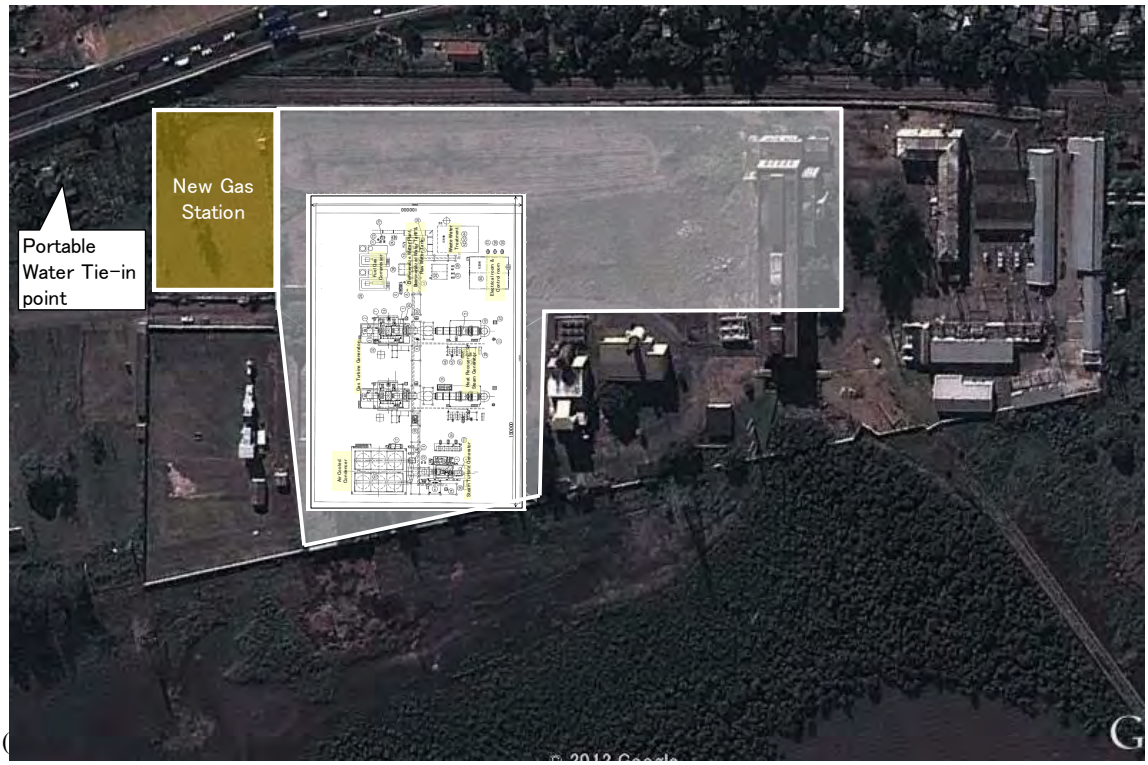



図4. 2-8　プラントレイアウト（ケース 3）

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 | ･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<br>・ガスステーション、用水の取り合い点から近い<br>・境界線での騒音対策が不要<br>・十分な建設・補修作業エリア |
| | 短所 | ・既設 3 号ガスタービンエリアを使用する |
| ケース 2 | 長所 | ・将来の発電プラント拡張用として用地が確保できる<br>・開閉所から近い |
| | 短所 | ・発電プラントとして敷地が若干狭い<br>・そのため、十分な建設・補修作業エリアが確保できない<br>・敷地境界線に防音対策が必要となる |
| ケース 3 | 長所 | ・ガスステーション、用水の取り合い点から近い<br>・境界線での騒音対策が不要<br>・十分な建設・補修作業エリア |
| | 短所 | ・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<br>・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 |

(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 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、ボトミング･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 | ・土木工事費が高い<br>・環境アセスが必要 | ・土木工事費が一過式よりも安い | ・土木工事費が一過式よりも安い |
| Ｏ＆Ｍの特徴 | ・出力・効率が最もよい<br>・運用保守費が高い | ・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<br>・真空度が多少悪く、プラント効率が多少劣る<br>・水質維持・管理必要 | ・冷却水が不要<br>・相対的に出力・効率が劣る<br>・運用保守費用が安い |
| 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<br>循環水設備 | 空冷コンデンサー<br>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。

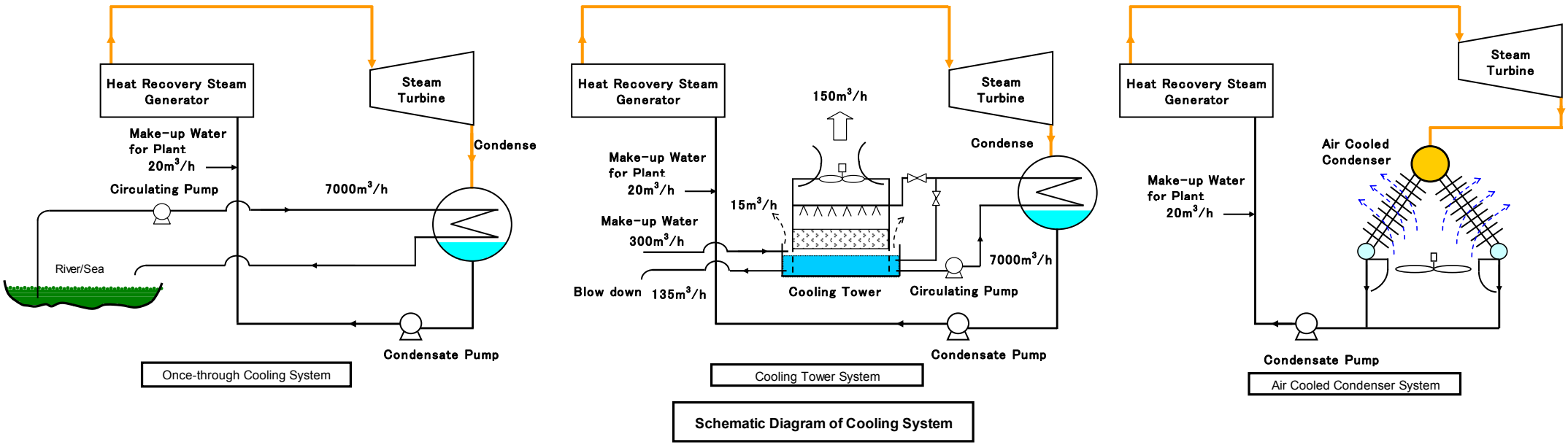
(2)　湿式冷却塔設備

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が、冷却塔の補給水として、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

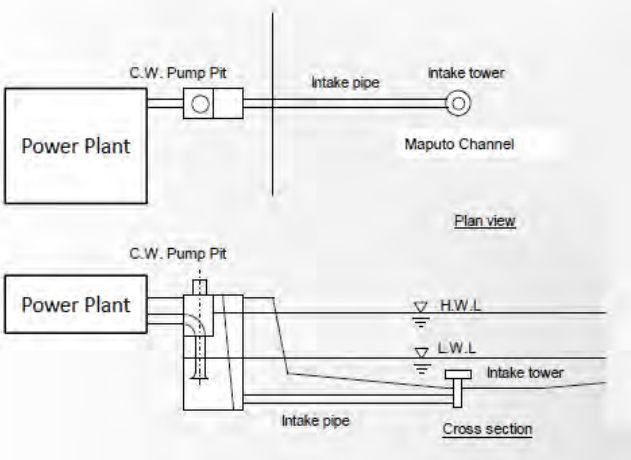
#### 1)　CTMサイト

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 20m$^3$/h 以外に、復水器冷却用水として常時 7,000m$^3$/h 必要となり、そのために約 1.2km 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 300m$^3$/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**

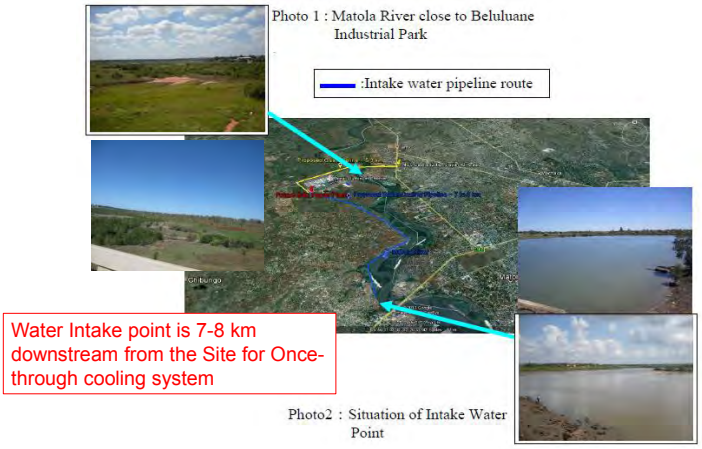



(Source:JICA 調査団)

**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$^3$/h 以外に、復水器冷却用水として常時 3,500m$^3$/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$^3$/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$^3$/h | 20m$^3$/h | 20m$^3$/h |
| | | 冷却用補給水 | – | 300m$^3$/h | – |
| | | 復水器<br>冷却用水 | 7,000m$^3$/h<br>（海水）<br>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$^3$/h | 10m$^3$/h | 10m$^3$/h |
| | | 冷却用補給水 | – | 150m$^3$/h<br>Matola River<br>から 7～8km の取水管路の敷設が必要 | – |
| | | 復水器<br>冷却用水 | 3,500m$^3$/h<br>（河川水）<br>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）

鉄筋の露出が顕著

(Source:JICA 調査団)

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 $^{o}$C |
| 平均相対湿度 | 63.4 % |
| 平均湿球温度 | 18.3 $^{o}$C |
| 平均河水温度 | 23.2 $^{o}$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/$m^3$ |
| 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。

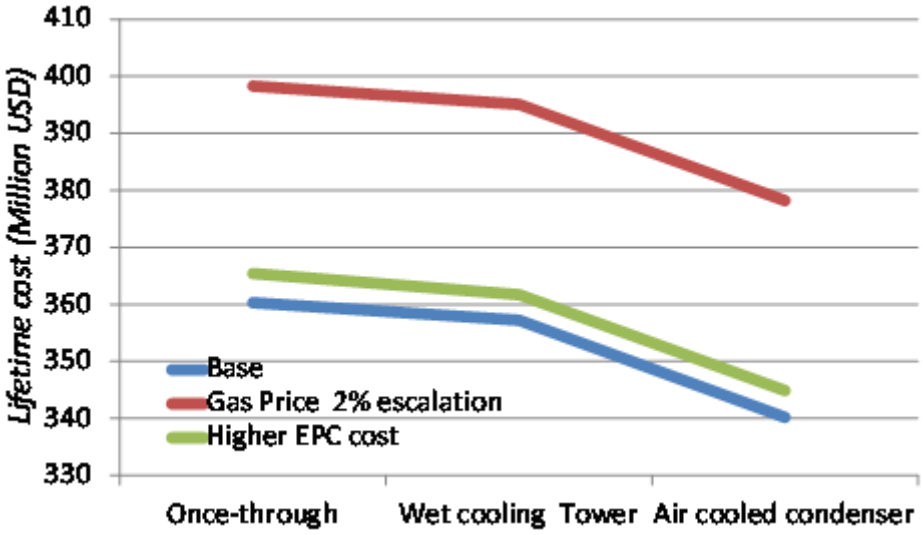
表4.3-3　冷却方式の特徴

| 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 $Mm^3$/y) | 2.24 (2.25 $Mm^3$/y) | 0.14 (0.142 $Mm^3$/y) |
| Lifetime cost | MUSD | 360.3 | 357.2 | **340.2** |
| kWh cost | USc/kWh | 7.31 | 7.30 | **7.06** |

