

資料 4 : 現地調査報告書

目次

1. 第1次現地調査（マラウイ）
2. 第1次現地調査（ルワンダ）
3. 第2次現地調査（エチオピア）
4. 第2次現地調査（マダガスカル）
5. 第3次現地調査（スリランカ）
6. 第4次現地調査（マダガスカル）
7. 第5次現地調査（コンゴ共和国）

1. 第1次現地調査（マラウイ）

アフリカ地域サブサハラ・アフリカ諸国における電力分野アクセス向上に係る 情報収集・確認調査

現地調査報告書（マラウイ帰国報告）

1. 日程・出張者（案）

現地調査日程及び出張者を別添 1 に、面談者を別添 2 に示す。

3月17日にブランタイアに到着し、18日から ESCOM との協議及び要望プロジェクトのサイト調査を実施した。21日には EGENCO も訪問して、財務関連の協議、情報収集を行った。

3月22日にリロングウェに移動し、ESCOM (CES) との協議、現地調査、情報収集や天然資源・エネルギー・鉱業省 (Ministry of National Resources Energy and Mining: MNREM) への報告等を行った。

2. プレゼンテーション

現地調査開始前に、ESCOM へのプレゼンテーションを実施し、調査の目的・内容、スケジュールの説明、便宜供与依頼などを行った。プレゼン資料を別添 3 に示す。

また、今後マラウイの電力システムの設備拡充や運用・維持管理面での効果が期待できる資機材（本邦技術）を紹介した。特に調査団から説明をした資機材と ESCOM のコメントは、表 1 の通りである。

表 1：ESCOM への主な技術紹介

資機材	期待される効果	ESCOM のコメント
電源車	災害時や電力設備の事故時等において、応急的な電力供給を行い停電時間の低減をする。	機動力のある、小型のものが望ましい。
移動式変圧器	災害時等に既設配電設備に接続して、応急的な電力供給を行い停電時間の低減をする。	機動力のある、小型のものが望ましい。
低風圧電線	40m/秒以上の風速において、電線への風圧荷重を低減できる。	一般電線との比較。初期投資費用と回収。
ドローン	予防保全の効率化、アクセス困難地域の設備診断が容易でない設備診断、不具合の早期発見が可能となる。	マラウイでは保健セクターで活用が開始されており、電力セクターでの活用も期待している。
低損失変圧器	配電損失の低減	特になし（初期投資が気になる模様）。

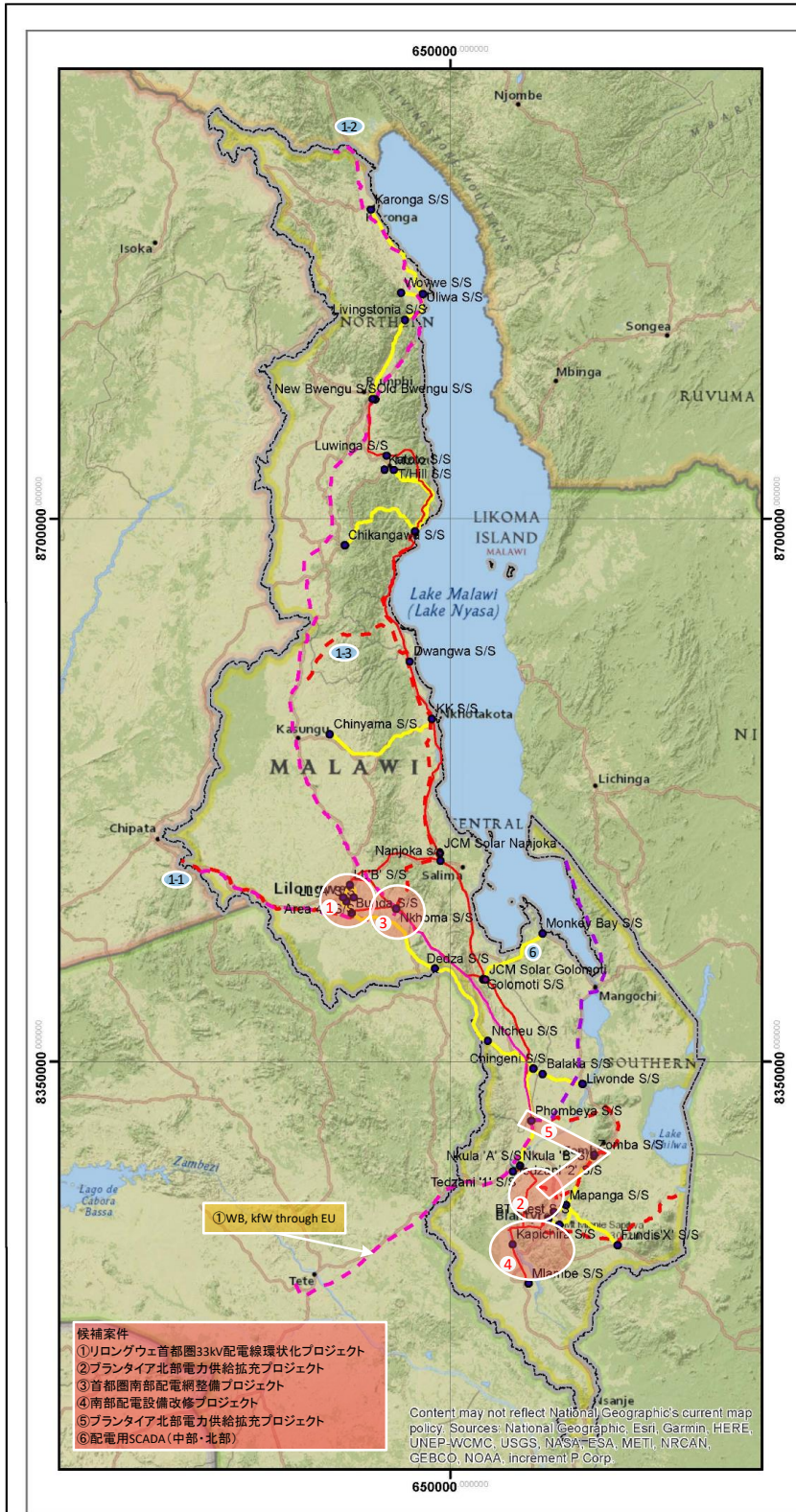
3. 要望プロジェクトの調査結果

ESCOM から要望が上がっている 7 つのプロジェクトの候補に関して、プロジェクトの目的やプロジェクトスコープの協議とサイト調査を実施した。

要望プロジェクトに対する、現地調査結果の要約を表 2 に、プロジェクト対象位置を図 1 に示す。

表2：要望プロジェクト調査結果（要約）

番号	対象地域	プロジェクト	目的	スコープ	概要	コメント
1	リロングウェ	リロングウェ首都圏 33kV 配電線環状化プロジェクト	首都圏の配電網の強化による安定的な電力供給や電化の促進を可能とし、社会活動の安定化と今後の都市開発に伴う経済成長に寄与する。	<ul style="list-style-type: none"> 33kV 配電線建設及び増強 33/11kV チャタタ変電所新設 33/11kV エリア 49 変電所新設 132/66/33/11kV カネンゴ変電所改修 66/33/11kV カウマ変電所改修 33/11kV チティピ変電所改修 33/11kV エリア 47 変電所改修 	○	既設の送配電線を活用することにより、環境社会配慮上の問題を低減できる。また、現在実施中の「リロングウェ市における変電所改修計画」との相乗効果が期待される。
2	ブランタイア	ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト	現在脆弱な北部配電網を増強し、社会活動の活性化や北部工業団地への電力の安定供給による経済成長に寄与する。	<ul style="list-style-type: none"> 132 kV 送電線建設（約 17 km） 132/66/33 kV ブランタイア北変電所 33 kV 配電線建設（約 100 km） 	○	ESCOMの優先度は高く、スコープの切り分けにも柔軟な対応が期待される。
3	リロングウェ南	首都圏南部配電網整備計画	首都圏南部地域の配電網の強化による安定的な電力供給や電化の促進を可能とし、社会活動の安定化と今後の都市開発に伴う経済成長に寄与する。	<ul style="list-style-type: none"> 33 kV 配電線建設（約 30km） 33/0.4 kV 配電用変圧器及び付属品 400/132 kV スクホマ変電所改修 	○	現在首都圏南部地域には長距離配電がされており、配電のロス低減や供給力の向上が期待される。
4	南部	南部配電設備改修計画	自然災害により被害を受けた配電設備の改修（恒久化）を行う。将来の自然災害にも耐える強靱な設備を設ける。	<ul style="list-style-type: none"> 電柱・電線 配電用変圧器 装柱金物類 	-	ESCOMは、損壊した送配電設備を仮復旧し、電力供給を再開している。
5	ブランタイア	ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト	Zomba と Blantyre 南部地域の重負荷都市への電力供給力を増強する。	<ul style="list-style-type: none"> 132kV 送電線：145km（ポンバヤ・マロサ - 新ブランタイア） 132/33kV 1x50MVA ゾンバ（マロサ）変電所建設 	-	優先度はブランタイア北変電所の建設と配電網整備の方が高い。
6	中部・北部	配電用 SCADA	配電網のリアルタイム監視と迅速な操作を可能とするとともに、品質の高い配電運用データの計画プロセスへの反映を行う。	<ul style="list-style-type: none"> 北部地域と中央地域の地域制御センターに設置する SCADA 装置、及び変電所内に設置する RTU と遠隔監視制御に必要な全ての設備。 	-	ESCOM は短期間で実施を期待している。
技	-	送配電系統技術能力向上プロジェクト	ESCOM の維持管理能力を向上、及び電力システムの効率性および安定性の向上を目的とする。	<ul style="list-style-type: none"> 送配電設備の運転・維持管理のための研修枠組みの整備 配電網データベースの構築・維持・活用能力の構築 送配電におけるコアエンジニア（指導員）の能力改善 	○	ESCOMは、南部に位置する研修センターで職員向けの研修を展開している



Legend

● JCM Solar Names

● ESCOM LTD TRANSMISSION SUBSTATIONS

- Moz-Mw (Matambo-Phombeya 400kV ohl. 209.11468km.
- Bwengu - Songwe 400kV ohl. 207.13709km.
- Prop 66kV upgrade to 132kV KK-Chinyama ohl (82737.84m)
- Tedzani - Kapichira 132kV ohl. 62.32475km.
- Phombeya - Nkhoma 400kV ohl. 172.49615km.
- Phombeya - Makanjira 220kV ohl. 202.165km.
- Phombeya - Kameza planned 132kV ohl. 136.88287km.
- Nkula - Tedzani 66kV ohl. 6.96895km.
- Nkula - LL 'A' 66kV ohl. 252.03471km.
- JCM 132kV ohl into Nanjoka 4.6km
- JCM 132kV ohl into Golomoti 1.4km
- Nkula - Golomoti 132kV wooden line. 133.59494km.
- Nkula - Golomoti 132kV steel towerline. 132.89916km.
- Nkhoma - Nanjoka planned 132kV ohl. 50.9451km.
- Nkhoma - Kasungu 400kV ohl. 174.77376km.
- Nkhoma - Bunda 132kV ohl. 30.094km.
- Nanjoka - LL'B' 132kV ohl. 69.41617km.
- Nanjoka - KK planned 132kV ohl. 95.71594km.
- Nanjoka - KK 132kV ohl. 98.56832km.
- Mw - Za (Nkhoma-Mchinji)400kV Interconnector.. 144.20223km
- Mw - Za (Bunda-Mchinji)132kV Intercon.. 129.18km.
- Mapanga - Zomba 66kV ohl. 38.21126km.
- Wwwe-Uliwa 66kV ohl. 14.12462km.
- Uliwa - Livingstonia 66kV ohl. 24.40494km.
- Uliwa - Karonga 66kV ohl. 66.83522km.
- Mapanga - Fundis X 66kV ohl. 43.9955km.
- Luwingu-New Bwengu 132kV ohl. 49.28307km.
- LL Ring 66kV ohl. 36.286 km.
- Livingstonia - Bwengu 66kV ohl. 57.68557km.
- Kuntaja - Chilaweni Planned 132kV ohl 16.653km.
- KK - Dwangwa planned 132kV ohl. 48.2667km.
- KK - Chinyama 66kV ohl. 82.72282km.
- KK - Chintheche 132kV ohl. 141.83062km.
- Kasungu - Bwengu 400kV ohl. 208.68311km.
- Kapichira - Mlambe 132kV ohl. 39.56451km.
- Kapichira - Bt West 132kV ohl. 29.826km.
- Golomoti - Nanjoka 132kV ohl. 87.07465km.
- Golomoti - Monkey Bay 66kV ohl. 53.00243km.
- Golomoti - LL'B' 132kV ohl. 116.17968km.
- Fundi X - Mkango Mine 132kV Planned ohl 62.715km
- Dwangwa - Chintheche planned 132kV ohl. 96.6219km.
- Dwangwa - Chatoloma 132kV ohl. 101.02172km.
- Chintheche - Luwingu - 132kV ohl. 79.14817km.
- Chintheche - T.Hill 66kV ohl. 59.463km
- Chintheche - Chikangawa 66kV ohl. 70.82929km.
- Chingeni - Liwonde 66kV ohl. 34.62652km.
- Chigumula - Mapanga 66kV ohl. 17.188km.
- Chichiri - Mapanga 66kV ohl. 10.813km
- Chichiri - Bt West 66kV ohl tubular. 6.628km
- Bt West - Fundi X - 132kV Planned ohl 64.430km
- Bt West - Chigumula 66kV ohl. 8.78391km.

- 候補案件
- ① リロングウェ首都圏33kV配電線環状化プロジェクト
 - ② ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト
 - ③ 首都圏南部配電網整備プロジェクト
 - ④ 南部配電設備改修プロジェクト
 - ⑤ ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト
 - ⑥ 配電用SCADA (中部・北部)

Content may not reflect National Geographic's current map policy. Sources: National Geographic, Esri, Garmin, HERE, UNEP-WCMC, USGS, NASA, ESA, METI, NRCAN, GEBCO, NOAA, increment P Corp.


SITE PLAN
1:3,000,000

- 他ドナー支援 (提案中) * 赤字は日本側にも支援が要望されたプロジェクト
1. MALAWI 400kV BACKBONE TRANSMISSION PROJECT
 - 1-1. 400kV Zambia - Malawi Interconnection Project
 - 1-2. 400kV Nkhoma - Songwe (Western Backbone) Transmission Line
 - 1-3. 132kV Dwangwa - Chatoloma Transmission Line
 2. NEW BLANTYRE SUBSTATION AND 33kV TIE LINES (②)
 3. REPLACEMENT OF OBSOLETE TRANSMISSION TRANSFORMERS
 4. DISTRIBUTION SCADA FOR CENTRAL AND NORTHERN REGIONS (⑥)
 5. 132kV PHOMBeya - ZOMBA - NEW BLANTYRE SUBSTATION TRANSMISSION LINE (⑤)
 6. 132kV GOLOMOTI - MONKEYBAY/MANGOCHI TRANSMISSION LINE WITH MONKEYBAY 132/33 kV SUBSTATION
 7. 132kV BLANTYRE WEST TO FUNDIS AND 66kV FUNDIS TO PHALOMBE
 8. 132/11kV DISTRIBUTION SUBSTATION AT AREA 49 IN LILONGWE (①の一部)

- ドナー支援 (実施中)
- ① Malawi - Mozambique 400kV interconnector co-funded by World Bank and KfW through EU
 - ② Malawi Electricity Access Project funded by the World Bank
 - ③ Project for the Improvement of Substations in Lilongwe City funded by JICA

Coordinate System: WGS 1984 UTM Zone 38S
 Projection: Transverse Mercator
 Datum: WGS 1984
 False Easting: 500,000.0000
 False Northing: 10,000,000.0000
 Central Meridian: 33.0000
 Scale Factor: 0.9996
 Latitude Of Origin: 0.0000
 Units: Meter

図 1 : プロジェクト位置図

SURVEYED	BEN. BANDA	3/21/2022	ELECTRICITY SUPPLY CORPORATION OF MALAWI LTD P.O. BOX 2047, BLANTYRE	
DESIGNED	A.M.CHIHANA	3/21/2022		
CHECKED	J.MALEMA			
APPROVED	C.KAGONA			
ESCOM'S PLANNED & EXISTING TRANSMISSION NETWORK				

4. 開発計画との整合性

マラウイ政府は、2018年3月に国家エネルギー政策（National Energy Policy 2018: NEP2018）を改定して、「すべての国民に、手頃な価格で信頼でき、持続可能であり、効率的で現代的なエネルギーへのアクセスを増やすこと」を目標に掲げている。またマラウイの電力分野では、“Integrated Resource Plan for Malawi 2017-37”（IRP）という、20年間のインフラ開発・投資計画を策定して、2030年までに電化率を30%に引き上げる目標を掲げている。

ESCOMはIRPの需要想定を基に、“Transmission & Distribution Capital Investment Projects（ESCOM’s Investment Strategy July 2018 - June 2023）”という5年間の短期開発計画を策定しているが、今回要望が上がっている、技プロと熱帯暴風雨による被害の設備復旧以外のプロジェクトは、この短期開発計画でも記載されている。

5. 熱帯暴風雨で損壊した設備の状況調査

2022年1月下旬に襲った熱帯暴風雨は、特にマラウイ南部において深刻な被害をもたらした。ESCOMは2022年2月に、被害状況の報告書を作成し、約15.2百万米ドル（18.2億円）の復旧に必要な設備の数量や費用を算出している。

調査団は被害状況の視察を行ったが、ほとんどの送配電設備の仮復旧は終了され地域住民への電力供給は再開されており、ESCOMは恒久的な設備の建設を計画している。



写真1: 仮設送電塔 (132kV)

6. EGENCO との協議

3月21日にEGENCOの総裁、計画部長、財務部長等と面談を行った。調査団による財務関連のプレゼンテーションでは、熱心に耳を傾け活発な質疑応答、意見交換がなされた。

訪問の主な目的は、財務関連の確認であったが、総裁からは、熱帯暴風雨の影響による南部のKapichira水力発電所（129.6MW）の損壊について、また、北部のWovwe水力発電所拡張について、言及があった。熱帯暴風雨の被害に関して、EGENCOは2022年2月に、約16.2百万米ドル（19.5億円）の復旧関連の計画を立てている。



写真2: EGENCO との協議

また、Nkula発電所に位置する、GCC（Generation Control Center）のシステムアップグレードやドローンを活用した維持管理能力向上等、技術協力についても期待が示された。

7. 財務関連

ESCOMやEGENCOとの協議結果を踏まえた、財務関連の報告資料を別添4に示す。

以上

別添1: 現地調査日程表

別添2: 関係者（面談者）リスト

別添3: プレゼン資料（ESCOM向け）

別添4: 財務分析報告資料

別添5: プロジェクト概要（案）: ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト

別添6: プロジェクト概要（案）: リロングウェ市33kV配電線環状化プロジェクト

別添7: プロジェクト概要（案）: リロングウェ南配電網整備計画

別添8: プロジェクト概要（案）: 送配電系統技術能力向上プロジェクト

調査日程表 (マラウイ)

月日	業務主任/ 電力投資計画		送变电設備1		送变电設備2		自社負担による派遣		送变电設備運用 人材育成		副業務主任/ 電気事業経営 課題分析1		活動地名	宿泊先	
	阿部真 八千代エンジニアリング	酒村健治 西日本技術開発	中村太郎 西日本技術開発	青柳拓希 八千代エンジニアリング	黒羽子強平 八千代エンジニアリング	世羅徹 トーマツ									
1	3月16日	水	成田(09:40)⇒シンガポール(16:30)by SQ637												機中泊
2	3月17日	木	シンガポール(01:30)⇒ヨハネスブルグ(6:10)by SQ48 ヨハネスブルグ(12:20)⇒ブラントアイ(14:35)by ET021												Casa Mia Lodge & Restaurant ブラントアイ
3	3月18日	金	ESCOM表敬訪問・協議(8:00~12:30) 現地調査:新ブラントアイ変電所と送变电線ルート、ゾンバ変電所(Masola Area)と送变电線(13:30~16:00)												Casa Mia Lodge & Restaurant ブラントアイ
4	3月19日	土	現地調査: Chichiri Power Station(南部地域配電SCADA)(8:00~11:00) ハラケーン被災地(送变电設備)(11:30~15:00)												Casa Mia Lodge & Restaurant ブラントアイ
5	3月20日	日	資料整理 団内協議												Casa Mia Lodge & Restaurant ブラントアイ
6	3月21日	月	EGENCO表敬訪問・協議 (8:00~12:00)		資料整理(9:00~12:00)		ESCOMトレーニンングセンターでの協議(9:00~12:00)		EGENCO表敬訪問・協議 (8:00~12:00)		ESCOMへの調査報告(16:00~17:00)		ブラントアイ周辺地域	Casa Mia Lodge & Restaurant ブラントアイ	
7	3月22日	火	ブラントアイ(09:10)⇒リロングウェ(09:50)by ET43 ESCOM(リロングウェ)表敬訪問・協議(11:00~12:00)		資料整理(14:00~15:00)		現地調査: Nkhoma変電所、 リロングウェ周辺変電所(14:00~17:00)		現地調査: Nkhoma変電所、 リロングウェ周辺変電所 (14:00~17:00)		財務省との協議 (14:00~15:00)		移動	Sunbird Lilongwe リロングウェ	
8	3月23日	水	現地調査(マラウイ):リンクホマ変電所増設と配電線、City Centerの配電線(8:00~15:00)												Sunbird Lilongwe リロングウェ
9	3月24日	木	エネルギー省表敬訪問・協議(14:00~15:00) JICA事務所表敬訪問・協議(15:00~16:00) ESCOMとの協議(16:00~17:00)												Sunbird Lilongwe リロングウェ
10	3月25日	金	リロングウェ(09:50)⇒ナイロビ(13:00)by KG731 ナイロビ(16:30)⇒キガリ(17:00)by KG474												park inn キガリ

1) Ministry of Natural Resources, Energy and Mining (MNREM)	
Mr. Saidi Jabu Banda	Chief Energy Officer
Mr. Clement Mhaugo	Energy officer
Mr. Christopher Kaehinjilca	Energy officer
Mr. James Namalima	Principal Economist
Mr. Upile Kamato	Energy officer

2) Electricity Generation Company Malawi Limited (EGENCO)	
Mr. Hilda Singo	DOC
Mr. Lohrem F sondli	DOPD
Mr. Macfaslane Nankwenya	SMA
Mr. Cuwawasau Nycreka	SACH
Mr. Siuiown Liabuwa	CEO

3) Electricity Supply Corporation of Malawi (ESCOM)	
Mr. Kamkwamba Kumwenda	CEO
Mr. Maxwell Mulimakwendo	Chief Creation Officer
Mr. Clement Kanyama	Director of Finance
Mr. Charles kagona	Chief System Planning Engineer
Ms. Julia Nchilamwela	Snr Transmission Planning Engineer
Mr. Justice A. Malema	Ass· Land Surveyor(s)
Mr. Sam katandika	Protects Accountant
Mr. Joseph Kamwendo	Senior Protects Accountant
Mr. Brain Ndisale	Financial Controller
Mr. Beston Jangaoh	SCADA Engineer
Mr. Patricu Niwalu	SWR Control Engineer
Mr. Leonard Machonjo	SWR Transmission Engineer
Mr. Charles Maruwasa	Transmission Engineer
Mr. C. Musate	District Engineer
Mr. B. Matululu	Distribution Supervisor
Mr. Billies basikolo	Senior Training and development officer
Mr. Evilasio Mwale	CSPE
Mr. Siniosi Maliano	DOPD
Mr. Macvitte Chipwanyana	Regional Manager
Mr. Macdonald Nazombe	Senior Engager Distribution Planning
Mr. Charles Namulu	Senior Technician
Mr. Brian Mbewe	Direct Engager
Mr. Bernaro Nkhulawe	Senior Engineer Transformer Workshop

Mr. Kwwell Msanjma	Survey Assistant
Mr. Charles Namulu	Senior Technician 400/132 kV Nkhome substation

4) JICA Malawi Office	
丹原 一広	所長
左近充 直人	次長
平野 歩	所員

**DATA COLLECTION SURVEY
ON
THE IMPROVEMENT OF ACCESS TO POWER SECTOR
IN SUB-SAHARAN AFRICA**

FIELD SURVEY IN MALAWI

MARCH, 2022

JICA SURVEY TEAM

Contents

1. Introduction
2. Schedule of the Site Survey
3. Contents of the Site Survey (Technical and Financial aspects)
4. Proposed Priority Projects
5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi
6. Proposal related to Operation and Maintenance

1. Introduction

Objectives of the Survey

Data and information to formulate specific projects (Grant aid and/or Technical cooperation) shall be collected for JICA's consideration

- Impact of COVID-19 on the target country's power sector
- Ensuring stable power supply to basic social service facilities and power access security for low-income earners

A-4-12

* At the stage of the Survey, no commitment will be made from the Survey Team concerning the preparatory survey or realization of the Project.

2. Schedule of the Site Survey

No. Date & Day	Chief Consultant/ Investment Planning	Assistant	Transmission and Substation Planning	Transmission and Substation Planning	Human Resource Development for O&M	Deputy Chief Consultant/ Financial Analysis	Accommodation	
	Makoto Abe	Hiroki Aoyagi	Kenji Sakemura	Taro Nakamura	Kyohei Kurohane	Toru Sera		
1	16th March	Wed	Tokyo Narita (09:40) ⇒Singapore (16:30) by SQ637					Trip
2	17th March	Thu	Singapore (01:30) ⇒Johannesburg (6:10) by SQ48 Johannesburg (12:20) ⇒Blantyre (14:35) by ET021					Trip
3	18th March	Fri	Courtesy call to ESCOM Site Survey: Proposed New Blantyre Substation and Transmission and Distribution Lines Site Survey: Proposed Zomba (Masola Area) substation and Transmission and Distribution Lines					Blantyre
4	19th March	Sat	Site Survey: Transmission and Distribution Lines damaged by Tropical Storms Site Survey: Distribution SCADA for South-region Discussion with ESCOM					Blantyre
5	20th March	Sun	Internal Meeting					Blantyre
6	21st March	Mon	Site Survey: Transmission and Distribution Lines damaged by Tropical Storms Discussion with ESCOM					Blantyre
7	22nd March	Tue	Blantyre (09:10) ⇒Lilongwe (09:50) by ET43 Discussion with ESCOM					Trip
8	23rd March	Wed	Site Survey: Proposed Expansion of Nkhoma Substation and Transmission and Distribution Lines Site Survey: Proposed Distribution Lines to upgrade in the City Centre Discussion with ESCOM					Lilongwe
9	24th March	Thu	Discussion with ESCOM Courtesy Call to Ministry of Energy (Tentative) Report to JICA Malawi Office (Tentative)					Lilongwe
10	25th March	Fri	Lilongwe (09 : 50) ⇒Nairobi (13:00) by KQ731 Nairobi (16 : 30) ⇒Kigali (17:00) by KQ474					Trip

3. Contents of the Site Survey (Technical and Financial aspects)

Technical

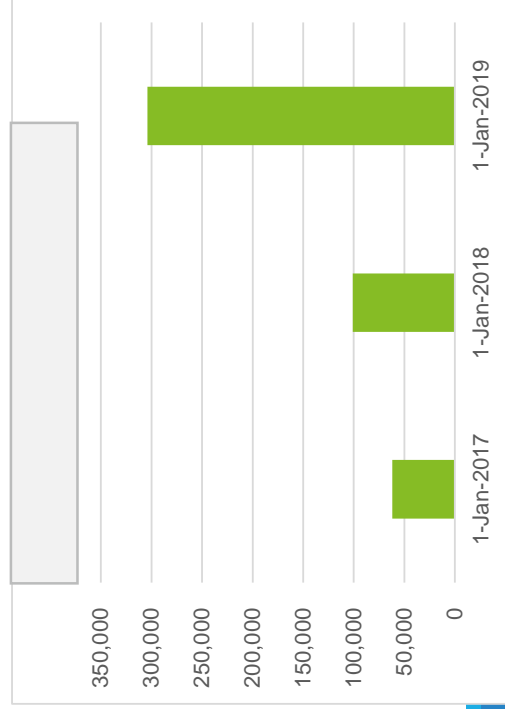
- Data collection for formulating projects
- Collection of additional information related to requested projects
- Site survey of Transmission and Distribution facilities damaged by the tropical storm Ana
- Information sharing on effective power system equipment or materials

Finance - Summary of discussion point

- Ask questions about accounting standards in each country and discuss the application status of each company
- Understand the circumstances of the spin-off and clarify the financial status of each company's transactions after the spin-off
- Explain the method of financial analysis. After that, explain and discuss about the results of the financial analysis based on the financial statements received in advance
- In the financial analysis, electric power companies in Japan and other African countries are used as benchmarks. In the comparison, explain and discuss about the characteristics of each company
- Ask financial questions that can be read from the financial statements and discuss future management
- Request other information and data due to conduct financial analysis for future consideration

Finance – Analysis (Sample)

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	Electric company in Japan
Profitability				
General				
Cost rate	51.4%	40.3%	48.1%	-
Gross margin	48.6%	59.7%	51.9%	-
Net income ratio	26.9%	25.6%	19.0%	2.8%
SGA on sales	0.0%	0.0%	0.0%	-
ROE	10.4%	25.1%	8.0%	5.9%
ROA	6.5%	15.1%	6.3%	1.3%
Turnover				
Total asset turnover	0.24	0.59	0.33	0.5
Fixed asset turnover	0.32	1.08	0.56	0.5
Trade receivables turnover period (month)	7.83	7.16	6.40	1.2
Inventory turnover period (month)	1.40	0.68	1.57	0.3
Trade payables turnover period (month)	1.5	1.6	4.2	0.6
Solvency				
Repayment Capacity				
Current Ratio	521.8%	159.6%	198.9%	52.9%
Quick Ratio	458.1%	147.9%	178.0%	47.4%
Capital stability				
Capital ratio	62.7%	60.1%	78.6%	22.7%
Debt ratio	59.4%	66.5%	27.3%	341.1%
Growth				
Sales growth rate	31.5%	190.4%	-	-
Profit growth rate	37.9%	290.7%	-	-



4. Proposed Priority Projects

(1) BLANTYRE NORTH REINFORCEMENT PROJECT

Project Scope:

- Construct 2x17km of 132kV overhead line on tower steel structures with lynx conductor and OPGW.
- Install 3 x 132kV line bays (Two for looping in and out of the Nkula-Blantyre West 132kV line and one spare for a future 132kV line from Phombeya)
- Construct 132kV Double Busbar with bus-coupler
- Install 132/33kV 1 x 50MVA transformer
- Install 132/66kV 1 x 50MVA transformer
- Install 4 x 33kV line bays
- Construct a total of 100km 33kV overhead lines of three feeders connecting to existing Chirimba and Chileka Substations and a new 33/11kV Lunzu Substation.
- Construct associated civil works and control room
- Optical Fibre communication and termination.
- SCADA connection

4. Proposed Priority Projects

(2) DISTRIBUTION SCADA FOR CENTRAL AND NORTHERN REGIONS

Project Scope:

- Installation of SCADA Equipment at the Northern and Central Region Control Centres.
- Installation of RTU's all necessary equipment in 21 Distribution Substation

4. Proposed Priority Projects

(3) 132kV PHOMBEYA – ZOMBA – NEW BLANTYRE SUBSTATION TRANSMISSION LINE

Project Scope:

- Construction of 75km x 132kV Transmission Line with OPGW and 2 x 132kV Line Bays from Phombeya to Malosa and 70km x 132kV Transmission Line with OPGW and 2 x 132kV Line Bays from Malosa to New Blantyre.
- -Construction of a new substation with 132kV Double Busbar at Malosa including site clearing works, civil works and control building
- -Installation of 1 x 40/50MVA 132/33kV transformers and associated switchgear with provision for a second transformer at Malosa
- -Construction of 33kV Busbar and Line bays as well as associated civil works at Malosa Substation

4. Proposed Priority Projects

(4) Nkhoma substation expansion and 33 kV distribution lines

Project Scope:

- Expansion of existing Nkhoma substation
 - 132 kV switchgear (2 bays)
 - 132/33 kV Tr. (1x 25MVA)
 - 33 kV switchgear (5 bays)
 - Protection, control & supervisory equipment (1set)
- Overhead distribution lines
 - 33 kV lines (30km)
 - Pole mounted Tr. (33/0.4 kV) (41sets)

4. Proposed Priority Projects

(5) Lilongwe 33kV overhead line ring

Project Scope:

- Decommissioning old lines, construction of new lines and re-conducting distribution overhead lines with ELM conductor (AAAC 175mm²) (50km)

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

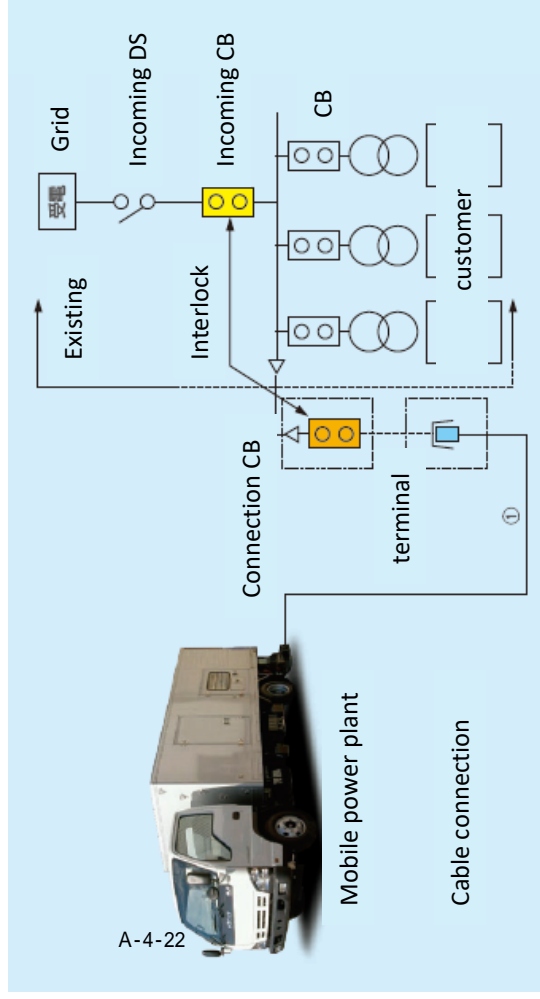
(1) Mobile power station

➤ Outline

A mobile power station is a truck equipped with a set of equipment necessary for power supply, such as a Turbine, generator, transformer, etc. The parking place for the mobile power generator will be at a power plant temporarily.

➤ Main specifications

Rated capacity	Up to 2,000 kVA
Turbine type	Gas or diesel turbine
Cooling type	Air
Fuel	Light oil / heavy oil/ Kerosene
Outline size	Up to 11.9 m (L) x 2.5 m (W) x 3.75 m (H)



5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(2) Mobile transformer (Pad-mounted type)

➤ Outline

This equipment is portable by truck and can be easily connected to power distribution lines to supply power to LV customers in a short period of time.

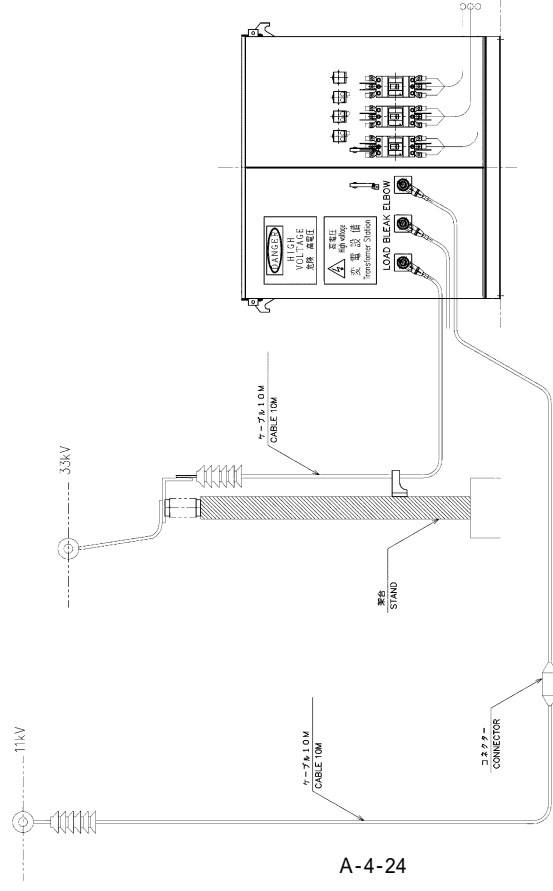
As a result, it is useful for emergency power supply during disasters, power supply during facility construction, and alternative power supply during facility maintenance.



5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

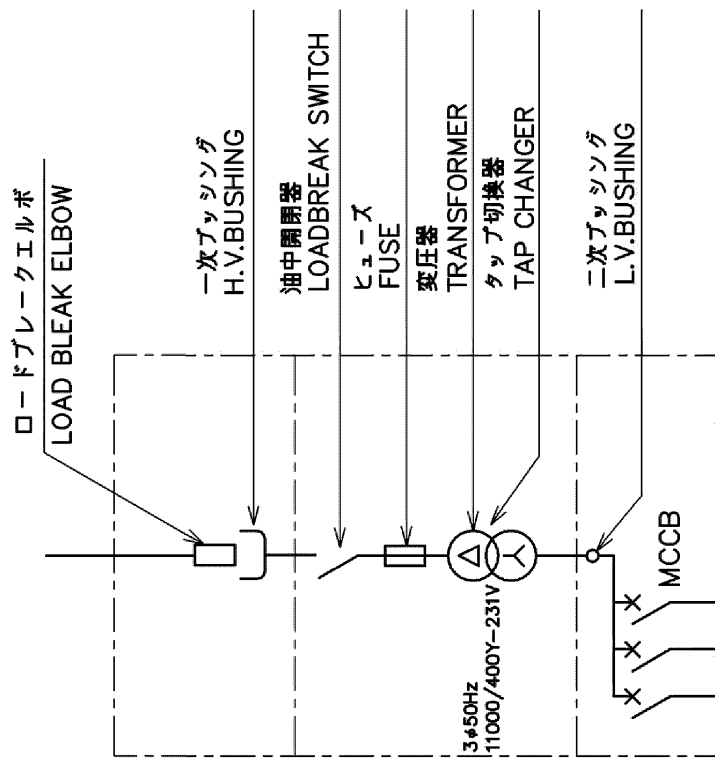
(2) Mobile transformer (Pad-mounted type)

➤ Arrangement (Conceptual diagram)



A-4-24

➤ Typical SLD



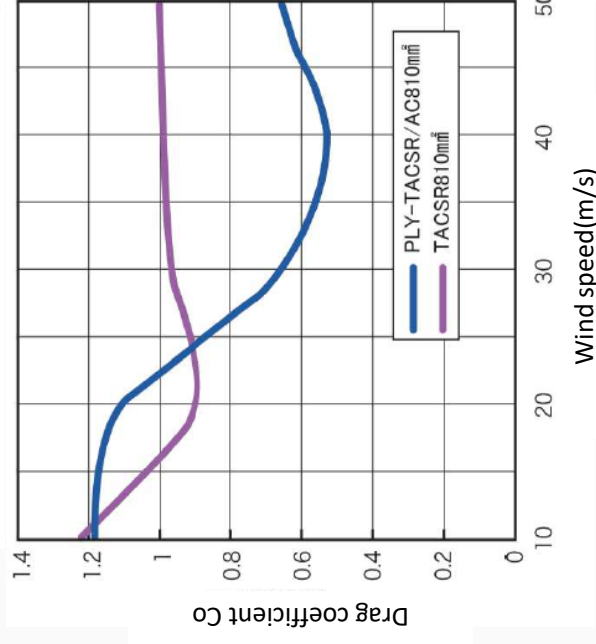
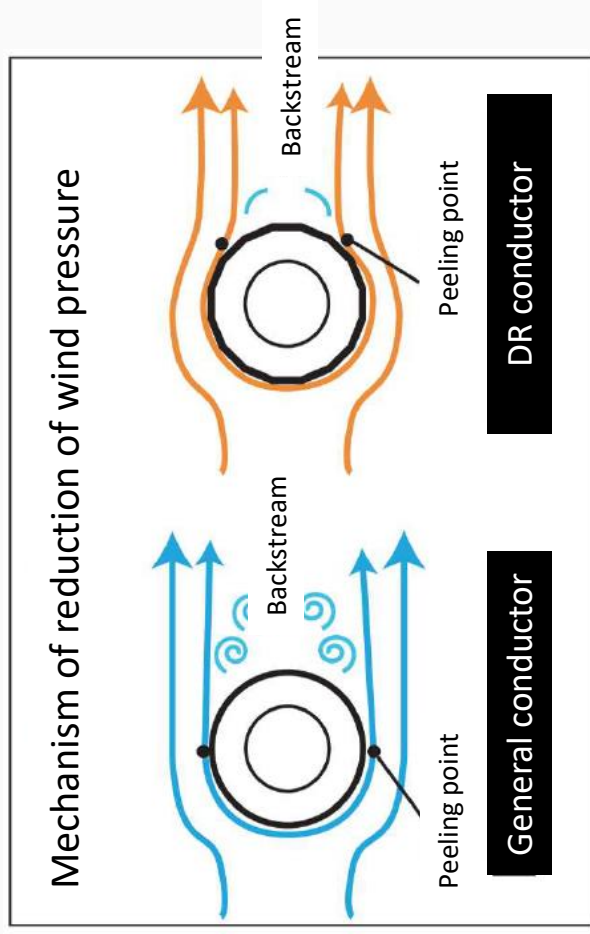
➤ Main specifications

- Primary voltage : 11 to 33 kV
- Transformer capacity : up to 500 kVA
- Secondary voltage : 400 V (as required)

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(3) Low wind pressure conductor DR (Drag Reduce)

- DR conductors utilize the steel core aluminum stranded wire with a polygonal surface shape.
- As a result, wind pressure can be reduced by 15% or more at wind speeds of 40m/s or more.



DR conductor

Source: Based on manufacture catalog

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(3) Low wind pressure conductor DR (Drag Reduce)

Benefit by the reduction of wind pressure,,

- ✓ It is possible to reduce the wind pressure and swing for conductors when the strong wind occurs
⇒ High resiliency design
- ✓ Cost reduction of construction of transmission tower and foundation
- ✓ Reducing the range of “Right of Way “
- ✓ DR conductor can be integrated with low loss configuration ⇒ Reduction of running cost

6. Proposal related to Operation and Maintenance

O&M project with drones (Equipment monitoring and diagnosis using drone technology)

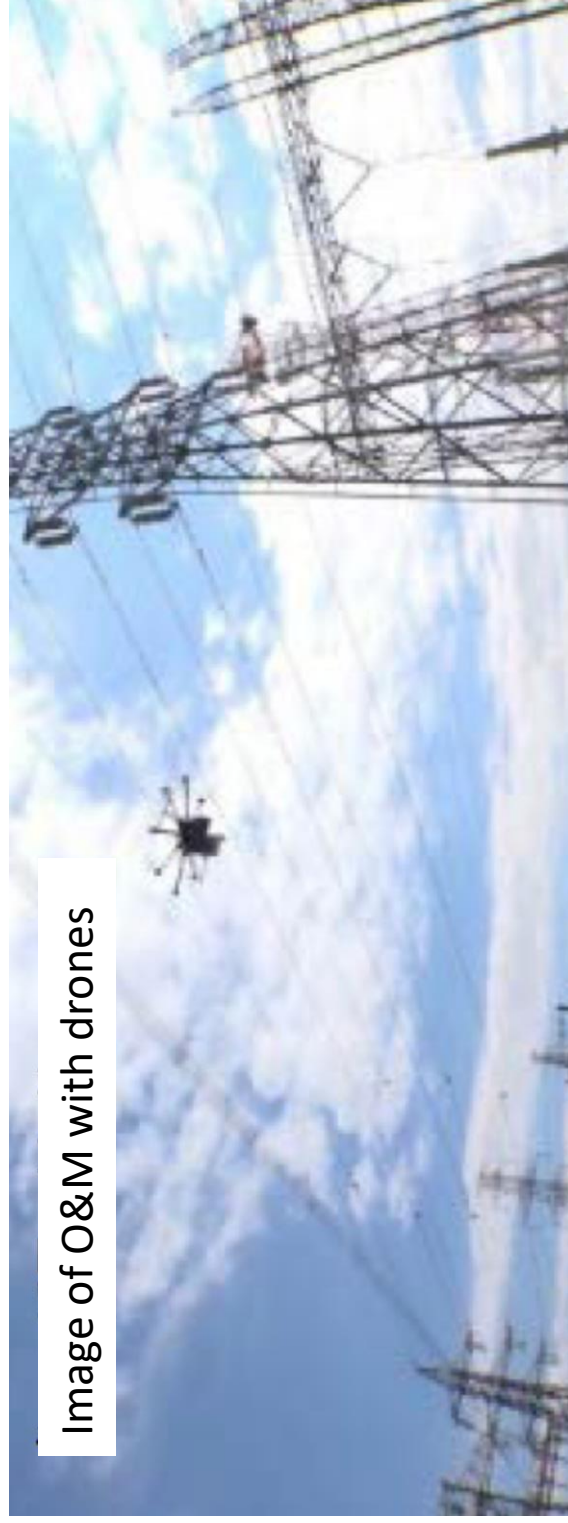
The maintenance work of transmission and distribution facilities is

- ✓ a **risky**,
- ✓ time **consuming**,
- ✓ and sometimes an **inaccessible** task. (after natural disaster such as cyclone, etc.)



Drones enable collecting the needed data for identifying and mitigating these risks, **effectively and safely**. Therefore, O&M project with the drones can be proposed.

A-4-27



Source: METI

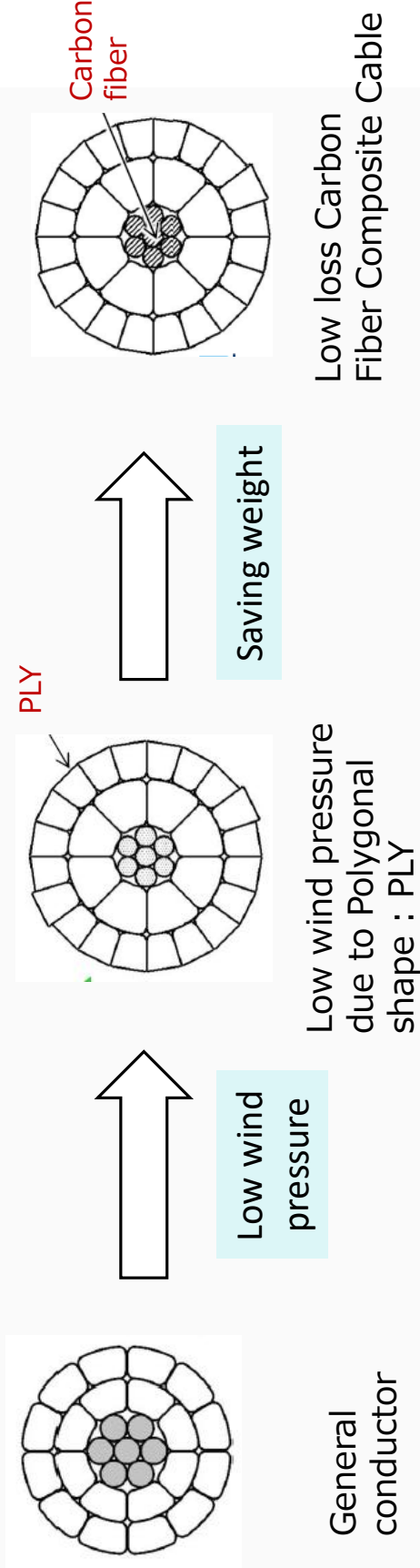
Thank you for your attention

Annex

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(3) Low wind pressure conductor DR (Drag Reduce)

If “Low wind pressure” + “Low Loss Carbon Fiber” apply



If “low wind pressure conductor” and “Low loss carbon conductor” applies, it is expected to reduce the loss by 30% to 40% without reinforcing and/or replacement of the existing towers.

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(4) Low-loss distribution transformer

- Lowers hysteresis losses
- Have very thin laminations → Eddy current losses reduce as compared to Iron.

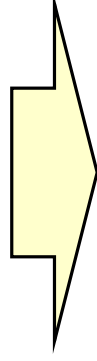


Source: Based on manufacture catalog

Amorphous Metal Distribution Transformers

(4) Low-loss distribution transformer

- Hysteresis Loss
Random molecular structure enables ease of magnetization and demagnetization. Hence, lower hysteresis losses compared to conventional core material.
- Lowers hysteresis losses
Resistivity of Core Material is proportional to the Square of the thickness of Laminations, Due to Lower thickness (approximately $1/10^{\text{th}}$ of conventional core), eddy current losses are lower.



Low Hysteresis and Eddy Current losses helps in
Significant reduction of No-Load Losses

(4) Low-loss distribution transformer (Payback calculations)

(Sample Calculations)

[Conditions]

Rating and Price

Rating	CIF Price[\$]		Extra Investment to buy Amorphous Transformer[\$]
	Si Transformer	Amorphous Core Transformer	
100 kVA, 11/ 0.42 kV	3555	4190	635

Losses of Transformer

Losses[W]	Si Transformer	Amorphous Core Transformer
No-Load Losses	145	90
Load Losses	1210	815

[Payback Calculations]

		Annual Savings		Annual Savings[\$]
No-load losses [W]	Load losses[W]	Annual Savings[kWh] (Losses[W] x LLF x 8460[hr])/1000		
55	395	Due to No-load losses with LLF1.0	Due to load losses with LLF 0.5*1	199.07*2
		481.80	1730.10	
			Total	2212.00

*1 :LLF→ 70%Load Loss factor considered to calculate LLF, *2 :@unit kWh→ 0.09\$

(4) Low-loss distribution transformer

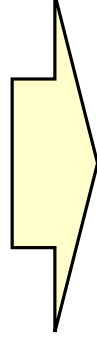
[Payback Calculations]

Payback Calculations

Years	Extra investment on purchase[\$]	Interest on extra investment 8.5% per year	Energy cost [\$/kWh]	Cost of energy saved [kWh/year]	Extra investment (Principal) carried forward
1	635.00	53.975	0.09	199.07	489.90
2	489.90	41.64	0.09	199.07	332.47
3	332.47	28.26	0.09	199.07	161.66
4	161.66	13.74	0.09	199.07	(23.67)
5	(23.67)	-2.01	0.09	199.07	(224.75)
6	(224.75)	-19.1	0.09	199.07	(442.91)

NOTES:

- ✓ The extra investment & Payback calculations depends on Loss Capitalization rates.
- ✓ The Loss Capitalization rates depends on Cost of Energy, Bank Interest rate, number of hours of operation & Life span of Transformer and Transformer Loading factor.
- ✓ Exact Payback Calculations can be done for a Particular Country based on above parameters which are Country specific.

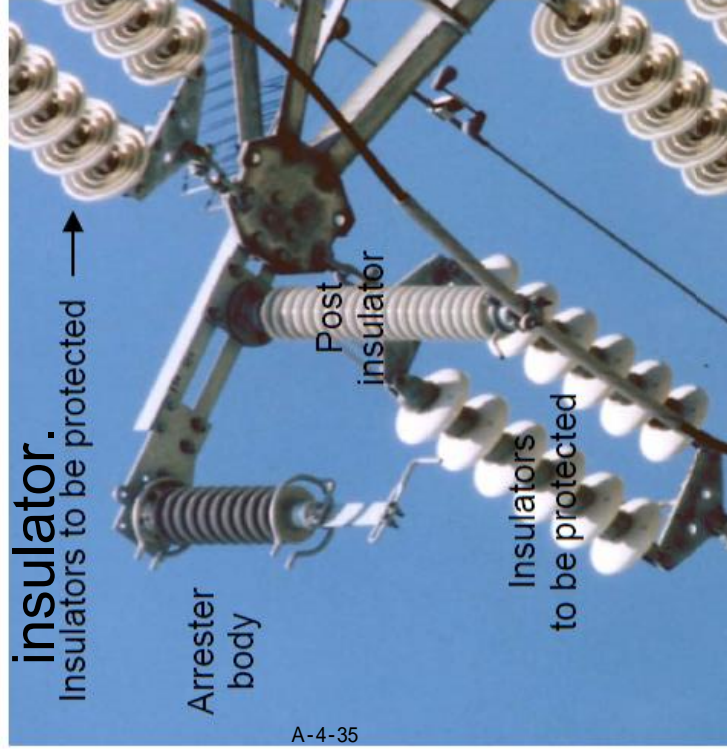


Payback Starts from 4th year

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

➤ When a lightning strikes transmission tower or power line conductor, transient overvoltage will be induced across the



A-4-35

➤ EGLA, consisting of arrester body and series air gap, is installed in parallel with the insulator to be protected.

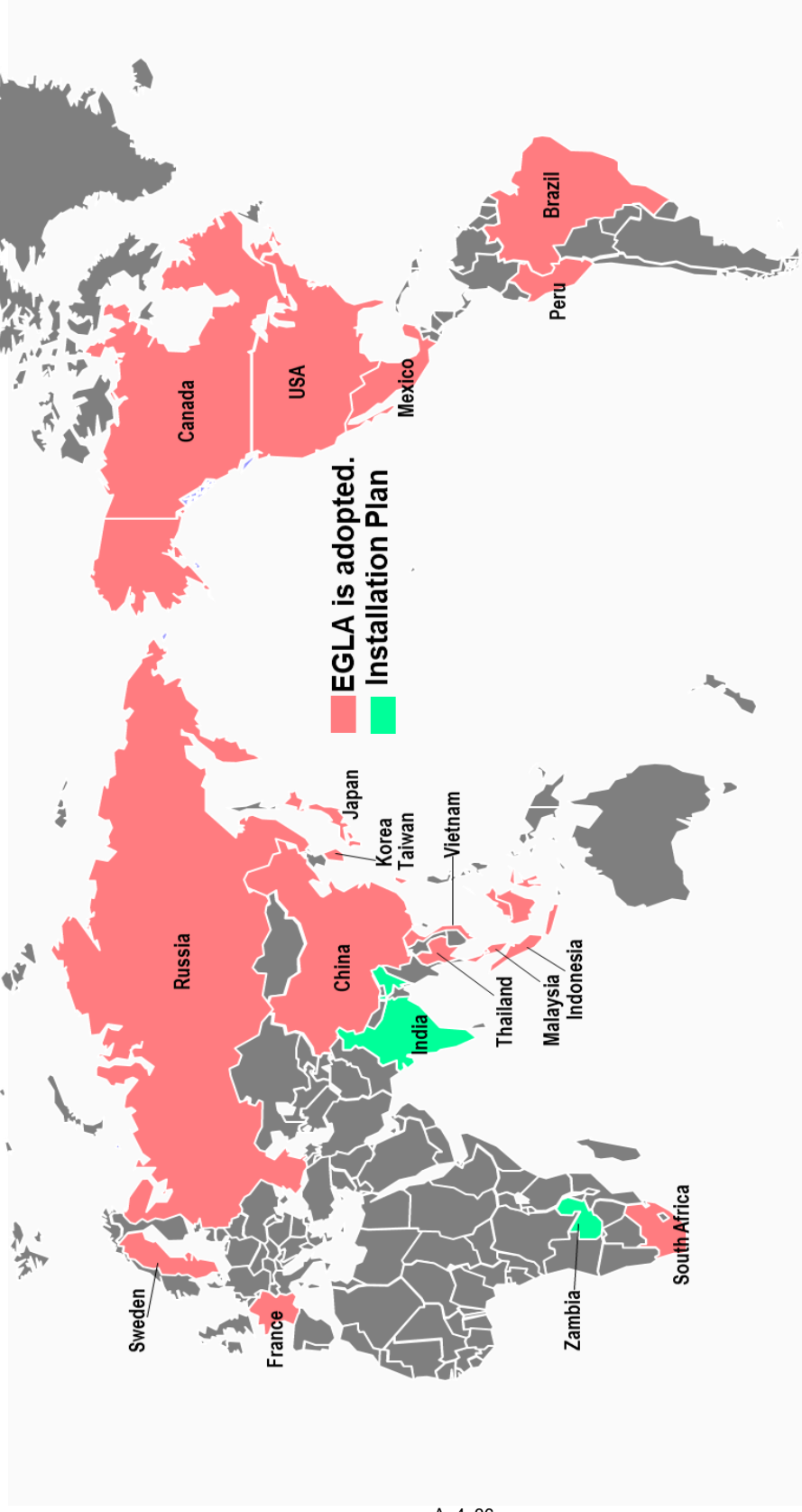
➤ EGLA can prevent instantaneous voltage drop and power outages due to permanent ground faults.

