

タンザニア連合共和国  
エネルギー・鉱物資源省 (MEM)  
タンザニア電力公社 (TANESCO)

タンザニア連合共和国  
全国電力システムマスター  
プラン策定・更新支援プロジェクト  
(第3年次)

全国電力システムマスタープラン  
ファイナルレポート

平成29年3月  
(2017年)

独立行政法人国際協力機構  
(JICA)

委託先  
八千代エンジニアリング株式会社

|        |
|--------|
| 産公     |
| JR     |
| 17-021 |

# 目 次

図表リスト

略語集

|  |      |
|--|------|
| 第1章 序論.....  | 1-1  |
| 1.1 背景.....  | 1-1  |
| 1.2 調査内容と調査対象地域.....   | 1-2  |
| 1.3 調査スケジュール.....  | 1-2  |
| 1.4 プロジェクト実施体制.....  | 1-4  |
| 第2章 タンザニア国の経済.....   | 2-1  |
| 2.1 人口と就労.....   | 2-1  |
| 2.1.1 人口.....  | 2-1  |
| 2.1.2 就労.....  | 2-1  |
| 2.2 マクロ経済.....   | 2-4  |
| 2.2.1 タンザニア国の経済成長の推移.....  | 2-4  |
| 2.2.2 一人当たり GDP.....   | 2-5  |
| 2.3 インフラと生産活動.....   | 2-7  |
| 2.3.1 インフラ.....  | 2-7  |
| 2.3.2 生産活動.....  | 2-10 |
| 2.4 中長期経済計画.....   | 2-11 |
| 2.4.1 タンザニア開発ビジョン 2025 (Tanzania Development Vision: TDV2025)..... | 2-12 |
| 2.4.2 5カ年計画 (Five Year Development Plan : FYDP).....               | 2-13 |
| 2.5 最近の経済見通し.....  | 2-13 |
| 2.5.1 最近の経済状態 (2012年から2015年).....                                  | 2-14 |
| 2.5.2 短期中期見通し.....   | 2-14 |
| 第3章 エネルギー/電力部門の政策と組織.....  | 3-1  |
| 3.1 エネルギー・電力政策.....  | 3-1  |
| 3.1.1 電力供給システム.....  | 3-1  |
| 3.1.2 エネルギー・電力政策.....  | 3-4  |
| 3.2 電力部門の組織と機能.....  | 3-7  |
| 3.2.1 エネルギー鉱山省.....  | 3-7  |
| 3.2.2 TANESCO.....   | 3-8  |
| 3.3 TANESCOの事業概要.....  | 3-8  |
| 3.3.1 事業の概要.....   | 3-9  |
| 3.3.2 2015会計年度に実施された主要事業.....                                      | 3-9  |
| 3.3.3 送配電ロス.....   | 3-10 |
| 3.3.4 需要家数と需要家/社員比率.....   | 3-11 |

|         |                        |      |
|---------|------------------------|------|
| 3.4     | 電力産業改革.....            | 3-11 |
| 3.4.1   | 電力供給改革戦略.....          | 3-12 |
| 3.4.2   | 電力市場のモデル.....          | 3-13 |
| 3.4.3   | ロードマップ.....            | 3-14 |
| 3.4.4   | 当面の活動と必要な予算.....       | 3-17 |
| 3.4.5   | 今後の課題.....             | 3-17 |
|         |                        |      |
| 第4章     | エネルギー需要.....           | 4-1  |
| 4.1     | エネルギーバランス.....         | 4-1  |
| 4.1.1   | エネルギーバランスの特徴.....      | 4-1  |
| 4.1.2   | エネルギーの消費構造.....        | 4-1  |
| 4.2     | エネルギー別需要動向.....        | 4-4  |
| 4.2.1   | 石炭と石炭製品の需要動向.....      | 4-4  |
| 4.2.2   | 天然ガス.....              | 4-4  |
| 4.2.3   | ガソリンとディーゼル.....        | 4-4  |
| 4.2.4   | 灯油.....                | 4-5  |
| 4.2.5   | 重油.....                | 4-5  |
| 4.2.6   | LPG.....               | 4-6  |
| 4.2.7   | 薪炭.....                | 4-6  |
| 4.3     | セクター別エネルギー需要動向.....    | 4-7  |
| 4.4     | エネルギー需要の国際比較.....      | 4-8  |
|         |                        |      |
| 第5章     | 発電用エネルギー資源.....        | 5-1  |
| 5.1     | エネルギー供給の概要.....        | 5-1  |
| 5.2     | 天然ガス.....              | 5-4  |
| 5.2.1   | 浅海及び陸上ガス田.....         | 5-5  |
| 5.2.2   | 大水深ガス田.....            | 5-8  |
| 5.2.3   | 天然ガス供給の展望.....         | 5-10 |
| 5.3     | 石炭.....                | 5-13 |
| 5.4     | 再生可能エネルギー.....         | 5-18 |
| 5.4.1   | タンザニア国における開発優先事項.....  | 5-18 |
| 5.4.2   | 再生可能エネルギー賦存量と開発状況..... | 5-19 |
| 5.4.2.1 | 水力発電.....              | 5-19 |
| 5.4.2.2 | 小水力発電.....             | 5-20 |
| 5.4.2.3 | 地熱.....                | 5-21 |
| 5.4.2.4 | 風力.....                | 5-24 |
| 5.4.2.5 | 太陽光.....               | 5-25 |
| 5.4.2.6 | バイオマス.....             | 5-26 |

|  |      |
|--|------|
| 第6章 PSMP2012の課題と更新の基本方針 .....            | 6-1  |
| 6.1 電力需要想定 .....                         | 6-1  |
| 6.1.1 電力需要の諸要素について .....                 | 6-1  |
| 6.1.2 予測手法 .....                         | 6-2  |
| 6.1.3 予測結果 .....                         | 6-3  |
| 6.1.4 全国電力システムマスタープラン更新の基本方針 .....       | 6-4  |
| 6.1.5 ダルエスサラーム電力システムマスタープラン策定の基本方針 ..... | 6-5  |
| 6.2 電源開発計画 .....                         | 6-6  |
| 6.3 系統計画 .....                           | 6-6  |
| 第7章 電力・エネルギー需要予測 .....                   | 7-1  |
| 7.1 電力・エネルギー需要予測の方法 .....                | 7-1  |
| 7.1.1 需要予測モデルの必要機能 .....                 | 7-1  |
| 7.1.2 需要予測モデルの構造 .....                   | 7-1  |
| 7.1.3 電力・エネルギー需要予測の手順 .....              | 7-2  |
| 7.2 需要予測前提とシナリオ設定 .....                  | 7-3  |
| 7.2.1 社会経済見通しの前提条件 .....                 | 7-3  |
| 7.2.2 電力消費に関する前提 .....                   | 7-8  |
| 7.3 電力需要予測 .....                         | 7-12 |
| 7.3.1 ケース別電力需要見通し .....                  | 7-12 |
| 7.3.2 セクター別電力需要見通し .....                 | 7-13 |
| 7.3.3 輸出と追加的需要見込んだ全電力需要 .....            | 7-16 |
| 7.3.4 電力需要促進要因 .....                     | 7-19 |
| 7.4 国際比較 .....                           | 7-20 |
| 7.4.1 電力消費実績の国際比較 .....                  | 7-20 |
| 7.4.2 タンザニア国の電力需要見通しの国際比較 .....          | 7-21 |
| 7.4.3 近隣諸国とタンザニア国の電力需要見通し比較 .....        | 7-22 |
| 7.5 地域別電力需要見通し .....                     | 7-23 |
| 7.5.1 地域別電力需要見通しの予測方法 .....              | 7-23 |
| 7.5.2 地域別電力需要要素の見通し .....                | 7-23 |
| 7.5.3 地域別電力需要見通し .....                   | 7-30 |
| 7.6 最終エネルギー需要予測 .....                    | 7-34 |
| 7.6.1 最終エネルギーの現状 .....                   | 7-34 |
| 7.6.2 最終エネルギー消費予測の方法 .....               | 7-35 |
| 7.6.3 最終エネルギー消費 .....                    | 7-36 |
| 7.6.4 薪炭消費 .....                         | 7-40 |
| 7.7 一次エネルギー需要予測 .....                    | 7-40 |
| 7.7.1 一次エネルギーの需要見通し .....                | 7-40 |
| 7.7.2 一次エネルギーの構成比 .....                  | 7-41 |

|         |                          |      |
|---------|--------------------------|------|
| 第 8 章   | 電源開発計画                   | 8-1  |
| 8.1     | 既設発電設備                   | 8-1  |
| 8.1.1   | 火力発電設備                   | 8-1  |
| 8.1.2   | 水力発電設備                   | 8-2  |
| 8.2     | 既存の発電設備拡充計画              | 8-5  |
| 8.2.1   | 火力発電設備                   | 8-5  |
| 8.2.2   | 水力発電設備                   | 8-9  |
| 8.3     | 最適電源開発計画の検討              | 8-26 |
| 8.3.1   | 最適電源開発計画の検討手法            | 8-26 |
| 8.3.2   | 検討条件                     | 8-27 |
| 8.3.2.1 | 負荷持続曲線                   | 8-27 |
| 8.3.2.2 | 供給信頼度                    | 8-31 |
| 8.3.2.3 | 新規発電設備の最大許容単機容量          | 8-31 |
| 8.3.2.4 | 燃料価格                     | 8-32 |
| 8.3.2.5 | 開発候補電源                   | 8-33 |
| 8.3.2.6 | 電源開発シナリオ                 | 8-38 |
| 8.3.3   | 最適電源開発計画                 | 8-48 |
| 8.3.4   | 電源開発の優先プロジェクト            | 8-50 |
| 8.3.5   | 電源開発計画実現に向けた課題と提言        | 8-53 |
| 8.3.5.1 | 火力発電設備                   | 8-53 |
| 8.3.5.2 | 水力発電設備                   | 8-55 |
| 第 9 章   | 系統計画                     | 9-1  |
| 9.1     | 送変電設備の現況                 | 9-1  |
| 9.1.1   | 全国電力送電系統                 | 9-1  |
| 9.1.2   | 既設送電設備                   | 9-4  |
| 9.1.3   | 既設変電設備                   | 9-5  |
| 9.1.4   | 既設送変電設備における現状の問題点        | 9-7  |
| 9.2     | 送変電開発計画                  | 9-9  |
| 9.2.1   | 全国系統開発計画                 | 9-9  |
| 9.2.2   | 現在進行中の送電線プロジェクト          | 9-10 |
| 9.2.3   | 将来開発計画                   | 9-11 |
| 9.2.4   | 最適電源開発計画による送電系統図         | 9-21 |
| 9.2.5   | 送変電開発計画実現に向けた課題と提言       | 9-29 |
| 第 10 章  | 環境社会配慮                   | 10-1 |
| 10.1    | タンザニア国における環境社会配慮に係る関連法制度 | 10-1 |
| 10.1.1  | 環境社会配慮に係る法制度             | 10-1 |
| 10.1.2  | 多国間環境合意 (MEAs)           | 10-2 |
| 10.1.3  | 環境管理に係る組織体制              | 10-3 |

|          |   |       |
|----------|---|-------|
| 10.1.4   | 環境影響評価 (EIA) .....  | 10-6  |
| 10.1.5   | 戦略的環境影響評価 (SEA).....  | 10-8  |
| 10.1.6   | タンザニア国における環境基準とその他の関連法制度 .....                                | 10-10 |
| 10.1.7   | 違反と罰則.....  | 10-13 |
| 10.1.8   | JICA 環境ガイドライン及び世銀セーフガードポリシーとタンザニア国の環境社会配慮に係る法制度の比較と主な相違点..... | 10-13 |
| 10.2     | 電力システム開発の計画地域と想定される影響 .....                                   | 10-17 |
| 10.3     | 主なベースライン情報と考慮すべき課題 .....                                      | 10-21 |
| 10.4     | PSMP の SEA のアプローチと SEA の実施.....                               | 10-32 |
| 10.4.1   | SEA の目的 .....   | 10-32 |
| 10.4.2   | SEA のステップ .....   | 10-33 |
| 10.4.3   | SEA のアプローチと実施 .....   | 10-34 |
| 10.4.4   | スコーピングを踏まえた詳細 SEA の実施.....                                    | 10-39 |
| 10.4.4.1 | 比較した電源開発シナリオの概要.....  | 10-39 |
| 10.4.4.2 | 主な影響.....   | 10-39 |
| 10.4.4.3 | 主な影響の緩和策.....   | 10-48 |
| 10.4.4.4 | 環境管理とモニタリング.....  | 10-50 |
| 10.5     | 優先プロジェクトに係るスコーピング .....                                       | 10-51 |
| 10.5.1   | 優先プロジェクト（ガスコンバインドサイクル発電）に係るスコーピング .....                       | 10-51 |
| 10.5.2   | 優先プロジェクトの環境アセスメントに必要な環境社会影響項目と緩和策 .....                       | 10-56 |
| 10.5.3   | モニタリング項目と方法.....  | 10-58 |
|          |   |       |
| 第 11 章   | 電力マスタープラン実現に向けた課題と提言 .....                                    | 11-1  |
| 11.1     | 電力マスタープラン実現に向けた課題 .....                                       | 11-1  |
| 11.1.1   | TANESCO の財務状況.....  | 11-1  |
| 11.1.2   | 電力マスタープランの投資計画とファイナンス分析 .....                                 | 11-8  |
| 11.1.2.1 | 電源開発計画に基づく投資とファイナンス計画の前提条件 .....                              | 11-9  |
| 11.1.2.2 | 電源開発計画に基づく設備投資資金.....   | 11-10 |
| 11.1.2.3 | 投資計画の財務評価.....  | 11-11 |
| 11.1.2.4 | 感度分析.....   | 11-14 |
| 11.1.2.5 | 投資計画の資金調達と返済 .....  | 11-15 |
| 11.1.2.6 | TANESCO の借入残高 .....   | 11-16 |
| 11.1.2.7 | 長期限界費用の算定.....  | 11-18 |
| 11.1.2.8 | 投資計画に基づく TANESCO 財務損益のプロジェクトシミュレーション .....                    | 11-18 |
| 11.2     | 電力マスタープラン実現に向けた提言 .....                                       | 11-23 |
| 11.2.1   | TANESCO の財務状況改善に向けた提言.....                                    | 11-23 |
| 11.2.2   | 電力セクター改革に係る提言.....  | 11-24 |
| 11.2.3   | 民間電力業者（IPP）参入に係る提言 .....                                      | 11-25 |

添付資料

- A-1. 協議議事録 (M/M)
- A-2. 参考資料/入手資料リスト
- A-3. 現地再委託先レポート (環境社会配慮)

補足資料

- S-1. 発電所毎の概要及び運転実績 (火力、水力)
- S-2. WASP 入力データの設定根拠 (火力、水力)

## 図表リスト

### 第1章

|         |                             |     |
|---------|-----------------------------|-----|
| 図 1.3-1 | 業務フローチャート .....             | 1-3 |
| 図 1.4-1 | プロジェクトの実施体制 .....           | 1-4 |
| 図 1.4-2 | JICA 専門家及びカウンターパートチーム ..... | 1-5 |

### 第2章

|           |  |      |
|-----------|--|------|
| 図 2.2.2-1 | 各国の一人あたり GDP (左) とタンザニア国を基準にした推移 (右) ..... | 2-6  |
| 表 2.1.2-1 | 2012 年 8 月の人口 (2012 年センサス調査結果).....        | 2-2  |
| 表 2.1.2-2 | 雇用状況 (10 歳以上、2006 年時点、Mainland).....       | 2-3  |
| 表 2.2.1-1 | タンザニア国の実質 GDP .....                        | 2-4  |
| 表 2.2.1-2 | タンザニア国の主な経済指標 .....                        | 2-4  |
| 表 2.2.1-3 | セクター別 GDP 成長率 .....                        | 2-5  |
| 表 2.2.1-4 | セクター別 GDP 構成比 (要素表示).....                  | 2-5  |
| 表 2.2.2-1 | 各国の一人当たり GDP .....                         | 2-6  |
| 表 2.2.2-2 | タンザニア国を基準にした各国の倍率.....                     | 2-6  |
| 表 2.3.1-1 | 交通に関する動態統計 .....                           | 2-9  |
| 表 2.5.1-1 | 最近のタンザニア国と近隣諸国の実質 GDP 伸び率.....             | 2-14 |
| 表 2.5.2-1 | タンザニア国の短期マクロ経済見通し.....                     | 2-14 |
| 表 2.5.2-2 | ダルエスサラーム市 と メインランドの人口伸び率.....              | 2-15 |

### 第3章

|           |   |      |
|-----------|---|------|
| 図 3.1.1-1 | 電力供給システム .....  | 3-2  |
| 図 3.2.1-1 | エネルギー鉱山省の組織図 .....  | 3-7  |
| 図 3.2.2-1 | TANESCO の組織図 .....  | 3-8  |
| 図 3.4.1-1 | 電力改革の主目標 .....  | 3-12 |
| 図 3.4.2-1 | 電力産業構造の各種モデル .....  | 3-14 |
| 図 3.4.3-1 | ESI 改革の目標とする市場構造.....                                     | 3-15 |
| 図 3.4.3-2 | タンザニア電力産業改革への道程.....                                      | 3-16 |
| 表 3.1.1-1 | 一時的に導入された緊急電力 (EPP) .....                                 | 3-3  |
| 表 3.1.1-2 | タンザニア国における発電能力 (2016 年 12 月) .....                        | 3-3  |
| 表 3.1.2-1 | 電力産業に関する法律・戦略・政策.....                                     | 3-5  |
| 表 3.3.1-1 | 2015 会計年度 (6 月末までの 18 ヶ月) における<br>TANESCO の主要事業活動状況 ..... | 3-9  |
| 表 3.3.3-1 | 送配電ロスの実績: 2010-2015 .....                                 | 3-11 |
| 表 3.3.4-1 | 需要家数と需要家/社員比率の推移 .....                                    | 3-11 |
| 表 3.4.3-1 | 電力産業改革予算の見積額 .....  | 3-17 |
| 表 3.4.4-1 | ロードマップ - 直近期間の主要活動 2014 年 7 月 - 2015 年 6 月 .....          | 3-17 |



## 第4章

|           |                                      |     |
|-----------|--------------------------------------|-----|
| 図 4.1.2-1 | 一次エネルギー供給状況 .....                    | 4-2 |
| 図 4.1.2-2 | 最終エネルギー消費状況 .....                    | 4-2 |
| 図 4.4-1   | 一人当たり一次エネルギー / 一人当たり GDP.....        | 4-9 |
| 図 4.4-2   | 一人当たり電力消費 / 一人当たり GDP .....          | 4-9 |
| 表 4.1.2-1 | トータルエネルギーバランス (2011年) .....          | 4-2 |
| 表 4.1.2-2 | 部門別エネルギー供給と消費 (2011年) .....          | 4-3 |
| 表 4.2.1-1 | 石炭の需給バランス推移 .....                    | 4-4 |
| 表 4.2.2-1 | 天然ガスの需給バランス推移 .....                  | 4-4 |
| 表 4.2.3-1 | ガソリン (上段) とディーゼル (下段) の需給バランス推移..... | 4-5 |
| 表 4.2.4-1 | 灯油の需給バランス推移 .....                    | 4-5 |
| 表 4.2.5-1 | 重油の需給バランス推移 .....                    | 4-6 |
| 表 4.2.6-1 | LPG の需給バランス推移.....                   | 4-6 |
| 表 4.2.7-1 | 薪炭の需給バランス推移 .....                    | 4-7 |
| 表 4.3-1   | セクター別最終エネルギー需要.....                  | 4-8 |

## 第5章

|           |                                     |      |
|-----------|-------------------------------------|------|
| 図 5.1-1   | エネルギーの生産・消費と発電量.....                | 5-1  |
| 図 5.1-2   | 原油パイプライン計画 .....                    | 5-3  |
| 図 5.2-1   | 浅海ガス田とパイプライン .....                  | 5-4  |
| 図 5.2.1-1 | ソンゴソンゴ・ガス田 .....                    | 5-5  |
| 図 5.2.1-2 | ムナジ湾ガス田と近隣のガス田.....                 | 5-7  |
| 図 5.2.2-1 | 大水深鉱区で発見されたガス田.....                 | 5-9  |
| 図 5.2.3-1 | 天然ガス消費量の見通し .....                   | 5-10 |
| 図 5.2.3-2 | LNG2 トレインケースの天然ガス供給パターン .....       | 5-11 |
| 図 5.3-1   | タンザニア国の炭鉱分布 .....                   | 5-13 |
| 図 5.3-2   | 山元発電と送電線計画 .....                    | 5-15 |
| 図 5.4.1-1 | タンザニア国における最終エネルギー消費 (2014) .....    | 5-19 |
| 図 5.4.1-2 | タンザニア国における部門別最終エネルギー消費 (2014) ..... | 5-19 |
| 図 5.4.2-1 | タンザニア国における地熱地点.....                 | 5-21 |
| 図 5.4.2-2 | GPT の試掘ライセンス地域.....                 | 5-23 |
| 図 5.4.2-3 | タンザニア国及びモザンビーク国の年間風況マップ.....        | 5-25 |
| 図 5.4.2-4 | タンザニア国及びモザンビーク国の年間平均日射量マップ .....    | 5-26 |
| 表 5.1-1   | エネルギーの生産・消費と発電量.....                | 5-1  |
| 表 5.2.1-1 | タンザニア国の天然ガス埋蔵量.....                 | 5-6  |
| 表 5.2.2-1 | 2010年以降に掘削された大水深坑井.....             | 5-9  |
| 表 5.2.3-1 | 天然ガス消費量の見通し .....                   | 5-11 |
| 表 5.2.3-2 | 天然ガス処理プラント及びパイプライン (2016年) .....    | 5-12 |
| 表 5.3-1   | タンザニア国の石炭埋蔵量と利用計画.....              | 5-14 |
| 表 5.4.2-1 | タンザニア国における既設水力発電所一覧.....            | 5-21 |

|           |                                     |      |
|-----------|-------------------------------------|------|
| 表 5.4.2-2 | 風況調査地点 .....                        | 5-24 |
| 表 5.4.2-3 | 東アフリカにおける木炭生成量 (2010) .....         | 5-27 |
| 表 5.4.2-4 | 東アフリカにおける農産物生産量(2009年、トン).....      | 5-27 |
| 表 5.4.2-5 | タンザニア国都市部におけるごみ発生量 (トン).....        | 5-28 |
| 表 5.4.2-6 | SPP 契約締結、LOI 発行済み SPP プロジェクト一覧..... | 5-29 |

## 第6章

|           |                                  |     |
|-----------|----------------------------------|-----|
| 図 6.1.3-1 | PSMP の需要予測結果 .....               | 6-3 |
| 表 6.1.1-1 | 電力需要に関する諸要素の前提.....              | 6-1 |
| 表 6.1.2-1 | PSMP モデルの被説明変数と説明変数の関係 .....     | 6-2 |
| 表 6.1.3-1 | PSMP の需要予測結果と弾性値 .....           | 6-3 |
| 表 6.1.4-1 | 本プロジェクトの電力需要予測手順.....            | 6-4 |
| 表 6.1.4-2 | 電力需要予測単位と電力エネルギー消費先.....         | 6-5 |
| 表 6.1.4-3 | セクター別電力エネルギー需要予測式.....           | 6-5 |
| 表 6.2-1   | 電源開発計画に関する課題と PSMP 更新の対応方針 ..... | 6-6 |

## 第7章

|           |                                     |      |
|-----------|-------------------------------------|------|
| 図 7.1.2-1 | エネルギー・電力需要予測フロー.....                | 7-1  |
| 図 7.1.2-2 | 電力・エネルギー需要予測モデルの構成.....             | 7-2  |
| 図 7.2.1-1 | タンザニア国の人口の地域別構成比.....               | 7-4  |
| 図 7.2.1-2 | 実質 GDP 伸び率の過去の推移 (2001—2015年) ..... | 7-5  |
| 図 7.2.2-1 | 潜在需要、統計需要、予測の関係.....                | 7-10 |
| 図 7.3.1-1 | ケース別電力需要見通し .....                   | 7-12 |
| 図 7.3.1-2 | ケース別ピーク需要見通し .....                  | 7-12 |
| 図 7.4.1-1 | 電力需要の高い国との比較 .....                  | 7-20 |
| 図 7.4.1-2 | 電力需要の GDP 弾性値比較 .....               | 7-20 |
| 図 7.4.2-1 | 中進国とタンザニア国の電力消費量.....               | 7-21 |
| 図 7.4.2-2 | 対象国とタンザニア国の一人当たり電力消費量.....          | 7-21 |
| 図 7.4.2-3 | 一人当たり GDP に対する一人当たり電力消費量.....       | 7-22 |
| 図 7.5.3-1 | 地域別電力消費割合の推移 .....                  | 7-33 |
| 図 7.6.1-1 | 最終エネルギー消費 (除く薪炭) .....              | 7-34 |
| 図 7.6.3-1 | 農業部門の最終エネルギー需要.....                 | 7-38 |
| 図 7.6.3-2 | 工業部門の最終エネルギー需要.....                 | 7-38 |
| 図 7.6.3-3 | 商業サービス部門の最終エネルギー需要.....             | 7-38 |
| 図 7.6.3-4 | 家庭部門の最終エネルギー消費.....                 | 7-39 |
| 図 7.6.3-5 | 交通部門の最終エネルギー消費.....                 | 7-39 |
| 図 7.6.3-6 | 最終エネルギー消費のエネルギー別合計.....             | 7-39 |
| 図 7.6.4-1 | 最終エネルギー消費のエネルギー別見通し.....            | 7-40 |
| 図 7.7.1-1 | 一次エネルギー需要推移 .....                   | 7-41 |
| 図 7.7.2-1 | 一次エネルギーの構成比 .....                   | 7-42 |

|            |  |      |
|------------|--|------|
| 表 7.1.3-1  | 電力・エネルギー需要予測の手順.....                   | 7-2  |
| 表 7.2.1-1  | タンザニア国の人口推移見通し.....                    | 7-3  |
| 表 7.2.1-2  | タンザニア国の人口推移見通し.....                    | 7-4  |
| 表 7.2.1-3  | GDP に関する見通し .....                      | 7-5  |
| 表 7.2.1-4  | 経済産業開発の案件および可能性.....                   | 7-6  |
| 表 7.2.1-5  | 実質 GDP 成長率のシナリオ設定.....                 | 7-6  |
| 表 7.2.1-6  | 各ケースにおけるセクター別 GDP 伸び率.....             | 7-7  |
| 表 7.2.1-7  | インフレ率 .....                            | 7-8  |
| 表 7.2.1-8  | WTI 価格の見通し.....                        | 7-8  |
| 表 7.2.2-1  | 統計電力消費から潜在需要の計算.....                   | 7-9  |
| 表 7.2.2-2  | 各国と地域の電力化率 .....                       | 7-10 |
| 表 7.2.2-3  | タンザニア国の部門別電力化率見通し.....                 | 7-10 |
| 表 7.2.2-4  | T/D ロス率の推移と見通し.....                    | 7-11 |
| 表 7.2.2-5  | Load factor の見通し.....                  | 7-11 |
| 表 7.3.1-1  | 電力需要予測 (Dispatch power) .....          | 7-12 |
| 表 7.3.1-2  | ピーク需要予測 .....                          | 7-12 |
| 表 7.3.2-1  | セクター別電力需要見通しと構成比 (Base ケース) .....      | 7-13 |
| 表 7.3.2-2  | セクター別電力需要の伸び率 (Base ケース) .....         | 7-13 |
| 表 7.3.2-3  | 電力料金カテゴリー別電力需要見通しと構成比 (Base ケース) ..... | 7-13 |
| 表 7.3.2-4  | 電力料金カテゴリー別電力需要伸び率 (Base ケース) .....     | 7-14 |
| 表 7.3.2-5  | セクター別電力需要見通しと構成比 (High ケース) .....      | 7-14 |
| 表 7.3.2-6  | セクター別電力需要の伸び率 (High ケース) .....         | 7-14 |
| 表 7.3.2-7  | 電力料金カテゴリー別電力需要見通しと構成比 (High ケース) ..... | 7-15 |
| 表 7.3.2-8  | 電力料金カテゴリー別電力需要伸び率 (High ケース) .....     | 7-15 |
| 表 7.3.2-9  | セクター別電力需要見通しと構成比 (Low ケース) .....       | 7-15 |
| 表 7.3.2-10 | セクター別電力需要の伸び率 (Low ケース) .....          | 7-16 |
| 表 7.3.2-11 | 電力料金カテゴリー別電力需要見通し構成比 (Low ケース) .....   | 7-16 |
| 表 7.3.2-12 | セクター別電力需要伸び率 (Low ケース) .....           | 7-16 |
| 表 7.3.3-1  | 地方工場や鉱山サイト等のバックアップまたは系統接続見込み.....      | 7-17 |
| 表 7.3.3-2  | 国内需要、輸出および追加的需要を含んだ全電力需要.....          | 7-18 |
| 表 7.3.3-3  | 全電力需要の伸び率 .....                        | 7-18 |
| 表 7.3.4-1  | セクター別 GDP 弾性値 .....                    | 7-19 |
| 表 7.3.4-2  | 電力需要拡大の要因 .....                        | 7-19 |
| 表 7.4.3-1  | 近隣諸国の電力需要見通し .....                     | 7-22 |
| 表 7.5.1-1  | 家庭電力需要の計算手順 .....                      | 7-23 |
| 表 7.5.1-2  | 産業電力需要の計算手順 .....                      | 7-23 |
| 表 7.5.2-1  | 地域別人口の見通し .....                        | 7-24 |
| 表 7.5.2-2  | 地域別人口伸び率 .....                         | 7-24 |
| 表 7.5.2-3  | 地域別電化率の見通し .....                       | 7-25 |
| 表 7.5.2-4  | 地域別電化率の伸び率 .....                       | 7-25 |

|            |                                    |      |
|------------|------------------------------------|------|
| 表 7.5.2-5  | 地域別産業部門付加価値（2001 年価格 GDP）の見通し..... | 7-26 |
| 表 7.5.2-6  | 地域別産業部門付加価値（2001 年価格 GDP）伸び率.....  | 7-26 |
| 表 7.5.2-7  | 大型プロジェクトによる電力需要見通し（地方調査結果）.....    | 7-27 |
| 表 7.5.2-8  | 大型プロジェクトによる実現の確率.....              | 7-27 |
| 表 7.5.2-9  | 大型プロジェクトによる新規電力需要.....             | 7-28 |
| 表 7.5.2-10 | 大規模消費者の 2025 年までの需要見通し.....        | 7-28 |
| 表 7.5.2-11 | 大型プロジェクトと大規模消費者の需要見通し.....         | 7-29 |
| 表 7.5.2-12 | 大型プロジェクトと大規模消費者の需要構成比.....         | 7-29 |
| 表 7.5.2-13 | 地域別電力需要実績 .....                    | 7-30 |
| 表 7.5.3-1  | 地域別電力需要見通し（Base ケース、送電端量）.....     | 7-31 |
| 表 7.5.3-2  | 地域別電力需要伸び率 .....                   | 7-31 |
| 表 7.5.3-3  | 地域別ピーク需要見通し（Base ケース、送電端量）.....    | 7-32 |
| 表 7.5.3-4  | 地域別ピーク需要伸び率 .....                  | 7-32 |
| 表 7.5.3-5  | 地域別電力消費比率 .....                    | 7-33 |
| 表 7.6.1-1  | タンザニア国の最終エネルギー需要実績.....            | 7-34 |
| 表 7.6.2-1  | 薪炭に変わり得るエネルギーを代替エネルギー.....         | 7-35 |
| 表 7.6.2-2  | エネルギー別最終エネルギー消費の予測方法.....          | 7-35 |
| 表 7.6.3-1  | セクター別最終エネルギー消費予測.....              | 7-36 |
| 表 7.6.3-2  | セクター別最終エネルギー消費伸び率.....             | 7-37 |
| 表 7.7.1-1  | 一次エネルギーの需要見通しと構成比（Base case）.....  | 7-40 |
| 表 7.7.1-2  | 一次エネルギーの需要伸び率（Base case）.....      | 7-41 |

## 第 8 章

|            |                                     |      |
|------------|-------------------------------------|------|
| 図 8.1.2-1  | 系統連系されている稼働中の既設水力発電所位置図.....        | 8-2  |
| 図 8.2.2-1  | 大中規模水力計画地点位置図 .....                 | 8-9  |
| 図 8.3.1-1  | WASP-IV のフローチャート .....              | 8-27 |
| 図 8.3.2-1  | 2013 年の代表的な日負荷曲線 .....              | 8-28 |
| 図 8.3.2-2  | 毎時発電実績（2011 年）.....                 | 8-29 |
| 図 8.3.2-3  | 毎時発電実績（2012 年）.....                 | 8-29 |
| 図 8.3.2-4  | 毎時発電実績（2013 年）.....                 | 8-30 |
| 図 8.3.2-5  | タンザニア国の負荷持続曲線 .....                 | 8-30 |
| 図 8.3.2-6  | 各年のピーク負荷と系統周波数を維持できる最大単機容量.....     | 8-32 |
| 図 8.3.2-7  | 亜臨界圧ボイラ（ドラムボイラ）と超臨界圧ボイラ（貫流ボイラ）..... | 8-35 |
| 図 8.3.2-8  | ガス消費見通し：ベースケース (NGUMP).....         | 8-39 |
| 図 8.3.2-9  | ガス消費の用途別割合：ベースケース (NGUMP).....      | 8-40 |
| 図 8.3.2-10 | 各シナリオの電源別発電電力量の推移.....              | 8-43 |
| 図 8.3.2-11 | 各シナリオの電源別発電電力量の構成比.....             | 8-44 |
| 図 8.3.2-12 | 各シナリオの電源構成 .....                    | 8-45 |
| 図 8.3.2-13 | 各シナリオの電源構成比率 .....                  | 8-46 |
| 図 8.3.2-14 | 電力セクターのガス需給バランス.....                | 8-47 |

|              |  |      |
|--------------|--|------|
| 図 8.3.2-15   | 電源開発シナリオ別の CO <sub>2</sub> 排出量         | 8-47 |
| 図 8.3.4-1    | ガス火力発電所候補地（全体）                         | 8-52 |
| 図 8.3.4-2    | ガス火力発電所候補地（ムクランガ地域）                    | 8-52 |
| 図 8.3.4-3    | ガス火力発電所候補地（キウィラーソマンガ地域）                | 8-53 |
| 図 8.3.5-1    | 最適電源開発計画における大中規模水力地点の開発スケジュール          | 8-56 |
| 表 8.1.1-1    | 既設火力発電所                                | 8-1  |
| 表 8.1.2-1(1) | 系統連系されている稼働中の既設水力発電所一覧（2016年12月末時点）(1) | 8-3  |
| 表 8.1.2-1(2) | SPP 水力発電所一覧（2016年12月末時点）(2)            | 8-4  |
| 表 8.2.1-1    | 発電開発計画の進捗状況                            | 8-8  |
| 表 8.2.2-1    | 水力計画地点一覧                               | 8-10 |
| 表 8.2.2-2(1) | 大中規模水力の開発計画概要(1)                       | 8-18 |
| 表 8.2.2-2(2) | 大中規模水力の開発計画概要(2)                       | 8-19 |
| 表 8.2.2-2(3) | 大中規模水力の開発計画概要(3)                       | 8-20 |
| 表 8.2.2-2(4) | 大中規模水力の開発計画概要(4)                       | 8-21 |
| 表 8.2.2-2(5) | 大中規模水力の開発計画概要(5)                       | 8-22 |
| 表 8.2.2-3    | 大中規模水力の実現性ランク                          | 8-23 |
| 表 8.2.2-4    | 実現性ランクを考慮した大中規模水力の最短運転開始年              | 8-24 |
| 表 8.2.2-5    | 大中規模水力地点の経済性指標                         | 8-25 |
| 表 8.3.2-1    | 電源開発計画で想定した燃料価格                        | 8-32 |
| 表 8.3.2-2    | 開発候補電源（火力）                             | 8-33 |
| 表 8.3.2-3    | モデルユニット一覧                              | 8-36 |
| 表 8.3.2-4    | 水力開発候補地点の主要諸元                          | 8-37 |
| 表 8.3.2-5    | 再生可能エネルギー及び電力輸入プロジェクト                  | 8-38 |
| 表 8.3.2-6    | 再生可能エネルギープロジェクトの進捗に係る評価基準              | 8-38 |
| 表 8.3.2-7    | 天然ガス埋蔵量                                | 8-39 |
| 表 8.3.2-8    | 石炭埋蔵量                                  | 8-40 |
| 表 8.3.2-9    | Power development scenarios            | 8-41 |
| 表 8.3.2-10   | 電源開発シナリオの評価結果                          | 8-42 |
| 表 8.3.3-1    | WASP による最少費用電源開発（シナリオ2）                | 8-48 |
| 表 8.3.3-2    | 最適電源開発計画（シナリオ2）                        | 8-49 |
| 表 8.3.4-1    | 新規ガス火力発電サイト候補地                         | 8-51 |
| 表 8.3.5-1    | 既設発電所の事故停止率                            | 8-58 |

## 第9章

|           |                                |      |
|-----------|--------------------------------|------|
| 図 9.1.1-1 | タンザニア国全国電力送電系統図                | 9-1  |
| 図 9.1.1-2 | 最大需用電力と発電種別電力量供給状況             | 9-2  |
| 図 9.1.1-3 | TANESCO 所有の水力発電所と火力発電所の発生電力の割合 | 9-3  |
| 図 9.1.4-1 | 2014年1月～9月の送配電損失               | 9-8  |
| 図 9.2.1-1 | タンザニア全国の系統開発計画図                | 9-9  |
| 図 9.2.4-1 | 2020年における最適電源開発計画による全国電力系統図    | 9-21 |

|            |                                   |      |
|------------|-----------------------------------|------|
| 図 9.2.4-2  | 2025 年における最適電源開発計画による全国電力系統図..... | 9-21 |
| 図 9.2.4-3  | 2030 年における最適電源開発計画による全国電力系統図..... | 9-22 |
| 図 9.2.4-4  | 2035 年における最適電源開発計画による全国電力系統図..... | 9-22 |
| 図 9.2.4-5  | 2040 年における最適電源開発計画による全国電力系統図..... | 9-23 |
| 図 9.2.4-6  | 2020 年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図.....   | 9-24 |
| 図 9.2.4-7  | 2025 年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図.....   | 9-25 |
| 図 9.2.4-8  | 2030 年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図.....   | 9-26 |
| 図 9.2.4-9  | 2035 年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図.....   | 9-27 |
| 図 9.2.4-10 | 2040 年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図.....   | 9-28 |
| 表 9.1.1-1  | 変電所力率実績 .....                     | 9-3  |
| 表 9.1.2-1  | タンザニア国既設送電線一覧 .....               | 9-4  |
| 表 9.1.2-2  | 電圧別使用電線（調査団作成） .....              | 9-5  |
| 表 9.1.3-1  | 変圧器定格一覧 .....                     | 9-6  |
| 表 9.1.3-2  | 調相設備一覧 .....                      | 9-7  |
| 表 9.2.2-1  | 進行中の送電線プロジェクト .....               | 9-10 |
| 表 9.2.3-1  | 送電線仕様一覧 .....                     | 9-13 |
| 表 9.2.3-2  | 変電所母線での 2040 年 三相短絡事故電流 .....     | 9-14 |
| 表 9.2.3-3  | 2016 年－2020 年 送電線開発計画.....        | 9-15 |
| 表 9.2.3-4  | 2021 年－2025 年 送電線開発計画.....        | 9-15 |
| 表 9.2.3-5  | 2026 年－2030 年 送電線開発計画.....        | 9-16 |
| 表 9.2.3-6  | 2031 年－2035 年 送電線開発計画.....        | 9-16 |
| 表 9.2.3-7  | 2036 年－2040 年 送電線開発計画.....        | 9-16 |
| 表 9.2.3-8  | 2016 年－2020 年 変電所開発計画.....        | 9-17 |
| 表 9.2.3-9  | 2020 年－2025 年 変電所開発計画.....        | 9-18 |
| 表 9.2.3-10 | 2026 年－2030 年 変電所開発計画.....        | 9-18 |
| 表 9.2.3-11 | 2031 年－2035 年 変電所開発計画.....        | 9-19 |
| 表 9.2.3-12 | 2036 年－2040 年 変電所開発計画.....        | 9-20 |

## 第 10 章

|            |  |       |
|------------|--|-------|
| 図 10.1.3-1 | タンザニア国の環境管理に係る組織体制 (DOE-VPO, 2012).....                | 10-4  |
| 図 10.1.4-1 | EIA 手続き (Energy Sector EIA guideline, MEM, 2012).....  | 10-7  |
| 図 10.2-1   | 計画されている火力発電所の位置.....                                   | 10-18 |
| 図 10.2-2   | 計画されている水力発電所と増強予定の水力発電所の位置.....                        | 10-19 |
| 図 10.3-1   | タンザニア国の森林保護区 .....                                     | 10-22 |
| 図 10.3-2   | 国立公園と野生動物保護区の位置.....                                   | 10-24 |
| 図 10.3-3   | タンザニア国の野生動物コリドー.....                                   | 10-25 |
| 図 10.3-4   | タンザニア国の主な湿地(State of Environment, VPO-DOE, 2006) ..... | 10-28 |
| 図 10.3-5   | タンザニア国の流域区分図 .....                                     | 10-29 |
| 図 10.3-6   | ルフィジ川流域内の各小流域の水需要の推移.....                              | 10-30 |
| 図 10.4.4-1 | PSMP 実施時の GHG 排出量の推定量.....                             | 10-40 |

|            |  |       |
|------------|--|-------|
| 図 10.4.4-2 | PSMP 実施時の NOx, SOx の排出量の推定量.....                             | 10-40 |
| 図 10.4.4-3 | PSMP における発電所計画地点 .....                                       | 10-42 |
| 図 10.4.4-4 | PSMP の実施に伴う石炭灰発生量の推定 .....                                   | 10-43 |
| 図 10.4.4-5 | 計画されている火力発電所・地熱発電所の位置.....                                   | 10-44 |
| 図 10.4.4-6 | 沿岸部ガス火力発電所設置エリアの環境.....                                      | 10-44 |
| 図 10.4.4-7 | キハンシ川のダムのすぐそばでの火入れと耕作の様子.....                                | 10-47 |
| 図 10.5.1-1 | 優先プロジェクトサイト候補地付近.....  | 10-52 |
| 表 10.1.1-1 | 本 SEA に関連する重要法令 .....  | 10-1  |
| 表 10.1.2-1 | タンザニア国が加盟している環境に係る条約及び協定.....                                | 10-2  |
| 表 10.1.5-1 | タンザニア国における実施中及びこれまでに実施された SEA<br>(JICA プロジェクト作成, 2014) ..... | 10-9  |
| 表 10.1.6-1 | 大気環境基準 .....   | 10-11 |
| 表 10.1.6-2 | 大気排出基準 .....   | 10-11 |
| 表 10.1.6-3 | 都市排水及び産業排水に係る規制値.....  | 10-12 |
| 表 10.1.6-4 | 最大許容環境騒音レベル .....  | 10-13 |
| 表 10.1.7-1 | EIA 及び環境基準に関連する違反と罰則.....                                    | 10-13 |
| 表 10.1.8-1 | JICA 環境ガイドライン、世銀セーフガードポリシーとタンザニア国の<br>環境法制度の比較 .....         | 10-14 |
| 表 10.2-1   | 想定される影響 .....  | 10-20 |
| 表 10.3-1   | タンザニア国の年間森林減少面積.....   | 10-21 |
| 表 10.3-2   | 野生動物保護における保護区のカテゴリー.....                                     | 10-23 |
| 表 10.3-3   | 国立公園とンゴロンゴロ保護区 (NCA) .....                                   | 10-23 |
| 表 10.3-4   | 動物保護区 .....  | 10-23 |
| 表 10.3-5   | タンザニア国の海岸林における固有種.....                                       | 10-25 |
| 表 10.3-6   | タンザニア国の河川流域 (State of Environment, VPO-DOE, 2006) .....      | 10-29 |
| 表 10.4.1-1 | SEA の目的と指標候補.....  | 10-33 |
| 表 10.4.3-1 | ステークホルダーのリスト .....   | 10-36 |
| 表 10.4.3-2 | 電源開発計画をもとにした SEA が対象とする地理的スコープ .....                         | 10-38 |
| 表 10.4.4-1 | PSMP の 2040 年における電源開発シナリオ .....                              | 10-39 |
| 表 10.4.4-2 | PSMP で計画されている火力発電所における水使用量の概算.....                           | 10-41 |
| 表 10.4.4-3 | 計画されている石炭火力発電所における石炭灰の発生量の概算.....                            | 10-43 |
| 表 10.4.4-4 | PSMP で計画されている水力発電所における減水区間と維持流量.....                         | 10-46 |
| 表 10.4.4-5 | 発電のための持続可能な水利用に係る主要な関係機関.....                                | 10-50 |
| 表 10.4.4-6 | PSMP2016 における主なモニタリング項目 .....                                | 10-50 |
| 表 10.5.1-1 | 優先プロジェクト (ガスコンバインドサイクル発電)<br>に係る予備的スコーピング .....              | 10-52 |

## 第 11 章

|            |  |       |
|------------|--|-------|
| 図 11.1.1-1 | 料金推移グラフ (2005 年～2019 年、2015 年以降は見込み) ..... | 11-7  |
| 図 11.1.2-1 | 投資計画における事業運営に必要な資金額.....                   | 11-16 |

|             |   |       |
|-------------|---|-------|
| 図 11.1.2-2  | TANESCO の借入金残高の現在価値と GDP に占める比率<br>(IPP 比率 40%、50%、60%) ..... | 11-17 |
| 図 11.1.2-3  | TANESCO の借入金残高の現在価値が GDP に占める比率<br>(IPP 比率 40%、50%、60%) ..... | 11-17 |
| 図 11.1.2-4  | TANESCO 営業利益率の推移 .....  | 11-19 |
| 図 11.2.1-1  | 近隣アフリカ国とのタンザニア電気料金の比較 (2014 年) .....                          | 11-23 |
| 図 11.2.3-1  | アジアと中南米各国の IPP 導入比率 (2011 年時点、フィリピンは 2014 年) ....             | 11-27 |
| 図 11.2.3-2  | 典型的な PRG スキーム .....   | 11-28 |
| 図 11.2.3-3  | 貸付保証 PRG スキーム (1) .....                                       | 11-29 |
| 図 11.2.3-4  | 貸付保証 PRG スキーム (2) .....                                       | 11-29 |
| 図 11.2.3-5  | 支払保証 PRG スキーム .....   | 11-30 |
| 図 11.2.3-6  | MCPPI スキーム .....  | 11-31 |
| 表 11.1.1-1  | TANESCO の損益計算書 .....  | 11-1  |
| 表 11.1.1-2  | 営業収入に占める政府補助金と売上収入に占める売上費用の割合 .....                           | 11-2  |
| 表 11.1.1-3  | 売上収入に占める各電力種別の割合 .....  | 11-2  |
| 表 11.1.1-4  | 営業支出に占める買電費用及び発電費用の割合 .....                                   | 11-2  |
| 表 11.1.1-5  | TANESCO の貸借対照表 .....  | 11-3  |
| 表 11.1.1-6  | TANESCO の貸借対照表の主要項目比率 .....                                   | 11-4  |
| 表 11.1.1-7  | 主な借入金残高 .....   | 11-4  |
| 表 11.1.1-8  | 主な授与金残高 .....   | 11-5  |
| 表 11.1.1-9  | 顧客区分による TANESCO 料金 .....                                      | 11-5  |
| 表 11.1.1-10 | 平均消費量による単価 .....  | 11-6  |
| 表 11.1.1-11 | 送配電ロス .....   | 11-7  |
| 表 11.1.1-12 | 2014 年営業収支予測 .....  | 11-8  |
| 表 11.1.2-1  | 各年の設備投資金額、および合計金額 .....                                       | 11-11 |
| 表 11.1.2-2  | TANESCO 費用・便益のキャッシュフロー .....                                  | 11-12 |
| 表 11.1.2-3  | IPP 費用・便益のキャッシュフロー .....                                      | 11-13 |
| 表 11.1.2-4  | IRR .....   | 11-14 |
| 表 11.1.2-5  | 電力価格の変化による IRR の感度分析 .....                                    | 11-14 |
| 表 11.1.2-6  | 燃料費と運営費の変化によるプロジェクト IRR の感度分析 .....                           | 11-14 |
| 表 11.1.2-7  | IPP 比率の変化による TANESCO IRR の感度分析 .....                          | 11-15 |
| 表 11.1.2-8  | 投資計画の資金調達と返済プロジェクト .....                                      | 11-15 |
| 表 11.1.2-9  | 借入金利の違いによる TANESCO 借入金残高の PV と残高の PV<br>が GDP に占める割合 .....    | 11-17 |
| 表 11.1.2-10 | 電源開発計画における電力の長期限界費用 .....                                     | 11-18 |



## 略語集

|                |   |
|----------------|---|
| AfDB           | African Development Bank (アフリカ開発銀行)                                   |
| BICO           | Bureau for Industrial Cooperation (調査実施者)                             |
| BOO            | Build Own Operate (建設・運営・所有)  |
| BOT            | Build Operate Transfer (建設・運営・譲渡)                                     |
| CBD            | Convention on Biological Diversity (生物多様性条約)                          |
| CCGT           | Combined Cycle Gas Turbine (ガスタービンコンバインドサイクル発電)                       |
| CIF            | Climate Investment Funds (気候投資基金)                                     |
| CITES          | Convention on International Trade of Endangered Species (ワシントン条約)     |
| CRIDF          | Climate Resilient Infrastructure Development Facility (気候回復インフラ開発機構)  |
| DART           | Dar es Salaam Rapid Transit (ダルエスサラーム高速輸送)                            |
| EEPCO          | Ethiopian Electric Power Corporation (エチオピア電力公社)                      |
| EAC            | East African Community (東アフリカ共同体)                                     |
| EHS guidelines | Environmental, Health, and Safety guidelines (環境、健康、安全ガイドライン)         |
| EIA            | Environmental Impact Assessment (環境影響評価)                              |
| EIPC           | Electricity Infrastructure Procurement Coordinator (電力インフラ調達コーディネーター) |
| EIS            | Environmental Impact Statement (環境影響評価書)                              |
| EMA            | Environmental Management Act 2004 (環境管理法 2004)                        |
| EPC            | Engineering, procurement, Construction (設計、調達、工事)                     |
| EPP            | Emergency Power Producer (緊急電力生産事業者)                                  |
| ESI            | Electricity Supply Industry (電力供給産業)                                  |
| ESIA           | Environmental and Social Impact Assessment (環境社会影響評価)                 |
| EWURA          | Energy and Water Utilities Regulatory Authority (電気水道事業規制事業体)         |
| EPZ            | Export Processing Zone (輸出加工区)  |
| FEED           | Front End Engineering Design (基本設計)                                   |
| FID            | Final Investment Decision (最終投資決定)                                    |
| F/S            | Feasibility Study (事業可能性検討)   |
| FYDP           | Five Year Development Plan (5 か年開発計画)                                 |
| GCC            | Grid Control Center (中央給電指令所)   |
| GDP            | Gross Domestic Product (国内総生産)  |
| GHG            | Greenhouse Gas (温室効果ガス)   |
| GIP            | Gas In Place (ガス原始埋蔵量)  |
| HFO            | Heavy Fuel Oil (重質燃料油)  |
| IDO            | Industrial Diesel Oil (ディーゼル油)  |
| IEA            | International Energy Agency (国際エネルギー機関)                               |
| IFC            | International Finance Corporation (国際金融公社)                            |
| IMF            | International Monetary Fund (国際通貨基金)                                  |
| IMTC           | Inter-Ministerial Technical Committee (閣僚技術委員会)                       |
| IPP            | Independent Power Producer (独立系発電事業者)                                 |

|         |   |
|---------|---|
| IPP     | Independent Power Producer (独立発電事業者発電所)                       |
| IRR     | Internal Rate of Return (内部収益率)                               |
| ISO     | Independent System Operator (独立電力管理機構)                        |
| JICA    | Japan International Cooperation Agency (独立行政法人 国際協力機構)        |
| KfW     | Kreditanstalt für Wiederaufbau (ドイツ復興金融公庫)                    |
| LOLP    | Loss Of Load Probability (供給信頼度)                              |
| MBREMP  | Mnazi Bay Ruvuma Estuary Marine Park (ムナジ湾ルブマ河口海洋公園)          |
| MEM     | Ministry of Energy and Minerals (エネルギー・鉱物資源省)                 |
| MNRT    | Ministry of Natural Resources and Tourism (自然資源・観光省)          |
| MOIT    | Ministry of Industry and Trade (工業省)                          |
| MCPPP   | Managed Co-lending Portfolio Program                          |
| MEAs    | Multi-lateral Environmental Agreements (多国間環境合意)              |
| NCA     | Ngorongoro Conservation Area (ンゴロンゴロ保全地域)                     |
| NCAA    | Ngorongoro Conservation Area Authority (ンゴロンゴロ保護区公社)          |
| NDC     | National Development Corporation (国家開発公社)                     |
| NEAC    | National Environmental Advisory (国家環境助言委員会)                   |
| NEMC    | National Environment Management Council (国家環境管理委員会)           |
| NGUMP   | Natural Gas Utilization Master Plan (天然ガス利用マスタープラン)           |
| NPs     | National Park Service (国立公園)                                  |
| PID     | Project Information Document (プロジェクト情報文書)                     |
| PPA     | Power Purchase Agreement (電力販売契約)                             |
| PPP     | Purchasing Power Parity (購買力平価)                               |
| PPP     | Public Private Partnership (官民連携)                             |
| PRG     | Partial Risk Guarantees                                       |
| PSC     | Production Sharing Contract (生産分与契約)                          |
| PSMP    | Power System Master Plan (電力システムマスタープラン)                      |
| R/D     | Record of Discussions (合意文書)                                  |
| REA     | Rural Energy Agency (地方電化庁)                                   |
| REME    | Regional Environmental Management Expert (地方環境管理専門家)          |
| RERE    | Renewable Energy for Rural Electrification (再生可能エネルギー活用型地方電化) |
| RPU     | Revenue Protection units (売り上げ防衛ユニット)                         |
| SADC    | Southern Africa Development Community (南部アフリカ開発共同体)           |
| SAGCOT  | Tanzania's south agricultural growth corridor (タンザニア南部農業成長回廊) |
| SEA     | Strategic Environmental Assessment (戦略的環境影響評価)                |
| SEZ     | Special Economic Zone (経済特別区)                                 |
| SPC     | Special Purpose Company (特別目的会社)                              |
| SPP     | Small Power Producer (小規模発電業者)                                |
| SPP     | Small Power Purchase (小規模発電事業)                                |
| SREP    | Scaling-Up Renewable Energy Program (再生可能エネルギー拡大プログラム)        |
| STAMICO | State. Mining Corporation (国営鉱業公社)                            |
| Ses     | Sector Environment Sections (セクター省庁環境部)                       |

|         |   |
|---------|---|
| TANAPA  | Tanzania National Parks Authority (タンザニア国立公園局)                                  |
| TANESCO | Tanzania Electric Supply Company Limited (タンザニア電力供給公社)                          |
| TDV2025 | Tanzania Development Vision 2025 (タンザニア開発ビジョン 2025)                             |
| TEDAP   | Tanzania Energy Development and Access Expansion Project (タンザニア電力開発・電化促進プロジェクト) |
| TGDC    | Tanzania Geothermal Development Company (タンザニア地熱開発公社)                           |
| TTCL    | Tanzania Telecommunications Company Limited (タンザニア通信公社)                         |
| TOR     | Terms of Reference (業務指示書)  |
| TPDC    | Tanzania Petroleum Development Corporation (タンザニア石油開発公社)                        |
| TRC     | Tanzania Railways Corporation (タンザニア鉄道国営会社)                                     |
| USBR    | US Bureau of Reclamation (アメリカ内務省土地改良局)   |
| VPO     | Vice President's Office (副大統領府)   |
| WASP    | Wien Automatic System Planning Package (電源開発計画策定ソフト)                            |
| WMAs    | Wildlife Management Areas (野生動物管理地域)  |
| WTI     | West Texas Intermediate (ウエスト・テキサス・インターミディエート)                                  |
| ZTK     | Zambia-Tanzania Kenya Transmission Line project (ケニア-タンザニア連系送電線事業)              |

## 第1章 序論

### 1.1 背景

タンザニア連合共和国（以下、タンザニア国）は、毎年6%~7%台という順調な経済成長率を記録し、タンザニア国政府は1999年に策定した「タンザニア開発ビジョン2025(TDV2025:Tanzania Development Vision 2025)」において、開発の方向性を示し強い経済の実現を目指している。2011年6月には「タンザニア五ヶ年開発計画(Tanzania Five Year Development Plan)」を打ち出し、天然ガスや鉱物資源等にも恵まれた環境を生かし、経済内容の中心を農業から産業ベースへの移行を目標に掲げ、キーとなるインフラ整備の開発をターゲットとしている。

タンザニア国ではこの経済成長を支える電力需要の伸びは毎年10%以上ともいわれ、経済成長を上回る勢いで拡大している。しかしながら、1992年に電力供給公社の民営化が試行されて以降、2006年に中止されるまで、政府及びドナーからの公的支援が停滞し、需要拡大に対応した設備増強や既設設備の維持管理が適切に行われてこなかった。このためザンジバル島を除くタンザニア国全土の電力供給を一手に担っているタンザニア電力供給公社（以下、TANESCO）が保有する多くの既設設備・施設は老朽化し、慢性的な過負荷状態が続き、TANESCOは電力供給制限を強いられ、その上保守管理が不十分なために停電が頻発するなど、TANESCOの電力供給力の不足が社会・経済活動の大きな障害になっている。

TANESCOは2014年5月時点の累計で、1,583MW（水力：561MW、火力：1,022MW）の発電供給出力、4,866kmの高圧送電線（220、132及び66kV、2013年11月時点）、22,396kmの中圧準送電線及び配電線（33、11kV、2013年11月時点）を有し、昨今の加速する電力需要に対応すべく他ドナーや自国の資金を利用して電力系統の拡充を行っているものの、電力需給間の大きなギャップは埋まらず、前述の設備・施設の老朽化に対応するリハビリも追いつかない状態が続いている。こうした電力供給力不足の要因は、IPP（独立系発電事業者）やEPP（緊急用レンタル発電機運用会社）からの買電価格の高止まり、TANESCOの財政難、設備の不適切なメンテナンス、不十分な電力系統保護システムによる度重なる事故の発生等と考えられ、顧客である電力需要家からの不満の声が高まっている。

この様な状況を改善すべく、タンザニア国政府は2008年からの25年間を見通した「電力システムマスタープラン（PSMP：Power System Master Plan）」を2007年に策定し、2009年には技術的な部分は外部コンサルタントの協力を得て更新し、発電設備の増強や基幹送電線の整備を進めつつある。2012年に更新されたPSMP（以下、PSMP2012）では、技術的な部分はエネルギー・鉱物資源省（以下、MEM）とTANESCO、タンザニア国政府関係者を中心に更新作業が行われ、2035年までのマスタープランを策定している。

しかしながら、PSMP2012は電力需要想定、電源開発、系統解析と系統計画等の解析内容が不十分であり、その手法も未熟であるため、現在のTANESCOの財政難から電力供給の質、量ともに安定させるためには、適切な更新とタンザニア国独自による更新手法の確立が必要とされている。タンザニア国全体の50%近くの電力需要があるとも考えられ、人口の割合はタンザニア国全体のおよそ10%を占めている最大の商業都市ダルエスサラームにおいては、経済発展に伴う電力需要の伸びは今後も続くと考えられ、タンザニア国政府は隣接するコースト地域への商工業の移行も見据えた戦略的な国家政策を目指している。

独立行政法人（以下、JICA）は2002年に「タンザニア国主要都市配電設備リハビリテーション調査」（以下、「主要都市送配電網マスタープラン」）を実施し、ダルエスサラーム、アルーシャ、

キリマンジャロの各都市における送配電網整備のマスタープランを策定しているが、その後更新はされていないため、特に近年の経済発展が著しいダルエスサラームにおいては、近年の電力需要が十分に反映されておらず、上述のコースト地域を含む、将来都市開発計画を十分に反映させたダルエスサラーム地域の送配電網の拡充、リハビリ、新規計画を含む電力システムマスタープランの策定が必要不可欠である。

こうした背景の下、タンザニア国政府は、PSMP 策定に係る能力向上を目的とした技術支援を我が国に要請し、これを受け JICA は詳細計画策定調査を 2013 年 10 月に実施し、2014 年 1 月には JICA とタンザニア国側との間で R/D (Record of Discussions) が取り交わされ、当該プロジェクトが実施される運びとなった。

第一次年次の成果品として提出されたプログレスレポート 2 (2015 年 3 月) に対してタンザニア側より、「地方電力需要調査を行った上で電力需要予測の見直しを行うこと」、「タンザニア側カウンターパートとの共同作業として PSMP 更新のやり直しを行うこと」といったコメントがあったため、第 2 年次第一次現地作業にて PSMP 更新の進め方について協議を行い、2015 年 8 月 10 日付で協議議事録に署名した (添付 A-1)。

その後、2015 年 11 月に就任した新大統領の政府公約である「2020 年までに 4,915 MW の発電設備容量達成」に沿った PSMP とするようタンザニア政府から強い要請があり、これを踏まえた PSMP 更新を第 3 年次に行うこととなった。

## 1.2 調査内容と調査対象地域

| 調査内容   | 調査対象地域                                     | 対象期間                   | 調査期間(当初予定)                                      |
|--|--|------------------------|---|
| 1. 電力システムマスタープラン(PSMP2012 Update)の更新<br>① 電力需要想定<br>② 電源開発計画<br>③ 系統計画<br>④ 経済財務分析<br>⑤ 環境社会配慮<br>⑥ データベース構築 | タンザニア全国<br>(南部及び東部アフリカパワープールとの国際連系を含む)     | 2015-2040 年<br>(25 年間) | 2014 年 6 月～2015 年 3 月                           |
| 2. ダルエスサラーム及び海岸地域の電力システムマスタープランの策定<br>① 電力需要想定<br>② 送電計画<br>③ 配電計画<br>④ 経済財務分析<br>⑤ 環境社会配慮<br>⑥ データベース構築     | ダルエスサラーム及び沿岸部の四県<br>(バガモヨ、キバハ、キサラウエ、ムクランガ) | 2016-2031 年<br>(15 年間) | 2015 年 4 月～2016 年 1 月<br>(データ収集は 2014 年 6 月に開始) |

## 1.3 調査スケジュール

本調査のスケジュール及び業務フローを図 1.3-1 に示す。

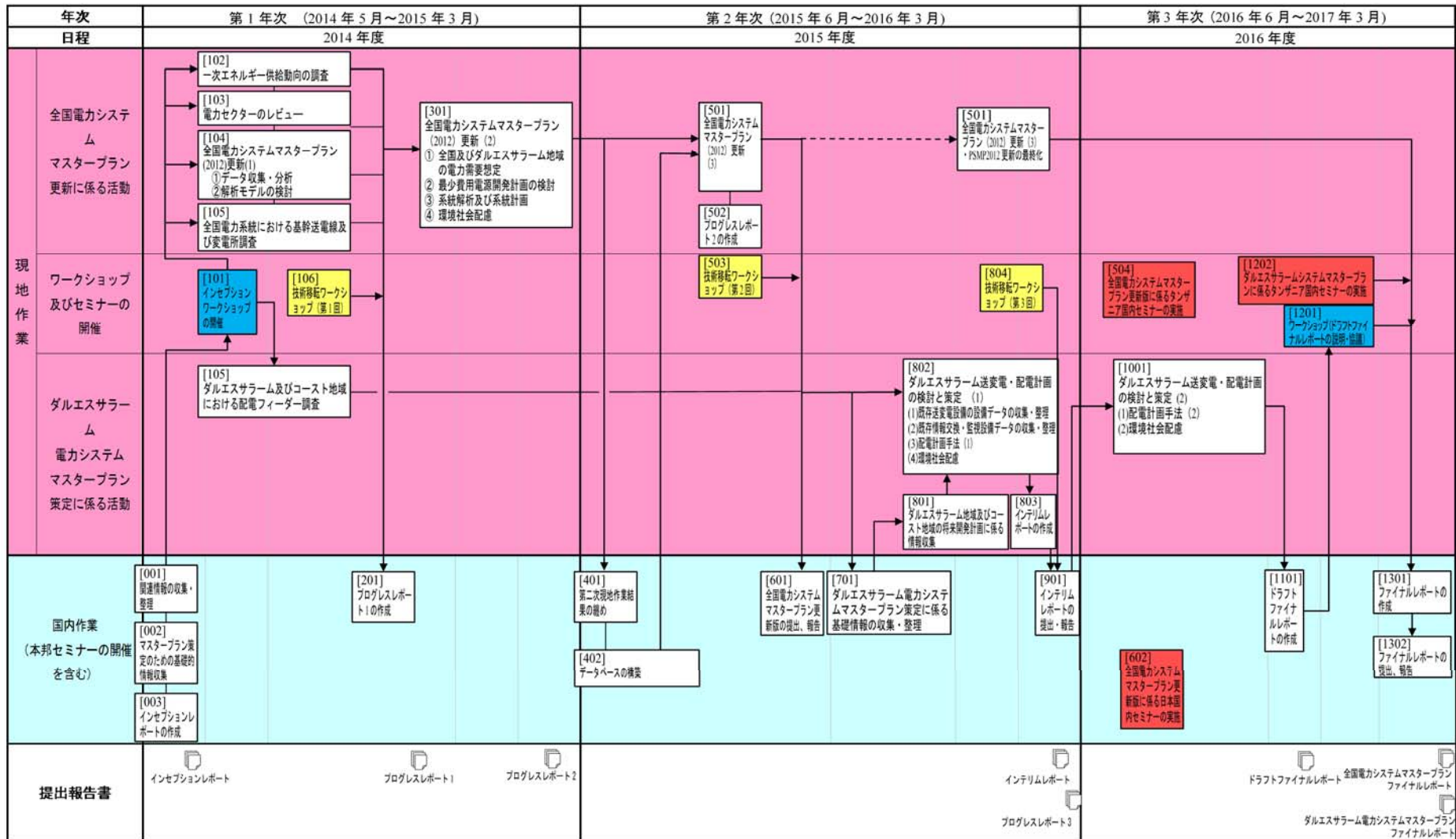
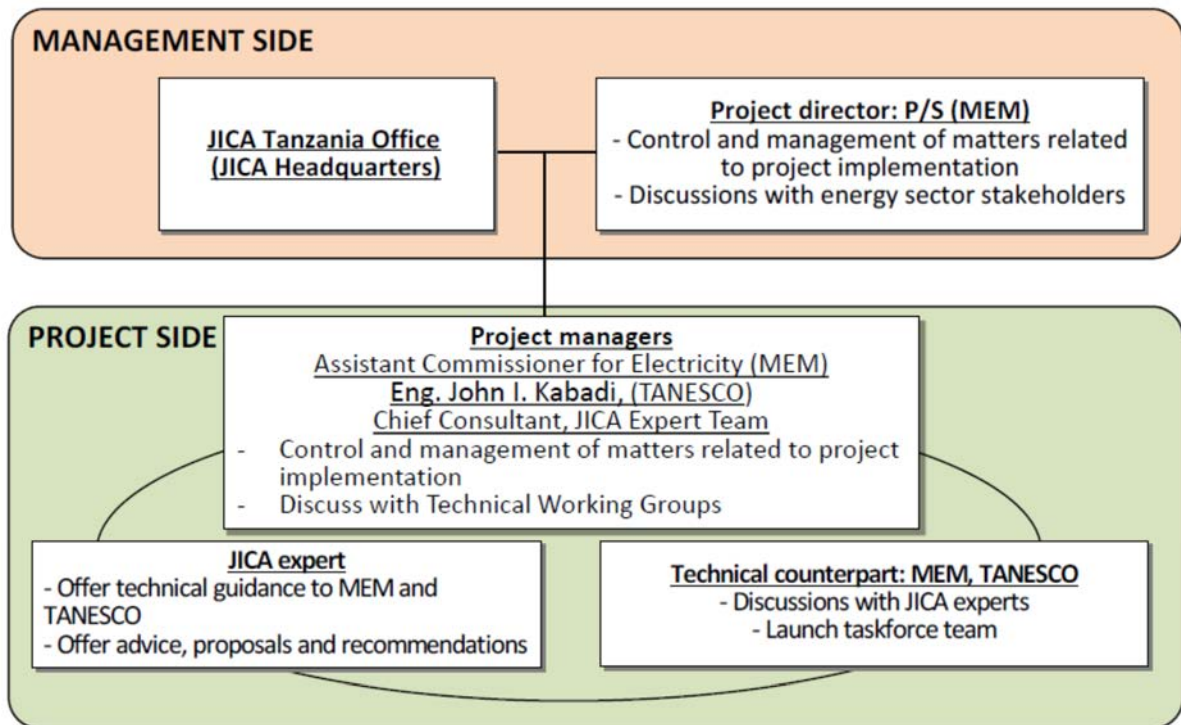


図 1.3-1 業務フローチャート

#### 1.4 プロジェクト実施体制

本プロジェクトは、タンザニア国カウンターパートとの共同作業として実施することで、マスタープランの策定を通じた技術移転を行う。図1.4-1及び図1.4-2にプロジェクト実施体制を示す。



P/S: Permanent Secretary  
M/D: Managing Director

図 1.4-1 プロジェクトの実施体制

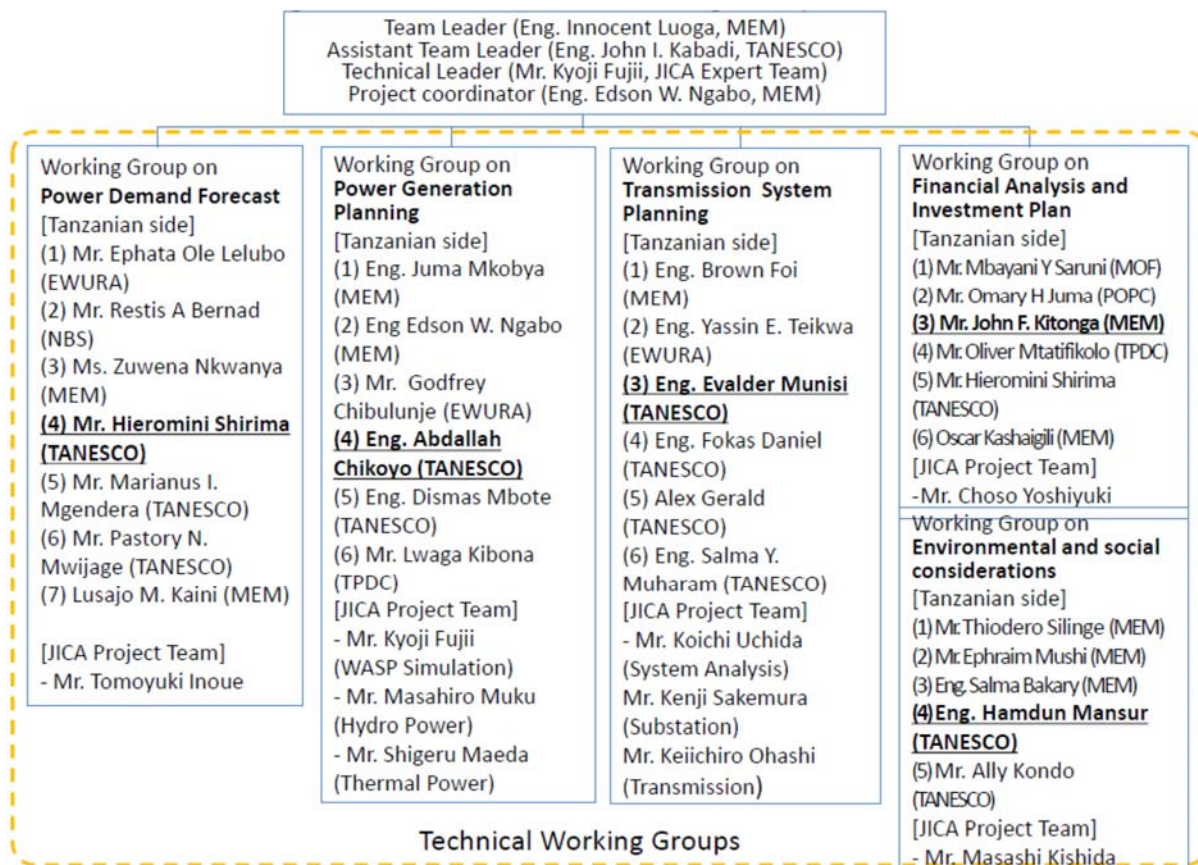


図 1.4-2 JICA 専門家及びカウンターパートチーム



## 第2章 タンザニア国の経済

### 2.1 人口と就労

#### 2.1.1 人口

タンザニア国の2012年8月時点の全人口は45百万人で、男性が22百万人、女性が23百万人で、世帯当たりの人数は4.8人、全国の平均人口密度は51人/平方キロメートルである。これは2012年に実施された「人口と世帯のセンサス調査」によるものである。

2012年のタンザニア国の都市人口は15百万人で全人口に対する割合は27%であるが、1990年の都市人口は4.8百万人で全国人口に対する割合は18%であった。1990年から2012年の22年間の都市人口の伸び率は5.3%/年で、これらから判断するとタンザニア国では急速に都市化または都市への人口流入が起きていることが分かる。

都市部と村落部の区分方法としては2009年に世界銀行が実施した調査があり、これによれば「人口密度」の多寡で都市部と村落部を判断できるとして、すなわち平方キロメートルあたり150人以上の人口密度の地域を都市部とし、それ以下の地域を村落部と定義するという方法である。この判断基準ではタンザニア国の都市部の人口は2012年で全人口の45%に達し、2030年までにはタンザニア国の都市人口は45百万人になると世界銀行は推定している。

現在、多くのタンザニア人が村落部から都市部に移住している。村落部の人々は教育の機会や就業機会が限定的であり、貧困からの脱出が難しいといった問題を抱えている。これを証明するものとして、ダルエスサラーム市の貧困層は同地域全人口の4.1%であるのに対して全国平均は33.3%である。

#### 2.1.2 就労

タンザニア国の全労働者数（10歳以上）は、2006年の調査では19.7百万人であったが、そのうち賃金契約の就労者は1.8百万人、自営業が2.4百万人、賃金を受け取らない労働者または家庭の主婦は15.5百万人であった。これら労働者のうち、実に75.9%が農林業/漁業部門に従事している人達である。一方、都市の労働者は民間や政府系機関で雇用され、村落部と比較にならないほどの就業機会に恵まれている。この就労機会の違いを電気の利用と言う「電化率」からみると、TANESCOの2014年3月のデータでは全国平均が36%であるのに対してダルエスサラーム市は89%と高い。この大きな電化率の違いは都市部のほうが就労機会に恵まれていることを示している。



### 第3章 エネルギー/電力部門の政策と組織

タンザニアでは、電力は2つの例外を除いて国営のタンザニア電力供給公社（TANESCO）が供給している。例外は、1) ザンジバルの民間企業ザンジバル電力会社（ZECO）、主に本土と同島を繋ぐ海底ケーブルによって TANESCO から供給される電力を島内に配電、と、2) TANESCO の国内送電網や独立配電システムではカバーされていない地域での政府機関「地方エネルギー庁（REA : Rural Energy Agency）」による様々な電化プログラム、である。独立から3年後の1964年に、政府はタンザニアで操業している2つの民間電力企業を買収した。1975年には、政府を単一の株主とする2つの企業を合併させ、現在の TANESCO を発足させた。以来、現在までの半世紀にわたり同社はタンザニアの電力供給を担ってきている。

1990年代、タンザニア政府は TANESCO を官営事業の民営化リストに加えた。電力部門の活性化に向けた様々な施策を試みたあと、2014年6月、タンザニア政府は電力供給産業改革戦略およびロードマップ 2014-2025<sup>1</sup> を発表した。同戦略は、現在の統合単一市場システムを分割し、2025年までに規制緩和を段階的に電力市場へ導入して、信頼できる効率的な電力供給システムの確立を目指すことを提案している。

2015年12月には「国家エネルギー計画 2015」が発表されたが、これはこれまでに発表された様々なエネルギー政策を集大成する形でまとめたものであり、各エネルギーサブセクターの課題と政策目標を明確に説明している。さらに2016年5月には五ヶ年計画の第2弾として「五ヶ年開発計画 II:2016/17—2020/21」が発表された。2015年11月に発足したマグフリ新政権はこの第二次五ヶ年計画において「電気の普及を強力に推進するという」公約に沿って電源開発計画を大幅に上方修正した。同計画では2015年の発電能力1,501MWを2020年には4,915MWに増強し、電力接続率を2015年の24%から26%引き上げて2020年には60%にするとしている。さらに、2025年には発電能力を10,000MWに拡大し、国民一人当たり電力消費を年間490kWhに引き上げるとしている。また、この中では電力部門自由化の道筋を示すものとして上記の「電力供給産業改革戦略およびロードマップ 2014-2025」が引用されている。<sup>2</sup>

#### 3.1 エネルギー・電力政策

##### 3.1.1 電力供給システム

TANESCO はタンザニア政府が所有する独占一貫電力供給事業者であり、原則として2008年のエネルギー法、2001年のエネルギー水道事業規制法（EWURA）により管理されている。同社はエネルギー鉱物資源省（MEM : Ministry of Energy and Minerals）傘下の公益事業で、取締役会メンバーは政府が任命し、管理監督は MEM が所管している。<sup>3</sup>

MEM は主にエネルギー・電力政策の制定と、TANESCO の経営を所管している。

また、エネルギー水道事業規制法を根拠法として2005年に発足したエネルギー水道事業規制庁（EWURA : Energy & Water Utility Regulatory Authority）が TANESCO の運営を管理・規制し、下記のライセンスを付与する権限を有している。

- a. 発電免許
- b. 送電および国際取引免許

<sup>1</sup> Ministry of Energy and Minerals, “Electricity Supply Industry Reform Strategy and Roadmap 2014-2025, June 2014

<sup>2</sup> Ministry of Finance and Planning, “National Five-Year Development Plan 2015/16-2020/21”, June 2016.

<sup>3</sup> Tanzania Electric Supply Company Limited, “Corporate Business Plan 2014,” December 2013

- c. 配電および国際取引免許
- d. 電力供給免許

現在のこれらの免許は 2013 年 3 月 1 日から 20 年間有効である。

同社は工業省（MOIT : Ministry of Industry and Trade）の歳入徴収業免許管理部の発行する営業免許を全国すべてのリージョン（県）<sup>4</sup>で所有している。

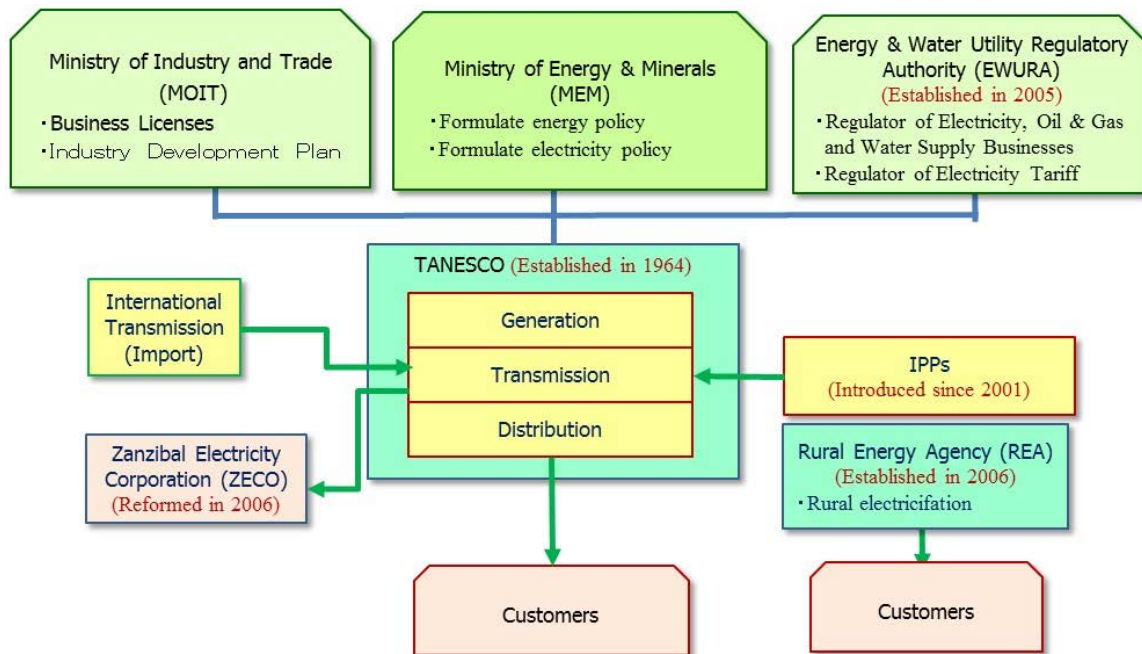


図 3.1.1-1 電力供給システム

図 3.1.1-1 に示すように、TANESCO は発電、送電、配電の全部門を運営している。自社のプラントで発電を行い、IPP/EPP から電力を仕入れ、近隣諸国（ウガンダ、ケニア、ザンビア）から電力を輸入し、ザンジバル電力会社に販売し、顧客に配電を行っている。1992 年には国家電力政策が策定され、民間にも電力供給産業（ESI : Electricity Supply Industry）への参加の道が開かれた。1997 年に TANESCO は民営化企業の指定を受け、電力システム開発・改良事業への新規投資が禁止された。これにより、IPP が積極的に導入されることとなった。しかし、その後電力供給で経済的、技術的問題が多発し、2005 年に TANESCO の民営化指名は解除された。

2000 年以降 IPP と TANESCO により火力発電所が建設されてきたが、急速に増加する電力需要を充分満たすことができなかった。発電システムは伝統的に水力依存であったため、2010 年の厳しい干ばつで深刻な電力供給不足に見舞われた。国内の電力供給不足を埋めあわせるため、TANESCO は 2011 年に緊急電力生産事業者（EPP : Emergency Power Producer）との間で高い料金での契約を結ばざるを得なくなった。一時、EPP は国内の火力発電量の 3 分の 1 以上を占め、TANESCO の財政に深刻な影響を与えていた。電力産業の健全な発展のために必要とされる様々な投資に柔軟に対応するためにも、TANESCO をこのような過度の財政負担状態から解放することが必要であり、これらの EPP は 2016 年までにすべて廃止された。

<sup>4</sup> タンザニアには 30 の「region (mkoa : 日本の県に相当。本土に 27、ザンジバルに 3)」があり、その下に「district (wilaya : 日本の市町村や区に相当)」がある。

表 3.1.1-1 一時的に導入された緊急電力 (EPP)

| Category                       | Power Station    | Fuel       | Unit | Capacity |       | Installed | Retirement |
|--------------------------------|------------------|------------|------|----------|-------|-----------|------------|
|                                |                  |            |      | MW       | %     |           |            |
| Rental Units<br>(IPPs)         | Symbion Ubungo   | Gas/Jet A1 | 5    | 120.0    | 13.2  | 2011      | 2016       |
|                                | Aggreko (Ubungo) | GO         |      | 50.0     | 5.5   | 2011      | 2012       |
|                                | Aggreko (Tegeta) | GO         |      | 50.0     | 5.5   |           |            |
|                                | Symbion (Dodoma) | HFO        |      | 55.0     | 6.1   | 2012      | 2014       |
|                                | Symbion (Arusha) | HFO        |      | 50.0     | 5.5   | 2012      | 2014       |
|                                | Sub-total        |            |      |          | 325.0 | 35.8      |            |
| Total Thermal Capacity in 2014 |                  |            |      | 908.7    |       |           |            |

Excluding isolated small plants.

Source: Power System Master Plan 2012 Update, TANESCO Corporate Business Plan- 2014

TANESCO の未払金残高は 2015 年 2 月の電力料金値上げと EPP の廃止により解消に向かうかと思われたが、その後再び増加に転じた。このため、2016 年に 15.9% の電気料金値上げを申請した。これに対しエネルギー・水規制局 (EWURA) は年末に 8.5% の料金値上げを承認したが大統領がこれを却下し、電力料金は据え置かれたままになっている。

2016 年時点で TANESCO が保有する発電所は表 3.1.1-2 に示すように全国電力網にリンクしている火力発電所と水力発電所の合計が 1,343MW で、これに加え、独立グリッドの小さな発電所が全国で 77.4MW ある。内訳は、ソマンガ (7.5MW) とムトワラ (18.0MW) の 2 か所のガス火力と、250kW~12,500kW の 16 のディーゼル発電機で、いずれも 2020 年頃をめどに系統への接続が計画されている。2016 年までに EPP 火力がすべて廃止されたため、現時点では一時的に水力の比率が 40% を超えている。しかし、今後ガス火力の大幅な増強が計画されており、電源に占める火力の比率はかなりの速度で上昇する見込みである。

表 3.1.1-2 タンザニアにおける発電能力 (2016 年 12 月)

| Category                 | Power Station | Fuel     | Unit | Capacity |       | Installed | Retirement |      |
|--------------------------|---------------|----------|------|----------|-------|-----------|------------|------|
|                          |               |          |      | MW       | %     |           |            |      |
| IPP Units                | Songas 1      | Gas      | 2    | 42.0     | 5.4   | 2004      | 2023       |      |
|                          | Songas 2      | Gas      | 3    | 120.0    | 15.4  | 2005      | 2024       |      |
|                          | Songas 3      | Gas      | 1    | 40.0     | 5.1   | 2006      | 2025       |      |
|                          | Tegeta IPTL   | HFO      | 10   | 103.0    | 13.3  | 2002      | 2021       |      |
|                          | Sub-total     |          |      |          | 305.0 | 39.3      |            |      |
|                          | TANESCO       | Ubungo I | Gas  | 12       | 102.0 | 13.1      | 2007       | 2026 |
| Tegeta GT                |               | Gas      | 5    | 45.0     | 5.8   | 2009      | 2028       |      |
| Ubungo II                |               | Gas      | 3    | 105.0    | 13.5  | 2012      | 2031       |      |
| Zuzu                     |               | IDO      | 1    | 7.0      | 0.9   |           | 2014       |      |
| Nyakato                  |               |          | 1    | 63.0     | 8.1   |           |            |      |
| Kunyerezi-1              |               |          | 3    | 150.0    | 19.3  | 2015      |            |      |
| Sub-total                |               |          |      |          | 472.0 | 60.7      |            |      |
| Thermal                  |               |          |      | 777.0    | 100.0 | 57.9%     |            |      |
| Hydro (7 power stations) |               |          |      | 566.0    |       | 42.1%     |            |      |
| Total                    |               |          |      | 1343.0   |       | 100.0%    |            |      |

Excluding isolated small plants.

Source: Power System Master Plan 2016 Update, TANESCO

現在の IPP は天然ガスか石油を使用するプラントに限られている。しかし第 5 章で説明するように、近年、豊富な石炭資源が確認されている内陸部で石炭を使用する山元火力発電による IPP がいくつか出現しようとしている。これらの IPP は、天然ガスや石油の供給が面倒で高価な内陸部でも、比較的安価な電力供給を推進する手段になると期待されている。

### 3.1.2 エネルギー・電力政策

タンザニアの経済開発戦略と政策は、タンザニアを高レベルの人間開発を伴う中所得国に引き上げることを目指した 1995 年の TDV) 2025<sup>5</sup> に基づいて展開されてきた。この目標を達成するため、国内経済は生産性の低い農業中心の経済から準工業化経済へ移行し、2025 年には 1 人あたり所得は最低でも 3,000 米ドルに到達するものとされている。その取り組みについて、同ビジョンでは「高い生産性を備えた競争力のあるダイナミックな経済を実現するための強固な基盤として、十分な規模のインフラを構築しよう」と規定されている。このコンセプトに基づき、電力産業改革と戦略ロードマップ 2014-2025 では、「TDV の掲げる目標を達成するために急速な経済成長が必要であり、そのためには適切で利用しやすく、信頼性のある、低廉で環境に優しい電力供給を実現して経済成長を推進することが必要である」と指摘している。なかでも、同戦略は電力へのアクセスレベルを 2014 年 3 月の 24%から 2015 年には 30%、2025 年には 50%、2033 年には 75%に改善することを目標に掲げている。この計画は最新の第 2 次五カ年計画でも踏襲され、電化率は 2025 年に 60%を達成するよう前倒しされた。この目標を達成するためには、巨額の資本投資が必要である。従来は政府と TANESCO が最大の投資者であったが、現在見込まれているような高度成長を継続しようとする手元資金が不足する。そのため、民間投資の導入が資金不足の穴を埋める重要な選択肢となる。

電化率の向上は、系統電力によるものは TANESCO が担当し、次章で紹介するようなオフグリッド電源での電化率の向上プロジェクトは地方電化庁 (REA) が担当している。そして、電力システムマスタープランのもとでこれらの活動を総合する形で「タンザニア電源開発・アクセス向上プロジェクト (TEDAP)」やグリッド拡張プロジェクトが推進されている。<sup>6</sup> このような電化推進の主な成果としては、グリッドの延長により TANESCO の電力系統に接続されたミニグリッドが 11 件 (46MW)、接続合意書 (LOI) が締結されたものが 6 件 (31MW) に上るほか、民間によるミニグリッド、SSMP(Sustainable Solar Market Package)や独立システム設置などに対する REA の支援、AFREA(African Renewable Energy Access)と TEDAP による Lighting Rural Tanzania プロジェクトなどにより 10 万世帯以上の家計が電化の恩恵を受けたとされている。<sup>7</sup>

現在ある電力産業に関係する戦略と政策を表 3.1.2-1 にまとめて表示する。1992 年に最初の国家エネルギー政策が策定され、2003 年には、国内成長目標を達成するための低廉な電力供給の促進を目指して改正された。2008 年に施行された電力法では電力産業再編のプラットフォームが用意され、エネルギー大臣の監督のもとに、効率の向上、民間投資の助長と地域間電力貿易の促進を図り、競争を推進することを目指して電力産業の再構築が行われることになった。

<sup>5</sup> Planning Commission, “The Tanzania Development Vision 2025”, 1995

<sup>6</sup> MEM 「Power System Master Plan (PSMP) 2012 Update」 2013 年 5 月

<sup>7</sup> MEM/UNDP 「Tanzania’s Sustainable Energy for All - Action Agenda」 2015 年 12 月

表 3.1.2-1 電力産業に関する法律・戦略・政策

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| Laws                        | The Electricity Act, 2008  |
|                             | The Rural Energy Act, 2005   |
|                             | The Energy and Water Utilities Regulatory Authority Act, 2001            |
| Strategy & Plan             | Tanzania Development Vision 2025   |
|                             | National Strategy for Growth and Reduction of Poverty (Mkukuta II), 2005 |
|                             | The National Energy Policy, 2003   |
|                             | The Tanzania Five Year Development Plan 2011/12 - 2015/16                |
|                             | The Tanzania Five Year Development Plan II 2016/17 - 2020/21 (May 2016)  |
|                             | Strategic Plan 2011/12 - 2015/16   |
|                             | The National Natural Gas Policy of Tanzania - 2013                       |
|                             | Electricity Supply Industry Reform Strategy and Roadmap, 2014            |
|                             | Sustainable Energy for All (December 2015)                               |
| National Energy Policy 2015 |  |

この方針に沿って 2014 年 6 月に電力産業改革と戦略ロードマップが発表されが、その内容については第 3.3 節で説明する。この改革を実行する過程では、現在の電力法および関係法規の見直しと改正が必要になる。

このような状況の中で 2015 年 12 月に「国家エネルギー計画 2015」が発表された。これは国家エネルギー計画の第 2 版で、これまでに発表されたエネルギーに関する諸政策を整理統合し、各エネルギー部門の課題と政策目標を明示したものである。そこでは、電力部門の政策目標として下記の項目が掲げられている。

- a. エネルギー資源の効率的利用と国際取引を推進し、エネルギー安全保障を改善する。
- b. 電力供給の信頼度を強化し、送配電網のカバーする範囲を拡大する。
- c. 再生可能エネルギーの利用を推進し、電源構成における構成比を引き上げる。
- d. 地方電化を推進し、社会経済の変革を支援する。
- e. 電力供給産業への民間参加を助長する。

現在発電部門の直面している課題は国内市場への十分な電力供給と国際取引の推進とであり、部門別には下記のような課題が指摘される。

- a. 石油と天然ガス：現在大量のガス焼き発電所が建設中で 2019 年までに 1,500MW が増設される予定であるが、発電用での利用は天然ガスの利用として必ずしも最も効率的、経済的な手段とは言えない。また、輸入石油製品（軽油及び重油）が発電用に使用されている。
- b. 石炭：石炭は主要国産エネルギーの一つだが、資金や技術の不足、その他の理由によりまだ十分利用されていない。
- c. ウラニウム：Ruvuma 州および Dodoma 州にはウラニウムが賦存しており、将来原子力発電を導入する機会を提供するものといえる。原子力の導入には様々な課題があるが、エネルギー計画では国際的なスタンダードに沿った原子力発電導入の展望を作成することとする。

- d. 水力：水力発電のポテンシャルは4.7GWと膨大だが、様々な課題のためまだ12%しか利用されていない。
- e. 水力以外の再生可能エネルギー：太陽光、風力、バイオマス、地熱などがあげられる。このうち既に商業化技術が確立している太陽光とバイオマスではかなり導入が進んでいる。
- f. 地域電力プール：国産エネルギー資源のポテンシャルに鑑み、タンザニアは地域電力プールを国内電力需要充足の手段の一つとする。地域電力融通システムへの参加により電力供給の安定化と安全保障の強化が期待される。

電力部門の直面する課題としては供給の質、信頼性、および安全保障の改善、不十分な民間参加、十分な開発資金の調達、技術的ロスおよびその他のロスの削減などがあげられる。

このような状況のもと、政府は需要を充足するに足る供給の安全保障を改善するため次のような政策を進めるべきである。

- a. 民間投資を推進するためコストを反映した料金の実現を強化する。
- b. エネルギー資源の効率的な利用を推進する。
- c. 電力の国際取引を推進する。
- d. 原子力発電を推進する環境を整える。

送配電部門における目下の課題は送配電網の信頼度の向上とカバー範囲の拡大である。

現在の送電システムでは220kV、132kV、66kVの送電線でグリッド上の変電所が連系されている。現在の送電システムの能力は設備の老朽化、高い技術的ロス、適切な補修、オーバーロードなどの要因によりピーク時間帯には厳しい制約が発生している。このほか、送電網強化の課題としては破壊行為や土地および通行許可の確保などがあげられる。

配電システムでは33kV、11kVおよび0.4kVの配電線が使用されている。電力供給率の国家目標を達成するには配電網の拡大が必要である。課題としては設備の老朽化、破壊行為、停電、技術的ロスおよびその他の理由によるロス（盗電）などがあげられる。

送配電網の信頼度向上とカバー範囲拡大のため、政府は次のような政策を実施すべきである。

- a. 送配電網の建設及び補修投資をタイミングよく実施する。
- b. 近隣諸国との系統連系を推進する。
- c. Independent System Operator、Independent Market Operatorを創出するための適切な法体系を整備する。
- d. 送配電ロスを削減する。
- e. 配電網へのオープンアクセスを可能とする制度を確立する。

上記の国家エネルギー計画に掲げられた事項は今後の電力供給政策の中核となる原則を示すものである。なお、現在編集中のPower System Master Plan 2016 Updateでは、これらの方針に沿った最近の電源及び送配電網増強計が織り込まれる方向にある。一方、第3.3節で解説する「電力産業改革戦略とロードマップ」は今後における電力市場政策の道筋を示すものである。



### 3.2 電力部門の組織と機能

#### 3.2.1 エネルギー鉱山省

エネルギー鉱山省（MEM）の組織は、図 3.2.1-1 に示すように、経営/管理部門に加え、エネルギー、宝石資源、鉱物資源に係る戦略と政策を担当する 3 部門とで構成されている。

エネルギー部門には、局長の下に石油課、電力課、新・再生可能エネルギー課、エネルギー開発課、天然ガス利用計画課の 5 課が配置されている。石油・天然ガスの上流部門活動は石油課が担当し、天然ガスの下流部門の活動は天然ガス利用計画課が所管している。電力事業は電力課が所管し、関連政策は電力課とエネルギー開発課が合同で所管している。新再生可能エネルギー課は新再生可能エネルギーを活用した地方電化を担当している。炭鉱については、採掘免許を含めて鉱山課が所管している。タンソート・ユニットはダイヤモンドなどの宝石資源の管理を担当している。

このほかエネルギー鉱物資源省の所管する機構として、鉱物資源研究所、タンザニア地質調査所、タンザニア鉱物資源監査局がある。

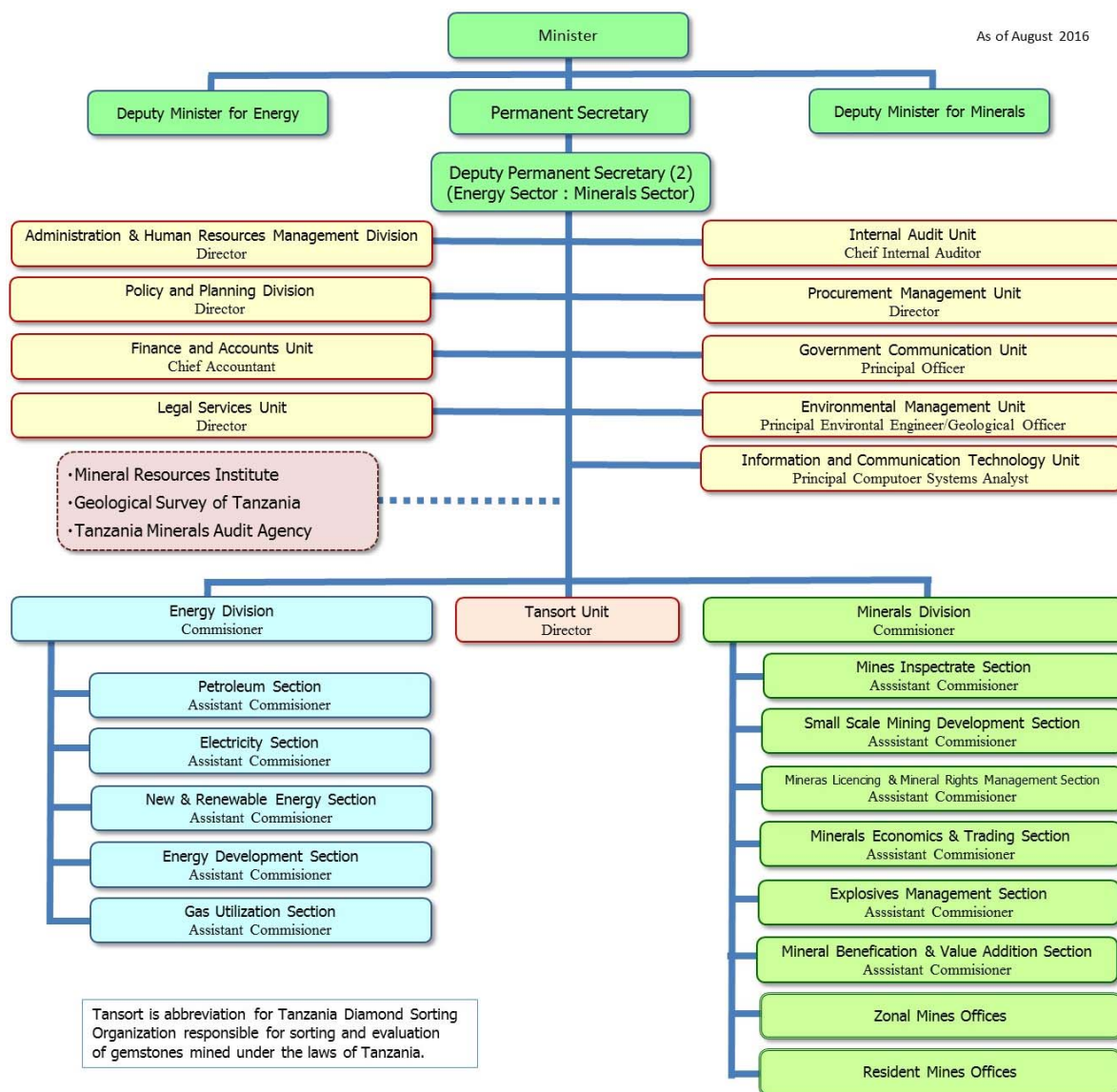


図 3.2.1-1 エネルギー鉱山省の組織図

### 3.2.2 TANESCO

図 3.2.2-1 に示すように、タンザニア電力供給公社の組織は、社長（Managing Director）のもとに、経営/支援部門と、発電、送電、投資、配電・お客様サービスの4つの本部が置かれている。

発電本部は TANESCO が所有する発電施設、全国電力網に接続するものと非接続の発電所を含む全発電施設を所管している。

送電本部は全国電力網の最適操業とメンテナンスを所管している。

配電・お客様サービス本部は、配電ネットワークを所管し、電圧 33kV と 11kV の配電網経由で 400/230 ボルトに降圧して一般家庭、軽商業、軽工業向けに供給している。大型商業施設や重工業には 33kV、11kV で電力を直接供給している。また、全国に、湖沼地方、北部地方、中央地方、ダルエスサラームおよび沿岸地方、南西地方の5つの地方事務所がある。

投資本部は、研究開発、戦略立案、主要プロジェクト遂行管理の3つの主要機能を所管している。

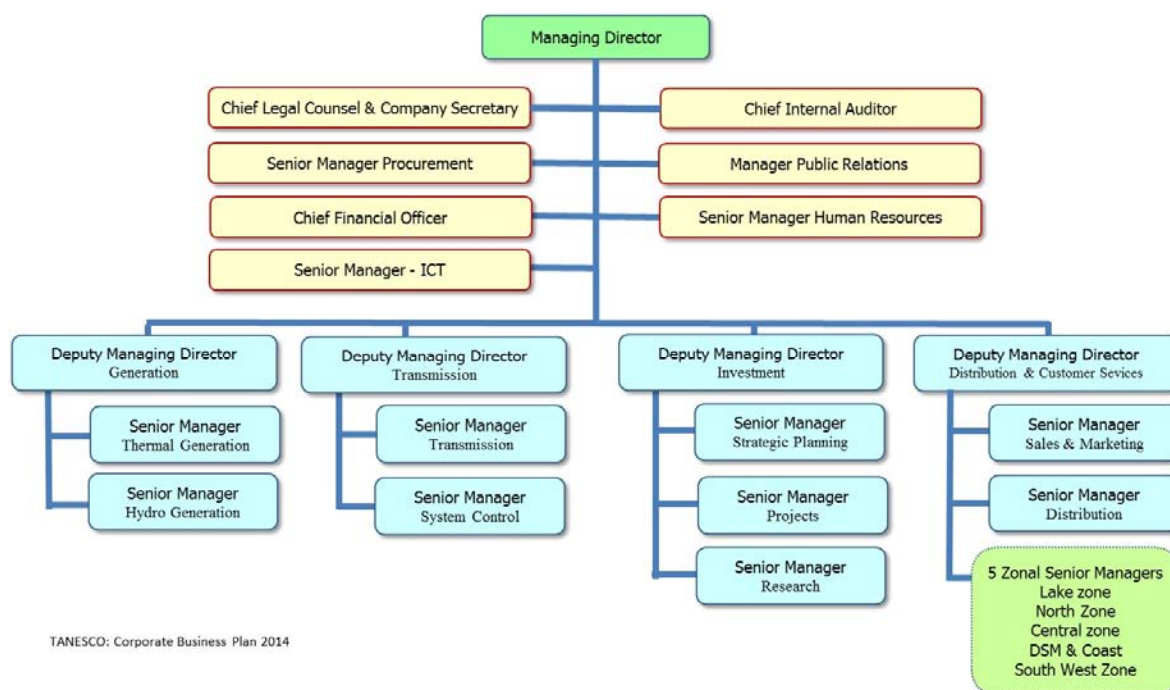


図 3.2.2-1 TANESCO の組織図

### 3.3 TANESCO の事業概要

TANESCO の主要事業はタンザニア本土での発電、売電、送電、配電およびザンジバルと近隣諸国への電力供給である。2016 年 12 月に発表された同社の最新の年次報告書によると、同社の事業概要は以下の通りである。<sup>8</sup>

<sup>8</sup> National Audit Office, “Report of the Controller and Auditor General on the consolidated financial statements of Tanzania Electricity Supply Company Limited for the 18-month period ended 30<sup>th</sup> June 2015.” 同社は 2014/2015 年度財務省通達 11 号に従い、国家財政年度に合わせて会計年度を 12 月末締めから 6 月末締めに変更した。この結果、最新の会計年度は 2015 年 6 月までの 18 ヶ月分である。この報告書が同社の事業概要を説明している最新版である。同社はこれまで「事業計画書（CBP : Corporate Business Plan）」を発表してきたが、その最新版は 2014 年 12 月に発表された CBP 2015 で、内容がいささか古くなっている。このため、ここでは最新の監査報告書に沿って同社の事業概況を説明する。

### 3.3.1 事業の概要

2015年6月末時点での TANESCO の事業概要は以下の通りである。

- 1) 発電は7ヶ所の水力発電所及び23ヶ所の火力発電所で行っている。水力発電所全部と5ヶ所の火力発電所は国家電力網に連繫されている。
- 2) ウガンダ、ケニヤ、ザンビアから電力を輸入しており、ケニヤには輸出も行っている。
- 3) 独立発電事業者（IPP）と長期電力購入契約を締結している。対象は、Independent Power Tanzania Limited (ITPL), Songas Limited, Tanganyika Wattle Company Limited (TANWAT) TPC Limited, Andoya, Mwenga and Ngobeni である。
- 4) 緊急電力供給会社（EPPs : Emergency Power Producers)である Aggreko 社と Symbion 社より電力を購入していた。（これらの EPP 契約は2016年までにすべて廃止された。）

直近の会計年度における主要な事業概況を表 3.3.1-1 に示す。

表 3.3.1-1 2015 会計年度（6 月末までの 18 ヶ月）における TANESCO の主要事業活動状況

|  | Plan      | Actual    | Actual    | Percentage |
|--|-----------|-----------|-----------|------------|
|  | 18        | 18        | 12        | change     |
|  | months to | months to | months to | from prior |
|  | 30th June | 30th June | 31st Dec  | year       |
|  | 2015      | 2015      | 2013      |            |
| Services lines completed during the period /year                                       | 375,000   | 309,250   | 143,113   | 116.09     |
| Number of pending service line applications  | -         | 55,196    | 63,273    | -12.77     |
| Units sold during the period/year (million)  | 8,620     | 7,727     | 4,776     | 61.79      |
| Additional 33kv and 11kv lines during the period/year (km)                             | 489       | 1,148     | 3,843     | -70.13     |
| Total length of 33kv and 11kv distribution lines completed during the period/year (km) | 23,562    | 20,852    | 23,073    | -9.63      |
| Total length of low voltage lines by the end of the period/year                        | 36,935    | 40,822    | 35,309    | 15.61      |
| Distribution transformers installed during the period/year                             | 3,761     | 1,214     | 444       | 173.42     |
| Total number of distribution transformers by the end of the period/year                | 14,887    | 12,340    | 11,126    | 10.91      |
| Total number of consumers by the end of the period/year                                | 1,538,967 | 1,473,217 | 1,163,967 | 26.57      |
| Total number of staff  | 7,488     | 6,328     | 5,990     | 5.64       |
| Customer/staff ratio   | 206       | 241       | 194       | 24.23      |

Source: TANESCO's Annual Report (National Audit Office, "Report of the Controller and Auditor General on the consolidated financial statements of Tanzania Electric Supply Company Limited for the 18-month period ended 30th June 2015)

### 3.3.2 2015 会計年度に実施された主要事業

2015年6月末までの18ヶ月の期間に実施された主な事業活動は下記の通りである。

- 1) 7つの県（Kigoma, Mwanza, Dodoma, Morogoro, Tanga, Iringa, Mbeya）における送電網の

拡大と変電所の強化。

- 2) 2,500 の村と 133 の市区に及ぶタンザニア本土全域での電化プロジェクトの実施。この事業は 6 ヶ所の昇圧変電所の建設を含み、現在も進められている。このプロジェクトでは 13,600km の中圧配電線、7,000km の低圧配電線の建設、3,100 ヶ所の配電用変圧器の設置を予定しており、その初期では 25 万件の新規需要家への接続が行われる。最終的には、インフラ設備の新設により 125 万件の新規需要家に接続を行う予定である。その費用はすべて政府の地方電化基金（REF）で賄われており、総額は 8,810 億シリングに上る見込みである。
- 3) タンザニア電力開発・電化促進プロジェクト（TEDAP：Tanzania Energy Development and Access Expansion Project）を実施中であり、電力サービスの質と効率の向上、持続可能な電化推進基盤の構築を目指している。この事業には 6,770 万 SDR の IDA クレジットから 4,980 万 SDR が TANESCO への補助金として充てられている。
- 4) 第 5 次電化計画により Mwenza, Simiyu, Geita, Shinyanga 各県での配電線の建設、Dar es Salaam と Arusha 県での変電所の強化工事を実施している。これにはアフリカ開発銀行（AfDB）の 2,668 万単位（UA）が充てられている。これまでに配電線は 91.5 %、変電所は 68%が完成している。
- 5) 日本の JICA の資金によりダルエスサラームで変電所の改修、新線及び変電所の新設工事を行っている。このプロジェクトは 2015 年 2 月に始まっており、60MVA 132/33kV トランス 2 基の建設、Ubungu/Ilala 第 2 ラインの 132kV 第 2 回路へのつなぎこみ、15MVA 33/11 kV の変圧器新設による Msasani 変電所の拡張、Jangwani beach、Muhimbili、Mwananyamala での 15MVA 33/11 kV の 3 変電所の新設を実施している。プロジェクトは 2017 年 6 月完成の予定である。
- 6) 2013 年に Kinondoni South 地区を対象に Geological Information System (GIS) データベースを構築した後、現在 Ilala, Kinondoni North, Coast and Temeke の 4 地区を新規対象地区とし、2015 年 2 月より拡大作業を開始した。このデータベースはネットワーク計画、解析、運用及び資産管理に活用する計画である。
- 7) Makambako/Songea 220 kV プロジェクトを実施中で、沿線にある Njobe、Namtumbo、および Mbinga 地区の電化も同時に実施する。このプロジェクトはスウェーデン政府の資金により実施している。
- 8) Iringa/Shinyanga に 400kV 送電線と変電所を建設する Backbone Transmission Investment プロジェクトを実施中である。このプロジェクトでは同幹線沿いでの地方電化も実施する。これには政府予算と複数の支援国からの資金が充てられている。

### 3.3.3 送配電ロス

近年送配電ロスの改善は目覚ましいものがあり、下記のような活動が成果を上げている。

- 1) 料金後払いメーターを前払いメーターに交換
- 2) 変電所、配電線の境界、トランスなどでの通電量の計測
- 3) 不良メーターの交換
- 4) メーター検査の強化
- 5) 保守作業の強化

表 3.3.3-1 送配電ロスの実績: 2010-2015

|                   | 2010                       | 2011  | 2012  | 2013  | 2015                   |
|-------------------|----------------------------|-------|-------|-------|------------------------|
|                   | 12 months to 31st December |       |       |       | 18 months to 30th June |
| Distribution Loss | 17.8%                      | 15.3% | 15.8% | 12.8% | 12.1%                  |
| Transmission Loss | 5.6%                       | 6.1%  | 6.1%  | 6.2%  | 6.1%                   |
| Total             | 23.4%                      | 21.4% | 21.9% | 19.0% | 18.2%                  |

Source: TANESCO

同社の売り上げ防衛ユニット（RPU：Revenue Protection units）は全県で盗電防止キャンペーンを実施している。今期は 211,361 件の需要家で検査を実施し、3,631 件の需要家でメーター誤差を検知した。その結果 91.7 億シリングの未収分があったことを証明し、これを課金し、追徴している。

また、施設破壊や盗電に関する情報提供者への報奨金支払いなどによる地域社会との連携強化キャンペーンを実施している。特に次のような活動を重点的に実施している。

- 1) 施設破壊の影響の一般周知と教育
- 2) TANESCO と警察による送配電線の頻繁なパトロール
- 3) トランス油盗難頻発地区でのドライタイプトランスの採用
- 4) 送電線沿い地区でのガード契約の強化

### 3.3.4 需要家数と需要家/社員比率

総需要家数は表 3.3.4-1 に示すように増加を続けている。しかし、積極的な電力システム拡大策実施のために社員の採用を増やしたため、直近では需要家/社員比率はやや上昇している。

表 3.3.4-1 需要家数と需要家/社員比率の推移

|                               | 2007        | 2008    | 2009    | 2010    | 2011    | 2012      | 2013      | 2015        |
|-------------------------------|-------------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-------------|
|                               | End of year |         |         |         |         |           |           | End of June |
| Total number of customers     | 667,490     | 723,823 | 783,311 | 849,236 | 932,385 | 1,020,854 | 1,163,967 | 1,538,967   |
| Total number of company staff | 4,695       | 5,527   | 5,550   | 5,664   | 5,885   | 5,915     | 5,990     | 7,488       |
| Customer/Staff Ratio          | 142         | 131     | 141     | 150     | 158     | 173       | 194       | 206         |

Source: TANESCO

## 3.4 電力産業改革

ESI 改革案とそのロードマップの策定のために MEM は PWC (Price Waterhouse Coopers) をコンサルタントに起用し、2014 年上半期に同社のレポートを MEM, TANESCO, 米国ミレニアム・チャレンジ公社 (MCC), REA, 大統領府、EWURA, タンザニア工業・商業労働者労働組合 (TUICO), エネルギー開発パートナーグループ (EDPG), 財務省 (MoF) 等の様々な関係者に回付して検討が行われた。同案は内閣官房との調整を経て 2014 年 6 月 18 日の閣僚技術委員会 (IMTC) に付議され、承認後、2014 年 6 月 20 日付で「電力産業改革戦略とロードマップ 2014 - 2025」として閣議承認された。この内容は 2016 年 5 月に発表された「第 2 次五カ年発展計画」においても電力自由化の道筋を示すものとして引用されている。<sup>9</sup>

<sup>9</sup> The Tanzania Five Year Development Plan II 2016/17 - 2020/21, p.109.

### 3.4.1 電力供給改革戦略

1995年に、タンザニアが強力で韌性に富む経済を構築した中所得国となり、全国民が良質な生活を送ることを目標とする「タンザニア開発ビジョン2025」が発表された。タンザニアのESIは過去20年間この目標を追求するなかで多くの課題に直面し、様々な対応策を講じてきた。たとえば、電力供給能力の不足や投資の積み残しとこれに伴う電力部門への民間投資の呼びかけ、電力への接続率とアクセスレベルの向上、電力供給の安全性と信頼性の増加、技術的ロス・非技術的ロス（盗電）の減少、電源の多様化、TANESCOの財政改善策などがあげられる。

タンザニア政府はこれらの課題に対処するため様々な改革を実施してきた。過去の改革戦略を補うことを目指し、重要な利害関係者との包括的な協議、現行法制や過去の研究・経験などの再検討を通じて新電力供給改革戦略を展開してきた。その結果、同戦略のもとでTANESCOを相互に独立した発電、送電、配電企業へと段階的に分割し、送電部門を除くサプライチェーンへの民間企業の参入を進めることに重点を置く方針が提案された。また、改革の円滑実施に必要な活動を細かく示すためのロードマップが制定された。

この改革の主目的は電力産業の管理運営と実行能力を改善することであり、良質のサービスの提供、発電、配電に対する民間投資環境の改善、電力への接続とアクセスレベルの向上などを通じて持続可能な社会経済的変革を実現し、同時に環境保護を図ることである。具体的な改革目標は以下の通りである。

- a. 国家開発目標を後押しする電力産業の創出
- b. 環境面で健全で持続可能な形態を持つ高効率の電力産業の確立
- c. 電力産業の財務および商業面の事業能力の向上
- d. 電力産業への民間投資の誘致
- e. 十分な量の、信頼できる低廉な電力供給の確保

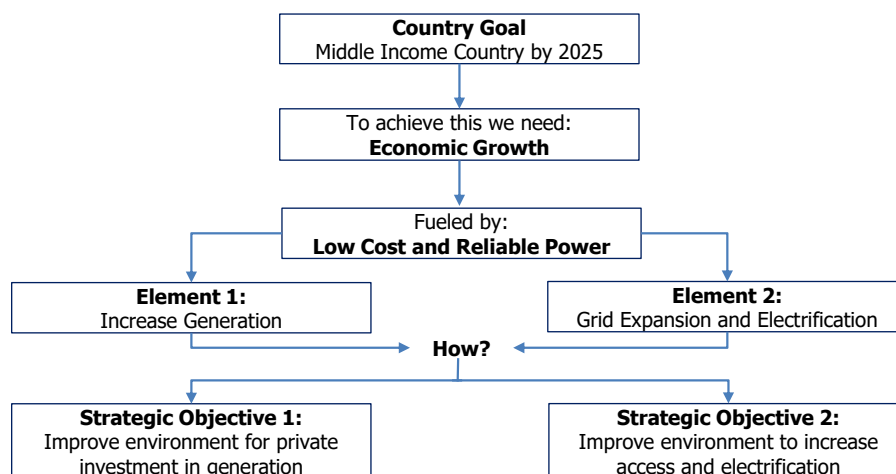


図 3.4.1-1 電力改革の主目標

電力産業改革の主要活動としては、TANESCOの運営および財務収支の改善、電力産業の管理運営能力の向上、民間投資導入の強化などがあげられる。同戦略の目的は電力産業に投資を呼び込み、国家成長目標達成の支えとなる環境を創出することである。同戦略の内容については、ロードマップにおいて個別のサブ分野での活動、時間的な流れや資金需要などが説明されている。

### 3.4.2 電力市場のモデル

電力産業では図 3.4.2 1 に示すように 4 つの市場モデルが考えられる。

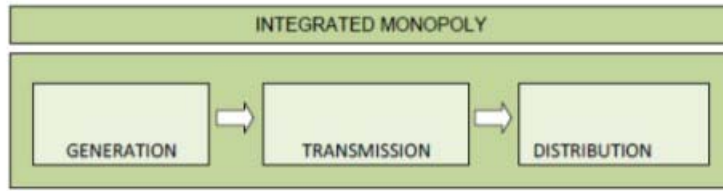
統合独占市場モデルでは、単一事業者が全分野の電力事業を運営し、競争は存在しない。一般的には、国有の公益事業会社が全ての公益サービスを提供する形態である。

シングルバイヤーモデルでは発電部門に競争が導入されるが、供給者側には選択の余地がない。IPP は電力販売契約（PPA）を基として、単一購入機関にしか販売できない。購入機関は電力を購入したのち、最終消費者に対して独占的な関係を持っている配電事業者に送電する。このモデルの主目的は発電能力不足を防ぐため民間投資家による発電所建設が進むよう投資を呼び込むことである。これが現在のタンザニアの市場構造である。

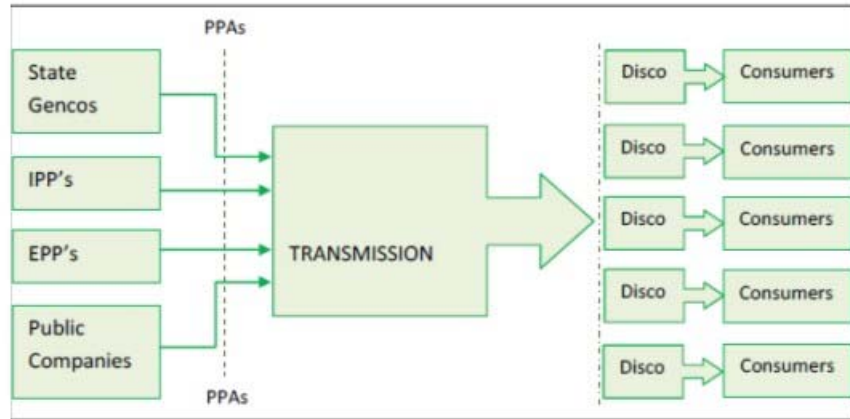
卸売競争市場モデルでは、全ての発電事業者が送電網へのオープンアクセスが可能で、発電事業者は競争して様々な配電事業者へ直接販売を行う。取引契約は、契約量と実際の需給との調整を行うため、ネットワーク上で電力取引が行える仕組みとなっている。配電事業者は、引き続き、最終消費者に対して独占的販売を行う。

小売競争モデルは、発電事業者が配電事業者、小売事業者、最終消費者のすべてに対して競争による直接販売を行い、顧客は供給者を選ぶことができる形態である。機能としては配電と小売りは別のものだが、一部の配電事業者は小売も手掛ける。発電事業者は規制された使用料金の支払いを前提に送電もしくは配電網にアクセスすることができる。送電、配電ともに取引規則と取引協定の設定が必要である。最終消費者は小売業者、小売・配電事業者、あるいは発電事業者のいずれからも直接電力を購入することができる。

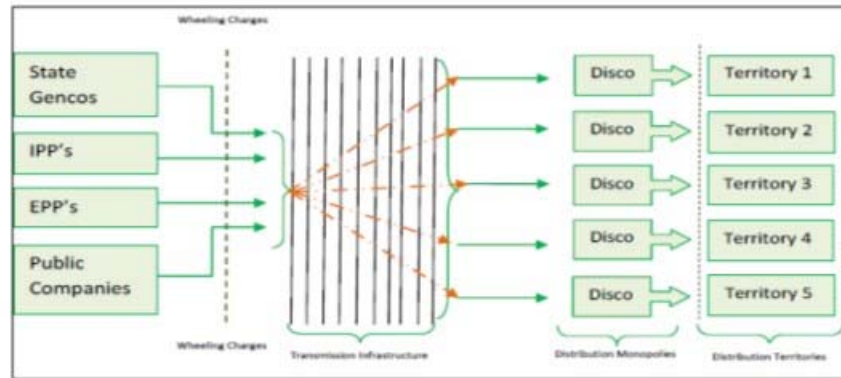
Integrated Monopoly Model



Single Buyer Model



Wholesale Competition Model



Retail Competition Model

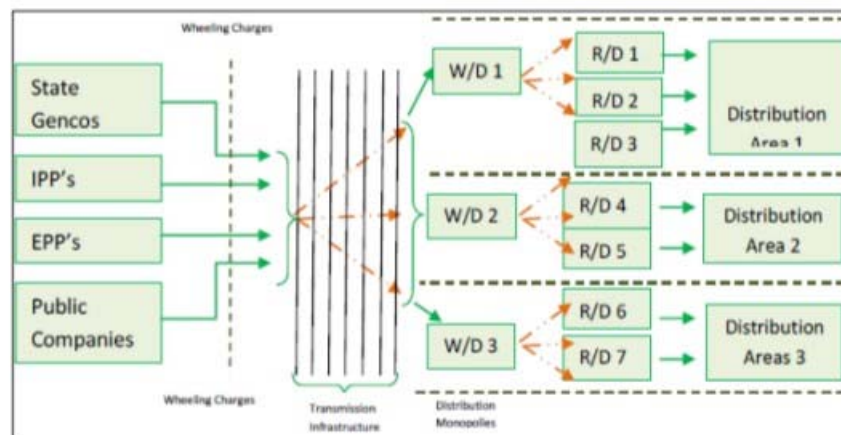


図 3.4.2-1 電力産業構造の各種モデル

### 3.4.3 ロードマップ

現在、タンザニアの電力産業はシングルバイヤーモデルで運営されている。今回提案された産業改革案ではタンザニアの電力産業が現在のモデルから小売り競争モデルへと段階的に移行する計画とされている。これを実行するため、ロードマップには次の10年間において電力市場でどの



ような取り組みが行われるべきかの概要が記されている。その目指すところは以下のとおりである。

- a. 民間部門、公共部門両者からの投資の増加
- b. 民間部門の参加の促進
- c. 電力への接続とアクセスレベルの向上
- d. 発電と供电分野での電源選択の多角化
- e. 低廉で信頼性のある電力供給の推進
- f. システム・ロスの削減
- g. 競争力のある卸売市場と小売電力市場の創設

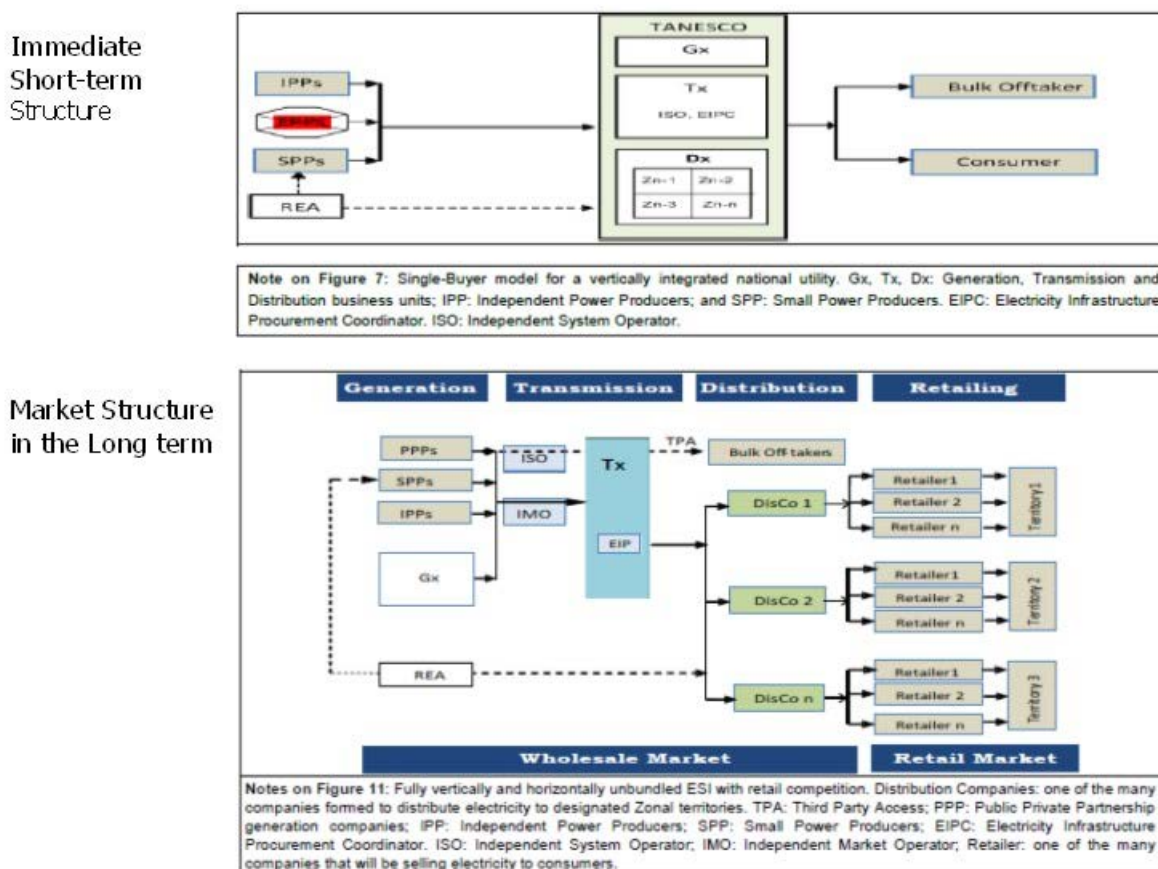


図 3.4.3-1 ESI 改革の目標とする市場構造

同戦略では 2025 年までに完全な電力競争市場を構築することを目標とし、これを 4つの段階に分けて徐々に進めるとしている。これらの段階は、直近期間（2012 年 7 月－2015 年 6 月）、短期（2015 年 7 月－2018 年 6 月）、中期（2018 年 7 月－2021 年 6 月）、長期（2021 年 7 月－2025 年 6 月）の 4 期間に区分されている。直近期間では、TANESCO は事業範囲の規定された事業会社と独立電力管理機構（ISO）、送電部門に組み込まれた電力インフラ調達コーディネーター（EIPC）のすべてを持つ垂直統合会社である。

図 3.4.3-2 に示すように、電力市場構造は段階的に進化させる計画である。2017 年には、発電部

門は送電、配電部門から分離される。2021年には、配電部門が送電部門から分離される。最後は、配電部門が水平分割され、長期的には完全に分割された、発電部門と小売部門で構成される競争市場が実現される。

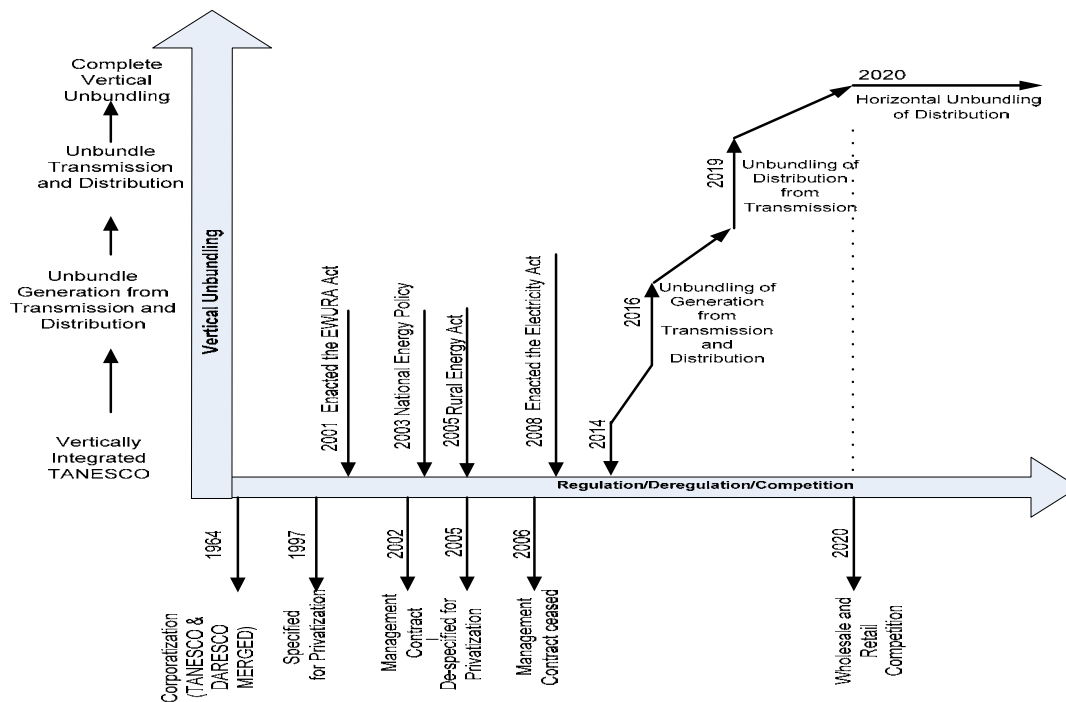


図 3.4.3-2 タンザニア電力産業改革への道程

今回のプロポーザルでは、「ロードマップは生き物であり、産業改革の進捗と市場の状況を考慮しつつその時々課題を検討して定期的に見直す必要がある」と注記されている。また、電力産業戦略は以下のようにその実現を妨げる多くのリスクにさらされていると警告している。

- a. 戦略の実施が遅れると、電力産業の改善が次第に困難となる。
- b. 発電事業者の数が増加しないと、政府独占よりも性質の悪い民間独占状態に陥る。
- c. 小規模電力システムの分割は事業者の経費増加を引き起こすだけで、望ましい競争レベルは達成できない。
- d. 十分研修を受けた熟練労働者が確保できるかどうかは極めて重要な事項である。政府は大規模な人材開発を行うべきである。
- e. 円滑な移行と実施を確実にするため、利害関係者との継続的な協議を通じて変化への抵抗感を取り除くことが必要不可欠である。
- f. TANESCO の財政状態改善の遅れは改革目標の達成に負の影響を及ぼす。

特に、電力産業戦略実現の成功は、知識と技能を持つ技術者と必要な投資資金を確保できるかどうかにかかっている。電力産業改革戦略は11年以上の歳月と約11.5億米ドル（1.9兆タンザニアシリング）の資金を要すると見積もられている。この資金は表3.4.3-1に示すように、TANESCOの負債（4.12億米ドル）、現在のIPPの固定料金（6.35億米ドル）とその他の費用（1.012億米ドル）を賄うのに必要とされるものである。

表 3.4.3-1 電力産業改革予算の見積額

| Time frame     | Major Activity   | Amount       |
|----------------|--|--------------|
|                |  | US\$ million |
| Immediate term | TANESCO turn-around and preparations for short tem   | 345.0        |
| Short term     | Unbundling of Generation from Transmission and distribution segments   | 386.9        |
| Medium term    | Unbundling of Distribution from Transmission segment   | 414.5        |
| Long term      | Introduction of Retail competition market and preparation for Listing Generation and Distribution Companies at DSE | 344.9        |
|                | Total  | 1491.3       |

### 3.4.4 当面の活動と必要な予算

2014年6月に海外ドナーとの会合が開催され、エネルギー鉱物資源省事務次官がロードマップにおける「直近期間の主要活動計画」を発表した。その内容は表3.4.4-1に記すとおりである。また2014年7月に「戦略」の実施が始まり、改革の直近期間（今後1年間）における活動での予算の不足額は12.01億米ドルであると発表した。同省は、改革を成功に導くために全ドナーからの関係活動への協力を求めている。

表 3.4.4-1 ロードマップ - 直近期間の主要活動 2014年7月-2015年6月

| Major Activities   | Timeframe | Cost (US\$ million) |
|--|-----------|---------------------|
| Establish a Task Force with mandate to monitor the implementation of the Roadmap                     | Aug-14    | 100                 |
| Establish a Transformation and Change Management Team (TCMT) at TANESCO to manage the reform process | Aug-14    | 200                 |
| Initiate valuation of TANESCO's generation, transmission and distribution assets                     | Dec-14    | 300                 |
| Assess Human Capital Needs and prepare Capacity Building Programme                                   | Mar-15    | 200                 |
| Carry out management information system audit  | Jun-15    | 300                 |
| Reviewing of the Electricity Act 2008, in particular, Section 41(6)                                  | Jun-15    | 0.5                 |
| Improve TANESCO financial performance  | Dec-15    | 100                 |
| Designate Grid Control Center as Independent System Operator (ISO)                                   | Dec-15    | 0.5                 |
| Review tariff structure and develop Grid Codes to guide transmission and distribution operations     | Dec-15    | 100                 |

### 3.4.5 今後の課題

これまで提案された電力産業改革戦略の中で繰り返し述べられた通り、最大の課題はこれを実行するための資金と熟練技術者をいかにして確保するかである。同時に、規模の経済と安定供給のトレードオフ、設備の長寿命などに起因する電力産業特有の経済原理や社会的要請により招来される他の重要事項にも注意すべきである。

電力供給システムは巨額の投資と長い建設期間を要する巨大な社会装置であり、投資は「規模の経済、空間の経済、供給安定性の経済」に大きく影響される。大半の設備の寿命は長く、一度建設してしまえば簡単には交換できない。あとで物理的にシステムを再構築するのは費用と時間の無駄遣いである。他方で、電力は、現代社会において国民全員に社会的に公平な価格で供給されるべき必要欠くべからざる基本財である。このような電力産業の基本的特徴を無視して、自由市場システムさえ導入すれば十分な投資が喚起されるとか、最も効率的で社会的便益の高い電力供給システムが実現できるということを期待すべきではない。国際市場には多くの投資機会があ

り、そこでの競争に打ち勝たなければ投資は呼び込めない。現実には TANESCO の巨額の未払い残高が増加を続けており、電力産業への投資を促進するうえでその解消は喫緊の課題である。対応を誤れば、辛酸をなめた EPP の導入のような事態を繰り返すことになりかねない。

発電コストに目を向けると、例えば、今日世界で最も効率のいい火力発電プラントは 1,000MW 級のものであり、最新式の 1,000MW 級のコンバインドサイクルガスタービン (CCGT) 発電機は発電効率 60%を実現しているのに対して 200MW 級のシングルサイクルガス発電機では 40%程度である。最新式の超臨界圧石炭火力 (USC) 発電機は 45%の効率を実現しているのに対し、200MW 級の亜臨界石炭火力 (SC) 発電機は 35%程度である。全プラント・ライフで考えると、より効率的なプラントの方が大幅に燃料消費を抑えることができ、費用も安い。

システムの安定性を考えると発電プラントの規模をあまり大きくできないという議論がある。しかし、現在のシステムが小規模でもいずれ大規模な発展が望まれるなか、一過性の「小規模なシステムのバランス」を追求するのは長期的に見て得策とは言えないだろう。さらに、石炭山元発電のように当面送電ルートが一方通行でループが形成されていない状態であれば、送電線にトラブルが起きれば 1 基の規模が小さくても発電機数基分が共倒れすることも起こりうる。「N-1 (発電機 1 基分のトリップのみ)」を重視するなどシステムの安定性に重きを置く発想は安定期に入ってからのもではなかろうか。安定期以前のシステムの発展過程ではもっとダイナミックなシステム管理手法を取り入れ、長期的な視野に立って発電効率の向上を図ることが大切だと考えられる。

一方、電力産業改革戦略ではタンザニアの発電能力は 2025 年までに 10,000MW に到達すると見込んでいる。しかし、タンザニアの市場規模を考慮すると、世界トップクラスの 1,000MW 級の巨大プラントが 1 基建設されてしまうと、次の大型プラントが早い段階で競争相手として参入することは難しい。もし巨大プラントが広範囲の電力供給をカバーするものとして計画されるのならば、サービス・エリアを完全にリンクする必要があり、遠隔地への送電費用は多額に上るだろう。「空間の経済」は不利に働くことになる。また、1,000MW 級のプラントによって 10,000MW 級のシステムを賄おうとすると非常に高い予備率が求められることになり、システムの安定性と信頼性にも疑問が残る。競争だけでは、現実の事業が直面するこれらの問題を総合的に解決するのは困難である。

加えて、市場競争が効果的に働くように十分な数の参加者を市場に誘致する場合、管理費の比率が高いまま発電プラントの標準サイズが小規模になってしまう可能性がある。発電効率の低い小型プラントは、一度建設された場合、寿命を残しての廃止を敢行しない限り、20-40 年にもわたって運転が続くことになる。したがって、超長期を対象とする電力供給システムの最適化を図ることが高効率経済を構築する上では極めて重要である。市場化は、高効率電力供給システムの構築を最終目標に据え、市場規模と電力供給システムの規模拡大の進展状況を勘案しつつ、市場化が効率向上をもたらすことを条件として一歩ずつ進めるべきであろう。

一方、需要側でも、競争とユニバーサルサービスの共存は容易ではない。大市場に住んでいる消費者は供給者の競争によって快適なサービスの向上を享受できるだろう。しかし、地方に住む消費者は競争による恩恵を受けることができないどころか、市場から置いてきぼりを食い、社会的に公平な価格での信頼できる電力供給を失う可能性すらある。市場に競争を呼び込むには、タンザニア開発ビジョンに描かれた精神が正しく実現できるように、電力供給産業とその市場のあらゆる側面に対して注意深い配慮を払うことが必要である。

## 第4章 エネルギー需要

タンザニア国のエネルギー需要動向について分析を行う。対象となるエネルギーは、石炭、石油製品などの化石燃料、薪炭などの再生可能エネルギーとする。また、使用するデータは、International Energy Agency (IEA) のエネルギー需給データをもとにタンザニア国当局からの最新データを追加したものである。

### 4.1 エネルギーバランス

タンザニア国のエネルギーバランスは以下の表の通りである。エネルギーバランスとは、エネルギーの供給、転換部門での消費または生成、最終部門での消費をあらわしたもので、エネルギー供給源としてはエネルギーの生産、輸入、転換部門からの生成などがあり、転換部門としては、電力部門、石油精製部門、石炭製品生産部門、薪炭生産部門などがある。最終消費部門としては、IEA 統計では、工業部門、輸送部門、農林/漁業部門、商業サービス部門、家庭部門、その他部門、非エネルギー用途部門などである。

#### 4.1.1 エネルギーバランスの特徴

タンザニア国のエネルギーバランスの特徴は薪炭などの再生可能エネルギーの割合が極めて高いことにある。2011年のデータで見ると国内エネルギー生産の95%が薪炭であり、国内エネルギー供給（これを一次エネルギー供給ともいう）でみても88%が薪炭である。薪炭の消費量は約18百万toe（石油換算トン）であるが、このうち12.7百万toeが家庭部門での消費である。国際的には薪炭利用は近年では環境保護の観点から抑制する傾向にあり、タンザニア国でも早晚、家庭部門においても薪炭利用から電力、石油製品、ガスなどに転換してゆくものと思われる。

#### 4.1.2 エネルギーの消費構造

石炭の利用は2011年時点で28ktoeと全エネルギー消費からみると0.1%とわずかである。石炭消費は61%が発電所で消費され、残りは工業部門で消費されている。石油製品は1.5百万toeで全体の7.1%である。消費先は72%は輸送用燃料で13%が家庭部門、12%が工業部門である。天然ガスは、7.1百万toeが消費されているが、86%は発電部門で消費し、残りの14%は工業部門で肥料用原料として利用されている。水力発電は2,615GWhであるが、これは全発電力の49%でタンザニア国は水力発電の割合が高く、次いで天然ガスからの発電量が2,586GWhとほぼ同じ量が発電されている。石炭からの発電は60GWhで2011年時点では僅かである。電力の用途は発電量5,302GWhのうち37%が工業部門、36%が家庭部門、6%が消費部門不詳で20%が送配電ロスである。

表 4.1.2-1 トータルエネルギーバランス (2011年)

単位：ktoe

| Classification | Items                            | Coal and products | Oil products | Natural gas | Hydro | Biofuels and waste | Electricity | Total  |
|----------------|----------------------------------|-------------------|--------------|-------------|-------|--------------------|-------------|--------|
| Supply         | Production                       | 28                | 0            | 708         | 225   | 18,304             | 0           | 19,265 |
|                | Imports                          | 0                 | 1,644        | 0           | 0     | 0                  | 0           | 1,644  |
|                | Exports                          | 0                 | 0            | 0           | 0     | 0                  | 0           | 0      |
|                | Total primary energy supply      | 28                | 1,482        | 708         | 225   | 18,304             | 0           | 20,747 |
| Transformation | Main producer electricity plants | 0                 | -14          | -606        | -225  | 0                  | 451         | -394   |
|                | Autoproducer electricity plants  | -17               | 0            | 0           | 0     | 0                  | 5           | -11    |
|                | Other transformation             | 0                 | 0            | 0           | 0     | -2,164             | 0           | -2,164 |
|                | Energy industry own use          | 0                 | 0            | 0           | 0     | 0                  | -5          | -5     |
|                | Transformation Losses            | 0                 | 0            | 0           | 0     | 0                  | -89         | -89    |
| Consumption    | Total final consumption          | 11                | 1,468        | 102         | 0     | 16,140             | 354         | 18,075 |
|                | Industry                         | 11                | 177          | 102         | 0     | 2,201              | 166         | 2,657  |
|                | Road                             | 0                 | 1,068        | 0           | 0     | 0                  | 0           | 1,068  |
|                | Rail                             | 0                 | 0            | 0           | 0     | 0                  | 0           | 0      |
|                | Residential                      | 0                 | 186          | 0           | 0     | 12,660             | 162         | 13,007 |
|                | Commercial and public services   | 0                 | 0            | 0           | 0     | 0                  | 0           | 0      |
|                | Agriculture/forestry             | 0                 | 0            | 0           | 0     | 760                | 0           | 760    |
|                | Non-specified (other)            | 0                 | 22           | 0           | 0     | 519                | 26          | 567    |
|                | Non-energy use                   | 0                 | 15           | 0           | 0     | 0                  | 0           | 15     |
|                | Electricity output (GWh)         | 60                | 41           | 2,586       | 2,615 | 0                  | 0           | 5,302  |

出所：International Energy Agency 2013 database

以上のようにタンザニア国のエネルギー消費は多い順に薪炭、石油製品、天然ガス、水力発電、石炭であるが、最近の石炭開発や天然ガス埋蔵量の調査結果により、近い将来大きく変化することが予想される。

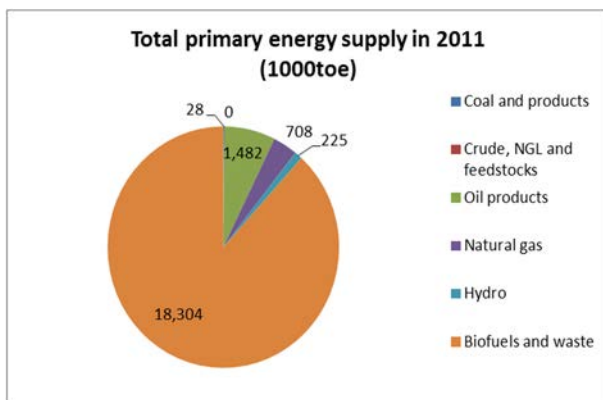


図 4.1.2-1 一次エネルギー供給状況

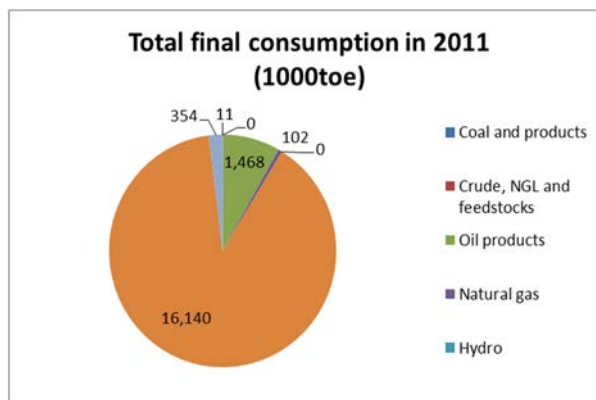


図 4.1.2-2 最終エネルギー消費状況

表 4.1.2-2 部門別エネルギー供給と消費 (2011 年)

単位：%

| Classification |                                  | Coal and products | Crude, NGL and feedstocks | Oil products | Natural gas | Hydro  | Biofuels and waste | Electricity | Total |
|----------------|----------------------------------|-------------------|---------------------------|--------------|-------------|--------|--------------------|-------------|-------|
| Supply         | Production                       | 0.1               | 0.0                       | 0.0          | 3.7         | 1.2    | 95.0               | 0.0         | 100   |
|                | Imports                          | 0.0               | 0.0                       | 100.0        | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 100   |
|                | Exports                          | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 0     |
|                | Total primary energy supply      | 0.1               | 0.0                       | 7.1          | 3.4         | 1.1    | 88.2               | 0.0         | 100   |
| Transformation | Main producer electricity plants | 0.0               | 0.0                       | -0.9         | -85.6       | -100.0 | 0.0                | 0.0         | -1.9  |
|                | Autoproducer electricity plants  | -60.7             | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | -0.1  |
|                | Other transformation             | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | -11.8              | 0.0         | -10.4 |
|                | Energy industry own use          | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 0.0   |
|                | Losses                           | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | -0.4  |
| Consumption    | Total final consumption          | 39.3              | 0.0                       | 99.1         | 14.4        | 0.0    | 88.2               | 0.0         | 87.1  |
|                | Industry                         | 39.3              | 0.0                       | 11.9         | 14.4        | 0.0    | 12.0               | 0.0         | 12.8  |
|                | Road                             | 0.0               | 0.0                       | 72.1         | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 5.1   |
|                | Rail                             | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 0.0   |
|                | Residential                      | 0.0               | 0.0                       | 12.6         | 0.0         | 0.0    | 69.2               | 0.0         | 62.7  |
|                | Commercial and public services   | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 0.0   |
|                | Agriculture/forestry             | 0.0               | 0.0                       | 0.0          | 0.0         | 0.0    | 4.2                | 0.0         | 3.7   |
|                | Non-specified (other)            | 0.0               | 0.0                       | 1.5          | 0.0         | 0.0    | 2.8                | 0.0         | 2.7   |
|                | Non-energy use                   | 0.0               | 0.0                       | 1.0          | 0.0         | 0.0    | 0.0                | 0.0         | 0.1   |

注意：The contributions in Supply are Total =100, and transformation and consumption are Total primary energy =100.