(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。

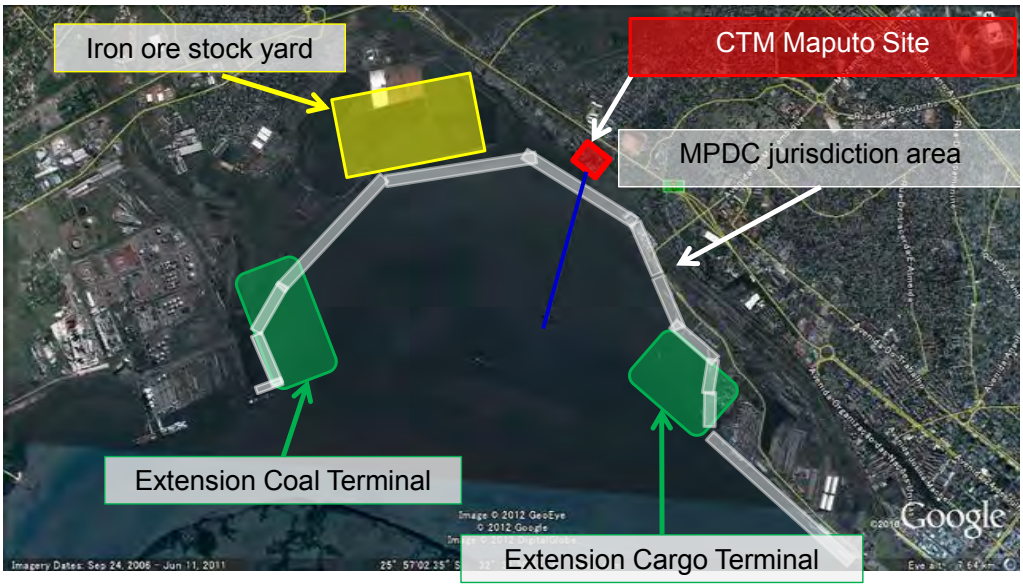
**表4.3-4　蒸気タービン復水器冷却方式の総合評価**

| 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 |
| | ■ 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。<br>■ 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。<br>■ 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。 | ■ 冷却用補給水に使用する上水コスト (1USD/$m^3$) が高い。 | ■ 振動、騒音対策が必要となるが、対策工事で対応可能。 |

(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

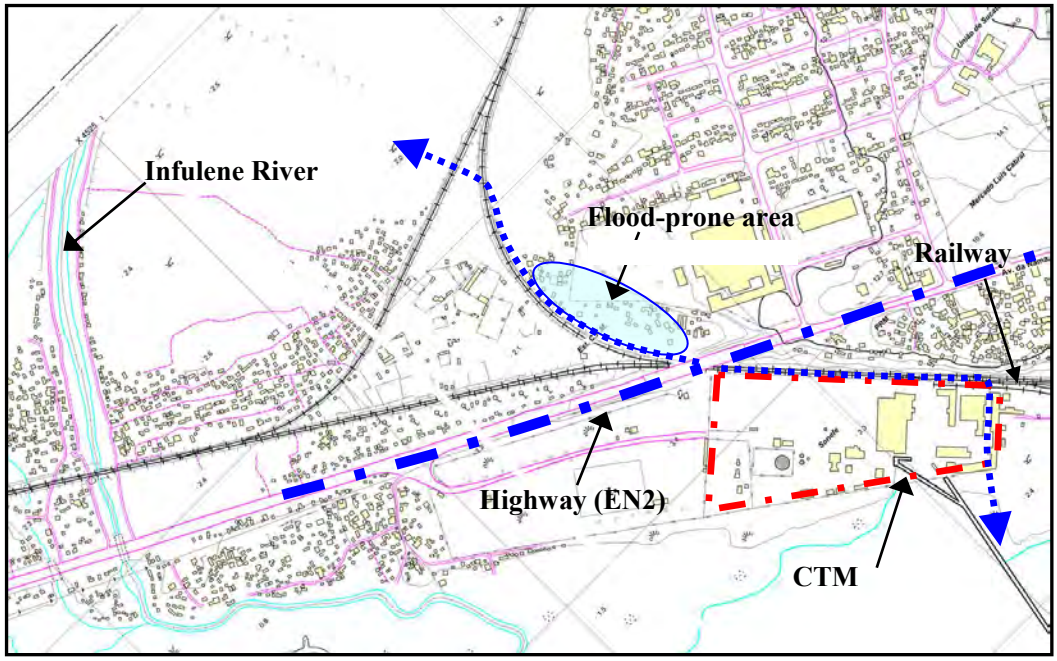
## 5.1　地形および地質条件

### 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 内の標高は海抜約 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。

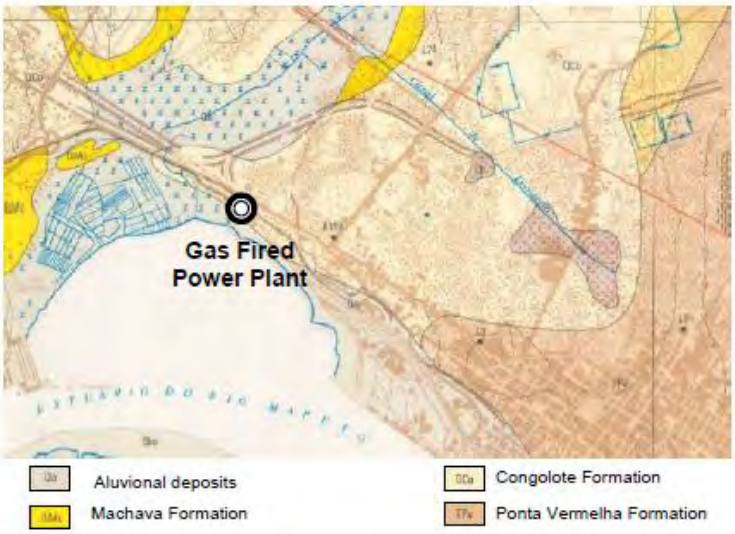



（Source：JICA 調査団）

**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(1) | 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(1) | 34 | 42 | 27 | 36 | 57 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | - | - | - | - | - |
| S7 | 2 | 2 | 2 | 5 (1) | 51(2) | 51 | 57 | 57 | 57 | 57 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| S8 | 8 | 10 | 8 | 13 | - | 9(2) | 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[1]。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。

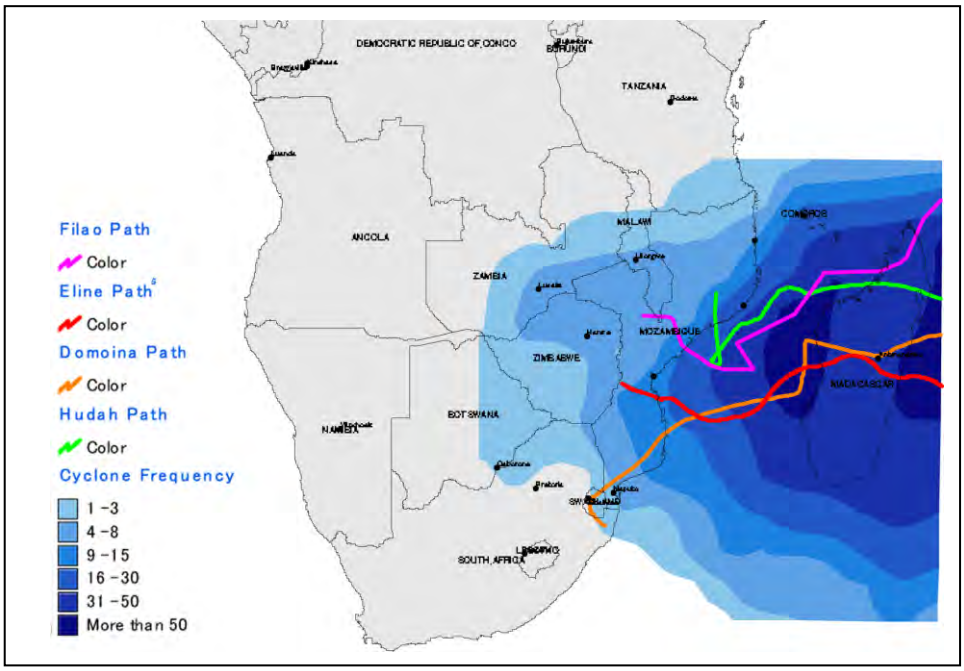
## 5.2　気象条件

### 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[2]）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易い地域である。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言われている。

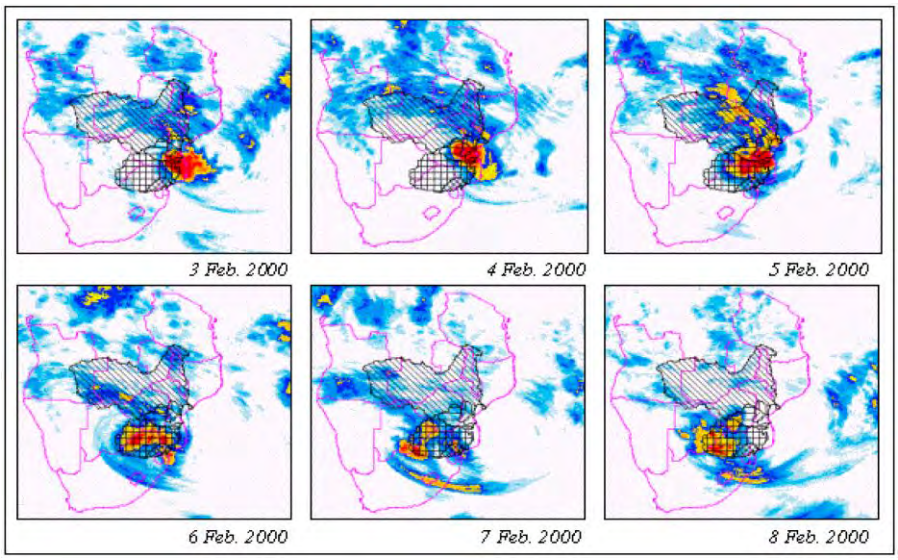
2)インド洋で発生する熱帯（性）低気圧のうち中心付近の最大風速が 34 ノット以上のものが一般的に tropical cyclone と呼ばれる。中心付近の最大風速が 34 ノット未満のものは tropical depression と呼ばれる。

### 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。

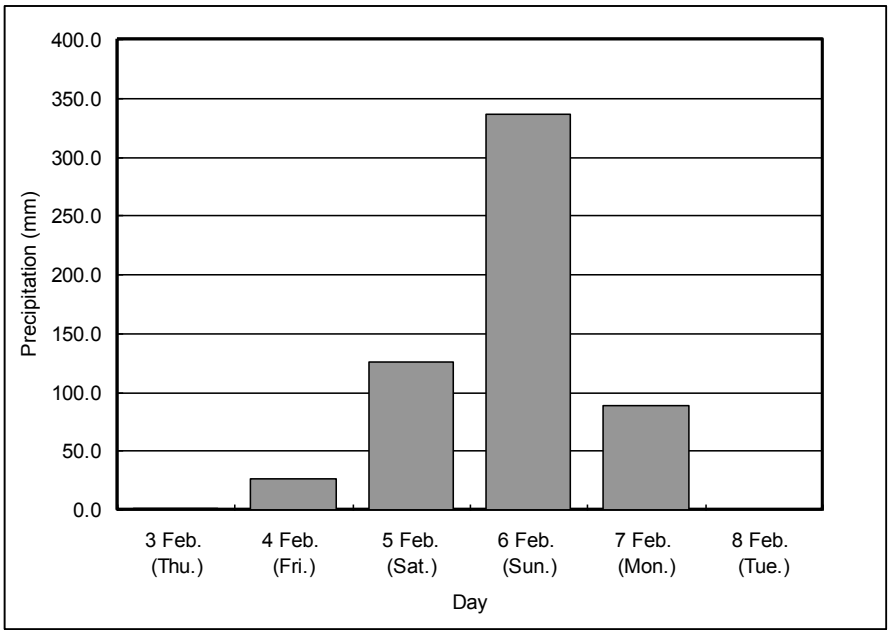
とりわけ、マプト市においては 2 月上旬の熱帯低気圧が接近したときに記録的な集中豪雨が発生しており、2 月 5 日から 2 月 7 日にかけての 3 日間だけで 551mm の降雨があり、2 月 6 日には史上最高の 322mm の日雨量を記録している。

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

# 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 [1]

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 |

[1]) 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ー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。