Source: Based on Technical paper

EGLA for 77 kV System

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)



A-4-36

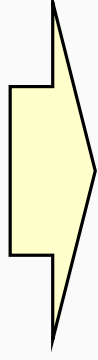
Applicable situation of EGLA in the world

- External Gapped Transmission Line Arresters are currently used in over 20 countries in the world

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 1) Improve power reliability by preventing power outages
→ **Reducing economic losses**
- 2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
- 4) **Application cost of EGLA**



To Consider cost-effectiveness

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

→ **Reducing economic losses**

[Conditions]

Number of customers supplying 100 MVA and the amount of damage per customer for one hour of power outage

Item	Conditions
Supply Capacity	100 MVA
Annual Power outage time (C)	0.33hr(20min.)*1
Failure rate due to lightning(D)	42.7%*2
Operation period(E)	20 years

A-4-38

*1: Annual Power outage time: Data quote from SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

*2: Failure rate due to lightning (D): Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, T72, Guide to Lightning Protection Design for Transmission lines (2003)

Consumer	Number of customers(A)*3	Impact of power outage(B)*4
General (2 kW)	10,000 (95.6%)	\$16
Low Voltage (50 kW)	400 (3.8%)	\$2,000
High Voltage (500 kW)	40 (0.38%)	\$10,000
Extra High Voltage (2000 kW)	20 (0.19%)	\$69,091

*3: Number of customers: Assumed based on cases of Japanese electric power companies

*4: Impact of power outage (B): Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, (2007), Impact of Supply Reliability and Blackout on Residential and Business Customers of Electric Power Companies in Japan

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

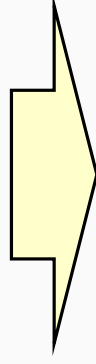
(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

[Economic loss estimation]

Economic loss was estimated by the following formula;.

Economic loss = Number of customers (A) x Impact of power outage (B) x Annual power outage time (C) x Failure rate due to lightning (D) x Operation period (E)



About \$ 7.7 million

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
[Conditions]

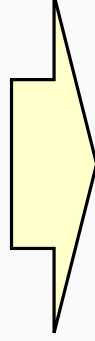
Item	Conditions
Supply Capacity(A)	100 MVA
Average load(B)	70%
Annual Power outage time(C)	0.33hr(20min.)

A-4-40

Item	Conditions
Failure rate due to lightning(D)	42.7%
Electricity charge(E)	¥30/kWh(0.3\$/kWh)
Operation period(F)	20years

[Loss estimation due to power failure]

Loss due to power failure = Supply Capacity (A) x Average load (B) x Annual Power outage time (C) x Failure rate due to lightning(D) x Electricity charge (E) x Operation period(F)



About \$ 50 thousand

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
[Conditions]

Item	Conditions
Number of accidents(A)	2times / year
Maintenance worker (B)	7people
Labor costs (C)	50,000yen / person day

A 4-41

Item	Conditions
Repair days (D)	3days
Operation period (E)	20years

[Estimation of maintenance cost]

Maintenance cost = Number of accidents (A) x Maintenance worker (B) x Labor costs (C) x Repair days(D) x Operation period(E)



About \$ 364 thousand

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

4) Application cost of EGLA

[Conditions]

Item	Conditions
Voltage	220kV
Transmission line length	44km
Number of transmission tower	130

A-4-42

Item	Conditions
Number of installed EGLA	390 (installed EGLA for one line)
Specification for EGLA	IEC60099-8, Class Y2 With External gap

[Application cost]

Estimated unit price of EGLA : 3273 \$ - 3636 \$

(Depending on the manufacturer)



Applicable cost of EGLA : 1.3million\$ - 1.5million\$

5. Applicable quality infrastructure for Power System in Malawi

(5) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

Consider cost-effectiveness

Loss reduction cost by applying EGLA: \$ 8.2

Applicable cost of EGLA : \$ 1.3million - 1.5million



A-4-43

- As a result of the trial calculation, it was confirmed that the application of EGLA improves the power quality and reduces the maintenance cost, so the economic effect is great.
- We would like to evaluate the economic efficiency when applied to Network in Malawi.

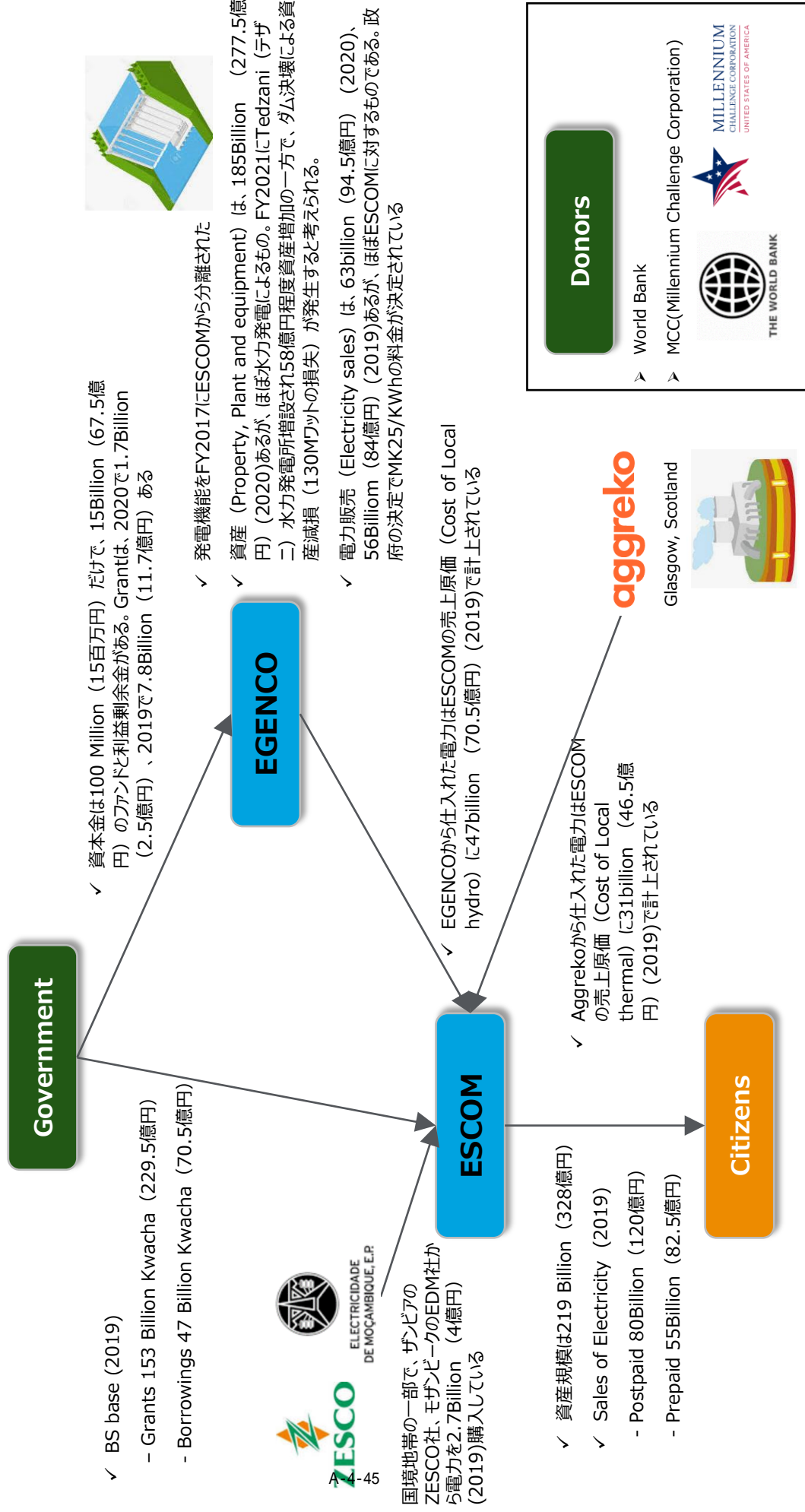


マラウイ調査結果（財務）

ESCOM & EGENCO group relation map

Map

単位はすべて、Malawi Kwacha (1Kwacha=0.0012US\$, 0.15円)



サブサハラ16か国の分析結果

電化人口一人当たり売上高、資産額

項目	Country	Ave.	Angola	Burkina Faso	Cameroon	Ethiopia	Kenya	Liberia	Madagascar	Malawi	Mozambique	Nigeria	Rwanda	Senegal	Sierra Leone	Togo	Uganda	Zambia
	Country		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
売上高																		
発電	Integrated		326,384		533,649	203,931	443,040	25,443	239,019	59,189	516,980		83,155	916,097	28,843	0	14,524	876,322
送電	Generation	628,196					31,054											
配電	Transmission	478,586			110	247,952	1,285,196			131,067					45,439			
内部取引	Distribution									(59,189)								
内部取引	Internal transaction																	
外売上高計 (000 US\$)	Sales (000 US\$)	470,332	1,106,782	326,384	533,759	451,883	1,759,290	25,443	239,019	131,067	516,980		83,155	916,097	74,282	0	14,524	876,322
人口 (千人)	Population	27,861	30,800	19,190	25,210	109,220	49,700	4,820	26,970	18,620	29,490		12,300	15,850	7,650	7,880	42,860	17,350
電化率 (%)	Electrification rate	38.9	45.0	20.0	70.0	45.0	75.0	11.0	25.0	13.4	29.0		52.6	69.0	25.0	43.0	23.0	37.0
電化人口 (千人)	Electrification population	11,938	13,860	3,838	17,647	49,149	37,275	530	6,743	2,495	8,552		6,470	10,937	1,913	3,388	9,858	6,420
電化人口当たり売上高	Sales per e-population(US\$)	48	80	85	30	9	47	48	35	53	60		13	84	39	0	1	137
送電総距離 (Km)	Transmission (Km)									1,500.6			25,314.0					
有形固定資産額 (統合型)	Fix assets (M US\$) - Integrated		683					508	3		3,059		439	1,449	1,540			4,915
発電	Generation	1,215			714	10,970	3,430			234					1			750
送電	Transmission	325					1,681											592
配電	Distribution	909			15	1,144	2,708			286					21			400
有形固定資産額 (配電)	Total Assets	2,533	2,448	683	729	12,114	7,819	508	3	519	3,059		439	1,449	22	1,540	1,742	4,915
電化人口当たり資産額	Assets per e-population	266	177	178	41	246	210	958	0	208	358		68	132	12	455	177	766

※外売上高はFY2018基準とし、資産額は財務諸表が入手できた最新年度で計算している
※分析している国は、内部売上が存在する可能性がある

「電化人口当たり売上高」では、平均値が48USドルに対して、53ドルと比較的高い料金が獲得できてきている。2019年に料金値上げを行っていることが寄与していると考えられる。

「電化人口当たり資産額」では、平均値が266USドルに対して、208USドルと、少し規模が小さいと考えられる。今後、順次投資を行うため、平均値には近づくと考えられる。

財務諸表分析は問題点を定量的に知るための重要なツールであり、各分析の組み合わせから企業の問題点を読み取ることができます

財務諸表分析の目的

財務諸表分析をすることで、

- 企業が投下した資本に対して効率的に利益を獲得しているか（収益性）
- 支払能力に問題がないか（安全性）
- どれくらい業績が伸びているか（成長性）

等が把握できる



- 現状の理解促進（課題の発掘）
- 今後の計画策定（課題への対応策の検討）

に役立つ

財務諸表分析の内容

収益性分析	企業の収益獲得能力を分析する
安全性分析	支払能力や財務面での健全性を分析する
成長性分析	企業の業績がどれくらい伸びているか分析する
その他	上記以外にも財務数値を基礎にした様々な分析がある

企業の収益性、安全性、及び成長性を分析するため、以下のような指標が一般的に用いられます

収益性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
収益性分析（利益率）		
原価率	売上原価/売上	低い
売上高総利益率	売上総利益/売上	高い
売上高経常利益率	経常利益/売上	高い
売上高当期純利益率	税引後当期純利益/売上	高い
売上高対販売費・管理費率	販売費・管理費/売上	低い
ROE（株主資本当期純利益率）	税引後当期純利益/純資産	高い
ROA（総資本当期純利益率）	税引後当期純利益/資産合計	高い
収益性分析（回転率・回転期間）		
総資本回転率（回）	売上/資産合計	高い
固定資産回転率（回）	売上/固定資産	高い
売上債権回転期間（月）	売上債権/売上*12	低い
棚卸資産回転期間（月）	棚卸資産/資産*12	低い
買入債権回転期間（月）	仕入債務/売上*12	高い

安全性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
安全性分析（債務の返済能力）		
流動比率	流動資産/流動負債	高い
当座比率	(流動資産-棚卸資産)/流動負債	高い
固定比率	固定資産/純資産	低い
借入金依存度	借入金/資産合計	低い
安全性分析（資本の安定性）		
自己資本比率	純資産/資産合計	高い
負債比率	負債合計/純資産	低い

成長性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
成長性分析		
売上増加率	対前期売上の増減/前期売上	高い
利益増加率	対前期利益の増減/前期利益	高い

アフリカ電力企業においては国によっては資産額の増加が顕著である一方、収益性や回転率・在庫の管理・安全性などに懸念があり、経営上特に留意する必要があります

特徴及び経営上の留意点



収益性の低い企業が多い



売上債権回転期間が長い



流動比率・当座比率が低い

アフリカ電力企業の特徴			
	<p>売上高から売上原価を差し引いた売上総利益率の低い企業が多く、収益性を改善する必要がある。収益性が低ければ、営業によるキャッシュフローにも影響し、資金繰りも悪化する傾向にある。</p>	<p>電力を販売して、利用者から売上債権を回収する期間、つまり、資金化するまでの期間が長い企業が多く、資金繰りに窮することが懸念される。発電、送電、配電部門で分社しているケースも多いが、1社で資金を回収しつつも、適時に各社に資金配分をしなければ、すべての部門で資金繰りが困難となることが懸念される。</p>	<p>短期的な債務に対し、支払原資となる現金やすぐに現金化できる資産が少なく、追加の借入金等による資金調達の必要性が生じる可能性が大きい。資金調達手段が確保できていない場合、政府から多額の補助金を拠出することになる。</p>

経営上の留意点			
	<ul style="list-style-type: none"> ● 中長期の計画策定 投資を行う期間があると考えられるが、それを踏まえて、中長期目線で政策や施策を打ち出し、それに基づく財政計画（投資計画・事業計画）が必要である。 ● 料金改定 場合によっては、料金改定を検討する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 債権回収に関する体制整備・手続き明確化 債権回収に関する体制を整備し、手続きを明確化し、画一的に行う。特に滞留債権については留意する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 資金調達手段の確保 短期的な資金需要に対応できる資金調達手段を常に確保する（例えば銀行とのコミットメントライン契約の締結等）。 ● 資金管理の徹底（再掲） 常に一定の余剰資金を確保できるように現金残高の管理を行い、資金繰りの精度を高める。



ELECTRICITY SUPPLY CORPORATION OF MALAWI LIMITED (ESCOM)
Power All Day Every Day

ESCOM **(Electric Supply Company of** **Malawi)**

ESCOM (Electricity Supply Corporation of Malawi limited.)

調査概要

- 2022年3月18日 (金) 900~1100
- ESCOM担当者：Mr. Brian Ndisale (Financial controller – project) Mr. Joseph Kamwendo (Sinior projects accountant) Mr. Sam Katandika (Project accountant)
- 2016年から2019年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不明点等について質問を行い、協議を行った。

結果要約

- グループ会社の取引関係を整理すると、前頁のような関係である。なお、ルワンダのように連結財務諸表を作成する考え方もあるが、資本関係などで独立しており、会計的には必要ないため、連結財務諸表は作成していない。
- 会計的には、IFRS (国際会計基準) 15 (収益認識基準 (Revenue from contracts with customers)) を2019年から適用している。当該基準は、企業によって「出荷基準」や「検収基準」で収益認識 (収益の計上) をしていたが、収益認識基準を適用することにより、履行義務が充足されたタイミングで収益認識を行うものである。ESCOMについては、適用により大きな影響額はないとのことである。なお、顧客に電力を供給するために使用される配電網のライフサイクルは25年の期間が設定されている。
- また、IFRS 9 (金融商品 (Financial Instruments)) も適用されている。現金や売掛金、買掛金、借入金、貸付金、社債、株式、先物取引 (為替予約など)、金利スワップ、通貨スワップなどの金融商品を、償却原価区分などにより会計処理されるものである。これによる影響額も試算されているが、大きな影響はない。
- 数年間、利益がマイナスになっているが、2019年に電気料金を20%改定している。4年ごとに料金を改定しているようであるが、2019年に売上高が46Billion Kwacha (69億円) 増加したが (1.48倍)、電力仕入額が34Billion Kwacha (51億円) (1.72倍) 増加しており、利益は圧迫されている。さらに、資産の増加による人員増加と、ペアアップによる人件費が3.9Billion Kwacha (5.8億円) (1.24倍) 増加しており、利益の圧迫要因となっている。なお、人件費増加はあるものの、インフレ (9.3% Mr. 2019, World bank report) との相殺により給与が増加した感はないとのこと。また、MCC (Millennium Challenge Corporation) と世界銀行から、Energy Sector Support Project (ESSP) で、2019年度は7.6 Billion Kwacha (11億円)、2018年度は3.1 Billion Kwacha (4.6億円) の補助金収入がある。
- FY2019に資産が増加しているが、土地 15.8 Billion Kwacha (23.7億円)、送電設備 84.2 Billion Kwacha (126.3億円)、配電設備 26.1 Billion Kwacha (39.1億円) が主な増加であり、これはMCCからの支援が中心とのことである。
- 在庫 (Inventory) にGeneral stores (17 Billion Kwacha (25.5億円)) と内訳があるが、ケープルなどの資産を保有している。メンテナンスと拡張のための資産である。
- FDH、NBSの民間金融機関からの借入れも行ってはいる。マラウイにおいては、国営銀行が最も規模が大きいが、FDHは3番目の規模とのことである。借入を行う際に、政府の承認が必要な場合があり、手続きに時間を要することがあるとのことである。
- Salesのなかに、Optec Fibre Communication (2 billion Kwacha (3億円)) とあるが、TNM (Telekom Networks Malawi) に対する売上である。
- 財務システムは、Microsoftを使っており、在庫や債権管理など、統合型を利用している。
- ヒアリングを行った3名は、いずれも財務・会計の専門性が高く、財務・経理的には、非常に人員が充実していると考えられる。

世界銀行レポートより

料金改定と今後の見通し

第三に、公益事業の財政状態が弱いため、積極的なアクセス拡大に着手し、信頼できるサービス提供を確保する能力が妨げられている。平均電気料金は、ESCOのキャッシュフロー要件を満たすには不十分です。借入能力がなく、政府はESCOの資本的支出（CAPEX）のニーズを満たすために債務を引き受けている。その結果、ESCOは定期的な運用および保守（O&M）を実行できず、サービスの中断や復旧時間の増加などの顧客サービスの低下につながった。接続料金を支払う余裕のある高価値の顧客のみを接続することに焦点を当てている。また、関税制度のマイナーな改善も行っている。ESCOはMERAに新しい申請書を提出し、2018年から2021年までの次の4年間の料金の60%の引き上げを要求しました。これに対して、2018/19年に20%が有効になったのと同じ期間に31.8%が承認されました。2018/19年の平均料金はMWK88.02（約US\$ 0.12）で、2021/22年にはMWK 95.15（約US \$ 0.13）に引き上げられる。

- 消費率は、毎年2パーセント増加すると想定されている
- 増加するO&Mコストは、資本的支出の2パーセント（2%）であると想定されている
- 流通および商業コスト。電力ネットワークに接続される追加の顧客の規模のために、増分配電および商業コストは重要である
- 増分配電および商業コストは、MWK9.9 / kWh（US\$1.4 / kWh（2018年から2021年に予測される送電および配電（T&D）コストの平均））と見積もられている
- 送電および配電の損失。送電および配電の損失は17.6%と推定されている
- 97.3パーセントの徴収率が想定されている
- マラウィの法人税率は現在30%に設定されている

基金がキャッシュフローから除外された1年後（2020年）にのみ、ESCOの財政状態（純利益とキャッシュフロー）にもプラスの影響を及ぼす。下表は、電力セクターがプロジェクトから実現すると予想されるプラスの収入である

Table 6.6: Component 1 Impact on ESCOM's Finances - Base Case

Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Cumulative on Project Life (15 years)
Net Income Impact (US\$ million)	0.79	1.01	1.27	1.56	1.18	1.27	1.37	1.48	20.3
Cash Flow Impact (US\$ million)	2.19	3.81	5.47	7.16	8.18	4.83	4.94	5.04	73.4

ESCOM (Electric Supply Company of Malawi) 財務分析結果

Analysis

Profitability	
General	
Cost rate	57.8%
Gross margin	42.2%
Net income ratio	-5.7%
SGA on sales	14.3%
ROE	-28.4%
ROA	-2.7%
Turnover	
Total asset turnover	0.48
Fixed asset turnover	0.60
Trade receivables turnover period (month)	2.78
Inventory turnover period (month)	0.70
Trade payables turnover period (month)	4.7

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	30-Jun-2016	Electric company in Japan
①	57.8%	49.7%	17.6%	0.0%	-
②	42.2%	50.3%	82.4%	100.0%	-
	-5.7%	-13.6%	10.6%	10.6%	2.8%
	14.3%	17.1%	20.4%	20.8%	-
	-28.4%	-29.5%	15.7%	10.8%	5.9%
	-2.7%	-7.3%	7.3%	6.1%	1.3%
Turnover					
③	0.48	0.54	0.70	0.58	0.5
④	0.60	0.74	1.11	1.04	0.5
⑤	2.78	3.67	3.18	3.48	1.2
	0.70	1.67	2.40	4.02	0.3
⑥	4.7	6.8	3.3	3.1	0.6

Solvency	
Repayment Capacity	
Current Ratio	91.1%
Quick Ratio	78.2%
Capital stability	
Capital ratio	9.6%
Debt ratio	939.9%

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	30-Jun-2016	Electric company in Japan
⑦	91.1%	85.4%	177.4%	250.0%	52.9%
⑧	78.2%	61.5%	111.7%	140.5%	47.4%
Capital stability					
⑨	9.6%	24.9%	46.7%	56.6%	22.7%
⑩	939.9%	301.9%	113.9%	76.6%	341.1%

Growth	
Sales growth rate	48.2%
Profit growth rate	-38.2%

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	30-Jun-2016	Electric company in Japan
	48.2%	12.6%	13.2%	35.7%	-
	-38.2%	-244.9%	13.2%	-35.9%	-

「収益性分析」・「安全性分析」・「成長性分析」の三つの観点より分析を行った。「収益性分析」では、会社の収益獲得能力（稼ぐ力）を分析した。売上と収益・費用の相関、総資本・自己資本と利益の相関を分析し、会社がどれほど効率的に収益を生み出しているかを把握することができる。「安全性分析」では、会社の倒産リスクや経営の安定性を分析する。本レポートでは、企業の支払能力である短期的な安全性に焦点をあて分析を実施した。「成長性分析」では、会社の業績がどれほど伸びているかを分析した。これにより、会社の将来の見通しを把握することができる。尚、本レポートでは各観点の指標のベンチマークとして、日本の電力会社10社の平均値（FY2019）を用いている。

ESCOM (Electric Supply Company of Malawi)

Statement

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	30-Jun-2016
Balance Sheet				
Property, plant and equipment	219,045,490	100,061,184	61,801,053	64,599,243
Other non-current assets	16,495,854	29,225,918	14,277,520	7,015,493
Total non-current assets	235,541,344	129,287,102	76,078,573	71,614,736
Inventories	8,207,747	13,264,635	16,924,140	25,075,973
Trade receivables	32,712,088	29,157,599	22,478,364	21,708,424
Cash	15,947,451	4,399,946	6,315,373	10,449,831
Other receivables	966,311	615,324	0	0
Total current assets	57,833,597	47,437,504	45,717,877	57,234,228
Total assets	293,374,941	176,724,606	121,796,450	128,848,964
Borrowings	28,211,888	43,967,206	56,930,592	72,981,303
Other liabilities	0	26,765,071	0	0
201,685,164	50,439,863	39,096,002	32,977,158	
Total non-current liabilities	201,685,164	77,204,934	39,096,002	32,977,158
Trade payables	55,899,131	53,679,376	23,019,619	19,593,411
Borrowings	6,642,815	1,102,824	0	0
Other liabilities	935,943	770,266	2,750,237	3,297,092
Total current liabilities	63,477,889	55,552,466	25,769,856	22,890,503
Total liabilities	265,163,053	132,757,400	64,865,858	55,867,661
Profit and Loss Statement				
Sales	141,383,688	95,396,340	84,695,310	74,786,571
Cost of sales	-81,785,654	-47,383,996	-14,910,850	0
Gross margin	59,598,034	48,012,344	69,784,460	74,786,571
Personnel expenses	-20,260,347	-16,336,503	-17,239,929	-15,582,080
Depreciation expense	-11,921,311	-5,587,071	-4,877,195	-3,982,827
Other cost	-41,292,992	-45,092,942	-41,123,771	-42,923,344
Operating profit/(loss)	-13,876,616	-19,004,172	6,543,565	12,298,320
Income (loss) before income taxes	-13,468,044	-18,517,692	7,532,707	13,675,804
Tax (cost)/(income)	5,457,385	5,554,306	1,411,972	-5,772,439
Net income	-8,010,659	-12,963,386	8,944,679	7,903,365
Cashflow Statement				
Cash flows from operating activities	-4,151,698	9,358,502	22,549,201	9,930,357
Cash flows from investing activities	-120,810,295	-59,619,752	-39,104,058	-26,792,952
Cash flows from financing activities	136,509,497	48,345,823	12,420,399	6,162,863
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	11,547,504	-1,915,427	-4,134,458	-10,699,732
Foreign exchange gains (losses)	0	0	0	0
Cash and cash equivalents at beginning of period	4,399,946	6,315,373	10,449,831	21,149,563
Cash and cash equivalents at end of period	15,947,450	4,399,946	6,315,373	10,449,831

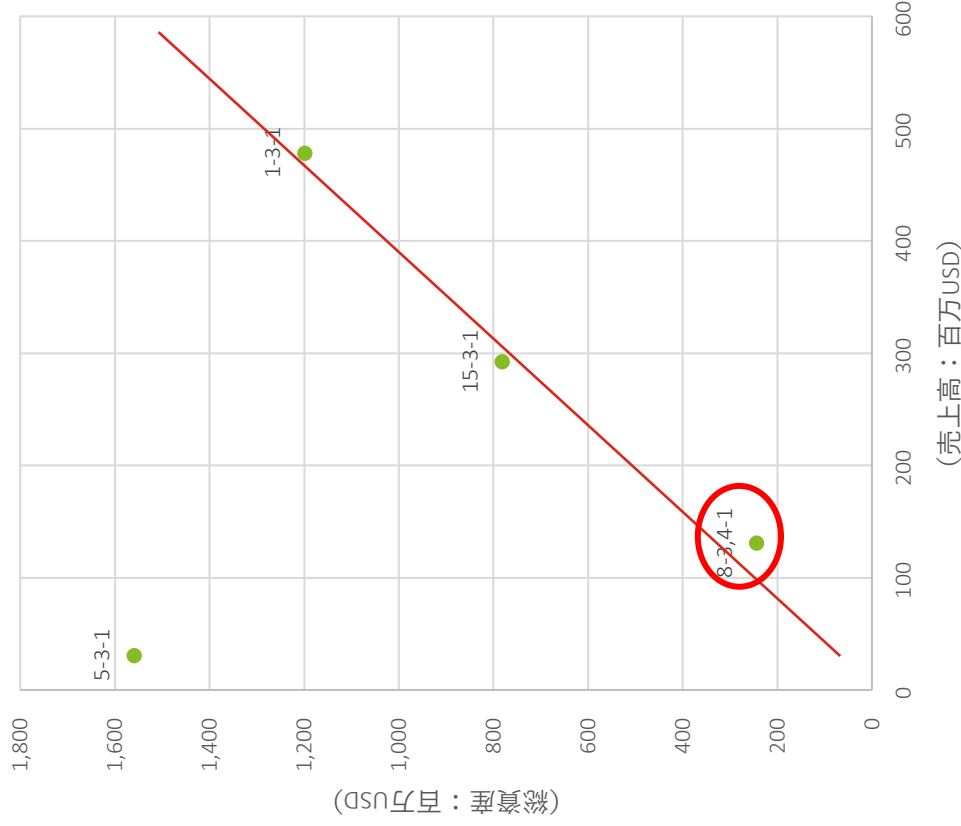
Transmission (送電)

企業一覽

ID	Country	Name	Abbreviation
1-3-1	Angola	Rede Nacional de Transporte de Electricidade	RNT
5-3-1	Kenya	Kenya Electricity Transmission Company Limited	KETRACO
8-3,4-1	Malawi	Electric Supply Company of Malawi	ESCOM
10-3-1	Nigeria	Transmission Company of Nigeria	TCN
15-3-1	Uganda	Uganda Electricity Transmission Company Limited	UETCL

経営の現状と課題 (1/5)

売上高と資産合計の関連図



【コメント】

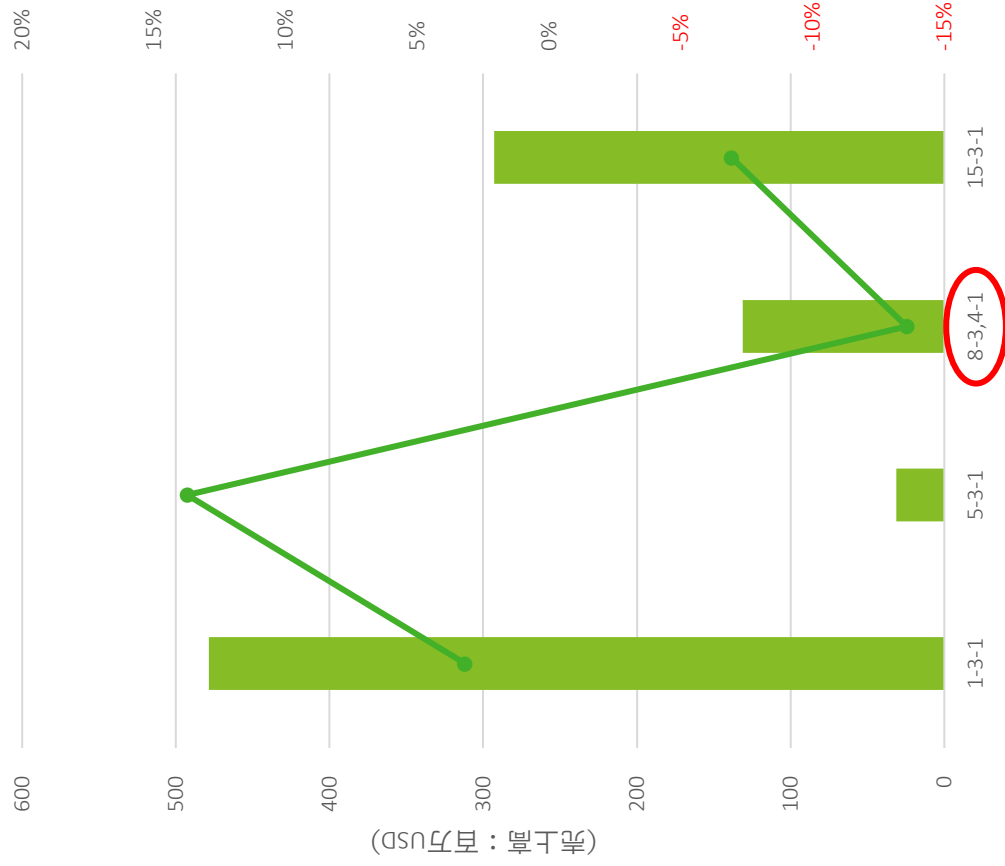
- RNT (1-3-1, Angola)・ESCOM (8-3,4-1, Malawi)・UETCL (15-3-1, Uganda)は、売上・資産ともにバランスがよい。特にRNT (1-3-1, Angola)は、バランスもよく規模が大さい。
- KETRACO (5-3-1, Kenya)は、資産規模に対して売上が小さく、資産が活用されていないことが考えられる。

【注記】

- TCN (10-3-1, Nigeria)は、財務諸表が入手できなかったため、分析対象外である。

経営の現状と課題（2/5）

売上高及び売上高当期純利益率



【コメント】

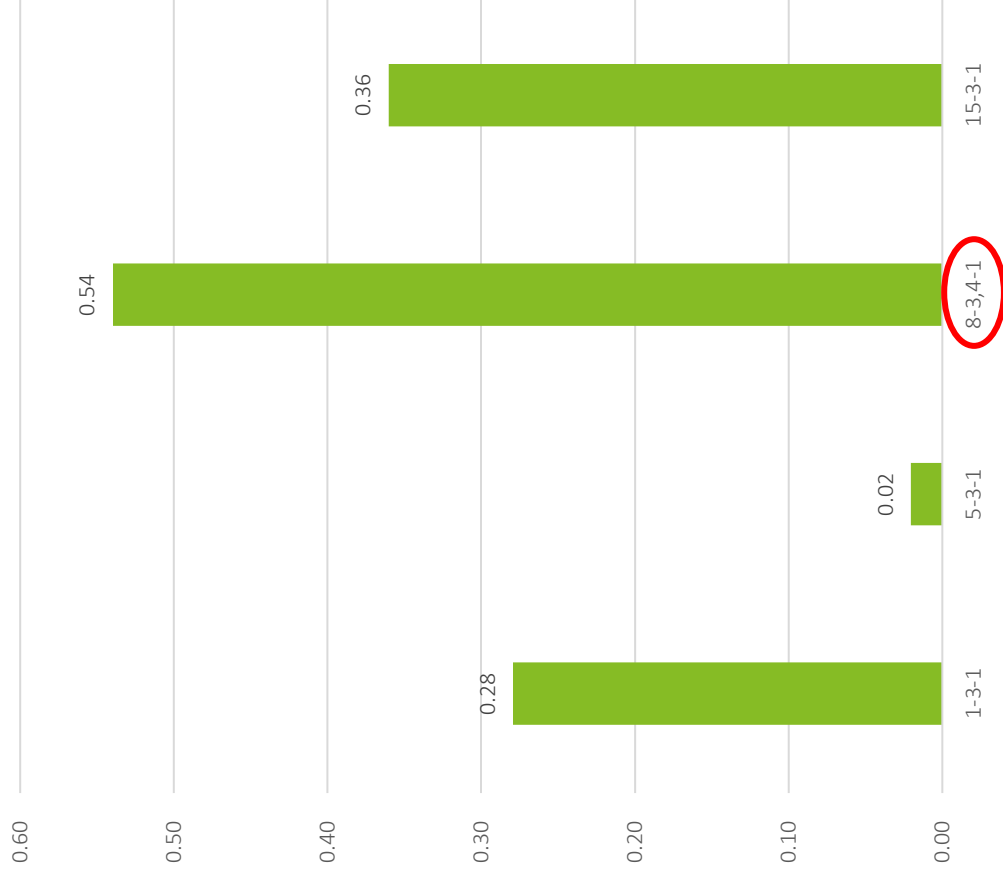
- KETRACO (5-3-1, Kenya)は、売上高に対して売上高当期純利益率が高く、収益性が高いといえる。
- ESCOM (8-3,4-1, Malawi)は一定の売上高があるが、当期純利益率が非常に低いため、収益性の改善が必要である。
- UETCL (15-3-1, Uganda)は、為替差損益の金額が大きく、利益に大きな影響を与えている。FY2018の赤字（表3-②）は、原価の上昇、営業費用の全体的な増加と為替差損が原因である。営業費用は前年度の2倍となった結果、営業利益が赤字となった。また、為替差損の計上により損失はさらに拡大した。

【注記】

- TCN (10-3-1, Nigeria)は、財務諸表が入手できなかったため、分析対象外である。

経営の現状と課題（4/5）

総資本回転率



【コメント】

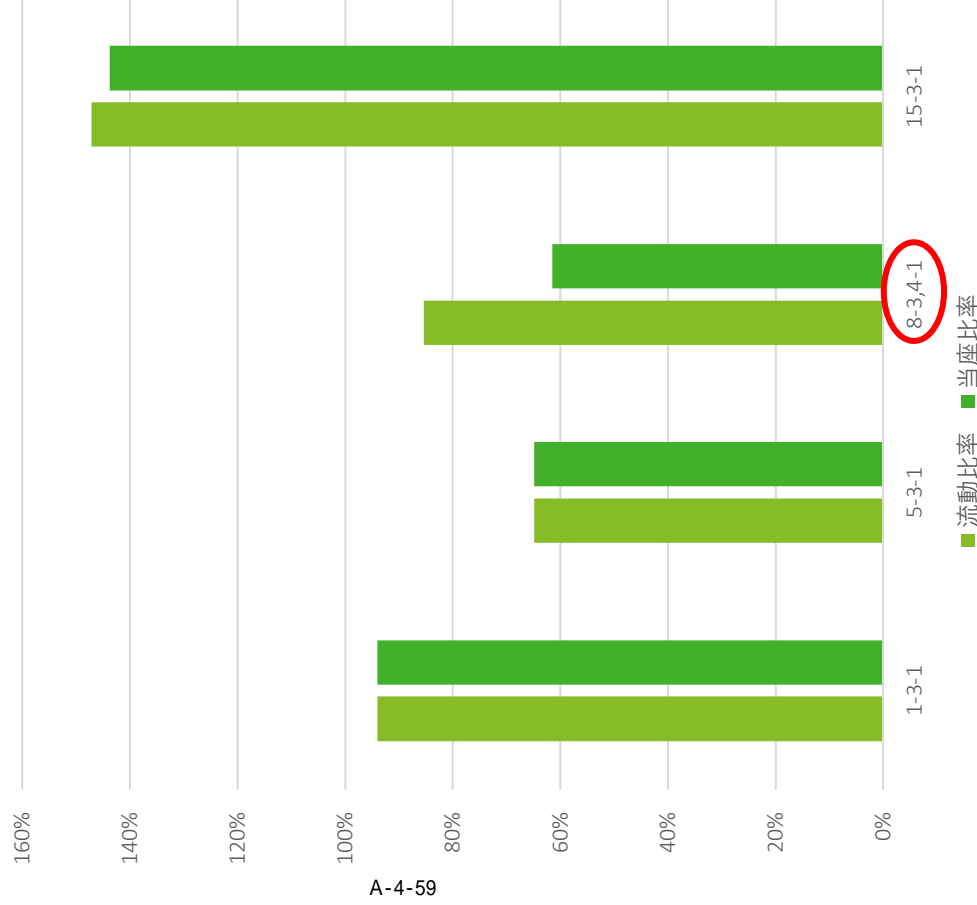
- RNT (1-3-1, Angola)・KETRACO (5-3-1, Kenya)・UETCL (15-3-1, Uganda)・は、総資産が十分に活用されていない懸念がある。
- 日本の電力会社の平均である0.46を超えている企業は、ESCOM (8-3,4-1, Malawi)のみである。保有している資産を効率的・効率的に活用しているが、収益を獲得できていない状況である。

【注記】

- TCN (10-3-1, Nigeria)は、財務諸表が入りできなかったため、分析対象外である。

経営の現状と課題 (5/5)

流動比率・当座比率



【コメント】

- RNT (1-3-1, Angola)は、短期的な支払能力を有しており、一定の安全性があると考えられる。
- UETCL (15-3-1, Uganda)の借入金返済期限は2032年のため、現在は返済をしていない。その結果、短期借入金への計上がないため、流動負債が少ない。また、前述のとおり、売掛金と買掛金はほぼ同額のため毎月の支払いには問題がないと考えられる。これらの結果より、当社は短期的な支払能力を有するといえる。
- 当座比率の目安となる100%を下回っているKETRACO (5-3-1, Kenya)・ESCOM (8-3,4-1, Malawi)は、特に短期的な返済に対する資金が十分とはいえず、資金繰りの改善が必要である。

【注記】

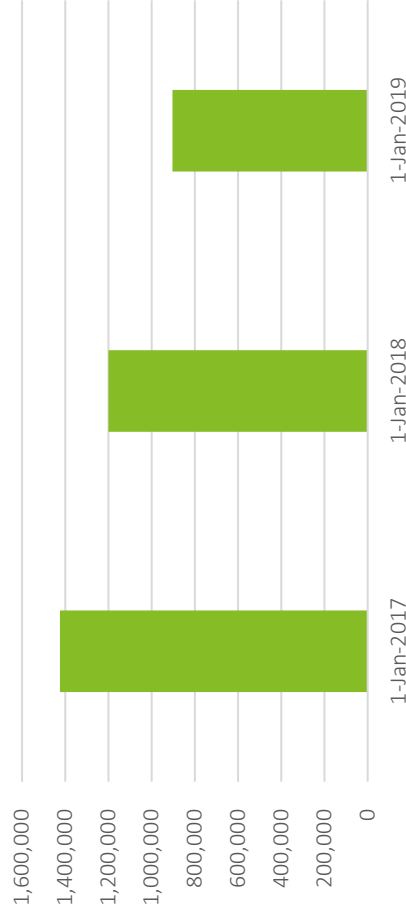
- TCN (10-3-1, Nigeria)は、財務諸表が入手できなかったため、分析対象外である。

総資産の推移

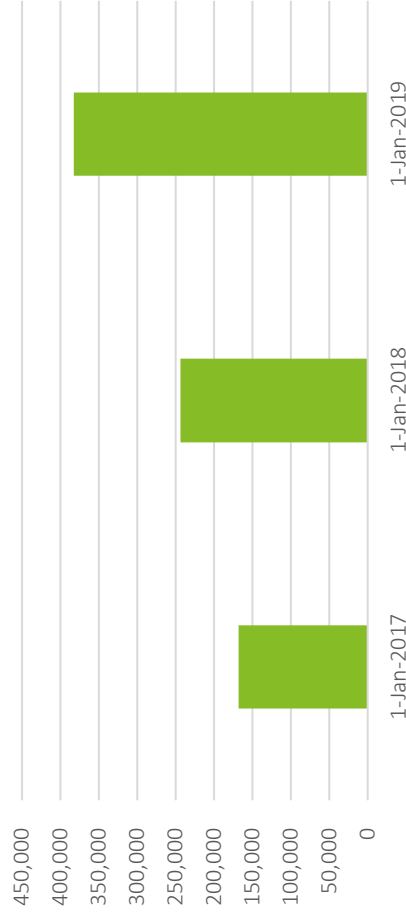
FY2017-FY2019

Unit: USD 1,000

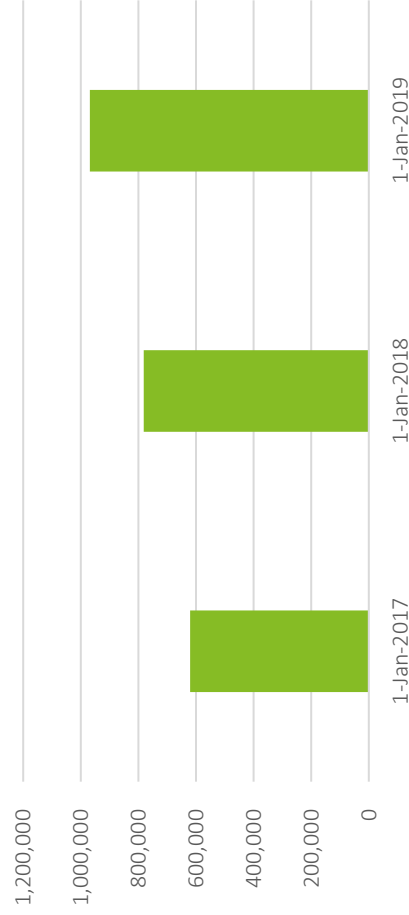
RNT (1-3-1, Angola)



ESCOM (8-3,4-1, Malawi)



UETCL (15-3-1, Uganda)



参考資料 (1/3)

財務諸表 (要約、USD)

▶ Summary

	1-3-1	5-3-1	8-3-4-1	15-3-1
貸借対照表				
有形固定資産	441,623	1,450,290	137,901	546,187
その他の固定資産	29	4,505	40,278	4,698
固定資産合計	441,653	1,454,796	178,180	550,885
棚卸資産	207	0	18,281	5,192
売掛金	681,935	30,025	40,184	147,852
現金及び現金同等物	61,086	41,922	6,064	74,110
その他の流動資産	13,475	31,990	848	2,963
流動資産合計	756,703	103,937	65,377	230,116
資産合計	1,198,356	1,558,733	243,557	781,001
純資産合計	343,121	25,064	60,594	97,760
長期借入金	0	32,298	36,887	289,976
その他の固定負債	50,377	1,341,110	69,515	236,841
固定負債合計	50,377	1,373,407	106,402	526,816
仕入債務	731,813	116,599	73,979	155,805
短期借入金 (1年内返済長期借入金含む)	20,100	29,452	1,520	0
その他の流動負債	52,945	14,210	1,062	620
流動負債合計	804,858	160,262	76,561	156,424
負債合計	855,235	1,533,669	182,962	683,240
損益計算書				
売上高	478,586	31,054	131,067	292,792
商品の販売原価・原材料・補助金の消費額	-347,980	0	-65,102	-275,032
売上総利益	130,606	31,054	65,965	17,760
人件費	-29,679	0	-22,445	0
減価償却費	-22,449	-10,398	-7,676	0
その他の営業費用及び損失	-13,515	-16,079	-61,954	-24,501
営業利益	64,963	4,577	-26,110	-6,741
税引前当期純利益	30,059	6,605	-25,442	-28,772
税金	-14,790	-2,341	7,631	8,506
税引後当期純利益	15,268	4,263	-17,811	-20,266
キャッシュフロー計算書				
営業活動に係るキャッシュフロー	6,282	-78,131	12,858	12,003
投資活動に係るキャッシュフロー	788	-212,147	-81,913	-160,232
財務活動に係るキャッシュフロー	33,315	286,932	66,423	186,547
現金及び現金同等物の増減額	50,790	-3,346	-2,632	38,323
為替差損益	0	-701	0	-21,873
現金及び現金同等物の期首残高	3,245	45,385	8,677	60,684
現金及び現金同等物の期末残高	25,354	41,338	6,045	77,134

参考資料 (2/3)

財務指標

1-3-1	5-3-1	8-3,4-1	15-3-1
RNT	KETRACO	ESCOM	UETCL
Public	Public	Public	Public
Angola	Kenya	Malawi	Uganda
31-Dec	30-Jun	30-Jun	30-Jun

▶ Financial Analysis

収益性分析

総合・利益率	5-3-1	8-3,4-1	15-3-1
原価率	0.0%	49.7%	93.9%
売上高総利益率	100.0%	50.3%	6.1%
売上高当期純利益率	13.7%	-13.6%	-6.9%
売上高対人件費	0.0%	17.1%	0.0%
ROE (株主資本当期純利益率)	17.3%	-29.5%	-19.9%
ROA (総資本当期純利益率)	0.3%	-7.3%	-2.5%

回転率・回転期間

総資本回転率 (回)	0.02	0.54	0.36
固定資産回転率 (回)	0.02	0.74	0.51
売上債権回転期間 (月)	11.44	3.67	6.31
棚卸資産回転期間 (月)	0.01	1.67	0.22
買入債務回転期間 (月)	26.24	6.75	6.65

安全性分析

債権の返済能力

流動比率	64.9%	85.4%	147.1%
当座比率	64.9%	61.5%	143.8%

資本の安定性

自己資本比率	1.6%	24.9%	12.5%
負債比率	6119.0%	301.9%	698.9%

成長性分析

売上高成長率	16.2%	12.6%	82.2%
利益成長率	-1.1%	-244.9%	-221.3%
総資産成長率	13.5%	45.1%	34.4%

参考資料 (3/3)

財務諸表 (要約、現地通貨)

▶ Summary

	1-3-1	5-3-1	8-3,4-1	10-3-1	15-3-1
▶ 貸借対照表					
有形固定資産	136,284,088	146,189,270	100,061,184	TCN	2,118,530
その他の固定資産	9,097	454,144	29,225,918	Public	18,223
固定資産合計	136,293,185	146,643,414	129,287,102	Public	2,136,753
棚卸資産	63,778	0	13,264,635	Nigeria	20,137
売掛金	210,443,852	3,026,548	29,157,599	0-Jan	573,482
現金及び現金同等物	18,851,110	4,225,753	4,399,946		287,455
その他の流動資産	4,158,461	3,224,558	615,324		11,491
流動資産合計	233,517,201	10,476,859	47,437,504		892,565
資産合計	369,810,386	157,120,273	176,724,606		3,029,318
▶ 純資産合計	105,886,472	2,526,440	43,967,206		379,189
長期借入金	0	3,255,607	26,765,071		1,124,747
その他の固定負債	15,546,265	135,183,855	50,439,863		918,649
固定負債合計	15,546,265	138,439,462	77,204,934		2,043,396
仕入債務	225,836,084	11,753,212	53,679,376		604,330
短期借入金 (1年内返済長期借入金含む)	6,202,784	2,968,752	1,102,824		0
その他の流動負債	16,338,781	1,432,407	770,266		2,403
流動負債合計	248,377,649	16,154,371	55,552,466		606,733
負債合計	263,923,914	154,593,833	132,757,400		2,650,129
▶ 損益計算書					
売上高	103,284,447	3,174,477	95,396,340		1,091,150
商品の販売原価、原材料・補助金の消費額	-75,098,100	0	-47,383,996		-1,024,965
売上総利益	28,186,347	3,174,477	48,012,344		66,185
人件費	-6,405,054	0	-16,336,503		0
減価償却費	-4,844,736	-1,062,912	-5,587,071		0
その他の営業費用及び損失	-2,916,740	-1,643,672	-45,092,942		-91,308
営業利益	14,019,817	467,893	-19,004,172		-25,123
税引前当帰純利益	6,487,005	675,186	-18,517,692		-107,224
税金	-3,191,924	-239,357	5,554,306		31,698
税引後当帰純利益	3,295,081	435,829	-12,963,386		-75,526
▶ キャッシュフロー計算書					
営業活動に係るキャッシュフロー	1,355,664	-7,986,959	9,358,502		44,732
投資活動に係るキャッシュフロー	170,010	-21,686,693	-59,619,752		-597,138
財務活動に係るキャッシュフロー	7,189,753	29,331,622	48,345,823		695,204
現金及び現金同等物の増減額	10,961,143	-342,030	-1,915,427		142,818
為替差損益	0	-71,644	0		-81,513
現金及び現金同等物の期首残高	700,214	4,639,427	6,315,373		226,150
現金及び現金同等物の期末残高	5,471,763	4,225,753	4,399,946		287,455



EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

調査概要

- 2022年3月21日 (月) 1000~1140
- EGENCO : Mr. William Liabunya (CEO) Mr. Labren Sondhi (Director of planning & development) Ms. Hilda Singo (Director of finance)
- 2016年から2020年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不ポイント等について質問を行い、協議を行った。

結果要約

- グループ会社の取引関係を整理すると、前頁のような関係である。なお、ルワンダのように連結財務諸表を作成する考え方もあるが、資本関係などで独立しており、会計的には必要ないため、連結財務諸表は作成していない。なお、会計監査人は、Grant Thornton (イギリスが母体)。
- 会計的には、FY2019からIFRS (国際会計基準) を適用しており (IAS1、IAS8、IFRS17の一部は未適用)、固定資産の評価替えが102 Billion (153億円) 発生しており、固定資産増加もあるものの、IFRS適用に関する影響も大きかった。資産の評価替えは3年に一度、行われるため、次はFY2022に行う予定。また、金融商品に関するリスク開示を行う必要があるが、信用リスク、流動性リスク、市場リスクについて、財務諸表のなかで詳細に開示されている。
- Property, plant and equipmentが、186M (2020)あるが、Note6によるとHydro electricity generation plants (Wowwe river) とあり、それが大きな要因である。
- 在庫 (Inventory) にGeneral stores 9 Billion (13.5億円) (2020) あるが、各発電所においているタービンなどの在庫である。
- その他の収入 (Other income) に、Grants releasedが1Billion (1.5億円) あるが、JICAやMCCなどからのGrantsである (政府経由)。
- FY2020に元会社ESCOMから引き継いだ売掛金が、政府の指示により貸倒損失として処理されているが (16 Billion (24億円))、政府からの指示によるものである。その際、EGENCOの会社負担で、貸倒損失としている。
- 電力を供給するために政府に支払うConcession feeがあるが、Concessionの総額は55 Million US\$ (66億円) である。政府が所有していた資産の運営権を購入している。
- 投資計画を策定しており、2018年から2033年の15年計画である。
- 財務担当のMs. Hildaは、イギリスの勅許管理会計士協会 (CIMA: Chartered Institute of Management) で学んでいたこともあり、財務・会計に造詣がある。それ以外の財務スタッフ2名も同席していたが、彼女のもと、熟練している感がある。

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

Analysis

Profitability

General

Cost rate	51.4%	40.3%	30-Jun-2017	Electric company in Japan
Gross margin	48.6%	59.7%	51.9%	-
Net income ratio	26.9%	25.6%	19.0%	2.8%
SGA on sales	0.0%	0.0%	0.0%	-
ROE	10.4%	25.1%	8.0%	5.9%
ROA	6.5%	15.1%	6.3%	1.3%

Turnover

Total asset turnover	0.24	0.59	0.33	0.5
Fixed asset turnover	0.32	1.08	0.56	0.5
Trade receivables turnover period (month)	7.83	7.16	6.40	1.2
Inventory turnover period (month)	1.40	0.68	1.57	0.3
Trade payables turnover period (month)	1.5	1.6	4.2	0.6

> 4-68

Solvency

Repayment Capacity

Current Ratio	521.8%	159.6%	198.9%	52.9%
Quick Ratio	458.1%	147.9%	178.0%	47.4%

Capital stability

Capital ratio	62.7%	60.1%	78.6%	22.7%
Debt ratio	59.4%	66.5%	27.3%	341.1%

Growth

Sales growth rate	31.5%	190.4%	30-Jun-2017	Electric company in Japan
Profit growth rate	37.9%	290.7%	-	-

「収益性分析」・「安全性分析」・「成長性分析」の三つの観点より分析を行った。「収益性分析」では、会社の収益獲得能力（稼ぐ力）を分析した。売上と収益・費用の相関、総資本・自己資本と利益の相関を分析し、会社がどれほど効率的に収益を生み出しているかを把握することができる。「安全性分析」では、会社の倒産リスクや経営の安定性を分析する。本レポートでは、企業の支払能力である短期的な安全性に焦点をあて分析を実施した。「成長性分析」では、会社の業績がどれほど伸びているかを分析した。これにより、会社の将来の見通しを把握することができる。尚、本レポートでは各観点の指標のベンチマークとして、日本の電力会社10社の平均値（FY2019）を用いている。

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

Summary of analysis

当社は元会社ESCOMから発電機能が分離されて、FY2017に新しく成立された法人である。成立以来、企業規模が拡大し、資本金も負債も増加傾向にある。短期債務の返済能力を有しており、資本の安定性もある。売上高は上昇傾向にあり、ROEとROAがベンチマークを上回っている。一方で、FY2020に元会社ESCOMから引き継いだ売掛金が、政府の指示により貸倒損失として処理されたことや税金の増加などに起因して、利益は赤字となった。将来的には、実際に支払う税金ではなく、会計上の税金の計上額の増加により赤字が膨らむことが予想される。

Profitability

原価率は、原価の増加に起因してFY2018を除く全ての期間で上昇傾向にある。FY2018の原価率は、売上高が前年比の約3倍となったため、やや低下した。原価については、人件費や燃料費、設備等の補修維持費の上昇といった様々な要因により増加している。減価償却費も増加傾向にあるが、これはMCCとJICAからの補助金による新たな発電所などが固定資産として計上されたことに伴い、減価償却費が多計上された結果である。減価償却費(grants released)とは相殺して考える必要があり、減価償却費の増加が純利益に与える影響は比較的少ないと考えられる(表①)が大きく変動しているのに対して、売上高当期純利益率(表②)の変動は小さかった。FY2020は純利益が赤字のため、売上高当期純利益率がマイナスとなった。これは貸倒損失の計上及び税金の増加などに起因している。

ROE(株主資本当期純利益率)(表③)及びROA(総資本当期純利益率)(表④)はともに大きく増減している。ROEとROAは、FY2018では売上高の増加によって上昇した。FY2019は、前年度の収益が好調だったことによる資本金の増加に再評価準備金と負債も増加したため低下した。FY2020は、赤字の影響でROEとROAはマイナスに転じた。