出所：International Energy Agency 2013 database

## 4.2 エネルギー別需要動向

タンザニア国の主要なエネルギーについて経年（2000年から2011年）で需要動向を分析すると以下のとおりである。

### 4.2.1 石炭と石炭製品の需要動向

タンザニア国における石炭需要は国内生産見合いでの消費であるため、最近では生産量が減少して需要量も減少傾向にある。2006年の生産量49ktoeに対して2011年の生産量は45ktoeである。現在、石炭関係者および海外からの支援により増産計画の策定中であるが、近い将来、石炭の消費は火力発電向けに増加する可能性がある。

表 4.2.1-1 石炭の需給バランス推移

| Coal & Coal products (ktoe)    | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2011/06 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| Production                     | 49   | 48   | 49   | 34   | 40   | 46   | 49   | 52   | 55   | 59   | 47   | 45   | -1.7    |
| Imports                        | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0       |
| Domestic supply                | 49   | 48   | 49   | 34   | 40   | 46   | 49   | 52   | 55   | 59   | 47   | 45   | -1.7    |
| Transformation sector          | 19   | 26   | 30   | 21   | 25   | 28   | 30   | 32   | 34   | 36   | 28   | 27   | -2.1    |
| Power sector                   | 19   | 26   | 30   | 21   | 25   | 28   | 30   | 32   | 34   | 36   | 28   | 27   | -2.1    |
| Final consumption              | 30   | 22   | 18   | 13   | 15   | 18   | 19   | 20   | 22   | 23   | 19   | 18   | -1.1    |
| Industry                       | 30   | 22   | 18   | 13   | 15   | 18   | 19   | 20   | 22   | 23   | 19   | 18   | -1.1    |
| Transport                      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0       |
| Residential                    | 0    | 0    | 0    | 1    | 0    | 0    | 1    | 1    | 1    | 0    | 0    | 0    | 0       |
| Commercial and public services | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0       |
| Agriculture/forestry           | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0       |
| Electricity output (GWh)       | 67   | 90   | 105  | 73   | 86   | 99   | 106  | 113  | 119  | 125  | 97   | 96   |         |

出所：International Energy Agency Database 2013

### 4.2.2 天然ガス

タンザニア国の天然ガスはタンザニア国の南方の Songo Songo で生産されているが、2011年時点で、これらの86%は火力発電所で消費されている。残りは肥料用原料として消費している。2025年以降になると、さらに天然ガスの増産が期待されることから、火力発電用、化学原料用、工場や家庭での燃料用、自動車燃料用として天然ガスの需要が拡大することが見込まれる。

表 4.2.2-1 天然ガスの需給バランス推移

| Natural gas (ktoe)             | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2011/06 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Production                     | 0    | 0    | 0    | 0    | 97   | 334   | 413   | 446   | 460   | 543   | 715   | 787   | 13.8    |
| Imports                        | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Total primary energy supply    | 0    | 0    | 0    | 0    | 97   | 334   | 413   | 446   | 460   | 543   | 715   | 787   | 13.8    |
| Power sector                   | 0    | 0    | 0    | 0    | 86   | 280   | 343   | 375   | 385   | 480   | 601   | 673   | 14.4    |
| Final consumption              | 0    | 0    | 0    | 0    | 12   | 55    | 71    | 72    | 72    | 63    | 111   | 114   | 9.8     |
| Industry                       | 0    | 0    | 0    | 0    | 12   | 55    | 71    | 72    | 72    | 63    | 111   | 114   | 9.8     |
| Transport                      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Residential                    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Commercial and public services | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Agriculture/forestry           | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Electricity output (GWh)       | 0    | 0    | 0    | 0    | 415  | 1,149 | 1,330 | 1,513 | 1,600 | 1,677 | 2,097 | 2,349 |         |

出所：International Energy Agency Database 2013

### 4.2.3 ガソリンとディーゼル

タンザニア国には石油精製設備がないことから石油製品は全量輸入されている。このときの輸入価格は国際市場価格で国内生産である石炭や天然ガス価格と比較すると割高になっている。ガソリンとディーゼルは、ともに自動車用燃料であるが、ディーゼルは発電用燃料としても利用さ



れる。タンザニア国では 2006 年～2011 年間（5 年間）の需要の伸び率はガソリンが 12.9 %、ディーゼルが 11.1 %であるが、同期間の GDP 伸び率が 7%前後であることを考えるとガソリンとディーゼルの消費の伸び率が高い。通常、発展途上国では自動車燃料の伸び率は GDP 伸び率以上であり、タンザニア国においてもこの現象が見られる。ただタンザニア国では交通インフラの問題や高い燃料価格といったこともあり、国内産代替燃料（エタノールや天然ガスなど）の導入が期待される。一方、ディーゼルの商業部門での利用はバックアップ用発電機燃料として利用されているが、慢性的に停電が起きるタンザニア国では重要な役割を果たしている。

表 4.2.3-1 ガソリン（上段）とディーゼル（下段）の需給バランス推移

| Motor gasoline (ktoe) | 2000 | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2011/06 |
|-----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Imports               | 0.0  | 123.9 | 168.7 | 193.5 | 207.7 | 223.0 | 238.4 | 253.7 | 330.0 | 333.0 | 416.0 | 437.0 | 12.9    |
| Domestic supply       | 0.0  | 123.9 | 168.7 | 193.5 | 207.7 | 223.0 | 238.4 | 253.7 | 330.0 | 333.0 | 416.0 | 437.0 | 12.9    |
| Road                  | 0.0  | 123.9 | 168.7 | 193.5 | 207.7 | 223.0 | 238.4 | 253.7 | 330.0 | 333.0 | 416.0 | 437.0 | 12.9    |
| Rail                  | 0.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0     |

| Diesel oil (ktoe)              | 2000 | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010   | 2011   | 2011/06 |
|--------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|
| Imports                        | 21.0 | 297.0 | 403.0 | 528.0 | 563.0 | 606.0 | 664.0 | 707.0 | 915.0 | 865.0 | 1071.0 | 1125.0 | 11.1    |
| Domestic supply                | 21.0 | 297.0 | 403.0 | 528.0 | 563.0 | 606.0 | 664.0 | 707.0 | 915.0 | 865.0 | 1071.0 | 1125.0 | 11.1    |
| Final consumption              | 21.0 | 297.0 | 403.0 | 528.0 | 563.0 | 606.0 | 664.0 | 707.0 | 915.0 | 865.0 | 1071.0 | 1125.0 | 11.1    |
| Industry                       | 0.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0     |
| Road                           | 0.0  | 271.0 | 388.0 | 512.0 | 546.0 | 588.0 | 645.0 | 686.0 | 893.0 | 841.0 | 1051.0 | 1104.0 | 11.3    |
| Rail                           | 0.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0     |
| Residential                    | 0.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0     |
| Commercial and public services | 21.0 | 26.0  | 15.0  | 16.0  | 17.0  | 18.0  | 19.0  | 21.0  | 22.0  | 24.0  | 20.0   | 21.0   | 2.0     |
| Agriculture/forestry           | 0.0  | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0     |

出所：International Energy Agency Database 2013

#### 4.2.4 灯油

灯油の消費は全量家庭部門での消費である。電化率の低いタンザニア国ではケロシンランプが多用されているが、2010 年以降灯油の消費は減少傾向にある。これは電気の普及によるもので、今後は電化率の上昇とともに灯油の利用は減少するものと思われる。

表 4.2.4-1 灯油の需給バランス推移

| kerosene (ktoe)                | 2000 | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2011/06 |
|--------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Imports                        | 95.7 | 127.6 | 135.3 | 145.2 | 155.1 | 166.1 | 178.2 | 190.3 | 204.6 | 215.6 | 173.8 | 184.8 | 0.7     |
| Domestic supply                | 95.7 | 127.6 | 135.3 | 145.2 | 155.1 | 166.1 | 178.2 | 190.3 | 204.6 | 215.6 | 173.8 | 184.8 | 0.7     |
| Final consumption              | 95.7 | 127.6 | 135.3 | 145.2 | 155.1 | 166.1 | 178.2 | 190.3 | 204.6 | 215.6 | 173.8 | 184.8 | 0.7     |
| Industry                       | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Transport                      | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Residential                    | 95.7 | 127.6 | 135.3 | 145.2 | 155.1 | 166.1 | 178.2 | 190.3 | 204.6 | 215.6 | 173.8 | 184.8 | 0.7     |
| Commercial and public services | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |
| Agriculture/forestry           | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0       |

出所：International Energy Agency Database 2013

#### 4.2.5 重油

重油は工業用燃料、発電用燃料および大型船舶用燃料として利用されている。2011 年では、工業用燃料 75%、大型船舶用燃料 20%、発電用燃料が 5%である。2007 年以降発電向け消費の減少により 2006 年以前と 2007 年以降では比較が不可能であるが、2007 年から 2011 年の 4 年間の伸び率は輸入量で 10.2%/年の増加、国内消費量で 7.9%の増加である。この間の GDP の伸び率は 7%前後であるので、おおむね妥当な需要動向と言える。

表 4.2.5-1 重油の需給バランス推移

| Fuel oil (ktoe)                | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2011/07 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Imports                        | 133.3 | 119.6 | 120.6 | 127.5 | 135.3 | 312.7 | 338.2 | 171.6 | 182.4 | 192.2 | 237.7 | 253.0 | 10.2    |
| International marine bunkers   | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 21.6  | 46.9  | 50.0  | 23.3    |
| Domestic supply                | 111.8 | 98.0  | 99.0  | 105.9 | 113.7 | 291.2 | 316.7 | 150.0 | 160.8 | 170.6 | 190.7 | 203.0 | 7.9     |
| Power plants                   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 169.6 | 187.3 | 10.8  | 11.8  | 12.7  | 14.3  | 15.3  | 9.1     |
| Final consumption              | 111.8 | 98.0  | 99.0  | 105.9 | 113.7 | 121.6 | 129.4 | 139.2 | 149.0 | 157.8 | 176.5 | 187.7 | 7.8     |
| Industry                       | 111.8 | 98.0  | 99.0  | 105.9 | 113.7 | 121.6 | 129.4 | 139.2 | 149.0 | 157.8 | 176.5 | 187.7 | 7.8     |
| Transport                      | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |         |
| Residential                    | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |         |
| Commercial and public services | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |         |
| Agriculture/forestry           | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |         |

出所：International Energy Agency Database 2013

#### 4.2.6 LPG

LPG は、家庭部門や商業サービス部門の重要な燃料となる。家庭部門の薪炭消費の多いタンザニア国では、今後の薪炭消費の代替エネルギーとしては、天然ガス、電気、LPG、ブリケットなどが考えられる。特に都市や集合住宅での生活では薪炭利用は制限されるので、電気利用以外に、調理用燃料としては天然ガスや LPG が重要な燃料となる。2006 年から 2011 年までの家庭部門での LPG の伸び率は 8.4% で消費量は 2011 年で 10.8ktoe と小さいが LPG は確実に家庭部門に普及していくものと思われる。

表 4.2.6-1 LPG の需給バランス推移

| LPG(ktoe)                      | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2011/06 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| Imports                        | 3.6  | 4.8  | 6    | 6    | 7.2  | 7.2  | 7.2  | 8.4  | 8.4  | 9.6  | 9.6  | 10.8 | 8.4     |
| Domestic supply                | 3.6  | 4.8  | 6    | 6    | 7.2  | 7.2  | 7.2  | 8.4  | 8.4  | 9.6  | 9.6  | 10.8 | 8.4     |
| Final consumption              | 3.6  | 4.8  | 6    | 6    | 7.2  | 7.2  | 7.2  | 8.4  | 8.4  | 9.6  | 9.6  | 10.8 | 8.4     |
| Industry                       | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |         |
| Residential                    | 3.6  | 4.8  | 6    | 6    | 7.2  | 7.2  | 7.2  | 8.4  | 8.4  | 9.6  | 9.6  | 10.8 | 8.4     |
| Commercial and public services | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |         |
| Agriculture/forestry           | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |         |

出所：International Energy Agency Database 2013

#### 4.2.7 薪炭

バイオ (Bio) エネルギーまたは再生可能エネルギーの一部として薪炭があるが、通常、「Bio」と言った時には、未使用資源の新たな利用方法から得た生物起源のエネルギーを指し、再生可能エネルギーと言ったときには、太陽光 / 熱、地熱 / 地中熱、風力 / 波力、潮流 / 水中温度差などの自然エネルギーを利用した新エネルギーを指す場合が多い。ただ、コンベンショナルな薪炭が「Bio」とか「再生可能エネルギー」であることに間違いはなく、IEA 統計でも薪炭は「再生可能エネルギー」の一部として集計されている。

タンザニア国では、2011 年時点で国内エネルギー供給 (消費) の中で、薪炭の割合が 88% を占めており、エネルギーという観点からみると驚異的な数字である。つまり、今後のタンザニア国の人口増加や都市化を考えると間違いなく薪炭の代替エネルギーが求められる。

2006 年から 2011 年までの薪炭の伸び率は、発電用が 14.3%/年、工業用が 7.2%/年で、最大の消費先である家庭部門では 2.7%/年である。つまり家庭部門の伸び率は人口増加あるいは世帯数増加に比例しているが、発電用および工業用は、生産活動にともなって消費されていることが分かる。

この状態では、将来、エネルギー供給不足が生産活動への制約条件になる可能性もある。

薪炭の利用は森林保護あるいは環境対策といった観点から考えられることが多く自然の豊富なタンザニア国では薪炭利用に対する許容範囲が大きいと考えられるが、早晩、供給制限の問題が浮上するので代替エネルギーの対策が必要である。

表 4.2.7-1 薪炭の需給バランス推移

| Woods & Charcoal (ktoe)          | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2011/06 |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Production                       | 12,463 | 13,088 | 13,662 | 14,189 | 14,719 | 15,256 | 15,780 | 16,242 | 16,733 | 17,211 | 17,763 | 18,311 | 3.0     |
| Imports                          | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |         |
| Total primary energy supply      | 12,463 | 13,088 | 13,662 | 14,189 | 14,719 | 15,256 | 15,780 | 16,242 | 16,733 | 17,211 | 17,763 | 18,311 | 3.0     |
| Main producer electricity plants | 184    | 224    | 234    | 219    | 203    | 153    | 123    | 216    | 228    | 239    | 240    | 240    | 14.3    |
| Other transformation(charcoal)   | 1,997  | 2,310  | 2,545  | 2,737  | 2,901  | 3,046  | 3,165  | 3,197  | 3,231  | 3,264  | 3,298  | 3,331  | 1.0     |
| Total final consumption          | 10,466 | 10,779 | 11,117 | 11,453 | 11,818 | 12,211 | 12,615 | 13,045 | 13,503 | 13,947 | 14,466 | 14,980 | 3.5     |
| Industry                         | 1,055  | 1,121  | 1,202  | 1,271  | 1,356  | 1,456  | 1,554  | 1,664  | 1,789  | 1,887  | 2,068  | 2,202  | 7.2     |
| Residential                      | 9,546  | 9,887  | 10,212 | 10,531 | 10,851 | 11,177 | 11,506 | 11,818 | 12,143 | 12,480 | 12,796 | 13,150 | 2.7     |
| Commercial and public services   | 382    | 392    | 403    | 414    | 425    | 437    | 449    | 462    | 476    | 490    | 504    | 519    | 2.9     |
| Agriculture/forestry             | 560    | 575    | 590    | 606    | 623    | 640    | 659    | 678    | 697    | 718    | 738    | 761    | 2.9     |
| Electricity output (GWh)         | 428    | 521    | 544    | 509    | 472    | 356    | 286    | 502    | 530    | 556    | 558    | 558    | 14.3    |

注意：2010年、2011年の発電用薪炭消費は、JICAチームの推定値である。

Source: International Energy Agency Database 2013

#### 4.3 セクター別エネルギー需要動向

2006年から2011年までの最終エネルギー需要の伸びは4.0%/年で、セクター別では農林漁業3.0%/年、鉱工業7.4%/年、商業3.1%/年、政府（Zanzibarと金鉱山）3.5%/年、交通部門11.3%/年、家庭部門2.6%/年である。鉱工業部門と交通部門の伸びが著しい。また、伸び率が2006年から2011年間で10%/年以上のエネルギーは、工業部門の電気(10.1%)、商業部門の電気(11.3%)、交通用のガソリン(12.9%)とディーゼル燃料(11.3%)などであるが、電気と交通用燃料の伸びが大きい。これらは、経済成長が大きい発展途上国で見られる特徴的な現象である。

表 4.3-1 セクター別最終エネルギー需要

|                |                    | Unit : ktoe |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
|----------------|--------------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Sector         | Energy             | 2002        | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2011/06 |
| Agriculture    | Fossil Total       | 590         | 606    | 623    | 640    | 672    | 692    | 712    | 734    | 755    | 779    | 3.0     |
|                | Diesel             | 0           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |         |
|                | Fuel oil           | 0           | 0      | 0      | 0      | 13     | 14     | 15     | 16     | 17     | 18     | 6.7     |
|                | Woods & Charcoal   | 590         | 606    | 623    | 640    | 659    | 678    | 697    | 718    | 738    | 761    | 2.9     |
| Industry       | Fossil Total       | 1,388       | 1,470  | 1,585  | 1,759  | 1,875  | 2,011  | 2,159  | 2,272  | 2,540  | 2,685  | 7.4     |
|                | Coal               | 18          | 13     | 15     | 18     | 19     | 20     | 22     | 23     | 19     | 18     | -1.1    |
|                | Diesel             | 0           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |         |
|                | Fuel oil           | 99          | 106    | 114    | 122    | 129    | 139    | 149    | 158    | 176    | 188    | 7.7     |
|                | Natural gas        | 0           | 0      | 12     | 55     | 71     | 72     | 72     | 63     | 111    | 114    | 9.8     |
|                | Woods & Charcoal   | 1,202       | 1,271  | 1,356  | 1,456  | 1,554  | 1,664  | 1,789  | 1,887  | 2,068  | 2,202  | 7.2     |
|                | Power              | 68          | 80     | 88     | 108    | 102    | 116    | 127    | 141    | 165    | 165    | 10.1    |
| Commercial     | Fossil Total       | 429         | 441    | 452    | 466    | 479    | 496    | 512    | 529    | 543    | 558    | 3.1     |
|                | LPG                | 0           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |         |
|                | Diesel             | 15          | 16     | 17     | 18     | 19     | 21     | 22.0   | 24.0   | 20.0   | 21.0   | 2.0     |
|                | Natural gas        | 0           | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |         |
|                | Woods & Charcoal   | 403         | 414    | 425    | 437    | 449    | 462    | 475.8  | 489.8  | 503.6  | 519.0  | 2.9     |
|                | Power              | 11          | 11     | 10     | 11     | 11     | 13     | 14     | 16     | 19     | 18     | 11.3    |
| Government     | Total power        | 22.5        | 22.0   | 27.4   | 28.5   | 31.4   | 35.0   | 35.6   | 34.1   | 27.0   | 37.3   | 3.5     |
|                | Zanzibar           | 11.4        | 9.9    | 13.8   | 16.0   | 17.6   | 19.9   | 19.7   | 22.2   | 15.1   | 23.8   | 6.3     |
|                | Gold               | 11.1        | 12.2   | 13.6   | 12.6   | 13.8   | 15.1   | 15.9   | 11.9   | 11.9   | 13.4   | -0.5    |
| Transportation | Total              | 652         | 806    | 860    | 924    | 1,002  | 1,066  | 1,357  | 1,313  | 1,625  | 1,710  | 11.3    |
|                | Gasoline           | 169         | 194    | 208    | 223    | 238    | 254    | 330    | 333    | 416    | 437    | 12.9    |
|                | Diesel             | 388         | 512    | 546    | 588    | 645    | 686    | 893    | 841    | 1,051  | 1,104  | 11.3    |
|                | Jet fuel(Airplane) | 74          | 79     | 85     | 91     | 97     | 105    | 112    | 118    | 111    | 119    | 4.2     |
|                | Fuel oil(Marine)   | 22          | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 22     | 47     | 50     | 18.3    |
| Residential    | Total              | 10,439      | 10,018 | 10,342 | 11,274 | 11,097 | 11,304 | 10,420 | 11,349 | 10,415 | 12,647 | 2.6     |
|                | LPG                | 6           | 6      | 7      | 7      | 7      | 8      | 8      | 10     | 320    | 11     | 8.4     |
|                | Kerosene           | 135         | 145    | 155    | 166    | 178    | 190    | 205    | 216    | 174    | 185    | 0.7     |
|                | Woods & Charcoal   | 10,212      | 9,785  | 10,094 | 11,006 | 10,818 | 10,995 | 10,094 | 11,006 | 9,785  | 12,325 | 2.6     |
|                | Power              | 86          | 82     | 86     | 95     | 94     | 110    | 114    | 118    | 136    | 127    | 6.0     |
| Final energy   | Total              | 13,520      | 13,364 | 13,890 | 15,092 | 15,156 | 15,604 | 15,196 | 16,232 | 15,905 | 18,416 | 4.0     |

出所：IEA Database 2013 と MEM、TANESCO

注意：IEA 統計での分類であるセクターは、①農林漁業、②鉱工業、③商業サービス、④交通、⑤家庭、⑥国際航空燃料、⑦国際船舶燃料という分類であるが、国内エネルギー需要と言う意味では①～⑤であり、最終エネルギー需要という意味では①～⑦である。

#### 4.4 エネルギー需要の国際比較

タンザニア国のエネルギー消費を国際比較することにより、今後のタンザニア国のエネルギー消費動向を知ることができる。ここでは「一人当たり GDP と一人あたり一次エネルギー消費」、「一人当たり GDP と一人あたり電力消費」について 2000 年から 2011 年のデータを使って国際比較を行う。

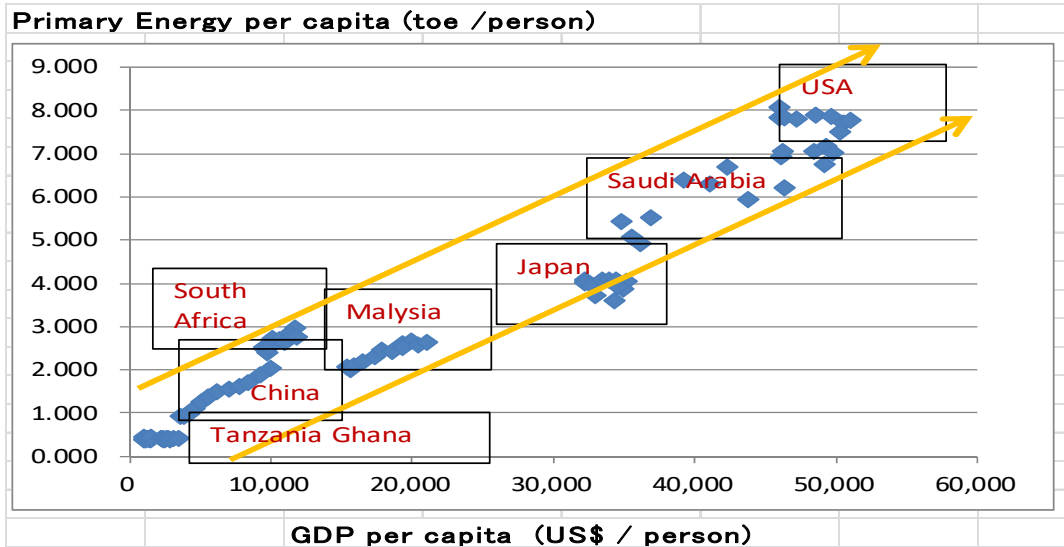


図 4.4-1 一人当たり一次エネルギー / 一人当たり GDP

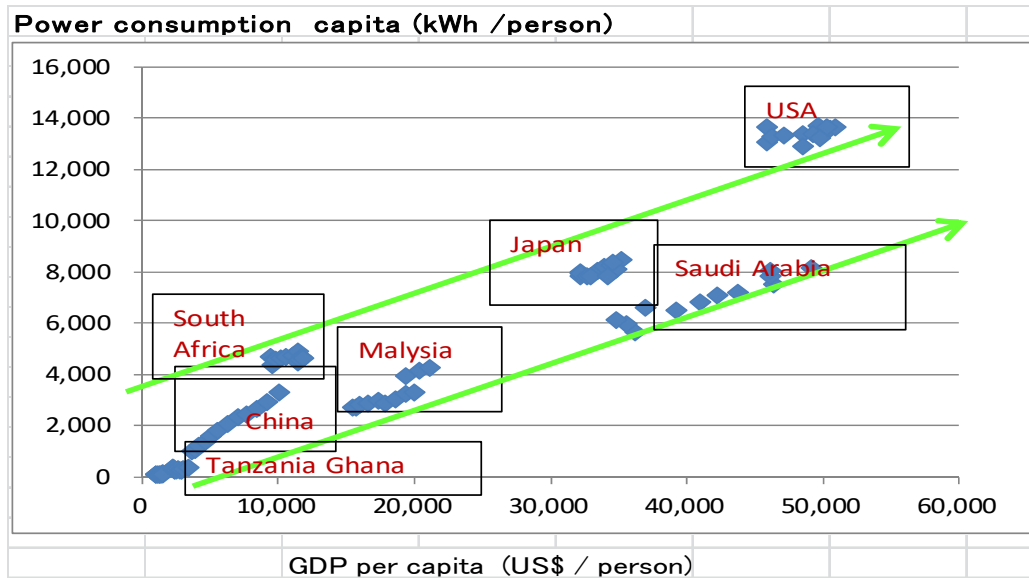


図 4.4-2 一人当たり電力消費 / 一人当たり GDP

日本とタンザニア国を比較すると 2011 年時点で一人当たり GDP では、日本はタンザニア国の 22.2 倍、一人当たり一次エネルギー消費量は 8.3 倍、さらに一人当たり電気消費量は 66.6 倍である。また、2011 年の一人当たり GDP が 2 倍であるガーナと比較すると一人当たり一次エネルギー消費量は 1.0 倍（同量）、一人当たり電気消費量は 2.9 倍である。これから判断するとタンザニア国のエネルギー消費量は温暖な気温という好条件もあるが、相対的には極めて低いと言える。

今後の一人あたりの一次エネルギー消費量は、一人当たり GDP の上昇とともに図 4.4-1 中の 2 つの黄色線の間で上昇してゆくものと思われる。また、一人当たり電力消費量は図 4.4-2 の 2 つのグリーン線の間を上昇することが予想される。

## 第5章 発電用エネルギー資源

### 5.1 エネルギー供給の概要

東アフリカ地域では、近年まであまり顕著な化石エネルギー開発活動はみられなかった。このことは年間10万トンほどの少量の石炭と、330億立方フィート（33Bcf）つまり石油換算82万トン（toe）の天然ガスを国内で生産し、大半を発電に用いているタンザニア国についても同様である。<sup>1</sup> 原油は国内では生産されていない。以前ダルエスサラームにあったタイパー（Tiper）製油所（年産87.5万トン=18千バレル/日の小さな製油所）が1999年に閉鎖されて以降、石油製品の供給は全て輸入に頼っている。しかしながら、表5.1-1および図5.1-1に示すように、同国では近年では天然ガスと石炭の開発に明るい兆しが見え始めた。

表 5.1-1 エネルギーの生産・消費と発電量

|                  |            | 1980  | 1990  | 2000   | 2010   | 2012   | 2014   |
|------------------|------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
|                  |            | ktoe  | ktoe  | ktoe   | ktoe   | ktoe   | ktoe   |
| Coal             | Production | 1     | 2     | 49     | 0      | 49     | 152    |
| Natural Gas      | Production | 0     | 0     | 0      | 643    | 812    | 761    |
| Oil              | Import     | 718   | 668   | 765    | 1,549  | 2,594  | 2,659  |
| Biomass          | Production | 7,237 | 8,928 | 12,458 | 18,232 | 19,567 | 21,033 |
| Hydro            | Production | 59    | 133   | 184    | 232    | 152    | 223    |
| Total            |            | 8,015 | 9,733 | 13,462 | 20,662 | 23,181 | 24,834 |
| Non-Biomass      |            | 778   | 803   | 998    | 2,424  | 3,607  | 3,795  |
| (Import)         |            | 718   | 668   | 765    | 1,549  | 2,594  | 2,659  |
| (Import Ratio)   |            | 92.3% | 83.2% | 76.7%  | 63.9%  | 71.9%  | 70.1%  |
| Biomass Ratio    |            | 90.3% | 91.7% | 92.5%  | 88.2%  | 84.4%  | 84.7%  |
| Power Generation | TWh        | 0.79  | 1.63  | 2.47   | 5.27   | 5.59   | 6.22   |

Source: IEA "World Energy Balances of Non-OECD Countries - 2016"

15 (注)天然ガスの消費は新パイプラインの稼働が始まった2015年夏より増加に転じている。

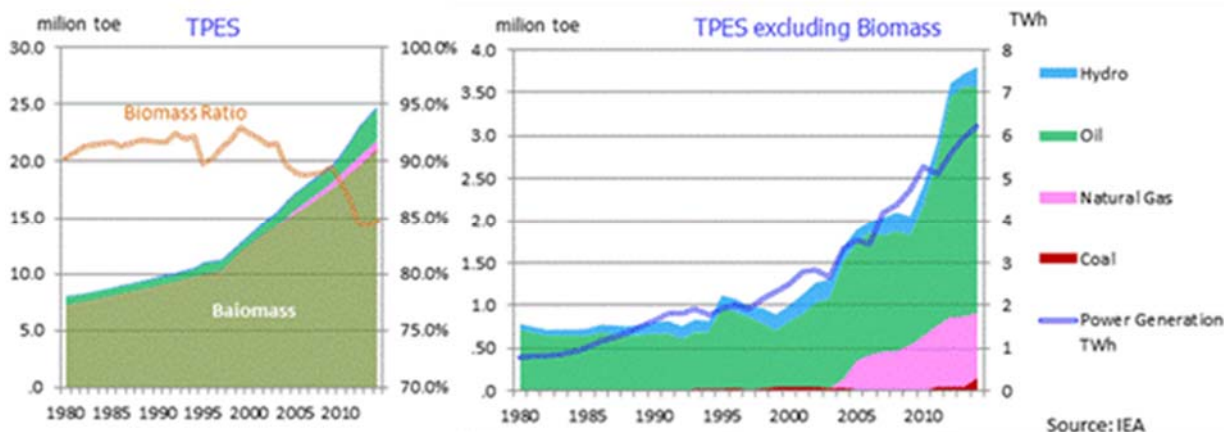


図 5.1-1 エネルギーの生産・消費と発電量

沖合にかけてソンゴソンゴ・ガス田が発見された。規模が小さいため、開発は数十年にわたって保留されていた。2001年になって漸く世界銀行がソンゴソンゴ・ガス田の開発とガス利用設備建設の支援実施を決定した。これにより2004年にはガス田とガス供給システムが完成し、ダルエスサラーム地区で発電所と工業用天然ガス供給網が稼働開始した。さらに同国の南部ではムナジ

<sup>1</sup> 数値は米国情報局、IEA などによる2013年の実績。その後天然ガスや石炭の消費が少しずつ増え始めているが、他のサブサハラ諸国と同様エネルギー消費が極めて低水準にあることに変わりはない。

湾ガス田が開発され、2007年にムトワラ市の小規模発電所(18MW)向けにガス供給を開始した。

さらに2012年夏には、ムナジ湾の陸上と浅海部のガス田からの国内向け天然ガス供給を大幅に増加するため、口径36インチ×534km、輸送能力784MMcfdの新パイプラインがダルエスサラームに向けて着工され、2015年7月に完成した。また、ソングソング・ガス田からの支線も増強され、新パイプラインに接続された。これに合わせて新設のキニエレジ-1火力発電所(150MW)が2015年7月より試運転に入り、秋には本格運転を開始した。新パイプライン向けにこれらの浅海ガス田の生産を引き上げるため既存生産井の改修や新規の生産井の追加が行われており、ソングソング・ガス田では190MMcfdに、北キルワ・ガス田では20MMcfdに、ムナジ湾ガス田では210MMcfdに生産を引き上げる方向で増強工事が進められている。さらに日本勢によるキニエレジ-2火力発電所(240MW)の建設も2016年第1四半期に着工された。

これらの浅海ガス田に加え、エネルギー・鉱物資源省は2016年2月にCoastal州のRuvu Basinで2.17Tcfの天然ガスが発見されたとのニュースを発表した。このガス田はダルエスサラームの西50kmにあるとされる。比較的開発の易しい陸上ガス田であり、エネルギー需要の中心地にも近いことから、Ruvu Basinで発見された天然ガスは比較的短時間で天然ガス供給の戦列に加わるものと予想される。

これらに加えて、2010年には沖合の大水深鉱区(水深は1,150~2,500m)で巨大ガス田が発見され、今後の重要な供給源になると期待されている。これらのガス田はモザンビークで天然ガス田が次々と発見された大水深海域(可採資源量は100Tcfをはるかに超えると言われている)の北に位置する。タンザニア国での大発見は2012年から2013年にかけて続き、大水深部で発見されたガスの原始埋蔵量は、2016年12月末時点で、確率50%(P90+P50)で47.13Tcfと推定されている。ここの砂岩貯留層からのガス回収率は75-80%程度とされている。現在、積極的な探鉱評価プログラムが進行中であり、埋蔵量は今後一層拡大するものと期待される。

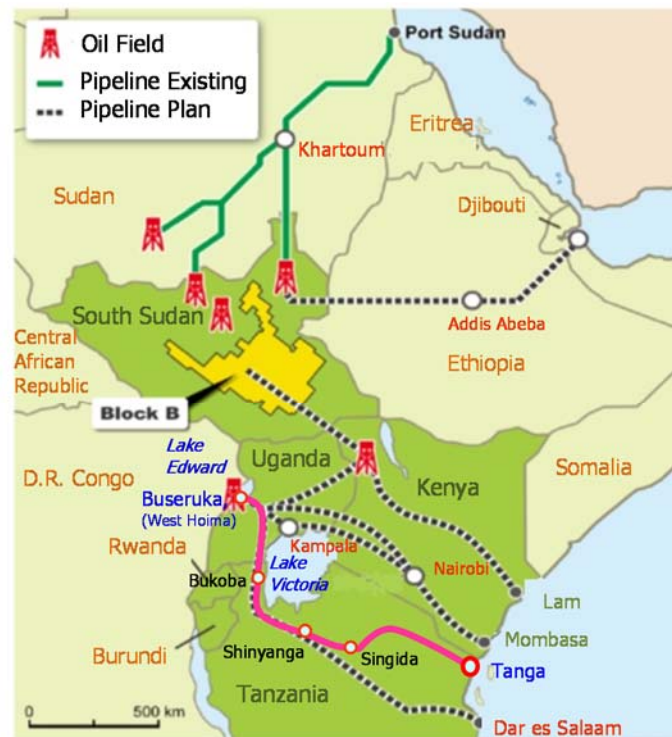
これらのガス田は現存の浅海部のものと比べて格段に巨大である。しかし、これらのガス田は大水深海域に位置しているため、開発を進めるには多くの課題を解決し、高い技術的、経済的ハードルをクリアしなければならない。ガス田の開発費は200~500億ドルにも上ると推定されている。このような巨額の初期投資に見合う収入を確保するには、世界市場を対象として大規模な基礎需要を提供できるLNG計画の実現が大水深ガス田の開発を決定する鍵になる。肥料などのガス産業や火力発電、産業・民生燃料などの地場消費はいずれも需要規模が小さく、過去の例でも、国内市場が未発達の開発途上国ではこれらのプロジェクトにより大型ガス田の商業開発を実現するのは困難であった。そして、大水深に位置する巨大ガス田が開発されれば、2025~2030年頃には相当量のガス火力発電が可能になり、10,000MW程度をガス火力の暫定枠と設定してもよいと考えられる。ただし、そのような計画を実現する上では、①ガス田開発やパイプライン建設を可能とする適切なガス価格と十分な引き取り量を保証するとともに、②その裏付けとして、十分な資金、技術、人材を確保し、③発電所や送配電網、ガス産業などの組織的な整備を進めることが必要である。

石炭は年間10万トンとごく少量がタンザニア国南西部のニアサ湖(マラウィ湖)近くの内陸部で生産され、国内消費又はマラウィに輸出されてきた。2011年以降この地域のNgaka炭鉱で生産が本格化し、セメントなどの産業向け出荷が増加している。2015年以降、タンザニア国の石炭生産量は年間25万トンを超える水準で推移している。また、この地域では山元発電を柱とする複数

の炭鉱開発計画が進行中である。さらに、先行プロジェクトに続き新規鉱区取得も行われているが、具体的な活動計画の進展はまだ時間を要すると考えられる。直近の 2018-2019 年に運転開始を予定している火力開発計画の発電容量合計は 1,200MW であるが、最終投資決定を行うには 250km (ウンガカーマカンバコ) にわたる送電線延長工事に加え、資金や技術を提供するパートナーの確保など複数のハードルを越える必要がある。外資導入によるプロジェクトの実現が図られてきたが、まだ、プロジェクト投資の決定には至っていない。一部のプロジェクトではパートナーの確保や現地へのアクセス道路などのインフラ整備にかなりのリードタイムが必要と思われる。一般にエネルギーインフラの建設には、FS と社会環境アセスメント、立地についての合意、土地の取得、出資者や資金の確保などで 3-5 年、設備の設計、建設に 5 年程度を必要とします。また、埋蔵量の確定や燃料供給システムの建設にも同様に時間がかかります。

現在、タンザニア国における石炭の確認可採埋蔵量は 8 億トンを上回ると推定されており、うち 7 億トン为国家開発公社 (NDC)、8,500 万トンを国営鉱業公社 (STAMICO) がそれぞれ所有し、残りはその他の鉱床にあると推定されている。そのうちの一部は露天掘りに適している。NDC は彼らの保有する石炭資源の回収可能量を 12 億トンと推定していると述べている。両社とも資源量については楽観的で、石炭埋蔵量は追加探鉱を行えばさらに増加するとみている。長い目で見れば、かなり大量の石炭火力発電が実現可能と考えられる。ただし、タンザニア国の石炭は低品質で熱量は 4,000kcal/kg 程度と低い。このことが石炭利用を進める上で足かせとなる可能性には留意しておく必要があるだろう。

また、現計画を上回る大規模開発を実現するには、需要の中心地である沿海部までの高圧送電網あるいは沿海部までの 600km 以上の新しい鉄道の敷設、新しい輸出港、関連インフラの建設等を含む総合的な石炭開発計画を策定する必要がある。その場合、国内資源量もやや心配で、沿岸地域では輸入炭を使用する火力の建設も検討対象となろう。ただし、国内資源開発とセットになった山元発電に比べ、沿海部での石炭火力建設には多くの問題がある。沿海部では人口密集地での環境負荷の問題、輸送インフラの建設などに加えて国産天然ガスとの厳しい競争が待ち受けており、輸入炭を使用する場合には外貨の流出も発生する。従って、これらの課題を超えるほどの電力需要の伸びが生じるときにはじめて沿海部での大型石炭火力の建設が検討対象となるだろう。ただし、石炭火力の建設はリードタイムが長く、沿海部での実現が 2020-2025 年よりも早くなることはないと思われる。このような観察をもとに、最適電源計画を算定する上での石炭火力発電については、発電能力ベースで、当面国内炭による山元発電で 5,000MW、さらに 2025 年以降にはバツ



Source: JOGMEC, IEEJ

図 5.1-2 原油パイプライン計画



クアッパとして沿海部で輸入炭による 5,000MW、合計 10,000MW の暫定枠を設定する。

近年ウガンダ西部とケニア東部のグレートリフトバレーで相次いで石油が発見されているが、タンザニア国では石油は発見されていない。これに続いて、ケニア内陸部でも石油探鉱活動が加速している。これに伴い石油を輸出するための国際パイプラインの建設が検討され、そのルートとして、①ケニア国内を通過してラムまたはモンバサに至る 2 ルート、②タンザニア国を通過してダルエスサラームに至るルート、が検討されてきた。このパイプラインでは、現在民族紛争のために輸出が中断している南スーダン原油を輸送することも考えられている。

2016 年 4 月、ウガンダ政府とタンザニア国政府はこのパイプラインをビクトリア湖の南を迂回してタンザニア国のタンガに至るルートで建設することに決定したと発表した。タンザニア国・ルートになったのは、ケニア西部の大地溝帯地域では長年の政治紛争による治安悪化があり、パイプラインの安全が懸念されるためと報道されている。パイプラインは全長 1,410km、送油能力 20 万 BD、総工費 40 億ドルで、仏トタル社が建設する。2017 年初頭に着工し、2020 年に完成予定である。このパイプラインが建設されればタンザニア国経済を大いに活性化するもの期待されている。

水力、地熱、再生可能エネルギー等の他の一次エネルギーは発電用が主なので、新規電源調査の中で検討する。

## 5.2 天然ガス

早期に供給が開始できるかどうかという点で、タンザニア国のガス田は 2 つのグループ、既に生産が始まっている浅海ガス田および 2015 年に Ruvu Basin で発見された陸上ガス田と現在探鉱と埋蔵量評価が進められている大水深のガス田に大別することができよう。2025 年までは、天然ガスを供給できるのは浅海・陸上ガス田群のみと考えられる。同国大水深鉱区で発見された膨大なガス埋蔵量の開発利用を推進するため、タンザニア国政府は天然ガス利用マスタープラン（NGUMP：Natural Gas Utilization Master Plan）の策定に取り組み、2014 年の段階でドラフト 2 まで作成された。このドラフトはコンサルタントの豊かな知識や経験を動員して、ガス利用の可能性を幅広くカバーしているが、実用的な天然ガス戦略および政策を提示するものではない。このため、タンザニア国政府の要

請により、JICA は天然ガス利活用マスタープラン調査を 2014 年 12 月より実施した。同調査の最



図 5.2-1 浅海ガス田とパイプライン

終報告書は2015年9月に完成したが、タンザニア国側で政権交代に伴う業務の停滞があり、発表が遅れていた。タンザニア国側の政策方針が強く織り込まれた最終版が2016年10月に石油業界などの関係者に説明され、2017年2月にエネルギー・鉱物資源省のホームページで発表された。

また、同年9月より大水深天然ガスをもとにLNGプロジェクトを立ち上げるための「HGA: Host Government Agreement」交渉がエネルギー・鉱物資源省次官を議長とする政府交渉団と国際石油会社（IOC）の間で始まった。これまでは国際石油会社とタンザニア国政府の間に上流の探鉱生産作業の条件を定める生産分与契約（PSC）があるのみで、HGAはLNGプラントの建設・運営、LNGの販売などをカバーする上流・下流を含めた総合的なLNGプロジェクト実施枠組みを設定する契約書である。必要があればPSCの修正も検討される模様である。関係者によるとHGAの締結までには1年半程度が必要だとされている。以下では、上記JICA調査団報告の骨子と最近の探鉱開発作業の進展状況を参考に、今後の天然ガスの供給見通しを説明する。

### 5.2.1 浅海及び陸上ガス田

浅海ガス田はソングソング・ガス田とムナジ湾ガス田がメインである。また、2015年に発見されたRuvu Basinの陸上ガス田も比較的早く開発が進むだろう。他にも小さいガス田がガスパイプラインの近くで発見されていて、今後生産に投入される可能性もあるが、現在のところ大きな影響を与えるほどの量ではない。

ソングソング・ガス田は1974年にAGIP(Africa)（現在はENI）が発見したが、同社は商業生産可能ではないとして同ガス田を放棄した。1995年、タンザニア国政府は低コストで信頼できる電力供給を目的とした「ソングソング・ガス電力開発計画」の実施を決定した。世界銀行は2001年にこの計画をサポートする最終決定を下し、この計画は上流からガス利用に至るまでの様々な内外のジョイントベンチャーで構成されるコンソーシアムによって着手された。ガス田は2004年6月に操業を開始した。2013年の生産高は約350億立方フィート（35Bcf）、9,600万立方フィート/日（96MMcfd）であった。



Source: Ministry of Energy and Mining

図 5.2.1-1 ソングソング・ガス田

を掘り、新パイプラインの稼働に合わせて天然ガス生産量を現在の96MMcfdから190MMcfdに引き上げる計画が進められている。このほか、ソングソング本体の東側に位置するKilwa North（小

現在、ガスの原始埋蔵量（GIP）は確率50%（P50）で2.5Tcfで、そのうちの可採埋蔵量はソングソング本体（SS）とすでに試掘で天然ガスが確認されている北ソングソング（SSN）構造を合わせて0.88Tcf（2016年12月末、TPDC）と推定されている。主な根源岩は白亜紀後期の砂岩で、平均回収率は約75-80%である。

ムトワラからダルエスサラームまでの新パイプラインの建設に合わせ、ソングソングからも既存のパイプラインに加えもう一本追加の支線が建設された。ソングソングには現在11坑の生産井があるが、傷みが激しい坑井の改修を実施するとともに、新たに生産井1坑

島から掘られた坑井：Ndovu Resources の保有）では 20MMcfd の生産能力が建設され、新パイプラインの稼働とともに 15MMcfd を供給中である。ソングソングでは生産体制強化により 190MMcfd のガス供給体制をとっているが、2020 年には生産の減退が始まる見込みである。そこで、オペレーターの PanAfrican 社は 2026 年 10 月までの PSC の期限を延長し、既に天然ガスが確認されている北ソングソング構造について地震探鉱や評価井掘削などの作業を進め、さらなる埋蔵量の確保を図りたいとしている。同社は、SSN の開発が軌道に乗れば 70MMcfd を追加生産可能としている。ただし、2026 年には生産が減退に向かうので、西ソングソング（SSW）プロスペクト<sup>2</sup>の試掘も実施したいとしている。SSW のガス可採資源量は 0.45Tcf と推定されている。

ソングソング・ガス田群の可採資源量は SSW のガス埋蔵量が確認されれば現在の 2 倍になるともいわれているが、PanAfrican 社は断層の作用についてリスクがあることも指摘している。タンザニア石油開発公社（TPDC）の幹部は、ガスの原始埋蔵量は合計で 3Tcf に増加するだろうと説明している。これらの数字は今後さらに確認する必要がある。

表 5.2.1-1 タンザニア国の天然ガス埋蔵量

| Category           | Gas fields  | Proven Reserve | Provable Reserve |
|--------------------|-------------|----------------|------------------|
|                    |             | P90<br>P1      | P50<br>P1+P2     |
|                    |             | Tcf            | Tcf              |
| Land/Shallow Water | Songo Songo | 0.88           | 2.5              |
|                    | Mnazi-Bay   | 0.262          | 5                |
|                    | Mkuranga    |                | 0.2              |
|                    | Nyuni       | 0.045          | 0.07             |
|                    | Ruvuma      |                | 0.178            |
|                    | Ruvuma      |                | 2.17             |
|                    | Sub-total   |                | 10.118           |
| Deep Water         | Block-2     |                | 25.4             |
|                    | Block1,3&4  |                | 21.73            |
|                    | Sub-total   |                | 47.13            |
| Total              |             |                | 57.25            |

Source: TPDC

ソングソング・ガス田群の GIP は 3Tcf と推定されており、SSN や SSW の評価が進めば、この数字はより確実なものになるだろう。可採埋蔵量はその 80% の 2.4Tcf と仮定すると、計算上は 20 年にわたって 2,400MW 級の発電所に毎年平均 120Bcf の天然ガスを供給することが可能になる。<sup>3</sup> PanAfrican 社は、SSN の生産を引き上げれば、現在計画している 190MMcfd (63Bcf/年) の生産を 70MMcfd 引き上げることができるとみている。260MMcfd (86Bcf/年) は 1,700MW 級のガス発電所に供給できる数量である。SSW など周辺の構造が確認され、確認埋蔵量として 2Tcf が確保されれば、このレートをかなりの期間維持できるようになるだろう。したがって、発電用供給レート

<sup>2</sup> 石油の探鉱において、地震探鉱データなどの解析により「石油が胚胎している可能性がある」として抽出された地層構造を「リード (lead)」という。そのうち、更なる技術検討と経済性評価により「試掘する価値が十分ある」と認定された地質構造を「プロスペクト (prospect)」という。

<sup>3</sup> ここでは、「1Tcf のガスからは LNG 100 万トン を 20 年にわたって生産できる。LNG 100 万トンは 1,000MW (発電効率 50% 程度、負荷率 50% 程度) のガス火力発電所の 1 年分の消費量に相当する。」という概算を適用している。最近の高効率ガス火力 (同 60%) では 1,000MW 級の年間 LNG 消費量は 80 万トン程度でも十分であり、ここでの計算はかなり余裕を見たものである。

としては最大 2,000MW、産業用などの他の用途にもガスが供給されることを考慮すれば、平均 1,000MW 程度の枠を想定することができるだろう。

ムナジ湾ガス田は 1982 年にアジップが発見したが、商業性に乏しいとして鉱区返還された。2002 年にカルガリーに本拠を置く Artumas グループがタンザニア国政府にガス田近辺のムトワラ地区でのガス発電計画を提案した。Artumas は 2005 年にムナジ湾 1 号井にリエントリーし<sup>4</sup>、フローテストを行った。モーレル&プロム・タンザニア国探鉱開発会社 (M&P: オペレーター、親会社は仏金融資本の Altus 社)、ウェントワース・リソーシズ社 (Artumas の後継会社) と TPDC によるコンソーシアムが 2007 年にこのプロジェクトを立ち上げ、18MW の地元の小さな発電所に少量の天然ガス (2013 年には 687MMcfd) が供給され始めた。2015 年 7 月には、図 5.2-1 に示すように、ムナジ湾からダルエスサラームまで天然ガスを運ぶ新しいガスパイプラインが完成し、8 月から送ガスが開始された。2016 年末時点では 40MMcfd のガスがキネレジ発電所向けに供給されている。将来需要が順調に伸びれば、ムナジ湾ガス田の生産は 210MMcfd (70Bcf/年) に増加する見込みである。

TPDC によると 2014 年 12 月末のムナジ湾ガス田の可採埋蔵量 (P50) は 820Bcf である。M&P 社によると、これは、2015 年に完成したパイプラインの増強に合わせてガス田増強が実施されている構造についてのものである。同社は、2013-2014 年にかけて周辺の 4 構造について地震探鉱と解析を実施し、試掘地点も決定しており、今後ガス販売の見通しが確実となり、また納得できる価格が保証される見通しが立てば、これら周辺のプロスペクトの試掘を実施したいとしている。

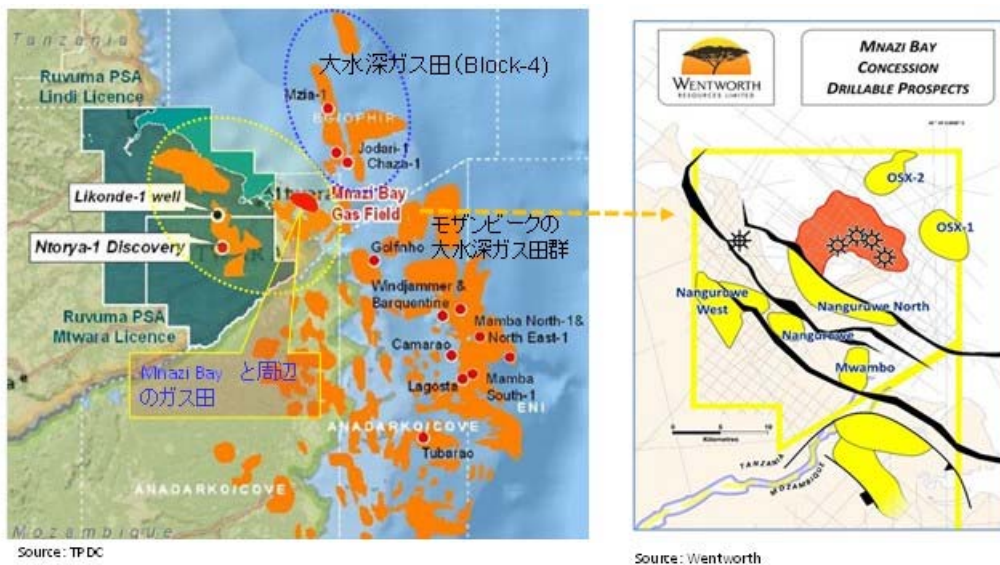


図 5.2.1-2 ムナジ湾ガス田と近隣のガス田

TPDC の大まかな見通しでは、ムナジ湾ガス田のガス原始埋蔵量は P10 で 5Tcf である。回収率を 75-80% とすると、可採埋蔵量は 3.75-4.0Tcf になる。この量の半分を発電用に振り向けると仮定すると、燃料消費ベースで 2,000MW、あるいはロードファクター 65% での発電能力ベースで 3,000MW のガス火力を 20 年間稼働させることができる。タンザニア国ではガスを大量に使用する巨大産業がまだ出現しておらず、2025 年以前の天然ガス利用計画の初期段階ではこれより多く

<sup>4</sup> 石油開発において、過去に掘削された坑井を再利用する作業をいう。

の天然ガスを発電用に回すことも可能であろう。

上記の浅海ガス田に加え、2015年、UAEを本拠とする Dods Energy & Power により、ダルエスサラームの西 50km の Ruvu Basin で掘削された Mambokofi 1号井でガス田が発見された。判明している資源量は 2.17Tcf とされている。Dods社 はこれまで Ruvu Basin 鉱区で Mambokofi、Mtini および Mbuyu の 3 坑の探鉱井を掘削し、Bagamoyo に近い Mtini 1号井は失敗に終わったが、ダルエスサラームの西 250km の Kilosa で掘削した Mbuyu1 号井でもガスが発見された。ただし、Mbuyu のガス埋蔵量は発表されていない。同社は現在これらの発見構造での評価井の準備を進めており、「探鉱作業は現在も継続中で、Ruvu 鉱区ではさらなる天然ガス埋蔵量の発見も期待できる」と述べている。<sup>5</sup>

上記の観察から、2025年までの期間では、浅海・陸上ガス田からの天然ガスでは燃料消費量ベースでみて少なくとも総計 3,000MW 程度 (150Bcf/年あるいは 450MMcfd) の火力発電所を運転することができ、必要なら、以下に説明する巨大な大水深ガス田の操業開始時期にもよるが、5,000MW (250Bcf/年あるいは 750MMcfd) の利用も可能であろう。これに加えて、新規に発見された Ruvu Basin のガス田からは年間最大 100Bcf、発電量換算 2,000MW 程度の天然ガスの追加供給が期待できるであろう。さらに、新たな天然ガス需要が出てくれば、付近のプロスペクトやリードでのガス探鉱活動を刺激し、迅速に開発可能な天然ガスをより多くもたらすことに繋がる可能性がある。

### 5.2.2 大水深ガス田

タンザニア国とモザンビークの国境を流れるルヴマ河の河口に形成されたルヴマ堆積盆地のモザンビーク側大水深鉱区で大規模な天然ガスが発見されたことにより、タンザニア国の大水深鉱区でのガス探鉱も促進された。2010年には、BG/Ophir グループが水深 1,400m の第 4 ブロックで試掘した Pweza-1 号井で大量のガスを発見した。これに続き、2013 年末までに 5 坑のガス井の試掘が行われた。これまでに実施された 27 坑の試掘井のうち、20 坑でガスが発見されるという驚異的な成功率である。

タンザニア国石油開発公社 (TPDC) によると、2016 年 12 月末の大水深ガス田の天然ガスの原始埋蔵量 (P90+P50) は 47Tcf と推定されている。積極的な探鉱評価活動により、2013 年 12 月の 37.5Tcf から大幅に増加しており、今後さらに大きくなると期待されている。NGUMP のドラフト 2 では、タンザニア国の大水深ガス田の最終的な資源量は 100Tcf を遥かに超えるだろうとされている。現在の推定埋蔵量は、LNG の巨人であるマレーシアの BP 統計による 2015 年末の確認埋蔵量 41.3Tcf<sup>6</sup> に匹敵するものである。この大発見による大規模なガス埋蔵量を有効に開発するため、タンザニア国政府は NGUMP を策定し、2017 年 2 月に発表した。

<sup>5</sup> <http://www.naturalgasasia.com/more-natural-gas-discovered-in-tanzania-17794>

<sup>6</sup> BP 統計 2016 年版

表 5.2.2-1 2010 年以降に掘削された大水深坑井

|    | Well         | Block | Company       | Drilled | TD(m) | WD    | Result |
|----|--------------|-------|---------------|---------|-------|-------|--------|
| 1  | Pweza-1      | 4     | Ophir         | 2010    | 4,082 | 1,400 | Gas    |
| 2  | Chewa-1      | 4     | Ophir         | 2010    | 3,076 | 1,315 | Gas    |
| 3  | Chaza-1      | 1     | Ophir         | 2011    | 4,600 |       | Gas    |
| 4  | Zeta-1       | 5     | Petrobras     | 2011    | 4,832 |       | Dry    |
| 5  | Zafarani-1   | 2     | Statoil/ExM   | 2012    | 5,150 | 2,500 | Gas    |
| 6  | Jodari-1     | 1     | BG/Ophir      | 2012    | 4,490 | 1,153 | Gas    |
| 7  | Mzia-1       | 1     | BG/Ophir      | 2012    | 4,860 | 1,639 | Gas    |
| 8  | Lavani-1     | 2     | Statoil/ExM   | 2012    | 3,850 | 2,360 | Gas    |
| 9  | Papa-1       | 3     | BG/Ophir      | 2012    | 5,575 | 2,186 | Gas    |
| 10 | Lavani-2     | 2     | Statoil/ExM   | 2012    | 5,270 |       | Gas    |
| 11 | Zafarani-2   | 2     | Statoil/ExM   | 2012    | 3,039 |       | Gas    |
| 12 | Jodari-5     | 1     | BG/Ophir      | 2012    | 3,441 |       | Gas    |
| 13 | Jodari-N     | 1     | BG/Ophir      | 2012    | 3,389 |       | Gas    |
| 14 | Pweza-2      | 4     | Ophir         | 2013    | 3,159 |       | Gas    |
| 15 | Pweza-3      | 4     | Ophir         | 2013    | 3,153 |       | Gas    |
| 16 | Mzia-2       | 2     | Statoil/ExM   | 2013    | 4,341 |       | Gas    |
| 17 | Tangawini    | 2     | Statoil/ExM   | 2013    | 3,030 | 2,300 | Gas    |
| 18 | Mzia-3       | 2     | Statoil/ExM   | 2013    | 4,803 |       | Gas    |
| 19 | Ngishi-1     | 4     | BG/Ophir      | 2013    | 4,640 | 1,301 | Gas    |
| 20 | Mkizi-1      | 1     | BG/Ophir      | 2013    | 3,860 | 1,300 | Gas    |
| 21 | Mronge-1     | 2     | Statoil/ExM   | 2013    | 6,110 | 2,511 | Gas    |
| 22 | Minzi        | 7     | Dominion      | 2013    | 5,782 |       | Dry    |
| 23 | Zafarani-3   | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 4,695 |       | Gas    |
| 24 | Taacui-1 ST1 | 1     | BG/Ophir      | 2014    | 4,215 |       | Gas    |
| 25 | Piri-1       | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 5,695 |       | Gas    |
| 26 | Kamba-1      | 4     | BG/Ophir      | 2014    | 3,971 | 1,379 | Gas    |
| 27 | Binzani-1    | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 5,580 |       | Gas    |
| 28 | Giljani-U1   | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 3,300 |       | Gas    |
| 29 | Tende-1      | 2     | Ophir/E Pande | 2014    | 4,153 |       | Dry    |
| 30 | Mkiki-1      | 7     | Dominion      | 2014    | 3,229 |       | Dry    |
| 31 | Kungumanga-1 | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 5,653 |       | Dry    |
| 32 | Piri-2       | 2     | Statoil/ExM   | 2014    | 5,196 |       | Gas    |
| 33 | Mdhasini-1   | 2     | Statoil/ExM   | 2015    | 5,556 | 2,296 | Gas    |
| 34 | Tangawizi-2  | 2     | Statoil/ExM   | 2015    | na    |       | na     |
| 35 | Ktange-1     | 1     | Shell/Ophir   | 2016    |       |       | Dry    |
| 36 | Bunju-1      | 4     | Shell/Ophir   | 2016    |       |       | Dry    |

Source: TPDC, oil companies press release, etc.  
 Note: Blue colored wells are dry wells and yellow colored wells are appraisal wells.

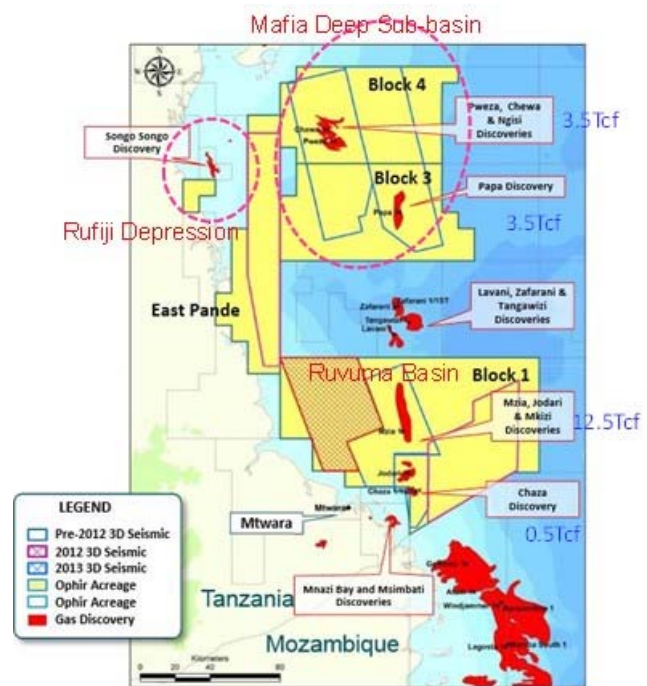


図 5.2.2-1 大水深鉦区で発見されたガス田

NGUMP では、浅海鉦区や大水深鉦区で発見されたガスをフルに利用する計画とし、LNG プロジェクト、複数の肥料や石油化学製品プロジェクトなどの建設を計画している。比較的開発の易しい浅海ガス田の生産を先行させ、肥料プロジェクトなど規模の小さい事業は 2020 年頃から、大規模事業となる大水深ガス田の開発と LNG 事業は 2025 年頃からの生産開始を目指している。

ここで鍵となる論点は、大水深ガス田開発は浅海ガス田開発に比べてかなり開発コストが高いことである<sup>7</sup>。膨大な生産量のため、天然ガス生産単価は浅海ガスと同程度になると考えられる。しかし、このガス田を稼働させるための初期投資には莫大な資金を投入しなければならない。そのためには、確実な収入を約束する大規模で安定的な天然ガスの基礎需要を確保しなければならない。同時に、天然ガスを国内で大量に利用するプロジェクトを実行するには、プラントと関連資機材を輸入するための投資とそのための外貨獲得を行う必要があり、その資金を確保することも必要になる。もちろん、そのようなプロジェクトで生産される商品の市場、必要な技術、工場用地、労働力、各種の事業支援サービス（下請け）などの確保も必要である。

巨額の初期投資を投じる大水深ガス田の開発を実現するためには大量のガス需要を確保することが必要である。これを実現できるのは LNG プロジェクトだけで、他の小規模プロジェクトでは十分なキャッシュフローは確保できない。安定した十分な規模のキャッシュフローが見通せなければ、巨額の投資決定は困難である。つまり大水深鉦区の開発は何時どのように LNG プロジェクトを実現できるかにかかっている。

2016 年 9 月に LNG プロジェクトの基本枠組みを決める HGA の交渉がタンザニア国政府と Shell（旧 BG）/Ophir と Statoil/ExxonMobil の二つの石油会社グループとの間で始まった。1 年半程度で枠組み協定を完成させ、その後 2-3 年で FEED を完了して投資決定（FID）にこぎつける計画と

<sup>7</sup> Statoil 社によれば、Block-2 の大水深ガス田の開発には、200-300 億ドルを要するとみているとのことである。

されている。しかし、現実の市場は極めて厳しい。世界最大の LNG 輸入国である日本では福島原発事故からの回復で LNG 需要は減少傾向にあり、アメリカではシェールガスによる新規の LNG 供給が始まった。目論見通り 2025 年の生産に漕ぎつけるには政府と石油会社が協力し、全力をあげてプロジェクトの推進に取り組む必要がある。なお、タンザニア国政府は 2015 年秋に同国南部の Lindi 一帯に LNG プラントをはじめとするガス関連プラントの建設用地を確保している。

### 5.2.3 天然ガス供給の展望

タンザニア国で天然ガスの国内消費を大幅に増やすことができるかどうかは、長期的には大規模な埋蔵量の確認された大水深ガス田の商業開発が可能になるかどうかにかかっている。ただし、現在のガス消費水準は低く、かなり高い需要の伸びがあつたとしても、当面は浅海・陸上地域で発見された天然ガス埋蔵量で十分賄うことができる。このような検討をベースに、NGUMP では、浅海ガスの生産とそれによる肥料など小規模プロジェクトの立ち上げが先行し、大水深ガス田開発の大前提となる LNG プロジェクトが 2025 年頃より立ち上がるもとして、図 5.2.3-1 に示すようなガス消費の展開を見込んでいる。

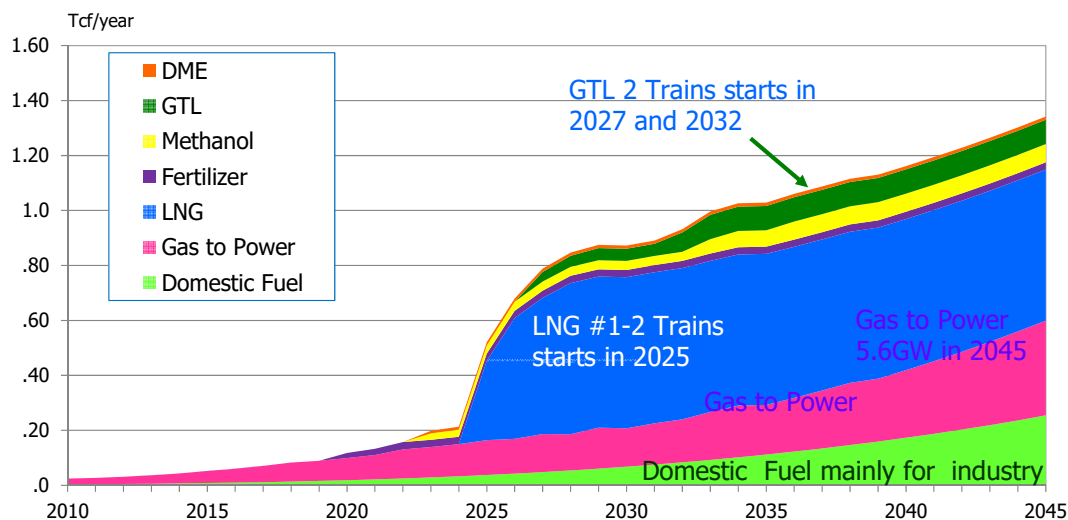


図 5.2.3-1 天然ガス消費量の見通し

上記の想定では、表 5.3 に示すように LNG プロジェクトが立ち上がる（したがって大水深ガス田も立ち上がる）2025 年以前の累計天然ガス需要は 1.2Tcf ほどである。主力は火力発電での天然ガス消費であり、もし、それが 3 倍程度に膨らんだとしても、現在までに発見されている資源量の 10Tcf で十分賄えると云えよう。

表 5.2.3-1 天然ガス消費量の見通し

|                        | Dom. Fuel | Gas to Power | LNG    | Fertilizer | Methanol | GTL   | DME | MTG | Total  |
|------------------------|-----------|--------------|--------|------------|----------|-------|-----|-----|--------|
|                        | Bcf       | Bcf          | Bcf    | Bcf        | Bcf      | Bcf   | Bcf | Bcf | Bcf    |
| 2010                   | 4         | 21           | 0      | 0          | 0        | 0     | 0   | 0   | 25     |
| 2020                   | 18        | 81           | 0      | 18         | 0        | 0     | 0   | 0   | 118    |
| 2030                   | 68        | 140          | 550    | 26         | 33       | 44    | 12  | 20  | 893    |
| 2040                   | 172       | 247          | 550    | 26         | 66       | 88    | 12  | 20  | 1,182  |
| Cumulative Consumption |           |              |        |            |          |       |     |     |        |
| 2015->24               | 185       | 800          | 0      | 120        | 50       | 0     | 20  | 35  | 1,209  |
| 2015->35               | 963       | 2,460        | 5,622  | 411        | 482      | 544   | 151 | 259 | 10,891 |
| 2015->45               | 2,795     | 5,088        | 11,120 | 675        | 1,142    | 1,428 | 270 | 463 | 22,981 |
|                        | %         | %            | %      | %          | %        | %     | %   | %   | %      |
| 2015->24               | 15.3      | 66.2         | 0.0    | 9.9        | 4.1      | 0.0   | 1.7 | 2.9 | 100.0  |
| 2015->35               | 8.8       | 22.6         | 51.6   | 3.8        | 4.4      | 5.0   | 1.4 | 2.4 | 100.0  |
| 2015->45               | 12.2      | 22.1         | 48.4   | 2.9        | 5.0      | 6.2   | 1.2 | 2.0 | 100.0  |

JICA 調査報告では、①大水深ガス田への巨額の開発投資を可能とする LNG プロジェクトを基軸として天然ガス開発を進めること、②肥料やメタノールなど一部の小規模プロジェクトや初期の発電プロジェクトは浅海ガス田のガスを利用して先行実施すること、③GTL 等技術的に複雑で投資額も大きなプロジェクトは LNG プロジェクトの見通しが立ってから実施の可否を判断することを提案している。また、ここには LNG 2 トレインケースを示したが、現在までのガス発見量はこのケースの所要量を大きく上回っており、将来、LNG プラントを 4 トレインに増設することも検討対象としている。

一方、図 5.2.3-1 の 2 トレインケースの天然ガス需要量に対するガス供給については、図 5.2.3-2 に示すように想定している。

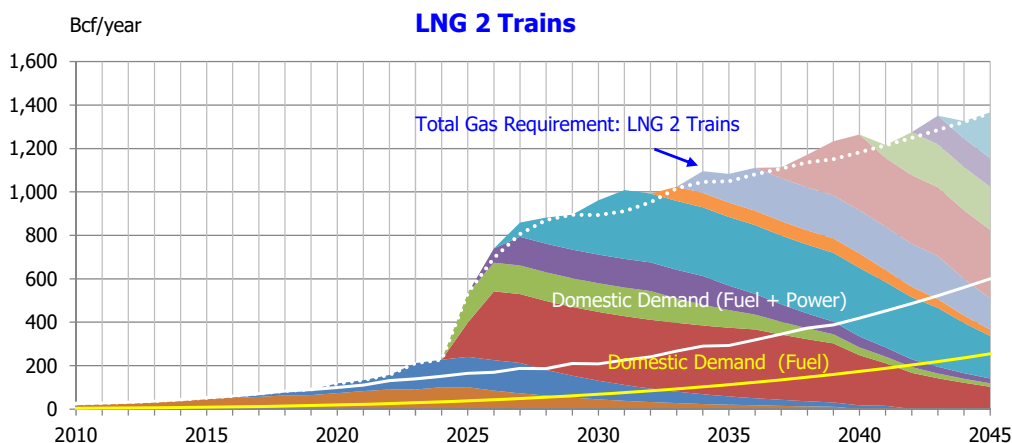


図 5.2.3-2 LNG2 トレインケースの天然ガス供給パターン

まず浅海ガス田についてみれば、「大水深ガス田は LNG プロジェクトの実現に合わせて順調に開発される」というシナリオが実現すれば、将来、大規模ガス田からの追加ガス供給を期待できるようになる。そのため、浅海ガス田のガスを繰り上げ生産して使用できるだろう。近年、浅海ガス田の埋蔵量は増加傾向にあることに鑑み、浅海ガス田からの天然ガスは当座の 2025 年までの期間、最低でも 3,000MW のガス火力発電所に供給するのに十分な量 (150Bcf/年≒450MMcfd) があるといえる。今後 10 年の期間の前半では、全てのガス火力プラントが直ちに操業開始するわけではないので、ガス消費量はこの半分以下であろう。従って、探鉱・開発投資の追加投入により、



後半の 2020～2025 年にはガス供給レベルを 5,000MW 級の発電所を操業するレベル (250Bcf/年≒750MMcfd) にまでさらに増やすことも可能だろう。これに加え、Ruvu Basin で発見されたガス田からは年間 50-100Bcf、あるいは 130-260MMcfd、発電量相当 1,000-2,000MW の天然ガスが追加供給可能と期待される。なお、現時点でのガス処理プラントおよびパイプラインの能力は表 5.4 に示すとおりで、将来は電力向け需要の増加にあわせてこれらの能力をタイミングよく増強する必要がある。

表 5.2.3-2 天然ガス処理プラント及びパイプライン (2016 年)

| Gas Processing Plant |                  | Capacity |
|----------------------|------------------|----------|
|                      |                  | MMcfd    |
| Old                  | Songo Songo      | 110      |
|                      | Mnazi Bay        | 10       |
| New                  | Songo Songo      | 140      |
|                      | Madimba (Mtwara) | 210      |
| Total                |                  | 470      |

| Gas Pipeline                      | Distance | Capacity |
|-----------------------------------|----------|----------|
|                                   | km       | MMcfd    |
| Songo Songo to Dar es Salaam      | 232      | 105      |
| Mnazi Bay to Mtwara               | 27       | 70       |
| NNIGP (Madimba to Dar es Salaam)* | 534      | 784      |

(Note) National Natural Gas Infrastructure Project

出所：TPDC

他方、大水深のガスは投資決定が直ちに行われたとしても 2025 年頃までは期待できないと考えられる。生産開始までの所要時間を計算してみると、莫大な開発資金のローンを組むために必要なガス埋蔵量の第三者証明を得るための埋蔵量評価には今から数年かかり、ローン供与が確定してはじめて最終投資決定を行うことができる。ガス田開発と LNG プラント建設のための FEED (基本設計) と EPC (設計、調達、工事) の入札を完了するのに 2 年が必要で、その後の建設には 4-5 年がかかるだろう。大規模工事の推進に必要なインフラや工業用水の整備なども懸念材料である。

このような想定をもとにすると、現時点で考えられる現実的なシナリオは以下になるだろう。

- 1) 今後 10 年間、天然ガスは浅海および陸上ガス田だけから供給される。発電に利用可能な量は 3,000MW (消費量ベース：150Bcf/年もしくは 450MMcfd) で、今後 2025-2030 年の期間に大水深ガス田が稼働して、この時期にピークを迎える浅海ガス田の穴埋めができる見込みがたてば、これらのガス田からの供給を 6,000MW (300Bcf/年=900MMcfd) 程度にまで前倒しすることも可能だろう。
- 2) 大水深ガス田が稼働すれば、発電用の天然ガス供給は増加し、10,000MW 以上の発電設備に供給できるようになるだろう (500Bcf/年=1,500MMcfd)。<sup>8</sup>

<sup>8</sup> 大水深ガス田の可採埋蔵量は現時点で 30Tcf 程度 (原始埋蔵量 40Tcf×75%) と見込まれている。その半分の 15Tcf を国内向けとすれば、ガス火力 15,000MW×20 年分の燃料に相当する。工業用などの分野におけるガス利用を考慮しても、既発見の天然ガスで平均 10,000MW の発電を行うことは十分可能である。検討期間の初期には発電能力が低いので、2025 年以降の検討期間全体を通じての供給枠を 10,000MW (500Bcf/年) とすれば、かなり

一方、上記のシナリオを実現するには次にあげるような要件が満たされなければならない。

- 1) 巨額のコス田開発投資を可能とする安定的な基礎需要を確保するため、LNG プロジェクトができるだけ早く実現すること、そのためには、まず、LNG プロジェクトの枠組みを定める協定を、鉱区権益を有する石油会社と取り決めることが必要である。(このための HGA 交渉は 2016 年に開始された。) なかでも販売先の確保が最大の難関で、LNG の引き取り・販売の枠組みを早期に定めるとともに、需給緩和の続く国際 LNG 市場で十分競争力のある価格を提供する覚悟が必要である。
- 2) 国内向け天然ガス販売では、ガス田開発投資を呼び込むのに十分なインセンティブを提供するガス価格が保障されること。国内向けには TPDC の取り分となるガスと国際石油会社の取り分のうち国内供給義務に相当する部分があてられることになるが、適切かつフェアな引き取りおよび価格決定方式をセットすることが必要である。また、これまで TANESCO によるガス代金の滞納が発生した等の事情に鑑み、約束されたガス代金がきちんと支払われるような財政的裏付けが提供されれば、大きな支援になるだろう。
- 3) 各分野における国内事業はパンカプルで、確実な実現が、建設スケジュールを含めて保証されること。これを示すため、各事業分野の投資家の確定、用地や労働力の確保、インフラなどの整備等が確実に進むことを示す必要がある。
- 4) これらの事業を円滑に実現する上での法律や制度、所管官庁の組織・要員などの整備を早急に進めることが必要である。

ここで特に重視すべきことは、上流から下流までのさまざまな事業が調和のとれた形で総合的に実施されることである。そのためには、天然ガス開発利用計画を、時間軸を伴う総合計画として確立し、個々の事業計画を具体的に決定し、ロードマップに沿って実現していくことが必要とされよう。

### 5.3 石炭

これまで、タンザニア国の石炭生産量は非常に少なく、2012 年には 105,800 トン<sup>9</sup>の石炭が生産されて国内市場のセメント工場、ミニ製鉄所、石炭ペレット<sup>10</sup>生産工場等に供給され、マラウイに輸出されてきた。しかし、2011 年以降 Ngaka 炭鉱の本格生産が開始し、2016 年には月産 3 万トン近くまで生産が増加し、全国各地の産業用にトラックで配送されるようになった。しかし、図 5.3-1 に示すように、主な石炭鉱床は内陸部にあり、現在、付

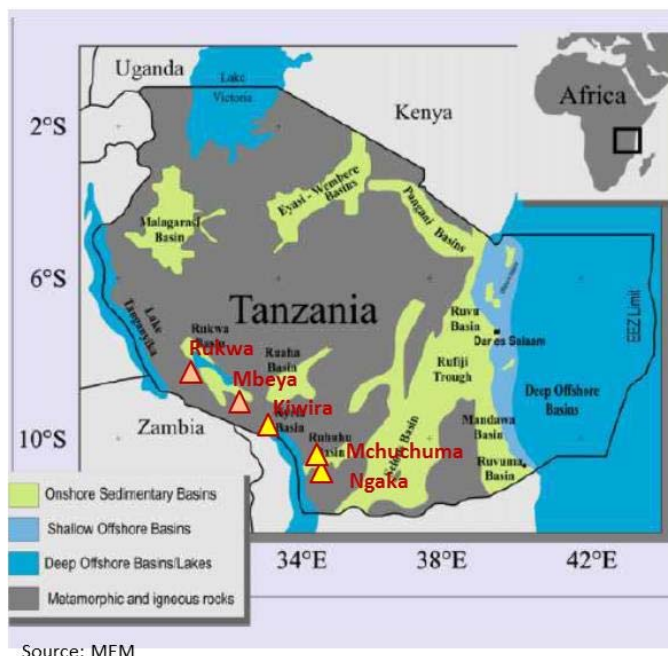


図 5.3-1 タンザニア国の炭鉱分布

余裕のある想定ということができよう。

<sup>9</sup> USEIA, International Energy Statistics, 2016 年 2 月にドローダウン。

<sup>10</sup> 豆炭は家庭での調理用、中小工場での熱源として利用されている。

近には鉄道や送電線のような利用可能な大規模インフラはない。現在までに確認されているタンザニア国の石炭埋蔵量は表 5.3-1 に示すように 10 億トン程度であるが、需要が出てくればさらに探鉱が進み増量となる可能性がある。また、石炭は低品位炭で、熱量は 4,000kcal/kg 程度と低い。

PSMP2012 Update では、国内炭を使用する 3,800MW の石炭火力プラントを 2020 年までに完成すると計画されている。そのうちいくつかは山元プラントで、残りの未定のもは鉄道かトラックで石炭供給を行う計画である。しかし、現時点では現実的な建設計画はかなり小規模になっている。国家開発公社 (NDC) は 3 つの炭鉱開発を計画しており、国営鉱業公社 (STAMICO) は以下に説明するキウイラ炭鉱の開発を計画している。このほか、内陸地方の他の炭鉱開発を目指す複数の石炭鉱業ライセンスが賦与されている。このうちの 1 社である Kibo Mining Plc 社 (本社ダブリン) は 2016 年 6 月に内陸の Mbeya で山元発電を実施する計画を発表した。<sup>11</sup> また、Edenville Energy Plc 社 (本社ロンドン) は 2016 年 5 月に Rukwa 炭鉱で山元発電を実施する計画を同社のホームページで発表した。<sup>12</sup> 両社とも現在 F/S を実施中と伝えられるが、PPA 交渉の本格化はまだこれからの模様である。2016 年末の時点では、これらの山元発電プロジェクトはまだ具体的に動き出してはいない。石炭火力と送電線の建設には 3 年程度が必要なので、これらのプロジェクトが稼働するのは早くても 2019 年以降になる可能性が高い。

表 5.3-1 タンザニア国の石炭埋蔵量と利用計画

|                   |                     | National Development Corporation(NDC) |                      |            | STAMICO                                   | Others             |
|-------------------|---------------------|---------------------------------------|----------------------|------------|---|--------------------|
| Coal Mine         | Unit                | Mchuchuma                             | Katewaka             | Ngaka      | Kiwira -<br>Ngoro -<br>Kabulo -<br>Maturi | - Mbeya<br>- Rukwa |
| Reserves          | Million Tons        | 370                                   | 81.65                | 251        | 85  | M:109<br>R:58      |
| Production plan   | Million Tons / Year | 3                                     | 0.34                 | 3          | 1.5                                       | N/A                |
| (for Generation)  | Million Tons / Year | 1.5                                   | (For iron<br>making) | -1.0       | -1.0                                      | N/A                |
| (for Industry)    | Million Tons / Year | 1.5                                   |                      | -2.0       | -0.5                                      | N/A                |
| Power development | Megawatt            | 600(150×4)                            | -                    | 400(200×2) | 400                                       | *1:300<br>*2:600   |

Source:NDC, STAMICO and various web information.

NDCはダルエスサラームから南西約1,000kmにあるニアサ湖近くに位置するウンガカ(Ngaka)、ケテワカ(Ketewaka)、ムチュチュマ(Mchuchuma)炭鉱の開発を進めている。このうちオーストラリア企業とジョイントベンチャー<sup>13</sup>を組んでいるウンガカは既に年間30万トンの生産能力に達している。将来生産量を年間300万トンに引き上げ200MWの発電機2基を設置して山元発電を行う計画があるが、発電用としては、まず、下記のムチュチュマの立ち上げが先行する。

中国の四川宏達グループとジョイントベンチャーを組んでいるムチュチュマ<sup>14</sup>は2019年6月操業開始を予定し、年間300万トンを生産し、その半分を建設予定の150MWの山元石炭火力発電機4基に割り振る計画である。ケテワカはほぼ同時期の操業開始を計画しているが、34万トンの

<sup>11</sup> <http://kibominig.com/projects/mbeya-coal/>

<sup>12</sup> <http://www.edenville-energy.com/>

<sup>13</sup> Tancoal Energy Limited (Tancoal), 70% owned by Australian Intra Energy Corporation and 30% by the National Development Corporation (NDC) of Tanzania.

<sup>14</sup> Sichuan Hongda Group が 80%、NDC が 20%を保有。Sichuan Hongda は鉄鉱石鉱山と製鉄所にも出資し、合計 30 億ドルの投資を予定している。

海綿鉄を生産する地元の製鉄所に供給するだけである。TANESCO と電力販売と送電線建設について協議していた NDC は、2015 年に入って Mchuchuma プロジェクトの側で Makambako まで 400kV x 200km の送電線を建設する方針に変更し、中国側パートナーと F/S を実施した。Ngaka 炭鉱まではさらに 50km の送電線が必要である。また、発電量のうち 240MW を「海面鉄を原料として電炉で製鋼するプロジェクト」に割り振り、残りを TANESCO に販売する方針に切り替えている。なお、これらの炭鉱では炭層探鉱は既に完了し、政府当局から鉱業計画の承認も取得している。

NDC は TANESCO との交渉で送電線建設の確約がなかなか得られなかったため、自社プロジェクトで 200km の送電線を建設することに方針を変更したが、その後の交渉で政府が発電所から Makambako までの送電線を建設し、TANESCO がその操業を引き受けることになった。未払金を抱える TANESCO が積極的な投資決定に乗り出せない中でも、山元発電プロジェクトは具体化の方向に進み始め、2015 年 9 月には合弁事業契約書が調印された。しかしながら、同契約書で合意された課税免除などのインセンティブ条項が過剰であるとのクレームがタンザニア国政府から出され、プロジェクトの実施は現在中断している。



図 5.3-2 山元発電と送電線計画

なお、炭鉱のある地帯は既存の鉄道からは遠く地形的にも厳しい環境にある。近場の鉄道まで石炭をトラック輸送するのは難しいため、NDC は将来一定の需要が出てくれば鉄道の支線を敷設する計画を提案している。本件については現在 TANESCO と PPA の交渉中であるが、電力の引き

渡し価格の決定が遅れている模様である。一方、開発地域の住民とは移転交渉を進めており、移転補償の支払いが完了次第土地造成などの工事に着手する予定である。

現在の同社の石炭確認埋蔵量はムチュチュマで3.7億トン、ウンガカで2.51億トン、ケテワカで8,165万トンである。NDCは認可を受けている地域の石炭可採資源量は合計12億トンになると推定している。ムチュチュマとウンガカの確認埋蔵量は合計6.21億トン、生産可能年数は40年、年平均生産量は1,500万トンになる。仮にこの半分の750万トンを発電に割り振ると、石炭火力発電量は2,200MWとなり、これは発電容量2,930MWの発電機をロードファクター75%で運転することに相当する。NDCはもしこれ以上の石炭が必要なら、同社の推定12億トンの石炭資源のうち隣接地域のケテワカからも石炭を調達して発電に回し、発電量をさらに増強することも可能だと述べている。この結果、長期的にはNDCの鉱区では2,000万トン/年超の石炭が利用可能で、山元発電量としては最大4,000MW程度（発電能力ベースでは6,000MW程度）を想定することができよう。

STAMICOはニアサ湖北部の沿岸地域近くにあるキウィラ炭鉱を開発し、山元石炭火力発電プラントを設置する計画である。同社は2018年に200MWの発電機を1基稼働する計画を立てており、十分な需要が期待できるならさらに200MWの発電機をもう1基建設する計画である。さらに、将来は800MWまで発電能力を拡大する計画を持っている。

同社はジョイントベンチャーのパートナー選定の入札を2015年初頭に実施したが資格要件を満たす応札者がなかったためこれをキャンセルし、2016年7月に再度入札を実施した。今後、落札者決定後にF/S、EIAの見直しを行い、2017年第2四半期に炭鉱、発電所および送電線の建設を開始し、2020年の生産開始を計画しているが、現在のところパートナーの募集は進展していない模様である。

STAMICOは認可鉱区に2つの炭鉱、キウィラとカプロを持ち、確認資源量はそれぞれ3,500万トン、5,000万トンである。同社はこれらの鉱区の隣接地域から1億トンの石炭を追加発見できると推定している。ここでは原炭ベースで年間150万トンを生産し、100万トンを発電に、50万トンをそれ以外に利用する計画である。石炭の質には問題があり、選炭する必要がある。選炭後では、100万トンあった原炭は32万トンにまで減少し、同社は「これはちょうど200MWの発電プラントを稼働させるのに十分な量である」としている。キウィラ炭鉱は鉄道の通過地域から100kmほどの距離にあり、タンザニア国とマラウィを結ぶ幹線道路からはわずか4km入ったところにある。国道沿いに国家送電網に繋がっている33kVの送電線が通っており、STAMICOは新しい発電所のためにこれを昇圧することを望んでいる（当初220kVを想定していたが、400kVに計画変更した）。ここで生産される電気は主に周辺地域で消費される見込みである。現在はインフラが充分ではないが、送電線と発電所までの石炭のトラック輸送<sup>15</sup>の問題は比較的早く改善できるだろう。しかし、STAMICOの認可鉱区の石炭で期待できる最大発電容量は200MWの発電機2基分にとどまると考えられる。ただし、同社は、これらのプロジェクトが順調に立ち上がれば、周辺地区の石炭鉱床を買収し、同様のプロジェクトをさらに展開したいとしている。

上記の政府系事業のほか2件の民間プロジェクトが進んでいる。

ダブリンに本拠を置くKibo Mining Plc社はMbeya市の西北70kmのRukwa湖南岸の鉱区で産出する石炭をベースに山元発電（Mbeya Coal to Power Project）を実施する計画を発表している。同

<sup>15</sup> 発電所の立地は炭鉱から少し離れているが、取り付け道路の建設は容易である。

社のホームページによれば<sup>16</sup>、同鉱区の石炭埋蔵量は1億900万トン（Indicated: 7,133万トン、Inferred: 3,805万トン）で、発熱量は13.66MJ（3,263kcal）/kgと低品位炭である。同社は現在F/S結果を検討中で、2017年第1四半期に着工、2019年竣工予定で300MW（150M×2基）の石炭火力の建設を予定している。発電した電気はMbeyaにあるMwakibete変電所まで65kmの送電線を建設して既存グリッドにつなぎこむ。中国の山東電建（SEPCO III）がJVのパートナーで、炭鉱開発費は3,100万米ドル、発電所建設費は6億9,900万米ドルとされている。同社はTANESCOとPPA交渉を開始したと伝えられている。<sup>17</sup>

ロンドンに本拠を置くEdenville Energy Plc社はRukwa湖北部西岸のMkomolo, Namwele, Muzeの3鉱区の石炭を燃料とする山元発電計画を2016年5月に同社のホームページで発表した。<sup>18</sup> 3炭鉱合計の埋蔵量は5,750万トンで、熱量は17.42MJ（4,162kcal）/kgと低品位炭である。フェーズ-1では100MW+α、フェーズ-2では600MWの発電機を建設する計画で、地元のSumbawanga（約25km）でグリッドへのつなぎ込みを計画している。現在F/Sを実施中で、同社はアクセス道路の建設に着手したと発表している。<sup>19</sup>

Kibo Mining社およびEdenville Energy社のプロジェクトは現在F/S段階にあるが、プレーヤーが固まっており具体化に向けての歩みは早まる可能性もある。これらの計画とNDC社およびSTAMICO社でのヒアリング結果では、計画ベースでは2020年以前に操業開始する山元石炭火力プラントの総発電量は1,600MW程度である。ムチュチュマ開発計画はPSMP2012 Updateでは300MWが2基と400MWが1基と計画されているが、プラントの大きさと発電量が当初のものよりかなり小さくなっている。また、山元地域での電炉による鋼材生産に240MWをあてる計画を打ち出したため、TANESCOへの電力販売量は当初計画より少なくなっている。キウィラは現在2号機の建設を保留している。このほか、PSMPで計画されている沿岸部石炭火力プラント（500MW）と地方部での石炭火力プラント（5基合計で1,500MW）については、今のところ具体的な動きはみられない。

上記を総括すると、次の10年間の石炭消費量は現在開発計画のある1,600MWを大幅に上回ることはないだろう。しかし、一度このビジネスモデルが成功すれば、山元発電プラントの追加建設が加速するだろう。ただし、これらの山元は既存のナショナルグリッドからかなりの距離

（100km～250km）にあり、長距離送電幹線の建設が大きな課題である。特に内陸部に計画されている西部系統幹線（Western Grid：400kV）の建設進捗が大きなカギを握っている。一方、石炭の長距離移送のためのインフラ整備についてはまだ具体的な計画はなく、当面発電プラントの建設場所は山元かそれに隣接したエリアに限られるだろう。従って、2025年までのタンザニア国の石炭火力発電量は、NDCの石炭資源を拡大利用する追加プラントが建設されるとしても、最大2,000MW程度にとどまると推定される。ただし、送電問題が大きな課題として残る。

長期的には、南部の国境沿いに新しい鉄道路線を引き、石炭や他の鉱物資源を沿岸部の港まで運んで輸出するというドリームプランがある。同時に、石炭も天然ガスと同様に発電用とその他用で半々に分けるという暗黙の思考もあるようだ。このような経済状況を考慮しない教条主義は炭鉱開発を邪魔するだけだろう。しかし、上に挙げた計画は生産された石炭の半分だけを使用す

<sup>16</sup> <http://kibominer.com/projects/mbeya-coal/>

<sup>17</sup> <http://www.proactiveinvestors.co.uk/companies/news/128951/kibo-mining-happy-with-mbeya-progress-but-flags-up-policy-issues-128951.html>

<sup>18</sup> <http://www.edenville-energy.com/>

<sup>19</sup> Edenville Energy Plc, "Project Update", 2016/5/18.

る予定としているので、当初の計画よりも石炭生産量が少なかったとしても、発電能力ベースで前述の 5,000MW 程度の発電量ならば十分に満たすことができるだろう。そうだとした場合、国内資源を節約するため、また、地球温暖化ガスの排出量を抑制するためには、発電規模が大きく熱効率が低いプラントを選択することが非常に重要である。150MW の亜臨界石炭プラントの熱効率は約 37%程度で、600MW の USC（超々臨界圧石炭火力発電）による熱効率は 43-45%である。<sup>20</sup> 熱効率が低いプラントでは発電用の石炭消費量が 15-20%余分に増えることになる。

5,000MW を超える石炭火力発電が国内炭で可能かどうか、また、必要かどうかは長期的な検討課題だが、近隣諸国から石炭を輸入することも可能である。電力需要の地域分布を考えても、工業化が進む沿海部での需要の高まりが大きいとみられるので、沿海部に発電プラントを設置することが望まれるだろう。沿海地域における電源選択では国産天然ガスとの厳しい競争が待ち受けているが、ひとつの目安として、長期的には沿海部で 5,000MW 程度の発電所建設オプションをバックアップ枠として考えてもよいだろう。燃料は輸入炭を前提として考えるが、内陸の国内炭資源の確認量が増加し、南部横断鉄道が建設された暁には、国内炭を利用することも考えられる。

上記のような観察から、本調査では 2030～2040 年という長期見通し作成の目安として、発電能力ベースで国内炭山元発電 5,000MW、沿海部輸入炭発電 5,000MW（プラスアルファも OK）を燃料供給可能量の目安として想定する。

## 5.4 再生可能エネルギー

### 5.4.1 タンザニア国における開発優先事項

タンザニア国は地熱、再生可能エネルギー活用型地方電化（RERE: renewable energy for rural electrification）及びバイオマスの 3 つの最優先事項を国家の開発優先事項として掲げている。

また、タンザニア国は、Climate Investment Funds (CIF)の Strategic Climate Fund の下、Scaling-Up Renewable Energy Program (SREP)のパイロット国の一つとされている。

タンザニア国 SREP 開発プログラムは、2 つの開発計画からなり、合計出力 147MW にも及ぶ。

#### 開発計画 1: 地熱開発計画

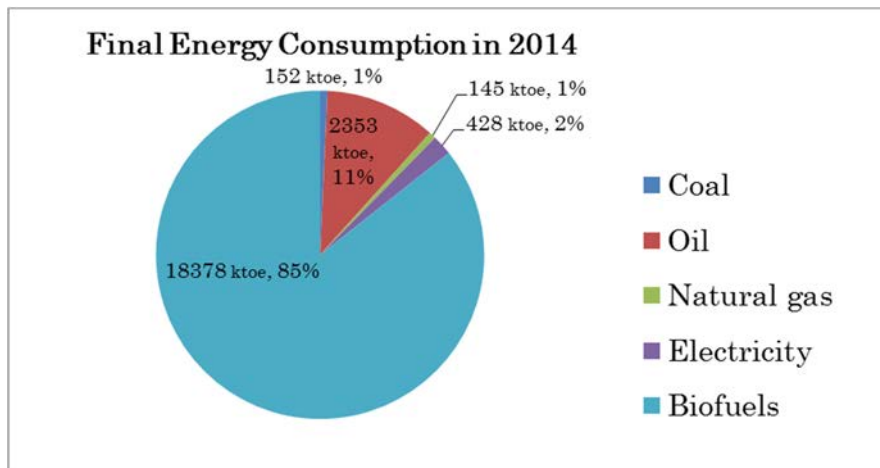
官民連携プロジェクトとして地熱発電所の開発、建設、O&M を行い、発電容量 100MW、年間 700GWh の発電電力量を見込んでいる。

#### 開発計画 2: 再生可能エネルギー活用型地方電化

本プロジェクトにより、約 50 万人の無電化地区に 47MW の再生可能エネルギーを発電し、約 2 百万人の雇用を生み出すと期待されている。

図 5.4.1-1 にタンザニア国における最終エネルギー消費（2014）を示す。バイオマスは、全エネルギー消費の 85%にも及んでいる。中でも、都市部の家庭における木炭使用が大部分を占めており、その大部分をダルエスサラームが占めている。また、石油製品による最終エネルギー消費が 11%を占めているのに対し、電力使用は 2%に過ぎない。

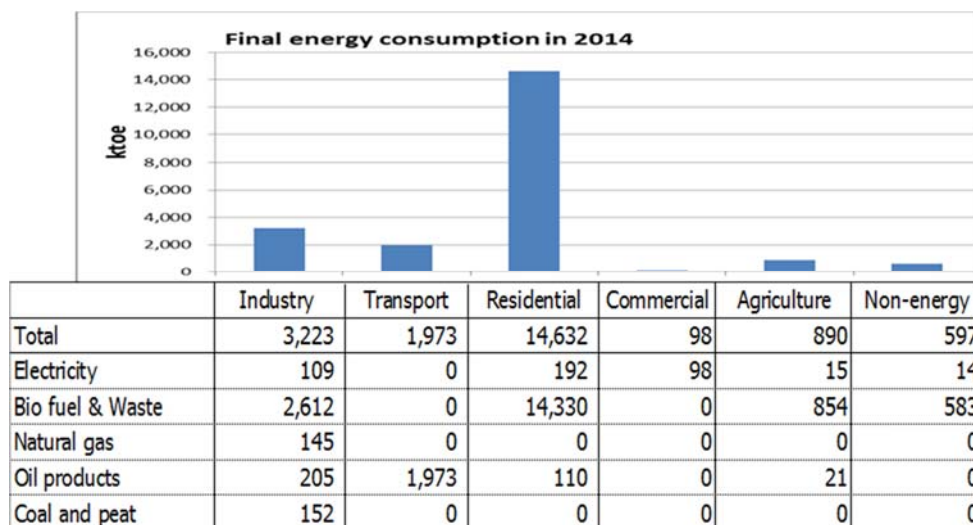
<sup>20</sup> ドイツの Neurath 発電所では褐炭を使用しているにもかかわらず 43%の発電効率が達成されているという。（IEA, 「Coal Medium Term Market Report 2015」）



出所：IEA: Energy Balance for Tanzania (2014)より

図 5.4.1-1 タンザニア国における最終エネルギー消費（2014）

図 5.4.1-2 にタンザニア国における部門別の最終エネルギー消費（2014）を示す。家庭部門のエネルギー消費が大部分を占めており、その内訳としてバイオ燃料（薪炭）が大部分を占めている。これは、家庭での調理に使用しているためである。



出典：IEA: Energy Balance for Tanzania (2014)より

図 5.4.1-2 タンザニア国における部門別最終エネルギー消費（2014）

## 5.4.2 再生可能エネルギー賦存量と開発状況

現状のタンザニア国の全発電容量における再生可能エネルギーの割合は約 4.9%を占めている（水力は除く、バイオマス、太陽光、小水力は含む）。タンザニア国政府は、2015 年までに 14%（大容量水力を含めて約 40%）まで増やそうと計画しているが、開発はなかなか進んでいない。

### 5.4.2.1 水力発電

タンザニア国では、永年水力発電を主とする電源構成であった。水源は主に少数の大ダムと発



電機からなる。全発電設備容量は 562MW<sup>21</sup>となるが、近年は渇水に悩まされている。水力発電の開発計画など、詳細は電源開発計画にて述べる。

#### 5.4.2.2 小水力発電

SREPによると、10MWまでの小水力発電の賦存量は480MWにも上るといわれているが、現在、系統に連系されている小水力発電は12MWに過ぎない。大多数の小水力発電設備は系統に連系しておらず、独立系統として存在している。表 5.4.2-1 にタンザニア国における独立系統の既設水力発電所一覧を示す。TANESCO は 300-8,000kW レンジの小水力発電を 5 サイト保有しており、表以外に系統連系された小水力発電が 2 サイトある。一方、TANESCO 以外では、15-8,000kW レンジの小水力発電所が 16 サイト存在しており、約 2MW に上る。

---

<sup>21</sup> MEM: 'SCALING-UP RENEWABLE ENERGY PROGRAMME (SREP) INVESTMENT PLAN FOR TANZANIA' (May, 2013)

表 5.4.2-1 タンザニア国における既設水力発電所一覧

| Location             | Turbine type/manufacturer | Installed capacity (kW) |
|----------------------|---------------------------|-------------------------|
| Ownership: TANESCO   |                           |                         |
| Tosamaganga (Iringa) | Gilkes & Gordon/Francis   | 1220                    |
| Kikuletwa (Moshi)    | Boving & Voith Reaction   | 1160                    |
| Mbalizi              | Gilkes & Gordon/Francis   | 340                     |
| Ownership: MISSIONS  |                           |                         |
| Kitai (Songea)       | Cross Flow/Ossberger      | 45                      |
| Nyagao (Lindi)       | N/A                       | 15.8                    |
| Isoko (Tukuyu)       | N/A                       | 15.5                    |
| Uwemba (Njombe)      | N/A                       | 800                     |
| Bulongwa (Njombe)    | N/A                       | 180                     |
| Kaengesa (S'wanga)   | N/A                       | 44                      |
| Rungwe (Tukuyu)      | N/A                       | 21.2                    |
| Nyangao (Lindi)      | N/A                       | 38.8                    |
| Peramiho (Songea)    | N/A                       | 34.6                    |
| Isoko (Tukuyu)       | N/A                       | 7.3                     |
| Ndanda (Lindi)       | N/A                       | 14.4                    |
| Ngaresero (Arusha)   | Gilbsk                    | 15                      |
| Sakare (Soni)        | Geiselbrecht              | 6.3                     |
| Mabarari (Mbeya)     | Chinese                   | 700                     |
| Ndolage (Bukoba)     | B. Maler                  | 55                      |
| Ikonda (Njombe)      | CMTIP                     | 40                      |

出所：Target Market Analysis: 'Tanzania's Small-Hydro Energy Market' (December 2009)より

### 5.4.2.3 地熱

東アフリカ地溝帯は地熱開発の有望地点である。同地溝帯はケニアとの国境付近に位置するキリマンジャロやメル、ンゴロンゴロなどの北部火山区と南西部のルングウェ火山区に分布している。少なくとも15か所の温泉活動を伴う地熱地点を有しており、加えて海岸地域においても地熱活動の兆候を示している。ダルエスサラーム南部に位置するルフィジ川流域及びタンガ地区北部においても温泉地が存在している<sup>22</sup>。地熱資源量は温泉からの自然放出熱流量により評価されたもので650MW、2014年実施のJICA調査報告<sup>23</sup>によると678MWと想定されている。

タンザニア国では約50か所の地熱有望地点がリストアップされており、このうち下記三地域は特に有望で、詳細調査を進めるに値する地域とされている<sup>24</sup>。

- ① 北部地域（キリマンジャロ、アルーシャ、マラ地区）
- ② 南部地域（ルクワ、ムベヤ地区）
- ③ ルフィジ地域

<sup>22</sup> Taramaeli T. Mnjokava: 'GEOTHERMAL EXPLORATION IN TANZANIA – STATUS REPORT' (2008)

<sup>23</sup> JICA: 'アフリカ地域 東アフリカ地熱開発に係る情報収集・確認調査（ファイナルレポート）'(2014)

<sup>24</sup> MEM: 'SCALING-UP RENEWABLE ENERGY PROGRAMME (SREP) INVESTMENT PLAN FOR TANZANIA' (May, 2013)



出所：JICA 調査報告書 (2014)より

図 5.4.2-1 タンザニア国における地熱地点

Geothermal Power Tanzania (GPT) は、地熱探査及び開発を行うため 2012 年にタンザニア国で登録された。GPT は、Interstate Mining & Minerals Ltd を通じてムベヤとルフィジ地域に 6 か所（ムバカで 3 か所、ンゴジで 2 か所及びルフィジで 1 か所）の探査権を取得した。しかしながら、現在所有している地熱探査権はムバカの 1 か所とンゴジの 2 か所のみとなっている。



出所：GPT ホームページより

図 5.4.2-2 GPT の試掘ライセンス地域

地熱資源の開発には開発リスクが伴う。よって、開発リスクを軽減するために、段階的な地熱資源開発が通常進められている<sup>25</sup>。第1段階は探査（調査）段階であり、フィジビリティスタディ段階、建設段階を経て運転・保守段階と進む。第1段階の最終目標は、地熱資源存在の可能性、地熱資源の化学的・物理的性状及び地熱資源量（継続可能な最適発電規模）を把握することにある。第1段階の探査段階は、さらに以下の3段階に細分することができる。

- フェーズ1： 有望範囲を抽出するための広域調査段階
- フェーズ2： 地熱資源の広がり及び地熱構造を把握するとともに調査井掘削ターゲットを選定するための精査段階
- フェーズ3： 開発対象とする地熱貯留層の化学的・物理的特性を坑井掘削により明らかにするとともに地熱資源量を評価する資源量評価段階

タンザニア国における地熱開発を促進するためには、国が先導的にフェーズ1とフェーズ2に対応する調査を実施することが望まれる。このような開発リスク低減策により民間の地熱発電プロジェクト参入が容易となり、同国における地熱発電開発の促進が期待される。

<sup>25</sup> JICA: ‘アフリカ地域 東アフリカ地熱開発に係る情報収集・確認調査（ファイナルレポート）’ (2014)

#### 5.4.2.4 風力

タンザニア国の複数の地域は有望な風力資源を有していることで知られている。これまで風況調査が実施された地域において、系統連系できるほどの発電能力を有する風力地域はキチチモ（シンギダ）及びマカンバコ（イリング）である。キチチモ及びマカンバコにおける 30 メートル地点風速は、それぞれ 9.4 [m/s]及び 8.7 [m/s]となる<sup>26</sup>。

MEM は、TANESCO と合同で以下の地域において風況調査を実施した。調査地域は、ムクンバラ（タンガ地域）、カラツ（マニヤラ地域）、ゴミュ（ダルエスサラーム）、リテンベ（ムトゥワラ地域）、マカンバコ（イリング地域）、ンガガオ（キリマンジャロ）、キチチモ（シンギダ地域）の 7 地域。また、REA はマフィア島（海岸地域）における風況調査をサポートした。MEM と TANESCO は、ウセブヤ（ンパンダ地域）における風況調査を実施予定である。

表 5.4.2-2 風況調査地点

| S/N | Region        | District  | GPS-Coordinates |                 | Average Wind Speed at 10m (m/s) | Average Wind Speed at 30m (m/s) |
|-----|---------------|-----------|-----------------|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 1   | Singida       | Singida   | 4°51'01.69"S    | 34°50'18.93"E   | 8.2                             | 9.4                             |
| 2   | Iringa        | Makambako | 8° 50' 49.62"S  | 34° 48' 37.74"E | 7.6                             | 8.7                             |
| 3   | Kilimanjaro   | Mwanga    | 3° 53' 59.52"S  | 37° 39' 08.68"E | 3.8                             | 5                               |
| 4   | Tanga         | Mkumbara  | 04° 43.938' S   | 38° 08.956' E   | 4.14                            | 4.9                             |
| 5   | Arusha        | Karatu    | 03° 20.386' S   | 35° 36.761' E   | 4.9                             | 5.5                             |
| 6   | Dar es Salaam | Gomvu     | 06° 58.297' S   | 39° 28.649' E   | 3.56                            | 4.28                            |
| 7   | Mtwara        | Litembe   | 10° 26.49' S    | 40° 19.14' E    | 3.21                            | 4.47                            |
| 8   | Coast         | Mafia     | 07°46'34.8"     | 039° 50' 37.2"E | on progress                     | on progress                     |
| 9   | Mwanza        | Ukere     | 9°79.4'178"     | 5°10.324"E      | 4                               | 5.6                             |

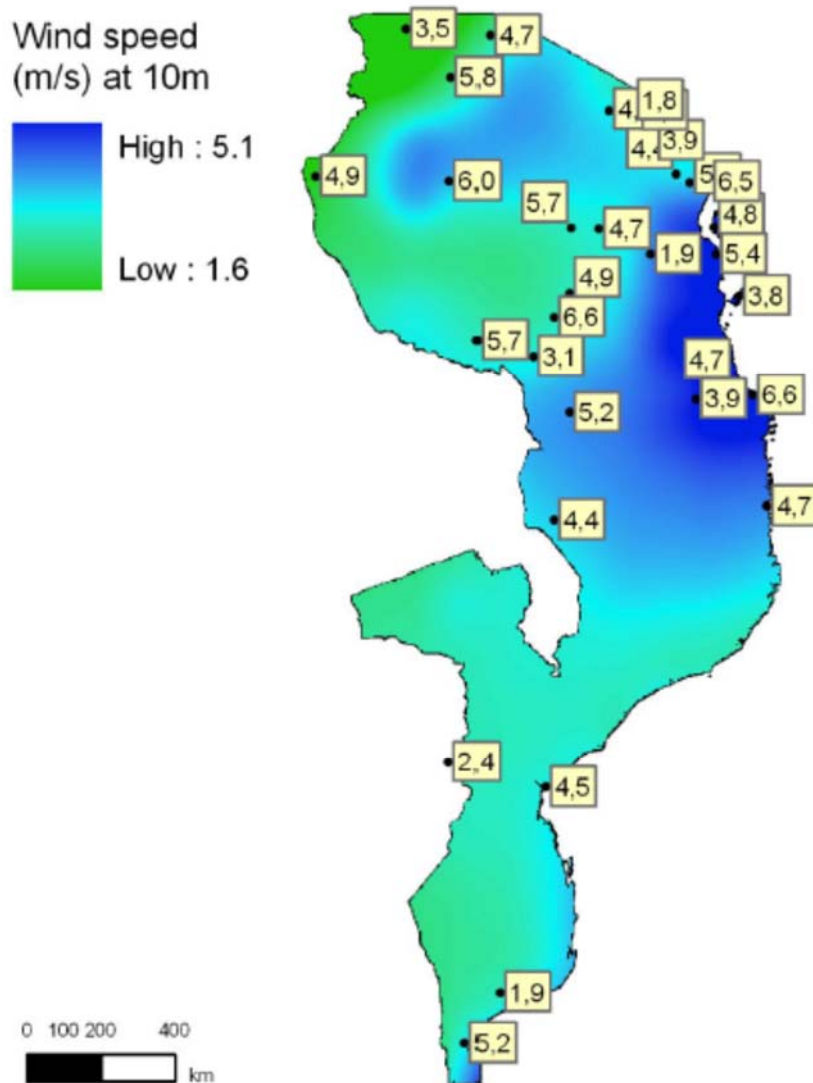
出所：TANESCO

タンザニア国及びモザンビーク国における高度 10m における風況マップを示す。この地域における風速は、年間平均で 1.8m/s から 6.6m/s の範囲で変動している。

タンザニア国において、26 の調査地点のうち 10 地点の年平均風速が 5m/s を超過している。

これまで Geo-Wind 社、Wind East Africa 社（シンギダ）、Sino Tan Renewable Energy 社、Wind Energy Tanzania 社（マカンバコ）の 4 社が風力開発に興味を示している。これらの企業は、50-100MW 級のウィンドファームの開発を検討している。

<sup>26</sup> TANESCO: 'SITES\_NAMES\_AND\_COORDINATES'



出所：CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (2011)

図 5.4.2-3 タンザニア国及びモザンビーク国の年間風況マップ

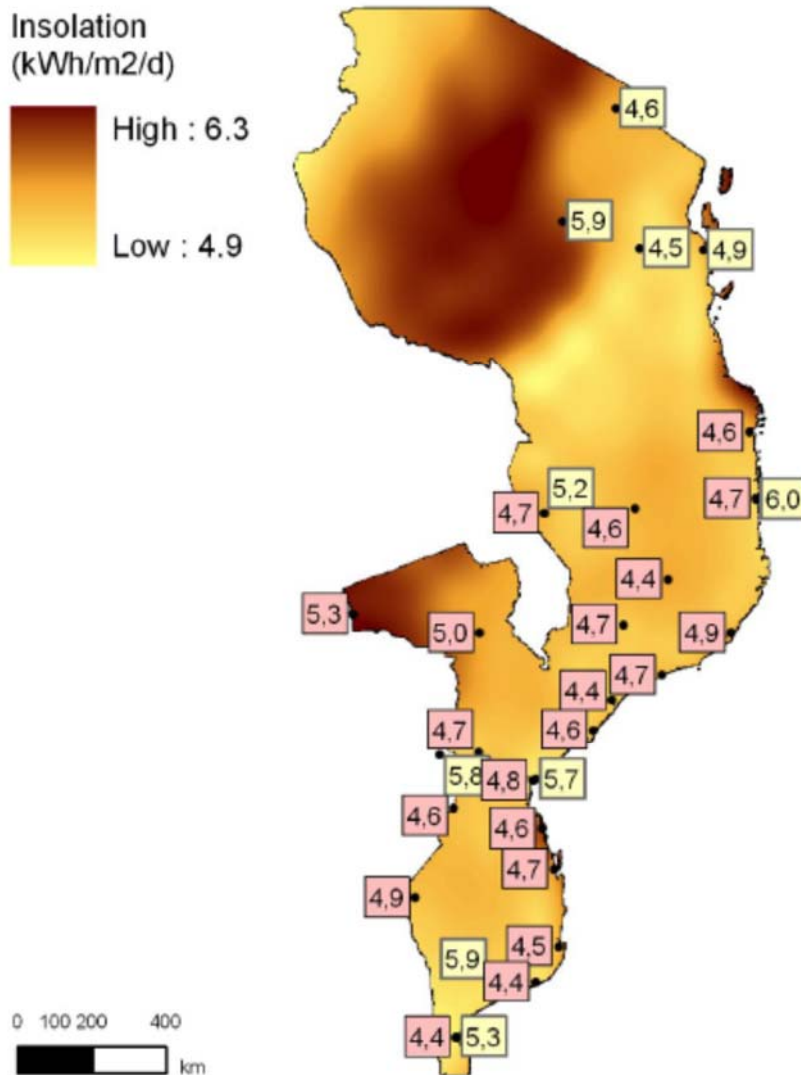
シンギダ風力プロジェクトは、100MW のウィンドファームの民間企業（Wind EA 社）による BOO 事業である。プロジェクトコストは、USD230-290million であり、PSMP2009 における短中期開発計画の一つとされていた。この民間資金活用プロジェクトは TANESCO との長期 PPA のもと、ナショナルグリッドに連系されるのが期待されている。ウィンドファームはシンギダ地区にある東アフリカ地溝帯に沿って建設される予定である<sup>27</sup>。

#### 5.4.2.5 太陽光

タンザニア国は年間日射時間 2,800～3,500 時間、日射量 4～7 kWh/m<sup>2</sup>・日の良好な日射条件を有している<sup>28</sup>。特に、タンザニア国中央部は良好な太陽光資源を有している。

<sup>27</sup> The World Bank (2011) “PROJECT INFORMATION DOCUMENT (PID) for Singida Wind Firm”

<sup>28</sup> MEM: ‘SCALING-UP RENEWABLE ENERGY PROGRAMME (SREP) INVESTMENT PLAN FOR TANZANIA’ (May, 2013)



出所：CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (2011)

図 5.4.2-4 タンザニア国及びモザンビーク国の年間平均日射量マップ

PSMP によると 2016/2017 年までの短期電源開発計画において 120MWp の太陽光発電を計画している。複数の民間企業も 50～100MWp 級の太陽光発電の開発に興味を示している。しかしながら、TANESCO によると現在 PPA の交渉中であるが開発はなかなか進んでいない<sup>29</sup>。独立系統への太陽光プロジェクトとして、NextGen Solawazi が独立系統への 2MWp の電力供給に関して TANESCO と小規模発電業者（SPP: Small Power Producer）契約を締結している。また、TANESCO は独立系統における 1MWp の太陽光プロジェクトに対して LOI を発行している。

#### 5.4.2.6 バイオマス

タンザニア国は、豊富なバイオマス資源を有している。REA によると、農業、畜産業、林業からの残渣物は、年間約 1.5 百万トンに達すると試算している<sup>30</sup>。

<sup>29</sup> TANESCO からの聞き取りによる

<sup>30</sup> MEM: 'SCALING-UP RENEWABLE ENERGY PROGRAMME (SREP) INVESTMENT PLAN FOR TANZANIA' (May, 2013)

木材廃棄物は発電、蒸気利用、バイオエタノールのようなバイオ燃料に利用可能な再生可能エネルギー資源である。木質系バイオマスは、林地残材及び製材工程から発生するおがくず、削りくず、切れ端などの製材廃材からなり、市場価値、環境価値を有さない低品質の木材である。表 5.4.2-3 に東アフリカ地域における木炭生産量を示す。表からも分かるとおり、タンザニア国における木炭の生産量が圧倒的に多い。

表 5.4.2-3 東アフリカにおける木炭生成量 (2010)

| Country  | Tonnes    |
|----------|-----------|
| Rwanda   | 264,503   |
| Burundi  | 303,048   |
| Kenya    | 902,486   |
| Uganda   | 906,579   |
| Tanzania | 1,558,324 |
| Total    | 3,934,940 |

出所：FAOSTAT, 2011

農業分野は、これらの国の労働力の約 75%を占めており、いまなお雇用創出と貧困削減における重要なセクターである。主な農作物は、キャッサバ、トウモロコシ、サトウキビなどがあり (表 5.4.2-4)、農業残さのバイオマス活用が期待されている。

表 5.4.2-4 東アフリカにおける農産物生産量(2009 年、トン)

| Country  | Commodity |           |         |         |            |          |            |
|----------|-----------|-----------|---------|---------|------------|----------|------------|
|          | Beans     | Cassava   | Coconut | Coffee  | Groundnuts | Oil Palm | Rice Paddy |
| Burundi  | 202,934   | 235,369   | 0       | 25,130  | 7,967      | 15,500   | 78,432     |
| Kenya    | 465,363   | 819,967   | 60,134  | 57,000  | 27,296     | 0        | 37,198     |
| Tanzania | 948,974   | 5,916,000 | 577,099 | 68,577  | 385,480    | 65,000   | 1,334,000  |
| Uganda   | 452,000   | 5,179,000 | 0       | 195,871 | 185,000    | 0        | 181,000    |
| Rwanda   | 326,532   | 980,000   | 0       | 28,000  | 10,414     | 0        | 111,076    |

| Country  | Commodity |         |           |         |         |           |
|----------|-----------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
|          | Sisal     | Sorghum | Sugarcane | Tea     | Wheat   | Maize     |
| Burundi  | 0         | 81,176  | 132,769   | 6,729   | 8,583   | 120,379   |
| Kenya    | 16,155    | 99,000  | 5,610,700 | 314,100 | 129,200 | 2,439,000 |
| Tanzania | 23,800    | 709,000 | 2,370,000 | 32,000  | 92,400  | 3,324,200 |
| Uganda   | 0         | 497,000 | 2,350,000 | 48,663  | 20,000  | 1,272,000 |
| Rwanda   | 0         | 174,499 | 63,000    | 20,000  | 72,430  | 285,505   |

出所：FAOSTAT, 2011

表 5.4.2-5 にタンザニア国 21 都市における都市固形廃棄物発生量を示す。ダルエスサラーム、ムワンサ、シンヤンガ等の大都市においては、比較的高い都市ごみからのエネルギーポテンシャルを有しているが、タンザニア国全土で収集される都市ごみは、総発生量の 32%とわずかである



31。それゆえ、収集方法の確立、管理手段やインフラの整備等が肝要である。

表 5.4.2-5 タンザニア国都市部におけるごみ発生量 (トン)

| No. | City/Town     | Amount Generated (Tones/Day) | Amount Open Dumped (Tones/Day) | Dumped/Generated Ratio | Amount Generated In 2000 (Tones/Day) | Amount Generated In 2003 (Tones/Day) | Amount Generated In 2005 (Tones/Day) |
|-----|---------------|------------------------------|--------------------------------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1   | Dar es Salaam | 2,200                        |                                |                        | 2,000                                | 2,848                                | 3,100                                |
| 2   | Mwanza        | 210                          | 80                             | 38                     | 751                                  | 977                                  | 1,036                                |
| 3   | Shinyanga     | 100                          | 25                             | 25                     | 564                                  | 898                                  | 991                                  |
| 4   | Kagera        | 24                           | 8                              | 31                     | 64                                   | 242                                  | 714                                  |
| 5   | Mbeya         | 145                          | 66                             | 46                     | 442                                  | 662                                  | 712                                  |
| 6   | Kigoma        | 60                           | 15                             | 25                     | 274                                  | 537                                  | 620                                  |
| 7   | Tabora        | 120                          | 12                             | 10                     | 405                                  | 550                                  | 612                                  |
| 8   | Morogoro      | 260                          | 54                             | 21                     | 391                                  | 563                                  | 608                                  |
| 9   | Dodoma        | 156                          | 42                             | 27                     | 395                                  | 544                                  | 585                                  |
| 10  | Tanga         | 400                          | 190                            | 48                     | 519                                  | 657                                  | 554                                  |
| 11  | Iringa        | 36                           | 11                             | 31                     | 382                                  | 479                                  | 500                                  |
| 12  | Mara          | 30                           | 7                              | 23                     | 303                                  | 438                                  | 472                                  |
| 13  | Kilimanjaro   | 92                           | 45                             | 49                     | 354                                  | 442                                  | 464                                  |
| 14  | Arusha        | 200                          | 125                            | 63                     | 413                                  | 414                                  | 440                                  |
| 15  | Rukwa         | 45                           | 16                             | 36                     | 240                                  | 390                                  | 407                                  |
| 16  | Lindi         |                              |                                |                        | 206                                  | 253                                  | 385                                  |
| 17  | Ruvuma        | 56                           | 21                             | 38                     | 249                                  | 358                                  | 385                                  |
| 18  | Mtwara        | 50                           | 15                             | 30                     | 222                                  | 361                                  | 380                                  |
| 19  | Singida       | 65                           | 17                             | 26                     | 253                                  | 349                                  | 374                                  |
| 20  | Manyara       |                              |                                |                        | 193                                  | 332                                  | 373                                  |
| 21  | Pwani         |                              |                                |                        | 203                                  | 284                                  | 305                                  |
|     | TOTAL         | 4,249                        | 749                            | 33                     | 8,823                                | 12,577                               | 14,017                               |

出所：Lugano et al. (2010) “Biomass Energy Systems and Resources in Tropical Tanzania”

現在 2 つのバイオマス発電施設が TANESCO に電力を供給している。精糖工場である TPC は 9MW の SPP 契約を結んでいる。また、タンニンの製造業者である TANWAT は、1.5MW の SPP 契約を結んでいる。2013 年 1 月には新たにマフィア島ンゴンベニにおいて、独立系統に電力を供給する 1.5MW の SPP 契約が締結された。加えて、TANESCO は合計出力 9.6MW に及び 3 件のバイオマスプロジェクトに対して SPP 契約を結んでいる (表 5.4.2-6)。

<sup>31</sup> Lugano et al. (2010) “Biomass Energy Systems and Resources in Tropical Tanzania”

表 5.4.2-6 SPP 契約締結、LOI 発行済み SPP プロジェクト一覧

| SPP name                  | Technology | Export capacity (MW) | Grid connection | SPP/LOI date       | Commission date |
|---------------------------|------------|----------------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| SPPA signed               |            |                      |                 |                    |                 |
| TANWAT                    | Biomass    | 1.5                  | Main            | 17 Sept. 09        | 15 June 10      |
| TPC, Moshi                | Biomass    | 9.0                  | Main            | 6 Oct. 09          | 13 Sept. 10     |
| Mwenga, Mufindi           | Hydro      | 4.0                  | Main            | 19 Jan. 10         | 21 Sept. 12     |
| Ngombeni, Mafia Island    | Biomass    | 1.5                  | Isolated        | 19 Jan. 10         | March 13        |
| Sao Hill, Mufindi         | Biomass    | 6.0                  | Main            | 26 Feb. 10         | June 14         |
| Symbion-KMRI, Tunduru     | Biomass    | 0.3                  | Isolated        | 17 July 12         | July 14         |
| Symbion-Kigoma            | Biomass    | 3.3                  | Isolated        | 31 Dec. 12         | March 14        |
| St.Agnes Chipole, Songea  | Hydro      | 7.5                  | Isolated        | 11 Jan. 13         | July 14         |
| NextGen Solawazi, Kigoma  | Solar      | 2.0                  | Isolated        | 16 Jan. 13         | April 13        |
| EA Power, Tukuyu          | Hydro      | 10.0                 | Main            | March 13           | -               |
| AHEPO, Mbinga             | Hydro      | 1.0                  | Isolated        | March 13           | -               |
| Total SPPA                |            | 46.1                 |                 |                    |                 |
| LOI signed                |            |                      |                 |                    |                 |
| Mapembasi, Njombe         | Hydro      | 10.0                 | Main            | 25 June 10         | -               |
| Kikuletwa II, Kilimanjaro | Hydro      | 7.0                  | Main            | 28 Oct. 11         | -               |
| Darakuta, Manyara         | Hydro      | 0.9                  | Main            | 10 Jan. 12         | -               |
| Mofajus, Mpanda           | Hydro      | 1.2                  | Isolated        | 27 April 12        | -               |
| Tangulf, Natakuta         | Hydro      | 10.0                 | Main            | 16 Nov. 12         | -               |
| Windpower, Mpanda         | Solar      | 1.0                  | Isolated        | 21 Nov. 12         | -               |
| Go On Tosa, Iringa        | Hydro      | 0.8                  | Main            | Lease from TANESCO | -               |
| Total LOI                 |            | 30.9                 |                 |                    |                 |

出所：MEM: 'SCALING-UP RENEWABLE ENERGY PROGRAMME (SREP) INVESTMENT PLAN FOR TANZANIA' (May, 2013)

## 第6章 PSMP2012の課題と更新の基本方針

### 6.1 電力需要想定

#### 6.1.1 電力需要の諸要素について

PSMP2012 Updateに記載されている電力需要に関する主な関連諸要素とそれらの将来見通しは以下の通りである。

表 6.1.1-1 電力需要に関する諸要素の前提

| 要素     | PSMPでの現状認識と使用している見通し   | 見通しの出典    |
|--------|--|-----------|
| 人口     | 2002年から2010年間の平均人口増加率は2.8%であった。2011年に実施した人口調査と今後の人口見通しでは、2010年43百万人、2015年50百万人、2020年57百万人、2025年65百万、2030年75百万人で、2010年～2020年間の平均伸び率は2.84%、2020年から2030年間の伸び率は2.78%で現状の伸び率とほぼ同じである。 | 2011年センサス |
| 世帯数と構成 | 人口、家屋、世帯の数や構成は電力需要に大きな影響を与えるが、タンザニア国では世帯当たり家族数は現状8人で、家屋あたりの世帯数は5世帯程度である。家屋あたり世帯数は年々減少傾向にある。  | PSMPでの見通り |
| 経済     | 実質GDP成長は、2001年から2011年の年平均で7%程度、今後の成長は2025年までに8～9%が見込まれている。内容は食料自給率や農業者所得の向上を目指した農業構造改革、経済特区を中心としたFDIの導入などである。これにともなう電力の需要増が予想される。  | TDV2025   |
| 電力需要構造 | 鉱工業部門の消費拡大が電力需要の拡大と段階的な電力需要の増大をもたらしている。政府は2013年から2017年間で25万件の電力顧客増を計画している。これは2015年時点では電化率が30%になることを意味している。この中には地方での電力供給の拡大や既存の独立発電事業者との連系などが含まれている。                              | TEDAP     |
| 電力料金   | 電気料金は電力需要に影響を与えるが、タンザニア国では、電力需要に対する価格弾性値は測定されていない。したがって、他国の事例を参考にすることになるが、今後の電力料金の上昇にともなう電力需要の変化を見極める必要がある。  | EWURA     |
| 送配電ロス  | 2010年の送配電ロスは、送電部門5.3%、配電部門（ノンテクロス等）で19.7%である。これらの改善は発電部門の能力増加の抑制につながる。   | TANESCO   |

出所：Power System Master Plan 2012 Update Chapter2 より

課題1：PSMPは出典にあるようにGDPや世帯数は政府見通しや計画を参考にし、電力料金に関しては需要に対する価格弾性値の影響などを考慮している。途上国での電力需要予測をする要素の抽出としては適切と思われる。ただ、電力はエネルギーの一部であり、セクター別や地域別でもエネルギー全体の需要の中から電力需要を予測することが必要と考える。特に、電化率が進んでいく過程では化石燃料から電力への転換が起これ、いわゆる「電力化率」（電力消費/最終エネルギー消費）の上昇は多くの国で見られる現象であり、この影響を電力需要予測に織り込む必要がある。

## 6.1.2 予測手法

PSMP の実績期間は 1986 年から 2010 年の 25 年間で 2010 年が予測の基準年となっている。予測期間は 2011 年から 2035 年の 25 年間である。また、基本的な予測手法は複数の説明変数を使った一次経済方程式で（線形回帰式）で、多くの計量経済モデルで頻繁に利用される予測式である。また、予測されている項目は電力販売量、ロードファクター、ロス率、ピーク需要、発電量、エネルギー消費量である。PSMP で構築した需要予測モデルの被説明変数と説明変数は以下の表の通りである。

表 6.1.2-1 PSMP モデルの被説明変数と説明変数の関係

| 被説明変数       | 説明変数   | 予測値   |
|-------------|--|---|
| 電力販売量予測（注記） | GDP<br>顧客数の見通し<br>顧客当たりの電力消費量見通し<br>Load shedding の影響<br>DSM の影響：<br>価格の影響 | 2010 年<br>4,400GWh<br>2020 年<br>7,600GWh<br>2030 年<br>15,800GWh |
| ロードファクター推定  | 将来の期待値を設定（外生変数）  | 2010 年 62.4%<br>2035 年 71.8%                                    |
| ロス推定        | 送電ロス、ノンテク配電ロス、テクニカル配電ロスを政府目標のロス率より設定                                       | 2010 年 : 25.0%<br>2035 年 : 15.8%                                |
| ピーク需要予測     | 電力販売量、ロードファクター、ロス率などの要素よりピーク需要の予測  | 2010 年 1061MW<br>2035 年 7600MW                                  |
| 発電量予測       | 販売量、ロスより発電量の予測   | 2010 年<br>5,650GWh<br>2035 年<br>47,700GWh                       |
| エネルギー消費量予測  | 発電設備別エネルギー消費量の予測   |   |

出所：Power System Master Plan 2012 Update Chapter2 より

<注記> 電力販売量予測式

➤ 電力販売量予測  $t = a + b * (\text{人口動態指数})_t + c * (\text{経済指数})_t$

a, b, c : 定数

人口動態統計 : 人口、世帯数、住宅数等

経済成長 : GDP、生産統計、輸出入統計

➤ 電力販売量は、T1（一般）、T2(低圧)、T3(高圧)および国全体別に予測している。理論的には T1+T2+T3 の合計が全国予測に一致することになるが、実際は差異があるので調整がされているものと思われる。

課題 2：上の説明変数は、第 1 項と第 2 項はともに成長因子である。経済が成長している時には人口も世帯も増加していることが多く、電力需要の説明変数としては重複していると言える。このことは回帰式作成時には「マルチ・コリニアリティー（一般にマルチコと呼ぶが、説明変数間で強く影響しあい変数のどちらかが意味のない係数を持つ現象）」が起き、モデル内では「予測値の発散」という形で問題化することがある。通常の計量経済モデルとしては、以下の式を使うことが多い。（以下の第 1 式と第 2 式は等価である。）

第1式 電力需要=p\*(GDP)<sup>a</sup>\*(電力料金/CPI)<sup>b</sup>

第2式 LN(電力需要)=a\*LN(GDP)+b\*LN(電気料金/消費者物価)+c

LN: 自然対数の意味

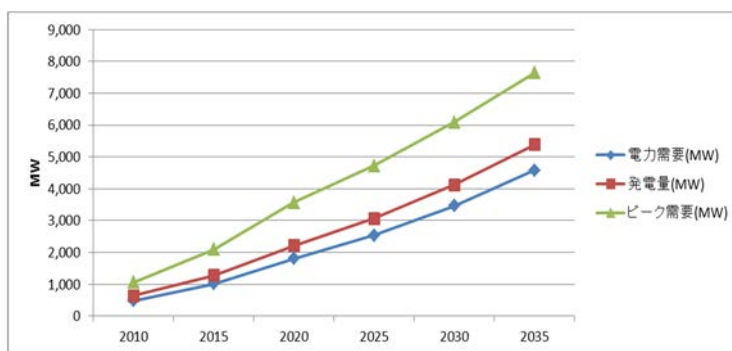
### 6.1.3 予測結果

PSMP 報告書の電力需要とは「潜在需要」であり、PSMP 中の 2010 年の消費量 6.175GWh は実際の消費量よりも大きい。(実際の需要量は実需要または顕在需要という) このような前提で 2020 年までの伸び率を見ると 14%強で、対 GDP 弾性値は 1.68 である。また、2010 年の実需要量を 3,000GWh とすると (潜在需要の 70%) 伸び率が 18%/年となり、その弾性値は 2.1 となる。潜在需要と実需要との差が大きい発展途上国では、対 GDP 弾性値が 2.0 を超えることは、ときどきあることで 2020 年までの需要の伸びを見る限り大きな違和感はない。

表 6.1.3-1 PSMP の需要予測結果と弾性値

|       | GDP    | 電力需要        | 発電量         | ピーク需要       |
|-------|--------|-------------|-------------|-------------|
|       | %/year | GWh         | GWh         | MW          |
| 2010  | 7.0    | 4,175       | 5,591       | 1,061       |
| 2015  | 8%~9%  | 8,800       | 11,122      | 2,088       |
| 2020  | 8%~9%  | 15,821      | 19,391      | 3,573       |
| 2025  | 8%~9%  | 22,200      | 26,840      | 4,724       |
| 2030  | 8%~9%  | 30,324      | 36,141      | 6,085       |
| 2035  | 8%~9%  | 40,083      | 47,198      | 7,644       |
| 20/10 | 8%~9%  | 14.3%(1.68) | 12.7%(1.49) | 12.9%(1.52) |
| 30/20 | 8%~9%  | 6.7%(0.79)  | 6.4%(0.75)  | 5.5%(0.64)  |
| 30/10 | 8%~9%  | 10.4%(1.22) | 9.5%(1.12)  | 9.1%(1.07)  |

注：() 内は GDP 伸び率に対する各項目の弾性値、GDP はすべての期間で 8.5%を採用



電力需要 (MW) =電力需要 (GWh) / (24\*365)\*1000  
 発電量 (MW) =NET 発電量 (GWh) / (24\*365)\*1000

図 6.1.3-1 PSMP の需要予測結果

課題3：2020年以降2030年までの需要量の伸び率がGDP伸び率8~9%に対して電力需要が6~7%というのは弾性値を計算すると0.75前後となる。一般的にGDPに対する需要弾性値0.8前後と言うのは安定成長期中進国の状況であり、このときのGDP伸び率8~9%というのはむしろ高すぎるとも言える。タンザニアの2020年以降のGDP伸び率と弾性値を再度調べる必要がある。

## 6.1.4 全国電力システムマスタープラン更新の基本方針

### (1) 国全体の電力需要予測の手順

本プロジェクトでは、以下の手順でエネルギーおよび電力の需要見直しを行う。

表 6.1.4-1 本プロジェクトの電力需要予測手順

|        |                                   |
|--------|-----------------------------------|
| 第1ステップ | 社会経済動向見直し（人口、世帯、為替レート、GDP、賃金、物価）  |
| 第2ステップ | エネルギー価格の見直し（原油、天然ガス、石炭、電力、再生可能エネ） |
| 第3ステップ | セクター別エネルギー消費見直し                   |
| 第4ステップ | セクター別電力と化石燃料の需要見直し                |
| 第5ステップ | 国全体の電力需要と化石燃料の需要見直し               |
| 第6ステップ | 電力の輸出入、送配電ロス、発電効率、ロードファクター等の検討推定  |
| 第7ステップ | 発電設備別発電量と燃料消費量の推定                 |
| 第8ステップ | 一次エネルギーの消費量推定（含むエネルギーの輸出、輸入）      |
| 第9ステップ | GDP 当たり消費、一人当たり消費等のエネルギー消費指標の計算   |

