

モザンビーク共和国
モザンビーク電力公社

モザンビーク国
電カマスタープラン策定プロジェクト
ファイナルレポート

平成30年2月
(2018年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)
株式会社 J E R A

産公
J R
18-057

モザンビーク共和国
モザンビーク電力公社

モザンビーク国
電カマスタープラン策定プロジェクト
ファイナルレポート

平成30年2月
(2018年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)
株式会社 J E R A

要約

要約

1 調査概要

1.1 目的

- ・発電、送電、配電計画を含む、25年間の包括的な電力マスタープランを策定する。
- ・策定された電力マスタープランを関連政府機関に周知するとともに、計画立案に係る技術移転を行う。

1.2 カウンターパート

(a) メインカウンターパート

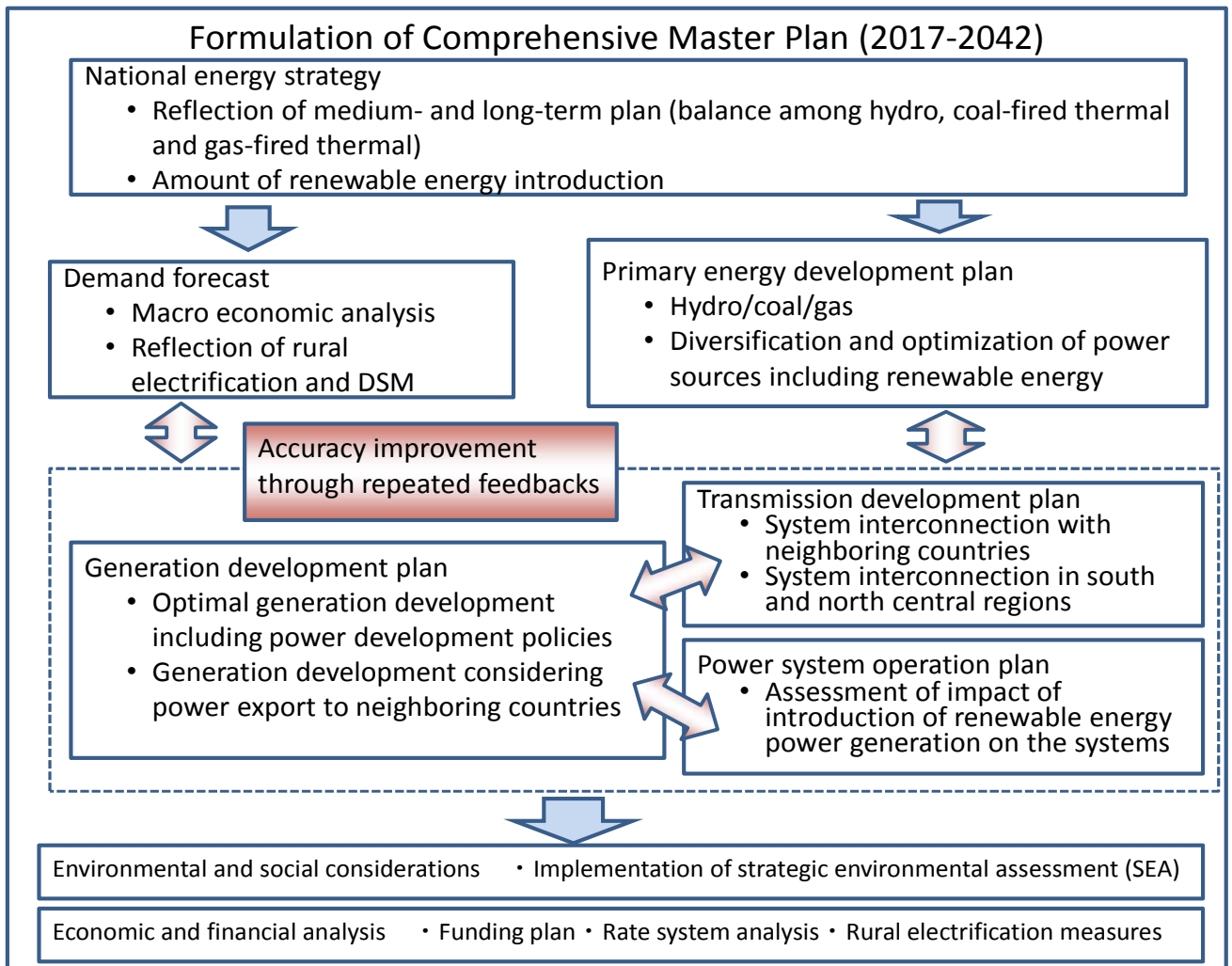
- ・モザンビーク電力公社（EDM）

(b) その他関係機関

- ・鉱物・エネルギー省（Ministry of Mineral Resource and Energy：MIREME）
- ・Cahora Bassa 水力会社（Hidroeléctrica de Cahora Bassa：HCB）
- ・エネルギー規制局（Energy Regulatory Authority：ARENE）
- ・土地・環境・地域開発省（Ministry of Land, Environment and Rural Development：MITADER）
- ・エネルギー基金（Fundo de Energia：FUNAE）
- ・モザンビーク鉱物資源公社（Empresa Moçabicana de Exploracao Mineira：EMEM）
- ・モザンビーク炭化水素公社（Empresa Nacional de Hidrocarbonectos de Moçambique：ENH）
- ・国家石油院（Instituto Nacional de Petroleo：INP）

Period	2016			2017									2018					
	4th Q			1st Q			2nd Q			3rd Q			4th Q			1st Q		
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
Study stage				Basic Research			Formulation of Draft Master Plan									Approval of Master Plan		
Study in Mozambique	■			■			■			■			■			■		
Joint Coordination Committee(JCC)	▲ 1ST JCC						▲ 2nd JCC						▲ 3rd JCC					
Seminar in Mozambique				▲ 1st Seminar			▲ 2nd Seminar						▲ 3rd Seminar					
Working Paper	▲			▲			▲			▲			▲			▲		
Training in Japan							■											
Report	▲ INCEPTION						▲ Interim						▲ Draft final			▲ Final Report		

図 1.1 調査工程



Source: JICA Study Team

図 1.1 調査の流れ

2 需要予測

需要想定実施にあたり、需要を3つのカテゴリーに分類した。一般家庭や低圧小規模需要家などの一般需要家（General Customer）、低圧大規模需要家や中圧・高圧需要家などの中一大口需要家（Medium-Large (M-L) Customer）、そして契約電力1MW以上かつ受電電圧66kV以上の超大口需要家（Special Customer）である。

一般需要家と中一大口需要家にはマクロ分析を採用した。マクロ分析対象を2つに区分したのは、家庭需要が中心の一般需要家とビジネス需要中心の中一大口需要家では特徴が異なると考え、より精緻に予測を行うためである。経済指標（Indicator）としては、人口、実質GDP、電化率、電力価格を候補として検討を行い、最終的に人口と実質GDPによるGDP/Capitaを使用した。またSpecial Customerは超大口であり需要予測への影響が大きく、各企業の動向を考慮できるマイクロ分析を採用した。

需要想定は、需要家受電端であるDistribution substation level、送電変電所負荷であるTransmission Substation level、そして、送電端である発電所での負荷であるPower station levelの3つのレベルで行い、それぞれを算出するにあたり、送配電ロスを考慮した。

国レベル需要想定は、需要家受電端であるDistribution substation levelで、表2.1のとおりとなる。また、電力量ベースで、年平均成長率AAGRは8.58%（2016-2042）となる。

表 2.1 国レベル需要予測（電力量、最大電力）

区分	2015年	2042年
電力量	3,908GWh	35,444GWh
最大電力	655MW	5,950MW

出典：JICA 調査団

同様に11の州に対し、州レベルの需要予測も行った。Indicatorは州別のGDP/Capitaを使用し、また最大電力想定には、全国レベルと各州の合計における不一致率を考慮した。結果を表2.2、表2.3に示す。北部のCabo Delgado、Niassa、Nampula、Zambeziaおよび中部のSofala州の需要増加が著しい。

表 2.2 州レベル需要予測（電力量）

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	267.2	855.3	1,049.1	3,942.7
2042	2,110.9	703.1	4,978.7	1,864.6	1,251.0	2,019.8	4,619.8	1,049.8	1,718.0	7,456.1	7,670.2	35,444.0
AAGR	12.58%	10.11%	9.33%	10.07%	8.31%	6.70%	10.41%	8.49%	7.18%	8.52%	7.67%	

出典：JICA 調査団

表 2.3 州レベル需要予測（最大電力）

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73.0	73.9	18.0	43.3	160.1	164.1	721.0
2042	408.8	153.5	934.0	355.3	242.2	411.0	866.6	180.0	368.3	1,356.7	1,374.5	6,651.0
AAGR	11.88%	10.00%	9.08%	9.35%	8.60%	6.62%	10.21%	8.95%	8.33%	8.41%	8.27%	

出典：JICA 調査団

3 電源開発計画

2017年時点で系統が南部および中北部で分断されており、それぞれの系統において電源開発を計画しなければならない。2024年にSTE Back BoneプロジェクトおよびMphanda Nkuwa水力発電プロジェクトが完工することによって系統が一つに統合されるものとし、その前後のステージにおいて電源開発計画を策定した。表3.1～表3.3に開発計画を示す。

表 3.1 電源開発計画（2018-2023年 南部系統）

Southern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project			
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire	
2017	622	661			40		80			-40	2017	Kuvaninga (40MW)	Aggreko Beluluane (40MW)	
2018	680	727			106		50			-90	2018	JICA CTM (106MW)	Aggreko Ressano (90MW)	
2019	800	867					140				2019			
2020	872	937					70				2020			
2021	951	1,017					80				2021			
2022	1,031	1,117			400		-300				2022	Temane (MGTP) (400MW)	Additional Capacity (300MW)	
2023	1,115	1,233			206		-120		30		2023	Temane (CCGT) (100MW) CTM Phase2 (106MW) Tofo (wind) (30MW)	Additional Capacity (120MW)	
Developed Capacity(MW)			0	0	752	0	0	0	30	-130				
							652							

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 3.2 電源開発計画（2018-2023年 中北部系統）

Central & Northern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project			
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire	
2017	498	513									2017			
2018	725	773					260	40		-40	2018	Mocuba (solar) (40MW)	Nacala Barcassa (40MW) for Mozambique	
2019	823	913					100	40			2019	Metoro (solar) (40MW)		
2020	878	963					50				2020			
2021	981	1,073					110				2021			
2022	1,087	1,183					110				2022			
2023	1,194	1,313				650	-520				2023	Jindal (150MW) Nacala Coal (200MW) Tete Coal (1unit) (300MW)	Additional Capacity (520MW)	
Developed Capacity(MW)			0	0	0	650	110	80	0	-40				
							800							

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

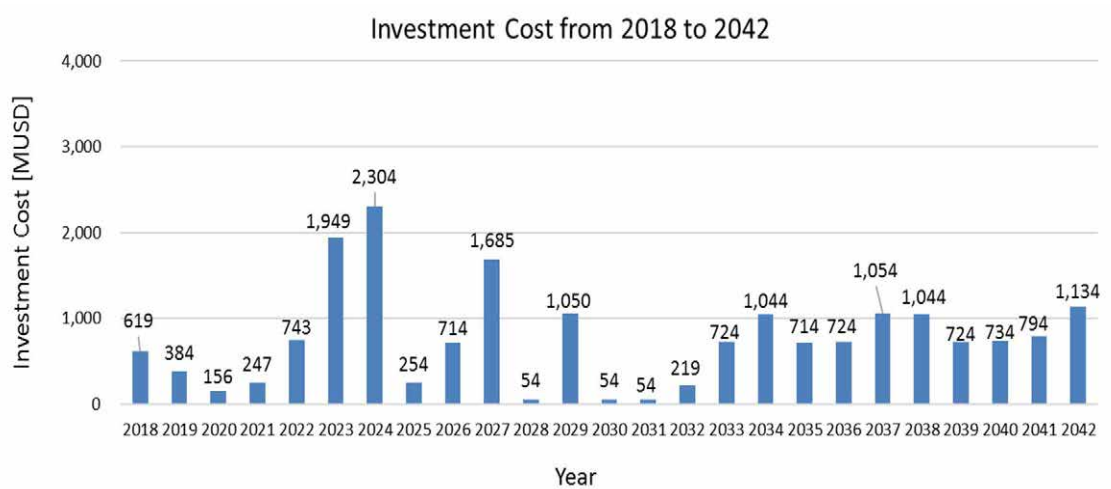
表 3.3 電源開発計画（2024-2042 年 全系統）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Year	Integrated System													
	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power	
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind	
2024	2,777	2,314	463	3,966	1,500								30	
2025	2,994	2,495	499	4,046					50				30	
2026	3,217	2,681	536	4,376				300					30	
2027	3,449	2,875	575	5,136			650			80			30	
2028	3,691	3,076	615	5,166									30	
2029	3,941	3,284	657	6,441		1,245							30	
2030	4,201	3,500	700	6,471									30	
2031	4,469	3,724	745	6,501									30	
2032	4,746	3,955	791	6,581					50				30	
2033	5,032	4,194	839	6,911					100	200			30	
2034	5,329	4,441	888	7,341				300	100				30	
2035	5,636	4,697	939	7,571					200				30	
2036	5,955	4,962	992	7,901					100	200			30	
2037	6,286	5,238	1,048	8,331					200	200			30	
2038	6,629	5,525	1,105	8,761				300	100				30	
2039	6,987	5,823	1,165	9,091					100	200			30	
2040	7,359	6,133	1,227	9,521						400			30	
2041	7,732	6,443	1,289	9,951						200	200		30	
2042	8,126	6,772	1,354	10,581						400	200		30	
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	1,000	1,880	400	450	120	
					8,145									

(1) As of end of each fiscal year

この電源開発計画の投資コストを図 3.1 に示す。今後 25 年間の総投資額は 18,786MUSD となる。



出典：JICA 調査団

図 3.1 発電開発投資コスト

4 系統計画

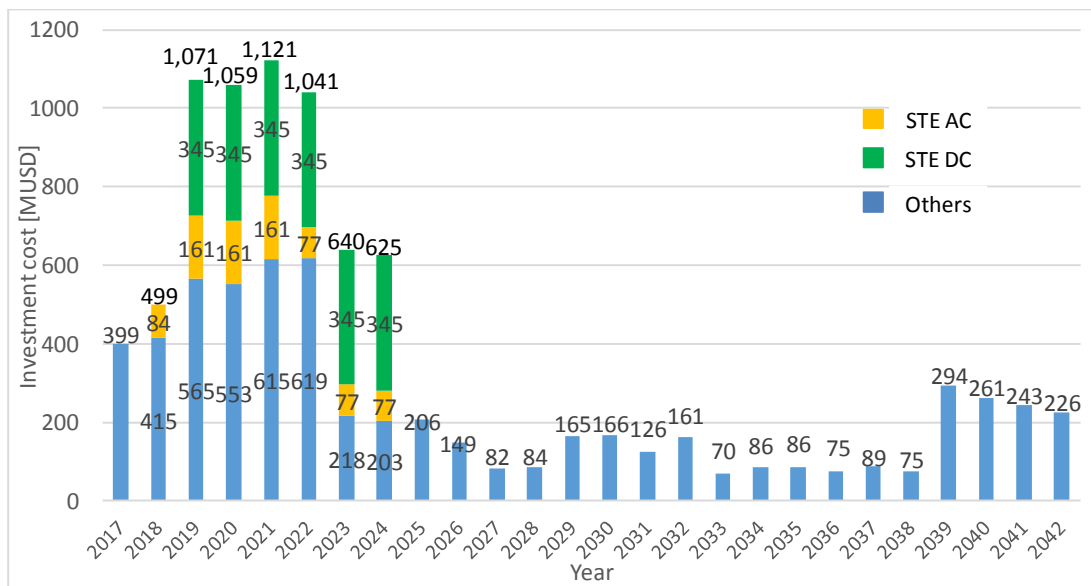
・系統計画は、各変電所の需要および電源開発推奨シナリオ（国内 Peak demand の 20%を輸出、国内 Peak demand の 10%の太陽光発電および風力発電を導入）に基づき策定した。

・表 4.1 に示す大型プロジェクトの導入を前提に、需要の増加および N-1 基準を満たす系統を構成した。図 4.2 に 2042 年断面の電源を含む系統構成を示す。

表 4.1 大型送電プロジェクト一覧

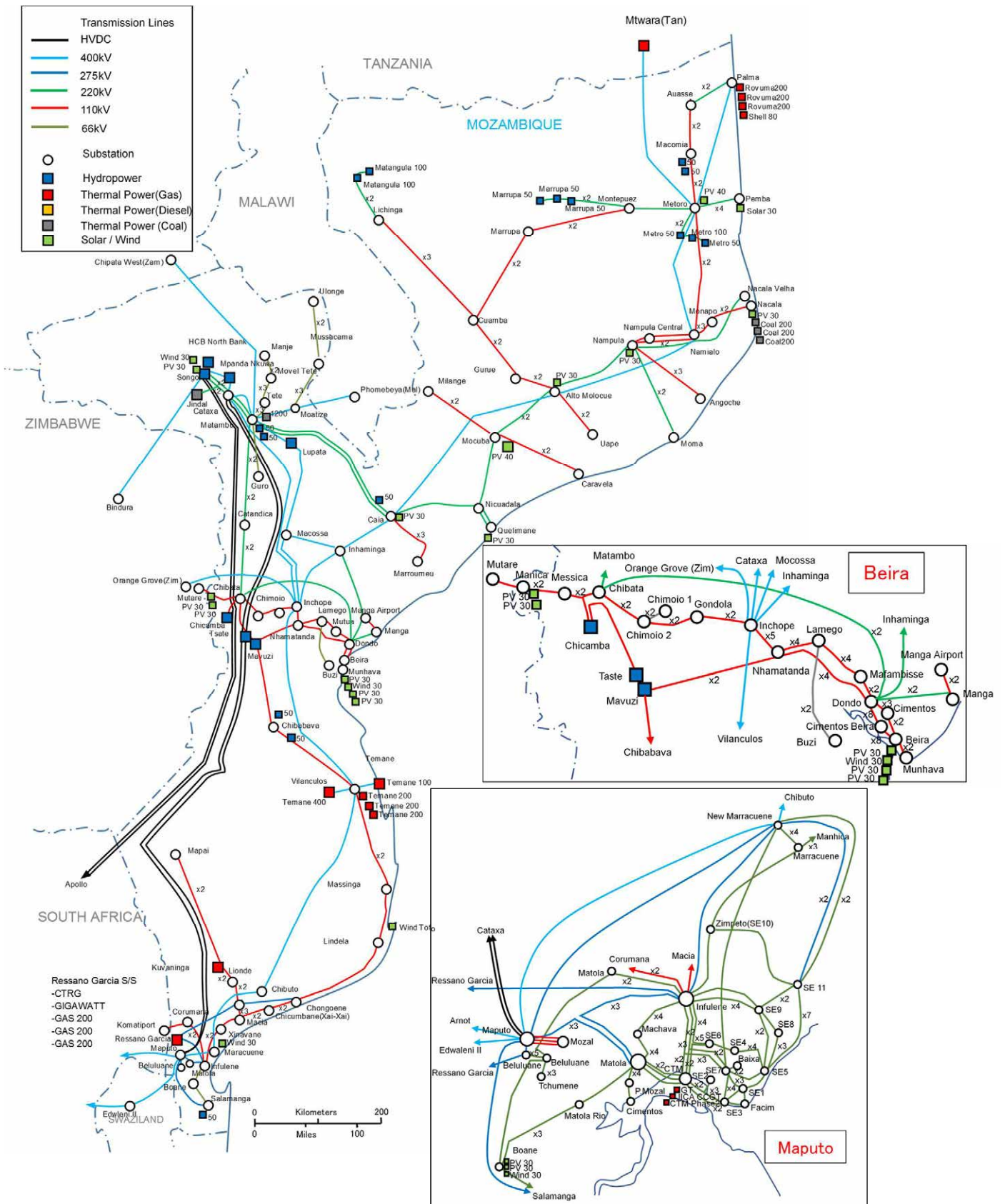
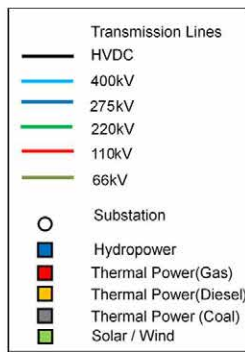
プロジェクト名称	導入年次
400kV STE Phase 1-1 HVAC (Vilanculos-Maputo)	2022 年
400kV Malawi interconnector	2021 年
400kV Zambia interconnector	2022 年
400kV Caia-Nacala	2022 年
400kV STE Phase 1-2 HVAC (Songo-Vilancuos)	2024 年
500kV STE Phase 1&2 HVDC (Cataxa-Maputo)	2024 年
400kV MoZiSa Project	2025 年
400kV Tanzania interconnector	2026 年
400kV Palma-Metoro	2026 年

・系統拡充に関わる、今後 25 年間の総投資額は 9,100MUSD となる。また、2024 年までの投資額は、STE、各国連系線、国内系統の緊急対策のプロジェクトとして 6,500MUSD になる。この総投資額の 2042 年までの投資額の 7 割に相当する。図 4.1 に、2042 年までの投資額を示す。



出典：JICA 調査団

図 4.1 系統拡充投資コスト



出典：JICA 調査団

図 4.2 2042 年系統図

5 系統運用

南アフリカとの連系を持つ南部系統とジンバブエとの連系を持つ中部・中北部・北部系統の2つに電力系統を分断しているモザンビークにおいて、今後の系統拡充、特に分散されている系統の連系による全土を遠隔監視する系統監視制御の高度化確立と発電容量の拡充による給電業務の確立が必要となる。ただし、この確立までには、現状の系統運用業務における課題の解決と、確立の基盤整備が重要である。現状の課題とは、表 5.1 に示す3点であり、各々について解決方針をまとめた。

表 5.1 系統運用に関する短期的課題

1	NCC SCADA が保守できない
2	承認された系統運用規程（ガイドライン）がない
3	系統運用に関する人材育成プログラムが不明確

Source : JICA 調査団

また、将来に向けた基盤整備は、下表に掲げる中長期的な課題と解決アプローチとして取り纏めた。

表 5.2 系統運用に関する中長期的課題

中長期的課題		課題解決に関連する直接的なアプローチ
A	設備運用と調和した系統運用規程（ガイドライン）の制定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自動制御機器の選定、設備運用方法の高度化 ・ 運用負担を軽減する現地設備の導入
B	系統増強に伴った需給制御業務の習熟	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自動発電制御（Automatic Generation Control : AGC）設定方法の策定 ・ 制御エリアの確定 ・ EDM 社内の業務プロセスの精査 ・ 人材育成プログラムの策定
C	需給制御機能や系統運用者の負担を軽減する SCADA の導入	<ul style="list-style-type: none"> ・ NCC とバックアップ制御所の決定 ・ 通信ネットワークの構築
D	系統運用情報を取り入れた基幹ビジネス管理システムの発展	<ul style="list-style-type: none"> ・ ビジネスモデルの策定 ・ 新たなサービスの提供

Source : JICA 調査団

6 配電開発計画

配電開発計画の対象は、Maputo 市、Maputo 州、Nampula 州である。

6.1 配電予算

配電予算には EDM 内部の予算と、ドナー支援による予算がある。EDM 内部の予算は 2012 年から 2016 年にかけて減少し続けているが（ドルベース）、今後設備数が増加するため、EDM は十分な予算を確保する必要がある。2018 年から 2042 年における配電部門総投資金額を表 6.1 に示す。配電部門総投資金額は 6,587 百万ドル（年間 263 百万ドル）となる。

表 6.1 2018 年から 2042 年における配電部門総投資金額

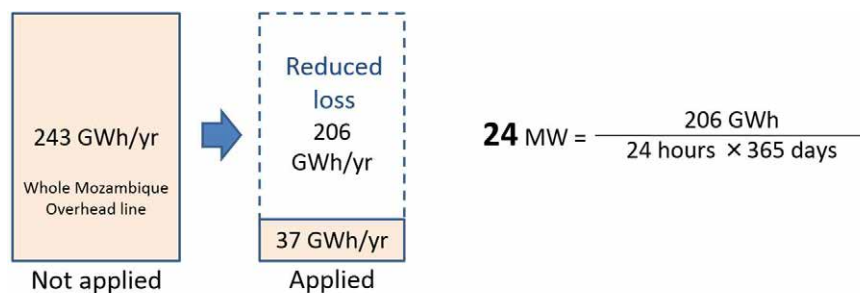
		[百万ドル]
リハビリ予算	EDM 内部	176
	ドナー支援	1,461
電化予算（EDM、政府、ドナー）		4,950
合計		6,587

出典：JICA 調査団

6.2 ロス低減

配電ロスは 2015 年時点で 18% となっており、改善の余地は大きい。配電ロスを低減することは、新規に発電所を建設して供給力を増やすことと同じ効果がある。すなわち配電ロス削減事業により、発電所の建設費および運転費（燃料を含む）を抑えることができる。

EDM では、長距離の低圧線が多く施設されており、低圧配電線に起因するテクニカルロスを削減できる余地がある。そこで、変圧器を分散的に配置し、低圧線亘長を短くするマルチトランスフォーマーシステムの導入を検討する。このシステムの導入により、年間 206 GWh の配電ロスを削減することができる（図 6.1）。年間 206 GWh の配電ロスを削減することは、24MW の発電所の建設費および運転費（燃料を含む）を抑えることに相当する。



出典：JICA 調査団

図 6.1 モザンビーク全国の架空配電線へのマルチトランスフォーマーシステム導入前後における配電ロス削減効果

24MW 相当の CCGT 発電所を 25 年間運用した際のコストを試算すると 461 百万ドルである（表 6.2）。マルチトランスフォーマーシステムの導入コスト 317 百万ドルと比較すると、144 百万ドルの差がある。マルチトランスフォーマーシステム導入により、発電所の建設費および運転費を抑えることができる。

表 6.2 24MW 相当の CCGT 発電所を 25 年間運用した際のコスト

[百万ドル]

CCGT 発電所導入コスト	41
25 年間の燃料コストと O&M コスト	420
合計	461

出典：JICA 調査団

7 電化計画

モザンビーク政府は 2030 年までにユニバーサルアクセス達成の目標を掲げているが、2015 年時点における全国平均の電化率は 26% である。エリア別の電化率では、Maputo 市では 91.9% であるのに対し、Cabo Delgado 州、Niassa 州、Zambezia 州など、電化率が 10% 前半の州もあり、都市部と地方部の格差が大きくなっている。

オングリッド電化事業において、コストを抑えつつ電化率を上げるのであれば、既に電化された村での電化率を上げることが効率的である。一方、未電化の村を電化する際は、配電線を遠方まで延伸する必要があるためコストが増加する。家屋電化率を上げるか、未電化の村を電化するのか、のどちらを優先するかは政策的な判断を伴う。

オングリッド電化コスト試算のための前提条件と電化コストをそれぞれ表 7.1、表 7.2 に示す。電化コストは 2042 年までに 4,950 百万ドル、年間で 198 百万ドルとなる。ユニバーサルアクセス達成のためには、政府・ドナーによるオングリッド電化事業の支援、オフグリッド電化事業との協調が重要である。

表 7.1 電化コスト試算の前提条件

目標電化率	2030年までに95%を達成し、それ以降継続する
人口	2,700万人（2016年）
1世帯当たり人数	5人（2016年）
世帯数	540万世帯（2016年）
人口増加率	2%
1年あたりのオングリッド電化数	11万軒
オングリッド電化家屋数とオフグリッド電化家屋数の比率（2017年）	オングリッド電化家屋数：80% オフグリッド電化家屋数：20%
1軒当たりのオングリッド電化コスト	1,500USD ¹
オフグリッド電化済み地域のオングリッドへの移行	最終的に20%の需要家が移行する

出典：JICA 調査団

表 7.2 オングリッド電化コスト

	2017	2042
電化済世帯数 [百万世帯]	1.3	4.6
電化コスト [百万ドル]		4,950

出典：JICA 調査団

オフグリッド電化事業に関して、MIREME が EDM によるグリッド延伸の電化計画と協調しながら、FUNAE を実施機関としてオフグリッド電化を進めている。ユニバーサルアクセス達成に向け、FUNAE は官民間問わず投資を呼び込む目的で、2017年9月にプロジェクトリスト²を発行した。プロジェクトリスト作成にあたり、①人口密度、②利用できる資源、③対象地区での経済成長見込み、④存在するインフラ、⑤存在するプロジェクト、を確認済みである。今後の現場調査結果に応じて、プロジェクトリストは更新される予定である。

¹ Development of NES & Plan to Accelerate Universal Access to Energy in Mozambique by 2030, World Bank

² Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, FUNAE, September 2017

8 経済・財務分析

8.1 投資計画

マスタープランにおいて計画されている投資計画を取りまとめると、総額約 USD 34 billion となる。発送配電別の内訳を含む年次別投資金額を図 8.1 に示す。2024 年は、水力、STE 送電線の投資が重なることから一番投資金額が多く、年間で USD 3 billion を超す。

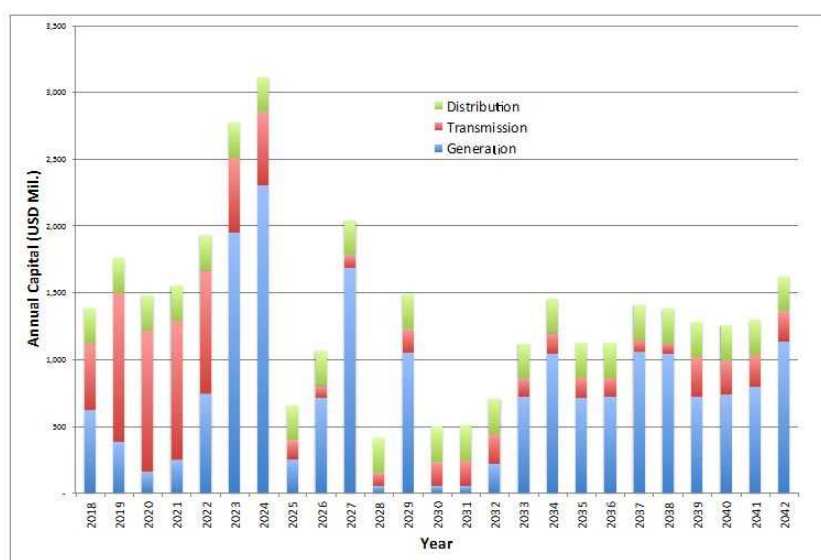


図 8.1 投資資金スケジュール

8.2 財務分析

財務分析は、基本ケース（2018-2022 年における電力不足に対して南アフリカからの輸入で対応する場合）と比較ケース（2018-2022 年における電力不足に対して HCB からの買電増加で対応する場合）の 2 ケースを実施した。基本ケースにおける分析結果は次の通り。

基本的に電力供給コストは各年ともほぼ電気料金収益にてカバーできるよう、電気料金の設定を行っている。

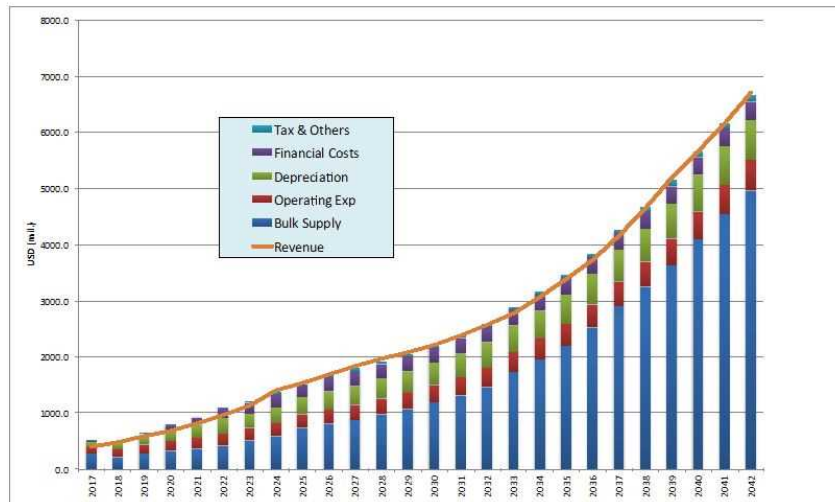


図 8.2 推定費用・収益

8.3 電気料金改定ニーズ

マスタープランにおける投資コストを全て電力料金で回収するのに必要な電気料金改訂のスケジュールは図 8.3 に示す通り。2018 年は 30%、2019 年は 15%程度の電気料金値上げが想定される。

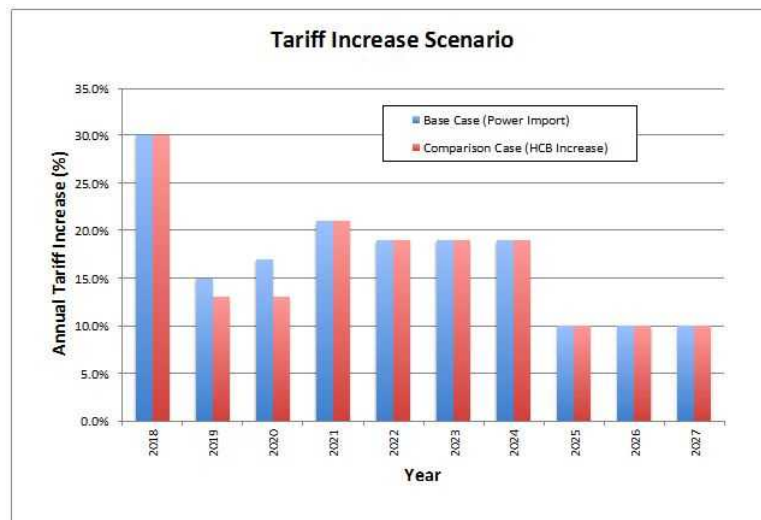


図 8.3 電気料金シナリオ

8.4 提言

電力セクターにおける財務戦略にかかる提言は次の通り。

表 8.1 財務戦略にかかる提言

対応組織	カテゴリー	対応時期		
		短期(2018-2022)	中期(2023-2030)	長期(2031-2042)
EDM	電気料金	<ul style="list-style-type: none"> 2018 及び 2019 年における料金改訂の手続きを進める。特に 2018 年においては 30%程度の料金改訂をすることが望ましい。 	<ul style="list-style-type: none"> 投資が集中すると考えられるこの時期は電気料金ニーズが大きくなるため、いままですら以上にきめ細かく財務ポジションをモニタリングし、電気料金改訂に反映させていくことが望ましい。 	<ul style="list-style-type: none"> 長期的には電気料金が適切なレベル、配分であるかどうかをモニタリングしつつ、継続的に料金改訂を実施する。
	開発計画実施	<ul style="list-style-type: none"> 発・送・配電各分野のサブプロジェクトにおける個別開発戦略を構築する。特に資金調達、財務戦略。 	<ul style="list-style-type: none"> EDM が事業主体となる重要サブプロジェクトの実進を進める。 	<ul style="list-style-type: none"> 継続的にサブプロジェクトに関係する企業、機関と情報・意見交換を進め、プロジェクト形成を進める。
	関連機関との連携	<ul style="list-style-type: none"> 民間連携、HCB/MOTRACO との共同事業実施の枠組みを決定する。特に、買電契約など財務、法務関連事項。 	<ul style="list-style-type: none"> 民間連携、HCB/MOTRACO との共同事業実施プロジェクトの実進をモニタリングし、必要に応じて支援を検討する。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力開発長期にかかる財務面での見直しを実施する。
MIREME/ MEF	電気料金	<ul style="list-style-type: none"> 2018 及び 2019 年における料金改訂について閣議にて協議、検討を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 規制機関の機能・能力強化を進める。これには電気料金制度、民間企業投資施策、セクターにおけるその他規制事項などが含まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力輸出を促進するための施策を検討する。
	セクター規制強化	<ul style="list-style-type: none"> 民間セクター参入を支援するための施策を検討し、必要に応じて法制度の改善、新規構築を進める。特に、特に、買電契約など財務、法務関連事項。 	<ul style="list-style-type: none"> 民間セクターによる投資プロジェクトの実進を支援する。投資プロジェクトによるマクロ経済へのインパクトについてフォローする。 	<ul style="list-style-type: none"> 一次エネルギー開発との連携強化、相乗効果について検討を進める。
HCB	開発実施	<ul style="list-style-type: none"> 大規模水力開発のための開発戦略を構築する。特に今後 5,6 年の期間に着手するプロジェクトについてはプロジェクトチームを立ち上げる。 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模水力開発の実進を進める。開発実施状況については関連機関に継続的に情報提供を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力セクターにおける事業戦略をレビューし、EDM との更なる連携を検討する。
Motraco	開発実施	<ul style="list-style-type: none"> 大規模送電線開発のための検討を EDM とともに進める。特に今後 5,6 年の期間に着手するプロジェクトについてはプロジェクトチームを立ち上げる。 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模送電線開発の実進を進める。開発実施状況については関連機関に継続的に情報提供を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> EDM との更なる連携のための検討を実施する。

9 環境社会配慮

9.1 モザンビーク国の環境影響評価制度

環境影響評価（Environmental Impact Assessment：EIA）の手続きおよび実施方法は「Regulations for Environmental Impact Assessment (Decree No.54/2015)」で規定されている。開発プロジェクトの事業者は、すべての事業実施に際して、EIA を管轄する土地・環境・地域開発省（Ministry of Land, Environment and Rural Development：MITADER）からの環境ライセンスの取得が義務づけられている。EIA 規定では、開発プロジェクトは以下の 4 つのカテゴリに分類される。

カテゴリ A+：環境に複雑で不可逆性の影響を及ぼす可能性があるプロジェクトである。具体的には原子力関連事業、鉱物開発事業、天然ガス関連事業等が挙げられている。カテゴリ A+では EIA が必須である。

カテゴリ A：環境に著しい影響を及ぼす可能性があるプロジェクトである。電力セクターでは、水力・火力・地熱・太陽光等による発電事業、66 kV 以上の送電線等が挙げられている。カテゴリ A では EIA が必須である。

カテゴリ B：カテゴリ A のプロジェクトと比較すると小さい影響を及ぼす可能性がプロジェクトである。電力セクターでは 66kV 未満の送電配電線事業等が挙げられている。変電所の建設は通常、このカテゴリに含まれる。カテゴリ B では簡易環境影響評価（Simplified Environmental Assessment：EAS）の実施が必須である。

カテゴリ C：環境に及ぼす影響はきわめて軽度または無視できるレベルのプロジェクトである。電力セクターに関連のある事業例としては 33kV の配電線事業等が挙げられている。カテゴリ C では EIA または EAS の実施は求められていない。

9.2 採択された開発シナリオの CO2 発生量

2023 年までは、火力発電施設が導入されるため、CO2 発生量は増加する。2024 年以降は、大規模水力発電の導入に伴い、CO2 発生量は一旦、減少し、その後は再び増加する。CO2 排出原単位は 2023 年まで徐々に増加し、2024 年以降一旦、減少後、低いレベルが維持される。

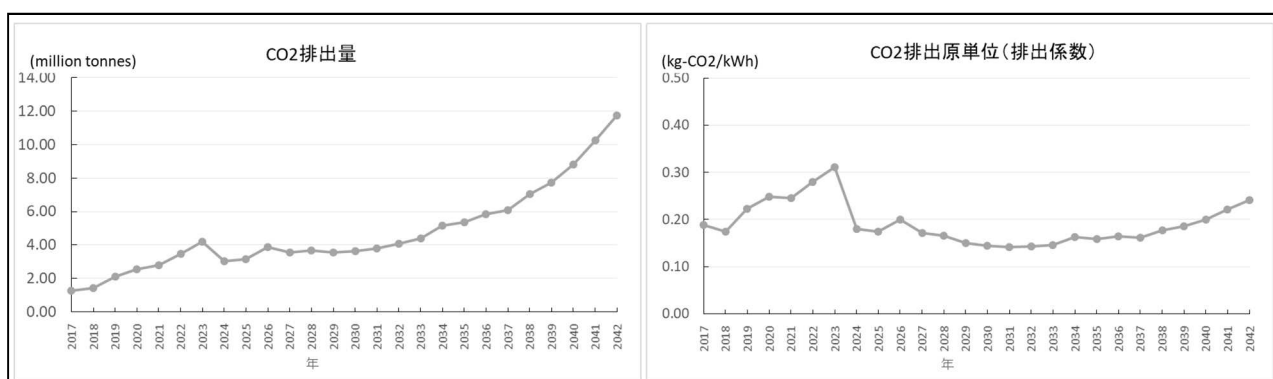


図 9.1 開発シナリオの CO2 発生量および CO2 排出原単位の推移

9.3 予備的な環境スコーピング

本マスタープランの中で提案されている典型的なサブプロジェクトを対象に、予備的な環境スコーピングを行った。本マスタープラン段階では、各サブプロジェクトの候補サイトや事業内容は特定されないため、ここでは一般的に発生する可能性が高い影響を想定した。

1. 水力発電	影響項目	工事前 工事中	供用時	影響項目	工事前 工事中	供用時
汚染対策				15 少数民族・先住民	B-	D
1 大気汚染	B-	D		16 雇用や生計手段等の地域経済	B±	B+
2 水質汚濁	B-	B-		17 土地利用や地域資源利用	B-	B-
3 廃棄物	B-	D		18 水利用	B-	B-
4 土壌汚染	D	D		19 既存の社会インフラや社会サービス	B-	B-
5 騒音・振動	B-	D		20 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	B-	D
6 地盤沈下	D	C-D		21 被害と便益の偏在	B-	D
7 悪臭	D	D		22 地域内の利害対立	D	D
8 底質	D	B-		23 文化遺産	B-	D
自然環境				24 景観	A-	A-
9 保護区	B-C	B-C		25 ジェンダー	D	D
10 生態系	A-	A-		26 子どもの権利	D	D
11 水象	A-	A-		27 HIV/AIDS等の感染症	B-	B-
12 地形・地質	A-	D		28 労働環境(労働安全を含む)	B-	B-
社会環境				その他		
13 住民移転	A-	D		29 事故	B-	B-
14 貧困層	B-	D		30 越境の影響、及び気候変動	B-	D

2. ガス火力発電	影響項目	工事前 工事中	供用時	影響項目	工事前 工事中	供用時
汚染対策				15 少数民族・先住民	C-D	D
1 大気汚染	B-	B-		16 雇用や生計手段等の地域経済	B±	B+
2 水質汚濁	B-	B-		17 土地利用や地域資源利用	B-	B+
3 廃棄物	B-	D		18 水利用	D	D
4 土壌汚染	D	D		19 既存の社会インフラや社会サービス	B-	D
5 騒音・振動	B-	B-		20 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D
6 地盤沈下	D	C-D		21 被害と便益の偏在	D	D
7 悪臭	D	D		22 地域内の利害対立	D	D
8 底質	D	D		23 文化遺産	D	D
自然環境				24 景観	D	D
9 保護区	C-D	C-D		25 ジェンダー	D	D
10 生態系	C-D	C-D		26 子どもの権利	D	D
11 水象	D	D		27 HIV/AIDS等の感染症	B-	D
12 地形・地質	D	D		28 労働環境(労働安全を含む)	B-	B-
社会環境				その他		
13 住民移転	C-D	D		29 事故	B-	B-
14 貧困層	C-D	D		30 越境の影響、及び気候変動	B-	B-

3. 石炭火力発電	影響項目	工事前 工事中	供用時	影響項目	工事前 工事中	供用時
汚染対策				15 少数民族・先住民	C-D	D
1 大気汚染	B-	A-B-		16 雇用や生計手段等の地域経済	B±	B+
2 水質汚濁	B-	B-		17 土地利用や地域資源利用	B-	B+
3 廃棄物	B-	A-B-		18 水利用	D	D
4 土壌汚染	D	C-D		19 既存の社会インフラや社会サービス	B-	D
5 騒音・振動	B-	B-		20 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D
6 地盤沈下	D	C-D		21 被害と便益の偏在	D	D
7 悪臭	D	C-D		22 地域内の利害対立	D	D
8 底質	D	D		23 文化遺産	D	D
自然環境				24 景観	D	D
9 保護区	C-D	C-D		25 ジェンダー	D	D
10 生態系	C-D	C-D		26 子どもの権利	D	D
11 水象	D	D		27 HIV/AIDS等の感染症	B-	D
12 地形・地質	C-D	D		28 労働環境(労働安全を含む)	B-	B-
社会環境				その他		
13 住民移転	C-D	D		29 事故	B-	B-
14 貧困層	C-D	D		30 越境の影響、及び気候変動	B-	B-

5. 風力発電	影響項目	工事前 工事中	供用時	影響項目	工事前 工事中	供用時
汚染対策				15 少数民族・先住民	C-D	D
1 大気汚染	B-	D		16 雇用や生計手段等の地域経済	B±	B+
2 水質汚濁	B-	D		17 土地利用や地域資源利用	B-	D
3 廃棄物	B-	D		18 水利用	D	D
4 土壌汚染	D	D		19 既存の社会インフラや社会サービス	B-	D
5 騒音・振動	B-	B-		20 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D
6 地盤沈下	D	D		21 被害と便益の偏在	D	D
7 悪臭	D	D		22 地域内の利害対立	D	D
8 底質	D	D		23 文化遺産	C-D	D
自然環境				24 景観	D	B-
9 保護区	C-D	C-D		25 ジェンダー	D	D
10 生態系	C-D	B-C		26 子どもの権利	D	D
11 水象	D	D		27 HIV/AIDS等の感染症	B-	D
12 地形・地質	D	D		28 労働環境(労働安全を含む)	B-	B-
社会環境				その他		
13 住民移転	C-D	D		29 事故	B-	B-
14 貧困層	C-D	D		30 越境の影響、及び気候変動	B-	D

7. 配電	影響項目	工事前 工事中	供用時	影響項目	工事前 工事中	供用時
汚染対策				15 少数民族・先住民	D	D
1 大気汚染	B-	D		16 雇用や生計手段等の地域経済	D	B+
2 水質汚濁	B-	D		17 土地利用や地域資源利用	D	D
3 廃棄物	B-	B-		18 水利用	D	D
4 土壌汚染	D	D		19 既存の社会インフラや社会サービス	D	D
5 騒音・振動	B-	B-		20 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D
6 地盤沈下	D	D		21 被害と便益の偏在	D	D
7 悪臭	D	D		22 地域内の利害対立	D	D
8 底質	D	D		23 文化遺産	D	D
自然環境				24 景観	D	D
9 保護区	D	D		25 ジェンダー	D	D
10 生態系	D	D		26 子どもの権利	D	D
11 水象	D	D		27 HIV/AIDS等の感染症	D	D
12 地形・地質	D	D		28 労働環境(労働安全を含む)	B-	B-
社会環境				その他		
13 住民移転	D	D		29 事故	B-	B-
14 貧困層	D	D		30 越境の影響、及び気候変動	B-	D

A+/- 重大な正/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
 C+/- 影響が不明であり、今後の調査が必要
 D 影響は皆無、あるいは軽微であり、今後の調査は不要

*本スコーピング案の影響項目は JICA 環境社会配慮ガイドライン等を参考に選定した。

図 9.2 予備的スコーピング結果

【目次】

第1章	序論	1-1
1.1	調査背景	1-1
1.2	調査目的	1-1
1.3	実施機関	1-2
1.4	調査団メンバー	1-2
1.5	調査計画	1-2
1.6	合同調整委員会および合同調査チームの設立支援	1-4
1.6.1	メンバー構成	1-4
第2章	電力セクターの概要	2-1
2.1	セクター概要	2-1
2.1.1	電力セクター法制度・開発政策	2-1
2.1.2	セクター行政・組織体制	2-2
2.1.3	電気料金	2-3
2.1.4	セクター課題概要	2-5
2.2	他ドナーの協力	2-6
2.2.1	WBによる支援状況	2-6
2.2.2	USAIDによる支援状況	2-8
2.2.3	AfDBによる支援状況	2-9
2.2.4	電源開発関連の支援	2-9
2.3	電力需給	2-10
2.3.1	系統状況	2-10
2.3.2	2006～2015年の電力需要	2-15
2.3.3	2006～2015年の電力供給	2-18
2.3.4	電力消費量の伸びと最大電力の伸びの比較	2-18
2.3.5	不一致率	2-19
2.3.6	固定価格買い取り制度	2-20
2.3.7	DSM (Demand Side Management)	2-21
2.3.8	自家用発電設備 (Captive Power)	2-24
2.4	社会経済状況	2-25
2.4.1	政治情勢	2-25
2.4.2	経済情勢	2-25
2.4.3	主要産業	2-28
第3章	電力需要予測	3-1
3.1	電力需要想定概要	3-1
3.1.1	需要想定の実施体制	3-1
3.1.2	既存マスタープラン需要予測と実績	3-1
3.1.3	カテゴリー分け	3-2
3.1.4	需要予測手順	3-2
3.2	国レベル需要想定前提条件	3-5

3.2.1	一般需要家 (General Customer)	3-5
3.2.2	中ー大口需要家 (M-L Customer)	3-10
3.2.3	超大口需要家 (Special Customer)	3-12
3.2.4	シナリオ設定	3-13
3.2.5	送配電ロス率	3-13
3.2.6	負荷率	3-16
3.3	国レベル需要想定解析結果	3-17
3.3.1	一般需要家 (General Customer)	3-17
3.3.2	中ー大口需要家 (M-L Customer)	3-19
3.3.3	超大口需要家 (Special Customer)	3-19
3.3.4	需要想定	3-19
3.3.5	需要想定 (Mozal あり)	3-23
3.4	州レベル需要想定前提条件	3-25
3.4.1	一般需要家 (General Customer)	3-25
3.4.2	中ー大口需要家 (M-L Customer)	3-25
3.4.3	超大口需要家 (Special Customer)	3-25
3.4.4	シナリオ設定	3-26
3.4.5	送配電ロス率	3-26
3.4.6	負荷率	3-27
3.5	州レベル需要想定	3-27
3.5.1	一般需要家 (General Customer)	3-27
3.5.2	中ー大口需要家 (M-L Customer)	3-28
3.5.3	超大口需要家 (Special Customer)	3-28
3.5.4	需要想定	3-41
3.5.5	需要想定 (Mozal あり)	3-43
3.5.6	変電所需要想定	3-46
3.6	SAPP 諸国需要予測	3-56
第4章	一次エネルギー分析	4-1
4.1	一次エネルギーの現状	4-1
4.2	一次エネルギー分析	4-2
4.2.1	水力	4-2
4.2.2	石炭	4-3
4.2.3	天然ガス	4-4
4.2.4	再生可能エネルギー	4-5
第5章	電源開発計画	5-1
5.1	電源開発計画の策定方法	5-1
5.1.1	調査対象	5-1
5.1.2	検討手法	5-2
5.1.3	電源開発計画策定フロー	5-2
5.2	電源設備の傾向	5-3
5.2.1	発電電力量実績 (2015 年)	5-3
5.2.2	水力発電	5-3

5.2.3	火力発電.....	5-3
5.2.4	再生可能エネルギー.....	5-3
5.3	既設電源.....	5-4
5.3.1	主な発電事業者.....	5-4
5.3.2	既設電源設備.....	5-5
5.3.3	既設電源の位置.....	5-7
5.4	電源開発.....	5-9
5.4.1	電源開発の概要.....	5-9
5.4.2	電源開発計画.....	5-9
5.4.3	水力発電の開発計画.....	5-12
5.4.4	火力発電の開発計画.....	5-14
5.4.5	再生可能エネルギー発電の開発計画.....	5-17
5.5	Nacala 緊急電源.....	5-19
5.6	電源設備データシート.....	5-22
5.6.1	電源設備データシート（既設ユニット）.....	5-22
5.6.2	電源設備データシート（開発計画）.....	5-27
5.7	電力需要の特徴.....	5-31
5.8	太陽光発電および風力発電導入可能量.....	5-34
5.8.1	長周期的観点における検討.....	5-34
5.8.2	短周期的観点における検討.....	5-39
5.9	電源開発シミュレーション.....	5-41
5.9.1	開発方針.....	5-41
5.9.2	最小費用法を用いた WASP シミュレーション.....	5-44
5.9.3	発電機モデル.....	5-46
5.9.4	燃料価格想定.....	5-49
5.9.5	スクリーニング曲線を用いた予備的検討.....	5-49
5.10	電源開発計画の解析結果.....	5-51
5.10.1	電源開発計画（ステージ1；南部系統）.....	5-51
5.10.2	電源開発計画（ステージ1；中北部系統）.....	5-52
5.10.3	電源開発計画（ステージ2；全系統、国内供給シナリオ）.....	5-53
5.10.4	電源開発計画（ステージ2；全系統、電力輸出シナリオ）.....	5-54
5.10.5	各開発計画の比較.....	5-57
5.10.6	推奨シナリオ.....	5-62
5.10.7	参考シナリオ.....	5-64
第6章	系統計画・系統運用.....	6-1
6.1	現状の設備・運用.....	6-1
6.1.1	現状の設備・運用.....	6-1
6.2	系統計画.....	6-12
6.2.1	EDM での系統計画方針.....	6-12
6.2.2	EDM が計画する系統計画.....	6-13
6.2.3	国際連系計画.....	6-23
6.2.4	系統における課題.....	6-34

6.2.5	系統拡充計画	6-34
6.2.6	送電損失低減の検討	6-60
6.3	系統運用	6-68
6.3.1	系統運用の現状と取り巻く環境	6-68
6.3.2	系統運用に関する課題	6-79
6.3.3	課題解決策	6-89
第7章	配電開発計画	7-1
7.1	配電設備	7-1
7.1.1	Maputo 市における配電設備	7-2
7.1.2	Maputo 州における配電設備	7-6
7.1.3	Nampula 州における配電設備	7-8
7.2	需要予測結果に基づいた配電用変電所開発計画	7-11
7.2.1	Maputo 市における配電用変電所開発計画	7-12
7.2.2	Maputo 州における配電用変電所開発計画	7-15
7.2.3	Nampula 州における配電用変電所工事計画	7-19
7.2.4	配電用変電所開発計画の見直しに関する提言	7-22
7.3	移動変電所の活用方法	7-22
7.4	配電設備建設コスト	7-23
7.4.1	EDM による建設コスト	7-23
7.4.2	契約業者による施工時の建設コスト	7-29
7.5	需要家が契約時に負担する配電線接続費用	7-29
7.6	配電投資計画	7-30
7.6.1	ドナー支援にて実施する配電工事の予算	7-30
7.6.2	EDM が実施する配電工事の予算	7-32
7.6.3	2018 年から 2042 年における配電部門総投資金額	7-32
7.7	配電ロス	7-33
7.7.1	テクニカルロス	7-33
7.7.2	マルチトランスフォーマーシステム	7-35
7.7.3	ノンテクニカルロス	7-38
7.8	スマートグリッド導入に向けた検討	7-42
7.8.1	スマートメーター導入による効果	7-42
7.8.2	スマートグリッド導入に向けた提案	7-43
7.8.3	スマートメーター導入コスト	7-43
第8章	電化計画	8-1
8.1	エネルギー戦略	8-1
8.2	オングリッド電化の現状	8-1
8.3	オフグリッド電化の現状	8-3
8.3.1	FUNAE の電化方針	8-5
8.3.2	FUNAE プロジェクトリスト	8-5
8.4	電化を推進するコマーシャルベース企業の進出	8-18
8.5	オングリッド電化に必要なコスト	8-18
8.6	オングリッド電化の進め方（地域分け）	8-19

第9章	経済・財務分析	9-1
9.1	EDM の財務状況	9-1
9.2	EDM 財務戦略の検討	9-4
9.2.1	EDM における財務課題	9-4
9.2.2	EDM における財務戦略	9-4
9.2.3	資金調達見通し	9-7
9.3	長期投資計画	9-8
9.3.1	投資資金スケジュール	9-8
9.3.2	投資資金源	9-8
9.3.3	投資にかかる組織体制	9-9
9.4	EDM 財務戦略の検討	9-9
9.4.1	EDM 財務の中長期目標	9-9
9.4.2	目標達成に向けた戦略	9-10
9.5	財務分析	9-10
9.5.1	財務分析概要	9-10
9.5.2	前提条件	9-11
9.5.3	財務分析結果	9-13
9.5.4	事業実施体制・資金調達にかかる検討	9-23
9.5.5	長期限界費用	9-24
9.5.6	財務戦略の提言	9-26
第10章	環境社会配慮	10-1
10.1	環境社会配慮に関する法制度および体制	10-1
10.1.1	政策および法規	10-1
10.1.2	環境基準	10-1
10.1.3	環境影響評価	10-3
10.1.4	戦略的環境アセスメント	10-5
10.1.5	用地取得・住民移転	10-5
10.1.6	モザンビークの法制度と JICA ガイドラインの比較	10-6
10.1.7	環境関連機関	10-7
10.2	自然環境および社会状況	10-7
10.2.1	気候	10-7
10.2.2	地形	10-8
10.2.3	植生	10-10
10.2.4	保護区	10-11
10.2.5	動植物	10-12
10.2.6	行政区分	10-12
10.2.7	言語・宗教・民族	10-15
10.2.8	貧困状況	10-15
10.2.9	干ばつ	10-16
10.2.10	燃料燃焼による CO2 排出量	10-17
10.3	戦略的環境アセスメント (SEA)	10-18
10.3.1	SEA の背景と意義	10-18

10.3.2	SEA の定義	10-18
10.3.3	行政レベルやプロジェクト上位レベルでの SEA の役割	10-19
10.3.4	関連する戦略・計画	10-20
10.4	電源開発計画・送電開発計画に関する SEA/IEE	10-21
10.4.1	環境社会配慮面からの代替案比較	10-21
10.4.2	電源開発計画シナリオの評価	10-22
10.4.3	各開発シナリオの CO2 発生量	10-24
10.4.4	個別整備計画に関する初期環境調査 (IEE)	10-27
10.5	ステークホルダー協議	10-37
第 11 章	マスタープラン策定を通じた技術移転	11-1
11.1	カウンターパートへの OJT による技術移転	11-1
11.1.1	需要想定	11-1
11.1.2	電源開発計画	11-3
11.1.3	系統計画	11-4
11.1.4	配電開発計画	11-4
11.2	カウンターパート研修	11-6
第 12 章	マスタープランの実現性を高めるための提案	12-1
12.1	背景	12-1
12.2	提案内容	12-1
12.2.1	電力 MP 計画策定支援	12-1
12.2.2	地方電化マスタープラン	12-2
12.2.3	配電ロスの低減策の検討	12-2
12.2.4	省エネ、DSM の検討	12-3
12.2.5	給電運用技術協力	12-3

図リスト

図 2.1-1	電力セクターにおける主要法律・規制および政策	2-1
図 2.3-1	既存系統状況(2017 年中の工事計画含む)	2-10
図 2.3-2	2014 年 西部の各 ASC の管轄エリア	2-11
図 2.3-3	2014 年 北部の各 ASC の管轄エリア	2-12
図 2.3-4	2014 年 南部の各 ASC の管轄エリア	2-13
図 2.3-5	モザンビークの行政州	2-14
図 2.3-6	2006～2015 年国レベル需要	2-15
図 2.3-7	2006～2015 年一般需要家	2-16
図 2.3-8	2006～2015 年中大口需要家	2-16
図 2.3-9	2006～2015 年の最大電力（発電端）	2-18
図 2.3-10	2006～2015 年電力消費量の伸び率と最大電力の伸び率比較	2-19
図 2.3-11	2006～2015 年負荷率	2-19
図 2.3-12	DSM 概要	2-22
図 2.3-13	CFL 取り換えに関する現地説明（EDM）	2-24
図 3.1-1	既存マスタープラン需要予測（電力量、受電端）	3-1
図 3.1-2	既存マスタープラン需要予測（最大電力、発電端）	3-2
図 3.1-3	国レベル需要予測手順	3-3
図 3.1-4	州レベル需要予測手順	3-4
図 3.1-5	需要予測実施箇所およびボトムアップアプローチイメージ図	3-4
図 3.2-1	人口と一般需要家需要相関	3-5
図 3.2-2	GDP と一般需要家需要相関	3-6
図 3.2-3	電化率と一般需要家需要相関	3-6
図 3.2-4	電気料金と一般需要家需要相関	3-7
図 3.2-5	人口と中～大口要家需要相関	3-11
図 3.2-6	GDP と中～大口需要家需要相関	3-11
図 3.2-7	電気料金と中～大口需要家需要相関	3-12
図 3.2-8	送配電ロス率	3-14
図 3.2-9	他後進国における送配電ロス率合計のトレンド	3-15
図 3.2-10	後進国・中進国の負荷率トレンド	3-16
図 3.2-11	日本の負荷率のトレンド	3-16
図 3.3-1	各 Indicator の影響度	3-17
図 3.3-2	受電端における需要予測（電力量）	3-22
図 3.3-3	受電端における需要予測（最大電力）	3-22
図 3.3-4	受電端における需要予測（電力量、Mozal あり）	3-24
図 3.3-5	受電端における需要予測（最大電力、Mozal あり）	3-25
図 3.5-1	受電端における需要予測（電力量）	3-42
図 3.5-2	受電端における需要予測（最大電力）	3-43
図 3.5-3	受電端における需要予測（電力量）	3-45
図 3.5-4	受電端における需要予測（最大電力）	3-45
図 4.1-1	一次エネルギー供給割合	4-2

図 4.2-1	モザンビーク水力ポテンシャル.....	4-3
図 4.2-2	Pande-Temane ガス田から南アフリカまでのパイプライン.....	4-4
図 4.2-3	日射量ポテンシャル分布および期待プロジェクト位置.....	4-6
図 4.2-4	風況ポテンシャル分布および期待プロジェクト位置.....	4-7
図 4.2-5	バイオマスポテンシャル分布および期待プロジェクト位置.....	4-8
図 5.1-1	モザンビーク on-grid 電力系統.....	5-1
図 5.1-2	電源開発計画策定フロー.....	5-2
図 5.2-1	発電電力量実績（2015 年）.....	5-3
図 5.3-1	中北部地域と南部地域の電力供給力構成.....	5-5
図 5.3-2	既設電源（水力）の位置.....	5-7
図 5.3-3	既設電源（火力）の位置.....	5-8
図 5.4-1	モザンビークの電源開発.....	5-9
図 5.4-2	Zambezi 川水系の水力開発計画.....	5-12
図 5.4-3	建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある水力プロジェクトの位置.....	5-13
図 5.4-4	建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある火力プロジェクトの位置.....	5-15
図 5.4-5	水上 LNG 火力発電船（イメージ）.....	5-16
図 5.4-6	再生可能エネルギー発電開発計画の位置.....	5-17
図 5.4-7	水上太陽光発電所.....	5-18
図 5.5-1	Nacala 緊急電源の概要.....	5-21
図 5.6-1	電源設備データシート（既設ユニット）.....	5-26
図 5.6-2	電源設備データシート（開発計画）.....	5-30
図 5.7-1	日負荷曲線（2016 年）.....	5-31
図 5.7-2	月別のピーク需要（2016 年）.....	5-32
図 5.7-3	負荷持続曲線（2016 年）.....	5-32
図 5.7-4	電力需要分布（2016 年）.....	5-33
図 5.8-1	太陽光発電出力例.....	5-34
図 5.8-2	太陽光発電の出力を考慮に入れた発電機運転.....	5-34
図 5.8-3	太陽光発電出力モデル.....	5-35
図 5.8-4	風力発電出力モデル.....	5-35
図 5.8-5	月別発生電力量比率.....	5-36
図 5.8-6	日負荷曲線モデル.....	5-36
図 5.8-7	検討モデル.....	5-37
図 5.8-8	太陽光および風力発電分を除いた必要供給力.....	5-38
図 5.8-9	代数的手法.....	5-40
図 5.9-1	電源開発ステージ.....	5-42
図 5.9-2	最小費用法のイメージ.....	5-43
図 5.9-3	WASP-IV 解析フロー.....	5-44
図 5.9-4	負荷持続曲線からの太陽光発電出力差し引きイメージ.....	5-46
図 5.9-5	燃料価格予測.....	5-49
図 5.9-6	新設発電機モデルのスクリーニング曲線.....	5-50
図 5.10-1	各年投資コスト（太陽光&風力 10%）.....	5-58
図 5.10-2	各年投資コスト（太陽光&風力 20%）.....	5-58

図 5.10-3	天然ガス消費量.....	5-60
図 5.10-4	石炭消費量.....	5-61
図 5.10-5	SAPP 連盟国の輸出入見通し (2035 年)	5-62
図 6.1-1	系統図 (2017 年)	6-3
図 6.1-2	MOTRACO 系統図.....	6-11
図 6.2-1	EDM の送電線および変電所建設コスト (2017 年 12 月時点)	6-22
図 6.2-2	STE バックボーンプロジェクト.....	6-24
図 6.2-3	STE バックボーンプロジェクトプロジェクトスキーム.....	6-24
図 6.2-4	Temane 送電線プロジェクト.....	6-26
図 6.2-5	Malawi – Mozambique プロジェクト.....	6-27
図 6.2-6	Malawi – Mozambique プロジェクトチーム体制図.....	6-27
図 6.2-7	MoZiSa プロジェクト.....	6-28
図 6.2-8	Zambia – Mozambique 連系線プロジェクト.....	6-29
図 6.2-9	合同技術検討体制 (Zambia – Mozambique 連系線プロジェクト)	6-30
図 6.2-10	Tanzania – Mozambique 連系線プロジェクト.....	6-33
図 6.2-11	Maputo 市内系統.....	6-34
図 6.2-12	系統拡充計画 (総コスト)	6-42
図 6.2-13	2022 年系統図.....	6-52
図 6.2-14	2027 年系統図.....	6-53
図 6.2-15	2032 年系統図.....	6-54
図 6.2-16	2042 年系統図.....	6-55
図 6.2-17	Maputo 州の系統モデル (2032 年)	6-58
図 6.2-18	Maputo 州の系統モデル (2042 年)	6-59
図 6.2-19	低ロス電線構造図.....	6-60
図 6.2-20	200A 運用時の各電線の送電線のコスト比較.....	6-63
図 6.2-21	400A 運用時の各電線の送電線のコスト比較.....	6-64
図 6.2-22	600A 運用時の各電線の送電線のコスト比較.....	6-64
図 6.2-23	900A 運用時の各電線の送電線のコスト比較.....	6-65
図 6.3-1	NCC 制御室全景	6-68
図 6.3-2	系統潮流図内集約表示.....	6-69
図 6.3-3	NCC SCADA 画面 (南部系統潮流図画面)	6-69
図 6.3-4	NCC SCADA 画面 (超高圧国際連系図 ICCP 画面)	6-70
図 6.3-5	NCC 設置 SCADA の構成.....	6-71
図 6.3-6	NCC での故障発生時対応ステップ.....	6-72
図 6.3-7	Nampula220 変電所 運転記録実態.....	6-74
図 6.3-8	SAPP 制御エリア分割.....	6-75
図 6.3-9	SIGEM のビジネス管理コンポーネント	6-76
図 6.3-10	EDM 新組織体制.....	6-77
図 6.3-11	EDM 人材育成プラン FS レポート.....	6-78
図 6.3-12	南部系統実績系統図 (2017 年 2 月 27 日)	6-84
図 6.3-13	Matola 66kV 1-Bus 系統と Matola 66kV 2-Bus 系統.....	6-85
図 6.3-14	66kV Infulne 1-Bus 系統と 66kV Infulene 2 号 Tr 臨時系統	6-86

図 6.3-15	66kV Infulene 2-Bus 系統	6-87
図 6.3-16	計算機仮想化技術	6-90
図 6.3-17	EDM 遠隔監視制御・広域制御エリアの現況	6-97
図 6.3-18	ビジネスエリアの定義	6-98
図 6.3-19	設備投資計画から運用へのプロセスにおけるビジネスエリア	6-98
図 6.3-20	マスタープランから運用に至る過程における系統運用のビジネスエリア	6-99
図 6.3-21	系統運用業務の基本構造	6-100
図 6.3-22	電力系統の運転にかかるバランス	6-100
図 6.3-23	自動再閉路装置機能概略	6-103
図 6.3-24	自動再閉路装置を加味した故障復旧業務プロセス	6-104
図 6.3-25	VQC による変圧器二次側電圧－無効電力制御	6-104
図 6.3-26	需給計画・制御と系統構成検討・運用のオーバービュー	6-105
図 6.3-27	年間単位等で電力需要を想定する方法の一例	6-106
図 6.3-28	火力発電における発電能力	6-108
図 6.3-29	日負荷需要想定と供給力算定	6-111
図 6.3-30	需要変動に対する各電源の対応	6-112
図 6.3-31	再生可能エネルギー短周期への対応	6-113
図 6.3-32	再生可能エネルギー長周期変動への対応	6-114
図 6.3-33	SCADA/EMS の関係性	6-116
図 6.3-34	Eskom NCC	6-119
図 6.3-35	Eskom NCC 当直体制	6-120
図 6.3-36	EDM 当直体制の提案	6-120
図 6.3-37	通信ネットワークバックボーン計画	6-122
図 6.3-38	変電所における通信ネットワーク加入媒体	6-123
図 6.3-39	DCC と National Data Center、コールセンターとの関係	6-123
図 6.3-40	EDF による NCC,RCC と通信ネットワークの設計	6-126
図 6.3-41	EDF による NCC,RCC と通信ネットワークの設計（最終形態）	6-127
図 6.3-42	通信ルート多重故障時の情報伝送確保	6-128
図 6.3-43	アンゴラ RNT 社の SCADA/EMS とシミュレータ	6-134
図 6.3-44	SIGEM のビジネス管理コンポーネント（再掲）	6-136
図 6.3-45	停電地区の Web 公開の一例	6-137
図 6.3-46	アセットライフタイム管理の一例	6-137
図 7.1-1	各配電エリアにおける配電設備管轄営業所	7-1
図 7.1-2	需要家数の推移	7-1
図 7.1-3	Maputo 市内における 11kV 配電線結線図	7-4
図 7.1-4	PS の外観	7-5
図 7.1-5	PS の内部（左：遠隔操作可能型、右：手動操作型）	7-5
図 7.1-6	Distribution operation center（左：内部、右：操作端末）	7-5
図 7.2-1	2018 年における Maputo 市の各配電用変電所需要	7-13
図 7.2-2	2019 年における Maputo 市の各配電用変電所需要	7-13
図 7.2-3	2020 年における Maputo 市の各配電用変電所需要	7-14
図 7.2-4	2021 年における Maputo 市の各配電用変電所需要	7-14

図 7.2-5	2022 年における Maputo 市の各配電用変電所需要	7-15
図 7.2-6	2018 年における Maputo 州の各配電用変電所需要	7-16
図 7.2-7	2019 年における Maputo 州の各配電用変電所需要	7-17
図 7.2-8	2020 年における Maputo 州の各配電用変電所需要	7-17
図 7.2-9	2021 年における Maputo 州の各配電用変電所需要	7-18
図 7.2-10	2022 年における Maputo 州の各配電用変電所需要	7-18
図 7.2-11	2018 年における Nampula 州の各配電用変電所需要	7-20
図 7.2-12	2019 年における Nampula 州の各配電用変電所需要	7-20
図 7.2-13	2020 年における Nampula 州の各配電用変電所需要	7-21
図 7.2-14	2021 年における Nampula 州の各配電用変電所需要	7-21
図 7.2-15	2022 年における Nampula 州の各配電用変電所需要	7-22
図 7.4-1	架空線用変圧器 (100kVA)	7-23
図 7.4-2	地中線用変圧器 (315kVA)	7-24
図 7.4-3	1kVA あたりの架空線用変圧器建設コスト	7-26
図 7.4-4	1kVA あたりの地中線用変圧器建設コスト	7-28
図 7.6-1	EDM 施工工事における予算 (USD ベース)	7-32
図 7.7-1	配電ロス率の推移	7-33
図 7.7-2	EDM 基準外接続配電線	7-34
図 7.7-3	接続引込線	7-35
図 7.7-4	マルチトランスフォーマーシステム	7-35
図 7.7-5	既設配電線	7-36
図 7.7-6	マルチトランスフォーマーシステム導入配電線	7-37
図 7.7-7	モザンビーク全国の架空配電線へのマルチトランスフォーマーシステム導入前後 における配電ロス削減効果	7-37
図 7.7-8	Post-paid メーター	7-38
図 7.7-9	Pre-paid メーター	7-39
図 7.7-10	Split メーター	7-39
図 7.7-11	Maputo 市における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの取付比率	7-39
図 7.7-12	Maputo 州における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率	7-40
図 7.7-13	Nampula ASC における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率	7-40
図 7.7-14	Nacala ASC における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率	7-41
図 7.7-15	EDM 全体における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率	7-41
図 7.7-16	EDM 事務所での電気料金支払いの様子	7-42
図 8.2-1	州都電化の推移	8-1
図 8.2-2	電化率の推移	8-2
図 8.5-1	電化家屋数	8-19
図 8.6-1	Murrupula 地区における未電化家屋	8-20
図 9.2-1	ドナー提供資金の推移	9-7
図 9.3-1	投資資金スケジュール	9-8
図 9.5-1	推定費用・収益 (基本ケース)	9-15
図 9.5-2	想定費用・収益 (比較ケース)	9-18
図 9.5-3	推定電気料金 (基本ケース)	9-21

図 9.5-4	推定電気料金（比較ケース）	9-22
図 9.5-5	電気料金シナリオ	9-23
図 9.5-6	プロジェクト実施体制・資金調達	9-24
図 10.1-1	モザンビーク国における EIA 手続きの流れ	10-4
図 10.2-1	主要都市の月別平均気温および降水量	10-8
図 10.2-2	モザンビークの地形	10-9
図 10.2-3	モザンビークの植生分布	10-10
図 10.2-4	モザンビーク国の保護区	10-11
図 10.2-5	モザンビークの州	10-12
図 10.2-6	2009 年の州別の貧困率	10-16
図 10.2-7	州別の食糧不足人口の割合	10-17
図 10.3-1	マスタープランと関連戦略・計画	10-21
図 10.4-1	開発シナリオ別の CO2 発生量の推移	10-25
図 10.4-2	開発シナリオ別の平均 CO2 排出原単位の推移	10-26
図 10.4-3	主要地域およびモザンビークの発電に係る CO2 排出量原単位	10-27
図 11.1-1	共同作業を通じた技術移転	11-2
図 11.1-2	電源開発計画の技術移転マニュアル	11-3
図 11.1-3	配電開発計画技術移転	11-5
図 11.2-1	カウンターパート研修	11-7
図 12.2-1	プロジェクト実施体制	12-2

表リスト

表 1.4-1	調査団メンバー	1-2
表 1.5-1	調査計画および全体作業の流れ	1-3
表 1.6-1	JCC メンバー (2017 年 11 月現在)	1-4
表 1.6-2	JST メンバー (2017 年 11 月現在)	1-5
表 2.1-1	EDM の電気料金	2-4
表 2.1-2	電気料金例 (USD 換算)	2-5
表 2.2-1	IDA Project Component 1	2-7
表 2.2-2	IDA Project Component 2	2-7
表 2.2-3	IDA Project Component 3	2-8
表 2.3-1	州と管轄する ASC (2015 年)	2-14
表 2.3-2	2006～2015 年の需要 (全国)	2-15
表 2.3-3	電圧区分および需要家区分	2-17
表 2.3-4	2006～2015 年の最大電力 (発電端)	2-17
表 2.3-5	2006～2015 年発電量	2-18
表 2.3-6	全国と 3 系統間の不一致率	2-20
表 2.3-7	全国と州間の不一致率	2-20
表 2.3-8	再生可能エネルギー買い取り価格	2-21
表 2.3-9	DR の区分	2-22
表 2.3-10	Energy Efficient and Demand Side Management Strategy / Master Plan (2012 年 4 月) の概要	2-23
表 2.3-11	Demand Market Participation (DMP) Strategy の概要(2012 年 9 月)	2-23
表 2.3-12	CFL への取り換え (EDM 省エネ活動)	2-24
表 2.3-13	1MVA 以上の自家発	2-25
表 2.4-1	主要経済指標	2-27
表 3.1-1	需要家区分	3-2
表 3.2-1	決定係数	3-7
表 3.2-2	需要予測に用いた人口 (全国)	3-8
表 3.2-3	需要予測に用いた GDP (全国)	3-9
表 3.2-4	需要予測に用いた電化率 (全国)	3-10
表 3.2-5	決定係数	3-12
表 3.2-6	2016～2042 年におけるシナリオ総括表	3-13
表 3.2-7	送配電ロスおよびロス率総括表	3-14
表 3.2-8	需要想定に使用した送配電ロス率 (国レベル)	3-15
表 3.3-1	Indicator 選択基準 Ru 計算結果	3-18
表 3.3-2	Special Customer 件数	3-19
表 3.3-3	基本シナリオにおけるカテゴリー別需要予測 (電力量)	3-20
表 3.3-4	基本シナリオにおけるカテゴリー別需要予測 (最大電力)	3-20
表 3.3-5	シナリオ別需要予測 (電力量)	3-21
表 3.3-6	シナリオ別需要予測 (最大電力)	3-21
表 3.3-7	シナリオ別需要予測 (電力量、Mozal あり)	3-23

表 3.3-8	シナリオ別需要予測（最大電力、Mozal あり）	3-24
表 3.4-1	2016～2042 年における GDP 成長率（シナリオ別）	3-26
表 3.4-2	需要想定に使用した配電ロス率	3-26
表 3.4-3	需要想定に使用した負荷率	3-27
表 3.5-1	一般需要家回帰分析結果	3-27
表 3.5-2	中一大口需要家回帰分析結果	3-28
表 3.5-3	Special Customer 一覧（Cabo Dergado 州）	3-29
表 3.5-4	Special Customer 一覧（Niassa 州）	3-30
表 3.5-5	Special Customer 一覧（Nampula 州）	3-31
表 3.5-6	Special Customer 一覧（Zambezia 州）	3-32
表 3.5-7	Special Customer 一覧（Manica 州）	3-33
表 3.5-8	Special Customer 一覧（Tete 州）	3-34
表 3.5-9	Special Customer 一覧（Sofala 州）	3-35
表 3.5-10	Special Customer 一覧（Inhambane 州）	3-36
表 3.5-11	Special Customer 一覧（Gaza 州）	3-36
表 3.5-12	Special Customer 一覧（Maputo 州電力量）	3-37
表 3.5-13	Special Customer 一覧（Maputo 州最大電力）	3-38
表 3.5-14	Special Customer 一覧（Maputo City 電力量）	3-39
表 3.5-15	Special Customer 一覧（Maputo City 最大電力）	3-40
表 3.5-16	受電端電力量想定	3-41
表 3.5-17	受電端電力量想定（再配分後）	3-41
表 3.5-18	受電端最大電力想定（再配分後）	3-42
表 3.5-19	受電端における州別電力量のシェア（再配分後）	3-43
表 3.5-20	受電端電力量想定（再配分後）	3-44
表 3.5-21	受電端最大電力想定（再配分後）	3-44
表 3.5-22	変電所別最大電力（Cabo Delgado 州）	3-46
表 3.5-23	変電所別最大電力（Niassa 州）	3-47
表 3.5-24	変電所別最大電力（Nampula 州）	3-48
表 3.5-25	変電所別最大電力（Zambezia 州）	3-49
表 3.5-26	変電所別最大電力（Manica 州）	3-50
表 3.5-27	変電所別最大電力（Tete 州）	3-51
表 3.5-28	変電所別最大電力（Sofala 州）	3-52
表 3.5-29	変電所別最大電力（Inhambane 州）	3-53
表 3.5-30	変電所別最大電力（Gaza 州）	3-53
表 3.5-31	変電所別最大電力（Maputo 州）	3-54
表 3.5-32	変電所別最大電力（Maputo City 州）	3-55
表 3.6-1	SAPP 諸国電力量予測（送電端）	3-56
表 3.6-2	SAPP 諸国最大電力予測（送電端）	3-57
表 4.1-1	エネルギー需給バランス（2014 年）	4-1
表 4.2-1	Area1 および Area4 の権益比率	4-5
表 4.2-2	Rovuma ガス国内産業割当入札結果	4-5
表 5.3-1	主な発電事業者	5-4

表 5.3-2	既設電源設備（中北部地域）	5-5
表 5.3-3	既設電源設備（南部地域）	5-6
表 5.4-1	電源開発計画（中北部地域）	5-9
表 5.4-2	電源開発計画（南部地域）	5-11
表 5.4-3	建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある水力プロジェクト	5-13
表 5.4-4	建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある火力プロジェクト	5-14
表 5.4-5	再生可能エネルギー発電開発計画	5-17
表 5.8-1	日負荷に対する発電カーブの特徴（太陽光および風力発電分を除く）	5-39
表 5.8-2	代数的手法を用いた短周期変動解析結果	5-40
表 5.9-1	電源開発シナリオ	5-42
表 5.9-2	一般的な発電機モデル	5-46
表 5.9-3	既設発電機の WASP 設定データ	5-47
表 5.9-4	新設発電機の WASP 設定データ	5-48
表 5.10-1	WASP 解析結果（数値は暫定値）（ステージ 1；南部系統）	5-51
表 5.10-2	WASP 解析結果（数値は暫定値）（ステージ 1；中北部系統）	5-52
表 5.10-3	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、国内供給シナリオ 1-1）	5-53
表 5.10-4	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、国内供給シナリオ 1-2）	5-54
表 5.10-5	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 1-1）	5-55
表 5.10-6	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 1-2）	5-55
表 5.10-7	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 2-1）	5-56
表 5.10-8	WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 2-2）	5-56
表 5.10-9	開発設備容量（2018～2042 年合計）	5-57
表 5.10-10	設備容量（2042 年）	5-57
表 5.10-11	投資コスト（2018～2042 年合計：2017 年価格）	5-58
表 5.10-12	発電コスト（2042 年：2017 年価格）	5-59
表 5.10-13	モザンビークと日本の太陽光発電および風力発電の導入環境	5-63
表 5.10-14	WASP 解析結果（南部系統 2028 年まで）	5-64
表 5.10-15	WASP 解析結果（中北部系統 2028 年まで）	5-65
表 5.10-16	WASP 解析結果（全系統 2029 年以降）	5-65
表 5.10-17	系統統合年度によるシナリオ比較	5-66
表 6.1-1	系統管轄	6-1
表 6.1-2	各地域別の系統設備の諸元（2017 年）	6-4
表 6.1-3	MOTRACO 保有設備	6-10
表 6.2-1	送電線建設単価	6-13
表 6.2-2	変電所建設単価	6-14
表 6.2-3	変圧器増設単価	6-14
表 6.2-4	送電線計画（緊急計画）（2017 年 12 月時点）	6-15
表 6.2-5	変電所計画（緊急計画）（2017 年 12 月時点）	6-15
表 6.2-6	変電所計画（短期計画）（2017 年 12 月時点）	6-16
表 6.2-7	送電線建設計画（中期計画）（2017 年 12 月時点）	6-17
表 6.2-8	変電所建設計画（中期計画）（2017 年 12 月時点）	6-18
表 6.2-9	送電線建設計画（長期計画）（2017 年 12 月時点）	6-19

表 6.2-10	変電所建設計画（長期計画）（2017年12月時点）	6-20
表 6.2-11	送電線建設計画（その他の計画）（2017年12月時点）	6-21
表 6.2-12	変電所建設計画（その他の計画）（2017年12月時点）	6-21
表 6.2-13	EDM の送電線および変電所建設コスト（2017年12月時点）	6-21
表 6.2-14	主な超高压送電線建設プロジェクト名	6-23
表 6.2-15	STE バックボーンプロジェクト現況	6-25
表 6.2-16	プロジェクト実施委員会・管理委員会体制（Zambia – Mozambique 連系線プロジェクト）	6-30
表 6.2-17	Zambia – Mozambique 連系線プロジェクトロードマップ	6-32
表 6.2-18	国際連系線電力融通量	6-35
表 6.2-19	送電線建設単価	6-36
表 6.2-20	変電所建設単価	6-37
表 6.2-21	変圧器増設単価	6-38
表 6.2-22	北部～中部地域変電所需要想定	6-39
表 6.2-23	南部地域変電所需要想定	6-40
表 6.2-24	発電想定	6-41
表 6.2-25	系統拡充計画（総コスト）	6-42
表 6.2-26	系統拡充計画（送電 北部および北中部）	6-43
表 6.2-27	系統拡充計画（送電 中部）	6-44
表 6.2-28	系統拡充計画（送電 南部（Inhambane-Maputo））	6-45
表 6.2-29	系統拡充計画（送電 南部（Maputo City））	6-46
表 6.2-30	系統拡充計画（変電 北部）	6-47
表 6.2-31	系統拡充計画（変電 中北部・中部）	6-48
表 6.2-32	系統拡充計画（変電 南部（Inhambane-Maputo））	6-49
表 6.2-33	系統拡充計画（変電 南部（Maputo City））	6-50
表 6.2-34	系統拡充計画（変電 調相設備等）	6-51
表 6.2-35	Maputo 州 66kV 系変電所の三相短絡電流	6-56
表 6.2-36	Type 1 および Type 2 の低ロス電線の外観	6-61
表 6.2-37	低ロス電線の諸元	6-61
表 6.2-38	各電線の送電線コスト比較	6-66
表 6.3-1	既設 SCADA 仕様	6-71
表 6.3-2	SCADA と SIGEM 間にて関係すべき情報とその用途例	6-77
表 6.3-3	系統運用に関係する各機関の支援	6-79
表 6.3-4	系統運用に関する短期的課題	6-80
表 6.3-5	系統運用に関する中長期的課題	6-80
表 6.3-6	EDM 人材育成プラン FS レポート（抜粋）	6-82
表 6.3-7	NCC SCADA に関する懸案対処方法	6-89
表 6.3-8	既設 SCADA 仕様（再掲）	6-90
表 6.3-9	系統運用部門が管掌すべき業務と必要となる技術力	6-92
表 6.3-10	EDM が定めるプロフェッショナル階層	6-93
表 6.3-11	EDM 人材育成プログラムと系統運用部門として修得すべき項目の関係	6-95
表 6.3-12	供給能力算定電源区分	6-107

表 6.3-13	SAPP 加盟国における運用予備力 (2013 年時点)	6-115
表 6.3-14	系統運用に関わるコンピュータシステムの定義	6-116
表 6.3-15	BCP リスク要因と対処方法 (一部)	6-118
表 6.3-16	EDM NCC・RCC BCP 対策	6-121
表 6.3-17	EDM 通信ネットワークの加入すべきシステム・媒体	6-125
表 6.3-18	光通信ネットワークの種類	6-128
表 6.3-19	系統運用部門が管掌すべき業務と必要となる技術力 (再掲)	6-130
表 6.3-20	教育指導員の配置 (案)	6-131
表 6.3-21	系統運用部門の実務教育要件	6-131
表 6.3-22	教育担当部署と分担 (案)	6-132
表 6.3-23	系統運用部門が保有すべき技術力習得評価マイルストーン (案)	6-135
表 6.3-24	系統運用に係るアクションプラン	6-138
表 7.1-1	Maputo 市における配電線亘長とフィーダ数	7-2
表 7.1-2	Maputo 市における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長	7-2
表 7.1-3	Maputo 市の各配電用変電所における停電回数および停電時間	7-3
表 7.1-4	Maputo 市における故障停電回数および故障停電時間	7-3
表 7.1-5	Maputo 市の各配電用変電所における変圧器稼働率	7-6
表 7.1-6	Maputo 州における配電線亘長とフィーダ数	7-6
表 7.1-7	Maputo 州における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長	7-7
表 7.1-8	Maputo 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間	7-7
表 7.1-9	Maputo 州における故障による停電回数および停電時間	7-8
表 7.1-10	Maputo 州における配電用変電所の稼働率	7-8
表 7.1-11	Nampula 州における配電線亘長とフィーダ数	7-9
表 7.1-12	Nampula 州における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長	7-9
表 7.1-13	Nampula 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間	7-10
表 7.1-14	Nampula 州の故障による停電回数および停電時間	7-11
表 7.1-15	ASCNPL における配電用変電所の稼働率	7-11
表 7.1-16	ASCNCL における配電用変電所の稼働率	7-11
表 7.2-1	Maputo 市の各配電用変電所における需要予測	7-12
表 7.2-2	2018 年から 2022 年までに Maputo 市において必要となる配電用変電所対策	7-15
表 7.2-3	Maputo 州の各配電用変電所における需要予測	7-16
表 7.2-4	2018 年から 2022 年までに Maputo 州において必要となる配電用変電所対策	7-19
表 7.2-5	Nampula 州の各配電用変電所における需要予測	7-19
表 7.2-6	2018 年から 2022 年までに Nampula 州において必要となる配電用変電所対策	7-22
表 7.4-1	架空線用変圧器 1 台あたりの EDM 建設コスト	7-25
表 7.4-2	地中線用変圧器 1 台あたりの EDM 建設コスト	7-27
表 7.4-3	中圧線 1km あたりの EDM 建設コスト	7-28
表 7.4-4	低圧線 1km あたりの EDM 建設コスト	7-28
表 7.4-5	単相契約需要家に供給する際の EDM 建設コスト	7-29
表 7.4-6	三相契約需要家に供給する際の EDM 建設コスト	7-29
表 7.5-1	需要家が契約時に負担する配電線接続費用	7-30
表 7.6-1	ドナー支援にて実施する 2018 年から 2024 年までの配電工事プロジェクト	7-31

表 7.6-2	2012年から2016年の為替レート (MZN/USD)	7-32
表 7.6-3	2018年から2042年における配電部門総投資金額	7-33
表 7.7-1	マルチトランスフォーマーシステム導入前後の配電ロスとロス低減率	7-36
表 7.7-2	24MWのCCGT発電所を25年間運用した際のコスト	7-38
表 7.8-1	スマートメーター導入コスト	7-43
表 8.2-1	州別の電化率の推移	8-2
表 8.3-1	MIREMEが集計するエネルギーアクセス率	8-3
表 8.3-2	各州のオフグリッド電化地域への配電線延伸状況	8-4
表 8.3-3	FUNAEによる電化方式	8-5
表 8.3-4	Mini-hydroプロジェクトの調査状況	8-6
表 8.3-5	Renewable Energy Atlasをベースにdata surveyを完了した14件(40.9MW)のリスト	8-6
表 8.3-6	小水力発電プロジェクトの調査中リスト	8-7
表 8.3-7	各州における太陽光電化方式(micro-grid/mini-grid、stand-alone)によってカテゴリー分けされた村の数(プロジェクト数)と未電化の学校と診療所の数	8-8
表 8.3-8	Niassa州における電化方式リスト	8-8
表 8.3-9	Cabo Delgado州における電化方式リスト	8-9
表 8.3-10	Nampula州における電化方式リスト	8-10
表 8.3-11	Zambezia州における電化方式リスト	8-11
表 8.3-12	Sofala州における電化方式リスト	8-12
表 8.3-13	Tete州における電化方式リスト	8-12
表 8.3-14	Inhambane州における電化方式リスト	8-12
表 8.3-15	Manica州における電化方式リスト	8-13
表 8.3-16	Gaza州における電化方式リスト	8-14
表 8.3-17	Maputo州における電化方式リスト	8-15
表 8.3-18	未電化学校のリスト	8-16
表 8.3-19	未電化診療所のリスト	8-17
表 8.5-1	電化コスト試算の前提条件	8-18
表 8.5-2	オングリッド電化コスト	8-19
表 8.6-1	World Bankレポートにおけるオングリッド電化・オフグリッド電化選定基準	8-20
表 9.1-1	EDM 貸借対照表	9-2
表 9.1-2	EDM 損益計算書	9-2
表 9.1-3	EDM キャッシュフロー	9-3
表 9.1-4	EDM 財務諸表分析	9-3
表 9.2-1	EDMにおける財務課題	9-4
表 9.2-2	財務戦略アプローチ	9-5
表 9.2-3	財務戦略アクション	9-6
表 9.4-1	財務経営指標	9-9
表 9.5-1	対USD為替率(MZN/USD)	9-11
表 9.5-2	電気料金改定平均年率(基本ケース)	9-12
表 9.5-3	物価上昇率	9-13
表 9.5-4	借入金条件	9-13

表 9.5-5	想定損益計算書（基本ケース）	9-16
表 9.5-6	想定貸借対照表（基本ケース）	9-16
表 9.5-7	想定キャッシュフロー（基本ケース）	9-17
表 9.5-8	損益計算書（比較ケース）	9-19
表 9.5-9	想定貸借対照表（比較ケース）	9-19
表 9.5-10	想定キャッシュフロー（比較ケース）	9-20
表 9.5-11	長期限界費用	9-25
表 9.5-12	財務関連アクションプラン提言	9-26
表 10.1-1	環境社会配慮関連の政策・法規	10-1
表 10.1-2	大気質環境基準	10-2
表 10.1-3	火力発電所に係る排出ガス基準	10-2
表 10.1-4	海域の水質環境基準（一般項目）	10-3
表 10.1-5	生活排水の排水基準	10-3
表 10.1-6	工場排水基準	10-3
表 10.1-7	モザンビークの法制度と JICA ガイドラインの比較結果	10-6
表 10.2-1	州別の人口および人口密度（2016 年）	10-13
表 10.2-2	燃料燃焼による CO ₂ 排出量	10-18
表 10.3-1	SEA・EIA と対象範囲、政策、計画、プログラム等との関係	10-19
表 10.4-1	電源開発シナリオの概要	10-21
表 10.4-2	評価項目、選定理由および評価指標	10-22
表 10.4-3	電源開発シナリオの比較検討結果	10-23
表 10.4-4	電力セクターに係る JICA 環境チェックリスト	10-28
表 10.4-5	予備的環境スコーピングの結果	10-29
表 10.4-6	主なモニタリング項目	10-36
表 11.2-1	カウンターパート研修スケジュール	11-6

略語表

AAGR	Annual Average Growth Rate	年平均成長率
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFD	Agence Française de Développement	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AGC	Automatic generation control	自動発電制御
AMS	Asset Management System	資産管理システム
ARENE	Energy Regulatory Authority	エネルギー規制局
ASC	Área de Serviço ao Cliente	カスタマーサービスセンター
ASCANG	Área de Serviço ao Cliente de Angoche	Angoche カスタマーサービスセンター
ASCCM	Área de Serviço ao Cliente da Cidade de Maputo	Maputo 市カスタマーサービスセンター
ASCNCL	Área de Serviço ao Cliente de Nacala	Nacala カスタマーサービスセンター
ASCNPL	Área de Serviço ao Cliente de Nampula	Nampula カスタマーサービスセンター
ASCPM	Área de Serviço ao Cliente da Provincia de Maputo	Maputo 州カスタマーサービスセンター
BEMS	Building Energy Management System	ビルエネルギー 管理システム
BoSa	Botswana - South Africa	ボツワナ・南アフリカ
BPC	Botswana Power Corporation	ボツワナ電力公社
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクルガスタービン
CEPCO	Chubu Electric Power Co., Inc.	中部電力株式会社
CFL	Compact Fluorescent Lamp	コンパクト電球型蛍光灯
CNELEC	National Council of Electricity – Regulator	国家電力規制庁
CPI	Centro de Promoção de Investimentos	投資促進センター
DPS	Direcção da Planeamento of Systemas (System Planning)	EDM 系統計画部門
DR	Demand Response	デマンドレスポンス
DRT	Direcção da rede de transporte (Directorate of Transport network)	EDM 送電部門
DSM	Demand Side Management	デマンドサイドマネジメント
EAPP	Eastern African Power Pool	東部アフリカパワープール
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
EDM	Electricidade de Moçambique	モザンビーク電力公社
EED	Energy Efficiency Directorate	EDM エネルギー効率部門
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EMEM	Empresa Moçabicana de Exploracao Mineira	モザンビーク鉱物資源公社
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonectos de Moçambique	モザンビーク炭化水素公社
ESCO	Energy Service Companies	エナジーサービスカンパニー
ESCOM	Electricity Supply Corporation of Malawi	マラウイ電力公社
Eskom	South African Electric Utility Supplier	南アフリカ電力会社
FDI	Foreign Direct Investment	海外直接投資

FIT	Feed-in Tariff	固定価格買い取り制度
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
FUNAE	Fundo de Energia	エネルギー基金
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GoM	Government of Mozambique	モザンビーク政府
HCB	Hidroeléctrica de Cahora Bassa	Cahora Bassa 水力会社
HEMS	Home Energy Management System	ホーム エネルギー マネジメント システム
HVAC	High Voltage Alternating Current	高圧交流送電
HVDC	High Voltage Direct Current	高圧直流送電
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol	制御所間通信規約
IDA	International Development Association	国際協力協会
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IGMoU	Inter Governmental Memorandum of Understanding	政府間覚書
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
INE	Instituto Nacional de Estatística	国家統計局
INP	Instituto Nacional de Petróleo	国家石油院
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUMoU	Inter Utility Memorandum of Understanding	電力ユーティリティ間の覚書
JCC	Joint Coordinating Committee	合同調整委員会
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JST	Joint Study Team	合同調査チーム
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
LDC	Load Duration Curve	負荷持続曲線
LF	Load Factor	負荷率
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLP	Loss of Load Probability	供給支障確率
LV	Low voltage	低圧 (6.6kV 未満)
MD	Maximum Demand	最大需要
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省
MEF	Ministério da Economia e Finanças	経済・財政省
MICOA	Ministry of Coordination of Environmental Affair	環境活動調整省
MIREME	Ministry of Mineral Resource and Energy	鉱物資源エネルギー省
MITADER	Ministry of Land, Environment and Rural Development	土地・環境・地域開発省
M/M	Minutes of Meeting	協議議事録
MOTRACO	Mozambique Transmission Company	モザンビーク送電会社
MOZAL	Aluminum smelter outside Maputo	モザール (アルミ精錬会社)

MoZiSa	Mozambique – Zimbabwe - South Africa	モザンビーク、ジンバブエ、南アフリカ
MV	Medium voltage	中圧 (6.6kV～66kV)
MZ	Mozambique	モザンビーク国
NCC	National Control Center	国家中央給電指令所
NEPAD	New Partnership for Africa’s Development	アフリカ開発のための新パートナーシップ
NEPAD IPPF	NEPAD Infrastructure Project Preparation Facility	NEPAD インフラ開発準備基金
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
O&M	Operation & Maintenance	運転・維持
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public–Private Partnership	官民提携
PS	Posto de seccionamento	配電線切替所
P/S	Power Station	発電所
PSS/E	Power system simulator for engineering	系統解析ソフトウェア名
R/D	Record of Discussion	討議議事録
REFIT	Regulamento que Estabelece o Regime Tarifario para as Energias Novas e Renovaveis	再生可能エネルギー買い取り制度 (モザンビーク)
SADC	Southern African Development Community	南部アフリカ開発共同体
SAPP	Southern African Power Pool	南部アフリカパワープール
SAPP-PAU	Southern African Power Pool Project Advisory Unit	南部アフリカパワープールプロジェクト推進ユニット
SC	Static Condenser	静電コンデンサ
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御システム
SE	Substation (Subestação)	変電所 (配電用)
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SEC	Swaziland Electricity Company	スワジランド電力会社
SEZ	Special Economic Zone	経済特別区
ShR	Shunt Reactor	分路リアクトル
SIDA	Swedish International Development Cooperation Agency	スウェーデン国際開発協力庁
SPV	Special Purpose Vehicle	特別目的事業体
S/S	Substation	変電所
STE	Sistema Nacional de Transporte de Energia (Mozambique Regional Transmission Backbone Project), Mozambique	STE バックボーン送電プロジェクト
SVC	Static VAR Compensator	静止型無効電力補償装置
Tanesco	Tanzania Electric Supply Company Limited	タンザニア電力公社
T&D	Transmission and Distribution	送配電
TEPCO	Tokyo Electric Power Co., Inc.	東京電力株式会社
TOU	Time of Use	時間帯別料金
VAT	Value Added Tax	付加価値税
WASP	Wien Automatic System Planning	電源開発計画解析ソフトウェア名
WB	World Bank	世界銀行

WFM	Work Force Management	人材管理
ZESA	Zimbabwe Electricity Supply Authority	ジンバブエ電力供給株式会社
ZESCO	Zambia Electricity Supply Corporation	ザンビア電力株式会社

第1章 序論

1.1 調査背景

モザンビーク共和国（人口約2,722万人、1人当たりGNI 620USD、2014年）は、アフリカ大陸南東部に位置し、過去10年間、平均7%を超える高いGDP成長率を維持している。天然資源が豊富で海外直接投資（FDI: Foreign Direct Investment）が活発であり、中長期的にも石炭及び天然ガス関連のメガプロジェクトの拡大・具体化によりGDPは7%後半から8%程度の高い成長が見込まれている。

2014年の最大電力需要は831MW、消費電力量は4,962GWh/年に過ぎないが、近年の順調な経済成長や電化率の向上等に伴い、電力需要は大幅に増加してきており、2018年には最大電力需要は1,684MWに達すると予想されている。

他方、最大の電源は、中・北部系統に接続されているCahora Bassa水力発電所（出力：2,075MW）であり、同国の電力消費量の88%（2014年）を供給している。ただし、同発電所はCahora Bassa水力会社（独立発電事業者）により管理されており、発電電力量の大半が南アフリカに送電されている。送電を担う国営電力会社であるモザンビーク電力公社（Electricidade de Moçambique：以下「EDM」）の発電量は消費電力量の6%に過ぎず、国内需要をカバーすることができていない。

また、南部系統と中・北部系統は連系されていないため、Cahora Bassa水力発電所から需要地である南部への送電は南アフリカを経由している状況にある。またこの系統分離の問題だけでなく、送電設備容量の不足、老朽化等の課題を抱えている。

このような状況下、適切な需要見通しとエネルギー供給計画に基づく電力マスタープランが必要であるが、現状のマスタープラン（2014年策定、以下「既存マスタープラン」）には特に中長期的な最適電源開発計画が不足している。こうした状況下、最新の技術情報やモザンビークを取り巻く諸状況（エネルギー資源開発計画等）を踏まえた既存マスタープランのレビューおよび必要な諸元（利用可能な技術、コスト等）のアップデートによる、包括的な電力マスタープラン（計画期間25年間）策定への協力が要請された。

1.2 調査目的

- ・ 発電、送電、配電計画を含む、25年間の包括的な電力マスタープランを策定する。
- ・ 策定された電力マスタープランを関連政府機関に周知するとともに、計画立案に係る技術移転を行う。

1.3 実施機関

(a) メインカウンターパート

- ・モザンビーク電力公社 (EDM)

(b) その他関係機関

- ・鉱物資源エネルギー省 (Ministry of Mineral Resource and Energy : 以下「MIREME」)
- ・Cahora Bassa 水力会社 (Hidroeléctrica de Cahora Bassa : 以下「HCB」)
- ・エネルギー規制局 (Energy Regulatory Authority : 以下「ARENE」)
- ・土地・環境・地域開発省 (Ministry of Land, Environment and Rural Development : 以下「MITADER」)
- ・エネルギー基金 (Fundo de Energia : 以下「FUNAE」)
- ・モザンビーク鉱物資源公社 (Empresa Moçabicana de Exploracao Mineira : 以下「EMEM」)
- ・モザンビーク炭化水素公社 (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique : 以下「ENH」)
- ・国家石油院 (Instituto Nacional de Petroreo : 以下「INP」)
- ・モザンビーク送電会社 (Mozambique Transmission Company : 以下「MOTRACO」)

1.4 調査団メンバー

調査団メンバーを表 1.4-1 に示す。

表 1.4-1 調査団メンバー

No	氏名	担当
1	斎藤 芳敬	総括／電力開発計画
2	竹山 佳秀	系統計画・運用
3	渡邊 光弘	一次エネルギー分析
4	平野 晶	電力需要予測
5	加藤 智弘	電源開発計画 (1)
6	小林 貴洋	電源開発計画 (2)
7	吉田 俊貴	送電開発計画
8	三井 真一	配電開発計画
9	菊川 武	投資計画／経済財務分析
10	渡辺 幹治	環境社会配慮

出典：JICA 調査団

1.5 調査計画

調査計画および調査全体の流れを表 1.5-1 に示す。

表 1.5-1 調査計画および全体作業の流れ

年度	2016年度							2017年度									
月	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
大きな流れ	<p>基礎調査段階 (10/10-12/31): EDMとスケジュール調整、合意形成、基礎情報収集、計画策定手法の検討。SAPP調査からのインプット。</p> <p>マスタープラン策定段階1 (1/1-3/31): 電力需要想定策定 → 電源開発計画策定。電源、送配電、財務他検討、SEAベースライン調査。</p> <p>マスタープラン策定段階2 (4/1-6/31): 送配電開発計画策定 → マスタープラン策定。長期投資計画策定。</p> <p>マスタープラン承認段階 (7/1-12/31): マスタープランの策定。モザンビーク国内承認支援と一般公開への支援。</p>																
調査段階 現地調査	第一次現地調査 (その1)		第一次現地調査 (その2)		第二次現地調査		第三次現地調査 (その1)		第三次現地調査 (その2)		第四次現地調査						
国内作業	国内準備作業		第一次国内作業		第二次国内作業		第三次国内作業		第三次国内作業		第四次国内作業						
国内作業 項目	国内準備作業 1) 既存情報のレビューおよび調査計画の策定 2) インセプションレポートの作成・提出		第一次国内作業 調査分野ごとに検討		第二次国内作業 1) 本邦研修の実施 2) インテリムレポートの作成		第三次国内作業 1) ドラフトファイナルレポートの作成 2) アクションプランの作成 3) JICA電力セクター協力プログラムに係る提言		第四次国内作業 ファイナルレポートの作成								
現地調査 項目	第一次現地調査 (その1) 1) インセプションレポートの説明・協議 2) 第1回合同調整委員会 (JCC) の開催支援 3) JSTの編成 4) EDM経営層への定期的な調査報告と情報提供 5) 関連情報の収集		第一次現地調査 (その2) 1) 電力需要想定に係る検討 2) 一次エネルギー利用計画に係る検討 3) EDM電源開発計画のレビュー 4) 電源開発計画と整合した送電開発計画検討 5) システム運用の実態調査 6) 配電開発計画作成に資するデータの分析 7) 地方電化方針の検討 8) EDM財務状況のレビュー 9) 戦略的環境アセスメントのためのベースライン調査		第二次現地調査 1) 第1回セミナーの開催支援 2) 電力需要想定策定 3) 一次エネルギー利用計画策定 4) 地方電化計画の策定 5) 電源開発計画に係る検討 6) 送電開発計画に係る検討 7) システム運用改善に係る検討・提言 8) 配電開発計画に係る検討 9) EDMの財務分析		第三次現地調査 (その1・その2) 1) 第2回合同調整委員会 (JCC) の開催支援 2) 第2回セミナーの開催支援 3) 電源開発計画の策定 4) 送電開発計画の策定 5) 配電開発計画の策定 6) 長期投資計画の策定 7) 財務戦略の提言 8) 戦略的環境アセスメント 9) インテリムレポートの説明・協議		第四次現地調査 1) マスタープランの策定 2) 政策提言 3) 第3回合同調整委員会 (JCC) の開催支援 4) 第3回セミナーの開催支援 5) マスタープランの内部承認と一般公開への支援								
調査段階 現地調査	第一次現地調査 (その1)		第一次現地調査 (その2)		第二次現地調査		第三次現地調査 (その1)		第三次現地調査 (その2)		第四次現地調査						
国内作業	国内準備作業		第一次国内作業		第二次国内作業		第三次国内作業		第三次国内作業		第四次国内作業						
月	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
セミナー JCC			△第1回 JCC				△第1回セミナー		△第2回セミナー	△第2回 JCC					△第3回セミナー	△第3回	
ワーキングペーパー			△			△		△		△			△		△		
本邦研修																	
報告書提出		△インセプション							△インテリム						△ドラフトファイナル	△ファイナル	

出典：JICA調査団

1.6 合同調整委員会および合同調査チームの設立支援

策定した電力マスタープランの実現性を高めるために、合同調整委員会（Joint Coordination Committee : JCC）および合同調査チーム（Joint Study Team : JST）の設立支援を行った。

JCC では電力マスタープランの方向性を定め、電力開発政策に反映させる。また調査の定期的な進捗共有・段階的な合意形成、検討内容の理解促進を図る。

JST は JCC の下部組織として調査の実務を担当する。調査の円滑な実施と OJT による技術移転のため、調査分野ごとに JST を組織する。

1.6.1 メンバー構成

JCC メンバーおよび JST メンバーを、表 1.6-1 および表 1.6-2 に示す。

表 1.6-1 JCC メンバー（2017 年 11 月現在）

Name	Organization	
Dr. Mateus Magala	Chairman & CEO of EDM	Chairman
Mr. Aly Sicola Impija	Executive Director of Planning and Business	Member
Mr. Carlos Yum	Executive Director of Operation	Member
Mr. Antonio Gimo	Director of System Planning	Project Manager
Mr. Narendra Gulab	Director of Generation	Member
Mr. Feliciano Massingue	Director of Transmission	Member
Mr. Luis Amado	Director of Distribution	Member
Mr. Augusto Sanjane	Director of Human Resource Development	Member
Mr. Casmiro Francisco	Representatives designated by EMEM	Member
Mr. Omar Mitha	Representatives designated by ENH	Member
Mr. Carlos Zacarias	Representatives designated by INP	Member
Mr. Pascoal Bacela	Representatives designated by MIREME	Member
Mr. Adriano Jonas Mr. Moises Machava	Representatives designated by HCB	Member
Mr. Erasmo Biosse	Representatives designated by CNELEC	Member
Mr. Olegario Banze	Representatives designated by MITADER	Member
Mr. Antonio Saide	Representatives designated by FUNAE	Member
Mr. Hiroaki Endo	Chief Rep. of JICA Mozambique Office	Member
Mr. Yoshitaka Saito	Team Leader of JICA Study Team	Member

出典：JICA 調査団

表 1.6-2 JST メンバー (2017 年 11 月現在)

JST	Counterparts	JICA Study Team
Demand Forecast	Mr. Iazalde Jose (MIREME): Leader Mr. Isaias Matsinhe (EDM) Mr. Julio Guivala (EDM) Mr. Faustino Mauaua (EDM) Mr. Rivas Siteo (EDM) Mr. Arlindo Siteo (MIREME) Mr. Suleimane Combo (HCB)	Mr. Akira Hirano: Leader Mr. Shinichi Mitsui
Primary Energy Analysis Generation Development Plan	Ms. Olga Utchavo Madeira (EDM): Leader Mr. Guilherme Tenjua (EDM) Mr. Mario Jonas (EDM) Mr. Gilberto Muchanga (EDM) Mr. Tauancha Vaquina (EDM) Mr. Inocência Gujamo (MIREME) Mr. Antonio Chicachama (MIREME) Mr. David Gune (HCB) Mr. Júlio Chipuazo (HCB)	Mr. Yoshitaka Saito: Leader Mr. Tomohiro Kato Mr. Takahiro Kobayashi Mr. Mitsuhiro Watanabe
Transmission Development Plan Power system Operation	Ms. Olga Utchavo Madeira (EDM): Leader Ms. Yara Cabra (EDM) Mr. Sebastiao Ngungulo (EDM) Mr. Edgar Mabui (EDM) Mr. Prosperino Saidane (EDM) Mr. Francisco Mahangue (MIREME) Mr. Lucas Gune (HCB) Mr. Maxcêncio Tamele (HCB)	Mr. Yoshihide Takeyama: Leader Mr. Toshitaka Yoshida
Distribution Development Plan Rural Electrification	Mr. Isaias Matsinhe (EDM): Leader Mr. Sergio Viegas (EDM) Mr. Gilberto Muchanga (EDM) Mr. Julio Guivala (EDM) Mr. Iazalde Jose (MIREME) Mr. Anisio Pinto (MIREME) Mr. Jonas Manuel (HCB)	Mr. Shinichi Mitsui: Leader Mr. Akira Hirano
Economic and Financial Analysis	Mr. Felix Bucuane (EDM): Leader Mr. Antonio Munguambe (EDM) Mr. Alexandre Monjane (EDM) Mr. Noa Inacio (MIREME) Ms. Jéssica Cumbe (MIREME) Mr. Hortêncio Danilo Maholela (HCB)	Dr. Takeshi Kikukawa: Leader
Environmental and Social Consideration	Ms. Belarmina Mirasse (EDM): Leader Ms. Aissa Naimo (EDM)	Mr. Kanji Watanabe: Leader Mr. Yoshitaka Saito Mr. Tomohiro Kato Mr. Takahiro Kobayashi

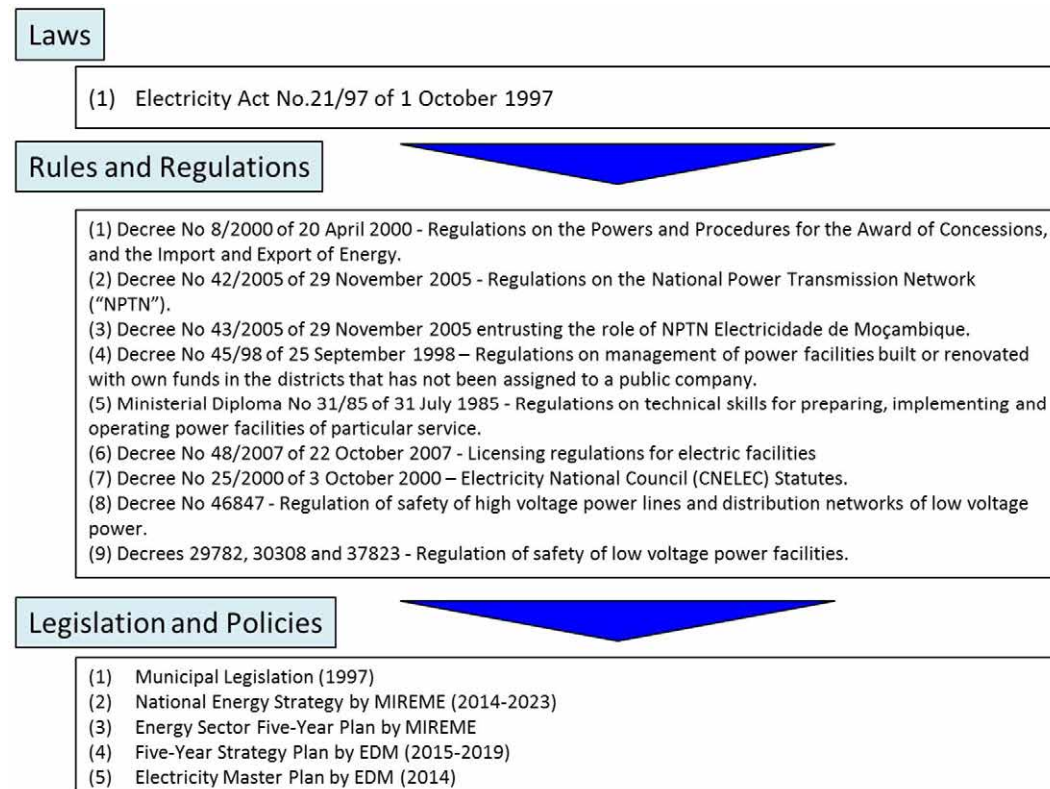
出典：JICA 調査団

第2章 電力セクターの概要

2.1 セクター概要

2.1.1 電力セクター法制度・開発政策

電力セクターにおける主要法律、規制、政策を次にまとめる。



出典：JICA 調査団

図 2.1-1 電力セクターにおける主要法律・規制および政策

このうち主要な法令について概要を記す。

(1) 電力事業法

電力事業法 (No.21/97) は電力セクターにおける組織への一般政策や電力供給の管理を定めたものである。また、発電、送電、配電および顧客サービスにかかる法的枠組みを規定している。これには、電力輸出・輸入にかかる規定やそれらにかかるライセンスなども含まれる。

電力事業法は、電気事業における主要事業者である EDM の位置付け、責任を維持しつつも、コンセッションによる、電力セクターへの民間参入も認めている。また電力事業法のもと、法令 No.8/2000 が制定されている。これは発電、送電、配電、売電についてのコンセッション付与にかかる詳細規則を定めたものである。

エネルギー規制局 (ARENE) の前身である国家電力協議会 (CNELEC) もこの法律に基づいて設立されており、発電、送電、配電等の事業にかかる規制機関、政府への諮問機関として位置付

けられている。

(2) エネルギー政策（1998）

家庭・商業・産業など需要家へのエネルギー供給の重要性について明確な政策を規定したものであり、閣議決定 5/98 に基づいて大臣協議会にて 1998 年 3 月 3 日に承認された。その目的は次の通り。

- ・最小コストによって信頼性の高いエネルギー供給を保証すること。
- ・家庭用のエネルギー需要に対して選択肢を増やすこと。
- ・エネルギー利用の高い効率性を確保すること。
- ・水力、風力、バイオマスなど環境に配慮した技術の開発を促進させること。

(3) 国家エネルギー戦略

The National Energy Strategy（2014-2023）は10年間のエネルギー戦略を規定したものであり、電力セクターにおける課題と機会に対応するためのビジョンと過程を示したものである。主な目標は、南部アフリカ地域の重要なエネルギー供給者としての地位を確立し、貧困削減と社会開発への支援を実施し、経済成長を促進させることにある。

この戦略の目標はエネルギーの多様化を促進させ、産業と社会経済開発に寄与することにある。従って、モザンビーク政府はエネルギーセクターにおける効率的な開発と規制を担保するため、組織能力の向上を図っている。これは南部アフリカ開発共同体圏内でのモザンビークの役割を向上させ、インフラプロジェクトを遂行していくために必要である。

2.1.2 セクター行政・組織体制

電力セクターにおける行政・組織体制は次のように整理できる。

(1) 鉱物資源エネルギー省（MIREME）

MIREME は、エネルギーセクターの営業や開発の監督、エネルギー計画、政策策定などを担当している。エネルギーにかかる技術事項については、電力、再生可能エネルギー、燃料の3つの部門に分類される。電力部門を担う国家電力局では、エネルギー政策の分析、策定、具体化について省内における中心的な役割を担っている。

(2) エネルギー規制局（ARENE）

2017 年 5 月に前身の国家電力協議会（CNELEC）から独立性を高めるために組織再編された。前身の CNELEC は 2004 年に設立されのち、2008 年に世銀のエネルギー改革・アクセスプロジェクトの支援によって、独立した電力規制機関として位置付けられた。CNELEC は、政府とのパフォーマンス契約に基づき、EDM の業績を評価する。この契約は EDM と政府が毎年達成すべき目標と指標を定めたものである。また、CNELEC は EDM の電気料金を決める手法を評価している。EDM の業績を判断するにあたっては、国内のいくつかの地域において一般に開かれたミーティングを開催している。

(3) 地方電化基金 (FUNAE)

FUNAE は 1997 年に設立された。オフグリッドの電化プロジェクトの実施を担当しており、地方における経済社会開発に貢献することを期待されている。FUNAE は設立以来、再生可能エネルギーを用いて学校、病院、コミュニティなどの電化のためのプロジェクトを多く実施している。政府において地方電化を促進させるため、EDM の配電部門の一部と FUNAE を統合して新しい組織を編成する検討がされている。これにより、政府からの補助金やドナーからの無償・有償資金を戦略的に配分し、電化率の向上が期待されている。

(4) モザンビーク電力公社 (EDM)

EDM は、垂直統合された政府系電力会社であり、国内の発電、送電、配電を担当している。EDM はほとんどの電力を Cahora Bassa 水力発電会社 (HCB) から購入している。政府は HCB の 82% の株式を保有しており、独立系発電会社としてザンベジ川にある 2,075MW の水力発電所を運営している。HCB の電力は南アフリカとジンバブエに輸出されている。EDM は南アフリカ電力市場から余剰電力を購入している。モザンビークの送電グリッドは南アフリカ、ジンバブエ、スワジランドと連結されている。

(5) モザンビーク送電会社 (MOTRACO)

MOTRACO は、EDM、南アフリカ電力供給会社 (Eskom)、スワジランド電力会社 (SEC) (それぞれ 33.3% の株式) が所有する送電会社であり、モザンビークにあるモザールアルミ工場への電力供給、モザンビークの EDM およびスワジランドの SEC への電力託送を担当している。MOTRACO の送電事業は、自社保有の 400kV の変電所および 132kV、400kV の送電線設備によって実施されている。

2.1.3 電気料金

2017 年に改定された電気料金を表 2.1-1 示す。料金は、低圧受電の需要家においては需要家の種別と電力消費量別に設定されている。また大規模需要家においては、受電電圧によって分類されている。また大規模需要家に対しては接続費用も課される。

低圧受電の需要家種別は、公衆設備向け、家庭用、農業用、商業一般向け、一律料金顧客などが設定されている。大規模需要家においては、受電規模に応じて、基本料金と従量料金の 2 本立て料金設定となっている。

表 2.1-1 EDM の電気料金

Electricity Tariff -Mozambique (2017.09)

Tariff categories: Social, Domestic, Agricultural and General (Low Voltage)

Registered Consumption (kWh)	Social Tariff (MZN / kWh)	Domestic Tariff (MZN / kWh)	Agriculture Tariff (MZN / kW)	General Rate (MZN / kW)	Flat Rate (MZN)
0 - 100	1.07				
0 - 300		5.46	3.40	8.24	205.70
301 - 500		7.73	4.84	11.77	205.70
More than 500		8.11	5.30	12.88	205.70
Prepayment	1.07	6.95	4.71	11.80	n/a

Note: For customers who fit the parameters for the social tariff (power 1.1 kVA and not consumption above 100 kWh / month), whose installations use the Prepayment type counter (CREDELEC), will set a current limit 5 Amperes.

Large consumers of low voltage, medium voltage, medium voltage agri., and High Voltage

Consumer Category	(MZN / kWh)	(MZN / kW)	Flat Rate (MZN)
Large Consumer BT (GCBT)	4.70	361.19	602.28
Medium Voltage (MT)	4.06	422.63	2,826.99
Medium Voltage Agriculture (MTA)	2.51	288.59	2,826.99
High Voltage (AT)	3.99	510.27	2,826.99

Note: For Tariff Category "Average Agricultural Voltage" Power to the invoice must be equal to the power socket.

The High Voltage Rate is subject to negotiation on the terms and conditions of the applicable law, whenever the power to hire and technical conditions so warrant, to ensure in relation to EDM (i) reasonable compensation for the costs of operation, production, purchase and / or import of electricity (ii) a compatible return on capital invested in electricity infrastructure and (iii) the amortization, over time, incurred capital costs.

Connection Fee for BT Large Consumers

Amount to be collected (VAT - MZN)	VAT (MZN)	Amount to be collected (with VAT - MZN)
163.71	27.83	191.54

Connection fee for Big MT and AT Consumers

Amount to be collected (VAT - MZN)	VAT (MZN)	Amount to be collected (with VAT - MZN)
768.42	130.63	899.05

出典：EDM

参考のため需要家ごとの典型的な電気料金を表 2.1-2 に示す。本表は需要家ごとに標準的な使用料の時の kWh あたりの電気料金を示している。電気料金は現地通貨であるが、USD で表示しているので、為替レートにより変動する。

表 2.1-2 電気料金例 (USD 換算)

Customer Category	Assumed Consumption (kWh/month)	Electricity Tariff (US cents/kWh)
Domestic (Residential)	100	8.81 (14.21MZN/kWh)
Small Commercial	1,000	20.77 (33.5MZN/kWh)
Large Commercial/Industry	10,000	13.61 (21.95MZN/kWh)

2017年9月時点 (1 USD=0.01613 Mozambique Meticaís を使用)

出典: JICA 調査団

2.1.4 セクター課題概要

モザンビーク電力セクターにおける主要課題は次のように整理できる。

- ・ 南部地域と北部のナカラ経済圏などの社会経済発展による需要増に対応するための短期間な電源開発が必要である。
- ・ 発電・送電プロジェクト実施のための資金調達が必要である。
- ・ 持続可能な手法によってエネルギーの多様化を進める必要がある。
- ・ 電力設備破損・資機材盗難、非合法接続や盗電などによるロスを防ぐ必要がある。
- ・ エネルギーセクターへの投資を促進し、持続可能な社会経済成長を達成する必要がある。
- ・ 電力へのアクセス率の向上、ディーゼルエネルギーなど化石燃料から再生可能エネルギーへの転換が必要である。

2.2 他ドナーの協力

電力事業のメインプレイヤーである EDM や MIREME だけでなく、FUNAE、ARENE などに対し、発電事業、送電事業、電化事業、人材育成など幅広い分野に対し援助を受けている。援助機関は JICA、WB をはじめ、USAID、AfDB など 19 にのぼる。以下に各ドナーの支援状況を示す。

2.2.1 WB による支援状況

2016 年 10 月より、国家電化戦略調査（Development of the National Electrification Strategy and Plan (NESP)）を開始した。2017 年 6 月のドラフトファイナルレポート提出後、閣議承認される予定である。調査の主な目的は、以下の 3 点である。

- ・既存の電化モデルを評価する。
- ・ユニバーサルアクセスを達成するための新しいビジネスモデルを検討する。
- ・技術面、制度面、財務面からユニバーサルアクセス達成のためのアプローチを検討する。

2030 年にユニバーサルアクセスを達成するシナリオ（Base Case）の他に、2055 年にユニバーサルアクセスを達成するシナリオ（Conservative Case）についても検討している。オングリッド電化地域とオフグリッド電化地域の選定基準については、既設配電線からの距離、1 世帯あたりの使用電力量、人口密度を基に検討している。また、ユニバーサルアクセス達成時のオングリッド電化需要家数の比率は 70%であるとしている。これらを踏まえた電化に係る建設コストとして、Base Case では 6,916 million USD、Conservative Case では 5,354 million USD と試算している。

その他、IDA (International Development Association) と連携して事業を進めている。その例は 2010 年より開始した「Energy Development and Access Project (EDAP APL-2)」であり、地方部ならびに都市周辺部における電力アクセス率と電力供給品質の向上を目的としている。プロジェクト総額は 71.3million USD であり、2017 年までにオングリッドによる 42,500 軒の電化、オフグリッドによる学校・クリニック 840 箇所の電化、送電線 6km、配電線 256km の建設・リハビリを実施してきた。

また、系統関係では、南北縦断送電線プロジェクト「STE Backbone」に対して FS を 2012 年に実施した。マプト市内系統の信頼度向上を目的とした変電所および送電線の増強プロジェクトへの資金協力も実施している。

WB は 2017 年 9 月に 150MillionUSD の無償資金援助を表明した。これは IDA Project と呼ばれ、EDM の系統容量の増加と系統運用効率の改善を目的としている。このプロジェクトにより、新規の需要家が系統に連系でき、系統信頼度が低いことによる需要家の操業効率悪化や自家用発電機の保有が解消されるなどの効果が期待されている。具体的には表 2.2-1、表 2.2-2、表 2.2-3 に示す 3 つのコンポーネントから構成されている。

(1) 系統のリハビリ (US\$117million)

表 2.2-1 IDA Project Component 1

目的	Matola、Maputo、Nacala、Pemba、Lichinga 市において、供給信頼度向上のため、送配電線の増強、変圧器の投入、調相設備の投入
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 1×40MVA 増設 (Lichinga 市) ● 6×40MVA 増設 (Maputo 市) ● 66kV 中圧送電線約 70km 新設 (Maputo 市、Matola 市) ● 15MVR キャパシター (北部系統 Pemba 変電所) ● 変電所系統制御盤取り換え・ミニ SCADA の構築 (北部系統)

(2) EDM の事業運営改善 (US\$29.5million)

EDM 事業運営のガバナンス・効率・透明性の強化を目的とする。

表 2.2-2 IDA Project Component 2

サブコンポーネント①：組織改訂・Business Process Re-engineering・人材育成 (US\$3.7million)	
目的	効率・透明性を増す。内部・外部統制をより強化する
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 新組織体系の構築 ● ビジネスプロセスを再設計 ● 人事部、財務部、技術部、資材部等の主要部門における業務効率を向上するための人材育成と技術支援
サブコンポーネント②：SIGEM プロジェクトとの統合 (US\$11.1million)	
目的	SIGEM プロジェクトと協力して、情報システムから提供される全ての機能を恒久的にフル活用する。
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● GIS (Geographic Information System)、AMS (Asset Management System)、WFM (Work Force Management) といった新機能またプリペイドの顧客の取り扱いに対する人材育成
サブコンポーネント③：収益確保 (US\$6.3million)	
目的	高圧受電している中型・大型需要家の電気料金回収を自動化し、ノンテクニカルロス減らす。
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 2,000 の大型需要家、8,000 の中型需要家に対して遠隔地からの計量ができるメーターの取り付け
サブコンポーネント④：情報システムのアップグレード (US\$8.4million)	
目的	EDM が供給している全エリアにおいて、情報システムのあるデータ基地局と強固な信頼性のある情報通信リンクを構成する。
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 情報システムの (ハード・ソフト) のアップグレード

(3) 人材育成 (US\$3.5million)

表 2.2-3 IDA Project Component 3

サブコンポーネント①：MIREME に対する人材育成 (US\$2.0million)	
目的	MIREME や新しく組織としてできた ARENE (Energy Regulatory Authority) に対する人材育成。
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力セクター、特に NESP (National Energy Strategy and Plan) と電力 MP (本調査) において、確実に計画業務および規制業務を実施できるように支援 ● 電力セクターにおける計画、競争、適正コストを考慮した電力料金計算手法の確立、民間の関与促進メカニズムの確立等に関する人材育成 ● プロジェクトマネジメントに要する費用支援
サブコンポーネント②：EDM に対する人材育成と実施支援 (US\$1.5million)	
目的	EDM に対する人材育成
具体的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● NESP と電力 MP (本調査) が実施できるようにコンサルタント費用支援 ● 系統保護の見直し調査、系統技術基準の見直し調査に対する技術支援

2.2.2 USAID による支援状況

2016 年に Power Africa (注) に基づきエネルギー分野への活動を始めた。Support Program for Economic and Enterprise Development (SPEED+) プロジェクトは公共、私営および市民社会の利害関係者に対して、投資の誘致、市場拡大やコスト削減を達成するためのビジネス環境を強化し、広範な包括的経済成長と天然資源の保全に貢献を目的としている。SPEED+には技術支援と能力開発を達成するために順応性のある行動要素が含まれている。具体的には以下の通り。

(1) オングリッドの IPP に対する法改正、法律および取引に対する支援

本活動は必要に応じ IPP に対する MIREME への支援や REFIT 推進も含む

(2) オフグリッドの IPP に対する法・規制環境の整備

本活動はイギリスの Department for International Development (DFID) と協調し、オフグリッドの IPP に関する授權法規と再生可能エネルギー設備への財政的インセンティブが与えられるようにモザンビーク政府による法整備への批評と修正について支援する。

(3) 独立規制局への支援

ARENE 法案への批評、規制の実施、義務と指針を明確にする。さらに、計画されているノルウェーの支援に沿うような追加支援も評価されている。

(4) EDM の体制強化

本活動は、エネルギー効率活動を実施するための選択肢の検討、新規投資を促進するための明瞭で透明性の高い相互接続手続きの確立の支援、顧客の接続コストの削減が含まれる。相互接続手続きの支援は AfDB と協調している。

2018 年～2020 年の作業計画は、ステークホルダーからの要請や Power Africa の調整に基づいて変更される。

(注) Power Africa : 2013 年 6 月にアメリカのオバマ大統領により開始された。サブサハラア

フリカにおいて風力・太陽光・水力・天然ガス・地熱を用いて当該地域における電力を享受できる人数を2倍にする取り組みである。アフリカ各国政府、民間企業、世界銀行や AfDB などのパートナーとともに本取り組みを通じてエネルギー安全保障の強化、貧困削減、アフリカ全土のさらなる経済発展を目指している。包括的目標は電力への新規接続を 6,000 万件追加、30GW のよりクリーンな新規発電設備の開発である。モザンビークでの活動はアメリカ大使館経済部門と協調しており、既に活動している他の機関は貿易開発庁や商務部などがある。活動領域としては、初期の取引サポート、財務、政策や規制の設計・修正である。後述する web サイトに詳細情報やパートナーが利用できるツールボックスがある。(<https://www.usaid.gov/powerafrica>)

2.2.3 AfDB による支援状況

2006 年 9 月に承認されスタートした Energy IV Project を実施中である。このプロジェクトでは、送電線・変電設備の新設、配電設備の新設、メーター設置、環境社会配慮対応などが実施されている。送電線案件としては、CAIA-NACALA Electricity Transmission Project も支援候補として検討中である。

また、AfDB では今後の電力案件について検討中であるが、融資については IMF プログラムの状況を見ながら対応するとしている。IMF では隠し債務問題について十分な情報開示を行うこと、国の債務圧縮を行うことなどを求めているものの 1 年以上進展がない状態が続いている。JICA マスタープランからサブプロジェクトを抽出して、今後の配電プロジェクトを形成するなど、マスタープランとの連携に期待を寄せている。

2.2.4 電源開発関連の支援

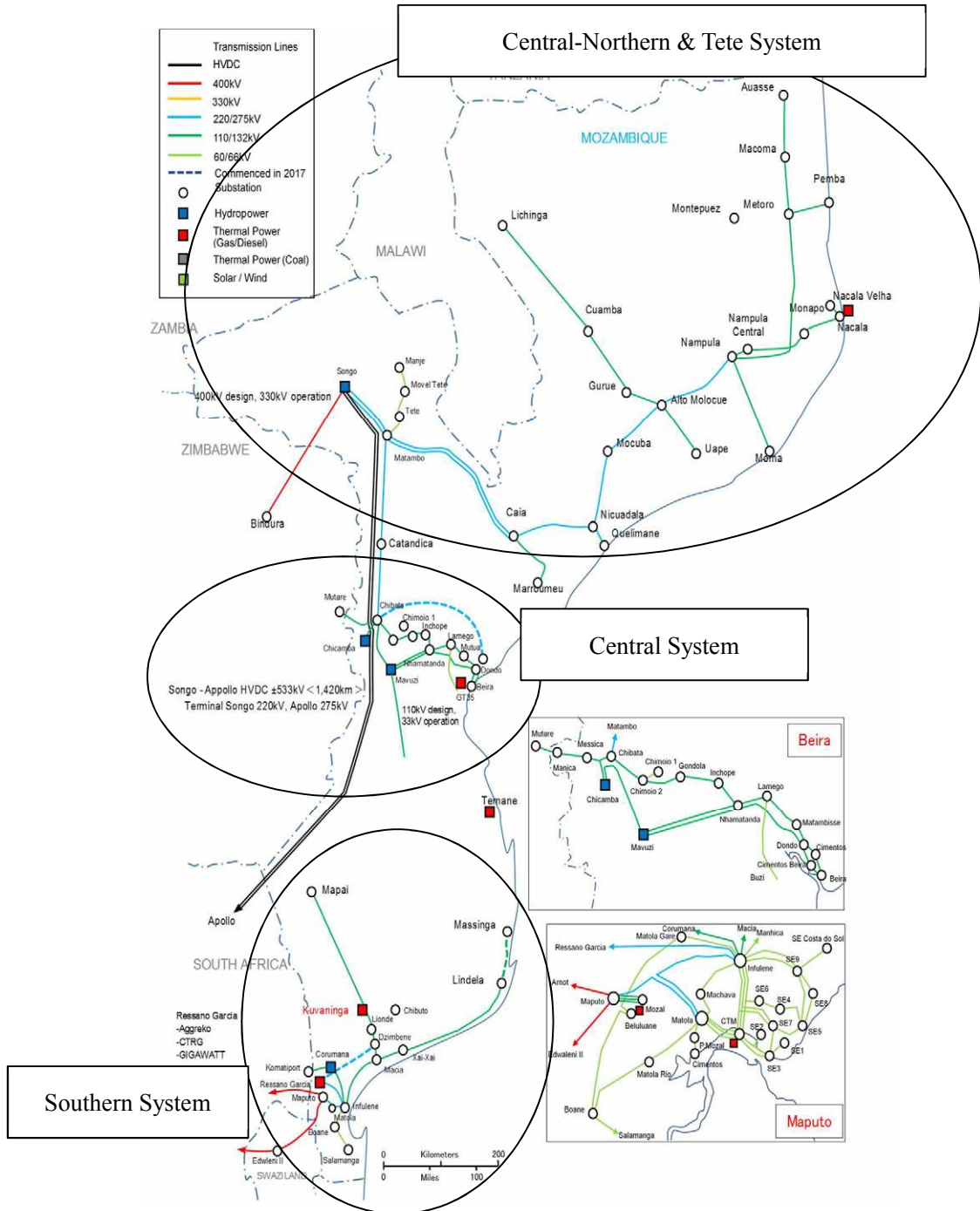
電源開発に係るプロジェクト支援内容を以下に示す。

- Mavuzi 水力発電（運転出力 52MW）および Chicamba 水力発電（運転出力 38MW）設備のリハビリテーション：
Beira 近辺負荷への供給力を増強するため、ベース出力として計 90MW の運転を目指したプロジェクト。2017 年に運転開始。AFD、SIDA および KFW が有償および無償支援。
- Mocuba 太陽光発電所（40MW）の系統アクセス支援：
Mocuba 太陽光発電の 2018 年運用開始に向けた、送電線および Mocuba 変電所の設備増強プロジェクト。ノルウェーの無償資金協力。
- Metoro 太陽光発電所（40MW）の開発支援：
Metoro 太陽光発電の 2019 年運用開始に向けた、AFD による有償資金協力。
- Taste 水力発電所の開発支援：
2025 年の運用開始に向けて計画が進められている Taste 水力発電（運転出力 50MW）の発電所建設支援。EIB、SIDA および KFW が有償および無償支援予定。

2.3 電力需給

2.3.1 系統状況

電力系統は、大きく北から Central-Northern & Tete System、Central System そして Southern System の3つから成り立っている。このうち、Central-Northern & Tete System と Central System は、Matambo 変電所と Chibata 変電所間において 220kV 送電線で連系されているため、2つの系統が存在している。図 2.3-1 に 2017 年時点の系統状況を示す。



出典：JICA 調査団

図 2.3-1 既存系統状況(2017 年中の工事計画含む)

電力需要は ASC (Área de Serviço ao Cliente) と呼ばれる営業所単位で管理されている。2017 年現在 16 の ASC で全国を分掌している。各 ASC の管轄 Area を図 2.3-2~図 2.3-4 (2014 年時点 (ASC Cuamba と ASC Angoche が追加前))、また各 ASC が属する州を表 2.3-1 に示す。



出典 : EDM

図 2.3-2 2014 年 西部の各 ASC の管轄エリア



出典：EDM

図 2.3-3 2014 年 北部の各 ASC の管轄エリア



出典：EDM

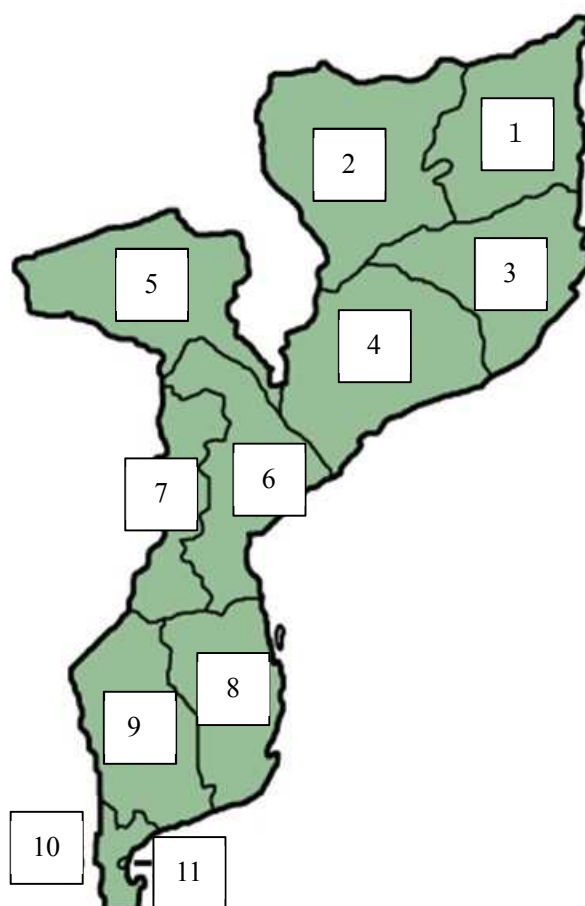
図 2.3-4 2014 年 南部の各 ASC の管轄エリア

表 2.3-1 州と管轄する ASC (2015 年)

	州	州都	管轄する ASC
1	Cabo Delgado	Pemba	Pemba
2	Niassa	Lichinga	Lichinga、Cuamba [※]
3	Nampula	Nampula	Nampula、Nacala、Angoche [※]
4	Zambezia	Quelimane	Mocuba、Quelimane
5	Tete	Tete	Tete
6	Sofala	Beira	Beira
7	Manica	Chimoio	Chimoio
8	Inhambane	Inhambane	Inhambane
9	Gaza	Xai-Xai	Chóckwè、Xai-Xai
10	Maputo Province	Matola	Provincia de Maputo
11	Maputo City	-	Cidade de Maputo

※2015 年管轄エリア改変により新規追加

出典：EDM 情報をもとに JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 2.3-5 モザンビークの行政州

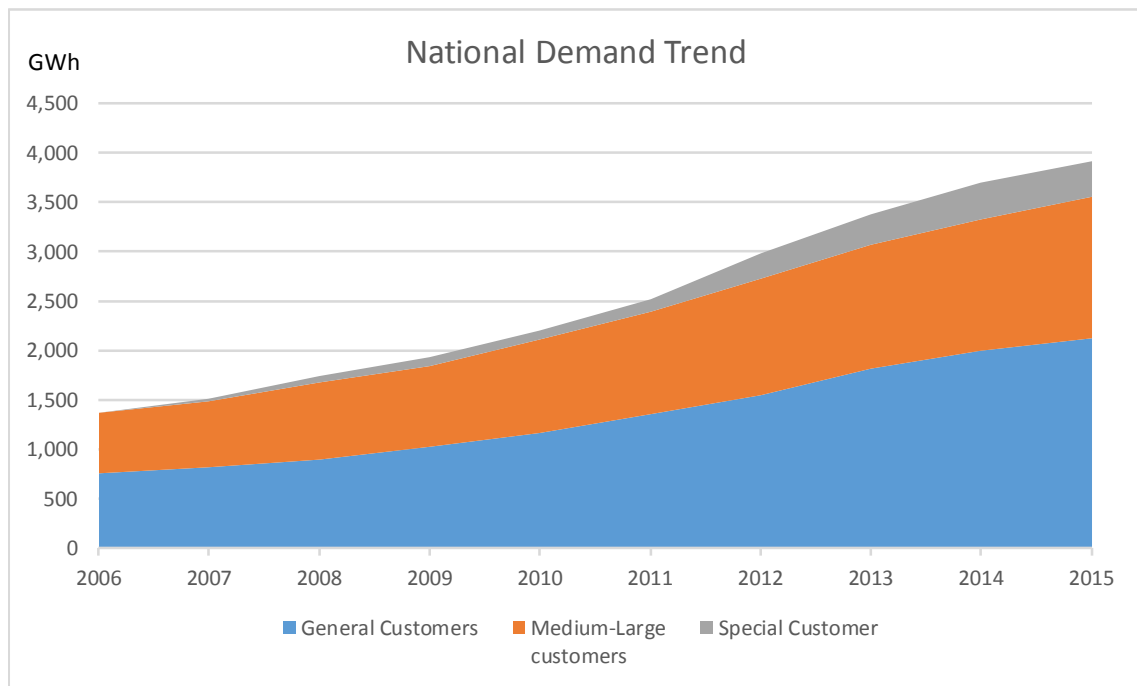
2.3.2 2006～2015年の電力需要

表 2.3-2 および図 2.3-6 に 2006 年から 2015 年までの国レベルの受電端電力需要を示す。需要は順調に伸びており、2015 年で Special Customer と呼ばれる超大口需要家を含め 3,908GWh に達している。年平均成長率 (AAGR) は 12.4%であった。また 2007 年以降 Special Customer が入り始め、その割合が増加している。

表 2.3-2 2006～2015年の需要 (全国)

Year	General Customers					Medium-Large Customers			Special Customers	Total (Excluding Special Customers)	Total (Including Special Customers)	
	LV-General	Domestic	LV-Agriculture	Public lighting	EDM's consumption	General Customers Sub Total	LV-Big Customers	MV/HV Customers				Medium-Large customers Sub Total
2006	183	517	0.1	42	9.6	751	89	535	624	0	1,375	1,375
2007	195	581	0.1	39	5.6	820	103	567	671	14	1,491	1,505
2008	198	648	0.1	38	6.0	890	112	672	784	60	1,674	1,734
2009	222	751	0.3	42	6.0	1,021	125	701	826	88	1,847	1,935
2010	219	897	0.3	45	6.2	1,168	143	795	938	96	2,106	2,202
2011	245	1,052	0.8	50	5.9	1,354	150	890	1,040	122	2,395	2,517
2012	258	1,233	0.1	53	5.9	1,550	169	1,007	1,175	253	2,725	2,978
2013	322	1,416	25.0	52	6.2	1,821	170	1,080	1,250	310	3,071	3,381
2014	369	1,538	26.1	52	5.9	1,991	174	1,156	1,330	371	3,321	3,692
2015	421	1,653	28.8	17	1.7	2,121	173	1,263	1,436	351	3,557	3,908
											AAGR (2006-2015)	12.4%

出典：EDM 情報をもとに JICA 調査団

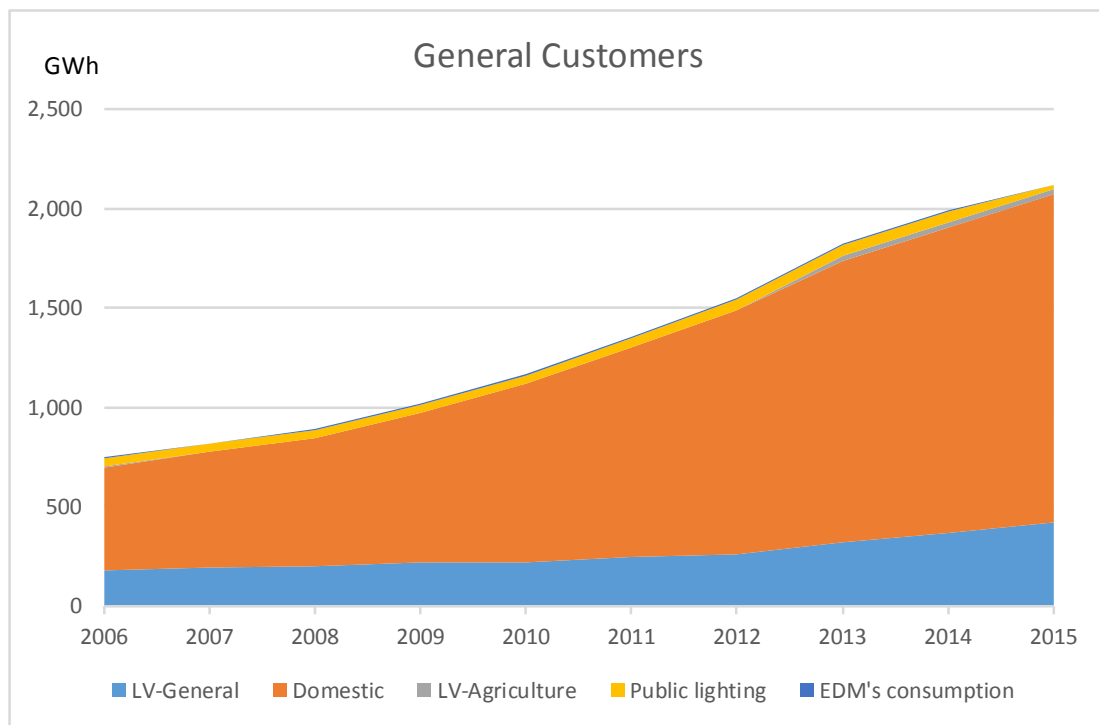


出典：JICA 調査団

図 2.3-6 2006～2015 年国レベル需要

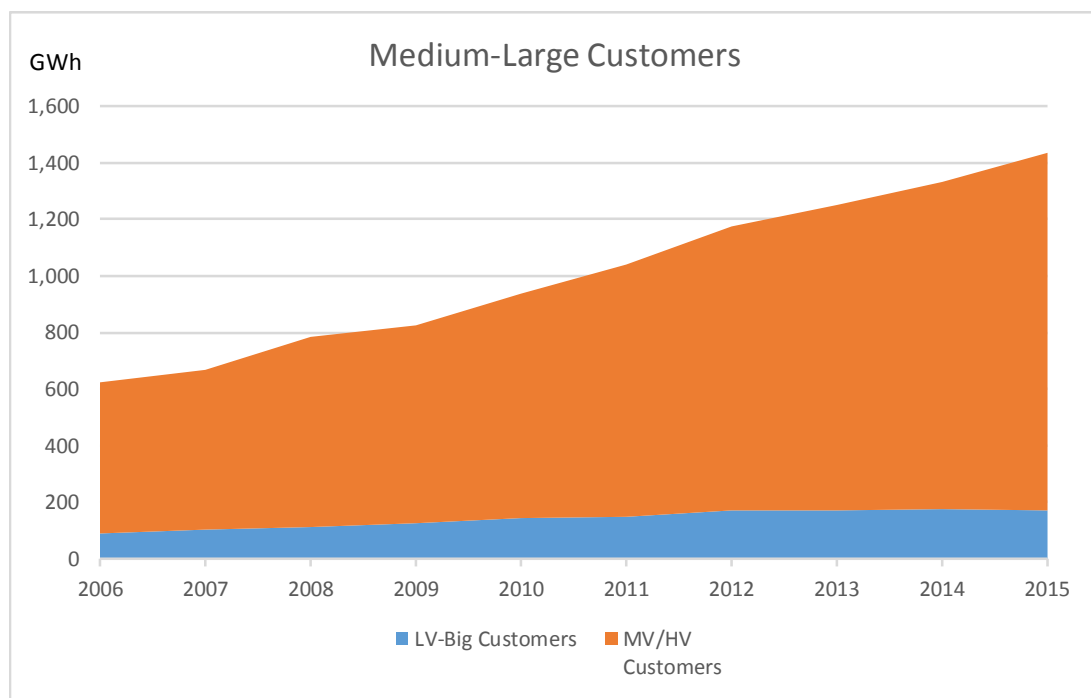
一般需要家 (General Customer)、中一口需要家 (Medium-Large Customer) の構成を示したものが、図 2.3-7 および図 2.3-8 となる。一般需要家で一番大きなシェアを占めているのは家庭需要、続いて低圧の小口需要家であり、農業の占める割合は大きくない。中一口需要家では中圧・高圧の需要家が大半を占めその割合を増加させており、低圧で消費量の多い LV-Big Customer がそ

れに続く。低圧は 1kV 以下、中圧は 1kV より大きく 66kV 未満、高圧は 66kV 以上という区分である。詳細区分は表 2.3-3 に示す。



出典：JICA 調査団

図 2.3-7 2006～2015 年一般需要家



出典：JICA 調査団

図 2.3-8 2006～2015 年中大口需要家

表 2.3-3 電圧区分および需要家区分

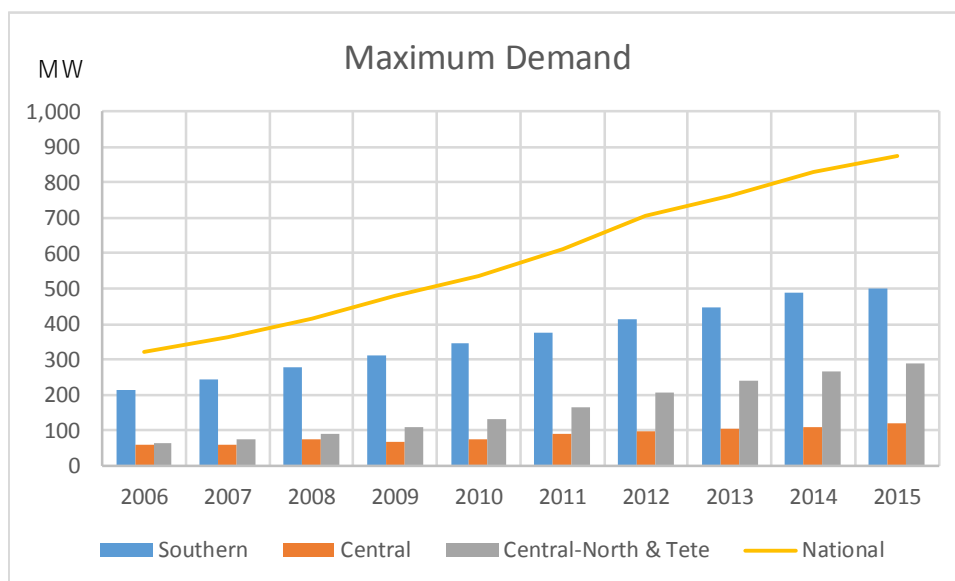
電圧区分		需要家区分	
低圧	1kV 以下	Domestic	一般家庭
		LV (Low Voltage)- General	低圧小口 0.4kV 受電
		LV-Big Customer	低圧大口 0.4kV 受電 0.38kW 以上の契約
中圧	1kV より大きく 66kV 未満 (6.6kV、11kV、22kV、33kV が 該当)	MV (Medium Voltage) Customer	
高圧	66kV 以上	HV (High Voltage) Customer	
		Special Customer	1MW 以上の契約

表 2.3-4 および図 2.3-9 に 2006 年から 2015 年までの国レベル、3 系統 (Southern System、Central System、Central-North & Tete System) それぞれの最大電力 (発電端) を示す。2015 年に全国で 875MW に到達している。国全体の AAGR は 11.9% であるのに対し、石炭産業開発がすすめられている Tete 州や大規模な港湾のある Nampula 州を有する Central-North & Tete 系統の最大電力の伸びは著しく、AAGR は 18.4% に達している。

表 2.3-4 2006～2015 年の最大電力 (発電端)

Year	(MW)			
	Southern	Central	Central-North & Tete	National
2006	216	58	65	320
2007	244	59	73	364
2008	279	73	90	416
2009	312	68	110	481
2010	345	73	131	534
2011	374	88	164	610
2012	412	96	206	706
2013	448	103	241	761
2014	487	109	265	831
2015	499	121	291	875
AAGR (2006-2015)	9.8%	8.9%	18.4%	11.9%

出典：EDM Annual Report



出典：EDM Annual Report

図 2.3-9 2006～2015 年の最大電力（発電端）

2.3.3 2006～2015 年の電力供給

表 2.3-5 に 2006 年から 2015 年までの発電量と発電割合を示す。EDM 発電量シェアは近年減少傾向にあり、2015 年は僅か 3%であった。一方、HCB は電力供給量の大半を担っている。2014 年まで 90%程度のシェアを占めていたが、2015 年に CTRG 発電所（IPP）の発電が開始したため、76%となった。

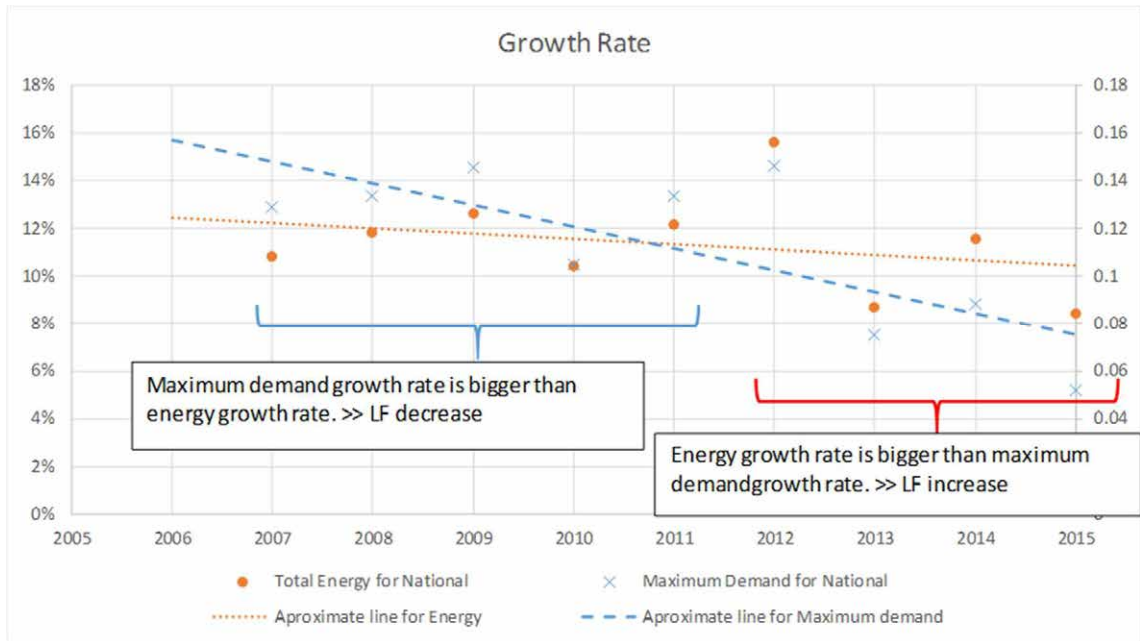
表 2.3-5 2006～2015 年発電量

Year	EDM		HCB		IPP		Import		Energy Total	Export	Gross Available for Domestic
2006	224	9.4%	2,130	89.4%	0	0.0%	27	1.1%	2,382	498	1,884
2007	224	8.5%	2,381	90.8%	0	0.0%	17	0.6%	2,622	523	2,099
2008	352	11.6%	2,653	87.5%	0	0.0%	27	0.9%	3,032	670	2,362
2009	386	12.1%	2,775	86.9%	0	0.0%	32	1.0%	3,193	514	2,679
2010	368	10.4%	3,118	87.8%	0	0.0%	67	1.9%	3,553	580	2,973
2011	389	9.7%	3,549	88.2%	0	0.0%	87	2.2%	4,025	669	3,356
2012	263	6.2%	3,874	91.1%	30	0.7%	84	2.0%	4,251	329	3,922
2013	251	5.5%	4,084	90.0%	95	2.1%	109	2.4%	4,538	260	4,278
2014	318	6.4%	4,351	87.7%	102	2.1%	190	3.8%	4,962	160	4,802
2015	158	2.6%	4,599	75.6%	1,229	20.2%	99	1.6%	6,085	862	5,223

出典：EDM Annual Report

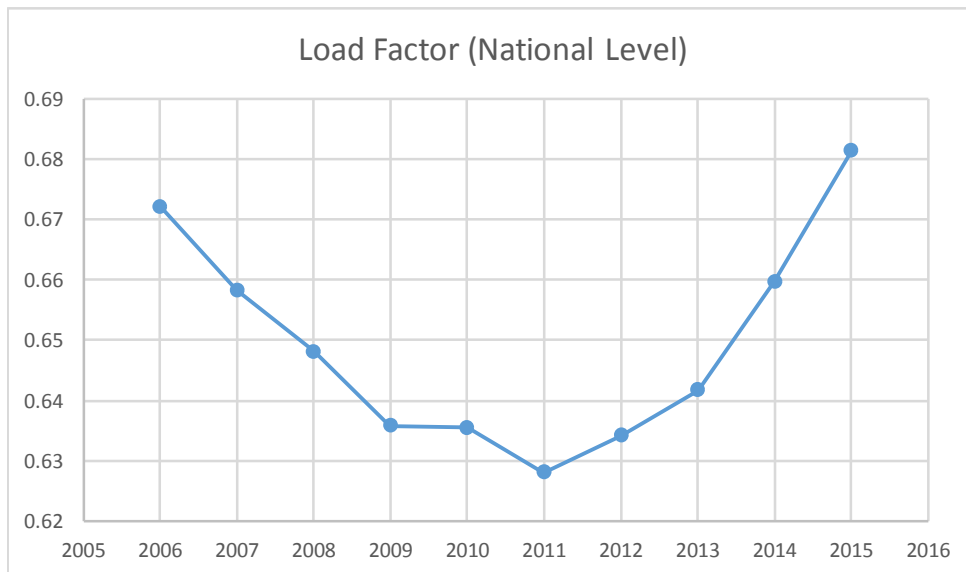
2.3.4 電力消費量の伸びと最大電力の伸びの比較

電力消費量の伸びと最大電力（発電端）の伸びの比較を図 2.3-10 に示す。2010 年までは最大電力の伸びが消費電力量の伸びを上回っているのに対し、2011 年以降は逆転している。このことは負荷率が 2012 年以降減少から上昇に転じることを意味する。傾向の変化を視覚的に確認するために、実際の負荷率のトレンドを図 2.3-11 に示す。



出典：JICA 調査団

図 2.3-10 2006～2015 年電力消費量の伸び率と最大電力の伸び率比較



出典：EDM Annual Report

図 2.3-11 2006～2015 年負荷率

2.3.5 不一致率

全国の最大電力（発電端）と 3 系統の最大電力（発電端）の合計には差が生じる。これは最大電力が発生する日時が各系統によって異なるためである。各系統の最大電力の合計は全国の最大電力より大きくなるため、不一致率は 1 より小さくなる。過去 5 年間の全国と各系統間の不一致率を表 2.3-6 に示す。計算式は下記のとおりであり、2015 年は 0.96 であった。

$$\frac{(Southern\ system\ peak) + (Central\ system\ peak) + (Central - North \& Tete\ Peak)}{National\ System\ peak}$$

同様に、全国と各 ASC の最大電力の不一致率を表 2.3-7 に示す。州の最大電力（発電端）は、受電端の電力量を送変電ロスおよび負荷率から算出したものである。計算式は下記に示すとおりであり、2015 年は 0.89 であった。

$$\frac{(Cabo\ Delgado\ peak) + (Niassa\ peak) + \dots + (Maputo\ City\ Peak)}{National\ System\ peak}$$

表 2.3-6 全国と 3 系統間の不一致率

Year	Southern (MW)	Central (MW)	Central-North & Tete (MW)	National (MW)	Coincidence Factor
2011	374	88	164	610	0.974
2012	412	96	206	706	0.989
2013	448	103	241	761	0.961
2014	487	109	265	831	0.965
2015	499	121	291	875	0.960

出典：EDM Annual Report

表 2.3-7 全国と州間の不一致率

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo city	Total of Province	National_from AR	Coincidence Factor
2011	15.1	9.2	69.5	22.4	23.0	29.5	60.4	14.7	32.5	155.5	187.6	619.4	610.0	0.985
2012	19.5	10.8	84.6	28.9	32.2	58.6	70.3	19.1	48.7	159.9	205.1	737.7	706.0	0.957
2013	24.1	13.8	100.0	32.4	41.0	74.9	78.3	21.3	47.5	169.7	211.0	813.9	761.0	0.935
2014	27.9	17.8	104.7	38.2	32.7	80.9	84.7	23.5	67.1	158.3	222.0	857.7	831.0	0.969
2015	34.4	19.0	128.0	43.6	33.8	88.3	95.8	24.0	54.3	225.5	231.3	978.1	875.0	0.895

出典：EDM Annual Report

2.3.6 固定価格買い取り制度

再生可能エネルギーの買い取り制度 REFIT (Regulamento que Estabelece o Regime Tarifario para as Energias Novas e Renovaveis) が 2014 年 9 月 30 日に閣議承認された (法令 58 号)。内容は以下の通り。MIREME 大臣が REFIT 価格を承認する。

- 10kW 以上 10MW 以下のプロジェクトを対象
 - 官・民どちらのプロジェクト問わず適用
 - EDM 系統から 10km 以下、系統に影響を及ぼさない妥当なプロジェクトであることが必要
 - オフテイカーは EDM
 - 連系コストはプロジェクト側の負担
 - 買い取り価格は、MIREME 大臣により 3 年毎に見直し (経済財務大臣の意見を参考)
- 買い取り価格を表 2.3-8 に示す。

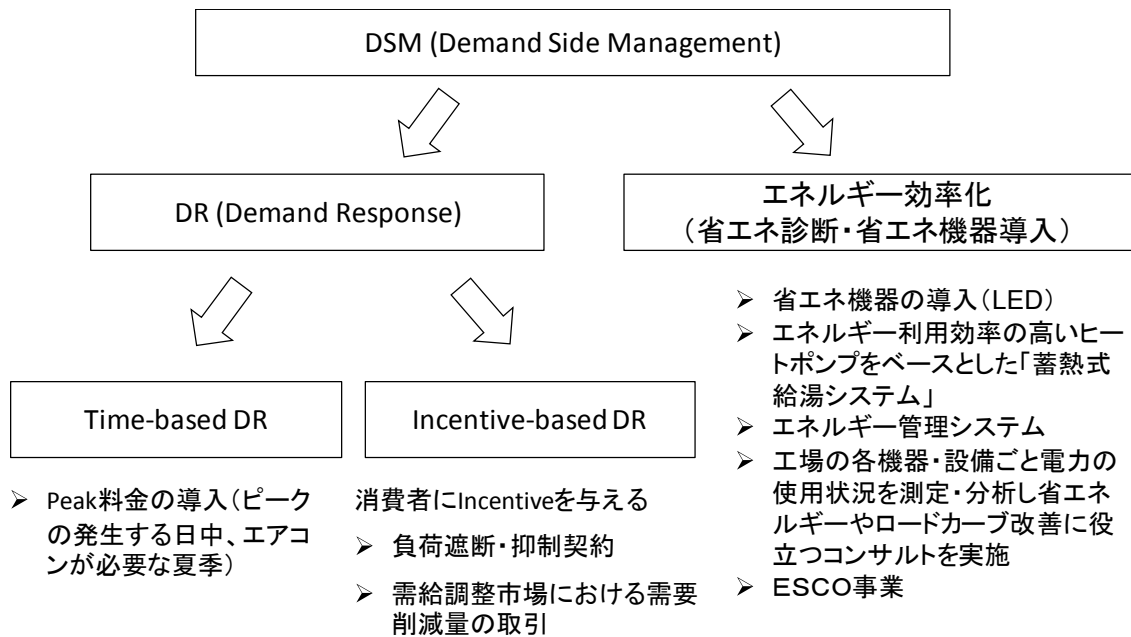
表 2.3-8 再生可能エネルギー買い取り価格

Installed capacity	バイオマス発電 (Mt/kWh)	風力発電 (Mt/kWh)	水力発電 (Mt/kWh)	太陽光発電 (Mt/kWh)
10kW		8.00	4.81	13.02
50kW		7.63	4.59	12.71
100kW		7.13	4.34	12.31
150kW		6.67	4.09	11.90
200kW		6.39	3.94	11.69
250kW		6.36	3.91	11.63
500kW	5.74	6.11	3.75	11.32
750kW	5.46	5.86	3.60	11.04
1MW	5.36	5.61	3.44	10.73
2MW	5.02	5.27	3.16	9.86
3MW	4.65	4.99	2.95	9.02
4MW	4.56	4.81	2.79	8.56
5MW	4.43	4.65	2.70	8.40
6MW	4.34	4.50	2.57	8.25
7MW	4.25	4.34	2.48	8.09
8MW	4.15	4.22	2.39	8.00
9MW	4.12	4.19	2.36	7.94
10MW	4.06	4.12	2.29	7.91

出典：Decree No.58

2.3.7 DSM (Demand Side Management)

電源開発と同等の効果を出す事業が DSM である。図 2.3-12 に DSM 概要を示す。DSM は需要家の消費対応を期待した DR (Demand Response) とエネルギーの効率化という 2 つに大きく区分される。また、DR は Time-based DR、Incentive-based DR に区分される。詳細は表 2.3-9 に示す。



出典：JICA 調査団

図 2.3-12 DSM 概要

表 2.3-9 DR の区分

DR 区分	内容
Time-based DR	時間帯によって料金に差を設ける（ピーク時間帯の料金を高く設定）ことで、需要家が自主的に電気料金の高いピークの時間帯の電気消費をオフピークに移行する。
Incentive-based DR	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 需給逼迫時に負荷遮断・負荷抑制を許容する契約により、見返りを受領。 ➢ 需要家による需要削減量を市場で取引し、その取引により、見返りを受領。

出典：JICA 調査団

エネルギー管理システムとは、家庭レベルでは HEMS (Home Energy Management System)、ビルレベルでは、BEMS (Building Energy Management System) といった、電気を作り、ため、賢く使うという一連のエネルギー管理システムをいう。

ESCO (Energy Service Companies) 事業とは、省エネルギーに関する包括的なサービスを提供し、顧客の利益と地球環境保全に貢献するビジネスであり、日本では 1990 年台後半から実施されており、世界ではアメリカで 1970 年代にアメリカでビジネスとしてスタートしている。

EDM は、需要増加に対するひとつの取り組みとして DSM は有効であるという認識を持ち、Energy Efficiency Directorate (EED) という部署を 7 年前に立ち上げ、主に省エネに関して取り組みを開始している。また、EDM はコンサルタントからの提案をもとに Energy Efficient and Demand Side Management Strategy / Master Plan、Demand Market Participation (DMP) Strategy を策定し、DSM の取り組み拡大を目指している。表 2.3-10 に Energy Efficient and Demand Side Management Strategy / Master Plan の概要、表 2.3-11 に Demand Market Participation (DMP) Strategy の概要を示す。

表 2.3-10 Energy Efficient and Demand Side Management Strategy / Master Plan (2012 年 4 月)の概要

EDM がとるべき包括的戦略
<ul style="list-style-type: none"> ● DSM の活動を強化し、負荷の低減をサポート ● ピークカットに貢献する電気料金設定 ● 法整備の要求 ● 実行可能な財務的インセンティブの付与 ● 機器調達、据え付け工事、保守への民間採用
短期的（1 年間）戦略
<ul style="list-style-type: none"> ● MV customer、HV customer への時間帯別料金（Time of Use (TOU)）の導入 ● 負荷シフト促進のためのサービスの開始 ● Demand Market Participation (DMP) の上位 100 顧客に対する開始 ● 一般需要家または商業需要家に対する高効率ランプの無償提供先の選定 ● Split meter 投入によるロス低減戦略の展開 ● ヒートポンプ、太陽光発熱温水器等への補助金付与の展開 ● Pilot study の実施に関するキャンペーンの実施 ● DSM、エネルギー効率化に関する会議開催

出典：EDM

表 2.3-11 Demand Market Participation (DMP) Strategy の概要(2012 年 9 月)

EDM がとるべき包括的戦略（2012 年 9 月当時）
<ul style="list-style-type: none"> ● 緊急時における供給側および需要側の最大限の設備利用 ● 緊急時における系統制約 ● 今年における DMP 20MW の獲得
上記戦略の具体的な実施方法
<ul style="list-style-type: none"> ● 規模の大きい MV customer、HV customer への DMP 紹介 ● こうした需要家と EDM 間の関係構築 ● 公平な補償を前提とした DMP 参加希望の需要家と EDM 間の契約締結 ● 削減された負荷の系統運用者による分配 ● DMP への参加と市場原理に基づく補償価格決定 ● 系統運用者による発電・需要双方からの最適な需給調整の実施 ● 需要削減量の適正な計量

出典：EDM

DMP とは、需給逼迫時に需要家に負荷を低減してもらう契約を需要家と結ぶことことである。EDM は削減分を需要家に対価として支払う。

EDM ではこれまで 500,000 個の従来型ランプをコンパクト電球型蛍光灯 CFL (Compact Fluorescent Lamp)に無償で取り換えるプロジェクトをモザンビーク北部の Nampula、Nacala、Pemba で実施してきた。表 2.3-12 に示すとおり、約 380,000 個のランプを交換することで、16MW の需要が低減できた。またこれは、36,200 t/year の CO2 排出量削減に貢献している。EDM は、図 2.3-13

に示すとおり、地元住民に説明会を開催し、効果を理解してもらった上でプロジェクトを実施している。

表 2.3-12 CFL への取り換え (EDM 省エネ活動)

単位: 個数

	L.INCANDESCENTES		CFL		RESULTADOS TEÓRICOS	
	40W+60W	75W+100W	15W	20W	TOTAL	POUPANÇA [MW]
NACALA	97 361	32 007	98 264	30 673	128 937	6
NAMPULA	149 268	32 028	149 412	31 992	181 404	7
PEMBA	49 846	20 076	50 033	19 894	69 927	3
TOTAL	296 475	84 111	297 709	82 559	380 268	16

出典: EDM



出典: EDM

図 2.3-13 CFL 取り換えに関する現地説明 (EDM)

今後、EDM はこの省エネランプ投入を加速すべく、2018 年までの法整備完了に向けた提案を準備している。

2.3.8 自家用発電設備 (Captive Power)

生産ラインを止めることのできない産業用大口消費者、病院、放送局などに自家用発電設備 (自家発) が導入されているケース多い。またコンピューターなどを扱う業種においては瞬時電圧低下も許容できない場合もあり、蓄電池と自家発の併用を採用しているところもある。

10kVA 以上の自家発は MIREME に登録されている (2017 年 3 月現在、755units、104MVA)。但し、2005 年以前に設置した設備および 10kVA 以下の設備は登録していない。また、発電量の報告義務はないため発電量は把握していない。