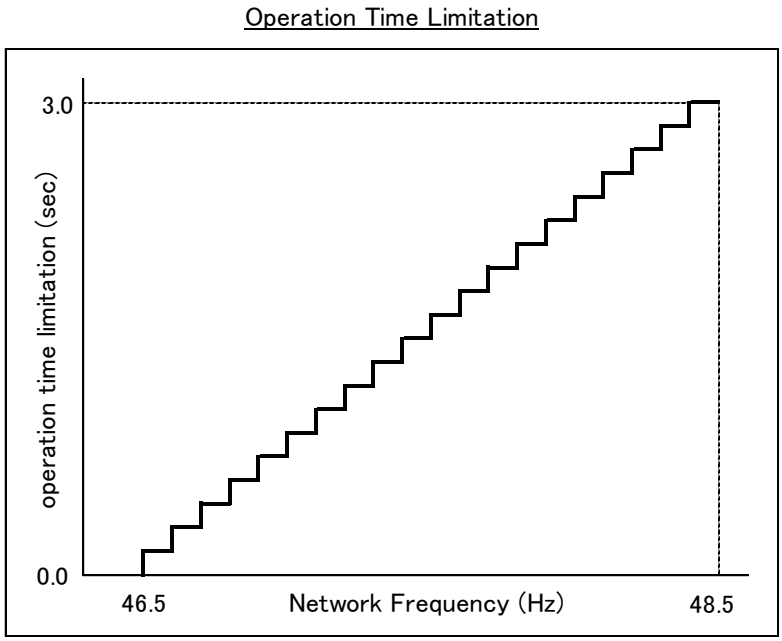
CPU には待機冗長システムを利用して重複構成とし、制御システムの信頼性を確保する。

また、発電機しゃ断器による並解列操作も、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 μm) |
|---|---|
| ガスタービンおよびガスタービン発電機 | ≦80 |
| 蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機 | ≦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 μm 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 μm 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 μm 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 μm 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 ℃、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 ( $^{o}$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 $^{o}$C 40.2MJ/Nm$^{3}$)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 ( $^{o}$C ) | 28.0 | 10.0 |
| 相対湿度 ( % ) | 75.0 | 75.0 |
| 湿球温度 ( $^{o}$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 ºC であり、10 ºC 台もあり、発電設備を有効に使用する観点から 10ºC 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:429ºC 、 LM6000PD:430ºC 、 H-25:500ºC 、 RB211-GT61:450ºC |
| 圧力 | 6.0MPa |
| LP 蒸気 | |
| 温度 | 250 ºC |
| 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 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| サイト条件 | 定格 [1] | 最大 [2] 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 28ºC、2)最大容量：大気温度 10ºC

（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。

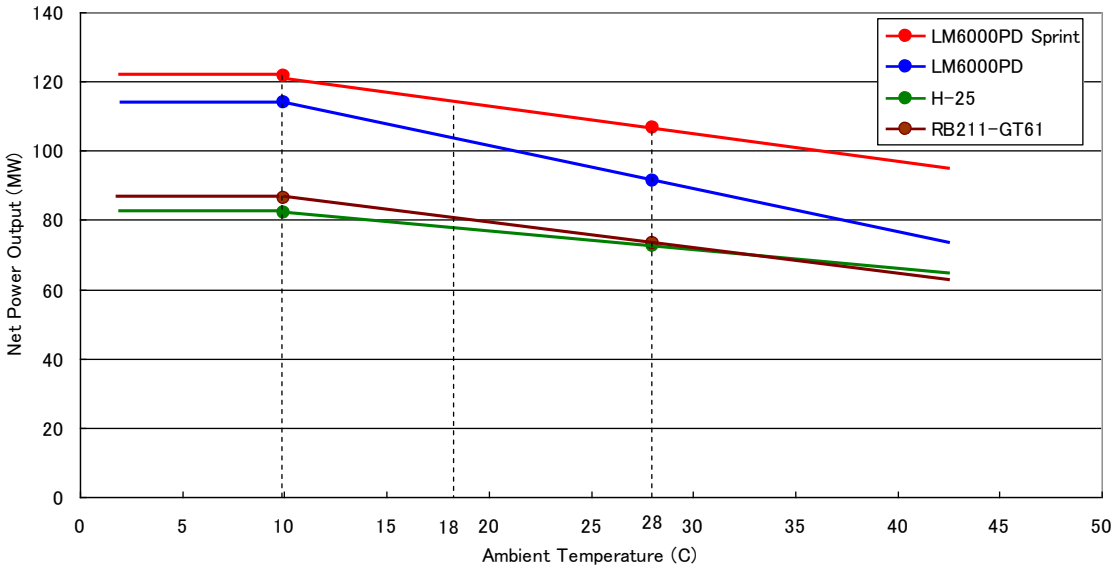
航空機転用ガスタービン、ならびに重構造産業型ガスタービンを用いた各 CCGT モデルを代表し LM6000PD Sprint ならびに H-25 モデルによる CCGT の定格および最大容量サイト条件における熱平衡図を後続のページに示す。