- セクター分類は基本的に IEA の分類にしたがうが（農業、鉱工業、商業サービス、交通、住宅）、C/P より政府部門や街灯用電力消費などの需要見直しを別セクターとする要請があったときには、これをとりこむ。上図のように予測は最初に電力を含むエネルギー需要見直しを行うが、このとき説明変数としてはセクター別 GDP、エネルギー価格、デマンドサイドマネジメント（省エネ、森林伐採の制限）を考慮する。
- 次に、セクター別エネルギー消費量を化石燃料と電力に分類する。このとき電力化率（電化率の影響も配慮する）を用いる。化石燃料消費はセクターにより燃料の種類が異なるが、一般的には LPG、灯油、軽油、重油、天然ガス、石炭などが考えられる。
- 発電量やピーク需要の計算は電力需要見直し以外の関連する要素（発電効率、予備率、発電構成、ロードファクター、ロス率）などは、政府および関係機関の計画値や目標値を調査して C/P と協議して決める。
- 一次エネルギーの消費および供給は、電力計画を遂行する上で国家エネルギーM/P 作成上の重要な情報となる。石油・石炭・ガスなどが調達可能か否かの検討をするために必要な情報であるので、発電向け化石燃料ばかりでなく国全体としての化石燃料の需要量を計算する。
- GDP あたりの電力消費および人口当たりの電力消費により、タンザニア国を他の国と比較して将来のタンザニア国の電力エネルギー消費の国際的な位置を調べる。こうすることで電力エネルギー消費量の対 GDP や対人口の整合性が確認できる。

### (2) 電力需要予測単位

以下の表は予測する単位の分類で、セクター別・潜在需要部門別・電力料金カテゴリー別・地域別に予測する分類を設定する。

表 6.1.4-2 電力需要予測単位と電力エネルギー消費先

| 分類        |  | カテゴリー   | 消費先   |
|-----------|--|---|---|
| セクター      |  | 農業部門<br>鉱工業部門<br>商業サービス<br>交通部門<br>住宅部門<br>エネルギー転換部門      | 農産品加工<br>金属採掘、ダイア採掘、工業<br>商業施設、官庁、事務所ビル、公共施設<br>街灯、鉄道、港湾、空港<br>照明、エアコン、給湯、<br>天然ガス、LNG、電力部門、造水部門                          |
| 潜在需要      |  | 農業部門<br>鉱工業部門<br>商業サービス<br>住宅部門                           | TANESCO 供給+自家発電<br>TANESCO 供給+自家発電<br>TANESCO 供給*潜在需要率<br>TANESCO 供給*潜在需要率  |
| 電力料金カテゴリー |  | T1 (general use)<br>T2 (Low Voltage)<br>T3 (High Voltage) | 家庭、小商業、軽工業、街灯<br>家庭、商業サービス<br>農業、鉱工業  |
| 地域 (注記)   |  | 20 の地域を対象とするが、国全体の電力需要から右の変数より按分する。                       | 地域別人口比 (政府見通し)<br>地域別 GDP 比 (政府見通し)<br>開発計画 (SEZ、港湾、空港、道路、鉄道、工業施設など)<br>電力顧客数見通し (TANESCO の見通し)<br>地域別電化率比 (TANESCO の見通し) |

地域名 : Arusha、Dar es Salaam、Dodoma、Iringa、Kagera、Kigoma、Kilimanjaro、Lindi、Manyara、Mara、Mbeya、Morogoro、Mirawa、Miwanza、Rukwa、Ruvuma、Shinyanga、Singida、Tabora、Tanga  
SEZ: Special Economic Zone

### (3) 基本的な予測式

セクター別の基本的な予測式は以下の表の通りである。

表 6.1.4-3 セクター別電力エネルギー需要予測式

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| セクター別エネルギー需要                   | 成長要素 : GDP、セクター別 GDP、人口、世帯数<br>価格弾力性 : 原油価格、国内ガス価格、石炭価格、電力料金<br>インフレ率 : 消費者物価指数、工業製品物価指数<br>LN(予測式)=a*LN(成長要素) + b*LN(価格/インフレ率) + c |
| セクター別潜在電力需要                    | 電力化率 : 電力消費 / (全エネルギー消費) で将来値は時系列予測<br>予測式 = a*(エネルギー需要) * (電力化率) + c   |
| セクター別実電力需要<br>(実電力需要 = 顕在電力需要) | 実効電力料金 : 電力料金 / 消費者物価指数<br>電力供給達成率 : (実電力需要) / (潜在電力需要) は時系列予測<br>予測式 = a*(潜在電力需要) * (電力供給達成率) + c                                  |

LN : 自然対数の意味

### 6.1.5 ダルエスサラーム電力システムマスタープラン策定の基本方針

ダルエスサラームの電力需要予測の基本方針は以下のとおりである。

- 地域全体としての電力需要は先の「地域別電力需要予測」で行う。
- 変電所ごとの電力消費量についてはダルエスサラームの現状の変電所の需要状況・新設の変電所の需要状況・他地域への送電状況などを把握したうえで、基本的にはダルエスサラ

ーム全体の電力需要の伸び率を適用して変電所ごとの需要とする。

- ダルエスサラーム内での開発計画を参考に変電所ごとの電力需要の伸び率を調整する。

## 6.2 電源開発計画

電源開発計画に関し、PSMP 2012 の課題と PSMP 更新の対応方針を表 6.2-1 に示す。

表 6.2-1 電源開発計画に関する課題と PSMP 更新の対応方針

| No  | PSMP 2012 の課題   | PSMP 更新の対応方針   |
|-----|---|--|
| (1) | PSMP 2012 では、計画の対象とする電力システムの負荷形態（負荷持続曲線）が明確に示されていないため、どのような根拠に基づき電源構成を決めたかが不明である。   | 将来の負荷持続曲線を想定し、電源開発計画策定ソフト（WASP）を用いた最少費用法に基づいて電源構成を決定する。  |
| (2) | PSMP 2012 では、水力と火力の設備容量比率を 40:60 に固定しているが、それぞれの電源の発電原価、設備投入可能時期等の条件によって変化する筈である。  | 水力と火力の候補電源を想定した上で、計画期間において総費用（発電設備の建設費、燃料費、運転維持管理費の合計）が最少となる電源の組み合わせを選択する。水力と火力の設備容量比率は固定しない。                        |
| (3) | PSMP 2012 では、エチオピアで建設中の水力発電所は 2,970MW（Takese：300MW、Gilgel-II：420MW、Anablels：460MW、Gilgel-III：1,870MW）とされているが、エチオピア電力公社（EEPCO）からの最新の情報では、Ethiopian Grand Renaissance（6,000MW）を含む 7,549MW が建設中であり、2015 年には発電設備容量 10,000MW を達成する見込みである。従って、エチオピアからの電力輸出ポテンシャルが過小評価されている。 | 東部アフリカパワープール、南部アフリカパワープールにおける最新の情報を収集した上で、電力輸入可能量、電源開発計画において考慮する電力輸入量を決定する。  |
| (4) | PSMP 2012 の水力発電電力量評価は、PSMP2008、2009 UPDATE の解析内容をそのまま踏襲しているため、著しい渇水が発生した 2011 年頃の状況が反映されていない。   | 過去の河川流量データを入手、分析し、渇水年の水力発電電力量を計算した上で、渇水を想定した電源開発シナリオも検討する。   |
| (5) | ガス火力は、計画中のものしか将来の開発候補電源に挙げられていないが、石炭火力は建設地点が未定のもの（例：Local Coal I、II 等）も候補電源として挙げられている。タンザニア国の天然ガスのポテンシャルを考えれば、ガス火力の新規電源も開発候補とすべきである。  | 計画中の電源以外にも、標準的なプラントモデルを想定し、ガス火力、石炭火力等の開発候補電源を設定する。   |
| (6) | PSMP 2012 では、発電設備の投入順位を同一時点の発電原価の比較によって決定しているが、投入時期の違いによる「資本の機会費用」（Opportunity Cost）の概念が適用されていない。   | 本プロジェクトで使用する電源開発計画策定ソフト（WASP）では、割引率（Discount Rate）を入力して、計画期間の総発電費用を正味現在価値（Net Present Value）として算出するため、資本の機会費用が考慮される。 |

## 6.3 系統計画

系統計画は、電力需要想定及び電源開発計画に基づいて計画されるものであり、上に述べたように既存の電力需要想定及び電源開発計画の持つ課題がそのまま反映されたものとなっている。

また、PSMP2009 では 2033 年断面の 400 / 220kV 系統に関して故障解析（短絡容量計算）を実施し、遮断器容量に問題がないことを確認しているが、PSMP2012 では、同解析を実施していな



い。故障発生時の故障電流が遮断器容量以下であることは、重要な確認項目であるので、本プロジェクトでは、実施する予定である。

しかし、第1次現地調査の状況から、短絡容量計算に必要な諸データを得ることができるかどうかはまだ不明であり、今後、さらに調査が必要である。

## 第7章 電力・エネルギー需要予測

### 7.1 電力・エネルギー需要予測の方法

#### 7.1.1 需要予測モデルの必要機能

タンザニア国の今後の電力とエネルギー需要を予測するためには、これまでの電力とエネルギー需要の推移ならびに現況を分析し構造的要因を把握する必要がある。エネルギー需要は社会経済活動の結果そのものであることから、エネルギー需要の変化は経済発展に伴う社会・経済・産業などの変遷を反映しているものと考えられる。そのため、タンザニア国の社会経済活動と電力とエネルギー需要構造の現状を分析し、電力需要予測モデルの構造を設計する。かつ、今回使用する電力需要予測モデルは、以下の機能をもつ必要がある。

- 社会経済の変化とリンクした需要予測
- エネルギー価格動向、エネルギー転換などの影響を考慮した需要予測
- セクター別（農業、工業、商業、公共、交通、家庭）の電力および最終エネルギー需要が分析可能であること
- 地域別の電力需要が予測できること
- 電力、エネルギー消費の国際比較ができること

#### 7.1.2 需要予測モデルの構造

需要予測は、セクターごとに電力と最終エネルギー需要を求め、その後、発電量・電力用エネルギー消費量、一次エネルギー需要を求める。需要予測フローは、以下の図の通りである。

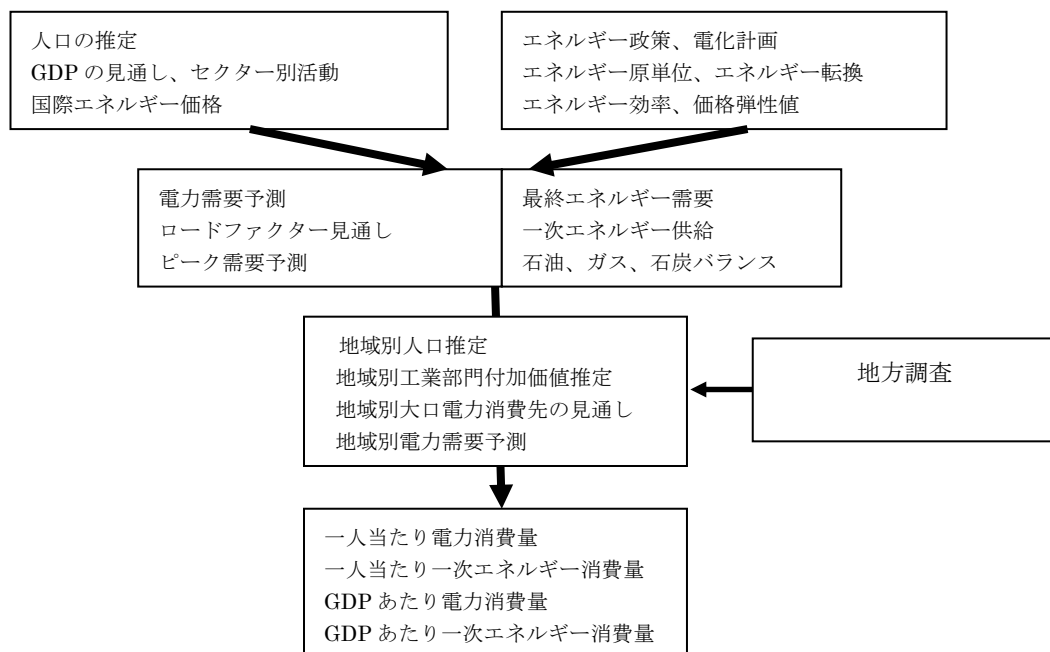
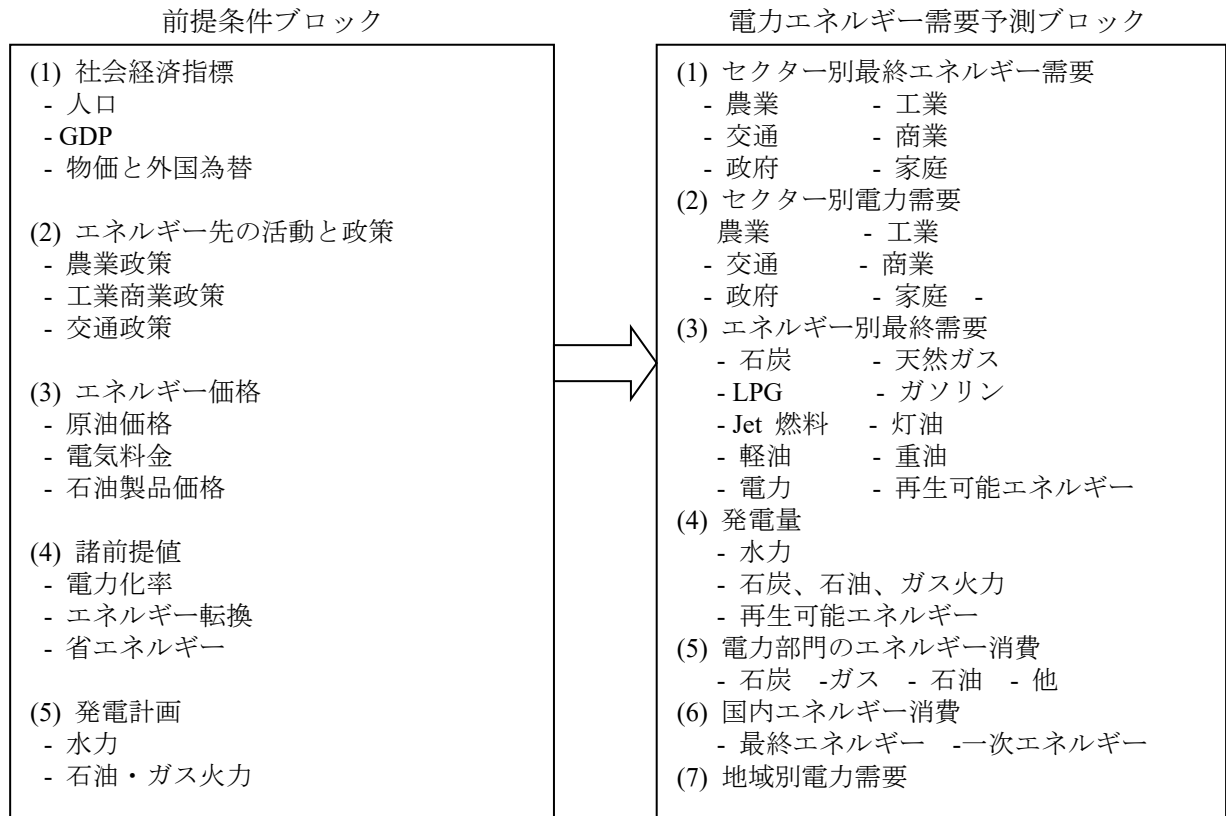


図 7.1.2-1 エネルギー・電力需要予測フロー

エネルギー需要予測フローに従い、エネルギー需要予測モデルを構築することになるが、手法としては、IEA 定義のエネルギー需給フロー、予測手法としては計量経済モデル、コンピュータソフトとしてはMS-EXCELをベースとしたAdd-Inソフト「Simple.E」を使う。

エネルギー・電力需要予測モデルの概要は以下の通りである。



注意) 電力化率：電力消費が最終エネルギー消費に占める割合で、「電力消費量 (toe) / 最終エネルギー消費 (toe)\*100」で定義される。

図 7.1.2-2 電力・エネルギー需要予測モデルの構成

### 7.1.3 電力・エネルギー需要予測の手順

計算される電力・エネルギー消費セクターは、農業部門、工業部門、商業サービス部門、公共部門、交通部門、家庭部門である。これら部門の電力とエネルギー予測値を合計することで、タンザニア国全体の電力・エネルギー需要とする。予測の手順は以下のとおりである。

表 7.1.3-1 電力・エネルギー需要予測の手順

|                                 |
|---------------------------------|
| (1) セクター別エネルギー消費予測              |
| (2) 電力と化石燃料需要予測                 |
| (3) 国全体の電力エネルギー需要合計             |
| (4) T/D ロス、Load factor の見通し     |
| (5) 発電設備別の発電量と燃料消費量予測           |
| (6) 国内エネルギー消費予測                 |
| (7) GDP あたりおよび一人当たり電力とエネルギー消費予測 |
| (8) 地域別電力需要予測                   |

予測式の構造は、以下のとおりである。

各セクターは GDP に対するエネルギー消費原単位（家庭部門は人口当たりエネルギー消費量）を過去の推移から将来を推定し、以下の式で将来の見通しを立てる。

産業部門の場合

$$\text{セクター別全エネルギー消費} = \text{全エネルギー消費原単位} * \text{セクター別 GDP}$$

家庭部門の場合

$$\text{セクター別全エネルギー消費} = \text{全エネルギー消費原単位} * \text{人口}$$

セクター別に電力化率、エネルギー価格の影響、エネルギー転換政策（エネルギーのシェアー関数）、省エネ効果を織り込んで、電力、化石エネルギー別に需要を求める。

$$\text{電力需要} = (\text{全エネルギー消費}) * (\text{電力化率}) * (\text{電力料金の影響}) * (\text{省エネ効果})$$

$$\text{燃料需要} = (\text{全エネルギー消費} - \text{電力需要}) * (\text{燃料価格の影響}) * (\text{省エネ効果})$$

電力と最終エネルギー需要は、各セクター別、エネルギー別に集計する。この時点で設定したセクター以外の電力・エネルギー消費先があるときにはこれを加味する。

$$\text{電力需要} = \text{農業} + \text{工業} + \text{商業サービス} + \text{公共} + \text{家庭}$$

$$\text{燃料需要} = \text{農業} + \text{工業} + \text{商業サービス} + \text{公共} + \text{家庭} + \text{交通}$$

$$\text{エネルギー別需要} = \text{石炭} + \text{ガス} + \text{電力} + \text{LPG} + \text{ガソリン} + \text{灯油} + \text{軽油} + \text{重油} + \text{薪炭}$$

以上の電力・エネルギー需要をもとに発電部門でのエネルギー消費を計算し、その後一次エネルギー消費を求める。発電部門の発電量の計算には送配電ロス・電力部門の自消などを加える。

## 7.2 需要予測前提とシナリオ設定

### 7.2.1 社会経済見通しの前提条件

以下に、人口、GDP、外国為替、インフレ率、原油価格など主要な前提条件を示す。

#### (1) 人口の伸び率

タンザニア国の人口は、人口センサスの伸び率で見ると 1988 年から 2002 年までが 2.9 %/年、2002 年から 2012 年間で 2.7 %/年の伸びであった。今後の伸び率は、徐々に低下傾向にあるという前提で、以下のように設定する。

表 7.2.1-1 タンザニア国の人口推移見通し

|            | 2012~<br>2015 | 2015~<br>2020 | 2020~<br>2025 | 2025~<br>2030 | 2030~<br>2035 | 2035~<br>2040 |
|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 伸び率 (%)    | 2.7           | 2.7           | 2.1           | 2.1           | 1.6           | 1.5           |
| 全国人口       | 48,500        | 55,800        | 61,500        | 68,800        | 74,500        | 80,100        |
| (Mainland) | 47,100        | 54,200        | 59,700        | 66,700        | 72,300        | 77,800        |
| (Zanzibar) | 1,400         | 1,600         | 1,800         | 2,100         | 2,200         | 2,300         |

注意：人口は区間末年時、

出所：実績データは、2002 年と 2012 年の NBS の人口センサス、予測は PSMP2016 UPDATE チームによる

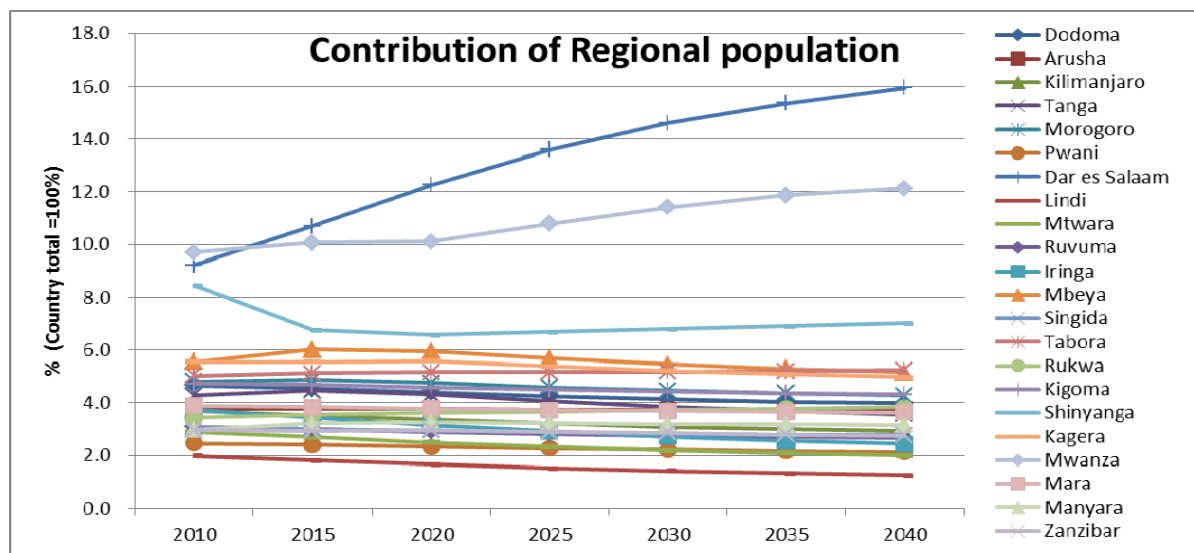
以上の全国の伸び率より地域別の人口の推移を推定すると以下の表の通りである。これらの予測は、2002年から2012年の地域別人口伸び率と全国人口伸び率の弾性値を求め、これを基本的に将来の値としているが、弾性値が2.0以上の地域（人口増加が極めて多い地域）については、徐々に弾性値が1.0に近づく（全国平均並みの伸び率になる）ように設定している。その後、地域別合計と、全国人口見通しの数字が一致するように地域別人口増加数を調整する。

表 7.2.1-2 タンザニア国の人口推移見通し

単位：人口1000人、伸び率：%

|    | Region names     | 2012   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 |
|----|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma           | 2,099  | 2,234  | 2,472  | 2,706  | 2,932  | 3,146  | 3,347  | 2.1     | 2.0     | 1.8     | 1.6     | 1.4     | 1.3     |
| 2  | Arusha           | 1,711  | 1,857  | 2,121  | 2,386  | 2,647  | 2,902  | 3,146  | 2.8     | 2.7     | 2.4     | 2.1     | 1.9     | 1.6     |
| 3  | Kilimanjaro      | 1,650  | 1,739  | 1,893  | 2,044  | 2,186  | 2,319  | 2,444  | 1.8     | 1.7     | 1.5     | 1.4     | 1.2     | 1.1     |
| 4  | Tanga            | 1,898  | 2,204  | 2,438  | 2,594  | 2,740  | 2,875  | 2,993  | 3.6     | 2.0     | 1.2     | 1.1     | 1.0     | 0.8     |
| 5  | Morogoro         | 2,162  | 2,400  | 2,683  | 2,930  | 3,167  | 3,392  | 3,591  | 3.0     | 2.2     | 1.8     | 1.6     | 1.4     | 1.1     |
| 6  | Pwani            | 1,107  | 1,181  | 1,312  | 1,441  | 1,566  | 1,685  | 1,790  | 2.2     | 2.1     | 1.9     | 1.7     | 1.5     | 1.2     |
| 7  | Dar es Salaam    | 4,451  | 5,269  | 6,913  | 8,649  | 10,346 | 11,940 | 13,387 | 5.8     | 5.6     | 4.6     | 3.6     | 2.9     | 2.3     |
| 8  | Lindi            | 867    | 892    | 933    | 971    | 1,005  | 1,036  | 1,064  | 0.9     | 0.9     | 0.8     | 0.7     | 0.6     | 0.5     |
| 9  | Mtwara           | 1,276  | 1,324  | 1,405  | 1,481  | 1,552  | 1,617  | 1,676  | 1.2     | 1.2     | 1.1     | 0.9     | 0.8     | 0.7     |
| 10 | Ruvuma           | 1,387  | 1,478  | 1,639  | 1,798  | 1,952  | 2,098  | 2,236  | 2.2     | 2.1     | 1.9     | 1.7     | 1.5     | 1.3     |
| 11 | Iringa+Njombe    | 1,646  | 1,699  | 1,782  | 1,857  | 1,925  | 1,988  | 2,045  | 1.0     | 1.0     | 0.8     | 0.7     | 0.6     | 0.6     |
| 12 | Mbeya            | 2,478  | 2,965  | 3,354  | 3,623  | 3,878  | 4,117  | 4,328  | 4.4     | 2.5     | 1.6     | 1.4     | 1.2     | 1.0     |
| 13 | Singida          | 1,382  | 1,481  | 1,658  | 1,835  | 2,007  | 2,172  | 2,328  | 2.4     | 2.3     | 2.0     | 1.8     | 1.6     | 1.4     |
| 14 | Tabora           | 2,292  | 2,527  | 2,911  | 3,294  | 3,674  | 4,045  | 4,404  | 3.2     | 2.9     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.7     |
| 15 | Rukwa+Katavi     | 1,573  | 1,747  | 2,042  | 2,343  | 2,644  | 2,943  | 3,222  | 3.4     | 3.2     | 2.8     | 2.5     | 2.2     | 1.8     |
| 16 | Kigoma           | 2,128  | 2,306  | 2,589  | 2,866  | 3,135  | 3,393  | 3,624  | 2.6     | 2.3     | 2.1     | 1.8     | 1.6     | 1.3     |
| 17 | Shinyanga+Simiyu | 3,880  | 3,329  | 3,703  | 4,256  | 4,812  | 5,362  | 5,879  | -1.7    | 2.2     | 2.8     | 2.5     | 2.2     | 1.9     |
| 18 | Kagera           | 2,485  | 2,733  | 3,151  | 3,434  | 3,704  | 3,960  | 4,186  | 2.7     | 2.9     | 1.7     | 1.5     | 1.3     | 1.1     |
| 19 | Mwanza+Geita     | 4,556  | 4,962  | 5,690  | 6,865  | 8,096  | 9,221  | 10,179 | 3.5     | 2.8     | 3.8     | 3.4     | 2.6     | 2.0     |
| 20 | Mara             | 1,759  | 1,894  | 2,134  | 2,376  | 2,613  | 2,841  | 3,058  | 2.5     | 2.4     | 2.2     | 1.9     | 1.7     | 1.5     |
| 21 | Manyara          | 1,347  | 1,585  | 1,838  | 2,054  | 2,265  | 2,469  | 2,648  | 4.4     | 3.0     | 2.2     | 2.0     | 1.7     | 1.4     |
|    | Mainland total   | 44,134 | 47,807 | 54,660 | 61,802 | 68,846 | 75,520 | 81,575 | 2.8     | 2.7     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.6     |
| 22 | Zanzibar total   | 1,359  | 1,439  | 1,679  | 1,836  | 2,024  | 2,172  | 2,315  | 2.5     | 3.1     | 1.8     | 2.0     | 1.4     | 1.3     |
|    | Total            | 45,493 | 49,246 | 56,339 | 63,639 | 70,869 | 77,692 | 83,891 | 2.7     | 2.7     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.5     |

出所：PSMP2016 UPDATE



出所：同上

図 7.2.1-1 タンザニア国の人口の地域別構成比

## (2) GDP 伸び率

2002 年から 2015 年のタンザニア国の平均実質 GDP 伸び率は約 7 %/年であった。ただ、2009 年は世界経済の大きな落ち込みにより 6.0 %と下がっているが、翌年の 2010 年からは再度 7 %台に回復している。



出所：NBS 統計要覧

図 7.2.1-2 実質 GDP 伸び率の過去の推移 (2001—2015 年)

以下の表の VISION 2025 では GDP の伸び率は 8 %を目標とし、5 か年計画 (FYDP) では 2011 年から 2025 年間年平均 10 %の伸びを期待している。ただし、これまでの実質 GDP が 6 %~7 %であることを考えると、GDP が順調に推移した時には 9 %前後と想定され、経済運営が難かし局面を向かえた時には 6 %前後に落ち込む可能性もある。このような目標や過去の GDP 伸び率を考慮すると、長期的にはタンザニア国の実質 GDP 成長は 6 %~9 %程度の幅で推移すると考えられる。

表 7.2.1-3 GDP に関する見通し

| 資料          | GDP に関する見通し  |
|-------------|--|
| VISION 2025 | GDP 伸び率 8 %/年を目標とする。<br>2025 年には名目で\$3000 /人として中進国となる。   |
| FYDP        | 2000 年から 2010 年まで経済成長は 7 %/年であったが、今後、2025 年までに 10%以上の伸び率が必要である。                                      |
| FYDP II     | 工業化による経済構造の変革、具体的には製造業の GDP 比率を 2015 年の 8 %かから 20 年後には 19 %にする。                                      |
| LTPP        | 2010 -2015 年間はインフラ、エネルギー供給の整備<br>2015 - 2020 年間は天然ガス産業および農産品関連の成長<br>2020 - 2025 年間は製造業、サービス業、輸出等の成長 |

注意：FYDP：Five year development plan、FYDP IIは 2016/17 - 2020/21 年を対象にしている。

LTPP：Long term perspective plan

VISION 2025、FYDP(Five year development plan)、LTPP(Long term perspective plan)などから経済産業開発の具体的な案件として、以下の表の計画や可能性を指摘している。

表 7.2.1-4 経済産業開発の案件および可能性

| Future Social and Economic Plans & Strategies |   |
|---|---|
| 2015 - 2025                                   | 01. High population growth rate   |
|   | 02. Increased urbanization  |
|   | 03. Industrial park (textile industry) and Urban development                              |
|   | 04 Foreign trade to EAC and SADC will be increased over the future                        |
|   | 05. Inflow FDI will be increased (113 companies in EPZA located in 19 regions as of 2014) |
|   | 06. Exports will be shifted from the EU to China, South Africa and EAC.                   |
|   | 07. The economic reforms policies will reshape the corporate environment                  |
|   | 08. Tanzania has not of debt risk. it is 18.9% of GDP compared to the threshold of 50%.   |
|   | 09. Developing agriculture, manufacturing, ICT and banking sectors                        |
|   | 10. Improve Power tariff and introducing IPP  |
|   | 11. Rural electrification promotion & Renewable energy development                        |
|   | 12. Developing transportation infrastructure  |
|   | 13. Developing country (GDP \$1000 per capita) in 2025                                    |
| 2025 - 2035                                   | 1. Developing Natural gas production  |
|   | 2. Developing natural gas related industries  |
|   | 3. Developing chemical, machinery and engineering industries                              |
|   | 4. Increase private income  |
|   | 5. Use many electric appliances in households   |
|   | 6. Developing international trading among neighbouring countries                          |
|   | 7. Developing natural resources   |
|   | 8. Constructing high sky buildings and high rising apartments                             |
|   | 9. Not middle developed country, it is developing country (GDP \$2000 per capita) in 2035 |
| 2035 - 2045                                   | 1. Stop high population growth  |
|   | 2. High age society and reducing working age population                                   |
|   | 3. High cost for social security  |
|   | 4. Use full cell engine and electric engine cars  |
|   | 5. Middle developing country (GDP \$3000 per capita) in 2045                              |

出所：VISION 2025、FYDP、LTPP など

以上の社会経済計画や可能性を考慮して以下のシナリオが想定できる。

**HIGH** シナリオ：VISION 2025 の目標を達成すると同時に、2025 年以降天然ガス開発および関連産業の発展により高い経済成長を達成する。

**BASE** シナリオ：現状の GDP 伸び率は、人口増加と生産性の向上によるものとして、2025 年以降は、徐々に労働者人口の伸び率が減少し、安定的に経済が伸びるシナリオ

**LOW** シナリオ：国内状況は、BASE ケースと同じであるが、国際社会の問題の拡大により国際経済が停滞し、これがタンザニア国の経済に影響するというシナリオである。

以上のシナリオを GDP の伸び率で表現すると以下ようになる。

表 7.2.1-5 実質 GDP 成長率のシナリオ設定

|             | 2013-15 | 2015-20 | 2020-25 | 2025-30    | 2030-35    | 2035-40    |
|-------------|---------|---------|---------|------------|------------|------------|
| <b>HIGH</b> | 7.0 %   | 8.0 %   | 8.0 %   | 8.0~10.0 % | 8.0~10.0 % | 8.0~10.0 % |
| <b>BASE</b> | 7.0 %   | 7.0 %   | 7.0 %   | 6.0 %      | 6.0 %      | 5.0 %      |
| <b>LOW</b>  | 7.0 %   | 6.0 %   | 6.0 %   | 5.0 %      | 5.0 %      | 4.0 %      |

これらの各ケースを実現するための第一次産業（農業漁業）、第二次産業（工業）、第三次産業（商業サービス業）の GDP の伸び率は、これまでの GDP 伸び率と各セクターの付加価値伸び率との弾性値から、以下の表のように設定できる。

表 7.2.1-6 各ケースにおけるセクター別 GDP 伸び率

| HIGH      | GDP growth | Elasticity  |          |            |           | Sector Growth |          |            |
|-----------|------------|-------------|----------|------------|-----------|---------------|----------|------------|
|           | Total      | Agriculture | Industry | Commercial |           | Agriculture   | Industry | Commercial |
| 2014      | 7%         | 0.6         | 1.20     | 1.00       | 2014      | 4.2%          | 8.4%     | 7.0%       |
| 2015-2020 | 8%         | 0.7         | 1.20     | 1.00       | 2015-2020 | 5.6%          | 9.6%     | 8.0%       |
| 2021-2025 | 8%         | 0.7         | 1.30     | 0.90       | 2021-2025 | 5.6%          | 10.4%    | 7.2%       |
| 2026-2030 | 9%         | 0.6         | 1.30     | 0.90       | 2026-2030 | 5.4%          | 11.7%    | 8.1%       |
| 2031-2035 | 9%         | 0.6         | 1.30     | 0.90       | 2031-2035 | 5.4%          | 11.7%    | 8.1%       |
| 2036-2040 | 8%         | 0.6         | 1.30     | 0.90       | 2036-2040 | 4.8%          | 10.4%    | 7.2%       |
| Base      | GDP growth | Elasticity  |          |            |           | Sector Growth |          |            |
|           | Total      | Agriculture | Industry | Commercial |           | Agriculture   | Industry | Commercial |
| 2014      | 7%         | 0.6         | 1.20     | 1.00       | 2014      | 4.2%          | 8.4%     | 7.0%       |
| 2015-2020 | 7%         | 0.7         | 1.20     | 1.00       | 2015-2020 | 4.9%          | 8.4%     | 7.0%       |
| 2021-2025 | 7%         | 0.9         | 1.25     | 0.90       | 2021-2025 | 6.3%          | 8.8%     | 6.3%       |
| 2026-2030 | 6%         | 0.9         | 1.25     | 0.90       | 2026-2030 | 5.4%          | 7.5%     | 5.4%       |
| 2031-2035 | 6%         | 0.9         | 1.25     | 0.90       | 2031-2035 | 5.4%          | 7.5%     | 5.4%       |
| 2036-2040 | 5%         | 0.9         | 1.25     | 0.90       | 2036-2040 | 4.5%          | 6.3%     | 4.5%       |
| LOW       | GDP growth | Elasticity  |          |            |           | Sector Growth |          |            |
|           | Total      | Agriculture | Industry | Commercial |           | Agriculture   | Industry | Commercial |
| 2014      | 7%         | 0.6         | 1.10     | 1.00       | 2014      | 4.2%          | 7.7%     | 7.0%       |
| 2015-2020 | 6%         | 0.9         | 1.10     | 1.00       | 2015-2020 | 5.4%          | 6.6%     | 6.0%       |
| 2021-2025 | 6%         | 0.9         | 1.10     | 1.00       | 2021-2025 | 5.4%          | 6.6%     | 6.0%       |
| 2026-2030 | 5%         | 0.9         | 1.10     | 1.00       | 2026-2030 | 4.5%          | 5.5%     | 5.0%       |
| 2031-2035 | 5%         | 0.9         | 1.10     | 1.00       | 2031-2035 | 4.5%          | 5.5%     | 5.0%       |
| 2036-2040 | 4%         | 0.9         | 1.10     | 1.00       | 2036-2040 | 3.6%          | 4.4%     | 4.0%       |

出所：PSMP2016 UPDATE

### (3) 外国為替レート

外国為替の変動は国内の投資やインフレ率に影響するが、最近のドルやユーロの低下を見ると短期的にはタンザニアシリング（TZS）が大きく下落することは考えられない。しかし、長期的な為替の予測は難しく現在の1ドル2,200 TZS(2016年6月現在)は、多少の変化はあるものの、今後とも維持されるものとした。2025年までを考えたとき、アメリカのインフレ率は2%前後であるがタンザニア国のインフレ率は5%前後である。このときTZSのレートは3%/年ほどTZS安になるが、それ以降はForeign Direct Investment (FDI)の入流によりTZSの需要があると見て為替レートを据え置くこととする。

### (4) インフレ率

安定的なインフレ（2%～3%）の条件下では、貯蓄率の上昇も見込まれ投資活動も活発になるが、ハイパーインフレの状況では正常なGDPの成長は望めない。タンザニア国では2004年から2008年は、毎年10%以上のインフレ率であったが、2009年、2010年は沈静化している。2011年から2015年は、今後の国内物価の上昇が見込まれるため5%程度のインフレ率が想定されるが、それ以降は沈静化すると設定した。



表 7.2.1-7 インフレ率

|            | 2013-15 | 2015-20 | 2020-25 | 2025-30 | 2030-35 | 2035-40 |
|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| インフレ率 (%)  | 7.0 %   | 5.0 %   | 5.0 %   | 4.0 %   | 3.0 %   | 3.0 %   |
| GDP デフレーター | 203.3   | 269.4   | 343.9   | 418.4   | 485.0   | 562.3   |

注意：GDP デフレーターは 2005 年=100 で値は、区間末年の指数

出所：実績データは Central bank

## (5) 原油価格

現在（2016 年 10 月）、ニューヨークの WTI (West Texas Intermediate) 価格はバーレル当たり 50 ドル前後で推移しているが、サウジアラビアなどの原油輸出国では、今後はドルの目減り（ドル・インフレ）分は原油価格の上昇を期待するとしている。アメリカのインフレ率を 2 % とすると原油価格は 2014 年から 2030 年には年率 2 % ほど上昇することになる。しかし、最近のシェールオイルやガスの供給状況を考慮すると 2020 年までは、むしろ原油価格は現状維持か多少の上昇の見通しで、その後、原油価格は再度上昇するというのが IEA (International Energy Agency) や多くの石油専門家の見方である。したがって以下の原油価格を前提とする。

表 7.2.1-8 WTI 価格の見通し

|                | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 原油価格 (USD/bbl) | 100  | 50   | 50   | 68   | 70   | 75   | 80   | 89   | 100  | 112  | 125  |

注意：原油価格は 2015 年価格、また、Brent 原油価格は WTI とほぼ同じである。

## 7.2.2 電力消費に関する前提

### (1) 潜在電力需要

電力の潜在需要は、実際の需要（統計需要）に対して一定の増加率を掛けて求める。この増加率を「Potential factor」とすると潜在需要を以下の式で求めることができる。

$$\text{潜在電力需要} = \text{統計電力消費} * (1 + \text{Potential factor})$$

Potential factor を構成する要素としては、「停電およびピークカットによる減少分」を対象とする。停電およびピークカット分としては過去のトレンドより 2005 年から 2013 年は統計電力消費の 10 % として、2014 年は 18 %、2015 年は 25 % としている。

なお、潜在需要は工業部門、商業サービス部門、農業部門、家庭部門の 4 部門に適応され、政府部門（おもに Zanzibar 向け）と金鉱山向けに対しては適応していない。2002 年から 2015 年までの潜在需要は以下の表のとおりである。

表 7.2.2-1 統計電力消費から潜在需要の計算

|           |  | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015         |
|-----------|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Actual    | <b>Actual power consumption</b>          | <b>2,831</b> | <b>2,770</b> | <b>3,178</b> | <b>3,378</b> | <b>3,589</b> | <b>4,048</b> | <b>4,029</b> | <b>4,429</b> | <b>4,819</b> | <b>5,029</b> | <b>5,239</b> |
| data      | Industry(T2*0.95+T3)                     | 1,261        | 1,184        | 1,347        | 1,478        | 1,635        | 1,924        | 1,913        | 2,039        | 2,314        | 2,363        | 2,412        |
|           | Transport                                | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            |
|           | Residential (T1*0.9+D1)                  | 1,105        | 1,098        | 1,276        | 1,320        | 1,377        | 1,587        | 1,472        | 1,678        | 1,855        | 1,921        | 1,986        |
|           | Commercial and Services (T1*0.1+T2*0.05) | 133          | 122          | 149          | 165          | 181          | 224          | 209          | 244          | 276          | 287          | 297          |
|           | Agriculture/forestry                     | 0.06         | 0.07         | 0.08         | 0.09         | 0.10         | 0.11         | 0.12         | 0.13         | 0.14         | 0.15         | 0.16         |
|           | Government(T5)                           | 186          | 204          | 231          | 229          | 258          | 175          | 277          | 299          | 219          | 282          | 345          |
|           | GOLD (T7+T8)                             | 146          | 161          | 176          | 185          | 139          | 138          | 156          | 169          | 155          | 177          | 199          |
| Potential | <b>Potential power consumption</b>       | <b>3,106</b> | <b>3,010</b> | <b>3,455</b> | <b>3,674</b> | <b>3,909</b> | <b>4,421</b> | <b>4,388</b> | <b>4,825</b> | <b>5,263</b> | <b>5,829</b> | <b>6,413</b> |
| factor    | Industry                                 | 1,400        | 1,303        | 1,481        | 1,626        | 1,799        | 2,116        | 2,105        | 2,243        | 2,545        | 2,776        | 3,015        |
|           | Transport                                | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            | 0            |
|           | Residential                              | 1,226        | 1,208        | 1,403        | 1,452        | 1,515        | 1,746        | 1,620        | 1,846        | 2,040        | 2,257        | 2,483        |
|           | Commercial and public services           | 148          | 135          | 164          | 182          | 199          | 246          | 230          | 269          | 304          | 337          | 372          |
|           | Agriculture/forestry                     | 0.07         | 0.08         | 0.09         | 0.10         | 0.11         | 0.12         | 0.13         | 0.14         | 0.15         | 0.17         | 0.18         |
|           | Government(T5)                           | 186          | 204          | 231          | 229          | 258          | 175          | 277          | 299          | 219          | 282          | 345          |
|           | GOLD (T7+T8)                             | 146          | 161          | 176          | 185          | 139          | 138          | 156          | 169          | 155          | 177          | 199          |

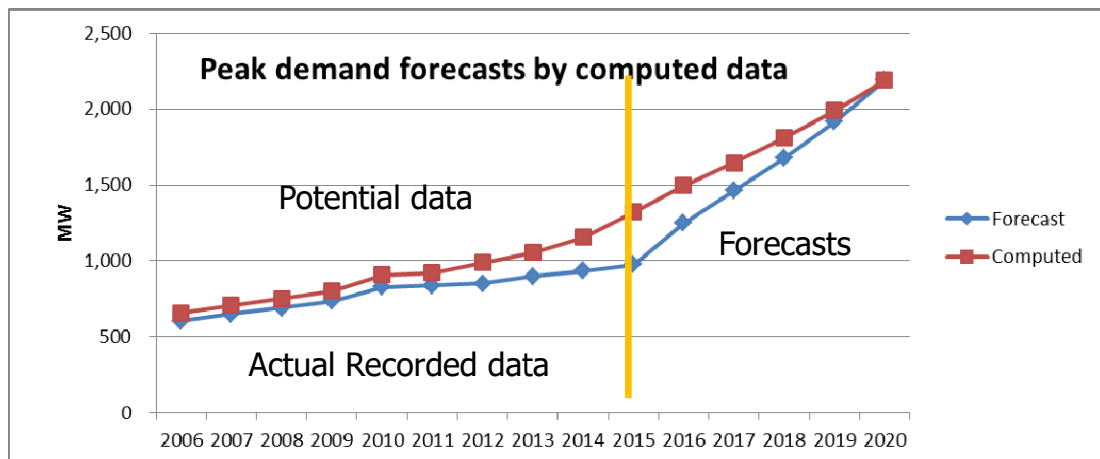
注意：Potential factor は、2000 年から 2013 年の時系列分析で求められている。

出所：実績データは TANESCO、Potential factor は PSMP2016 UPDATE チームにて推定

需要予測における潜在需要と統計需要との関係は、以下の表のとおりである。

- ① モデル内の将来予測は潜在需要データを使って行う。
- ② 将来の統計需要は潜在需要より計算する。
- ③ 統計需要と潜在需要の差を「達成率」係数を定義し、潜在需要から統計需要を計算する。  
達成率は 0～100 % の範囲にある。
- ④ 統計需要が潜在需要に達したときは、達成率は 100 % になる。
- ⑤ 達成率は 2020 年には潜在需要と統計需要が一致するように設定されている。

以上の手順により、予測値は初期段階では統計需要に近い数字であるが、年々潜在需要に近づく。以下の図は、潜在需要予測、統計需要予測から達成率を使って電力需要予測を描いたものである。



注意：2015年時点で、時系列分析による Potential データと実績値の差異は 22%である。

図 7.2.2-1 潜在需要、統計需要、予測の関係

## (2) 電力化率

電力化率 (Electric energy ratio) は電化率 (Electrification rate) とは概念が異なる。電力化率は各種消費エネルギー (最終エネルギー消費) に占める電力の割合である。いくつかの国の電力化率をみると以下の表のとおりである。

表 7.2.2-2 各国と地域の電力化率

単位：%

|                  | 1980 | 1990 | 2000 | 2009 |
|------------------|------|------|------|------|
| USA              | 13.3 | 17.5 | 19.5 | 21.4 |
| Japan            | 19.0 | 21.5 | 23.5 | 25.6 |
| Africa (Average) | 14.9 | 17.7 | 19.9 | 20.8 |
| Asia (Average)   | 11.7 | 14.0 | 18.4 | 21.7 |

注意：電力化率(%) = 当該国の電力消費 (toe) / 最終エネルギー消費 (toe)

出所：“Energy and Economic Statistics Abstract 2014” 日本エネルギー経済研究所

電力化率は、工業・商業サービス・政府・家庭などのセクター別に定義することができ、多くの場合、電力化率は年々上昇傾向にある。また、工業部門や交通部門などでは化石燃料の消費が多いため電力化率は低く、政府・商業サービスなどは事務所・病院・学校といった建屋に関する需要が多いため電力化率は大きい。

表 7.2.2-3 タンザニア国の部門別電力化率見通し

単位：%

| Sector      | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Industry    | 6.7  | 7.4  | 8.5  | 9.9  | 11.5 | 13.3 | 15.4 |
| Commercial  | 4.1  | 5.0  | 7.1  | 9.9  | 13.9 | 19.5 | 27.3 |
| Residential | 1.2  | 1.5  | 2.1  | 2.9  | 4.1  | 5.7  | 8.0  |
| Total       | 2.1  | 2.3  | 3.1  | 4.3  | 5.6  | 7.4  | 9.6  |

注意：電力化率 = 部門別電力消費 (toe) / 部門別最終エネルギー消費 (toe)

出所：JICA 調査団作成

タンザニア国では農業と交通部門は電力消費が小さいので電力化率はゼロとなるが、逆に政府部門はほとんどが電力消費であるため電力化率は 100 %となる。このため農業・交通・政府部門に関しては電力化率を設定しない。一方、タンザニア国では 2040 年の電力化率が全国平均 9.6 %で低いように見えるが、薪炭の消費が多いというタンザニア国のエネルギー消費状況を考慮すると今後は薪炭の消費構成比が減少するとしても 2040 年の電力化率としては妥当な大きさである。

### (3) T/D ロス率の計画

次の表は最終需要と T/D loss 量から計算されたロス率である。2001 年から 2015 年までは実績値で、2016 年以降 T/D ロス率は改善され 2025 年には 11.4 %となり、それ以降は同量とした

表 7.2.2-4 T/D ロス率の推移と見通し

単位：%

| 年    | loss rate | 年    | loss rate | 年    | loss rate | 年    | loss rate |
|------|-----------|------|-----------|------|-----------|------|-----------|
| 2001 | 26.0      | 2008 | 20.1      | 2015 | 17.5      | 2022 | 11.9      |
| 2002 | 23.9      | 2009 | 20.0      | 2016 | 16.5      | 2023 | 11.7      |
| 2003 | 22.1      | 2010 | 19.8      | 2017 | 15.5      | 2025 | 11.4      |
| 2004 | 24.1      | 2011 | 21.4      | 2018 | 14.5      | 2030 | 11.4      |
| 2005 | 25.8      | 2012 | 21.9      | 2019 | 13.7      | 2035 | 11.4      |
| 2006 | 25.0      | 2013 | 21.2      | 2020 | 12.4      | 2040 | 11.4      |
| 2007 | 20.2      | 2014 | 18.0      | 2021 | 12.2      |      |           |

注意：T/D Loss 率 = T/D ロス / 送電端電力量

注意：TANESCO の T/D ロス率の目標は、2020 年時点で 12.4 %、2025 年時点で 11.4 %である。

出所：実績 T/D ロス率は TANESCO 資料より計算、2016 年以降は TANESCO の目標値である。

### (4) Load Factor

Load factor は、実績ピーク需要（TANESCO データ）と発電量から以下の式で計算している。Load factor の将来見通しについては、タンザニア国の目標値が 2030 年から達成されるとして設定されている。

$$LF = \text{発電量 (MWh)} / (24 \text{ 時間} * 365 \text{ 日}) / \text{ピーク需要 (MW)} * 100$$

表 7.2.2-5 Load factor の見通し

単位：%

| 年    | load factor | 年    | load factor | 年    | load factor | 年    | load factor |
|------|-------------|------|-------------|------|-------------|------|-------------|
| 2001 | 63.4        | 2009 | 70.0        | 2017 | 71.0        | 2025 | 70.0        |
| 2002 | 65.5        | 2010 | 70.0        | 2018 | 70.0        | 2026 | 70.0        |
| 2003 | 63.8        | 2011 | 70.0        | 2019 | 70.0        | 2027 | 70.0        |
| 2004 | 65.3        | 2012 | 76.0        | 2020 | 70.0        | 2028 | 70.0        |
| 2005 | 75.5        | 2013 | 71.0        | 2021 | 70.0        | 2030 | 70.0        |
| 2006 | 67.5        | 2014 | 74.5        | 2022 | 70.0        | 2035 | 70.0        |
| 2007 | 69.6        | 2015 | 74.0        | 2023 | 70.0        | 2040 | 70.0        |
| 2008 | 69.5        | 2016 | 72.0        | 2024 | 70.0        |      |             |

注意：発電量 = 最終電力需要 + T/D loss + Own use

出所：Load factor は TANESCO の実績と目標

## (5) 省エネルギー効果

省エネ促進対策による省エネ効果は、工業部門において電力消費と燃料消費、家庭部門における燃料消費において2026年より毎年0.5%ほど省エネされるとしている。この効果は累積的になるので、10年後には省エネまへの需要に対して5%の省エネ、20年後には10%の省エネになる。その他のセクターにおいては、省エネ効果は発現しないものとしている。

### 7.3 電力需要予測

#### 7.3.1 ケース別電力需要見通し

タンザニア国の送電端での電力需要量は以下の表の通りである。2015年の実績はBaseケースで6,310 GWhであるが、2025年には約3.6倍の22,430 GWhで、2035年には約9倍の57,340 GWhで、2040年には14倍の87,890 GWhである。また、2015年から2040年間の平均伸び率は、Highケースで13.4%、Baseケースで11.1%、Lowケースで9.6%である。

表 7.3.1-1 電力需要予測 (Dispatch power)

単位：GWh

|      | 2015  | 2016  | 2017  | 2018   | 2019   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040    | 2040/15 |
|------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| HIGH | 6,310 | 7,870 | 9,070 | 10,460 | 12,040 | 13,840 | 24,640 | 45,270 | 82,830 | 145,470 | 13.4    |
| BASE | 6,310 | 7,820 | 8,970 | 10,270 | 11,740 | 13,440 | 22,430 | 36,000 | 57,340 | 87,890  | 11.1    |
| LOW  | 6,310 | 7,640 | 8,650 | 9,780  | 11,060 | 12,470 | 19,450 | 29,250 | 43,660 | 63,090  | 9.6     |

出所：PSMP2016 UPDATE

ピーク需要見通しは以下の表の通りで、2015年の実績はBaseケースで974 MWであるが、これを基準に2020年には約2倍の2,190 MW、2025年には約4倍の3,660 MW、2035年には約10倍の9,350 MW、2040年には約15倍の14,330 MWである。

表 7.3.1-2 ピーク需要予測

単位：MW

|      | 2015 | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035   | 2040   | 2040/15 |
|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|
| HIGH | 974  | 1,280 | 1,480 | 1,700 | 1,960 | 2,260 | 4,020 | 7,380 | 13,510 | 23,720 | 13.6    |
| BASE | 974  | 1,270 | 1,460 | 1,680 | 1,920 | 2,190 | 3,660 | 5,870 | 9,350  | 14,330 | 11.4    |
| LOW  | 974  | 1,250 | 1,410 | 1,600 | 1,800 | 2,030 | 3,170 | 4,770 | 7,120  | 10,290 | 9.9     |

出所：PSMP2016 UPDATE

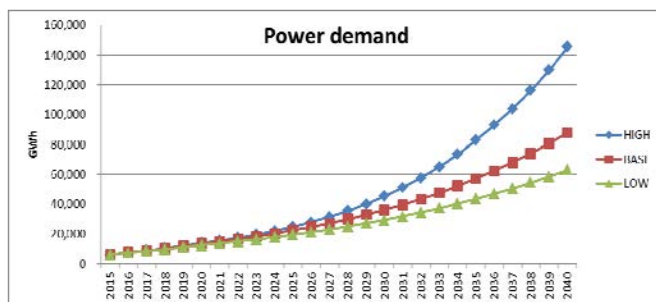


図 7.3.1-1 ケース別電力需要見通し

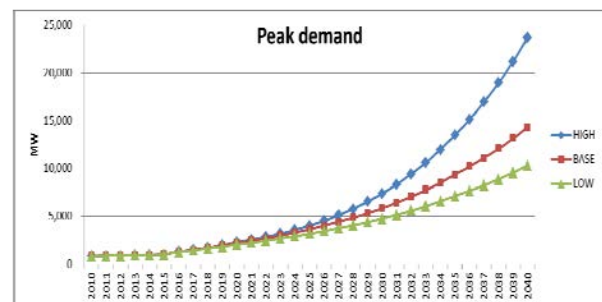


図 7.3.1-2 ケース別ピーク需要見通し

### 7.3.2 セクター別電力需要見通し

#### (1) Base ケース

Base ケースにおけるセクター別電力需要および料金カテゴリ別電力需要は以下の通りである。工業部門と商業サービス部門での構成比の上昇が顕著である。

表 7.3.2-1 セクター別電力需要見通しと構成比 (Base ケース)

単位：GWh

|              |                       | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Power demand | Total                 | 6,310 | 13,440 | 22,430 | 36,000 | 57,340 | 87,890 |
| by Sector    | Agriculture.Fishery   | 0     | 0      | 0      | 10     | 10     | 30     |
|              | Industry              | 2,410 | 5,590  | 9,510  | 15,140 | 24,240 | 36,730 |
|              | Commercial & Services | 300   | 680    | 1,290  | 2,350  | 4,280  | 7,470  |
|              | Government            | 340   | 650    | 990    | 1,310  | 1,650  | 1,920  |
|              | Gold                  | 200   | 210    | 210    | 220    | 230    | 230    |
|              | Residential           | 1,990 | 4,640  | 7,870  | 12,870 | 20,390 | 31,490 |
|              | T/S loss              | 1,070 | 1,670  | 2,560  | 4,100  | 6,540  | 10,020 |
| Share        | Total                 | 100.0 | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |
| by Sector    | Agriculture.Fishery   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |
|              | Industry              | 38.2  | 41.6   | 42.4   | 42.1   | 42.3   | 41.8   |
|              | Commercial & Services | 4.8   | 5.1    | 5.8    | 6.5    | 7.5    | 8.5    |
|              | Government            | 5.4   | 4.8    | 4.4    | 3.6    | 2.9    | 2.2    |
|              | Gold                  | 3.2   | 1.6    | 0.9    | 0.6    | 0.4    | 0.3    |
|              | Residential           | 31.5  | 34.5   | 35.1   | 35.8   | 35.6   | 35.8   |
|              | T/S loss              | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   |

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.3.2-2 セクター別電力需要の伸び率 (Base ケース)

単位：%

|                       | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total                 | 4.6     | 16.3    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 13.5    | 11.7    | 11.1    |
| Agriculture.Fishery   | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 24.6    | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
| Industry              | 4.7     | 18.3    | 11.2    | 9.7     | 9.9     | 8.7     | 14.7    | 12.2    | 11.5    |
| Commercial & Services | 6.4     | 17.8    | 13.7    | 12.7    | 12.7    | 11.8    | 15.7    | 14.2    | 13.7    |
| Government            | 13.6    | 13.8    | 8.8     | 5.8     | 4.7     | 3.1     | 11.3    | 8.2     | 7.2     |
| Gold                  | 7.4     | 1.0     | 0.0     | 0.9     | 0.9     | 0.0     | 0.5     | 0.7     | 0.6     |
| Residential           | 4.6     | 18.4    | 11.1    | 10.3    | 9.6     | 9.1     | 14.7    | 12.3    | 11.7    |
| T/S loss              | 1.4     | 9.3     | 8.9     | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 9.1     | 9.5     | 9.4     |

表 7.3.2-3 電力料金カテゴリ別電力需要見通しと構成比 (Base ケース)

単位：GWh

|                    |          | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------------|----------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Power demand       | Total    | 6,300 | 13,440 | 22,440 | 36,000 | 57,340 | 87,880 |
| by Tariff category | T1 + D1  | 2,280 | 4,980  | 8,590  | 14,320 | 23,230 | 36,780 |
|                    | T2 + T3  | 2,410 | 5,930  | 10,090 | 16,050 | 25,690 | 38,930 |
|                    | T5       | 340   | 650    | 990    | 1,310  | 1,650  | 1,920  |
|                    | T7 + T8  | 200   | 210    | 210    | 220    | 230    | 230    |
|                    | T/D loss | 1,070 | 1,670  | 2,560  | 4,100  | 6,540  | 10,020 |
| Share              | Total    | 100.0 | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |
| by Tariff category | T1 + D1  | 36.2  | 37.1   | 38.3   | 39.8   | 40.5   | 41.9   |
|                    | T2 + T3  | 38.3  | 44.1   | 45.0   | 44.6   | 44.8   | 44.3   |
|                    | T5       | 5.4   | 4.8    | 4.4    | 3.6    | 2.9    | 2.2    |
|                    | T7 + T8  | 3.2   | 1.6    | 0.9    | 0.6    | 0.4    | 0.3    |
|                    | T/D loss | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   |

注意 D1：民生用：50 kWh/月までは無料、50kWh 超えた分につき T1 料金の 71%、T1：一般用 T2：低圧用  
T3：中圧用 T5：高圧用 (Zanzibar bulk 向け料金)、T7、T8：金鉱山向け

出所：PSMP2016 UPDATE、電気料金は TANESCO の分類による。

表 7.3.2-4 電力料金カテゴリー別電力需要伸び率 (Base ケース)

単位 : %

|          | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total    | 4.5     | 16.4    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 13.5    | 11.7    | 11.1    |
| T1 + D1  | 4.7     | 16.9    | 11.5    | 10.8    | 10.2    | 9.6     | 14.2    | 12.3    | 11.8    |
| T2 + T3  | 4.7     | 19.7    | 11.2    | 9.7     | 9.9     | 8.7     | 15.4    | 12.6    | 11.8    |
| T5       | 13.6    | 13.8    | 8.8     | 5.8     | 4.7     | 3.1     | 11.3    | 8.2     | 7.2     |
| T7 + T8  | 7.4     | 1.0     | 0.0     | 0.9     | 0.9     | 0.0     | 0.5     | 0.7     | 0.6     |
| T/D loss | 1.4     | 9.3     | 8.9     | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 9.1     | 9.5     | 9.4     |

## (2) High ケース

High ケースにおいては、工業部門の成長が著しく 2035 年以降 50 %以上の電力が工業部門で消費されることになる。

表 7.3.2-5 セクター別電力需要見通しと構成比 (High ケース)

単位 : GWh、Share : %

|              |                       | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040    |
|--------------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Power demand | Total                 | 6,310 | 13,840 | 24,640 | 45,270 | 82,830 | 145,470 |
| by Sector    | Agriculture.Fishery   | 0     | 0      | 0      | 10     | 10     | 30      |
|              | Industry              | 2,410 | 5,890  | 10,880 | 21,180 | 41,260 | 75,560  |
|              | Commercial & Services | 300   | 710    | 1,420  | 2,980  | 6,190  | 12,210  |
|              | Government            | 340   | 670    | 1,060  | 1,590  | 2,250  | 2,920   |
|              | Gold                  | 200   | 210    | 220    | 230    | 240    | 240     |
|              | Residential           | 1,990 | 4,640  | 8,250  | 14,120 | 23,440 | 37,930  |
|              | T/D loss              | 1,070 | 1,720  | 2,810  | 5,160  | 9,440  | 16,580  |
| Share        | Total                 | 100.0 | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0   |
| by Sector    | Agriculture.Fishery   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0     |
|              | Industry              | 38.2  | 42.6   | 44.2   | 46.8   | 49.8   | 51.9    |
|              | Commercial & Services | 4.8   | 5.1    | 5.8    | 6.6    | 7.5    | 8.4     |
|              | Government            | 5.4   | 4.8    | 4.3    | 3.5    | 2.7    | 2.0     |
|              | Gold                  | 3.2   | 1.5    | 0.9    | 0.5    | 0.3    | 0.2     |
|              | Residential           | 31.5  | 33.5   | 33.5   | 31.2   | 28.3   | 26.1    |
|              | T/D loss              | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4    |

出所 : PSMP2016 UPDATE

表 7.3.2-6 セクター別電力需要の伸び率 (High ケース)

単位 : %

|                       | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total                 | 4.6     | 17.0    | 12.2    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 14.6    | 13.7    | 13.4    |
| Agriculture.Fishery   | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 24.6    | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
| Industry              | 4.7     | 19.6    | 13.1    | 14.3    | 14.3    | 12.9    | 16.3    | 15.3    | 14.8    |
| Commercial & Services | 6.4     | 18.8    | 14.9    | 16.0    | 15.7    | 14.6    | 16.8    | 16.3    | 16.0    |
| Government            | 13.6    | 14.5    | 9.6     | 8.4     | 7.2     | 5.4     | 12.0    | 9.9     | 9.0     |
| Gold                  | 7.4     | 1.0     | 0.9     | 0.9     | 0.9     | 0.0     | 1.0     | 0.9     | 0.7     |
| Residential           | 4.6     | 18.4    | 12.2    | 11.3    | 10.7    | 10.1    | 15.3    | 13.1    | 12.5    |
| T/D loss              | 1.4     | 10.0    | 10.3    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 10.1    | 11.5    | 11.6    |

出所 : PSMP2016 UPDATE

表 7.3.2-7 電力料金カテゴリ別電力需要見通しと構成比 (High ケース)

単位：GWh

|          | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040    |
|----------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Total    | 6,300 | 13,840 | 24,640 | 45,270 | 82,830 | 145,480 |
| T1 + D1  | 2,280 | 5,000  | 9,020  | 15,840 | 27,170 | 45,640  |
| T2 + T3  | 2,410 | 6,240  | 11,530 | 22,450 | 43,730 | 80,100  |
| T5       | 340   | 670    | 1,060  | 1,590  | 2,250  | 2,920   |
| T7 + T8  | 200   | 210    | 220    | 230    | 240    | 240     |
| T/D loss | 1,070 | 1,720  | 2,810  | 5,160  | 9,440  | 16,580  |
| Total    | 100.0 | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0   |
| T1 + D1  | 36.2  | 36.1   | 36.6   | 35.0   | 32.8   | 31.4    |
| T2 + T3  | 38.3  | 45.1   | 46.8   | 49.6   | 52.8   | 55.1    |
| T5       | 5.4   | 4.8    | 4.3    | 3.5    | 2.7    | 2.0     |
| T7 + T8  | 3.2   | 1.5    | 0.9    | 0.5    | 0.3    | 0.2     |
| T/D loss | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4    |

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.3.2-8 電力料金カテゴリ別電力需要伸び率 (High ケース)

単位：%

|          | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total    | 4.5     | 17.0    | 12.2    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 14.6    | 13.7    | 13.4    |
| T1 + D1  | 4.7     | 17.0    | 12.5    | 11.9    | 11.4    | 10.9    | 14.7    | 13.2    | 12.7    |
| T2 + T3  | 4.7     | 21.0    | 13.1    | 14.3    | 14.3    | 12.9    | 16.9    | 15.6    | 15.0    |
| T5       | 13.6    | 14.5    | 9.6     | 8.4     | 7.2     | 5.4     | 12.0    | 9.9     | 9.0     |
| T7 + T8  | 7.4     | 1.0     | 0.9     | 0.9     | 0.9     | 0.0     | 1.0     | 0.9     | 0.7     |
| T/D loss | 1.4     | 10.0    | 10.3    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 10.1    | 11.5    | 11.6    |

### (3) Low ケース

Low ケースにおいては商業部門と家庭部門が相対的に高くなる。これは経済成長の牽引力である工業部門の電力需要が他ケースと比較して相対的に小さいためである。

表 7.3.2-9 セクター別電力需要見通しと構成比 (Low ケース)

|              |                       | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------|-----------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Power demand | Total                 | 6,310 | 12,470 | 19,450 | 29,250 | 43,660 | 63,090 |
| by Sector    | Agriculture.Fishery   | 0     | 0      | 0      | 10     | 10     | 30     |
|              | Commercial & Services | 300   | 640    | 1,200  | 2,150  | 3,840  | 6,540  |
|              | Government            | 340   | 620    | 920    | 1,180  | 1,450  | 1,630  |
|              | Gold                  | 200   | 200    | 210    | 220    | 220    | 230    |
|              | Residential           | 1,990 | 4,340  | 7,030  | 10,970 | 16,580 | 24,440 |
|              | T/D loss              | 1,070 | 1,550  | 2,220  | 3,330  | 4,980  | 7,190  |
|              | Share                 | Total | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |
|              | Agriculture.Fishery   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |
|              | Industry              | 38.2  | 41.1   | 40.5   | 38.9   | 38.0   | 36.5   |
|              | Commercial & Services | 4.8   | 5.1    | 6.2    | 7.4    | 8.8    | 10.4   |
|              | Public Street light   | 0.0   | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    |
|              | Gold                  | 3.2   | 1.6    | 1.1    | 0.8    | 0.5    | 0.4    |
|              | Residential           | 31.5  | 34.8   | 36.1   | 37.5   | 38.0   | 38.7   |
|              | T/D loss              | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   |

出所：PSMP2016 UPDATE



表 7.3.2-10 セクター別電力需要の伸び率 (Low ケース)

単位：%

|                       | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|-----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total                 | 4.6     | 14.6    | 9.3     | 8.5     | 8.3     | 7.6     | 11.9    | 10.2    | 9.6     |
| Agriculture.Fishery   | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 24.6    | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
| Commercial & Services | 6.4     | 16.4    | 13.4    | 12.4    | 12.3    | 11.2    | 14.9    | 13.6    | 13.1    |
| Government            | 13.6    | 12.8    | 8.2     | 5.1     | 4.2     | 2.4     | 10.5    | 7.5     | 6.5     |
| Gold                  | 7.4     | 0.0     | 1.0     | 0.9     | 0.0     | 0.9     | 0.5     | 0.5     | 0.6     |
| Residential           | 4.6     | 16.9    | 10.1    | 9.3     | 8.6     | 8.1     | 13.5    | 11.2    | 10.6    |
| T/D loss              | 1.4     | 7.7     | 7.4     | 8.4     | 8.4     | 7.6     | 7.6     | 8.0     | 7.9     |

表 7.3.2-11 電力料金カテゴリー別電力需要見通し構成比 (Low ケース)

|              |          | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|--------------|----------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Power demand | Total    | 6,300 | 12,470 | 19,450 | 29,240 | 43,670 | 63,090 |
|              | T1 + D1  | 2,280 | 4,680  | 7,760  | 12,440 | 19,440 | 29,630 |
|              | T2 + T3  | 2,410 | 5,420  | 8,340  | 12,070 | 17,580 | 24,410 |
|              | T5       | 340   | 620    | 920    | 1,180  | 1,450  | 1,630  |
|              | T7 + T8  | 200   | 200    | 210    | 220    | 220    | 230    |
|              | T/D loss | 1,070 | 1,550  | 2,220  | 3,330  | 4,980  | 7,190  |
|              | Share    | Total | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |
| T1 + D1      |          | 36.2  | 37.5   | 39.9   | 42.5   | 44.5   | 47.0   |
| T2 + T3      |          | 38.3  | 43.5   | 42.9   | 41.3   | 40.3   | 38.7   |
| T5           |          | 5.4   | 5.0    | 4.7    | 4.0    | 3.3    | 2.6    |
| T7 + T8      |          | 3.2   | 1.6    | 1.1    | 0.8    | 0.5    | 0.4    |
| T/D loss     |          | 17.0  | 12.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   | 11.4   |

表 7.3.2-12 セクター別電力需要伸び率 (Low ケース)

単位：%

|          | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total    | 4.5     | 14.6    | 9.3     | 8.5     | 8.4     | 7.6     | 11.9    | 10.2    | 9.7     |
| T1 + D1  | 4.7     | 15.5    | 10.6    | 9.9     | 9.3     | 8.8     | 13.0    | 11.3    | 10.8    |
| T2 + T3  | 4.7     | 17.6    | 9.0     | 7.7     | 7.8     | 6.8     | 13.2    | 10.4    | 9.7     |
| T5       | 13.6    | 12.8    | 8.2     | 5.1     | 4.2     | 2.4     | 10.5    | 7.5     | 6.5     |
| T7 + T8  | 7.4     | 0.0     | 1.0     | 0.9     | 0.0     | 0.9     | 0.5     | 0.5     | 0.6     |
| T/D loss | 1.4     | 7.7     | 7.4     | 8.4     | 8.4     | 7.6     | 7.6     | 8.0     | 7.9     |

### 7.3.3 輸出と追加的需要見込んだ全電力需要

タンザニア国政府は、2020年までに発電能力を4,915 MWにするという目標を掲げている。ところが需要予測モデルでのBase caseにおける2020年時点の国内ピーク需要は2,190 MWであり、この能力としては2,850 MWである。政府目標との差は約2,000 MWであり極めて大きいといえる。

そこでTask Force Team (作業チーム)では「輸出」および「追加的な需要」を考慮して政府目標の達成のケースを試算した。ここで言う追加的な需要とは工業や鉱山部門での自家発電のバックアップとしての需要、系統への切り替え需要、調査されていない工業・商業部門での隠れた需要などを想定している。そして、これらの需要はBase caseの予測結果に対して加算している。

タンザニア国からの電力輸出は、MEM や TANESCO の見通しでは 2018 年から 2040 年で、毎年 600 MW と見込まれる。また、この輸出量は Base ケース・High ケース・Low ケースで同じである。600 MW は輸出のピーク需要で、これに対応する能力は「(輸出量+ロス)\*1.3」で計算される。また、MEM や TANESCO の見通しでは、追加的需要の対象とされる工場や鉱山事業所は、以下の表のとおりである。

表 7.3.3-1 地方工場や鉱山サイト等のバックアップまたは系統接続見込み

単位： MW

| Year | Geita :<br>Gold<br>Mining Co. | Mara :<br>Two Gold<br>mining Co. | Njombe:<br>Iron<br>Smelting | Mtwara :<br>DANGOTE | Security<br>For power<br>supply | Total |
|------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------------------|-------|
| 2015 | 28                            | 9                                |                             | 34                  |                                 | 71    |
| 2016 | 28                            | 9                                |                             | 34                  |                                 | 71    |
| 2017 | 28                            | 9                                |                             | 34                  |                                 | 71    |
| 2018 | 28                            | 9                                |                             | 34                  |                                 | 71    |
| 2019 | 28                            | 9                                |                             | 34                  |                                 | 71    |
| 2020 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2021 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2022 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2023 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2024 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2025 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2030 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2035 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |
| 2040 | 45                            | 22                               | 337                         | 67                  | 570                             | 1041  |

出所：MEM、TANESCO、地方調査結果

注意：Mara の 2 つの金鉱山は “Buhemba Gold Mining” と “Kiabakari Gold Mining” である。

輸出や追加的需要を含んだタンザニア国の全電力需要（ピーク需要）は以下の表のとおりである。輸出および、追加的な需要の加算の結果、2020 年でのタンザニア国の能力は 4,920 MW となる。2015 年～2020 年の伸び率が他の期間と比較して著しく大きい、この期間は電力不足状態を解消する期間にあたり、特段の供給量の増加が期待されている。なお、表中の必要能力は「ピーク需要\*1.3」で計算されている。

表 7.3.3-2 国内需要、輸出および追加的需要を含んだ全電力需要

単位：MW

| Cases |                                  | Demand items       | Unit | 2015  | 2020  | 2025  | 2030   | 2035   | 2040   |
|-------|----------------------------------|--------------------|------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Base  | Peak demand                      | Domestic demand    | MW   | 974   | 2,190 | 3,659 | 5,872  | 9,351  | 14,332 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 71    | 1,041 | 1,041 | 1,041  | 1,041  | 1,041  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 685   | 677   | 677    | 677    | 677    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,045 | 3,916 | 5,377 | 7,590  | 11,069 | 16,050 |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | MW   | 1,267 | 2,847 | 4,757 | 7,633  | 12,156 | 18,631 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 92    | 1,353 | 1,353 | 1,353  | 1,353  | 1,353  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 890   | 880   | 880    | 880    | 880    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,359 | 5,091 | 6,991 | 9,867  | 14,389 | 20,865 |
| High  | Peak demand                      | Domestic demand    | MW   | 974   | 2,256 | 4,017 | 7,381  | 13,508 | 23,724 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 71    | 1,041 | 1,041 | 1,041  | 1,041  | 1,041  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 685   | 677   | 677    | 677    | 677    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,045 | 3,981 | 5,736 | 9,100  | 15,226 | 25,443 |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | MW   | 1,267 | 2,932 | 5,223 | 9,596  | 17,560 | 30,842 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 92    | 1,353 | 1,353 | 1,353  | 1,353  | 1,353  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 890   | 880   | 880    | 880    | 880    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,359 | 5,176 | 7,456 | 11,829 | 19,794 | 33,075 |
| Low   | Peak demand                      | Domestic demand    | MW   | 974   | 2,035 | 3,172 | 4,769  | 7,120  | 10,289 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 71    | 1,041 | 1,041 | 1,041  | 1,041  | 1,041  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 685   | 677   | 677    | 677    | 677    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,045 | 3,760 | 4,891 | 6,487  | 8,838  | 12,007 |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | MW   | 1,267 | 2,645 | 4,124 | 6,199  | 9,256  | 13,376 |
|       |                                  | Additional demand  | MW   | 92    | 1,353 | 1,353 | 1,353  | 1,353  | 1,353  |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | MW   | 0     | 890   | 880   | 880    | 880    | 880    |
|       |                                  | Total              | MW   | 1,359 | 4,889 | 6,358 | 8,433  | 11,490 | 15,609 |

注意：2020年の全電力能力は5091 MWで、2025年は6,991 MWある。

輸出力は2018年～2040年間で一定「600MW+送電ロス」である。

出所：Task Force Team PSMP2016 Updateの分析による

表 7.3.3-3 全電力需要の伸び率

単位：%

| Cases |                                  | Demand items       | 2010/15 | 2015/20 | 2020/25 | 2025/30 | 2030/35 | 2035/40 | 2015/40 |
|-------|----------------------------------|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Base  | Peak demand                      | Domestic demand    | 3.4     | 17.6    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 11.4    |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 30.2    | 6.5     | 7.1     | 7.8     | 7.7     | 11.5    |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | 3.4     | 17.6    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 11.4    |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 30.2    | 6.5     | 7.1     | 7.8     | 7.7     | 11.5    |
| High  | Peak demand                      | Domestic demand    | 3.4     | 18.3    | 12.2    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 13.6    |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 30.7    | 7.6     | 9.7     | 10.8    | 10.8    | 13.6    |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | 3.4     | 18.3    | 12.2    | 12.9    | 12.8    | 11.9    | 13.6    |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 30.7    | 7.6     | 9.7     | 10.8    | 10.8    | 13.6    |
| Low   | Peak demand                      | Domestic demand    | 3.4     | 15.9    | 9.3     | 8.5     | 8.3     | 7.6     | 9.9     |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 29.2    | 5.4     | 5.8     | 6.4     | 6.3     | 10.3    |
|       | Installed capacity<br>(Peak*1.3) | Domestic demand    | 3.4     | 15.9    | 9.3     | 8.5     | 8.3     | 7.6     | 9.9     |
|       |                                  | Additional demand  | 0.0     | 71.1    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 11.3    |
|       |                                  | Export (Inc. Loss) | 0.0     | 0.0     | -0.2    | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|       |                                  | Total              | 0.0     | 29.2    | 5.4     | 5.8     | 6.4     | 6.3     | 10.3    |

出所：同上

### 7.3.4 電力需要促進要因

今後のタンザニア国の電力需要は、適切な経済政策を背景に産業分野での電力利用と全国的に家庭部門の都市集中にともない家庭部門での需要の伸びが予想される。これまで述べてきたように2015年から2040年までの電力需要（ピーク需要）は、年平均11%ほどの伸びであり、この間の経済成長が2015年～2025年間で7%、2025年～2040年で6%であることを考えると平均弾性値で「1.8」となり、供給体制の早急な拡充が求められる。以下の表はセクター別の伸び率とGDPに対する弾性値である。

表 7.3.4-1 セクター別 GDP 弾性値

| Sector       | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Peak demand  | 0.5     | 2.5     | 1.5     | 1.7     | 1.6     | 1.8     | 1.8     |
| Total demand | 0.8     | 1.8     | 1.6     | 1.6     | 1.6     | 1.8     | 1.7     |
| Agriculture  | 1.2     | 8.9     | 2.0     | 2.3     | 2.2     | 2.6     | 3.6     |
| Industry     | 0.7     | 1.9     | 1.6     | 1.6     | 1.6     | 1.7     | 1.7     |
| Commercial   | 0.9     | 1.8     | 2.0     | 2.1     | 2.1     | 2.3     | 2.1     |
| Government   | 2.2     | 1.9     | 1.3     | 1.0     | 0.8     | 0.6     | 1.1     |
| Gold         | 1.2     | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1     | 0.1     |
| Residential  | 0.7     | 1.9     | 1.6     | 1.7     | 1.6     | 1.8     | 1.7     |

出所：PSMP2016 UPDATE

タンザニア国の電力需要の伸びは、産業分野と家庭部門双方から見込まれるが、これらを整理すると以下の表のとおりである。

表 7.3.4-2 電力需要拡大の要因

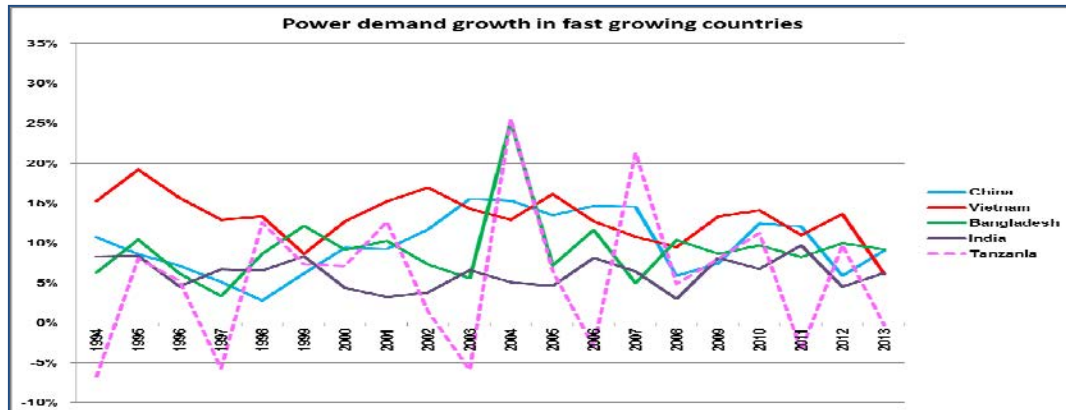
| NO | 要 因  |
|----|--|
| 1  | これまでのタンザニア国のGDP伸び率は7%ほどであった。今後のGDP伸び率も同様な伸び率が期待される。その理由としてガス開発事業の拡大、交通システムの整備、海外投資の増加などが主要な要因として指摘できる。このような状況においては工業部門や商業部門の電力需要が期待され、2015年から2020年間は、双方ともに18%の伸びで2015年から2040年までの伸び率は工業部門が11%/年、商業部門が13%/年である。          |
| 2  | ガス開発事業は関連産業を誘発することが多い。特に、ガス多消費型の産業である化学産業、LNG関連産業(機械設備産業)、交通燃料産業(CNG産業、水素産業)などが期待される。このような産業は電力消費も多く、今後は広く工業部門での電力需要が増加するものと思われる。  |
| 3  | 現在、地方では薪炭の消費が多い。IEA統計によればタンザニア国の最終エネルギーに占める薪炭の割合は2013年で80%である。タンザニア国では今後は全国的に都市への人口集中が起きることが予想されるが、一般的に人口の都市集中に伴い家庭部門でのエネルギー利用は電力や石油製品が主流である。タンザニア国では、2040年時点での最終エネルギーに占める薪炭の消費割合は49%になり、家庭部門の電力需要の伸び率は2040年で11%/年となる。 |
| 4  | タンザニア国の電化率は2014年時点で36%(Access方式)で、今後はさらなる電化率の上昇が期待される。今回の電力需要予測では2020年で全国平均電化率50%(Access方式)、2035年で90%(Access方式)と想定している。また、一人当たり電力消費は2015年で130kWh/人とやや低位にあるが、2020年には240kWh/人、2040年には1,050kWh/人となる。                      |
| 5  | 現在、タンザニア国の電力供給は需要を満たしていない。つまり、慢性的に電力供給不足状態にある。これらは、できるだけ早く解消することが求められている。PSMP2016 UPDATEでは2020年までには電力供給不足を解消することを前提としている。そのため2015年から2020年までの需要量は高い伸び率を示している。Baseケースでの同期間の需要伸び率は16.4%/年である。                             |

出所：PSMP2016 UPDATE

## 7.4 国際比較

### 7.4.1 電力消費実績の国際比較

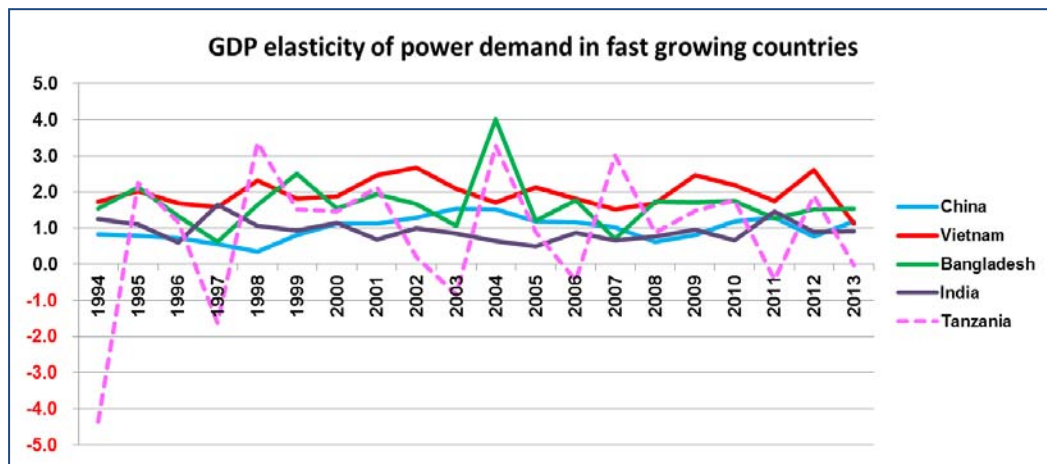
近年、経済および電力需要が著しく成長している国（中国、ベトナム、バングラデシュ、インド）とタンザニア国の実績電力消費伸び率を比較すると以下の表のとおりである。全体的に2000年から2013年の伸び率は10%/年程度であるが、ベトナムや中国などの高い電力需要を示した国々の伸び率は高いときでも15~20%である。また、この伸び率は3年以上続くことはない。タンザニア国は2011年から2013年間の伸び率は他の国と比較すると低位に推移している。



出所：IEA の Web より

図 7.4.1-1 電力需要の高い国との比較

各国の弾性値（電力需要伸び率/GDP 伸び率）は以下の通りである。各国の平均的な弾性値は2000年から2013年間は「0.5」から「2.5」であるが平均としては「1.2」付近である。一方、タンザニア国の弾性値（2015~2020）は2.5で、ベトナムの2002年の高い弾性値と同程度である。



注意：弾性値 = 電力需要伸び率 / GDP 伸び率

出所：IEA データより PSMP2016 UPDATE チームにて計算

図 7.4.1-2 電力需要の GDP 弾性値比較

### 7.4.2 タンザニア国の電力需要見通しの国際比較

ここでは電力消費の国際比較を行う。比較対象となる国は、タンザニア・サウジアラビア・南アフリカ・ガーナ・マレーシア・中国・アメリカ・日本である。

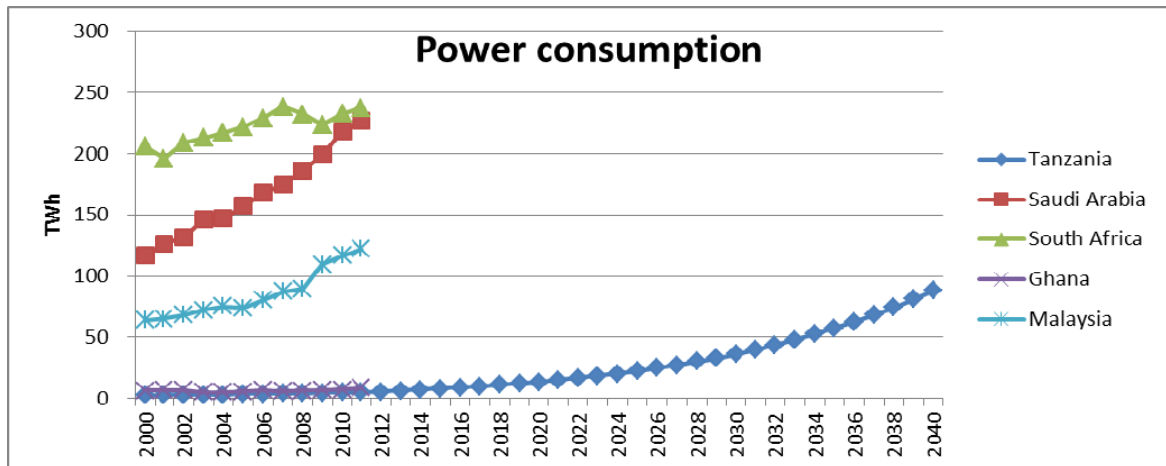


図 7.4.2-1 中進国とタンザニア国の電力消費量

一人あたりの電力消費量は、2015年で130 kWh/人であるが、2040年には8倍以上の1,050 kWh/人となる。また、Dar es Salaam と Pwani の合計で見ると、2,400 kWh/人で2008年の中国とほぼ同じである。

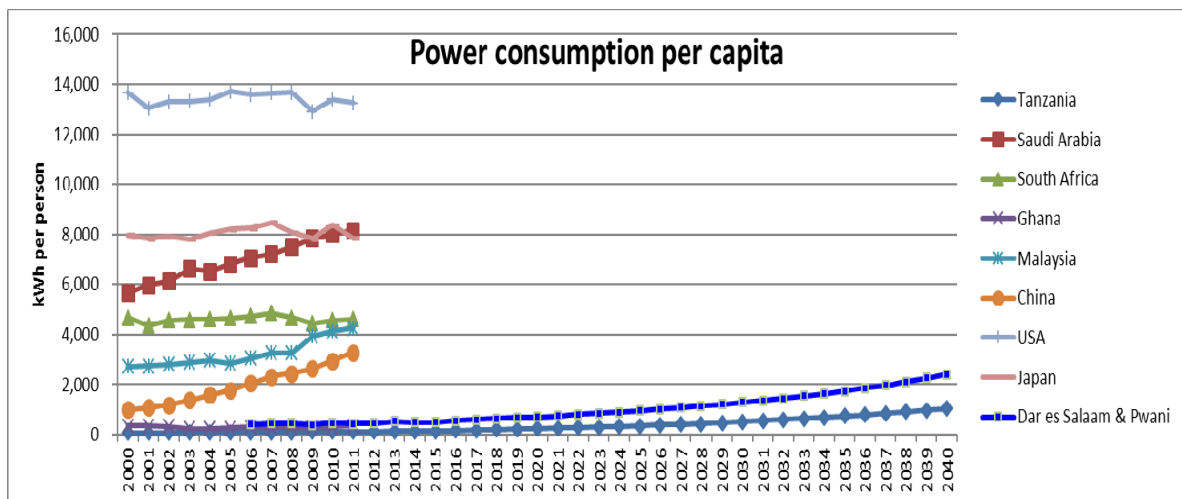


図 7.4.2-2 対象国とタンザニア国の一人当たり電力消費量

各国の「一人当たり GDP」と「一人当たり電力消費量」は強い相関があることが知られている。以下の図は2000年から2011年までの実績データをもとに一人当たり GDP と電力消費量を比較したものである。なお、タンザニア国については2040年時点を地域別にプロットしたが、下図の赤丸の範囲がそれらの位置である。

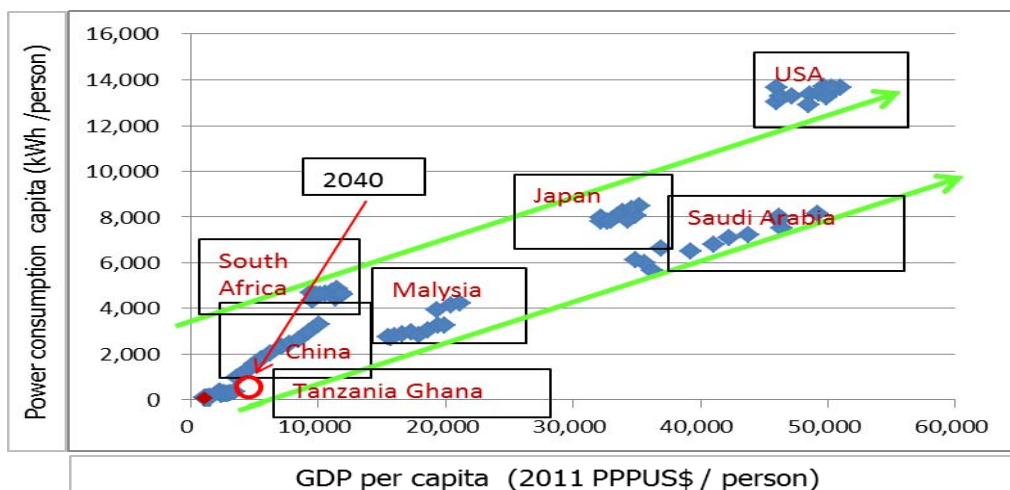


図 7.4.2-3 一人当たり GDP に対する一人当たり電力消費量

### 7.4.3 近隣諸国とタンザニア国の電力需要見通し比較

なお、近隣諸国の電力需要見通しとタンザニア国の電力需要見通しを比較すると以下の表のとおりである。エチオピアやタンザニア国の高い伸び率が顕著である。

表 7.4.3-1 近隣諸国の電力需要見通し

| ID         |                 | Demand & Capacity (MW) |       |        |        | Growth rate (%) |         |         |         |
|------------|-----------------|------------------------|-------|--------|--------|-----------------|---------|---------|---------|
| Country    | Items           | 2015                   | 2020  | 2025   | 2030   | 2020/15         | 2025/20 | 2030/25 | 2030/15 |
| Tanzania   | Domestic demand | 970                    | 2,200 | 3,700  | 5,900  | 17.8            | 11.0    | 9.8     | 12.8    |
|            | Export          | 0                      | 300   | 300    | 300    |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 970                    | 2,500 | 4,000  | 6,200  | 20.8            | 9.9     | 9.2     | 13.2    |
|            | Capacity(1.3)   | 1,300                  | 3,300 | 5,200  | 8,100  | 20.5            | 9.5     | 9.3     | 13.0    |
| Mozambique | Domestic demand | 1,400                  | 1,900 | 2,200  |        | 6.3             | 3.0     |         |         |
|            | Export          | 300                    | 0     | 0      |        |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 1,700                  | 1,900 | 2,200  |        | 2.2             | 3.0     |         |         |
|            | Capacity(1.3)   | 2,200                  | 2,500 | 2,900  |        | 2.6             | 3.0     |         |         |
| Ethiopia   | Domestic demand | 2,200                  | 6,300 | 14,700 | 19,100 | 23.4            | 18.5    | 5.4     | 15.5    |
|            | Export          | 300                    | 1,200 | 2,300  | 3,900  |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 2,500                  | 7,500 | 17,000 | 23,000 | 24.6            | 17.8    | 6.2     | 15.9    |
|            | Capacity(1.3)   | 3,300                  | 9,800 | 22,100 | 29,900 | 24.3            | 17.7    | 6.2     | 15.8    |
| Rwanda     | Domestic demand | 180                    | 250   | 400    | 620    | 6.8             | 9.9     | 9.2     | 8.6     |
|            | Export          | 0                      | 0     | 0      | 0      |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 180                    | 250   | 400    | 620    | 6.8             | 9.9     | 9.2     | 8.6     |
|            | Capacity(1.3)   | 200                    | 300   | 500    | 800    | 8.4             | 10.8    | 9.9     | 9.7     |
| Uganda     | Domestic demand | 550                    | 910   | 1,107  |        | 10.6            | 4.0     |         |         |
|            | Export          | 10                     | 120   | 200    |        |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 560                    | 1,030 | 1,307  |        | 13.0            | 4.9     |         |         |
|            | Capacity(1.3)   | 700                    | 1,300 | 1,700  |        | 13.2            | 5.5     |         |         |
| Zambia     | Domestic demand | 2,900                  | 3,600 | 4,000  |        | 4.4             | 2.1     |         |         |
|            | Export          | 0                      | 0     | 0      |        |                 |         |         |         |
|            | Total demand    | 2,900                  | 3,600 | 4,000  |        | 4.4             | 2.1     |         |         |
|            | Capacity(1.3)   | 3,800                  | 4,700 | 5,200  |        | 4.3             | 2.0     |         |         |

出所：各国の出所は以下の表のとおりである。

| Countries  | Sources of Power demand Forecasts                        | Donor & Planner | Open Date |
|------------|--|-----------------|-----------|
| Tanzania   | Power System Master Plan 2015 (p 13)                     | JICA            | Oct-2016  |
| Mozambique | Master Plan Update Project, 2012 - 2027 (p42)            | NEDAP (*1)      | Apr-2014  |
| Ethiopia   | Bulk Power Development & Regional Interconnection (p 4)  | EPP (*2)        | Jan-2014  |
| Rwanda     | Electricity Development Plan for Geothermal Energy (p65) | JICA            | Mar-2016  |
| Uganda     | Grid Development Plan 2014 - 2030 (p25)                  | UETCL(*3)       | 2014      |
| Zambia     | SAPP Annual Report 2015                                  | SAPP            | 2015      |

(\*1)NEDAP : National Energy Development and Access Program, (\*2)EPP : Ethiopian Electric Power

(\*3)UETCL : Uganda Electricity Transmission Company Limited

## 7.5 地域別電力需要見通し

### 7.5.1 地域別電力需要見通しの予測方法

地域別電力需要見通しは、国全体の電力需要見通しを地域別に配分するという方法で行われる。配分の方法は以下の通りである。

- ① 地域別単位として「Region（地域）」別に予測を行う。
- ② 各地域の電力需要は、家庭用需要と産業用（農業、鉱山業、商業等）から構成されるものとする。
- ③ 家庭電力需要の計算手順は下の表のとおりである。重要な説明変数としては、地域別人口、地域別電化率、地域別電力消費実績である。

表 7.5.1-1 家庭電力需要の計算手順

| 予測項目                         | 計算方法    |
|------------------------------|---------|
| (A)地域別人口予測 (2013-2040)       | 弾性値     |
| (B)電化率予測 (2013-2040)         | 目標の設定   |
| (C)電気利用者数見通し                 | (A)*(B) |
| (D)実績地域別電力消費 (2005 – 2012)   | データ収集   |
| (E)一人当たり電力消費量見通し (2013-2040) | (D)/(C) |
| (F)地域別電力消費見通し (2013-2040)    | (C)*(E) |

- ④ 産業電力需要の計算手順は下の表のとおりである。重要な説明変数としては、地域別 GDP（下表の A～C）、地域別大型プロジェクト（下表の E）、地域別大規模消費者需要見通し（下表の F）である。なお、地域別大型プロジェクトと地域別大規模消費者需要見通しについては、現地再委託調査で District 単位で全国の現地調査を行っている。

表 7.5.1-2 産業電力需要の計算手順

| 予測項目                              | 計算方法                              |
|-----------------------------------|-----------------------------------|
| (A)工業部門 GDP 実績収集 (2010 – 2012)    | データ収集                             |
| (B)工業部門 GDP の地域別構成比 (2010-2012)   | (A)/全国 GDP                        |
| (C)工業部門 GDP の将来に構成比見通し(2013-2040) | 時系列予測                             |
| (D)将来の地域別電力見通し (2013-2040)        | (C)*全国電力消費                        |
| (E)大規模プロジェクトの電力消費見通し (2015-2025)  | 地方調査によるデータ収集                      |
| (F)大規模消費者の電力消費見通し(2015-2025)      | 地方調査によるデータ収集                      |
| (G)将来の地域別電力見通し (2013-2040)        | 地域ごとの(D)+(E)+(F)を基準に<br>全国電力需要を配分 |

注1：地域別大型プロジェクトとは、鉱山開発、工業団地、大型商業施設、飛行場、港湾等の建設で、大きな電力需要（0.5 MW 以上）が予想されるプロジェクトである。

注2：大規模消費者の需要動向は、地域別需要に大きな影響を与えるので、地方調査のときに地域の TANESCO 事務所より情報収集を行っている。

### 7.5.2 地域別電力需要要素の見通し

#### (1) 地域別人口の見通し

地域別人口は、2002 年と 2012 年の人口センサスより、地域ごとの伸び率とタンザニア国全体の伸び率との弾性値を計算し、これら弾性値が「1.0」より大きい地域については、2015 年以降、



暫時減少するという前提で将来見通しの基準としている。予測結果は以下の表の通りである。

表 7.5.2-1 地域別人口の見通し

単位：1000人

|    | Region names      | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   | 2040/15 |
|----|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| 1  | Dodoma            | 2,234  | 2,472  | 2,706  | 2,932  | 3,146  | 3,347  | 1.6     |
| 2  | Arusha            | 1,857  | 2,121  | 2,386  | 2,647  | 2,902  | 3,146  | 2.1     |
| 3  | Kilimanjaro       | 1,739  | 1,893  | 2,044  | 2,186  | 2,319  | 2,444  | 1.4     |
| 4  | Tanga             | 2,204  | 2,438  | 2,594  | 2,740  | 2,875  | 2,993  | 1.2     |
| 5  | Morogoro          | 2,400  | 2,683  | 2,930  | 3,167  | 3,392  | 3,591  | 1.6     |
| 6  | Pwani             | 1,181  | 1,312  | 1,441  | 1,566  | 1,685  | 1,790  | 1.7     |
| 7  | Dar es Salaam     | 5,269  | 6,913  | 8,649  | 10,346 | 11,940 | 13,387 | 3.8     |
| 8  | Lindi             | 892    | 933    | 971    | 1,005  | 1,036  | 1,064  | 0.7     |
| 9  | Mtwara            | 1,324  | 1,405  | 1,481  | 1,552  | 1,617  | 1,676  | 0.9     |
| 10 | Ruvuma            | 1,478  | 1,639  | 1,798  | 1,952  | 2,098  | 2,236  | 1.7     |
| 11 | Iringa +Njombe    | 1,699  | 1,782  | 1,857  | 1,925  | 1,988  | 2,045  | 0.7     |
| 12 | Mbeya             | 2,965  | 3,354  | 3,623  | 3,878  | 4,117  | 4,328  | 1.5     |
| 13 | Singida           | 1,481  | 1,658  | 1,835  | 2,007  | 2,172  | 2,328  | 1.8     |
| 14 | Tabora            | 2,527  | 2,911  | 3,294  | 3,674  | 4,045  | 4,404  | 2.2     |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 1,747  | 2,042  | 2,343  | 2,644  | 2,943  | 3,222  | 2.5     |
| 16 | Kigoma            | 2,306  | 2,589  | 2,866  | 3,135  | 3,393  | 3,624  | 1.8     |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 3,329  | 3,703  | 4,256  | 4,812  | 5,362  | 5,879  | 2.3     |
| 18 | Kagera            | 2,733  | 3,151  | 3,434  | 3,704  | 3,960  | 4,186  | 1.7     |
| 19 | Mwanza +Geita     | 4,962  | 5,690  | 6,865  | 8,096  | 9,221  | 10,179 | 2.9     |
| 20 | Mara              | 1,894  | 2,134  | 2,376  | 2,613  | 2,841  | 3,058  | 1.9     |
| 21 | Manyara           | 1,585  | 1,838  | 2,054  | 2,265  | 2,469  | 2,648  | 2.1     |
|    | Mainland total    | 47,807 | 54,660 | 61,802 | 68,846 | 75,520 | 81,575 | 2.2     |
| 22 | Zanzibar total    | 1,439  | 1,679  | 1,836  | 2,024  | 2,172  | 2,315  | 1.9     |
|    | Total             | 49,246 | 56,339 | 63,639 | 70,869 | 77,692 | 83,891 | 2.2     |

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.5.2-2 地域別人口伸び率

単位：%

|    | Region names      | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|----|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma            | 2.1     | 2.0     | 1.8     | 1.6     | 1.4     | 1.3     | 1.6     |
| 2  | Arusha            | 2.8     | 2.7     | 2.4     | 2.1     | 1.9     | 1.6     | 2.1     |
| 3  | Kilimanjaro       | 1.8     | 1.7     | 1.5     | 1.4     | 1.2     | 1.1     | 1.4     |
| 4  | Tanga             | 3.6     | 2.0     | 1.2     | 1.1     | 1.0     | 0.8     | 1.2     |
| 5  | Morogoro          | 3.0     | 2.2     | 1.8     | 1.6     | 1.4     | 1.1     | 1.6     |
| 6  | Pwani             | 2.2     | 2.1     | 1.9     | 1.7     | 1.5     | 1.2     | 1.7     |
| 7  | Dar es Salaam     | 5.8     | 5.6     | 4.6     | 3.6     | 2.9     | 2.3     | 3.8     |
| 8  | Lindi             | 0.9     | 0.9     | 0.8     | 0.7     | 0.6     | 0.5     | 0.7     |
| 9  | Mtwara            | 1.2     | 1.2     | 1.1     | 0.9     | 0.8     | 0.7     | 0.9     |
| 10 | Ruvuma            | 2.2     | 2.1     | 1.9     | 1.7     | 1.5     | 1.3     | 1.7     |
| 11 | Iringa +Njombe    | 1.0     | 1.0     | 0.8     | 0.7     | 0.6     | 0.6     | 0.7     |
| 12 | Mbeya             | 4.4     | 2.5     | 1.6     | 1.4     | 1.2     | 1.0     | 1.5     |
| 13 | Singida           | 2.4     | 2.3     | 2.0     | 1.8     | 1.6     | 1.4     | 1.8     |
| 14 | Tabora            | 3.2     | 2.9     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.7     | 2.2     |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 3.4     | 3.2     | 2.8     | 2.5     | 2.2     | 1.8     | 2.5     |
| 16 | Kigoma            | 2.6     | 2.3     | 2.1     | 1.8     | 1.6     | 1.3     | 1.8     |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | -1.7    | 2.2     | 2.8     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 2.3     |
| 18 | Kagera            | 2.7     | 2.9     | 1.7     | 1.5     | 1.3     | 1.1     | 1.7     |
| 19 | Mwanza +Geita     | 3.5     | 2.8     | 3.8     | 3.4     | 2.6     | 2.0     | 2.9     |
| 20 | Mara              | 2.5     | 2.4     | 2.2     | 1.9     | 1.7     | 1.5     | 1.9     |
| 21 | Manyara           | 4.4     | 3.0     | 2.2     | 2.0     | 1.7     | 1.4     | 2.1     |
|    | Mainland total    | 2.8     | 2.7     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.6     | 2.2     |
| 22 | Zanzibar total    | 2.5     | 3.1     | 1.8     | 2.0     | 1.4     | 1.3     | 1.9     |
|    | Total             | 2.7     | 2.7     | 2.5     | 2.2     | 1.9     | 1.5     | 2.2     |

## (2) 地域別電化率の見通し

地域ごとの電化率は、2014年のIEA計算方式による電化率（ACCESS方式：村落単位の電化率）を基準にして、2025年には2014年の2倍、2035年は2025年の2倍、2036年から2040年は、そ

れまでの電化率の伸び率と同じとしている。この前提では Mainland の 2015 年の電化率は 39 %、2020 年は 50 %、2025 年は 64 %、2030 年は 76 %、2035 年は 89 %、2040 年は 94 %となる。

表 7.5.2-3 地域別電化率の見通し

|    | Unit              | 2013 | 2014 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030  | 2035  | 2040  |
|----|-------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| 1  | Dodoma            | %    | 36.6 | 37.0 | 39.4 | 54.0 | 74.0  | 86.0  | 100.0 |
| 2  | Arusha            | %    | 43.4 | 44.3 | 47.2 | 64.7 | 88.6  | 94.1  | 100.0 |
| 3  | Kilimanjaro       | %    | 80.0 | 80.5 | 82.1 | 90.6 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |
| 4  | Tanga             | %    | 32.2 | 32.9 | 35.0 | 48.0 | 65.8  | 81.1  | 100.0 |
| 5  | Morogoro          | %    | 38.8 | 39.6 | 42.2 | 57.8 | 79.2  | 89.0  | 100.0 |
| 6  | Pwani             | %    | 42.1 | 43.0 | 45.8 | 62.8 | 86.0  | 92.7  | 100.0 |
| 7  | Dar es Salaam     | %    | 88.7 | 89.0 | 89.9 | 94.8 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |
| 8  | Lindi             | %    | 13.3 | 13.6 | 14.5 | 19.8 | 27.2  | 38.5  | 54.4  |
| 9  | Mtwara            | %    | 13.1 | 13.4 | 14.3 | 19.6 | 26.8  | 37.9  | 53.6  |
| 10 | Ruvuma            | %    | 17.8 | 18.2 | 19.4 | 26.6 | 36.4  | 51.5  | 72.8  |
| 11 | Iringa +Njombe    | %    | 27.6 | 28.2 | 30.0 | 41.2 | 56.4  | 75.1  | 100.0 |
| 12 | Mbeya             | %    | 35.4 | 36.2 | 38.6 | 52.8 | 72.4  | 85.1  | 100.0 |
| 13 | Singida           | %    | 22.1 | 22.6 | 24.1 | 33.0 | 45.2  | 63.9  | 90.4  |
| 14 | Tabora            | %    | 18.7 | 19.1 | 20.3 | 27.9 | 38.2  | 54.0  | 76.4  |
| 15 | Rukwa +Katavi     | %    | 7.4  | 7.6  | 8.1  | 11.1 | 15.2  | 21.5  | 30.4  |
| 16 | Kigoma            | %    | 27.2 | 27.8 | 29.6 | 40.6 | 55.6  | 74.6  | 100.0 |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | %    | 22.1 | 22.6 | 24.1 | 33.0 | 45.2  | 63.9  | 90.4  |
| 18 | Kagera            | %    | 9.6  | 9.8  | 10.4 | 14.3 | 19.6  | 27.7  | 39.2  |
| 19 | Mwanza +Geita     | %    | 37.9 | 38.7 | 41.2 | 56.5 | 77.4  | 88.0  | 100.0 |
| 20 | Mara              | %    | 29.0 | 29.6 | 31.5 | 43.2 | 59.2  | 76.9  | 100.0 |
| 21 | Manyara           | %    | 41.7 | 42.6 | 45.4 | 62.2 | 85.2  | 92.3  | 100.0 |
| 22 | Mainland total    | %    | 36.4 | 37.1 | 39.0 | 50.3 | 65.0  | 75.9  | 89.5  |

注意：2013 年の地域別電化率は実績、出所は TANESCO

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.5.2-4 地域別電化率の伸び率

|    | Unit              | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|----|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma            | %       | 2.1     | 6.5     | 6.5     | 3.1     | 3.1     | 0.0     |
| 2  | Arusha            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 1.2     | 1.2     | 0.0     |
| 3  | Kilimanjaro       | %       | 1.1     | 2.0     | 2.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
| 4  | Tanga             | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 4.3     | 4.3     | 0.0     |
| 5  | Morogoro          | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 2.4     | 2.4     | 0.0     |
| 6  | Pwani             | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 1.5     | 1.5     | 0.0     |
| 7  | Dar es Salaam     | %       | 0.9     | 1.1     | 1.1     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
| 8  | Lindi             | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 6.3     |
| 9  | Mtwara            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 6.4     |
| 10 | Ruvuma            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 3.2     |
| 11 | Iringa +Njombe    | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 5.9     | 5.9     | 0.0     |
| 12 | Mbeya             | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 3.3     | 3.3     | 0.0     |
| 13 | Singida           | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 1.0     |
| 14 | Tabora            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 2.7     |
| 15 | Rukwa +Katavi     | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 12.6    |
| 16 | Kigoma            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 6.0     | 6.0     | 0.0     |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 1.0     |
| 18 | Kagera            | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 7.2     | 7.2     | 9.8     |
| 19 | Mwanza +Geita     | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 2.6     | 2.6     | 0.0     |
| 20 | Mara              | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 5.4     | 5.4     | 0.0     |
| 21 | Manyara           | %       | 2.3     | 6.5     | 6.5     | 1.6     | 1.6     | 0.0     |
| 22 | Mainland total    | %       | 2.4     | 5.2     | 5.2     | 3.2     | 3.3     | 1.0     |

### (3) 地域別 GDP の見通し

2010 年～2012 年の地域別の産業部門の実績付加価値（地域別産業部門 GDP）をもとに、それらの対全国構成比と将来の構成比の変化率を計算する。これにタンザニア国の将来の実質製造業

GDP を掛けることで、将来の地域別の産業付加価値（2001 年価格 GDP）の見通しを計算する。

表 7.5.2-5 地域別産業部門付加価値（2001 年価格 GDP）の見通し

単位：Billion TZS

|    |                   | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|----|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1  | Dodoma            | 91     | 127    | 178    | 237    | 317    | 403    |
| 2  | Arusha            | 3,798  | 5,307  | 7,414  | 9,889  | 13,189 | 16,786 |
| 3  | Kilimanjaro       | 1,461  | 2,042  | 2,853  | 3,805  | 5,074  | 6,458  |
| 4  | Tanga             | 2,523  | 3,525  | 4,925  | 6,569  | 8,761  | 11,151 |
| 5  | Morogoro          | 3,075  | 4,296  | 6,002  | 8,005  | 10,677 | 13,588 |
| 6  | Pwani             | 38     | 53     | 75     | 100    | 134    | 172    |
| 7  | Dar es Salaam     | 6,475  | 9,115  | 12,832 | 17,228 | 23,130 | 29,601 |
| 8  | Lindi             | 5      | 6      | 9      | 12     | 16     | 21     |
| 9  | Mtwara            | 44     | 62     | 86     | 115    | 153    | 195    |
| 10 | Ruvuma            | 80     | 112    | 156    | 208    | 277    | 353    |
| 11 | Iringa +Njombe    | 347    | 485    | 678    | 905    | 1,207  | 1,536  |
| 12 | Mbeya             | 236    | 330    | 461    | 615    | 820    | 1,044  |
| 13 | Singida           | 22     | 26     | 30     | 34     | 38     | 42     |
| 14 | Tabora            | 47     | 66     | 92     | 123    | 164    | 209    |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 14     | 20     | 28     | 38     | 50     | 64     |
| 16 | Kigoma            | 57     | 79     | 111    | 148    | 197    | 250    |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 204    | 285    | 398    | 531    | 708    | 901    |
| 18 | Kagera            | 351    | 490    | 684    | 913    | 1,217  | 1,549  |
| 19 | Mwanza +Geita     | 1,087  | 1,518  | 2,121  | 2,829  | 3,773  | 4,802  |
| 20 | Mara              | 877    | 1,225  | 1,712  | 2,283  | 3,045  | 3,875  |
| 21 | Manyara           | 113    | 130    | 150    | 170    | 192    | 213    |
|    | Mainland total    | 20,944 | 29,299 | 40,995 | 54,755 | 73,141 | 93,213 |
| 22 | Zanzibar          | 642    | 901    | 1,263  | 1,690  | 2,262  | 2,887  |
|    | Total             | 21,586 | 30,200 | 42,258 | 56,445 | 75,403 | 96,100 |

注意：GDP は 2001 年実質価格

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.5.2-6 地域別産業部門付加価値（2001 年価格 GDP）伸び率

単位：%

|    |                   | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|----|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 2  | Arusha            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 3  | Kilimanjaro       | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 4  | Tanga             | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 5  | Morogoro          | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 6  | Pwani             | 6.1     | 7.1     | 7.1     | 6.1     | 6.1     | 5.1     | 6.3     |
| 7  | Dar es Salaam     | 6.1     | 7.1     | 7.1     | 6.1     | 6.1     | 5.1     | 6.3     |
| 8  | Lindi             | 6.6     | 7.0     | 7.0     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.2     |
| 9  | Mtwara            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 10 | Ruvuma            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 11 | Iringa +Njombe    | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 12 | Mbeya             | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 13 | Singida           | 4.4     | 2.9     | 2.9     | 2.5     | 2.5     | 2.1     | 2.6     |
| 14 | Tabora            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 16 | Kigoma            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 18 | Kagera            | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 19 | Mwanza +Geita     | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 20 | Mara              | 6.6     | 6.9     | 6.9     | 5.9     | 5.9     | 4.9     | 6.1     |
| 21 | Manyara           | 4.4     | 2.9     | 2.9     | 2.5     | 2.5     | 2.1     | 2.6     |
|    | Mainland total    | 6.4     | 6.9     | 6.9     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.2     |
| 22 | Zanzibar          | 15.4    | 7.0     | 7.0     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.2     |
|    | Total             | 6.6     | 7.0     | 7.0     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.2     |

(4) 地方調査による大型プロジェクトと大規模電力消費者の見通し

1) 地域別大型プロジェクト

地域別大型プロジェクトとは、鉱山開発、工業団地、大型商業施設、飛行場、港湾等の建設で、0.5 MW 以上の電力需要が期待されるプロジェクトである。地方調査の結果、2025 年までの大型プロジェクトで必要とされている電力需要は以下のとおりである。

表 7.5.2-7 大型プロジェクトによる電力需要見通し（地方調査結果）

|    | Big Users         | Unit | 2015  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|----|-------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2  | Arusha            | MW   | 1.2   | 42.9  | 43.6  | 44.2  | 44.9  | 45.5  | 46.2  |
| 7  | Dar es Salaam     | MW   | 92.0  | 119.0 | 126.2 | 133.4 | 140.6 | 147.8 | 155.0 |
| 1  | Dodoma            | MW   | 0.0   | 15.3  | 15.3  | 15.3  | 15.3  | 15.3  | 15.3  |
| 11 | Iringa +Njombe    | MW   | 0.0   | 0.5   | 0.6   | 0.6   | 0.7   | 0.7   | 0.8   |
| 18 | Kagera            | MW   | 1.4   | 51.8  | 60.1  | 68.4  | 76.6  | 84.9  | 93.2  |
| 16 | Kigoma            | MW   | 0.0   | 11.5  | 12.9  | 14.3  | 15.7  | 17.1  | 18.5  |
| 3  | Kilimanjaro       | MW   | 4.6   | 14.6  | 14.6  | 14.6  | 14.6  | 14.6  | 14.6  |
| 8  | Lindi             | MW   | 0.0   | 8.9   | 9.8   | 10.8  | 11.8  | 12.7  | 13.7  |
| 21 | Manyara           | MW   | 7.0   | 16.0  | 16.0  | 16.0  | 16.0  | 16.0  | 16.0  |
| 20 | Mara              | MW   | 0.0   | 4.0   | 4.4   | 4.8   | 5.2   | 5.6   | 6.0   |
| 12 | Mbeya             | MW   | 15.0  | 51.0  | 55.0  | 59.0  | 63.0  | 67.0  | 71.0  |
| 5  | Morogoro          | MW   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |
| 9  | Mtwara            | MW   | 0.0   | 2.2   | 2.2   | 2.2   | 2.2   | 2.2   | 2.2   |
| 19 | Mwanza +Geita     | MW   | 7.5   | 54.0  | 58.1  | 62.3  | 66.4  | 70.6  | 74.7  |
| 6  | Pwani             | MW   | 1.8   | 32.0  | 42.6  | 53.2  | 63.8  | 74.4  | 85.0  |
| 15 | Rukwa +Katavi     | MW   | 1.7   | 13.8  | 15.0  | 16.2  | 17.4  | 18.6  | 19.8  |
| 10 | Ruvuma            | MW   | 0.0   | 2.5   | 4.0   | 5.5   | 7.0   | 8.5   | 10.0  |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | MW   | 0.0   | 3.6   | 4.0   | 4.4   | 4.8   | 5.2   | 5.6   |
| 13 | Singida           | MW   | 0.3   | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.7   |
| 14 | Tabora            | MW   | 0.0   | 15.0  | 16.7  | 18.4  | 20.1  | 21.8  | 23.5  |
| 4  | Tanga             | MW   | 10.0  | 20.0  | 20.0  | 20.0  | 20.0  | 20.0  | 20.0  |
| 22 | Zanzibar          | MW   | 7.0   | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  |
|    | total             | MW   | 149.5 | 489.1 | 531.6 | 574.1 | 616.7 | 659.2 | 701.7 |

出所：地方調査結果

地方調査での大型プロジェクトは、必ずしも計画通りに遂行されるとは限らない。そのため、地域ごとに「実現性の確率」(達成確率)を設定する。本達成確率は調査実施者 (Bureau for Industrial Cooperation: BICO) によって設定されたものである。

表 7.5.2-8 大型プロジェクトによる実現の確率

|    | Big Users         | 2015   | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|----|-------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2  | Arusha            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 7  | Dar es Salaam     | 100.0% | 99.0% | 98.0% | 97.0% | 96.1% | 95.1% | 94.1% | 93.2% | 92.3% | 91.4% | 90.4% |
| 1  | Dodoma            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 11 | Iringa +Njombe    | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 18 | Kagera            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 16 | Kigoma            | 80.0%  | 77.6% | 75.3% | 73.0% | 70.8% | 68.7% | 66.6% | 64.6% | 62.7% | 60.8% | 59.0% |
| 3  | Kilimanjaro       | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 8  | Lindi             | 80.0%  | 77.6% | 75.3% | 73.0% | 70.8% | 68.7% | 66.6% | 64.6% | 62.7% | 60.8% | 59.0% |
| 21 | Manyara           | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 20 | Mara              | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 12 | Mbeya             | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 5  | Morogoro          | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 9  | Mtwara            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 19 | Mwanza +Geita     | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 6  | Pwani             | 100.0% | 99.0% | 98.0% | 97.0% | 96.1% | 95.1% | 94.1% | 93.2% | 92.3% | 91.4% | 90.4% |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 10 | Ruvuma            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 13 | Singida           | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 14 | Tabora            | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 4  | Tanga             | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |
| 22 | Zanzibar          | 100.0% | 97.0% | 94.1% | 91.3% | 88.5% | 85.9% | 83.3% | 80.8% | 78.4% | 76.0% | 73.7% |

大型プロジェクトの電力需要見通しに実現性確率を掛けた結果を今後の大型プロジェクトの新規電力需要とする。各地域の需要見通しは以下の表のとおりである。

表 7.5.2-9 大型プロジェクトによる新規電力需要

|                      | Unit | 2015  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2 Arusha             | MW   | 1.2   | 36.8  | 36.3  | 35.7  | 35.2  | 34.6  | 34.1  |
| 7 Dar es Salaam      | MW   | 92.0  | 113.2 | 118.8 | 124.3 | 129.7 | 135.0 | 140.2 |
| 1 Dodoma             | MW   | 0.0   | 13.1  | 12.7  | 12.3  | 12.0  | 11.6  | 11.3  |
| 11 Iringa +Njombe    | MW   | 0.0   | 0.4   | 0.5   | 0.5   | 0.5   | 0.6   | 0.6   |
| 18 Kagera            | MW   | 1.4   | 44.5  | 50.0  | 55.2  | 60.1  | 64.6  | 68.7  |
| 16 Kigoma            | MW   | 0.0   | 7.9   | 8.6   | 9.2   | 9.8   | 10.4  | 10.9  |
| 3 Kilimanjaro        | MW   | 4.6   | 12.5  | 12.2  | 11.8  | 11.4  | 11.1  | 10.8  |
| 8 Lindi              | MW   | 0.0   | 6.1   | 6.5   | 7.0   | 7.4   | 7.7   | 8.1   |
| 21 Manyara           | MW   | 7.0   | 13.7  | 13.3  | 12.9  | 12.5  | 12.2  | 11.8  |
| 20 Mara              | MW   | 0.0   | 3.4   | 3.7   | 3.9   | 4.1   | 4.3   | 4.4   |
| 12 Mbeya             | MW   | 15.0  | 43.8  | 45.8  | 47.7  | 49.4  | 50.9  | 52.4  |
| 5 Morogoro           | MW   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |
| 9 Mtwara             | MW   | 0.0   | 1.8   | 1.8   | 1.7   | 1.7   | 1.6   | 1.6   |
| 19 Mwanza +Geita     | MW   | 7.5   | 46.3  | 48.4  | 50.3  | 52.0  | 53.6  | 55.1  |
| 6 Pwani              | MW   | 1.8   | 30.4  | 40.1  | 49.6  | 58.9  | 68.0  | 76.9  |
| 15 Rukwa +Katavi     | MW   | 1.7   | 11.9  | 12.5  | 13.1  | 13.6  | 14.1  | 14.6  |
| 10 Ruvuma            | MW   | 0.0   | 2.1   | 3.3   | 4.4   | 5.5   | 6.5   | 7.4   |
| 17 Shinyanga+ Simiyu | MW   | 0.0   | 3.1   | 3.3   | 3.6   | 3.8   | 4.0   | 4.1   |
| 13 Singida           | MW   | 0.3   | 0.6   | 0.6   | 0.5   | 0.5   | 0.5   | 0.5   |
| 14 Tabora            | MW   | 0.0   | 12.9  | 13.9  | 14.9  | 15.8  | 16.6  | 17.3  |
| 4 Tanga              | MW   | 10.0  | 17.2  | 16.7  | 16.2  | 15.7  | 15.2  | 14.7  |
| 22 Zanzibar          | MW   | 7.0   | 8.6   | 8.3   | 8.1   | 7.8   | 7.6   | 7.4   |
| total                | MW   | 149.5 | 430.4 | 457.4 | 483.0 | 507.4 | 530.7 | 552.8 |

出所：PSMP2016 UPDATE

## 2) 地域別大規模消費者の需要見通し

既存の大規模消費者への2025年までの電力需要見通しを地方調査で行っている。調査対象者は直近時点で0.5 MW以上を消費する大口需要家で、Districtごとに3社から5社を調査の対象としている。これらの需要家を地域ごとに集計したものが以下の表である。

表 7.5.2-10 大規模消費者の2025年までの需要見通し

|                      | Unit | 2015  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2 Arusha             | MW   | 23.0  | 26.0  | 26.0  | 26.0  | 26.0  | 26.0  | 26.0  |
| 7 Dar es Salaam      | MW   | 128.0 | 155.0 | 158.0 | 163.0 | 166.0 | 167.0 | 172.0 |
| 1 Dodoma             | MW   | 28.0  | 31.0  | 31.0  | 31.0  | 31.0  | 31.0  | 31.0  |
| 11 Iringa +Njombe    | MW   | 12.3  | 15.8  | 15.8  | 15.8  | 15.8  | 15.8  | 15.8  |
| 18 Kagera            | MW   | 12.0  | 8.0   | 8.0   | 8.0   | 10.0  | 13.0  | 14.0  |
| 16 Kigoma            | MW   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |
| 3 Kilimanjaro        | MW   | 6.0   | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  | 10.0  |
| 8 Lindi              | MW   | 1.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   |
| 21 Manyara           | MW   | 1.8   | 3.1   | 3.1   | 3.1   | 3.1   | 3.1   | 3.1   |
| 20 Mara              | MW   | 16.0  | 28.5  | 30.5  | 30.5  | 31.6  | 31.6  | 31.6  |
| 12 Mbeya             | MW   | 17.7  | 28.7  | 29.7  | 29.7  | 29.7  | 30.0  | 30.0  |
| 5 Morogoro           | MW   | 21.1  | 28.0  | 28.0  | 28.0  | 28.0  | 28.0  | 28.0  |
| 9 Mtwara             | MW   | 4.0   | 5.0   | 6.0   | 7.0   | 8.0   | 9.0   | 10.0  |
| 19 Mwanza +Geita     | MW   | 23.0  | 40.0  | 44.0  | 45.0  | 45.0  | 49.0  | 57.0  |
| 6 Pwani              | MW   | 30.0  | 55.0  | 56.0  | 58.0  | 59.0  | 60.0  | 62.0  |
| 15 Rukwa +Katavi     | MW   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   |
| 10 Ruvuma            | MW   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |
| 17 Shinyanga+ Simiyu | MW   | 94.0  | 103.0 | 106.0 | 106.0 | 106.0 | 106.0 | 106.0 |
| 13 Singida           | MW   | 2.0   | 3.0   | 3.0   | 3.0   | 3.0   | 3.0   | 3.0   |
| 14 Tabora            | MW   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   | 2.0   |
| 4 Tanga              | MW   | 32.0  | 57.0  | 57.0  | 57.0  | 57.0  | 57.0  | 57.0  |
| 22 Zanzibar          | MW   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   | 0.0   |
| total                | MW   | 455.9 | 603.0 | 618.0 | 627.0 | 635.1 | 645.4 | 662.4 |

### 3) 大型プロジェクトと大規模消費者の合計需要見通し

大型プロジェクトと既存の大規模消費者を合計した 2025 年までの電力需要見通しは以下の表のとおりである。

表 7.5.2-11 大型プロジェクトと大規模消費者の需要見通し

|    | Unit              | 2015 | 2020  | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   |
|----|-------------------|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2  | Arusha            | MW   | 24.2  | 62.8   | 62.3   | 61.7   | 61.2   | 60.6   |
| 7  | Dar es Salaam     | MW   | 220.0 | 268.2  | 276.8  | 287.3  | 295.7  | 302.0  |
| 1  | Dodoma            | MW   | 28.0  | 44.1   | 43.7   | 43.3   | 43.0   | 42.6   |
| 11 | Iringa +Njombe    | MW   | 12.3  | 16.2   | 16.2   | 16.3   | 16.3   | 16.4   |
| 18 | Kagera            | MW   | 13.4  | 52.5   | 58.0   | 63.2   | 70.1   | 77.6   |
| 16 | Kigoma            | MW   | 0.0   | 7.9    | 8.6    | 9.2    | 9.8    | 10.4   |
| 3  | Kilimanjaro       | MW   | 10.6  | 22.5   | 22.2   | 21.8   | 21.4   | 21.1   |
| 8  | Lindi             | MW   | 1.0   | 8.1    | 8.5    | 9.0    | 9.4    | 9.7    |
| 21 | Manyara           | MW   | 8.8   | 16.8   | 16.4   | 16.0   | 15.6   | 15.3   |
| 20 | Mara              | MW   | 16.0  | 31.9   | 34.2   | 34.4   | 35.7   | 35.9   |
| 12 | Mbeya             | MW   | 32.7  | 72.5   | 75.5   | 77.4   | 79.1   | 80.9   |
| 5  | Morogoro          | MW   | 21.1  | 28.0   | 28.0   | 28.0   | 28.0   | 28.0   |
| 9  | Mtwara            | MW   | 4.0   | 6.8    | 7.8    | 8.7    | 9.7    | 10.6   |
| 19 | Mwanza +Geita     | MW   | 30.5  | 86.3   | 92.4   | 95.3   | 97.0   | 102.6  |
| 6  | Pwani             | MW   | 31.8  | 85.4   | 96.1   | 107.6  | 117.9  | 128.0  |
| 15 | Rukwa +Katavi     | MW   | 3.7   | 13.9   | 14.5   | 15.1   | 15.6   | 16.1   |
| 10 | Ruvuma            | MW   | 0.0   | 2.1    | 3.3    | 4.4    | 5.5    | 6.5    |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | MW   | 94.0  | 106.1  | 109.3  | 109.6  | 109.8  | 110.0  |
| 13 | Singida           | MW   | 2.3   | 3.6    | 3.6    | 3.5    | 3.5    | 3.5    |
| 14 | Tabora            | MW   | 2.0   | 14.9   | 15.9   | 16.9   | 17.8   | 18.6   |
| 4  | Tanga             | MW   | 42.0  | 74.2   | 73.7   | 73.2   | 72.7   | 72.2   |
| 22 | Zanzibar          | MW   | 7.0   | 8.6    | 8.3    | 8.1    | 7.8    | 7.6    |
|    | total             | MW   | 605.3 | 1033.5 | 1075.4 | 1110.0 | 1142.5 | 1176.1 |
|    |                   |      |       |        |        |        |        | 1215.2 |

以上の表の全国を「100」とする地域別の構成比（シェア）は、以下の表のとおりである。この構成比を持って、産業部門の全国電力需要を配分する。

表 7.5.2-12 大型プロジェクトと大規模消費者の需要構成比

単位：%

|    | 2015            | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
|----|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1  | Dodoma          | 4.7   | 4.3   | 4.1   | 4.0   | 3.8   | 3.6   |
| 2  | Arusha          | 4.0   | 6.1   | 5.8   | 5.6   | 5.4   | 5.2   |
| 3  | Kilimanjaro     | 1.8   | 2.2   | 2.1   | 2.0   | 1.9   | 1.8   |
| 4  | Tanga           | 7.0   | 7.2   | 6.9   | 6.6   | 6.4   | 6.2   |
| 5  | Morogoro        | 3.5   | 2.7   | 2.6   | 2.5   | 2.5   | 2.4   |
| 6  | Pwani           | 5.3   | 8.3   | 9.0   | 9.8   | 10.4  | 11.0  |
| 7  | Dar es Salaam   | 36.6  | 26.2  | 25.9  | 26.1  | 26.1  | 25.8  |
| 8  | Lindi           | 0.2   | 0.8   | 0.8   | 0.8   | 0.8   | 0.8   |
| 9  | Mtwara          | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.8   | 0.9   | 0.9   |
| 10 | Ruvuma          | 0.1   | 0.2   | 0.3   | 0.4   | 0.5   | 0.6   |
| 11 | Iringa +Njombe  | 2.1   | 1.6   | 1.5   | 1.5   | 1.4   | 1.4   |
| 12 | Mbeya           | 5.5   | 7.1   | 7.1   | 7.0   | 7.0   | 6.9   |
| 13 | Singida         | 0.4   | 0.3   | 0.3   | 0.3   | 0.3   | 0.3   |
| 14 | Tabora          | 0.3   | 1.5   | 1.5   | 1.5   | 1.6   | 1.6   |
| 15 | Rukwa +Katavi   | 0.6   | 1.4   | 1.4   | 1.4   | 1.4   | 1.4   |
| 16 | Kigoma          | 0.1   | 0.8   | 0.8   | 0.8   | 0.9   | 0.9   |
| 17 | Shinyanga+ Simi | 15.7  | 10.4  | 10.2  | 9.9   | 9.7   | 9.4   |
| 18 | Kagera          | 2.2   | 5.1   | 5.4   | 5.7   | 6.2   | 6.6   |
| 19 | Mwanza +Geita   | 5.1   | 8.4   | 8.7   | 8.6   | 8.6   | 8.8   |
| 20 | Mara            | 2.7   | 3.1   | 3.2   | 3.1   | 3.1   | 3.1   |
| 21 | Manyara         | 1.5   | 1.6   | 1.5   | 1.5   | 1.4   | 1.3   |
| 0  | Main land       | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

出所：PSMP2016 UPDATE

## (5) 地域別電力需要実績

タンザニア国の統計年鑑によれば、2005年から2012年までの地域別の電力需要は以下の表の通りである。これらの電力消費実績は、地域別電力需要の出発点となる。

表 7.5.2-13 地域別電力需要実績

|    |                |     | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|----|----------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1  | Dodoma         | GWh | 48    | 49    | 59    | 68    | 79    | 83    | 86    | 94    |
| 2  | Arusha         | GWh | 202   | 193   | 223   | 296   | 236   | 269   | 260   | 309   |
| 3  | Kilimanjaro    | GWh | 102   | 96    | 110   | 109   | 88    | 124   | 118   | 138   |
| 4  | Tanga          | GWh | 156   | 154   | 165   | 169   | 166   | 209   | 219   | 245   |
| 5  | Morogoro       | GWh | 113   | 107   | 119   | 136   | 121   | 179   | 163   | 207   |
| 6  | Pwani          | GWh | 100   | 100   | 100   | 104   | 94    | 106   | 116   | 142   |
| 7  | Dar es Salaam  | GWh | 1110  | 1136  | 1574  | 1641  | 1200  | 1789  | 1664  | 1847  |
| 8  | Lindi          | GWh | 10    | 12    | 12    | 11    | 11    | 13    | 14    | 15    |
| 9  | Mtwara         | GWh | 20    | 20    | 29    | 23    | 29    | 27    | 30    | 34    |
| 10 | Ruvuma         | GWh | 13    | 13    | 14    | 15    | 15    | 21    | 21    | 24    |
| 11 | Iringa         | GWh | 60    | 61    | 79    | 79    | 85    | 101   | 92    | 102   |
| 12 | Mbeya          | GWh | 95    | 99    | 109   | 115   | 125   | 139   | 132   | 150   |
| 13 | Singida        | GWh | 18    | 26    | 28    | 18    | 26    | 26    | 23    | 29    |
| 14 | Tabora         | GWh | 67    | 71    | 37    | 98    | 84    | 97    | 95    | 103   |
| 15 | Rukwa          | GWh | 9     | 11    | 12    | 11    | 12    | 17    | 19    | 19    |
| 16 | Kigoma         | GWh | 9     | 12    | 10    | 12    | 12    | 16    | 18    | 21    |
| 17 | Shinyanga      | GWh | 176   | 177   | 195   | 196   | 253   | 313   | 310   | 279   |
| 18 | Kagera         | GWh | 28    | 35    | 36    | 37    | 33    | 44    | 29    | 55    |
| 19 | Mwanza         | GWh | 136   | 132   | 151   | 173   | 192   | 215   | 201   | 224   |
| 20 | Mara           | GWh | 47    | 40    | 95    | 44    | 52    | 110   | 109   | 108   |
| 21 | Manyara        | GWh | 14    | 14    | 14    | 14    | 17    | 16    | 17    | 18    |
| 22 | Mainland total | GWh | 2533  | 2558  | 3171  | 3369  | 2930  | 3914  | 3736  | 4163  |
| 23 | Zanzibar       | GWh | 186   | 204   | 231   | 229   | 258   | 175   | 277   | 299   |
| 24 | Total          | GWh | 2,719 | 2,762 | 3,402 | 3,598 | 3,188 | 4,089 | 4,013 | 4,462 |

注意：赤字は推定値

出所：National Statistical Bureau、Original TANESCO

## 7.5.3 地域別電力需要見通し

### (1) 地域別電力需要

地域別の電力需要は以下の表の通りである。ダルエスサラームの電力需要比率は2015年には全国の47%を占めているが、2040年には地方の電力の増加により、その比率は37%と縮小する。一方、伸び率では、2015年から2040年の平均で全国の11%に対してダルエスサラームは10%で、ほぼ平均的な伸び率である。

表 7.5.3-1 地域別電力需要見通し (Base ケース、送電端量)

単位：GWh

|    |                   | 2015  | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|----|-------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1  | Dodoma            | 132   | 270    | 401    | 644    | 1,037  | 1,506  |
| 2  | Arusha            | 356   | 987    | 1,569  | 2,442  | 3,756  | 5,691  |
| 3  | Kilimanjaro       | 157   | 348    | 473    | 708    | 1,063  | 1,593  |
| 4  | Tanga             | 285   | 640    | 973    | 1,591  | 2,588  | 3,849  |
| 5  | Morogoro          | 251   | 502    | 818    | 1,294  | 2,011  | 3,003  |
| 6  | Pwani             | 158   | 482    | 1,062  | 1,687  | 2,709  | 4,110  |
| 7  | Dar es Salaam     | 2,973 | 5,353  | 8,626  | 13,590 | 20,946 | 32,352 |
| 8  | Lindi             | 17    | 95     | 168    | 280    | 471    | 770    |
| 9  | Mtwara            | 43    | 94     | 197    | 337    | 580    | 999    |
| 10 | Ruvuma            | 31    | 86     | 242    | 426    | 750    | 1,226  |
| 11 | Iringa +Njombe    | 114   | 216    | 340    | 577    | 973    | 1,430  |
| 12 | Mbeya             | 211   | 556    | 927    | 1,488  | 2,392  | 3,590  |
| 13 | Singida           | 40    | 88     | 144    | 255    | 455    | 693    |
| 14 | Tabora            | 125   | 441    | 815    | 1,508  | 2,767  | 4,611  |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 19    | 73     | 128    | 218    | 376    | 721    |
| 16 | Kigoma            | 28    | 154    | 296    | 500    | 848    | 1,278  |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 451   | 713    | 1,136  | 1,987  | 3,503  | 5,453  |
| 18 | Kagera            | 62    | 260    | 567    | 933    | 1,560  | 2,610  |
| 19 | Mwanza +Geita     | 307   | 938    | 1,776  | 2,917  | 4,746  | 7,238  |
| 20 | Mara              | 159   | 387    | 655    | 1,113  | 1,884  | 2,846  |
| 21 | Manyara           | 24    | 58     | 79     | 110    | 156    | 213    |
|    | Mainland total    | 5,942 | 12,740 | 21,394 | 34,606 | 55,571 | 85,783 |
| 22 | Zanzibar          | 375   | 689    | 1,044  | 1,398  | 1,767  | 2,098  |
|    | Total             | 6,317 | 13,428 | 22,439 | 36,004 | 57,337 | 87,881 |

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.5.3-2 地域別電力需要伸び率

単位：%

|    |                   | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|----|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma            | 5.2     | 15.4    | 8.2     | 9.9     | 10.0    | 7.8     | 10.2    |
| 2  | Arusha            | 1.4     | 22.6    | 9.7     | 9.3     | 9.0     | 8.7     | 11.7    |
| 3  | Kilimanjaro       | 0.5     | 17.2    | 6.4     | 8.4     | 8.5     | 8.4     | 9.7     |
| 4  | Tanga             | 2.0     | 17.6    | 8.8     | 10.3    | 10.2    | 8.3     | 11.0    |
| 5  | Morogoro          | 2.6     | 14.9    | 10.3    | 9.6     | 9.2     | 8.3     | 10.4    |
| 6  | Pwani             | 3.9     | 24.9    | 17.1    | 9.7     | 9.9     | 8.7     | 13.9    |
| 7  | Dar es Salaam     | 6.2     | 12.5    | 10.0    | 9.5     | 9.0     | 9.1     | 10.0    |
| 8  | Lindi             | 1.6     | 40.5    | 12.1    | 10.7    | 10.9    | 10.4    | 16.4    |
| 9  | Mtwara            | 5.3     | 16.8    | 16.0    | 11.4    | 11.5    | 11.5    | 13.4    |
| 10 | Ruvuma            | 3.7     | 22.6    | 23.1    | 12.0    | 12.0    | 10.3    | 15.8    |
| 11 | Iringa +Njombe    | -1.7    | 13.6    | 9.5     | 11.2    | 11.0    | 8.0     | 10.6    |
| 12 | Mbeya             | 4.3     | 21.4    | 10.8    | 9.9     | 10.0    | 8.5     | 12.0    |
| 13 | Singida           | 4.6     | 16.9    | 10.4    | 12.2    | 12.2    | 8.8     | 12.1    |
| 14 | Tabora            | 0.8     | 28.8    | 13.1    | 13.1    | 12.9    | 10.8    | 15.5    |
| 15 | Rukwa +Katavi     | -2.2    | 31.4    | 11.9    | 11.2    | 11.5    | 13.9    | 15.7    |
| 16 | Kigoma            | 7.2     | 40.7    | 13.9    | 11.0    | 11.1    | 8.5     | 16.5    |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 3.2     | 9.6     | 9.8     | 11.8    | 12.0    | 9.3     | 10.5    |
| 18 | Kagera            | 2.9     | 33.0    | 16.9    | 10.5    | 10.8    | 10.8    | 16.1    |
| 19 | Mwanza +Geita     | 2.9     | 25.1    | 13.6    | 10.4    | 10.2    | 8.8     | 13.5    |
| 20 | Mara              | 3.2     | 19.5    | 11.1    | 11.2    | 11.1    | 8.6     | 12.2    |
| 21 | Manyara           | 4.0     | 19.2    | 6.5     | 7.0     | 7.1     | 6.5     | 9.1     |
|    | Mainland total    | 4.2     | 16.5    | 10.9    | 10.1    | 9.9     | 9.1     | 11.3    |
| 22 | Zanzibar          | 11.1    | 12.9    | 8.7     | 6.0     | 4.8     | 3.5     | 7.1     |
|    | Total             | 4.6     | 16.3    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 11.1    |