マラウイの会計基準が時価主義を適応したこと、FY2019から土地と建物が原価主義から再評価主義となった。土地と建物が時価(減価償却後の再調達原価アプローチ)で評価された結果、簿価は20倍となった。評価益は資本の部の再評価積立金(revaluation reserve)として、7,170,202万MWK計上された。その結果、総資本回転率と固定資産回転率(表⑤)はベンチマークより低い結果となった。売上債権回転期間(表⑥)については、ベンチマークを大きく上回っている。売上債権の回収は、会社の資金繰りに影響を与えるため、計画的な回収が求められる。棚卸資産回転期間もベンチマークを大きく上回っており、FY2016-2019において棚卸資産が増加傾向にあるので、在庫を減らすことが望ましい。また、買入債務回転期間(表⑦)についてはベンチマークを上回っているものの、短期化の傾向にある。

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

Solvency

流動比率と当座比率はベンチマークを大きく上回っているため、当社は短期的な支払能力を有しており、一定の安全性があると考えられる。FY2019に流動比率（表⑧）が前年比の3倍に上昇した要因は、同年、売掛金と現金等の流動資産が増加した一方で、流動負債の61%を占めていた未払所得税と未払特許金がゼロになったためである。特許金は、元会社であるESCOMがFY2014-FY2019の間で、国民に電力を供給するために政府に支払う特許費用であり、月に発生する費用である。特許権に関する義務と権利は2017年の会社の分離に伴い、当社に移転され、未払特許金として計上された。FY2019に、政府がFY2019期末時点で累積されている未払特許金の残高を受け取る権利を放棄した。その結果、当社は未払特許金がゼロとなりその金額を全て資本金に移転するという処理を行った。

自己資本比率と負債比率はベンチマークより、良好である。FY2018・FY2019において資産はそれぞれ前年度比の1.6倍、3.2倍と急速に増加しており、資本金も負債も増加している。資本については、利益剰余金と再評価準備金の増加及び前述した未払特許金の資本移転など非株主増資項目に起因し増加している。負債については、借入金や補助金、繰延税金負債の増加により2期連続で3倍に増えており、資産の増加に影響している。負債の増加率が高いため、負債比率（表⑨）が高くなる傾向にある。

Growth

売上高成長率はプラスで推移しているが、低下傾向にあるため、成長の打ち止めが懸念される。FY2018の売上高（表⑩）は大きく増加したが、その要因は単価の適正化にあると考えられる。FY2017の収益金額は、元会社ESCOMとの収益配分に基づいて得られた数値であり、内部取引として扱われていたため、実際の市場価格より過少に計上されている可能性がある。FY2018は、エネルギー省の決定により、決められた料金単価に基づいてESCOMに配送した電力に関する収益を計算することになった。

FY2018の利益成長については、売上高の増加以外にスタッフ住宅ローンの金利（5.8%の金利）などの金融収益の増加も要因の一つとしてあげられる。

FY2020では、売上は増加した一方で貸倒損失の計上や税金の増加等に起因して純利益（表⑪）は赤字となっている。貸倒損失は、元会社ESCOMが政府に販売した電力のうち長期間未回収となっている高額の売掛金が、FY2020に政府の指示によって帳消しにされ、当社の貸倒損失として計上されたものである。

マラウイ税務当局のホームページによると、原則として、会計上の減価償却費は損金算入ができず、税務上の所得として加算される。そのため、減価償却費が増加するほど、課税所得が多くなり、税金が高くなる。この会計上の処理が、FY2020の税金増加の一因であると考えられる。

一方で、マラウイでは減価償却費の代わりに税務上の減価償却（Capital Allowance）が認められており、損金として算入できる。当社ではこの処理を適用しているため実際に支払う税金は軽減されている。また税務上の加速減価償却（Excess Capital Allowance）が適用されているため、税務上の減価償却が帳簿上の減価償却を上回り、繰延税金負債が生じて、実際に支払う税金はさらに減少する。実際の税金支払金額が少ない一方で、現在建設中の設備が将来完成することに伴い、減価償却費が上昇し続ける見込みがあり、会計上の税金はさらに増加し、当期純利益を圧迫する懸念がある。

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

Information

【資本準備金】

資本資産は事業が使用する間に価値を失い、資産の価値の損失は減価償却と呼ばれる。減価償却費は会計上は経費であり、企業はそれをトレーディング勘定と損益勘定に請求する。これは彼らの利益と納税額を減らす。

ただし、減価償却費は課税上の費用として認められておらず、税務上の課税所得に加算されます。課税は、減価償却の代わりに資産の価値の損失に対する資本控除を提供する。

資本控除は、企業が課税所得に対して請求できる支出です。資本資産の取得原価の一定割合は、それが購入された会計期間中に資本引当金として認められる。

税制上の資本配賦の許容の基本原則は、資本項目が年度末に減価償却され、資本項目の価値の損失を事業支出として考慮する必要があるという理解に基づいている。

4-88

資本準備金には次の3種類があります。初期手当、投資手当および年間手当。初期引当金または投資引当金は、資本資産の使用初年度に1回のみ請求されます。納税者は、当初手当を請求した場合には、投資手当を請求することができません。これは、事業者が当初引当金又は投資引当金のいずれか一方のみを請求できることを意味する。納税者は、資本資産の耐用年数にわたって毎年末に年間手当を請求することができます。

<https://www.mra.mw/tax-update/capital-allowances>

EGENCO (Electricity Generation Company of Malawi)

Statement

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017
Balance Sheet			
Property, plant and equipment	179,119,229	23,967,131	21,520,039
Other non-current assets	0	15,894,139	4,940,654
Total non-current assets	179,119,229	39,861,270	26,460,693
Inventories	6,585,705	2,432,526	1,945,823
Trade receivables	36,959,182	25,693,143	7,917,612
Cash	6,807,743	2,448,955	8,016,386
Other receivables	3,622,017	2,757,259	668,534
Total current assets	53,974,647	33,331,883	18,548,355
Total assets	233,093,876	73,193,153	45,009,048
Borrowings			
Borrowings	146,240,825	43,963,355	35,355,823
Other liabilities	6,121,129	5,408,545	0
Total non-current liabilities	152,361,954	49,371,900	35,355,823
Trade payables	70,388,153	2,934,027	328,255
Borrowings	76,509,282	8,342,572	328,255
Other liabilities	7,130,912	5,813,266	5,216,016
Total current liabilities	83,648,165	13,689,865	5,544,271
Total liabilities	136,010,119	63,061,765	40,900,094
Profit and Loss Statement			
Sales	56,650,184	43,080,453	14,835,408
Cost of sales	-29,107,450	-17,345,225	-7,133,323
Gross margin	27,542,734	25,735,228	7,702,085
Personnel expenses	0	0	0
Depreciation expense	0	0	0
Other cost	-5,013,577	-11,296,339	-3,495,838
Operating profit/(loss)	22,529,157	14,438,889	4,206,247
Income (loss) before income taxes	22,163,296	15,562,202	4,339,335
Tax (cost)/(income)	-6,941,606	-4,527,524	-1,514,692
Net income	15,221,690	11,034,678	2,824,643
Cashflow Statement			
Cash flows from operating activities	15,463,951	1,662,106	5,038,452
Cash flows from investing activities	-25,413,601	-14,759,041	-122,066
Cash flows from financing activities	13,895,792	7,599,990	3,100,000
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	3,946,142	-5,496,945	8,016,386
Foreign exchange gains (losses)	0	-70,486	0
Cash and cash equivalents at beginning of period	2,448,955	8,016,386	0
Cash and cash equivalents at end of period	6,395,097	2,448,955	8,016,386

Generation (発電)

企業一覧

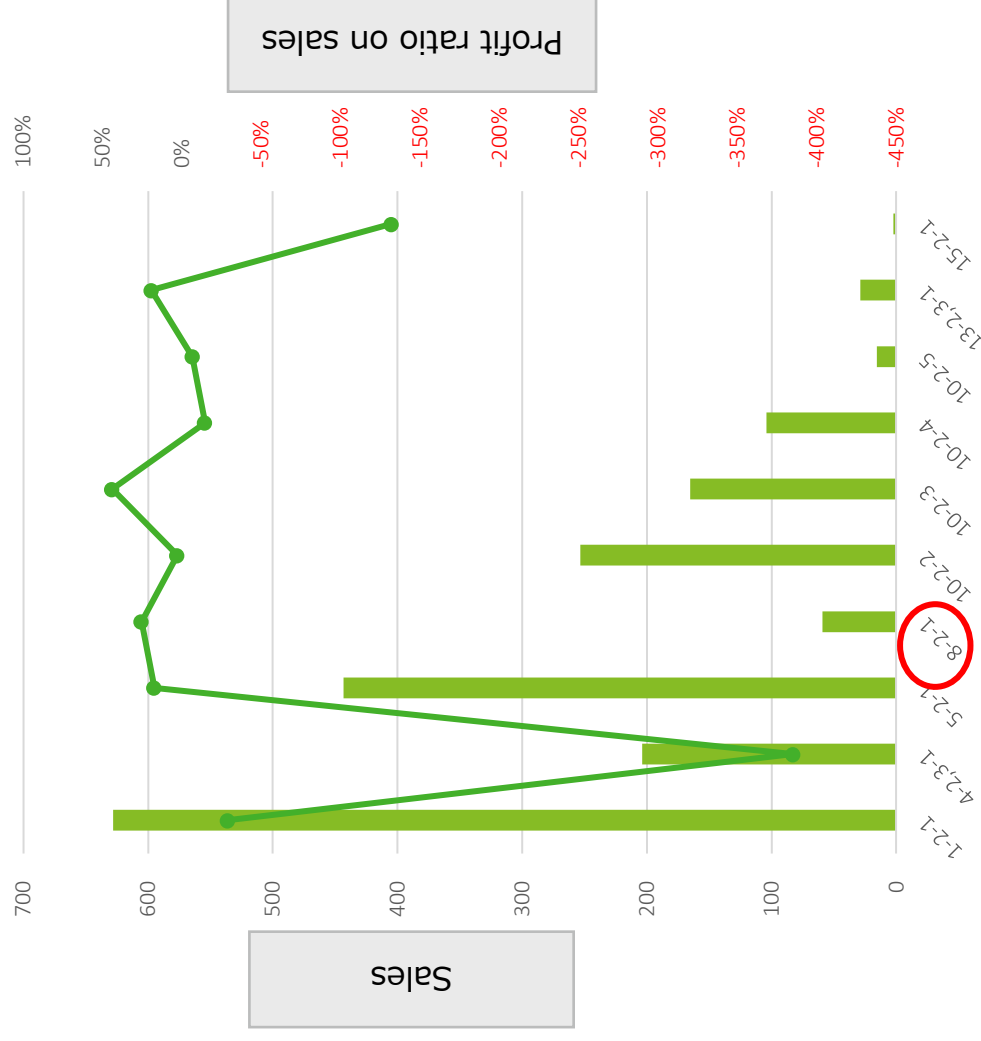
ID	Country	Name	Abbreviation
1-2-1	Angola	Empresa Pública de Produção de Electricidade	PRODEL
3-2,3-1	Cameroon	Eneo Cameroon S.A.	Eneo
4-2,3-1	Ethiopia	Ethiopian Electric Power	EEP
5-2-1	Kenya	Kenya Electricity Generating Company	KenGen
8-2-1	Malawi	Electricity Generation Company of Malawi	EGENCO
10-2-1	Nigeria	Afam Power Plc	Afam
10-2-2	Nigeria	Egbin Power Plc	Egbin
10-2-3	Nigeria	Mainstream Energy Solutions Limited	MESL
10-2-4	Nigeria	North South Power Company Limited	NSPCL
10-2-5	Nigeria	Sapele Power Plc	SPPlc
10-2-6	Nigeria	Transcorp Power Limited	TPL
13-2,3-1	Sierra Leone	Electricity Generation and Transmission Company	EGTC
15-2-1	Uganda	Uganda Electricity Generation Company Limited	UEGCL

The results of the benchmark analysis are as follows 1

Sales and total asset

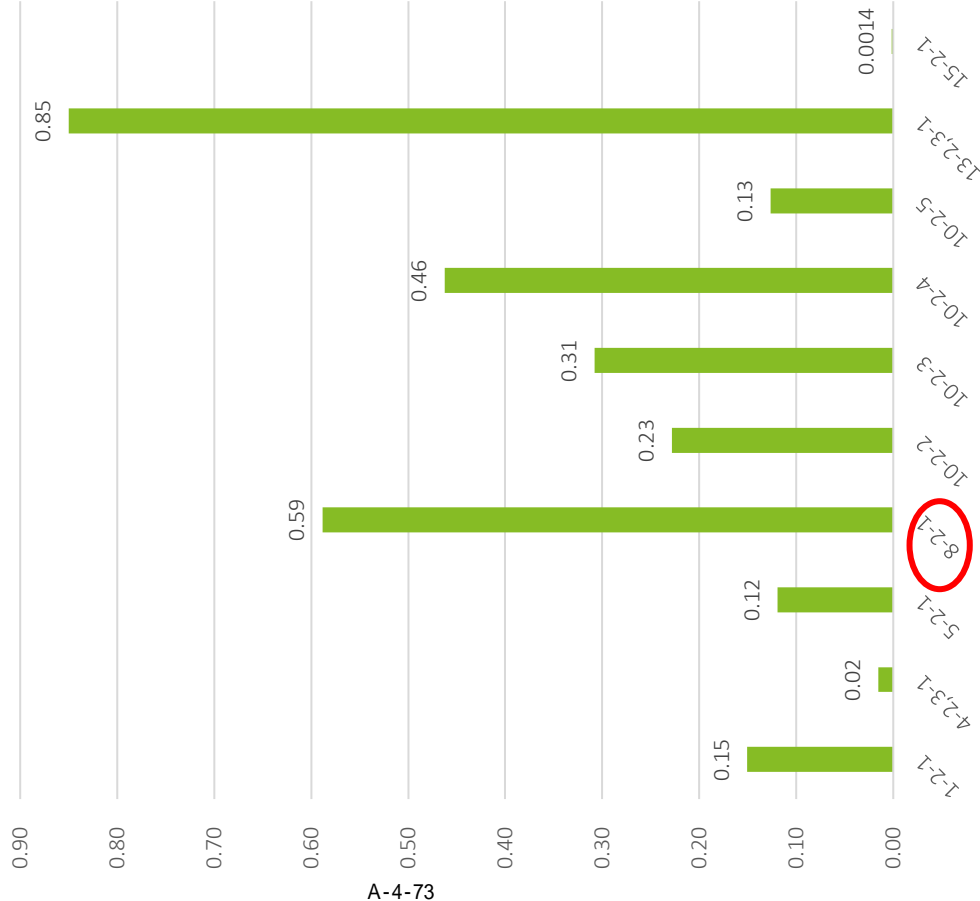


Sales and profit ratio on sales



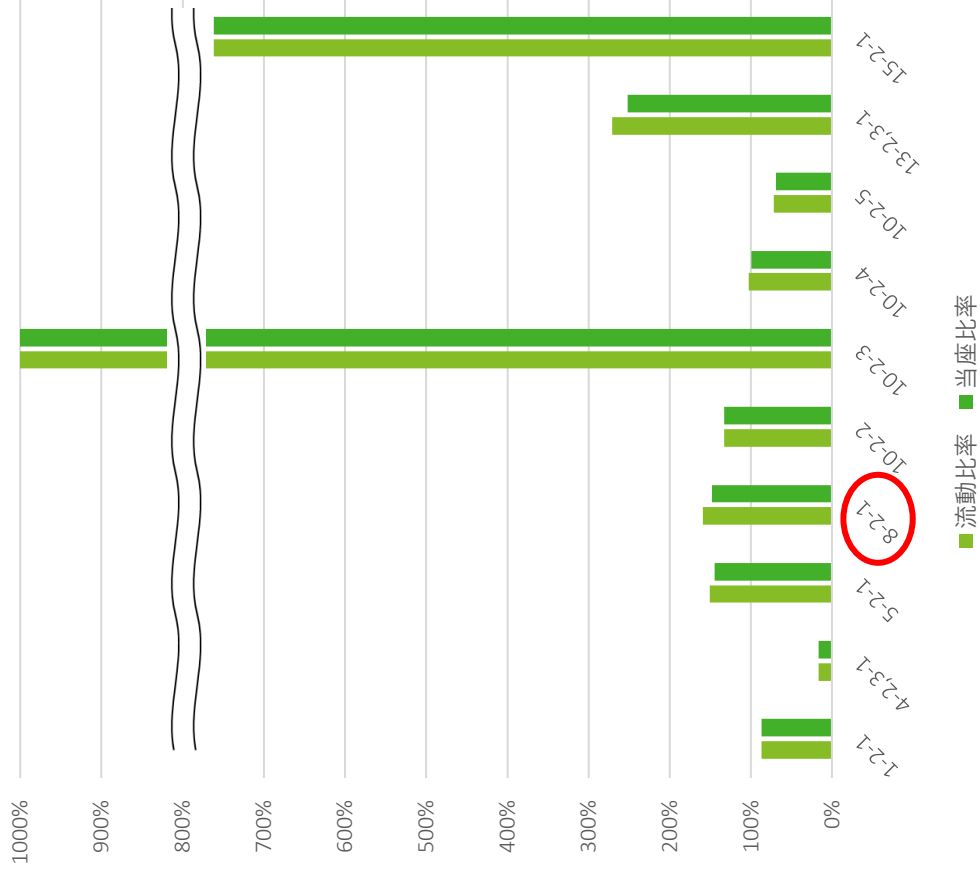
The results of the benchmark analysis are as follows 2

Asset turnover



A-4-73

Liquidity

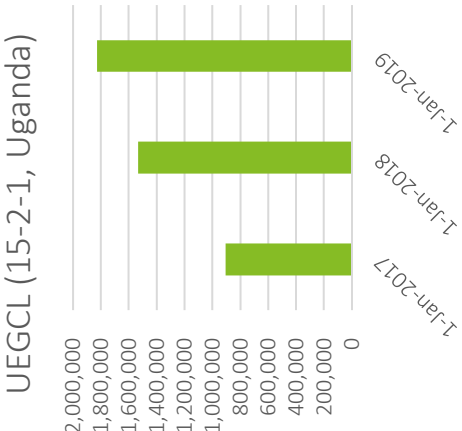
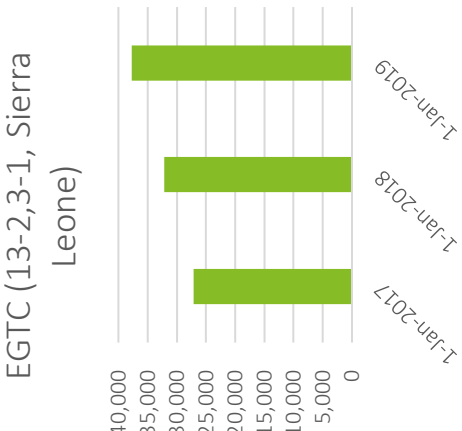
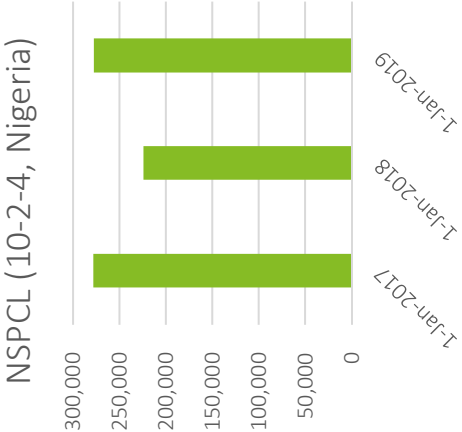
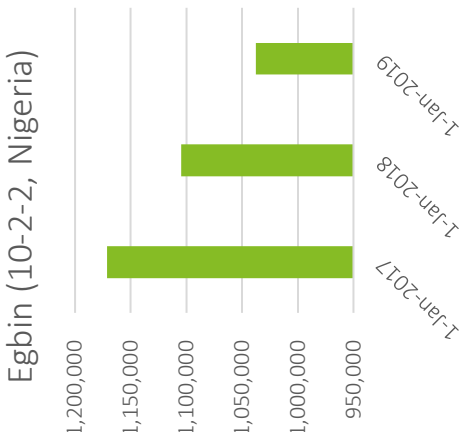
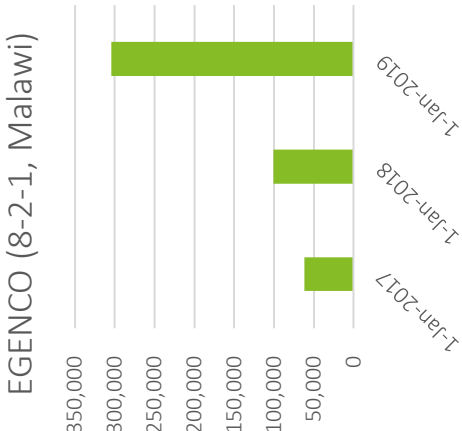
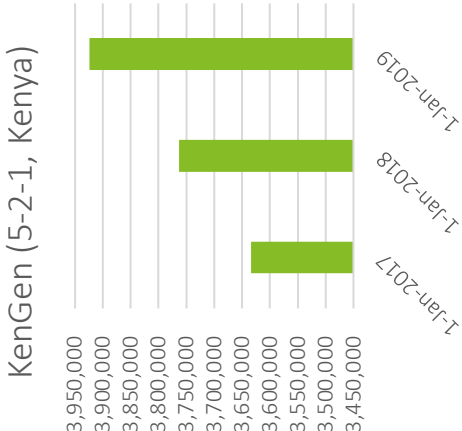
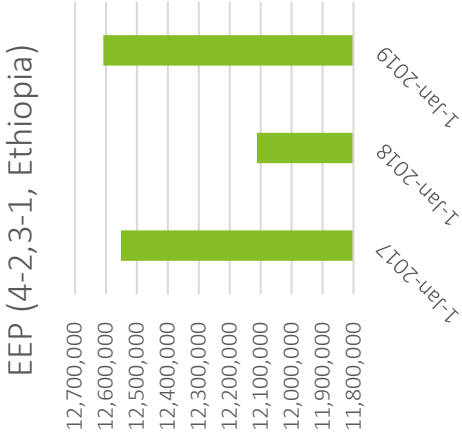


■ 流動比率 ■ 当座比率

Changes in total assets

FY2017-2019

Unit: USD 1,000



参考資料 (1/3)

財務諸表 (要約、USD)

▶ Summary

▶ Balance Sheet	
Property, plant and equipment	31,041
Intangible assets	21,905
Other non-current assets	54,936
Total non-current assets	107,882
Inventories	60
Trade receivables	216,552
Cash	31,870
Other current assets	1,200
Total current assets	350,282
Total assets	458,164
Borrowings	358,136
Other liabilities	4,044
Total non-current liabilities	362,180
Trade payables	78,548
Borrowings	8,012
Other current liabilities	3,208
Total current liabilities	89,368
Total liabilities	451,548
Profit and Loss Statement	
Sales of sales	53,469
Cost of sales	(2,831)
Gross margin	50,638
Personnel expenses	(16,528)
Depreciation expense	0
Other cost	(55,220)
Operating profit/(loss)	(11,110)
Income (loss) before income taxes	114,688
Tax (cost)/(income)	(-37,709)
Net income	76,979
Cash Flow Statement	
Cash flows from operating activities	171,287
Cash flows from investing activities	(-484,254)
Cash flows from financing activities	1,279,491
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	765,524
Foreign exchange gains (losses)	64,827
Change in cash and cash equivalents at end of period	106,123

1-2-1 Public Angola 31-Dec	4-2-3-1 EEP Ethiopia 7-Jul	5-2-1 KenGen Kenya 30-Jun	8-2-1 EGENCO Malawi 30-Jun	10-2-2 Egbin Nigeria 31-Dec	10-2-3 MESL Nigeria 31-Dec	10-2-4 NSPCL Nigeria 31-Dec	10-2-5 SPPLC Nigeria 31-Dec	13-2-3-1 EGTC Sierra Leone 31-Dec	15-2-1 UEGL Uganda 31-Dec	URR: 1,000 USD
1,214,563	11,746,371	3,296,157	33,031	796,171	6,645	1,399	91,712	1,475	319,849	
19,031	11,901,507	3,451,795	21,905	796,171	238,171	133,617	136,999	1,475	1,306,859	
1,233,593	11,909,507	3,451,795	54,936	796,186	245,116	136,999	91,782	1,475	1,525,905	
938	11,401	3,352	60	60	401	0	3,093	2,168	0	
345,469	216,696	35,410	35,410	216,552	239,849	54,783	28,990	28,395	1,559	
3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	
1,320,126	12,016,403	4,082	3,400	1,200	1,200	1,200	477	105	5,407	
1,680,373	202,416	316,628	45,937	308,388	287,958	86,961	30,478	30,668	6,966	
2,913,956	12,111,924	3,763,423	100,873	1,104,575	533,074	223,961	122,261	32,142	1,532,871	
978,770	(127,563)	1,885,949	60,589	514,539	130,639	22,825	53,989	17,747	223,208	
0	4,044	4,044	4,044	4,044	4,044	4,044	4,044	4,044	4,044	
0	7,790,738	467,086	0	358,136	383,845	100,620	25,737	3,088	1,308,749	
0	11,039,953	1,670,336	11,497	358,136	393,845	116,691	25,737	3,088	1,308,749	
1,885,012	473,765	78,548	8,012	78,548	8,500	36,029	39,045	3,825	914	
6,672	775	105,365	3,208	6,329	0	7,991	0	7,460	0	
1,935,186	1,199,533	207,138	20,786	231,800	8,980	84,444	42,534	11,308	914	
1,935,186	12,239,487	1,877,474	40,284	590,038	402,435	201,135	68,272	14,396	1,309,663	
630,196	978,981	433,629	53,469	253,467	156,085	104,130	15,683	20,843	2,277	
78,541	94,565	351,027	35,358	16,528	138,999	90,454	561	10,533	1,122	
(-70,832)	(-99,270)	(-99,270)	0	0	0	0	0	(-3,708)	(-3,483)	
(-48,439)	(-79,842)	(-114,688)	(-55,220)	(-71,167)	(-1,706)	(-68,297)	(-1,441)	(-1,223)	(-735)	
(-152,748)	(-785,164)	(-785,164)	(-152,748)	(-114,688)	(-114,688)	(-114,688)	(-114,688)	(-114,688)	(-114,688)	
(-27,210)	(-37,709)	(-37,709)	(-6,220)	(-2,436)	8,204	(-13,077)	(-1,006)	5,567	(-2,852)	
(-179,958)	(-785,164)	(-785,164)	(-151,661)	(-76,676)	72,572	(-14,979)	(-1,011)	5,567	(-2,892)	
(-1,186)	(-765,931)	(-765,931)	2,284	31,428	112,209	61,829	(-317)	13,231	432	
(-9,277)	(-484,254)	(-484,254)	(-20,278)	859	(-3,551)	(-2,839)	(-1,604)	(-93)	(-551,341)	
(-50,000)	1,279,491	(-69,881)	10,442	0	(-112,534)	(-32,948)	0	0	550,665	
(-60,463)	41,296	(-7,552)	(-32,287)	32,287	(-3,877)	(-26,041)	(-1,921)	339	(-301)	
801,805	64,827	64,827	0	0	0	0	0	0	0	
19,170	106,123	33,098	3,365	72,940	31,427	28,633	479	111	5,466	

参考資料 (2/3)

財務指標

▶ 収益分析

項目	15-2-1	10-2-1	5-2-1	8-2-1	10-2-2	10-2-3	10-2-4	10-2-5	13-2-3-1	15-2-1
総利益	87%	54%	21%	40%	93%	16%	13%	96%	63%	63%
売上総利益率	12.5%	46.4%	79.2%	59.7%	6.5%	84.0%	86.9%	3.6%	36.5%	100.0%
売上総対人利益率	-28.6%	-385.0%	17.4%	25.6%	3.0%	44.0%	-14.4%	-6.5%	19.3%	-132.0%
売上対人利益率	10.8%	4.8%	13.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	12.9%	50.1%
ROE (株主資本当期純利益率)	-4.3%	-5.9%	2.1%	15.1%	1.5%	55.3%	-6.3%	-1.9%	29.7%	-1.3%
ROA (総資産当期純利益率)	-4.3%	-5.9%	2.1%	15.1%	0.7%	13.5%	-6.7%	-0.8%	16.4%	-0.2%
総資産回転率 (回)	0.15	0.02	0.12	0.59	0.23	0.31	0.46	0.13	0.85	0.0014
固定資産回転率 (回)	0.36	0.02	0.13	1.08	0.32	0.67	0.76	0.17	18.53	0.00
売上債権回転率 (月)	9.44	6.08	5.79	7.16	10.30	17.52	6.34	22.47	12.47	8.45
棚卸資産回転率 (月)	0.03	0.00	0.30	0.68	0.00	0.03	0.36	0.78	0.95	0.00
買入債務回転率 (月)	51.49	30.51	2.10	1.62	10.73	0.63	4.17	30.26	1.68	4.96

▶ 健全性分析

項目	15-2-1	10-2-1	5-2-1	8-2-1	10-2-2	10-2-3	10-2-4	10-2-5	13-2-3-1	15-2-1
返済能力										
流動比率	86.8%	16.9%	150.4%	159.6%	133.0%	3952.3%	103.0%	71.7%	271.2%	761.9%
速動比率	86.8%	16.9%	144.9%	147.9%	133.0%	3547.6%	99.3%	69.3%	252.0%	781.9%
資本実効性										
自己資本比率	32.6%	-1.1%	50.1%	60.1%	46.6%	24.5%	10.2%	44.2%	55.2%	14.6%
負債比率	197.7%	-9594.6%	99.6%	66.5%	114.7%	3081.1%	881.2%	126.5%	81.1%	586.7%

▶ 成長性分析

項目	15-2-1	10-2-1	5-2-1	8-2-1	10-2-2	10-2-3	10-2-4	10-2-5	13-2-3-1	15-2-1
成長										
売上成長率	-18.8%	18.1%	4.3%	190.4%	19.5%	-0.6%	13.7%	-21.1%	-1.4%	-51.4%
利益成長率	-735.0%	-191.9%	-12.4%	290.7%	-135.8%	-18.6%	-137.8%	353.9%	42.6%	-21.9%
総資産成長率	46.2%	14.5%	0.7%	62.6%	-4.7%	3.7%	-18.7%	2.1%	31.5%	72.9%

▶ FY18

項目	10-2-2	10-2-4	10-2-5	10-2-6	0-3m+1900	1-2-1	4-2-3-1	5-2-1	8-2-3-1	10-2-1	15-2-1
売上高	507,940	192,417	424,357	21,123	232,737	182,226	100,473	21,527	37,032	4,675	
個別損益	33,688	-259,726	87,996	4,022	-23,134	43,504	4,941	-284	4,941	-3,845	
総利益	2,495,381	13,326,216	3,634,073	61,977	1,171,105	518,972	276,413	120,363	2,715	906,994	

参考資料 (3/3)

財務諸表 (要約、現地通貨)

IR Abbreviation Type Country Local Head-Office	1-3-1 PRODEL Public Congo		3-2-3-1 Envo Private Congo		5-2-1 McGin Public Kenya		8-2-1 ESGACO Public Madagascar		10-2-1 Adml Private Madagascar		10-2-2 Ebon Private Madagascar		10-2-3 NIESL Private Madagascar		10-2-4 NSCCL Private Madagascar		10-2-5 SPIC Private Madagascar		10-2-6 TEL Private Madagascar		13-2-3-1 EGIC Public Switzerland		13-2-1 12,594,685 4,857,331,449 5,974,927,939		15-2-1 USCL Private Uganda	
	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20	31.03.21	31.03.20
▶ Local Currency	374,898,326	322,915,089,289	332,232,643	23,967,131	289,502,105	289,502,105	86,500,460	86,500,460	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ Summary	380,289,411	346,655,039,419	347,949,098	39,212,326	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 1-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 2-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 3-2-3-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 4-2-3-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 5-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 6-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 7-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 8-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 9-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-2	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-3	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-4	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-5	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 10-2-6	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 13-2-3-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685
▶ 13-2-1	289,411	26,640,187	289,411	25,693,143	288,800,760	288,800,760	87,699,919	87,699,919	2,825,461	502,159	93,012,888	33,355,278	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685	12,594,685

Only information

財務諸表提出状況

ID	Country	Category	Abbreviation	Type	2020	2019	2018	2017	2016
8-2-1	Malawi	Generation	EGENCO	Public	○	○	○	○	
8-3,4-1	Malawi	Transmission	ESCOM	Public		○	○	○	○
11--	Rwanda	-	REG	Public				○	○
11--	Rwanda	-	EUCL	Public			○		
11--	Rwanda	-	EDCL	Public		○	○		

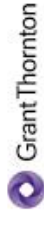
■ EGENCO : Electricity Generation Company of Malawi

■ ESCOM : Electric Supply Company of Malawi (Note : The generation financial data is probably from8-2-1)

■ REG : Rwanda Energy Group

■ EUCL : Energy Utility Corporation Limited

■ EDCL : Energy Development Corporation Limited



Madalo Mwenelupembe



Unknown

JICA支援策として以下の内容が考えられます

全ての国で可能な支援策

- 電力公社経営体改善支援
(経営全般)
 - ・公営もしくは民営化に関する経営体制検討支援
 - ・経営戦略策定支援
 - ・分社化支援 (発電・送電・配電)
 - ・発電・送電・配電に関する資金還流検討支援
(電力料金改定)
 - ・適正料金化 (料金改定シミュレーション・改訂) 支援
(電力料金徴収)
 - ・料金請求・徴収状況の現状把握
 - ・料金メーター設置等支援
- 民間資金活用支援
- ・PPP可能性調査
- ・インフラファイナンス調査 (交付金、補助金、政策金融・民間)
- ・日本企業進出可能性調査

各国ごとの支援策

- 設備投資不足であり、その点の支援がもつと必要
 - ・過少資産であり、電力ニーズを把握したうえで、設備投資支援
(リベリア、マダガスカル、ブルキナファソ)
- 総資産回転率が非常に低く、資産効率向上支援 (売上向上)
 - ✓ 設備投資が過剰な状況なので、無償資金協力で設備を供与しても、財務改善には寄与しない
(リベリア、マラウイ、モザンビーク、ザンビア)
- 料金逆ざやが発生しているので、売上を増やせば増やすほど、財務は悪化する
 - ✓ 売上総利益率がマイナスの企業はその可能性が高い
(リベリア、シエラレオネ (配電))
- 売上債権 (電力利用料) 滞留改善支援
 - ✓ 売上債権回転期間が長い企業
(アンゴラ、セネガル、シエラレオネ)
- 国からの補助金改善
 - ✓ 国からの補助金額適正化支援
(ケニア、リベリア、シエラレオネ、ウガンダ)

水道事業においては様々な経営改善支援があります

JICA案件一覧

公示日	国名	案件名
2021年11月24日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト
2021年11月17日	ケニア	ケニア水道事業者の融資可能な事業形成能力強化プロジェクト
2021年11月4日	パキスタン	パキスタン国アイサラバード水道事業経営改善プロジェクト
2021年11月4日	ルワンダ	ルワンダ国キガリ市水道事業者運営改善プロジェクト
2021年9月1日	ヨルダン	ヨルダン国マアン県上水道アドバイザー業務
2021年8月25日	東ティモール	東ティモール国水道公社事業運営改善プロジェクト
2021年5月19日	タンザニア	タンザニア国ザンジバル水行政及び水道事業管理システム強化に係る情報収集・確認調査
2021年4月14日	パラオ	パラオ国無収水削減能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道計画）
2021年3月17日	パレスチナ	パレスチナ国ジェニン市水道事業実施能力強化プロジェクト終了時評価（評価分析）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道事業運営）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道施設運転・維持管理）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年3月3日	南スーダン	南スーダン国首都ワウラカ市水道公社水道事業管理強化プロジェクトフェーズ2（終了時評価）及びジュバ市きれいな水供給プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年2月10日	ソロモン	ソロモン国水道公社無収水対策プロジェクトフォローアップ協力(655KB)
2021年2月10日	スーダン	スーダン国ダルフール5州における州水公社の行政能力向上支援プロジェクト詳細計画策定調査（給水計画/水道事業者運営、地方給水施設）
2021年1月20日	ミャンマー	ミャンマー国ヤンゴン市上水道配水に係る情報収集・確認調査
2020年11月25日	ベトナム	ベトナム国水道分野における民間資金活用に係る情報収集・確認調査

財務分析の前提

本プロジェクトの財務分析では、対象16カ国42社の電力会社を①経営形態（公企業・民間企業）と②事業体（統合型・発電・送電・配電）の二観点で整理し、分析を実施した。整理の結果は下表のとおりである。また、別途のレポートはFY19で分析を実施したが、本レポートでは、より多くの企業数値が集計できるため、FY18を中心とした。

対象企業の分類

Category	Public	Private	Subtotal
1. Integrated	7	0	7
2. Generation	6	7	13
3. Transmission	5	0	5
4. Distribution	6	11	17
Total	24	18	42

別添5：プロジェクト概要（案）：ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ブランタイア市北部
- (2) 案件名：ブランタイア北部電力供給拡充プロジェクト
- (3) 事業の要約：ブランタイア市への電力供給は4変電所（ブランタイアウエスト変電所（西）、マハンガ変電所（北東）、チグムラ変電所（南東）及びチチリ変電所（市中心部））があるが、4変電所とも重負荷に陥っている。特に北東部に位置するマパンガ変電所は広大なルンベ地域（市の計画により工業用地に指定された）に電力を供給しており、配電網が非常に脆弱である。そのため、ブランタイア北部の電力品質を改善し、ブランタイアの電力システムの運用の柔軟性を高めるために、132/66/33 kVの新ブランタイア変電所の建設が提案されているものである。（本件は以前、米国政府がミレニアム・チャレンジ・コーポレーションを通じて資金提供して建設される予定だったが、予算抑制の関係で中止された経緯がある。）

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019年）：全国平均約13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電システムの拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及びJICAの協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去のJICA事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：

我が国は、第3次マラウイ成長開発戦略（MGDSIII）の重点分野に沿って、同国の国民の所得向上と、開発事業促進のための財政基盤の強化を後押しすべく、農業を原動力とする経済成長への基盤整備と、自立的発展に向けた人材の能力開発に注力していく。併せて近年顕在化しつつある気候変動や都市化への対応に対しても支援を行う。（ODA基本方針より）

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、都市圏北部の送電網を強化することによって、現在脆弱である北部の配電網の安定的な電力供給を図り、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図るとともに、北部工業団地への安定供給を図り、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達+据付	132 kV 配電線建設（約17 km）	
	132/66/33 kV 変電所（1か所）	

調達・据付	スコープ	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 132 kV 開閉装置（複母線） 	<p>今後建設されるマロサ変電所（ゾンバ市）向け及び将来建設される既設フォンベヤ変電所との送電線向けの開閉装置（2 区画）及び 132/66 kV 変圧器用開閉装置（1 区画）はスコープ外とする。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 50 MVA、132/33 kV 変圧器 ➤ 50 MVA、132/66 kV 変圧器 	<p>132/66 kV 変圧器は既設 33/11 kV チレカ変電所が 66 kV に昇圧された後に接続される計画のため、本変電所内の 66 kV システムはスペースのみを確保することとし、今回はスコープから外す。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 4 x 33 kV フィーダー ➤ 33 kV 配電線（100 km） 	<p>既設チリンバ変電所及びチレカ変電所に接続し、新設されるマティンディ変電所に供給する。（1 フィーダーは予備か？）</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 関連土木建築（制御棟含む） 	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 光通信設備 	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ SCADA との接続 	
	<p>33 kV 配電線建設（約 100 km）</p>	<p>総額を抑えるため、総延長距離を 100 km から 50 km ほどに減少させたい。</p>
<p>設計・入札・ 施工監理</p>		

* 115 円/1 米ドルで計算

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：天然資源・エネルギー・鉱業省（MNREM）（監督省庁）、マラウイ電力供給会社（ESCOM）（実施機関）

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：マラウイ電力供給会社（ESCOM）

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
世帯電化率	Lunzu : 〇〇%	Lunzu : 〇〇%

(2) 定性的効果

- ✓ 都市近郊の家庭の電化が進み、保健所や病院への電力供給がより安定する
- ✓ マパンガ変電所への 66 kV 供給の冗長性と運用の柔軟性を確保する。
- ✓ チレカとチリンバの 33/11 kV 変電所（それぞれマパンガとチチリから供給）により近い代替供給を行う。
- ✓ ブランタイア水道局が提案するチレカでのポンプ場拡張計画を支援し、ブランタイア市へのパイプラインによる水の供給の信頼性を向上させる。
- ✓ 132 kV 送電システムから 33 kV ネットワーク上の負荷に直接供給（現在は 66 kV からの供給）することでシステム損失の低減ができる。
- ✓ ルンズ（マティンディ）に新たに指定された工業用地と、チリンバにある既存の工業用地の拡張をサポートし、さらに鉱山、灌漑、製造、家庭用負荷を供給するために十分な電力を提供する。

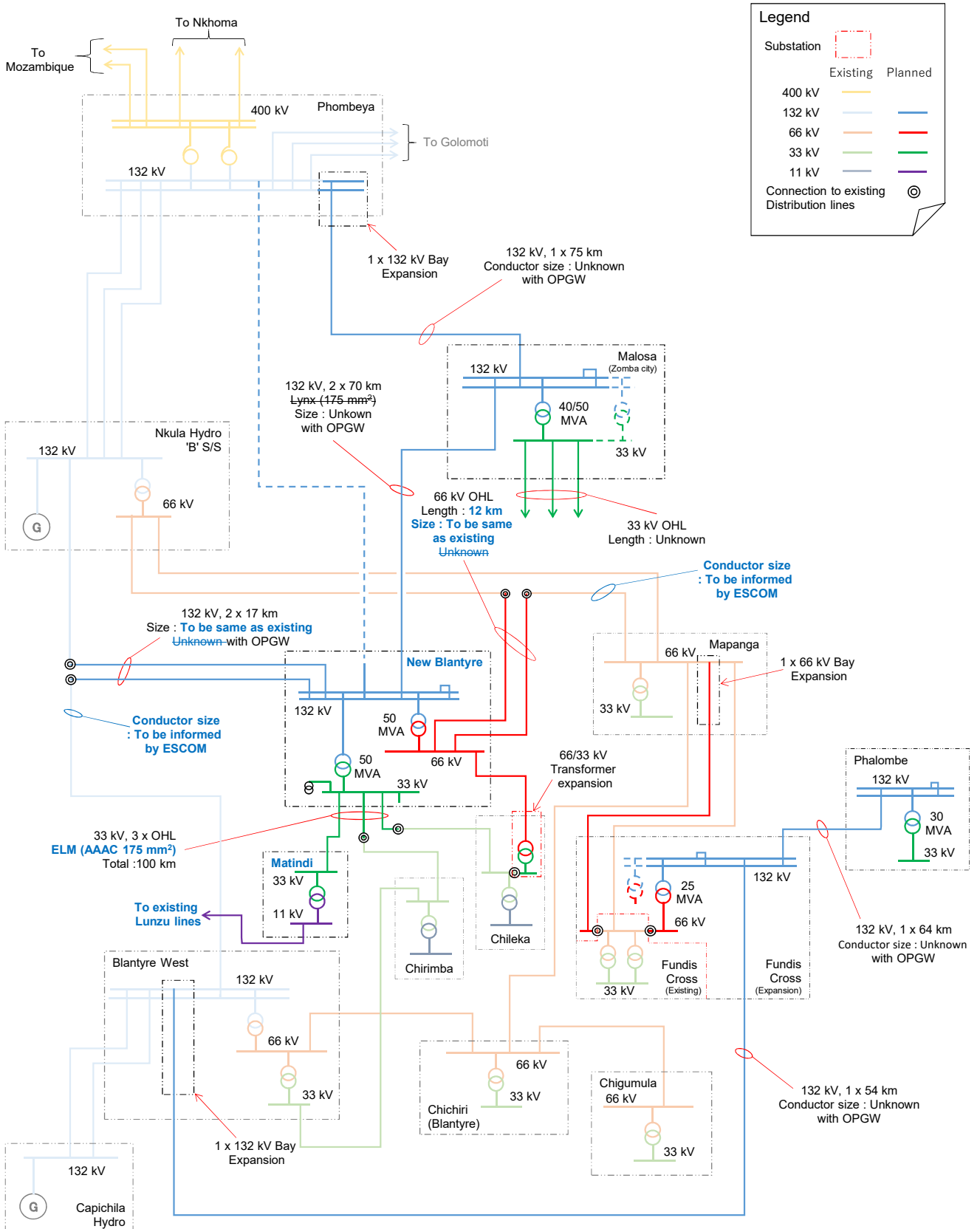
5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

6. その他

- (1) 前提条件・外部条件：
- (2) 今後のスケジュール（案）：
- (3) 留意点等：

Network Diagram around Blantyre Area

Attachment-1
Rev. 1 Mar. 20, 2022



別添 6：プロジェクト概要（案）：リロングウェ市 33kV 配電線環状化プロジェクト

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：リロングウェ市内
- (2) 案件名：リロングウェ市 33kV 配電線環状化プロジェクト
 - (1) 事業の要約：リロングウェ市への電力供給は市内北部にあるカネンゴ変電所及び南部ブンダ T-off 変電所に接続される 132kV 特高系統が主となっている。この 132kV より降圧した 66kV、33kV 及び 11kV にて市内向けに電力が供給されている。33kV 及び 11kV 配電系統については枝状に市内各地域へ延伸されているが、市内開発地域の拡大が進むにつれ、配電亘長が長距離化しており、配電線過負荷や配電ロスの増大が深刻化している。本プロジェクトは市内配電の中心である 33kV 系統を環状化し、配電ネットワークの冗長化、信頼性向上を図ると共に、市内未電化地域への電力供給促進を図るものである。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019 年）：全国平均約 13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：配電系統の拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去の JICA 事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：

我が国は、第 3 次マラウイ成長開発戦略（MGDSIII）の重点分野に沿って、同国の国民の所得向上と、開発事業促進のための財政基盤の強化を後押しすべく、農業を原動力とする経済成長への基盤整備と、自立的発展に向けた人材の能力開発に注力していく。併せて近年顕在化しつつある気候変動や都市化に対しても支援を行う。（ODA 基本方針より）

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、首都圏周辺の配電網を強化することによって、安定的な電力供給、電化促進を行うことで、医療、教育機関を初めとする社会活動の安定化と発展を図るとともに、今後開発が進む首都周辺への電力供給を促進することで、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	33 kV 配電線建設及び増強	AAAC 175mm ² ：50km AAAC 175mm ² ：カネンゴ～エリア 47 間
	33/11 kV 変電所（1 か所）	チャタタ変電所新設
	▶ 33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏北部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設リロングウェ C 及びカネン

調達・据付	スコープ	
		ゴ変電所間に 33/11 kV 配電用変電所を建設する。既設カネンゴ変電所 11kV バンクについては過負荷状態となっており、この負荷を新設変電所に配分することによって、過負荷運転を解消する目的にも資する。
▶	33/11 kV 変圧器	容量未定のため、周辺需要状況を基に決定
▶	4 x 11 kV フィーダー	
▶	関連土木建築（制御棟含む）	
▶	光通信設備	
	33/11 kV 変電所（1 ヶ所）	エリア 49 変電所新設
	33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏西部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設ゼンザ及びチティピ変電所間に 33/11 kV 配電用変電所を建設する。
	33/11 kV 変圧器	容量未定のため、周辺需要状況を基に決定
	4 x 11 kV フィーダー	
	関連土木建築（制御棟含む）	
	光通信設備	
	66/33/11kV 変電所(1 ヶ所)	カウマ変電所改修
▶	66kV、33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏東部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設リロングウェ C～新設チャタタ変電所にある既設カウマ変電所(66/11kV)に 66kV 及び 33kV 開閉設備、母線を構成し、新設 33kV 配電線の引込みを行う
▶	66/33 kV 変圧器	容量未定のため、周辺需要状況を基に決定
	132/66/33/11kV 変電所(1 ヶ所)	カネンゴ変電所改修
▶	33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏北部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設カネンゴ変電所に新たに 33kV 開閉装置を設ける。なお敷地が狭小であるため屋内型開閉設備にて計画を行う。(建屋新設については ESCOM 所掌で整理)
	33/11kV 変電所(1 ヶ所)	チティピ変電所改修
▶	33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏西部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設チティピ変電所に新たに 33kV 開閉装置を設ける。
	33/11kV 変電所(1 ヶ所)	エリア 47 変電所改修
▶	33 kV 開閉装置（単母線）	首都圏南部地域廻りの 33kV 環状配電線を構成するため、既設エリア 47 変電所に新たに 33kV 開閉装置を設ける。なお同変電所既設変圧器については過負荷となっていることから、新たな変圧器増設用開閉装置も計画する。
▶	11 kV 開閉装置（単母線）	上記変圧器増設のための開閉設備設置
▶	33/11 kV 変圧器	15MVA x 1
	SCADA 設備	上記変電所新設、改修に伴う SCADA 設備改修

調達・据付	スコープ
設計・入札・ 施工監理	

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：天然資源・エネルギー・鉱業省（MNREM）（監督省庁）、マラウイ電力供給会社（ESCOM）（実施機関）

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：マラウイ電力供給会社（ESCOM）

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
世帯電化率	〇〇%	〇〇%

(2) 定性的効果

- ✓ 都市近郊の家庭の電化が進み、保健所や病院、教育機関への電力供給がより安定する
- ✓ 11kV 長距離配電から 33kV 配電への切替えにより、配電ロス低減、電力品質が向上する。
- ✓ 首都周辺 33 kV 配電網を環状化することで冗長性と運用の柔軟性を確保する。
- ✓ 開発が進むチャタタエリア周辺に配電用変電所を設置することで、大規模需要家向け及び一般家庭向け電力供給の安定化を図る。また既設カネンゴ変電所の負荷救援も可能となる。
- ✓ 過負荷となっている既設カネンゴ～エリア 47 間の配電線の増強化することで、配電ロス低減、電力品質の向上に資する。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

6. その他

(1) 前提条件・外部条件：

(2) 今後のスケジュール（案）：

(3) 留意点等：



LILONGWE WARD MAP

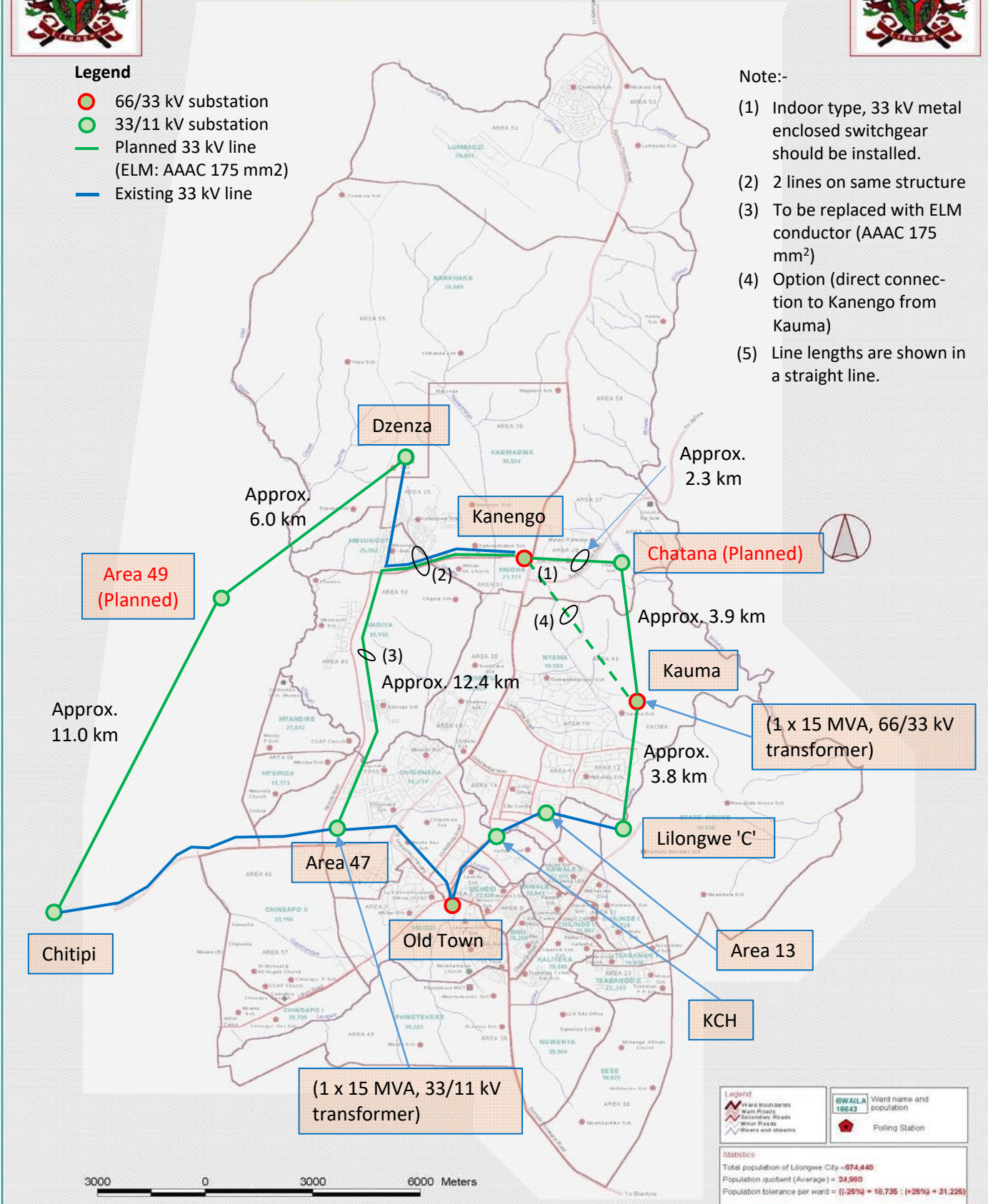


Legend

- 66/33 kV substation
- 33/11 kV substation
- Planned 33 kV line (ELM: AAAC 175 mm²)
- Existing 33 kV line

Note:-

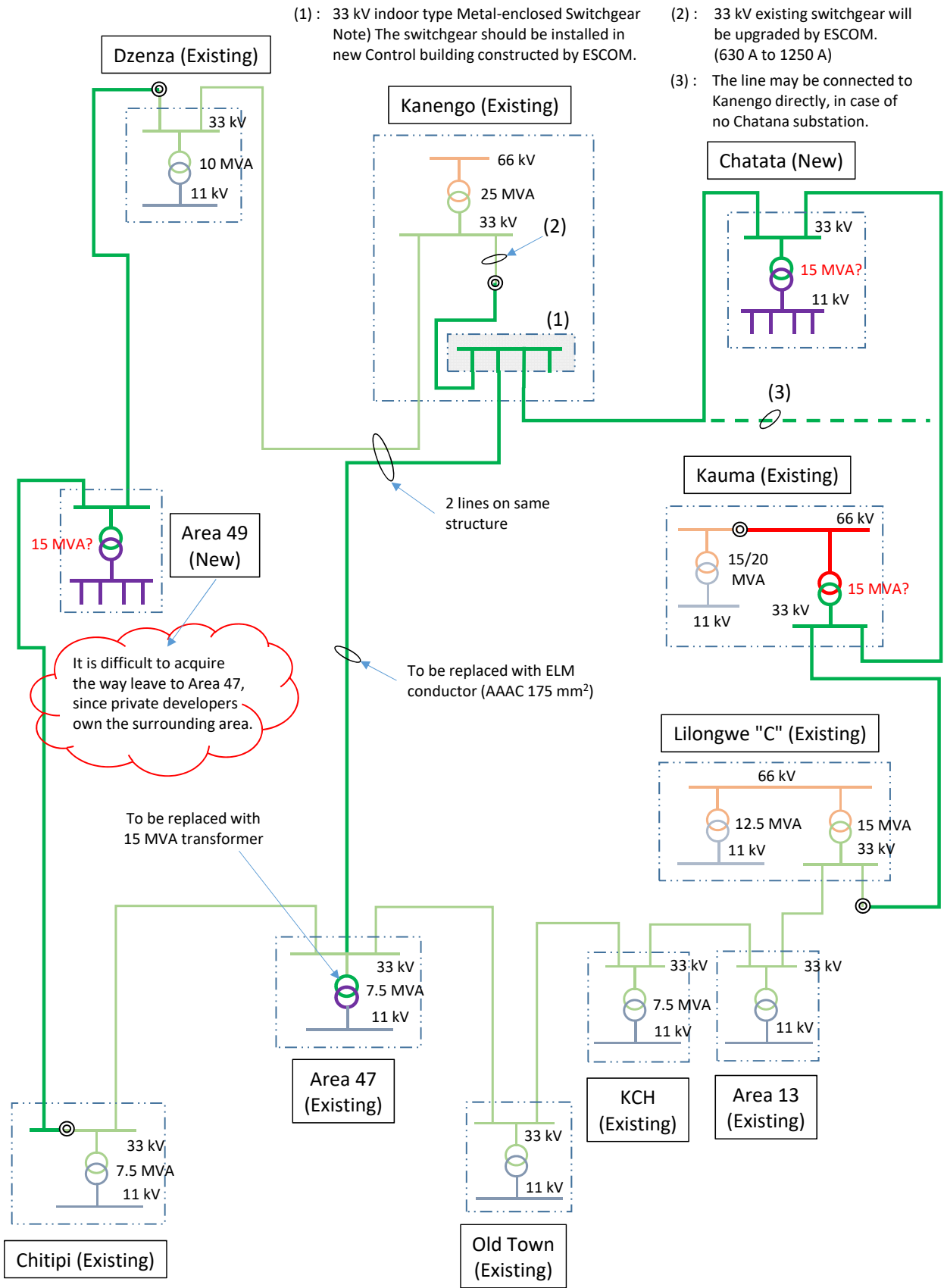
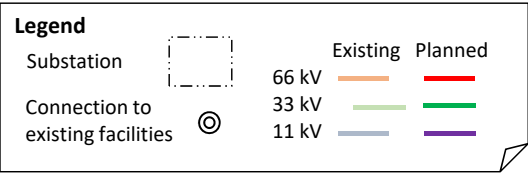
- (1) Indoor type, 33 kV metal enclosed switchgear should be installed.
- (2) 2 lines on same structure
- (3) To be replaced with ELM conductor (AAAC 175 mm²)
- (4) Option (direct connection to Kanengo from Kauma)
- (5) Line lengths are shown in a straight line.