(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

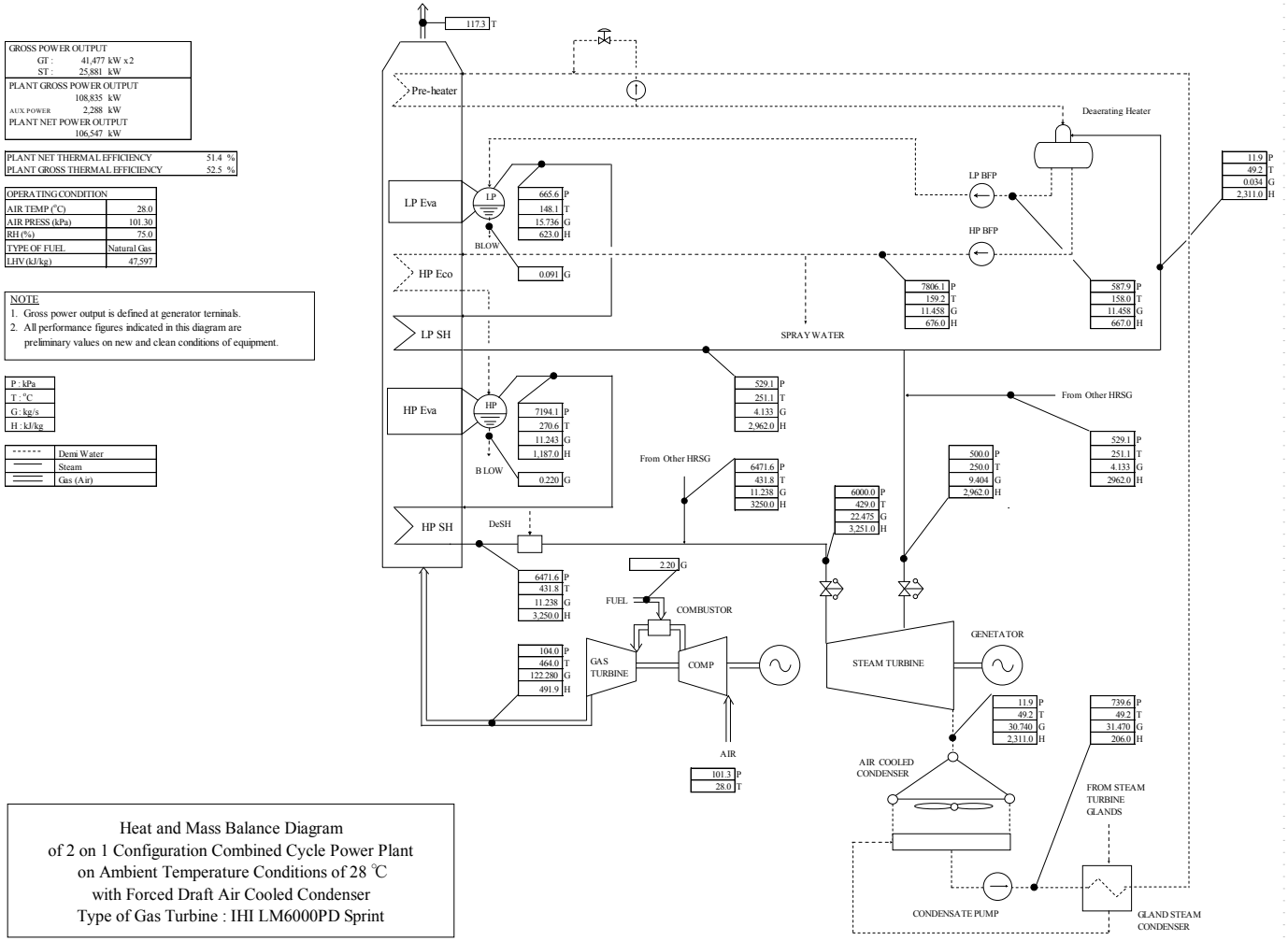
(c)定格サイト条件における2025(2x H-25)の熱平衡図

(d)最大容量サイト条件における2025(2x H-25)の熱平衡図



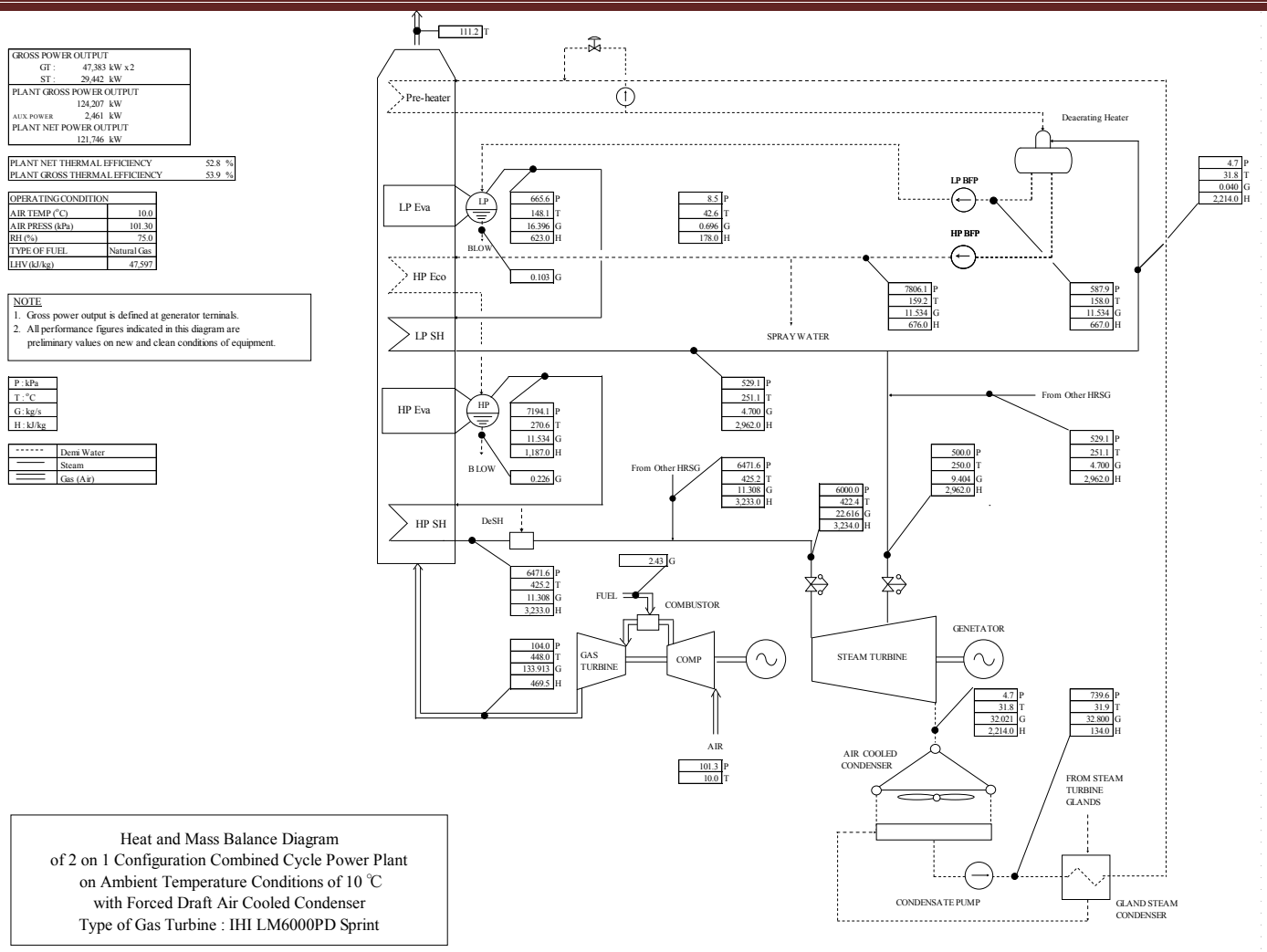

（Source：JICA 調査団）

**図6.2-1　大気温度性能特性図**



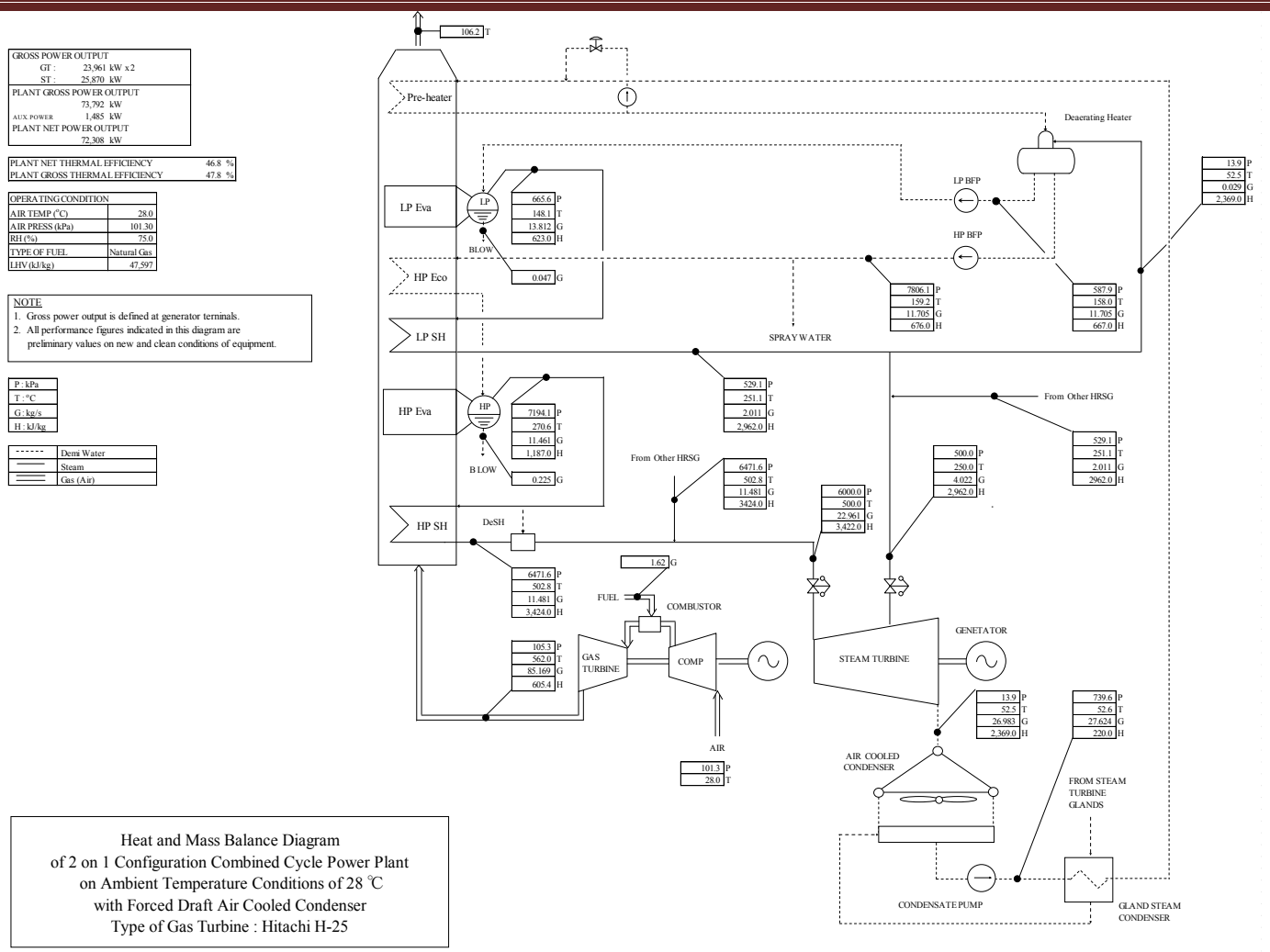

（Source：JICA 調査団）

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



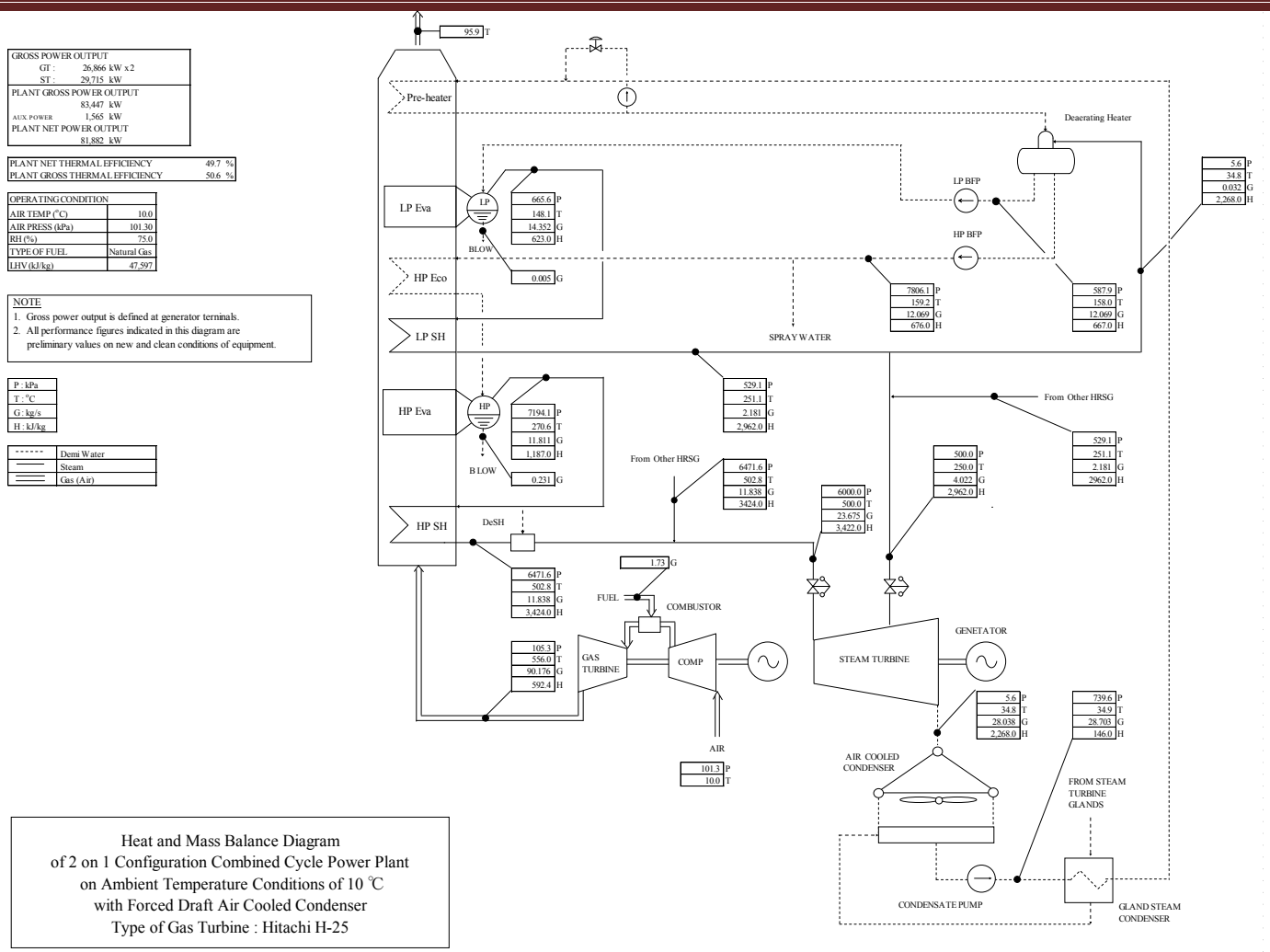

（Source：JICA 調査団）

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




（Source：JICA 調査団）

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




（Source：JICA 調査団）

**図 6.2-5　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 | 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 $^{o}$C 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 ºC 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<br>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<br>建設費が不要 | 建設費+約2百USD<br>設備ならびに建設工事費用が必要 |
| | 運転・メインナンス費用が不要 | 運転・メインナンス費用が必要 |
| 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%<br>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 | ・建屋<br>・電気配線、空調設備、照明等<br>・天井クレーン<br>・火煙検知装置<br>・消火設備 |
| 建物設備費 | ベース | 多 |
| 運用費用 | ベース | 多<br>・天井クレーン、消火設備等の定期点検 |
| 運用性 | ベース | 良い<br>・風雨や海水の影響を受けない |
| 保守性 | ベース<br>・作業の都度クレーンを確保する必要がある<br>・夜間は作業性が悪い<br>・風雨等の天候により、補修できないこともある<br>・洪水、冠水時に作業ができない | 良い<br>・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<br>・夜間でも作業可能<br>・風雨の影響を受けない<br>・洪水、冠水時にも作業ができる |
| 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、承認図と参考図を区分けした図面・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(ÃGUAS 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。

(Source：JICA 調査団)

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℃ / 75% |
| 設計最低気温（乾球）/　相対湿度<br>（発電機最大容量点） | 10℃ / 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<br>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<br>(1 時間継続値) |
| 雪荷重 | 0 kg/$m^2$ |