## (2) 地域別最大需要 (ピーク需要)

地域別ピーク需要の見通しは以下の表の通りである。計算に使用した将来のロードファクター (Load factor) はすべての地域で 70 % である。



表 7.5.3-3 地域別ピーク需要見通し (Base ケース、送電端量)

単位 : MW

|    |                  | 2015 | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   |
|----|------------------|------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 1  | Dodoma           | 20   | 44    | 65    | 105   | 169   | 246    |
| 2  | Arusha           | 55   | 161   | 256   | 398   | 613   | 928    |
| 3  | Kilimanjaro      | 24   | 57    | 77    | 115   | 173   | 260    |
| 4  | Tanga            | 44   | 104   | 159   | 259   | 422   | 628    |
| 5  | Morogoro         | 39   | 82    | 133   | 211   | 328   | 490    |
| 6  | Pwani            | 24   | 79    | 173   | 275   | 442   | 670    |
| 7  | Dar es Salaam    | 459  | 873   | 1,407 | 2,216 | 3,416 | 5,276  |
| 8  | Lindi            | 3    | 16    | 27    | 46    | 77    | 126    |
| 9  | Mtwara           | 7    | 15    | 32    | 55    | 95    | 163    |
| 10 | Ruvuma           | 5    | 14    | 39    | 69    | 122   | 200    |
| 11 | Iringa +Njombe   | 18   | 35    | 55    | 94    | 159   | 233    |
| 12 | Mbeya            | 33   | 91    | 151   | 243   | 390   | 586    |
| 13 | Singida          | 6    | 14    | 23    | 42    | 74    | 113    |
| 14 | Tabora           | 19   | 72    | 133   | 246   | 451   | 752    |
| 15 | Rukwa +Katavi    | 3    | 12    | 21    | 36    | 61    | 118    |
| 16 | Kigoma           | 4    | 25    | 48    | 82    | 138   | 208    |
| 17 | Shinyanga+ Simiy | 70   | 116   | 185   | 324   | 571   | 889    |
| 18 | Kagera           | 10   | 42    | 92    | 152   | 254   | 426    |
| 19 | Mwanza +Geita    | 47   | 153   | 290   | 476   | 774   | 1,180  |
| 20 | Mara             | 24   | 63    | 107   | 181   | 307   | 464    |
| 21 | Manyara          | 4    | 9     | 13    | 18    | 25    | 35     |
|    | Mainland total   | 917  | 2,078 | 3,489 | 5,644 | 9,062 | 13,989 |
| 22 | Zanzibar         | 58   | 112   | 170   | 228   | 288   | 342    |
|    | Total            | 974  | 2,190 | 3,659 | 5,872 | 9,351 | 14,332 |

出所 : PSMP2016 UPDATE

表 7.5.3-4 地域別ピーク需要伸び率

単位 : %

|    |                  | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2040/15 |
|----|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1  | Dodoma           | 4.6     | 16.7    | 8.2     | 9.9     | 10.0    | 7.8     | 10.5    |
| 2  | Arusha           | 0.8     | 24.0    | 9.7     | 9.3     | 9.0     | 8.7     | 12.0    |
| 3  | Kilimanjaro      | -0.1    | 18.6    | 6.4     | 8.4     | 8.5     | 8.4     | 10.0    |
| 4  | Tanga            | 1.4     | 18.9    | 8.8     | 10.3    | 10.2    | 8.3     | 11.2    |
| 5  | Morogoro         | 2.0     | 16.1    | 10.3    | 9.6     | 9.2     | 8.3     | 10.7    |
| 6  | Pwani            | 3.3     | 26.3    | 17.1    | 9.7     | 9.9     | 8.7     | 14.2    |
| 7  | Dar es Salaam    | 5.5     | 13.7    | 10.0    | 9.5     | 9.0     | 9.1     | 10.3    |
| 8  | Lindi            | 1.1     | 42.1    | 12.1    | 10.7    | 10.9    | 10.4    | 16.6    |
| 9  | Mtwara           | 4.7     | 18.1    | 16.0    | 11.4    | 11.5    | 11.5    | 13.7    |
| 10 | Ruvuma           | 3.1     | 23.9    | 23.1    | 12.0    | 12.0    | 10.3    | 16.1    |
| 11 | Iringa +Njombe   | -2.3    | 14.9    | 9.5     | 11.2    | 11.0    | 8.0     | 10.9    |
| 12 | Mbeya            | 3.7     | 22.7    | 10.8    | 9.9     | 10.0    | 8.5     | 12.3    |
| 13 | Singida          | 4.0     | 18.2    | 10.4    | 12.2    | 12.2    | 8.8     | 12.3    |
| 14 | Tabora           | 0.3     | 30.2    | 13.1    | 13.1    | 12.9    | 10.8    | 15.8    |
| 15 | Rukwa +Katavi    | -2.8    | 32.8    | 11.9    | 11.2    | 11.5    | 13.9    | 16.0    |
| 16 | Kigoma           | 6.6     | 42.3    | 13.9    | 11.0    | 11.1    | 8.5     | 16.8    |
| 17 | Shinyanga+ Simiy | 2.6     | 10.8    | 9.8     | 11.8    | 12.0    | 9.3     | 10.7    |
| 18 | Kagera           | 2.3     | 34.5    | 16.9    | 10.5    | 10.8    | 10.8    | 16.4    |
| 19 | Mwanza +Geita    | 2.4     | 26.5    | 13.6    | 10.4    | 10.2    | 8.8     | 13.7    |
| 20 | Mara             | 2.6     | 20.9    | 11.1    | 11.2    | 11.1    | 8.6     | 12.5    |
| 21 | Manyara          | 3.4     | 20.5    | 6.5     | 7.0     | 7.1     | 6.5     | 9.4     |
|    | Mainland total   | 3.7     | 17.8    | 10.9    | 10.1    | 9.9     | 9.1     | 11.5    |
| 22 | Zanzibar         | 0.3     | 14.2    | 8.7     | 6.0     | 4.8     | 3.5     | 7.4     |
|    | Total            | 3.4     | 17.6    | 10.8    | 9.9     | 9.8     | 8.9     | 11.4    |

表 7.5.3-5 地域別電力消費比率

単位：％

|    |                   | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
|----|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1  | Dodoma            | 2.2   | 2.1   | 1.9   | 1.9   | 1.9   | 1.8   |
| 2  | Arusha            | 6.0   | 7.7   | 7.3   | 7.1   | 6.8   | 6.6   |
| 3  | Kilimanjaro       | 2.6   | 2.7   | 2.2   | 2.0   | 1.9   | 1.9   |
| 4  | Tanga             | 4.8   | 5.0   | 4.5   | 4.6   | 4.7   | 4.5   |
| 5  | Morogoro          | 4.2   | 3.9   | 3.8   | 3.7   | 3.6   | 3.5   |
| 6  | Pwani             | 2.7   | 3.8   | 5.0   | 4.9   | 4.9   | 4.8   |
| 7  | Dar es Salaam     | 50.0  | 42.0  | 40.3  | 39.3  | 37.7  | 37.7  |
| 8  | Lindi             | 0.3   | 0.7   | 0.8   | 0.8   | 0.8   | 0.9   |
| 9  | Mtwara            | 0.7   | 0.7   | 0.9   | 1.0   | 1.0   | 1.2   |
| 10 | Ruvuma            | 0.5   | 0.7   | 1.1   | 1.2   | 1.4   | 1.4   |
| 11 | Iringa +Njombe    | 1.9   | 1.7   | 1.6   | 1.7   | 1.8   | 1.7   |
| 12 | Mbeya             | 3.6   | 4.4   | 4.3   | 4.3   | 4.3   | 4.2   |
| 13 | Singida           | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.7   | 0.8   | 0.8   |
| 14 | Tabora            | 2.1   | 3.5   | 3.8   | 4.4   | 5.0   | 5.4   |
| 15 | Rukwa +Katavi     | 0.3   | 0.6   | 0.6   | 0.6   | 0.7   | 0.8   |
| 16 | Kigoma            | 0.5   | 1.2   | 1.4   | 1.4   | 1.5   | 1.5   |
| 17 | Shinyanga+ Simiyu | 7.6   | 5.6   | 5.3   | 5.7   | 6.3   | 6.4   |
| 18 | Kagera            | 1.1   | 2.0   | 2.6   | 2.7   | 2.8   | 3.0   |
| 19 | Mwanza +Geita     | 5.2   | 7.4   | 8.3   | 8.4   | 8.5   | 8.4   |
| 20 | Mara              | 2.7   | 3.0   | 3.1   | 3.2   | 3.4   | 3.3   |
| 21 | Manyara           | 0.4   | 0.5   | 0.4   | 0.3   | 0.3   | 0.2   |
| 22 | Zanzibar          | 5.9   | 5.1   | 4.7   | 3.9   | 3.1   | 2.4   |
|    | Country total     | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

注意：赤字は、消費比率の拡大を意味する。

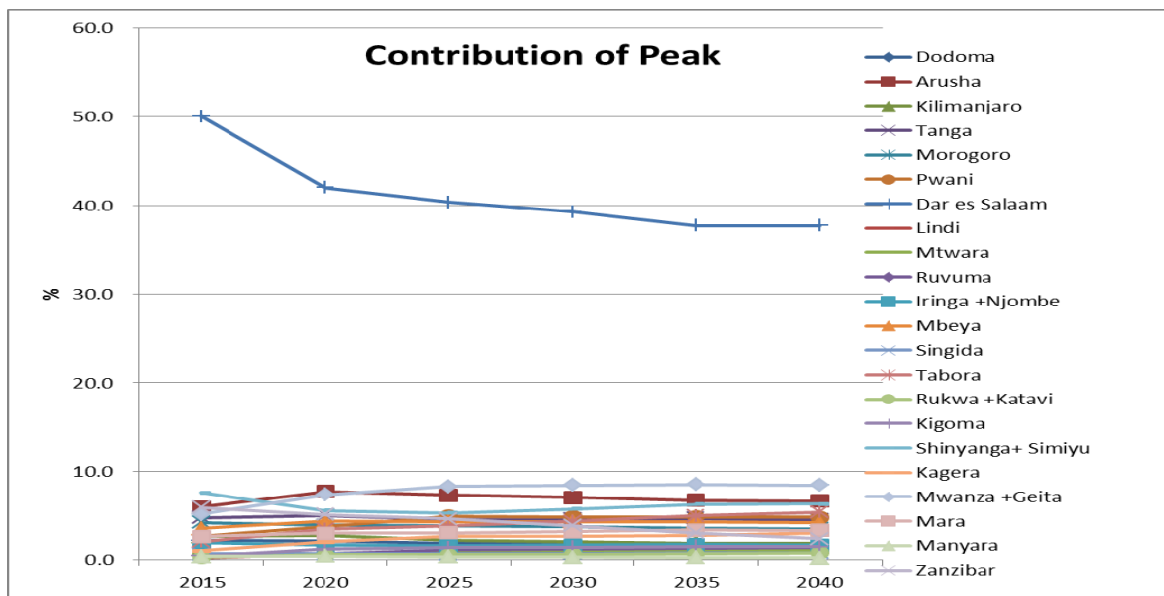


図 7.5.3-1 地域別電力消費割合の推移

## 7.6 最終エネルギー需要予測

### 7.6.1 最終エネルギーの現状

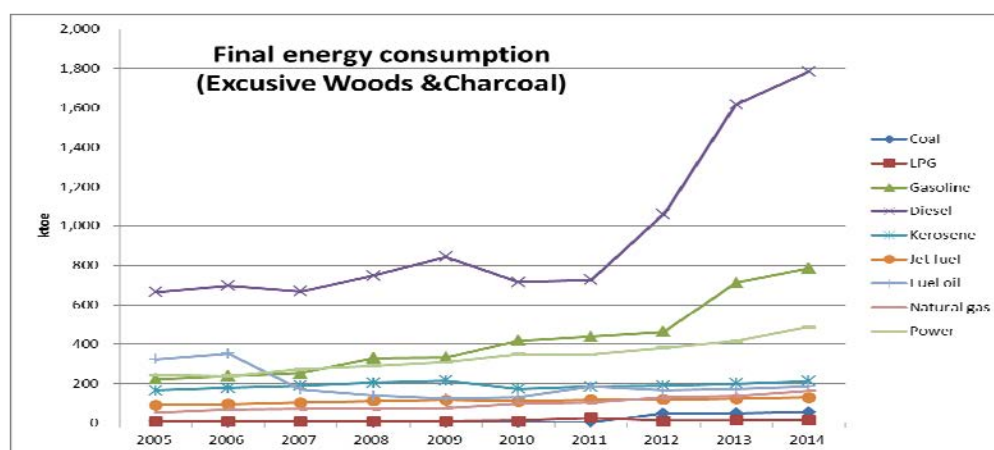
タンザニア国の最終エネルギー需要は以下の表のとおりである。構成比でみると薪炭の比率が極めて高く 2000 年で 94 %、2005 年で 88 %、2010 年で 86 %、2014 年で 82 % である。また、2011 年の一人当たり一次エネルギー消費は、アメリカとサウジアラビアはタンザニア国の約 16 倍、日本は 8 倍、マレーシアは 6 倍である。最終エネルギー消費である化石燃料（石油製品、天然ガス、石炭等）の予測は、省エネ政策・国内エネルギー供給・環境問題等から予測する必要がある。

表 7.6.1-1 タンザニア国の最終エネルギー需要実績

|              | Used sectors         | Unit | 2000   | 2005   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   |
|--------------|----------------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Final energy | Coal                 | ktoe | 30     | 7      | 0      | 2      | 49     | 51     | 56     |
| Demand       | LPG                  | ktoe | 3      | 6      | 10     | 26     | 11     | 13     | 14     |
|              | Gasoline             | ktoe | 100    | 223    | 416    | 437    | 463    | 712    | 786    |
|              | Diesel               | ktoe | 292    | 665    | 715    | 727    | 1,059  | 1,618  | 1,785  |
|              | Kerosene             | ktoe | 96     | 166    | 174    | 185    | 190    | 200    | 213    |
|              | Jet fuel             | ktoe | 61     | 91     | 111    | 119    | 119    | 125    | 131    |
|              | Fuel oil             | ktoe | 136    | 323    | 131    | 185    | 166    | 172    | 185    |
|              | Natural gas          | ktoe | 0      | 55     | 100    | 104    | 130    | 137    | 164    |
|              | Power                | ktoe | 158    | 243    | 348    | 346    | 381    | 414    | 487    |
|              | Bio (Woods Charcoal) | ktoe | 12,458 | 13,566 | 15,657 | 15,793 | 16,154 | 16,940 | 17,895 |
|              | Total                | ktoe | 13,333 | 15,345 | 17,661 | 17,924 | 18,721 | 20,382 | 21,714 |
| Contribution | Coal                 | %    | 0.2    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.3    | 0.3    | 0.3    |
|              | LPG                  | %    | 0.0    | 0.0    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    |
|              | Gasoline             | %    | 0.8    | 1.5    | 2.4    | 2.4    | 2.5    | 3.5    | 3.6    |
|              | Diesel               | %    | 2.2    | 4.3    | 4.0    | 4.1    | 5.7    | 7.9    | 8.2    |
|              | Kerosene             | %    | 0.7    | 1.1    | 1.0    | 1.0    | 1.0    | 1.0    | 1.0    |
|              | Jet fuel             | %    | 0.5    | 0.6    | 0.6    | 0.7    | 0.6    | 0.6    | 0.6    |
|              | Fuel oil             | %    | 1.0    | 2.1    | 0.7    | 1.0    | 0.9    | 0.8    | 0.9    |
|              | Natural gas          | %    | 0.0    | 0.4    | 0.6    | 0.6    | 0.7    | 0.7    | 0.8    |
|              | Power                | %    | 1.2    | 1.6    | 2.0    | 1.9    | 2.0    | 2.0    | 2.2    |
|              | Bio (Woods Charcoal) | %    | 93.4   | 88.4   | 88.6   | 88.1   | 86.3   | 83.1   | 82.4   |
|              | Total                | %    | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |

注意； IEA データをもとに MEM データで部分的に修正している。

出所： IEA および MEM



注意：化石燃料のみの実績推移で、薪炭は除いている。

出所：MEM および IEA データより PSMP2016 UPDATE にて作成

図 7.6.1-1 最終エネルギー消費（除く薪炭）

## 7.6.2 最終エネルギー消費予測の方法

最終エネルギー消費のエネルギー別需要見通しは、セクター別に最終エネルギー消費を求め、そのうちエネルギー別構成比にて分割する。このときの構成比は、経年で変化し、通常のエネルギー消費は、薪炭利用、固形燃料使用、液体燃料使用、気体燃料使用、電気利用と変わってゆく。ここでは、政府の方針として薪炭消費の削減が求められているので、セクター別に薪炭に変わり得るエネルギーを代替エネルギーとする。具体的には以下のとおりである。

表 7.6.2-1 薪炭に変わり得るエネルギーを代替エネルギー

| セクター     | 代替エネルギー                                       |
|----------|---|
| 農業部門     | 食品加工用としての薪炭は、当面は変わらないと思われるので薪炭の代替エネルギーは考慮しない。 |
| 工業部門     | 燃焼機器の燃料として利用されているが、天然ガスや石炭に代替される。             |
| 商業サービス部門 | 調理用・暖房用として利用されているが、電気、天然ガス、LPG に代替されるものとする    |
| 家庭部門     | 調理用・暖房用として利用されているが、電気、天然ガス、LPG に代わるものとする。     |
| 電力部門     | 多少バガスからの発電があるが、将来の規模拡大は望めないとした。               |

薪炭の代替を考慮した最終エネルギー消費の予測方法は以下のとおりである。

表 7.6.2-2 エネルギー別最終エネルギー消費の予測方法

|        | 項目                           | 内容                                     |
|--------|------------------------------|--|
| Step 1 | エネルギー構成の方針の決定                | 目標は、「薪炭の消費の削減または増加率の減少」とする。            |
| Step 2 | 代替エネルギーとなる国内エネルギーの供給見通し      | 天然ガス、LPG、石炭ブリケット、地方電化代替エネルギーとなる。       |
| Step 3 | 薪炭消費セクターの最終エネルギー消費構成の分析      | 農業部門、工業部門、商業サービス部門、家庭部門の最終エネルギー構成の分析   |
| Step 4 | 最終エネルギーの構成比見通し               | 上記セクター別に最終エネルギー構成の推定                   |
| Step 5 | 最終エネルギー消費予測                  | 上記セクター別に最終エネルギー需要予測                    |
| Step 6 | エネルギー別最終エネルギー消費伸び率の妥当性検証     | セクター全体の伸び率と個々の伸び率との整合性チェック             |
| Step 7 | 薪炭および他の最終エネルギー消費の経年構成比の妥当性比較 | 上記セクター別に最終エネルギー需要のセクター全体に対する寄与率の変化チェック |

### 7.6.3 最終エネルギー消費

以下の表は、セクター別最終エネルギー消費見通しとその伸び率である。

表 7.6.3-1 セクター別最終エネルギー消費予測

単位：ktoe

|                     |                           | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|---------------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Agriculture.Fishery | Fuel oil                  | 23     | 29     | 38     | 50     | 65     | 82     |
|                     | Bio                       | 891    | 1,021  | 1,223  | 1,445  | 1,682  | 1,929  |
|                     | Power                     | 0.01   | 0.17   | 0.33   | 0.62   | 1.18   | 2.18   |
|                     | Total                     | 914    | 1,050  | 1,262  | 1,496  | 1,748  | 2,013  |
| Industry            | Coal                      | 61     | 93     | 163    | 262    | 458    | 751    |
|                     | Fuel oil                  | 169    | 270    | 475    | 761    | 1,210  | 1,555  |
|                     | Natural gas               | 166    | 351    | 859    | 1,911  | 4,221  | 6,924  |
|                     | Bio                       | 2,906  | 4,056  | 5,748  | 7,074  | 7,837  | 8,412  |
|                     | Power                     | 207    | 494    | 848    | 1,358  | 2,180  | 3,311  |
|                     | Total                     | 3,510  | 5,264  | 8,094  | 11,365 | 15,905 | 20,953 |
|                     | Commercial & Service      | LPG    | 1      | 6      | 16     | 36     | 71     |
|                     | Diesel                    | 21     | 28     | 39     | 51     | 66     | 78     |
|                     | Natural gas               | 1      | 9      | 43     | 87     | 170    | 384    |
|                     | Bio                       | 601    | 752    | 955    | 1,137  | 1,289  | 1,172  |
|                     | Power                     | 26     | 59     | 112    | 205    | 373    | 650    |
|                     | Total                     | 650    | 853    | 1,165  | 1,516  | 1,968  | 2,444  |
| Government          | Power for Zanzibar        | 30     | 56     | 85     | 113    | 142    | 165    |
|                     | Power for Street light    | 0.00   | 0.00   | 0.01   | 0.01   | 0.01   | 0.02   |
|                     | Power for Gold mining     | 17     | 18     | 18     | 19     | 19     | 20     |
|                     | Total                     | 47     | 73     | 103    | 132    | 161    | 185    |
| Transportation      | Gasoline                  | 552    | 761    | 1,062  | 1,419  | 1,898  | 2,421  |
|                     | Diesel                    | 1,067  | 1,472  | 2,053  | 2,743  | 3,668  | 4,681  |
|                     | Natural gas               | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
|                     | Total                     | 1,620  | 2,234  | 3,115  | 4,162  | 5,566  | 7,102  |
| Residential         | LPG                       | 105    | 163    | 87     | 392    | 683    | 1,153  |
|                     | Kerosene                  | 62     | 79     | 101    | 119    | 135    | 149    |
|                     | Natural gas               | 31     | 131    | 722    | 1,306  | 2,278  | 3,843  |
|                     | Bio                       | 15,264 | 18,363 | 21,663 | 23,526 | 24,344 | 23,607 |
|                     | Power                     | 171    | 399    | 677    | 1,106  | 1,753  | 2,707  |
|                     | Total                     | 15,634 | 19,135 | 23,249 | 26,449 | 29,193 | 31,459 |
| Other end users     | Jet fuel(Airplane)        | 151    | 192    | 240    | 295    | 358    | 425    |
|                     | Fuel oil(Internal Marine) | 62     | 73     | 86     | 100    | 115    | 130    |
|                     | Total                     | 213    | 265    | 327    | 395    | 472    | 555    |
|                     |                           | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
| Total               | Oil                       | 2,275  | 3,166  | 4,361  | 6,228  | 8,726  | 11,586 |
|                     | Natural gas               | 198    | 491    | 1,625  | 3,304  | 6,668  | 11,152 |
|                     | Bio                       | 19,662 | 24,191 | 29,589 | 33,182 | 35,152 | 35,119 |
|                     | Power                     | 451    | 1,025  | 1,741  | 2,801  | 4,469  | 6,855  |
|                     | Total                     | 22,586 | 28,873 | 37,315 | 45,514 | 55,014 | 64,712 |
| Contribution        | Oil                       | 10.1   | 11.0   | 11.7   | 13.7   | 15.9   | 17.9   |
|                     | Natural gas               | 0.9    | 1.7    | 4.4    | 7.3    | 12.1   | 17.2   |
|                     | Bio                       | 87.1   | 83.8   | 79.3   | 72.9   | 63.9   | 54.3   |
|                     | Power                     | 2.0    | 3.6    | 4.7    | 6.2    | 8.1    | 10.6   |
|                     | Total                     | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |

出所：PSMP2016 UPDATE

表 7.6.3-2 セクター別最終エネルギー消費伸び率

単位：％

|                      |                           | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|----------------------|---------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Agriculture.Fishery  | Fuel oil                  | 6.0     | 4.9     | 5.8     | 5.5     | 5.2     | 4.9     | 5.3     | 5.4     | 5.3     |
|                      | Bio                       | 3.8     | 2.8     | 3.7     | 3.4     | 3.1     | 2.8     | 3.2     | 3.2     | 3.1     |
|                      | Power                     | 7.8     | 65.3    | 14.0    | 13.8    | 13.5    | 13.1    | 37.3    | 24.9    | 22.5    |
|                      | Total                     | 3.8     | 2.8     | 3.8     | 3.5     | 3.2     | 2.9     | 3.3     | 3.3     | 3.2     |
| Industry             | Coal                      | 0.0     | 8.7     | 12.0    | 9.9     | 11.8    | 10.4    | 10.3    | 10.6    | 10.6    |
|                      | Fuel oil                  | 20.4    | 9.8     | 12.0    | 9.9     | 9.7     | 5.1     | 10.9    | 10.3    | 9.3     |
|                      | Natural gas               | 10.6    | 16.2    | 19.6    | 17.3    | 17.2    | 10.4    | 17.9    | 17.6    | 16.1    |
|                      | Bio                       | 7.0     | 6.9     | 7.2     | 4.2     | 2.1     | 1.4     | 7.1     | 5.1     | 4.3     |
|                      | Power                     | 4.6     | 18.9    | 11.4    | 9.9     | 9.9     | 8.7     | 15.1    | 12.5    | 11.7    |
|                      | Total                     | 7.9     | 8.4     | 9.0     | 7.0     | 7.0     | 5.7     | 8.7     | 7.8     | 7.4     |
| Commercial & Service | LPG                       | 0.0     | 34.8    | 22.8    | 18.5    | 14.4    | 17.7    | 28.7    | 22.4    | 21.5    |
|                      | Diesel                    | 5.6     | 6.0     | 6.9     | 5.5     | 5.0     | 3.4     | 6.4     | 5.8     | 5.4     |
|                      | Natural gas               | 0.0     | 47.6    | 37.7    | 14.9    | 14.4    | 17.7    | 42.5    | 27.8    | 25.8    |
|                      | Bio                       | 3.6     | 4.6     | 4.9     | 3.5     | 2.5     | -1.9    | 4.7     | 3.9     | 2.7     |
|                      | Power                     | 5.9     | 18.1    | 13.8    | 12.8    | 12.7    | 11.7    | 15.9    | 14.3    | 13.8    |
|                      | Total                     | 3.8     | 5.6     | 6.4     | 5.4     | 5.4     | 4.4     | 6.0     | 5.7     | 5.4     |
| Government           | Power for Zanzibar        | 14.5    | 13.5    | 8.8     | 5.8     | 4.7     | 3.1     | 11.1    | 8.1     | 7.1     |
|                      | Power for Street light    | 14.5    | 8.4     | 8.4     | 7.2     | 7.2     | 6.0     | 8.4     | 7.8     | 7.4     |
|                      | Power for Gold mining     | 7.6     | 0.7     | 0.7     | 0.6     | 0.6     | 0.5     | 0.7     | 0.6     | 0.6     |
|                      | Total                     | 11.6    | 9.5     | 7.1     | 4.9     | 4.2     | 2.8     | 8.3     | 6.4     | 5.7     |
| Transportation       | Gasoline                  | 9.1     | 6.6     | 6.9     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.8     | 6.4     | 6.1     |
|                      | Diesel                    | 6.4     | 6.6     | 6.9     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.8     | 6.4     | 6.1     |
|                      | Natural gas               | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |
|                      | Total                     | 7.3     | 6.6     | 6.9     | 6.0     | 6.0     | 5.0     | 6.8     | 6.4     | 6.1     |
| Residential          | LPG                       | 37.3    | 9.1     | -11.9   | 35.2    | 11.8    | 11.0    | -1.9    | 9.8     | 10.0    |
|                      | Kerosene                  | -22.8   | 5.0     | 4.8     | 3.4     | 2.6     | 1.9     | 4.9     | 3.9     | 3.5     |
|                      | Natural gas               | 0.0     | 33.5    | 40.7    | 12.6    | 11.8    | 11.0    | 37.0    | 24.0    | 21.3    |
|                      | Bio                       | 4.3     | 3.8     | 3.4     | 1.7     | 0.7     | -0.6    | 3.6     | 2.4     | 1.8     |
|                      | Power                     | 4.6     | 18.5    | 11.2    | 10.3    | 9.6     | 9.1     | 14.8    | 12.3    | 11.7    |
|                      | Total                     | 4.2     | 4.1     | 4.0     | 2.6     | 2.0     | 1.5     | 4.0     | 3.2     | 2.8     |
| Other end users      | Jet fuel(Airplane)        | 5.1     | 4.9     | 4.6     | 4.2     | 3.9     | 3.5     | 4.8     | 4.4     | 4.2     |
|                      | Fuel oil(Internal Marine) | 5.6     | 3.5     | 3.3     | 3.0     | 2.8     | 2.5     | 3.4     | 3.1     | 3.0     |
|                      | Total                     | 5.3     | 4.5     | 4.3     | 3.9     | 3.6     | 3.3     | 4.4     | 4.1     | 3.9     |

|              |             | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|--------------|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total        | Oil         | 6.6     | 6.8     | 6.6     | 7.4     | 7.0     | 5.8     | 6.7     | 7.0     | 6.7     |
|              | Natural gas | 14.6    | 19.9    | 27.0    | 15.3    | 15.1    | 10.8    | 23.4    | 19.2    | 17.5    |
|              | Bio         | 4.7     | 4.2     | 4.1     | 2.3     | 1.2     | 0.0     | 4.2     | 2.9     | 2.3     |
|              | Power       | 5.3     | 17.9    | 11.2    | 10.0    | 9.8     | 8.9     | 14.5    | 12.2    | 11.5    |
|              | Total       | 4.9     | 5.0     | 5.3     | 4.1     | 3.9     | 3.3     | 5.1     | 4.6     | 4.3     |
| Contribution | Oil         | 1.6     | 1.7     | 1.3     | 3.2     | 3.0     | 2.5     | 1.5     | 2.3     | 2.3     |
|              | Natural gas | 9.2     | 14.2    | 20.7    | 10.8    | 10.8    | 7.3     | 17.4    | 14.0    | 12.7    |
|              | Bio         | -0.3    | -0.8    | -1.1    | -1.7    | -2.6    | -3.2    | -0.9    | -1.5    | -1.9    |
|              | Power       | 0.3     | 12.2    | 5.6     | 5.7     | 5.7     | 5.5     | 8.9     | 7.3     | 6.9     |
|              | Total       | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     | 0.0     |

出所：PSMP2016 UPDATE

セクター別最終エネルギー消費の推移は以下の図のとおりである。各図にはセクター別に天然ガス（Natural gas）、石油製品（Oil）、電力（Power：1 kWh=860kcalでktoeに変換）、薪炭（Bio）が示されている。

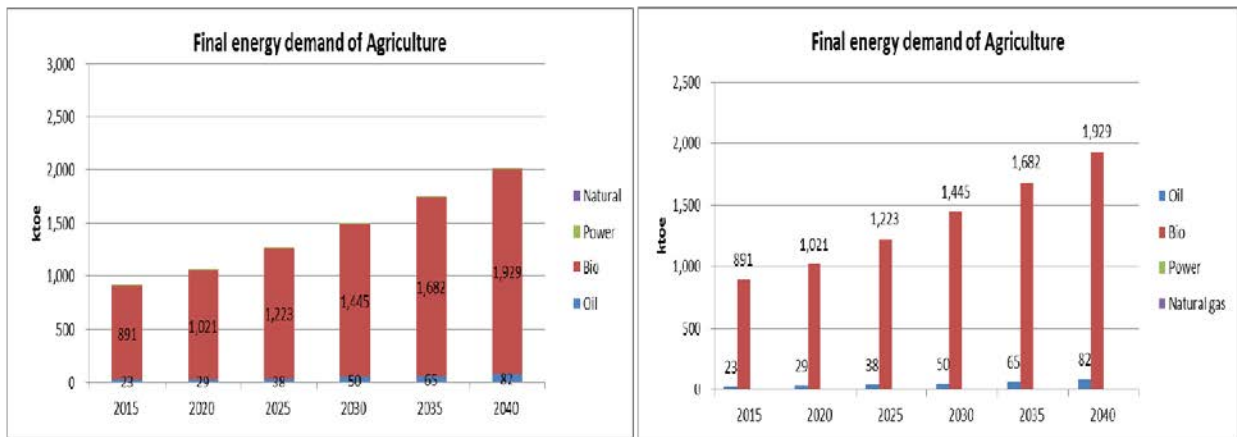


図 7.6.3-1 農業部門の最終エネルギー需要

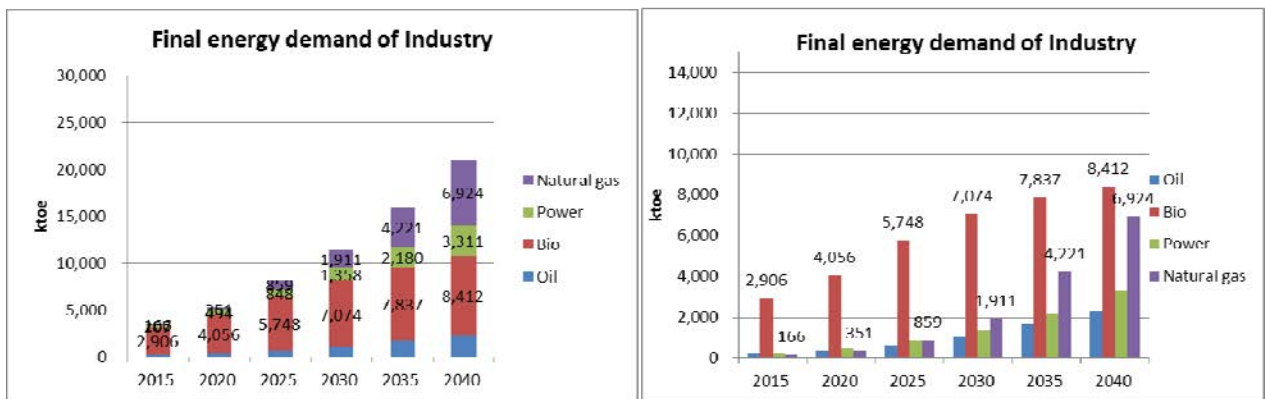


図 7.6.3-2 工業部門の最終エネルギー需要

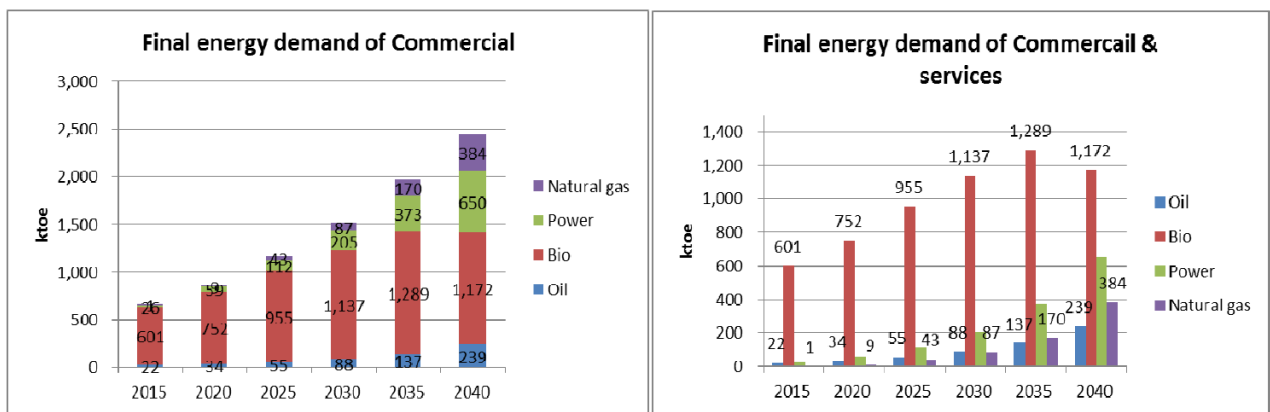


図 7.6.3-3 商業サービス部門の最終エネルギー需要

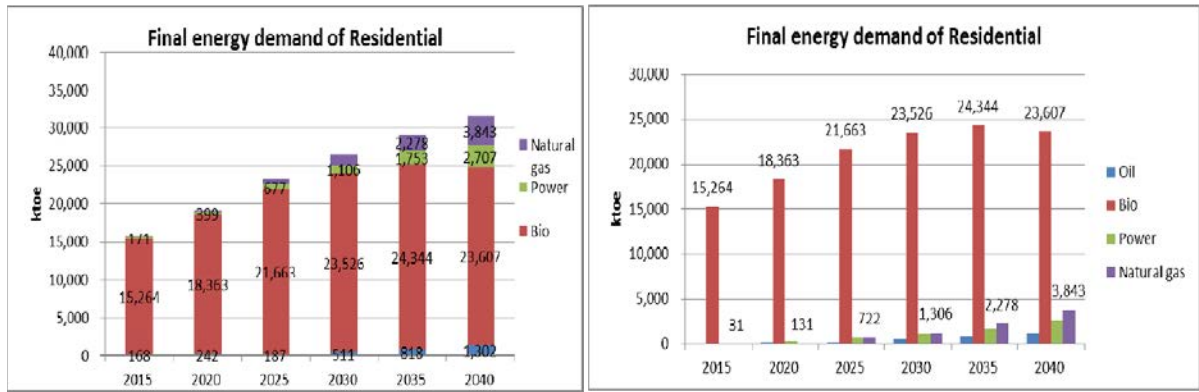
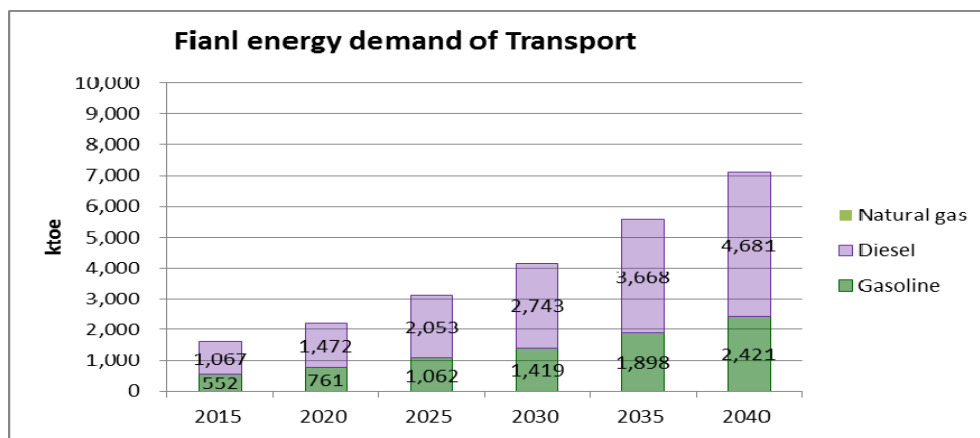


図 7.6.3-4 家庭部門の最終エネルギー消費



注意：交通部門での消費は、ガソリンと軽油であるが将来は天然ガスの利用も考えている。

図 7.6.3-5 交通部門の最終エネルギー消費

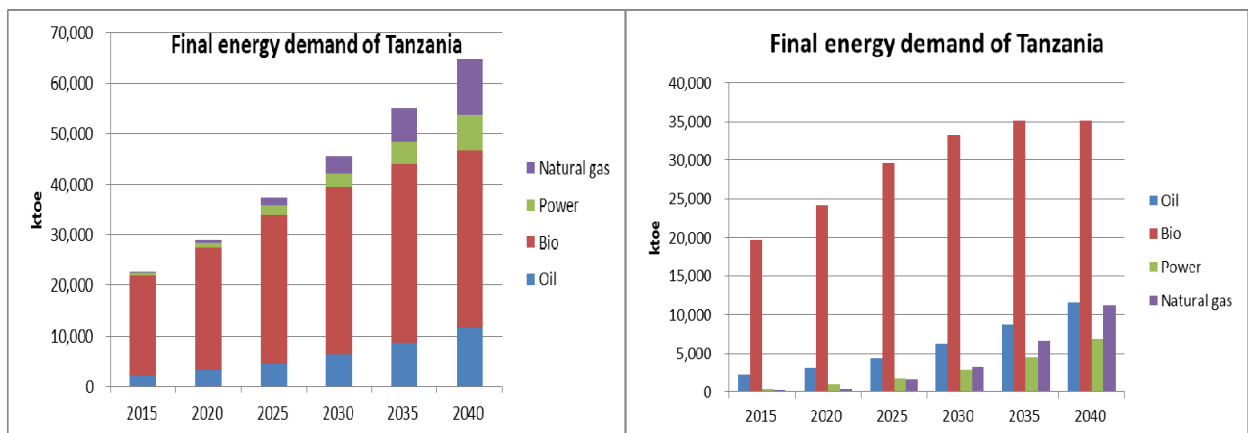
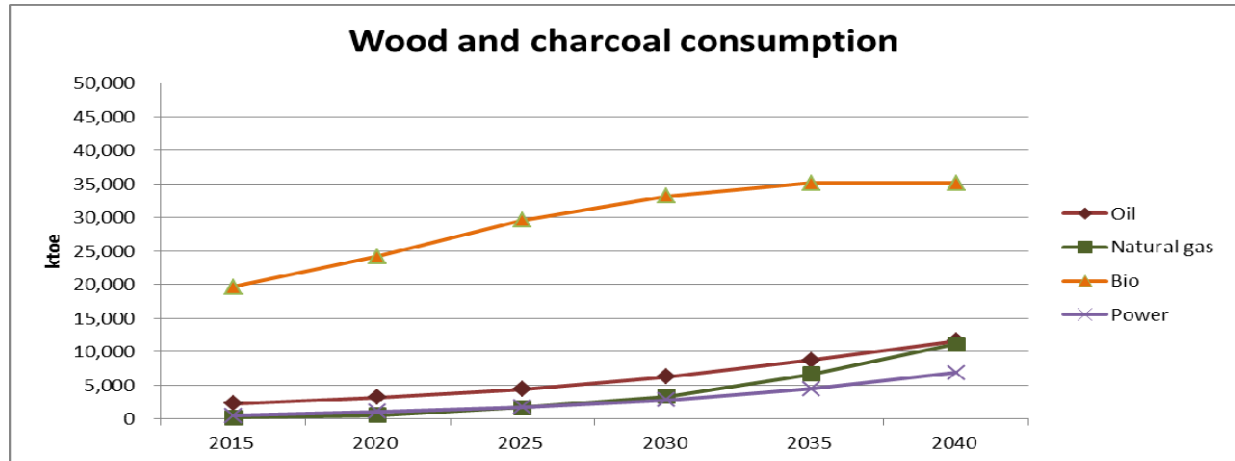


図 7.6.3-6 最終エネルギー消費のエネルギー別合計



## 7.6.4 薪炭消費

薪炭の構成比は2015年で83%、2040年で47%と2015年からみると2040年は構成比で半分程度になっている。伸び率では2015年から2040年平均で天然ガスが17.5%、電力が11.5%、薪炭が2.3%、全平均では4.3%である。



注意：バイオ（薪炭）の2015年での比率が81%は、IEAデータより計算、将来この比率を低下させるという方針はREA(Regional Electrification Agency)の方針である。

図 7.6.4-1 最終エネルギー消費のエネルギー別見直し

## 7.7 一次エネルギー需要予測

### 7.7.1 一次エネルギーの需要見直し

タンザニア国の一次エネルギーの特徴は薪炭の消費が極めて大きいことである。2015年の一次エネルギー構成比をみると薪炭84%、次いで石油製品の11%、天然ガスの4%となっている。また、最近の天然ガスと石炭の開発状況を考慮して、一次エネルギー需要見直しを考えると以下の表のとおりである。

表 7.7.1-1 一次エネルギーの需要見直しと構成比 (Base case)

単位：Energy :ktoe contribution :%

|                             |              | Unit | 2015   | 2020   | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|-----------------------------|--------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Primary energy consumption  | Coal         | ktoe | 61     | 93     | 1,301  | 3,226  | 6,002  | 8,487  |
|                             | Oil products | ktoe | 2,617  | 3,538  | 4,658  | 6,391  | 8,705  | 11,311 |
|                             | Natural Gas  | ktoe | 971    | 3,485  | 5,833  | 7,693  | 11,618 | 18,929 |
|                             | Hydro power  | ktoe | 183    | 218    | 236    | 563    | 1,139  | 1,544  |
|                             | Renewable    | ktoe | 14     | 14     | 37     | 60     | 60     | 60     |
|                             | Bio fuels    | ktoe | 19,669 | 24,199 | 29,600 | 33,195 | 35,169 | 35,141 |
|                             | Total        | ktoe | 23,508 | 31,539 | 41,653 | 51,115 | 62,675 | 75,450 |
| Contribution Primary energy | Coal         | %    | 0.3    | 0.3    | 3.1    | 6.3    | 9.6    | 11.2   |
|                             | Oil products | %    | 11.1   | 11.2   | 11.2   | 12.5   | 13.9   | 15.0   |
|                             | Natural Gas  | %    | 4.1    | 11.0   | 14.0   | 15.1   | 18.5   | 25.1   |
|                             | Hydro power  | %    | 0.8    | 0.7    | 0.6    | 1.1    | 1.8    | 2.0    |
|                             | Renewable    | %    | 0.1    | 0.0    | 0.1    | 0.1    | 0.1    | 0.1    |
|                             | Bio fuels    | %    | 83.7   | 76.7   | 71.1   | 64.9   | 56.1   | 46.6   |
|                             | Total        | %    | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  | 100.0  |

注意：本見直しには、PSMP2016 UPDATEの電源開発計画に基づいて作成されている。

注意：肥料用天然ガスとして、2020年から26Bcf、2026年以降53Bcfが消費されている。

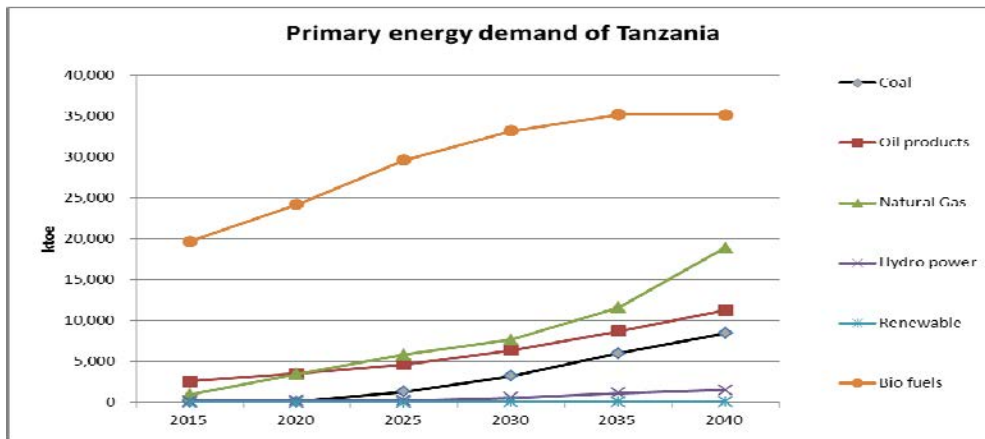


図 7.7.1-1 一次エネルギー需要推移

以下の表は一次エネルギー需要の伸び率であるが、石炭は 2025 年以降の火力発電向けに急増し、天然ガスも 2025 年以降開発が進む中で発電所向けおよび肥料向けに増加する。

表 7.7.1-2 一次エネルギーの需要伸び率 (Base case)

単位：%

|                            |              | 2015/10 | 2020/15 | 2025/20 | 2030/25 | 2035/30 | 2040/35 | 2025/15 | 2035/15 | 2040/15 |
|----------------------------|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Primary energy consumption | Coal         | 0.0     | 8.7     | 69.6    | 19.9    | 13.2    | 7.2     | 35.8    | 25.8    | 21.8    |
|                            | Oil products | 8.8     | 6.2     | 5.7     | 6.5     | 6.4     | 5.4     | 5.9     | 6.2     | 6.0     |
|                            | Natural Gas  | 8.7     | 29.1    | 10.8    | 5.7     | 8.6     | 10.3    | 19.6    | 13.2    | 12.6    |
|                            | Hydro power  | -4.1    | 3.6     | 1.5     | 19.0    | 15.1    | 6.3     | 2.6     | 9.6     | 8.9     |
|                            | Renewable    | 0.0     | 0.0     | 20.7    | 10.0    | 0.0     | 0.0     | 9.9     | 7.3     | 5.8     |
|                            | Bio fuels    | 4.7     | 4.2     | 4.1     | 2.3     | 1.2     | 0.0     | 4.2     | 2.9     | 2.3     |
|                            | Total        | 5.2     | 6.1     | 5.7     | 4.2     | 4.2     | 3.8     | 5.9     | 5.0     | 4.8     |

### 7.7.2 一次エネルギーの構成比

今後の見通しとしては、薪炭の構成比の減少、天然ガス・石炭の開発にともなう化石燃料の増加、交通部門でのガソリンや軽油の増加などが考えられる。この中で開発計画が必要とされる石炭と天然ガスの供給は今後のタンザニア国経済にとって重要なテーマとなる。

一次エネルギー需要としては、2015 年の 24 百万 toe から 2040 年には 3 倍の 76 百万 toe となる。これは年率換算で 4.8 % の伸びである。こうした中、天然ガスの構成比は 2015 年の 4 % から、2040 年には 25 % になり、石炭の構成比は 2015 年 1 % 以下から、2040 年には 11 % と増加が見込まれる。

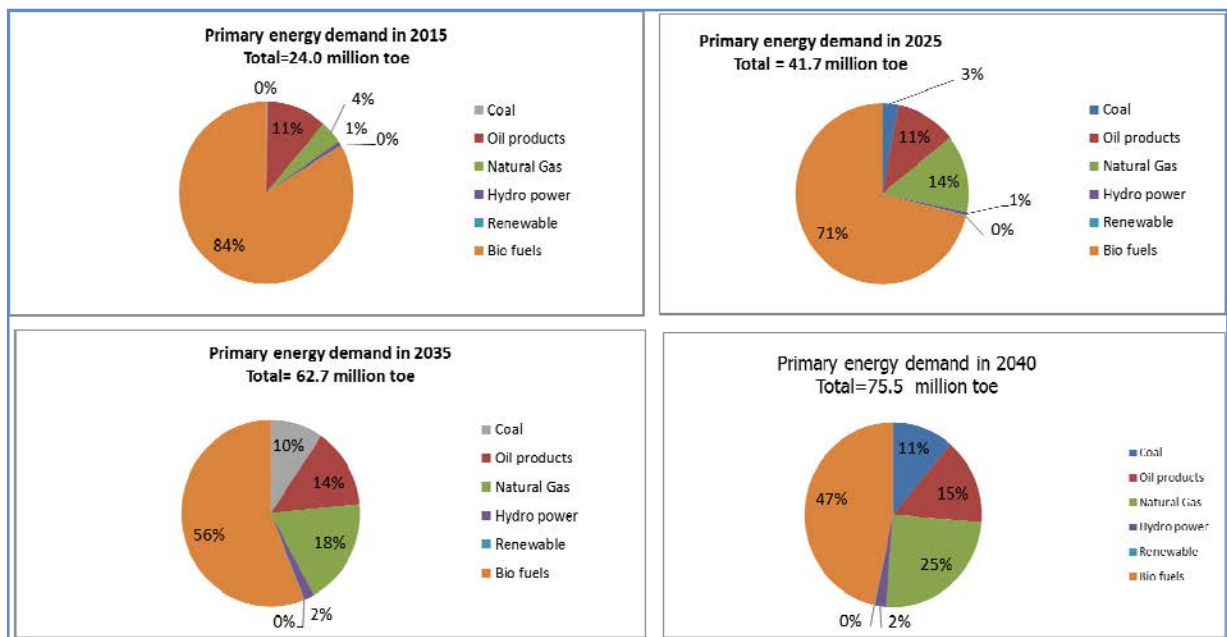


図 7.7.2-1 一次エネルギーの構成比

## 第8章 電源開発計画

### 8.1 既設発電設備

#### 8.1.1 火力発電設備

現在稼働中の火力発電プラントを表 8.1.1-1 に示す。

火力発電設備の定格容量は合計 796.7MW であり、タンザニア国の全国送電系統に連系されている発電設備（合計 1,345MW）の約 59%を占める。TANESCO 及び IPP の火力発電所は重油、ディーゼル油等の石油系燃料を使用しているユニットを含んでおり、高コスト構造となっているため、天然ガスへの燃料転換が課題である。

表 8.1.1-1 既設火力発電所

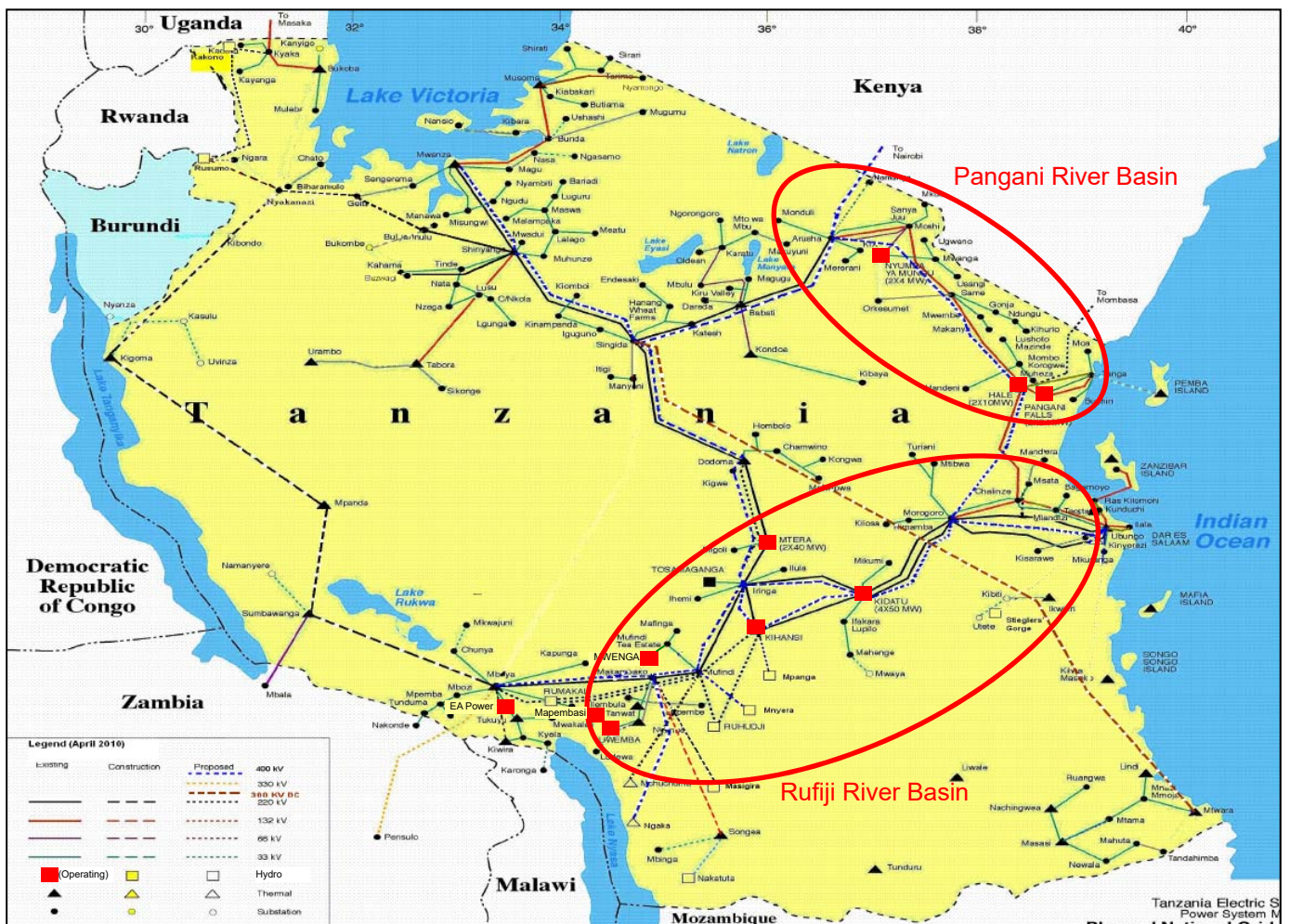
| Plant   | Fuel    | Units | Installed Capacity MW | Available Capacity MW | Station service % | Net Available Capacity MW | FOR % | Combined Outage Rate % | Max. Plant Factor % | Available Energy GWh | Year Installed (Jan) | Nominal Service Life Years | Retirement Year (Dec) |
|---|---------|-------|-----------------------|-----------------------|-------------------|---------------------------|-------|------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------|
| <b>IPP UNITS</b>  |         |       |                       |                       |                   |                           |       |                        |                     |                      |                      |                            |                       |
| Songas 1  | Gas     |       | 42.0                  | 38.3                  | 1.6               | 37.7                      | 5     | 13                     | 80                  | 251                  | 2004                 | 20                         | 2023                  |
| Songas 2  | Gas     | 3     | 120.0                 | 110.0                 | 1.6               | 108.2                     | 5     | 13                     | 80                  | 721                  | 2005                 | 20                         | 2024                  |
| Songas 3  | Gas     | 1     | 40.0                  | 37.0                  | 1.6               | 36.4                      | 5     | 13                     | 80                  | 242                  | 2006                 | 20                         | 2025                  |
| Tegeta IPTL   | HFO     | 10    | 103.0                 | 100.0                 | 1.6               | 98.4                      | 8     | 18                     | 75                  | 595                  | 2002                 | 20                         | 2021                  |
| TPC   | Biomass |       | 17.0                  | 17.0                  | 1.6               | 16.7                      | 5     | 13                     | 50                  | 70                   | 2011                 | 20                         | 2030                  |
| TANWAT  | Biomass |       | 2.7                   | 2.40                  | 1.6               | 2.4                       | 5     | 13                     | 50                  | 10                   | 2010                 | 20                         | 2029                  |
| <b>Subtotal</b>   |         |       | <b>324.7</b>          | <b>304.7</b>          |                   | <b>299.8</b>              |       |                        |                     | <b>1888</b>          |                      |                            |                       |
| <b>TANESCO</b>  |         |       |                       |                       |                   |                           |       |                        |                     |                      |                      |                            |                       |
| Ubungo I  | Gas     | 12    | 102.0                 | 100.0                 | 1.6               | 98.4                      | 5     | 13                     | 80                  | 655                  | 2007                 | 20                         | 2026                  |
| Tegeta GT   | Gas     | 5     | 45.0                  | 43.0                  | 1.6               | 42.3                      | 5     | 13                     | 80                  | 282                  | 2009                 | 20                         | 2028                  |
| Ubungo II   | Gas     | 3     | 105.0                 | 100.0                 | 1.6               | 98.4                      | 5     | 13                     | 80                  | 655                  | 2012                 | 20                         | 2031                  |
| Zuzu D  | IDO     | 1     | 7.0                   | 5.0                   | 1.6               | 4.9                       | 8     | 18                     | 75                  | 31                   | 1980                 | 20                         | 2019                  |
| Nyakato   | HFO     | 10    | 63.0                  | 63.0                  | 1.6               | 62.0                      | 8     | 18                     | 75                  | 375                  | 2013                 | 20                         | 2032*                 |
| Kinyerezi-I   | Gas     | 4     | 150.0                 | 150.0                 | 1.6               | 147.6                     | 5     | 13                     | 80                  | 1034                 | 2015                 | 20                         | 2035                  |
| <b>Subtotal</b>   |         |       | <b>472.0</b>          | <b>461.0</b>          |                   | <b>453.6</b>              |       |                        |                     | <b>1998</b>          |                      |                            |                       |
| <b>TOTAL</b>  |         |       | <b>796.7</b>          | <b>765.7</b>          |                   | <b>753.5</b>              |       |                        |                     | <b>3886</b>          |                      |                            |                       |
| Available energy (MWh) = Available capacity (MW) * 8.76 * (100 - FOR) * max plant factor / 100<br>Small diesels assumed to stay in service to December 2012 as reserve<br>FOR = Forced Outage Rate<br>*: To be operated as a standby after 2021 |         |       |                       |                       |                   |                           |       |                        |                     |                      |                      |                            |                       |

### 8.1.2 水力発電設備

2016年12月末時点で、13水力発電所、合計出力573MWが稼働中であり、うち9水力発電所、567MWが系統連系されている（表8.1.2-1参照）。水系別では、パンガニ（Pangani）川水系に3水力発電所、合計出力97MWが位置し、ルフィージ（Rufiji）川水系に8発電所、合計出力475MWが位置し、その他水系に2発電所、合計出力1MWが位置している（図8.1.2-1参照）。

これら既設水力発電所のうちTANESCOが所有・運転している水力発電所は7箇所、合計出力562MWである。TANESCOはこの他に、2水力発電所<sup>1</sup>、合計出力2MWを所有しているが、現在は稼働していない。2000年にKihansi水力発電所が運転開始して以来、TANESCOによる水力開発は行われていない。

残りの6箇所の既設水力発電所は、小規模発電事業（SPP；Small Power Project）制度の下で、TANESCOと標準買電契約（SPPA；Standardized Power Purchase Agreement）を締結した民間事業者により所有・運転されている。



出所：TANESCO, with additions

図 8.1.2-1 系統連系されている稼働中の既設水力発電所位置図

<sup>1</sup> Mbalizi Hydro Power Plant with installed capacity 358kW (179kW x 2 units) located in Mbeya Region and Tosamaganga Hydro Power Plant with installed capacity 1,220kW (840kW + 380kW) located in Iringa Region

表 8.1.2-1(1) 系統連系されている稼働中の既設水力発電所一覧 (2016年12月末時点) (1)

| Item                       |                                     | Hydro Power Plant                                |                        |                         |                        |                                  |                      |                        |                                 |
|----------------------------|-------------------------------------|--|------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------------------|----------------------|------------------------|---------------------------------|
|                            |                                     | Hale   | Nyumba<br>Ya<br>Mungu  | New<br>Pangani<br>Falls | Kidatu                 | Mtera                            | Uwemba               | Kihansi                |                                 |
| Owner                      |                                     | TANESCO  |                        |                         |                        |                                  |                      |                        |                                 |
| Plant<br>Characteristic    | River Basin                         |  | Pangani                |                         |                        | Rufiji                           |                      |                        |                                 |
|                            | Location                            | District   | Korogwe                | Mwanga                  | Muheza                 | Kilombero                        | Kilolo               | Njombe                 | Kilombero                       |
|                            |                                     | Region   | Tanga                  | Kilimanjaro             | Tanga                  | Morogoro                         | Iringa               | Njombe                 | Iringa                          |
|                            | Power Generation Type               |  | Run-off-river          | Reservoir               | Run-off-river          | Reservoir                        | Reservoir            | Run-off-river          | Run-off-river                   |
|                            | Installation Year                   |  | 1964                   | 1968                    | 1995                   | 1975 (2 units)<br>1980 (2 units) | 1988                 | 1991                   | 1999 (1 unit)<br>2000 (2 units) |
|                            | Installed Capacity (MW)             |  | 21                     | 8                       | 68                     | 204                              | 80                   | 0.843                  | 180                             |
|                            | Number of Units                     |  | 2                      | 2                       | 2                      | 4                                | 2                    | 3                      | 3                               |
|                            | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) |  | 45.00                  | 42.50                   | 45.00                  | 140.00                           | 96.00                | N/A                    | 23.76                           |
|                            | Gross Head (m)                      |  | 70.00                  | 27.00                   | 170.00                 | 175.00                           | 101.00               | N/A                    | 852.75                          |
|                            | Annual Energy Generation (GWh)      |  | 36.11                  | 21.53                   | 137.20                 | 558.34                           | 166.68               | 2.30                   | 793.49                          |
| Plant Factor (%)           |                                     | 20   | 31                     | 23                      | 31                     | 24                               | 31                   | 50                     |                                 |
| Facility<br>Characteristic | Dam<br>(Main)                       | Type   | Concrete<br>gravity    | Rock fill               | Concrete<br>gravity    | Rock fill                        | Concrete<br>buttress | N/A                    | Concrete<br>gravity             |
|                            |                                     | Height (m)                                       | 33.5                   | 42                      | 9                      | 40                               | 45                   | N/A                    | 25                              |
|                            |                                     | Crest Length (m)                                 | 137                    | 121                     | 116.6                  | 350                              | 260                  | N/A                    | 200                             |
|                            | Dam<br>(Auxiliary)                  | Type   | Rock fill              | Rock fill               | Earth fill             | -                                | -                    | N/A                    | -                               |
|                            |                                     | Height (m)                                       | 7.77                   | N/A                     | 9                      | -                                | -                    | N/A                    | -                               |
|                            |                                     | Crest Length (m)                                 | 246.9                  | N/A                     | 315                    | -                                | -                    | N/A                    | -                               |
|                            | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 342.44                 | 688.91                  | 177.50                 | 450.00                           | 698.50               | N/A                    | 1,146.00                        |
|                            |                                     | Low Water Level (masl)                           | 342.44                 | 679.15                  | 176.00                 | 433.00                           | 690.00               | N/A                    | 1,141.00                        |
|                            |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | 0                      | 600                     | 0.8                    | 125                              | 3,200                | N/A                    | 1                               |
|                            | Headrace                            | Type   | Tunnel                 | -                       | Tunnel                 | Tunnel                           | Tunnel               | N/A                    | Tunnel                          |
|                            |                                     | Length (m)                                       | 2,050                  | -                       | 1,050                  | 9,600                            | 70                   | N/A                    | 2,250                           |
|                            |                                     | Diameter (m)                                     | 2.0 - 4.6              | -                       | 6.0 - 12.0             | 6.0 - 12.0                       | 6.0                  | N/A                    | 6.0 - 12.0                      |
|                            | Penstock                            | Type   | Tunnel                 | N/A                     | Tunnel                 | Tunnel                           | Tunnel               | N/A                    | Tunnel                          |
|                            |                                     | Length (m)                                       | 3.6                    | 400                     | 3                      | 140                              | 92                   | N/A                    | 185                             |
|                            |                                     | Diameter (m)                                     | 1.8                    | 2.69 - 3.85             | 2.4                    | 4.7                              | 3.2                  | N/A                    | 1.1 - 2.0                       |
|                            | Powerhouse                          | Type   | Underground            | Surface                 | Underground            | Underground                      | Underground          | Surface                | Underground                     |
|                            |                                     | Width (m)  | 12                     | 15                      | 12.5                   | N/A                              | 14                   | 7.8                    | N/A                             |
|                            |                                     | Depth (m)  | 30                     | 43                      | 40                     | N/A                              | 48                   | 13.6                   | N/A                             |
|                            |                                     | Height (m)                                       | 24                     | 19                      | 29                     | N/A                              | 32                   | 6.7                    | N/A                             |
|                            | Tailrace                            | Type   | Tunnel                 | N/A                     | Tunnel                 | Tunnel                           | Tunnel               | N/A                    | Tunnel                          |
| Length (km)                |                                     | N/A  | N/A                    | 1,200                   | 1,000                  | 10,323                           | N/A                  | 2,740                  |                                 |
| Diameter (m)               |                                     | 1.0 - 2.0  | N/A                    | 1.0 - 2.0               | 1.0 - 2.0              | 6.5 - 8.4                        | N/A                  | 5.3                    |                                 |
| Turbine                    | Type                                | Vertical<br>Francis                              | Vertical<br>Francis    | Vertical<br>Francis     | Vertical<br>Francis    | Vertical<br>Francis              | N/A                  | Pelton                 |                                 |
|                            | Rated Output (MW/unit)              | 10.625   | 4.25                   | 24                      | 52.3 & 52.4            | 50                               | N/A                  | 60                     |                                 |
| Generator                  | Type                                | Synchronous<br>3 Phase                           | Synchronous<br>3 Phase | Synchronous<br>3 Phase  | Synchronous<br>3 Phase | Synchronous<br>3 Phase           | N/A                  | Synchronous<br>3 Phase |                                 |
|                            | Rated Output (MVA/unit)             | 12.5   | 4.7                    | 40                      | 60                     | 45                               | N/A                  | 71.5                   |                                 |
|                            | Rated Voltage (kV)                  | 11   | 11                     | 11                      | 10.5                   | 22                               | N/A                  | 22                     |                                 |

Note: Annual energy generation and plant factor are actual record in 2013.

New Pangani Falls and Kihansi hydro power plants are considered and operated as a run-off-river type, although these plants have ponds (small reservoirs).

Hale hydro power plant has no active storage capacity of reservoir due to full sedimentation.

Source: Made by JICA Study Team with reference to "Website of TANESCO", "Suppliers yearly kWh (TANESCO)", "PSMP 2012 update (May 2013, MEM)", "Annual report of each plant" and Hearing from TANESCO in October 2014

表 8.1.2 1(2) SPP 水力発電所一覧 (2016 年 12 月末時点) (2)

| Item                       |                                     | Hydro Power Plant                                |                                 |                    |              |              |              |              |              |        |
|----------------------------|-------------------------------------|--|---------------------------------|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------|
|                            |                                     | Mwenga   | Mapembasi                       | EA Power           | Darakuta*    | Yovi         | Tulila*      | Ikondo*      | Mbangamao*   |        |
| Owner                      |                                     | SPP  |                                 |                    |              |              |              |              |              |        |
|                            |                                     | Mwenga Hydro Ltd.                                | Mapembasi Hydro Power Co., Ltd. | EA Power Ltd.      | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
| Plant<br>Characteristic    | River Basin                         | Rufiji   |                                 | Lake Nyasa         | N/A          | Rufiji       | Rufiji       | Rufiji       | N/A          |        |
|                            | Location                            | District   | Mufindi                         | Njombe             | Tukuyu       | Magugu       | Kisanga      | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Region   | Iringa                          | Njombe             | Mbeya        | Manyara      | Morogoro     | Songea       | N/A          | Mbinga |
|                            | Power Generation Type               | Run-of-river                                     | Run-of-river                    | Run-of-river       | Run-of-river | Run-of-river | Run-of-river | Run-of-river | Run-of-river |        |
|                            | Installation Year                   | 2012   | 2019 (expected)                 | 2019 (expected)    | 2015         | 2016         | 2015         | 2015         | 2014         |        |
|                            | Installed Capacity (MW)             | 4  | 10                              | 10                 | 0.46         | 0.96         | 5            | 0.6          | 0.5          |        |
|                            | Number of Units                     | 1  | 3                               | 2                  | N/A          | 1            | 2            | 3            | 1            |        |
|                            | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) | 8.00   | 30.00                           | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
|                            | Gross Head (m)                      | 62.00  | 36.00                           | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
|                            | Annual Energy Generation (GWh)      | 17.10  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
| Plant Factor (%)           | 49                                  | N/A  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |              |        |
| Facility<br>Characteristic | Dam (Main)                          | Type   | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Height (m)                                       | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Crest Length (m)                                 | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            | Dam (Auxiliary)                     | Type   | -                               | -                  | -            | -            | -            | -            | -            | -      |
|                            |                                     | Height (m)                                       | -                               | -                  | -            | -            | -            | -            | -            | -      |
|                            |                                     | Crest Length (m)                                 | -                               | -                  | -            | -            | -            | -            | -            | -      |
|                            | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 1,127.00                        | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Low Water Level (masl)                           | 1,126.00                        | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | -                               | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            | Headrace                            | Type   | N/A                             | Channel            | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Length (m)                                       | N/A                             | 900                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Diameter (m)                                     | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            | Penstock                            | Type   | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Length (m)                                       | 340                             | 168 - 185          | 340          | 340          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Diameter (m)                                     | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            | Powerhouse                          | Type   | N/A                             | Surface            | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Width (m)  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Depth (m)  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            |                                     | Height (m)                                       | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
|                            | Tailrace                            | Type   | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A    |
| Length (km)                |                                     | N/A  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
| Diameter (m)               |                                     | N/A  | N/A                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
| Turbine                    | Type                                | Francis  | Horizontal Francis              | Horizontal Francis | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
|                            | Rated Output (MW/unit)              | N/A  | 3.238                           | 5                  | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
| Generator                  | Type                                | Synchronous 3 Phase                              | Synchronous 3 Phase             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
|                            | Rated Output (MVA/unit)             | N/A  | 4.2                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |
|                            | Rated Voltage (kV)                  | 6.6  | 6.3                             | N/A                | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          | N/A          |        |

Note: Annual energy generation and plant factor are actual record in 2013.

\*: Currently connected to isolated grids.

Source: TANESCO, REA and PSMP2012 Update

## 8.2 既存の発電設備拡充計画

### 8.2.1 火力発電設備

#### (1) 開発計画概要および現状

##### 1) キネレジ I ガス火力発電所

GE 製ガスタービン 4 基 (型式: LM6000PF、シンプルサイクル GT) を採用し、総合出力は 150MW (44.43MW×2, 35.94MW×2)。EPC コントラクターは Jacobson Elektro (ノルウェー) で、当初 2014 年中の運開予定であったが、資金調達の遅れにより遅延し、2015 年 10 月に 2 台が先行して運開。残り 2 台は 2016 年初めに竣工した。

燃料はムナジ湾、ソングソングガス田からの天然ガスを使用。ガスは、キネレジ I から IV までの発電所のすべての需要を満足するガスターミナルを隣接して建設中。また、ガス供給途絶のリスクを考慮し、非常用として Jet-A1 燃料のタンク 2 基 (7,500m<sup>3</sup>) も建設する。送電系統は、220kV 送電線を 2 回線建設予定である。送電線はウブンゴーモロゴロ線に接続 (π 接続)。また、開閉所内で 132kV に降圧されて、Factory Zone II 変電所に送電される。

将来、185MW の増設を行う計画及びコンバインドサイクル化する計画があるが、185MW のシンプルサイクル GT 増設を先行して実施し、2017 年の運開を目指して Jacobson Elektro と変更契約を締結した。

##### 2) キネレジ II ガス火力発電所

コンバインドサイクル型 (多軸型 CCGT : 3on1) のガスタービン火力発電所で、MHPS 製ガスタービンを採用 (6 基) し、総合出力は 240MW (GT 出力 : 30MW×6、ST 出力 : 30MW×2)。EPC コントラクターは住友商事で、当初、2015 年 12 月の運開を目指していたが、融資契約等の遅れにより、建設開始が遅延している。2015 年 3 月に融資契約が締結されており、2018 年の運開を目指している。2015 年 12 月着工。

燃料はキネレジ I 発電所と同様、ムナジ湾、ソングソングガス田からの天然ガスを使用予定。

##### 3) キネレジ III、IV ガス火力発電所

キネレジ III、IV ガス火力発電所ともに、コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を計画している。両発電所は、2018 年、2019 年の運開を目指している。

キネレジ III ガス火力発電所は、中国の Shanghai Electric Power Company と TANESCO が Shang Tan Power Generation Company を設立 (出資割合 Shanghai Electric : TANESCO ≈ 60 : 40) した会社によって進められる官民連携 (Public Private Partnership : PPP) プロジェクトである。コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所で、総合出力は 600MW (フェーズ 1:300MW, フェーズ 2:300MW)。現在、F/S が終了し、財務省からのコメントを受けて、修正作業中である。

キネレジ IV ガス火力発電所は、中国の Poly Group と TANESCO とで進められている PPP プロジェクトである。コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所で、総合出力は当初 450MW で計画されていたが、現在は 330MW となっている。現在、F/S が終了し、TANESCO によるレビュー中である。

##### 4) ソマンガフングガス火力発電所

ソマンガフングガス火力発電所は、Kilwa Energy 社がオーナーで進めている IPP プロジェク



トで、コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を建設する計画である。フェーズ 1 でシンプルサイクルのガスタービンを導入し、フェーズ 2 でコンバインドサイクル化する計画である。総合出力は、320MW (Phase 1: 210MW, Phase 2: 110MW) を計画している。

#### 5) ムトワラガス火力発電所

ムトワラガス火力発電所は、当初は米国の Symbion Power 社と TANESCO とで進められていた PPP プロジェクトであるが、これまで進展がない。このためドナー資金を活用して TANESCO が独自に 300MW クラスのコンバインドサイクル発電所を建設する方針に変更された。

#### 6) ジンガガス火力発電所

ジンガガス火力発電所は、コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を建設する計画の IPP プロジェクトで (オーナー: Kumar Group)、総合出力 200MW を計画している。現在、F/S のレビュー中である。

#### 7) ソマンガ (PPP&TANESCO) ガス火力発電所 (旧ムクランガガス火力発電所)

ムクランガ地区のガス火力発電所として、2つのプロジェクトが進められていた。

1つ目のプロジェクトは、世銀と TANESCO との JV/PPP プロジェクトでコンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を建設する。総合出力は 250MW を計画している。

もう一つは国家社会保険基金 (NSSF: National Social Security Fund) とのプロジェクトで、10% を TANESCO、20% を NSSF、残り 70% をデベロッパーが出資し、300MW のコンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を建設する計画である。

しかしながら上記の二件とも進展がないため、サイトをソマンガに変更して引き続き PPP スキームで開発するソマンガ (PPP) と、自己資金により 240MW クラスのコンバインドサイクル発電所 (ソマンガ (TANESCO)) を建設する方針に変更された。

#### 8) ムチュチュマ石炭火力発電所

ムチュチュマ炭鉱開発の一環として計画されている石炭火力発電所。当初 PSMP2012 上では、300MW、400MW、300MW の山元発電による発電所として供給力を計上していた。F/S 実施後はユニット構成などを見直し、150MW×4 基 (計 600MW) で計画されている。亜臨界圧式 (Sub Critical: Sub-C) による発電で、効率は 38.8% (発電端: HHV) であり、日本における現行の亜臨界圧火力発電 (効率 41%程度、発電端: HHV) よりも効率が悪い。現在、TANESCO との間で PPA 交渉中。

#### 9) キウィラ/ンガカ石炭火力発電所

キウィラ炭鉱開発の一環として計画されている山元発電による石炭火力発電所。200MW×2 基 (計 400MW) で計画されている。F/S 未実施のため詳細は不明。

ンガカ石炭火力発電所についても同様で、山元発電による総合出力 400MW (200MW×2 基) で計画されているが、2016 年 6 月末に F/S が終了した。

両発電所ともに、設備規模から亜臨界圧式 (Sub-C) の石炭火力発電であると思われるが、限られたエネルギー資源を有効活用するためには、超臨界 (Super Critical: SC)、超々臨界 (Ultra

Super Critical: USC)、先進亜臨界 (Advanced Sub-C) など、より高効率な発電方式による石炭火力発電所の建設が望ましい。

#### 10) その他開発地点の状況

以上の地点に加え、PSMP2012 には地域が特定されていない石炭火力発電所の候補地が数か所計画されている。Coastal Coal, Local Coal I~VI の7地点が計画されているが、具体的な計画は何もない。

#### (2) 火力地点の進捗評価

上述した各プラントの進捗状況を踏まえ、計画/進行中のプロジェクトのランク付けを実施した。ランク付けは以下のとおりとした。

- A : 資金が確保されているもの/建設に着手しているもの
- B : PPA 契約、BOT 契約、EPC 契約等、主要な契約が締結済みのもの
- C : F/S 実施済み、レビュー中のもの
- D : F/S、pre-F/S が未実施のもの

上記ランクを基に、資金の確保ができていない場合は+1年、契約交渉中は+1年、F/S レビュー中は+0.5年、F/S 未実施は+1年と、開発遅延リスクとして建設期間(石炭火力:3年、ガス火力:2年)に付加した。また、同プロジェクトの第2フェーズは同時に運転開始するのは困難であるため、2年後に運転開始すると仮定した。以上より、最早運転開始年を表8.2.1-1のとおり設定した。

表から見てもわかるとおり、殆どのプロジェクトがPSMP2012で当初設定した運転開始年より遅延しており、供給力不足の懸念がある。

表 8.2.1-1 発電開発計画の進捗状況

|  | Financing           | Contract   | F/S  | Rank | Earliest commissioning year | Remark   |
|--|---------------------|--|--|------|-----------------------------|--|
| Kinyerezi I Extension (Simple cycle-185MW) | Financing concluded | Under final negotiation with Jacobsen Elektro for the extension work | F/S and detail design completed                        | A    | 2017                        | -Committed<br>-US\$182 mm is budgeted for the project by the GOT   |
| Kinyerezi II (Combined cycle-240MW)        | Financing concluded | EPC contract completed   | F/S is completed                                       | A    | 2017                        | - On power date in 2017<br>- GOT to secure 15% portion<br>- Project cost US\$344 m<br>- 3-on-1 (120MW) x 2 block<br>-Japan Bank for International Cooperation – 85%<br>-Government – 15%                     |
| Kinyerezi III-1 (Simple cycle-300MW)       | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | Feasibility study for Phase-1 (simple cycle) completed | D    | End of 2018                 | - This project is waiting for government approval.<br>- JV arrangements with Shanghai Electric Power Company of China signed.<br>- Water supply project for Kinyerezi complex is under consideration.        |
| Kinyerezi III-2 (Combined cycle-300MW)     | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S not conducted                                      | D    | End of 2018                 | - Implementation of Phase-1 is a condition for Phase-2.  |
| Kinyerezi IV (330MW)                       | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | pre-F/S completed                                      | C    | 2019                        |  |
| Mchuchuma I (150MW)                        | Not secured         | - EPC Contract not signed<br>- PPA not signed                        | F/S completed  | C    | 2019                        | -TCIMC is the project developer, JV between NDC(20%) and Sichuang Hongda (China:80%)   |
| Mchuchuma II (150MW)                       | Not secured         | - EPC Contract not signed<br>- PPA not signed                        | F/S completed  | C    | 2019                        | -MOU is to be signed with TANESCO and a developer  |
| Mchuchuma III (150MW)                      | Not secured         | - EPC Contract not signed<br>- PPA not signed                        | F/S completed  | C    | 2020                        |  |
| Mchuchuma IV (150MW)                       | Not secured         | - EPC Contract not signed<br>- PPA not signed                        | F/S completed  | C    | 2020                        |  |
| Kiwira I (200MW)                           | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S needs to be updated                                | C    | 2020                        | - Project developer secured.   |
| Kiwira II (200MW)                          | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S needs to be updated                                | C    | 2024                        |  |
| Ngaka I (200MW)                            | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S not started  | D    | 2020                        | Procurement of consultant for F/S is in process  |
| Ngaka II (200MW)                           | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S not started  | D    | 2024                        | same as above  |
| Somanga Fungu-1 (210MW)                    | Not secured         | PPA completed  | - F/S is completed                                     | B    | 2018                        | - Financing for transmission line has been secured by TANESCO and compensation for right of way started.<br>- Financial closure for transmission line is a condition for financing power plant construction. |
| Somanga Fungu-2 (110MW)                    | Not secured         | PPA completed  | - F/S is completed                                     | B    | 2019                        | - after completion of Phase 1, Phase 2 start - CC (add HRSG)   |
| Mtwara (Combined cycle-400MW)              | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | - F/S under progress                                   | C    | 2019                        | - MOU signed is for 600MW.<br>- Comments for F/S were sent to the investor and is revising it.   |
| Bagamoyo (Zinga) (200MW)                   | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | - F/S under progress                                   | D    | 2020                        | - Almost two years have passed without any response since the comments on F/S were sent to the IPP developer.<br>- IPP project   |
| Somanga PPP (300MW)                        | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | pre-F/S completed                                      | C    | 2019                        | - Full F/S to be conducted.<br>- PPP pilot project with WB<br>- The project site was shifted from Mkuranga to Somanga and the capacity was increased from 250MW to 300 MW.                                   |
| Mkuranga (300MW)                           | Not secured         | -EPC Contract not signed<br>-PPA not signed                          | F/S not conducted                                      | D    | 2019                        | - 10% TANESCO, 20% NSSF, 70% Strategic partner<br>- Procurement of strategic investor is in progress.  |

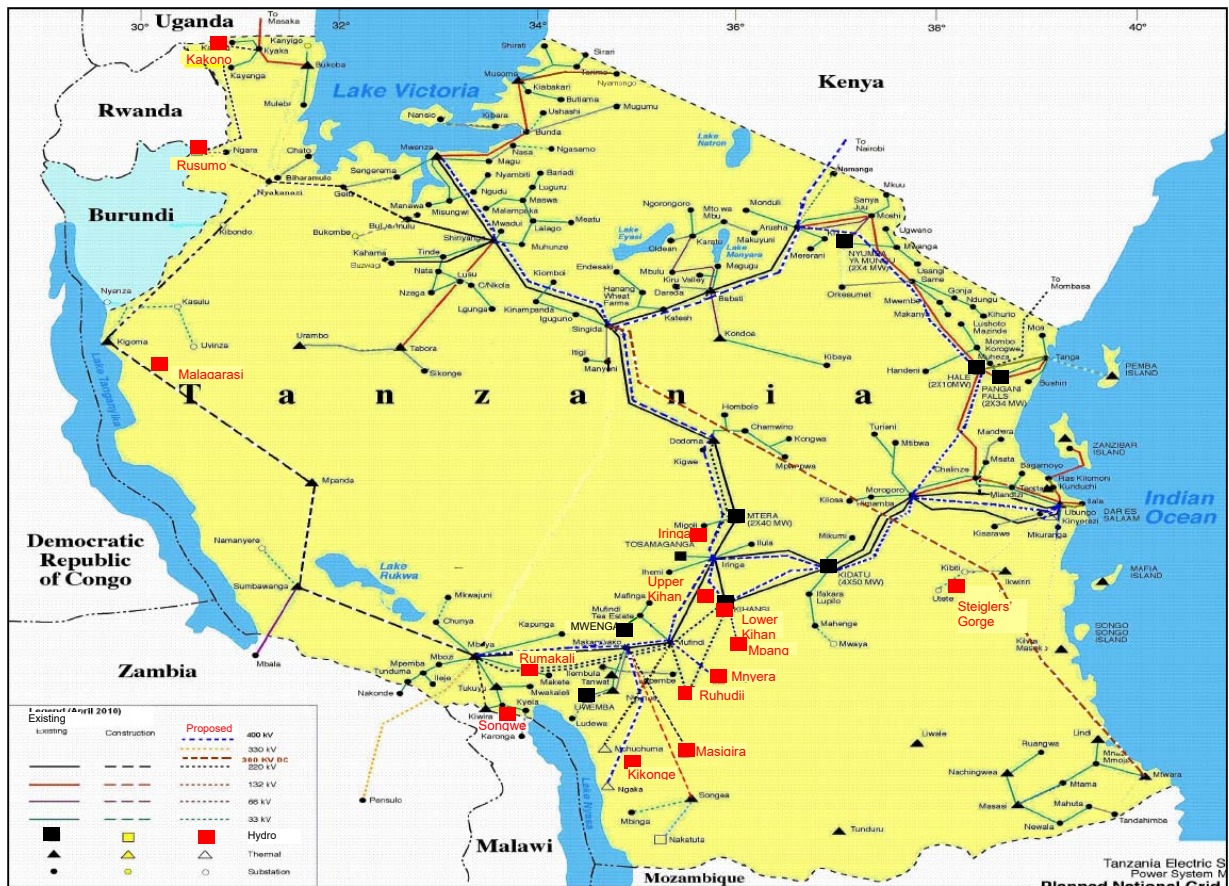
| Rank | Description of Ranking                   | Required time to reach "Rank A"   |
|------|--|---|
| A    | Financing Closed or Construction started | N/A   |
| B    | PPA (BOT/EPC) contract signed            | + 1 year: Negotiation for financing (1year)   |
| C    | F/S, pre-F/S completed                   | +2.5 years: Approval for F/S (0.5 year), Negotiation for PPA (1year), Negotiation for financing (1year)             |
| D    | F/S, pre-F/S not completed               | +3.5 years: F/S (1year), Approval for F/S (0.5year), Negotiation for PPA (1year), Negotiation for financing (1year) |

出所：TANESCO

## 8.2.2 水力発電設備

タンザニア国の内陸部は標高が高く、河川勾配も急であるため、水力の賦存量が比較的豊富である。このため、古くから水力調査が行われており、包蔵水力は 38,000MW、約 190,000GWh/年と推定されている<sup>2</sup>。

大中規模水力では、過去のマスタープラン調査等で、23 地点（合計最大出力 4,765MW）が電源開発候補として挙げられている（表 8.2.2-1、図 8.2.2-1 参照）。このうちルマカリ（Rumakali）、ルスモ（Rusmo）、ルフジ（Ruhudji）、マラガラシ・ステージ III（Malagarasi Stage III）の 4 地点が、PSMP2012 Update でコミット済みとされていた。しかし、実施中の計画はルスモのみとなっており、2015 年 12 月時点で請負工事会社の入札手続き中である。



Source: TANESCO, with additions

図 8.2.2-1 大中規模水力計画地点位置図

<sup>2</sup> Kihansi Hydro Power Development Project - Study Final Report (October 1990, JICA)

表 8.2.2-1 水力計画地点一覧

|                        |                | Planned Project         | Installed Capacity (MW) | Current Status of Studies (as of December 2015)   | Remarks  |   |
|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|---|--|---|
| Large and medium-scale | Implementation | Rusumo                  | 80.0                    | - F/S was completed in 2012<br>- ESIA Certificate was issued by NEMC in 2014<br>- Under bidding of contractor | - Joint development project with 3 governments of Tanzania, Rwanda and Burundi<br>- WB committed financing for the power plant<br>- AfDB committed financing for the transmission line |   |
|                        | Planning       | Malagarasi Stage III    | 44.7                    | - F/S was completed in Sep-2011<br>- ESIA Certificate was issued by NEMC in 2014                              | - Procurement of consultant for updating F/S, detailed design and preparation of bidding document is in progress<br>- Procurement of transaction advisor is also in progress           |   |
|                        |                | Rumakali                | 222.0                   | - F/S and ESIA study were completed in May-1998   | - Procurement of consultant to update F/S is in progress   |   |
|                        |                | Ruhudji                 | 358.0                   |   |  |   |
|                        |                | Steiglers Gorge         | Phase 1                 | 1,048.0   | - Pre-F/S was completed in 2012<br>- ESIA study commenced in Dec-2014  | - Joint development project with RUBADA and Odebrecht of Brazil                                   |
|                        |                |                         | Phase 2                 | 1,048.0   |  |   |
|                        |                | Songwe                  | Manolo (Lower)          | 177.9   | - F/S was completed in Apr-2014<br>- ESIA study of Lower was completed in 2015<br>- NEMC is reviewing ESIA study report  | - Two governments of Tanzania and Malawi will recruit participants including donors and investors |
|                        |                |                         | Sofre (Middle)          | 158.9   |  |   |
|                        |                |                         | Bipugu (Upper)          | 29.4  |  |   |
|                        |                | Mpanga                  | 160.0                   | - Pre-F/S was completed in Jun-2010<br>- ESIA Certificate was issued by NEMC in 2012                          | - Joint development project with RUBADA and Sinohydro Corporation Ltd. of China  |   |
|                        |                | Masigira                | 118.0                   | - F/S was completed   | - Joint development project with Tanzanian and Chinese private companies   |   |
|                        |                | Lower Kihansi Expansion | 120.0                   | - Preliminary study was completed in Mar-1997   | - Government will secure finance   |   |
|                        |                | Upper Kihansi           | 47.0                    | - Pre-F/S was completed in Oct-1990<br>- ESIA study was conducted   |  |   |
|                        |                | Kakono                  | 87.0                    | - F/S and ESIA study were completed in Sep-2014<br>- ESIA was approved by NEMC                                | - Procurement of consultant for detailed design and preparation of bidding document is in progress<br>- Procurement of transaction advisor is also in progress                         |   |
|                        |                | Kikonge                 | 300.0                   | - Reconnaissance study was completed in Feb-2014  | - Negotiation with UK AID through CRIDF and African water Facility to perform a joint feasibility study  |   |
|                        |                | Iringa                  | Ibosa                   | 36.0  | - Pre-F/S was completed in May-2013  | - Joint development project with RUBADA and K-water of South Korea                                |
|                        |                |                         | Nginayo                 | 52.0  |  |   |
|                        |                | Mnyera                  | Ruaha                   | 60.3  | - Pre-F/S was completed in Jun-2012<br>- ESIA study was completed in 2014<br>- NEMC reviewed ESIA study report   | - Joint development project with RUBADA and Queiroz Galvao of Brazil                              |
|                        |                |                         | Mnyera                  | 137.4   |  |   |
|                        |                |                         | Kwanini                 | 143.9   |  |   |
|                        | Pumbwe         |                         | 122.9                   |   |  |   |
|                        | Taveta         |                         | 83.9                    |   |  |   |
|                        | Kisingo        |                         | 119.8                   |   |  |   |
| Total                  |                |                         | 4,755.1                 |   |  |   |

Note: MOU (Memorandum of Understanding), ESIA (Environmental and Social Impact Assessment), NEMC (National Environment Management Council), RUBADA (Rufiji Basin Development Authority), CRIDF (Climate Resilient Infrastructure Development Facility)

Source: Made by JICA Study Team with reference to "Previous study reports on each planned project" and Hearing from TANESCO, RUBADA and Ministry of Water during December 2015 to February 2016

## (1) 大中規模水力の開発計画概要および現状

表 8.2.2-2 に大中規模水力の開発計画の概要を示す。

### 【実施中の 1 地点】

#### 1) ルスモ水力地点

ルスモ水力地点は 27MW×3 基から成る総出力 80MW の貯水池式発電所として計画されている<sup>3</sup> (表 8.2.2-2(1)参照)。同地点はタンザニア国の北西部に位置し、発電した電力はタンザニア国だけでなく、ルワンダとブルンジへも供給される予定である (図 8.2.2-1 参照)。

タンザニア国、ルワンダ、ブルンジの 3 か国政府が共同出資する、特別目的会社 (Special Purpose Company ; SPC) の Rusumo Hydropower Company Ltd. が当地点の開発を行う。TANESCO によると、世界銀行が同社へ融資することがコミットされている。なお、タンザニア国内の送電設備の建設については、アフリカ開発銀行が TANESCO へ融資することがコミットされている。

2015 年 12 月時点で、工事請負会社の入札手続きが始まっている。2019 年 4 月に運転を開始する予定である。

### 【計画中の 22 地点】

#### 2) マラガラシ・ステージ III 水力地点

2000 年にマラガラシ川水力地点の Pre-F/S<sup>4</sup>が行われ、マラガラシ・ステージ III 水力地点は 3 箇所のカスケード開発のうち最下流の地点として計画された。同 Pre-F/S では、33kV 送電線へ連系する小水力を前提としており、当地点は 12MW で計画された。

その後、2011 年に当地点の F/S<sup>5</sup>が行われ、水資源を最大限利用するよう、最大出力が見直された。当地点は 14.9MW×3 基から成る総出力 44.7MW の調整池式発電所として計画されている (表 8.2.2-2(1)参照)。

当地点はタンザニア国の西端に位置する (図 8.2.2-1 参照)。当該地域は独立系統であり、コストの高いディーゼル電源に依存している。このため、TANESCO にとって当地点の開発優先度は高い。

2012 年 10 月に環境社会影響評価 (Environmental and Social Impact Assessment ; ESIA) 調査が完了し、2014 年には、ESIA は既に国家環境管理委員会 (National Environment Management Council ; NEMC) に承認されている。

TANESCO によると、2015 年 12 月時点で、F/S のアップデート、詳細設計、入札図書作成を行うコンサルタントの契約手続きが行われている。また、取引顧問の契約手続きも行われている。

#### 3) ルマカリ水力地点

ルマカリ水力地点は 1998 年に F/S<sup>6</sup>が行われ、74MW×3 基から成る総出力 222MW の貯水池

<sup>3</sup> Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)

<sup>4</sup> Pre-Investment Report on Mini Hydro Development – Case Study on the Malagarasi River – Final Report (March 2000, SECS(D) Ltd.)

<sup>5</sup> Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)

<sup>6</sup> Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)

式発電所として計画されている(表 8.2.2-2(1)参照)。また、ESIA 調査も同時期に行われている。

TANESCO は PPP により当地点の開発を行う意向である。2013 年 10 月に、中国企業の China Gezhouba Group Company と共同開発に関する覚書を締結したが、2014 年 10 月に有効期限が満了となっている。

TANESCO によると、2015 年 12 月時点で、F/S のアップデートを行うコンサルタントの契約手続きが行われている。

#### 4) ルフジ水力地点

ルフジ水力地点は 1998 年に F/S<sup>7</sup>が行われ、89.5MW×4 基から成る総出力 358MW の貯水池式発電所として計画されている(表 8.2.2-2(3)参照)。また、ESIA 調査も同時期に行われている。

TANESCO は PPP 方式により当地点の開発を行う意向である。一旦は、米国企業の Sithe Global Power 社と共同開発に関する覚書を締結したが、2014 年 10 月時点で有効期限が満了となっている。

TANESCO によると、2015 年 12 月時点で、F/S のアップデートを行うコンサルタントの契約手続きが行われている。

#### 5) スティグラーズ・ゴージ (Stieglers Gorge) 水力地点 (フェーズ 1、フェーズ 2)

当初、スティグラーズ・ゴージ水力地点は、ルフィージ川流域開発庁 (Rufiji Basin Development Authority ; RUBADA) が発電と洪水調節を行う多目的事業として計画され、1980 年に Pre-F/S<sup>8</sup>が実施された。同 Pre-F/S では、3 期に分けて段階的に発電所を開発し、最終的に 2,100MW まで拡張する計画であった。

その後、2012 年にブラジル企業の Odebrecht 社により Pre-F/S が更新された<sup>9</sup>。更新 Pre-F/S では、ダム型式がコンクリート表面遮水式ロックフィルダムへ、発電所型式が地下式へ見直された。

当地点は、世界遺産にも登録されているセルウス鳥獣保護区 (Selous Game Reserve) 内に位置する。しかし、RUBADA によると、2014 年にドーハで開催されたユネスコの会議で、当地点の ESIA 調査を行うことが了解されている。また、2015 年 1 月に開催されたタンザニア国内ステークホルダー会議でも、ユネスコと天然資源・観光省 (Ministry of Natural Resources and Tourism) が当地点の開発を支持している。

2014 年 12 月に、ESIA 調査が開始された。ESIA 調査のスコーピング報告書は、既にユネスコによりレビューされている。2016 年 2 月時点で、RUBADA はユネスコのコメントを踏まえ、スコーピング報告書の仕上げを行っている。

RUBADA は PPP 方式により当地点の開発を行う意向であり、2014 年 10 月に Odebrecht 社と共同開発に関する覚書を締結している<sup>10</sup>。NEMC による ESIA 認証の発行、ユネスコによる開発承認の後、F/S が行われる予定である。

<sup>7</sup> Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)

<sup>8</sup> Stiegler's Gorge Power and Flood Control Development Project Planning Report (July 1980, Hafslund)

<sup>9</sup> Stiegler's Gorge Hydropower Project - Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)

<sup>10</sup> Information provided from TANESCO in October 2014

#### ＜スティグラーズ・ゴージ・フェーズ 1 水力地点＞

上記の更新 Pre-F/S では、フェーズ 1 は、左岸の地下に 262MW×4 基から成る総出力 1,048MW の貯水池式発電所を建設する計画となっている（表 8.2.2-2(5)参照）。

#### ＜スティグラーズ・ゴージ・フェーズ 2 水力地点＞

フェーズ 2 は、電力需要の増加に合わせて、右岸の地下に 1,048MW の発電所を増設する計画となっている（表 8.2.2-2(5)参照）。ただし、上記の更新 Pre-F/S は、ダムとフェーズ 1 の発電設備を主体に検討が行われており、報告書にはフェーズ 2 の発電計画に関する記載はほとんどない。つまり、フェーズ 1 と共同でのダム・貯水池運用を考慮した発電電力量の計算、導水路を含む発電設備の基本設計は行われていないように見受けられる。

### 6) ソングウェ (Songwe) 川水力地点 (ビプグー (Bipugu)、ソフレ (Sofre)、マノロ (Manolo))

タンザニアとマラウイの両国政府は共同で「ソングウェ川流域開発プログラム」を実行中である。同プログラムでは、発電、灌漑、河川安定化、洪水調節等を目的とする、上流ダム、中流ダム、下流ダムの 3 つのダム建設が計画されている。ソングウェ川水力地点は、この多目的ダム事業の一環で、ビプグー（上流）、ソフレ（中流）、マノロ（下流）の 3 箇所の水力発電所をカスケード開発する計画である。

同プログラムの中で、2003 年に F/S が行われ、2014 年に F/S が更新された<sup>11</sup>。

#### ＜ソングウェ・ビプグー水力地点＞

ソングウェ・ビプグー水力地点は 2 箇所で発電を行う総出力 29.4MW の発電所として計画されている（表 8.2.2-2(2)参照）。1 箇所は 9.4MW×3 基から成る総出力 28.2MW の貯水池式発電所で、残りの 1 箇所は環境放流を利用してダム直下で発電を行う 0.6MW×2 基から成る総出力 1.2MW の流れ込み式発電所となっている。

しかし、タンザニア国側のプロジェクト管理機関である水資源省（Ministry of Water）は、F/S の結果、ソングウェ・ビプグー水力地点を含む上流ダム事業を、次の理由により中止した。

- ・ 単独事業としては、経済内部収益率（Economic Internal Rate of Return ; EIRR）が 3.0%で、経済的に実行可能ではない
- ・ 住民移転の問題が深刻である
- ・ 良質な耕作地の水没範囲が広い

#### ＜ソングウェ・ソフレ水力地点＞

ソングウェ・ソフレ水力地点は 2 箇所で発電を行う総出力 158.9MW の発電所として計画されている（表 8.2.2-2(2)参照）。1 箇所は 51.9MW×3 基から成る総出力 155.7MW の貯水池式発電所で、残りの 1 箇所は環境放流を利用してダム直下で発電を行う 1.6MW×2 基から成る総出力 3.2MW の流れ込み式発電所となっている。

#### ＜ソングウェ・マノロ水力地点＞

ソングウェ・マノロ水力地点は 2 箇所で発電を行う総出力 177.9MW の発電所として計画されている（表 8.2.2-2(2)参照）。1 箇所は 57.6MW×3 基から成る総出力 172.8MW の貯水池式発電所

<sup>11</sup> Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)



で、残りの 1 箇所は環境放流を利用してダム直下で発電を行う 1.7MW×3 基から成る総出力 5.1MW の流れ込み式発電所となっている。

水資源省は、次の理由により、中流ダムに先行して、ソングウェ・マノロ水力地点を含む下流ダム事業を実施する意向である。

- ・ 単独事業でも、経済的に実行可能である
- ・ 河川安定化や洪水調節の効果が極めて高い
- ・ 住民移転、社会・環境に関して大きい問題がない

このため、下流ダム事業の ESIA 調査、詳細設計、入札図書作成は、既に完了している。ESIA 調査報告書は、2015 年 12 月時点で、NEMC によるレビューが行われている。

ただし、水資源省によると、2015 年 2 月時点では、具体的なプロジェクト参加者はまだ固まっておらず、今後、ドナーや投資家を募集することになっている。

## 7) ムパンガ (Mpanga) 水力地点

当初、ムパンガ水力地点は 1997 年の概略調査<sup>12</sup>で、72MW×2 基から成る 144MW の発電所として計画された。

その後、2010 年に中国企業の Sinohydro 社により Pre-F/S<sup>13</sup>が行われ、ダム高や最大使用水量等が見直された。同地点は 80MW×2 基から成る総出力 160MW の貯水池式発電所として計画されている (表 8.2.2-2(4)参照)。

RUBADA によると、2012 年 5 月には ESIA 調査が完了し、ESIA は既に NEMC に承認されている。

RUBADA は PPP 方式により当地点の開発を行う意向であり、2013 年 8 月に Sinohydro 社と共同開発に関する覚書を締結している<sup>14</sup>。しかしながら、タンザニア国から政府保証を付与できないため、資金調達の目処が立っていない。このため、RUBADA と Sinohydro 社は、建設・所有・運転・譲渡 (BOOT) 方式を適用することに同意し、RUBADA は、2016 年 2 月時点で、TANESCO との買電契約に関する協議を行うための準備をしている。

## 8) マシギラ (Masigira) 水力地点

マシギラ水力地点は 1997 年の概略調査<sup>15</sup>で、59MW×2 基から成る総出力 118MW の調整池式発電所として計画されている (表 8.2.2-2(1)参照)。

当地点が計画されてから 17 年も経過しているが、本調査で 2014 年 7 月に現地踏査を行った結果、建設予定地に土地利用や地形の変化は見受けられなかった。このため、調整池規模や水路ルート的大幅な見直しは必要ないと判断された (補足資料 S-5 参照)。

TANESCO によると、タンザニア国の民間企業と中国の民間企業が当地点の共同開発に関する覚書を締結しており、2015 年 12 月時点で F/S は既に完了している。ただし、ESIA 調査はまだ行われていない。

<sup>12</sup> Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project – Interim Report No.2 Final Volume 1 (March 1997, SwedPower and Norconsult)

<sup>13</sup> Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)

<sup>14</sup> Information provided from TANESCO in October 2014

<sup>15</sup> Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project – Interim Report No.2 Final Volume 1 (March 1997, SwedPower and Norconsult)

## 9) 既設キハンシ増設 (Lower Kihansi Expansion) 水力地点

既設キハンシ増設水力地点は1997年の概略調査<sup>16</sup>で、既設キハンシ水力発電所(180MW)に60MW×2基を増設し、総出力300MWに拡張するものとして計画されている(表8.2.2-2(3)参照)。

当地点が計画されてから17年も経過しているが、TANESCOが2014年6月に現地踏査を行った結果、建設予定地に土地利用や地形の変化は見受けられなかったようである。

しかし、当地点のkW当たり建設単価は、石炭火力よりも低廉であるが、ガス火力よりも高価であり、ピーク供給力の増強策として必ずしも有効ではない(次項(2)参照)。また、発電電力量の増加量は僅かであり、計画の設備利用率は7%と非常に低い。したがって、発電原価が高く、経済性の面で他の地点に劣ると考えられる。

ただし、ダムや送電線の新設、新たな用地取得が不要で、リードタイムが比較的短いため、タンザニア国政府は早期の供給力向上策の一つとして期待しており、資金調達を保証する意向である。

## 10) アッパー・キハンシ (Upper Kihansi) 水力地点

アッパー・キハンシ水力地点は1990年のPre-F/S<sup>17</sup>で、47MW×1基から成る貯水池式発電所として計画されている(表8.2.2-2(3)参照)。

同Pre-F/Sでは、1989年価格の建設費でさえ、次のように経済・財務面での実行可能性が低く、他の地点に劣ると考えられる。

- ・ 経済内部収益率 (EIRR) = 11.26%
- ・ 便益・費用比率 (B/C) = 1.07
- ・ 財務内部収益率 (FIRR) = 6.49%

また、TANESCOによると、過去にESIA調査も行われたが、かなりの時間が経過しているため、同調査のアップデートが必要となっている。

## 11) カコノ (Kakono) 水力地点

カコノ水力地点は、1976年のPre-F/S<sup>18</sup>で40MWの調整池式水力発電所として計画された。

その後、2014年にF/S<sup>19</sup>が行われ、発電方式やダム高等が見直された。当地点は、43.5MW×2基から成る総出力87MWの流れ込み式発電所として計画されている(表8.2.2-2(1)参照)。

当地点はタンザニア国の北西端に位置する(図8.2.2-1参照)。当該地域は独立系統であり、コストの高いディーゼル電源に依存している。このため、TANESCOにとって当地点の開発優先度は高い。

ESIA調査はF/Sと並行して実施され、2014年9月に完了している。2015年には、NEMCによりESIAが承認されている。

TANESCOによると、2015年12月時点で、詳細設計、入札図書作成を行うコンサルタントの

<sup>16</sup> Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project – Interim Report No.2 Final Volume 1 (March 1997, SwedPower and Norconsult)

<sup>17</sup> Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)

<sup>18</sup> Kagera Rver Basin Development Phase II - Prefeasibility Studies - Kagera River Hydropower Developments (April 1976, Norconsult and ELECTROWATT)

<sup>19</sup> Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)

契約手続きが行われている。また、取引顧問の契約手続きも行われている。

## 12) キコンゲ (Kikonge) 水力地点

キコンゲ水力地点は、2014年の概略調査<sup>20</sup>で、100MW×3基から成る総出力300MWの貯水池式発電所として計画されている(表8.2.2-2(1)参照)。

TANESCOによると、英国の気候回復インフラ開発機構(Climate Resilient Infrastructure Development Facility; CRIDF)<sup>21</sup>とアフリカ水気候(African Water Facility)を通じて、DFID<sup>22</sup>の資金協力によるF/Sの共同実施を協議している。

## 13) イリングア (Iringa) 水力地点 (イボサ (Ibosa)、ンジナヨ (Nginayo))

イリングア水力地点は、1984年に行われたルフィージ(Rufiji)川水系水力マスタープラン<sup>23</sup>で計画された。当初は、ホルアハ(Little Ruaha)川にイボサ(最大出力35MW)とンジナヨ(最大出力42MW)の2箇所の水力発電所をカスケード開発する計画であった。

その後、2013年に韓国企業のK-Water社によりPre-F/S<sup>24</sup>が行われ、ダム高や最大出力等が見直された(表8.2.2-2(4)参照)。

RUBADAとK-Water社は、2015年5月にESIA調査を開始することで合意していたが、2015年12月時点で、ESIA調査はまだ行われていない。

NEMCによるESIA認証の発行の後、F/Sが行われる予定である。

RUBADAはPPP方式により当地点の開発を行う意向であり、2013年11月にK-Water社と共同開発に関する覚書を締結している<sup>25</sup>。

### <イボサ水力地点>

イボサ水力地点は18MW×2基から成る総出力36MWの流れ込み式発電所として計画されている。

### <ンジナヨ水力地点>

ンジナヨ水力地点は26MW×2基から成る総出力52MWの流れ込み式発電所として計画されている。

## 14) ムニエラ (Mnyera) 川水力地点 (ルアハ (Ruaha)、ムニエラ、クワニニ (Kwanini)、プンプウェ (Pumbwe)、タヴェタ (Taveta)、キシング (Kisingo))

ムニエラ川水力地点は、1984年に行われたルフィージ川水系水力マスタープラン<sup>26</sup>で計画された。当初は、イコンド(Ikondo)地点(最大出力450MW)とタヴェタ地点(最大出力145MW)の2箇所の水力発電所をカスケード開発する計画であった。

<sup>20</sup> Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report (February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility)

<sup>21</sup> CRIDF is DFID's new flagship water infrastructure programme for southern Africa.

<sup>22</sup> British Government's Department for International Development

<sup>23</sup> Rufiji Basin Hydropower Master Plan - Appendices 2 (April 1984, Norconsult)

<sup>24</sup> Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Project (May 2013, K-Water)

<sup>25</sup> Information provided from TANESCO in October 2014

<sup>26</sup> Rufiji Basin Hydropower Master Plan - Appendices 2 (April 1984, Norconsult)

その後、2012年にブラジル企業の Queiroz Galvao 社により Pre-F/S<sup>27</sup>が行われ、EL. 1,730m～290mを流下するムニエラ川の落差を最大限に利用すべく、上流からルアハ、ムニエラ、クワニニ、プンブウェ、タヴェタ、キシングの6箇所の水力発電所を開発する計画に見直された(表8.2.2-2(3)、(4)参照)。

RUBADAによると、2014年にESIA調査が完了し、ESIAの許認可をNEMCへ申請している。NEMCは、2015年1月に現地踏査を行い、2016年2月時点で既にレビューを行っている。水資源省による水使用許可が出された後、NEMCはESIA調査の承認を行うことになっている。

NEMCによるESIA認証の発行の後、F/Sが行われる予定である。

RUBADAはPPP方式により当地点の開発を行う意向であり、2013年2月にQueiroz Galvao社と共同開発に関する覚書を締結している<sup>28</sup>。

#### <ルアハ水力地点>

ルアハ水力地点は30.15MW×2基から成る総出力60.3MWの貯水池式発電所として計画されている。

#### <ムニエラ水力地点>

ムニエラ水力地点は68.7MW×2基から成る総出力137.4MWの流れ込み式発電所として計画されている。

#### <クワニニ水力地点>

クワニニ水力地点は71.95MW×2基から成る総出力143.9MWの流れ込み式発電所として計画されている。

#### <プンブウェ水力地点>

プンブウェ水力地点は61.45MW×2基から成る総出力122.9MWの流れ込み式発電所として計画されている。

#### <タヴェタ水力地点>

タヴェタ水力地点は41.95MW×2基から成る総出力83.9MWの流れ込み式発電所として計画されている。

#### <キシング水力地点>

キシング水力地点は59.9MW×2基から成る総出力119.8MWの流れ込み式発電所として計画されている。

---

<sup>27</sup> MUYERA River - Implementation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galvao)

<sup>28</sup> Information provided from TANESCO in October 2014

表 8.2.2-2(1) 大規模水力の開発計画概要(1)

| Item                    |                        | Planned Project                                  |                             |                           |                                     |                  |             |                          |
|-------------------------|------------------------|--|-----------------------------|---------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------|--------------------------|
|                         |                        | Rusumo   | Kakono                      | Malagarasi Stage III      | Rumakali                            | Masigira         | Kikonge     |                          |
| Plant Characteristic    | River Basin            | Lake Victoria                                    |                             | Lake Tanganyika           | Lake Nyasa                          |                  |             |                          |
|                         |                        | River Name                                       | Kagera                      |                           | Malagarasi                          | Rumakali         | Ruhuhu      |                          |
|                         | Location               | District   | Ngara                       | Karagwe, Kyerwa, Missenvi | N/A                                 | Makete           | N/A         | Mbinga                   |
|                         |                        | Region   | Kagera                      | Kagera                    | Kigoma                              | Njombe           | Iringa      | Ruvuma                   |
|                         |                        | Power Generation Type                            | Reservoir                   | Run-off-river             | Pondage                             | Reservoir        | Pondage     | Reservoir                |
|                         |                        | Installed Capacity (MW)                          | 80                          | 87                        | 44.7                                | 222              | 118         | 300                      |
|                         |                        | Number of Units                                  | 3                           | 2                         | 3                                   | 3                | 2           | 3                        |
|                         |                        | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s)              | 357.00                      | 315.00                    | 171.00                              | 19.05            | 57.00       | N/A                      |
|                         |                        | Gross Head (m)                                   | N/A                         | 32.00                     | 33.45                               | 1,294.50         | 238.00      | 140.00                   |
|                         |                        | Annual Energy Generation (GWh)                   | 507.00                      | 573.00                    | 186.80                              | 1,320.00         | 664.00      | 1,268.00                 |
|                         |                        | Plant Factor (%)                                 | 64                          | 75                        | 48                                  | 68               | 64          | 48                       |
| Facility Characteristic | Dam (Main)             | Type   | Concrete gravity            | Concrete gravity          | Concrete gravity                    | Concrete gravity | Rock fill   | Concrete faced rock fill |
|                         |                        | Height (m)                                       | 15.3                        | 51                        | 18                                  | 72               | 35          | 120                      |
|                         |                        | Crest Length (m)                                 | 177                         | 435                       | 670                                 | 780              | 700         | N/A                      |
|                         | Dam (Auxiliary)        | Type   | -                           | Rock fill                 | -                                   | Rock fill        | -           | -                        |
|                         |                        | Height (m)                                       | -                           | 15                        | -                                   | N/A              | -           | -                        |
|                         |                        | Crest Length (m)                                 | -                           | 1,160                     | -                                   | 90               | -           | -                        |
|                         | Reservoir              | Full Water Level (masl)                          | 1,325.00                    | 1,190.00                  | 841.50                              | 2,055.00         | 938.00      | 660.00                   |
|                         |                        | Low Water Level (masl)                           | 1,322.00                    | 1,190.00                  | 838.50                              | 2,025.00         | 937.00      | 620.00                   |
|                         |                        | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | 473.1                       | -                         | 0.457                               | 256              | 1.5         | 6,200                    |
|                         | Headrace               | Type   | Tunnel                      | -                         | Culvert                             | Tunnel           | Tunnel      | Tunnel                   |
|                         |                        | Length (m)                                       | 610                         | -                         | 1,098 x 2                           | 4,300            | 1,700       | 2,500                    |
|                         |                        | Diameter (m)                                     | Width: 11.0<br>Height: 14.3 | -                         | Width: 5.05 x 2<br>Height: 5.05 x 2 | 5.00             | 7.00        | 10.00                    |
|                         | Penstock               | Type   | Tunnel                      | Embedded in dam body      | Buried                              | Tunnel           | Tunnel      | Surface                  |
|                         |                        | Length (m)                                       | N/A                         | N/A                       | 41.5 x 3                            | 3,100            | 270         | 256 x 3                  |
|                         |                        | Diameter (m)                                     | 5.40                        | N/A                       | 4.00 x 3                            | 2.40, 2.20       | 3.40        | 4.00 x 3                 |
|                         | Powerhouse             | Type   | Surface                     | Surface                   | Surface                             | Underground      | Underground | Surface                  |
|                         |                        | Width (m)  | 35                          | 30                        | 19                                  | 14               | N/A         | 20                       |
|                         |                        | Length (m)                                       | 89                          | 57                        | 50                                  | 70               | N/A         | 60                       |
|                         |                        | Height (m)                                       | 53                          | 17                        | 38                                  | 23               | N/A         | N/A                      |
|                         | Tailrace               | Type   | Open channel                | -                         | Open channel                        | Tunnel           | Tunnel      | Open channel             |
|                         |                        | Length (km)                                      | 268                         | -                         | 135                                 | 3,000            | 500         | 11                       |
|                         |                        | Diameter (m)                                     | Width: 45.0                 | -                         | Width: 40.0                         | 6.90             | 7.00        | N/A                      |
|                         | Turbine                | Type   | Vertical Kaplan             | Vertical Kaplan           | Vertical Francis                    | Vertical Pelton  | Francis     | Vertical Francis         |
| Rated Output(MW/unit)   |                        | N/A  | 44.5                        | 15.75                     | 74                                  | 59               | 100         |                          |
| Generator               | Type                   | N/A  | Synchronous 3 Phase         | Synchronous 3 Phase       | N/A                                 | N/A              | N/A         |                          |
|                         | Rated Output(MVA/unit) | N/A  | 52                          | 17.5                      | 82                                  | N/A              | 110         |                          |
|                         | Rated Voltage (kV)     | 12   | 10 - 12                     | 6 - 10                    | 13.8                                | N/A              | N/A         |                          |
| Data Source             |                        | (1)  | (2)                         | (3)                       | (4)                                 | (5), (6)         | (7)         |                          |

Source: (1) Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)  
(2) Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)  
(3) Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)  
(4) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(5) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project - Interim Report No.2 Final Volume 1(March 1997, SwedPower and Norconsult)  
(6) Power System Master Plan 2009 Update (August 2009, SNC-LAVALIN International)  
(7) Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility  
(8) Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)  
(9) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(10) Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)  
(11) Mnyera River - Implantation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galva)  
(12) Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)  
(13) Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Projects - Final Report (May 2013, K-water)  
(14) Steiglars Gorge Hydropower Project Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)

表 8.2.2-2(2) 大中規模水力の開発計画概要(2)

| Item                    |                                     | Planned Project                                  |                     |                       |                     |                       |                     |                      |
|-------------------------|-------------------------------------|--|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|
|                         |                                     | Songwe Bipugu (Upper)                            |                     | Songwe Sofre (Middle) |                     | Songwe Manolo (Lower) |                     |                      |
| Plant Characteristic    | River Basin                         | Lake Nyasa                                       |                     |                       |                     |                       |                     |                      |
|                         | River Name                          | Songwe   |                     |                       |                     |                       |                     |                      |
|                         | Location                            | District   | Ileje               |                       | Ileje               |                       | Ileje               |                      |
|                         |                                     | Region   | Mbeya               |                       | Mbeya               |                       | Mbeya               |                      |
|                         | Power Generation Type               | Reservoir  | Run-off-river       | Reservoir             | Run-off-river       | Reservoir             | Run-off-river       |                      |
|                         | Installed Capacity (MW)             | 28.2   | 1.2                 | 155.7                 | 3.2                 | 172.8                 | 5.1                 |                      |
|                         | Number of Units                     | 3  | 2                   | 3                     | 2                   | 3                     | 3                   |                      |
|                         | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) | 50.10  | 2.60                | 60.00                 | 4.00                | 70.00                 | 6.00                |                      |
|                         | Gross Head (m)                      | 75.00  | 62.00               | 315.00                | 106.00              | 293.50                | 108.00              |                      |
|                         | Annual Energy Generation (GWh)      | 100.00   | 5.00                | 572.00                | 15.00               | 671.00                | 15.00               |                      |
|                         | Plant Factor (%)                    | 40   | 48                  | 42                    | 54                  | 44                    | 34                  |                      |
| Facility Characteristic | Dam (Main)                          | Type   | Concrete gravity    |                       | Concrete gravity    |                       | Concrete gravity    |                      |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 75                  |                       | 115                 |                       | 115                 |                      |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | 231                 |                       | 457                 |                       | 460                 |                      |
|                         | Dam (Auxiliary)                     | Type   | -                   |                       | -                   |                       | Earth fill          |                      |
|                         |                                     | Height (m)                                       | -                   |                       | -                   |                       | 23                  |                      |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | -                   |                       | -                   |                       | 223                 |                      |
|                         | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 1,240.00            |                       | 1,140.00            |                       | 820.00              |                      |
|                         |                                     | Low Water Level (masl)                           | 1,220.00            |                       | 1,100.00            |                       | 790.00              |                      |
|                         |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | 166.0               |                       | 228.6               |                       | 237.7               |                      |
|                         | Headrace                            | Type   | -                   | -                     | Tunnel              | -                     | Tunnel              | -                    |
|                         |                                     | Length (m)                                       | -                   | -                     | 3,780               | -                     | 90                  | -                    |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | -                   | -                     | 4.50                | -                     | N/A                 | -                    |
|                         | Penstock                            | Type   | Tunnel              | Embedded in dam body  | Tunnel              | Embedded in dam body  | Tunnel              | Embedded in dam body |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 210                 | N/A                   | 330                 | N/A                   | 270                 | N/A                  |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 4.50                | 1.10                  | 3.50 - 4.20         | 1.30                  | 3.70                | 1.60                 |
|                         | Powerhouse                          | Type   | Underground         | Embedded in dam       | Underground         | Embedded in dam       | Underground         | Embedded in dam      |
|                         |                                     | Width (m)  | 18                  | N/A                   | 20                  | N/A                   | 20                  | N/A                  |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 71                  | N/A                   | 67                  | N/A                   | 67                  | N/A                  |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 32                  | N/A                   | 35                  | N/A                   | 35                  | N/A                  |
|                         | Tailrace                            | Type   | Tunnel              | N/A                   | Tunnel              | N/A                   | Tunnel              | N/A                  |
|                         |                                     | Length (km)                                      | 70                  | N/A                   | 1,220               | N/A                   | 5,217               | N/A                  |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 5.00                | N/A                   | 5.60                | N/A                   | 6.00                | N/A                  |
|                         | Turbine                             | Type   | Vertical Francis    | Horizontal Francis    | Vertical Francis    | Horizontal Francis    | Vertical Francis    | Horizontal Francis   |
|                         |                                     | Rated Output(MW/unit)                            | 9.5                 | 0.6                   | 52.8                | 1.6                   | 58.5                | 1.7                  |
|                         | Generator                           | Type   | Synchronous 3 Phase | Synchronous 3 Phase   | Synchronous 3 Phase | Synchronous 3 Phase   | Synchronous 3 Phase | Synchronous 3 Phase  |
|                         |                                     | Rated Output(MVA/unit)                           | 12                  | 0.75                  | 65                  | 2                     | 72                  | 2.1                  |
|                         |                                     | Rated Voltage (kV)                               | 10.5                | 0.4                   | 10.5                | 3.3                   | 10.5                | 3.3                  |
| Data Source             |                                     | (8)  |                     | (8)                   |                     | (8)                   |                     |                      |

Source: (1) Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)  
(2) Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)  
(3) Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)  
(4) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(5) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project - Interim Report No.2 Final Volume 1(March 1997, SwedPower and Norconsult)  
(6) Power System Master Plan 2009 Update (August 2009, SNC-LAVALIN International)  
(7) Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report 'February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility)  
(8) Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)  
(9) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(10) Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)  
(11) Mnyera River - Implantation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galvao)  
(12) Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)  
(13) Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Projects - Final Report (May 2013, K-water)  
(14) Steiglens Gorge Hydropower Project Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)

表 8.2.2-2(3) 大規模水力の開発計画概要(3)

| Item                    |                                     | Planned Project                                  |                         |                     |                  |                  |                  |                  |
|-------------------------|-------------------------------------|--|-------------------------|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|                         |                                     | Ruhudji  | Lower Kihansi Expansion | Upper Kihansi       | Mnyera - Ruaha   | Mnyera - Mnyera  | Mnyera - Kwanini |                  |
| Plant Characteristic    | River Basin                         | Rufiji   |                         |                     |                  |                  |                  |                  |
|                         |                                     | River Name                                       | Rhhudji                 | Kihansi             |                  | Mnyera           |                  |                  |
|                         | Location                            | District   | N/A                     | N/A                 | N/A              | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         |                                     | Region   | Iringa                  | Morogoro            | Morogoro         | Morogoro         | Morogoro         | Morogoro         |
|                         | Power Generation Type               |  | Reservoir               | Reservoir           | Reservoir        | Reservoir        | Run-off-river    | Run-off-river    |
|                         | Installed Capacity (MW)             |  | 358                     | 120                 | 47               | 60.3             | 137.4            | 143.9            |
|                         | Number of Units                     |  | 4                       | 2                   | 1                | 2                | 2                | 2                |
|                         | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) |  | 54.40                   | 16.60               | 25.70            | 67.00            | 103.20           | 105.00           |
|                         | Gross Head (m)                      |  | 765.00                  | 853.50              | 221.50           | 110.00           | 155.00           | 160.00           |
|                         | Annual Energy Generation (GWh)      |  | 2,000.00                | 69.00               | 335.70           | 290.83           | 662.26           | 693.79           |
|                         | Plant Factor (%)                    |  | 64                      | 7                   | 82               | 55               | 55               | 55               |
| Facility Characteristic | Dam (Main)                          | Type   | Rock fill               | Concrete gravity    | Rock fill        | Concrete gravity | Concrete gravity | Concrete gravity |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 70                      | 24                  | 95               | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | 810                     | 165                 | 583              | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         | Dam (Auxiliary)                     | Type   | Concrete gravity        | -                   | -                | -                | -                | -                |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 32                      | -                   | -                | -                | -                | -                |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | 200                     | -                   | -                | -                | -                | -                |
|                         | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 1,478.00                | 1,146.00            | 1,360.00         | 1,070.00         | 960.00           | 805.00           |
|                         |                                     | Low Water Level (masl)                           | 1,440.00                | 1,141.00            | 1,330.00         | 1,060.00         | 960.00           | 805.00           |
|                         |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | 269.3                   | 1.0                 | 75.1             | 287.84           | -                | -                |
|                         | Headrace                            | Type   | Tunnel                  | Tunnel              | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel           |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 7,300                   | 3,384               | 653              | 3,140            | 5,080            | 2,770            |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 6.70                    | 6.20                | 3.30             | 6.80             | 8.20             | N/A              |
|                         | Penstock                            | Type   | Tunnel                  | Tunnel              | Surface          | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel           |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 1,070                   | 125                 | 510              | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 3.20                    | 1.80                | 1.85 - 3.30      | 4.80             | 7.40             | N/A              |
|                         | Powerhouse                          | Type   | Underground             | Underground         | Surface          | Surface          | Surface          | Surface          |
|                         |                                     | Width (m)  | 14                      | N/A                 | 20               | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 73                      | N/A                 | 23               | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 30                      | N/A                 | 35               | N/A              | N/A              | N/A              |
|                         | Tailrace                            | Type   | Tunnel                  | Tunnel              | Tunnel           | Open channel     | Open channel     | Open channel     |
|                         |                                     | Length (km)                                      | 3,100                   | 1,500               | 641              | N/A              | N/A              | N/A              |
| Diameter (m)            |                                     | 7.70   | 6.60                    | 4.00                | N/A              | N/A              | N/A              |                  |
| Turbine                 | Type                                | Vertical Pelton                                  | Pelton                  | Vertical Francis    | Vertical Francis | Vertical Francis | Vertical Francis |                  |
|                         | Rated Output(MW/unit)               | 91   | N/A                     | 48                  | 31.09            | 70.83            | 74.18            |                  |
| Generator               | Type                                | N/A  | N/A                     | Synchronous 3 Phase | Synchronous      | Synchronous      | Synchronous      |                  |
|                         | Rated Output(MVA/unit)              | N/A  | N/A                     | 53                  | 33.50            | 76.34            | 79.95            |                  |
|                         | Rated Voltage (kV)                  | 13.8   | N/A                     | 11                  | N/A              | N/A              | N/A              |                  |
| Data Source             |                                     | (9)  | (5), (6)                | (10)                | (11)             | (11)             | (11)             |                  |

Source: (1) Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)  
(2) Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)  
(3) Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)  
(4) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(5) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project - Interim Report No.2 Final Volume 1(March 1997, SwedPower and Norconsult)  
(6) Power System Master Plan 2009 Update (August 2009, SNC-LAVALIN International)  
(7) Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility)  
(8) Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)  
(9) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(10) Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)  
(11) Mnyera River - Implantation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galvao)  
(12) Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)  
(13) Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Projects - Final Report (May 2013, K-water)  
(14) Steiglers Gorge Hydropower Project Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)

表 8.2.2-2(4) 大中規模水力の開発計画概要(4)

| Item                    |                                     | Planned Project                                  |                  |                  |                  |                          |                     |                  |
|-------------------------|-------------------------------------|--|------------------|------------------|------------------|--------------------------|---------------------|------------------|
|                         |                                     | Mnyera - Pumbwe                                  | Mnyera - Taveta  | Mnyera - Kisingo | Mpanga           | Iringa - Ibosa           | Iringa - Nginayo    |                  |
| Plant Characteristic    | River Basin                         | Rufiji   |                  |                  |                  |                          |                     |                  |
|                         | River Name                          | Mnyera   |                  |                  | Mpanga           | Little Ruaha             |                     |                  |
|                         | Location                            | District   | N/A              | N/A              | N/A              | N/A                      | Iringa              | Iringa           |
|                         |                                     | Region   | Morogoro         | Morogoro         | Morogoro         | Morogoro                 | Iringa              | Iringa           |
|                         | Power Generation Type               | Run-off-river                                    | Run-off-river    | Run-off-river    | Reservoir        | Run-off-river            | Run-off-river       |                  |
|                         | Installed Capacity (MW)             | 122.9  | 83.9             | 119.8            | 160              | 36                       | 52                  |                  |
|                         | Number of Units                     | 2  | 2                | 2                | 2                | 2                        | 2                   |                  |
|                         | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) | 111.00   | 133.40           | 134.00           | 51.56            | 27.85                    | 30.47               |                  |
|                         | Gross Head (m)                      | 130.00   | 75.00            | 105.00           | 370.00           | 150.60                   | 195.90              |                  |
|                         | Annual Energy Generation (GWh)      | 592.18   | 403.84           | 577.28           | 796.00           | 186.09                   | 262.75              |                  |
|                         | Plant Factor (%)                    | 55   | 55               | 55               | 57               | 59                       | 58                  |                  |
| Facility Characteristic | Dam (Main)                          | Type   | Concrete gravity | Concrete gravity | Concrete gravity | Concrete faced rock fill | Concrete gravity    | Concrete gravity |
|                         |                                     | Height (m)                                       | N/A              | N/A              | N/A              | 55                       | 5                   | 5                |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | N/A              | N/A              | N/A              | 250                      | 50                  | 50               |
|                         | Dam (Auxiliary)                     | Type   | -                | -                | -                | -                        | -                   | -                |
|                         |                                     | Height (m)                                       | -                | -                | -                | -                        | -                   | -                |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | -                | -                | -                | -                        | -                   | -                |
|                         | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 645.00           | 490.00           | 415.00           | 730.00                   | 1,212.00            | 977.00           |
|                         |                                     | Low Water Level (masl)                           | 645.00           | 490.00           | 415.00           | 710.00                   | 1,212.00            | 977.00           |
|                         |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | -                | -                | -                | 46.4                     | -                   | -                |
|                         | Headrace                            | Type   | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel                   | Tunnel              | Tunnel           |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 4,340            | 2,010            | 3,750            | N/A                      | 1,515               | 1,518            |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 8.40             | N/A              | N/A              | 5.00                     | 4.00                | 4.00             |
|                         | Penstock                            | Type   | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel           | Tunnel                   | Tunnel              | Tunnel           |
|                         |                                     | Length (m)                                       | N/A              | N/A              | N/A              | N/A                      | 1,054               | 1,105            |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 5.20             | N/A              | N/A              | 5.00                     | 4.00                | 4.00             |
|                         | Powerhouse                          | Type   | Surface          | Surface          | Surface          | Underground              | Surface             | Surface          |
|                         |                                     | Width (m)  | N/A              | N/A              | N/A              | 19                       | N/A                 | N/A              |
|                         |                                     | Length (m)                                       | N/A              | N/A              | N/A              | 73                       | N/A                 | N/A              |
|                         |                                     | Height (m)                                       | N/A              | N/A              | N/A              | 50                       | N/A                 | N/A              |
|                         | Tailrace                            | Type   | Open channel     | Open channel     | Open channel     | Tunnel                   | N/A                 | N/A              |
|                         |                                     | Length (km)                                      | N/A              | N/A              | N/A              | N/A                      | N/A                 | N/A              |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | N/A              | N/A              | N/A              | N/A                      | N/A                 | N/A              |
|                         | Turbine                             | Type   | Vertical Francis | Vertical Francis | Vertical Francis | Francis                  | Francis             | Francis          |
| Rated Output(MW/unit)   |                                     | 63.36  | 43.25            | 61.76            | 81.6             | N/A                      | N/A                 |                  |
| Generator               | Type                                | Synchronous                                      | Synchronous      | Synchronous      | N/A              | Synchronous 3 Phase      | Synchronous 3 Phase |                  |
|                         | Rated Output(MVA/unit)              | 68.28  | 46.62            | 66.56            | N/A              | 21.16                    | 30.60               |                  |
|                         | Rated Voltage (kV)                  | N/A  | N/A              | N/A              | N/A              | 12                       | 12                  |                  |
| Data Source             | (11)                                | (11)   | (11)             | (12)             | (13)             | (13)                     |                     |                  |

Source: (1) Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)  
(2) Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)  
(3) Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)  
(4) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(5) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project - Interim Report No.2 Final Volume 1(March 1997, SwedPower and Norconsult)  
(6) Power System Master Plan 2009 Update (August 2009, SNC-LAVALIN International)  
(7) Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility)  
(8) Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)  
(9) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(10) Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)  
(11) Mnyera River - Implantation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galvao)  
(12) Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)  
(13) Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Projects - Final Report (May 2013, K-water)  
(14) Steiglers Gorge Hydropower Project Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)



表 8.2.2-2(5) 大中規模水力の開発計画概要(5)

| Item                    |                                     | Planned Project                                  |                          |             |
|-------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------|-------------|
|                         |                                     | Steiglers Gorge Phase 1                          | Steiglers Gorge Phase 2  |             |
| Plant Characteristic    | River Basin                         | Rufiji   |                          |             |
|                         | River Name                          | Rufiji   |                          |             |
|                         | Location                            | District   | N/A                      |             |
|                         |                                     | Region   | Pwani                    |             |
|                         | Power Generation Type               | Reservoir  |                          |             |
|                         | Installed Capacity (MW)             | 1,048  | 1,048                    |             |
|                         | Number of Units                     | 4  | N/A                      |             |
|                         | Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s) | N/A  | N/A                      |             |
|                         | Gross Head (m)                      | 118.50   | N/A                      |             |
|                         | Annual Energy Generation (GWh)      | 4,558.67   | N/A                      |             |
|                         | Plant Factor (%)                    | 50   | N/A                      |             |
| Facility Characteristic | Dam (Main)                          | Type   | Concrete faced rock fill |             |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 126                      |             |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | 700                      |             |
|                         | Dam (Auxiliary)                     | Type   | Rock fill & Earth fill   |             |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 25 & 10                  |             |
|                         |                                     | Crest Length (m)                                 | 2,200 & 16,700           |             |
|                         | Reservoir                           | Full Water Level (masl)                          | 186.50                   |             |
|                         |                                     | Low Water Level (masl)                           | 163.00                   |             |
|                         |                                     | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | 20,820                   |             |
|                         | Headrace                            | Type   | Tunnel                   | Tunnel      |
|                         |                                     | Length (m)                                       | N/A                      | N/A         |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 9.00 x 4                 | N/A         |
|                         | Penstock                            | Type   | Tunnel                   | Tunnel      |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 150.00 x 4               | N/A         |
|                         |                                     | Diameter (m)                                     | 9.00 x 4                 | N/A         |
|                         | Powerhouse                          | Type   | Underground              | Underground |
|                         |                                     | Width (m)  | 22                       | N/A         |
|                         |                                     | Length (m)                                       | 151                      | N/A         |
|                         |                                     | Height (m)                                       | 51                       | N/A         |
|                         | Tailrace                            | Type   | Tunnel                   | Tunnel      |
|                         |                                     | Length (km)                                      | 692, 784                 | N/A         |
| Diameter (m)            |                                     | 14.00 x 2  | N/A                      |             |
| Turbine                 | Type                                | Vertical Francis                                 | N/A                      |             |
|                         | Rated Output(MW/unit)               | 267.40   | N/A                      |             |
| Generator               | Type                                | Synchronous                                      | N/A                      |             |
|                         | Rated Output(MVA/unit)              | 291.20   | N/A                      |             |
|                         | Rated Voltage (kV)                  | 13.8   | N/A                      |             |
| Data Source             |                                     | (14)   |                          |             |

Source: (1) Regional Rusumo Falls Hydroelectric and Multipurpose Project - Power Generation Plant Final Feasibility Study Phase: Final Feasibility Design Interim Report Volume 1 (July 2011, SNC-LAVALIN International)  
(2) Feasibility Study of Kakono Hydropower Project and Transmission Line - Draft Final Feasibility Report (September 2014, Norplan)  
(3) Malagarasi Stage III Project - Power Plant Feasibility Study Final Report (September 2011, ESB International Ltd.)  
(4) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Rumakali Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(5) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Hydropower Project - Interim Report No.2 Final Volume 1(March 1997, SwedPower and Norconsult)  
(6) Power System Master Plan 2009 Update (August 2009, SNC-LAVALIN International)  
(7) Ruhuhu Valley Multi-Purpose Scheme - Dams and Hydropower Report (February 2014, Climate Resilient Infrastructure Development Facility)  
(8) Detailed Design and Investment Preparation Project for the Songwe River Basin Development Programme - Update of the 2003 Feasibility Study : Main Report Volume 1 (April 2014, Lahmeyer International GmbH and ACE Consulting Engineers)  
(9) Tanzania Power VI Project Feasibility Studies for Ruhudji Hydropower Project - Final Report (May 1998, SwedPower and Norconsult)  
(10) Kihansi Hydro Power Development Project Study Final Report (October 1990, JICA)  
(11) Mnyera River - Implantation of Hydroelectric Developments - Technical Preliminary Feasibility Studies (June 2012, Queiroz Galvao)  
(12) Mpanga Hydropower Project - Project Proposal (June 2010, Sinohydro Corporation Ltd)  
(13) Preliminary Feasibility Study on Iringa Hydropower Projects - Final Report (May 2013, K-water)  
(14) Steiglers Gorge Hydropower Project Report and Proposal of Development (2012, Odebrecht)

## (2) 水力地点の進捗評価

2015年2月時点で、MEMが策定したPSMP2012 Updateに比較して、ルスモ地点の運転開始予定年が1年遅れ、また、ルマカリ地点やルフジ地点等はコミットが取り消されている。このように、タンザニア国では計画どおりに開発が進まず、遅れることがよく見受けられる。

このため、本項では、8.3.3項で選定された最適な電源開発シナリオをベースに、実現性を考慮して、長期電源開発計画の最適化を図る。

具体的には、表8.2.2-3に示すように、2015年12月時点における調査の進捗状況および資金の調達状況に応じて、実現性ランクを4段階に区分した。そして、実現性ランクに応じて、0～5年の遅延を見込むこととした（表8.2.2-3参照）。また、環境・社会面での問題が大きく、現時点で開発が困難と判断される地点は、電源開発候補から除外するものとした。

この結果、表8.2.2-4に示すように、ソングウェ・ビプグーの1地点は開発候補から除外し、最適電源開発計画を策定することとした。さらに、開発候補の22地点のうち21地点は、計画の遅延を考慮して、最短運転開始年を修正した（表8.2.2-4参照）。なお、8.3.2項での最短運転開始年は、2014年を基準年としていたが、2015年時点での状況を基に実現性を区分したため、基準年を2015年に改めた。

このように、最短運転開始年の条件を変更し、再度、WASPシミュレーションを実施することで、各地点の投入時期を最適化することとした。

表 8.2.2-3 大中規模水力の実現性ランク

| Realization Rank | Current Status  | Estimated Delay (Year) | Remarks  |
|------------------|---|------------------------|--|
| A                | - F/S is completed<br>- ESIA study is completed<br>- Financing is secured | 0                      |  |
| B                | - F/S is completed<br>- ESIA study is completed                           | 3                      | Valid term of ESIA Certificate is considered.<br>* ESIA Certificate expires if construction works are not commenced within 3 years from the date of issue. |
| C                | - Except for Rank A, B and D  | 5                      | Terms of re-surveys/studies and updating are considered.   |
| D                | - Not feasible due to environmental and social issues                     | To be canceled         |  |

表 8.2.2-4 実現性ランクを考慮した大中規模水力の最短運転開始年

|    | Realization Rank | Planned Project            | Current Status             |  |  | Earliest Earliest Installation Year |                 |                                     |
|----|------------------|----------------------------|----------------------------|--|--|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|
|    |                  |                            | Technical Study            | ESIA   | Financing Arrangement  | Possible Earliest Installation Year | Estimated Delay | Modified Earliest Installation Year |
| 1  | A                | Rusumo                     | - F/S (2012)               | - ESIA approved (2014)                             | WB committed for power plant<br>AfDB committed for transmission line | 2019                                | 0               | 2019                                |
| 2  | B                | Malagarasi Stage III       | - F/S (2011)               | - ESIA approved (2014)                             | - Not secured  | 2021                                | 3               | 2024                                |
| 3  |                  | Kakono                     | - F/S (2014)               | - ESIA approved (2015)                             | - Not secured  | 2023                                |                 | 2026                                |
| 4  |                  | Songwe Manolo (Lower)      | - F/S (2014)               | - ESIA study (2015)<br>- NEMC reviewing ESIA study | - Not secured  | 2023                                |                 | 2026                                |
| 5  | C                | Songwe Sofre (Middle)      | - F/S (2014)               | - Not studied                                      | - Not secured  | 2028                                | 5               | 2031                                |
| 6  |                  | Mnyera - Ruaha             | - Pre-F/S (2012)           | - ESIA study (2014)<br>- NEMC reviewing ESIA study | - Not secured  | 2021                                |                 | 2026                                |
| 7  |                  | Mnyera - Mnyera            |                            |  |  | 2022                                |                 | 2027                                |
| 8  |                  | Mnyera - Kwanini           |                            |  |  | 2022                                |                 | 2027                                |
| 9  |                  | Mnyera - Pumbwe            |                            |  |  | 2022                                |                 | 2027                                |
| 10 |                  | Mnyera - Taveta            |                            |  |  | 2022                                |                 | 2027                                |
| 11 |                  | Mnyera - Kisingo           |                            |  |  | 2022                                |                 | 2027                                |
| 12 |                  | Iringa - Ibosa             |                            |  |  | - Pre-F/S (2013)                    |                 | - Not studied                       |
| 13 |                  | Iringa - Nginayo           | 2021                       | 2026   |  |                                     |                 |                                     |
| 14 |                  | Steiglers Gorge Phase 1    | - Pre-F/S (2012)           | - Under ESIA study                                 | - Not secured  | 2028                                |                 | 2033                                |
| 15 |                  | Steiglers Gorge Phase 2    | - Not studied              | - Not studied                                      | - Not secured  | 2028                                |                 | 2033                                |
| 16 |                  | Rumakali                   | - F/S (1998)               | - ESIA study (1998)                                | - Not secured  | 2025                                |                 | 2030                                |
| 17 |                  | Ruhudji                    | - F/S (1998)               | - ESIA study (1998)                                | - Not secured  | 2025                                |                 | 2030                                |
| 18 |                  | Lower Kihansi Expansion    | - Preliminary study (1997) | - Not studied                                      | - Tanzania Government will secure                                    | 2019                                |                 | 2024                                |
| 19 | Upper Kihansi    | - Pre-F/S (1990)           | - Not studied              | - Not secured                                      | 2026   | 2031                                |                 |                                     |
| 20 | Kikonge          | - Preliminary study (2014) | - Not studied              | - Not secured                                      | 2026   | 2031                                |                 |                                     |
| 21 | Mpanga           | - Pre-F/S (2010)           | - ESIA approved (2012)     | - Not secured                                      | 2024   | 2029                                |                 |                                     |
| 22 | Masigira         | - F/S (2015)               | - Not studied              | - Not secured                                      | 2024   | 2029                                |                 |                                     |
| 23 | D                | Songwe Bipugu (Upper)      | - F/S (2014)               | - Significant impact on environment & society      | - Not secured  | To be cancelled                     |                 |                                     |

Note: F/S and ESIA study of Rumakali and Ruhudji should be updated because these previous studies were carried out approx. 20 years ago.