表 2.3-13 に 1MVA 以上の自家発リストを示す。

表 2.3-13 1MVA 以上の自家発

N° & Category of Instalation	Power (KVA)	Owner	Location
4090/5° C/07	6,000.0	Kemene Moma Processing	Moma - Nampula
6143/5° C/16	5,600.0	Coca-Cola Moçambique, Lda	Matola Care
6114/5° C/16	3,200.0	INCT - Instituto Nacional de Ciências e tecnologia - E.P Maluane	Maluane - Manhiça
6091/5° C/15	2,000.0	Vodacom Moçambique Central	
6089/5° C/15	1,800.0	Edificio Plantinum Promovolor Moçambique Imobiliario S.A	Bairro da Polana Cimento
4981/5° C/12	1,600.0	Movitel S.A	Av.Mohamed Saiad Barre, n° 225
4999/5° C/12	1,600.0	JAT Constroi, Lda	Rua dos Disportista, n°.833
5286/5° C/13	1,347.5	Gigawatt - Ressano Garcia	Bairro Ressano Garcia
5289/5° C/13	1,250.0	Gigawatt - Ressano Garcia	Bairro Ressano Garcia
5504/5° C/14	1,250.0	Banco Standard Bank - Nova Sede	
4808/5° C/11	1,000.0	Construções Catembe, Lda "Edificio da Vodacom"	Rua presidente Camona
5116/5° C/12	1,000.0	Incomati - River Paulo Houwana	Bairro da Massinga - Marracuene
5207/5° C/13	1,000.0	Cartrack	Av.Moçambique, n° 2600, Bairro de Jardim
5241/5° C/13	1,000.0	Investimentos Imobiliario, S.A	Av.J.Nyerere, n° 882
5303/5° C/13	1,000.0	Millennium Bim - Nova Sede	Rua dos disportistas
5983/5° C/15	1,000.0	Souther Sun Moçambique, Lda	Av. Da Marginal-4096
6125/5° C/16	1,000.0	Inalca - Industria Alimentar de Came	Av.Moçambique Km 9.5

出典：MIREME

2.4 社会経済状況

2.4.1 政治情勢

モザンビーク独立後、すぐに支援を実施したのはスカンジナビア諸国を含む西側諸国であった。その後、ソビエト連邦が経済、軍事、政治的な支援者となり、その外交政策は社会主義政策に影響を与えた。この状況は 1983 年に変化が見られ、1984 年、モザンビークは世界銀行、IMF に加盟した。スウェーデン、ノルウェー、デンマーク、アイスランドなどスカンジナビア諸国からの支援は急速にソビエトに取って代わることとなった。

1980 年代モザンビークは内戦、干ばつなどによって、経済は壊滅状態に陥った。1992 年の内政和平合意以降、政治状況は安定し国内での初めての民主的選挙が 1994 年に実施された。その結果、モザンビーク自由化前線（Front for the Liberation of Mozambique (FRELIMO)）が国内の第一党となった。2015 年 1 月、モザンビークの第 4 代大統領である、Filipe Nyusi 氏が就任した。2017 年現在、FRELIMO は国会においても強力な過半数を占めている。

フィンランドとオランダは開発支援元として次第に存在感を強めている。イタリアもモザンビークと外交関係を維持しており、ポルトガルは投資家がモザンビーク経済において重要な役割を担っており、旧宗主国として重要な位置付けにある。

2.4.2 経済情勢

前述のように内戦和平合意と経済改革によって、高い経済成長がもたらされた。モザンビークは 2006 年までの 10 年間に平均経済成長率 8%を実現し、2011 年までの 5 年間においても平均 6-7%の成長を示している。2000 年における壊滅的洪水によって GDP 成長は 2.1%まで落ち込んだが、2001 年には 14.8%まで回復することができた。

2016 年 4 月、それまで開示されていなかった USD1.4 bil.の負債（GDP の 10.7%に相当）が明らか

かにされた。これによって、負債比率が大きく増加し返済負担についても増大することになり、為替率も悪化した。この結果、政府財政は今後数年にわたって不透明になると考えられる。ガスの大規模開発も、この大規模負債返済が終了するまでは政府財政への収益は実現しない可能性がある。

表 2.4-1 主要経済指標

Information	Data						Source
Population	28.751 million (2017, estimate)						IMF World Economic Outlook
Gross Domestic Product - GDP	USD 11.4 billion (2017, estimate)						International Monetary Fund (IMF) World Economic Outlook (WEO) database
Real GDP growth	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Ditto
	9.9%	7.4%	6.9%	6.4%	6.7%	7.1%	
	2012	2013	2014	2015	2016*	2017*	
	7.2%	7.1%	7.4%	6.6%	4.5%	5.5%	
	*Estimate						
GDP per capita - current prices	USD 387.5 (2017, estimate)						Ditto
GDP - composition by sector	agriculture: 25.3% industry: 19.8% services: 54.9% (2016 estimate)						CIA - World Fact Book
Inflation	2013	2014	2015	2016*	2017*		International Monetary Fund (IMF) World Economic Outlook (WEO) database
	4.2%	2.3%	2.4%	16.7%	15.5%		
	*Estimate						
Public debt (General government gross debt as a % of GDP)	2013	2014	2015	2016*	2017*		Ditto
	53.1%	62.4%	86%	112.6%	103.2%		
	*Estimate						
Public deficit (General government net lending/borrowing as a % of GDP)	2013	2014	2015	2016*	2017*		Ditto
	-2.6%	-10.7%	-7.4%	-5.8%	-4%		
	*Estimate						
Current account balance	US\$ --3.235 billion (2017 estimate)						IMF World Economic Outlook
Current account balance by percentage of GDP	-28.26%						Ditto

2017年のモザンビーク経済は、2015年レベルより大幅に減速した数字になるとみられ、インフレ率についても高いレベルに推移することが想定される。これまでモザンビーク政府への支援を行ってきたIMFプログラムのもと、経済回復に期待がかかっている。

2.4.3 主要産業

モザンビークのセクター別 GDP のうち約 50% はサービス業が占めており、次いで農業(約 25%)、鉱工業(約 20%)となっている。従来は水産業、ナッツ類などの農業が中心であったが、石炭やルビーやガーネットなど宝石など鉱物資源に恵まれており、さらに 2012 年からは大規模な天然ガス田が発見・開発されている。

石炭は、モザンビークの主要鉱産物の一つであり推定埋蔵量は約 7 億トンである。「石炭産業発展 5 年プラン」が、日本の支援にて進められており、2011 年には探査活動の結果としてテテ州で約 200 億トンの資源量が報告されている。

また、モザンビークでは世界でも有数規模の埋蔵量を誇るガス田が発見されている。陸上ガス田からのガスは 2003 年から、ガスパイプラインによって南アフリカに輸出されているなど、南アフリカからの投資が近年増えている。また、モザンビーク北部沖合いにおける天然ガスの液化設備計画が本邦企業らによって進められている。LNG の生産能力は年 1200 万トンでインフラも含めた事業総額は少なくとも 1 兆円規模とみられる。

第3章 電力需要予測

3.1 電力需要想定の概要

3.1.1 需要想定の実施体制

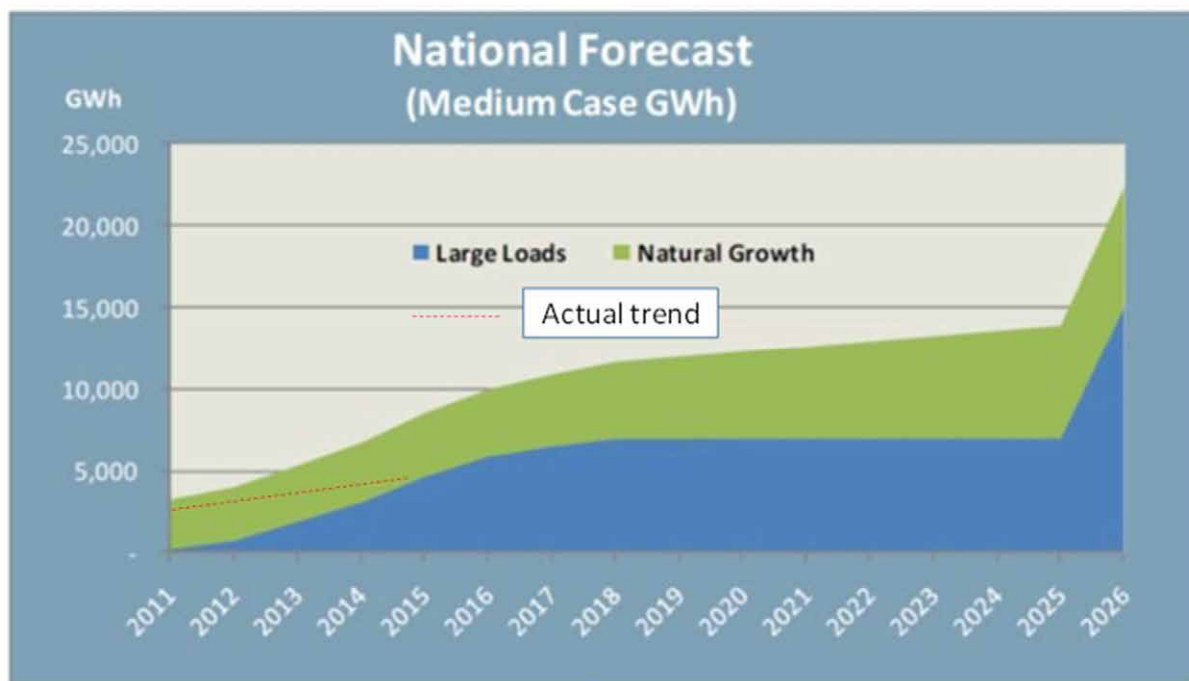
EDM 自身では需要予測を行っておらず、既存マスタープランの需要予測結果を参考に行っているとのことであった。また、具体的な発電プロジェクトが計画された場合は、そのエリアを調査し、局所的な需要予測を EDM が独自で行っている。

今後は、需要予測の担当者を配置し、今回のマスタープラン策定で得た知見を活用して、EDM 自身が需要予測を毎年見直していくことになる。このため EDM が独自に需要予測をできるように入手が容易なデータを用いた簡易なモデルの構成を目指すこととした。

3.1.2 既存マスタープラン需要予測と実績

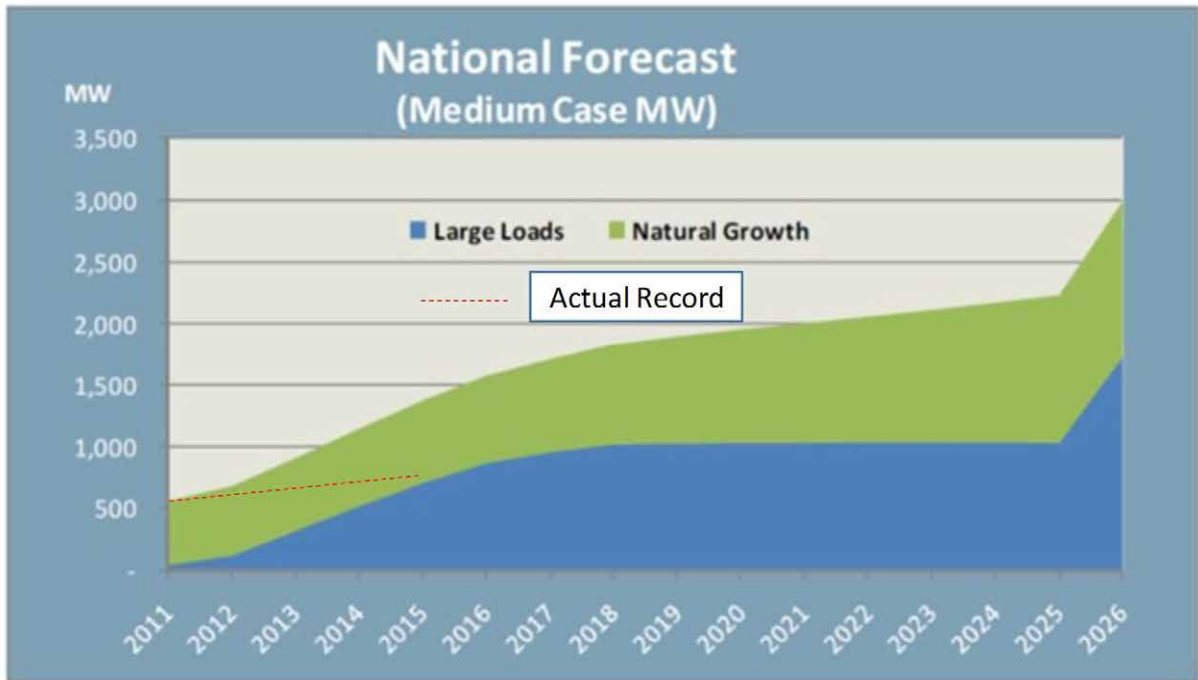
既存マスタープランは、需要を2つに区分して予測を行っている。一つ目は”Natural Growth”であり、経済指標を使用して予測を行っている。主なパラメータは GDP 成長率、所得弾性値、価格弾性値である。二つ目は”Large Loads”であり、2MW 以上の契約電力を持っている大口需要家の需要を積み上げている。

図 3.1-1 および図 3.1-2 に既存マスタープランによる需要予測と 2015 年までの実績を示す。



出典：Master Plan Update Project, 2012 - 2027

図 3.1-1 既存マスタープラン需要予測（電力量、受電端）



出典：Master Plan Update Project, 2012 - 2027

図 3.1-2 既存マスタープラン需要予測（最大電力、発電端）

経済成長の鈍化や、想定されるほど Large Customer が入って来なかったことなどの原因により、実際の需要は予測ほど伸びていない。

3.1.3 カテゴリー分け

需要想定を実施するにあたり、表 3.1-1 に示すように需要を 3 つのカテゴリーに分類した。一般家庭や低圧小規模需要家などの一般需要家（General Customer）、低圧大規模需要家や中圧・高圧需要家などの中一大口需要家（Medium-Large (M-L) Customer）、そして契約電力 1MW 以上かつ受電電圧 66kV 以上の超大口需要家（Special Customer）である。

表 3.1-1 需要家区分

区分	具体的な需要家
General Customer	Domestic (Residential), LV (Low Voltage) General, Agriculture, Public Lighting, EDM's consumption
M-L Customer	LV Big customer, MV/HV Customer
Special Customer	契約電力 1MW 以上、受電電圧 66kV 以上

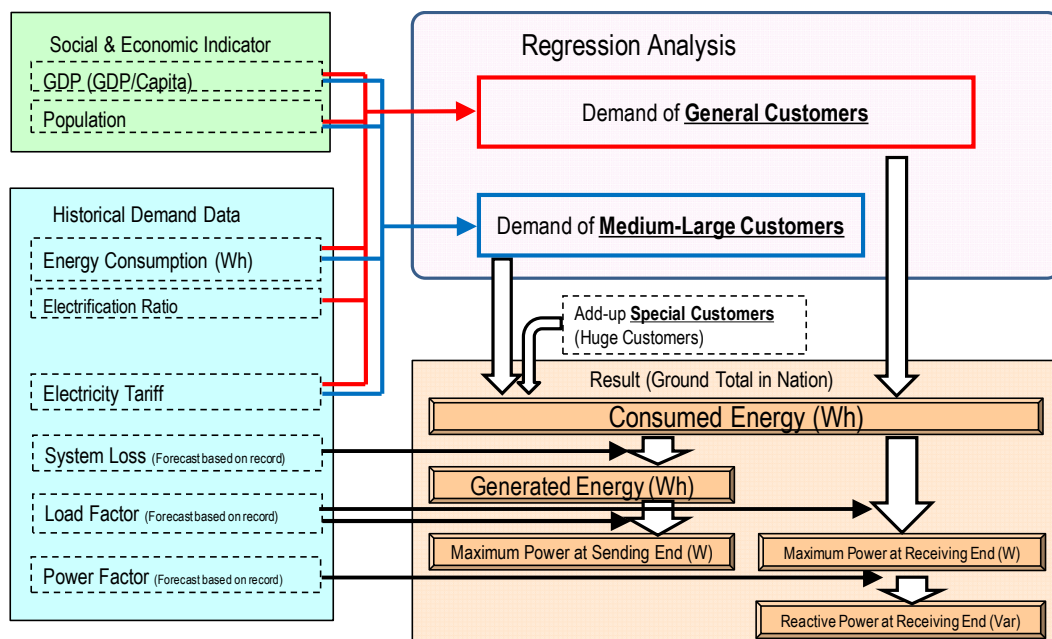
出典：JICA 調査団

3.1.4 需要予測手順

需要予測手法は大きく、マクロ分析とミクロ分析に区分される。マクロ分析とは国や州といった地域の経済活動に着目し、人口や GDP といった様々な変数の時間的な変化を考えていく巨視的な解析方法である。これに対し、ミクロ分析とは個別の経済状況に着目し、多くの場合時間軸を考慮せず、瞬間的な点のみを考慮する微視的な解析手法である。両者の特徴を鑑み、一般需要家と中一大口需要家にはマクロ分析を採用した。マクロ分析対象を 2 つに区分したのは、家庭需要が

中心の一般需要家とビジネス需要中心の中一大口需要家では特徴が異なると考え、より精緻に予測を行うためである。また Special Customer は超大口であり需要予測への影響が大きく、各企業の動向を考慮できるマイクロ分析を採用した。図 3.1-3 に国レベルの需要予測の手順を示す。

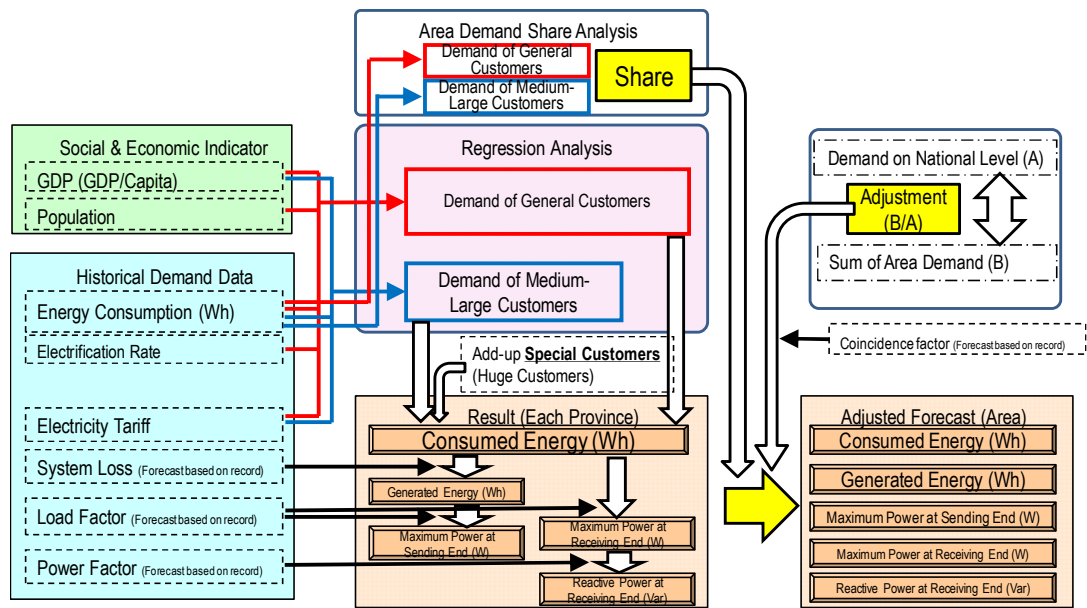
また、2.3.8 節で述べた自家発であるが、実績の評価が出来ないため定量的な予測はできないが、Special Customer で計画が具体的に上がっているものに対しては一負荷として反映することとする。また潜在需要の情報では定量分析できるデータは収集できなかった。本需要予測では、過去の実績に自家発・潜在需要といった要素も含まれたものとしてマクロ分析を行う。さらに、2.3.7 節で述べた DSM は、需要を低減させる効果があるが、具体的な取り組み計画が無いことから、定量的な評価が出来ないため反映していない。



出典：JICA 調査団

図 3.1-3 国レベル需要予測手順

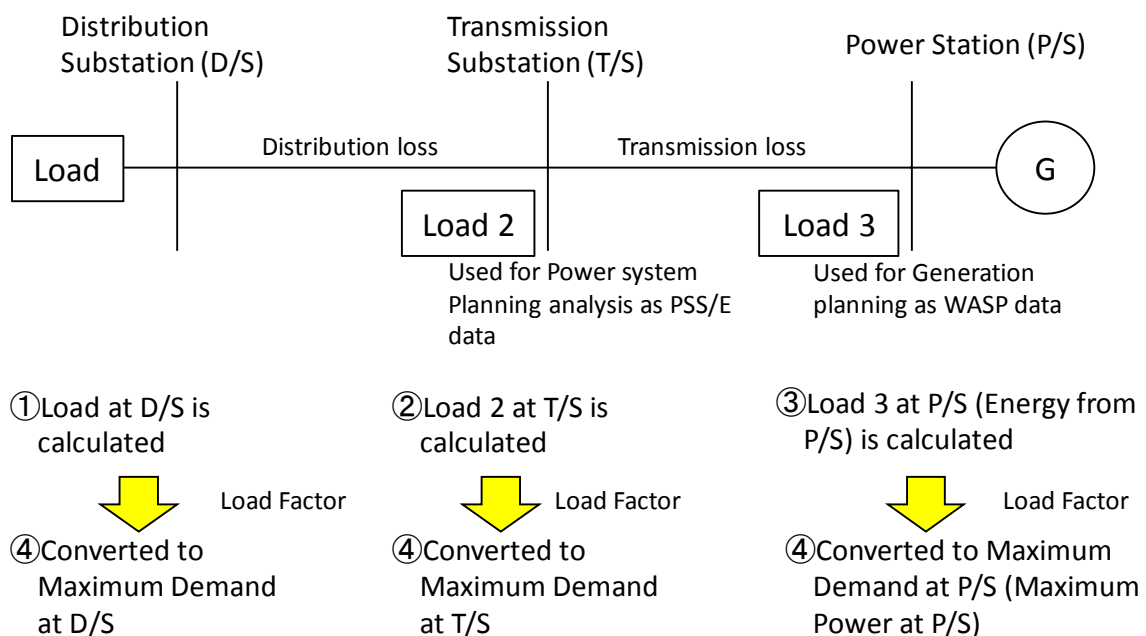
図 3.1-4 に、州レベルの需要予測の手順を示す。基本的な考え方は全く国レベルと同じであるが、州レベルで積み上げた需要の合計を国レベルの需要と合致させるように調整を行っている。その際、各州の全国に対するシェアを維持するようにしている。



出典：JICA 調査団

図 3.1-4 州レベル需要予測手順

需要予測はボトムアップアプローチである。つまり、もっとも需要家側の①受電端レベルの需要を算出し、その需要に配電ロス分を考慮して②送電変電所レベルの需要を算出する。最後に送電ロスを考慮して、③発電所レベルの需要を算定する。このように3レベルの需要予測を実施した。それぞれのレベルにおいて、負荷率を考慮して④各レベルでの最大電力を算出している。図 3.1-5 にボトムアップアプローチのイメージ図を示す。



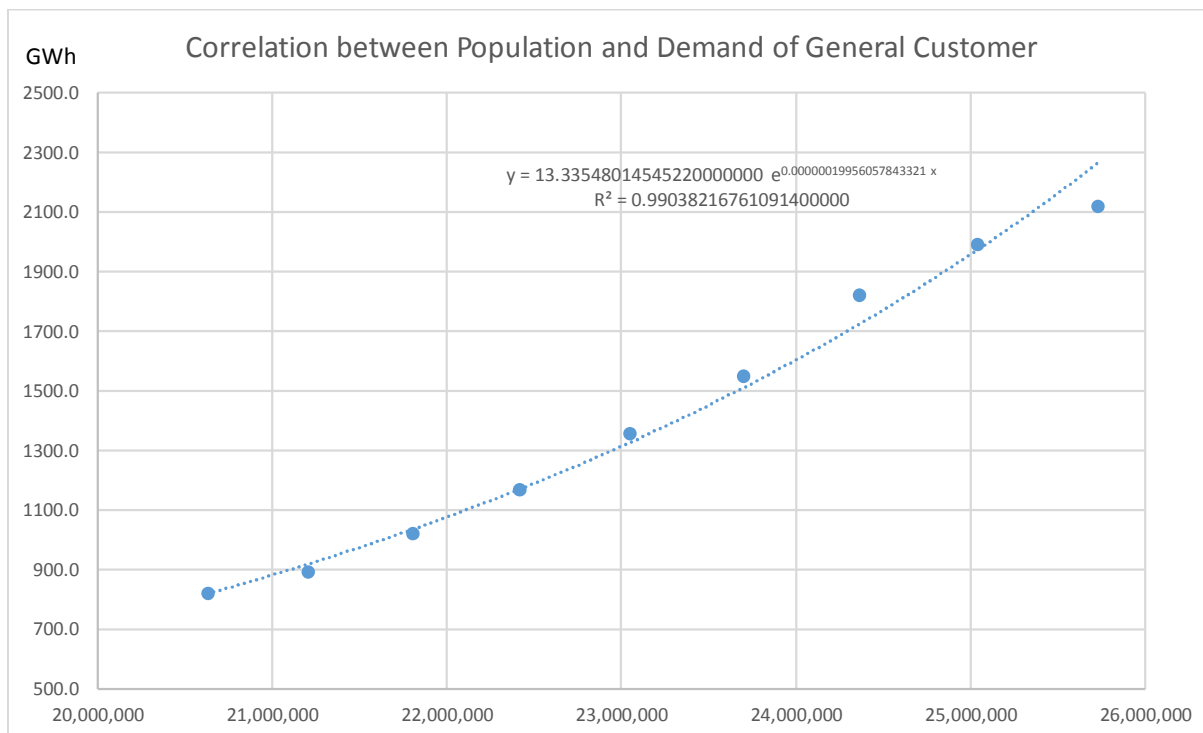
出典：JICA 調査団

図 3.1-5 需要予測実施箇所およびボトムアップアプローチイメージ図

3.2 国レベル需要想定前提条件

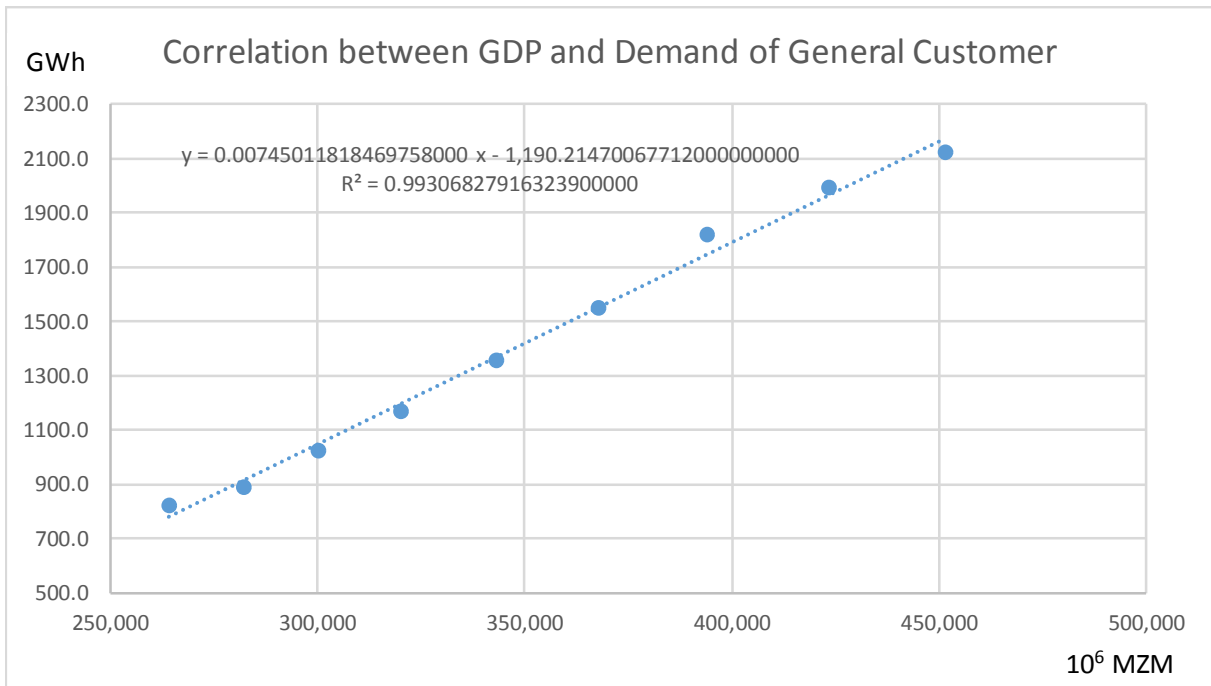
3.2.1 一般需要家 (General Customer)

過去の Annual Report を用いて、2007 年から 2015 年までの受電端レベルの実績データを使用した。経済指標 (Indicator) としては、人口、実質 GDP (2009 年基準)、電化率、電力価格を候補として選定した。図 3.2-1、図 3.2-2、図 3.2-3、図 3.2-4 に各 Indicator と受電端レベルの需要の相関について示す。



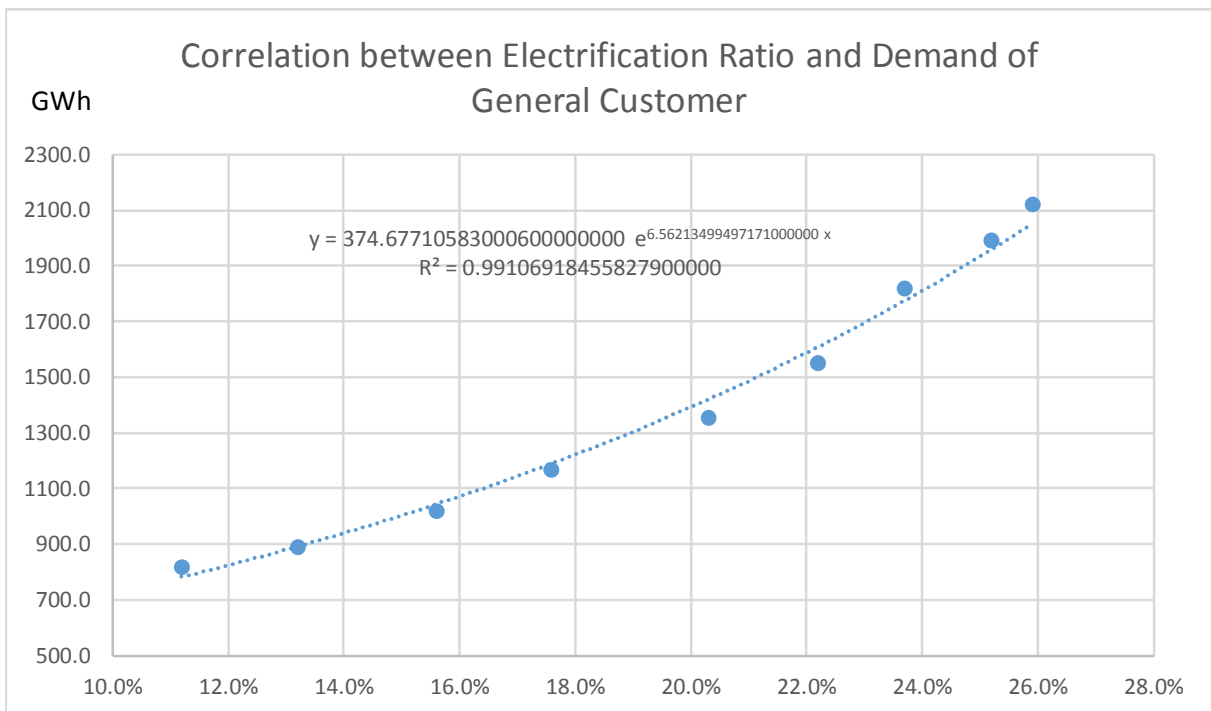
出典：JICA 調査団

図 3.2-1 人口と一般需要家需要相関



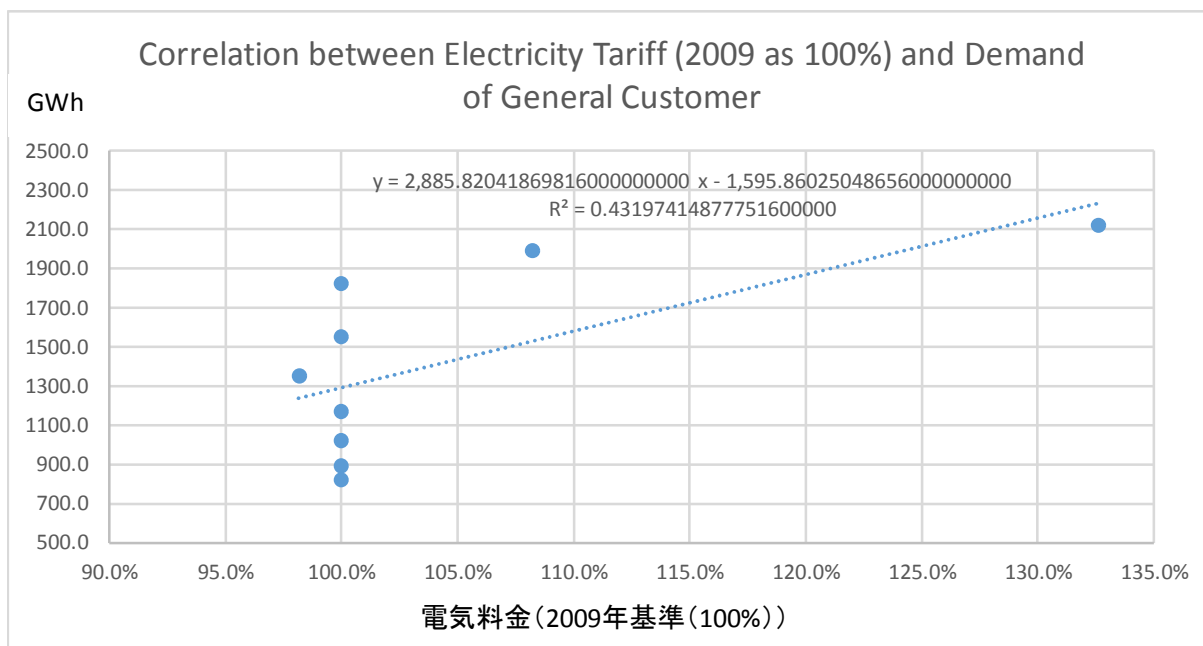
出典：JICA 調査団

図 3.2-2 GDP と一般需要家需要相関



出典：JICA 調査団

図 3.2-3 電化率と一般需要家需要相関



出典：JICA 調査団

図 3.2-4 電気料金と一般需要家需要相関

相関有無を表す指標である決定係数 (R^2) を表 3.2-1 に示す。 R^2 は-1 から 1 の範囲をとり、1 に近いと正の強い相関、-1 に近いと負の強い相関、0 であると相関が無いということを示すものである。

表 3.2-1 決定係数

Indicator	決定係数 (R^2)
人口	0.990
GDP	0.993
電化率	0.991
電力料金 (2009 年を基準)	0.432

出典：JICA 調査団

これからわかるように、人口、GDP、電化率は需要と強い相関があり、Indicator として採用できる。しかしながら、電気料金は長期間据え置かれていたため、需要に対して弱い相関となり、Indicator として採用しないこととした。

人口は、統計局 INE (Instituto Nacional de Estadística) のデータを使用した。INE のデータは 2040 年までしかなかったため、2041、2042 年のデータは、2031~2040 のデータを利用してトレンド分析で作成した。使用した人口データを表 3.2-2 に示す。

表 3.2-2 需要予測に用いた人口（全国）

	人口	備考	
2016	26,423,623	INE Data	
2017	27,128,530		
2018	27,843,933		
2019	28,571,310		
2020	29,310,474		
2021	30,061,139		
2022	30,822,552		
2023	31,593,882		
2024	32,374,779		
2025	33,164,996		
2026	33,964,025		
2027	34,770,750		
2028	35,584,273		
2029	36,403,929		
2030	37,228,722		
2031	38,063,907		
2032	38,914,860		
2033	39,780,776		
2034	40,660,733		
2035	41,553,734		
2036	42,458,812		
2037	43,375,091		
2038	44,301,636		
2039	45,237,348		
2040	46,181,058		
2041	47,240,887		Projected utilizing trend from 2031 to 2040
2042	48,267,464		

出典：INE, 一部 JICA 調査団推定

GDP は 2002～2015 年の INE データを使用し、2016～2042 年のデータをトレンド分析で作成した。使用した GDP データを表 3.2-3 に示す。シナリオ（ケース）については 3.2.4 で詳述する。

表 3.2-3 需要予測に用いた GDP (全国)

(Unit: 10⁶ MZN)

	Low Case	Base Case	High Case
Increase Ratio	6.38%	7.38%	8.38%
2016	485,937	490,505	495,073
2017	516,928	526,692	536,548
2018	549,895	565,550	581,498
2019	584,966	607,273	630,213
2020	622,272	652,076	683,010
2021	661,958	700,183	740,230
2022	704,175	751,840	802,243
2023	749,085	807,307	869,452
2024	796,858	866,867	942,291
2025	847,679	930,821	1,021,233
2026	901,740	999,493	1,106,787
2027	959,249	1,073,232	1,199,509
2028	1,020,426	1,152,411	1,299,999
2029	1,085,505	1,237,431	1,408,908
2030	1,154,734	1,328,723	1,526,941
2031	1,228,378	1,426,751	1,654,862
2032	1,306,719	1,532,011	1,793,499
2033	1,390,057	1,645,037	1,943,751
2034	1,478,709	1,766,401	2,106,591
2035	1,573,015	1,896,719	2,283,072
2036	1,673,335	2,036,651	2,474,339
2037	1,780,054	2,186,907	2,681,629
2038	1,893,578	2,348,248	2,906,285
2039	2,014,343	2,521,492	3,149,761
2040	2,142,810	2,707,517	3,413,636
2041	2,279,469	2,907,267	3,699,616
2042	2,424,845	3,121,753	4,009,555

出典：JICA 調査団

電化率に関しては、2002～2015 年の EDM Annual Report のデータを使用し、2016～2042 年のデータをトレンド分析で作成した。使用した電化率データを表 3.2-4 に示す。

表 3.2-4 需要予測に用いた電化率（全国）

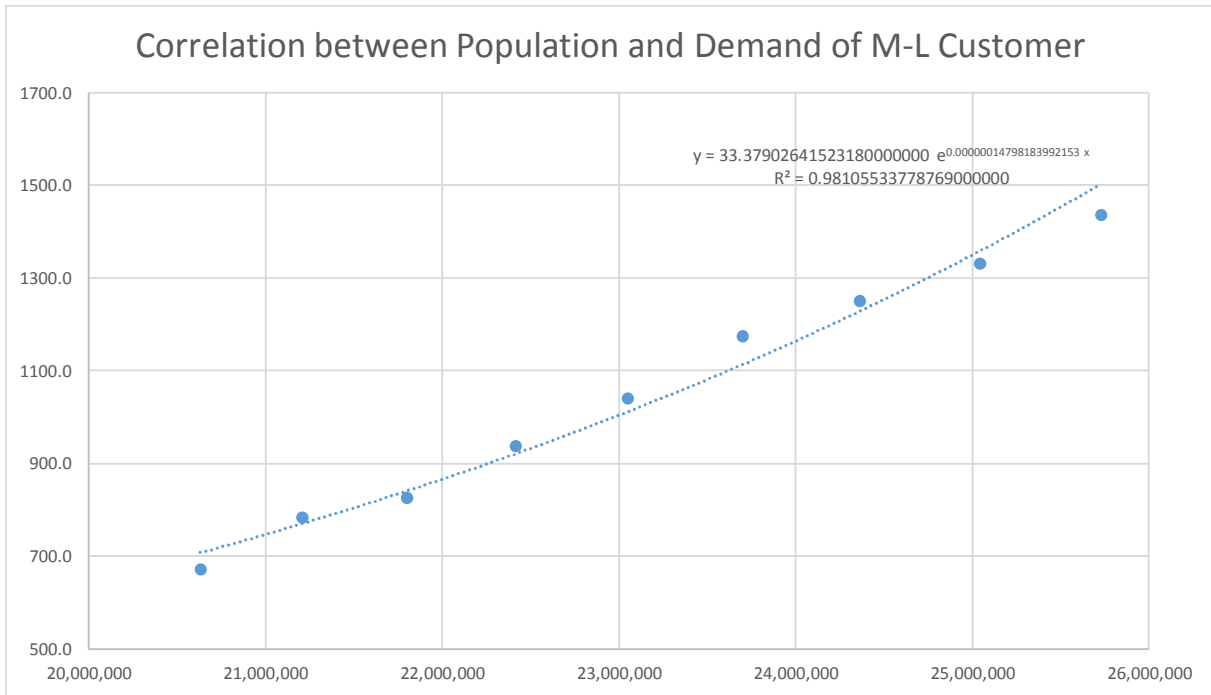
	Electrification Ratio National
2016	28.7%
2017	30.6%
2018	32.5%
2019	34.4%
2020	36.2%
2021	38.1%
2022	40.0%
2023	41.9%
2024	43.7%
2025	45.6%
2026	47.5%
2027	49.4%
2028	51.2%
2029	53.1%
2030	55.0%
2031	56.8%
2032	58.7%
2033	60.6%
2034	62.5%
2035	64.3%
2036	66.2%
2037	68.1%
2038	70.0%
2039	71.8%
2040	73.7%
2041	75.6%
2042	77.5%

出典：JICA 調査団

これは On-Grid のトレンド予測であり、これに政策的に推し進められる Off-Grid 電化分を加えることで、2030 年の Universal Access を目指すこととなる。3.3.1 で詳述するが、電化率は最終的に Indicator として採用に至らなかった。

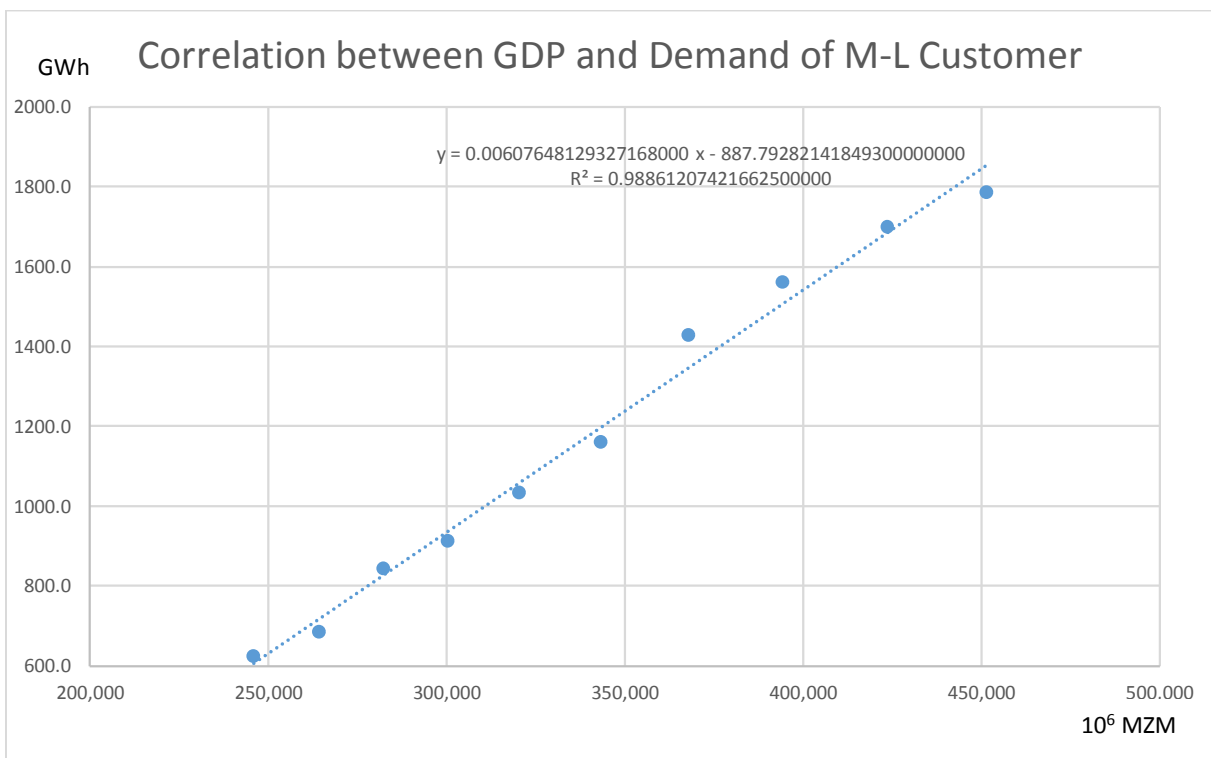
3.2.2 中一大口需要家（M-L Customer）

過去の Annual Report を用いて、2007 年から 2015 年までの受電端レベルの実績データを使用した。経済指標（Indicator）としては、人口、実質 GDP（2009 年基準）、電力価格を候補として選定した。図 3.2-5、図 3.2-6、図 3.2-7 に各 Indicator と受電端レベルの需要の相関を示す。



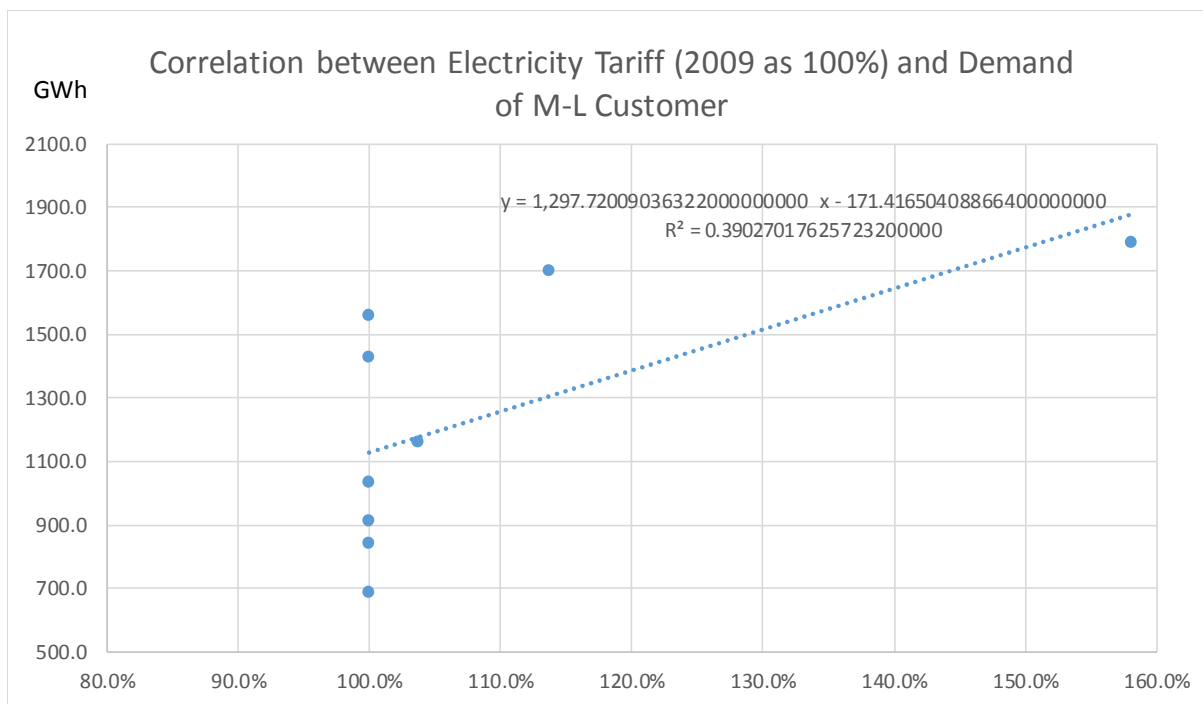
出典：JICA 調査団

図 3.2-5 人口と中一大口要家需要相関



出典：JICA 調査団

図 3.2-6 GDP と中一大口需要家需要相関



出典：JICA 調査団

図 3.2-7 電気料金と中一大口需要家需要相関

次に、相関有無を表す指標である決定係数（R²）を表 3.2-1 に示す。

表 3.2-5 決定係数

Indicator	決定係数 (R ²)
人口	0.981
GDP	0.989
電力料金 (2009 年を基準)	0.390

出典：JICA 調査団

これからわかるように、人口、GDP は、需要と強い相関があり、Indicator として採用できる。しかしながら、一般需要家と同様に電気料金は長期間据え置かれていたため、需要に対して弱い相関となり、Indicator として採用しないこととした。

使用した人口および GDP データは、一般需要家と同様である。

3.2.3 超大口需要家 (Special Customer)

電力消費量が非常に大きいため、需要予測に大きな影響を与える。このため可能な限り多くの情報を集めた。具体的には、EDM に接続要望を出している需要家、CPI (Centro de Promoção de Investimentos) が把握している需要家、Ministry of Industry and Trade が把握している需要家の需要を取り入れた。鉱山開発、港湾整備、工業団地などの大規模開発も考慮した。但し、ナカラ回廊鉄道の電化計画には具体性がなかった。

ほぼ全ての需要家は、至近 5 年程度の短期計画を有しているものの、25 年にも亘る長期計画は有していなかった。つまり、2016 年から 2020 年の至近 5 年に対しては新規需要を積み上げるこ

とが出来たものの、それ以降は情報が無いため、2020年以降新規の需要がほぼなく積み上げることができないという状況であった。このため、2016年から2020年は積み上げ、それ以降は2016年から2020年までの平均新規需要増加量で一定に伸びると仮定した。

また、Special Customer は系統接続を希望するプロジェクトである。以下の状況から希望する系統接続料の全てを組み入れることは過大であることは明白である。従って過去の実績も踏まえ、電力量ベースで希望接続量は JCC での協議を経て 30%とした。

- プロジェクトの実現可能性
- 実際の需要は契約容量以下であること
- EDM 系統の脆弱さ、または電源開発遅延の恐れにより、申し込みを受けたすべてに対し電力供給ができない

図 3.1-1 および図 3.1-2 で示した通り、既存マスタープランでは Special Customer (Large Customer と標記) を全て積み上げていたため、実績は予測を大きく下回ることになった。

3.2.4 シナリオ設定

GDP 成長率を 2002～2015 年の INE データを使用してトレンド分析で求めたところ 7.38%であり、これを用いて基本シナリオを作成した。更に需要想定に大きな影響を与えるこの GDP を±1%変動させると需要予測にどれくらい影響が出るかの感度分析を行い、高成長シナリオ、低成長シナリオとした。表 3.2-6 にシナリオの集約表を示す。その他のファクターは固定とし、人口は INE 想定値、電化率は過去のトレンドから算出したものを使用した。また、Special Customer は表 3.2-6 に示す通り想定を行った。

表 3.2-6 2016～2042 年におけるシナリオ総括表

	一般需要家	中一大口需要家	Special Customer
低成長シナリオ	GDP: 6.38% 人口: 2.1%～2.7% 電化率(On-grid): 29%→78%	GDP: 6.38% 人口: 2.1%～2.7%	2016～2020 年：積み上げ 2020 年以降：2016 年から 2020 年までの平均増加量で一定増加 採用率：30%
基本シナリオ	GDP: 7.38% 人口: 2.1%～2.7% 電化率(On-grid): 29%→78%	GDP: 7.38% 人口: 2.1%～2.7%	
高成長シナリオ	GDP: 8.38% 人口: 2.1%～2.7% 電化率(On-grid): 29%→78%	GDP: 8.38% 人口: 2.1%～2.7%	

出典：JICA 調査団

3.2.5 送配電ロス率

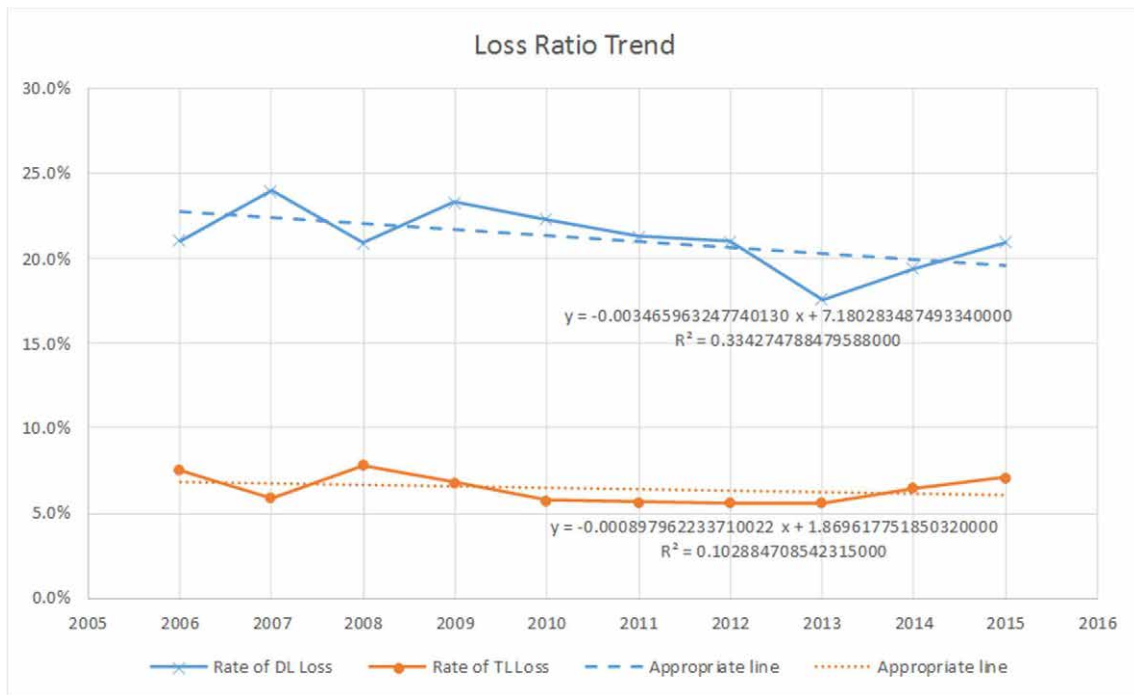
配電ロス率は、発電エネルギーではなく、配電線の送り出しエネルギー (Total Energy for Distribution Line) を基準に検討した。

2006 年から 2015 年までの送配電ロスを整理したものが表 3.2-7 と図 3.2-8 である。

表 3.2-7 送配電ロスおよびロス率総括表

	Transmission Lines (TL)			Distribution Lines (DL)		
	Transmission Loss (Including Auxiliary Consumption) (GWh)	Total Energy for TL (GWh)	Rate of TL Loss	Distribution Loss (GWh)	Total Energy for DL (Invoice + DL Loss) (GWh)	Rate of DL Loss
2006	142	1,883	7.5%	367	1,742	21.1%
2007	123	2,084	5.9%	470	1,960	24.0%
2008	185	2,362	7.8%	443	2,117	20.9%
2009	182	2,678	6.8%	562	2,409	23.3%
2010	171	2,973	5.8%	605	2,712	22.3%
2011	190	3,356	5.7%	649	3,044	21.3%
2012	220	3,922	5.6%	725	3,450	21.0%
2013	240	4,278	5.6%	657	3,728	17.6%
2014	310	4,802	6.5%	800	4,120	19.4%
2015	371	5,222	7.1%	944	4,500	21.0%

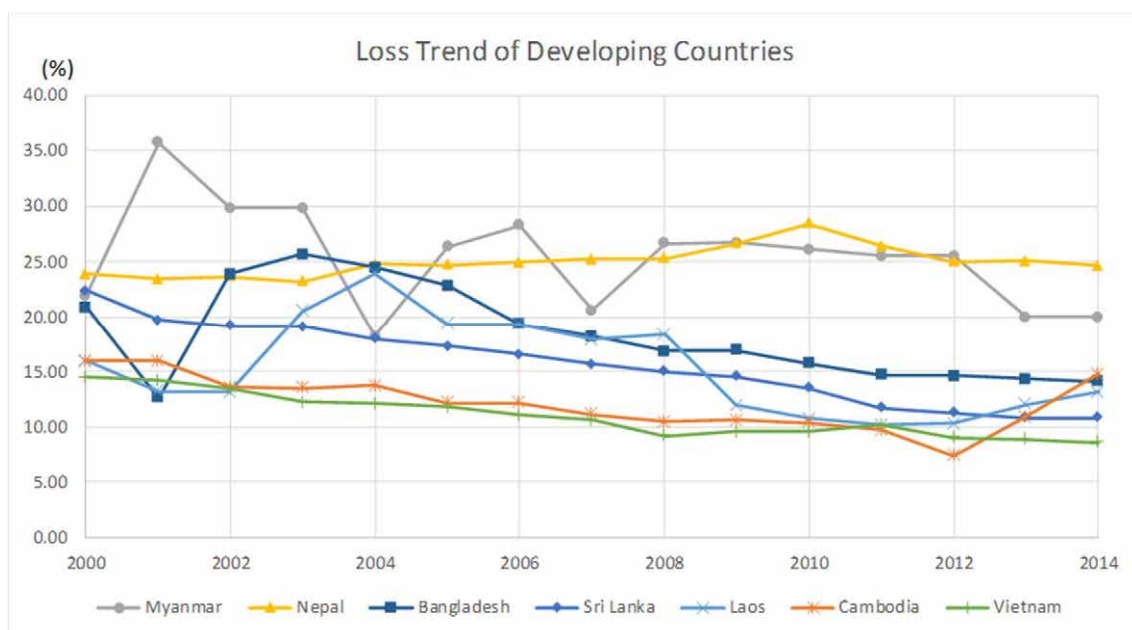
出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 3.2-8 送配電ロス率

送電線において 0.0898%、配電線において 0.3466%と、若干ではあるが、減少傾向を示している。今後も、送電線において高電圧化・大容量化、配電線においてノンテクニカルロス対策や低圧電線の短尺化が進められることで、このロス率低減の傾向が継続するとした。一方で、ロス低減は物理的な限界がある。ここで、他の後進国のロス率低減状況を図 3.2-9 に示す。基本的に低減傾向にあるものの、ロス低減があまり進んでない国があることや、送配電ロスの合計が 15%以下では、あまりロス低減が進まなくなることが分かった。そこで、他の後進国の状況に鑑み送電ロス率は 5%、配電ロス率は 10%を下限とすることとした。



出典：海外電力調査会資料をもとに調査団

図 3.2-9 他後進国における送配電ロス率合計のトレンド

使用したロス率を表 3.2-8 に示す。

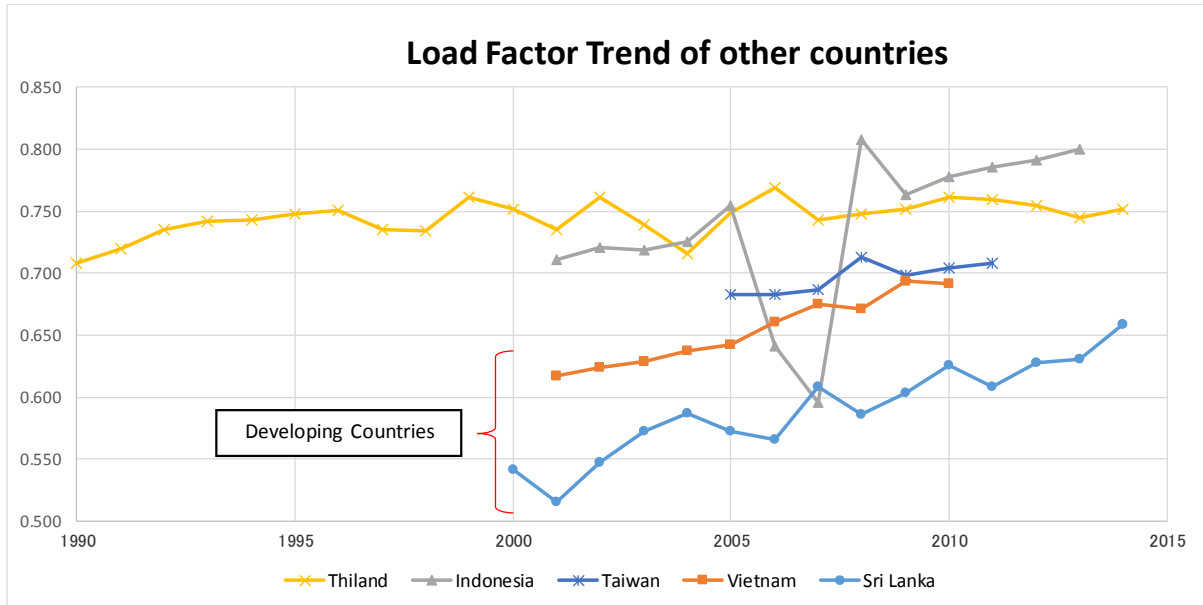
表 3.2-8 需要想定に使用した送配電ロス率（国レベル）

	Rate of DL Loss	Rate of TL Loss
2016	19.3%	5.9%
2017	18.9%	5.8%
2018	18.6%	5.8%
2019	18.3%	5.7%
2020	17.9%	5.6%
2021	17.6%	5.5%
2022	17.2%	5.4%
2023	16.9%	5.3%
2024	16.5%	5.2%
2025	16.2%	5.1%
2026	15.8%	5.0%
2027	15.5%	5.0%
2028	15.1%	5.0%
2029	14.8%	5.0%
2030	14.4%	5.0%
2031	14.1%	5.0%
2032	13.7%	5.0%
2033	13.4%	5.0%
2034	13.1%	5.0%
2035	12.7%	5.0%
2036	12.4%	5.0%
2037	12.0%	5.0%
2038	11.7%	5.0%
2039	11.3%	5.0%
2040	11.0%	5.0%
2041	10.6%	5.0%
2042	10.3%	5.0%

出典：JICA 調査団

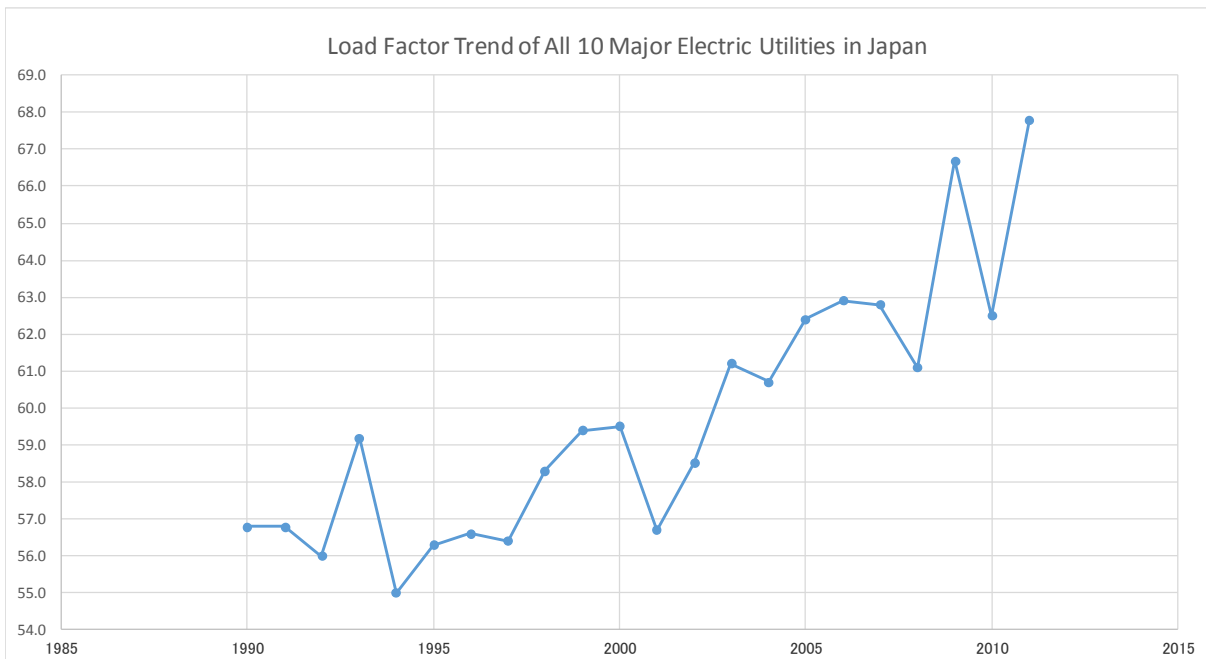
3.2.6 負荷率

他の後進国・中進国、日本の負荷率を図 3.2-10 および図 3.2-11 に示す。後進国ではピークカットにより上昇する可能性がある。また、中進国・先進国では DSM（Demand Side Management）などにより、通常負荷率は上昇する傾向がある。今後の電力事情によって変わるため一律に評価するのは難しいが、図 2.3-11 にある近年の負荷率を参考にし、2015 年の 0.68 を用いることとした。



出典：海外電力調査会のデータをもとに調査団

図 3.2-10 後進国・中進国の負荷率トレンド



出典：電気事業連合会

図 3.2-11 日本の負荷率のトレンド

3.3 国レベル需要想定解析結果

3.3.1 一般需要家 (General Customer)

GDP と人口の要素をもつ GDP/Capita と、電化率を Indicator とし、下記のような重回帰モデル式を作成した。

$$Y=a*X_1+b*X_2+d$$

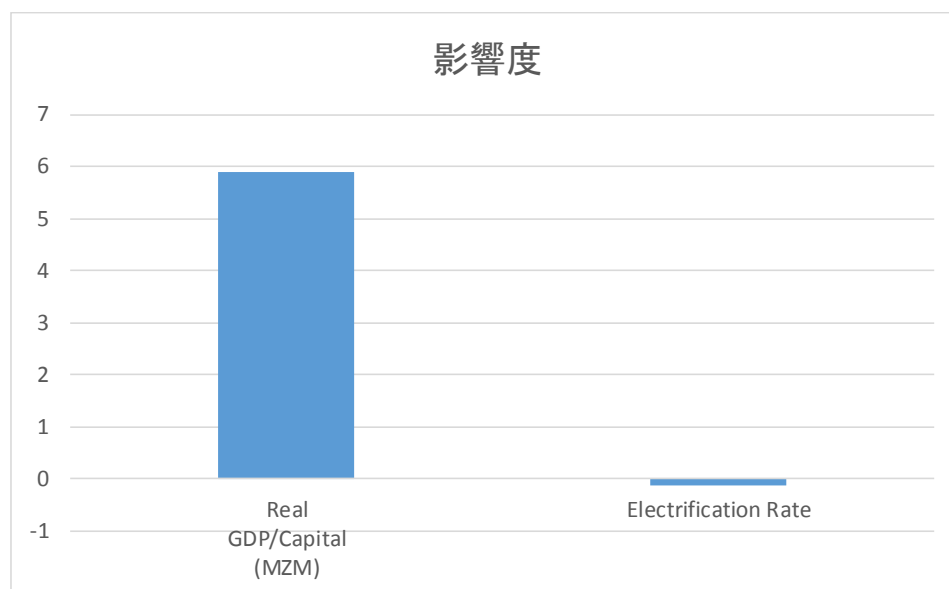
ここで、 X_1 : GDP/Capita (MZN)

X_2 : 電化率 (%)

2つの Indicator を用いて重回帰分析した結果を再掲する。

$$Y=0.30057*X_1-225.29*X_2-3057.2$$

この式から、電化率の回帰係数がマイナスとなっており、現実の状況を反映しておらず不适当である。こうした事象がおきた理由は多重共線性³によるものと考えられる。重回帰分析は、より多くの Indicator を使用したほうがより正確な予測が出来るわけではなく、結果に真に影響を与える Indicator を選定することで精度が高まる。ここで、それぞれの Indicator の影響度を確認したものが、図 3.3-1 となる。GDP/Capita の影響度を 100%と見た場合、電化率の影響度は僅かに 2.4%であり、需要は GDP/Capita の要素が支配的であることがわかる。



出典：JICA 調査団

図 3.3-1 各 Indicator の影響度

³ 重回帰分析を行っている時、回帰係数の符号が実勢と一致しない、回帰係数の値が不安定になる、回帰係数が決定しないなどの現象が起きる場合がある。これは、使用している Indicator 間に高い相関性がある場合に起きる、重回帰分析特有の問題で多重共線性 (Multi Collinearity) と呼ばれる。

また、p 値を確認してみると、GDP/Capita の p 値が 0.1%であるのに対し、電化率は 89.1%であった。p 値は危険率とも呼ばれ、この値が高いほど、indicator として取り込むと誤差が大きくなる可能性を示している。そこで、影響度が少なくかつ p 値が高い電化率を排除し、再度回帰分析を行った結果が下式となる。

$$Y=0.29340 * X_1 - 2993.1$$

最終的に、どちらのケースがより精度の高い回帰式となるのかを判断する Indicator 選択基準 (Ru) を用いて判定を行った。

$$Ru = 1 - (1 - R^2) \frac{n + k + 1}{n - k - 1}$$

R : 重相関係数

n : データの数

k : 説明変数の数

それぞれのケースの Ru を計算した結果が表 3.3-1 である。電化率を除いたケースの方が、Ru 値が大きくなり、より精度が高いという結果となった。

表 3.3-1 Indicator 選択基準 Ru 計算結果

	GDP/Capita	電化率	Ru
検討 1 Indicator 数 1	○	○	0.987
検討 2 Indicator 数 2	○		<u>0.990</u>

出典：JICA 調査団

従って、GDP/Capita を Indicator とした単回帰モデルで予測することとした。

3.3.2 中一大口需要家 (M-L Customer)

GDP と人口の要素をもつ GDP/Capita を Indicator とし、下記のような単回帰モデル式を作成した。

$$Y=a*X_1+d$$

ここで、 X_1 : GDP/Capita (MZN)

単回帰分析した結果を再掲する。

$$Y=0.16093*X_1-1367.8$$

3.3.3 超大口需要家 (Special Customer)

既存 10 件に対し、2016 年から 2020 年全国で新規に 125 件の需要家の接続が予想される。南部需要中心の Maputo Province、Maputo City、北部の Cabo Delgado、Nampula において新規接続件数が多い。表 3.3-2 に Special Customer の既存、新規の需要家件数表を示す。消費電力量、最大電力については次節で述べる。また Special Customer 個別の需要想定に関しては 3.5.3 節で詳述する。

表 3.3-2 Special Customer 件数

	Existing	New
Cabo Delgado	0	18
Niassa	0	7
Nampula	2	12
Zambezia	0	7
Manica	0	9
Tete	3	3
Sofala	2	7
Inhambane	0	1
Gaza	0	1
Maputo Province	2	34
Maputo City	1	26
Total	10	125

出典：JICA 調査団

3.3.4 需要想定

基本シナリオにおけるカテゴリ別の全需要想定を表 3.3-3 および表 3.3-4 に示す。次に、シナリオ別の全需要想定を表 3.3-5 および表 3.3-6 に示す。需要想定は受電端である Distribution substation level、送電変電所負荷である Transmission Substation level、そして、送電端である発電所での負荷である Power station level の 3 つのレベルのものを示している。また、受電端の需要想定について図 3.3-2 および図 3.3-3 にグラフで示す。

受電端において、2015年で3,908GWh、655MWであった需要が、基本シナリオでは、2042年には、35,444GWh（年平均成長率AAGR：8.58%）、5,950MWに達する。これに対し、低成長シナリオでは約28,884GWh（年平均成長率AAGR：7.76%）、4,849MW、高成長シナリオでは、43,801GWh（年平均成長率AAGR：9.44%）、7,353MWになる。高成長シナリオの需要では、2030年で2年程度電源開発を前倒しする必要がある。他方、低成長シナリオでは2年程度電源開発を遅らせることができる。

表 3.3-3 基本シナリオにおけるカテゴリ別需要予測（電力量）

	Distribution Substation				Transmission Substation				Power Station			
	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total
2015	2,121	1,436	351	3,908	2,684	1,817	351	4,852	2,889	1,956	378	5,223
2016	2,453	1,620	496	4,569	3,040	2,007	496	5,542	3,231	2,133	527	5,892
2017	2,703	1,757	659	5,119	3,335	2,167	659	6,161	3,542	2,302	700	6,544
2018	2,966	1,901	1,382	6,249	3,844	2,335	1,382	7,561	3,866	2,478	1,467	7,811
2019	3,243	2,053	2,030	7,325	3,967	2,511	2,030	8,508	4,205	2,662	2,152	9,018
2020	3,534	2,212	2,215	7,962	4,305	2,695	2,215	9,215	4,559	2,854	2,346	9,759
2021	3,841	2,381	2,588	8,810	4,659	2,888	2,588	10,135	4,929	3,055	2,739	10,722
2022	4,164	2,558	2,961	9,683	5,029	3,089	2,961	11,080	5,316	3,266	3,130	11,712
2023	4,504	2,744	3,334	10,583	5,418	3,301	3,334	12,053	5,721	3,486	3,521	12,728
2024	4,863	2,941	3,707	11,511	5,825	3,523	3,707	13,056	6,145	3,717	3,911	13,774
2025	5,241	3,149	4,080	12,471	6,253	3,756	4,080	14,089	6,590	3,959	4,301	14,850
2026	5,641	3,368	4,453	13,462	6,701	4,001	4,453	15,156	7,057	4,213	4,689	15,959
2027	6,063	3,600	4,826	14,489	7,173	4,259	4,826	16,258	7,551	4,483	5,080	17,114
2028	6,509	3,844	5,199	15,552	7,669	4,529	5,199	17,398	8,073	4,768	5,473	18,313
2029	6,980	4,103	5,572	16,655	8,191	4,814	5,572	18,577	8,622	5,068	5,865	19,555
2030	7,478	4,376	5,945	17,799	8,740	5,114	5,945	19,800	9,200	5,384	6,258	20,842
2031	8,004	4,664	6,318	18,987	9,317	5,430	6,318	21,065	9,808	5,715	6,651	22,173
2032	8,557	4,968	6,691	20,216	9,921	5,759	6,691	22,371	10,443	6,063	7,043	23,549
2033	9,140	5,287	7,064	21,491	10,554	6,105	7,064	23,723	11,109	6,426	7,436	24,971
2034	9,753	5,623	7,437	22,813	11,217	6,468	7,437	25,121	11,807	6,808	7,828	26,443
2035	10,399	5,978	7,810	24,187	11,912	6,848	7,810	26,570	12,539	7,208	8,221	27,969
2036	11,080	6,352	8,183	25,615	12,643	7,247	8,183	28,073	13,308	7,629	8,614	29,551
2037	11,799	6,746	8,556	27,101	13,410	7,667	8,556	29,633	14,116	8,071	9,006	31,193
2038	12,559	7,163	8,929	28,650	14,217	8,108	8,929	31,254	14,965	8,535	9,399	32,899
2039	13,361	7,602	9,302	30,265	15,066	8,573	9,302	32,940	15,859	9,024	9,791	34,674
2040	14,208	8,067	9,675	31,950	15,959	9,062	9,675	34,696	16,799	9,539	10,184	36,522
2041	15,063	8,536	10,048	33,647	16,854	9,551	10,048	36,452	17,741	10,054	10,577	38,371
2042	15,983	9,041	10,421	35,444	17,814	10,076	10,421	38,311	18,751	10,607	10,969	40,327

出典：JICA 調査団

表 3.3-4 基本シナリオにおけるカテゴリ別需要予測（最大電力）

	Distribution Substation				Transmission Substation				Power Station			
	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total	General customers	Medium-Large customers	Special Customers	Total
2015	355	241	59	655	450	304	59	813	484	328	63	875
2016	398	263	81	742	494	326	81	900	525	346	86	957
2017	454	295	111	859	560	364	111	1,034	595	386	118	1,098
2018	498	319	232	1,049	612	392	232	1,236	649	416	246	1,311
2019	544	345	341	1,230	666	422	341	1,428	706	447	361	1,514
2020	593	371	372	1,337	723	452	372	1,547	765	479	394	1,638
2021	645	400	435	1,479	782	485	435	1,701	827	513	460	1,800
2022	699	429	497	1,625	844	519	497	1,860	892	548	525	1,966
2023	756	461	560	1,777	909	554	560	2,023	960	585	591	2,137
2024	816	494	622	1,932	978	591	622	2,192	1,032	624	657	2,312
2025	880	529	685	2,094	1,050	631	685	2,365	1,106	665	722	2,493
2026	947	565	748	2,260	1,125	672	748	2,544	1,185	707	787	2,679
2027	1,018	604	810	2,432	1,204	715	810	2,729	1,268	753	853	2,873
2028	1,093	645	873	2,611	1,287	760	873	2,921	1,355	800	919	3,074
2029	1,172	689	935	2,796	1,375	808	935	3,119	1,447	851	985	3,283
2030	1,255	735	998	2,988	1,467	859	998	3,324	1,545	904	1,051	3,499
2031	1,344	783	1,061	3,187	1,564	911	1,061	3,536	1,646	959	1,116	3,722
2032	1,437	834	1,123	3,394	1,665	967	1,123	3,756	1,753	1,018	1,182	3,953
2033	1,534	888	1,186	3,608	1,772	1,025	1,186	3,982	1,865	1,079	1,248	4,192
2034	1,637	944	1,248	3,830	1,883	1,086	1,248	4,217	1,982	1,143	1,314	4,439
2035	1,746	1,004	1,311	4,060	2,000	1,150	1,311	4,460	2,105	1,210	1,380	4,695
2036	1,860	1,066	1,374	4,300	2,122	1,217	1,374	4,713	2,234	1,281	1,446	4,961
2037	1,981	1,133	1,436	4,550	2,251	1,287	1,436	4,975	2,370	1,355	1,512	5,237
2038	2,108	1,202	1,499	4,810	2,387	1,361	1,499	5,247	2,512	1,433	1,578	5,523
2039	2,243	1,276	1,562	5,081	2,529	1,439	1,562	5,530	2,662	1,515	1,644	5,821
2040	2,385	1,354	1,624	5,364	2,679	1,521	1,624	5,825	2,820	1,601	1,710	6,131
2041	2,529	1,433	1,687	5,648	2,829	1,603	1,687	6,119	2,978	1,688	1,776	6,442
2042	2,683	1,518	1,749	5,950	2,990	1,692	1,749	6,431	3,148	1,781	1,841	6,770

出典：JICA 調査団

表 3.3-5 シナリオ別需要予測（電力量）

(Unit: GWh)

	Distribution Substation			Transmission Substation			Power Station		
	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
2015	3,908	3,908	3,908	4,852	4,852	4,852	5,223	5,223	5,223
2016	4,490	4,569	4,647	5,445	5,542	5,639	5,788	5,892	5,995
2017	4,955	5,119	5,284	5,959	6,161	6,365	6,329	6,544	6,760
2018	5,994	6,249	6,510	7,048	7,361	7,681	7,478	7,811	8,150
2019	6,971	7,325	7,690	8,074	8,508	8,954	8,558	9,018	9,491
2020	7,500	7,962	8,441	8,652	9,215	9,799	9,163	9,759	10,378
2021	8,232	8,810	9,415	9,434	10,135	10,869	9,981	10,722	11,499
2022	8,980	9,683	10,426	10,231	11,080	11,977	10,815	11,712	12,660
2023	9,745	10,583	11,476	11,046	12,053	13,128	11,665	12,728	13,863
2024	10,529	11,511	12,570	11,879	13,056	14,323	12,532	13,774	15,111
2025	11,332	12,471	13,709	12,730	14,089	15,567	13,418	14,850	16,407
2026	12,155	13,462	14,897	13,602	15,156	16,861	14,324	15,959	17,755
2027	12,999	14,489	16,138	14,496	16,258	18,210	15,259	17,114	19,168
2028	13,867	15,552	17,436	15,412	17,398	19,618	16,223	18,313	20,650
2029	14,758	16,655	18,795	16,352	18,577	21,089	17,213	19,555	22,199
2030	15,676	17,799	20,218	17,318	19,800	22,627	18,230	20,842	23,818
2031	16,619	18,987	21,709	18,309	21,065	24,234	19,272	22,173	25,509
2032	17,586	20,216	23,269	19,322	22,371	25,911	20,339	23,549	27,274
2033	18,579	21,491	24,902	20,360	23,723	27,662	21,432	24,971	29,118
2034	19,599	22,813	26,614	21,424	25,121	29,493	22,552	26,443	31,045
2035	20,648	24,187	28,411	22,516	26,570	31,409	23,701	27,969	33,062
2036	21,727	25,615	30,299	23,637	28,073	33,417	24,881	29,551	35,176
2037	22,840	27,101	32,283	24,790	29,633	35,523	26,095	31,193	37,392
2038	23,987	28,650	34,373	25,976	31,254	37,733	27,343	32,899	39,719
2039	25,171	30,265	36,575	27,197	32,940	40,055	28,628	34,674	42,164
2040	26,395	31,950	38,897	28,455	34,696	42,499	29,953	36,522	44,735
2041	27,609	33,647	41,267	29,697	36,452	44,979	31,260	38,371	47,346
2042	28,884	35,444	43,801	30,999	38,311	47,625	32,631	40,327	50,131
AAGR 2016-2042	7.76%	8.58%	9.44%						

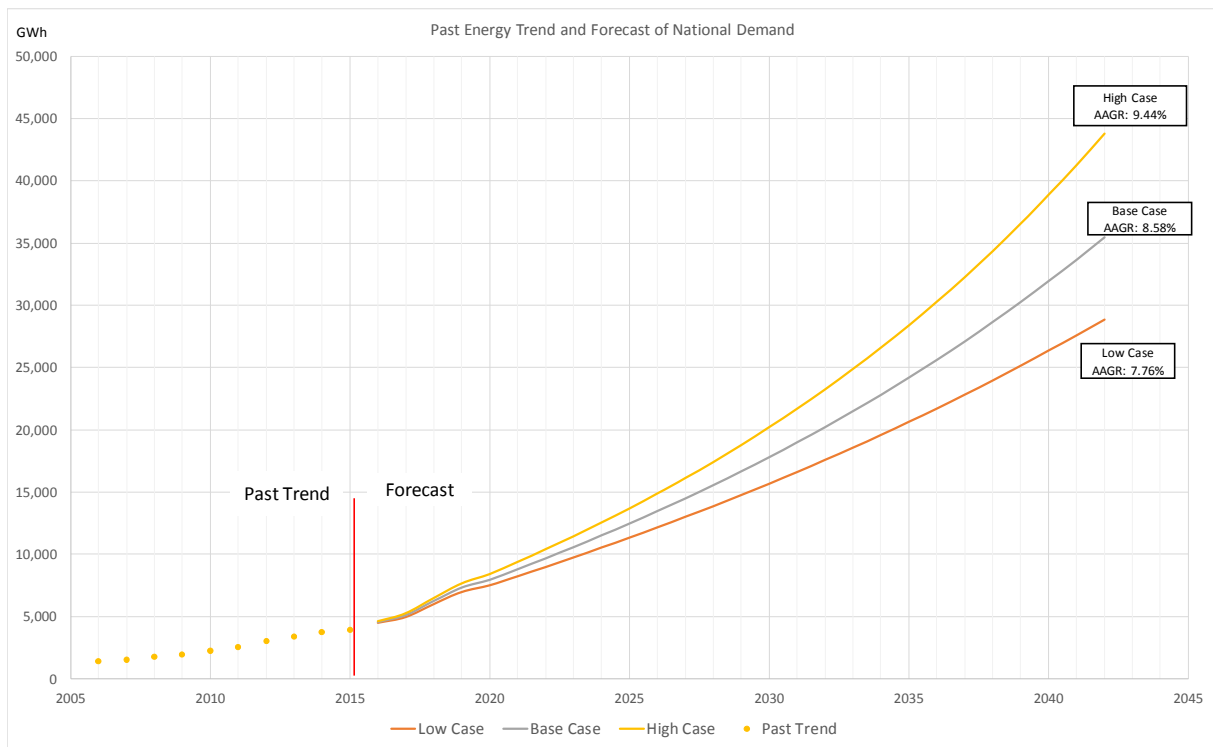
出典：JICA 調査団

表 3.3-6 シナリオ別需要予測（最大電力）

(Unit: MW)

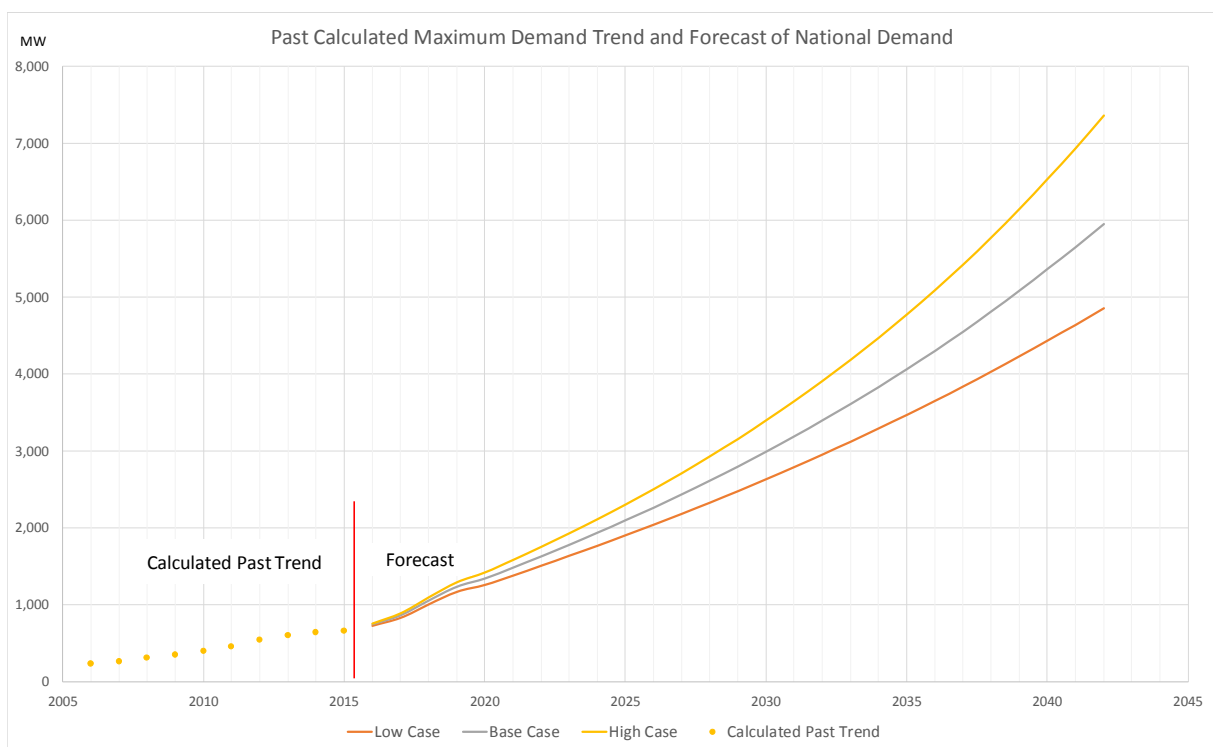
	Distribution Substation			Transmission Substation			Power Station		
	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
2015	655	655	655	813	813	813	875	875	875
2016	729	742	755	884	900	916	940	957	974
2017	832	859	887	1,000	1,034	1,068	1,063	1,098	1,135
2018	1,006	1,049	1,093	1,183	1,236	1,289	1,255	1,311	1,368
2019	1,170	1,230	1,291	1,355	1,428	1,503	1,437	1,514	1,593
2020	1,259	1,337	1,417	1,453	1,547	1,645	1,538	1,638	1,742
2021	1,382	1,479	1,581	1,584	1,701	1,825	1,676	1,800	1,930
2022	1,508	1,625	1,750	1,718	1,860	2,011	1,815	1,966	2,125
2023	1,636	1,777	1,927	1,854	2,023	2,204	1,958	2,137	2,327
2024	1,768	1,932	2,110	1,994	2,192	2,405	2,104	2,312	2,537
2025	1,902	2,094	2,301	2,137	2,365	2,613	2,253	2,493	2,754
2026	2,040	2,260	2,501	2,284	2,544	2,831	2,405	2,679	2,981
2027	2,182	2,432	2,709	2,433	2,729	3,057	2,562	2,873	3,218
2028	2,328	2,611	2,927	2,587	2,921	3,293	2,723	3,074	3,467
2029	2,478	2,796	3,155	2,745	3,119	3,540	2,890	3,283	3,727
2030	2,632	2,988	3,394	2,907	3,324	3,799	3,060	3,499	3,998
2031	2,790	3,187	3,644	3,074	3,536	4,068	3,235	3,722	4,282
2032	2,952	3,394	3,906	3,244	3,756	4,350	3,414	3,953	4,579
2033	3,119	3,608	4,180	3,418	3,982	4,644	3,598	4,192	4,888
2034	3,290	3,830	4,468	3,597	4,217	4,951	3,786	4,439	5,212
2035	3,466	4,060	4,770	3,780	4,460	5,273	3,979	4,695	5,550
2036	3,647	4,300	5,086	3,968	4,713	5,610	4,177	4,961	5,905
2037	3,834	4,550	5,420	4,162	4,975	5,963	4,381	5,237	6,277
2038	4,027	4,810	5,770	4,361	5,247	6,334	4,590	5,523	6,668
2039	4,226	5,081	6,140	4,566	5,530	6,724	4,806	5,821	7,078
2040	4,431	5,364	6,530	4,777	5,825	7,134	5,028	6,131	7,510
2041	4,635	5,648	6,928	4,985	6,119	7,551	5,248	6,442	7,948
2042	4,849	5,950	7,353	5,204	6,431	7,995	5,478	6,770	8,416

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 3.3-2 受電端における需要予測（電力量）



出典：JICA 調査団

図 3.3-3 受電端における需要予測（最大電力）

3.3.5 需要想定 (Mozal あり)

Mozal は、南アフリカの Eskom と電力購入契約を結んでおり、南アフリカから供給されている。Mozal の最大電力は 950MW と非常に大きく、モザンビークー国の最大電力とほぼ同じである。2026 年の契約更改時に、仮に Eskom から EDM に契約先変更となった場合、モザンビークの系統に与える影響は非常に大きい。このため、Mozal ありのケースを別ケースとして解析を行った。

シナリオ別の全需要想定を表 3.3-7 および表 3.3-8 に示す。需要想定は受電端である Distribution substation level、送電変電所負荷である Transmission Substation level、そして、送電端である発電所での負荷である Power station level の 3 つのレベルのものを示している。また、受電端の需要想定について図 3.3-4 および図 3.3-5 にグラフで示す。

基本シナリオでは、受電端において、2042 年には、43,683GWh、6,900MW に達する。また、低成長シナリオでは 37,123GWh、5,799MW、高成長シナリオでは、52,039GWh、8,303MW になる。

表 3.3-7 シナリオ別需要予測 (電力量、Mozal あり)

(Unit: GWh)

	Distribution Substation			Transmission Substation			Power Station		
	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
2015	3,908	3,908	3,908	4,852	4,852	4,852	5,223	5,223	5,223
2016	4,490	4,569	4,647	5,445	5,542	5,639	5,788	5,892	5,995
2017	4,955	5,119	5,284	5,959	6,161	6,365	6,329	6,544	6,760
2018	5,994	6,249	6,510	7,048	7,361	7,681	7,478	7,811	8,150
2019	6,971	7,325	7,690	8,074	8,508	8,954	8,558	9,018	9,491
2020	7,500	7,962	8,441	8,652	9,215	9,799	9,163	9,759	10,378
2021	8,232	8,810	9,415	9,434	10,135	10,869	9,981	10,722	11,499
2022	8,980	9,683	10,426	10,231	11,080	11,977	10,815	11,712	12,660
2023	9,745	10,583	11,476	11,046	12,053	13,128	11,665	12,728	13,863
2024	10,529	11,511	12,570	11,879	13,056	14,323	12,532	13,774	15,111
2025	11,332	12,471	13,709	12,730	14,089	15,567	13,418	14,850	16,407
2026	20,393	21,701	23,136	21,841	23,395	25,100	22,999	24,635	26,430
2027	21,238	22,727	24,377	22,735	24,497	26,449	23,931	25,786	27,841
2028	22,105	23,791	25,675	23,651	25,636	27,857	24,896	26,986	29,323
2029	22,997	24,893	27,033	24,591	26,816	29,327	25,885	28,227	30,871
2030	23,915	26,038	28,457	25,557	28,039	30,866	26,902	29,514	32,490
2031	24,858	27,226	29,948	26,547	29,303	32,473	27,945	30,846	34,182
2032	25,825	28,455	31,508	27,561	30,610	34,150	29,011	32,221	35,947
2033	26,817	29,729	33,141	28,599	31,961	35,901	30,104	33,644	37,790
2034	27,837	31,052	34,853	29,663	33,360	37,732	31,224	35,116	39,718
2035	28,886	32,426	36,650	30,755	34,809	39,648	32,373	36,641	41,735
2036	29,966	33,854	38,537	31,876	36,312	41,656	33,554	38,223	43,848
2037	31,079	35,340	40,522	33,029	37,872	43,761	34,767	39,865	46,065
2038	32,226	36,889	42,612	34,215	39,493	45,972	36,015	41,572	48,391
2039	33,410	38,504	44,813	35,436	41,179	48,294	37,301	43,346	50,836
2040	34,634	40,189	47,136	36,694	42,934	50,737	38,625	45,194	53,408
2041	35,848	41,886	49,506	37,936	44,691	53,217	39,932	47,043	56,018
2042	37,123	43,683	52,039	39,238	46,549	55,863	41,303	48,999	58,804

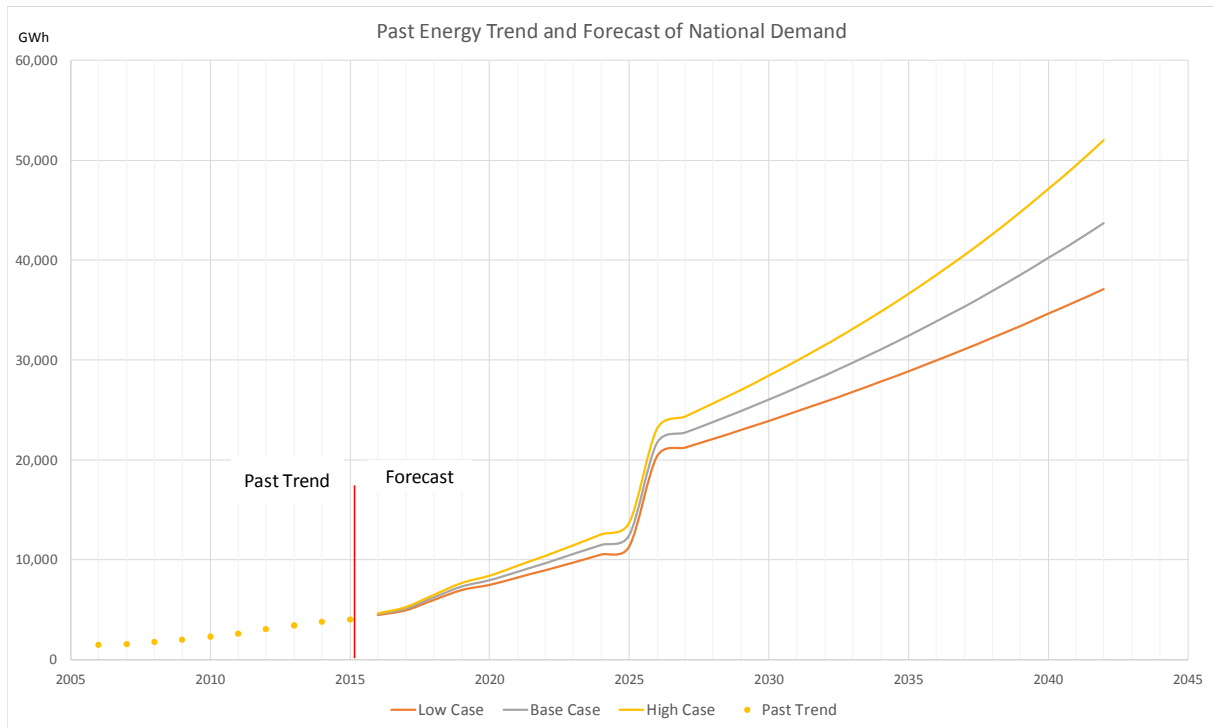
出典：JICA 調査団

表 3.3-8 シナリオ別需要予測（最大電力、Mozal あり）

(Unit: MW)

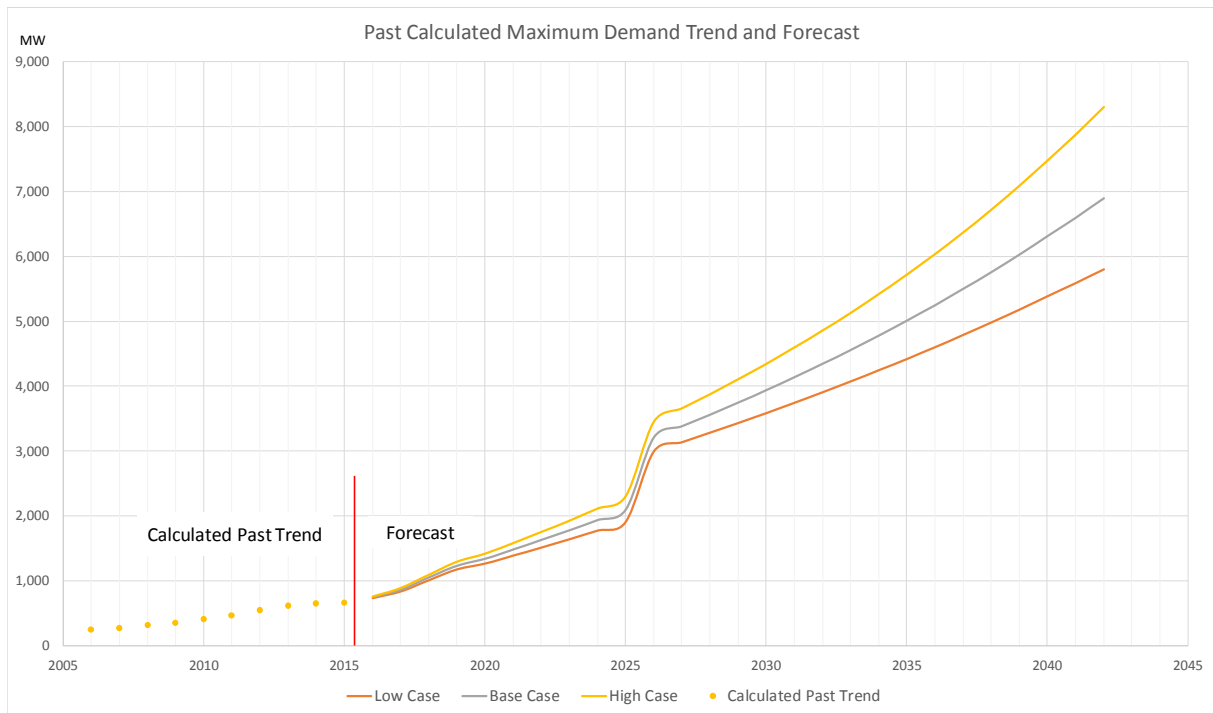
	Distribution Substation			Transmission Substation			Power Station		
	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case
2015	655	655	655	813	813	813	875	875	875
2016	729	742	755	884	900	916	940	957	974
2017	832	859	887	1,000	1,034	1,068	1,063	1,098	1,135
2018	1,006	1,049	1,093	1,183	1,236	1,289	1,255	1,311	1,368
2019	1,170	1,230	1,291	1,355	1,428	1,503	1,437	1,514	1,593
2020	1,259	1,337	1,417	1,453	1,547	1,645	1,538	1,638	1,742
2021	1,382	1,479	1,581	1,584	1,701	1,825	1,676	1,800	1,930
2022	1,508	1,625	1,750	1,718	1,860	2,011	1,815	1,966	2,125
2023	1,636	1,777	1,927	1,854	2,023	2,204	1,958	2,137	2,327
2024	1,768	1,932	2,110	1,994	2,192	2,405	2,104	2,312	2,537
2025	1,902	2,094	2,301	2,137	2,365	2,613	2,253	2,493	2,754
2026	2,990	3,210	3,451	3,234	3,494	3,781	3,405	3,680	3,981
2027	3,132	3,382	3,659	3,383	3,679	4,007	3,562	3,873	4,218
2028	3,278	3,561	3,877	3,537	3,871	4,243	3,723	4,074	4,467
2029	3,428	3,746	4,105	3,695	4,069	4,490	3,890	4,283	4,727
2030	3,582	3,938	4,344	3,857	4,274	4,749	4,060	4,499	4,998
2031	3,740	4,137	4,594	4,024	4,486	5,018	4,235	4,722	5,282
2032	3,902	4,344	4,856	4,194	4,706	5,300	4,414	4,953	5,579
2033	4,069	4,558	5,130	4,368	4,932	5,594	4,598	5,192	5,888
2034	4,240	4,780	5,418	4,547	5,167	5,901	4,786	5,439	6,212
2035	4,416	5,010	5,720	4,730	5,410	6,223	4,979	5,695	6,550
2036	4,597	5,250	6,036	4,918	5,663	6,560	5,177	5,961	6,905
2037	4,784	5,500	6,370	5,112	5,925	6,913	5,381	6,237	7,277
2038	4,977	5,760	6,720	5,311	6,197	7,284	5,590	6,523	7,668
2039	5,176	6,031	7,090	5,516	6,480	7,674	5,806	6,821	8,078
2040	5,381	6,314	7,480	5,727	6,775	8,084	6,028	7,131	8,510
2041	5,585	6,598	7,878	5,935	7,069	8,501	6,248	7,442	8,948
2042	5,799	6,900	8,303	6,154	7,381	8,945	6,478	7,770	9,416

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 3.3-4 受電端における需要予測（電力量、Mozal あり）



出典：JICA 調査団

図 3.3-5 受電端における需要予測（最大電力、Mozal あり）

3.4 州レベル需要想定前提条件

3.4.1 一般需要家（General Customer）

国レベルの需要予測と同様に、過去の Annual Report を用いて、2007 年から 2015 年までの受電端レベルの実績データを使用した。経済指標（Indicator）としては、国レベルと分析条件を合わせるため、GDP/Capita を使用した。

3.4.2 中—大口需要家（M-L Customer）

国レベルの需要予測と同様に、過去の Annual Report を用いて、2007 年から 2015 年までの受電端レベルの実績データを使用した。経済指標（Indicator）としては、国レベルと分析条件を合わせるため、GDP/Capita を使用した。

3.4.3 超大口需要家（Special Customer）

国レベルの需要予測と同様に、EDM に接続要望を出している需要家、CPI が把握している需要家、Ministry of Industry and Trade が把握している需要家を採用した。また、2016 年から 2020 年は積み上げ、それ以降は 2016 年から 2020 年までの平均新規需要増加量で一定に伸びると仮定した。また、電力量ベースで希望接続量の 30%を需要とした。

3.4.4 シナリオ設定

国レベルの需要予測と同様のシナリオ設定を行った。ここで、国レベルの解析結果と整合をとるため、一般需要家の回帰分析に電化率は採用していない。ここで、一般需要家と中一大口需要家で準備した3つのシナリオの変数となる GDP 成長率を表 3.4-1 に整理する。

表 3.4-1 2016～2042 年における GDP 成長率（シナリオ別）

	Low Case	Base Case	High Case
Cabo Delgado	6.56%	7.56%	8.56%
Niassa	5.66%	6.66%	7.66%
Nampula	5.70%	6.70%	7.70%
Zambézia	5.86%	6.86%	7.86%
Manica	5.63%	6.63%	7.63%
Tete	7.24%	8.24%	9.24%
Sofala	6.08%	7.08%	8.08%
Inhambane	5.97%	6.97%	7.97%
Gaza	5.69%	6.69%	7.69%
Maputo Province	5.74%	6.74%	7.74%
Maputo city	6.00%	7.00%	8.00%

出典：JICA 調査団

3.4.5 送配電ロス率

国レベルの需要予測と同様に、過去のロス率低減状況をトレンド分析し、その傾向が継続するとした。配電ロス率は 10%を下限とすることとした。使用した配電ロス率を表 3.4-2 に示す。また、送電ロス率は、国レベルと同じ値を使用し、5%を下限とした。

表 3.4-2 需要想定に使用した配電ロス率

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo city
2016	15.4%	18.8%	19.2%	15.5%	13.4%	17.7%	16.2%	16.2%	13.9%	19.6%	22.3%
2017	14.6%	18.3%	18.9%	14.3%	12.9%	16.7%	15.8%	15.2%	13.2%	19.5%	22.0%
2018	13.7%	17.7%	18.6%	13.2%	12.4%	15.8%	15.4%	14.2%	12.5%	19.5%	21.8%
2019	12.9%	17.1%	18.3%	12.0%	11.9%	14.9%	15.1%	13.2%	11.8%	19.5%	21.5%
2020	12.1%	16.5%	18.0%	10.8%	11.4%	13.9%	14.7%	12.3%	11.2%	19.4%	21.2%
2021	11.2%	16.0%	17.7%	10.0%	10.9%	13.0%	14.4%	11.3%	10.5%	19.4%	21.0%
2022	10.4%	15.4%	17.4%	10.0%	10.4%	12.0%	14.0%	10.3%	10.0%	19.4%	20.7%
2023	10.0%	14.8%	17.1%	10.0%	10.0%	11.1%	13.6%	10.0%	10.0%	19.4%	20.4%
2024	10.0%	14.3%	16.8%	10.0%	10.0%	10.2%	13.3%	10.0%	10.0%	19.3%	20.1%
2025	10.0%	13.7%	16.5%	10.0%	10.0%	10.0%	12.9%	10.0%	10.0%	19.3%	19.9%
2026	10.0%	13.1%	16.2%	10.0%	10.0%	10.0%	12.6%	10.0%	10.0%	19.3%	19.6%
2027	10.0%	12.5%	15.9%	10.0%	10.0%	10.0%	12.2%	10.0%	10.0%	19.2%	19.3%
2028	10.0%	12.0%	15.6%	10.0%	10.0%	10.0%	11.8%	10.0%	10.0%	19.2%	19.0%
2029	10.0%	11.4%	15.2%	10.0%	10.0%	10.0%	11.5%	10.0%	10.0%	19.2%	18.8%
2030	10.0%	10.8%	14.9%	10.0%	10.0%	10.0%	11.1%	10.0%	10.0%	19.2%	18.5%
2031	10.0%	10.2%	14.6%	10.0%	10.0%	10.0%	10.8%	10.0%	10.0%	19.1%	18.2%
2032	10.0%	10.0%	14.3%	10.0%	10.0%	10.0%	10.4%	10.0%	10.0%	19.1%	18.0%
2033	10.0%	10.0%	14.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	19.1%	17.7%
2034	10.0%	10.0%	13.7%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	19.0%	17.4%
2035	10.0%	10.0%	13.4%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	19.0%	17.1%
2036	10.0%	10.0%	13.1%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	19.0%	16.9%
2037	10.0%	10.0%	12.8%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	19.0%	16.6%
2038	10.0%	10.0%	12.5%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	18.9%	16.3%
2039	10.0%	10.0%	12.2%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	18.9%	16.1%
2040	10.0%	10.0%	11.9%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	18.9%	15.8%
2041	10.0%	10.0%	11.6%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	18.9%	15.5%
2042	10.0%	10.0%	11.3%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	18.8%	15.2%

出典：JICA 調査団

3.4.6 負荷率

今後の見通しについて、2006年～2015年の平均負荷率を採用することとした。表 3.4-3 に採用した負荷率を整理する。

表 3.4-3 需要想定に使用した負荷率

Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambézia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo city
0.62	0.55	0.64	0.63	0.62	0.59	0.64	0.70	0.56	0.66	0.67

出典：JICA 調査団

3.5 州レベル需要想定

3.5.1 一般需要家 (General Customer)

国レベル需要想定と整合を図り、GDP と人口の要素をもつ GDP/Capita を Indicator とし、下記のような単回帰モデル式を作成した。

$$Y=a*X_1+d$$

ここで、 X_1 : GDP/Capita (MZN)

表 3.5-1 に、単回帰分析した結果を再掲する。

表 3.5-1 一般需要家回帰分析結果

州	回帰式
Cabo Delgado	$Y=0.0073112*X_1-45.558$
Niassa	$Y=0.0068914*X_1-41.873$
Nampula	$Y=0.031025*X_1-251.27$
Zambézia	$Y=0.0070308*X_1-20.800$
Manica	$Y=0.017864*X_1-103.44$
Tete	$Y=0.019624*X_1-148.23$
Sofala	$Y=0.013315*X_1-125.05$
Inhambane	$Y=0.0025364*X_1-30.178$
Gaza	$Y=0.014323*X_1-119.76$
Maputo Province	$Y=0.023612*X_1-643.48$
Maputo city	$Y=0.0076232*X_1-117.29$

出典：JICA 調査団

3.5.2 中一人口需要家 (M-L Customer)

GDP と人口の要素をもつ GDP/Capita を Indicator とし、下記のような単回帰モデル式を作成した。

$$Y=a*X_1+d$$

ここで、 X_1 : GDP/Capita (MZN)

単回帰分析した結果を再掲する。

表 3.5-2 中一人口需要家回帰分析結果

州	回帰式
Cabo Delgado	$Y=0.0016855*X_1-110.14$
Niassa	$Y=0.0023820*X_1-144.61$
Nampula	$Y=0.044054*X_1-361.28$
Zambézia	$Y=0.032487*X_1-165.03$
Manica	$Y=0.017864*X_1-103.44$
Tete	$Y=0.029098*X_1-213.16$
Sofala	$Y=0.016509*X_1-195.28$
Inhambane	$Y=0.0086781*X_1-113.11$
Gaza	$Y=0.019289*X_1-149.52$
Maputo Province	$Y=0.045677*X_1-1572.3$
Maputo city	$Y=0.013182*X_1-256.96$

出典：JICA 調査団

3.5.3 超大口需要家 (Special Customer)

表 3.5-3～表 3.5-15 に州別に整理した Special Customer の一覧を示す。3.2.3 での前提条件で記載したとおり、新規のプロジェクトに関しては、実現可能性などを考慮し、一律に想定電力量の 30%となるようにした。既存の需要家に対しては、現在の規模が将来も継続すると仮定した。また最大電力の算定には、Special Customer が所属する州の負荷率を採用した。Mozal はほぼベースロード操業していることから個別に算定した。

表 3.5-4 Special Customer 一覽 (Niassa 州)

Niassa		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
<New Customer>			19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3
Fábrica de ração			24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	24.1
Matadouro de frangos			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Green Resources			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Florestas do Niassa			19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3
Fábrica de aço			19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3
Fábrica de cimento			48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2
Fundição de calcário																												
Future increase after 2021							27.9	55.9	83.8	111.8	139.7	167.7	195.6	223.6	251.5	279.4	307.4	335.3	363.3	391.2	419.2	447.1	475.1	503.0	530.9	558.9	586.8	614.8
Total (Employing ratio: 30%)			5.8	34.7	41.9	41.9	50.3	58.7	67.1	75.4	83.8	92.2	100.6	109.0	117.4	125.7	134.1	142.5	150.9	159.3	167.7	176.0	184.4	192.8	201.2	209.6	218.0	226.3
Niassa																												
<New Customer>			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Fábrica de ração			5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Matadouro de frangos			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Green Resources			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Florestas do Niassa			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Fábrica de aço			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Fábrica de cimento			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Fundição de calcário																												
Future increase after 2021							5.8	11.6	17.4	23.2	29.0	34.8	40.6	46.4	52.2	58.0	63.8	69.6	75.4	81.2	87.0	92.8	98.6	104.4	110.2	116.0	121.8	127.6
Total (Employing ratio: 30%)			1.2	7.2	8.7	8.7	10.4	12.2	13.9	15.7	17.4	19.1	20.9	22.6	24.4	26.1	27.8	29.6	31.3	33.1	34.8	36.5	38.3	40.0	41.8	43.5	45.2	47.0

出典：JICA 調査団

表 3.5-6 Special Customer 一覽 (Zambezia 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Zambezia																												
<New Customer>		35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3
PORTUGEL, CENNERGI																												
Minas de Mufo			8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Zona Franca Industrial de Mocuba				4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mocotex																												
Minas de Moiane																												
Área do Industrial do Projecto Avicola																												
Africa Great Well Mining Development Company, Lda.	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
Hospital Central de Quelimane																												
Future increase after 2021						85.0	170.0	255.0	340.0	424.9	509.9	594.9	679.9	764.9	849.9	934.9	1,019.9	1,104.9	1,189.9	1,274.8	1,359.8	1,444.8	1,529.8	1,614.8	1,699.8	1,784.8	1,869.8	
Total (Employing ratio: 30%)	4.3	14.9	17.5	101.7	127.5	153.0	178.5	204.0	229.5	255.0	280.5	306.0	331.5	357.0	382.5	407.9	433.4	458.9	484.4	509.9	535.4	560.9	586.4	611.9	637.4	662.9	688.4	

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Zambezia																											
<New Customer>																											
PORTUGEL, CENNERGI																											
Minas de Mufo			6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Zona Franca Industrial de Mocuba				1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Mocotex					0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Área do Industrial do Projecto Avicola																											
Africa Great Well Mining Development Company, Lda.				50.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Hospital Central de Quelimane	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Future increase after 2021						15.4	30.8	46.2	61.6	77.0	92.4	107.8	123.2	138.6	154.0	169.4	184.8	200.2	215.6	231.0	246.4	261.8	277.2	292.6	308.0	323.4	
Total (Employing ratio: 30%)	0.8	2.7	3.2	18.4	23.1	27.7	32.3	37.0	41.6	46.2	50.8	55.4	60.1	64.7	69.3	73.9	78.5	83.2	87.8	92.4	97.0	101.6	106.3	110.9	115.5	120.1	124.7

出典：JICA 調査団

表 3.5-7 Special Customer 一覽 (Manica 州)

		2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042	
Manica																													
<New Customer>																													
	PORTUCEL CENNERGI	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8	34.8
	Banco de Moçambique																												
	Explorator Limitada																												
	PORTUCEL CENNERGI	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
	LOANIA MINING LDA/CLEAN TECH MINING																												
	MOZ BIF	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
	PEMAR	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
	MACS IN MOZ	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
	VODACOM-CHIMOIO	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
	Future increase after 2021						27.4	54.8	82.2	109.6	137.0	164.4	191.8	219.2	246.6	273.9	301.3	328.7	356.1	383.5	410.9	438.3	465.7	493.1	520.5	547.9	575.3	602.7	
	Total (Employing ratio: 30%)	3.1	21.3	41.1	41.1	41.1	49.3	57.5	65.7	74.0	82.2	90.4	98.6	106.8	115.1	123.3	131.5	139.7	147.9	156.2	164.4	172.6	180.8	189.0	197.2	205.5	213.7	221.9	
Manica																													
<New Customer>																													
	PORTUCEL CENNERGI	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
	Banco de Moçambique																												
	Explorator Limitada																												
	PORTUCEL CENNERGI	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	LOANIA MINING LDA/CLEAN TECH MINING																												
	MOZ BIF	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
	PEMAR	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	MACS IN MOZ	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	VODACOM-CHIMOIO	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	Future increase after 2021						5.0	10.1	15.1	20.2	25.2	30.3	35.3	40.4	45.4	50.4	55.5	60.5	65.6	70.6	75.7	80.7	85.7	90.8	95.8	100.9	105.9	111.0	
	Total (Employing ratio: 30%)	0.6	3.9	7.6	7.6	7.6	9.1	10.6	12.1	13.6	15.1	16.6	18.2	19.7	21.2	22.7	24.2	25.7	27.2	28.8	30.3	31.8	33.3	34.8	36.3	37.8	39.3	40.9	

出典：JICA 調査団

表 3.5-8 Special Customer 一覧 (Tete州)

Tete	(GWh)																											
	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042	
<Existing Customer>																												
Vale	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8	133.8
RIO TINTO	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2
JINDAL	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
<New Customer>																												
PPC Cimento	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
Parque Industrial																												
Blue Fisher **	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Future increase after 2021																												
Total (Employing ratio: 30%)	163.4	171.1	171.1	189.7	189.7	195.0	200.2	205.5	210.7	216.0	221.3	226.5	231.8	237.0	242.3	247.6	252.8	258.1	263.3	268.6	273.9	279.1	284.4	289.6	294.9	300.2	305.4	
Tete																												
<Existing Customer>																												
Vale	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9
RIO TINTO	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
JINDAL	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
<New Customer>																												
PPC Cimento	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Parque Industrial																												
Blue Fisher **	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Future increase after 2021																												
Total (Employing ratio: 30%)	28.6	30.1	30.1	33.7	33.7	34.8	35.8	36.8	37.8	38.8	39.8	40.9	41.9	42.9	43.9	44.9	45.9	47.0	48.0	49.0	50.0	51.0	52.1	53.1	54.1	55.1	56.1	

出典：JICA 調査団

表 3.5-9 Special Customer 一覽 (Sofala 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Sofala																											
<Existing Customer>																											
CIMENTOS DE DONDO	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8
CIM BEIRA	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<New Customer>																											
Austral Cimentos Sofala SA		196.2	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4
Banco de Moçambique		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
China Moçambique Cement & Mining Development Company, Ltd		291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5	291.5
Sofala Cement Industries Limited		100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
Biorworld International Ltd		56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1
GAZEDA - Mangoch/Mungassa		392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4	392.4
Zona Industrial de Dongo		140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2	140.2
Future increase after 2021						275.6	551.2	826.8	1,102.4	1,378.1	1,663.7	1,929.3	2,204.9	2,480.5	2,756.1	3,031.7	3,307.3	3,582.9	3,858.5	4,134.2	4,409.8	4,685.4	4,961.0	5,236.6	5,512.2	5,787.8	6,063.4
Total (Employing ratio: 30%)	21.8	359.5	435.2	435.2	517.9	600.6	683.2	765.9	846.6	931.3	1,014.0	1,096.7	1,179.3	1,262.0	1,344.7	1,427.4	1,510.1	1,592.8	1,675.4	1,758.1	1,840.8	1,923.5	2,006.2	2,088.9	2,171.5	2,254.2	

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Sofala																											
<Existing Customer>																											
CIMENTOS DE DONDO	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	
CIM BEIRA	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
<New Customer>																											
Austral Cimentos Sofala SA																											
Banco de Moçambique																											
China Moçambique Cement & Mining Development Company, Ltd																											
Sofala Cement Industries Limited																											
Biorworld International Ltd																											
GAZEDA - Mangoch/Mungassa																											
Zona Industrial de Dongo																											
Future increase after 2021						49.2	98.3	147.5	196.6	245.8	295.0	344.1	393.3	442.4	491.6	540.8	589.9	639.1	688.2	737.4	786.6	835.7	884.9	934.0	983.2	1,031.5	
Total (Employing ratio: 30%)	3.7	3.7	64.0	77.5	77.5	92.2	107.0	121.7	136.5	151.2	165.9	180.7	195.4	210.2	224.9	239.7	254.4	269.2	283.9	298.7	313.4	328.2	342.9	357.7	372.4	387.2	

出典：JICA 調査団

表 3.5-10 Special Customer 一覧 (Inhambane 州)

Inhambane		2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042	
<New Customer>						30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Rio Tinto																													
Future increase after 2021						6.1	12.3	18.4	24.5	30.7	36.8	42.9	49.1	55.2	61.3	67.5	73.6	79.7	85.8	92.0	98.1	104.2	110.4	116.5	122.6	128.8	134.9		
Total (Employing ratio: 30%)						9.2	11.0	12.9	14.7	16.6	18.4	20.2	22.1	23.9	25.8	27.6	29.4	31.3	33.1	35.0	36.8	38.6	40.5	42.3	44.2	46.0	47.8	49.7	

Inhambane		2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042	
<New Customer>						5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rio Tinto																													
Future increase after 2021						1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	21.0	22.0		
Total (Employing ratio: 30%)						1.5	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.8	5.1	5.4	5.7	6.0	6.3	6.6	6.9	7.2	7.5	7.8	8.1	

出典：JICA 調査団

表 3.5-11 Special Customer 一覧 (Gaza 州)

Gaza		2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042
<New Customer>						58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9
Abhla Foreign Economic Construction (Group)																												
Future increase after 2021							11.8	23.5	35.3	47.1	58.9	70.6	82.4	94.2	106.0	117.7	129.5	141.3	153.1	164.8	176.6	188.4	200.1	211.9	223.7	235.5	247.2	259.0
Total (Employing ratio: 30%)						17.7	17.7	17.7	24.7	28.3	31.8	38.9	42.4	45.9	49.4	53.0	56.5	60.0	63.6	67.1	70.6	74.2	77.7	81.2	84.8	88.3	91.8	95.4

Gaza		2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042
<New Customer>						12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Abhla Foreign Economic Construction (Group)																												
Future increase after 2021							2.4	4.8	7.2	9.6	12.0	14.4	16.8	19.2	21.6	24.0	26.4	28.8	31.2	33.6	36.0	38.4	40.8	43.2	45.6	48.0	50.4	52.8
Total (Employing ratio: 30%)						3.6	3.6	3.6	5.0	5.8	6.5	7.2	7.9	8.6	9.4	10.1	10.8	11.5	12.2	13.0	13.7	14.4	15.1	15.8	16.6	17.3	18.0	18.7

出典：JICA 調査団

表 3.5-14 Special Customer 一覽 (Maputo City 電力量)

Maputo City	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042	
<Existing Customer>																												
MOM	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
<New Customer>																												
Banco de Moçambique		49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3
JAT Constrói		37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
CONSTITUTION			112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7	112.7
Empresa GTO		5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Empresa Olímpico Imobiliária, SA		5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Redisson Hotel		16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4
Empresa Cognis		29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3	29.3
DDS			117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4	117.4
CC Joaquim Chissano		18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
Cidade da Matola			70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4	70.4
Carvejas de Moçambique		6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
Escola Americana		7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
MASA		11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7
Emer Building			4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Indica		5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Deco Construtores		4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Maputo Bay		4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Euronoc		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Instituto Nacional de Saúde		7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
Maputo Shopping Mall			16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
Mozambique Holdings LDA		13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	
Gespetro		13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	
ISSM		5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	
Layout		14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	
Chango Gardens		37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	
GOLDEN ALLIANCE GROUP AND CONSTRUCTION, LDA		7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	
Future increase after 2021						134.4	288.7	403.1	537.5	671.8	806.2	940.6	1,074.9	1,209.3	1,343.7	1,478.0	1,612.4	1,746.8	1,881.1	2,015.5	2,149.9	2,284.2	2,418.6	2,553.0	2,687.3	2,821.7	2,956.1	
Total (Employing ratio: 30%)	60.8	94.7	97.9	114.9	205.1	245.4	285.7	326.0	366.3	406.6	446.9	487.2	527.6	567.9	608.2	648.5	688.8	729.1	769.4	809.7	850.0	890.4	930.7	971.0	1,011.3	1,051.6	1,091.9	

出典：JICA 調査団

表 3.5-15 Special Customer 一覽 (Maputo City 最大電力)

Maputo City	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042			
<Existing Customer>																														
MCM	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6		
<New Customer>																														
Banco de Moçambique	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	
JAT Control	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	
CONSTELLATION	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	
Empresa GTO	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Empresa Olimpico Imobiliaria, SA	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Redisson Hotel	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	
Empresaa Cognis	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	
DDS	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
CC Joaquim Chissano	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	
Cidade da Matola	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
Cervejas de Moçambique	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Escola Americana	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
MASA	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	
Emen Building	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Inalca	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Deco Construções	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Maputo Bay	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Euronoc	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Instituto Nacional de Saude	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
Maputo Shopping Mall	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	
Mozambique Holdings LDA	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	
Gaspetro	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
HSSM	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Layout	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	
Chango Gardens	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	
GOLDEN ALLIANCE GROUP AND CONSTRUCTION, LDA	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
Future increase after 2021					22.9	45.8		160.3	183.1	206.0	228.9	251.8	274.7	297.6	320.5	343.4	366.3	389.2	412.1	435.0	457.9	480.8	503.7							
Total (Employing ratio: 30%)	10.4	16.1	16.7	19.6	34.9	41.8	83.0	89.9	96.7	103.6	110.5	117.4	124.2	131.1	138.0	144.8	151.7	158.6	165.4	172.3	179.2	186.0								

出典：JICA 調査団

3.5.4 需要想定

基本シナリオにおける受電端の州別電力量を表 3.5-16 に示す。州レベルの解析と国レベルの解析では最大で約 8%程度の差異がある。この原因の一つは、州別の GDP および人口を使っているものと考えられる。各州の全国に対するシェアを利用し、国レベルの電力需要想定を各州に再配分した。ここで最大電力の想定に関しては不一致率を考慮した。受電端における再配分後の電力量、最大電力を表 3.5-17、表 3.5-18、図 3.5-1、図 3.5-2 に示す。

表 3.5-16 受電端電力量想定

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total	Difference Ratio
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	267.2	855.3	1,049.1	3,942.7	
2016	170.8	67.5	592.9	176.7	159.8	372.7	427.9	132.2	252.3	941.6	1,185.1	4,479.6	-1.9%
2017	199.2	80.1	657.9	202.7	193.2	403.8	460.7	146.8	295.1	1,053.9	1,301.2	4,994.6	-2.4%
2018	230.9	116.1	947.6	221.7	228.9	428.6	832.6	162.2	321.3	1,197.2	1,391.5	6,078.5	-2.7%
2019	291.8	130.9	1,006.0	322.9	245.6	473.4	943.8	178.3	348.8	1,659.3	1,900.6	7,103.4	-3.0%
2020	339.0	138.8	1,066.9	386.9	263.2	501.1	981.0	204.6	377.4	1,758.2	1,688.2	7,685.1	-3.4%
2021	386.7	155.5	1,182.2	411.6	289.9	535.6	1,102.4	224.3	410.9	1,943.1	1,831.6	8,473.8	-3.8%
2022	436.0	172.7	1,300.3	457.3	317.5	571.9	1,225.4	244.9	445.8	2,130.4	1,981.2	9,283.5	-4.1%
2023	486.8	190.3	1,421.6	504.2	346.2	610.0	1,350.3	266.5	482.2	2,320.2	2,137.2	10,115.5	-4.4%
2024	539.3	208.5	1,546.1	552.4	376.0	650.2	1,471.1	289.1	520.0	2,512.4	2,299.9	10,971.0	-4.6%
2025	593.7	227.3	1,673.9	601.8	406.9	692.5	1,606.0	312.8	559.4	2,707.4	2,469.8	11,851.5	-4.9%
2026	649.9	246.6	1,805.4	652.7	439.1	737.1	1,737.0	337.7	600.6	2,905.4	2,647.4	12,758.8	-5.2%
2027	708.3	266.5	1,940.7	705.0	472.7	784.1	1,870.4	363.8	643.5	3,106.5	2,833.2	13,694.7	-5.4%
2028	768.8	287.0	2,080.1	759.0	507.7	833.8	2,006.4	391.2	688.5	3,311.0	3,027.7	14,661.1	-5.7%
2029	831.8	308.2	2,223.8	814.6	544.3	886.4	2,145.0	420.0	735.5	3,519.1	3,231.3	15,659.9	-5.9%
2030	897.3	330.1	2,372.1	872.1	582.4	942.0	2,286.5	450.4	784.6	3,731.0	3,444.9	16,693.3	-6.2%
2031	965.5	352.7	2,524.9	931.3	622.1	1,000.6	2,430.9	482.4	836.0	3,948.1	3,668.9	17,763.3	-6.4%
2032	1,036.4	375.8	2,682.4	992.2	662.9	1,061.8	2,578.4	515.9	889.6	4,171.9	3,904.4	18,871.8	-6.5%
2033	1,110.2	399.7	2,844.8	1,054.9	705.0	1,126.0	2,729.1	551.1	945.7	4,402.7	4,152.0	20,021.0	-6.8%
2034	1,187.1	424.2	3,012.3	1,119.6	748.5	1,193.2	2,883.2	588.1	1,004.3	4,640.6	4,412.6	21,213.6	-7.0%
2035	1,267.3	449.5	3,185.8	1,186.2	793.5	1,263.6	3,041.0	627.1	1,065.6	4,886.0	4,687.0	22,452.5	-7.1%
2036	1,351.2	475.6	3,364.8	1,255.1	840.0	1,337.5	3,202.6	668.1	1,129.9	5,139.2	4,976.3	23,740.4	-7.3%
2037	1,439.0	502.6	3,550.3	1,326.2	888.1	1,415.2	3,368.4	711.4	1,197.4	5,400.6	5,281.5	25,080.6	-7.4%
2038	1,530.9	530.4	3,742.5	1,399.9	935.8	1,496.7	3,538.6	757.2	1,268.1	5,670.5	5,603.6	26,474.2	-7.5%
2039	1,627.4	559.2	3,942.0	1,476.2	989.8	1,582.4	3,713.4	805.4	1,342.4	5,949.5	5,943.8	27,931.5	-7.7%
2040	1,728.7	589.1	4,149.1	1,555.3	1,043.6	1,672.6	3,893.2	856.4	1,420.6	6,237.8	6,303.3	29,449.7	-7.8%
2041	1,834.7	617.6	4,365.8	1,635.3	1,096.8	1,764.4	4,072.4	910.7	1,499.6	6,556.6	6,675.0	31,028.9	-7.7%
2042	1,946.2	648.2	4,590.1	1,719.1	1,153.3	1,862.2	4,259.2	967.8	1,583.9	6,876.0	7,071.6	32,677.6	-7.8%

出典：JICA 調査団

表 3.5-17 受電端電力量想定（再配分後）

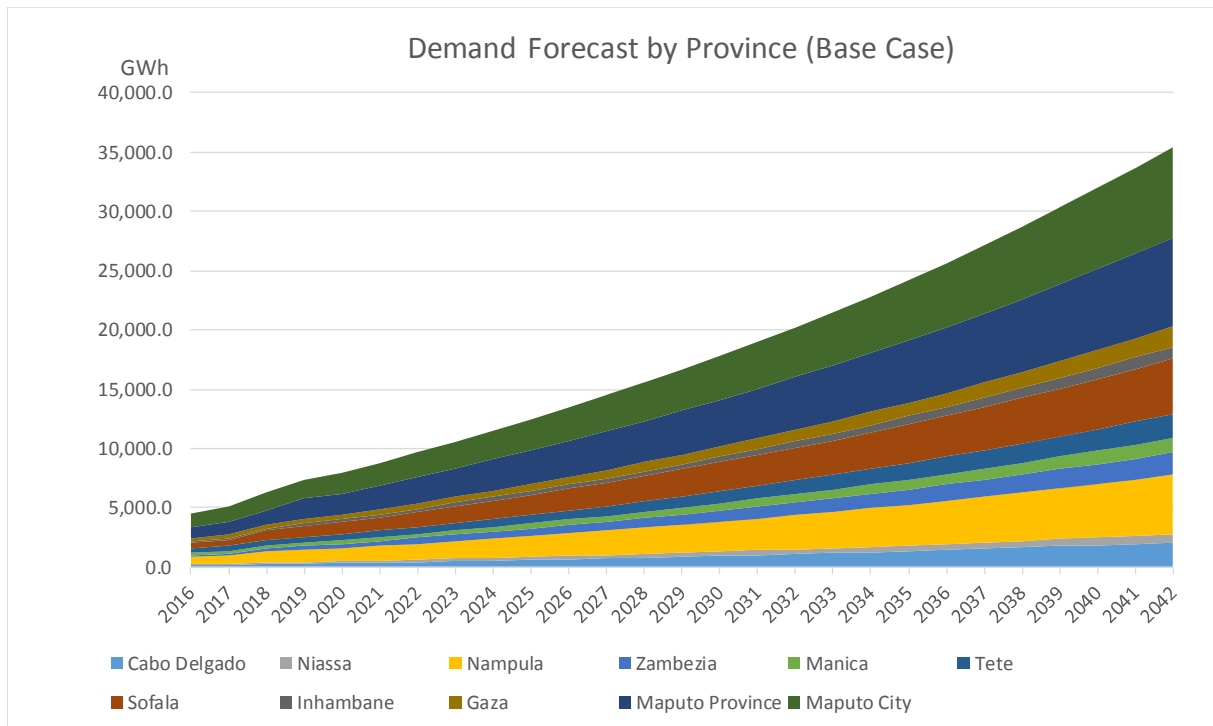
	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	267.2	855.3	1,049.1	3,942.7
2016	174.2	68.9	604.7	180.2	162.9	380.1	436.5	134.8	257.4	960.4	1,208.6	4,568.7
2017	204.2	82.1	674.3	207.8	198.0	413.9	472.1	150.5	302.4	1,080.1	1,333.6	5,118.9
2018	237.4	119.4	974.3	227.9	235.3	440.6	856.0	166.7	330.4	1,230.9	1,430.6	6,249.5
2019	300.9	135.0	1,039.5	333.0	253.3	488.2	973.4	183.9	359.7	1,711.1	1,547.5	7,325.4
2020	351.2	143.8	1,105.3	380.1	272.7	519.1	1,016.3	211.9	391.0	1,821.5	1,749.0	7,962.0
2021	402.0	161.7	1,229.0	427.9	301.3	556.9	1,146.0	233.1	427.2	2,020.2	1,904.2	8,809.6
2022	454.7	180.1	1,356.2	477.0	331.2	596.5	1,278.1	255.4	465.0	2,222.0	2,066.4	9,682.6
2023	509.3	199.1	1,487.3	527.5	362.2	638.2	1,412.7	278.8	504.4	2,427.3	2,235.9	10,582.6
2024	565.9	218.8	1,622.2	579.6	394.5	682.2	1,549.9	303.3	545.6	2,636.2	2,413.2	11,511.4
2025	624.7	239.1	1,761.4	633.3	428.2	728.7	1,689.9	329.1	588.6	2,848.9	2,598.8	12,470.6
2026	685.8	260.2	1,905.0	688.7	463.4	777.7	1,832.8	356.3	633.7	3,065.6	2,793.3	13,462.2
2027	749.3	281.9	2,053.2	745.9	500.1	829.5	1,978.8	384.8	680.8	3,286.6	2,997.4	14,488.5
2028	815.5	304.4	2,206.5	805.1	538.6	884.4	2,128.2	414.9	730.3	3,512.2	3,211.6	15,551.8
2029	884.6	327.8	2,365.1	866.3	578.8	942.7	2,281.2	446.7	782.2	3,742.6	3,436.6	16,654.6
2030	956.8	352.0	2,529.2	929.9	621.0	1,004.4	2,438.0	480.3	836.6	3,978.2	3,673.1	17,799.5
2031	1,032.0	376.9	2,698.8	995.4	664.9	1,069.5	2,598.3	515.6	893.6	4,220.1	3,921.6	18,986.7
2032	1,110.2	402.6	2,873.5	1,062.9	710.1	1,137.5	2,762.1	552.6	953.0	4,469.2	4,182.5	20,216.2
2033	1,191.6	429.0	3,053.6	1,132.4	756.8	1,208.6	2,929.4	591.5	1,015.1	4,725.8	4,456.7	21,490.7
2034	1,276.6	456.2	3,239.4	1,204.0	805.0	1,283.1	3,100.6	632.4	1,080.0	4,990.5	4,745.3	22,813.2
2035	1,365.2	484.2	3,431.7	1,277.9	854.8	1,361.2	3,275.9	675.5	1,148.0	5,263.4	5,049.1	24,186.8
2036	1,457.9	513.2	3,630.5	1,354.2	906.3	1,443.2	3,455.5	720.9	1,219.2	5,545.0	5,369.3	25,615.0
2037	1,554.9	543.1	3,836.3	1,433.1	959.7	1,529.2	3,639.8	768.8	1,293.8	5,835.7	5,707.1	27,101.5
2038	1,656.7	574.0	4,050.1	1,514.9	1,017.7	1,619.7	3,829.4	819.4	1,372.3	6,136.6	6,064.1	28,650.0
2039	1,763.3	606.0	4,271.3	1,599.5	1,072.5	1,714.6	4,023.6	872.7	1,454.6	6,446.5	6,440.3	30,264.8
2040	1,875.5	639.1	4,501.4	1,687.3	1,132.2	1,814.7	4,223.7	929.1	1,541.2	6,767.5	6,838.5	31,950.4
2041	1,989.5	669.7	4,734.1	1,773.2	1,189.3	1,913.3	4,416.0	987.6	1,626.2	7,109.7	7,238.1	33,646.8
2042	2,110.9	703.1	4,978.7	1,864.6	1,251.0	2,019.8	4,619.8	1,049.8	1,718.0	7,458.1	7,670.2	35,444.0
AAGR	12.58%	10.11%	9.33%	10.07%	8.31%	6.70%	10.41%	8.49%	7.18%	8.52%	7.67%	

出典：JICA 調査団

表 3.5-18 受電端最大電力想定（再配分後）

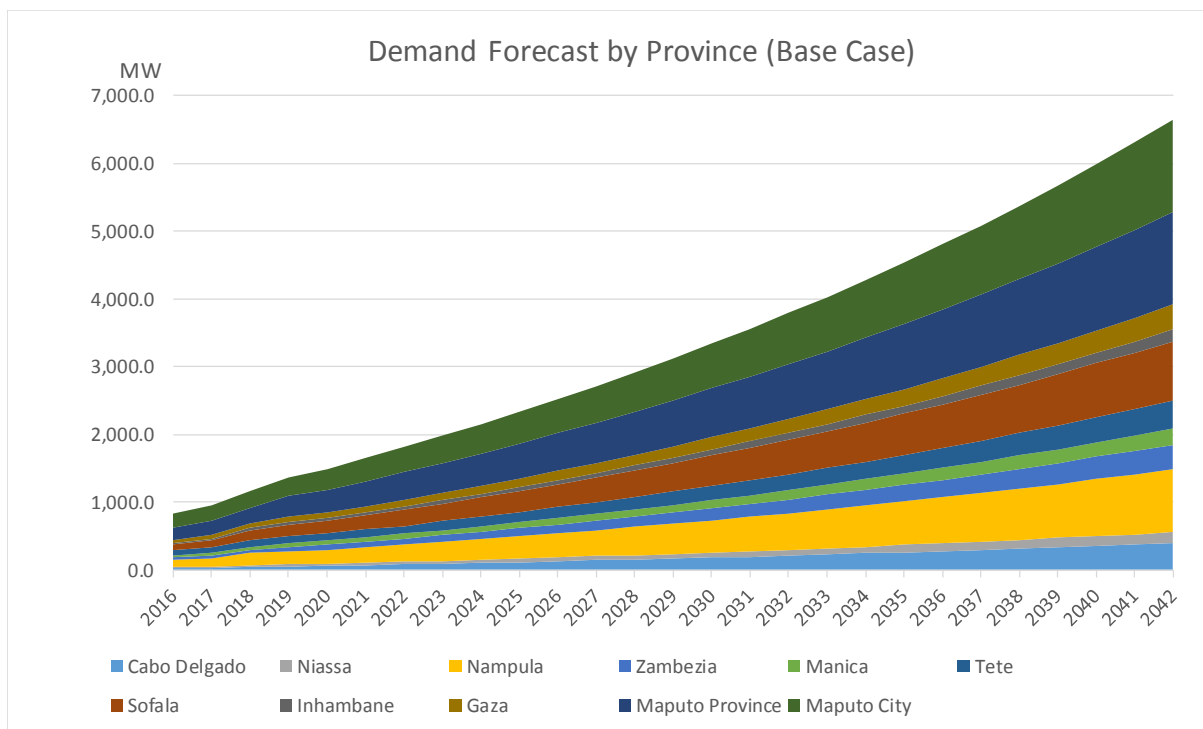
	(MW)											
	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73.0	73.9	18.0	43.3	160.1	164.1	721.0
2016	32.6	14.5	109.8	33.2	30.5	74.9	79.2	22.4	53.4	169.1	209.6	829.3
2017	39.5	17.9	126.5	39.6	38.3	84.2	88.6	25.8	64.8	196.4	238.9	960.6
2018	45.9	26.0	182.6	43.4	45.5	89.6	160.4	28.6	70.8	223.7	256.1	1,172.7
2019	58.3	29.5	195.0	63.5	49.1	99.4	182.6	31.5	77.1	311.3	277.3	1,374.6
2020	68.0	31.4	207.5	72.5	52.8	105.7	190.8	36.4	83.9	331.5	313.6	1,494.1
2021	77.9	35.3	230.7	81.6	58.4	113.4	215.1	40.0	91.6	367.7	341.4	1,653.1
2022	88.1	39.3	254.6	90.9	64.2	121.4	239.9	43.8	99.7	404.4	370.5	1,816.9
2023	98.7	43.5	279.1	100.6	70.2	129.9	265.1	47.8	108.2	441.8	400.9	1,985.8
2024	109.6	47.8	304.5	110.5	76.4	138.9	290.9	52.1	117.0	479.8	432.6	2,160.1
2025	121.0	52.2	330.6	120.7	83.0	148.3	317.2	56.5	126.3	518.5	465.9	2,340.1
2026	132.8	56.8	357.5	131.3	89.8	158.3	344.0	61.1	135.9	557.9	500.8	2,526.2
2027	145.2	61.6	385.3	142.2	96.9	168.9	371.4	66.0	146.0	598.1	537.3	2,718.7
2028	158.0	66.5	414.1	153.5	104.3	180.0	399.4	71.2	156.6	639.1	575.7	2,918.3
2029	171.3	71.6	443.8	165.1	112.1	191.9	428.0	76.6	167.7	681.0	616.0	3,125.2
2030	185.3	76.8	474.6	177.2	120.3	204.4	457.4	82.4	179.4	723.8	658.3	3,340.1
2031	199.9	82.3	506.4	189.7	128.8	217.7	487.5	88.4	191.6	767.8	702.8	3,562.8
2032	215.0	87.9	539.1	202.6	137.5	231.5	518.2	94.8	204.3	813.1	749.6	3,793.5
2033	230.8	93.7	572.9	215.8	146.6	246.0	549.6	101.5	217.6	859.7	798.7	4,032.7
2034	247.2	99.6	607.7	229.4	155.9	261.1	581.7	108.5	231.6	907.8	850.4	4,280.9
2035	264.4	105.7	643.8	243.5	165.5	277.0	614.5	115.9	246.1	957.5	904.8	4,538.6
2036	282.3	112.0	681.0	258.1	175.5	293.7	648.2	123.6	261.4	1,008.7	962.1	4,806.6
2037	301.1	118.5	719.6	273.1	185.8	311.2	682.8	131.9	277.4	1,061.5	1,022.6	5,085.6
2038	320.8	125.3	759.7	288.7	196.1	329.6	718.3	140.5	294.2	1,116.2	1,086.6	5,376.1
2039	341.4	132.3	801.2	304.8	207.7	348.9	754.8	149.7	311.8	1,172.6	1,154.0	5,679.1
2040	363.2	139.5	844.4	321.5	219.2	369.2	792.3	159.4	330.4	1,231.0	1,225.3	5,995.4
2041	385.2	146.2	888.1	337.9	230.3	389.3	828.4	169.4	348.6	1,293.3	1,297.0	6,313.8
2042	408.8	153.5	934.0	355.3	242.2	411.0	866.6	180.0	368.3	1,356.7	1,374.5	6,651.0
AAGR	11.88%	10.00%	9.08%	9.35%	8.60%	6.62%	10.21%	8.95%	8.33%	8.41%	8.27%	

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 3.5-1 受電端における需要予測（電力量）



出典：JICA 調査団

図 3.5-2 受電端における需要予測（最大電力）

受電端電力量の基本シナリオにおいて、国レベル AAGR 8.58%を上回っている州が 5 つある。最大が Cabo Delgado 州 12.58%であり、Sofala 州 10.41%、Niassa 州 10.11%、Zambezia 州 10.07%、Nampula 州 9.33%と続く。表 3.5-19 に全国に対する各州のシェアを示す。これら 5 つの州はシェアを増やしてきており、特に Cabo Delgado 州はシェアが 2.5%から 6.0%に急増することが予想される。

表 3.5-19 受電端における州別電力量のシェア（再配分後）

	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City
2015	2.5%	1.4%	12.1%	3.8%	3.7%	8.9%	9.5%	3.0%	6.8%	21.7%	26.6%
2020	4.4%	1.8%	13.9%	4.8%	3.4%	6.5%	12.8%	2.7%	4.9%	22.9%	22.0%
2030	5.4%	2.0%	14.2%	5.2%	3.5%	5.6%	13.7%	2.7%	4.7%	22.4%	20.6%
2040	5.9%	2.0%	14.1%	5.3%	3.5%	5.7%	13.2%	2.9%	4.8%	21.2%	21.4%
2042	6.0%	2.0%	14.0%	5.3%	3.5%	5.7%	13.0%	3.0%	4.8%	21.0%	21.6%

出典：JICA 調査団

3.5.5 需要想定（Mozal あり）

Mozal ありの影響をみるために、国レベルと同様に、Mozal ありのケースを別ケースとして解析を行った。

受電端における再配分後の電力量、最大電力を表 3.5-20、表 3.5-21、図 3.5-3、図 3.5-4 図 3.5-1 に示す。

表 3.5-20 受電端電力量想定（再配分後）

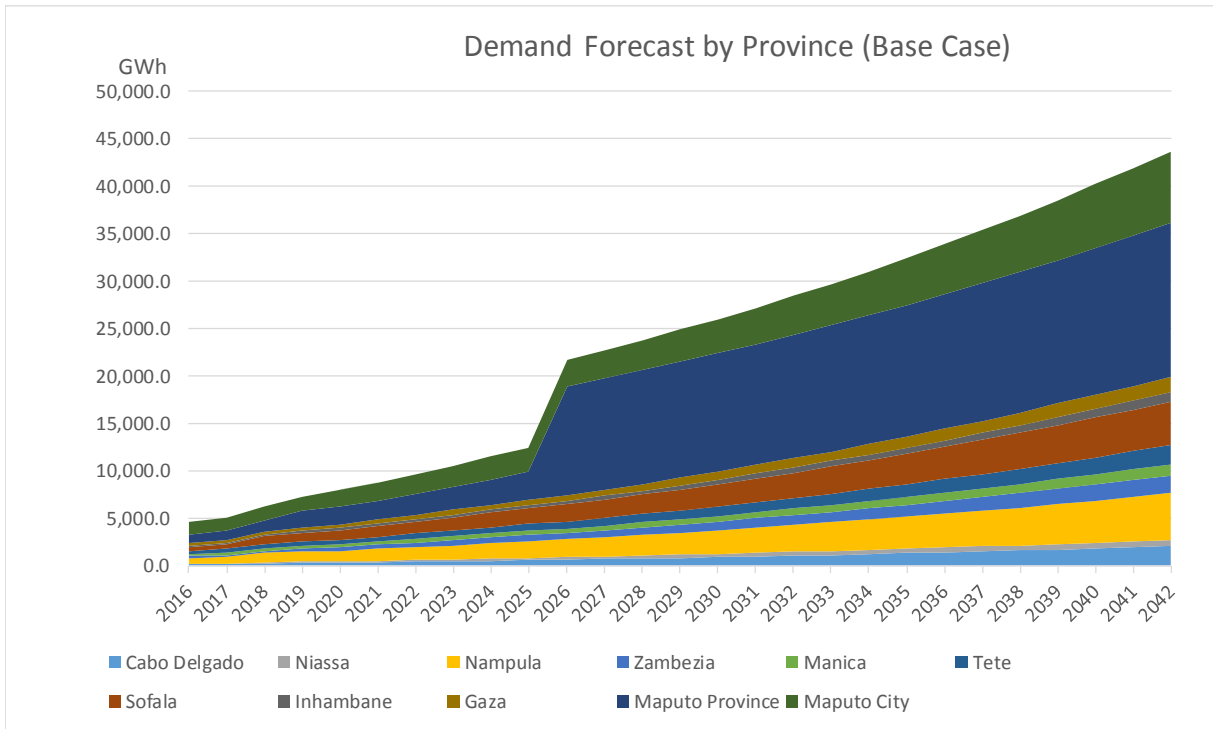
	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	99.3	55.7	476.6	148.6	147.1	351.5	375.3	117.0	267.2	855.3	1,049.1	3,942.7
2016	174.2	68.9	604.7	180.2	162.9	380.1	436.5	134.8	257.4	960.4	1,208.6	4,568.7
2017	204.2	82.1	674.3	207.8	198.0	413.9	472.1	150.5	302.4	1,080.1	1,333.6	5,118.9
2018	237.4	119.4	974.3	227.9	235.3	440.6	856.0	166.7	330.4	1,230.9	1,430.6	6,249.5
2019	300.9	135.0	1,039.5	333.0	253.3	488.2	973.4	183.9	359.7	1,711.1	1,547.5	7,325.4
2020	351.2	143.8	1,105.3	380.1	272.7	519.1	1,016.3	211.9	391.0	1,821.5	1,749.0	7,962.0
2021	402.0	161.7	1,229.0	427.9	301.3	556.9	1,146.0	233.1	427.2	2,020.2	1,904.2	8,809.6
2022	454.7	180.1	1,356.2	477.0	331.2	596.5	1,278.1	255.4	465.0	2,222.0	2,066.4	9,682.6
2023	509.3	199.1	1,487.3	527.5	362.2	638.2	1,412.7	278.8	504.4	2,427.3	2,235.9	10,582.6
2024	565.9	218.8	1,622.2	579.6	394.5	682.2	1,549.9	303.3	545.6	2,636.2	2,413.2	11,511.4
2025	624.7	239.1	1,761.4	633.3	428.2	728.7	1,689.9	329.1	588.6	2,848.9	2,598.8	12,470.6
2026	671.7	254.8	1,865.9	674.5	453.9	761.8	1,795.2	349.0	620.7	11,517.5	2,736.1	21,701.0
2027	733.9	276.1	2,011.0	730.5	489.8	812.5	1,938.1	376.9	666.8	11,755.9	2,935.7	22,727.3
2028	798.7	298.2	2,161.0	788.5	527.5	866.2	2,084.4	406.4	715.3	11,999.0	3,145.4	23,906.6
2029	866.4	321.0	2,316.4	848.5	566.9	923.2	2,234.2	437.5	766.1	12,247.2	3,365.8	24,893.3
2030	937.1	344.7	2,477.3	910.8	608.3	983.8	2,387.9	470.4	819.4	12,500.8	3,597.7	26,038.3
2031	1,010.9	369.3	2,643.7	975.1	651.3	1,047.6	2,545.3	505.1	875.3	12,760.3	3,841.6	27,225.5
2032	1,087.8	394.5	2,815.4	1,041.4	695.8	1,114.5	2,706.2	541.5	933.8	13,026.2	4,098.0	28,455.0
2033	1,167.9	420.5	2,992.7	1,109.8	741.7	1,184.5	2,871.0	579.7	994.9	13,298.9	4,367.9	29,729.5
2034	1,251.5	447.3	3,175.9	1,180.4	789.2	1,258.0	3,038.8	620.0	1,058.8	13,578.8	4,652.2	31,051.9
2035	1,338.9	474.9	3,365.7	1,253.3	838.3	1,335.0	3,212.8	662.5	1,125.9	13,866.4	4,951.9	32,425.6
2036	1,430.4	503.5	3,562.0	1,328.6	889.2	1,415.9	3,390.4	707.3	1,196.2	14,162.2	5,268.1	33,853.8
2037	1,526.2	533.0	3,765.6	1,406.7	942.0	1,501.0	3,572.7	754.6	1,270.0	14,466.6	5,601.8	35,340.3
2038	1,626.9	563.7	3,977.1	1,487.6	994.4	1,590.5	3,760.4	804.6	1,347.6	14,781.2	5,954.8	36,888.8
2039	1,732.3	595.3	4,196.2	1,571.4	1,053.7	1,684.5	3,952.9	857.4	1,429.0	15,103.5	6,327.2	38,503.5
2040	1,843.4	628.2	4,424.4	1,658.5	1,112.9	1,783.6	4,151.5	913.3	1,514.8	15,437.1	6,721.5	40,189.1
2041	1,957.0	658.8	4,656.8	1,744.3	1,169.9	1,882.0	4,343.9	971.5	1,599.6	15,781.7	7,120.0	41,885.6
2042	2,077.8	692.0	4,900.4	1,835.3	1,231.3	1,988.1	4,547.2	1,033.3	1,691.0	16,136.7	7,549.7	43,682.8

出典：JICA 調査団

表 3.5-21 受電端最大電力想定（再配分後）

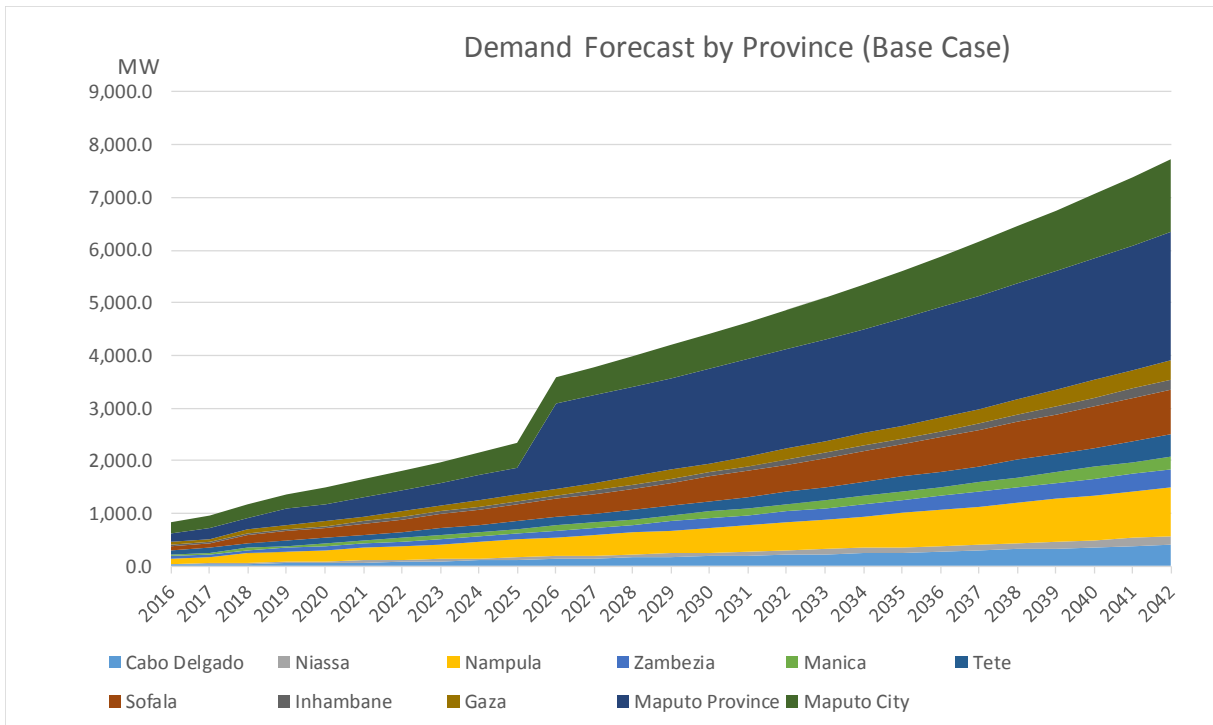
	Cabo Delgado	Niassa	Nampula	Zambezia	Manica	Tete	Sofala	Inhambane	Gaza	Maputo Province	Maputo City	Total
2015	21.4	12.5	94.3	33.9	26.6	73.0	73.9	18.0	43.3	160.1	164.1	721.0
2016	32.6	14.5	109.8	33.2	30.5	74.9	79.2	22.4	53.4	169.1	209.6	829.3
2017	39.5	17.9	126.5	39.6	38.3	84.2	88.6	25.8	64.8	196.4	238.9	960.6
2018	45.9	26.0	182.6	43.4	45.5	89.6	160.4	28.6	70.8	223.7	256.1	1,172.7
2019	58.3	29.5	195.0	63.5	49.1	99.4	182.6	31.5	77.1	311.3	277.3	1,374.6
2020	68.0	31.4	207.5	72.5	52.8	105.7	190.8	36.4	83.9	331.5	313.6	1,494.1
2021	77.9	35.3	230.7	81.6	58.4	113.4	215.1	40.0	91.6	367.7	341.4	1,653.1
2022	88.1	39.3	254.6	90.9	64.2	121.4	239.9	43.8	99.7	404.4	370.5	1,816.9
2023	98.7	43.5	279.1	100.6	70.2	129.9	265.1	47.8	108.2	441.8	400.9	1,985.8
2024	109.6	47.8	304.5	110.5	76.4	138.9	290.9	52.1	117.0	479.8	432.6	2,160.1
2025	121.0	52.2	330.6	120.7	83.0	148.3	317.2	56.5	126.3	518.5	465.9	2,340.1
2026	133.1	56.9	358.2	131.6	89.9	158.6	344.7	61.3	136.2	1,615.8	501.8	3,588.1
2027	145.3	61.6	385.8	142.4	97.0	169.1	371.8	66.1	146.2	1,657.5	537.9	3,780.6
2028	158.0	66.5	414.2	153.5	104.4	180.1	399.5	71.2	156.7	1,700.0	575.9	3,980.2
2029	171.3	71.5	443.7	165.1	112.1	191.8	427.9	76.6	167.7	1,743.5	615.8	4,187.1
2030	185.2	76.8	474.2	177.1	120.2	204.3	457.1	82.3	179.3	1,787.9	657.8	4,401.9
2031	199.6	82.2	505.7	189.5	128.6	217.4	486.8	88.3	191.3	1,833.4	701.9	4,624.7
2032	214.6	87.7	538.2	202.2	137.3	231.1	517.3	94.6	204.0	1,880.2	748.2	4,855.4
2033	230.3	93.5	571.7	215.4	146.3	245.4	548.4	101.3	217.2	1,928.2	797.0	5,094.6
2034	246.6	99.4	606.3	228.9	155.5	260.5	580.3	108.2	231.0	1,977.7	848.3	5,342.8
2035	263.7	105.4	642.1	242.9	165.1	276.3	613.0	115.6	245.5	2,028.6	902.4	5,600.5
2036	281.5	111.7	679.2	257.4	175.0	292.9	646.4	123.3	260.7	2,081.0	959.5	5,868.5
2037	300.2	118.2	717.6	272.3	185.3	310.3	680.8	131.5	276.6	2,135.0	1,019.7	6,147.5
2038	319.8	124.9	757.5	287.8	195.5	328.6	716.2	140.1	293.3	2,190.9	1,083.4	6,438.0
2039	340.4	131.9	798.8	303.9	207.0	347.8	752.5	149.2	310.9	2,248.3	1,150.5	6,741.0
2040	362.0	139.1	841.8	320.5	218.6	368.1	789.8	158.9	329.4	2,307.7	1,221.5	7,057.3
2041	384.1	145.8	885.5	336.9	229.6	388.2	826.0	168.9	347.6	2,369.8	1,293.2	7,375.7
2042	407.6	153.0	931.3	354.3	241.6	409.9	864.2	179.5	367.3	2,433.5	1,370.6	7,712.9

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 3.5-3 受電端における需要予測（電力量）



出典：JICA 調査団

図 3.5-4 受電端における需要予測（最大電力）

3.5.6 変電所需要想定

既存変電所の将来の最大需要想定 (Base Case) を州別に表 3.5-22～表 3.5-32 に示す。表中の赤字は容量超過を示す。基準年を 2016 年の実績値として、州別の年成長率を用いて算出した。ここで Maputo 州と Maputo city は、Matola 変電所に発生した大規模変圧器故障により、変動的な系統構成、負荷遮断を長期に行ったことから 2015 年の実績を想定した。2016 年の実績値を求めるにあたり、移動式変電所は、暫定的に変電所負荷の一部を受け持っている状態であるため、設置されている変電所の負荷に加算した。また複数台変圧器が設置されている変電所の負荷は、各変圧器の最大値の合計ではなく、変電所の最大値を採用した。力率は過去の実績より 0.8 を採用した。

表 3.5-22 変電所別最大電力 (Cabo Delgado 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Total	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	
MVA	46.14	53.18	60.92	75.53	88.85	88.25	109.84	122.82	135.43	149.01	163.10	177.78	192.94	208.76	225.30	242.51	260.43	279.11	298.61	318.99	340.32	362.66	386.10	410.73	436.63	463.74	492.31	
MVA(MW+MVR)	29.45	33.94	38.89	48.21	55.44	62.71	70.18	78.03	86.43	95.12	104.11	113.45	123.16	133.27	143.81	154.80	166.24	178.16	190.61	203.62	217.23	231.49	246.45	262.17	278.70	296.01	314.25	
MW	23.56	27.15	31.11	38.57	44.35	50.17	56.14	62.46	69.16	76.09	83.29	90.76	98.53	106.62	115.05	123.84	132.99	142.53	152.49	162.89	173.78	185.19	197.16	209.74	222.96	236.81	251.40	
MVR	17.67	20.37	23.33	28.83	33.26	37.63	42.11	46.85	51.87	57.07	62.47	68.07	73.90	79.96	86.29	92.88	99.74	106.90	114.36	122.17	130.34	138.89	147.87	157.30	167.22	177.61	188.55	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Pemba	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
MVA(Tr. Cap.)																												
MVA(MW+MVR)	29.45	33.94	38.89	48.21	55.44	62.71	70.18	78.03	86.43	95.12	104.11	113.45	123.16	133.27	143.81	154.80	166.24	178.16	190.61	203.62	217.23	231.49	246.45	262.17	278.70	296.01	314.25	
MW	23.56	27.15	31.11	38.57	44.35	50.17	56.14	62.46	69.16	76.09	83.29	90.76	98.53	106.62	115.05	123.84	132.99	142.53	152.49	162.89	173.78	185.19	197.16	209.74	222.96	236.81	251.40	
MVR	17.67	20.37	23.33	28.83	33.26	37.63	42.11	46.85	51.87	57.07	62.47	68.07	73.90	79.96	86.29	92.88	99.74	106.90	114.36	122.17	130.34	138.89	147.87	157.30	167.22	177.61	188.55	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Micomia	20,160	20,170	20,180	20,190	20,200	20,210	20,220	20,230	20,240	20,250	20,260	20,270	20,280	20,290	20,300	20,310	20,320	20,330	20,340	20,350	20,360	20,370	20,380	20,390	20,400	20,410	20,420	
MVA(Tr. Cap.)																												
MVA(MW+MVR)	1.71	1.97	2.26	2.80	3.22	3.65	4.08	4.54	5.03	5.53	6.05	6.60	7.16	7.75	8.36	9.00	9.67	10.36	11.08	11.84	12.63	13.46	14.33	15.25	16.21	17.21	18.27	
MW	1.37	1.58	1.81	2.24	2.58	2.92	3.26	3.63	4.02	4.42	4.84	5.28	5.73	6.20	6.69	7.20	7.73	8.29	8.87	9.47	10.11	10.77	11.46	12.20	12.97	13.77	14.62	
MVR	1.03	1.18	1.36	1.68	1.93	2.19	2.45	2.72	3.02	3.32	3.63	3.96	4.30	4.65	5.02	5.40	5.80	6.22	6.65	7.10	7.58	8.08	8.60	9.15	9.72	10.33	10.96	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Metro	20,160	20,170	20,180	20,190	20,200	20,210	20,220	20,230	20,240	20,250	20,260	20,270	20,280	20,290	20,300	20,310	20,320	20,330	20,340	20,350	20,360	20,370	20,380	20,390	20,400	20,410	20,420	
MVA(Tr. Cap.)																												
MVA(MW+MVR)	9.75	11.24	12.87	15.96	18.35	20.76	23.23	25.85	28.62	31.49	34.47	37.56	40.77	44.12	47.61	51.25	55.04	58.98	63.10	67.41	71.92	76.64	81.59	86.80	92.27	98.00	104.04	
MW	7.80	8.99	10.30	12.77	14.88	16.61	18.59	20.68	22.90	25.19	27.57	30.05	32.62	35.30	38.09	41.00	44.03	47.19	50.48	53.93	57.53	61.31	65.27	69.44	73.82	78.40	83.23	
MVR	5.85	6.74	7.72	9.58	11.01	12.46	13.94	15.51	17.17	18.89	20.68	22.54	24.46	26.47	28.57	30.75	33.02	35.39	37.86	40.45	43.15	45.98	48.96	52.08	55.36	58.80	62.42	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Aussere	20,160	20,170	20,180	20,190	20,200	20,210	20,220	20,230	20,240	20,250	20,260	20,270	20,280	20,290	20,300	20,310	20,320	20,330	20,340	20,350	20,360	20,370	20,380	20,390	20,400	20,410	20,420	
MVA(Tr. Cap.)																												
MVA(MW+MVR)	5.23	6.02	6.90	8.55	9.84	11.13	12.45	13.85	15.34	16.88	18.47	20.13	21.85	23.64	25.52	27.46	29.49	31.61	33.82	36.13	38.54	41.07	43.73	46.51	49.45	52.52	55.75	
MW	4.18	4.82	5.52	6.84	7.87	8.90	9.96	11.08	12.27	13.50	14.78	16.10	17.48	18.92	20.41	21.97	23.59	25.29	27.05	28.89	30.83	32.86	34.98	37.21	39.56	42.01	44.60	
MVR	3.14	3.61	4.14	5.13	5.80	6.68	7.47	8.31	9.20	10.13	11.08	12.08	13.11	14.19	15.31	16.48	17.70	18.97	20.29	21.68	23.12	24.64	26.24	27.91	29.67	31.51	33.45	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80

出典：JICA 調査団

表 3.5-23 変電所別最大電力 (Niassa 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Total	30.88	35.89	49.59	55.39	58.83	65.14	71.79	78.61	85.61	92.79	100.15	107.72	115.49	123.49	131.71	140.14	148.11	156.80	168.37	178.46	188.87	199.63	210.77	222.32	234.29	245.71	257.97	
MVA	24.70	28.71	39.68	44.31	46.91	52.11	57.43	62.69	68.49	74.23	80.12	86.18	92.39	98.79	105.37	112.11	119.29	126.88	134.70	142.71	151.01	159.71	168.62	177.85	187.43	196.57	206.38	
MWR	15.53	21.53	29.76	33.23	35.18	39.08	43.07	47.17	51.37	55.67	60.09	64.63	69.30	74.03	78.03	84.09	89.47	95.16	101.02	107.07	113.32	119.78	126.46	133.39	140.58	147.42	154.78	
PF																												
Quamba	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42	
MVA(Tr. Cap)	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
MVA(MW+MVR)	8.18	9.50	13.13	14.67	15.53	17.23	19.01	20.81	22.67	24.57	26.52	28.52	30.58	32.70	34.87	37.11	39.48	41.93	44.58	47.23	50.01	52.88	55.81	58.80	61.84	65.06	68.30	
MW	5.54	7.60	10.51	11.73	12.42	13.80	15.21	16.65	18.13	19.65	21.21	22.82	24.46	26.16	27.90	29.69	31.58	33.59	35.67	37.80	40.01	42.29	44.65	47.09	49.63	52.06	54.64	
MVR	4.91	5.70	7.88	8.50	9.32	10.35	11.41	12.49	13.60	14.74	15.91	17.11	18.35	19.62	20.92	22.26	23.69	25.20	26.75	28.35	30.01	31.72	33.48	35.32	37.22	39.03	40.98	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	
Lichinga	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42	
MVA(Tr. Cap)	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
MVA(MW+MVR)	22.70	26.38	36.46	40.72	43.11	47.89	52.78	57.80	62.94	68.22	73.64	79.20	84.91	90.79	96.84	103.04	109.63	116.60	123.79	131.21	138.86	146.78	154.97	163.45	172.26	180.65	189.67	
MW	18.16	21.11	29.17	32.58	34.49	38.31	42.23	46.24	50.35	54.58	58.91	63.36	67.93	72.63	77.47	82.43	87.70	93.28	98.03	104.96	111.09	117.42	123.97	130.76	137.81	144.52	151.73	
MVR	13.62	15.83	21.88	24.43	25.87	28.73	31.67	34.68	37.71	40.93	44.18	47.52	50.95	54.47	58.10	61.82	65.78	69.96	74.27	78.72	83.32	88.07	92.98	98.07	103.35	108.39	113.80	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	

出典：JICA 調査団

表 3.5-27 變電所別最大電力 (Tete 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Total	121.65	131.26	138.92	152.32	160.64	170.86	181.45	192.46	203.93	217.17	231.43	246.64	262.40	279.25	297.09	315.88	335.54	356.13	377.71	400.35	424.11	449.06	475.28	502.87	531.89	561.44	592.92	
MVA	72.92	105.01	111.13	121.86	128.52	136.69	145.16	153.97	163.15	173.73	185.14	197.19	209.92	223.40	237.67	252.70	268.43	284.90	302.17	320.28	339.29	359.25	380.23	402.29	425.52	449.15	474.33	
MWR	97.99	78.75	83.35	91.39	96.39	102.51	108.87	115.48	122.36	130.30	138.86	147.89	157.44	167.55	178.25	189.53	201.32	213.68	226.63	240.21	254.46	269.44	285.17	301.72	319.14	336.86	355.75	
PF																												
Metambo	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42	
MVA(Tr. Cap)	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
MVA(MW+MVR)	12.91	13.93	14.75	16.17	17.05	18.14	19.26	20.43	21.65	23.05	24.57	26.16	27.85	29.64	31.54	33.53	35.62	37.80	40.09	42.50	45.02	47.67	50.45	53.38	56.46	59.60	62.84	
MW	10.33	11.15	11.80	12.94	13.84	14.51	15.41	16.34	17.32	18.44	19.65	20.93	22.28	23.71	25.23	26.82	28.49	30.24	32.08	34.00	36.01	38.13	40.36	42.70	45.17	47.68	50.35	
MVR	2.75	3.36	3.85	4.70	5.23	5.88	6.56	7.26	8.00	8.79	9.64	10.54	11.50	12.52	13.61	14.77	15.99	17.27	18.61	20.00	21.45	22.96	24.53	26.16	27.84	29.57	31.36	
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	
Tete	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42	
MVA(Tr. Cap)	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	
MVA(MW+MVR)	39.45	42.37	45.05	49.40	52.10	55.41	58.94	62.41	66.13	70.43	75.05	79.93	85.09	90.56	96.34	102.44	108.81	115.49	122.49	129.83	137.53	145.63	154.13	163.07	172.49	182.07		
MW	31.56	34.05	36.04	39.52	41.68	44.33	47.07	49.63	52.91	56.34	60.04	63.95	68.07	72.45	77.07	81.95	87.05	92.39	97.99	103.86	110.03	116.50	123.30	130.46	137.99	145.65		
MVR	23.67	25.54	27.03	29.64	31.26	33.24	35.31	37.45	39.68	42.26	45.03	47.96	51.06	54.33	57.81	61.46	65.29	69.29	73.49	77.90	82.52	87.38	92.48	97.84	103.49	109.24		
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80		
Manie	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42	
MVA(Tr. Cap)	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
MVA(MW+MVR)	9.75	10.52	11.13	12.21	12.88	13.69	14.54	15.43	16.34	17.41	18.55	19.76	21.03	22.38	23.81	25.32	26.89	28.54	30.27	32.09	33.99	35.99	38.09	40.30	42.63	45.00		
MW	7.80	8.42	8.91	9.71	10.30	10.96	11.63	12.34	13.08	13.92	14.84	15.80	16.82	17.90	19.05	20.25	21.51	22.83	24.22	25.67	27.19	28.79	30.47	32.24	34.10	36.00		
MVR	5.85	6.31	6.68	7.32	7.73	8.22	8.73	9.26	9.81	10.44	11.13	11.85	12.62	13.43	14.29	15.19	16.14	17.13	18.16	19.25	20.39	21.59	22.86	24.18	25.56			
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80		

出典：JICA 調査団

表 3.5-2-9 變電所別最大電力 (Inhambane 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042			
Total	20.16	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42		
MVA(Tr. Cap)	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00	32.00
MVA(MW+MVR)	20.75	29.77	24.87	27.04	30.50	33.07	35.72	38.74	42.02	45.45	49.06	52.85	56.83	61.02	65.44	70.08	74.95	80.07	85.46	91.13	97.10	103.41	110.06	117.09	124.52	132.43	140.75			
MW	16.60	18.22	19.90	21.63	24.40	26.45	28.58	30.99	33.61	36.36	39.25	42.28	45.47	48.82	52.35	56.06	59.96	64.06	68.36	72.90	77.68	82.72	88.05	93.67	99.61	105.94	112.60			
MVR	12.45	13.66	14.92	16.23	18.30	19.84	21.43	23.24	25.21	27.27	29.44	31.71	34.10	36.61	39.26	42.05	44.97	48.04	51.27	54.68	58.26	62.04	66.04	70.25	74.71	79.46	84.45			
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80