Legend	EWAILLA 16643 Ward name and population
Ward boundaries	● Polling Station
Main Roads	
Secondary Roads	
River and streams	
Statistics	
Total population of Lilongwe City = 674,440	
Population quotient (Average) = 24,990	
Population tolerance per ward = (-25%) = 18,735; (+25%) = 31,225	

Produced and printed by the GIS UNIT, Lilongwe City Assembly, Civic Offices

Conceptual Diagram of 33 kV Ring System in Lilongwe



別添7：プロジェクト概要（案）：リロングウェ南配電網整備計画

1. 基本情報

(1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：リロングウェ南東部

(2) 案件名：リロングウェ南配電網整備計画

(1) 事業の要約：リロングウェ南ブンダ地域以南東については、既設ブンダ T-OFF 変電所から 11kV 配電線による電力供給となっているが、長距離配電に起因する電力品質低下が深刻化しており、需要家数増加を抑制する一因ともなっている。リロングウェ東部のヌクホマ変電所は米国による Millennium Challenge Corporation により 2018 年に建設が完了しており、隣国モザンビークからの国際関係線接続及びリロングウェ市への電力供給を行う、系統運用上も非常に重要な基幹変電所である。本プロジェクトは既設ヌクホマ変電所に新たに 132/33 kV 変電設備を増強し、ブンダエリア向け配電線を 11kV から 33kV に昇圧することで、リロングウェ以南の配電網の電力品質改善に資するものである。ESCOM との初回ミーティングにおいて、本プロジェクトは早期開発の必要性が示され、無償資金協力における優先度は下がったものの、再度議題に挙がることとなった。今後プロジェクト効果の深堀を行う予定である。

2. 事業の背景と必要性

(1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け

- ① 電力需給状況：要確認
- ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
- ③ 電化率：IEA（2019 年）：全国平均約 13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
- ④ 案件形成のポイント：配電システムの拡張と修復の強化

(2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力方針等と本事業の位置付け

- ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
- ② 関連する過去の JICA 事業実績：
- ③ 他の援助機関の対応：要確認
- ④ 本事業を実施する意義：

我が国は、第 3 次マラウイ成長開発戦略（MGDSIII）の重点分野に沿って、同国の国民の所得向上と、開発事業促進のための財政基盤の強化を後押しすべく、農業を原動力とする経済成長への基盤整備と、自立的発展に向けた人材の能力開発に注力していく。併せて近年顕在化しつつある気候変動や都市化に対しても支援を行う。（ODA 基本方針より）

3. 事業概要

(1) 事業概要

- ① 事業の目的：本事業は、首都圏南部地域の配電網を強化することによって、安定的な電力供給、電化促進を行うことで、医療、教育機関を初めとする社会活動の安定化と発展を図るとともに、今後開発が進む国道 M1 ロード周辺地域への電力供給を促進することで、本国の経済成長に寄与するもの。
- ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	33 kV 配電線建設	AAAC 175mm ² : 30km
	33/0.4 kV 配電用変圧器及び付属品	既設 11/0.4 kV 配電用変圧器を配電線昇圧化に伴い 33/0.4 kV 仕様に更新。下記変圧器にカットアウト及び低圧分電盤等の付属品含む ▶ 16kVA x 2 ▶ 25kVA x 1 ▶ 50kVA x 9 ▶ 100kVA x 11 ▶ 200kVA x 6 ▶ 315kVA x 6 ▶ 1,000kVA x 1
	400/132 kV 変電所(1ヶ所)	ヌクホマ変電所改修
	▶ 132kV 開閉装置 (複母線)	新設 33kV 配電線引出し用のため、既設 132kV 開閉設備に 1 ベイ追加
	▶ 132/33 kV 変圧器	25MVA x 1
	▶ 33 kV 開閉装置 (単母線)	新設 33kV 配電線引出し用のため、ヌクホマ変電所内に 33kV 開閉設備を新設。なお、将来 132kV 増強等を考慮し、スペース確保のため屋内型開閉設備にて計画。33kV 4 フィーダー引出しを考慮。
	▶ 関連土木建築 (制御棟含む)	33kV 新設開閉設備用建屋及び関連基礎工事含む
SCADA 設備	上記変電所新設、改修に伴う SCADA 設備改修	
設計・入札・ 施工監理		

③ 他の JICA 事業との関係 :

(2) 総事業費 / 概算協力額

(3) 事業実施スケジュール (協力期間) : 実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関 / 実施体制 : 天然資源・エネルギー・鉱業省 (MNREM) (監督省庁)、マラウイ電力供給会社 (ESCOM) (実施機関)

② 他機関との連携・役割分担 :

③ 運営 / 維持管理体制 : マラウイ電力供給会社 (ESCOM)

(5) 安全対策 :

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類 :

(7) 横断的事項 :

(8) ジェンダー分類 :

(9) その他特記事項 :

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
世帯電化率	〇〇%	〇〇%

(2) 定性的効果

- ✓ 都市近郊の家庭の電化が進み、保健所や病院、教育機関に加え上水ポンプ場といった公共インフラ設備や採石場等への電力供給がより安定する
- ✓ 11kV 長距離配電から 33kV 配電への切替えにより、配電ロス低減、電力品質が向上する。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

6. その他

- (1) 前提条件・外部条件：
- (2) 今後のスケジュール（案）：
- (3) 留意点等：

別添 8：プロジェクト概要（案）：送配電系統技術能力向上プロジェクト

1. 基本情報

2. 事業の背景と必要性

3. 事業概要

(1) 事業概要

① プロジェクト名

送配電系統技術能力向上プロジェクト（仮）

② プロジェクトサイト

ブランタイア、その他関連地域

③ 相手国機関名

マラウイ電力公社（ESCOM）

④ 事業の目的：本事業は、主として以下の成果を具現化し、マラウイ電力公社（ESCOM）における維持管理を中心とした技術力を向上させ、さらに電力システムの効率性および安定性の向上に資することを目的とする。

【成果 1】：送配電設備の運転・維持管理のための研修の枠組みが整う。

【成果 2】：効率的な配電網データベースの構築・維持・活用に関する能力が構築される。

【成果 3】：送配電におけるコアエンジニア（指導員）の能力改善

⑤ 活動内容：

【成果 1】：送配電設備の運転・維持管理のための研修枠組みの整備

✓ ESCOM 研修指針の作成

✓ ESCOM の研修ニーズを網羅した配電技術者研修プログラムの作成

【成果 2】：配電網データベースの構築・維持・活用能力の構築

✓ ブランタイアのパイロットサービスにおける配電網データベース構築のための情報収集

✓ 上記パイロットサービスエリアにおけるデータベースの構築および係るマニュアル作成

✓ 配電網データベースを活用した配電技術者向け維持管理マニュアルの作成

【成果 3】：送配電におけるコアエンジニア（指導員）の能力改善

✓ 上記配電網データベース及び係るマニュアルを活用した日本人専門家による指導員研修（トレーナーズ・トレーニング）

✓ 技術者向けテキストの作成

✓ 新技術を用いた体験型研修（ドローンを活用した送配電線点検作業）

✓ 技術者研修のための設備および機器（GIS データベースシステム、GPS、ドローン etc.）

2. 第1次現地調査（ルワンダ）

アフリカ地域サブサハラ・アフリカ諸国における電力分野アクセス向上に係る 情報収集・確認調査

現地調査報告書（ルワンダ）

1. 日程・出張者（案）

現地調査日程及び出張者を別添1に、面談者を別添2に示す。

3月25日にキガリに到着し、28日からEDCL/EUCLとの協議及び要望プロジェクトのサイト調査、財務関連の協議、情報収集を行った。

3月31日にはEDCL/EUCLのMD、並びにインフラ省を訪問して調査状況の説明を行い、ルワンダ側要望プロジェクトのスコープを協議した。

2. プレゼンテーション

現地調査開始前に、EDCL/EUCLへのプレゼンテーションを実施し、調査の目的・内容、スケジュールの説明、便宜供与依頼などを行った。プレゼン資料を別添3に示す。

また、今後ルワンダの電力系統の設備拡充や運用・維持管理面での効果が期待できる資機材（本邦技術）を紹介した。調査団から説明をした資機材とEDCL/EUCLのコメントは、表1の通りである。

表1：EDCL/EUCLへの主な技術紹介

資機材	期待される効果	EDCL/EUCLのコメント
送電線用避雷装置	落雷による停電時間・回数の低減、碍子の保護	ルワンダでは、たしかに落雷が多い。 ルワンダの系統電圧でも対応可能か。
低損失カーボン電線	低損失、低弛度、風圧荷重の低減	価格は上がるが、低ロス効果で経済性は高いと理解した。 投資回収年数は？納入実績は？
系統運用・保守用シミュレーター	運用保守能力の向上	非情に高い関心がある。現在は訓練設備がないため、技術者を訓練のために海外に出さざるを得ない。

3. 要望プロジェクトの調査結果

EDCL/EUCLから要望が上がっているプロジェクトの候補に関して、プロジェクトの目的やスコープの協議、並びにサイト調査を実施した。

EDCLから要望プロジェクトについては、優先度を決定するまでにコンサルタントとの協議を行いたいこと、JICA事務所との意見交換の場を持ちたいとの意向が示された。

また、電化率が50%程度低い地域が3つほどあり、これら地域の電化プロジェクトについても要望を上げたいとの説明があった。

4月22日にEDCLから2022年2月時点の電力へのアクセス状況が共有され、特に電化率が低い3つの地域（District）を含む、既設配電網増強計画の概要「ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORK REINFORCEMENT AND INCREASE GRID ACCESS」が提案された。

2022年2月時点のアクセス状況を表2に示し、EDCLの要望を表3の下段に記載した。

表 2 : 2022 年 2 月末時点の電化率

District	Total HHs (Dec. 2018)	Baseline (Jun-2019)			Progress (End February-22)			% Progress		
		Grid	Off-grid	Total	Grid	Off-grid	Total	Grid	Off-grid	Total
Bugesera	95,000			53,542	55,054	23,746	78,800	57.95%	25.00%	82.95%
Burera	82,000	37,992	15,550	28,995	41,931	9,388	51,319	51.14%	11.45%	62.58%
Gakenke	84,000	15,294	10,248	25,542	23,233	16,900	40,133	27.66%	20.12%	47.78%
Gasabo	230,000	120,009	5,204	125,213	136,442	6,952	143,394	59.32%	3.02%	62.35%
Gatsibo	108,000	15,833	23,374	39,207	28,858	34,743	63,601	26.72%	32.17%	58.89%
Gicumbi	88,000	28,181	12,421	40,602	37,288	21,120	58,408	42.37%	24.00%	66.37%
Gisagara	82,000	24,073	8,990	33,063	37,838	15,507	53,345	46.14%	18.91%	65.06%
Grand Total	2,709,000	966,343	347,541	1,313,884	1,333,600	557,341	1,890,941	49.23%	20.57%	69.80%
Huye	82,000	26,248	10,380	36,628	36,105	17,307	53,412	44.03%	21.11%	65.14%
Kamonyi	93,000	17,236	14,969	32,205	26,919	22,573	49,492	28.95%	24.27%	53.22%
Karongi	78,000	24,445	10,715	35,160	36,492	19,504	55,996	46.78%	25.01%	71.79%
Kayonza	83,000	20,734	17,594	38,328	32,116	23,738	55,854	38.69%	28.60%	67.29%
Kicukiro	98,000	78,784	3,355	82,139	93,903	3,968	97,871	95.82%	4.05%	99.87%
Kirehe	87,000	28,470	13,722	42,192	47,188	20,500	67,688	54.24%	23.56%	77.80%
Muhanga	78,000	27,233	12,139	39,372	32,479	16,890	49,369	41.64%	21.65%	63.29%
Musanze	91,000	45,300	6,534	51,834	62,062	8,616	70,678	68.20%	9.47%	77.67%
Ngoma	83,000	29,356	20,079	49,435	39,504	27,842	67,346	47.60%	33.55%	81.14%
Ngororero	82,000	21,030	8,250	29,280	30,462	11,873	42,335	37.15%	14.48%	51.63%
Nyabihu	67,000	20,316	7,838	28,154	28,416	11,296	39,712	42.41%	16.86%	59.27%
Nyagatare	132,000	39,051	24,054	63,105	52,348	38,421	90,769	39.66%	29.11%	68.76%
Nyamagabe	77,000	16,040	14,646	30,686	23,712	24,628	48,340	30.79%	31.98%	62.78%
Nyamasheke	83,000	23,803	9,005	32,808	32,307	20,155	52,462	38.92%	24.28%	63.21%
Nyanza	79,000	22,111	9,377	31,488	32,181	17,054	49,235	40.74%	21.59%	62.32%
Nyarugenge	81,000	39,309	1,748	41,057	46,654	2,096	48,750	57.60%	2.59%	60.19%
Nyaruguru	64,000	13,476	9,772	23,248	24,566	40,190	64,756	38.38%	62.80%	1008%
Rubavu	96,000	50,693	11,255	61,948	74,481	13,244	87,725	77.58%	13.80%	91.38%
Ruhango	71,000	29,032	10,219	39,251	38,731	22,178	60,909	54.55%	31.24%	85.79%
Rulindo	78,000	23,477	11,267	34,744	30,695	17,718	48,413	39.35%	22.72%	62.07%
Rusizi	95,000	47,868	10,670	58,538	60,463	13,519	73,982	63.65%	14.23%	77.88%
Rutsiro	73,000	20,093	9,424	29,517	38,656	11,556	50,212	52.95%	15.83%	68.78%
Rwamagana	89,000	39,093	17,507	56,600	52,516	24,116	76,632	59.01%	27.10%	86.10%

* 出典 : EDCL

インフラ省訪問において、EDCL/EUCL との協議状況の報告を行った際、要望プロジェクトに含まれていない NCC (National Control Center) のバックアップリモートシステムも要望として上げたいとの意見があった。

要望プロジェクトに対する、現地調査結果の要約を表 3 に、要望プロジェクト対象位置を図 1 に示す。

表3：要望プロジェクト調査結果（要約）

番号	対象地域	プロジェクト	目的	スコープ	概要	コメント
1	Gasobo, Gicumbi, Rulindo Districts	キガリ北部配電網拡充プロジェクト	キガリ市北部の Gasabo、及び Gicumbi 地域への配電供給プロジェクト。配電マスタープランによると、現在同地域は Rulindo 変電所から供給されており、Shango 変電所からの供給に切り替えることにより、配電亘長を縮減するもの。	<ul style="list-style-type: none"> 15kV 配電線建設 (約 15km) 15/30kV スイッチングステーション建設 	○	配電亘長が長い (482km) 地域の電力品質向上と、5 万世帯とも言われる未電化世帯への供給プロジェクトであるが、Shango 変電所の送り出し側設備の信頼性は懐疑的である。
2	Gasobo District	キガリ変電所増強プロジェクト	既設 110/15 kV 20MVA x 1 Birembo 変電所に変圧器 1 台を増設。なお Birembo 変電所 220kV 昇圧化工事が計画されているため進捗確認を行う必要がある。	<ul style="list-style-type: none"> 110/15kV 20MVA 変圧器 1 台増設 	○	キガリ市内中心部に電力供給するギコンド変電所主変圧器の増設である。裨益性は認められるも見えにくい。
3	Kigali City Center (Kimuhurura)	キガリ低圧配電網更新プロジェクト	キガリ市内官庁街である Kimihurura 地区の低圧埋設電線のリプレースプロジェクト。EDCL より開発箇所の地図受領済。EDCL 計画には下記コンポーネントが含まれる。	<ul style="list-style-type: none"> 低圧ケーブルの更新 (約 15km) 配電盤の調達・据付 消費者への接続 	-	ギコンド変電所らキガリ市中心の北部と南部地域の低圧配電網の更新。EDCL の MD の説明では、美観を求めているとのこと。
4	Gasobo, Rulindo Districts	110kV 送電網拡充プロジェクト	Nyabarongo II の発電電力をキガリ市向けに送電するためのプロジェクト。新設 110kV 2 回線送電線建設のため各々 1 フォーダーずつの増設が必要	<ul style="list-style-type: none"> 110kV 送電線建設 (約 26.55km) Nyabarongo2 発電所の送電線送り出し設備の増設 Shango 変電所の送電線送り出し設備の増設 	○	2027 年完工予定の水力発電所と既設の Shango 変電所を接続する送電線の建設。エネルギーマスタープランという観点の裨益性は見えにくい。
5	Muhanga	ムハンガ電力供給拡充プロジェクト	ルワンダ中央部に位置する Muhanga はルワンダ政府が国内向け製品供給量拡大を目的に設置した 9 つの経済特区の一つであり、キガリ市より南西 45km の位置にある。想定需要 25MW。ルワンダ第二の都市であり、地理的な条件から、国内南部、西部、中部の交通の拠点となっており、Muhanga Industrial park 向け電力共有に資する送電設備の開発。	<ul style="list-style-type: none"> 110/30kV IP 変電所建設 (20MVA 変圧器 2 台) 110kV 送電線建設 (約 18km) 110kV 送電線建設 (約 15km) 30kV 架空配電線 (IP 変電所 - IP コントローラセンター) 30kV 架空配電線 (Gatumba) 	○	政府設定のムハンガ経済特区への電力供給 (25MW 程度) を行うもので、変電所の位置は特定されている。インフラ省によれば開発区画は決定済であるが、現在のところ中国系のセメント工場の建設が開始されている程度。

番号	対象地域	プロジェクト	目的	スコープ	概要	コメント
6	Musanze	ムサンゼ電力供給拡充プロジェクト	ルワンダ北部に位置する Musanze(旧 Ruhengeri) はルワンダ政府が国内向け製品供給量拡大を目的に設置した9つの経済特区の一つであり、ルワンダ第四の都市である。想定需要30MW。山間部ゴリラトレッキングツアーの玄関口でもある。政府が計画する Musanze Industrial Park 向け電力共有に資する送変電設備の開発。現在進行中の Mukungwa ~ Nyabuhu 間の送電線を引込み、Musanze IP 変電所を建設すると共に、Ntaruka からの新設送電線(20.3km)の建設を行う。	<ul style="list-style-type: none"> 110/30kV IP 変電所建設 (20MVA 変圧器 2台) 110kV 送電線建設 (約 0.2km) 30kV 架空配電線 (IP 変電所 - IP コントローラセンター) 30kV 架空配電線 (Gisenyi) 	○	政府設定のムサンゼ経済特区への電力供給(30MW程度)を行うもので、変電所の位置を特定中。現在のところ中国系のセメント工場の建設が開始されている程度。
技	-	送電系統保護能力向上プロジェクト	停電事故削減に向けた、管理能力強化を中心とした技術力の向上を図る。	<ul style="list-style-type: none"> 停電事故の原因分析 停電事故の有効な対策の策定と、機材整備 停電事故管理能力の技術移転 強化された停電事故管理体制の展開 	○	停電による事故の分析を行い、停電頻度及び停電時間の削減を図る。他国で実施中のプロジェクトと類似するプロジェクト。
-	-	電力系統能力向上プロジェクト	研修設備とプログラムを設け、技術者の研修機会を拡大して、電力系統運用の能力向上を図る。	<ul style="list-style-type: none"> 【Phase1】 資金調達&用地収用 【Phase2】 建築設計&建設 【Phase3】 : <ul style="list-style-type: none"> - 資機材調達 - 人材確保&履修課程の策定 - 運用開始 	○	EDCL/EUCL から要望があり、MININFRA から検討依頼があったもの。
7	GAKENKE	配電網強化及びアクセスマス向上プロジェクト	電化率の低い地域におけるアクセス向上を図りルワンダの電化人口を増やす。また、既設の配電網を強化することにより、信頼性と質を有した電力の供給を行う。	<ul style="list-style-type: none"> 架空(中圧) 配電線の延伸 (78km) 架空(低圧) 配電線の建設 (233km) 需要家への接続 (9,426件) 配電用変圧器の据付 (81カ所) 	-	北部地方に位置し 84,000世帯を有する地域。地域全体的な配電網を整備する提案の模様であり、機材供与が占める割合が高いと思われる。
8	KAMONYI	同上	同上	<ul style="list-style-type: none"> 架空(中圧) 配電線の延伸 (49km) 架空(低圧) 配電線の建設 (259km) 	-	南部地方に位置し 93,000世帯を有する地域。

番号	対象地域	プロジェクト	目的	スコープ	概要	コメント
9	NGORORERO	同上	同上	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要家への接続 (8,273 件) ・ 配電用変圧器の据付 (44 力所) ・ 架空 (中圧) 配電線の延伸 (136km) ・ 架空 (低圧) 配電線の建設 (458km) ・ 需要家への接続 (13,096 件) ・ 配電用変圧器の据付 (207 力所) 	-	以下、同上 西部地方に位置し 82,000 世帯を有する地域。 以下、同上

備考：青枠で示すプロジェクトは 2022 年 4 月 22 日に EDCL から要望のあったもの。



2024 TRANSMISSION NETWORK

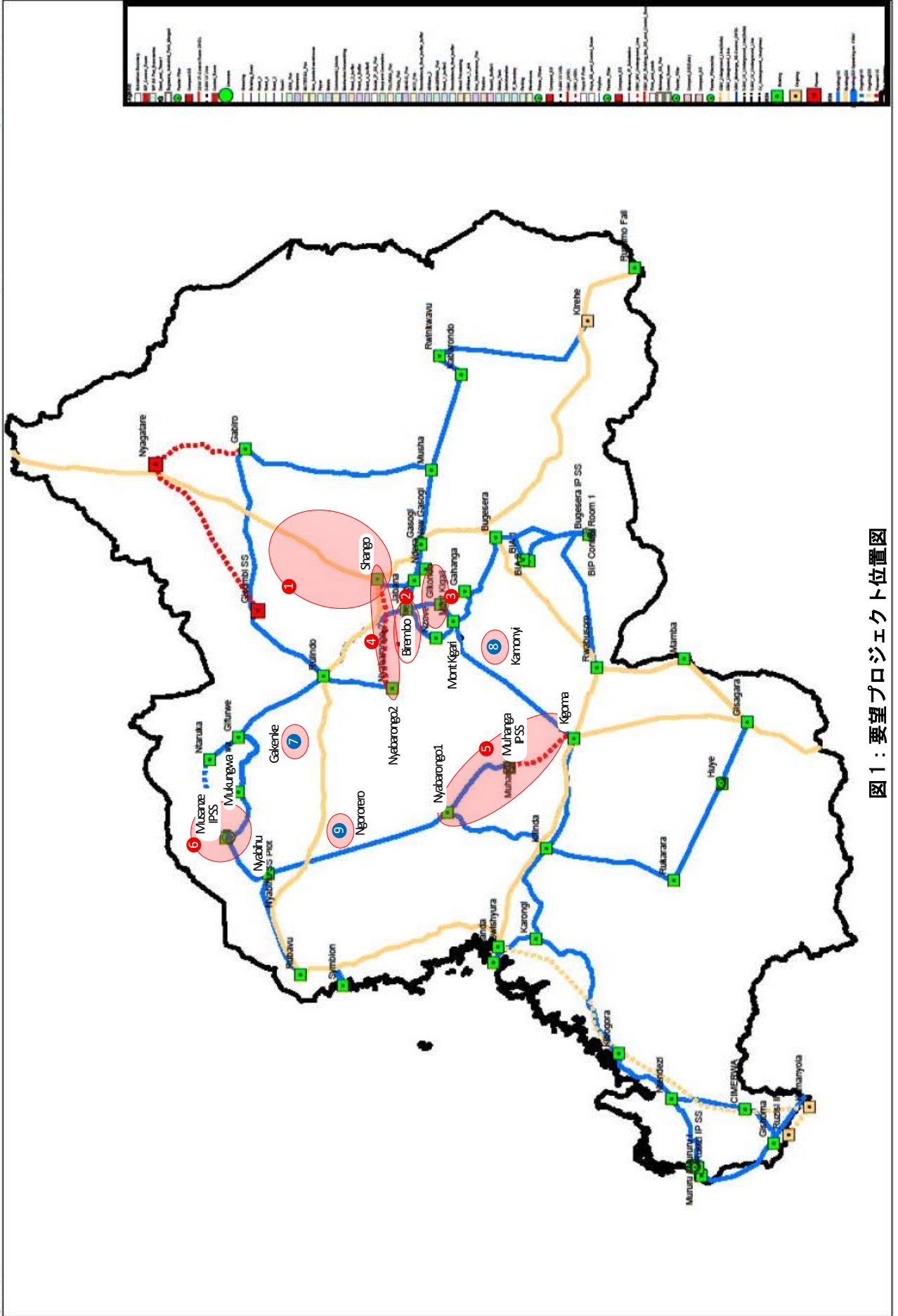


图 1：要望プロジェクト位置図

4. 開発計画との整合性

ルワンダにおける電力アクセスに係る政府方針及び国家開発戦略、並びにエネルギーセクターの開発計画は主に以下の通りであり、変圧器の増設を除く今回の要望プロジェクトは、送電開発計画や配電開発計画に含まれている。

EDCL は半年に一度開発計画の見直しを実施している。

- ルワンダエネルギー政策 (2015 年)
- 7 Years Government Programme: National Strategy for Transformation (NST1) 2017–2024
経済開発貧困削減戦略 (Economic Development and Poverty Reduction Strategy 2013–2018) に続く国家開発計画

- Energy Sector Strategic Plan (ESSP) 2018/19–2023/24

2018 年 9 月に策定されたもの。電化率については、2024 年までに 100%の達成が目標とされている。オングリッドとオフグリッドの割合は、それぞれ 52%と 48%である。

2022 年 2 月時点の電化率は 68.98%であり目標との差が生じている。主な要因はオフグリッドの伸びが遅れているためであり、オングリッドの割合を高める方向で調整する予定。

表 2 に、ESSP におけるオングリッド及びオフグリッド電化目標を示す。

表 2 : ESSP における電化目標

Table 15 Electricity access projections to households

Connections	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24
New on-grid connections	163,914	148,201	160,466	173,624	187,472	202,734
On-grid access	34.5%	38%	41.5%	45%	48.5%	52%
New off-grid connections	283,507	220,262	271,266	255,706	274,286	293,938
Off-grid access	17%	23%	30%	36%	42%	48%
Households connected (m)	1.5	1.8	2.3	2.7	3.2	3.7
Households connected (%)	51.5%	61%	71.5%	81%	90.5%	100%

- Rwanda National Electrification Plan (NEP) –2021 Revision
- Transmission Master Plan (2020 – 2028) (June 2021)
- Rwanda Electrification Distribution Master Plan (June 2021 revision)
- Rwanda Least Cost Power Development Plan (LCPDP) 2020 - 2040 (June 2021)

5. 財務関連

EDCL 及び EUCL との協議結果を踏まえた、財務関連の報告資料を別添 4 に示す。

以上

別添 1 : 現地調査日程表

別添 2 : 関係者 (面談者) リスト

別添 3 : プレゼン資料

別添 4 : 財務分析報告資料

別添 5 : プロジェクト概要 (案) : キガリ北部配電網拡充プロジェクト

別添 6 : プロジェクト概要 (案) : キガリ変電所増強プロジェクト

別添 7 : プロジェクト概要 (案) : 110kV 送電網拡充プロジェクト

別添 8 : プロジェクト概要 (案) : ムハンガ電力供給拡充プロジェクト

別添 9 : プロジェクト概要 (案) : ムサンゼ電力供給拡充プロジェクト

別添 10 : プロジェクト概要 (案) : 技術能力向上プロジェクト

調査日程表 (ルワンダ)

月日	業務主任/ 電力投資計画	送变电設備1	送变电設備2	自社負担による派遣	送配電設備運用 人材育成	副業務主任/ 電気事業経営 課題分析1	活動地名	宿泊先
	阿部真 八千代エンジニアリング	酒村健治 西日本技術開発	中村本郎 西日本技術開発	青柳拓希 八千代エンジニアリング	黒羽子強平 八千代エンジニアリング	世羅徹 トーマン		
10 3月25日	リロングウェ(09:50)⇒ナイロビ(13:00)by KQ731 ナイロビ(16:30)⇒キガリ(17:00)by KQ474						移動	park inn キガリ
11 3月26日	土 24時間隔離(1日目)						キガリ	park inn キガリ
12 3月27日	資料整理 団内協議						キガリ	park inn キガリ
13 3月28日	EDCL表敬訪問(10:00~12:00)						キガリ	park inn キガリ
14 3月29日	現地調査(ルワンダ):Shango変電所、birembe変電所(14:00~17:00)					EDCL財務・経理担当との 協議(14:00~15:00)	キガリ	park inn キガリ
15 3月30日	現地調査(ルワンダ):Muhanga、Nyabarongo I水力発電所(9:00~15:00)					資料整理	キガリ	park inn キガリ
16 3月31日	REG訪問(9:30~10:30) MININFRA訪問(11:00~12:00) 新ガソギ変電所訪問(16:00~17:00)				REG研修並びに研修セン ターに係る協議 (10:00~12:00)	EUCL財務・経理担当との 協議(10:00~11:00)	キガリ	park inn キガリ
17 4月1日	JICA事務所への報告(9:00~10:00) キガリ(23:25)⇒ドーハ(6:20+1)by QR1386 via Entebbe					EUCL財務・経理担当との 協議(10:00~12:00)	キガリ	park inn キガリ
18 4月2日	土 移動						キガリ、移動	機中泊
19 4月3日	日 ドーハ(2:10)⇒成田(18:35)by QR806					ドーハ(08:10)⇒バンゴク (19:00)by QR838 バンゴク(21:35)⇒	移動	機中泊
						羽田(05:50)by NH850	—	帰国

1) Ministry of Infrastructure (MININFRA)	
Mr. Genbig Cesar	Chief Technical Advisor
Ms. Peace Kaliisa	Donor Coordinator

2) Rwanda Energy Group (REG)	
Mr. Bucyeausevge Fabrice	Corporate Planning MGR
Mr. Maurice Masengesho	Operator
Mr. Murenzi Aphuodis	Mechanic

3) Energy Development Corporation Limited (EDCL)	
Mr. Felix GAKUBA	Managing Director
Mr. Umutioni Rachel	Head of finance
Mr. Vincent Bahingana	Head of HR
Mr. Mutangana Joseph	Head of Company Reporting
Mr. Esdras Rugira	Acting Director of Planning
Mr. Innocent Niyonshuti	Ag. Chief Engineer PSD
Mr. Ernest Ndayisaba	Budgeting & Project Reporting
Mr. Satish Kumar	S/S expert

4) Energy Utility Corporation Limited (EUCL)	
Mr. Armand Zingiro	Managing Director
Mr. John Baptiste Nshotf	CFO
Mr. Frederic Habineza	Chief Eng. planning
Mr. Kananswa Dawng	Head of consulting and marketing
Mr. Musabieuyimana Jean	Senior Engineer

5) JICA Rwanda Field Office	
三好 恭平	次長
小澤 健	所員

**DATA COLLECTION SURVEY
ON
THE IMPROVEMENT OF ACCESS TO POWER SECTOR
IN SUB-SAHARAN AFRICA**

FIELD SURVEY IN RWANDA

MARCH, 2022

JICA SURVEY TEAM

Contents

1. Introduction
2. Contents of the Site Survey (Technical and Financial aspects)
3. Proposed Priority Projects
4. Project Screening
5. Schedule of the Site Survey
6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda
7. Proposal related to Operation and Maintenance

1. Introduction

Background

- Rwanda Energy Policy: 2015
- Economic Development and Poverty Reduction Strategy 2013-2018 (EDPRS-2)
- Energy Sector Strategic Plan 2018/19-2023/24 (September 2018)

Table 15 Electricity access projections to households

Connections	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24
New on-grid connections	163,914	148,201	160,466	173,624	187,472	202,734
On-grid access	34.5%	38%	41.5%	45%	48.5%	52%
New off-grid connections	283,507	220,262	271,266	255,706	274,286	293,938
Off-grid access	17%	23%	30%	36%	42%	48%
Households connected (m)	1.5	1.8	2.3	2.7	3.2	3.7
Households connected (%)	51.5%	61%	71.5%	81%	90.5%	100%

A-4-107

- Development Plan
 - a. Rwanda National Electrification Plan (NEP) -2021 Revision
 - b. Transmission Master Plan (2020 - 2028) (June 2021)
 - c. Rwanda Electrification Distribution Master Plan (June 2021 revision)
 - d. Rwanda Least Cost Power Development Plan (LCPDP) 2020 – 2040 (June 2021)

1. Introduction

Objectives of the Survey

Data and information to formulate specific projects (Grant aid and/or Technical cooperation) shall be collected for JICA's consideration

- Impact of COVID-19 on the target country's power sector
- Ensuring stable power supply to basic social service facilities and power access security for low-income earners

A-4-108 *

* At the stage of the Survey, no commitment will be made from the Survey Team concerning the preparatory survey or realization of the Project.

2. Contents of the Site Survey (Technical and Financial aspects)

Technical

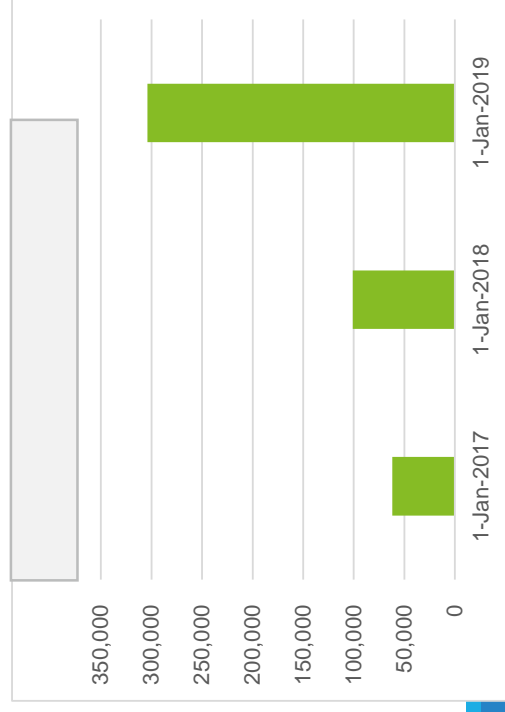
- Data collection for formulating projects
- Collection of additional information related to requested projects
- Information sharing on effective power system equipment or materials

Finance - Summary of discussion point

- Ask questions about accounting standards in each country and discuss the application status of each company
- Understand the circumstances of the spin-off and clarify the financial status of each company's transactions after the spin-off
- Explain the method of financial analysis. After that, explain and discuss about the results of the financial analysis based on the financial statements received in advance
- In the financial analysis, electric power companies in Japan and other African countries are used as benchmarks. In the comparison, explain and discuss about the characteristics of each company
- Ask financial questions that can be read from the financial statements and discuss future management
- Request other information and data due to conduct financial analysis for future consideration

Finance – Analysis (Sample)

	30-Jun-2019	30-Jun-2018	30-Jun-2017	Electric company in Japan
Profitability				
General				
Cost rate	51.4%	40.3%	48.1%	-
Gross margin	48.6%	59.7%	51.9%	-
Net income ratio	26.9%	25.6%	19.0%	2.8%
SGA on sales	0.0%	0.0%	0.0%	-
ROE	10.4%	25.1%	8.0%	5.9%
ROA	6.5%	15.1%	6.3%	1.3%
Turnover				
Total asset turnover	0.24	0.59	0.33	0.5
Fixed asset turnover	0.32	1.08	0.56	0.5
Trade receivables turnover period (month)	7.83	7.16	6.40	1.2
Inventory turnover period (month)	1.40	0.68	1.57	0.3
Trade payables turnover period (month)	1.5	1.6	4.2	0.6
Solvency				
Repayment Capacity				
Current Ratio	521.8%	159.6%	198.9%	52.9%
Quick Ratio	458.1%	147.9%	178.0%	47.4%
Capital stability				
Capital ratio	62.7%	60.1%	78.6%	22.7%
Debt ratio	59.4%	66.5%	27.3%	341.1%
Growth				
Sales growth rate	31.5%	190.4%	-	-
Profit growth rate	37.9%	290.7%	-	-



3. Proposed Priority Projects

1. Project to Improve Kigali Power System						
Priority	Project Name	Purpose of the project	District	Scope of the Project	Estimated Cost(USD)	Starting Period
1	Link of New Shango Substation with distribution network	Distribution network reinforcement	Gasabo - Gicumbi	link Shango substation with Gicumbi feeder by construction 10 km MV line	900,000	2022
2	Extension of Birembo Substation with a new 20MVA Transformer	Reliable power supply	Gasabo	Detailed design ,Supply and installation of transformer and associated accessories.	1800000	2022
3	Rehabilitaitaion of LV network in Kigali	Rehabilitaion of old underground low voltage network in Kimihurura	Kicukiro, Gasabo & Nyarugenge	Detailed design (SLDs, Map, drawings, detailed technical specifications, etc) ,Supply and installation of 50km underground (LV) Cables and service connection	3,850,000	2022
4	Construction of Transmission Line 26.55km, 110kV Nyabarongo II- Shango,	Evacuation of power generated from Nyabarongo II Power plant.	Kulindo- Gasabo	Feasibility studies, design, supply and installation of 110KV transmission line	24,000,000	2023
2. Project to utilize Renewable Energy such as solar and small hydro energy.						
High Priority	Project Name	Purpose of the project	District	Scope of the Project	Estimated Cost(USD)	Starting Period
1	Construction of Transmission Line 18km Kigoma Muhanga and 110/30kV substation in Muhanga Industrial park	Power Supply of Muhanga industrial park and network reinforcement	MUHANGA -RUHANGO	Feasibility studies, design, supply and installation of 110KV transmission line and 2X20MVA substation at Muhanga IP	12,500,000	2022
2	Construction of 110KV cut in cut out transmission line (0.661km) and substation (2X20MVA)at Musanze industrial park Ntaruka- Musanze IP and Construction of Transmission Line 20.3km	Power Supply of Musanze industrial park and network reinforcement and creation of N-1 on Musanze IP substation.	Burera- Musanze	Feasibility studies, design, supply and installation of 110KV transmission line and 2X20MVA substation at Musanze IP	18,000,000	2022
3. Project to contribute to a part of power pool interconnection with neighboring countries.						
High Priority	Project Name	Purpose of the project	District	Scope of the Project	Estimated Cost(USD)	Starting Period
1	Update the feasibility study of 220KV Kamanyola-Bwishyura (karongi)	to update, revise and analysis of the existing feasibility study done in 2013 to the status of Rwanda transmission	RDC- RUSIZI- NYAMASHE KE- KIBUYE	conduct Technical feasibility study, ESIA and RAP Kamanyola – Kibuye (Bwishyura SS) 92.5 km Transmission line	1,500,000	2022
4. Technical Assistance Project						
High	Project Name	Purpose of the project	Contents (including objectives)			Remarks
1	Conduct a Study for Rwanda Electric network loss assess and capacity building	assessment of loss levels in the network and development of loss a reduction strategy	Modeling the existing and future network using Power Factory based on existing loads and future load growth , segregation of technical and non-technical losses, determination of losses per branch and feeders, review of the improvement of energy efficiency and reduction of losses and support the integration of future infrastructure			

4. Project Screening

- 1) Validity
 - Consistent with the development plan and development needs
- 2) Approach
 - Consideration and fairness of the social disadvantage people
- 3) Consistency
 - Consistent with JICA's cooperation policy and Collaborations with other Projects
- 4) Harmony / cooperation
 - Harmonization and Cooperation with other partners
- 5) Short-term effect
 - Expectation of direct and short-term effects
- 6) Target level
 - Target level and year setting
- 7) Preparation status
 - Preparation for project implementation
- 8) Responsiveness
 - Expectation to be supportive and responsive to the survey

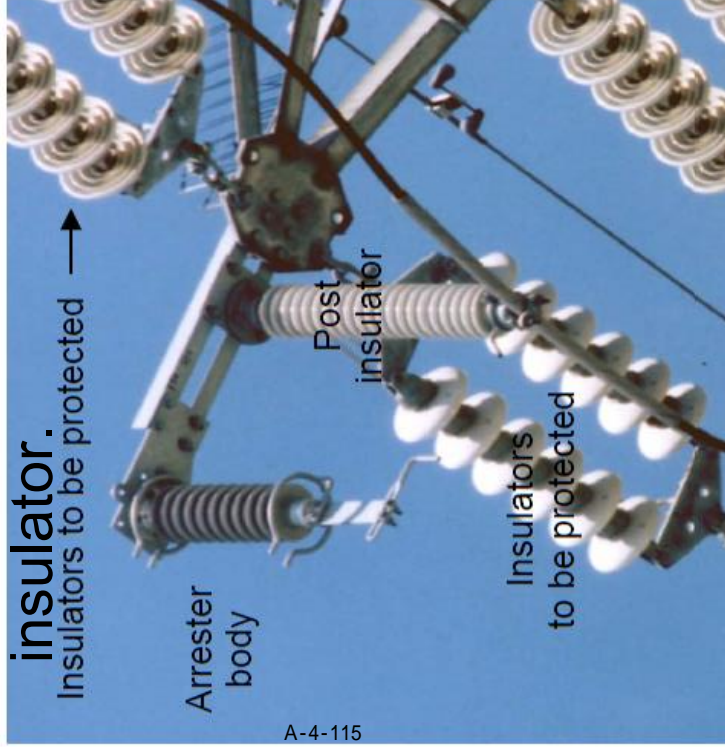
5. Schedule of the Site Survey

No. Date & Day	Chief Consultant/ Investment Planning	Assistant	Transmission and Substation Planning	Transmission and Substation Planning	Human Resource Development for O&M	Deputy Chief Consultant/ Financial Analysis	Accommodation	
	Makoto Abe	Hiroki Aoyagi	Kenji Sakemura	Taro Nakamura	Kyohei Kurahane	Toru Sera		
10 25th March Fri	Lilongwe (09 : 50) →Nairobi (13:00) by KQ731 Nairobi (16 : 30) →Kigali (17:00) by KQ474							Trip
11 26th March Sat	Self-isolation (24hours)							Kigali
12 27th March Sun	Internal Meeting							Kigali
13 28th March Mon	10:00~ Courtesy call to EDCL Discussion with EDCL and EUCL Site Survey							Kigali
14 29th March Tue	Site Survey Discussion with EDCL and EUCL							Kigali
15 30th March Wed	Site Survey Discussion with EDCL and EUCL							Kigali
16 31st March Thu	8:00~ Courtesy call to REG (Tentative) 11:00~ Courtesy call to MININFRA (Tentative) 16:00~ Visit to New Gasogi substation							Kigali
17 1st April Fri	9:00~ Report to JICA Rwanda Office (Tentative) Kigali (23 : 25) →Doha (6:20+1) by QR6395							Kigali, Trip

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

➤ When a lightning strikes transmission tower or power line conductor, transient overvoltage will be induced across the



➤ EGLA, consisting of arrester body and series air gap, is installed in parallel with the insulator to be protected.

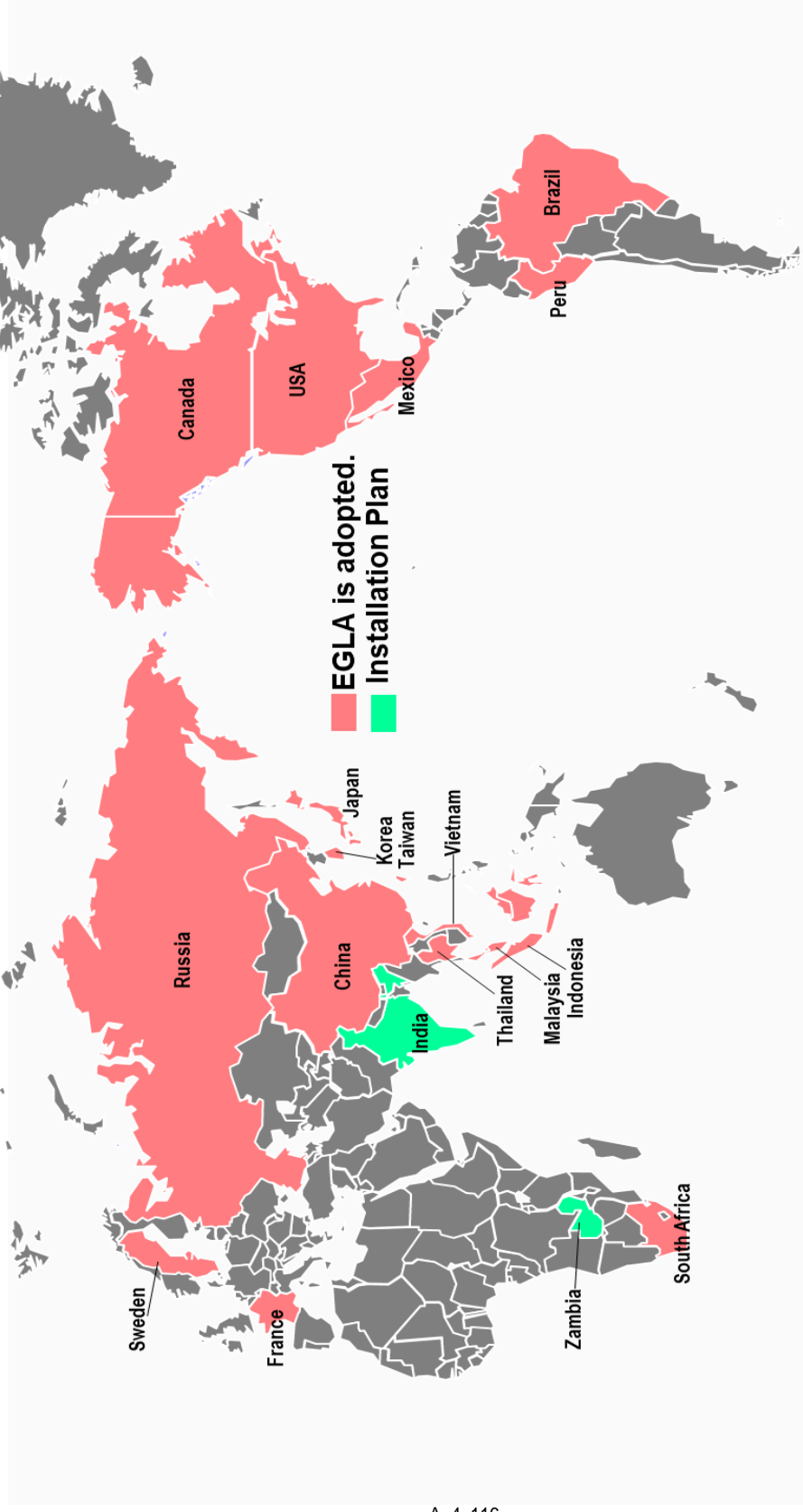
➤ EGLA can prevent instantaneous voltage drop and power outages due to permanent ground faults.

Source: Based on Technical paper

EGLA for 77 kV System

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)



A-4-116

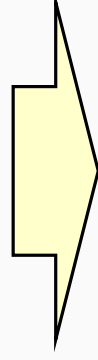
Applied situation of EGLA in the world

- External Gapped Transmission Line Arresters are currently used in over 20 countries in the world

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 1) Improve power reliability by preventing power outages
→ **Reducing economic losses**
- 2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
- 4) **Application cost of EGLA**



To Consider cost-effectiveness

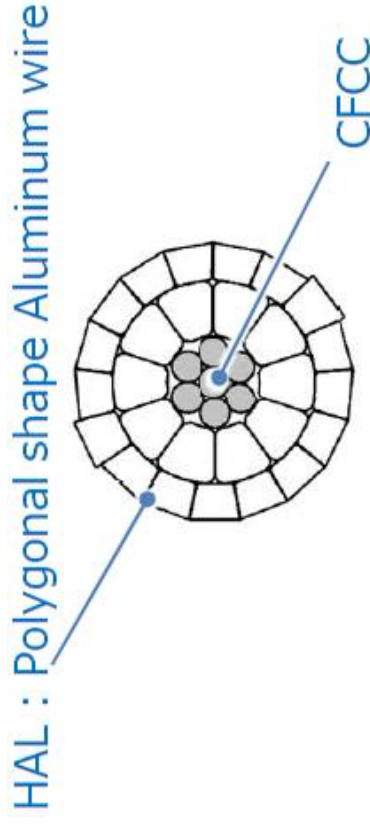
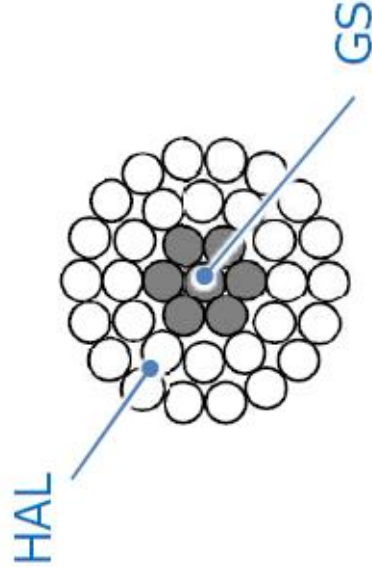
6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(2) Low loss carbon conductor

➤ Outline

Compared to conventional ACSR conductor, low loss carbon conductor can reduce transmission losses by 30% or more under the same weight and same rated capacity conditions.

A-4-118



- **Low loss** :By increasing aluminum sectional area
- **Low sag** : By Utilizing CFCC(Carbon Fiber Composite Cable)
- **Reduce wind pressure** : By Polygonal shape structure

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(2) Low loss carbon conductor

ACSR 200mm² VS Low loss carbon conductor 310mm²

	General ACSR 200mm ²	LL-PLY-ACFR 310mm ²	Note
Sectional area (mm ²)	HAL 198.2 GS 46.24	HAL 310.4 CFCC 34.4	
Tension (kN)	84.4	85.3	
Diameter (mm)	20.3	22.0	Δ8.4%
Weight (kg/km)	911.7	907.5	Almost same weight
Resistance (Ω/km)	0.1470	0.0928	
Ampacity (A) @100 MW	460 (@80.1°C)	460 (69.6°C)	Same Capacity
Wind pressure	—	▲ 15%	Reduce wind pressure
Sag (m)*1	13.979	13.542	Reduce Sag
T/L loss (kW/km)	38.7	23.7 (▲39%)	Loss reduction

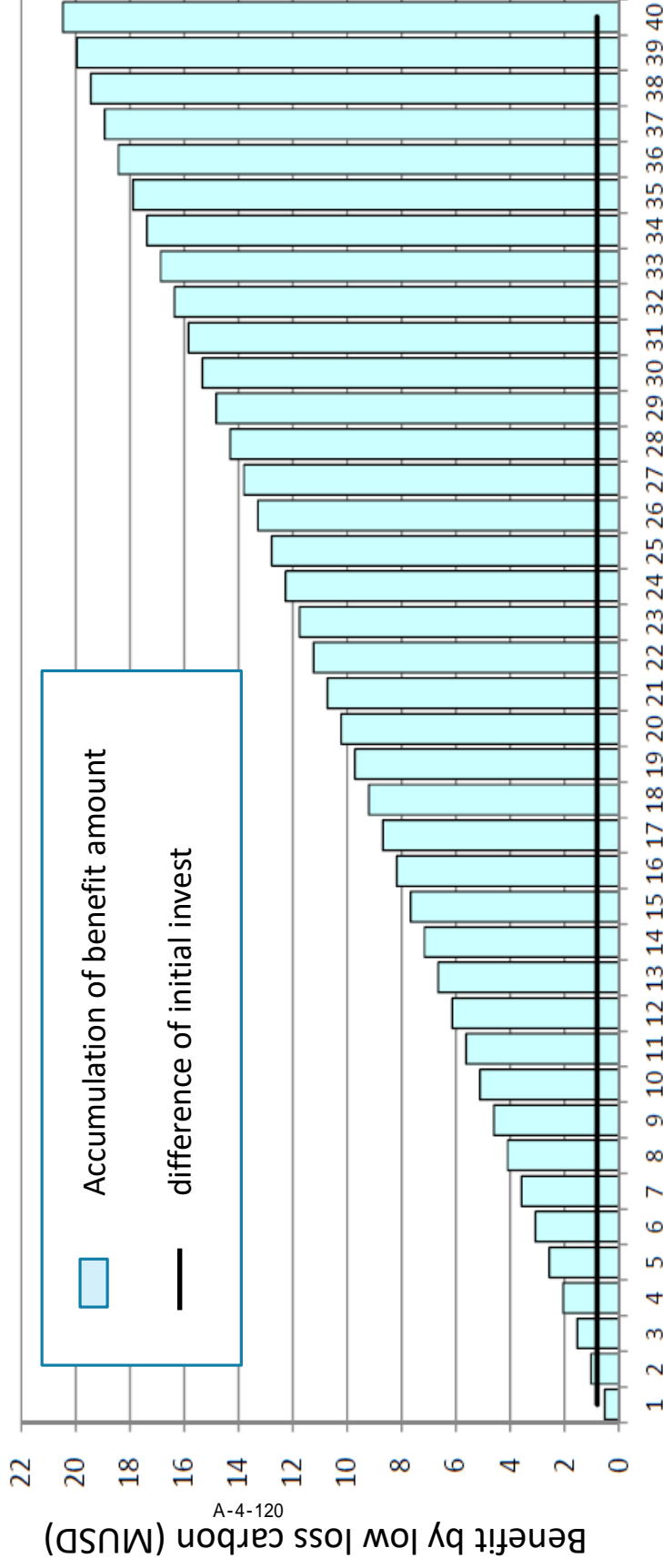
A-4-119

*1 Span 400m , maximum tension ≅ 40% UTS by ACSR

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(2) Low loss carbon conductor

By utilizing Low loss carbon conductor, the difference of initial investment will be recovered in 1.6 years, and the profits will be generated by loss reduction.



6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(3) Power grid operation training simulator

This is a simulator for Power grid operators, consisting mainly of Substation operation training simulator and Protective relay operation training simulator.

- Applied for IEC61850/IEC61588

【Substation Operation training simulator】

Simulated function of main grid

- ✓ Power flow calculation, Frequency calculation
- ✓ Power system fault calculation,
- ✓ Response simulation of protective relays etc.