### (3) 大中規模水力地点の経済性

本調査では、大中規模水力地点の経済性を 1)発電原価と 2)kW 当たり建設単価で評価した。発電原価は、WASP (Wien Automatic System Planning Package) と同じ次式により算定した。

$$AGC = \frac{CFR \times I + 12 \times OM_{fix}}{AEG}$$

$$CFR = \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

ここに、AGC : 耐用年数間の均等化発電原価 (US cent/kWh)

CFR : 資本回収係数

I : 表 8.2.2-5 に示す建中利子を除く建設工事費 (USD)  
(補足資料 S-3 参照)

OM<sub>fix</sub> : 固定 O&M 費 = 2.6 USD/kW-月 (補足資料 S-3 参照)

AEG : 表 8.2.2-5 に示す年間発電電力量 (kWh)

I : 割引率 = 10%

T : 耐用年数 = 50 年 (補足資料 S-3 参照)

kW 当たり建設単価は、次式により算定した。

$$UR_{kW} = I/IC$$

ここに、UR<sub>kW</sub> : kW 当たり建設単価 (USD/kW)

IC : 表 8.2.2-5 に示す最大出力 (kW)

上記の経済性指標の算定結果を表 8.2.2-5 に示す。

表 8.2.2-5 大中規模水力地点の経済性指標

| River Basin     | Planned Projects        | Installed Capacity (MW) | Annual Energy Generation (GWh) | Plant Factor (%) | Construction Cost (2014 Price) |                    | Average Generation Cost (US cent/kWh) |
|-----------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------------------------|
|                 |                         |                         |                                |                  | Amount (Million USD)           | Unit Rate (USD/kW) |                                       |
| Lake Victoria   | Rusumo                  | 90.0                    | 456.33                         | 58               | 150.32                         | 1,670              | 3.94                                  |
|                 | Kakono                  | 87.0                    | 573.00                         | 75               | 383.88                         | 4,412              | 7.23                                  |
| Lake Tanganyika | Malagarasi Stage III    | 44.7                    | 168.12                         | 43               | 165.20                         | 3,696              | 10.74                                 |
| Lake Nyasa      | Rumakali                | 222.0                   | 1,188.01                       | 61               | 559.87                         | 2,522              | 5.34                                  |
|                 | Masigira                | 118.0                   | 597.62                         | 58               | 261.20                         | 2,214              | 5.02                                  |
|                 | Kikonge                 | 300.0                   | 1,141.20                       | 43               | 670.68                         | 2,236              | 6.75                                  |
|                 | Songwe Manolo(Lower)    | 177.9                   | 617.46                         | 40               | 469.18                         | 2,637              | 8.56                                  |
|                 | Songwe Sofre (Middle)   | 158.9                   | 528.38                         | 38               | 468.28                         | 2,947              | 9.88                                  |
|                 | Songwe Bipugu (Upper)   | 29.4                    | 94.56                          | 37               | 200.57                         | 6,822              | 22.36                                 |
| Rufiji          | Ruhudji                 | 358.0                   | 1,799.73                       | 57               | 666.02                         | 1,860              | 4.35                                  |
|                 | Mnyera - Ruaha          | 60.3                    | 290.83                         | 55               | 255.08                         | 4,230              | 9.49                                  |
|                 | Mnyera - Mnyera         | 137.4                   | 662.26                         | 55               | 274.07                         | 1,995              | 4.82                                  |
|                 | Mnyera - Kwanini        | 143.9                   | 693.79                         | 55               | 164.12                         | 1,141              | 3.03                                  |
|                 | Mnyera - Pumbwe         | 122.9                   | 592.18                         | 55               | 219.15                         | 1,783              | 4.38                                  |
|                 | Mnyera - Taveta         | 83.9                    | 403.84                         | 55               | 205.75                         | 2,452              | 5.79                                  |
|                 | Mnyera - Kisingo        | 119.8                   | 577.28                         | 55               | 313.53                         | 2,617              | 6.13                                  |
|                 | Mpanga                  | 160.0                   | 796.00                         | 57               | 420.23                         | 2,626              | 5.95                                  |
|                 | Lower Kihansi Expansion | 120.0                   | 62.10                          | 6                | 220.75                         | 1,840              | 41.88                                 |
|                 | Upper Kihansi           | 47.0                    | 213.35                         | 52               | 519.89                         | 11,061             | 25.26                                 |
|                 | Iringa - Ibosa          | 36.0                    | 186.09                         | 59               | 123.06                         | 3,418              | 7.27                                  |
|                 | Iringa - Nginayo        | 52.0                    | 262.75                         | 58               | 125.46                         | 2,413              | 5.43                                  |
|                 | Steiglars Gorge Phase 1 | 1,048.0                 | 4,558.67                       | 50               | 2,455.99                       | 2,344              | 6.15                                  |

Note: The construction cost does not include the interest during construction and transmission line and substation costs.

Steiglars Gorge Phase 2 Project is excluded because annual energy generation is not calculated in previous study report.

## 1) 発電原価による評価

大部分の地点の発電原価は、2013 年における TANESCO の IPP や EPP からの平均買電単価 13.1US-cent/kWh<sup>29</sup>よりも安価である。さらに、約半数の地点の発電原価は、既存 IPP の中で最も低廉なソングス (SONGAS) IPP ガス火力発電所の 2012 年の契約単価 6.24 US-cent/kWh<sup>30</sup>よりも安価である。

このことは、経済性の良い水力地点の開発を行うことで、TANESCO の買電費用、即ち供給

<sup>29</sup> Purchased energy: 2,709,793,796GWh, Purchased cost: 568,304 million Tsh

<sup>30</sup> Information provided by TANESCO in October 2014

原価の低減を図ることができることを意味する。

## 2) kW 当たり建設単価

一方、kW 当たり建設単価で見ると、全ての地点がガスタービン発電の建設単価 900USD/kW よりも高価である。

これは、全水力地点が、ピーク対応電源としてはガスタービン発電よりも経済性で劣ることを意味する。

## 8.3 最適電源開発計画の検討

### 8.3.1 最適電源開発計画の検討手法

様々な種類の電源と開発パターンを組み合わせた最小費用電源開発計画を検討するため、国際原子力機関（IAEA）によって開発された電源開発計画策定ソフトウェアである WASP（Wien Automatic System Planning Package, Version -IV）を使用する。

WASP-IV は 30 年までの計画期間内において、供給信頼度（LOLP : Loss Of Load Probability）、供給予備力、燃料制約、環境汚染物質の排出量制限等の制約条件を満足する、最適な電源開発計画を選定することができる。最適な電源開発計画とは、現時点価格に割引された総合費用が最小になる計画である。以下に、WASP 計算モデルの概要を示す。

制約条件を満足し、電力システムに追加される全ての発電プラントの組み合わせ（電源開発計画）は、以下の項目から構成される費用関数（Objective Function）により評価される。

- 償却可能投資コスト: 機器及び据付費用 (I)
- 投資費用の残存価値 (S)
- 償却不可能な投資コスト: 燃料在庫、交換部品等 (L)
- 燃料コスト (F)
- 燃料費以外の運転維持管理コスト (M)
- 供給未達分の電力コスト (O)

WASP で評価される費用関数は、以下の式で表現される。

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}]$$

ここで、

- $B_j$  : 電源開発計画 j の費用関数
- $t$  : 電源開発計画の年次 (1, 2, ..., T)
- $T$  : 電源開発計画の期間 (全年数)

記号の上の横線（バー）は、割引率  $i$  にて設定された時点まで割引された価格であることを示している。最適電源開発計画は、全ての開発計画候補  $j$  の中で、費用関数  $B_j$  が最小となる開発計画である。

図 8.3.1-1 は簡略化した WASP-IV のフローチャートであり、様々な WASP モジュールの間での情報の流れや関連するデータファイルを示している。

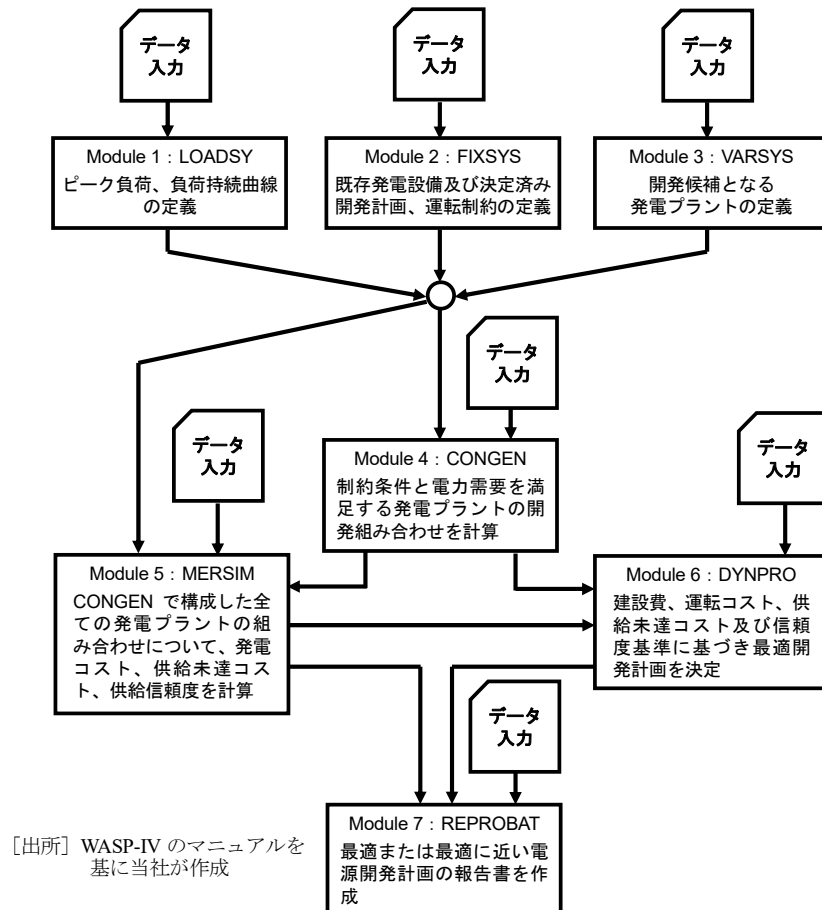


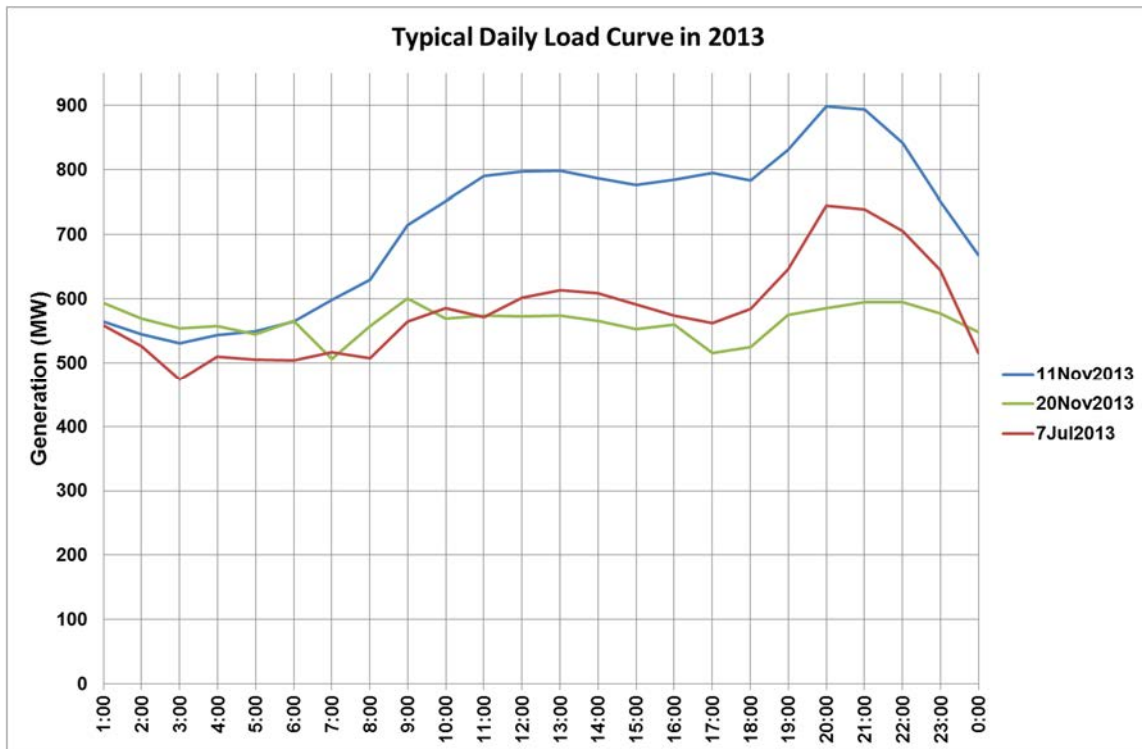
図 8.3.1-1 WASP-IV のフローチャート

## 8.3.2 検討条件

### 8.3.2.1 負荷持続曲線

#### (1) タンザニア国における日負荷曲線

タンザニア国の日負荷曲線は、夜間の点灯時にピークを迎える点灯ピーク型であり、平日、休日ともにこの傾向は変わらない。図 8.3.2-1 に 2013 年の代表的な日負荷曲線を示す。図 8.3.2-1 の青線で示すのは 2013 年に年間最大ピークを記録した 11 月 11 日（月）、赤線は 7 月 7 日（日）の日負荷曲線であり、いずれも午後 8 時頃に一日の最大負荷を記録している。図 8.3.2-1 の緑線（11 月 20 日（水）の日負荷曲線）は日中、夜間ともに殆ど負荷が一定であるが、これは供給側の制約から負荷が制限されたものと思われる。



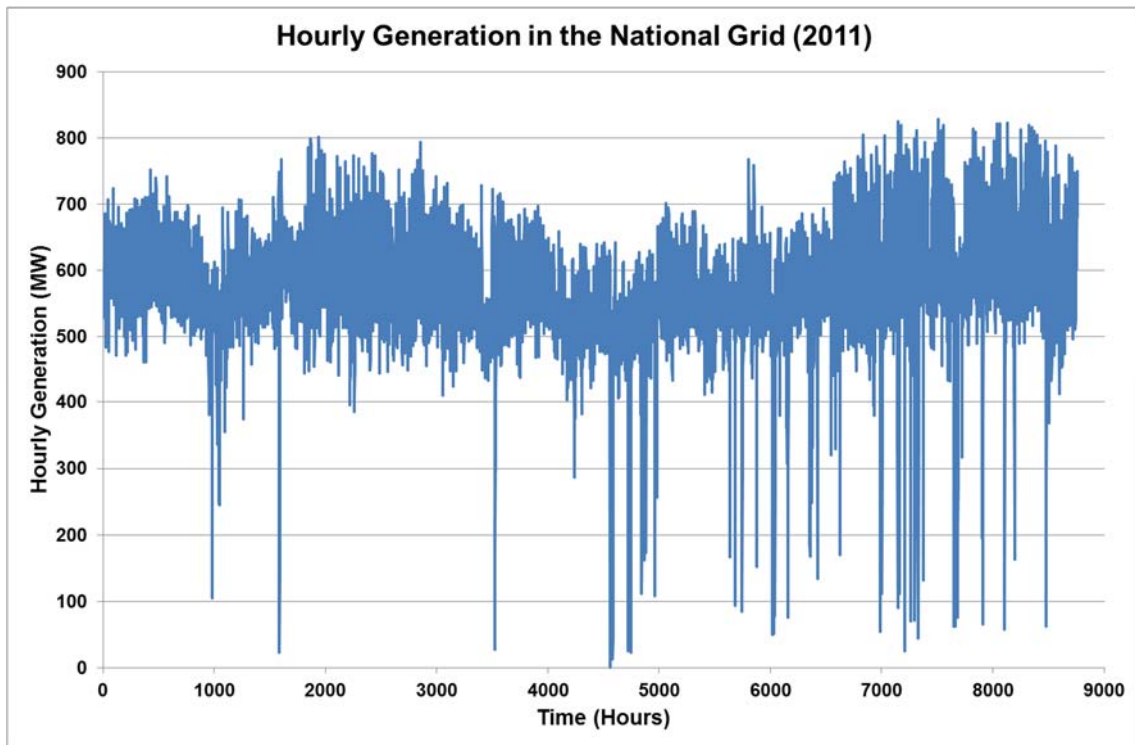
出所：TANESCO

図 8.3.2-1 2013 年の代表的な日負荷曲線

## (2) 負荷持続曲線

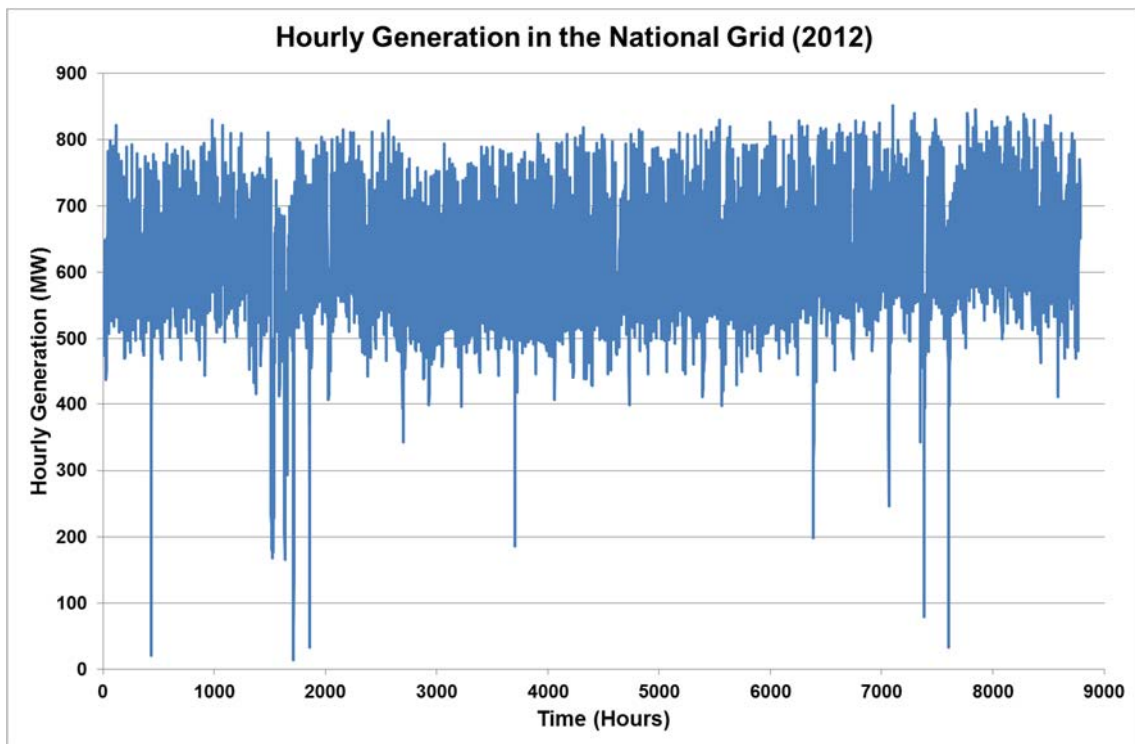
図 8.3.2-2 から 8.3.2-4 にタンザニア国における一時間毎の発電実績を示すが、2011 年は発電出力の急激な低下が頻繁に発生している上に、事故時以外の発電出力も不安定である。この状況は、2012 年、2013 年と、年を追うごとに改善されている。2011 年の発電出力が不安定となっているのは、渇水により水力発電所からの供給力が大きく低下したためである。

図 8.3.2-5 に 2011 年、2012 年、2013 年の負荷持続曲線を示す。至近三年間の発電実績を見れば、2013 年は他の二年と比べて供給上の制約が少ないと考えられる。このため、電源開発計画に使用する負荷持続曲線は、2013 年の実績曲線を採用する。



出所：TANESCO

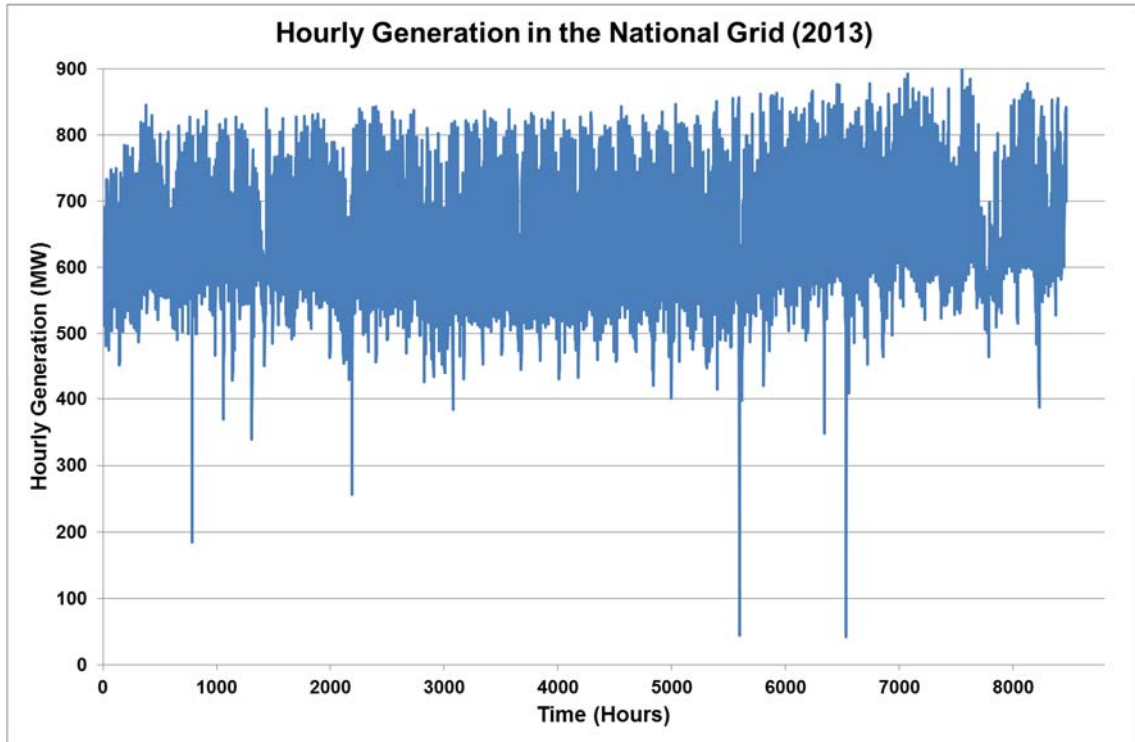
図 8.3.2-2 毎時発電実績（2011年）



出所：TANESCO

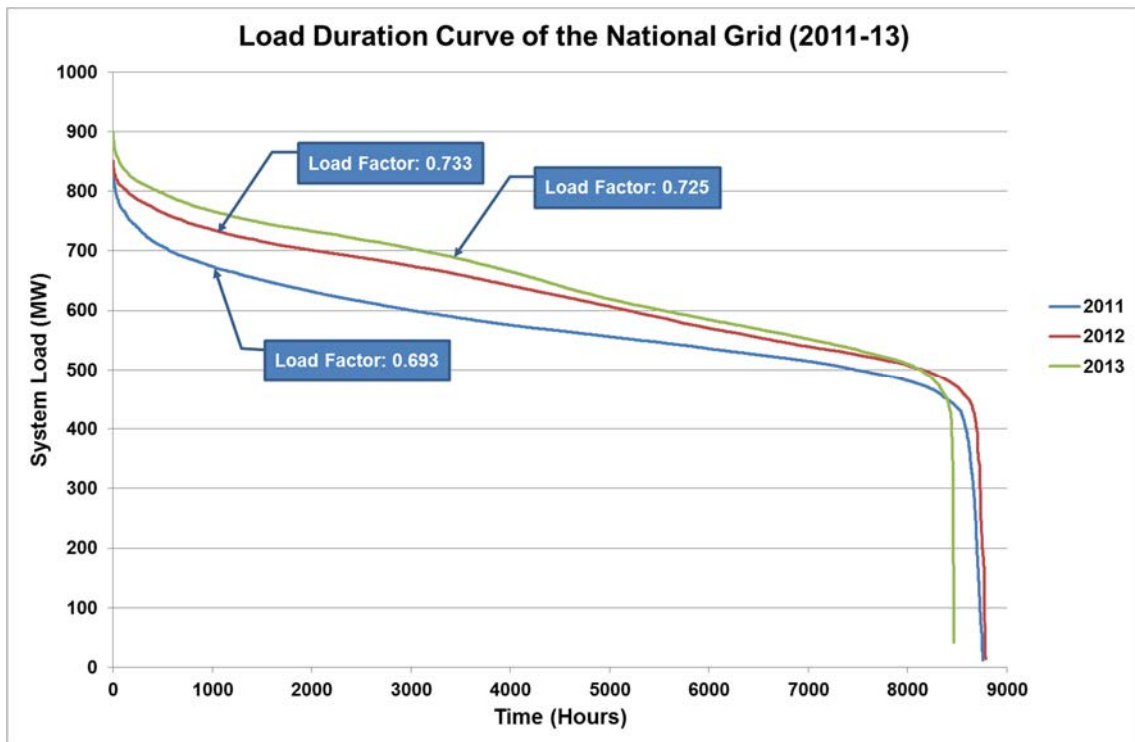
図 8.3.2-3 毎時発電実績（2012年）





出所：TANESCO

図 8.3.2-4 毎時発電実績（2013年）



出所：TANESCO

図 8.3.2-5 タンザニア国の負荷持続曲線

### 8.3.2.2 供給信頼度

電力供給の信頼性を評価する指標として、見込み不足日数 (LOLP) を使用し、目標とする LOLP を満足するために必要な供給予備力を備えた電源開発計画を策定する。LOLP は電力供給の信頼度基準として世界中で広く適用されており、米国 (NERC : North American Electric Reliability Corporation) では 1 日/10 年、インドネシア (PLN) では 1 日/年、スリランカ (CEB : Ceylon Electricity Board) では 3 日/年、ケニアでは 1 日/年を LOLP の基準として設定している。タンザニア国で実施された過去の電力マスタープラン (PSMP2009 Update) では、5 日/年を信頼度基準として使用しており、今回も同様の基準を採用する。

### 8.3.2.3 新規発電設備の最大許容単機容量

発電設備が事故等によって系統から脱落した場合、電力の需要と供給のバランスが崩れるため周波数が低下するが、その関係は次式によって表される。

$$\Delta F = - \frac{1}{K} \times \frac{\Delta P}{P} \times 100$$

- ここで、 $\Delta F$  : 系統の周波数変化 (Hz)  
 $\Delta P$  : 当該発電機の出力又は負荷 (MW)  
 $P$  : 系統の総合負荷 (MW)  
 $K$  : 系統定数 ( $KG + KL$ ) (%MW/0.1Hz)  
 $KG$  : 発電機の周波数特性 (%MW/0.1Hz)  
 $KL$  : 系統の周波数特性 (%MW/0.1Hz)

電力系統に新たに発電設備を接続する場合の単機容量は、同設備が突発的な事故により停止した場合であっても、系統周波数が運用制限値の範囲を逸脱しないような容量とする必要がある。タンザニア国においては、系統周波数の運用制限値が以下のように定められている。

- 常時運用範囲 : 49.50Hz ~ 50.50 Hz (50Hz $\pm$ 1%)  
緊急時運用範囲 : 48.75Hz ~ 51.25 Hz (50Hz $\pm$ 2.5%)

系統周波数が上記の緊急時運用範囲を逸脱する場合には、33kV フィーダーに設置した周波数リレーが作動して、フィーダーの負荷抑制を行うようになっている。タンザニア国では、現時点で最も大きな単機容量の発電機は Kihansi 水力の 60MW であり、その次に大きいには Kidatu 水力の 50MW である。TANESCO では、雨季の夜間ピーク時間帯に Kihansi 水力もしくは Kidatu 水力でユニットトリップが発生した場合、系統周波数が 48.75Hz まで低下することが記録されている。この時の状況から、タンザニア電力系統の系統定数を求めると以下の通りとなる。

#### 【ユニットトリップ時の状況】

- $\Delta F$  : 系統周波数の低下 (Hz) = 50.0 - 48.75 = 1.25Hz  
 $\Delta P$  : 脱落した発電機の負荷 (MW) = 50MW Kidatu 水力 1 ユニット  
 $P$  : 系統全体の負荷 (MW) = 800MW

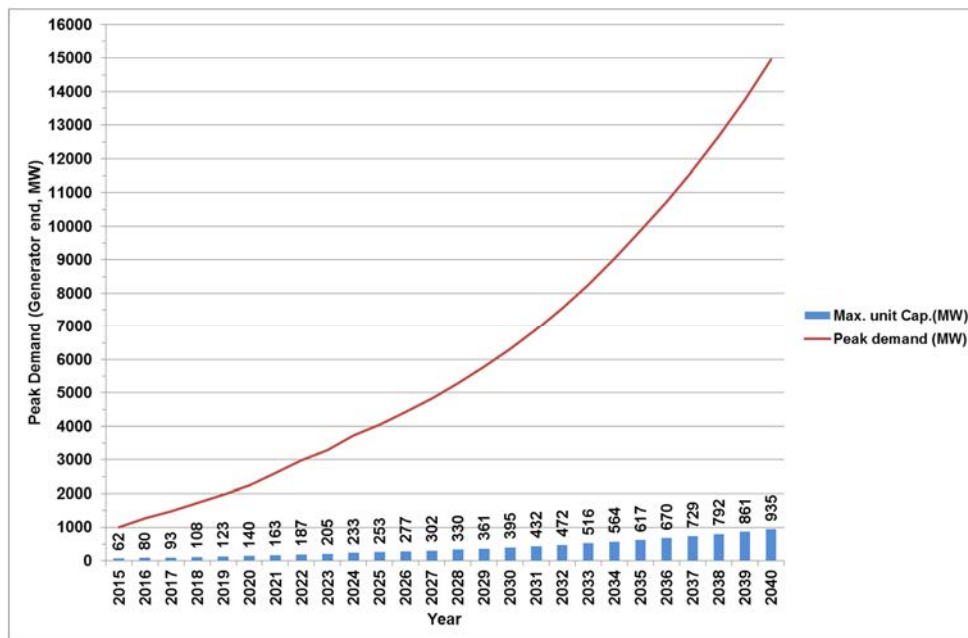
#### 【系統定数の計算】

$$\Delta F = - \frac{1}{K} \times \frac{\Delta P}{P} \times 100$$

$$K = 5.0 \% \text{MW/Hz} \quad \text{又は} \quad K = 0.5 \% \text{MW/0.1Hz}$$

系統周波数低下の許容値を  $\Delta 1.25$  Hz とした場合、ユニットトリップが発生した場合でも系統周波数を許容範囲に維持することが可能となる最大単機容量 ( $\Delta P$ ) は、上述の系統定数 ( $K$ ) を基に以下の式で計算され、ベースケースの電力需要のピーク負荷において、図 8.3.2-6 に示す通りとなる。

$$\Delta P = - \frac{\Delta F \times K \times P}{100}$$



出所：JICA 調査団

図 8.3.2-6 各年のピーク負荷と系統周波数を維持できる最大単機容量

### 8.3.2.4 燃料価格

表 8.3.2-1 に示す天然ガス、石炭価格を電源開発計画での経済計算に使用した。

表 8.3.2-1 電源開発計画で想定した燃料価格

| 燃料種別 | PSMP 2012 Update   | PSMP 2016 Update               |
|------|--|--------------------------------|
| 天然ガス | Ubungo: US\$ 0.64/mmBtu<br>(US\$0.68/GJ)<br>Additional gas : US\$3.01/mmBtu<br>(US\$ 3.18/GJ)<br>Mnazi Bay: US\$4.49/mmBtu<br>(US\$ 4.74/GJ) | US\$ 6.00/mmBtu                |
| 石炭   | Ngaka: US\$2.37/mmBtu<br>(US\$2.5/GJ)<br>Mchuchuma: US\$ 2.46/mmBtu<br>(US\$2.6/GJ or US\$55/ton)  | US\$3.53/mmBtu<br>(US\$70/ton) |

出所：PSMP2012、TANESCO、NDC、TPDC の情報を基に JICA 調査団が作成

### 8.3.2.5 開発候補電源

火力発電計画地点の開発候補電源を表 8.3.2-2 に再掲する。

表 8.3.2-2 開発候補電源（火力）

| Type | Plant                        | Capacity<br>MW | Remarks                                | Rank |
|------|------------------------------|----------------|--|------|
| Gas  | Kinyerezi I Extension        | 185            | Simple cycle gas turbine               | A    |
|      | Kinyerezi II                 | 240            | Combined cycle gas turbine             | A    |
|      | Kinyerezi III                | 600            | Simple and combined cycle gas turbine  | C    |
|      | Kinyerezi IV                 | 330            | Combined cycle gas turbine             | C    |
|      | Somanga Fungu (IPP)          | 320            | Combined cycle gas turbine             | B    |
|      | Somanga (TANESCO)            | 240            | Combined cycle gas turbine             | D    |
|      | Somanga (PPP)                | 300            | Combined cycle gas turbine             | C    |
|      | Bagamoyo (IPP)               | 200            | Combined cycle gas turbine             | D    |
|      | Mtwara (Gas engine, TANESCO) | 18             | Grid connection of existing gas engine | A    |
|      | Mtwara (TANESCO)             | 300            | Combined cycle gas turbine             | D    |
| Coal | Mchuchuma I-IV               | 600            | 150MW x 4units, Subcritical            | C    |
|      | Kiwira-I                     | 200            | Subcritical                            | C    |
|      | Kiwira-II                    | 200            | Subcritical                            | C    |
|      | Ngaka-I                      | 200            | Subcritical                            | D    |
|      | Ngaka-II                     | 200            | Subcritical                            | D    |

出所：JICA 調査団

新規石炭火力発電所の建設地点については、PSMP2012 上では Coastal Coal、Local Coal I～VI との記載に留めてあり、建設地点も決定していない不明な計画がある。

ガス火力発電の新規建設については、現在計画中のものしか上げられておらず、将来の開発候補電源が記載されていない。

また、現在実施中／計画段階の火力発電設備についても、PSMP2012 上では算定根拠等、詳細が不明な点があり、内容の精査が必要である。

以上から、天然ガス、石炭といった有望な一次エネルギーについてモデルプラントを設定し、建設コスト、O&M コストについて電源開発計画策定ソフト（WASP: Wien Automatic System Planning Package）への入力緒元の検討を行った。

WASP 入力諸元については、PSMP2012 を始め、2011 年に SNC-Lavalin が実施した EAC REGIONAL POWER SYSTEM MASTER PLAN AND GRID CODE STUDY (以下、EAC Regional PSMP という)及び EIA の Annual Energy Outlook 2014 (以下、EIA-AEO2014 という)を参考にした。

#### (1) 石炭火力発電所

##### 1) 亜臨界圧石炭火力発電所

タンザニア国南部において、キウィラ I、II 発電所、ムチュチュマ I～IV 発電所、ンガカ I、II 発電所の建設が計画されているが、現状、設備容量を 50～100MW で計画しており PSMP2012 における計画地点のプラントヒートレートが 9,243～9,730 [kJ/kWh]であることから、亜臨界圧式での発電を検討しているものと考えられる。また、タンザニア国において石炭火力発電所の導入実績が皆無であることから、まずは、亜臨界圧石炭火力発電所に関する主要緒元について検討した。

## 2) 超臨界圧石炭火力発電所

超臨界圧設備は、主蒸気圧力水の臨界圧力（22.064MPa）を超え、かつ主蒸気温度が水の臨界温度（374℃）より上で 566℃（1,000°F）を以下のものと認識されている。日本では 1980 年代初頭から導入が開始され、発電効率の向上に寄与している。

## 3) 超々臨界圧石炭火力発電所

超々臨界圧設備は、主蒸気圧力が水の臨界圧力（22.064MPa）を超え、かつ主蒸気温度が水の臨界温度（374℃）より上の 593℃（1,100°F）を超えるものと認識されている。日本では 1990 年代後半に導入が開始され、現在は、高压化よりも高温化する方向で進化が進んでおり、最高性能のものは、主蒸気圧力 25MPa 程度、主蒸気温度 610～620℃ にまで達している。タンザニア国においては、超臨界圧設備の導入も未だなされていない状況ではあるが、超々臨界圧設備は、超臨界圧よりも熱効率が優れ、石炭の削減、環境負荷の低減に資することから、超々臨界圧設備の導入についても十分に考慮されることを推奨する。

また、日本国内においては、導入後、約 20 年近く経過し、従来型石炭火力の分野における日本メーカーの超々臨界圧設備に対する技術は成熟が進んでおり、本技術の導入によるメリットは期待できる。

## 4) 高効率亜臨界圧石炭火力発電所

高効率亜臨界圧設備は、蒸気温度を 600℃ 級に高めることで、150-350MW の中小容量プラントにおいて、亜臨界圧ながら超臨界圧並の発電効率が得られるシステムである。通常、亜臨界圧設備ではドラムボイラが使用されているが、超臨界圧（超々臨界圧）設備で使用されている貫流ボイラを採用することで、高温化を可能とした。

中小容量プラントへ超臨界圧を適用しても、効果的な効率向上が難しいとため、送電網が脆弱で超臨界圧（単機 500MW 以上）の導入が難しい途上国向けに有効である。

## 5) 亜臨界圧ボイラと超臨界圧ボイラについて

「超臨界圧ボイラ」とは、液体の（この場合は水の）臨界圧力より高い圧力で運転されるボイラである。水の場合、臨界圧力 22.064MPa（218.3 気圧）および臨界温度 374.2℃ において、臨界点という特殊な状態をとる。

臨界圧力以下の圧力（亜臨界圧）で、液体の水を温めてゆくと、一部が蒸気（気体）になって、気泡となり、液体と気体が共存する状態が見られる。一方、臨界圧力以上の圧力（超臨界圧）では、この「液体と気体が共存する状態」が見られず、水（液体）に熱を加えてゆくと、臨界温度 374.2℃ 付近で、一瞬にして全体が蒸気（気体）になる。すなわち、「水の中に気泡の状態：共存領域」が存在しない。

ボイラの構造からは、「亜臨界圧ボイラ」は、気水分離のためのドラムが必要であったが「超臨界圧ボイラ」は、貫流ボイラである。

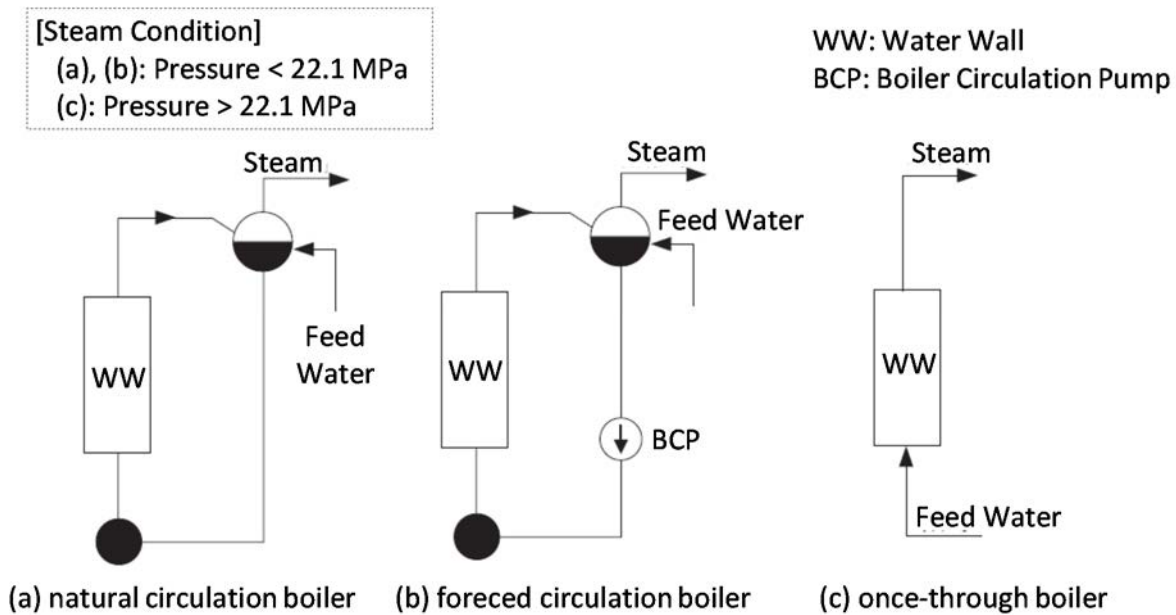


図 8.3.2-7 亜臨界圧ボイラ（ドラムボイラ）と超臨界圧ボイラ（貫流ボイラ）

## (2) 天然ガス火力発電所

### 1) 航空機転用型ガスタービン火力発電所

航空機転用型ガスタービンは、小型・軽量・コンパクトといった特徴を有し、起動から全負荷までの到達時間が短く、急速起動停止が可能である。また、シンプルサイクルのコンバインド化及びユニットの拡張・増設が容易である。

タンザニア国においては、ウブンゴ II ガス火力発電所に Siemens 製ガスタービンである SGT-800 及びキネレジ I ガス火力発電所において、GE 製ガスタービンである LM6000PF が導入されている。そのうちキネレジ I ガス火力発電所では、将来コンバインド化の検討がなされているが、まずはシンプルサイクルでガスタービンを導入し、タンザニア国の電力需給状況に応じて排熱回収ボイラ及び蒸気タービンを追設し、コンバインド化を図ることとしている。

### 2) 大容量ガスタービン火力発電所

エネルギー資源のより一層の有効利用を目指し、発電設備の効率向上、省エネルギー技術の開発などが積極的に進められている。コンバインドサイクルでは、主機となるガスタービンの高温・高性能化により、プラント総合効率の大幅な改善が期待されるため、信頼性向上はもとよりガスタービンの大容量・高温化が進められている。MHPS (Mitsubishi Hitachi Power Systems) 製の最新の大型ガスタービン「1,600°C 級 J 形」は、世界最高レベルの熱効率（61%以上）と電力容量（約 46 万 kW）を有している。

### (3) モデルユニットの選定

表 8.3.2-3 にモデルユニットの一覧を示す。

既設電源及び現在実施中／計画段階のガスタービン発電所開発計画のモデルユニットとして、PSMP には最大負荷、最大負荷時の熱効率（プラントヒートレート）しか記載がないため、既設

電源に導入されているガスタービンの諸元を基に最低負荷、最低負荷時のヒートレート及び運用可能範囲を設定した。新規開発候補電源の諸元としては、航空機転用型ガスタービン及び大容量ガスタービンの中から、異なる容量（小容量～大容量）のガスタービン（シンプルサイクル、コンバインドサイクル）をモデルユニットとして設定した。

石炭火力のモデルユニットについても同様に、PSMPには最大負荷、最大負荷時の熱効率（プラントヒートレート）しか記載がないため、日本における典型的な発電所をモデルユニットとして設定した。現在実施中／計画段階の石炭火力発電所には、亜臨界圧式石炭火力発電所の諸元を使用し、新規開発候補電源の諸元として、亜臨界圧式石炭火力発電所、超々臨界圧式石炭火力発電所及び高効率亜臨界圧発電の諸元を使用した。

既設電源のガスエンジン発電所については、既設電源に導入されているガスエンジンの諸元を基に最低負荷、最低負荷時のヒートレート及び運用可能範囲を設定した。

既設電源のディーゼル火力発電所については、既設電源に導入されている機器が不明であるため、日本における典型的な発電所をモデルユニットとして設定した。

なお、ガスタービンのヒートレート算定に当たっては、「Gas Turbine World」の緒元を基に、Thermoflow社のGT Pro Masterを使用して試算した。

表 8.3.2-3 モデルユニット一覧

| ID  | Type              | Unit Name            | Unit Capacity [MW] | Minimum Load Capacity [%] | Minimum Load Heat Rate [kJ/kWh] | Maximum Load Heat Rate [kJ/kWh] | Possible Operation Range [%] | Remarks                |
|-----|-------------------|----------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------|
| 1-1 | Simple Cycle GT   | GE: LM6000PF         | 43.4               | 30                        | 16765                           | 9813                            | 0-100                        |                        |
| 1-2 | Simple Cycle GT   | GE: 6FA              | 71.4               | 30                        | 19876                           | 11551                           | 0-100                        |                        |
| 1-3 | Simple Cycle GT   | GE: 9E               | 118.2              | 30                        | 17586                           | 11908                           | 0-100                        |                        |
| 1-4 | Simple Cycle GT   | MHI: M701G           | 309.1              | 30                        | 16623                           | 10338                           | 0-100                        |                        |
| 2-1 | Combined Cycle GT | GE: LM6000PF (1on1)  | 56.5               | 60                        | 7948                            | 7537                            | 60-100                       | GT:43.2MW, ST:13.3MW   |
| 2-2 | Combined Cycle GT | GE: 106FA (1on1)     | 111.2              | 60                        | 7967                            | 7421                            | 60-100                       | GT:71.1MW, ST:40.2MW   |
| 2-3 | Combined Cycle GT | GE: 109E (1on1)      | 183.6              | 60                        | 8360                            | 7670                            | 60-100                       | GT:117.8MW, ST:65.8MW  |
| 2-4 | Combined Cycle GT | MHI: M701G (1on1)    | 471.2              | 60                        | 7199                            | 6766                            | 60-100                       | GT:307.3MW, ST:163.9MW |
| 3-1 | Coal              | Typical Sub-C PS     | 156                | 35                        | 10089                           | 8853                            | 30-100                       |                        |
| 3-2 | Coal              | Typical USC PS       | 700                | 30                        | 10013                           | 8540                            | 30-100                       |                        |
| 3-3 | Coal              | Advanced Sub-C PS    | 300                | 35                        | 10079                           | 8581                            | 30-100                       |                        |
| 4-1 | Gas Engine        | Wartsila: W20V34SG   | 8.74               | 50                        | 9441                            | 8390                            | 0-100                        |                        |
| 5-1 | Diesel Engine     | Typical Diesel Plant | 4.5                | 25                        | 11103                           | 8669                            | 50-100                       |                        |
| 5-2 | Diesel Engine     | Typical Diesel Plant | 10                 | 25                        | 10201                           | 8346                            | 50-100                       |                        |

出所：メーカーからの聞き取り

Gas Turbine World 2012 GTW Handbook (2012)

#### (4) 水力発電設備

WASP シミュレーションによる最適シナリオの選定段階では、8.2.2 項で述べた既存の水力開発計画地点の全部（実施中の 1 地点を含む合計 23 地点）を電源開発候補地点とした。これらの計画地点の中には、表 8.2.2-3 に示すように発電原価の高い地点も含まれる。しかしながら、WASP シミュレーションの選択肢を多くするため、全水力計画地点を候補地点とした。

表 8.3.2-4 に、水力の開発候補地点の主要緒元を示す。建設費や可能最短運転開始年等の WASP 入力データの詳細は、補足資料 S-3 の S-3-2 項に示す。

表 8.3.2-4 水力開発候補地点の主要緒元

|                        | River Basin             | Planned Projects      | Installed Capacity (MW) | Annual Energy Generation (GWh) | Plant Factor (%) | Construction Cost in Price Level 2014 (Million) | Possible Earliest Installation Year |
|------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------|---|-------------------------------------|
| Large and medium-scale | Lake Victria            | Rusumo                | 90.0                    | 456.33                         | 58               | 150.32  | 2019                                |
|                        |                         | Kakono                | 87.0                    | 573.00                         | 75               | 383.88  | 2022                                |
|                        | Lake Tanganyika         | Malagarasi Stage III  | 44.7                    | 168.12                         | 43               | 165.20  | 2020                                |
|                        | Lake Nyasa              | Rumakali              | 222.0                   | 1,188.01                       | 61               | 559.87  | 2023                                |
|                        |                         | Masigira              | 118.0                   | 597.62                         | 58               | 261.20  | 2023                                |
|                        |                         | Kikonge               | 300.0                   | 1,141.20                       | 43               | 670.68  | 2025                                |
|                        |                         | Songwe Manolo(Lower)  | 177.9                   | 617.46                         | 40               | 469.18  | 2022                                |
|                        |                         | Songwe Sofre (Middle) | 158.9                   | 528.38                         | 38               | 468.28  | 2022                                |
|                        |                         | Songwe Bipugu (Upper) | 29.4                    | 94.56                          | 37               | 200.57  | 2020                                |
|                        |                         | Rufiji                | Ruhudji                 | 358.0                          | 1,799.73         | 57  | 666.02                              |
|                        | Mnyera - Ruaha          |                       | 60.3                    | 290.83                         | 55               | 255.08  | 2020                                |
|                        | Mnyera - Mnyera         |                       | 137.4                   | 662.26                         | 55               | 274.07  | 2021                                |
|                        | Mnyera - Kwanini        |                       | 143.9                   | 693.79                         | 55               | 164.12  | 2021                                |
|                        | Mnyera - Pumbwe         |                       | 122.9                   | 592.18                         | 55               | 219.15  | 2021                                |
|                        | Mnyera - Taveta         |                       | 83.9                    | 403.84                         | 55               | 205.75  | 2021                                |
|                        | Mnyera - Kisingo        |                       | 119.8                   | 577.28                         | 55               | 313.53  | 2021                                |
|                        | Mpanga                  |                       | 160.0                   | 796.00                         | 57               | 420.23  | 2023                                |
|                        | Lower Kihansi Expansion |                       | 120.0                   | 62.10                          | 6                | 220.75  | 2022                                |
|                        | Upper Kihansi           |                       | 47.0                    | 213.35                         | 52               | 519.89  | 2025                                |
|                        | Iringa - Ibosa          |                       | 36.0                    | 186.09                         | 59               | 123.06  | 2020                                |
|                        | Iringa - Nginayo        | 52.0                  | 262.75                  | 58                             | 125.46           | 2020  |                                     |
|                        | Steiglers Gorge Phase 1 | 1,048.0               | 4,558.67                | 50                             | 2,455.99         | 2027  |                                     |
|                        | Steiglers Gorge Phase 2 | 1,048.0               | N/A                     | -                              | N/A              |   |                                     |
| Total                  |                         |                       | 4,765.1                 | 16,463.5                       | -                | 9,292.3   | -                                   |

Note: The construction cost does not include the interest during construction and transmission line and substation costs.  
The base year for estimation of possible earliest installation year is set 2014.

#### (5) 再生可能エネルギー及び輸入

電源開発計画において、開発候補とする再生可能エネルギー及び電力輸入プロジェクトを表 8.3.2-5 に示す。



表 8.3.2-5 再生可能エネルギー及び電力輸入プロジェクト

| Project                | Earliest Com. Year | Capacity                     | Cost                                 | Rank |
|------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------------------|------|
| Mbeya Geothermal       | 2025               | 100MW (2025)<br>200MW (2026) | (\$4,362/kW)* <sup>1</sup>           | D    |
| Singida Wind           | 2018               | 50MW                         | \$136M* <sup>2</sup><br>(\$2,720/kW) | C    |
|                        | 2019               | 75 (in 2019)-<br>200MW       | (\$1,571/kW)* <sup>3</sup>           | C    |
|                        | 2020               | 100MW                        | (\$1,571/kW)* <sup>3</sup>           | C    |
| Njombe Wind            | 2019               | 100MW                        | (\$1,571/kW)* <sup>3</sup>           | D    |
| Shinyanga/Simiyu Solar | 2020               | 150MW                        | (\$1,200/kW)* <sup>3</sup>           | D    |
| Dodoma Solar           | 2019               | 50MW                         | (\$1,200/kW)* <sup>3</sup>           | D    |
| Import (Ethiopia)      | 2018<br>2020       | 200MW<br>Max 400MW           |                                      | A    |

出所：MEM, TANESCO and TGDC

\*1: US-EIA “Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants” (Apr.2013)

\*2: Proposal from a developer

\*3: International Energy Agency/ Nuclear Energy Agency “Projected cost of generating electricity” (2015 Edition)

表 8.3.2-6 再生可能エネルギープロジェクトの進捗に係る評価基準

| Rank | Description of Ranking                   |
|------|--|
| A    | Financing Closed or Construction started |
| B    | PPA (BOT/EPC) contract signed            |
| C    | F/S, pre-F/S completed                   |
| D    | F/S, pre-F/S not completed               |

### 8.3.2.6 電源開発シナリオ

#### (1) 検討シナリオ

一次エネルギー資源のポテンシャルから求めた電源開発の可能規模を、電源開発シナリオの設定の基とする。天然ガスの埋蔵量と分野別の使用量を表 8.3.2-7 と図 8.3.2-8 及び 9 に示す。

#### 【一次エネルギーポテンシャルと開発可能量】

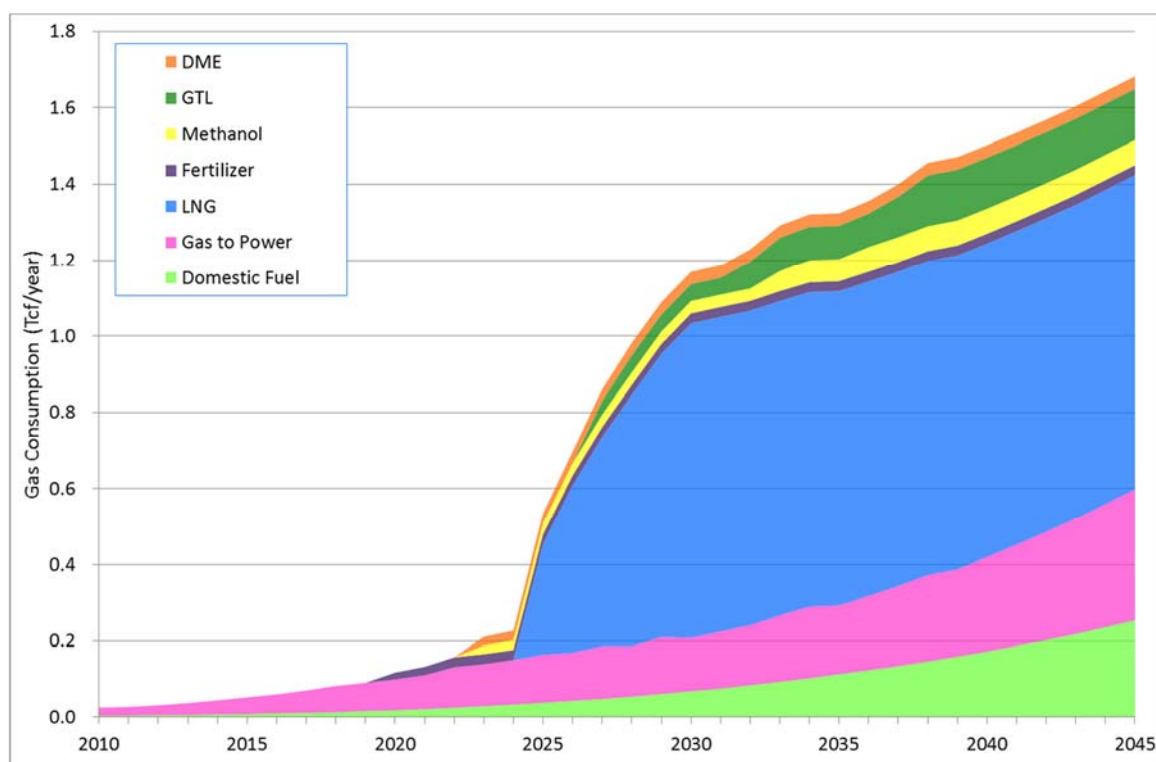
- 天然ガス：タンザニアの回収可能な天然ガス埋蔵量 (57.25Tcf (P50)×0.7=40.075Tcf) の 20%が電力セクターに割り振られると想定すると、8.015 Tcfが発電用に利用できる。このガスを使用すると 8,000MW のコンバインドサイクル発電所を 20 年間運転することが可能である。
- 石炭：Mchuchuma、Ngaka、Kiwira、Mbeya 及び Rukwa の石炭埋蔵量を合計すると約 870mil.ton となる。この石炭を使用すると 9,900MW の石炭火力を 30 年間運転することが可能である。
- 水力：現時点で特定されている水力候補地点のポテンシャルは 4,700MW である。
- 上記の一次エネルギーのポテンシャルから各電源の開発可能量を計算すると、電源構成の比率は：ガス:34%、石炭:43%、水力:23% となる。これが、電源開発シナリオを設定する上での基本となる。

上述のエネルギーポテンシャルを反映した、燃料別の電源構成が異なる五つの電源開発シナリオを表 8.3.2-9 に示す。各シナリオの最少費用電源開発計画を、WASP を使用して策定する。

表 8.3.2-7 天然ガス埋蔵量

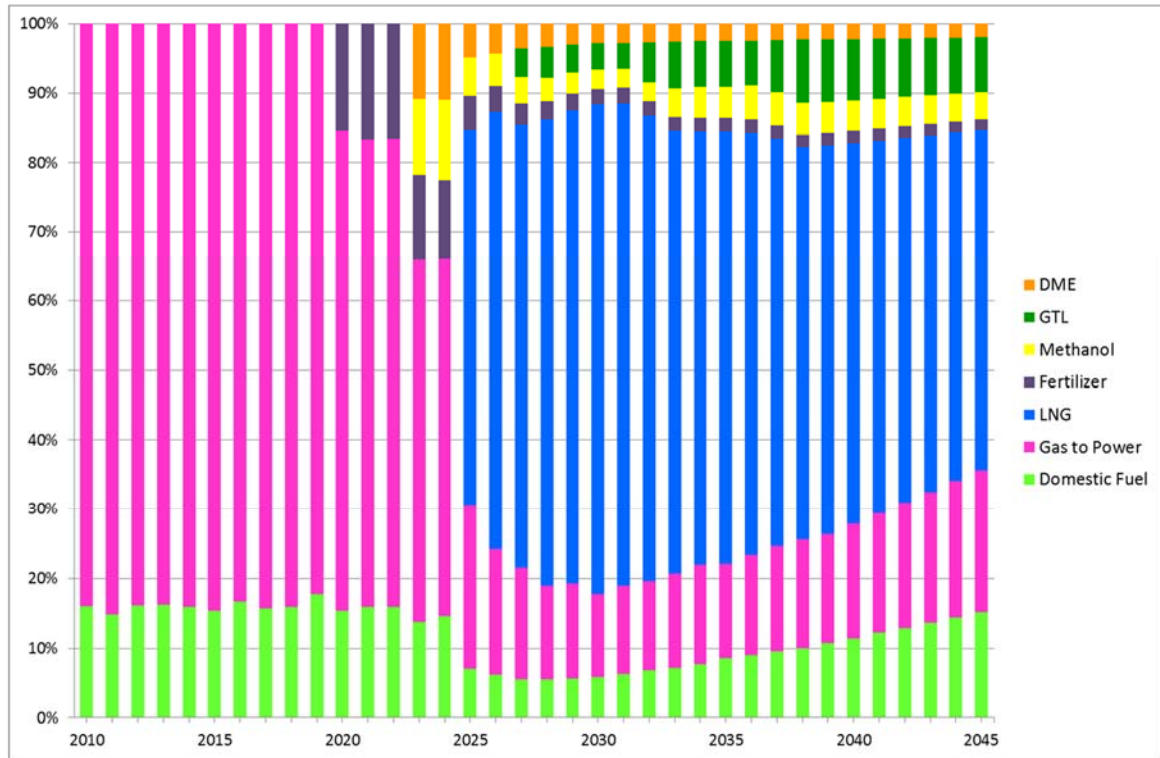
| Category            | Gas Fields       | Proven-Reserve | Probable-Resource |
|---------------------|------------------|----------------|-------------------|
|                     |                  | P90            | P50               |
|                     |                  | P1             | P1+P2             |
| Land/ Shallow Water | Songosongo       | 0.88           | 2.5               |
|                     | Mnazi-bay        | 0.262          | 5                 |
|                     | Mkuranga         | -              | 0.2               |
|                     | Nyuni            | 0.045          | 0.07              |
|                     | Ruvuma           | -              | 0.178             |
|                     | Ruvu             | -              | 2.17              |
|                     | <b>Sub-total</b> | <b>1.187</b>   | <b>10.118</b>     |
| Deep Water          | Block 2          | -              | 25.4              |
|                     | Block 1,3 & 4    | -              | 21.73             |
|                     | <b>Sub-total</b> | <b>-</b>       | <b>47.13</b>      |
| <b>Total</b>        |                  | <b>1.187</b>   | <b>57.25</b>      |

出所 : Tanzania Petroleum Development Corporation



出所 : Natural Gas Utilization Master Plan

図 8.3.2-8 ガス消費見通し : ベースケース (NGUMP)



出所：Natural Gas Utilization Master Plan

図 8.3.2-9 ガス消費の用途別割合：ベースケース (NGUMP)

表 8.3.2-8 石炭埋蔵量

|                   | National Development Corporation (NDC) |                   |                    | STAMICO                                   | Others                    |
|-------------------|--|-------------------|--------------------|---|---------------------------|
| Coal mine name    | Mchuchuma                              | Katewaka          | Ngaka              | Kiwira<br>- Ngoro<br>- Kabulo<br>- Maturi | - Mbeya *1<br>- Rukwa *2  |
| Reserve           | 370mil.t                               | 81.65mil.t        | 251mil.t           | 85mil.t                                   | 109mil.t *1<br>58mil.t *2 |
| Production plan   | 3 mil.t/year                           | 0.34 mil.t/year   | 3 mil.t/year       | 1.5mil.t/year                             | N/A                       |
| (for Generation)  | (1.5 mil.t/y)                          | (For iron making) | (1.0mil.t/y)       | (1.0mil.t/y)                              | N/A                       |
| (for Industry)    | (1.5 mil.t/y)                          |                   | (2.0mil.t/y)       | (0.5mil.t/y)                              | N/A                       |
| Power development | 600MW<br>(150MWx4)                     | -                 | 400MW<br>(200MWx2) | 400MW                                     | *1: 300MW<br>*2: 600MW    |

出所：NDC 及び STAMICO

表 8.3.2-9 Power development scenarios

| Scenarios  | Generation Mix |      |       |                |
|------------|----------------|------|-------|----------------|
|            | Gas            | Coal | Hydro | Renewable etc. |
| Scenario-1 | 50%            | 25%  | 20%   | 5%             |
| Scenario-2 | 40%            | 35%  | 20%   | 5%             |
| Scenario-3 | 35%            | 40%  | 20%   | 5%             |
| Scenario-4 | 25%            | 50%  | 20%   | 5%             |
| Scenario-5 | 50%            | 35%  | 10%   | 5%             |

出所：Task Force Team for PSMP

## (2) 電源開発計画策定時の留意事項

### 1) 全般

電源構成は、一種類のエネルギー源に依存しすぎないように考慮する必要がある。電源構成は、電力供給の安定性を維持できるよう、バランスの取れたものでなければならない。

### 2) ガス火力

ガス利用可能量は、ガス焚き火力の比率を考える上で重要である。天然ガス利用マスタープラン（案）によれば、2040年の発電部門のガス消費は全体の40%を占めると予想されている。

### 3) 石炭火力

地球温暖化ガス排出の観点から、石炭火力発電所の建設に係る資金調達は難しくなりつつある。それに加えて、石炭灰や脱硫の副産物である石膏の処分も石炭火力建設上の課題である。

### 4) 水力

発電出力の季節変動や気候変動に対する脆弱性など、水力発電の特性を考慮しなければならない。環境インパクトや住民移転、多額の初期投資等も、水力発電の負の側面として挙げられる。しかしながら、水力は最も経済的な発電方式の一つである。水力発電は地点固有の性質を持っているため、未定の地点を開発候補に加えることはできない。従って、開発候補となる水力地点の合計出力は4,700MW程度に限られる。

### 5) 再生可能エネルギー等

風力、太陽光といった再生可能エネルギー発電のコストは、近年大きく低下している。大規模なメガソーラーでの耐用年均等発電原価は、割引率3%で計算した場合にUS\$54/MWh(米国)からUS\$181/MWh(日本)のレベルである<sup>31</sup>。しかしながら、このような再生可能エネルギー

<sup>31</sup> International Energy Agency/ Nuclear Energy Agency “Projected cost of generating electricity” (2015 Edition)

発電の出力は変動し、不安定である。更にタンザニアの日負荷曲線は夜ピークのため、蓄電設備<sup>32</sup>が無い場合、太陽光発電はピーク時間帯の供給力として期待できない。供給信頼度と安定度を確保する上で、再生可能エネルギーの変化する発電出力を補い発電停止時のバックアップを行うため、再生可能エネルギーの開発と並行して、従来型の電源も開発する必要がある。変動する出力と低い利用率（太陽光で 10~15%、風力で 20~30）のため、太陽光、風力といった再生可能エネルギー発電の寄与は限定的である。

### (3) 結果

各電源開発シナリオの WASP による最適解を表 8.3.2-10 に示す。25 年間（2015~2040 年）の設備投資、運転維持管理費、燃料費を合わせた総発電コスト、エネルギーバランス、環境影響の観点から総合的に評価した結果、シナリオ-2 が最も推奨される。

表 8.3.2-10 電源開発シナリオの評価結果

| Scenarios  | Features  | Cost* (million\$) | Cost | Energy Balance | Environment | Order |
|------------|---|-------------------|------|----------------|-------------|-------|
| Scenario-1 | Gas:50%, Coal:25%, Hydro:20%<br>Renewable etc.:5% | 45,838            | 3    | 3              | 1           | 2     |
| Scenario-2 | Gas:40%, Coal:35%, Hydro:20%<br>Renewable etc.:5% | 45,099            | 1    | 1              | 2           | 1     |
| Scenario-3 | Gas:35%, Coal:40%, Hydro:20%<br>Renewable etc.:5% | 46,941            | 5    | 1              | 3           | 3     |
| Scenario-4 | Gas:25%, Coal:50%, Hydro:20%<br>Renewable etc.:5% | 45,411            | 2    | 3              | 5           | 4     |
| Scenario-5 | Gas:50%, Coal:35%, Hydro:10%<br>Renewable etc.:5% | 46,638            | 4    | 5              | 4           | 5     |

[Remarks] Ranking order: 1 (best) to 5 (worst)

\*Cost= Cumulative value of the following cost from 2015 to 2040  
Investment Cost – Salvage Value +Fuel Cost+ O&M Cost

以下の図に、各シナリオの燃料別発電電力量、比率、設備容量等を示す。

<sup>32</sup> 世界最大級の蓄電システムを備えた豊前蓄電池変電所（九州電力）が 2016 年 3 月に運転を開始した。同システムは NAS 電池とパワーコンディショナーから構成され、出力 50MW、容量 300MWh である。建設費は約 200 億円。（出所：九州電力プレスリリース（平成 28 年 3 月 3 日）他）

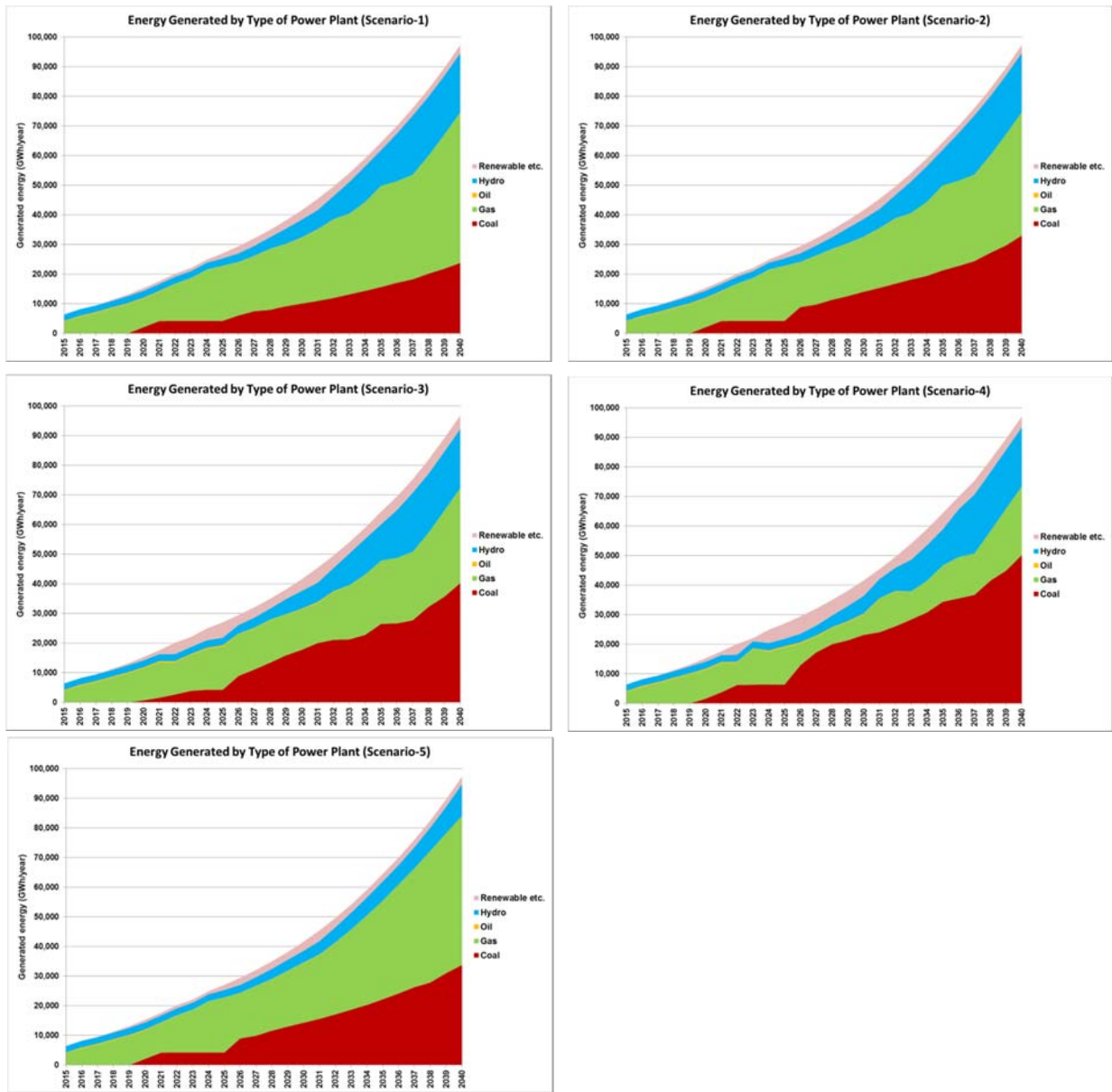


図 8.3.2-10 各シナリオの電源別発電電力量の推移

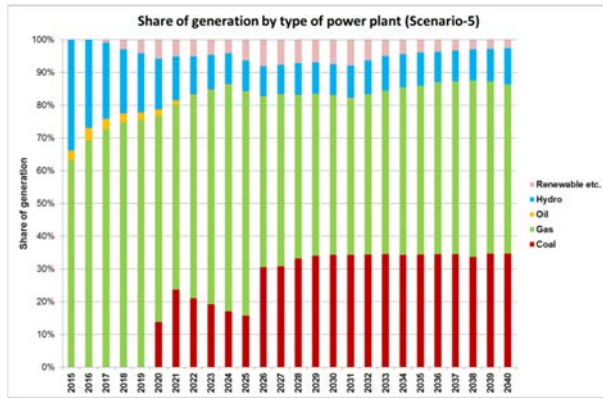
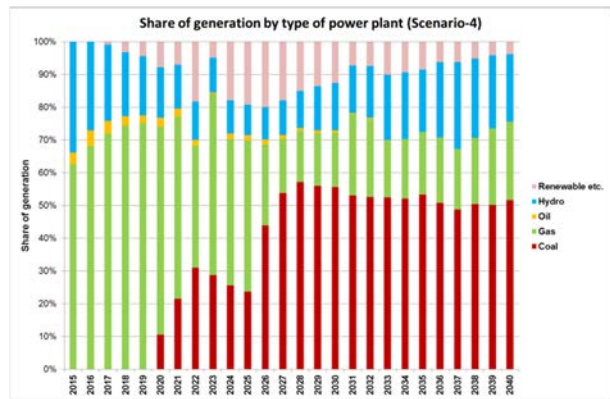
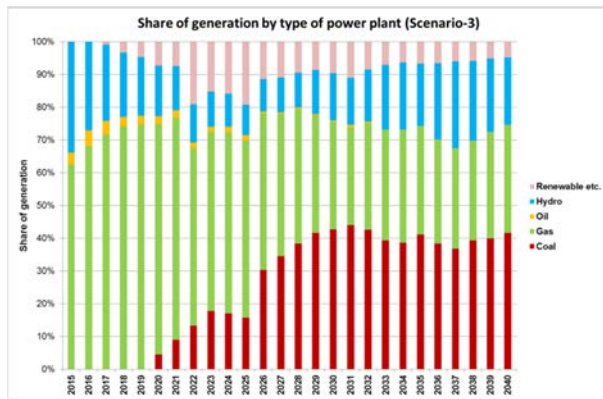
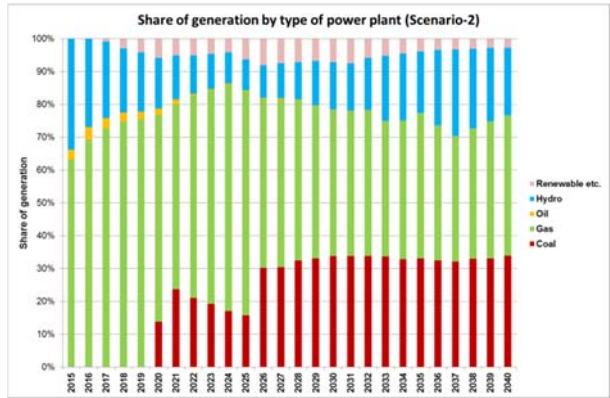
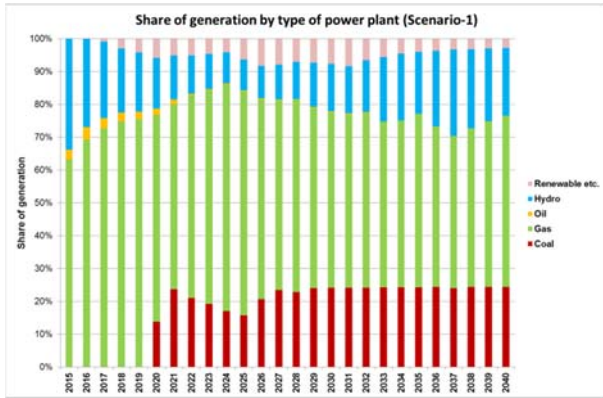


図 8.3.2-11 各シナリオの電源別発電電力量の構成比

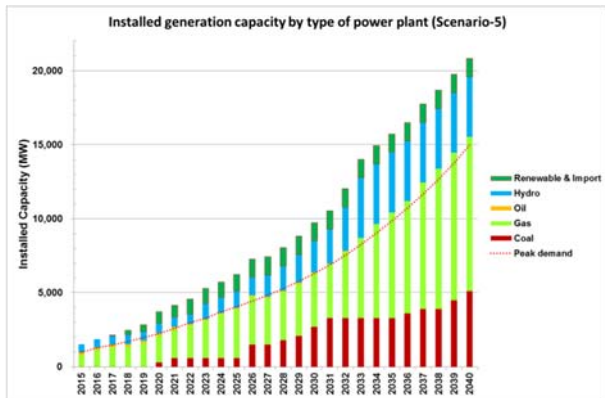
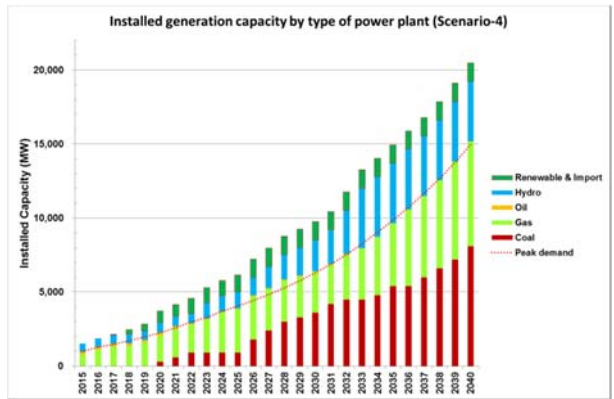
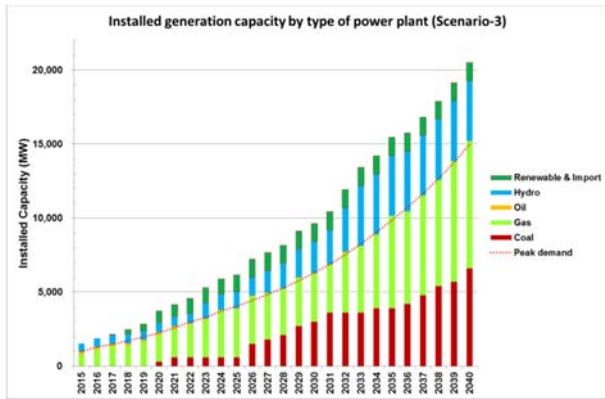
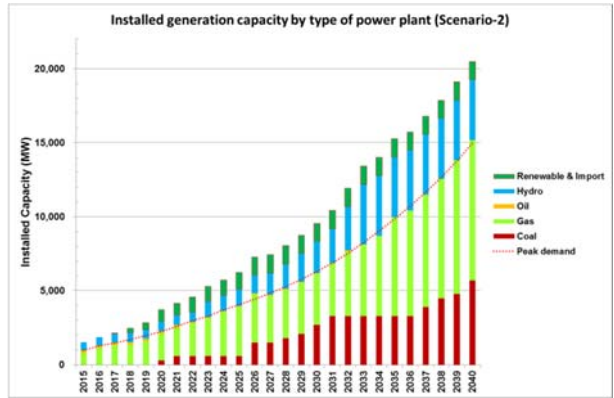
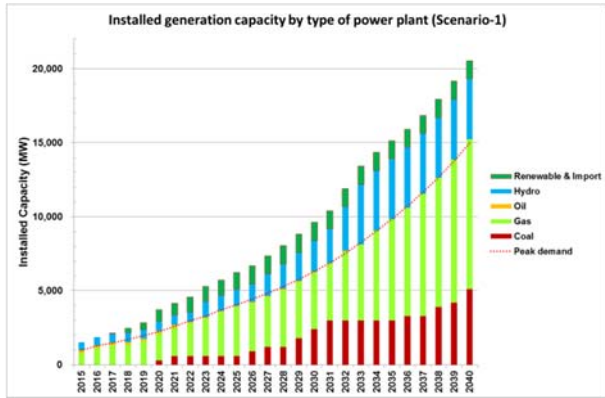


図 8.3.2-12 各シナリオの電源構成



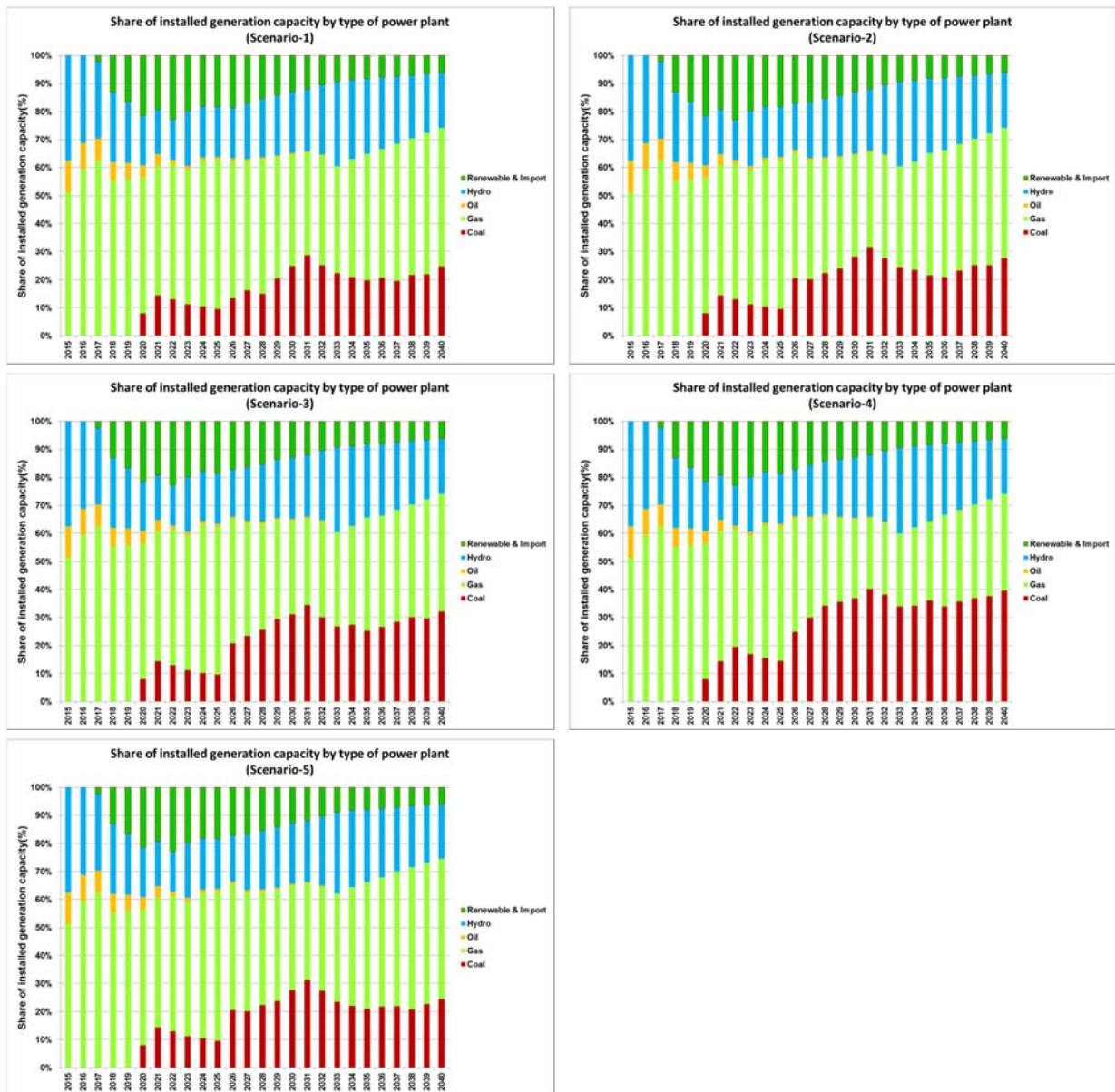
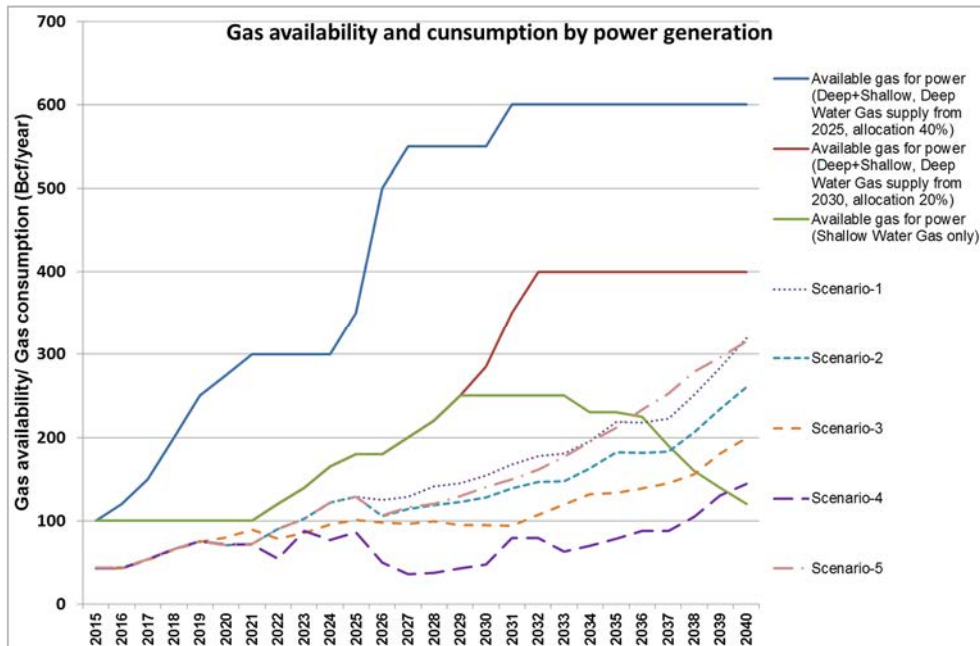


図 8.3.2-13 各シナリオの電源構成比率

(4) 検証

1) 天然ガス需給バランス

大水深ガス田が開発されるまで、Songo Songo、Nyuni/Kiliwani、Mnazi Bay といった浅海ガス田が唯一のガス火力向けのガス供給源となる。Mtwara~Kinyerezi 間のガスパイプラインが完成したことで、ガス供給におけるパイプライン容量の制約は緩和された。ただ、ガス生産能力は依然として、十分な量のガスを発電所に供給する上での制約となっている。図 8.3.2-14 に五つの電源開発シナリオのガス需給バランスを示す。同図に示される通り、浅海ガス田のガス増産が伴えば、発電用ガスが不足する恐れはない。

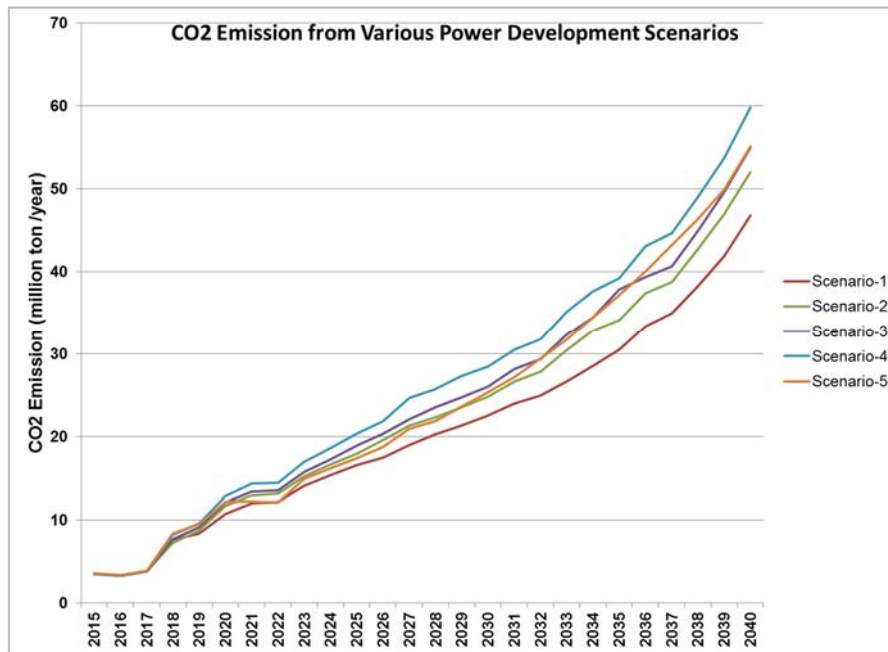


出所：Made by JICA Study Team based on the information from TPDC

図 8.3.2-14 電力セクターのガス需給バランス

## 2) 二酸化炭素排出量

図 8.3.2-15 に電源開発シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出量を示す。最も石炭火力の比率が高いシナリオ-4 は他のシナリオと比較して最も多くの CO<sub>2</sub> を排出する。排出量が最も少ないシナリオ-1 と比較すると、シナリオ-4 は 2040 年でシナリオ-1 よりも 28% 多くの CO<sub>2</sub> を排出する。



出所：JICA Study Team

図 8.3.2-15 電源開発シナリオ別の CO<sub>2</sub> 排出量

### 8.3.3 最適電源開発計画

電源開発計画シナリオ2のWASPによる最少費用電源開発計画を表8.3.3-1に示す。表8.3.3-1の解に計画中の電源開発候補地点を当てはめた最適電源開発計画を表8.3.3-2に示す。

表 8.3.3-1 WASP による最少費用電源開発（シナリオ2）

| Year                             | Fixed expansion                  |     | Variable expansion |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      | LOLP%<br>Target<br>=1.37% |      |  |       |
|----------------------------------|----------------------------------|-----|--------------------|-------|-------|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------|---------------------------|------|--|-------|
|                                  | Plant                            | MW  | Simple cycle GT    |       |       | Combined cycle |       |       | Coal  |       |       | GeoTh | Hydro                |                           |      |  |       |
|                                  |                                  |     | SGT1               | SGT2  | SGT3  | CGT1           | CGT2  | CGT3  | SBCL  | ASBC  | USCL  | GEO1  | DAM                  |                           |      |  |       |
|                                  |                                  |     | 70MW               | 120MW | 310MW | 110MW          | 185MW | 470MW | 150MW | 300MW | 700MW | 50MW  | Site Name            |                           | (MW) |  |       |
| 2015                             | Kinyerezi-I                      | 150 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.262 |
| 2016                             |                                  |     |                    |       |       | 330            |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.161 |
| 2017                             | Kinyerezi-II                     | 240 |                    |       |       | 110            |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.198 |
|                                  | Singida Wind (50MW)              | 50  |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
|                                  | Import from Ethiopia (1st stage) | 200 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
| 2018                             | Kinyerezi-I (Extension)          | 185 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.032 |
|                                  | Singida Wind (75MW)              | 75  |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
| 2019                             | Rusmo (Hydro)                    | 30  |                    |       |       | 220            |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.057 |
|                                  | Makambako Wind (100MW)           | 100 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
|                                  | Dodoma solar (50MW)              | 50  |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
| 2020                             | Singida Wind (75MW) Extension    | 75  |                    |       |       | 220            |       |       |       | 300   |       |       |                      |                           |      |  | 0.049 |
|                                  | Singida Wind (100MW)             | 100 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
|                                  | Kishapu-Shinyanga Solar          | 150 |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  |       |
| 2021                             | Singida Wind (75MW) Extension    | 50  |                    |       |       | 110            |       |       |       | 300   |       |       |                      |                           |      |  | 0.133 |
| 2022                             | Import from Ethiopia( 2nd stage) | 200 |                    |       |       | 110            | 185   |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.089 |
| 2023                             |                                  |     |                    |       |       | 330            |       |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.068 |
| 2024                             |                                  |     |                    |       |       | 110            | 370   |       |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.064 |
| 2025                             |                                  |     |                    |       |       | 440            |       |       |       |       |       | 100   | Malagarasi Stg-III   | 44.7                      |      |  | 0.023 |
| 2026                             |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       | 900   |       | 100   | Iringa-Ibosa         | 36                        |      |  | 0.005 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Iringa-Nginayo       | 52                        |      |  |       |
| 2027                             |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Kakono               | 87                        |      |  | 0.095 |
| 2028                             |                                  |     |                    |       |       | 110            |       |       |       | 300   |       |       | Mnyera - Ruaha       | 60                        |      |  | 0.133 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Songwe Manolo        | 88                        |      |  |       |
| 2029                             |                                  |     |                    |       |       | 220            |       |       |       | 300   |       |       | Mnyera - Mnyera      | 137                       |      |  | 0.089 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Mnyera - Kwanini     | 144                       |      |  |       |
| 2030                             |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       | 600   |       |       | Mnyera - Pumbwe      | 123                       |      |  | 0.068 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Mnyera - Taveta      | 84                        |      |  |       |
| 2031                             |                                  |     |                    |       |       |                | 185   |       |       |       |       |       | Mnyera - Kisingo     | 120                       |      |  | 0.064 |
| 2032                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 940   |       |       |       |       | Lower Kihansi Exp.   | 120                       |      |  | 0.023 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Mpanga               | 160                       |      |  |       |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Masigira             | 118                       |      |  |       |
| 2033                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 470   |       |       |       |       | Rumakali             | 222                       |      |  | 0.012 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Ruhudji              | 358                       |      |  |       |
| 2034                             |                                  |     |                    |       |       | 110            |       | 470   |       |       |       |       | Kikonge              | 300                       |      |  | 0.019 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Songwe Sofre         | 80                        |      |  |       |
| 2035                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 1,410 |       |       |       |       |                      |                           |      |  | 0.009 |
| 2036                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 470   |       |       |       |       | Stieglers Gorge Ph-1 | 1,048                     |      |  | 0.012 |
|                                  |                                  |     |                    |       |       |                |       |       |       |       |       |       | Upper Kihansi        | 47                        |      |  |       |
| 2037                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 470   |       | 600   |       |       | Stieglers Gorge Ph-2 | 1,048                     |      |  | 0.034 |
| 2038                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 470   |       | 600   |       |       |                      |                           |      |  | 0.043 |
| 2039                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 940   |       | 300   |       |       |                      |                           |      |  | 0.052 |
| 2040                             |                                  |     |                    |       |       |                |       | 470   |       | 900   |       |       |                      |                           |      |  | 0.041 |
| Total addition (Number of units) |                                  |     | 0                  | 0     | 0     | 22             | 4     | 13    | 4     | 17    | 0     | 4     |                      |                           |      |  | 21    |
| Total addition (MW)              |                                  |     | 1,655              | 0     | 0     | 2,420          | 740   | 6,110 | 600   | 5,100 | 0     | 200   |                      |                           |      |  | 4,477 |

出所：JICA 調査団



### 8.3.4 電源開発の優先プロジェクト

PSMP2012において計画され現在進行している電源開発計画は、全て IPP や PPP プロジェクトであり、IPP オーナーや PPP パートナーが既に決定している。よって、既存の新規プロジェクトに参入する機会は極めて難しいと考えられる。しかしながら、「8.2.2 既存の発電設備拡充計画」の項でも述べたとおり、これらのプロジェクトは主に資金面の制約等によりスケジュールに遅延が生じており、今後、タンザニア国の電力需要が着実に増加していくと、供給力不足に至る恐れがあり、速やかな電源開発が必要とされている。そうした背景の中、新規火力発電プロジェクトに対する我が国の協力の可能性について検討した。

#### (1) 発電燃料

タンザニア国において新規火力発電プロジェクトを検討するにあたり、一次エネルギー源としては石炭と天然ガスの利用が考えられる。

石炭の利用については、主な石炭鉱床は内陸部にあり、付近には鉄道等の利用可能な大規模インフラがないため、現状は山元発電に限定される。また、炭鉱開発と歩調を合わせて進める必要があり、現状の炭鉱開発で進められている石炭火力発電に追加して新規の石炭火力発電を計画した場合、燃料供給不足が生じる恐れがある。よって、新規の石炭火力発電プロジェクトは、炭鉱開発がある程度進捗した後に計画した方が望ましい。

天然ガスの利用については、現在、タンザニア国南部でムナジ湾ガス田が開発され、新しいパイプラインがダルエスサラームに向けて建設された。同パイプラインはタンザニア国の沿岸部に沿って敷設されており、2015年に完成した。よって、パイプライン完成後は燃料の供給が安定的に見込めることから、新規の火力発電プロジェクトとして、ガス火力発電所を開発することとして検討を進める。

#### (2) 発電方式

ガス火力発電所には、航空機転用型ガスタービン火力発電所及び大容量ガスタービン火力発電所がある。航空機転用型ガスタービンは、小型・軽量・コンパクトといった特徴を有し、起動から全負荷までの到達時間が短く、急速起動停止が可能である。また、シンプルサイクルのコンバインド化及びユニットの拡張・増設が容易である。

シンプルサイクルとコンバインドサイクルとを比較すると、熱効率で 10%前後も改善が見込める。よって今回は、航空機転用型ガスタービンをベースとしたコンバインドサイクル型ガスタービンとする。

#### (3) サイト候補地

コンバインドサイクル型のガスタービン火力発電所を建設するにあたってのサイト候補地の条件としては、以下の項目がある。

- 蒸気タービンで仕事をした蒸気を冷却するための冷却源（海水、淡水）が確保できること
- 燃料を安定的に供給できること
- 発電した電気を電力消費地に届けるための送電設備が整備されていること

TANESCO は、2014年10月末より11月初旬にかけて、新規ガス火力発電のサイト候補地を選定するための現地調査を実施している。その中で、将来のサイト候補地として9つの地点を選定

している。敷地面積については、人口もまばらな地域であるため、十分に確保できるとのことである。

表 8.3.4-1 新規ガス火力発電サイト候補地

| District                         | Site Name | Coordinates (Easting & Northing) |           |            | Distance (to site - km) |          |
|----------------------------------|-----------|----------------------------------|-----------|------------|-------------------------|----------|
|                                  |           | Zone                             | X         | Y          | From BVS                | From Sea |
| Mkuranga<br>(BVS 13)             | Site 1    | -37                              | 545072.04 | 9202457.05 | 18                      | 4        |
|                                  | Site 2    | -37                              | 547567.85 | 9206259.91 | 23                      | 4.6      |
|                                  | Site 3    | -37                              | 536504.23 | 9181334.59 | 25                      | 1.7      |
| Kilwa - Somanga<br>(BVS Somanga) | Site 1    | -37                              | 529343.25 | 9066947.77 | 0.4                     | 4        |
|                                  | Site 2    | -37                              | 530361.75 | 9066236.19 | 1.2                     | 2.5      |
| Lindi<br>(BVS 03)                | Site 1    | -37                              | 585970.59 | 8907107.29 | 35                      | 0.6      |
|                                  | Site 2    | -37                              | 579510    | 8901078.7  | 27                      | 0.37     |
| Mtwara<br>(BVS 01)               | Site 1    | -37                              | 623142.7  | 8869147.26 | 13                      | 0.8      |
|                                  | Site 2    | -37                              | 622974.56 | 8870502.97 | 20                      | 4        |

BVS: Block Valve Station

出所：TANESCO

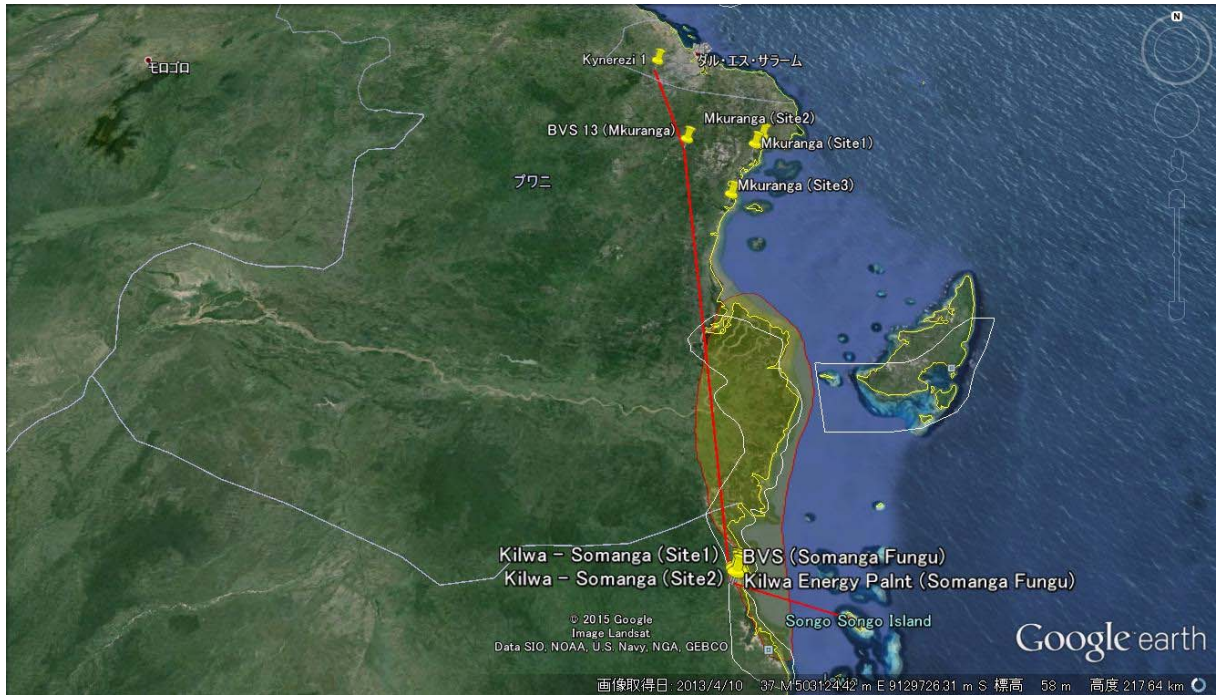
上記のサイト候補地は、沿岸部のパイプラインに沿って選定されており、バルブステーションからさほど遠くない距離である。また、沿岸部であるため冷却水として海水が利用できる。沿岸部の送電設備については、将来的には整備される計画であるが、先行している送電線プロジェクトは、ソマンガフングよりキネレジに向けて、400kVの送電線を敷設する計画がある。TANESCOによると、現在、NSSFは150 million USDの貸し付けを決定しており、TANESCOはNSSFとのLoan Agreementの締結に向けて調整を行っているとのことである。ソマンガフングからキネレジへの送電線が敷設されると、中間地点にあるムクランガからも送電線に接続できる。

よって、上記の9地点よりリンジ地域及びムトワラ地域を対象外とし、ムクランガ地域とキウイラーソマンガ地域の5地点に絞り込んだ。

続いて、ムクランガ地域及びキウイラーソマンガ地域の状況を確認する。図 8.3.4-1 にガス火力発電所候補地（全体）を示す。また、図 8.3.4-2 にはムクランガ地域のサイト候補地を、図 8.3.4-3 にはキウイラーソマンガ地域のサイト候補地を示す。

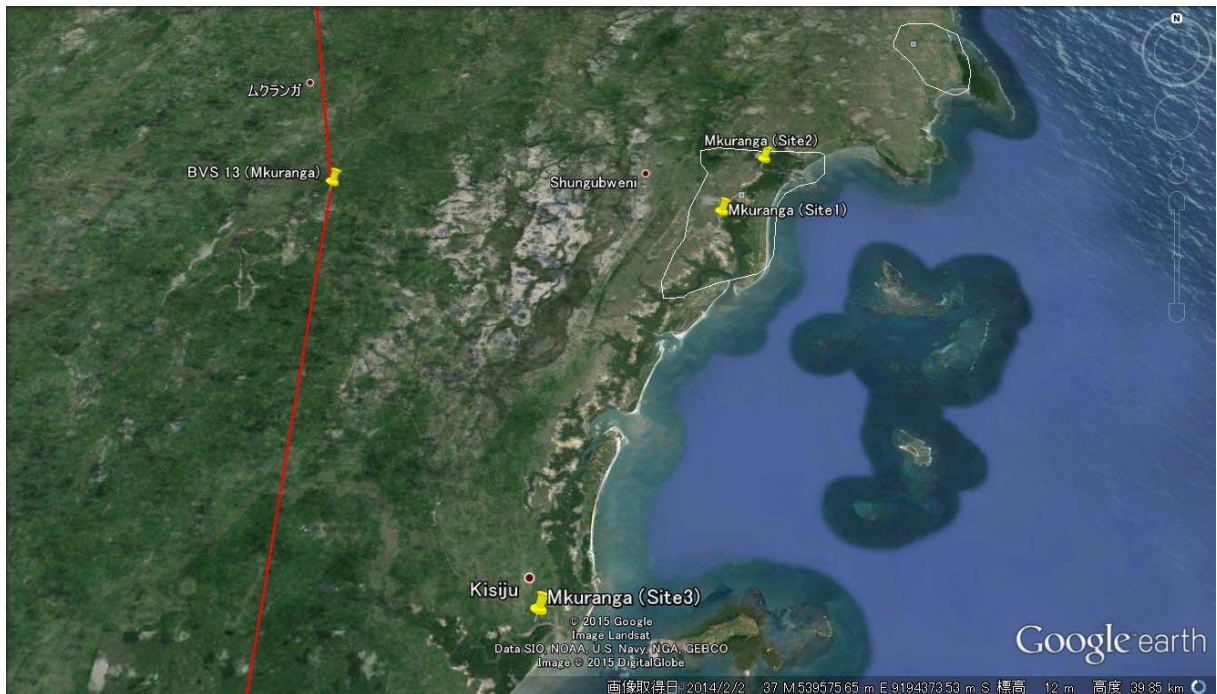
これらの図及び表 8.3.4-1 より、キウイラーソマンガ地域の方がムクランガ地域と比較してバルブステーションからの距離、海岸からの距離が近い。しかしながら、キウイラーソマンガ地域一帯は広大な湿地帯であり、しかもラムサール条約の保護区に指定されている(図 8.3.4-1 及び 8.3.4-3 の黄色で着色された部分)。ムクランガ地域沿岸部もサンゴやマングローブ林があるが、保護区には指定されていない。このことから、キウイラーソマンガ地域の開発を進めるにあたり、EIAの実施、環境許認可の取得に多くの時間を費やすことが想定される。

以上を踏まえ、新規ガス火力発電サイト候補地として、ムクランガ地域のサイトとする。ムクランガ地域にはサイト候補地が3地点存在するが、実地調査後に決定するのが望ましい。



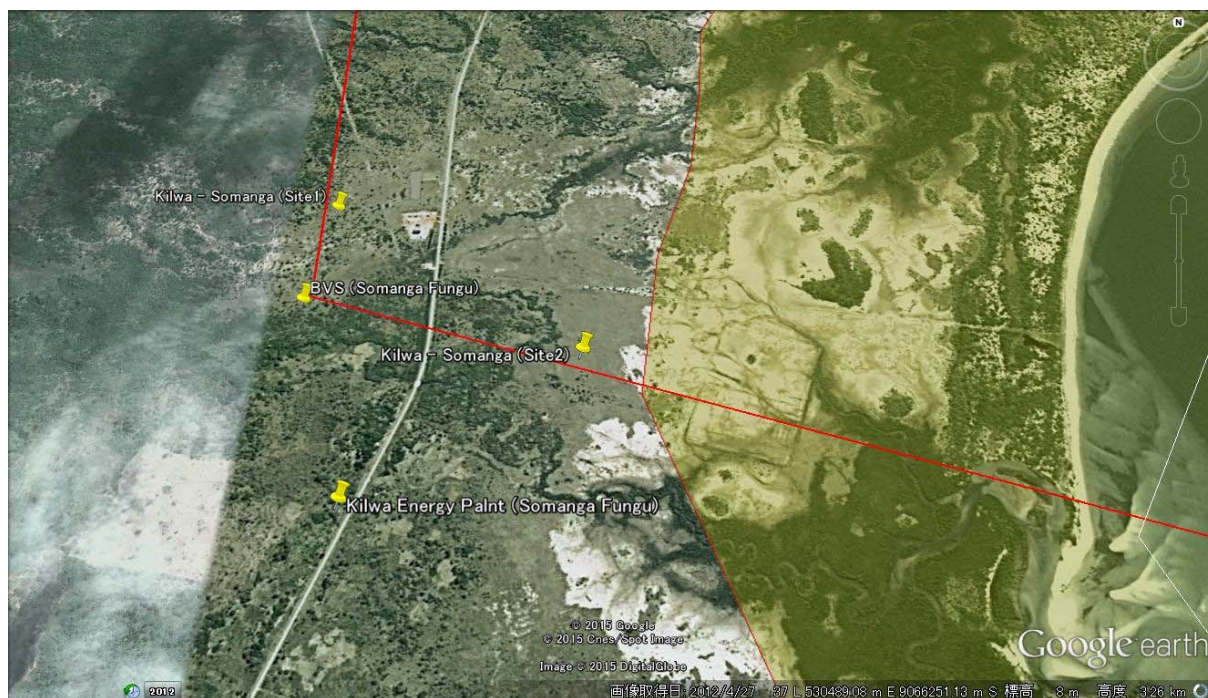
出所：JICA 調査団作成

図 8.3.4-1 ガス火力発電所候補地（全体）



出所：JICA 調査団作成

図 8.3.4-2 ガス火力発電所候補地（ムクランガ地域）



出所：JICA 調査団作成

図 8.3.4-3 ガス火力発電所候補地（キウィラーソマンガ地域）

#### (4) 留意点

今回は簡易的手法により、将来の新規ガス火力発電候補地をムクランガ地域に選定した。実際にプロジェクトを進めるに当たっては、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する必要がある。

### 8.3.5 電源開発計画実現に向けた課題と提言

#### 8.3.5.1 火力発電設備

電源開発を進めるに当たっての課題について、以下に記す。

##### (1) インフラの整備に関する課題

ガス火力発電については、現状、ダルエスサラームの南 200km に位置するソングソングガス田からのガスを利用して、ダルエスサラーム地区におけるガス火力（ソングガス、ウブンゴ 1、2、テゲタ）発電所と工業用天然ガス供給網が稼働しているが、しばしばガス供給不足に陥り、利用率低下の一因となっている。同国南部においては、ムナジ湾ガス田が開発され、このムナジ湾陸上部と浅海部ガス田からのパイプラインが建設中である。更には、沖合の大水深鉦区（水深 1,150～2,500m）において巨大ガス田が発見され、今後の重要な供給源になると期待されている。ガス火力発電計画を遅滞なく実現させるためには、これらのガス田の開発、ガスパイプラインの敷設計画が滞りなく進められなければならない。

石炭火力については、主にタンザニア南西部にあるマラウィ湖周辺の内陸部で産出し、山元発電が計画されている。火力発電所は蒸気を復水させるための冷却源が必要となる。冷却源として湖沼や河川からの冷却水を利用する場合は、水力発電における河川水等の取水やその他活動に伴



う河川水の利用に影響を及ぼさないように留意の上、取水する必要がある。また、海水を利用して冷却する場合は沿岸部に立地する必要があるが、燃料となる石炭を輸送するためのインフラ（鉄道等）の整備が重要となる。

## (2) 環境社会配慮、地球環境問題に関する課題

化石燃料を使用する火力発電は、燃焼に伴う大気汚染や環境負荷が大きく、地域の環境汚染のみならず、地球温暖化への影響の懸念も広がってくる。

ばいじん、窒素酸化物、硫黄酸化物については、世界銀行グループ 国際金融公社（IFC: International Finance Corporation）の環境健康安全ガイドライン（EHS ガイドライン: Environmental, Health, and Safety Guidelines）の火力発電ボイラの大気への排出ガイドライン（2008年）が定められていることから、設計の際はEHSガイドラインの値に留意して設計する必要がある。

また、石炭火力については、2013年6月の米国オバマ大統領が「大統領気候変動行動計画」の中で、①海外の新設石炭火力への米政府公的支援の終了、②他国や多国間開発銀行に対し、早急に同様の措置を取るよう求めていく旨発表した。これに追随して世銀グループ等も新設石炭火力への融資を石炭以外に経済的な選択肢がない場合に限るという厳しい融資方針を発表している。このように地球環境問題への関心の高まりに伴う世界的な動向に注視していく必要がある。

地球温暖化問題への対応策の一つとしては、火力発電所の高効率化が挙げられる。ガス火力発電所においてはガスタービンの大容量・高温化、石炭火力発電所においては超臨界圧（SC）、超々臨界圧（USC）発電等の導入により地球温暖化問題への解決に資するが、タンザニア国の電力系統は未だ脆弱であるため大容量の火力発電所の建設は困難である。よって、小容量の航空機転用型ガスタービンや、亜臨界圧石炭火力発電（Sub-C）を改良した先進亜臨界圧石炭火力発電（Advanced Sub-C）などの導入を進めるのも有効な手段の一つであると思われる。

また、大型の火力発電所を建設する場合は広大な敷地が必要となってくるため、住民移転の可否、文化遺産の有無、保護区・生態系への影響など、自然環境、社会環境への影響についても考慮が必要である。特に沿岸部においては、サンゴ、マングローブ等の存在が確認されており、ムトワラ付近の海域は海洋保護区に指定されているため、地点選定においては現地調査を行い、適切な配慮を施すことが必要である。

## (3) 送電線に関する課題

タンザニア国の電力系統は脆弱であるため、送電系統の増強が急務である。併せて、新規立地地点までの送電線の敷設、変電所の増強等も肝要である。電力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る。立地上の制約から特定箇所に集中して立地した場合は、送電線や変圧器等の設備に過負荷が無く、潮流、電圧を適正に維持しなければならない。

## (4) O&Mに関する課題

火力発電設備は経年的に劣化していくため、運転保守管理が次第に重要になってくる。長期間にわたり信頼性の高い運転を継続させるためには、長期計画に基づく運転保守管理が必要となる。TANESCOの既存のガス火力発電所の現状を調査した結果、メンテナンスコスト不足により、適切なメンテナンス周期に基づく定期点検の未実施、スペアパーツの不足など、問題が顕在化して

いた。また、点検が定期的に行われておらず、壊れたら直すという **Break Down Maintenance** となっている。発電設備がいつでも本来の性能を発揮し、安定供給を維持できることが重要であるため、継続的かつ適切なメンテナンスを電源開発と併せて定着させる必要がある。

タンザニア国において、継続的かつ適切なメンテナンスを定着させるため、また、O&M スキルの向上を図るためには、カウンターパート研修により日本にて指導を行うことや、新規電源開発に併せたメンテナンスノウハウをパッケージで提供すること等が考えられる。また、プラント延命化の判断をするために、経年劣化した個別プラントの設備診断をカウンターパートと共に実施し、カウンターパート側に根付く様、技術支援を行うことも有効な手段の一つである。

### 8.3.5.2 水力発電設備

最適電源開発計画に基づいて水力計画地点の開発を行うために、以下を提言する。

(1) 調査の着実な推進：

遅滞なく水力計画地点の建設工事に着工できるよう、適切な準備期間のリードタイムを考慮して、技術・環境調査を着実に推進する。

(2) 発電計画の最適化：

技術調査のステップアップや計画・設計の精度向上に際し、発電計画の最適化の検討を行い、経済性のさらなる向上を図る。

(3) 調査・建設の体制整備：

同時に複数の水力計画地点の着工準備と建設工事の管理が行えるよう、技術・環境調査、許認可取得、入札・契約、建設管理を担当する要員を確保する。

(4) 新規水力地点の発掘：

経済性の良い水力地点を継続的に開発できるよう、将来の電源開発候補の調査を進める。

(5) 運転・維持管理の体制整備：

計画どおりの電力供給を行えるよう、増加する水力発電所数に合わせて、運転・維持管理を担当する要員を確保する。

(6) 適切な維持管理の徹底：

計画どおりの電力供給を行えるよう、既設発電所および新設発電所を適切に維持管理し、事故停止を低減する。

#### (1) 調査の着実な推進

2015年～2040年の最適電源開発計画に計上されている大中規模水力22地点のうち、最近10年以内にF/Sが完了しているのは6地点しかない。残りの16地点については、Pre-F/Sまたは概略調査が行われているにすぎない(表8.2.2-4参照)。このため、計画的に技術調査のステップアップや計画・設計の精度向上を行い、着工開始予定年に合わせてPre-F/S、F/S、詳細設計・入札図書作成を着実に進めるべきである。

大部分の水力計画地点は、近年、技術調査が行われており、現在の土地利用や環境規制に応じた計画になっていると考えられる。しかしながら、今後技術調査を進める中で、一層の環境社会影響の緩和を図るため、水路ルートの見直しやダムからの環境放流が必要となり、発電計画を変更しなければならないことが想定される。さらに、国家環境管理委員会(NEMC)による環境社会影響評価(ESIA)の承認手続きに時間を要し、着工が遅延することも懸念される。特に、ステ



一方、TANESCO では、2000 年のキハンシ水力発電所の運転開始以降、水力発電所の建設を行っていない。また、ルフィージ川流域開発庁（RUBADA）においては、初めての水力発電所の建設となる。

したがって、これら調査、建設契約、建設管理といった業務を遂行できるよう TANESCO や RUBADA の技術者のスキル向上を図る必要がある。これに合わせて、技術者の増員も行う必要がある。例えば、以下を含む対応を検討し、調査・建設体制を整備すべきである。

- ・ 調査、建設契約、建設管理を一貫して行う水力建設専門チームの創設
- ・ ルスモ水力地点等の早期に着工する地点の開発を通じた OJT
- ・ 水力の運転・維持管理部門から建設部門への人事異動
- ・ 新規・中途採用による水力技術者の増員

#### (4) 新規水力地点の発掘

2015 年～2040 年の最適電源開発計画では、2036 年までに既存の水力開発計画地点は全て運転を開始することになる。今後、タンザニア国で電力システムマスタープランを更新していくためには、2036 年以降の新規電源候補を発掘する必要がある。

タンザニア国には、38,000MW の包蔵水力があるとされている<sup>33</sup>。これまでに行われた包蔵水力調査<sup>34</sup>等を基に、経済性の良い地点を抽出し、調査精度を高めるべきである。

#### (5) 運転・維持管理の体制整備

2014 年末時点で、タンザニア国において系統連系されている稼働中の大規模水力発電所は、わずか 6 箇所しかない。2015 年～2040 年の最適電源開発計画では、2037 年までに 22 箇所の大中規模水力計画地点を開発することになり、今後 20 年間に水力発電所の数が約 4 倍に増加する。TANESCO が運転を行う予定の水力発電所も、2014 年の 7 箇所から 2035 年までに 17 箇所に増加する。

タンザニア国の既設水力発電所の多くは有人発電所で、運転要員の他に、維持・補修要員も発電所サイトに常駐している。このため、水力発電所の運転、維持・補修といった業務を遂行できるよう TANESCO や RUBADA の技術者のスキル向上を図る必要がある。これに合わせて、技術者の増員も行う必要がある。

この他、人員の急増を回避するための方法として、発電所の無人化運転の導入、保守の省力化が可能な機器の導入といったハード面での対策を検討することも考えられる。また、現在、TANESCO の発電所員が直営で行っている修繕工事業務をアウトソース化する方法も考えられる。

このように、ソフト面とハード面の両面から検討を行い、運転・維持管理の体制を整備すべきである。

#### (6) 適切な維持管理の徹底

表 8.3.5-1 に示すように TANESCO の既設水力発電所は、事故による停止時間が多い（補足資料 S-3 の S-3-2 項参照）。既設発電所のみならず、これから建設水力地点においても、事故停止は供給力の低下、系統の不安定化を招くため、回避されなければならない。

<sup>33</sup> Kihansi Hydro Power Development Project - Study Final Report (October 1990, JICA)

<sup>34</sup> Rufiji Basin Hydropower Master Plan (April 1984, Norconsult)

このため、機器や設備の適切な維持管理を徹底し、事故停止の低減に努める必要がある。また、既設水力発電所の中には、事故停止時間が記録されていない発電所もあり、安定供給に対する意識の低さも見受けられる。事故停止時間と合わせて事故原因も記録し、傾向を分析し、対策を施すことを定着させる必要がある。

表 8.3.5-1 既設発電所の事故停止率

| Item  |                               | Hydro Power Plant |                       |        |       |                         |         |     |      |
|---|-------------------------------|-------------------|-----------------------|--------|-------|-------------------------|---------|-----|------|
|   |                               | Hale              | Nyumba<br>Ya<br>Mungu | Kidatu | Mtera | New<br>Pangani<br>Falls | Kihansi |     |      |
| Plant                                       | Installation Year             | 1967              | 1968                  | 1975   | 1988  | 1995                    | 2000    |     |      |
| Characteristics                             | Number of units               | 2                 | 2                     | 4      | 2     | 2                       | 3       |     |      |
| Forced<br>Outage<br>Duration<br>Time        | Whole<br>Plant<br>(Days-Unit) | Year              | 1999                  | N/A    | N/A   | 8.3                     | N/A     | N/A | N/A  |
|   |                               |                   | 2000                  | N/A    | N/A   | 22.9                    | N/A     | N/A | N/A  |
|   |                               |                   | 2001                  | N/A    | N/A   | 8.3                     | N/A     | N/A | 71.5 |
|   |                               |                   | 2002                  | N/A    | N/A   | 5.9                     | N/A     | N/A | N/A  |
|   |                               |                   | 2003                  | N/A    | N/A   | 10.7                    | N/A     | N/A | 0.5  |
|   |                               |                   | 2004                  | N/A    | N/A   | 11.8                    | N/A     | N/A | 5.0  |
|   |                               |                   | 2005                  | N/A    | N/A   | 4.3                     | N/A     | N/A | 4.5  |
|   |                               |                   | 2006                  | 367.6  | 28.3  | 15.4                    | N/A     | 3.0 | N/A  |
|   |                               |                   | 2007                  | 370.2  | 209.5 | 36.9                    | N/A     | 1.6 | 10.7 |
|   |                               |                   | 2008                  | 389.4  | 359.4 | 10.6                    | N/A     | 5.9 | 10.7 |
|   |                               |                   | 2009                  | N/A    | N/A   | 10.3                    | N/A     | N/A | 30.2 |
|   |                               |                   | 2010                  | N/A    | N/A   | 109.0                   | N/A     | N/A | 81.3 |
|   |                               |                   | 2011                  | N/A    | N/A   | 32.6                    | N/A     | N/A | 33.8 |
|   | 2012                          | N/A               | N/A                   | 148.0  | N/A   | N/A                     | 25.2    |     |      |
|   | 2013                          | 708.1             | 295.3                 | 30.5   | N/A   | 74.5                    | 17.0    |     |      |
|   | Average                       | 458.8             | 223.1                 | 31.0   | N/A   | 21.3                    | 26.4    |     |      |
|   |                               | 152.1             |                       |        |       |                         |         |     |      |
|   | Per Unit<br>(Days)            | Average           | 229.4                 | 111.6  | 7.8   | N/A                     | 10.6    | 8.8 |      |
|   |                               |                   | 229.4                 | 111.6  | 9.1   |                         |         |     |      |
|   |                               | 73.6              |                       |        |       |                         |         |     |      |
| Forced Outage Rate per Unit (time per year) |                               | 62.9%             | 30.6%                 | 2.1%   | N/A   | 2.9%                    | 2.4%    |     |      |
|   |                               | 62.9%             | 30.6%                 | 2.5%   |       |                         |         |     |      |
|   |                               | 20.2%             |                       |        |       |                         |         |     |      |

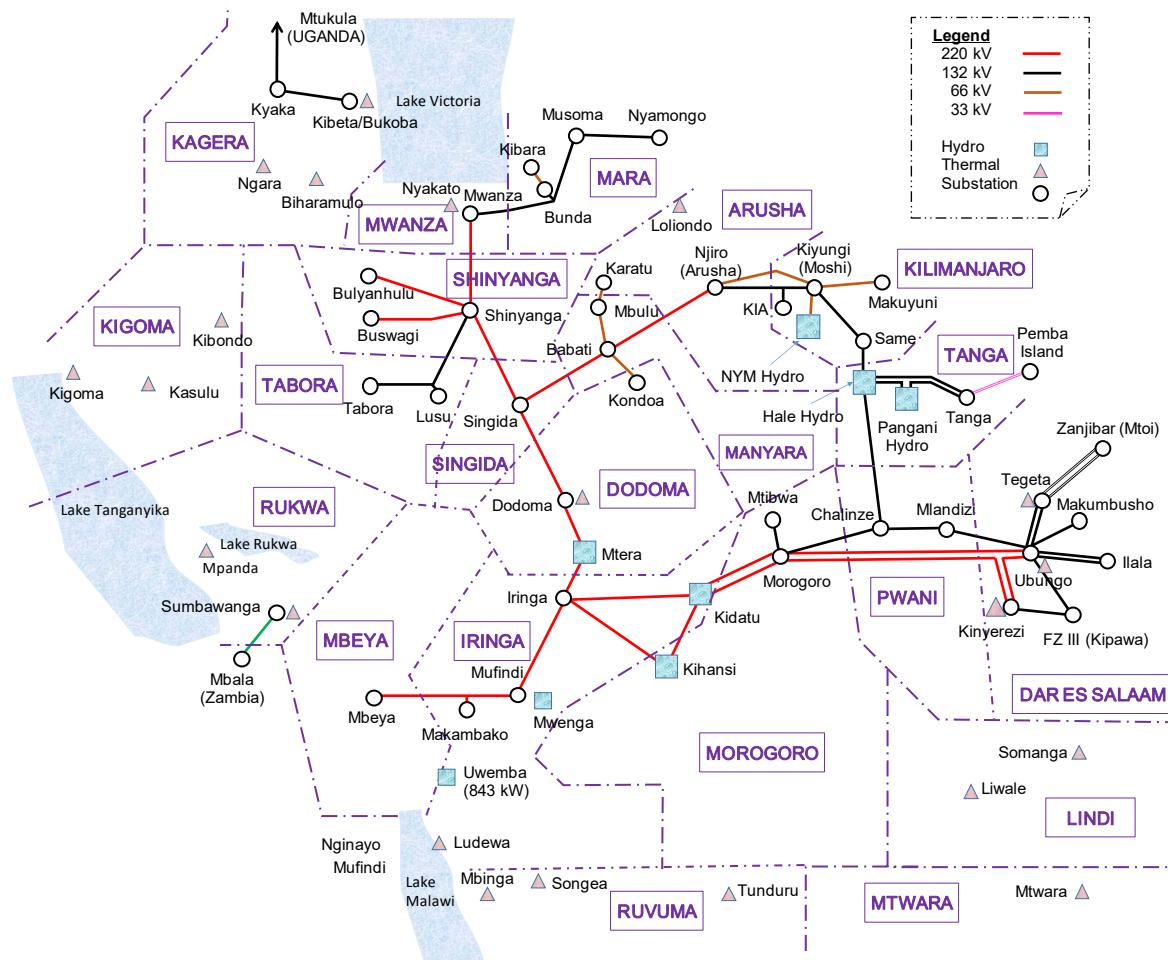
Source: Made by JICA Study Team with reference to "Annual Report of each Hydro Power Plant (1999 - 2012, TANESCO)"

## 第9章 系統計画

### 9.1 送変電設備の現況

#### 9.1.1 全国電力送電系統

図 9.1.1-1 に 2016 年 11 月時点のタンザニア国全国電力送電系統図を示す。



出所：TANESCO データから調査団作成

図 9.1.1-1 タンザニア国全国電力送電系統図

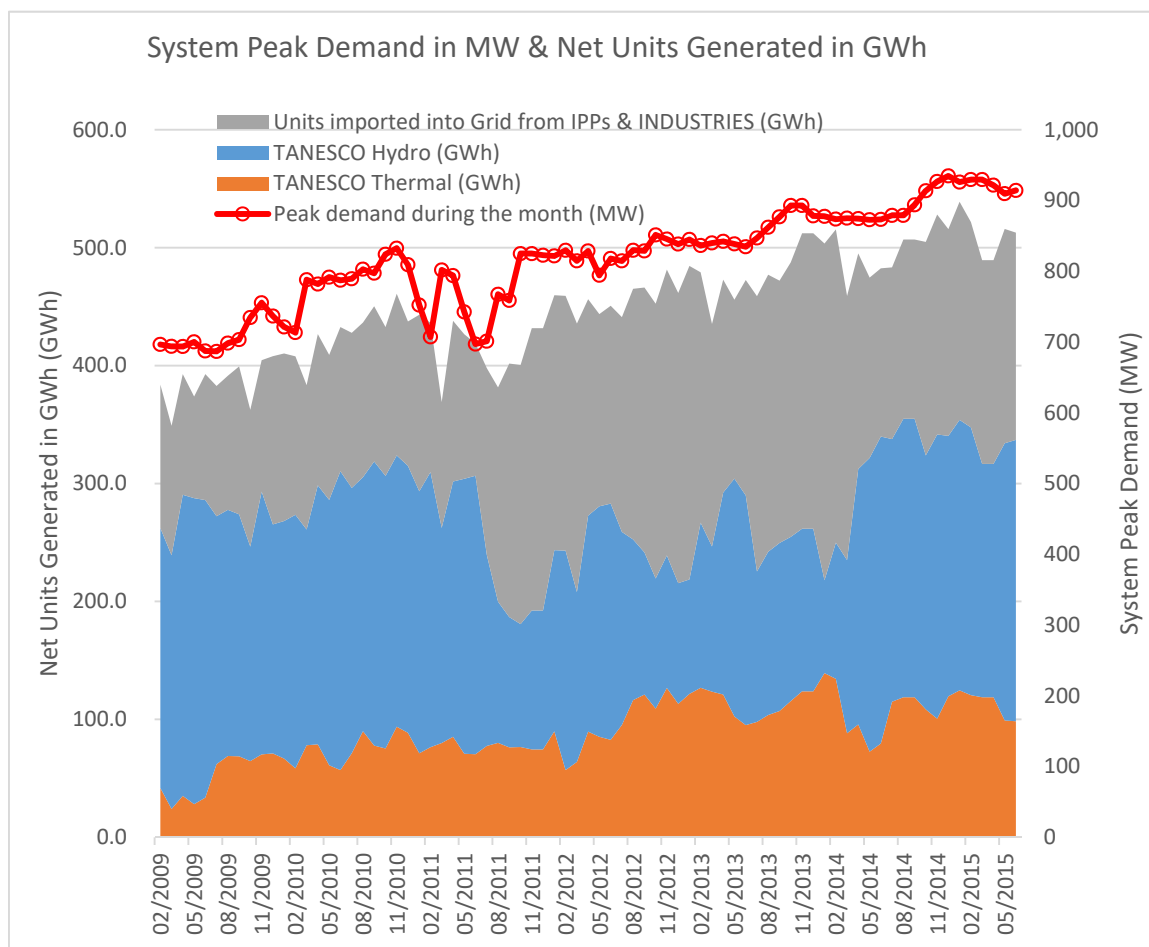
タンザニア国の送電系統は 220 kV を最高電圧として、その下位電圧として 132 kV 及び 66 kV の送電電圧レベルで構成されている。国の中央部には大容量の水力発電所（キダツ水力発電所：4 × 51 MW、ムテラ水力発電所：2 × 40 MW 及びキハンシ水力発電所：3 × 60 MW）があり、これら水力発電所群から、タンザニア国で最も消費の多い東部のダルエスサラーム地域や、鉱山が数多く存在する北西部、そして西部の都市ムベヤ地域に、それぞれ 220 kV で送電されている。最近ではダルエスサラーム地域における火力発電の割合が増し、上記の水力発電所群からは北西部や西部への送電が主となっている。

タンザニア国の中で最も大きな需要地であるダルエスサラーム地域は、132 kV 系統で構成されているが、その送電網はウブンゴ変電所からの放射状のもので、現在環状系統が計画され、実施されつつある。

前述した 3 ヶ所の大容量水力発電所の他に 5 ヶ所の水力発電所があるが、これらはすべて全国電力系統に接続されている。一方、火力発電所は 2016 年に運開したキネレジガス 1 号火力を含めて全国で 24 ヶ所に設置されている。その内、全国の系統に接続されているのは 6 ヶ所のみで、残りの 18 ヶ所の火力発電所は全国大のグリッドには接続されておらず、単独の系統に供給しているものである。図 9.1.1-1 からわかるように、これら 18 ヶ所の火力発電所は、国の西部及び南部に点在しており、それぞれの地域に単独で供給している。

また、タンザニア国は 8 ヶ国の隣国に接しているが、現在はその内の 2 ヶ国間で電力融通が行われている。北西部のキャカ地域はウガンダ国と 132 kV で、南西部のスンバワンガ地域ではザンビア国と 66 kV で電力の融通が行われている。

図 9.1.1-2 に、タンザニア全国の 2009 年 2 月から 2015 年 5 月までの、月ごとの最大需要電力 (MW) 及び発電種別電力量供給状況 (GWh) の推移を示す。

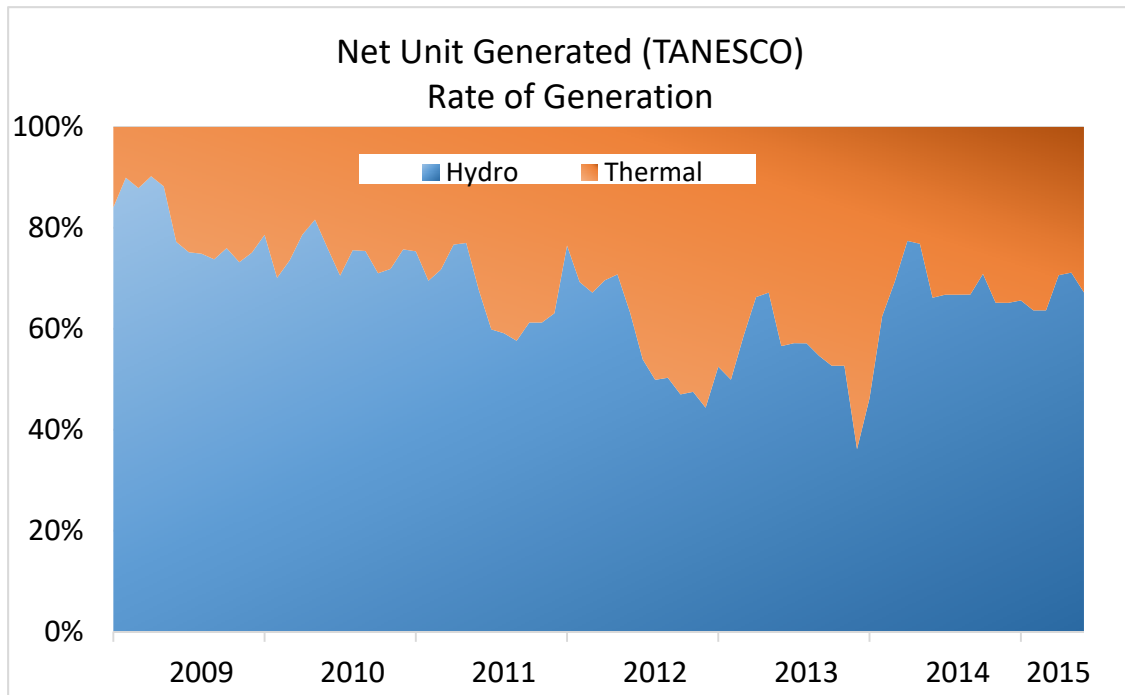


出所：TANESCO

図 9.1.1-2 最大需用電力と発電種別電力量供給状況

系統のピーク需要は、2009 年 1 月で 755 MW であったが、2014 年 12 月には 935 MW に伸びており、年平均約 4.7%の伸びとなっている。TANESCO の水力発電による発電電力量が季節により変化しているため、これに合わせた形で、TANESCO の火力発電や IPP 他より電力を調達している。図 9.1.1-3 に、2009 年 1 月から 2015 年 6 月までの TANESCO 所有の水力発電所と火力発電所の発生電力の割合を示す。水力発電所の発生電力量は、毎年 1 月から降雨量が増加することによ

り増加し、4月にはその年最大の電力量が発生している。また、2009～2011年に比べ、2012/2013年は水力発電所の発生電力量が減少している分、火力発電所の電力量が増加している。



出所：TANESCO データから調査団作成

図 9.1.1-3 TANESCO 所有の水力発電所と火力発電所の発生電力の割合

表 9.1.1-1 は、2013 年及び 2014 年にダルエスサラーム市内で測定されたデータを基に計算した力率である。これらの平均力率はほぼ遅れ力率 0.9 である。システムの損失を減らすには、この力率を 1.0 に近づけることが必要となる。そのため、力率改善用コンデンサを設置することがその解決策となるが、日本の電力会社で行っているような、需要先に対して力率改善で電気料金を安くするような契約形態を導入することも一つの解決策である。

表 9.1.1-1 変電所力率実績

| S/S Name              | Date           | Time                   | Feeder Name                | Voltage (kV) | Current (A) | Active Power (MW) | Reactive Power (Mvar) | Power Factor | Average Power Factor        |
|-----------------------|----------------|------------------------|----------------------------|--------------|-------------|-------------------|-----------------------|--------------|-----------------------------|
| Ubungo                | March 04, 2013 | 14:20                  | Ubungo Gas Plant (105 MW)  | 220          |             | 88                | 34                    | 0.93         | 0.89972<br>↓<br><b>0.90</b> |
|                       |                |                        | Makumbusho                 | 132          |             | 50                | 30                    | 0.86         |                             |
|                       |                |                        | Mlandizi                   | 132          |             | 44                | -15                   | 0.95         |                             |
|                       |                |                        | Ilala 2                    | 132          |             | 53                | 37                    | 0.82         |                             |
|                       |                |                        | Ilala 1                    | 132          |             | 42                | 25                    | 0.86         |                             |
| Makumbusho            | March 08, 2013 | 11:00                  | Factory Zone 3             | 132          |             | 22                | 14                    | 0.84         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T2 Secondary     | 33           |             | 29.18             | 15.43                 | 0.88         |                             |
|                       |                |                        | F2 (Oyster Bay)            | 33           |             | 9.42              | 5.43                  | 0.87         |                             |
|                       |                |                        | F3 (Industry)              | 33           |             | 7.53              | 3.69                  | 0.90         |                             |
|                       |                |                        | 33/11 kV T4 Secondary      | 11           |             | 4.79              | 2.10                  | 0.92         |                             |
| Ilala                 | March 18, 2013 | 11:27                  | Tanzania Oxigen Ltd. (TOL) | 33           | 290         | 14.6              | 7.9                   | 0.88         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T1 Secondary     | 33           | 1,127       | 53.4              | 26.7                  | 0.89         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T2 Secondary     | 33           | 780         | 42.5              | 18.7                  | 0.92         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T5 Secondary     | 33           | 800         | 42.0              | 19.0                  | 0.91         |                             |
|                       |                |                        | 33/11 kV T4 Secondary      | 11           | 590         | 10.0              | 4.8                   | 0.90         |                             |
|                       | March 27, 2013 | 11:05                  | 33/11 kV T5 Secondary      | 11           | 600         | 10.0              | 4.8                   | 0.90         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T1 Secondary     | 33           | 985         | 47.6              | 26.7                  | 0.87         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T2 Secondary     | 33           | 590         | 32.0              | 14.5                  | 0.91         |                             |
|                       |                |                        | 132/33 kV T5 Secondary     | 33           | 800         | 31.0              | 14.5                  | 0.91         |                             |
|                       |                |                        | 33/11 kV T4 Secondary      | 11           | 560         | 9.5               | 4.6                   | 0.90         |                             |
| August 29, 2014       | 11:16          | 33/11 kV T5 Secondary  | 11                         | 560          | 9.5         | 4.7               | 0.90                  |              |                             |
|                       |                | 132/33 kV T1 Secondary | 33                         |              | 56.8        | 16.7              | 0.96                  |              |                             |
|                       |                | 132/33 kV T2 Secondary | 33                         | 710          | 38.0        | 11.0              | 0.96                  |              |                             |
|                       |                | 132/33 kV T5 Secondary | 33                         | 710          | 38.0        | 11.0              | 0.96                  |              |                             |
|                       |                | 33/11 kV T4 Secondary  | 11                         | 590          | 10.0        | 4.9               | 0.90                  |              |                             |
| 33/11 kV T5 Secondary | 11             | 590                    | 10.0                       | 4.8          | 0.90        |                   |                       |              |                             |