出典：JICA 調査団

表 3.5-3-0 變電所別最大電力 (Gaza 州)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042			
Total	20.16	20.16	20.17	20.18	20.19	20.20	20.21	20.22	20.23	20.24	20.25	20.26	20.27	20.28	20.29	20.30	20.31	20.32	20.33	20.34	20.35	20.36	20.37	20.38	20.39	20.40	20.41	20.42		
MVA(Tr. Cap)	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	
MVA(MW+MVR)	14.78	17.01	18.39	19.82	21.30	22.83	24.33	25.84	27.34	28.84	30.33	31.82	33.30	34.78	36.26	37.73	39.19	40.65	42.10	43.55	45.00	46.44	47.88	49.31	50.73	52.15	53.56	54.97	56.38	57.79
MW	11.82	13.60	14.71	15.86	17.04	18.41	19.86	21.48	23.15	24.91	26.73	28.64	30.64	32.73	34.92	37.20	39.59	42.09	44.70	47.43	50.29	53.30	56.45	59.77	63.25	66.78	70.54			
MVR	8.87	10.20	11.03	11.89	12.78	13.81	14.90	16.11	17.37	18.68	20.05	21.48	22.98	24.55	26.19	27.90	29.69	31.56	33.52	35.57	37.72	39.97	42.34	44.83	47.44	50.08	52.90			
PF	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80

出典：JICA 調査団

3.6 SAPP 諸国需要予測

地域の電源ハブ国を目指すモザンビークにとって近隣諸国の電力需要は重要である。SAPP に所属する 12 か国のうち、モザンビークを除く 11 か国の 2040 年までの需要予測を表 3.6-1、表 3.6-2 に示す。この予測は、Economic Consulting Associates (EIHP、Energy Exemplar、Norconsult AS、Geo Terra Image) が実施しており、2017 年 6 月に SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan 2017 で報告されたものである。エネルギーベースで、マラウィ、タンザニア、の需要の伸びが 10% を超え非常に大きく、それにアンゴラが続いている。

この報告書によると、標準ケース⁴ (2035 年時点) において、南アフリカ、ザンビアが主な電力輸入国、モザンビーク、ジンバブエが主な電力輸出国になると予想している。

表 3.6-1 SAPP 諸国電力量予測 (送電端)

(GWh)

	Angola	Botswana	DRC	Lesotho	Malawi	Namibia	S Africa	Swaziland	Tanzania	Zambia	Zimbabwe
2017	9,507	4,203	10,641	706	2,501	4,549	253,510	1,240	9,010	18,314	10,265
2018	10,661	4,479	10,592	740	2,944	4,780	261,014	1,283	10,320	19,117	10,424
2019	11,768	4,669	10,910	774	3,459	4,930	268,738	1,355	11,810	19,944	10,417
2020	12,994	5,406	11,445	819	3,994	5,100	275,336	1,444	13,430	20,721	10,837
2021	14,152	5,609	12,057	864	4,426	5,288	282,508	1,538	14,890	21,185	11,218
2022	15,385	5,996	12,609	914	4,897	5,443	289,804	1,632	16,490	22,021	11,988
2023	16,718	6,180	13,174	962	5,412	5,606	296,696	1,724	18,270	22,894	12,517
2024	18,051	6,370	14,046	1,015	5,973	5,793	302,192	1,803	20,230	23,715	12,982
2025	19,427	6,930	14,684	1,069	6,586	5,991	310,219	1,863	22,440	24,667	13,611
2026	21,089	7,107	15,414	1,124	7,253	6,197	317,280	1,910	24,680	25,549	14,214
2027	22,906	7,408	16,121	1,181	7,981	6,425	323,226	1,952	27,140	26,552	14,825
2028	24,895	7,519	16,960	1,238	8,774	6,655	328,286	1,990	29,830	27,607	15,324
2029	27,073	7,632	17,746	1,297	9,637	6,895	334,678	2,024	32,780	28,715	15,838
2030	29,029	7,790	18,582	1,357	10,627	7,147	340,846	2,054	36,000	29,879	16,370
2031	31,128	7,985	19,765	1,420	11,675	7,405	347,510	2,082	39,540	30,993	17,092
2032	33,379	8,185	20,718	1,486	12,811	7,636	354,210	2,104	43,410	32,149	17,692
2033	35,794	8,344	21,717	1,556	14,044	7,918	360,612	2,126	47,640	33,347	18,176
2034	38,385	8,410	23,094	1,628	15,380	8,181	366,927	2,144	52,270	34,591	18,809
2035	41,164	8,518	24,208	1,703	16,829	8,490	372,727	2,162	57,340	35,880	19,323
2036	44,146	8,696	25,738	1,776	18,400	8,787	378,349	2,184	62,480	37,218	19,992
2037	47,345	8,874	26,979	1,851	20,102	9,095	385,184	2,207	68,060	38,605	20,537
2038	50,778	9,035	28,679	1,929	21,947	9,414	391,780	2,230	74,130	40,045	21,100
2039	54,461	9,203	30,062	2,011	23,945	9,744	397,026	2,253	80,720	41,538	21,676
2040	58,413	9,377	31,511	2,096	26,105	10,085	403,062	2,276	87,880	43,086	22,270
AAGR	7.70%	3.50%	4.50%	4.80%	11.40%	3.90%	2.10%	2.80%	11.10%	3.80%	3.40%

出典：SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan 2017

⁴ Component A (Benchmark Case) と呼ばれる基本ケース。3-4 年で開発される見込みの国際連系プロジェクトのみを考慮する限定ケース。

表 3.6-2 SAPP 諸国最大電力予測 (送電端)

(MW)

	Angola	Botswana	DRC	Lesotho	Malawi	Namibia	S Africa	Swaziland	Tanzania	Zambia	Zimbabwe
2017	1,670	641	1,620	166	449	693	38,617	252	1,450	3,063	1,977
2018	1,872	683	1,727	168	529	733	39,757	257	1,680	3,177	2,083
2019	2,067	712	1,832	172	621	758	40,931	265	1,930	3,300	2,130
2020	2,282	824	1,921	178	719	786	41,934	273	2,190	3,432	2,247
2021	2,486	855	2,024	183	795	816	43,024	283	2,430	3,573	2,381
2022	2,702	914	2,117	188	878	842	44,133	294	2,690	3,724	2,601
2023	2,936	942	2,212	196	967	869	45,180	306	2,980	3,886	2,752
2024	3,170	971	2,358	201	1,064	899	46,015	317	3,300	4,060	2,947
2025	3,412	1,057	2,465	204	1,169	931	47,235	329	3,660	4,247	3,077
2026	3,704	1,084	2,588	211	1,282	964	48,327	339	4,030	4,447	3,185
2027	4,023	1,130	2,706	220	1,405	1,001	49,247	349	4,430	4,662	3,352
2028	4,372	1,172	2,847	224	1,538	1,039	49,920	359	4,860	4,893	3,482
2029	4,755	1,187	2,979	235	1,682	1,078	51,029	367	5,340	5,140	3,617
2030	5,098	1,212	3,120	240	1,873	1,119	51,961	374	5,870	5,406	3,757
2031	5,467	1,234	3,270	243	2,063	1,159	52,983	381	6,450	5,616	3,879
2032	5,862	1,261	3,428	247	2,267	1,195	53,898	386	7,080	5,825	4,044
2033	6,286	1,286	3,593	251	2,489	1,239	55,008	390	7,770	6,043	4,175
2034	6,741	1,308	3,766	256	2,728	1,281	55,979	393	8,520	6,268	4,354
2035	7,229	1,325	3,948	261	2,986	1,329	56,865	396	9,350	6,501	4,495
2036	7,753	1,340	4,138	272	3,265	1,376	57,583	401	10,190	6,744	4,666
2037	8,315	1,365	4,338	284	3,566	1,424	58,747	405	11,100	6,995	4,795
2038	8,918	1,390	4,547	296	3,892	1,473	59,752	410	12,090	7,256	4,928
2039	9,565	1,413	4,766	308	4,243	1,525	60,563	415	13,160	7,527	5,064
2040	10,259	1,436	4,996	321	4,620	1,578	61,334	419	14,330	7,807	5,204
AAGR	7.70%	3.50%	5.20%	3.50%	11.10%	4.00%	2.10%	2.30%	11.40%	4.10%	4.40%

出典：SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan 2017

第4章 一次エネルギー分析

4.1 一次エネルギーの現状

モザンビークは石炭・天然ガスをはじめ金・黒鉛など多種多様な鉱物資源を有するだけでなく、Zambezi 川をはじめ多数の河川による水資源が存在する。

モザンビークの 2014 年のエネルギー需給バランスを表 4.1-1 に示す。国内で生産される主要な一次エネルギーは石炭、天然ガス、水力およびバイオマスである。石油製品を除き自国で調達できており、中でも石炭・天然ガスについてはその大半が輸出され、豊富な天然資源を有する国であることを示している。

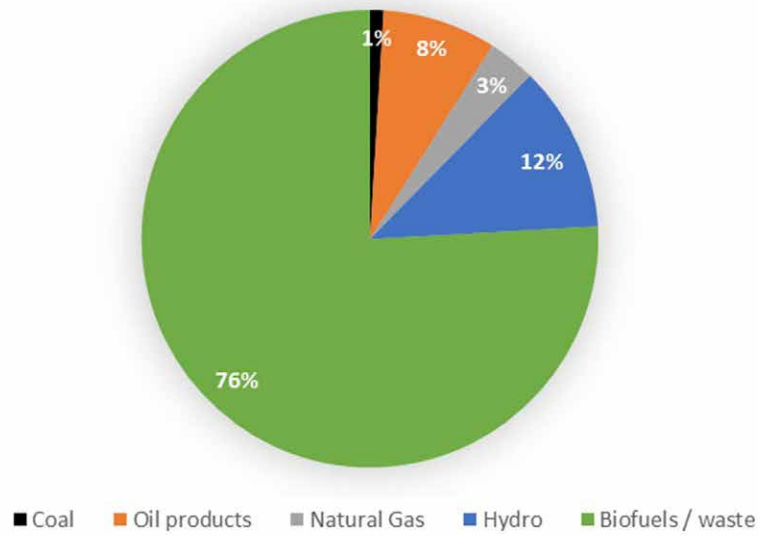
表 4.1-1 エネルギー需給バランス (2014 年)

[単位 : ktoe]

分野	石炭	原油	石油製品	天然ガス	水力	バイオ燃料	電力	合計
国内生産	4070	59		3472	1391	8997		17989
輸入			1071				658	1730
輸出	-3071	-59		-3074			-877	-7082
国際航空輸送燃料			-128					-128
在庫変動	-885		11					-873
一次エネルギー国内供給	114	0	955	398	1391	8997	-219	11636
品種振替			-1					-1
統計誤差	-102		-1	-2		-1	9	-97
発電				-312	-1391		1526	-177
他エネルギー転換						-950		-950
自家消費	-11						-20	-32
損失							-225	-225
最終エネルギー消費	0	0	953	84	0	8045	1071	10154
産業			132	81		880	916	2010
運輸			723	2				725
その他			98			7165	155	7419
家庭			59			7151	140	7351
第三次産業			28			14	15	58
農林業			10					11

出典 : IEA

モザンビークにおける一次エネルギー供給割合を図 4.1-1 に示す。但し、電力の輸出入を除いたものである。エネルギー供給の大半は植物由来燃料であるが、その用途は燃料として産業や家庭で利用されているのみであり、発電には利用されていない。今後の産業発展のためにも石炭・天然ガスの開発が必要である。



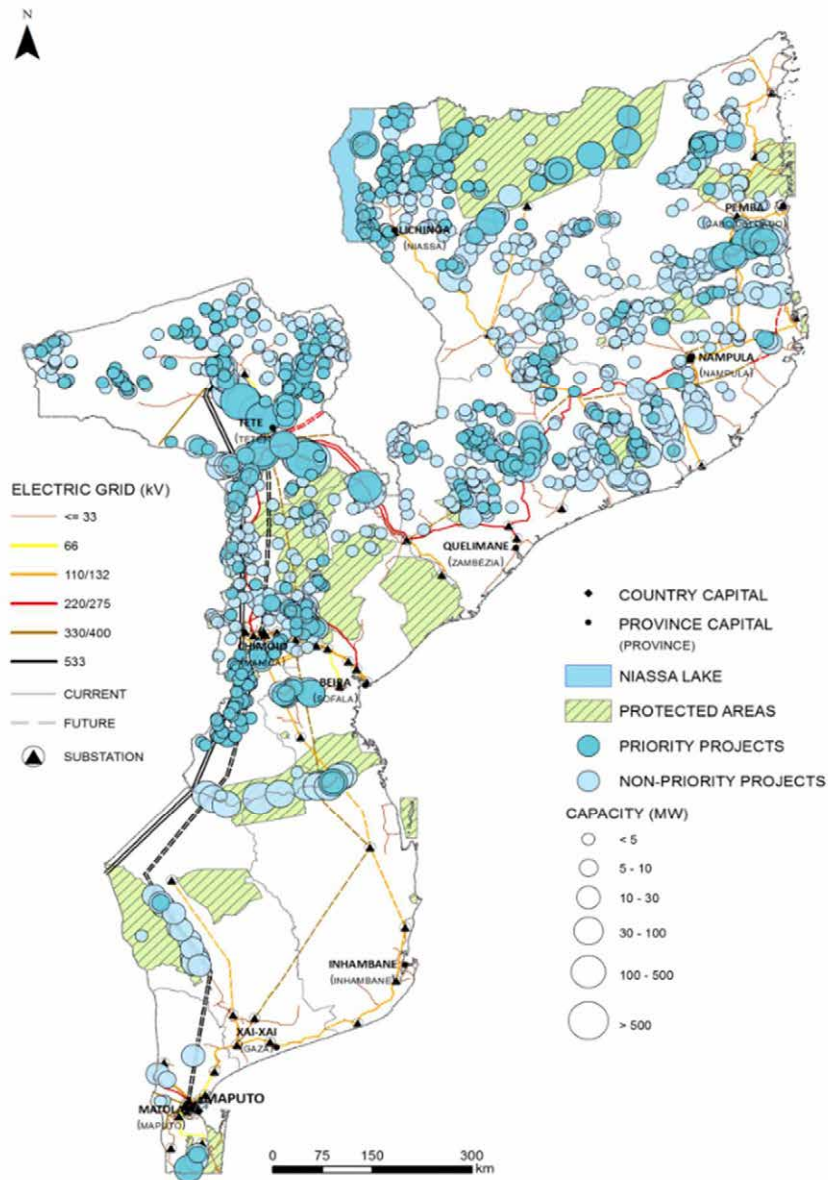
出典：IEA

図 4.1-1 一次エネルギー供給割合

4.2 一次エネルギー分析

4.2.1 水力

モザンビークにおける主要な水力資源はアフリカ第4の国際河川である Zambezi 川流域に存在する。しかしながら、モザンビークにおいて Zambezi 川流域で開発されているのは Cahora Bassa 発電所のみであり、開発の余地が多く残されている。また、Zambezi 川のような国際河川だけでなく国内にも多数の河川を抱えており水力資源は豊富である。図 4.2-1 にモザンビーク国の水力ポテンシャルを示す。



出典：Renewable Energy Atlas of Mozambique

図 4.2-1 モザンビーク水力ポテンシャル

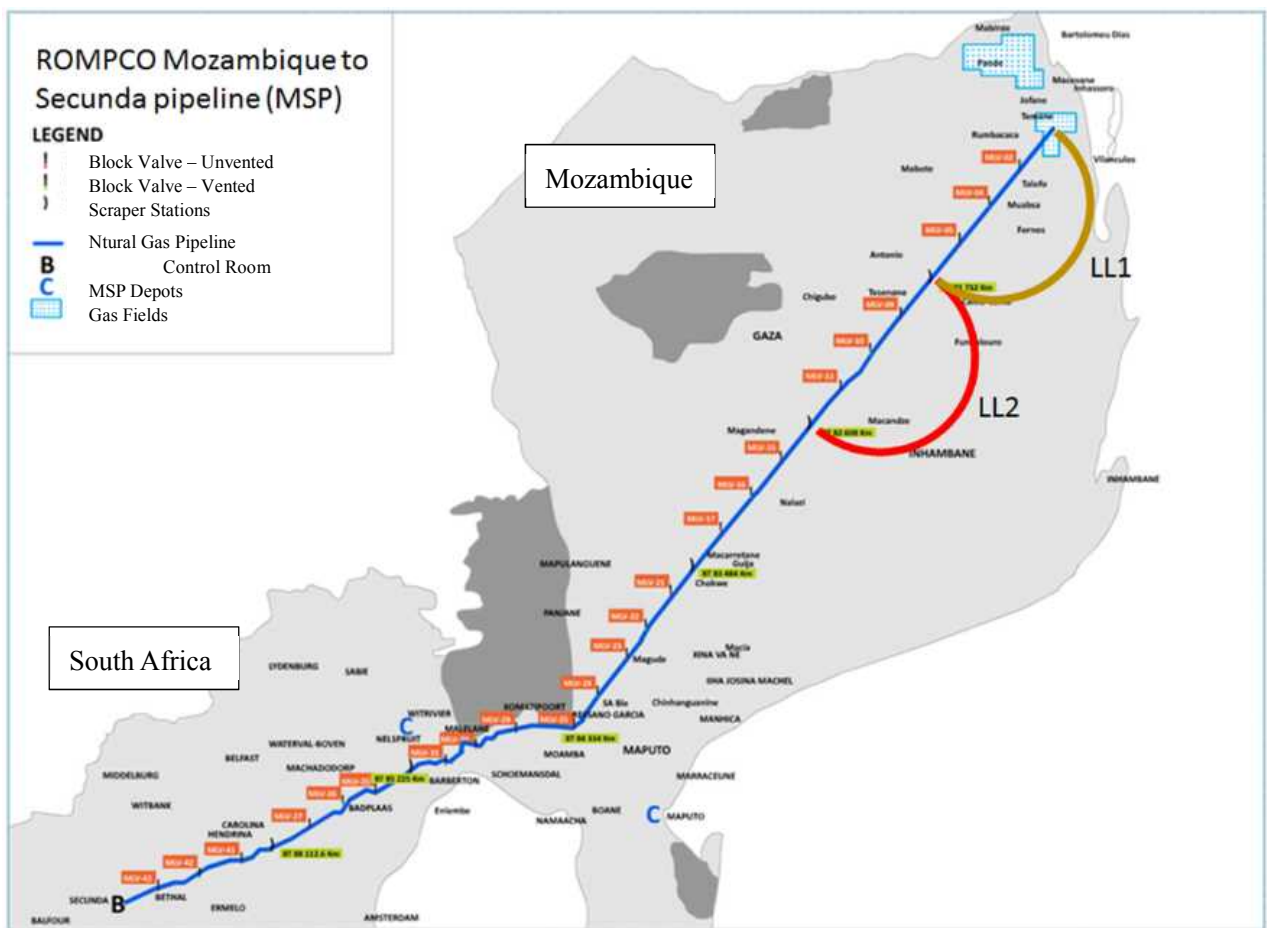
4.2.2 石炭

モザンビーク北部の Tete 州において外資による大規模な炭鉱開発がすすめられている。代表的な炭鉱は、Moatize 炭鉱 (Vale 社)、Benga 炭鉱 (ICVL 社)、Chirodze 炭鉱 (JINDAL 社) の 3 か所である。産出される石炭は硫黄・灰分が多いものの発熱量は十分であり、原料炭、一般炭のいずれも他地域で産出されるものに引けを取らないものである。産出される石炭の大半は輸出されており、国内での利用は限られている。しかしながら生産量・輸出量は近年拡大傾向であるが、埋蔵量は約 200 億トンと十分存在するため、国内産業での活用が期待される。

4.2.3 天然ガス

モザンビークには大きく分けて 2 か所のガス田が存在する。一つは南部 Inhambane 州にある Pande-Temane ガス田であり、もう一つは北部の Cabo Delgado 州 Rovuma Basin の洋上ガス田である。2014 年にガスマスタープランが策定され、国内のガス開発の方針が定められている。

南部の Pande-Temane ガス田は約 3TCF の埋蔵量を有しその開発は南アフリカの Sasol 社が担っている。2004 年に図 4.2-2 に示す南アフリカに至るパイプラインが完成し、産出されたガスの 9 割以上が南アフリカへ供給されている。モザンビーク国内に向けては Maputo、Matora 地区へ本パイプラインから支線が接続し、国内の産業および家庭消費向けにガスが供給されている。また、現在ガス田の拡張工事による供給力の増強が計画されている。しかしながら、パイプラインでの供給は既にパイプライン設計値の最大量に至っている。さらに、パイプラインを経由したモザンビーク国内利用可能量は 2018 年に運転開始予定である CTM 火力発電所を含めた既存の供給先に限られている。そのため、当ガス田から国内産業に対してさらに供給するためにはパイプラインを使用しないガス田近傍での利用かパイプライン増設による送ガス量の拡大が求められる。なお、送ガス量の拡大に寄与するためガス田から約 250km の地点まで Loop Line 1 および Loop Line 2 として既設のパイプラインに平行して増設されている。



出典：ROMPCO

図 4.2-2 Pande-Temane ガス田から南アフリカまでのパイプライン

北部 Rovuma Basin のガス田についてはその埋蔵量が約 185TCF と世界最大級である。米国の Anadarko 社が Area1 鉱区、イタリアの ENI 社が Area4 鉱区のアペレータとして開発を進めている。両鉱区の企業グループの構成について表 4.2-1 に示す。このガス田の開発は両グループが協調して実施することになっている。2017 年 3 月に ENI が保有する権益の一部を ExxonMobil に譲渡することで合意し、2017 年 9 月に政府に承認された。

表 4.2-1 Area1 および Area4 の権益比率

鉱区名	オペレータ	権益保有者	開発状況
Area1	Anadarko	Anadarko (26.5%)、Mitsui (20%)、ONGC Videsh (16%)、Bharat Petroleum (10%)、PTTEP (8.5%)、OIL (4%)、ENH (15%)	Area1 と Area4 の協調開発 2022~2023 年頃生産開始
Area4	ENI East Africa	ENI East Africa (70% : ENI (25%)、ExxonMobil (25%)、CNPC (20%)、Kogas (10%)、Galp Energia (10%)、ENH (10%)	ExxonMobil 参画の政府承認済

出典：Anadarko, ENI HP を参考に JICA 調査団が作成

ガスマスタープランでは Area1 および Area4 でのガス生産は 2018 年頃開始と記載されていたが、最新の情勢によればガス生産は 2022 年から 2023 年に開始される見通しである。最初は生産設備 2 系統で 1,000mmscf/d の生産を予定しており、その後拡張され 4 系統、2,000mmscf/d が生産される見込みである。

本ガス田で産出されたガスの一部は国内での産業利用のために優先的に割り当てられている。2016 年 8 月に本ガス田からのガスを利用した産業利活用について公募が実施され、2017 年 1 月に落札者が発表された。表 4.2-2 に示す。

表 4.2-2 Rovuma ガス国内産業割当入札結果

権利獲得者	Shell Mozambique BV	Yara International	GL Energy Africa
目的	液体燃料精製・発電	肥料・発電	発電
ガス割当量	310-330 mmscf/d	80-90 mmscf/d	41.8 mmscf/d
発電設備	50-80 MW	80MW	250MW
生産量	38 mil barris	1.2-1.3 MTPA	

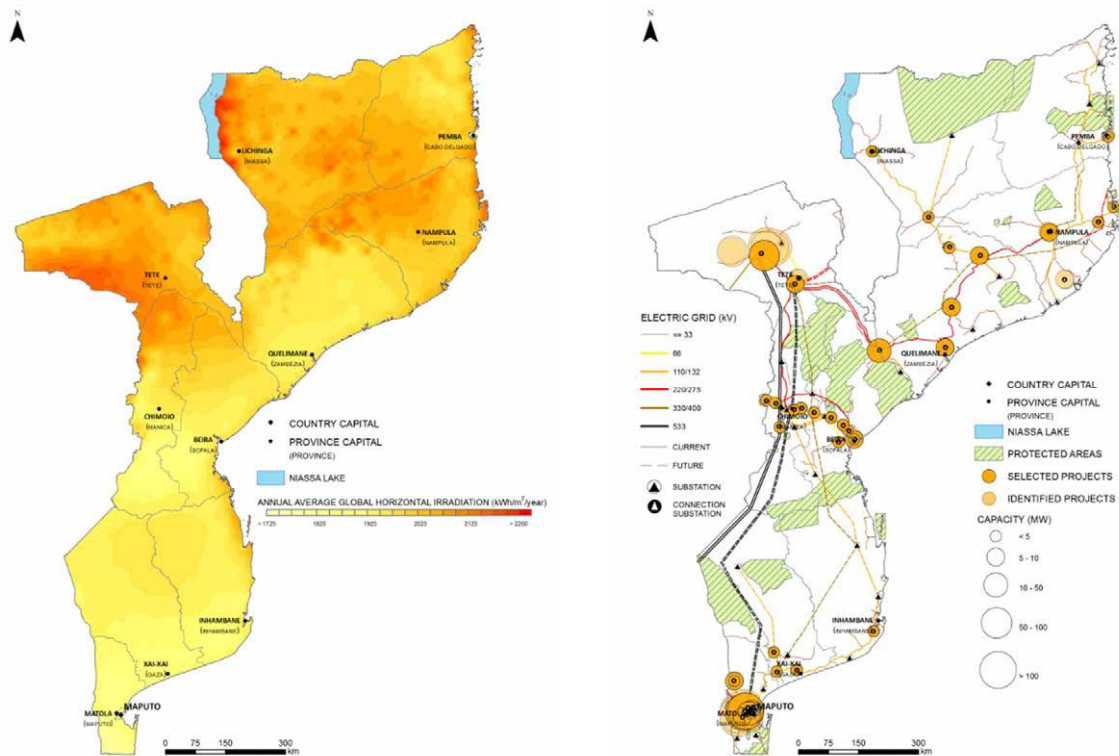
出典：INP

4.2.4 再生可能エネルギー

モザンビークにおける再生可能エネルギーのポテンシャル調査結果が Renewable Energy Atlas of Mozambique として 2014 年に発表された。太陽光、水力、風力、バイオマス、地熱、海洋エネルギーについて調査され、そのポテンシャルは約 23,000GW と見積もられている。中でも太陽光のポテンシャルが 23,000GW と大半を占め、続いて水力 (19GW)、風力 (5GW)、バイオマス (2GW) と続く。水力については 4.2.1 で述べたため割愛し、太陽光・風力・バイオマスについて述べる。

(1) 太陽光

モザンビークは国土全体にわたり良好な日射量が得られるため、太陽光のポテンシャルが非常に高くなっている。図 4.2-3 に日射量の分布と期待プロジェクト位置を示す。特に中部以北において非常に良好な日射量が得られる。一方で期待プロジェクトは既存の電力系統に隣接した地域を念頭に置いており、開発可能な発電容量は 2.7GW と推測している。今後の国内系統拡充により開発可能な容量はさらに増加する見通しである。

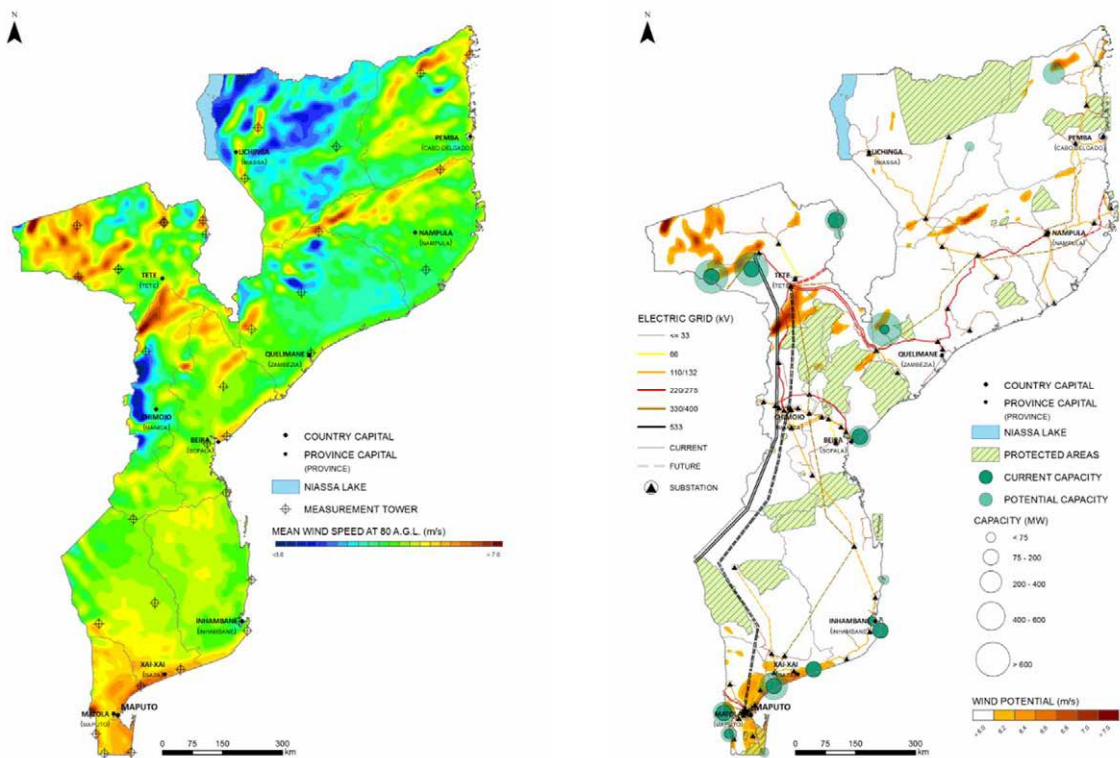


出典：Renewable Energy Atlas of Mozambique

図 4.2-3 日射量ポテンシャル分布および期待プロジェクト位置

(2) 風力

モザンビークの風況ポテンシャル分布およびプロジェクト位置図を図 4.2-4 に示す。風力発電に適した条件として一般的に平均風速 6~8m/s 以上であることが求められる。そのため、図 4.2-4 によると風力発電に適した地域は Maputo, Tete, Sofala, Inhambane, Gaza 州に偏在している。期待される発電容量は 4.5GW であるが、既存の電力系統に接続可能であるのは 1.1GW と見込まれている。

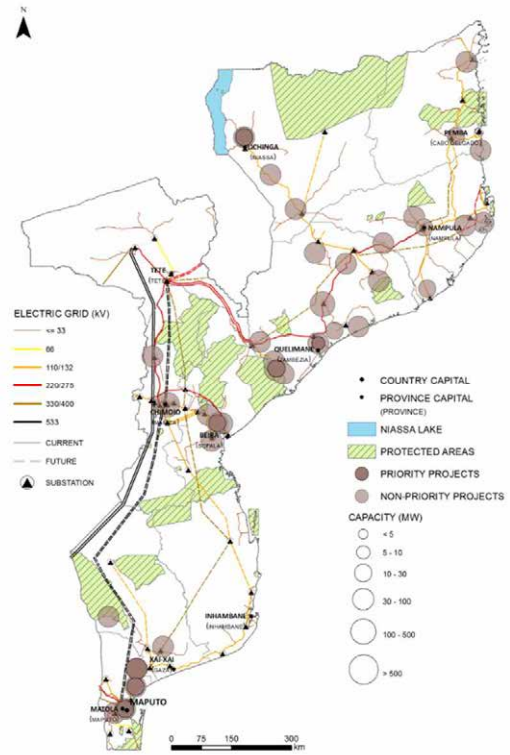
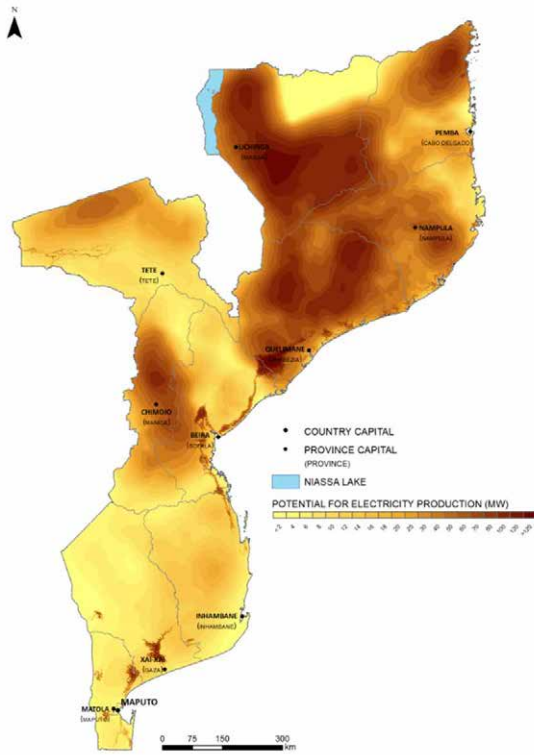


出典：Renewable Energy Atlas of Mozambique

図 4.2-4 風況ポテンシャル分布および期待プロジェクト位置

(3) バイオマス

モザンビーク国内でバイオマスとして活用できるのは、間伐材・農産工業廃棄物・パルプ工業のコジェネレーション・製糖業などが挙げられる。国内のバイオマスのポテンシャル分布および期待プロジェクト位置を図 4.2-5 に示す。バイオマスのポテンシャルとしては2GW を超え、内訳として間伐材が1GW、製糖業で0.8GW、パルプ工業で0.2GW と見込まれている。既存の電力系統に対して短期間で開発できるのはバイオマス燃料の調達などを考慮に入れると128MW に限られる。



出典：Renewable Energy Atlas of Mozambique

図 4.2-5 バイオマスポテンシャル分布および期待プロジェクト位置

第5章 電源開発計画

長期的な電源開発計画を策定するにあたり、将来の電力需要と供給力、また要求される供給信頼度およびコストなどを検証し、適正な新規電源が開発される計画となるよう配慮する必要がある。適正な電源開発計画は、将来におけるシステム内の電力供給コスト改善や電力不足の解消を導く過程を示すだけでなく、将来の需給状況も把握することとなり、その意義は大きい。

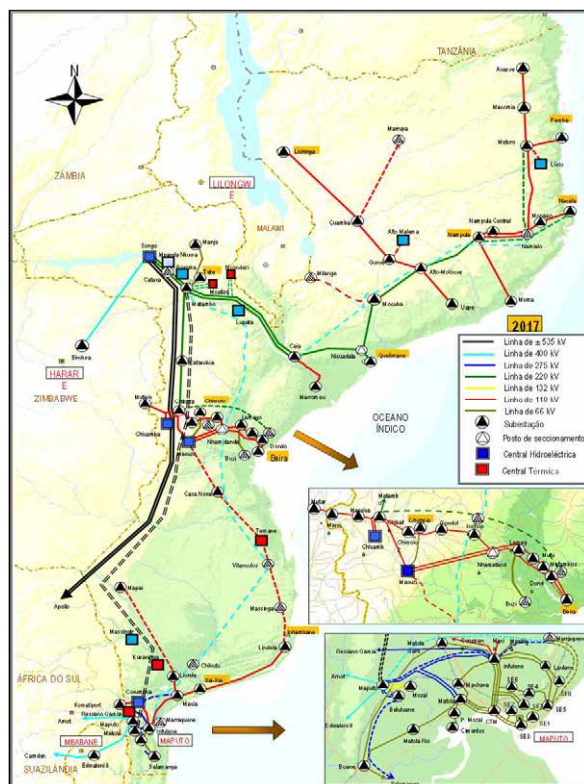
またモザンビークは水資源に加え、地域ごとに天然ガスや石炭といった豊富な一次エネルギーポテンシャルが見込まれている。そのため、従来の Cahora Bassa 水力発電に依存した電力供給システムから、電源の多様化および系統信頼度向上を目指した供給システムの構築が可能となる。

本章では、2018 年から 2042 年までの電源開発計画を策定する。

5.1 電源開発計画の策定方法

5.1.1 調査対象

2017年時点で、モザンビークの電力系統は南部及び中北部で分断されている。本調査における電源開発計画の対象は、モザンビーク全土におけるon-grid系統とし、電力需要予測のベースケースに基づき開発計画を立てる。なおMozal社への電力供給は従来通りHCBから供給されるものとし、既設Cahora Bassa水力発電所からEDMへの供給は現状の契約（最大500MW）を継続するという前提で検討を行った。図 5.1-1にモザンビークのon-grid電力系統を示す。



出典：EDM

図 5.1-1 モザンビーク on-grid 電力系統

5.1.2 検討手法

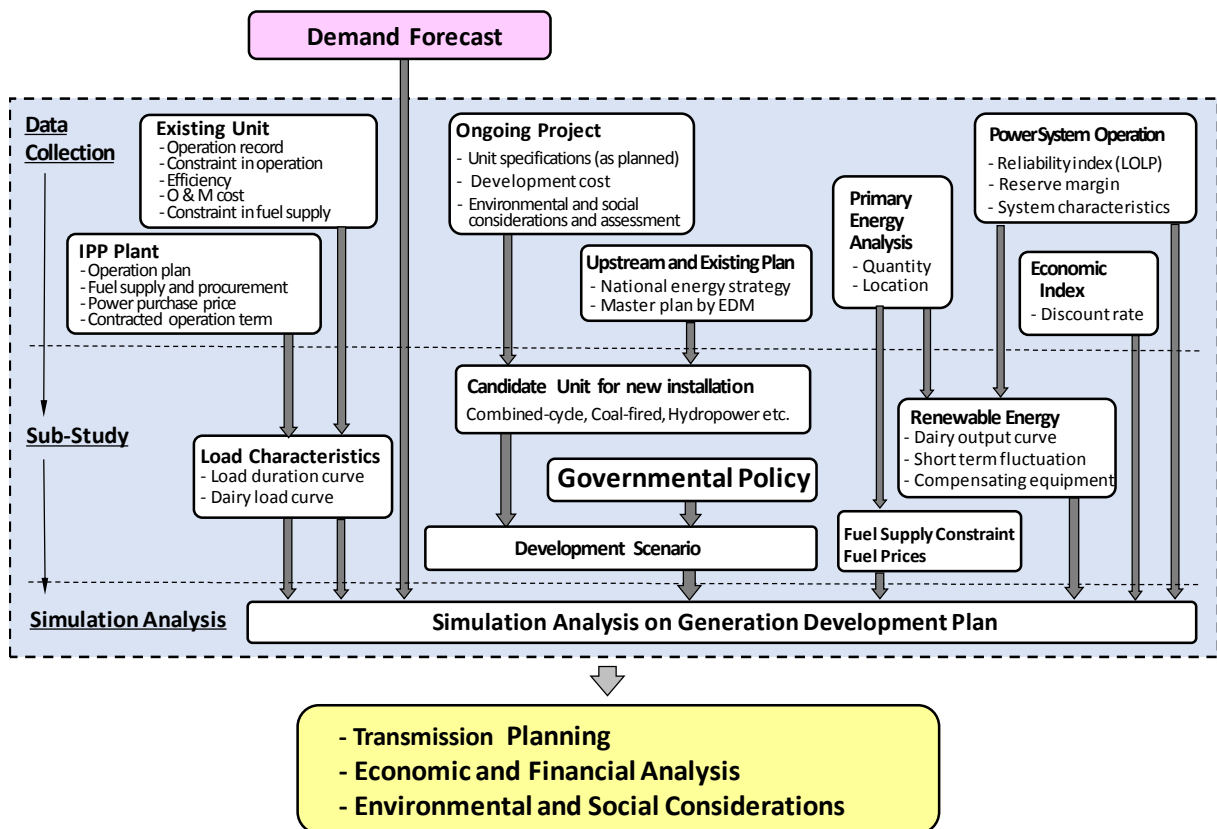
本電源開発計画では、最小費用法（具体的な内容は後述）による電源開発シミュレーションを行い、電源開発計画の最適化を行う。理由を以下に示す。

-本調査では 2042 年までの開発計画を行う。2042 年にはモザンビーク全土で 6,500MW 以上のピーク需要が想定され、多くの電源開発が必要となる。

-モザンビークは一次エネルギーポテンシャルが高く、水力だけでなく天然ガス火力や石炭火力、また太陽光・風力発電といった多くの電源種別が候補となる。これらの発電機は開発コストや運転コスト、また発電出力等の特徴がそれぞれで異なり、総合発電コストや開発地点等を考慮に入れた最適な電源開発計画が必要となる。

5.1.3 電源開発計画策定フロー

本調査における電源開発計画策定フローを図 5.1-2 に示す。



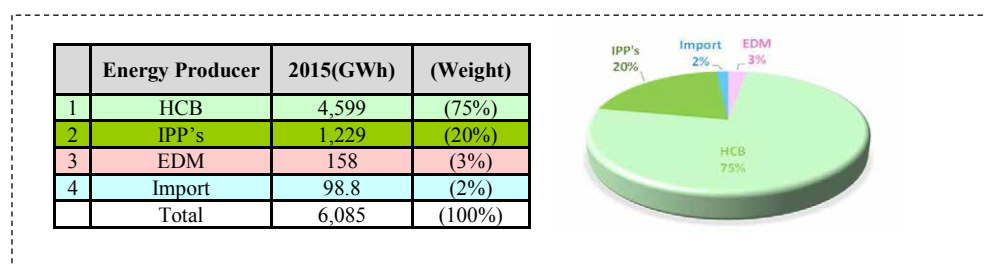
出典：JICA 調査団

図 5.1-2 電源開発計画策定フロー

5.2 電源設備の傾向

5.2.1 発電電力量実績（2015年）

モザンビーク国における2015年発電電力量実績を図5.2-1に示す。HCBが全体の75%を占め、次いでIPPが20%、EDMが3%、電力輸入が2%の構成となり、主に水力発電が（HCB：Cahora Bassa水力）が国の電力需要を支えている形となっている。また、近年はIPPによる供給力も増加しており需給バランス上での重要な位置づけとなっている。



出典：JICA 調査団

図 5.2-1 発電電力量実績（2015年）

5.2.2 水力発電

Cahora Bassa 水力（総出力 2,075MW、このうち 500MW をモザンビーク国に供給）がこの国の電源の主力となっている。その他に2017年現在運転中の小中規模水力（0.5～57MW）が5地点。また優先開発案件として、Mphanda Nkuwa 水力（1,500MW）が2024年運転開始を目標として進められている。

5.2.3 火力発電

火力電源はディーゼルエンジン（軽油）のような小型のものが多かったが、Temane ガス田の開発に合わせて Temane ガスエンジン火力（11.6MW）が2006-2014年に順次運転を開始。その後も建設期間が比較的短いガスエンジンを中心に積極的な開発が進められており、2014～2016年にかけて南部 Ressano Garcia 地点に100MW規模のIPPが3つ加わった。これらが2017年現在の火力の主力となっている。また、Maputo に CTM CCGT（110MW）も建設中である。さらに優先開発案件として、Temane ガス火力（400MW）が2021年運転開始を目標として進められている。

5.2.4 再生可能エネルギー

Mocuba 太陽光発電（40MW）の建設が2018年運転開始予定で進められている。今後も太陽光発電や風力発電をはじめとして、積極的に開発が進められていく予定である。

5.3 既設電源

5.3.1 主な発電事業者

モザンビーク国の主な発電事業者を表 5.3-1 に示す。EDM の他、複数の事業者が IPP (Independent Power Producer) や PPP (Public Private Partnership) の形で電力事業を行っている。

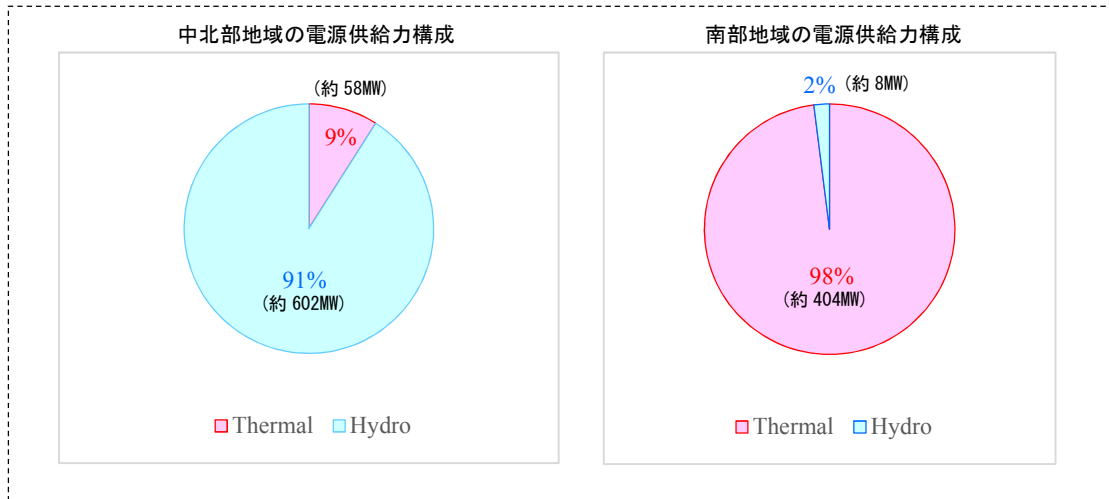
表 5.3-1 主な発電事業者

No	事業者名	概要	事業規模など
1	EDM (Electricidade de Moçambique)	100%政府出資の電力公社、1977 年設立	売電電力量 6,085GWh/2015 年
2	HCB (Hidroelectrica de Cahora Bassa)	モザンビーク政府 92.5%・REN (ポルトガル) 7.5%出資の IPP	2,075MW の Cahora Bassa 水力を運用
3	Sasol	南アフリカのエネルギー&化学工業の会社。Temane 天然ガス開発や EDM と組んでの IPP を展開中	175MW の CTRG 火力を EDM と共に運営
4	Gigawatt	モザンビーク国出身の IPP (Gigajoule、WBHO、Old Mutual 等)	121MW の Gigawatt 火力を運営
5	CTRG (Central Termica de Ressano Garcia)	EDM51%・Sasol49%の IPP	175MW の CTRG 火力を運用
6	Aggreko	移動式電源のレンタル会社	2 地点で合計 152MW のガスエンジン火力を運用
7	Karpower	IPP	100MW の洋上発電所を運用
8	ZOGOPE/Andrade Guterres	IPP	15MW の Moamba Major 水力を建設中
9	Scatec	Solar 発電開発の事業者	40MW の Mocuba 太陽光発電を建設中
10	Kuvaninga	IPP	40MW の Kuvaninga 火力を運営

出典：JICA 調査団

5.3.2 既設電源設備

中北部地域および南部地域の既設電源設備をそれぞれ表 5.3-2 と表 5.3-3 に示す。中北部地域の電源は 11 地点で供給力約 660MW、南部地域は 9 地点で供給力は約 442MW である。電力供給力別の構成は、中北部地域が水力 91%：火力 9%と水力中心となっている。一方で南部地域では水力 2%：火力 98%と火力中心である。



出典：JICA 調査団

図 5.3-1 中北部地域と南部地域の電力供給力構成

表 5.3-2 既設電源設備（中北部地域）

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Remarks
1	Mavuzi (EDM)	Hydro	57MW (6MWx2u) (15MWx3u)	57MW	1955-1957	Base Load	4.6%	Rehabilitation from Feb. to Dec. in 2015
2	Chicamba (EDM)	Hydro	44MW (22MWx2u)	44MW	1968-1969	Peak	14%	-
3	Nampula Emergency (EDM)	Thermal (D/E)	4MW (2MWx2u)	1.5MW	1971	Peak (Emergency)	-	-
4	Cahora Bassa (HCB)	Hydro	2,075MW (415MWx5u)	500MW	1975	Base Load	105%	-
5	Quelimane Emergency (EDM)	Thermal (D/E)	6.88MW (3.44x2u)	2.5MW	1980	Peak (Emergency)	-	-
6	Lichinga (EDM)	Hydro	0.73MW	0.5MW	1983	Base Load	19.9%	-
7	Beira GT35 (EDM)	Thermal (OCGT)	14MW	12MW	1988	Peak	2.4%	-
8	Cuamba (EDM)	Hydro	1.1MW	0.5MW	1989	Base Load	46.8%	-
9	Pemba Emergency (EDM)	Thermal (D/E)	1.46MW	1MW	2002	Peak (Emergency)	-	-

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Remarks
10	Lichinga Emergency (EDM)	Thermal (D/E)	1.5MW	1.2MW	2003	Peak (Emergency)	-	-
11	Nacala Barcassa -IPP (Karpower)	Thermal (Powership)	102.5MW (17.09MWx6u)	40MW	2016	Base Load	-	-
Sub-total				660.2MW				

D/E: Diesel Engine, OCGT: Open Cycle Gas Turbine

出典：JICA 調査団

表 5.3-3 既設電源設備（南部地域）

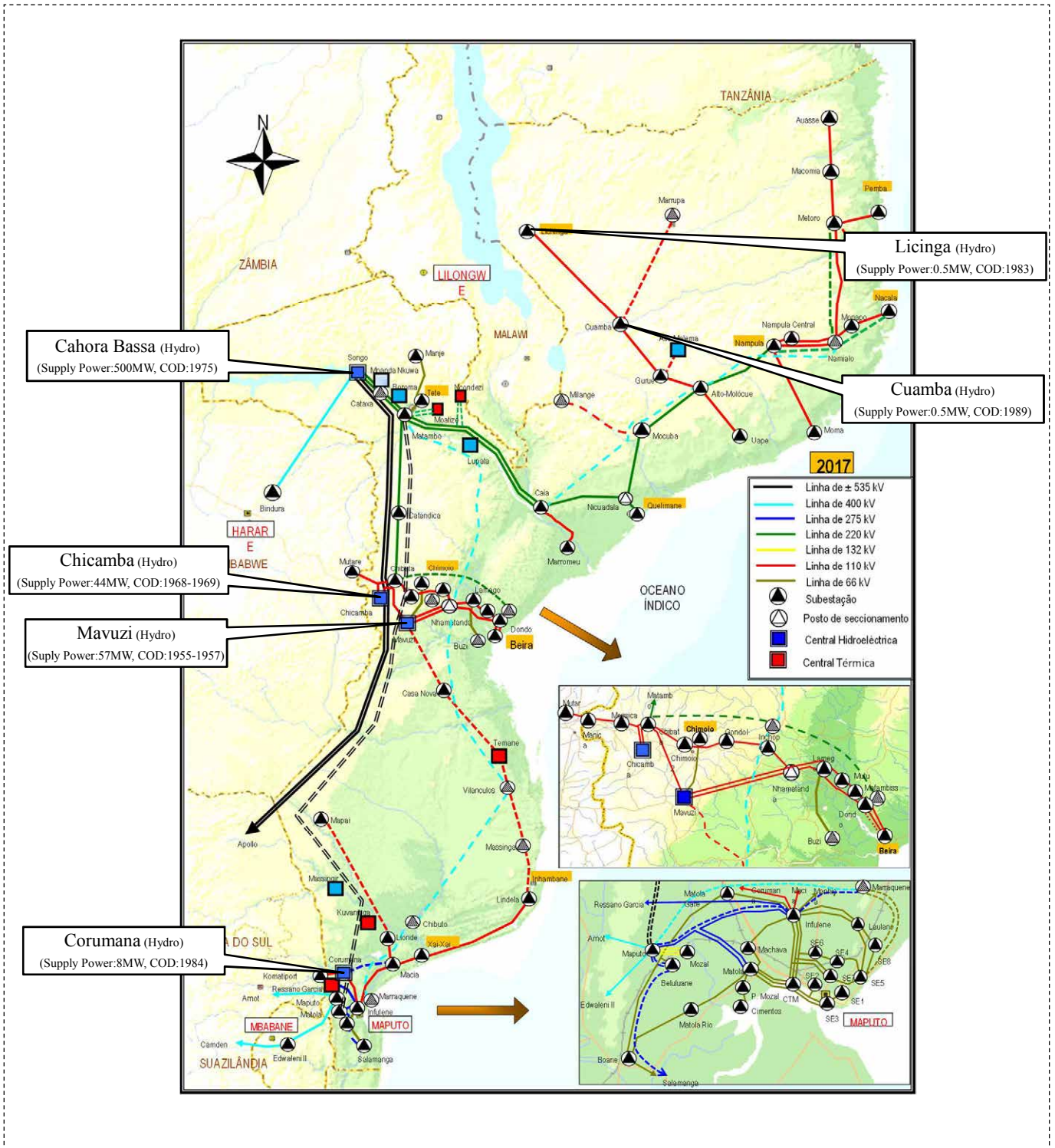
No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Remarks
1	Corumana (EDM)	Hydro	16.6MW (8.3MWx2u)	8MW	1984	Base Load	34.1%	-
2	CTM GT (EDM)	Thermal (GT)	24MW	18MW	1991	Peak	-	-
3	Temane (EDM)	Thermal (G/E)	11.6MW (0.95MWx7u) (2.5MWx2u)	10.7MW	2006-2014	Base Load	35.5%	-
4	Xai-Xai (EDM)	Thermal (D/E)	3.6MW (0.9MWx4u)	3MW	2008	Peak (Emergency)	-	-
5	CTRG -PPP (EDM/Sasol)	Thermal (G/E)	175MW (9.72MWx18u)	150MW	2014	Base Load	85.1%	-
6	Inhambane Emergency (EDM)	Thermal (D/E)	4.6MW (2.3MWx2)	1.8MW	2015	Peak (Emergency)	-	-
7	Aggreko Ressano Phase-2 -IPP (Aggreko)	Thermal (G/E)	112MW (1.12MWx100u)	90MW	2016	Base Load	-	Decommission in 2017
8	Aggreko Beluluane-IPP (Aggreko)	Thermal (G/E)	40MW (1MWx40u)	40MW	2016	Base Load	-	Decommission in 2017
9	Gigawatt-IPP (Gigawatt)	Thermal (G/E)	121MW (9.34x13u)	120MW	2016	Base Load	78.3%	-
10	Kuvaninga-IPP (IPP)	Thermal (G/E)	40MW (4MWx10u)	40MW	2017	Base Load	-	-
Sub-total				481.5MW				

GT: Gas Turbine, D/E: Diesel Engine, G/E: Gas Engine,

出典：JICA 調査団

5.3.3 既設電源の位置

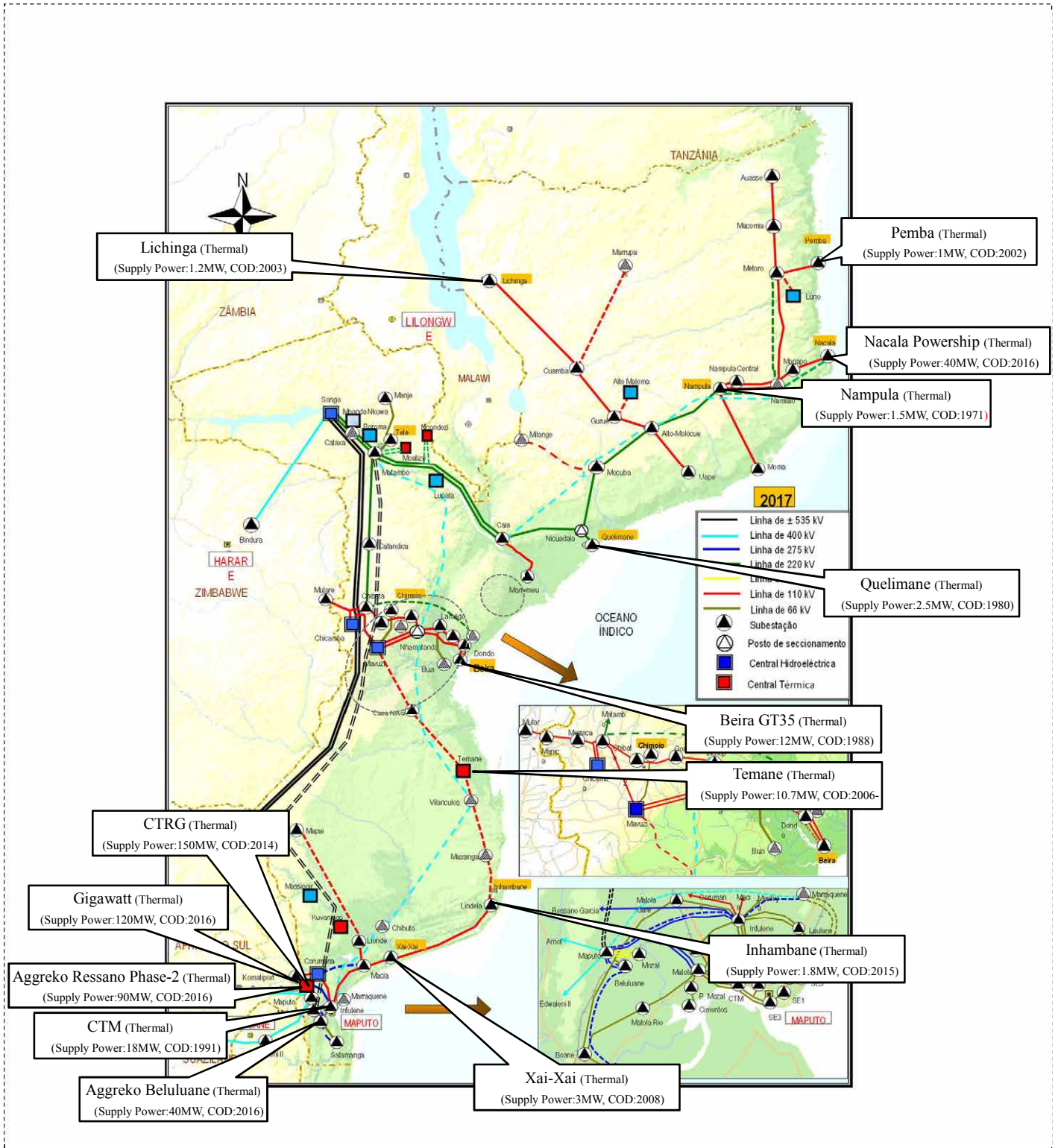
既設電源（水力）の位置を図 5.3-2 に示す。



出典：JICA 調査団

図 5.3-2 既設電源（水力）の位置

既設電源（火力）の位置を図 5.3-3 に示す。



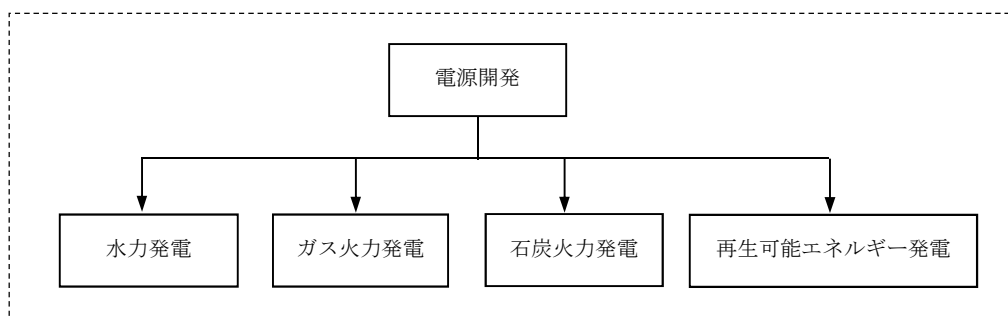
出典：JICA 調査団

図 5.3-3 既設電源（火力）の位置

5.4 電源開発

5.4.1 電源開発の概要

一次エネルギーが豊富なモザンビークでは水力発電をはじめ、ガス火力発電、石炭火力発電、再生可能エネルギーといった多種多様な電源が候補として挙げられている。その中でも至近年（～2024年頃まで）では他の電源に比べ建設期間が短く環境負荷特性に優れたガス火力発電（CCGT）が先行して入り、2024年以降からは大型の水力発電や石炭火力発電が主力電源として加わる計画である。また、再生可能エネルギー発電も系統規模の増加に合わせて積極的に導入していく計画である。



出典：JICA 調査団

図 5.4-1 モザンビークの電源開発

5.4.2 電源開発計画

既存の電源開発計画（建設中も含む）を表 5.4-1 と表 5.4-2 に示す。水力発電をはじめ、石炭火力発電、ガス火力発電、再生可能エネルギー発電といった多種多様な電源が計画されており、総容量で約 10,300MW となる。その構成は出力比で水力が 52%（17 件）、火力が 46%（25 件）、再生可能エネルギーが 2%（5 件）である。

表 5.4-1 電源開発計画（中北部地域）

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	Quelimane Emergency	Thermal (D/E)	6MW	6MW	2017	Peak (Emergency)	Conceptual
2	Nampula Emergency	Thermal (D/E)	6MW	6MW	2017	Peak (Emergency)	Conceptual
3	Lichinga Emergency	Thermal (D/E)	6MW	6MW	2017	Peak (Emergency)	Conceptual
4	Penba Emergency	Thermal (D/E)	6MW	6MW	2017	Peak (Emergency)	Conceptual
5	Jindal-(IPP)	Thermal (Coal Fired)	150MW	150MW	2018	Base Load	Feasibility Study
6	PV Mocuba-(PPP)	Solar	40MW	40MW	2018	Day time only	Under Construction
7	PV Metoro-(IPP)	Solar	30MW	30MW	2019	Day time only	Conceptual
8	Nacala GT Emergency	Thermal (OCGT)	40MW	40MW	2019	Peak	Feasibility Study
9	ENRC (Estima)-(IPP)	Thermal (Coal Fired)	300MW	300MW	2020	Base Load	Feasibility Study
10	Tete 1200-(PPP)	Thermal (Coal Fired)	1,200MW	1,200MW (300MWx4u)	2022	Base Load	Pre-Feasibility Study

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
11	Central Termica da Baobab	Thermal (Coal Fired)	200MW	200MW	2022	Base Load	Feasibility Study
12	Nacala Coal	Thermal (Coal Fired)	200MW	200MW	2022	Base Load	Pre-Feasibility Study
13	Mphanda Nkuwa-(PPP)	Hydro	1,500MW (375x4u)	1,500MW	2024	Base Load	Feasibility Study
14	Moatize	Thermal (Coal Fired)	300MW	300MW	2025	Base Load	Conceptual
15	Ncondezi	Thermal (Coal Fired)	300MW	300MW	2025	Base Load	Conceptual
16	Muenezi	Hydro	21MW	21MW	2025	Base Load	Conceptual
17	Tsate	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Feasibility Study
18	Alto Molocue	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Conceptual
19	Mutelete	Hydro	40MW	40MW	2025	Base Load	Conceptual
20	Mugeba	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Conceptual
21	Alto Malema	Hydro	60MW	60MW	2025	Base Load	Conceptual
22	Messalo	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Conceptual
23	Lugenga	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Conceptual
24	Lurio I	Hydro	120MW	120MW		Base Load	Conceptual
25	Lurio II	Hydro	120MW	120W	2025	Base Load	Conceptual
26	Lurio III	Hydro	60MW	60MW		Base Load	Conceptual
27	Cahora Bassa North-(IPP)	Hydro	1,245MW (415MWx3u)	1,245MW	2026		Feasibility Study
28	ENI-(IPP)	Thermal (Gas Fired)	75MW	75MW	2027	Base Load	Conceptual
29	Shell-(IPP)	Thermal (Gas Fired)	80MW	80MW	2027	Base Load	Conceptual
30	Nacala Thermal Power	Thermal (Coal Fired)	400MW	400MW			Conceptual
31	Buzi-(IPP)	Thermal (Gas Fired)	260MW	260MW			Conceptual
32	Benga-(IPP)	Thermal (Coal Fired)	300MW	300MW			Conceptual
33	Lupata	Hydro	650MW	650MW		Base Load	Feasibility Study
34	Boroma	Hydro	200MW	200MW		Base Load	Feasibility Study
35	Mphanda Nkuwa Phase-2- (PPP)	Hydro	1,125MW (375x3u)	1,125MW			Conceptual
36	Central Hidrica de Pavue-(IPP)	Hydro	120MW	120W			Conceptual
37	Chemba 1	Hydro	600MW	600MW		Base Load	Conceptual
38	Chemba 2	Hydro	400MW	400MW		Base Load	Conceptual
39	Cuamba	Thermal (Coal Fired)					

D/E: Diesel Engine, OCGT: Open Cycle Gas Turbine

出典：JICA 調査団

表 5.4-2 電源開発計画（南部地域）

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	CTM CCGT	Thermal (CCGT)	110MW	110MW	2018	Base Load	Under Construction
2	Trino-(IPP)	Thermal (Gas Fired)	100MW	100MW	2019	Base Load	Conceptual
3	Moamba Major-(IPP)	Hydro	15MW	15MW	2020	Base Load	Under Construction
4	Electrotec CCGT-(IPP)	Thermal (CCGT)	40-80MW	40MW	2020	Base Load	Conceptual
5	Central Termica Engco-(IPP)	Thermal (Gas Fired)	120MW	120MW	2020	Base Load	Conceptual
6	Temane MGTP-(PPP)	Thermal (CCGT)	400MW (100MWx4u)	400MW	2021	Base Load	Feasibility Study
7	Temane CCGT	Thermal (CCGT)	100MW	100MW	2021	Base Load	Feasibility Study
8	CGMassinga	Thermal (CCGT)	30MW	30MW			Conceptual
9	MOVE ENERGY	Thermal (CCGT)	78MW	78MW			Conceptual
10	CMEL	Thermal (CCGT)					Conceptual
11	Tofo Windpower	Wind	30MW	30MW	2023		Conceptual
12	Massingir	Hydro	27MW	27MW	2025	Base Load	Conceptual
13	Biomassa Salamanga-(IPP)	Biomass	30MW	30MW			Conceptual
14	Biomassa Moamba-(IPP)	Biomass	30MW	30MW			Conceptual

G/E: Gas Engine, CCGT: Combined Cycle Gas Turbine, GT: Gas Turbine, D/E: Diesel Engine

出典：JICA 調査団

5.4.3 水力発電の開発計画

水力発電の開発計画はコンセプトレベルのものを含め 16 件あり、その中でも水量の豊富な Zambezi 川の水系を利用した Mphanda Nkuwa 水力（出力 1,500MW）を重要電源として優先的に開発が進められている。この Mphanda Nkuwa 水力は 1975 年に運転を開始した Cahora Bassa 水力（出力 2,075MW）の下流に位置している。さらにその下流には、Boroma 水力（出力 200MW）、Lupata 水力（出力 650MW）の計画もあり、Zambezi 水系を連系的に有効利用した計画となっている。また、これらに加え Cahora Bassa North 水力（出力 1,245MW）と Mphanda Nkuwa Phase-2 水力（出力 1,125MW）など、既設水力発電所の拡張計画も考えられている。Zambezi 川水系にある水力開発計画を図 5.4-2 に示す。

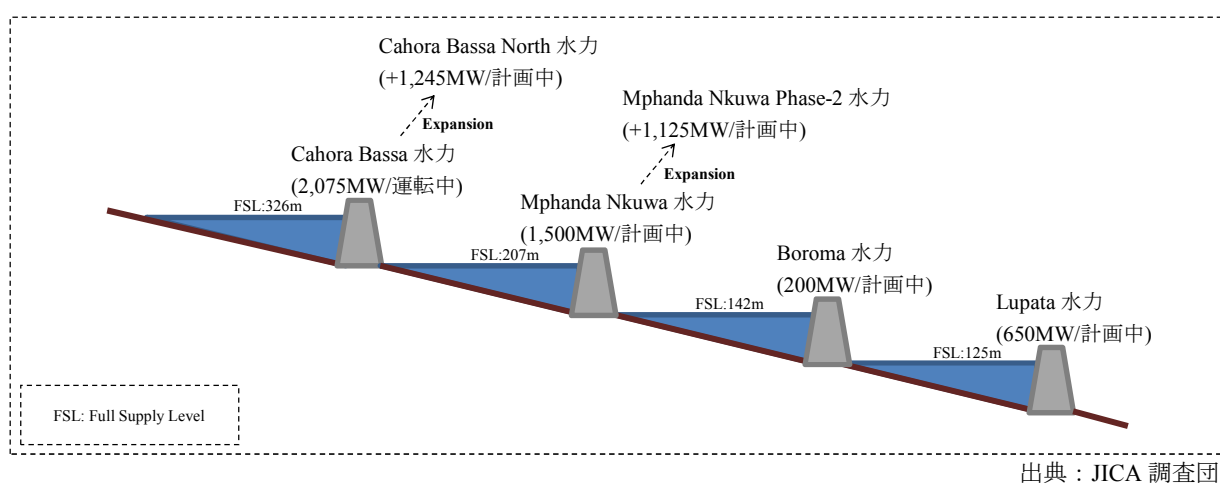


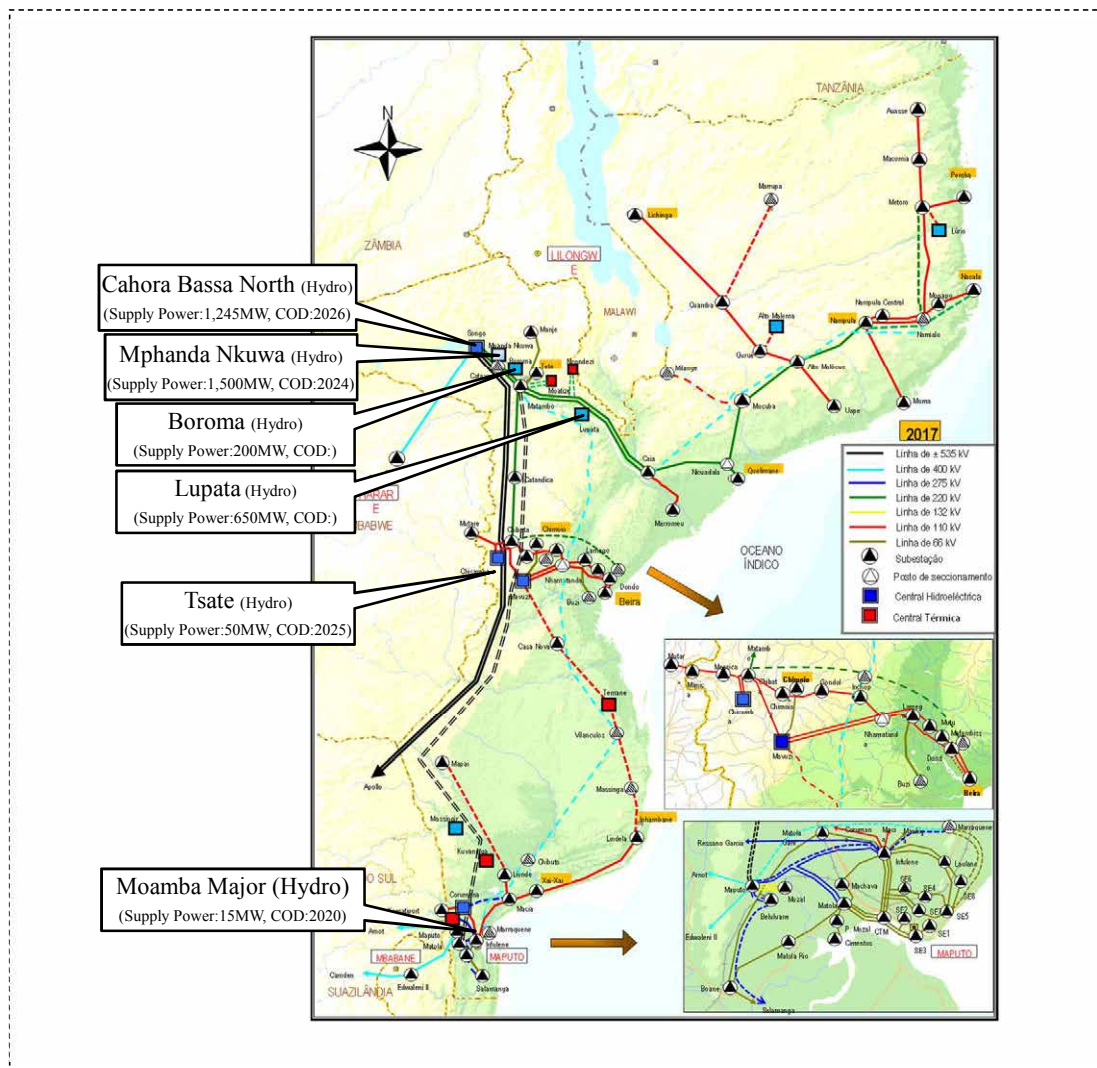
図 5.4-2 Zambezi 川水系の水力開発計画

水力発電の開発計画の中で既に建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にあり、早期導入が期待される水力プロジェクトを表 5.4-3 に、その位置を図 5.4-3 に示す。

表 5.4-3 建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある水力プロジェクト

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	Moamba Major-(IPP)	Hydro	15MW	15MW	2020	Base Load	Under Construction
2	Mphanda Nkuwa-(PPP)	Hydro	1,500MW (375x4u)	1,500MW	2024	Base Load	Feasibility Study
3	Tsate	Hydro	50MW	50MW	2025	Base Load	Feasibility Study
4	Cahora Bassa North (IPP)	Hydro	1,245MW (415MWx3u)	1,245MW	2026		Feasibility Study
5	Lupata	Hydro	650MW	650MW		Base Load	Feasibility Study
6	Boroma	Hydro	200MW	200MW		Base Load	Feasibility Study

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 5.4-3 建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある水力プロジェクトの位置

5.4.4 火力発電の開発計画

火力発電の開発計画は想定段階のものを含め 24 件あり、ガス火力と石炭火力がその中心となる。ガス火力の開発地点はガス供給ネットワークのある Temane ガス田の近傍、およびガス田から南アフリカへ繋がるガスパイプライン沿いとなる。また開発が進められている Rovuma ガス田（北部地域）の近傍、およびガスパイプラインを利用した Nacala 地点でのガス火力開発が期待されている。石炭火力の開発地点は炭鉱のある Tete 地点と石炭も含めた物資流通港の 1 つである Nacala 地点が有望である。

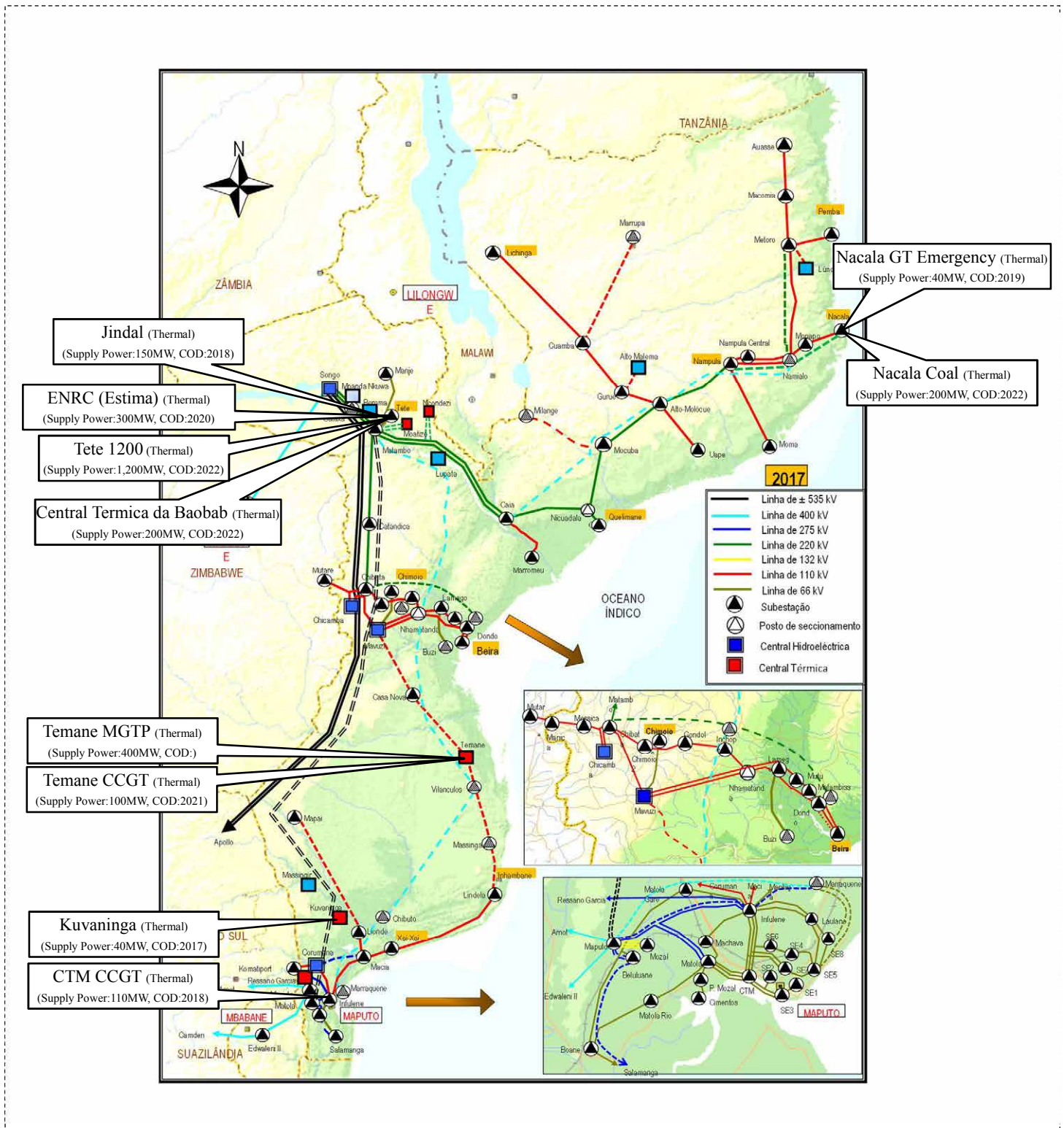
火力発電の開発計画の中で既に建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にあり、早期導入が期待される火力プロジェクトを表 5.4-4 に、その位置を図 5.4-4 に示す。

なお 2017 年 5 月時点で、Niassa 州の Cuamba に 200MW の石炭火力（中国出資予定）を導入する計画が新たに挙げられているものの、開発年や仕様などの詳細は決まっていない。

表 5.4-4 建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある火力プロジェクト

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	CTM CCGT	Thermal (CCGT)	110MW	110MW	2018	Base Load	Under Construction
2	Jindal-(IPP)	Thermal (Coal Fired)	150MW	150MW	2018	Base Load	Feasibility Study
3	Nacala GT Emergency	Thermal (OCGT)	40MW	40MW	2019	Peak	Feasibility Study
4	ENRC (Estima)-(IPP)	Thermal (Coal Fired)	300MW	300MW	2020	Base Load	Feasibility Study
5	Temane MGTP-(PPP)	Thermal (Gas Fired)	400MW (100MWx4u)	400MW	2021	Base Load	Feasibility Study
6	Temane CCGT	Thermal (CCGT)	100MW	100MW	2021	Base Load	Feasibility Study
7	Tete 1200-(PPP)	Thermal (Coal Fired)	1,200MW	1,200MW (300MWx4u)	2022	Base Load	Pre-Feasibility Study
8	Central Termica da Baobab	Thermal (Coal Fired)	200MW	200MW	2022	Base Load	Feasibility Study
9	Nacala Coal	Thermal (Coal Fired)	200MW	200MW	2022	Base Load	Pre-Feasibility Study

出典：JICA 調査団

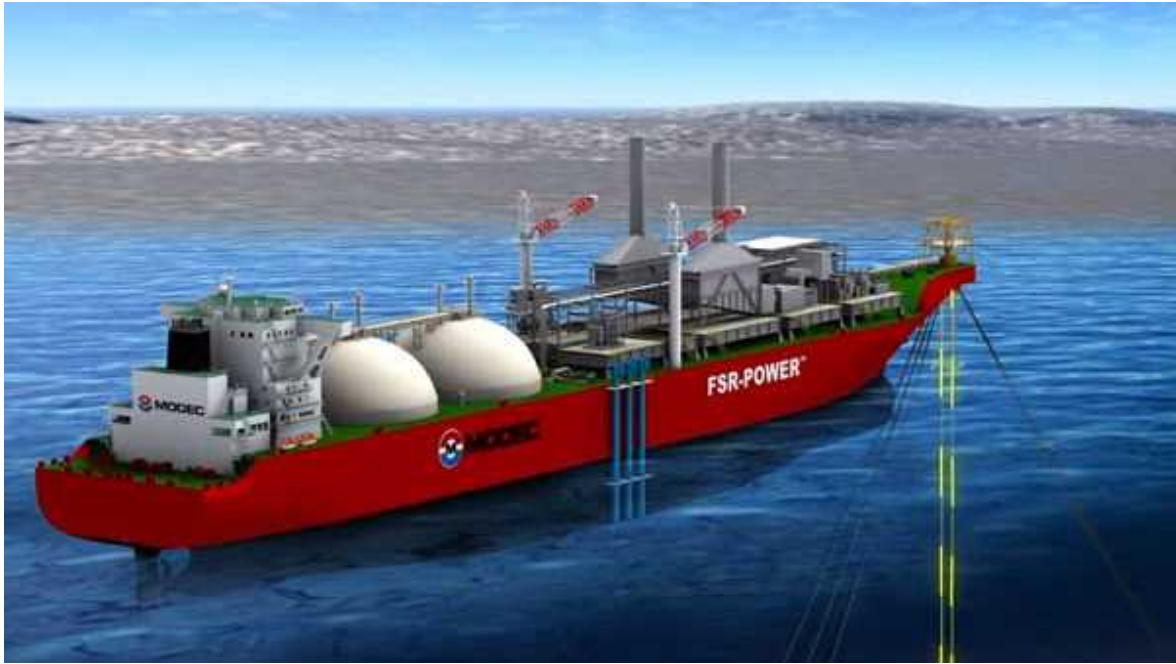


出典：JICA 調査団

図 5.4-4 建設中もしくは実行可能性調査完了の段階にある火カプロジェクトの位置

Tips 1 水上 LNG 火力発電船について

モザンビークの北部ガス田の開発は沖合での FLNG 設備による LNG の生産が先行している。将来はガス田から国内を縦貫するガスパイプラインの構想があるが、パイプラインが完成するまで当ガス田隣接地域を除き、主な需要地へは LNG しか供給できない。そのため、短中期での国内へのガス活用として水上 LNG 火力発電船が考慮に値する。水上 LNG 火力発電船は、LNG の保管・再ガス化・ガス火力発電所が一体となった船である。陸上への発電所建設や燃料受入基地の建設が不要で建設工期が短縮できるのが利点である。



出典：MODEC

図 5.4-5 水上 LNG 火力発電船（イメージ）

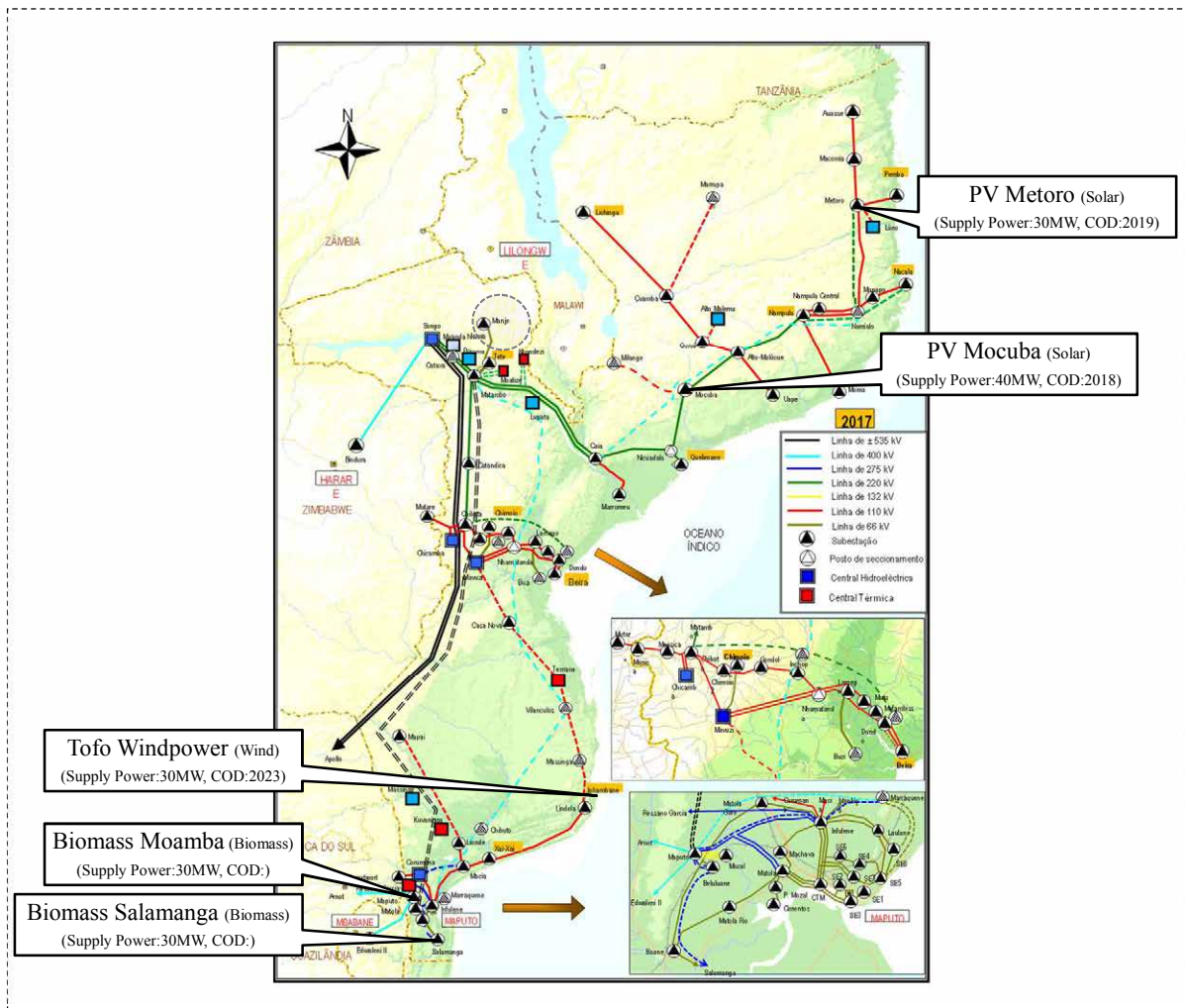
5.4.5 再生可能エネルギー発電の開発計画

再生可能エネルギー発電の開発計画は構想段階のものを含め5件あり、太陽光2件、風力1件、バイオマス2件である。Mocuba 太陽光発電が2018年運転開始に向けて建設中である。再生可能エネルギー発電の開発計画を表5.4-5に、その位置を図5.4-6に示す。

表 5.4-5 再生可能エネルギー発電開発計画

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	PV Mocuba-(PPP)	Solar	40MW	40MW	2018	Day time only	Under Construction
2	PV Metoro-(IPP)	Solar	40MW	40MW	2019	Day time only	Conceptual
3	Tofo Windpower	Wind	30MW	30MW	2023		Conceptual
4	Biomassa Salamanga-(IPP)	Biomass	30MW	30MW			Conceptual
5	Biomassa Moamba-(IPP)	Biomass	30MW	30MW			Conceptual

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 5.4-6 再生可能エネルギー発電開発計画の位置

Tips 2 水上太陽光発電所について

モザンビークの再生可能エネルギーの最大ポテンシャルを有するのは太陽光であり、ますます導入が見込まれる。世界中で急速に普及が進んでいる一方で効率やエネルギー密度が小さいため、大容量となると広大な土地が必要となり土地造成が必要である。

土地の利用に限りがあることから考えられたのが水上太陽光発電である。メリットは土地造成が不要であること、モジュールの温度上昇による発電効率低下が軽減できることなどが挙げられる。適用できる場所として湖・沼・湾などである。また、既存のダム式水力発電所であれば近傍に変電設備があり設置は容易である。



出典：(株)京セラ

図 5.4-7 水上太陽光発電所

5.5 Nacala 緊急電源

Nacala 緊急電源の概要を以下に示す。

No	Plant Name	Type	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
1	Nacala GT Emergency	Thermal (OCGT)	40MW	40MW	2019	Peak	Feasibility Study

出典：JICA 調査団

2016 年の JICA 調査「モザンビーク国ナカラ回廊送電網強化事業準備調査」では第 1 期と第 2 期の 2 段階で緊急電源の開発が提案されている。Nacala 地域の需要増加や天然ガス導入時期を踏まえたものとなっている。早期の運転開始のために GT 用燃料には Nacala 地域で調達可能な軽油もしくは灯油を採用し、将来 Rovuma ガス田（北部地域）からの天然ガスが Nacala 地域で調達可能となるタイミングで GT 用燃料を天然ガスへ切り替える計画である。

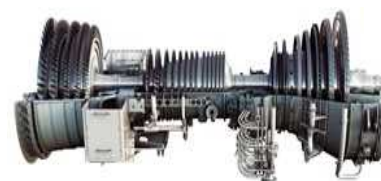
第 1 期：緊急電源として GT 単体（1 台）を設置（出力：40MW）

第 2 期：天然ガスの利用可能時期に合わせて GT を 1 台追加し CCGT 化（出力：110MW）

1. 設備概要

a. Gas turbine (at ambient temperature 15°C)

- (a) Type: Aero Derivative Type
- (b) Type of cycle: Open Cycle 2 Shaft Gas Turbine Type
- (c) Number: One (1) set
- (d) Firing Temperature: 854°C
- (e) Fuel: Diesel Oil
- (f) Output: 40MW class
- (g) Generation Efficiency: 40%
- (h) Compressor: 5 stage low pressure compressor & 14 stage high pressure compressor
- (i) Combustor: Annular Type
- (j) Gas turbine: 2 stage high pressure turbine & 5 stage low pressure turbine
- (k) Exhaust Gas Temperature: 450 to 460°C
- (l) Exhaust Gas Flow: 473.6 ton/h
- (m) Measures for Reducing NOx: Low NOx Combustor or Water Injection Equipment
- (n) Starter: Electro-Hydraulic Type Motor
- (o) Lubrication Oil System: Forced Lubrication System



参考図：ガスタービン設備

b. Generator

- (a) Type: Horizontally mounted salient pole of one forging rotor, rotating field, brushless synchronous generator with closed air water cooled
- (b) Number: One (1) set
- (c) Rated Capacity: 56.5MVA
- (d) Power Factor: 0.85

- (e) Rated Voltage: 11 kV
- (f) Frequency: 50 Hz
- (g) Pole: 4
- (h) Rotating Speed: 1,500 rpm
- (i) Exciter: Brushless

c. Generator Main Circuit

- (a) Non IPB: One (1) set
- (b) Circuit Breaker: One (1) set (including meter transformer and surge absorber)
- (c) Neutralization earthing: One (1) set

d. Step-up Transformer

- (a) Rated Capacity: 5.5MVA, One (1) set
- (b) Rated Voltage: 11 kV / 33kV
- (c) Cooling Method: Air Cooled
- (d) Connection: Primary side: Connection to generator with cable or non IPB
Secondary side: Connection to Switchyard equipment with underground cable

e. Switchyard

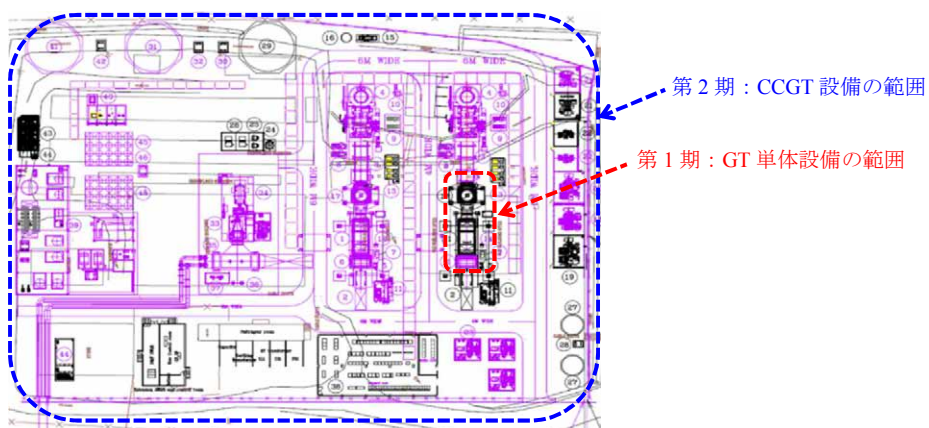
- (a) Circuit: One (1)
- (b) Rated Voltage: 33kV
- (c) Control & Protection Panel: One (1) set

2. 建設コスト（推定）

Item	Foreign currency	Local currency	Sum total
	millionUD\$	millionUD\$	millionUD\$
Lot1: Emergency power plant construction	36.1	12.1	48.2
Consulting services	6.3	3.4	9.7
Price escalation	3.3	5.8	9.1
Physical contingency	2.3	1.1	3.4
Total	48.0	22.4	70.4

第1期：GT 単体設備の建設

3. 機器配置図


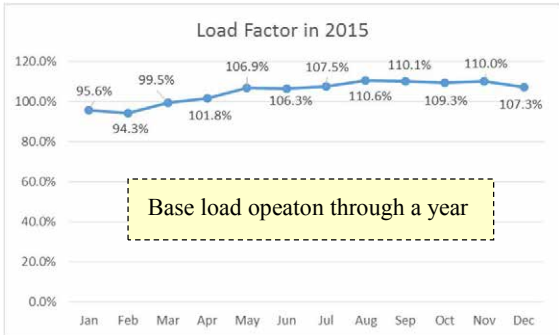





出典：2016年 JICA 調査「モザンビーク国ナカラ回廊送電網強化事業準備調査」




図 5.5-1 Nacala 緊急電源の概要





5.6 電源設備データシート






5.6.1 電源設備データシート（既設ユニット）






No	Descriptions																																											
1	Cahora Bassa / Cahora Bassa North (Hydro)																																											
	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015																																						
	Cahora Bassa (HCB)	2,075MW (415MWx5u)	500MW	1975	Base Load	105%																																						
	<p><特徴> 国の電力を支えている主要電源。電力事業者 HCB により開発され 1975 年に運転開始。2017 年現在もモザンビーク電力需要の約 75% を Cahora Bassa 水力から供給。今後、同ダムを活用して 3 台の増設（Cahora Bassa North/415MW x 3u）を計画中。</p>																																											
	 <p>Load Factor in 2015</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Load Factor (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>95.6%</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>94.3%</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>99.5%</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>101.8%</td></tr> <tr><td>May</td><td>106.9%</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>106.3%</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>107.5%</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>110.6%</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>110.1%</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>109.3%</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>110.0%</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>107.3%</td></tr> </tbody> </table> <p>Base load operation through a year</p>		Month	Load Factor (%)	Jan	95.6%	Feb	94.3%	Mar	99.5%	Apr	101.8%	May	106.9%	Jun	106.3%	Jul	107.5%	Aug	110.6%	Sep	110.1%	Oct	109.3%	Nov	110.0%	Dec	107.3%	 <p>Dam Generating system</p>															
Month	Load Factor (%)																																											
Jan	95.6%																																											
Feb	94.3%																																											
Mar	99.5%																																											
Apr	101.8%																																											
May	106.9%																																											
Jun	106.3%																																											
Jul	107.5%																																											
Aug	110.6%																																											
Sep	110.1%																																											
Oct	109.3%																																											
Nov	110.0%																																											
Dec	107.3%																																											
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Design Data</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Dam design</td><td>Concrete arch</td></tr> <tr><td>2</td><td>Height of wall</td><td>163m</td></tr> <tr><td>3</td><td>Width of wall</td><td>303m</td></tr> <tr><td>4</td><td>Generating capacity</td><td>2,075MW,</td></tr> <tr><td>5</td><td>Surface area</td><td>2,665km²</td></tr> <tr><td>6</td><td>Live storage volume</td><td>51,704Mm³</td></tr> <tr><td>7</td><td>Full supply level</td><td>326m</td></tr> <tr><td>8</td><td>Power output per reservoir area</td><td>1.4MW/km²</td></tr> <tr><td>9</td><td>Storage to flow volume ratio</td><td>0.69</td></tr> <tr><td>10</td><td>No. of Turbines</td><td>5</td></tr> <tr><td>11</td><td>Sluice gate</td><td>8 + crest gate</td></tr> <tr><td>12</td><td>Maximum discharge capacity</td><td>16,260m³/s</td></tr> </tbody> </table>		Design Data		1	Dam design	Concrete arch	2	Height of wall	163m	3	Width of wall	303m	4	Generating capacity	2,075MW,	5	Surface area	2,665km ²	6	Live storage volume	51,704Mm ³	7	Full supply level	326m	8	Power output per reservoir area	1.4MW/km ²	9	Storage to flow volume ratio	0.69	10	No. of Turbines	5	11	Sluice gate	8 + crest gate	12	Maximum discharge capacity	16,260m ³ /s	 <p>Generating system</p>			
Design Data																																												
1	Dam design	Concrete arch																																										
2	Height of wall	163m																																										
3	Width of wall	303m																																										
4	Generating capacity	2,075MW,																																										
5	Surface area	2,665km ²																																										
6	Live storage volume	51,704Mm ³																																										
7	Full supply level	326m																																										
8	Power output per reservoir area	1.4MW/km ²																																										
9	Storage to flow volume ratio	0.69																																										
10	No. of Turbines	5																																										
11	Sluice gate	8 + crest gate																																										
12	Maximum discharge capacity	16,260m ³ /s																																										
			 <p>Cahora Bassa Lake Cahora Bassa (Hydro)</p>																																									







No	Descriptions
----	--------------

2	Mavuzi (Hydro)											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Installed Capacity (MW)</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mavuzi (EDM)</td> <td>57MW (6MWx2u) (15MWx3u)</td> <td>57MW</td> <td>1955-1957</td> <td>Base Load</td> <td>4.6%</td> </tr> </tbody> </table>	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)		Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Mavuzi (EDM)	57MW (6MWx2u) (15MWx3u)	57MW
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015							
Mavuzi (EDM)	57MW (6MWx2u) (15MWx3u)	57MW	1955-1957	Base Load	4.6%							
												

3	Chicamba (Hydro)											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Installed Capacity (MW)</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Chicamba (EDM)</td> <td>44MW (22MWx2u)</td> <td>44MW</td> <td>1968-1969</td> <td>Peak</td> <td>14%</td> </tr> </tbody> </table>	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)		Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Chicamba (EDM)	44MW (22MWx2u)	44MW
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015							
Chicamba (EDM)	44MW (22MWx2u)	44MW	1968-1969	Peak	14%							
												

No	Descriptions																
4	Corumana (Hydro)																
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="252 309 400 398">Plant Name</th> <th data-bbox="400 309 571 398">Installed Capacity (MW)</th> <th data-bbox="571 309 742 398">Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th data-bbox="742 309 879 398">Operation Start (COD)</th> <th data-bbox="879 309 1007 398">Operation Type</th> <th data-bbox="1007 309 1118 398">Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="252 398 400 510">Corumana (EDM)</td> <td data-bbox="400 398 571 510">16.6MW (8.3MWx2u)</td> <td data-bbox="571 398 742 510">8MW</td> <td data-bbox="742 398 879 510">1984</td> <td data-bbox="879 398 1007 510">Base Load</td> <td data-bbox="1007 398 1118 510">34.1%</td> </tr> </tbody> </table>						Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Corumana (EDM)	16.6MW (8.3MWx2u)	8MW	1984	Base Load	34.1%
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
Corumana (EDM)	16.6MW (8.3MWx2u)	8MW	1984	Base Load	34.1%												
<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div>																	
5	CTM GT (Thermal)																
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="252 1081 400 1171">Plant Name</th> <th data-bbox="400 1081 571 1171">Installed Capacity (MW)</th> <th data-bbox="571 1081 742 1171">Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th data-bbox="742 1081 879 1171">Operation Start (COD)</th> <th data-bbox="879 1081 1007 1171">Operation Type</th> <th data-bbox="1007 1081 1118 1171">Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="252 1171 400 1283">CTM GT (EDM)</td> <td data-bbox="400 1171 571 1283">24MW</td> <td data-bbox="571 1171 742 1283">18MW</td> <td data-bbox="742 1171 879 1283">1991</td> <td data-bbox="879 1171 1007 1283">Peak</td> <td data-bbox="1007 1171 1118 1283">-</td> </tr> </tbody> </table>						Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	CTM GT (EDM)	24MW	18MW	1991	Peak	-
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
CTM GT (EDM)	24MW	18MW	1991	Peak	-												
<div style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <div style="border: 1px solid red; padding: 2px; display: inline-block;">OCGT: 24MW x 1unit</div> </div> 																	

No	Descriptions																
6	Nacala Barcassa (Thermal)																
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="256 309 405 394">Plant Name</th> <th data-bbox="405 309 587 394">Installed Capacity (MW)</th> <th data-bbox="587 309 751 394">Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th data-bbox="751 309 879 394">Operation Start (COD)</th> <th data-bbox="879 309 1018 394">Operation Type</th> <th data-bbox="1018 309 1134 394">Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="256 394 405 504">Nacala Barcassa -IPP (Karpower)</td> <td data-bbox="405 394 587 504">102.5MW (17.09MWx6u)</td> <td data-bbox="587 394 751 504">40MW</td> <td data-bbox="751 394 879 504">2016</td> <td data-bbox="879 394 1018 504">Base Load</td> <td data-bbox="1018 394 1134 504">-</td> </tr> </tbody> </table>						Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	Nacala Barcassa -IPP (Karpower)	102.5MW (17.09MWx6u)	40MW	2016	Base Load	-
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
Nacala Barcassa -IPP (Karpower)	102.5MW (17.09MWx6u)	40MW	2016	Base Load	-												
																	
7	CTRG (Thermal)																
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="256 1122 405 1207">Plant Name</th> <th data-bbox="405 1122 587 1207">Installed Capacity (MW)</th> <th data-bbox="587 1122 751 1207">Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th data-bbox="751 1122 879 1207">Operation Start (COD)</th> <th data-bbox="879 1122 1018 1207">Operation Type</th> <th data-bbox="1018 1122 1134 1207">Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="256 1207 405 1317">CTRG -PPP (EDM/Sasol)</td> <td data-bbox="405 1207 587 1317">175MW (9.72MWx18u)</td> <td data-bbox="587 1207 751 1317">150MW</td> <td data-bbox="751 1207 879 1317">2014</td> <td data-bbox="879 1207 1018 1317">Base Load</td> <td data-bbox="1018 1207 1134 1317">85.1%</td> </tr> </tbody> </table>						Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015	CTRG -PPP (EDM/Sasol)	175MW (9.72MWx18u)	150MW	2014	Base Load	85.1%
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
CTRG -PPP (EDM/Sasol)	175MW (9.72MWx18u)	150MW	2014	Base Load	85.1%												
<p style="text-align: center; border: 1px solid red; padding: 2px;">Gas Engine: 9.72MW x 18units</p>																	
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="260 1402 799 1693">  <p style="text-align: center;">Gas Engine</p> <p style="font-size: small;">Inauguration of Central Termica de Ressano Garcia (CTRG)</p> </div> <div data-bbox="807 1402 1353 1742">  <p style="text-align: center;">Overview of Site</p> </div> </div>																	
Source: CTRG HP																	

No	Descriptions																
8	Gigawatt (Thermal)																
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Installed Capacity (MW)</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gigawatt-IPP (Gigawatt)</td> <td>121MW (9.34x13u)</td> <td>120MW</td> <td>2016</td> <td>Base Load</td> <td>78.3%</td> </tr> </tbody> </table>	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)		Operation Type	Load Factor in 2015	Gigawatt-IPP (Gigawatt)	121MW (9.34x13u)	120MW	2016	Base Load	78.3%	<div style="text-align: center; border: 1px solid red; padding: 5px; color: red; margin-bottom: 10px;">Gas Engine: 9.34MW x 13units</div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>Gas Engine</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Overview of Site</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">Source: Gigawatt HP</p>		
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
Gigawatt-IPP (Gigawatt)	121MW (9.34x13u)	120MW	2016	Base Load	78.3%												
9	Kuvaninga (Thermal)																
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Installed Capacity (MW)</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Load Factor in 2015</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kuvaninga-IPP</td> <td>40MW (4MWx10u)</td> <td>40MW</td> <td>2017</td> <td>Base Load</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)		Operation Type	Load Factor in 2015	Kuvaninga-IPP	40MW (4MWx10u)	40MW	2017	Base Load	-	<div style="text-align: center; border: 1px solid red; padding: 5px; color: red; margin-bottom: 10px;">Gas Engine: 4MW x 10units</div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>Gas Engine</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>Overview of Site</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">Source: Kuvaninga HP</p>		
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Load Factor in 2015												
Kuvaninga-IPP	40MW (4MWx10u)	40MW	2017	Base Load	-												

出典：JICA 調査団

図 5.6-1 電源設備データシート (既設ユニット)

5.6.2 電源設備データシート（開発計画）

No	Descriptions																																																																																																	
1	<p>Mphanda Nkuwa (Hydro)</p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Project Status</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mphanda Nkuwa- (PPP)</td> <td>1,500MW</td> <td>2024</td> <td>Base Load</td> <td>Feasibility Study</td> </tr> </tbody> </table> <p><特徴> 優先開発の大規模水力プロジェクト。Cahora Bassa 水力の下流、Zambezi 川水系に建設予定。2024 年運転開始を目標として計画が進められている。当初 IPP プロジェクトとして計画されていたが、PPP プロジェクトとして EDM と HCB の共同で開発中。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>UTIP</th> <th>Projeto Revisado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Potência instalada</td> <td>1.300 MW (4x325)</td> <td>1.500 MW (4x375)</td> </tr> <tr> <td>N.A. Máx.</td> <td>207,00 m</td> <td>207,00 m</td> </tr> <tr> <td>Crista</td> <td>211,00 m</td> <td>211,00 m</td> </tr> <tr> <td>Altura Máxima sobre a Fundação</td> <td>86,00 m</td> <td>86,00 m</td> </tr> <tr> <td>Volume de Concreto Rolado</td> <td>1.061.000 m³</td> <td>763.000 m³</td> </tr> <tr> <td>Volume de Concreto Convencional</td> <td>925.000 m³</td> <td>611.000 m³</td> </tr> <tr> <td>Volume de Escavação em Solo</td> <td>1.011.000 m³</td> <td>1.463.000 m³</td> </tr> <tr> <td>Volume de Escavação em Rocha</td> <td>4.615.000 m³</td> <td>6.609.000 m³</td> </tr> <tr> <td>n° de Vertedouros</td> <td>13 vãos (14,90x19,50 m)</td> <td>13 vãos (14,90x19,50 m)</td> </tr> <tr> <td>n° de Adufas</td> <td>6 adufas (10,00x4,50 m)</td> <td>10 adufas (12,00x5,95 m)</td> </tr> <tr> <td>Vazão Máxima – Decamlenar</td> <td>33.000 m³/s</td> <td>33.000 m³/s</td> </tr> <tr> <td>Volume do Reservatório</td> <td>2.510 x 10⁶ m³</td> <td>2.510 x 10⁶ m³</td> </tr> <tr> <td>Superfície do Reservatório</td> <td>96,50 Km²</td> <td>96,50 Km²</td> </tr> </tbody> </table>    <p>出典：2003 年 Feasibility Study Report</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>2017</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>FS/EIA(Update)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>FC</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Construction</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>COD</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>想定される開発スケジュール案</p>	Plant Name	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status	Mphanda Nkuwa- (PPP)	1,500MW	2024	Base Load	Feasibility Study		UTIP	Projeto Revisado	Potência instalada	1.300 MW (4x325)	1.500 MW (4x375)	N.A. Máx.	207,00 m	207,00 m	Crista	211,00 m	211,00 m	Altura Máxima sobre a Fundação	86,00 m	86,00 m	Volume de Concreto Rolado	1.061.000 m³	763.000 m³	Volume de Concreto Convencional	925.000 m³	611.000 m³	Volume de Escavação em Solo	1.011.000 m³	1.463.000 m³	Volume de Escavação em Rocha	4.615.000 m³	6.609.000 m³	n° de Vertedouros	13 vãos (14,90x19,50 m)	13 vãos (14,90x19,50 m)	n° de Adufas	6 adufas (10,00x4,50 m)	10 adufas (12,00x5,95 m)	Vazão Máxima – Decamlenar	33.000 m³/s	33.000 m³/s	Volume do Reservatório	2.510 x 10 ⁶ m³	2.510 x 10 ⁶ m³	Superfície do Reservatório	96,50 Km²	96,50 Km²	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		FS/EIA(Update)										FC										Construction													COD	
Plant Name	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status																																																																																														
Mphanda Nkuwa- (PPP)	1,500MW	2024	Base Load	Feasibility Study																																																																																														
	UTIP	Projeto Revisado																																																																																																
Potência instalada	1.300 MW (4x325)	1.500 MW (4x375)																																																																																																
N.A. Máx.	207,00 m	207,00 m																																																																																																
Crista	211,00 m	211,00 m																																																																																																
Altura Máxima sobre a Fundação	86,00 m	86,00 m																																																																																																
Volume de Concreto Rolado	1.061.000 m³	763.000 m³																																																																																																
Volume de Concreto Convencional	925.000 m³	611.000 m³																																																																																																
Volume de Escavação em Solo	1.011.000 m³	1.463.000 m³																																																																																																
Volume de Escavação em Rocha	4.615.000 m³	6.609.000 m³																																																																																																
n° de Vertedouros	13 vãos (14,90x19,50 m)	13 vãos (14,90x19,50 m)																																																																																																
n° de Adufas	6 adufas (10,00x4,50 m)	10 adufas (12,00x5,95 m)																																																																																																
Vazão Máxima – Decamlenar	33.000 m³/s	33.000 m³/s																																																																																																
Volume do Reservatório	2.510 x 10 ⁶ m³	2.510 x 10 ⁶ m³																																																																																																
Superfície do Reservatório	96,50 Km²	96,50 Km²																																																																																																
2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025																																																																																										
	FS/EIA(Update)																																																																																																	
		FC																																																																																																
			Construction																																																																																															
							COD																																																																																											

No	Descriptions												
	<p>Mphanda Nkuwa プロジェクト事務所からの情報 (実施日：2017年4月21日/6月15日)</p> <p><u>開発スケジュール (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・2017年11月～2018年12月：FS/EIA 見直し調査 ・2019年09月：ファイナンスクローズ (FC) ・2019年10月～2024年10月：建設工事 ・2024年10月：COD <p><u>プロジェクトコスト (想定)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・総建設コスト：約2,200MUSD (根拠：2010年実施のFS) <p><u>プロジェクト体制 (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・EDM、HCB、3rd Party、(PPP スキーム) <p><u>資金調達 (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・WB、AfDB、IFC、他 <p><u>オフテイカー (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・EDM、Export 												
2	<p>CTM CCGT (Thermal)</p> <table border="1" data-bbox="256 936 1158 1122"> <thead> <tr> <th>Plant Name</th> <th>Installed Capacity (MW)</th> <th>Supply Power to EDM Grid (MW)</th> <th>Operation Start (COD)</th> <th>Operation Type</th> <th>Project Status</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CTM CCGT</td> <td>110MW</td> <td>110MW</td> <td>2018</td> <td>Base Load</td> <td>Under Construction</td> </tr> </tbody> </table>  <p>Plant configuration :2GTG +1STG</p>  <p>Construction Site</p>  <p>Feb 2017 Construction Site</p>	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status	CTM CCGT	110MW	110MW	2018	Base Load	Under Construction
Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status								
CTM CCGT	110MW	110MW	2018	Base Load	Under Construction								

No	Descriptions
----	--------------

3 Tete 1200 (Thermal)


Plant Name	Installed Capacity (MW)	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	Project Status
Tete 1200- (PPP)	1,200MW	1,200MW (300MWx4u)	2023	Base Load	Pre-Feasibility Study



Source: Pre-feasibility Study Report (2016)

Tete 1200 プロジェクト事務所からの情報
(実施日：2017年4月21日/6月20日)

- 開発スケジュール (案)
 - ・2016年06月：Pre-FS完了
 - ・2017年10月～2018年05月：FS
 - ・2019年01月～2019年09月：EIA/FC
 - ・2019年09月～2025年06月：建設工事 (300MW/基の複数ユニット構成)
 - ・2023年～2025年：COD (順次運開)
- プロジェクトコスト (想定)
 - ・総建設コスト：約1,800MUSD
- プロジェクト体制 (案)
 - ・EDM、ZESCO、3rd Party (PPPスキーム)
- 資金調達 (案)
 - ・WB、AfDB、他
- オフテイカー案)
 - ・EDM (50%)、Export (50%)

No	Descriptions				
4	Temane 400MW MGTP (Thermal)				
	Plant Name	Supply Power to EDM Grid (MW)	Operation Start (COD)	Operation Type	
	Temane MGTP- (PPP)	400MW	2021	Base Load	Feasibility Study
<p>Temane 400MW プロジェクト事務所からの情報 (実施日：2017年6月21日)</p> <p><u>開発スケジュール (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・2017年09月：FS完了 ・2017年10月～2018年6月：EIA ・2019年10月～2022年3月：建設工事（80~200MW/基の複数ユニット構成） ・2021年10月～2022年03月：COD（順次運開） <p><u>プロジェクトコスト (想定)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・総建設コスト：約600MUSD <p><u>プロジェクト体制 (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・EDM (51%)、Sasol (49%) (PPPスキーム) <p><u>資金調達 (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・WB、AfDB、他 <p><u>オフテイカー (案)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・EDM (50%)、Export (50%) 					

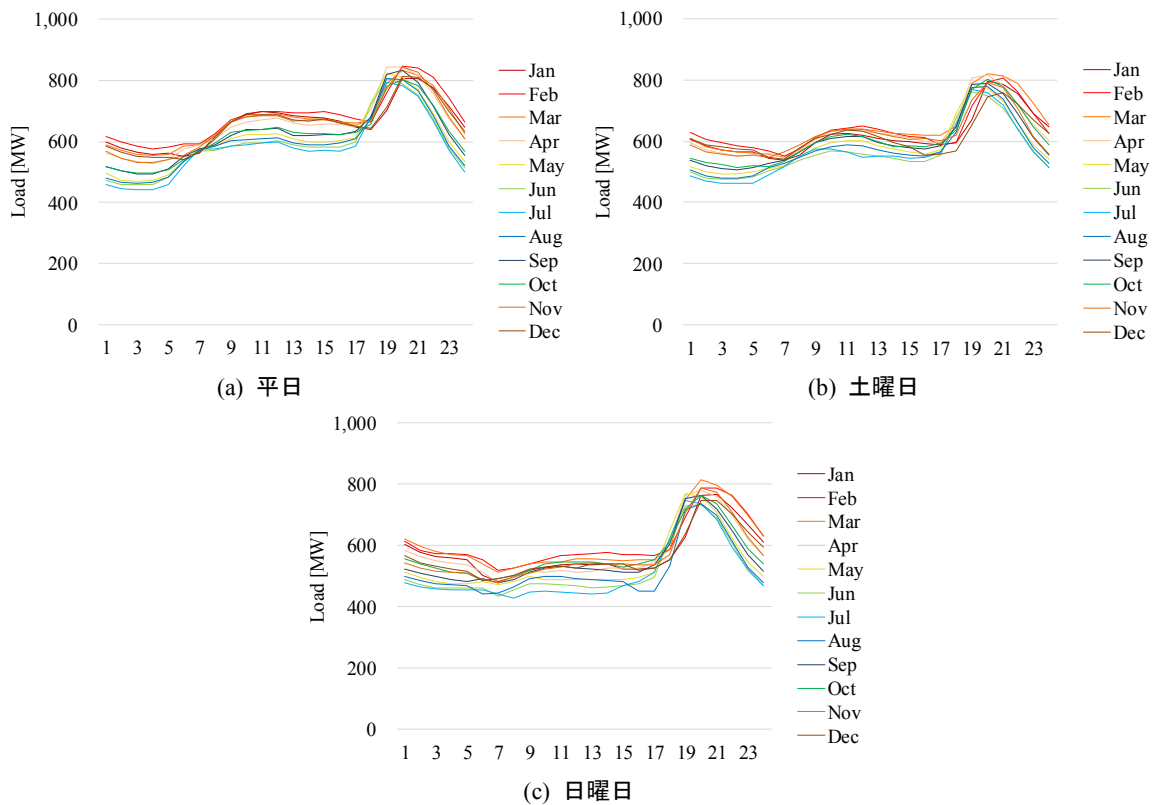
出典：JICA 調査団

図 5.6-2 電源設備データシート（開発計画）

5.7 電力需要の特徴

電源開発計画では、年間のピーク需要だけでなく、日負荷曲線や負荷持続曲線といった電力需要の特徴を把握する必要がある。またこれらの特徴は、太陽光発電や風力発電の導入検討する際にも必要となる。

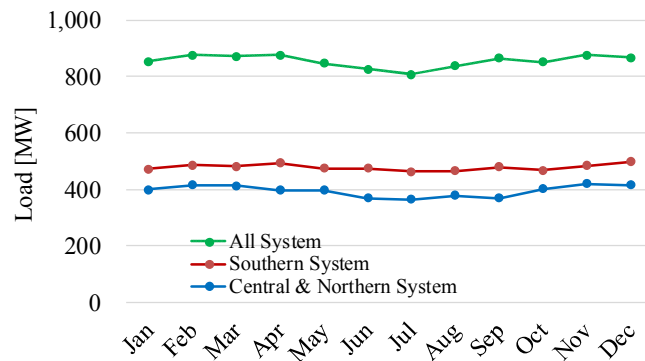
図 5.7-1 に 2016 年における各月の典型的な日負荷曲線（平日、土曜日および日曜日）を示す。平日・休日問わず、年間を通して基本的な曲線の特徴は変わらず、点灯時間帯に発生するピーク需要値もほぼ同様である。また、年間を通して雨期の方が乾季よりも終日の需要が大きい。また、年間を通して日中の需要は平日が最も高く、日曜日が最も低い。



出典：JICA 調査団

図 5.7-1 日負荷曲線（2016 年）

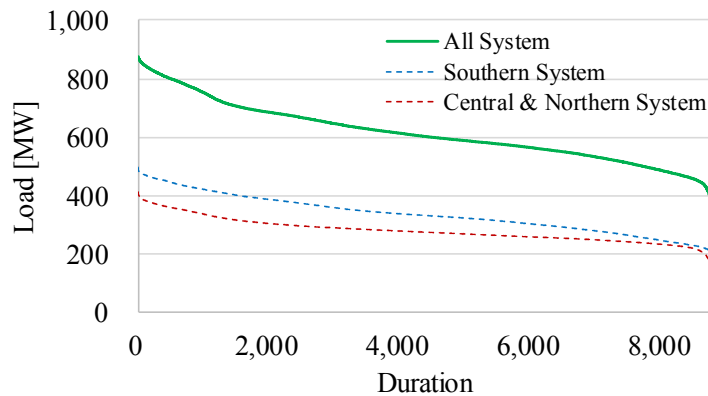
図 5.7-2 に 2016 年における各月のピーク需要値を示す。年間を通してモザンビーク全体で 850MW 程度を記録している。また、雨期の方が乾季よりも需要が大きい傾向にある。



出典：JICA 調査団

図 5.7-2 月別のピーク需要 (2016 年)

図 5.7-3 に 2016 年における負荷持続曲線を示す。同図より、少なくとも 400MW 以上をベース電源として運転する必要があることが読み取れる。

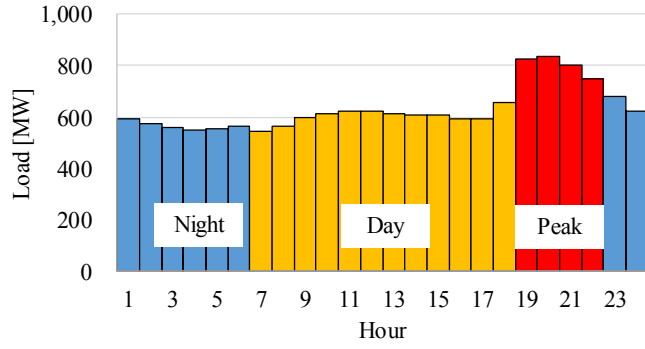


出典：JICA 調査団

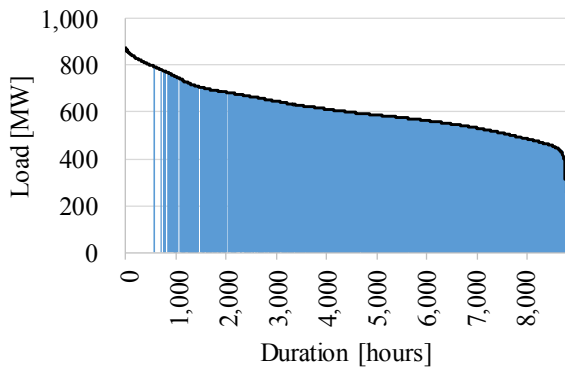
図 5.7-3 負荷持続曲線 (2016 年)

図 5.7-4 に 2016 年における各時間帯の需要分布を示す。ピークの発生しやすい 18 時～22 時を赤色、日中を黄色、夜間を青色とし、2016 年におけるモザンビーク全土の負荷持続曲線に対し、それぞれの発生分布を色分けして表示した。

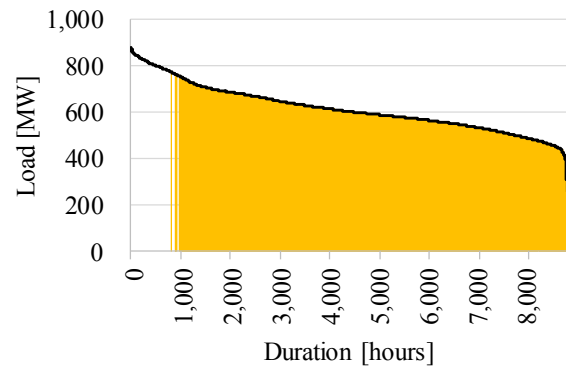
これより、18 時～22 時帯は曲線の高負荷側に、日中および夜間は高負荷側以外に集中していることが分かる。また、各時間帯における発生需要は負荷持続曲線の上でも明瞭に表されており、これは現実における時系列の発生需要パターンが負荷持続曲線上でも十分に模擬されていることを意味している。



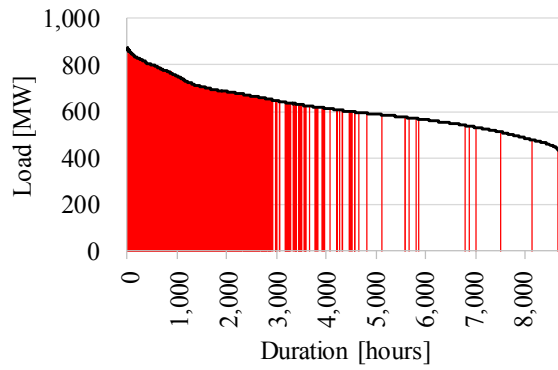
(a) 時間別モデル



(b) 需要分布 (夜間)



(c) 需要分布 (日中)



(d) 需要分布 (18時~22時)

出典：JICA 調査団

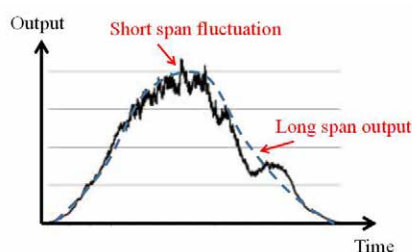
図 5.7-4 電力需要分布 (2016 年)

5.8 太陽光発電および風力発電導入可能量

今後の導入が予想される太陽光発電および風力発電の導入可能量の検討が必要となる。モザンビークでは 2017 年時点で太陽光発電を計 70MW、風力発電を 30MW 導入する計画が進められている。しかしながら、太陽光発電や風力発電の出力は天候状態に左右されるため、出力を厳密に予測すること、また火力発電のように燃料の投入加減によって出力を調整することができない。

出力が不安定な太陽光発電および風力発電が系統に大容量接続された場合、系統全体が不安定になる、具体的には周波数が許容値から大幅に逸脱することで停電が発生する恐れがある。また、太陽光発電および風力発電の出力変動を補うために、他の発電機による出力調整能力の確保が必要不可欠となる。

本項では、太陽光発電および風力発電の導入にあたり、モザンビークの系統状態を電氣的な観点から把握するとともに、図 5.8-1 のモデルに示すような、一日の出力カーブを考慮に入れた長周期的観点からみた検討と、数十分単位で変動する短周期的観点からみた検討を行う。また、安定した系統運用を維持するために必要な調整力について説明する。

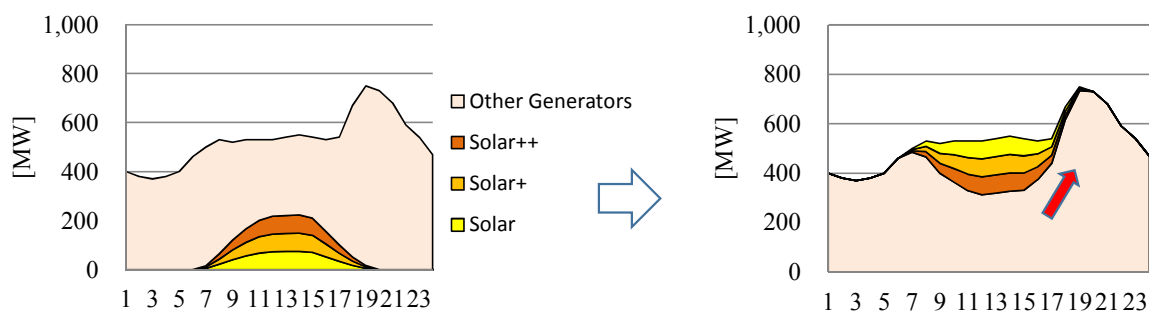


出典：JICA 調査団

図 5.8-1 太陽光発電出力例

5.8.1 長周期的観点における検討

長周期的観点での検討は、太陽光発電および風力発電の出力カーブを考慮に入れた、日々の発電機体制を決定するために必要である。特に太陽光発電は出力カーブに特徴があり、太陽光発電の導入量が大きいほど、日々の電力受給運用に与える影響は大きい。モザンビークでは夜間点灯需要帯にピーク電力が発生する。一方で、太陽光発電は夕方出力が低下するため、他の発電機による調整が困難になるだけでなく、非経済的な発電機運用を強いられる。

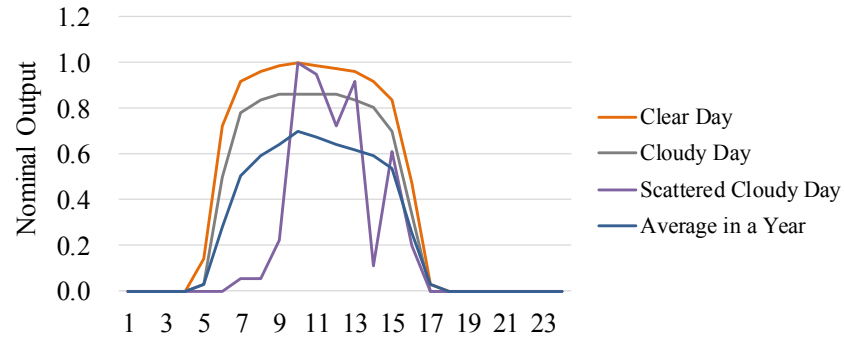


出典：JICA 調査団

図 5.8-2 太陽光発電の出力を考慮に入れた発電機運転

(1) 太陽光発電出力

図 5.8-3 に、本検討に用いる太陽光発電の出力モデルを示す。これらのモデルは、Mocuba プロジェクトデータを用いた。これより、晴天日も曇りの日も典型的な出力カーブを描くことが分かる。しかしながら、天候状態によっては出力が急変する。また、年間の平均カーブは晴天日に対して7割程度の出力である。

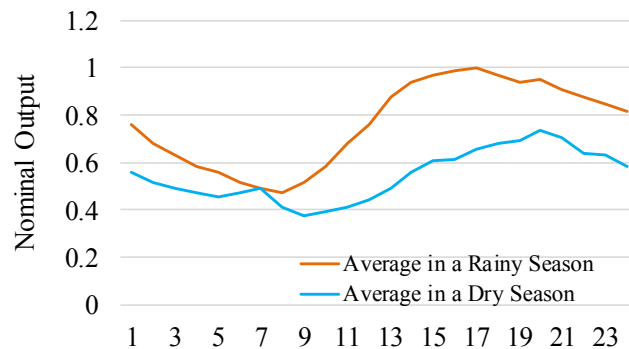


出典：JICA 調査団

図 5.8-3 太陽光発電出力モデル

(2) 風力発電出力

図 5.8-4 に、本検討に用いる風力発電の出力モデルを示す。これらのモデルは、Tofo プロジェクトデータを用いた。これより、雨期の方が乾季よりも出力が高いこと、雨期乾季共に朝の出力が昼夜よりも低い。

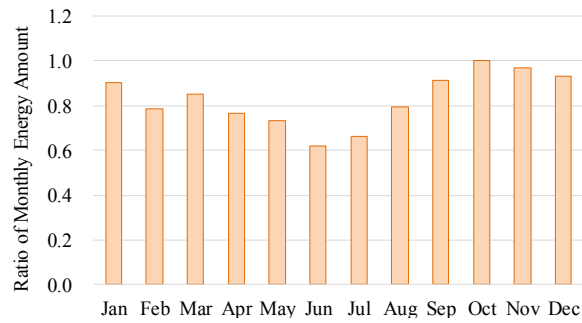


出典：JICA 調査団

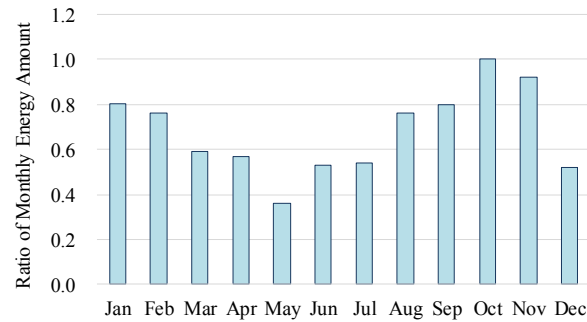
図 5.8-4 風力発電出力モデル

(3) 月別発生電力量

図 5.8-5 に月別の合計発電量比率を示す。これより、太陽光発電も風力発電も10月の発生電力量が年間を通して一番多いこと、また雨期の方が乾季よりも発生電力量が多い傾向にあることが分かる。



(a) 太陽光発電



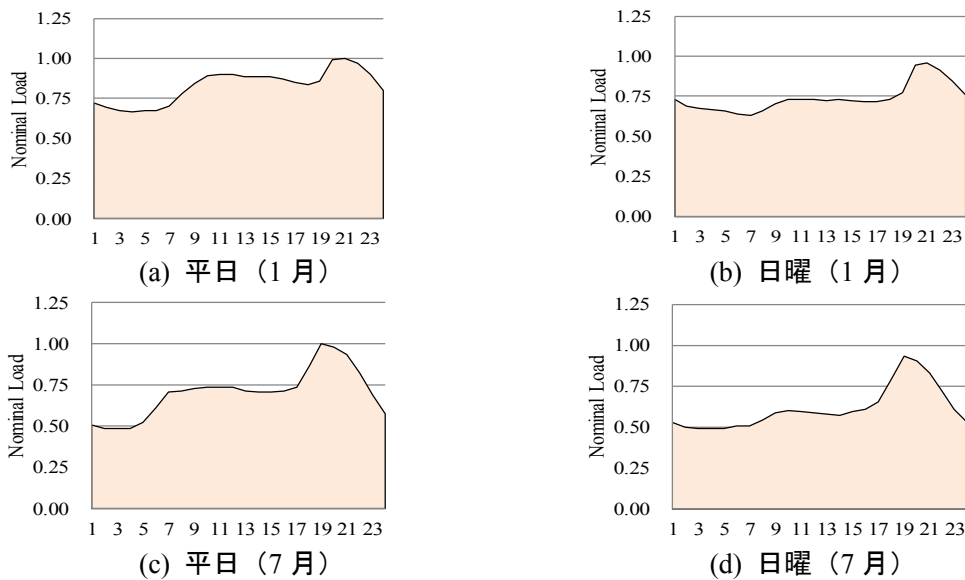
(b) 風力発電

出典：JICA 調査団

図 5.8-5 月別発生電力量比率

(4) 日負荷曲線

長周期的な観点から太陽光発電および風力発電の影響を評価するため、本項では、5.4 で記載した 2016 年のデータを基に日負荷曲線のモデルを作成した。例として、図 5.8-6 に南部系統における雨期（1 月）および乾季（7 月）の日負荷曲線モデル（平日、日曜日）を示す。なお将来の日負荷曲線は、南アフリカをはじめとする先進した近隣諸国の特徴を鑑み、現状と同じ点灯帯にピーク需要が発生するものと仮定した。



出典：JICA 調査団

図 5.8-6 日負荷曲線モデル

(5) 再生可能エネルギー導入に伴う発電機運転の影響評価

先述したデータを用いて、雨期および乾季における各発電の導入影響評価を行った。具体的には図 5.8-7 に示すよう、太陽光発電および風力発電が含まれた日負荷曲線から太陽光および風力発電分を差し引き、火力等ほかの発電機による供給を必要とする負荷分の評価を行った。対象は、2019 年の北中部系統および 2023 年の南部系統、また系統連系後で将来大容量の導入が想定されるため、2030 年および 2040 年も解析した。

2030 年および 2040 年における太陽光および風力発電の導入設備容量は、一次エネルギーポテンシャルおよび太陽光発電への投資状況を考慮し、太陽光発電と風力発電の割合を 3:1 としながら年間ピークデマンドの 10%を維持するという仮定の下で解析を行った。

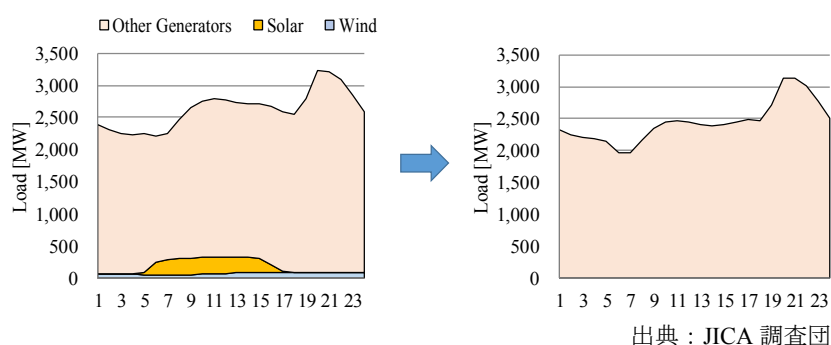
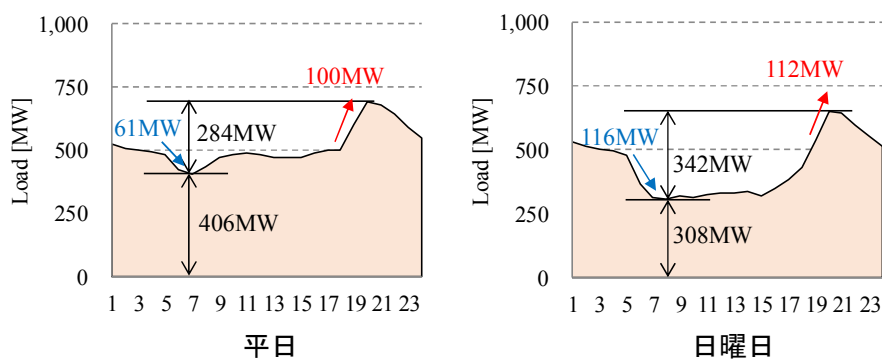


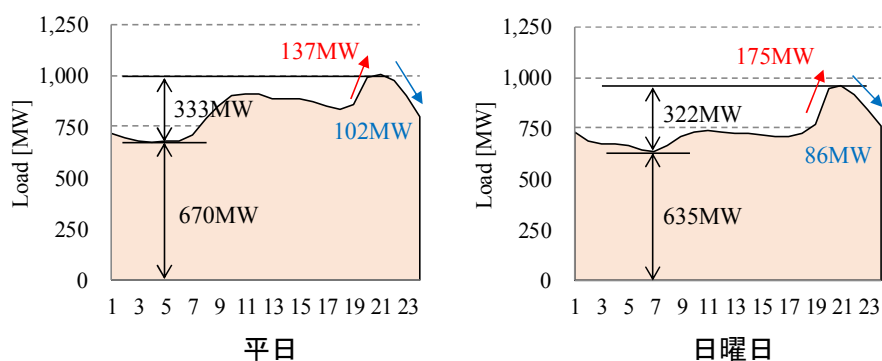
図 5.8-7 検討モデル

図 5.8-8 に、2019 年の北中部系統および 2023 年の南部系統（どちらも 1 月）における、日負荷曲線から太陽光および風力発電分を差し引いた、その他の発電機によって供給される分を示す。赤色の矢印は一日の中で一番調整量が多くなる 1 時間の上昇分調整量を、青色は下降分調整量を示している。また、二つの黒い数字は、下側が最低出力必要量を、上側が最高出力と最低出力との差を示している。

これより太陽光発電の導入によって、日中の負荷に対する、その他発電機による供給量が減る傾向にあることが、曲線の形状から読み取ることができる。しかしこれに伴い、特に日曜日における最高出力および最低出力の差が大きくなることも想定される。ただし、一年を通してピーク需要は点灯時間帯に発生するため、太陽光の短時間調整力に対する影響はない。



(a) 2019年：中北部系統（太陽光発電70MW導入想定）



(b) 2023年：南部系統（風力発電30MW導入想定）

出典：JICA 調査団

図 5.8-8 太陽光および風力発電分を除いた必要供給力

上記のような特性を踏まえ、2019年北中部系統および2023年の南部系統の7月、また2030年および2040年の全系統における1月および7月においても同様な方法で検討を行った。表 5.8-1にその結果を示す。この結果から、すべての対象期間において、他発電機で賄う短時間調整力に対する太陽光および風力発電による影響は小さい。また、火力発電機の合計出力が最大になるのは点灯が発生する時間帯である一方、火力発電機の合計出力が一番小さくなるのは早朝または深夜帯であることが多く、どちらも太陽光発電量が少ない時間帯である。しかしながら、2019年7月の日曜日は最低運転量が12時であり、これは太陽光発電出力が影響していることが考えられる。つまり太陽光発電の導入量が多い場合、特に休日の日中において、昼間帯の最低出力から夕方過ぎの最大出力まで大容量の調整力が必要になる。

表 5.8-1 日負荷に対する発電カーブの特徴（太陽光および風力発電分を除く）

(a) 2019, Central & Northern System

		Maximum		Minimum		Difference (MW)	Up		Down	
		Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	Weekday	689	20	406	7	284	100	18-19	-61	5-6
July		675	20	420	6	255	99	18-19	-68	22-23
January	Sunday	650	20	308	8	342	112	19-20	-116	5-6
July		649	20	284	12	366	123	18-19	-77	21-22

(b) 2023, Southern System

		Maximum		Minimum		Difference (MW)	Up		Down	
		Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	Weekday	1,004	21	670	4	333	137	19-20	-102	23-24
July		983	19	471	3	513	136	17-18	-133	22-23
January	Sunday	957	21	635	7	322	175	19-20	-86	23-24
July		914	19	476	4	438	143	17-18	-116	21-22

(c) 2030, Integrated System

		Maximum		Minimum		Difference (MW)	Up		Down	
		Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	Weekday	3,138	20	1,961	7	1,177	424	19-20	-264	23-24
July		3,081	19	1,702	4	1,379	427	18-19	-373	22-23
January	Sunday	2,984	21	1,636	7	1,348	539	19-20	-342	5-6
July		2,896	19	1,402	8	1,494	501	18-19	-359	21-22

(d) 2040, Integrated System

		Maximum		Minimum		Difference (MW)	Up		Down	
		Capacity	Time	Capacity	Time		Capacity	Time	Capacity	Time
		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)		(MW)	(hour)	(MW)	(hour)
January	Weekday	5,500	20	3,437	7	2,063	744	19-20	-463	23-24
July		5,399	19	2,983	4	2,416	747	18-19	-654	22-23
January	Sunday	5,228	21	2,866	7	2,362	944	19-20	-600	5-6
July		5,075	19	2,458	8	2,618	878	18-19	-630	21-22

出典：JICA 調査団

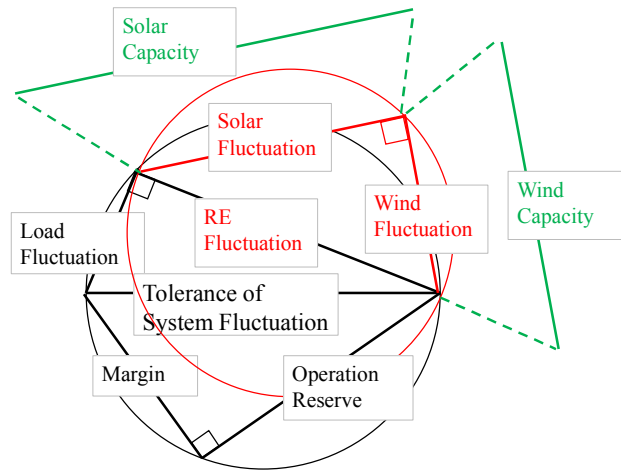
5.8.2 短周期的観点における検討

例えば一時的に雲が太陽光パネルの上を通過した時や風況の変化など、太陽光発電および風力発電は短時間での出力変化も発生する。特に開発地点が集中する場合、天候変化に伴い、各発電ユニットが同じタイミングで出力変化する恐れがある。設備容量が多いほど系統周波数が大きく変動する懸念があり、これを補うための調整力確保が必要不可欠となる。

(1) 評価手法

短周期的な影響評価方法として、代数的手法を用いた。これは図 5.8-9 に示すように、受給運用上で周波数変動の要因となる需要変動や太陽光および風力発電出力変動と、これを補う火力機等の発電機の調整能力（Operating Reserve）および許容周波数変動余裕の関係をを用いた簡略な手法である。変動周期として、15 分単位での太陽光および風力発電出力変動分に対する評価を行った。

太陽光および風力発電導入設備容量は、2023 年までは現時点で計画しているプロジェクト通りとした。2024 年以降は、太陽光発電と風力発電の割合を 3:1 としながら年間ピークデマンドの 10% をに相当する設備容量とした。これらの変動を吸収するために必要となる Operating Reserve を計算した。



出典：JICA 調査団

図 5.8-9 代数的手法

(2) 解析結果

表 5.8-2 に解析結果を示す。これより、2023 年までに太陽光発電が 80MW、風力発電が 30MW 導入された場合、93MW の Operating Reserve が必要になり、2042 年では 309MW の Operating Reserve が必要となる。これは、15 分間で 309MW の変動が発生する可能性がある。

表 5.8-2 代数的手法を用いた短周期変動解析結果

	Domestic Peak Demand	Solar Capacity (cumulative)	Wind Capacity (cumulative)	Operating Reserve
	MW	MW	MW	MW
2018	1,311	40	0	57
2019	1,514	80	0	67
2020	1,638	80	0	72
2021	1,800	80	0	79
2022	1,968	80	0	86
2023	2,138	80	30	93
2024	2,314	110	30	101
2025	2,495	140	30	110
2026	2,681	170	30	120
2027	2,875	170	60	128
2028	3,076	200	60	138
2029	3,284	230	60	148
2030	3,500	260	60	159
2031	3,724	260	90	168
2032	3,955	290	90	179
2033	4,194	320	90	191
2034	4,441	350	90	203
2035	4,697	350	120	213
2036	4,962	380	120	226
2037	5,238	410	120	239
2038	5,525	440	120	252
2039	5,823	440	150	264
2040	6,133	470	150	279
2041	6,443	500	150	293
2042	6,772	530	150	309

出典：JICA 調査団

(3) Operating Reserve の確保

前項で算出した Operating Reserve の確保のためだけに発電機を導入する必要はなく、Operating Reserve は短時間出力調整が可能な水力発電で確保することができると考えられる。理由は以下の通り。

- ・ 風力発電よりも太陽光発電を多く導入する計画であり、Operating Reserve が必要とされる時間は昼間帯である。
- ・ ピーク需要は夕方以降に発生するため、日中は水力発電を含めて供給予備力が多い。
- ・ ピーク需要が発生する時間帯は、太陽光発電の出力が発生しない。
- ・ モザンビークは水力発電のポテンシャルがあり、今後も開発が可能である。

仮に太陽光および風力の出力変動をすべてバッテリーで賄う場合、2042 年までに 173 million USD (2017 年価格) の投資が必要となる。バッテリーは、短周期対策用として期待されているリチウムイオン電池 (開発コスト 700USD/kW) を想定した。しかしながら、電力系統用のバッテリーは開発途上であり、今後のバッテリー価格は下がることが想定されるものの不確定な要素が多い。このため本検討では将来のバッテリー価格は変わらない前提で検討を行った。

電源開発計画は、Operating Reserve を水力発電で賄うものとして解析した。

(4) 今後の検討

開発サイトの日射量および風速の時系列データが入手できなかったため、図 5.8-3 および図 5.8-4 の発電出力モデルを基に検討した。本来は上記実測データを用いて、数分ごとの変動量を確認した上で検討することが望ましい。また太陽光および風力発電が導入された後、稼働記録を用いて検討を行う必要がある。

各開発地点で同時に出力が変動したものとして Operating Reserve を計算した。実際は各地点で開発した場合、各々の出力が異なることが想定されるため、各開発地点のデータを入手して検討する必要がある。

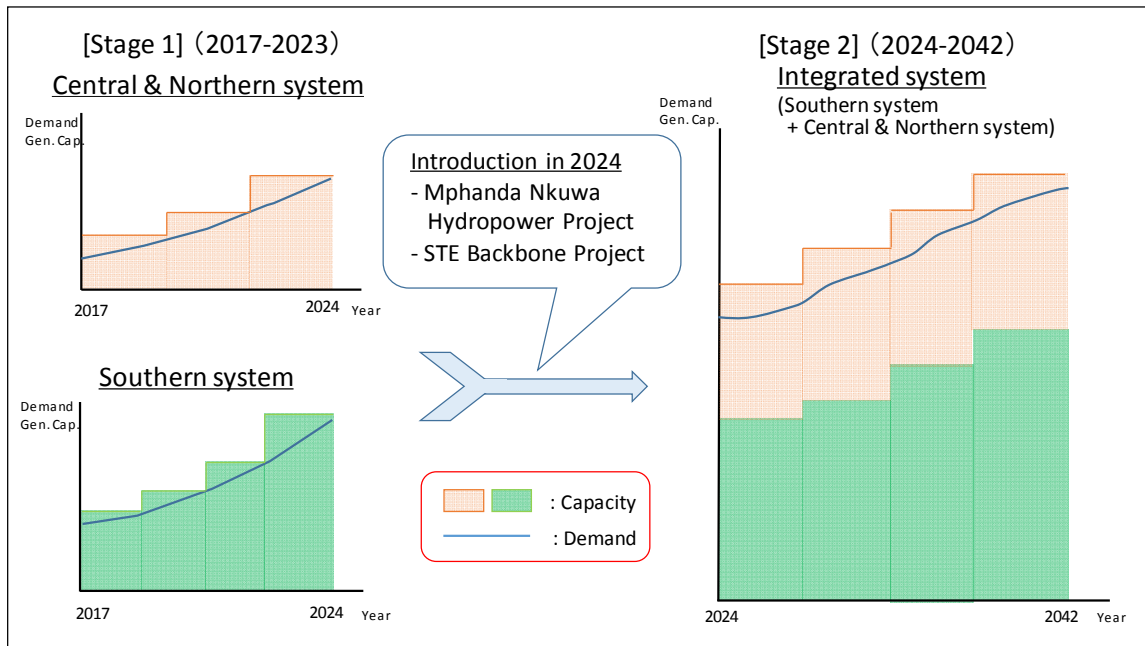
太陽光および風力発電の出力は予測できないため、仮に Operating Reserve を確保できたとしても、頻繁に太陽光および風力発電の大規模な出力変動が繰り返される場合、系統運用者が他の発電機によって系統周波数を調整しきれない可能性がある。その場合は自動で出力補償を行うバッテリーの導入が望ましい。

5.9 電源開発シミュレーション

5.9.1 開発方針

(1) 開発ステージ

モザンビークは 2017 年時点で系統が南部および中北部で分断されており、それぞれの系統における電源開発計画を行う必要がある。また、将来はこれらの系統を連系させる STE Back Bone プロジェクトおよび、5.4 で説明した Mphanda Nkuwa 水力発電プロジェクトを同年で運用開始する計画が進められている。よって本電源開発計画では、上記 2 つのプロジェクトが開発される前後のステージに分けて検討を行った。また想定需要は、電力需要予測で策定した基本シナリオを用いた。



出典：JICA 調査団

図 5.9-1 電源開発ステージ

(2) 開発シナリオ

自国の電力供給を目指した開発シナリオと、自国の供給に加えて他国への電力融通を促進する開発シナリオを作成した。そしてそれぞれのシナリオにおける、火力機や太陽光・風力発電を含めた新規発電設備の開発計画を策定した。

前提条件として、国内供給優先・電力輸出志向（国内ピーク需要の 20%、40%）の 3 通りとした。それぞれに対し、太陽光・風力発電の開発量を国内ピーク需要の 10%、20%の 2 通りを検討した。表 5.9-1 に開発シナリオを示す。

表 5.9-1 電源開発シナリオ

開発シナリオ	ケース	
	国内供給／電力輸出	太陽光・風力発電
国内供給シナリオ 1-1	国内供給優先	国内ピーク需要の 10%
国内供給シナリオ 1-2		国内ピーク需要の 20%
電力輸出シナリオ 1-1	電力輸出： 国内ピーク需要の 20%	国内ピーク需要の 10%
電力輸出シナリオ 1-2		国内ピーク需要の 20%
電力輸出シナリオ 2-1	電力輸出： 国内ピーク需要の 40%	国内ピーク需要の 10%
電力輸出シナリオ 2-2		国内ピーク需要の 20%

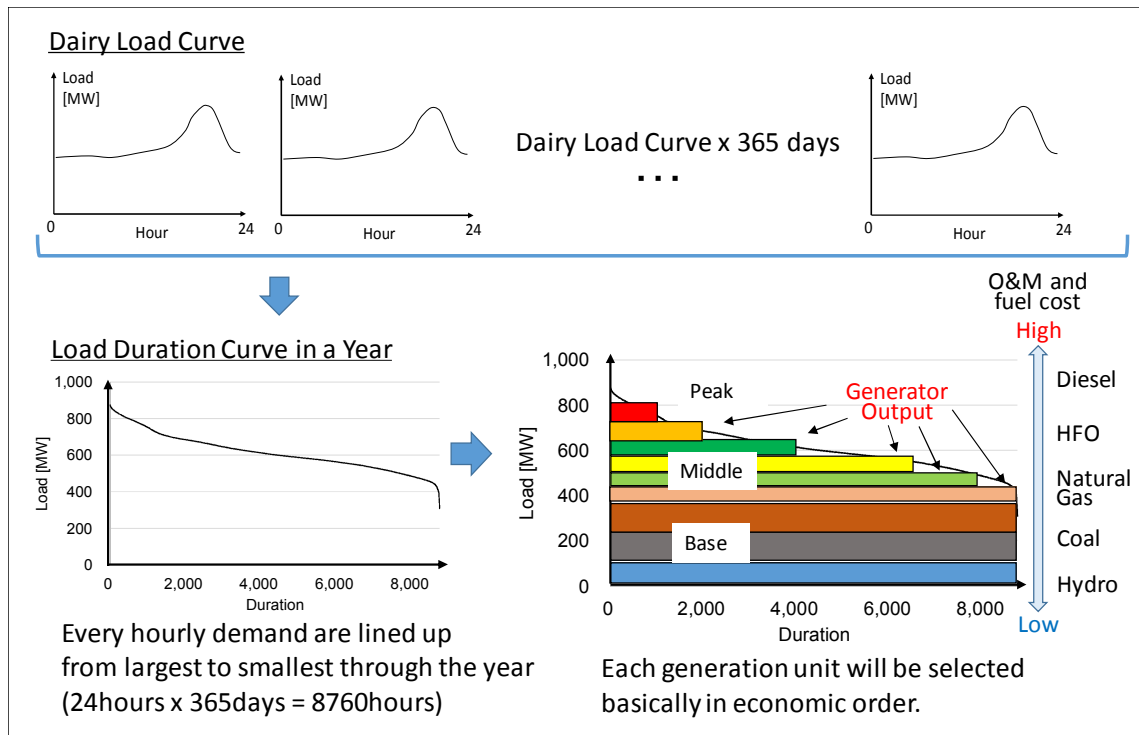
出典：JICA 調査団

(3) 解析手法

5.1 で説明した通り最小費用法を用いて解析する。最小費用法とは、ある期間中における負荷に対し、運転コストが安い発電ユニットほど稼働時間が長くなるよう割り当てることで、期間中の総合発電コストを最小にする手法である。発電ユニットの運転コストは燃料費が大きく影響するため、基本的には水力発電ユニットの運転コストが一番安く、軽油や重油を用いた火力発電ユニ

ットの運転コストが高い傾向にある。また、毎年の負荷モデルとして負荷持続曲線を用い、2017年現在モザンビークで計画されている開発プロジェクトや既設発電ユニットの運転終了を加味した、2018年から2042年における最適な電源開発計画を策定する。

ちなみに、最小費用法は日中の出力を一定に調整することが可能な発電機を対象としており、天候条件に左右される太陽光および風力発電は、別途検討する必要がある（後述）。



出典：JICA 調査団

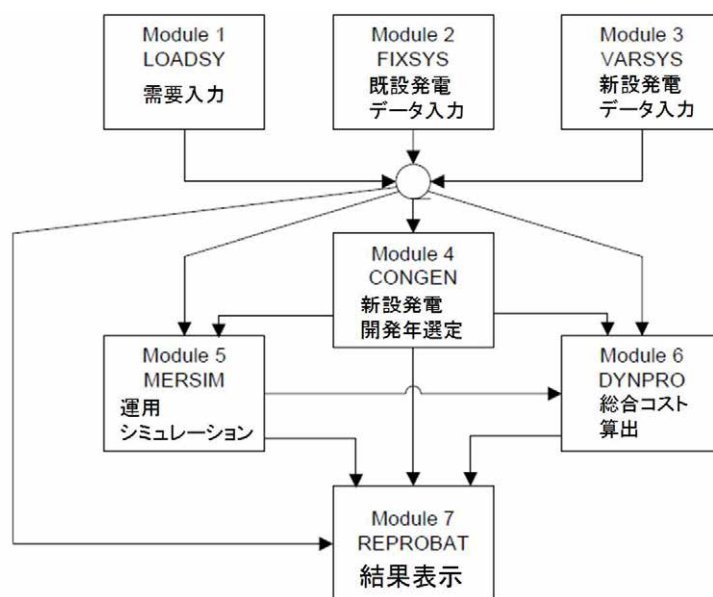
図 5.9-2 最小費用法のイメージ

5.9.2 最小費用法を用いた WASP シミュレーション

最小費用法による電源開発計画策定プログラムである、WASP-IV (Wien Automatic System Planning) を用いた。本項では、WASP-IVを用いたシミュレーション手法およびその特徴について記述する。

(1) 概要

WASP-IV は最小費用法による発電設備拡張シミュレーションツールであり、図 5.9-3 に示す 7 つの演算モジュールにより構成される。WASP-IV は燃料供給量、汚染物質排出量等の制約条件を付加する機能を有しており、また、再生可能エネルギー設備および輸入電力量を発電ユニットとして模擬することで、簡易な連系送電線を含めたシミュレーションの実施が可能である。



出典：Energy Institute “Hrvoje Požar” を基にJICA調査団作成

図 5.9-3 WASP-IV 解析フロー

(2) 目的関数

WASPシミュレーションでは、信頼度制約下での「費用最小化」が行われ、そのための目的関数が設定される。目的関数となる費用としては、資本費、燃料費、O&M 費に加え、供給されなかったエネルギーに相当するコスト (Un-served Energy Cost) が考慮される。また、資本費の減価償却については、耐用年数の残存期間に応じた残存価値 (Salvage Value) を目的関数に組み込むことにより考慮される。

$$B_j = \sum_{t=1}^T (I_{j,t} - S_{j,t} + F_{j,t} + L_{j,t} + M_{j,t} + O_{j,t})$$

$t = \text{time, } t = 1, \dots, T$	(期間 : $t=1, \dots, T$)
$I_{j,t} = \text{Capital costs}$	(資本費)
$S_{j,t} = \text{Salvage value}$	(残存価値)
$F_{j,t} = \text{Fuel costs}$	(燃料費)
$L_{j,t} = \text{Fuel inventory costs}$	(燃料管理費)
$M_{j,t} = \text{O\&M costs}$	(運転維持費)
$O_{j,t} = \text{Unserved energy costs}$	(供給されなかったエネルギーに相当するコスト)

(3) 電力需要

モジュール1 (LOADSY) にて設定を行う。

WASP-IV の内部では電力需要は時系列的な負荷曲線ではなく、負荷持続曲線 (Load Duration Curve) として表現される。この負荷持続曲線と需要想定から得られる毎年の最大需要を用いることにより内部的に需要特性が表現される。なお、詳細な需要特性を模擬するために、年あたり最大12 期に分割し、それらに負荷持続曲線と最大需要を設定することができる。

(4) 発電機運転特性

モジュール2 (FIXSYS) および3 (VARSYS) にて設定を行う。

WASP-IV では、熱消費率、発熱量、O&M 費 (固定費および可変費) などの費用特性や、故障停止率、瞬動予備率、補修による運転停止日数などの出力の期待値に関する特性を考慮することで、発電ユニット毎の運転特性を模擬することができる。

(5) 最適化計算

モジュール4 (CONGEN) 、5 (MERSIM) および6 (DYNPRO) にて設定・演算を行う。

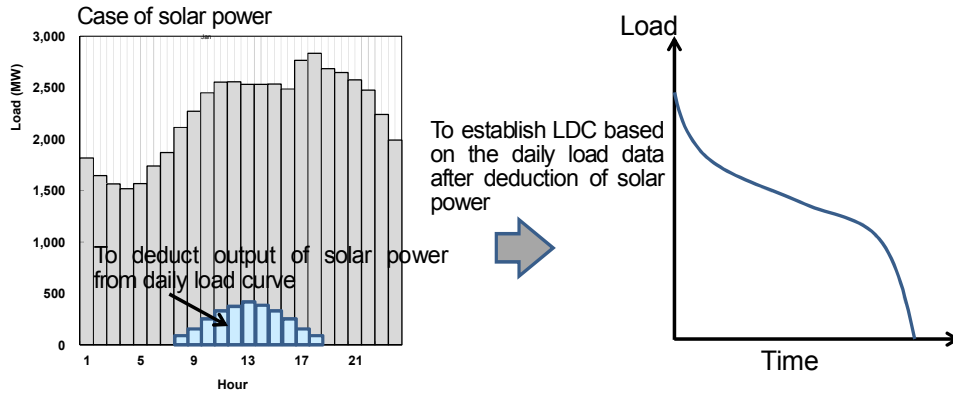
上記電力需要特性と発電ユニットの運転特性から既設および新設発電ユニットの運転コストを算出し、低コストの発電ユニットから運転することで、実際の運転に近い状況をシミュレーションすることができる。さらに、新設発電機の資本費を加味して前述の目的関数を最小化することにより、検討期間における最小費用となる電源開発パターンが自動的に計算される。

(6) 太陽光発電および風力発電の模擬

前述の通り、最小費用法は一定出力に調整することが可能な発電ユニットを対象にしているため、最小費用法に用いる負荷持続曲線は、出力変動を伴う発電ユニットからの電力供給分を予め差し引いておく必要がある。

よって本電源開発計画では図 5.9-4 に示すよう、毎年の負荷持続曲線を作成する前に、毎日の日負荷曲線に対し、想定される太陽光発電および風力発電出力分を差し引くこととした。また太陽光発電および風力発電出力曲線として、5.5.1 に記載した Mocuba 太陽光発電プロジェクトおよび Tofo 風力発電プロジェクトのデータを用い、将来導入される各発電プロジェクトの設備容量を考慮に入れた出力モデルを作成した。

太陽光および風力発電コストは、2017 年 11 月時点で買取料金制度が確立しておらず、Mocuba プロジェクトの 12cent/kWh を用いることとした。



出典：JICA 調査団

図 5.9-4 負荷持続曲線からの太陽光発電出力差し引きイメージ

5.9.3 発電機モデル

表 5.9-3 に WASP-IV で設定するモザンビーク既設発電設備データを、表 5.9-4 に開発計画が進められているプロジェクトの設備データを示す。最大出力は送電端表示であり、Heat Rate や O&M コストといった詳細な仕様は本調査で入手できなかったため、一般的な発電機モデルの仕様を用いた。また、2017 年時点で構想段階であり、かつ運用開始年が 2024 年以降を予定しているプロジェクトは、一般的な発電機モデルとして表 5.9-2 のように模擬することとした。

表 5.9-2 一般的な発電機モデル

	出力	代表例
CCGT ユニット	200MW	Buzi, etc. Shell is also included as 80MW model
石炭火力ユニット	200MW	Moatize, Cuamba, etc.
水力発電ユニット (50MW クラス)	50MW	Tsate(2025), Alto Molocue, Alto Malema, etc.
水力発電ユニット (100MW クラス)	100MW	Lurio, Central Hidrica de Pavue, etc.