（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）

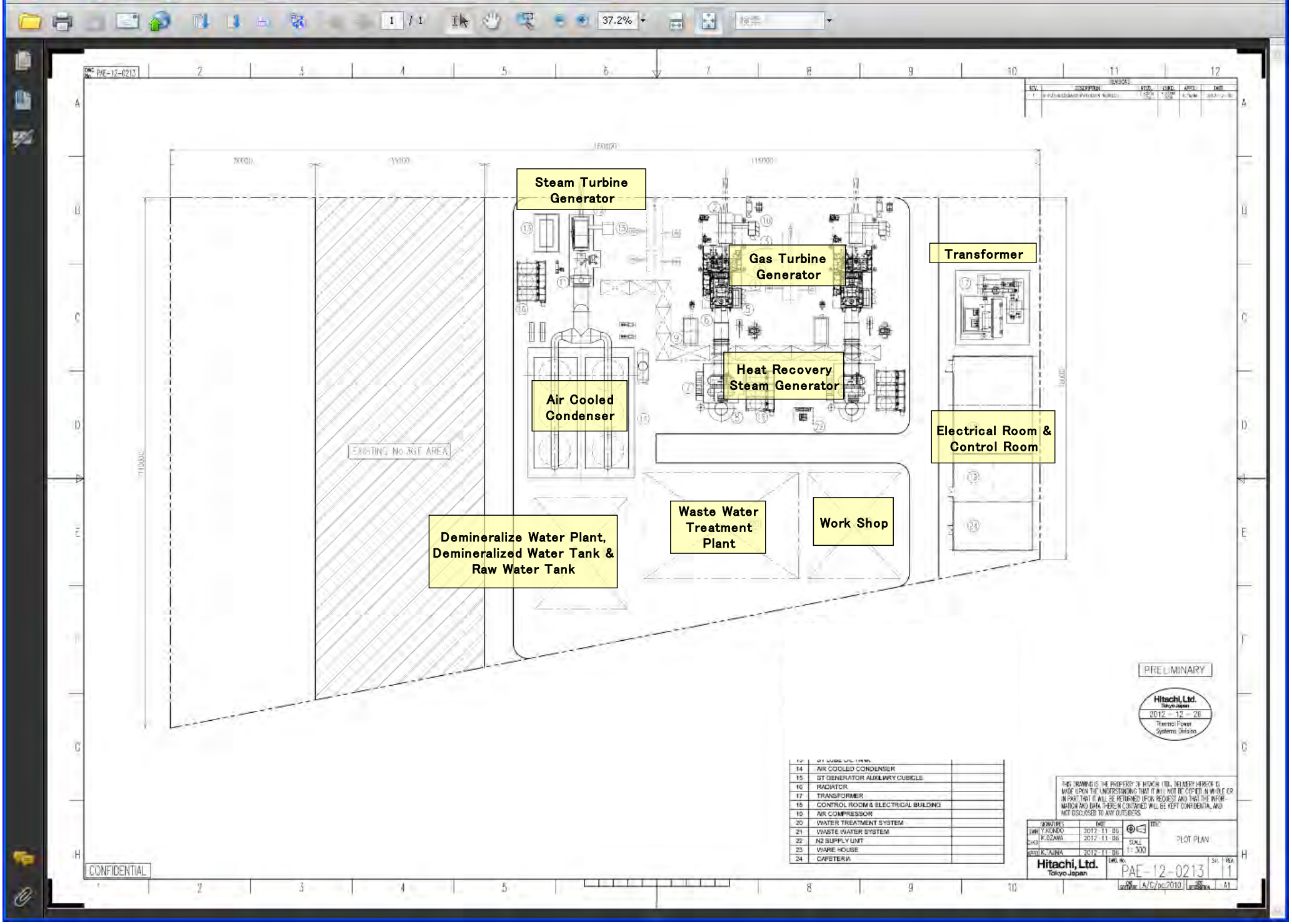
**(2) 土木および建築工事**

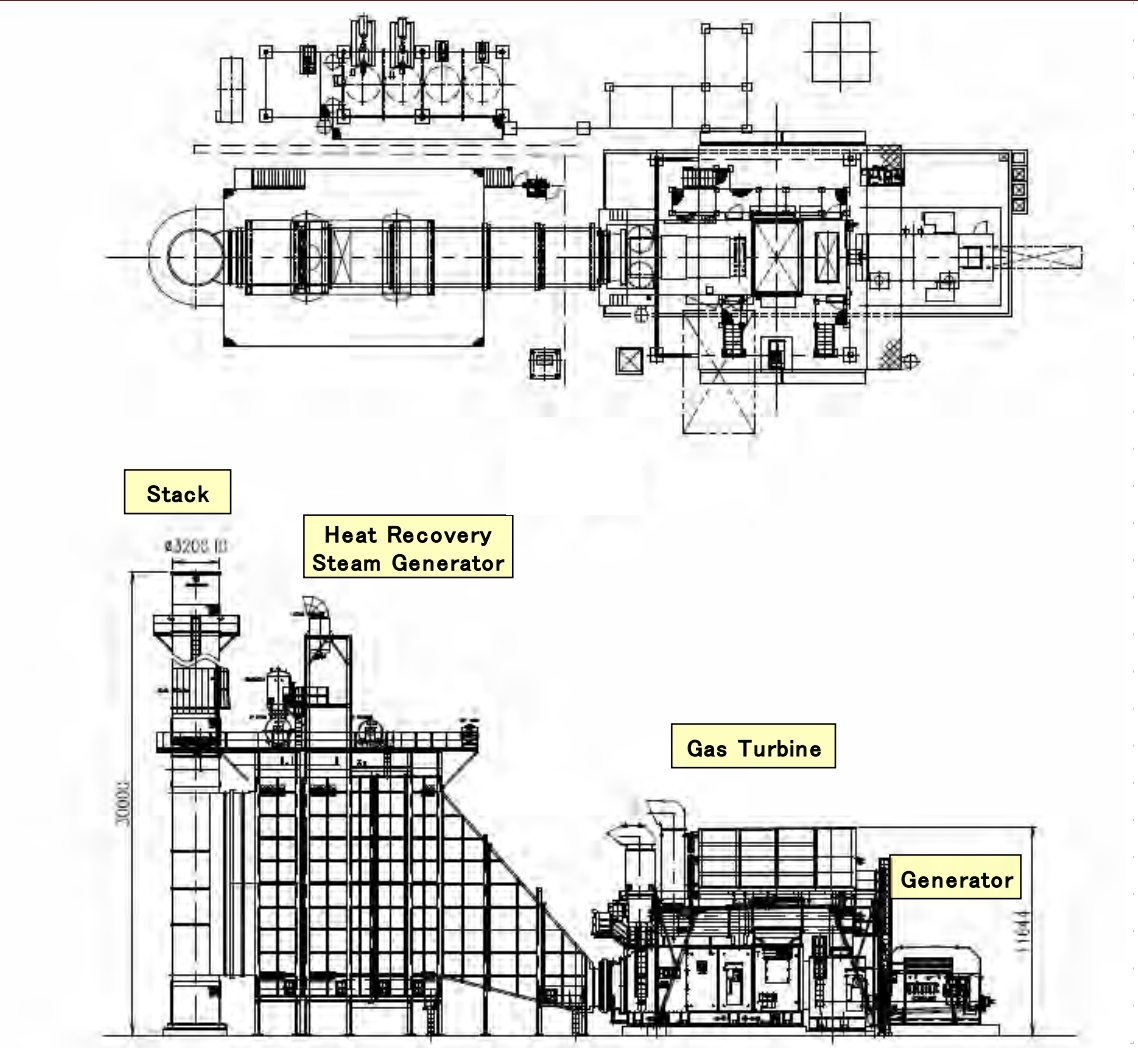
土木および建築工事のエンジニアリング、設計、および建設は、特定の規格および基準が適用されなければならない場合を除き、「モ」国の関連規格および基準に準拠するものとする。

### 6.4.3　サイトレイアウト

CTM CCGT の配置は、図 6.4-1 のように計画している。詳細図は添付資料 1「Overall Project Plot Plan」を参照のこと。以下に主要機器配置の考慮点を示す。

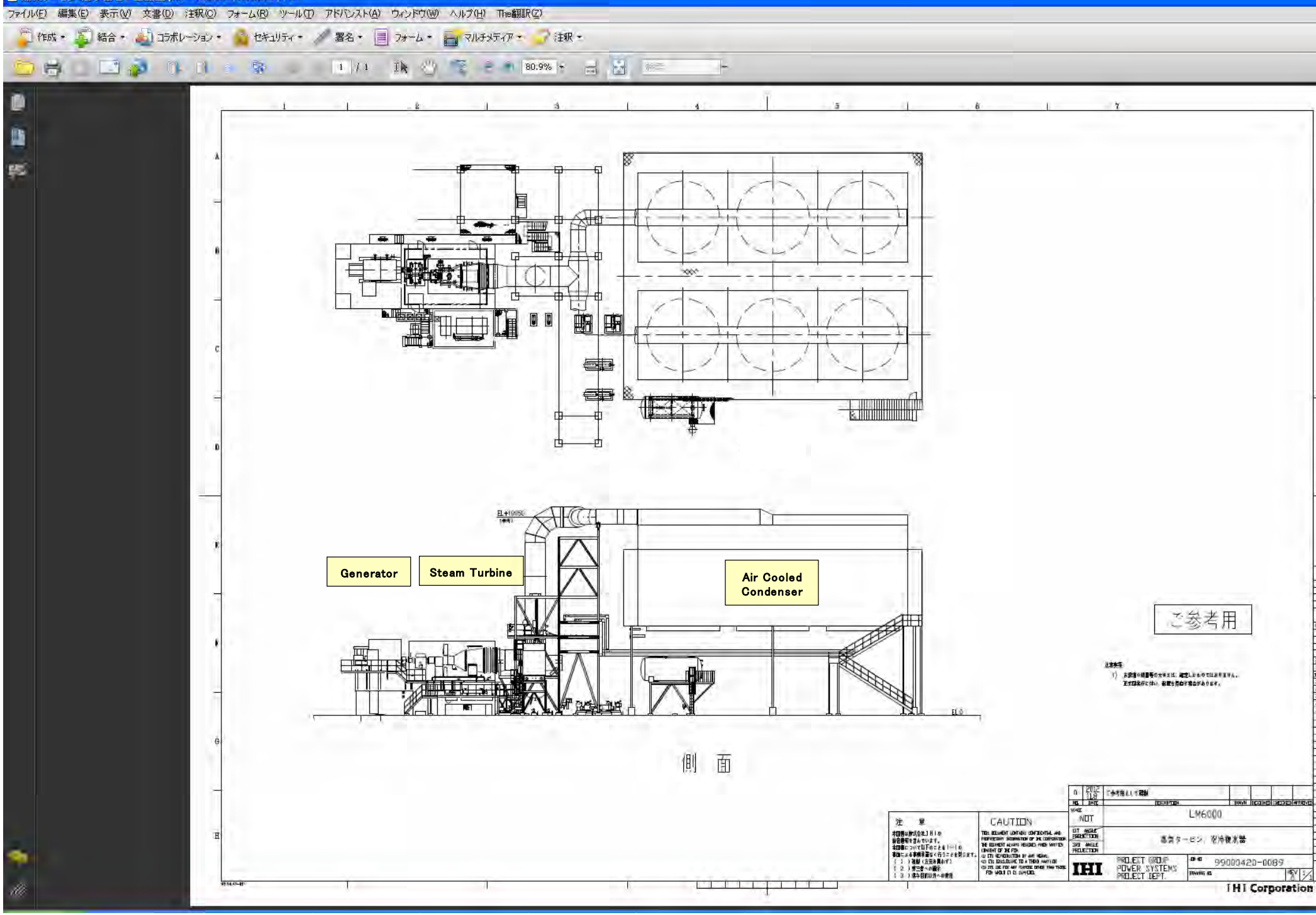
- ガスタービンは、吸気の海からの塩分の影響を少なくするため、陸側から吸気する向きとし、また、既設 2 号と 3 号との整合性を考慮した配置とした。
- 各発電機は、開閉装置までの送電線ルートが最適になるよう短く、開閉所、変電所までの送電線ルートを考慮して敷地の北西部とした。
- 風向データから夏季の出現頻度が高いのは南西風であるため、空冷復水器のガスタービン吸気への影響を受けにくい配置とし、また、住民の居住地域と接する北東側敷地境界から離れる様配置した。
- 蒸気タービン･発電機は空冷復水器までの損失を少なくするために空冷復水器までの距離を短くなるように配置した。さらにその右側にガスタービン・発電機と HRSG を配置した。
- 中央操作室、電気室、および電池室は、事務棟に組み込まれるものとする。
- 燃料ガス設備、水処理・排水処理設備などは、既設 3 号ガスタービンエリアに配置することで検討した。しかし第 2 回調査時に、EDM より既設 3 号ガスタービンエリアは使用できないことが報告された。そのため、レイアウトを再度検討し、ガスステーションとの取り合い点でのガス圧を、CCGT に必要な圧力とすることで、ガス圧縮設備またはガス減圧設備を不要とし、水処理・排水処理設備をガスタービン・発電機ならびに蒸気タービン・発電機と海側の境界との間のエリアに配置した。もし、関連設備が設置できない場合は、既設 1 号ならびに 2 号ガスタービンと海側境界との間のエリアに配置することとする。


Steam Turbine Generator
Gas Turbine Generator
Transformer
Heat Recovery Steam Generator
Air Cooled Condenser
Electrical Room & Control Room
EXISTING No.3GT AREA
Waste Water Treatment Plant
Work Shop
Demineralize Water Plant, Demineralized Water Tank & Raw Water Tank
PRELIMINARY
Hitachi, Ltd.
2012 - 12 - 26
Thermal Power Systems Division
14 AIR COOLED CONDENSER
15 GT GENERATOR AUXILIARY CUBICLE
16 RADIATOR
17 TRANSFORMER
18 CONTROL ROOM & ELECTRICAL BUILDING
19 AIR COMPRESSOR
20 WATER TREATMENT SYSTEM
21 WASTE WATER SYSTEM
22 N2 SUPPLY UNIT
23 WARE HOUSE
24 CAFETERIA
PLOT PLAN
Hitachi, Ltd.
Tokyo Japan
PAE-12-0213
CONFIDENTIAL




（Source：JICA 調査団）

**図6.4-2　ガスタービンならびに HRSG**


Generator
Steam Turbine
Air Cooled Condenser
ご参考用
側 面
注 意
CAUTION
LM6000
IHI
IHI Corporation

### 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$^3$(0 $^o$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% $O_2$ （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<br>（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. | $BOD_5$　20℃ | | ” | - | 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($C_6H_5OH$) | | ” | - | 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 | ºC | - | 40 |
| | | 冬 | ºC | - | 45 |
| 33. | 全懸濁固形物(TSS) | | mg/1 | 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 | | ºC | 3ºC 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 NOx、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する。

### 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% $O_2$ の乾燥体積基準)の NOx 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 ºC 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 ºC 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 |
| 2. HRSG 仕様 | | |
| 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：<br>設置面積<br>GT 出口から煙突までの距離<br>高さ<br>煙突 | <br>ベース<br>ベース<br>ベース<br>独立煙突が必要 | <br>比較的小さい<br>比較的短い<br>同左または少し高い<br>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：<br>機器コスト<br>運転コスト | <br>ベース<br>ベース | <br>少し高い<br>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。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℃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$^3$) | 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$^3$N) | 0.8056 |
| 温度( $^o$C ) | 最小　9 $^o$C<br>最大 43 $^o$C<br>Perf.点 28 $^o$C |
| 取合い点での圧力(bar) | 25 |