出所：TANESCO 変電所にて調査団で調査



## 9.1.2 既設送電設備

表 9.1.2-1 に 2016 年 11 月現在の 220 kV~66 kV の送電線一覧を示す。

表 9.1.2-1 タンザニア国既設送電線一覧

| Rated Voltage (kV) | from             | to              | Route Length (km) | No. of Towers | No. of Circuits | Conductor |  | Year Commissioned | Current Rating <sup>*1</sup> (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating <sup>*2</sup> (MVA) |
|--------------------|------------------|-----------------|-------------------|---------------|-----------------|-----------|--|-------------------|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
|                    |                  |                 |                   |               |                 | Code Name | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                   |                                     |                   |                                   |
| 220                | Morogoro         | Ubungo 1st      | 172               | 456           | 1               | Bluejay   | 564  | 1975              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Kidatu           | Mindu           | 116               | 279           | 1               | Bluejay   | 564  | 1975              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Mindu            | Moro Dev.       | 12                | 41            | 1               | Bluejay   | 564  | 1982              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Kidatu           | Iringa          | 160               | 441           | 1               | Bison     | 350  | 1985              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Iringa           | Mufindi         | 130               | 336           | 1               | Bison     | 350  | 1985              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Iringa           | Mtera           | 107               | 297           | 1               | Bison     | 350  | 1985              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Mtera            | Dodoma          | 130               | 303           | 1               | Bison     | 350  | 1985              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Mufindi          | Mbeya           | 220               | 544           | 1               | Bison     | 350  | 1985              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Dodoma           | Singida         | 210               | 528           | 1               | Bison     | 350  | 1988              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Singida          | Shinyanga       | 200               | 532           | 1               | Bison     | 350  | 1988              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Shinyanga        | Mwanza          | 140               | 336           | 1               | Bison     | 350  | 1988              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Morogoro         | Kidatu          | 130               | 328           | 1               | Bluejay   | 564  | 1993              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Morogoro         | Ubungo 2nd      | 179               | 477           | 1               | Bluejay   | 564  | 1995              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Singida          | Babati          | 150               | 424           | 1               | Rail      | 483  | 1996              | 993                                 | 378               | 303                               |
| 220                | Babati           | Arusha          | 162               | 433           | 1               | Rail      | 483  | 1996              | 993                                 | 378               | 303                               |
| 220                | Kihansi          | Iringa          | 95                | 277           | 1               | Bluejay   | 564  | 1998              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Kihansi          | Escapmet        | 2                 | 2             | 1               | Pheasant  | 644  | 1998              | 1,187                               | 452               | 362                               |
| 220                | Kihansi          | Kidatu          | 180               | 529           | 1               | Bluejay   | 564  | 1999              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Shinyanga        | Bulyanhulu      | 129               | 277           | 1               | Bison     | 350  | 2000              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Shinyanga        | Buzwagi         | 108               | 237           | 1               | Bison     | 350  | 2000              | 679                                 | 259               | 207                               |
| 220                | Kinyerezi        | Ubungo-Pai      | 6                 | 23            | 1               | Bluejay   | 564  | 2016              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Kinyerezi        | Ubungo-Pai      | 6                 | 23            | 1               | Bluejay   | 564  | 2016              | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 132                | Ubungo           | Mlandizi        | 37                | 334           | 1               | Wolf      | 150  | 1963              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Mlandizi         | Chalinze        | 60                |               | 1               | Wolf      | 150  | 1963              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Chalinze         | Hale            | 175               | 534           | 1               | Wolf      | 150  | 1963              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Chalinze         | Morogoro        | 82                | 288           | 1               | Wolf      | 150  | 1967              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Hale             | Tanga           | 60                | 389           | 1               | Wolf      | 150  | 1971              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Hale             | Same            | 173               | 561           | 1               | Wolf      | 150  | 1975              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Same             | Kiyungi         | 102               | 291           | 1               | Wolf      | 150  | 1975              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Ubungo           | Tegeta          | 19                | 64            | 1               | Wolf      | 150  | 1980              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Tegeta           | Zanzibar        | 38                | -             | 1               | XLPE Cu   | 95   | 1980              | 286                                 | 65                | 52                                |
| 132                | Kiyungi          | Arusha (Njiro)  | 70                | 208           | 1               | Wolf      | 150  | 1983              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Mwanza           | Musoma          | 210               | 628           | 1               | Wolf      | 150  | 1989              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Shinyanga        | Tabora          | 203               | 587           | 1               | Wolf      | 150  | 1989              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Musoma           | Nyamongo        | 90                | 238           | 1               | Wolf      | 150  | 1989              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Mtukula (Uganda) | Kyaka           | 30                | 85            | 1               | Tiger     | 130  | 1992              | 361                                 | 83                | 66                                |
| 132                | Kyaka            | Kibeta/Bukoba   | 54                | 157           | 1               | Tiger     | 130  | 1992              | 361                                 | 83                | 66                                |
| 132                | Hale             | Tanga           | 60                | 200           | 1               | Hawk      | 241  | 1994              | 659                                 | 151               | 121                               |
| 132                | Pangani Falls    | Hale            | 9                 | 33            | 2               | Hawk      | 241  | 1995              | 659                                 | 301               | 241                               |
| 132                | Ubungo           | FZ III (Kipawa) | 9                 | 16            | 1               | Wolf      | 150  | 2000              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Ubungo           | Makumbusho      | 7                 | 37            | 1               | Hawk      | 241  | 2010              | 659                                 | 151               | 121                               |
| 132                | Ubungo (II)      | Tegeta          | 19                | 64            | 1               | Wolf      | 150  | 2012              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Ras Kilomoni     | Zanzibar II     | 38                | -             | 1               | XLPE Cu   | 400  | 2013              | 640                                 | 146               | 117                               |
| 132                | Ubungo           | Ilala           | 8                 | 25            | 2               | TACSR240  | 240  | 1999/2016         | 962                                 | 440               | 352                               |
| 132                | Kinyerezi        | FZ II           | 4                 | 16            | 1               | Wolf      | 150  | 2016              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 132                | Kiyungi          | Njiro           | 70                | 300           | 1               | Wolf      | 150  | 2016              | 406                                 | 93                | 74                                |
| 66                 | Kiyungi          | Arusha          | 78                | 625           | 1               | Rabbit    | 50   | 1967              | 197                                 | 23                | 18                                |
| 66                 | Nyumba Ya Mungu  | Kiyungi         | 53                | 463           | 1               | Rabbit    | 50   | 1968              | 197                                 | 23                | 18                                |
| 66                 | Babati           | Kondoa          | 85                | 251           | 1               | Wolf      | 150  | 1999              | 406                                 | 46                | 37                                |
| 66                 | Babati           | Mbulu           | 85                | 192           | 1               | Wolf      | 150  | 1999              | 406                                 | 46                | 37                                |
| 66                 | Mbulu            | Karatu          | 65                | 172           | 1               | Wolf      | 150  | 1999              | 406                                 | 46                | 37                                |
| 66                 | Mbala (Zambia)   | Sumbawanga      | 120               | 569           | 1               | Wolf      | 150  | 2001              | 406                                 | 46                | 37                                |
| 66                 | Bunda            | Kibara          | 60                | 300           | 1               | Rabbit    | 50   | 2007              | 197                                 | 23                | 18                                |
| 66                 | Kiyungi          | Makuyuni        | 34                | 172           | 1               | Wolf      | 150  | 2012              | 406                                 | 46                | 37                                |

Note: \*1 Source: SURAL catalogue

\*2: Normal Rating  
= Full Rating x 80%

| Voltage | Total Length | No. of Lines | Remarks                         |
|---------|--------------|--------------|---------------------------------|
|         | Above Table  | Above Table  |                                 |
| 220kV   | 2,745        | 22           |                                 |
| 132kV   | 1,626        | 24           | (2 x submarine cables included) |
| 66kV    | 580          | 8            |                                 |
| Total:  | 4,950        | 54           |                                 |

出所: TANESCO、調査団調査結果を整理

既設送電線の各電圧で使用されている電線（架空線及びケーブル）の種類を表 9.1.2-2 に示す。

表 9.1.2-2 電圧別使用電線（調査団作成）

| 電圧     | 種類   | 導体名称     | 断面積<br>(mm <sup>2</sup> ) | ※送電容量<br>(MVA) | 備考     |
|--------|------|----------|---------------------------|----------------|--------|
| 220 kV | ACSR | Bluejay  | 565                       | 333            |        |
|        |      | Bison    | 350                       | 207            |        |
|        |      | Pheasant | 644                       | 362            |        |
|        |      | Rail     | 483                       | 303            |        |
| 132 kV | ACSR | Wolf     | 150                       | 74             |        |
|        |      | Hawk     | 241                       | 121            |        |
|        |      | Tiger    | 130                       | 66             |        |
|        | XLPE | —        | 300/400                   | 143            | 海底ケーブル |
|        |      | —        | 95                        | 52             |        |
| 66 kV  | ACSR | Wolf     | 150                       | 37             |        |
|        |      | Rabbit   | 50                        | 18             |        |

※送電容量は、最大容量の 80%としている。(TANESCO 標準)

出所：TANESCO データから調査団で整理

表 9.1.2-2 に示すように、132 kV における送電線採用導体サイズは最大で 240 mm<sup>2</sup> である。建設当初の需要が少ない頃は、この導体サイズで充分であったが、現在の需要では容量不足が目立つ結果となっている。220 kV 送電線は、現在は単導体のみが採用されているが、今後の超高压送電線（220 kV 以上）は、多導体（複導体、4 導体等）の採用が計画されている。

### 9.1.3 既設変電設備

「図 9.1.1-1 タンザニア国全国電力送電系統図」に示している 66 kV 以上の変電所は 49 ケ所（発電所併設開閉所含む）である。変電機器のうち、変圧器及び調相設備について、電圧別、容量別にまとめた一覧をそれぞれ表 9.1.3-1 及び表 9.1.3-2 に示す。但し、全機器の仕様が明確でなく仕様が判明している範囲内で整理している。

表 9.1.3-1 変圧器定格一覧

| 一次電圧<br>(kV)   | 二次電圧<br>(kV) | 三次電圧<br>(kV) | 単機容量<br>(MVA) | 台数         | 合計容量<br>(MVA)  | 備考                |  |
|----------------|--------------|--------------|---------------|------------|----------------|-------------------|--|
| 220            | 132          | 33           | 45            | 1          | 45             |                   |  |
|                |              |              | 60            | 6          | 360            |                   |  |
|                |              |              | 90            | 1          | 90             |                   |  |
|                |              |              | 150           | 2          | 300            |                   |  |
|                |              |              | —             | 60         | 2              | 120               |  |
|                | 66           | —            | 30            | 2          | 60             | Babati            |  |
|                | 33           | 33           | 35            | 2          | 70             | 三次巻線：分路リアクトル用     |  |
|                | 33           | —            | 10            | 1          | 10             |                   |  |
|                |              |              | 15            | 2          | 30             |                   |  |
|                |              |              | 20            | 2          | 40             |                   |  |
|                |              |              | 22.5          | 2          | 45             |                   |  |
|                |              |              | 22.5          | 2          | 45             | 分路リアクトル用          |  |
|                |              |              | 30            | 5          | 150            |                   |  |
|                | 11           | —            | 45            | 2          | 90             | 発電機用単相 15 MVA×3相分 |  |
| 60             |              |              | 4             | 240        | 51 MW 発電機用     |                   |  |
| 71             |              |              | 3             | 213        | 発電機用           |                   |  |
| 6.6            | —            | 15           | 1             | 15         | Bulyanhulu     |                   |  |
| 132            | 66           | 33           | 15            | 1          | 15             |                   |  |
|                | 66           | —            | 15            | 1          | 15             |                   |  |
|                |              | —            | 20            | 1          | 20             |                   |  |
|                | 33           | 11           | 120           | 2          | 240            | 発電機用              |  |
|                | 33           | —            | 5             | 2          | 10             |                   |  |
|                |              |              | 10            | 9          | 90             |                   |  |
|                |              |              | 15            | 7          | 105            |                   |  |
|                |              |              | 20            | 6          | 120            |                   |  |
|                |              |              | 30            | 2          | 60             |                   |  |
|                |              |              | 45            | 3          | 135            |                   |  |
|                |              |              | 50            | 2          | 100            |                   |  |
|                |              |              | 60            | 4          | 240            |                   |  |
|                | 11           | —            | 90            | 3          | 270            |                   |  |
|                |              |              | 40            | 2          | 80             |                   |  |
| 56             |              |              | 3             | 168        | 発電機用           |                   |  |
| 60             |              |              | 2             | 120        |                |                   |  |
|                |              | 65           | 4             | 260        | 発電機用           |                   |  |
| 6.6            | —            | 45           | 1             | 45         |                |                   |  |
| 66             | 33           | 11           | 8.4           | 5          | 50.4           |                   |  |
|                | 33           | —            | 5             | 5          | 25             |                   |  |
|                |              |              | 10            | 2          | 20             |                   |  |
| 11             | —            | 5            | 2             | 10         |                |                   |  |
| 33             | 33           | —            | 20            | 2          | 40             | 電圧調整用             |  |
|                | 11           | —            | 5             | 1          | 5              | 発電機用              |  |
|                |              |              | 12.5          | 2          | 25             |                   |  |
| 11             | 11           | —            | 2             | 2          | 4              | 相変換用              |  |
| 変圧器合計台数および合計容量 |              |              |               | <b>121</b> | <b>4,195.4</b> |                   |  |

出所：TANESCO データから調査団で整理

表 9.1.3-2 調相設備一覧

| 設備          | 電圧 (kV) | 容量 (Mvar)  | 台数 | 合計容量 (Mvar) |
|-------------|---------|------------|----|-------------|
| 静止型無効電力補償装置 | 220     | -35 to +30 | 2  | —           |
| 固定型直列コンデンサ  | 220     | 91         | 1  | 91          |
| 分路リアクトル     | 220     | 15         | 2  | 30          |
|             |         | 60         | 7  | 420         |
|             |         | 20         | 5  | 100         |
|             |         | 10         | 1  | 10          |
|             | 132     | 5          | 1  | 5           |
|             | 33      | 10         | 10 | 100         |
|             | 11      | 35         | 1  | 35          |
| 合計台数及び合計容量  |         |            | 27 | 700         |
| 電力用コンデンサ    | 33      | 2.5        | 2  | 5           |
|             |         | 5          | 8  | 40          |
|             |         | 10         | 6  | 60          |
|             |         | 18.3       | 4  | 73.2        |
| 合計台数及び合計容量  |         |            | 20 | 178.2       |

出所：TANESCO データから調査団で整理

#### 9.1.4 既設送変電設備における現状の問題点

##### (1) ウブンゴ地域への一極集中

TANESCO 本社ビルがあるウブンゴにおいては、発送配変電設備、中央給電指令所（GCC：Grid Control Center）等の主要施設が集中している。危険分散及び信頼性向上の観点から、TANESCO としてはウブンゴに続く第二、第三のハブ（変電所）の建設が検討されるべきと考える。

##### (2) 送電線の装柱（2回線）

既設送電線のうち、2回線装柱は132 kVに16 kmしかなく、全体のわずか0.3%に過ぎない。将来計画でもいわゆる2回線送電が少ない。事故対応などのバックアップ、ピーク負荷対応など電力予備率も低く、系統運用にも支障をきたしている現状を踏まえ、電力安定供給をめざし、2回線送電を考慮すべきと考える。

##### (3) 設計標準

今までは、各国ドナーによる支援のため、送電線や変電所の設計思想の統一がとれておらず、機能はしていても保守等の面で困難なことが多いようである。今後は設計標準、設計要綱なるものをTANESCOとして整備していく必要がある。

##### (4) 図面資料管理

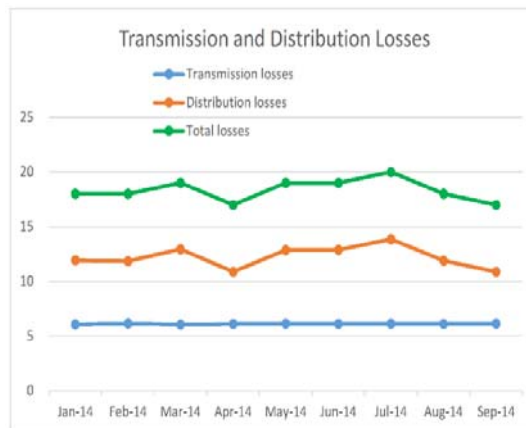
運用中の送変電設備の図面・資料類の管理保管が悪く、機器の仕様、保守履歴調査が困難である。老朽化した機器の修理、交換準備、さらには、増設時のインターフェイス仕様確認などの目的で必要となるので、TANESCOはファイリングシステムを構築し、容易な利用ができるようにすべきである。

## (5) 将来計画

今後は、既設設備の 220 kV 送変電線設備に加え、400 kV 設備が加わるため、いわゆる超高圧送電線に対応する体制（保守・運用等）を整備する必要がある。

## (6) 送配電損失

図 9.1.4-1 は 2014 年 1 月から 9 月までの月毎の送配電損失を表わしたグラフである。送電線損失が約 6%、配電損失が 11%から 14%程度で推移しており、送配電損失としては全体で 17%から 19%程度である。この数値は、例えばインドネシア国の値（2013 年送電線損失：2.33%、配電線損失：7.77%）と比べても高い数値である。損失には技術的なものとそうでないものがあるが、技術的な損失に対しては送電電圧を上げることや高負荷運用をしないこと等で対処していけば減らしていくことが可能である。しかし、TANESCO の 2013 年内部監査報告書によれば、2013 年の 1 年間で、161,877 軒のユーザーにおいて、4,749 軒の計測値不一致が見つかり、これによる損失は、約 129 億タンザニアシリング（日本円で約 8 億円）と言われており、技術的ではない損失がかなりあることが分かっている。これに対しては、“KAWEU”というキャンペーンを実施して、ユーザーに対する意識付けを行っているところとしている。



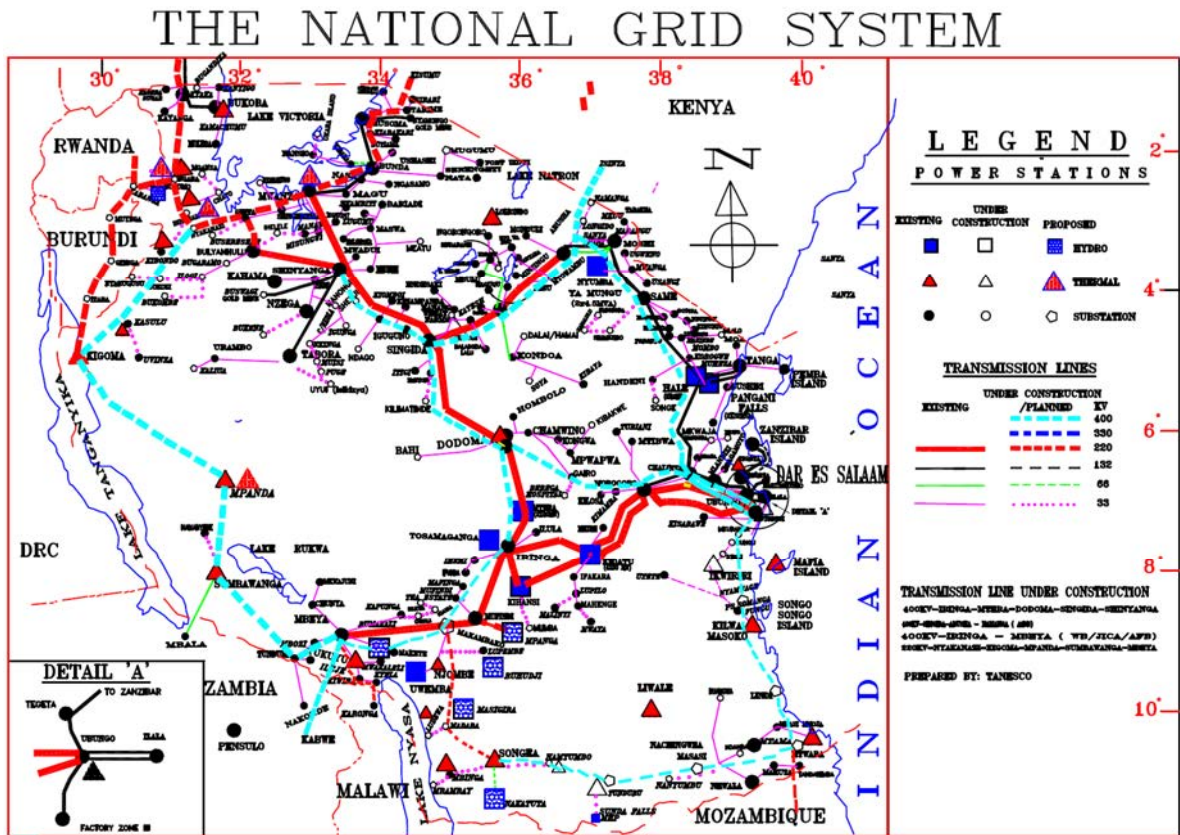
出所：2013 年 TANESCO 内部監査報告書

図 9.1.4-1 2014 年 1 月～9 月の送配電損失

## 9.2 送変電開発計画

### 9.2.1 全国系統開発計画

2016年11月に TANESCO から入手した、タンザニア全国の系統開発計画図を示す。



出所：TANESCO

図 9.2.1-1 タンザニア全国の系統開発計画図

現在の系統送電最高電圧である 220kV を 400kV に格上げし、全国大へ拡大展開する計画であり、すでにバックボーン送電計画では 400kV 設計、当面は 220kV 運用送電線が建設中である。これに伴い、タンザニア国の近隣諸国との電力融通が展開され、東部アフリカパワープールにおいてはエチオピアで建設中の水力発電所の電力をケニア、タンザニア、ザンビアへと 400kV 送電線を介して連携する計画（ZTK：Zambia-Tanzania Kenya Transmission Line project）の協議がすすめられている。また、南部アフリカパワープールではモザンビーク国との連系線が計画協議されており、ウガンダ国、ルワンダ国、ブルンジ国などの近隣諸国との電力融通は運用の柔軟性が上がる利点があり、積極的に各国と協議が進められている。

## 9.2.2 現在進行中の送電線プロジェクト

表 9.2.2-1 に 2016 年 11 月現在進行中の送電線プロジェクトを示す。

表 9.2.2-1 進行中の送電線プロジェクト

| Rated Voltage (kV) | from             | to               | Remarks                   | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |   | Year to be Commissioned | Current Rating <sup>*1</sup> (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating <sup>*2</sup> (MVA) |
|--------------------|------------------|------------------|---------------------------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|---|-------------------------|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
|                    |                  |                  |                           |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Alum. Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                         |                                     |                   |                                   |
| 132                | FZ III           | FZ II            | TEDAP                     | 7.4               | 1              | Rail      | 1                      | 483                                     | 2016                    | 993                                 | 227               | 182                               |
| 132                | FZ II            | Mbagala          | TEDAP                     | 16.2              | 1              | Rail      | 1                      | 483                                     | 2016                    | 993                                 | 227               | 182                               |
| 132                | Mbagala          | Kurasini         | TEDAP                     | 15.1              | 1              | Rail      | 1                      | 483                                     | 2016                    | 993                                 | 227               | 182                               |
| 132                | Kurasini         | Ubungo           | TEDAP                     | 13                | 1              | Rail      | 1                      | 483                                     | 2016                    | 993                                 | 227               | 182                               |
| 132                | Ilala            | New City Centre  | Over head line            | 1.3               | 1              | AAAC      | 1                      | 281                                     | 2016                    | 683                                 | 156               | 125                               |
|                    |                  |                  | Under ground cable        | 1.5               | 1              | XLPE Alum | 1                      | 1,000                                   | 2016                    | 935                                 | 0                 | 0                                 |
| 132                | New City Centre  | Makumbusho       |                           | 8                 | 1              | XLPE Alum | 1                      | 1,000                                   | 2016                    | 935                                 | 214               | 171                               |
| 400                | Iringa           | Dodoma           | Backbone Project          | 237               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2016                    | 1,092                               | 3,026             | 2,421                             |
| 400                | Dodoma           | Singida          | Backbone Project          | 210               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2016                    | 1,092                               | 3,026             | 2,421                             |
| 400                | Singida          | Shinyanga        | Backbone Project          | 200               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2016                    | 1,092                               | 3,026             | 2,421                             |
| 220                | Makambako        | Madaba           |                           | 162               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2016                    | 1,092                               | 832               | 666                               |
| 220                | Madaba           | Songea           |                           | 171               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2016                    | 1,092                               | 832               | 666                               |
| 132                | Morogoro         | Mtibwa           | MCC, F/S completed        | 88                | 1              | Hawk      | 1                      | 242                                     | 2016                    | 659                                 | 151               | 121                               |
| 400                | Kinyerezi        | Chalinze         | Contract before Aug. 2015 | 138               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 6,052             | 4,842                             |
| 400                | Chalinze         | Segera           | Ditto                     | 175               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 3,026             | 2,421                             |
| 400                | Segera           | Arusha           | Ditto                     | 366               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 3,026             | 2,421                             |
| 220                | Wind Project     | Singida          | Ditto                     | 10                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 832               | 666                               |
| 220                | Shinyanga        | Geita            | Ditto                     | 240               | 2              | Bluejay   | 1                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 832               | 666                               |
| 220                | Kibaha-Pai       | Bagamoyo (Zinga) | Ditto                     | 45                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Bagamoyo (Zinga) | Kibaha-Pai       | Ditto                     | 45                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 416               | 333                               |
| 220                | Segera           | Tanga            | Ditto                     | 76                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564                                     | 2017                    | 1,092                               | 1,664             | 1,332                             |

Note: \*1 Source: SURAL catalogue

\*2: Normal Rating

= Full Rating x 80%

出所：TANESCO

9.1.1 項にも述べたように、ダルエスサラーム市内においては 132 kV 系統がまだウブンゴ変電所からの放射状の系統となっているが、FZ III (旧名称：キパワ) 変電所－FZ II (旧名称：ゴンゴランボト) 変電所－ムバガラ (Mbagara) 変電所－クラシニ (Kurasini) 変電所－ウブンゴ (Ubungo) 変電所の 132 kV 送電線が建設中であり、これが完成すればダルエスサラーム市の南西部の環状系統が完成する。また、イララ (Ilala) 変電所－ニューシティセンター (New City Centre) 変電所－マクンブショ (Makumbusho) 変電所の 132 kV 送電線が完成すれば、同市南東部の環状系統ができ、電力の供給信頼性が上がるものと期待されている。尚、FZ III 変電所からウブンゴ変電所間の建設は TEDAP と呼ばれ、世界銀行が実施しているプロジェクトである。もう一方のイララ変電所からマクンブショ変電所間のプロジェクトはフィンランド国が支援を行っているものである。

更に、「バックボーンプロジェクト」と称して、シニャンガーシンギダードドマーイリンガまでの 400 kV 送電線プロジェクトが進行中である。これに合わせ、ケニア国からタンザニア国を経てザンビア国に至る「ZTK プロジェクト」(JICA も協調融資) も進行中で、このプロジェクトでは 400 kV アルーシャ変電所が整備され、バックボーンプロジェクトで整備されるシンギダ変電所を経由して、新設される 400 kV ムベヤ変電所からザンビア国と電力融通される予定である。また、このムベヤ変電所からは 220 kV にてキャラ変電所 (計画中) 経由でマラウイ国との電力融通も計画されている。

### 9.2.3 将来開発計画

8.3 項で検討された最適電源開発計画に従って、送変電設備の開発計画を検討する。

#### (1) 将来開発計画での考慮事項

##### 1) 計画策定における考慮点

将来開発計画で考慮されるべき事項として、設備の容量、設備の定数および送電線の信頼性の確認が必要である。

##### ➤ 設備の容量

###### ・ 送電線

目的：接続先別の送電可能容量、必要回線数の検討

- ① 電圧階級（標準電圧の 400 kV、220 kV および 132 kV から選定）
- ② 標準仕様導体
- ③ 1 相当りの導体本数（単導体、複導体、4 導体、8 導体）
- ④ 許容量（通常運用容量と非常時容量）

###### ・ 変圧器

目的：需要点への通過容量から単器容量と台数の検討

設備容量決定に当たっては、最低 5 年間の需要の伸びで増設の必要のないことを前提とする。

##### ➤ 設備の定数

目的：運用電圧（電圧降下）、損失、安定度維持の検討

###### ・ 送電線

- ① 距離
- ② 抵抗
- ③ リアクタンス
- ④ サセプタンス

###### ・ 変圧器

- ① インピーダンス（リアクタンス）

##### ➤ 送電線信頼性の確認

- ① 通常運用時に各変電所（需要地）に問題なく電力供給可能か？（容量の観点から電圧階級の選定と導体および回線数の検討）
- ② 通常運転状態で、系統に接続する各発電機が定常安定度範囲内で定格運転が可能か？
- ③ 発電所等からの電力輸送で、送電線 1 回線停止で供給能力が系統全需要の 5%以上供給不可とならない（必要に応じて冗長化）
- ④ 冗長化した送電線の場合、1 回線停止で残った健全回線が非常時容量以内の容量で輸送できる（容量の観点）
- ⑤ 送電線 1 回線停止で、残った健全回線で各需要地へ、規定範囲内での電圧を確保して電力供給が可能（必要に応じて適切な調相設備の設置を検討）



## 2) 送電網の健全性の確認

前節において、将来開発計画で考慮される事項について述べた。具体的には、系統解析用ソフトウェア PSS®E を用いて、以下のように送電網の健全性を確認する。なお、運用は PSMP2012 に掲載の基準に準拠し下記のとおりとする。

### ➤ 通常運用時の健全性 (N-0)

全ての既設送変電設備が利用可能な状態で潮流計算を実施し、送電線及び変圧器に過負荷が発生していないか、電圧が計画基準を逸脱していないかを確認する。

#### ① 過負荷

各送電線潮流 (MVA) が、送電容量 (最大容量の 80%) を超えていないかを確認する。

また、各変圧器潮流 (MVA) が変圧器容量を超えていないかを確認する。

#### ② 電圧

全ての母線電圧が許容電圧範囲、95% - 105% に収まっていることを確認する。

この段階で、過負荷あるいは電圧の計画基準逸脱がある場合には、その対策を検討する。

### ➤ 非常時の健全性 (N-1)

通常運用時に一つの送変電設備に故障が発生しても、送電線及び変圧器に過負荷が発生しないか、電圧が計画基準を逸脱しないかを確認する。この確認には、PSS®E の N-1 解析機能を用いる。

#### ① 過負荷

各送電線潮流 (MVA) が、非常時送電容量 (通常時送電容量の 120%) を超えていないかを確認する。また、各変圧器潮流 (MVA) が変圧器容量を超えていないかを確認する。なお、負荷端変圧器の過負荷については無視する。

#### ② 電圧

全ての母線電圧が非常時許容電圧範囲、90% - 110% に収まっていることを確認する。

この段階で、過負荷あるいは電圧の計画基準逸脱がある場合には、その対策を検討する。

### ➤ 短絡容量

各母線の三相短絡事故電流を算出し、市場で調達可能な定格遮断電流の仕様範囲内であることを確認する。

## (2) 送電線仕様

TANESCO で現在進行中もしくは計画中のプロジェクトで使用される送電線導体仕様を今後の将来計画の標準仕様と考え、入手データとして取りまとめたものが表 9.2.3-1 である。表に示すように、新設する 400 kV 及び 220 kV の導体はすべて複導体の仕様となっている。

表 9.2.3-1 送電線仕様一覧

| Parameter                              | 400kV       |             |             | 220KV       |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
|  | ACSR        | ACSR        | ACSR        | ACSR        |
| Conductor                              | ACSR        | ACSR        | ACSR        | ACSR        |
| Code Name                              | Bluejay     | Bluejay     | Bluejay     | Bluejay     |
| Size (MCM/mm <sup>2</sup> )            | 1,113/564   | 1,113/564   | 1,113/564   | 1,113/564   |
| No. of Circuit & Type                  | 2-cct Vert. | 2-cct Vert. | 2-cct Vert. | 2-cct Vert. |
| No. of Cond. Per phase                 | 8           | 4           | 2           | 2           |
| Current/conductor (Amp)                | 1,092       | 1,092       | 1,092       | 1,092       |
| ① Full Rating (MVA)                    | 6,052       | 3,026       | 1,513       | 832         |
| ② Normal Rating (MVA)<br>= ① x 80%     | 4,842       | 2,421       | 1,210       | 666         |
| ③ Emergency Rating (MVA)<br>= ② x 120% | 5,810       | 2,905       | 1,453       | 799         |

出所：TANESCO データから調査団で作成

### (3) 変電所仕様

基本的には需要見合いで仕様を設定するが、市場で調達できる機器類の仕様を考慮して下記を標準モデルとして計画策定した。

#### ➤ 母線構成

##### ① 400 kV

前記したように ZTK プロジェクトが実施中であるが、その中の 400 kV アルージャ変電所（ケニア国との 400 kV 送電線での連系変電所）は、ケニア国と同じ思想で設計されており、1-1/2 遮断器方式が採用されている。その他の変電所は二重母線でバイパス回路を設け、遮断器の保守を送電線の停止無しで実施できる方式を基本とする。但し、変電所の容量が増大し、母線（母線連絡遮断器）に市場製品の採用が難しくなる場合は、1-1/2 遮断器方式を採用する。

##### ② 220 kV

二重母線方式を基本とする。

#### ➤ 変圧器

① 400/220 kV : 1,000 MVA を最高容量とし、さらに 500 MVA、250 MVA を標準容量とする。

② 220/132 kV : 400 MVA を最高容量とし、さらに 200 MVA、100 MVA を標準容量とする。

#### ➤ 遮断器

① 定格電流：該当する設備の電路の最高許容電流を安全に供給できる値とする。

② 定格遮断電流

✓ 400 kV : 40 kA

✓ 220 kV : 40 kA

✓ 132 kV : 31.5 kA

2040 年迄の将来計画を反映した状態で、変電所母線での三相短絡事故電流の計算結果を

表 9.2.3-2 に示す。この計算には PSS®E を使用した。

➤ 調相設備

具体的な変電所毎の調相容量は潮流解析結果で決定する。それらの必要年度と容量は、後述の「(4) 開発計画」の変電所開発計画、表 9.2.3-8~12 に掲載している。

表 9.2.3-2 変電所母線での 2040 年 三相短絡事故電流

| Name of Substation Bus<br>400 kV | Fault Current<br>(kA) | Name of Substation Bus<br>220 kV | Fault Current<br>(kA) | Name of Substation Bus<br>220 kV | Fault Current<br>(kA) |
|----------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|
| Arusha                           | 5.8                   | Arusha                           | 8.3                   | Ruhugji                          | 6.1                   |
| Bagamoyo                         | 13.8                  | Babati                           | 4.1                   | Rumakali                         | 5.8                   |
| Chalinze                         | 18.8                  | Bagamoyo                         | 23.0                  | Rusmo                            | 4.2                   |
| Dodoma                           | 7.9                   | Bulyanhulu                       | 4.9                   | Segera                           | 8.7                   |
| Future CGT1                      | 11.5                  | Bunda                            | 4.0                   | Shinyanga                        | 11.3                  |
| Future CGT3-1                    | 29.1                  | Buswagi                          | 4.4                   | Singida                          | 8.5                   |
| Future CGT3-2                    | 29.1                  | Chalinze                         | 9.0                   | Songea                           | 5.8                   |
| Future CGT3-3                    | 25.3                  | Dodoma                           | 7.2                   | Songwe                           | 4.6                   |
| Future CGT3-4                    | 25.0                  | Geita                            | 5.5                   | South Dar es Sallam              | 21.0                  |
| Iringa                           | 10.0                  | Geothermal                       | 8.4                   | Southeast Dar es Sallam          | 16.7                  |
| Isinya                           | 3.8                   | Ibosa                            | 3.6                   | Tabora                           | 9.0                   |
| Kigoma                           | 4.4                   | Iringa                           | 12.3                  | Tanga                            | 5.2                   |
| Kinyerezi                        | 23.6                  | Kibaha-branch1                   | 7.0                   | Tavera3                          | 6.9                   |
| Kisada                           | 13.9                  | Kibaha-branch2                   | 12.3                  | Ubungo                           | 25.4                  |
| Kiwira                           | 11.5                  | Kidatu                           | 5.7                   | Uyole                            | 16.0                  |
| Lindi                            | 14.8                  | Kigoma                           | 4.4                   | West Dar es Salaam               | 25.6                  |
| Madaba                           | 14.1                  | Kihansi                          | 5.3                   | Zinga                            | 16.8                  |
| Masasi                           | 8.0                   | Kikonge                          | 5.8                   |                                  |                       |
| Mbeya                            | 14.2                  | Kinyerezi                        | 32.8                  |                                  |                       |
| Mkuranga                         | 20.1                  | Kisingo                          | 6.5                   |                                  |                       |
| Mnyera                           | 6.9                   | Kwanini                          | 7.7                   |                                  |                       |
| Mozambique                       | 8.3                   | Kyaka                            | 2.8                   |                                  |                       |
| Mpanda                           | 6.6                   | Lusu                             | 7.6                   |                                  |                       |
| Mpanda-Tabora SwS                | 6.2                   | Madaba                           | 12.0                  |                                  |                       |
| Mtwara                           | 12.7                  | Makanbako                        | 5.0                   |                                  |                       |
| Mwanza                           | 5.6                   | Masigira                         | 4.1                   |                                  |                       |
| Ngaka                            | 11.4                  | Mbeya                            | 20.7                  |                                  |                       |
| Nyakanazi                        | 3.6                   | Mbeya                            | 13.3                  |                                  |                       |
| Rukwa                            | 8.4                   | Mkuranga                         | 20.9                  |                                  |                       |
| Segera                           | 8.7                   | Mlandizi                         | 11.2                  |                                  |                       |
| Shinyanga                        | 6.7                   | Mnyera2                          | 11.1                  |                                  |                       |
| Singida                          | 7.2                   | Morogoro                         | 6.1                   |                                  |                       |
| Somanga Fungu                    | 36.1                  | Mpanda                           | 3.0                   |                                  |                       |
| Somanga Fungu-Kinyerezi SwS1     | 20.0                  | Mtera                            | 4.5                   |                                  |                       |
| Somanga Fungu-Kinyerezi SwS2     | 20.1                  | Mtwara                           | 8.3                   |                                  |                       |
| Somanga Fungu-Kinyerezi SwS3     | 23.7                  | Mufindi                          | 4.4                   |                                  |                       |
| Somanga Fungu-Mkuranga SwS       | 20.3                  | Musoma                           | 3.3                   |                                  |                       |
| Songea                           | 11.5                  | Njiro                            | 8.2                   |                                  |                       |
| Stiegler's Gorge                 | 11.9                  | North Dar es Salaam              | 20.8                  |                                  |                       |
| Sumbawanga                       | 8.8                   | Nyakanazi                        | 6.2                   |                                  |                       |
| Sumbawanga-Mpanda SwS            | 7.2                   | Nyamongo                         | 2.6                   |                                  |                       |
| Tabora                           | 6.2                   | Pumbwe                           | 7.7                   |                                  |                       |
| Tunduru                          | 6.8                   | Ruaha2                           | 6.2                   |                                  |                       |

出所：調査団

#### (4) 開発計画

##### ➤ 送電線開発計画

2016年から2040年における送電線開発の検討結果を5年毎に区切って表に示す。

表 9.2.3-3 2016年-2020年 送電線開発計画

| Rated Voltage (kV) | from             | to                      | Remarks            | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |  | Year to be Com-missioned | Current Rating (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating (MVA) |
|--------------------|------------------|-------------------------|--------------------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|--|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------------------|
|                    |                  |                         |                    |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                          |                       |                   |                     |
| 400                | Dodoma           | Singida                 | Backbone Project   | 210               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2016                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Iringa           | Dodoma                  | Backbone Project   | 237               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2016                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Singida          | Shinyanga               | Backbone Project   | 200               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2016                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 132                | Morogoro         | Mtibwa                  | MCC, F/S completed | 88                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2016                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 220                | Wind Project     | Singida                 |                    | 10                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2017                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Madaba           | Songea                  |                    | 171               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2018                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Makambako        | Madaba                  |                    | 162               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2018                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 400                | Arusha           | Singida                 |                    | 317               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Arusha           | Isinya (Kenya)          | up to Kenya border | 114               | 2              | Flint     | 3                      | 375  | 2019                     | 790                   | 3,284             | 2,627               |
| 400                | Kin-Som SwS1     | Kin-Som SwS2            |                    | 53                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Kin-Som SwS2     | Kin-Som SwS3            |                    | 53                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Kin-Som SwS3     | Somanga Fungu P/S       | 210 MW             | 53                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Kinyerezi        | Kin-Som SwS1            |                    | 53                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Arusha           | Njiro (Arusha existing) |                    | 5                 | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | Geita            | Nyakanazi               |                    | 130               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Nyakanazi        | Rusumo Falls P/S        | 30 MW              | 97                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Rusumo Falls P/S | Kyaka                   | 30 MW              | 150               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Shinyanga        | Geita                   |                    | 240               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2019                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Solar I          | Dodoma                  | 50 MW              | 10                | 1              | Bluejay   | 1                      | 242  | 2019                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 132                | Wind Project     | Makambako               | 100 MW             | 10                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2019                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 400                | Chalinze         | Segera                  |                    | 175               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Chalinze         | Dodoma                  |                    | 336               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 1,513             | 1,210               |
| 400                | Kinyerezi        | Chalinze                |                    | 138               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Muchuchuma P/S   | Madaba                  | Total 1,500 MW     | 15                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Segera           | Arusha                  |                    | 366               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 220                | Bagamoyo (Zinga) | Kibaha-Pai              |                    | 45                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Bunda            | Musona                  |                    | 60                | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 0                 | 0                   |
| 220                | Kibaha-Pai       | Bagamoyo (Zinga)        |                    | 45                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Kinyerezi        | Ubungo                  |                    | 12                | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Kishapu Solar    | Shinyanga               | 150 MW             | 10                | 1              | Bluejay   | 1                      | 382  | 2020                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Lusu             | Tabora                  |                    | 139               | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Musona           | Nyamongo                |                    | 90                | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Mwanza           | Bunda                   |                    | 150               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Segera           | Tanga                   |                    | 76                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Shinyanga        | Lusu                    |                    | 64                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2020                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 132                | Kinyerezi        | FZ-II                   |                    | 5                 | 1              | Hawk      | 2                      | 242  | 2020                     | 659                   | 301               | 241                 |
| 132                | Morogoro         | Mtibwa                  |                    | 88                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2020                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 66                 | Babati           | Mbulu                   |                    | 85                | 2              | Wolf      | 2                      | 150  | 2020                     | 406                   | 186               | 149                 |

出所：調査団

表 9.2.3-4 2021年-2025年 送電線開発計画

| Rated Voltage (kV) | from                       | to                   | Remarks                 | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |  | Year to be Com-missioned | Current Rating (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating (MVA) |
|--------------------|----------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|--|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------------------|
|                    |                            |                      |                         |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                          |                       |                   |                     |
| 400                | Kisada                     | Iringa               |                         | 106               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Kisada                     | Mbeya                |                         | 186               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Lindi                      | Somanga Fungu        |                         | 216               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mtwara                     | Namialo (Mozambique) | up to Mozambique border | 51                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Mtwara P/S                 | Lindi                | 400 MW                  | 74                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 220                | Mbeya                      | Mbeya Coal P/S       | 300MW in 2021           | 100               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2021                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 400                | Somanga Fungu P/S          | Somanga P/S (PPP)    | 300MW                   | 20                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2022                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Kinyerezi                  | Mkuranga P/S         | 300 MW                  | 70                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2024                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Zinga P/S                  | Bagamoyo             | 200 MW                  | 15                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2024                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 400                | Chalinze                   | Bagamoyo             |                         | 102               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Kigoma                     | Mpanda               |                         | 290               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mpanda                     | Mpa-Sum SwS          |                         | 119               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mpa-Sum SwS                | Sumbawanga           |                         | 119               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mtwara                     | Future CGT1 P/S      | 1,100MW                 | 50                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Nyakanazi                  | Kigoma               |                         | 317               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Shinyanga                  | Mwanza               |                         | 140               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Sumbawanga                 | Mbeya                |                         | 300               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Bagamoyo                   | North DSM            |                         | 40                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | Geothermal 1               | Mbeya                | (2 x 50 MW) x 2         | 35                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Kinyerezi                  | South DSM            |                         | 25                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | Mkuranga                   | South-east DSM       |                         | 50                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | South DSM                  | South-east DSM       |                         | 30                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2025                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 132                | Malagarasi P/S (Stage III) | Kigoma               | 44.7 MW                 | 74                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2025                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 66                 | Mbulu                      | Karatu               |                         | 65                | 2              | Wolf      | 2                      | 150  | 2025                     | 406                   | 186               | 149                 |

出所：調査団

表 9.2.3-5 2026 年—2030 年 送電線開發計畫

| Rated Voltage (kV) | from                        | to                     | Remarks               | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |  | Year to be Com-missioned | Current Rating (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating (MVA) |
|--------------------|-----------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|--|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------------------|
|                    |                             |                        |                       |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                          |                       |                   |                     |
| 400                | Kisada                      | Madaba                 |                       | 243               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Madaba                      | Songea                 |                       | 171               | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Masasi                      | Lindi                  |                       | 141               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Ngaka P/S                   | Songea                 | 600MW in 2026         | 37                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 3,026             | 2,421               |
| 400                | Songea                      | Tunduru                |                       | 230               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Sumbawanga                  | Rukwa P/S              | 300MW in 2026         | 46                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Tunduru                     | Masasi                 |                       | 194               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 220                | Geothermal 1                | Geothermal 2           | 2 x 50 MW             | 20                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Ibosa P/S (Hydro)           | Iringa                 | (36+52+120) MW        | 81                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Ibosa P/S (Hydro)           | Nginayo P/S (Hydro)    | 52MMW                 | 10                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2026                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 132                | Kakono P/S (Hydro)          | Kyaka                  | 87 MW                 | 39                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2027                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 400                | Kiwira P/S                  | Mbeya                  | 400MW in 2028         | 110               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2028                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mnyera S/S (new)            | Kisada                 | (668.2+358) MW        | 180               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2028                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 220                | Mbeya                       | Kyela                  |                       | 106               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2028                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Ruaha 2 P/S (Hydro)         | Mnyera S/S (new)       | (60.3+137.4+143.9) MW | 33                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2028                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 132                | Songwe B S/S                | Kyela                  | (79.5 + 88.1) MW      | 7                 | 2              | Hawk      | 1                      | 242  | 2028                     | 659                   | 301               | 241                 |
| 132                | Songwe e Manoto P/S (Hydro) | Songwe B S/S           | 88.1 MW               | 17                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2028                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 220                | Kwanini P/S (Hydro)         | Mnyera S/S-Ruaha2 T/L  | T-branch              | 10                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2029                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Mnyera 2 P/S (Hydro)        | Mnyera S/S-Ruaha2 T/L  | T-branch              | 10                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2029                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 400                | Shinyanga                   | Tabora                 |                       | 200               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Tab-Mpa SwS                 | Mpanda                 |                       | 150               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Tabora                      | Tab-Mpa SwS            |                       | 150               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Bagamoyo                    | Mandizi                |                       | 40                | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Geita                       | Nyakanazi              |                       | 130               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Kinyerezi                   | West DSM               |                       | 20                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | Mnyera S/S (new)            | Taveta 3 P/S (Hydro)   | (119.8+83.9+122.9) MW | 26                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Pumbwe P/S (Hydro)          | Mnyera S/S-Taveta3 T/L | T-branch              | 10                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | West DSM                    | North DSM              |                       | 20                | 2              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2030                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 132                | Njoro (Arusha existing)     | Kiyungi                | T-branch to KIA       | 77                | 2              | Hawk      | 2                      | 242  | 2030                     | 659                   | 603               | 482                 |

出所：調査団

表 9.2.3-6 2031 年—2035 年 送電線開發計畫

| Rated Voltage (kV) | from                       | to                        | Remarks  | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |  | Year to be Com-missioned | Current Rating (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating (MVA) |
|--------------------|----------------------------|---------------------------|----------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|--|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------------------|
|                    |                            |                           |          |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                          |                       |                   |                     |
| 220                | Taveta 3 P/S (Hydro)       | Kisingo P/S (Hydro)       | 119.8MW  | 15                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2031                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 400                | Mkuranga                   | Mku-Som SwS               |          | 92                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Mku-Som SwS                | Somanga Fungu S/S         |          | 92                | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 400                | Somanga Fungu S/S          | Future CGT3-1             | 4x470 MW | 20                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 220                | Ibosa P/S (Hydro)          | Lower Kihansi P/S (Hydro) | 120MW    | 55                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Masigira P/S (Hydro)       | Madaba                    | 118 MW   | 73                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Mufindi                    | Mpanga P/S (Hydro)        | 160 MW   | 65                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2032                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Mbeya                      | Rumakali P/S (Hydro)      | 222MW    | 104               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2033                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Mnyera S/S (new)           | Ruhudji P/S (Hydro)       | 358 MW   | 88                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2033                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Kikonge P/S (Hydro)        | Madaba                    | 300 MW   | 49                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2034                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 132                | Songwe A S/S               | Songwe B S/S              |          | 40                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2034                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 132                | Songwe e Sofre P/S (Hydro) | Songwe A S/S              | 79.5 MW  | 16                | 1              | Hawk      | 1                      | 242  | 2034                     | 659                   | 151               | 121                 |
| 400                | Chalinze                   | Segera                    |          | 175               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Segera                     | Arusha                    |          | 366               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Somanga Fungu S/S          | Future CGT3-2             | 3x470 MW | 20                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Somanga Fungu S/S          | Chalinze                  |          | 284               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Bulyanhulu                 | Shinyanga                 |          | 130               | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 3,329             | 2,663               |
| 220                | Bunda                      | Musona                    |          | 60                | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Musona                     | Nyamongo                  |          | 90                | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Mwanza                     | Bunda                     |          | 150               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Shinyanga                  | Geita                     |          | 240               | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Singida                    | Babati                    |          | 150               | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2035                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 132                | Kinyerezi                  | FZ-II                     |          | 5                 | 1              | Hawk      | 2                      | 242  | 2035                     | 659                   | 301               | 241                 |
| 132                | Kyaka                      | Kibeta/Bukoba             |          | 54                | 2              | Hawk      | 2                      | 242  | 2035                     | 659                   | 603               | 482                 |
| 66                 | Babati                     | Kondoa                    |          | 85                | 2              | Wolf      | 2                      | 150  | 2035                     | 406                   | 186               | 149                 |

出所：調査団

表 9.2.3-7 2036 年—2040 年 送電線開發計畫

| Rated Voltage (kV) | from                | to                        | Remarks      | Route Length (km) | No. of Circuit | Conductor |                        |  | Year to be Com-missioned | Current Rating (Amps) | Full Rating (MVA) | Normal Rating (MVA) |
|--------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|----------------|-----------|------------------------|--|--------------------------|-----------------------|-------------------|---------------------|
|                    |                     |                           |              |                   |                | Code Name | No. of Cond. per Phase | Aluminum Sectional Area (mm <sup>2</sup> ) |                          |                       |                   |                     |
| 400                | Somanga Fungu       | Future CGT3-3             | 3x470 MW     | 20                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2036                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Stiegler's Gorge    | Chalinze                  | 2 x 1,048 MW | 195               | 2              | Bluejay   | 8                      | 564  | 2036                     | 1,092                 | 12,105            | 9,684               |
| 220                | Kihansi P/S (Hydro) | Upper Kihansi P/S (Hydro) | 47MW         | 10                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2036                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 400                | Somanga Fungu S/S   | Future CGT3-4             | 3x470 MW     | 20                | 2              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2039                     | 1,092                 | 6,052             | 4,842               |
| 400                | Chalinze            | Dodoma                    |              | 336               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 1,513             | 1,210               |
| 220                | Kinyerezi           | West DSM                  |              | 20                | 1              | Bluejay   | 4                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 1,664             | 1,332               |
| 220                | Lusu                | Tabora                    |              | 139               | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Nyakanazi           | Rusumo Falls P/S          |              | 97                | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Rusumo Falls P/S    | Kyaka                     |              | 150               | 1              | Bluejay   | 2                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Shinyanga           | Buswaji                   |              | 108               | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Shinyanga           | Mwanza                    |              | 140               | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 832               | 666                 |
| 220                | Shinyanga           | Lusu                      |              | 64                | 1              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 416               | 333                 |
| 220                | Singida             | Shinyanga                 |              | 200               | 2              | Bluejay   | 1                      | 564  | 2040                     | 1,092                 | 832               | 666                 |

出所：調査団

➤ 変電所開発計画

2016年から2040年における変電所開発の検討結果を5年毎に区切って表に示す。

表 9.2.3-8 2016年－2020年 変電所開発計画

| Name of Substations | Year | Switchgear Bus Config.: 1-1/2: One & Half, DB: Double Bus, SB: Single Bus |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    | Transformer (in MVA) |              |      |           | Reactor (MVA) | STAT-COM (MVA) |    |
|---------------------|------|---|-----|------|----|--------|-------------|------|----|--------|-------------|------|----|----------------------|--------------|------|-----------|---------------|----------------|----|
|                     |      | 400 kV  |     |      |    | 220 kV |             |      |    | 132 kV |             |      |    | Voltage (kV)         | Rating (MVA) | Q'ty | Total MVA |               |                |    |
|                     |      | Bus Config.   | Bay | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR |                      |              |      |           |               |                | BC |
| Dodoma              | 2016 | DB  |     | 4    | 3  | 1      | DB          |      | 2  |        |             |      |    |                      | 400/220      | 250  | 2         | 500           | 200            |    |
| Iringa              | 2016 | DB  |     | 2    | 2  | 1      | DB          |      | 2  |        |             |      |    |                      | 400/220      | 250  | 2         | 500           | 100            |    |
| Kinyerezi           | 2016 |   |     |      |    |        | DB          | 2    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Morogoro            | 2016 |   |     |      |    |        | DB          |      |    |        |             | DB   | 1  |                      |              |      |           | 0             |                |    |
| Mibwa               | 2016 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             | SB   | 1  |                      | 220/132      | 45   | 2         | 90            |                |    |
| Shinyanga           | 2016 | DB  |     | 2    | 2  | 1      | DB          |      | 2  |        |             |      |    | 400/220              | 315          | 2    | 630       | 100           |                |    |
| Singida             | 2016 | DB  |     | 4    |    | 1      | DB          |      | 4  |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 200            |    |
| Kinyerezi           | 2017 |   |     |      |    |        |             | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Singida             | 2017 | DB  |     |      |    |        | DB          | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Kinyerezi           | 2018 |   |     |      |    |        |             | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Madaba              | 2018 |   |     |      |    |        | DB          | 2    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Makambako           | 2018 |   |     |      |    |        | SB          | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Songea              | 2018 |   |     |      |    |        | DB          | 1    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Arusha              | 2019 | 1-1/2   | 4   | 4    | 2  |        | DB          | 4    | 2  | 1      |             |      |    | 400/220              | 375          | 2    | 750       | 190           |                |    |
| Dodoma              | 2019 | DB  |     |      |    |        | DB          | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Gelita              | 2019 |   |     |      |    |        | DB          | 2    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Kin-Som SwS-1       | 2019 | DB  |     | 4    |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 60             |    |
| Kin-Som SwS-2       | 2019 | DB  |     | 4    |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 60             |    |
| Kin-Som SwS-3       | 2019 | DB  |     | 4    |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 60             |    |
| Kinyerezi           | 2019 | 1-1/2   | 7   | 3    | 6  |        | DB          |      | 5  |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 30             |    |
| Kyaka               | 2019 |   |     |      |    |        | DB          | 1    | 1  | 1      |             |      |    | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Makambako           | 2019 |   |     |      |    |        |             |      |    |        | SB          |      | 1  |                      |              |      |           |               |                |    |
| Nyakanazi           | 2019 | DB  |     |      |    |        | DB          | 2    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Shinyanga           | 2019 |   |     |      |    |        | DB          | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Singida             | 2019 | DB  |     | 2    |    |        | DB          |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 140            |    |
| Somanga Fungu       | 2019 | 1-1/2   | 3   | 4    | 1  |        | DB          |      | 1  | 1      |             |      |    | 400/220              | 125          | 1    | 125       | 30            |                |    |
| Arusha              | 2020 | 1-1/2   | 1   | 1    | 1  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           | 95            | 50             |    |
| Bagamoyo            | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    | 2  | 1      |             |      |    | 220/33               | 90           | 2    | 180       |               |                |    |
| Bunda               | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    | 1  | 1      | SB          |      | 1  | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Chalinze            | 2020 | 1-1/2   | 4   | 4    | 3  |        | DB          |      | 3  | 1      | DB          | 1    | 2  | 400/220              | 150          | 2    | 300       | 190           | 50             |    |
| Dodoma              | 2020 | DB  |     |      | 1  |        | DB          |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Iringa              | 2020 | DB  |     | 2    | 1  |        | DB          |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 100            | 50 |
| Kin-Som SwS-1       | 2020 | DB  |     |      | 1  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Kin-Som SwS-2       | 2020 | DB  |     |      | 1  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Kin-Som SwS-3       | 2020 | DB  |     |      | 1  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Kinyerezi           | 2020 | 1-1/2   | 2   | 4    |    |        | DB          | 2    | 1  |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 70             |    |
| Lusu                | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 1    | 1  | 1      | SB          |      | 1  | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Madaba              | 2020 | DB  |     | 2    |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Mandizi             | 2020 |   |     |      |    |        |             |      |    |        | SB          | 2    |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Morogoro            | 2020 |   |     |      |    |        | DB          |      | 2  |        | DB          | 1    | 2  | 220/132              | 150          | 2    | 300       |               |                |    |
| Mibwa               | 2020 |   |     |      |    |        |             |      |    |        | SB          | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Musoma              | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    | 1  | 1      | SB          |      | 1  | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Mwanza              | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Mwanza              | 2020 |   |     |      |    |        | SB          | 1    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |
| Nyakanazi           | 2020 |   |     |      |    |        | DB          |      | 1  |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Nyamongo            | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    | 1  | 1      | SB          |      | 1  | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Segeera             | 2020 | 1-1/2   | 2   | 2    | 2  |        | DB          |      |    |        |             |      |    | 400/220              | 150          | 1    | 150       | 140           | 50             |    |
| Shinyanga           | 2020 | DB  |     |      | 1  |        | DB          | 2    |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Singida             | 2020 | DB  |     |      | 3  |        | DB          |      | 2  |        |             |      |    | 400/220              | 250          | 2    | 500       |               | 50             |    |
| Somanga Fungu       | 2020 | 1-1/2   |     |      | 1  |        | DB          |      | 1  |        |             |      |    |                      |              |      |           |               | 50             |    |
| Tabora              | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 1    | 1  | 1      | SB          |      | 1  | 220/132              | 100          | 1    | 100       |               |                |    |
| Tanga               | 2020 |   |     |      |    |        | DB          | 2    |    | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |

出所：調査団

表 9.2.3-9 2020年-2025年 変電所開発計画

| Name of Substations | Year | Switchgear Bus Config.: 1-1/2; One & Half, DB: Double Bus, SB: Single Bus |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    | Transformer (in MVA) |              |      |           | Reactor (MVA) | STAT-COM (MVA) |     |       |     |     |
|---------------------|------|---|-----|------|----|--------|-------------|------|----|--------|-------------|------|----|----------------------|--------------|------|-----------|---------------|----------------|-----|-------|-----|-----|
|                     |      | 400 kV  |     |      |    | 220 kV |             |      |    | 132 kV |             |      |    | Voltage (kV)         | Rating (MVA) | Q'ty | Total MVA |               |                |     |       |     |     |
|                     |      | Bus Config.   | Bay | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR |                      |              |      |           |               |                | BC  |       |     |     |
| Kisada              | 2021 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                | 220 |       |     |     |
| Lindi               | 2021 | DB  | 4   | 4    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1   | 125   | 170 |     |
| Madaba              | 2021 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Mbeya               | 2021 | DB  |     | 2    | 2  | 1      |             |      |    | DB     | 3           | 2    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 2   | 1,000 | 120 |     |
| Mtwara              | 2021 | DB  |     | 4    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1   | 125   | 60  |     |
| Mtwara              | 2021 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1   | 100   |     |     |
| Somanga Fungu       | 2021 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 130 |
| Shinyanga           | 2022 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 1,000          | 2   | 2,000 |     |     |
| Somanga Fungu       | 2022 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Mtwara              | 2023 | DB  |     | 1    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Bagamoyo            | 2024 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Kinyerezi           | 2024 | 1-1/2   |     | 2    |    |        |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 5   | 2500  | 40  |     |
| Mkuranga            | 2024 | DB  |     | 3    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1   | 500   | 40  |     |
| Bagamoyo            | 2025 | DB  |     | 2    | 2  | 1      |             |      |    | DB     | 2           | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1   | 500   | 60  | 50  |
| Chalinze            | 2025 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | DB   |           | 220/132       | 90             | 1   | 90    | 60  |     |
| Geothermal A        | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | SB     | 1           | 1    | 1  |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Kigoma              | 2025 | DB  |     | 4    | 3  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 150            | 1   | 150   | 475 | 50  |
| Kigoma              | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 220/132       | 55             | 1   | 55    |     |     |
| Kinyerezi           | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     |     |
| Kisada              | 2025 | 1-1/2   |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1   | 500   |     | 50  |
| Lindi               | 2025 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 50  |
| Mbeya               | 2025 | DB  |     | 2    | 2  |        |             |      |    | DB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 190 |
| Mkuranga            | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 50  |
| Mpanda              | 2025 | DB  |     | 4    | 2  | 1      |             |      |    | DB     |             |      | 1  | 1                    |              |      |           |               |                |     |       |     | 250 |
| Mpa-Sum SwS         | 2025 | DB  |     | 4    | 1  | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 140 |
| Mtwara              | 2025 | DB  |     | 2    | 1  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 20  |
| Mwanza              | 2025 | DB  |     | 2    | 3  | 1      |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 2   | 1,000 | 90  | 50  |
| Mwanza              | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | SB     |             | 2    |    |                      |              |      |           | 220/132       | 200            | 2   | 400   |     |     |
| Nyakanazi           | 2025 | DB  |     | 2    | 3  | 1      |             |      |    | DB     |             | 2    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 250            | 2   | 500   | 200 | 50  |
| Shinyanga           | 2025 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |       |     | 90  |
| Singida             | 2025 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 2    |    |                      |              |      |           | 220/132       | 100            | 2   | 200   |     |     |
| Sumbawanga          | 2025 | DB  |     | 4    | 2  | 1      |             |      |    | DB     |             | 2    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 2   | 250   | 260 | 50  |

出所：調査団

表 9.2.3-10 2026年-2030年 変電所開発計画

| Name of Substations | Year | Switchgear Bus Config.: 1-1/2; One & Half, DB: Double Bus, SB: Single Bus |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    | Transformer (in MVA) |              |      |           | Reactor (MVA) | STAT-COM (MVA) |    |       |     |     |     |
|---------------------|------|---|-----|------|----|--------|-------------|------|----|--------|-------------|------|----|----------------------|--------------|------|-----------|---------------|----------------|----|-------|-----|-----|-----|
|                     |      | 400 kV  |     |      |    | 220 kV |             |      |    | 132 kV |             |      |    | Voltage (kV)         | Rating (MVA) | Q'ty | Total MVA |               |                |    |       |     |     |     |
|                     |      | Bus Config.   | Bay | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR |                      |              |      |           |               |                | BC |       |     |     |     |
| Geothermal A        | 2026 |   |     |      |    |        |             |      |    | SB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Kisada              | 2026 | 1-1/2   |     | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1  | 500   | 150 |     |     |
| Lindi               | 2026 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     | 70  |     |
| Lusu                | 2026 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Madaba              | 2026 | DB  |     | 4    | 3  |        |             |      |    | DB     |             | 2    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 2  | 250   | 230 | 50  |     |
| Masasi              | 2026 | DB  |     | 4    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   | 170 |     |     |
| Nyamongo            | 2026 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Songea              | 2026 | DB  |     | 6    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   | 220 |     |     |
| Sumbawanga          | 2026 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Tabora              | 2026 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Tunduru             | 2026 | DB  |     | 4    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   | 220 |     |     |
| Kyaka               | 2027 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              | SB   | 1         |               |                |    |       |     |     |     |
| Kisada              | 2028 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1  | 500   | 90  |     |     |
| Kyela               | 2028 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 1           | 1    | 1  |                      |              | DB   | 2         | 1             | 1              | 1  | 1     |     |     |     |
| Mbeya               | 2028 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    | DB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     | 70  |     |
| Mnyera              | 2028 | DB  |     | 2    | 2  | 1      |             |      |    | DB     | 1           | 2    | 1  |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 2  | 1,000 | 90  |     |     |
| Musoma              | 2028 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Songwe A S/S        | 2028 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              | SB   | 2         | 1             |                |    |       |     |     |     |
| Bagamoyo            | 2029 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 1  | 500   |     |     |     |
| Arusha              | 2030 | 1-1/2   |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 250            | 1  | 250   |     |     |     |
| Bagamoyo            | 2030 | DB  |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Bunda               | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Geita               | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Kyaka               | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Lindi               | 2030 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   |     |     |     |
| Masasi              | 2030 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     | 50  |
| Mkuranga            | 2030 | DB  |     |      |    | 2      |             |      |    | DB     |             | 2    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 500            | 2  | 1,000 |     |     |     |
| Mandizi             | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 2           | 2    | 1  |                      |              | DB   |           | 220/132       | 100            | 2  | 200   |     |     |     |
| Mnyera              | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 1           | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Mpanda              | 2030 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   | 90  |     |     |
| Mpa-Tab SwS         | 2030 | DB  |     | 4    | 1  | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     | 180 | 50  |
| Mtwara              | 2030 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   |     |     |     |
| Mtwara              | 2030 |   |     |      |    |        |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              | SB   |           | 220/132       | 100            | 1  | 100   |     |     |     |
| Nyakanazi           | 2030 | DB  |     |      |    |        |             |      |    | DB     | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     |     |
| Shinyanga           | 2030 | DB  |     | 2    |    |        |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     | 130 |
| Somanga Fungu       | 2030 | 1-1/2   | 1   |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             | 1    |    |                      |              |      |           | 400/220       | 125            | 1  | 125   |     |     |     |
| Songea              | 2030 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     | 50  |
| Tabora              | 2030 | DB  |     | 4    | 3  | 1      |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           | 400/220       | 400            | 2  | 800   | 220 |     | 50  |
| Tunduru             | 2030 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    | DB     |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |    |       |     |     | 50  |

出所：調査団

表 9.2.3-11 2031年—2035年 変電所開発計画

| Name of Substations | Year | Switchgear Bus Config.: 1-1/2; One & Half, DB: Double Bus, SB: Single Bus |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    | Transformer (in MVA) |              |      |           | Reactor (MVA) | STAT-COM (MVA) |     |     |     |     |
|---------------------|------|---|-----|------|----|--------|-------------|------|----|--------|-------------|------|----|----------------------|--------------|------|-----------|---------------|----------------|-----|-----|-----|-----|
|                     |      | 400 kV  |     |      |    | 220 kV |             |      |    | 132 kV |             |      |    | Voltage (kV)         | Rating (MVA) | Q'ty | Total MVA |               |                |     |     |     |     |
|                     |      | Bus Config.   | Bay | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR |                      |              |      |           |               |                | BC  |     |     |     |
| Mnyera              | 2031 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Tanga               | 2031 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |     |     |
| Arusha              | 2032 | 1-1/2   | 1   |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      | 400/220   | 250           | 1              | 250 |     |     |     |
| Lusu                | 2032 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |     |     |
| Madaba              | 2032 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Mkuranga            | 2032 | DB  |     |      | 2  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     | 60  |     |
| Mku-Som SwS         | 2032 | DB  |     |      | 4  | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Mufindi             | 2032 |   |     |      |    |        |             |      | SB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Somanga Fungu       | 2032 | 1-1/2   | 2   |      | 4  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     | 60  |     |
| Mbeya               | 2033 | DB  |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Mnyera              | 2033 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      | 400/220   | 500           | 1              | 500 |     |     |     |
| Mwanza              | 2033 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 500           | 1              | 500 |     |     |     |
| Mwanza              | 2033 |   |     |      |    |        |             |      | SB | 1      |             |      |    |                      |              |      | 220/132   | 200           | 1              | 200 |     |     |     |
| Nyamongo            | 2033 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |     |     |
| Tabora              | 2033 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |     |     |
| Chalinze            | 2034 | 1-1/2   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Madaba              | 2034 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Nyakanazi           | 2034 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 250           | 1              | 250 |     |     |     |
| Shinyanga           | 2034 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 2           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 200           | 2              | 400 |     |     |     |
| Songwe A S/S        | 2034 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Songwe B S/S        | 2034 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Arusha              | 2035 | 1-1/2   | 1   |      | 2  | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     | 190 | 140 |
| Bulyanhulu          | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 2      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Bunda               | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 2      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Chalinze            | 2035 | 1-1/2   | 2   |      | 4  |        |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 270 |
| Gelta               | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Kigoma              | 2035 | DB  |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 150           | 1              | 150 |     |     |     |
| Kinyerezi           | 2035 | 1-1/2   |     |      |    | 1      |             |      | DB | 2      | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Kyaka               | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Mkuranga            | 2035 | DB  |     |      |    | 3      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 500           | 1              | 500 |     |     | 225 |
| Morogoro            | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 150           | 1              | 150 |     |     |     |
| Mpanda              | 2035 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 125           | 1              | 125 |     |     |     |
| Mtibwa              | 2035 |   |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 60  |
| Mtwara              | 2035 | DB  |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |     |     |
| Musoma              | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 2      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Mwanza              | 2035 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB | 1      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 25  |
| Nyamongo            | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB | 2      |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Segera              | 2035 | 1-1/2   | 3   |      | 4  | 2      |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      | 400/220   | 150           | 1              | 150 | 280 |     | 50  |
| Shinyanga           | 2035 | DB  |     |      |    | 2      |             |      | DB | 3      | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 55  |
| Singida             | 2035 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     |     |
| Somanga Fungu       | 2035 | 1-1/2   | 2   |      | 4  |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 180 |
| Sumbawanga          | 2035 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 125           | 2              | 250 |     |     |     |
| Tabora              | 2035 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |     | 25  |

出所：調査団



表 9.2.3-12 2036 年—2040 年 變電所開發計畫

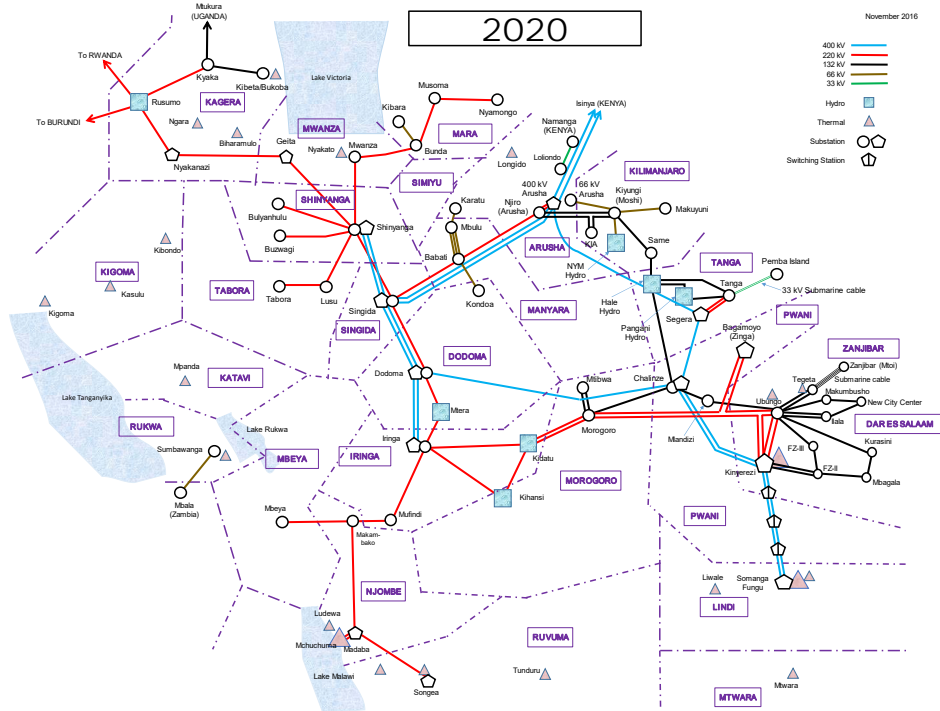
| Name of Substations | Year | Switchgear Bus Config.: 1-1/2; One & Half, DB; Double Bus, SB; Single Bus |     |      |    |        |             |      |    |        |             |      |    | Transformer (in MVA) |              |      |           | Reactor (MVA) | STAT-COM (MVA) |     |     |
|---------------------|------|---|-----|------|----|--------|-------------|------|----|--------|-------------|------|----|----------------------|--------------|------|-----------|---------------|----------------|-----|-----|
|                     |      | 400 kV  |     |      |    | 220 kV |             |      |    | 132 kV |             |      |    | Voltage (kV)         | Rating (MVA) | Q'ty | Total MVA |               |                |     |     |
|                     |      | Bus Config.   | Bay | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR | BC     | Bus Config. | Line | TR |                      |              |      |           |               |                | BC  |     |
| Chalinze            | 2036 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                | 120 |     |
| Lusu                | 2036 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Masaki              | 2036 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 125           | 1              | 125 |     |
| Musoma              | 2036 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Somanga Fungu       | 2036 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Songea              | 2036 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      | 400/220   | 125           | 1              | 125 |     |
| Tanga               | 2036 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Tunduru             | 2036 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 125           | 1              | 125 |     |
| Arusha              | 2037 | 1-1/2   | 1   |      |    | 1      |             |      |    |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 250           | 1              | 250 |     |
| Kyaka               | 2037 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Mbeya               | 2037 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 500           | 1              | 500 |     |
| Mwanza              | 2037 |   |     |      |    |        |             |      | SB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 200           | 1              | 200 |     |
| Nyamongo            | 2037 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Tabora              | 2037 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Shinyanga           | 2038 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 220/132   | 200           | 1              | 200 |     |
| Chalinze            | 2039 | 1-1/2   | 1   |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Nyakanazi           | 2039 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      | 400/220   | 250           | 1              | 250 |     |
| Somanga Fungu       | 2039 | 1-1/2   | 1   | 2    |    |        |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Arusha              | 2040 | 1-1/2   | 1   |      |    | 3      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 355 |
| Bagamoyo            | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      | 400/220   | 500           | 1              | 500 | 60  |
| Buzwagi             | 2040 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Chalinze            | 2040 | 1-1/2   | 2   | 1    | 4  |        |             |      | DB |        |             | 1    |    |                      |              |      |           |               |                | 75  | 580 |
| Dodoma              | 2040 | DB  |     |      |    | 2      | 4           |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                | 150 | 480 |
| Kigoma              | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Kin-Som SwS-1       | 2040 | DB  |     |      |    | 5      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 655 |
| Kin-Som SwS-2       | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 240 |
| Kin-Som SwS-3       | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 135 |
| Kinyerezi           | 2040 | 1-1/2   | 2   |      |    | 5      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 550 |
| Kisada              | 2040 | 1-1/2   | 2   |      |    | 4      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 485 |
| Kyaka               | 2040 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Lindi               | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 15  |
| Lusu                | 2040 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     |     |
| Mbeya               | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 290 |
| Mkuranga            | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 275 |
| Mku-Som SwS         | 2040 | DB  |     |      |    | 4      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 520 |
| Mlandizi            | 2040 |   |     |      |    |        |             |      | DB |        |             | 1    |    |                      |              |      | 220/132   | 100           | 1              | 100 |     |
| Mnyera              | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 40  |
| Mpanda              | 2040 | DB  |     |      |    | 3      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 330 |
| Mpa-Sum SwS         | 2040 | DB  |     |      |    | 4      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 585 |
| Mpa-Tab SwS         | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      | DB |        |             | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |     | 115 |
| Mtwara              | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 30  |
| Mwanza              | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      | SB |        | 2           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 230 |
| Nyakanazi           | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      | DB |        | 1           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 175 |
| Segera              | 2040 | 1-1/2   | 1   |      |    | 2      |             |      | DB |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 220 |
| Shinyanga           | 2040 | DB  |     |      |    | 3      |             |      | DB |        | 7           |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 430 |
| Singida             | 2040 | DB  |     |      |    | 2      |             |      | DB |        |             | 2    |    |                      |              |      |           |               |                |     | 280 |
| Somanga Fungu       | 2040 | 1-1/2   |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 90  |
| Songea              | 2040 | DB  |     |      |    | 1      |             |      |    |        |             | 1    |    |                      |              |      |           |               |                |     | 50  |
| Sumbawanga          | 2040 | DB  |     |      |    | 5      |             |      |    |        |             |      |    |                      |              |      |           |               |                |     | 635 |
| Tabora              | 2040 | DB  |     |      |    | 5      |             |      | DB |        | 1           | 1    |    |                      |              |      | 400/220   | 400           | 1              | 400 | 455 |

出所：調査団

## 9.2.4 最適電源開発計画による送電系統図

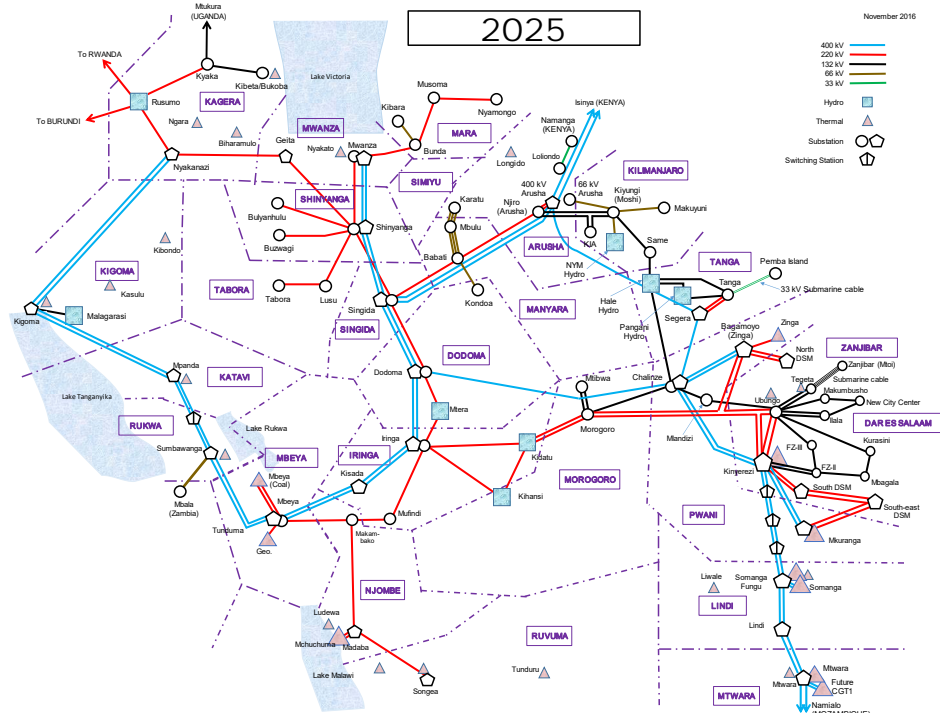
### (1) 全国送電系統図

前述の開発が必要な送変電設備を5年毎に系統図として掲載したものを以下に示す。



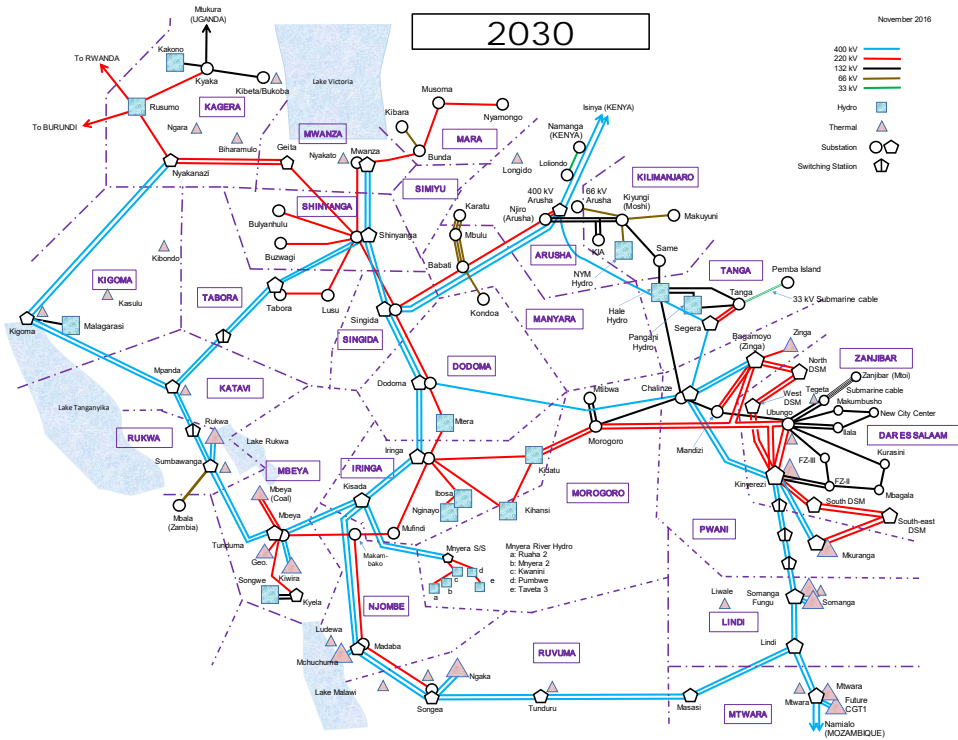
出所：調査団

図 9.2.4-1 2020年における最適電源開発計画による全国電力系統図



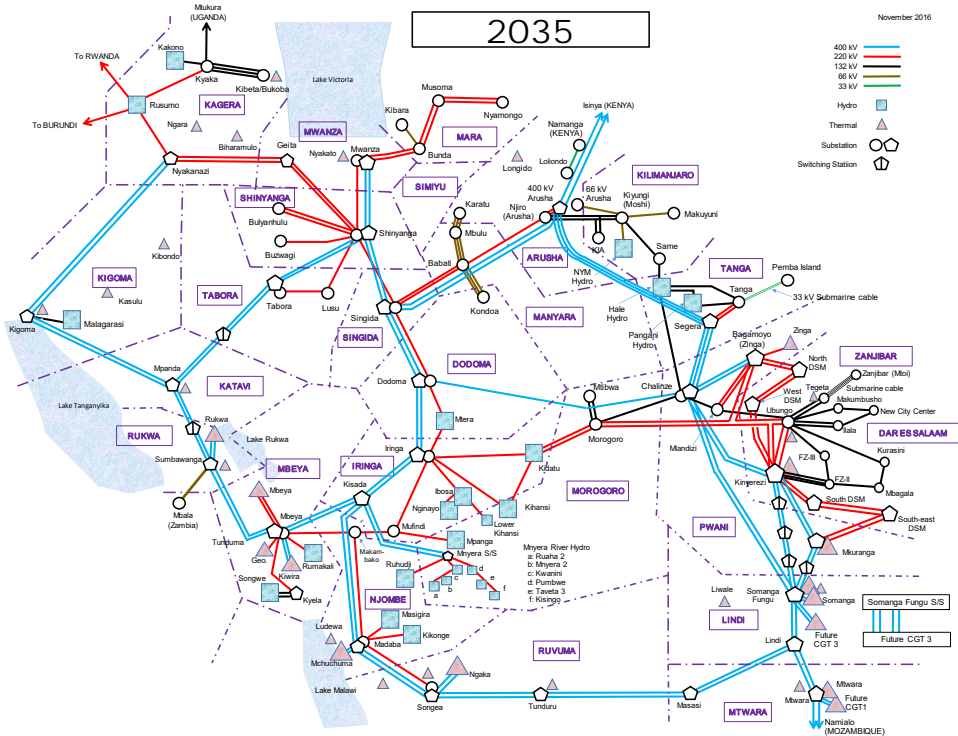
出所：調査団

図 9.2.4-2 2025年における最適電源開発計画による全国電力系統図



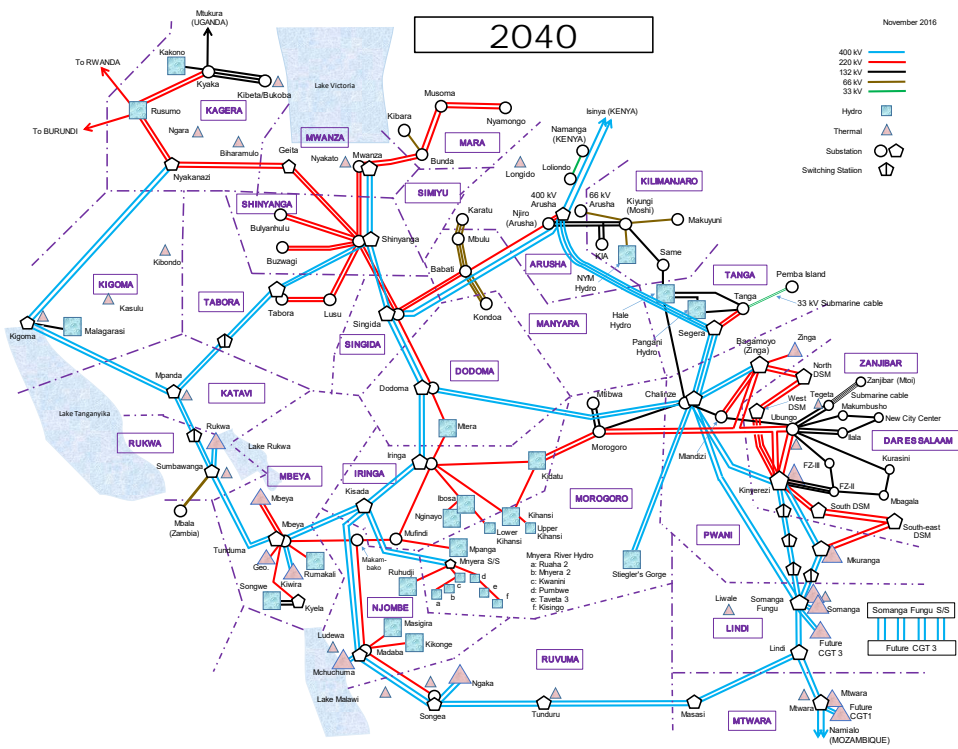
出所：調査団

図 9.2.4-3 2030 年における最適電源開発計画による全国電力系統図



出所：調査団

図 9.2.4-4 2035 年における最適電源開発計画による全国電力系統図



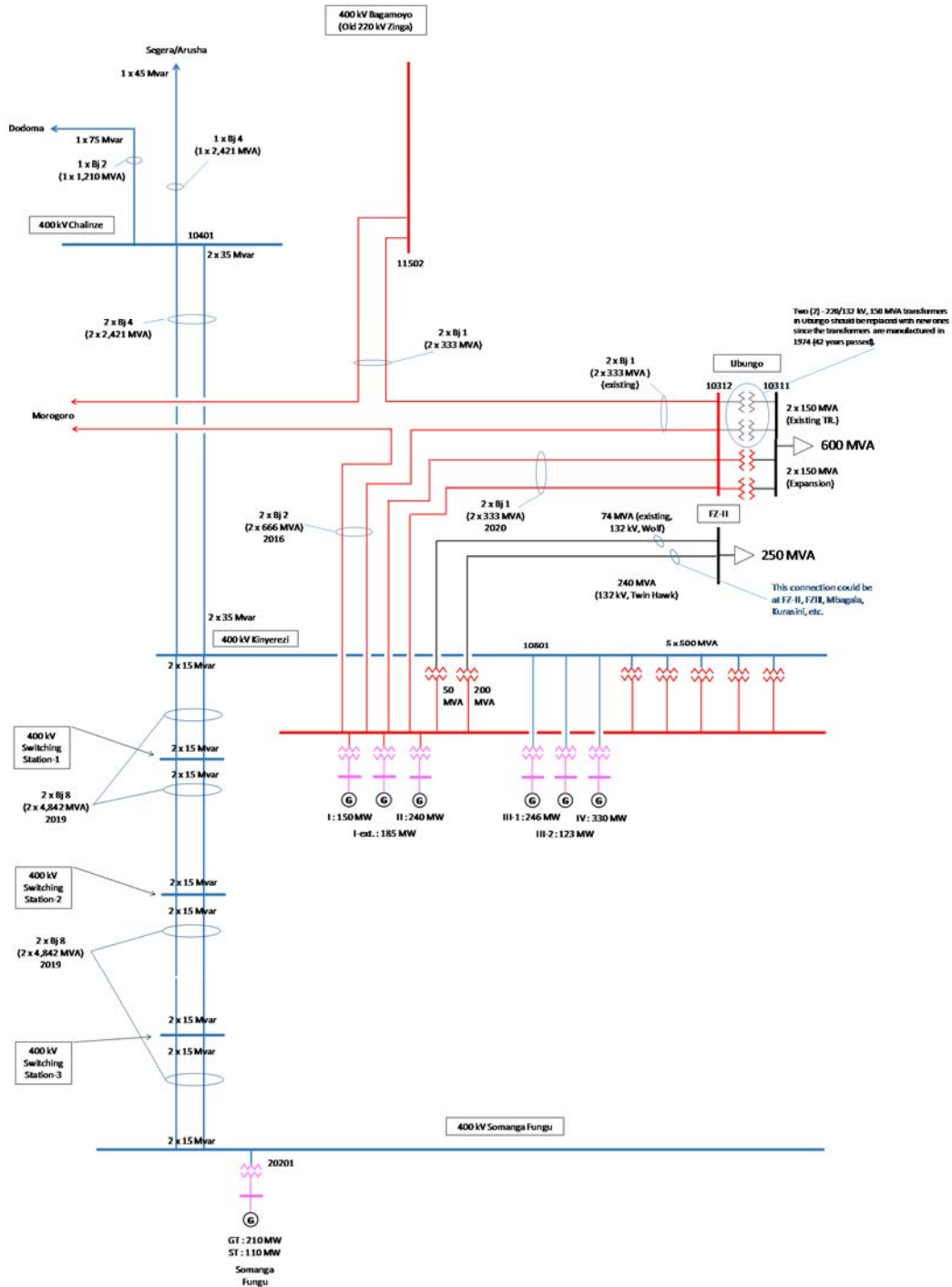
出所：調査団

図 9.2.4-5 2040 年における最適電源開発計画による全国電力系統図

## (2) ダルエスサラーム市近傍送電系統図

全国で最も需要が大きいダルエスサラーム市においては、その需要に応じて全国系統から各地区へ電力を供給する基幹変電所が必要となる。この観点からダルエスサラーム市各地区への電力供給を考慮した5年毎のダルエスサラーム市近傍送電系統図を作成した。ダルエスサラーム市マスタープラン策定後には、全国マスタープランへの反映が必要となる。

### ➤ 2020年系統図

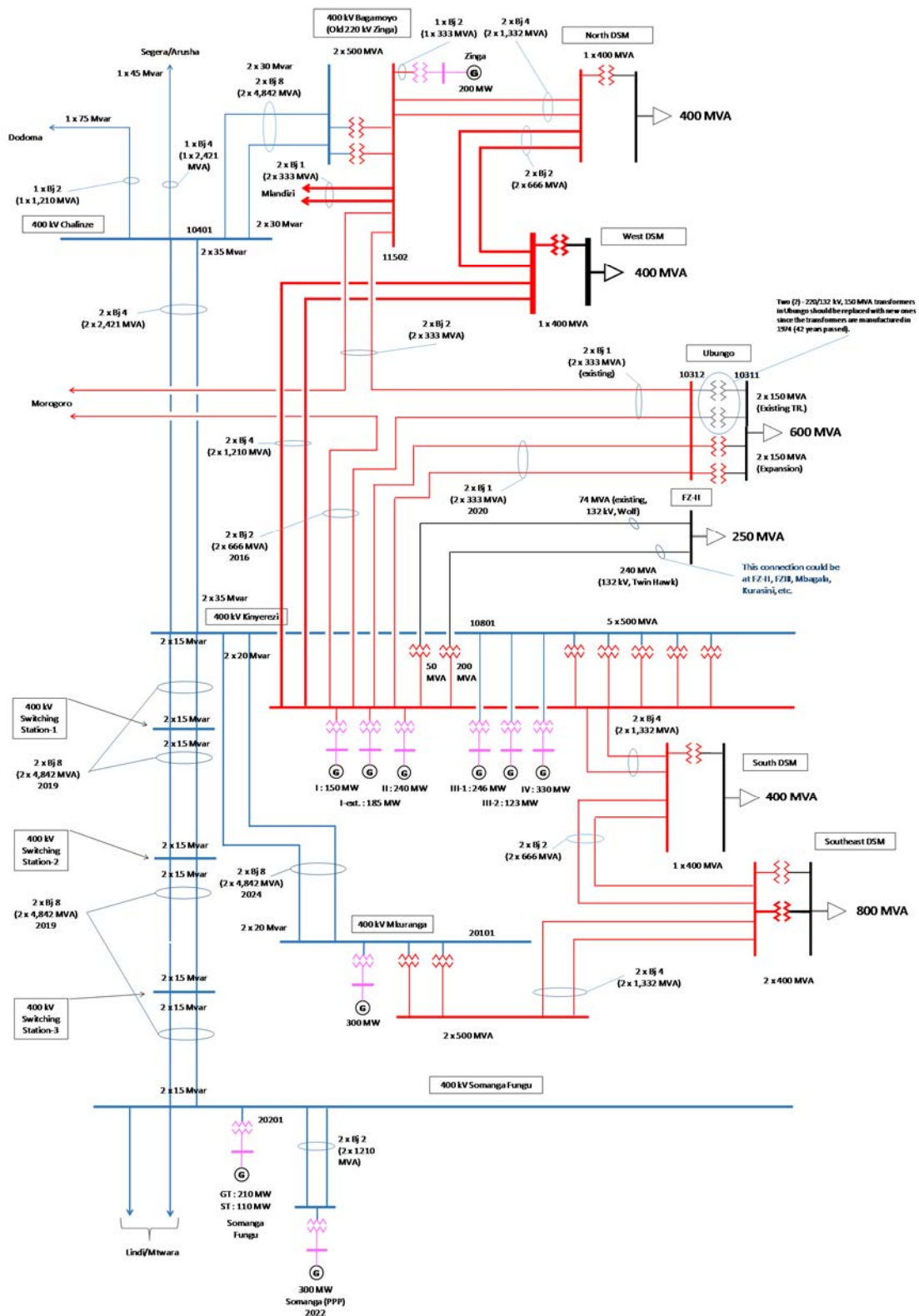


出所：調査団

図 9.2.4-6 2020年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図



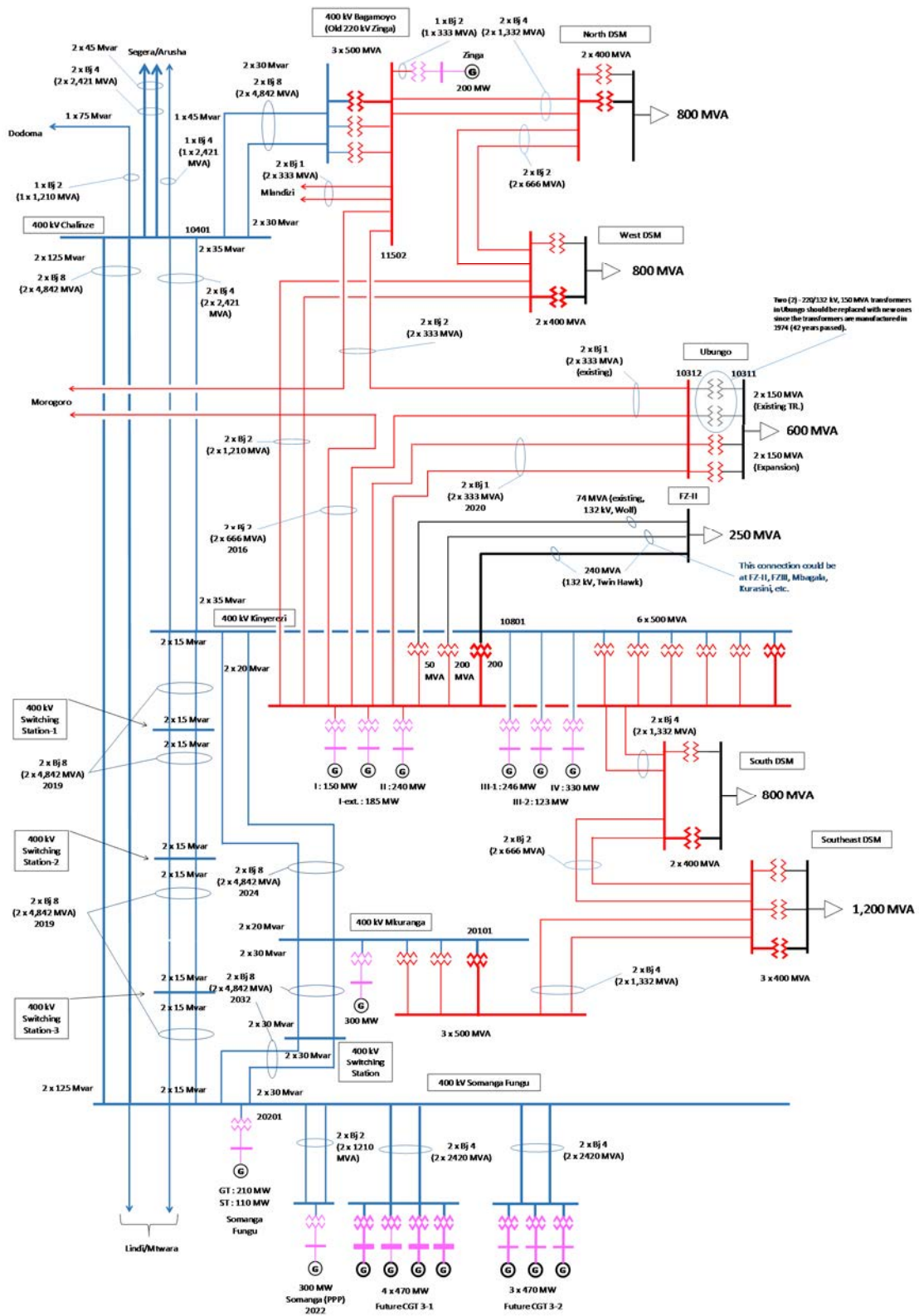
➤ 2030年系統図



出所：調査団

図 9.2.4-8 2030年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図

➤ 2035年系統図

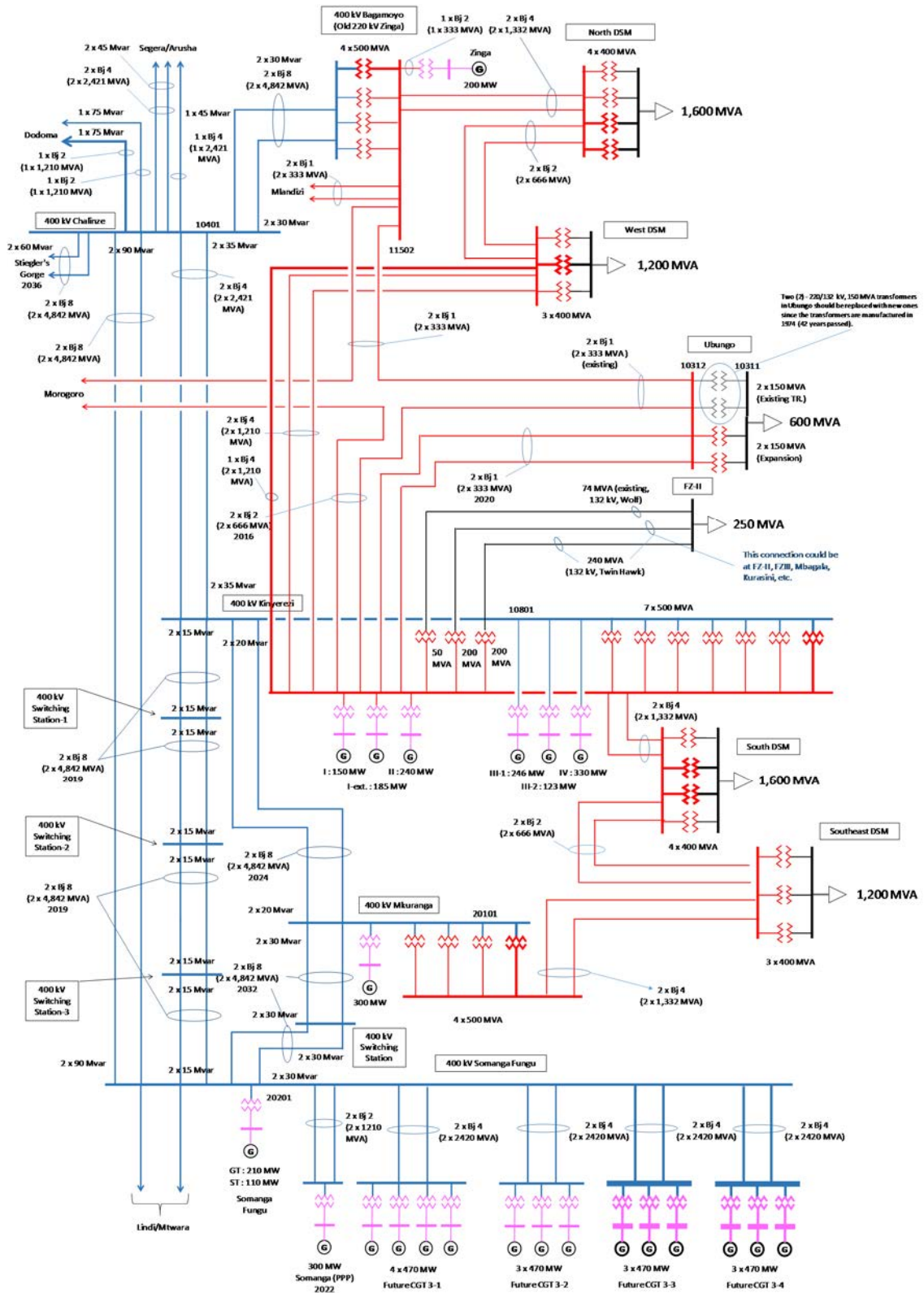


出所：調査団

図 9.2.4-9 2035年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図



➤ 2040年系統図



出所：調査団

図 9.2.4-10 2040年におけるダルエスサラーム市近傍送電系統図

## 9.2.5 送変電開発計画実現に向けた課題と提言

### (1) プロジェクト実施のための調査設計

プロジェクトの実施に当たっては諸般の事情により本マスタープラン調査で計画したとおりの順序で発電所を含む系統全体の開発が進むとは限らない。実際に構成される系統構成により要求される送電線仕様（電圧、導体数、回線数等）や調相設備容量が異なる可能性があるため、各々のプロジェクトで実施される事前調査設計では、建設直後からそれ以降の系統構成形態を把握して信頼性を確保できる仕様の設備で建設段階に移れるように慎重に検討する必要がある。

### (2) 超高压電圧の選定と直流送電の採用の検討

本マスタープランでは、送電線の最高電圧を隣国との電力融通も考慮して 400 kV としている。将来の需要増での重潮流かつ長距離の送電線には、導体数や回線数の削減を伴う可能性のある 700 kV クラスの電圧もしくは直流送電の採用が考えられる。実際の需要の伸びを観察しながらマスタープランの定期的な改訂の中で採用検討が推奨される。

### (3) 環境社会配慮

送電線を建設する場合には建設ルート上の敷地確保が必要となるが、住民移転の可否、文化遺産の有無、保護区・生態系への影響など、自然環境、社会環境への影響についても配慮が必要である。特に沿岸部においては、マングローブなどの存在が確認されており、ルート選定においては十分な調査を行い、適切な配慮を施す必要がある。

### (4) 調査・建設の実施体制

本マスタープランで策定した内容は、発電所建設と同時に系統を構成する送電線と変電所（開閉所）の開発を同時期に複数実施する必要がある。したがって送変電プロジェクトの実施主体となる TANESCO は、各プロジェクトに対応する技術力のある要員を確保する必要がある。

### (5) 運転保守管理

バックボーンプロジェクトなどで 400 kV 送変電設備がタンザニア国に初導入されており、今後大量の 400 kV と 220 kV の送電線と変電所が建設されることとなるが、適切な運転保守が長期安定運転に貢献できることとなる。そのためには、運転と保守管理要項を策定すると共に予備品と保守機材を確保する必要がある。また超高压系統は、全国に広がるため保守を実施する部署も各地域に適切に配置する必要がある。

既設の送電線や変電所の設備で老朽化しているものも存在しているが、これらも引き続き電力供給の一役を担う必要があるため適切な保守として、修理、取替えなどの対策をする必要がある。したがって、保守履歴を適切に管理しながら、寿命診断技術も取り入れ、必要な保守対応を実施し、長期運用ができるように配慮し続ける必要がある。

### (6) 系統運用体制

ウブンゴ変電所に隣接した中央給電指令所が現在運用されているが、今後、大型発電所や再生可能エネルギー発電所が系統に次々と連系されると共に、超高压系統が全国に広がる状況で、安定した電力需給運用、周波数管理、電圧運用、さらには緊急時の系統操作などで 1 箇所の給電指

令所では運用管理が困難となってくることが予想される。したがって、中央給電指令所と地域毎の系統指令所との階層構成を構築すると同時に全国の発電所との通信ネットワークも整備し、発電設備の起動停止と経済負荷運用を考慮した自動周波数制御(AFC)指令及び基幹送電線の運用は中央給電指令所で、地域毎の系統指令所で電圧運用と地域送電線の運用を所掌するような分担をすることで効率的な系統運用が実現可能となる。このシステム構築には、系統運用の専門家によるハードとソフト両面のエンジニアリングが不可欠である。そのためには広域の系統運用を良好に実施している成長国からの支援が強く望まれる。

#### **(7) 配電計画の策定**

全国電力マスタープランでは、送電線と送電用変電所までの開発計画を実施しており、配電所変電所とその連系地域送電線及び配電線の開発計画は含まれていない。需要家に電気を供給するためには配電網の計画とその実施が必須となる。ダルエスサラームについては、マスタープランとして配電計画を調査団で検討策定するが、その他の地域については TANESCO で実施する必要がある。早期の電化率向上を実現するためには、全国マスタープランの計画に合わせて、各地域の配電網開発の実施が推奨される。

## 第10章 環境社会配慮

### 10.1 タンザニア国における環境社会配慮に係る関連法制度

#### 10.1.1 環境社会配慮に係る法制度

タンザニア国には環境社会配慮に関連する法制度が整備されているが、その多くが自然資源の利用と管理を規定すること目的としており、特定の環境分野を管轄する各セクターの政策に沿って策定されている。

タンザニア国の環境法制度の基本となるものが「環境管理法2004 (Environmental Management Act 2004)」であり、これと整合性のないそれまでの法制度は廃止され、同法が環境を持続的に管理するフレームワークとなっている。同法は環境管理に関して包括的に定めた法律であり、各機関の役割、管理指針、影響とリスク評価、戦略的環境影響評価、汚染の予防と防止、廃棄物管理、環境基準、市民参加、法令順守、環境関連の国際的枠組みの実施、環境白書の作成、国家環境政策の実施、国家環境基金の設置等について規定している。

表 10.1.1-1 本SEAに関連する重要法令

|   | 法規定名   | 概要   |
|---|--|--|
| 1 | 海洋公園・保護区法 (Marine Parks and Reserves Act, 1994)            | 海洋公園・保護区の設置、管理、モニタリングについて定めた法律で以下のような事項を規定している。<br><ul style="list-style-type: none"> <li>海洋生物資源・非生物資源の種及び遺伝的多様性、ならびに海洋・沿岸地域の生態系の保護、保全、復元</li> <li>未利用天然資源の合理的な開発の促進</li> <li>既存資源の持続的利用、過剰採取が行なわれた又は被害を受けた地域・資源の回復を促進する海洋・沿岸地域の管理</li> <li>海洋公園又は海洋保護区付近の又はこれらの地域に依存している村や現地住民が、その海洋公園又は海洋保護区の計画、開発、管理の全ての段階に関与していること、保護地域の経営に伴う利益のシェアを得ていること、また海洋公園・保護区の設置により生じた資源利用や経済的機会に対し優先権を有していることを確保する</li> <li>公園・海洋保護区ユニットの設置</li> <li>既存の法律におけるいくつかの規定の廃止</li> </ul> |
| 2 | 森林法 (The Forest Act, 2002)                                 | 森林管理に関する規定を定める法律であり、<br><ul style="list-style-type: none"> <li>森林に係る規定の廃止</li> <li>開発プロジェクトに対し要求される環境影響評価の規定</li> <li>一定期間にわたって保護林の持続的管理が実現されるよう、全てのタイプの森林のための森林管理計画の規定</li> <li>コミュニティ保護林 (Community Forest Reserves)、マングローブ保護林 (Mangrove Forest Reserves) を指定</li> <li>コミュニティベースの森林管理の促進</li> </ul>  |
| 3 | 野生動物管理法 (The Wildlife Management Act No 5 of 2009)         | 野生動物及び野生動物製品の保全、管理、保護及び持続的利用に対するより良い規定を定める法律であり、野生動物保全法 (Wildlife Conservation Act Cap.283) の廃止、野生動物管理エリアの設置と管理及び利益共有の規定、管理計画、環境影響評価、野生動物影響評価、及び環境監査とモニタリングや他に関連する事項の規定を定めている。   |
| 4 | 水資源管理法 (The Water Resources Management Act No. 11 of 2009) | 水資源の持続的管理及び水資源開発の制度的・法的枠組みを規定している法律であり、水資源管理のための原則の概説、水質汚染の予防と管理の規定、国家水政策 (National Water Policy) の導入に向けたステークホルダー及び市民の参加の規定、「水利用 (管理及び規制) 法 (Water Utilization (Control and Regulations) Act)」の廃止、関連事項の規定を定めている。   |

### 10.1.2 多国間環境合意 (MEAs)

タンザニア国は、気候変動、オゾン層破壊、砂漠化、有害化学物質や廃棄物等の地球規模での環境問題に対する国際社会の取組みに参画するため、様々な多国間環境合意 (MEAs) を批准している。こうした国際的協力により、同国は、環境問題及び貧困削減に取り組む多数のプロジェクトやプログラムを実施しており、持続可能な発展に貢献するものとなっている。以下の表 10.1.2-1 にタンザニア国が加盟国となっている環境に係る条約や協定を示す。

表 10.1.2-1 タンザニア国が加盟している環境に係る条約及び協定

| #  | 分野      | 条約及び協定   | 批准年/<br>加盟年 |
|----|---------|--|-------------|
| 1  | 生態系・害虫  | アフリカ渡りバッタに関する条約 (The convention on the African Migratory Locust, Kano)   | 1962        |
| 2  | 湿地      | 特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約 (ラムサール条約) (The Convention on Wetlands of International Importance Especially as Waterfowl Habitat (the Ramsar Convention) )   | 1971        |
| 3  | 文化遺産    | 世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約 (The convention concerning the Protection of World Cultural and Natural Heritage, Paris)  | 1972        |
| 4  | 海洋環境    | 廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約 (The convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other matters, London)  | 1972        |
| 5  | 生態系・危惧種 | 絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引に関する条約 (The convention on International Trade in Endangered species of Wild Fauna and Flora (CITES), Washington)  | 1973        |
| 6  | 海洋環境    | 船舶による汚染防止のための国際条約 (マルポール条約) The convention on the Prevention of Marine Pollution from ships (MARPOL)   | 1973        |
| 7  | 海洋環境    | 国連海洋法条約 (The United Nations Convention on Law of the Sea, Montego Bay)   | 1982        |
| 8  | 海洋環境    | 東アフリカにおける沿岸及び海洋環境の開発及び保護に関する条約 (Convention on Development and Protection of Coastal and Marine Environment for the Eastern Africa Region)  | 1985        |
| 9  | 有害廃棄物   | 有害廃棄物のアフリカへの輸入禁止及びアフリカ内における有害廃棄物の越境移動の規制に関するバマコ条約 (Bamako convention on the Ban of the Import into Africa and the control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes within Africa)                      | 1990        |
| 10 | オゾン層    | オゾン層の保護のためのウィーン条約 (The Vienna Convention on the Protection of Ozone Layer)   | 1993        |
| 11 | オゾン層    | オゾン層を破壊する物質に関するモントリオール議定書 (Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer)   | 1993        |
| 12 | 有害廃棄物   | 有害廃棄物の国境を越える移動及びその処分の規制に関するバーゼル条約 (The Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal - adopted on 22 March 1989 and it entered into force in April 1997) | 1993        |
| 13 | 生態系     | 自然状態の動植物保護に関する条約 (The Convention on Preservation of Fauna and Flora in their Natural state, London)  | 1993        |
| 14 | 気候変動    | 国連気候変動枠組条約 (United Nations Framework Convention on Climate Change - adopted in 1992)   | 1996        |
| 15 | 生態系     | 国連生物多様性条約 (United Nations Convention on Biological Diversity - adopted in May 1992)  | 1996        |
| 16 | 砂漠化     | 国連砂漠化対処条約 (United Nations Convention to Combat Desertification - adopted in June 1994)   | 1997        |
| 17 | 有害化学物質  | 有害化学物質等の輸出入の事前同意手続に関するロッテルダム条約 (Rotterdam Convention of Prior Informed Consent Chemicals)  | 1998        |

| #  | 分野     | 条約及び協定   | 批准年/<br>加盟年 |
|----|--------|--|-------------|
| 18 | 有害化学物質 | 残留性有機汚染物質に関するストックホルム条約 (Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants (POPs) - adopted in 2001 and entered into force in 2004) | 2002        |
| 19 | 湖沼     | タンガニーガ湖の持続可能な管理に関する条約 (Convention on Sustainable Management of Lake Tanganyika)  | 2004        |

### 10.1.3 環境管理に係る組織体制

「環境管理法 2004 (Environmental Management Act 2004、以下 EMA)」は国内の環境管理に係る制度的枠組みを定めている。EMA は国内における環境管理の全体的な調整業務と中心的なサポート機能を環境担当大臣と同国における副大統領府に対し規定している。「国家環境政策 1997 (The National Environmental Policy 1997)」と EMA は、国内の環境・自然資源管理に関する政策、法令の実施調整の法制度上の枠組みとなっている。EMA は、様々な省庁、地方自治体や部門に対し、農業、水産業、林業、野生動物、鉱業、水資源、廃棄物管理等の環境サービスや特定の自然資源に関する管理側の役割を規定している。EMA におけるこれらの機能は、多くは運営管理面に關わるものとなっており、EMA に加えセクター別の政策や法律によりさらに規定される。図 10.1.3-1 に環境管理法の下での組織体制を示す。

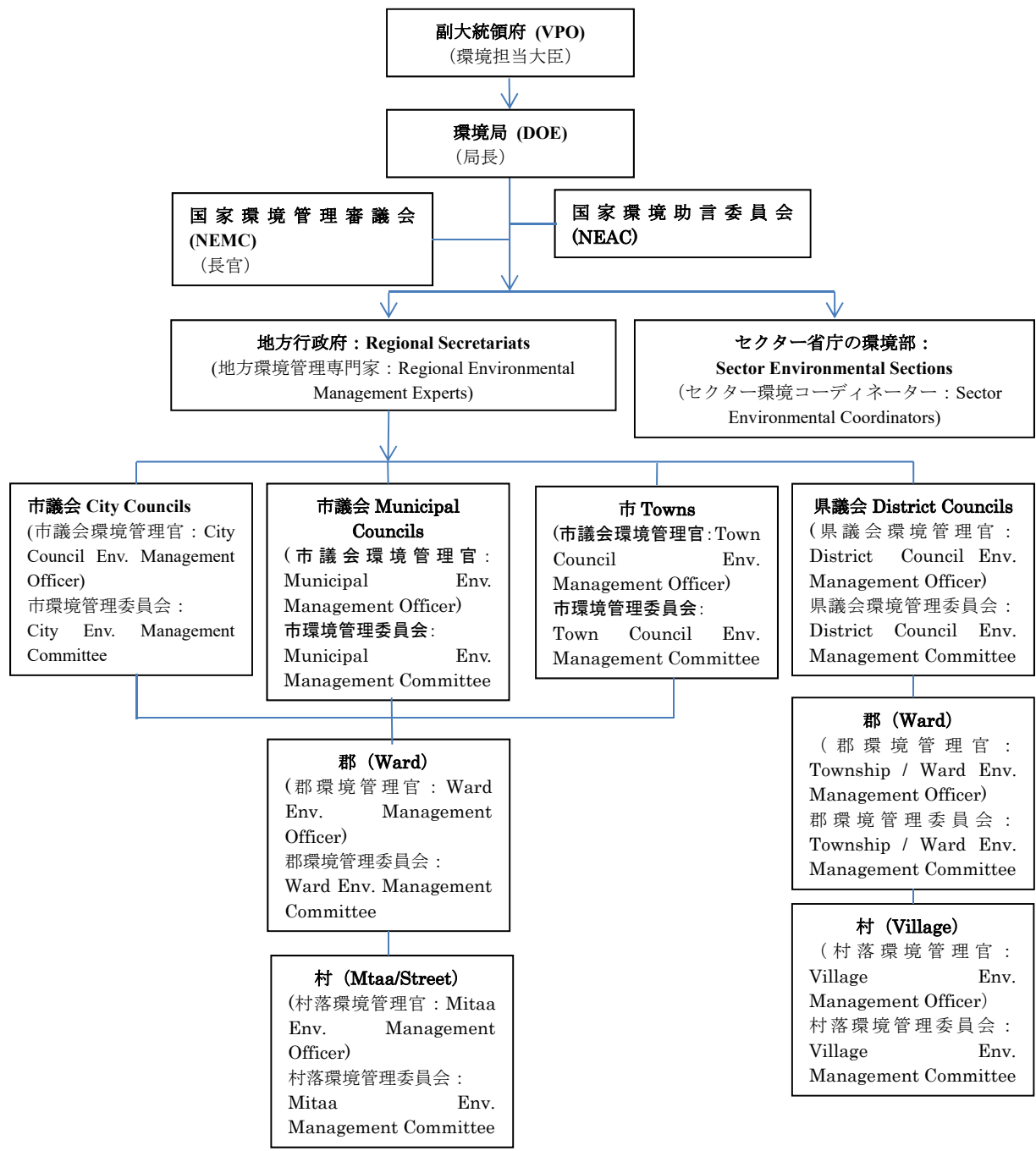


図 10.1.3-1 タンザニア国の環境管理に係る組織体制 (DOE-VPO, 2012)

- **国家環境助言委員会 (NEAC)**  
本委員会は、環境担当省庁（副大統領府（VPO）にあたる）やその他のセクター省庁に対し、それぞれに付託されたあらゆる環境問題について助言を与えるために設置されている。
- **環境担当大臣**  
大臣は、政策ガイドラインを明確に示すことができ、規制やガイドラインを策定することができる。また、大臣は、いかなる機関に対してもあらゆる機能や活動を指示することができる。大臣は、セクターレベルにおける定期的な環境計画の立案に係るルール、環境行動計画

(Environmental Action Plan) の準備、採択、導入に係る手順及び方法を規定するための規則を策定することができる。

➤ **副大統領府環境局長 (VPO-DOE)**

環境局長は環境関連活動の調整、環境関連の法律や国際協定について政府への助言、関連機関の活動の監視及び評価、環境白書 (State of Environment Report) の立案及び発効を行なう。

➤ **国家環境管理審議会 (NEMC)**

審議会の機能として以下が含まれる：環境監査・調査・研究の実施、環境影響評価 (EIA) のレビュー及び承認に係る助言、国家環境基準 (National Environmental Quality Standards) へのコンプライアンスの強化、環境劣化を引き起こす可能性がある事故防止の手続きの開始、環境教育推進のためのプログラムの実施、環境管理に関するマニュアルの発行及び普及、自然資源及び環境管理に取り組む事業者への助言ならびに技術的支援の提供、環境担当省庁により指示された他の機能の実施。

➤ **セクター省庁 (Sector Ministries)**

各セクター省庁は、環境関連の機能や任務を EMA や他の法律 (EMA と整合性がとれているものに限る) に従い実施する。EMA への順守を確保するため各省庁に設置されたセクター省庁環境部 (Sector Environment Sections – SEs) を通してセクター省庁は環境管理に関与する。EMA の制定以降、現時点では、ほとんど全てのセクター省庁においてセクター環境部が設置され、セクター環境コーディネーター (Sector Environmental coordinators) が指名あるいは雇用されている。

➤ **地方行政府 (Regional Secretariat)**

地方行政府には地方環境管理専門家 (Regional Environmental Management Expert - REME) が配置される。REME は管轄地方の地方自治体に対し、EMA の導入及び施行に係る事項について助言を与える責任がある。REME は地方と環境局長のつながりを構築するものであり、EMA の制定以降、いくつかの地方行政府は REME を指名あるいは雇用している。

➤ **地方自治体 (Local government)**

地方自治体は二つのカテゴリーに分類される。「郡 (townships)」や「市 (Municipalities 及び City)」を含む都市地域における管理と開発は都市部の自治体の責任である。一般的に県議会 (District Councils) として知られている地方部の自治体が二つ目のカテゴリーの地方自治体である。全ての地方自治体は主に二つの機能を果たすことが求められており、① 管理業務の実施、条例や規則の策定と ② 管轄地域の経済開発計画策定を担う。特に地方部においては、持続可能な開発に係る様々なイニシアチブはこのレベルで実施されることになる。EMA は地方自治体に対し、環境管理機能の権限を付与している。また、EMA により、環境担当官が設置され、環境に係る機能もいくつかの委員会に対し指示されている。



#### 10.1.4 環境影響評価 (EIA)

タンザニア国の EIA は、「国家環境政策 (1997)」及び「環境管理法 (EMA) 2004」により規定されている。EMA は生態系の保護と持続可能な利用、環境保全のための様々な方策を定めており、以下の項目から成っている。

- パート I : 序文
- パート II : 一般原則
- パート III : 手続きと実施体制
- パート IV : 環境計画
- パート V : 環境管理
- パート VI : 環境影響評価 (EIA)
- パート VII : 戦略的環境影響評価 (SEA)
- パート VIII : 汚染の予防と防止
- パート IX : 廃棄物管理
- パート X : 環境基準
- パート XI : 環境回復・保全
- パート XII : 分析と記録
- パート XIII : 環境情報
- パート XIV : 環境に係る意思決定への市民参加
- パート XV : 国際的枠組み
- パート XVI : 法令順守と強制
- パート XVII : 環境控訴審判所
- パート XVIII : 国家環境信託基金
- パート XIX : 財務規定
- パート XX : 一般及び移行規定

EMA に加え、副大統領府が策定した「EIA 及び環境監査に係る規定 2005」により、EIA 及び環境監査の手続きやガイドラインが整備されており、これに沿って EIA は実施される。同規定は、EMA の運用ツールであり、タンザニア国における EIA 実施の詳細のステップを示した以下の 12 のパートからなっている。

- パート I : 序文
- パート II : 一般的禁止事項
- パート III : プロジェクト登録とスクリーニング
- パート IV : 環境影響評価 (EIA)
- パート V : 環境影響評価書 (EIS)
- パート VI : EIS のレビュープロセス
- パート VII : 大臣による決定
- パート VIII : EIS 及び情報へのアクセス
- パート IX : 有効期間
- パート X : 環境監査

パート XI：モニタリング

パート XII：一般規定

エネルギーセクターについては、EIA 規定（付則第一）により以下のプロジェクトでは EIA の実施が必要とされている。

- 電力、ガス、蒸気、地熱の生産・供給
- 天然ガスの貯蔵
- 火力発電所開発
- 水力発電
- その他の大規模な再生可能エネルギー及び非再生可能エネルギーの開発

EIA 及び監査規定の付則第一に掲載されている事業については、関係する許認可発行機関（ライン省庁）から必要な許認可を取得しなければ事業を進めることができない。許認可発行機関は、NEMC からの EIA 許認可を受け取っていないと許認可を発行できない。また、事業開発者は認可された開発事業を 3 年以内に開始しなければならないとされている。

EMA により、EIA に関する規定は国レベル、セクターレベル、地方レベルで実施されるものと定められている。現在のところ、全ての EIA はまだ国レベルで行われている。図 10.1.4-1 に国レベルでの EIA 実施手続きを示す。

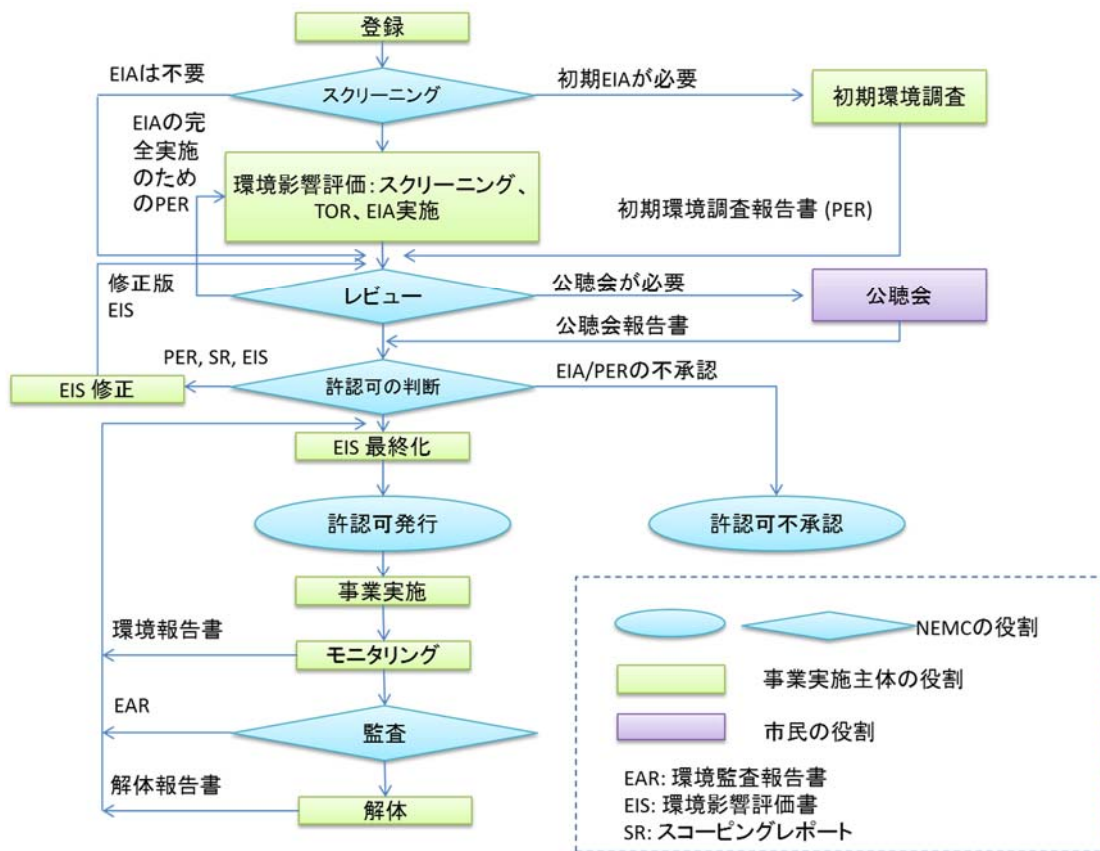


図 10.1.4-1 EIA 手続き (Energy Sector EIA guideline, MEM, 2012)

## 10.1.5 戦略的環境影響評価 (SEA)

### (1) SEA の定義と目的

「戦略的環境影響評価規定 2008 (SEA 規定)」は SEA を次のように定義している。

「SEA は提案する法令、政策、計画、戦略、プログラムがもたらす環境面の結果を評価する体系だったプロセスであり、意思決定の適切な早い段階でこれが考慮され、対処されるようにするものである。経済面、社会面の配慮も同等に取り扱う。このプロセスには環境報告書とその準備のスキームの決定、市民参加と公聴会の実施、報告書への考慮が含まれる。」

SEA 規定では SEA の目的を以下のように定めている。

- a) 政策、法案、規制、計画、戦略、プログラムに環境問題への配慮が確実になされるようにすること
- b) 政策、法案、規制、計画、戦略、プログラムの準備において、環境配慮を検討する際に市民が貢献できるようにすること
- c) 政策、法案、規制、計画、戦略、プログラムの策定について、明確で透明性があり効果的な手続きを確立すること、持続可能な開発のために検討された方策や手段に環境問題への配慮を統合すること

### (2) SEA の法制度上の要求

SEA の法的要求は EMA の 104 条、105 条に規定されている。104 条では、環境の管理、保全、促進あるいは自然資源の持続可能な開発に影響が想定される法案については、その準備時に SEA を実施し、環境担当大臣に提出することとしている。さらに、同法は、環境に影響を与えうる規制、公共政策、プログラム、開発計画を策定する際に SEA を実施することを求めている。105 条では、鉱物、石油資源が確認された場所で詳細が計画される前の段階の場所、水力発電所の計画されている場所、主要な水資源プロジェクトが計画されている場所では鉱業、エネルギー、水資源を管轄する省庁が SEA を実施することを規定している。

### (3) SEA の原則

SEA 実施の際の基礎となる原理原則は以下の通り。

- a) 自然資源の持続的な利用
- b) 生物多様性の保護・保全の促進
- c) 人々の住環境と文化的課題の関連付け
- d) 社会経済要素と環境要素の統合
- e) 歴史的、文化的重要性の高い建築物の保護・保全と景勝地の周辺の自然環境の保護・保全
- f) 市民及びステークホルダーの関与

### (4) SEA を実施する責任機関

SEA 規定の規定 8 (1)では、SEA はセクター省庁、政府機関・部門が実施することを求めており、法案、規制、政策、戦略、プログラム、計画の準備開始時に SEA の実施担当機関が決められる。SEA の実施担当機関はセクター省庁、政府機関・部門、高等教育研究機関、登録された環境専門家のなかから SEA の専門家あるいは環境や自然資源管理の専門家からなる SEA を実施するチーム

を形成する。

VPOによると、タンザニア国における実施中及びこれまでに実施された SEA の事例を下表の通りである。

表 10.1.5-1 タンザニア国における実施中及びこれまでに実施された SEA  
(JICA プロジェクト作成, 2014)

|   | 対象事業、政策、計画名                     | 申請者                 | 年           | SEA の進捗・承認状況 |
|---|---------------------------------|---------------------|-------------|--------------|
| 1 | マフィア空港拡張                        | タンザニア・ミレニアム・チャレンジ公社 | 2008年10月    | 承認済み         |
| 2 | タンザニア南部農業成長回廊 (SAGCOT) 投資プロジェクト | 首相府                 | 2013年12月    | 承認済み         |
| 3 | 包括的物流システムマスタープラン                | 運輸省                 | 2014年       | 承認済み         |
| 4 | バイオ燃料政策                         | エネルギー鉱業省            | 2012年～2014年 | 実施中 (完了間近)   |
| 5 | バガモヨ経済特区                        | 輸出加工区庁              | 2014年       | 実施中          |
| 6 | ダルエスサラーム市の海岸地域における土地造成プロジェクト    | タンザニア観光局            | 2014年       | 実施中          |
| 7 | テンゲル衛星都市開発 (メル県 議会、アルーシャ州)      | メル県議会               | 2014年       | 実施中          |
| 8 | キバダ衛星都市開発 (テメケ県、ダルエスサラーム)       | 国営住宅公団              | 2014年       | 実施中          |
| 9 | 国家ガス政策、石油政策、天然ガス政策              | エネルギー鉱業省            | 2014年       | 実施中          |

### (5) SEA のステップ

副大統領府環境局 (VPO-DOE) へのヒアリングによると、本マスタープランでの SEA の主なステップは以下の通り。SEA レポートは、監督官庁によりレビューされ、アセスメントの適切性の報告及び関係する意思決定者への助言を作成する。これらが好ましいものであれば、SEA レポートは環境担当大臣により承認される。

|   | ステップ    |  | おおよその所要期間      |
|---|---------|--|----------------|
| 1 | スクリーニング | 1.1 VPO への申請手続き<br>✓ 登録レター<br>✓ 添付書類 (マスタープランの概要資料)<br>1.2 VPO がスクリーニングを実施し、MEM に結果を通知   | 1 週間 (最大 2 週間) |
| 2 | スコーピング  | 2.1 スコーピングレポートの作成と、詳細 TOR の作成<br>2.2 スコーピングレポートと詳細 TOR の VPO への提出<br>2.3 VPO は写しを主要ステークホルダーへ送付し、コメントを取り付ける。コメントを受けて、VPO はスコーピングレポートと詳細 TOR の承認を行う。 | 2～3 週間         |
| 3 | SEA の実施 | 3.1 承認された TOR に基づき SEA を実施する   |                |

|   | ステップ     |  | おおよその所要期間            |
|---|----------|--|----------------------|
| 4 | SEA レポート | 4.1 VPO へ初版のドラフト SEA レポートを提出する<br>4.2 VPO は各ステークホルダーへの写しを送付し、ステークホルダーワークショップを開催する<br>4.3 VPO に改訂版ドラフト SEA レポートを提出する<br>4.4 VPO は写しをステークホルダーに送付し、ステークホルダーワークショップを開催する<br>4.5 最終版のドラフト SEA レポートを VPO に提出する | 2～3 週間<br><br>2～3 週間 |
| 5 | レビュー     | 技術レビューチームが最終版 SEA レポートをレビューし、環境担当大臣への助言を準備する   |                      |
| 6 | 承認       | 環境担当大臣により SEA の承認がなされる   | 2～3 週間               |

## (6) SEA レポートの内容

SEA 規定の付則第三において、SEA レポートに記載すべき内容が定められており、以下の通りとなっている。

1. 計画、プログラムの目的や内容の概略、他の関連法案、規制、政策、戦略、計画、プログラムとの関連の概略
2. 現在の環境状況のうち関連する側面、また、法案、規制、政策、戦略、計画、プログラムの実施がない場合のそれらの想定される変化
3. 著しく影響を受けることが想定される地域の環境上の特徴
4. 法案、規制、政策、戦略、計画、プログラムに関連する既存の環境問題
5. 法案、規制、政策、戦略、計画、プログラムに関連する環境保全の国レベルでの目的、また、それらの目的と環境配慮が法案等の準備過程で考慮される方法
6. 生じうる環境への著しい影響。具体的には後述するような項目についての、短期、中期、長期の影響、影響の程度と範囲、発生確度、不可逆性、永続的及び一時的影響、正及び負の影響、2 次的影響、累積的影響、相乗効果。検討項目例は次の通り。(a) 生物多様性; (b) 人口; (c) 社会; (d) 人間の健康; (e) 動物相; (f) 植物相; (g) 土壌; (h) 水; (i) 大気; (j) 気候要素; (k) 有形資産; (l) 文化遺産; (m) 景観; 及び(n) (a) から(l)の事項に相互に関係する問題。
7. 法案、規制、政策、戦略、計画、プログラムの施行、実施による環境への著しい負の影響を防止、軽減、または可能な限り相殺するための想定される方策
8. 検討した代替案の選択の理由の概略、アセスメントがどのように実施されたかの概要（技術的な欠如、ノウハウ不足のような直面した困難も含む）
9. モニタリング項目と方法の概要
10. 上記 1 から 9 の情報の技術的部分以外の要約（ノンテクニカルサマリー）
11. 技術的部分以外の要約のスワヒリ語版

### 10.1.6 タンザニア国における環境基準とその他の関連法制度

EMA140 条（1）において、タンザニア基準局の国家環境基準委員会は、環境基準の策定、レビュー、提案の申請を行うことが求められている。環境基準の項目としては、水質、排水の放流、

大気環境、騒音・振動、低周波振動、電離とその他の放射、土壌環境、悪臭、光害、電磁波があげられている。

国家環境基準概要 (National Environmental Standards Compendium) は、様々な基準が集められたものであり、3つのパートからなっている。パート1は、遵守が義務づけられる基準からなり、一般的基準と特殊基準に分けられる。特殊基準は、環境に対する特定の影響を伴う産業を対象とし、特定の基準のないその他の産業については一般的基準により規制がなされている。これらの基準のうち主なものを表 10.1.6-1 から 10.1.6-4 に示す。

表 10.1.6-1 大気環境基準

| 汚染物質      | ガイドライン  | 規制値   |
|-----------|---|---|
| 硫黄酸化物、SOx | 年間平均40 – 60 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (0.05 – 0.08 mg/kg)<br>または<br>24時間平均100 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (0.129 mg/kg)           | 日間平均<br>0.1mg/kg 未満 (1時間)<br>0.5 mg/ $\text{Nm}^3$ (10分間)   |
| 一酸化炭素、CO  | 非喫煙者の一酸化炭素ヘモグロビンが2.5~3%未満となるよう設定  | 15分以内の最大許容露出量 100mg/ $\text{Nm}^3$ .<br>時間当たりの制限値は以下のとおり：<br>100 mg/ $\text{Nm}^3$ : 15分間.<br>60 mg/ $\text{Nm}^3$ : 30分間<br>30 mg/ $\text{Nm}^3$ : 60分間<br>10 mg/ $\text{Nm}^3$ : 8時間<br>または<br>日間の毎時平均10mg/kg未満 または 連続8時間の毎時平均20 mg /kg未満 |
| 黒煙及び PM10 | 黒煙：<br>40 – 60 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (0.05 – 0.08 mg/kg)<br>PM10：<br>60 – 90 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (0.05 – 0.116 mg/kg) | 日間平均 0.01 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ 未満 (1時間値)<br>日間平均 0.20mg/ $\text{Nm}^3$ 未満 (1時間値)   |
| 窒素酸化物、NOx | 年間平均 0.1 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  | 150 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (24時間平均値)<br>120 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (8時間平均値)   |
| 鉛         | 年間平均 0.5 – 1.0 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  | 1.5 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (24時間平均値)   |
| オゾン       | 年間平均 10 – 100 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$   | 120 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (8時間平均値)  |

PM10：大気中に浮遊している粒子状物質のうち、粒径が 10 $\mu\text{m}$ (0.01mm)以下のもの

表 10.1.6-2 大気排出基準

| 汚染物質      | ガイドライン                             | 規制値                             |
|-----------|------------------------------------|---------------------------------|
| 硫黄酸化物、SOx | 熱量放出50 ~ 100 MWthで固形燃料を使用する大規模燃焼工場 | 年間平均 850 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | 100 ~ 300 MWth                     | 年間平均 200 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | >300 MWth                          | 年間平均 200 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | 熱量放出50 ~ 100 MWthで液化燃料を使用する大規模燃焼工場 | 年間平均 850 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | 100 ~ 300 MWth                     | 年間平均 400 ~ 200mg/ $\text{Nm}^3$ |
|           | >300 MWth                          | 年間平均 200 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | 気体燃料を使用する大規模燃焼工場                   | 年間平均 35 mg/ $\text{Nm}^3$       |
| 一酸化炭素、CO  | 気化製油残滓、コークス炉ガス、高炉ガスを使用する大規模燃料工場    | 年間平均 800 mg/ $\text{Nm}^3$      |
|           | 熱量放出5MW以上の液化燃料燃焼                   | 175 mg/ $\text{Nm}^3$           |
|           | 熱量放出 5MW 以上の固体燃料燃焼                 | 250 mg/ $\text{Nm}^3$           |

| 汚染物質               | ガイドライン                                  | 規制値                                   |
|--------------------|---|---------------------------------------|
| 炭化水素化合物<br>(全有機炭素) | —                                       | 20 mg/Nm <sup>3</sup>                 |
| 粉塵                 | セメントを含む不活性粉塵                            | 日間平均 250 mg/Nm <sup>3</sup>           |
| 窒素酸化物 (NOx)        | 熱量放出50 ~500 MWthで液化燃料<br>を使用する大規模燃焼工場   | 年間平均 600 mg/Nm <sup>3</sup>           |
|                    | >500MWth                                | 年間平均 500 mg/Nm <sup>3</sup>           |
|                    | 熱量放出50 ~500 MWthで固体燃料<br>を使用する大規模燃焼工場   | 年間平均 450 mg/Nm <sup>3</sup>           |
|                    | >500MWth                                | 年間平均 400 mg/Nm <sup>3</sup>           |
|                    | 熱量放出 50 ~500 MWth で気化燃料<br>を使用する大規模燃焼工場 | 年間平均 300 mg/Nm <sup>3</sup>           |
|                    | >500MWth                                | 年間平均 200 mg/Nm <sup>3</sup>           |
| 鉛                  |   | 固定汚染源の年間 5 トン未満の鉛<br>または鉛成分 (鉛成分の測定値) |

LCP : 大規模燃焼工場

表 10.1.6-3 都市排水及び産業排水に係る規制値

| 項目             | 規制値 (mg/l)      |
|----------------|-----------------|
| BOD            | 30              |
| COD            | 60              |
| 色度             | 300 TCU         |
| pH             | 6.5 – 8.5 units |
| 温度             | 20 – 35°C       |
| TSS (総懸濁固体量)   | 100             |
| アルミニウム         | 2.0             |
| 砒素 (As)        | 0.2             |
| バリウム (Ba)      | 1.5             |
| カドミウム(Cd)      | 0.1             |
| 全クロム           | 1.0             |
| 六価クロム          | 0.1             |
| 塩素 (Cl)        | 200             |
| コバルト (Co)      | 1.0             |
| 銅 (Cu)         | 2.0             |
| フッ素 s (F)      | 8               |
| 鉄 (Fe)         | 5.0             |
| 鉛 (Pb)         | 0.1             |
| マンガン (Mn)      | 5.0             |
| 水銀 (Hg)        | 0.005           |
| ニッケル (Ni)      | 0.5             |
| 硝酸塩 (NO3)      | 20              |
| 全リン (as P)     | 6               |
| セレン (Se)       | 1.0             |
| 銀 (Ag)         | 0.1             |
| 硫酸塩 (SO4)      | 500             |
| 硫化物 (S)        | 1               |
| スズ (Sn)        | 2.0             |
| ケルダール窒素        | 15              |
| バナジウム (V)      | 1.0             |
| 亜鉛 (Zn)        | 5.0             |
| 1,1,2-トリクロロエタン | 0.06            |
| 1,1,1-トリクロロエタン | 3.0             |
| 1,2-ジクロロエチレン   | 0.2             |

| 項目                        | 規制値 (mg/l)          |
|---------------------------|---------------------|
| 1,2-ジクロロエタン               | 0.04                |
| 1,3-ジクロロプロペン              | 0.2                 |
| アルキルベンゼンスルホン酸             | 0.5                 |
| 芳香族窒素含有化合物 (芳香族アミン等)      | 0.001               |
| シス-1,2-ジクロロエチレン           | 0.4                 |
| ジクロロメタン                   | 0.2                 |
| 油脂                        | 10                  |
| 有機塩素系殺虫剤 (CI)             | 0.0005              |
| 殺虫剤以外のその他の芳香族及び脂肪族炭化水素系溶剤 | 0.05                |
| 殺虫剤以外の有機塩素                | 0.01                |
| フェノール類                    | 0.002               |
| テトラクロロエチレン                | 0.1                 |
| テトラクロロメタン                 | 0.02                |
| トリクロロメタン                  | 0.3                 |
| 大腸菌群                      | 10 000 counts/100ml |

TCU: 真色度、NTU: ネフェロメ濁度単位

表 10.1.6-4 最大許容環境騒音レベル

| 施設  | 騒音規制値 (dBA (Leq)) |    |
|---|-------------------|----|
|   | 昼間                | 夜間 |
| 病院、療養施設、高齢者施設、保養地、教育施設、会議室、公共図書館、環境・レクリエーションサイトとしての建物 | 45                | 35 |
| 住居  | 50                | 35 |
| 複合住居 (商業、娯楽施設との複合施設)                                  | 55                | 45 |
| 住居及び小規模製造・商業施設  | 60                | 50 |
| 産業地域  | 70                | 60 |