表 5.9-3 既設発電機の WASP 設定データ

System	Project Name	Generator Type	Number of Unit in 2017	Minimum Operation (MW)	Maximum Operation (MW)	Heat Rate at Minimum Operation (kJ/kWh)	Average Incremental Heat Rate (kJ/kWh)	Spinning Reserve (%)	Forced Outage Rate (%)	Scheduled Maintenance Days per Year (days)	Maintenance Size (MW)	Fuel Cost in 2017		Variable O&M cost (\$/MWh)	Heat Value of the Fuel Used (kJ/kg)	Fuel Consumption (used in REMERSIM) (kilo-litre / GWh)
												(cent / million kJ)	(\$/kW-month)			
	CTM (GT/CCGT)	OCGT/Exist	1	9	18	15,352	14,458	0	5.0	15	18	1,369	2.0	2.4	42,656	420
	Temane 1	Gas Engine/Exist	6	1	1	9,455	8,904	0	5.0	15	1	1,369	2.0	2.4	42,656	259
	Temane 2	Gas Engine/Exist	2	3	3	9,455	8,904	0	5.0	15	3	1,369	2.0	2.4	42,656	259
	Xai-Xai (Tavene) Back up emergency	Diesel Engine/Exist	1	3	3	9,455	8,904	0	5.0	15	3	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	CTRG	Gas Engine/Exist	18	8	8	9,455	8,904	0	5.0	15	8	303	2.0	2.4	1,054	8.71
	Inhambane_Back up emergency	Diesel Engine/Exist	1	2	2	9,455	8,904	0	5.0	15	2	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	Aggreko Phase 02 Ressano(Gas Engine Rental)	Gas Engine/Exist	1	27	90	9,455	8,904	5	5.0	15	90	303	2.0	2.4	1,054	8.71
	Aggreko Beluluane (Gas Engine Rental)	Gas Engine/Exist	1	12	40	9,455	8,904	5	5.0	15	40	303	2.0	2.4	1,054	8.71
	Gigawatt	Gas Engine/Exist	13	9	9	9,455	8,904	0	5.0	15	9	303	2.0	2.4	1,054	8.71
	Kuwaninga	Gas Engine/Exist	10	4	4	9,455	8,904	0	5.0	15	4	303	2.0	2.4	1,054	8.71
	Beira GT35	OCGT/Exist	1	12	12	15,352	14,458	0	5.0	15	12	1,369	2.0	2.4	42,656	420
	Nampula_Back up emergency	Diesel Engine/Exist	2	1	1	9,455	8,904	0	5.0	15	1	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	Quelimane_Back up emergency	Diesel Engine/Exist	2	1	1	9,455	8,904	0	5.0	15	1	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	Pemba_Back up emergency	Diesel Engine/Exist	1	1	1	9,455	8,904	0	5.0	15	1	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	Lichinga_Back up emergency	Diesel Engine/Exist	1	1	1	9,455	8,904	0	5.0	15	1	1,369	2.0	3.0	42,656	259
	Nacala Barcassa	Diesel Engine/New	6	7	7	8,417	7,926	0	5.0	15	7	1,369	2.0	3.0	42,656	230
	Mavuzi 1	Hydro/Exist	2	6	6	0	0	0	5.0	30	6	0	4.0	0.0		
	Mavuzi 2	Hydro/Exist	3	15	15	0	0	0	5.0	30	15	0	4.0	0.0		
	Chicamba	Hydro/Exist	2	22	22	0	0	0	5.0	30	22	0	4.0	0.0		
	Cahora Bassa (for EDM)	Hydro/Exist	1	500	500	0	0	0	5.0	0	500	0	4.0	0.0		
	Lichinga	Hydro/Exist	1	1	1	0	0	0	5.0	30	1	0	4.0	0.0		
	Cuamba	Hydro/Exist	1	1	1	0	0	0	5.0	30	1	0	4.0	0.0		

出典：JICA 調査団

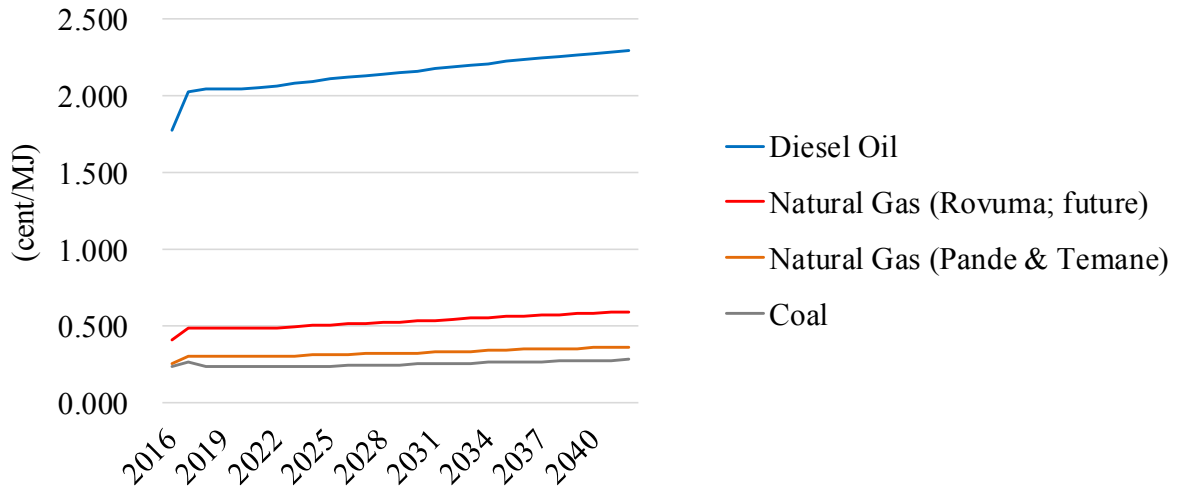
表 5.9-4 新設発電機機の WASP 設定データ

Project Name	Generator Type	Installed Capacity (MW)	Minimum Operation (MW)	Maximum Operation (MW)	Heat Rate at Minimum Operation (kJ/kWh)	Average Incremental Heat Rate (kJ/kWh)	Spinning Reserve (%)	Forced Outage Rate (%)	Scheduled Maintenance Days per Year (days)	Maintenance Size (MW)	Fuel Cost in 2017 (cent / million kJ)	Fixed O&M cost (\$/kW-month)	Variable O&M cost (\$/MWh)	Heat Value of the Fuel Used (kJ/scf)	Fuel Consumption (used in REMERSIM) (Mscf / GWh)	Pure Construction Cost (USD/kW)	Construction Year (Year)	Plant Life (Year)
CTM JICA CCGT	CCGTNew	125	29	106	7,719	7,289	5	5.0	30	106	514	2.0	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1360	3	25
CTM JICA CCGT for emergency	CCGTNew		19	19	7,719	7,289	0	5.0	30	19	514	2.0	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1360	3	25
Tirio		100	29	97	7,719	7,289	5	5.0	30	97	303	1.8	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1000	3	25
Electroec (CCGT)	CCGTNew	40	12	39	7,719	7,289	5	5.0	30	39	303	1.8	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1000	3	25
Central Termica Engco		120	35	116	7,719	7,289	5	5.0	30	116	303	1.8	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1000	3	25
Terrane (CCGT)	CCGTNew	100	29	97	7,719	7,289	5	5.0	30	97	253	3.1	2.4	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1700	3	25
Terrane (MGTP)	CCGTNew	400	116	388	9,877	9,302	5	5.0	15	388	253	2.8	2.4	1,054 (kJ/scf)	9.10 (Mscf / GWh)	1500	3	25
Moamba Major	HydroNew	15	15	15	0	0	0	5.0	30	15	0	4.0	0.0			4000	5	40
Jindal	CoalNew	150	42	141	9,748	9,180	5	5.0	30	141	241	5.1	2.3	25,092 (kJ/kg)	377 (Ton / GWh)	2670	5	25
ENRC (Estima)	CoalNew	300	85	282	9,748	9,180	5	5.0	30	282	241	5.0	2.3	25,092 (kJ/kg)	377 (Ton / GWh)	2600	5	25
Tate Coal 1200MW	CoalNew	300	340	1,128	9,068	8,539	5	5.0	30	282	241	4.2	2.3	25,092 (kJ/kg)	351 (Ton / GWh)	2200	5	25
Central Termica da Baobab	CoalNew	200	56	188	9,748	9,180	5	5.0	30	188	241	5.0	2.3	25,092 (kJ/kg)	377 (Ton / GWh)	2600	5	25
Quelimane	Diesel Engine/New	6.0	5.8	5.8	8,417	7,926	0	5.0	15	5.8	1,389	2.2	3.0	42,656 (kJ/kg)	230 (kilo-litre / GWh)	1300	1	25
Nampula	Diesel Engine/New	6.0	5.8	5.8	8,417	7,926	0	5.0	15	5.8	1,389	2.2	3.0	42,656 (kJ/kg)	230 (kilo-litre / GWh)	1300	1	25
Lichinga	Diesel Engine/New	6.0	5.8	5.8	8,417	7,926	0	5.0	15	5.8	1,389	2.2	3.0	42,656 (kJ/kg)	230 (kilo-litre / GWh)	1300	1	25
Pemba Emergency	Diesel Engine/New	6.0	5.8	5.8	8,417	7,926	0	5.0	15	5.8	1,389	2.2	2.4	42,656 (kJ/kg)	307 (kilo-litre / GWh)	1300	1	25
Emergency Jica at Nacala S/S (GT Kerosene)	CCGTNew	40	12	39	11,225	10,671	5	5.0	15	39	1,389	2.2	2.4	42,656 (kJ/kg)	307 (kilo-litre / GWh)	1300	1	25
Jica Thermal Power at Nacala	CoalNew	200	56	188	9,068	8,539	5	5.0	30	188	301	5.0	2.3	25,092 (kJ/kg)	351 (Ton / GWh)	2800	5	25
Tsate	HydroNew	50	15	49	0	0	0	5.0	30	49	0	5.9	0.0			4000	5	40
Mphanda Nkuwa	HydroNew	1,500	437	1,455	0	0	0	0.0	30	364	0	2.9	0.0			1470	5	40
Cahora Bassa North	HydroNew	1,245	362	1,208	0	0	0	0.0	30	403	0	1.4	0.0			800	2	40
Lupata	HydroNew	650	189	631	0	0	0	0.0	30	105	0	4.6	0.0			2300	5	40
Boroma	HydroNew	200	58	184	0	0	0	0.0	30	49	0	8.9	0.0			4500	5	40
CCGT 200MW model	CCGTNew	200	58	194	7,719	7,289	5	5.0	30	188	502	3.1	3.7	1,054 (kJ/scf)	7.11 (Mscf / GWh)	1700	3	40
Coal 200MW model	CoalNew	200	58	194	9,748	9,180	5	5.0	30	188	300	3.8	3.5	25,092 (kJ/kg)	377 (Ton / GWh)	2000	5	40
Hydro 50MW model	HydroNew	50	15	49	0	0	0	5.0	30	49	0	6.6	0.0			3300	5	40
Hydro 100MW model	HydroNew	100	29	97	0	0	0	5.0	30	97	0	6.6	0.0			3300	5	40

出典：JICA 調査団

5.9.4 燃料価格想定

5.3 および 5.4 で記載した各発電機の燃料について、軽油、天然ガスおよび石炭における 2018 年から 2042 年までの燃料価格を想定した。図 5.9-5 に、価格単位を cent/MJ に統一した各燃料の想定価格を示す。これより、軽油が高額である一方で、石炭が一番安く将来的にも価格上昇が少ない結果となった。



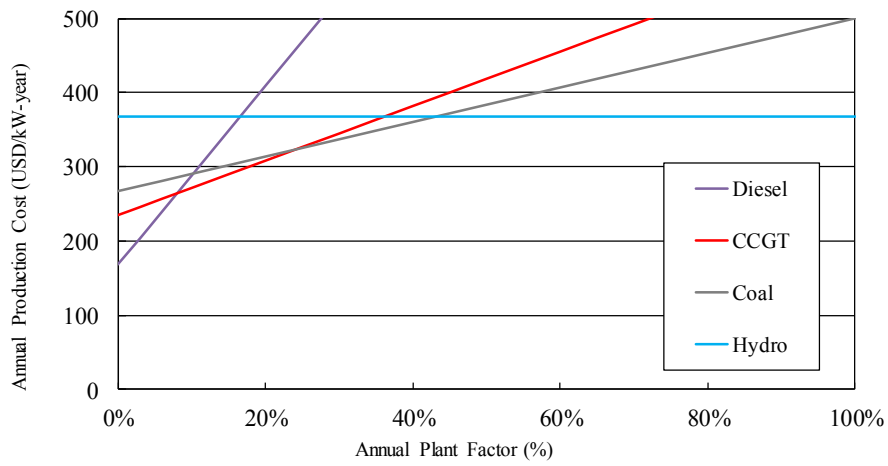
出典：JICA 調査団

図 5.9-5 燃料価格予測

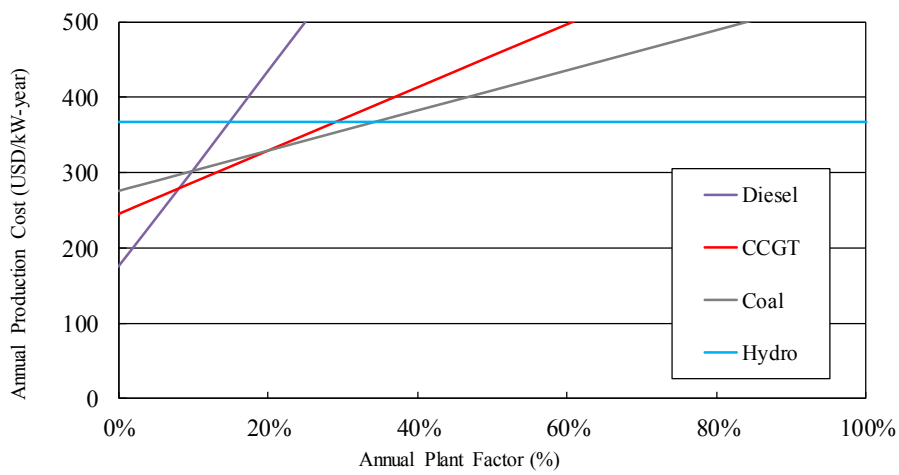
5.9.5 スクリーニング曲線を用いた予備的検討

シミュレーションツールを用いた電源開発計画策定に先立ち、スクリーニング曲線による予備的検討を実施した。この検討により、将来における各候補電源についての開発・運転コストおよび想定された需要に対する各候補電源の開発規模の目安など、電源開発計画を策定するにあたっての基礎的な情報を得ることができる。

図 5.9-6 に、2025 年および 2040 年における新設発電機モデルのスクリーニング曲線（2017 年価格）を示す。解析に必要となる各燃料の 2016 年度価格は、世界市場価格を用いた。これより、ベース運転として水力を、ミドル運転として石炭を、またピーク運転として CCGT（天然ガス）や軽油の発電機を用いることで、最も経済的な運用が可能になることが読み取れる。また、2040 年は 2025 年に比べて燃料価格が上昇することが想定されるため、火力発電機の稼働率が高いほど発電コストも高くなる。



(a) 2025 年



(b) 2040 年

出典：JICA 調査団

図 5.9-6 新設発電機モデルのスクリーニング曲線

5.10 電源開発計画の解析結果

5.10.1 電源開発計画（ステージ1；南部系統）

(1) 前提条件

- ・2017年時点で建設が進められているCTMプロジェクトおよび、2022年の運用開始に向けて進められているTemaneプロジェクトは、予定通り運用開始されるものとした。
- ・風力発電のTofoプロジェクトは、3年間のFeasibility Studyに加え、契約および建設期間を加味し、2023年に運用開始されるものとした。
- ・Aggreko Phase 02 Ressano および Aggreko Beluluane プロジェクトは、予定通り2017年中にレンタル契約が終了するものとした。
- ・その他の発電プロジェクトは、現状の開発状況を加味し、運用開始が可能となる年からWASPによる最適化シミュレーションの対象とした。
- ・供給不足が著しく足りない年は、電力輸入量を増加することと仮定した。必要量はWASPで計算した。

(2) 解析結果

表 5.10-1 に、2018年から2023年における南部系統のWASP解析結果を示す。これより、2018年からの電力需要増加分は、既存供給契約の増強や電力輸入などによる短期間で導入可能な供給能力が必要になる。

表 5.10-1 WASP 解析結果（数値は暫定値）（ステージ1；南部系統）

Southern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project			
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire	
2017	622	661			40		80			-40	2017	Kuvaninga (40MW)	Aggreko Beluluane (40MW)	
2018	680	727			106		50			-90	2018	JICA CTM (106MW)	Aggreko Ressano (90MW)	
2019	800	867					140				2019			
2020	872	937					70				2020			
2021	951	1,017					80				2021			
2022	1,031	1,117			400		-300				2022	Temane (MGTP) (400MW)	Additional Capacity (300MW)	
2023	1,115	1,233			206		-120		30		2023	Temane (CCGT) (100MW) CTM Phase2 (106MW) Tofo (wind) (30MW)	Additional Capacity (120MW)	
Developed Capacity(MW)			0	0	752	0	0	0	30	-130				
							652							

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

5.10.2 電源開発計画（ステージ1；中北部系統）

(1) 前提条件

- ・2018年から建設開始予定である Jindal プロジェクトは、2023年に運用開始されるものとした。
- ・太陽光発電の Mocuba プロジェクトおよび Metoro プロジェクトは、それぞれ、2018年および2019年に運用開始されるものとした。
- ・バージ船を用いて供給される Nacala Barcassa プロジェクトは、予定通り2018年に契約が終了するものとした。
- ・その他の発電プロジェクトは、現状の開発状況を加味し、運用開始が可能となる年から WASP による最適化シミュレーションの対象とした。
- ・中北部系統は、特に Nampula 州および Cabo Delgado 州の供給不足が懸念されるため、供給力が著しく足りない年は、短期間での開発が可能なエンジン型発電機を導入するものと仮定した。必要量は WASP で計算した。

なお、ザンビアとの国際連系線の開発が前提となる Tete Coal プロジェクトは、2023年に1基目(300MW)が導入されることとした。

(2) 解析結果

表 5.10-2 に、2018年から2023年における中北部系統の WASP 解析結果を示す。これより、2018年以降は需要増加に加えて Nacala Barcassa のリタイアも予定されているため、電源が不足する恐れがある。このため、Nacala Barcassa の契約延長あるいは早期に設置および運用開始が可能なエンジン型発電機の導入により、供給力を確保する必要がある。

表 5.10-2 WASP 解析結果（数値は暫定値）（ステージ1；中北部系統）

Central & Northern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project		
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire
2017	498	513									2017		
2018	725	773					260	40		-40	2018	Mocuba (solar) (40MW)	Nacala Barcassa (40MW) for Mozambique
2019	823	913					100	40			2019	Metoro (solar) (40MW)	
2020	878	963					50				2020		
2021	981	1,073					110				2021		
2022	1,087	1,183					110				2022		
2023	1,194	1,313				650	-520				2023	Jindal (150MW) Nacala Coal (200MW) Tete Coal (1unit) (300MW)	Additional Capacity (520MW)
Developed Capacity(MW)			0	0	0	650	110	80	0	-40			
							800						

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

5.10.3 電源開発計画（ステージ2；全系統、国内供給シナリオ）

(1) 前提条件

- ・ Mphanda Nkuwa プロジェクトは 2024 年から運転開始することとした。ただし、需要に応じて必要なユニットだけ導入することとした。
- ・ Mphanda Nkuwa 以外の大規模水力発電は、Lupata および Boroma プロジェクトを、2025 年以降の導入を前提として WASP 最適化シミュレーションを行った。
- ・ 開発計画が進められている Taste 水力発電プロジェクト（50MW）は、計画通り 2025 年に運用開始されるものとした。
- ・ 太陽光発電および風力発電は、国内年間ピーク需要の 10%に相当する割合で導入することとした。また、太陽光発電および風力発電の導入比率は 3:1 とした。
- ・ その他発電ユニットとして、水力ユニット、CCGT ユニットおよび石炭火力ユニットを WASP 最適化シミュレーション対象とした。

なお、ピーク運用が想定される Cahora Bassa North プロジェクトは、Mphanda Nkuwa 運転開始の 5 年後に導入する前提とした。

(2) 解析結果

表 5.10-3 に、全系統の国内供給シナリオ 1-1、に国内供給シナリオ 1-2 における WASP 解析結果を示す。これより、計 6,500MW 以上の発電設備が導入される結果になった。また、開発コストの観点から、Lupata 水力発電は早期に導入される結果となった。また、CCGT が多く導入される結果となった。運転コストは水力発電や石炭火力発電の方が安く、ミドル運転かピーク運転のため導入される。なお、Boroma プロジェクトは開発コストが高く WASP 解析では選定されなかった。

表 5.10-3 WASP 解析結果（ステージ2；全系統、国内供給シナリオ 1-1）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Year	Integrated System													
	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power	
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind	
2024	2,314	2,314	0	3,966	1,500							30		
2025	2,495	2,495	0	4,046				50				30		
2026	2,681	2,681	0	4,076								30		
2027	2,875	2,875	0	4,186						80			30	
2028	3,076	3,076	0	4,216								30		
2029	3,284	3,284	0	5,491		1,245						30		
2030	3,500	3,500	0	5,521								30		
2031	3,724	3,724	0	6,201			650						30	
2032	3,955	3,955	0	6,231								30		
2033	4,194	4,194	0	6,261								30		
2034	4,441	4,441	0	6,291								30		
2035	4,697	4,697	0	6,621				300					30	
2036	4,962	4,962	0	6,951				300				30		
2037	5,238	5,238	0	7,281					100	200		30		
2038	5,525	5,525	0	7,711				300	100			30		
2039	5,823	5,823	0	7,941					200				30	
2040	6,133	6,133	0	8,171					200			30		
2041	6,443	6,443	0	8,601					200	200		30		
2042	6,772	6,772	0	8,931					100	200		30		
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	950	680	0	450	120	
					6,495									

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-4 WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、国内供給シナリオ 1-2）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Year	Integrated System												
	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind
2024	2,314	2,314	0	3,996	1,500							60	
2025	2,495	2,495	0	5,556					50			60	
2026	2,681	2,681	0	5,666								60	
2027	2,875	2,875	0	5,726						80			60
2028	3,076	3,076	0	5,866								60	
2029	3,284	3,284	0	5,926		1,245						60	
2030	3,500	3,500	0	7,231								60	
2031	3,724	3,724	0	7,291									60
2032	3,955	3,955	0	7,351			650					60	
2033	4,194	4,194	0	8,061								60	
2034	4,441	4,441	0	8,121					100			60	
2035	4,697	4,697	0	8,281					100				60
2036	4,962	4,962	0	8,441				300				60	
2037	5,238	5,238	0	8,801				300	50			60	
2038	5,525	5,525	0	9,211				300	100			60	
2039	5,823	5,823	0	9,671					100				60
2040	6,133	6,133	0	9,831					100	200		60	
2041	6,443	6,443	0	10,191					300			60	
2042	6,772	6,772	0	10,551						400		60	
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	900	680	0	900	240
					7,015								

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

5.10.4 電源開発計画（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ）

(1) 前提条件

- ・ Mphanda Nkuwa プロジェクトは 2024 年から運転開始することとした。ただし、国内需要および電力輸出分を加味して、2024 年に全ユニット導入することとした。
- ・ 電力輸出量は、国内ピーク需要の 20%または 40%とした。
- ・ その他前提条件は、国内供給シナリオと同様とした。

(2) 解析結果

表 5.10-5～表 5.10-8 に、全系統の電力輸出シナリオにおける WASP 解析結果を示す。これより、国内供給シナリオよりも多く、計 8,000MW 以上の発電設備を導入する結果となり、また 2030 年以降は毎年 300MW 以上の設備導入が必要となる。

表 5.10-5 WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 1-1）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Integrated System													
Year	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power
					Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2024	2,777	2,314	463	3,966	1,500							30	
2025	2,994	2,495	499	4,046					50			30	
2026	3,217	2,681	536	4,376				300				30	
2027	3,449	2,875	575	5,136			650			80			30
2028	3,691	3,076	615	5,166								30	
2029	3,941	3,284	657	6,441		1,245						30	
2030	4,201	3,500	700	6,471								30	
2031	4,469	3,724	745	6,501									30
2032	4,746	3,955	791	6,581					50			30	
2033	5,032	4,194	839	6,911					100	200		30	
2034	5,329	4,441	888	7,341				300	100			30	
2035	5,636	4,697	939	7,571					200				30
2036	5,955	4,962	992	7,901					100	200		30	
2037	6,286	5,238	1,048	8,331					200	200		30	
2038	6,629	5,525	1,105	8,761				300	100			30	
2039	6,987	5,823	1,165	9,091					100	200			30
2040	7,359	6,133	1,227	9,521						400		30	
2041	7,732	6,443	1,289	9,951						200	200	30	
2042	8,126	6,772	1,354	10,581						400	200	30	
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	1,000	1,880	400	450	120
					8,145								

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-6 WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 1-2）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Integrated System													
Year	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power
					Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2024	2,777	2,314	463	3,996	1,500							60	
2025	2,994	2,495	499	4,106					50			60	
2026	3,217	2,681	536	4,466				300				60	
2027	3,449	2,875	575	5,256			650			80			60
2028	3,691	3,076	615	5,316								60	
2029	3,941	3,284	657	6,621		1,245						60	
2030	4,201	3,500	700	6,681								60	
2031	4,469	3,724	745	6,741									60
2032	4,746	3,955	791	6,801								60	
2033	5,032	4,194	839	7,161				300				60	
2034	5,329	4,441	888	7,621				300	100			60	
2035	5,636	4,697	939	7,881					200				60
2036	5,955	4,962	992	8,241					100	200		60	
2037	6,286	5,238	1,048	8,701					200	200		60	
2038	6,629	5,525	1,105	9,061					100	200		60	
2039	6,987	5,823	1,165	9,521					200	200			60
2040	7,359	6,133	1,227	9,981						400		60	
2041	7,732	6,443	1,289	10,441						400		60	
2042	8,126	6,772	1,354	10,951					50		400	60	
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	1,000	1,680	400	900	240
					8,515								

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-7 WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 2-1）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Year	Integrated System													
	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power	
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind	
2024	3,239	2,314	926	4,466	1,500			300		200		30		
2025	3,492	2,495	998	4,846				300	50			30		
2026	3,753	2,681	1,072	5,176				300				30		
2027	4,024	2,875	1,150	5,936			650			80			30	
2028	4,306	3,076	1,230	5,966								30		
2029	4,598	3,284	1,314	7,241		1,245						30		
2030	4,901	3,500	1,400	7,271								30		
2031	5,214	3,724	1,490	7,401					100				30	
2032	5,537	3,955	1,582	7,631					200			30		
2033	5,871	4,194	1,677	7,861					200			30		
2034	6,217	4,441	1,776	8,191					100	200		30		
2035	6,576	4,697	1,879	8,471					50	200			30	
2036	6,947	4,962	1,985	9,001					100	400		30		
2037	7,333	5,238	2,095	9,431						200	200	30		
2038	7,734	5,525	2,210	9,961					100	200	200	30		
2039	8,152	5,823	2,329	10,391							400		30	
2040	8,586	6,133	2,453	10,921					100	200	200	30		
2041	9,020	6,443	2,577	11,551						200	400	30		
2042	9,480	6,772	2,709	11,981							400	30		
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	1,000	1,880	1,800	450	120	
					9,545									

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-8 WASP 解析結果（ステージ 2；全系統、電力輸出シナリオ 2-2）

Each number shows assumed project and WASP proposed project

Year	Integrated System													
	Peak Demand (Total)	Peak Demand (Domestic)	Peak Demand (Additional Export)	Total Installed Capacity ⁽¹⁾	Mphanda Nkuwa	Cahora Bassa North	Lupata, Boroma	Tete	Hydro	CCGT	Coal	Solar Power	Wind Power	
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind	
2024	3,239	2,314	926	4,396	1,500					400		60		
2025	3,492	2,495	998	5,006				300	50	200		60		
2026	3,753	2,681	1,072	5,066								60		
2027	4,024	2,875	1,150	5,856			650			80			60	
2028	4,306	3,076	1,230	5,916								60		
2029	4,598	3,284	1,314	7,221		1,245						60		
2030	4,901	3,500	1,400	7,281								60		
2031	5,214	3,724	1,490	7,441					100				60	
2032	5,537	3,955	1,582	7,701					200			60		
2033	5,871	4,194	1,677	8,161					200	200		60		
2034	6,217	4,441	1,776	8,421					200			60		
2035	6,576	4,697	1,879	8,831				300	50				60	
2036	6,947	4,962	1,985	9,291						400		60		
2037	7,333	5,238	2,095	9,851				300		200		60		
2038	7,734	5,525	2,210	10,311							400	60		
2039	8,152	5,823	2,329	10,821					50	200	200		60	
2040	8,586	6,133	2,453	11,381					100	200	200	60		
2041	9,020	6,443	2,577	11,891					50		400	60		
2042	9,480	6,772	2,709	12,551						200	400	60		
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	900	1,000	2,080	1,600	900	240	
					10,115									

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

5.10.5 各開発計画の比較

(1)開発設備容量

表 5.10-9 に、各シナリオにおける開発設備容量を示す。いずれのシナリオにおいても、水力発電の導入量が多いことが読み取れる。電力輸出シナリオは、輸出 20%の場合天然ガス火力発電の導入が多いが、輸出 40%の場合石炭火力発電の導入量が多くなる。

表 5.10-9 開発設備容量 (2018~2042 年合計)

		Base Scenario 1	Base Scenario 2	Export Scenario 1-1	Export Scenario 1-2	Export Scenario 2-1	Export Scenario 2-2
Condition	Domestic/ Export	Domestic		Export 20%		Export 40%	
	Solar&Wind	10%	20%	10%	20%	10%	20%
Peak Demand in 2042	Domestic	6,772 MW					
	Export	0 MW		1,354 MW		2,709 MW	
	Total	6,772 MW		8,126 MW		9,480 MW	
Development Capacity from 2018 to 2042	Hydro	4,345 MW	4,295 MW	4,395 MW	4,395 MW	4,395 MW	4,395 MW
	Gas (CCGT, Engine)	1,432 MW	1,432 MW	2,632 MW	2,432 MW	2,632 MW	2,832 MW
	Coal	1,550 MW	1,550 MW	1,950 MW	1,950 MW	3,350 MW	3,150 MW
	Solar&Wind	680 MW	1,250 MW	680 MW	1,250 MW	680 MW	1,250 MW
	Total	8,007 MW (benchmark)	8,527 MW (+520MW)	9,657 MW (+1,650MW)	10,027 MW (+2,020MW)	11,057 MW (+3,050MW)	11,627 MW (+3,620MW)

出典：JICA 調査団

(2) 総合設備容量

2042 年における各シナリオの設備容量を表 5.10-10 に示す。(1)の開発設備容量と 2017 年時点での設備容量を加えたものである。

表 5.10-10 設備容量 (2042 年)

Development Scenario	Peak Demand	Installed Capacity in 2042						
		Hydro	Diesel Engine	Natural Gas	Coal	Solar	Wind	Total
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1. Domestic, S&W10%	6,772	4,859	0	1,678	1,484	530	150	8,701
2. Export 20%, S&W10%	8,126	4,908	0	2,806	1,860	530	150	10,254
3. Export 40%, S&W10%	9,480	4,908	0	2,806	2,800	530	150	11,194
4. Domestic, S&W20%	6,772	4,811	0	1,678	1,484	980	270	9,223
5. Export 20%, S&W20%	8,126	4,908	0	2,618	1,860	980	270	10,636
6. Export 40%, S&W20%	9,480	4,908	0	2,806	2,612	980	270	11,576

出典：JICA 調査団

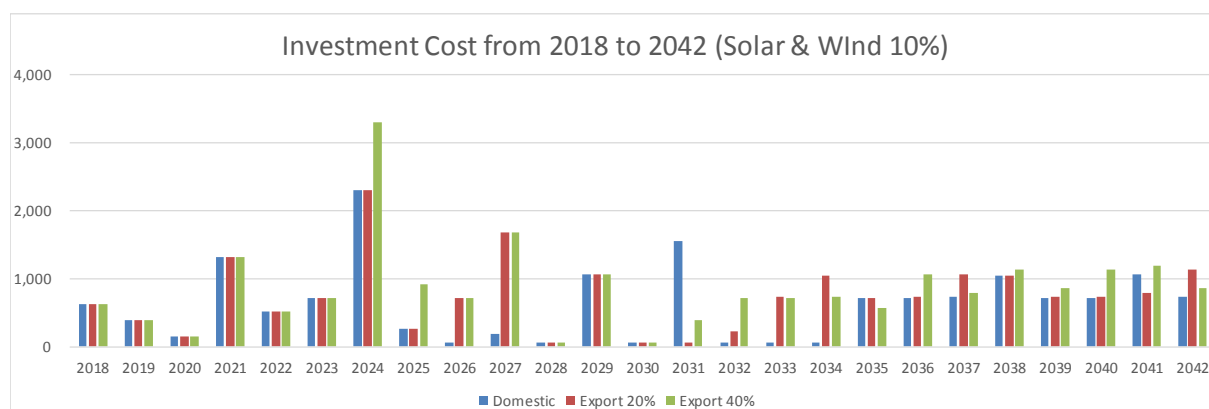
(3) 投資コスト

表 5.10-11 に各シナリオにおける投資コストの総和、図 5.10-1、図 5.10-2 に各年の投資コストを示す。投資コストは、2018 年から 2042 年までの各シナリオにおいて発電機の設置に必要なコストである。また、電力輸出シナリオの投資コストは、輸出量が増えるほど要求される発電量も増加するため、国内供給シナリオよりも高くなった。太陽光・風力発電の導入量を変化させた影響は国内供給・輸出 20%・輸出 40%それぞれにおいてほぼ同程度となった。

表 5.10-11 投資コスト (2018~2042 年合計 : 2017 年価格)

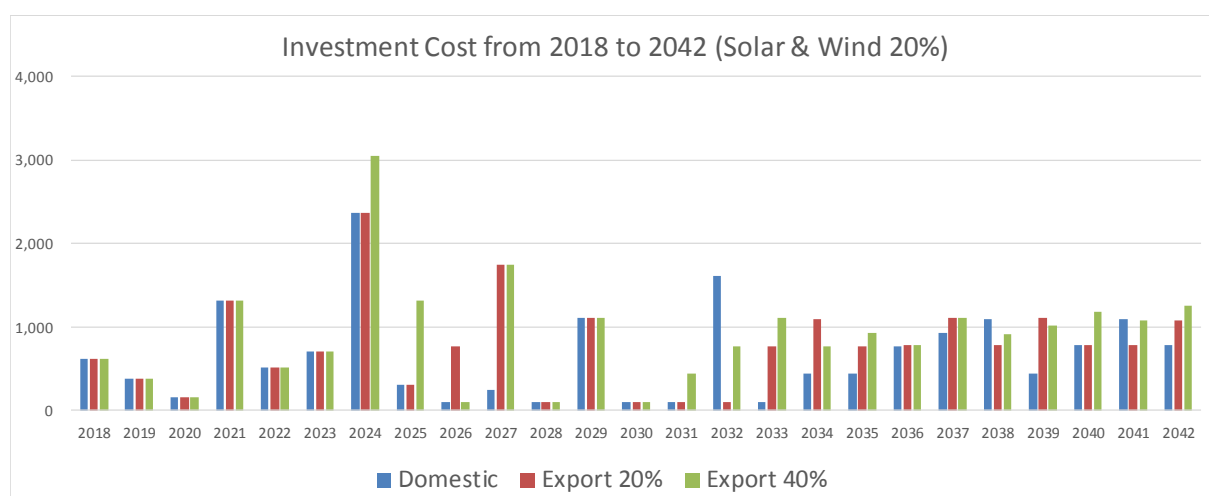
Total Investment Cost	Domestic Oriented	Export 20%	Export 40%
Solar & Wind 10%	<u>Base Scenario 1</u>	<u>Export Scenario 1-1</u>	<u>Export Scenario 2-1</u>
	15,781 MUSD (benchmark)	18,786 MUSD (+3,005 MUSD)	21,586 MUSD (+5,805 MUSD)
Solar & Wind 20%	<u>Base Scenario 2</u>	<u>Export Scenario 1-2</u>	<u>Export Scenario 2-2</u>
	16,642 MUSD (+861 MUSD)	19,472 MUSD (+3,691 MUSD)	22,552 MUSD (+6,771 MUSD)

出典 : JICA 調査団



出典 : JICA 調査団

図 5.10-1 各年投資コスト (太陽光&風力 10%)



出典 : JICA 調査団

図 5.10-2 各年投資コスト (太陽光&風力 20%)

(4) 発電コスト

表 5.10-12 に 2042 年における各シナリオの想定発電コストを示す。特徴は以下のとおり。

- ・ 2042 年時点での発電コストは、電力輸出が 20%シナリオと 40%シナリオで大きな差はない
- ・ 太陽光および風力発電の発電コストは他の発電機より高く、導入量が多いほど Total コストが高くなる
- ・ 輸出シナリオによって石炭火力の発電コストが大きく異なる。ベース運転である水力発電は開発ポテンシャルが限られており、ミドル運転である石炭火力の稼働率が大きく変わるためである
- ・ 太陽光および風力発電量が多いほうが石炭火力の発電コストが高くなる。特に太陽光発電によって昼間の石炭火力発電量が少なくなり、年間の発電稼働率すなわち発電効率が低下するためである

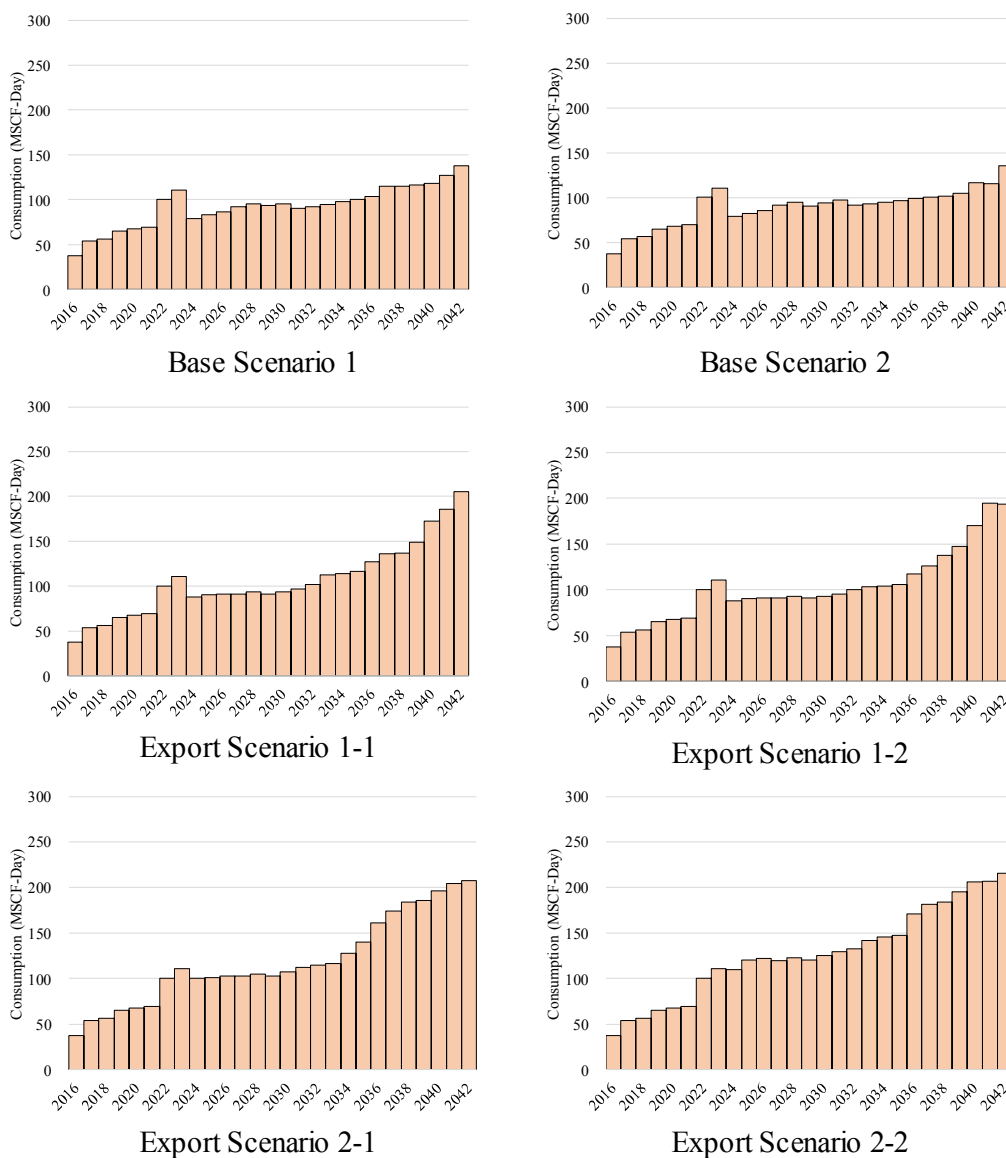
表 5.10-12 発電コスト（2042 年：2017 年価格）

Development Scenario	Peak Demand	Unit Generation Cost in 2042							Total Investment Cost
		Hydro	Diesel Engine	Natural Gas	Coal	Solar	Wind	Total	
	MW	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh	MUSD
1. Domestic, S&W10%	6,772	3.2	-	10.9	11.7	12.0	12.0	5.9	15,781
2. Export 20%, S&W10%	8,126	3.1	-	8.7	8.0	12.0	12.0	5.4	18,786
3. Export 40%, S&W10%	9,480	3.1	-	8.7	6.5	12.0	12.0	5.2	21,586
4. Domestic, S&W20%	6,772	3.3	-	11.0	12.5	12.0	12.0	6.2	16,642
5. Export 20%, S&W20%	8,126	3.1	-	8.9	8.5	12.0	12.0	5.6	19,472
6. Export 40%, S&W20%	9,480	3.1	-	8.8	6.8	12.0	12.0	5.5	22,552

注：「Total」は、各発電機の総合発電コストの和に対し、年間発電量を除いた値
出典：JICA 調査団

(5) 天然ガス消費量

図 5.10-3 に、2017 年から 2042 年までの天然ガス消費量 (MSCF-Day) を示す。2022 年の Temane 火力発電所運転開始により消費量が増加するものの、2024 年の Mphanda Nkuwa 水力発電運開に伴う火力発電機の稼働率低下によって天然ガス消費量が減少する。電力輸出シナリオでは 2035 年あたりから多くの CCGT が開発されるため、国内供給シナリオと比べて消費量が多くなる。ただし CCGT はピーク運転になるため劇的な消費量増加はない。太陽光および風力発電導入量の比較については、CCGT がピーク運転主体すなわち夜間点灯需要帯の運転であるため、顕著な差は見られない。ただし輸出 40%シナリオでは、太陽光発電が日中稼働することによりミドル運転主体である石炭火力の稼働率が低下し、ピーク運転として CCGT の稼働率が上昇するという特徴がみられる (太陽光発電が日負荷曲線に与える影響は 5.8.1 (5) に記載)。

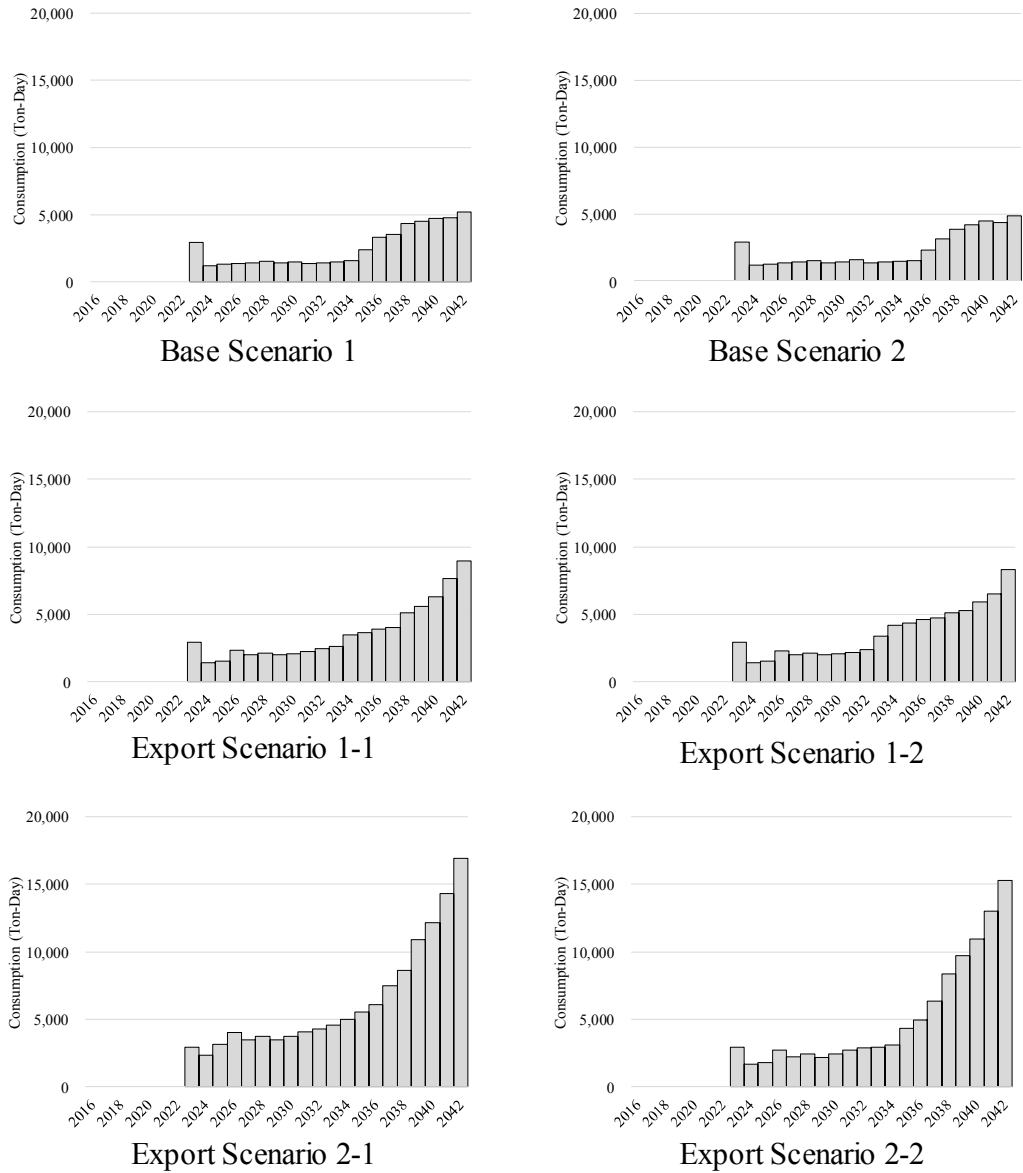


出典：JICA 調査団

図 5.10-3 天然ガス消費量

(6) 石炭消費量

図 5.10-4 に、2017 年から 2042 年までの石炭消費量 (MSCF-Day) を示す。天然ガスと同様に、2024 年運開の Mphanda Nkuwa 水力発電によって消費量が低下する。CCGT と異なりミドル運転に適しているため、2035 年以降から各電力輸出シナリオでの消費量に差が見られる。また輸出 40% シナリオでは、太陽光発電の増加によってミドル運転である石炭火力の稼働が低下する。



出典：JICA 調査団

図 5.10-4 石炭消費量

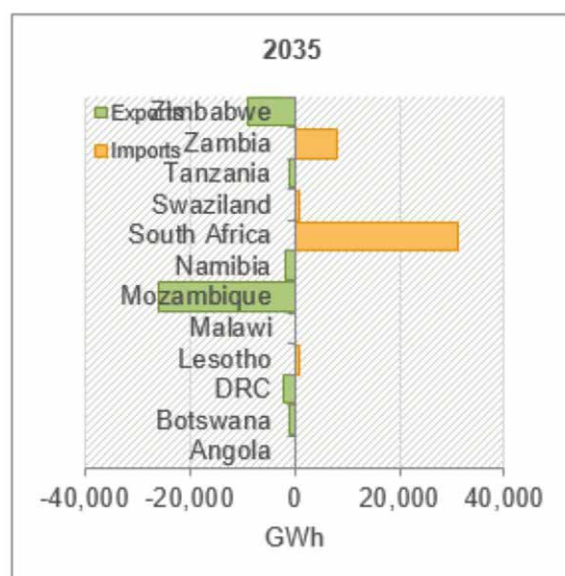
5.10.6 推奨シナリオ

(1) 輸出力評価

図 5.10-5 に 2035 年における SAPP 連盟国の輸出入見通しを示す。モザンビークは 25,000GWh 以上の輸出ポテンシャルが見込まれている。年間稼働率 100%の電源と仮定すると、2,850MW の容量に相当する。また南アフリカやザンビアといった近隣国で電源不足が予想されている。

しかしながら、10 カ国以上ある近隣諸国の電源開発計画や各年の発電コストは将来大きく変わる可能性があり、これらの予測を期待して大規模な輸出を想定した電源開発を進めるのはリスクを伴う。また将来の輸出力はオフテイカーの需要次第であり、予測は非常に難しい。

よって本 MP では推奨シナリオとして、自国の安定供給を前提としながらも一次エネルギーポテンシャルを活かしたエナジーハブを実現させること、また近隣諸国の需要や電源開発の進展に対する輸出力の変動リスクを考慮して、国内最大需要の 20%とした。今後、近隣諸国の需要や電源開発、またオフテイカーからの要求を適宜見直すことで、輸出力を 40%に移行する可能性もある。



出典：SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan 2017

図 5.10-5 SAPP 連盟国の輸出入見通し（2035 年）

(2) 太陽光および風力発電導入量評価

表 5.10-13 にモザンビークと日本の太陽光発電および風力発電の導入環境を示す。モザンビークは自然環境が恵まれているため、発電効率は世界的に高水準であることが予測される。また一次エネルギーの章で記載されているように、モザンビーク全土の様々な地点で開発するポテンシャルがある。

しかしながら、系統容量が 2017 年時点で 900MW 程度であり、大容量の太陽光発電および風力発電が出力変動した場合、系統周波数の変動が大きくなる恐れがある。また Operating Reserve として出力調整能力の高い水力発電を備えているものの、太陽光発電および風力発電はリアルタイムの出力予測が難しいため、系統運用者が追従できないような変動が発生する恐れがある。

モザンビークは 2017 年時点で太陽光発電および風力発電の運転実績がなく、今後の導入量を決定する際は系統の安定性を考える必要がある。よって本 MP では推奨シナリオとして、系統への影響が小さいと考えられる、毎年の国内最大需要の 10%とした。

まずは至近年で開発予定の Mocuba プロジェクトや Tofo プロジェクトの日射量および風速の時系列データを入手すること、またこれらプロジェクトの導入後に発電実績を確認することが必要である。これら进行评估した上で以降の導入量を見直すことが望ましい。

表 5.10-13 モザンビークと日本の太陽光発電および風力発電の導入環境

	Mozambique	Japan
Annual Capacity Factor	Solar: 24.5% Wind: 30.4% (project data)	Solar: 13% Wind: 20%
Geological Distribution	Scattered (to be expected)	Scattered
Timing of each output fluctuation of solar power or wind power	Not the same time (to be expected)	Not the same time
System capacity at 2017	About 900MW	Over 100,000MW (60Hz area)
Fluctuation of system frequency by the output of solar power or wind power	Large (to be expected)	Small
Existing generator for operating reserve	Conventional Hydropower CCGT	Pumped storage hydropower Conventional Hydropower

出典：JICA 調査団

以上のことから、本調査での推奨シナリオは輸出量を国内最大需要の 20%、太陽光・風力発電を国内最大需要の 10%とした「電力輸出シナリオ 1-1」とする。

5.10.7 参考シナリオ

南部系統と中北部系統の接続が 2024 年から 5 年遅れた場合の電源開発計画を、5.10.6 で示した推奨シナリオ（電力輸出シナリオ 1-1）と同じ条件（輸出 20%、太陽光・風力 10%）として参考に示す。なお本シナリオを参考シナリオ（推奨シナリオの 5 年遅れ）とする。表 5.10-14 に 2018 年から 2028 年までの南部系統、表 5.10-15 に 2018 年から 2028 年までの中北部系統、表 5.10-16 に 2029 年に系統統合された後の全系統での WASP 解析結果を示す。

表 5.10-14 WASP 解析結果（南部系統 2028 年まで）

Southern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project			
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire	
2017	622	661			40		80			-40	2017	Kuvaninga (40MW)	Aggreko Beluluane (40MW)	
2018	680	717			106		40			-90	2018	JICA CTM (106MW)	Aggreko Ressano (90MW)	
2019	800	857					140				2019			
2020	872	927					70				2020			
2021	951	1,007					80				2021			
2022	1,031	1,107			400		-300				2022	Temane (MGTP) (400MW)		
2023	1,115	1,343			206				30		2023	Temane (CCGT) (100MW) CTM Phase2 (106MW) Tofo (wind) (30MW)		
2024	1,201	1,343									2024			
2025	1,289	1,373						30			2025			
2026	1,379	1,473			100						2026			
2027	1,474	1,603			100				30		2027			
2028	1,572	1,703			100						2028			
Developed Capacity(MW)			0	0	1,052	0	110	30	60	-130				
							1,122							

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-15 WASP 解析結果（中北部系統 2028 年まで）

Central & Northern System											Each number shows assumed project and WASP proposed project		
Year	Peak Demand [MW]	Total Installed Capacity ⁽¹⁾ [MW]	Hydro [MW]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Required Additional Capacity [MW]	Solar [MW]	Wind [MW]	Retire [MW]	Year	Operation Start	Retire
2017	498	513									2017		
2018	725	773					260	40		-40	2018	Mocuba (solar) (40MW)	Nacala Barcassa (40MW) for Mozambique
2019	823	913					100	40			2019	Metoro (solar) (40MW)	
2020	878	963					50				2020		
2021	981	1,073					110				2021		
2022	1,087	1,183					110				2022		
2023	1,194	1,463				650	-370				2023	Jindal (150MW) Nacala Coal (200MW) Tete (1unit) (300MW)	
2024	1,303	1,493						30			2024		
2025	1,414	1,543	50								2025	Taste (Hydro) (50MW)	
2026	1,528	1,773				300	-100	30			2026	Tete (1unit) (300MW)	
2027	1,646	1,853			80						2027	Shel (Gas) (80MW)	
2028	1,768	1,883						30			2028		
Developed Capacity(MW)			50	0	80	950	160	170	0	-40			
			1,370										

(1) As of end of each fiscal year

出典：JICA 調査団

表 5.10-16 WASP 解析結果（全系統 2029 年以降）

Integrated System															Each number shows Assumed project and WASP proposed project				
Year	Peak Demand (Total) [MW]	Peak Demand (Domestic) [MW]	Peak Demand (Additional Export) [MW]	Total Installed Capacity [MW]	Mphanda Nkuwa Cahora Bassa North Lupata, Boroma Tete Hydro CCGT Coal Solar Power Wind Power														
					Hydro	Hydro	Hydro	Coal	Hydro	Gas	Coal	Solar	Wind						
					[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]						
2029	3,941	3,284	657	3,506	1,500				300				30						
2030	4,201	3,500	700	5,336				300	100				30						
2031	4,469	3,724	745	5,766					100					30					
2032	4,746	3,955	791	5,896			650						30						
2033	5,032	4,194	839	6,576					100				30						
2034	5,329	4,441	888	6,706		1,245							30						
2035	5,636	4,697	939	7,981					100					30					
2036	5,955	4,962	992	8,111					100				30						
2037	6,286	5,238	1,048	8,241					200				30						
2038	6,629	5,525	1,105	8,471					100	200			30						
2039	6,987	5,823	1,165	8,801						400				30					
2040	7,359	6,133	1,227	9,231						400			30						
2041	7,732	6,443	1,289	9,661						400			30						
2042	8,126	6,772	1,354	10,091					50		400		30						
Developed Capacity [MW]					1,500	1,245	650	600	850	1,400	400	330	90						
					7,065														

出典：JICA 調査団

推奨シナリオと参考シナリオの開発される容量および開発費用については、表 5.10-17 に示す通り大きな差はない。一方で運転費用については大型水力発電所が早期に導入されるため電力輸出シナリオ 1-1の方が安くなる。そのため、南北送電システムの統合はできる限り早く行うべきである。

表 5.10-17 系統統合年度によるシナリオ比較

		推奨シナリオ	参考シナリオ (推奨シナリオ 5年遅れ)
Condition	Domestic/Export	Export 20%	
	System integration	2024	2029
	Solar & Wind	10%	
Peak Demand in 2042	Domestic	6,772 MW	
	Export	1,354 MW	
	Total	8,126 MW	
Development Capacity from 2018 to 2042	Hydro	4,395 MW	4,295 MW
	Gas (CCGT, Engine)	2,632 MW	2,732 MW
	Coal	1,950 MW	1,950 MW
	Solar & Wind	680 MW	680 MW
	Total	9,657MW	9,657 MW
Cost (2017 Price)	Investment Cost	18,786 MUSD	18,645 MUSD
	O&M + Fuel Cost	13,962 MUSD	15,767 MUSD
	Total	32,748 MUSD	34,412 MUSD

出典：JICA 調査団

第6章 系統計画・系統運用

6.1 現状の設備・運用

6.1.1 現状の設備・運用

(1) 現状設備

モザンビークの系統は、南北で系統分断しており、未だに連系していない。系統は、図 6.1-1 に示すように、モザンビークの主要都市であるマプトを中心とした南部系統およびテテ州を中心としてモザンビーク中北部に広がる系統で構成される。主に 220kV および 110kV で構成され、マプト市内は 66kV で各変電所をループ接続している。表 6.1-1 に系統管轄の割り振りを示す。EDM では、4 地域に系統管轄を設定し、各州の系統を管理している。以下に、各系統の特徴を示す。また、各地域別の系統設備の諸元を表 6.1-2 に示す。

表 6.1-1 系統管轄

系統管轄	管理部署 設置都市	エリア (州)
北部 (Division de Transporte Norte : DTNO)	Nampula	Cabo Delgado, Nampula, Niassa
中北部 (Division de Transporte Centro-Norte DTCN) 5	Quelimane	Zambezia, Tete, Manica・Sofala の一部
中部 (Division de Transporte Centro : DTCE)	Chimoio	Manica・Sofala・Gaza・Inhambane の一部
南部 (Division de Transporte Sui : DTSU)	Maputo	Gaza・Inhambane の一部, Maputo (Maputo cidade 含)

Source : EDM インタビューより調査団作成

(a) 中北部系統および北部系統

中北部系統および北部系統は、Songo (Cahora Bassa) や Tete から Nampula、Niassa、Zambezia、Cabo Delgado 各州をカバーしている。この系統は、Songo からジンバブエの Bindura 間の AC330kV (400kV 設計) 送電線および Songo から南アフリカ・Apollo 変電所間の直流送電線 (HCB 所有) にて連系している。

(b) 中部系統

中部系統は、Mavuzi 水力や Chicamba 水力、ジンバブエの Mutre を繋ぐ Beira 回廊が通る Manica 州および Sofala 州をカバーしている。本系統の流通設備は EDM の所有である。

(c) 南部系統

南部系統は、主に Maputo および Maxixe までの Maputo 州、Gaza 州および Inhambane 州を供給エリアとしている。この地域は、後述の MOTRACO 所有の 400kV 送電線で南アフリカおよびス

⁵ 図 6.3-10 に示すように系統保守管轄が統合される途中であり、本レポートでは、中部、中北部系統の表記を採用する。

ワジランドと接続している。また、275kV および 110kV 送電線にて南アフリカの Komatipoort と
も連系している。本系統の流通設備は EDM、MOTRACO の所有である。

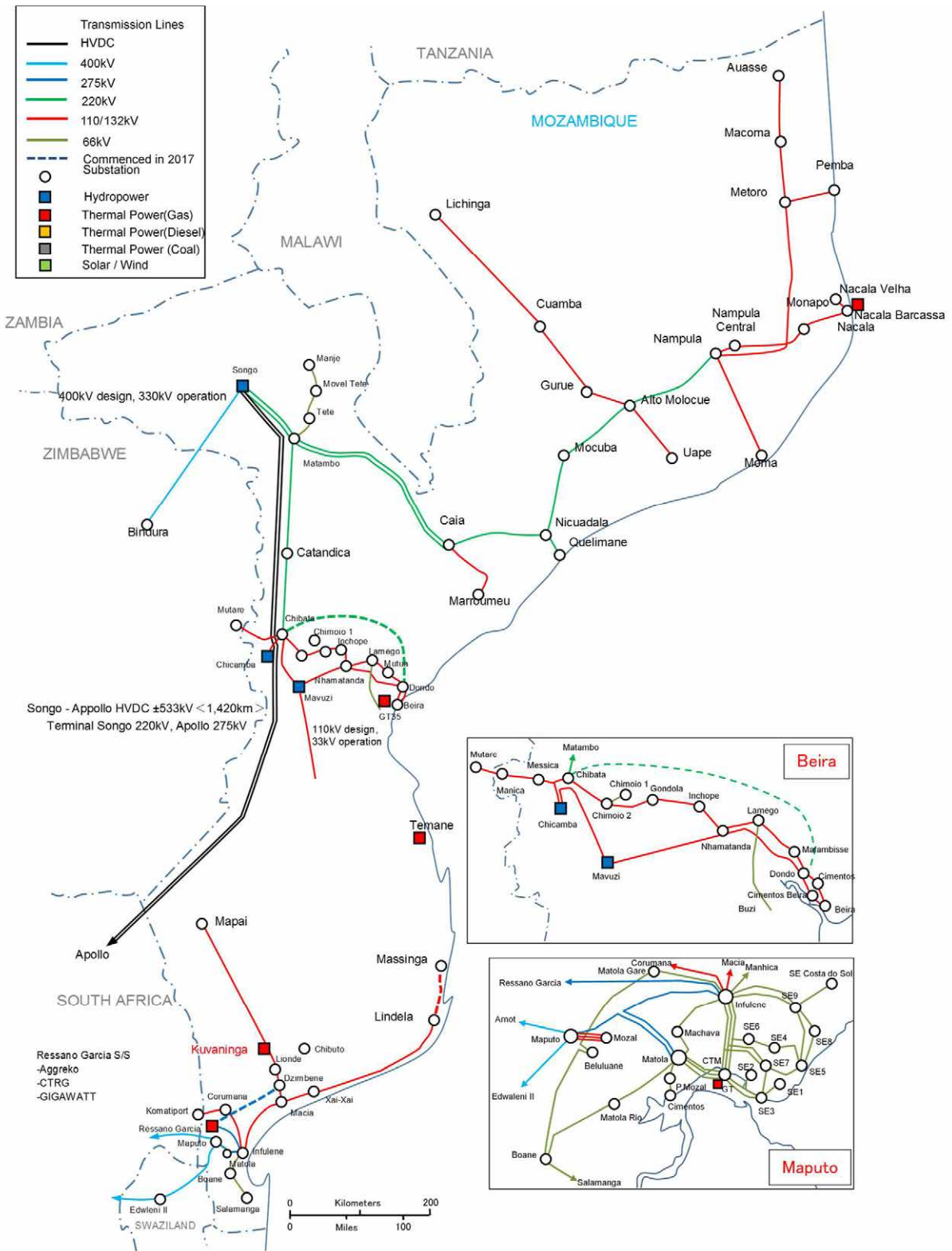
中北部・北部系統と中部系統は、この 10 年で Matambo と Chibata を結ぶ 220kV 送電線で接続
された。南部系統と中部および北部系統の系統接続は、STE バックボーンプロジェクトとして計
画されているが、現時点では、北部系統は Songo から南アフリカを結ぶ直流送電線、およびジン
バブエへの交流送電線を介して隣国系統と接続しており、南部は MOTRACO 系統を介してスワジ
ランド、南アフリカ系統と接続している。

(d) 国際連系線

以下の 5 ルートが存在する。

国際連系線 (モザンビーク)	
南アフリカ	Songo (Cahora Bassa) - Apollo DC500kV 二回線
	Maputo - Arnot (MOTRACO 所有スワジランド経由) 400kV 一回線
	Maputo - Carnden, 400kV 一回線
ジンバブエ	Songo (Cahora Bassa) - Bindura, 330kV 一回線
	Manica - Mutare, 110kV 一回線

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.1-1 系統図 (2017 年)

表 6.1-2 各地域別の系統設備の諸元 (2017 年)

既設送電線情報

国際連系線

Voltage (kV)	from	to	area	length (km)	Conductor		Commissioned year	Normal Rating (MVA)
					code name	Aluminum sectional area (mm ²)		
535(DC)	Songo	Appollo(RSA)	Moz-RSA	898.6			1975	1,920
535(DC)	Songo	Appollo(RSA)	Moz-RSA	895.2			1975	1,920
400	Arnout	Maputo	Moz-RSA	49.9	3xTern	1206	1998	1,293
400	Edwalene	Maputo	Moz-RSA	58.1	3xTern	1206	1998	1,293
330(400)	Songo	Bidura(Zim)	Moz-Zim	125	3xBISON		1997	1,041
275	Komatipoort	Ressano Garcia	Moz-RSA	9	2xBEAR	528	1972	479

出典：EDM

北部～中部地域

Voltage (kV)	from	to	area	length (km)	Conductor		Commissioned year	Normal Rating (MVA)
					code name	Aluminum sectional area (mm ²)		
220	Songo	Matambo	Central-North	120	ZEBRA		1984	247
220	Songo	Matambo	Central-North	115	2xCONDOR	804	1984	477
220	Matambo	Chimuaru	Central-North	294	2xCONDOR	804	1983	477
220	Matambo	Chimuaru	Central-North	291	2xCONDOR	804	1983	477
220	Chimuaru	Nicudadala	Central-North	154	2xCONDOR	804	1984	477
220	Nicudadala	Mocuba	Central-North	108	2xCONDOR	804	1984	477
220	Mocuba	Alto Molocue	Central-North	151	CONDOR	402	1986	247
220	Alto Molocue	Nampula 220	Central-North	183	CONDOR	402	1986	239
220	Nicudadala	Quelimane	Central-North	20	CONDOR	402	1986	239
220	Matambo	Catandica	Central		ZEBRA		1983	247
220	Catandica	Chibata	Central		ZEBRA		1983	247
220	Matambo	Moatize(Vale)	Central	50	2xTem	804	2015	
110	Alto Molocue	Gurue	Central-North	75.7	DOVE	282	2000	99
110	Chimuaru	Marromeu	Central-North	90	LEOPARD		2008	63
110	Alto Molocue	Uape	Central-North	90	LYNX	183	2008	77
110	Gurue	Cuamba	Central-North	100	WOLF	158	2004	70
110	Cuamba	Lichinga	Central-North	235	WOLF	158	2005	70
110	Nampula 220	Nampula Central	Central-North	4	DOVE	282	1984	99
110	Nampula Central	Monapo	Central-North	131	PANTHER	212	1984	84
110	Monapo	Nacala	Central-North	64	PANTHER	212	1984	84
110	Nacala Porto	Nacala Valha(VAL)	Central-North	28	DOVE	282	2015	99
110	Nacala Porto	Barcaza	Central-North	1.1	Tern	342	2016	
110	Nampula 220	Moma	Central-North	170	LYNX	183	2007	77
110	Nampula 220	Metoro	Central-North	301	LYNX	183	2005	77
110	Metoro	Pemba	Central-North	74	LYNX	183	2005	77
110	Metoro	Macomia	Central-North	132	LYNX	183	2011	77
110	Mocamia	Auasse	Central-North	87.5	LYNX	183	2012	77
110	Mavuzi	Nhamatanda	Central	80	LYNX	183	1973	77
110	Nhamatanda	Dondo	Central		LYNX	183	1973	77
110	Dondo	Cimentos Beira	Central		LYNX	183	1973	77
110	Cimentos Beira	Beira	Central		LYNX	183	1973	77
110	Mavuzi	Chicamba	Central	72	LYNX	183	1957	77
110	Chicamba	Xigodora	Central	11	LYNX	183	1957	77
110	Xigodora	E. Chicamba	Central	5	LYNX	183	1957	77
110	E. Chicamba	Machipanda	Central	50	LYNX	183	1957	77
110	Machipanda	Mutare	Central	7.5	LYNX	183	1957	77
110	Mavuzi	Beira	Central	171	WOLF	158	1955	70
110	Mavuzi	Chibabava	Central	95	DOVE	282	2015	99
110	Nhamatanda	Gondola	Central	78	DOVE	282	1987	99
110	Chibata	Xigodora	Central	12	DOVE	282	1987	99
110	Chibata	Gondola	Central	20	DOVE	282	1987	99
66	Lamego	Guaragura	Central	65	LEOPARD			38
66	Matambo	Tete	Central	20	PANTHER	212	2009	50
66	Tete	Manje	Central	109	DOVE	282	2009	60
66	Matambo	Moatize	Central	37.8	DOVE	282	2011	60
66	Matambo	Benga	Central	22.8	DOVE	282	2011	60
66	Benga	Moatize	Central	18.2	DOVE	282	2011	60

出典：EDM

南部地域

Voltage (kV)	from	to	area	length (km)	Conductor		Commissioned year	Normal Rating (MVA)
					code name	Aluminum sectional area (mm ²)		
275	SE Matola	Infulene	South	16	2xBEAR	528	2000	479
275	Ressano Garcia	Infulene	South	76	2xBEAR	528	1972	479
275	SE Maputo	Matora	South	16	2xBEAR	528	2004	479
132	Motraco	Mozal	South	10.5	3xtern	1026	1998	1,293
110	Infulene	Macia	South	125	DOVE	282	1983	99
110	Macia	Chicumbane	South	49	DOVE	282	1983	99
110	Macia	Lionde	South	53	DOVE	282	1983	99
110	Infulene	Corrumana	South	92	DOVE	282	1984	99
110	Corrumana	Komatipoort	South	40	DOVE	282	1990	99
110	Lionde	Kuwaninga	South	46	DOVE	282	2015	99
110	Kuwaninga	Mapai	South	237	DOVE	282	2015	99
110	Chicumbane	Lindela	South	233.8	AAAC150		2002	68
66	Infulene	Boane	South	42	LEOPARD		1982	120
66	Infulene	2M	South	4.5	PANTHER	212	2003	50
66	Infulene	CTM	South	7.5	PANTHER	212	2004	50
66	Infulene	CTM	South	7.5	PANTHER	212	2004	50
66	Infulene	Manhica	South	62	LEOPARD		1975	120
66	Infulene	Machava	South	7.5	LEOPARD		1991	38
66	Infulene	SE5(Compone)	South	15.1	LEOPARD		1990	38
66	Infulene	SE5(SE8)	South	16.3	BEAR	264		57
66	CTM	Matola	South	4.9	DOVE	282	1998	60
66	CTM	SE6	South	3.8	LEOPARD		1992	38
66	CTM	Matola	South	4.9	DOVE	282	1998	60
66	CTM	Matola	South	4.9	DOVE	282	1998	60
66	Matola	Machava	South	2.5	PANTHER	212	1998	50
66	Matola	Boane	South	21.9	PANTHER	212	1998	50
66	Matola	Cimentos	South	2.7	PANTHER	212	1998	50
66	SE6	SE4	South	2.4	LEOPARD		1998	120
66	SE4	SE5	South	4.8	LEOPARD		1996	120
66	CTM	SE3	South	5.4	PANTHER	212	2001	50
66	CTM	SE2/3	South	5.4	PANTHER	212	2001	50
66	Boane	Salamanga	South	76.7	PANTHER	212	2002	50
66	2M	SE7	South	7.9	PANTHER	212	2004	50
66	2M	SE7	South	7.9	PANTHER	212	2004	50
66	SE7	SE5	South	4	2xPANTHER	424	2004	88
66	SE3	SE1	South	2.1	XLPE500		2004	73
66	SE3	SE7	South	2.2	XLPE1000		2005	77
66	Infulene	SE10	South	8.3	2xDOVE	564	2015	120
66	SE9	SE11	South	8.3	2xDOVE	564	2015	120
66	Infulene	CTM	South	7.5	PARTRIDGE		1972	38

出典：EDM

既設変電所情報

北部地域

Substation name	Area	Province	Trans. Code	Year	Voltage [kV]	Capacity per unit [MVA]
Nampula	North	Nampula	T1		220/110/33	100/100/33
			T2		220/110/33	100/100/33
			T3		110/33	40
			T4		110/33	75
Nampula Center	North	Nampula	T1		110/33	35
			T2		110/33	40
Nampula Vale	North	Nampula			110/22	40
					110/22	40
Karpower	North	Nampula	-	-	-	-
Monapo	North	Nampula			110/33	16
Movel Monapo	North	Nampula			110/33	10
Nacala	North	Nampula			110/33	35
					110/33	35
Moma	North	Nampula			110/22	25
					110/22	25
Cuamba	North	Niassa			110/33	16
Lichinga	North	Niassa			110/33	16
					110/33	10(Mobile Tr.)
Metoro	North	Cabo Delgado			110/33	10
Pemba	North	Cabo Delgado			110/33	16
Movel Pemba	North	Cabo Delgado			110/33	10
Macomia	North	Cabo Delgado			110/33	16
Auasse	North	Cabo Delgado			110/33	16

出典：EDM

中部地域

Substation name	Area	Province	Trans. Code	Year	Voltage [kV]	Capacity per unit [MVA]
Mavuzi	Central	Manica			66/110	9
Chicamba	Central	Manica	-	-	-	-
Chibata	Central	Manica			220/110/18.6	84/72/57
					220/110/18.6	84/72/57
Messica	Central	Manica			110/22/6.6	12.5/6.5/6.5
Chimoio 1	Central	Manica			66/6.6	6
					66/6.6	6
					22/6.6	4
Chimoio 2	Central	Manica			110/66	25
					110/22	20
Manica	Central	Manica			110/33	6.3
Catandica	Central	Manica			220/33/33	25/16/21
Gondola	Central	Manica			110/22	10
Mavita	Central	Manica	-	-	-	-
Marroumeu	Central	Sofala			110/33	16
Inchope	Central	Sofala			110/33	10
Nhamatanda	Central	Sofala	-	-	-	-
Dondo Cements	Central	Sofala			110/22	8
Lamego	Central	Sofala			110/66/22	25/16/9
Mafambisse	Central	Sofala			110/22	12.5
Dondo	Central	Sofala			110/22	20
Beira	Central	Sofala			110/22/6.6	30/22.5/10/5
					110/22/6.6	20/15/7
					110/22/6.6	20/15/7
Beira Cements	Central	Sofala			110/22	10
Dondo 220kV	Central	Sofala			220/110/22	100/100/0/5
					110/33/22	30/5/25
Songo	Central	Tete			220/330	570
Matambo	Central	Tete			220/66/33	45/30/10
					220/66/33	45/30/10
					220/33/66	45/15/30
Jindal	Central	Tete			220/33	20
Tete	Central	Tete			66/33	22
Manje	Central	Tete			66/33	10
Movel Tete	Central	Tete			66/33	20
Vale	Central	Tete			66/22	45
					66/22	45
Benga	Central	Tete	-	-	-	-
Chimuara(Caia)	Central	Zambezia			220/110	40
					110/33	16
Nicudala	Central	Zambezia	-	-	-	-
Quelimane(Ceramica)	Central	Zambezia			220/33/33	50/50/20
Mocuba	Central	Zambezia			220/110/33	100/100/33
					220/110/33	100/100/33
					110/33	40
Alto Molocue	Central	Zambezia			220/110/33	100/100/33
					110/33	16
					220/7.7	35
Gurue	Central	Zambezia			110/33	16
Uape	Central	Zambezia			110/33	16

出典：EDM

南部地域

Substation name	Area	Province	Trans. Code	Year	Voltage [kV]	Capacity per unit [MVA]
SE 1	South	Maputo City	T3	2003	66/11	30
SE 2	South	Maputo City	T2	2004	66/11	30
SE 3	South	Maputo City	T1	1972	33/11	20
			T3	1999	66/11	30
			T2	2005	66/11	30
SE 4	South	Maputo City	T1	2003	66/11	30
SE 5	South	Maputo City	T1	1989	66/11	20
			T2	2000	66/11	20
SE 6	South	Maputo City	T2	2011	66/33/11	40/24/24
SE 7	South	Maputo City	T1	2003	66/11	30
SE 8	South	Maputo City	T1	2004	66/11	30
SE 9	South	Maputo City	T1	2003	66/11	30
			TR2	1999	66/30	30
SE 10	South	Maputo City	T1	2011	66/33	40
SE 11	South	Maputo City	T1	2011	66/33	40
CTM	South	Maputo City	TR2	1988	60/30	30
			TR13	1991	60/30	30
Infulene	South	Maputo City	T1	2012	275/66/11	250
			T2	1971	275/66	66
			T3	1990	275/66	120
			TR5	1983	110/66	30
			TR6	1983	110/66	30
			TR4	2005	275/110	50
Matola	South	Maputo City	T1	2003	275/66/33	160/160/112
			T2	2007	275/66/33	160/160/112
Matola Gare	South	Maputo City	TR1	2004	66/33	30
			TR2	1982	66/33	10
Matola Rio	South	Maputo City	T1	1989	66/33	30
Beluluane	South	Maputo City	T1	1998	66/11	10
Cimentos	South	Maputo City	TR1	2013	72.5/7.2	25/20
			TR2	2011	72.5/7.2	25/20
Machava	South	Maputo City	TR1	2004	66/33	30
			TR2	2004	66/33	30
Maputo	South	Maputo	TR1		400/275	400
			TR2		400/275	400
			T1		400/132	500
			T2		400/132	500
			T3		400/132	500
Mozal 132kV	South	Maputo				
Mozal 66kV	South	Maputo	TR1		66/22/11	
Xinavane	South	Maputo			110/33	16
					110/33	16
Ressano Garcia	South	Maputo	-	-	-	-
Marracuene	South	Maputo	TR1	2011	66/33	20
Manhica	South	Maputo	TR1	1985	60/30	30
Corumana	South	Maputo			110/33	3
Boane	South	Maputo	T1	1979	66/33	30
Salamanga	South	Maputo	T1	2001	66/33	10
			TR2	2001	66/33	10
Macia	South	Gaza			110/33	16
Chicumbane(Xai-Xai)	South	Gaza	TR1	2010	110/33	40
Lionde	South	Gaza			110/33	40
Dzimbene	South	Gaza		2017	275/110	250
Mapai	South	Gaza			110/33	16
Lindela	South	Inhambane	TR1	1983	110/33	16
			TR2	2001	110/33	16
Massinga	South	Inhambane				

出典：EDM

既設無効電力補償装置

Substation name	Area	Province		Voltage[kV]	Capacity[MVar]
Nampula	North	Nampula	Parallel Capacitor	110	10
			Reactor	33	20
				33	15
			STATCOM	20	±75
Nacala	North	Nampula	Parallel Capacitor	33	6.4
				33	6.4
Moma	North	Nampula	Parallel Capacitor	110	10
				22	5
Lichinga	North	Niassa	Reactor	110	5
Pemba	North	Cabo Delgado	Reactor	33	5
Macomia	North	Cabo Delgado	Reactor	110	3
Auasse	North	Cabo Delgado	Reactor	110	3
Chibata	Central	Manica	Reactor	220	15
Dondo	Central	Sofala	Capacitor Bank	22	7
Beira	Central	Sofala	Capacitor Bank	22	2*5
				6.6	2*2.5
Matambo	Central	Tete	Reactor	220	50
Chimuara(Caia)	Central	Zambezia	Reactor	220	20
			Line Reactor	220	15
Carramica	Central	Zambezia	Reactor	33	50
Mocuba	Central	Zambezia	Serise Capacitor	220	45.5
			Reactor	33	20
			SVC's Plus	11	±31.5
Alto Molocue	Central	Zambezia	Serise Capacitor	220	55.1
			Reactor	33	20
			SVC's	7.7	±35
SE 5	South	Maputo City	Parallel Capacitor	66	20.8
Infulene	Souht	Maputo City	Parallel Capacitor	275	72
Chicumbane(Xai-Xai)	South	Gaza	Parallel Capacitor	33	8
				110	10
Lionde	South	Gaza	Parallel Capacitor	33	4
Lindela	South	Inhambane	Parallel Capacitor	33	4
				110	6

出典：EDM

(2) MOTRACO

モザンビーク送電会社（Mozambique Transmission Company：MOTRACO）は1998年EDM、南アフリカ・Eskom、スワジランド・SEB⁶の出資により設立され、本社はモザンビーク・Maputoに所在する。

1992年10月の内戦終結から復興を目指すモザンビークは、1997年1月南アフリカ政府と、水力開発と当該発電電力を供給する基幹送電線の建設について政府間覚書（Inter Governmental Memorandum of Understanding：IGMoU）を締結した。また、1997年3月モザンビーク政府はアルミニウム製錬企業 Alusaf とモザンビークにアルミ精錬会社を設立することに合意した。また、同年には同アルミ精錬会社向け電気料金を決定している。

しかし、EDM は同アルミ精錬会社へ電力供給するに足る送電線を所有しておらず、また当該電力を供給する立場である Eskom は、モザンビークへの域外供給認可を保有していなかった。

そのため、特別目的会社（Special Purpose Vehicle：SPV）の設立を1998年3月モザンビーク政府が承認している。

具体的には、モザンビーク政府、南アフリカ政府、スワジランド政府にて以下を目的としたコンセッション契約を締結している。

- ✓ 3カ国による流通設備建設と所有
- ✓ Mozal への電力販売の為の電力輸入
- ✓ 3カ国電力ユーティリティ（EDM、SEB、Eskom）の代表した電力流通
- ✓ Mozal への電力供給のための信頼度維持

MOTRACO 所有の設備を表 6.1-3 に示す。

表 6.1-3 MOTRACO 保有設備

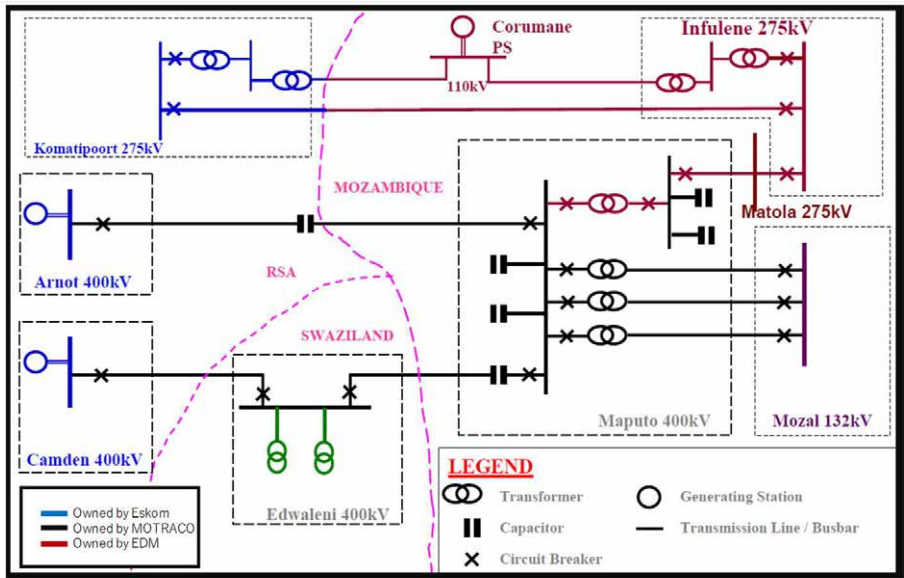
送電線	400kV 二回線（Arnot～Maputo, Camden～Maputo） 132kV 三回線（Maputo～Mozal）
変圧器	500MVA 400kV/132kV 変圧器 三台（Maputo）
調相設備	<ul style="list-style-type: none"> ・ 400kV 線路用直列コンデンサ 535MVar 一台、344MVar 一台 ・ 400kV 分路リアクトル 100MVar 二台 ・ 400kV 電力量コンデンサ 150MVar 二台 ・ 275kV 電力用コンデンサ 72MVar 二台
通信設備	24 心光ファイバー（OPGW）（Maputo～Camden）

出典：MOTRACO PRESENTATION (2005), MOTRACO

モザンビーク南部地域系統において、MOTRACO 設備にて南アフリカ系統と連系していることは、自国の電力品質の維持、自国の供給信頼度維持という点でメリットが大きい。

本設備に関する系統運用は、Eskom によって行われており、EDM は National Control Centre にて主要設備の状態のみ監視することができる。

⁶ Swaziland Electricity Board、現在のスワジランド電力公社（Swaziland Electricity Company：SEC）。



出典：MOTRACO PRESENTATION (2005), MOTRACO

图 6.1-2 MOTRACO 系統図

6.2 系統計画

6.2.1 EDM での系統計画方針

EDM では、既存マスタープランにて提案されている送配電事業から、最初の 5 ヶ年 (2012-2017) で実施すべき優先事業を選定し、「EDM List of priority projects 2014 - 2018」として予算配分を行っている。この選定事業は、各プロジェクトの進捗遅延に伴い、各年次計画へと組み込み変更がされている。(出典：JETRO ヨハネスブルグ事務所 2016/3 レポート)

その後、2015 年頃から、設備の老朽化が原因の故障が多発し、電力供給に支障がでたため、前述の 5 ヶ年計画を含めて、下記に示す段階的に目的と優先順位を付けた計画が、EDM から示された。これは、案件ごとの目的、優先順位をつけることで、電力設備の復旧、拡充が計画的に行われるとともに、各ドナーからの資金が付きやすくなる。

(1) 緊急計画

1~2 年以内に対策が必要な案件で、電力供給のため、損壊した電力設備や大規模な停電に繋がる可能性のある老朽化設備を対象とした計画。

(2) 短期計画

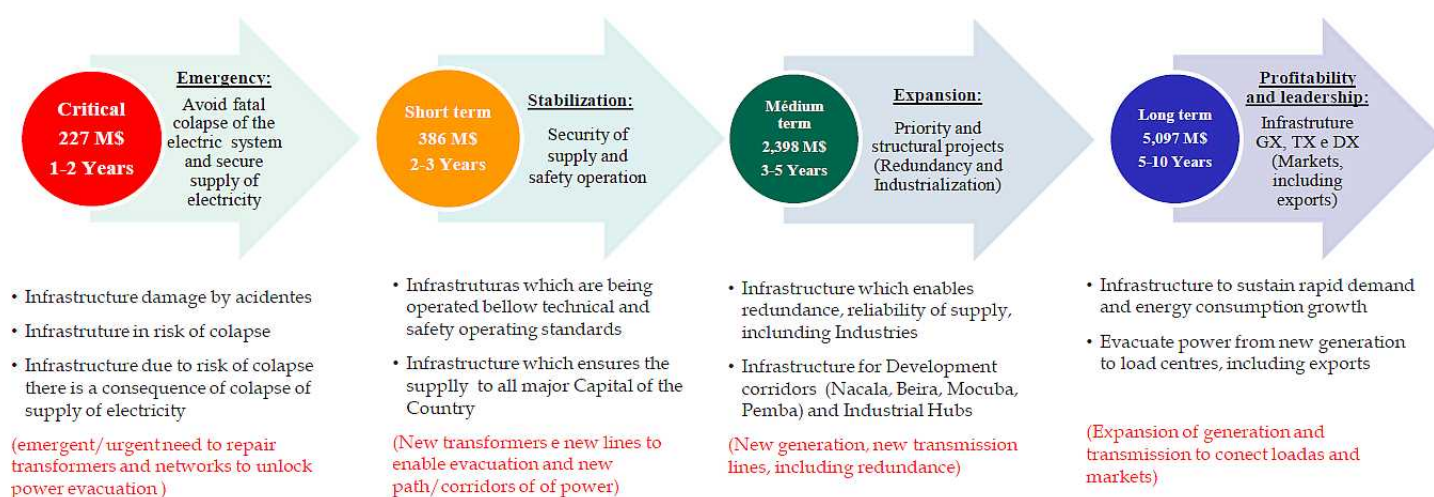
2~3 年以内に対策が必要な案件で、電力供給および安全な運用のため、技術的または、安全面の基準を下回った状態で運用され続けている設備を対象とした計画で、主要都市の電力供給を確保することを目的とする。

(3) 中期計画

3~5 年以内に対策を計画された案件で、工業需要を含む電力供給の安定化を目的とした対策で、Nacala、Beira、Mocuba、Pemba や工業需要地への系統整備を目的とする。

(4) 長期計画

5~10 年以内に対策を計画された案件で、需要増加に対応した、発電所と需要地を結ぶ系統整備を目的とする。また、この計画には、電力輸出のための系統拡充も含まれる。



出典：JICA 調査団

6.2.2 EDM が計画する系統計画

EDM 系統計画を基に、「緊急計画」、「短期計画」、「中期計画」、「長期計画」、「その他の計画」について、計画されているプロジェクトを送電線に係る計画と変電所に係る計画、その他（無効電力補償装置、給電制御所整備等）に分類してリスト化した（表 6.2-4～表 6.2-12 参照）。リスト化した案件については、プロジェクトコストを算定してコストを年度展開した。この検討では、算定したコストを工事期間で按分した。また、表 6.2-13 および図 6.2-1 に、投資コストの年推移を示す。これらから、総投資額（約 6,000MUSD）のほとんどを 2024 年までに用意する必要がある。これは、投資額が大きい STE プロジェクトの Phase2 および Phase3 の運開がこの年に設定されているためである。

プロジェクトコストは、EDM から入手した資料を基に各電圧階級の代表的な設備仕様として単価を算出した。また、ベースとした単価が 2012 年に算定されたものであったため、2012 年から 2017 年の物価上昇指数を考慮し、設備単価を補正した。各コストは、下表に示す。

表 6.2-1 送電線建設単価

仕様	基本単価*1	物価上昇指数*2	補正単価コスト
400kV 4xTern	310,000 USD/km	1.095	340,000 USD/km
275kV 2xBear	180,000 USD/km	1.095	197,000 USD/km
220kV 2xCondor	187,000 USD/km	1.095	205,000 USD/km
110kV 1xDove	112,000 USD/km	1.095	123,000 USD/km
66kV 2xDove	122,000 USD/km	1.095	134,000 USD/km
66kV 1xDove	101,000 USD/km	1.095	111,000 USD/km
DC500kV 4xLapwing	312,000 USD/km	1.095	342,000 USD/km

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

出典：JICA 調査団

表 6.2-2 変電所建設単価

仕様	基本単価*1,3	物価上昇指数*2	補正単価コスト
400/220kV Double Busbar substation 250MVA transformer x2	35.73 MUSD	1.095	39.135 MUSD
275/110kV Double Busbar substation 250MVA transformer x2	28.13 MUSD	1.095	30.811 MUSD
220/110kV Double Busbar substation 100MVA transformer x2	20.36 MUSD	1.095	22.3 MUSD
110/66kV Double Busbar substation 125MVA transformer x2	14.31 MUSD	1.095	15.674 MUSD
66/33kV Single Busbar substation 40MVA transformer x2	7.46 MUSD	1.095	8.171 MUSD
Converter station of a 2,650MW HVDC bipolar transmission line	546 MUSD	1.095	597.87 MUSD

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

*3 Base cost, Transformer cost, Line bay cost, Transformer bay cost を含む

出典：JICA 調査団

表 6.2-3 変圧器増設単価

仕様	基本単価*1,3	物価上昇指数*2	補正単価コスト
400/220kV 250MVA transformer	15.6 MUSD	1.095	17.087 MUSD
275/110kV 250MVA transformer	12.56 MUSD	1.095	13.757 MUSD
220/110kV 100MVA transformer	8.94 MUSD	1.095	9.792 MUSD
110/66kV 125MVA transformer	6.41 MUSD	1.095	7.021 MUSD
66/33kV 40MVA transformer	3.41 MUSD	1.095	3.735 MUSD

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

*3 Transformer cost, Transformer bay cost を含む

出典：JICA 調査団

次ページより、各計画のリスト一覧を示す。

・短期計画

主として、AfDB、ヨーロッパ系組織（Danida, kfw, EIB）融資によるマプト市周辺、中部および北部の主要都市の変電所の信頼性確保のため変圧器増設が計画されている。

表 6.2-6 変電所計画（短期計画）（2017年12月時点）

Substation	Voltage	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	total [kUSD]
Matola Gare	66/33	2016	2017	Norway, kfw, EIB	Installation of new transformer	Short-term	1867.5																1,868
SE9(Laulane)	66/33	2016	2017	Norway, kfw, EIB	Installation of transformer	Short-term	1867.5																1,868
New Canangola, Tete	66/33	2016	2017	Norway, kfw, EIB	Construction of new substation	Short-term	4085.5																4,086
Infulene		2018	2019	Norway, kfw, EIB	Replacement of all 66kV obsolete equipment to renew protection equipment	Short-term		6350	6350														12,700
CTM		2017	2018	Norway, kfw, EIB	Replacement of all 66kV obsolete equipment to renew protection equipment	Short-term	6450	6450															12,900
																							0
							14270.5	12800	6350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,421

出典：JICA 調査団

表 6.2-8 変電所建設計画（中期計画）（2017年12月時点）

Substation	Voltage	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	total [kUSD]	
Nampula 220	220/110	2016	2018	AfDB	installation of additional transformer	Mid-term	3264.0	3264.0															6,528	
Boane	66/33	2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	1245.0	1245.0																2,490
Lionde		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Macia		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Chicumbane(Xai-Xai)		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Munhava(Beira area)	110/22/6.6	2016	2018	AfDB	Acquisition of new transformer Urgent Rehabilitation project	Mid-term	5224.7	5224.7																10,449
Chimoio 2	110/22	2016	2018	AfDB	Acquisition of new transformer and interconnection with Chimoio1 Urgent Rehabilitation project	Mid-term	5224.7	5224.7																10,449
Mafambisse		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Gondola		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Inchope		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
Catandica		2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	2340.3	2340.3																4,681
New mobile transformer	110/22	2016	2018	AfDB	Acquisition of mobile substation for the national electrical network of 110 / 22kV, 10MVA and 66 / 33kV, 16MVA and 110 / 33kV, 16MVA. Urgent Rehabilitation project	Mid-term	1755.7	1755.7																3,511
	66/33	2016	2018	AfDB	Acquisition of mobile substation for the national electrical network of 110 / 22kV, 10MVA and 66 / 33kV, 16MVA and 110 / 33kV, 16MVA. Urgent Rehabilitation project	Mid-term	1755.7	1755.7																3,511
	110/33	2016	2018	AfDB	Acquisition of mobile substation for the national electrical network of 110 / 22kV, 10MVA and 66 / 33kV, 16MVA and 110 / 33kV, 16MVA. Urgent Rehabilitation project	Mid-term	1755.7	1755.7																3,511
New Salamanga	275/66/33	2017	2019	Sinohydro ou CCC	New substation 275/66/33kV	Mid-term	10,270	27,591	10,270															48,132
Angoche	110/33	2022	2025	Sinohydro ou CCC	110kV Nampula-Angoche Mid-term project	Mid-term						5224.7	5,225	5,225										
new substation in aterro de Maxaquene(Baixa)	66/33	2016	2019	World Bank		Mid-term	2,043	2,043	2,043															6,128
Beluluane	275/66/33	2016	2018	Mochi	Construction of 90km of 275kV Line between Ressano Garcia and Beluluane and interconnection with the existing 275 & 66kV Network	Mid-term	10,270	10,270																20,541
Manga	220/110/33	2020	2022	Fedha Advisory	Construction of 20km of 220kV line between Dondo and Manga and 8km of 110kV line between Manga and Airport. Construction of Substations in Manga and airport	Mid-term				10270.33	10270.33	10270.33												30,811
Manga Airport	110/33	2020	2022	Fedha Advisory	Construction of 20km of 220kV line between Dondo and Manga and 8km of 110kV line between Manga and Airport. Construction of Substations in Manga and airport	Mid-term				5224.667	5224.667	5224.667												15,674
Buzi	110/66/33	2016	2019	Pinggao	Increased capacity of the 110kV Lines of the Center region including the reconstruction of the Lamego - Buzi Line for 110kV	Mid-term	3,919	3,919	3,919															11,756
2nd Pemba	110/33	2020	2025		Construction of 100km of 110kV Line and 110 / 33kV Substation in Pemba for second power to the City.	Mid-term				2,612	2,612	2,612	2,612	2,612	2,612									15,674
Metoro	400/220	2025	2030		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Mid-term									6,523	6,523	6,522.5	6,522.5	6,522.5	6,523				39,135
Namialo	220/110	2016	2019		Construction of 216 km of 220 kV Line between Namialo and Metoro and interconnection with the existing 110 kV Network	Mid-term	5,575	5,575	5,575															16,725
Metoro	220/110	2016	2019		Construction of 216 km of 220 kV Line between Namialo and Metoro and interconnection with the existing 110 kV Network	Mid-term	5,575	5,575	5,575															16,725
Mafambisse, Manica	110/66	2017	2019	Alstom, GE	Rehabilitation of LCN Substations including Mafambisse and Manica	Mid-term	50,000	50,000	50,000															150,000
Munhava/Dondo(STATCOM)		2016	2017	Fedha Advisory		Mid-term	19,000																	19,000
Maputo and/or Quelimane(Dispatch Center)		2017	2020	MOCHI	Construction of National dispatch center	Mid-term	19,000	19,000	19,000	19,000														76,000
							125,652	123,973	96,382	37,107	18,107	23,332	7,837	7,837	9,135	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	0	0	466,300

出典：JICA 調査団

長期計画

STE プロジェクトや MoZiSa, ザンビア、タンザニア、マラウィとの国際連系線、国内系統の拡充が計画されている。ドナーについての情報はない。

表 6.2-9 送電線建設計画（長期計画）（2017年12月時点）

Voltage (kV)	from	to	area	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification															total		
									2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2031	2032
400	Vilanculos	Chibuto	South	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		28,858	28,858	28,858	28,858												115,430
400	Chibuto	Marracuene	South	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		15,241	15,241	15,241	15,241												60,962
400	Marracuene	Maputo	South	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		3,706	3,706	3,706	3,706												14,824
400	Songo	Catixa	Central	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			3,043	3,043	3,043	3,043	3,043	3,043									18,258
400	Catixa	Matambo	Central	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			3,632	3,632	3,632	3,632	3,632	3,632									21,794
400	Matambo	Lupata	Central	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			4,556	4,556	4,556	4,556	4,556	4,556									27,336
400	Lupata	Inchope	Central	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			17,204	17,204	17,204	17,204	17,204	17,204									103,224
400	Inchope	Vilanculos	Central	2019	2024		STE Phase 2 HVAC	Long-term			19,958	19,958	19,958	19,958	19,958	19,958									119,748
DC500	Catixa	Maputo		2019	2024		STE Phase 1&2 HVDC	Long-term			72,732	72,732	72,732	72,732	72,732	72,732									436,392
DC500	Catixa	Maputo		2019	2024		STE Phase 1&2 HVDC	Long-term			72,732	72,732	72,732	72,732	72,732	72,732									436,392
400	Matambo	Phomebeya(Mal) via Moatize	Central	2018	2021		Malawi interconnector	Long-term		18,530	18,530	18,530	18,530												74,120
400	Matambo	Chipata West(Zam)	Central	2019	2021		Zambia interconnector	Long-term		41,707	41,707	41,707	41,707												125,120
400	Ncondezi	Chipata West(Zam)	Central	2019	2024		2nd Zambia interconnector	Long-term		20,967	20,967	20,967	20,967	20,967	20,967	20,967									125,800
400	Metoro	Mtwaru(Tan)	Central-North	2020	2025		Tanzania interconnector	Long-term			27,427	27,427	27,427	27,427	27,427	27,427									164,560
400	Catixa	Inchope	Central	2020	2025		MoZiSa Project	Long-term			20,400	20,400	20,400	20,400	20,400	20,400									122,400
400	Inchope	Orange Grove(Zim)	Central	2020	2025		MoZiSa Project	Long-term			10,483	10,483	10,483	10,483	10,483	10,483									62,900
400	Inhaminga	Chimuaru	Central	2025	2030		Construction of 400kV Chimuaru Line - Inhaminga-Inchope, 400 / 220kV Substation in Inhaminga and interconnection Inhaminga - Dondo at 220kV	Long-term									7,083	7,083	7,083	7,083	7,083	7,083			42,500
400	Inhaminga	Inchope	Central	2025	2030		Construction of 400kV Chimuaru Line - Inhaminga-Inchope, 400 / 220kV Substation in Inhaminga and interconnection Inhaminga - Dondo at 220kV	Long-term									7,933	7,933	7,933	7,933	7,933	7,933			47,600
400	Inhaminga	Macossa	Central	2025	2030		Construction of 400kV Chimuaru Line - Inhaminga-Inchope, 400 / 220kV Substation in Inhaminga and interconnection Inhaminga - Dondo at 220kV	Long-term									5,667	5,667	5,667	5,667	5,667	5,667			34,000
220	Inhaminga	Dondo	Central	2025	2030		Construction of 400kV Chimuaru Line - Inhaminga-Inchope, 400 / 220kV Substation in Inhaminga and interconnection Inhaminga - Dondo at 220kV	Long-term									4,442	4,442	4,442	4,442	4,442	4,442			26,650
220	Metoro	Montepuez	Central-North	2019	2024		Construction of a 220kV Metoro - Montepuez Line, Montepuez Substation and 110kV Line Montepuez - Marrupa	Long-term			3,929	3,929	3,929	3,929	3,929	3,929									23,575
110	Marrupa	Montepuez	Central-North	2019	2024		Construction of a 220kV Metoro - Montepuez Line, Montepuez Substation and 110kV Line Montepuez - Marrupa	Long-term			1,989	1,989	1,989	1,989	1,989	1,989									11,931
220	Palma	Auasse	Central-North	2025	2030		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term									2,563	2,563	2,563	2,563	2,563	2,563			15,375
220	Nicoadala	Quelimane(Ceramica)	Central	2020	2025		Conversion of PS Nicoadala into SE Nicoadala and construction of second line Nicoadala-Ceramica at 220kV	Long-term				683	683	683	683	683	683								4,100
110	Mocuba	Pebane(Magiga/Caravela)	Central	2020	2025		Construction of a 110kV Line, 140km, between Mocuba and Magiga / Caravela, in Pebane and its 110 / 33kV Substation	Long-term				2,870	2,870	2,870	2,870	2,870	2,870								17,220
110	Mocuba	Milange	Central	2020	2025		Construction of 120km of 110kV Line between Mocuba and Milange and its Substation in Milange	Long-term				2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460								14,760
66	Moatize	Mussacama	Central	2022	2023		Construction of 80km of Moatize - Mussacama 66kV Line and its Substation in Mussacama	Long-term						4,440	4,440										8,880
66	Mussacama	Ulongue	Central	2022	2023		Construction of 80km of 66kV Mussacama - Ulongue Line and its Substation in Ulongue	Long-term						4,440	4,440										8,880
66	Matambo	Guro	Central	2018	2022		Construction of a 66kV Line, 90km between SE Matambo and Guro and its Substation in Guro	Long-term			1,998	1,998	1,998	1,998	1,998										9,990
275	Dzimbene	Chongoene	South	2018	2021		Construction of 80km of 275kV line between new SE Macia and Chongoene, 275 / 110kV substation in Chongoene and	Long-term			3,940	3,940	3,940	3,940											15,760
110	Infulene	Moamba	South	2017	2019		Construction of the SE 110 / 33kV in Moamba and interconnection with the existing network	Long-term	2,050	2,050	2,050														6,150
66	Beluluane	Tchumene	South	2017	2019			Long-term	111	111	111														333
									2,161	74,433	336,881	399,044	399,044	295,943	293,945	285,065	92,011	27,688	27,688	27,688	27,688	27,688	0	0	2,316,994

出典：JICA 調査団

表 6.2-10 変電所建設計画（長期計画）（2017年12月時点）

Substation	Voltage	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	total [kUSD]	
Vilanculos	400/110	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		9,784	9,784	9,784	9,784												39,135	
Chibuto	400/110	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		9,784	9,784	9,784	9,784												39,135	
(New)Marracuene	400/110	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		9,784	9,784	9,784	9,784												39,135	
Maputo	400/110	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term		9,784	9,784	9,784	9,784												39,135	
Songo	400/	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523									39,135	
Catixa	400/	2019	2024		STE Phase 1 HVAC MoZiSa project	Long-term			6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523									39,135	
Matambo	400/	2018	2021		STE Phase 1 HVAC Malawi interconnector Zambia interconnector	Long-term		9,784	9,784	9,784	9,784												39,135	
Lupata	400/	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523									39,135	
Macossa	400/	2019	2024		STE Phase 1 HVAC	Long-term			6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523									39,135	
Metoro	400/220	2020	2025		Tanzania interconnector	Long-term				6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523								39,135	
Catixa	/DC500	2019	2024		STE Pahse 1&2 HVDC	Long-term			99,645	99,645	99,645	99,645	99,645	99,645	99,645								597,870	
Maputo	DC500/	2019	2024		STE Pahse 1&2 HVDC	Long-term			99,645	99,645	99,645	99,645	99,645	99,645	99,645								597,870	
Inchope	400/110	2019	2024		STE Pahse 1 HVAC MoZiSa project	Long-term			6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523									39,135	
Inhaminga	400/220	2024	2030		400kV Inhaminga-Chimuara	Long-term								5,591	5,591	5,591	5,590.714	5,590.714	5,590.714	5,591			39,135	
Montepuez	220/110/33	2019	2024		Construction of a 220kV Metoro - Montepuez Line, Montepuez Substation and 110kV Line Montepuez - Marrupa	Long-term			3,717	3,717	3,717	3,717	3,717	3,717									22,300	
Palma	220/110	2025	2030		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term									3,717	3,717	3,716.667	3,716.667	3,716.667	3,717			22,300	
Palma	400/220	2025	2030		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term									6,523	6,523	6,522.5	6,522.5	6,522.5	6,523			39,135	
Auasse	220/110	2025	2030		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term									3,717	3,717	3,716.667	3,716.667	3,716.667	3,717			22,300	
Pebane(Magiga/Caravela)	110/33	2020	2025		Construction of a 110kV Line, 140km, between Mocuba and Magiga / Caravela, in Pebane and its 110 / 33kV Substation	Long-term				2,612	2,612	2,612	2,612	2,612	2,612								15,674	
Milange	110/33	2020	2025		Construction of 120km of 110kV Line between Mocuba and Milange and its Substation in Milange	Long-term				2,612	2,612	2,612	2,612	2,612	2,612								15,674	
Moatize(Vale)	400/66/33	2018	2022		Construction of a Substation in Moatize from SE Vale	Long-term		7,827	7,827	7,827	7,827	7,827											39,135	
Mussacama	66/33	2022	2023		Construction of 80km of Moatize - Mussacama 66kV Line and its Substation in Mussacama	Long-term						4,086	4,086										8,171	
Ulongue	66/33	2022	2023		Construction of 80km of 66kV Mussacama - Ulongue Line and its Substation in Ulongue	Long-term						4,086	4,086										8,171	
Guro	66/33	2018	2022		Construction of a 66kV Line, 90km between SE Matambo and Guro and its Substation in Guro	Long-term		1,634	1,634	1,634	1,634	1,634											8,171	
Chongoene	275/110	2018	2021		Construction of 80km of 275kV line between new SE Macia and Chongoene, 275 / 110kV substation in Chongoene and interconnection with existing 110 & 33kV network	Long-term		7,703	7,703	7,703	7,703												30,811	
Moamba	110/33	2017	2019		Construction of the SE 110 / 33kV in Moamba and interconnection with the existing network	Long-term	5,225	5,225	5,225														15,674	
Tchumene	66/33	2016	2019		Construction of Beluluane Line - Tchumene and respective SE in Tchumene	Long-term	2,043	2,043	2,043														6,128	
																							0	
							7,267	73,350	308,969	313,449	313,449	264,999	255,537	252,957	31,294	19,547	19,547	19,547	19,547	19,547	19,547	0	0	1,919,004

出典：JICA 調査団

・その他の計画

至近に実施される系統拡充計画や Caia(Chimuara)－Nacala 線の計画が挙げられている。

表 6.2-11 送電線建設計画（その他の計画）（2017年12月時点）

Voltage (kV)	from	to	length (km)	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification														[kUSD]				
									2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	total	
275	Ressano Garcia	Dzimbene	142	2015	2017				9,325																	9,325
220	Chibata	Dondo	170	2015	2017				11,617																	11,617
110	Lindela	Massinga	110	2015	2017				4,510																	4,510
110	Cuamba	Marrupa	110	2017	2019				4,510	4,510	4,510															13,530
275	Maputo	Beluluane	2	2018	2020					131	131	131														394
110	Massinga	Vilanculos	159.4	2018	2020					6,535	6,535	6,535														19,606
400	Chimuara	Namialo	780	2017	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	Caia-Nacala		44,200	44,200	44,200	44,200	44,200	44,200	44,200											265,200
220	Namialo	Nampula	90	2017	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	Caia-Nacala		3,075	3,075	3,075	3,075	3,075	3,075	3,075											18,450
220	Namialo	Nacala	100	2017	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	Caia-Nacala		3,417	3,417	3,417	3,417	3,417	3,417	3,417											20,500
110	Chibabava	Vilanculos	240	2020	2022							9,840	9,840	9,840												29,520
275	New Marracuene	SE 11	14	2017	2019				919	919	919															2,758
66	Facim	SE 1	3	2017	2019				111	111	111															333
66	Infulene	CTM(DL3)	7.5	2017	2019		Rebuildng		278	278	278															833
66	Infulene	CTM(DL4)	7.5	2017	2019		Rebuildng		278	278	278															833
66	Infulene	Machava(DL6)	7.5	2017	2019		Rebuildng		278	278	278															833
66	CTM	SE 2(DL19)	5.4	2017	2019		Rebuildng		200	200	200															599
66	CTM	SE 3(DL18)	5.4	2017	2019		Rebuildng		200	200	200															599
									82,915	64,131	64,131	67,198	60,532	60,532	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	399,439

出典：JICA 調査団

表 6.2-12 変電所建設計画（その他の計画）（2017年12月時点）

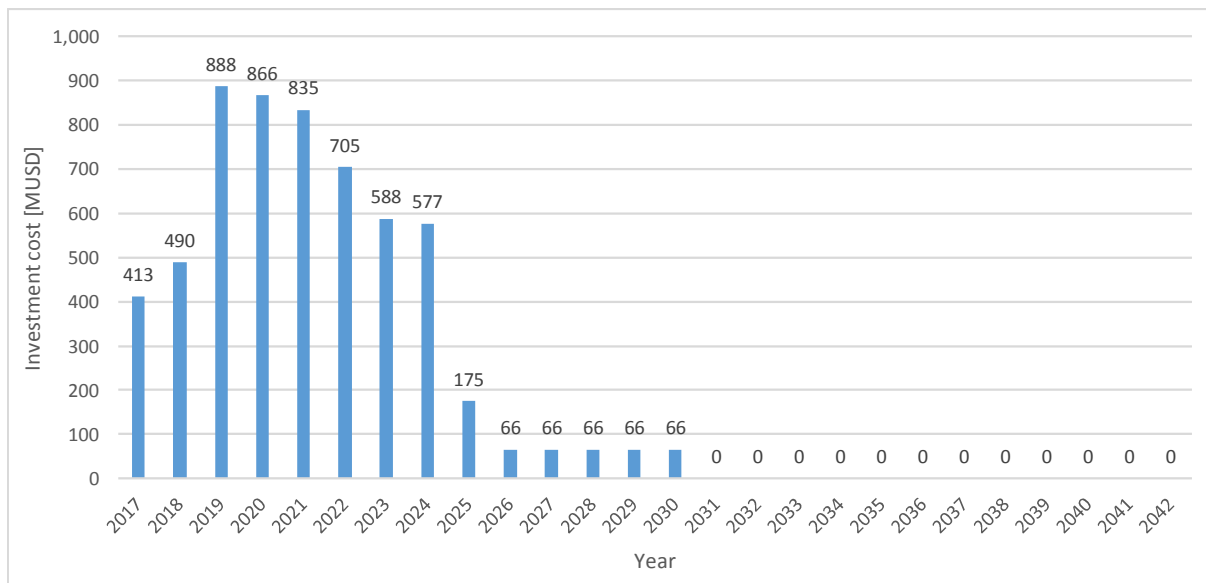
Substation	Voltage	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	total [kUSD]
Dzimbene	275/110	2017	2017		275kV Ressano Garcia-Dzimbebe		30,811																30,811
Dondo	220/110	2017	2017		220kV Chibata-Dondo		22,300																22,300
Massinga	110/	2017	2017		110kV Lindela-Massinga		15,674																15,674
Marrupa	110/	2017	2019		110kV Cuamba-Marrupa		5,225	5,225	5,225														15,674
Vilanculos	110/	2018	2020		110kV Massinga-Vilanculos			5,225	5,225	5,225													15,674
Chimuara(Caia)	400/	2018	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	400kV Caia-Nacala		7,827	7,827	7,827	7,827	7,827												39,135
Namialo	400/	2018	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	400kV Caia-Nacala		7,827	7,827	7,827	7,827	7,827												39,135
Nacala valha	220/	2018	2022	IsDB, (AfDB,JICA)	400kV Caia-Nacala		4,460	4,460	4,460	4,460	4,460												22,300
Chibabava	110/	2018	2022		110kV Chibabava-Vilanculos		3,135	3,135	3,135	3,135	3,135												15,674
Facim	66/11	2017	2019		new substation		2,724	2,724	2,724														8,171
Lindela(STATCOM)		2017	2019				4,015	4,015	4,015														12,045
Infulene	275/66	2018	2020	JICA	Tr replace			4,586	4,586	4,586													13,757
							80,748	45,022	45,022	33,059	23,249	23,249	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250,350

出典：JICA 調査団

表 6.2-13 EDM の送電線および変電所建設コスト（2017年12月時点）

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total
T/L	110	164	411	487	480	394	325	316	135	40	40	40	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,019
S/S	303	326	477	379	355	312	263	261	40	26	26	26	26	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,846
Total cost	413	490	888	866	835	705	588	577	175	66	66	66	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,867

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

図 6.2-1 EDM の送電線および変電所建設コスト（2017 年 12 月時点）

6.2.3 国際連系計画

EDM では、国際連系線建設が多数計画されており、建設プロジェクト毎にチームが設立されている。表 6.2-14 に主な超高压送電線建設プロジェクトを示す。

表 6.2-14 主な超高压送電線建設プロジェクト名

Project name
STE Backbone project
MoZiSa project
Mozambique – Zambia interconnector
Mozambique – Tanzania interconnector
Mozambique – Malawi interconnector

出典：JICA 調査団

各国際連系線プロジェクトに関する進捗状況は、以下の通り。

(1) STE バックボーンプロジェクト

2000 年代になり、国内系統が整備されていない、即ち Tete 州を含む中部地域と Maputo が位置する南部地域が送電線にて接続されていないモザンビークでは、国内系統開発プランが提唱されはじめ⁷、2009 年に公開された Mozambique's Generation Master Plan における中部地域での大規模水力電源開発と同調して当該電源による電力を輸送するルートの確保として、2011 年に現在の STE バックボーンプロジェクト⁸の原型が公表された。

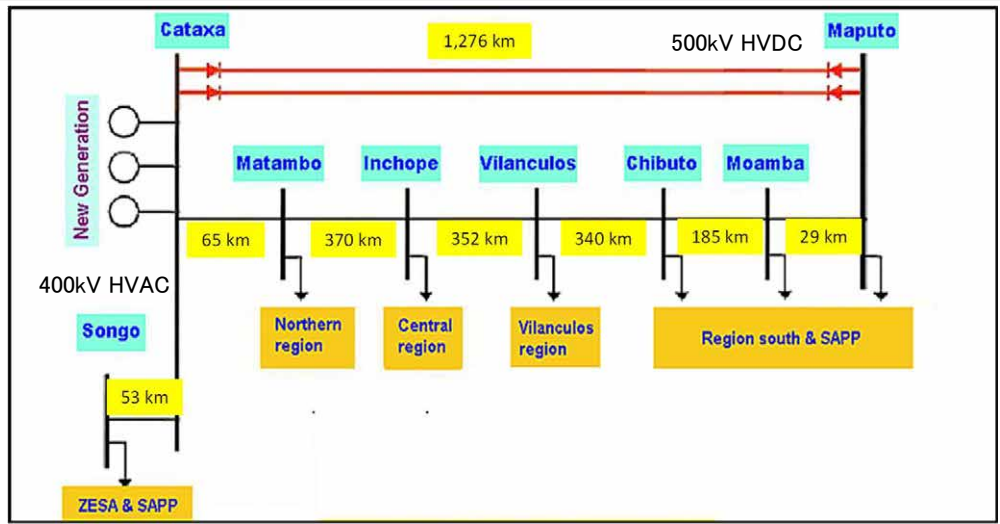
現在の STE バックボーンプロジェクトの目的は、Tete 州の電源密集地帯と一大電力消費地である Maputo を含む南部地域を接続することに加え、中部地域における電力アクセスを向上させる目的、さらには SAPP を通じて電力取引を活性化させることと多岐にわたっている。

公表当初の本プロジェクトの仕様は、800kV HVDC 二回線と 400kV HVAC 一回線の構成であったが、2017 年 12 月時点では、図 6.2-2 に示すように 500kV HVDC 二回線と 400kV HVAC 一回線の構成である⁹。

⁷ 本国内系統開発プランは以前、中部と南部を連系することに因んで CESUL (Centro-Sul) と呼ばれており、STE Backbone プロジェクトと命名、公表されて以降は、CESUL の呼び名は使用されていない。

⁸ STE とは、Sociedade Nacional de Transporte de Energia の略である。

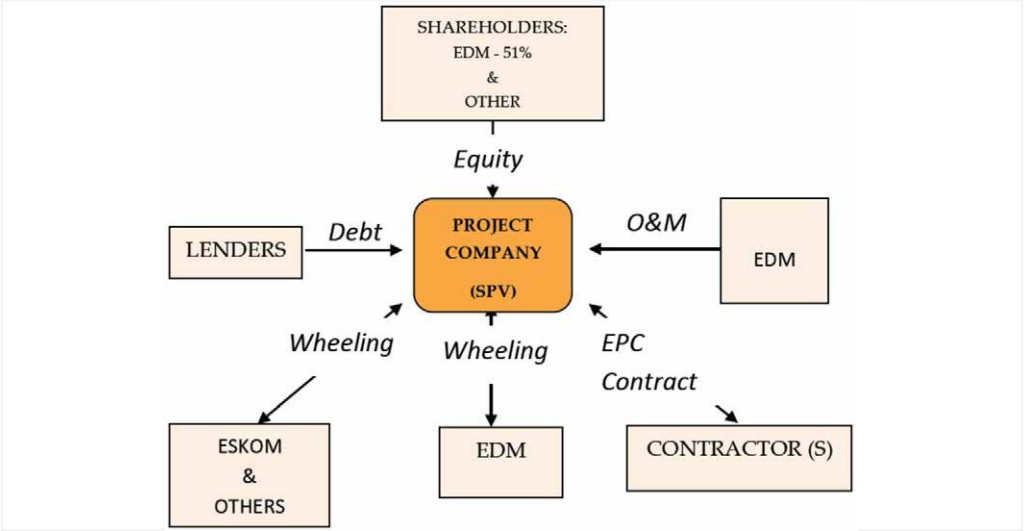
⁹ 400kV HVAC 一回線は、過去に 500kV 設計で 400kV 運用という案も公開されているが、現在は 400kV 設計 400kV 運用を採用している。



出典：JICA Study Team based on information by EDM (2016)

図 6.2-2 STE バックボーンプロジェクト

本プロジェクトの実施母体である SPV は、2012 年に株式会社として設立された（図 6.2-3 参照）。本プロジェクトへの出資は、中国国営企業の China State Grid Corporation (46%)、EDM (20%)、南アフリカ・Eskom (20%)、REN 等のポルトガルグループ (14%) となっている。モザンビーク政府は、EDM を通じて本プロジェクトに参加している。



出典: Mozambique transmission backbone project brief – SADC (2013)

図 6.2-3 STE バックボーンプロジェクトプロジェクトスキーム

SPV は、各株主と共同開発に関する Joint Development Agreement (JDA) を結び、事業実施体制、資金計画、調達について合意することになっているが、2017 年 12 月時点で JDA は締結されていない。

Tete 地域からの供給電力のうち 20%は EDM へ売電され、残りを南アフリカに輸出する計画があるとされ、売電契約はオフテーカー (Eskom、EDM 等) と発電会社 (HCB 等) との間で交渉される。

しかし、本プロジェクトおよび Mphanda Nkuwa 水力発電所の開発を促進すべく、Mphanda Nkuwa 実施母体 SPV および本プロジェクト実施母体 SPV 双方をモザンビーク政府の所有に移行する手続きを進めている¹⁰。

2017 年に入り、本プロジェクトに進展がみられるようになった。

2016 年までは、Songo～Maputo 間 400kV HVAC 一回線と Cataxa～Maputo 間 500kV HVDC 一回線にかかる計画を Phase-1 とし、同区間の HVDC 第二回線建設を Phase-2 と呼んでいたが、Vilanculos～Maputo 間 400kV HVAC 区間を優先開発するために Phase-1-1 とし、残りの 400kV HVAC 区間を Phase-1-2、500kV HVDC 二回線分を Phase-1、500kV HVDC 変換器の増強を Phase-2 と改訂されている。各フェーズの進捗を表 6.2-15 に示す。

表 6.2-15 STE バックボーンプロジェクト現況

Phase-1-1	<p>EIA :</p> <p>2012 年に完了している FS、EIA を基に EIA のみアップデート作業を行っている。</p> <p>ただし、Maputo 至近のルートは系統接続最適化検討により、当初のルートから変更したためアップデートの対応となる区間 (Vilanculos～Marraquene) と新規 EIA の区間が存在する。</p> <p>EIA を 2017 年 12 月までに終了し、2018 年にかけて RAP を完成する。EIA 費用は、0.55MUSD である。</p> <p>建設工事 :</p> <p>当フェーズの工事は、2019 年着工、2022 年を完工の目標である。想定建設費用は、600MUSD であり、送電線の種類は Tern 4 導体 (送電容量 : 950MW) の見込みである。</p>
Phase-1-2 (HVAC)、Phase-1&2 (HVDC)	<p>EIA :</p> <p>Tete 州にて Lupata 水力をはじめ、石炭火力との接続のためのルート変更が生じており、当該部分を新規 EIA、他の部分を EIA アップデートとして実施中である。終了目標は Phase-1 と同様である。</p> <p>建設工事 :</p> <p>当該区間は、資金調達の見込みがついておらず、電線種類も未定である。</p> <p>Phase-1-2 は、Beira を含む中部地域への電力供給のため、400kV HVAC の建設が優先であるものの、400kV HVAC 建設と 500kV HVDC 建設は、供給信頼度の観点から同時期の完工を目指している。</p> <p>400kVHVAC (Phase-1-1 含) と HVDC 第一回線建設費用は 1.1～1.3BUSD である。</p>

Source : EDM へのインタビューに基づき調査団作成

(2) Temane 送電線プロジェクト

STE バックボーンプロジェクト Phase-1 に当たる計画が、2017 年 2 月、中部地域 Temane におけるガス火力開発¹¹に同調し、Temane 送電線プロジェクト¹²として公表された。

モザンビーク政府主導にて開発を推進しようとしている Mpanda Nkuwa 水力および STE バック

¹⁰ 2017 年 4 月時点において、未だ政府への移管手続きは完了していない。

¹¹ Mozambique Gas to Power (MGtP) と呼ばれている。

¹² Temane Transmission Project (TTP) と呼ばれている。

ポンププロジェクトに対し、EDM と HCB はモザンビーク政府より両プロジェクトの具体的推進役として指名されている。これは、財務基盤の良好な HCB をプロジェクトに組み入れることでドナーや銀行からの資金調達を容易にする狙いがあると考えられる。

送電ルートは、MGtP 発電所から Vilanculos 変電所までを 400kV 二回線 (2×Tern)、Vilanculos-Chibulo-Matalane-Maputo を 400kV 一回線 (Tern 4 導体) の計画である。

本プロジェクト建設費は 500～600MUSD、2021 年に運用開始を想定している。

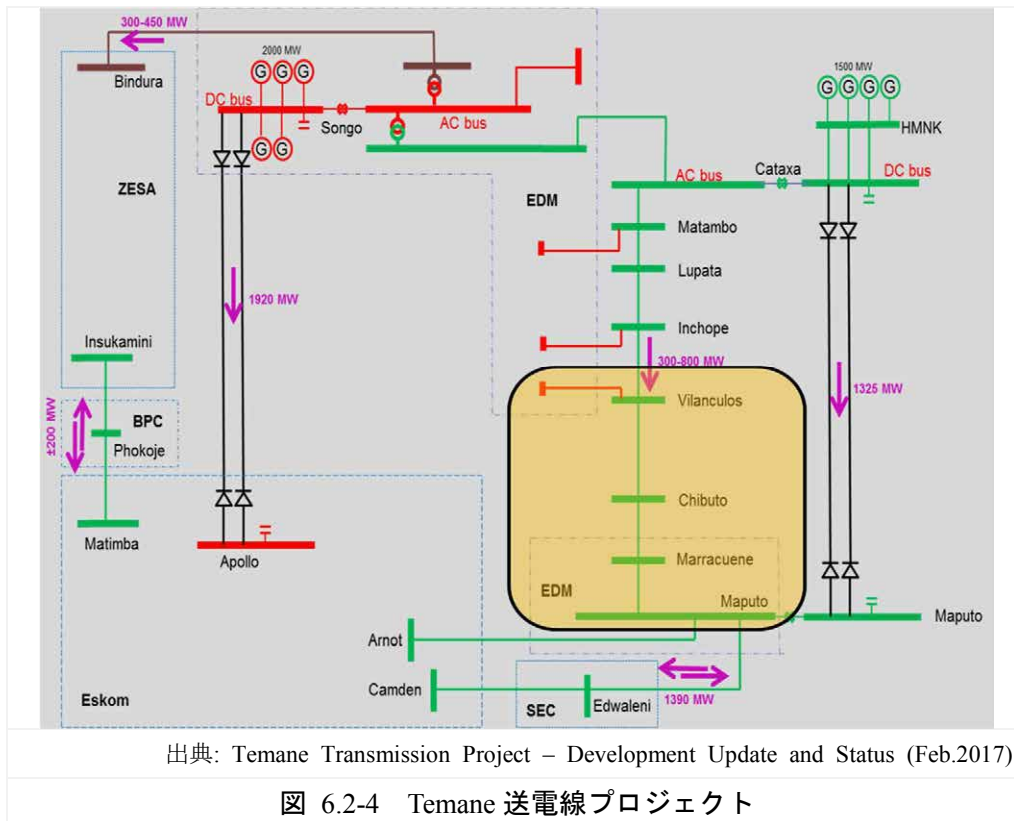


図 6.2-4 Temane 送電線プロジェクト

(3) Malawi-Mozambique 国際連系線プロジェクト

1990 年代、隣接国と連系線を持たない Malawi において、Malawi 政府は、電力品質の向上と電力アクセスの増大のための戦略的計画の一つとして Mozambique との国際連系線の建設を提唱した¹³。

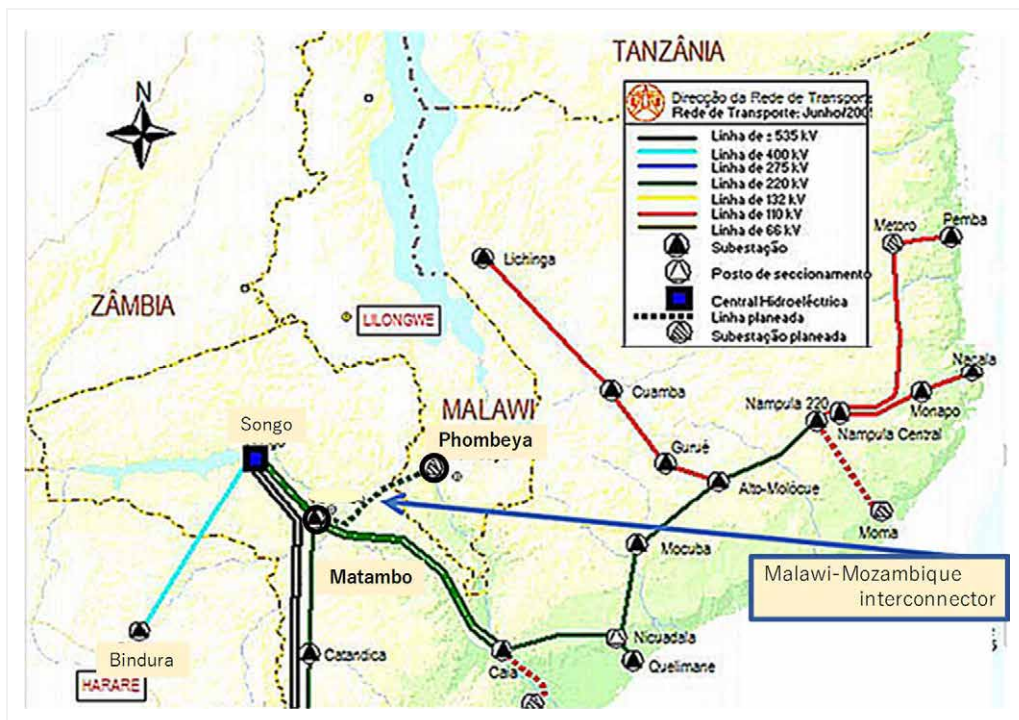
1996 年に実施した FS では、220kV 一回線にて Malawi・Blantyre と Mozambique・Matambo を接続する計画が提案されたが、系統構成の再検討により、Malawi 側は Phombeya へ変更されている。その後の調査にて、Malawi の国内系統を将来 400kV へ昇圧する計画が発表されたことに伴い、本国際連系線の電圧階級も 400kV へ昇圧されている。

2013 年、モザンビーク政府とマラウイ政府において本国際連系線に関する Inter-Governmental MoU を締結し、建設に係る推進体制が本格化した。

Malawi-Mozambique 国際連系線プロジェクトは、Matambo～Phombeya (Malawi) と Phombeya (Malawi) ～Nacala の 2 ルートの計画で、両国の国境を境に EDM とマラウイ電力公社 (Electricity Supply Corporation of Malawi Limited : ESCOM) が自国設備を建設、所有することで計画されてい

¹³ 特に 1914 年から 1935 年にわたる Shire 川渇水による供給力低下を引き合いに、国際連系線による供給力確保の必要性を謳われている (SADC 資料)。

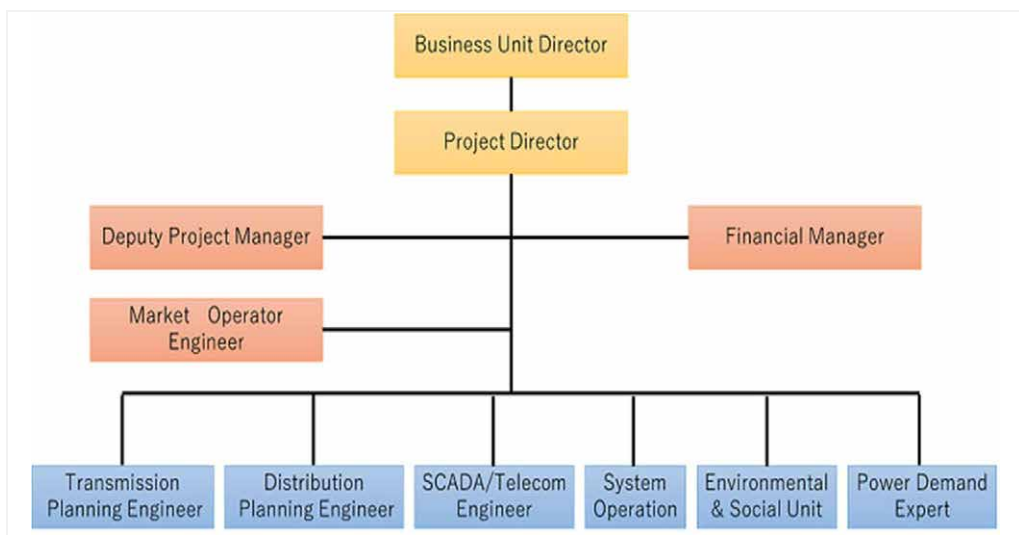
る。ただし、具体的に進捗が見られるのは、Matambo～Phombeya ルートであり、Phombeya～Nacala は以前構想段階のままとなっている。



出典: Mozambique - Malawi Interconnector Project Brief (2013), SADC

図 6.2-5 Malawi – Mozambique プロジェクト

現在、EDM 内には本プロジェクトに関するプロジェクトチームが発足されている（図 6.2-6 参照）。



出典: EDM

図 6.2-6 Malawi – Mozambique プロジェクトチーム体制図

プロジェクトチームの管理下において、Matambo～Phombeya ルートに関する FS は実施され、2017 年 12 月 15 日に完了した。EIA は 2017 年 12 月時点で実施中である。FS は WB の管理下に置かれた Norwegian Trust Fund により資金拠出されている。建設工事は 2019 年 2 月着手、2021 年完成を予定している。

本国際連系線の適用電圧階級は前述の通り 400kV で、送電容量は 1,200MW と設定している。入札書類の作成と共に事前技術検討が進行中である。EDM と ESCOM は、二回線設計とすることにすでに同意が取れているが、運開当初は、一回線で使用され、2025 年以降に 2 回線化される。二国間の Commercial agreement および Technical agreement に関する EDM と ESCOM の間の交渉は、2017 年 6 月に始まり、この契約は 2017 年 12 月に署名された。

(4) Mozambique – Zimbabwe – South Africa 連系線プロジェクト (MoZiSa プロジェクト)

包蔵水力に富むザンベジ川は、ザンビアとジンバブエの国境を形成し、モザンビーク北部のTete州を經由しインド洋へ流れ込んでいる。ザンベジ川水系における大規模水力電源の開発と当該水力電源によるSAPP域内への広範な電力供給は、SAPPにおける重要命題の一つである。

更にTete州は石炭資源に富み、これを活用した石炭火力電源の開発により、モザンビーク国内向けの電力供給だけでなく、SAPP全域に対するより一層の電力を供給できる可能性を持つ。

これらを実現するため、SAPPでは優先開発プロジェクトとして2nd Mozambique - Zimbabwe 連系線プロジェクト、2nd Zimbabwe - South Africa 連系線プロジェクトの2プロジェクトを変更し、新たな連系線プロジェクト、MoZiSaプロジェクトが計画された。

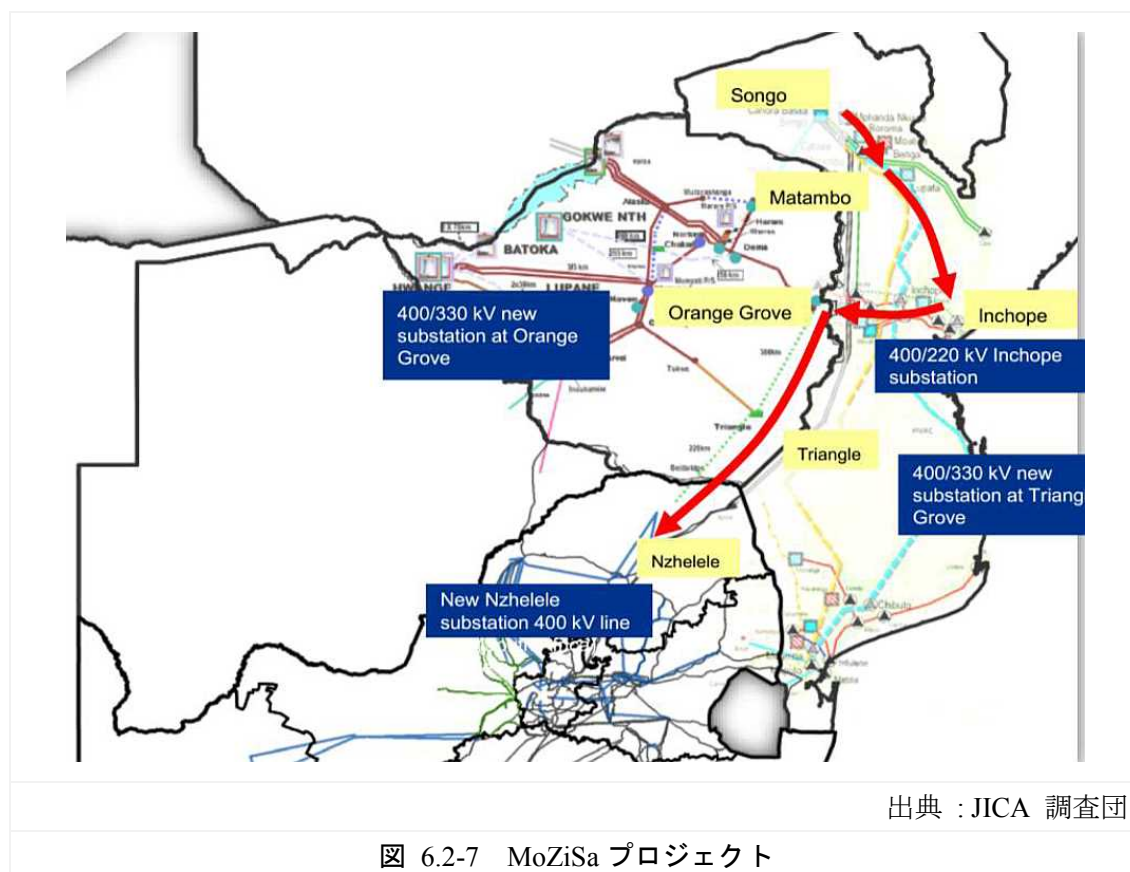


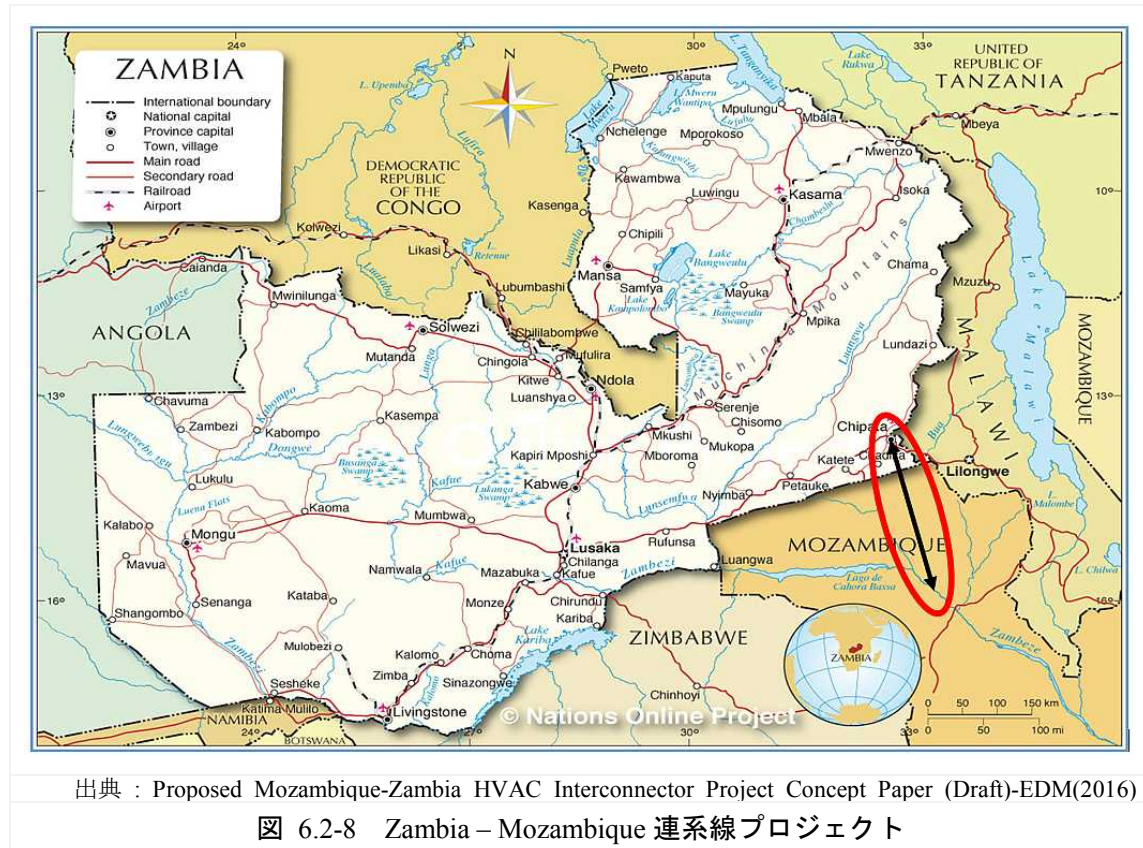
図 6.2-7 MoZiSa プロジェクト

MoZiSaプロジェクトの特筆すべき点として、2つの国際連系線（モザンビークとジンバブエ、ジンバブエと南アフリカ）を統合した開発形態であり、モザンビークからジンバブエを中継して南アフリカまで接続することを目指している点と、モザンビーク中部地域系統増強を開発範囲に含んでいるという点である。

2015年11月時点において、技術要件書が開発3カ国の電力ユーティリティに提出されている。
 尚、本プロジェクトは、モザンビーク-ジンバブエの開発ロットとジンバブエ-南アフリカの開発ロットに分けられ、各々の検討が進められている。

尚、中部地域国内系統（Songo～Inchope）間には、STE バックボーンプロジェクトと同一経路ながら、本プロジェクトチームと STE バックボーンプロジェクトチームとは協調した検討がなされていない。

(5) Zambia-Mozambique 連系線プロジェクト



2016年3月、モザンビーク政府とザンビア政府は、1,200MW先進超々臨界圧石炭火力発電所の建設と当該発電所からの電力輸送のための両国間国際連系線の建設に向けた検討に関する政府間覚書を調印した。2016年12月現在、両国電気事業者であるEDM、ZESCOには当プロジェクトチームが発足されている（図 6.2-9参照）。



出典：Zambia-Mozambique Interconnector project office, EDM

図 6.2-9 合同技術検討体制（Zambia – Mozambique 連系線プロジェクト）

表 6.2-16 プロジェクト実施委員会・管理委員会体制（Zambia – Mozambique 連系線プロジェクト）

Project Implementation Unit (utility level, as per IUMoU)	
The ZESCO members of the PIU are:	
Name	Designation
Kennedy Mwanza	Project Manager Transmission Development North (Team Leader for Transmission Line)
Mundia Simainga	Senior Manager Consultancy Services (Team Leader for Generation)
Chitembo Simwanza	Senior Manager Business Development
Saidi Chimya	Senior Manager Treasury
Brian C. Kambole	Senior Manager Procurement
McRobby Chiwale	Senior Manager Legal Services
Brenda L. Musonda Chizinga	Manager Environmental Analysis Unit
The EDM members of the PIU are:	
Name	Designation
Jonas Chitsumba	Project Director
Esmeralda Calima	Deputy Planning Director
Fernando Balane	Financier Business Development Unity
António Munguambe	Market Operator Engineer
Joaquim Ten Jua	Generation Engineer
Aderito Barros	Transmission Engineer
Project Steering Committee (utility level, as per IUMoU)	
ZESCO members of the PSC (utility level)	
Victor M. Mundende	Managing Director
Webster Musonda	Director Transmission
Fidelis Mubiana	Director Generation
Rodgers Chisambi	Director Finance
Mbile Vukovic	Director Legal
EDM members of the PSC (utility level)	
Carlos Yum	Board Member for Operations
Aly Sicola	Board Member for Planning and Projects
Noel Ngovene	Board Member for Finance
João Paulo	Legal Assistant for Board Members

出典: Zambia-Mozambique Interconnector project office, EDM

NEPAD Infrastructure Project Preparation Facility (NEPAD IPPF) より本プロジェクトのFS実施に関し3.5MUSD資金援助され、SAPP事務局の管理の元関係両国電力ユーティリティが調査を進める。

本連系線の目的は、Tete における 1,200MW 石炭火力プロジェクトの電力を単にザンビアに送電することだけではなく、モザンビーク国内への供給と SAPP 北部方面および EAPP への電力取引

を視野に入れているとのことであった。よって、本連系線の通過電力は、Tete 州の水力および石炭火力電源全般となる。ただし、石炭火力開発は環境問題や WB の環境に優しい電源導入促進という推進方針に合致していないことから、進捗が見られない。

プロジェクトチームは、EDM、ZESCO とともに設立されており、2016 年 7 月にキックオフミーティングを実施以降、スカイプを用いた会議を含め頻繁に討議を実施している。本ミーディングには、EDM、ZESCO に加え、プロジェクト実施支援機関である SAPP Project Advisory Unit (SAPP PAU) も参加している。

本連系線は国境を挟んで EDM と ZESCO の所有を想定しており、Special Purpose Vehicle (SPV) は構想にない。

概算費用 400MUSD である本プロジェクト建設は、最速で 2019 年着工、2022 年運用開始を目指しており、資金調達手続きの遅れを想定した場合は 2021 年着工、2024 年運用開始をターゲットにしている。

電線仕様は決定していないものの、モザンビークで標準的に使用されている Tern 4 導体（送電容量 1,100MW）の二回線を想定している。

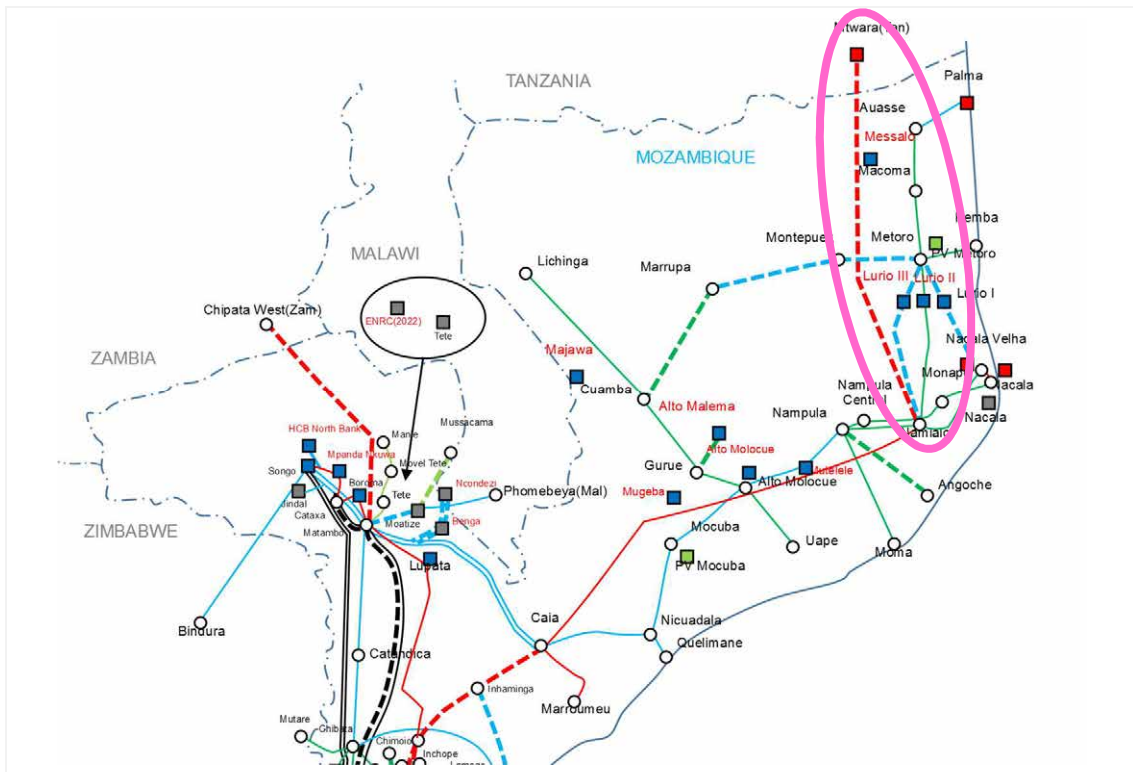
表 6.2-17 Zambia – Mozambique 連系線プロジェクトロードマップ

MOZAMBIQUE - ZAMBIA POWER INTERCONNECTOR: IMPLEMENTATION ROADMAP		
Name of Activity		
1 Signing of IGMoU		Complete
2 Signing of IUMoU		Complete
3 Project Kick-Off Meeting		Complete
4 Institutional Arrangements: Appointment of Project members (SC, PMU)		Complete
5 Preparation of the Project Concept Paper [1 month]		Complete
6 Preparation of ToRs for Transaction Advisor [1 month]		Complete
8 Mobilising Finances for Preparatory Activities [6 months]		Complete
9 Procurement of (Legal, finance, Technical, ESIA) [6 months]		Started
10 TA Activities		Started
11 Feasibility Study by Consultant; → Bankable Report, Design and Tender Documents [24 months]		
Phase 1		
Concept Study Report	Month 3	
Scoping Study Draft Report.	Month 5	
Scoping Study Final Report.	Month 6	
Part-2 TOR, including approach, schedule and costing.	Month 6	
Phase 2		
Revised Pre-feasibility Report	Month 8	
Draft Feasibility Report	Month 18	
Final Draft Feasibility Report	Month 20	
Final Feasibility Report	Month 21	
Phase 3		
EPC Tender Document	Month 25	
EPC Contractor Letter of Appointment	Month 31	
Financial Close Report	Month 31	
12 ESIA by Consultant; → EIS and RAP	24 months	
Environmental & Social Review		
ESIA Report		
RAP Report		
13 Commercial and Legal Closure	12 months	
Detailed Market Analysis		
Business Case		
Preferred Commercial Structure		
Legal & Regulatory Assessment		
Development of Business Structure		
Develop Legal Framework		
Funding agreements		
Commercial closure		
14 Financial Feasibility Report & PIM	24 Months	
15 Commercial closure	24 Months	
17 Financial Close	24 Months	
18 Financial Mobilisation	24 months	
19 Procurement of Project Supervision Consultant	6 months	
20 Construction of Interconnector (36 months)	36 months	

出典 : Zambia-Mozambique Interconnector project office, EDM

(6) Tanzania-Mozambique 連系線プロジェクト

2016年3月、EDMとタンザニア電力公社 (Tanzania Electric Supply Company Limited. : Tanesco) は、タンザニアとモザンビーク国境に位置する Rovuma 地域においてガス火力発電と両国系統を接続する国際連系線建設による電力取引の活性化について検討する電力ユーティリティ間の覚書 (Inter Utility Memorandum of Understanding : IUMoU)を締結した。IUMoUにおける両電力会社の目的として、EDMは北部地域のガス火力発電を開発し、同北部地域への電力供給だけでなく、タンザニアを介して東部パワープール (Eastern Africa Power Pool : EAPP) への売電を想定している。また、Tanescoは、Mtwara 地域におけるガス火力開発によって国内の電力供給だけでなく、物理的に近距離であるモザンビーク北部への売電を、当国際連系線を用いて行うことを想定している。



出典：JICA Study Team

図 6.2-10 Tanzania – Mozambique 連系線プロジェクト

TanESCO および EDM は 2016 年 10 月に本国際連系線開発プロジェクトチームが発足したものの、プロジェクトの具体的な進捗はなく、構想段階（Conceptual Stage）という位置付けである。プロジェクトを本格的な実施段階に移行すべく、Inter Government MoU を準備中である（2017 年 3 月にタンザニア側と会議を持ち、IGMoU に関する調整を行うとのことであったが、現在 IGMoU を締結する機運は感じられない）。

Feasibility Study の EIA の予算は、3MUSD と見積もっており、SAPP に資金協力を依頼している。

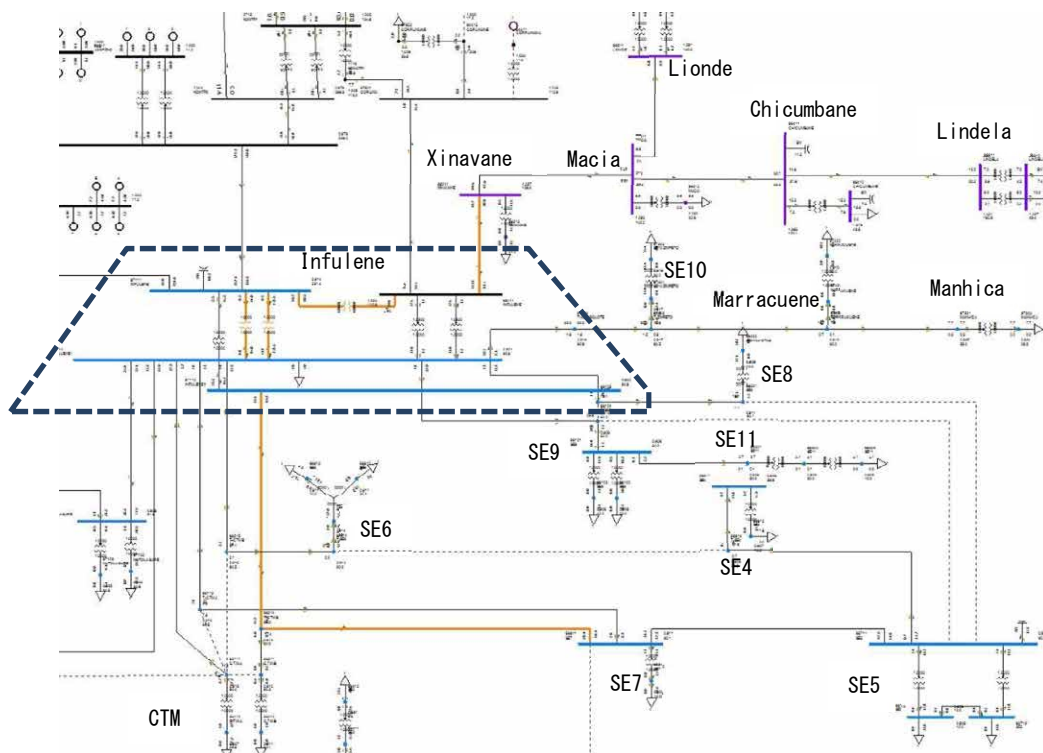
2017 年 12 月時点において本プロジェクトは、北部地域の系統拡充整備が実施される国内系統拡充計画¹⁴のオプションとして、Mtwara 地域に開発予定であるガス火力（300MW）の電力を北部地域（Nacala 以北）に供給することを目的としており、将来的には、EAPP と繋がるタンザニアへ電力輸出も想定している。本プロジェクトは、Namulo から Metoro を経由して Mtwara へ接続する 400kV 送電線建設であるが、変電所の位置なども詳細な計画はない。なお、EDM 系統計画部では、当初の Rovuma 地域において開発するガス火力だけでなく、Palma や Nacala にて今後開発する火力電源による電力を本送電線を用いて Tanzania へ連系することも構想に加えられている。

送電線の容量、電線種類、回線数等は未定だが、送電線の運用開始は、2021 年を目標にしている。

¹⁴ STE バックボーンプロジェクトを含む。

6.2.4 系統における課題

EDM の標準的な設備形成基準は、N-1 基準であるが、現状は、需要に追いつくように設備形成を進めることが最優先で、N-1 基準を満たしていない。市内系統の一部は、ループ構成となっており、設備故障時に系統切り替えを行うことで停電箇所を最小化する運用が可能となるが、下図に示す Lindela 方面や Manhica 方面は、放射状系統となっていることと、一回線送電線で構成されていることから、故障発生時は、停電が広範囲かつ長時間にわたる可能性がある。これからの系統計画では、これらの需要地の重要度（優先度）を考慮し、N-1 基準を満たす系統を構成していく必要がある。



出典：EDM

図 6.2-11 Maputo 市内系統

6.2.5 系統拡充計画

(1) 送電拡充計画の条件

PSS/E を用いた系統解析の条件は、下記の通りである。

Analysis year	2022, 2027, 2032, 2042
Demand condition	Peak demand, Off peak demand
Analysis items	Power flow with N-1 check and short circuit analyses

✓ N-1 基準の考慮

系統の信頼性を確認するため、送電線または変圧器の単一故障を考慮した設備の過負荷の有無を確認する。現系統で N-1 基準が満たされていないため、2022 年の解析から N-1 基準を満たした系統を計画する。

✓ 変電所需要条件

変電所需要条件として、重負荷時および軽負荷時を検討する。軽負荷時の変電所需要は、重負荷時の45%とした。この値は、2016年の各月の1時間毎の発電出力データを用いて、最大値876MW（2月29日20時）に対する最小値424MW（7月10日7時）の割合とした。

✓ 短絡電流確認

66kV以上の変電所の三相短絡時の故障電流を確認し、各電圧階級で標準的な短絡電流である66kV系で31.5kA、110kV系で40kA、220/275kV系で50kA、400kV系で63kA以下となるように設計する。

✓ 系統電圧条件

許容される系統の電圧は、下記の通りとする。

条件	許容幅
通常状態	95%～105%
故障発生時	90%～110%

✓ 国際連系線の融通量

2024年以降の国際連系線の電力融通量は、電源開発計画の推奨開発シナリオである電力輸出シナリオ1-1（国内需要の20%を輸出）にある値を用いる。各連系線の潮流バランスは、表6.2-18に示す。系統容量の大きい南アフリカへの輸出を6割として、残りをジンバブエ（MoZiSaおよびジンバブエ連系線）、ザンビア、マラウイおよびタンザニアへ輸出することとする。

表 6.2-18 国際連系線電力融通量

	2022	2027	2032	2042
南アフリカ	950MW ^{※1}	345-950 ^{※1}	475-950 ^{※1}	812-950 ^{※1}
Maputo-Arnot 線(既設線)	(輸入)	=605MW	=475MW	=138MW
Maputo-Carmden 線(既設線)		(輸入)	(輸入)	(輸入)
ジンバブエ	0MW	58MW	79MW	108MW
MoZiSa(2025年運開予定)				
ジンバブエ	0MW	58MW	79MW	108MW
Songo-Bindura 線 (既設線)				
ザンビア	0MW	58MW	79MW	108MW
Zambia interconnector(2021年運開予定)				
マラウイ	0MW	58MW	79MW	108MW
Malawi interconnector(2021年運開予定)				
タンザニア	0MW	58MW	0MW	108MW
Tanzania interconnector(2036年運開予定)				
総計	0-950 ^{※1} =950MW (輸入)	575-950 ^{※1} =375MW (輸入)	791-950 ^{※1} =159MW (輸入)	1,354-950 ^{※1} =404MW

※1：南アフリカ向けの電力融通量は、Mozal 向け 950MW の輸入量を差し引いた値とする。

(2) 系統計画で用いる設備の諸元およびユニットコスト

系統計画で用いる送電線および変電所の仕様およびコストは、EDM より入手した Final Master Plan update Report を基に各電圧階級で将来、EDM として標準的に採用するものを選定しコストを算定した。また、工事期間を4年間として、コストを按分した。また、Final Master plan のユニットコストは、2012年に計算されたため、USDの物価上昇分を考慮して2017年時点でのコストとした。各設備のユニットコスト一覧を表 6.2-19～表 6.2-21 に示す。

表 6.2-19 送電線建設単価

仕様	基本単価*1	物価上昇指数*2	補正単価
400kV 4xTern	310,000 USD/km	1.095	340,000 USD/km
275kV 2xBear	180,000 USD/km	1.095	197,000 USD/km
220kV 2xCondor	187,000 USD/km	1.095	205,000 USD/km
110kV 1xDove	112,000 USD/km	1.095	123,000 USD/km
66kV 1xDove	101,000 USD/km	1.095	111,000 USD/km
66kV 2x Dove	122,000 USD/km	1.095	134,000 USD/km
DC500kV 4xLapwing	312,000 USD/km	1.095	342,000 USD/km

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

出典：JICA 調査団

表 6.2-20 変電所建設単価

仕様	基本単価*1,3	物価上昇指数*2	補正単価
400/220kV Double Busbar substation 250MVA transformer x2	35.73 MUSD	1.095	39.14 MUSD
400/33kV Double Busbar substation 40MVA transformer x2	24.93 MUSD	1.095	27.31 MUSD
275/110kV Double Busbar substation 250MVA transformer x2	28.13 MUSD	1.095	30.81 MUSD
275/33kV Double Busbar substation 40MVA transformer x2	19.05 MUSD	1.095	20.87 MUSD
220/110kV Double Busbar substation 100MVA transformer x2	20.36 MUSD	1.095	22.30 MUSD
220/33kV Double Busbar substation 40MVA transformer x2	15.84 MUSD	1.095	17.35 MUSD
110/66kV Double Busbar substation 125MVA transformer x2	14.31 MUSD	1.095	15.67 MUSD
100/33kV Double Busbar substation 40MVA transformer x2	10.61 MUSD	1.095	11.62 MUSD
66/33kV Single Busbar substation 40MVA transformer x2	7.46 MUSD	1.095	8.17 MUSD
Converter station of a 2,650MW HVDC bipolar transmission line	546.00 MUSD	1.095	597.87 MUSD

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

*3 Base cost, Transformer cost, Line bay cost, Transformer bay cost を含む

出典：JICA 調査団

表 6.2-21 変圧器増設単価

仕様	基本単価*1,3	物価上昇指数*2	補正単価
400/220kV 250MVA transformer	15.6 MUSD	1.095	17.09 MUSD
400/33kV 40MVA transformer	10.96 MUSD	1.095	12.00 MUSD
275/110kV 250MVA transformer	12.56 MUSD	1.095	13.76 MUSD
275/33kV 40MVA transformer	8.42 MUSD	1.095	9.22 MUSD
220/110kV 100MVA transformer	8.94 MUSD	1.095	9.79 MUSD
220/33kV 40MVA transformer	7.08 MUSD	1.095	7.76 MUSD
110/66kV 125MVA transformer	6.41 MUSD	1.095	7.02 MUSD
110/33kV 40MVA transformer	4.75 MUSD	1.095	5.20 MUSD
66/33kV 40MVA transformer	3.41 MUSD	1.095	3.74 MUSD

*1 Final Master Plan update Report

*2 IMF data (2012-2017)

*3 Base cost (extension), Transformer cost(additional), Line bay cost(additional), Transformer bay cost を含む

出典：JICA 調査団

(3) 変電所需要想定

表 6.2-22、表 6.2-23 に変電所の需要想定を示す。2017 年の変電所最大需要値は、EDM から入手した。各年の変電所需要は、需要想定 JST チームで算定した各プロビンスの需要伸び率を用い算定し、モザンビーク全体の需要と合致するように補正した。新設変電所は、40MVA×2 台の構成を標準として、2022 年に N-1 基準 (変圧器 2 台体制) を満たす計画とした。また、変圧器の寿命を 30 年とし、30 年経過した変圧器は取り替える計画とした。

表 6.2-22 北部～中部地域変電所需要想定

Bus number	Bus name	Tr.1	Tr.2	Tr.3	Tr.4	Province	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040		2041		2042																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
							Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload	Pload	Qload																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
7212	Pemba 33	18	2044	40	2022	28	2022	Cabo Delgado	12.2	0	11	17.8	4.3	18.3	72.8	5.4	23.8	25.8	6.5	26.0	29.4	7.2	30.7	33.0	6.1	36.9	39.3	26.5	1.6	21.1	22.7	5.5	23.4	24.9	6.1	25.7	27.4	6.8	28.6	29.6	7.2	30.1	32.1	7.8	33.1	34.7	8.5	36.5	37.8	9.2	38.9	30.1	9.8	11.6	32.0	10.4	33.4	34.0	11.0	36.1	11.7	37.8	30.9	9.9	30.1	31.0	32.1	33.0	33.9	34.8	35.7	36.6	37.5	38.4	39.3	40.2	41.1	42.0	42.9	43.8	44.7	45.6	46.5	47.4	48.3	49.2	50.1	51.0	51.9	52.8	53.7	54.6	55.5	56.4	57.3	58.2	59.1	60.0	60.9	61.8	62.7	63.6	64.5	65.4	66.3	67.2	68.1	69.0	69.9	70.8	71.7	72.6	73.5	74.4	75.3	76.2	77.1	78.0	78.9	79.8	80.7	81.6	82.5	83.4	84.3	85.2	86.1	87.0	87.9	88.8	89.7	90.6	91.5	92.4	93.3	94.2	95.1	96.0	96.9	97.8	98.7	99.6	100.5	101.4	102.3	103.2	104.1	105.0	105.9	106.8	107.7	108.6	109.5	110.4	111.3	112.2	113.1	114.0	114.9	115.8	116.7	117.6	118.5	119.4	120.3	121.2	122.1	123.0	123.9	124.8	125.7	126.6	127.5	128.4	129.3	130.2	131.1	132.0	132.9	133.8	134.7	135.6	136.5	137.4	138.3	139.2	140.1	141.0	141.9	142.8	143.7	144.6	145.5	146.4	147.3	148.2	149.1	150.0	150.9	151.8	152.7	153.6	154.5	155.4	156.3	157.2	158.1	159.0	159.9	160.8	161.7	162.6	163.5	164.4	165.3	166.2	167.1	168.0	168.9	169.8	170.7	171.6	172.5	173.4	174.3	175.2	176.1	177.0	177.9	178.8	179.7	180.6	181.5	182.4	183.3	184.2	185.1	186.0	186.9	187.8	188.7	189.6	190.5	191.4	192.3	193.2	194.1	195.0	195.9	196.8	197.7	198.6	199.5	200.4	201.3	202.2	203.1	204.0	204.9	205.8	206.7	207.6	208.5	209.4	210.3	211.2	212.1	213.0	213.9	214.8	215.7	216.6	217.5	218.4	219.3	220.2	221.1	222.0	222.9	223.8	224.7	225.6	226.5	227.4	228.3	229.2	230.1	231.0	231.9	232.8	233.7	234.6	235.5	236.4	237.3	238.2	239.1	240.0	240.9	241.8	242.7	243.6	244.5	245.4	246.3	247.2	248.1	249.0	250.0	250.9	251.8	252.7	253.6	254.5	255.4	256.3	257.2	258.1	259.0	260.0	260.9	261.8	262.7	263.6	264.5	265.4	266.3	267.2	268.1	269.0	270.0	270.9	271.8	272.7	273.6	274.5	275.4	276.3	277.2	278.1	279.0	280.0	280.9	281.8	282.7	283.6	284.5	285.4	286.3	287.2	288.1	289.0	290.0	290.9	291.8	292.7	293.6	294.5	295.4	296.3	297.2	298.1	299.0	300.0	300.9	301.8	302.7	303.6	304.5	305.4	306.3	307.2	308.1	309.0	310.0	310.9	311.8	312.7	313.6	314.5	315.4	316.3	317.2	318.1	319.0	320.0	320.9	321.8	322.7	323.6	324.5	325.4	326.3	327.2	328.1	329.0	330.0	330.9	331.8	332.7	333.6	334.5	335.4	336.3	337.2	338.1	339.0	340.0	340.9	341.8	342.7	343.6	344.5	345.4	346.3	347.2	348.1	349.0	350.0	350.9	351.8	352.7	353.6	354.5	355.4	356.3	357.2	358.1	359.0	360.0	360.9	361.8	362.7	363.6	364.5	365.4	366.3	367.2	368.1	369.0	370.0	370.9	371.8	372.7	373.6	374.5	375.4	376.3	377.2	378.1	379.0	380.0	380.9	381.8	382.7	383.6	384.5	385.4	386.3	387.2	388.1	389.0	390.0	390.9	391.8	392.7	393.6	394.5	395.4	396.3	397.2	398.1	399.0	400.0	400.9	401.8	402.7	403.6	404.5	405.4	406.3	407.2	408.1	409.0	410.0	410.9	411.8	412.7	413.6	414.5	415.4	416.3	417.2	418.1	419.0	420.0	420.9	421.8	422.7	423.6	424.5	425.4	426.3	427.2	428.1	429.0	430.0	430.9	431.8	432.7	433.6	434.5	435.4	436.3	437.2	438.1	439.0	440.0	440.9	441.8	442.7	443.6	444.5	445.4	446.3	447.2	448.1	449.0	450.0	450.9	451.8	452.7	453.6	454.5	455.4	456.3	457.2	458.1	459.0	460.0	460.9	461.8	462.7	463.6	464.5	465.4	466.3	467.2	468.1	469.0	470.0	470.9	471.8	472.7	473.6	474.5	475.4	476.3	477.2	478.1	479.0	480.0	480.9	481.8	482.7	483.6	484.5	485.4	486.3	487.2	488.1	489.0	490.0	490.9	491.8	492.7	493.6	494.5	495.4	496.3	497.2	498.1	499.0	500.0	500.9	501.8	502.7	503.6	504.5	505.4	506.3	507.2	508.1	509.0	510.0	510.9	511.8	512.7	513.6	514.5	515.4	516.3	517.2	518.1	519.0	520.0	520.9	521.8	522.7	523.6	524.5	525.4	526.3	527.2	528.1	529.0	530.0	530.9	531.8	532.7	533.6	534.5	535.4	536.3	537.2	538.1	539.0	540.0	540.9	541.8	542.7	543.6	544.5	545.4	546.3	547.2	548.1	549.0	550.0	550.9	551.8	552.7	553.6	554.5	555.4	556.3	557.2	558.1	559.0	560.0	560.9	561.8	562.7	563.6	564.5	565.4	566.3	567.2	568.1	569.0	570.0	570.9	571.8	572.7	573.6	574.5	575.4	576.3	577.2	578.1	579.0	580.0	580.9	581.8	582.7	583.6	584.5	585.4	586.3	587.2	588.1	589.0	590.0	590.9	591.8	592.7	593.6	594.5	595.4	596.3	597.2	598.1	599.0	600.0	600.9	601.8	602.7	603.6	604.5	605.4	606.3	607.2	608.1	609.0	610.0	610.9	611.8	612.7	613.6	614.5	615.4	616.3	617.2	618.1	619.0	620.0	620.9	621.8	622.7	623.6	624.5	625.4	626.3	627.2	628.1	629.0	630.0	630.9	631.8	632.7	633.6	634.5	635.4	636.3	637.2	638.1	639.0	640.0	640.9	641.8	642.7	643.6	644.5	645.4	646.3	647.2	648.1	649.0	650.0	650.9	651.8	652.7	653.6	654.5	655.4	656.3	657.2	658.1	659.0	660.0	660.9	661.8	662.7	663.6	664.5	665.4	666.3	667.2	668.1	669.0	670.0	670.9	671.8	672.7	673.6	674.5	675.4	676.3	677.2	678.1	679.0	680.0	680.9	681.8	682.7	683.6	684.5	685.4	686.3	687.2	688.1	689.0	690.0	690.9	691.8	692.7	693.6	694.5	695.4	696.3	697.2	698.1	699.0	700.0	700.9	701.8	702.7	703.6	704.5	705.4	706.3	707.2	708.1	709.0	710.0	710.9	711.8	712.7	713.6	714.5	715.4	716.3	717.2	718.1	719.0	720.0	720.9	721.8	722.7	723.6	724.5	725.4	726.3	727.2	728.1	729.0	730.0	730.9	731.8	732.7	733.6	734.5	735.4	736.3	737.2	738.1	739.0	740.0	740.9	741.8	742.7	743.6	744.5	745.4	746.3	747.2	748.1	749.0	750.0	750.9	751.8	752.7	753.6	754.5	755.4	756.3	757.2	758.1	759.0	760.0	760.9	761.8	762.7	763.6	764.5	765.4	766.3	767.2	768.1	769.0	770.0	770.9	771.8	772.7	773.6	774.5	775.4	776.3	777.2	778.1	779.0	780.0	780.9	781.8	782.7	783.6	784.5	785.4	786.3	787.2	788.1	789.0	790.0	790.9	791.8	792.7	793.6	794.5	795.4	796.3	797.2	798.1	799.0	800.0	800.9	801.8	802.7	803.6	804.5	805.4	806.3	807.2	808.1	809.0	810.0	810.9	811.8	812.7	813.6	814.5	815.4	816.3	817.2	818.1	819.0	820.0	820.9	821.8	822.7	823.6	824.5	825.4	826.3	827.2	828.1	829.0	830.0	830.9	831.8	832.7	833.6	834.5	835.4	836.3	837.2	838.1	839.0	840.0	840.9	841.8	842.7	843.6	844.5	845.4	846.3	847.2	848.1	849.0	850.0	850.9	851.8	852.7	853.6	854.5	855.4	856.3	857.2	858.1	859.0	860.0	860.9	861.8	862.7	863.6	864.5	865.4	866.3	867.2	868.1	869.0	870.0	870.9	871.8	872.7	873.6	874.5	875.4	876.3	877.2	878.1	879.0	880.0	880.9	881.8	882.7	883.6	884.5	885.4	886.3	887.2	888.1	889.0	890.0	890.9	891.8	892.7	893.6	894.5	895.4	896.3	897.2	898.1	899.0	900.0	900.9	901.8	902.7	903.6	904.5	905.4	906.3	907.2	908.1	909.0	910.0	910.9	911.8	912.7	913.6	914.5	915.4	916.3	917.2	918.1	919.0	920.0	920.9	921.8	922.7	923.6	924.5	925.4	926.3	927.2	928.1	929.0	930.0	930.9	931.8	932.7	933.6	934.5	935.4	936.3	937.2	938.1	939.0	940.0	940.9	941.8	942.7	943.6	944.5	945.4	946.3	947.2	948.1	949.0	950.0	950.9	951.8	952.7	953.6	954.5	955.4	956.3	957.2	958.1	959.0	960.0	960.9	961.8	962.7	963.6	964.5	965.4	966.3	967.2	968.1	969.0	970.0	970.9	971.8	972.7	973.6	974.5	975.4	976.3	977.2	978.1	979.0	980.0	980.9	981.8	982.7	983.6	984.5	985.4	986.3	987.2	988.1	989.0	990.0	990.9	991.8	992.7	993.6	994.5	995.4	996.3	997.2	998.1	999.0	1000.0	1000.9	1001.8	1002.7	1003.6	1004.5	1005.4	1006.3	1007.2	1008.1	1009.0	1010.0	1010.9	10

(5) 系統拡充計画検討結果

2022、2027、2034 および 2042 年断面の系統解析を PSS/E を用いて実施し、系統の設計条件を満たすために必要な追加設備をリスト化するとともに投資コストを算定した。総投資コストの推移を表 6.2-25 および図 6.2-12 に示す。また、送電線および変電所の追加設備および投資コストを表 6.2-26～表 6.2-34 に示す。また、図 6.2-13～図 6.2-16 に各年の系統図を示す。投資コストは、それぞれの送電線および変電所（変圧器増設等を含む）の工事期間で按分した。工事期間は、EDM から入手した拡充計画に予定があったものは、その期間を採用し、そのほかの拡充計画は、工事期間を 4 年間として、投資コストを按分した。

2042 年までの総投資コストは、約 9,100MUSD となり、EDM の計画する拡充計画コスト約 5,800MUSD と比較し 3,300MUSD の増額となった。この増額は、主に系統の N-1 基準を満たすために追加された設備によるものである。

また、2022 年までの投資コストは、約 5,100MUSD となり、2042 年までの総投資コストの約 6 割を占める。これは、2024 年までに順次運開を予定している STE プロジェクトを始め、ザンビア連系線、マラウィ連系線、た MoZiSa プロジェクトおよびタンザニア連系線の工事着手が予定されていることと、2022 年に N-1 基準を満たす系統とするための投資コストが計上されたためである。

それ以降の年次については、需要増加に対応するための配電変電所の増設および負荷系の送電線および変電所（変圧器）の増強が計上されている。また、系統解析の結果、2024 年に導入が予定されていた第二ザンビア連系線は、導入を見送った。

表 6.2-25 系統拡充計画（総コスト）

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total
T/L	106	162	435	513	558	515	326	331	157	103	51	28	44	54	26	37	21	21	21	10	10	0	81	81	81	81	3,851
S/S	292	337	636	546	563	526	314	339	94	92	77	57	89	80	67	92	49	66	66	65	78	75	208	175	156	140	5,277
Total cost	399	499	1,071	1,059	1,121	1,041	640	670	251	195	128	84	132	134	93	128	70	86	86	75	89	75	288	255	237	221	9,127

出典：JICA 調査団

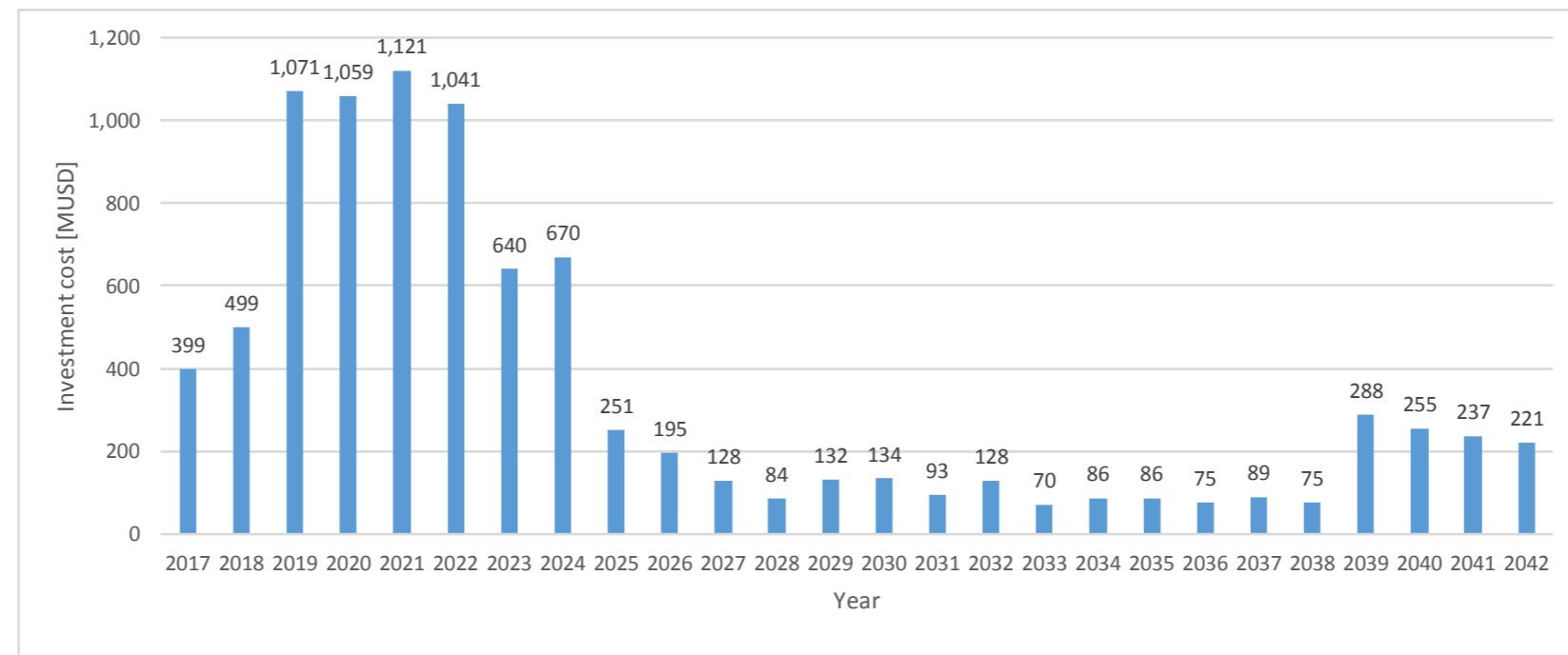


図 6.2-12 系統拡充計画（総コスト）

出典：JICA 調査団

表 6.2-29 系統拡充計画 (送電 南部 (Maputo City))

Voltage (kV)	bus number	from	bus number	to	area	length (km)	Conductor name	Construction start year	Commissioned year	Normal Rating (MVA)	Funding	Remarks	investment classification	unit cost [kUSD]	project cost [kUSD]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total
275	97111	Infulene	99004	New Marracuene	South	25	2xBear	2016	2019	479	World Bank	Construction of 81km of 275 & 66kV line between SE Infulene-Marracuene-SE7 and new SE in the Maxaquene (Baixa)	Mid-term	197	4,925	1,231	1,231	1,231																							3,694	
110	96111	Infulene	97623	Moamba	South	50	1xDove	2017	2019	99		Construction of the SE 110 / 33kV in Moamba and interconnection with the existing network	Long-term	123	6,150	2,050	2,050	2,050																							6,150	
110	96111	Infulene	97623	Moamba	South	50	1xDove	2019	2022	99			2022 Analysis	123	6,150			1,538	1,538	1,538	1,538																			6,150		
110	96111	Infulene	97621	Coruma	South	92	1xDove	2019	2022	99			2022 Analysis	123	11,316			2,829	2,829	2,829	2,829																				11,316	
110	96111	Infulene	96211	Xinavane	South	100	1xDove	2039	2042	99			2042 Analysis	123	12,300																									12,300		
66	97113	Infulene I	97511	Machava(DL6)	South	7.5	2xDove	2017	2019	120		Rebuilding	EDM plan	134	1,005	335	335	335																						1,005		
66	97113	Infulene I	97511	Machava(DL6)	South	7.5	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	1,005																									1,005		
66	97113	Infulene I	97511	Machava(DL6)	South	7.5	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	1,005																									1,005		
66	97113	Infulene I	97511	Machava(DL6)	South	7.5	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	1,005																									1,005		
66	97113	Infulene I	97121	Matola Gare	South	14	1xDove	2019	2022	120			2022 Analysis	134	1,876			469	469	469	469																				1,876	
66	97113	Infulene I	98124	SE 9 T	South	7.5	1xDove	2019	2022	60			2022 Analysis	111	833			208	208	208	208																				833	
66	97113	Infulene I	98124	SE 9 T	South	7.5	1xDove	2029	2032	60			2032 Analysis	111	833																									833		
66	97113	Infulene I	98124	SE 9 T	South	7.5	1xDove	2029	2032	60			2032 Analysis	111	833																									833		
66	97113	Infulene I	98124	SE 9 T	South	7.5	1xDove	2039	2042	60			2042 Analysis	111	833																									833		
66	97112	Infulene II	98811	SE 6(DL2)	South	5.9	2xDove	2017	2019	120	World Bank		Emergency	134	791	264	264	264																						791		
66	97112	Infulene II	98111	CTM A(DL3)	South	7.5	2xDove	2019	2022	120	World Bank		Emergency	134	1,005	335	335	335																						1,005		
66	97112	Infulene II	98113	CTM A T	South	4.5	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	603																									603		
66	97112	Infulene II	98113	CTM A T	South	4.5	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	603																									603		
66	97112	Infulene II	98214	CTM B(DL4)	South	7.5	2xDove	2017	2019	120		Rebuilding	EDM plan	134	1,005	335	335	335																						1,005		
66	97112	Infulene II	98214	CTM B(DL4)	South	4.5	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	603																									603		
66	97112	Infulene II	98215	CTM B T	South	4.5	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	603																									603		
66	97112	Infulene II	98215	CTM B T	South	4.5	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	603																									603		
66	97112	Infulene II	98215	CTM B T	South	4.5	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	603																									603		
66	98111	CTM A	98113	CTM A T	South	3.2	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	402																									402		
66	98113	CTM A T	98911	SE 7	South	7.9	1xDove	2029	2032	60			2032 Analysis	111	877																								877			
66	98113	CTM A T	98911	SE 7	South	7.9	1xDove	2039	2042	60			2042 Analysis	111	877																									877		
66	98211	CTM B	98413	SE 2 T(DL19)	South	3.5	2xDove	2017	2019	120		Rebuilding	EDM plan	134	469	156	156	156																						469		
66	98211	CTM B	98413	SE 2 T(DL19)	South	3.5	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	469																									469		
66	98211	CTM B	98511	SE 3(DL18)	South	5.4	2xDove	2017	2019	120		Rebuilding	EDM plan	134	724	241	241	241																						724		
66	98211	CTM B	98511	SE 3(DL18)	South	5.4	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	724																									724		
66	98211	CTM B	98214	CTM B T	South	3.2	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	402																									402		
66	98214	CTM B T	98911	SE 7	South	7.9	1xDove	2039	2042	60			2042 Analysis	111	877																								877			
66	98215	CTM B T	98811	SE 6	South	1.4	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	188																									188		
66	98215	CTM B T	98811	SE 6	South	1.4	2xDove	2029	2032	120			2032 Analysis	134	188																									188		
66	98215	CTM B T	98811	SE 6	South	1.4	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	188																									188		
66	98215	CTM B T	98811	SE 6	South	1.4	2xDove	2039	2042	120			2042 Analysis	134	188																									188		
66	98311	SE 1	98711	SE 5	South	6	1xDove	2017	2019	60	World Bank		Emergency	111	666	222	222	222																						666		
66	98311	SE 1	98911	SE 7	South	3	1xDove	2017	2019	60	World Bank		Emergency	111	333	111	111	111																						333		
66	98311	SE 1	98131	Facim	South	3	2xDove	2017	2019	120			EDM plan	134	402	134	134	134																						402		
66	98413	SE 2 T	98411	SE2	South	0.2	1xDove	2019	2022	60			2022 Analysis	111	22				6	6	6																			17		
66	98413	SE 2 T	98411	SE2	South	0.2	1xDove	2029	2032	60			2032 Analysis	111	22																									22		
66	98511	SE3	98911	SE7	South	2	1xDove	2019	2022	60			2022 Analysis	111	222			56	56	56	56																				222	
66	98511	SE3	98911	SE7	South	2	1xDove	2019	2022	60			2022 Analysis	111	222			56	56	56	56																				222	
66	98511	SE3	98911	SE7	South	2	1xDove	2029	2032	60			2032 Analysis	111	222																									222		
66	98511	SE3	98911	SE7	South	2	1xDove																																			