（Source：EDM）

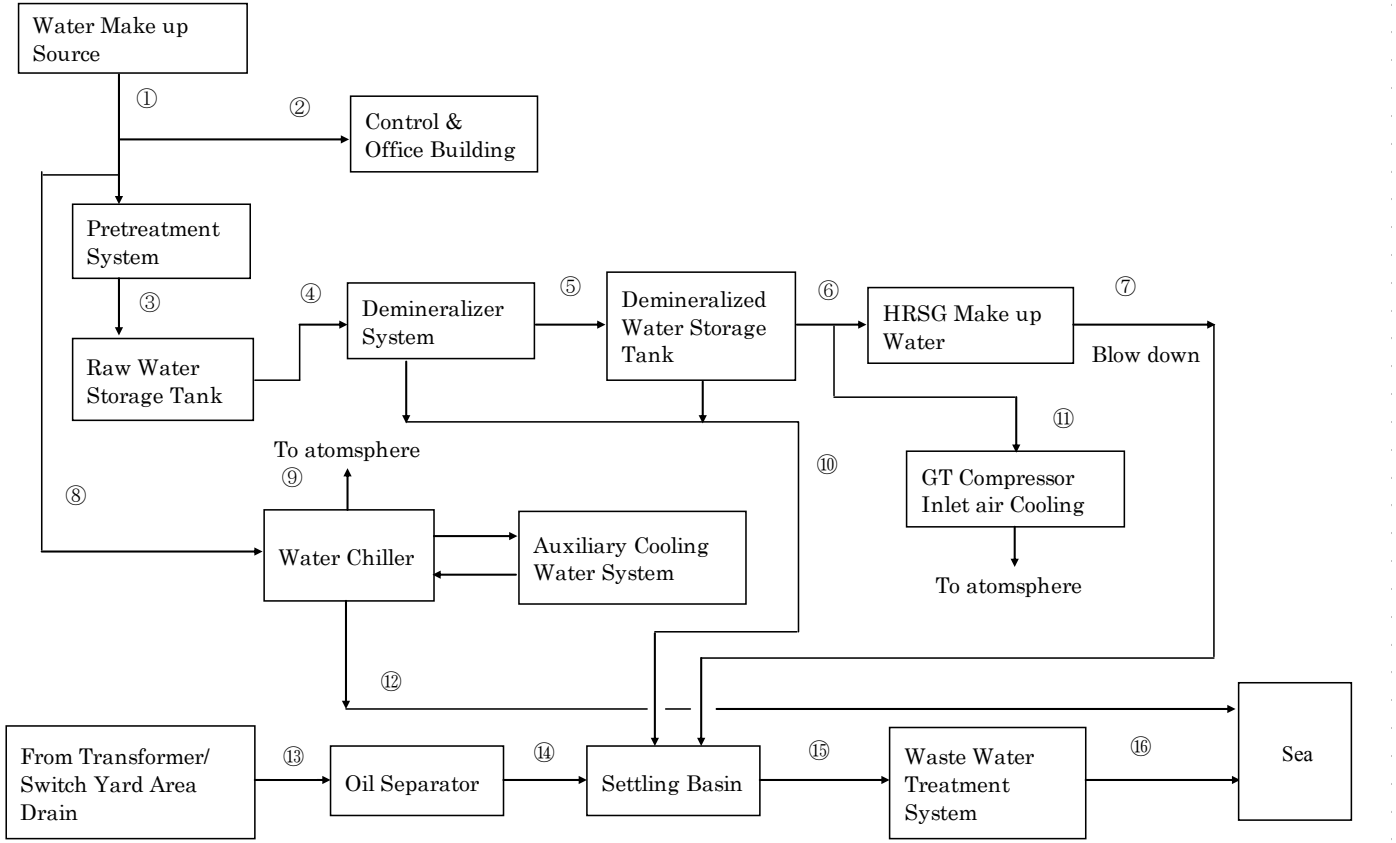
### 6.4.9　水処理設備

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 (㎥/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$^3$、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。

| | | | |
|---|---|---|---|
| 電気式ジョッキーポンプ | 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<br>防油堤の保護 |
| 7 | 制御室 | ケーブルの地階：散水装置<br>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<br>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

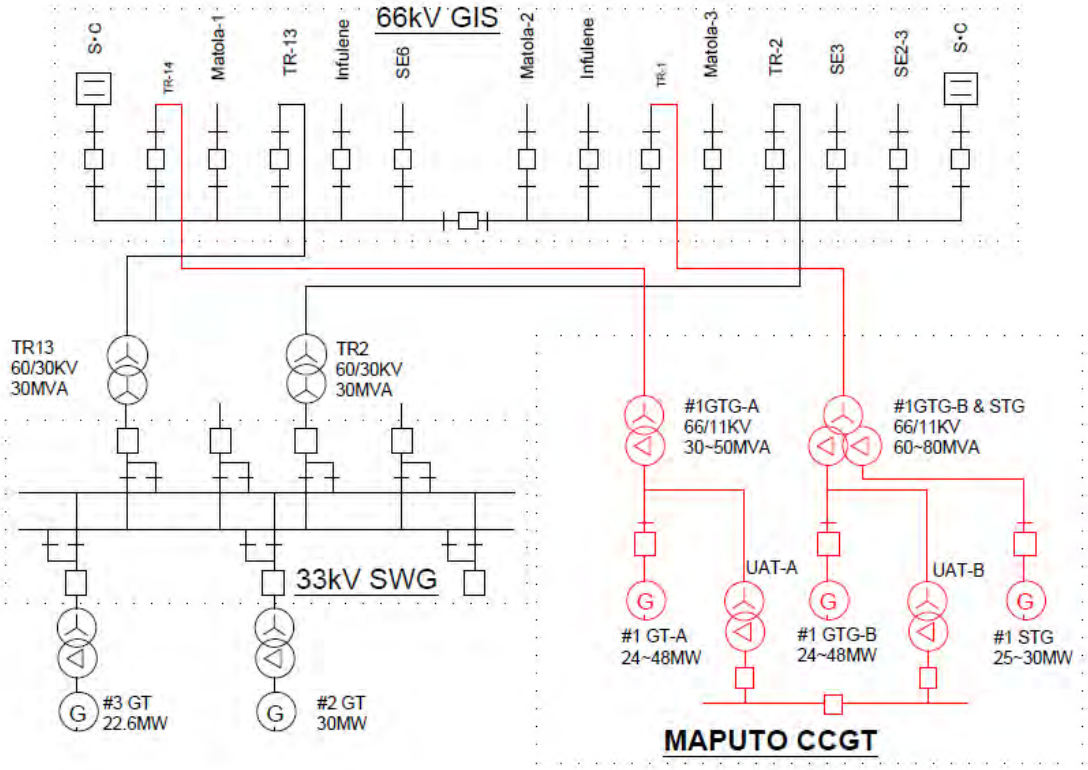
### 6.5.1　電気設備

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 66ｋV 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 66ｋV 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 33ｋV 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。

通常の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。マプト 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 はマイクロプロッセサ型の 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)とサージアアブソーバー(SA)**

発電機と発電機主遮断器(GMCB）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 GMCB 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(GMCB)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。GMCB 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 GMCB の昇圧変圧器側には計器用変成器（VT）を付ける。
また GMCB 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。

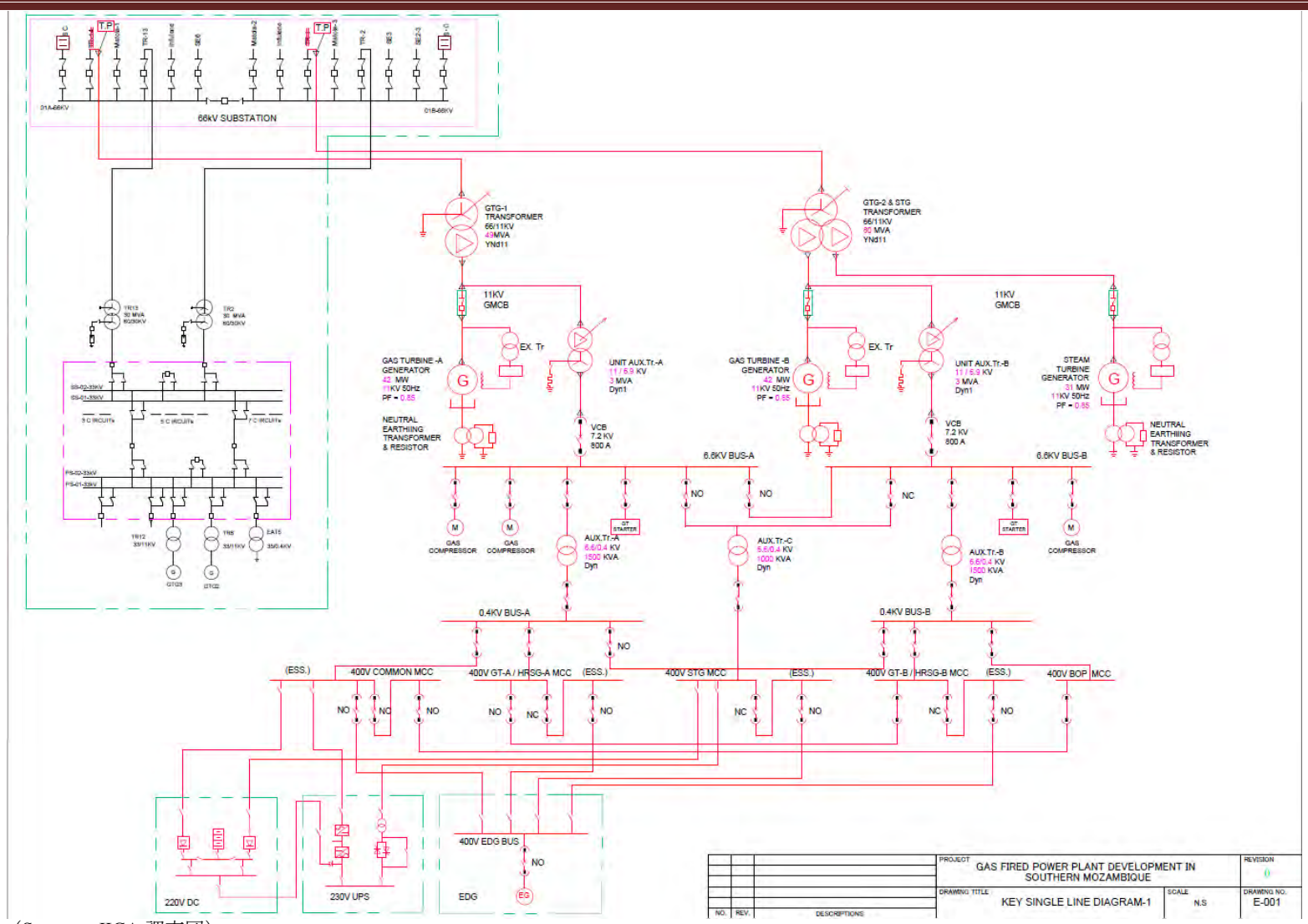
**表6.5-2　変圧器仕様**

| 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<br>（油入風冷） | ONAF<br>（油入風冷） | ONAN<br>（油入自冷） |