### 10.1.7 違反と罰則

違反と罰則については、EMA のパート XVI に規定されている。EIA と環境基準に関する罰則規定は表 10.1.7-1 に示すとおり。

表 10.1.7-1 EIA 及び環境基準に関連する違反と罰則

| EMA 該当条項 | 違反                                  | 罰則   |
|----------|-------------------------------------|--|
| 184      | プロジェクトブリーフ、EIA の未提出あるいはEIAにおける誤った記述 | 0.5~10 百万シリング 及び/または 2 年~7 年の懲役              |
| 186      | 環境基準あるいはガイドラインに対する違反                | 2~10 百万シリング 及び/または 2 年~7 年の懲役                |
| 187      | EMA の規定に違反した汚染の発生                   | 3~50 百万シリング 及び/または 12 年以下の懲役、汚染環境の浄化に係る全ての費用 |
| 191      | 特定の罰則が規定されていない EMA の規定に対する遵守違反      | 5 万シリング~50 百万シリング及び/または 3 ヶ月~7 年の懲役          |

### 10.1.8 JICA 環境ガイドライン及び世銀セーフガードポリシーとタンザニア国の環境社会配慮に係る法制度の比較と主な相違点

JICA 環境ガイドライン及び世界銀行のセーフガードポリシー、タンザニア国の環境社会配慮に係る法制度ではいくつかの相違点がみられる (表 10.1.8-1)。生態系・野生動物保護の観点では、重要な自然生息地における事業の意思決定に際して経済的便益と環境コストの比較を行うという点まで踏み込んで述べられていない点に相違がある。なお、国立公園内であっても環境影響評価の結果によっては事業が許認可される余地が残されている点には留意する必要がある。EIA に係



る環境法制度や住民移転に係る制度にも相違点がみられる。

表 10.1.8-1 JICA 環境ガイドライン、世銀セーフガードポリシーとタンザニア国の  
環境法制度の比較

| JICA 環境ガイドライン<br>世銀セーフガードポリシー  | タンザニア国関連法   | 主な相違点   |
|--|---|---|
| <b>自然環境</b>  |   |   |
| <p>森林の違法伐採は回避しなければならない。違法伐採回避を確実にする一助として、プロジェクト実施主体者による、森林認証の取得が奨励される。</p>   | <p>The Forest Act, 2002 においては、森林保護区において、権利を有するもの以外が伐採、採掘、居住を行う事、および、道路・橋梁・鉄道・水路の建設等は禁止されている（第 26 条）</p>   | <p>The Forest Act, 2002 においても違法伐採は禁止されており相違点は無い。</p>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>・ プロジェクトは、重要な自然生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うものであってはならない。</li> <li>・ 可能な限り、プロジェクトはすでに転換されている土地（プロジェクトを見越して転換されたと考えられる土地は除く）で行う。JICA は、当該プロジェクトおよびその立地について実行可能な代替案がなく、なおかつ当該プロジェクトの全体的な便益が潜在的な環境コストを上回っていることが包括的な分析によって実証されない限り、自然生息地の著しい転換を伴うプロジェクトは支援しない。自然生息地の著しい転換または劣化をもたらすことが環境アセスメントにより示された場合は、JICAにとって容認できる緩和策をプロジェクトに含める。</li> <li>・ そうした緩和策には、生息地損失の最小化（戦略的な生息地保全、開発後の回復など）、生態学的に類似した保護区域の構築と維持などが必要に応じて含まれる。JICAがそれ以外の形の緩和策を受け入れるのは、そうした緩和策の技術的妥当性が認められる場合に限られる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ The Environmental Management Act 2004 では、生態系・生物相、特性、地域住民の利害、国際社会との調和等を勘案して、保護区を環境大臣が決定することになっている（47 条）。</li> <li>・ National Policies for National Parks in Tanzania, 1994 では、国立公園設立の主目的は資源の保全と次世代への継承であることが述べられている(第 3 章 1)が、一方で、国立公園内において事業を行う場合は環境影響評価を行い、正負の影響を勘案して事業の許認可が行われることになっている（第 2 章 9）。</li> </ul> | <p>タンザニア国内法においては、国立公園内であっても環境影響評価の結果によっては事業が許認可される余地が残されている。経済的便益が環境コストを上回るか否かの分析の必要性までは踏み込んで述べられていない。</p>  |
| <p>適切な保全策や緩和策</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 適切な保全策や緩和策とは、自然生息地またはその機能への負の影響を除去もしくは削減し、社会的に定義された容認できる環境変化の範囲内で、そのような影響を維持するものである。具体的な方策は、当該地域の生態学的特性に応じて定められる。プロジェクト設計を通じた全面的な用地保護、戦略的な生息地保全、転換もしくは改変の制限、種の再導入、生態学的損害を最小化する緩和策、開発後の修復工事、劣化した生息地の回復、適切な規模および近さで生態学的に類似した保護区域の構築と維持などがある。そうした方策</li> </ul>   | <p>The Environmental Management Act 2004 では、国が定めた保護区では、その保全を目的として、ゾーニング、アクセス制限、利用制限、便益の共有方法等を踏まえた環境管理計画を定めることになっている。</p>  | <p>各保護区において定められる環境管理計画において、JICA ガイドラインが求める保全策、緩和策が述べられる仕組みになっている。したがって、審査の際は、その内容が JICA ガイドラインの要件を満たしているかを確認したうえで、要請されるプロジェクトがそれに沿ったものであるかを確認</p> |

| JICA 環境ガイドライン<br>世銀セーフガードポリシー   | タンザニア国関連法  | 主な相違点  |
|---|--|--|
| には、保全結果に関するフィードバックを提供し、適切な是正措置の構築もしくは改良のための手引きを提供するために、モニタリングおよび評価が必ず含まれる必要がある。       |  | 認める必要がある。  |
| <b>社会環境</b>   |  |  |
| 非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。(JICA GL)                                   | 環境社会影響評価 (ESIA) によりこの項目は検討が行われるが、タンザニア国の法制度上は非自発的住民移転の回避あるいは生計手段の喪失に関する特別な措置はない。   | タンザニア国の法制度では非自発的住民移転について言及されていない。  |
| このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、実効性のある対策が講じられなければならない。(JICA GL)            | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 移転が避けられない場合、法に基づき、補償が行われる。(土地法, 1999 – Cap 113, Part II Section 3 (1) (g) , Section 34 and 156)</li> <li>・ 補償内容は、土地合体資本の市場価格<sup>1</sup>、土地障害手当、移転手当、宿泊手当、利益喪失手当である。ただし、再取得価格ではなく、減価償却による移転コストが査定されることになる。また、市場価格が十分に考慮されない、プロジェクトの被影響者に対する情報が十分に提供されないなど、査定に際して必要な事項が十分に考慮されずに査定が行われていることがある。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 再取得価格（市場価格と各種手続き等に係る費用）はタンザニア国の法制度では言及されていない。</li> <li>・ 移転による影響を最小限に抑える緩和策については、タンザニア国の法制度には明記されていない。</li> </ul> |
| 移転住民には、移転前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるように補償・支援を提供する。(JICA GL)                    | 影響を受ける社会サービスの代替サービス（代替保健衛生施設あるいは教育施設など）が提供されることがあるが、タンザニア国の法制度では生計回復への対処はされていない。   | 生計回復はタンザニア国の法制度では明記されていない。   |
| 補償は可能な限り再取得費用に基づかなければならない。(JICA GL)   | 補償は市場価格とされているが、通常の運用では減価償却が考慮された価格で補償されている。(タンザニア国の法制度では減価償却を考慮した価格を用いることを規定はしていない。)   | 再取得価格での支払いはなされていない。  |
| 大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。住民移転計画には、世界銀行のセーフガードポリシーのOP4.12 | 大規模住民移転に対しては補償が提供されなければならない(土地取得法 1967 Part II Section   | タンザニア国の法制度では、住民移転計画の策定は義務付けられて   |

<sup>1</sup> 土地法, 1999 では、土地の所有者（あるいはその代理人）による当該土地への資本あるいは労働の投下により直接的に起因するその土地に永久的に帰属するもの、あるいはその価値を土地合体資本としている。具体的には、生産性の増加、ユーティリティ、樹木や作物、農牧業等を含む持続可能性に関わる環境面での質である。本条件は、2004年に改正された土地法 2004 で、土地法 1999 のセクション 8 と 9 を置き換えることにより修正され、開発目的のため、土地合体資本を考慮せずに土地の売却が認められるようになっている。

| JICA 環境ガイドライン<br>世銀セーフガードポリシー  | タンザニア国関連法  | 主な相違点                                      |
|--|--|--|
| Annex Aに規定される内容が含まれることが望ましい。(JICA GL)  | 11 and Land Cap 113, Part II Section 3 (1) (g))  | いない。                                       |
| 影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。(JICA GL)   | タンザニア国の法制度では、法廷に苦情を訴えることを含め、苦情対処にかかるメカニズムが定められている。<br>(土地取得法 1967, Section 13 (1) and (2) and Land Act, Cap 113, Part XIII Section 167 (1))  | タンザニア国の苦情処理メカニズムは被影響者にとって容易にはアクセスできない。     |
| 補償や支援の受給権者は、土地に対する法的権利を有するもの、土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば、当該国の法制度に基づき権利が認められるもの、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする。(WB OP4.12 Para.15)  | 補償や支援の受給権者は、土地に法的権利を有する人々である。これには、法の下で慣習的、伝統的に土地の権利が認められている人を含む。また、査定時点で土地に法的な権利を有していないものの、その土地に投資をした人々は土地を除く資産の補償の対象となる。土地法Cap 133  | タンザニア国の法制度では不法占拠者については対応していない。             |
| 移行期間の支援を提供する。(WB OP4.12 Para.6)  | —  | タンザニア国の法制度では、移転期間中の支援と生計回復支援については言及されていない。 |
| <b>環境法制度</b>   |  |  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>相手国及び当該地方の政府等が定めた環境や地域社会に関する法令や基準等を遵守しているか、また、環境や地域社会に関する政策や計画に沿ったものであるかを確認する。また、世界銀行のセーフガードポリシーと大きな乖離がないことを確認する。</li> </ul>  | EMA により規定されている環境アセスメント制度がある。   | (特になし)                                     |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>環境アセスメント報告書（制度によっては異なる名称の場合もある）は、プロジェクトが実施される国で公用語または広く使用されている言語で書かれていなければならない。また、説明に際しては、地域の人々が理解できる言語と様式による書面が作成されねばならない。</li> </ul>  | EIA 報告書等は関係者において理解できる言語で作成されることになっている。   | (特になし)                                     |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトの環境社会配慮に係る情報公開は、相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ、相手国等を支援する。プロジェクトの環境社会配慮に関する情報が現地ステークホルダーに対して公開・提供されるよう、相手国等に対して積極的に働きかける。</li> <li>環境アセスメント報告書は、地域住民等も含め、プロジェクトが実施される国において公開されており、地域住民等のステークホルダーがいつでも閲覧可能であり、また、コピーの取得が認められていることが要求される。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>事業のスクリーニング段階から住民の参加機会が与えられている。EIA 報告書の審査期間において NEMC により公聴会が開催され、EIA 報告書を公開するとともに、口頭及び書面でコメントを受け付けることになっている。</li> <li>また、EIA 報告書は公文書として NEMC において保管され、必要な時に閲覧できるこ</li> </ul> | (特になし)                                     |

| JICA 環境ガイドライン<br>世銀セーフガードポリシー   | タンザニア国関連法   | 主な相違点                  |
|---|---|------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>合理的な範囲内でできるだけ幅広く、現地ステークホルダーとの協議を相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ相手国等を支援する。</li> <li>カテゴリ A については、開発ニーズの把握、環境社会面での問題の所在の把握及び代替案の検討について早い段階から相手国等が現地ステークホルダーとの協議を行うよう働きかける。</li> </ul> | とになっている。  |                        |
| 相手国等が環境社会配慮を確実に実施しているか、相手国等を通じ、そのモニタリング結果を確認する。モニタリング結果の確認に必要な情報は、書面等の適切な方法により、相手国等より報告される必要がある。また、相手国等によるモニタリング結果について、相手国等で一般に公開されている範囲でウェブサイトで公開する。   | NEMC が環境監査を行うことになっている。EIA を作成した事業者はモニタリングデータを保持するとともに年次報告書を作成し、当初計画に対する実績を NEMC に対して報告する。また、負の影響が生じている場合は適切な緩和措置を計画・実施する。 | モニタリング結果の公表については規定が無い。 |

## 10.2 電力システム開発の計画地域と想定される影響

### (1) 計画されている発電所の位置

図 10.2-1 に計画されている火力発電所の概略地点を示す。これらは海沿い及び南西部の炭鉱近隣のタンザニア南部地域に位置している。

Local Coal 及び Coastal Coal 火力発電所の想定地：

- Coastal Coal (No.21)：海沿い
- Local Coal (No.22-27)：Muchuchuma 及び Ngaka（石炭採掘地域）の周辺

モデルプラントの想定地：

- ガスコンバインドサイクル発電 (No.38-43)：Mtwara と Dar es Salaam の間の海沿い
- 石炭火力発電（輸入炭の場合） (No.44-45)：Mtwara と Dar es Salaam の間の海沿い
- 石炭火力発電（国内炭の場合） (No.44-45)：Muchuchuma 及び Ngaka 周辺

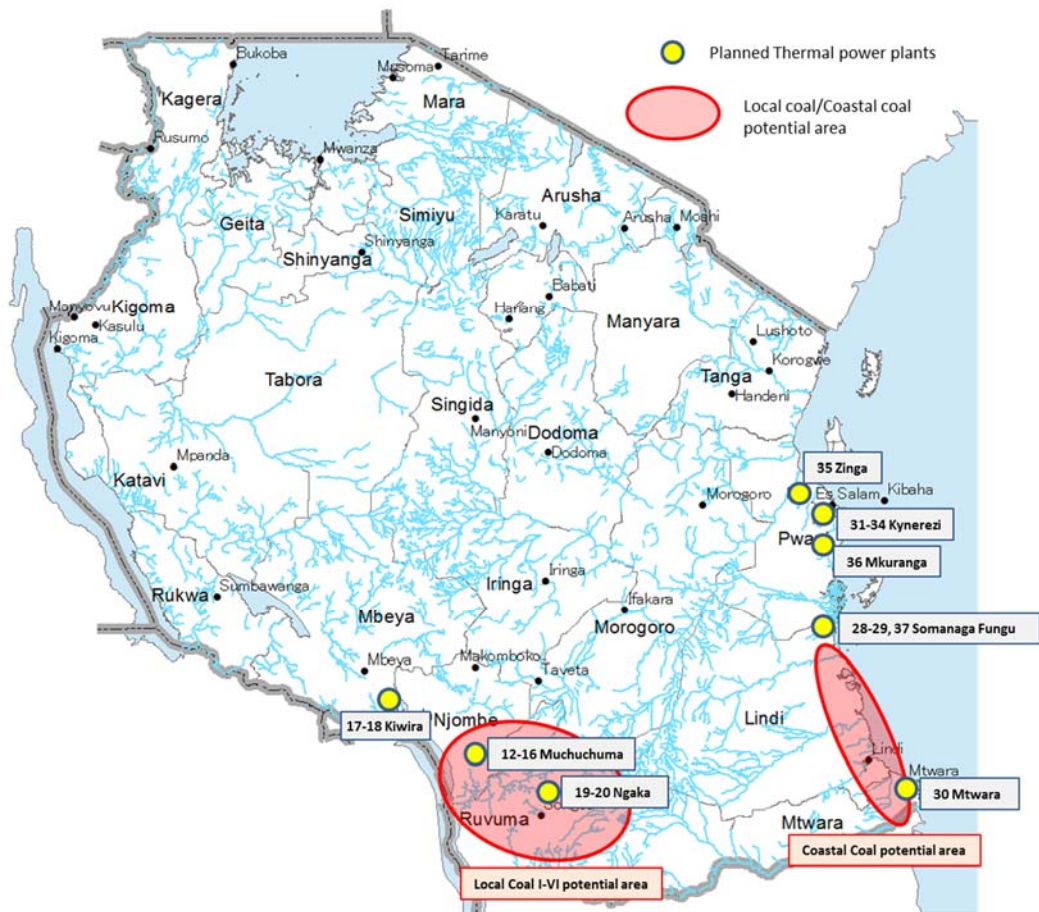


図 10.2-1 計画されている火力発電所の位置

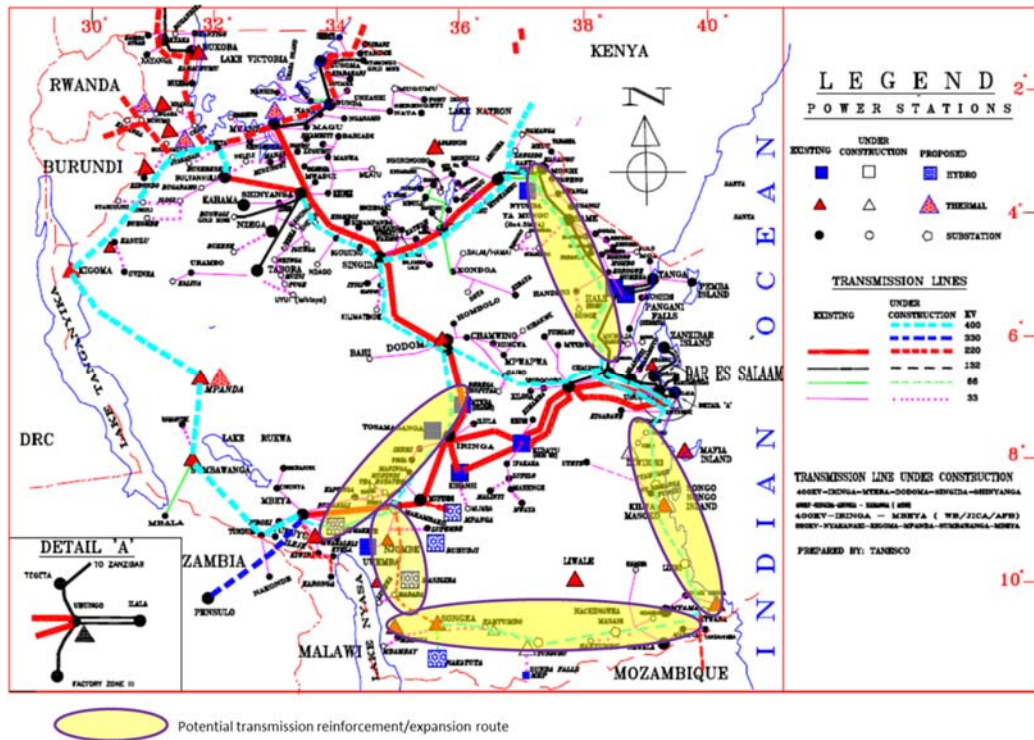
図 10.2-2 に計画されている水力発電所と増強予定の水力発電所の位置を示す。多くはタンザニア南西部のキロンベロ溪谷（ルフィジ川流域とその支流域）に位置しており、同地域は、タンザニア南部農業成長回廊（Tanzania's south agricultural growth corridor (SAGCOT)）に重なっている。



図 10.2-2 計画されている水力発電所と増強予定の水力発電所の位置

(2) 送電線整備・増強が想定されるルート

現時点で想定される送電線の整備・増強のルートは、下図の黄色で示した部分である。



### (3) 想定される影響

発電所及び送電線の整備により現段階で想定される影響を表 10.2-1 に示す。具体的な評価は今後の SEA のプロセスの中で行う。

表 10.2-1 想定される影響

| 項目            | ガス火力発電 | 石炭火力発電 | 水力発電  | 送電線   |
|---------------|--------|--------|-------|-------|
| <b>1.環境汚染</b> |        |        |       |       |
| 大気質           | B-     | A-/B-  | D     | D     |
| 水質            | B-     | B-     | A-/B- | D     |
| 廃棄物           | B-     | B-     | B-    | D     |
| 土壌汚染          | B-     | B-     | D     | D     |
| 騒音・振動         | A-/B-  | A-/B-  | B-/D  | B-/D  |
| 地盤沈下          | D      | D      | D     | D     |
| 悪臭            | D      | D      | B-    | D     |
| 底質            | D      | D      | B-    | D     |
| <b>2.自然環境</b> |        |        |       |       |
| 保護区           | B-/D   | B-/D   | A-/B- | A-/B- |
| 生態系           | B-     | B-     | A-/B- | A-/B- |
| 水文            | D      | D      | A-/B- | D     |
| 地形・地質         | D      | D      | A-/B- | D     |
| <b>3.社会環境</b> |        |        |       |       |
| 住民移転          | B-/D   | B-/D   | A-/B- | A-/B- |
| 生活・生計         | B-/D   | B-/D   | A-/B- | B-    |
| 文化遺産          | D      | D      | D     | D     |
| 景観            | B-     | B-     | A-/B- | B-    |
| 少数民族・先住民族     | N/A    | N/A    | N/A   | N/A   |
| 土地利用・自然資源     | B-/D   | B-/D   | A-/B- | B-    |
| 水利用           | B-/D   | B-/D   | A-/B- | D     |
| 既存の社会インフラサービス | B-/D   | B-/D   | A-/B- | B-    |
| 被害と便益の偏在      | B-     | B-     | B-    | B-    |
| ジェンダー・子どもの権利  | D      | D      | D     | D     |

| 項目             | ガス火力発電 | 石炭火力発電 | 水力発電 | 送電線 |
|----------------|--------|--------|------|-----|
| 地域内の利害対立       | B-     | B-     | B-   | D   |
| HIV/AIDS 等の感染症 | B-     | B-     | B-   | D   |
| 労働環境           | D      | D      | D    | D   |
| <b>4.その他</b>   |        |        |      |     |
| 事故             | B-     | B-     | B-   | B-  |
| 電磁波            | D      | D      | D    | B-  |

A+/-: 著しい正・負の影響が想定される

B+/-: ある程度の正・負の影響が想定される

D: 影響は想定されない

### 10.3 主なベースライン情報と考慮すべき課題

主な環境に係るベースラインの情報は以下の通り。より詳細の情報は今後の電源計画策定の方針検討を踏まえて、さらに SEA の過程で検討する予定である。

#### (1) 森林

2015 年の森林資源調査報告書によると、タンザニア国には 336 万 ha の森林があり、その他の林地が 4,472 万 ha ある。タンザニア国の森林面積は下表のように減少傾向にあり、特に家庭での需要（燃料等）が大きい。

表 10.3-1 タンザニア国の年間森林減少面積

| 期間            | 森林面積の減少     | その他の林地の減少   |
|---------------|-------------|-------------|
| 1984 年～1995 年 | -403,870 ha | -328,643 ha |
| 1995 年～2010 年 | -372,816 ha | -248,871 ha |

出所：「国家森林資源モニタリング・評価報告書」天然資源・観光省（MNRT）2015

タンザニア国には三種類の天然林があり、ミオンボ林、山地林、及びマングローブ林がある。また、同国にはタンザニア国のみならず、世界的に見ても特有の貴重な地上資源があり、その例として東アーク山脈の森林、海岸林、アフリカ最高峰であるキリマンジャロ山がある。また、他には、ンゴロンゴロ保全地域（Ngorongoro Conservation Area - NCA）、セレンゲティ国立公園、セルース獵獣保護区（アフリカ最大）、ならびにナトロン湖、モヨウオン/キソシ、キロンベロ谷溪谷及びルフィジデルタなどの壮大な湿地帯が挙げられる。国内全土に存在する山地性水源涵養林やその他の河川流域は、生物多様性の保全や、水資源の確保、年間を通じて河川に水が流れているようにするために重要な役割を果たしている。タンザニア国の主要河川には、キロンベロ川、キハンシ川、パンガニ川、ルブ川、ワミ川、ルフィジ川、マラガラシ川、カゲラ川、ルブマ川、ジギイ川がある。

東アーク山脈の森林は、生物多様性価値が高いため、地球規模において非常に重要な地域となる。東アーク地域における森林には固有種が多く、例えば、東アーク山脈の森林における脊椎動物の固有種は約 100 種類ある（哺乳類 10、鳥類 20、両生類 38、爬虫類 29）。また、約 1500 種類の植物種（約 68 種類の樹種含む）も東アーク山脈の森林の固有種である。ウルグル山地だけでも約 135 種類の植物種が一つの山地ブロック内に存在する。西及び東ウサンバラ山地、ならびにウズングワ山脈には 100 以上の固有種が存在することが知られている。

約 115,000ha におよぶマングローブを含む海岸林は、インド洋に沿って、南のムトワラ地域から北のタンガ地域まで約 800km にわたって広がり、保全及び持続的利用の対象となる極めて重要な



森林資源を提供する。重要な鳥類の生息地でもある海岸林は、固有地がほとんどとなる動物相も支えている。また、木彫りに適している、クラリネットなどの重要な製品の生産に使用される *D. melanoxylon* などの価値ある種が分布する。

海岸林の保全と管理は困難な課題となっている。人間活動の負荷により、プラグ、カジサンプウィ、ザラニンゲ、パンデ、マトウンビ山、 Rond などの海岸林、また、リンディ、ムトワラ、タンガ地域、海岸地域におけるその他の森林は、森林資源の高い利用圧力にさらされている。



図 10.3-1 タンザニア国の森林保護区

## (2) 野生動物と保護区 (PAs)

タンザニア国には非常に多くの野生動物の生息地があり、これらは主に乾燥ミオンボ林 (*Acacia* 属や *Combretum* 属が多くを占める) により特徴付けられるサバンナ草原の中にある。大陸本土の約 25% が野生動物の生息地の保全と保護に供されている。表 10.3-2 に保護区の区分、表 10.3-3 に国立公園、表 10.3-4 に動物保護区を示す。

表 10.3-2 野生動物保護における保護区のカテゴリー

|   | カテゴリー                                    | 数  | 面積 (ha)    | 国土面積に対する割合 (%) |
|---|--|----|------------|----------------|
| 1 | 国立公園 (National Parks)                    | 14 | 3,842,800  | 4.1            |
| 2 | 動物保護区 (Game Reserves)                    | 28 | 10,401,250 | 10.4           |
| 3 | 狩猟統制地区 (Game Controlled Areas)           | 38 | 9,086,502  | 9.6            |
| 4 | ンゴロンゴロ保護区 (Ngorongoro Conservation Area) | 1  | 828,800    | 1.0            |
|   | 合計                                       |    | 24,660,552 | 25             |

(State of the Environment, VPO-DOE, 2006)

表 10.3-3 国立公園とンゴロンゴロ保護区 (NCA)

|    | 国立公園名                                | 面積 (ha)   | 設置年  |
|----|--------------------------------------|-----------|------|
| 1  | Serengeti                            | 1,467,300 | 1951 |
| 2  | Ruaha                                | 1,296,000 | 1964 |
| 3  | Mikumi                               | 323,000   | 1964 |
| 4  | Tarangire                            | 260,000   | 1970 |
| 5  | Katavi                               | 225,300   | 1974 |
| 6  | Mahale Mountain                      | 157,700   | 1984 |
| 7  | Kilimanjaro                          | 75,600    | 1973 |
| 8  | Rubondo                              | 73,600    | 1977 |
| 9  | Lake Manyara                         | 32,500    | 1960 |
| 10 | Arusha                               | 13,700    | 1960 |
| 11 | Gombe                                | 5,200     | 1968 |
| 12 | Udzungwa                             | 199,000   | 1992 |
| 13 | Saadani                              | N/A       | 2004 |
| 14 | Kitulo                               | 41,200    | 2005 |
| 15 | Ngorongoro Conservation Area (NCA)** | 828,800   | 1959 |

\*\* ンゴロンゴロ保護区は 国立公園ではないが、便宜上に加えている。同保護区は TANAPA ではなく、ンゴロンゴロ保護区公社 (NCAA) が管理している。(State of the Environment, VPO-DOE, 2006)

表 10.3-4 動物保護区

|    | 動物保護区           | 面積 (ha)   | 設置年  |
|----|-----------------|-----------|------|
| 1  | Selous *        | 5,000,000 | 1905 |
| 2  | Rungwa*         | 900,000   | 1951 |
| 3  | Kigosi          | 700,000   | 1983 |
| 4  | Moyowosi*       | 600,000   | 1981 |
| 5  | Uwanda          | 500,000   | 1959 |
| 6  | Ugala River     | 500,000   | 1965 |
| 7  | Kizigo          | 400,000   | 1972 |
| 8  | Maswa*          | 220,000   | 1969 |
| 9  | Burigi*         | 220,000   | 1973 |
| 10 | Umba*           | 150,000   | 1974 |
| 11 | Biharamuro      | 130,000   | 1959 |
| 12 | Mkomazi*        | 100,000   | 1951 |
| 13 | Rumanyika       | 80,000    | 1965 |
| 14 | Mt. Kilimanjaro | 76,000    | 1951 |
| 15 | Mt. Meru        | 30,000    | 1951 |
| 16 | Ibanda*         | 20,000    | 1972 |
| 17 | Saa Nane Island | 50        | 1964 |

\*国家プロジェクト (動物保護区) はMNRTの野生動物局により管理されている。これら動物保護区の全面積は、2006年時点で10,300,000 ha。(State of the Environment, VPO-DOE, 2006)

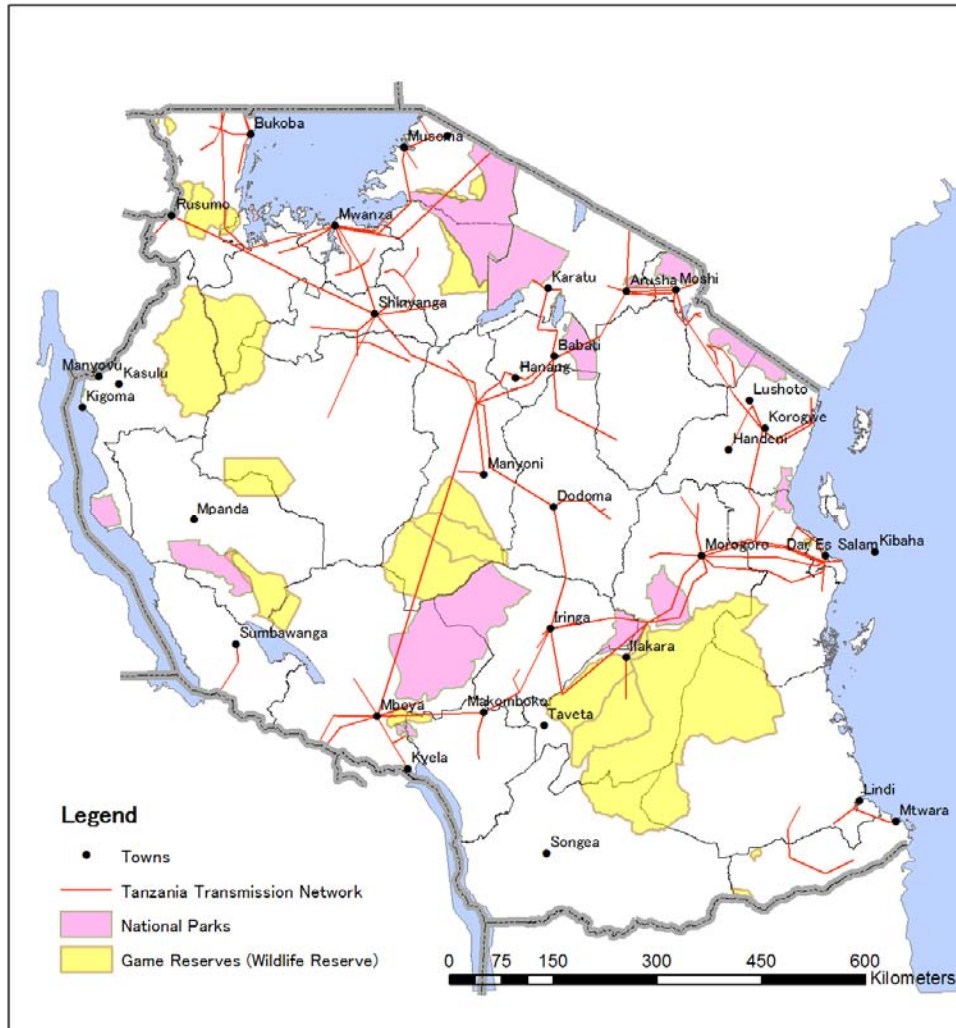


図 10.3-2 国立公園と野生動物保護区の位置

**種の多様性：**アフリカに存在する 300 種以上の陸生哺乳類のうち、そのほとんどはタンザニア国においても見られる。主要種として挙げられるのは、ライオン、ヒョウ、チータ、ワイルド・ドッグなどの大型肉食性動物である。さらに重要な種として、チンパンジー、樹上性のサル (red and blue Colobus)、東アーク山脈の森林の固有種である *Lophocebus kipunji* を含むマンガベイが挙げられる。哺乳動物相は、様々な種及び多数のレイヨウやキリンで構成され、多くの国立公園や野生動物保護区に見られる。野生動物の固有性は高く、陸生哺乳類の 4%、約 13 種は固有種であり、そのうちの 5 種は固有亜種である。固有種の大多数は天然林にのみ生息している (例：ダイカー、霊長類、トガリネズミ)。東アーク山脈の森林 (北及び南パレ、東及び西ウザンバラ、ウルグル及びブズングワ) ならびに海岸林は、固有種を含み、生物多様性の高い地域である。表 10.3-5 にタンザニア国における固有性の度合いを示す。

タンザニア国には、コウモリ (97 種)、トガリネズミ (32 種)、齧歯動物 (100 種) などの小型哺乳類も豊富に生息している。同国には 21 科、104 属、293 種類の爬虫類が生息しており、ほとんどの種は広い分布範囲を持つ。また、1065 の鳥類が存在し、そのうちの 25 (2%) は固有種で

あり、そのほとんどは森林をベースにして生息している。

**野生動物コリドー:** タンザニア野生動物研究所が作成した 2008 年時点のタンザニア国における野生動物のコリドーを図 10.3-3 に示す。国内で記録されているコリドーの大半が現在危機的な状態にあると推察されている。急速な農地拡大、無計画な土地利用戦略、管理されていない天然資源の採掘、野生動物の肉の取引の増加、道路建設などによりこれらのコリドーが破壊されつつある。

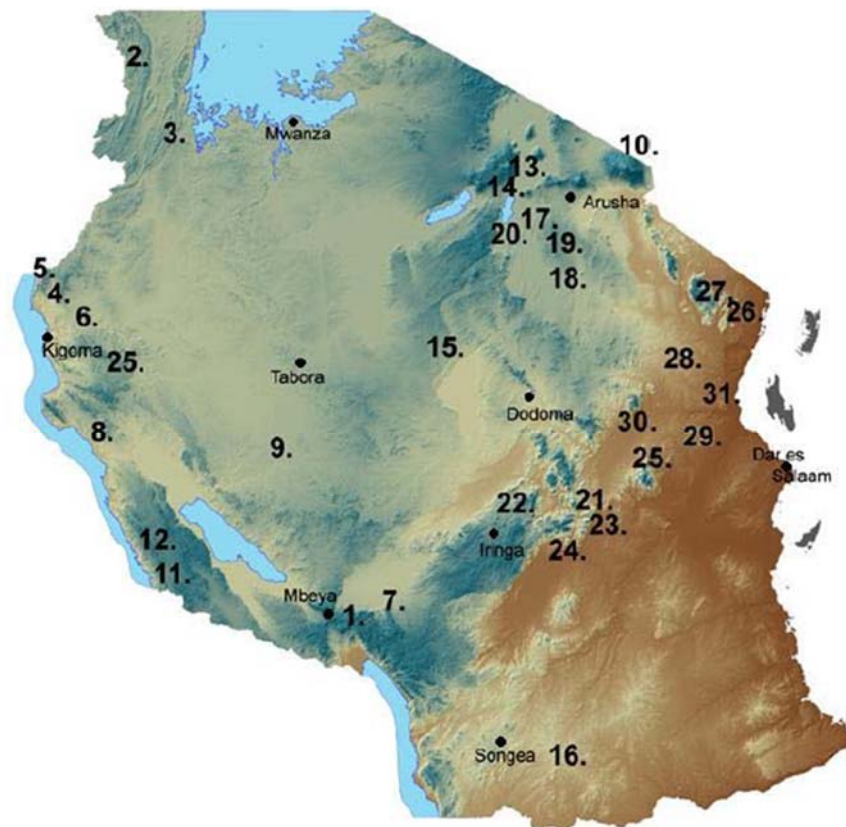


図 10.3-3 タンザニア国の野生動物コリドー  
(Wildlife Corridors in Tanzania, Tanzania Wildlife Research Institute, 2009)

表 10.3-5 タンザニア国の海岸林における固有種

| 種のタイプ別の固有種 |  | グループ別の固有種の数 |       |
|------------|--|-------------|-------|
| 種のタイプ      | 固有種  | 生物グループ      | 固有種の数 |
| ダイカー       | Abbot's Duiker   | 植物          | 400   |
| トガリネズミ     | Peter's musk Shrew, Amani Musk Shrew, Uluguru Musk Shrew, Usambara Musk Shrew, Tanzania Mouse Shrew and Uluguru Forest Shrew | 哺乳類         | 5     |
| 植物食コウモリ    | Pemba flying fox   | 鳥類          | 5     |
| 昆虫食コウモリ    | Tanzania Woolly bat, Dar-es-Salaam Pipistreslle  | 爬虫類         | 20    |
| 霊長目        | Sanje Crested Mangabey (endemic subspecies), Uhehe (Gordon's Bay) Colobus, Zanzibar Colobus                                  | 蛙           | 5     |

| 種のタイプ別の固有種 |   |  |  | グループ別の固有種の数 |       |
|------------|---|--|--|-------------|-------|
| 種のタイプ      | 固有種   |  |  | 生物グループ      | 固有種の数 |
| 齧歯類        | Mt. Kilimanjaro Mole Rat,<br>Swynnerton's Bush Squirrel |  |  | 蝶           | 40    |
|            |   |  |  | ヤスデ         | 20    |

(State of the Environment, VPO-DOE, 2006)

**保護の状態：**国立公園及び野生動物保護区の総面積は 24,326,750 ha である。保護区（特に国立公園や野生動物保護区）における人間の定住は許可されていない。こうした条件である一方、野生動物と人間が共存する保護区（例えば NCA や GCA）においては 10%程度は人間の定住が許可されている。国際的には保護地域として分類されていないが、森林に係る法律により合法的に保護されている 1500 万 ha（森林財産の約 45%）に及ぶ 815 の森林保護区（FRs）が存在する。しかし、FR が IUCN 基準に沿ってコード化され、最終的に保護区として認められるよう、現在この取り組みを進めているところである。東アーク山脈地域内にある 100 以上の保護林はコード化されている。タンザニア国における保護区の管理は、3 つの異なる機関が担っている。自然資源・観光省（Ministry of Natural Resources and Tourism : MNRT）の野生動物局（Wildlife Division）が野生動物保護区（GRs）、狩猟統制地区（GCAs）、及び野生動物管理地域（Wildlife Management Areas : WMAs）の保全と管理を行っており、タンザニア国立公園局（Tanzania National Parks Authority (TANAPA)）が 14 の国立公園（NPs）全ての管理を担っている。さらに、ンゴロンゴロ保護区公社（Ngorongoro Conservation Area Authority : NCAA）が NCA 内の野生動物資源の保全・管理を担っている。

### (3) 沿岸生態系

タンザニア国には西インド洋に沿う約 800km の海岸線があり、南のモザンビークの国境から北のケニアの国境にわたる。この海岸エリアには、タンガ州、コースト州、ダルエスサラーム州、リンディ州、ムトワラ州の 5 つの州、及び 3 つの大きな島、ウングジャ島及びペンバ島（ザンジバル諸島）、マフィア島や複数の小島における海と隣接する全てのエリアが含まれる。海岸線の約 2/3 には裾礁が形成されており、ルフィジ川デルタ、パンガニ川、ルブマ川、ワミ川ならびにルブ川といった河川の河口によって遮られている。大陸棚の幅が 62km となるザンジバル及びマフィア水路を除いて、幅 5.8km の非常に狭い大陸棚がこの地域の特徴である。大陸棚層の多くはサンゴに覆われ、沿岸周辺の一部は広大なマングローブの群生に覆われている。

タンザニア国沿岸水域における海水表面温度の平均は 27°C だが、7 月から 9 月の間は 25°C、1 月から 3 月の間は浅域においては 28、29°C に達することがある。

塩分濃度は、淡水流出のピーク後の 5 月には比較的 low、11 月に最も高い。2 月には塩分濃度は雨が降り始める前に減少し始める。外洋における塩分濃度は 34.0 から 35.5 パーミルに及ぶ。しかし、塩分濃度は淡水流出により沿岸付近においては低い。

**サンゴ礁：**発達したサンゴ礁は、タンガ、ペンバ、ウングジャ、マフィア、キルワ（ソングソング列島）及びムトワラの沿岸に沿って最も多く見られる。

**マングローブ林：**マングローブ林はタンザニア国における全ての沿岸県にある。タンザニア国本土には 8 種のマングローブが存在する：*Avicenia marina*、*Bruguiera gymnorrhiza*、*Cerips tagal*、

*Heritiera littoralis*, *Lumnitzera racemosa*, *Rhizophora mucronata*, *Sonneratia alba*, ならびに *Xlocarpus granatum*。最大規模の連続的なマングローブ林は、ルフィジ県、キルワ県、タンガ県、ムヘザ県及びムトワラ県に見られる。

**海洋哺乳類：**タンザニア国に生息する海洋哺乳類の多様性は非常に高い。同国において最も多く見られるのはイルカである。西インド洋に見られるイルカの10種のうち8種はタンザニア国の領海において発見されている。この8種は、ミナミハンドウイルカ(*Tursiops aduncus*)、ハンドウイルカ(*Tursiops truncate*)、シナウスイロイルカ(*Sousa chinensis*)、ハシナギイルカ(*Stenella longirostris*)、マダライルカ(*Stenella attenuata*)、ハナゴンドウ(*Grampus griseus*)、シワハイイルカ(*Steno bredanensis*)、及びシナウスイロイルカの亜種であるウスイロイルカ(*Sousa plumbea*)を含む。ザンジバル、ムトワラ、バガモヨ、ならびにタンガにおいてよく見られる。

**ウミガメ：**タンザニア国近海では5種(アオウミガメ、タイマイ、ヒメウミガメ、アカウミガメ、オサガメ)のウミガメが確認されている。5種のうち2種のアオウミガメとタイマイがタンザニア国近海で営巣することが知られている。

**海藻(藻場)：**タンザニア国では13種の海藻が報告されている。タンガ周辺の海岸付近、ルブ川、ワミ川、ルフィジ川の三角州に面する感潮域とキルワ周辺に多く見られる。

#### 海洋保護区・保全地域：

タンザニア国の海洋及び沿岸保護区は以下の通り。

- a) **マフィア島海洋公園：**マフィア島海洋公園(MIMP)はチョレ湾とトゥトピア礁の2つの保全地域に面し、同地域は海洋公園法及び保全法1995により承認された。
- b) **ムナジ湾海洋公園：**ムナジ湾とルブマ河口を含むムナジ湾海洋公園は、モザンビークと国境を接するタンザニア国南端の海岸に位置している。ムナジ湾とルブマ河口には多くのマングローブ林があり、エビや商業価値のある魚などの生息場所となっている。
- c) **海洋保全地域：**いくつかのエリアは海洋保全地域として指定されており、漁業法(Fisheries Act of 1970)やその後のGovernment Notice No. 1370 of 1975に基づくものとして設定された。海洋保全地域はレクリエーション、景観的価値、教育、研究活動に活用される場所となっている。タンザニア国の指定海洋保全地域は以下にみられる。
  - **ダルエスサラームエリア：**ムブチャ島、ボンゴヨ島、パンガヴィニ島、フングヤシニ島
  - **タンガ地域：**1978年に水没したマジウィ島(パンガニ沖)

#### (4) 湿地

タンザニア国では、国内全域に湿地があり国土の約10%にも上る。湿地は経済的にも生態学的にも重要であるが、繊細でもろい環境であるため、破壊や水涸れを防ぐためには適切に管理することが必要である。湿地は重要な生態系であり、自然状態で多くの機能を通じて水循環上の重要な役割を担っている。図10.3-4にタンザニア国における主要な湿地を分布を示す。

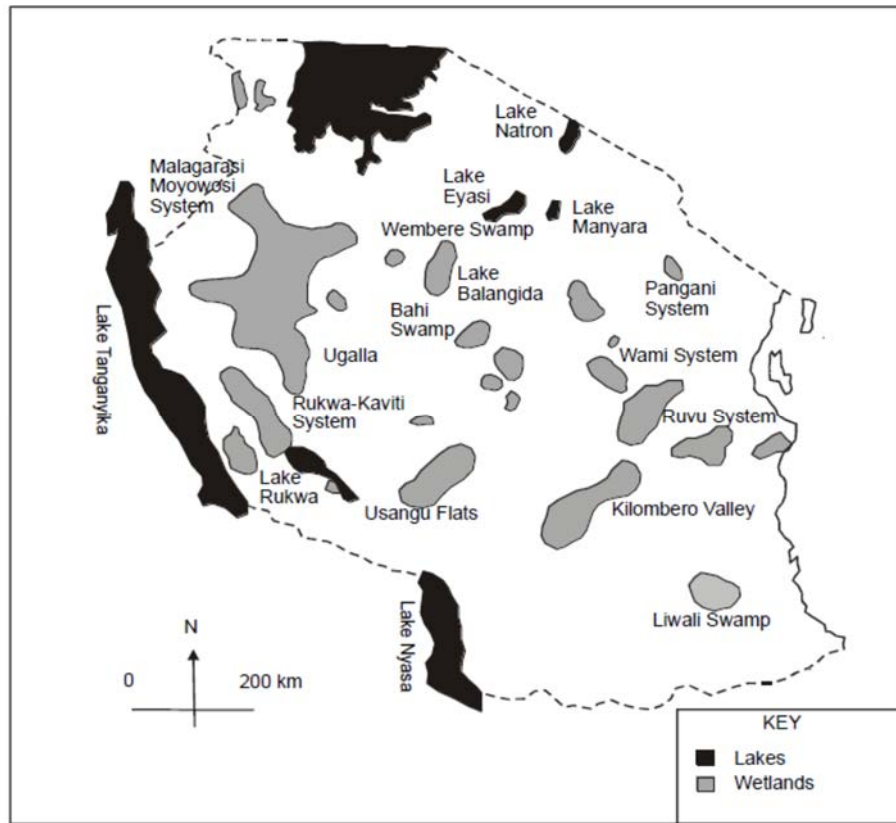


図 10.3-4 タンザニア国の主な湿地(State of Environment, VPO-DOE, 2006)

タンザニア国はラムサール条約に加盟しており、以下の4つの湿地がラムサールサイトの対象となった。総面積は4,868,424haである。

- キロンベロ渓谷氾濫原 (Kilombero valley floodplain)
- ナトロン湖流域 (Lake Natron Basin)
- マラガラシ・ムヨウォシ湿地 (Malagarasi-Muyowosi wetlands)
- ルフィジ・マフィア・キルワ海洋ラムサールサイト (Rufiji-Mafia-Kilwa Marine Ramsar site)

## (5) 水資源

水文学的に水資源の管理単位として河川流域は最も適している。水利用及び汚染防止法 (the Water Utilization and Pollution Control Act No. 42 of 1974) とその改正法 (Amendments of Act No. 10 of 1981) により、タンザニア国では9つの流域に区分されている (図 10.3-5、表 10.3-6)。燃料用の木々の無計画な伐採や不適切な農耕により流域が劣化しており、多くの場所で深刻な土地の劣化が引き起こされている。その結果、低地での洪水、堆積、乾季の流量減少といった事象の発生が増加している。



出所：JICA 調査団

図 10.3-5 タンザニア国の流域区分図

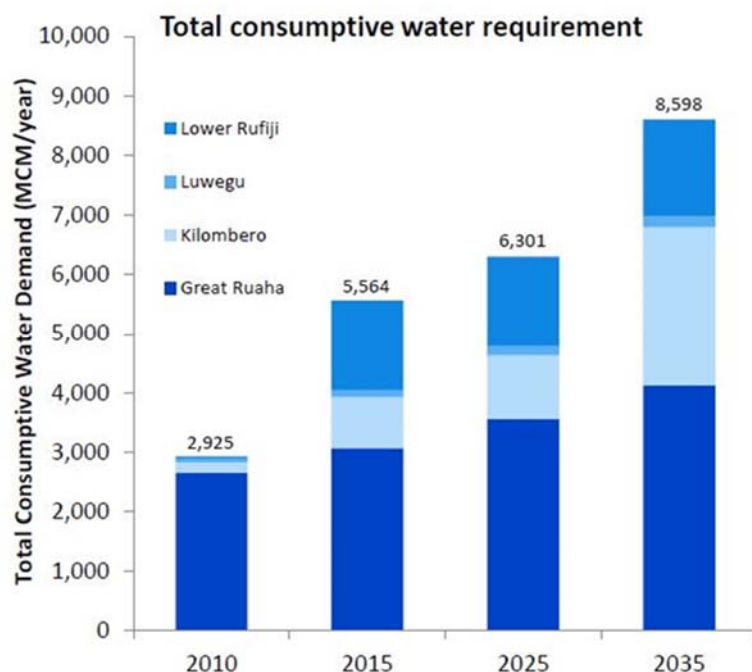
表 10.3-6 タンザニア国の河川流域 (State of Environment, VPO-DOE, 2006)

| 河川流域                                      | 主な管理課題  |
|---|---|
| 1 パンガニ<br>Pangani                         | 高い人口密度、水不足、水力発電と農業生産での水利用のコンフリクトがある、資源の劣化   |
| 2 ルフィジ<br>Rufiji                          | 高い人口密度、水不足、水力発電と農業生産での水利用のコンフリクトがある、家畜に対する需要、洪水、環境上の利用  |
| 3 ワミ・ルブ<br>Wami/Ruvu                      | ダルエスサラームに対する水需要の増加と深刻な水不足、ルブ上流域での低流量が信頼性に影響を与えている、規制されていない河川資源、旱魃と洪水に対する脆弱性、流域の劣化、不適切な流出ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ |
| 4 ニャサ湖・ソングウェ川<br>Lake Nyasa/ Songwe River | ソングウェ川の河道が不安定であり、マラウィとの国境の不安定化をもたらしている、ニャサ湖での漁業の管理、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ                           |
| 5 ビクトリア湖<br>Lake Victoria                 | 水質汚染、漁業管理、湿地及び流域の劣化、ホテイアオイの増殖、地域への供給不足、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ                                       |
| 6 タンガニーカ湖<br>Lake Tanganyika              | 水質汚染、流域の劣化、漁業管理、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ  |
| 7 内陸流域<br>Internal Drainage               | 頻繁な旱魃、深刻な水不足、流域劣化、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ  |



|   | 河川流域                                  | 主な管理課題                                      |
|---|---------------------------------------|---|
| 8 | ルクワ湖<br>Lake Rukwa                    | 水供給不足、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ        |
| 9 | 南部海岸・ルブマ<br>Southern Coast/<br>Ruvuma | 洪水、土地劣化、地すべり、不適切な水理・水位観測ネットワーク、ベースライン情報の貧弱さ |

水資源省が作成した最新のルフィジ川流域水資源管理計画（Rufiji IWRMD Plan）によると、同流域での水消費は家庭用水、生活用水、農業用水、家畜用水、加工業（工業用水）、鉱業用水によるものが主なものとなっている。水消費の78%は灌漑用水であり、87,000haが灌漑されていると推定されている。これにより年間2.4BCMの水消費している。2035年までには灌漑農地は319,000haまで拡大し、これに伴い年間7.9BCMの水が必要になると推定されている。灌漑は伝統的な灌漑方法のよるものが約6割を占めており水損失量が多い。ルフィジ川流域内の小流域のほとんどで水消費量が今後著しく増加していくことが予測されている（図10.3-6）。こうした水消費は同流域内の下流の水力発電に影響を及ぼすと思われる。



出所：ルフィジ川流域水資源管理計画（Rufiji IWRMD Plan）、水資源省、2015年

図 10.3-6 ルフィジ川流域内の各小流域の水需要の推移

- **キロンベロ支流域（ルフィジ流域）**：キロンベロ平原は年間1,200mm～1,400mmの降雨量がある。キロンベロ支流域は東アフリカで最も大きい淡水湿地の一つを含み、長さ260km、幅52kmのエリアをカバーするラムサールサイトにも指定されている場所である。人造湖としては、キハンシ貯水池があり、高さ25mのダムと180MWの水力発電所（タービン放流容量は25 m<sup>3</sup>/s）がある。水利用に関しては、同支流域では伝統的に漁業と畜産が主要な経済活動であるが、農業（特に稲作）が急速に拡大しており、灌漑用水の利用が他の利用をはるかに凌いでいる。

キロンベロ支流の灌漑ポテンシャルは 330,000ha と推定されている。

- **大ルアハ支流域（ルフィジ流域）：** この支流域は 85,550 km<sup>2</sup>（ルフィジ流域の 46%）の面積を持ち、ルフィジ流域からの平均年間流出量の 15%（3,300 Mm<sup>3</sup>/年）がこの支流域から供給されている。大ルアハ支流域には 1970 年代につくられたムテラとキダツ 2 つの人工湖があり、これらが下流の流況を制御している。ムテラはこの 2 つのうちの大きいほうで、ムテラ水力発電所（80MW）、キダツ水力発電所（200MW）の 2 つの水力発電用の水を貯水するために建造された。水力発電所の上流では河川水が大量に灌漑に利用されている。大ルアハ支流域の農業は南ウサング平原（SAGCOT ムバラリクラスターのあるところ）に集中しており、トウモロコシ、豆、米、野菜などが栽培されている。かつては天水と灌漑による二毛作が行われていた。水田耕作が灌漑農作物としては多くを占め、15,000ha～20,000ha の中心エリアは毎年灌漑でき、最大、水利用可能性により 40,000ha～55,000ha まで拡大できる。ルフィジ川流域水資源管理計画（Rufiji IWRMD Plan）によると、上流域での水使用（ウサング、小ルアハ、キシゴ流域）はすでにムテラ水力発電所の貯水池への水流入量に影響を及ぼしている。上流域での使用がない場合の流入量は年間 4.55bcm であるが、現在は 2.95bcm となっている。2035 年には流入量は 2.49bcm まで減少すると予測されており、減少率は 45% となることが見込まれている。

**表流水：** 表面流出の約 50% がインド洋に直接流れ出ており、主要河川であるパンガニ川、ワミ川、ルブ川、ルフィジ川、ムベンクル川、マタンドゥ川から流れ出ている。ルフィジ川はこのうち 50% を占める。

**地下水：** 地下水埋蔵量やその開発状況は地域ごとで異なる。国内の大部分では地下水開発は生活用水用の小規模な浅層地下水に集中している。各流域の地下水利用可能性の評価を通じて、パンガニ流域は高いポテンシャルがあり、生活用水、産業用水、灌漑用水の供給に適していると考えられている。モシ、アルーシャ、タンガへの水供給向けに十分な取水ができるとされている。サンヤ平原とカヘ平原では地下水を利用した灌漑が可能であり、すでに行われている。パンガニ流域では取水される 88% の地下水が灌漑に用いられており、4% が産業用水、8% が生活用水に用いられている。

**水利用の需要：** タンザニア国国内での主な水の利用は生活用水、水力発電及び灌漑である。灌漑と水力発電による水利用については環境白書（VPO-DOE, 2006）によると以下の通り。

- **灌漑による水利用：** タンザニア国で耕作されている土地は約 500 万 ha と推定されている。灌漑農業は 15 万 ha のみで、このうち 80% の 12 万 ha は既存の伝統的な灌漑方法で行われている。残りの 3 万 ha のみが大規模牧場や民間所有及び公的機関の所有する農場、近代的な小規模農場を含む集中管理型の灌漑となっている。
- **水力発電：** ハレやパンガニ滝水力発電所が位置しているパンガニ流域とキダツ及びムテラ水力発電所が位置している大ルアハ流域では、水力発電所が流域の最も下流に位置しているため水力発電と灌漑農業とで直接的なコンフリクトが生じている。水利用のコンフリクトの間

題は、水資源の統合的な利用計画が欠如していることにも起因している。水資源の配分の仕方はその場しのぎで場当たりのになっている。

## 10.4 PSMP の SEA のアプローチと SEA の実施

### 10.4.1 SEA の目的

今日では環境の質や持続可能性に影響を与える意思決定の多くは、プロジェクトレベルよりもむしろ政策やプログラムなどの計画レベルで行われるようになってきている。本 SEA の全体的な目的は、電力システムマスタープランの策定に環境・社会配慮を統合すること、それにより環境・社会課題（機会と制約要因）を見出し、電力システムに関する開発の意思決定を改善することである。

#### (a) SEA のスクリーニング

SEA のスクリーニングの申請文書はエネルギー鉱業省（MEM）から副大統領府（VPO）へ 2014 年 7 月に提出され、VPO からは MEM に対し PSMP2012 の更新に伴い MEM が SEA を実施すべきであるという通達が同 7 月に口頭でなされている。MEM が VPO から受領した正式な回答レターはドラフト SEA レポートに添付予定である。

#### (b) 本 SEA の目的（持続可能性クライテリア）

SEA の全般的な目的は電力システムマスタープランに持続可能性の課題を主流化することであるが、これには以下のような個別目的（持続可能性クライテリア）が含まれる。

- 非再生可能資源の使用を最小限にする
  - 再生可能資源の使用は再生可能な範囲内で使用する
  - 有害汚染物質、廃棄物について環境に配慮した使用及び管理を行う
  - 野生動物、各種生息地（劣化、減少した森林を含む）、景観の保全及び状況の改善を図る
  - 土壌環境、水資源環境の維持、改善を図る
  - 発電所の上流、下流の両方での環境サービスの維持、改善を図る
  - 歴史、文化的資源の維持、改善を図る
  - タンザニア国民の多くにとって適切な電力料金であることや電力へアクセスの維持、改善を図る
  - 大気環境や疾病の減少などを含む地域環境の維持、改善を図る
  - 地球温暖化（気候変動）の防止を図る
  - 環境意識の醸成、環境教育やトレーニングの実施
- 持続可能な開発に関わる意思決定へのステークホルダーの参加促進を図る

表 10.4.1-1 SEA の目的と指標候補

| 持続可能性の課題     | SEA の分野別目的   | SEA の指標候補   |
|--------------|--|---|
| 生態系          | <ul style="list-style-type: none"> <li>陸上生態系、水系生態系、土壌生態の破壊、劣化を防止し、特に指定生息地や指定種について保全する。</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>保護区、国立公園の状態</li> <li>保全すべき優先生息地・種の喪失、減少</li> </ul>   |
| 大気環境         | <ul style="list-style-type: none"> <li>更新された PSMP の実施による大気排出が最小コスト BAU シナリオよりも低減する。</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所及び鉱山地域からの大気排出レベル (CO<sub>2</sub>、二酸化硫黄、窒素酸化物、PM)</li> </ul>   |
| 気候変動(GHG 排出) | <ul style="list-style-type: none"> <li>最小コスト BAU よりも適切なエネルギーミックスにすることにより、温室効果ガスの排出による気候変動への貢献を低減する。</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所からの GHG 排出</li> </ul>   |
| 水資源利用        | <ul style="list-style-type: none"> <li>水力発電と農業利用での水利用のコンフリクトを避ける。</li> <li>水力発電所が設置される河川において環境流量を確保する。</li> <li>水資源 (ダム、河川) の水質の維持、改善を図る</li> <li>ダムの上流、下流の環境サービスの質の維持、改善を図る。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>水力ダムに流れ込む主要河川の 2015 年のベースラインデータに基づく環境流量の状況</li> <li>主要水力発電、炭鉱、石炭火力発電における水質汚染レベル</li> </ul>   |
| 人々の生活環境      | <ul style="list-style-type: none"> <li>地域住民の生活への支障あるいは移転を最小限にする。</li> <li>信頼性のある電力供給を図る。</li> <li>発電に関わる疾病の減少を含む、環境及び健康の質の維持、改善を図る。</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>更新された PSMP の実施による土地収用</li> <li>単位あたり電力コスト</li> <li>供給上、需要上の問題による停電時間数</li> <li>2014 年のベースライン比での 2035 年までに電力網に接続された人口割合 (%)</li> <li>2015 年のベースラインをもとにした、特定地域における発電に関連して報告された呼吸器疾患、マラリア、肺がん等の罹患数</li> </ul> |
| 自然資源の利用      | <ul style="list-style-type: none"> <li>非再生可能資源の利用を最小限にする。</li> <li>再生可能資源は再生許容範囲内で使用する。</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>流域及び環境流量の状況</li> <li>森林減少の割合</li> </ul>  |
| 固形・液体廃棄物の排出  | <ul style="list-style-type: none"> <li>有害汚染物質や廃棄物の環境に配慮した使用や管理を図る。</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物のリサイクル、再利用量</li> </ul>  |

#### 10.4.2 SEA のステップ

PSMP の SEA のステップは以下の通りである。

##### ステップ 1 : スコーピング調査

- ・ 主要キーステークホルダーの検討とコンサルテーションの実施
- ・ マスタープランにおいて検討すべき地域の検討
- ・ 以降のステップでより詳細に検討すべき環境・社会課題の検討
- ・ 実施体制の構築
- ・ SEA の目的の策定
- ・ 関連する法令やガイドラインのレビューと SEA 実施のアプローチやフレームワークの概要策定
- ・ 市民参加ストラテジーの策定

- ・ スコーピングの実施とスコーピングレポートの作成

#### ステップ 2：詳細 TOR の策定

- ・ スコーピング調査の結果に基づき、SEA の詳細 TOR を策定する。承認後、承認された TOR に基づき、SEA を実施する。

#### ステップ 3：SEA 調査

- ・ SEA 調査では、様々なベースラインデータの収集を行い、これには環境、社会、経済、対象地域での各種開発事業、自然資源（水資源、土地、野生動物、森林）の利用と管理の問題を含む。また、その他に、人口動態の情報も含む。GIS などのツールも様々なシナリオを表示、分析するために活用する。
- ・ ステップ 3 で実施するタスクとしては、このほかに法制度や組織体制のレビュー、シナリオ分析、影響の検討、緩和策の検討、選択したシナリオに対する環境社会管理及びモニタリングフレームワークの策定がある。

#### ステップ 4：SEA レポートの作成

- ・ SEA 規定 2008 の付則第三に基づき、PSMP の SEA レポートを作成する。

### 10.4.3 SEA のアプローチと実施

#### (1) 全般的アプローチ

本 SEA のプロセスは、計画策定の関係者、意思決定者、一般市民に持続可能な開発を促す意思決定プロセスについて周知し、かつ、そのプロセスに巻き込むことを目的としている。加えて、最良の代替案の検討を支援することと民主的な意思決定プロセスを確かなものとすることも目的としている。これにより意思決定の信頼性を高め、タンザニア国における発電及び電力供給・使用に係る持続可能な選択につながることを意図している。

#### ✓ 本 SEA の実施に関わる体制

環境管理法（EMA）とその関連規定である SEA 規定 2008 は、副大統領府（VPO）の環境局（DOE）を SEA のプロセスに対する責任機関として指定している。またその一方で、同規定は各セクター省庁に対して SEA の開始から準備までその実施の監督を規定している。SEA の実施が必要なプログラム、政策、法令、計画の実施については、当該活動を管轄するセクターの所掌となり、その他のセクターとの協力により実施することになる。

本 SEA の実施に主に関わるのはエネルギー鉱業省（MEM）である。同省は本 SEA において、政策課題、法的な手続き、政策全体の実施に責任を負うとともに、更新された PSMP2012 の実施全体に責任を負っている。環境管理法は全てのセクター省庁に対し、セクター内での環境法の履行を確実にするため、これに責任を負うセクター環境調整ユニットを設置するよう規定している。MEM はこれに沿って環境ユニットを省内に設置し、人員も配置されており、機能している状況にある。

PSMP の実施に関しては、エネルギーに関連した各課題に対処する機関として電気水道事業規制事業体（EWURA）、タンザニア電力公社（TANESCO）、タンザニア石油公社（TPDC）、地方電化庁（REA）を MEM は設置している。更新する PSMP 全体については MEM の所掌であるが、その実施は TANESCO によってなされる。また、EWURA はエネルギー使用

の管理、規制や発電等のライセンス発行を行う。PSMP の実施には、MEM に加え、複数のセクター省庁が関与することになる。

## (2) スコーピング調査

**文書レビュー：**本 SEA ではその多くがデスクベースのレビューと問題分析により進められる。発電及び電力供給・使用に関連する問題を理解するため、PSMP2012 をはじめ様々な文書のレビューを行う。レビューする主要文書としては、「タンザニアエネルギー政策（2003）」、「国家ガス政策（2013）」、「電気法 2008」、「環境管理法 2004」、「タンザニア開発ビジョン 2025」「タンザニア 5 ヶ年開発計画 2012－2016」、「国家気候変動戦略 2012」、「経済成長及び貧困削減戦略（MKUKUTA I 及び II）」などがある。

**ステークホルダーとのコンサルテーション：**コンサルテーションを通じたアプローチは、SEA の様々なステージを通して、主要なステークホルダーと影響を受けるグループをプロセスに関与させるためのものである。コンサルテーション戦略により、地方レベル、国レベルなど様々なステークホルダーとともに情報を共有し、かつ、ステークホルダーからのインプットを得ることを促進する。また、この戦略は SEA のために信頼できる情報を集めるためのものだけでなく、異なるレベルでのステークホルダー間のコミュニケーションの促進と、異なる教育レベル、経験レベルを持つステークホルダー間でのコミュニケーションの促進も目的としている。

### (a) タンザニア国におけるステークホルダーコンサルテーションの要求

パブリックコンサルテーションやステークホルダーの関与はタンザニア国の SEA 規則において法的要件として定められている。環境に関連する意思決定プロセスにおける国民の参加は、環境管理法 No.20（2004）の第 14 章で規定されている。同法のセクション 178（1）は、意思決定における情報や参加の権利に係る規定を定めており、公的機関が環境に影響を与える政策や法令の策定意思がある場合、またそうした決定に関する参加の機会があることについて、国民は周知されるべき権利を有することを規定している。

### (b) 本 SEA のステークホルダーの検討

ステークホルダーの関与を効果的に行うには、誰がステークホルダーであり、PSMP に関連してこれらのステークホルダーがどのような優先事項や目的を有しているかを確認する必要がある。本 SEA ではエネルギーセクターの重要性に鑑み、コンサルテーションプロセスに含めるべき多様なステークホルダーが特定された。ステークホルダーグループ間の関係を理解した上で、各ステークホルダーがコンサルテーションプロセスに関わる目的を検討した。ステークホルダーグループとその関係、各ステークホルダーの関心事項が取りまとめられた。ステークホルダーのリストはコンサルテーションのプロセスの進捗に応じて適宜更新されうるものである。ステークホルダーのグループは主に以下の 3 つのグループから成る。

- ・ **省庁：**エネルギーマスタープランの実施に直接関連する省庁としては、副大統領府環境局（VPO-DOE）、エネルギー鉱業省（MEM）、水資源省がある。土地問題は土地省、エネルギーの主な消費者としては、農業省、産業貿易省が関わる。

- ・ **準政府機関**： NDC、TANESCO、TPDC を含む、エネルギーマスタープランの導入において直接的または間接的な役割を担う準政府機関。
- ・ **民間セクター**： タンザニア国政府の主要な目標の一つはエネルギー部門への投資に民間セクターを参加させることである。このため、現地および海外の投資家は PSMP の更新において重要な役割を担う。投資を導くための環境整備も進められており、政府や TANESCO と投資家の関係を円滑にするためのものでもある。

以下の表 10.4.3-1 にステークホルダーのリストを示したが、このステークホルダーのリストは最終的なものではなく、SEA の結果に関心を持つ主なセクターを含むことができるよう最初の段階でのリストとして作成されたものである

表 10.4.3-1 ステークホルダーのリスト

| ステークホルダー                  | 役割・責任                                  | 対応課題  |
|---------------------------|--|---|
| <b>クライアントステークホルダーグループ</b> |  |   |
| エネルギー鉱業省 (MEM)            | 政策意思決定者、裨益者<br>(キーステークホルダー)            | ・ 政策指針  |
| 副大統領府 (VPO) – 環境部         | 規制者                                    | ・ 電力システムに係る環境基準、法規制<br>・ SEAのレビューと承認                                  |
| タンザニア電力公社 (TANESCO)       | 開発者、実施者<br>マスタープランの裨益者<br>(キーステークホルダー) | ・ 発電能力<br>・ 送配電設備インフラの整備<br>・ 発電、送配電のコスト<br>・ 送配電の管理                  |
| <b>キーステークホルダーグループ</b>     |  |   |
| 農業・食料安全保障・協同組合省           | 政策策定者<br>裨益者<br>(キーステークホルダー)           | ・ 農産加工のためのエネルギー需要<br>・ 農業開発のための水需要                                    |
| 天然資源・観光省 (MNRT)           | 政策策定者、被影響者<br>キーではない                   | ・ 自然資源 (水、土地、野生動物、森林) とその利用・管理の課題                                     |
| 産業・貿易・マーケティング省            | 政策策定者、裨益者<br>(キーステークホルダー)              | ・ 消費者<br>・ 産業用電力需要  |
| 水資源省                      | 政策策定者、被影響者<br>(キーステークホルダー)             | ・ 水利用権、水資源管理 (水質、水量)、水力発電   |
| 国土・住宅・居住開発省               | 政策策定者<br>(キーステークホルダー)                  | ・ 土地収用、土地の権利、住民移転   |
| 首相府・地方自治庁 (PMO-RALG)      | 政策策定者<br>裨益者、被影響者<br>(キーステークホルダー)      | ・ 土地の喪失、エネルギー消費者  |
| 電気・水道事業規制事業体 (EWURA)      | 規制者、裨益者<br>(キーステークホルダー)                | ・ 消費者に対する電力サービスの価格と品質   |
| 財務省                       | 政策策定者; Financier; Key;                 | ・ PSMPの実施と持続可能性   |
| 地方電化庁 (REA)               | 投資者、裨益者<br>(キーステークホルダー)                | ・ 法令・政策の遵守<br>・ 生産 (発電) コスト<br>・ 地方における電力需要<br>・ 地方の住民の電力に対する支払い能力と意思 |
| 石油開発公社 (TPDC)             | 投資者、裨益者、規制者<br>(キーステークホルダー)            | ・ 探査、生産、技術サービス、財務、マーケティング、投資等   |

| ステークホルダー                                  | 役割・責任                      | 対応課題                                     |
|---|----------------------------|--|
| 国家開発公社 (National Development Corporation) | 投資者、裨益者<br>(キーステークホルダー)    | ・ 生産コスト<br>・ 電力需要と市場利用可能性                |
| その他のステークホルダー：民間セクター                       |                            |  |
| 流域機構                                      | 規制者<br>裨益者<br>(キーステークホルダー) | ・ 水の利用可能性<br>・ 流域の水資源保全<br>・ 投資者の流域保全の責任 |
| タンザニア商工農会議所 (TCCIA)                       | 裨益者                        | ・ 電力の利用可能状況<br>・ 電力コスト                   |
| IPP事業者 (IPTL、SONGAS、SYMBION)              | 開発者、投資者<br>(キーステークホルダー)    | ・ 投資プロセス<br>・ 生産(発電)コスト<br>・ 発電に係る法令順守   |
| タンザニア・エネルギー鉱業会議所                          | 鉱業投資コミュニティとキーステークホルダーとの仲介者 | ・ 電力の利用可能状況<br>・ 電力料金                    |
| タンザニア消費者協会 (TCAS)                         | 裨益者<br>(キーステークホルダー)<br>規制者 | ・ 電力の利用可能状況<br>・ 電力料金                    |
| タンザニア南部農業成長回廊 (SAGCOT)                    | 裨益者<br>(キーステークホルダー)        | ・ 電力の利用可能状況<br>・ 水使用に係るコンフリクト<br>・ 電力料金  |

(c) スコーピング段階でのキーステークホルダーとのコンサルテーションの実施

スコーピング段階では、2014年8月から10月の期間中、複数のステークホルダーグループとコンサルテーションを行なった。これらのコンサルテーションの主な目的は以下の通り。

- ・ 本SEA調査の紹介、ならびにPSMPの更新について周知すること
- ・ PSMPの更新に関するステークホルダーの意見や懸念を把握すること

(d) 第2段階のコンサルテーション

第二段階のコンサルテーションでは、スコーピング段階において実施されなかったステークホルダーグループとのコンサルテーションを実施した。これにはエネルギーセクターに投資している民間企業、鉱業や産業等の国内においてエネルギーを大量に消費する企業を含む。その他、EWURAやTPDCを含む、エネルギーセクターに携わる準政府機関とも協議を行なった。これらのコンサルテーションの目的は、ステークホルダーに対して至急認識すべき課題からマスタープランの実施に際して考慮すべき様々な主要課題について、アップデートし、改めて認識を共有することにある。

(e) これまでに実施したコンサルテーションで取り上げられた主な課題

スコーピング段階で実施したコンサルテーションにおいて、ステークホルダーからはPSMPに関連して様々な意見や懸念が挙げられた。主なトピックの概略は以下の通り。

- ・ **資金**：PSMPに含まれる各プロジェクトを実施するための十分な資金を政府が有していないこと、また、プロジェクト実施に伴う課題への対応に係る資金（補償金の支払い等）についても同様に懸念事項として挙げられた。



- ・ **セクター間での政策の調和**：セクター間での調整については、特に水資源利用に関して課題が挙げられた。水資源は、農業用水、生活用水、環境上必要な水、発電、産業開発などにとって重要な資源であり、その利用については調整が図られるべきであると提言があった。競合せず代替源がある場合は、それを用いるべきである。現在のところ、水を原材料として使用するほとんどのセクターで水の汲み上げを増加させる様々なプログラムが実施されており、これらは調整される必要がある。
- ・ **エネルギー予測**：現在の国内のエネルギー需要予測は3,000MWである。他のセクターのステークホルダーにとってこの予測は抑制された需要であり、国内への重工業への投資を妨げているとコメントがあった。
- ・ **環境**：エネルギーセクターへの投資については、エネルギー源（水力など）に影響を及ぼす気候変動のような環境問題を考慮すべきであると提言があった。また、投資する際に用いられる技術が環境に対して低負荷であること、エネルギー投資に環境サービスに対する支払い（環境支払い）を考慮することが提言された（流域保全による水資源保全効果など）。
- ・ **PSMPの作成におけるステークホルダーの関与**：初期段階からドナーを含む様々なステークホルダーをPSMPに関与させるべきとの提言があった。
- ・ **ベースロードの代替源**：タンザニア国における現在のベースロード電源は水力発電であるが、水力を補うためにガス火力も検討されている。しかし、ステークホルダーは他の先進国での例を踏まえ、石炭等の他の電源を推奨している。
- ・ **PPPの課題**：現在、政府は民間企業によるエネルギーセクターへの投資を促しているが、PPPの実施に関わる方法等が不明瞭であり、PSMPで明確にされることを望む。
- ・ **土地収用**：PSMPに含まれるプロジェクトには土地問題が絡み、買収する土地の規模、補償、土地の所有権等の課題が伴う（土地の価格の上昇や補償額の上昇などによるコスト増）。

**SEA が対象とする地理的スコープ**：PSMP の更新で検討されている電源開発候補に基づき、本 SEA での検討対象の地域を検討した。下表 10.4.3-2 に示すように、12 州が対象となるが、このうち特に重要な地域については詳細を検討する。

表 10.4.3-2 電源開発計画をもとにした SEA が対象とする地理的スコープ

| 州             | 水力 | 火力 |    | 当該エリアの特徴、環境上の課題                           |
|---------------|----|----|----|---|
|               |    | 石炭 | ガス |   |
| Ludewa        |    | ✓  |    | 主要河川及び湖沼における水需要、水質汚染、大気関連の排出レベル、有害廃棄物の取扱い |
| Ruvuma        |    | ✓  |    | 主要河川及び湖沼における水需要、水質汚染、大気関連の排出レベル、有害廃棄物の取扱い |
| Mbeya         |    | ✓  |    | 主要河川及び湖沼における水需要、水質汚染、大気関連の排出レベル、有害廃棄物の取扱い |
| Mtwara        |    |    | ✓  | 海洋生態系、海岸林                                 |
| Lindi         |    |    | ✓  | 海洋生態系、海岸林                                 |
| Pwani         |    |    | ✓  | 海洋生態系、海岸林                                 |
| Dar es Salaam |    |    | ✓  | 海洋生態系、海岸林                                 |
| Kagera        | ✓  |    |    | 水需要、水質汚染、農業用地、淡水漁業                        |
| Mbeya         | ✓  |    |    | 水需要、水質汚染、農業用地、淡水漁業                        |
| Njombe        | ✓  |    |    | 水需要、水質汚染、農業用地、淡水漁業                        |

| 州        | 水力 | 火力 | 当該エリアの特徴、環境上の課題    |
|----------|----|----|--------------------|
| Iringa   | ✓  |    | 水需要、水質汚染、農業用地、淡水漁業 |
| Morogoro | ✓  |    | 水需要、水質汚染、農業用地、淡水漁業 |

スコーピングレポートの作成：スコーピングレポートと詳細 TOR を作成し、副大統領府に提出後、主要なステークホルダーに配布。スコーピングレポートは 2014 年 12 月に MEM 及び VPO に提出されている。

#### 10.4.4 スコーピングを踏まえた詳細 SEA の実施

##### 10.4.4.1 比較した電源開発シナリオの概要

PSMP の更新に際して PSMP のタスクフォースにより、表 10.4.4-4 に示した下記の 5 つの異なる電源開発シナリオについて投資コスト、運用コスト、エネルギー安全保障、環境社会面での影響の観点から考慮して比較検討が行われた。その結果、更新版の PSMP ではシナリオ 2（ガス火力 40%、石炭火力 35%、水力 20%、再生可能エネルギー等 5%）が選択された。

表 10.4.4-1 PSMP の 2040 年における電源開発シナリオ

| シナリオ   | 電源構成 |      |     |             |
|--------|------|------|-----|-------------|
|        | ガス火力 | 石炭火力 | 水力  | 再生可能エネルギー等* |
| シナリオ 1 | 50%  | 25%  | 20% | 5%          |
| シナリオ 2 | 40%  | 35%  | 20% | 5%          |
| シナリオ 3 | 35%  | 40%  | 20% | 5%          |
| シナリオ 4 | 25%  | 50%  | 20% | 5%          |
| シナリオ 5 | 50%  | 35%  | 10% | 5%          |

\*：再生可能エネルギー等には太陽光、風力、バイオマス、地熱、電力輸入を含む。

以下では、ベースケースの需要予測に基づく電源開発シナリオの比較について検討を行った。想定される影響は次の通りである。

#### 10.4.4.2 主な影響

##### (1) 大気環境

発電目標を達成するため、電源構成の中で石炭火力は重要な役割を果たしている。石炭を含む化石燃料の燃焼に伴って大気中に排出されるものとしては二酸化硫黄 (SO<sub>2</sub>)、窒素酸化物 (NO<sub>x</sub>)、粒子状物質 (PM)、一酸化炭素 (CO)、二酸化炭素などの温室効果ガス (GHG) が挙げられる。

PSMP の実施に伴い推定される GHG、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> の排出量は図 10.4.4-1 及び図 10.4.4-2 に示す通りである。これらの推定量は「国家温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドライン」(2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories) 及び「EMEP/EEA 大気汚染物質排出インベントリーブック 2013」(EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2013) に基づき、年間の予測燃料消費量を用いて算出したものである。

2040年までの期間で、GHGの排出は15倍、NO<sub>x</sub>が10倍に増加が予測される。SO<sub>x</sub>は削減対策なしでの試算では2020年の1.4万トンから2040年には21万トンまで増加する見込みである。大気汚染は呼吸器疾患を引き起こしうるものであり、適切な配慮が望まれる。

火力発電所の影響範囲は一般的には半径10kmから20km程度であるが、地形や風、排出源の高さなどにより影響半径は変わりうる。人間の健康や生態系などへの影響レベルは汚染物質の大気中の濃度や汚染源の密度にも左右される。

硫黄酸化物(SO<sub>x</sub>)や窒素酸化物(NO<sub>x</sub>)は酸性雨や酸性化をもたらしうり、淡水生態系や植生、飲料水への影響をもたらす可能性がある。土壌の酸性化も農業生産性にとって負の影響をもたらしうる。

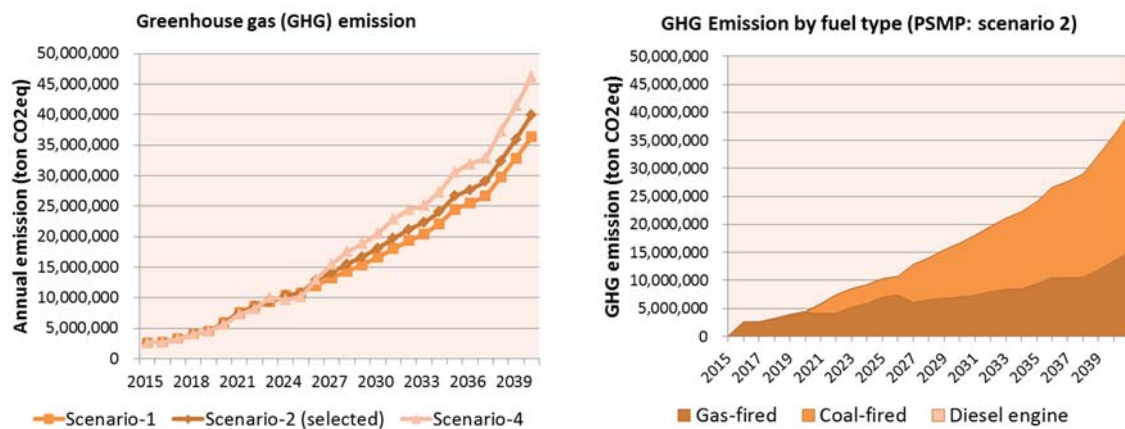


図 10.4.4-1 PSMP 実施時の GHG 排出量の推定量

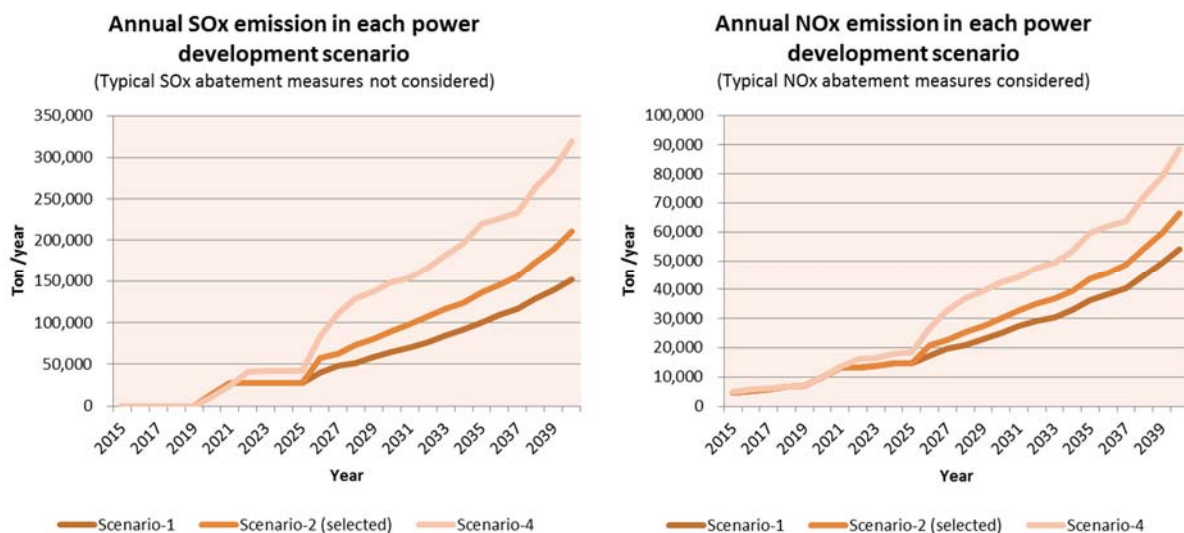


図 10.4.4-2 PSMP 実施時の NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> の排出量の推定量

## (2) 水利用

ルフィジ川流域はタンザニア国での最も大きい流域で国土の 20.1%を占める。計画されている多くの水力発電所がルフィジ川流域に位置していることから、生活用水や灌漑用水など同じ流域内での他の水利用との調整、調和を図ることが推奨される。

農業用水や生活用水など人々による水利用に対する需要はルフィジ川流域のほとんどのサブ流域で増加が見込まれている。こうした人々の水利用に対する需要は下流の水力発電に影響を及ぼしうる。また、流域内で燃料のために見境なく森林を伐採したり、不適切な農業により引き起こされる流域の劣化は、土地の劣化をもたらす、堆積の増加や乾季の流量の減少をもたらす可能性がある。

「タンザニア水力発電持続可能性評価：水力発電の脆弱性評価報告書（MEM,世銀 2014 年）」によると、タンザニア国においては、灌漑と水力発電の両方についてその運用の改善が不可欠であるとしており、灌漑の拡大や水力発電の開発は適切な計画と運用の両方がなされた場合に、実現できるものとしている。

火力発電所の導入拡大に伴い、冷却水の大量の使用が見込まれる。今後のエネルギー需要の増加を踏まえると、火力発電所の稼動に伴う水消費量についても考慮すべき観点である。計画されている火力発電所における水使用量の概算値を表 10.4.4-2 に示す。ガス火力のうち、バガモヨ（ジンガ）、ムトワラ、ムクランガ、ソマンガフンガなどは沿岸部に立地を想定しており、海水からの取水を見込めるが、石炭火力はいずれも内陸部であり、河川水からの取水が見込まれるため、冷却塔を設置するなどして水使用量を抑制することが望まれる。

表 10.4.4-2 PSMP で計画されている火力発電所における水使用量の概算

| Fuel              | Power plant name       | Plant Type | Installed capacity (MW) | Water use without cooling tower (once-through-cooling) (m3/hour) | Water use with cooling tower (m3/hour) | Sub-toal without cooling tower in each area (m3/hour) | Sub-toal with cooling tower in each area (m3/hour) |
|-------------------|------------------------|------------|-------------------------|--|--|---|--|
| Gas               | Kinyerezi I            | CCGT       | 150                     | 13,391   | 223                                    | 130,407   | 2,169  |
|                   | Kinyerezi II           | CCGT       | 240                     | 21,425   | 357                                    |   |  |
|                   | Kinyerezi III(Ph1) 1-3 | CCGT1      | 300                     | 29,886   | 495                                    |   |  |
|                   | Kinyerezi III(Ph2) 1-2 | CCGT2      | 300                     | 32,852   | 547                                    |   |  |
|                   | Kinyerezi IV 1-2       | CCGT2      | 330                     | 32,852   | 547                                    |   |  |
|                   | Bagamoyo (Zinga)       | CCGT2      | 184                     | 16,426   | 274                                    |   |  |
|                   | Mtwara                 | CCGT2      | 400                     | 32,852   | 547                                    | 32,852  | 547  |
|                   | Mkuranga (PPP) 1-2     | CCGT1      | 333                     | 29,886   | 495                                    | 59,776  | 995  |
|                   | Somanga (PPP)          | CCGT1      | 333                     | 29,886   | 495                                    |   |  |
|                   | Somanga Fungu-1        | SCGT2      | 210                     | 2.9  | 2.9                                    |   |  |
|                   | Somanga Fungu-2        | SCGT2      | 110                     | 1.5  | 1.5                                    |   |  |
|                   | Future CGT1(1-3)       | CCGT1      | 990                     | 89,657   | 1,485                                  |   |  |
| Future CGT3(1-10) | CCGT3                  | 7050       | 630,710                 | 10,505   | 720,367                                | 11,990  |  |
| Coal              | Mchuchuma-1            | Sub-C      | 600                     | 53,563   | 2,976                                  | 133,909   | 7,439  |
|                   | Mchuchuma(Exp)1-6      | A-SUB      | 900                     | 80,345   | 4,463                                  |   |  |
|                   | Ngaka 1-3              | Sub-C      | 600                     | 53,563   | 2,976                                  |   |  |
|                   | Ngaka (Exp)1-7         | A-SUB      | 900                     | 80,345   | 4,463                                  | 133,909   | 7,439  |
|                   | Kiwira 1-2             | Sub-C      | 400                     | 69,632   | 3,868                                  | 149,978   | 8,332  |
|                   | Kiwira (Exp)1-2        | A-SUB      | 900                     | 80,345   | 4,463                                  |   |  |
|                   | Rukwa 1-2              | A-SUB      | 900                     | 80,345   | 4,463                                  |   |  |

出所：JICA 調査団

## (3) 水質

(a) 水力発電：水力発電所の開発に伴う河川の堰きとめにともない、水中酸素の減少や汚染物

質の溶解、バイオマスの冠水などにより水質の劣化が生じる可能性がある。これによる水中での腐敗、ダム湖での水の層化（ダム湖の深層では貧酸素状態になる）が生じる可能性がある。バイオマスの冠水による水質の悪化が懸念される場合は、ダム湖の湛水が完了する前に、冠水部分での選択的伐採を行っておくことが望まれる。

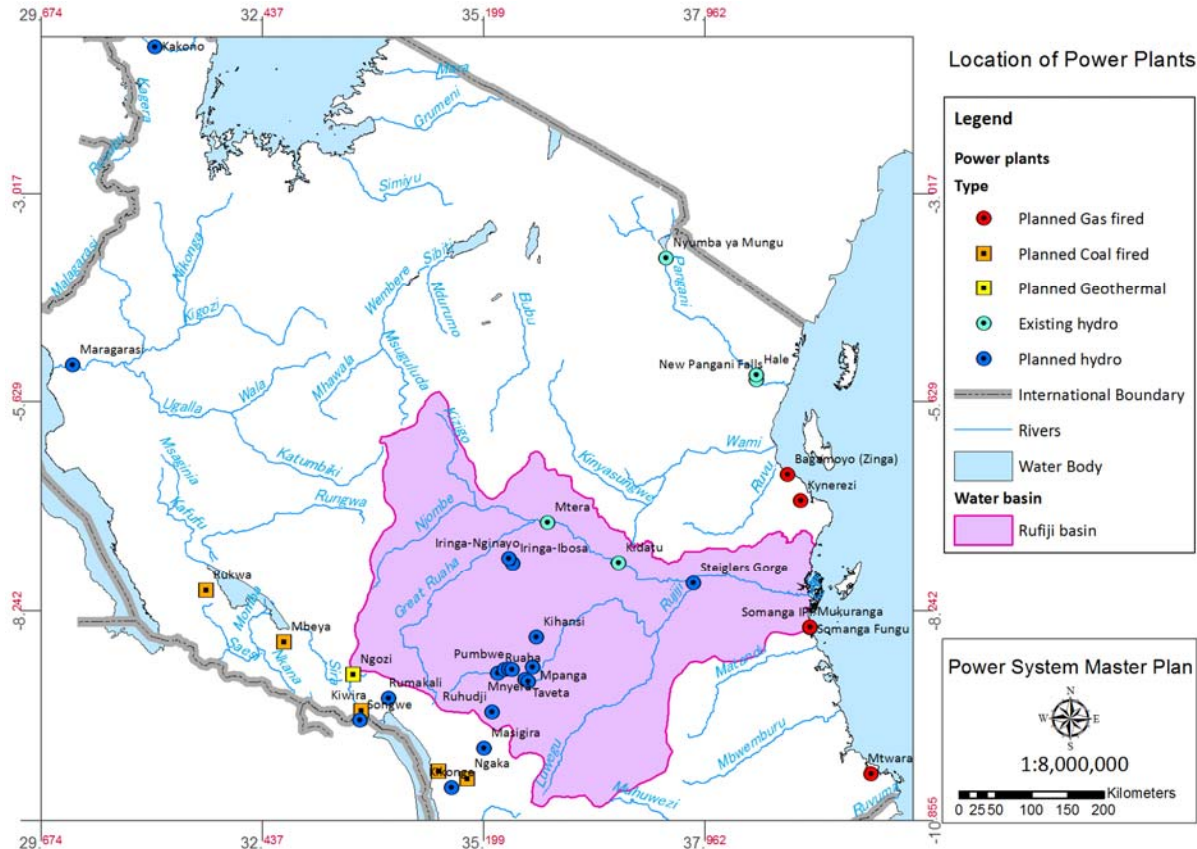


図 10.4.4-3 PSMP における発電所計画地点

(b) **火力発電**：火力発電は冷却水として多量の水を必要とし、冷却水（温排水）の放流により 3℃から 8℃程度水温が上昇する。冷却水の放流による主な影響は水温の上昇とそれによりプランクトンや魚類、甲殻類等水生生物の生息に影響を及ぼしうる。タンザニア国の海岸線に沿ってマングローブやサンゴなどが分布しており、本計画では海沿いの火力発電所の立地が複数計画されていることから、温排水の放流の影響を考慮することが必要である。また、火力発電所の排水には微量の汚染物質（油分、浮遊物質、酸、アルカリ等）が含まれることがあるため、適切に処理をしてから放流しないと水質の汚染を引き起こす可能性がある。

#### (4) 廃棄物の発生

本計画において、固形廃棄物の量として最も多くを占めると想定されるのは石炭火力発電所からの石炭灰である。PSMP の実施に伴い石炭火力発電所が増加するにつれて、発生する石炭灰も増加していく。石炭灰の年間発生量は 2020 年で 8.9 万トン、2040 年には 136 万トンまで増加すると見込まれる。2020 年から 2040 年までの間に 15 倍に増加することになる。そのため、こうし

た石炭灰の処理をするための土地のスペースも必要になると想定され、石炭灰の適切な処理、管理が望まれる。また、石炭灰には微量ではあるものの一部重金属などを含む場合があり、これらが溶出、周辺の水資源へ放流されるとそれらが汚染される恐れがある。また、石炭灰処分場での粉じん飛散により大気汚染が生じる恐れがあるため、処分場での適切な管理が望まれる。



図 10.4.4-4 PSMP の実施に伴う石炭灰発生量の推定

計画されている石炭火力発電所からの石炭灰の発生量は全てが稼動したとすると、ムチュチュマ地区で年間 43 万トン程度、ンガカ地区で年間 43 万トン程度の発生が見込まれるため、適切な処理、処分に加え、セメント産業等での再利用も考慮することが望まれる。

表 10.4.4-3 計画されている石炭火力発電所における石炭灰の発生量の概算

| Name of the plant | Plant Type | Installed capacity (MW) | Annual Coal Ash amount (ton/year) | Sub-total annual coal ash amount in each area (ton/year) |
|-------------------|------------|-------------------------|-----------------------------------|--|
| Mchuchuma-1       | Sub-C      | 600                     | 177,855                           | 436,450  |
| Mchuchuma(Exp)1-6 | A-SUB      | 900                     | 258,595                           |  |
| Ngaka 1-3         | Sub-C      | 600                     | 177,855                           | 436,450  |
| Ngaka (Exp)1-7    | A-SUB      | 900                     | 258,595                           |  |
| Kiwira 1-2        | Sub-C      | 400                     | 115,606                           | 374,201  |
| Kiwira (Exp)1-2   | A-SUB      | 900                     | 258,595                           |  |
| Rukwa 1+Exp       | A-SUB      | 900                     | 258,595                           | 258,595  |

出所：JICA 調査団

## (5) 自然環境

計画されている火力発電所の立地を図 10.4.4-5 に示す。ガス火力発電所は沿岸部に立地し、石炭火力発電所は西部の炭鉱付近に立地が計画されている。

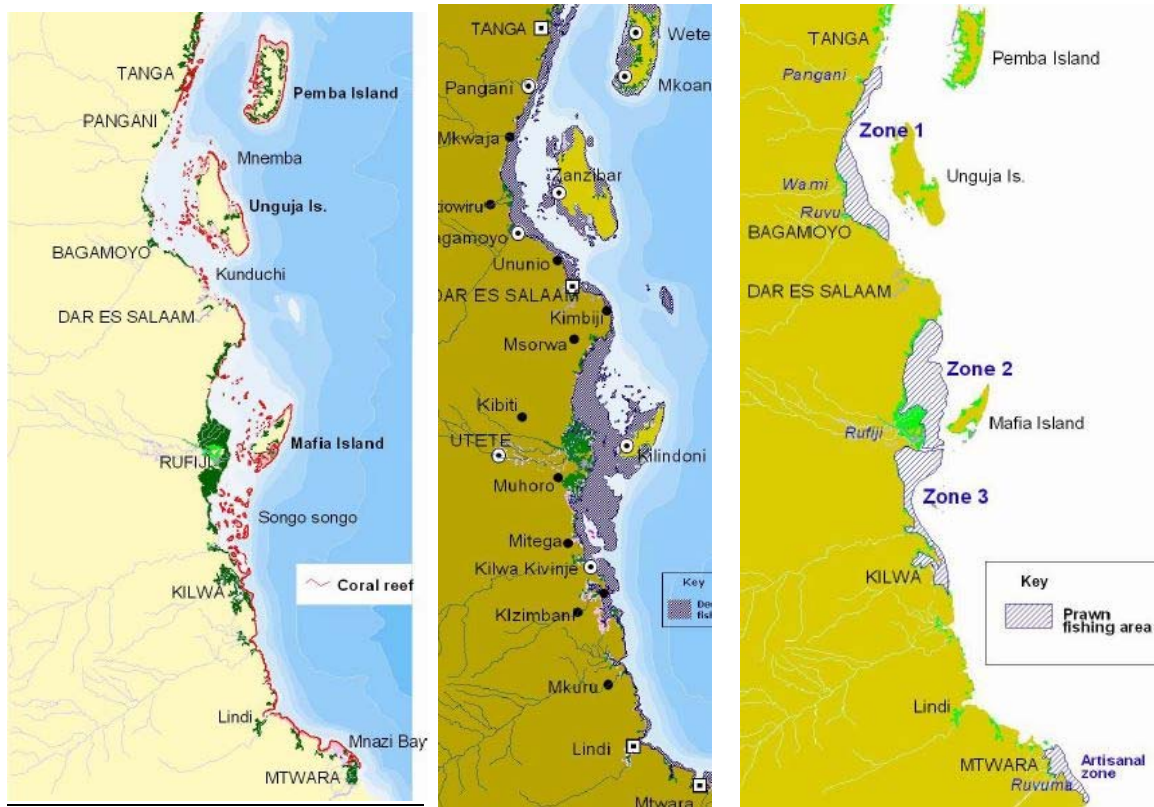
- (a) 火力発電所：ガス火力発電所はタンザニア国の海岸沿いのエリアに計画されており、石炭火力発電所はタンザニア国南西部の炭鉱エリアの付近に計画されている。海岸沿いのエリアにはマングローブ林やサンゴ礁があり、漁業のエリアにもなっている場所

である。火力発電所による取水や排水の放流はこうした生息地や漁業エリアに影響を与える可能性がある。



出所：JICA 調査団

図 10.4.4-5 計画されている火力発電所・地熱発電所の位置



A)サンゴ(赤)、マングローブ(緑)の分布  
 B)沿岸の漁場(網がけ部分)  
 C)沿岸のえび漁の行われているエリア(網がけ部分)

出所：タンザニア・天然資源観光省, 2008

図 10.4.4-6 沿岸部ガス火力発電所設置エリアの環境

ムトワラガス火力発電所はタンザニア国南部のムトワラ州にあるムナジ湾ルブマ河口海洋公園（MBREMP）の近くに立地する可能性がある。MBREMP は約 650km<sup>2</sup> の面積があり、うち 430km<sup>2</sup> が島嶼やマングローブ林を含む海洋である。残りの 220km<sup>2</sup> は陸上エリアで、マングローブ林が広がっており、えび類や魚類の産卵、生育場所になっている。

- (b) **水力発電所：**水力発電所は魚類等の水生生物への影響や自然生息地の湛水による影響をもたらす。また、ダムが存在により、河川の水流量（量や時期など）の変化や水質の化学的変化、河川の構造、上流と下流の水理的接続の変化などにより、下流の河川生態系の変化を引き起こす。河川において化学的あるいは物理的な変化が生じるとその生態系が変化する場合があります、地域住民にとって食料源や建築資材などとして経済的価値のある動物類や植物類が喪失したり、地域の観光、文化資源にも影響が生じる可能性がある。

図 10.4.4-3 に示すように、多くの水力発電がルフィジ川流域に計画されており、同流域では SAGCOT により農業開発が進められているエリアでもあり、水使用にあたって適切な調整が望まれる。また、同流域の上流の集水域では農業などの土地利用により森林伐採が進み、集水域の劣化が問題の一つとなっている。同流域内の水資源を利用する関係者で調整を図り、集水域の劣化が進まないよう、適切な保全策が求められる。

また、計画されているスティグラスゴージ水力発電所は、ユネスコに登録されている世界遺産サイトであるセルース猟銃保護区（Selous Game Reserve）内に位置している。同発電所の開発については、国内のステークホルダー協議を 2015 年 1 月 15 日に実施し、ステークホルダー間での開発についての賛同が確認されている。また、ユネスコからの指示に従い、現在セルース猟銃保護区への影響を評価するための EIA を実施中であり、この過程でユネスコ、IUCN 等のキーステークホルダーの関与が予定されている。今後の対応方針としては、スティグラスゴージ水力発電所の開発区域をセルース猟銃保護区の区域から外し、保護区の設定を変えた上で、開発区域以外のエリアが世界遺産の基準を満たすよう対応することが予定されている。スティグラスゴージ水力発電所の開発にあたっては、保護区内での開発であるため、同方針にそって対応がなされることが望まれる。

維持流量：計画されている水力発電所の設置に伴う減水区間と維持流量の確認状況を表 10.4.4-4 に示す。維持流量について確認できなかった地点が多いが、個々の開発にあたっては、EIA の結果を踏まえて、必要に応じて維持流量を考慮することが望まれる。



表 10.4.4-4 PSMP で計画されている水力発電所における減水区間と維持流量

|    | Planned Project         | Installed capacity (MW) | Basin           | Name of the River | Maximum Plant discharge (m <sup>3</sup> /s) | Environmental release (m <sup>3</sup> /s) | Reduced flow zone in the river between the intake and the tailrace outlet (km) |
|----|-------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------|---|---|--|
| 1  | Ruhudji                 | 358                     | Rufiji          | Ruhudji           | 54.40                                       | N/A                                       | 15km   |
| 2  | Mnyera - Ruaha          | 60                      | Rufiji          | Mnyera            | 67.00                                       | N/A                                       | 2.8km  |
| 3  | Mnyera - Mnyera         | 137                     | Rufiji          | Mnyera            | 103.20                                      | N/A                                       | 6.3km  |
| 4  | Mnyera - Kwanini        | 144                     | Rufiji          | Mnyera            | 105.00                                      | N/A                                       | N/A  |
| 5  | Mnyera - Pumbwe         | 123                     | Rufiji          | Mnyera            | 111.00                                      | N/A                                       | 5.7km  |
| 6  | Mnyera - Taveta         | 84                      | Rufiji          | Mnyera            | 133.40                                      | N/A                                       | 2.6km  |
| 7  | Mnyera - Kisingo        | 120                     | Rufiji          | Mnyera            | 134.00                                      | N/A                                       | 4.2km  |
| 8  | Mpanga                  | 160                     | Rufiji          | Mpanga            | 51.56                                       | N/A                                       | 12.2km   |
| 9  | Lower Kihansi Expansion | 120                     | Rufiji          | Kihansi           | 16.6 /40.4                                  | N/A                                       | 5.4km  |
| 10 | Upper Kihansi           | 47                      | Rufiji          | Kihansi           | 25.70                                       | N/A                                       | 1.4km  |
| 11 | Iringa - Ibosa          | 36                      | Rufiji          | Little Ruaha      | 27.85                                       | N/A                                       | 3.1km  |
| 12 | Iringa - Nginayo        | 52                      | Rufiji          | Little Ruaha      | 30.47                                       | N/A                                       | 3.4km  |
| 13 | Steiglers Gorge Phase 1 | 1,048                   | Rufiji          | Rufiji            | approx. 1,077                               | N/A                                       | N/A  |
| 14 | Steiglers Gorge Phase 2 | 1,048                   | Rufiji          | Rufiji            | N/A   | N/A                                       | N/A  |
| 15 | Rusumo                  | 90                      | Lake victoria   | Kagera            | 357.00                                      | N/A                                       | 1.1km  |
| 16 | Kakono                  | 87                      | Lake victoria   | Kagera            | 315.00                                      | 0.00                                      | 0m (no reduction zone)   |
| 17 | Malagarasi Stage 3      | 45                      | Lake tanganyika | Malagarasi        | 171.00                                      | 10.00                                     | 1.4km  |
| 18 | Rumakali                | 222                     | Lake Nyasa      | Rumakali          | 19.05                                       | N/A                                       | N/A  |
| 19 | Masigira                | 118                     | Lake Nyasa      | Ruhuhu            | 57.00                                       | N/A                                       | N/A  |
| 20 | Kikonge                 | 300                     | Lake Nyasa      | Ruhuhu            | approx.265                                  | 20.00                                     | 4.5km  |
| 21 | Songwe Manolo(Lower)    | 176                     | Lake Nyasa      | Songwe            | 70.00                                       | 2.00                                      | 5.8km  |
| 22 | Songwe Sofre (Middle)   | 159                     | Lake Nyasa      | Songwe            | 60.00                                       | 1.60                                      | 6.4km  |

出所：JICA 調査団

流域管理：SEA を実施する過程で見出されたセクター横断的な課題として、水力発電に係る流域管理の問題が挙げられる。キハンシ流域は保全活動や環境管理活動が実施されている優良事例として報告されていることから、2015年12月にMEM及びTANESCOのカウンターパートを含むSEAチームにて同流域及び水力発電所の現地調査を行い、PSMPの更新に際して水力開発に係る今後の教訓の検討に活かすこととした。キハンシ流域と同水力発電所はキダツ水力発電所から約200km南西にあり、流域保全・管理にはセクター横断で以下のようなステークホルダーが関与して進められている。

- ・ 副大統領府 (VPO) ・ 国家環境管理審議会 (NEMC)
- ・ 天然資源・観光省 (MNRT) ・ タンザニア野生動物研究所 (TAWIRI)
- ・ 水資源省・ルフィジ流域管理事務所 (RWBO)
- ・ エネルギー鉱業省 (MEM) ・ TANESCO
- ・ 地方政府、NGO

当該地域での住民の主な生計手段は天水農業、畜産、漁業、養殖、生活用品の販売、林産物の収穫などである。これらの活動が森林減少を引き起こし、水資源へ影響を及ぼしている。農地拡大や谷底での無計画な耕作が行われており、その様子は図10.4.4-7に示すとおり。



出所：JICA 調査団

図 10.4.4-7 キハンシ川のダムのごくそばでの火入れと耕作の様子

キハンシ水力発電所の事例は以下のように貴重種の生息が契機となり保全体制の構築と保全活動の推進が行われていることが特徴として挙げられる。

- ・ キハンシ水力発電所の流域では比較的良好に保全されており、キダツやムテラに比べると水不足による発電への影響が出るような状況にはなっていない。
- ・ 貴重種である Kihansi Spray Toads が水力発電所の建設により影響を受けることがきっかけとなり、流域保全プロジェクトが行われることとなった。
- ・ タンザニア国は生物多様性条約（CBD）やワシントン条約（CITES）への批准国としてこれらの条約を遵守することが求められている。
- ・ キハンシ流域保全・管理活動は、様々なステークホルダーとともに実施されている（NEMC, RBWO, TAWIRI, TANESCO）。
- ・ こうした保全活動にもかかわらず、キハンシ川にあるダム周辺では耕作を含む付近の住民による森林伐採を伴う活動が確認され、今後ダム内の土砂の堆積などが懸念される。

キダツ、ムテラを含め水力発電所の発電が持続的にできるよう、流域保全・管理にはセクター横断での共同でのイニシアティブを取ることが重要と考えられる。

- (c) **送電線**：送電線ルート of 既存の植生や地形的特徴、設置される送電線の高さにもよるが、送電線の建設により鳥類への影響を含む陸上の生息地に変化や悪影響を及ぼす可能性がある。これには森林生息地の断片化や野生生物の生息地の喪失などが含まれる。そのため、送電線のルートを検討する際には、森林エリアや生物多様性上重要なエリアを通過しないかどうかを確認する必要がある。大型の鳥類では送電線との衝突死や感電死が起こることがある。キロンベロ溪谷やムトワラからダルエスサラームまでの海岸コリドー、南部の高

地エリアのような重要野鳥生息地に近いエリアに複数の送電線が計画されており、渡り鳥の飛来に干渉する可能性がある。

## (6) 社会影響

- (a) PSMP は国内の送電線グリッドの大幅な改善、拡張計画が含まれており、こうした投資は国内の開発や電力供給システムの改善には不可欠なものである。しかしながら、その建設や送電線用地の確保に伴い住民の移転や農業生産活動の移転などの社会経済的影響が生じる可能性がある。400kV送電線ではROWは50mとされており、220kVで35m、132kVで27mのROWが必要とされている。送電線の建設に係る重要な課題としては、送電線のROWを設けるためにかなりの土地収用が必要になることである。
- (b) 発電所に関しては様々な規模や電源が含まれているため、個別発電所についての土地収用の影響は発電所によりかなり違いがあると思われる。水力発電所の開発は、ダムの貯水や水流の変化により地域住民の既存の生計手段に影響を及ぼしうる。

### 10.4.4.3 主な影響の緩和策

#### (1) 火力発電所

- (a) 火力発電所の計画やサイトの選定には、次のような配慮がされるべきである。①発電所での水利用量により当該地域の水文学的環境への悪影響が生じないこと、②冷却水の放流をした際に、生態学的、生物多様性上重要な価値を有するエリアに影響を及ぼさないこと、特にマングローブ林やサンゴ礁は水温変化に特に影響を受けやすい。そのため、海岸沿いの火力発電所の立地については、プロジェクトレベルのEIAで十分に評価検討を行うことが望まれる。
- (b) プロジェクトレベルのEIAや環境管理計画（EMP）に基づき、水の取水による環境影響を予防、最小化、管理するための緩和策を検討する必要がある。その際にプロジェクト影響エリアの生態的特徴や地域での水資源利用状況、水利用可能性を考慮することが望まれる。
- (c) 火力発電所の排水は集めた上で再利用あるいは周辺の水域へ放流する前に適切に処理する必要がある。高温の排水は放流前のある程度まで冷ましたり、再利用することを検討することが望まれる。
- (d) 互いに近接する複数の発電所の冷却水の累積的影響をプロジェクトレベルのEIAで評価・検討する必要がある。
- (e) フライアッシュなどの廃棄物は一部はセメントや建築材料などとして再利用する一方で、指定された埋め立て処分場などの適切な場所に処分される必要がある。
- (f) 大気排出による汚染対策技術として、環境基準を満たすに必要な場合にSO<sub>x</sub>を除去する排煙脱硫装置（FGD）、低NO<sub>x</sub>バーナー、NO<sub>x</sub>排出量を削減する排煙脱硝装置（SCR）やSNCR（無触媒選択還元法）のシステム、微小粒状物質（PM）について

は、電気集塵機（ESP）などの活用を検討することが望まれる。

## (2) 水力発電所

- (a) 水力発電所により影響を受ける人々が移転をする必要がある場合、移転住民が移住地で生活を再建し、生計手段や必要な社会サービスへのアクセスを得られるよう、住民移転計画が適切に実施され、それをモニタリングする必要がある。このコストは水力発電所の持続可能な開発計画や社会的責任に対するプロジェクトコストとして考慮されることが望まれる。
- (b) タービンからの放流を最適化する際に考慮すべき点としては、発電に加え、下流の河川生態系、貯水池と下流の魚類の生存、貯水池と下流の水質、灌漑やその他の住民による水利用、洪水防止といった観点での下流への適切な水の供給がなされるように配慮することが望まれる。
- (c) 水慮発電プロジェクトの環境管理計画では環境流量について検討が推奨される。

## (3) 送電線

- (a) タンザニア国の法令により、送電線の敷設用地の取得は土地法（1999）及びその関連規定（2001）に従うことになる。これらにより、土地の取得の前に完全かつ公平で迅速な補償がなされることが求められる。
- (b) 可能な場合は、送電線の数を減らすため、より高い電圧で多導体での送電を検討することも推奨される。また、安全確保のために必要なスペースがより少なくすむような送電線を用いることも必要な土地の削減や土地収用による影響を軽減するために検討することも推奨される。
- (c) プロジェクトレベルのEIAにおいて、送電線ルート的位置を検討する際には生態系の断片化の規模や程度の評価を含む影響を最終化することに留意すべきである。
- (d) 影響を受けやすい鳥類が多数生息するエリアでは、架空地線が鳥類により認識されやすいように配慮すべきである。
- (e) 大型の捕食鳥類が感電死することを予防するため、可能な場合はそうした鳥類が飛来するような場所では鉄塔のデザインや電線の間隔などで配慮することが望まれる。

## (4) 横断的課題

**水資源管理のための省庁横断的な協力：**表 10.4.4-5 に示すように、異なる機関が流域単位での水資源の利用やその管理に対して役割を担っている。そのため、効率的な水資源管理の効果発現のためには、これらの機関が緊密に協働することが望まれる。また、発電に必要な水供給を持続可能にするための一つの手段として、流域での水資源管理や侵食管理のための生態系サービスへの支払い（PES）を用いることも可能性があると考えられる。

表 10.4.4-5 発電のための持続可能な水利用に係る主要な関係機関

| 役割               | 担当機関            |
|------------------|-----------------|
| 水力発電を含む PSMP の実施 | MEM 及び TANESCO  |
| 水域の管理            | 水資源省、流域管理事務所    |
| 水資源の配分           | 流域管理事務所         |
| 流域の森林管理          | 自然資源・観光省 (MNRT) |

**土地利用変化：** PSMP のプロジェクトの実施により土地利用の変化が生じることが想定される。そのため、プロジェクトレベルの EIA では各地域個別での想定される状況、影響を勘案し、プロジェクトが実施されることで農業や牧畜、漁業権といった残る資源に対する追加的圧力を適切に管理するため、地域コミュニティとのコンサルテーションを通じて戦略を検討することが望まれる。

#### 10.4.4.4 環境管理とモニタリング

**目的：** 緩和策が適切に実施されていることを確認し、定期的に環境状況の変化に係る情報を収集することで PSMP のサブプロジェクトにより引き起こされる環境への影響を見出す。

**実施体制：** PSMP 実施時の環境社会配慮のモニタリングや管理を行うため、MEM の環境ユニットは TANESCO や PSMP のサブプロジェクトの事業者、関係機関との協働により実施する。

**モニタリング：** PSMP の各プロジェクトの事業主体（オーナー）はプロジェクトレベルで実施される EIA や環境管理計画（EMP）に基づき、PSMP に含まれる個別プロジェクト（事業）のモニタリングに責任を持つ。

表 10.4.4-6 PSMP2016 における主なモニタリング項目

| カテゴリー        | 主なモニタリング項目  | 関連するコンポーネント |    |                    |     |
|--------------|---|-------------|----|--------------------|-----|
|              |   | 水力          | 火力 | 再エネ                | 送電線 |
| <b>物理的環境</b> |   |             |    |                    |     |
| 大気環境         | <ul style="list-style-type: none"> <li>SOx, NOx, PM の排出量</li> <li>GHG の排出量(ton-CO2eq/year)</li> <li>大気環境の状況</li> </ul>                        |             | ✓  | ✓<br>(例：地熱、バイオマス等) |     |
| 水質           | <ul style="list-style-type: none"> <li>火力発電所から放流される冷却水(温排水)の温度</li> <li>発電所近隣の水域の温度(河川、湖沼、沿岸域)</li> <li>放流される排水の水質</li> <li>排水の再利用</li> </ul> | ✓           | ✓  | ✓<br>(例：地熱)        |     |
| 廃棄物          | <ul style="list-style-type: none"> <li>発生した石炭灰の量(ton/year)</li> </ul>   |             | ✓  |                    |     |
| <b>自然環境</b>  |   |             |    |                    |     |
| 自然生息地        | <ul style="list-style-type: none"> <li>生物の生息地への干渉状況</li> <li>保護区、野生生物生息地、森林エリアなどを含む生態系や影響を受けやすいエリアに対する影響</li> </ul>                           | ✓           | ✓  | ✓                  | ✓   |

| カテゴリー       | 主なモニタリング項目  | 関連するコンポーネント |    |     |     |
|-------------|---|-------------|----|-----|-----|
|             |   | 水力          | 火力 | 再エネ | 送電線 |
| 植生          | ・ 植生の除去面積 (ha)  | ✓           | ✓  | ✓   | ✓   |
| <b>社会環境</b> |   |             |    |     |     |
| 土地収用        | ・ 住民移転計画や非影響者に対する補償の実施  | ✓           | ✓  | ✓   | ✓   |
| 水利用         | ・ 水利用許可の取得<br>・ 火力発電所での取水量 (m <sup>3</sup> /s)<br>・ 水利用に関するコンフリクトの報告数<br>・ プロジェクトエリア内の水利用者数 | ✓           | ✓  | ✓   |     |
| 電気へのアクセス    | ・ 電力へのアクセス率 (%)<br>・ 一人当たり電力消費量 (kWh/capita)  | ✓           | ✓  | ✓   | ✓   |

**報告:** MEM 環境管理ユニットは MEM 次官へ PSMP2016 のプロジェクトの実施時に環境社会面の配慮の状況を報告する。報告事項としては緩和策の実施進捗やタンザニア国の環境法制度や基準に照らし合わせてプロジェクト実施地域の環境状況の変化などである。

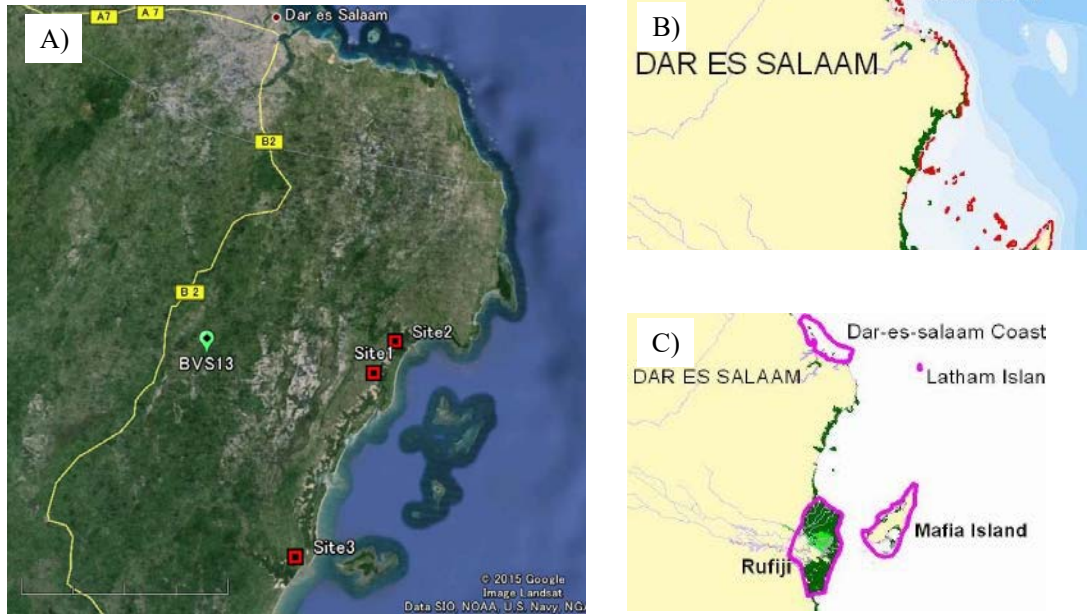
## 10.5 優先プロジェクトに係るスコーピング

### 10.5.1 優先プロジェクト（ガスコンバインドサイクル発電）に係るスコーピング

上記 8.3.5 節において、電源開発計画の優先プロジェクトとして検討された、ガス火力発電所について初期段階でのスコーピング案を作成した。対象とした優先プロジェクトの概略は次の通り。

#### <ガス火力発電>

- ・ 形式：航空機転用型ガスタービンをベースとしたコンバインドサイクル型ガスタービン
- ・ 燃料：天然ガス
- ・ 想定される冷却方式：沿岸部（ガスパイプライン近傍）の立地のため、海水冷却を想定
- ・ 立地：ダルエスサラーム・ムトワラ間のガスパイプライン沿いの沿岸部のうち、図 10.5.1-1 に示すダルエスサラームから南に 40km から 60km の地域であるム克蘭ガ地域のサイトとする。ム克蘭ガ地域にはサイト候補地が 3 地点存在する。
- ・ 想定される主な影響の概略：いずれの 3 地点とも Google earth にて確認したところ、サイト付近に住民が居住している様子はほとんどみられず、大規模な住民移転は発生しないと思われる。他方、沿岸部にはマングローブ林、サンゴ礁が分布しており、発電所工事によるこれら生態系への影響や冷却水の取放水による影響（温排水による海域の水温・流れ、海生動植物への影響、沿岸漁業への影響）が想定される。周辺には国立公園、動物保護区、海洋保護区、ラムサール登録湿地等は見られない。ただし、サイト 1 と 2 付近のマングローブ林は保全対象のマングローブ林である可能性があるため、3 地点から選ぶ際に実地調査を踏まえて、最終的な発電所立地区域を検討することが望まれる。



A:候補 3 地点、B:候補地付近のマングローブ林（緑）とサンゴ（赤）の分布、C:候補地付近の重要野鳥生息地（ピンク）

出所：A:JICA 調査団、B 及び C：タンザニア国天然資源・観光省 2008

図 10.5.1-1 優先プロジェクトサイト候補地付近

上記優先プロジェクトについて、想定される環境・社会面の予備的スコーピング案を表 10.5.1-1 の通り検討した。

表 10.5.1-1 優先プロジェクト（ガスコンバインドサイクル発電）に係る予備的スコーピング

| 環境項目          | 予備的<br>スコーピ<br>ング |             | 評価理由   |
|---------------|-------------------|-------------|--|
|               | 工<br>事<br>中       | 供<br>用<br>後 |  |
| <b>1.汚染対策</b> |                   |             |  |
| 大気汚染          | B-                | B-          | <工事中><br>工事車両や建設機械に由来する排気ガスや粉塵の排出が想定される。<br><供用後><br>天然ガスの燃焼により、窒素酸化物（NOx）の発生が見込まれる。                               |
| 水質汚濁          | B-                | B-          | <工事中><br>工事現場、建設機械、作業員宿舎等からの汚水、流出油、廃水による水質悪化が想定される。<br><供用後><br>作業員宿舎等からの生活排水、油系排水、熱回収ボイラブロー水・冷却水の放流による水質悪化が想定される。 |
| 廃棄物           | B-                | B-          | <工事中><br>建設残土や建設廃材の発生が想定される。<br><供用後>  |

| 環境項目          | 予備的<br>スコーピ<br>ング |             | 評価理由   |
|---------------|-------------------|-------------|--|
|               | 工<br>事<br>中       | 供<br>用<br>後 |  |
|               |                   |             | 操業時：発電所運転、維持管理活動を通じてある程度の産業廃棄物（廃油、下水汚泥等）の発生が見込まれる。   |
| 土壌汚染          | B-                | B-          | <工事中・供用後><br>廃油等土壌を汚染する可能性のある廃液が発生する可能性がある。  |
| 騒音・振動         | B-                | B-          | <工事中><br>建設機械の稼働や工事車両の通行に伴う騒音・振動の発生が想定される。<br><供用後><br>発電所の操業に伴う騒音・振動の発生が見込まれる。  |
| 地盤沈下          | D                 | D           | <工事中・供用後><br>大規模な地下水揚水は見込まれず、発電所設置場所において掘削作業を行うが、地盤沈下が起こる可能性は低い。   |
| 悪臭            | D                 | B-          | <工事中><br>本プロジェクトでは悪臭を生じる物質の使用は想定されないため、建設作業、操業に伴う悪臭の発生は想定されない。<br><供用後><br>発電施設の操業過程において、使用燃料等による悪臭が発生する可能性がある。        |
| 底質            | B-                | D           | <工事中><br>サイト候補地の部分的切り土工事等による土壌浸食の発生が想定される。   |
| <b>2.自然環境</b> |                   |             |  |
| 保護区           | B-                | B-          | <工事中・供用後><br>サイト候補地付近に国立公園、海洋公園、動物保護区、ラムサール登録湿地等はないが、サイト1及び2付近のマングローブ林は保全対象となっている可能性があるため、サイトの最終的な選定によっては影響が生じる可能性がある。 |
| 生態系           | B-                | B-          | <工事中・供用時><br>サイト候補地付近にはマングローブ林とサンゴ礁がみられるため、これらの植生、生息地に影響を及ぼす可能性がある。  |
| 水文            | B-                | B-          | <工事中・操業時><br>河川の河口部付近での建設及び操業となるため、工事の際の掘削や冷却水の取水口、放流口の設置場所によっては河川に影響が生じる可能性がある。                                       |
| 地形・地質         | B-                | D           | <工事中><br>サイト候補地での切り土発生による地形の変化が想定される。  |
| <b>3.社会環境</b> |                   |             |  |
| 住民移転          | B-                | C           | <工事中><br>大規模な住民移転は見込まれないが、最終的なサイト選定及び用地区域の設定によっては、若干の住民移転が発生する可能性がある。<br><供用後><br>住民移転が発生した場合は、移転後のモニタリングが必要である。       |
| 貧困層           | B-                | B-          | <工事中・供用><br>サイト候補地付近に居住する住民はほとんどみられないが、沿岸部の海域を利用する漁業者のうち貧困層の漁民に影響が生じる可能性がある。   |



| 環境項目                   | 予備的<br>スコーピ<br>ング |             | 評価理由   |
|------------------------|-------------------|-------------|--|
|                        | 工<br>事<br>中       | 供<br>用<br>後 |  |
| 生活・生計                  | B+                | B+          | <p>&lt;工事中&gt;<br/>建設期間中、雇用の機会の増加が見込まれる。</p> <p>&lt;供用後&gt;<br/>発電所の操業に伴い電力供給の改善が図られれば、生活・生計の改善が見込まれる。</p>                               |
| 文化遺産                   | D                 | D           | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>当該サイト付近には文化遺産の存在は見込まれない。</p>  |
| 景観                     | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>発電所設置に伴い、沿岸部の景観に影響が生じることが見込まれる。</p>   |
| 少数民族、先住民族              | D                 | D           | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>候補サイト地付近には居住がほとんどみられず、少数民族や先住民族への影響は想定されない。</p>   |
| 土地利用、自然資源              | D                 | D           | <p>&lt;工事中・供用時&gt;<br/>最終的な用地区域設定によりマングローブ林を避けることで、マングローブ林の伐採を伴わないと想定される。</p>  |
| 水利用                    | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>建設工事に伴う水利用のほかに、ワンスルー方式の冷却が想定されるため、冷却用水として大量の海水の取水が見込まれる。</p>  |
| 既存の社会インフラや社会サービス       | D                 | B+          | <p>&lt;工事中&gt;<br/>付近には目立った既存インフラはなく、発電所建設に伴う既存インフラへの影響は特に想定されない。</p> <p>&lt;供用後&gt;<br/>電力供給の安定化が想定される。</p>                             |
| 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織 | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>サイト候補地付近に住民の居住がほとんどみられないが、沿岸海域が漁業エリアであるため、当該海域で漁業を営む漁民に影響が生じる可能性がある。</p>  |
| 被害と便益の偏在               | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>発電所は居住地域を極力避けて立地予定であるため、ある特定の地域や住民に特別な被害や便益をもたらすことは想定されない。他方、沿岸部の海域を利用する漁民に温排水の放流等により被害が発生する可能性がある。</p>           |
| ジェンダー・子どもの権利           | D                 | D           | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>ジェンダー、子どもの権利への著しい影響は想定されない。</p>   |
| 地域内の利害対立               | D                 | D           | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>発電所操業に伴い、公共サービスとしての電力供給を改善するものであり、かつ、付近に居住する住民はあまりみられないことから操業時に地域内の利害対立は想定されない。ただし、建設に際して、補償を行う際は適切な配慮が求められる。</p> |
| HIV/AIDS等の感染症          | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>建設、操業規模から、大規模な労働力の外部からの流入は想定されず、地元での労働力の雇用が見込まれることから、外部からの労働者の流入による HIV/AIDS 等の感染症の発生の著しいリスクはないと思われる。</p>         |

| 環境項目             | 予備的<br>スコーピ<br>ング |             | 評価理由   |
|------------------|-------------------|-------------|--|
|                  | 工<br>事<br>中       | 供<br>用<br>後 |  |
| 労働環境             | B-                | B-          | <p>&lt;工事中&gt;<br/>建設中の事故や疾病の発生リスクが想定される。</p> <p>&lt;供用時&gt;<br/>維持管理活動の際に、感電や高所からの転落等の事故のリスクが想定される。</p>               |
| <b>3. その他</b>    |                   |             |  |
| 事故               | B-                | B-          | <p>&lt;工事中・供用後&gt;<br/>サイト候補地付近に住民の居住はほとんどみられないが、建設工事や操業に伴う、車両の通行量の増加により近隣の主要道路での事故発生リスクが想定される。</p>                    |
| 越境の影響、<br>及び気候変動 | D                 | B-          | <p>&lt;供用後&gt;<br/>発電所操業に伴う天然ガスの燃焼により温室効果ガス（GHG）の排出が見込まれるが、コンバインドサイクル発電のため、発電効率が良好であり、シンプルサイクル等の発電方式に比べ、排出量は低減される。</p> |

A+/-: 著しい正/負の影響が予測される。

B+/B-: 正/負の影響がある程度予測される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明である。

D+/-: 影響は見込まれない

出所：JICA 調査団

### 10.5.2 優先プロジェクトの環境アセスメントに必要な環境社会影響項目と緩和策

優先プロジェクトの主要な影響項目について、環境アセスメントに必要な影響項目と調査概要、影響に対する緩和策の概略を以下に示す。

| 項目     | 調査項目   | 調査方法  | 緩和策  |
|--------|--|---|--|
| 代替案の検討 | <ul style="list-style-type: none"> <li>3つのサイトの候補地点ベースに複数の発電所立地の代替案を比較検討する</li> </ul>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>マングローブ林、サンゴ礁への影響の程度の比較</li> <li>沿岸海域での漁業への影響の程度の比較</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>代替案の比較により、周辺生態系及び漁業への影響が小さい案を採用する。</li> </ul>   |
| 大気質    | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設時の工事車両による大気汚染</li> <li>発電所操業に伴う大気排出と影響範囲</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所予定地付近の現況の大気環境の現況値の測定</li> <li>建設工事時の車両の通行量の予測</li> <li>発電所からの大気排出源と排出量の予測</li> <li>ばい煙排出による窒素酸化物の拡散について大気拡散シミュレーションにより予測</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>工事車両の適切な管理</li> <li>低NO<sub>x</sub>バーナー、脱硝装置を用いる</li> <li>タンザニア国の大気環境基準及び IFC 基準を遵守する。</li> <li>煙突への排ガスモニタリング機器の設置</li> <li>十分な煙突の高さを確保する</li> </ul>  |
| 水質     | <ul style="list-style-type: none"> <li>排水による影響</li> <li>冷却用水の排水（温排水）による影響</li> </ul>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所予定地付近の河川及び沿岸海域の水質の現況値の測定</li> <li>排水の種類と排水量、処理法の調査</li> <li>排水濃度の計画値と排水に係る IFC 基準値との比較</li> <li>排水地点と排水方法の調査</li> <li>冷却水の取水地点、取水方法の調査</li> <li>温排水の放流による海域の水温、流れのシミュレーションと海生生物への影響の予測</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>油水分離器、浄化槽、中和処理等適切な排水処理施設の設置</li> <li>排水放流路における排水の定期的なモニタリング</li> <li>冷却水の取水口の位置の適切な選定と海生生物の取り込みを防ぐ防護柵の設置</li> <li>冷却水の取水、放流の流速の調節</li> <li>冷却水の取水と放流の温度差を一定レベル以下に抑制（例：7℃）</li> <li>マングローブやサンゴ礁、漁場への影響をモニタリングする</li> </ul> |
| 廃棄物    | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設及び発電所操業に伴い発生する廃棄物が適切に処理、処分されるか</li> </ul>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設時、操業時に発生する廃棄物の種類（有害廃棄物</li> <li>一般廃棄物、建設残土等と量、処理、処分方法の調査</li> <li>建設時、操業時に発生する廃棄物の管理、処理体制の調査</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設時、操業時の廃棄物削減・再利用計画、廃棄物管理手順の作成</li> <li>廃棄物管理体制の構築</li> <li>有資格の廃棄物処理業者の使用</li> </ul>   |
| 騒音・振動  | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設及び操業に伴い発生する騒音・振動の影響</li> </ul>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所予定地付近の騒音の現況調査と基準値との比較</li> <li>建設に伴う騒音発生源、時間等の調査</li> <li>発電所操業に伴う騒音レベルの予測と IFC、タンザニア国内の基準値との比較</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>建設時の騒音源への防音壁、消音装置の設置と必要に応じて騒音のモニタリング</li> <li>ガスタービン発電機</li> <li>排熱回収ボイラ</li> <li>蒸気タービン等の高騒音の設備を騒音透過損失（遮音）効果が一定レベル以上の建屋内に設置、これらの敷地内での位置の調整</li> <li>敷地境界で定期的に騒音モニタリングを実施</li> </ul>                                      |

| 項目                 | 調査項目   | 調査方法   | 緩和策  |
|--------------------|--|--|--|
| 保護区                | ・ サイト1 及びサイト2 付近の<br>マングローブ林の保全対象ス<br>テータスの確認            | ・ 発電所候補地のサイト1 及びサイト2 付近にあるマング<br>ローブ林について現況調査及び天然資源観光省への保全<br>対象ステータスの確認   | ・ サイト1、サイト2 付近のマングローブ林の保<br>全ステータスを踏まえた最終的な発電所用地<br>区域の選定  |
| 生態系                | ・ 発電所候補地3 箇所付近の陸<br>上生態系、海洋生態系への影響                       | ・ 発電所候補地3 箇所付近の陸域、海域の生息生物の現況<br>調査（貴重種、危惧種等の確認）<br>・ マングローブ林、サンゴのベースライン調査実施と影響<br>の検討（温排水による水温の上昇、水の流れの変化によ<br>る影響等の調査）<br>・ 排水口、取水口付近の生息生物の調査 | ・ 被影響海域に（取水パイプ設置場所周辺等）<br>に藻場があるときは、適切な場所へ移植<br>・ サンゴが活着できる人口岩礁の設置<br>・ 有害物質の運搬管理等有害物の漏洩、飛散予<br>防措置を講じる<br>・ 生態系のモニタリングを継続する<br>・ 排水基準を満足しない排水は海域に放流しな<br>い。 |
| 住民移転               | ・ 発電所建設による住民移転の<br>発生規模の確認と移転の影響<br>の軽減策の検討              | ・ 候補地付近の住民の居住状況の調査   | ・ 住民移転が必要な場合は、被影響住民への説明<br>と適切な補償、支援策を実施<br>・ 移転が発生した場合は移転による影響のモニタ<br>リングの実施  |
| 生活・生計              | ・ サイト候補地沿岸海域での漁<br>業への影響                                 | ・ サイト候補地付近の沿岸海域での漁業の現況調査<br>・ 冷却用水の取水、温排水の放流による影響の予測   | ・ 取水口、放流口の設置位置、構造の適切な設定<br>・ 漁業者への事前の説明<br>・ 漁業資源への影響のモニタリング   |
| HIV/AIDS 等の<br>感染症 | ・ 建設時、操業時の外部からの労<br>働者流入の影響                              | ・ 建設時、操業時の労働者流入規模の調査<br>・ 労働従事者の宿泊施設の位置、設備等の調査<br>・ 近隣村落住民との接触の可能性の検討<br>・ 周辺の保健衛生施設の受入可能規模の調査   | ・ 労働者キャンプサイト内に保健衛生施設の設置<br>・ 労働従事者への感染症予防啓発の実施<br>・ 害虫、媒介生物の管理、消毒の実施   |
| 事故                 | ・ プロジェクトサイト周辺の状<br>況と建設、操業時の事故リス<br>クの検討とそのリスク軽減策の<br>検討 | ・ 事故発生リスクの検討と事故防止に対する安全施設の設<br>置計画、管理体制の調査   | ・ 緊急時対応手順の作成<br>・ 交通安全教育の実施<br>・ 消火設備、防油設備、警報装置等の設置<br>・ 液体の貯蔵タンクに防液堤の設置   |

### 10.5.3 モニタリング項目と方法

上記で検討した影響項目と緩和策を踏まえ、優先プロジェクトに係るモニタリング項目と方法について以下のように検討した。

| 環境項目         | 項目   | 地点                                  | モニタリング頻度                   | 報告      |
|--------------|--|-------------------------------------|----------------------------|---------|
| <b>【建設時】</b> |  |                                     |                            |         |
| 生態系          | マングローブ林、サンゴ等重要生物の生息への影響有無                                      | EIA にて適切な地点を検討                      | 月 1 回                      | 年 1 回   |
| 排水           | 排水基準が設定されている項目   | 排水口                                 | 排水時                        | 半年に 1 回 |
| 廃棄物          | 廃棄物の発生状況（種類と量）と処理・処分状況   | 建設サイト                               | 常時                         | 年 1 回   |
| 住民移転         | 移転世帯数、影響世帯数、補償の実施状況  | 被影響住民が居住する地域<br>(移転する住民が存在する場合)     | 月 1 回                      | 年 1 回   |
| 事故           | 労働安全管理計画の実施状況、事故発生状況   | 建設サイト                               | 月 1 回                      | 年 1 回   |
| <b>【供用時】</b> |  |                                     |                            |         |
| 大気質          | NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、PM10 等                       | EIA にて適切な地点を検討                      | 連続                         | 半年に 1 回 |
| 排ガス          | NO <sub>x</sub> 、SO <sub>x</sub> 、CO 等                         | ガスタービンの煙突<br>排熱回収ボイラの煙突             | 連続                         | 半年に 1 回 |
| 温排水          | pH、残留塩素、水温、溶存酸素、塩分濃度   | 排水口                                 | 連続                         | 半年に 1 回 |
| 海水           | pH、残留塩素、水温、溶存酸素、塩分濃度   | プロジェクトの影響を強く受ける海域＋<br>対照（影響を受けない）海域 | 連続                         | 半年に 1 回 |
|              | TPH（Total Petroleum Hydrocarbon：全石油系炭化水素）、金属類、BOD、COD、糞便性大腸菌群数 |                                     | 月 1 回                      |         |
| 騒音           | 騒音レベル  | 敷地境界<br>高騒音の作業場                     | 月 1 回                      | 半年に 1 回 |
| 海洋生態系        | マングローブ林、サンゴ等重要生物の生息状況  | EIA にて適切な地点を検討                      | 建設終了後にベースライン調査、操業後適切な頻度で実施 | 調査実施後   |
| 廃棄物          | 廃棄物の発生状況（種類と量）と処理・処分状況   | 発電所サイト                              | 常時                         | 年に 1 回  |

## 第 11 章 電力マスタープラン実現に向けた課題と提言

### 11.1 電力マスタープラン実現に向けた課題

#### 11.1.1 TANESCO の財務状況

TANESCO の監査済み決算書は 2013 年度までしか最終化されていない。従って損益計算書と貸借対照表の分析は 2013 年までとした。

#### (1) 損益勘定

TANESCO の損益（収支）を以下の表に 11.1.1-1 に示す。

表 11.1.1-1 TANESCO の損益計算書

単位：百万 TSh.

| Item                              | Year | 2005     | 2006      | 2007     | 2008     | 2009     | 2010     | 2011     | 2012      | 2013      |
|-----------------------------------|------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| <b>Revenues</b>                   |      |          |           |          |          |          |          |          |           |           |
| Domestic                          |      | 32,606   | 35,258    | 43,588   | 50,910   | 47,430   | 47,288   | 47,255   | 60,574    | 53,978    |
| General use                       |      | 72,881   | 70,237    | 93,452   | 114,291  | 130,370  | 164,611  | 205,175  | 335,276   | 410,254   |
| Low-voltage                       |      | 36,654   | 39,927    | 50,192   | 62,937   | 62,481   | 71,280   | 76,231   | 111,955   | 116,062   |
| High Voltage                      |      | 61,029   | 65,648    | 79,944   | 107,330  | 136,755  | 152,471  | 146,027  | 220,672   | 248,206   |
| Zanzibar                          |      | 6,038    | 6,799     | 8,453    | 18,650   | 22,020   | 15,065   | 27,548   | 37,586    | 47,450    |
| Gold mines & other mining         |      | 12,450   | 14,277    | 16,377   | 17,139   | 14,445   | 15,762   | 43,422   | 54,373    | 57,575    |
| Total sales revenues              |      | 221,658  | 232,146   | 292,006  | 371,257  | 413,501  | 466,477  | 545,658  | 820,436   | 933,525   |
| Government contribution           |      | 41,075   | 55,132    | 109,312  | 32,709   | 37,501   | 30,651   | 171,134  | 185,903   | 225,301   |
| Chargeable works for Customers    |      | 7,911    | 3,433     | 5,453    | 39,689   | 26,182   | 40,289   | 34,755   | 55,586    | 43,163    |
| Interest on overdue bills         |      | 27,309   | 26,872    | 28,882   | 26,433   | 18,452   | 15,237   | 20,436   | 6,954     | 8,050     |
| Support services & grant          |      | 4,596    | 1,713     | 579      | 252      | 1,537    | -        | 1,338    | 198       | 7,482     |
| Reconnection fees                 |      | 473      | 335       | 648      | 283      | 491      | 528      | 634      | 759       | 589       |
| Profit on disposal of plant, etc. |      | 101      | 127       | 108      | 106      | 60       | 145      | 73       | 72        | -         |
| Other                             |      | 1,743    | 2,563     | 7,148    | 13,200   | 82,367   | 19,657   | 50,961   | 49,917    | 41,389    |
| Total other operating revenues    |      | 83,208   | 90,175    | 152,130  | 112,672  | 166,590  | 106,507  | 279,331  | 299,389   | 325,974   |
| Total operating revenues          |      | 304,866  | 322,321   | 444,136  | 483,929  | 580,091  | 572,984  | 824,989  | 1,119,825 | 1,259,499 |
| <b>Sales expenditures</b>         |      |          |           |          |          |          |          |          |           |           |
| Own Gener. & Transm.              |      | 32,039   | 56,748    | 59,204   | 71,438   | 109,423  | 120,541  | 230,730  | 401,379   | 359,971   |
| Purchased electricity             |      | 179,252  | 241,998   | 243,503  | 193,433  | 195,446  | 211,713  | 346,021  | 527,816   | 812,396   |
| Distribution expenses             |      | 41,277   | 44,260    | 51,271   | 67,121   | 95,497   | 107,828  | 121,355  | 160,359   | 160,896   |
| Depreciation                      |      | 26,788   | 27,812    | 30,349   | 35,032   | 38,758   | 52,170   | 55,291   | 72,883    | 84,252    |
| Total sales expenditures          |      | 279,356  | 370,818   | 384,327  | 367,024  | 439,124  | 492,252  | 753,397  | 1,162,437 | 1,417,515 |
| Trade & other impairment          |      | 13,586   | 62,978    | 35,008   | 33,395   | 25,781   | -        | -        | -         | -         |
| VAT liability provision           |      |          |           | 2,627    | 7,454    | 1,462    | 7,349    |          |           |           |
| Support service & consultant      |      | 5,986    | 1,713     | 579      | 252      |          |          | 9,685    | 3,091     | 9,649     |
| Staff costs                       |      | 20,038   | 27,939    | 30,326   | 34,676   | 32,476   | 39,613   | 43,985   | 58,522    | 54,674    |
| Depreciation                      |      | 3,380    | 3,531     | 3,495    | 5,245    | 10,135   | 10,474   | 17,295   | 13,797    | 12,087    |
| AFUDC prepayment amortiz'n        |      | 528      | 528       | 528      | 20       | 2,176    | 4,217    |          |           |           |
| Obsolete inventory provision      |      |          | 1,337     | (4,209)  | 2,247    | (4,079)  |          | (3,361)  | (139)     | 587       |
| Stock write-off (provisions)      |      | 18,989   |           | 4,308    | 4,041    | 2,295    | (665)    | 116      | 8,035     | -         |
| Repairs & maintenance             |      | 760      | 680       | 669      | 2,202    | 1,160    | 505      | 297      | 636       | 260       |
| Transport & travel                |      | 2,275    | 1,695     | 1,815    | 2,614    | 3,284    | 3,643    | 5,453    | 7,365     | 9,038     |
| Other administrative expenses     |      | 7,757    | 15,629    | 47,785   | 22,152   | 39,706   | 11,715   | 32,807   | 39,649    | 142,342   |
| Retrenchment costs                |      | 12       | 7         |          |          |          |          |          |           |           |
| Capital work write-off            |      | 2,115    | 45        | 149      |          |          |          |          |           |           |
| Operating expenditures            |      | 75,426   | 116,082   | 123,080  | 114,298  | 114,396  | 76,851   | 106,277  | 130,956   | 228,637   |
| Total operating expenditures      |      | 354,782  | 486,900   | 507,407  | 481,322  | 553,520  | 569,103  | 859,674  | 1,293,393 | 1,646,152 |
| Investment adjustm't impairm't    |      |          | 1,054     | 12       |          |          |          |          |           |           |
| Operating profit or loss          |      | (49,916) | (165,633) | (63,259) | 2,607    | 26,571   | 3,881    | (34,685) | (173,568) | (386,653) |
| Net finance expense/income        |      | 73,646   | (17,523)  | (3,975)  | (24,311) | (63,200) | (47,810) | (41,526) | (50,515)  | (81,051)  |
| Profit/ loss before tax           |      | 23,730   | (183,156) | (67,234) | (21,704) | (36,629) | (43,929) | (76,211) | (224,083) | (467,704) |
| Income tax/ credit                |      | (24,590) | (187)     |          |          | 76,786   | (3,383)  | 32,784   | 45,629    | -         |
| Profit/ loss after tax            |      | (860)    | (183,343) | (67,234) | (21,704) | 40,157   | (47,312) | (43,427) | (178,454) | (467,704) |