表 6.2-30 系統拡充計画 (変電 北部)

bus number	bus number	Substation	Area	Province	Voltage	Capacity	Quantity	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	Unit cost [kUSD]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total
72611	72612	Pemba	North	Cabo Delgado	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203				2602	2602	2602	2602																		10,406		
72611	72612	2nd Pemba	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2021	2024		Construction of 100km of 110kV Line and 110 / 33kV Substation in Pemba for second power to the City.	Mid-term	11,621						2,905	2,905	2,905																		11,621	
72611	72612	3rd Pemba	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2029	2032		additional substation	2032 Analysis	11,621												2,905	2,905	2,905	2,905										11,621		
72611	72612	4th Pemba	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2035	2038		additional substation	2042 Analysis	11,621																									11,621		
72611	72612	5th Pemba	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2039	2042		additional substation	2042 Analysis	11,621																									11,621		
72711	72712	Macomia	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203			1,301	1,301	1,301	1,301																			5,203		
72711	72712	Macomia	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2038	2041		additional/replacement transformer	2042 Analysis	5203																									5,203		
99020	99022	Metoro	North	Cabo Delgado	400/220	250	1	2021	2026		Tanzania interconnector	Mid-term	39,135					6,523	6,523	6,523	6,523	6,523	6,523															39,135		
99020	72511	Metoro	North	Cabo Delgado	400/110	250	2	2021	2026		Tanzania interconnector	Mid-term	17,087					5,696	5,696	5,696	5,696	5,696	5,696															34,174		
72511	72512	Metoro	North	Cabo Delgado	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203				2,602	2,602	2,602	2,602																			10,406	
72814	72811	Auasse	North	Cabo Delgado	220/110	100	1	2021	2026		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term	22,300					3,717	3,717	3716.67	3716.67	3716.67	3,717																	22,300
72811	72812	Auasse	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203																									5,203		
72811	72812	Auasse	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2026	2029		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203			1,301	1,301	1,301	1,301					1,301	1,301	1,301	1,301											5,203		
73613	73614	Montepuez	North	Cabo Delgado	220/110	100	1	2019	2024		Construction of a 220kV Metoro - Montepuez Line, Montepuez Substation and 110kV Line Montepuez - Marrupa	Long-term	22,300				3,717	3,717	3,717	3,717	3,717	3,717																		22,300
73614	73615	Montepuez	North	Cabo Delgado	110/33	40	1	2019	2024		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term	11,621				1,937	1,937	1,937	1,937	1,937	1,937																		11,621
99021	72813	Palma	North	Cabo Delgado	400/220	250	1	2021	2026		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term	39,135					6,523	6,523	6522.5	6522.5	6522.5	6,523																	39,135
72813	72816	Palma	North	Cabo Delgado	220/33	40	1	2021	2026		Construction of a Line of 220 (400) kV Metoro - Palma and interconnection with SE Auasse	Long-term	17,350					2,892	2,892	2,892	2,892	2,892	2,892																	17,350
73411	73412	Cuamba	North	Niassa	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203																									5,203		
73411	73412	Cuamba	North	Niassa	110/33	40	1	2030	2033		additional/replacement transformer	2042 Analysis	5203																									5,203		
73513	73511	Lichinga	North	Niassa	200/110	100	1	2034	2037		Installation of Hydropower	Hydropower	22,300																									22,300		
73513	73511	Lichinga	North	Niassa	200/110	100	1	2034	2037		additional/replacement transformer	Hydropower	9,792																									9,792		
73511	72512	Lichinga	North	Niassa	110/66	40	1	2017	2019	World Bank	Installation of additional transformer	Emergency	5,203	1,734	1,734	1,734																						5,203		
73511	72512	Lichinga	North	Niassa	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203																									5,203		
73511	72512	2nd Lichinga	North	Niassa	110/33	40	1	2024	2027		additional substation	2032 Analysis	11,621																									11,621		
73511	72512	3rd Lichinga	North	Niassa	110/33	40	1	2036	2039		additional substation	2042 Analysis	11,621																									11,621		
73611	73612	Marrupa	North	Niassa	110/33	40	1	2017	2019		110kV Cuamba-Marrupa	EDM plan	11,621	3,874	3,874	3,874																						11,621		
72211	72212	Nampula Central	North	Nampula	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203																									10,406		
72211	72212	2nd Nampula Central	North	Nampula	110/33	40	1	2021	2024		additional substation	2032 Analysis	11,621																										11,621	
72211	72212	3rd Nampula Central	North	Nampula	110/33	40	1	2032	2035		additional substation	2042 Analysis	11,621																										11,621	
72211	72212	4th Nampula Central	North	Nampula	110/33	40	1	2039	2042		additional substation	2042 Analysis	11,621																										11,621	
71811	72111	Nampula	North	Nampula	220/110	100	1	2016	2018	AFDB	installation of additional transformer	Mid-term	9,792	3,264	3,264																							9,792		
71811	72111	Nampula	North	Nampula	220/110	100	1	2029	2032		additional/replacement transformer	2032 Analysis	9,792																									9,792		
72111	72118	Nampula	North	Nampula	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203					2,602	2,602	2,602	2,602																		10,406	
72111	72118	2nd Nampula	North	Nampula	110/33	40	1	2019	2022		additional substation	2022 Analysis	11,621					2,905	2,905	2,905	2,905																			11,621
72111	72118	3rd Nampula	North	Nampula	110/33	40	1	2029	2032		additional substation	2032 Analysis	11,621																										11,621	
72111	72118	4th Nampula	North	Nampula	110/33	40	1	2036	2039		additional substation	2042 Analysis	11,621																										11,621	
72911	72912	Moma	North	Nampula	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203																									10,406		
72911	72912	2nd Moma	North	Nampula	110/33	40	1	2019	2022		additional substation	2022 Analysis	11,621																										11,621	
72911	72912	3rd Moma	North	Nampula	110/33	40	1	2022	2025		additional substation	2032 Analysis	11,621																										11,621	
72911	72912	4th Moma	North	Nampula	110/33	40	1	2032	2035		additional substation	2042 Analysis	11,621																										11,621	
72911	72912	5th Moma	North	Nampula	110/33	40	1	2039	2041		additional substation	2042 Analysis	11,621																										11,621	
72911	72912	Moma 220	North	Nampula	220/110	100	1</																																	

表 6.2-32 系統拡充計画 (変電 南部 (Inhambane-Maputo))

bus number	bus number	Substation	Area	Province	Voltage	Capacity	Quantity	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	Unit cost [kUSD]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total	
96711	96712	Lindela	South	Inhambane	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203			1301	1301	1301	1301																				5,203		
96711	96712	Lindela	South	Inhambane	110/33	40	1	2021	2024		additional/replacement transformer	2032 Analysis	5203						1301	1301																				5,203	
96711	96712	2nd Lindela	South	Inhambane	110/33	40	1	2034	2037		additional substation	2042 Analysis	11621																										11,621		
96713	96714	Massinga	South	Inhambane	110/33	40	1	2017	2017		110kV Lindela-Massinga	EDM plan	11,621	11,621																									11,621		
99002	99001	Vilanculos	South	Inhambane	400/110	250	1	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term	39,135			9,784	9,784	9,784	9,784																					39,135	
99001	96718	Vilanculos	South	Inhambane	110/33	40	1	2018	2020		110kV Massinga-Vilanculos	EDM plan	11,621				3,874	3,874	3,874																					11,621	
96511	96512	Lionde	South	Gaza	110/33	40	1	2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	5203	1734.3																									3,469		
96511	96512	Lionde	South	Gaza	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203					1301	1301	1301	1301																			5,203	
96311	96312	Macia	South	Gaza	110/33	40	1	2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	5203	1734.3	1734.3																								3,469		
96311	96312	Macia	South	Gaza	110/33	40	1	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203					1301	1301	1301	1301																			5,203	
96311	96312	2nd Macia	South	Gaza	110/33	40	1	2032	2035		additional substation	2042 Analysis	11621																										11,621		
96211	96212	Xinavane	South	Gaza	110/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	5203					2602	2602	2602	2602																			10,406	
96211	96212	2nd Xinavane	South	Gaza	110/33	40	1	2027	2030		additional substation	2032 Analysis	11621																										11,621		
96211	96212	3rd Xinavane	South	Gaza	110/33	40	1	2039	2042		additional substation	2042 Analysis	11621																										11,621		
96411	96412	Chicumbane(Xai-Xai)	South	Gaza	110/33	40	1	2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	5203	1734.3	1734.3																								3,469		
96411	96412	2nd Chicumbane(Xai-Xai)	South	Gaza	110/33	40	1	2034	2037		additional substation	2042 Analysis	11621																										11,621		
96621	96622	Mapai	South	Gaza	110/33	40	1	2017	2018		Construction of 80km of 275kV line between new SE Macia and Chongoene, 275 / 110kV substation in Chongoene and interconnection with existing 110 & 33kV network	EDM plan	11,621	5810.5	5810.5																									11,621	
96715	96716	Chongoene	South	Gaza	275/110	250	1	2018	2021		Construction of 80km of 275kV line between new SE Macia and Chongoene, 275 / 110kV substation in Chongoene and interconnection with existing 110 & 33kV network	Long-term	30,811			7,703	7,703	7,703	7,703																						30,811
96716	96719	Chongoene	South	Gaza	110/33	40	1	2018	2021		Construction of 80km of 275kV line between new SE Macia and Chongoene, 275 / 110kV substation in Chongoene and interconnection with existing 110 & 33kV network	Long-term	11,621			2,905	2,905	2,905	2,905																						11,621
96716	96719	2nd Chongoene	South	Gaza	110/33	40	1	2033	2036		additional substation	2042 Analysis	11621																										11,621		
99006	96721	Chibuto	South	Gaza	400/33	40	1	2018	2021		STE Phase 1-1 HVAC	Long-term	27,306				6,827	6,827	6,827	6,827																				27,306	
99019		Maputo HVDC	South	Maputo	DC500/			2019	2024		STE Phase 1&2 HVDC	Long-term	597,870				99,645	99,645	99,645	99,645																				597,870	
97111	96111	Infulene	South	Maputo	275/110	250	1	2024	2027		additional/replacement transformer	2027 Analysis	13,757																										13,757		
97111	97113	Infulene	South	Maputo	275/66	250	1			JICA	T2 replacement transformer	EDM plan	13,757																									13,757			
97111	97113	Infulene	South	Maputo	275/66	250	3	2029	2032		additional/replacement transformer	2032 Analysis	13,757																									41,271			
97111	97112	Infulene	South	Maputo	275/66	250	2	2039	2042		additional/replacement transformer	2042 Analysis	13,757																									27,514			
96111	97112	Infulene	South	Maputo	110/66	125	2	2029	2032		additional/replacement transformer	2032 Analysis	7,021																									14,042			
5946	97411	Maputo	South	Maputo	400/275	400	1	2029	2032		additional/replacement transformer	2032 Analysis	17,087																									17,087			
5946	97411	Maputo	South	Maputo	400/275	400	1	2039	2042		additional/replacement transformer	2042 Analysis	17,087																									17,087			
5946	97412	Maputo	South	Maputo	400/275	400	1	2039	2042		additional/replacement transformer	2042 Analysis	17,087																									17,087			
97121	97123	Matola Gare A	South	Maputo	66/33	40	1	2016	2017	Danida, kfw, EIB	Installation of new transformer	Short-term	3,735	1867.5																								1,868			
97121	97123	Matola Gare A	South	Maputo	66/33	40	1	2022	2025		additional/replacement transformer	2032 Analysis	5203																									5,203			
97121	97123	2nd Matola Gare A	South	Maputo	66/33	40	1	2026	2029		additional substation	2032 Analysis	8171																									8,171			
97121	97123	3rd Matola Gare A	South	Maputo	66/33	40	1	2039	2042		additional substation	2042 Analysis	8171																									8,171			
97121	97122	Matola Gare B	South	Maputo	66/33	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	3,735																									7,470			
97121	97122	2nd Matola Gare B	South	Maputo	66/33	40	1	2035	2038		additional substation	2042 Analysis	8171																									8,171			
97131	97132	Beluluane	South	Maputo	275/66	250	1	2016	2018	Mochi	Construction of 90km of 275kV Line between Ressano Garcia and Beluluane and interconnection with the existing 275 & 66kV Network	Mid-term	30,811	10,270	10,270																								20,541		
97131	97132	Beluluane	South	Maputo	275/66	250	1	2039	2042		additional/replacement transformer	2042 Analysis	13,757																									13,757			
97911	97912	Beluluane	South	Maputo	66/11	40	2	2019	2022		additional/replacement transformer	2022 Analysis	3,735																									7,470			
97911	97912	2nd Beluluane	South	Maputo	66/11	40	1	2021	2024		additional substation	2032 Analysis	8171																									8,171			
97911	97912	3rd Beluluane	South	Maputo	66/11	40	1	2032	2035		additional substation	2042 Analysis	8171																									8,171			
97711	97712	Boane	South	Maputo	66/33	40	1	2016	2018	AfDB	Installation of additional transformer	Mid-term	3,735	1245.0	1245.0																										

表 6.2-34 系統拡充計画 (変電 調相設備等)

bus number	bus number	Substation	Area	Province	Voltage	Capacity	Quantity	Construction start year	Commissioned year	Funding	Remarks	investment classification	Unit cost [kUSD]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	total
		Pemba(STATCOM)			15MVAR			2017	2019	World Bank		Emergency	9000	3000	3000	3000																						9,000		
		Nacala(Shunt Capacitor)			15MVAR			2017	2019	World Bank		Emergency	9000	3000	3000	3000																							9,000	
		Munhava/Dondo(STATCOM)						2016	2017	Fedha Advisory	STATCOM installation of 40MVAR, 110/22kV in Munhava/Dondo	Mid-term	19,000	19,000																								19,000		
		Lindela(STATCOM)						2017	2019				12,045	4,015	4,015	4,015																						12,045		
82114		Inchope(ShR)				150	1	2024	2027				3,308									827	827	827	827												3,308			
82411		Lamego(ShR)				80	1	2024	2027				3,308									827	827	827	827												3,308			
72111		Nampula(ShR)				110	1	2029	2032				3,308													827	827	827	827									3,308		
71311		Nicoada(ShR)				60	1	2029	2032				3,308														827	827	827	827								3,308		
73411		Cuamba(ShR)				20	1	2029	2032				1,873													468	468	468	468									1,873		
72121		Namialo(ShR)				140	1	2029	2032				3,308														827	827	827	827								3,308		
73411		Cuamba(SW shunt)				3*50	1	2019	2022				36,145			9,036	9,036	9,036	9,036																			36,145		
82911		Beira(SW shunt)				3*50	1	2019	2022				36,145			9,036	9,036	9,036	9,036																			36,145		
72813		Palma(ShR)				50	1	2029	2032				3,308													827	827	827	827									3,308		
99020		Metoro(ShR)				20	1	2029	2032				1,873													468	468	468	468									1,873		
72911		Moma(ShC)				30	1	2029	2032				329													82	82	82	82									329		
73511		Lichinga(ShC)				30	1	2029	2032				329													82	82	82	82									329		
83611		Manuel(ShC)				10	1	2029	2032				164													41	41	41	41									164		
83516		Ulonge(ShC)				10	1	2029	2032				164													41	41	41	41									164		
82611		Mafambisse(ShC)				10	1	2029	2032				164													41	41	41	41									164		
99004		New Marracuene(ShC)				150	1	2029	2032				657													164	164	164	164									657		
97111		Infulene(ShC)				60	1	2029	2032				657													164	164	164	164									657		
97711		Boane(ShC)				60	1	2029	2032				657													164	164	164	164									657		
97711		Manhica(ShC)				10	1	2029	2032				164													41	41	41	41									164		
81111		Chibata(ShR)				80	1	2029	2032				3,308													827	827	827	827									3,308		
82816		Manja(ShR)				30	1	2029	2032				1,873													468	468	468	468									1,873		
97621		Coruma(ShR)				20	1	2029	2032				1,873													468	468	468	468									1,873		
96111		Infulene(ShR)				200	1	2029	2032				3,308													827	827	827	827									3,308		
97911		Beluluane(SW shunt)				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
98311		SE1(SW shunt)				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
98711		SE5(SW shunt)				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
97512		Manica				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
83516		Ulonge				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
83611		Manje				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
83511		Tete				3*50	1	2039	2042				36,145																								36,145			
99001		Vilanculous(ShR)				90	1	2039	2042				3,308													827	827	827	827									3,308		
82161		Buzi(ShR)				10	1	2039	2042				1,873														468	468	468	468								1,873		
73703		Metoro Hydro(ShR)				70	1	2039	2042				3,308													827	827	827	827									3,308		
72422		Nacala Velha(ShR)				20	1	2039	2042				1,873														468	468	468	468								1,873		
73411		Cuamba(ShR)				50	1	2039	2042				3,308													827	827	827	827									3,308		
73701		Matangula Hydro(ShR)				50	1	2039	2042				3,308													827	827	827	827									3,308		
71111		Chimuura(ShR)				30	1	2039	2042				1,873														468	468	468	468								1,873		
72611		Pemba(ShC)				20	1	2039	2042				329														82	82	82	82									329	
97111		Infulene(ShC)				20	1	2039	2042				329														82	82	82	82									329	
97623		Moamba(ShC)				30	1	2039	2042				329														82	82	82	82									329	
		Maputo and/or Quelimane (Dispatch Center)						2017	2020	MOCHI	Construction of National dispatch center	Mid-term	76,000	19,000	19,000	19,000	19,000																					76,000		
		Quelimane(Ceramica)	Central	Zambezia				2017	2018	World Bank	Replacement of obsolete panels in all substations of the LCN including assembly of one MiniSCADA at Quelimane	Emergency	27,000	13,500	13,500																						27,000			
		Mafambisse, Manica	Central	Sofala	110/66		1	2017	2019	Alstom, GE	Rehabilitation of LCN Substations including Mafambisse and Manica	Mid-term	150,000	50,000	50,000	50,000																								

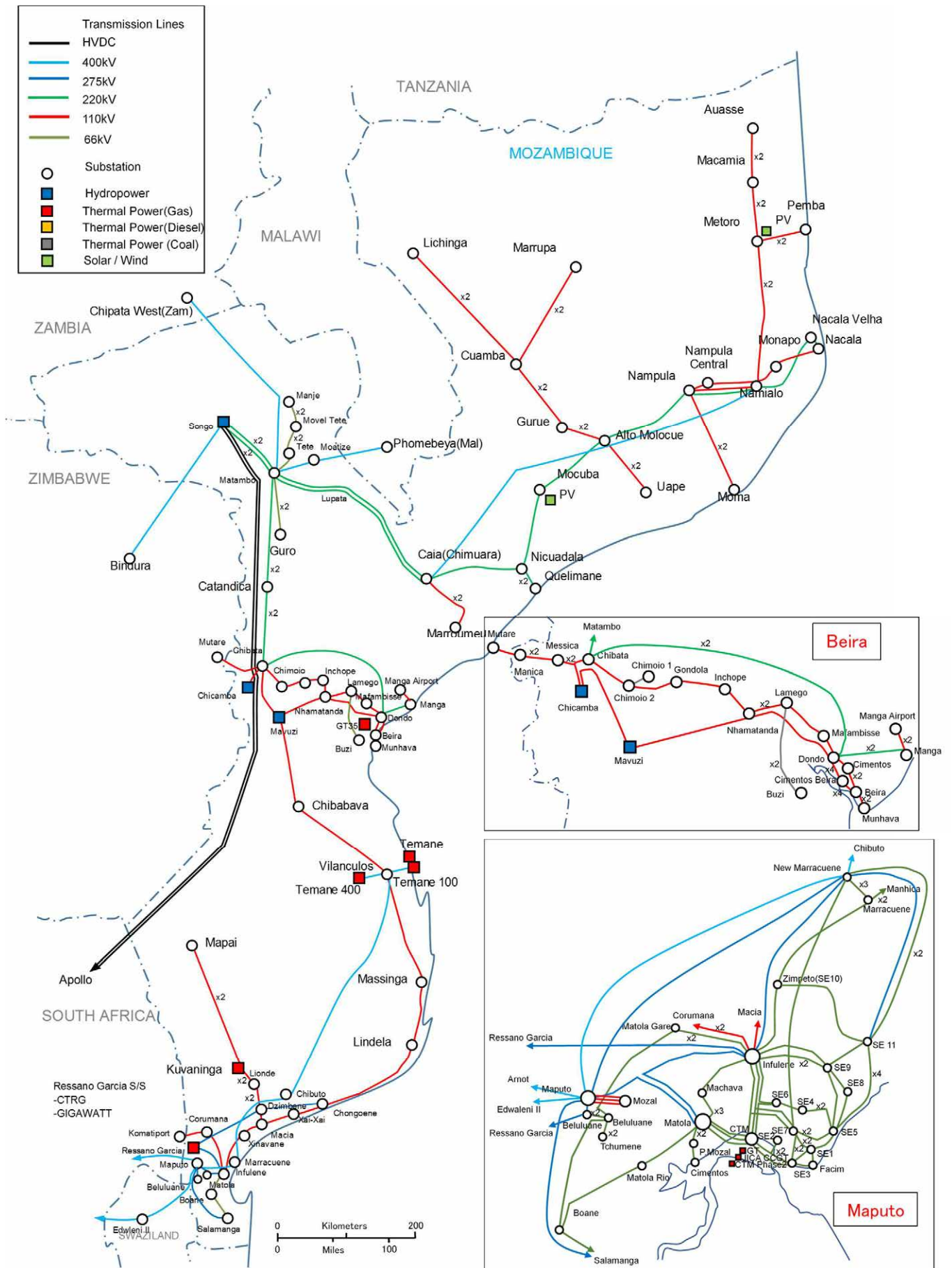


図 6.2-13 2022 年系統図

出典：JICA 調査団

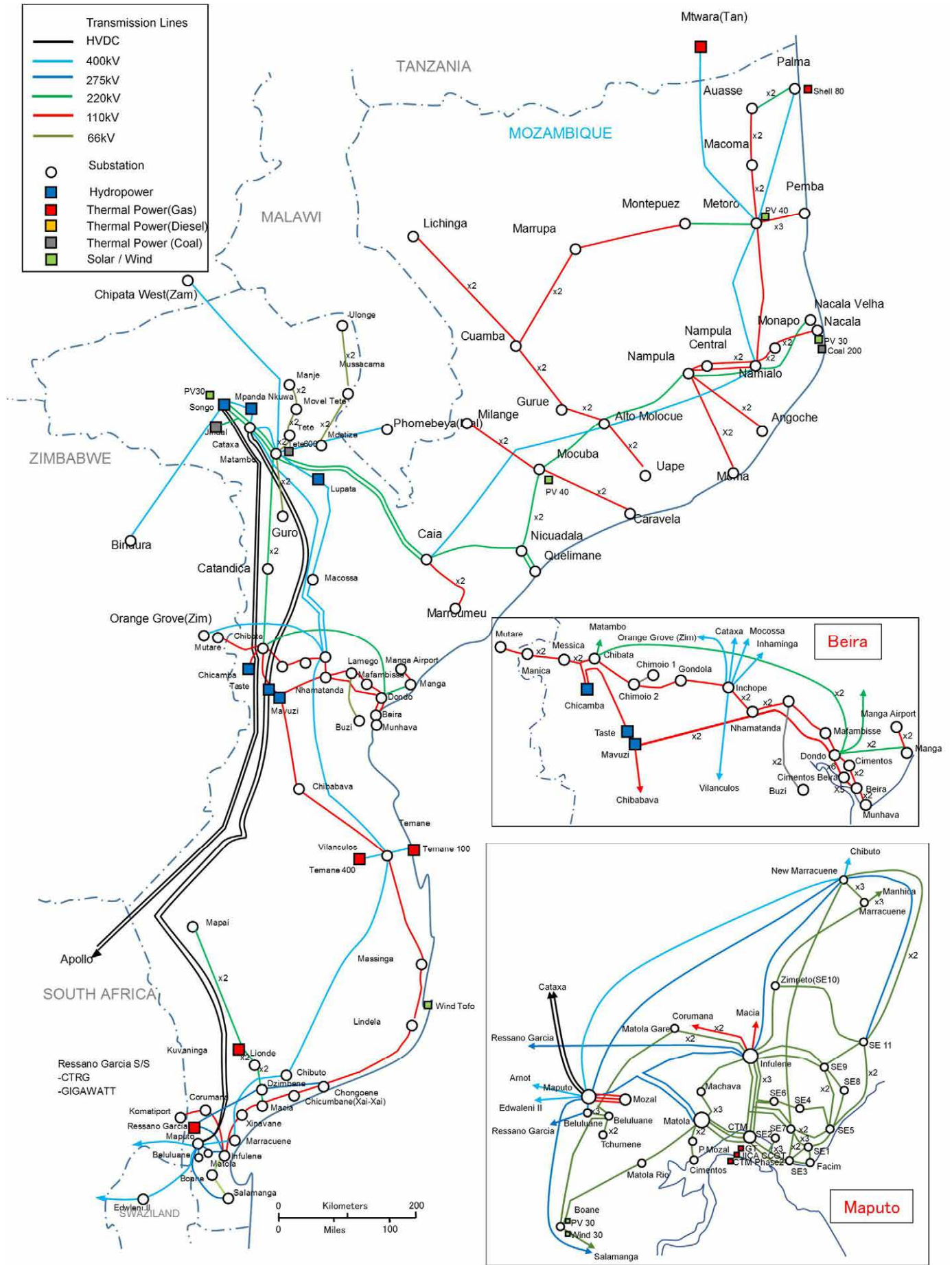


図 6.2-14 2027 年系統図

出典：JICA 調査団

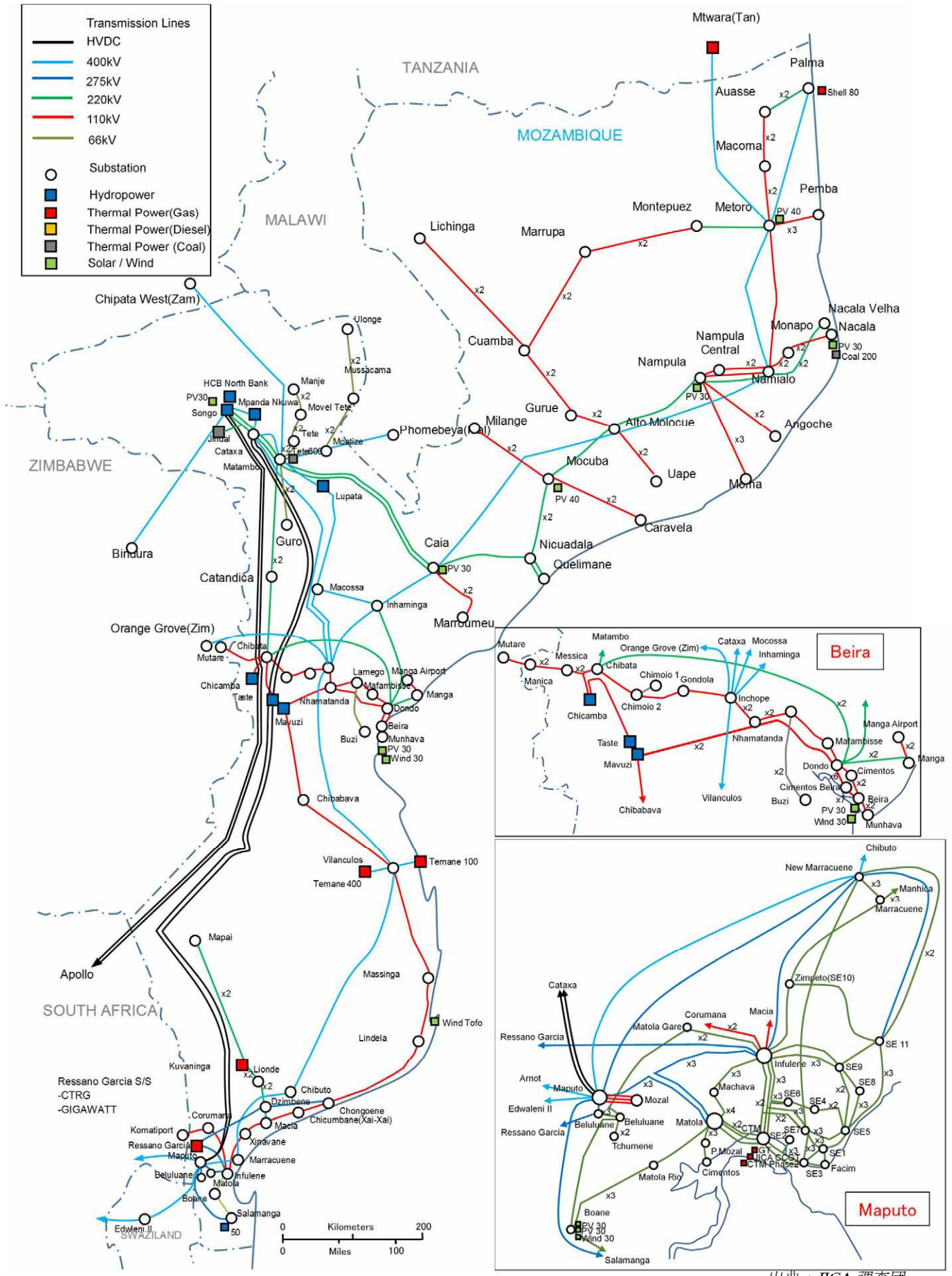


図 6.2-15 2032 年系統図

出典：JICA 調査団

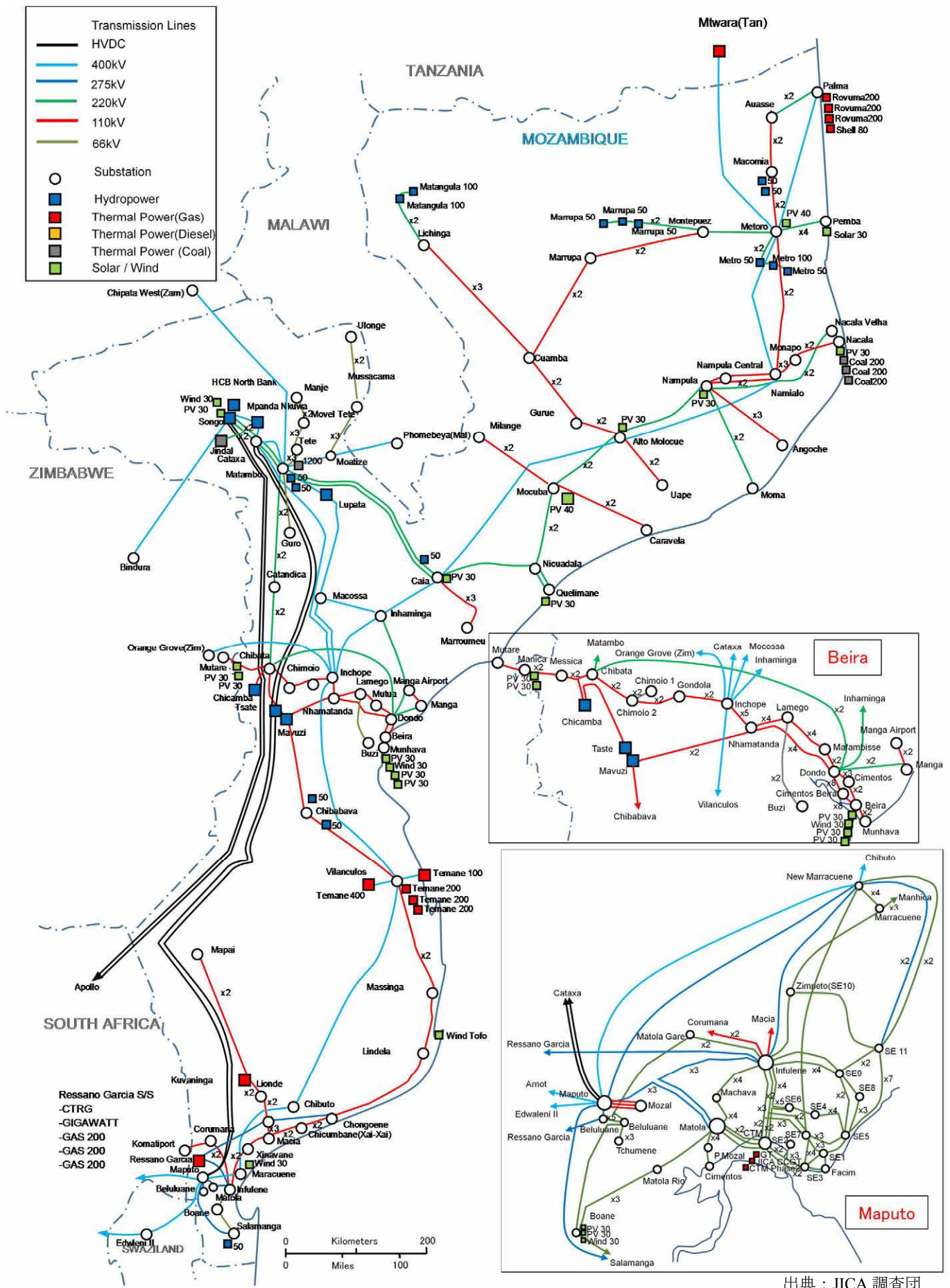


图 6.2-16 2042 年系统图

出典：JICA 調査団

(6) 短絡電流確認（結果）

モザンビークの系統はループ系統を基本としているが、2032年にはMaputo州66kVの三相短絡電流が許容値の31.5kAを超過する恐れがある。

よってMaputo州の66kV系統を放射状で運用するよう構成を見直した。図6.2-17に2032年、図6.2-18に2042年におけるMaputo州の系統構成モデル（ループ系統、放射状系統）を示す。

1. 66kV 系統故障時の三相短絡電流

表6.2-35に、2027年および2032年、2042年におけるMaputo州66kV系変電所の三相短絡電流解析結果を示す。2027年においてはループ系統でも三相短絡電流が31.5kV以内であるが、2032年にはこの値を超過する恐れがある。このため、2032年までにMaputo州66kV系統を放射状にする必要がある。

表 6.2-35 Maputo 州 66kV 系変電所の三相短絡電流

2027 年

Bus number	Substation	Short circuit current [kA]		Bus number	Substation	Short circuit current [kA]	
		66kV Loop				66kV Loop	
95111	T-OFF CIMENT	23.1		97913	TCHUMENE	14.0	
95112	MOZAL	23.1		98111	C.T.M.A	29.5	
95113	CIMENT	23.1		98211	C.T.M.B	29.2	
97112	INFULENE II	29.2		98131	SE FACIM	22.6	
97113	INFULENE I	31.4		98311	SE1	25.1	
97212	MATOLA A	29.0		98411	SE2	22.7	
97312	MATOLA B	29.0		98511	SE3	26.4	
97421	MARRACUENE	22.6		98611	SE4	24.2	
97424	NEW MARRACUE	27.0		98711	SE5	29.6	
97511	MACHAVA	27.4		98811	SE6	26.1	
97521	MANHICA	5.9		98911	SE7	27.7	
97611	T-MATOLA RIO	7.5		98221	SE8	19.7	
97711	BOANE	10.1		98121	SE9	25.1	
97811	SALAMANGA	12.3		97321	ZIMPETO SE10	18.4	
97911	BELULUANE	17.7		98321	SE 11	30.2	

2032 年

Bus number	Substation	Short circuit current [kA]		Bus number	Substation	Short circuit current [kA]	
		66kV Radial	66kV Loop			66kV Radial	66kV Loop
95111	T-OFF CIMENT	12.8	25.7	97913	TCHUMENE	10.3	14.7
95112	MOZAL	12.8	25.7	98111	C.T.M.A	12.5	33.6
95113	CIMENT	12.8	25.7	98211	C.T.M.B	15.2	33.1
97112	INFULENE II	24.1	33.8	98131	SE FACIM	8.6	24.8
97113	INFULENE I	27.8	39.1	98311	SE1	9.9	27.7
97212	MATOLA A	14.5	33.4	98411	SE2	13.7	24.9
97312	MATOLA B	14.5	33.4	98511	SE3	15.1	29.7
97421	MARRACUENE	16.9	20.8	98611	SE4	16.2	29.5
97424	NEW MARRACUE	20.2	27.0	98711	SE5	13.9	32.9
97511	MACHAVA	19.2	32.6	98811	SE6	18.6	30.8
97521	MANHICA	5.3	5.5	98911	SE7	15.4	31.1
97611	T-MATOLA RIO	5.7	7.2	98221	SE8	11.6	23.6
97711	BOANE	7.3	9.8	98121	SE9	16.3	28.6
97811	SALAMANGA	10.9	11.6	97321	ZIMPETO SE10	5.5	18.9
97911	BELULUANE	12.3	19.1	98321	SE 11	18.0	31.6

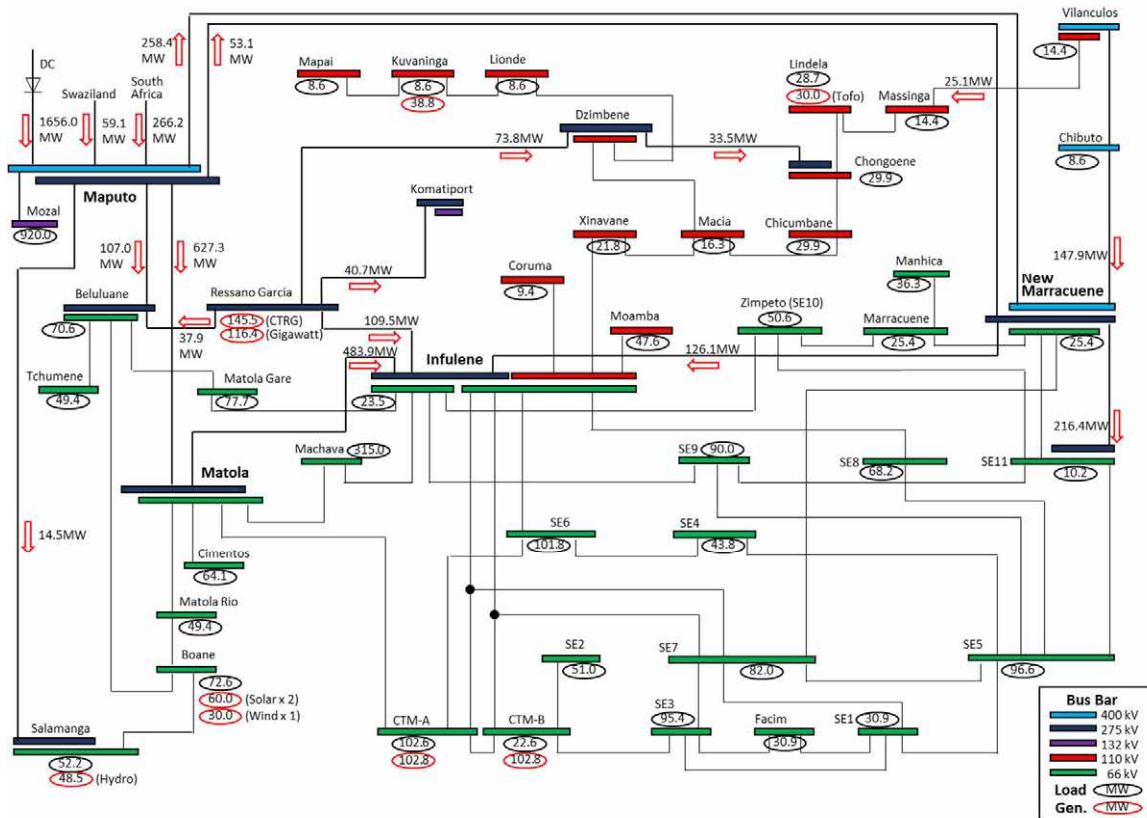
2042 年

Bus number	Substation	Short circuit current [kA]	
		66kV Radial	66kV Loop
95111	T-OFF CIMENT	13.8	32.2
95112	MOZAL	13.8	32.2
95113	CIMENT	13.8	32.2
97112	INFULENE II	31.1	47.4
97113	INFULENE I	31.2	47.6
97212	MATOLA A	15.3	41.4
97312	MATOLA B	15.3	41.4
97421	MARRACUENE	19.6	26.1
97424	NEW MARRACUE	23.1	30.8
97511	MACHAVA	22.8	40.4
97521	MANHICA	5.2	5.8
97611	T-MATOLA RIO	9.6	10.4
97711	BOANE	14.8	16.9
97811	SALAMANGA	11.2	12.1
97911	BELULUANE	26.2	31.4

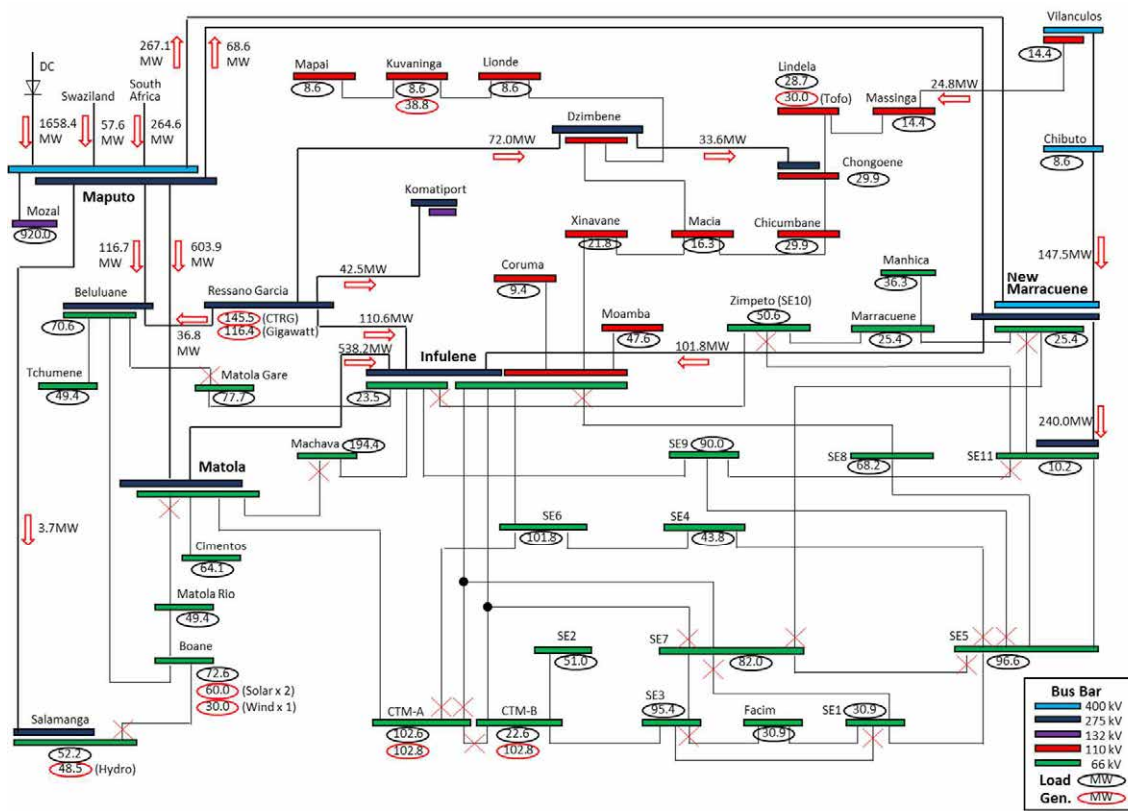
Bus number	Substation	Short circuit current [kA]	
		66kV Radial	66kV Loop
97913	TCHUMENE	20.7	23.8
98111	C.T.M.A	13.1	44.2
98211	C.T.M.B	17.8	43.7
98131	SE FACIM	11.7	30.9
98311	SE1	14.2	35.3
98411	SE2	15.2	33.7
98511	SE3	14.6	39.2
98611	SE4	19.4	36.8
98711	SE5	19.8	43.0
98811	SE6	22.4	39.4
98911	SE7	16.7	41.0
98221	SE8	15.4	28.0
98121	SE9	19.7	37.4
97321	ZIMPETO SE10	5.7	20.8
98321	SE 11	25.3	43.3

注：網掛けは 31.5kA 以上の三相短絡電流を示す

出典：JICA 調査団

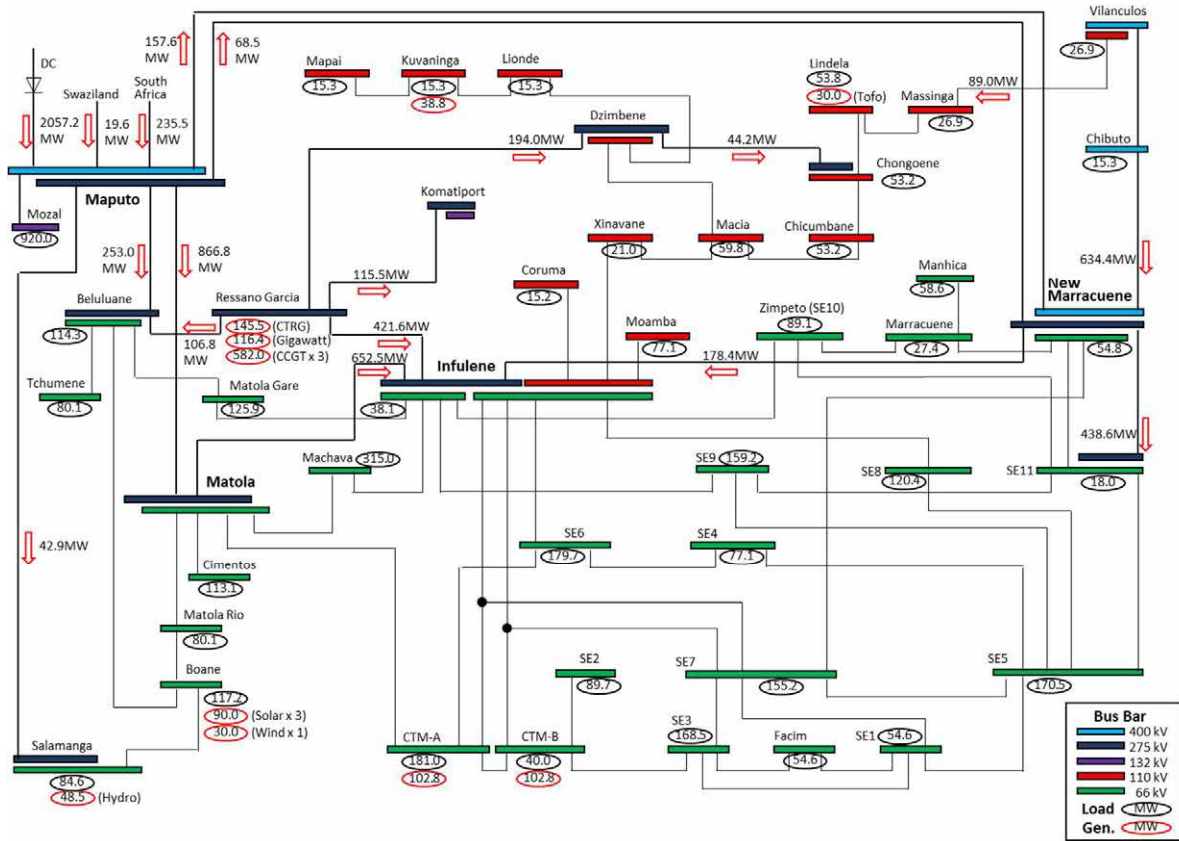


a. 66kV 系ループ系統

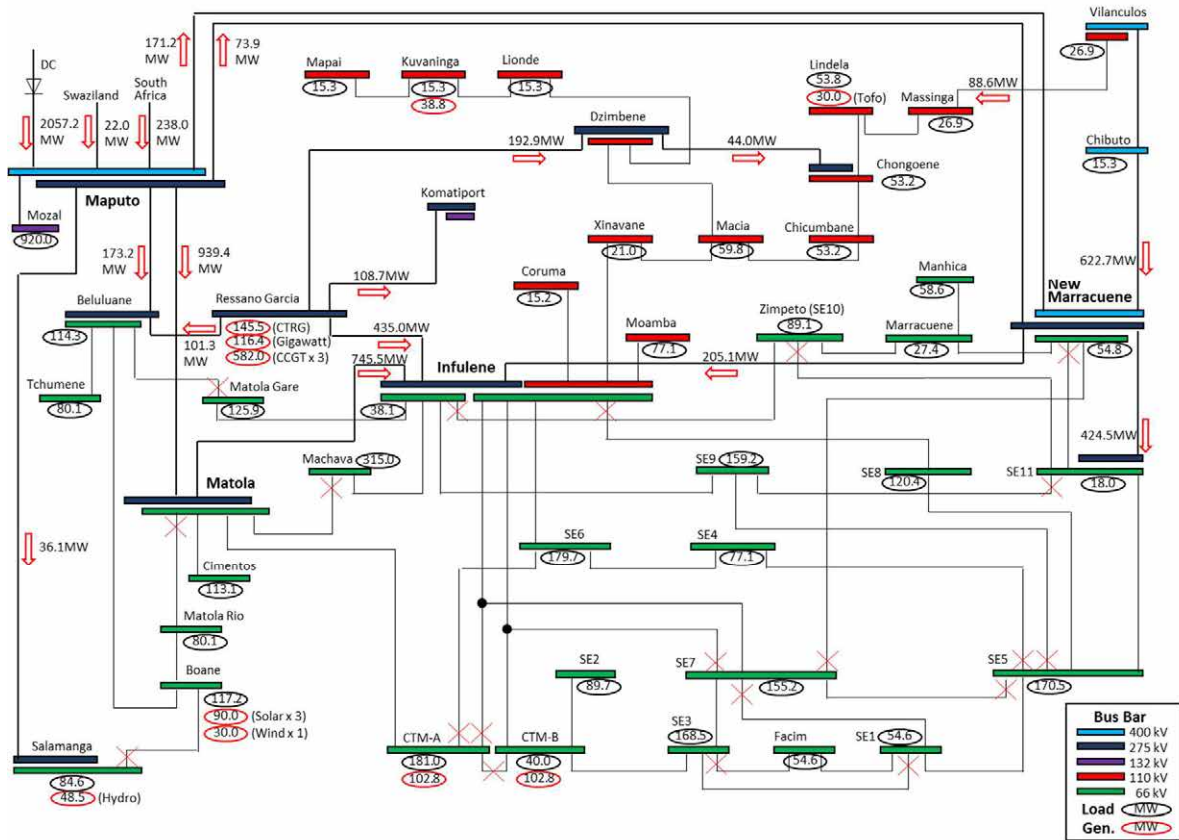


b. 66kV 系放射状系統

図 6.2-17 Maputo 州の系統モデル (2032 年)



a. 66kV 系ループ系統



b. 66kV 系放射状系統出典

: JICA 調査団

図 6.2-18 Maputo 州の系統モデル (2042 年)

6.2.6 送電損失低減の検討

Plano de Actividades e Orçamento 2016/2017 CRESCIMENTO SUSTENTÁVEL COM QUALIDADE の中で、2016年に19%ある送配電損失を2017年に15%に減らす目標が掲げられている。

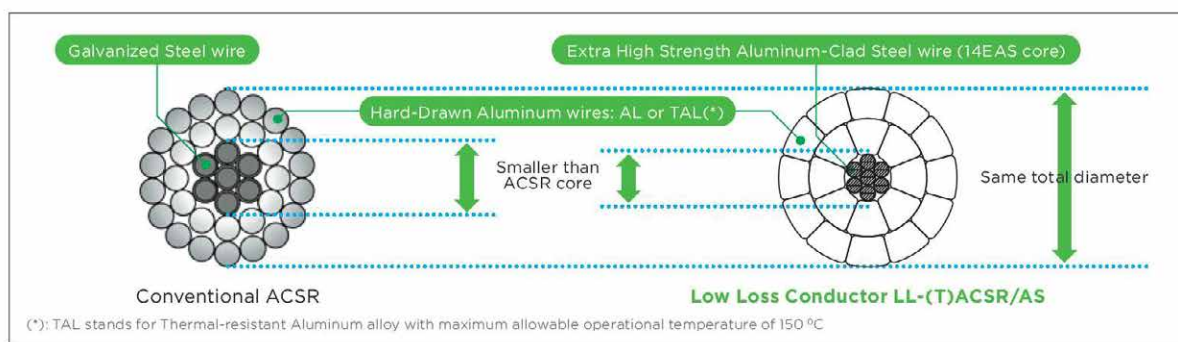
送配電損失は、配電による損失が大きく占めるが、送電が占める割合も5%程度ある。

そのため、送電損失の低減も重要である。

そこで、この調査では、送電損失の低減に効果がある低ロス電線を400kV基幹送電線に導入した場合の効果を検討した¹⁵。

(1) 低ロス電線の特長

低ロス電線の基本的な設計概念は、ACSRと同じ外径および強度でありながら、直流抵抗が低いことである。低ロス電線では、低い直流抵抗を実現するために、アルミ導体部に扇形素線を用い、電線の心線部に小径の高強度のアルミ覆鋼心とすることで同サイズのACSRに比べ導体部分の断面積を増やしている。低ロス電線の構造を図6.2-19に示す。



出典：電線メーカー技術資料

図 6.2-19 低ロス電線構造図

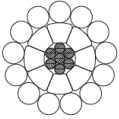
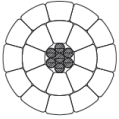
(2) 電線の諸元

検討で使う低ロス電線は、モザンビークの400kV送電線で標準的に使われるTernの4導体と同等の直径の電線とした。

低ロス電線には、2つのデザインタイプがある。一つは、ACSRと同等の外径および質量となるType1の電線である。もう一つは、ACSRと同等の外径で、アルミ部分すべてを成型素線で構成し、アルミ断面積を最大とした電線である。この電線は、ACSRと比べ質量が増えるため、ACSRで設計された鉄塔に比べ大型になる。低ロス電線Type1およびType2の外観を表6.2-36に示す。また、それぞれの電線の諸元を表6.2-37に示す。

¹⁵ 低ロス電線としては、電線心線にカーボンロッドを用いたACCCもあるが、この調査では、信頼性や施工性を考慮し、鋼心と扇形アルミ素線で形成される電線を用い検討した。

表 6.2-36 Type 1 および Type 2 の低ロス電線の外観

Type 1	Type 2
Use AL(TAL) round and trapezoidal shaped wires:  <ul style="list-style-type: none"> Same diameter Same weight No tower load increase	All aluminum wires are trapezoidal shaped wires:  <ul style="list-style-type: none"> Same diameter Have maximum aluminum area Achieve highest power saving
<ul style="list-style-type: none"> Reduce power loss by roughly 10-15% No sag increase No need to reinforce nor to modify the existing towers Recommended for re-conducting of existing lines, or for new lines construction	<ul style="list-style-type: none"> Reduce power loss by roughly 20-25% Slight sag increase (because of slight weight increase) Tower reinforcement or modification may be necessary Recommended for construction of new lines

出典：電線メーカー技術資料

表 6.2-37 低ロス電線の諸元

	Unit	ACSR Tern	LL-ACSR/AS	
			420SQ (Type 1)	500SQ (Type 2)
Diameter	mm	27.01	25.95	27.0
Cross section area	AL	mm ²	402.8	500.2
	Core	mm ²	27.83	21.99
Rated tensile strength	kN	98.1	98.0	106.6
Nominal weight	kg/km	1333	1331	1546
DC resistance at 20°C	W/km	0.07168	0.0683	0.0575
maximum current capacity	A	852 at 90°C	863 at 90°C	950 at 90°C
Coefficient of linear expansion	1/°C×10 ⁻⁶	20.8	21.6	21.8
Modulus of elasticity	N/mm ²	71100	67400	66400
Transmission loss at 852A	kW/km	15.6	13.3	11.8
Sag at 852A (for span length of 400m)	m	15.70m at 90°C	15.73m at 88.8°C	17.39m at 81.5°C
Max sag (for span length of 400m)	m		15.78m at 90°C	17.69m at 90°C
Price ratio (assumed ACSR as 1.0)		1.0	approx. 1.5 - 1.8	approx. 1.7 - 2.0

出典：電線メーカー技術資料

送電ロス計算に用いる条件を下記に記す。

- ✓ 送電容量に関する計算条件
 - 周囲温度: 40°C
 - 風速: 0.5 m/s
 - 風向角: 0 度 (電線に対し直角)
 - 日射量 0.1 w/cm²
 - 電線表面の吸収率: 0.6

- ✓ 電線弛度の計算条件
 - 1) 最大使用張力: 風速 35m/s、電線温度 5 度において、電線の定格強度 50%以下
 - 2) 常時張力: 無風、電線温度 30 度において、電線の定格強度 20%以下
 1)または2)の厳しい条件を臨界条件とする。

径間長 400m

- ✓ その他の計算条件
 - 送電線電圧: 400kV
 - 回線数: 1
 - 一相当たりの電線数: 4 導体/相
 - 負荷率: 0.6
 - 送電線互長: 200km
 - 発電コスト: 0.087 USD/kWh
 - 電流値: 200A, 400A, 600A, 900A

総コストの計算を以下に示す。

送電ロス (P) [kW/cct]

$$P=3 \times R_{ac} \times I^2 \times 10^{-3} \times L \times n_c$$

ここで、 R_{ac} : 最大負荷電流での交流抵抗値 (ohm/km)

I : 最大負荷電流値

L : 送電線互長

n_c : 一相当たりの電線数

送電ロスによる年間コスト(C) [USD/year]

$$C=1cct. \times P \times LF \times 24hr. \times 365days \times c$$

ここで、 LF : 負荷率 ($0.3f+0.7f^2$) Empirical の公式

f : 負荷率 (=平均負荷電流値/最大負荷電流値)

c : 発電価格

計算結果を図 6.2-20～図 6.2-23 および表 6.2-38 に示す。

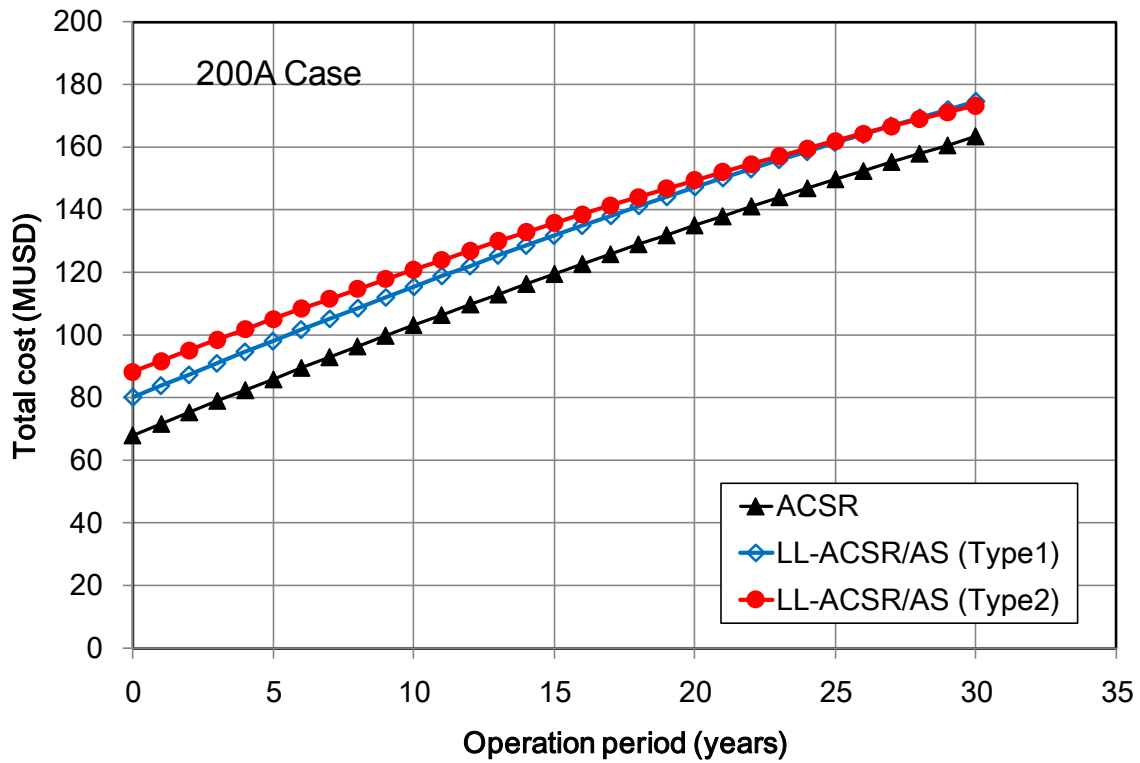
送電電流が 200A の場合、低ロス電線を採用した送電線は、ACSR の総投資コストより高いままである。

送電電流が 400A の場合、Type2 の低ロス電線を採用した送電線は、11 年間で ACSR の総投資コストより安価となる。

送電電流が 600A の場合、Type2 の低ロス電線を採用した送電線は、5 年で ACSR の総投資コストより安価となり、Type1 の低ロス電線を採用した送電線は、11 年間で ACSR の総投資コストより安価となる。

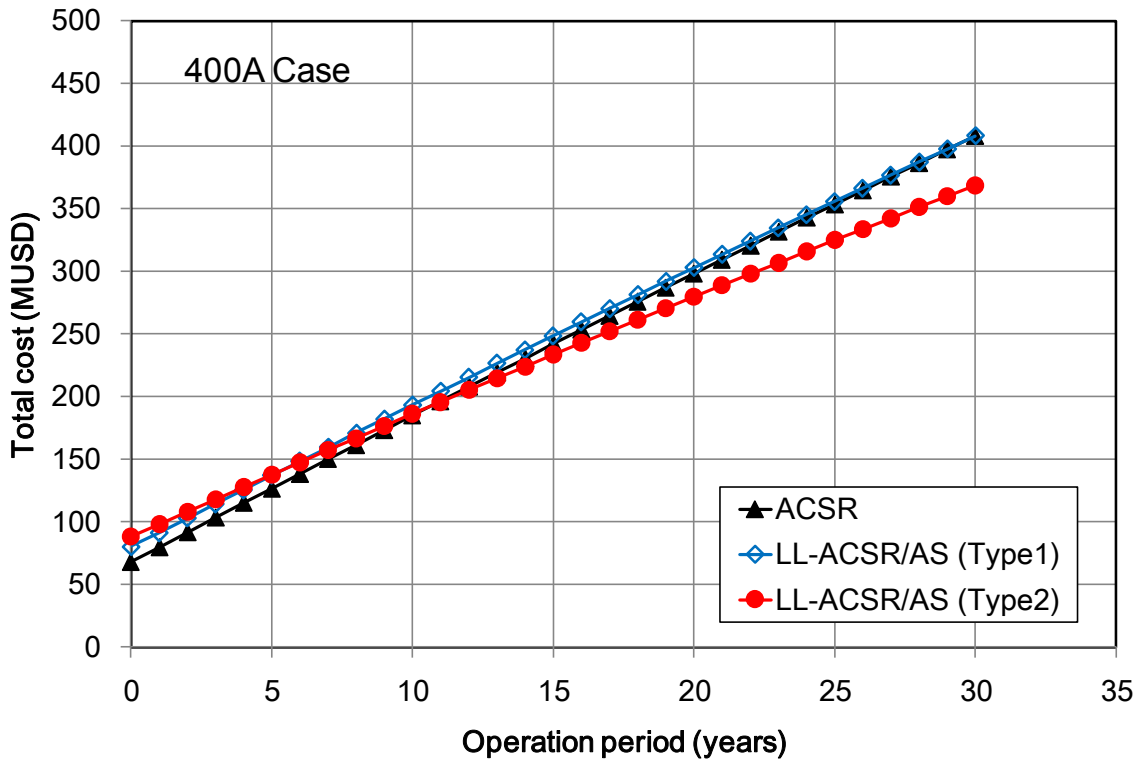
送電電流が 900A の場合、Type2 の低ロス電線を採用した送電線は、2 年で ACSR の総投資コストより安価となり、Type1 の低ロス電線を採用した送電線は、5 年で ACSR の総投資コストより安価となる。

このように、負荷の大きい送電線では、低ロス電線を採用することで ACSR 送電線を採用する送電線よりも早期に総投資コストが安価となり、その後のコストも低く抑えることができる。また、Type2 の低ロス電線を採用した送電線は、Type1 の低ロス電線を採用した送電線に比べ早期に総投資コストが安価となる。



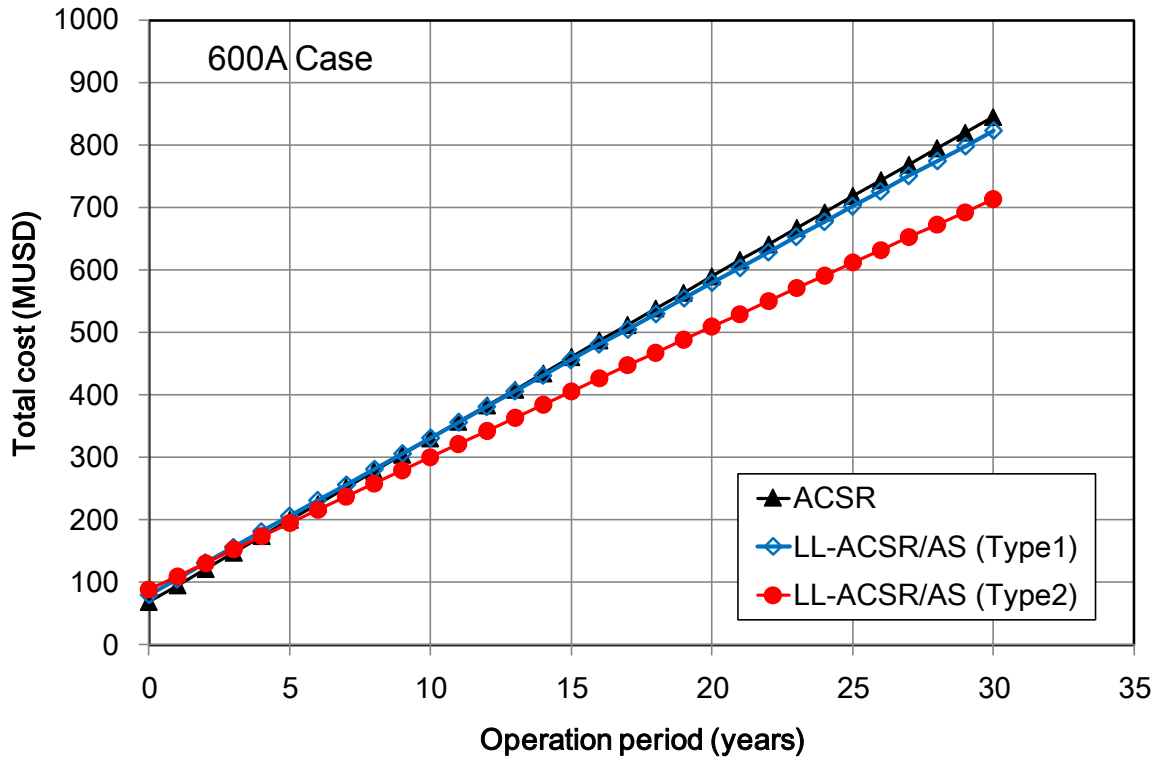
出典：電線メーカー技術資料

図 6.2-20 200A 運用時の各電線の送電線のコスト比較



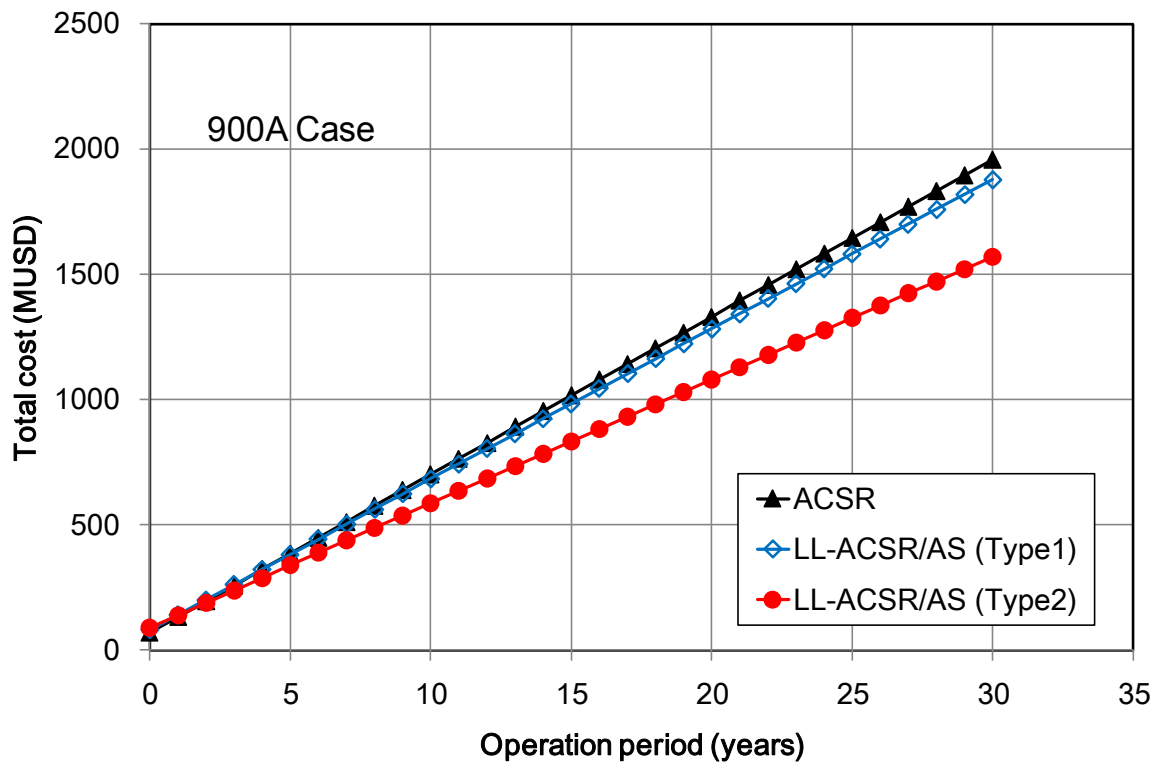
出典：電線メーカー技術資料

図 6.2-21 400A 運用時の各電線の送電線のコスト比較



出典：電線メーカー技術資料

図 6.2-22 600A 運用時の各電線の送電線のコスト比較



出典：電線メーカー技術資料

図 6.2-23 900A 運用時の各電線の送電線のコスト比較

表 6.2-38 各電線の送電線コスト比較

[MUSD]

Current A	OP Years	ACSR Tern	LL-ACSR/AS	
			420SQ (Type 1)	500SQ (Type 2)
200	0	68.0 (100 %)	80.0 (118 %)	88.3 (130 %)
	10	103.1	115.4	120.9
	20	135.0	147.1	149.4
	30	163.3 (100 %)	174.6 (107 %)	173.3 (106 %)
400	0	68.0 (100 %)	80.0 (118 %)	88.3 (130 %)
	10	184.7	193.2	186.0
	20	298.2	302.7	279.7
	30	408.1 (100 %)	408.0 (100 %)	368.6 (90 %)
600	0	68.0 (100 %)	80.0 (118 %)	88.3 (130 %)
	10	330.4	331.5	300.8
	20	589.7	579.3	509.1
	30	845.4 (100 %)	822.8 (97 %)	712.8 (84 %)
900	0	68.0 (100 %)	80.0 (118 %)	88.3 (130 %)
	10	701.0	683.2	586.4
	20	1330.9	1282.7	1080.3
	30	1957.1 (100 %)	1878.0 (96 %)	1569.6 (80 %)

出典：電線メーカー技術資料

6.3 系統運用

6.3.1 系統運用の現状と取り巻く環境

(1) 系統運用の現状

a. 国内系統の運用

モザンビークの電源系統は、南部系統と中北部・北部系統では異なった運用となっている。

(ア) 南部系統

南部系統は、マプト市内 CTM に併設された中央制御所（National Control Centre : NCC）にて集中遠隔監視制御されている¹⁶。

NCC は、常時 2 名の運転員が管轄系統監視を行い、運転員の体制は、2 名、5 グループの計 10 名が 6:00～18:00、18:00～翌日 6:00 までの 2 交代制シフト勤務となっている。

運用者の主要業務は、南部系統に関する系統監視と故障時発生時系統切替といった監視・操作業務¹⁷である。



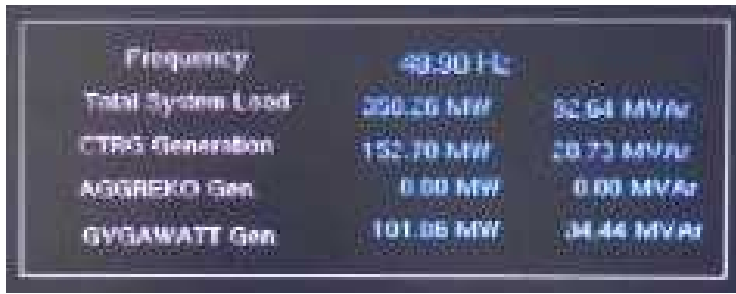
中央のテレビ画面に南部系統潮流図モニターを配置し、左右のコックピットの運転員が系統監視、系統制御を行う。壁面には、現在時刻と系統周波数、系統故障発生時のアラームメッセージ表示器が配置されている。

出典：JICA 調査団

図 6.3-1 NCC 制御室全景

¹⁶ ただし被監視制御電気所は無人運用ではなく、設備保守及びバックアップ運転に備えた要員が配置されている。

¹⁷ 発電機出力体制や電力融通を考慮した需給計画は、NCC とは別組織の Market Operator が実施しており、NCC の業務でなっていない。また、南部系統エリア内の電源は現状出力一定運転となっており、NCC がエリア内発電機の出力調整を指令することがない。



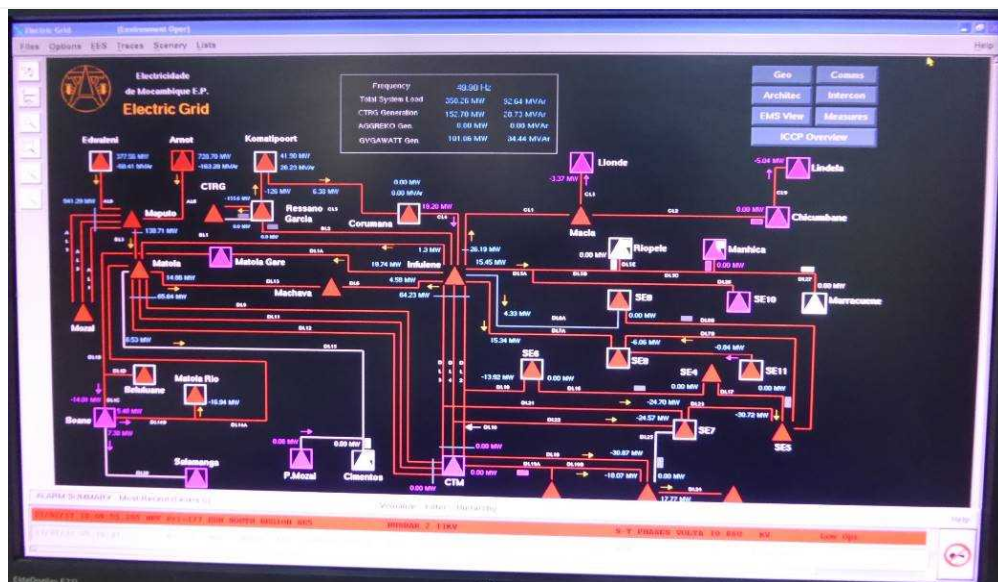
系統周波数、南部系統需要、主要発電所の発電出力をリアルタイム値で表示する。

出典：JICA 調査団

図 6.3-2 系統潮流図内集約表示

図 6.3-3 の南部系統潮流図に示すように、NCC ではモザンビーク南部系統のみリアルタイムに系統状態の確認ができ、中部・中北部・北部系統は、確認できない。

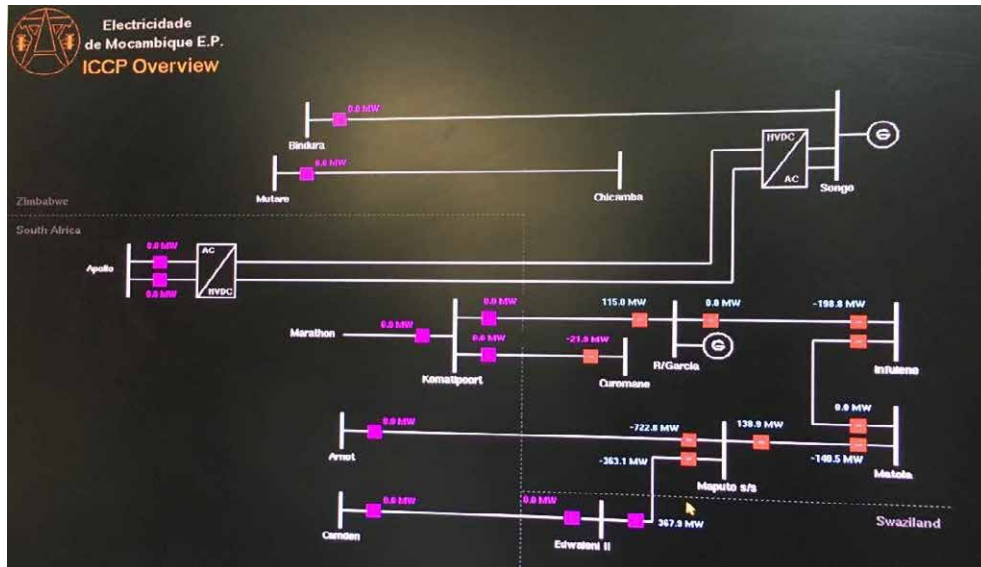
また、モザンビーク国内系統において SAPP への伝送する連系線潮流、連系点設備の情報は、Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP¹⁸) を用いて NCC においても傍受し、表示している (図 6.3-4 参照)。



出典：JICA 調査団

図 6.3-3 NCC SCADA 画面 (南部系統潮流図画面)

¹⁸ 給電制御所間における必要情報の伝送 (接点設備状態、連系線通過電力等) 規約を取り決めた通信プロトコル (IEC60870-6)。



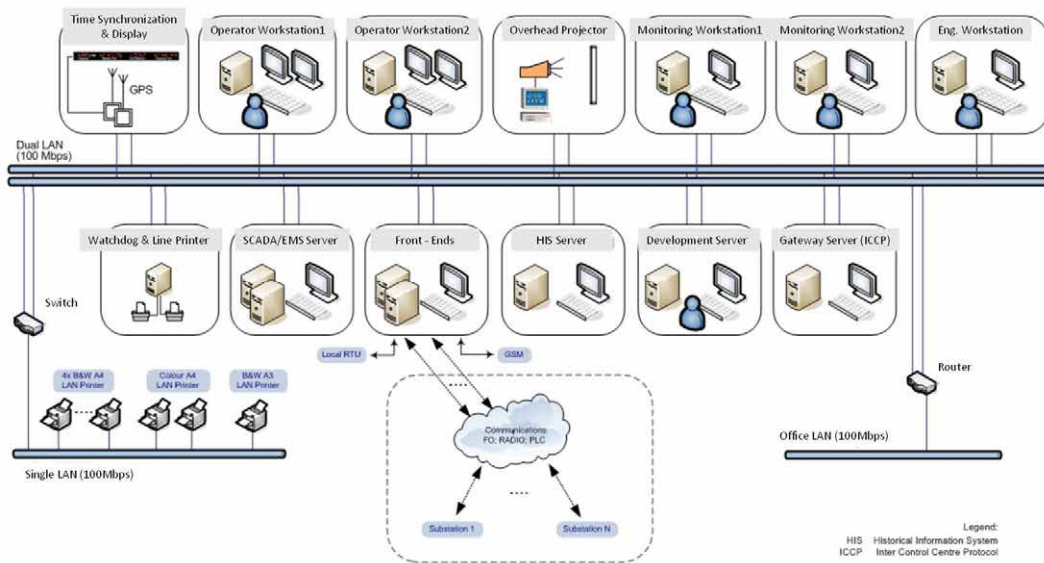
Source : JICA 調査団

図 6.3-4 NCC SCADA 画面（超高圧国際連系図 ICCEP 画面）

NCC に設置される SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) は、無償援助にて開発され、2010 年 9 月に運用開始した。南アフリカとの国際関係線である Komatipoort 変電所向送電線、MOTORACO との関係線である Edwaleni 変電所～Camden 発電所向送電線、Arnot 発電所向送電線の 3 国際関係線の潮流監視、南部系統内 30 電気所強の遠隔監視制御を可能としている。本 SCADA の建設着手は 2005 年であり、運用開始までの間に電気所取り込み等工事に苦慮し、5 年もの歳月を要している。また、本 SCADA は多種の機能が具備されているものの¹⁹、実質的に活用しているのは記録機能と電気所遠隔監視、電力設備に対する個別操作のみとなっている。

図 6.3-5、表 6.3-1 に NCC SCADA の物理的構成とスペックを示す。

¹⁹ 例えば、SCADA 取込済電気所情報 (SV, TM) より未取込電気所の潮流、送電線の潮流等を推定する状態推定計算機能等



Source : efacec 社資料を基に調査団作成

図 6.3-5 NCC 設置 SCADA の構成

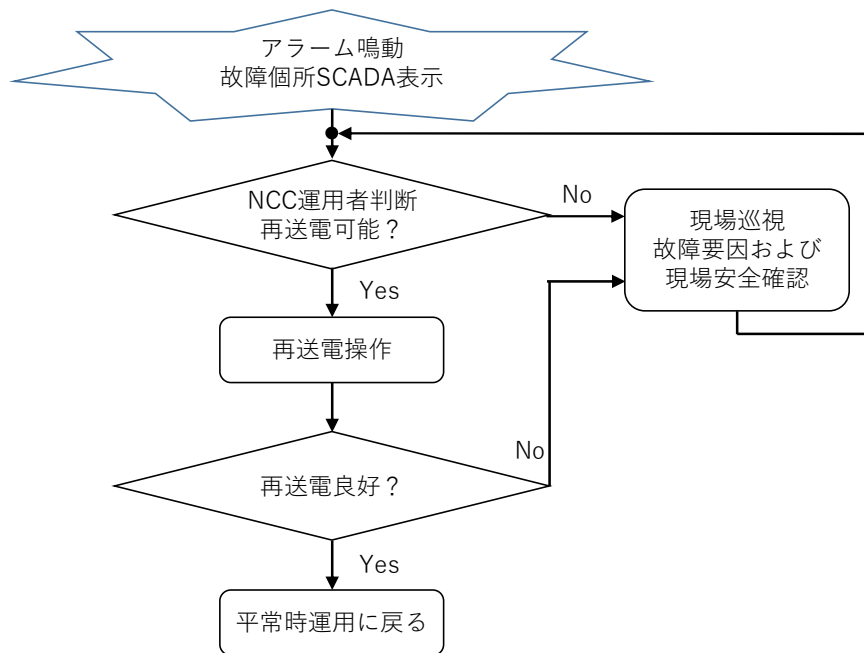
表 6.3-1 既設 SCADA 仕様

SCADA 構成要素	スペック	製造者
使用オペレーティングシステム (OS)	Red Hat Enterprise Linux ES 4	Red Hat 社製
使用計算機	HP Proliant ML370 G5	HP 社製
搭載 SCADA ソフトウェア	ScateX 13.2.1	efacec 社製

Source : EDM インタビューより調査団作成

系統監視を主たる業務とする NCC では、運転系統における故障想定と復旧方針の検討を行い、不測の事態に対する対応業務は実施されている。

一般的な故障発生時の NCC 対応を図 6.3-6 に示す。現場確認を合わせて系統復旧に当たるといった基本に沿った運用・運転が行われている。



出典：JICA 調査団

図 6.3-6 NCC での故障発生時対応ステップ

尚、故障、復旧の報告は、速報版が電子データで発信され、詳細報告版は、紙にて関係箇所へ報告される²⁰。

系統運用業務では、設備点検に伴い平常時とは異なる変更系統²¹にて運用することが多々あり、設備保守箇所との調整に基づく停止設備、停止期間の特定は重要な業務である。

設備停止（停電）が必要な点検計画は、年間計画と月間計画があり、年間計画は、毎年 10～11 月に翌年の 2 月～10 月分の設備停止計画を実施する。月間計画は、前月に翌月の作業内容を確認、調整する。この調整結果に基づき運用する系統構成を検討、決定する。尚、11 月～1 月は、重負荷期と指定され、不急の設備停止を行わないことと定められている。

南部系統を監視する NCC は、Maputo 変電所の運用のため MOTRACO との連携を取っている。具体的には、MOTRACO とのホットライン（電話）が整備されており、緊急な要件は電話にて、緊急性のない要件は電子メールを用いて連絡を取り合っている。尚、MOTRACO 設備の制御は、Eskom のコントロールセンター²²にて実施されている。

(イ) 中部・中北部・北部系統

中部・中北部・北部系統は、南部系統のように遠隔集中監視が構築されていない。唯一、北部系統 Metoro 変電所において、ミニ SCADA を用いて局所的に遠隔監視が構築²³されている。当該地域への支援や電化事業による系統拡充に伴い、ミニ SCADA による遠隔監視が整備されつつあ

²⁰ 速報の報告期限ルール（故障発生から 1 時間以内等）等については不明確であった。

²¹ 作業系統乃至臨時系統という。

²² 南アフリカ・ヨハネスブルグに所在する。

²³ Royal Norwegian Embassy の支援による地方電化プロジェクト（2014）にて、Cabo Delgado 州 Macomia と Mocimboa にミニ SCADA を導入した。これにより、Metoro、Auassa、Macomia にミニ SCADA が設置されており、Metoro に設置された親局にて各箇所のミニ SCADA を制御できるようになっている。

る²⁴。

各変電所では、日々の運転実績を記録するために図 6.3-7 に示す運転記録システムを活用している。SCADA の設置により、本運転記録は、SCADA からデータ連係することで、自動作成することができ、業務省力化を図ることができる。

この運転記録システムは、毎時 0 分に記録される各負荷送電線（フィーダ）の電力量と日報として、毎日 0 時に記録される各フィーダの電力量とスイッチの入切時間と故障記録月報として管理している。変電所の運用者は、一度、紙に記録した情報を本システムに入力し、作成した情報をメールで EDM 本社 Direccção da rede de transporte（Transmission Directorate : DRT）へ報告する。DRT にて集約された運転記録は、Direccção da Planeamento de Systemas（System Planning Directorate : DPS）をはじめとする技術部門だけでなく全社にて共有される。系統計画、配電計画等の技術部門は、全変電所から提供されるピークデマンド、停電時間、故障原因等について情報を共有し、今後の開発計画について議論を行う。

²⁴ 後述参照。



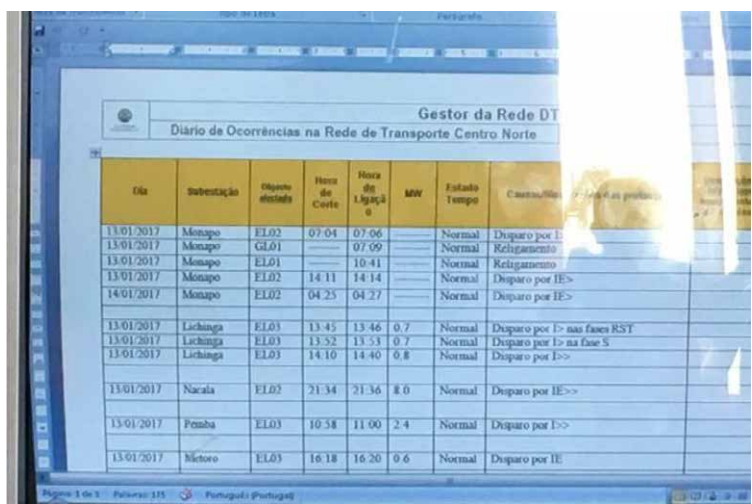
Nampula220 変電所 制御室

卓上に運転記録を入力する運転記録システムがある。



運転記録システム画面

各送電線、変圧器の1時間毎の潮流実績を入力、管理している。



運転操作記録

機器操作記録や故障発生時の復旧操作記録を入力、管理している。

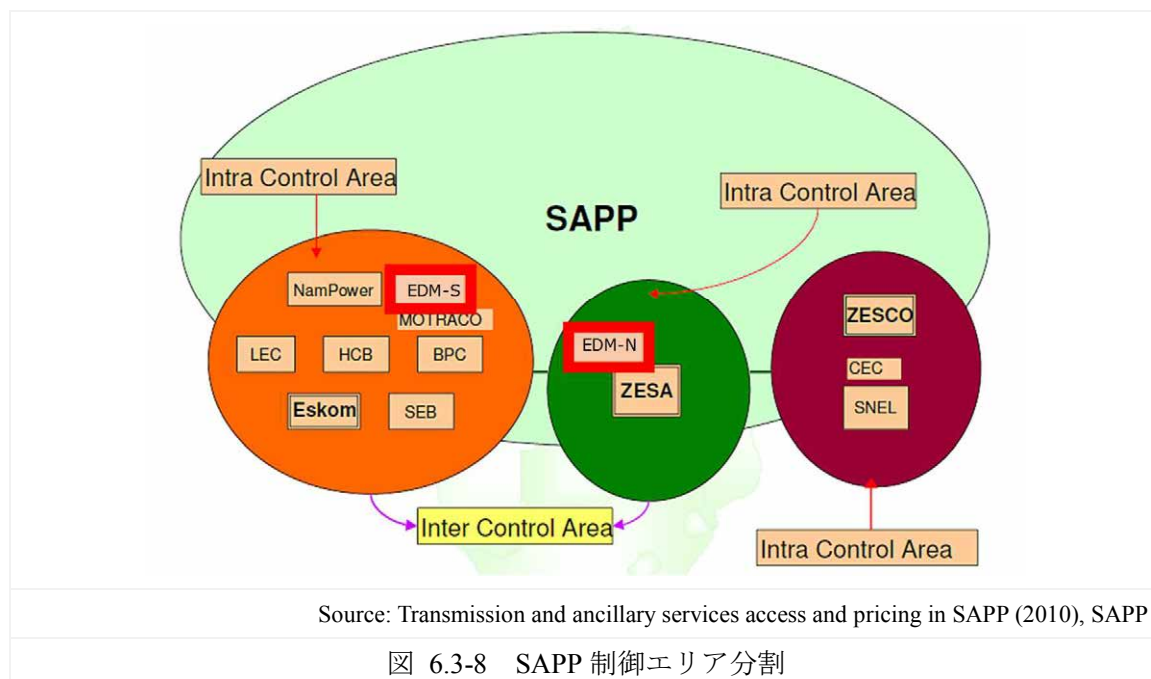
Source : JICA 調査団

図 6.3-7 Nampula220 変電所 運転記録実態

b. 広域系統の運用

南部アフリカ開発共同体（Southern African Development Community : SADC）に加盟するモザンビークは、同加盟国同士を超高圧送電線²⁵にて連系し電力プール運用することで協調した発展を目指す南部アフリカ電力パワープール(Southern African Power Pool:SAPP)に参加しており、EDM、HCB、MOTRACO が同 SAPP において各々の立場で活動している²⁶。

他の SAPP 加盟国、参加電力ユーティリティと異なり、EDM は、図 6.3-8 に示すように南部系統と中部・中北部・北部系統が未連系であることにより、分断された制御エリアに属しており、他の SAPP 加盟国と比べ特殊な運用を強いられている。



SAPP 域内における制御エリア（Control area）は、図 6.3-8 に示す 3 つの制御エリアに区分されている。モザンビークは中部地域・中北部および北部系統をジンバブエ・ZESA が管轄する制御エリアに、南部系統は南アフリカ・Eskom が管轄する制御エリアに属している。各制御エリアは主たる運用者（Host operator）の名前を採り、Eskom 制御エリア、ZESA 制御エリア、ZESCO 制御エリアと呼ばれている。

域内制御エリア（Intra control area）では、各制御エリア内の電気事業者（Guest member）は、国際連系に際して主運用者が定めた系統運用ルールに従うとされているため、モザンビーク南部系統は Eskom の運用ルール、モザンビーク北部は ZESA の運用ルールに従っている。Intra control area では、主運用者は負荷周波数制御として発電機の出力管理、周波数の管理、連系線潮流の管理等を行うほか、電力市場運用として取引電力による連系線利用スケジュールを把握し、空容量を含めた送電可能容量や系統運用上の制約などについて常時監視している。

各制御エリア間（Inter control area）に関する運用は、当該の両制御エリアが直接的に運用し、SAPP 事務局が監視している。

²⁵ 概ね 400kV 超高圧送電線である。

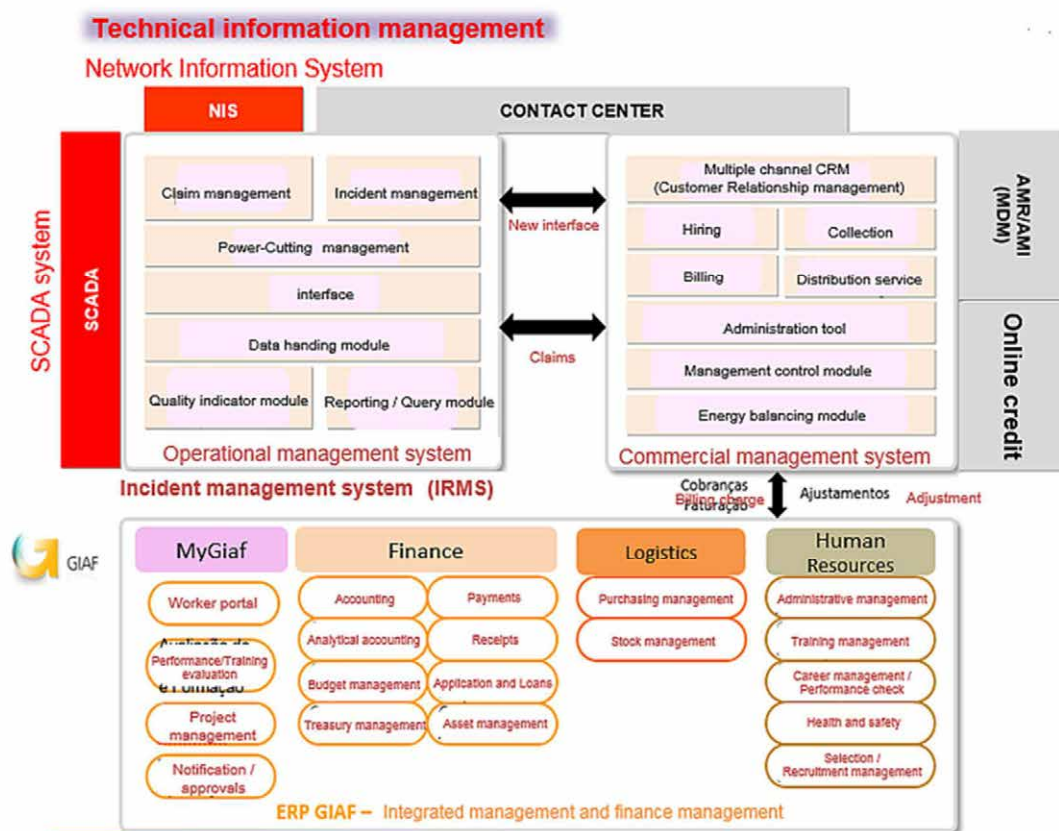
²⁶ EDM は電力ユーティリティとして、HCB は独立系発電事業者（Independent Power Producer : IPP）として、運用メンバーとして参加している。Motraco は独立系送電会社（Independent Transmission Company : ITC）としてオペレーターの位置づけで参加している。

(2) 系統運用を取り巻く環境

a. SIGEM : Sistema Integrado de Gestão da Electricidade de Moçambique

電気を製造、流通、そして販売する垂直統合型企業である EDM は、この製造・流通・販売の全プロセスに関する情報を集約管理し、より効率的な事業運営と様々なサービスを創造するという世界的トレンドになりつつあるビジネスモデルを導入しようとしており、このビジネスモデル構築を最終目的としたプロジェクト、統合型ビジネス基幹システムの構築が、WB の支援²⁷により推進されている。本システムの第一期工事として、2016 年に料金徴収²⁸システムを完成させている。

本システム構築前は、EDM では全顧客数を一元管理していなかったため、総顧客数や総販売電力量、未収電気料金等を即座に把握することは不可能であった。SIGEM における顧客管理・料金徴収システムは、料金徴収と EDM 収益の堅牢性を担保する画期的な社内革新となっている²⁹ (図 6.3-9 右上側の管理コンポーネントを指す)。



Source :EDM 受領資料 (2017)を基に調査団作成

図 6.3-9 SIGEM のビジネス管理コンポーネント

電気を製造、流通、そして販売する垂直統合型企業である EDM にとって、前述の全てのプロセスに関する情報を管理し、より効率的な業務運営・推進を行うことが SIGEM の最終目的であり、このためには、SCADA や NIS (Network Information System³⁰) との連係により、電力システムに

²⁷ IDA (International Development Association) の EDAP (Energy Development and Access Project) として実施された。

²⁸ 料金徴収に関する詳細は、第 7 章 7.7.3 を参照のこと。

²⁹ SIGEM は、次の開発ステップに移行しており、主に安定稼働を確保するための改修を行っている。

³⁰ NIS とは、GIS (Geographic information system : 地図情報システム) 上に電力設備を描画し、設備情報と位置情報を合わせて管理している。本システム上に、故障発生情報や現場出向状況等を付加、共有することにより、

る技術情報をも蓄積、公開することが必要不可欠である。SCADA と本 SIGEM との係により蓄積すべき情報とは、多岐にわたる。表 6.3-2 にその一部を示す。

表 6.3-2 SCADA と SIGEM 間にて係すべき情報とその用途例

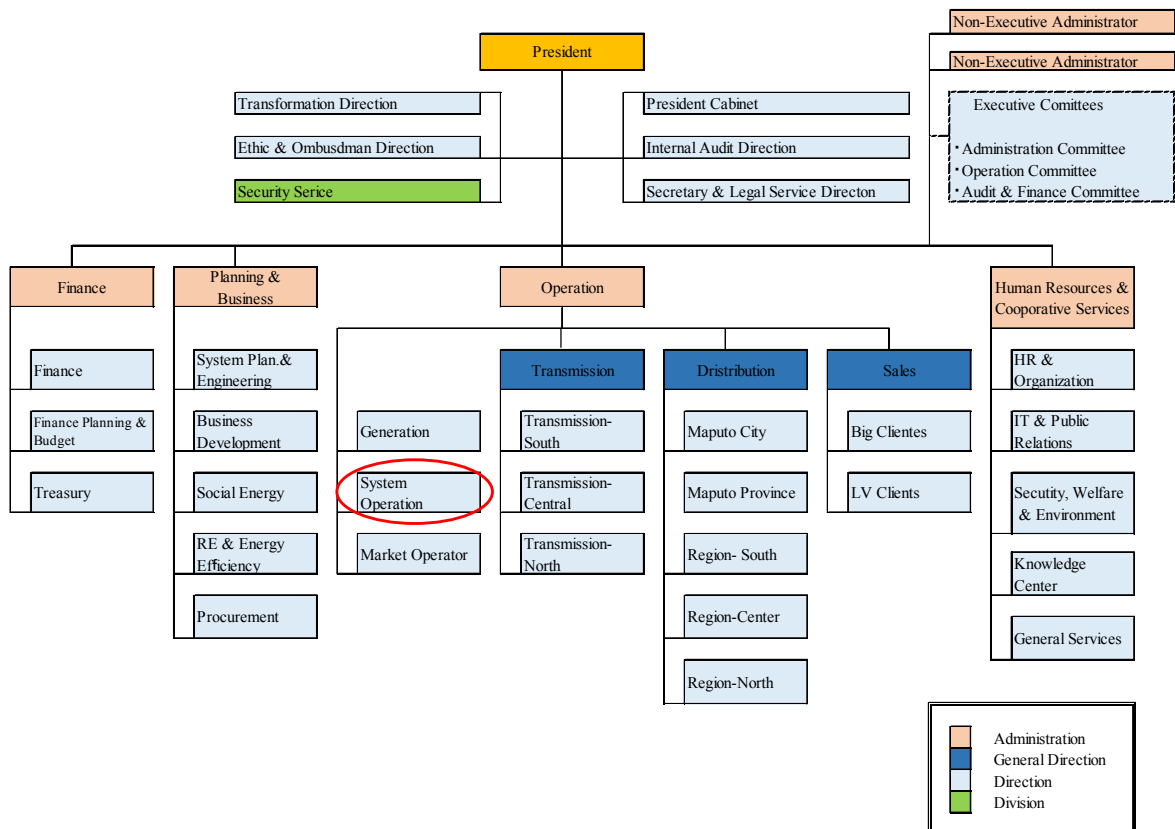
係すべき情報	用途
送電線電力量（送電端、受電端）、変圧器電力量	系統ロス算出
変電所母線電圧、発電所母線電圧	電力品質管理
発生故障事象、復旧事象	故障統計、改修設備の特定

Source : JICA 調査団

b. EDM 組織変更

2017年5月、EDMは組織変更を行い、系統運用部門を設立した。これにより、現状の系統監視と故障復旧といった基本的業務に留まっていた系統運用業務をより組織的に発展させる基盤が整備されたこととなる。

この発展とは、今後のモザンビーク全土において系統拡充に伴い、より高度な系統監視・系統制御の実施と、国内需要への需給対応だけでなく隣接国を含めた SAPP 加盟国或いは第三国との国際電力融通を合わせて実現することを指す。



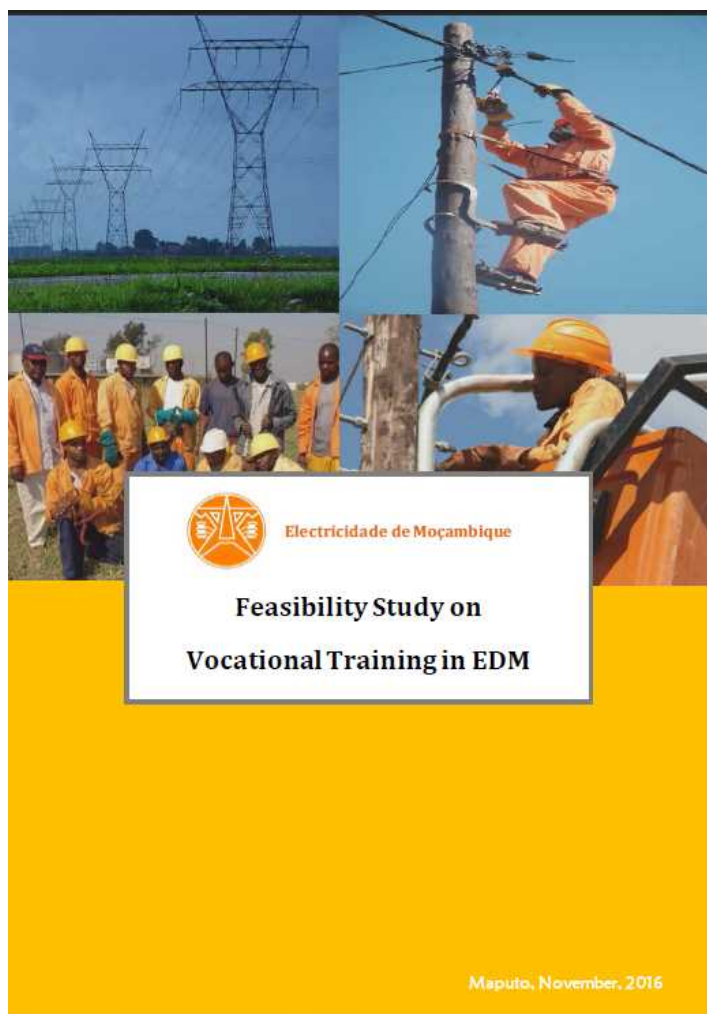
Source : Ordem de Service N° , 006/CA/2017 より調査団作成

図 6.3-10 EDM 新組織体制

EDM 内各部署が能動的に業務を実施することができる。

c. EDM 人材育成プログラムの制定

EDM は、大胆な組織改革に取り組んでいる。会社上位組織の統制を図り、かつ収益基盤を堅牢なものにする取組である前述 2 つの施策もこの組織改革の一端であるが、これに加え、EDM 社員



Source : Feasibility Study on Vocational Training in EDM (2016) – EDM

図 6.3-11 EDM 人材育成プラン FS レポート

の技能養成についても注力しようとしている。

電力ロスの増大、設備稼働率に低さ等電力会社としてのパフォーマンスを向上させることが重要課題であると認識している EDM は、2016 年 11 月社員の技能養成について単に電力設備に関する技能養成だけでなく、英語でのコミュニケーション能力や管理職として身につけるべきスキル養成までを含めた包括的な人材育成について検討を行い、Feasibility Report の形で公開している³¹。系統運用に関する技能養成もこの枠組みに沿って計画される必要がある。

なお、EDM では、本人材育成プログラムの検討の上位思想として、EDM 集合教育の場を一般市民も活用できるように考えており、地域住民の電力に関する理解と共生の場を開発しようと計画している。

³¹ 本レポートに記載される具体的人材育成プログラムの実施は AFD の支援によって推進されている。

(3) 系統運用に関する支援

以下に系統運用に係る各機関の支援状況を記載する。

表 6.3-3 系統運用に係る各機関の支援

ドナー	プロジェクト名	期間	対象	具体的支援
SIDA	EDM KPI Capacity Building Project	2014-18	EDM	EDM の KPI（重要業績評価指標）の策定を通じたビジネスプロセス技能強化
USAID	The Supporting the Policy Environment for Economic Development (SPEED+)	2016-20	MIREME, EDM, FUNAE, ARENE	グリッドコード改定や新技術要件のグリッドコード差入等に資する技術力強化
WB	Evaluation of recent study, namely “National Control Centre and Northern, Central-northern, Central regions Control Centres Project FS”	2017-18	EDM	SCADA/EMS の導入と当該導入設備の効率的な運転
WB	Power Efficiency and Reliability Improvement Project (PERIP)	2018-23	EDM, MIREME, ARENE	重要変電所流通設備改善 北部地域基幹変電所の遠隔監視制御 業務プロセスの強化とビジネス管理システム安定稼働化

Source : JICA 資料等を基に調査団作成

上記のように EDM の系統運用に係る直接的な支援として WB が積極的に支援している。特に、PERIP では、以下のような具体的支援が提案されている。

- ・ 北部地域基幹変電所（Matambo, Chimuara, Mocuba, Alto-Molocue, Nampula）のミニ SCADA を用いた遠隔監視制御化、同変電所保護制御装置の取替
- ・ Maputo, Matola, Nacala, Pemba, Lichinga といった主要変電所における送変電設備の取替

6.3.2 系統運用に関する課題

系統運用の現状から、挙げられる課題は多岐にわたる。また、相互に関連する課題も存在する。表 6.3-4、表 6.3-5 に課題を整理した。

表 6.3-4 系統運用に関する短期的課題

短期的（喫緊の）課題	課題の主たる原因
1 NCC SCADA が保守できない	SCADA 運用保守に精通した EDM 要員がいない。
2 承認された系統運用指針（ガイドライン）がない	系統運用組織、会社としての統制がとれていないかつた。
3 系統運用に関する人材育成プログラムが不明確	人材育成プログラムは策定されたものの浸透に時間を要している。

Source : JICA 調査団

表 6.3-5 系統運用に関する中長期的課題

中長期的課題	課題解決に関連する直接的なアプローチ
A 設備運用と調和した系統運用指針（ガイドライン）の制定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自動制御機器の選定、設備運用方法の高度化 ・ 運用負担を軽減する現地設備の導入
B 系統増強に伴った需給制御業務の習熟	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自動発電制御（Automatic Generation Control : AGC）設定方法の策定 ・ 制御エリアの確定 ・ EDM 社内の業務プロセスの精査 ・ 人材育成プログラムの策定
C 需給制御機能や系統運用者の負担を軽減する SCADA の導入	<ul style="list-style-type: none"> ・ NCC とバックアップ制御所の決定 ・ 通信ネットワークの構築
D 系統運用情報を取り入れた基幹ビジネス管理システムの発展	<ul style="list-style-type: none"> ・ ビジネスモデルの策定 ・ 新たなサービスの提供

Source : JICA 調査団

(1) 短期的課題

短期的課題は、以下の3件と判断した。これらは喫緊の課題とも受け止められ、中長期的課題解決のためにも必要な根本的課題である。

課題1 NCC SCADA が保守できない

NCC に設置される SCADA は、2010 年に運用開始したものの、建設着手はそれ以前の 2005 年であり、使用計算機も 2005 年製で、すでに寿命を迎えている。NCC の SCADA の場合、導入メーカーとの保守契約上、計算機が故障した場合は、EDM が計算機を市場から調達することとなっており、既に生産中止となっている現在稼働中の計算機を調達することは不可能な状態にある。つまり、計算機が故障停止した場合、NCC SCADA 機能が喪失する可能性がある。

EDM では、この状態を回避すべく NCC SCADA ソフトウェア製造者である efacec 社³²より技術者を常時派遣することで SCADA の保守を行っている。具体的に本契約は 2 つの構成となっており、1 つは、EDM 内に SCADA に精通した要員がいないために NCC に常駐する efacec 社技術者を派遣する契約、もう一つはソフトウェアに関するオンコール対応³³であり、ポルトガルに常駐する efacec 社の技術者に一次対応をしてもらうこととなっている。保守契約は 2018 年には失効するため、新たに契約する必要があるが、既に延命的保守契約となっている NCC SCADA にとって、新たな保守契約もメーカーが応諾してもらえない可能性³⁴もあり、抜本的な対策が必要である。

この課題は、EDM 内に SCADA に精通した要員が存在しないことが主たる原因である。コンピュータシステムに関する一般知識から SCADA ソフトウェアに関する様々な知識、データメンテナンスや不具合発生時の情報採取方法、システム運転継続可否判断方法までに精通する必要がある³⁵。

課題2 承認された系統運用指針（EDM 系統運用ガイドライン）がない

NCC には、内規として系統運転方法を記した運用ガイドラインが存在するものの、その記載は基本的なレベルに留まり、かつ EDM として承認されたものでない。電力ユーティリティにおいて、運用ルールが承認されたものでないというのは大きな問題である。しかし、現状の系統容量と限られた送電線数・変圧器数等から基本的な故障復旧ができているため、問題が顕在化していないと考えられる。

ただし、南部系統は、現時点では Infulene 変電所 2 号変圧器の故障のため、放射状構成の臨時系統を構成しているものの（Box 1 参照）、本来は負荷用変電所への供給ルートが複数用意された自由な系統構成を選択できる設備形成となっており、送電容量が不統一な南部系統 66kV 送電線の系統構成に加え、CTM 等 Maputo 市近郊負荷系統に電源が設置されることから最適な系統構成の選定には、SCADA によるサポートが系統運用者に対して必要となる。

³² ポルトガルの重電メーカー。コンピュータシステム等ではポルトガル表記のヒューマンインターフェイスを標準で具備している。

³³ 故障等不具合が発生した場合、電話連絡することで不具合の一次切り分けを行う。

³⁴ ソフトウェア・コンピュータシステム業界の標準的な振る舞いとして経年ソフトウェア、コンピュータシステムに関するサポートは打ち切られる傾向にある。

³⁵ EDM へのインタビューでは、2019 年をターゲットに新たな SCADA の導入を検討したいとのことであった。

ガイドラインがないという課題は、EDM 内にて誰がガイドラインを執筆、かつ評価し、承認するかという EDM 組織としての統制が不完全であったことに起因する。

なお、系統運用者である EDM が策定すべき系統運用指針は、本来、電力規制機関が策定し政府承認された骨子に基づき作成されるべきである。この骨子自体も整備されていないことが最も大きな課題でもある。

課題 3 系統運用に関する人材育成プログラムが不明確

課題 2 に起因し、具体的な運用ルールに基づいた人材育成プログラムが形成、浸透していないと考えられる。EDM が策定した Feasibility Study on Vocational Training in EDM では、系統運用に係る直接的な人材育成プログラムは、下表のように記されている。いずれのプログラムも 2 週間と長期的な研修となっており、充実したシラバスを以て受講者のスキルを高めることが可能と推測できる。ただし、プログラムタイトルからは、SCADA の使用方法に焦点を当てた研修ともとらえることができ、本来どのように流通設備や発電設備を運用し、どのような事象をどのタイミングで誰に連絡、報告すべきかという業務プロセスに対する SCADA の使用方法を習得することが最も必要な人材育成のテーマとなる。

表 6.3-6 EDM 人材育成プラン FS レポート (抜粋)

Program	Duration (Weeks)
SCADA System Management	2
Advanced SCADA Management	2
Operation based on SCADA Control	2

Source : Feasibility Study on Vocational Training in EDM (2016) – EDM

Box 1 Infulene 変電所 2 号変圧器不具合による臨時系統構成について

モザンビークの一大電力消費地である Maputo 地域は、電力供給の元となる変電所として Infulene 変電所と Matola 変電所の 2 変電所を配置している。ただし、いずれの変電所も南アフリカを電源としており、南アフリカとの連係線の故障によって、大規模な供給支障を発生する危惧がある。

2017 年 11 月現在、負荷供給元である Infulene 変電所 2 号変圧器の不具合により、特殊な系統構成を採用している（図 6.3-12 参照）。

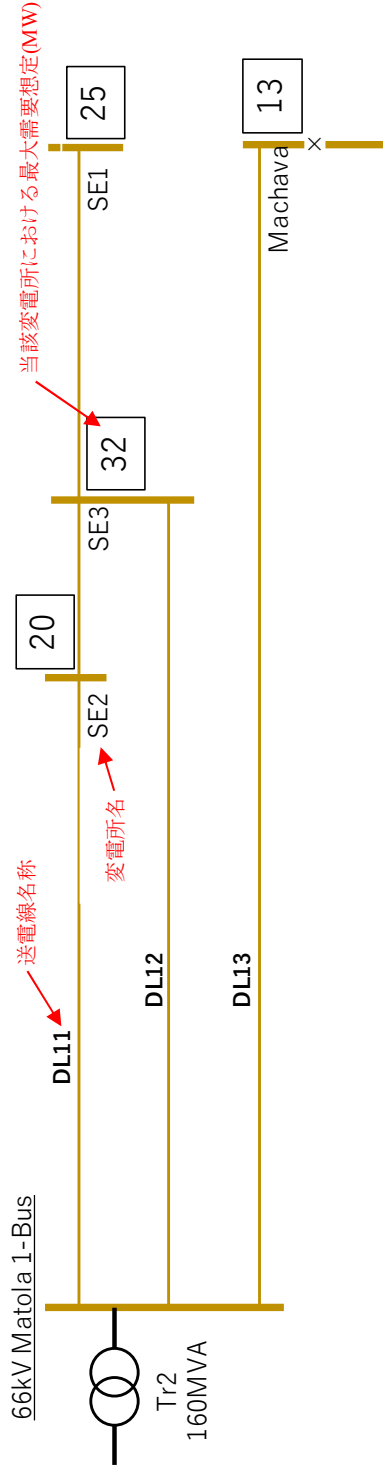
Maputo 市内を負荷供給する 66kV 送電線は放射状系統での運用を基本とし、SE1 等各 66kV 変電所の最大負荷の状況を見て、各放射状系統を接続する連絡線を用いてバランスを採ることのできる状態になっている。

Infulene 変電所 2 号変圧器は、性能劣化の為、50MVA の運用制約が課せられており、本変圧器を有効利用するために本変圧器を供給元とする臨時系統を構成し、他の健全な変圧器と負荷をバランスさせた系統構成を形成している（図 6.3-13～図 6.3-15 参照）。

いずれの系統構成においても、負荷は変圧器容量を超過することはないが、図 6.3-13 に示すように各 66kV 送電線の送電容量は統一がとれておらず、DL14-66kV 送電線では発電機故障時における送電線過負荷が懸念される等、故障発生時の故障復旧対策が多岐にわたり、NCC 系統運用者の系統運用にかかる負担は大きい³⁶。

³⁶ NCC 運用者の負担の一つである 66kV 送電線の送電容量が小さい点は、WB の支援により、120MVA へ増量化、統一化される計画である。

66kV Matola 1-Bus 系統 (最大需要想定：90MW)



66kV Matola 2-Bus 系統 (最大需要想定：78MW, 系統内発電容量：40MW)

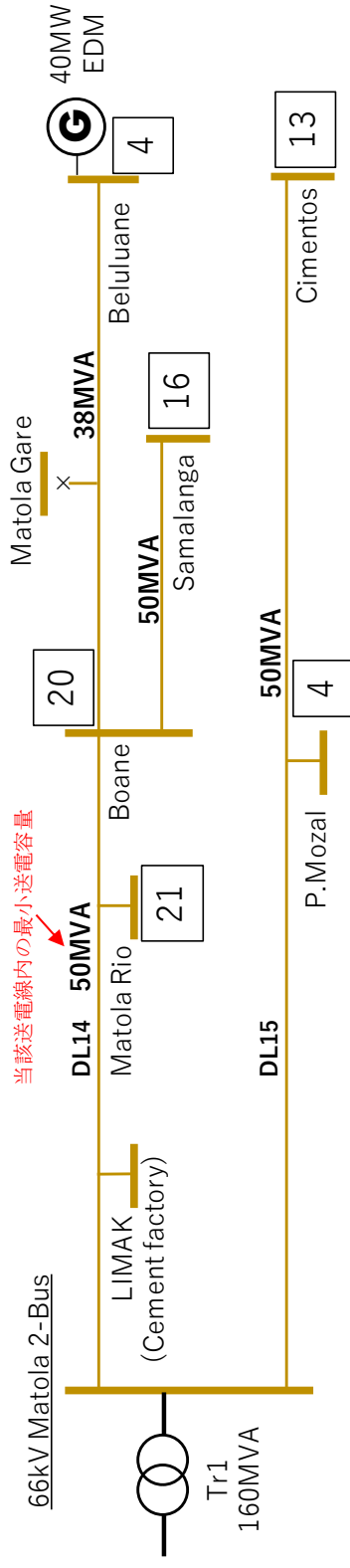
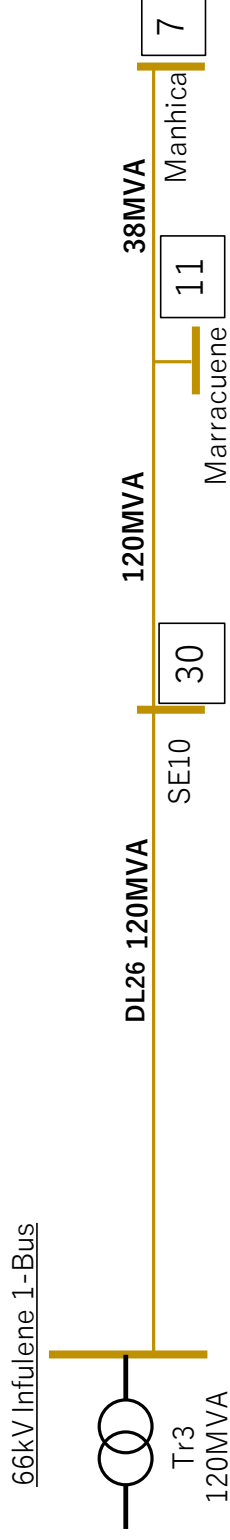


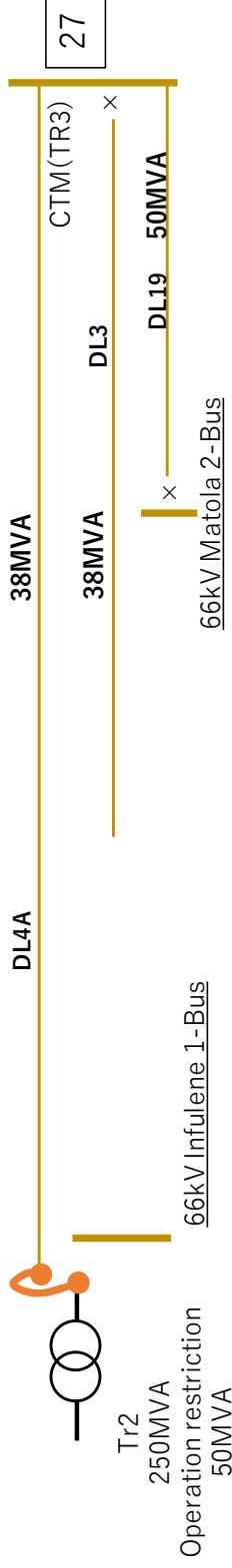
図 6.3-13 Matola 66kV 1-Bus 系統と Matola 66kV 2-Bus 系統

出典：EDM (2017) からの情報を基に調査団作成

66kV Infulene 1-Bus 系統 (最大需要想定 : 48MW)



66kV Infulene 2 号 Tr 臨時系統 (最大需要想定 : 27MW)



出典 : EDM (2017) からの情報を基に調査団作成

図 6.3-14 66kV Infulene 1-Bus 系統と 66kV Infulene 2 号 Tr 臨時系統

(2) 中長期的課題

中長期的課題は、今後の系統拡充に伴う系統運用業務の高度化や EDM として目指すべきビジネスモデルに沿った系統運用の在り方に着眼し、導出した。

課題 A 設備運用と調和した系統運用指針（EDM 系統運用ガイドライン）の制定

今後の系統拡充、系統容量の増大に伴い、監視制御すべき設備、把握すべき潮流監視点、電圧監視点が飛躍的に増大していく。また、国際連係線が多数建設されることにより、電力取引に関する監視も増大していく。系統拡充に伴い、現場設備が故障に見舞われる機会も増大し、かつ輻輳して故障発生する場合にも迅速に対処することがオペレータには求められる。

これらの想定から系統運用指針として対処すべき系統運用事項、特にオペレータの負担を軽減する系統運用方法、特に現地設備における運用高度化の確立が必要である。

当然のことながら、電力規制機関が発行すべき骨子は可及的速やかに制定すべきである。

課題 B 系統増強に伴った需給制御業務の習熟

電力供給エリアにおける需要と供給のバランスを制御する需給制御を実施していない EDM にとって、電力需要の見通しを予測、且つ同需要に見合う電力供給を見積もる業務を確立する必要がある。この需要予測と電力供給の見積もり（供給力算定）は、実際の需給制御として、自動給電システム（Energy Management System : EMS）を駆使し系統構成を検討しながら発電機の出力配分を調整制御する。

これら一連の業務に対し、保有すべき技能について計画的に習熟期間を設け、将来の拡充系統の運用に備える必要がある。

課題 C 需給制御機能や系統運用者の負担を軽減する SCADA の導入

課題 A、B に関連し、策定した系統運用ガイドラインや需給制御業務の在り方から、SCADA/EMS として具備すべき機能を確定させる。基本的に SCADA/EMS は、パッケージソフトウェアであり、EDM が目指す系統運用に改造することなく適用可能な機能と、一定の改造乃至不足している機能もあり得る。業務効率化により系統運用者の負担を軽減、ミスを防止するソフトウェアの導入範囲の決定は今後の重要な課題である。

課題 D 系統運用情報を取り入れた基幹ビジネス管理システムの発展

前述の通り、EDM が構築を進めている SIGEM は、SCADA/EMS とのデータ関係によって、今後の EDM の業務に飛躍的な恩恵をもたらすと考えられる。SCADA/EMS はパッケージソフトウェアであり、他のコンピュータシステムとのデータ関係には、別途追加機能を開発する必要がある。関係すべきデータを整理することで、将来の SIGEM によって提供できる機能とそのビジネスモデルについて検討することは有益である。

6.3.3 課題解決策

(1) 短期的課題に関する解決策

a. 「課題1 NCC SCADA が保守できない」に関する解決策

既に保守対応が困難な状況にある NCC SCADA に対しどのように対処するかをまとめた。

表 6.3-7 NCC SCADA に関する懸案対処方法

	対処方法 1 (更新)	対処方針 2 (更新)	対処方法 3 (延命化)	対処方法 4 (延命化)
具体的 方法	新たな需給制御機能 を持った SCADA を 調達・更新	現有機能維持の為の SCADA を調達・更新	製造メーカーにて中古 ハードウェアの供給 責任を付加した保守 契約を締結	既設 SCADA を仮想 化技術を適用して延 命
制約	<ul style="list-style-type: none"> 更新までのリード タイムは対処方法 2 で対応する必要 がある 次期 SCADA に求 める要件を早急に 整理する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 更新までのリード タイムは対処方法 2 で対応する必要 がある 	<ul style="list-style-type: none"> 製造メーカーが契約 しない場合がある 中古ハードウェア を EDM が用意す る義務が発生する 可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 被仮想化対象シス テムの要件によっ ては、製造元メー カによる仮想化技 術適用が必要とな る (ベンダーロッ クイン)
評価	△	○	◎	○

Source : JICA 調査団

NCC SCADA への対処方針は、大別して、新しい SCADA に更新するか、既設 SCADA を延命化するかのいずれかとなる。

最も妥当な対処案は、対処方法 3 に示す中古品のハードウェアを市場調達しつつ SCADA 製造メーカーに保守契約を継続して依頼するというものである。既に更新すべき計算機が生産中止となっているため、中古品の計算機を予備品として調達し、不測の事態に備えるというのが最も安価な対処法であると考えられる。計算機にて最も故障を引き起こしやすい部分は機構要素を持つファンやハードディスクであるため、使用している計算機に適合する部品単位の物品を用意する事でも十分対応可能と考える。

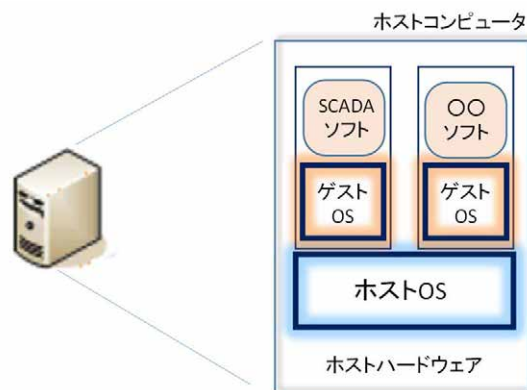
他の延命に関する対処方法として、対処方法 4 に示す仮想化技術を適用した案も考えられる。仮想化技術とは、サーバなどのハードウェアリソース (CPU、メモリ、ハードディスク) を、物理的な構成にとらわれずに論理的に統合や分割することができる技術のことを指す。本技術を適用することにより、1 台の物理的なサーバを論理的に複数台のサーバであるかのように分割 (論理サーバ) して、論理サーバ毎にオペレーティングシステム (OS) やアプリケーションソフトウェアを動作させることができる。既設 SCADA の仕様を下表に再掲する。

表 6.3-8 既設 SCADA 仕様 (再掲)

SCADA 構成要素	スペック	製造者
使用オペレーティングシステム (OS)	Red Hat Enterprise Linux ES 4	Red Hat 社製
使用計算機	HP Proliant ML370 G5	HP 社製
搭載 SCADA ソフトウェア	ScateX 13.2.1	efacec 社製

Source : EDM インタビューより調査団作成

本 OS は既にサポート期限が切れている³⁷が、既設 OS のライセンスを継続して使用することは可能であり、仮想化技術適用可能 OS である。既設 OS をゲスト OS³⁸として使用する場合、完全仮想化³⁹ (Full virtualization) として構築することが可能である。



Source : JICA 調査団

図 6.3-16 計算機仮想化技術

ただし、仮想化技術の適用には、規模は小さいながらもコンピュータシステムリプレース工事を伴うこととなり、一定期間⁴⁰の SCADA 機能の喪失を伴い、遠隔監視装置 (Remote Terminal Unit : RTU) 等の新システム側への接続切替が必要となる。ただし、NCC に取り込まれている電気所にはバックアップ運転を実施できる EDM 保守員が常駐していること、仮想化技術は今後のコンピュータシステム技術として主流となる技術であるため、EDM として技術スキルを向上させるという観点から良い機会であるともいえる。

また、最も基本的な対処として、対処方法 1, 2 に掲げるように新たな SCADA を調達・更新するという方法がある。

2017 年 9 月、EDM は WB の支援を受け、2013 年に EDF によって策定された National Control Center に関する Feasibility Study (National Control Center and Northern, Central-Northern, Central

³⁷ 2017 年 3 月 31 日に延長サポートが失効している (<http://jp-redhat.com/rhel4-eol/>)

³⁸ 論理サーバの OS

³⁹ ハードウェアを完全にエミュレートする仮想化形態であり、ゲスト OS から直接ハードウェアにアクセスするイメージ。この対となる技術として準仮想化があり、ゲスト OS はホスト OS 上の仮想的なハードウェアにアクセスし、ホスト OS がハードウェアにアクセスするイメージとなる。

⁴⁰ SCADA 実装規模からみて 3-5 日程度と想定する。総工事期間は 2-4 週程度と想定する。

Regions Control Centers Project Feasibility Report。以下、EDF レポートと称す) についてレビューを開始した⁴¹。今回の調査は、EDM として需給制御機能を持った NCC および地方制御所 (Regional Control Center : RCC) の設立とこれに関連する組織、設備、適用技術について包括的に検討することである。EDM としては、本レビュー結果を基に、新 NCC、RCC 建設を投資計画に正式に計上したいということであった。

しかし、SCADA ソフトウェアの購入、システムの構成決定についても EDM としての業務プロセスが完備されていない状況で決定することは困難であり、真に必要な機能がシステムで実現できなくなる危険性がある。

SCADA ソフトウェアの購入の際は、通常、購入者のニーズにソフトウェアが合致しているかを確認し合致していない場合は当該ソフトウェアを改修もしくは追加開発が可能かを確認する fit & gap 解析を行う。この際に EDM 内での業務プロセス、業務の動線が一定量明らかになっていなければ反って開発が遅延する要因となる。

よって、需給制御機能が必要になる時期までの使用期限として現状機能維持のままシステム更新するか、EDM 内の業務プロセスを一定量明らかにした上で必須機能を提示できる状況のもとに新 SCADA を調達するかという選択が必要である。

対処方法 1, 2 いずれにおいても既存機能を前提に SCADA を調達・更新する場合、すぐに調達手続きを開始しても運用開始までには最短で 2 年は必要であるため、対処方法 3 に示す保守契約締結により不測の事態に備える点は必須である。

b. 「課題 2 承認された系統運用指針 (EDM 系統運用ガイドライン) がない」に関する解決策
グリッドコードを具体的な運用方法に咀嚼した系統運用指針が EDM 内にて承認されて存在しないということは、単に EDM としての系統運用業務に統制がとれないということだけでなく、民間による電力事業投資に対する運用基準を明確に示すことができないということにもつながる。

電力規制機関が制定する系統運用に関する骨子のない現状において、ガイドラインは、グリッドコードの記載⁴²に対し、EDM としての電力系統設備形成に関する基本方針、系統運用に関する基本方針等を核とし、今後の運用上の取り決めなどを追記していくことでもよい。また、SAPP の Operating Guideline の記載を盛り込むことでもよい。

c. 「課題 3 系統運用に関する人材育成プログラムが不明確」の解決策

前述の通り、系統運用に関する人材育成プログラムは SCADA の利用方法を中心としたコースが容易されている。EDM が設定した人材育成プログラム自体がどの部門の要員に対して受講すべきかが明記されていないため、また系統運用部門としての組織のどのような職制を設けるかが確定していないために現時点では明確化されていないものと考えられる。

⁴¹ コンサルタントは、前回同様 EDF であり、3 ヶ月の工期の予定である。

⁴² グリッドコードは政府の承認を得た公文書という位置づけからポルトガル語版のみの公布となっているが、今後の外国資本を含む民間投資を促進するためには英語版の策定等で政府の積極的な姿勢を表明することも必要と考える。

(ア) 必要な技術力

系統運用部門として必要な業務とその業務にかかる技術力について表 6.3-9 に取り纏めた。

表 6.3-9 系統運用部門が管掌すべき業務と必要となる技術力

業務	技術力
需給計画・運用	EDM 制御エリアにおける需給運用および国際連系による需給運用に関する業務に必要な技術力
系統操作・運用	給電指令, 運転制御および電力設備の運用に関する業務に必要な技術力
系統技術検討	系統保護、系統解析および電力品質に関する業務に必要な技術力
コンピュータ・ソフトウェア技術	SCADA/EMS を稼働するコンピュータ運用に関する業務に必要な技術力
通信技術	通信ネットワークの構築・運用に関する業務に必要な技術力

Source : JICA 調査団

需給計画・運用は、日々の需要変化に追従できる発電機の出力量を検討、計画し、その計画に沿って実際に制御、運転ができる能力を持つ必要がある。

系統操作・運用は、需給計画・運用の従事者が決定した発電機からの電力を効率的に輸送するための系統構成を検討し、グリッドコード、指針に定められた系統運用上の規定に基づき運転する能力を持つ必要がある。

系統技術検討は、電力設備に関する保護継電器の動作整定値を検討、決定する能力と実際に発生した故障事象について保護継電器の動作状況等を基に正動作であったか、新たな保護継電器の必要性はないかを検討する能力を持つ必要がある。なお、新規建設電力設備に対し適用すべき保護継電器を選定する役割は、系統計画に従事する部門が管掌すべきであると考え、系統運用部門が必要とする能力から除外した。

前記 3 つの業務は、計測機器や通信インフラ、コンピュータシステムを用いて系統情報をタイムリー且つ正確に収集する必要がある。今後の遠隔監視且つ制御すべき電力設備の増加に対応する Operating Technology (OT) の導入のために、SCADA/EMS のシステムアーキテクチャに精通する必要がある。

通信技術は、主に通信ネットワーク、特にトポロジーの管理と通信ネットワークを利用するサービスシステムを管理する能力を持つ必要がある。通信ネットワークは単に SCADA/EMS が利用する系統情報の伝送のみを収容するのではなく、EDM 全社に関わるサービス（電子メールや e-ラーニング等の ERP⁴³ や様々な情報共有ツール等）が利用する。通信ネットワークに求める信頼性という点で、系統情報の連係が最も高品質を求めるため、系統運用部門が EDM 内の代表として保有すべき能力と位置付けた。

⁴³ Enterprise Resources Planning : 企業経営の基本となる資産（人、モノ、カネ）を管理するシステム

(イ) EDM 人材育成プログラムとの整合

“Feasibility Study on Vocational Training on EDM “レポート（以下、レポートと称す）では、EDM が実践する人材育成に関する考え方と育成プログラムが列記されている。以下に本レポートについて概要と系統運用部門が保有すべき能力と育成プログラムとの関係性を示す。

i) EDM が掲げる人材育成計画

レポートでは、戦略的な教育方針として、以下の3点を最優先項目と掲げている。

- ・リーダーシップと管理能力の養成
- ・プロフェッショナルリズムの拡大
- ・実践的な技能習熟

ii) EDM が設定するプロフェッショナルの階層

レポートでは、EDM でのキャリア形成として下図に示す階層にて従業員を区分し、各々の階層に沿った教育を実施することとしている。特にプロフェッショナルリズムの形成として専門的技術・技能の養成として、グレード8～13に当たる要員（表 6.3-10 中ハイライトに示す部分）が主に系統運用の技能養成のターゲットとなる。

表 6.3-10 EDM が定めるプロフェッショナル階層

キャリア	職位例	グレード
Chief Executive Officer	Chairman of the Board	1
Chief-level Executive	Senior Executive Director	2
	Executive Director	3
Executive	Director General	4
	Director	5
Management	General Manager	6
	Division Manager	7
Professional	Lead Engineers	8
	Finance Experts	9
	Procurement Experts	10
	IT Experts, etc.	
Technician & Analyst	Team Leader / Supervisor	11
	Technicians and similar technical grades in operation;	12
	Analysts and related grades in corporate, IT, Finance etc.	13
Associates & Support		14
	Artisans, Clerks, Drivers	15
		16

Source: Feasibility Study on Vocational Training in EDM (2016) - EDM

iii) EDM が選定する教育カリキュラムと保有すべき技術力の関連

表 6.3-11 にレポートに記載されている EDM 内各ビジネスユニットに対して実施する育成プログラムと系統運用部門との関係性⁴⁴を示す(表中◎は必須、○は関連する技術が包含されているため受講した方が良いプログラムを指す)。

喫緊の技能養成として、系統運用部門の要員は、表内に示すプログラムを受講することを勧める。

表の◎、○の数から見て、コンピュータ・ソフトウェア技術と通信技術に関するプログラム数が少ないことが分かる。

⁴⁴ 個々のプログラムのシラバスにまでは踏み込まず、外形的に判断した。

表 6.3-11 EDM 人材育成プログラムと系統運用部門として修得すべき項目の関係

Business area	Program	A ¹	B ²	Target Audience	Duration (Weeks)	系統計画-運用	系統操作-運用	系統技術	コンピュータソフトウェア技術	通信技術		
Learning Needs for generation	Operation & Maintenance	Generation Maintenance Management (Thermal)	7	2	Engineers/Technicians	3						
		Generation Maintenance Management System (Hydro)	7	2	Engineers/Technicians	3						
		Generation Operation Management System (Thermal)	7	3	Engineers/Technicians	3	◎	○				
		Generation Operation Management System (Hydro)	7	3	Engineers/Technicians	1	◎	○				
		Machinery Vibration Monitoring and Analysis	6	1	Engineers/Technicians	2						
		Turbine Governor Principles	6	2	Engineers/Technicians	3			○			
		Hydraulic and Turbine Regulation	6	4	Engineers/Technicians	3						
		Thermal Power Plant Operations and Maintenance	7	3	Engineers/Technicians	4	○	○				
		Hydro Power Plant Operations and Maintenance	7	3	Engineers/Technicians	13	○	○				
		Center Reliability Operation	7	2	Engineers/Technicians	1				◎	○	
		Shift Charge Operation	7	2	Engineers/Technicians	10						
		Switchgear Operation and Maintenance	6	3	Engineers/Technicians	3						
	Auxiliary Systems (Thermal)	7	2	Engineers/Technicians	2							
	Auxiliary Systems (Hydro)	7	2	Engineers/Technicians	2							
	Control	Instrumentation and Controls (Thermal)	7	2	Engineers	2	◎	○		○		
		Instrumentation and Controls (Hydro)	7	2	Engineers	2	◎	○		○		
		SCADA System Management	7	2	Engineers/Technicians	2	◎	◎		◎	○	
		Advanced SCADA Management	7	2	Engineers/Technicians	2	◎	◎		◎		
Schematic drawing : Analysis and representation of circuits		6	1	Engineers/Technicians	1	◎	◎	◎	◎			
Programming, maintenance of PLCs and RTUs		6	1	Engineers/Technicians	3	◎	◎		◎	◎		
Learning Needs for Transmission	Protection & Control	Network Protection Systems subdivided into families (ABB region, SEL, Siemens, Alstom, TPU being the first 3 families of preference) to be defined in a timely manner by the beneficiaries	7	3	Engineers/Technicians	5						
		Schematic drawing : representation of circuits and norms	7	1	Engineers/Technicians	1						
		Philosophy of protection & maintenance of compensation equipment (for type of protection)	7	2	Engineers/Technicians	2		○	◎			
		Electrical Grounding of Networks (Prot / Manu)	7	1	Engineers/Technicians	2		◎				
		Auxiliary System (AC & DC)	7	3	Engineers/Technicians	1						
		Secondary Equipment Maintenance	7	5	Engineers/Technicians	1						
		Hazard Investigation and Incident Analysis (Trouble Shooting)	7	5	Engineers/Technicians	1	◎			◎	◎	
		Interpretation of graphs of quantities - Oscillography (OSCOP)	7	1	Engineers/Technicians	1		○	◎			
		Test Equipment (OCM, CPC100, CT Analyzer, GPS-Line Diff.)	7	4	Engineers/Technicians	1						
		Operation of systems and operational planning	Procedures for Operation of an Electrical System	7	3	Engineers/Technicians	1	◎	◎	◎	◎	
	Operation based on SCADA Control		7	4	Engineers/Technicians	2	◎	◎		◎	○	
	Operational and Diag. of Charge		7	2	Engineers/Technicians	2						
	Incident Analysis and management of Occurences		7	3	Engineers/Technicians	1			◎	◎	◎	
	Isolation and network grounding	Quality of Power Supply	7	1	Engineers/Technicians	2		◎	○			
		Network Analysis, Interpretation, and Configuration	7	4	Engineers/Technicians	1			◎	○	○	
	Coordination and network grounding	Coordination of isolation and grounding of the network	7	2	Engineers/Technicians	10 days	○	◎	◎			
		Compensation equipment	7	1	Engineers/Technicians	12 days		◎	◎			
	Distribution	Planning & Statistics	Quality Management of materials and certification	6	3	Engineers/Technicians	5 days					
Electrical Network Planning			7	3	Engineers/Technicians	15 days						
Distribution Statistics			6	3	Engineers/Technicians	5 days	○	○	○	○		
Control of energy flow and technical losses of energy			7	2	Engineers/Technicians	10 days						
Maintenance Management			7	3	Engineers/Technicians	10 days						
Network and customers information system (NCIS)			7	4	Engineers/Technicians	10 days						
Training on first aid			7	1	All	5 days						
Training on hygiene and safety at work			7	1	All	5 days						
Administration and Finance			7	2	Engineers/Technicians	10 days						
Executive Secretariat			6	2	Engineers/Technicians	10 days						
Protocol & Public Relations			6	2	Engineers/Technicians	10 days						
Business management (Intermediate management)			7	1	Engineers/Technicians	10 days						
Optical Informatics			5	3	Engineers/Technicians	10 days						
Commercial			Commercial	Technical Procedures Commercial (Readings, Inspect and Cuts and Data insertion)	7	4	All	1				
		Commercial Procedures (Service, Contracting, Billing and Collections)		7	4	All	1					
		Advanced Excel		4	3	Professionals/Technicians	2					
		Strategic Marketing and Planning		6	2	Professionals/Technicians	3					
		Negotiation and Conflict Management Techniques		5	2	All	1					
	Excellence and Quality in Customer Service (face-to-face and non face-to-face service)	7		3	All	1						
Electrical Systems Planning	Electrical Systems Planning	AMI/AMR Counting Technology - Automatic Meter Infrastructure	7	3	Professionals/Technicians	2				○	○	
		Energy Management and business loss	7	2	Professionals/Technicians	2	○	○	○			
		Financial management	5	2	Professionals/Technicians	3						
		Technical English	5	2	All	52						
		Arc GIS 10.0	7	2	Technicians	2						
		DP Power (Electrical Infrastructure resistration tool)	7	3	Technicians	1						
		Project Planning and Implementation	7	2	Technicians	2	○	○	○	○		
		Project Proposal Writing and Fund Raising	4	2	Technicians	2						
		PSS/E Course (Full Package)	7	3	Technicians	3		○	◎			
		Planning of Transport and Distribution Systems, including operational planning	7	3	Technicians	3		○	◎			
		Planning of Energy Generation (Coal, Gas and Diesel thermal power plants) including studies of interconnection to the national electricity network	7	3	Technicians	2	◎	○	◎			
		Planning of Energy Generation (Hydropower plants) including studies of interconnection to the national electricity network	6	3	Technicians	2	◎	○	◎			
		Technical english	7	4	Technicians	12 months						
		Introduction to DIGSilent - power factory basic v 15	6	1	Technicians	2		○	◎			
		How to write technical reports and prepare presentations	6	3	Technicians	1						
		Renewable energy planning including studies of interconnection to the national electricity network	5	1	Technicians	2	◎	○	◎			
		Environmental planning and budgeting	5	2	Technicians	1						
		Project Finance	5	1	Technicians	2						
Substation design	5	3	Technicians	1								
Planning and Construction of overhead lines	5	3	Technicians	1								
Power System Engineering (Planning)	6	2	Technicians	1	○	○	◎					
Intermediate management, leadership and good practices	5	3	Technicians	2								

Source : Feasibility Study on Vocational Training in EDM (2016) – EDM を基に調査団作成

また、2017年現在、需給制御を行っていないEDMにとって、需給制御に関する育成も不可欠であり、これらを包括的に育成プログラムに反映する必要がある。

具体的に何を習得すべきか、そのために必要な育成プログラムとは何かは、中長期的な課題とも密接に関わりを持つため、後述にてまとめる。

(2) 短期的課題から同一の方向性で解決する中長期的課題

a. 系統運用業務の再確認

前述の系統運用の現状と取り巻く環境のように、EDMでは今後の系統運用に対して、至近には重大な課題があるものの、電源開発や送電網の整備といった将来に向けては大きな発展を見込むことのできる好材料が揃っている。

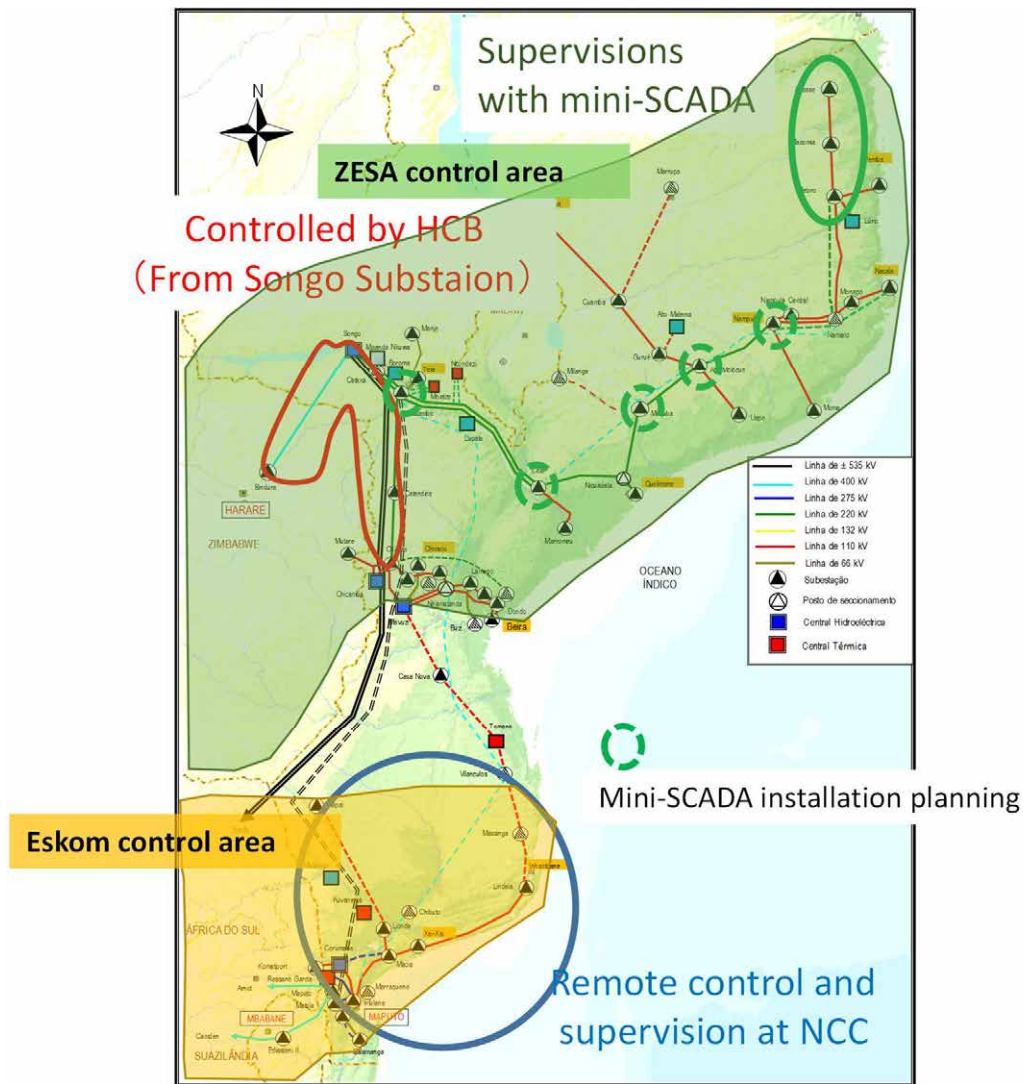
今後の系統運用の在り方を取り纏めた原版は、EDFレポートである。EDFレポートは、SCADA/EMSに求められる機能概略以外に、系統運用に係る計画業務、実運用後の運用記録・評価業務の重要性等包括的に系統運用業務を紹介されており、EDMが今後系統運用業務を構築していく上で基本となる事項が網羅されている。また、広域系統運用についてはSAPP Operating Guidelineが存在するため、広域という視点からの運用要件は整備されており、EDMの超高压系統の運用は、本Guidelineに準拠することによい。

よって、ここでは、EDFレポートを補完しつつ、EDMとして目指すべき系統運用業務をEDM自身が自律的に検討できるよう系統運用業務の定義を詳述するとともに、本業務を実現する上での課題、系統運用業務のEDMビジネスとしての位置づけ等について包括的に検討する。

b. 現状系統運用の再確認

広範な国土を持つモザンビークは、Maputo周辺の南部系統は集中監視制御されているものの、中部・中北部・北部は有人変電所において直接運転している状況である。中北部TeteにおいてはIPPであるHCBが電力卸事業を行っており、発電の制御に関してEDMは関与していない。

モザンビークは、需給制御を行っておらず、中部・中北部・北部系統はZESA制御エリアに、南部系統はEskom制御エリアに属しており、当該エリア内にて需給制御が行われている。



Source : JICA調査団

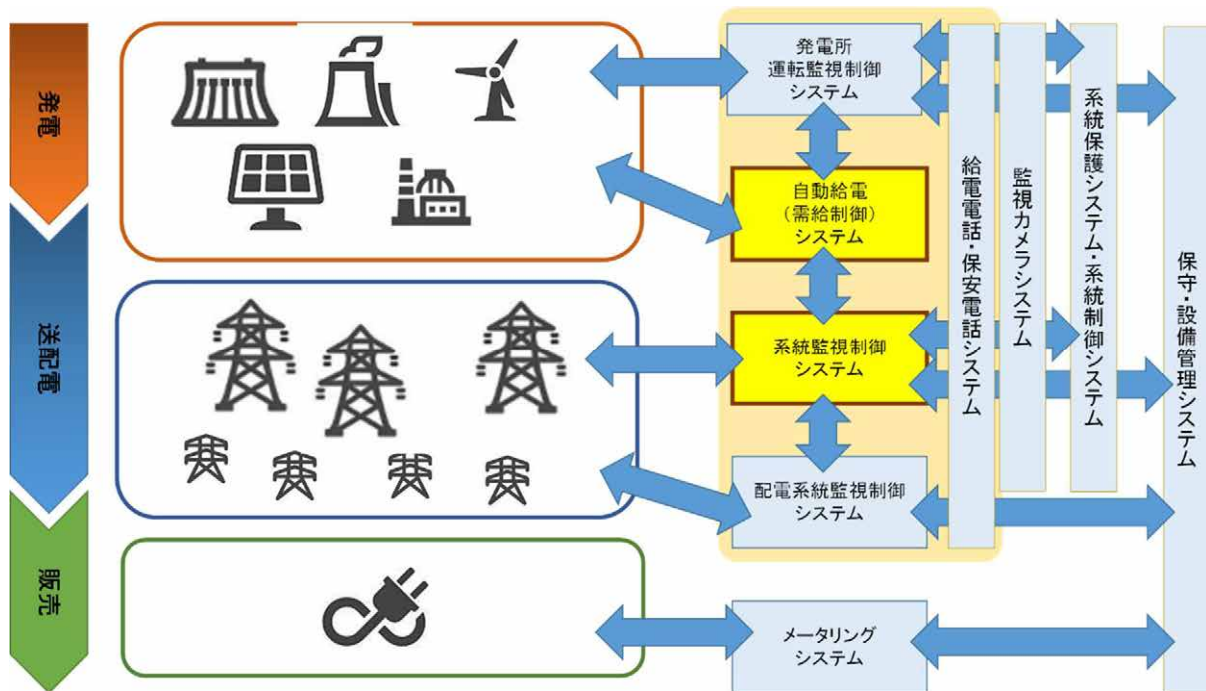
図 6.3-17 EDM遠隔監視制御・広域制御エリアの現況

c. 目標の設定

本マスタープランに掲げるように、大規模な電源の開発、送電網の整備を行うことにより、モザンビーク全土が連系した際には、モザンビークとして需給制御を行うことが自然である。ここでは 2024 年における STE バックボーン完成による全土連系を需給制御の実施開始年と設定し、当該年までに実施すべき課題とそれに関する情報・提案を行う。

d. 系統運用の定義

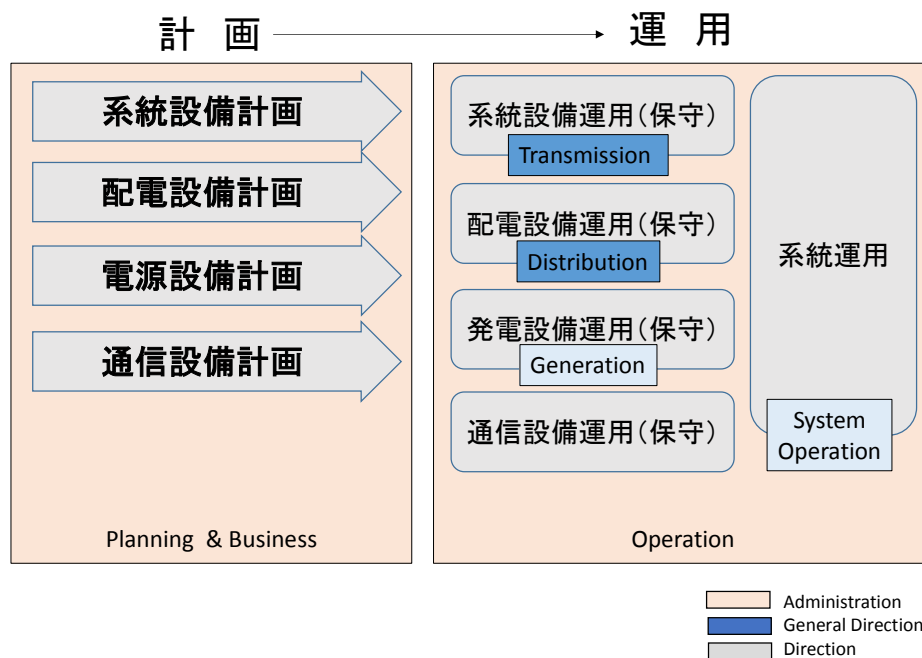
一般的な垂直統合型電力ユーティリティにおけるビジネスエリアと系統運用からみた設備分界を図 6.3-18 に示す。垂直統合型電力ユーティリティは、発電→送配電→販売を一貫して管理する。このうち系統運用ビジネスは、需要に見合う発電を制御し、当該発電電力を送電ネットワーク・配電ネットワークを介して流通させるまでをビジネスエリアとしている。ただし、EDM の場合、配電は別のビジネスエリアと定義づけられているため、発電を制御する自動給電システム (EMS)、電力系統を制御する系統監視制御システム (SCADA)、発電所、変電所との連絡を行う給電電話・保安電話システムまでを主要なビジネスツールとして使用する。



Source : JICA調査団

図 6.3-18 ビジネスエリアの定義

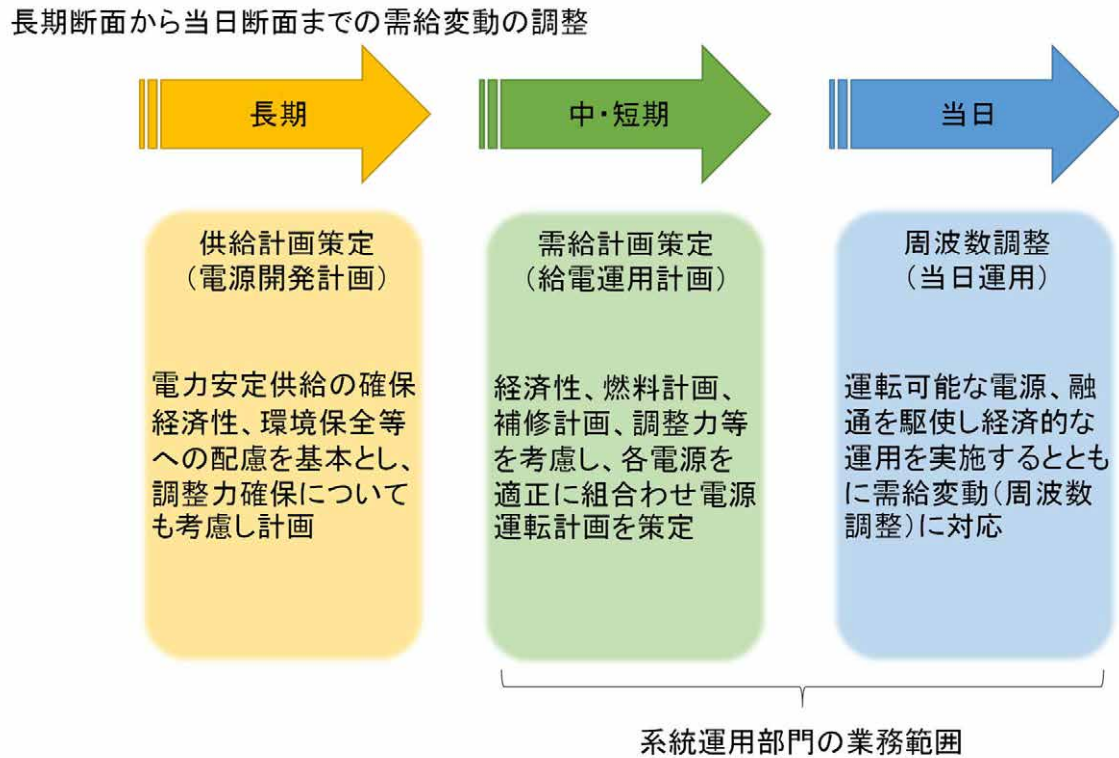
また、設備投資計画から建設、運用に至る過程について図 6.3-19 に示す EDM 組織図と対応をとると、下図のようなマッピングとなる。ここで系統運用部門が管掌するビジネスエリアは、実際の系統運用のみとなる。ただし通信設備運用に関する責任が不明確となっている。



Source : JICA調査団

図 6.3-19 設備投資計画から運用へのプロセスにおけるビジネスエリア

また、長期的計画であるマスタープランに対して時間経過の過程における系統運用部門のビジネスエリアを図 6.3-20 に示す。



Source : JICA調査団

図 6.3-20 マスタープランから運用に至る過程における系統運用のビジネスエリア

このように系統運用部門は中期以降の計画業務から当日の電力設備の運用までを司り、設備の利用・運転という観点からの業務分掌となる。各設備の保守は各々保守担当部署が管掌する。

e. より良い系統運用のために検討すべき事項（中長期的課題）

系統運用業務は、どのように系統を運転すべきかを検討する計画業務、計画に沿って実際に運転する運転業務、運転結果を記録・評価し次の計画に役立てる記録業務の3つが基本的な構造となっている。また運転業務に従事する系統運用者（オペレータ）は、安全・正確にやり直しのきかない業務を遂行するという責任を負っている。

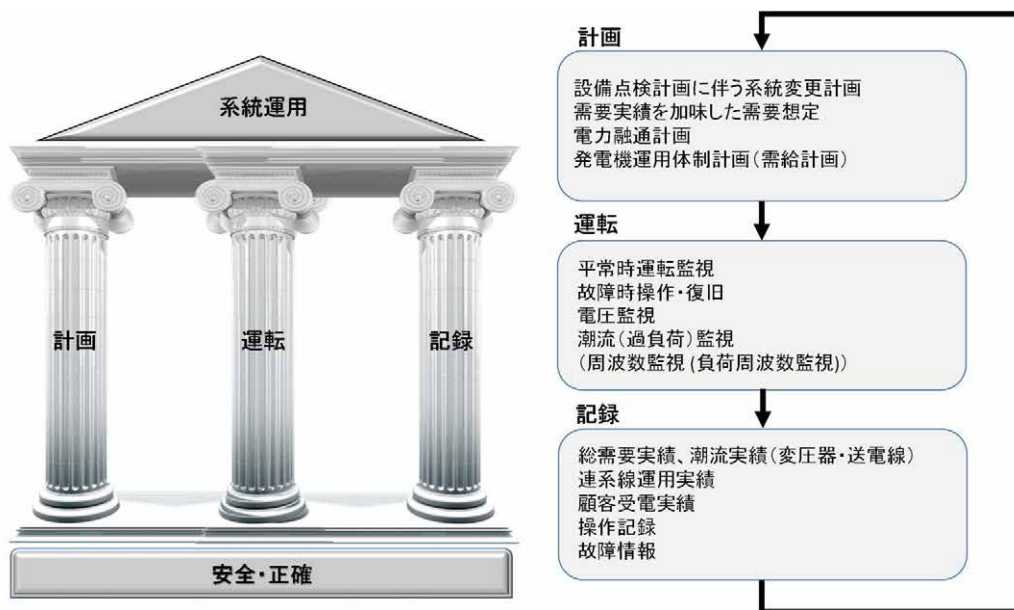
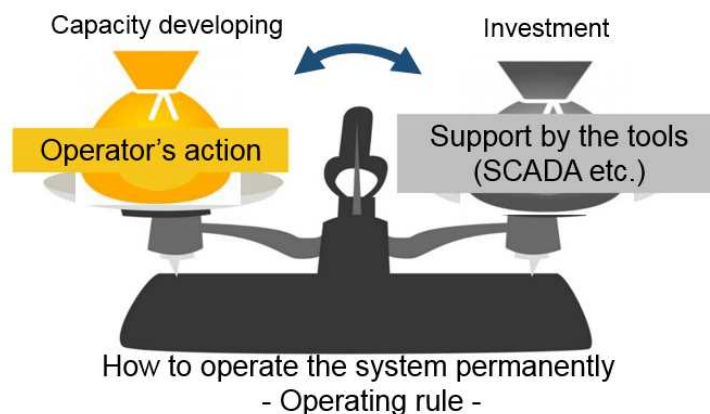


図 6.3-21 系統運用業務の基本構造

よって、極力オペレータの負担を軽減できるよう運転業務を支援できるシステム、設備環境を構築することと、優秀なオペレータを養成するというバランスが重要となる。このバランスの決定は、どのように運用すべきかという制定ルールに依存する。

また、運転業務を補完・支援する要員の養成・確保も重要である。



Source : JICA調査団

図 6.3-22 電力系統の運転にかかるバランス

これらの背景から、中長期的な課題・方向性について検討すべき点を洗い出している（表 6.3-5 参照）。

以下にこれらの課題に対して、解決に向けたアプローチに関する検討を列挙する。各アプローチは以下の通りである。

- (A) 系統運用をサポートする系統運用設備／電力流通設備の導入検討
- (B) 需給制御業務プロセスの確認
- (C) 系統運用部門業務プロセスに基づく SCADA/EMS の開発
- (D) EDM 全社業務を勘案した通信ネットワークの構成
- (E) 充足すべき人材育成プログラム
- (F) SIGEM へのデータ連係と効果

(A) 系統運用をサポートする系統運用設備／電力流通設備の導入検討

電力系統の運転は、オペレータ⁴⁵によって実施されるが、電力系統を包括的に監視し最も効率的で合理的に運転するために集中監視制御をおこなうのが通常であり、この実現のために SCADA/EMS が必要となる。系統運用の高度化、効率化を行いつつ、系統運用者の運転における負担を軽減させる方法として、以下の2方式が現実的な解決策として挙げられる。

ア、電気所現地における自動制御設備の導入

イ、SCADA/EMS による自動制御機能の導入

ここで、イの SCADA/EMS による自動制御機能は、自動制御を行うに足りる現地情報の入力が必要であり、且つ迅速に現地設備に対して制御信号を送出することが求められるため、高度な自動制御を実現するためには、通信インフラ、計測技術、遠隔制御技術等様々な技術要件が揃わなければ実現可能性は低いものとなる。

電気所現地における自動制御設備（装置）は、幾つか EDM にとって有用な機能を持つものが流布しており、適正な用途で使用すれば、運用者の系統の運転における負担を軽減させることができると考える。以下に今後の EDM にとって有用な現地自動制御装置について紹介する。

i) 自動再閉路装置（Auto Reclosing System）

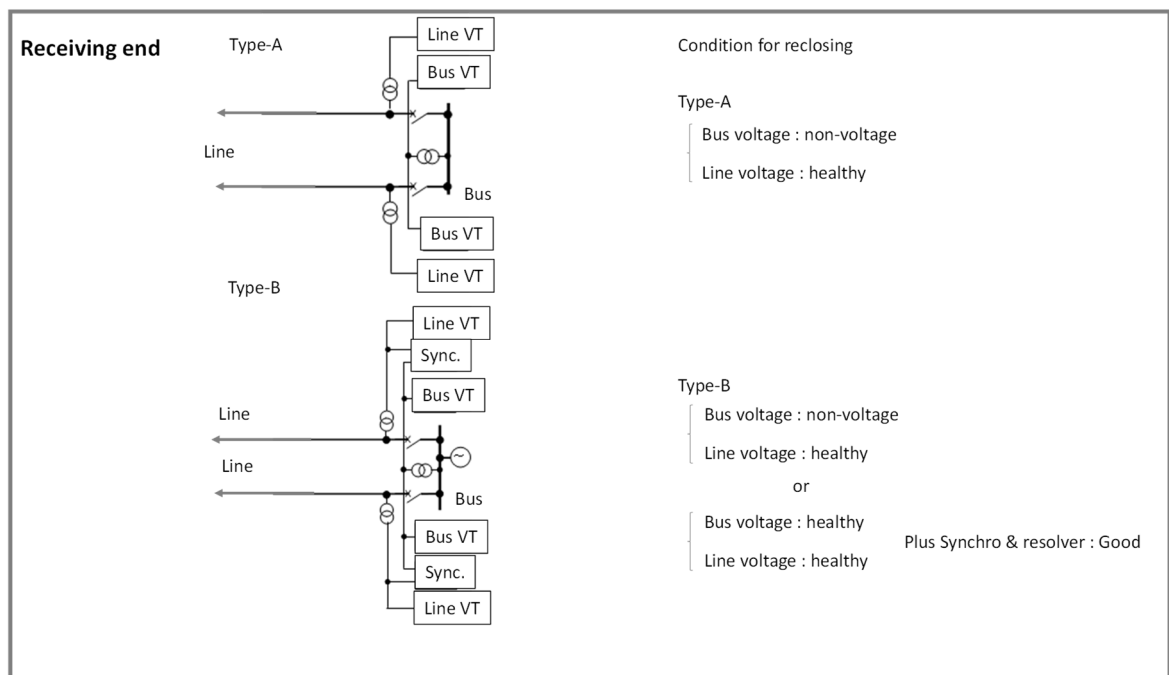
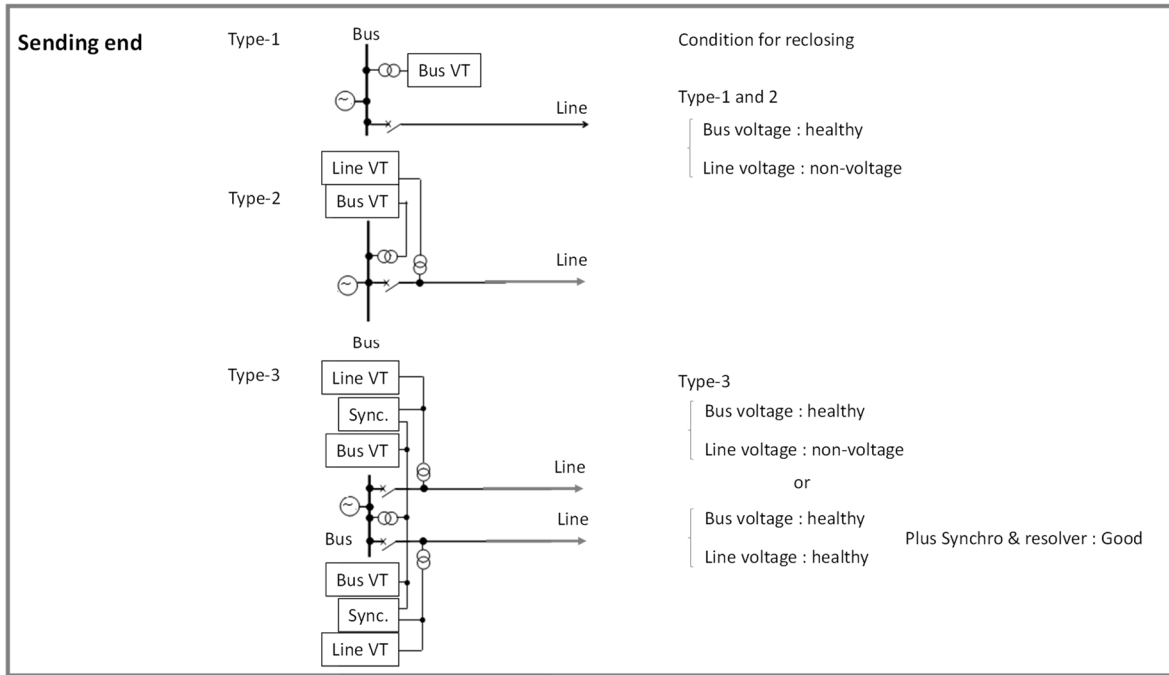
故障発生時、保護継電器は故障区間を極小化して運用から排除する目的で故障発生部位隣接の遮断機を引き外す（trip する）。一般に変圧器や調相設備に対する保護継電器は、機器故障を検出して運用から排除するが、その機器故障は、継続的（永久）な要因によるものがほとんどであり、遮断機を投入して再び機器を運用に戻すことは難しい。これに比べて、送電線の故障、特に 132kV 以下の負荷系統送電線は、鳥類を含めた飛来物、雷等の要因による故障検出である場合が多く、この場合高確率にて故障検出にて一度引き外した遮断器を再閉路させることで平常の運用に戻すことが可能である⁴⁶。

2017年現在の EDM での運用、特に NCC における故障発生時の運用は、図 6.3-6 に示すように、オペレータによる再送電可否確認の後、オペレータによるマニュアル操作を行っている。今後の系統拡充に伴い送電線が増大化する中、輻輳した送電線故障発生も想定される。このような想定下、初発の送電線故障発生時からオペレータが故障復旧に注力することは、より重大な故障復旧への対応を遅れさせる可能性がある。これを回避するため、電気所現地に自動再閉路装置を設置し、送電線故障発生時、一定の条件下にて自動で送電線用遮断器を自動再閉路させる装置が存在する。図 6.3-23 に自動再閉路装置の入力条件と再閉路条件例を示す。この条件に合致し、故障遮断後一定時間後⁴⁷に再閉路しさらに故障遮断（再遮断）した場合は、現状の業務プロセスに戻す運用にするとということで、故障復旧に関する運用者の業務プロセスが大幅に改善できる（図 6.3-24 参照）。

⁴⁵ 系統運用者（オペレータ）とは、広義には変電所にて直接流通設備を操作する要員や集中監視制御を行う要員を総称する。

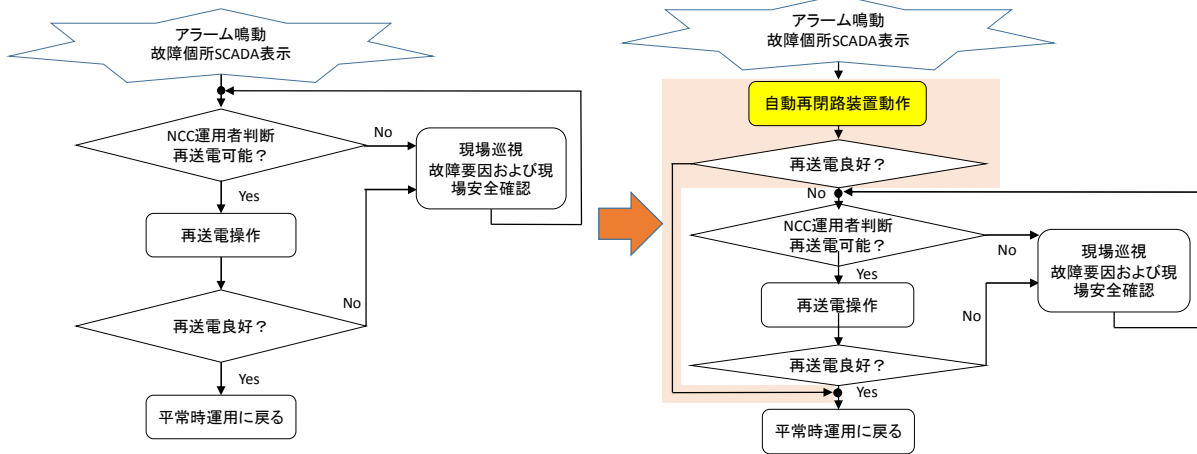
⁴⁶ SAPP Operating Guideline によれば、400kV 国際連係線および国際連係線に接続する超高圧送電線は、高速再閉路装置を具備するように規定されている。高速再閉路装置は、超高圧送電線の故障遮断による系統動揺の防止する目的で設置される。再閉路時間は故障遮断から 60～100msec を想定している。