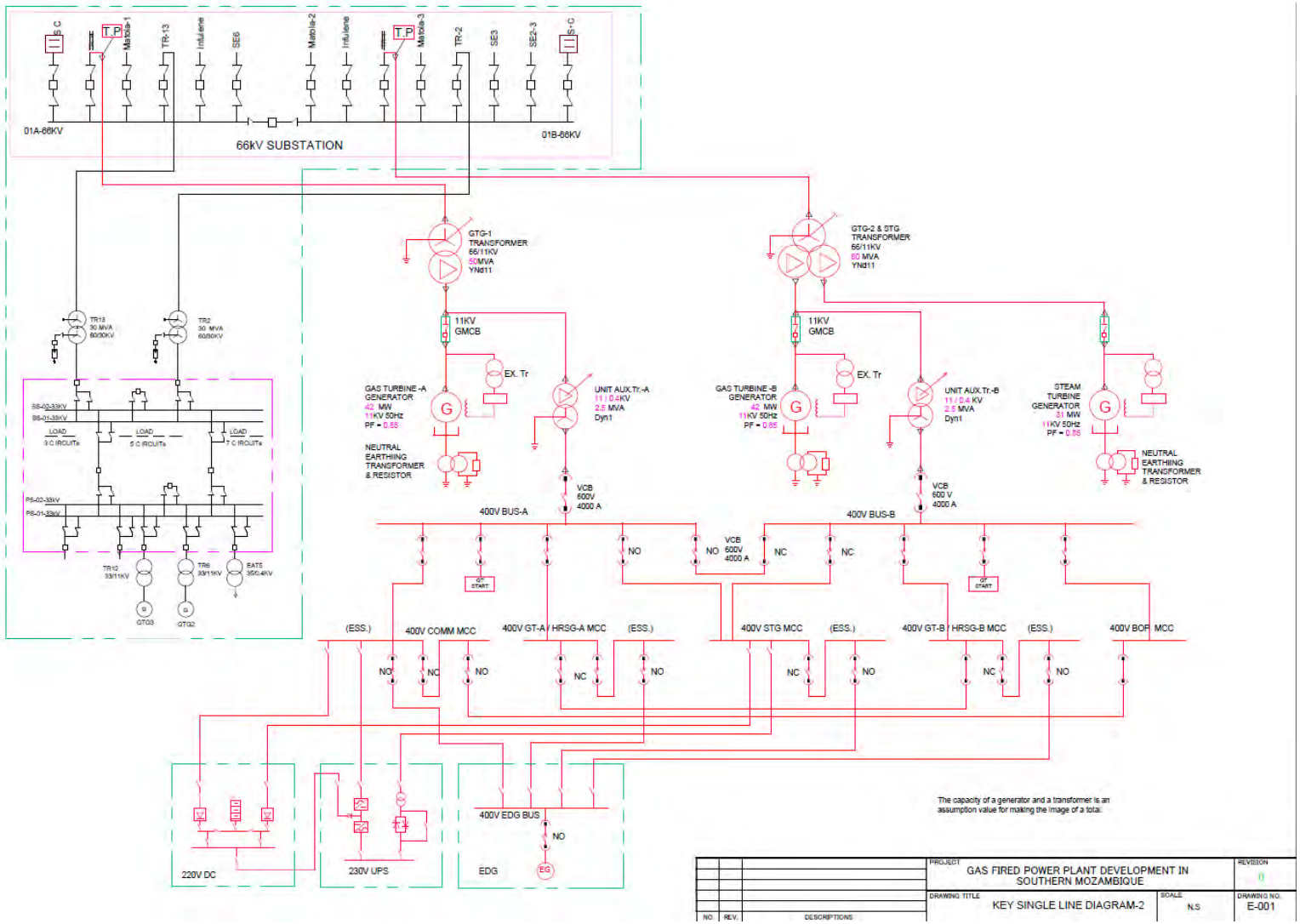
（Source：JICA 調査団）

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ッセサ型の 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ーを用いて 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ーを用いて 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。

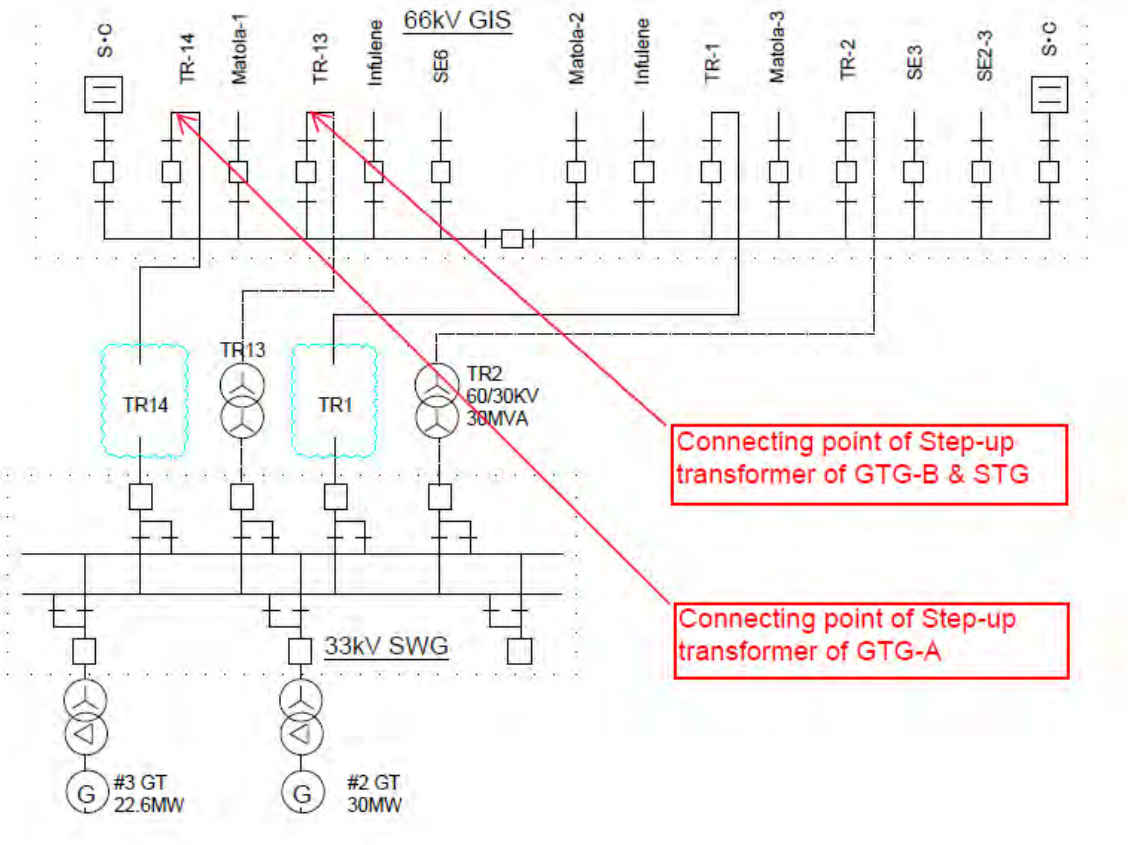
現場における運転監視用のメーターは 1.5 級以上とする。

**(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 33 k V 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。

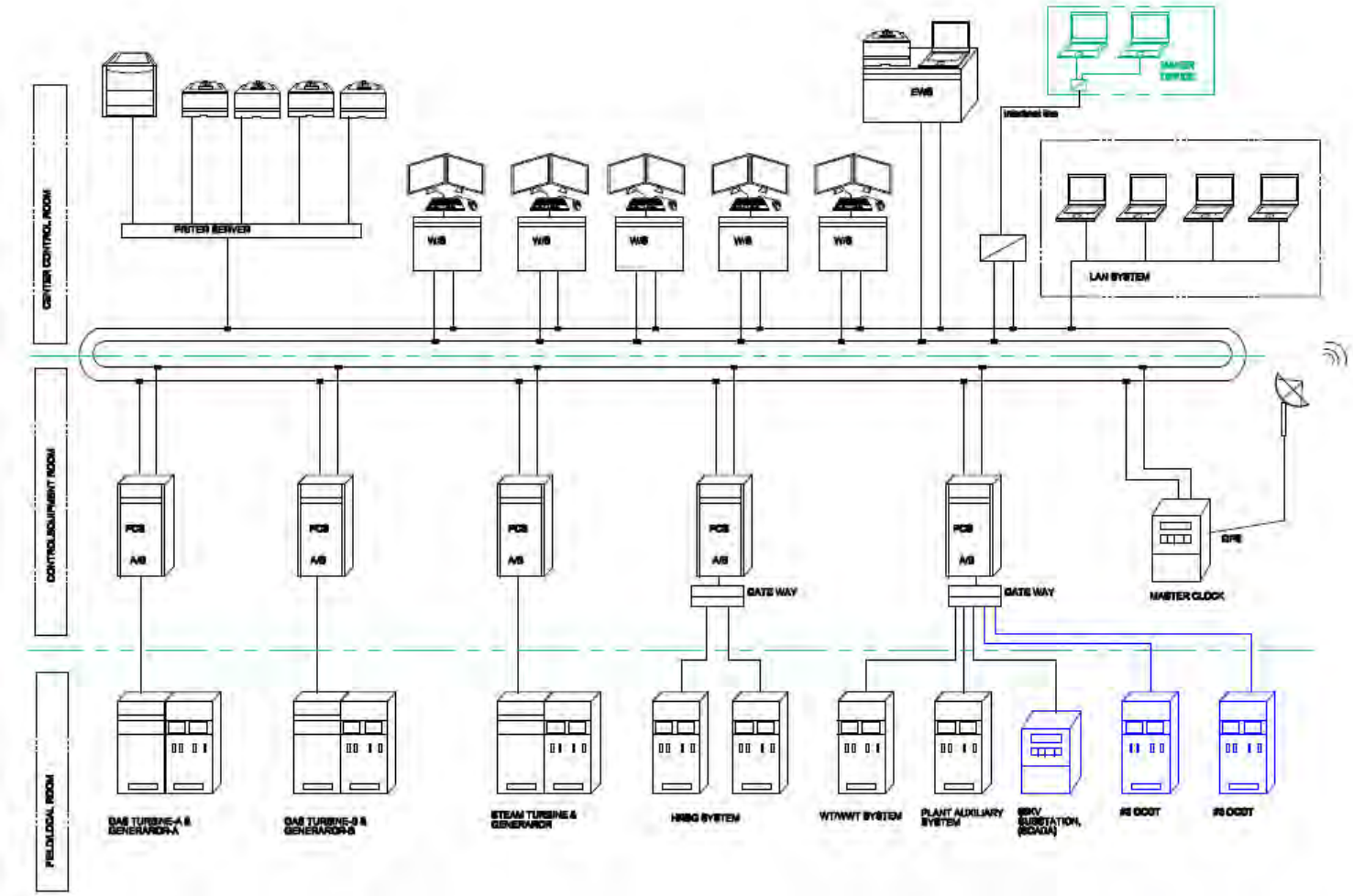
発電設備全自動運転を可能とする制御監視システムは、技術面、コスト面を考慮した DCS（Distributed Control System）設備で構成する。DCS 設備は共通設備の制御監視を含む発電設備全体の制御監視を可能とする。

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

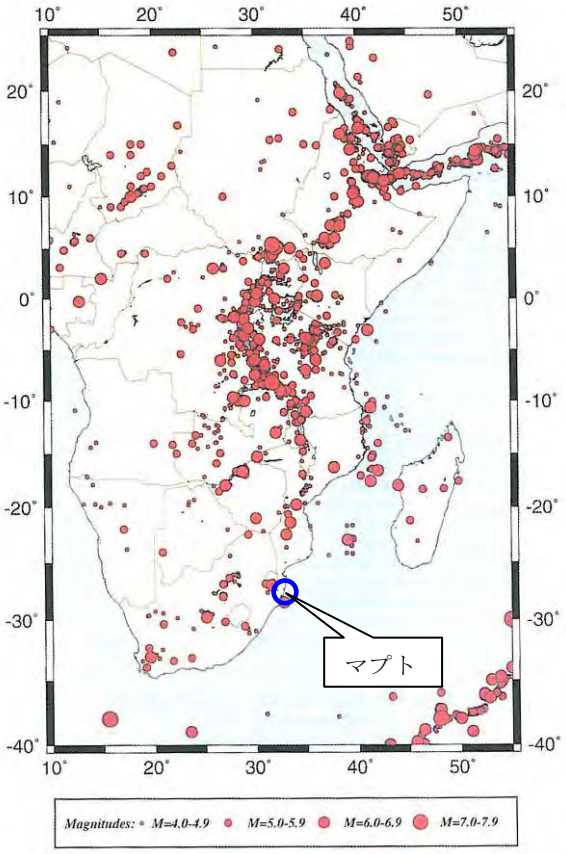
本プロジェクトで必要となる主な土木・建築設備のうち主なものを以下に示す。

- 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

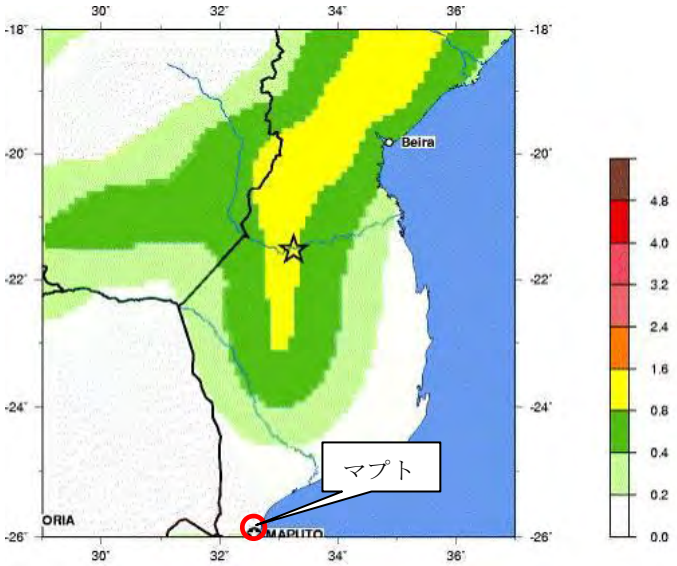
図 6.6-1は、627 年から 1994 年の間に、東部および南部アフリカ地域において発生した地震（マグニチュード 4.0 以上）の位置を示している。図よりマプトを中心として概ね半径 200km 以内で地震は発生していない。約 300 km 離れた地点で発生しているが、中規模（マグニチュード 7 未満）の地震である。