出所：TANESCO, 「Financial Statements of TANESCO」、2006 - 2013

2013 年の営業損失は 467,704 百万 TSh. (約 300 億円) と過去最大の赤字である。また、売上収入には政府の補助金が含まれており、2013 年の政府補助金は営業収入の 18% を占めている。2008 年から 2010 年までは営業利益を計上していたが、この期間でさえ、政府の補助金は営業利益より

も多いため、補助金を除くと実質的には営業赤字となる。売上費用が経常的に売上収入を超えているのが赤字の要因であり、特に2011年以降は売上収入に対する販売支出の増加が大幅赤字の要因となっている(表11.1.1-2)。よって、TANESCOの営業収益の基本的傾向は損失であり、TANESCOの経営は政府の支援なしでは維持できない状況である。

表 11.1.1-2 営業収入に占める政府補助金と売上収入に占める売上費用の割合

| 項目 \ 年     | 2005   | 2006   | 2007   | 2008  | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   |
|------------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 政府補助金/営業収入 | 13.5%  | 17.1%  | 24.6%  | 6.8%  | 6.5%   | 5.3%   | 20.7%  | 16.6%  | 17.9%  |
| 売上費用/売上収入  | 126.0% | 159.7% | 131.6% | 98.9% | 106.2% | 105.5% | 138.1% | 141.7% | 151.8% |

出所：調査団作成

売上収入においては一般利用（general use：住宅兼用小商業・軽工業及び公共用街灯）の割合が伸びており、全売上の43.9%を占める。次が高圧需要で26.6%である。家庭利用は以前の売上収入の約15%から、現在は6%に低下している(表11.1.1-3)。

表 11.1.1-3 売上収入に占める各電力種別の割合

| 項目 \ 年   | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 家庭利用/売上  | 14.7% | 15.2% | 14.9% | 13.7% | 11.5% | 10.1% | 8.7%  | 7.4%  | 5.8%  |
| 一般利用/売上  | 32.9% | 30.3% | 32.0% | 30.8% | 31.5% | 35.3% | 37.6% | 40.9% | 43.9% |
| 低電圧利用/売上 | 16.5% | 17.2% | 17.2% | 17.0% | 15.1% | 15.3% | 14.0% | 13.6% | 12.4% |
| 高電圧利用/売上 | 27.5% | 28.3% | 27.4% | 28.9% | 33.1% | 32.7% | 26.8% | 26.9% | 26.6% |

出所：調査団作成

費用に関しては買電費用が営業費用の最大の割合を占める。特に2013年の買電費用の大きな伸びがTANESCOの赤字の大きな要因となっている(表11.1.1-4)。また、TANESCO自体の発電及び送電支出は2005年の9.0%から近年は20%~30%を占めている。これらの支出は発送配電のための人件費、運転維持費を含む。売上支出の中の減価償却費も発送配電用の資産から発生するものである。その他の減価償却や人件費のような営業支出は本部や地方営業店などの一般管理のためのものである。

表 11.1.1-4 営業支出に占める買電費用及び発電費用の割合

| 項目 \ 年        | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 買電費用/営業支出     | 50.5% | 49.7% | 48.0% | 40.2% | 35.3% | 37.2% | 40.3% | 40.8% | 49.4% |
| 発電及び送電支出/営業支出 | 9.0%  | 11.7% | 11.7% | 14.8% | 19.8% | 21.2% | 26.8% | 31.0% | 21.9% |

出所：調査団作成

## (2) 貸借対照表

TANESCOの貸借対照表は表 11.1.1-5、そして主要項目の比率は表 11.1.1-6に示すとおりである。資産の部において、有形固定資産が全資産額の70%、そして建設中資本が11%を占め、近年はこの2つの項目が全資産の約8割を占める。

2013年の株式資本と資本剰余金は全資本・債務額の35.6%を占め、その割合は減少傾向を示している一方、その代わりに非流動債務における授与金及び借入金の合計の割合は53.6%となり、債務比率が上昇している。結果として、自己資本比率は一貫して低下を続け、直近は20%でなり、自己資本ではなく、借入金に依存した有形固定資産への投資が実施されている。また、累積損失は年々増加し、株式資本と株式資本増額金の合計より多くなっている。

表 11.1.1-5 TANESCOの貸借対照表

単位：百万 TSh

| Item                                  | Year | 2005             | 2006             | 2007             | 2008             | 2009             | 2010             | 2011             | 2012             | 2013             |
|---------------------------------------|------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <b>Non-current assets</b>             |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Property, plant equipment             |      | 1,144,890        | 1,157,578        | 1,181,449        | 1,302,071        | 1,828,480        | 1,982,451        | 2,035,738        | 2,247,081        | 2,662,769        |
| Capital work in progress              |      | 25,895           | 14,579           | 124,813          | 77,221           | 66,359           | 189,165          | 396,106          | 435,314          | 427,424          |
| Intangible asset                      |      |                  |                  |                  |                  | 232              | 116              |                  | -                | 2,734            |
| Investment property                   |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  | -                | 725              |
| Investments                           |      | 1,055            | 1                | 13               | 13               | 13               | 13               | 13               | 1,056            | 1,056            |
| Capacity charges prepayment           |      | 9,274            | 8,746            | 8,218            | 8,198            | 65,393           | 61,176           | 56,356           | 51,878           | 47,399           |
| <b>Total non-current assets</b>       |      | <b>1,181,114</b> | <b>1,180,904</b> | <b>1,314,493</b> | <b>1,387,503</b> | <b>1,960,477</b> | <b>2,232,921</b> | <b>2,488,213</b> | <b>2,735,329</b> | <b>3,142,107</b> |
| <b>Current assets</b>                 |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Inventories                           |      | 33,004           | 24,382           | 35,435           | 53,535           | 65,452           | 57,761           | 73,566           | 127,739          | 123,659          |
| Assets held for sale                  |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  | -                | 561              |
| Trade & other receivable              |      | 79,325           | 56,409           | 58,543           | 89,873           | 250,101          | 169,515          | 209,198          | 224,914          | 260,618          |
| Prepayments                           |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  | 100,650          | 65,663           |
| Current income tax recoverable        |      | 6,269            | 6,082            | 4,742            | 4,901            | 5,392            | 2,140            | 2,479            | 2,617            | 3,013            |
| Bank & cash balances                  |      | 11,929           | 43,113           | 88,724           | 176,017          | 94,470           | 104,256          | 139,891          | 127,591          | 178,241          |
| <b>Total current assets</b>           |      | <b>130,527</b>   | <b>129,986</b>   | <b>187,444</b>   | <b>324,326</b>   | <b>415,415</b>   | <b>333,672</b>   | <b>425,134</b>   | <b>583,511</b>   | <b>631,755</b>   |
| <b>Total assets</b>                   |      | <b>1,311,641</b> | <b>1,310,890</b> | <b>1,501,937</b> | <b>1,711,829</b> | <b>2,375,892</b> | <b>2,566,593</b> | <b>2,913,347</b> | <b>3,318,840</b> | <b>3,773,862</b> |
| <b>Capital &amp; reserves</b>         |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Share capital                         |      | 293,912          | 293,912          | 986,717          | 986,717          | 986,717          | 986,717          | 986,717          | 986,717          | 986,717          |
| Advance towards share capital         |      | 693,193          | 837,846          | 154,346          | 156,967          | 158,406          | 158,635          | 159,943          | 161,913          | 359,909          |
| Accumulated losses                    |      | (493,445)        | (676,788)        | (733,136)        | (753,640)        | (713,483)        | (760,795)        | (804,222)        | (982,676)        | (1,450,380)      |
| Revaluation reserve                   |      | 501,286          | 501,286          | 499,784          | 499,033          | 781,370          | 853,192          | 853,270          | 854,325          | 854,325          |
| <b>Total equity</b>                   |      | <b>994,946</b>   | <b>956,256</b>   | <b>907,711</b>   | <b>889,077</b>   | <b>1,213,010</b> | <b>1,237,749</b> | <b>1,195,708</b> | <b>1,020,279</b> | <b>750,571</b>   |
| <b>Non-current liabilities</b>        |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Grants                                |      | 154,568          | 19,167           | 130,283          | 169,382          | 249,172          | 406,046          | 629,768          | 816,097          | 1,021,181        |
| Borrowings                            |      | 60,038           | 101,603          | 248,785          | 408,833          | 466,891          | 402,236          | 377,299          | 237,206          | 1,000,543        |
| Consumer deposits                     |      | 8,710            | 10,568           | 11,961           | 13,105           | 13,865           | 14,431           | 15,329           | 15,895           | 23,048           |
| Other employment benefits             |      |                  |                  | 19,116           | 18,766           | 19,273           | 20,028           | 20,275           | 21,396           | 22,482           |
| Trade and other payables              |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  | -                | 34,594           |
| <b>Total non-current liabilities</b>  |      | <b>223,316</b>   | <b>131,338</b>   | <b>410,145</b>   | <b>610,086</b>   | <b>749,201</b>   | <b>842,741</b>   | <b>1,042,671</b> | <b>1,090,594</b> | <b>2,101,848</b> |
| <b>Current liabilities</b>            |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Bank overdraft                        |      |                  |                  |                  |                  |                  |                  | 36,723           | 126,728          | -                |
| Trade & other payables                |      | 70,968           | 108,560          | 164,887          | 202,236          | 321,883          | 302,798          | 472,213          | 707,012          | 789,439          |
| Borrowings                            |      | 22,411           | 114,736          | 19,194           | 10,430           | 47,582           | 104,925          | 120,403          | 374,227          | 132,004          |
| Deferred tax liability                |      |                  |                  |                  |                  | 44,216           | 78,380           | 45,629           | -                | -                |
| <b>Total current liabilities</b>      |      | <b>93,379</b>    | <b>223,296</b>   | <b>184,081</b>   | <b>212,666</b>   | <b>413,681</b>   | <b>486,103</b>   | <b>674,968</b>   | <b>1,207,967</b> | <b>921,443</b>   |
| <b>Total liabilities</b>              |      | <b>316,695</b>   | <b>354,634</b>   | <b>594,226</b>   | <b>822,752</b>   | <b>1,162,882</b> | <b>1,328,844</b> | <b>1,717,639</b> | <b>2,298,561</b> | <b>3,023,291</b> |
| <b>Total equity &amp; liabilities</b> |      | <b>1,311,641</b> | <b>1,310,890</b> | <b>1,501,937</b> | <b>1,711,829</b> | <b>2,375,892</b> | <b>2,566,593</b> | <b>2,913,347</b> | <b>3,318,840</b> | <b>3,773,862</b> |

出所：TANESCO、「Financial Statements of TANESCO」2006年から2013年



表 11.1.1-6 TANESCO の貸借対照表の主要項目比率

| 項目 \ 年          | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 設備機器/全資産        | 87.3% | 88.3% | 78.7% | 76.1% | 77.0% | 77.2% | 69.9% | 67.7% | 70.6% |
| 建設中資本/全資産       | 2.0%  | 1.1%  | 8.3%  | 4.5%  | 2.8%  | 7.4%  | 13.6% | 13.1% | 11.3% |
| 資本金 + 資本金増額/全資産 | 75.3% | 86.3% | 76.0% | 66.8% | 48.2% | 44.6% | 39.4% | 34.6% | 35.7% |
| 授与金 + 借入金/全資産   | 16.4% | 9.2%  | 25.2% | 33.8% | 30.1% | 31.5% | 34.6% | 31.7% | 53.6% |
| 自己資本/全資産        | 75.9% | 72.9% | 60.4% | 51.9% | 51.1% | 48.2% | 41.0% | 30.7% | 19.9% |

出所：調査団作成

**(3) 借入金**

2013 年度末の借入金残高と授与金残高を以下の表 11.1.1-7 と表 11.1.1-8 に示す。2012 年と比較した借入金残高の大幅な増額は各国ドナー、そしてシンジケート・ローンからの新規借入金が要因である。TANESCO への聞き取りでは、国際援助機関からの譲与的貸付を除く、民間金融機関からの商業借入金の一部は償還期限での返済は遅れている。TANESCO はこれらの借入金の返済の遅れに関しては、政府からの譲渡金による肩代わりを期待している。

表 11.1.1-7 主な借入金残高

|                             |                 |
|-----------------------------|-----------------|
| タンザニア政府(資本金転換バランス) :        | 100,072 百万 TSh. |
| シンジケート・ローン :                | 54,086 百万 TSh.  |
| タンザニア政府 :                   | 237,515 百万 TSh. |
| INGBank (光ファイバー) :          | 34,265 百万 TSh.  |
| ING Bank (Tageta 45MW) :    | 32,706 百万 TSh.  |
| IDA (Songosongo) :          | 6,188 百万 TSh.   |
| EDCF (TEDAP) :              | 10,962 百万 TSh.  |
| ADF (Electricity V) :       | 15,111 百万 TSh.  |
| EDCF Korea (Transmission) : | 10,456 百万 TSh.  |
| 2013 年新規借入金                 |                 |
| EIB (Transmission) :        | 15,217 百万 TSh.  |
| IDA (Transmission) :        | 14,543 百万 TSh.  |
| ADF (Transmission) :        | 8,511 百万 TSh.   |
| JICA (Transmission) :       | 7,578 百万 TSh.   |
| シンジケート・ローン(施設 A) :          | 205,475 百万 TSh. |
| シンジケート・ローン(施設 B) :          | 135,553 百万 TSh. |
| 政府 ( Standard 銀行 ) :        | 158,868 百万 TSh. |
| 政府 ( IDA ) :                | 49,137 百万 TSh.  |
| CRDB 短期クレジット :              | 36,304 百万 TSh.  |

出所：TANESCO、「Financial Statements of TANESCO」2013 年

表 11.1.1-8 主な授与金残高

|                                    |                 |
|------------------------------------|-----------------|
| SIDA (Urambo & Serengeti 電化及び送電) : | 10,533 百万 TSh.  |
| ORET (オランダ) :                      | 38,069 百万 TSh.  |
| TEDAP (送配電) :                      | 52,272 百万 TSh.  |
| Songosongo :                       | 16,800 百万 TSh.  |
| JICA (送配電システム) :                   | 29,944 百万 TSh.  |
| 財務省 (EPP) :                        | 279,735 百万 TSh. |
| 世界銀行 (Songas) :                    | 39,046 百万 TSh.  |
| JICA (Rehab.) :                    | 35,084 百万 TSh.  |
| MCC T&D :                          | 163,088 百万 TSh. |

出所 : TANESCO、「Financial Statements of TANESCO」2013 年

#### (4) 料金

TANESCO の電力料金が適用される顧客区分は次のようになっている。

- D1: 家庭用低圧利用(单相 230V)
- T1: 一般用途 (住宅兼小商業・軽工業、公共用街灯看板等平均 7,500kWh 未満)
- T2: 低圧 (400V, 月 500kVA 未満)
- T3-MV: 中圧 (11kV 以上)
- T4-HV: 高圧 (132kV 以上)
- Zanzibar 電力会社

各顧客区分における電力料金の推移を以下の表に示す。

表 11.1.1-9 顧客区分による TANESCO 料金

単位 : TSh. ただし、VAT を除く

| TANZANIA ELECTRIC SUPPLY COMPANY LIMITED   |                |        |        |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |
|--|----------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| TARIFF RATES FROM MAY 2002 TO JANUARY 2014 |                |        |        |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |
| VAT EXCLUSIVE                              |                |        |        |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |
| TARIFF STEP                                |                | 2002   | 2003   | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   |
|  |                | Tsh    | Tsh    | Tsh   | Tsh   | Tsh   | Tsh   | Tsh   | Tsh   | Tsh   | Tsh    | Tsh    | Tsh    | Tsh    |
| D1   | 0-50 kWh       | NA     | NA     | 30    | 38    | 38    | 40    | 49    | 49    | 49    | 60     | 60     | 60     | 100    |
|  | Over 50        | NA     | NA     | 115   | 115   | 121   | 128   | 156   | 156   | 156   | 195    | 273    | 273    | 350    |
|  | Service charge | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      |
| T1   | 0-100 kWh      | 26     | 26     | 90    | 95    | 100   | 106   | 129   | 129   | 129   | 157    | 221    | 221    | 306    |
|  | Over100        | 90     | 90     | 0     | 0     |       |       |       |       |       |        |        |        |        |
|  | Service charge | 1,500  | 1,500  | 1,660 | 1,700 | 1,785 | 1,892 | 2,303 | 2,303 | 2,303 | 2,738  | 3,841  | 3,841  | 5,520  |
| T2   | kWh            | 59     | 59     | 60    | 63    | 66    | 70    | 85    | 85    | 85    | 94     | 132    | 132    | 205    |
|  | kVA            | 6,220  | 6,220  | 6,500 | 6,900 | 7,245 | 7,680 | 9,347 | 9,347 | 9,347 | 12,078 | 16,944 | 16,944 | 15,004 |
|  | Service charge | 6,000  | 6,000  | 6,000 | 6,300 | 6,615 | 7,012 | 8,534 | 8,534 | 8,534 | 10,146 | 14,233 | 14,233 | 14,233 |
| T3   | kWh            | 56     | 56     | 56    | 59    | 61    | 65    | 79    | 79    | 79    | 84     | 118    | 118    | 163    |
|  | kVA            | 6,050  | 6,050  | 6,050 | 6,400 | 6,720 | 7,123 | 8,669 | 8,669 | 8,669 | 10,350 | 14,520 | 14,520 | 13,200 |
|  | Service charge | 6,000  | 6,000  | 6,000 | 6,300 | 6,615 | 7,012 | 8,534 | 8,534 | 8,534 | 10,146 | 14,233 | 14,233 | 16,769 |
| T4   | kWh            | 54     | 54     | 23    | 24    | 26    | 28    | 75    | 75    | 75    | 83     | 106    | 106    | 159    |
|  | kVA            | 7,344  | 7,344  | 3,350 | 3,510 | 3,686 | 3,907 | 4,755 | 4,755 | 4,755 | 8,610  | 12,079 | 12,079 | 16,550 |
|  | Service charge | 10,507 | 10,507 | 6,000 | 6,300 | 6,615 | 7,012 | 8,534 | 8,534 | 8,534 | 10,146 | 14,233 | 14,233 | 14,233 |

出所 : TANESCO 資料

各区分で月当たりサービス料金と kWh 当たりのエネルギー料金があるが、D1 は例外でサービス料金がない。さらに、T2 と T3 は kVA 当たりの需要料金がある。加えて、接続（新サービス線）料金やその他のサービス料金がある。新サービス線料金は新申請料（5,000TSh.）及び距離や

電柱数による接続料、また地方か都市か、単相か三相かによる（プリペイド）メータ料金等からなる。しかし、このメータ料金は損益勘定の収入としては計算されず、消費者の預り金として非流動債務に入れられる。その理由はもし消費者が利用を止めたら、プリペイドの預り金を返金しなければならないからである。その他のサービス料金にはメータ設置検査、試験、再接続、取替、一時的供給がある。

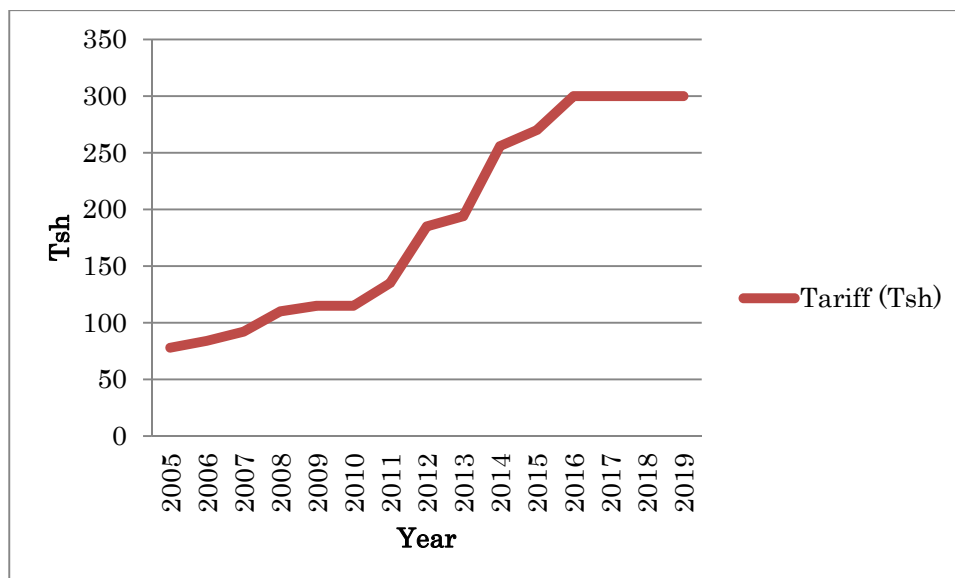
消費者区分ごとの収入と消費量(kWh)に基づき、平均消費量当たりの単価(TSh./kWh)が計算でき、表 11.1.1-10 に示すようになる。

表 11.1.1-10 平均消費量による単価

| Item                               | Year | 2005          | 2006          | 2007          | 2008          | 2009          | 2010          | 2011          | 2012          | 2013          |
|------------------------------------|------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Revenues (TSh. Million)            |      |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Domestic                           |      | 32,606        | 35,258        | 43,588        | 50,910        | 47,430        | 47,288        | 47,255        | 60,574        | 53,978        |
| General use                        |      | 72,881        | 70,237        | 93,452        | 114,291       | 130,370       | 164,611       | 205,175       | 335,276       | 410,254       |
| Low-voltage                        |      | 36,654        | 39,927        | 50,192        | 62,937        | 62,481        | 71,280        | 76,231        | 111,955       | 116,062       |
| High Voltage                       |      | 61,029        | 65,648        | 79,944        | 107,330       | 136,755       | 152,471       | 146,027       | 220,672       | 248,206       |
| Zanzibar                           |      | 6,038         | 6,799         | 8,453         | 18,650        | 22,020        | 15,065        | 27,548        | 37,586        | 47,450        |
| Gold mines & other mining          |      | 12,450        | 14,277        | 16,377        | 17,139        | 14,445        | 15,762        | 43,422        | 54,373        | 57,575        |
| Total sales revenues               |      | 221,658       | 232,146       | 292,006       | 371,257       | 413,501       | 466,477       | 545,658       | 820,436       | 933,525       |
| Consumption (kWh)                  |      |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Domestic                           |      | 367,291,048   | 390,890,974   | 444,301,963   | 424,631,445   | 401,671,302   | 389,704,974   | 328,773,221   | 320,834,460   | 280,608,016   |
| General use                        |      | 819,208,705   | 785,786,547   | 923,905,456   | 995,220,975   | 1,083,511,458 | 1,330,426,826 | 1,270,748,395 | 1,508,043,271 | 1,749,133,443 |
| Low-voltage                        |      | 513,835,995   | 397,805,660   | 469,722,083   | 506,605,980   | 516,545,149   | 603,324,169   | 511,914,637   | 549,992,102   | 562,911,360   |
| High Voltage                       |      | 798,841,356   | 830,306,239   | 933,178,256   | 1,037,063,132 | 1,190,866,431 | 1,410,802,686 | 1,483,484,400 | 1,582,292,965 | 1,852,123,228 |
| Zanzibar                           |      | 185,584,000   | 204,071,000   | 230,911,000   | 229,285,781   | 257,763,000   | 175,358,400   | 277,251,000   | 298,548,000   | 218,652,000   |
| Gold mines & other mining          |      | 146,337,082   | 160,577,513   | 176,054,460   | 184,612,950   | 138,943,200   | 138,043,000   | 156,232,600   | 168,740,803   | 155,406,927   |
| Total consumption                  |      | 2,831,098,186 | 2,769,437,933 | 3,178,073,218 | 3,377,420,263 | 3,589,300,540 | 4,047,660,055 | 4,028,404,253 | 4,428,451,601 | 4,818,834,974 |
| Unit price (TSh./kWh)              |      |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Domestic                           |      | 89            | 90            | 98            | 120           | 118           | 121           | 144           | 189           | 192           |
| General use                        |      | 89            | 89            | 101           | 115           | 120           | 124           | 161           | 222           | 235           |
| Low-voltage                        |      | 71            | 100           | 107           | 124           | 121           | 118           | 149           | 204           | 206           |
| High Voltage                       |      | 76            | 79            | 86            | 103           | 115           | 108           | 98            | 139           | 134           |
| Zanzibar                           |      | 33            | 33            | 37            | 81            | 85            | 86            | 99            | 126           | 217           |
| Gold mines & other mining          |      | 85            | 89            | 93            | 93            | 104           | 114           | 278           | 322           | 370           |
| Total consumption                  |      | 78            | 84            | 92            | 110           | 115           | 115           | 135           | 185           | 194           |
| Total consumption excluding mining |      | 78            | 84            | 92            | 111           | 116           | 115           | 130           | 180           | 188           |

出所：TANESCO 資料

2005 年以降の平均料金の推移と 2014 年以降の料金見込みを以下の図に示す。2014 年以降の料金は TANESCO による予測である。平均料金 (TSh./kWh) は 2005 年から 2014 年の 9 年間に 3.3 倍に増加しているが、特に 2011 年から 2014 年の 3 年間に 1.9 倍と短期間に大幅に上昇している。これは政府が料金を抑制する見返りとして TANESCO に対して売上収入としてこれまで補助金を与えてきたが、今後は政府からの補助金に依存することなく、営業収入の黒字化を目指す方針を反映したものである。



出所：調査団作成

図 11.1.1-1 料金推移グラフ（2005年～2019年、2015年以降は見込み）

### (5) 送配電ロス

送配電ロスとは送電された電力が各需要家に届くまでの過程で喪失された電力量である。送配電線により失われる電力の発電電力量に対する比率を送配電ロス率という。ロスは技術的な事に起因するテクニカルロスと、盗電、計量誤差、メータ値改ざん、メータなし電力供給、検針員の誤記や賄賂といった主に人的要因に起因するノンテクニカルロスとに区別することができるが、TANESCO ではロスの区別はなされていない。2013年のロス率を以下の表 11.1.1-11 に示す。

表 11.1.1-11 送配電ロス

| 送配電ロス | 2013年目標 | 2013年実績 |
|-------|---------|---------|
| 配電ロス  | 14%     | 12.8%   |
| 送電ロス  | 5%      | 6.2%    |
| 合計    | 19%     | 19%     |

出所：TANESCO、「Financial Statements of TANESCO」2013年

TANESCO 報告書によるとロス率の削減には料金自動読み取りメータの設置による効果が大きく、特に盗電などによるノンテクニカルロスの減少に貢献している。また TANESCO の収益保全部門が展開する盗電防止キャンペーンも効果を発し、16万人の顧客調査が実施後、約5千件のメータ不正が発見された結果、未収収益として13百万 Tsh が計上されて回収を実施している。

### (6) TANESCO 2014年の損益予測

TANESCO 2014年度の損益予測を以下の表 11.1.1-12 に示す。

表 11.1.1-12 2014 年営業収支予測

単位：百万 TSh.

|                                | Actual      | Estimate    |                  |
|--------------------------------|-------------|-------------|------------------|
| Year                           | 2013        | 2014        | Rate of Increase |
| Sales Revenue                  | 933,525     | 1,296,884   | 28%              |
| Other Op. Rev.                 | 325,974     | 100,673     | (224%)           |
| Total Op. Rev.                 | 1,259,499   | 1,397,557   | 10%              |
| Generation & Transmission Cost | 359,971     | 358,080     | (1%)             |
| Purchased Elec.                | 812,396     | 619,204     | (31%)            |
| Distribution Cost              | 160,896     | 196,800     | 18%              |
| Depreciation                   | 84,252      | 97,394      | 13%              |
| Total Sales Cost               | 1,417,515   | 1,271,478   | (11%)            |
| Other Op. cost                 | 228,637     | 293,412     | 22%              |
| Total Op. Exp.                 | 1,646,152   | 1,564,890   | (5%)             |
| Op. P/L                        | ( 386,653 ) | ( 167,333 ) |                  |

出所：調査団作成

売上収入は顧客数と集金収入の増加により、28%の大幅な上昇、そして、営業収入は政府補助金を除いて10%の上昇を推定する。経費に関しては売上費用に大きな割合を占める高コストの危機対応発電所（EPP）である Symbion 発電所の Dodoma と Arusha の2つが2014年6月に契約終了しており、売上コスト削減に貢献している。その結果、買電コストが前年度マイナス31%と大きく減少して、売上収入は売上経費を上回る。その他営業経費は売上増に沿って増加するが、人件費の削減や業務効率化などにより、22%の上昇を見込む。

以上により、2014年の TANESCO の営業収支は前年度より大きく改善するが、営業収支は1673億シリング（約110億円）の赤字と推定する。仮に、2013年と同水準の政府補助金が投入されて収入に計上されれば、営業収支は黒字になる可能性もあるが、税引き前収支は借入金利息払いがあるため、赤字と推定する。電力会社は公共性の高い事業を経営する社会の公器としての役割を担っているが、将来的には TANESCO が政府補助金に頼らぬ独立採算の法人として事業を継続できる業績が必要となる。即ち、TANESCO の経営を財務的に健全な状態にするためには、1)売上利益の確保、次に 2)政府の補助金投入なしでの営業利益の確保、3)金融取引費用を差し引いた後の税引き前利益の計上、そして 4) 累積損失の解消が必要となる。

### 11.1.2 電力マスタープランの投資計画とファイナンス分析

タンザニア国内の長期電力需要、および国外輸出需要に対応した電源開発計画に基づき、2016年～2040年までの25年間にわたる投資、およびファイナンス計画を算定した。尚、投資計画において事業主体として TANESCO は発電、送電、配電の事業主体であり、IPP は発電により電力を TANESCO に供給する事業主体とする。

### 11.1.2.1 電源開発計画に基づく投資とファイナンス計画の前提条件

投資計画とファイナンス計画算定のための前提条件を以下に示す。

#### (1) 電力設備投資の年度展開

第8章及び9章で記載された最適電源開発計画の検討手法に基づき、各年度の発電、送電、配電の投資額を年度展開した（表 11.1-2-1）。発電の各年投資金額は WASP モデルにて算定し、送電は系統計画に沿って必要な設備費用を算定した。配電については、TANESCO の過去の財務資料を基に、発電と送電の合計投資額の 2.5%とした。

#### (2) 各発電セクターの発電電力量

電力需要想定（ベースケース）に基づいた電力供給量を算定し、WASP による最適電源開発シミュレーションによる各発電設備の供給電力量の組み合わせを算定した（表 11.1-2-1）。

#### (3) 運転期間

火力発電、風力、太陽光、地熱発電施設の耐用年数は 35 年、水力発電設備の耐用年数は 50 年として、投資計画の 2016 年から 2040 年までの操業発電量を算定した。

#### (4) 通貨と為替レート

投資金額、収益、費用の算定は国際基軸通貨である米ドル（US\$, million）にて算定した。また、為替の変換レートは US\$ 1 = Tsh 2200 とする。

#### (5) 投資資金のファイナンス

設備投資に必要な資金の 70%は借入れ、そして 30%は出資にて調達するものとする。

#### (6) 建中金利

発電と送電の設備投資資金にかかる、建中金利は 7%とし、投資金額に含まれる。

#### (7) 電力料金

TANESCO 資料によると 2016 年に販売した電力の販売平均価格は 300Tsh/kWh である。本投資計画の算定では、以下の平均価格を設定した。

- ・ 2016 年～2020 年まで 300 Tsh/kWh (US\$0.136/kWh)
- ・ 2021 年～2030 年まで 320 Tsh/kWh (US\$0.145/kWh)
- ・ 2031 年～2040 年まで 330 Tsh/kWh (US\$0.150/kWh)

#### (8) 電力販売収入

タンザニア国内電力需要と輸出量を供給電力量とし、上記の電力料金を用いて毎年の電力販売収入を算定した。

#### (9) IPP による発電比率

TANESCO による財務データによると、2015 年の自社発電費用と IPP からの電力購入費用はほ

ぼ同額である。2040年までの財務収支予測においても、IPPの発電比率は50%とした。

#### (10) IPPによる電力卸売り価格

IPPから買い取る電力を最終需要家に販売するにはTANESCOは送電と配電費用を負担する必要がある。よって、IPPがTANESCOに供給する電力卸売り価格は販売電力料金の85%とした。

#### (11) 運転維持費用（O&M）と燃料費

発電の運転維持費と燃料費はWASPモデルを使用し算定した。また、送電と配電の運転維持管理費用は、TANESCOの財務データを基に電力売上収入の送電は5%、配電は10%とした。

#### (12) 物価上昇率

長期にわたるインフレ率を予測することは困難であり、本事業の費用と便益が将来的に同じように増加するとすれば、費用と便益に関わるインフレは相殺される。よって投資計画開始年である2016年を基準として、各項目における物価上昇率は考慮しない。

#### (13) 減価償却費

減価償却費は会計処理として計上される固定資産の年度毎の費用化であり、実際のキャッシュフローとして出費しないため、マスタープランの費用に含めない。しかしながら、TANESCOの損益計算書のプロジェクションには減価償却費を会計上の費用として計上した。

#### (14) 割引率

タンザニア政府が作成した2012年の全国電力マスタープランでは、事業の機会費用である割引率は10%と設定されている。今回の投資計画における割引率も10%と設定した。

#### (15) 残存価値

投資計画終了時において、耐用年数上の価値がある投資設備は「残存価値」として投資計画期間の最終年次の2040年に「便益」として計上した。

#### (16) 借入金利

TANESCOデータによると国際援助機関、民間銀行からの長期借入れ金利は1.0%~7.1%と様々であるが、TANESCOの財務計画では借入金利は7%を基準としている。よって、投資計画における運転資金の借入金利は年利7%とした。

#### (17) 公租公課

法人税は所得の30%とし、投資計画の便益が費用を上回る金額を所得税の対象とする。

#### 11.1.2.2 電源開発計画に基づく設備投資資金

タンザニア国内の長期電力需要、および国外輸出需要に対応した電源開発計画に基づき、2016年~2040年までの25年間にわたり必要となる設備投資資金計画を算定した（表11.1-2-1）。

投資計画による設備費用は発電349億米ドル、送変電103億米ドル、そして配電10億米ドル

で総額は 462 億米ドルとなる。また、投資資金総額の 323 億米ドルは借り入れ、138 億米ドルは出資による調達となる。

表 11.1.2-1 各年の設備投資金額、および合計金額

米ドル、百万

| Year                                  | Capital Cost including IDC |              |              |                     | Debt: Equity Ratio |                    |
|---------------------------------------|----------------------------|--------------|--------------|---------------------|--------------------|--------------------|
|                                       | Generation                 | Transmission | Distribution | Annual Capital Cost | 0.7                | 0.3                |
|                                       |                            |              |              |                     | Financed by Debt   | Financed by Equity |
| 2016                                  | 0                          | 221          | 5            | 226                 | 158                | 68                 |
| 2017                                  | 139                        | 49           | 5            | 192                 | 135                | 58                 |
| 2018                                  | 397                        | 423          | 20           | 840                 | 588                | 252                |
| 2019                                  | 1,525                      | 922          | 59           | 2,506               | 1,754              | 752                |
| 2020                                  | 2,418                      | 886          | 79           | 3,383               | 2,368              | 1,015              |
| 2021                                  | 643                        | 361          | 24           | 1,028               | 720                | 308                |
| 2022                                  | 311                        | 22           | 8            | 340                 | 238                | 102                |
| 2023                                  | 508                        | 45           | 13           | 566                 | 396                | 170                |
| 2024                                  | 1,360                      | 964          | 55           | 2,379               | 1,665              | 714                |
| 2025                                  | 2,509                      | 1,356        | 91           | 3,956               | 2,769              | 1,187              |
| 2026                                  | 1,275                      | 440          | 40           | 1,754               | 1,228              | 526                |
| 2027                                  | 946                        | 167          | 26           | 1,139               | 797                | 342                |
| 2028                                  | 1,515                      | 174          | 40           | 1,729               | 1,210              | 519                |
| 2029                                  | 2,015                      | 387          | 56           | 2,458               | 1,720              | 737                |
| 2030                                  | 2,430                      | 381          | 65           | 2,876               | 2,013              | 863                |
| 2031                                  | 2,534                      | 134          | 60           | 2,728               | 1,909              | 818                |
| 2032                                  | 2,068                      | 179          | 51           | 2,298               | 1,609              | 689                |
| 2033                                  | 2,106                      | 78           | 49           | 2,233               | 1,563              | 670                |
| 2034                                  | 1,997                      | 618          | 61           | 2,676               | 1,873              | 803                |
| 2035                                  | 1,296                      | 707          | 46           | 2,049               | 1,434              | 615                |
| 2036                                  | 2,279                      | 137          | 57           | 2,473               | 1,731              | 742                |
| 2037                                  | 2,513                      | 20           | 60           | 2,593               | 1,815              | 778                |
| 2038                                  | 1,359                      | 17           | 33           | 1,408               | 986                | 423                |
| 2039                                  | 441                        | 819          | 30           | 1,290               | 903                | 387                |
| 2040                                  | 304                        | 802          | 27           | 1,133               | 793                | 340                |
| Sub Total                             | 34,887                     | 10,309       | 1,058        |                     |                    |                    |
| Total Capital Cost for PSMP           |                            |              | 46,254       |                     |                    |                    |
| Total Capital Cost Financed by Debt   |                            |              | 32,378       |                     |                    |                    |
| Total Capital Cost Financed by Equity |                            |              | 13,876       |                     |                    |                    |

出所：調査団作成

### 11.1.2.3 投資計画の財務評価

投資計画の財務評価の分析指標には、財務的内部収益率（FIRR：Financial Internal Rate of Return）



「正味現在価値=0」、すなわち、便益と費用の現在価値の合計が等しくなるような割引率である内部収益率を使用する。

財務評価に使用した TANESCO の便益と費用のキャッシュフローを表 11.1-2-2、そして IPP のキャッシュフローを表 11.1.2-3 示す。なお、費用と便益の詳細は計算表 1 に示した。

表 11.1.2-2 TANESCO 費用・便益のキャッシュフロー

米ドル, 百万

| Year | Cost for<br>TANESCO<br>(Generation,<br>Transmission,<br>Distribution) | Electricity<br>Revenue<br>for<br>TANESCO | Net<br>Benefit for<br>TANESCO | Tax for<br>TANESCO<br>(30%) | Net<br>Benefit for<br>TANESCO<br>after Tax |
|------|---|--|-------------------------------|-----------------------------|--|
| 2016 | 592   | 511                                      | (81)                          | 0                           | (81)                                       |
| 2017 | 549   | 586                                      | 37                            | 11                          | 26   |
| 2018 | 1,127   | 670                                      | (457)                         | 0                           | (457)                                      |
| 2019 | 2,292   | 768                                      | (1,524)                       | 0                           | (1,524)                                    |
| 2020 | 2,789   | 937                                      | (1,852)                       | 0                           | (1,852)                                    |
| 2021 | 1,414   | 1,178                                    | (236)                         | 0                           | (236)                                      |
| 2022 | 968   | 1,292                                    | 323                           | 97                          | 226  |
| 2023 | 1,176   | 1,481                                    | 305                           | 92                          | 214  |
| 2024 | 2,670   | 1,619                                    | (1,051)                       | 0                           | (1,051)                                    |
| 2025 | 3,749   | 1,775                                    | (1,973)                       | 0                           | (1,973)                                    |
| 2026 | 2,240   | 1,933                                    | (307)                         | 0                           | (307)                                      |
| 2027 | 1,882   | 2,107                                    | 225                           | 67                          | 157  |
| 2028 | 2,292   | 2,297                                    | 5                             | 1                           | 3  |
| 2029 | 2,875   | 2,505                                    | (370)                         | 0                           | (370)                                      |
| 2030 | 3,223   | 2,732                                    | (491)                         | 0                           | (491)                                      |
| 2031 | 3,186   | 2,982                                    | (204)                         | 0                           | (204)                                      |
| 2032 | 3,221   | 3,737                                    | 516                           | 155                         | 361  |
| 2033 | 3,257   | 4,079                                    | 823                           | 247                         | 576  |
| 2034 | 3,937   | 4,455                                    | 518                           | 155                         | 363  |
| 2035 | 3,878   | 4,866                                    | 988                           | 296                         | 691  |
| 2036 | 3,963   | 5,282                                    | 1,319                         | 396                         | 923  |
| 2037 | 4,156   | 5,735                                    | 1,578                         | 474                         | 1,105                                      |
| 2038 | 3,830   | 6,226                                    | 2,396                         | 719                         | 1,677                                      |
| 2039 | 4,473   | 6,760                                    | 2,287                         | 686                         | 1,601                                      |
| 2040 | 4,719   | 7,341                                    | 2,621                         | 786                         | 22,740                                     |
|      |   |  |                               | IRR=                        | 8.24%                                      |

出所：調査団作成

表 11.1.2-3 IPP 費用・便益のキャッシュフロー

米ドル, 百万

| Year | Cost for IPP<br>(Generation) | Electricity<br>Revenue<br>for IPP | Net<br>Benefit<br>for IPP | Tax for<br>IPP<br>(30%) | Net<br>Benefit<br>for IPP<br>after Tax |
|------|------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------|--|
| 2016 | 233                          | 370                               | 137                       | 41                      | 96                                     |
| 2017 | 342                          | 436                               | 93                        | 28                      | 65                                     |
| 2018 | 510                          | 511                               | 1                         | 0                       | 1                                      |
| 2019 | 1,110                        | 591                               | (519)                     | 0                       | (519)                                  |
| 2020 | 1,594                        | 682                               | (913)                     | 0                       | (913)                                  |
| 2021 | 756                          | 808                               | 53                        | 16                      | 37                                     |
| 2022 | 635                          | 898                               | 263                       | 79                      | 184                                    |
| 2023 | 782                          | 998                               | 216                       | 65                      | 151                                    |
| 2024 | 1,279                        | 1,108                             | (172)                     | 0                       | (172)                                  |
| 2025 | 1,889                        | 1,229                             | (660)                     | 0                       | (660)                                  |
| 2026 | 1,306                        | 1,352                             | 46                        | 14                      | 32                                     |
| 2027 | 1,189                        | 1,487                             | 297                       | 89                      | 208                                    |
| 2028 | 1,529                        | 1,634                             | 104                       | 31                      | 73                                     |
| 2029 | 1,829                        | 1,795                             | (34)                      | 0                       | (34)                                   |
| 2030 | 2,114                        | 1,972                             | (142)                     | 0                       | (142)                                  |
| 2031 | 2,264                        | 2,165                             | (99)                      | 0                       | (99)                                   |
| 2032 | 2,074                        | 2,452                             | 378                       | 113                     | 265                                    |
| 2033 | 2,123                        | 2,691                             | 568                       | 170                     | 397                                    |
| 2034 | 2,154                        | 2,952                             | 798                       | 240                     | 559                                    |
| 2035 | 1,913                        | 3,239                             | 1,325                     | 398                     | 928                                    |
| 2036 | 2,449                        | 3,529                             | 1,080                     | 324                     | 756                                    |
| 2037 | 2,638                        | 3,844                             | 1,206                     | 362                     | 844                                    |
| 2038 | 2,213                        | 4,187                             | 1,973                     | 592                     | 1,381                                  |
| 2039 | 1,918                        | 4,559                             | 2,641                     | 792                     | 1,849                                  |
| 2040 | 2,033                        | 4,964                             | 2,930                     | 879                     | 15,040                                 |
|      |                              |                                   |                           | IRR=                    | 16.28%                                 |

出所：調査団作成

投資計画の費用及び便益から算出された IRR は表 11.1-2-4 に示す通りとなった。前提条件による投資計画全体の IRR は 10.7%、TANESCO は 8.4%、IPP は 16.3%である。TANESCO は投資リターンの目標を米ドル建てにて TANESCO は 8%~10%、IPP は 14%超としており、目標基準を達成している。さらに、投資計画全体の IRR も機会費用の 10%を上回っており、投資計画は採算性を満たしている。

表 11.1.2-4 IRR

| IRR                 |         |         |       |
|---------------------|---------|---------|-------|
|                     | Overall | TANESCO | IPP   |
| With Residual Value | 10.7%   | 8.4%    | 16.3% |

出所：調査団作成

#### 11.1.2.4 感度分析

##### (1) 電力価格変動による感度分析

便益である電力価格の条件変更による IRR の感度分析を示す。販売電力価格のシナリオ別による IRR の数値は以下の表 11.1-2-5 の通りである。

表 11.1.2-5 電力価格の変化による IRR の感度分析

| Tariff rate Tsh, kWh | Year      |           |           | IRR     |         |       |
|----------------------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|-------|
|                      | 2016~2020 | 2021~2030 | 2031~2040 | Overall | TANESCO | IPP   |
| Lower Tariff         | 270       | 290       | 300       | 8.4%    | 6.7%    | 12.1% |
| Base Tariff          | 300       | 320       | 330       | 10.7%   | 8.4%    | 16.3% |
| Higher Tariff        | 310       | 330       | 340       | 11.5%   | 8.9%    | 18.0% |

出所：調査団作成

##### (2) 発電燃料費と維持管理費の変動による感度分析

費用である発電燃料費と維持管理費の変動によるプロジェクト全体の IRR の感度分析を示す。電力料金はベースシナリオを使用する。シナリオ別による IRR の数値は以下の表 11.1-2-6 の通りである。

表 11.1.2-6 燃料費と運営費の変化によるプロジェクト IRR の感度分析

| Changes in cost of Fuel and O&M for generation |       |       |      |      |      |
|--|-------|-------|------|------|------|
|  | -10%  | 0%    | 10%  | 20%  | 30%  |
| Overall Project IRR                            | 11.9% | 10.7% | 9.6% | 8.5% | 7.5% |

出所：調査団作成

##### (3) IPP 比率による感度分析

IPP 比率の条件変更による TANESCO IRR の感度分析を示す。電力料金はベースシナリオを使用する。シナリオ別による TANESCO IRR の数値は以下の表 11.1-2-7 の通りである。

表 11.1.2-7 IPP 比率の変化による TANESCO IRR の感度分析

| Changes in IPP Ratio for generation |         |         |         |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|
|                                     | IPP 40% | IPP 50% | IPP 60% |
| TANESCO IRR                         | 9.0%    | 8.4%    | 7.6%    |

出所：調査団作成

### 11.1.2.5 投資計画の資金調達と返済

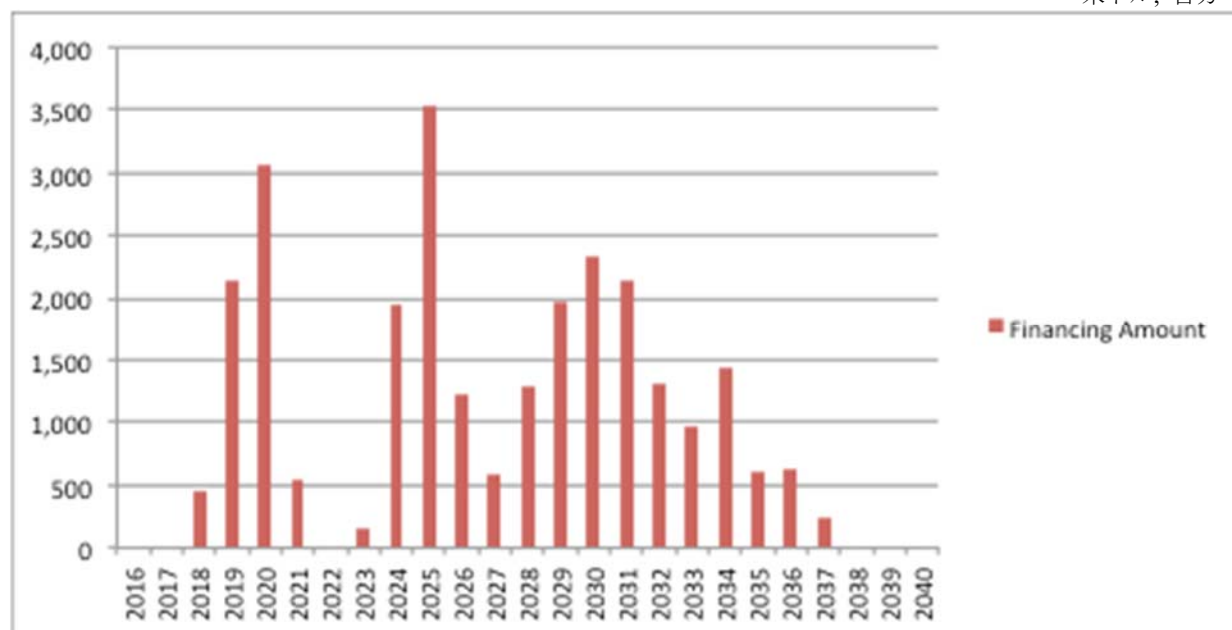
投資計画の資金調達と返済のプロジェクションを以下の表 11.1.2-8 に示す。また、各年の事業運営に必要とする資金額を図 11.1-2-1 に示す。借入と出資による調達の最大金額は 2025 年の US35 億米ドルである。外部資金の調達は 2037 年以降に不要となる。

表 11.1.2-8 投資計画の資金調達と返済プロジェクション

米ドル、百万

| Debt Payment Projection |                                |           |          |                |                        |                         |       |       |              |       |                         |
|-------------------------|--------------------------------|-----------|----------|----------------|------------------------|-------------------------|-------|-------|--------------|-------|-------------------------|
| Year                    | Out Flow (US\$, million)       |           |          |                |                        | In Flow (US\$, million) |       |       |              |       | Net Cash (USD, million) |
|                         | Project Cost for PSMP Electric | Loan      |          | Total Out Flow | Electric Power Revenue | Finance                 |       |       | Total Inflow |       |                         |
|                         |                                | Repayment | Interest |                |                        | Equity                  | Debt  | Total |              |       |                         |
| 1 2016                  | 823                            | 0         | 0        | 823            | 871                    | 0                       | 0     | 0     | 871          | 48    |                         |
| 2 2017                  | 892                            | 0         | 0        | 892            | 1,025                  | 0                       | 0     | 0     | 1,025        | 133   |                         |
| 3 2018                  | 1,643                          | 0         | 23       | 1,665          | 1,203                  | 139                     | 324   | 463   | 1,665        | 0     |                         |
| 4 2019                  | 3,410                          | 0         | 128      | 3,538          | 1,390                  | 644                     | 1,503 | 2,148 | 3,538        | 0     |                         |
| 5 2020                  | 4,395                          | 0         | 278      | 4,673          | 1,604                  | 921                     | 2,148 | 3,069 | 4,673        | 0     |                         |
| 6 2021                  | 2,181                          | 32        | 302      | 2,516          | 1,978                  | 161                     | 377   | 538   | 2,516        | 0     |                         |
| 7 2022                  | 1,617                          | 183       | 292      | 2,092          | 2,266                  | 0                       | 0     | 0     | 2,266        | 174   |                         |
| 8 2023                  | 1,974                          | 398       | 285      | 2,656          | 2,499                  | 47                      | 110   | 157   | 2,656        | 0     |                         |
| 9 2024                  | 3,968                          | 435       | 377      | 4,781          | 2,834                  | 584                     | 1,363 | 1,947 | 4,781        | 0     |                         |
| 10 2025                 | 5,658                          | 435       | 550      | 6,643          | 3,119                  | 1,057                   | 2,467 | 3,524 | 6,643        | 0     |                         |
| 11 2026                 | 3,569                          | 446       | 609      | 4,624          | 3,409                  | 365                     | 851   | 1,216 | 4,624        | 0     |                         |
| 12 2027                 | 3,097                          | 583       | 628      | 4,307          | 3,726                  | 174                     | 407   | 581   | 4,307        | 0     |                         |
| 13 2028                 | 3,849                          | 829       | 673      | 5,351          | 4,071                  | 384                     | 896   | 1,280 | 5,351        | 0     |                         |
| 14 2029                 | 4,734                          | 914       | 763      | 6,412          | 4,451                  | 588                     | 1,373 | 1,961 | 6,412        | 0     |                         |
| 15 2030                 | 5,371                          | 955       | 875      | 7,201          | 4,868                  | 700                     | 1,633 | 2,332 | 7,201        | 0     |                         |
| 16 2031                 | 5,487                          | 1,012     | 976      | 7,475          | 5,323                  | 646                     | 1,507 | 2,153 | 7,475        | 0     |                         |
| 17 2032                 | 5,243                          | 1,032     | 1,039    | 7,313          | 6,003                  | 393                     | 917   | 1,310 | 7,313        | 0     |                         |
| 18 2033                 | 5,323                          | 1,130     | 1,080    | 7,533          | 6,566                  | 290                     | 677   | 967   | 7,533        | 0     |                         |
| 19 2034                 | 6,028                          | 1,458     | 1,127    | 8,613          | 7,181                  | 430                     | 1,003 | 1,432 | 8,613        | 0     |                         |
| 20 2035                 | 5,722                          | 1,588     | 1,147    | 8,457          | 7,855                  | 181                     | 422   | 603   | 8,457        | 0     |                         |
| 21 2036                 | 6,337                          | 1,644     | 1,174    | 9,154          | 8,537                  | 185                     | 432   | 617   | 9,154        | 0     |                         |
| 22 2037                 | 6,713                          | 1,619     | 1,187    | 9,519          | 9,279                  | 72                      | 168   | 239   | 9,519        | 0     |                         |
| 23 2038                 | 5,954                          | 1,551     | 1,192    | 8,697          | 10,086                 | 0                       | 0     | 0     | 10,086       | 1,389 |                         |
| 24 2039                 | 6,294                          | 1,756     | 1,177    | 9,227          | 10,962                 | 0                       | 0     | 0     | 10,962       | 1,735 |                         |
| 25 2040                 | 6,647                          | 1,817     | 1,173    | 9,637          | 11,914                 | 0                       | 0     | 0     | 11,914       | 2,277 |                         |

出所：調査団作成



出所：調査団作成

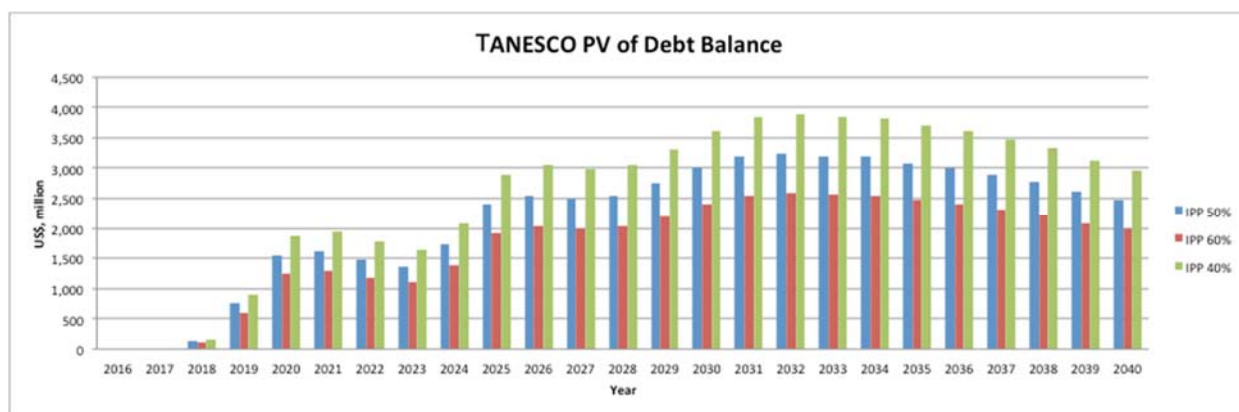
図 11.1.2-1 投資計画における事業運営に必要な資金額

#### 11.1.2.6 TANESCO の借入残高

投資計画のファイナンスのプロジェクトを実施して、TANESCO の毎年の借入金額と残高の現在価値 (PV) が GDP に占める割合を算定した。借入金残高の現在価値を求める割引率はタンザニア財務省の ”National Debt Sustainability Analysis 2013”にて使用されている 5%とする。また、電力料金はベースシナリオを使用する。借り入れと返済のキャッシュフロー詳細は計算書 2 に示した。

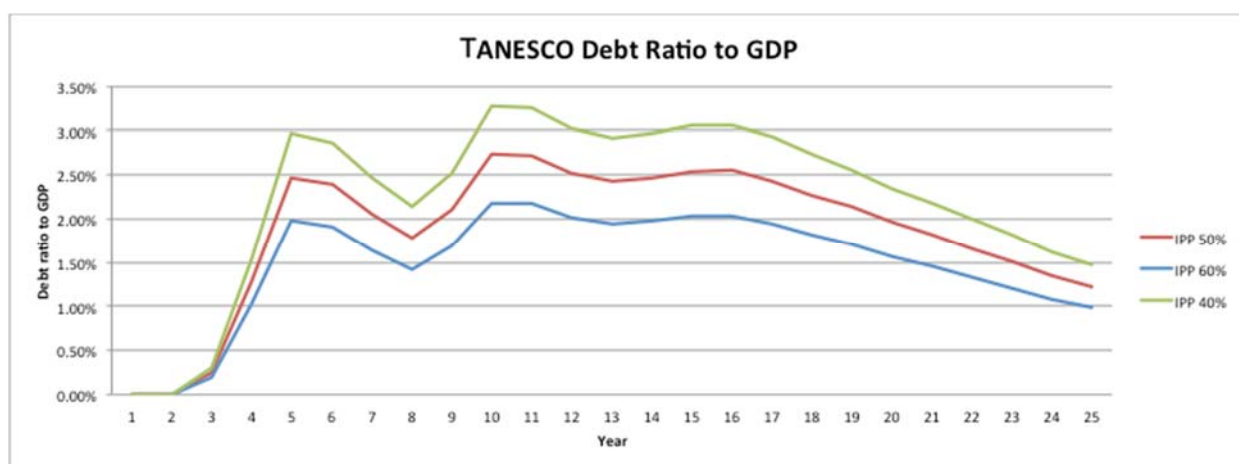
- (1) IPP 比率 50%での TANESCO 借入金残高の PV は約 US32 億米ドルで 2032 年にピークとなり、その後は減少する。残高の PV が GDP に占める割合は 2.7%で 2025 年にピークとなる。
- (2) IPP 比率 60%での TANESCO 借入金残高の PV は約 US26 億米ドルで 2032 年にピークとなり、その後は減少する。残高の PV が GDP に占める割合は 2.2%で 2025 年にピークとなる。
- (3) IPP 比率 40%での TANESCO 借入金残高の PV は約 US39 億米ドルで 2032 年にピークとなり、その後は減少する。残高の PV が GDP に占める割合は 3.3%で 2025 年にピークとなる。

TANESCO の借入残高の現在価値の推移を図 11. 1-2-2、そして債務残高の現在価値の GDP 比率を図 11. 1-2-3 に示す。



出所：調査団作成

図 11.1.2-2 TANESCO の借入金残高の現在価値と GDP に占める比率 (IPP 比率 40%、50%、60%)



出所：調査団作成

図 11.1.2-3 TANESCO の借入金残高の現在価値が GDP に占める比率 (IPP 比率 40%、50%、60%)

(4) 借入金利の違いによる TANESCO 借入金残高の PV と残高の PV が GDP に占める割合を以下の表 11.1-2-9 に示す。IPP 比率は 50% に設定した。

表 11.1.2-9 借入金利の違いによる TANESCO 借入金残高の PV と残高の PV が GDP に占める割合  
(借入期間 14 年、4 年据え置き)

| Loan Interest Rate | PV of Debt Balance           |           | PV of Debt Stock/GDP |           |
|--------------------|------------------------------|-----------|----------------------|-----------|
|                    | Peak balance (US\$, million) | Peak Year | Peak rate            | Peak Year |
| 5%                 | 2,796                        | 2031      | 2.58%                | 2025      |
| 7%                 | 3,238                        | 2032      | 2.73%                | 2025      |
| 9%                 | 3,882                        | 2034      | 2.92%                | 2026      |

出所：調査団作成

### 11.1.2.7 長期限界費用の算定

電力市場においては自然独占のため、「価格＝限界費用」をもたらす競争圧力がない。そのため、政策的に料金を「価格＝限界費用」に設定することで、効率的な資源配分を達成する必要がある。長期限界費用とは長期の資源配分効率性を達成するために資本（設備投資）が増減する長期における単位量あたりの生産増加を達成するために必要となる費用である。

発電、送電、そして配電の長期限界費用の算定結果を以下の表 11.1.2-10 に示す。発電の限界費用算定の設備投資と電力生産の増加の詳細は計算表 3 に示す。送配電の限界費用はタンザニア政府による算定を参考とした。

表 11.1.2-10 電源開発計画における電力の長期限界費用  
(米ドル、kWh あたり)

| Marginal Cost<br>Production | Marginal Cost<br>Transmission | Marginal Cost<br>Distribution | Marginal Cost<br>for Supply |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| 0.103                       | 0.009                         | 0.025                         | 0.137                       |

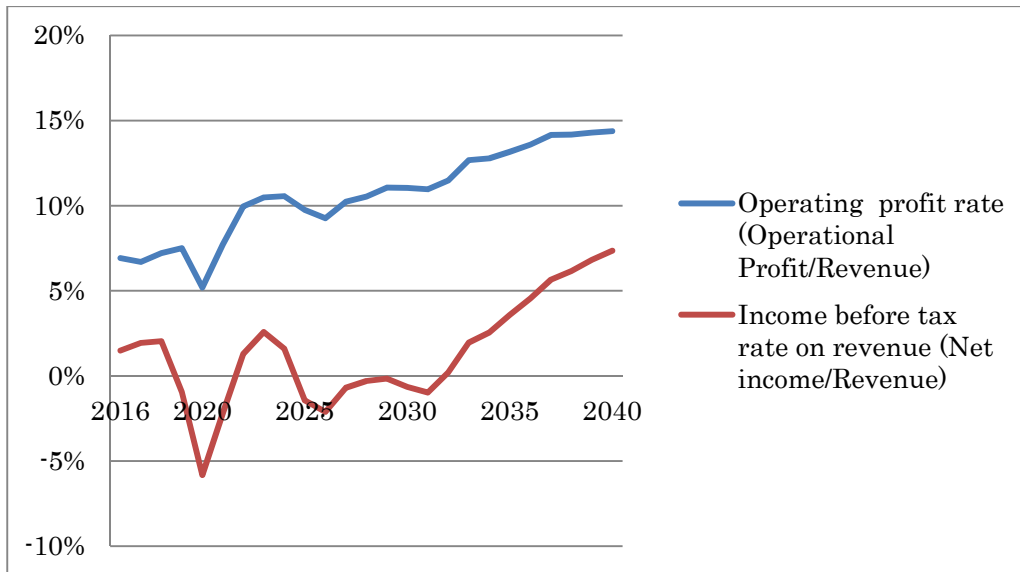
出所：調査団作成

### 11.1.2.8 投資計画に基づく TANESCO 財務損益のプロジェクト

投資計画に基づく TANESCO の損益計算書における営業利益、費用、金利コストのプロジェクトを 2040 年まで実施した（計算表 4）。収入と費用は前提条件に基づく。ただし、減価償却は費用項目に含めて各施設の償却は以下の年数とした。また償却は定額で、償却後の残存価値はなし（=0）とした。

- ・ 火力、風力、ソーラー、地熱発電施設：35 年の償却
- ・ 水力発電施設：50 年の償却
- ・ 送電、変電施設、配電施設、設備：35 年の償却

営業利益率（Operational Profit）、および営業利益から金利費用を差し引いた経常利益率（Net Income before tax）の推移を以下の図 11.1-2-4 に示す。2030 年までは、減価償却費用がかさむ 2030 年までは営業利益率は 5%～10%の水準で推移し、金利費用を差し引いた経常利益率はマイナスの年度が続く。しかしながら、2030 年以降はプラスに転じて、2035 年以降は営業利益率 14%、経常利益率 7%の水準に上昇する。公益を担う電力事業を継続的に実施する事業主体にとって 5%～10%の経常利益率は適正な利益水準である。よって、投資計画の実施により TANESCO 財務状況は適正利益達成に向け長期的に改善すると予測する。



出所：調査団作成

図 11.1.2-4 TANESCO 営業利益率の推移



計算表 1 : 投資計画のキャッシュフロー

(US Dollar, million)

| Year | Power Demand, JICA Base Case (GWh) | Export (MW) | Export Demand (GWh) | Total Power Demand (GWh) | Cost       |            |       |                             |                          |                |                     |                             |                         |              |                          |          |                       |                     |          |                     |                       | Tariff Rate for Export (US\$/kWh) | Revenue from Export | Revenue from TANESCO | Revenue for IPP | Income (Loss) | Income for TANESCO | Income for IPP | Tax     | Tax for TANESCO | Tax for IPP | Net Benefit | TANESCO Net benefit | PP Net benefit | Net Benefit/CO Net benefit | TANESCO Net benefit | PP Net benefit |         |         |        |
|------|------------------------------------|-------------|---------------------|--------------------------|------------|------------|-------|-----------------------------|--------------------------|----------------|---------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------|--------------------------|----------|-----------------------|---------------------|----------|---------------------|-----------------------|-----------------------------------|---------------------|----------------------|-----------------|---------------|--------------------|----------------|---------|-----------------|-------------|-------------|---------------------|----------------|----------------------------|---------------------|----------------|---------|---------|--------|
|      |                                    |             |                     |                          | Generation |            |       |                             |                          | Transmission   |                     |                             |                         |              | Distribution             |          |                       |                     |          | Total Cost with IDC |                       |                                   |                     |                      |                 |               |                    |                |         |                 |             |             |                     |                |                            |                     |                |         |         |        |
|      |                                    |             |                     |                          | Thermal    | Geothermal | Hydro | Capital Cost for Generation | IDC at 70:30 Debt/Equity | Fuel, O&M Cost | Cost for Generation | TANESCO Cost for Generation | IPP Cost for Generation | Capital Cost | IDC at 70:30 Debt/Equity | O&M Cost | Cost for Transmission | Capital Expenditure | O&M Cost |                     | Cost for Distribution |                                   |                     |                      |                 |               |                    |                |         |                 |             |             |                     |                |                            |                     |                |         |         |        |
| 2016 | 6,387                              | 0           | 0                   | 6,387                    | 0          | 0          | 0     | 0                           | 466                      | 466            | 233                 | 233                         | 212                     | 9            | 43.5                     | 264      | 5                     | 87                  | 92       | 823                 | 0.136                 | 0.116                             | 871                 | 0                    | 871             | 501           | 370                | 48             | (89)    | 137             | 14          | 0           | 41                  | 34             | (89)                       | 96                  | 34             | (89)    | 96      |        |
| 2017 | 7,515                              | 0           | 0                   | 7,515                    | 136        | 0          | 0     | 136                         | 3                        | 546            | 685                 | 342                         | 342                     | 47           | 2                        | 51.2     | 100                   | 5                   | 102      | 107                 | 892                   | 0.136                             | 0.116               | 1,025                | 0               | 1,025         | 589                | 436            | 133     | 39              | 93          | 40          | 12                  | 28             | 93                         | 28                  | 65             | 93      | 28      | 65     |
| 2018 | 8,819                              | 0           | 0                   | 8,819                    | 383        | 0          | 0     | 383                         | 14                       | 622            | 1,019               | 510                         | 510                     | 408          | 17                       | 60.1     | 483                   | 20                  | 120      | 140                 | 1,643                 | 0.136                             | 0.116               | 1,203                | 0               | 1,203         | 691                | 511            | (440)   | (441)           | 1           | 0           | 0                   | 0              | (440)                      | (441)               | 1              | (440)   | (441)   | 1      |
| 2019 | 10,194                             | 0           | 0                   | 10,194                   | 1,460      | 0          | 0     | 1,460                       | 85                       | 895            | 2,220               | 1,110                       | 1,110                   | 865          | 38                       | 69.5     | 992                   | 59                  | 139      | 198                 | 3,410                 | 0.136                             | 0.116               | 1,390                | 0               | 1,390         | 799                | 591            | (2,020) | (1,500)         | (519)       | 0           | 0                   | 0              | (2,020)                    | (1,500)             | (519)          | (2,020) | (1,500) | (519)  |
| 2020 | 11,760                             | 0           | 0                   | 11,760                   | 2,319      | 0          | 0     | 2,319                       | 99                       | 771            | 3,188               | 1,594                       | 1,594                   | 850          | 36                       | 80.2     | 967                   | 79                  | 160      | 240                 | 4,395                 | 0.136                             | 0.116               | 1,604                | 0               | 1,604         | 922                | 682            | (2,791) | (1,878)         | (913)       | 0           | 0                   | 0              | (2,791)                    | (1,878)             | (913)          | (2,791) | (1,878) | (913)  |
| 2021 | 13,077                             | 100         | 613                 | 13,691                   | 610        | 0          | 0     | 610                         | 33                       | 868            | 1,511               | 756                         | 756                     | 346          | 15                       | 95.1     | 456                   | 24                  | 190      | 214                 | 2,181                 | 0.145                             | 0.124               | 1,902                | 76              | 1,978         | 1,170              | 808            | (203)   | (256)           | 53          | 0           | 16                  | (203)          | (256)                      | 37                  | (203)          | (256)   | 37      |        |
| 2022 | 14,534                             | 200         | 1,226               | 15,761                   | 298        | 0          | 0     | 298                         | 13                       | 960            | 1,270               | 635                         | 635                     | 21           | 1                        | 105.7    | 127                   | 8                   | 211      | 219                 | 1,617                 | 0.145                             | 0.124               | 2,114                | 152             | 2,266         | 1,367              | 898            | 649     | 385             | 263         | 195         | 116                 | 79             | 454                        | 270                 | 184            | 454     | 270     | 184    |
| 2023 | 16,138                             | 200         | 1,226               | 17,364                   | 388        | 65         | 32    | 453                         | 24                       | 1,056          | 1,564               | 782                         | 782                     | 43           | 2                        | 117.4    | 162                   | 13                  | 235      | 248                 | 1,974                 | 0.145                             | 0.124               | 2,347                | 152             | 2,499         | 1,501              | 998            | 525     | 309             | 216         | 158         | 93                  | 65             | 368                        | 217                 | 151            | 368     | 217     | 151    |
| 2024 | 17,920                             | 300         | 1,840               | 19,760                   | 654        | 442        | 188   | 1,284                       | 76                       | 1,199          | 2,559               | 1,279                       | 924                     | 39           | 130.3                    | 1,094    | 55                    | 261                 | 316      | 3,968               | 0.145                 | 0.124                             | 2,606               | 227                  | 2,834           | 1,726         | 1,108              | (1,134)        | (963)   | (172)           | 0           | 0           | 0                   | (1,134)        | (963)                      | (172)               | (1,134)        | (963)   | (172)   |        |
| 2025 | 19,877                             | 300         | 1,840               | 21,717                   | 1,408      | 988        | 363   | 2,359                       | 193                      | 1,288          | 3,777               | 1,889                       | 1,889                   | 3,000        | 98                       | 144.6    | 1,500                 | 91                  | 289      | 361                 | 5,656                 | 0.145                             | 0.124               | 2,891                | 227             | 3,118         | 1,890              | 1,229          | (2,539) | (1,879)         | (660)       | 0           | 0                   | (2,539)        | (1,879)                    | (660)               | (2,539)        | (1,879) | (660)   |        |
| 2026 | 21,870                             | 300         | 1,840               | 23,710                   | 2,656      | 208        | 323   | 1,187                       | 88                       | 1,336          | 2,812               | 1,306                       | 422                     | 18           | 159.1                    | 1,999    | 49                    | 318                 | 386      | 3,569               | 0.145                 | 0.124                             | 3,181               | 227                  | 3,409           | 2,057         | 1,352              | (161)          | (207)   | 46              | 0           | 14          | (161)               | (207)          | 32                         | (161)               | (207)          | 32      |         |        |
| 2027 | 24,050                             | 300         | 1,840               | 25,890                   | 565        | 0          | 318   | 883                         | 63                       | 1,433          | 2,378               | 1,189                       | 1,189                   | 160          | 7                        | 174.9    | 342                   | 26                  | 350      | 376                 | 3,097                 | 0.145                             | 0.124               | 3,498                | 227             | 3,726         | 2,239              | 1,487          | 629     | 332             | 297         | 189         | 99                  | 89             | 440                        | 232                 | 208            | 440     | 232     | 208    |
| 2028 | 26,426                             | 300         | 1,840               | 28,266                   | 897        | 0          | 517   | 1,414                       | 101                      | 1,544          | 3,059               | 1,529                       | 1,607                   | 7            | 192.2                    | 366      | 40                    | 384                 | 424      | 3,849               | 0.145                 | 0.124                             | 3,844               | 227                  | 4,071           | 2,438         | 1,634              | 222            | 118     | 104             | 67          | 35          | 31                  | 156            | 83                         | 73                  | 156            | 83      | 73      |        |
| 2029 | 29,036                             | 300         | 1,840               | 30,876                   | 1,190      | 0          | 686   | 1,876                       | 138                      | 1,643          | 3,658               | 1,829                       | 1,829                   | 371          | 16                       | 211.2    | 598                   | 56                  | 422      | 479                 | 4,734                 | 0.145                             | 0.124               | 4,223                | 227             | 4,451         | 2,656              | 1,795          | (283)   | (249)           | (34)        | 0           | 0                   | (283)          | (249)                      | (34)                | (283)          | (249)   | (34)    |        |
| 2030 | 31,906                             | 300         | 1,840               | 33,746                   | 1,162      | 0          | 1,068 | 2,230                       | 201                      | 1,798          | 4,229               | 2,114                       | 2,114                   | 365          | 16                       | 232.0    | 613                   | 65                  | 464      | 529                 | 5,371                 | 0.145                             | 0.124               | 4,641                | 227             | 4,868         | 2,896              | 1,972          | (502)   | (360)           | (142)       | 0           | 0                   | (502)          | (360)                      | (142)               | (502)          | (360)   | (142)   |        |
| 2031 | 35,029                             | 300         | 1,840               | 36,869                   | 828        | 0          | 1,452 | 2,280                       | 254                      | 1,995          | 4,528               | 2,264                       | 2,264                   | 128          | 5                        | 254.8    | 389                   | 60                  | 510      | 570                 | 5,487                 | 0.145                             | 0.124               | 5,095                | 227             | 5,323         | 3,157              | 2,165          | (164)   | (85)            | (99)        | 0           | 0                   | (164)          | (85)                       | (99)                | (164)          | (85)    | (99)    |        |
| 2032 | 38,457                             | 300         | 1,840               | 40,297                   | 715        | 0          | 1,143 | 1,857                       | 211                      | 2,079          | 4,147               | 2,074                       | 2,074                   | 172          | 7                        | 288.4    | 468                   | 51                  | 577      | 628                 | 5,243                 | 0.150                             | 0.128               | 5,769                | 226             | 6,003         | 3,552              | 2,452          | 760     | 382             | 378         | 228         | 115                 | 113            | 532                        | 268                 | 265            | 532     | 268     | 265    |
| 2033 | 42,208                             | 300         | 1,840               | 44,048                   | 787        | 0          | 1,103 | 1,871                       | 236                      | 2,140          | 4,247               | 2,123                       | 2,123                   | 75           | 3                        | 316.6    | 395                   | 49                  | 633      | 682                 | 5,323                 | 0.150                             | 0.128               | 6,331                | 225             | 6,556         | 3,875              | 2,891          | 1,243   | 675             | 568         | 373         | 203                 | 170            | 870                        | 473                 | 397            | 870     | 473     | 397    |
| 2034 | 46,309                             | 300         | 1,840               | 48,149                   | 1,189      | 0          | 642   | 1,831                       | 166                      | 2,311          | 4,308               | 2,154                       | 2,154                   | 593          | 25                       | 347.3    | 966                   | 61                  | 695      | 755                 | 6,028                 | 0.150                             | 0.128               | 6,946                | 235             | 7,181         | 4,229              | 2,952          | 1,153   | 354             | 798         | 346         | 106                 | 240            | 807                        | 248                 | 559            | 807     | 248     | 559    |
| 2035 | 50,800                             | 300         | 1,840               | 52,640                   | 543        | 0          | 628   | 1,171                       | 124                      | 2,531          | 3,826               | 1,913                       | 1,913                   | 678          | 29                       | 381.0    | 1,088                 | 46                  | 782      | 808                 | 6,722                 | 0.150                             | 0.128               | 7,620                | 235             | 7,855         | 4,616              | 2,312          | 807     | 1,325           | 640         | 242         | 398                 | 1,492          | 568                        | 1,492               | 568            | 1,492   | 568     |        |
| 2036 | 55,352                             | 300         | 1,840               | 57,192                   | 1,299      | 0          | 837   | 2,136                       | 143                      | 2,618          | 4,897               | 2,449                       | 2,449                   | 131          | 6                        | 415.1    | 552                   | 57                  | 930      | 897                 | 6,732                 | 0.150                             | 0.128               | 8,303                | 235             | 8,537         | 5,009              | 3,529          | 2,201   | 1,121           | 1,080       | 660         | 336                 | 324            | 1,541                      | 785                 | 756            | 1,541   | 785     | 756    |
| 2037 | 60,299                             | 300         | 1,840               | 62,139                   | 1,982      | 0          | 389   | 2,372                       | 142                      | 2,763          | 5,276               | 2,638                       | 2,638                   | 19           | 1                        | 452.2    | 472                   | 60                  | 804      | 964                 | 6,713                 | 0.150                             | 0.128               | 9,045                | 235             | 9,279         | 5,435              | 3,844          | 2,567   | 1,361           | 1,206       | 770         | 408                 | 362            | 1,797                      | 953                 | 844            | 1,797   | 953     | 844    |
| 2038 | 65,673                             | 300         | 1,840               | 67,513                   | 1,291      | 0          | 0     | 1,291                       | 68                       | 3,068          | 4,427               | 2,213                       | 2,213                   | 16           | 1                        | 492.5    | 510                   | 33                  | 985      | 1,018               | 5,954                 | 0.150                             | 0.128               | 9,851                | 235             | 10,086        | 6,899              | 4,187          | 1,131   | 2,158           | 1,797       | 1,239       | 647                 | 592            | 2,892                      | 1,511               | 1,381          | 2,892   | 1,511   | 1,381  |
| 2039 | 71,516                             | 300         | 1,840               | 73,356                   | 423        | 0          | 0     | 423                         | 18                       | 3,395          | 3,826               | 1,918                       | 1,918                   | 786          | 33                       | 536.4    | 1,355                 | 30                  | 1,073    | 1,103               | 6,294                 | 0.150                             | 0.128               | 10,727               | 235             | 10,962        | 8,403              | 4,559          | 4,668   | 2,027           | 2,641       | 1,400       | 608                 | 792            | 3,267                      | 1,419               | 1,849          | 3,267   | 1,419   | 1,849  |
| 2040 | 77,963                             | 300         | 1,840               | 79,793                   | 292        | 0          | 0     | 292                         | 12                       | 3,762          | 4,067               | 2,033                       | 2,033                   | 789          | 33                       | 584.0    | 1,386                 | 27                  | 1,168    | 1,194               | 6,647                 | 0.150                             | 0.128               | 11,680               | 235             | 11,914        | 6,950              | 4,964          | 5,267   | 2,337           | 2,930       | 1,580       | 701                 | 879            | 3,687                      | 1,636               | 2,051          | 37,580  | 22,540  | 15,040 |

計算表 2 : 投資計画のファイナンスのキャッシュフロー

(US Dollar, million)

| Year    | Debt Payment Projection        |                |          |                |                        |                         |              |              |       |              | Overall Debt            |       |                  |                        |      | TANESCO Debt |                  |             |                    |                      |                    |                   |
|---------|--------------------------------|----------------|----------|----------------|------------------------|-------------------------|--------------|--------------|-------|--------------|-------------------------|-------|------------------|------------------------|------|--------------|------------------|-------------|--------------------|----------------------|--------------------|-------------------|
|         | Out Flow (US\$, million)       |                |          |                |                        | In Flow (US\$, million) |              |              |       |              | Net Cash (USD, million) | Year  | Accumulated Loan | Loan Principal Payment | Year | Debt balance | Interest payment | Annual Debt | Annual Debt to GDP | TANESCO Debt Balance | PV Of TANESCO Debt | PV Of Debt to GDP |
|         | Project Cost for PSMP Electric | Loan Repayment | Interest | Total Out Flow | Electric Power Revenue | Equity                  | Finance Debt | Total Inflow | Year  | Debt balance |                         |       |                  |                        |      |              |                  |             |                    |                      |                    |                   |
| 1 2016  | 823                            | 0              | 0        | 823            | 871                    | 0                       | 0            | 0            | 871   | 48           | 1                       | 0     | 2016             | 0                      | 0    | 0            | 0.00%            | 0           | 0                  | 0.00%                |                    |                   |
| 2 2017  | 892                            | 0              | 0        | 892            | 1,025                  | 0                       | 0            | 0            | 1,025 | 133          | 2                       | 0     | 2017             | 0                      | 0    | 0            | 0.00%            | 0           | 0                  | 0.00%                |                    |                   |
| 3 2018  | 1,643                          | 0              | 23       | 1,665          | 1,203                  | 139                     | 324          | 463          | 1,665 | 0            | 3                       | 324   | 2018             | 324                    | 23   | 162          | 0.29%            | 162         | 140                | 0.25%                |                    |                   |
| 4 2019  | 3,410                          | 0              | 128      | 3,538          | 1,390                  | 644                     | 1,503        | 2,148        | 3,538 | 0            | 4                       | 1,827 | 2019             | 1,827                  | 128  | 752          | 1.28%            | 914         | 752                | 1.28%                |                    |                   |
| 5 2020  | 4,395                          | 0              | 278      | 4,673          | 1,604                  | 921                     | 2,148        | 3,069        | 4,673 | 0            | 5                       | 3,976 | 2020             | 3,976                  | 278  | 1,074        | 1.71%            | 1,988       | 1,558              | 2.47%                |                    |                   |
| 6 2021  | 2,181                          | 32             | 302      | 2,516          | 1,978                  | 161                     | 377          | 538          | 2,516 | 0            | 6                       | 4,353 | 2021             | 4,320                  | 302  | 188          | 0.28%            | 2,160       | 1,612              | 2.39%                |                    |                   |
| 7 2022  | 1,617                          | 183            | 292      | 2,092          | 2,266                  | 0                       | 0            | 0            | 2,266 | 174          | 7                       | 4,353 | 2022             | 4,170                  | 292  | 0            | 0.00%            | 2,085       | 1,482              | 2.06%                |                    |                   |
| 8 2023  | 1,974                          | 398            | 285      | 2,656          | 2,499                  | 47                      | 110          | 157          | 2,656 | 0            | 8                       | 4,463 | 2023             | 4,065                  | 285  | 55           | 0.07%            | 2,032       | 1,376              | 1.78%                |                    |                   |
| 9 2024  | 3,968                          | 435            | 377      | 4,781          | 2,834                  | 584                     | 1,363        | 1,947        | 4,781 | 0            | 9                       | 5,825 | 2024             | 5,390                  | 377  | 681          | 0.83%            | 2,695       | 1,737              | 2.10%                |                    |                   |
| 10 2025 | 5,658                          | 435            | 550      | 6,643          | 3,119                  | 1,057                   | 2,467        | 3,524        | 6,643 | 0            | 10                      | 8,292 | 2025             | 7,857                  | 550  | 1,233        | 1.40%            | 3,929       | 2,412              | 2.73%                |                    |                   |
| 11 2026 | 3,569                          | 446            | 609      | 4,624          | 3,409                  | 365                     | 851          | 1,216        | 4,624 | 0            | 11                      | 9,143 | 2026             | 8,697                  | 609  | 426          | 0.45%            | 4,349       | 2,543              | 2.72%                |                    |                   |
| 12 2027 | 3,097                          | 583            | 628      | 4,307          | 3,726                  | 174                     | 407          | 581          | 4,307 | 0            | 12                      | 9,550 | 2027             | 8,968                  | 628  | 203          | 0.21%            | 4,484       | 2,497              | 2.52%                |                    |                   |
| 13 2028 | 3,849                          | 829            | 673      | 5,351          | 4,071                  | 384                     | 8            |              |       |              |                         |       |                  |                        |      |              |                  |             |                    |                      |                    |                   |

計算表 3： 電源開発計画に基づく電力の長期限界費用のキャッシュフロー (2016年～2040年)

| Year  | LCEP1   |             |         | LCEP2      |   |             | LCEP1's Demand & LCEP2's Investment |            |               |             | Peak Demand Forecast |            |       |             |       |                          |  |  |
|-------|---|-------------|---------|------------|---|-------------|-------------------------------------|------------|---------------|-------------|----------------------|------------|-------|-------------|-------|--------------------------|--|--|
|       | Capacity Cost   | Energy Cost |         | Total Cost | Capacity Cost   | Energy Cost |                                     | Total Cost | Capacity Cost | Energy Cost |                      | Total Cost | Year  | Peak Demand |       | Hypothetical Peak Demand |  |  |
|       |   | Fuel        | Var.O&M |            |   | Fuel        | Var.O&M                             |            |               | Fuel        | Variable O&M         |            |       | LCEP1       | LCEP2 |                          |  |  |
| 2016  | 0   | 466         | 466     | 100        | 519   | 619         | 100                                 | 463        | 0             | 563         | 2016                 | 8,214      |       | 9,502       |       |                          |  |  |
| 2017  | 140   | 546         | 686     | 637        | 599   | 1,236       | 637                                 | 542        | 0             | 1,179       | 2017                 | 9,554      | 1,340 | 10,610      | 1,108 |                          |  |  |
| 2018  | 403   | 622         | 1,025   | 482        | 659   | 1,141       | 482                                 | 618        | 0             | 1,100       | 2018                 | 11,094     | 1,540 | 11,847      | 1,237 |                          |  |  |
| 2019  | 1,553   | 695         | 2,248   | 1,539      | 722   | 2,261       | 1,539                               | 690        | 0             | 2,229       | 2019                 | 12,691     | 1,598 | 13,232      | 1,385 |                          |  |  |
| 2020  | 2,460   | 771         | 3,231   | 2,199      | 957   | 3,156       | 2,199                               | 765        | 0             | 2,964       | 2020                 | 14,437     | 1,746 | 18,161      | 4,928 |                          |  |  |
| 2021  | 657   | 868         | 1,525   | 442        | 1,014   | 1,456       | 442                                 | 862        | 0             | 1,304       | 2021                 | 16,756     | 2,319 | 19,739      | 1,578 |                          |  |  |
| 2022  | 316   | 960         | 1,276   | 264        | 1,071   | 1,334       | 264                                 | 953        | 0             | 1,216       | 2022                 | 19,230     | 2,474 | 21,472      | 1,733 |                          |  |  |
| 2023  | 518   | 1,056       | 1,574   | 160        | 1,172   | 1,332       | 160                                 | 1,048      | 0             | 1,208       | 2023                 | 21,137     | 1,907 | 23,392      | 1,920 |                          |  |  |
| 2024  | 1,392   | 1,199       | 2,591   | 1,445      | 1,278   | 2,724       | 1,445                               | 1,190      | 0             | 2,636       | 2024                 | 23,984     | 2,847 | 25,511      | 2,120 |                          |  |  |
| 2025  | 2,574   | 1,268       | 3,843   | 3,562      | 1,508   | 5,070       | 3,562                               | 1,259      | 0             | 4,821       | 2025                 | 26,097     | 2,113 | 30,646      | 5,134 |                          |  |  |
| 2026  | 1,312   | 1,338       | 2,650   | 1,619      | 1,543   | 3,161       | 1,619                               | 1,328      | 0             | 2,947       | 2026                 | 28,513     | 2,416 | 33,074      | 2,429 |                          |  |  |
| 2027  | 973   | 1,433       | 2,405   | 914        | 1,637   | 2,551       | 914                                 | 1,423      | 0             | 2,336       | 2027                 | 31,148     | 2,635 | 35,728      | 2,654 |                          |  |  |
| 2028  | 1,558   | 1,544       | 3,102   | 1,332      | 1,754   | 3,085       | 1,332                               | 1,533      | 0             | 2,864       | 2028                 | 34,041     | 2,893 | 38,634      | 2,906 |                          |  |  |
| 2029  | 2,074   | 1,643       | 3,717   | 1,466      | 1,864   | 3,330       | 1,466                               | 1,631      | 0             | 3,097       | 2029                 | 37,210     | 3,170 | 41,823      | 3,189 |                          |  |  |
| 2030  | 2,516   | 1,798       | 4,315   | 1,737      | 2,023   | 3,760       | 1,737                               | 1,786      | 0             | 3,523       | 2030                 | 40,676     | 3,466 | 45,308      | 3,485 |                          |  |  |
| 2031  | 2,642   | 1,995       | 4,637   | 2,649      | 2,146   | 4,795       | 2,649                               | 1,981      | 0             | 4,629       | 2031                 | 44,483     | 3,807 | 49,135      | 3,827 |                          |  |  |
| 2032  | 2,158   | 2,079       | 4,238   | 2,085      | 2,267   | 4,352       | 2,085                               | 2,065      | 0             | 4,150       | 2032                 | 48,639     | 4,155 | 53,316      | 4,181 |                          |  |  |
| 2033  | 2,207   | 2,140       | 4,348   | 1,979      | 2,343   | 4,321       | 1,979                               | 2,125      | 0             | 4,104       | 2033                 | 53,187     | 4,548 | 57,883      | 4,568 |                          |  |  |
| 2034  | 2,068   | 2,311       | 4,379   | 2,050      | 2,526   | 4,576       | 2,050                               | 2,295      | 0             | 4,345       | 2034                 | 58,160     | 4,973 | 62,889      | 5,006 |                          |  |  |
| 2035  | 1,349   | 2,531       | 3,879   | 2,117      | 2,768   | 4,886       | 2,117                               | 2,513      | 0             | 4,630       | 2035                 | 63,565     | 5,405 | 68,371      | 5,482 |                          |  |  |
| 2036  | 2,341   | 2,618       | 4,959   | 1,994      | 2,851   | 4,845       | 1,994                               | 2,600      | 0             | 4,594       | 2036                 | 69,086     | 5,521 | 73,924      | 5,553 |                          |  |  |
| 2037  | 2,574   | 2,763       | 5,337   | 2,632      | 2,987   | 5,619       | 2,632                               | 2,743      | 0             | 5,375       | 2037                 | 75,090     | 6,004 | 79,954      | 6,030 |                          |  |  |
| 2038  | 1,388   | 3,068       | 4,456   | 1,498      | 3,306   | 4,804       | 1,498                               | 3,046      | 0             | 4,544       | 2038                 | 81,610     | 6,520 | 86,512      | 6,558 |                          |  |  |
| 2039  | 449   | 3,395       | 3,844   | 1,246      | 3,633   | 4,880       | 1,246                               | 3,371      | 0             | 4,617       | 2039                 | 88,696     | 7,086 | 93,631      | 7,119 |                          |  |  |
| 2040  | 310   | 3,762       | 4,072   | 929        | 3,987   | 4,916       | 929                                 | 3,736      | 0             | 4,665       | 2040                 | 96,395     | 7,698 | 101,374     | 7,744 |                          |  |  |
| Total | 35,933  | 42,867      | 0       | 78,800     | 37,076  | 47,135      | 0                                   | 84,210     | 37,076        | 42,567      | 0                    | 79,643     | Total | 1,013,693   |       | 1,105,668                |  |  |
| NPV   | 10,534  | 10,716      | 0       | 21,249     | 10,854  | 11,907      | 0                                   | 22,761     | 10,854        | 10,641      | 0                    | 21,495     | NPV   | 233,469     |       | 258,790                  |  |  |
|       |   |             | 10,716  |            |   |             | 11,907                              |            |               |             | 10,641               |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | MARGINAL CAPACITY COST FOR GENERATION   |             |         |            | MARGINAL ENERGY COST (FUEL + VARIABLE O&M) FOR GENERATION   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Discount Capital Expenditure  |             |         |            | NPV fuel + NPV Variable O&M under Hypothetical plan   |             |                                     |            | 11,907        |             |                      |            | A     |             |       |                          |  |  |
|       | LCEP2 NPV - LCEP1 NPV   |             |         |            | NPV fuel and NPV variable O&M cost under the hypothetical capital expenditure under original plan |             |                                     |            | 10,641        |             |                      |            | B     |             |       |                          |  |  |
|       |   |             |         |            | A-B   |             |                                     |            | 1,266         |             |                      |            | C     |             |       |                          |  |  |
|       | Discount Value of Savings in energy cost (fuel cost & O&M)                              |             |         |            | NPV change in peak demand of the hypothetical case relative to the original plan                  |             |                                     |            | 25,321        |             |                      |            | D     |             |       |                          |  |  |
|       | LCEP1 NPV Fuel  |             |         |            | C/D (US\$/kW)   |             |                                     |            | 50.0          |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | LCEP NPV O&M  |             |         |            | Annuities of \$/kW Year   |             |                                     |            | 5.57          |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Total Energy Cost(1)  |             |         |            | Annual hours  |             |                                     |            | 8760          |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | LCEP1 NPV Fuel  |             |         |            | Effective load factor   |             |                                     |            | 0.7354        |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | LCEP NPV O&M  |             |         |            | Annuities of \$/kW hour with the load factor(cents/kWh)   |             |                                     |            | 0.09          |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Total Energy Cost(2)  |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Discounted value of Savings in energy cost (1)-(2)                                      |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | A-B (\$) Discounted Capital Expenditure - Savings                                       |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       |   |             |         |            | GENERATION MARGINAL COST  |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Discounted change in peak demand of the hypothetical case relative to the original plan |             |         |            | \$ /kW/Year   |             |                                     |            | \$ /kW/Hour   |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Hypothetical Peak Demand LCEP2 (NPV MW)   |             |         |            | Capacity Cost   |             |                                     |            | 1.08 0.02     |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Peak Demand LCEP1 (NPV MW)  |             |         |            | Energy O&M Co   |             |                                     |            | 5.57 0.09     |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Discounted change in peak demand of the hypothetical case relative to the original plan |             |         |            | Total   |             |                                     |            | 6.65 0.103    |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | C above / D above (US\$/kW)   |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Annuities formula   |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Annuities of \$/kW Year   |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Annual hours  |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Effective load factor   |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |
|       | Annuities of \$/kW hour with the load factor(cents/kWh)                                 |             |         |            |   |             |                                     |            |               |             |                      |            |       |             |       |                          |  |  |

計算表 4 電源開発計画に基づく TANESCO 営業収支のプロジェクトン (2013~2040 年)

| Year                              | Actual<br>2013 | Estimate<br>2014 | Estimate<br>2015 | Projection<br>2016 | Projection<br>2017 | Projection<br>2018 | Projection<br>2019 | Projection<br>2020 | Projection<br>2021 |
|-----------------------------------|----------------|------------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Sales Revenue                     | 933,525        | 1,296,885        | 1,618,420        | 1,915,950          | 2,254,353          | 2,645,604          | 3,058,062          | 3,528,131          | 4,351,578          |
| Other Operating Revenue           | 325,974        | 78,872           | 103,068          | 105,129            | 107,232            | 109,377            | 111,564            | 105,844            | 130,547            |
| Total Operating Revenue           | 1,259,499      | 1,375,757        | 1,721,488        | 2,021,079          | 2,361,585          | 2,754,981          | 3,169,626          | 3,633,975          | 4,482,126          |
| Generation & Transmission Cost    | 359,971        | 360,293          | 495,810          | 610,356            | 712,681            | 812,799            | 911,728            | 1,015,755          | 1,159,207          |
| Purchased Energy                  | 812,396        | 619,204          | 510,858          | 814,279            | 958,100            | 1,124,381          | 1,299,676          | 1,499,456          | 1,849,421          |
| Distribution Cost                 | 160,896        | 170,000          | 171,775          | 195,500            | 224,250            | 256,500            | 293,750            | 336,000            | 409,200            |
| Depreciation                      | 84,252         | 90,123           | 105,444          | 134,117            | 157,805            | 185,192            | 220,894            | 352,574            | 423,864            |
| Total Sales Cost                  | 1,417,515      | 1,239,620        | 1,283,887        | 1,754,251          | 2,052,836          | 2,378,872          | 2,726,048          | 3,203,785          | 3,841,692          |
| General Operating Expenses        | 228,637        | 321,385          | 100,414          | 134,117            | 157,805            | 185,192            | 214,064            | 246,969            | 304,610            |
| Total Operating Expenses          | 1,646,152      | 1,561,005        | 1,384,301        | 1,888,368          | 2,210,640          | 2,564,065          | 2,940,113          | 3,450,754          | 4,146,302          |
| Operating Income (Tsh, million)   | (386,653)      | (185,248)        | 337,187          | 132,711            | 150,945            | 190,916            | 229,514            | 183,221            | 335,823            |
| Operating Income (US\$, million)  | (176)          | (84)             | 153              | 60                 | 69                 | 87                 | 104                | 83                 | 153                |
| Finance Cost                      | 85,386         | 59,298           | 94,204           | 104,268            | 107,179            | 136,880            | 258,464            | 388,988            | 431,121            |
| Non operational transaction       | 294,640        | (223,158)        | (323,266)        | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               |
| Income before Tax (Tsh million)   | (177,399)      | (467,704)        | (80,283)         | 28,443             | 43,766             | 54,036             | (28,951)           | (205,767)          | (95,297)           |
| Income before Tax (US\$, million) | (81)           | (213)            | (36)             | 13                 | 20                 | 25                 | (13)               | (94)               | (43)               |

| Year                              | Projection<br>2022 | Projection<br>2023 | Projection<br>2024 | Projection<br>2025 | Projection<br>2026 | Projection<br>2027 | Projection<br>2028 | Projection<br>2029 | Projection<br>2030 |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Sales Revenue                     | 4,984,613          | 5,497,597          | 6,234,620          | 6,861,117          | 7,498,775          | 8,196,437          | 8,956,851          | 9,791,907          | 10,710,386         |
| Other Operating Revenue           | 149,538            | 164,928            | 187,039            | 205,834            | 224,963            | 245,893            | 268,706            | 293,757            | 321,312            |
| Total Operating Revenue           | 5,134,152          | 5,662,525          | 6,421,659          | 7,066,951          | 7,723,739          | 8,442,330          | 9,225,556          | 10,085,664         | 11,031,697         |
| Generation & Transmission Cost    | 1,282,400          | 1,412,450          | 1,596,911          | 1,703,448          | 1,810,837          | 1,949,038          | 2,108,264          | 2,257,812          | 2,473,305          |
| Purchased Energy                  | 2,118,461          | 2,336,479          | 2,649,714          | 2,915,975          | 3,186,980          | 3,483,486          | 3,806,662          | 4,161,560          | 4,551,914          |
| Distribution Cost                 | 453,475            | 502,425            | 556,325            | 617,100            | 678,425            | 746,350            | 820,325            | 901,450            | 990,000            |
| Depreciation                      | 434,470            | 449,631            | 524,059            | 680,934            | 828,273            | 850,973            | 919,596            | 996,926            | 1,084,494          |
| Total Sales Cost                  | 4,288,805          | 4,700,985          | 5,327,009          | 5,917,457          | 6,504,514          | 7,029,847          | 7,654,846          | 8,317,749          | 9,099,713          |
| General Operating Expenses        | 348,923            | 384,832            | 436,423            | 480,278            | 524,914            | 573,751            | 626,980            | 685,433            | 749,727            |
| Total Operating Expenses          | 4,637,728          | 5,085,817          | 5,763,432          | 6,397,735          | 7,029,428          | 7,603,597          | 8,281,826          | 9,003,182          | 9,849,440          |
| Operating Income (Tsh, million)   | 496,424            | 576,708            | 658,227            | 669,216            | 694,310            | 838,733            | 943,730            | 1,082,482          | 1,182,257          |
| Operating Income (US\$, million)  | 226                | 262                | 299                | 304                | 316                | 381                | 429                | 492                | 537                |
| Finance Cost                      | 431,932            | 435,209            | 558,203            | 767,558            | 852,716            | 895,952            | 970,921            | 1,098,029          | 1,252,078          |
| Non operational transaction       | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               |
| Income before Tax (Tsh million)   | 64,492             | 141,499            | 100,023            | (98,342)           | (158,406)          | (57,219)           | (27,191)           | (15,547)           | (69,821)           |
| Income before Tax (US\$, million) | 29                 | 64                 | 45                 | (45)               | (72)               | (26)               | (12)               | (7)                | (32)               |

| Year                              | Projection<br>2031 | Projection<br>2032 | Projection<br>2033 | Projection<br>2034 | Projection<br>2035 | Projection<br>2036 | Projection<br>2037 | Projection<br>2038 | Projection<br>2039 | Projection<br>2040 |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Sales Revenue                     | 11,709,726         | 13,206,972         | 14,444,788         | 15,798,065         | 17,280,105         | 18,782,331         | 20,414,735         | 22,188,165         | 24,116,297         | 26,210,926         |
| Other Operating Revenue           | 351,292            | 396,209            | 433,344            | 473,942            | 518,403            | 563,470            | 612,442            | 665,645            | 723,489            | 786,328            |
| Total Operating Revenue           | 12,061,018         | 13,603,181         | 14,878,131         | 16,272,006         | 17,798,508         | 19,345,801         | 21,027,177         | 22,853,810         | 24,839,786         | 26,997,254         |
| Generation & Transmission Cost    | 2,737,663          | 2,959,872          | 3,092,471          | 3,351,946          | 3,672,471          | 3,848,463          | 4,093,906          | 4,523,550          | 4,985,502          | 5,500,704          |
| Purchased Energy                  | 4,976,634          | 5,612,963          | 6,139,035          | 6,714,177          | 7,344,045          | 7,982,491          | 8,676,263          | 9,429,970          | 10,249,426         | 11,139,643         |
| Distribution Cost                 | 1,087,350          | 1,345,400          | 1,476,530          | 1,620,370          | 1,777,540          | 1,936,570          | 2,109,860          | 2,297,720          | 2,502,320          | 2,724,280          |
| Depreciation                      | 1,155,861          | 1,243,542          | 1,328,231          | 1,461,255          | 1,519,303          | 1,710,473          | 1,828,558          | 1,904,146          | 1,968,187          | 2,029,329          |
| Total Sales Cost                  | 9,957,508          | 11,161,777         | 12,036,267         | 13,147,748         | 14,313,358         | 15,477,997         | 16,708,587         | 18,155,386         | 19,705,434         | 21,393,957         |
| General Operating Expenses        | 819,681            | 924,488            | 1,011,135          | 1,105,865          | 1,209,607          | 1,314,763          | 1,429,031          | 1,553,172          | 1,688,141          | 1,834,765          |
| Total Operating Expenses          | 10,777,189         | 12,086,265         | 13,047,402         | 14,253,613         | 15,522,966         | 16,792,760         | 18,137,619         | 19,708,558         | 21,393,575         | 23,228,722         |
| Operating Income (Tsh, million)   | 1,283,829          | 1,516,916          | 1,830,729          | 2,018,394          | 2,275,542          | 2,553,041          | 2,889,559          | 3,145,252          | 3,446,211          | 3,768,532          |
| Operating Income (US\$, million)  | 584                | 690                | 832                | 917                | 1,034              | 1,160              | 1,313              | 1,430              | 1,566              | 1,713              |
| Finance Cost                      | 1,398,706          | 1,489,077          | 1,548,252          | 1,615,944          | 1,656,288          | 1,700,296          | 1,736,333          | 1,778,391          | 1,802,872          | 1,841,467          |
| Non operational transaction       | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               | ----               |
| Income before Tax (Tsh million)   | (114,876)          | 27,839             | 282,477            | 402,450            | 619,254            | 852,745            | 1,153,226          | 1,366,861          | 1,643,339          | 1,927,065          |
| Income before Tax (US\$, million) | (52)               | 13                 | 128                | 183                | 281                | 388                | 524                | 621                | 747                | 876                |

## 11.2 電力マスタープラン実現に向けた提言

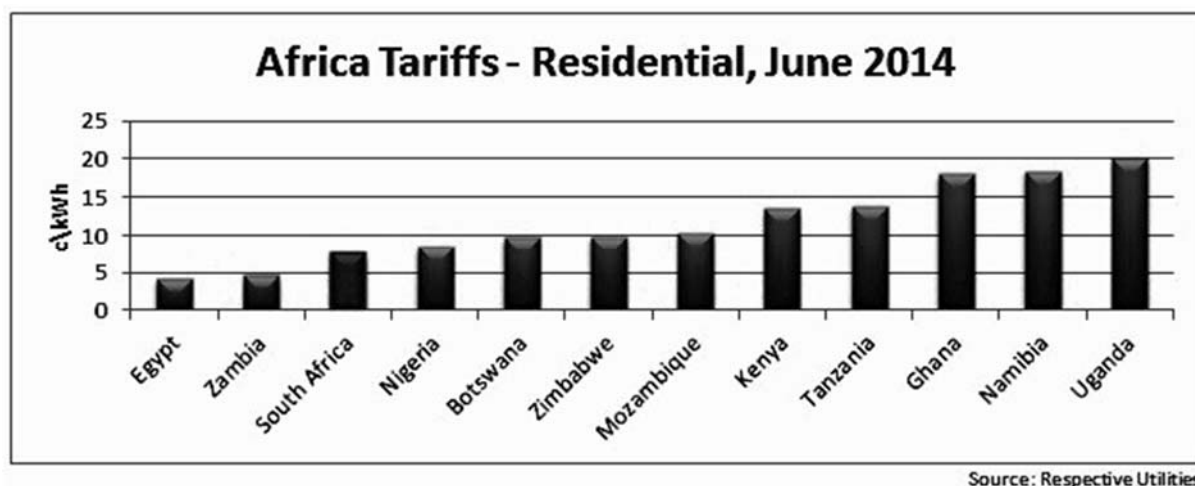
### 11.2.1 TANESCO の財務状況改善に向けた提言

#### (1) 利益水準

2014年度の売上は年間で28%上昇しているにもかかわらず、営業コストは11%減少しており、TANESCOの財務内容が大幅な改善を示しているのは事実である。しかしながら、売上費用は売上収入を恒常的に上回っており、2014年によようやく売上収支の黒字が計上されたばかりである。売上費用が電力売上収入に占める割合は98%であり、売上利益率は2%と非常に低い。電力事業は公益性の高い事業ではあるが、5%～15%の売上利益率を目標とすべきである。利益率の改善には、まず売上費用の削減が求められるが、高コストであるEPP発電所の3箇所の契約は予定どおり2014年に終了しているが、Aggreko発電所(Ubungo)は終了せず、今も継続している。このEPPとの契約を計画どおり終了すれば更にコスト削減が可能となる。今後は、原油燃料や高コストのEPPへの依存を減らし、水力、ガスなど、低コストのエネルギー使用割合を増やす必要がある。

#### (2) 電力料金

経営効率化とともに適切な利益を計上できる電力料金の設定が必要となる。近年までのTANESCOの電力料金では営業費用を賄えず、売上収入の不足分を政府補助金で埋める業績が続いてきた。2007年以降はEWURAによる新たな電力料設定の方針の導入により、毎年大幅に引き上げられており、2014年のタンザニア家庭用電力料金はアフリカ主要国のほぼ平均である(図11.2.1-1)。今後さらなる電力料金の急速な値上げは、国民と産業界の反発を招く可能性があり、現在EWURAが進めている発電と送配電に必要な総括原価を基に電力販売価格を設定する仕組みの国民への理解を促進して着実な遂行が求められる。



出所：Frost & Sullivan

図 11.2.1-1 近隣アフリカ国とのタンザニア電気料金の比較 (2014年)

#### (3) 借入金

現状のTANESCO長期借入金のほとんどは国際援助機関からのローンであり、また、IPP、EPPへの返済にあてている政府からTANESCOへの資金援助の原資も国際援助機関からの借入金であ

る。市場金利より低利で資金調達が可能である借入であり、今後もタンザニア政府にとって国家開発のための資金ソースとして重要である。

一方で新たな資金ソースとして、タンザニア政府による米ドル建て債券の発行も TANESCO 向けの長期のファイナンス原資として考慮できる。国際市場での政府債券発行はタンザニアへの新たな投資家の発掘と資金ソースの多様化に繋がる。現在の先進国では中央政府の金融緩和政策により、歴史的な低金利の状態が続いており、成長が見込まれるアフリカ諸国への投資意欲は強い。既に、ザンビア、ルワンダ、そしてエチオピアなどのアフリカ諸国は国際市場での債券発行を実施しており、タンザニアも近い将来に発行が期待されている。また、国際市場での外貨建債券の発行は、財政規律に対する政府の意識も強めることとなる。

さらに、国際金融公庫 (IFC) による Managed Co-lending Portfolio Program (MCPP) の活用も検討できる。MCPP は民間と IFC が共同で出資する途上国インフラ投資ファンドであり、投資から生じた損失をまず一定割合 IFC が負担する仕組みである。当面の資金調達の目標規模は 50 億米ドルであるが、すでに欧州の数社の保険会社から計 15 億米ドル出資される見込みである。これまで、長期のインフラ投資資金の貸出は国際援助機関が中心であったが、この MCPP の仕組みにより、長期の運用ニーズを持つ機関投資家が途上国インフラの新たな貸出先として注目される。

## 11.2.2 電力セクター改革に係る提言

### (1) 世界銀行による改革のロードマップ

世界銀行報告<sup>1</sup>は電力供給産業改革について以下のように述べている。

- 2007 年に政府は電力セクター改革戦略を作成した。それはタンザニアにおける電力セクターの中長期のビジョンを打ち出したものである。改革戦略は TANESCO が単独の買電・売電主体の現在の市場構造から生産者が直接配電会社や大消費家に売ることができる(あるいは共同管理によるか任意の電力交換による)、より自由化され、競争的な卸売市場へ進化させるセクターを目論んでいた。この戦略は多くの国際的な電力セクター改革の最善事例をタンザニアの環境に合わせるように考慮した 2008 年の総合的な電力法の採択へと続いた。
- 政府はセクターの重大な部分において公共民間連携 (PPPs) によって民間投資を増大させる必要があると感じている。MEM は 2013 年に改訂 PPP 戦略を採択した。それは将来の新発電所-既に決まったものを除き-を競争入札にかけるとする政策である。
- 政府の政策実施は IPP/PPP プロジェクトの開発を含む PPP 管理を競争的、透明なプロセスで行う能力開発から開始した。
- 政府は BRN (Big Results Now) イニシアティブの下でのエネルギーに関する NKRA (National Key Result Areas) Lab の最終報告を採択し、その提言の実施を開始した。電力・ガスセクターの中長期構造に関わる時間に限られたロードマップの起案を含む Lab の提言実施の進捗は監視されている。ロードマップは TANESCO の改革、民間参入、電力システムマスタープラン更新の目的目標との合致、2015 年、2020 年、そして 2035 年の電力セクターの望ましい状態等をカバーすることが期待されている。ロードマップは政府により 2014 年 6 月に公表され、一定期間にわたり実施される予定である。

<sup>1</sup> "Program Document on a Proposed Development Policy Credit in the Amount SDR 65.2 Million to the United Republic of Tanzania for a Second Power and Gas Sector Development Policy Operation," 2014 年 2 月

## (2) MEMによる改革ロードマップ

MEMの電力供給産業改革戦略及びロードマップ(Electricity Supply Industry Reform Strategy and Roadmap) 2014-2025は2014年6月30日に公表され、次のような内容を示している<sup>2</sup>。

- 改革戦略は発電、送電、配電の緩やかな分割である。
- 改革のロードマップは直近(2014年7月-2015年6月)、短期(2015年7月-2018年6月)、中期(2018年7月-2021年6月)、長期(2021年7月-2025年6月)から成る。
- 直近の活動はタスクフォース設立、人材開発プログラム準備、標準的買電協定(PPA)サンプルフォームモデルの開発、独立システム運用者(ISO)としての電力網コントロールセンターの指名、業務プロセスの評価、TANESCOの資産・債務評価と送電会社と配電会社の運営を監督する電力網規定制定等から成る。
- 短期の活動は送配電から発電の分離、独立市場運営者の指名、分権化(調達、予算実施、営業計画管理)の決定等から成る。
- 中期の活動は送電から配電の分離、地域オフィス業績評価、卸売市場の機構と運営規則の設立から成る。
- 長期の活動は配電の地域会社への分割、電力供給産業サービスの標準確立、人材と取引システムへの投資、卸売競争の導入、発電会社・配電会社の(民営化)リスト化準備、ロス率の15%から12%への削減、接続を36%から50%へ拡大等から成る。

## (3) アフリカ開発銀行(AfDB)による改革ロードマップ

タンザニア政府への主要ドナーであるAfDBは報告書「Investment Plan for Tanzania, April 2013」において、TANESCOの経営に関して次のように述べている。

- 電力供給のコストを削減し、干ばつや石油価格の上昇などのリスクを軽減する観点から、高価な原油燃料やEPP電源から離れて長期的には石炭や大型水力、ガス、石炭、及び再生可能エネルギーなどの、より効率的で低コストのエネルギーミックスを目指すべきである。
- 電力セクターの再編と、投資計画、調達、契約管理を強化する必要がある。調達に関しては、競争入札プロセスにより発電における市場競争の強化、そしてIPPを通じて民間投資の活用が必要である。

上記の世界銀行、MEM、そしてAfDBの報告書に記載されているように、電力セクターの再編による発電、送電そして配電の分離により、TANESCOは民間投資と市場競争を通じた経営を目指すこととなる。したがって、今後TANESCOが適正な利潤を計上し、政府補助金に頼らず財務的に健全な状態であり、独立した維持可能な電力会社となる必要がある。

### 11.2.3 民間電力業者(IPP)参入に係る提言

#### (1) IPP参入の促進の必要性

IPPは発電事業を行い、最終需要家ではなく、電力会社に電力を卸売りする民間事業者である。電力事業において、一般的に送配電事業は開放性が要求され、公共観点を優先することで事業採

<sup>2</sup> <http://www.gst.go.tz/images/TANZANIA%20ELECTRICITY%20SUPPLY%20INDUSTRY%20REFORM%20STRATEGY%20&%20ROADMAP.pdf#search=Tanzania+ESI+Roadmap>

算性を生むのは容易ではない。また、送配電事業は巨額の設備投資を必要とし、発電事業会社に開放された平等な参入機会と、全ての顧客がグリッドに公平にアクセスできる開放性を提供する必要がある、発電事業ほど利益を生み出すのは困難である。よって IPP の参入は発電セクターにて展開することが中心となる。

IPP の導入は、電力開発のための公的支出を削減するための解決策の 1 つである。政府が公的資金で必要な投資費用をすべてカバーしようとする、政府の予算（または債務）は巨大となる。例えば、2016 年から 2020 年にかけて PSMP2016 が提案した世代への投資には、2015/2016 年の政府予算 102 億米ドルよりも大きい 116 億米ドルが必要である。国際開発援助機関からの資金/支援による政府の資金調達ソースなるが、こうした機関は巨額になる電力セクターだけを支援するわけではなく、電力セクターへの支援資金量は限られている。また、すべての投資資金が政府だけによって借り入れられれば、政府が基準とする債務残高を上回る。したがって、タンザニアの電力供給事業改革のため策定されたロードマップに沿って、発電部門に IPP を導入する必要がある。IPP による民間投資は政府の借入を削減し、資金確保のための政府の負担も軽減する。さらに、IPP によって開発された発電部門は、民間資金と市場競争が導入され、電力事業をより効率的にする可能性がある。

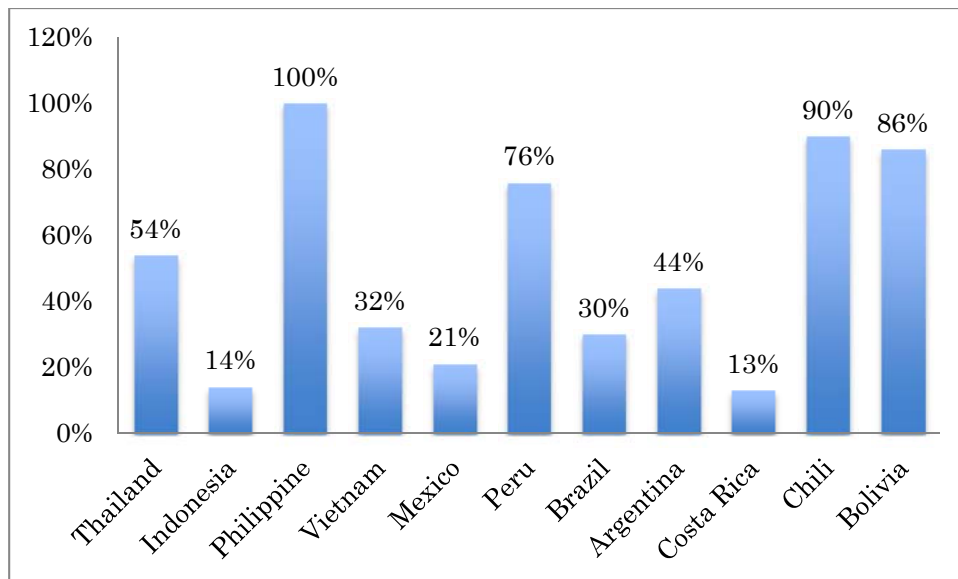
## (2) PSMP における IPP の役割

PSMP 2016 において、風力や太陽光などの再生可能な発電プロジェクトは現在進行中または交渉中であり、これらのプロジェクトが実現すれば、発電ミックス（再生エネルギーは 5%）における再生可能エネルギーの目標シェアが達成される。したがって、IPP によるさらなる投資はこのセクターには求められない。また、水力発電への投資は、巨額の初期投資と長期の投資回収期間を必要とするため、参入のハードルは高く、IPP が参入する電源の種類はガス、石炭を原料とする発電セクターが適切である。

PSMP2016 では、ガス 40%、石炭 35%を提案しており、石炭火力に対する公的支援には逆風が吹いているため、石炭火力の開発には IPP もしくは PPP が不可欠である。一方で、短期的に需要を満たすには、建設工期が短いガス火力を、公的資金と IPP を併用して開発することが必要である。ただし、タンザニアの電力産業改革ロードマップによれば、TANESCO 発電部門も IPP との競合の対象となる。

## (3) アジアと中南米各国における IPP 参入比率

アジアと中南米各国における IPP 比率を以下の図 11.2.3-1 に示す。IPP 比率の政策目標は各国の電源開発計画より様々である。



出所：(社) 海外電力調査会のデータを基に調査団作成

図 11.2.3-1 アジアと中南米各国の IPP 導入比率 (2011 年時点、フィリピンは 2014 年)

#### (4) PSMP における IPP 参入

先進国の場合、競争と規制緩和を通じた電力部門の効率化のために IPP の推進が求められている。タンザニアの場合、PSMP における IPP を推進する主な理由は、資本支出のための借入金を削減することであり、効率性の追求は 2 次的なものである。

開発途上国の成長途上の電力部門に早期に IPP を推進することは、国民への公共サービス効率性や改善の代わりに不完全な競争市場を引き起こすことが多い。適切な電力市場制度と資本市場なしに IPP 政策が導入されることにより、発電事業への民間投資の促進や民間投資家への発電施設の売却は順調に進んでいないケースが多々ある。

さらに、IPP の独占・寡占を防ぎ、効率的な電力市場の育成には、独立した規制機関の設立による小売競争の導入が必要である。発送電の分離が不十分な場合は特定企業による市場支配力の行使にもつながるため、民間活力導入が不適切に実施されれば、公共の独占が民間の独占に変わるだけとなる。TANESCO が自社の発電施設を開発せず、IPP が全ての電力を供給するとすれば、TANESCO が購入電力料金を制御する力が弱まる。価格交渉を適切に行うためには TANESCO は自社で一定割合の発電施設を持つべきであり、利潤だけを追求することによる電力料金値上げも抑制することにも貢献する。

民間資金の必要性和電力市場が発展途上にあるタンザニアの状況をバランスすると IPP の参入比率は 50%までとすべきであろう。

#### (5) IPP による投資リターン目標

タンザニアにおける電源開発の投資リスク、現在の市場金利、資金調達コスト、そして資金回収リスクなどを鑑み、PSMP に投資する IPP の投資リターン (プロジェクト IRR) は 12%~16%<sup>3</sup>を目標水準とした。

<sup>3</sup> 米国 10 年国債利回り 2.5%、資金調達スプレッド 4%~5%、事業リターン 5%~8%を想定した。



## (6) IPP 参入促進のための支援プログラム

タンザニアにおける電源開発事業は長期にわたる投資コミットメントの必要である。IPP がタンザニアにて電源開発事業に参入するには事業投資リターンの達成リスクだけでなく、資金の回収リスク、事業パートナーの契約履行、そして発電事業に必要な原材料の確保などに対する保証の支援プログラムは欠かせない。以下にて IPP の事業運営リスクを軽減する 1) 保証、2) IPP の長期的な資金調達機会、3) 実現可能な調査 (Feasible Study, F / S) のための財政支援のプログラムを例として示す。

### 1) 保証支援

#### ➤ 世界銀行による Partial Risk Guarantees (PRG)

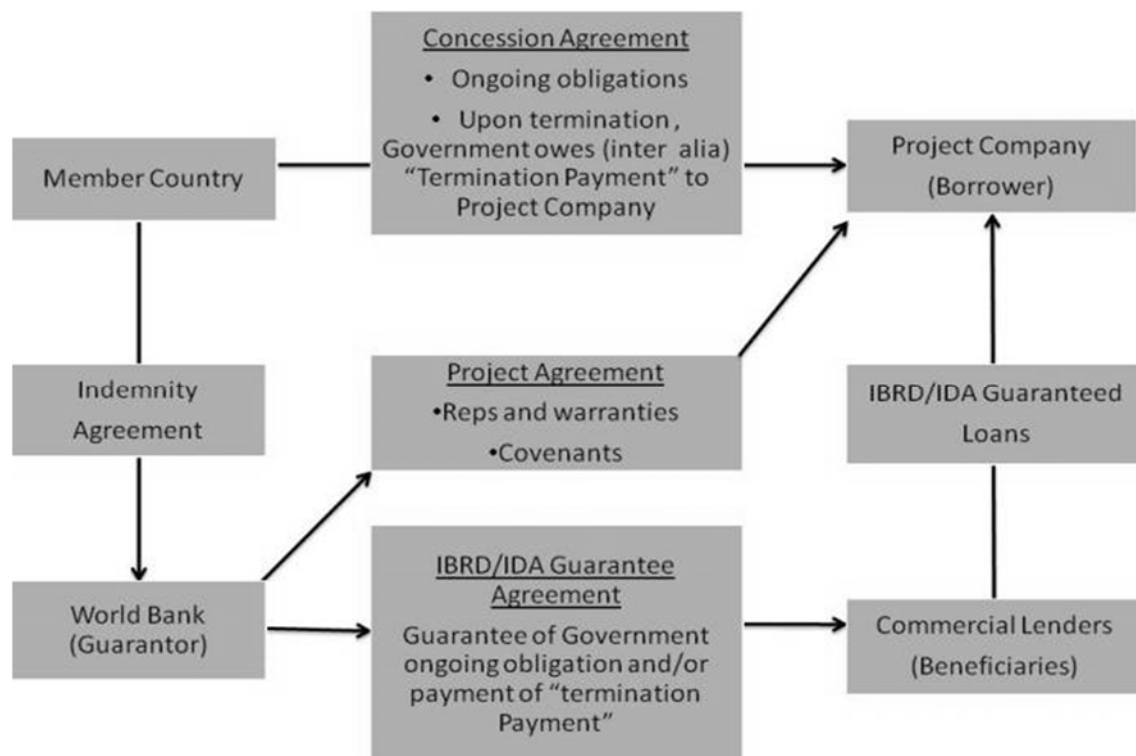
PRG は、民間によるプロジェクトに関して義務を果たさない公的機関のリスクに対して民間融資機関をカバーする仕組みである。PRG は、民間部門のプロジェクトにおける政府またはその代理店が行う契約上の義務の不履行に起因する債務不履行の場合の支払いを保証する。PRG は民間機関が提供する商業債務商品 (ローン、債券) に使用することができ、政府契約業務に依存する民間参画のプロジェクト、官民パートナーシップ (PPP) プロジェクト、民営化プロジェクトなどが適格対象となる。

保証料：以下の保証料を IPP より世界銀行に支払う。

開始手数料：保証対象金額の 0.15% (一度のみ)、もしくは 100,000 米ドル；

取扱い手数料：保証対象金額の 0.50% (一度のみ)；

保証料：保証対象残高の年利 0.75%；

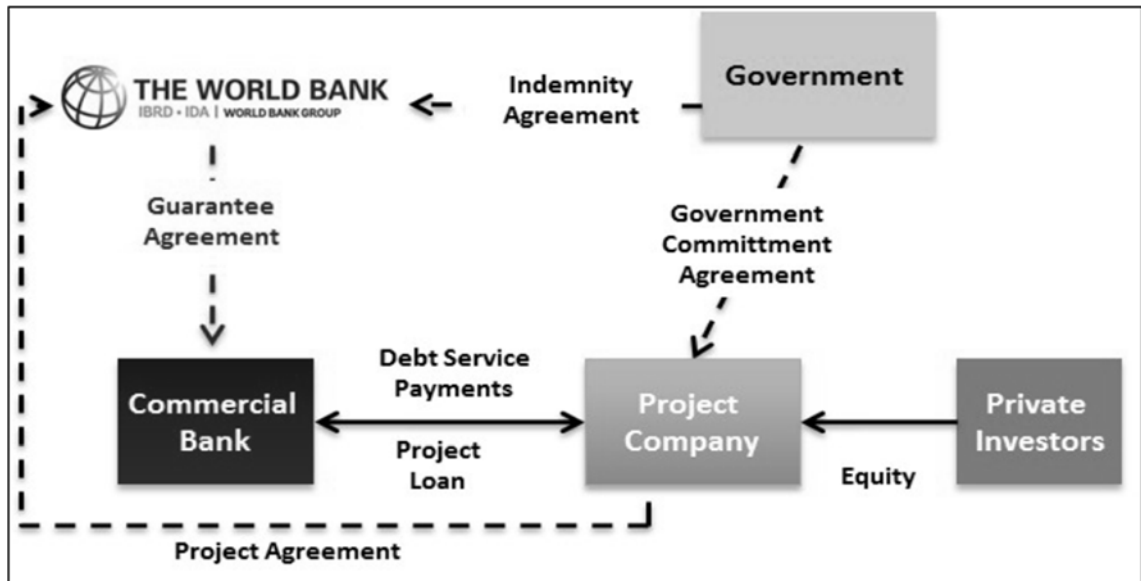


出所：世界銀行

図 11.2.3-2 典型的な PRG スキーム

契約のストラクチャー例：

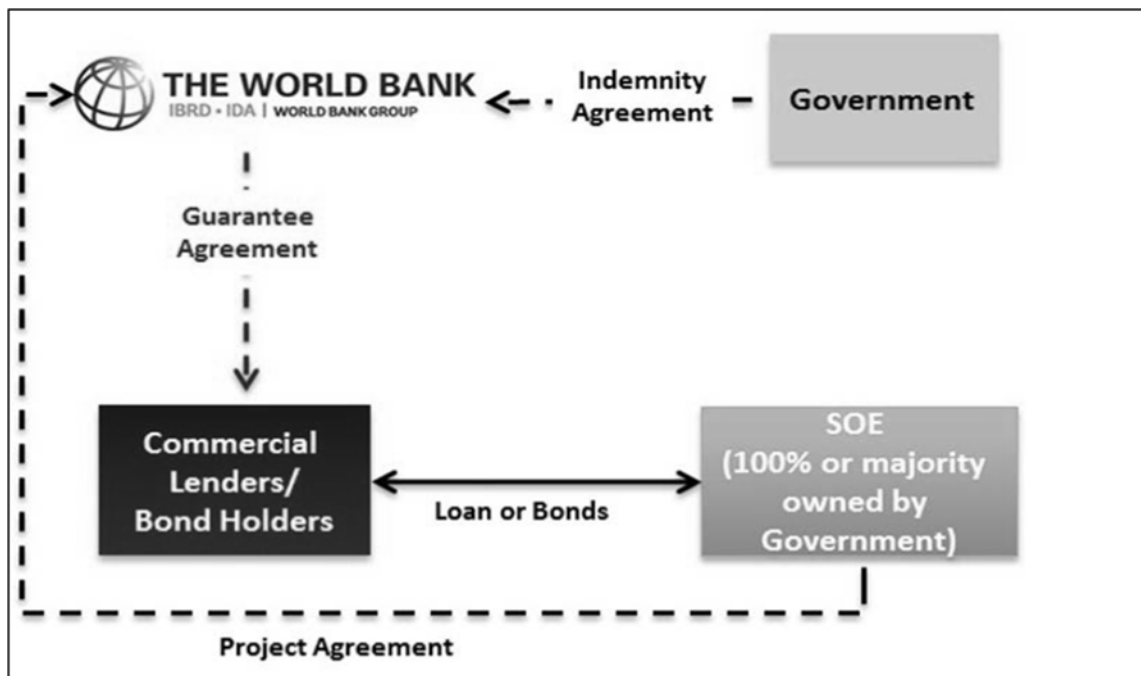
- 貸付保証 - プロジェクトと商業貸し手との間の商業貸付の下で支払不履行を引き起こす民間プロジェクトへの政府による支払いまたは履行不履行のリスク緩和



出所：世界銀行

図 11.2.3-3 貸付保証 PRG スキーム (1)

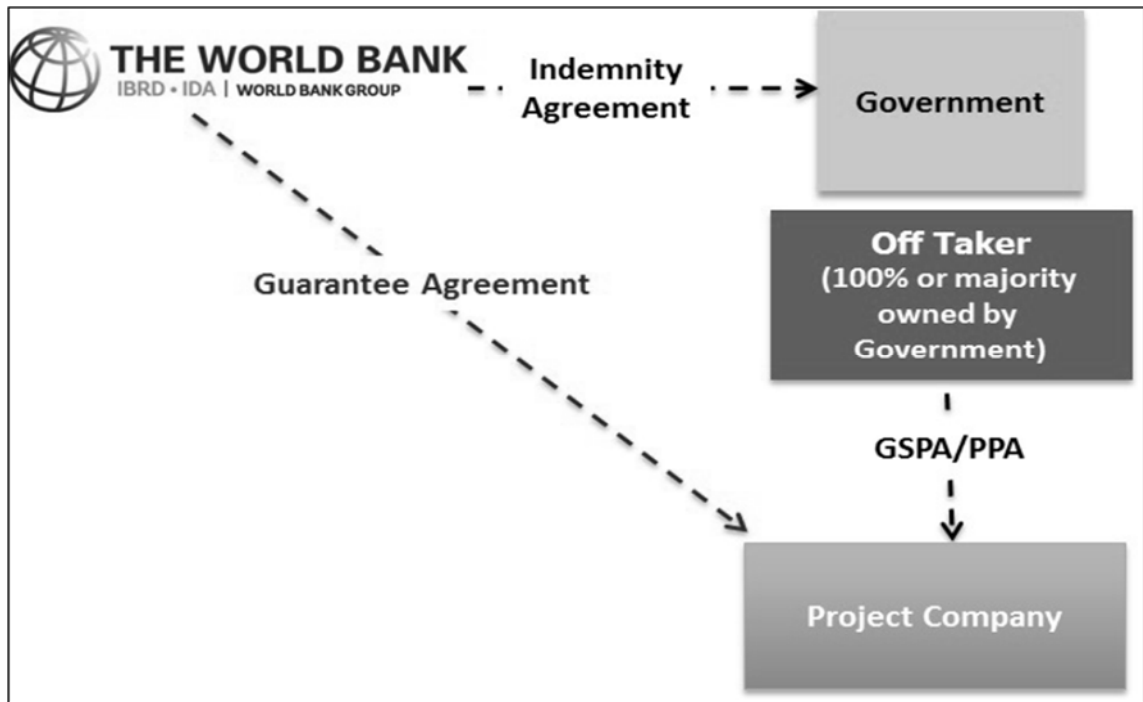
- 貸出保証 - 政府による直接的な商業貸し手または債権者に対する債務返済義務の支払い不履行のリスク軽減



出所：世界銀行

図 11.2.3-4 貸付保証 PRG スキーム (2)

- 支払い保証 - 民間プロジェクトとの契約に基づく政府による支払い不履行のリスク軽減



出所：世界銀行

図 11.2.3-5 支払保証 PRG スキーム

PRG の適用例：

- ウガンダの再生可能エネルギー開発プログラムへの PRG  
再生可能エネルギー開発計画プロジェクトは、再生可能エネルギーに基づく小型民間発電事業者によるウガンダの発電容量を増加させることである。小規模な再生可能エネルギープロジェクトへの民間部門の参加を誘発するための重要な優先事項としてリスク軽減手段を提供することとして PRG が活用された。

➤ 日本貿易保険 (NEXI)

NEXI は日本の公的貿易保険であり、海外バイヤーとの輸出・投資・融資を行う本邦企業のリスクに備える保険である。日本国内に登記があり、事業活動の基盤も日本国内にあれば、日本法人、外国法人を問わず利用可能である。

- 融資保険、海外投資保険、及び、輸出保険の非常危険カバー率(上限)を 97.5%(海外投資保険は 95%)から 100%に拡大
- 案件の事業期間長期化に対応するため、投資保険期間を 15 年から 30 年に延長
- 事業終了後の外国政府等による契約違反リスクのカバー
- サブ・ソブリン対応保険の創設

NEXI 活用例：

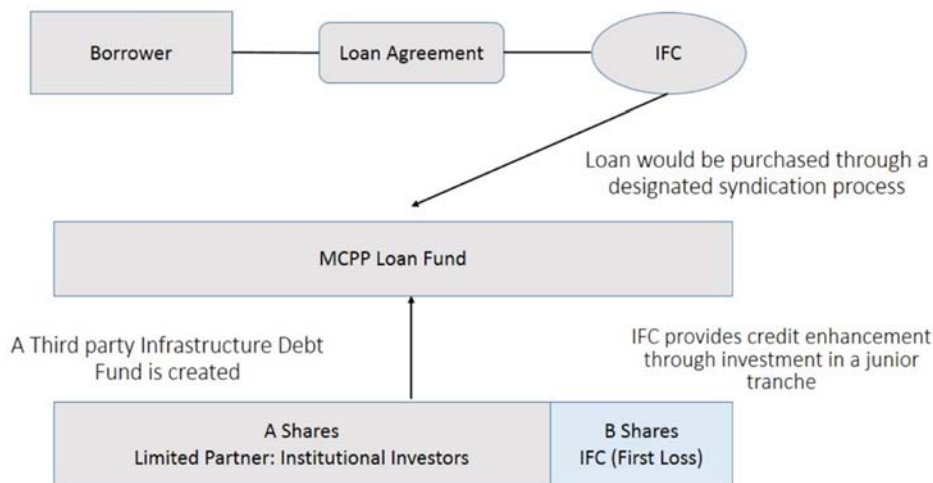
- 南アフリカ/Eskom による揚水発電プロジェクト  
Eskom は南アフリカの電力公益事業である。NEXI は、日本/海外企業のコンソーシアム

が輸出する発電のためのポンプ式タービンおよびモータジェネレータの輸出支払いのための貿易融資保険を引き受けた。

## 2) 長期ファイナンス支援

### ➤ 国際金融公社(IFC)による Managed Co-lending Portfolio Program (MCPPI)

MCPPI は、開発途上国のインフラプロジェクトへの投資を目的とした IFC と民間資金が共同で投資するプログラムファンドである。IFC は、各パートナーのポートフォリオの最大 10% の第一損失トランシェ<sup>4</sup> を保証のため提供する。これはスウェーデン国際開発協力機関 (SIDA) の保証によって支えられる。MCPPI は、途上国のインフラ部門への投資を増やそうとする機関投資家のために設計されている。MCPPI に拠出されるローンはロンドンインターバンクオファーレート (LIBOR) を 4%~5% 上回る利回りを提供し、資金の当初目標金額は 50 億米ドルである。IPP は投資に必要な資金の拠出先として MCPPI を検討すべきである。



出所：IFC のデータを基に調査団作成

図 11.2.3-6 MCPPI スキーム

MCPPI への民間資金出資例：

- 中国人民銀行 (PBOC) は、国家外為管理局 (SAFE) を通じて、今後 6 年間で MCPPI プラットフォームの下で 30 億米ドルを約束している。
- ドイツのアリアンツ・グループは、このプログラムに共同投資するために IFC と 5 億米ドルのパートナーシップ契約を結んでいる。また、AXA やプルデンシャルなど他のヨーロッパの保険会社も投資に関心を示している。

<sup>4</sup> トランシェとは、フランス語で一切れという意味合いの言葉で、ひとかたまりのシンジケート・ローンや証券化証券を、特定の条件で切り分けたもの。

### 3) 実現可能性調査 (Feasible Study, F/S) のための支援

#### ➤ JICA による協力準備調査支援 (PPP インフラ事業)

この調査は PPP インフラ事業への参画を計画している本邦法人からの提案に基づき、円借款または海外投融資を活用したプロジェクト実施を前提として、PPP インフラ事業の基本事業計画を策定し、当該提案事業の妥当性・効率性等の確認を行うものである。JICA は調査に必要な費用のうち、1 件あたり 3 億円を上限として支援する。

F/S 支援例：

- JICA は、モンゴルに Tsetsii 風力発電システムを投資する民間投資家による F/S を支援した。IPP は JICA と欧州復興開発銀行 (European Bank for Reconstruction and Development、EBRD) との間にモンゴル南部の 50MW の風力発電所を建設するための融資契約を締結した。
- JICA は、ボスニア・ヘルツェゴビナにおける新技術投資のための民間投資家による F/S を支援した。

#### ➤ アフリカ開発銀行 (AfDB) の技術支援 (Technical Assistance, T/A)

AfDB の技術援助は、主に事業の開発成果の向上に焦点を当てており、銀行の資金調達を受けるプロジェクトの開発と貧困を最小限に抑えるために不可欠なプロジェクト準備の有効性を高めている。

T/A 支援例：

- AfDB は、モザンビーク共和国政府に対する技術援助のためのアフリカ開発基金の融資を 15.3 百万米ドルで承認した。この融資は、政府が 3 つのメガプロジェクトの財務閉鎖をサポートするとともに、最適なガスおよび電力プロジェクトを提供するために必要なスキルと能力を創出するのに役立てるものである。

### 4) その他支援策

IPP 参入を促進するにはその他、以下の支援策が考えられる。

#### ➤ 電力・エネルギー購入契約 (Power and Energy Purchase Agreement, PPA)

PPA は、IPP の BOT (Build-Own Transfer) またはコンセッションプロジェクトの支払いを保証する購入者 "off taker" (しばしば国有の電力会社) と私的所有の電力生産者の間の契約である。

#### ➤ 税の減免

所得税の一定期間の減免は IPP 参入を促進する。輸入機器の関税の減免も有効である。

#### ➤ 加速償却

所得税軽減の一種である。

#### ➤ タンザニア政府による支払保証

政府は IPP 側がタンザニアに参入するのに販売電力の支払遅れを懸念している場合は支払保証を考慮すべきである。

#### ➤ 原料供給に対する政府保証

政府は、IPP へ電力生産のための原材料供給を保証する。

➤ **Viability Gap Funding**

PPP の赤字補填のための政府補助金である。

➤ **現地通貨建てローン、および通貨変動リスク保証**

国際援助機関により、現地通貨建てのローンや外貨借り入れの通貨変動リスク長期ヘッジ取引が提供される。

➤ **政策リスク保険 (Policy Risk Insurance, PRI)**

PRI は、強制収用、戦争と内乱といった特定のリスク、政府政策の変更による契約違反に対する保険である。世界銀行の機関である Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) MIGA が PRI を提供する。