⁴⁷ 概ね 10 秒を想定している。



Source : JICA調査団

図 6.3-23 自動再閉路装置機能概略



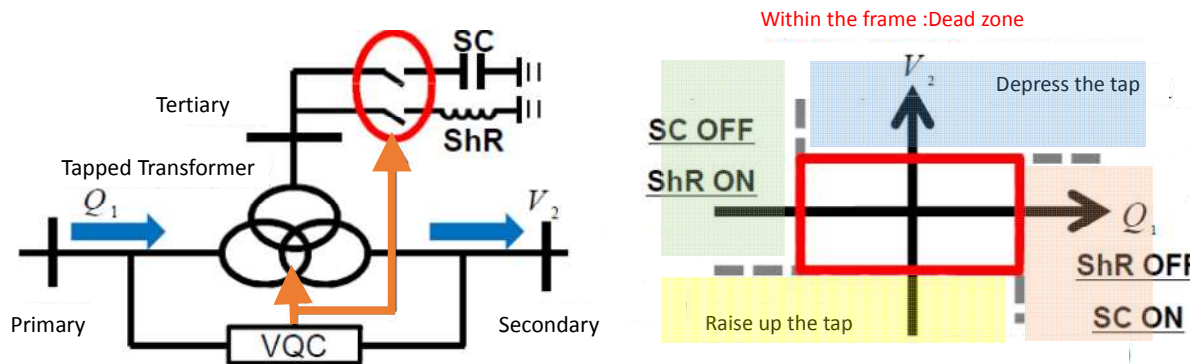
Source : JICA調査団

図 6.3-24 自動再閉路装置を加味した故障復旧業務プロセス

ii) 電圧無効電力制御装置 (Voltage Reactive Power (Q) Control System : VQC system)

中部・中北部・北部系統における主要変電所は、長距離送電線に伴う無効電力制御として、各変電所においてオペレータがマニュアルで母線電圧を適正に保つよう調相設備の操作を実施している。このマニュアル操作は、主要変電所各々で行われており、オペレータの負担となっているばかりか、協調した無効電力制御を行っていない状況である。これを効率化させ合理的な電圧無効電力制御を行うための現地制御機器としてVQCがある。VQCの基本動作を図 6.3-25に示す⁴⁸。

この場合、第一象限 (図中青の範囲) で変圧器タップを下げ動作させ、第三象限 (図中黄色の範囲) で変圧器タップを上げる。第二象限 (図中緑の範囲) ではキャパシタを切もしくはリアクトルを入操作し、第四象限 (図中ピンクの範囲) ではリアクトルを切もしくはキャパシタを入操作する。



Source : JICA調査団

図 6.3-25 VQCによる変圧器二次側電圧-無効電力制御

本装置の導入で電圧-無効電力制御が自動化できることに加え、VQC 装置として電圧のトラック、タップ操作と調相投入解列の状況を併せた状況を記録することができ、当該変電所を含むエリアにおける電力品質チェックと将来の調相設備導入計画に資する情報を入手することができる。

⁴⁸ 例は変圧器三次側に調相設備が接続している例だが、VQC は変電所内調相設備であれば制御対象として管理することができる。また、拡張機能として複数変電所をまとめたエリア単位にて本 VQC にて制御するタイプも存在しており、広域的に電圧無効電力制御を行うことができる。

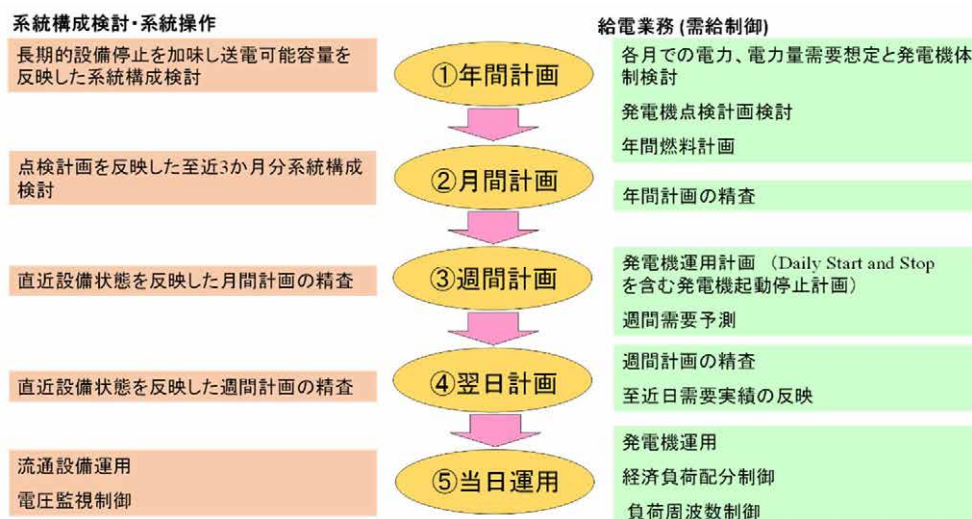
(B) 需給制御業務プロセスの確認

(ア) 需給計画・需給制御と系統構成検討・運用

モザンビークにおいて、実現できていない系統運用業務は、需給バランスを時々刻々と監視、調整制御する需給制御業務と、当日の需給制御のための需給計画業務となる。

EDF レポート⁴⁹にも記載されている通り、需給計画は 1 年間 365 日分の需要想定に対する発電可能容量（供給力）の算定といった大まかな計画から月間乃至週間単位での精度を上げた需要想定と供給力の算定、さらには当計画を使用する前日に実運用に適用するための最終計画（前日計画）をくぐり、当日の運用を行う。また、各断面において、想定需要と供給力のバランスを送電線作業停止等の系統状態を加味した電力系統にて過負荷、電圧異常等が発生しないかを検討し、各発電機の運転体制を確定する。

本説明を図示すると図 6.3-26 のようになる。なお、本図では、月間、週間、翌日計画と EDF レポート記述よりも詳細な計画ステージを記載したが、EDM として実施可能な計画ステージを採用すればよい。



Source : JICA調査団

図 6.3-26 需給計画・制御と系統構成検討・運用のオーバービュー

(イ) 需給計画における需要想定方法

図 6.3-27 に年間需給計画に用いる大まかに電力需要を想定する方法の一例を示す。この詳述を以下に示す。

本マスタープランでは長期にわたる電力需要想定を解析している（以下、この電力需要想定を MP 需要想定と称す）。ただし、系統運用業務としての電力需要想定は若干、この MP 電力需要想定とは異なり、日々の運用として必要となる日負荷需要曲線の観点、つまり、最大電力需要が発生する時間帯とその値がいくつかを導く電力需要想定が必要となる（以下、本需要想定を運用需要想定と称す）。

年間需給計画における運用電力需要想定⁵⁰は、MP 需要想定における電力量を月間単位に分解し、

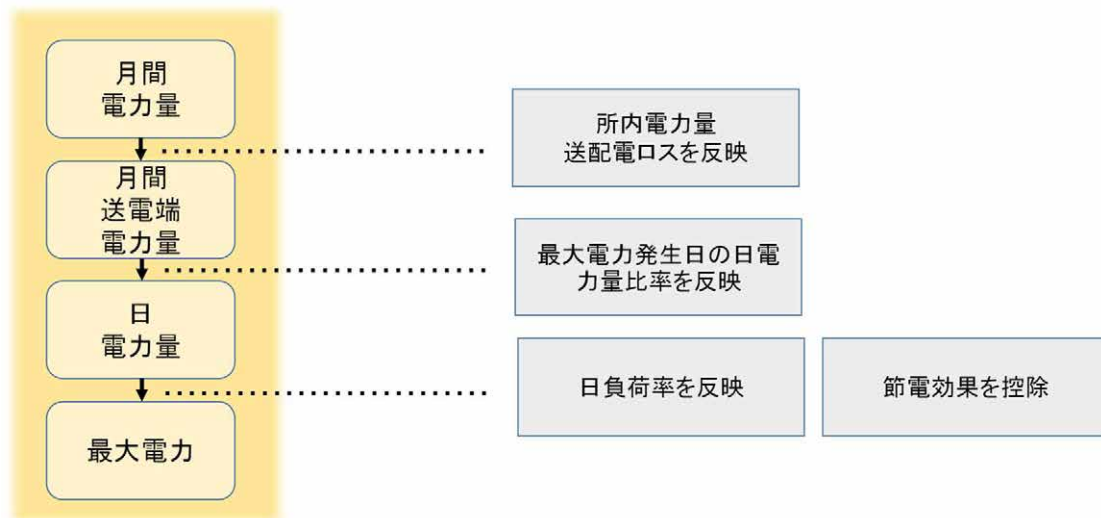
⁴⁹ Page 46/213 5.1.3 The different phases of a power system control 参照。レポートでは年間、週間、当日計画の 3 段階を推奨している。

⁵⁰ 年間需給計画業務は前年中旬までには実施することが望ましい。

当該値から各電気所における所内電力量、送配電ロス等を反映する等して月間での送電端電力量を算出する。この月間送電端電力量に対し、最大電力発生日の日電力量比率⁵¹を用いて日電力量を算定する。この日電力量に対し、日負荷率を反映し最大電力を想定する。

これらの想定は、前年及び同年の需要実績を販売電力実績、記録した日負荷曲線を基にし、至近の電力需要トレンドを的確に反映する必要がある。このトレンドとは、至近の景気動向による電力消費マインドの評価や節電等の経済活動等を織り込む必要がある。

運用需要想定は、最低でも日毎の最大電力と日電力量を計算し、可能であれば1日24点の電力と電力量を計算する。



Source : JICA調査団

図 6.3-27 年間単位等で電力需要を想定する方法の一例

(ウ) 想定需要にバランスする供給能力：供給予備力

前述の運用想定需要に見合う電力の供給を見積もる方法の一例を以下に示す。

これは短期的には日々の需給バランス算定として系統運用に直結する課題（短期的需給計画）であり、中長期的には、想定される需要増加に対応する自己資本を用いた電源の建設或いは IPP の導入、国際連系線を介した電力融通といった計画（長期的需給計画）に分類される。なお、本電力マスタープランにおける電力需要予測、電源開発計画は、この長期的需給計画の検討の一つ⁵²に位置づけられる。

需給バランス算定に関する具体的作業

1) 基本事項

- ・ 需給バランスの算定は、最大電力需給バランス及び電力量需給バランスを算定する。
- ・ 最大需要電力及び需要電力量は送電端で表示する。
- ・ 年間需給計画、月間需給計画とも月別にて需給バランスをあわせて算定し、発電端数値も算定

⁵¹ 記録実績値を参考に導く。

⁵² 電力マスタープランを需給計画の一つと記載した理由は、南アフリカのように国家レベルで開発計画を検討する電力開発を主眼においた需給計画と電力会社による需給バランスと系統運用上の懸念（供給信頼度や電力品質問題）を包含した需給計画の双方が策定されることが望ましいことによる。

する。

- ・最大電力需給バランスは、最大需要電力と最大需要電力発生時に安定的に見込める供給能力を計上し、供給能力から最大需要電力を差し引いた供給予備力を用いて算出する需給の均衡度合（供給予備率）を示す。
- ・最大電力需給バランスは、最大需要発生月（モザンビークの場合 11 月～4 月のうちのいずれか）を対象とし、電力量需給バランスは、需要に見合う供給電力量をもって示す。
- ・他の事業者（発電事業者乃至電力ユーティリティ）からの電気の調達は、既受給契約分の供給力の計上を基本とする。なお、受電分についてはプラス計上、送電分についてはマイナス計上とする。
- ・単位は特に示すもののほか、電力については 103 kW、電力量については 106 kWh とし、小数点以下は表示しない。また、諸係数については%とし、特に指定するもののほか、小数点以下第 1 位まで表示する。

2) 需要

- ・最大電力需給バランスに適用する想定最大需要電力は、各月における毎日の最大電力を上位から 3 日とり平均した最大 3 日平均電力とする。
- ・電力量需給バランスに適用する運用電力量は、年度ごとのバランスにおいては年間合計の需要電力量、初年度の月別バランスにおいては月間合計の需要電力量とする。

3) 供給力

● 供給能力 (kW)

ア. 一般事項

- ・供給能力は、以下の計算式を用い、1 時間平均電力にて示す。
(供給能力) = (発電所の発電能力)
－ (計画補修等による停止電力)
－ (最大需要電力発生時に必要となる所内消費電力)
- ・計画補修による停止電力は月平均値を採用する。ただし、需要、出水 の月内傾向が明確な月については、月の前半、又は後半の平均値を採用する等状況に応じて停止電力を決定してもよい。
- ・電源は以下の区分にて供給能力を算定する。

表 6.3-12 供給能力算定電源区分

電源区分	適用
水力	貯水池式、調整池式、流込式
火力	石炭火力、ガス火力、ディーゼル
再生可能エネルギー（水力除）	太陽光、太陽熱、風力、地熱、バイオマス、廃棄物
その他	融通、常時バックアップ

Source : JICA 調査団

(算定方法)

ア、水力

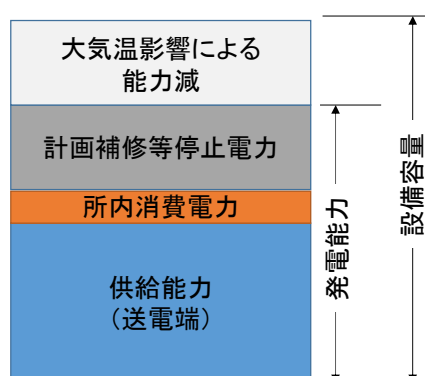
各発電所の可能発電電力の合計から所内消費電力および計画補修等による停止電力を差し引く。

流込式水力発電所の可能発電電力は、過去の出水記録を参考⁵³に最渇水日の平均可能発電電力を適用する。

貯水池式及び調整池式水力発電所の可能発電電力⁵⁴は、長期的⁵⁵な流入量と貯水池利用計画から算定する。

イ、火力

各発電所の設備容量から大気温の影響による能力を差し引いた発電電力に対し所内消費電力および計画補修等による停止電力を差し引き、供給能力を個別に算定する。



Source : JICA 調査団

図 6.3-28 火力発電における発電能力

ウ、再生可能エネルギー

■太陽光

過去一定期間⁵⁶の最大3日電力発生時における発電電力実績(3日×一定期間年数)から、水力発電の評価算定を参考に下位5日平均値を算出し、これより直近5年間の平均自家消費電力を差し引いて算定する。

■風力

太陽光発電の算定方法と同様とする。

エ、相対契約に基づく融通

■共通事項

- ・他社発電設備より電気を調達する場合は、既受給契約があるものを計上する。
- ・自社発電設備より他社に対し電気の供給を行う場合は、既受給契約があるものをマイナス計上する。

⁵³ 一般的には至近30年の出水記録を適用する。

⁵⁴ 一般的には平水時可能発電電力を検討する。ただし、慢性的な渇水状態が継続する場合は、渇水時可能発電電力を平水時可能発電電力として扱ってもよい。

⁵⁵ 一般的には至近30年の流入量、貯水池水位を適用する。

⁵⁶ 10～20年程度が妥当な期間であるが、過去の発電実績情報が十分な期間存在しない場合は、存在する範囲内にて実施する。

・既受給契約分の計上を基本とする。ただし、長期計画における受給契約期間終了後の供給力は以下のとおりとする。

(a) 以下のものについて、既受給契約と同様に同一の供給条件の供給力を確保できるものと見なして計上する。

i) 既受給契約等に自動延長条項があるものまたは自動延長条項があるとみなせるもの

ii) 相手方と資本関係等を有しており、契約期間終了後も必然的に優先的に供給が受けられると認められるもの

(b) 受給契約等期間終了後も引き続き当該契約と同一の供給条件での調達に関する計画で、当該計画に係る受給契約等が結約される蓋然性が高いものについては、以下のもののみ計上できるものとする。ただし、当該計画供給能力はその総量を別に識別できるようにする。

i) 既受給契約等に優先交渉権があるもの

オ、SAPP 市場、常時バックアップ、自家発余剰受電

他社送受電のうち SAPP 市場からの調達、常時バックアップ及び自家発余剰受電の計上は以下のとおりとする。

(a) SAPP 市場からの調達

i) 受電分は、スポット取引において既に約定しているものを計上する。

ii) 送電分は、スポット取引において既に約定しているものをマイナス計上する。なお、スポット取引等も含め送電を計画しているものは、マイナス計上するとともに、その総量を別に識別できるようにする。

(b) 常時バックアップ

i) 受電分は、既契約期間内であって最大需要電力発生時に受電する最大電力を計上する。

ii) 送電分は、既契約期間内において最大需要電力発生時に送電する最大電力及び契約終了後も送電を計画しているものをマイナス計上する。なお、契約終了後も送電を計画しているものについては、マイナス計上するとともに、その総量を別に識別できるようにする。

(c) 自家発余剰受電

i) 自家発余剰受電による供給能力は、既受給契約等に基づき、安定的に見込めるもののみを計上する。

■ 営業運転前試運転電力

営業運転前の試運転の供給能力は、試運転計画及び過去の運転実績を参考に安定的に見込めると判断可能な場合のみ短期需給計画に対して計上する。

● 供給能力電力量 (kWh)

(算定方法)

ア、水力

各発電所の平水年における可能発電電力量合計から溢水電力量、所内消費電力量を差し引いたものとする。

流込式発電所の平水年可能発電電力量は、至近一定期間⁵⁷の累積平均値を適用する。

⁵⁷ 一般的には至近 30 年の出水記録を適用する。

貯水池式及び調整池式発電所の可能発電電力量⁵⁸は、長期的⁵⁹な流入量と貯水池利用計画から算定する。

イ、火力

各発電所の発電電力量から所内消費電力量を差し引いたものとする。

ウ、再生可能エネルギー

過去一定期間⁶⁰の発受電実績を考慮し計上する。

エ、相対契約に基づく融通

前述（１）供給能力 エ、相対契約に基づく融通における（a）の条件にて算定する。

オ、SAPP 市場、常時バックアップ、自家発余剰受電

エ、融通（相対契約に基づく）

(a)SAPP市場からの調達

i)受電分は、スポット取引において既に約定しているものを計上する。

ii)送電分は、スポット取引において既に約定しているものをマイナス計上する。なお、スポット取引等も含め送電を計画しているものは、マイナス計上するとともに、その総量を別に識別できるようにする。

(b)常時バックアップ

i)受電分は、既契約期間において受電する電力量を計上する。

ii)送電分は、既契約期間内において送電する電力量及び契約終了後も送電を計画しているものをマイナス計上する。なお、契約終了後も送電を計画しているものについては、マイナス計上するとともに、その総量を別に識別できるようにする。

(c)自家発余剰受電

i)自家発余剰受電の電力量は、受給契約等を基に実態に合わせて算定したものを計上する。

■営業運転前試運転電力量

営業運転前の試運転電力量は、試運転計画及び過去の運転実績に基づき計上する。

(エ) 供給力・調整力

前述の通り、運用電力需要想定に見合う発電電力、電力量を算定することにより得られる需給計画をより現実的な運転に近づけるために、電源に対し供給力と調整力を定義する。この定義は需給運用において重要な意味を持つ。

供給力とは、当該日に運転可能な発電機、調達可能な融通のうち、当該エリアへの電力供給に資する発電容量（MW）を指す。例えば、或る日において火力発電可能容量 300MW、調達可能融通 300MW、水力発電可能容量⁶¹400MW の計 1,000MW の供給力を持つといい、当該日の想定ピーク需要が 800MW であった場合、供給予備力は 200MW であるとなる。

調整力とは、需給バランス制御や周波数制御に寄与できる電源容量を指す。図 6.3-29 に示すよ

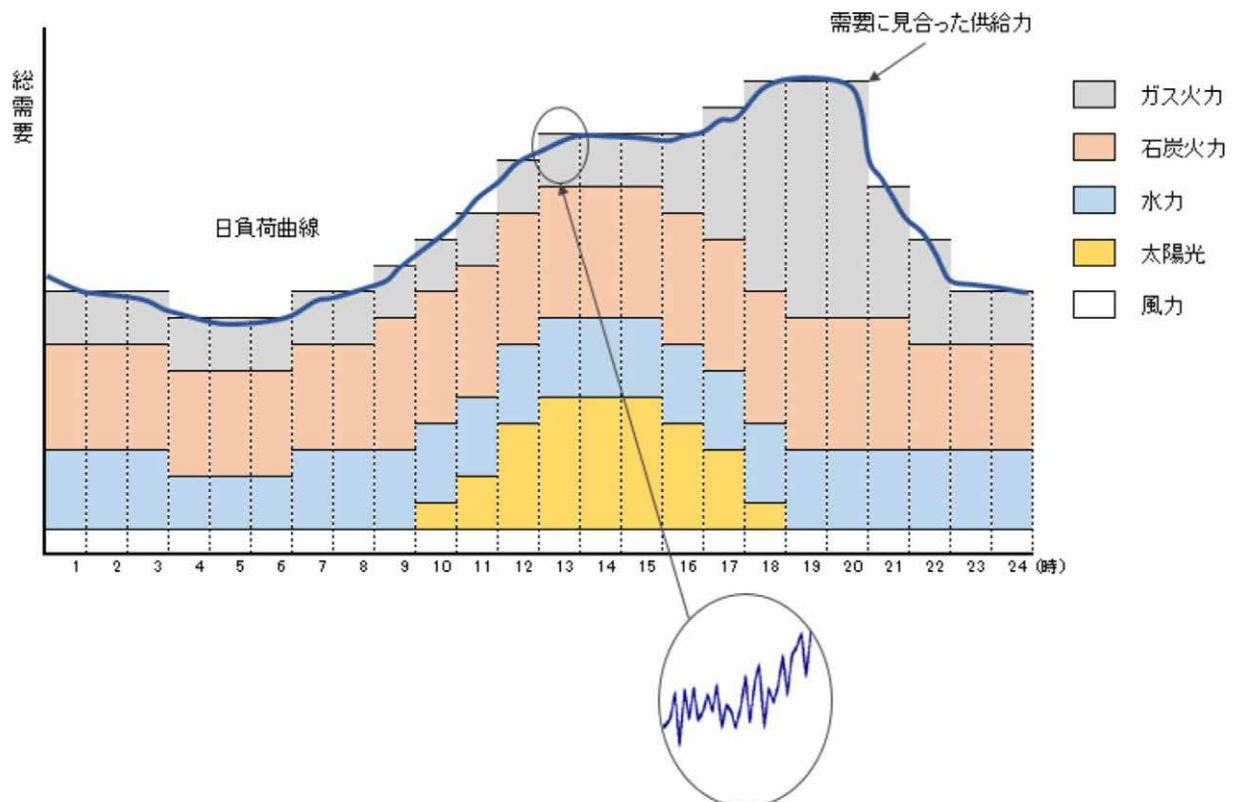
⁵⁸ 一般的には平水時可能発電電力を検討する。ただし、慢性的な渇水状態が継続する場合は、渇水時可能発電電力を平水時可能発電電力として扱ってもよい。

⁵⁹ 一般的には至近 30 年の流入量、貯水池水位を適用する。

⁶⁰ 10～20 年程度が妥当な期間であるが、過去の発電実績情報が十分な期間存在しない場合は、存在する範囲内にて実施する。

⁶¹ ここでは、貯水池水位から計算される可能発電容量とした。

うに日負荷曲線は時々刻々と変化する。この変化に柔軟に追従できる発電出力制御が可能な電源を調整力と位置つけられる。一般に出力変化速度（ランプ）が速い電源として水力発電、ガス火力発電が調整力に該当する。図 6.3-29 では、変動電源として太陽光発電と風力発電、固定電源として石炭火力発電、調整力としての供給力としてガス火力発電と水力発電を見積もったケースを示している。尚、実際の需給計画においては、メリットオーダーに配慮して当電源の構成を決定する⁶²が、系統構成上の課題（送電線過負荷等）から発電機出力体制としては、完全にメリットオーダー順にならない場合もあり得る。



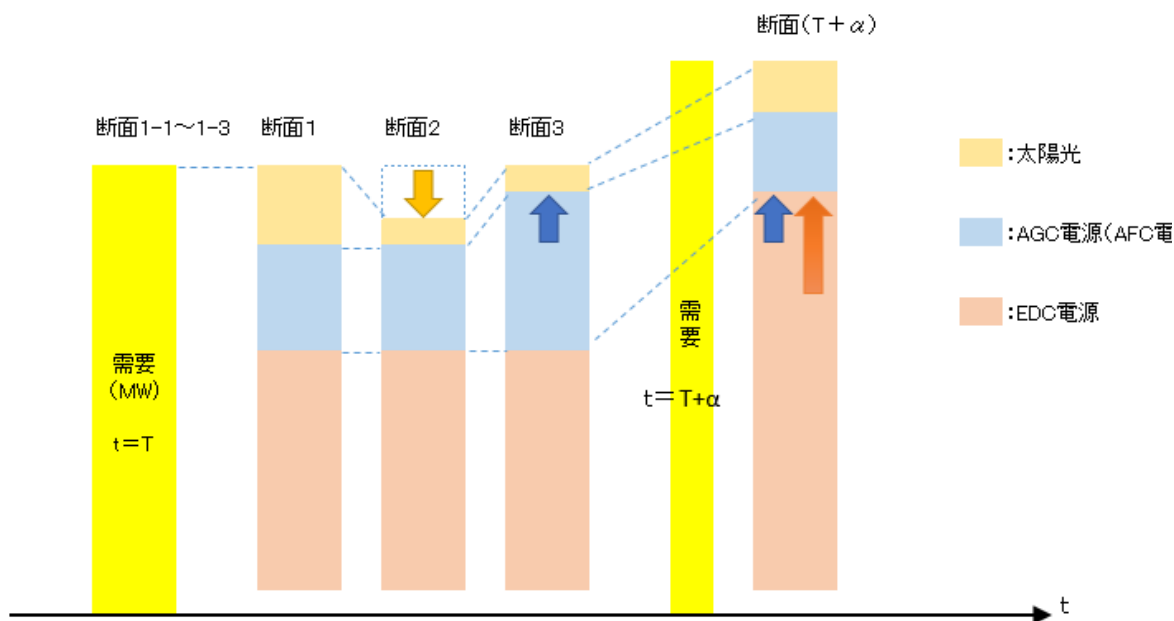
Source : JICA調査団

図 6.3-29 日負荷需要想定と供給力算定

これに加えて、SAPP Operating Guideline では自動発電制御対象発電機（Automatic Generation Control : AGC）を指定する必要がある。AGC 対象機とは、エリア内需給バランスを制御する仕組みである負荷周波数制御において、周波数変動を安定化させるために柔軟に出力変更を行う発電機であり、前記調整力の一種である。図 6.3-29 において、電力需要を短い時間で確認すると、非常に細かい変動がある事がわかる。この変動に対応して出力調整する仕組みをガバナフリーといい、AGC 対象機が担保する。

以上の前提から、図 6.3-30 に示す電力需要に対し発電機出力変化があった場合のケーススタディで各電源の役割を確認してみる。

⁶² 経済負荷配分制御（Economic Dispatching Control : EDC）として電力需要の変化に応じて、効率の異なる各火力・水力発電機の経済的な出力配分を計算し、発電機出力を制御する



断面1-1 : 需要と発電がバランス。発電はEDC電源、AGC電源、太陽光発電で分担

断面1-2 : 太陽光発電が急激に減少(エリア内需給バランスが崩れる)→国際関係線潮流が増加する

断面1-3 : AGCが働き、需給バランスを正常に戻す。エリア内需給バランスが正常に回復

断面n : 需要の増加に伴い、AGC出力増分をEDC出力にて持ち替えるとともに需要増分もEDCで担保

Source : JICA調査団

図 6.3-30 需要変動に対する各電源の対応

ある時間 T において、断面 1 のように各発電機の出力にて需要と供給がバランスしていたとする。次の瞬間変動電源である太陽光発電が出力を大幅に低下させた場合、供給エリア内の需給バランスに不均衡が発生し、周波数が低下する。また、一時的に国際関係線の潮流がエリア内側に向かって引き込もうとする（断面 2）。

しかし即座に調整力である AGC 対象機が需給バランスを均衡させようと出力を増加させる(断面 3)。少し時間経過した $T+\alpha$ 時間においては、EDC にて AGC で一時的に代替した出力は持ち替えられ、経済的な発電出力配分となる。

このようなメカニズムが需給運用となる。

(オ) 再生可能エネルギー大量導入に対応する調整力の検討

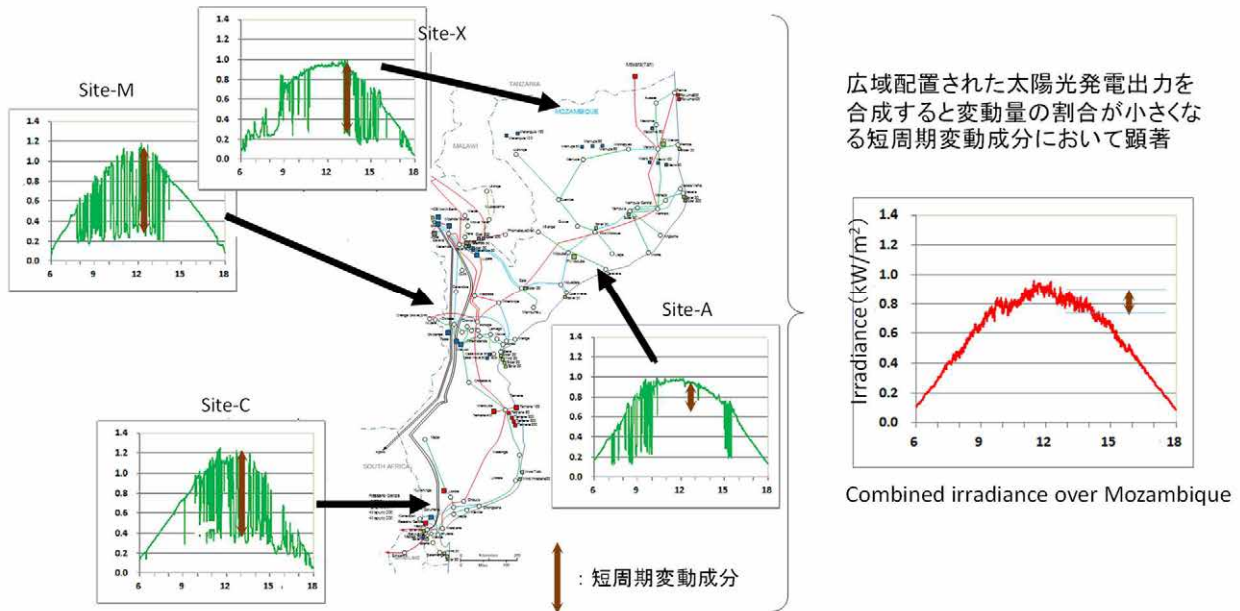
前述では、変動電源である太陽光発電による需給運用について紹介したが、変動電源の大量導入は需給運用を難しくさせている要因であり、その変動量を正確に見積もることと応分の調整力を確保することが重要である。

ここで需給制御にかかわる太陽光発電の一般情報について説明する。太陽光発電の変動出力は短周期変動分と長周期変動分に分けて説明することができる。

短周期とは、薄雲等の通過による日射量の短期的変化に起因して生じる出力変化であり、図 6.3-31 に示す変動と同様でガバナフリーにて対応する部分である。しかし、太陽光発電が地勢的

に広範に広がるほど全ての太陽光発電による出力を重ね合わせた際、この短周期の出力変動は平滑化される⁶³。よって総太陽光発電容量と太陽光発電の分布を検証し、平滑化効果を確認の上、太陽光発電の短周期変動に対応する調整力量を決定する必要がある。

広域的なRE分散配置による平滑化(ならし)効果 ~ 短周期変動の影響力の緩和



Source : JICA調査団

図 6.3-31 再生可能エネルギー短周期への対応

また、太陽光発電における長周期変動とは、大型の雲がモザンビーク全土の縦断するような場合、雲によって遮られる日射量の為の発電出力低下が各太陽光発電所にて順番に起こり、総発電出力においても理想的な出力カーブから著しくかい離する場合がある事を指す。

このように昨今の需給運用において、太陽光発電の出力予測を一定量正確に予測するには気象情報を正確に分析することが重要となっており、この結果が調整力をどの程度開発或いは調達しなければならないかを決定づけている。

⁶³ 実証によって一定の平滑化効果が見られている。

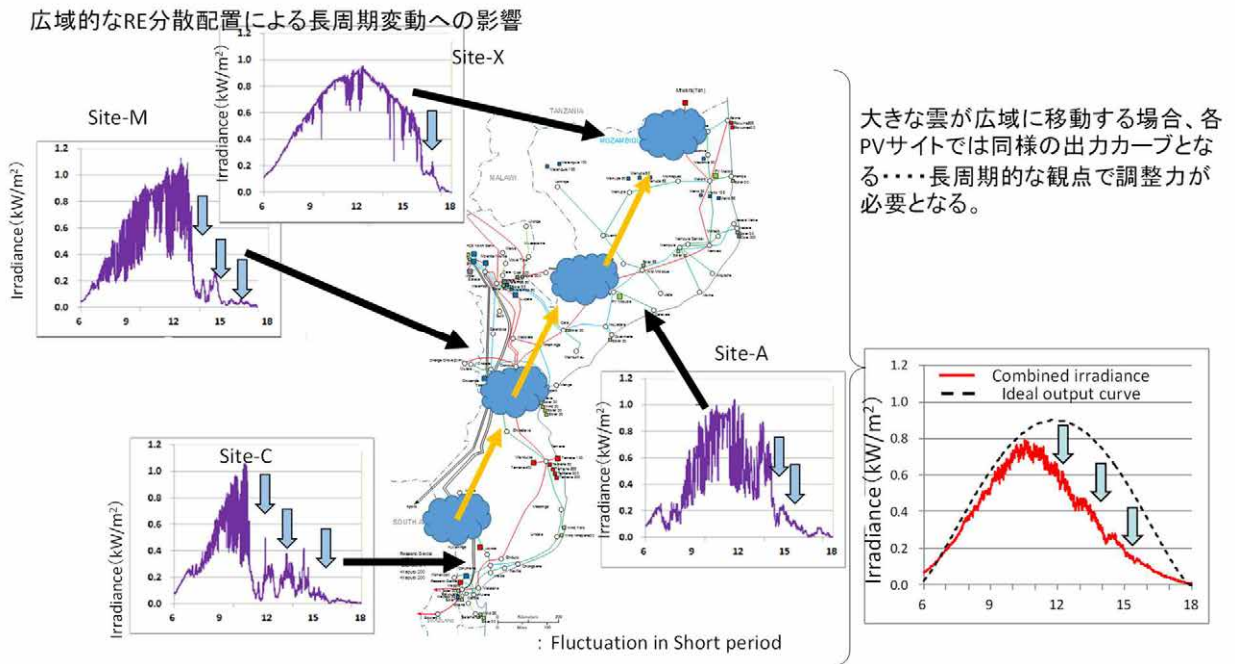


図 6.3-32 再生可能エネルギー長周期変動への対応

(カ) 広域系統の観点から考える供給予備力

EDM が加盟している SAPP では、Operating Guideline として、広域系統運用として満足すべき運転予備力算定方法を定義している。これは年間等の計画の分野ではなく、実際の運用断面における予備力の考え方である。

需給計画、また当日の需給運用に当たっては、前記方法の他、SAPP が指定する供給予備力を確保する必要がある。

[運用予備力 (オペレーティング・リザーブ)]

運用予備力とは、周波数変動抑制や短期需要予測誤差や発電機の予期せぬ停止による供給力減少に備えたピーク需要を上回る未利用分供給力をさす。運用予備力は、瞬動予備力⁶⁴と瞬時予備力⁶⁵の加算値によって求められる。運用予備力は、10 分以内に需給バランス内に組み入れる。

対象系統における必要最小運用予備力 (SORR) は次式にて表される。

$$\text{SORR} = \text{PORR} \times \frac{\left(\frac{2D_s}{Dt} + \frac{U_s}{Ut}\right)}{3}$$

ここで、

SORR = 対象系統における必要最低運用予備力 (MW)

PORR = 電力プール内必要総運用予備力 (MW)

Ds = 電力プール内対象系統における検討年次ピーク需要 (MW)

Dt = 電力プール内各系統における Ds の総和 (MW)

⁶⁴ 瞬動予備力は、運転中発電機の発電余力であり、運用者の手動操作に頼らず負荷変化に追従できる供給力を指す。

⁶⁵ クイックリザーブは、瞬動予備力にカウントされてない 10 分以内に制御可能な供給力を指す。

Us = 電力プール内対象系統における発電機の最大単機容量 (MW)

Ut = 電力プール内各系統における Us の総和 (MW)

表 6.3-13 に 2013 年における SAPP 加盟国の運用予備力を示す。

表 6.3-13 SAPP 加盟国における運用予備力 (2013 年時点)

SAPP OPERATING RESERVES FOR 2013					
Utility Name	Largest Generator [MW]	Maximum Demand [MW]	Spinning Reserve [MW] e	Quick Reserve [MW] f	Operating Reserve [MW] g = e + f
ESKOM	930	35896	518.2	518.2	1036.5
ZESA	220	2029	52.3	52.3	104.5
ZESCO	180	1611	42.2	42.2	84.5
BPC	150	578	26.9	26.9	53.8
EdM	38	629	12.1	12.1	24.1
NAMPOWER	80	611	17.6	17.6	35.3
SNEL	62	1048	19.9	19.9	39.8
LEC	24	129	4.7	4.7	9.4
SEC	10	204	3.6	3.6	7.2
TOTAL	1694	42735	698	698	1395

出典: SAPP operating guidelines Revision1.0 (2013), SAPP

(キ) 調整力確保の観点からの電源開発計画の懸念

以上のように、需給制御を行うためには、運用時点においてどの程度調整力を確保できるかということが重要となる。一般に出力変化速度（ランプ）が速い電源は水力、ガス火力発電と考えられる。本マスタープランにおける電源開発計画では、多くの電源開発は民間主導であるという位置づけだが、民間、即ち独立系発電事業者（IPP）に対して、調整力として卸供給契約を締結するというのは、発電機に頻繁な出力を変化させることによるストレスに加え、安定的な電力の卸供給を妨げる結果となり、卸供給価格を高額に設定することにもつながる。

よって、TSO である EDM が一定の調整力を開発、保有し、安定的にシステムを運用することが必要であり、この体制が整うことによって、民間による電源開発が促進するという一因とも成り得る。

(C) 系統運用部門業務プロセスに基づく SCADA/EMS の開発

(ア) SCADA/EMS の定義

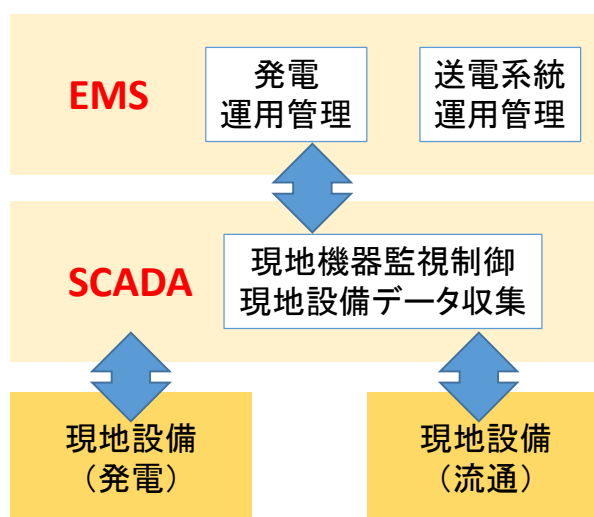
前述の現地制御装置の導入可否および需給制御業務の詳細を検討することは、系統運用部門における業務プロセスを規定する一助となる。稼働中の NCC をリプレースし、新規 SCADA/EMS を設置するにあたり、最も重要なことは、系統運用部門を中心とし、EDM 社内の他部門との業務関連を明らかにした後、SCADA/EMS に求める機能を明確化することにある⁶⁶。

改めて EMS、SCADA の定義を確認する。

表 6.3-14 系統運用に関わるコンピュータシステムの定義

システム	システムの役割
自動給電システム (EMS)	<ul style="list-style-type: none"> ・需要 (W,Wh) と発電所出力のバランスを経済的に維持するため、電力需要予測や発電所発電量を監視、出力を調整 ・電力系統を通じて電力系統を通じて電力を効率的に流通させるため流通設備を管理
系統監視制御システム (SCADA)	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所、変電所、送電線の監視制御、故障把握 ・電力設備のデータ収集
配電系統監視制御システム (D-SCADA)	<ul style="list-style-type: none"> ・配電設備の監視制御 ・配電設備のデータ収集 ・故障復旧のトラック・復旧要員管理

Source : JICA 調査団



Source : JICA調査団

図 6.3-33 SCADA/EMSの関係性

⁶⁶ EDF レポートでは、外形的に SCADA/EMS に求める機能は列記されているものの、SCADA/EMS をどのように使用したいのか具体的な業務プロセスが明らかになっていない。本来は、EDM として求める業務プロセス（例えば、〇〇の報告を行う必要があり、当該報告は EDM 社内の誰にいつまでに実施する必要がある等）に基づき SCADA/EMS の仕様を作成しなければ実効性のあるシステム開発はできない。

(イ) 業務プロセス解析手法

業務プロセスを記述することは、業務の整合性を確認することができるばかりでなく、業務の無駄や他部門との業務関係の必要性等を明らかにすることができる。また、これらが蓄積されることにより、業務のルールが明確化される。つまり運用指針も業務プロセスを明らかにすることで合理性を以て作成することができる。

業務プロセスの明確化作業にはビジネス・プロセス・モデリング表記法を用いて行うことが最も有効と考える⁶⁷。

(ウ) EDF レポートにおけるバックアップ制御所に具備すべき機能

EDF レポートにおいて、一部不明瞭な検討となっている点がある。それは、中部・中北部・北部系統を管轄する地方制御所 (Regional Control Centre : RCC) が南部系統を管轄且つ自動給電機能を持つ NCC のバックアップを実現するという目的に対し、バックアップの定義を明確にしたうえで機能設計されていない。つまり、NCC の機能喪失時における RCC でのバックアップ運転における全体の系統運用体制についての検討を指し、NCC の機能喪失の前提をどのように設定するかによって、採用すべきネットワーク構成が変わる可能性がある。

SAPP Operating Guideline によれば、主要な制御所が機能喪失しても継続的な系統運用を実施できるよう主要制御所と別置した制御所を設置し、自管轄制御エリアの制御、隣接国 (地域) の制御所との関係を行わなければならないとある。電力供給の継続性という公益性の高いビジネス分野における事業継続性計画 (Business Continuity Plan : BCP) を、バックアップ設備の構築として実現することを規定しているが、これを EDM に当てはめた場合の具体的運用と設備のバランスを検討したうえで、バックアップ機能の範囲とそれを実現する関連インフラの仕様を決定しなければならない。

具体的な検討項目と評価の一部を下表に示す。表では、NCC に関するリスクを分析しており、同様に RCC に関するリスクも分析する必要がある。リスク分析とは、どの部位に障害が発生したか、当該障害は致命的なものか、障害を克服するための代替手段はあるか等を評価し、求める要件を具現化しているものである。

2017 年現在、EDM の変電所、発電所は全て有人であり、不測の事態、NCC といった遠隔監視箇所が機能喪失した場合は、一定量現地で設備操作を実施できる体制にある。よって、最終的手段として、電気所現地での直接運転と現地バックアップ運転への給電指令が実施できる体制が実現できればよいという前提でリスク分析を試行した。これらの検討を実施したうえで、SCADA/EMS の求める機能を厳選する必要がある。

⁶⁷ IBM によるビジネスプロセス解析手法「Lean Sigma」においても同様のアプローチを採用している。

表 6.3-15 BCP リスク要因と対処方法 (一部)

事象	被災主要箇所	要因	リスク度	対処方法	対処方法に影響する検討すべき事項
機能喪失	NCC	電源(線)喪失	小	<ul style="list-style-type: none"> 電線線復旧 復旧まで現地 B.U. 運転+指令所開設 	NCC への電源供給ルートの複数化
		建物火災	大	(給電のみ B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて給電 B.U. 運転 南部系統変電所現地 B.U. 運転+指令所開設 (給電・制御全て B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて全機能 B.U. 運転 	—
通信途絶	NCC	浸水	大	(給電のみ B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて給電 B.U. 運転 南部系統変電所現地 B.U. 運転+指令所開設 (給電・制御全て B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて全機能 B.U. 運転 	—
				(給電のみ B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて給電 B.U. 運転 南部系統変電所現地 B.U. 運転+指令所開設 (給電・制御全て B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて全機能 B.U. 運転 	—
		伝送ルート断線 (NCC 結合部)		(給電のみ B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて給電 B.U. 運転 南部系統変電所現地 B.U. 運転+指令所開設 (給電・制御全て B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて全機能 B.U. 運転 	NCC への通信線引込ルートの複数化
			小	(給電のみ B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて給電 B.U. 運転 南部系統変電所現地 B.U. 運転+指令所開設 (給電・制御全て B.U.) <ul style="list-style-type: none"> RCC にて全機能 B.U. 運転 不通電気所は現地 B.U. 運転 	NCC への通信線引込ルートの複数化 NCC への通信ネットワークの多重化

Source : JICA 調査団

(エ) 制御所運転体制

中央給電制御所および地方制御所を設立するEDMにおいて、系統運用業務の最前線となるオペレータの要員配置と業務配置の基準を検討した。

- Eskom 制御所運転体制

モザンビーク系統が所属する SAPP において、最も管理された制御所は Eskom の NCC である。

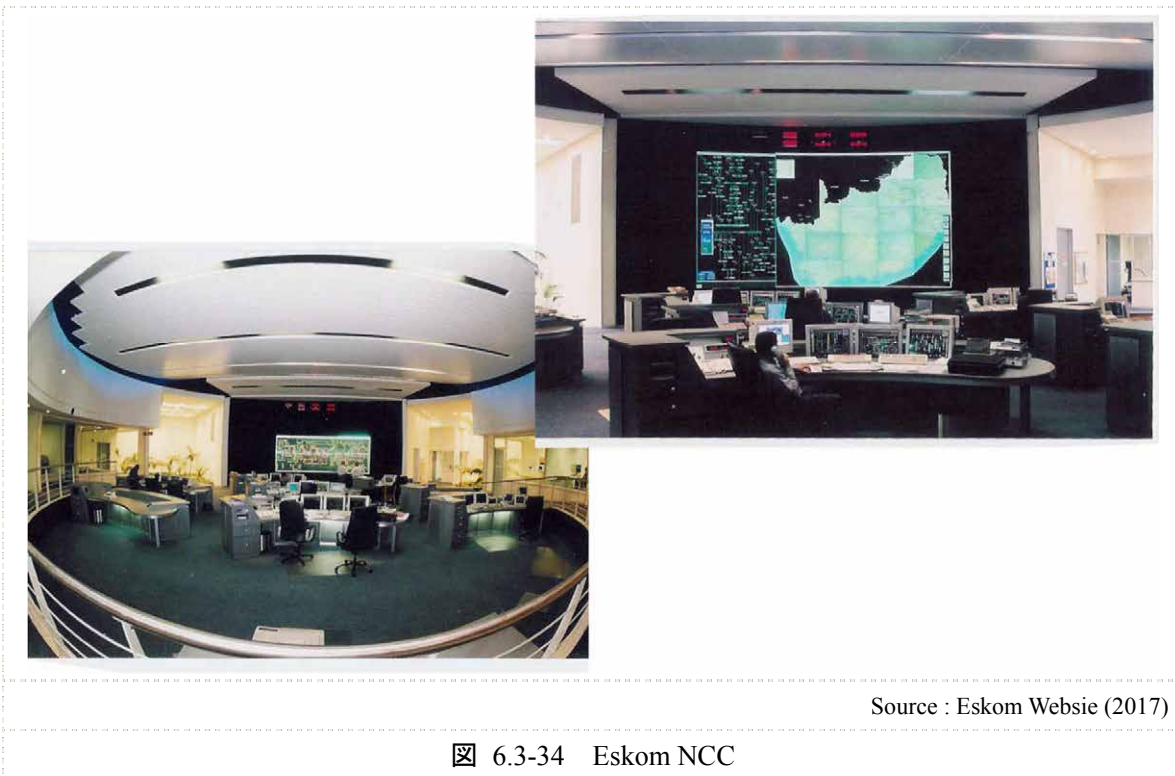


図 6.3-34 Eskom NCC

Eskom は、NCC に 5 名／チーム⁶⁸の要員にて、当直長の下、給電担当者 1 名、系統制御担当者を 1+2 名の体制としている。また、NCC 設置の SCADA/EMS と全く同じコンピュータシステムを車で 10 分程度の距離⁶⁹にスタンバイ制御所として配置している。スタンバイ制御所コンピュータシステムは常に稼働状態であり、不測の事態において、すぐバックアップ運転を実施できるように整備されている。このスタンバイ制御所では、NCC の当直長の指令下において、常時北部方面の系統監視制御を行う 4 名が業務従事している。

以上より、常時 9 名の体制にて、南アフリカ全系の運転とナミビア、ボツワナ、モザンビーク南部を含めた給電業務を実施していることとなる⁷⁰。

⁶⁸ Eskom では業務過多により 1 チーム 6 名体制にする計画である。

⁶⁹ NCC およびスタンバイ制御所の位置は、セキュリティの観点から記載しない。

⁷⁰ 当直員以外にも前述の計画業務やコンピュータシステム保守等の要員をバックアップとして確保している。

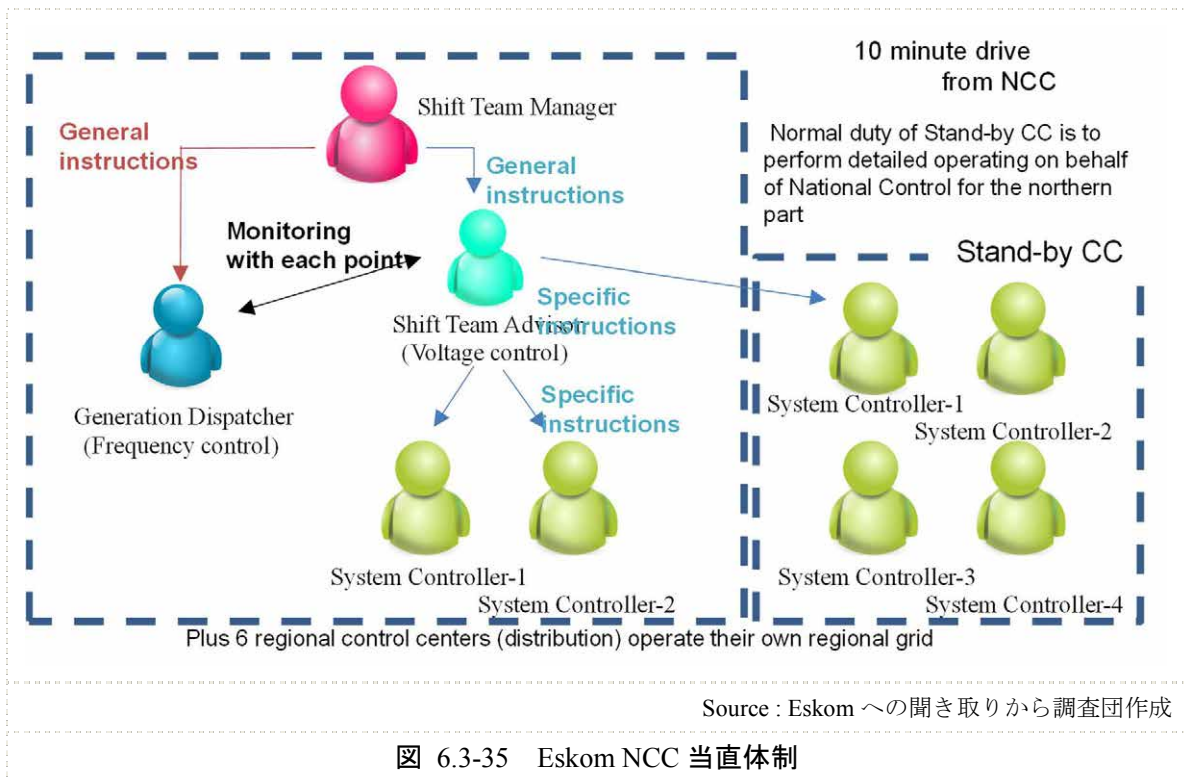


図 6.3-35 Eskom NCC 当直体制

Eskom の系統運用状況を基に、EDM の当直体制案を次図に示す。

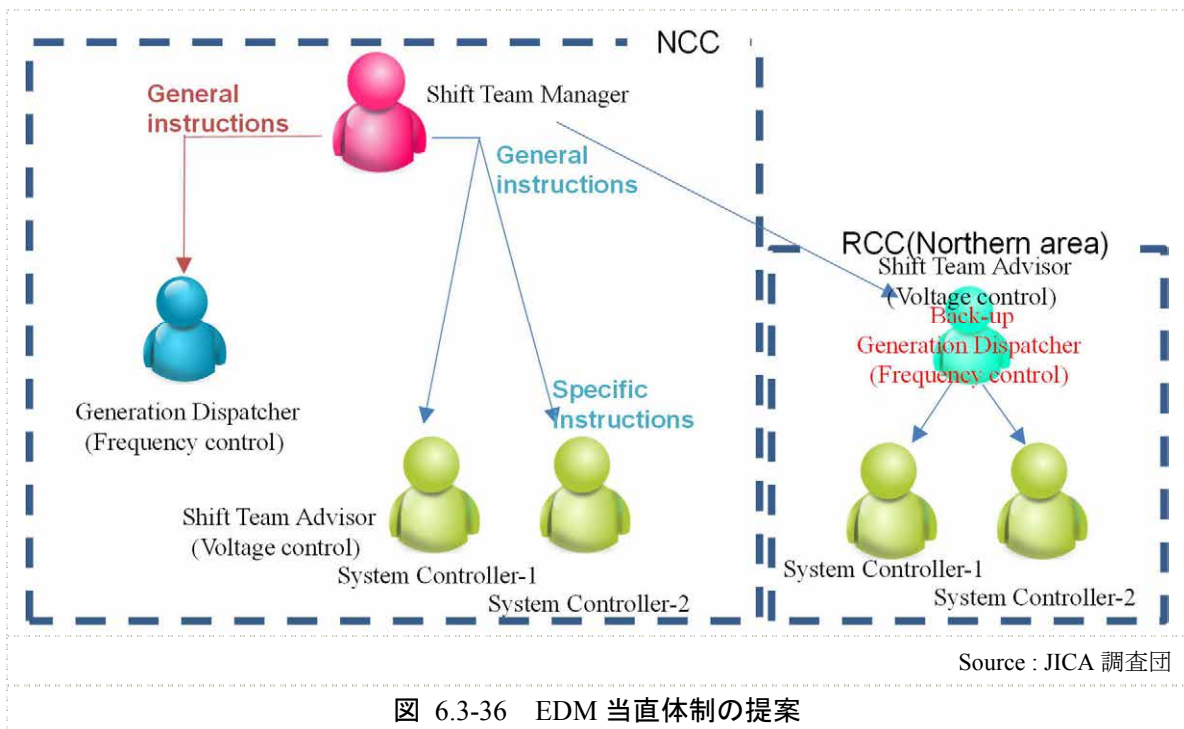


図 6.3-36 EDM 当直体制の提案

Eskom 同様、EDM NCC では当直長の指揮命令下に給電担当を 1 名、系統制御担当を 2 名配置した。当 2 名のうち 1 名は超高压電力系統及び南部系統の電圧を管理する。また、当 2 名は、協調して超高压全系統、南部系統の故障復旧に従事する。

RCC は主に中部系統以北の負荷系統を監視制御する。RCC の責任者として Shift Team Advisor を設置し、当管理下にて 2 名の系統制御担当を配置、計 3 名にて中部系統以北の負荷系統監視制御を行う。尚、中央給電制御所および地方制御所は全く同機能を搭載するものとする⁷¹。

前述 BCP の観点から中央給電制御所、地方制御所被災時の対応として、電力設備の操作は現地電気所運転員が対応可能であるという前提のもと、中央給電制御所、地方制御所にモザンビーク全土の電気所情報が入力されていれば、遠隔監視が可能な状態であり、いずれかの制御から現地電気所へ機器操作の指令を行うことができる。BCP を考えるうえで、EDM として検討すべき点は、中央給電制御所および地方制御所のコンピュータシステムを等価な状態としても、Eskom の対応と比べて以下の 2 点が存在し、各々提案のように解消すべきと考える。

表 6.3-16 EDM NCC・RCC BCP 対策

懸案点	解決策
一方の制御所機能喪失時の代替制御所側での系統制御に関するオペレータの確保	代替制御所の非番チーム召集による運転体制の確保と全チームのモザンビーク全系の系統制御知識の習熟
中央給電制御所機能喪失時の地方制御所の給電業務の継続性	地方制御所 Shift Team Advisor のバックアップ時給電業務の実施と当該業務の技能養成

Source : JICA 調査団

中央給電制御所と地方制御所はモザンビーク南部と中部地域に各々設立される前提であり、この場合、一方の機能喪失によって、オペレータが容易に移動して運転を継続することができない。このため、双方がいずれの系統運用にも対応できるように系統制御に関する技能養成し、非番の当直がバックアップ時の対応できるようにする必要がある。

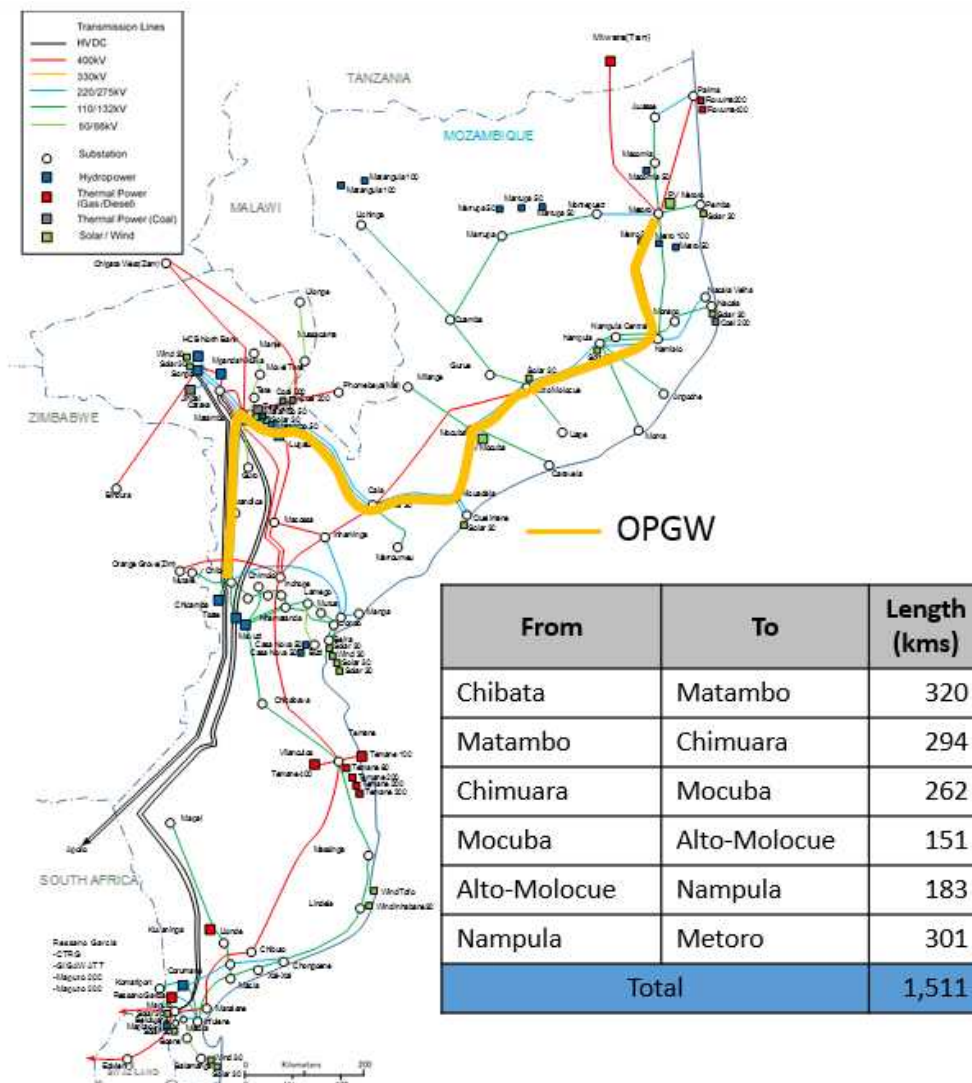
給電業務は常時中央給電制御所に 1 名の体制で実施しており、中央給電制御所被災時にはその代替となる業務を継続できる要員を確保する必要がある。しかし、地方制御所は平常時給電業務を配置していないため、不測の事態に対応するために特別に要員を配置する必要がある。この対応のために、地方制御所 Shift Team Advisor は、平常時の系統制御業務の技能養成に加えて、バックアップ時の給電業務を実施できる技能養成を行うことで、要員の効率化を提案する。

このコンセプトを基として、各オペレータに必要な業務分担及び SCADA/EMS の機能設計を行うことを勧める。

(D) EDM 全社業務を勘案した通信ネットワークの構成

EDF レポートでは、電力系統の拡充に伴い、中央給電制御所および地方制御所の設立を検討すると同時に、各遠隔制御拠点への情報連係の為に、モザンビーク全土に通信ネットワークを敷設することが提案されている。特に北部地域に対する今後の系統拡充に伴い、バックボーンとされる光ファイバ複合架空地線 (Optical Ground Wire : OPGW) を用いた通信ネットワークを構築すべきと提言されている (図 6.3-37 参照)。

⁷¹ EDF レポートにおける前提を採用する。



Source : National Control Center and Northern, Central-Northern, Central Regions

Control Centers Project Feasibility Report-EDF(2013)を基に調査団作成

図 6.3-37 通信ネットワークバックボーン計画

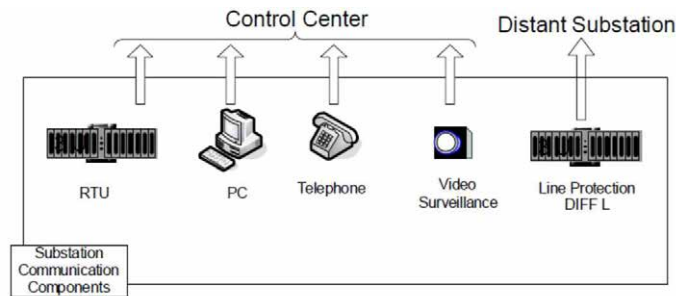
EDMへのインタビューからも、今後の高度情報化への対応のためにOPGWの積極的な導入を検討されていることが聴取でき、66kV以上の既設送電線へのOPGWの適用を計画するとのことであった。

ただし、EDF レポートにおいて明確化されていない点が2点あり、1点目は、通信ネットワークを利用する媒体の包括的な算定がなされていない点、2点目は、情報伝送の信頼度を検討した具体的な論理ネットワーク構造が提案されていない点である。

i) 通信ネットワークを利用する EDM 内業務

前述1点目に関し、EDF レポートでは、電気所とNCC、RCCに関する関係情報量を基に通信ネットワークの帯域算定を行っている(図6.3-38参照)。しかし、EDMにとって通信ネットワークは、単に遠隔監視制御を行うためのニーズで構築するのではなく、EDM全体の業務関係の為に使用するものである。よって、関係するシステム、媒体を包括的に調査して通信帯域を決定する必

要がある。



Source : National Control Center and Northern, Central-Northern, Central Regions Control Centers Project Feasibility Report-EDF (2013)

図 6.3-38 変電所における通信ネットワーク加入媒体

遠隔監視制御の用途以外で通信ネットワークの帯域設計に最も影響を及ぼすと考えられるシステムは、SIGEM と考えられる。SIGEM の構想では、図 6.3-39 に示すように将来配電系統を監視制御する配電制御所 (Distribution Control Center : DCC) を設立し、各 DCC と National Data Center⁷²、コールセンターを連係し、故障復旧状況をリアルタイムに把握、顧客サービスレベルの向上を目指しており、これに加えて、発電・送変電・配電までを包括的に制御できる拡張性も含んでいる。また、稼働している SIGEM のコンポーネントである電気料金徴収管理や顧客管理に関する情報連係は一部一般回線を利用してシステムを実現している部分もあり、自社の所有の通信回線が実現できた場合は、自社通信回線を利用して情報連係することが望ましい。



Source : Procurement of the Supply, Installation & Training of an Integrated Business Management System (SIGEM)-WB (2011)

図 6.3-39 DCCとNational Data Center、コールセンターとの連係

⁷² National Data Center は SIGEM コンピューターシステムが設置箇所を指す。

想定できる範囲にて、将来にわたり EDM が構築する通信ネットワークに加入すべきシステム、媒体を調査した。結果を下表に示す。本表には、EDM 所有通信ネットワークに加入することが必要と位置付けるものを網羅しており、且つ代替手段がある場合はその旨を記している。

通信ネットワークの構築には、EDF レポートに記載される各電気所から NCC、RCC 向けの監視制御にかかる情報量に加え、SIGEM を含む EDM の他の事業活動に係る通信ネットワーク使用量と使用頻度の観点から包括的な伝送量を決定する必要がある事に留意しなければならない。

表 6.3-17 EDM 通信ネットワークの加入すべきシステム・媒体

種別	対向	用途	必要性	特記
制御所間通信 (NCC)	NCC~RCC, HCB, 隣接国ユテーリテイ(隣接 NCC)	制御所間通信 (ICCP)	✓✓✓	平常時運用
制御所間通信 (RCC)	RCC~NCC, HCB, 隣接国ユテーリテイ(隣接 NCC)	制御所間通信 (ICCP)	✓✓✓	バックアップ運用
遠隔端末装置 (南部)	NCC~変電所	監視制御	✓✓✓	
遠隔端末装置 (北部)	RCC~変電所	監視制御	✓✓✓	
遠隔監視装置 (発電所)	発電所~NCC, RCC	自動給電	✓✓✓	
監視カメラ	NCC~南部系統電気所	映像監視	✓	
監視カメラ	RCC~中部・中北部・北部電気所	映像監視	✓	
給電電話	電気所~NCC, RCC	給電指令電話	✓✓	
保安電話	電気所~NCC, RCC	保安確認電話	✓	
データ連係	NCC~SIGEM	系統情報蓄積	✓✓	
データ連係	RCC~SIGEM	系統情報蓄積	✓✓	
データ連係	NIS~SIGEM	現場情報蓄積	✓	
データ連係	ASC~SIGEM	顧客情報, 料金徴収	✓✓✓	一部一般通信回線を適用
データ連係	DCC~SIGEM	配電系統情報	✓✓	将来
データ連係	SIGEM (現 ERP との関係)	人事情報等	✓✓	一部一般通信回線を適用

注) 必要性の✓マークは、必要性の高いものほど多くのマークが付いている。

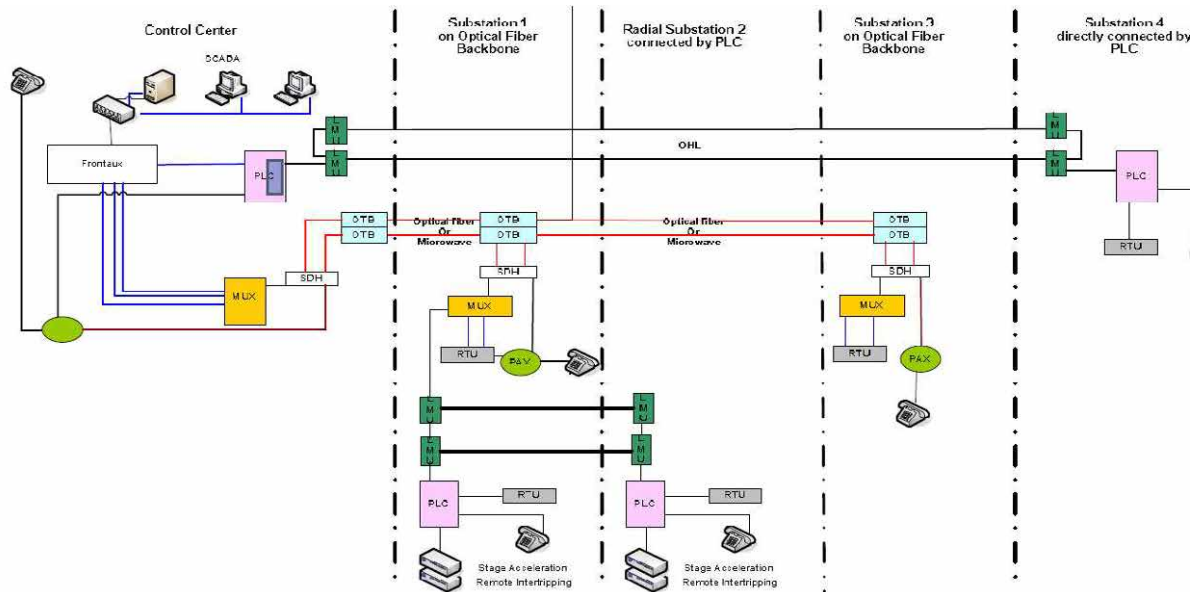
Source : JICA 調査団

ii) 目指すべき通信ネットワーク構成

光通信装置を用いた IP ネットワーク

前述 2 点目は、前述の BCP の検討において示したように、NCC や RCC のように遠隔監視制御箇所と現地電気所を結ぶ通信ルートにおいて断線が発生した場合に信頼度を通信ネットワークトポロジーとしてどのように担保するかという点⁷³である。

EDF レポートでは、通信ネットワークを利用する媒体単位にてどのような通信手段を利用すべきかを記載しているものの、NCC,RCC の加入通信ネットワークトポロジーは不明確である。(図 6.3-40 参照)。

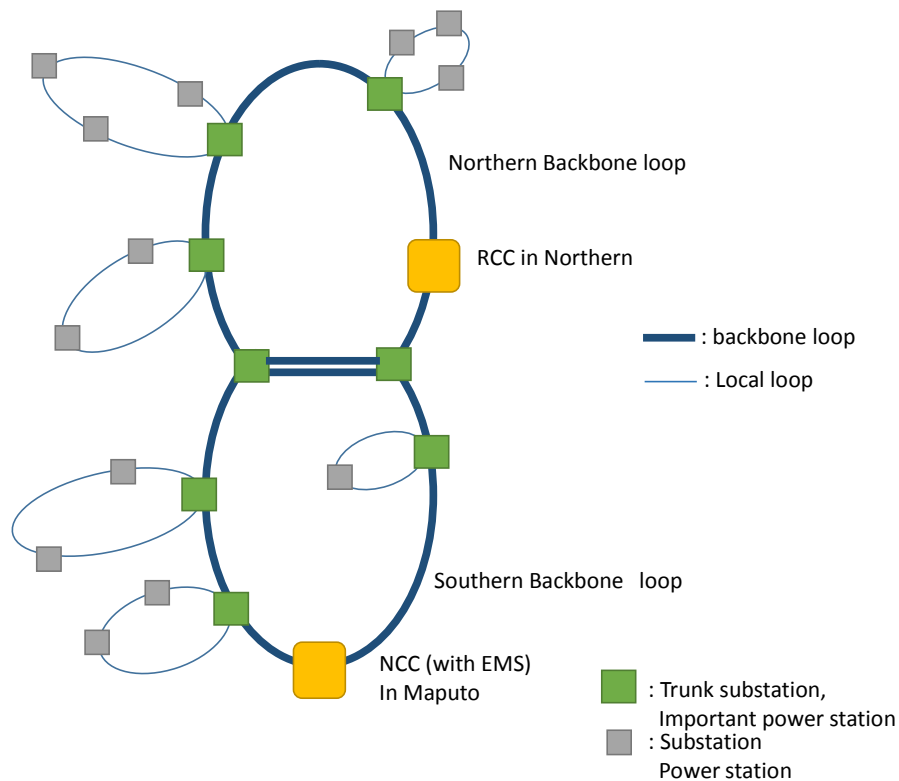


Source : National Control Center and Northern, Central-Northern, Central Regions Control Centers
Project Feasibility Report-EDF(2013)

図 6.3-40 EDFによるNCC,RCCと通信ネットワークの設計

OPGW を用いてバックボーンを形成する通信ネットワークに対し、今後の電力設備増強、EDM としての業務拡大に適用できる通信ネットワークトポロジーについて図 6.3-41 のように考える。

⁷³ 通信途絶は、BCP に限らず通常の信頼度設計においても検討されるべき項目であり、前述の SCADA/EMS コンピュータシステムの冗長化設計と同レベルの検討事項に該当する。



Source : JICA調査団

図 6.3-41 EDFによるNCC,RCCと通信ネットワークの設計（最終形態）

図 6.3-41 は、EDM が将来目指すべき通信ネットワークトポロジーの形態を示す。EDM における通信ネットワークは、南部は OPGW 等を用いた光通信方式であり、北部は PLC を用いた電力線搬送方式が主流である。しかし、下記の理由、適用可能な通信技術を総合的に勘案し、IP 方式による光通信ネットワークの構築を推奨することとした⁷⁴。

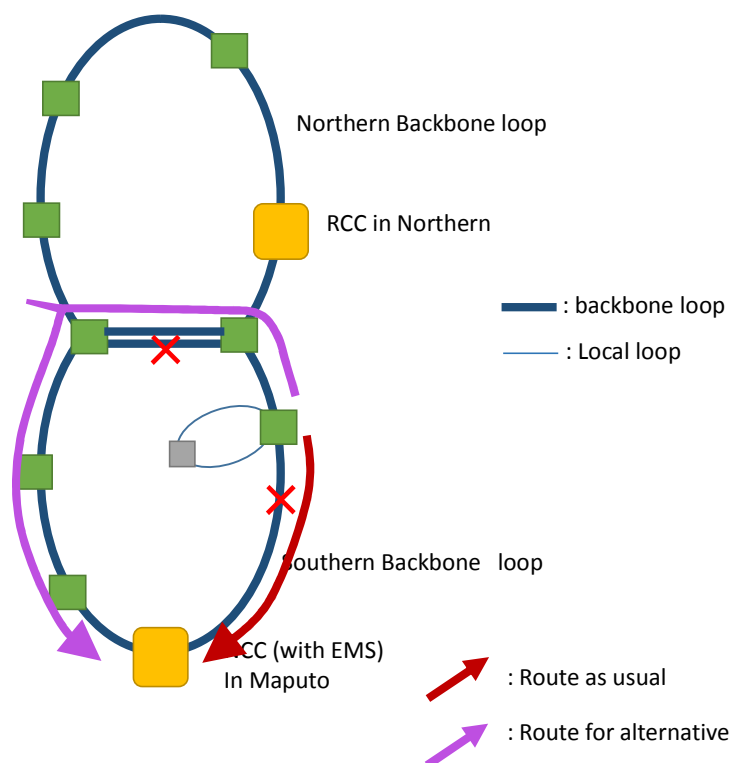
- ・ EDM は OPGW をモザンビーク全土に展開していく方針である
- ・ 専用線方式によるリプレースに比べて経済的である。
- ・ 多くの IP 方式光通信適用機器が汎用製品となり、従来機器に比べて安価である。
- ・ 大容量の情報伝送が可能である。
- ・ 回線の増設・拠点変更に柔軟に対応できる。

以下に本ネットワークトポロジーに関して説明する。

- ✓ ネットワークは、原則 OPGW を使用したループ構成とする。ループ構成とすることで常時 2 つの伝送ルートを確認できる。
- ✓ 南部系統を監視制御する NCC と中部・中北部・北部系統を監視制御する RCC といった情報伝送の範囲が比較的明確に分かれていることに伴い、範囲南部系統電気所を収容する南部バックボーンループと中部・中北部・北部系統電気所を収容する北部バックボーンループの 2 つのバックボーンループに分けた。両バックボーンループは中部地域変電所（中継局）にて接続する。本構成を採用することで、通信ネットワーク多重故障時においても情報伝送を確

⁷⁴ 本ネットワークを構築する上で、ハイブリッド光通信装置を想定している。ハイブリッド光通信装置は 20 年程度の長期稼働保証を有しており、通信ネットワーク構築の上で有用と判断した。

保できる (図 6.3-42 参照)。



Source : JICA調査団

図 6.3-42 通信ルート多重故障時の情報伝送確保

- ✓ ネットワークはバックボーンループとローカルループの 2 層構成とする。各ループの種類を表 6.3-18 に示す。

表 6.3-18 光通信ネットワークの種類

ネットワーク種別	用途	機能	OSI 階層
バックボーンループ	NCC,RCC と主要変電所、重要発電所間のネットワーク交換 ⁷⁵ に使用。	WAN	レイヤ 3
ローカルループ	主要変電所と一般電気所、ASC 間のネットワーク交換に使用。	WAN	レイヤ 3

Source : JICA 調査団

- ✓ 単なる通信インフラを提供することを目的とし、特別な機能 (IDS, IPS, DNS, NTP, DHCP 等⁷⁶) を具備しない。
- ✓ ネットワークと加入システム・媒体との接続は TCP/IP とする。
- ✓ 1 ループ内に収容される局数は、信頼度、累積伝送遅延時間等を観点から最大 20 局を目安とする。

⁷⁵ L3 スイッチで実現するネットワーク交換とは、複数ネットワークを収容するルーティング機器により、異なるネットワーク同士で情報をやりとりすることを指す。

⁷⁶ IDS (Intrusion Detection System : 侵入検知システム) , IPS (Intrusion Prevention System : 侵入防御システム) , DNS (Domain Name Server : 名前解決) , NTP (Network Time Protocol : 時刻配信) , DHCP (Dynamic Host Configuration Protocol : IP アドレス配信)

また、本ネットワークトポロジーに関して、論理的ネットワーク構成として、ルーティング情報

を以下のように設計する。

- ✓ ルーティング情報交換プロトコルとして、Open Shortest Path First (OSPF) ver.2 を適用する。
これによりトポロジ変化に対し柔軟に対応でき、ダイナミックルーティングを適用できる。

iii) PLC と IP ネットワークの共存

上記 IP 方式光通信を推進していくに当たり、課題となるのは既存の電力線通信 (Power Line Communication : PLC) 適用電気所との関係となる。ミニ SCADA が適用されている北部系統は PLC を適用しており、至近年に建設される予定である中北部から北部系統にかかる主要変電所所のミニ SCADA は、通信ネットワーク仕様は明確に示されておらず、PLC 適用⁷⁷の可能性もある。

PLC の寿命に満たない適用電気所への通信ネットワークに関しては、IP 方式光通信と PLC の共存を検討する必要がある。

これには、EDF レポートで示される図 6.3-40 の共存構成が適用できる。NCC,RCC から末端の電気所とのデータ関係は、IP 方式にて対向する主要電気所と通じて PLC にて対向する末端電気所へと方式を変換することで相互接続することが可能である。

(E) 充足すべき人材育成プログラム

短期的課題において明らかにした現状の育成プログラムに関する懸念を踏まえ、系統運用部門に関する人材育成方針、具体的育成計画を検討した。また、SIGEM 下の ERP との関連にも配慮し、人材育成に関する管理方法を提案する。詳細を以下に示す。

i) 保有すべき技術力

系統運用部門が保有すべき技術力は、以下の観点を含めたものである必要がある。

- ア 法律・政令などにより、系統運用者が直接行わなければならない業務に必要な技術力
 - イ 公益事業者としての供給責任、社会責任ならびに会社経営維持の点から、EDM が直接行わなければならない業務に必要な技術力
 - ウ EDM 内規により行わなければならない業務に必要な技術力
- 具体的には、表 6.3-19 に区分された業務に対応した技術力と考えられる。

⁷⁷ PLC 構成電子機器の寿命は約 10 年と考えられる。

表 6.3-19 系統運用部門が管掌すべき業務と必要となる技術力（再掲）

業務	技術力
需給計画・運用	EDM 制御エリアにおける需給運用および国際連系による需給運用に関する業務に必要な技術力
系統操作・運用	給電指令, 運転制御および電力設備の運用に関する業務に必要な技術力
系統技術検討	系統保護、系統解析および電力品質に関する業務に必要な技術力
コンピュータ・ソフトウェア技術	SCADA/EMS を稼働するコンピュータ運用・ソフトウェア運用に関する業務に必要な技術力
通信技術	通信ネットワークの構築・運用に関する業務に必要な技術力

Source : JICA 調査団

ii) 自部門として実施する人材育成（上席者による指導・育成）

人材育成は、人事部が用意するプログラムも必要だが、現場、事業所での OJT (On Job Training) を積極的に実施する⁷⁸。

EDM 内職級グレード 11～13 の要員に対して、教育に関するキーパーソン（教育指導員）を数名育成する。教育指導員は、部門長がグレード 8～10 の要員から任命し、日常業務を通じて適切に部下を指導・育成する責務を負う。例えば、初めて系統運用に従事する社員に対して、最低限業務に必要な系統運用に関する知識を習得させるための座学⁷⁹を実施し、部下の指導、育成を実施する。

また、教育指導員は、部下の技能習得・習熟度合を、日常業務を通じて十分に把握することに努め、定期的にも実施される人事部門が開催する研修への参加の適不適を判断し、部門長へ推薦、具申する。尚、教育指導員の任務は期限制とし、部門内の要員が万遍なく技能養成の指導にタッチできるようにするように配慮する。

教育指導員は表 6.3-20 のように設置することを勧める⁸⁰。

⁷⁸ “Feasibility Study on Vocational Training in EDM”レポートにおいても、配電部門では OJT を計画している。

⁷⁹ 座学は基本的に人材育成プログラムの講義から抽出した内容にて行う。

⁸⁰ 各指導員は部門の要員数に応じて兼任を許容するが、分野毎に個別配置することが望ましい。

表 6.3-20 教育指導員の配置 (案)

種 別	主な任務・担当範囲	配置箇所
需給運用指導員	・需給運用に関する知識, 技能の指導	NCC 1名
指令制御指導員	・NCC, RCCにおける給電指令業務, 運転制御業務に関する知識, 技能の指導	NCC, RCC 各1名
系統技術指導員	・系統保護, 系統解析, 電力品質に関する知識, 技能の指導	NCC, RCC 各1名
コンピュータシステム指導員	・NCC, RCCに関する知識, 技能の指導 ・コンピュータシステム不具合発生時の措置の指導 ・ソフトウェア不具合発生時の措置の指導	NCC, RCC 各1名
通信ネットワーク指導員	・ネットワーク障害時の対処に関する指導 ・ネットワーク設計に関する指導	NCC, RCC 各1名

Source : JICA 調査団

iii) 人事部門にて実施される人材育成 (集合型実務研修)

系統運用分門として実施すべき実務教育の要件を表 6.3-21 に示す。これらの要件は、集合型教育として人事部門が管掌する育成プログラムにて実施されることが望ましい。

表 6.3-21 系統運用部門の実務教育要件

指導員による指導・育成 (OJT)	<ul style="list-style-type: none"> ・新規配属者の為の系統運転の基本知識 ・SCADA/EMS の基本的使用方法 ・平常時・故障発生時の対応方法
研修による実務教育項目 ⁸¹	系統操作・運用 基本知識の習得 <ul style="list-style-type: none"> ・グリッドコードの確認 ・現場設備の確認 ・SCADA 基本機能確認 (単一故障復旧)
	系統操作・運用 高度知識の習得 <ul style="list-style-type: none"> ・現場流通設備の挙動とオペレータへの出力方法 ・故障報告の要件と手順 ・無効電力制御方法
	需給計画・運用 基本知識の習得 <ul style="list-style-type: none"> ・予備力、調整力定義 ・電力需要想定 ・供給力算定
	需給計画・運用 高度知識の習得 <ul style="list-style-type: none"> ・調整力算定 ・経済運用方法算定

⁸¹ 本研修項目が既存の育成プログラムに含まれている場合は、当該研修を受講することにより、含まれていない研修項目は既存の育成プログラムに組み入れるか、新たに新しいプログラムを立案する。

	コンピュータシステム基本知識の修得 <ul style="list-style-type: none"> ・ OS 概要 ・ OS 基本コマンド (vmstat 等) 習得 ・ ハードウェアエラーログ採取
	コンピュータシステム高度知識の修得 <ul style="list-style-type: none"> ・ 仮想化技術習得 ・ データ設計とデータメンテナンス ・ 計算機更新手順確認 ・ ソフトウェア管理方法
	通信ネットワーク基本知識の修得 <ul style="list-style-type: none"> ・ 通信設備概要 (中継器、L2/L3 スイッチ、ファイアーウォール等) ・ 接続確認基本コマンド (ping 等) 習得
	通信ネットワーク高度知識の修得 <ul style="list-style-type: none"> ・ IP アドレス付与方法 ・ VPN 設定方法 ・ 接続確認コマンド習得 (帯域制約設定等) ・ ネットワークセキュリティ対策
	教育指導員の教育 <ul style="list-style-type: none"> ・ 指導員としての心構え ・ 指導

Source : JICA 調査団

これらのように、系統運用部門内部にて育成する仕組みと EDM 全社大にて取り組む育成プログラムと組み合わせることで、教育体制の強化を図る。表 6.3-22 に人事部門と系統運用部門における教育に関する分担案を記載した。人事部門では系統運用部門をはじめ EDM 内各部門における教育体系の整理と部門横断的に保有すべき知識技能の特定を行い、部門間人事交流的な知識養成を計画すべきである。

表 6.3-22 教育担当部署と分担 (案)

実務教育担当部署	分担
Human Resources & Corporative Services Administration	<ul style="list-style-type: none"> ・ 部門教育・部門横断教育の総括管理 ・ 教育予算管理
System Operation direction	<ul style="list-style-type: none"> ・ Direction 内要員の教育計画・実施・管理

Source : JICA 調査団

iv) 人材育成の管理

系統運用部門内にて実施した各技術分野に関する教育指導回数と実施年月日を人事部門へ連絡

し、各要員の教育実績を管理する。教育指導員としての指導回数、指導年月日も同様に管理し、各要員の経歴、教育状況を統計的に評価、管理⁸²する。

v) 人材育成の評価

系統運用部門は、部門内教育の習熟度や人事部門が主催する研修の実施結果を評価し、必要により以後の教育計画等に反映する必要がある。具体的には、教育・研修の進捗、教育内容の深掘り、細分化等が該当する。

また、系統運用部門長は、部門内要員の育成状況を把握し、必要に応じて指導、助言する⁸³。

表 6.3-23 に系統運用部門の人材育成方針として要員全員が共通認識とすべき評価マイルストーン案を示す。本マイルストーンは、系統運用部門員の個別の評価指針として使用するだけでなく、系統運用部門員と共有することにより、系統運用部門所属全要員が、自律的、積極的に自身の技能養成に努めるよう促すことができる。尚、系統運用部門員として、所属部門が実施すべき中核業務は5年を目途に全て習得することを目標とした。

vi) シミュレータを用いた人材育成

前述までに系統運用を円滑に行うための SCADA/EMS の必要性を言及した。机上での習熟でも一定の成果をあげることはできるものの、系統運用をより効率的に習熟するためには、リアリティを迫及したシミュレータを駆使して故障復旧訓練や需給制御訓練を行うことが望まれる。しかし、現時点において、シミュレータに具備すべきしやうが不明確であるため、詳細な提案は避ける。シミュレータ構築に当たり求める要件は、

- ・電力系統に発生した故障復旧を重点的に訓練するか、故障に追従して各発電機の出力持替を訓練するか（系統模擬の詳細さの規定）
- ・チーム訓練、個人訓練等シミュレータ訓練の種別毎の頻度をどうするか。（訓練規模の規定）

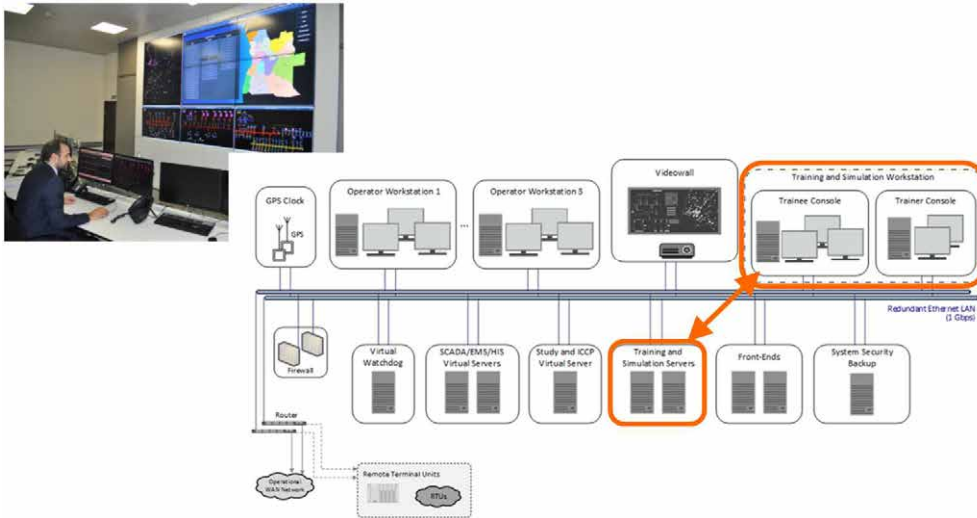
が重要である。

参考として、アンゴラ RNT が設立した National Control Center におけるシミュレータの構成を図 6.3-43 に示す。

RNT が実現しているシミュレータは過去の系統情報もしくはトレーナーが自由に設定した系統に対し、故障イベントを設定、起動することで、トレーニーに故障復旧操作を行わせるものである。シミュレーションは、トレーニング・シミュレーションサーバにて稼働し、トレーニー卓環境にて模擬した系統状態を表示、操作を促す。これらの状況はトレーニー卓環境で監督できる。

⁸² SIGEM では EDM 要員の人事管理システムを保有しており、当情報も蓄積することで要員のキャリア形成を判断することに寄与できる。

⁸³ 必要に応じ、教育指導員等に委嘱してもよい。



Source :efacec 社資料を基に JICA 調査団作成

図 6.3-43 アンゴラ RNT 社の SCADA/EMS とシミュレータ

シミュレータを効率的に稼働させるためには、トレーニーのスキルが求められる他、年間にシミュレータ訓練を実施する時間とトレーニーが訓練事象を作成する時間を調整する必要があり、この業務に従事する要員の確保と育成が必要である。また、シミュレータ訓練を受けた要員に対し、当訓練の実施、結果を前述の人材育成の管理、評価へ組み入れる必要がある。

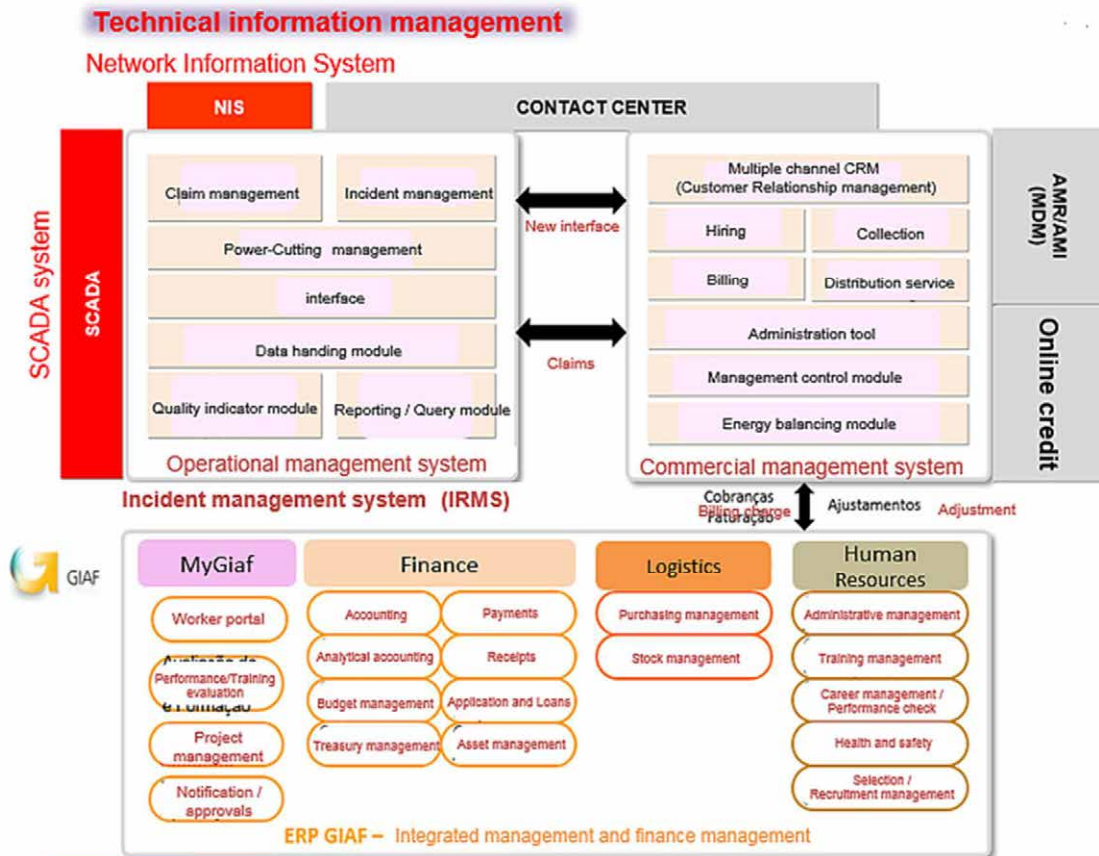
表 6.3-23 系統運用部門が保有すべき技術力習得評価マイルストーン (案)

育成年次		1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年以上
需給計画・運転	長期計画	需要予測の基本がわかる。									
		供給力・調整力の基本がわかる。									
		安定度の基本がわかる。									
		需給計画を立案できる。									
	短期計画	系統設備作業を集計できる。									
		長期計画から系統設備作業を加味した月間・週間需給計画が立案できる。									
	運転	短期計画に基づき需給制御を実施できる。									
		安定度の基本がわかる。									
		安定度、経済性を加味した需給制御を実施できる。									
	配転社員等への教育・指導能力がある										
系統操作・運転	基礎知識	グリッドコードに基づく系統運用の基本がわかる									
		系統保護の基本がわかる。									
		電力設備（発電設備・流通設備・調相設備）の基本がわかる。									
		SCADA を用いた基本操作が実施できる。									
		電圧運用・管理の基本がわかる。									
		安定度の基本がわかる。									
	平常時 対応能力	指令操作の実行ができる									
		系統保護装置および電圧の運用ができる									
		電力系統の監視・運用ができる									
		記録の検査・修正対応ができる。									
異常時 対応能力	故障を迅速に把握、連絡できる										
	故障発生時の系統把握・復旧方針の策定ができる										
	故障報告・復旧報告を実施できる。										
配転社員等への教育・指導能力がある											
コンピュータシステム	SCADA/EMS ソフトウェアの基本動作・故障発生時の一時対応ができる。										
	計算機の基本動作・故障発生時の一次対応ができる。										
	計算機取替、ソフトウェアバックアップ等高度な知識を以てコンピュータシステムを管理できる。										
	配転社員等への教育・指導能力がある										
通信	通信ネットワーク故障発生を把握できる。										
	通信ネットワーク構成を設計・管理できる。										
	配転社員等への教育・指導能力がある										

Source : JICA 調査団

(F) SIGEM へのデータ連携と効果

SCADA/EMS で使用した電力システムに関する運用情報や技術情報を SIGEM に蓄積・公開することで、電力会社としての情報管理を一元化できるだけでなく、顧客に対してサービスレベルの高い情報を提供する可能性が広がる。ここでは、電力システムに関する運用情報や技術情報を用いた新しいサービス、ビジネスモデルの一例を紹介する。



Source :EDM 受領資料 (2017)を基に調査団作成

図 6.3-44 SIGEM のビジネス管理コンポーネント (再掲)

図 6.3-45 は、アメリカ Pacific Gas & Electricity Company の Web site における停電地区の公開画面である。図中、虫眼鏡マークをクリックすると停電状況 (停電時間や停電の原因) や現在の復旧状況が表示される。

このようにリアルタイムに電力システムに関する情報を公開することで、停電に関心の高い顧客に対し、サービスを提供している。

また、図 6.3-46 は、アメリカ CenterPoint Energy 社におけるアセットライフタイム管理⁸⁴である。設備更新計画を運用中の様々なインシデント、運転状況から判断し、より合理的に設備更新計画を行うものである。

このようなサービスを提供することで、系統運用が EDM 社内におけるビジネスモデルに変化を与え、その影響を受けより高品質な系統運用を実施するサイクルを作り出すことができる。

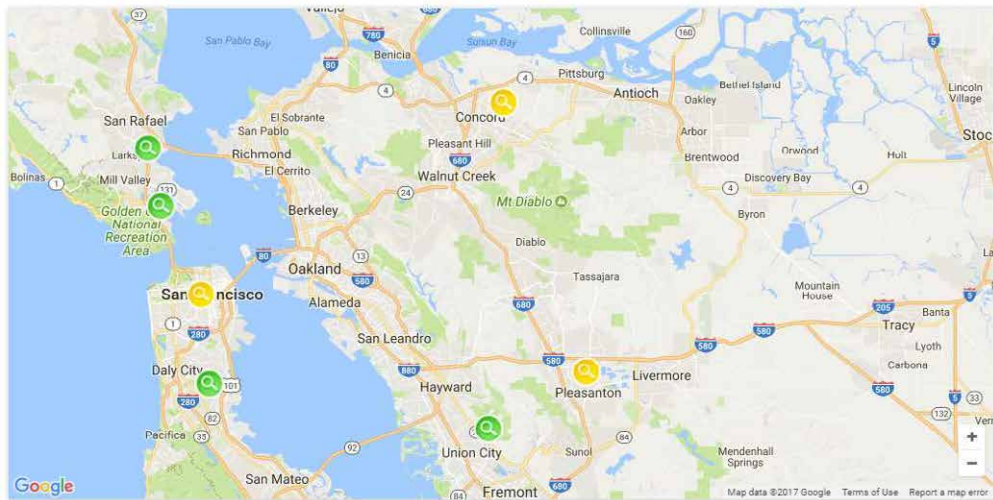
⁸⁴ SIGEM のコンポーネントには現時点ではアセットマネジメントは構成されていない。

SEARCH THE MAP

Select an icon on the map to view outage details or request outage updates. The map is updated every 15 minutes with any new information. For the latest view, refresh the map.

CUSTOMERS AFFECTED

1-49 50-499 500-4999 5000+

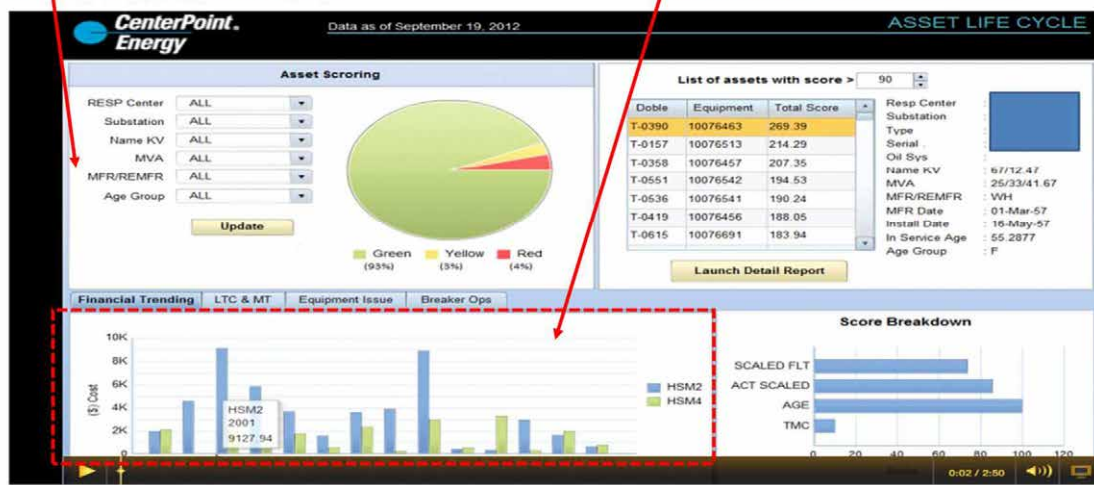


Source : Pacific Gas & Electricity Company Web site (<https://www.pge.com/>)

図 6.3-45 停電地区の Web 公開の一例

全設備の健全性スコア分布

個別設備のライフタイムコスト



Source: “Enabling the Intelligent Energy Future”, CenterPointEnergy – SAP for Utilities, North American Conference (2014)

図 6.3-46 アセットライフタイム管理の一例

(3) 課題解決に向けた提言

前述までの課題解決策は、遅滞なく且つ円滑に実施されることが重要である。下図にアクションプランとして、系統運用に関する大きな命題とその解決期限を示した。STE バックボーンプロジェクトの完成による全国連系と発電容量拡大に伴う大規模な電力取引を実現するためには、系統運用に関する包括的な発展は戦略的に推進する必要がある。下記のスケジュール感に従い、EDM のみならず関連する機関も強調して問題解決を図ることを強く勧める。アクション No.1 は、ARENE を含む電力セクター全体にて取り組む必要がある。この結果に基づき、EDM は社内業務プロセスを解析し、自身に必要な業務スキルと技能養成プログラムを形成していく。更に業務プロセスの解析から支援すべき SCADA/EMS の機能や社内にて必要とする支援コンピュータツールを検討する。

表 6.3-24 系統運用に係るアクションプラン

年次	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
アクション								
1. 政府承認を得る系統運用規程と EDM 社内の系統運用指針の完成	[Blue bar]							
2. 系統運用指針に沿った社内業務プロセスの解析と技能養成プログラムの検討・実施	既存カリキュラム	[Purple bar]	[Dark purple bar]					
3. 社内業務プロセスに沿った SCADA/EMS 必要機能の洗い出しと開発	WB による調査	Fit & Gap		[Orange bar]				

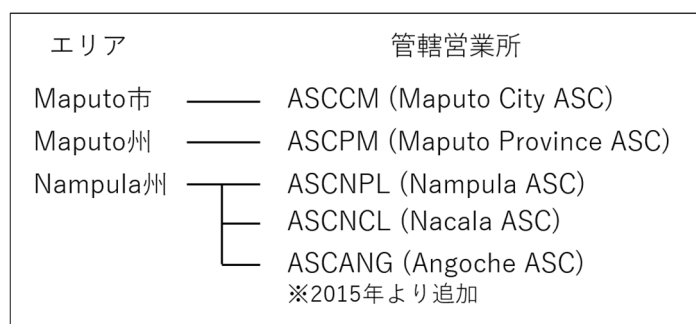
Source : JICA 調査団

第7章 配電開発計画

配電開発計画は Maputo 市、Maputo 州、Nampula 州を対象としている。

7.1 配電設備

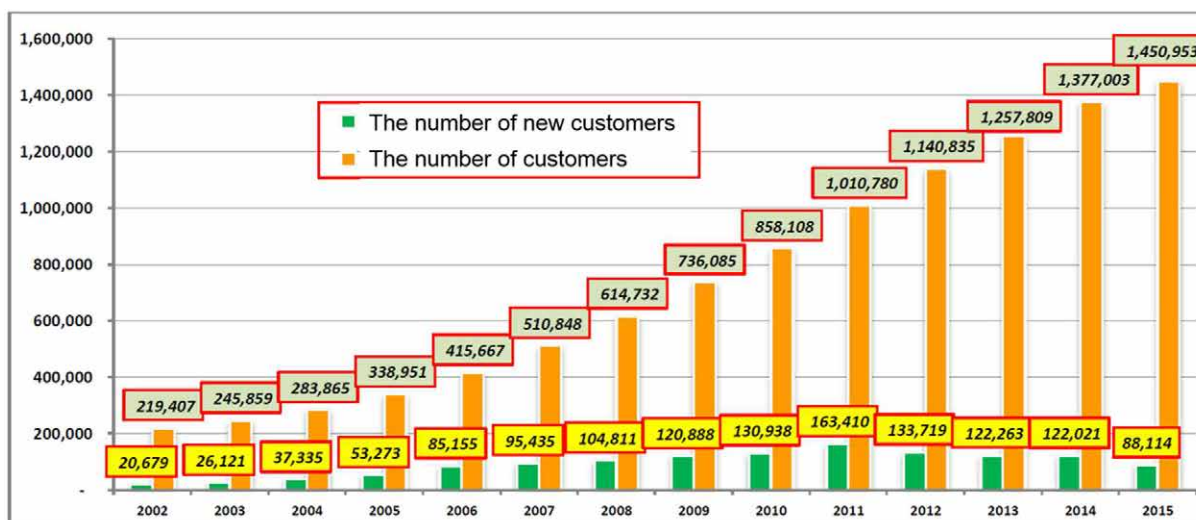
配電線は中圧線（6.6kV から 33kV）と低圧線（三相の場合 400V、単相の場合 220V）から構成される。これらの配電設備は ASC（*Área de Serviço ao Cliente*）と呼ばれる営業所単位で管理されている。配電エリアと管轄営業所を図 7.1-1 に示す。Maputo 市は ASCCM（Maputo City ASC）、Maputo 州は ASCPM（Maputo Province ASC）、Nampula 州は ASCNPL（Nampula ASC）、ASCNCL（Nacala ASC）、ASCANG（Angoche ASC）がそれぞれ管轄している。



出典： JICA 調査団

図 7.1-1 各配電エリアにおける配電設備管轄営業所

図 7.1-2 に需要家数の推移を示す。需要家数は年々増加し続けており、2015 年には 1,450,953 件に達している。この需要増加に伴い、配電設備数は年々増加している。



出典： EDM Statistical Annual Report 2015

図 7.1-2 需要家数の推移

7.1.1 Maputo 市における配電設備

表 7.1-1 に中圧線 (Medium Voltage: MV) と低圧線 (Low Voltage: LV) の亘長とフィーダ数を示す。近年の需要増加に伴い、配電線亘長とフィーダ数が増加している。

表 7.1-1 Maputo 市における配電線亘長とフィーダ数

Voltage	2013		2014			2015			
	Length [km]	The number of feeders	Length [km]	% from the previous year	The number of feeders	Length [km]	% from the previous year	The number of feeders	
MV	33kV	373	11	384	103%	13	391	102%	14
	11kV	357	58	368	103%	58	387	105%	59
	Total	730	69	752	103%	71	778	103%	73
LV	0.4kV	1810	-	1882	104%	-	1918	102%	-

出典： JICA 調査団

表 7.1-2 に変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長を示す。近年の需要増加に伴い、変圧器施設数は増加していることが分かる。また、変圧器 1 台あたりの低圧線亘長は EDM の設計基準である 500m を超過していることが分かる。低圧線亘長が長くなると、電線の抵抗値が増大するため、配電ロスが増加する。詳細は 7.7 配電ロスの項目で記載する。

表 7.1-2 Maputo 市における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長

Voltage	2013		2014			2015				
	Transformer [unit]	LV length per transformer [km/unit]	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year
33/0.4kV	469	-	496	106%	-	-	525	106%	-	-
11/0.4kV	987	-	1031	104%	-	-	1071	104%	-	-
Total	1456	1.24	1527	105%	1.23	99%	1596	105%	1.20	98%

出典： JICA 調査団

表 7.1-3 に Maputo 市の各配電用変電所における停電回数および停電時間を示す。なお、表 7.1-3 のデータは故障停電以外に、計画停電などの停電情報も含んでいる。2015 年の ASCCM 全体では、年間停電回数は 1,700 回、年間停電時間は 1,682 時間 20 分、停電 1 回あたりの復旧平均時間は 59 分である。

表 7.1-3 Maputo 市の各配電用変電所における停電回数および停電時間

Distribution Substation	The number of outage [times]			The duration of outage [hours:minutes]			The duration per outage [hours:minutes]		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
SE1	42	15	45	54:59	11:31	22:36	1:18	0:46	0:30
SE2	98	81	132	54:20	43:34	259:40	0:33	0:32	1:58
SE3	84	58	127	107:17	28:42	136:56	1:16	0:29	1:04
SE4	56	67	57	127:43	41:00	60:03	2:16	0:36	1:03
SE5	7	45	75	8:20	25:09	58:09	1:11	0:33	0:46
SE6	235	137	302	208:25	174:44	251:07	0:53	1:16	0:49
SE7	88	25	89	74:02	22:49	61:54	0:50	0:54	0:41
SE8	29	48	107	106:16	94:43	108:31	3:39	1:58	1:00
SE9	240	166	293	356:41	174:50	293:18	1:29	1:03	1:00
SE10	-	28	215	-	34:18	160:26	-	1:13	0:44
SE Marracuene	127	37	223	51:59	11:41	226:46	0:24	0:18	1:01
SE CTM (ASCCM side)	81	35	35	96:23	42:54	42:54	1:11	1:13	1:13
Whole ASCCM	1087	742	1700	1246:25	705:55	1682:20	1:08	0:57	0:59

出典： JICA 調査団

表 7.1-4 に故障起因の停電回数や停電時間を示す。故障による年間停電回数は 414 回、年間停電時間は 414 時間、停電 1 回あたりの復旧平均時間は 1 時間である。

表 7.1-4 Maputo 市における故障停電回数および故障停電時間

Voltage	The number of outage [times]			The duration of outage [hours : minutes]			The duration per outage [hours : minutes]		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
33kV	-	133	133	-	184:27	133:00	-	1:23	1:00
11kV	-	281	281	-	186:39	281:00	-	0:39	1:00
Whole ASCCM	527	414	414	484:30	371:06	414:00	0:55	0:53	1:00

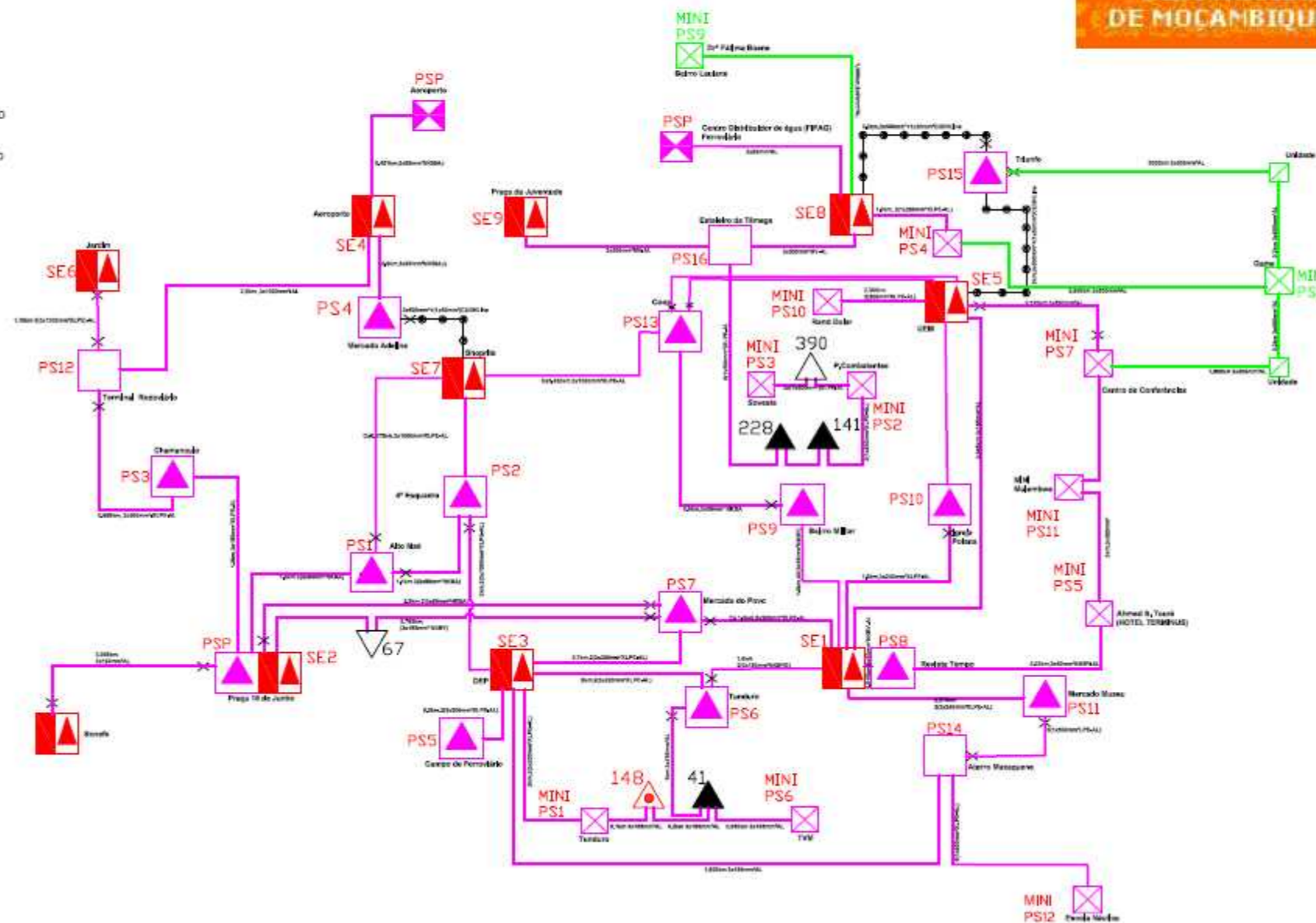
出典： JICA 調査団

図 7.1-3 に Maputo 市内における 11kV 配電線の結線図を示す。SE (Subestação) は配電用変電所を意味し、PS (Posto de Seccionamento) は配電線切替所 (図 7.1-4～図 7.1-5) を意味する。配電線はループを形成しており、PS での操作によって変電所間の負荷を切り替えることができる。また、SE2 には Distribution operation center (図 7.1-6) が併設されており、PS の操作だけでなく、Maputo 市、Maputo 州、Gaza 州、Inhambane 州の配電用変電所の開閉器を遠隔で操作することができる。2017 年 10 月現在では、PS1、PS10 のみ遠隔操作が可能であり、他の PS では現地操作が必要となる。PS には劣化が進んでいるものがあり、取替が計画されている。

EDM-Maputo

Diagrama Unifilar da Rede Primária de 11

Legenda:



出典：EDM

図 7.1-3 Maputo 市内における 11kV 配電線結線図



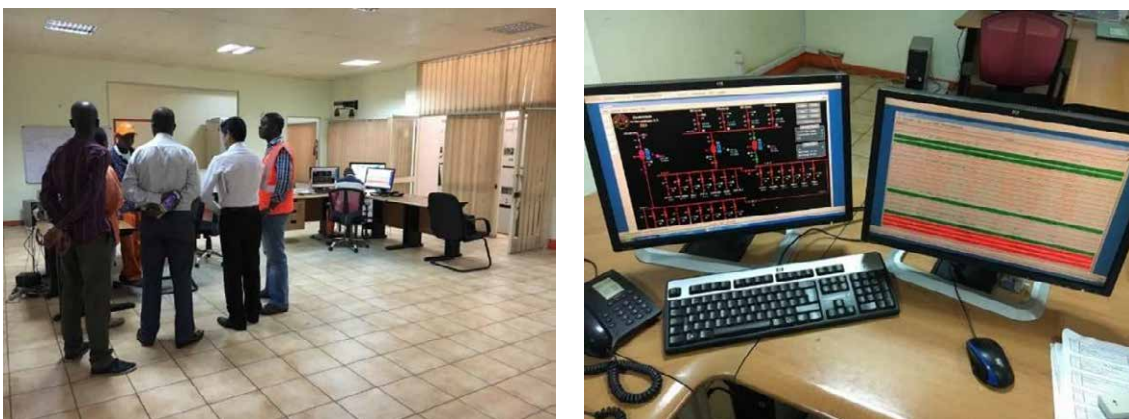
出典：JICA 調査団

図 7.1-4 PS の外観



出典：JICA 調査団

図 7.1-5 PS の内部（左：遠隔操作可能型、右：手動操作型）



出典：JICA 調査団

図 7.1-6 Distribution operation center（左：内部、右：操作端末）

表 7.1-5 に Maputo 市の各配電用変電所における変圧器稼働率を示す。2015 年にはいくつかの変圧器稼働率が 100%を超過していたことを受け、2016 年には全ての変圧器稼働率が 100%未満となるよう負荷を切り替えたと報告されている。しかし近年の負荷増加により、変圧器の定期点検

などのための、他変電所への負荷切り替えが困難になっており、世界銀行の Urgent Project の下で、40MVA 変圧器増設が予定されている。供給信頼度向上に向けた、N-1 基準を満たす配電用変電所の開発計画については、7.2 節にて記載する。

表 7.1-5 Maputo 市の各配電用変電所における変圧器稼働率

ASCCM - PONTAS NAS SUBESTAÇÕES							
Nº	Subestação	Transformador	Potência Instalada [MW]	Ponta Máx (MW)	Índice de Carga 2015 (%)	Índice de Carga 2014 (%)	
1	SE1	TR3 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	31,08	130%	108%	
2	SE2	TR2 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	32,00	133%	108%	
3	SE3	TR2 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	25,85	108%	96%	
		TR3 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	28,29	110%	100%	
4	SE4	TR1 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	21,29	89%	71%	
5	Se5	TR1 - 1x20 MVA - 66/11 kV	16,00	23,29	146%	108%	
		TR2 - 1x20 - 66/11 kV	16,00	21,49	134%	125%	
6	SE6	BAR 1 - 1x10 MVA - 66/11 kV	32,00	39,93	125%	86%	
		BAR 2 - 1x30 MVA - 66/33 kV					
7	SE7	TR1 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	34,25	143%	107%	
8	SE8	TR1 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	31,16	130%	93%	
9	SE9	TR1 - 1x30 MVA - 66/11 kV	24,00	20,58	86%	65%	
		TR2 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	27,30	114%	120%	
10	SE10	TR1 - 1x40 MVA - 66/33 kV	32,00	24,51	77%	98%	
		TR2 - 1x10 MVA - 33/11 kV	8,00				
11	SE Marracuene	Tr1 - 1x20 MVA - 66/33 kV	16,00	19,76	124%	97%	

出典：EDM Performance of Distribution Network Report 2015

7.1.2 Maputo 州における配電設備

表 7.1-6 に中圧線と低圧線の亘長とフィーダ数を示す。近年の需要増加に伴い、配電線亘長が増加している。

表 7.1-6 Maputo 州における配電線亘長とフィーダ数

Voltage	2013		2014			2015			
	Length [km]	The number of feeders	Length [km]	Percent from the previous year	The number of feeders	Length [km]	Percent from the previous year	The number of feeders	
MV	33kV	1268	34	1353	107%	33	1383	102%	33
	22kV	8	1	8	100%	1	8	100%	1
	19.1kV	87	0	87	100%	1	87	100%	1
	11kV	98	11	101	103%	11	101	100%	11
	Total	1461	46	1549	106%	46	1579	102%	46
LV	0.4kV	5160	-	5289	103%	-	5329	101%	-

出典：JICA 調査団

表 7.1-7 に変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線亘長を示す。近年の需要増加に伴い、変圧器施設数が増加している。変圧器 1 台あたりの低圧線亘長は EDM の設計基準である 500m を超過している。低圧線亘長が長くなると、電線の抵抗値が増大するため、配電ロスが増加する。詳細については 7.7 配電ロスの項目で記載する。

表 7.1-7 Maputo 州における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線巨長

Voltage	2013		2014			2015				
	Transformer [unit]	LV length per transformer [km/unit]	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year
33/0.4kV	1371	-	1528	111%	-	-	1669	109%	-	-
22/0.4kV	16	-	16	100%	-	-	16	100%	-	-
19.1/0.4kV	23	-	23	100%	-	-	23	100%	-	-
11/0.4kV	118	-	131	111%	-	-	131	100%	-	-
Total	1528	3.38	1698	111%	3.11	92%	1839	108%	2.90	93%

出典： JICA 調査団

表 7.1-8 に Maputo 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間を示す。表 7.1-8 のデータは故障停電以外に、計画停電などの停電情報も含んでいる。ASCPM 全体では、年間停電回数は 1,857 回、年間停電時間は 1,154 時間 37 分、停電 1 回あたりの復旧平均時間は 37 分である。

表 7.1-8 Maputo 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間

Distribution Substation	The number of outage [times]			The duration of outage [hours:minutes]			The duration per outage [hours:minutes]		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
SE Matola Gare	169	177	246	79:31	163:24	168:43	0:28	0:55	0:41
SE Matola Rio	105	79	130	84:19	44:26	61:45	0:48	0:33	0:28
SE Salamanga	95	100	132	52:02	92:43	182:41	0:32	0:55	1:23
SE CTM (ASCPM side)	197	160	207	141:34	95:47	112:34	0:43	0:35	0:32
SE Machava	246	297	440	175:16	23:03	229:21	0:42	0:04	0:31
SE Boane	414	314	586	172:15	214:42	281:00	0:24	0:41	0:28
SE Manhica	172	74	92	111:17	65:59	80:11	0:38	0:53	0:52
SE Beluluane	1	17	6	0:57	27:17	16:36	0:57	1:36	2:46
Whole ASCPM	1427	1291	1857	896:05	801:59	1154:37	0:37	0:37	0:37

出典： JICA 調査団

表 7.1-9 に故障による停電回数と停電時間を示す。故障による年間停電回数は 655 回、年間停電時間は 570 時間 1 分、停電 1 回あたりの復旧平均時間は 52 分である。Maputo 州は配電エリアが広く、変電所間の物理的距離が離れているため、配電方式をループ形状とすることが困難である。そのため、停電時に別配電線からの供給が困難となり、停電時間が長くなることがある。

表 7.1-9 Maputo 州における故障による停電回数および停電時間

Voltage	The number of outage [times]			The duration of outage [hours : minutes]			The duration per outage [hours : minutes]		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
33kV	-	646	646	-	556:25	556:25	-	0:51	0:51
22kV	-	0	0	-	0:00	0:00	-	0:00	0:00
19.1kV	-	0	0	-	0:00	0:00	-	0:00	0:00
11kV	-	9	9	-	13:36	13:36	-	1:30	1:30
Whole ASCPM	1246	655	655	746:35	570:01	570:01	0:35	0:52	0:52

出典： JICA 調査団

表 7.1-10 に Maputo 州の各配電用変電所における変圧器稼働率を示す。2015 年には変圧器稼働率が 100%を超過している変電所があり、さらに近年の負荷の増加により、負荷の切り替えや、変圧器を停止した定期点検の実施が困難となることが予想される。供給信頼度向上に向けた、N-1 基準を満たす配電用変電所の開発計画については、7.2 節にて記載する。

表 7.1-10 Maputo 州における配電用変電所の稼働率

ASCPM - PONTAS NAS SUBESTAÇÕES						
Nº	Subestação	Transformador	Potência Instalada [MW]	Ponta Máx (MW)	Índice de Carga 2015 (%)	Índice de Carga 2014 (%)
1	MACHAVA	TR1 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	27,16	113%	96%
		TR2 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	29,69	124%	
2	SALAMANGA	TR1 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	9,71	121%	58%
		TR2 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	9,70	121%	58%
3	BOANE	TR1 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	22,10	92%	88%
4	MATOLA RIO	TR1 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	24,74	103%	77%
5	CTM	TR1 - 2x30 MVA - 66/33 kV	48,00	29,93	62%	59%
6	BELULUANE	TR1 - 1x20 MVA - 66/11 kV	16,00	2,00	13%	25%
7	MATOLA GARE	TR1 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	26,17	109%	107%
		TR2 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	7,19	90%	
8	MANHICA	TR1 - 1x30 MVA - 66/33 kV	24,00	10,56	44%	27%
9	INFULENE MOVEL	TR1 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	10,07	126%	111%
10	KONGOLOTE MOVEL	TR1 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	3,90	49%	86%
11	EL7-KONGOLOTE	TR1 - 1x10 MVA - 66/33 kV	8,00	10,06	126%	
12	CORRUMANA	TR1 - 1x10 MVA - 110/33 kV	8,00	0,90	11%	8%

出典： EDM Performance of Distribution Network Report 2015

7.1.3 Nampula 州における配電設備

Nampula 州の配電エリアは広大であるため、ASCNPL、ASCNCL、ASCANG が管轄している。なお、ASCANG は 2015 年より新たに追加されている。

Nampula 州全体の中圧線・低圧線の亘長とフィーダ数を表 7.1-11 に示す。近年の需要増加に伴い、配電線亘長とフィーダ数が増加している。なお、2015 年に ASCNPL の一部の配電線管理が ASCANG へ移管されたため、22kV と 6.6kV の配電線亘長が 0 になっている。

表 7.1-11 Nampula 州における配電線互長とフィーダ数

Voltage	ASC		2013		2014			2015		
			Length [km]	The number of feeders	Length [km]	Percent from the previous year	The number of feeders	Length [km]	Percent from the previous year	The number of feeders
MV	ASCNPL	33kV	894	7	903	101%	5	922	102%	5
		22kV	123	2	123	100%	2	0	0%	0
		11kV	129	8	130	101%	10	123	95%	10
		6.6kV	25	3	25	100%	3	0	0%	0
		Total	1171	20	1181	101%	20	1045	88%	15
	ASCNCL	33kV	659	9	662	100%	7	670	101%	5
		11kV	56	11	57	102%	10	58	102%	10
		Total	715	20	719	101%	17	728	101%	15
	ASCANG	33kV	-	-	-	-	-	369	-	1
		22kV	-	-	-	-	-	123	-	2
		6.6kV	-	-	-	-	-	25	-	2
		Total	-	-	-	-	-	517	-	5
	Nampula province	33kV	1553	16	1565	101%	12	1961	125%	11
		22kV	123	2	123	100%	2	123	100%	2
		11kV	129	19	187	145%	20	181	97%	20
		6.6kV	25	3	25	100%	3	25	100%	2
Total		1830	40	1900	104%	37	2290	121%	35	
LV	ASCNPL	0.4kV	960	-	2057	214%	-	2098	102%	-
	ASCNCL	0.4kV	460	-	1151	250%	-	1159	101%	-
	ASCANG	0.4kV	-	-	-	-	-	144	-	-
	Nampula province	Total	1420	-	3208	226%	-	3401	106%	-

出典： JICA 調査団

表 7.1-12 に変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線互長を示す。近年の需要増加に伴い、変圧器施設数が増加している。変圧器 1 台あたりの低圧線互長は EDM が目安としている 500m を超過している。低圧線互長が長くなると、電線の抵抗値が増大するため、配電ロスが増加する。詳細は 7.7 配電ロスの項目で記載する。

表 7.1-12 Nampula 州における変圧器施設数と変圧器 1 台あたりの低圧線互長

ASC	Voltage	2013		2014			2015				
		Transformer [unit]	LV length per transformer [km/unit]	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year	Transformer [unit]	% from the previous year	LV length per transformer [km/unit]	% from the previous year
ASCNPL	33/0.4kV	159	-	181	114%	-	-	232	128%	-	-
	22/0.4kV	15	-	14	93%	-	-	0	0%	-	-
	11/0.4kV	184	-	187	102%	-	-	219	117%	-	-
	6.6/0.4kV	23	-	14	61%	-	-	0	0%	-	-
	Total	381	2.52	396	104%	5.19	206%	451	114%	4.65	90%
ASCNCL	33/0.4kV	261	-	289	111%	-	-	314	109%	-	-
	11/0.4kV	53	-	64	121%	-	-	68	106%	-	-
	Total	314	1.46	353	112%	3.26	223%	382	108%	3.03	93%
ASCANG	33/0.4kV	-	-	-	-	-	-	46	-	-	-
	22/0.4kV	-	-	-	-	-	-	17	-	-	-
	6.6/0.4kV	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-
	Total	-	-	-	-	-	-	70	-	2.06	-
Nampula Province	33/0.4kV	420	-	470	112%	-	-	592	126%	-	-
	22/0.4kV	15	-	14	93%	-	-	17	121%	-	-
	11/0.4kV	237	-	251	106%	-	-	287	114%	-	-
	6.6/0.4kV	23	-	14	61%	-	-	7	50%	-	-
	Total	695	2.04	749	108%	4.28	210%	903	121%	3.77	88%

出典： JICA 調査団

表 7.1-13 に Nampula 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間を示す。表 7.1-13

のデータは故障停電以外に、計画停電などの停電情報も含んでいる。Nampula 州全体では、年間停電回数は 543 回、年間停電時間は 685 時間 43 分、停電 1 回あたりの復旧時間は 1 時間 15 分である。

表 7.1-13 Nampula 州の各配電用変電所における停電回数および停電時間

ASC	Distribution Substation	The number of outage [times]			The duration of outage [hours:minutes]			The duration per outage [hours:minutes]		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
ASCNPL	SE Nampula	1031	1266	432	1462:18	941:48	457:03	1:25	0:44	1:03
	SE Moma	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SE Angoche (ASCNPL side)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Whole ASCNPL	1031	1266	432	1462:18	941:48	457:03	1:25	0:44	1:03
ASCNCL	SE Nacala	634	1071	-	637:12	433:51	-	1:00	0:24	-
	SE Angoche (ASCNCL side)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SE Monapo	345	490	-	210:55	285:58	-	0:36	0:35	-
	Whole ASCNCL	979	1561	-	848:07	719:49	-	0:51	0:27	-
ASCANG		-	-	111	-	-	228:40	-	-	2:03
Whole Nampula province		2010	2827	543	2310:25	1661:37	685:43	1:08	0:35	1:15

出典： JICA 調査団

表 7.1-14 に故障起因の停電回数と停電時間を示す。Nampula 州全体では、故障による年間停電回数は 1996 回、年間停電時間は 1242 時間 55 分、停電 1 回あたりの復旧時間は 37 分である。Nampula 州は配電エリアが広く、変電所間の物理的距離が離れているため、配電方式をループ形状とすることが困難である。そのため、停電時に別配電線からの供給が困難となり、停電時間が長くなることがある。

表 7.1-15 と表 7.1-16 に Nampula ASC と Nacala ASC の各配電用変電所における変圧器稼働率を示す。変圧器稼働率が 100%を超過している変電所があり、さらに近年の負荷の増加により、負荷の切り替えや、変圧器を停止した定期点検の実施が困難となることが予想される。供給信頼度向上に向けた、N-1 基準を満たす配電用変電所の開発計画については、7.2 節にて記載する。

表 7.1-14 Nampula 州の故障による停電回数および停電時間

ASC	Voltage	The number of outage [times]			The duration of outage [hours : minutes]			The duration per outage [hours : minutes]		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
ASCNPL	33kV	-	299	299	-	334:55	334:55	-	1:07	1:07
	22kV	-	55	0	-	68:30	0:00	-	1:14	0:00
	11kV	-	449	449	-	315:25	315:25	-	0:42	0:42
	6.6kV	-	0	0	-	0:00	0:00	-	0:00	0:00
	Whole ASCNPL	512	803	748	1155:19	718:50	650:20	2:15	0:53	0:52
ASCNCL	33kV	-	1121	1121	-	343:26	343:26	-	0:18	0:18
	11kV	-	28	28	-	38:55	38:55	-	1:23	1:23
	Whole ASCNCL	525	1149	1149	430:26	382:21	382:21	0:49	0:19	0:19
ASCANG	33kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	22kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	6.6kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Whole ASCANG	-	-	99	-	-	210:14	-	-	2:07
Whole Nampula province	1037	1952	1996	1585:45	1101:11	1242:55	1:31	0:33	0:37	

出典： JICA 調査団

表 7.1-15 ASCNPL における配電用変電所の稼働率

ASCNPL - PONTAS NAS SUBESTAÇÕES						
Nº	Subestação	Transformador	Potência Instalada [MW]	Índice de Carga 2015 (%)	Índice de Carga 2014 (%)	
1	NAMPULA	TR2 1x35 MVA - 110/33 kV	28	102%	112%	
2	NAMPULA MOVEL 1	TR 10 MVA 110/33 kV	8	130%	125%	
3	NAMPULA MOVEL 2	TR 10 MVA 110/33 kV	8	130%	125%	

出典： EDM Performance of Distribution Network Report 2015

表 7.1-16 ASCNCL における配電用変電所の稼働率

ASCNCL - PONTAS NAS SUBESTAÇÕES						
Nº	Subestação	Transformador	Potência Instalada [MW]	Índice de Carga 2015 (%)	Índice de Carga 2014 (%)	
1	NACALA	TR1 - 1x35 MVA - 110/33 kV	28	81%	91%	
		TR2 - 1x35 MVA - 110/33 kV	28	94%	78%	
2	MONAPO	TR2 - 1x10 MVA - 110/33 kV	8	34%		
		TR - 1x16 MVA - 110/33 kV	12,8	75%	78%	

出典： EDM Performance of Distribution Network Report 2015

7.2 需要予測結果に基づいた配電用変電所開発計画

今後の需要増加に伴い、負荷の切り替えや、変圧器を停止した定期点検の実施が困難となることが予想される。将来の供給計画とその供給信頼度を評価するためには、配電用変電所開発計画策定が必要である。将来、EDM が配電用変電所開発計画を策定し投資を呼び込めるよう、計画策定方法を提案する。

配電用変電所開発計画検討時の条件は次の通りである。

- ・各配電用変電所における需要は 2017 年の PSSE データを使用する。
- ・各配電用変電所には最低でも 2 台の変圧器が設置できる広さがある。
- ・2022 年までに全ての配電用変電所が N-1 基準を満たす。

- ・変圧器増設、変電所増設は送電開発計画をベースに検討しているため、増設に伴う送電線容量は不足しない
- ・建設コストは送電開発計画にて計上する

7.2.1 Maputo 市における配電用変電所開発計画

表 7.2-1 に Maputo 市の各配電用変電所における需要予測を示す。黒色の丸印は変圧器容量を超過することを示す。

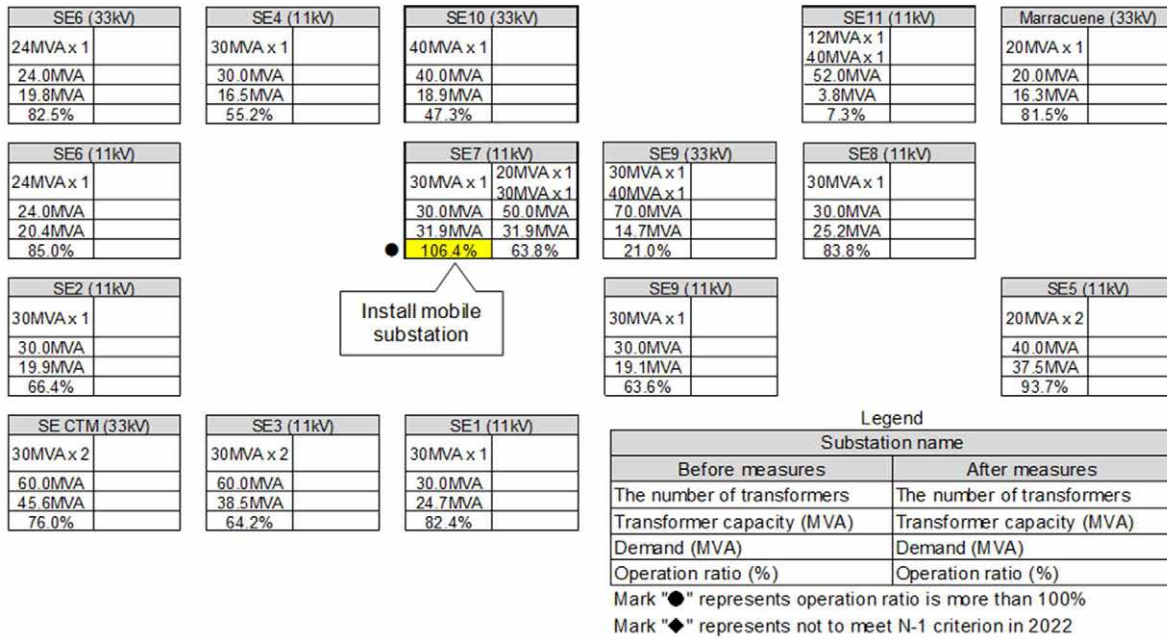
表 7.2-1 Maputo 市の各配電用変電所における需要予測

Distribution Substation	Substation Capacity	Year				
		2018	2019	2020	2021	2022
SE1	30MVA x 1	24.7	26.8	30.0	●32.6	●35.2
SE2	30MVA x 1	19.9	21.6	24.2	26.2	28.3
SE3	30MVA x 2	38.5	41.8	46.7	50.7	54.8
SE4	30MVA x 1	16.5	17.9	20.1	21.8	23.5
SE5	20MVA x 2	37.5	●40.6	●45.4	●49.3	●53.2
SE6	24MVA x 1 (33kV)	19.8	21.5	24.0	●26.0	●28.1
	24MVA x 1 (11kV)	20.4	22.1	●24.7	●26.8	●29.0
SE7	30MVA x 1	●31.9	●34.6	●38.6	●42.0	●45.4
SE8	30MVA x 1	25.2	27.3	●30.5	●33.1	●35.8
SE9	30MVA x 1 (33kV)	14.7	15.9	17.8	19.3	20.9
	30MVA x 1 (11kV)	19.1	20.7	23.1	25.1	27.1
SE10 Zimpeto	40MVA x 1	18.9	20.5	22.9	24.9	26.9
SE11	12MVA x 1	3.8	4.2	4.7	5.0	5.5
	40MVA x 1					
SE CTM	30MVA x 2	45.6	49.5	55.3	60.0	●64.9
SE Marracuene	20MVA x 1	16.3	●21.8	●23.2	●25.6	●28.0

出典：JICA 調査団

図 7.2-1 に 2018 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。SE7 において変圧器容量を超過するため、移動変電所の設置を検討する。

Year 2018



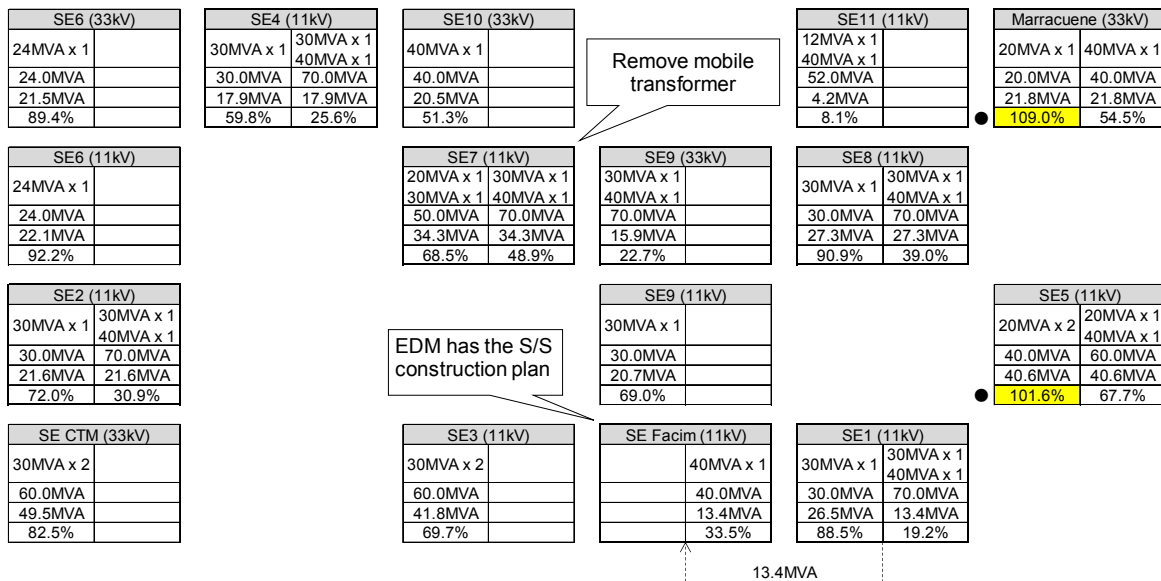
出典：JICA 調査団

図 7.2-1 2018 年における Maputo 市の各配電用変電所需要

図 7.2-2 に 2019 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。必要となる対策は下記のとおりである。

- SE Facim の新設 (WB Mid-term project)
- SE 1, SE 2, SE 4, SE 5, SE 7, SE 8 に 40MVA 変圧器を増設 (WB Emergency project)
- SE Marracuene に 40MVA 変圧器を増設

Year 2019



出典：JICA 調査団

図 7.2-2 2019 年における Maputo 市の各配電用変電所需要

図 7.2-3 に 2020 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。SE 6 (11kV) ～ 40MVA 変圧器を増設する必要がある。

Year 2020

SE6 (33kV)		SE4 (11kV)		SE10 (33kV)		SE11 (11kV)		Marracuene (33kV)	
24MVA x 1		30MVA x 1		40MVA x 1		12MVA x 1		40MVA x 1	
24.0MVA		40MVA x 1		40.0MVA		40MVA x 1		40.0MVA	
24.0MVA		70.0MVA		22.9MVA		52.0MVA		23.2MVA	
100.0%		20.1MVA		57.3%		4.7MVA		58.0%	
		28.7%				9.0%			
SE6 (11kV)		SE7 (11kV)		SE9 (33kV)		SE8 (11kV)			
24MVA x 1	24MVA x 1	30MVA x 1		30MVA x 1		30MVA x 1			
24.0MVA	40MVA x 1	40MVA x 1		40MVA x 1		40MVA x 1			
24.7MVA	64.0MVA	70.0MVA		70.0MVA		70.0MVA			
103.0%	38.6%	38.7MVA		17.8MVA		30.5MVA			
		55.3%		25.4%		43.6%			
SE2 (11kV)				SE9 (11kV)				SE5 (11kV)	
30MVA x 1				30MVA x 1				20MVA x 1	
40MVA x 1				30.0MVA				40MVA x 1	
70.0MVA				23.1MVA				60.0MVA	
24.2MVA				77.1%				45.4MVA	
34.5%								75.7%	
SE CTM (33kV)				SE3 (11kV)		SE Facim (11kV)		SE1 (11kV)	
30MVA x 2				30MVA x 2		40MVA x 1		30MVA x 1	
60.0MVA				60.0MVA		40.0MVA		40MVA x 1	
55.3MVA				46.7MVA		15.0MVA		70.0MVA	
92.2%				77.9%		37.5%		15.0MVA	
								21.4%	

出典：JICA 調査団

図 7.2-3 2020 年における Maputo 市の各配電用変電所需要

図 7.2-4 に 2021 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。SE6 (33kV) ～ 40MVA 変圧器を増設する必要がある。

Year 2021

SE6 (33kV)		SE4 (11kV)		SE10 (33kV)		SE11 (11kV)		Marracuene (33kV)	
24MVA x 1	24MVA x 1	30MVA x 1		40MVA x 1		12MVA x 1		40MVA x 1	
24.0MVA	64.0MVA	40MVA x 1		40.0MVA		40MVA x 1		40.0MVA	
26.0MVA	26.0MVA	70.0MVA		24.9MVA		52.0MVA		25.6MVA	
108.4%	40.7%	21.8MVA		62.3%		5.0MVA		64.0%	
		31.1%				9.6%			
SE6 (11kV)				SE7 (11kV)		SE9 (33kV)		SE8 (11kV)	
24MVA x 1				30MVA x 1		30MVA x 1		30MVA x 1	
40MVA x 1				40MVA x 1		40MVA x 1		40MVA x 1	
64.0MVA				70.0MVA		70.0MVA		70.0MVA	
26.8MVA				42.0MVA		19.3MVA		33.1MVA	
41.9%				59.9%		27.6%		47.3%	
SE2 (11kV)				SE9 (11kV)				SE5 (11kV)	
30MVA x 1				30MVA x 1				20MVA x 1	
40MVA x 1				30.0MVA				40MVA x 1	
70.0MVA				25.1MVA				60.0MVA	
26.2MVA				83.6%				49.3MVA	
37.4%								82.1%	
SE CTM (33kV)				SE3 (11kV)		SE Facim (11kV)		SE1 (11kV)	
30MVA x 2				30MVA x 2		40MVA x 1		30MVA x 1	
60.0MVA				60.0MVA		40.0MVA		40MVA x 1	
60.0MVA				50.7MVA		16.3MVA		70.0MVA	
100.0%				84.5%		40.6%		16.3MVA	
								23.2%	

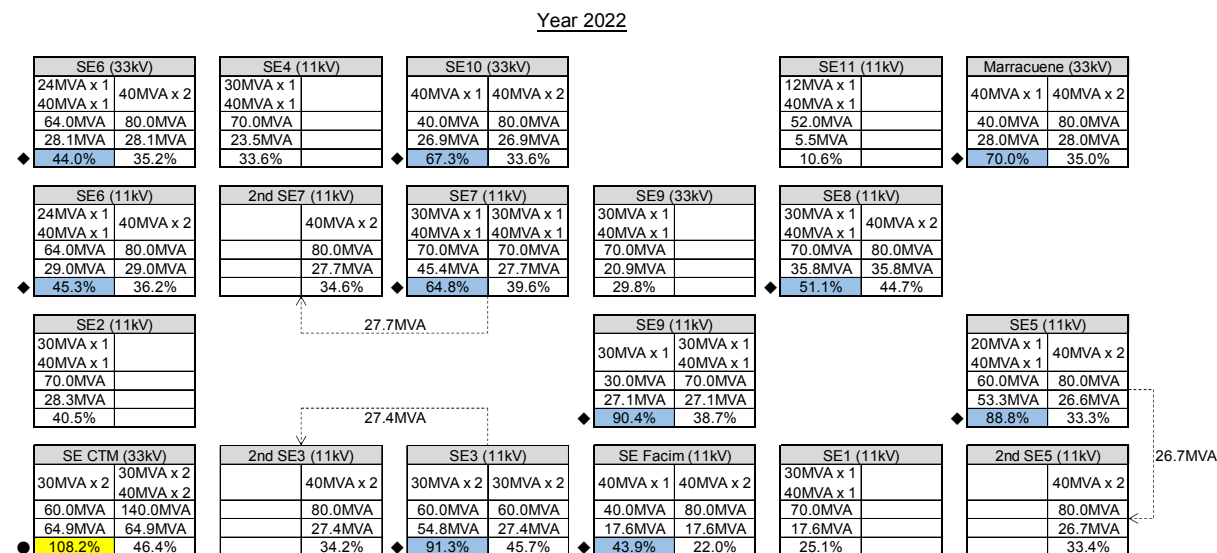
出典：JICA 調査団

図 7.2-4 2021 年における Maputo 市の各配電用変電所需要

図 7.2-5 に 2022 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。黒色の四角印は 2022 年時点で N-1 基準を満たしていないことを表す。必要となる対策は下記のとおりである。

・ SE 5, SE 6 (11kV, 33kV とともに) , SE 8, SE 9 (11kV) , SE 10, SE CTM, SE Facim, SE Marracuene における 40MVA 変圧器の増設

・ 2nd SE 3、2nd SE 5、2nd SE 7 の新設



出典：JICA 調査団

図 7.2-5 2022 年における Maputo 市の各配電用変電所需要

2018 年から 2022 年までに Maputo 市において必要となる対策を表 7.2-2 にまとめる。

表 7.2-2 2018 年から 2022 年までに Maputo 市において必要となる配電用変電所対策

Area	Year	New distribution substation	Additional transformer (including replacement)	Mobile substation	
				Installation	Removal
Maputo city	2018			SE7	
	2019	SE Facim	SE1, SE2, SE4 SE5, SE7, SE8, SE Marracuene		SE7
	2020		SE6 (11kV)		
	2021		SE6 (33kV)		
	2022	2nd SE3, 2nd SE5 2nd SE7	SE5, SE6 (11kV, 33kV), SE8, SE9 (11kV) SE CTM, SE Facim, SE Marracuene		

出典：JICA 調査団

7.2.2 Maputo 州における配電用変電所開発計画

表 7.2-3 に Maputo 州の各配電用変電所における需要予測を示す。黒色の丸印は変圧器容量を超過することを示す。

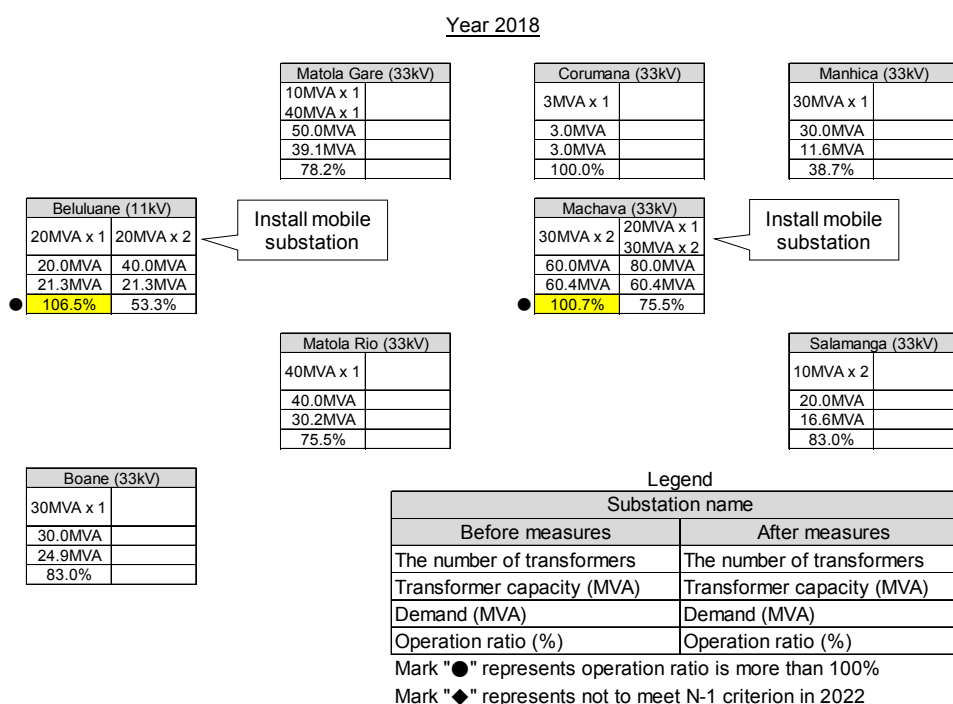
表 7.2-3 Maputo 州の各配電用変電所における需要予測

Distribution Substation	Substation Capacity	Year				
		2018	2019	2020	2021	2022
SE Beluluane	20MVA x 1	● 21.3	● 28.4	● 30.2	● 33.3	● 36.4
SE Boane	30MVA x 1	24.9	● 33.2	● 35.3	● 38.9	● 42.6
SE Machava	30MVA x 2	● 60.4	● 80.5	● 85.7	● 94.4	● 103.2
SE Manhica	30MVA x 1	11.6	15.5	16.5	18.1	19.8
SE Matola Gare	10MVA x 1 40MVA x 1	39.1	● 52.1	● 55.5	● 61.2	● 67.0
SE Matola Rio	40MVA x 1	30.2	● 40.4	● 43.0	● 47.2	● 51.8
SE Salamanga	10MVA x 2	16.6	● 22.0	● 23.4	● 25.8	● 28.4
SE Corumana	3MVA x 1	3.0	● 4.1	● 4.3	● 4.8	● 5.2

[MVA]

出典：JICA 調査団

図 7.2-6 に 2018 年における Maputo 州の各配電用変電所需要を示す。SE Beluluane と SE Machava に移動変電所を設置する必要がある。



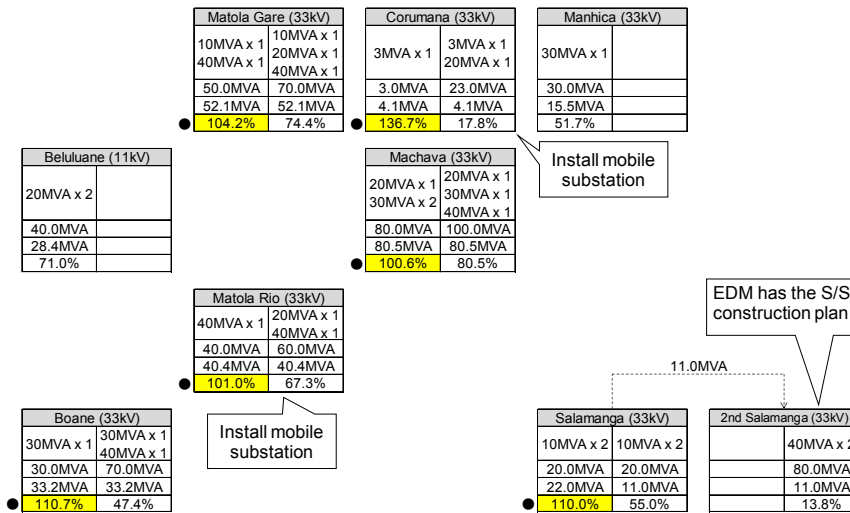
出典：JICA 調査団

図 7.2-6 2018 年における Maputo 州の各配電用変電所需要

図 7.2-7 に 2019 年における Maputo 州の各配電用変電所需要を示す。必要となる対策は下記のとおりである。

- SE 2nd Salamanga の新設 (WB Mid-term project)
- SE Corumana, SE Matola Gare, SE Matola Rio における移動変電所の設置
- SE Boane、SE Machava における 40MVA 変圧器の増設

Year 2019

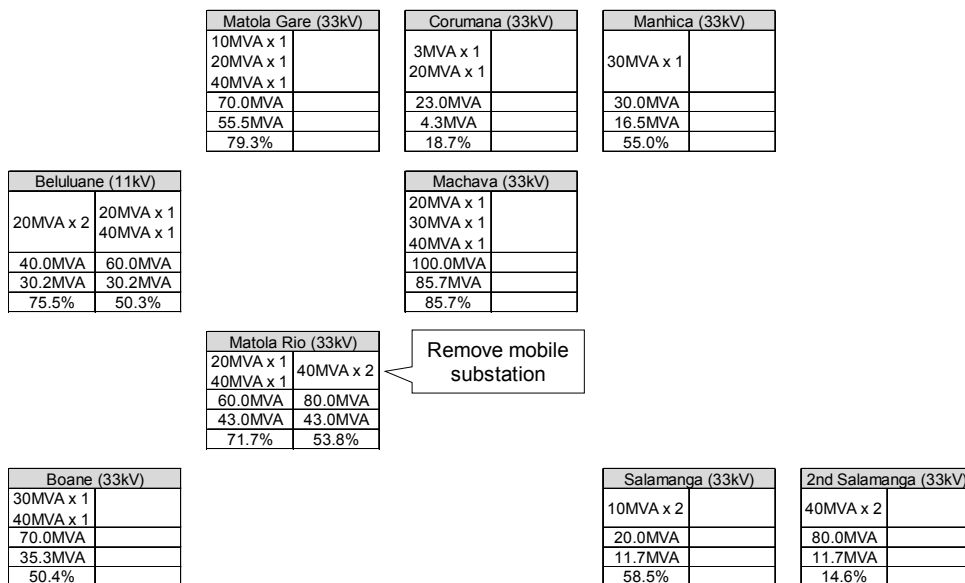


出典：JICA 調査団

図 7.2-7 2019 年における Maputo 州の各配電用変電所需要

図 7.2-8 に 2020 年における Maputo 州の各配電用変電所需要を示す。必要となる対策は SE Beluluane と SE Matola Rio における 40MVA 変圧器新設と移動変電所の撤去である。

Year 2020

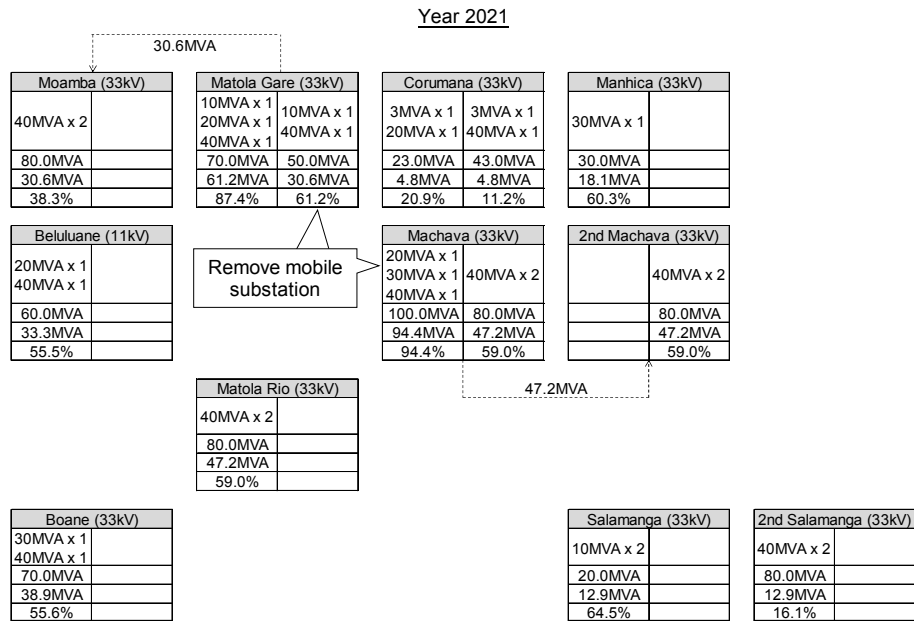


出典：JICA 調査団

図 7.2-8 2020 年における Maputo 州の各配電用変電所需要

図 7.2-9 に 2021 年における Maputo 州の各配電用変電所需要を示す。必要となる対策は下記とおりである。

- SE Moamba (WB Mid-term project)、2nd Machava の建設
- SE Corumana における 40MVA 変圧器の新設と移動変電所の撤去

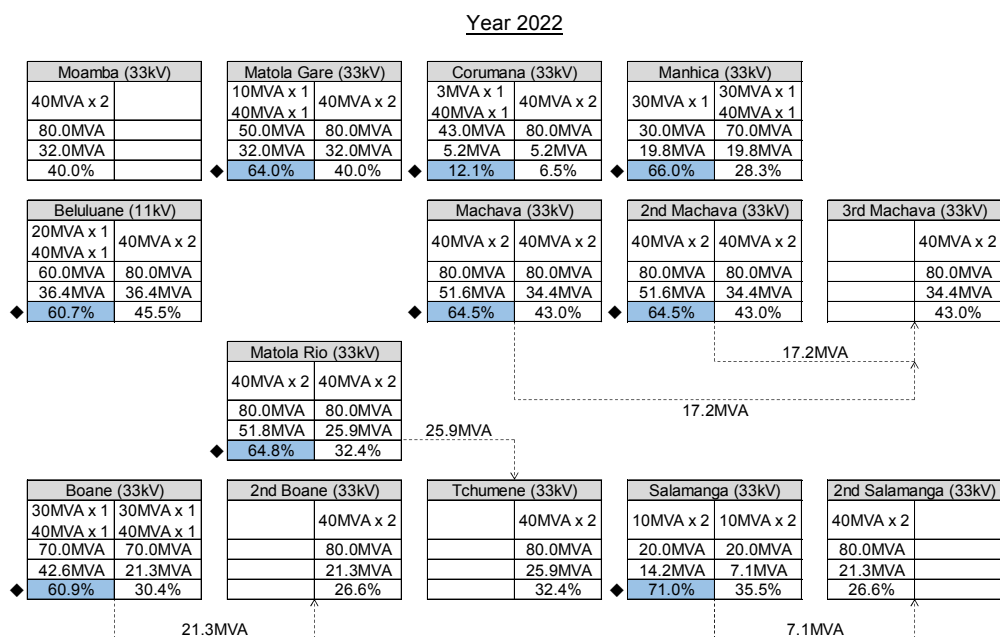


出典：JICA 調査団

図 7.2-9 2021 年における Maputo 州の各配電用変電所需要

図 7.2-10 に 2022 年における Maputo 州の各配電用変電所需要を示す。黒色の四角印は 2022 年時点で N-1 基準を満たしていないことを表す。必要となる対策は下記のとおりである。

- SE Corumana, SE Matola Gare, SE Manhica, SE Beluluane, SE Matola Rio における 40MVA 変圧器の増設
- SE 2nd Boane, SE Tchumene (WB Mid-term project), SE 3rd Machava の新設
- SE Salamanga から SE 2nd Salamanga への負荷切替



出典：JICA 調査団

図 7.2-10 2022 年における Maputo 州の各配電用変電所需要

2018年から2022年までにMaputo州において必要となる対策を表7.2-4にまとめる。

表 7.2-4 2018年から2022年までにMaputo州において必要となる配電用変電所対策

Area	Year	New distribution substation	Additional transformer (including replacement)	Mobile substation	
				Installation	Removal
Maputo province	2018			SE Beluluane SE Machava	
	2019	2nd SE Salamanga	SE Machava SE Boane	SE Corumana SE Matola Gare SE Matola Rio	
	2020		SE Beluluane SE Matola Rio		SE Beluluane SE Matola Rio
	2021	SE Moamba 2nd SE Machava	SE Corumana		SE Corumana SE Matola Gare SE Machava
	2022	2nd SE Boane 3rd SE Machava SE Tchumene	SE Corumana, SE Manhica, SE Beluluane SE Matola Gare, SE Matola Rio		

出典：JICA 調査団

7.2.3 Nampula 州における配電用変電所工事計画

表 7.2-5 に Nampula 州の各配電用変電所における需要予測を示す。黒色の丸印は変圧器容量を超過することを示す。

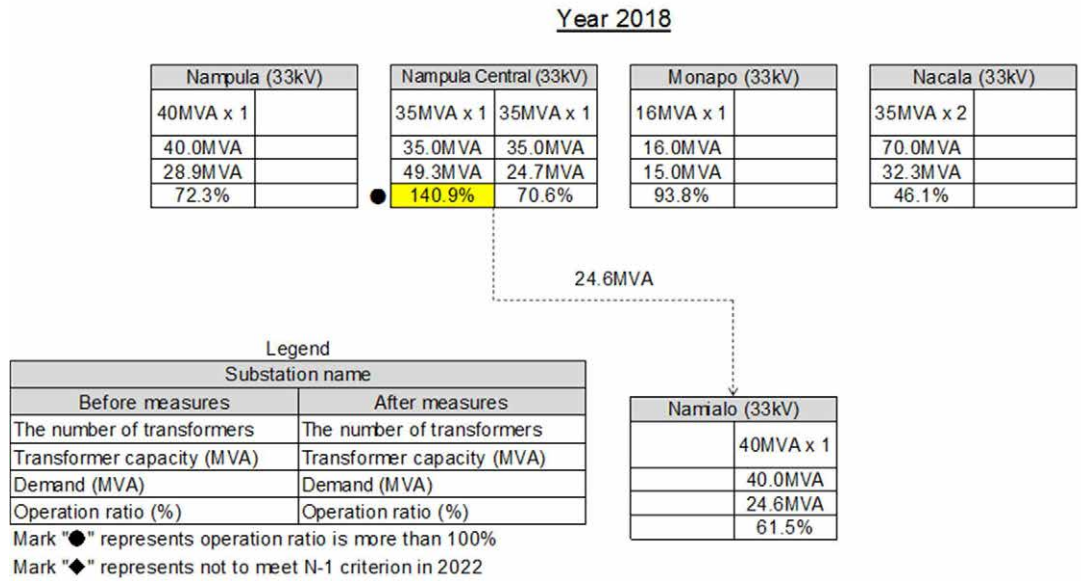
表 7.2-5 Nampula 州の各配電用変電所における需要予測

Distribution Substation	Substation Capacity	Year				
		2018	2019	2020	2021	2022
Nampula	40MVA x 1	28.9	31.1	33.2	36.8	●40.6
Nampula Central	35MVA x 1	●49.3	●53.0	●56.6	●62.8	●69.0
Monapo	16MVA x 1	15.0	●16.2	●17.2	●19.1	●21.1
Nacala	35MVA x 2	32.3	34.8	37.0	41.2	43.2

[MVA]

出典：JICA 調査団

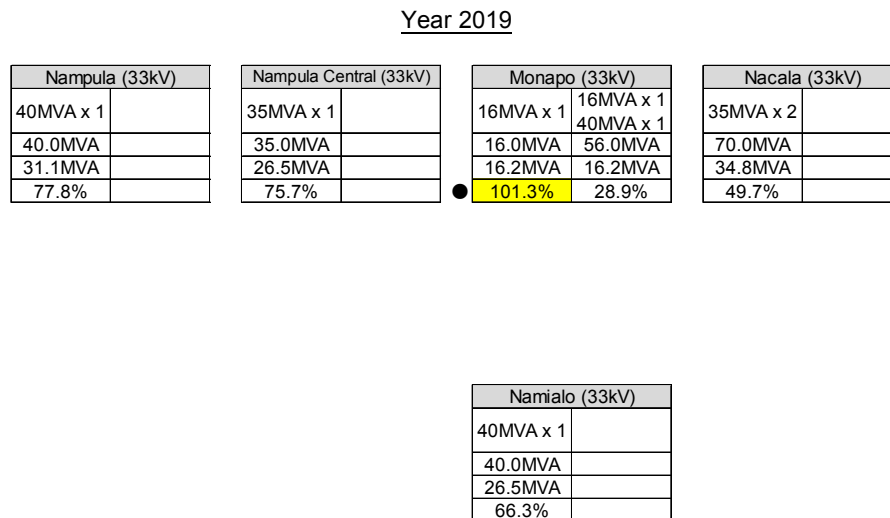
図 7.2-11 に 2018 年における Nampula 州の各配電用変電所需要を示す。2018 年には JICA 無償資金協力により、SE Namialo の新設が予定されている。SE Nampula Central の負荷を SE Namialo に切り替えることによって、稼働率超過を回避できる。



出典：JICA 調査団

図 7.2-11 2018 年における Nampula 州の各配電用変電所需要

図 7.2-12 に 2019 年における Nampula 州の各配電用変電所需要を示す。必要な対策は、SE Monapo における 40MVA 変圧器の新設である。



出典：JICA 調査団

図 7.2-12 2019 年における Nampula 州の各配電用変電所需要

図 7.2-13 に 2020 年における Nampula 州の各配電用変電所需要を示す。2020 年における対策は不要である。

Year 2020

Nampula (33kV)		Nampula Central (33kV)		Monapo (33kV)		Nacala (33kV)	
40MVA x 1		35MVA x 1		16MVA x 1 40MVA x 1		35MVA x 2	
40.0MVA		35.0MVA		56.0MVA		70.0MVA	
33.2MVA		28.3MVA		17.2MVA		37.0MVA	
83.0%		80.9%		30.7%		52.9%	

Namialo (33kV)	
40MVA x 1	
40.0MVA	
28.3MVA	
70.8%	

出典：JICA 調査団

図 7.2-13 2020 年における Nampula 州の各配電用変電所需要

図 7.2-14 に 2021 年における Maputo 市の各配電用変電所需要を示す。2021 年における対策は不要である。

Year 2021

Nampula (33kV)		Nampula Central (33kV)		Monapo (33kV)		Nacala (33kV)	
40MVA x 1		35MVA x 1		16MVA x 1 40MVA x 1		35MVA x 2	
40.0MVA		35.0MVA		56.0MVA		70.0MVA	
36.8MVA		31.4MVA		19.1MVA		41.2MVA	
92.0%		89.7%		34.1%		58.9%	

Namialo (33kV)	
40MVA x 1	
40.0MVA	
31.4MVA	
78.5%	

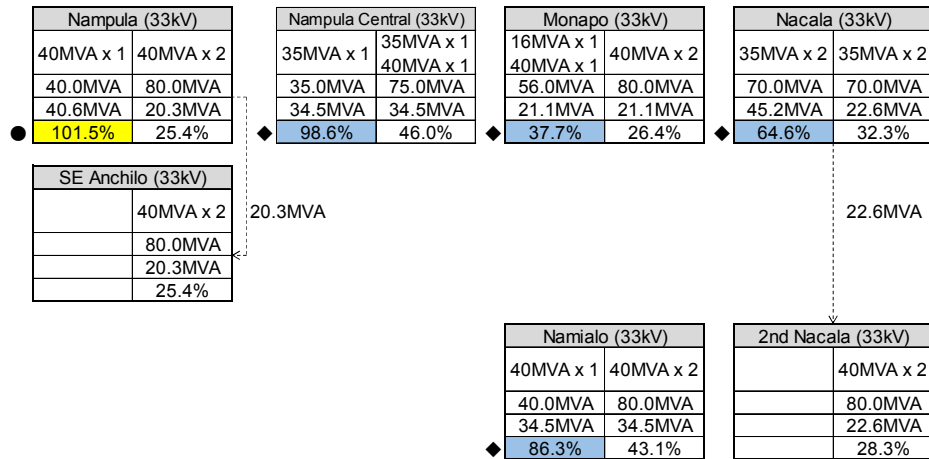
出典：JICA 調査団

図 7.2-14 2021 年における Nampula 州の各配電用変電所需要

図 7.2-15 に 2022 年における Nampula 州の各配電用変電所需要を示す。黒色の四角印は 2022 年時点で N-1 基準を満たしていないことを表す。必要となる対策は下記のとおりである。

- SE Nampula, SE Nampula Central, SE Monapo, SE Namialo, SE Nacala における 40MVA 変圧器の新設
- SE Anchilo、2nd SE Nacala の新設

Year 2022



出典：JICA 調査団

図 7.2-15 2022 年における Nampula 州の各配電用変電所需要

2018 年から 2022 年までに Nampula 州において必要となる対策を表 7.2-6 にまとめる。

表 7.2-6 2018 年から 2022 年までに Nampula 州において必要となる配電用変電所対策

Area	Year	New distribution substation	Additional transformer (including replacement)	Mobile substation	
				Installation	Removal
Nampula province	2018	SE Namialo			
	2019		SE Monapo		
	2020				
	2021				
	2022	SE Anchilo 2nd SE Nacala	SE Nampula, SE Nampula Central SE Namialo, SE Nacala, SE Monapo		

出典：JICA 調査団

7.2.4 配電用変電所開発計画の見直しに関する提言

モザンビークの配電系統では夏季（1 月、2 月）に最大負荷を記録している。毎年 3 月に、需要予測値と 1、2 月に記録した実負荷値を比較し、配電用変電所開発計画を見直すことで、より効果的な計画を策定することができる。また、毎年の見直し結果に基づき、変電所間の切替可能量を検討することで、より効果的な計画を策定することができる。切替可能量検討のためには、電柱、架空配電線、地中ケーブル設置可能箇所の詳細な調査が必要となる。

7.3 移動変電所の活用方法

移動変電所の主な活用方法は、以下のとおりである。

- ・変電所の変圧器点検、変圧器取り替え時のバイパス電源として使用
- ・変圧器故障による停電発生時の復旧用バイパス電源として使用

Maputo 市における配電用変電所開発計画を例に挙げると、2018 年の SE7 において需要が変圧

器容量を超過する（図 7.2-1）ため、移動変電所の設置を検討する。将来の配電用変電所需要予測結果を用いて、移動変電所配置計画を策定する必要がある。

移動変電所は、停電発生時には対象となる変電所に即座に移動・設置され、電力を供給する必要がある。そこで、迅速な故障復旧対応のために、下記を提案する。

提案 1：非稼働の移動変電所は技術者の教育に活用する

提案 2：全ての変電所における移動変電所設置可能時間を事前に把握する

一般に、移動変電所は系統管理上必要となる運用データ（変圧器稼働率やピークデマンド発生日、リレーの稼働状態）が蓄積されないため、注意して移動変電所を運用しなければならない。

7.4 配電設備建設コスト

配電設備建設コストには EDM が工事する際のコストと、契約業者が工事する際のコストがある。比較的小規模な工事は EDM で実施するが、大規模な工事であり EDM での施工が困難であるときは、国内業者だけでなく海外業者と契約し、配電線工事を委託している。

7.4.1 EDM による建設コスト

配電用変圧器には架空配電線用（図 7.4-1）と地中配電線用（図 7.4-2）がある。地中配電用変圧器は、主に Maputo 市内で見られる。



出典：JICA 調査団

図 7.4-1 架空線用変圧器（100kVA）



出典：JICA 調査団

図 7.4-2 地中線用変圧器 (315kVA)