A-4-121

【Simulate the aspects of several faults in the grid】

Setting of the grid parameters in line with the actual system

- ✓ Real-time feedback of actual relay response to simulator
- ✓ Evaluation of dynamic response of relays against grid accident

Case study in JICA other project in Pakistan



Substation operation simulator

A-4-122

Customer: National Transmission & Dispatch Company Applied system
1. Substation operation simulator
2. Protection relay operation simulator
Date of Commerce: October 8th, 2018

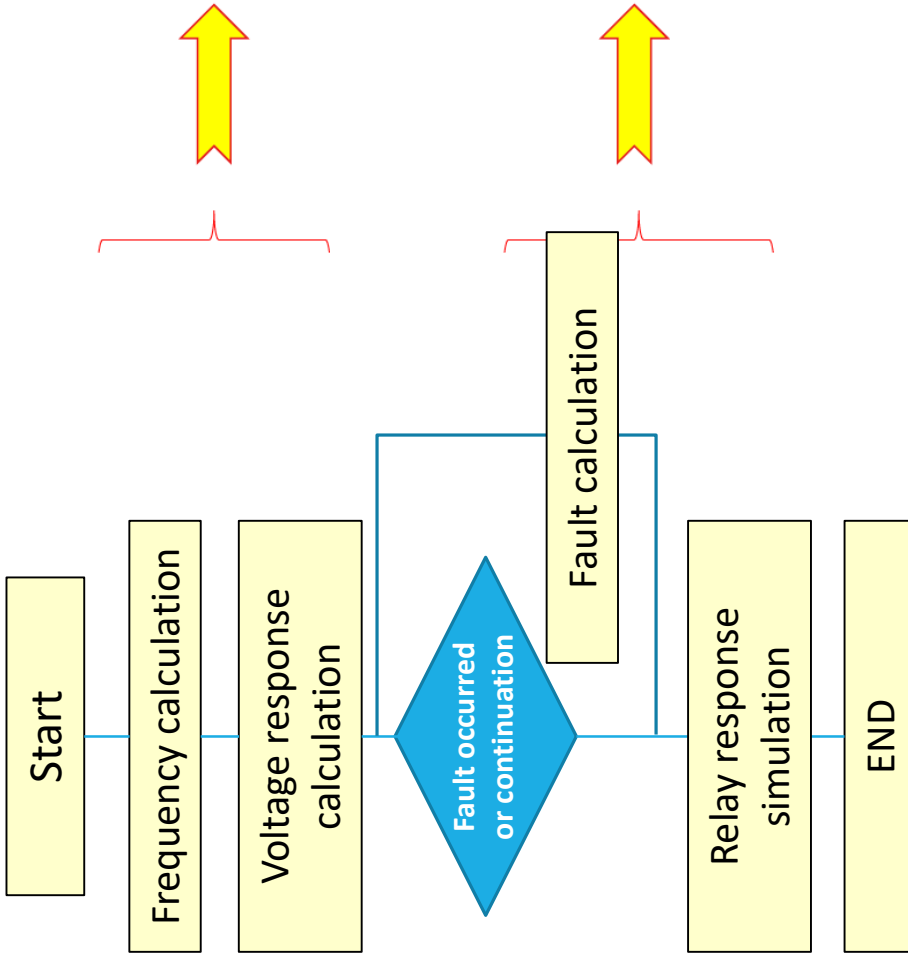


Protection relay operation simulator

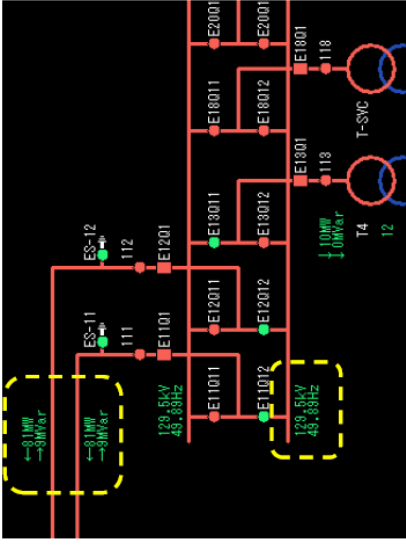


Training Center

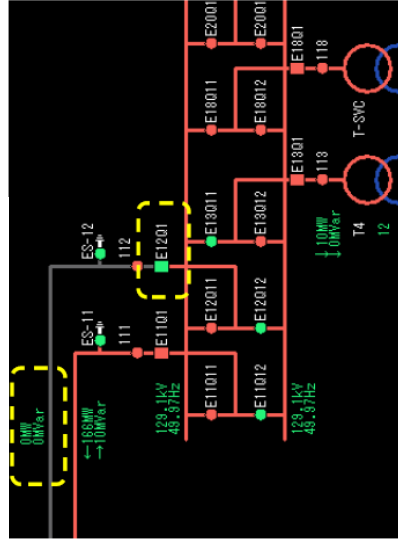
Example of grid operation simulator



Before accident



After accident



7. Proposal related to Operation and Maintenance

Capacity development of protection systems in transmission line (TL) network

- ✓ In Rwanda, **SAIDI / SAIFI in 2019-2020** was **18.0 hours / 38 times** which are beyond the level of the following countries in Africa.
 - Kenya: SAIDI 12.0 hours, SAIFI 6.9 times (Source: WB report in 2019)
 - Ethiopia: SAIDI 12.0 hours, SAIFI 15 times (Source: EEA report in 2019)
- ✓ Also, **protection maintenance is required** from MINIFRA through our questionnaire.

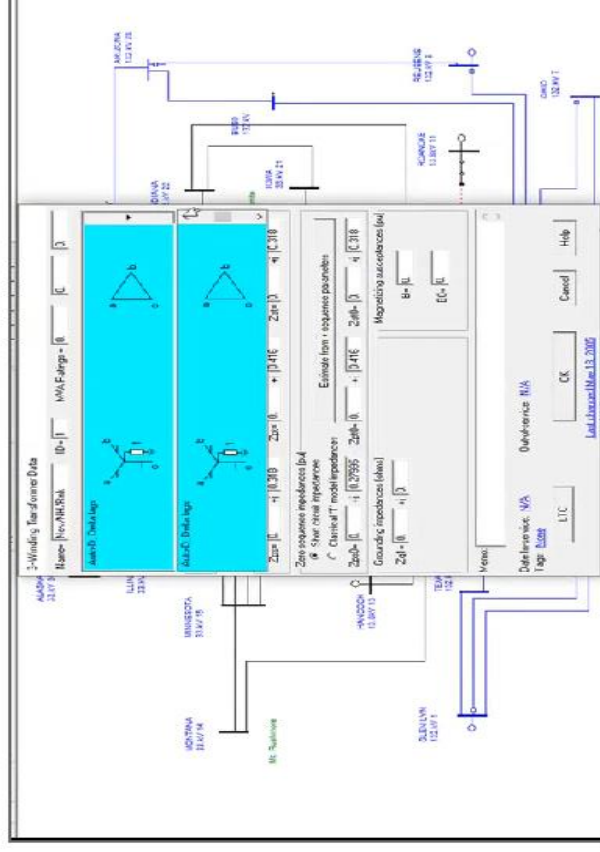


Therefore, in Rwanda, capacity building of the protection maintenance are required for improvement of SAIDI and SAIFI.

➤ Outline of activities:

This project is carried out to analyze data of faults in the power system and take countermeasures (protection relay re-settings, etc.) by using the fault analysis software.

Image of Fault analysis system software



Source: ASPEN HP

Thank you for your attention

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

→ **Reducing economic losses**

[Conditions]

Number of customers supplying 100 MVA and the amount of damage per customer for one hour of power outage

Item	Conditions
Supply Capacity	100 MVA
Annual Power outage time (C)	0.33hr(20min.)*1
Failure rate due to lightning(D)	42.7%*2
Operation period(E)	20 years

A-4 126

*1: Annual Power outage time: Data quote from SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

*2: Failure rate due to lightning (D): Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, T72, Guide to Lightning Protection Design for Transmission lines (2003)

Consumer	Number of customers(A)*3	Impact of power outage(B)*4
General (2 kW)	10,000 (95.6%)	\$16
Low Voltage (50 kW)	400 (3.8%)	\$2,000
High Voltage (500 kW)	40 (0.38%)	\$10,000
Extra High Voltage (2000 kW)	20 (0.19%)	\$69,091

*3: Number of customers: Assumed based on cases of Japanese electric power companies

*4: Impact of power outage (B): Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, (2007), Impact of Supply Reliability and Blackout on Residential and Business Customers of Electric Power Companies in Japan

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

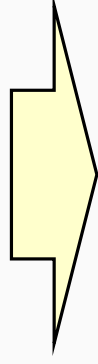
(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

[Economic loss estimation]

Economic loss was estimated by the following formula;

Economic loss = Number of customers (A) x Impact of power outage (B) x Annual power outage time (C) x Failure rate due to lightning (D) x Operation period (E)



About \$ 7.7 million

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

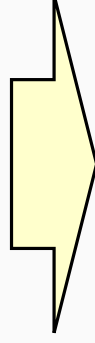
2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
[Conditions]

Item	Conditions
Supply Capacity(A)	100 MVA
Average load(B)	70%
Annual Power outage time(C)	0.33hr(20min.)

Item	Conditions
Failure rate due to lightning(D)	42.7%
Electricity charge(E)	¥30/kWh(0.3\$/kWh)
Operation period(F)	20years

[Loss estimation due to power failure]

Loss due to power failure = Supply Capacity (A) x Average load (B) x Annual Power outage time (C) x Failure rate due to lightning(D) x Electricity charge (E) x Operation period(F)



About \$ 50 thousand

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
[Conditions]

Item	Conditions
Number of accidents(A)	2times / year
Maintenance worker (B)	7people
Labor costs (C)	50,000yen / person day

A-4-129

Item	Conditions
Repair days (D)	3days
Operation period (E)	20years

[Estimation of maintenance cost]

Maintenance cost = Number of accidents (A) x Maintenance worker (B) x Labor costs (C) x Repair days(D) x Operation period(E)



About \$ 364 thousand

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

4) Application cost of EGLA

[Conditions]

Item	Conditions
Voltage	220kV
Transmission line length	44km
Number of transmission tower	130

A-4-130

Item	Conditions
Number of installed EGLA	390 (installed EGLA for one line)
Specification for EGLA	IEC60099-8, Class Y2 With External gap

[Application cost]

Estimated unit price of EGLA : 3273 \$ - 3636 \$

(Depending on the manufacturer)



Applicable cost of EGLA : 1.3million\$ - 1.5million\$

6. Applicable quality infrastructure for Power System in Rwanda

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

Consider cost-effectiveness

Loss reduction cost by applying EGLA: \$ 8.2

Applicable cost of EGLA : \$ 1.3million - 1.5million



A-4-13

➤ As a result of the trial calculation, it was confirmed that the application of EGLA improves the power quality and reduces the maintenance cost, so the economic effect is great.

➤ We would like to evaluate the economic efficiency when applied to Network in Rwanda.

Calculation condition of Low loss carbon conductor

General conductor: ACSR 200mm² x single conductor

Low loss carbon: LL-PLY-ACFR 310mm² x single conductor

Transmission capacity: 100MW /cct

Load factor: 50%

Transmission length: 40km

Weather condition: Average wind speed 0.5m/s, temperature 40°C、 Insolation 0.1W/cm²
Emissivity: 0.9 Absorption :0.9

Generation unit price: 0.1\$/kWh

Conductor price: ACSR 200mm²: 2.7\$/m

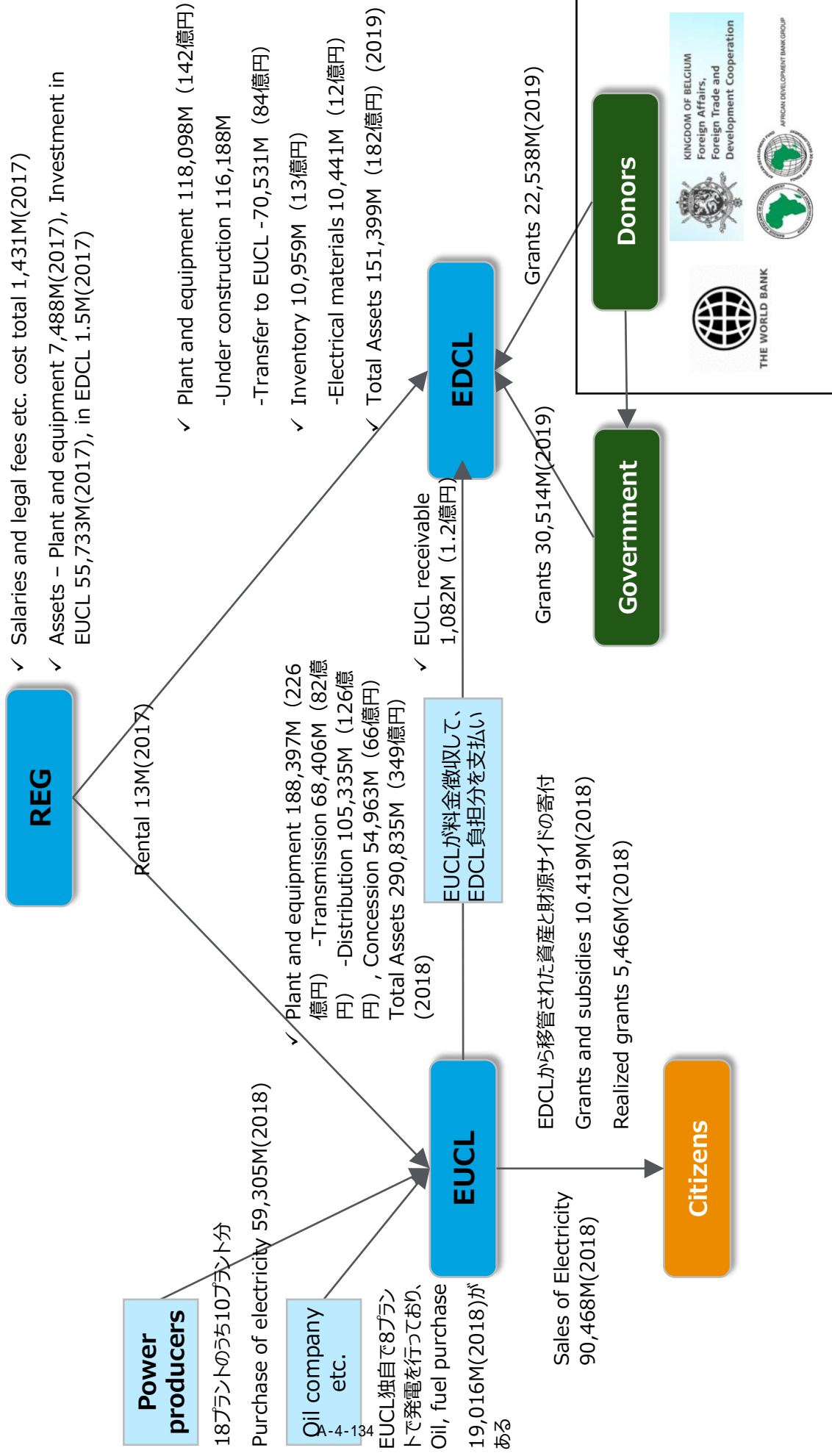
LL-PLY-ACFR 310mm²: 9.1\$/m



ルワンダ調査結果（財務）

REG Group relation map

Map

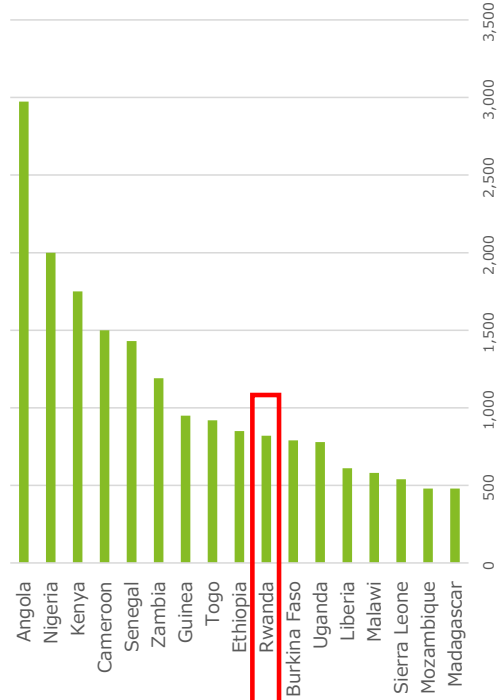


Overall analysis of 16 countries

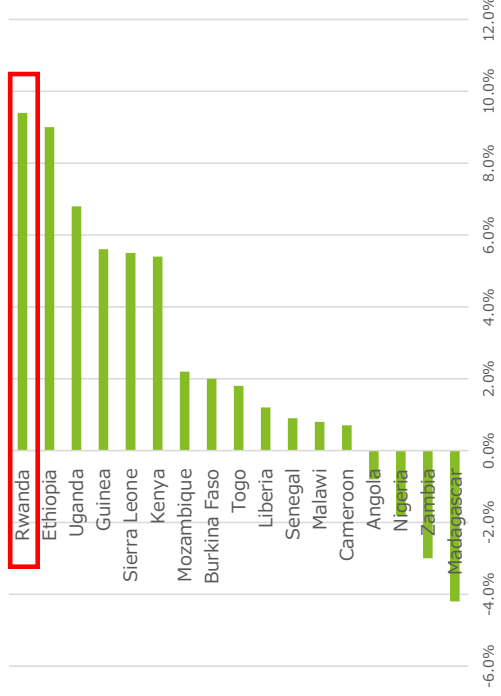
Country	Ave.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Items		Angola	Burkina Faso	Cameroon	Ethiopia	Kenya	Liberia	Madagascar	Malawi	Mozambique	Nigeria	Rwanda	Senegal	Sierra Leone	Togo	Uganda	Zambia
Integrated																	
Generation		628,196	326,384	533,649	203,931	443,040	25,443	239,019	59,189	516,980	83,155	916,097	28,843	0		2,237	876,322
Transmission		478,586				31,054										292,792	
Distribution				110	247,952	1,285,196		131,067					45,439			14,524	
Internal transaction								(59,189)									
Sales (000 US\$)	490,001	1,106,782	326,384	533,759	451,883	1,759,290	25,443	239,019	131,067	516,980	83,155	916,097	74,282	0	309,553	876,322	
Population	27,861	30,800	19,190	25,210	109,220	49,700	4,820	26,970	18,620	29,490	12,300	15,850	7,650	7,880	42,860	17,350	
Electrification rate	38.9	45.0	20.0	70.0	45.0	75.0	11.0	25.0	13.4	29.0	52.6	69.0	25.0	43.0	23.0	37.0	
Electrification population	11,938	13,860	3,838	17,647	49,149	37,275	530	6,743	2,495	8,552	6,470	10,937	1,913	3,388	9,858	6,420	
Sales per e-population(US\$)	50	80	85	30	9	47	48	35	53	60	13	84	39	0	31	137	
Fix assets (M US\$) - Integrated			683	714	10,970	3,430	508	3	234	3,059	439	1,449	1,540		750	4,915	
Generation		1,215				1,681							1		592		
Transmission		157				2,708									400		
Distribution		909		15	1,144				286								
Total Assets	2,521	2,280	683	729	12,114	7,819	508	3	519	3,059	439	1,449	22	1,540	1,742	4,915	
Assets per e-population	265	164	178	41	246	210	958	0	208	358	68	132	12	455	177	766	

※ 資産額は財務諸表が入手までの最新年度で計算している

GNI(Gross National Income) per capita



Economic Growth Rate



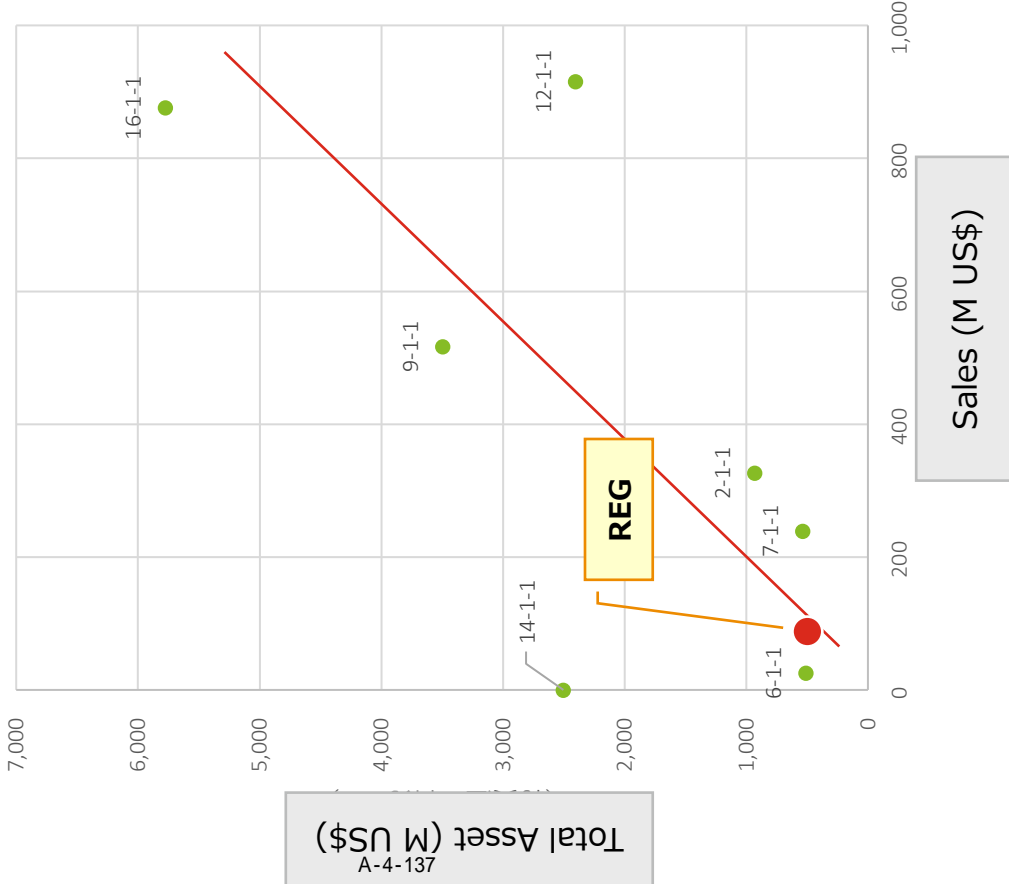
Integrated (統合型)

List of companies

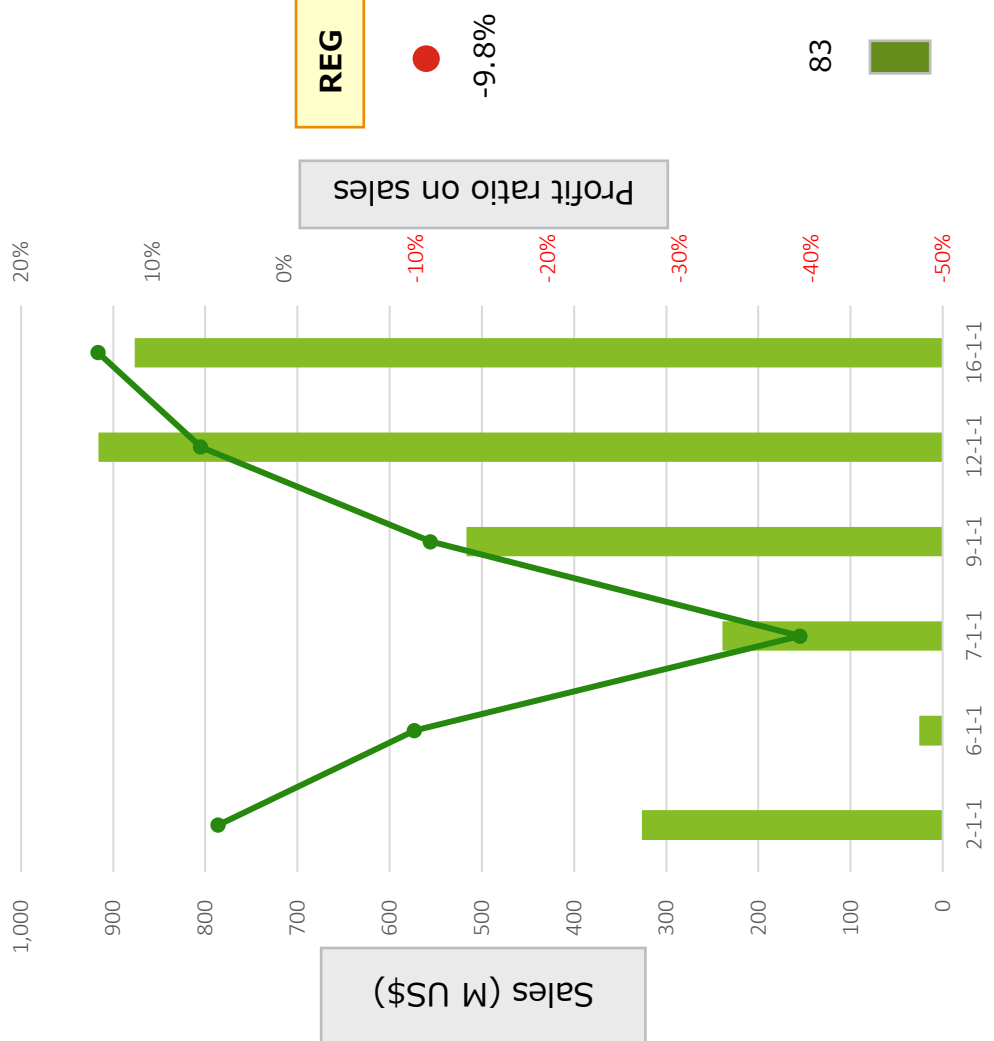
ID	Country	Name	Abbreviation
2-1-1	Burkina Faso	Société Nationale d'Electricité du Burkina	SONABEL
6-1-1	Liberia	Liberia Electricity Corporation	LEC
7-1-1	Madagascar	Jiro sy rano Malagasy	JIRAMA
9-1-1	Mozambique	Electricdade de Mocçambique	EDM
12-1-1	Senegal	Société nationale d'électricité du Sénégal	Senelec
14-1-1	Togo	Compagnie Energie Electrique du Togo	CEET
16-1-1	Zambia	Zambia Electricity Supply Corporation	ZESCO

The results of the benchmark analysis are as follows 1

Sales and total asset

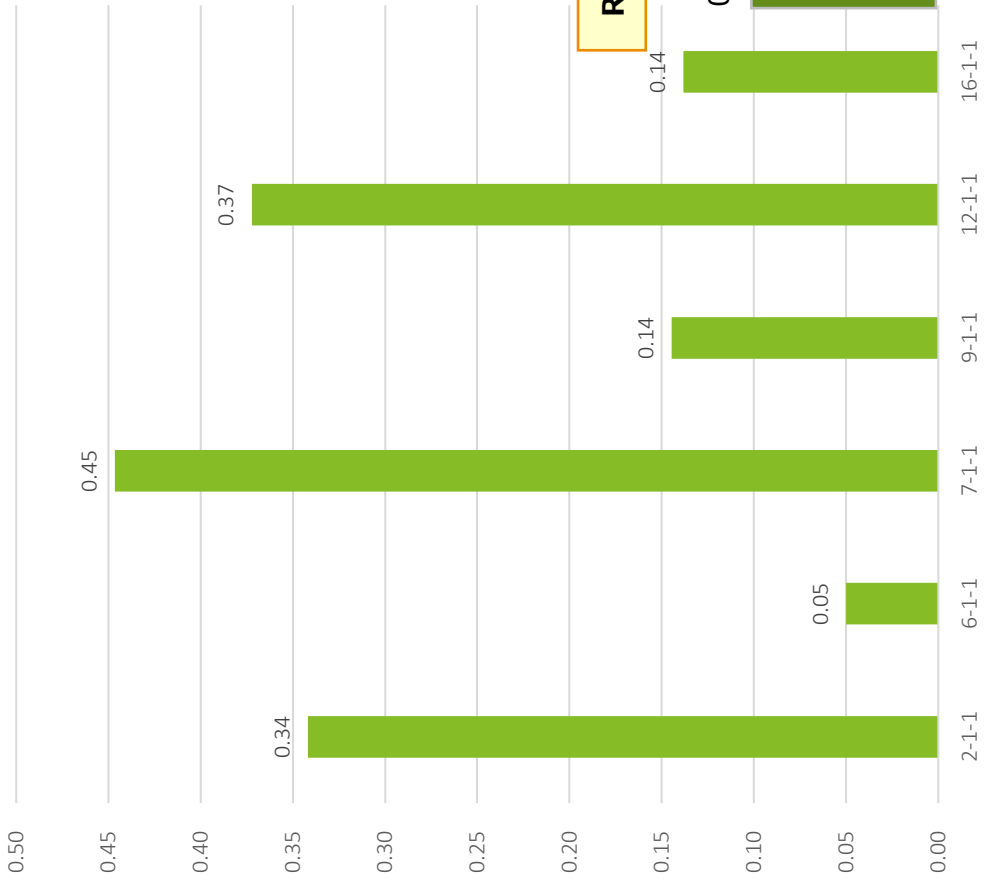


Sales and profit ratio on sales

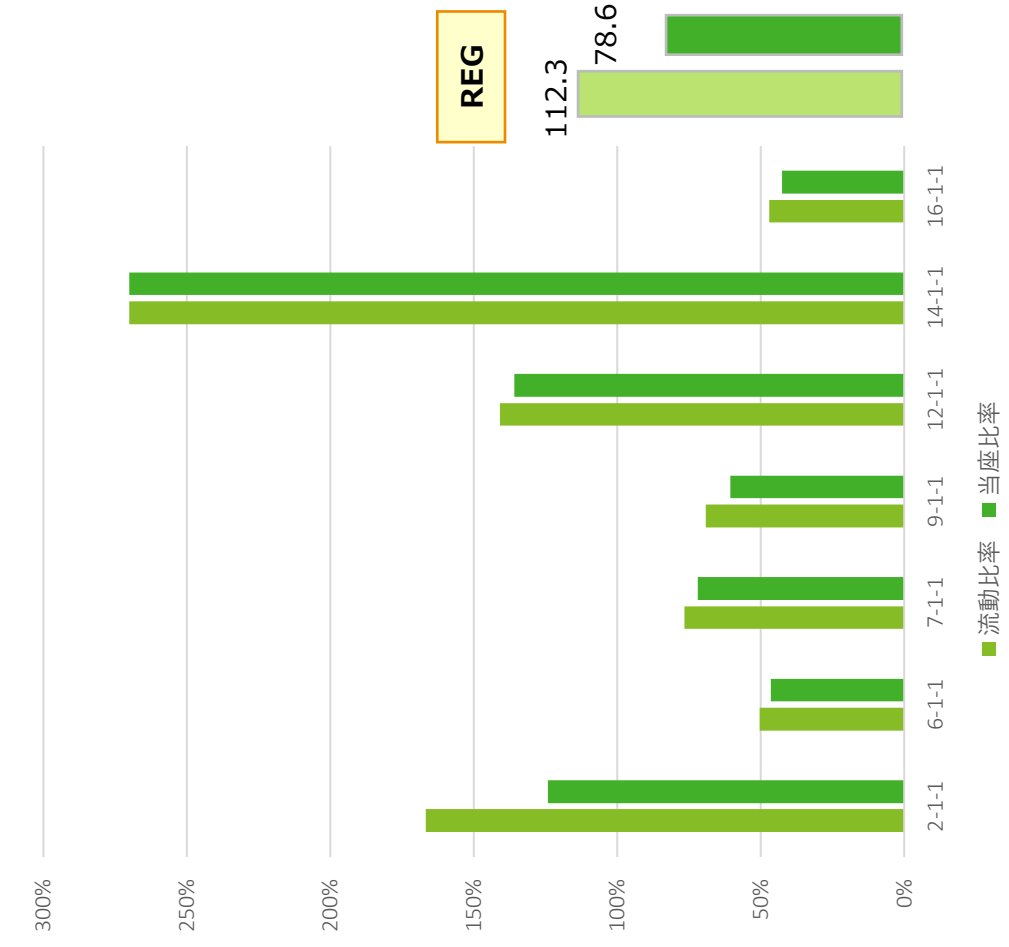


The results of the benchmark analysis are as follows 2

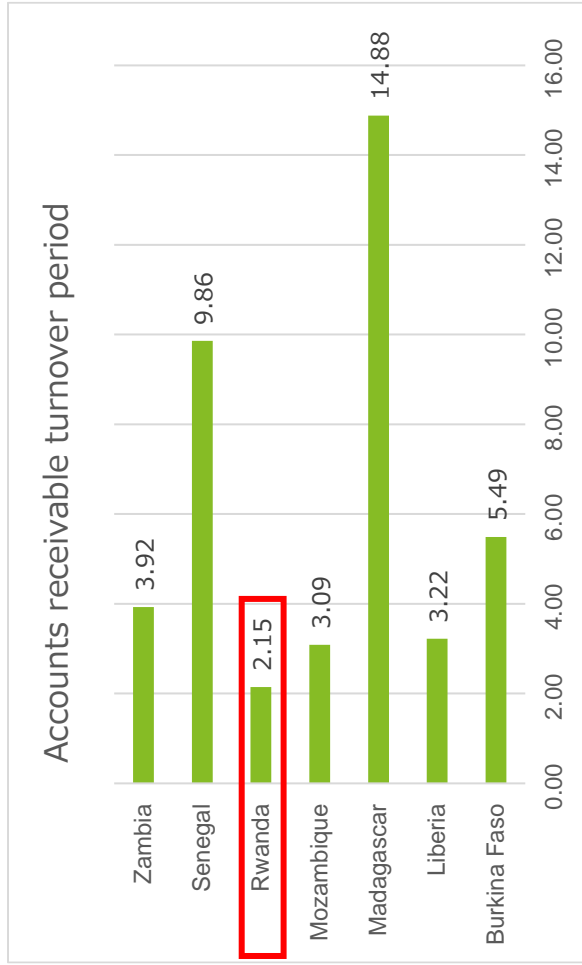
Asset turnover



Liquidity



Accounts receivable turnover period

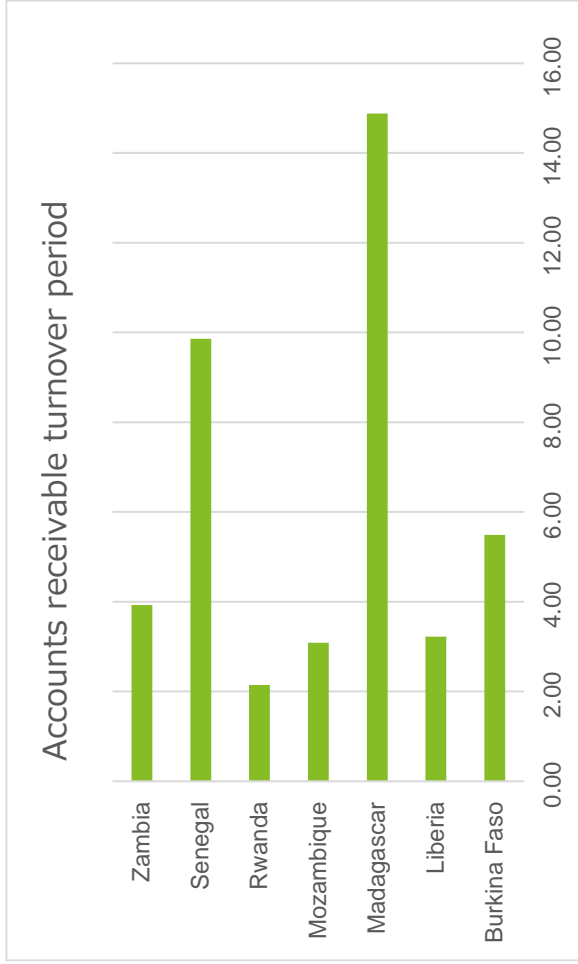


Accounts receivable turnover period (売上債権回転期間) とは、電気料金を販売して、現金として回収するまで何か月かかったかという指標である（上記の数値は2017年のものである）。

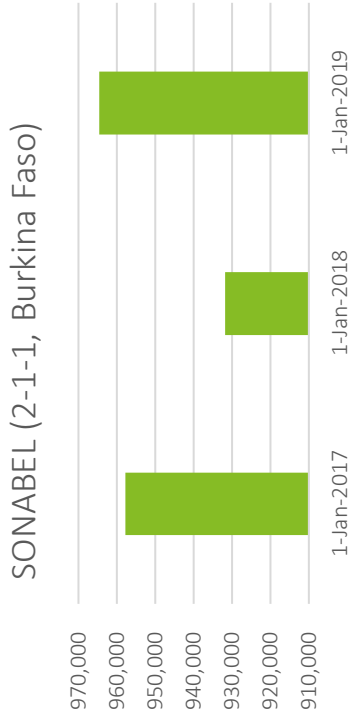
ルワンダは、2.15か月、つまり、電気料金を請求してから2.15か月回収までかかっているため、契約条件からすると短くはないが、他の国に比べると良好である。特に、2020年、2021年の財務数値で計算すると、1.99か月、1.81か月と改善傾向である。

よって、滞留は一部あると考えられるが、経営上の大きな問題となるような事象ではないと考えられる。

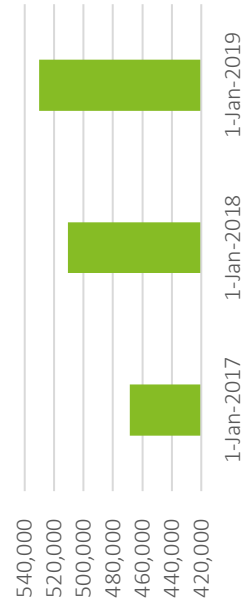
Changes in total assets



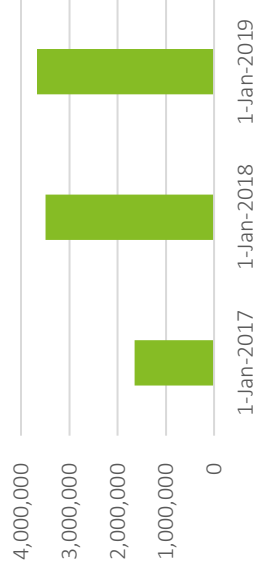
Unit: USD 1,000



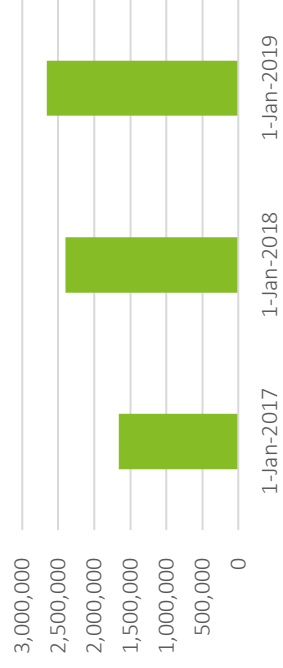
LEC (6-1-1, Liberia)



EDM (9-1-1, Mozambique)



Senelec (12-1-1, Senegal)



EDCL (Energy Development Corporation Limited)

調査概要

- 2022年3月29日 (月) 1430~1600
- EDCL担当者：Mr. Ernest Niayisaba (Budgeting & Project reporting) Mr. Mutangana Joseph (Head of company reporting)
Ms. Umutoni Rachel (Head of finance) Ms. Denyse Umulisa
- 2016年から2019年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不明点等について質問を行い、協議を行った。

結果要約

- EDCLはプランニングと、建設までを行っている会社であり、建設中は資産を所有しているが、完成時にEUCLに資産を移管している。
- Donorsは、世界銀行、アフリカ開発銀行、ベルギー政府が主である。
- 貸借対照表の固定負債 (Non current liabilities) のなかにGrantsが106,749M (128億円) ある。これは、政府からのものやDonorsからの進行中のプロジェクトなどが12件以上ある。EDCL Internal Project 46,235M (55億円；EDCL内部の管理などに関するプロジェクト) や、Interconnection Project 29,666M (35億円；世界銀行やアフリカ開発銀行からのもので、送配電改善に関するもの) の2つが特に大規模のものであり、現在も続いている。
- EDCLで所有している在庫は、すべて建設用の器具・部品等であり、政府やDonorsから直接、入手しているものもある。維持補修に関する器具・備品等は、EUCLに販売しており、期末時点のEUCLに対する債権は 1,082M (1億円) ある。
- 本決算は6月であるが、四半期ごとにレポートを作成している。
- 今後の支援で期待するものとしては、予算や財務に関するトレーニングを期待している。具体的には、予算・決算書を作り方、どのように誰にレポートするかなどについて、経験に基づいたものでディスカッションしたいということである。また、現在利用している財務会計システムは、IBMSであり、南アフリカの会社のベンダーとのことである。

EUCL (Energy Utility Corporation Limited)

調査概要

- 2022年3月30日 (水) 1000~1100、31日 (木) 1000~1100
- EUCL担当者：Mr. John Baptiste Nshuti (CFO)、Mr. Theodomir Twahirwa (Financial Controller)
- REG：Mr. Vincent Nyauma Obegi (CFO)、Ms. Esther Kansime (Finance Manager)
- 2016年から2019年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不明点等について質問を行い、協議を行った。

結果要約

- 2014年8月にルワンダ政府が出資した会社であり、REGの子会社である。2015年に、EWSA (Energy Water Sanitation Authority) が分社化し、WASAC (水道会社：ワサック) と分離している。
- 発電所は18プラントあり、政府所有でEUCLが運営権をもっているものが8つ、それ以外の10プラントは他の民間会社に政府が売却し、そこで発電したものをEUCLが仕入れている。政府所有の8つは、Nyabarongo, Jabana II (Thermal), Mukungwa I (Hydro), Ntaruka(Hydro), Jabana I (Thermal), Nshili(Micro Hydro), Nyabahanga(Micro Hydro), Gatsata(Thermal)である。
- 料金水準が低いが、政府が2023/24で電化率100%を目指しているため、それまでは低い水準にしているとのこと。それ以降は、値上げの必要性を感じている。
- 2018年度では、減価償却費負担が大きすぎで、最終利益は大きなロスとなっているが、2020年は回復しており、利益がでている。
- Inventoryの内訳 (Foot Note19) では、Generation and other network materials 11,766 Million (2018) があるが、送電線や発電にかかる機材である。
- Trade and other receivablesのFoot Note20で、EWSA、WASACとあるが、2015年に、EWSAの資金を新会社に分社化する過程で、WASACとREG/EUCLは、独立した企業によって営業債務者からの未収残高の算定が完了し、これらの未収金は流動資金ではなく株主からの出資金の一部として受領されたものである。
- 無形資産 (Foot Note 17) と固定負債 (Foot Note 23) にConcessionに関するものが同額計上されている。2014年8月に、8つの発電所が政府からEUCLに移管されたものであり、20年間のConcession契約となっている。2019年8月から支払い開始されている。Concession契約は、総額84Billionフランである。
- Foot Note10にある、Connections and other non-energy sales 2,931 million (2018) は、2番めの住宅を設置するさいに徴収する接続費 (Cash power per meter) である。
- Foot Note10にある、Revenue from works 1,451 million (2018) はインフラストラクツにかかるものである。
- 財務や会計に関して抱えている課題は、まずはスキルである。20名のスタッフがいますが、そのうち会計士は4名であり、スキルをあげる必要がある。また、フレームワークを構築する必要がある。半官半民の会社であり、料金を徴収していかないと持続可能性がなく、政府の意向と民間志向のバランスが重要である。スキルアップにつながるような制度 (マスター取得など) があればよい。
- EUCLのCFO John氏は、ケニアの公認会計士である。もとはAuditor General (会計検査院) にいたが、2018年にEUCLに入社した。

財務諸表分析は問題点を定量的に知るための重要なツールであり、各分析の組み合わせから企業の問題点を読み取ることができます

財務諸表分析の目的

財務諸表分析をすることで、

- 企業が投下した資本に対して効率的に利益を獲得しているか（収益性）
- 支払能力に問題がないか（安全性）
- どれくらい業績が伸びているか（成長性）

等が把握できる



- 現状の理解促進（課題の発掘）
- 今後の計画策定（課題への対応策の検討）

に役立つ

財務諸表分析の内容

収益性分析	企業の収益獲得能力を分析する
安全性分析	支払能力や財務面での健全性を分析する
成長性分析	企業の業績がどれくらい伸びているか分析する
その他	上記以外にも財務数値を基礎にした様々な分析がある

企業の収益性、安全性、及び成長性を分析するため、以下のような指標が一般的に用いられます

収益性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
収益性分析（利益率）		
原価率	売上原価/売上	低い
売上高総利益率	売上総利益/売上	高い
売上高経常利益率	経常利益/売上	高い
売上高当期純利益率	税引後当期純利益/売上	高い
売上高対販売費・管理費率	販売費・管理費/売上	低い
ROE（株主資本当期純利益率）	税引後当期純利益/純資産	高い
ROA（総資本当期純利益率）	税引後当期純利益/資産合計	高い
収益性分析（回転率・回転期間）		
総資本回転率（回）	売上/資産合計	高い
固定資産回転率（回）	売上/固定資産	高い
売上債権回転期間（月）	売上債権/売上*12	低い
棚卸資産回転期間（月）	棚卸資産/資産*12	低い
買入債権回転期間（月）	仕入債務/売上*12	高い

安全性分析


指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
安全性分析（債務の返済能力）		
流動比率	流動資産/流動負債	高い
当座比率	(流動資産-棚卸資産)/流動負債	高い
固定比率	固定資産/純資産	低い
借入金依存度	借入金/資産合計	低い
安全性分析（資本の安定性）		
自己資本比率	純資産/資産合計	高い
負債比率	負債合計/純資産	低い

成長性分析


指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
成長性分析		
売上増加率	対前期売上の増減/前期売上	高い
利益増加率	対前期利益の増減/前期利益	高い

アフリカ電力企業においては国によっては資産額の増加が顕著である一方、収益性や回転率・在庫の管理・安全性などに懸念があり、経営上特に留意する必要があります


特徴及び経営上の留意点



収益性の低い企業が多い



売上債権回転期間が長い



流動比率・当座比率が低い

アフリカ電力企業の特徴	経営上の留意点
<p>売上高から売上原価を差し引いた売上総利益率の低い企業が多く、収益性を改善する必要がある。収益性が低ければ、営業によるキャッシュフローにも影響し、資金繰りも悪化する傾向にある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 中長期の計画策定 投資を行う期間があると考えられるが、それを踏まえて、中長期目線で政策や施策を打ち出し、それに基づく財政計画（投資計画・事業計画）が必要である。 ● 料金改定 場合によっては、料金改定を検討する必要がある。
<p>電力を販売して、利用者から売上債権を回収する期間、つまり、資金化するまでの期間が長い企業が多く、資金繰りに窮ることが懸念される。発電、送電、配電部門で分社しているケースも多いが、1社で資金を回収しつつも、適時に各社に資金配分をしなければ、すべての部門で資金繰りが困難となることが懸念される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 債権回収に関する体制整備・手続き明確化 債権回収に関する体制を整備し、手続きを明確化し、画一的に行う。特に滞留債権については留意する必要がある。
<p>短期的な債務に対し、支払原資となる現金やすぐに現金化できる資産が少なく、追加の借入金等による資金調達の必要性が生じる可能性が大きい。資金調達手段が確保できていない場合、政府から多額の補助金を拠出することになる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 資金調達手段の確保 短期的な資金需要に対応できる資金調達手段を常に確保する（例えば銀行とのコミットメントライン契約の締結等）。 ● 資金管理の徹底（再掲） 常に一定の余剰資金を確保できるように現金残高の管理を行い、資金繰りの精度を高める。

JICA支援策として以下の内容が考えられます

全ての国で可能な支援策

- 電力公社経営体改善支援
(経営全般)
 - ・公営もしくは民営化に関する経営体制検討支援
 - ・経営戦略策定支援
 - ・分社化支援 (発電・送電・配電)
 - ・発電・送電・配電に関する資金還流検討支援
(電力料金改定)
 - ・適正料金化 (料金改定シミュレーション・改訂) 支援
(電力料金徴収)
 - ・料金請求・徴収状況の現状把握
 - ・料金メーター設置等支援
- 民間資金活用支援
- ・PPP可能性調査
- ・インフラファイナンス調査 (交付金、補助金、政策金融・民間)
- ・日本企業進出可能性調査

各国ごとの支援策

- 設備投資不足であり、その点の支援がもつと必要
 - ・過少資産であり、電力ニーズを把握したうえで、設備投資支援
(リベリア、マダガスカル、ブルキナファソ)
- 総資産回転率が非常に低く、資産効率向上支援 (売上向上)
 - ✓ 設備投資が過剰な状況なので、無償資金協力で設備を供与しても、財務改善には寄与しない
(リベリア、マラウイ、モザンビーク、ザンビア)
- 料金逆ざやが発生しているので、売上を増やせば増やすほど、財務は悪化する
 - ✓ 売上総利益率がマイナスの企業はその可能性が高い
(リベリア、シエラレオネ (配電))
- 売上債権 (電力利用料) 滞留改善支援
 - ✓ 売上債権回転期間が長い企業
(アンゴラ、セネガル、シエラレオネ)
- 国からの補助金改善
 - ✓ 国からの補助金額適正化支援
(ケニア、リベリア、シエラレオネ、ウガンダ)

水道事業においては様々な経営改善支援があります

JICA案件一覧

公示日	国名	案件名
2021年11月24日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト
2021年11月17日	ケニア	ケニア水道事業者の融資可能な事業形成能力強化プロジェクト
2021年11月4日	パキスタン	パキスタン国アイサラバード水道事業経営改善プロジェクト
2021年11月4日	ルワンダ	ルワンダ国キガリ市水道事業者運営改善プロジェクト
2021年9月1日	ヨルダン	ヨルダン国マアン県上水道アドバイザー業務
2021年8月25日	東ティモール	東ティモール国水道公社事業運営改善プロジェクト
2021年5月19日	タンザニア	タンザニア国ザンジバル水行政及び水道事業管理システム強化に係る情報収集・確認調査
2021年4月14日	パラオ	パラオ国無収水削減能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道計画）
2021年3月17日	パレスチナ	パレスチナジェニーン市水道事業実施能力強化プロジェクト終了時評価（評価分析）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道事業運営）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道施設運転・維持管理）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年3月3日	南スーダン	南スーダン国都市水道公社水道事業管理能力強化プロジェクトフェーズ2（終了時評価）及びジュバ市きれいな水供給プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年2月10日	ソロモン	ソロモン国水道公社無収水対策プロジェクトフォローアップ協力(655KB)
2021年2月10日	スーダン	スーダン国ダルフール5州における州水公社の行政能力向上支援プロジェクト詳細計画策定調査（給水計画/水道事業者運営、地方給水施設）
2021年1月20日	ミャンマー	ミャンマー国ヤンゴン市上水道配水に係る情報収集・確認調査
2020年11月25日	ベトナム	ベトナム国水道分野における民間資金活用に係る情報収集・確認調査

財務分析の前提

本プロジェクトの財務分析では、対象16カ国42社の電力会社を①経営形態（公企業・民間企業）と②事業体（統合型・発電・送電・配電）の二観点で整理し、分析を実施した。整理の結果は下表のとおりである。また、別途のレポートはFY19で分析を実施したが、本レポートでは、より多くの企業数値が集計できるため、FY18を中心とした。

対象企業の分類

Category	Public	Private	Subtotal
1. Integrated	7	0	7
2. Generation	6	7	13
3. Transmission	5	0	5
4. Distribution	6	11	17
Total	24	18	42

REG (Rwanda Energy Group)

Consolidated

	2017/6	2016/6	2015/6
Profitability			
General			
Cost rate	0%	0%	0%
Gross margin	100.0%	100.0%	100.0%
Net income ratio	-9.8%	4.6%	-1.9%
SGA on sales	0.0%	0.0%	0.0%
ROE	-15.4%	5.5%	-1.8%
ROA	-1.4%	0.7%	-0.3%
Turnover	0	0	0
Total asset turnover	0.1	0.2	0.1
Fixed asset turnover	0.2	0.2	0.2
Trade receivables turnover period (month)	2.15	2.16	2.28
Inventory turnover period (month)	2.63	2.25	3.31
Trade payables turnover period (month)	7.17	5.84	8.75

	2017/6	2016/6	2015/6
Solvency			
Current Ratio	112.3%	133.2%	28.6%
Quick Ratio	78.6%	98.6%	18.0%
Fixed ratio	962.3%	695.1%	600.4%
Reliance on borrowings	10.1%	5.8%	4.5%

	2017/6	2016/6	2015/6
Growth			
Repayment Capacity			
Sales growth rate	8.6%	31.4%	#VALUE!
Profit growth rate	-333.0%	-411.9%	#VALUE!

	2017/6	2016/6	2015/6
Capital stability			
Capital ratio	9.3%	12.8%	14.9%
Debt ratio	976.2%	681.6%	571.7%

REG (Rwanda Energy Group)

Consolidated

	2017/6	2016/6	2015/6
Balance Sheet			
Property, plant and equipment	447,934,418,356	374,520,092,867	288,365,059,468
Other non-current assets	74,280,794,887	78,482,125,381	84,220,012,254
Total non-current assets	522,215,213,243	453,002,218,248	372,585,071,722
Inventories	18,565,338,367	14,653,715,243	16,392,214,991
Trade receivables	15,173,656,497	14,088,487,107	11,287,785,749
Cash	23,771,461,802	23,321,096,432	12,157,390,322
Other receivables	4,294,478,409	4,294,478,409	4,427,708,321
Total current assets	61,804,935,075	56,357,777,191	44,265,099,383
Total assets	584,020,148,318	509,359,995,439	416,850,171,105
Borrowings	54,265,979,873	65,172,455,221	62,059,956,180
Other liabilities	59,173,642,362	29,328,911,615	18,654,711,495
	415,567,099,613	372,555,068,027	181,574,853,911
Total non-current liabilities	474,740,741,975	401,883,979,642	200,229,565,406
Trade payables	50,718,948,061	38,009,082,168	43,329,260,776
Borrowings	0	1	2
Other liabilities	4,294,478,409	4,294,478,409	111,231,388,744
Total current liabilities	55,013,426,470	42,303,560,578	154,560,649,522
Total liabilities	529,754,168,445	444,187,540,220	354,790,214,928
	OK	I5-	I5-
Profit and loss statement			
Sales	84,852,245,449	78,104,201,502	59,441,530,137
Cost of sales	0	0	0
Gross margin	84,852,245,449	78,104,201,502	59,441,530,137
Other cost	0	0	0
	0	0	0
	0	0	0
Operating profit/(loss)	84,852,245,449	78,104,201,502	59,441,530,137
Tax (cost)/(income)	-8,340,005,021	3,579,032,566	-1,147,522,746
	0	0	0
Net income	-8,340,005,021	3,579,032,566	-1,147,522,746
Cash flow statement			
Operating cash	6,218,590,896	1,862,201,251	-41,360,503,616
Investment Cash	-86,530,975,578	-72,210,962,062	-101,760,385,657
Financial Cash	80,762,750,053	80,105,674,728	143,085,816,310

EDCL (Energy Development Corporation Limited)

Analysis

Profitability

	2019/6	2018/6	2017/6	2016/6
General				
Cost rate	0%	0%	0%	0%
Gross margin	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Net income ratio	0.0%	0.1%	-0.2%	0.0%
SGA on sales	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
ROE	0.0%	-226.2%	102.6%	0.0%
ROA	0.0%	0.0%	-0.0%	0.0%
Turnover	0	0	0	0
Total asset turnover	0.4	0.4	0.1	0.2
Fixed asset turnover	0.4	0.5	0.2	0.3
Trade receivables turnover period (month)	0.59	0.45	2.14	1.23
Inventory turnover period (month)	2.45	2.68	2.76	2.41
Trade payables turnover period (month)	3.77	5.01	12.76	6.83
	-3,017.80	-2,949.26	-429.02	23,966.93

Solvency

	2019/6	2018/6	2017/6	2016/6
Current Ratio	152.0%	133.5%	90.5%	114.0%
Quick Ratio	87.1%	82.3%	71.0%	78.6%
Fixed ratio	-706394.2%	-632836.5%	-262650.4%	9519914.4%
Reliance on borrowings	18.4%	17.9%	24.5%	9.4%

Growth

	2019/6	2018/6	2017/6	2016/6
Repayment Capacity				
Sales growth rate	2.3%	110.7%	-30.7%	#VALUE!
Profit growth rate	-100.0%	-167.6%	#DIV/0!	#VALUE!