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）**



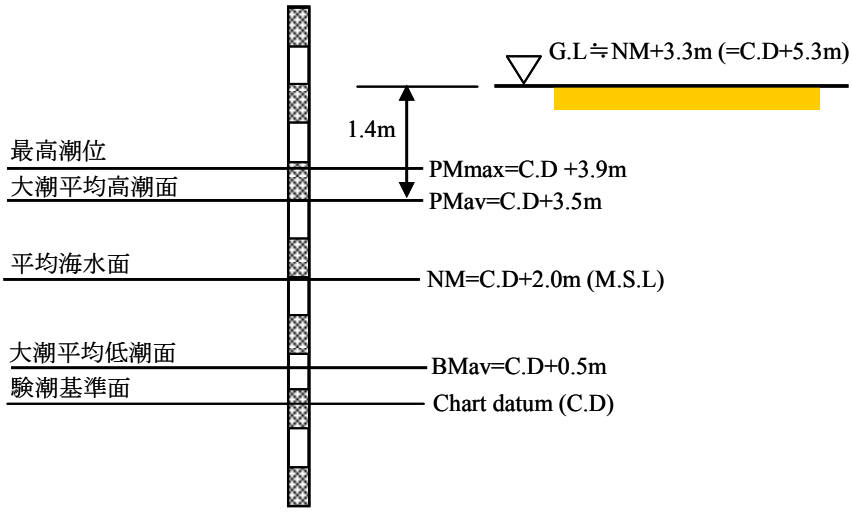

（Source：USGS）

**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[2]。一般に、気圧が 1 hPa 低くなると海面は約 1 cm 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[3]。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 $C_D$（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。

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

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。<br>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。<br>1)機器荷重<br>2)死荷重（鉄筋コンクリートの単位重量：24kN/$m^3$）<br>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。<br>長期許容支持力：Ra = 1/3・Rp + 1/3・Rf<br>短期許容支持力：Ra = 2/3・Rp + 2/3・Rf<br>極限先端支持力：Rp = 150・N・Ap<br>極限周面摩擦力：Rf = 10/3・Ns ・Ls・φ + 1/2 qu ・Lc・φ<br>ここで、<br>Ap ：杭先端の有効断面積 ($m^2$)<br>N ：杭先端付近の N 値の平均値<br>Ns ：砂質土の N 値<br>Ls ：杭が砂質土地盤に接する長さ(m) |

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| | φ　：杭の周長（m）<br>$q_u$：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$^2$）<br>qu=12.5N[4] として N 値から推定。<br>Lc　：杭が粘性土地盤に接する長さ（m） |

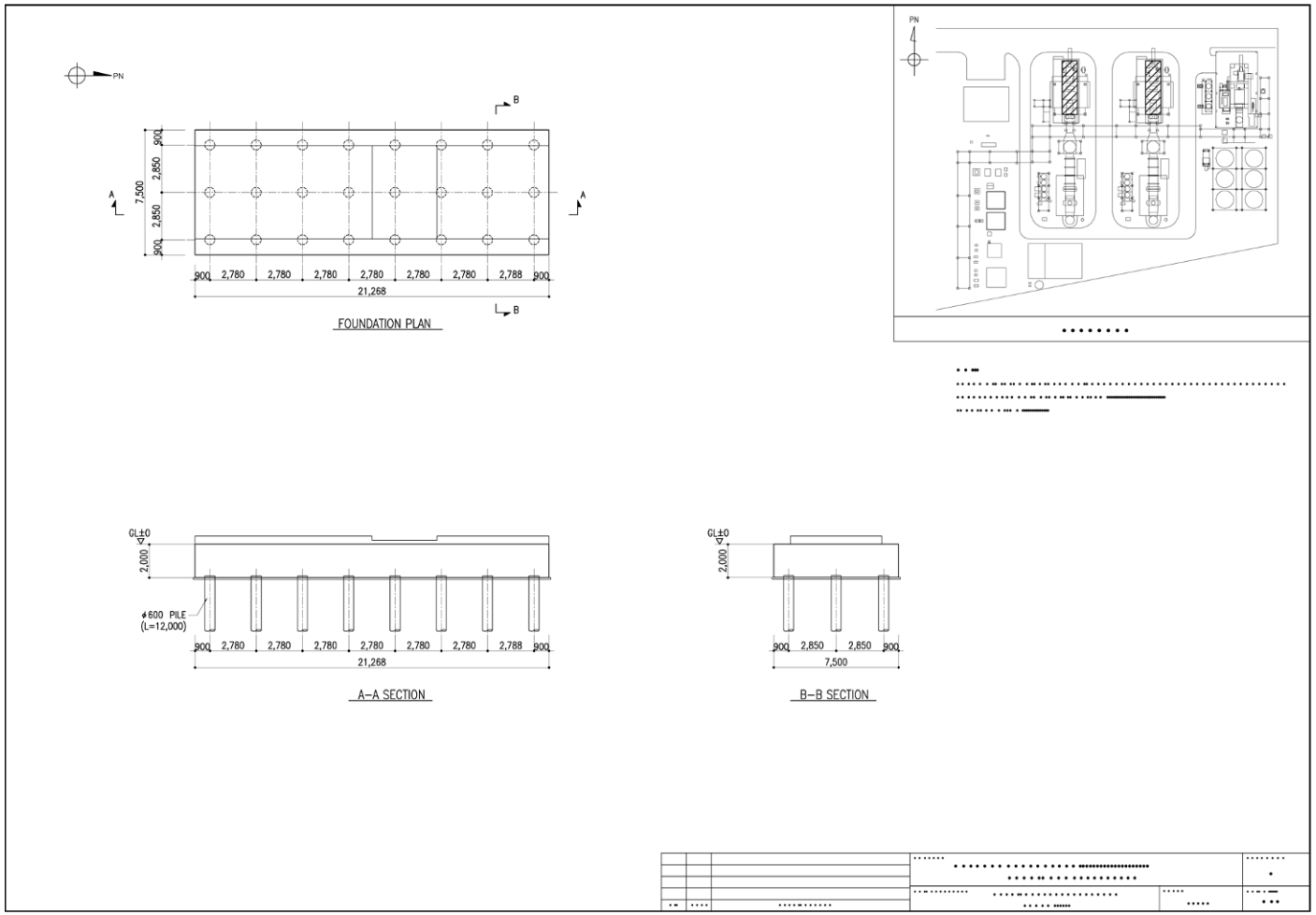
（Source：JICA 調査団）

**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。

[4]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<br>（Stean turbine building） | • 天井クレーンを設置した鋼構造物とする。<br>• 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。<br>• 換気用のルーバーと窓を設置する<br>• 20～30 年のライフタイムを考慮した設計を行う。 |
| 制御棟<br>(Control building) | • 鉄筋コンクリート造の構造物とする。<br>• 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。<br>• 大部分の部屋には空調設備を備えるものとする。 |
| 修理工場<br>(Workshop) | • 1 階建ての鋼構造物とする。<br>• クレーン 1 機を設置する。 |
| 倉庫<br>(Warehouse) | • 修理工場と同様の構造とする。<br>• クレーン 1 機を設置する。 |

（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る様子はなく、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。

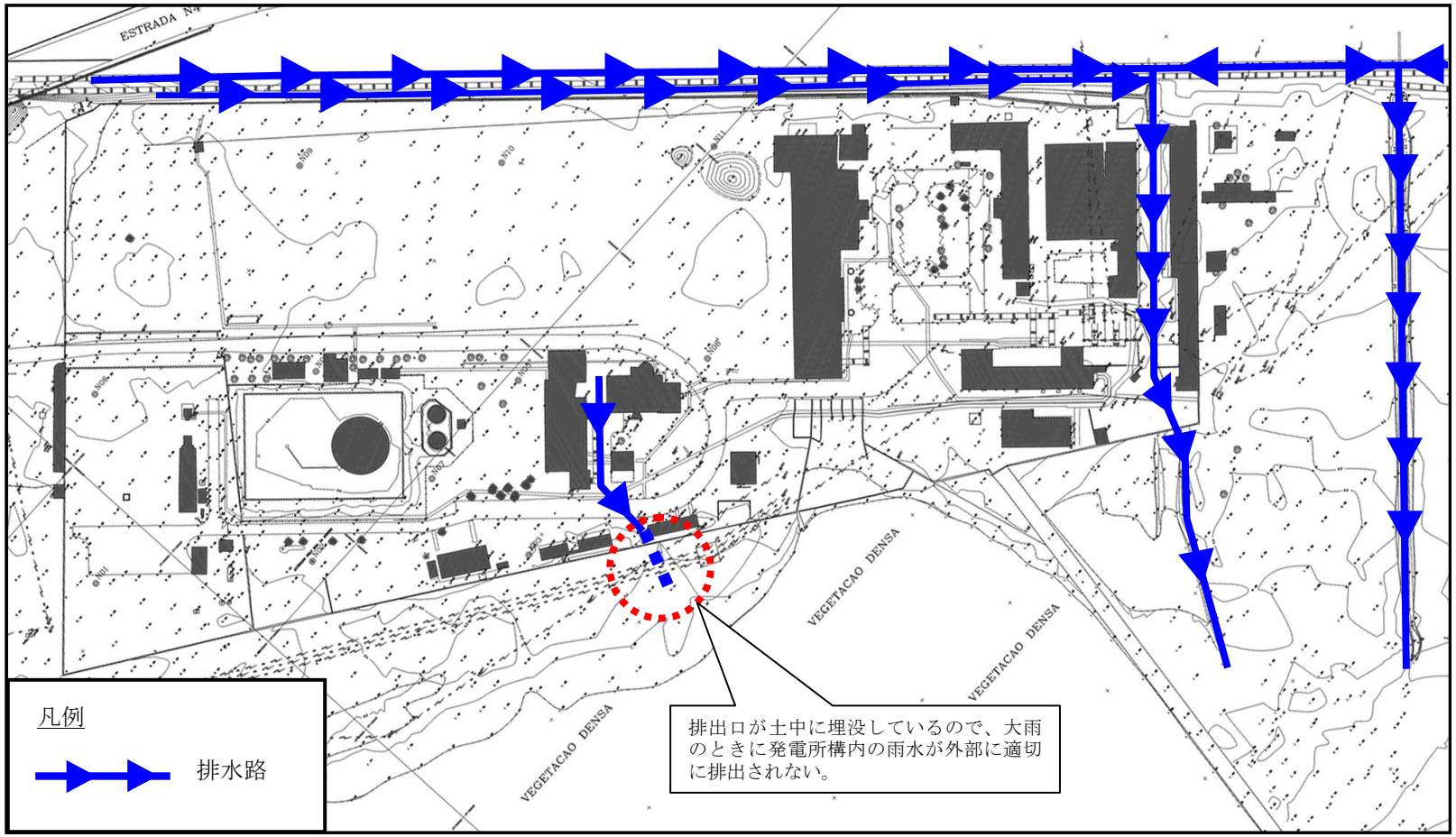
（Source：JICA 調査団）

**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**