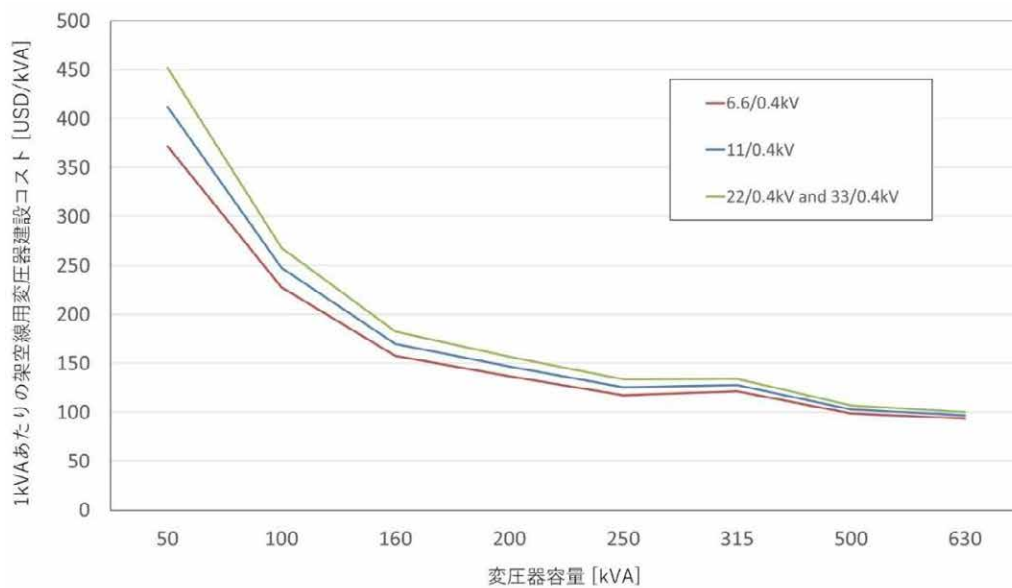
表 7.4-1 に架空線用変圧器 1 台あたりの建設コストを示す。変圧器容量と変圧器一次側電圧が大きくなるほど建設コストが高くなる。

表 7.4-1 架空線用変圧器 1 台あたりの EDM 建設コスト

変圧器容量 [kVA]	変圧比	建設コスト [USD]	kVAあたりの建設コスト [USD/kVA]
50	6.6/0.4kV	18,600	372
	11/0.4kV	20,600	412
	22/0.4kV	22,600	452
	33/0.4kV	22,600	452
100	6.6/0.4kV	22,800	228
	11/0.4kV	24,800	248
	22/0.4kV	26,800	268
	33/0.4kV	26,800	268
160	6.6/0.4kV	25,200	157.5
	11/0.4kV	27,200	170
	22/0.4kV	29,200	182.5
	33/0.4kV	29,200	182.5
200	6.6/0.4kV	27,400	137
	11/0.4kV	29,400	147
	22/0.4kV	31,400	157
	33/0.4kV	31,400	157
250	6.6/0.4kV	29,400	117.6
	11/0.4kV	31,400	125.6
	22/0.4kV	33,400	133.6
	33/0.4kV	33,400	133.6
315	6.6/0.4kV	38,200	121.3
	11/0.4kV	40,200	127.6
	22/0.4kV	42,200	134.0
	33/0.4kV	42,200	134.0
500	6.6/0.4kV	49,400	98.8
	11/0.4kV	51,400	102.8
	22/0.4kV	53,400	106.8
	33/0.4kV	53,400	106.8
630	6.6/0.4kV	59,200	94.0
	11/0.4kV	61,200	97.1
	22/0.4kV	63,200	100.3
	33/0.4kV	63,200	100.3

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.4-3 に変圧器容量 1kVA あたりの建設コストを示す。変圧器容量が大きくなるほど 1kVA あたりの建設コストは安くなる。すなわち、需要に合わせた変圧器を施設することで建設コストを抑えることができる。



出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.4-3 1kVA あたりの架空線用変圧器建設コスト

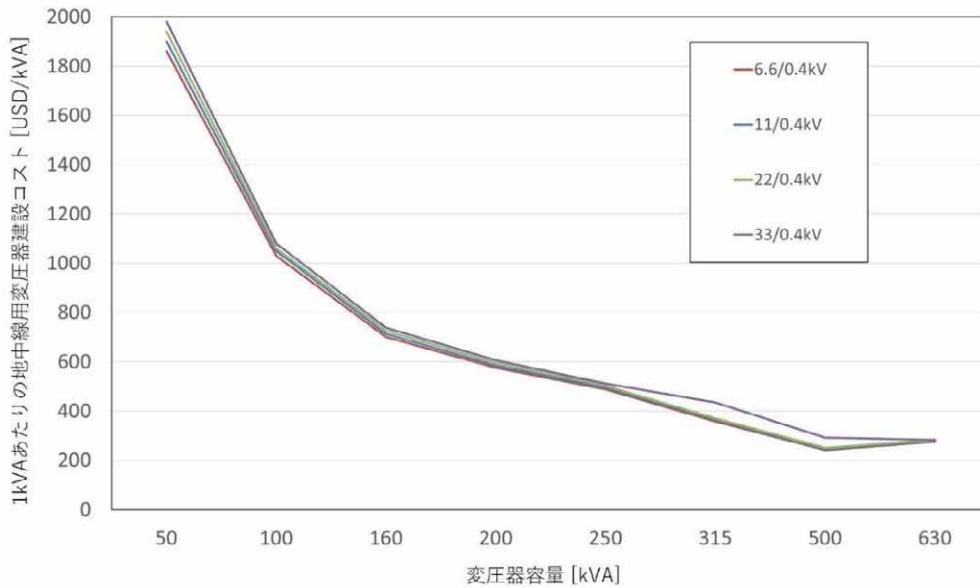
表 7.4-2 に地中線用変圧器 1 台あたりの建設コストを示す。架空線用変圧器の傾向と同様に、変圧器容量と変圧器一次側電圧が大きくなるほど建設コストが高くなる。

表 7.4-2 地中線用変圧器 1 台あたりの EDM 建設コスト

変圧器容量 [kVA]	変圧比	建設コスト [USD]	kVAあたりの建設コスト [USD/kVA]
50	6.6/0.4kV	93,000	1860
	11/0.4kV	95,000	1900
	22/0.4kV	97,000	1940
	33/0.4kV	99,000	1980
100	6.6/0.4kV	103,000	1030
	11/0.4kV	105,000	1050
	22/0.4kV	106,000	1060
	33/0.4kV	108,000	1080
160	6.6/0.4kV	112,200	701.3
	11/0.4kV	114,200	713.8
	22/0.4kV	116,200	726.3
	33/0.4kV	118,200	738.8
200	6.6/0.4kV	115,200	576
	11/0.4kV	117,000	585
	22/0.4kV	119,200	596
	33/0.4kV	121,200	606
250	6.6/0.4kV	121,800	487.2
	11/0.4kV	123,800	495.2
	22/0.4kV	125,800	503.2
	33/0.4kV	127,800	511.2
315	6.6/0.4kV	112,800	358.1
	11/0.4kV	114,800	364.4
	22/0.4kV	116,800	370.8
	33/0.4kV	136,800	434.3
500	6.6/0.4kV	120,800	241.6
	11/0.4kV	122,800	245.6
	22/0.4kV	124,800	249.6
	33/0.4kV	145,500	291
630	6.6/0.4kV	173,800	275.9
	11/0.4kV	175,800	279.0
	22/0.4kV	177,800	282.2
	33/0.4kV	177,800	282.2

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.4-4 に変圧器容量 1kVA あたりの建設コストを示す。架空線用変圧器の傾向と同様に、変圧器容量が大きくなるほど 1kVA あたりの建設コストは安くなる。すなわち、需要に合わせた変圧器を施設することで建設コストを抑えることができる。



出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.4-4 1kVA あたりの地中線用変圧器建設コスト

表 7.4-3 に中圧線 1km あたりの EDM 建設コストを示す。建設コストには材料費、輸送費、人件費が含まれている。

表 7.4-3 中圧線 1km あたりの EDM 建設コスト

Designation	Unit	Unit cost [USD]			Qty	Total Cost [USD]
		Material	Transportation	Installation		
Wooden pole (12.25m)	pole	164.3	29.4	77.5	13	3,525
AAAC 150mm ²	m	1.9	0.1	0.8	3,000	8,450
Accessories (insulator, screw etc.)						6,016
TOTAL						17,991

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

次に、低圧線 1km あたりの EDM 建設コストを表 7.4-4 に示す。建設コストには材料費、輸送費、人件費が含まれている。

表 7.4-4 低圧線 1km あたりの EDM 建設コスト

Designation	Unit	Unit cost [USD]			Qty	Total Cost [USD]
		Material	Transportation	Installation		
Wooden pole (9m)	pole	85.1	22.0	42.9	25	3,751
ABC cable 4x95+70mm ²	m	4.3	0.1	1.8	1,000	6,233
Accessories (connector, screw etc.)						4,951
TOTAL						14,936

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

表 7.4-5 に単相契約需要家に供給する際の、低圧配電柱より負荷側の EDM が負担する建設コストを示す。これらのコストには、メーター取り付け用板、固定用金具といった付属品の金額も含まれている。

表 7.4-5 単相契約需要家に供給する際の EDM 建設コスト

Designation	Qty	Unit Price [USD]	Total Price [USD]
ABC cable 2x10 mm ²	40	0.8	32
Meter	1	77.7	77.7
Accessories (meter board, screw etc.)			11.4
Labor cost			14.3
Subtotal			135.3
Tax			23.0
Total			158.3

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

表 7.4-6 に三相契約需要家に供給する際の、低圧配電柱より負荷側の EDM が負担する建設コストを示す。これらのコストには、メーター取り付け用板、固定用金具といった付属品の金額も含まれている。

表 7.4-6 三相契約需要家に供給する際の EDM 建設コスト

Designation	Qty	Unit Price [USD]	Total Price [USD]
ABC cable 4x16 mm ²	40	2.3	92.0
Meter	1	126.5	126.5
Accessories (meter board, screw etc.)			15.5
Labor cost			19.8
Subtotal			253.7
Tax			43.1
Total			296.9

出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

7.4.2 契約業者による施工時の建設コスト

EDM では工事規模が大きく、EDM 自身での施工が困難であるときは、国内業者だけでなく、海外業者と契約し、配電線工事を委託している。この建設コストは毎年見直され、決定後 1 年間適用する。為替レートが変わったとしても継続して使用する。区域ごとのコストを算出した後、全国で平均した値を使用している。

7.5 需要家が契約時に負担する配電線接続費用

表 7.5-1 に需要家が契約締結時 EDM へ支払う費用を示す。単相需要家では 3,501 MZN (55USD)、

三相需要家では 7,980 MZN (126 USD)を支払う。家屋に供給する際の建設コストの内、約 3 割を需要家が負担していることになる。ASCNPL 職員の話によれば、接続費を払うことができず、受電を諦めている家庭もあるとのことである。WB は、需要家が負担する接続費用が高いため、接続費用を需要家の経済状況に応じた値を設定することで電化を促進できると指摘している。⁸⁵

表 7.5-1 需要家が契約時に負担する配電線接続費用

Contract type	Price [USD]	Price [MZN]
Contract price for single-phase installation	55	3,501
Contract price for three-phase installation	126	7,980

出典：EDM

7.6 配電投資計画

EDM では、規模が大きく EDM での施工が困難である工事は、ドナー支援にて実施している。規模が小さい工事は EDM にて実施している。そのため、EDM にはドナーへの返済が必要な予算と、ドナーへの返済が不要な予算がある。

7.6.1 ドナー支援にて実施する配電工事の予算

電化率向上や供給信頼度向上のためには、配電線の延伸やリハビリを確実に実施することが重要である。既存 MP で提案されたプロジェクトの内、実施されていないプロジェクトは、配電設備の劣化を考慮すると、継続して実施することが重要である。そこで既存 MP をベースに新規ドナー支援プロジェクトを追加し配電投資計画を策定する。なお、配電開発計画では Maputo 市、Maputo 州、Nampula 州を対象とするが、配電投資計画財務分析で使用するため、全国のプロジェクトについて優先順位付けを実施する。配電投資計画策定の前提条件は下記のとおりである。

- ・プロジェクトの優先順位付けのため、プロジェクトをそれぞれ、Electrification、Reinforcement、Rehabilitation のカテゴリに分ける。
- ・各プロジェクトのコストは既存 MP のコストにエスカレーションレート年 2.5%⁸⁶を乗じる。
- ・進行中のプロジェクトはエスカレーションレートを乗じない。
- ・別カテゴリの Electrification、Reinforcement、Rehabilitation プロジェクトが同年次に重なる場合は全てのプロジェクトを実施する。
- ・Electrification カテゴリ内では、1 軒あたりの電化コストが安いプロジェクトを優先する。
- ・Reinforcement カテゴリ内では、電化数が多いプロジェクトを優先する。
- ・Rehabilitation カテゴリ内では、電化数が多いプロジェクトを優先する。
- ・各年の投資金額が均平になるようにプロジェクト開始年を調整する。

上記の条件を基に策定した配電投資計画を表 7.6-1 に示す。必要となるコストは EDM 全体で 1,234 million USD、Maputo 市では 327 million USD、Maputo 州では 288 million USD、Nampula 州では 71 million USD である。

⁸⁵ Development of NESP to Accelerate Universal Access to Energy in Mozambique by 2030, World Bank

⁸⁶ Development of NESP to Accelerate Universal Access to Energy in Mozambique by 2030, World Bank

表 7.6-1 ドナー支援にて実施する 2018 年から 2024 年までの配電工事プロジェクト

Project No	Financier	Project Name	Province	Start year	End year	Category	Total Budget [MUSD]	New Customers	Cost per Customer [USD]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Northern Area ASC																
Urgent ID2	AfDB	New SE Anchilo construction		2016	2018	Reinforcement	9.19	-	-	9.19						
Urgent ID11	AfDB	Rehabilitation of the Network in Nampula		2016	2018	Rehabilitation	5.00	-	-	5.00						
Emergency	WB	Rehabilitation of distribution network in Nacala		2017	2019	Rehabilitation	8.54	4,670	1,829	4.27	4.27					
0-1a-N		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in Pemba City	Cabo delgado			Electrification	11.99	4,040	2,969	6.00	5.99					
0-1b-N		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in ASC Pemba	Cabo delgado			Electrification	17.79	4,600	3,866		8.89	8.90				
0-2-N		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in ASC Lichinga	Niassa			Electrification	19.12	4,050	4,720		9.56	9.56				
0-4-N		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in ASC Nampula	Nampula			Electrification	5.66	1,080	5,238		2.83	2.83				
1-69-N		Rehabilitation and Expansion of the Distribution Network of Nampula	Nampula			Electrification	42.43	16,000	2,652		14.15	14.14	14.14			
1-66-N		Rehabilitation and Strengthening of the Distribution Network in Pemba	Cabo delgado			Rehabilitation	10.11	2,150	4,705				5.06	5.05		
2-68-N		Rehabilitation of Distribution Network in Lichinga	Niassa			Rehabilitation	20.37	15,100	1,349				10.19	10.18		
2-70-N		Close to border Areas Electrification of the North Region	Niassa			Electrification	3.82	671	5,699				1.91	1.91		
2-71-N		Supply to Agriculture Development in Northern region	Nampula, Cabo delgado, Niassa			Electrification	22.88	3,591	6,371						11.44	11.44
3-64-N		Rehabilitation, Strengthening and Expansion of Distribution Network in	Niassa			Electrification	12.42	3,045	4,080						6.21	6.21
Northern area total							189.31	58,997		24.46	31.54	35.44	31.30	31.28	17.65	17.65
Central Area ASC																
Urgent 10	AfDB	Replacement of overloaded 11kV cable of SE Nova		2016	2018	Reinforcement	11.70	-	-	11.70						
0-3a-CN		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in Tete City	Tete			Electrification	5.51	2,152	2,561	5.51						
0-3b-CN		ASC Tete – Moatize Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion	Tete			Electrification	5.32	1,329	4,000	5.32						
0-2-CN		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in ASC Quelimane	Zambezia			Electrification	15.66	4,085	3,833	7.83	7.83					
0-1-CN		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion in ASC Mocuba	Zambezia			Electrification	35.62	5,500	6,476		17.81	17.81				
1-70-CN		Close to border Electrification of Milange	Zambezia			Electrification	15.08	5,100	2,957			7.54	7.54			
1-45-CN		ASC Tete - Strengthening of Tete distribution capacity - Phase 2	Tete			Reinforcement	27.63	2,870	9,627				13.82	13.81		
2-48-CN		Quelimane Network Rehabilitation	Zambezia			Rehabilitation	15.62	1,000	15,625				7.81	7.81		
2-50-CN		Supply to Agriculture Development in Central region	Zambezia, Tete, Manica, Sofala			Electrification	88.76	8,410	10,554					29.59	29.59	29.58
Central northern area total							220.90	30,446		30.36	25.64	25.35	29.17	51.21	29.59	29.58
STIP 8	Danida/kfW/EIB	Rehabilitation and Reinforcement of the Network of Munhava in Beira city		2016	2018	Reinforcement	2.10	333	6,300	2.10						
	EI/Elsew Electric	Rehabilitation and Reinforcement of the network of Chimoio and Messica		2016	2018	Reinforcement	7.34	-	-	7.34						
0-1-C		ASC Chimoio Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion	Manica			Electrification	32.58	8,826	3,692	16.29	16.29					
0-2-C		ASC Beira Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion	Sofala			Electrification	21.27	1,400	15,193		10.64	10.63				
1-41-C		Rehabilitation and Extension of Distribution Networks in the Beira Corridor	Manica, Sofala			Electrification	17.31	3,715	4,660			8.66	8.65			
1-82-C		Rural Electrification of Sofala North Administrative Posts	Sofala			Electrification	23.56	1,675	14,063			11.78	11.78			
2-70-C		Close to border Areas Electrification of the Central Region	Tete, Manica, Zambezia			Electrification	15.60	3,440	4,535					7.80	7.80	
2-50b-C		Supply to Agriculture Development around Vanduzi in Central Region	Manica			Electrification	6.34	880	7,200							6.34
Central area total							126.10	20,270		25.73	26.93	31.06	20.43	7.80	7.80	6.34
Southern Area ASC																
Urgent ID8	AfDB	Rehabilitation, reinforcement and expansion of Matola city network		2016	2018	Reinforcement	6.70	1,039	6,452	6.70						
0-4-S		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion ASC Maputo Province	Maputo			Electrification	53.97	24,500	2,203	17.99	17.99	17.99				
0-1-S		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion ASC Inhambane	Inhambane			Electrification	48.16	11,900	4,047	16.06	16.05	16.05				
0-2-S		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion ASC Xai-Xai	Gaza			Electrification	13.46	2,200	6,120	6.73	6.73					
0-3-S		Network Rehabilitation, Reinforcement and Expansion ASC Chokwe	Gaza			Electrification	14.44	1,600	9,023		7.22	7.22				
1-13-S		Strengthening Primary and Secondary Network in Matola	Maputo			Reinforcement	16.52	-	-			8.26	8.26			
1-13b-S		Rehabilitation and Construction of new Switching Stations (PS) in Maputo province	Maputo			Rehabilitation	8.15	-	-			4.08	4.07			
1-26-S		Supply to Agriculture Development in Southern region	Maputo, Inhambane, Gaza			Electrification	58.72	9,200	6,383			19.58	19.57	19.57		
2-25-S		Electrification of the Southern Region close to border areas	Maputo			Electrification	7.85	500	15,704				3.93	3.92		
3-90-S		Urban and Rural Electrification in Maputo Province	Maputo			Electrification	81.22	62,000	1,310				27.08	27.07	27.07	
3-143-S		Rehabilitation and Expansion of Matola Distribution Network	Maputo			Electrification	26.90	12,940	2,079				13.45	13.45		
3-86-S		Reinforcement of Matola Network	Maputo			Electrification	34.95	9,667	3,615						17.48	17.47
Southern area total							371.05	135,545		47.48	47.99	73.18	35.83	64.02	58.00	44.54
Maputo City ASC																
Emergency ID3	STEEL/ERI	Rehabilitation and reinforcement of the Maputo city network		2016	2018	Reinforcement	7.39	-	-	7.39						
Urgent ID9	AfDB	Rehabilitation of Maputo city network		2016	2018	Rehabilitation	7.00	350	20,000	7.00						
1-1-MC		ASC Maputo City – Reinforcement of Maputo – Phase II	Maputo city			Reinforcement	99.41	-	-	49.71	49.70					
1-158-MC		KaTembe Development Project in Maputo City Phase I	Maputo city			Electrification	22.94	3,500	6,555		11.47	11.47				
2-16-MC		Rehabilitation and Strengthening of the Distribution Network of Maputo City	Maputo city			Electrification	56.57	20,000	2,828			28.29	28.28			
2-159-MC		KaTembe Development Project in Maputo City Phase II	Maputo city			Electrification	23.78	22,000	1,081				11.89	11.89		
3-127-MC		Reinforcement and Extension of Maputo Netgrid Phase I	Maputo city			Reinforcement	17.11	3,070	5,573				8.56	8.55		
3-131-MC		Reinforcement and Extension of Maputo Netgrid Phase II	Maputo city			Reinforcement	21.79	7,270	2,997						10.90	10.89
3-145-MC		Rehabilitation and Reinforcement of Maputo city MV and LV Network	Maputo city			Rehabilitation	36.09	18,000	2,005						18.05	18.04
3-144-MC		Network Rehabilitation, Expansion Reinforcement and Service Connections in	Maputo city			Electrification	34.96	16,971	2,060							34.96
Maputo city total							327.04	91,161		64.1	61.2	39.8	48.7	20.4	28.9	63.9
Total - Distribution Projects							1234.40	336,419		192.13	193.27	204.79	165.46	174.75	141.99	162.00

出典：既存 MP を基に JICA 調査団作成

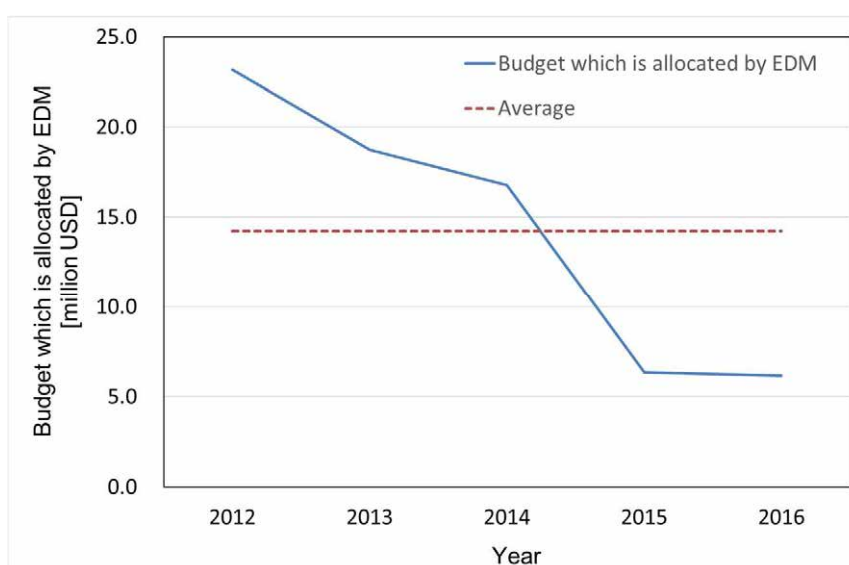
7.6.2 EDM が実施する配電工事の予算

2012年から2016年のEDM予算書（PAO：*Plano de Atividades e Orçamento*）と財務分析にて使用する表の為替レート（表 7.6-2）を用いて、USDに変換した予算を図 7.6-1 に示す。2012年より年々減少しており、2016年は2012年の27%となっている。

表 7.6-2 2012年から2016年の為替レート（MZN/USD）

Year	2012	2013	2014	2015	2016
Exchange rate [MZN/USD]	29.0	29.0	33.0	38.7	63.1

出典：EDM



出典：JICA 調査団

図 7.6-1 EDM 施工工事における予算（USD ベース）

7.6.3 2018年から2042年における配電部門総投資金額

今後、電化率の上昇に伴い、リハビリ対象となる設備が増加するため、EDM自身の配電予算は最低でも14.2million USD（2012年から2016年の平均）を確保するとし、リハビリ予算を試算すると、2018年から2042年までのEDMによるリハビリ予算は176million USD、ドナー支援によるリハビリ予算は1,461million USDとなる。8.5節にて詳細を記載するが、2018年から2042年までのユニバーサルアクセス達成に係る配電電化予算は4,950million USDである。従って、2018年から2042年における配電部門総投資金額は6,587million USDとなる。

表 7.6-3 2018 年から 2042 年における配電部門総投資金額

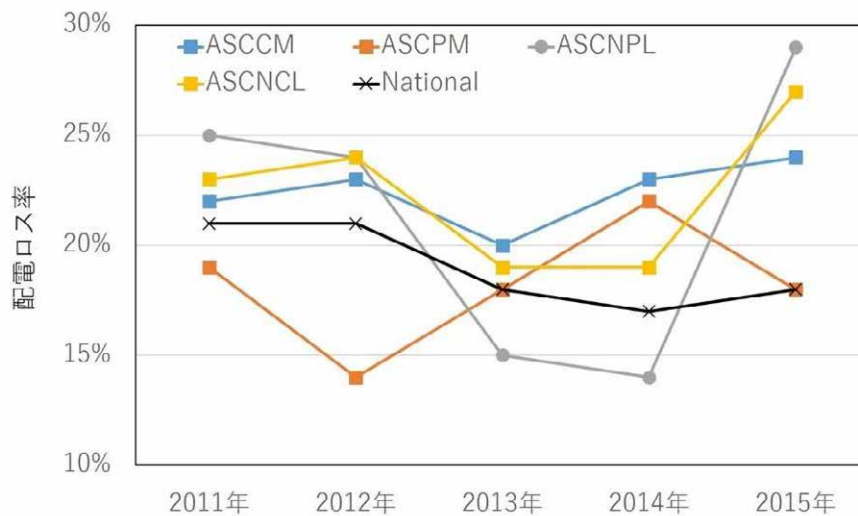
[million USD]		
Rehabilitation budget	Budget from EDM	176
	Budget from donors	1,461
Electrification budget		4,950
Total		6,587

出典：JICA 調査団

7.7 配電ロス

図 7.7-1 に各 ASC の配電ロス率を示す。EDM は、2024 年までに 2012 年比で送配電ロスを半減する目標（全国で 10%）を掲げている。しかし、配電ロスは依然として高い数値を示しており、改善の余地は大きい。配電ロスを低減することは、新規に発電所を建設して供給力を増やすことと同じ効果がある。すなわち配電ロス削減事業により、発電所の建設費および運転費（燃料を含む）を抑えることができる。

配電ロスの原因は長亘長の配電線や、粗雑な低圧電線接続などに起因するテクニカルロスと、盗電・計量不良・検針不良などによるノンテクニカルロスに分けられる⁸⁷。盗電は、低圧裸線への違法接続や計器の違法改造が主な原因である。



出典：JICA 調査団

図 7.7-1 配電ロス率の推移

7.7.1 テクニカルロス

図 7.7-2 に EDM 基準外接続配電線を示す。地域住民が電柱の代用として木を、電線の代用として針金を使用して受電している。針金（鉄線に亜鉛メッキ）は銅よりも抵抗が大きいため、テク

⁸⁷ テクニカルロスとノンテクニカルロスを区分した測定データは取得困難である。また、テクニカルロスは抵抗値、電流値を用いておおよその値を推定することは可能であるが、現状は推定に必要なデータが不十分である。

ニカルロスが増加する。また、裸線の針金を使用しているため容易に接続でき、粗雑な低圧電線接続によるテクニカルロス増加、盗電によるノンテクニカルロス増加にもつながる。配電ロス増加だけでなく、公衆保安の観点からも危険な設備であるため、EDM ではこのような違法接続配電線を排除する取り組みを進めている。

他にテクニカルロス増加の原因として、住宅が密集した地域における、図 7.7-3 に示すような接続引込線（需要家同士で接続された電線）が挙げられる。通常は、近接する低圧線配電柱から供給するが、近くに電柱が無い場合には、早期かつ低コストの電力供給を優先し、EDM が接続引込線を施設している。この接続引込線について、EDM は以下の課題を抱えている。

- ・漏電等の故障が発生した際に、他の需要家も停電する。
- ・故障時は原因の特定が難しく、停電復旧に時間を要する。
- ・住宅密集地ではスペースが無く、木柱・コンクリート柱の運搬および施設ができない。

解決策として、パンザーマスト柱⁸⁸の導入が挙げられる。パンザーマスト柱使用時は以下の点に注意しなければならない。

- ・パンザーマスト柱はコンクリート柱に比べて錆び易いため、綿密な定期点検が必要になる
- ・末端柱や角度柱など、張力が発生する箇所においては、支線の取り付けが必須である



出典：JICA 調査団

図 7.7-2 EDM 基準外接続配電線

⁸⁸ パンザーマスト柱とは、鋼板でできた管状の各構成部材を継ぎ合わせて、1本の柱にする鋼板組立柱のことである。各部材は全長約2mであり、用途に応じた長さの電柱を組み立てることができる。作業にあたって、特別な技術や道具を必要としないため、比較的容易に建柱できる。

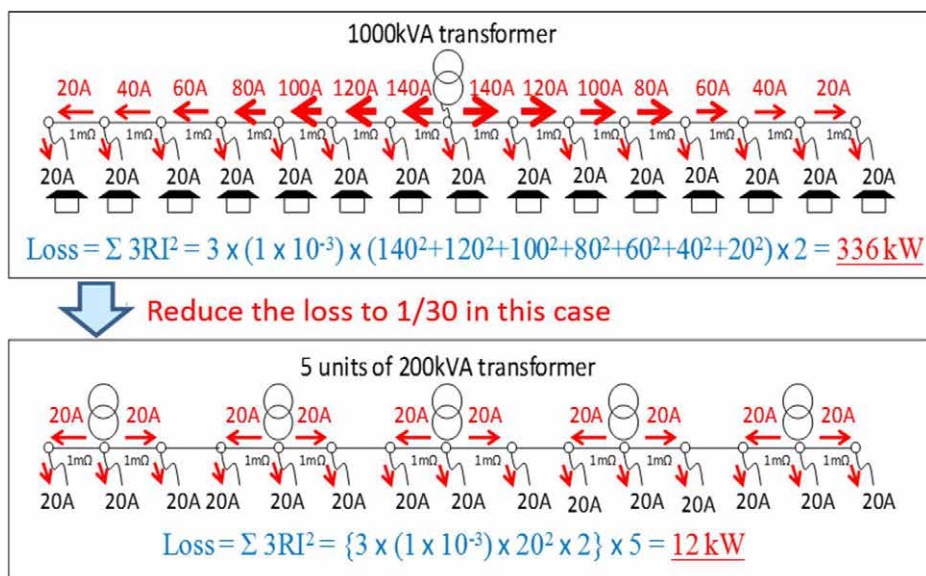


出典：JICA 調査団

図 7.7-3 接続引込線

7.7.2 マルチトランスフォーマーシステム

EDM の設計マニュアルによれば、低圧線互長は 500m 以下で施設するよう定められているが、実際には 500m を超える低圧線が多く施設されており、長互長の低圧配電線に起因するテクニカルロス削減できる余地がある。そこで、変圧器を分散的に配置し、低圧線互長を短くするマルチトランスフォーマーシステム（図 7.7-4）の導入を検討する。



出典：JICA 調査団

図 7.7-4 マルチトランスフォーマーシステム

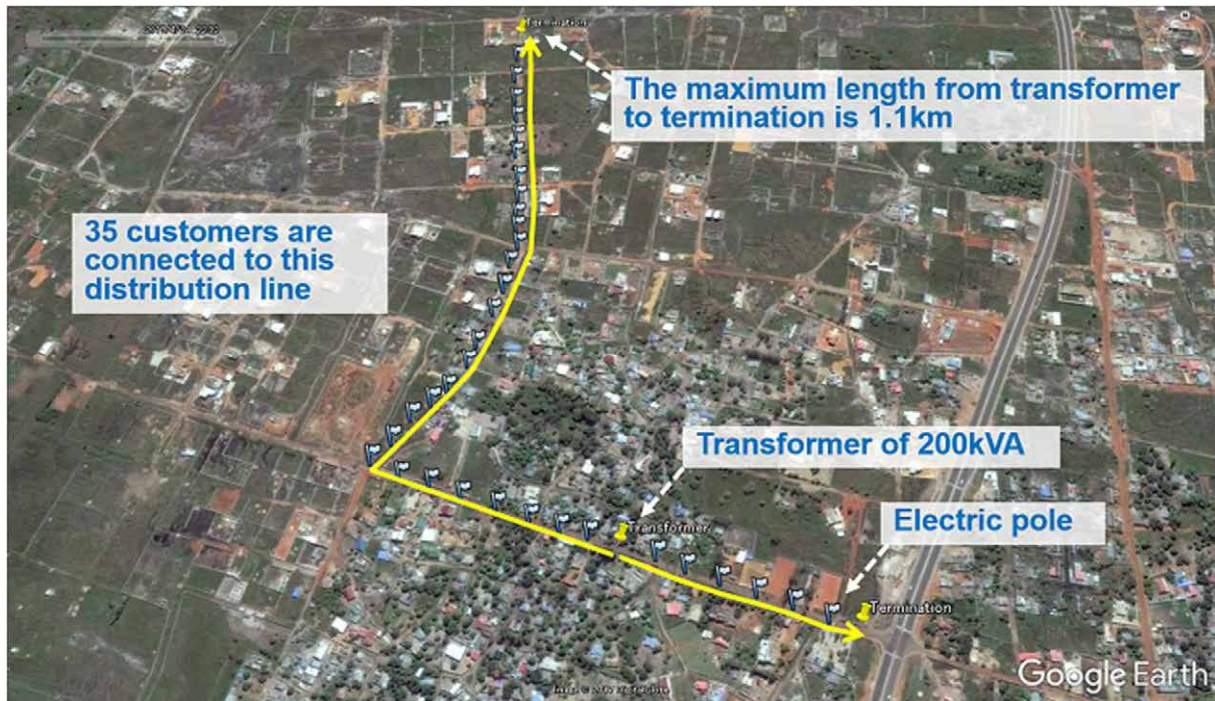
図 7.7-5 は Maputo 州にある配電線である。変圧器から低圧線末端までは最大 1.1km である。こ

の配電線にマルチトランスフォーマーシステムを導入した際の配電線を図 7.7-6 に示す。新しく増設する変圧器は、負荷の中心に配置した。表 7.7-1 にマルチトランスフォーマーシステム導入前後の配電ロスと導入後のロス低減率を示す。マルチトランスフォーマーシステム導入により、低圧配電線における配電ロスを 85%低減することができる。

表 7.7-1 マルチトランスフォーマーシステム導入前後の配電ロスとロス低減率

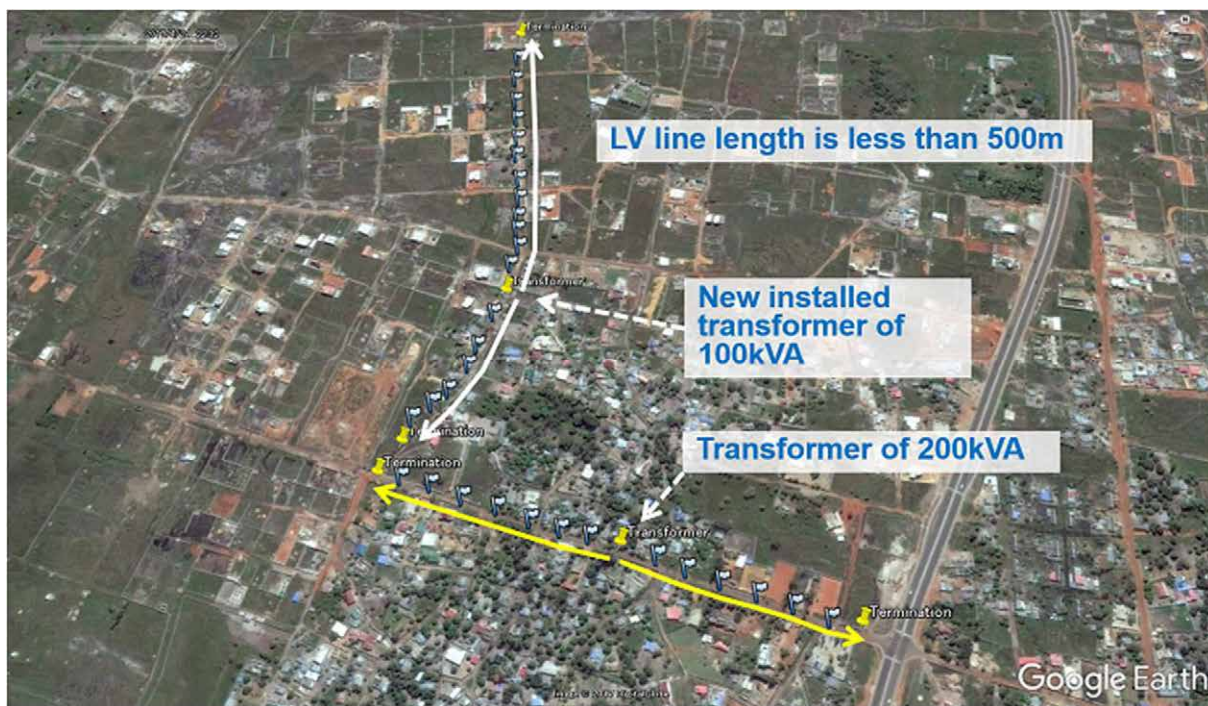
既設配電線	マルチトランスフォーマーシステム	ロス低減率
746.6W	112.3W	85%

出典：JICA 調査団



出典：JICA 調査団

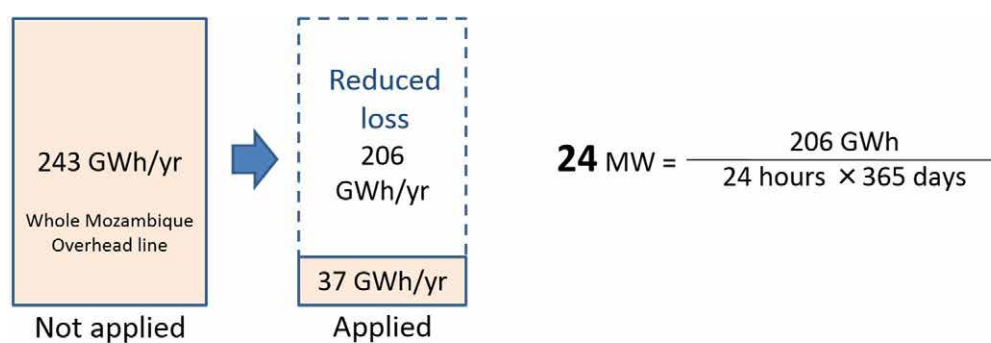
図 7.7-5 既設配電線



出典：JICA 調査団

図 7.7-6 マルチトランスフォーマーシステム導入配電線

表 7.7-1 の結果をもとに、マルチトランスフォーマーシステムをモザンビーク全国の架空配電線に導入した際の配電ロス削減効果を図 7.7-7 に示す。マルチトランスフォーマーシステム導入によって、年間 206 GWh の配電ロスを削減することができる。年間 206 GWh の配電ロスを削減することは、24MW の発電所の建設費および運転費（燃料を含む）を抑えることに相当する。



出典：JICA 調査団

図 7.7-7 モザンビーク全国の架空配電線へのマルチトランスフォーマーシステム導入前後における配電ロス削減効果⁸⁹

24MW の CCGT 発電所を 25 年間運用した際のコストを試算すると 461 million USD である（表 7.7-2）。マルチトランスフォーマーシステムの導入コスト 317 million USD と比較すると、144 million USD の差がある。マルチトランスフォーマーシステム導入により、発電所の建設費および運転費

⁸⁹ 本マスタープランの需要予測結果より、10 年後には需要が 2017 年の 2 倍になるとして算出した。

を抑えることができる。

表 7.7-2 24MW の CCGT 発電所を 25 年間運用した際のコスト⁹⁰

[million USD]

Initial cost for CCGT plant	41
Fuel cost and O&M cost for 25 years	420
Total	461

出典：JICA 調査団

7.7.3 ノンテクニカルロス

EDM では Post-paid メーター (図 7.7-8)、Pre-paid メーター (図 7.7-9)、Split メーター⁹¹ (図 7.7-10) を使用している。従来取り付けられてきたのは、Post-paid メーターであるが、不正確な計量によるノンテクニカルロス発生の可能性がある。そこで、至近では新設時に Pre-paid メーターを取り付けているほか、Post-paid メーターから Pre-paid への取り替えが進められている。(図 7.7-11 ~ 図 7.7-15)



出典：JICA 調査団

図 7.7-8 Post-paid メーター

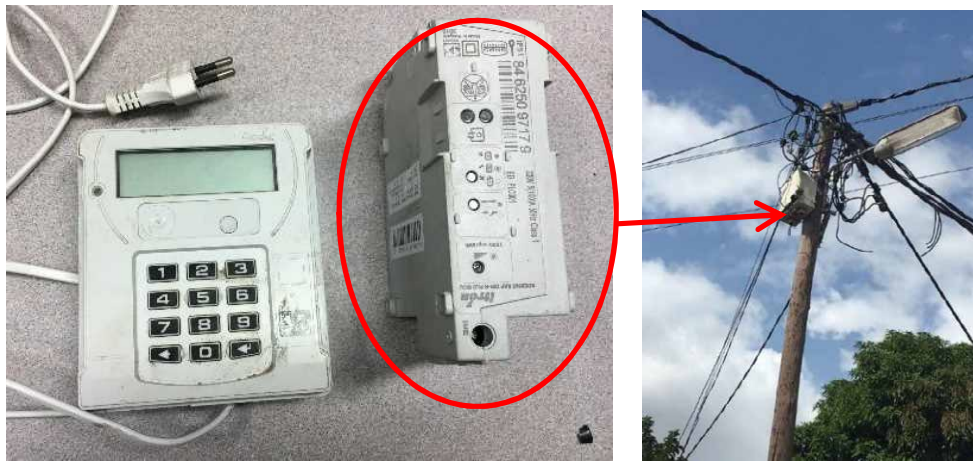
⁹⁰ 発電方式は CCGT、発電所建設コストは 1,700 USD/kW、燃料費は 3.7 cents/kWh、固定費は 8.7 million USD/year、変動費は 2.4 USD/MWh とした。

⁹¹ Pre-paid メーターの一種であり、Pre-paid メーター導入後も料金の回収率が低いエリアに導入される。Split メーターは、使用量を購入するためのユニットとブレーカーとに分かれている。使用量を購入するためのユニットは屋内に設置し、ブレーカーは引込柱高所に設置するため、屋内での違法改造による盗電を防ぐことができる。



出典：JICA 調査団

図 7.7-9 Pre-paid メーター



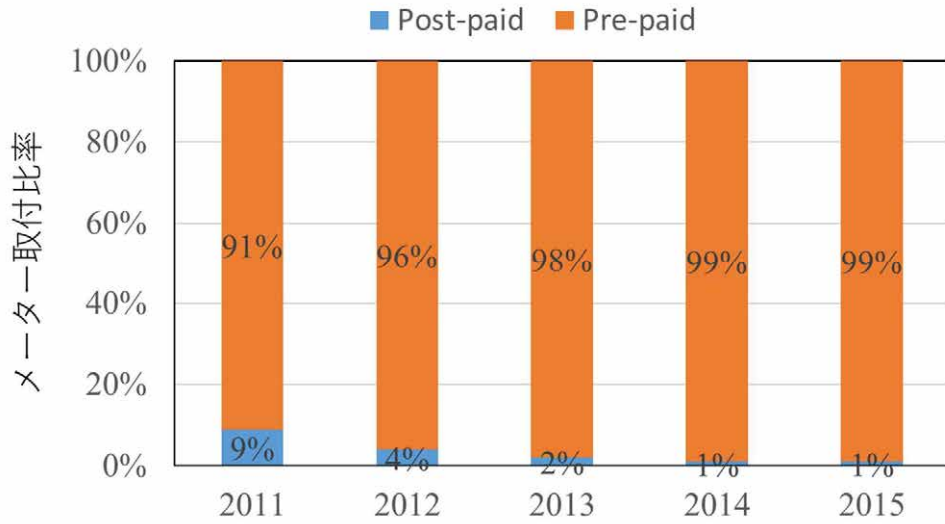
出典：JICA 調査団

図 7.7-10 Split メーター



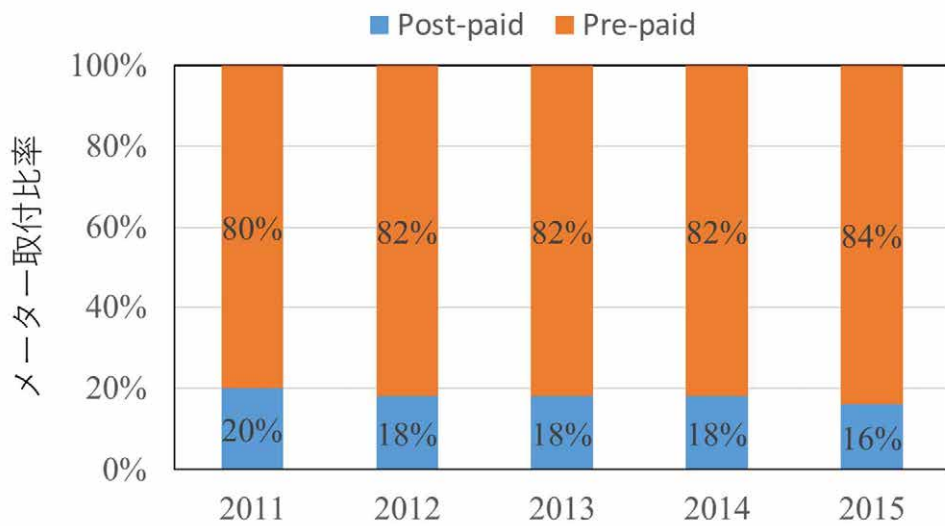
出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.7-11 Maputo 市における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの取付比率



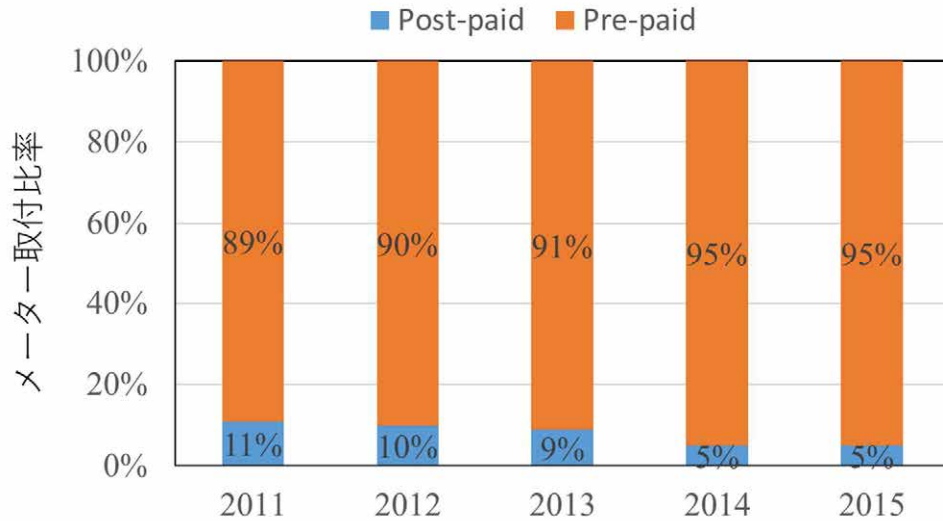
出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.7-12 Maputo 州における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率



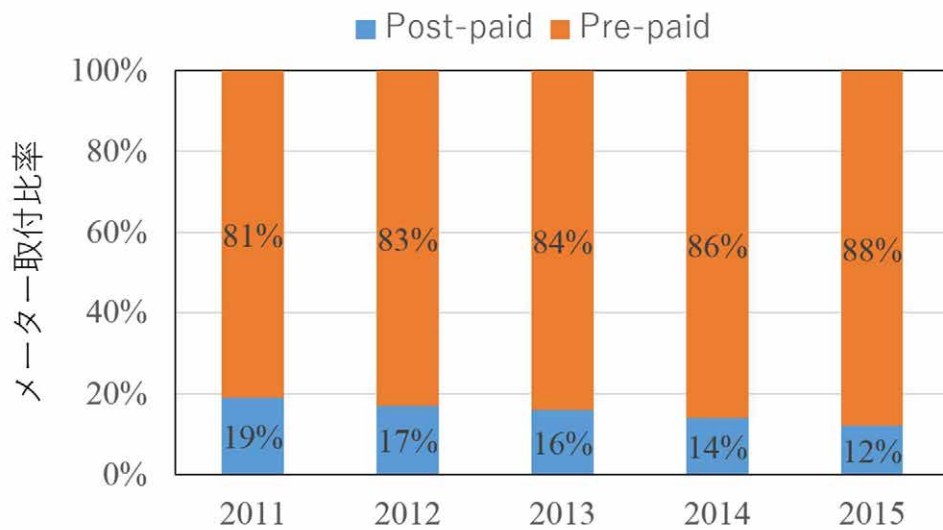
出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.7-13 Nampula ASC における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率



出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.7-14 Nacala ASC における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率



出典：EDM 資料を基に JICA 調査団作成

図 7.7-15 EDM 全体における Post-paid メーターと Pre-paid メーターの設置比率

Post-paid メーターにおける料金徴収の流れは、以下のとおりである。

1. EDM 職員にて計量
2. 請求書を需要家に配付
3. 需要家は期日までに近くの EDM 事務所へ支払う (図 7.7-16)



出典：JICA 調査団

図 7.7-16 EDM 事務所での電気料金支払いの様子

期日までに料金を支払うことができない場合は、供給を停止する。料金の支払いが確認できた後、7日以内に供給を再開する。EDMでは最大7日間、供給を停止するペナルティを設定し、料金徴収率向上に努めている。なお、中部電力では、期日以降は一日当たり0.03%の延滞利息を電気料金に課している。

上述したように、EDMはPost-paidメーターからPre-paidメーターへの取り替えを推進している。もしPost-paidメーターを取り付けていた頃に未納料金があれば、Pre-paidメーターの使用量購入時に、月額使用量の50%を過去の借金返済に充て、過去の未納料金を回収している。

料金徴収率向上に向けたドナーによる支援としては、下記のプロジェクトが挙げられる。

- ・USAIDのSRUC (Sector Reform and Utility Commercialization) プロジェクト

このプロジェクトでは、電力計量装置の導入および校正設備の整備の促進と、計量後の料金算定・請求書発行といったMeter-to-Cashのシステム構築とEDM職員の能力向上を図る。

- ・WBのSIGEM (*Sistema Integrado de Gestão da Electricidade de Moçambique*) 構築プロジェクト

このプロジェクトでは、EDMの各部署が所有する情報をEDM全体で共有化することによる、料金徴収率向上を目的としている。2017年10月現在では、需要家情報データベースの統合、請求書発行システム、料金徴収システムの導入が完了している。料金徴収率について、2009年には77%であったが、2016年には98%にまで改善した。

7.8 スマートグリッド導入に向けた検討

スマートグリッド導入のためには、配電設備形成、運用、管理の基本技術の確立がまず必要である。

7.8.1 スマートメーター導入による効果

スマートメーター導入によって下記の効果が期待できる。

- ・検針業務に係る人件費、時間の削減

- ・計測精度向上によるノンテクニカルロス削減
- ・時間毎の計量値に基づいた配電設備形成の合理化
- ・電気料金、電力消費量の見える化による省エネ

7.8.2 スマートグリッド導入に向けた提案

スマートグリッド導入に向けて、通信網検証、料金徴収システム構築等を実施している SIGEM プロジェクトと同調して進めることに加え、以下の検討が必要であるとする。

①パイロットエリアの選定

- ・スマートメーター導入に伴う業務の実行性を検証し、実運用上の課題を洗い出す。
- ・ネットワーク接続環境下における通信・システムを検証し、実運用要上の課題を洗い出す。
- ・スマートメーター導入

②キーマンの育成

- ・通信、システムの検証に加え、業務検証を行い、実運用上の課題を洗い出す。
- ・課題の解決等は、各 ASC が関係を密にして進めていく必要があるため、ワーキンググループ等を設置し、キーマンを中心に検討を行う。
- ・キーマンは、スマートメーターに係る知識を修得し、各 ASC 間の情報関係、各 ASC での教育、説明会およびワーキンググループの事務局を実施する。

7.8.3 スマートメーター導入コスト

低圧契約の全需要家にスマートメーターを導入する際に必要となるコストは、2017年時点において、165 million USD である。需要が増加する今後はスマートメーター導入コストも増額すると予測される。

表 7.8-1 スマートメーター導入コスト⁹²

As of September, 2017

Tariff	The number of meters [unit]	Smart meter installation cost [USD]
Social	3,410	358,823
Domestic	1,431,243	150,605,078
General	133,128	14,008,629
Agriculture	104	10,944
Total	1,567,885	164,983,475

出典：JICA 調査団

⁹²ASCPM の情報を基に、単相メーター本体は 48.3USD、三相メーター本体は 198.6USD とし、全体の契約のうち、単相契約が占める割合は 90%、三相契約は 10%とした。付属品のコストは表 7.4-5、表 7.4-6 を基にした。

第8章 電化計画

8.1 エネルギー戦略

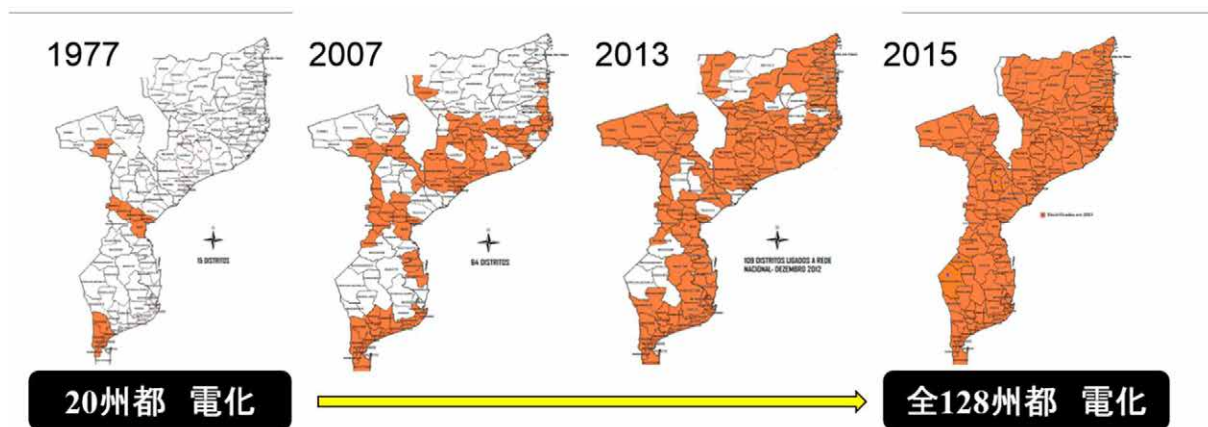
MIREME はエネルギー戦略計画（Estrategia do Sector de Energia 2009-2013）において、電化に関して以下の方針を示している。

- ・ 2023 年での電化率 50%達成
- ・ 配電線の延伸、増強による地方部での電化率向上
- ・ オフグリッド電化された地域への配電線延伸
- ・ オングリッドとオフグリッドを活かした最小費用での電化
- ・ 全国 128 の地方拠点である district headquarter のオングリッド電化

2014 年以降のエネルギー戦略計画案は未だに改訂されておらず、上記の方針に基づいて電化計画を進めるとしている。モザンビーク全体では、2030 年までにユニバーサルアクセスを達成する目標を掲げている。

8.2 オングリッド電化の現状

モザンビーク政府の方針では、2014 年までに全国 128 の地方拠点である District headquarter へグリッド延伸により電化する計画であった。図 8.2-1 に示すように、2015 年には全国 128 箇所の district headquarter をすべて電化しており、以降はより小規模な中核拠点である Administrative Post やコミュニティレベルの Locality へと電化対象を段階的に拡大する計画である。



出典： JICA 調査団

図 8.2-1 州都電化の推移

図 8.2-2 に全国および北部エリア、中部エリア、南部エリアにおける電化率の推移を示す。全国平均の電化率は、2002 年から 2015 年の 14 年間で 4.4%（2002 年）から 25.9%（2015 年）まで増加しているが、北部エリア、中部エリアでの増加率が低いことが分かる。

表 8.2-1 に州別の電化率を示す。Maputo 市では電化率が 91.9%に達しているが、Cabo Delgado 州、Niassa 州、Zambezia 州など、電化率が 10%前半の州もあり、都市部と地方部の格差が大きく

なっている。格差を是正するためには、地方部へ系統を延伸する必要があるが、需要密度の低い地域への系統延伸による電化事業は、費用対効果が小さく、EDMの財務体質を悪化させる要因となる。オングリッド電化の優先順位について、一例を以下に挙げる。⁹³

優先順位 1：地方政府、病院、学校

優先順位 2：人口密度の高いエリア

優先順位 3：産業地域、農業地域

農業地域については、使用電力量は小さいものの、経済の基盤であるため、優先順位を上げているとのことであった。人口密度が低く、費用対効果が小さい地域は優先順位が低く設定されているため、オングリッド電化は進まない傾向にある。

オングリッド電化事業において、コストを抑えつつ電化率を上げるのであれば、既に電化された村での電化率を上げることが効率的である。一方、未電化の村を電化する際は、配電線を遠方まで延伸する必要がありコストが増加する。家屋電化率を上げるか、未電化の村を電化するのか、のどちらを優先するかは政策的な判断を伴う。



出典：EDM Annual Report 2015

図 8.2-2 電化率の推移

表 8.2-1 州別の電化率の推移

Provincia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Cabo Delgado	1%	1%	1%	2%	2.9%	3.5%	4.2%	5.2%	6.1%	7.7%	9.2%	10.3%	11.4%	11.9%
Niassa	2.2%	2.3%	2.5%	3.0%	4.7%	4.3%	5.4%	6.4%	7.1%	8.6%	9.6%	10.9%	12.4%	12.7%
Nampula	3.0%	3.1%	3.2%	4.1%	6.7%	8.8%	10.5%	12.2%	14.4%	16.5%	18.5%	19.8%	21.1%	21.5%
Norte	2.3%	2.5%	2.6%	3.3%	5.4%	6.4%	7.8%	9.1%	10.7%	12.5%	14.2%	15.4%	16.7%	17.1%
Zambézia	1.4%	1.6%	1.8%	2.2%	3.3%	4.3%	5.0%	6.0%	6.9%	8.0%	9.0%	9.9%	10.8%	11.0%
Tete	2.3%	2.5%	2.6%	3.2%	4.5%	5.2%	6.3%	7.5%	9.1%	10.8%	12.1%	13.0%	13.9%	15.4%
Manica	2.1%	2.4%	3.5%	4.3%	6.3%	7.0%	7.8%	8.7%	10.4%	12.4%	14.0%	16.1%	17.8%	18.4%
Sofala	3.9%	4.3%	5.4%	6.2%	8.9%	11.3%	13.2%	15.8%	19.1%	23.1%	26.4%	28.6%	29.5%	27.8%
Centro	2.2%	2.4%	2.9%	3.5%	5.2%	6.2%	7.3%	8.6%	10.2%	12.1%	13.7%	15.0%	16.0%	16.5%
Inhambane	1.6%	1.9%	2.2%	2.6%	4.3%	5.4%	5.1%	8.6%	10.3%	12.4%	14.3%	16.0%	18.1%	18.7%
Gaza	3.8%	4.8%	6.7%	8.0%	12.0%	14.5%	17.3%	20.8%	24.2%	28.3%	31.7%	35.3%	39.2%	40.3%
Map.Provincia	2.1%	2.8%	16.1%	20.6%	27.4%	35.7%	46.2%	55.2%	58.0%	67.0%	70.0%	73.3%	75.4%	79.1%
Map.Cidade	36.0%	38.4%	31.7%	34.3%	46.3%	57.0%	62.8%	71.6%	77.8%	84.1%	87.3%	88.6%	91.1%	91.9%
Sul	10.6%	11.8%	13.6%	15.6%	21.5%	27.0%	31.4%	37.5%	41.1%	46.5%	49.4%	52.0%	54.8%	56.5%
Total	4.4%	4.9%	5.5%	6.5%	9.4%	11.2%	13.2%	15.6%	17.6%	20.3%	22.2%	23.7%	25.2%	25.9%

出典：EDM Annual Report 2015

⁹³ Maputo Province ASC と Nampula ASC での聞き取り調査による。

8.3 オフグリッド電化の現状

MIREME は EDM によるグリッド延伸の電化計画と協調しながら、FUNAE を実施機関としてオフグリッド電化を進めている。FUNAE は再生可能エネルギーによる電化を推進するために 1997 年に設立された。2017 年 9 月時点で、村を 180 箇所、学校を 790 箇所、診療所を 690 箇所電化している。

表 8.3-1 に MIREME が集計するエネルギーアクセス率を示す。2014 年のエネルギーアクセス率は 45.3%である。エネルギーアクセス率が必ずしも電化済家屋数を表すとは限らない。EDM は、契約数をベースに電化率を算出しているが、MIREME は、電気の恩恵を享受しているか否かでエネルギーアクセス率を算出している。例えば、学校を電化した場合には通う生徒数が計上され、病院を電化した場合には通院者数が計上され、街路灯を電化した場合は周辺の家屋に住む人数が計上されている。電化率の定義を統一するため、EDM、MIREME、FUNAE が 2017 年 10 月より協議を始めている。

表 8.3-1 MIREME が集計するエネルギーアクセス率

	[million people]									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energy access ratio (%)	7	8	10	12	14	29	35	38	39	45.3
The number of customers connected to on-grid (A)	1.5	1.7	1.8	2.1	2.9	3.5	4	5.7	6.3	6.7
The number of customers accessed to off-grid (B)	0.1	0.3	0.4	2.4	2.7	2.8	2.9	2.9	3.5	4.6
Total (A+B)	1.6	2.0	2.2	4.5	5.6	6.3	6.9	8.6	9.8	11.3

出典：MIREME Realizacoes do Sector da Energia 2005-2014

表 8.3-2 にオフグリッド電化された地域への配電線延伸状況を示す。エネルギー戦略計画に基づき、69 箇所においてオフグリッド電化からオングリッド電化へ移行している。

表 8.3-2 各州のオフグリッド電化地域への配電線延伸状況

#	Province	District	Administrative Post	Year	Capacity [kW]
1	Cabo Delgado	Mocimboa da Praia	Mocimboa da Praia	2003	320
2	Cabo Delgado	Mueda	Mueda	2005	160
3	Cabo Delgado	Pemba Metuge	Metuge	2005	0
4	Cabo Delgado	Macomia	Mucojo	2006	38
5	Cabo Delgado	Macomia	Macomia	2007	38
6	Cabo Delgado	Mecufi	Murrebwe	2007	38
7	Cabo Delgado	Chiure	Mazeze	2008	38
8	Cabo Delgado	Chiure	Chiure-Velho	2008	320
9	Cabo Delgado	Meluco	Muaguide	2008	29
10	Cabo Delgado	Mocimboa da Praia	Mocimboa da Praia	2008	96
11	Cabo Delgado	Ibo	Ibo	2010	102
Subtotal (Cabo Delgado)					1179
12	Gaza	Chicalacuála	Chicalacuála	2005	0
13	Gaza	Manjacaze	Chalala	2007	38
Subtotal (Gaza)					38
14	Inhambane	Panda	Panda	2005	86
15	Inhambane	Zavala	Zandamela	2006	0
16	Inhambane	Mabote	Mabote	2008	123
17	Inhambane	Govuro	Save	2009	29
18	Inhambane	Massinga	Massinga	2009	29
19	Inhambane	Govuro	Vila Franca do Save	2010	56
20	Inhambane	Funhalouro	Funhalouro	2010	32
Subtotal (Inhambane)					355
21	Manica	Manica	Manica	2001	10
22	Manica	Mossurize	Dacata	2008	32
23	Manica	Gondola	Muda Serracao	2010	160
24	Manica	Machaze	Save	2010	58
25	Manica	Tambara	Nhacafula	2010	32
Subtotal (Manica)					292
26	Maputo	Maputo	Cidade de Maputo	2006	38
27	Maputo	Matutuine	Matutuine	2007	38
28	Maputo	Maputo	Matutuine	2008	0
29	Maputo	Magude	Motaze	2009	224
30	Maputo	Matutuine	Madjadjane	2010	32
Subtotal (Maputo)					332
31	Nampula	Nacaroa	Nacaroa	2001	0
32	Nampula	Lalaua	Lalaua	2006	0
33	Nampula	Moma	Larde	2006	0
34	Nampula	Angoche	Namaponda	2007	10
35	Nampula	Angoche	Namaponda	2009	87
36	Nampula	Mogincual	Liupo	2009	160
37	Nampula	Mogincual	Namige	2009	87
38	Nampula	Nampula-Rapale	Mutivaze	2009	32
39	Nampula	Ribaue	Cunle	2009	51
Subtotal (Nampula)					427
40	Niassa	Lago	Lago	2001	38
41	Niassa	Lago	Metangula	2006	0
42	Niassa	Lichinga	Lione-Chala	2008	38
43	Niassa	Maua	Maua	2008	160
44	Niassa	Sanga	Matchedje	2008	29
45	Niassa	Majune	Majune	2009	96
46	Niassa	Mavago	Mavago	2009	96
47	Niassa	Sanga	Sanga	2010	266
Subtotal (Niassa)					723
48	Sofala	Chibabava	Chibabava	2006	90
49	Sofala	Maringue	Maringue	2006	38
50	Sofala	Chibabava	Chibabava	2009	96
51	Sofala	Machanga	Mavinga	2009	87
52	Sofala	Muanza	Muanza	2009	87
53	Sofala	Gorongozá	Canda	2010	32
54	Sofala	Gorongozá	Vanduzi	2011	29
55	Sofala	Chemba	Mulima	2011	29
56	Sofala	Chemba	Chiramba	2011	44
57	Sofala	Dondo	Dondo	2011	29
58	Sofala	Machanga	Divinhe	2011	29
Subtotal (Sofala)					590
59	Tete	Changara	Changara	2005	0
60	Tete	Tsangano	Ntengo Wambalame	2006	38
61	Tete	DOA	Doa	2009	29
62	Tete	Mutarara	Inhangoma	2009	87
Subtotal (Tete)					154
63	Zambezia	Chinde	Chinde	2008	29
64	Zambezia	Morrumbala	Dere	2008	96
65	Zambezia	Chinde	Chinde	2009	160
66	Zambezia	Lugela	Tacuane	2009	19
67	Zambezia	Morrumbala	Chire	2009	19
68	Zambezia	Pebane	Naburi	2010	51
69	Zambezia	Gurue	Mepuaglua	2012	29
Subtotal (Zambezia)					403
Total (National)					4493

8.3.1 FUNAE の電化方針

表 8.3-3 に FUNAE による電化方式を示す。以前はディーゼル発電も使用されていたが、運転コストが高く、1日に使用できる時間が限られることから新規での採用はされていない。

表 8.3-3 FUNAE による電化方式

Micro-grid	<ul style="list-style-type: none">・太陽光を使用した、出力 5kW（25 軒程度）前後の電化方式・月額料金は固定。
Mini-grid	<ul style="list-style-type: none">・太陽光や小水力を使用した出力 500kW 前後の電化方式。・各戸にメーターを設置し、使用量に応じて料金を徴収
Stand-alone	<ul style="list-style-type: none">・各戸に独立して太陽光パネルを設置した電化方式。・メーターは無く月額料金は固定

出典：JICA 調査団

オフグリッド電化の流れは、まず地方政府が住民・コミュニティからの要請を取りまとめて州政府に提出する。次に、州政府が候補地を選定して財務省に提出する。最後に、財務省が電化場所を決定している。この際、地方にいる FUNAE の職員が調整役を担う。

FUNAE では電化エリアの選定について、基本的には既設配電線から遠いエリアを電化することとしている。電化エリアの経済状況や使用可能電源に関する事前調査を行い、①人口密度が高く今後の発展・成長の見込みがある場所、②人口密度が低い場所、にカテゴリ分けをしている。カテゴリ①は micro-grid もしくは mini-grid で電化する。それは、中長期で見て、今後 National network に接続する可能性が高いからである。カテゴリ②は stand-alone で電化する。それは、中長期で見て、今後 micro-grid もしくは mini-grid への発展を狙っているからである。

FUNAE の予算は MIREME ではなく、Ministry of Economy and Finance によって付けられている。FUNAE は政府とドナーの支援を受けている。プロジェクト予算の大部分はドナーからの無償資金を充てているため、年次によって金額が異なる。

8.3.2 FUNAE プロジェクトリスト

FUNAE は官民間わず投資を呼び込む目的で、2017 年 9 月にプロジェクトリスト⁹⁴を発行した。プロジェクトリスト作成にあたり、①人口密度、②利用できる資源、③対象地区での経済成長見込み、④存在するインフラ、⑤存在するプロジェクト、を確認済みである。

Mini-hydro プロジェクトは 332 件（合計 1013.2MW）、太陽光は 343 件紹介されているが、調査を継続中であり、プロジェクトリストは更新される予定である。

表 8.3-4 に Mini-hydro プロジェクトの調査状況を示す。F/S 完了が 3 件（2.8MW）、pre-F/S 完了が 5 件（2.2MW）、Renewable Energy Atlas をベースにした data survey 完了が 14 件（40.9MW）、調査中が 300 件（967.3MW）である。

⁹⁴ Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, FUNAE, September 2017

表 8.3-4 Mini-hydro プロジェクトの調査状況

Description	The number of villages	Hydro power capacity [MW]
Feasibility Study concluded	3	2.8
Pre-Feasibility Study concluded	5	2.2
Data Survey concluded	14	40.9
Survey to be done	300	967.3
Total	322	1013.2

出典：FUNAE 資料を基に JICA 調査団作成

表 8.3-5 に Renewable Energy Atlas をベースに data survey を完了した 14 件 (40.9MW) のリストを示す。詳細な場所と可能出力 (MW) が記載されている。

表 8.3-5 Renewable Energy Atlas をベースに data survey を完了した 14 件 (40.9MW) のリスト

Item	Provincia/ Province	Nome do Rio/River name	Número/Number (Atlas)	Nome do local/Local name	Latitude	Longitude	Potência/Capacity (MW)	Cota/Height max.	Cota/Height min.	Queda estimada/ Estimate head (m)
1	Nampula	Malema	9162	Canhunha	-15,09376	37,313744	2,407	721	696	25,00
2	Zambézia	Licungo	9356	Gurué	-15,42138	36,975978	1,404	1100	947	153,00
3	Tete	Luângua	1045	Namadende	-14,55016	33,32241	0,643	880	823	57,00
4	Tete	Luia	5120	Cantamo (Nkocomu)	-14,32829	33,045822	0,843	800	763	37,00
5	Tete	Luia	N/D	Cantamo (Mulowe)	-14,25704	33,110575	0,9	890	844	46,00
6	Tete	Revúbue	5028	Chimuala	-14,72456	34,240398	0,882	1060	1028	32,00
7	Tete	Mucumbudzi	N/D	Mapango	-14,98704	33,285711	1,974	676	664	12,00
8	Tete	Luângua	5097	Mapango	-15,04775	32,33902	1,974	440	399	41,00
9	Tete	Phonfi	5079	Katowe	-15,29392	33,77391	10,014	840	600	240,00
10	Manica	Luenha	1210	Guro	-17,03449	33,14776	9,904	404	384	20,00
11	Manica	Chinhica	1437	Cotine	-20,58272	32,840486	1,376	582	0	582,00
12	Manica	Munaiwa	N/D	Tsetsera	-19,43763	32,833356	N/D	0	916	916,00
13	Manica	Nhamucuarara	N/D	Nhamucuarara	-18,80878	32,835861	N/D	1122	1050	72,00
14	Manica	Púngue	1320	Tsetsera	-18,88584	33,94788	8,584	214	176	38,00
Total (MW)							40,905			

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-6 に調査中の 300 件 (967.3MW) 中 44 件のリストを示す。詳細な場所と可能出力 (MW) が記載されている。

表 8.3-6 小水力発電プロジェクトの調査中リスト

Item	Nome/Name	Recurso/Resource	Potência/Capacity (MW)	Provincia/Province	Longitude	Latitude
1	1001	Hidrico	0,983	NIASSA	35,83245	-12,4414
2	1002	Hidrico	0,739	NIASSA	35,97346	-12,41538
3	1004	Hidrico	0,556	NIASSA	35,19396	-12,69479
4	1006	Hidrico	0,761	NIASSA	35,96532	-12,92708
5	1008	Hidrico	0,715	NIASSA	34,88856	-12,8291
6	1024	Hidrico	3,254	NIASSA	34,83747	-13,2375
7	1031	Hidrico	6,448	NIASSA	35,1755	-12,47455
8	1033	Hidrico	2,07	NIASSA	35,06099	-12,77791
9	1040	Hidrico	1,115	NIASSA	35,3664	-12,26768
10	1054	Hidrico	0,882	NIASSA	35,14385	-13,70299
11	1056	Hidrico	0,403	NIASSA	35,15991	-13,34386
12	1063	Hidrico	6,063	NIASSA	35,54328	-12,65309
13	1066_1	Hidrico	1,076	NIASSA	35,92707	-13,23901
14	1068	Hidrico	1,203	NIASSA	34,83728	-13,08418
15	1077	Hidrico	9,897	NIASSA	35,97198	-12,1605
16	1079	Hidrico	2,574	NIASSA	35,88852	-13,81677
17	1080_1	Hidrico	1,783	NIASSA	34,83424	-12,718
18	1088	Hidrico	0,698	NIASSA	34,79873	-13,02664
19	1089_1	Hidrico	0,885	NIASSA	35,0766	-12,48447
20	1094	Hidrico	0,442	NIASSA	35,16652	-13,36888
21	1095	Hidrico	1,238	NIASSA	35,08555	-13,48879
22	1107	Hidrico	9,944	NIASSA	35,64404	-12,41782
23	1107	Hidrico	13,981	NIASSA	35,60244	-12,47949
24	1110	Hidrico	9,842	NIASSA	35,91088	-12,21026
25	1113	Hidrico	1,905	NIASSA	34,84924	-13,08769
26	1115	Hidrico	0,734	NIASSA	34,88246	-13,0933
27	1117	Hidrico	0,387	NIASSA	34,90791	-13,07986
28	1124	Hidrico	1,639	NIASSA	35,53443	-12,1759
29	1129	Hidrico	0,574	NIASSA	35,26229	-12,33129
30	1130	Hidrico	0,489	NIASSA	35,2578	-12,44535
31	1133	Hidrico	3,117	NIASSA	35,11924	-12,7115
32	1134	Hidrico	3,043	NIASSA	35,13703	-12,63934
33	1135	Hidrico	10,039	NIASSA	35,18024	-12,56581
34	1135	Hidrico	11,971	NIASSA	35,18024	-12,56581
35	1137	Hidrico	4,064	NIASSA	35,14554	-12,41988
36	1139	Hidrico	5,724	NIASSA	35,1799	-12,20519
37	1145_1	Hidrico	0,322	NIASSA	34,82313	-13,11351
38	1146	Hidrico	0,606	NIASSA	34,81468	-13,18543
39	1147	Hidrico	3,509	NIASSA	34,87783	-13,26084
40	1152	Hidrico	1,893	NIASSA	34,94798	-13,37147
41	1153	Hidrico	0,407	NIASSA	34,97902	-13,40061
42	1193	Hidrico	1,075	NIASSA	34,87934	-13,41232
43	1194	Hidrico	0,292	NIASSA	34,84228	-13,36133
44	1195	Hidrico	0,313	NIASSA	34,80409	-13,29229

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-7 に各州における太陽光電化方式（micro-grid/mini-grid、stand-alone）によってカテゴリ分けされた村の数（プロジェクト数）と未電化の学校と診療所の数を示す。111 箇所の村を Micro-grid もしくは mini-grid での電化、81 箇所の村を Stand-alone での電化とカテゴリ分けし、141 箇所の村についてはカテゴリ分けを検討中である。未電化の学校と診療所はそれぞれ 968 件と 280 件である。

表 8.3-7 各州における太陽光電化方式（micro-grid/mini-grid、stand-alone）によってカテゴリ分けされた村の数（プロジェクト数）と未電化の学校と診療所の数

Province	The number of villages			The number of facilities	
	Micro or Mini-grid	Stand-alone	To be classified	Primary school	Health center
Niassa	10	6	4	35	32
Cabo Delgado	42	1	3	-	16
Nampula	17	4	8	81	143
Zambezia	18	14	0	280	35
Sofala	2	5	4	223	19
Tete	4	1	8	-	-
Manica	9	13	28	183	21
Inhambane	1	6	5	166	14
Gaza	5	24	64	-	-
Maputo	3	7	17	-	-
Total	111	81	141	968	280

出典：FUNAE 資料を基に JICA 調査団作成

表 8.3-8～表 8.3-17 は、各州におけるカテゴリ分けされた村について、電化方式を示したリストである。

表 8.3-8 Niassa 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Niassa	Metarica	Nacumua	Mepuera	Solar	Individual
2	Niassa	Metarica	Il Congresso	Nova Madeira	Solar	Individual
3	Niassa	Majune	Metomone	Lochesse	Solar	Mini-redes
4	Niassa	Ngaúma	Massangulo	Chissimbir	Solar	Mini-redes
5	Niassa	Sanga	Macaloge	Capunda	Solar	Individual
6	Niassa	Lichinga	Lichinga Sede	Micoco	Solar	Mini-redes
7	Niassa	Maúa	Maúa-sede	Chapalango	Solar	Mini-redes
8	Niassa	Lago	Mesumba	Chia	Solar	Individual
9	Niassa	Lago	Mesumba	Ngo	Solar	Mini-redes
10	Niassa	Majune	Nairubi	Nairubi	Solar	Mini-redes
11	Niassa	Mecanhelas	Insaca	Chissaua	Solar	Mini-redes
12	Niassa	Lago	Maniamba	Mazogo Issa	Solar	Mini-redes
13	Niassa	Lago	Maniamba	Mazogo Lualesse	Solar	Mini-redes
14	Niassa	Lago	Maniamba	Liziunga	Solar	Mini-redes
15	Niassa	Sanga	Il Congresso	Matchedje	Solar	Individual
16	Niassa	Mecanhelas	Insaca	Iataria	Solar	Individual

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-9 Cabo Delgado 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de instalação
1	Cabo Delgado	Meluco	Meluco	Minhanha	Solar	Mini-redes
2	Cabo Delgado	Namuno	Namuno-Sede	Matamataua	Solar	Mini-redes
3	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	N'konga	Solar	Mini-redes
4	Cabo Delgado	Nangade	Litingina	Itanda	Solar	Mini-redes
5	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Napuda	Solar	Mini-redes
6	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Linde	Solar	Mini-redes
7	Cabo Delgado	Chiúre	Mazeze	Mmala	Solar	Mini-redes
8	Cabo Delgado	Balama	Balama	Metata	Solar	Mini-redes
9	Cabo Delgado	Montepuez	Mputo	Ntapata	Solar	Mini-redes
10	Cabo Delgado	Metuge	Metuge	Namitewe	Solar	Mini-redes
11	Cabo Delgado	Namuno	Namuno-Sede	Nanrapa	Solar	Mini-redes
12	Cabo Delgado	Namuno	Namuno-Sede	Meculane	Solar	Mini-redes
13	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	Muiha	Solar	Mini-redes
14	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	Namuende	Solar	Mini-redes
15	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Arimba	Solar	Mini-redes
16	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Ntororo	Solar	Mini-redes
17	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Cagembe	Solar	Mini-redes
18	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Songueia	Solar	Mini-redes
19	Cabo Delgado	Mueda	Negomano	Chilinde	Solar	Mini-redes
20	Cabo Delgado	Ancuabe	Ancuabe	Ngeue	Solar	Mini-redes
21	Cabo Delgado	Mocimba da Praia	Quelimane	Maunde	Solar	Mini-redes
22	Cabo Delgado	Macomia	Chai	Tandacua	Solar	Mini-redes
23	Cabo Delgado	Montepuez	Mirate	Mirate-Sede	Solar	Mini-redes
24	Cabo Delgado	Montepuez	Mputo	Mputo-Sede	Solar	Mini-redes
25	Cabo Delgado	Meluco	Meluco	Ravia	Solar	Mini-redes
26	Cabo Delgado	Metuge	Metuge-Sede	Messanja-Velha	Solar	Mini-redes
27	Cabo Delgado	Namuno	Meloco	Muatuca	Solar	Mini-redes
28	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	Chiduadua	Solar	Mini-redes
29	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	Nhanga	Solar	Mini-redes
30	Cabo Delgado	Palma	Quionga	Namoto	Solar	Mini-redes
31	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Nakoba	Solar	Mini-redes
32	Cabo Delgado	Quissanga	Mahate	Namange	Solar	Mini-redes
33	Cabo Delgado	Mueda	Negomano	Ninga	Solar	Mini-redes
34	Cabo Delgado	Balama	Balama	M'paka	Solar	Mini-redes
35	Cabo Delgado	Macomia	Quiterajo	Quiterajo-Sede	Solar	Individual
36	Cabo Delgado	Namuno	Machoca	Machoca-Sede	Solar	Mini-redes
37	Cabo Delgado	Nangade	Ntamba	Ntoli	Solar	Mini-redes
38	Cabo Delgado	Palma	Quionga	Quionga-Sede	Solar	Mini-redes
39	Cabo Delgado	Chiúre	Namogelia	Namogelia-Sede	Solar	Mini-redes
40	Cabo Delgado	Chiúre	Mazeze	Mazeze	Solar	Mini-redes
41	Cabo Delgado	Montepuez	Nairoto	Nairoto-Sede	Solar	Mini-redes
42	Cabo Delgado	Mueda	Ngapa	Namatil	Solar	Mini-redes
43	Cabo Delgado	Mueda	Ngapa	Ngapa-Sede	Solar	Mini-redes

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-10 Nampula 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Nampula	Larde	Larde-Sede	Moneia	Solar	Mini-redes
2	Nampula	Nacala-a-Velha	Nacala-a-Velha	Nahipa	Solar	Mini-redes
3	Nampula	Mogincual	Namige	Perequexo	Solar	Mini-redes
4	Nampula	Nacaroa	Muchico	Saua-Saua	Solar	Individual
5	Nampula	Malema	Malema-Sede	Nataleia	Solar	Mini-redes
6	Nampula	Mecuburi	Muite	Issipi	Solar	Mini-redes
7	Nampula	Lalaua	Lalaua-Sede	Naculue	Solar	Mini-redes
8	Nampula	Muecate	Muculuone	Muculuone-Sede	Solar	Individual
9	Nampula	Muecate	Muculuone	Gracio	Solar	Mini-redes
10	Nampula	Murrapula	Nihessiue	Ligonha	Solar	Individual
11	Nampula	Moma	Macone	Mucorroge	Solar	Mini-redes
12	Nampula	Moma	Mocone	Npago	Solar	Mini-redes
13	Nampula	Monapo	Netia	Natete	Solar	Mini-redes
14	Nampula	Nacala-Porto	Mahelene	Mahelene-Sede	Solar	Mini-redes
15	Nampula	Nacala-Porto	Mahelene	Matalane	Solar	Mini-redes
16	Nampula	Angoche	Aube	Marcacao	Solar	Individual
17	Nampula	Mogovolas	Iuluti	Iuluti-Sede	Solar	Mini-redes
18	Nampula	Mecuburi	Muite	Muite-Sede	Solar	Mini-redes
19	Nampula	Malema	Malema-Sede	Murralelo	Solar	Mini-redes
20	Nampula	Memba	Mazua	Mazua-Sede	Solar	Mini-redes
21	Nampula	Erati	Alua	Alua-Sede	Solar	Mini-redes
22	Nampula	Larde	Mucuale	Mucuale	Solar	Mini-redes
23	Nampula	Erati	Namiroa	Namiroa	Solar	Mini-redes

出典 : FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-11 Zambezia 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Zambézia	Alto Molócuè	Nauela	Nauela	Solar	Mini-redes
2	Zambézia	Gilé	Alto Ligonha	Muiane	Solar	Individual
3	Zambézia	Ile	Ile	Nampevo	Solar	Individual
4	Zambézia	Ile	Mulevala	Chiraco	Solar	Individual
5	Zambézia	Ile	Ile	Mungulama/Hatxue	Solar	Mini-redes
6	Zambézia	Lugela	Tacuane	Tacuane	Solar	Mini-redes
7	Zambézia	Lugela	Munhamade	Munhamade	Solar	Individual
8	Zambézia	Maganja da Costa	Maganja da Costa	Cariua	Solar	Individual
9	Zambézia	Milange	Majaua	Zalimba	Solar	Individual
10	Zambézia	Milange	Milange	Vulalo	Solar	Mini-redes
11	Zambézia	Milange	Mongue	Mongue	Solar	Individual
12	Zambézia	Mocuba	Namajavira	Alto Benfica	Solar	Individual
13	Zambézia	Mocuba	Namajavira	Namajavira	Solar	Individual
14	Zambézia	Mopeia	Campo	Campo	Solar	Mini-redes
15	Zambézia	Morrumbala	Chire	Chire	Solar	Mini-redes
16	Zambézia	Namacurra	Namacurra	Malei	Solar	Individual
17	Zambézia	Namacurra	Macusse	Furquia	Solar	Mini-redes
18	Zambézia	Namacurra	Macusse	Maxixine	Solar	Mini-redes
19	Zambézia	Namarroi	Regone	Regone	Solar	Individual
20	Zambézia	Pebane	Mulela Mualama	Namanla	Solar	Mini-redes
21	Zambézia	Pebane	Pebane	Nicadine	Solar	Individual
22	Zambézia	Pebane	Mulela Mualama	Alto Maganha	Solar	Mini-redes
23	Zambézia	Pebane	Mulela Mualama	Malema	Solar	Individual
24	Zambézia	Pebane	Naburi	Tomeia	Solar	Individual
25	Zambézia	Pebane	Naburi	Naburi	Solar	Mini-redes
26	Zambézia	Derre	Machido	Machido	Solar	Mini-redes
27	Zambézia	Mocuba	Muaquiua	Muaquiua	Solar	Mini-redes
28	Zambézia	Gilé	Alto Ligonha	Alto Ligonha	Solar	Mini-redes
29	Zambézia	Molumbo	Corromana	Corromana	Solar	Mini-redes
30	Zambézia	Milange	Mongue	Mongue	Solar	Mini-redes
31	Zambézia	Mocubela	Bajone	Bajone	Solar	Mini-redes
32	Zambézia	Mocubela	Alto Mutabide	Alto Mutabide	Solar	Mini-redes

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-12 Sofala 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Sofala	Buzi	Estaquinha	Chissinguana	Solar	Mini-redes
2	Sofala	Gorongosa	Marringue	Gumbalansai	Solar	Individual
3	Sofala	Muanza	Galinha	Nhansato	Solar	Mini-redes
4	Sofala	Chibabava	Muxungue	Panja	Solar	Individual
5	Sofala	Buzi	Buzi Sede	Inhamuchindo	Solar	Individual
6	Sofala	Chibabava	Goonda	3 de Fevereiro	Solar	Individual
7	Sofala	Machanga	Divinhe	Divinhe	Solar	Individual
8	Sofala	Marringue	Canxixe	Canxixe	Solar	Mini-redes
9	Sofala	Buzi	Nova Sofala	Nova Sofala	Solar	Individual
10	Sofala	Cheringoma	Inhaminga	Inhaminga	Solar	Individual

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-13 Tete 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Tete	Maravia	Chinthopo	Chinthopo	Solar	Individual
2	Tete	Marara	Boraoma	Boraoma	Solar	Mini-redes
3	Tete	Macanga	Namadende	Namadende	Solar	Mini-redes
4	Tete	Chifunde	Bolimo	Bolimo	Solar	Mini-redes
5	Tete	Changara	Goba	Goba	Solar	Mini-redes

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-14 Inhambane 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Inhambane	Inhambane	Cidade de Inhambane	Ilha de Inhambane	Solar	Individual
2	Inhambane	Mabote	Mabote	Tsumbo	Solar	Individual
3	Inhambane	Zavala	Zandamela	Chitondo	Solar	Individual
4	Inhambane	Mabote	Chechangue	Chitanga	Solar	Mini-redes
5	Inhambane	Vilanculos	Mapinhane	Belane	Solar	Individual
6	Inhambane	Panda	Panda	Mawaela	Solar	Individual
7	Inhambane	Mabote	Zimane	Tessolo	Solar	Individual
8	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Coche	Solar	Individual
9	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Dovela	Solar	Individual
10	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Mazonda	Solar	Individual
11	Inhambane	Inharrime	Mocumbi	Mussana	Solar	Individual
12	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Nhacobo	Solar	Individual
13	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Coguno	Solar	Individual
14	Inhambane	Inharrime	Inharrime	Mejoote	Solar	Individual
15	Inhambane	Inharrime	Dongane	Dongane	Solar	Individual

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-15 Manica 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Manica	Macate	Macate	Maconha	Solar	Individual
2	Manica	Manica	Messica	Nhaucaca	Solar	Mini-redes
3	Manica	Macossa	Nguawala	Nguawala - Sede	Solar	Individual
4	Manica	Guro	Nhamassonge	Tanad	Solar	Individual
5	Manica	Sussundenga	Sussundenga	Nhaurombe	Solar	Individual
6	Manica	Gondola	Mudima	Mudima	Solar	Mini-redes
7	Manica	Gondola	Chiongo	Chiongo	Solar	Individual
8	Manica	Mossurize	Dacata	Bagonhe	Solar	Individual
9	Manica	Guro	Guro Sede	Bunga	Solar	Mini-redes
10	Manica	Guro	Guro Sede	Sanga	Solar	Mini-redes
11	Manica	Macate	Macate	Chissassa	Solar	Individual
12	Manica	Macossa	Macossa	Rio dos Elefantes	Solar	Individual
13	Manica	Manica	Messica	Chinhambuzi	Solar	Individual
14	Manica	Macate	Zembe	Zembe Sede	Solar	Mini-redes
15	Manica	Macossa	Nhamangua	Nhamangua - sede	Solar	Individual
16	Manica	Guro	Mungari	Chivuli	Solar	Mini-redes
17	Manica	Bárué	Choa	Nhauroa	Solar	Individual
18	Manica	Bárué	Catandica	Chiuala/Honde	Solar	Mini-redes
19	Manica	Tambara	Buzua	Búzua	Solar	Mini-redes
20	Manica	Bárué	Nhamapassa	Nhamapassa	Solar	Mini-redes
21	Manica	Bárué	Choa	Choa - Sede /Nhabuto	Solar	Individual
22	Manica	Guro	Mandie	Mandie sede (Novo local)	Solar	Mini-redes
23	Manica	Mossurize	Chaiva	Chaiva	Solar	Mini-redes
24	Manica	Mossurize	Chiurairue	Garágua	Solar	Individual
25	Manica	Machaze	Save	Save	Solar	Individual
26	Manica	Tambara	Nhacolo	Nhacolo	Solar	Mini-redes
27	Manica	Messica	Chinhambuzi	Chinhambuzi	Solar	Mini-redes

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-16 Gaza 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de Sistema
1	Gaza	Manjacaze	Nguzene	Nguzene	Solar	Individual
2	Gaza	Manjacaze	Mazucane	Mazucane	Solar	Individual
3	Gaza	Manjacaze	Chibonzane	Machulane	Solar	Individual
4	Gaza	Manjacaze	Chidenguele	Betula	Solar	Individual
5	Gaza	Manjacaze	Chidenguele	Dengoine	Solar	Individual
6	Gaza	Bilene	Mazivila	Olombe	Solar	Individual
7	Gaza	Bilene	Macuane	Chitlango	Solar	Individual
8	Gaza	Chibuto	Godide	Chipadja	Solar	Individual
9	Gaza	Chibuto	Alto Changane	Maqueze	Solar	Mini-redes
10	Gaza	Chibuto	Alto Changane	Funguane	Solar	Individual
11	Gaza	Mapai	Mapai	Mapai-Rio	Solar	Individual
12	Gaza	Chicualacuala	Eduardo Mondlane	Chicualacuala-rio	Solar	Individual
13	Gaza	Chicualacuala	Pafuri	Coguma	Solar	Individual
14	Gaza	Mabalane	Combomune	Combomune - Rio	Solar	Mini-redes
15	Gaza	Guijá	Nalazi	Sede	Solar	Machambas
16	Gaza	Guijá	Nalazi	Mbala-vala	Solar	Individual
17	Gaza	Massangena	Massangena -sede	Mapanhe	Solar	Individual
18	Gaza	Massangena	Massangena -sede	Mucanbene	Solar	Mini-redes
19	Gaza	Massangena	Mavue	Mavue	Solar	Individual
20	Gaza	Massangena	Mavue	Siqueto	Solar	Individual
21	Gaza	Mandlakazi	Xihalala	Mussengue	Solar	Mini-redes
22	Gaza	Mandlakazi	Macuacua	Chilatanhane	Solar	Individual
23	Gaza	Mandlakazi	Mazucane	Manguzi A	Solar	Individual
24	Gaza	Mandlakazi	Nguzene	Nguzene-sede	Solar	Individual
25	Gaza	Mandlakazi	Nguzene	Banze	Solar	Individual
26	Gaza	Mandlakazi	Nguzene	Cumbane	Solar	Individual
27	Gaza	Massingir	Zulo	Chitar/Macuachane	Solar	Machambas
28	Gaza	Chokwe	Chilembene	Chiduachine	Solar	Individual
29	Gaza	Chokwe	Chilembene	Marrambajane	Solar	Machambas
30	Gaza	Chokwe	Lionde	Bombofo	Solar	Individual
31	Gaza	Chokwe	Macarretane	Punguine	Solar	Mini-redes
32	Gaza	Chokwe	Macarretane	Soveia	Solar	Individual
33	Gaza	Mabalane	Mabalane Sede	Chinhequete	Solar	Individual
34	Gaza	Mabalane	Mabalane Sede	Tsocate	Solar	Individual
35	Gaza	Mabalane	Mabalane Sede	Muginge	Solar	Individual
36	Gaza	Mabalane	Mabalane Sede	Gerez	Solar	Individual

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-17 Maputo 州における電化方式リスト

#	Provincia	Distrito	Posto Administrativo	Localidade/Aldeia	Recurso	Tipo de instalação
1	Maputo	Magude	Mahele	Mahele Sede	Solar	Individual
2	Maputo	Magude	Magude Sede	Macubulane Sede	Solar	Individual
3	Maputo	Magude	Mapulanguene	Sede	Solar	Mini-redes
4	Maputo	Marracuene	Machubo	Machubo	Solar	Individual
5	Maputo	Manhiça	Calanga	Calanga	Solar	Individual
6	Maputo	Magude	Mapulanguene	Mapulanguene	Solar	Individual
7	Maputo	Magude	Panjane	Panjane	Solar	Individual
8	Maputo	Magude	Magude	Matsandzane	Solar	Individual
9	Maputo	Magude	Motaze	Marula	Solar	Individual
10	Maputo	Moamba	Sabié	Pessene	Solar	Mini-redes
11	Maputo	Moamba	Sabié	Macaene	Solar	Individual
12	Maputo	Matutuine	Catembe	Hindane	Solar	Individual
13	Maputo	Namacha	Namaacha	Matsequenha	Solar	Individual
14	Maputo	Namacha	Namaacha	Musuazi	Solar	Individual
15	Maputo	Namacha	Namaacha	Chicochana	Solar	Individual
16	Maputo	Namacha	Namaacha	Livivene	Solar	Mini-redes
17	Maputo	Namacha	Namaacha	Bamassango	Solar	Individual
18	Maputo	Namacha	Namaacha	Mugude	Solar	Individual
19	Maputo	Namacha	Namaacha	Kala-kala	Solar	Individual
20	Maputo	Namacha	Namaacha	Kassimati	Solar	Individual
21	Maputo	Boane	Boane	Ambrosio	Solar	Individual
22	Maputo	Manhiça	Chichongue	Dzongune	Solar	Individual
23	Maputo	Manhiça	Chichongue	Lagoa Pati	Solar	Individual
24	Maputo	Marracuene	Marracuene	Xefina	Solar	Individual
25	Maputo	Marracuene	Marracuene	Mbelele	Solar	Individual
26	Maputo	Marracuene	Marracuene	Taula	Solar	Individual
27	Maputo	Marracuene	Marracuene	Maganza	Solar	Individual

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-18 は未電化学校 968 箇所中 40 箇所のリストであり、表 8.3-19 は未電化診療所病院 280 箇所中 40 箇所のリストである。

表 8.3-18 未電化学校のリスト

#	Provincia/ Province	Distrito/District	P. Administrativo/ Administrative post	Escolas/Schools
1	Niassa	Chimbonila	Lione	EPC de Machedemba
2	Niassa	Chimbonila	Lione	EPC de Naconda
3	Niassa	Chimbonila	Lione	EPC de Macassangilo
4	Niassa	Cuamba	Lurio	EPC de Muicuna
5	Niassa	Cuamba	Lurio	EPC de Mortuela
6	Niassa	Cuamba	Lurio	EPC de Melomba
7	Niassa	Lago	Cobue	EPC de Ngoo
8	Niassa	Lago	Cobue	EPC dev Ngofi
9	Niassa	Lago	Cobue	EPC de Ntumba
10	Niassa	Lago	Cobue	EPC de Chigoma
11	Niassa	Lago	Cobue	EPC de Lupilichi
12	Niassa	Lago	Cobue	EPC de Lussefa
13	Niassa	Lago	Lunho	EPC de Chia
14	Niassa	Lago	Lunho	EPC de Mbamba
15	Niassa	Mandimba	Messissi	EPC de Rachilone
16	Niassa	Mandimba	Messissi	EPC de Chitingi
17	Niassa	Mandimba	Messissi	EPC de Minicua
18	Niassa	Maua	Ntepia	EPC de Missao
19	Niassa	Maua	Ntepia	EPC de Quareia1
20	Niassa	Maua	Ntepia	EPC de Chicoco
21	Niassa	Maua	Maiaca	EPC de Maiaca
22	Niassa	Mepuera	Mecunica	EPC de Muhosso
23	Niassa	Metarica	Mecunica	EPC de Mecunica
24	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Manlia
25	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Metarica-Lurio
26	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Uachila
27	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Napaula
28	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Cololo
29	Niassa	Nipepe	Tamica	EPC de Mucocota
30	Niassa	Mecanhelas	Chiuta	EPC Chiuta
31	Niassa	Mecula	Mussoma	EPC Mussoma
32	Niassa	Marrupa	Tumpue	EPC Tumpue
33	Niassa	Marrupa	Messenguece	EPC Messenguece
34	Niassa	Maua	Queta	EPC Queta
35	Niassa	Majune	MaTucuta	EPC MaTucuta
36	Nampula	Angoche	Angoche	ESG de Aube
37	Nampula	Angoche	Angoche	EPC de Gêlo
38	Nampula	Angoche	Angoche	EPC de Morrua
39	Nampula	Angoche	Angoche	EPC de Mulapane
40	Nampula	Angoche	Angoche	EPC de Lipuene

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

表 8.3-19 未電化診療所のリスト

#	Nome/Name	Distrito/District	P. Administrativo/ Administrative Post	Centro de Saúde/Health Center
1	Niassa	Chimbonila	Chala	CS de Ute
2	Niassa	Cuamba	Malapa	CS de Mucuapa
3	Niassa	Lago	Lupilichi	CS de Chia
4	Niassa	Lago	Lupilichi	CS de Lupilichi
5	Niassa	Lago	Lupilichi	CS de Ngoo
6	Niassa	Lago	Lupilichi	CS de Ntumba
7	Niassa	Lago	Ngooo	CS Ngooo
8	Niassa	Lago	Lupiliche	CS Lupiliche
9	Niassa	Lago	Micucue	CS Micucue
10	Niassa	Lichinga	Malica	CS Malica
11	Niassa	Lichinga	Lione	CS Lione
12	Niassa	Lichinga	Machomane	CS Machomane
13	Niassa	Mandimba	Lissete	CS Lissete
14	Niassa	Marrupa	Tumpue	CS Tumpue
15	Niassa	Maua	Maiaca	CS de Muhumbua
16	Niassa	Maua	Maua-Sede	CS de Queta
17	Niassa	Maua	Ntepiha	CS de Muhoco
18	Niassa	Metarica	Metarica	CS de Necunica
19	Niassa	Metarica	Navumua	CS de Niputa
20	Niassa	Metarica	Nacumua	CS Nacumua
21	Niassa	Mecanhelas	Mecumera	CS Mecumera
22	Niassa	Mecanhelas	Muhurune	CS Muhurune
23	Niassa	Mecula	Gomba	CS Gomba
24	Niassa	Mecula	Matondovela	CS Matondovela
25	Niassa	Muembe	Lutueza	CS Lutueza
26	Niassa	Muembe	Nzizi	CS Nzizi
27	Niassa	Nipepe	Tamica	CS de Manliha
28	Niassa	Ngauma	Luelele	CS Luelele
29	Niassa	Ngauma	Chiguatha	CS Chiguatha
30	Niassa	Sanga	7 de Setembro	CS 7 de Setembro
31	Niassa	Sanga	Malemia	CS Malemia
32	Niassa	Sanga	Malemia	CS Malemia
33	Cabo Delgado	Cabo Delgado	Cabo Delgado	CS Cabo Delgado
34	Cabo Delgado	Balama	Balama - Sede	CS Balama - Sede
35	Cabo Delgado	Chiure	Chiure - Velho	CS Chiure Velho
36	Cabo Delgado	Ibo	Ibo Sede	CS Ibo Sede
37	Cabo Delgado	Macomia	Quiterajo	CS Piquewe
38	Cabo Delgado	Macomia	Mucojo	CS Mucojo
39	Cabo Delgado	Mocimboa da Praia	Diaça	CS Diaça
40	Cabo Delgado	Meluco	Meluco- Sede	CS Raiva

出典：FUNAE Renewable energy projects portfolio hydro and solar resources, September 2017

8.4 電化を推進するコマーシャルベース企業の進出

Solar Works は 2016 年 1 月に Matola 市に設立され、同年 9 月より営業を開始したコマーシャルベースの企業である。EDM、FUNAE、MIREME との連携は無く、太陽光発電のみを利用した電化を推進している。2017 年 4 月時点において、年間 3000 戸（電化率 0.06%向上に相当）を電化可能であると予測している。将来はモザンビーク各地の経済状況を調査しながら全国へ販売エリアを広げていきたいとしている。

8.5 オングリッド電化に必要なコスト

本マスタープランでは、EDM の需要となるオングリッド電化に着目する。

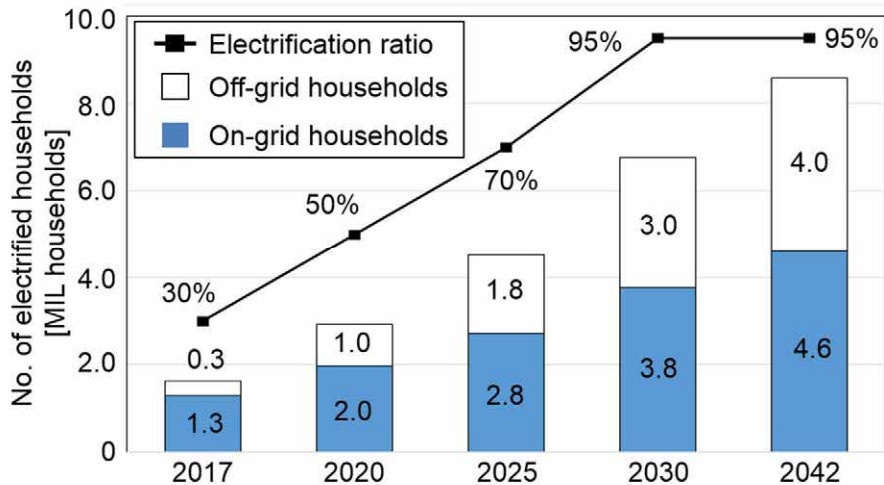
オングリッド電化コスト試算のための前提条件を表 8.5-1 に示す。この前提条件での電化家屋数は図 8.5-1 となり、コストは表 8.5-2 となる。2042 年までに 4,950 million USD、年間で 198 million USD (2018 年から 2042 年までの 25 年間) の費用が必要となる。この金額は 2016 年における EDM 配電予算 (6.15 million USD) の約 32 倍にあたる。ユニバーサルアクセス達成のためには、政府・ドナーによるオングリッド電化事業の支援、オフグリッド電化事業との協調が重要である。

表 8.5-1 電化コスト試算の前提条件

目標電化率	2030 年までに 95%を達成し、それ以降継続する
人口 (2016 年)	2,700 万人
1 世帯当たり人数 (2016 年)	5 人
世帯数 (2016 年)	540 万世帯
人口増加率	2%
1 年毎のオングリッド電化数	11 万軒
オングリッド電化家屋数とオフグリッド電化家屋数の比率 (2017 年)	オングリッド電化家屋数：80% オフグリッド電化家屋数：20%
1 軒当たりのオングリッド電化コスト	1,500USD ⁹⁵
オフグリッド電化済み地域のオングリッドへの移行	最終的に 20%の需要家が移行する

出典：JICA 調査団

⁹⁵ Development of NESP to Accelerate Universal Access to Energy in Mozambique by 2030, World Bank



出典：JICA 調査団

図 8.5-1 電化家屋数

表 8.5-2 オングリッド電化コスト

	2030	2042
The number of electrified households (accumulated from 2017) [million households]	3.8	4.6
Electrification cost (accumulated from 2017) [million USD]	3,750	4,950

出典：JICA 調査団

8.6 オングリッド電化の進め方（地域分け）

図 8.6-1 は直近に配電線があるにも関わらず、電化されていない家屋である。コストを抑えた電化のためには、図 8.6-1 のような家屋を優先して電化することも対策の一つである。図 8.6-1 の状況になる理由として、電気料金の支払い能力が無い他に、変圧器容量不足など技術的な理由がある⁹⁶。後者のような、潜在的なオングリッド需要の把握（図 8.6-1 の家屋は、配電線に近い場合 FUNAE の調査範囲から外れている）や、受電待ちリストによる管理によって効果的にオングリッド電化を推進できる。

WB ではオングリッド電化地域とオフグリッド電化地域を区分するパラメータとして、表 8.6-1 のように、既設配電線からの距離、1 世帯あたりの使用電力量、人口密度を使用している。これに加えて、配電開発計画を考慮して電化地域を見直すことが重要である。理由として、変電所建設の F/S 結果により、配電線を建設するルート、グリッドから需要家までの距離が変わるからである。なお、変電所は需要の中心地に設置することが重要であるため、人口密度、電力消費量見込みを考慮して F/S を進めることとなる。WB の分類と、変電所位置を考慮した配電開発計画を組み合わせることで、オングリッド電化地域を選定することができる。

⁹⁶ Nampula ASC での聞き取り調査による。



出典：JICA 調査団

図 8.6-1 Murrupula 地区における未電化家屋

表 8.6-1 World Bank レポートにおけるオングリッド電化・オフグリッド電化選定基準

System	Methodology	Settlement Type	Indicative Design Parameters		
			D = Distance from EDM Grid	P = Demand per household (kVA)	Population Density
On-grid	Connection of new users to existing LV network (220 - 400V)	Urban and peri-urban	D < 10m	3.0 < P < 5.0	High
	Densification (LV and urban MV extension)	Urban and peri-urban	10m < D < 5km	3.0 < P < 5.0	High
	3-phase rural MV (main and laterals) and LV extension	Rural	5km < D < 30km	2.0 < P < 3.0	High
	3-phase rural MV (main), SWER (19kV) for laterals and LV extension	Rural	10km < D < 30km	1.0 < P < 2.0	Medium
Off-grid	Mini-grid; i.e. centralized generation and LV network	Rural	D > 30km	0.1 < P < 1.0	Medium
	Solar home system (SHS)	Rural	D > 30km	0.1	Low

出典：Development of NESP to Accelerate Universal Access to Energy in Mozambique by 2030, World Bank

第9章 経済・財務分析

9.1 EDMの財務状況

EDMの電気料金は2016年時点名目で2003年に比較して低い水準で推移しており、またこの2、3年はIPPからの買電比率が高くなっており、そのコストが財務に大きな影響を与えている。EDMは純利益をあげることは当然難しいだけでなく、営業利益も2015年にはマイナスに転じている。一方、送配電設備への投資ニーズは増加しており、営業活動からのキャッシュフローはプラスであるものの、設備投資に回す資金に苦勞している状況である。また、負債については、流動負債に対する流動資産の割合（流動比率）はすでに1.0を下回っている状況がここ2、3年続いており、負債の返済に大きな課題が生じている。

EDMの電気料金は、2015年から2017年にかけて3回料金改訂がなされた。しかしながら、モザンビーク・メティカルの対USD為替率の下落、HCBからの買電量の減少、IPPからの買電量の増加、増加するオペレーション費用などにより供給コストを回収できていない状況が続いている。また、対HCB向けを始めとする未払金、有利子負債の増加、さらには対ザンビアなどの未収金も増加しており、財務的課題が膨れ上がっている状況である。

今後老朽化した設備を補修・更新するとともに、電化率を向上させるためには、送配電設備への投資が不可欠である。これには営業ベースでの財務ポジションを強化することがまず必要で、そのためには電気料金の改訂とともに、ロスの低減、収益性向上など経営努力が望まれる。

EDMの財務諸表と比率分析結果を表9.1-1～表9.1-4に示す。

表 9.1-1 EDM 貸借対照表

Balance Sheet							
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Assets							
Non Current Assets							
Tangible assets	63,189,472,995	48,016,306,505	41,255,857,830	36,511,814,333	33,446,393,103	30,310,838,430	28,591,771,012
Financial assets available for sale	168,747,489	269,596,914	243,717,335	196,668,383	197,749,699	197,249,699	197,252,199
Financial assets held to maturity	8,000,000	8,000,000	8,000,000	8,000,000	8,000,000	8,000,000	8,000,000
Other financial assets	2,981,884,802	1,787,939,555	1,276,700,000	1,276,700,000	-	-	-
Deferred tax assets	-	209,413,808	-	-	-	-	-
Total Non Current Assets	66,348,105,286	50,291,256,582	42,784,275,165	37,993,182,716	33,652,142,802	30,516,088,129	28,797,023,211
Current Assets							
Inventories	1,306,968,205	1,366,537,386	1,393,296,396	1,103,439,337	906,344,746	797,521,706	754,399,760
Trade and other receivables	9,753,442,955	3,169,759,114	6,19,588,225	309,490,314	427,570,904	363,796,222	386,998,349
Other financial assets	2,757,445,054	1,194,134,419	385,606,686	332,993,544	367,658,026	587,869,820	197,707,418
Other current assets	4,953,753,818	1,273,208,370	837,570,607	1,041,242,477	1,072,877,218	1,086,476,963	834,813,660
Cash and cash equivalents	4,371,708,869	3,447,122,724	2,844,118,989	2,850,661,246	2,090,211,185	1,792,313,734	3,140,570,540
Total Current Assets	22,543,318,901	10,449,762,013	6,080,160,903	5,637,827,018	4,864,662,059	4,617,978,445	5,314,488,727
Total Assets	88,891,424,187	60,741,018,595	48,864,436,068	43,631,009,734	38,516,804,861	35,134,066,574	34,111,511,938
Equity and Liabilities							
Equity							
Share capital	6,197,199,566	6,197,199,566	6,197,199,566	6,197,199,566	6,197,199,566	6,197,199,566	6,197,199,570
Supplementary capital	4,619,748,306	4,289,897,392	4,188,925,865	3,862,178,822	3,645,925,473	236,889,246	42,621,640
Legal reserve	348,631,502	348,631,502	348,631,502	204,262,996	183,358,234	55,853,602	127,061,441
Accumulated profits	1,939,245,322	3,884,582,856	8,124,141,538	8,336,689,811	8,368,052,954	8,391,033,776	7,882,302,826
Net income	983,432,916	1,945,337,534	61,173,844	68,179,767	-	-	-
Total Equity	12,121,391,982	12,774,973,782	18,797,724,627	18,532,151,228	18,394,536,227	14,880,956,190	14,049,185,477
Non Current Liabilities							
Bank Loans	6,788,800,640	6,695,576,267	1,692,745,620	1,444,394,847	1,190,524,770	1,156,482,571	1,014,443,150
Trade payables	508,992,064	-	102,313,978	123,413,109	196,310,974	271,431,441	67,259,408
Other financial liabilities	25,758,142,582	14,981,797,351	8,058,266,160	6,470,519,812	5,408,616,754	7,901,838,525	8,214,882,767
Other non current liabilities	8,697,178,696	7,884,575,580	6,851,596,160	5,876,617,214	4,532,491,643	2,598,059,701	2,131,463,780
Deferred tax	2,428,526,963	2,666,123,225	3,248,113,162	3,336,235,067	3,315,679,012	3,233,043,469	3,164,794,482
Total Non Current Liabilities	44,181,640,945	33,529,085,011	22,637,115,480	19,591,765,403	15,781,386,917	16,425,861,331	16,315,035,469
Current Liabilities							
Provisions	567,008,739	398,683,219	241,266,506	278,636,966	322,864,471	159,800,395	142,589,730
Bank Loans	23,952,195,383	10,017,532,681	4,760,360,754	3,659,657,158	451,704,356	421,954,746	432,752,934
Trade payables	323,774,767	1,046,465,717	415,170,804	450,244,768	2,887,225,640	2,651,670,838	2,763,258,334
Other financial liabilities	7,331,132,071	2,636,126,108	1,618,208,503	774,147,656	512,488,044	366,612,368	144,472,393
Other current liabilities	414,280,300	338,152,077	394,589,394	344,406,556	166,801,207	227,210,705	264,217,601
Total Current Liabilities	32,588,391,260	14,436,959,802	7,429,595,961	5,507,093,104	4,340,881,717	3,827,249,053	3,747,290,992
Total Liabilities	76,770,032,205	47,966,044,813	30,066,711,441	25,098,858,507	20,122,268,634	20,253,110,384	20,062,326,461
Total Equity and Liabilities	88,891,424,187	60,741,018,595	48,864,436,068	43,631,009,735	38,516,804,861	35,134,066,574	34,111,511,938

出典：EDM 年次報告書

表 9.1-2 EDM 損益計算書

Income Statement							
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Revenue	29,122,396,974	16,348,819,781	10,739,768,055	9,913,415,208	8,495,613,932	7,352,388,971	6,270,414,680
Cost of Sales	- 22,269,768,340	- 9,810,414,744	- 3,792,157,002	- 3,542,568,207	- 2,791,670,628	- 2,450,137,112	- 2,181,928,080
Gross Result	6,852,628,634	6,538,405,037	6,947,611,053	6,370,847,001	5,703,943,304	4,891,875,259	4,088,486,600
Personnel Cost	- 3,124,740,674	- 2,439,981,013	- 2,005,917,411	- 1,787,770,680	- 1,693,434,352	- 1,391,462,519	- 1,315,992,160
Supply and Services (to third party)	- 2,372,463,418	- 2,285,428,059	- 2,377,534,670	- 2,131,860,960	- 2,038,779,398	- 1,472,902,015	- 1,216,477,910
Depreciations and Amortizations	- 2,900,794,329	- 3,046,764,306	- 2,360,113,731	- 1,980,736,464	- 1,421,696,912	- 1,385,527,781	- 1,228,555,766
Loss due to impairment	- 26,245,947	-	-	- 1,782,967	-	-	-
Provisions	- 543,143,663	- 838,983,413	- 374,457,403	- 339,506,307	- 306,951,641	- 248,390,486	- 234,544,740
Loss due to fair value	- 307,439,961	- 158,508,352	- 160,780	- 1,091,516	-	-	-
Other earnings and operational loss	- 6,476,602	- 647,831,549	- 271,793,813	- 241,171,939	- 123,856,873	- 174,859,143	- 33,150,143
Operational Result	2,428,675,960	1,583,428,557	101,220,871	369,270,046	366,937,874	568,451,601	59,765,891
Financial Income	7,022,881,398	2,327,393,367	425,518,877	288,441,193	421,028,739	1,046,978,430	461,451,620
Financial Expense	- 5,605,820,988	- 3,469,101,940	- 598,591,723	- 605,454,262	- 488,680,811	- 793,235,769	- 848,907,700
(Expense)/Revenue of Liquid Finance	1,417,060,410	- 1,131,708,573	- 173,072,846	- 317,013,069	- 67,652,072	253,742,661	- 387,456,080
Income before Tax	1,011,615,550	2,715,137,130	71,851,975	52,256,977	299,285,802	822,194,262	327,690,199
Income Tax	- 28,182,634	- 769,799,596	- 10,678,131	- 120,436,744	- 194,761,993	- 184,671,153	- 26,012,186
Net Income	983,432,916	1,945,337,534	61,173,844	68,179,767	104,523,809	637,523,109	363,702,385

出典：EDM 年次報告書

表 9.1-3 EDM キャッシュフロー

Cashflow Statement							
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Cashflow from Operating Activities							
Profit before tax	- 983,432,916	- 1,945,337,534	- 61,173,844	- 68,179,767	299,285,803	637,523,110	- 353,702,385
Adjustments:	528,465,193						
Depreciation	2,900,794,329	3,046,764,306	2,360,113,731	1,980,736,465	1,421,696,912	1,385,527,781	1,228,555,766
Amortization of donations/ Others	827,173				45,974,469		
Gains on disposal of tangible assets							
Provisions	261,549,894	606,546,188	210,980,313	209,842,572	197,106,278	248,390,486	234,544,740
Profit before tax after adjustment	2,708,203,673	1,707,972,958	2,509,920,200	2,122,199,270	1,872,114,521	2,271,441,377	1,109,398,121
Increase in inventories	32,323,214	27,759,030	289,857,059	197,094,591	118,623,040	33,122,946	72,843,990
(In)crease/(de)crease in trade and other receivables	- 6,891,123,802				63,774,882	- 25,525,040	281,769,773
Decrease/(increase) in other financial assets	- 2,157,255,882	- 3,493,865,585	- 441,125,106	- 1,047,019,343	220,211,794		
Decrease/(increase) in other current assets	- 3,680,545,448	- 645,051,390	203,671,870	31,634,741	13,599,745	- 251,663,303	- 233,761,840
Increase trade payables					160,434,334		
Increase in other financial liabilities	13,934,662,697	13,095,530,488	3,432,021,214	2,102,488,769	145,873,675	31,976,749	2,707,979,397
Decrease in other current liabilities	1,249,218,895	194,552,186	937,039,879	1,543,985,443	60,609,498	697,013,357	1,053,279,515
Cash flow generated by operations	5,195,483,347	10,886,897,667	6,351,670,998	4,556,194,289	2,169,026,849	2,690,120,194	4,845,820,976
Tax paid					236,755,856		
Interest paid					160,293,301		
Net Cashflow from Operating Activities	5,195,483,347	10,886,897,667	6,351,670,998	4,556,194,289	1,771,977,492	2,690,120,194	4,845,820,976
Cashflow from Investing Activities							
Acquisition of tangible assets	- 18,074,787,991	- 9,807,212,981	- 7,104,157,227	- 5,046,157,692	- 4,557,161,633	- 3,142,792,997	- 4,675,347,629
Interest received	122,112,494	25,879,579	47,048,952	1,081,316	88,200,187	120,719,216	90,974,630
Dividends received					28,100,000		500,000
Net Cash Utilized in Investing Activities	- 18,196,900,485	- 9,833,092,560	- 7,157,206,179	- 5,045,076,376	- 4,440,861,446	- 3,022,073,781	- 4,504,872,999
Cashflow from Financing Activities							
Loan Granted						547,175,578	440,910,012
Borrowing for investment	13,596,152,165	551,772,899	308,421,082	1,201,362,003	1,973,907,879		
Agreements on retrocession obtained					1,093,601,977		
Net repayment on bank loans					97,492,252	224,474,704	137,258,520
Payments on financial leases					3,236,220		
Accessory benefits	329,851,116	100,971,525	326,747,243	216,253,149			
Payment of dividend					10,458,381		
Net Cash from Financing Activities	13,926,003,281	450,801,374	635,168,325	1,407,156,771	2,966,781,384	771,650,282	303,651,492
Decrease in cash and cash equivalents	924,586,143	603,003,733	- 164,366,856	918,274,684	297,897,430	- 1,103,603,869	564,599,469
Cash and cash equivalent at the beginning of the year	3,447,122,726	2,844,118,993	3,008,485,849	2,090,211,165	1,792,313,734	3,140,570,540	2,351,739,650
Cash and cash equivalent at the end of the year	4,371,708,869	3,447,122,726	2,844,118,993	3,008,485,849	2,090,211,164	2,036,966,671	2,916,339,119

出典：EDM 年次報告書

表 9.1-4 EDM 財務諸表分析

Category	Evaluation Indicator	Unit	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Profitability	Operating Income Ratio	%	-31.87	-49.68	-63.75	-60.54	-62.82	-58.80
	Profit Margin Ratio before Tax	%	-3.47	-16.61	-0.67	0.53	3.52	11.18
	Profit Margin Ratio	%	-3.38	-11.90	-0.57	-0.79	1.23	8.67
Turnover	Total Asset Turnover Ratio	ratio	-0.01	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.02
	Accounts Receivable Turnover Ratio	ratio	4.51	8.63	23.12	26.90	21.47	19.59
Stability	Current Ratio	ratio	0.69	0.72	0.82	1.02	1.12	1.21
	Quick Ratio	ratio	0.13	0.24	0.38	0.52	0.48	0.47
	Long-term Fixed Assets Ratio	%	89.96	88.68	98.87	99.28	100.47	89.47
	Debt Equity Ratio	%	86.36	78.97	61.53	57.53	52.24	57.65
Growth	Interest Coverage Ratio	ratio	-0.16	-0.78	-0.12	0.09	0.61	1.04
	Sales Growth Rate	%	78.13	52.23	8.34	16.69	15.55	17.26
Overall	Rate of Return on Equity	%	-15.87	-31.39	-0.99	-0.93	1.69	10.29
Profitability	Rate of Return on Assets	%	-8.81	-9.86	-1.43	-1.64	-1.04	-0.45

出典：EDM 資料より JICA 調査団作成

EDM は 2011 年から 2016 年まで営業利益率がマイナスであるなど十分な利益を上げることができていない。また資産の活用、回転率の面からも、資産回転率がほぼゼロに近い状態であるなど十分な収益をあげることが困難な状況である。借入金返済についても利子負担カバー率が 1 程度であるなど十分な安定性が確保されていないため、少なくとも短期的に課題を抱えている。しかしながら、顧客数、売上電力量は増加を示しており、今後も顧客ニーズ、電化率の増加に伴い、収益は増大するものと考えられる。しかしながらその収益拡大を支えるための投資資金の確保は今後も大きな課題となると考えられる。

9.2 EDM 財務戦略の検討

9.2.1 EDM における財務課題

EDM では特に IPP からの買電コストが顕在化してきた 2015 年より、経営にかかる諸課題を整理、議論してきており、これらを取りまとめると次のようである。

表 9.2-1 EDM における財務課題

カテゴリー	課 題
1. 収益面	(a) 設備投資に投入するためには電気料金が低い
	(b) 電力輸出は収益をもたらすものの、売電量については不安定で見通しも不透明
	(c) 技術的ロスと商業ロスを低減する必要がある
	(d) 地方電化、配電線延伸は、投資コストと収益のバランス上、財務的に負の影響が懸念される
2. 資金調達面	(a) ドナーからの借入金を確保するシナリオが未定
	(b) 民間投資の機会をどれだけ期待できるか
	(c) 電力システムの拡張のためのニーズが高まることが想定され、資金調達が課題となっている
3. 財務管理	(a) 為替率の変動が大きく、借入金返済や外貨建ての収益など外貨管理が課題となっている
	(b) IPP からの買電コストが大きくなっており、EDM 財務への影響が大きい

出典：JICA 調査団

EDM 財務にかかる課題は多岐にわたり、かつ大きい。2017 年時点で約 8-9 UScents/kWh の電気料金は、電力供給コストである約 12US cents/kWh を下回っている。また低いレベルの電気料金を背景に、収益面での制限があることに加えて、新規設備投資による限界的収益増の見通しは必ずしも明るくない。資金調達面では、需要増に対応するための設備投資への低利の資金調達が課題となっている。また財務管理面でも 2015-2016 年には為替率が約 70MZM/USD まで下落するなど、ドル建てコストの変動など極めて大きな課題に直面している。

9.2.2 EDM における財務戦略

EDM における財務戦略は、コーポレートビジネスプラン（2015-19）にて記述されている。財務にかかる戦略アプローチをまとめ、表 9.2-2 に示す。

表 9.2-2 財務戦略アプローチ

Pilar	Challenges	Consequences	Goals	Area-Objectives	Objectives
Financial Strength and Business Profitability	Insufficient funding for growth and non-cost reflective tariffs	Needed investments on infrastructure and modernization are costly and delayed	Higher availability of funding	Cost-recovery mechanisms	Design, negotiate and implement cost-recovery mechanisms such as tariffs, benefits, exemptions and subsidies
				Increase of earnings	Increase earnings through the intensification of energy sales and the growth of business
				Modernization of financing	Mobilize concessional financial sources, development and commercial funding sources for investment on growth and modernization
	High losses and low business efficiency	Impaired financial capability and costly operations, damages reputation	Increased quality and business efficiency	Loss reduction	Design and implement structures and programs to ensure the reduction of technical and commercial losses
				Financial planning and management	Design and implement tools and procedures to ensure the reduction of costs and higher efficacy in the use of the company's resources.
				Planning effectiveness	Improve the efficacy and the quality of planning.

出典：Corporate Business Plan of Electricidade de Moçambique 2015-2019

ロス低減や財務マネジメントの効率を向上させ、売電量の増加によって収益の増加を図ることが大きな戦略として掲げられている。他方、電気料金改訂などコスト回収のメカニズムを確立し、譲許的資金の調達を促進することによって、投資に必要な資金を確保していくというアプローチが策定されている。

また、これらの戦略を実施するための財務関連のアクションは次のように設定されている。

表 9.2-3 財務戦略アクション

Item	Lines of Action
LA27: Tariffs on new electricity generation	Promote the implementation of preferential tariffs for acquisition of energy for consumption within the country from new generation projects
LA8: Consumption intensification	Maximize the current system capacity to identify and connect new clients on the existing networks with special emphasis on clients of negotiated tariffs, high consumption consumers like of the hotels and commercial industries.
LA9: New businesses	Promote the financial participation of the company in lucrative business based on stringent risk and benefit analysis.
LA16: Cost reduction	Introduce stringent cost cutting measures and guarantee good financial and material management
LA17: Financial processes	Introduce an integrated Financial Management System and a restructuring of the financial area by developing the processes and internal procedures, which guarantee the optimization of financial resources
LA10: Funding sources	Guarantee and ensure the Government aid in participating in financial deals, capital injection and drawing financial agreements with other institutions of a commercial nature on development or concessional
LA11: Funding critical projects	Guarantee and ensure Government financial aid on the implementation of critical projects (emergencies and short term) to guarantee the continuous supply of energy to our clients on accelerated growth zones, special economic zones and free zones
LA29: PPAs	Negotiate and establish purchases and sale agreement of energy tariffs to ensure the business sustainability

出典：Corporate Business Plan of Electricidade de Moçambique 2015-2019

EDM は財務改善の取り組みに対して業務成果指標を取り入れており、それらには、平均売電価格、電力供給コスト、利益率、自己資本比率、利益マージンなどの財務指標を採用している。しかしながら、2017年9月時点では十分な利益を上げることができていないため、指標の達成はできていない。

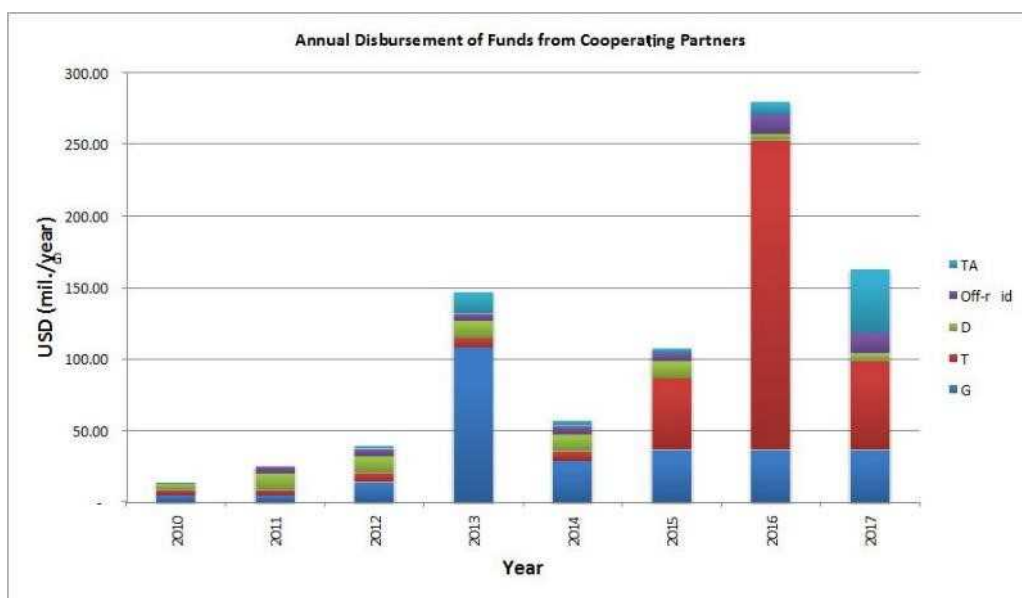
これらの指標は今後の EDM 財務の健全性を評価するうえでいずれも重要なものであり、継続的にモニタリング、成果評価を実施することが非常に重要である。

9.2.3 資金調達見通し

現時点で EDM のプロジェクトに融資をしている金融機関は、JICA、世界銀行(WB)、ベルギー政府、クウェート政府、ノルウェー政府、インド輸出入銀行などがある。これらの金融機関からの借入れ条件は譲許性の高いものであり、電力開発に有利な条件を提供している。また、EDM は商業銀行からの借入れも受けており、DBSA、BCI、Standard Bank、BancABC などがそれらに当たる。

EDM の今後の資金調達見通しとしては、中長期の設備投資には国際金融機関、二国間の金融機関が中心になることが想定、期待される。金融機関側でも今後どのような投資、財務状況になるのかについて興味を示していると考えられる。また EDM の資金調達能力、プロジェクト実施能力にはある程度限界があると考えられることから、ほかの政府系機関、民間企業との連携が今後の投資に重要になると思われる。すでに民間企業との JV などによる計画が実施されており、今後さらに民間企業、他の政府系機関からの投資が望まれる。

2017 年時点までのドナーからの資金の推移を示したものが次の図になる。2017 年までの発電、送電、配電、地方電化、技術協力などすべての資金（有償資金、無償資金）を合算すると年間 USD100-200mil. が上限と考えられる。今後のドナーに期待される融資資金規模はこれを大きく上回るため、EDM、政府は資金調達に当たって、随時金融機関と調整を行うこととなると想定される。



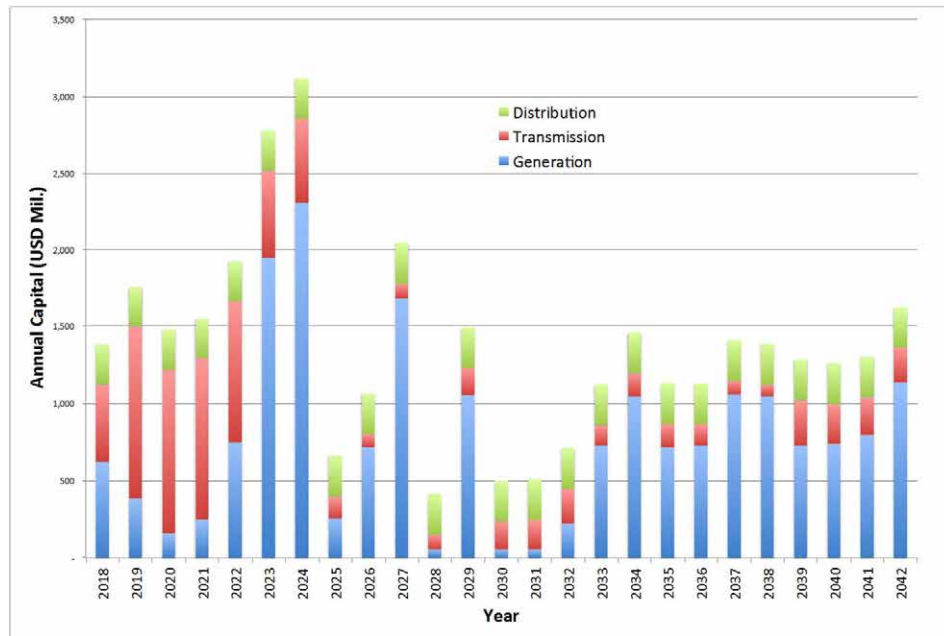
出典：ドナー会議資料より JST 作成

図 9.2-1 ドナー提供資金の推移

9.3 長期投資計画

9.3.1 投資資金スケジュール

ベースケースの需要想定に対して必要な供給量を確保できるように、発送配電設備を整備することを企図して、投資計画を策定した。また、開発は各年の電力需要に対応するために、プロジェクト準備期間と建設期間を勘案し、運転開始年を設定した。電源開発計画、系統計画、配電開発計画をベースにした長期投資計画を図 9.3-1 に示す。



出典：JST 作成

図 9.3-1 投資資金スケジュール

この資金スケジュールの特徴は、2024 年までの期間で必要資金のうち大部分が積み上がることである。これは 2024 年に Mphanda Nkuwa 発電所の運転開始を目標としているため、その発電所建設資金および関連する送電線建設資金が必要となっていることが要因である。また、2033 年以降は配電部門における投資が引き続き必要となることや需要増加に対応する発電所建設が見込まれることから高い資金レベルが必要となっている。

9.3.2 投資資金源

長期投資計画のうち、現時点で資金源が確定されているものは、発電では Temane、CTM、Mocuba などであり、2023 年以降運転開始の発電所については未定となっている。また送電計画については、Mozambique-Malawi 国際送電線、Temane 発電所にかかる送電線などが中心でそれ以外の長距離送電線計画の資金源は未定となっている。計画での運転開始年を実現するためには、各種調査、実施のための法的手続き、資金調達手続きなどの準備が必要であり、今後計画実施のための課題として認識されている。EDM は主にドナー資金を期待しており、実施計画を策定する中でドナーとの調整を実施していくことになる。

9.3.3 投資にかかる組織体制

電力セクターにおける投資主体は大別して政府系機関と民間企業があり、政府系機関には EDM の他に HCB、MOTRACO、FUNAE などがある。このうち FUNAE はオフグリッドを主に担当しているため、オングリッドを対象とする本調査の投資計画の事業主体とは想定されない。民間企業と政府系機関との PPP による開発や政府系機関同士の Joint Venture による開発も実施されている。

今後 25 年間の投資資金ニーズを勘案した場合、EDM の資金調達能力にはある程度の限界があると考えられるため、投資には EDM 以外の政府系機関および民間企業との連携、役割分担が重要になる。送配電部門は現行では EDM のほぼ独占であり、これらの部門での一般的な収益性を考慮した場合、民間企業は短期的にはあまり興味を示すことはないと考えられる。また今後もしばらくは EDM による供給体制が続くと想定される。一方、発電部門はすでに民間企業、政府系機関による投資、オペレーションがなされており、今後も投資が期待される。本調査における前提条件としては、発電事業は民間企業および EDM 以外の政府系機関が実施し、EDM は送配電プロジェクトの投資を行うとする。

9.4 EDM 財務戦略の検討

9.4.1 EDM 財務の中長期目標

EDM における財務戦略はすでに述べたとおりであるが、これらは多岐にわたっており包括的なものとなっている。これらの項目から特に重要と思われるものについては頻繁に推移を把握し、経営判断につなげていくことが求められる。これらの経営管理目標を次に整理する。

表 9.4-1 財務経営指標

Issue Category	Management Indicator	Long-term Target
1. Profitability	Rate of Return on Assets (ROA)	8%
	Operating Income Ratio	20%
	Sales Growth per Investment on Distribution System	The discrepancy at each office from the target is less than 10%.
	Power Supply Loss	11% (Distribution 7%, Transmission 4%)
2. Fund Procurement	Schedule of Private Investment Projects	Discrepancy with corporate management plan
	Interest Coverage Ratio	3.0
3. Financial Management	Average Bulk Supply Cost	Procurement costs will be less than 10% of corporate management plan.
	Trend of Average Power Tariff in USD term	Power tariff to be adjusted so that the discrepancy from corporate plan is less than 10%.

出典：JICA 調査団

9.4.2 目標達成に向けた戦略

財務目標を達成するためには、電力供給コストの回収のため収益ベースの安定化を図ることが第一優先である。これは過去約3年にわたってIPPからの買電コストが大幅に増加し、EDMの電力供給費用が急増した経緯がある。これに対して電気料金は2016年まで過去においてほとんど改訂されず、また近年の対USDのモザンビーク・メティカル通貨の目減りにより、電気料金はUSD建てで減少している。このため電気料金は供給コストをカバーできず、逆ザヤ状態になっている。この電気料金をコスト回収できるレベルまで引き上げることがまず第一歩である。また電気料金改訂について為替変動を考慮し、買電価格を転嫁できる仕組みの導入を検討するなどの取組みも重要である。

電気料金の改訂と平行して、EDM経営のパフォーマンス向上を図る施策を展開すべきである。これにはロス低減にかかる投資、取組みや、新規投資にかかる資金コスト低減を図るためにドナー資金を確保すること、IPPなどからの買電コストを下げるためHCBから電力供給を増やすこと、電力輸入にて対応できないか検討すること、などが考えられる。今後新規発電所の建設の遅延が生じた場合には民間企業による緊急電源が必要になる可能性もある。緊急電源からの買電価格が高いことから、EDMは過去3年間に亘って財務状況を悪化させた経緯もあり、今後は需要の伸びに合わせた時宜を得た開発を確実に進めていくことが求められている。そのためには新規開発に加えて電力融通やHCBからの電力供給を増やすことを検討することは有効である。そして、これらの取組みにより電力供給コストの低減や電力収益増大を図ることが期待される。

9.5 財務分析

9.5.1 財務分析概要

基本的にEDMの企業財務の2042年までの予測を行い、財務ポジションの評価を行う。基本となる計画は、2042年までの発送配電の各分野での最適投資計画であり、これに対して想定される借入金、開発コストを勘案した。また、収益面では今後想定される電気料金改訂を勘案し、収益性の検討を行った。

発電プロジェクトなどでIPPによる開発が想定されるものは、適切な買電コストを見積もり、費用として計上を行った。他方、送配電などのうちEDM自社による投資が想定されるものはEDMによる資金調達、投資を勘案している。このうちオフグリッドによる電化事業はFUNAE等EDM以外の組織が別予算にて開発するものと想定し、EDMにおける財務分析の範囲からは外している。

EDMが発電する電力の国外への電力輸出のシナリオは、EDMが直接売電するものとして、料金収入を算定している。IPPなど民間企業が発電する電力の売電部分については、EDM会計の範囲外となるため、EDMの財務見通しの範囲外になっている。

9.5.2 前提条件

主要な前提条件は次の通りであり、EDM の考え方と調整を行ったものである。

(a) 検討通貨および為替レート

検討通貨は USD を基本としている。国内の需要家からの売上は、モザンビーク・メティカル建てであるためこれを各年の為替レートにて USD に換算した。為替レートは、2019 年までは近年の為替レートの動向を参考に、2020 年以降はモザンビーク・米国の消費者物価指数を勘案し、将来の想定を行った。

表 9.5-1 対 USD 為替率(MZN/USD)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Exchange Rate	62.0	62.0	62.0	68.2	75.0	81.0	87.5	94.5

注) 2025 年以降は引き続き米国とモザンビークの物価上昇率の差異分によって為替率が調整されるものとして算出する。

出典：EDM 資料

(b) 発電設備投資計画

発電設備投資計画は、JICA 調査チームによる 25 年間の電力需要に対応した設備投資計画をベースに行っている。EDM が所有者となる発電所に対する投資は EDM の投資計画に算入するが、EDM 以外の事業者による投資は EDM の投資計画の範囲外とする。EDM 以外の事業者による発電所からの電力は、EDM の買電として取り扱っている。また、各プロジェクトの投資金額は、建設期間にわたって各年に等分して投資がなされると仮定した。2018 年から 2042 年までの 25 年間の総投資金額は、USD 19,176 mil.(2017 年価格)である。

(c) 送電設備投資計画

送電設備投資計画も発電設備と同様、25 年間の設備計画に基づき投資計画を作成した。投資金額は個別プロジェクトの積み上げ金額である。25 年間の総投資金額は、USD 8,701 mil.である。

(d) 配電設備投資計画

配電設備投資計画についても 25 年間の総投資金額は、USD 6,587mil.である。配電設備は、オングリッドにおける配電設備の改修及び新設計画を対象とした。

(e) 運転期間

発電所の運転期間は、水力、火力発電所でそれぞれ、40 年、25 年と想定した。また送電設備、配電設備は、それぞれ 30 年、25 年とした。

(f) 運転維持費用と燃料費

発電設備の運転維持費用および燃料費は、モザンビークおよびその他地域における類似設備の実績をもとに、費用の想定を行った。

(g) IPP からの買電料金

IPP から EDM が買電している費用については、現行契約については個別発電所との契約実績値を

採用し、新規契約については新設発電所の建設、運営費用を基本として、類似契約を参考に各発電所別に発電会社から EDM の買電価格の想定を行った。現行契約の発電所には、HCB, GIGAWATT など、新設発電所には Temane などが含まれる。また、隣国からの電力輸入については最近の取引価格を参考に価格設定を行った。

(h) 電力輸出売電料金

EDM から他者への売電については現行実績の価格をもとに想定を行った。これらには、BPC、LEC、ZESCO などとの契約金額が含まれる。2017 年においては、9.0 UScent/kWh としている。

(i) 販売電力量

電力需要想定をもとに販売電力量を想定した。分析の対象としたのはベースケースにおける需要である。販売電力量は、2018 年の 3,773 GWh から 2042 年には 21,847 GWh まで増加すると想定されている。

(j) 送配電ロス

送配電ロスは現行のロス率をベースに、今後 25 年間のロス低減の目標、見通しを勘案し、想定を行った。2017 年における送電ロス、配電テクニカルロスはそれぞれ、7.0%、19.0%とし、以降の年には毎年ロス改善を見込んでいる。最終的に 2042 年時点でのロス率目標は、送電、配電でそれぞれ、5%、10%、すなわちトータルで 15%のロスを想定する。ロス低減に必要な費用は財務分析における投資計画に含まれている。

(k) 電気料金

電気料金は 2017 年の実績をもとに 2018 年から 2021 年までの期間を目標に電気料金にて料金回収が可能と思われる、料金改訂シナリオを見込んだ。2022 年以降は消費者物価指数を参考に毎年料金改訂を行い、健全な財務運営ができるよう配慮を行った。なお、国内の物価上昇率は長期的には 10%を想定しているため、この改訂率は長期的にも物価上昇率より若干高い料金改訂を想定することになる。なお、これら前提条件とした電気料金レベルについては、分析結果において詳述する。

表 9.5-2 電気料金改定平均年率（基本ケース）

年	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
年上昇率	30.0	15.0	17.0	21.0	19.0	19.0	19.0	10.0
年	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2031	2033
年上昇率	10.0	10.0	7.0	7.0	7.0	9.0	9.0	9.0
年	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
年上昇率	12.0	12.0	12.0	14.0	14.0	14.0	11.0	11.0
年	2042							
年上昇率	11.0							

出典：JST 作成

(l) 物価上昇率

物価上昇率は、モザンビークでの消費者物価上昇の想定値を採用した。

表 9.5-3 物価上昇率

年	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...	2042
物価上昇率 (%)	15.0	12.0	12.0	10.0	10.0	10.0	10.0		10.0

出典：EDM 資料

(m) 減価償却費

減価償却はそれぞれの設備の耐用年数にわたって、毎年定額にて償却がされるとした。耐用年数は上記の運転期間のとおりである。

(n) 借入金条件

ドナーと商業銀行のそれぞれからの現行借入金の条件を参考に、借入金の諸条件を想定した。

表 9.5-4 借入金条件

項目	償還期間	猶予期間	利子率(%)
商業銀行からの借り入れ	10年	0年	8.0%
ドナーからの借り入れ	25年	5年	3.0%

出典：EDM 財務部資料(2017)

(o) 建中利子

建中利子はプロジェクト費用に算入し、運転期間にわたって償却すると考える。

(p) 公租公課

法人税はモザンビークにおける現行税率である、32%を採用した。

9.5.3 財務分析結果

財務分析結果は EDM が今後 25 年にわたって、需要への対応をどのように対応できるかを財務面から検討を行う。

(1) 開発にかかる投資資金

本分析では今後の開発にかかる投資資金のうち、発電所新設にかかる資金は、民間企業あるいは EDM 以外の政府系機関が資金調達を行うと仮定している¹。この金額は今後 25 年間の総額で、約 USD

¹ 発送変電のすべてのサブセクターへの資金ニーズを勘案した場合、最大で単年度の資金ニーズが USD3.0bil 以上と想定され、この金額レベルの資金調達は 2017 年現在の EDM 財務諸表をベースに融資を受けることは極めて実現性が低いと判断される。従って、EDM 以外の政府機関、民間企業による出資、融資が必要になると考えられる。そこで出資、融資の対象となるサブセクターとしては、配電は法制度上の制限があること、EDM とのサービス提供重複・調整の関係から役割分担が困難であることなどから、EDM 以外の事業者参加は現実的ではないと考えられる。また送電部門においても、特殊な例を除いて既設 EDM ネットワークとの運用への支障から、EDM 以外の事業者の参加は困難ではないかと思料される。従って、発電部門への EDM 以外の事業者の参加が期待される。EDM 以外の事業者がどの程度事業に参加できるかは現時点では推定することは難しいものの、EDM 財務を勘案した場合なるべく EDM 以外の事業者の参加を得ることによって、EDM は調達資金を送配電部門に配分することができる。ま

34,000 mil. に上ることが想定されており、資金調達がどのように可能かについては、個別案件のプロジェクト形成過程において検討を深める必要がある。現時点においてはこの資金については、ドナー、民間商業銀行における見通しは得られていない。今後は IMF プログラムの動向を注視しつつ、個別案件ごとに検討を実施することが重要である。

(2) EDM および EDM 以外の組織・企業による開発必要資金

EDM による開発資金は、開発対象を今後 25 年にわたり年平均で毎年 USD 600mil. 程度になることが想定される。この資金調達は主にドナーからの低利融資が中心になると考えられるが、送電線については Motraco による投資も考えられるためその場合は EDM の負担は軽減される。これら資金について、一部の送電線、配電プロジェクト以外の大部分については資金調達の見通しは今後の検討となる。また、政府保証が必要な場合、資金確保が可能かどうかについては現時点では十分な判断はできない。

また民間企業、あるいは EDM 以外の政府系機関による出資、融資資金調達についてもほとんどのプロジェクトについては出資額、借り入れ金額はもちろんのこと、プロジェクト・スポンサーの形成についても今後の検討となる。

(3) EDM 財務見直し

EDM の営業収支については次に示す見直しとなる。

基本ケースは、発電計画（輸出 20%、再生可能 10%）、送配電開発ベースケースに対して、2022 年までの需給バランス対応として電力輸入・緊急電源からの購入を考慮したケースをベースケースとしている。これに対して比較ケースとして、2022 年までの需給バランス対応として HCB からの買電の増加を見込んだケースを採用している。これは EDM 資金調達による新規発電所の開発が見通せないこと、民間企業による電源開発が可能となっても買電金額を考慮した場合には財務的に現状より悪化することが想定されるため、電力輸入や HCB からの買電量の増加を検討したものである。

検討においては、電気料金の改訂を毎年見直していく方法で、毎年の純利益をほぼプラスにするように電気料金を設定した。従って、IPP などからの買電を含む電力供給にかかるコストは、すべて電気料金で回収するシナリオとなっている。

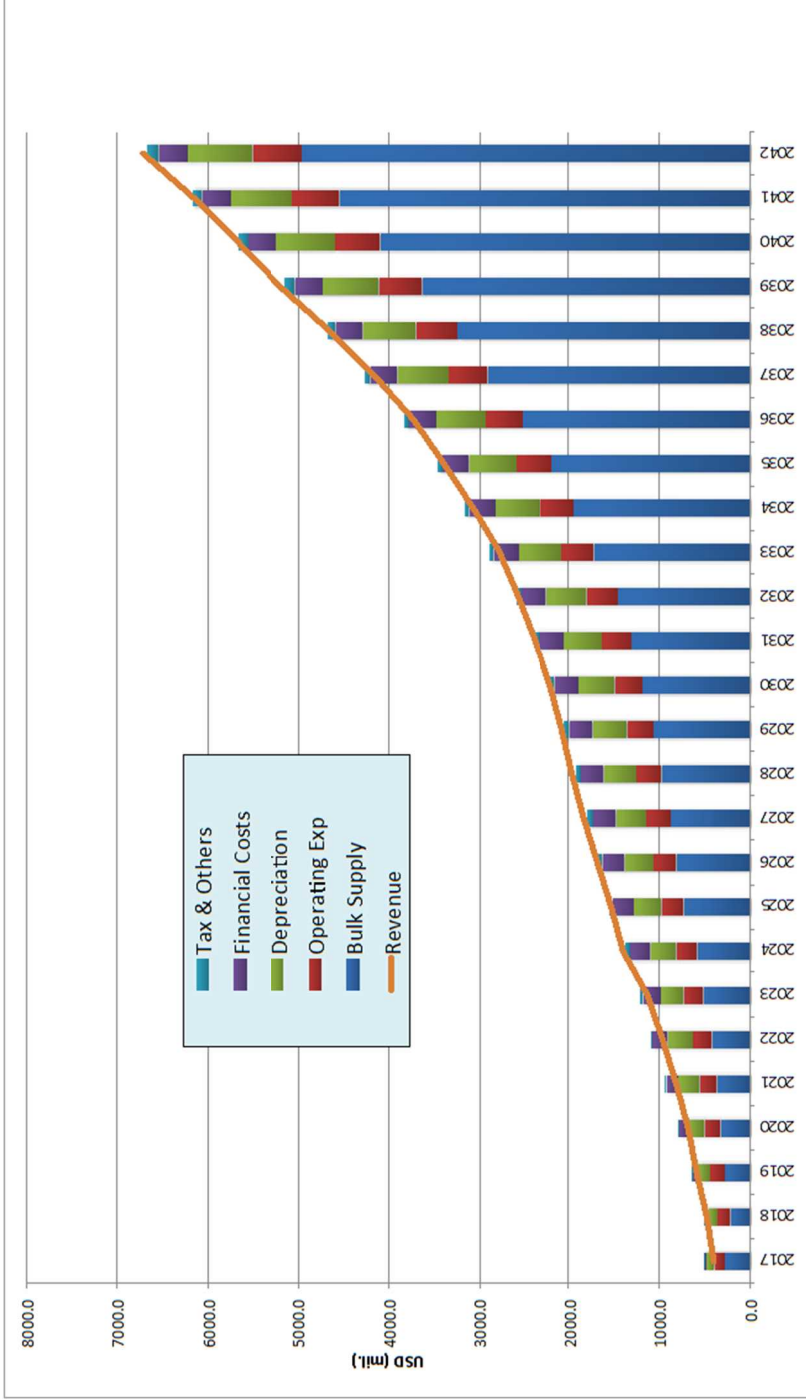
また、分析ケースは次に示す 2 つとする。すなわち、

(a)基本ケース（2018-2022 年の不足分電力：電力輸入などによる対応）

(b)比較ケース（2018-2022 年の不足分電力：HCB からの買電による対応）

基本ケースにおける分析結果（主要項目）を図 9.5-1、表 9.5-5～表 9.5-7 に示す。

た、財務分析の便宜上、民間・EDM 以外の政府系機関の資金調達コストは EDM より高いと想定されるため、発電部門への投資を全て民間・EDM 以外の政府系機関が担当すると仮定することによって、電気料金は高めの算出をすることになり、電気料金の上限を推定することができる。従って、本調査では発電部門への投資は、民間・EDM 以外の政府系機関が実施すると便宜上仮定することによって、電気料金の推定という意味において安全側の立場を設定することとする。



出典：JST 作成

図 9.5-1 推定費用・収益（基本ケース）

表 9.5-5 想定損益計算書（基本ケース）

Profit and Loss Statement	USD million	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Revenue																											
Electricity Sales																											
Tariffbound Electricity Sales		292.7	415.9	521.1	602.1	717.8	855.3	1,017.2	1,207.6	1,323.3	1,448.2	1,582.9	1,681.2	1,783.9	1,891.4	2,040.8	2,199.9	2,369.1	2,619.4	2,894.1	3,195.6	3,589.5	4,030.1	4,523.0	4,940.8	5,380.8	5,865.1
Large Customer Sales		21.7	30.4	36.6	44.0	53.5	63.4	74.3	86.5	96.4	107.2	119.0	130.3	142.6	155.8	171.2	187.8	205.6	226.9	250.0	274.9	303.5	334.4	367.9	401.2	435.9	473.8
Total Revenue		400.9	486.0	591.0	683.2	811.7	962.1	1,137.7	1,407.4	1,541.8	1,686.5	1,842.7	1,962.7	2,081.2	2,213.4	2,390.6	2,579.2	2,779.9	3,066.0	3,379.1	3,721.7	4,161.4	4,651.1	5,197.0	5,668.8	6,165.0	6,710.4
Operational Expenses																											
Bulk Supply Expenses																											
HCB		55.4	76.7	79.2	81.0	105.6	83.8	85.9	76.7	78.2	79.8	81.4	83.0	84.7	86.3	88.1	89.8	91.6	93.5	95.3	97.2	99.2	101.2	103.2	105.3	107.4	109.5
IPP Contracts		203.5	121.9	180.4	224.2	235.7	314.4	404.3	480.6	628.2	702.9	765.3	863.5	947.0	1,065.2	1,184.3	1,334.5	1,595.8	1,813.5	2,056.7	2,375.2	2,758.0	3,089.9	3,473.7	3,927.7	4,373.9	4,785.0
Total Bulk Supply Expenses		270.6	211.5	274.2	322.0	359.9	418.6	512.0	580.6	731.2	808.9	874.3	975.7	1,062.5	1,184.1	1,306.8	1,460.6	1,725.7	1,947.3	2,194.5	2,517.2	2,904.2	3,240.4	3,628.9	4,087.7	4,538.9	4,955.2
Total Operational Expenses		390.2	353.0	434.8	500.3	553.0	624.9	729.7	811.5	972.6	1,062.3	1,140.5	1,255.2	1,356.7	1,493.3	1,631.7	1,802.3	2,083.7	2,322.9	2,588.4	2,930.1	3,336.5	3,693.0	4,105.4	4,587.7	5,062.5	5,504.1
EBITDA		10.7	133.0	156.3	182.9	258.7	337.2	408.0	595.9	569.2	624.3	702.2	707.5	724.5	720.1	758.9	776.9	696.2	743.1	790.6	791.6	824.9	958.1	1,091.6	1,081.2	1,102.5	1,206.4
Total Depreciation		-87.1	-104.1	-139.7	-187.6	-237.7	-281.4	-252.6	-286.8	-305.7	-322.1	-339.4	-357.2	-379.3	-401.9	-425.5	-451.1	-473.0	-496.1	-519.7	-543.3	-564.8	-585.8	-618.7	-650.5	-682.1	-713.4
Profit after Tax		-92.7	2.5	-33.0	-91.6	-107.1	-111.5	-43.5	58.1	16.9	38.4	76.4	65.6	58.7	36.3	42.2	32.4	-60.5	-42.2	-23.2	-49.8	-40.8	47.9	113.8	80.7	69.7	115.8
Profit for the Year		-90.7	14.4	-19.2	-77.8	-92.1	-95.0	-15.1	84.6	44.3	67.2	107.3	91.8	91.4	69.8	80.3	74.2	-15.1	6.9	29.5	6.6	19.2	111.6	181.1	151.6	144.3	194.1

出典：JST 作成

表 9.5-6 想定貸借対照表（基本ケース）

Balance Sheet		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Assets																											
Long Term Assets																											
Capital Investment Plan																											
Generation		78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0
Transmission		111.8	620.8	1,778.8	2,902.6	4,082.7	5,050.6	5,684.7	6,314.1	6,480.5	6,583.3	6,699.1	6,819.7	7,045.4	7,277.0	7,527.7	7,830.5	8,013.1	8,223.1	8,437.4	8,639.9	8,772.1	8,885.8	9,340.3	9,751.9	10,142.7	10,513.5
Distribution		207.1	207.1	207.1	512.8	824.6	1,142.6	1,467.0	1,797.9	2,135.4	2,479.6	2,830.7	3,188.9	3,554.2	3,926.8	4,306.9	4,694.5	5,089.9	5,493.3	5,904.7	6,324.3	6,752.3	7,188.9	7,634.2	8,088.4	8,551.7	9,024.3
Other		16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4
Accumulated Depreciation		-39.0	-71.5	-142.7	-263.6	-434.5	-652.2	-904.0	-1,189.9	-1,495.0	-1,816.7	-2,155.7	-2,512.5	-2,891.5	-3,293.1	-3,718.2	-4,169.0	-4,641.6	-5,137.4	-5,656.8	-6,199.7	-6,764.2	-7,349.9	-7,968.5	-8,619.1	-9,301.2	-10,014.6
Total Long Term Assets		1,463.2	1,870.0	2,928.3	4,170.0	5,374.1	6,428.6	7,134.4	7,808.0	8,006.1	8,131.1	8,258.6	8,380.2	8,591.9	8,794.1	8,999.4	9,238.8	9,343.8	9,461.0	9,566.9	9,645.8	9,641.2	9,605.7	9,886.8	10,102.1	10,274.1	10,404.1
Current Assets																											
Total Current Assets		119.1	181.3	294.2	380.1	503.6	666.4	877.4	1,230.0	1,461.3	1,712.2	1,972.7	2,161.0	2,341.2	2,486.3	2,663.3	2,833.3	2,907.5	3,024.5	3,165.6	3,284.6	3,414.1	3,654.2	3,985.0	4,248.2	4,521.9	4,879.9
Total Assets		1,582.2	2,051.4	3,222.5	4,550.0	5,877.6	7,095.0	8,011.8	9,038.0	9,467.4	9,843.3	10,231.3	10,541.2	10,933.2	11,280.5	11,662.7	12,072.1	12,251.2	12,485.5	12,732.5	12,930.3	13,055.4	13,259.9	13,871.9	14,350.3	14,795.9	15,284.0
Liabilities																											
Long Term Liabilities																											
Project Funding																											
Donor Funding Soft Loans		418.5	928.2	2,122.0	3,547.2	4,978.9	6,300.4	7,239.3	8,159.7	8,569.2	8,864.7	9,122.5	9,338.9	9,633.6	9,911.1	10,195.0	10,520.7	10,715.3	10,926.1	11,125.5	11,297.2	11,381.9	11,428.9	11,802.4	12,117.3	12,395.5	12,638.1
Total Long Term Liabilities		851.0	1,355.1	2,546.0	3,950.1	5,366.9	6,680.9	7,612.8	8,528.0	8,932.9	9,225.2	9,481.3	9,697.7	9,994.2	10,274.8	10,566.3	10,897.9	11,099.3	11,318.1	11,526.7	11,708.8	11,805.1	11,865.8	12,255.0	12,586.4	12,881.7	13,142.4
Current Liabilities																											
Total Current Liabilities		236.9	187.5	187.0	188.2	191.0	189.5	189.4	215.9	196.1	212.5	237.0	238.7	242.7	239.6	250.2	253.7	246.7	255.3	264.2	273.4	282.8	315.1	356.7	352.1	358.1	391.5
Shareholders Equity																											
Equity		187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8
Supplementary capital		126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9
Legal Reserve		13.1	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	18.1	20.3	23.6	29.0	33.6	38.2	41.7	45.7	49.4	49.4	49.7	51.2	51.5	52.5	58.1	67.1	74.7	81.9	91.6
Total Shareholders Equity		494.3	508.7	489.5	411.7	319.6	224.6	209.5	294.1	338.4	405.6	513.0	604.8	696.2	766.0	846.2	920.4	905.3	912.1	941.7	948.2	967.4	1,079.0	1,260.1	1,411.8	1,556.1	1,750.1
Total Liabilities		1,582.2	2,051.4	3,222.5	4,550.0	5,877.6	7,095.0	8,011.8	9,038.0	9,467.4	9,843.3	10,231.3	10,541.2	10,933.2	11,280.5	11,662.7	12,072.1	12,251.2	12,485.5	12,732.5	12,930.3	13,055.4	13,259.9	13,871.9	14,350.3	14,795.9	15,284.0

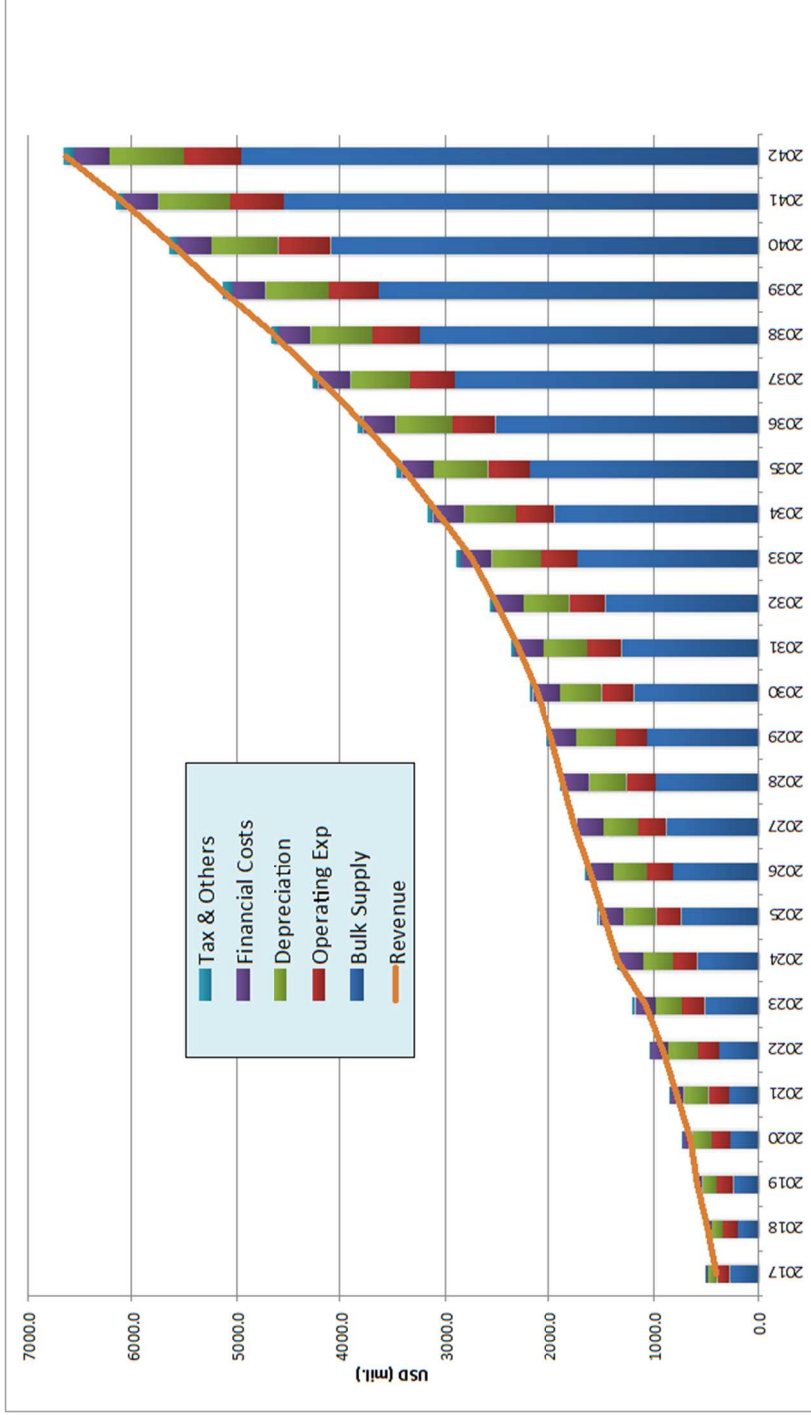
出典：JST 作成

表 9.5-7 想定キャッシュフロー（基本ケース）

Cash Flow Statement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Cash Flow from Operations																										
Earning before Tax (EBT)	-92.7	3.7	-33.0	-91.6	-107.1	-111.5	-43.5	85.4	24.9	56.4	112.4	96.5	86.4	53.3	62.0	47.7	-60.5	-42.2	-23.2	-49.8	-40.8	70.5	167.4	118.6	102.5	170.3
Adjustments																										
Depreciation	87.1	104.1	139.7	187.6	237.7	281.4	252.6	286.8	305.7	322.1	339.4	357.2	379.3	401.9	425.5	451.1	473.0	496.1	519.7	543.3	564.8	585.8	618.7	650.5	682.1	713.4
Increase in Stores	1.3	-5.1	-8.0	-8.8	-8.3	-7.5	-6.6	-6.8	-6.0	-6.1	-6.4	-6.7	-7.3	-7.6	-8.0	-8.4	-8.5	-9.0	-9.4	-9.7	-10.0	-10.4	-11.7	-12.1	-12.4	-13.0
(Increase)/Decrease in Debtors	-9.7	-11.1	-11.7	-9.8	-13.9	-16.4	-19.3	-22.6	-13.9	-15.0	-16.2	-12.1	-12.7	-13.3	-18.2	-19.4	-20.7	-30.1	-33.1	-36.2	-47.0	-52.5	-58.6	-50.1	-52.8	-58.0
Increase/(Decrease) in Creditors	6.5	-3.0	-4.5	-4.5	-2.6	-6.4	-4.4	-5.3	-4.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2
Net Cash Flow from Operations	-31.6	96.5	94.2	77.6	110.7	145.4	183.7	343.2	283.8	357.2	419.9	408.6	425.9	418.7	457.2	465.1	382.5	430.4	470.6	464.8	485.0	612.3	714.5	675.6	704.4	803.9
Cash Flow from Investments																										
Capital Expenditure																										
Transmission	0.0	509.0	1,158.0	1,123.8	1,130.1	1,018.0	634.0	629.5	166.4	102.8	115.8	120.6	225.7	231.6	250.7	302.8	182.6	210.0	214.2	202.5	132.2	113.7	454.5	411.6	390.9	370.8
Distribution	0.0	0.0	0.0	305.7	311.8	318.0	324.4	330.9	337.5	344.2	351.1	358.1	365.3	372.6	380.1	387.7	395.4	403.3	411.4	419.6	428.0	436.6	445.3	454.2	463.3	472.6
Investment Income																										
Interest																										
Dividends	2.0	11.9	13.8	13.8	15.0	16.5	28.4	26.5	27.4	28.8	30.9	26.2	32.7	33.5	38.1	41.8	45.4	49.1	52.7	56.4	60.0	63.7	67.3	71.0	74.6	78.3
Sale of Long Term Financial Assets	0.0	0.0	0.0	0.2	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Cash Flow from Investments	-13.1	-499.1	-1,184.2	-1,415.5	-1,426.8	-1,319.5	-930.0	-933.9	-476.5	-418.2	-436.0	-452.6	-558.4	-570.7	-592.7	-648.7	-532.6	-564.3	-572.9	-565.8	-500.3	-486.6	-832.5	-794.8	-779.6	-765.1
Cash Flow from Financing																										
Debt Finance																										
Donor Funding - Soft Loans	119.8	509.8	1,198.0	1,429.5	1,441.8	1,336.0	958.4	960.4	503.9	447.0	466.9	478.8	591.1	604.2	630.8	690.5	578.0	613.4	625.6	622.1	560.3	550.3	899.8	865.8	854.2	843.3
Commercial Funding	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	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
Debt Repayment																										
Existing Loans	10.3	13.1	13.1	23.0	16.9	11.0	9.8	8.8	7.8	6.9	6.2	5.5	4.8	4.3	3.7	3.3	2.9	2.5	2.2	1.9	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Donor Funding	0.0	0.0	4.3	4.3	10.2	14.5	19.5	40.0	94.3	151.5	209.2	262.4	296.3	326.7	346.9	364.7	383.4	402.6	426.2	450.4	475.6	503.2	526.4	550.9	575.9	600.8
Commercial Funding	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	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
Total Cash Flow from Financing	110.6	498.5	1,181.3	1,402.9	1,415.5	1,311.3	929.9	912.5	402.7	289.5	252.6	212.0	291.1	274.4	284.4	323.8	193.1	209.8	198.8	171.5	85.3	48.8	375.4	316.9	280.3	244.7
Periods Cash Flow	65.9	96.0	91.3	65.1	99.4	137.2	183.7	321.8	210.0	228.5	236.4	168.0	158.6	122.4	148.9	140.1	43.0	75.8	96.4	70.6	70.0	174.5	257.4	197.7	205.1	283.6
Opening Balance	-114.5	-48.6	47.3	138.6	203.7	303.1	440.3	623.9	945.7	1,155.8	1,384.3	1,620.7	1,788.7	1,947.4	2,069.8	2,218.7	2,358.9	2,401.9	2,477.7	2,574.1	2,644.7	2,714.7	2,889.2	3,146.6	3,344.3	3,549.4
Closing Balance	-48.6	47.3	138.6	203.7	303.1	440.3	623.9	945.7	1,155.8	1,384.3	1,620.7	1,788.7	1,947.4	2,069.8	2,218.7	2,358.9	2,401.9	2,477.7	2,574.1	2,644.7	2,714.7	2,889.2	3,146.6	3,344.3	3,549.4	3,833.0

出典：JST 作成

また、次に比較ケースの分析結果を図 9.5-2、表 9.5-8～表 9.5-10 に示す。



出典：JST 作成

図 9.5-2 想定費用・収益（比較ケース）

表 9.5-8 損益計算書 (比較ケース)

Profit and Loss Statement	USD million	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Revenue																											
Electricity Sales																											
Tariffbound Electricity Sales		292.7	415.9	512.0	571.4	681.2	811.7	965.3	1,146.1	1,255.9	1,374.3	1,502.2	1,595.4	1,692.9	1,794.9	1,963.4	2,145.6	2,342.4	2,613.0	2,912.8	3,245.0	3,613.1	4,021.0	4,473.1	4,886.3	5,321.4	5,800.4
Large Customer Sales		21.7	30.4	35.1	42.4	51.7	61.5	72.3	84.3	94.1	104.8	116.3	127.5	139.6	152.6	168.6	186.0	204.7	226.6	250.3	276.1	303.9	334.0	366.5	399.7	434.4	472.2
Total Revenue		400.9	486.0	581.5	650.8	773.3	916.6	1,083.8	1,343.7	1,472.0	1,610.2	1,759.4	1,874.2	1,987.2	2,113.8	2,310.6	2,523.1	2,752.2	3,059.3	3,398.1	3,772.3	4,185.3	4,641.4	5,145.7	5,612.9	6,104.1	6,644.1
Operational Expenses																											
Bulk Supply Expenses																											
HCB		55.4	76.7	79.2	81.0	105.6	83.8	85.9	76.7	78.2	79.8	81.4	83.0	84.7	86.3	88.1	89.8	91.6	93.5	95.3	97.2	99.2	101.2	103.2	105.3	107.4	109.5
IPP Contracts		202.2	104.0	138.9	162.8	152.5	264.6	399.3	480.6	628.2	702.9	765.3	863.5	947.0	1,065.2	1,184.3	1,334.5	1,595.8	1,813.5	2,056.7	2,375.2	2,758.0	3,089.9	3,473.7	3,927.7	4,373.9	4,785.0
Total Bulk Supply Expenses		269.3	193.6	232.8	260.6	276.8	368.8	507.0	580.6	731.2	808.9	874.3	975.7	1,062.5	1,184.1	1,306.8	1,460.6	1,725.7	1,947.3	2,194.5	2,517.2	2,904.2	3,240.4	3,628.9	4,087.7	4,538.9	4,955.2
Total Operational Expenses		388.9	335.0	399.3	438.9	469.8	575.1	724.7	811.5	972.6	1,062.3	1,140.5	1,255.2	1,356.7	1,493.3	1,631.7	1,802.3	2,083.7	2,322.9	2,588.4	2,930.1	3,336.5	3,693.0	4,105.4	4,587.7	5,062.5	5,504.1
EBITDA		12.0	150.9	188.2	212.0	303.5	341.6	359.1	532.2	499.4	548.0	618.9	618.9	630.6	620.5	678.9	720.8	668.6	736.4	809.7	842.2	848.8	948.4	1,040.3	1,025.2	1,041.6	1,140.0
Total Depreciation		-87.1	-104.1	-139.7	-187.6	-237.7	-281.4	-252.6	-286.8	-305.7	-322.1	-339.4	-357.2	-379.3	-401.9	-425.5	-451.1	-473.0	-496.1	-519.7	-543.3	-564.8	-585.8	-618.7	-650.5	-682.1	-713.4
Profit after Tax		-91.4	14.7	-0.8	-61.8	-61.1	-105.3	-90.3	15.6	-44.5	-20.2	18.8	3.8	-10.9	-50.6	-23.4	-15.0	-95.4	-56.4	-11.9	-6.9	-23.9	36.8	74.2	37.4	22.6	64.5
Profit for the Year		-89.4	26.6	13.0	-48.0	-46.1	-88.8	-61.9	42.1	-17.1	8.6	49.7	30.0	21.8	-17.1	14.7	26.8	-50.0	-7.4	40.8	49.5	36.1	100.4	141.5	108.3	97.2	142.8