Capital stability

Capital ratio	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Debt ratio	-850613.5%	-804204.0%	-308718.7%	11073462.0%

EDCL (Energy Development Corporation Limited)

Statements

	2019/6	2018/6	2017/6	2016/6
Balance Sheet				
Property, plant and equipment	118,098,767,726	102,952,602,081	141,219,830,499	132,998,363,323
Other non-current assets	7,646,392,822	9,698,556,474	11,311,874,379	9,800,352,249
Total non-current assets	125,745,160,548	112,651,158,555	152,531,704,878	142,798,715,572
Inventories	10,959,720,419	11,706,118,364	5,739,937,166	7,222,943,855
Trade receivables	2,652,164,272	1,985,933,957	4,448,569,067	3,693,288,902
Cash	10,960,681,532	14,463,171,151	15,175,069,214	9,988,482,367
Other receivables	1,082,088,704	2,332,088,704	1,332,088,704	2,400,000,000
Total current assets	25,654,654,927	30,487,312,176	26,695,664,151	23,304,715,124
Total assets	151,399,815,475	143,138,470,731	179,227,369,029	166,103,430,696
Borrowings				
Borrowings	-17,800,989	-17,800,989	-58,074,048	1,500,000
Other liabilities	27,788,646,568	25,550,317,575	43,907,567,834	15,634,236,887
Total non-current liabilities	106,749,108,159	94,773,547,691	105,872,330,444	130,020,130,061
Total non-current liabilities	134,537,754,727	120,323,865,266	149,779,898,278	145,654,366,948
Trade payables	16,879,861,737	21,913,179,181	26,501,705,870	20,447,563,748
Borrowings	0	1	2	3
Other liabilities	0	919,227,273	3,003,838,929	0
Total current liabilities	16,879,861,737	22,832,406,455	29,505,544,801	20,447,563,751
Total liabilities	151,417,616,464	143,156,271,721	179,285,443,079	166,101,930,699
Profit and loss statement				
Sales	53,719,840,391	52,499,719,511	24,915,188,822	35,950,391,763
Cost of sales				
Gross margin	53,719,840,391	52,499,719,511	24,915,188,822	35,950,391,763
Other cost	-614,976,465	-454,422,238	-343,923,043	-458,160,360
	-53,104,863,926	-52,005,024,214	-24,630,839,827	-35,492,231,403
Operating profit/(loss)	0	40,273,059	-59,574,048	0
Tax (cost)/(income)	0	0	0	0
Net income	0	40,273,059	-59,574,048	0
Statement of Financial Position				
Operation cash	2,019	2,018	2,017	2,016
Investment cash	66,576,255,594	95,172,610,797	81,772,171,165	0
Financial cash	-84,240,471,023	-66,428,475,855	-80,711,115,649	0
	14,213,889,462	-29,456,033,004	4,125,531,330	0

EUCL (Energy Utility Corporation Limited)

Analysis

	2018/6	2017/6
Profitability		
General		
Cost rate	87%	87%
Gross margin	13.0%	13.1%
Net income ratio	-16.6%	-11.0%
SGA on sales	0.0%	0.0%
ROE	-44.6%	-19.0%
ROA	-5.2%	-3.1%
Turnover		
Total asset turnover	0.3	0.3
Fixed asset turnover	0.4	0.3
Trade receivables turnover period (month)	1.51	1.54
Inventory turnover period (month)	1.68	1.82
Trade payables turnover period (month)	5.16	3.38
	2.69	1.73
Solvency		
Current Ratio	74.6%	114.8%
Quick Ratio	46.8%	74.5%
Fixed ratio	757.3%	547.3%
Reliance on borrowings	5.6%	1.7%
Growth		
Repayment Capacity		
Sales growth rate	7.3%	#VALUE!
Profit growth rate	62.2%	#VALUE!

EUCL (Energy Utility Corporation Limited)

Statements

	2018/6	2017/6
Balance Sheet		
Property, plant and equipment	188,397,554,424	189,486,588,890
Other non-current assets	68,208,230,098	78,712,906,589
Total non-current assets	256,605,784,522	268,199,495,479
Inventories	12,759,477,951	12,850,472,487
Trade receivables	11,423,964,507	10,890,317,030
Cash	10,046,131,754	8,596,392,590
Other receivables	0	4,294,478,409
Total current assets	34,229,574,212	36,631,660,516
Total assets	290,835,358,734	304,831,155,995
Borrowings	33,883,695,325	49,001,207,923
Other liabilities	16,339,957,822	5,159,748,682
194,726,073,076	218,761,048,583	
Total non-current liabilities	211,066,030,898	223,920,797,265
Trade payables	39,153,544,511	23,869,263,256
Borrowings	0	0
Other liabilities	6,732,088,000	8,039,887,551
Total current liabilities	45,885,632,511	31,909,150,807
Total liabilities	256,951,663,409	255,829,948,072
		OK
Profit and loss statement		
Sales	91,024,386,928	84,852,245,449
Cost of sales	-79,151,141,650	-73,749,733,361
Gross margin	11,873,245,278	11,102,512,088
Depreciation and amortization	-10,474,186,660	-10,720,881,656
Other cost	-15,452,582,784	-7,135,510,470
Operating profit/(loss)	-14,053,524,166	-6,753,880,038
Tax (cost)/(income)	-1,063,988,432	-2,566,470,327
Net income	-15,117,512,598	-9,320,350,365
	2,018	2,017
	2018/6	2017/6
Operation cash	1,152,840,478	-5,072,052,564
Investment cash	-10,883,310,454	-6,169,326,735
Financial cash	11,180,209,140	6,505,157,824

ルワンダ国無償案件

－ ギチュンビ、ルリンド向け配電線

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ギチュンビ地区、ルリンド地区
- (2) 案件名：キガリ北部配電網拡充プロジェクト
- (3) 事業の要約：キガリ市北部のシャンゴ変電所はアフリカ開発銀行、KfW 支援により建設中の 220/110 kV 変電所であり、ルワンダ西部ルバブから供給された電力を仮運用でキガリ市に供給している。なおウガンダ国ミラマ変電所からの 220kV 送電線は完成しているものの、運用により電力供給は受けていない状態にある。また本変電所は 2015 年より建設開始しているものの、施工会社の変更等により、現在はチュニジアの STEG International により工事が進められている。
キガリ北部のギチュンビ地区の電力供給は既設ルリンド変電所からの配電線により供給されているが、配電亘長が長く(482km) 安定した電力供給の妨げとなっている。本プロジェクトでは上述のシャンゴ変電所よりの配電線を建設し、キガリ北部ギチュンビ地区の電化促進及び電力品質向上を図るものである。EDCL 情報ではギチュンビ地区の未電化世帯はおよそ 50,000 世帯とされている。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019 年）：全国平均約 13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電系統の拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力量針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去の JICA 事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：要確認

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、キガリ北部の配電網を強化することによって、現在脆弱である当該地域の安定的な電力供給を図り、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図るとともに、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	15 kV 配電線建設（約 10km）	シャンゴ変電所から新設開閉設備間
	30kV 配電線建設	新設開閉設備から既設 30kV ビュンバ線との接続ポイントまで

調達・据付	スコープ	
	15/30 kV 変電所（1 か所）	
	➤ 15 kV 及び 30kV 開閉装置（単母線）	新設配電線(15kV)接続及び既設配電線(30kV)との接続のための開閉設備を据え付ける
	➤ 15/30 kV 昇圧変圧器	既設ルリンド変電所から供給されるビュンバフィーダーへ新設配電線を接続するため、昇圧変圧器 1 台を据付ける。
	➤ 関連土木建築（制御棟含む）	
	➤ 光通信設備	
	➤ SCADA との接続	
設計・入札・施工監理		

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
世帯電化率	ギチュンビ：〇〇%	ギチュンビ：〇〇%

(2) 定性的効果

- ✓ 都市郊外の家庭の電化が進み、保健所や病院への電力供給がより安定する
- ✓ 配電供給を冗長化することで、電力品質の向上に寄与する。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

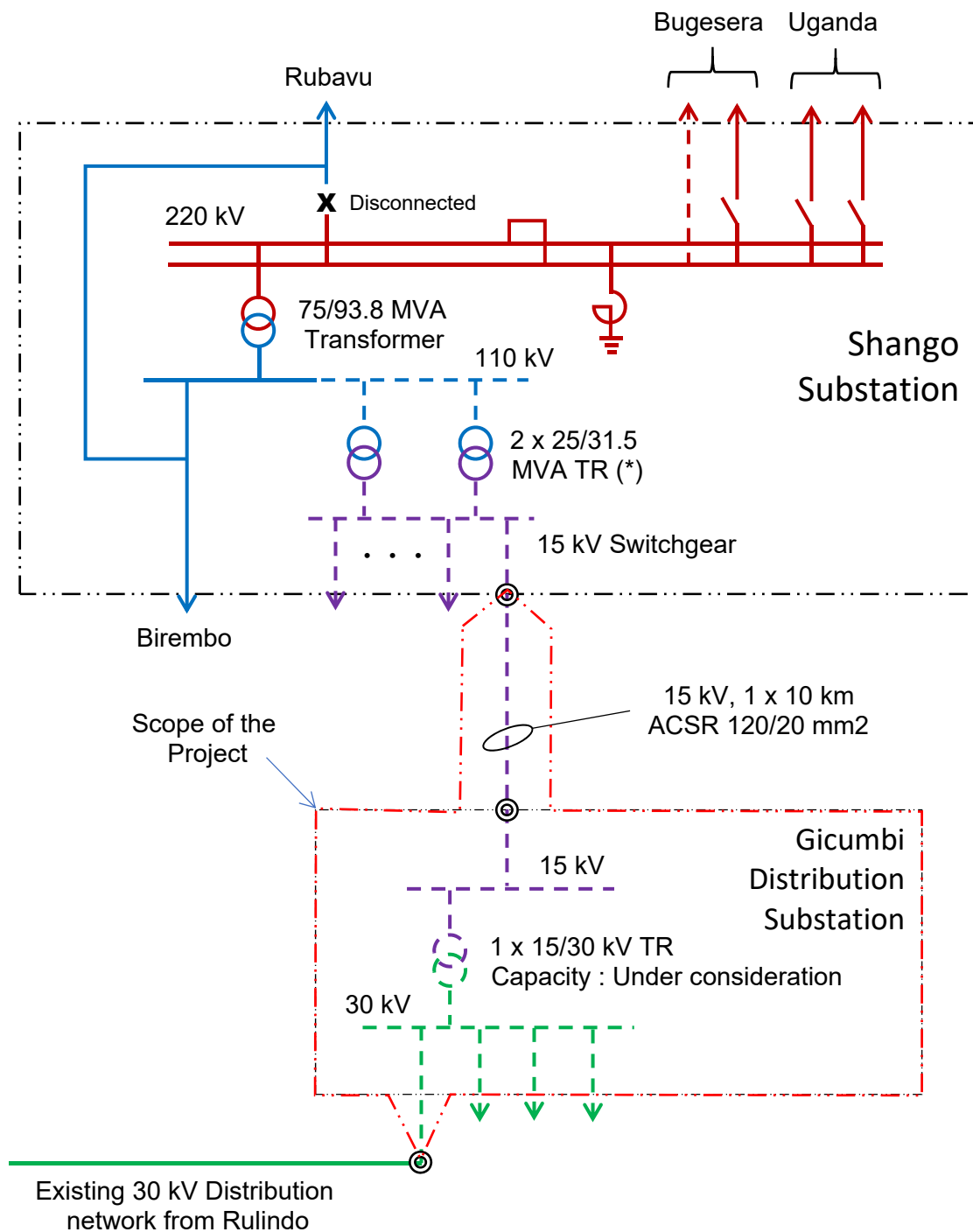
6. その他

(1) 前提条件・外部条件：

(2) 今後のスケジュール（案）：

(3) 留意点等：

Link of New Shango Substation with distribution network



Note;

1. The above system indicated by the broken lines shows an plan of EDCL.
2. The existing 220/30 kV transformers marked with (*) are planned to be used as "110/15 kV" voltage. It should be confirmed by the transformer manufacturer.
3. The above 15 kV distribution system should be verified from the view point of distribution losses to Gicumbi Distribution Substation.

ルワンダ国無償案件

－ ビレンボ変電所変圧器増設

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ガサボ
- (2) 案件名：ビレンボ変電所増強計画

事業の要約：ビレンボ変電所はギコンド変電所とともにキガリ市内の電力供給を行う主力変電所である。当初は2 x 20MVA の構成であったが、変圧器1台の故障により長期間変圧器1台運転を継続している。REG 発行の Distribution Master Plan (2021.June)における需要想定結果に基づき、変電所過負荷の懸念が示されている。既設ビレンボ変電所に既設と同容量の変圧器を新設し、キガリ市の電力供給向上に寄与するもの。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019年）：全国平均約13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電系統の拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去の JICA 事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：要確認

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、既設ビレンボ変電所の変圧器を増強することで、既設変圧器の過負荷運転を回避すると共に、キガリ西部・北部地区への電力供給の安定化を行うことで、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図り、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	110/15kV 変圧器増設	
	➤ 110/15 kV 変圧器	20MVA x 1
	➤ 110kV 開閉設備	既設開閉設備のリプレース
	➤ 15kV 高圧ケーブル	変圧器～既設 15kV 開閉設備間の既設ケーブル撤去及び新規布設
	➤ 110/15kV 変圧器制御装置	ベイコントロールユニット、変圧器保護装置、自動電圧調整装置及び制御ケーブル式
	➤ 関連土木建築	110kV 開閉装置基礎工事
	➤ SCADA との接続	
設計・入札・		

調達・据付	スコープ
施工監理	

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%

(2) 定性的効果

✓ キガリ市内ギコモロ、レメラ、ニャルタマラ他地区への電力供給安定性が向上する。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

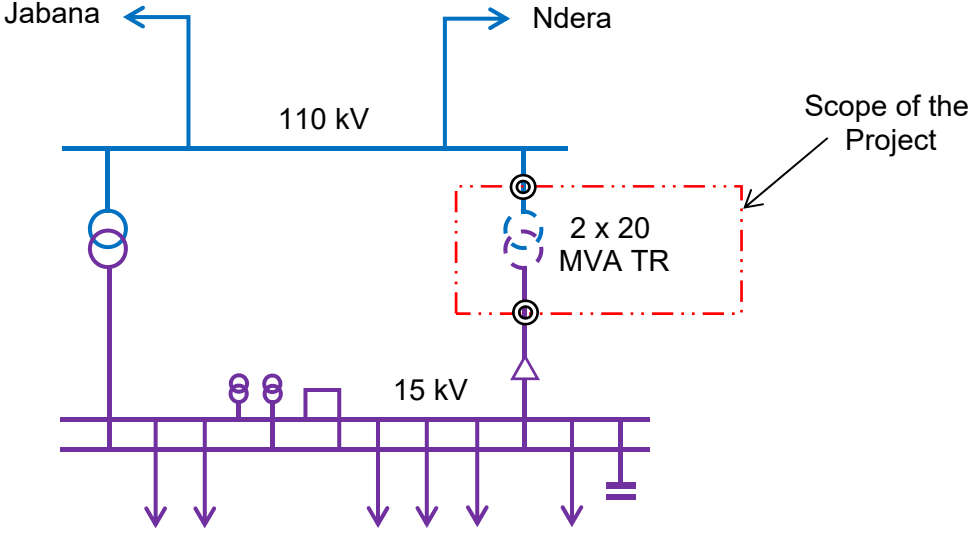
6. その他

(1) 前提条件・外部条件：

(2) 今後のスケジュール（案）：

(3) 留意点等：

Extension of Birembo Substation
with a new 20 MVA Transformer



ルワンダ国無償案件

－ ニャバロンゴ-2 水力発電所用送電線

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ルリンド及びガサボ
- (2) 案件名：ニャバロンゴ-2 送電線整備計画

事業の要約：ルワンダ国中央部のニャバロンゴ-2 水力発電所はニャバロンゴ川の治水及び発電を目的にルワンダ政府資金で建設が進められており、2027 年完工の予定である。水力発電所定格容量は 43.5MW であり、既設ルリンド変電所まで建設される 110kV 1 回線の新設送電線(2024 年完工予定)を介して、キガリ市内への電力供給を行う予定である。今後ルワンダ国発展のための重要な電源と位置付けられているが、上述の通り 110kV 1 回線での送電のため、冗長化の観点からニャバロンゴ-2 からシャンゴ変電所までの 110kV 送電線を新たに建設し電力供給ネットワークの冗長化を図るもの。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019 年）：全国平均約 13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電システムの拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去の JICA 事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：要確認

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、新設ニャバロンゴ-2 水力発電所からの電力供給の信頼性向上を行うことで、キガリ市への電力供給の強靱化を行うと共に、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図り、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	110 kV 送電線建設（約 26.5km）	
	➤ 110kV 開閉装置（単母線）	ニャバロンゴ-2 開閉所 110kV 開閉設備据付 シャンゴ変電所 110kV 開閉設備据付
	➤ 関連土木建築	
	➤ 光通信設備	
	➤ SCADA との接続	
設計・入札・ 施工監理		

- ③ 他の JICA 事業との関係：
- (2) 総事業費／概算協力額
- (3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。
- (4) 事業実施体制
 - ① 事業実施機関／実施体制：
 - ② 他機関との連携・役割分担：
 - ③ 運営／維持管理体制：
- (5) 安全対策：
- (6) 環境社会配慮カテゴリ分類：
- (7) 横断的事項：
- (8) ジェンダー分類：
- (9) その他特記事項：

4. 事業効果

- (1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%

- (2) 定性的効果

- ✓ キガリ市向けの電力供給を 2 重化することで、安定的な電力供給に資するとともに、キガリ市周辺の 110kV リングの増強に繋がる。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

6. その他

- (1) 前提条件・外部条件：
- (2) 今後のスケジュール（案）：
- (3) 留意点等：

ルワンダ国無償案件

－ ムハンガ変電所整備

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ムハンガ
- (2) 案件名：ムハンガ変電所整備計画

事業の要約：ルワンダ中央部に位置するムハンガはルワンダ政府が設定した全国に9つある経済特区の一つであり、キガリ市より南西45kmの位置にある。ルワンダ第二の都市であり、地理的な条件からルワンダ国内南部・西部・中部の交通の拠点ともなっている。EDCL情報によると、想定需要は25MWとなっている。ムハンガインダストリアルパークの計画、整備についてはMinistry of commercialが主体となり進めており、既にセメント工場等は建設を開始している状況にある。今後開発が進むムハンガインダストリアルパーク向けの電力供給及びムハンガ市街向け電力供給信頼度の確保のため、ムハンガ変電所及び送電線の建設を行うものである。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019年）：全国平均約13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電システムの拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及びJICAの協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去のJICA事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：要確認

3. 事業概要

(1) 事業概要

- ① 事業の目的：本事業は、ムハンガインダストリアルパーク内にムハンガ変電所を新設することで、今後開発が進む工業地帯向けの電力供給力を確保するとともに、長距離配電が常態化しているムハンガ市街地向けの配電網を確保することで、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図り、本国の経済成長に寄与するもの。
- ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達+据付	110 kV 送電線建設	
	➤ ムハンガ変電所－ニャバロンゴ水力発電所-1	20.35km 1回線 ACSR 240/40
	➤ ムハンガ変電所－キゴマ変電所	17.58km 1回線 ACSR 240/40
	110/30 kV ムハンガ変電所建設	
	➤ 110kV 開閉装置（単母線）	ニャバロンゴ-1、キゴマ、変圧器 x2、スペア

調達・据付	スコープ	
		の計5ベイ
	▶ 110/30 kV 変圧器	20MVA x2
	▶ 30kV 開閉装置	ムハンガ開閉所(本プロジェクト所掌外)向けの30kV 架空連絡線 x2、ムハンガ向け配電線 x2、予備の計5フィーダー
	30 kV 配電線建設	
	▶ ムハンガ変電所-ムハンガ開閉所	200m 2 回線 ACSR 120/20
	▶ ムハンガ変電所-ムハンガタウン向け	詳細未定 ACSR 120/20
	▶ SCADA との接続	
	ニャバロンゴ-1 水力発電所開閉設備拡張	
	▶ ムハンガ向け 110kV 開閉設備拡張	韓国輸出入銀行支援にてニャピフ変電所向け開閉設備の拡張計画あり。現状のニャバロンゴ-1 開閉設備の拡張スペースが無いことから、上述プロジェクトとの協調が必要
	▶ 関連土木建築（制御棟含む）	
	▶ 光通信設備	
	▶ SCADA との接続	
設計・入札・施工監理		

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール（協力期間）：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
供給世帯及び事業者数	件	件

(2) 定性的効果

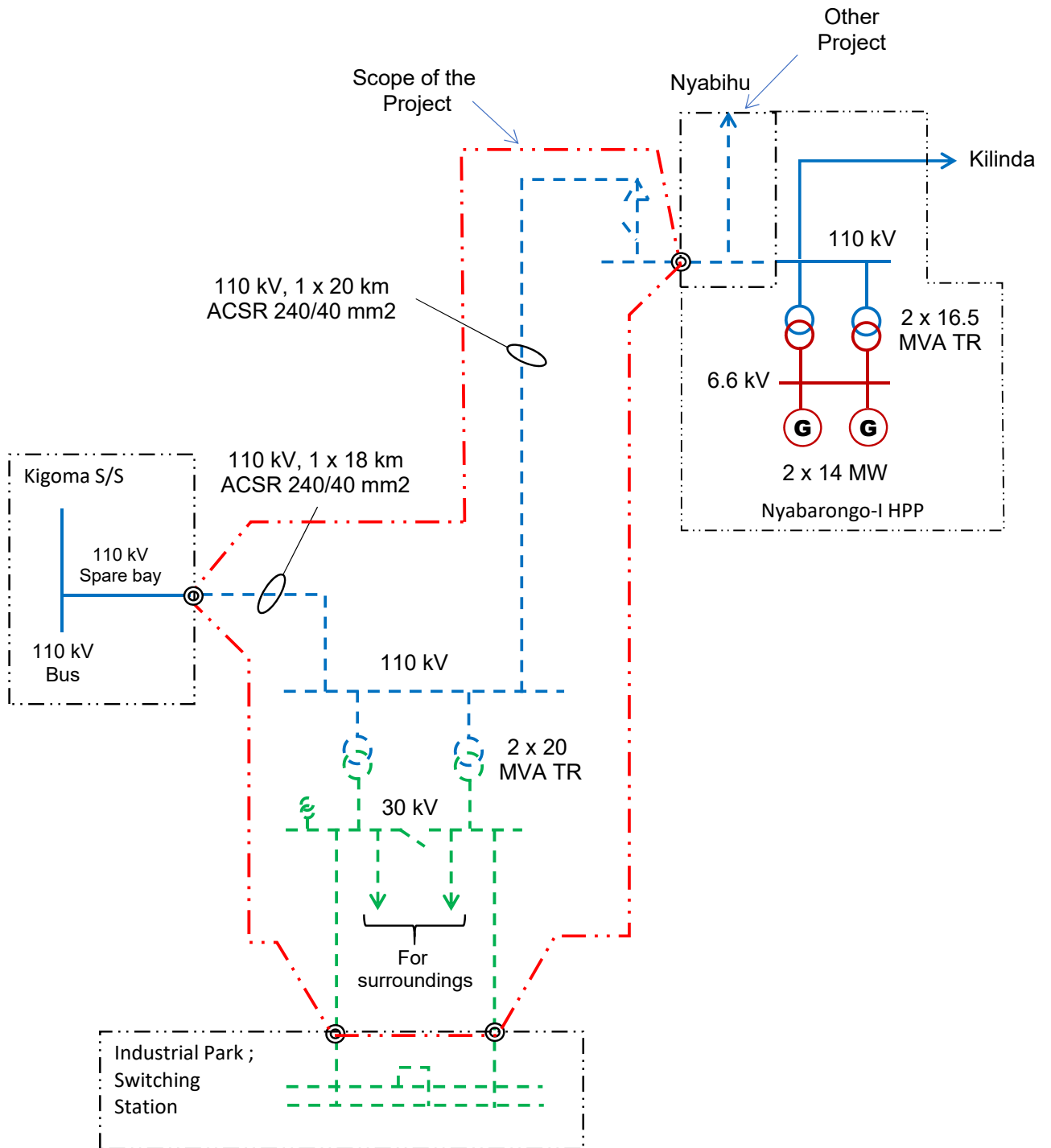
- ✓ ニャバロンゴ-1 水力発電所からの送電線を新設することで、開発が予定するムハンガインダストリアルパーク向けの供給電力を確保する。
- ✓ ムハンガ変電所建設により、ルワンダ中南部を対象とするエリアに 110kV 送電線リングが構成されることで、電力品質の向上、安定供給に寄与する。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

6. その他

- (1) 前提条件・外部条件：
- (2) 今後のスケジュール（案）：
- (3) 留意点等：

Construction of Transmission Line: Kigoma - Muhanga
and 110/30 kV Substation in Muhanga Industrial Park



ルワンダ国無償案件

－ ムサンゼ変電所整備

1. 基本情報

- (1) プロジェクトサイト（位置図）／対象地域名：ムサンゼ
- (2) 案件名：ムサンゼ変電所整備計画

事業の要約：ルワンダ北部に位置するムサンゼ（旧ルヘンゲリ）はルワンダ政府が設定した全国に9つある経済特区の一つであり、ルワンダ第四の都市である。EDCL 情報によると、想定需要は 30MW となっている。ムサンゼインダストリアルパークの計画、整備については Ministry of commercial が主体となり進めており、既にセメント工場等は操業を開始している状況にある。今後開発が進むムサンゼインダストリアルパーク向けの電力供給及びムサンゼ市街向け電力供給信頼度の確保のため、ムサンゼ変電所の建設を行うものである。

2. 事業の背景と必要性

- (1) 当該国における電力セクター開発の現状・課題及び本事業の位置付け
 - ① 電力需給状況：要確認
 - ② 政策/上位計画：国家エネルギー政策（“National Energy Policy 2018：NEP2018”，MNREM）
 - ③ 電化率：IEA（2019 年）：全国平均約 13.4%（都市部：54.7%、地方部：1.9%）
 - ④ 案件形成のポイント：送電系統の拡張と修復の強化
- (2) 電力セクターに対する我が国及び JICA の協力方針等と本事業の位置付け
 - ① 援助の基本方針（大目標）：開発の進展に向けた社会基盤・経済基盤の形成
 - ② 関連する過去の JICA 事業実績：
 - ③ 他の援助機関の対応：要確認
 - ④ 本事業を実施する意義：

3. 事業概要

- (1) 事業概要
 - ① 事業の目的：本事業は、ムサンゼインダストリアルパーク近傍にムサンゼ変電所を新設することで、今後開発が進む工業地帯向けの電力供給力を確保するとともに、長距離配電が常態化しているムサンゼ市街地向けの配電網を確保することで、医療を初めとする社会活動の安定化と発展を図り、本国の経済成長に寄与するもの。
 - ② 事業内容：
 - ア) 施設、機材等の内容：

調達・据付	スコープ	
調達 + 据付	110 kV 送電線建設	
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ニャビフ変電所－ムクングワ変電所間既設送電線パイ引込み 	200m ACSR 240/40
	110/30 kV ムサンゼ変電所建設	
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 110kV 開閉装置（単母線） ▶ 110/30 kV 変圧器 	ニャビフ、ムクングワ、変圧器 x2、スベアの計5ベイ 20MVA x2

調達・据付	スコープ	
	▶ 30kV 開閉装置	ムサンゼ開閉所(本プロジェクト所掌外)向けの 30kV 架空連絡線 x 2、ムサンゼ向け配電線、予備の計 4 フィーダー ACSR 120/20
	▶ 関連土木建築 (制御棟含む)	
	▶ 光通信設備	
	▶ SCADA との接続	
設計・入札・ 施工監理		

③ 他の JICA 事業との関係：

(2) 総事業費／概算協力額

(3) 事業実施スケジュール (協力期間)：実施スケジュールについては協力準備調査にて詳細確認する。

(4) 事業実施体制

① 事業実施機関／実施体制：

② 他機関との連携・役割分担：

③ 運営／維持管理体制：

(5) 安全対策：

(6) 環境社会配慮カテゴリ分類：

(7) 横断的事項：

(8) ジェンダー分類：

(9) その他特記事項：

4. 事業効果

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (20XX 年実績値)	目標値 (20XX 年) 【事業完成 X 年後】
損失	〇〇%	〇〇%
電圧変動率	〇〇%	〇〇%
供給世帯及び事業者数	件	件

(2) 定性的効果

- ✓ 現在建設が進むムクングワーニャピフ送電線をパイ引込みすることで、開発が予定するムサンゼインダストリアルパーク向けの供給電力を確保する。
- ✓ 既設キャンプベルジュ変電所より供給されるムサンゼについては、長距離配電長による電圧降下が深刻化している。新設ムサンゼ変電所からの配電線供給に切り替えることで、電力品質の向上及び病院や学校といった施設への安定した電力供給が可能となる。

5. 過去の類似案件の教訓と本事業への適用

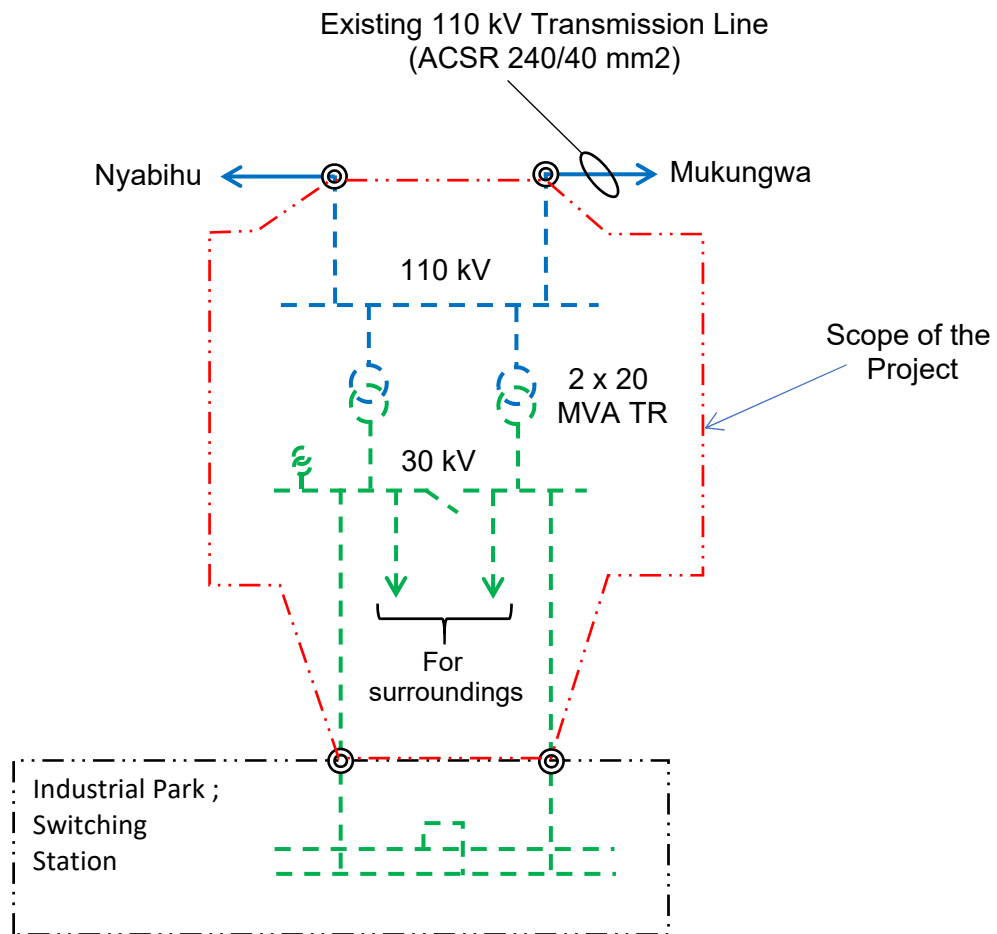
6. その他

(1) 前提条件・外部条件：

(2) 今後のスケジュール (案)：

(3) 留意点等：

Construction of 110 kV Cut-in and Cut-out Transmission Line
and Musanze Industrial Park Substation (2 x 20 MVA)



Note) The alternative idea should be proposed.

ルワンダ技プロ案件

(1) 送電系統保護能力向上プロジェクト

- ① プロジェクト名
送電系統保護能力向上プロジェクト（仮）
- ② プロジェクトサイト
キガリ市
- ③ 相手国機関名
ルワンダエネルギーグループ（REG）
- ④ 事業の目的：本事業は、主として以下の成果を具現化し、ルワンダエネルギーグループ（REG）における停電事故管理能力を中心とした技術力向上に資することを目的とする。
 - 【成果1】：直近の停電事故のデータが調査され、停電事故の原因分析が実施される。
 - 【成果2】：停電事故の主要な原因に対する有効な対策が提案され、事故解析に必要な機材（解析ソフト等）が導入される。
 - 【成果3】：停電事故に対する管理体制が強化され、停電事故の原因分析と対策を行う停電事故管理能力が REG において強化される。
 - 【成果4】：強化された停電事故管理体制の将来計画が REG 全社に展開される。
- ⑤ 活動内容：
 - 【成果1】：停電事故の原因分析
 - ✓ ルワンダにおける停電の頻度（SAIFI）及び継続時間（SAIDI）の情報を収集し、分析する。
 - ✓ 停電事故の主要な原因を検証する。
 - ✓ 停電事故に起因する年間の経済損失を分析する。
 - ✓ REG における、停電事故復旧業務を含む、現行の停電事故管理体制を分析する。
 - 【成果2】：停電事故の有効な対策の策定と、機材整備
 - ✓ 停電事故の主要原因に対する対策を提案し、提案された事故対策の効果を検証する。
 - ✓ 事故解析システムの導入計画と調達計画を策定する。
 - 【成果3】：停電事故管理能力の技術移転
 - ✓ パイロット変電所における事故管理体制をモデル事例として確立する。
 - ✓ 上記事故解析ソフトを活用した日本人専門家による指導員研修（トレーナーズ・トレーニング）を実施する。
 - ✓ 事故解析システムを活用して、停電事故データの分析方法を理解するための研修を実施する。
 - ✓ 保護リレー整定を運用するための研修を実施する。
 - ✓ 停電事故からの正確な復旧の手法について理解するための研修を実施する。
 - ✓ 技術者向けテキストの作成を作成する。
 - 【成果4】：強化された停電事故管理体制の展開
 - ✓ 停電事故管理体制を適用するための、REG における内部手続きを策定する。
 - ✓ パイロット変電所における事故管理体制をその他変電所にも展開するための計画を策定する。
 - ✓ 停電事故体制に関する REG 職員の能力向上を実現するために、REG 社内研修制度を設置する。

(2) 電力系統能力向上プロジェクト

- ① プロジェクト名
電力系統能力向上プロジェクト（仮）
- ② プロジェクトサイト
ブゲセラ国際空港（建設中）周辺、約 2 エーカー（約 130m 四方）
- ③ 相手国機関名
ルワンダエネルギーグループ（REG）
- ④ 事業の目的：本事業は、主として以下の成果を具現化し、ルワンダエネルギーグループ（REG）における電力系統能力向上を中心とした技術力向上に資することを目的とする。
【成果 1】： 効率的・効果的な実地研修を実施し、REG 社員の技術力が向上する。
【成果 2】： REG 社員に対する研修機会が拡大し、サービスの品質が向上する。
- ⑤ 活動内容：
【Phase 1】：資金調達 & 用地収用（Resource Mobilization & Purchase of land）
 - ✓ プロジェクトに必要な資金を調達する。
 - ✓ 研修センター建設に必要な用地収用を行う。【Phase 2】：建築設計 & 建設（Architectural designs & construction）
 - ✓ 研修センター建設に必要な設計業務および事業費積算（FS 時は約 4 億円と算出）を行う。
研修センターにおける設備概要は下記となる。
 - 2 Classrooms
 - 1 Mock network/external training field
 - 9 State-of-the-art laboratories:
 - ・ MV lab, HV lab, Meters lab, Cables isolators & lines lab, Protection lab, Distribution Transformers lab, Solar lab, Hydro lab, Clean cooking/Biogas/LPG lab/Geothermal lab
 - 6 Administrative offices
 - 1 Technical warehouse
 - 1 Restaurant
 - ✓ 上記設計に基づいた建設工事を行う。【Phase 3】：
 - 資機材調達（Procurement of equipment & materials）
 - ✓ 研修センターに必要な機材の調達計画を行う。
 - 人材確保 & 履修課程の策定（Staffing & Curriculum development）
 - ✓ ルワンダ国内外における外部講師やスタッフ等を確保する。
 - ✓ 研修者向けプログラムの策定やテキスト作成を行う。
 - ✓ 日本人専門家による REG 指導員研修（トレーナーズ・トレーニング）を実施する。
 - 運用開始（Launch/Start of operations）
 - ✓ 最新技術や最新機器を活用した実地研修を行う。

3. 第2次現地調査（エチオピア）

**アフリカ地域サブサハラ・アフリカ諸国における電力分野アクセス向上に係る
情報収集・確認調査
現地調査報告（エチオピア）**

1. 日程

詳細な現地調査日程は別添1に示す。また、主な面談者を別添2に示す。

- コンサルタント団員 2022/5/3（火）IN ~5/10（火）OUT

2. 団員構成

表1に示すとおり、JICA エチオピア事務所から2名、調査団から7名がエチオピア側との協議、既存設備の視察、サイト調査を実施した。

表1：調査団員

	担当事項	氏名	所属
-	Representative-Infrastructure & Energy, Training	中川 悠	JICA エチオピア事務所
-	Program Officer for Energy and Economic Sector	Ephrem Fufa Leta	同上
1	業務主任／電力投資計画	阿部 真	八千代エンジニアリング（株）
2	副業務主任／電気事業経営課題分析 1	世羅 徹	有限責任監査法人トーマツ
3	配電設備計画	大橋 圭一郎	西日本技術開発（株）
4	送変電設備 2	中村 太郎	西日本技術開発（株）
5	社会経済調査	楫野 宏樹	八千代エンジニアリング（株）
6	送配電設備運用人材育成	黒羽子 強平	八千代エンジニアリング（株）
7	業務調整（自社負担）	本橋風太	八千代エンジニアリング（株）

3. 調査結果

(1) 電力事情

① 人口と電化率

エチオピアの人口は、表2に示すように約1億300万人、都市部を含めた電化率は60%を超えているが、各州での電化率の差が大きく電化率20%以下となっている州もある。エチオピアでは、電化率の改善を目指し、2019年にNational Electrification Program 2.0を策定し、2025年までに電化率100%（グリッドアクセス65%、オフグリッド35%）を目標として、電力セクターの改善を計画している。

表2：各州の人口と電化率（2019年）

州	人口（人）	電化率
Hareri	270,000	100%
Dire Dawa	521,000	100%
Addis Abeba	3,773,999	100%
Tigray	5,641,005	91.55%
Gambela	492,002	58.60%
Amhara	22,535,997	51.11%
Oromia	39,075,002	49.84%
Benishangule	1,187,997	43.99%
South	21,021,000	36.52%
Afar	1,989,997	34.71%
Somale	6,355,003	16.89%
合計(平均)	102,863,002	(47.9%)※1

※1 電化率100%の州を除く平均値

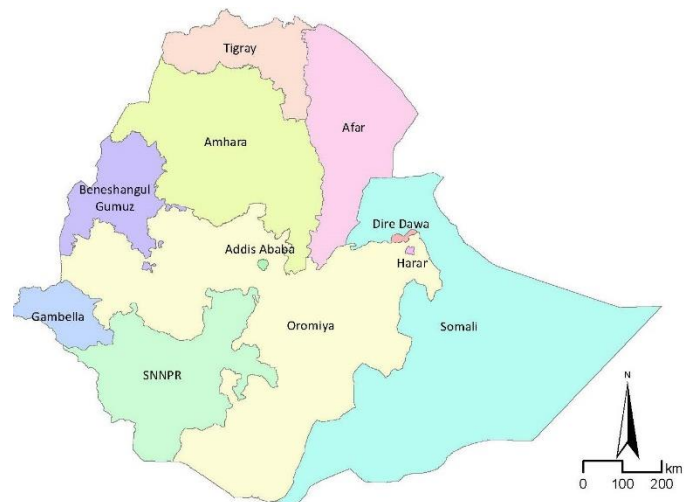


図1 エチオピアの州区分

首都アジスアベバ自治区は、527 km²の範囲に

3,773,999人が居住しており、その人口密度は、7161人/km²となっている。アジスアベバの人口密度は、全国の人口密度の全国平均約94人/km²の76倍もの密度となっており、東京の人口密度約6400人/km²よりも多く、人口が密集している地域となっている。

② 電気事業体制

電気事業を行う主務官庁は、水資源・エネルギー省 (Ministry of Water and Energy: MoWE) であり、エチオピア電力庁 (Ethiopia Electricity Authority: EEA) が電力事業の規制を行っている。

エチオピア電力公社 (Ethiopia Electric Power Corporation: EEPCo) は2013年12月に、以下の二つの組織に分離された。

- エチオピア電力公社 (Ethiopian Electric Power: EEP) 発電・送電
- エチオピア電力事業体 (Ethiopian Electric Utility: EEU) 配電

③ 電力需給

2011年から2017年までは10~27%と非常に高い電力需要の伸び率を記録してきた。2021年のピーク電力は約3,000MWであり、2030年には11,177MWが想定されている。

2011年頃から配電電圧による隣国への輸出を行っていたが、2015年からジブチや南スーダンへの国際連系線による輸出を開始し、2022年現在の輸出量は国内消費の10~12%程度である。今後は南スーダンやソマリア、エリトリアといった国への輸出を予定している。

④ 電力開発

- 建設/開発中 (発電) ;

表3：電源開発 (建設/開発中)

プロジェクト	発電種別	設備容量 (MW)	資金
GERD	水力	5,150	エチオピア政府 (GoE)
Koyisha	水力	1,800	イタリア輸出信用機関 (IECA)
Aluto Lan.	地熱	70	JICA・世界銀行 (WB)
Ayish II	風力	120	GoE・中国輸出入銀行
Asela I	風力	100	Danida Sustainable Infrastructure Finance (DSIF)

- 建設中 (送電) ;
19プロジェクト実施中 (支援)、37プロジェクト (EEP)
- 計画中 (プロジェクト数) ;
発電：水力 (4)、風力 (10)、太陽光 (14)、地熱 (7)
変電：新変電所 (140)
送電：19,700km (現状) →33,500km

⑤ 配電損失・停電

エチオピアでは低い電気料金設定と EEU の高い損失が相まって電力セクターの深刻な資金不足を招いている。

■ 配電損失

表4にアジスアベバの配電ロスを示す。配電ロスは、15%~28%と高い値となっており、技術ロスは、そのうち12%と高い状況であることがわかる。

表4：過去1年間のアジスアベバの送配電ロス

期間 (エチオピア暦)	期間 (グレゴリオ暦)	配電電力量 (GWh)	料金収集電 力量 (GWh)	AT & C Loss※1 (%)	Technical Loss (%)	Commercial Loss (%)
Megabit	2021年3月10日～ 2021年4月8日	333	252	24.33	12	12.33
Miyaziya	2021年4月9日～ 2021年5月3日	318	256	19.50	12	7.50
Ginbot	2021年5月9日～ 2021年6月2日	322	241	25.26	12	13.26
Sene	2021年6月8日～ 2021年7月7日	320	230	28.23	12	16.23
Hamle	2021年7月8日～ 2021年8月6日	389	294	24.50	12	12.50
Nehasse	2021年8月7日～ 2021年9月5日	379	307	19.06	12	7.06
Meskerem-2014	2021年9月11日～ 2021年10月10日	367	311	15.24	12	3.24
Tikmt-2014	2021年10月11日 ～2021年11月9日	383	279	27.20	12	15.20
Hidar-2014	2021年11月10日 ～2021年12月9日	378	308	18.46	12	6.46
Tahsas-2014	2021年12月10日 ～2022年1月8日	399	318	20.34	12	8.34
Tir-2014	2022年1月9日～ 2022年2月7日	390	307	21.39	12	9.39
Yekatit-2014	2022年2月8日～ 2022年3月9日	384	295	23.05	12	11.05

※1 % of AT & C Loss: (Commercial loss + Technical loss) / Energy from Power Stations x 100

■ 停電頻度・停電時間

停電頻度、回数を示す指標として平均停電継続時間指標 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)、平均停電回数指標 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) にて評価される。表5に示すようにエチオピアでは各指標とも非常に高く、電力の信頼性が低い状態となっている。これらは、配電システムの老朽化、配電用変電所及びフィーダーの高負荷などが要因の一つとなっていると考えられる。

表5：エチオピアでの SAIDI、SAIFI

項目	指標	【参考】日本 (2015年～2019年平均) ※1
SAIDI	269.41 (分・件/年)	71 (分・件/年)
SAIFI	168.86 (回・件/年)	0.16 (回・件/年)

※1 (出典) 電気の質に関する報告書-2019年度実績- (2020年12月電力広域的運営推進機関)

■ 需要家からの電力料金の回収

エチオピアでは、プリペイドメータ、ポストペイドメータの2種にて、使用電力量を EEU が確認し、料金が回収されている。各地域でのメータの内訳を表6に示す。これらのメータは全需要家につけられておらず、EEUと契約がなされているが、メータは隣人のメータを使用する需要家も多く存在している状況である。

表6：エチオピアの各州の電力メータの割合

州	POSTPAID (%)	PREPAID (%)
Hareri	94	6
Dire Dawa	80	20
Addis Abeba	52	48
Tigray	88	12
Gambela	99	1

州	POSTPAID (%)	PREPAID (%)
Amhara	78	22
Oromia	86	14
Benishangule	98	2
South	95	5
Afar	91	9
Somale	57	43

(2) 支援ニーズ

① 支援ニーズ（無償、技プロ）

■ アジスアベバ送配電開発（別添3：アジスアベバ送配電網開発ステップ計画図参照）

円借款事業の準備調査により計画された、アジスアベバの送配電開発コンポーネントについて、現在のところ他ドナーによる支援は計画されていない。EEPは特に緊急性や重要性が高いアジスセンター変電所の早期建設を要望しており、無償資金協力事業による実施が可能であれば、適切な規模になるよう協議したいとの考えが示された。

調査団はEEPと協議を行い、円借款事業のスコープから無償資金協力事業候補を切り出すスコoping検討を行ったが、アジスセンター変電所への送電線が必要となることから、事業規模は大きくなる。

■ 維持管理機材

アジスアベバの一部の地域では、地中ケーブルが埋設されているが、故障点を探索するのが困難であり停電時間の長さ起因している。EEUからは、故障点検出装置や移動式変圧器などの機材の調達や運用指導の要望が上がった。

■ キャパシティビルディング

EEPからは、以下の能力向上を図りたいという要望があり、具体的な内容は追って共有されることとなった。

- ✓ GISシステム活用（計画、プロジェクトマネジメント、保守・運用）
- ✓ 設備開発計画能力：需要想定、発電～送電設備計画プロセスの統合と自動化
- ✓ 財務健全化（サステナビリティ）（収入最大化・経費最小化プロジェクト）
- ✓ リスク管理能力強化（リスクの特定と緩和策）
- ✓ 電力会社としての遂行状況の監視・評価能力
- ✓ プロジェクトマネジメント
- ✓ 調査・研究開発（R&D）
- ✓ 近代化、新技術（スマートグリッドパイロットプロジェクト）
- ✓ 系統保護制御・自動化システム
- ✓ 系統ダイナミックモデル構築・発電機ガバナチューニング（系統解析技術）
- ✓ 高圧直流送電設備運用（ケニアとの直流送電線運用開始に向けて）

EEUからは、停電対応の能力強化に加えて、以下の要望があった。変圧器修理ワークショップについては全国4カ所の新設とアジスアベバの既設をアップグレードする提案書が共有された。

- ✓ EUとAFDの支援によるアカデミックセンターにおけるトレーニング機材やトレーニングカリキュラムの策定
- ✓ アジスアベバ変圧器修理ワークショップのアップグレード

② 紛争地域に関する支援

EEP、EEUともに、紛争により影響を受けている設備については整理しつつあるものの、紛争が継続中ということもあり、影響の範囲が広がることも想定されるため、現段階での具体的な復旧支援の要望を示すことは難しい。

③ 本邦技術（別添4：プレゼン資料参照）

今後エチオピアの電力系統の設備拡充や運用・維持管理面での効果が期待できる資機材（本邦技術）を紹介した。調査団から説明をした資機材とEEP/EEUのコメントは、表7の通りである。

表7:EEP及びEEUへの主な技術紹介

資機材	期待される効果	EEP/EEUのコメント
アモルファス変圧器	配電線電力ロスの低減	特になし。
モバイル発電機、パッドマウント変圧器	災害時の早期の配電開始や保守時の臨時供給	特にアジスアベバの重要な需要家ラインにおける配電網設備故障時の対応を考慮すると、パッドマウント変圧器のニーズがある。
低損失カーボン電線	低損失、低弛度、風圧荷重の低減	低損失効果によるコストメリットは理解
系統運用・保守用シミュレータ	運用保守能力の向上	特になし。
無効電力調整装置	電力品質向上、送電ロスの低減 他	EEPより情報共有追加依頼があったもの
送電線故障点標定装置	送電線故障時における事故点早期検出による迅速な復旧対応	同上

(3) 送配電網整備に係る開発計画

① 国家開発計画

エチオピア政府は、2016年に策定した第2次5カ年開発計画（Growth and Transformation Plan II (GTPII)）において、農業中心の経済構造から農業及び工業の2本柱で経済を牽引する経済構造転換を行い、2010年～2020年の平均GDPは9.2%という高い成長率を実現した。

エチオピア政府はまた、持続的な成長と全ての国民に公平な裨益が与えられるよう、迅速で高い経済成長率を遂げた過去10年の中で明らかとなった開発課題を抽出して「Ten Years Development Plan -A Pathway to Prosperity- 2021-2030」を策定している。この10カ年計画の中でエネルギー開発としては、以下の点にフォーカスしている。

- エネルギー供給の確保
- 地方人口へのクリーンエネルギーの提供
- 高品質な電力サービス
- 信頼性の高い電力設備の構築
- エネルギーセクターの健全な経営状態の確保
- エネルギーセクターの民間投資奨励
- スキルをもった、倫理的な人材開発

また以下のとおり、2030年までの達成目標を掲げている。

- 発電容量を4,478MWから19,900MWに引き上げる。
- 送電線を18,400kmから29,900kmに増加する。
- 電力輸出を2,803GWhから7,184GWhに増加する。
- 電気利用者を5.8百万件から24.3百万件に増加する。
- 電力のグリッド接続の割合を33%から96%に増加し、オフグリッドの割合を11%から4%とする。
- 電力ロスの割合を19.6%から12.5%に低減する。

② 電力セクター開発計画

電力セクターの主な開発計画は以下のものがある。

- National Electrification Program 2.0 - 2019 (2025年までに電化率100%目標)
- Ethiopian Masterplan System Expansion Master Plan (2021) USAID
- The Addis Ababa Distribution Masterplan Project (AADMP) (AfDB支援により策定中)
- Ethiopian Electric Utility 5 years Strategic Plan (2020/21GC-2024/2025GC)

(4) 他ドナー支援を含む開発動向

2022年5月にEEPから入手した資料による、建設中または運用を開始したプロジェクトを表8に示す。また、コミット済その他計画中の案件は別添5に示す。

表8：電力セクター開発プロジェクト（実施中/運用開始）

No.	プロジェクト	概要	ファイナンス	運用目標
1	Ethio-Kenya Power System Interconnection Project	500kV 送電線 (約 434km)	世界銀行、アフリカ開発銀行	2022 年
2	Genale Dawa III-Yirgalem II-Wolaita Sodo 400kV Power Transmission Project (Yirgalem II-Hawassa II Part)	400kV 送電線 (約 387km) 230kV 送電線 (約 47km) 132kV 送電線 (約 3km)	EEP	2023 年
3	Bahir Dar -Woldia II-Combolcha III 400kV Power Transmission Project	400kV 送電線 (約 376km) 230kV 送電線 (約 23km) 変電所 3カ所	送電線: エチオピア政府 変電所: China Exim Bank	2023 年
4	Akaki II-Koye Abo-Kilinto-Bole Lemi Power Transmission Project	400kV 送電線 (約 11km) 230kV 送電線 (約 16km)	China Exim Bank	2021 年
5	Mekele-Dalol 230kV Power Transmission Project	230kV 送電線 (約 130km)	アフリカ開発銀行	2023 年
6	Semera-Afdera 230kV Power Transmission Project	230kV 送電線 (約 175km)	アフリカ開発銀行	2023 年
7	Akaki II-Debre Zeit III-Modjo-Dukem and Ginchi PTP	400kV 送電線 (約 16km) 230kV 送電線 (約 25km)	フランス開発庁	2021 年
8	Azezo-Chilga, Fincha-Shambu and Metu-Masha 230kV Power Transmission Projects	230kV 送電線 (約 147km) 変電所 3カ所	世界銀行	2023 年
9	Beles Sugar Factory Power Transmission Project	132kV 送電線 (約 57km)	エチオピア政府	2021 年
10	Wolkait Sugar Factory Power Transmission Project	230kV 送電線 (約 24km)	-	2019 年
11	Kesem and Tendaho Sugar Factories Power Transmission Project	230kV 送電線 (約 61km) 66kV 送電線 (約 33km)	-	2022 年
12	Gibe III - Addis Ababa 400kV Second Circuit Power Transmission Project	400kV 送電線 (約 261km)	China Exim Bank	2020 年

出典：EEP (2022年5月)

4. 要望プロジェクト

EEP や EEU から要望があった支援のうち、プロジェクト候補案を表9に示す。

表9：要望プロジェクト調査結果（要約）

番号	対象地域	プロジェクト (仮称)	目的	スコープ	裨益効果	備考
1	アジバ首都圏	アジバ配電網拡張計画	首都機能を支える社会インフラの整備が進み、旺盛な電力需要への対応が急務となっているアジバ自治区の電力供給能力を強化する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 132/15 kV アジバセンター変電所建設 (50 MVA 変圧器 2 台は必須) ・ アジバセンター変電所 15kV 配電線 (埋設ケーブル) 引込み工事 	アジバセンター変電所の配電は、その他変電所から配電される電力も含めおよそ 54 km ² のエリアの電力供給状況が改善されると想定される。アジバセンターの人口密度から 38 万人以上の電力供給の信頼度が改善されるものと思われる。	アジバセンター変電所へ電力を送る 132kV 地中埋設線の建設が別途必要となる。
2	特定地域無し	維持管理 機材整備 計画	電力設備の故障やリハビリ、拡張、緊急時の対応能力を向上させる機材の整備とソフトコンポーネントによる運用指導を行い、停電時間の低減を図る。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 架空線、地中ケーブルの故障時対応機材 (故障点検出装置) の調達・運用指導 ・ 移動式設備 (パッドマウント変圧器) の調達・運用指導 ・ 配電線無停電工法採用のため必要機材調達・運用指導 	「事故時復旧時間の短縮」、「設備の予防保全の実施」が可能となり、事故復旧時間と事故発生件数の削減が期待される。その結果、アジバセンターの電力供給信頼度が高まり、顧客満足度が向上しコレクションロスが低減すると考えられる。	紛争地域を含む、アジバアベバ以外の地域等、幅広い配電ネットワークにおいて、本邦技術を活かした効果が期待される。
3	アジバ首都圏	配電設備維持改善	低損失配電量変圧器の適用を含む、配電用設備の維持管理能力の改善を行う。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 配電設備の修理環境の改善 (5S) ・ 教育訓練カリキュラム・マニュアル類の整備 ・ イベントリ、スペアパーツリスト類の整備 ・ 修理機材の整備、指導 	機器の管理、運用、修理方法の標準化により、修理時間の短縮と品質向上に寄与する。加えて、本邦技術の変圧器などの適用と技術指導を平行して行うことで、日本の設備維持管理技術をより詳細に EEU が習得できる。また、修繕機器の適切な管理は適切な資産管理にもつながり、経営改善効果も期待できる。	メーカー協力が必要となる。

5. 財務関連

EEP 及び EEU との協議結果を踏まえた、財務関連の報告資料を別添 6 に示す。

以上

別添 1：現地調査日程表

別添 2：関係者（面談者）リスト

別添 3：アジスアベバ送配電網拡張計画（仮）開発ステップ計画図

別添 4：プレゼン資料

別添 5：開発プロジェクトリスト

別添 6：財務分析報告資料

別添1：現地調査日程表

調査日程表（エチオピア）

月日	業務主任／ 電力投資計画		配電設備計画	自社負担による派遣	送変電設備2	社会経済調査	副業務主任／ 電気事業経営 課題分析1	送配電設備運用 人材育成	活動地名	宿泊先		
	阿部真 八千代エンジニアリング	大橋圭一郎 西日本技術開発		本橋風太	中村太郎 西日本技術開発	榎野宏樹 八千代エンジニアリング	世羅徹 トーマツ	黒羽子強平 八千代エンジニアリング				
1	5月2日	月	福岡(15:25)⇒羽田(17:05)by NH258 成田(22:30)⇒ドバイ(04:50+1)by EK319							移動	機中泊	
2	5月3日	火	ドバイ(10:30)⇒アジスアベバ(13:35)by EK723 * イード(4/30～5/3) 資料整理・団内協議							アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
3	5月4日	水	8:00 EEP事務所集合、現地調査(アジスセンター変電所、Kaliti変電所、Black Lion変電所、送電線ルート) 14:00 EEU 配電担当Deputy CEO面談 16:00 EEU CEO面談					財務・経理担当との協議		アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
4	5月5日	木	* 戦勝記念日 9:00 現地調査(Waregenu, Addis North, Gofa変電所、LDC)					財務・経理担当との協議		アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
5	5月6日	金	9:00 エチオピア電力公社(EEP)協議 13:30 EEU Fikresalam氏との面談 現地調査(Addis Center変電所に接続される33kV, 11kV配電線)			9:00 エチオピア配電公社 (EEU) 打合せ	財務・経理担当との協議	9:00 エチオピア配電公社 (EEU) 打合せ	アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ		
6	5月7日	土	9:00 現地調査(DCC, EEU workshop)							アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
7	5月8日	日	資料整理 団内協議							アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
8	5月9日	月	8:00 PCR検査 10:00 EEP協議					財務・経理担当との協議		アジスアベバ	Swiss Inn Nexus Hotel アジスアベバ	
9	5月10日	火	9:00 水資源・エネルギー省(MoWE)報告 11:00 JICA事務所報告 14:00 日本大使館訪問 アジスアベバ(23:15)⇒ナイロビ(01:20+1)by ET308							アジスアベバ(23:35)⇒成 田(20:15+1)by ET672	移動	機中泊

別添2：関係者（面談者）リスト

1) Ministry of Water and Energy (MoWE)	
Yiheysis Eshetu	Director for Energy Policy, Strategy and Info Directorate

2)Ethiopian Electric Power (EEP)	
Andualem Siae Seboka	Executive Officer Corporate Planning
Miraje Fereja	Director, Investment research
Wondwosen Teshome	Director, Transmission Strategy and Investment
Endale Mamo	Director, Corporate risk and Finance
Hirena Alomayehus	Risk Manager
Abinet A Hussien	Project Manager
Hirut Nulugeta	Economic and Finance analysis Manager
Melaku Yiszaw	Manager, Transmission Strategy and Investment
Damit Enpida	Manager,
Wolmanuel Mengtu	Manager, Operational Planning
Melaku Yiszaw	Manager, Transmission Strategy and Investment
Ashenafi	Transmission Planer
Elias Nela	Engineer
Ejigu Manie	In charge
Tesfaye Shewa	Substation In charge
Mohammed Alued	Operational Technician
Anbessie Gizuheus	Substation In charge
Tesfaye Shewa	Substation In charge

3)Ethiopian Electric utility (EEU)	
Shiferaw Telila	Chief Executive Officer
Bizuwore Demisie	Distribution Deputy Executive Officer
Lemlem Misqanaw	PMO Director
Abay Admosu	Director, Energy
Meaza Alemayehu	Director, Finance and Invedtment
Meray Mosen Abebe	Head, Statistic Planning
Daniel Seyoum	Head, Human Resource
Abyat Abraham	Head Team
Basazinew Mekonen	Head
Metadel Aswemaw	Supervisor
Behailu Ayele	Project Manager, Technology Excellence Center Construction
Fikreselam Getaet	Project Manager
Romel Tetere	Development Knowledge manage
Solomon Glmeomin	Planning Directive

Kiya Faji	Planning Expert
Biruk Amare	Technical Engineer
Mengistu Bitew	Junior Electrical Engineer

4) JICA Ethiopia Office	
森原 克樹	所長
広瀬 恵	次長
中川 悠	所員
Ephrem Fufa	ローカルスタッフ

5) 在エチオピア日本大使館	
枝村 暢久	一等書記官

アジスアベバ送配電網拡張計画（仮）

開発ステップ計画図

2022.5.10
JICA調査団

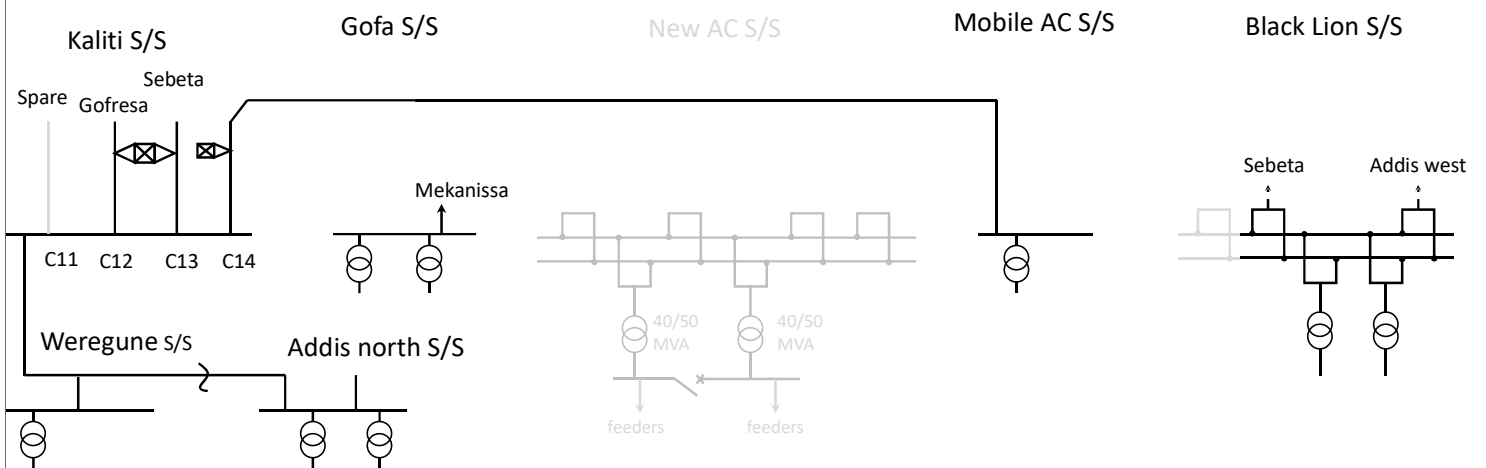
No	STEP	Activities
Phase-1	STEP 0 (Current condition)	Addis Center Mobile S/S is receiving power from Kaliti S/S via existing 132 kV single circuit T/L
	STEP 1	1. Expansion of 132 kV one T/L bay in Black Lion S/S 2. Construction of 132kV under ground cable between Mobile AC S/S and Black Lion S/S(700m) 3. Installation new 132 kV cable head at mobile AC S/S
	STEP 2	1. Connection of 132kV under ground cable at Mobile AC S/S and Black Lion S/S 2. Disconnection of existing 132kV OHL
	STEP 3	Start power transmission from Black Lion S/S to Mobile AC S/S
	STEP 4	Demolishing existing 132kV T/L from Mobile AC S/S to Kaliti S/S
Phase-2	STEP 5	1. Construction of New AC S/S 2. Construction of double circuit T/L from Kaliti S/S to AC S/S 3. Expansion of one 132 kV bay and modification in Kaliti S/S
	STEP 6	1. Construction of single circuit T/L from Kaliti-AC line branch point to Gofa S/S 2. Expansion of one 132 kV bay in Gofa S/S
	STEP 7	Start power transmission from Kaliti S/S to New AC S/S and Gofa S/S
	STEP 8	Changeover distribution supply lines from Mobile AC S/S to New AC S/S
	STEP 9	Extension 132kV U/G cable between Mobile AC S/S and New AC S/S(1300m)
	STEP 10	1. Connection of 132kV under ground cable at New AC S/S and Mobile AC S/S terminal point 2. Start power delivery from Black Lion S/S to New AC S/S
	STEP 11	Removal of Addis Center Mobile S/S

Phase-1

Current status

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

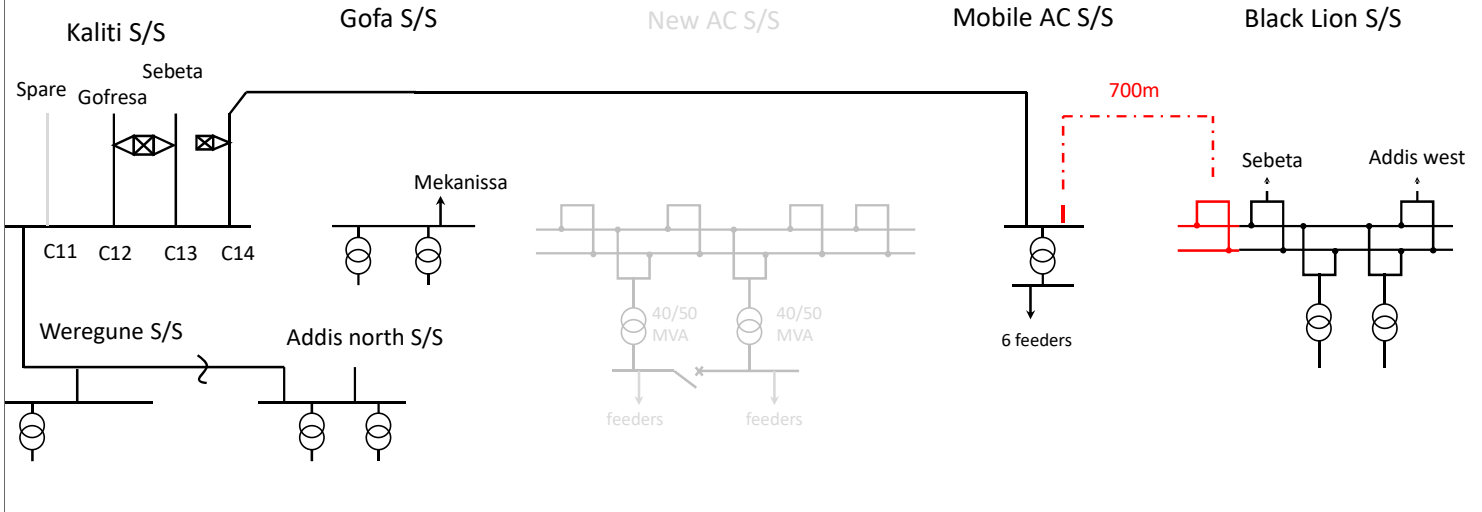
Step	Activities	Note
0	Addis Center Mobile S/S is receiving power from Kaliti S/S via existing 132 kV single circuit T/L	



Phase-1

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

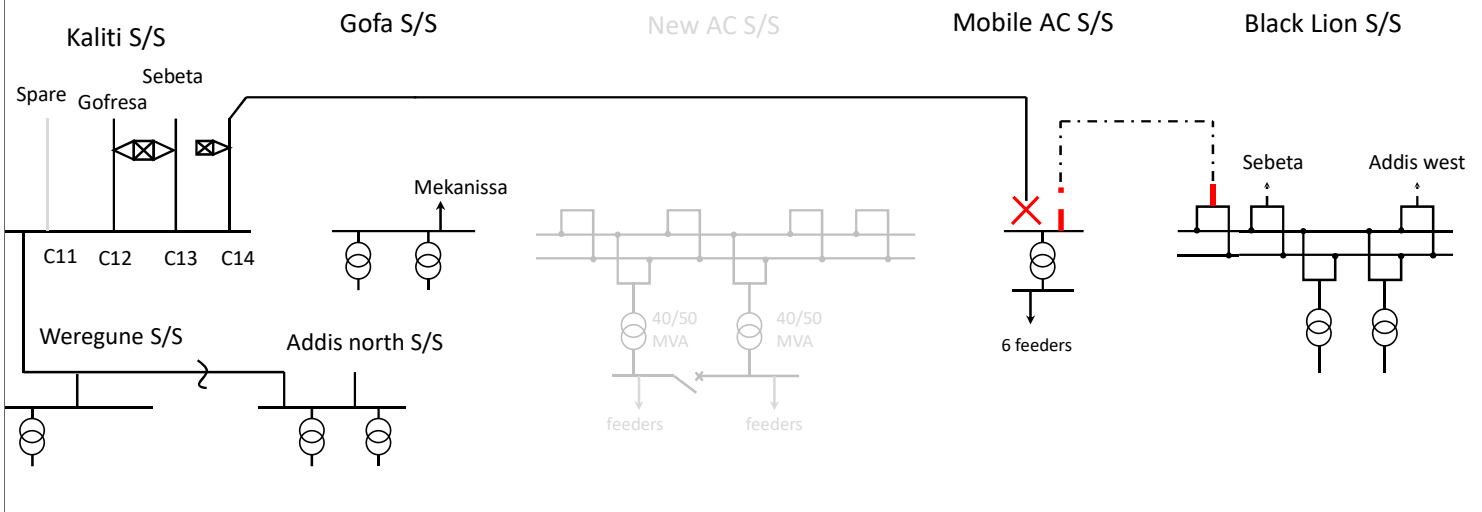
Step	Activities	Note
1	1. Expansion of 132 kV one T/L bay in Black Lion S/S 2. Construction of 132kV under ground cable between Mobile AC S/S and Black Lion S/S(700m) 3. Installation new 132 kV cable head at mobile AC S/S	



Phase-1

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

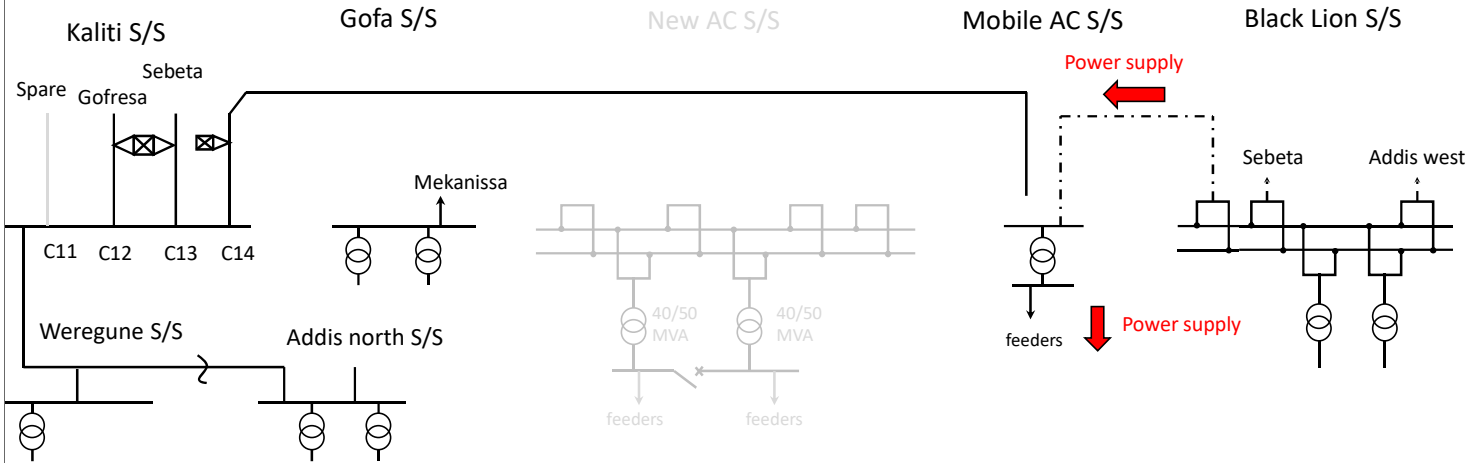
Step	Activities	Note
2	1. Connection of 132kV under ground cable at Mobile AC S/S and Black Lion S/S 2. Disconnection of existing 132kV OHL	



Phase-1

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

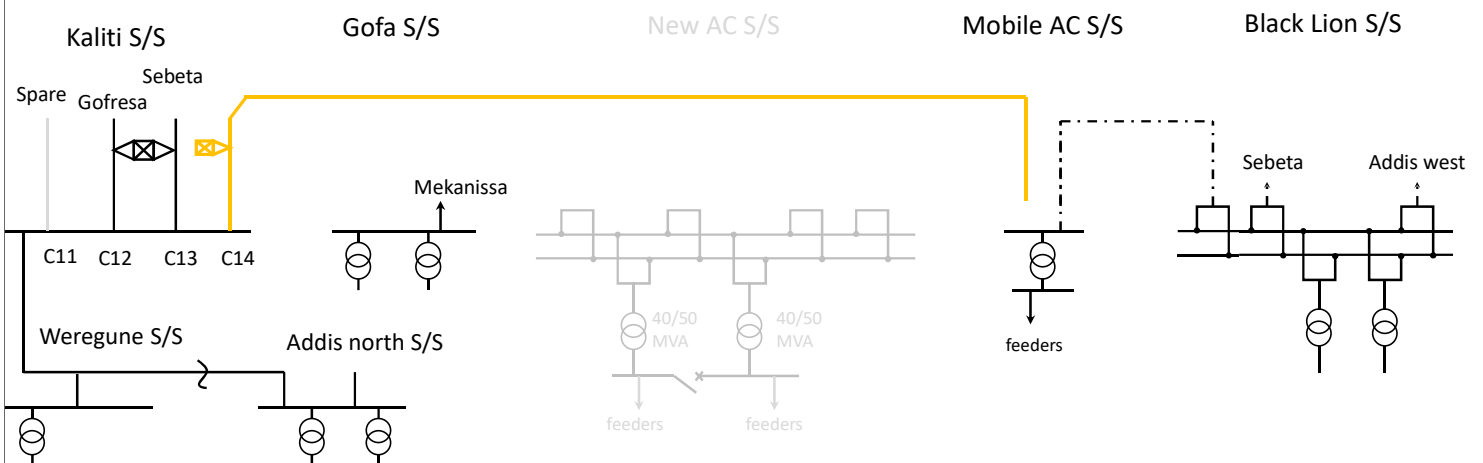
Step	Activities	Note
3	Start power transmission from Black Lion S/S to Mobile AC S/S	



Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

Step	Activities	Note
4	Demolishing existing 132kV T/L from Mobile AC S/S to Kaliti S/S	

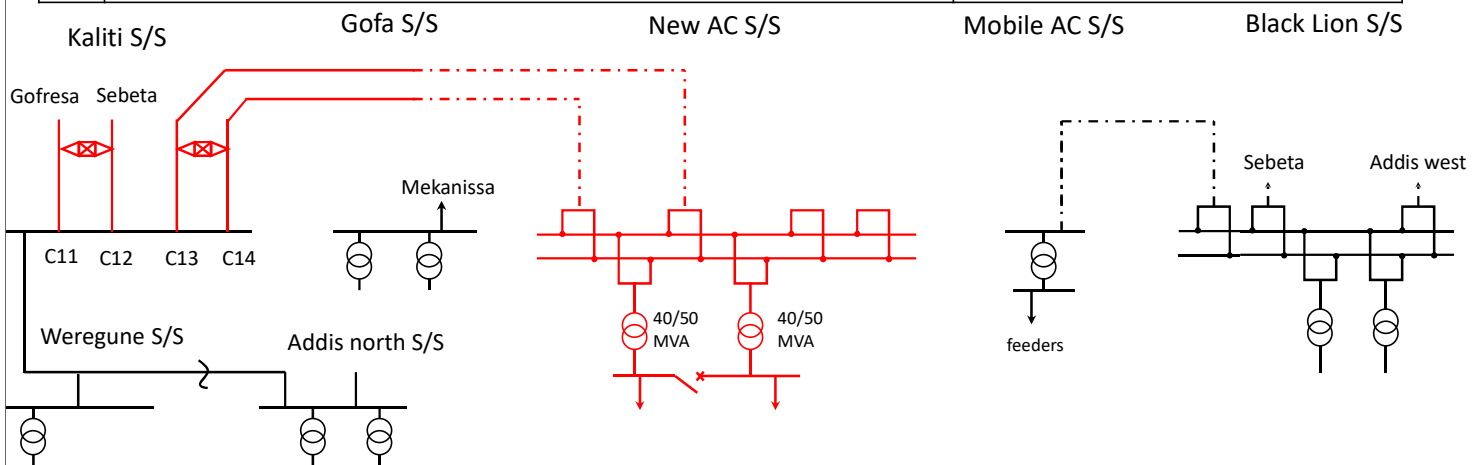


Phase-2

Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

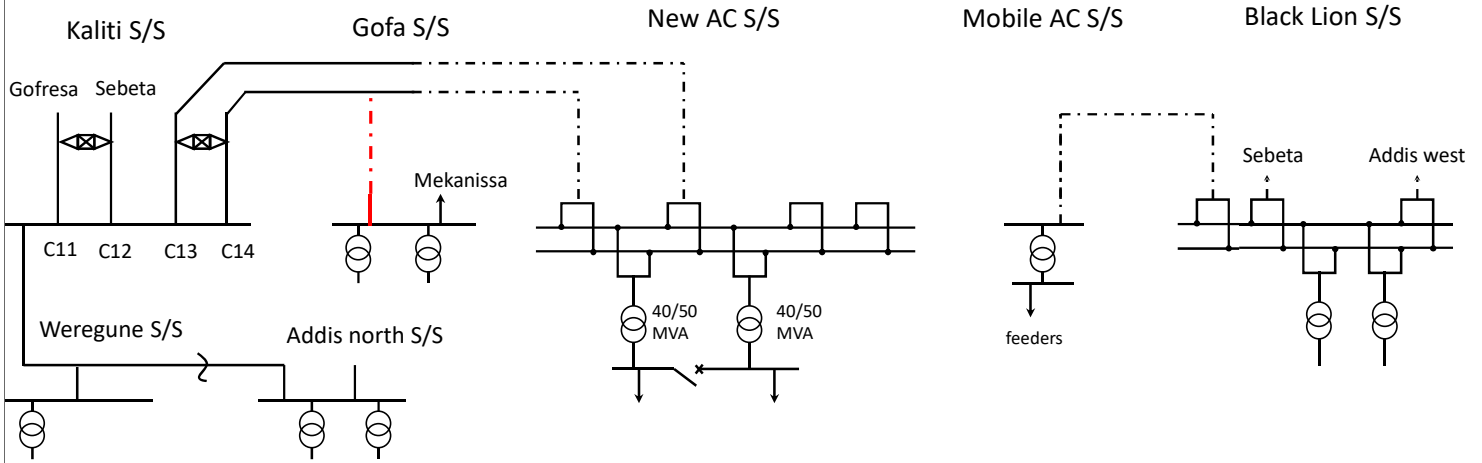
Step	Activities	Note
5	1. Construction of New AC S/S 2. Construction of double circuit T/L from Kaliti S/S to AC S/S 3. Expansion of one 132 kV bay and modification in Kaliti S/S <ul style="list-style-type: none"> ✓ Arrangement of existing Sebeta T/L bay (C14) for AC second T/L bay ✓ Installation new T/L bay (C11) for Gofresa ✓ Sifting of Sebeta and Gofresa T/L bays 	Configuration of New AC S/S <ul style="list-style-type: none"> ✓ 132kV Double Bus with B/C x1 ✓ T/L x 3 (Black lion x1, Kaliti x2) ✓ 40/50MVA TR x 2 OHL: 9.1 km, U/G: 4.3 km



Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

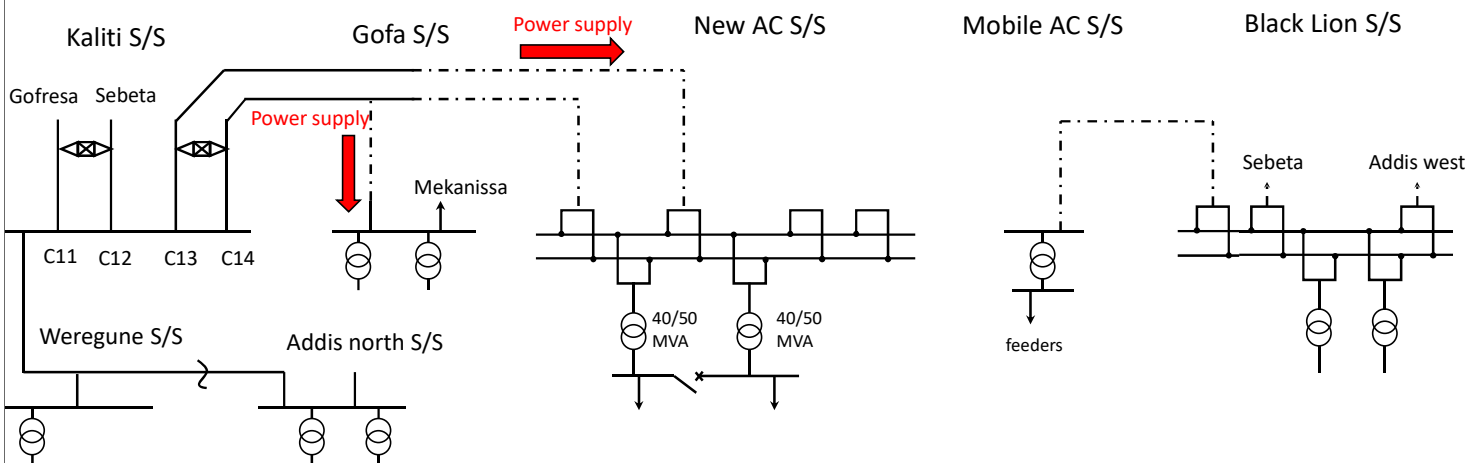
Step	Activities	Note
6	1. Construction of single circuit T/L from Kaliti-AC line branch point to Gofa S/S 2. Expansion of one 132 kV bay in Gofa S/S	✓ U/G: 200m



Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

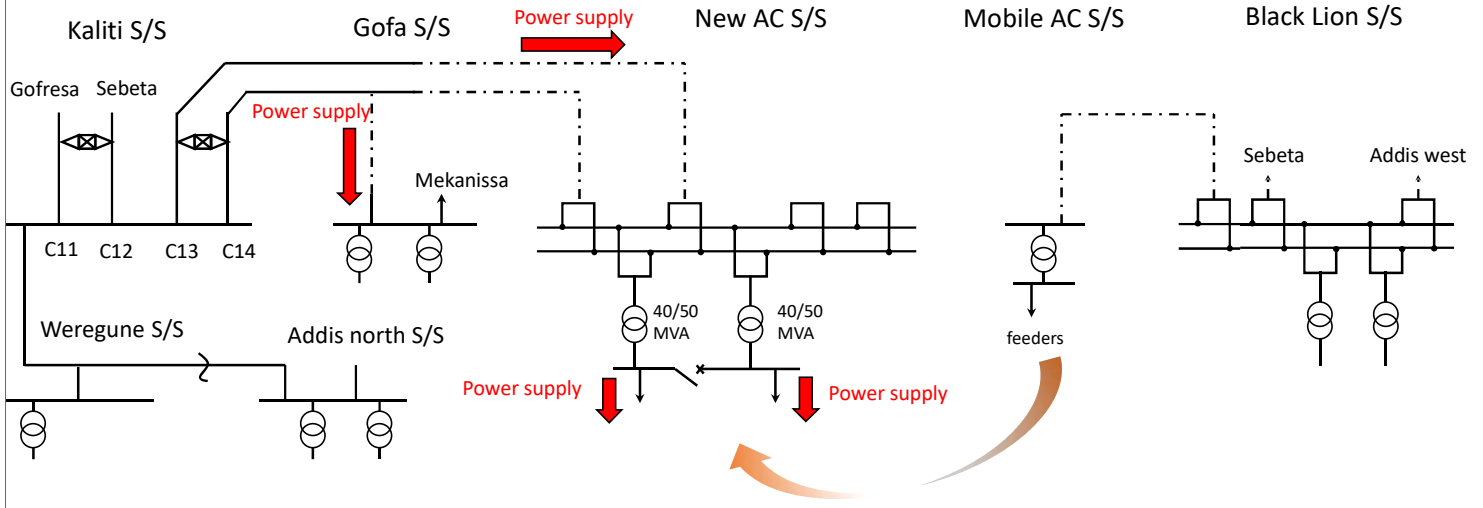
Step	Activities	Note
7	Start power transmission from Kaliti S/S to New AC S/S and Gofa S/S	



Phase-2

— OHL
 - - - U/G
 AC Addis Center

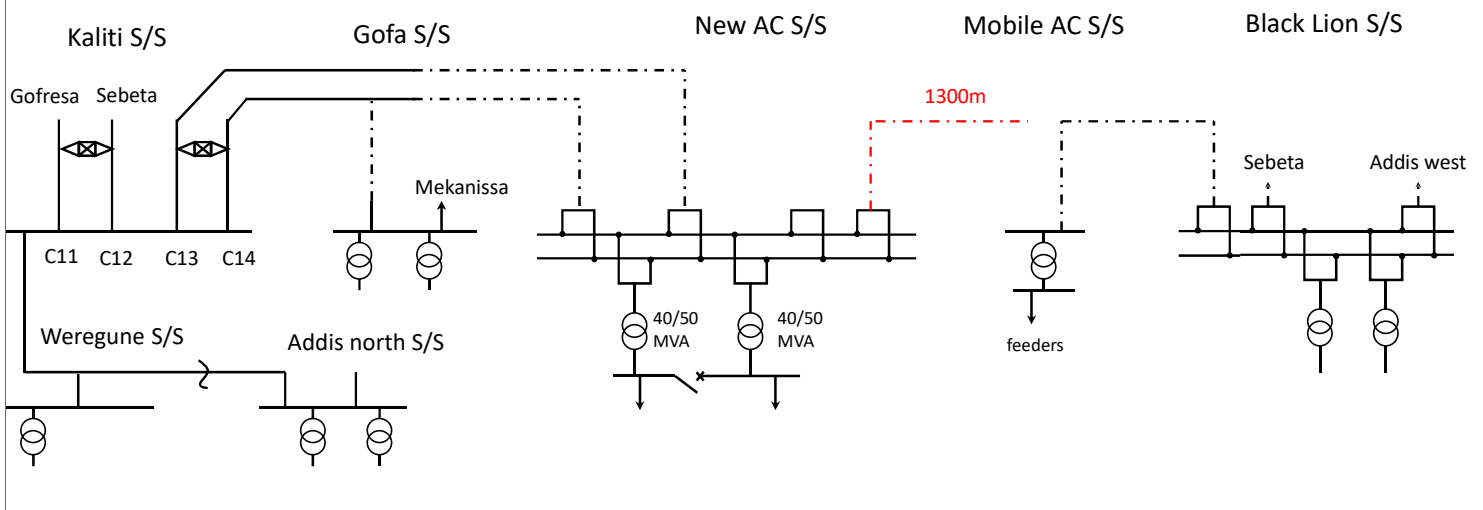
Step	Activities	Note
8	Changeover distribution supply lines from Mobile AC S/S to New AC S/S	



Phase-2

— OHL
 - - - U/G
 AC Addis Center

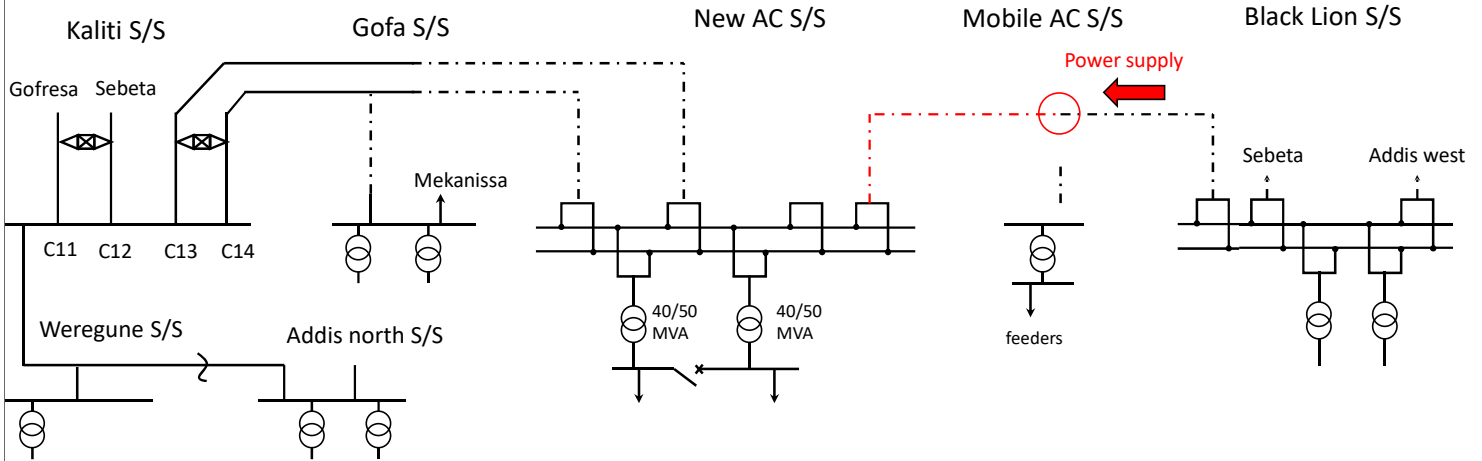
Step	Activities	Note
9	Extension 132kV U/G cable between Mobile AC S/S and New AC S/S(1300m)	



Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

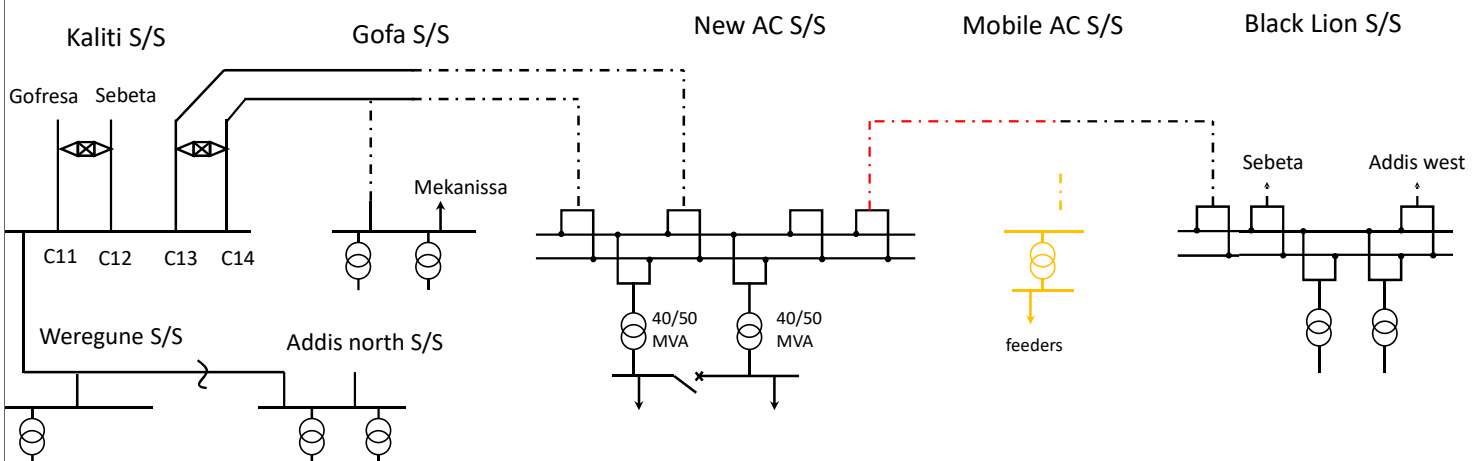
Step	Activities	Note
10	1. Connection of 132kV under ground cable at New AC S/S and Mobile AC S/S terminal point 2. Start power delivery from Black Lion S/S to New AC S/S	



Phase-2

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

Step	Activities	Note
11	Removal of Addis Center Mobile S/S	

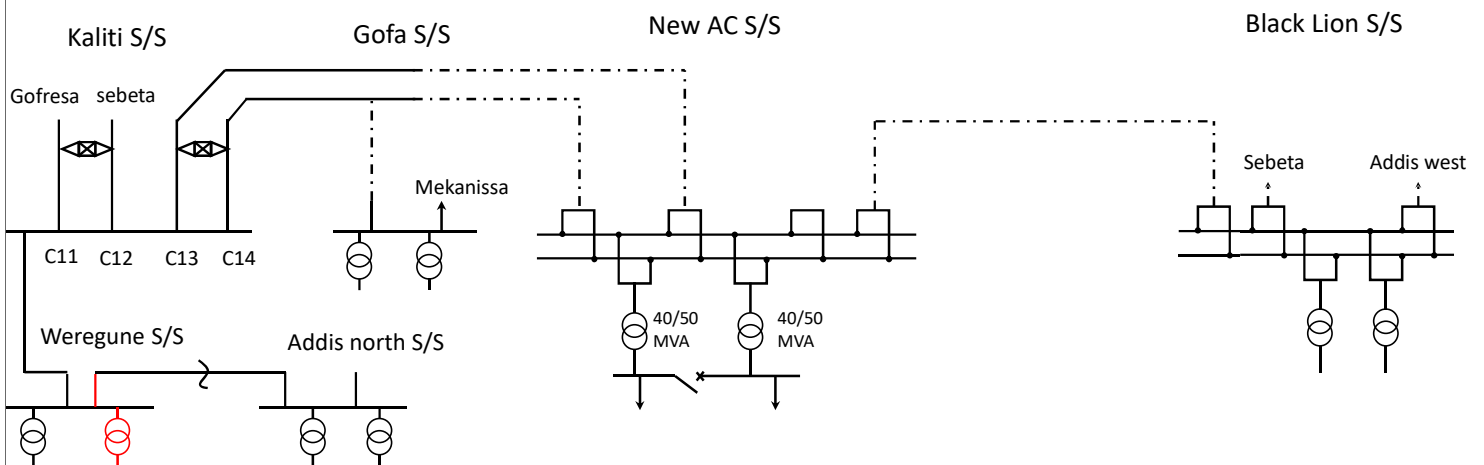


Phase-X

Phase-X

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

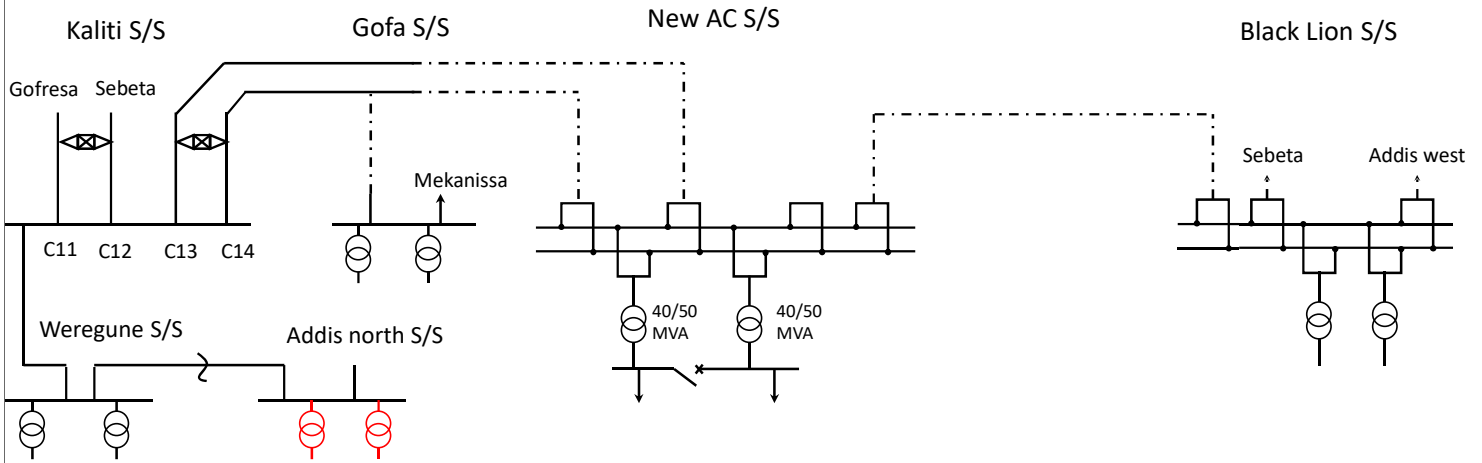
Step	Activities	Note
-	1. Installation new line bay in Weregune S/S 2. Installation of new 132kV T/L for Cut-in/out to Weregune S/S 3. Installation of new 132/15 kV 50MVA x1 Transformer in Weregune S/S	



Phase-X

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

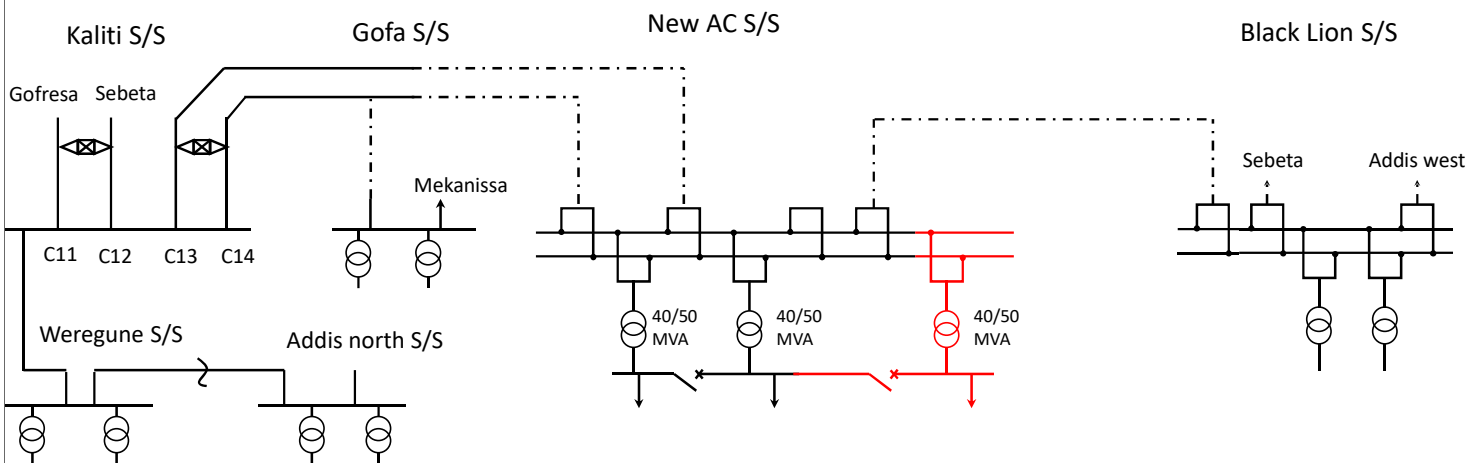
Step	Activities	Note
-	✓ Replacement of the existing 25MVA x 2 transformers in Addis North S/S	Upgrade to 40/50MVA x 2



Phase-X

— OHL
 - - - - U/G
 AC Addis Center

Step	Activities	Note
-	✓ Expansion of new transformer bay in AC S/S	Additional 40/50MVA transformer to be installed



**DATA COLLECTION SURVEY
ON
THE IMPROVEMENT OF ACCESS TO POWER SECTOR
IN SUB-SAHARAN AFRICA**

FIELD SURVEY IN ETHIOPIA (EEP)

MAY, 2022

JICA SURVEY TEAM

Contents

1. Introduction
2. Tentative Schedule of the Site Survey
3. Potential Projects
4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

1. Introduction

Objectives of the Survey

Data Collection and Discussion of both Technical and Financial aspects in order to excavate potential projects (Grant aid and/or Technical cooperation) in the Ethiopian Power Sector for JICA's consideration.

Technical and Financial

- Data collection for formulating projects
- Collection of additional information related to proposed projects
- Information sharing on effective power system equipment or materials
- Q & A on the Financial Statements of EEP

* At the stage of the Survey, no commitment will be made from the Survey Team concerning the preparatory survey or realization of the Project.

2. Tentative Schedule of the Site Survey

May 3	Tue	*Eid Al Fitr day 2PM Mission arrives in Addis Ababa
May 4	Wed	Site Survey (Addis Center Substation and Transmission line)
May 5	Thu	*Patriot's Victory Day Site Survey (other existing substations)
May 6	Fri	10AM Courtesy call for and Discussion with Ethiopian Electric Power (EEP) (Tentative) 1PM Courtesy call for and Discussion with Ethiopian Electric Utility (EEU) (tentative) 3PM Site Survey (EEU facility? TBC)
May 7	Sat	Site Survey (TBC)
May 8	Sun	Internal Meeting
May 9	Mon	Site Survey (TBC)
May 10	Tue	9AM Courtesy Call to Ministry of Water and Energy (MOWE) 11AM Reporting meeting with JICA Ethiopia Office 2PM Reporting meeting with Embassy of Japan

3. Potential Projects

Planned / Proposed PTP with Expedited Year of Commissioning (EYoC)

No	Project Name	Regional State	EEU/Grid priority	Substation Cost (MUSD)	Transmission Cost (MUSD)	Total Cost (MUSD)
1	Debre Zeit III-Hurso 400kV and Hurso - Ayisha 400kV PTP	Oromiya, Somali, Afar	1	50.47	165.00	215.47
2	Mizan-Tum 132kV PTP	SNNPR	3	4.76	28.50	33.26
3	Addis Center Substation (New)	AA	1	10.00	0.19	10.19
4	Dire Dawa II- Harar III 132kV LILO at Alemaya PTP	Oromia	2	3.80	0.85	4.65
5	Harar III-Jijiga I 132kV LILO at Babile PTP	Oromia	3	4.68	0.50	5.18
6	Alamata-Sekota 132kV PTP	Amhara	4	4.22	15.20	19.42
7	Gebre Guracha-Fitche 230kV PTP	Oromia	4	9.56	16.56	26.12
8	Awash 7Kilo-Dire Dawa III 230kV Line LILO at Nuraera PTP	Oromia	4	7.05	1.80	8.85
9	Ghedo-Gefersa 230kV Line LILO at Tatek	Oromia	2	10.04	0.18	10.22
10	Dodola 132kV PTP	Oromia	2	4.76	9.50	14.26
11	Arerti-Hurso 230kV LILO at Mieso PTP	Oromia	4	8.10	0.36	8.46
12	Key Afer-Turmi 132kV PTP	SNNPR	3	4.76	9.50	14.26
13	Bale Robe-Beltu 132kV PTP	Oromia	4	2.37	13.30	15.67
14	Amamata-Mychew 132kV PTP	Tigray	4	4.22	9.12	13.34
15	Hossaina - Durame PTP	SNNPR	2	5.73	9.50	15.23
16	Dembidoldo-Alem Teferi PTP	Oromia	4	5.73	17.10	22.83
17	Gambela - Dembi Dolo PTP	Oromia	4	7.26	16.26	23.53
18	Negale - Bidire PTP	Oromia	2	5.73	11.40	17.13
19	Ginnir PTP (Ramo - Melkawakena LILO)	Oromia	2	7.43	2.34	9.77
20	Gerawa PTP	Oromia	2	5.73	11.40	17.13
21	Bedessa PTP	Oromia	2	5.73	6.65	12.38
22	Guhala/Hamusit PTP	Amhara	3	1.60	28.80	30.40
23	Negele - Haisuftu 132kV PTP	Somali	4	5.73	7.60	13.33
24	Kebridehar - Danot 132kV-220km	Somali	4	5.73	34.20	39.93
25	Raytu - Dihun (Hameru) 230kV - 251km	Somali	4	9.25	50.00	59.25
26	Arjo Didessa Sugar Factory PTP	Oromia	4	7.28	0.30	7.58
27	Tercha PTP	SNNPR	2	5.73	13.30	19.03
28	Tendaho Alalobad connection to the grid	Afar	4	0.65	12.60	13.25
Total				208.08	492.01	700.10

3. Potential Projects

Potential Needs?

- Tigray region after the effect of the conflict.
- Capacity Development (technical transfer).

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEU

(1) Low loss transformer (Amorphous transformer)

➤ Outline

Amorphous transformer is a transformer in which an amorphous alloy is applied to an iron core. This transformer implement to low no-load (iron loss) losses based on lower hysteresis loss and lower eddy current losses.

【Comparison table between CRGO and AMDT】

*CRGO: Cold Rolled Grain Oriented steel AMDT: Amorphous Transformer NLL: No Load Loss

Rating (kVA)	CRGO NLL(W)	AMDT NLL(W)	Reduction(%)
50	90	52	42%
100	145	90	38%
160	196	104	47%
400	430	212	51%
630	600	346	42%
1000	770	469	39%

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEU

(1) Low loss transformer (Amorphous transformer)

➤ Benefit

It is possible to suppress the no-load loss that always occurs in the power receiving state, it has a particularly high loss reduction effect, and can be linked to a reduction in distribution loss.

【Calculation example】

Electricity consumption Cost(USD/Year)

$$\frac{\text{No load loss}(w) + \text{Load loss}(w) \times (\text{Load Factor})^2}{1000} \times 365(\text{day}) \times 24(\text{h}) \times \text{tariff}(\text{USD}/\text{kWh})$$

*Load factor 50% tariff 0.1(USD/kWh)

Electricity Consumption cost (USD/Year)
**Number of total installation 100set*

Transformer Characteristics		
100kVA-11kV	NLL(W)	LL(W)
CRGO	145	1210
AMDT	90	815



With CRGO	With AMDT	Benefit
39,201	25,732	13,469USD/y



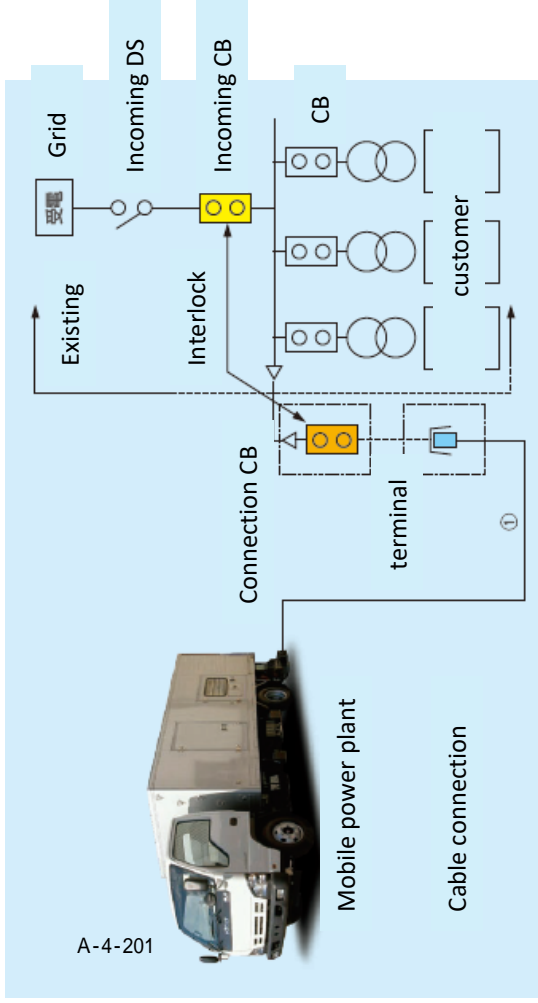
4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEU

(2) Mobile Power Station

➤ Outline

A mobile power station is a truck equipped with a set of equipment necessary for power supply, such as a Turbine, generator, transformer, etc. The parking place for the mobile power generator will be a temporary power plant.



A-4-201

➤ Main specifications

Rated capacity	Up to 2,000kVA
Turbine type	Gas or diesel turbine
Cooling type	Air
Fuel	Light oil / heavy oil/ Kerosene
Outline size	Up to 11.9m(L) x2.5m(W)x3.75m(H)

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

(3) Mobile transformer (Pad-mounted type)

For EEU

➤ Outline

This equipment is portable by truck and can be easily connected to power distribution lines to supply power to LV customers in a short period of time. As a result, it is useful for emergency power supply such as immediately after a disaster, during facility construction or during facility maintenance.

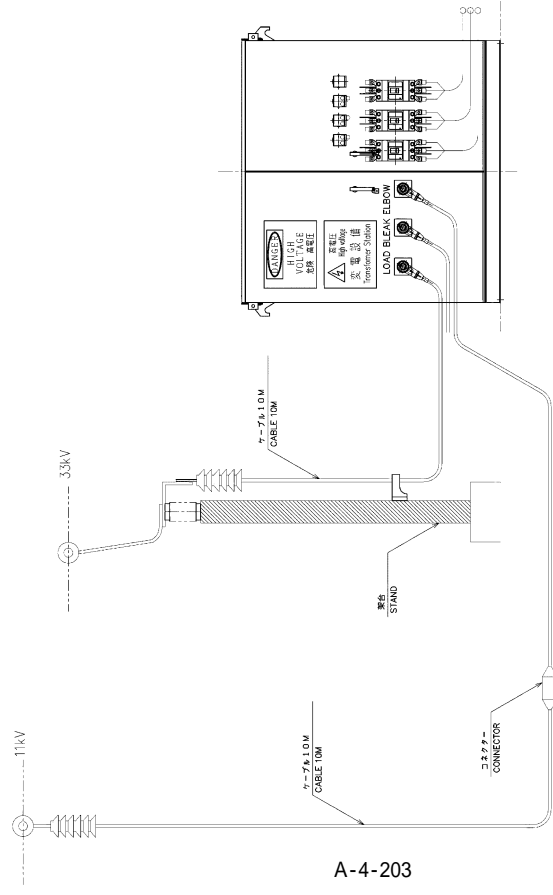


4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEU

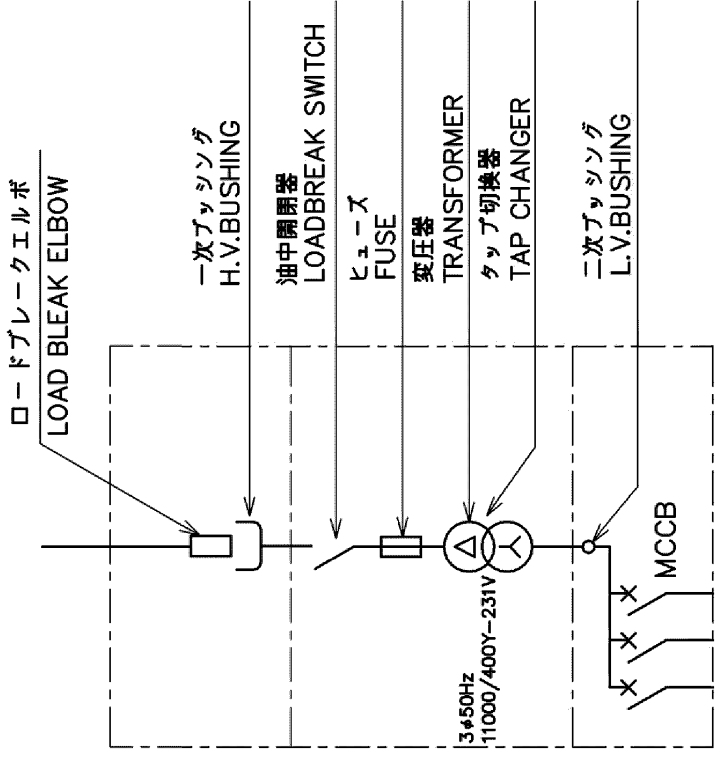
(3) Mobile transformer (Pad-mounted type)

➤ Arrangement (Conceptual diagram)



A-4-203

➤ Typical SLD



➤ Main specifications

- Primary voltage :11 to 33 kV
- Transformer capacity :up to 500 kVA
- Secondary voltage :400 V (as required)

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

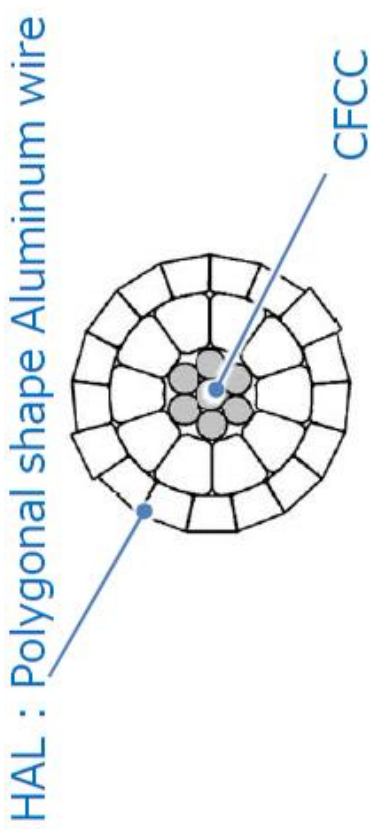
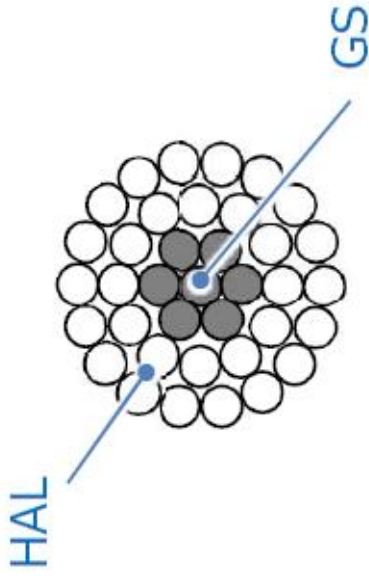
For EEP

(2) Low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor

➤ Outline

Compared to conventional ACSR conductor, low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor (ACFR) can reduce transmission losses by 30% or more under the same weight and same rated capacity conditions.