出典：JST 作成

表 9.5-9 想定貸借対照表 (比較ケース)

Balance Sheet		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042		
Assets																													
Long Term Assets																													
Capital Investment Plan																													
Generation		78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0
Transmission		111.8	620.8	1,778.8	2,902.6	4,032.7	5,050.6	5,684.7	6,314.1	6,480.5	6,583.3	6,699.1	6,819.7	7,045.4	7,277.0	7,527.7	7,830.5	8,013.1	8,223.1	8,437.4	8,639.9	8,772.1	8,885.8	9,340.3	9,751.9	10,142.7	10,513.5		
Distribution		207.1	207.1	207.1	512.8	824.6	1,142.6	1,467.0	1,797.9	2,135.4	2,479.6	2,830.7	3,188.9	3,554.2	3,926.8	4,306.9	4,694.5	5,089.9	5,493.3	5,904.7	6,324.3	6,752.3	7,188.9	7,634.2	8,088.4	8,551.7	9,024.3		
Other		16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4		
Accumulated Depreciation		-39.0	-71.5	-142.7	-263.6	-434.5	-652.2	-904.0	-1,189.9	-1,495.0	-1,816.7	-2,155.7	-2,512.5	-2,891.5	-3,293.1	-3,718.2	-4,169.0	-4,641.6	-5,137.4	-5,656.8	-6,199.7	-6,764.2	-7,349.9	-7,968.5	-8,619.1	-9,301.2	-10,014.6		
Total Long Term Assets		1,463.2	1,870.0	2,928.3	4,170.0	5,374.1	6,428.6	7,134.4	7,808.0	8,006.1	8,131.1	8,258.6	8,380.2	8,591.9	8,794.1	8,999.4	9,238.8	9,343.8	9,461.0	9,566.9	9,645.8	9,641.2	9,605.7	9,886.8	10,102.1	10,274.1	10,404.1		
Current Assets																													
Total Current Assets		119.1	200.5	339.9	455.5	625.0	794.1	958.2	1,248.4	1,430.2	1,612.5	1,806.4	1,930.9	2,043.0	2,111.8	2,220.4	2,347.6	2,402.2	2,505.0	2,657.4	2,819.3	2,965.7	3,189.4	3,467.2	3,685.4	3,910.0	4,214.9		
Total Assets		1,582.2	2,070.6	3,268.2	4,625.5	5,999.1	7,222.7	8,092.6	9,056.4	9,436.4	9,743.6	10,065.0	10,311.1	10,634.9	10,905.9	11,219.8	11,586.4	11,746.0	11,966.0	12,224.3	12,465.0	12,606.9	12,795.0	13,354.1	13,787.5	14,184.2	14,619.0		
Liabilities																													
Long Term Liabilities																													
Project Funding																													
Donor Funding Soft Loans		418.5	928.2	2,122.0	3,547.2	4,978.9	6,300.4	7,239.3	8,159.7	8,569.2	8,864.7	9,122.5	9,338.9	9,633.6	9,911.1	10,195.0	10,520.7	10,715.3	10,926.1	11,125.5	11,297.2	11,381.9	11,428.9	11,802.4	12,117.3	12,395.5	12,638.1		
Total Long Term Liabilities		418.5	1,355.1	2,546.0	3,950.1	5,366.9	6,680.9	7,612.8	8,528.0	8,932.9	9,225.2	9,481.3	9,697.7	9,994.2	10,274.8	10,566.3	10,897.9	11,099.3	11,318.1	11,526.7	11,708.8	11,805.1	11,865.8	12,255.0	12,586.4	12,881.7	13,142.4		
Current Liabilities																													
Total Current Liabilities		235.6	193.3	187.0	188.2	191.0	189.5	189.4	195.9	188.1	194.5	209.9	209.7	215.1	222.6	230.4	238.5	246.7	255.3	264.2	273.4	282.8	309.8	338.1	331.7	336.0	367.4		
Shareholders Equity																													
Equity		187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8	187.8		
Supplementary capital		126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9	126.9		
Legal Reserve		13.1	14.4	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	17.2	17.2	17.6	20.1	21.6	22.7	23.4	24.8	24.8	24.8	24.8	26.8	29.3	31.1	36.1	43.2	48.6	53.5	60.6		
Total Shareholders Equity		495.6	522.2	535.2	487.2	441.1	352.3	290.4	332.5	315.4	324.0	373.7	403.7	425.6	408.5	423.2	450.0	400.0	392.6	433.4	482.9	519.0	619.4	760.9	869.3	966.5	1,109.2		
Total Liabilities		1,582.2	2,070.6	3,268.2	4,625.5	5,999.1	7,222.7	8,092.6	9,056.4	9,436.4	9,743.6	10,065.0	10,311.1	10,634.9	10,905.9	11,219.8	11,586.4	11,746.0	11,966.0	12,224.3	12,465.0	12,606.9	12,795.0	13,354.0	13,787.5	14,184.2	14,619.0		

出典：JST 作成

表 9.5-10 想定キャッシュフロー（比較ケース）

Cash Flow Statement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Cash Flow from Operations																										
Earning before Tax (EBT)	-91.4	21.6	-0.8	-61.8	-61.1	-105.3	-90.3	23.0	-44.5	-20.2	27.7	5.6	-10.9	-50.6	-23.4	-15.0	-95.4	-56.4	-11.9	-6.9	-23.9	54.1	109.2	55.0	33.2	94.9
Adjustments																										
Depreciation	87.1	104.1	139.7	187.6	237.7	281.4	252.6	286.8	305.7	322.1	339.4	357.2	379.3	401.9	425.5	451.1	473.0	496.1	519.7	543.3	564.8	585.8	618.7	650.5	682.1	713.4
Increase in Stores	1.3	-5.1	-8.0	-8.8	-8.3	-7.5	-6.6	-6.8	-6.0	-6.1	-6.4	-6.7	-7.3	-7.6	-8.0	-8.4	-8.5	-9.0	-9.4	-9.7	-10.0	-10.4	-11.7	-12.1	-12.4	-13.0
(Increase)/Decrease in Debtors	-9.7	-11.1	-10.6	-7.3	-13.2	-15.6	-18.3	-21.5	-13.3	-14.3	-15.5	-11.5	-12.1	-12.6	-20.4	-22.1	-23.9	-32.5	-36.0	-38.8	-44.0	-48.7	-54.0	-49.6	-52.2	-57.4
Increase/(Decrease) in Creditors	6.5	-3.0	-4.5	-4.5	-2.6	-6.4	-4.4	-5.3	-4.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2
Net Cash Flow from Operations	-30.3	114.4	121.7	109.9	157.4	152.5	137.8	281.9	235.1	289.3	354.0	345.4	358.4	343.0	386.6	419.6	359.7	413.8	479.0	504.2	504.9	599.6	666.2	631.1	656.0	751.3
Cash Flow from Investments																										
Capital Expenditure																										
Transmission	0.0	509.0	1,158.0	1,123.8	1,130.1	1,018.0	634.0	629.5	166.4	102.8	115.8	120.6	225.7	231.6	250.7	302.8	182.6	210.0	214.2	202.5	132.2	113.7	454.5	411.6	390.9	370.8
Distribution	0.0	0.0	0.0	305.7	311.8	318.0	324.4	330.9	337.5	344.2	351.1	358.1	365.3	372.6	380.1	387.7	395.4	403.3	411.4	419.6	428.0	436.6	445.3	454.2	463.3	472.6
Investment Income																										
Interest																										
Dividends	2.0	11.9	13.8	13.8	15.0	16.5	28.4	26.5	27.4	28.8	30.9	26.2	32.7	33.5	38.1	41.8	45.4	49.1	52.7	56.4	60.0	63.7	67.3	71.0	74.6	78.3
Sale of Long Term Financial Assets	0.0	0.0	0.0	0.2	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Cash Flow from Investments	-13.1	-499.1	-1,184.2	-1,415.5	-1,426.8	-1,319.5	-930.0	-933.9	-476.5	-418.2	-436.0	-452.6	-558.4	-570.7	-592.7	-648.7	-532.6	-564.3	-572.9	-565.8	-500.3	-486.6	-832.5	-794.8	-779.6	-765.1
Cash Flow from Financing																										
Debt Finance																										
Donor Funding - Soft Loans	119.8	509.8	1,198.0	1,429.5	1,441.8	1,336.0	958.4	960.4	503.9	447.0	466.9	478.8	591.1	604.2	630.8	690.5	578.0	613.4	625.6	622.1	560.3	550.3	899.8	865.8	854.2	843.3
Commercial Funding	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	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
Debt Repayment																										
Existing Loans	10.3	13.1	13.1	23.0	16.9	11.0	9.8	8.8	7.8	6.9	6.2	5.5	4.8	4.3	3.7	3.3	2.9	2.5	2.2	1.9	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Donor Funding	0.0	0.0	4.3	4.3	10.2	14.5	19.5	40.0	94.3	151.5	209.2	262.4	296.3	326.7	346.9	364.7	383.4	402.6	426.2	450.4	475.6	503.2	526.4	550.9	575.9	600.8
Commercial Funding	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	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
Total Cash Flow from Financing	110.6	498.5	1,181.3	1,402.9	1,415.5	1,311.3	929.9	912.5	402.7	289.5	252.6	212.0	291.1	274.4	284.4	323.8	193.1	209.8	198.8	171.5	85.3	48.8	375.4	316.9	280.3	244.7
Periods Cash Flow	67.2	113.9	118.8	97.4	146.1	144.2	137.7	260.5	161.3	160.6	170.6	104.8	91.1	46.8	78.4	94.7	20.2	59.2	104.8	109.9	89.9	161.9	209.1	153.2	156.8	231.0
Opening Balance	-114.5	-47.4	66.5	185.4	282.8	428.8	573.1	710.8	971.3	1,132.6	1,293.2	1,463.8	1,568.6	1,659.7	1,706.4	1,784.8	1,879.5	1,899.7	1,958.9	2,063.7	2,173.6	2,263.5	2,425.4	2,634.5	2,787.7	2,944.5
Closing Balance	-47.4	66.5	185.4	282.8	428.8	573.1	710.8	971.3	1,132.6	1,293.2	1,463.8	1,568.6	1,659.7	1,706.4	1,784.8	1,879.5	1,899.7	1,958.9	2,063.7	2,173.6	2,263.5	2,425.4	2,634.5	2,787.7	2,944.5	3,175.5

出典：JST 作成

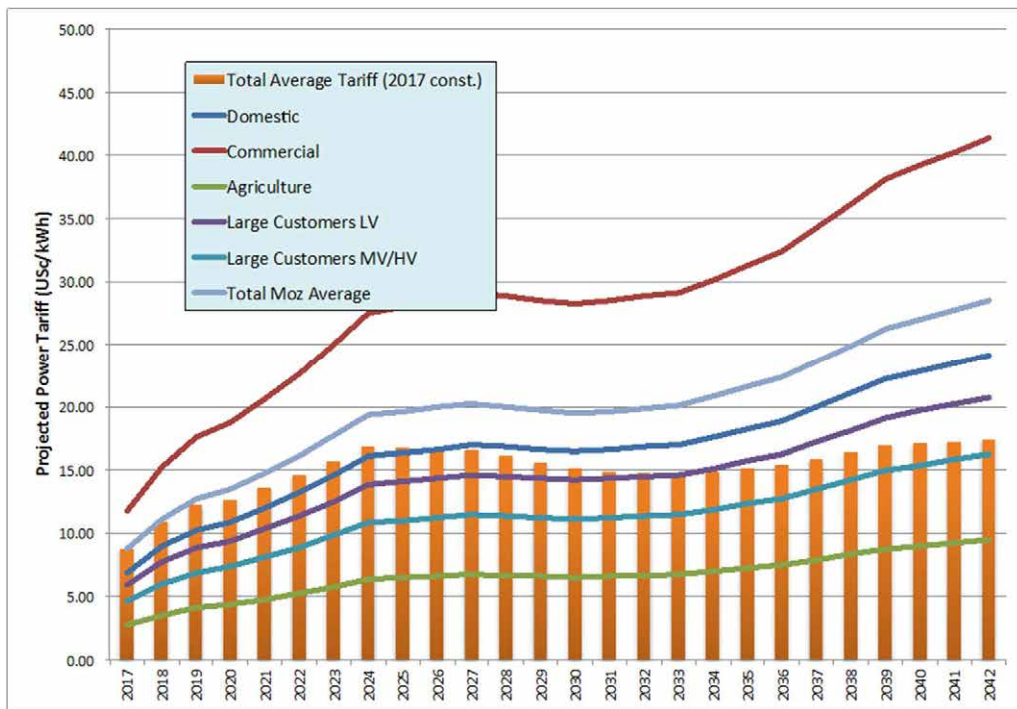
これら2つのケースに共通して指摘されることは、電力供給のための買電費用が大部分を占める傾向が強くなっていくことである。これはEDMが自社発電所よりも民間企業などからの買電による調達量が多くなり、そのコストが企業収益に大きな影響を与えることが指摘される。

2つのケースの違いは、2022年までの短期的電力不足への対応方法である。基本ケースは隣国からの電力輸入を中心とした対応を想定しており、比較ケースはHCBからの買電量を増やすことによってさらに低廉な電力を確保する方法を取っている。この買電価格の違いによるEDM財務へのインパクトは明らかであり、HCBからの電力供給が得られる場合には、2022年までの電気料金の値上げを抑えることが可能となることが期待される。HCBからの買電量増加が可能とした場合の電気料金への影響は、後述の電気料金の分析結果にて述べる。

(4) 電気料金改訂シナリオ

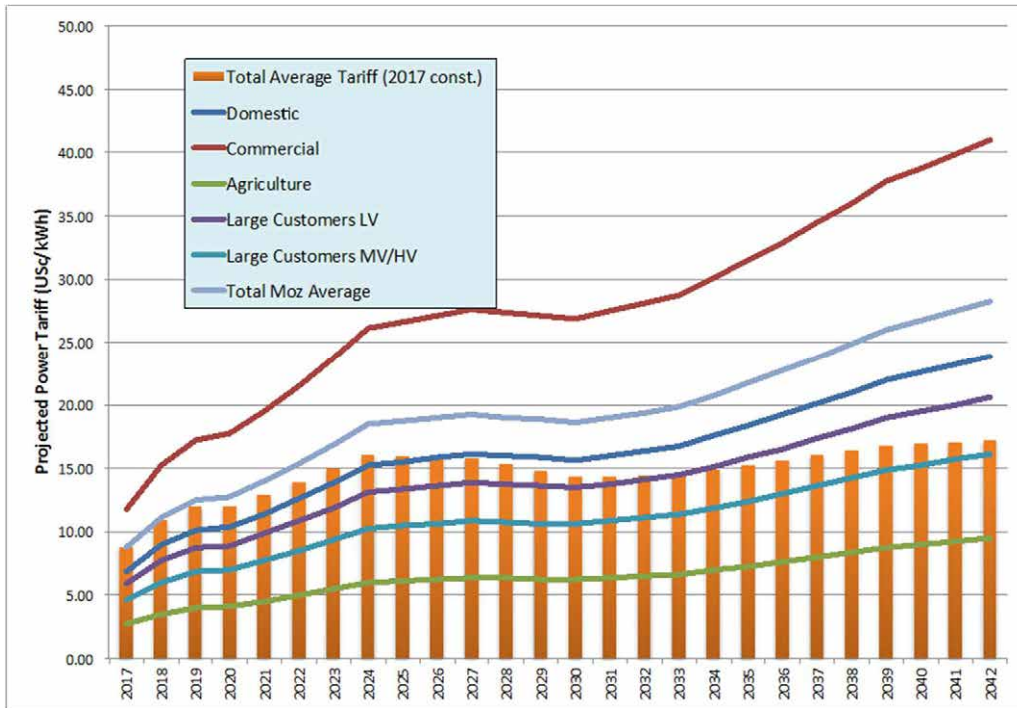
分析においては毎年の純利益をほぼプラスにできるような最低限の電気料金を設定した。このエンドユーザーでの平均電気料金の改訂スケジュールは次のようになる。検討のケースは先に述べた基本ケースと比較ケースの2つとなる。

電気料金レベルの推移は次のように推定される。



出典：JST作成

図 9.5-3 推定電気料金（基本ケース）



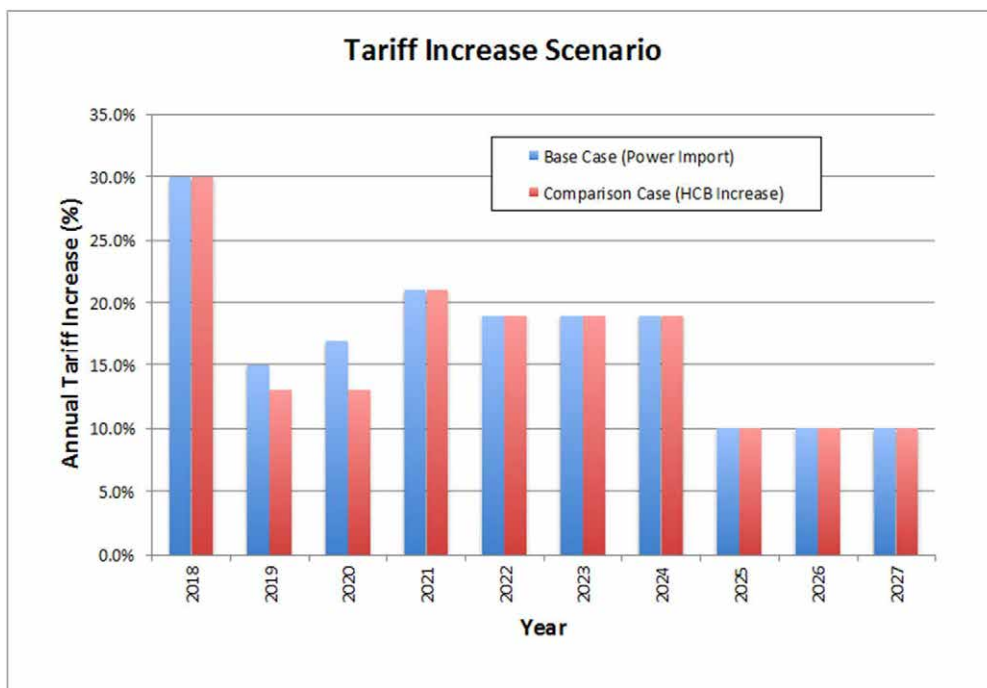
出典：JST 作成

図 9.5-4 推定電気料金（比較ケース）

図 9.5-3、図 9.5-4 では実線の折れ線グラフは各年、各需要家の名目電気料金を示しており、縦の棒グラフは需要家平均の各年の実質電気料金を示している。

2042 年までの電気料金を俯瞰すると、いずれのケースにおいても、開発コスト、電力調達コストを回収するために 2024、2025 年まで継続的に実質電気料金の値上げを毎年実施する必要がある。すなわち、2017 年時点単価で約 14 UScent/kWh 程度まで引き上げることでコスト回収が十分できる想定となる。その後は若干の値上げを実施し、最終的には 16 UScent/kWh 程度まで引き上げる分析結果である。

基本ケースと比較ケースの 2 つの電気料金の比較(2018 年～2027 年)を、名目の年平均値上げ率で評価すると次のようになる。



出典：JST 作成

図 9.5-5 電気料金シナリオ

基本ケースは2018年には30%、それ以降3年間は毎年15%-20%の料金改訂が必要になる。比較ケースは安価なHCBからの買電を想定しているため、基本ケースに比べて至近年における電気料金値上げを抑制する効果があり、2019、2020年においてそれぞれ13%の料金改訂となる。

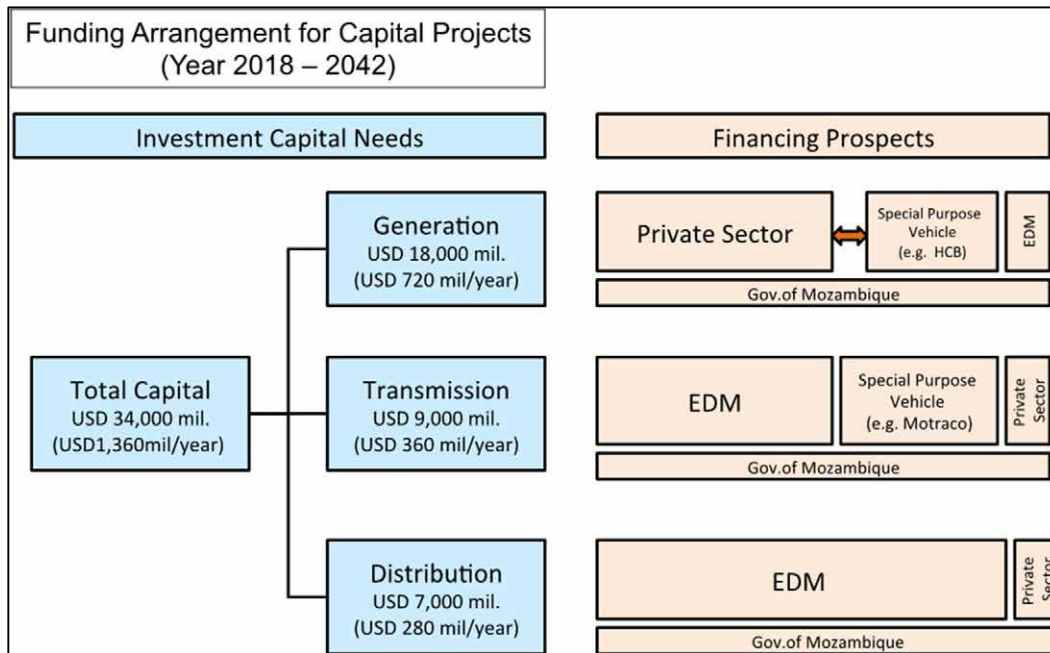
総合的にみると物価上昇率として仮定した10%に比べると、名目の電気料金改訂率はほとんどの年において10%を超えることになる。HCBからの買電増加によって、至近年の電気料金の値上げを抑制する効果によっては短期的な経済効果はあると推定されるものの、中期的に見たときには電気料金の値上げを継続的に実施する必要に変わりはない。

9.5.4 事業実施体制・資金調達にかかる検討

発送配電のすべてにかかる今後25年間(2018-2042)の開発必要資金は、総額USD 34 billionに上る。2017年現在のEDMの財務状況を勘案したときに、この金額のすべてを金融機関から資金調達できると考えることは難しい。通常の方式とは異なるアプローチが必要となると考えられる。

まず検討すべき点は、EDM以外の機関、企業からのセクターにおける投資を導入するという点である。この対象となるのは、すでにモザンビークの電力セクターで実績のある、HCB、Motracco、民間セクターが考えられる。これらの三者はそれぞれ強み、経営の関心事項、リスクに対するアプローチ、投資戦略が異なるため、今後は個別サブプロジェクトについて事業参加、投資にかかる協議を進めていくことが望ましい。

HCB、民間セクターは主に発電部門の経験を有しており、Motraco は送電線の実績がある。また、これらの機関、企業の投資を実現するためには MIREME のセクター規制、投資誘致戦略の強化が求められる。EDM を含めたこの 5 者の機関は緊密に連携を取りつつ、それぞれの果たすことのできる役割分担を明らかにしつつ、サブプロジェクト実現を進めていくべきであると考えられる。開発スキームの概要を次に示す。



出典 ; JST 作成

図 9.5-6 プロジェクト実施体制・資金調達

この図からわかるように、EDM が主な財務資源の投入を配電、送電の一部の集中させた場合は、必要になる借入金の規模が大幅に小さくなる。このためには、民間企業等からの投資を実現させることが必要条件で、このためにはモザンビーク政府の積極的関与が必要であると考えられる。

9.5.5 長期限界費用

長期限界費用 (Long-Run Marginal Cost; LRMC) は、固定資本を含めたサービス提供のための生産要素を変化させ追加的な産出に対する費用を、最小にしようとしたときの追加的なサービスの 1 単位 (電力の場合は 1 kWh など) に対する費用である。長期間のサービス提供を行うことを想定した場合、サービス料金を長期限界費用に等しい価格に設定されることで効率的な資源配分が達成されるということになる。電力の場合はサービス提供が自然独占に近い、すなわち競争原理が十分働かない場合があるため、効率的な資源配分を達成するためには、長期限界費用を目安に料金設定をすることが望ましいと言われている。

本調査では、需要予測に基づいて電力供給量を検討し、その供給を可能にするための最小費用投資計画を策定している。この調査アプローチに従い長期限界費用は、この投資計画実施のために必要な

費用を需要増加量で除することによって計算される、長期平均増加費用と定義し分析を行う。すなわち、各年の発電投資費用と維持運転費用の合計を増分電力量で除し、現在価値に割り戻して25年間の合計を算出する。

算出結果は表 9.5-11 に示す通り、4.19 UScent/kWh となる。この金額レベルは Mpanda Nkuwa の発電コストより大きくなっているが、これは水力以外の火力、再生可能エネルギーによる発電コストが水力より高いためである。

表 9.5-11 長期限界費用

Long-Run Marginal Cost				
Item		Unit	Particular	Remarks
Total Discounted Incremental Energy Production	a	MWh	214,230,895	Total from 2017 to 2042
Total Discounted Costs for Energy Production	b	USD k	8,971,714	Capex, Fuel and OM costs; Total from 2017 to 2042
Total Costs per Incremental Energy	c = b/a	Usc/kWh	4.19	2017 price

出典：JST 作成

長期限界費用は将来のコスト回収を可能にする必要コストであり、EDM 財務の健全性を確保するためには電気料金は少なくとも長期限界費用レベル以上に設定することが必要になる。また、長期限界費用は、開発計画の変更、オン・オフピークの需要プロファイルの変更などの要因によって異なってくることから、適宜見直しを行うことが求められる。

9.5.6 財務戦略の提言

財務関連の短期（2018-2022）、中期（2023-2030）、長期（2031-2042）別のアクションプランを次に提言する。これらについては既に EDM、MIREME とは JCC、セミナー、事務レベルミーティングなどを通じて協議を実施したものであり、今後の方向性にかかる提言について先方の理解を得たものである。

表 9.5-12 財務関連アクションプラン提言

対応組織	カテゴリー	対応時期		
		短期(2018-2022)	中期(2023-2030)	長期(2031-2042)
EDM	電気料金	<ul style="list-style-type: none"> 2018 及び 2019 年における料金改訂の手続きを進める。特に 2018 年においては 30%程度の料金改訂をすることが望ましい。 	<ul style="list-style-type: none"> 投資が集中すると考えられるこの時期は電気料金ニーズが大きくなるため、いままですら以上にきめ細かく財務ポジションをモニタリングし、電気料金改訂に反映させていくことが望ましい。 	<ul style="list-style-type: none"> 長期的には電気料金が適切なレベル、配分であるかどうかをモニタリングしつつ、継続的に料金改訂を実施する。
	開発計画実施	<ul style="list-style-type: none"> 発・送・配電各分野のサブプロジェクトにおける個別開発戦略を構築する。特に資金調達、財務戦略。 	<ul style="list-style-type: none"> EDM が事業主体となる重要サブプロジェクトの実施を進める。 	<ul style="list-style-type: none"> 継続的にサブプロジェクトに関係する企業、機関と情報・意見交換を進め、プロジェクト形成を進める。
	関連機関との連携	<ul style="list-style-type: none"> 民間連携、HCB/MOTRACO との共同事業実施の枠組みを決定する。特に、買電契約など財務、法務関連事項。 	<ul style="list-style-type: none"> 民間連携、HCB/MOTRACO との共同事業実施プロジェクトの実施をモニタリングし、必要に応じて支援を検討する。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力開発長期にかかる財務面での見直しを実施する。
MIREME/ MEF	電気料金	<ul style="list-style-type: none"> 2018 及び 2019 年における料金改訂について閣議にて協議、検討を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> 規制機関の機能・能力強化を進める。これには電気料金制度、民間企業投資施策、セクターにおけるその他規制事項などが含まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力輸出を促進するための施策を検討する。
	セクター規制強化	<ul style="list-style-type: none"> 民間セクター参入を支援するための施策を検討し、必要に応じて法制度の改善、新規構築を進める。特に、特に、買電契約など財務、法務関連事項。 	<ul style="list-style-type: none"> 民間セクターによる投資プロジェクトの実施を支援する。投資プロジェクトによるマクロ経済へのインパクトについてフォローする。 	<ul style="list-style-type: none"> 一次エネルギー開発との連携強化、相乗効果について検討を進める。
HCB	開発実施	<ul style="list-style-type: none"> 大規模水力開発のための開発戦略を構築する。特に今後 5,6 年の期間に着手するプロジェクトについてはプロジェクトチームを立ち上げる。 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模水力開発の実施を進める。開発実施状況については関連機関に継続的に情報提供を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力セクターにおける事業戦略をレビューし、EDM との更なる連携を検討する。
Motraco	開発実施	<ul style="list-style-type: none"> 大規模送電線開発のための検討を EDM とともに進める。特に今後 5,6 年の期間に着手するプロジェクトについてはプロジェクトチームを立ち上げる。 	<ul style="list-style-type: none"> 大規模送電線開発の実施を進める。開発実施状況については関連機関に継続的に情報提供を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> EDM との更なる連携のための検討を実施する。

出典；JST 作成

第10章 環境社会配慮

10.1 環境社会配慮に関する法制度および体制

10.1.1 政策および法規

環境社会配慮に関連する主な政策と法規を表 10.1-1 に示す。「Environmental Framework Act (No. 20/97)」は環境の利用及び管理の法的な枠組みを規定し、持続可能な国の発展を目的として制定されたモザンビーク国の環境基本法である。

表 10.1-1 環境社会配慮関連の政策・法規

区分	名称
政策	National Environmental Policy (No. 5/1995)
	National Strategy and Action Plan of Biological Diversity of Mozambique (2015-2035)
	National Climate Change Adaptation and Mitigation Strategy 2012
	Poverty Reduction Strategy Paper 2011-2014
法規	Environmental Framework Act (No. 20/97)
	Land Law (Law No. 19/1997)
	Forest and Wildlife Law (Law No. 10/1999)
	Biodiversity Conservation Law (Law No. 16/2014)
	Law for Protection of Cultural Assess (Law No. 10/1988)
	Regulations for Environmental Impact Assessment (Decree No.54/2015)
	Regulations for the Environmental Audit Process (Decrees No. 25/2011)
	Regulations for Environmental Inspections (Decree No. 11/2006)
	Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions (Decree No. 18/2004, amended by Decree No. 67/2010)
	Regulations for the Management of Urban Solid Waste (Decree No. 94/2014)
	Regulations for the Management of Hazardous Waste (Decree No. 83/2014)
	Regulations for the Forest and Wildlife Law (Decree No. 12/2002)
	Environmental Regulations for Mining Activities (Decree No. 26/2004)
	Environmental Regulations for Petroleum Operations. (Decree No. 56/2010)
	Regulations for the Resettlement Process Resulting from Economic Activities (Decree No. 31/2012)

出典：JICA 調査団

10.1.2 環境基準

環境基準に関しては、大気質、水質、土壌は Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions (Decree No. 18/2004, Decree No. 67/2010 により改訂) に規定されている。大気・水質に係る基準を表 10.1-2～表 10.1-6 に示す。尚、モザンビークではまだ騒音に係る環境基準は設定されていない。

表 10.1-2 大気質環境基準

物質	時間	モザンビーク	日本	WHO
二酸化硫黄 (SO ₂) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	800	286	-
	24 時間	100	114	20
	年	40	-	-
二酸化窒素 (NO ₂) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	190	-	200
	24 時間	-	82 - 113	
	年	10	-	40
粒子状物質 (PM ₁₀) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	-	200 (SPM)	-
	24 時間	-	100 (SPM)	50
	年	-	-	20
総粒子状物質 (TSP) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	24 時間	150	-	-
	年	60	-	-
一酸化炭素 (CO) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	30,000	-	-
	8 時間	10,000	25,000	-
オゾン (O ₃) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	160	129	-
	24 時間	50		100 (8 時間)
	年	70	-	-
鉛 (Pb) ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	1 時間	3	-	-
	24 時間	-	-	-
	年	0.5	-	-

TSP: Total Suspended Particulate

SPM: Suspended Particulate Matter

出典 : Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions (Decree No. 67/2010)他

表 10.1-3 火力発電所に係る排出ガス基準

汚染物質		硫黄酸化物 (SO _x)	窒素酸化物 (NO _x)	粒子状物質 (PM ₁₀)
モザンビーク 排出基準 (mg/Nm ³)		2,000	石炭 : 750 軽油 : 460 ガス : 320	100 (<50MW) 50 (>50MW)
International Finance Corporation (IFC) 排出基準 (mg/Nm ³)	天然ガス (全形 式、50MW 以 上)	Not Applicable	51 (25 ppm)	Not Applicable
	天然ガス以外の 燃料 (50MW 以 上)	Use of 1% or less S fuel (Non-degraded airshed) Use of 0.5% or less S fuel (Degraded airshed (poor air quality))	152 (74 ppm)	50 (Non- degraded airshed) 30 (Degraded airshed (poor air quality))

出典 : Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions ((Decree No. 18/2004)
IFC Environmental, Health, and Safety Guidelines THERMAL POWER PLANTS

表 10.1-4 海域の水質環境基準（一般項目）

物質	最大許容濃度
浮遊物質（SS）	検出限界値以下
油分	検出限界値以下
色、悪臭、濁り物質	検出限界値以下
人工着色	検出限界値以下
不快な沈殿物	検出限界値以下
BOD 5（20℃）	≤ 5mg/l
COD	≤ 6mg/l
pH	6.5 – 8.5

SS: Suspended Solid

BOD: 生物化学的酸素要求量 (Biochemical Oxygen Demand)

COD: 化学的酸素要求量 (Chemical Oxygen Demand)

出典：Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions (Decree No. 67/2010)

表 10.1-5 生活排水の排水基準

項目	許容基準
色	希釈 1:20 で色なし
悪臭	希釈 1:20 で悪臭なし
pH	6 – 9
水温（℃）	35
COD（mg/l）	150
全浮遊物質（mg/l）	60
全リン（mg/l）	10
全窒素（mg/l）	15

出典：Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions ((Decree No. 18/2004)

表 10.1-6 工場排水基準

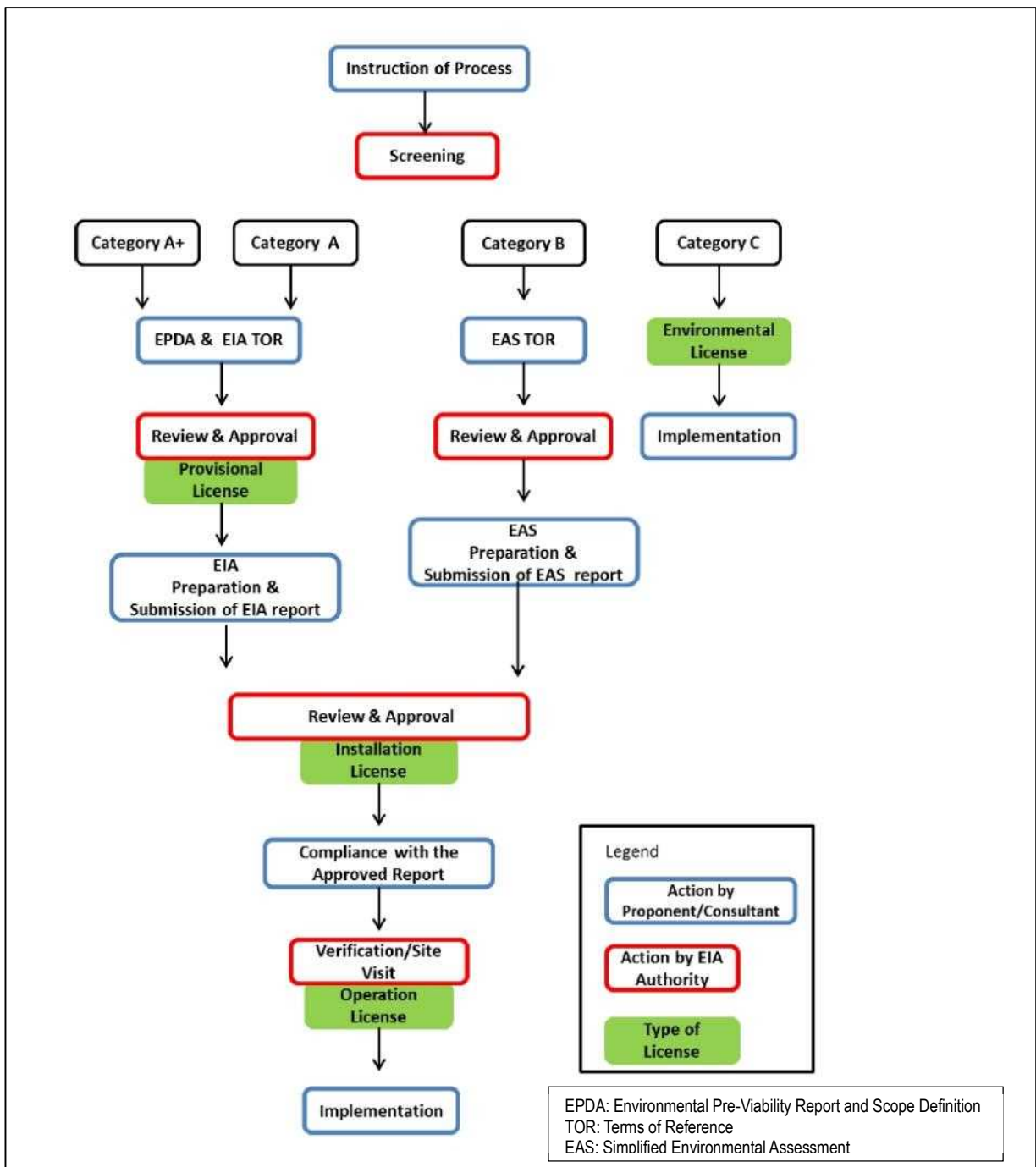
項目	許容基準
pH	6 – 9
全浮遊物質（mg/l）	50
油分（mg/l）	10
鉄（mg/l）	1
亜鉛（mg/l）	1
クロム（mg/l）	0.5
残留塩素（mg/l）	0.2
銅（mg/l）	0.5
温排水による水温上昇	3℃以下

出典：Regulations for Environmental Quality Standards and Effluent Emissions ((Decree No. 18/2004)

10.1.3 環境影響評価

環境影響評価（Environmental Impact Assessment：EIA）の手続きおよび実施方法は「Regulations for Environmental Impact Assessment (Decree No.54/2015)」で規定されている。開発プロジェクトの事業者は、すべての事業実施に際して、EIA を管轄する土地・環境・地域開発省（Ministry of Land, Environment and Rural Development：MITADER）からの環境ライセンスの取得が義務づけられている。モザンビークにおける EIA 手続きのフローチャートを図 10.1-1 に示す。

モザンビーク国における EIA 手続は、MITADER に環境コンサルタントとして登録されている個人・法人によって実施されなければならない。



出典：Regulations for Environmental Impact Assessment (Decree No.54/2015)他
 図 10.1-1 モザンビーク国における EIA 手続きの流れ

EIA 規定では、開発プロジェクトは以下の 4 つのカテゴリに分類される。カテゴリの別の事業リストは EIA 規定の付属書 1~4 に記載されている。

カテゴリ A+：付属書 1 に記載されている環境に複雑で不可逆性の影響を及ぼす可能性があるプ

プロジェクトである。具体的には生物多様性にとって重要な生息地での事業、遺伝子組み換えに関連する事業、原子力関連事業、鉱物開発事業、天然ガス関連事業、その他危険物・有毒物質に関する事業等が挙げられている。カテゴリ A+では EIA が必須である。透明性を確保するために EIA を実施するコンサルタントとは異なるコンサルタント及び専門家によって編成される第三者審査グループにより、審査を受ける必要がある。

カテゴリ A：付属書 2 に記載されている環境に著しい影響を及ぼす可能性があるプロジェクトである。電力セクターにおける具体的な例としては、水力・火力・地熱・太陽光等による発電事業、66 kV 以上の送電線等が挙げられている。カテゴリ A では EIA が必須である。

カテゴリ B：付属書 3 に記載されているカテゴリ A のプロジェクトと比較すると小さい影響を及ぼす可能性があるプロジェクトである。電力セクターに関連のある事業例としては 66kV 未満の送電配電線事業等が挙げられている。変電所の建設は通常、このカテゴリに含まれる。カテゴリ B では簡易環境影響評価（Simplified Environmental Assessment : EAS）の実施が必須である。

カテゴリ C：付属書 4 に記載されている環境に及ぼす影響はきわめて軽度または無視できるレベルのプロジェクトである。電力セクターに関連のある事業例としては 33kV の配電線事業等が挙げられている。カテゴリ C では EIA または EAS の実施は求められていない。

EIA 規定により A+、A、B 案件では住民協議を実施しなければならない。EIA 規定では、次の 2 回のタイミングで住民協議が求められている。

- ・ EIA の TOR 作成段階：事業主によって開催される。協議の記録はを予備的実行可能性調査・スコーピング報告書（EPDA）および TOR 案とともに MITADER に提出される。
- ・ EIA 報告書作成段階：事業主によって開催される。協議の記録は EIA 報告書に添付される。

10.1.4 戦略的環境アセスメント

モザンビーク国では戦略的環境アセスメント（Strategic Environmental Assessment : SEA）の手続きに関する公式な規定またはガイドライン等はまだ作成されていない。

10.1.5 用地取得・住民移転

モザンビーク国の電力セクターにおける用地取得・住民移転に関連する主な法規は以下のとおりである。

- ・ 土地法（Land Law (Law No.19/1997)）
- ・ 経済活動に伴う住民移転の規定（Regulations for the Resettlement Process Resulting from Economic Activities (Decree No. 31/2012)）
- ・ 高圧送電線に係る安全規定（Regulations on Safety of High Tension Electric Line (Decree No.57/2011)）

「土地法」では全ての土地は国家に帰属し、土地の売却、所有権の移転、土地の譲渡担保や抵当権は認められていない。ただし、すべてのモザンビーク国民（男女を問わず）、法人および地域社会は、土地利用および享受権（Direito de Uso e Aproveitamento da Terra : DUAT）を有することおよび伝統的システムや慣習上の権利といった形での個人または地域社会による土地の占有を認めている。また、

電力・ガス開発などの公共事業により土地を収用する場合には、公的もしくは民間事業者が、地権者に対し応分の補償を実施し、使用権を得た際には新たな登記が義務付けられている。

「経済活動に伴う住民移転の規定」は住民移転の具体的な手続きを定めている。国際協力による開発プロジェクトに係る住民移転計画の作成においてモザンビーク国の法制度で具体的に規定されていない事項については、世界銀行の非自発的住民移転に関するセーフガードポリシーが参照されている。

「高圧送電線に係る安全規定」では 66kV 未満の送電線は最大 30m の ROW が、66kV 以上の送電線は最大 50m の ROW が必要であると定めている。

10.1.6 モザンビークの法制度と JICA ガイドラインの比較

に環境差社会配慮に係るモザンビークの法制度と JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010 年 4 月）の比較結果を示す。

表 10.1-7 モザンビークの法制度と JICA ガイドラインの比較結果

対象事項	モザンビーク国関連法	JICA ガイドライン
情報開示	<ul style="list-style-type: none"> ・EIA 規定において環境アセスメント関連文書を住民等に公開することが定められている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・環境アセスメント報告書をすべての利害関係者と住民等に公開。さらに JICA のホームページ上でも公開。
住民参加	<ul style="list-style-type: none"> ・EIA 規則により、環境アセスメント報告書の作成段階における住民参加の必要性が規定されている。 ・カテゴリ A+、A、及び B のプロジェクトの場合、住民参加は必須で、住民説明会はスコーピング時に 1 回、EIA 作成時に 1 回開催する。 ・説明会の開催の 15 日前までに告知し、利害関係者のすべてを招待し、意見を聞くこと。 	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクト提案者にプロジェクトを公表し、地元の住民及び利害関係者（特に直接影響を受ける住民）と協議することを奨励。 ・カテゴリ A のプロジェクトの場合、プロジェクト提案者は、開発の必要性や環境・社会に予想される悪影響、代替案の分析結果を早い段階で住民及び地元の利害関係者に説明すること。 ・住民説明会は、カテゴリ A プロジェクトの場合、スコーピング時及び EIA 作成時の合計 2 回実施することが基本である。カテゴリ B プロジェクトの場合には必要に応じて住民説明会を開催すると規定している。
住民移転	<ul style="list-style-type: none"> ・経済活動に伴う住民移転の規定において、環境許認可取得の前提として、住民移転計画の策定・承認が必要とされている。 ・経済活動に伴う住民移転の規定において、計画に含まれるべき事項が定められている。それらは世界銀行のセーフガードポリシーの事項を概ね網羅している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・大規模な非自発的住民移転をともなうプロジェクトの場合、住民移転計画を策定・公表すること。 ・世界銀行のセーフガードポリシー（OP4.12, Annex A）が定める事項が住民移転計画に含まれることが望ましい。

緩和策の策定	<ul style="list-style-type: none"> ・緩和策の策定に関する具体的な指針は示されていない。 ・EIA 規定において、EIA 報告書に環境管理計画（緩和対策・影響モニタリング・環境教育・事故防止対策・緊急対策）を明示することが定められている。 ・EIA 規則により、事業者はカテゴリ A+、A 及び B のプロジェクトについて定期的に審査・監査を行い、環境管理計画を適切に実施することが定められている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の選択肢を検討し、悪影響を回避または最小限に抑えること。 ・対策を審査する際は環境影響の回避を最優先すること。それが不可能であれば、影響を低減または最小限に抑える方法を検討すること。 ・上記対策のいずれをもっても影響を回避できない場合は補償を検討すること。 ・モニタリングや環境管理計画等、適切なフォローアップ計画・制度を設定すること（関連の活動の費用と資金調達法を含む）。また、重大な悪影響が予想されるプロジェクトについては綿密な環境管理計画を設定すること。
--------	---	--

出典：JICA 調査団

10.1.7 環境関連機関

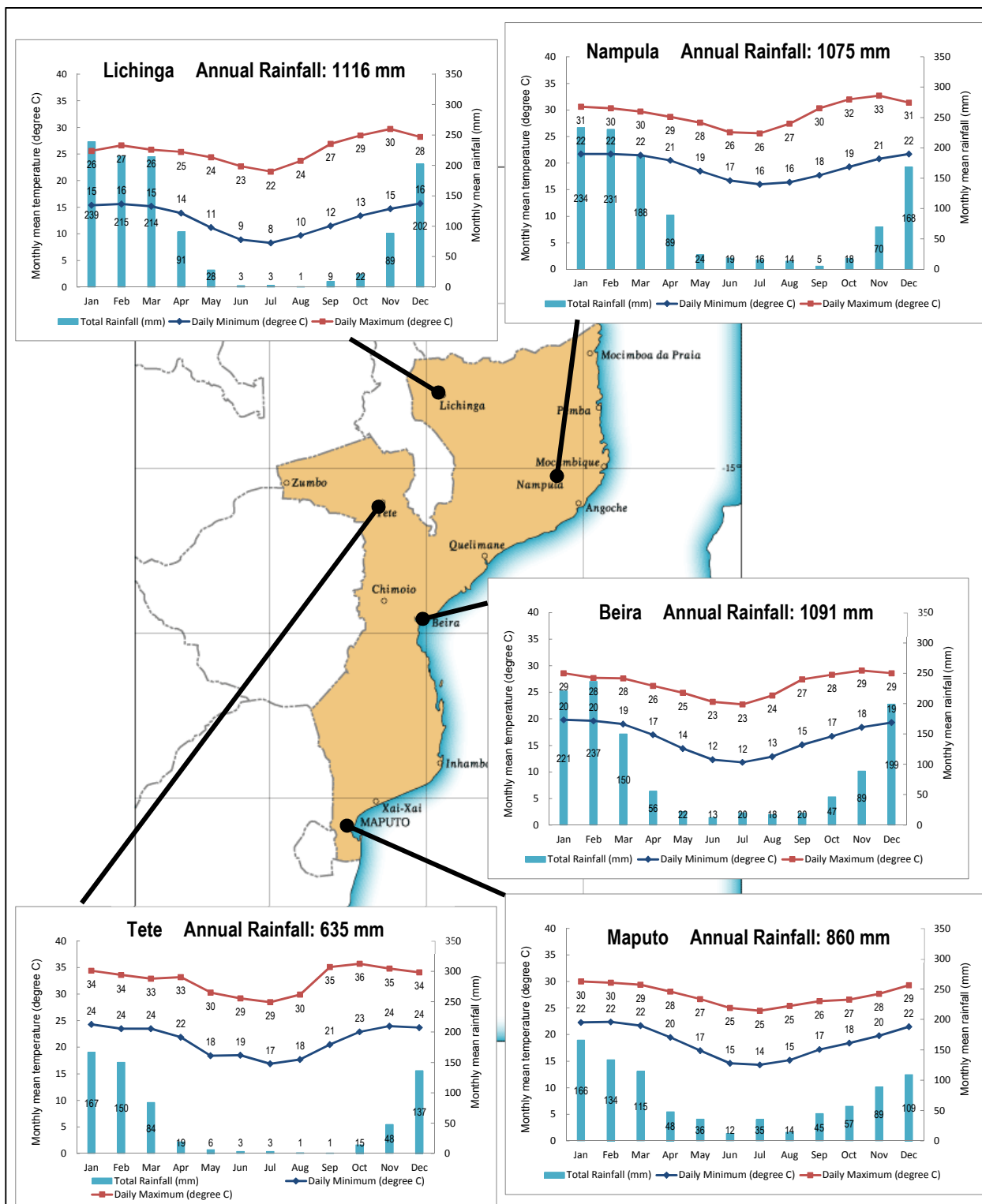
モザンビークで環境行政を管轄するのは、土地・環境・地域開発省（Ministry of Land, Environment and Rural Development：MITADER）である。1995 年に設置された環境活動調整省（Ministry of Coordination of Environmental Affairs：MICOA）が 2015 年 1 月に行われた省庁再編により、MITADER となり、従来の各省環境局間の調整だけではなく、土地・森林・野生動物の管理、保全を含む環境全般と地方開発を担うことになった。EIA の手続き及び許認可を発行する国家環境局（National Directorate of Environment）の責務・役割は旧 MICOA の体制のまま引き継がれている。また、各州レベルでも環境管理部門が配置されており、カテゴリ B および C の事業の EIA の手続きを実施している。環境管理、モニタリング、監査に関しては国家環境質管理局（National Environmental Quality Control Agency：AQUA）の管轄である。

DEM 内では環境社会局（Environmental and Social Department）が環境管理の責任部署である。環境社会局は RDM のより実施される国内外からの融資事業に係る環境社会配慮の支援を行う。また、その職務には用地所得の実施、EIA 報告書や住民移転計画の作成、環境管理計画の実行が含まれている。

10.2 自然環境および社会状況

10.2.1 気候

モザンビークは南北に長い国土を持つため、北部と南部および沿岸部と内陸部高地では気候に多少の差がある。国全体は亜熱帯気候に属し、ケッペンの気候区分によれば、国土の大部分を占めるサバナ気候と北部内陸部の温暖冬季少雨気候および南部内陸部のステップ気候に分かれる。図 10.2-1 に主な都市の月別平均気温および降水量を示す。



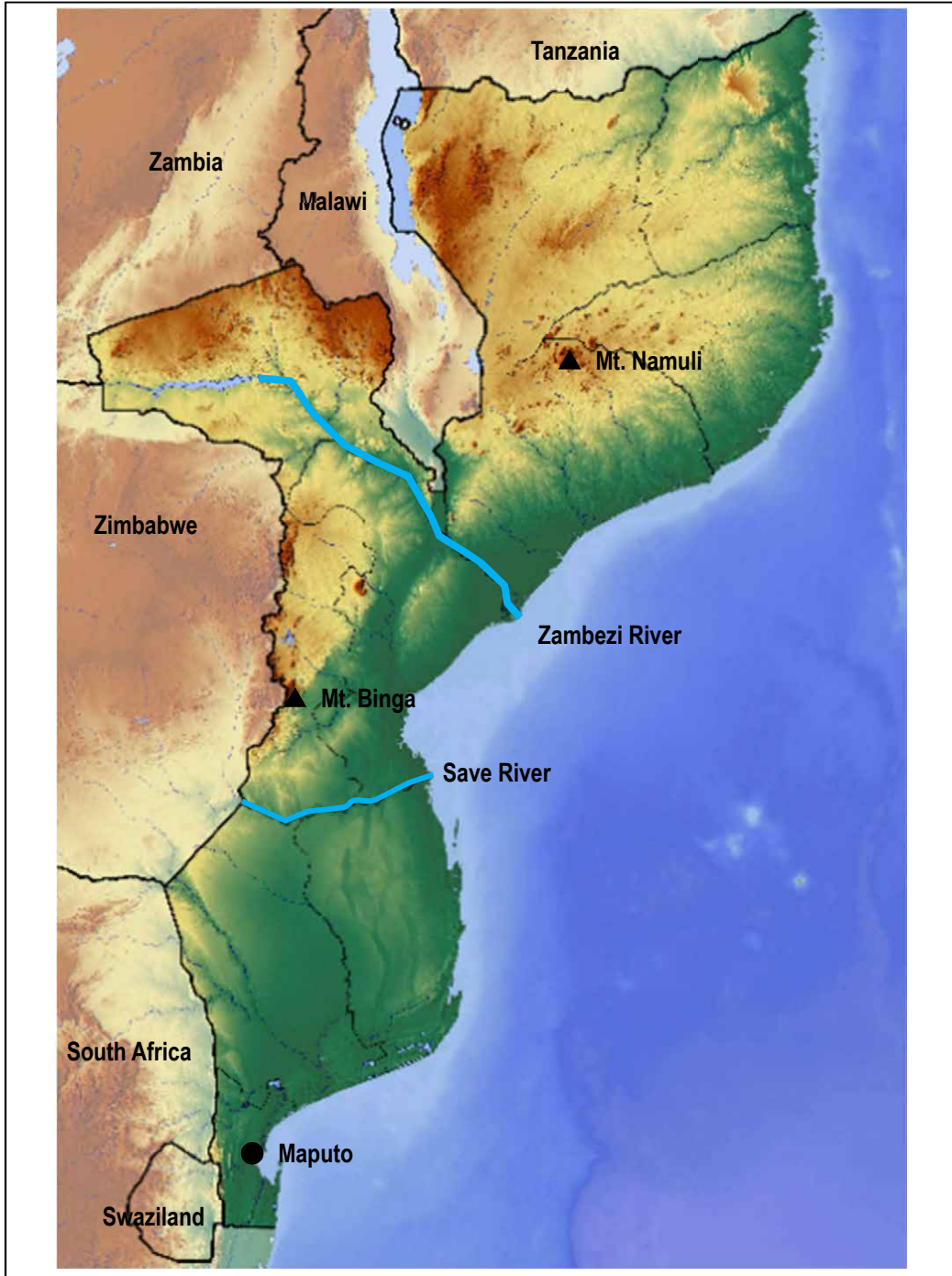
出典：Instituto Nacional de Meteorologia - Moçambique

図 10.2-1 主要都市の月別平均気温および降水量

10.2.2 地形

モザンビークはアフリカ大陸南東部に位置し、北をタンザニア、マラウイ及びザンビア、西をジン

バブエ、南をスワジランド、南アフリカと接し、東はインド洋に面している。国土の中央を Zambezi 川が流れている。北部は標高およそ 1,000m 程度の高位台地および高原地帯、南部は丘陵性の草原が広がり、Save 川以南と Zambezi 川水系下流域の沿岸部には多数の河川の下流平野が発達している。モザンビークの最高地点はジンバブエ国境の Binga 山 (2,436m)、次は Namuli 山 (2,419m) である。

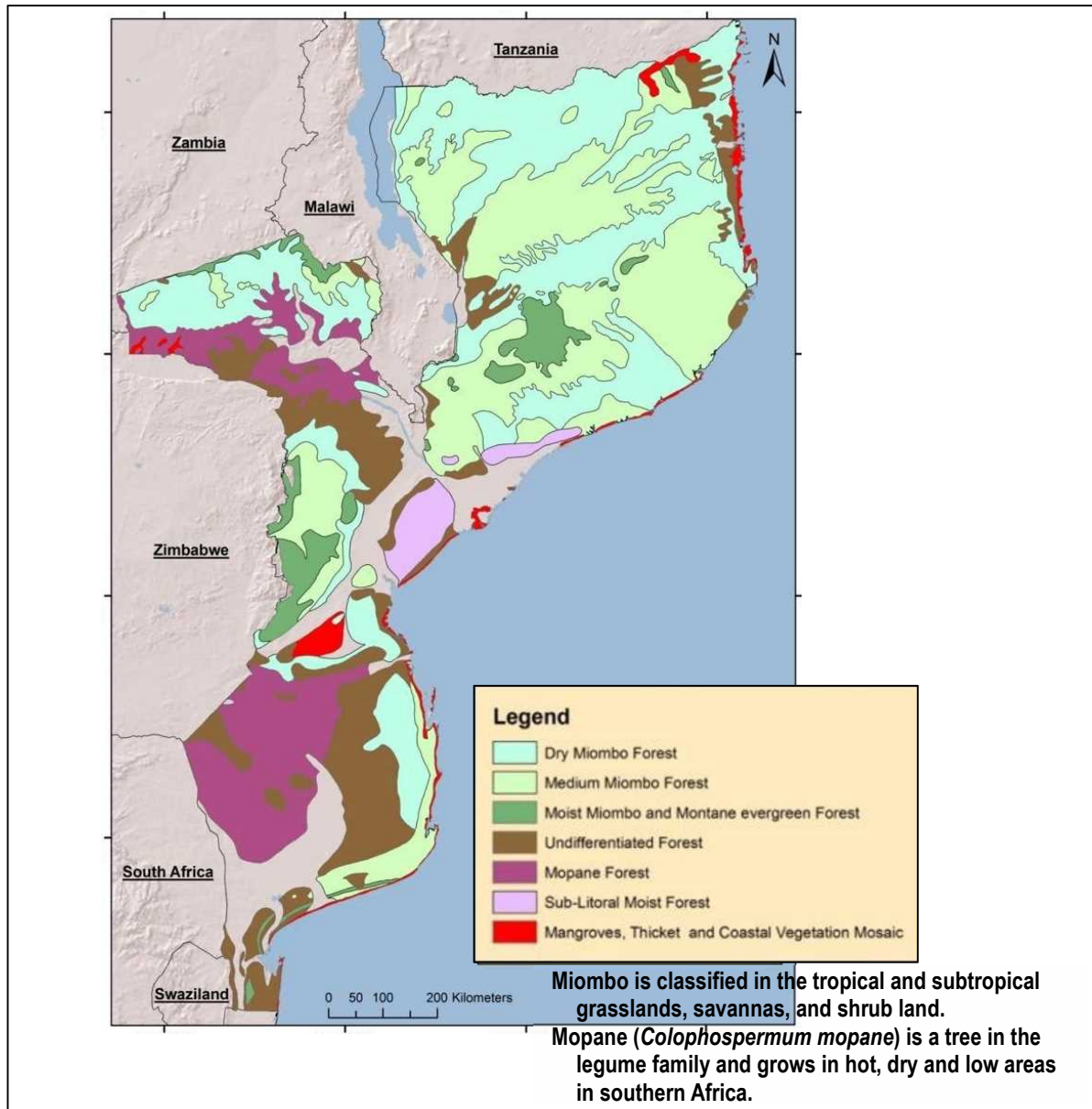


出典：JICA 調査団

図 10.2-2 モザンビークの地形

10.2.3 植生

モザンビークの植生分布を図 10.2.3 に示す。モザンビークの森林面積は 40.1 百万 ha で、国土の約 51%を覆っている。それ以外の樹木植生には灌木地帯や雑木林、耕作地との混合林があり、その面積は 14.71 百万 ha で国土の約 19%を覆っている。地域レベルでは、沿岸砂丘地帯や海岸沿いのマングローブ林、低地にはアカシア林が見られる。また河床はほとんどが不連続のアシの茂みである。Dambos（低湿地の植生）も丘陵地の底部に一般的に見られ、年間を通じて保水作用を有する緩衝帯としての役割を持っている。ただし、大部分の Dambos は稲作地帯へ転用され、雨期には耕作が行われている。

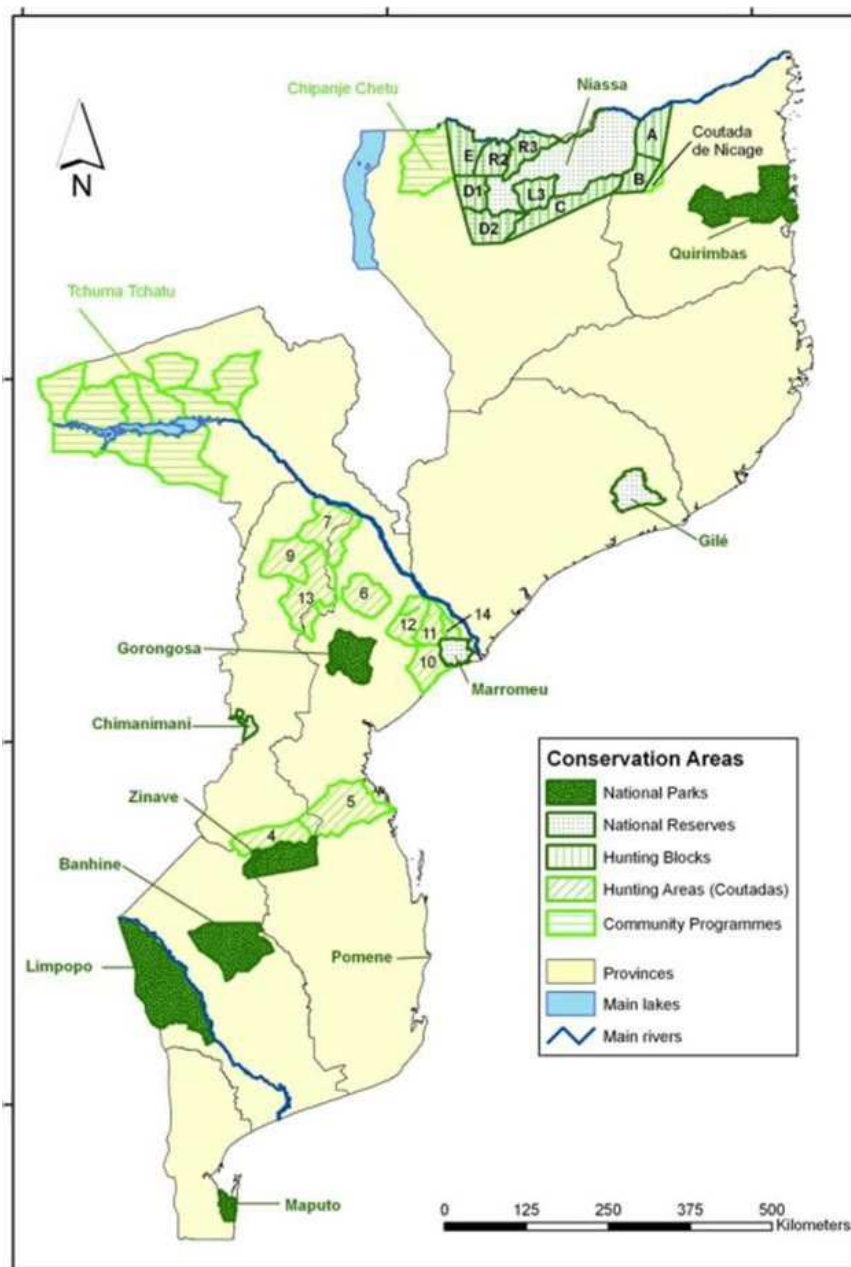


出典：Environmental and Social Management Framework for Mozambique Forest Investment Project, 2017 by World Bank

図 10.2-3 モザンビークの植生分布

10.2.4 保護区

国内法規で定められている保護地区は全部で 45 か所である。これは国土の約 16%に相当する面積である。Biodiversity Conservation Law (Law No. 16/2014) によると、保護地区は、1) 完全な保護地区（国立公園、国定保護地区、文化史跡的価値のある国定管理地域）と 2) 持続的利用のための保護地区（国定特別保護区、国定環境保全地区、狩猟区、国定特定種保護区、その他、コミュニティ、市、民間の管理による保護地区）に分類される。また、ラムサール条約登録湿地は 2 か所（Niassa Lake 地域および Marromeu 地域）である。図 10.2-4 にモザンビーク国の保護地区を示す。



出典：Environmental and Social Management Framework for Mozambique Conservation Areas for Biodiversity and Sustainable Development Project, 2014 by World Bank

図 10.2-4 モザンビーク国の保護区

10.2.5 動植物

モザンビークには約 5,500 の植物種 (内 250 種の植物が固有種) と 4,271 の動物種 (内 72%が昆虫、17%が鳥類、5%が哺乳類、4%が爬虫類、2%が両生類) が生息している。IUCN レッドリスト (Version 2015-4) によると、絶滅危惧種とされているのは 188 種で、その内 11 種 (鳥類 4 種、淡水魚 3 種、爬虫類 3 種、哺乳類 1 種 (黒サイ)) が CR 種 (絶滅危惧種の内、近い将来における絶滅の危険性が極めて高い種)、41 種の EN 種 (CR 種ほどではないが、絶滅の危険性が高い種)、136 種の VU 種 (絶滅の危険性が増大している種) が確認されている。

10.2.6 行政区分

モザンビークでは、地方の行政組織は、10 の州 (Province) と州と同格の 1 つの市とから構成される。州と市は更に 148 の郡 (District) に分割される (2016 年時点)。郡は更に Administrative Posts に分割され、その下に最小の地方行政単位である村落 (Localities) がある。州別の人口および人口密度を表 10.2-1 に示す。総人口は 26,423,623 人で、その内、都市人口は 8,468,799 (32%)、農村人口は 17,954,824 (68%) である。



出典：Instituto Nacional de Estatística – Moçambique
図 10.2-5 モザンビークの州

表 10.2-1 州別の人口および人口密度 (2016 年)

州	郡の数	人口		面積 (km ²)		人口密度 (人/km ²)
Maputo City	7	1,257,453	4.8%	300	0.04%	4,192
Maputo Province	8	1,782,380	6.7%	26,058	3.3%	68
Gaza	2	1,442,094	5.5%	75,709	9.5%	19
Inhambane	14	1,523,635	5.8%	68,615	8.6%	22
Sofala	13	2,099,152	7.9%	68,018	8.5%	31
Manica	10	2,001,896	7.6%	61,661	7.7%	32
Tete	13	2,618,913	9.9%	100,724	12.6%	26
Zambezia	17	4,922,651	18.6%	105,008	13.1%	47
Nampula	21	5,130,037	19.4%	81,606	10.2%	63
Cabo Delgado	17	1,923,264	7.3%	82,625	10.3%	23
Niassa	16	1,722,148	6.5%	129,056	16.1%	13
全体/平均	148	26,423,623	100%	799,380	100%	33

出典：Instituto Nacional de Estatística – Moçambique 他

(1) Maputo 市

インド洋に望む港町であり、Maputo 川が流れ、Maputo 湾に注いでいる。Maputo 市の経済はこの近代的な港湾を中心とする。公式の統計による総人口は約 125 万人であるが、実際にはスラムと非公式の居住地のためにそれ以上の住民がいると推定される。マプト港からの主な輸出品目は、石炭、木綿、砂糖、クロム、サイザル麻、コプラ、機械類である。セメント、陶器、家具、靴、ゴムの製造業社がある。また、モザール (Mozal) 社のアルミニウム精錬のプラントがある。市は Maputo 州に囲まれているが、独立した行政単位である。

(2) Maputo 州

面積は、各州の中で最小である。州都は首都 Maputo に隣接する Matola である。南に南アフリカ、南西にスワジランドと国境を接している。南部には Maputo 川が流れ、Maputo 湾に注いでいる。Maputo の南東の Maputo 湾は多くの礁や湖をもつ重要な保護地域である。その中に Maputo Elephant Game Reserve がある。

(3) Gaza 州

州内の大部分は Limpopo 川の平野部にある。州都はインド洋に面した Xai-Xai である。北西でジンバブエ、西で南アフリカと国境を接している。ジンバブエやボツワナにつながる Limpopo 鉄道はこの州内を通過している。Xai-Xai および Chokwe を含む幾つかの都市は 2000 年の洪水で大きな被害を受けた。

(4) Inhambane 州

Inhambane 州は海岸地帯に位置し、大部分が平坦地である。州都はインド洋に面した Inhambane である。沿岸部は湿度が高く、内陸部は乾燥している。海岸線には多くのマングローブ湿地が見られる。Nampula 州に次ぐ 2 番目のカシューナッツの産地で、他にココナッツやかんきつ類の産地でもある。多くのビーチがある Inhambane 湾地域は観光業が盛んで、ジュゴンの生息地でもある。

(5) Sofala 州

州の大部分は平坦で、山地は北西部に限り見られる。州都は、インド洋に面したモザンビーク第 3 の都市、Beira で、モザンビークの地方経済を支えてきたベイラ港を有している。Urema 川が形

成するラグーンには多くのカバが生息している。主な輸出品目は、鉱石、タバコ、食料品、綿、革製品、輸入品目は肥料、機器、繊維、液体燃料、小麦である。21世紀に入り、農産物の生産性が向上し、貧困削減に貢献している。

(6) Manica 州

モザンビーク西部の高原地帯に位置し、西側はジンバブエとの国境に囲まれている。州都は Chimoio である。モザンビークで最も高い Binga 山 (2436 m) がジンバブエとの国境付近にある。自給自足の農家が多く、主な作物はトウモロコシ、キャッサバ、ヤギ肉である。高い降水量と温和な気候は農業に適している。また、金や銅、卑金属に恵まれている。ジンバブエの首都 Harare とモザンビーク第二の主要港 Beira との中間にあたり、鉄道及び道路が横断している。ジンバブエの内紛により、多くの農場労働者が移住してきており、その数は 4,000~40,000 ともいわれ、論争を引き起こしている。

(7) Tete 州

モザンビークの内陸部に位置し、マラウイ、ザンビア、ジンバブエの 3 カ国に接している。周囲は山に囲まれており、中央を Zambezi 川が流れ、上流にはカオラ・バッサ (Cahora Bassa) ダムによるダム湖のカオラ・バッサ湖 (Cahora Bassa Lake) がある。州都は Tete で、空気は乾燥し、モザンビークで最も暑いと言われている。多様な気候と植生を有し、バオバブの木が目立つ。Tete 市近郊のモアティゼ (Moatize) 炭坑など石炭開発や関連インフラ整備への多額の投資が注目されている。

(8) Zambezia 州

州の大部分は Zambezi 川流域内にあり、南部および河口付近は平地である。内陸部は山岳地帯で、北部には Namuli 山 (2419m) がある。北西部はマラウイと接している。州都は Quelimane である。大部分の海岸線にはマングローブ湿地が形成され、内陸部には大きな森林地帯が見られる。広大な平野では農業が活発に行われている。主な生産物は米、トウモロコシ、キャッサバ、カシューナッツ、サトウキビ、かんきつ類、綿、お茶である。エビの養殖も行われている。また、幾つかの宝石の原石山もある。近年、雨期にはザンベジ川が繰り返し氾濫している。

(9) Nampula 州

内陸は山地で、沿岸部は平野である。州都 Nampula は人口 50 万人を超え、モザンビーク第 2 の都市として成長し、モザンビーク北部の経済の中心である。モザンビーク唯一の世界遺産であるモザンビーク島がある。この地域は Nampula コットンベルトとして知られた綿の一大産地である。加えて、カシューナッツ、タバコ、宝石類、鉱物の生産も盛んである。州内の綿およびタバコ農場は主に国営である。

(10) Cabo Delgado 州

州のほとんどが丘陵地で、北部はタンザニアと接している。海岸沿いには平野が広がっている。この地域は少数民族の Makonde 属の拠点であり、他に Macua 族、Mwani 族も居住している。州都は Pemba である。

(11) Niassa 州

内陸の丘陵地帯に位置し、北部はタンザニアと接し、海はないが、北西がアフリカで 3 番目に大きい Nyasa (Malawi) 湖に面している。州の西部には Nyasa 湖に沿う形で山脈が南北に延び、大地溝帯の一部「Nyasa Rift Valley」の東岸を成している。州都の Lichinga は 1300m の高原地帯にある。モザンビーク国内で最大の州面積を有し、州の 75%は未開の地であると共に地雷がない地域

である。モザンビークでは数少ない原生林が見られる。モザンビークには約 45,000 人のヤオ族 (Yao People) が住んでいるといわれているが、特にこの州の東部および北部に多く居住し、州都の Lichinga の人口の 40% を占めている。

10.2.7 言語・宗教・民族

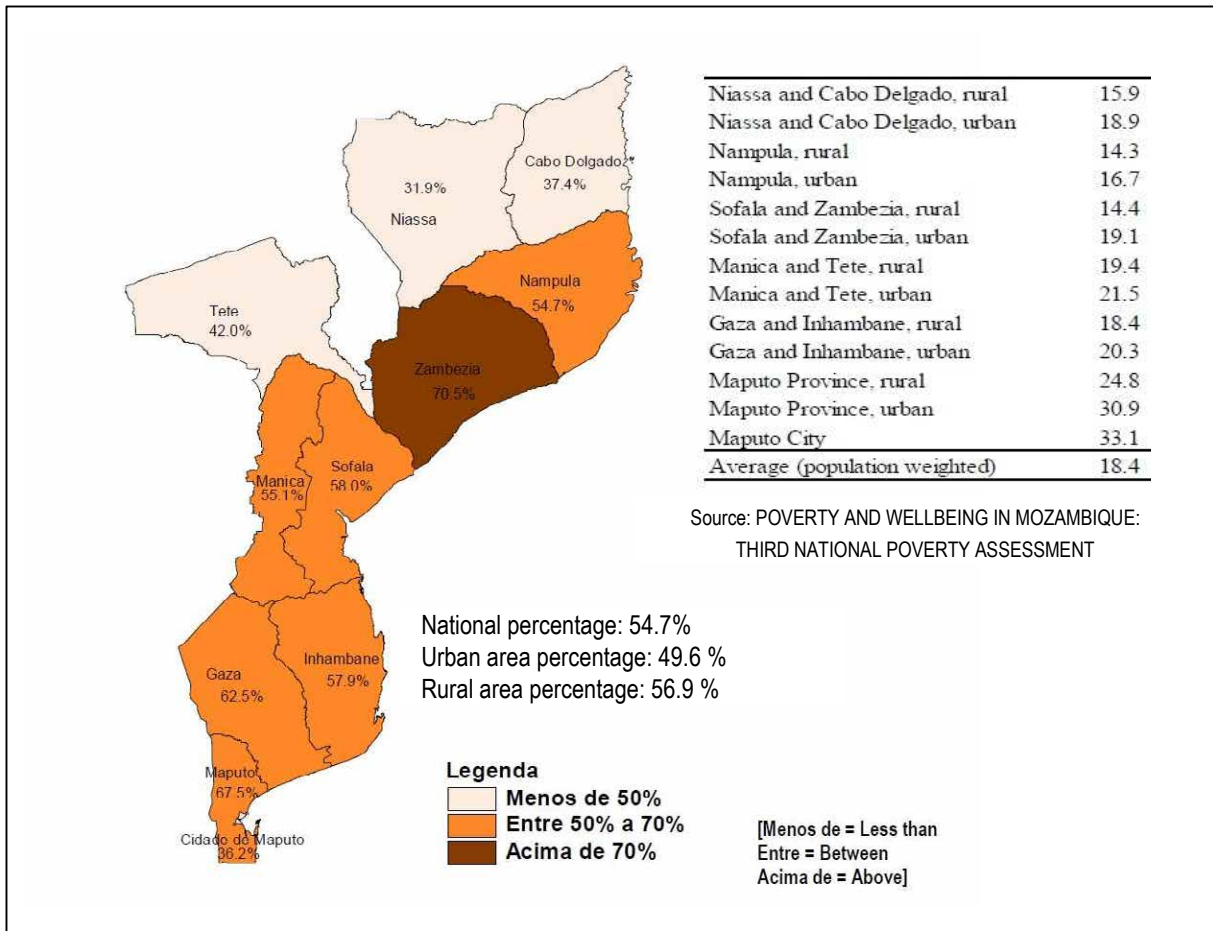
公用語はポルトガル語であり、公式の資料の大部分はポルトガル語で作成されている。その他の少数言語や北部ではスワヒリ語も用いられている。英語はホテルや空港などの限られた場所しか通じない。

南部を中心にキリスト教 (41%) が広く信仰されている。イスラム教 (18%) も北部を中心に信仰されている。その他、原始宗教も広く各地に存在している。

モザンビークにはマクア・ロムウェ族 (主として北部)、シャンガナ族 (主として南部) など 43 部族が生活している。

10.2.8 貧困状況

貧困率は北部の 3 州で低く、中部の州では比較的、高くなっている。全体的な傾向として貧困状況は改善傾向にあると考えられ、その傾向は農村部に強い。州別では、石炭鉱山が発見され海外からの資源投資が活発な Tete 州、観光業が栄えている Inhambane 州や Niassa 州といった農業以外に主産業を有する州で貧困率が大幅に改善されているが、農業を主産業とする Zambezia 州、Gaza 州は大きな改善がない。特に Zambezia 州は 2008 年に天候不順から農業セクターに打撃を与えたことも関係していると考えられる。

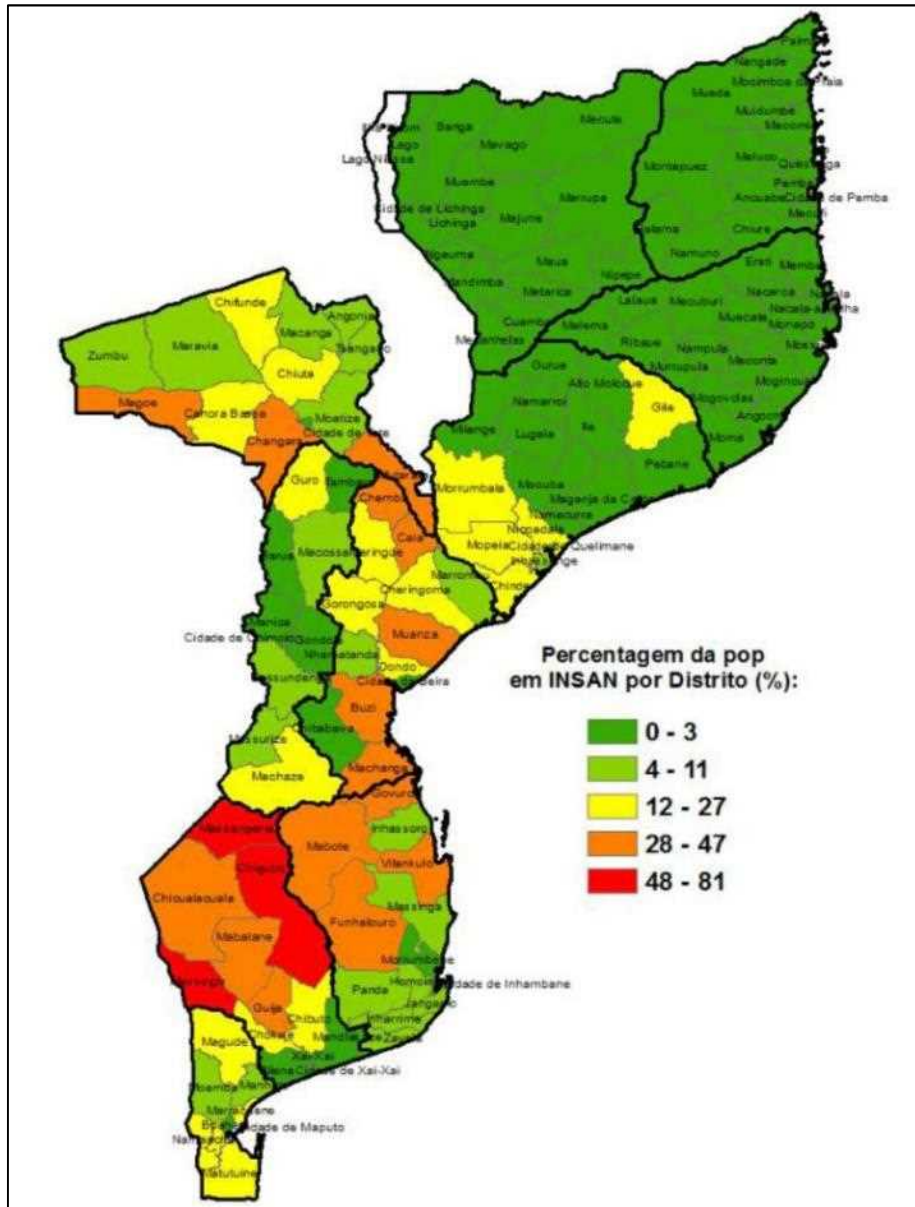


出典：Report on The Millennium Development Goals – Mozambique - 2010
 図 10.2-6 2009年の州別の貧困率

10.2.9 干ばつ

2015年10月から2016年1月にかけて降雨不足が、特にモザンビークの中央から南部の地域で記録された。2016年、モザンビークはここ30年間で最悪のエルニーニョに起因する干ばつに直面し、Maputo、Gaza、Inhambaneの南部の州および中部の州、特にTeteとSofalaでは、より深刻であった。

UNICEFが2016年3月に発表したTechnical Secretariat for Food Security and Nutrition's Reportによると、深刻な食糧不足および栄養状態の問題が発生し、特に南部のMaputo州、Gaza州およびInhambane州、中部のTete州、Manica州、Sofala州およびZambezia州は他の州と比較してより深刻な状況であった。これらの7州では1.5百万人が食糧不足および栄養危機に直面していた。また、191,000人の子供が12ヶ月の間、急性栄養不良（Severe Acute Malnutrition）であったとされ、5歳以下の全急性栄養不良率（Global Acute Malnutrition Rates）はSofala州で15.3%、Tete州で15.5%と推定された。



出典：Technical Secretariat for Food Security and Nutrition, March 2016

図 10.2-7 州別の食糧不足人口の割合

10.2.10 燃料燃焼による CO₂ 排出量

モザンビークの CO₂ 排出量は非常に少ない。Cahora Bassa 水力発電所が主要な電源であることから電力セクターからの CO₂ 排出量も非常に少ない。また、1 人当たりの CO₂ 排出量も少なく、世界平均の 1/50、アフリカ諸国平均の 1/7 である。

表 10.2-2 燃料燃焼による CO₂ 排出量

項目	単位	モザンビーク		アフリカ諸国		全世界	
Total CO ₂ emissions from fuel combustion in 2014	million tonnes of CO ₂	3.9		1,105.3		32,381.0	
Electricity and heat production sector	million tonnes of CO ₂	0.7	18%	468.7	42%	13,625.0	42%
Other energy sector	million tonnes of CO ₂	0.0	0%	89.3	8%	1,683.1	5%
Manufacturing industries and construction sector	million tonnes of CO ₂	0.6	16%	139.8	13%	6,230.1	19%
Transport sector	million tonnes of CO ₂	2.2	58%	286.3	26%	7,547.3	23%
Other sectors	million tonnes of CO ₂	0.3	8%	121.3	11%	3,295.5	10%
CO ₂ emissions / GDP in 2014 using exchange rates	kilogrammes CO ₂ / US dollar using 2010 prices	0.29		0.50 (Average)		0.44 (Average)	
CO ₂ emissions / population in 2014	tonnes CO ₂ / capita	0.14		0.96 (Average)		4.47 (Average)	

出典：CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights (2016 edition) by INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

10.3 戦略的環境アセスメント (SEA)

10.3.1 SEA の背景と意義

個々の事業・プロジェクトレベルでの環境影響に対しては、環境影響評価 (EIA) が、既に多くの国で法規制や制度化され、事業・プロジェクトの実施に関する決定・認可の判定手段として、認知され成果をあげてきている。しかしながら、EIA は個別の事業・プロジェクトの諸元が決定されているため、環境影響上重大な負の影響が想定される場合には、既存の計画内での代替案、各種緩和策の検討あるいは事業の中止などのいわば「戦術的」(Tactic) レベルでの狭い選択肢しかなく、これが事業・プロジェクトレベルの EIA の問題点として指摘されてきた。

このため、計画のより早い段階あるいは上位レベルあるいはより早期の段階で、概略的であっても包括的に環境影響を予測・評価し、必要な場合は計画見直しや別の代替案の検討ができるような方策が望まれていた。

戦略的環境アセスメント (SEA) は、大きくこのような背景から生まれて来たものである。SEA は、特に国、地域あるいはセクターレベルでの政策、計画、プログラムなどに対して、「戦略的」(Strategic) レベルで想定される環境影響を予測評価し、必要な代替案あるいは上位レベルでの計画等の見直しなどを図る方法である。この意味で、SEA は環境社会配慮を政策、計画、あるいはプログラム段階に取り込んだ影響評価システムといえる。

10.3.2 SEA の定義

SEA の定義として、国際的に定まったものはない。OECD-DAC (2006) によれば、以下の説明が使われている。世界銀行でも、また各種レポートにおいても同様な説明が行われている。

- SEA は、戦略的な意思決定に対する分析的かつ参加型のアプローチの組み合わせで、環境配慮を政策、計画、プログラム (PPP) に統合し、かつ経済的、社会的配慮も評価することを目的とするもの。

JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010.4) では、以下のように定義あるいは記述がなされている。

- 「戦略的環境アセスメント」とは、事業段階の環境アセスメントに対して、その上位段階の意思

決定における環境アセスメントのことをいう。事業の前の計画段階やさらにその前の政策段階で行われるものがある。

- ・ JICA は、マスタープラン等においては、戦略的環境アセスメントを適用する。早期段階からモニタリング段階まで、環境社会配慮が確実に実施されるよう相手国等に働きかける。しかし、SEA の内容や実施方法について、より詳細な記述や規定は、作成されていない。
- ・ セクターや地域の協力プログラム形成にあたっては、戦略的環境アセスメントを適用し、重大な環境・社会影響の回避と最小化に努める。
- ・ 事業段階より上位の調査（マスタープラン調査）を含む場合には、戦略的環境アセスメントを適用する。

本調査では SEA を計画レベルにおける環境社会配慮あるいは環境アセスメント、と定義づけることとする。

10.3.3 行政レベルやプロジェクト上位レベルでの SEA の役割

環境影響評価（EIA）が個別特定の事業・プロジェクトに対応するものであるのに対して、SEA の目的や内容は、その対象が国家レベル、地域レベル、セクターレベルあるいはサブ・セクターレベルの政策、計画、プログラムに対応したものである。表 10.3-1 に SEA および EIA と対象のレベルとの関係を示す。

表 10.3-1 SEA・EIA と対象範囲、政策、計画、プログラム等との関係

開発計画		SEA/EIA/ 初期環境調査 (Initial Environmental Examination : IEE)	環境社会配慮の例（電力セクターを想定）
対象範囲等	政策、戦略、計画、プログラム、プロジェクト	SEA	憲法、環境保護法、国家電力推進政策、国家環境活動計画等
国家レベル	国家政策・戦略・計画等	SEA	環境保全・管理政策、計画、プログラム等、環境保護条例
地域レベル	地域（複数の県、市などにまたがる）な開発に係る政策、マスタープラン等	SEA・EE	電力セクターでの政策、計画、プログラムの環境社会配慮面からの評価、環境保護規則
特定セクターレベル	全国電力マスタープラン等	SEA・IEE・EIA	電力分野の複数の開発計画・プロジェクトについて、環境社会配慮面からの評価（複数の立地場所、ルート、事業内容等）、環境影響評価規則
複数の計画、プロジェクト	事業計画、プロジェクトの代替案検討	IEE・EIA	特定電力開発のプロジェクトの環境影響評価、環境影響評価規則
特定のプロジェクトの実施	特定のプロジェクトの実施		

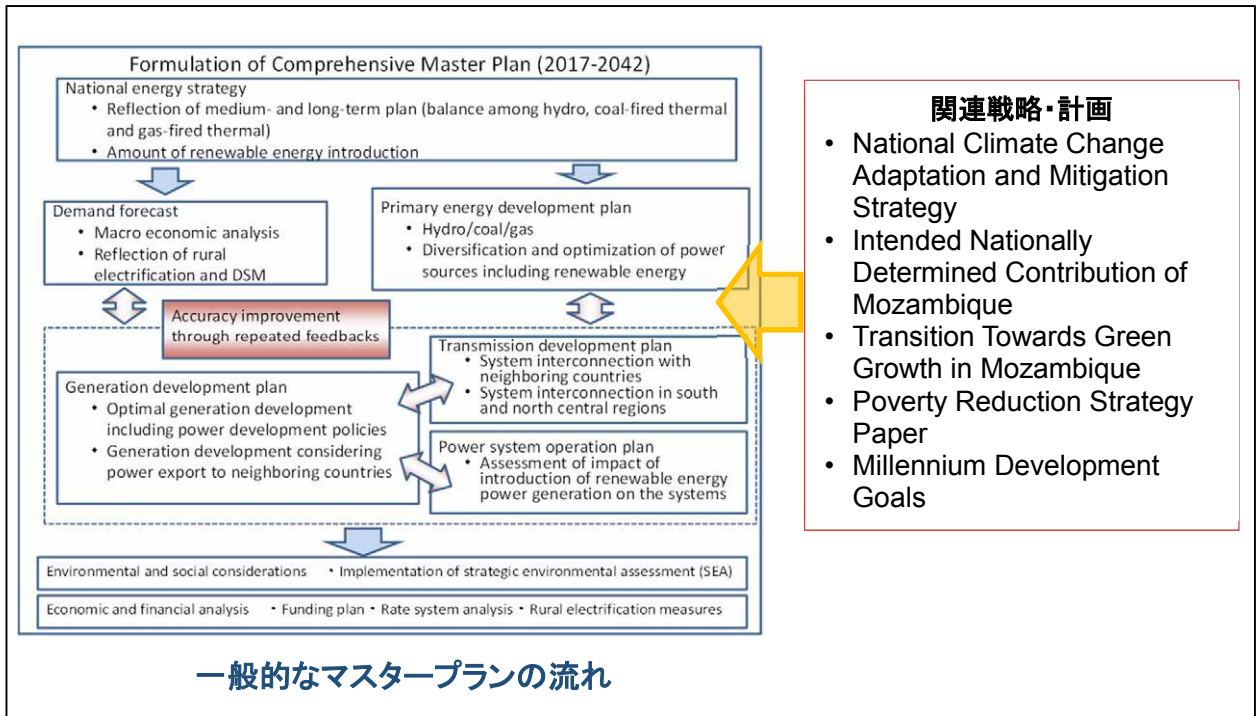
出典：JICA 調査団

10.3.4 関連する戦略・計画

SEA ではより広範囲および電力セクター以外の視点からの評価も必要なる。本調査の SEA では以下の国家政策や計画に記載された電力セクターに係る記述も参照してマスタープランの評価および検討を行う。

1. National Climate Change Adaptation and Mitigation Strategy 2012
 - ✓ 再生可能エネルギー利用した地方電化の促進
 - ✓ エネルギー効率化
2. Intended Nationally Determined Contribution of Mozambique to the United Nations Framework Convention on Climate Change 2015
 - ✓ 再生可能エネルギーへのアクセスの増加
 - ✓ 天然資源の効率的使用およびクリーンテクノロジーの促進
3. Transition Towards Green Growth in Mozambique Policy Review and Recommendations for Action 2015 by African Development Bank
 - ✓ 再生可能エネルギーの促進および投資の拡大
 - ✓ エネルギー効率化に係る課題の創出
 - ✓ 水力発電資源の総括的な開発
4. Poverty Reduction Strategy Paper 2011-2014 by International Monetary Fund
 - ✓ 再生可能エネルギーおよび新規エネルギー源の増加
 - ✓ 電気へのアクセスの拡張
5. Report on the Millennium Development Goals 2010 by Ministry of Planning and Development, and UNDP
 - ✓ 地方地域への電力供給の促進

これら 5 つの戦略・計画文書の中では共通するキーワードとして、1. 温暖化対策としての再生可能エネルギーおよびエネルギーの効率化、2. 貧困削減のための地方電化が記載されている。本マスタープランを評価および検討する際には、この 2 つのキーワードを特に重視する。



出典：JICA 調査団

図 10.3-1 マスタープランと関連戦略・計画

10.4 電源開発計画・送電開発計画に関する SEA/IEE

10.4.1 環境社会配慮面からの代替案比較

本マスタープラン調査における代替案は、次の2点が検討対象になり得る。

1. 電源開発シナリオの比較
2. ゼロオプション・シナリオ

本調査における上記の代替案比較についての考え方を以下に示す。

1. 電源開発シナリオの比較

環境社会配慮面からの代替案比較においては、以下の3つの電源開発のシナリオを想定した。それぞれのシナリオ下で想定されているサブプロジェクトは、第5章に示されている。各シナリオの比較結果は「10.4.2 電源開発計画シナリオの評価」に示す。

表 10.4-1 電源開発シナリオの概要

開発シナリオ	ケース		
	系統連系年	国内供給／電力輸出	太陽光・風力発電
ベースシナリオ	2024	国内供給優先	国内ピーク需要の10%
オプション1： 電力輸出シナリオ1	2024	電力輸出： 国内ピーク需要の20%	国内ピーク需要の10%
オプション2： 太陽光・風力発電促進シナリオ	2024	国内供給優先	国内ピーク需要の20%

出典：JICA 調査団

2. ゼロオプション・シナリオ

ゼロオプション・シナリオは、電力開発マスタープランを策定しないケースである。ゼロオプション・シナリオの場合であっても、増加する需要に対応するために一定の電源開発は行われると想定される。マスタープランがない場合、電源開発が計画的に実施されないことから、増加する電力需要に十分に対応できず、また、頻繁な停電や電気料金の高騰等、国民生活や経済活動に深刻な悪影響をもたらす可能性が高い。その結果、電化による地域経済の活性化や貧困削減の効果はより低いものとなる。マスタープランを策定して電源開発を計画的に実施していく場合と、無計画に電源開発が実施される場合とでは、前者の方が各計画が明らかにされるという点で、計画が具体化される前に、深刻な影響を回避するための回避・緩和策を検討しやすくなり、累積的影響も回避できる。また、発電事業が効率的に実施されることから、温室効果ガスの発生量も削減されることが期待されると共に国全体で制御することが可能となる。したがって、電源開発が計画的に実施される方が、結果として環境社会面の影響が少なくなるケースが多いと考えられる。以上の検討の結果、本環境社会配慮調査では、ゼロオプション・シナリオに特化した代替案の検討は行わない。

10.4.2 電源開発計画シナリオの評価

電源開発計画シナリオの環境社会配慮に係る評価項目、選定理由、評価指標を表 10.4-2 に示す。なお、この段階の評価においては、立地選定は含まない。

表 10.4-2 評価項目、選定理由および評価指標

評価項目	選定理由	評価指標
CO2 総排出量	発電事業に伴う CO2 の排出による地球温暖化への影響が想定される。	- 発電所からの CO2 排出
貧困削減・地域的経済効果	電化の促進や電源開発により、地域経済の発展および貧困削減が期待できる。	- 経済指標 - 貧困率 - 失業率
生態系	建設工事および発電所の存在や稼働により陸上生態系、水系生態系、土壌生態系への影響が想定される。	- 保護区の状態 - 野生動物の生息地の減少 - 希少種の喪失
大気汚染	建設工事および発電所及び鉱山の稼働により、大気汚染物質の排出が発生する。	- 発電所および鉱山からの大気汚染物質（硫黄酸化物、窒素酸化物、浮遊物質）の発生量 - 発電所および鉱山周辺の大気質
水資源	建設工事および発電所及び鉱山の稼働により、水資源、水利用への影響が想定される。	- 水力ダム上下流の主要河川の流量の変化 - 発電施設および鉱山周辺における水質汚濁レベル

出典：JICA 調査団

マスタープランの中で検討された 3 つの電源開発シナリオについての比較検討結果を表 10.4-3 に示す。

表 10.4-3 電源開発シナリオの比較検討結果

評価 非常に良い・望ましい：◎ 良い・望ましい：○ 中程度：△ 悪い・不適：×

評価項目	ベースシナリオ	オプション1： 電力輸出シナリオ1	オプション2： 太陽光・風力発電促進 シナリオ
CO2 総排出量 (「10.4.3 各開発シナ リオの CO2 発生量」 参照)	○ 2024年：2,620,220 2030年：3,106,397 2035年：4,012,038 2040年：6,370,429 (単位：kilo-Ton/Year)	△ 2024年：3,020,480 2030年：3,620,554 2035年：5,346,164 2040年：8,815,845 (単位：kilo-Ton/Year)	◎ 2024年：2,604,324 2030年：3,056,600 2035年：3,177,356 2040年：6,101,711 (単位：kilo-Ton/Year)
貧困削減・ 地域的な経済効果	○ 電化が進むことにより 地域経済が活性化さ れ、貧困状態が改善さ れる。 主に火力発電所で作業 員としての雇用が創出 される。	◎ 電化が進むことにより 地域経済が活性化さ れ、貧困状態が改善さ れる。 ベースシナリオおよび オプション2に比べ火 力発電所が増えるた め、より多くの作業員 としての雇用が創出さ れる。 石炭や天然ガスなどの 地域資源の利用も地域 経済を発展させると共 に雇用を創出する。 発電および送電事業の 経営が輸出分の収入に より安定するため、ベ ースシナリオおよびオ プション2よりも、電 気料金が安くなると想 定される。	○ 電化が進むことにより 地域経済が活性化さ れ、貧困状態が改善さ れる。 主に火力発電所で作業 員としての雇用が創出 される。 一般的に自然エネルギ ーは発電コストが高い ため、ベースシナリオ およびオプション1よ りも電気料金が高くな ると想定される。
生態系	△ 水力発電の導入量が多 いため水力発電施設の 新設が必要になる。そ のため、河川生態系へ の影響が懸念される。 火力、太陽光、風力につ いては、立地場所を検 討することにより、影 響は緩和できる。	△ 水力発電の導入量が多 いため水力発電施設の 新設が必要になる。そ のため、河川生態系へ の影響が懸念される。 火力、太陽光、風力につ いては、立地場所を検 討することにより、影 響は緩和できる。	△ 水力発電の導入量が多 いため水力発電施設の 新設が必要になる。そ のため、河川生態系へ の影響が懸念される。 火力、太陽光、風力につ いては、立地場所を検 討することにより、影 響は緩和できる。

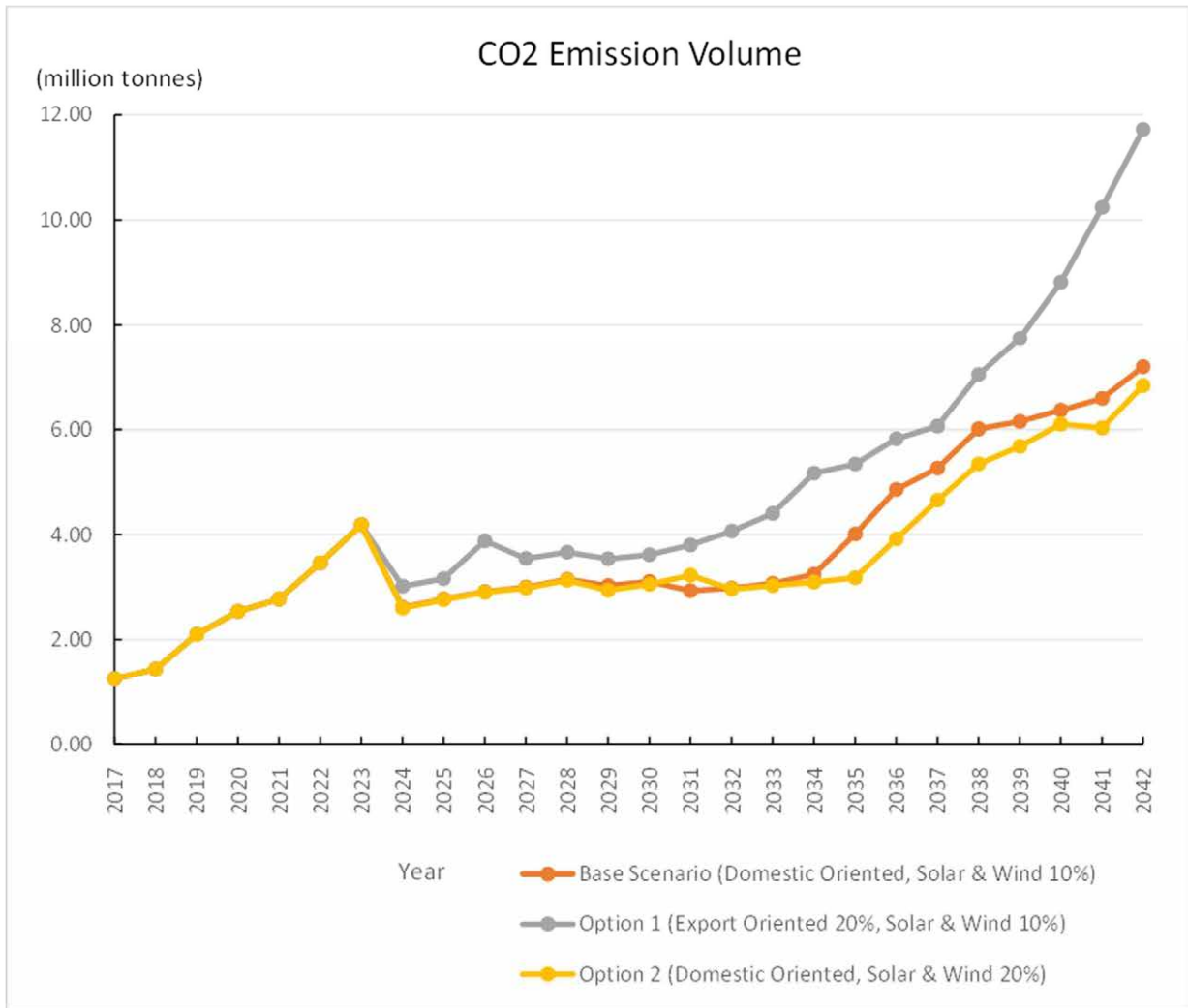
大気汚染	○ 天然ガスおよび石炭火力発電所から大気汚染物質が発生するが、立地場所の検討および適切な排出ガス処理を行えば、大気汚染の影響は緩和できる。	△ ベースシナリオおよびオプション2に比べ火力による発電量が増えるため、大気汚染物質の発生量が増える。	○ 天然ガスおよび石炭火力発電所から大気汚染物質が発生するが、立地場所の検討および適切な排出ガス処理を行えば、大気汚染の影響は緩和できる。
水資源	△ 水力発電の導入量が多いため水力発電施設の新設が必要になる。そのため、水資源および水利用への影響が懸念される。	△ 水力発電の導入量が多いため水力発電施設の新設が必要になる。そのため、水資源および水利用への影響が懸念される。	△ 水力発電の導入量が多いため水力発電施設の新設が必要になる。そのため、水資源および水利用への影響が懸念される。

出典：JICA 調査団

EDM を始めとするモザンビーク側の関連機関との度重なる協議を経て、本マスタープランではオプション1が最適電源開発シナリオとして採択された。

10.4.3 各開発シナリオのCO2発生量

各開発シナリオにおけるCO2発生量の推移を図10.4-1示す。2023年までは、コンバインドサイクルガスタービン（CCGT）や石炭火力および、北中部系統へのエンジン型発電機の導入を想定しているため、CO2発生量は増加する。一方で2024年以降は、大規模水力発電の導入に伴い、CO2発生量は一旦、減少し、その後は再び増加する。オプション1のCO2発生量はベースシナリオと比べると2024年で115%、2030年で117%、2035年で133%、2040年で138%になると試算された。また、オプション2のCO2発生量はベースシナリオと比べると2024年で99%、2030年で98%、2035年で79%、2040年で96%になると試算された。モザンビークでは将来的にも水力発電が主力なので、再生可能エネルギーの割合を高めることによる大幅なCO2削減効果はないと想定される。

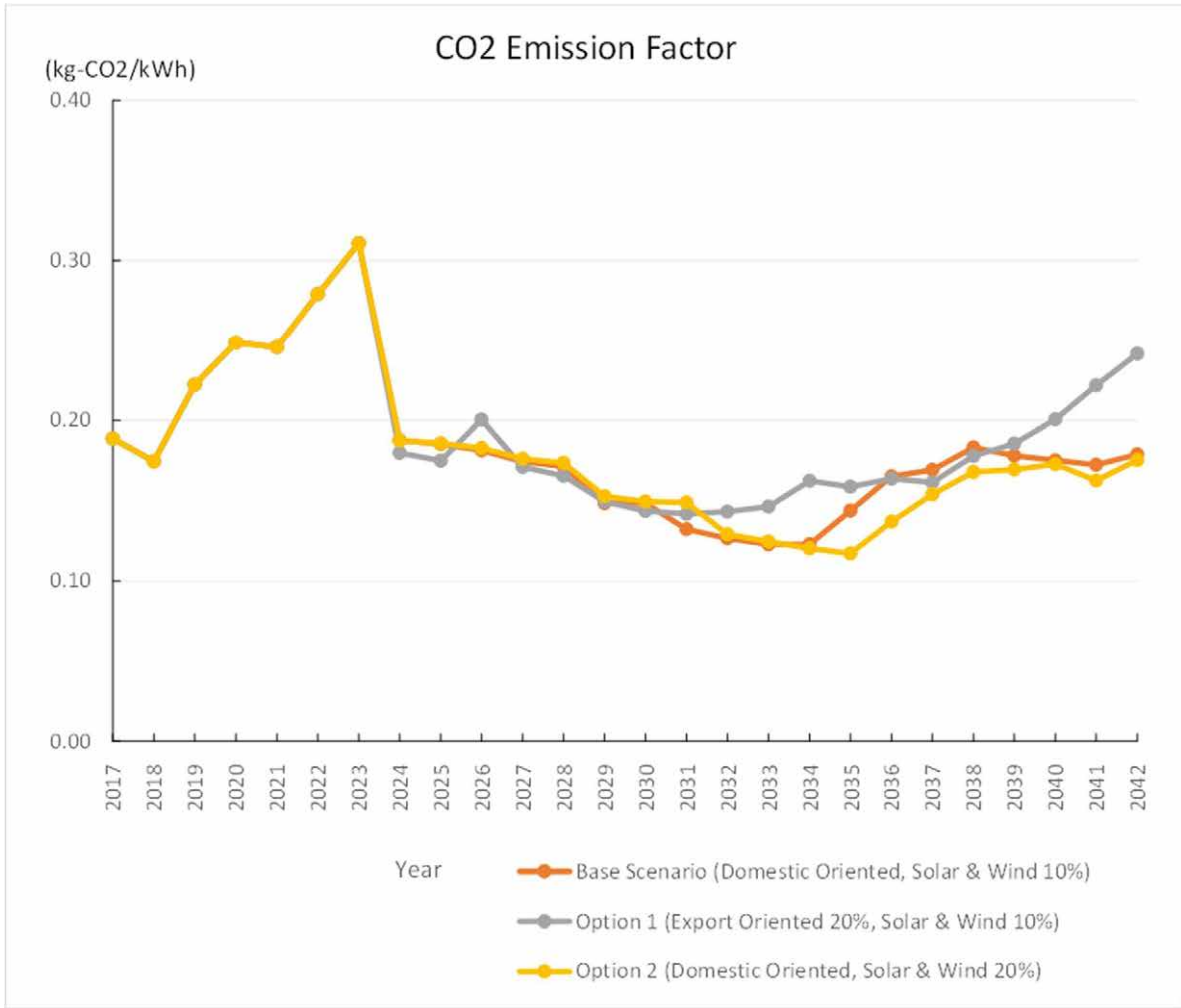


出典：JICA 調査団

図 10.4-1 開発シナリオ別の CO2 発生量の推移

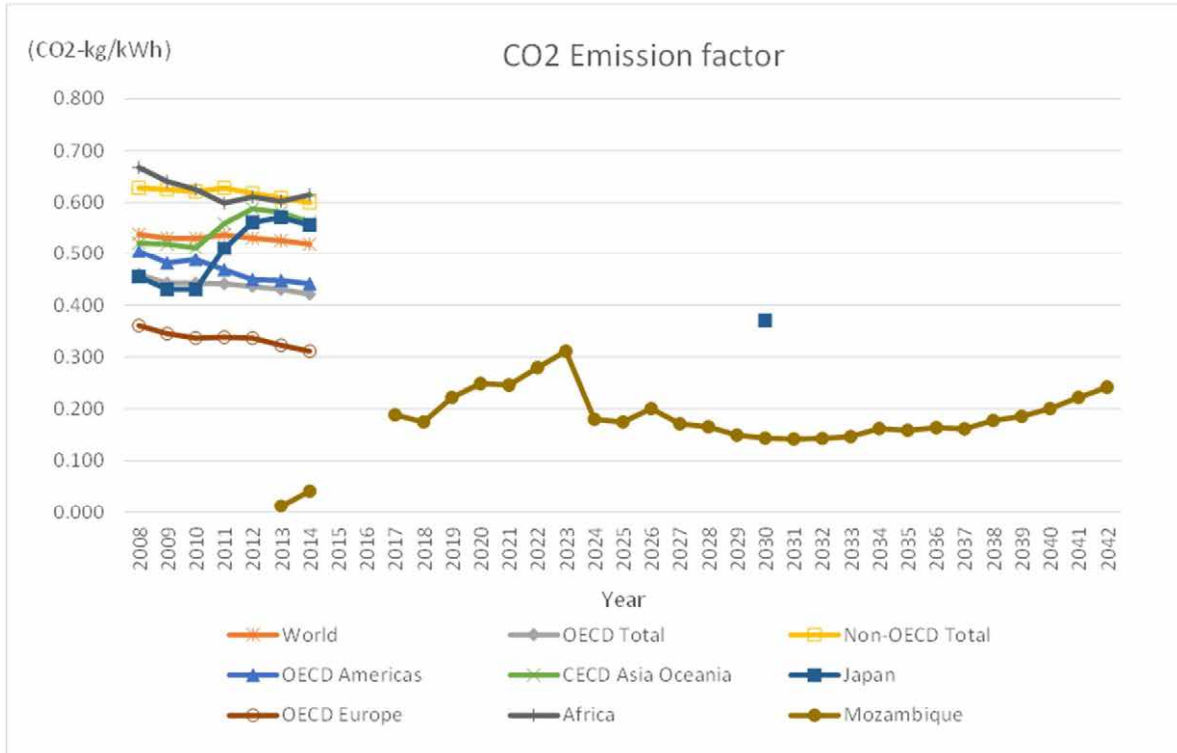
各開発シナリオにおける平均 CO2 排出原単位を図 10.4-2 示す。平均 CO2 排出原単位とは、年間で発生した CO2 総量を年間発生電力量で除した値である。2023 年までは、CCGT や石炭火力および、北中部系統へのエンジン型発電機の導入を想定しているため、平均 CO2 排出原単位が増加する傾向にある。一方で 2024 年以降は、大規模水力発電の導入に伴い、平均 CO2 排出原単位は 2017 年とほぼ変わらない結果となった。

図 10.4-3 に主要地域の発電に係る CO2 排出原単位およびモザンビークのオプション 1 の CO2 排出原単位の試算値を示す。日本の 2014 年時の CO2 排出原単位は 0.554 kg-CO2/kWh であり、2030 年に 0.37 kg-CO2/kWh 程度まで削減することを目指している。一方で、モザンビークでは最も排出原単位が高いオプション 1 でも、2030 年で 0.14 kg-CO2/kWh、2042 年で 0.24 kg-CO2/kWh と試算され、原単位の低い状況が今後も続くと考えられる。



出典：JICA 調査団

図 10.4-2 開発シナリオ別の平均 CO₂ 排出原単位の推移



出典：CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2016 edition) by INTERNATIONAL ENERGY AGENCY および JICA 調査団

図 10.4-3 主要地域およびモザンビークの発電に係る CO₂ 排出量原単位

10.4.4 個別整備計画に関する初期環境調査 (IEE)

(1) チェックリスト

マスタープランレベルおよび計画に係る環境社会配慮は、必要な認可・説明プロセス、ベースラインデータ、予測・評価、緩和策、モニタリング、工事中の対策等が JICA 環境チェックリストの確認対象項目として、示されている。電力セクター事業における JICA 環境チェックリストを表 10.4-4 に示す。

表 10.4-4 電力セクターに係る JICA 環境チェックリスト

	開発計画	火力発電	水力発電・ダム・貯水池	地熱発電	その他発電	送変電・配電
分類	環境項目					
1 許認可・説明	(1)EIA および環境許認可	○	○	○	○	○
	(2)現地ステークホルダーへの説明	○	○	○	○	○
	(3)代替案の検討	○	○	○	○	○
2 汚染対策	(1)大気質	○		○	○	
	(2)水質	○	○	○	○	○
	(3)廃棄物	○	○	○	○	
	(4)土壌汚染				○	
	(5)騒音・振動	○		○	○	
	(6)地盤沈下	○		○	○	
	(7)悪臭	○		○	○	
	(8)底質					
3 自然環境	(1)保護区	○	○	○	○	○
	(2)生態系	○	○	○	○	○
	(3)水象		○		○	
	(4)地形・地質		○	○	○	○
	(5)跡地管理					
4 社会環境	(1)住民移転	○	○	○	○	○
	(2)生活・生計	○	○	○	○	○
	(3)文化遺産	○	○	○	○	○
	(4)景観	○	○	○	○	○
	(5)少数民族、先住民	○	○	○	○	○
	(6)労働環境	○	○	○	○	○
5 その他	(1)工事中的影響	○	○	○	○	○
	(2)事故防止対策	○	○	○		
	(3)モニタリング	○	○	○	○	○

注1) 表中『当該国の基準』については、国際的に認められた基準と比較して著しい乖離がある場合には、必要に応じ対応策を検討する。

当該国において現在規制が確立されていない項目については、当該国以外（日本における経験も含めて）の適切な基準との比較により検討を行う。

注2) 環境チェックリストはあくまでも標準的な環境チェック項目を示したものであり、事業および地域の特性によっては、項目の削除または追加を行う必要がある。

出典：JICA 調査団

(2) 予備的な環境スコーピング

本マスタープランの中で提案されている典型的な各サブプロジェクトを対象に、環境社会配慮調査の実施が必要か否かの判断および重要と思われる評価項目の確認するために、予備的な環境スコーピングを行った。本マスタープラン段階では、一部の優先プロジェクトを除き、各サブプロジェクトの候補サイトや事業内容は特定されないため、ここでは一般的に発生する可能性が高い影響を想定した。また、サブプロジェクトごとに影響の程度に差があると想定される場合には、安全サイドに立って、より深刻な影響が生じると想定されるサブプロジェクトを念頭に置いてスコーピングを行った。予備的なスコーピング結果を表 10.4-5 に示す。

表 10.4-5 予備的環境スコアリングの結果

分類	開発計画 影響項目	水力発電		ガス火力発電		石炭火力発電		太陽光発電		風力発電		送電線		配電	
		工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時	工事前 工事中	供用時
汚染対策	大気汚染	B-	D	B-	A~B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D
	水質汚濁	B-	B-	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D
	廃棄物	B-	B-	B-	A~B-	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	B
	土壌汚染	D	D	D	C~D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	騒音・振動	B-	D	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	B
	地盤沈下	D	C~D	D	C~D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	悪臭	D	D	D	C~D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	底質	D	B-	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	保護区	B~C	B~C	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	C~D	D
	生態系	A-	A-	C~D	C~D	C~D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	水象	A-	A-	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	地形、地質	A-	D	D	C~D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	自然環境	住民移転	A-	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	B~C	D	D
貧困層		B-	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	D	D
少数民族・先住民		B-	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	C~D	D	D	D
雇用や生計手段等の地域経済		B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	B±	D	B±
土地利用や地域資源利用		B-	B-	B-	B+	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	D	D
水利用		B-	B-	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
既存の社会インフラや社会サービス		B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	D	D
社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織		B-	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
被害と便益の偏在		B-	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
地域内の利害対立		D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
文化遺産		B-	D	D	D	D	D	D	C~D	D	C~D	D	D	D	D
景観		A-	A-	D	D	D	D	B-	D	B-	D	D	B-	D	D
ジェンダー		D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
その他	子どもの権利	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
	HIV/AIDS等の感染症	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	D	D
	労働環境（労働安全を含む）	B-	B-	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	B-
	事故	B-	B-	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	B-
	越境の影響、及び気候変動	B-	D	B-	B-	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D	B-	D

A+/: 重大な正/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
 C+/: 影響が不明であり、今後の調査が必要
 D: 影響は皆無、あるいは軽微であり、今後の調査は不要

*本スコアリング案の影響項目は JICA 環境社会配慮ガイドライン等を参考に選定した。

スコアリング表で示した影響項目ごとに、モザンビーク国の環境社会状況を踏まえた想定される影響を以下に記載する。

大気汚染：

【水力・太陽光・風力・送電・配電】建設工事中の重機・車両の使用によって、排気ガスに由来する大気汚染が生じるが、その範囲および期間は限定的であると想定される。

【ガス火力・石炭火力】建設工事中の重機・車両の使用によって、排気ガスに由来する大気汚染が生じるが、その範囲および期間は限定的であると想定される。供用時には、化石燃料の燃焼によって硫黄酸化物や窒素酸化物、浮遊物質などの大気汚染物質が継続的に発生する。

水質汚濁：

【水力】建設工事に伴う濁水の河川への流出、湛水によるダム湖内の水質悪化等の可能性がある。これらの影響の程度は、個別プロジェクトの計画や立地次第であり、現段階では不明である。供用時には、ダム湖の富栄養化や深層では貧酸素状態が発生する可能性がある。

【ガス火力・石炭火力】操業中に放出される冷却水の温度によっては、水質への影響が生じる可能性がある。また、冷却水パイプ内部への貝類等の生物の付着を防止するために薬剤を使用する場合には、その薬剤による汚染が生じる可能性がある。これらの影響の程度は、個別プロジェクトの計画や立地次第であり、現段階では不明である。

【太陽光・風力・送電・配電】建設工事に伴う濁水の河川への流出し、周辺河川、湖沼の水質汚濁を招く可能性がある。これらの影響の程度は、個別プロジェクトの計画や立地次第であり、現段階では不明である。

廃棄物：

【水力】発電施設やダムの建設に伴って、残土や建設廃棄物が生じる。また、水力発電所の操業や維持管理に伴って、ダム湖に流れ込んだ流木やごみを含む廃棄物が発生する。

【ガス火力・風力・送電】発電施設、送電線・準送電線の建設に伴って、残土や建設廃棄物が生じる。

【石炭火力】発電施設の建設に伴って、残土や建設廃棄物が生じる。操業中に石炭灰やフライアッシュ等の廃棄物が継続的に発生する。石炭灰やフライアッシュは、強アルカリ性を示し、燃料となる石炭の品質によっては重金属を含む可能性もある。

【太陽光・配電】発電施設や変電所の建設に伴って、残土や建設廃棄物が生じる。老朽化したバッテリーや変圧器の交換によって、硫酸やポリ塩化ビフェニル（PCB）を含む排水が発生する可能性がある。

土壌汚染：

【水力・ガス火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる土壌汚染は発生しないと想定される。

【石炭火力】発電施設の建設に伴って、残土や建設廃棄物が生じる。操業中に石炭灰やフライアッシュ等の廃棄物が継続的に発生する。石炭灰やフライアッシュは、強アルカリ性を示し、燃料となる石炭の品質によっては重金属を含む可能性もあることから、適正に処理しなければ土壌汚染を引き起こす可能性がある。

騒音・振動：

【水力・太陽光・送電】建設工事に伴って、一定の騒音・振動が発生する。建設予定地の近傍に

集落がある場合には、地域住民に対して一時的な影響が生じる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・風力・配電】建設工事に伴って、一定の騒音・振動が発生する。建設予定地の近傍に集落がある場合には、地域住民に対して一時的な影響が生じる可能性がある。火力発電所の操業に伴って、一定レベルの騒音が発生する。風力発電所の操業に伴って、低周波音が発生する。また、変電所においても変圧器の周辺十数メートルの範囲で低周波音が生じる。こうした騒音が近隣集落に影響を及ぼすかどうかは、個別プロジェクトの施設レイアウト次第であるため、現段階では不明である。

地盤沈下：

【水力】ダム建設地点の地盤の強度によっては、一定の地盤沈下が起こる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力】火力発電所の冷却水を地下水から取水する場合には、地盤沈下が生じる可能性は否定できない。その影響の有無は、個別プロジェクトの計画次第であるため、現段階では不明である。

【太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる地盤沈下は発生しないと想定される。

悪臭：

【水力・ガス火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる悪臭は発生しないと想定される。

【石炭火力】排出ガスに伴う悪臭が発生する可能性がある。ただし、その影響の有無は、現段階では不明である。

底質：

【水力】ダム湖の富栄養化や深層では貧酸素状態の発生に伴い、分解されない有機物がヘドロとして湖底に蓄積する可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる底質への影響は発生しないと想定される。

保護区：

【水力】立地場所が保護区内あるいはその周辺の場合、保護区への影響が発生する。また、下流域に保護区が存在した場合、流況変化が保護区の自然環境に影響を与える可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】立地場所が保護区内あるいはその周辺の場合、保護区への影響が発生する。

【配電】影響範囲が極めて限定的なので、配慮な必要となる保護区への影響は発生しないと想定される。

生態系：

【水力】水没による野生生物の生息・生育地の消失、取水による河川流量の変化による水生生物への影響、建設に伴う土地造成による森林伐採等の影響が想定される。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】立地場所によっては森林伐採や動植物の生息・生育地の消失等、一定の影響が生じる可能性がある。風力発電用の風車や送電線はハゲワシを始めとする鳥類の移動に影響を及ぼす可能性がある。

【配電】影響範囲が極めて限定的なので、配慮な必要となる生態系への影響は発生しないと想定される。

水象：

【水力】流れ込み式ダムにおける河川水の取水と減水区間の出現、または貯水池式ダムにおける

貯水によって、当該河川の水文に大きな影響を与える可能性がある。また、こうした水文の変化により、地下水の分布や量にも影響が生じる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮が必要となる水象への影響は発生しないと想定される。

地形、地質：

【水力】ダム湖の新設に伴う水没やダム建設のための土地造成等によって、学術的に重要な地形や地質が損なわれる可能性がある。

【石炭火力】炭鉱開発によって、学術的に重要な地形や地質が損なわれる可能性がある。

【送電】送電線・準送電線の建設のための地形改変によって、学術的に重要な地形や地質が損なわれる可能性がある。

【ガス火力・太陽光・風力・配電】配慮が必要となる地形、地質への影響は発生しないと想定される。

住民移転：

【水力】ダム建設予定地周辺に集落がある場合には、大規模な住民移転が発生する可能性がある。ダム建設予定地は地形や地質、河川流量などの自然条件によって適地が選定されるため、こうした場合の住民移転は避けることが難しい。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】建設予定地周辺に集落や家屋がある場合には、小規模な住民移転が発生する可能性がある。その住民移転の有無は、個別プロジェクトの計画次第であるため、現段階では不明である。ただし、これらの施設は通常、集落から離れた地域に建設される。

【配電】影響範囲が極めて限定的なので、住民移転は発生しないと想定される。

貧困層：

【水力・ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】被影響住民の中に貧困層など社会的弱者が含まれる場合は、こうした社会的弱者の生活状況をさらに悪化させる可能性がある。

少数民族・先住民族：

【水力】ダム建設予定地周辺に先住民族・少数民族の居住地区がある場合には、その民族独自の文化が消失する可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】被影響住民の中に先住民族・少数民族が含まれる場合には、その民族独自の文化に影響を及ぼす可能性がある。

雇用や生計手段等の地域経済：

【水力・ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】建設工事前の用地取得や住民移転は被影響住民の生計手段を脅かす可能性がある。建設工事期間中は周辺住民に単純労働者としての労働機会を提供する。供用時には、電力供給を通じて各種社会サービス、生活・生産活動、人・物資の移動を促進させ、生計手段、雇用機会を増加させることが期待される。

【配電】電力供給を通じて各種社会サービス、生活・生産活動、人・物資の移動を促進させ、生計手段、雇用機会を増加させると期待される。

土地利用や地域資源利用：

【水力】ダム湖への水没や建設用地取得により土地利用が変化し、農地、林地の消失に伴い森林資源や農業資源が減少する。また、供用時は、水文状態の変化が水資源や水産資源に影響を及ぼす可能性がある。

【ガス火力・石炭火力】建設用地取得により土地利用が変化し、農地、林地の消失に伴い森林資源や農業資源が減少する。供用時は、石炭や天然ガスといった地域の資源が有効活用されるようになる。

【太陽光・風力・送電】建設用地取得により土地利用が変化し、農地、林地の消失に伴い森林資源や農業資源が減少する。

【配電】配慮な必要となる土地利用や地域資源利用への影響は発生しないと想定される。

水利用：

【水力】水力発電が想定される河川は、既に農業用水などにも使用されている。このため、発電用の取水および流況の変化は、農業用水等その他の用途の取水との利害対立を生む可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる水利用への影響は発生しないと想定される。

既存の社会インフラや社会サービス：

【水力】建設工事に伴い、上下水道管や光ケーブルなど影響を受ける既存インフラ施設の移設や保護が必要になる。また、建設中、工事現場周辺の道路で一時的な交通渋滞が発生する。ダム湖の存在により、河川の横断が妨げられる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】建設工事に伴い、上下水道管や光ケーブルなど影響を受ける既存インフラ施設の移設や保護が必要になる。また、建設中、工事現場周辺の道路で一時的な交通渋滞が発生する。

【配電】配慮な必要となる社会インフラへの影響は発生しないと想定される。

社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織：

【水力】ダム湖の新設により集落の全部または相当部分が水没する場合には、地域の社会的規範・組織の喪失等の影響が生じる可能性がある。また、ダム湖によって通行が妨げられ社会的な分断が生じる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる社会組織への影響は発生しないと想定される。

被害と便益の偏在：

【水力】大規模な住民移転が発生した場合、被影響住民間で格差が生ずる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる利益格差は発生しないと想定される。

地域内の利害対立：

【水力・ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】配慮な必要となる利害対立は発生しないと想定される。

文化遺産：

【水力】ダム建設予定地およびダム湖内に文化遺産が存在している場合には、その全部または一部が消失あるいは水没する可能性がある。

【太陽光・風力】建設予定地内に文化遺産が存在している場合には、その全部または一部が消失する可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・送電・配電】建設場所を柔軟に検討でき、また、影響範囲が極めて限定的なので、文化遺産への影響は発生しないと想定される。

景観：

【水力】水力発電施設の建設とそれに伴うダム湖の出現によって、地域の景観が大きく変わる。

【太陽光・風力・送電】新たな大規模人工構造物の出現が地域の景観に影響を及ぼす可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・配電】配慮が必要となる景観への影響は発生しないと想定される。

ジェンダー：

【水力・ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】特別にジェンダーに対して配慮すべき影響は発生しないと想定される。

子どもの権利：

【水力・ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電・配電】子供の権利に対して特別に配慮すべき影響は発生しないと想定される。

HIV/AIDS 等の感染症：

【水力】工事中、建設労働者が長期にわたって流入することが予想されるため、建設予定地周辺で HIV/AIDS が蔓延するリスクが高まる。また、供用時にダム湖の湛水によって、マラリアや住血吸虫等の水由来の感染症が増加する可能性がある。大規模な住民移転が発生した場合には、移転先での公衆衛生、伝染病の問題が起きる可能性がある。

【ガス火力・石炭火力・太陽光・風力・送電】工事中、建設労働者が長期にわたって流入することが予想されるため、建設予定地周辺で HIV/AIDS が蔓延するリスクが高まる。

【配電】配慮が必要となる感染症は発生しないと想定される。

労働環境（労働安全を含む）：

【水力・ガス火力・石炭火力・送電・配電】建設工事に伴うダストや排気ガスが労働者の健康を脅かす恐れがある。高所での作業が含まれるので、転落事故が発生する危険性がある。維持管理作業中に感電事故や排出ガスによる健康被害が発生する可能性がある。

【太陽光・風力】建設工事に伴うダストや排気ガスが労働者の健康を脅かす恐れがある。高所での作業が含まれるので、転落事故が発生する危険性がある。

事故：

【水力・ガス火力・石炭火力・風力・送電・配電】建設工事において労働災害が発生する危険性がある。また、建設工事現場のまわりで交通事故が起こる恐れがある。供用時に漏電事故や爆発事故、破損に伴う落下事故が起こる可能性がある。

【太陽光】建設工事現場のまわりで交通事故が起こる恐れがある。

越境の影響、及び気候変動：

【水力・太陽光・風力・送電・配電】配慮が必要となる気候変動への影響は発生しないと想定される。

【ガス火力・石炭火力】大量の化石燃料の燃焼に伴い、配慮が必要となる量の CO2 が発生する。

(3) 環境緩和策

マスタープラン段階では、一部の優先プロジェクトを除き、各サブプロジェクトの候補サイトや事業内容は特定されないため、ここでは計画を策定してく段階で必要となる環境緩和策について記載する。各環境社会影響に対する緩和策については次の段階のフィージビリティスタディおよび EIA

で、詳細かつ具体的に検討される必要がある。

1. 水力発電所

- a ダム建設予定地は地形や地質、河川流量などの自然条件によって適地が選定されるため、建設候補地は限られている。候補地と共にダムの高さや放流量などの検討を含めた複数の代替案を比較、検討する。比較、検討する際に必要となる集落分布や社会経済状況、生態系、水環境等のベースラインデータは、十分な期間をかけて、想定される直接的影響範囲よりも広い範囲について収集および調査されるべきである。収集されたベースラインデータは最適案の選定に役立つだけでなく、EIA の中で作成される環境緩和策やモニタリング計画にも役立てることが出来る。
- b 住民移転が想定される場合は、住民に対して JICA や世界銀行のガイドラインに準じた適切な補償が行われる必要がある。プロジェクトコストには住民移転に係る全ての費用を含める。
- c Zambezi 川の水系を利用した開発計画については、累積的影響について配慮する。
- d 水利権の状況および法制度について確認し、得られた情報を計画策定の際に考慮する。

2 火力発電所（ガス・石炭）

- a 火力発電所のサイト選定には、次のような配慮がなされるべきである。
 - ・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
 - ・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ので、こうした水域に留意すること
 - ・集落の近郊は避けること
 - ・保護区内および周辺は避けること
- b 互いに近接する複数の発電所の冷却水の累積的影響を早い段階からで評価・検討する必要がある。
- c 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、埋立による処分もされるので、適切な処分方法や処分場などを事前に調査しておく必要がある
- d 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_x を除去する排煙脱硫装置（FGD）、低 NO_x バーナー、NO_x 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。プロジェクトコストにはこうした汚染対策に係る費用を含める。

3. 太陽光・風力発電

- a 太陽光・風力発電所のサイト選定には、次のような配慮がなされるべきである。
 - ・地元政府や住民と協議をした上で、将来的な地域開発計画も踏まえて選定すること
 - ・住民移転が発生しないこと
 - ・森林伐採が無い、最小限であること
 - ・保護区内および周辺は避けること

4. 送電線・配電

- a 送電線ルートを選定するには、次のような配慮がなされるべきである。

- ・ 地元政府や住民と協議をした上で、将来的な地域開発計画も踏まえて選定すること
- ・ 住民移転が発生しないこと
- ・ 森林伐採が無い、最小限であること
- ・ 保護区内は可能な限りは避けること
- ・ 生態系の分断の規模や程度について確認すること

b プロジェクトコストに用地取得および適切な補償に係る費用を含める。

c 影響を受けやすい鳥類が多数生息する地帯を事前に確認する。もし通過することが想定された場合、鳥類が感電死することを予防するための対策を早い段階から検討する。

(4) 環境管理とモニタリング

環境管理およびモニタリングの目的は、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ことである。モニタリングは DEM 内の環境社会局 (Environmental and Social Department) や各サブプロジェクトの事業主体 (オーナー) が関係機関との協働により実施する。各プロジェクトの事業主体はプロジェクトレベルで実施される EIA や環境管理計画に基づき、各サブプロジェクトのモニタリングに責任を持つ。表 10.4-6 に主なモニタリング項目を示す。次の段階のフィージビリティスタディおよび EIA で、詳細かつ具体的なモニタリング計画が作成される必要がある。

表 10.4-6 主なモニタリング項目

影響項目	主なモニタリング項目	水力	火力	太陽光・風力	送電・配電
大気	- SO _x , NO _x , PM の排出量 - 周辺の大気質		○		
水質	- ダム湖の水質 - ダムからの放流水の水質 - 火力発電所から放流される冷却水 (温排水) の温度 - 火力発電所近隣の水域の温度 (河川、湖沼、沿岸域)	○	○		
廃棄物	- 石炭灰の量(ton/year)		○		
生態系	- 野生動物の生息地への影響 - 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 - 植生の除去面積 (ha) - 発電・送電施設の稼働・存在による野生生物への影響	○	○	○	○
住民移転	- 住民移転計画の実施状況	○	○	○	○
水利用	- 水利用許可の取得 - 火力発電所での取水量 - 水利用に関する苦情	○	○		
地域経済	- 住民の生計活動への影響	○	○	○	○
気候変動	- CO ₂ の排出量		○		
事業効果	- 電力へのアクセス率 (%) - 一人当たり電力消費量	○	○	○	○

出典：JICA 調査団

EDM内の環境社会局（Environmental and Social Department）または各サブプロジェクトの事業主体はプロジェクトの実施時に、緩和策の実施進捗やモザンビーク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を土地・環境・地域開発省（Ministry of Land, Environment and Rural Development : MITADER）に報告する。

10.5 ステークホルダー協議

マスタープランの環境社会配慮におけるSEA適用に際しては、計画の初期段階からの情報公開と可能な限り広く関係者（ステークホルダー）の意見を聞いて調査に反映させることが大切である。その一方でエネルギーや電力計画の策定は国家の重要な政策や将来戦略に係るきわめて重要な課題であり、計画策定段階ではその性格上、情報の公開やステークホルダーの設定には、一定の慎重な配慮が必要である。ステークホルダー協議では、主にマスタープランの政策面での内容を議論するものなので、対象とするステークホルダーとして、電源開発計画に関係する政府機関、地方政府、電力関連企業、研究機関（大学・研究所）、ドナー、NGO等の関係者を想定し、広く参加を呼び掛けた。

首都のMaputoにおいて、3回にわたり広範囲のステークホルダー参加による本マスタープランの調査内容および結果を説明するセミナーの開催し、その際に本マスタープランに関するステークホルダー協議を実施した。協議の内容はマスコミ関係者にも公開された。

尚、本件はマスタープラン調査であり、具体的なプロジェクトの立地が特定されておらず、各サブプロジェクトによって直接的な影響を受ける被影響住民（PAPs: Project Affected Persons）を協議の時点で特定することができないため、PAPsは協議には参加していない。

セミナーの主な参加機関は以下の通り。

政府機関：

鉱物資源エネルギー Ministry of Mineral Resource and Energy (MIREME)

土地・環境・地域開発省 Ministry of Land, Environment and Rural Development (MITADER)

経済・財政省 Ministry of Economies and Finance (MEF)

農業省 Ministry of Agriculture and Food Security (MASA)

州政府 Provencal government

市政府 Municipal government

電力関連機関・企業：

モザンビーク電力公社 Electricidade de Moçambique (EDM)

Cahora Bassa 水力会社 Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB)

エネルギー規制局 Energy Regulatory Authority (ARENE)

エネルギー基金 Fundo de Energia (FUNAE)

モザンビーク鉱物資源公社 Empresa Moçabicana de Exploracao Mineira (EMEM)

モザンビーク炭化水素公社 Empresa Nacional de Hidrocarbonectos de Moçambique (ENH)

電力セクターにおける進行中のプロジェクトユニット

研究機関

国家石油院 Instituto Nacional de Petroleo (INP)

Eduardo Mondlane University (UEM)

ドナー

国際協力機構 Japan International Cooperation Agency (JICA)

世界銀行 World Bank

アフリカ開発銀行 African Development Bank (AfDB or BAD)

フランス開発庁 Agence Française de Développement (AFD)

ドイツ復興金融公庫 Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

その他

Confederation of Economic Associations of Mozambique (CTA) (経済連合の NGO)

Center for Public Integrity (CIP) (公共事業等における正当性を監視する市民団体)

セミナーおよびステークホルダー協議の概要は以下の通り。

議題	第 1 回セミナー
年月日	2017 年 4 月 11 日 (火) 9:00~13:30
場所	Montebelo Indy Maputo Congress Hotel
出席者数	約 90 名
<p>EDM 総裁をはじめ、Joint Coordinating Committee (JCC) メンバー9 名、Joint Study Team (JST) メンバー17 名、ドナー3 名 (World Bank、ノルウェー大使館、AFD (フランス開発庁)) を含む約 90 名の参加を得て第 1 回セミナーを開催した。</p> <p>冒頭に DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所次長より挨拶があり、続いて MIREME の Permanent Secretary よりオープニングセッションが行われた。各団員より、進捗状況や今後の計画について説明が行われた。</p> <ul style="list-style-type: none">・ 9:00~9:20 DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所次長の挨拶・ 9:20~9:30 MIREME の Permanent Secretary のオープニングセッション・ 9:30~11:45 調査団、JST メンバーによる調査概要説明 (途中 20 分間の休憩含む)・ 11:45~13:30 質疑応答 <p>質疑応答のセッションでは、13 名から質問が出された。主な質疑応答は以下の通り。</p> <p>電力需要予測</p> <p>Q: 地域の人口予測に当たっては Demographer (人口統計学専門家) を活用したほうが良い。</p> <p>A: Province の需要を想定するにあたっては、Province ごとの人口増加想定 (INE Data) を使用している。INE Data には人口統計学専門家の分析が入っている。</p> <p>Q: 地域それぞれの経済発展を考慮しているか。</p> <p>A: Province ごとの GDP 成長を、過去の GDP 実績 (INE Data) を使用して、個別に評価しており、地域の特徴を生かしている。</p> <p>Q: Cahora Bassa は 2029 年に Eskom への売電契約が切れる。この電力が EDM に入ってくる場合、</p>	

需要に与える影響はどうか。

A: 電力供給量と需要予測は関係がない。

Q: 紙生産会社で現在は電力消費者であるが、今後発電設備を持ち、自社の電力は自社の発電設備で賄うことが考えられる。こうした自家発をどう評価するのか？電力を EDM に売電する計画を持っているところがある。こうした場合、需要予測に与える影響はどうか。

A: 具体的な情報（発電設備容量、発電実績）があれば評価はできる。情報提供をお願いしたい。

Q: 電気料金の値上げが今後もあるため、Electricity Tariff は重要な Indicator と考えるが、考慮できないか。

A: 今回調査した過去約 10 年間の期間において電気料金は政策的にはほぼ据え置かれていた。つまり電気料金が一定のため、相関がとれない状況であった。このため、Indicator として使用が出来なかった。

Q: 隣国の需要により、電力輸出が変わってくる。隣国の需要は評価していないのか。

A: 国内の需要想定を行っている。隣国への輸出評価は、Generation Development Plan において、Export Oriented Scenario で評価する。

Q: Special Customer をなぜ 20%に圧縮したのか？

A: プロジェクトの実現可能性、実際の需要が契約容量以下であること、EDM 電力システムの容量不足による接続制限などの状況を総合的に判断した。

電源開発計画

Q: Mphanda Nkuwa プロジェクトは設備容量が 1,500MW から 2,600MW に増加する計画を聞いているが、本マスタープランに反映するのか。

A: EDM からは 1,500MW と聞いている。2,600MW への増加については情報を確認する。

Q: 再生可能エネルギーの導入に関して検討を行うのか。

A: 今後検討する。

Q: 解析結果で、コンバインドサイクルよりも水力が先に導入される理由は？

A: 水力発電は開発コストが高いが、燃料費や維持費は少ない。一方でコンバインドサイクルは、開発コストは安い燃料費や維持費が水力より高い。よって、最小費用シミュレーションでは運転期間が長い場合は、開発コストを加味しても水力発電の方が総合的に安くなるという結果となった。

地方電化

Q: オフグリッドとオングリッドのクライテリアはどのように考えているか。

A: 調査団がクライテリアを決定することは現実的でないとする。理由は、オフグリッドとオングリッドでは一長一短があり、一定の電化予算があったときに、電力品質を優先してオングリッド中心とすると電化戸数がオフグリッドに比べ少なくなる一方で、電化率の向上を優先すればオフグリッドが中心となり電力品質は下がり、どちらを取るかは政策的な判断となるからである。調査団としては、オングリッド需要はマスタープランの需要予測に加えられるため、オングリッド電化の増加数やオングリッドへ移行する戸数に関心を持っている。今回はその議論の叩き台として資料を提供した。

Q: FUNAE の電化エリアの選定方法について、既設配電線から 5km 以上離れた場所を電化していると
しているが、5km は短すぎるのではないかと。また、将来 5 年間の電化計画有無を確認して電化エ
リアを選定しているとのことであるが、これらはどのような基準からきているのか。

A: FUNAE との議論を通してこのような意見を得たが、これはコンセプトであり、基準ではない。
今後 FUNAE とは議論していきたい。

配電開発計画

Q: 本マスタープランでは、テクニカルロスのみに着目しているのか。

A: ロスには、テクニカルロスの他にノンテクニカルロスがあることは承知している。ここでは、
技術的な観点からテクニカルロスの削減に注目した。中部電力でも設立当時は、モザンビークと
同じようにノンテクニカルロスが大きかったが、違法接続配電線の改善をはじめとした様々な取
り組みにより、ノンテクニカルロスを低減してきた歴史がある。これらの経験を基にモザンビーク
における配電ロスを低減できるよう改善策を提案したい。

以上

議題	第 2 回セミナー
年月日	2017 年 6 月 19 日 (火) 9:15~14:00
場所	Montebelo Indy Maputo Congress Hotel
出席者数	約 120 名

MIREME 大臣、EDM 総裁および EDM68 名、MIREME 他関係機関 10 名、ドナーおよび大使館 8 名
(World Bank、AFD、KfW、ノルウェー大使館、スウェーデン大使館) を含む約 120 名の参加を得
て第 2 回セミナーを開催した。また、地元メディアによる取材も行われた。

冒頭に DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所所長より挨拶があり、続いて MIREME 大臣による基
調講演が行われた。JICA 調査団より、電力需要予測の検討結果 (最終報告)、電源開発計画、系統
計画、配電開発計画および投資計画/経済財務分析の調査進捗状況について説明が行われた。

- ・ 9:15~9:30 DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所所長より挨拶
- ・ 9:30~9:40 MIREME 大臣による基調講演
- ・ 9:40~9:45 EDM カウンターパートによるマスタープランの概要説明
- ・ 9:45~11:50 JICA 調査団、Joint Study Team メンバーによる調査概要説明 (途中 20 分間の休憩
含む)
- ・ 11:45~14:00 質疑応答

質疑応答のセッションでは、12 名から質問が出された。主な質疑応答は以下の通り。

電力需要予測

Q: 電化率は需要予測の要素として使用していないのか?

A: 電化率は需要予測結果にほとんど影響を与えず、また Indicator として使用しない場合の方が

より正確という検討結果も出たため、電化率は使用していない。

Q: CPI (Centro de Promoção de Investimentos)が管轄しているプロジェクトは30%程度しか実現していない現実がある。こうした事情を考慮しているのか？

A: CPIが管轄しているもののみならず、すべてのSpecial Customerに対し、プロジェクトの実現可能性、系統・電源開発不十分の可能性などを考慮し、エネルギーベースで30%が新規に負荷として系統接続されるとした。

Q: Cabo Delgadoにおいて、Palma、Macze、Pembaのような都市開発や観光業開発なども考慮したか？

A: 可能な限り配慮している。

電源開発計画

Q: 水力や太陽光、風力発電を最大限有効活用するよう検討しているか。また将来水不足が想定されるが、水力発電の効果的な運用について意見がほしい。

A: 太陽光や風力発電は、運用上導入量に制約がかかるが、これを考慮に入れ最適な導入量を検討している。水資源のポテンシャルに対する将来予測はできないが、一部の水力発電をベース運転からピーク運転にシフトすることで、ピーク電源の開発を減らして総合開発コストを少なくすることができるものと考えている。

Q: 電源開発計画は、需要想定や系統計画にリンクしているのか。

A: リンクしている。需要想定JSTで策定されたピーク需要を基に、電源開発計画を行う。電源開発計画により水力・CCGT・石炭および太陽光・風力の開発量および開発地域が定まり、これを基に系統計画を行うことになる。

Q: 電源開発計画では輸入に頼るシナリオは作成しないのか。

A: 電源開発計画は自給自足を大前提としており、輸入に頼る計画は策定しない。

Q: 日本では、2014年は原子力の運転実績がないが、2030年の目標では年間発電量の21%を原子力で発電するよう目標が定められている。2030年までに原子力を大規模開発するのか。

A: 2011年の大地震を期にすべての原子力が運用停止したため、2014年では運転実績がない。2030年の目標は、政府の承認を得ることによる原子力の再稼働を目標としている。

系統運用・送電開発計画

Q: 制御エリアをモザンビーク国として自立的に実現するとある。私もそのようにすべきと考えるが、タンザニアを含む多数の国際連系が計画されているが、どのように系統運用していけばよいか。

A: 将来、モザンビークは複数の国と国際連系線で系統連系する。自国の系統を運用し、連系国と電力のやり取りをするには、モザンビークが主体的に系統運用する必要がある。現状では、南部は、Eskom系統に含まれ、中北部は、ジンバブエ系統に含まれており、モザンビークの系統運用としては、発電量のコントロールはしておらず、故障発生時に系統復旧するといった基本的な系統運用を実施している段階である。また、Eskom制御エリアの末端に位置するモザンビーク南部系統は、同制御エリア周波数が低下した場合、最初に負荷遮断されることになっている。このようなことから、将来、自国で発電量の調整と系統のコントロールをすることが重要となる。EDM

は、このような状況を理解しており、Mid-term プロジェクトで、Dispatching center の設置計画を進めている。

Q: 電力品質の悪い鉱山は自家発電等を用いて一定量電力を自給自足している。このような需要に対して、局所的な対応を含めた発電計画、系統計画となっているのか。

A: 需要想定の中で、将来の大口顧客候補として、把握しているものは、鉱山も含まれている。その需要想定に従い、電力品質が確保できるような系統計画していくことになる。

配電開発計画

Q: 提案したマルチトランスフォーマーシステムは都市部には適用可能であるのに対し、需要が少ない地方部には適用できないのではないかと。

A: 電化の進捗、需要の密度、需要の規模によって適用可能性は異なる。確かに適用が困難な地域は存在するかもしれないが、将来需要が伸びることを考えると、地方部へのマルチトランスフォーマーシステム導入は十分可能であると考えている。

Q: ノンテクニカルロス削減の手法も提案してもらえないか。

A: WB の SIGEM プロジェクトにおいて、ノンテクニカルロス低減に向けた取り組みを行っている。また、モラル向上もノンテクニカルロス低減策の一つである。日本でもモラル向上を促し、ノンテクニカルロスを徐々に削減してきた。

投資計画／経済財務分析

Q: 2042 年までの財務見通しをご教示いただきたい。

A: 現在分析のための条件を整理しているところである。これには投資金額、為替率、資金借入条件などのデータが含まれる。これらのデータについて EDM と同意ができた後分析を行い、次のミーティングにてドラフトの結果を共有したい。

Q: 再生可能エネルギーの導入について、ドナー資金などを導入して開発を促進することが考えられるが、どのように考えるか。

A: 再生可能エネルギーの供給見通し算定には、導入量(EDM への売電量)と売電単価の情報が基本となる。売電量は、政府政策、投資家の動向、流通システムでの制限などが要因となる。売電単価は、投資家の借入資金、政府からの補助金、投資家の期待利回りなどが要因となり、ドナー資金を適用し資金コストを下げることによって再生可能エネルギーの開発促進に寄与する。財務分析の中で再生可能エネルギーについて検討をしたい。

【セミナーに関する報道】

翌朝のテレビニュース (STV チャンネル) でセミナーの開催が報道された。EDM 総裁は、「競争力あるモザンビーク、国内産業に必要なエネルギーを供給するモザンビークを目指す。発電量が現在の 900MW が 2042 年には 8 倍に成長する見込みである。」「国家を劇的に変える。この発電量の 20%から 40%を輸出することも可能である。」とコメントした。

また英語ニュース (Club of Mozambique Facebook) では、MIREME 大臣が、セミナーに対して、以下の発言があったことが紹介された。

- ・ EDM が官民の発電プロジェクトを通じた発電増強と EDM の対 SADC 諸国輸出を求めた

- ・マスタープランは国土の豊かな幅広い電源（水力、天然ガス、石炭、再生可能エネルギー）の多様化を通し、国民に明確な恩恵をもたらす。南部アフリカ地域だけでなく世界的にも代表的な発電拠点になることを念頭にすべきである。
- ・現在政府が見直している新しい政策や戦略の方向性と同様に、本マスタープランは国家の経済収支に貢献すべく、国内産業に貢献する国内需要に応じると同時にエネルギーの輸出も含めるべきである。
- ・マスタープランはプロジェクトの優先順位と、民間発電事業者の条件などを特定する大きな機会であり、且つ民間セクターの発電事業への呼び込みにあたり、マスタープランはプロジェクトが実施可能な重要な情報を提供すべきである。
- ・マスタープランは人材養成を考慮すべきである。

以 上

議題	第3回セミナー
年月日	2017年12月4日（月）8:30～13:15
場所	VIP Grand Maputo Hotel Pungue Room
出席者数	122名

MIREME 大臣、MIREME 副大臣、EDM 総裁、在モザンビーク日本国特命全権大使、JICA モザンビーク事務所長および、EDM86名、MIREME 他関係機関 18名、ドナーおよび大使館 5名（World Bank、KfW 等）を含む 122名の参加を得て第3回セミナーを開催した。また、地元メディアによる取材も行われた。

冒頭に DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所長より挨拶があり、続いて MIREME 大臣による講演の挨拶が行われた。調査団より、電力需要予測・電源開発計画の再確認、送電開発・系統運用計画、配電開発計画、投資計画／経済財務分析および環境社会配慮の調査結果について説明が行われた。

- ・ 8:30～8:50 DEM 総裁、JICA モザンビーク事務所長の挨拶
- ・ 8:50～9:00 MIREME 大臣による開催挨拶
- ・ 9:00～9:10 JICA 調査団総括による MP 概要説明
- ・ 9:10～11:40 調査団、JST メンバーによる調査概要説明（途中 20 分間の休憩含む）
- ・ 11:40～13:15 質疑応答

質疑応答のセッションでは、10名から質問が出された。主な質疑応答は以下の通り。

電源開発計画

Q: 発電所の将来の設置場所について、ガスマスタープランでパイプライン建設が目標に掲げられているが、これについてどう考えているか。

A: ガスマスタープランでのパイプライン建設について将来の敷設エリアはあるものの具体的なポ

イントまでは記載されていないため電源開発計画で設置場所まで決めるには至らない。本MPでの電源開発地点としては資源の算出されるエリア及び輸送ルートの近傍を考慮しており、パイプライン建設の具体化が進めばその沿線にも発電所が設置できるものとして開発計画を見直せばよい。

Q: 電源開発計画における ENH (モザンビークガス公社) の役割はどのようなものがあるか。

A: スケジュールに沿った電源開発計画を成し遂げるために必要なガス供給量を割り当ててほしい。

Q: 石炭火力の導入量が stage2 の方が stage1 より小さく読み取れるが将来の輸出力確保を掲げているのに正しいのか？

A: 石炭火力の導入量は stage1 で 650MW、stage2 で 1,300MW (900+400) を想定している。

系統運用・送電開発計画

Q: 国際連系線 (マラウイ、タンザニア) について言及されていないのでは？

A: Malawi 連系線は、2021 年、Tanzania 連系線は、2026 年、Caia-Nacala 線は、2022 年に運開する予定として、計画に反映され、2022 年以降の系統図に入れ込んでいる。

Q: Transmission Planning (送電計画) という題目から、送電線拡充計画が発表されていると受け取ったが、系統変電所拡充は検討されているのか？

A: 送電計画に付随する変電所の拡充計画も含んでおり、それに係る費用は投資コストに含まれている。また、大型案件以外の送電線についても、需要の増加や N-1 基準を満たすため、計上されており、それに係る費用も、投資コストに含まれている。

Q: 流通設備に関する O&M についての言及がないが、本調査では何か言及しているのか？

A: 本調査において設備保守に関する検討は包含されていない。

配電開発計画

Q: SE1、SE2 などは送電変電所であると思うが、なぜ配電部門が送電変電所をターゲットにしているのか？

A: 変電所開発計画の流れとしては、まず配電部門が地域の需要に関する情報を集め、変電所間の負荷切替を検討したのち、変電所の稼働率を確認する。負荷切替を行っても稼働率超過を避けられないときは、送電部門と連携して変電所の具体的な配置計画を詰めることになる。従って、配電部門が変電所開発計画のベースを作成することは重要である。

Q: Maputo 市、Maputo 州、Nampula 州だけでなく、他の州でも実施すべきと考える。

A: TOR に基づき、この 3 箇所の計画を策定した。しかしながら、計画は調査団と CP が共同で作成したものであることや、基本的な手法が同じであることから、他の州に関しても CP 自身で計画を策定できると考える。

Q: 配電ロス低減についても検討して欲しい。

A: 検討している。前回の Seminar でマルチトランスフォーマーシステムによるロス低減対策案を提示した。分散して変圧器を配置し、低圧線互長を短くすることにより、ロス低減を図るシステムである。方法や導入効果などをレポートに記載しているので確認していただきたい。

投資計画／経済財務分析

Q: 投資回収は何年を想定しているのか。

A: 水力発電 40 年、火力発電 25 年、送電 30 年、配電 25 年としている。

Q: 開発は計画通り進むのか？にかかる民間投資の見込みは？

A: EDM 開発計画は詰めが不十分な案件がある。今後、実施にかかる許認可、資金調達、調達など精査すべき点は多い。また民間投資のためには環境整備（電気料金、制度、技術面を含む）が不可欠で、今後の検討課題であると認識。個別プロジェクトの見通しは今後検討。

Q: 実現のためには実効あるビジネスモデルを検討する必要があるのでは？

A: MP は 25 年間の長期展望を概観したもので、個別投資プロジェクトの FS を実施したものではない。個別プロジェクトの実施計画の中で検討すべきことは山積しており、今後は実施計画検討、策定が重要。ビジネスモデルはその検討の中で策定できると考える。

環境社会配慮

Q: 排出係数を算出した基準値は？

A: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY の資料などを参照した上で、日本の調査結果の値を採用した。

Q: 石炭火力発電に伴う農業への影響はどのように回復されるのか？

A: 個々のプロジェクトについては、F/S および EIA の中で具体的に影響および緩和策が検討されることになっている。

以 上

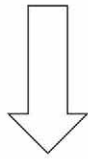
第11章 マスタープラン策定を通じた技術移転

11.1 カウンターパートへの OJT による技術移転

11.1.1 需要想定

本調査が終了した後は、カウンターパートである EDM や MIREME が独自に需要予測を行うことが出来るように、導出の過程に重点を置き、共同作業を通じて OJT を行った。流れを図 11.1-1 に示す。また需要予測のマニュアルを作成し、それを用いて、定着のための技術移転を行った。この調査が終了した後は、本マスタープランを通じて得た経験と残したデータ・マニュアルを用いて、継続して需要予測が実施されることが期待される。

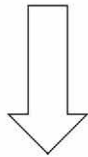
需要予測の手順・概念の説明



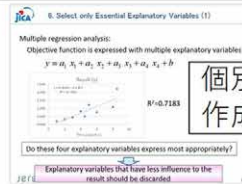
概念を理解してもらうことで、自分達で作上げるイメージを持たせる。



必要なデータの重要性の説明

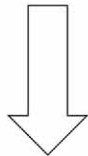


データの意味を理解することで、的確な情報を自分達で集めることができる。



個別に資料を作成して説明

データ収集（カウンターパート中心に共同作業）

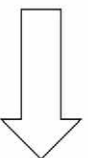


自分達が中心になって集めることで次年度以降容易に更新できる。

Project	Status	Year of Forecast (2016)	Actual	Forecast Error	Project's Economic Benefit
...

カウンターパート作成

データ分析・需要予測
（調査団が主体となって、進捗を細目に相互確認）



結果の相互確認を行うことで、より適切な需要予測が完成



セミナーの共同発表



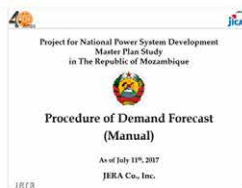
自分で説明することで、理解の促進と主体性の樹立。



lazalde Jose氏

需要予測技術の定着
（作成したマニュアルを使用して、需要予測を再実施）

定着を目指し、技術移転



出典：JICA 調査団

図 11.1-1 共同作業を通じた技術移転

11.1.2 電源開発計画

電源開発計画では、Least Cost Method の考え方、太陽光&風力発電の導入量検討およびシミュレーションツール”WASP”の技術移転を行った。主な内容は以下の通り；

(1) Least Cost Method を用いた計画手法

Least Cost Method を用いた電源開発計画を行うためには、少なくとも以下の内容について理解する必要がある。

- ・ 将来の電力需要（日負荷曲線、負荷持続曲線）
- ・ 発電機仕様（出力、発電効率、運用年数、点検期間、燃料消費量、開発・O&M コスト等）
- ・ 将来の燃料調達（一次エネルギー開発ポテンシャル、調達コスト）
- ・ コスト面での電源種別ごとの特徴（開発・O&M コストおよび年間発電コスト）
- ・ 太陽光&風力発電の系統影響（長周期、短周期観点および必要調整力）
- ・ 総合発電コスト計算（建中利子や資本回収係数といったプロジェクトコストの考え方、スクリーニング曲線を用いた評価手法等）
- ・ 開発ポテンシャルおよび開発地点

JST メンバーの中で、本業務として電源開発計画を担当している人は1人しかおらず、また計画手法も異なるため、本 MP 調査では特にデータの入手が困難であった。なぜそのデータが必要なのか、どうやってそのデータを入手するかの説明を重点的に行った。

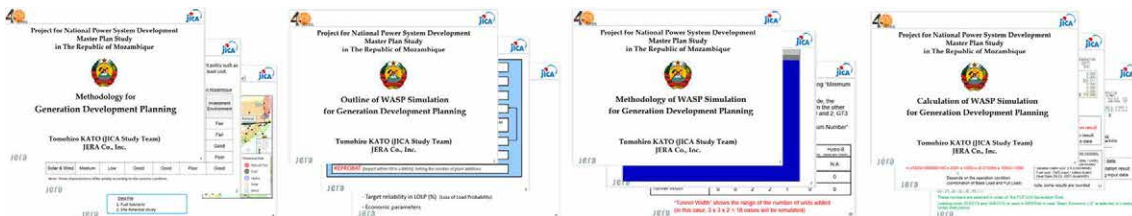
(2) 解析に必要なデータの説明

WASP 解析含め、本検討に必要なデータおよび計算シートを作成し、エクセルシートに入力されている内容とその意味（必要性）、また作成方法（計算手法）を一つ一つ説明した。

(3) WASP シミュレーションツールの使い方説明

各 JST メンバーの PC に WASP をインストールし、実際にシミュレーションを行った。また説明資料は公式マニュアルだけでなく、自身で作成して共有した。さらに、WASP 内で計算されている内容と手法について説明した。

シミュレーションツールを習得するためには、使い方の理解だけでなく、結果の妥当性を自分自身で評価できることが重要である。今後自分自身で試行錯誤を繰り返し、解析する前から結果を想定できるほどの習熟が求められる。



出典：JICA 調査団

図 11.1-2 電源開発計画の技術移転マニュアル

11.1.3 系統計画

系統計画では、以下の項目について技術移転を行った。

(1) 需要想定結果を用いた配電変電所の需要想定手法

既存変電所の最大需要値をベースとし、2042年までの変電所需要値を算定した。各変電所の需要は、需要想定 JST で算定した各州の需要伸び率を用いることで、地域毎の特徴を表現し、各変電所の需要合計値がモザンビーク全体の需要と合致するように補正した。また、各変電所の変圧器容量を超過するタイミングで、新たな変電所を追加設置する計画都市、新設変電所は、40MVA×2台の構成を標準として、2022年に N-1 基準（変圧器 2 台体制）を満たす計画とした。また、変圧器の寿命を 30 年として、30 年経過した変圧器は取り替える計画とした。

(2) 資源ポテンシャルを考慮した将来の電源配置

電源開発計画上で必要となる電源地点について、プロジェクトの具体化のために、名称や場所が決まっていない電源候補地点を決定した。電源候補地点は、電源開発計画および系統計画の両 JST メンバーで協議し、各電源ポテンシャル（ガス、石炭、水力、太陽光、風力）の規模や実現性、既設および将来計画送電線の位置を考慮し、決定した。

(3) 需要想定、電源開発計画および系統拡充計画の進捗を反映した系統計画

上記の二項目を含む需要想定および電源開発計画を考慮するとともに、系統計画 JST メンバーおよびプロジェクトマネージャーと拡充計画の最新の進捗を確認し、2042 年までの系統計画に反映させた。

11.1.4 配電開発計画

配電開発計画では、ロス削減手法・計算方法、配電用変電所拡充計画作成手法について技術移転を行った。また、JCC、セミナーでは共同発表を行い、理解の促進と主体性の醸成を図った。

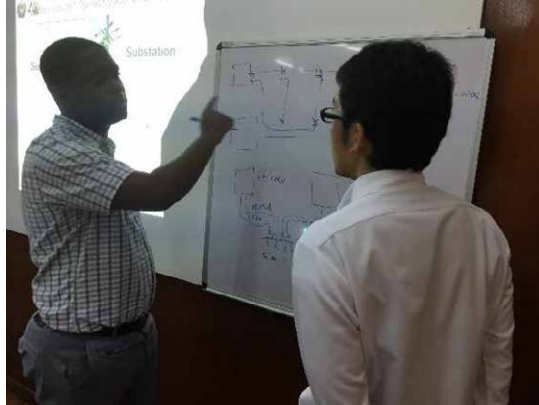
(1) 配電ロス削減手法・配電ロス計算方法

低圧線が EDM の基準（500m）を超えて長距離に施設されていることに着目し、配電線ロス低減手法の一つであるマルチトランスフォーマーシステムを説明した。

ロス計算について、電線の長さ・太さ、需要家数、需要家契約容量が必要であることを説明し、エクセルシートを用いて実際にロス計算を行うことで理解の促進を図った。今後電線の長さ・太さ、需要家数、需要家契約容量を適切に管理することが必要であることを説明した。

(2) 配電用変電所拡充計画策定手法

配電線延伸計画や供給信頼度を検討する上で、配電用変電所の拡充計画(変電所新設、変圧器増設、移動用変電所配置、等)は必要不可欠である。各年次の需要、変圧器稼働率、対策要否を一度に確認できる手法を提案し、2022年までの配電開発計画を共同で作成した。各年次に記録した最大負荷と拡充計画に使用した需要を比較することで、より詳細な拡充計画を策定できることを説明した。



出典：JICA 調査団

図 11.1-3 配電開発計画技術移転

11.2 カウンターパート研修

2017年5月14日～5月27日の14日間、カウンターパートに対し、先進的技術を駆使した電力設備の運転・運用の実態を現地で確認するとともに、電気事業者として培ってきた設備維持・運用の経験やノウハウ、また電気事業経営や人材育成などEDMの経営に資する知見を提供した。また、日本の先端技術を紹介し、電力エネルギー計画策定に係る情報・意見交換も合わせて行った。表11.2-1にスケジュールを示す。また、研修の様子を抜粋を図11.2-1に示す。

表 11.2-1 カウンターパート研修スケジュール

Date	Type	Time	Content
May 14 (Mon)			Arrive at Tokyo
May 15 (Tue)	Lecture & Site Visit	Morning	Orientation Lecture: Electrification in Japan
		PM(1)	Discussion about Electricity in Mozambique and Japan
		PM(2)	Site Visit: Organization for cross-regional coordination of transmission operators (OCCTO)
May 16 (Wed)	Lecture & Site Visit	PM(1)	Site Visit: Futtsu thermal power plant (TEPCO)
		PM(2)	Lecture: Thermal power technology and environmental measures
May 17 (Thu)	Lecture	All day	Technology fair by Japanese manufacturers
May 18 (Fri)	Lecture & Site Visit	AM	Lecture: Outline of JERA Construction and maintenance of substation
		PM	Site Visit: Central load dispatching center (TEPCO)
May 19 (Sat)	Day-off		Day-off
May 20 (Sun)	Day-off		In the evening move to Nagoya
May 21 (Mon)	Lecture & Site Visit	AM	Lecture: Transmission network planning
		PM	Site Visit: Higashi Nagoya Substation (CEPCO)
May 22 (Tue)	Lecture & Site Visit	All day	Site Visit: Human resource development center (CEPCO)
May 23 (Wed)	Lecture & Site Visit	AM	Site Visit: Nishidaira hydro power plant (CEPCO)
		PN	Site Visit: Tokuyama hydro power plant (CEPCO)
May 24 (Thu)	Lecture	All day	Action plan presentation Evaluation meeting
May 25 (Fri)			Leave for Mozambique

出典：JICA 調査団



(a) 講義：日本の電力事業の歴史



(b) 視察：富津火力発電所



(c) 視察：中央給電指令所



(d) 視察：東名古屋変電所



(e) 講義：変電設備建設保守



(f) 視察：人財開発センター

出典：JICA 調査団

図 11.2-1 カウンターパート研修

第12章 マスタープランの実現性を高めるための提案

12.1 背景

策定した電力マスタープランを定期的に見直し、マスタープランの実現性を高めるためには、本プロジェクトに引き続き、以下の技術支援が必要と考える。調査団が提案する技術協力は以下の通り。

12.2 提案内容

12.2.1 電力 MP 計画策定支援

(a) 電力計画・政策アドバイザー（JICA 長期専門家派遣）

EDM に長期専門家を派遣し、電源計画策定、政策立案の支援を行う。電力 MP は需要予測、電源開発政策、周辺国との電力融通、資金調達環境など最新の状況を反映させて定期的な見直しが必要となる。技術情報の提供や政策対話を行うことで、技術的、政策的な支援を行う。また、EDM が MIRENE、FUNAE、財務省など関係省庁、あるいは我が国以外のドナーと調整を行う際の支援を行う。電力 MP のフォローアップの役割も果たす。

投入としては、長期専門家（2年間）を配置し、必要に応じて特定の専門分野の短期専門家（1か月程度、数名）を出張ベースで派遣する。

(b) 電力 MP フォローアップ調査（JICA 業務実施契約）

目的、業務内容は a) とほぼ同じであるが、現 MP 調査のフォローアップに主眼を置いて、電源計画策定、政策立案の支援を行う。電力 MP は需要予測、電源開発政策、周辺国との電力融通、資金調達環境など最新の状況を反映させて定期的な見直しをサポートする。また、EDM が MIRENE、FUNAE、財務省など関係省庁、あるいは我が国以外のドナーと調整を行う際の支援を行う。

投入としては、調査団を編成（総括/電力計画、電源計画、送電計画、地方電化、経済・財務分析の5名程度）、短期の出張ベースで期間は2～3年間、合計で20MM程度を想定している。

12.2.2 地方電化マスタープラン

地方電化事業は、国の重要な施策であり、ユニバーサルアクセスの目標も設定されている。ただし、目標達成に向けて具体的なアプローチは定められていない。計画策定に必要な基本的な情報、データも整理されていない。

具体的には、①電化の状況、課題の整理、②電化政策立案の支援、③電化計画策定支援、④組織、制度、体制の整備支援。⑤資金調達、電気料金の検討、⑥ドナーの支援方針の確認、など。

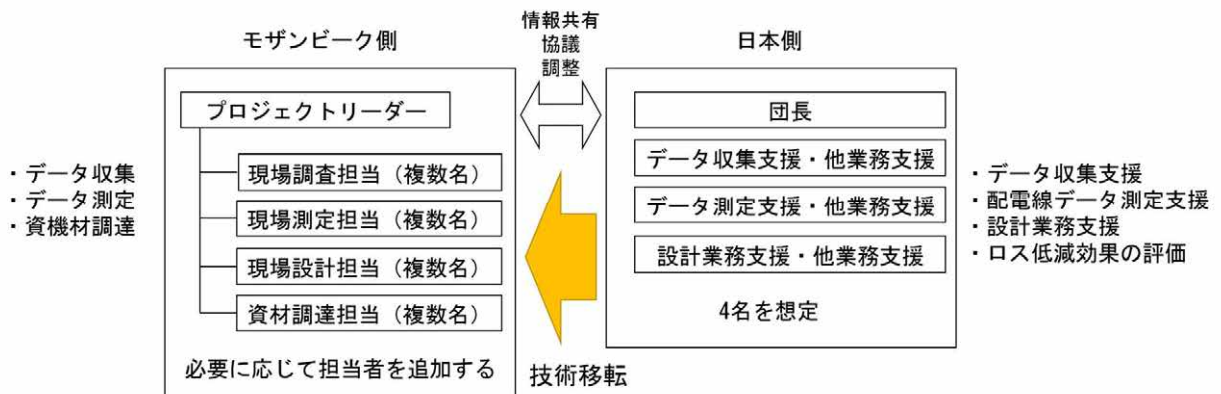
投入としては、ローカルコンサルを含め 80MM 程度、期間は 2 年間程度を想定している。

12.2.3 配電ロスの低減策の検討

マルチトランスフォーマーシステムを導入するパイロットエリア（都市近郊部と地方部）選定から始め、配電線データ測定方法、設計業務に関するスキル、ノウハウに関する技術移転を行い、配電ロス低減効果の評価まで実施する。マルチトランスフォーマーシステムの全国展開に関しては、円借款事業を想定している。

将来、EDM が自立してロス低減対策を推進できるよう、現場調査やデータ収集はモザンビーク側が主体的に実施し、日本はアドバイザーとして支援する。

投入としては、2 年程度のプロジェクトで、20MM 程度を想定している。



出典：JICA 調査団

図 12.2-1 プロジェクト実施体制

12.2.4 省エネ、DSM の検討

電力の安定供給には、発電設備の増強だけではなく、需要家側での対策が有効である。需要家側の対策は、既存設備対策であるため、効果の発現が早く、電気料金が上昇するため費用対効果も高い。設備の有効活用による投資抑制、エネルギーの効率的利用など多くの利点がある。

提案する内容は以下の通り。

- ① DSM の定着（考え方・アプローチ）
- ② DSM に関する取り組み事例調査（日本を含む先進国、中進国、後進国）
- ③ モザンビークにおける現状の取り組み調査
- ④ DSM 導入に対し必要となる制度の調査（電気料金設定、ネガワット取引市場設立など）
- ⑤ 今後、モザンビークにおける導入検討とその費用対効果の定量的評価

また、プロジェクト期間中に本邦招聘研修を実施し、日本の DSM に対する取り組み（電力会社の取り組み、制度、省エネ機器、エネジーマネジメントシステム等）を習得させることで、DSM 導入対策や運用方法について知見を広める。投入としては、2年程度のプロジェクトで、20MM 程度を想定している。

12.2.5 給電運用技術協力

EDM 内にて承認された系統運用指針を持たずに系統監視している NCC（National Control Centre）では、今後の系統拡充に対応して運転上の監視情報の特定や様々な系統故障時の復旧方法への対策を策定し、運用者に周知する必要がある。これらの具体的対策・対応は、指針として整備することにより、系統運用としての業務品質を向上させるだけでなく、EDM としてのガバナンスを向上させる。

投入としては、1.5年程度のプロジェクトで、15MM 程度を想定している。