A-4-204



- **Low loss** :By increasing aluminum sectional area
- **Low sag** : By utilizing CFCC(Carbon Fiber Composite Cable)
- **Reduce wind pressure** : By Polygonal shape structure

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

(4) Low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor

For EEP

ACSR 200mm² VS Low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor 310mm²

	General ACSR 200mm ²	LL-PLY-ACFR 310mm ²	Note
Sectional area (mm ²)	HAL 198.2 GS 46.24	HAL 310.4 CFCC 34.4	
Tension (KN)	84.4	85.3	
Diameter (mm)	20.3	22.0	Almost same diameter
Weight (kg/km)	911.7	907.5	A little lighter weight
Resistance (Ω/km)	0.1470	0.0928	
Ampacity (A) @100 MW	460 (@80.1°C)	460 (@69.6°C)	Same capacity at lower temperature
Wind pressure	—	▲ 15%	Reduction of wind pressure
Sag (m)*1	13.979	13.542	Reduction of Sag
T/L loss (kW/km)	38.7	23.7 (▲ 39%)	Reduction of Loss

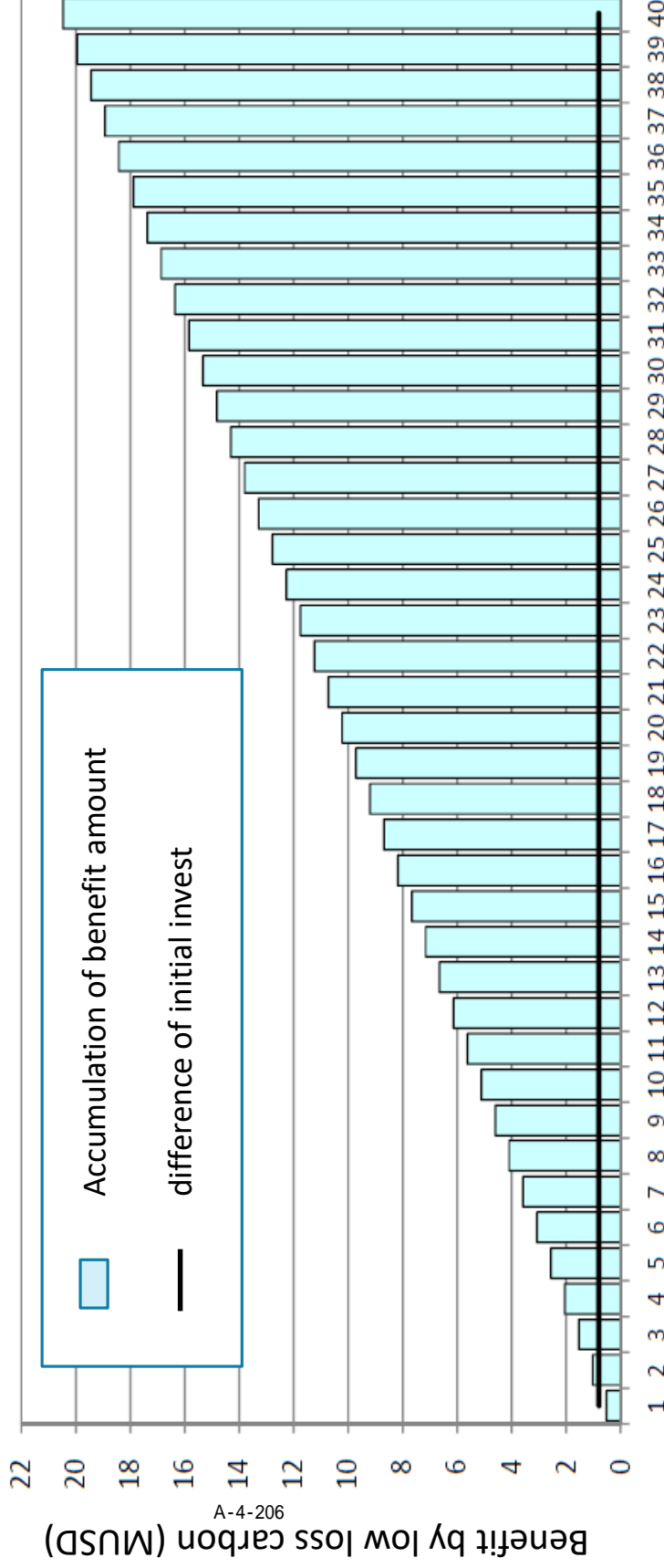
*1 Span 400m , maximum tension ≒ 40% UTS by ACSR

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

(4) Low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor

For EEP

By utilizing Low loss carbon conductor, the difference of initial investment will be recovered in 1.6 years, and the profits will be generated by loss reduction.



Calculation condition of Low loss carbon fiber reinforced aluminum conductor

For EEP

General conductor: ACSR 200mm² x single conductor

Low loss conductor: LL-PLY-ACFR 310mm² x single conductor

Transmission capacity: 100MW /cct

Load factor: 50%

Transmission length: 40km

Weather condition: Average wind speed 0.5m/s, temperature 40°C、 Insolation 0.1W/cm²
Emissivity: 0.9 Absorption :0.9

Generation unit price: 0.1\$/kWh

Conductor price: ACSR 200mm²: 2.7\$/m

LL-PLY-ACFR 310mm²: 9.1\$/m

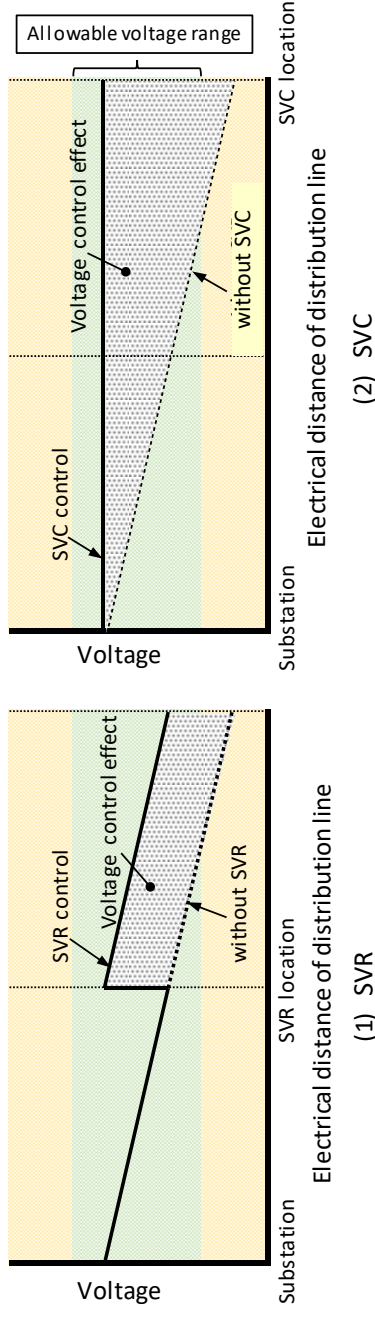
4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

(5) Reactive power regulator

For EEP

As a measure against Voltage fluctuation in the power system, stepwise voltage control by tap switching by SVR is generally utilized. However, in order to deal with irregular and steep voltage fluctuations, Static Var Compensator(SVC) is also used, which controls the voltage by adjusting reactive power continuously by applying electronics technology.

【Conceptual diagram of voltage adjustment by SVR and SVC】



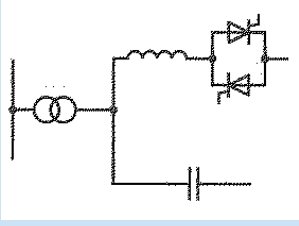
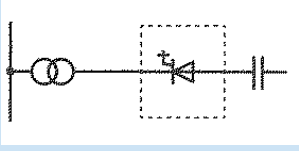
4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

Static Var Compensator

For EEP

Maintain system voltage	Suppress voltage fluctuations	Reduce power loss
Secure transmission capacity	Improve stability of grid	

【Comparison of reactive power compensator】

Items	SVC (Static Var Compensator)	STATCOM (STATic synchronous COMpensator)
Configuration	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Parallel connection of Reactor and Capacitor ✓ Reactor current is phase-controlled by thyristor 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Self-excited Inverter with capacitors ✓ Continuous reactive power control by adjusting inverter output voltage 
Feature	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reactive power supply and absorption can be varied continuously with high speed ✓ Harmonic filter is required to prevent reactor current distortion ✓ Reactive power compensation capacity decreases as grid voltage drops 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reactive power supply and absorption can be varied continuously ✓ Higher speed adjustment than SVC ✓ Multiphase inverter configuration eliminates the need for harmonic filter ✓ Low reactive power fluctuations due to sudden changes in grid voltage

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEP

For selection of reactive power compensator..

- ✓ Current situation for grid voltage fluctuation
- ✓ The impact on the power grid due to the increasing amount of introducing of renewable energy

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

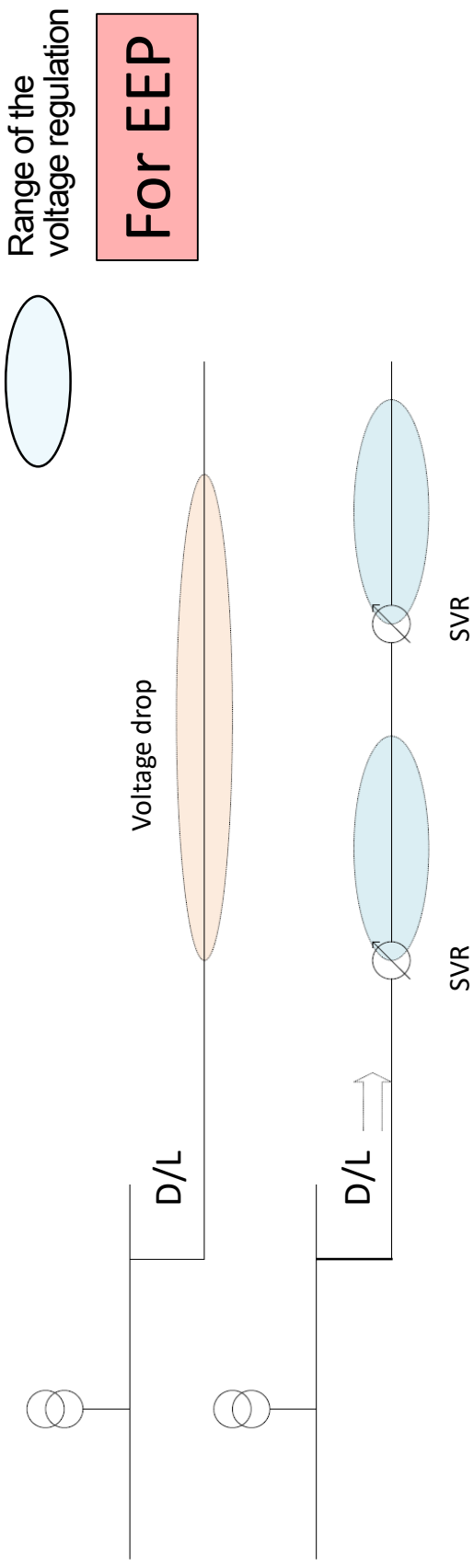
【Comparison of voltage regulating facilities for distribution line】

For EEP

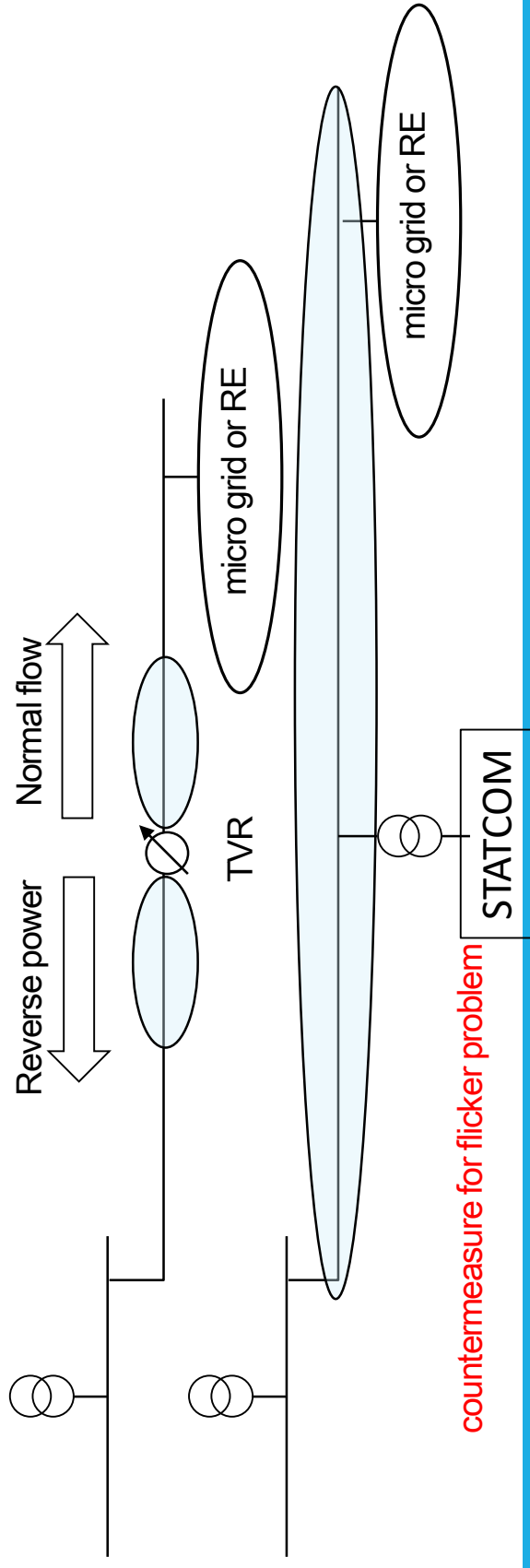
Items	SVR	TVR (Thyristor type Voltage regulator)	STATCOM (STATic synchronous COMPensator)
Configuration	Voltage tap changing by mechanical contact	Voltage tap changing by semiconductor (Thyristor)	Self-excited Inverter with capacitors to supply or absorb reactive power
Feature	<ul style="list-style-type: none"> ✓ To adjust voltage for secondary side of SVR (takes several 10 sec) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Voltage control is possible in both upstream and downstream power flow ✓ High-speed adjustment is possible for sudden voltage changes (approx. 70ms) ✓ To improve unbalance of 3phase voltage 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Voltage control is possible in both upstream and downstream power flow ✓ High-speed adjustment is possible for sudden voltage change and flicker (approx. 20ms) ✓ Voltage regulation effect extends to the entire distribution line where the device is installed
Adjustable	STEP	STEP	Continuous adjustment
Counter-measure against	Voltage drop & fluctuation	✗	✗
	flicker	N/A	✗
	Reverse power	N/A	✗

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

Network to customers (load) only



Network with connection of generation facilities such as renewable energy generator(s) (PV, Wind, etc.)



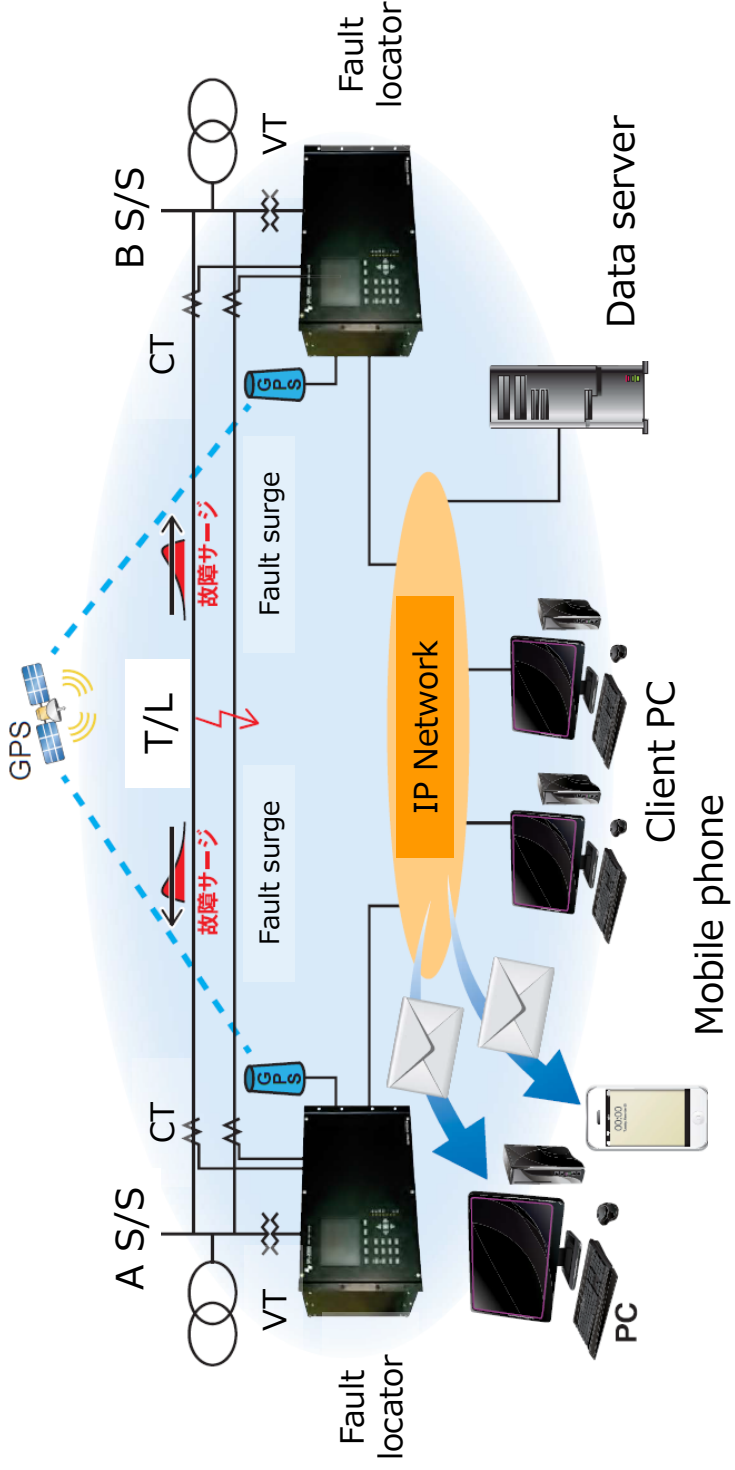
countermeasure for flicker problem

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

For EEP

(6) Transmission line fault locator

When a line fault occurs on transmission line, it takes a lot of time and manpower to identify the fault position. The fault locator provides the accurate fault location with PC through IP network just after identifying the fault. A product presented here is to measure the fault position by surge propagation speed utilizing current and voltage sensing lines.



Upon identifying the fault location, a mail message is automatically sent to the predetermined engineers and the details can be confirmed by internet browser of the client PC.

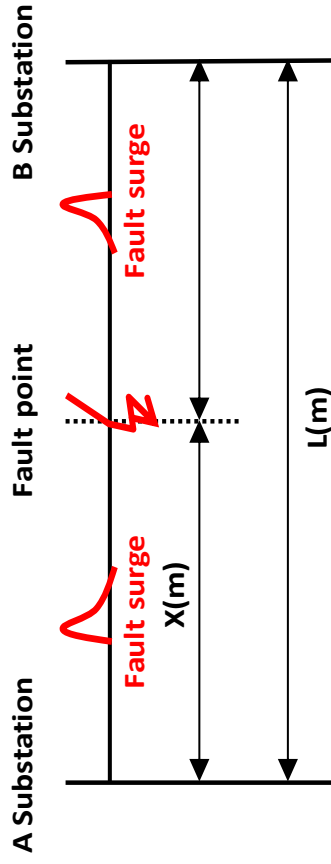
(6) Transmission line fault locator

For EEP

Specifications (example)

items	Specification
Accuracy	±200m
No of the line can be identified	Max 100 lines
Applicable neutral grounding system	Solid, resistance grounding & isolated
Applicable line	Over head line, cable line
Allowable of line length	600km

A-4-214



$$X = \frac{L}{2} + \frac{\Delta t}{2} \times v$$

$X(m)$: Distance between A substation and Fault point
 $L(m)$: Distance between A and B substation
 $\Delta t(\mu\text{sec})$: Difference in surge reaching time
 (tA) Surge reaching time at A substation
 (tB) Surge reaching time at B substation
 $v(m/\mu\text{sec})$: surge propagation speed

4. Preliminary Idea of applicable equipment for EEP and EEU

(7) Power grid operation training simulators

For EEP

There are two kinds of simulators for Power grid operators. One is a “Substation operation training simulator” and the other is a “Protective relay operation training simulator”.

“Substation operation training simulator” provides practical training in grid operation and deepen knowledge of monitoring and control of the system not only for regular operation but also response in the event of grid emergency. “Protective relay operation training simulator” provides accident events in the grid and can verify the selection, setting and operation of the protective relays, that deepen knowledge of proper application of protection relays.

【Substation Operation training simulator】

Functions

- ✓ Simulated function of grid and its related facilities
(Power flow calculation, Power system fault calculation, Inrush current simulation, Power swing simulation, Protective relays' response, etc.)
- ✓ Monitoring and operation
- ✓ Response simulation of protective relays etc.
- ✓ Management system of training (Scenario organization and evaluation of trainings)
- ✓ Setting of grid model parameters

【Simulate the aspects of several faults in the grid】

Functions

- ✓ Setting of the grid parameters in line with the actual system
- ✓ Various settings of faults (earth fault, short-circuit, multiple faults, etc.)
- ✓ Real-time feedback of actual relay response to simulator
- ✓ Evaluation of dynamic response of relays against grid accident

Case study in JICA other project in Pakistan

For EEP



Substation operation simulator

A-4-216

Customer:
Pakistan: National Transmission & Dispatch Company
Applied system
1. Substation operation simulator
2. Protection relay operation simulator
Date of Commerce: October 8th, 2018



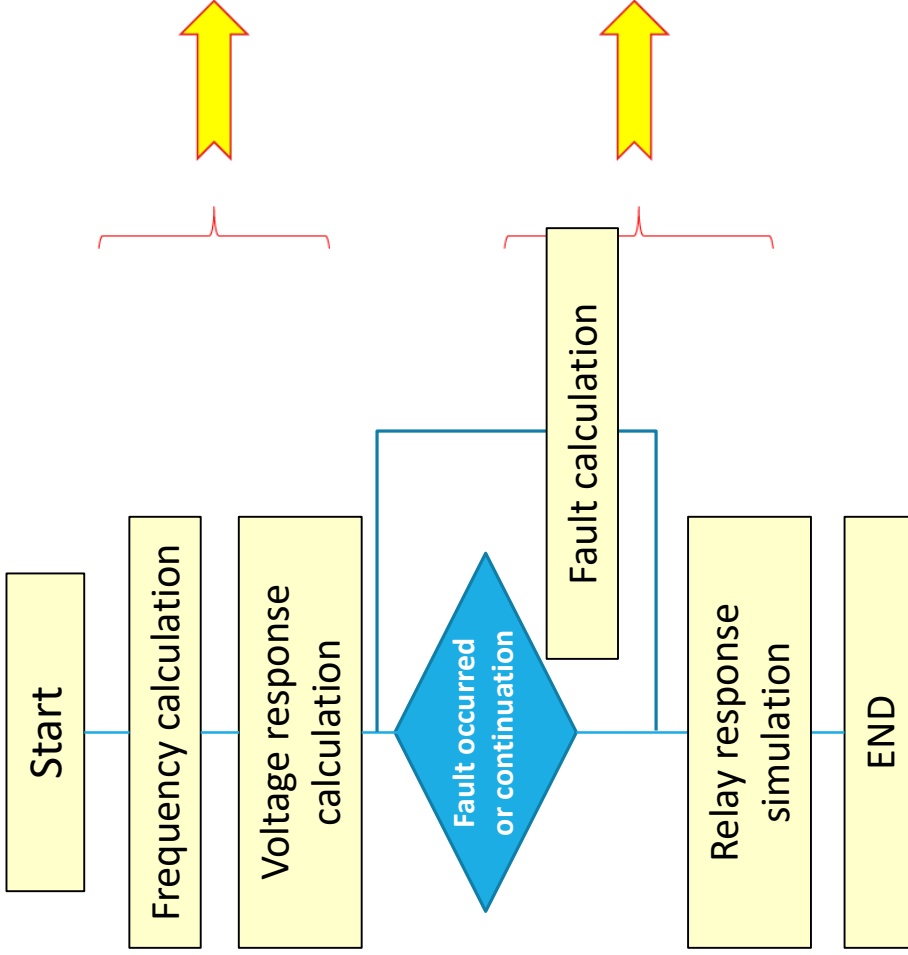
Protection relay operation simulator

EEP向け



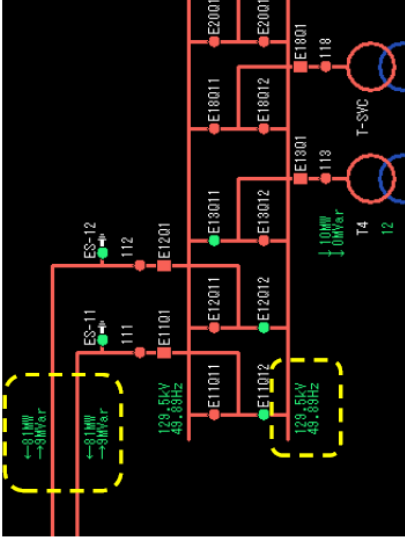
Training Center

Example of grid operation simulator

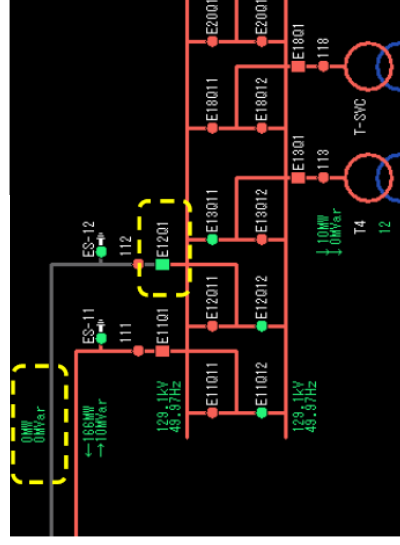


For EEP

Before accident



After accident



Thank you for your attention

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（建設中）

List of Under Construction Projects

No.	EYoC	Project Name	Asset Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description
1	2022	Ethio-Kenya Power System Interconnection Project	Transmission Line	500KV Double Circuit Line	km	199.8	Under Construction	World Bank--ADB	500kV D/C Line from Wolaita Sodo to Konso
			Substation	500KV Double Circuit Line	km	234.1			Converter Station
2	2020/2023	Genale Dawa III-Yirgalem II-Wolaita Sodo 400kV Power Transmission Project (Yirgalem II-Hawassa II Part)	Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	274	Commissioned except Yirgalem II-Hawassa II	EEP/Own Force	400kV D/C Line from Genale Dawa III to Yirgalem II
			Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	113			400kV D/C Line from Yirgalem II to Wolaita Sodo
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	47.39			230kV D/C Line from Yirgalem II to Hawassa II
			Transmission Line	132KV Double Circuit Line	km	2.93			132kV D/C Line from LILLO Point of Shashemene-Hawassa I to 132kV line to Shashemene=18km
			Transmission Line	132KV Double Circuit Line	km	0.3			132kV D/C Line from LILLO Point of Yirgalem I-Dilla 132kV Line to Yirgalem II
3	2023	Bahir Dar -Woldia II-Combolcha III 400kV Power Transmission Project	Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	296	Under Construction	Ethiopian Government	Bahir Dar II - Woldia II 400kV D/C Line
			Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	80			Woldia II - Combolcha III 400kV D/C line
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	16.1			Combolcha III - Combolcha II D/C Line
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	7			230kV D/C line from LILLO point of Alamata-Combolcha II to Woldia II; Alamata-Woldia II=82.04km and Woldia II-Combolcha II=102.45km
			Substations	400/230kV, 250MVA Transformers	Each	2			Woldia II Substation
			Substations	230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformers	Each	2			Woldia II Substation
			Substations	400/230kV, 500MVA Transformer	Each	2			Combolcha III Substation
			Substations	230/33/33kV, 150/75/75MVA Transformers	Each	2			Combolcha III Substation
			Substations	33kV, 15MVar Capacitor	Each	2			Combolcha III Substation
			Substations	400kV, 60MVA Switchable Line Reactors	Each	2			Bahir Dar II Substation
4	2021	Akaki II-Koye Abo-Kilinto-Bole Lemi Power Transmission Project	Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	11.6	Commissioned	China-Exim Bank	400kV D/C Line from Akaki II to Koye Abo
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	10.6			230kV D/C Line from Koye Abo to Bole Lemi
5	2023	Mekele-Dalol 230kV Power Transmission Project	Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	130	Under Construction	AFDB	230kV D/C Line from Mekele to Dalol
			Substation	230KV Single Circuit Line	Each	175			230kV S/C Line from Semera to Aldera
7	2021	Akaki II-Debre Zeit III-Modjo-Dukem and Ginchi PTP	Transmission Line	400KV Double Circuit Line	km	16.22	Commissioned	AFD (France Development Agency)	400kV D/C Line from Akaki II to Debre Zeit III
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	20.48			230kV D/C Line from Debre Zeit III to Modjo
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	5.25			230kV D/C Line from Debre Zeit III to Dukem
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	km	0.584			230kV D/C Line from LILLO Point of Ghedo-Gefarsa to Ginchi
			Substation	230KV Single Circuit Line	Each	40			It consists of installation of a 230kV S/C Line from Azezo to Chilga and 230/33kV, 20/25MVA Transformer at Chilga
8	2023	Azezo-Chilga, Fincha-Shambu and Metu-Masha 230kV Power Transmission Projects	Transmission Line	230KV Single Circuit Line	Each	1	Under Construction	World Bank	It consists installation of a 230kV S/C Line from Fincha to Shambu and 230/33kV, 20/25MVA Transformer at Shambu
			Transmission Line	230KV Single Circuit Line	Each	67			It consists installation of a 230kV S/C Line from Metu to Masha and 230/33kV, 20/25MVA Transformer at Masha
			Transmission Line	132KV Single Circuit Line	Each	57.1			132kV S/C Line from Beles Sugar
			Transmission Line	230KV Double Circuit Line	Each	24.661			230kV D/C Line from LILLO Point of Enda Silassie-Humera 230kV Line to Wolkait Sugar
			Transmission Line	66kV Double Circuit Line	Each	33.7			66kV D/C Line from Kesem Sugar to Awash 7Kilo
11	2022	Kesem and Tendaho Sugar Factories Power Transmission Project	Transmission Line	230KV Single Circuit Line	km	61.1	Under Construction	China-Exim Bank	230kV S/C Line from Tendaho Sugar to Semera
			Transmission Line	400kV Single Circuit Line	km	261			400kV Single Circuit Line from Wolaita Sodo to Akaki II

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（政府/他ドナー））

List of Projects with Complete Feasibility Study and Under Financing Stage: EEP is Responsible for their Implementation

No	EYoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description (Line Name etc)	Remark
1	2022	Kaliti I Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/15kV, 31.5MVA Transformer	Each	2.0	Under Construction	ADB	Kaliti I Substation	Expected to be operational by 2022
2	2022	Gelan Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/33kV, 50MVA Transformer	Each	1.0	Under Construction	ADB	Gelan Substation	Expected to be operational by 2022
3	2022	Debre Zeit III Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0	Under Construction	ADB	Debre Zeit III Substation	Expected to be operational by 2022
4	2022	Elala Geda Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/15kV, 31.5MVA Transformer	Each	1.0	Under Construction	ADB	Elala Geda Substation	Expected to be operational by 2022
5	2022	Legetafo Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	2x132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0	Under Construction	ADB	Legetafo Substation	Expected to be operational by 2022
6	2022	Holeta Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	1.0	Under Construction	ADB	Holeta Substation	Expected to be operational by 2022
7	2022	Sebeta I Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	2x132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0	Under Construction	ADB	Sebeta I Substation	Expected to be operational by 2022
8	2022	Sebeta II Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	230/33kV, 125MVA Transformer	Each	1.0	Under Construction	ADB	Sebeta II Substation	Expected to be operational by 2022
9	2024	Addis Center Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132kV Double Circuit Line 132kV Single Circuit Line 3x132/33kV, 50MVA Transformers 1x132/33kV, 50MVA Transformer	km km Each Each	13.4 1.9 3.0 1.0	Feasibility Study Done	JICA	Addis Center Substation	Expected to be operational by 2024
10	2024	Addis North Substation Transformer Upgrading	Substation	Substation Reinforcement	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done	JICA	Addis North Substation	Expected to be operational by 2024
11	2024	Weregenu Substation Transformer Upgrading	Transmission Line	New	132kV double circuit under ground Cable; XLPE (triple)	km	3.5	Feasibility Study Done	JICA	Weregenu-Connection Point I-Corobie and Weregenu-Connection Point 2-Kaliti I; Weregenu-Connection Point I=3.5km, Connection Point I-Corobie=1.054km, Weregenu-Connection Point 2=3.5km, Connection Point 2-Kaliti I=19.426km	Expected to be operational by 2024
12	2025	Hurso-Hara IV-Jijiga II and Fafem and Berkot PTP	Substation	Substation Reinforcement	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	1.0	Under Feasibility Study	ADB	Weregenu Substation	
13	2024	Bahir Dar Industry Park PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line 132kV Single Circuit Line	km km	50.0 8.0	Feasibility Study Done	IPDC	Hurso II - Hara IV Line Hara IV - Hara III Line	
14	2023	Gende Arba Integrated Agro Industry Power Supply Project	Substation	New	2x230/132kV, 63MVA Transformer 132/33/15kV, 25/25/12.5MVA Transformer	Each Each	2.0 1.0	Feasibility Study Done	Ethiopian Government	Hara IV - Jijiga II Line Jijiga II - Jijiga Line LILo Point of Hara III - Jijiga to Fafem; Jijiga-Fafem=30.5km and Hara III-Fafem=65.5km Degehabour - Berkot Line Berkot - Kehridehar Line	
15	2028	Alamata-Lalibela 132kV PTP	Substation	New	132/33kV, 31.5MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done	ADB	Hara IV Substation Jijiga II Substation Fafem Substation Degehabour Substation	
16	2028	Metehara Sugar Factory 132kV Power Transmission Project	Transmission Line	New	230/132/15kV, 125/125/37.5MVA Transformer 132kV Double Circuit Line 132kV Single Circuit Line 132/33kV, 31.5MVA Transformer	km km km km	5.0 2.0 12.0 1.0	Feasibility Study Done	IPDC	Bahir Dar II - Meta Line LILo to Bahir Dar Industry; Bahir Dar Industry Park Substation Gende Arba Substation Alamata - Lalibela Line Lalibela Substation	
17	2020	Nedjo Woreda Power Supply PTP	Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line 132/33kV, 20/25MVA Transformer 33kV, 8MVA Reactor	km km Each	1.0 1.0 1.0	Temporary Supply	L&T	Metehara Sugar Substation Ghimbi - Mengdi Line LILo to Nedjo; Ghimbi-Nedjo=69km Nekemte - Ghimbi Line LILo to Dedessa; Nekemte-Dedessa=65.25km and Dedessa-Ghimbi=50.75km	
18	2025	Nekempt II PTP	Substation	Existing	500/230kV, 250MVA Transformer 230/33kV, 125MVA Transformer	km Each	35.0 2.0	Feasibility Study Done	L&T	Nedjo Substation Dedessa Substation Nekemte II Substation Awash TS - MPS1 TS Line MPS1 - MPS2 TS Line MPS2 TS - Debra Birhane I Line Shea Robit - MPS3 TS Line MPS3 TS - MPS4 TS Line MPS4 TS - MPS5 TS Line MPS5 TS - Kemissie Line Combolcha II - Combolcha III LILo at MPS6 TS; Combolcha II-MPS 6=5.3km and MPS 6-Combolcha III=14km	

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（政府/他ドナー））

No	EyoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description (Line Name etc)	Remark
19	2023	Awash-Woldia Rail Way PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	0.5	Under Construction	Ethiopian Government/Railway Corporation	Combolcha II - Woldia II - Alamata Line L1LO at MPS7 TS; Combolcha II-MPS 7 TS=40.6km and MPS 7 TS-Woldia II=62.85	
			Transmission Line		230kV Double Circuit Line	km	4.0			Combolcha II-Alamata Line L1LO at MPS8 TS Line; Alamata-MPS 8 TS=17.75km and MPS 8 TS-Combolcha II=85.7km	
			Substation		132/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS1 Substation	
			Substation		132/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS2 Substation	
			Substation		132/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS3 Substation	
			Substation		132/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS4 Substation	
			Substation		132/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS5 Substation	
			Substation		230/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS6 Substation	
			Substation		230/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS7 Substation	
			Substation		230/27.5kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			MPS8 Substation	
20	2024	Injibara 230kV PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	35.0	Feasibility Study Done	L&T	Bure-Agro - Injibara Line	
			Substation		230/33/15kV, 63/40/25MVA Transformer	Each	2.0			Injibara Substation	
			Substation		230kV Double Circuit Line	km	240.0				
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	90.0			Wolaita Sodo II - Shigedan Line	
			Transmission Line		132kV Double Circuit Line	km	72.0			Wolaita Sodo II - Shigedan Line L1LO to Arbaminch II; Wolayta Sodo II-Arba Minch II=201km and Arbaminch II-Shigedan=219km	
			Transmission Line		132kV Single Circuit Line	km	10.4			Shigedan - Terga Line	
			Substation		400/230kV, 250MVA Transformer	Each	2.0			Arbaminch II - Arbaminch I Line	
			Substation		230/132kV, 125MVA Transformer	Each	2.0			Wolaita Sodo II Substation	
			Substation		132/33kV, 50MVA Transformer	Each	3.0			Shigedan Substation	
			Substation		230/132kV, 125MVA Transformer	Each	2.0			Arbaminch II Substation	
			Substation		132/15kV, 63MVA Transformer	Each	2.0			Arbaminch II Substation	
			Substation		132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Arbaminch II Substation	
			Substation		132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Arbaminch II Substation	
			Substation		203kV, 15MVar Line Reactors	Each	2.0			Terga Substation	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	35.0	Feasibility Study Done		Wolaita Sodo II Substation	
			Substation		132/33/15kV, 40/20/20MVA Transformer	Each	1.0			Beles Sugar - Pawie Line	
			Substation		132/33kV, 20/25MVA Transformer	Each	2.0			Beles Sugar Substation	
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	5.0	Feasibility Study Done		Pawie Substation	
			Transmission Line		132kV Double Circuit Line	km	26.0			Alaba-Shashene Line L1LO at Corbetti; Alaba-Corbetti=35km and Corbetti-Shashene=38.23km	
			Transmission Line		132/15kV, 63MVA Transformers	km	2.0			Corbetti-Awassa II Line	
			Transmission Line		132/15kV, 63MVA Transformer	Each	2.0			Corbetti Substation	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	4.0	Feasibility Study Done	Government	Yigalena II - Weyneta Line	
			Substation		132/33kV, 40/50MVA Transformer	Each	2.0			Weyneta Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	4.0	Under Construction		Avisha TS - Dawale TS Line L1LO at Avisha Wind; Avisha Avisha Wind Substation	
			Substation		33/230kV, 180MVA Transformer	Each	2.0			Avisha Wind Substation	
			Transmission Line	New	230/33kV, 50MVA Transformers	Each	2.0	Feasibility Study Done	IPDC	Avisha Wind Substation (for Industry Park)	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	10.0	Feasibility Study Done		Hurso - Dire Dawa Industrial Line	
			Substation		230/33/33kV, 150/75/5MVA Transformer	Each	2.0			Dire Dawa Industrial Substation	
			Substation		230/33/33kV, 150/75/5MVA Transformer	Each	2.0			Dire Dawa Industrial Substation	
			Substation		33kV, 15MVar Capacitor	Each	4.0			Dire Dawa Industrial Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	10.0	Feasibility Study Done	IPDC	Adama II - Adama Industrial Line	
			Substation		230/30/33kV, 125MVA	Each	2.0			Adama Industrial Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	1.0	Feasibility Study Done		Humera - Dansha Line L1LO at Beaker Agro; Humera-Beaker Agro Substation	
			Transmission Line		230/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Beaker Agro Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	15.0	Feasibility Study Done		Messobo Industrial - Mekele Industrial Line	
			Substation		132/132, 125MVA Transformer	Each	2.0			Mekele Industrial Substation	
			Substation		132/15kV, 63MVA Transformer	Each	2.0			Mekele Industrial Substation	
			Substation		132/15kV, 63MVA Transformer	Each	2.0			Mekele Industrial Substation	
			Substation		33kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Mekele Industrial Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	5.0	Feasibility Study Done	World Bank	Melka Wakema - Koka Line L1LO at Bokoji; Melka Bokoji Substation	
			Transmission Line	New	230/33kV, 20/25MVA Transformer	Each	2.0			Beles - Beles Sugar Line L1LO at Shawera; Beles-Shawera Substation	
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	15.0	Feasibility Study Done		Shawera Substation	
			Transmission Line	New	132/33kV, 31.5MVA Transformer	Each	2.0			Butajira - Worabe Line	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	40.0	Feasibility Study Done	L&T	Butajira Substation	
			Substation		132/33kV, 31.5MVA Transformer	Each	1.0			Butajira Substation	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	90.0	Feasibility Study Done		Humera - Dansha Line	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	132.0	Feasibility Study Done	Ethiopian Government	Gondar II - Dansha Line	
			Transmission Line		230/33kV, 65MVA Transformer	Each	1.0			Dansha Substation	

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（政府/他ドナー））

No	EyoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description (Line Name etc)	Remark
			Substation	New	230/66/15kV, 63/40/23MVA Transformer	Each	2.0			Gondar II Substation	
35	2024	Mehal Meda 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	100.0	Feasibility Study Done	L&T	Kemissie - Mehal Media Line	
			Substation	New	132/33kV, 40/50MVA Transformer	Each	2.0			Mehal Media Substation	
36	2024	Mekane Selam 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	150.0	Feasibility Study Done	L&T	Dessie - Mekane Selam Line	
			Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2.0			Mekane Selam Substation	
37	2024	Wereilu 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	110.0	Feasibility Study Done	L&T	Chanchabo - Alem Ketema Line	
			Substation	New	132kV Double Circuit Line	km	0.5			Akista - Alem Ketema Line L1LO at Were Ilur, Alem Ketema Were Ilur=65.69km and Were Ilur-Akista=85.5km Were Ilur Substation	
			Transmission Line	New	132/33kV, 40/50MVA Transformer	Each	2.0			Tekeze - Mekele Line L1LO at Messobo Industrial;	
38	2025	Messobo Industrial Zone PTP	Transmission Line Substation	New	230/132kV, 125MVA Transformer	km	1.0	Feasibility Study Done	IPDC	Messobo Industrial Substation	
			Substation	New	132/33kV, 125MVA Transformer	Each	2.0			Messobo Industrial Substation	
			Transmission Line	New	33kV, 15MVar Capacitor	Each	4.0			Messobo Industrial Substation	
39	2024	Jimma Industry Park 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	11.0	Feasibility Study Done	IPDC	Gibe New - Jimma II Line L1LO at Jimma Industrial; Gibe Jimma Industrial	
			Substation	New	230/33kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Jimma Industrial	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5			Woldia - Alamata Line L1LO at Alem TS; Woldia-Alem	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	5.0			Alamata - Mehoeni L1LO at Kufkuftu; Alamata-Kufkuftu	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	47.0			Mehoni - Meisha TS Line	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	40.0			Meisha TS - Adigudem TS Line	
			Transmission Line	New	230kV Single Circuit Line	km	35.0			Adigudem TS - Mekele TS Line	
40	2025	Power Supply for Woldia - Mekele Railway PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Single Circuit Line	km	6.0	Feasibility Study Done	Ethiopian Government/ Railway Corporation	Mekele TS - Ashgoda Line	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	1.0			Alem TS Substation	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	1.0			Kufkuftu TS Substation	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	1.0			Mehoni Substation	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	2.0			Meisha TS Substation	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	1.0			Adigudem TS Substation	
			Substation	New	230/27.5kV, 66MVA Transformer	Each	1.0			Mekele TS Substation	
41	2025	Beyeda 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Single Circuit Line	km	50.0	Feasibility Study Done	L&T	Tekeze - Beyeda Line	
			Substation	New	230/33kV, 20/25MVA Transformers	Each	2.0			Beyeda Substation	
42	2022	Adama II 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	1.0	Feasibility Study Done	Oromia Regional Government	Koka - Hursu Line L1LO at Adama II; Koka-Adama II=1km and Adama II-Hursu=296	
			Substation	New	132kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Merchara - Nazren II Line L1LO at Adama II; Merchara-Adama II=81km and Adama II-Nazren II=21km	
			Substation	New	15kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Adama II Substation	
			Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	57.0			Adama II Substation	
43	2024	Ghimbi-Kamashi 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	1.0	Feasibility Study Done	L&T	Ghimbi - Kamashi Line	
			Substation	New	132/33kV, 20/25MVA Transformer	Each	1.0			Kamashi Substation	
			Substation	New	132kV, 10MVar Shunt Reactor	Each	1.0			Kamashi Substation	
			Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	km	92.0			Debre Markos - Bure Agro Line	
44	2023	Bure Agro Industry Park 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230/15kV, 50MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done	Government	Bure Agro Substation	
			Substation	New	33kV, 15MVar Capacitor	Each	1.0			Bure Agro Substation	
45	2024	Shakiso 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	126.0	Feasibility Study Done	L&T	Yrgalem II - Shakiso Line	
			Substation	New	230/132/15kV, 125/125/37.5MVA Transformer	Each	2.0			Shakiso Substation	
46	2025	Kulha Industrial PTP	Transmission Line Substation	New	230/132kV, 125MVA Transformer	km	1.0	Feasibility Study Done	IPDC	Mekele - Mehoeni Line L1LO at Kulha; Mekele-Kulha Industrial=1km and Kulha Industrial-Mehoni=89km	
			Substation	New	15kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Kulha Substation	
			Substation	New	15kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Kulha Substation	
			Substation	New	33kV, 2x15MVar Capacitor	Each	2.0			Kulha Substation	
47	2024	Arsi Robe 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	75.0	Feasibility Study Done	L&T	Arsi Robe Substation	
			Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2.0			Arsi Robe Substation	
			Substation	New	132kV, 30MVar Capacitor	Each	1.0			Arsi Robe Substation	
48	2027	Finote Selam 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.0	Feasibility Study Done	Finote Selam Substation	Debre Markos - Bure Agro Line L1LO at Finote Selam;	
			Substation	New	230/33/15kV, 63/40/23MVA	Each	2.0			Finote Selam Substation	
49	2024	Ajebar 132kV Power Transmission Project	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	55.0	Feasibility Study Done	L&T	Akista - Ajebar Line	
			Substation	New	132/33kV, 40/50MVA Transformer	Each	2.0			Ajebar Substation	
50	2024	Aretri Industrial Park PTP	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 125MVA Transformer	km	30.0	Feasibility Study Done	IPDC	Koka - Hursu Line L1LO at Aretri; Koka-Aretri=70km and	
			Substation	New	33kV, 15MVar Capacitor	Each	2.0			Aretri Substation	
			Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	65.0			Aretri Substation	
51	2025	Dangila 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done	World Bank	Bahir Dar Industrial - Dangila Line	
			Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3.0			Dangila Substation	
52	2023	Debre Tabor 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer	km	43.0	Feasibility Study Done	World Bank	Bahir Dar II- Nefas Mewucha Tap L1LO at Debre Tabor;	
			Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	43.0			Debre Tabor Substation	
53	2023	Dejen 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer	km	2.0	Feasibility Study Done	World Bank	Debre Markos - Dejen Line	
			Substation	New	230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer	Each	2.0			Dejen Substation	

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（政府/他ドナー））

No	EYoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description (Line Name etc)	Remark	
54	2024	Dessie II 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line 230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer	km Each	7.0 2.0	Feasibility Study Done	L&T	Woldia - Combolcha II Line L1LO at Dessie; Woldia-Dessie Substation		
55	2025	Wurgessa 230kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line 230/33kV, 20/25MVA Transformer	Each	1.0	Feasibility Study Done		Woldia - Combolcha II Line L1LO at Wurgessa; Woldia-Wurgessa Substation		
56	2026	Connection of Koyisha Hydro Power Plant to EEP's National Grid	Transmission Line Substation	New	400kV Double Circuit Line	km	142.0	Feasibility Study Done	L&T		Gibe III - Koyisha Line	
					400kV Double Circuit Line	km	160.0				Jimma New - Gibe II Line	
					400kV Single Circuit Line (D/C Tower)	km	92.0				Jimma New - Gibe II Line	
					400kV Single Circuit Line (D/C Tower)	km	170.0				Jimma New Substation	
					400kV 45MVar Line Reactor	Each	2.0				Gibe III line at Koyisha Substation	
400kV 90MVar Line Reactor	Each	1.0	Jimma New Line at Koyisha Substation									
400kV 90MVar Bus Reactor	Each	1.0	Jimma New Substation									
230kV Double Circuit Line	km	11.0	Feasibility Study Done		Melka Wakana - Koka Line L1LO at Tulumoye; Melka Modjo - Tulumoye Line							
230kV Double Circuit Line	km	55.0	Feasibility Study Done		Adama Industrial - Tulumoye Line							
132kV Double Circuit Line	km	50.0	Feasibility Study Done		Nekemte-Bedele Line L1LO at Ardio Didessa; Nekemte-Ardio Didessa							
132kV Double Circuit Line	km	1.0	Feasibility Study Done		33kV, 15MVar Capacitor							
132kV Double Circuit Line	Each	2.0	Contract Signed		Melka Wakana-Yadot L1LO at Bale Robe; Melka Wakana-Bale Robe Substation							
132kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	km	55.0	Feasibility Study Done		230/33/15kV, 40/20/20MVA Transformer							
132kV Single Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		132kV Single Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	54.0	Feasibility Study Done		132kV Single Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		33/230kV, 125MVA Transformer							
132kV Double Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		132kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		33/230kV, 125MVA Transformer							
132kV Double Circuit Line	km	1.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	5.0	Feasibility Study Done		33/230kV, 180MVA Transformer							
230kV Double Circuit Line	km	0.5	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
2x33/230kV, 180MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
132kV Single Circuit Line	Each	196.0	Feasibility Study Done		132kV Single Circuit Line							
132kV Single Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	km	3.1	Feasibility Study Done		230/66/15kV, 63/40/23MVA							
230kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	km	2.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer							
230kV Double Circuit Line	km	90.0	Feasibility Study Done		230/33/15kV, 63/40/23MVA Transformer							
230kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		132kV Single Circuit Line							
132kV Single Circuit Line	km	65.0	Feasibility Study Done		230/33/15kV, 40/40/12MVA							
132kV Single Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		230/33/15kV, 63/40/23MVA							
132kV Single Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		230kV Single Circuit Line							
230kV Single Circuit Line	km	125.0	Feasibility Study Done		230kV Single Circuit Line							
230kV Single Circuit Line	km	53.0	Feasibility Study Done		25MVar Line reactor at Mile for Semera line							
25MVar Line reactor at Mile for Semera line	Each	1.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	Each	1.0	Feasibility Study Done		230kV Double Circuit Line							
230kV Double Circuit Line	km	2.0	Feasibility Study Done		230kV, 7.5MVar Fixed Line Reactor							
230kV, 20MVar Switchable Line Reactor	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV, 7.5MVar Fixed Line Reactor							
230kV, 7.5MVar Fixed Line Reactor	Each	2.0	Feasibility Study Done		230kV, 20MVar Switchable Line Reactor							
230kV, 20MVar Switchable Line Reactor	Each	2.0	Feasibility Study Done		132kV Double Circuit Line							
132kV Double Circuit Line	km	25.00	Feasibility Study Done		132/15 kV, 50MVA Transformer							
132kV Double Circuit Line	Each	2.0	Feasibility Study Done		132kV Single Circuit Line							
132kV Single Circuit Line	km	76.8	Feasibility Study Done		15kV, 15MVar Capacitor							
15kV, 15MVar Capacitor	Each	1.0	Feasibility Study Done		132/33/15kV, 25/25/12.5MVA Transformer							
132/33/15kV, 25/25/12.5MVA Transformer	Each	1.0	Feasibility Study Done		132kV, 45MVar Shunt Capacitor							
132kV, 45MVar Shunt Capacitor	Each	1.0	Feasibility Study Done		132/33/15kV, 50/25/25MVA Transformer							
132/33/15kV, 50/25/25MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done		132/15kV, 25MVA Transformer							
132/15kV, 25MVA Transformer	Each	1.0	Feasibility Study Done									

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（政府/他ドナー））

No	EYoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description (Line Name etc)	Remark
75	2024	Transmission Network Reinforcement Project	substation	Existing	132kV, 45MVar Shunt Capacitor	Each	1.0	Feasibility Study Done		Assela Substation	
			substation	Existing	33kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Assela Substation	
			substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Assela Substation	
			Substation	Existing	132/15kV, 25MVA Transformer	Each	1.0			Awash II Substation	
			Substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Awash II Substation	
			Substation	Existing	66/15kV, 25MVA Transformer	Each	1.0			Amihara Substation	
			Substation	Existing	66/33/15kV, 8.4/8.4/4.2MVA Transformer	Each	1.0			Amihara Substation	
			Substation	Existing	15kV, 10MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Amihara Substation	
			Substation	Existing	15kV, 5MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Amihara Substation	
			Substation	Existing	33kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Nuraena Substation	
			Substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Nuraena Substation	
			Substation	Existing	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	1.0			Wukro Substation	
			Substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Adwa Substation	
			Substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Adwa Substation	
76	2025	North Region Electric Power Distribution System Rehabilitation and Reinforcement Project	Substation	Existing	132/15kV, 31.5MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done		Adigrat Substation	
			Substation	Existing	15kV, 15MVar Shunt Capacitor	Each	1.0			Adigrat Substation	
			Substation	Existing	230/33/15kV, 63/23/40MVA Transformer	Each	1.0			Endassie Substation	
			Substation	Existing	230/132kV, 125MVA Transformer	Each	1.0			Endassie Substation	
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	8.0			Asum Substation	
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	0.5			Subhita-Gegetafo Line L1LO at Gurara; Subhita-Gurara=17.3km and Gurara-Gegetafo=19.3km	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	1.5			Addis North-Addis East II L1LO at Gurara; Addis North-Kaliti-Kaliti North	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	13.0			Kaliti-Kaliti North	
			Substation	New	230/132 kV, 125MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done	ADB	Sebeta-Reppie Waste-Mekamissa (Reconductoring); Sebeta-Reppie=7km and Reppie-Mekamissa=6km	
			Substation	New	132/15 kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Gurara Substation	
			Substation	Existing	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	1.0			Gurara Substation	
			substation	Existing	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	2.0			Mekamissa Substation; Upgrading 20MVA TR to 50MVA TR	
			Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	75.0	Feasibility Study Done		Gofa/Addis South II Substation; Upgrading 25MVA TRs to 50MVA TRs	
			Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2.0	Feasibility Study Done		Arba Minch - Konso Line	
			Transmission Line	New	500kV Double Circuit Line	km	17.0	Under Feasibility Study	World Bank	Konso Substation	
			Substation	Existing	150MVar Reactor	Each	2.0	Update			
			Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	10	Under Feasibility Study			
			substation	New	33/230kV, 150MVA Transformer	Each	2				
78	2025	Konso 132kV PTP	Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	75.0	Feasibility Study Done		Arba Minch - Konso Line	
79	2026	Ethiopia-Sudan Second Power System Interconnection Project	Transmission Line	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2.0	Under Feasibility Study	World Bank	Konso Substation	
80	2024	Assela Wind Farm 230kV Integration PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	10	Under Feasibility Study			

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（プライベート））

List of Projects to be Financed and Implemented by Privately Owned Industries

No	EYoC	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description	Remarks
1	0	Shoaxing LI Plastic 132kV PTP	Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	0.5	Feasibility Study Done	Private	Legetafo-Debre Birhane I Line L1LO at Shoaxing; Legetafo-Shoaxing=5.5km and Shoaxing-Debre Birhane I=45.5km Shoaxing Substation	It is supplied by 33kV line and not important to consider in transmission expansion plan. It is considered in the LV Industrial
2	0	Walia Steel Industry 132kV PTP	Substation	New	132/33kV, 10MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan. It is getting by 33kV line from Sebeta II
3	2023	Habesha Cement 132kV PTP	Transmission Line	New	132/15kV, 31.5MVA	km	2	Feasibility Study Done	Private	Holeta-Habesha Cement Line	Currently it is getting from Geleesa-Muger line by Tap temporarily and it will be supplied from Holeta in the near future permanently.
4	2024	Hujian Light Industry Zone 230kV PTP	Substation	New	132/6.3kV, 31.5MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private	Habesha Cement Substation	Currently it is getting from Mekanissa substation
5	2022	Derba Midroc Cement Factory Expansion PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	0.05	Feasibility Study Done	Private	Kaliti I-Sebete I line L1LO at Hujian; Kaliti I-Hujian=1km and Hujian-Sebete I=7.26km Hujian Substation	Assumed to be operational by 2023. Contract has been signed for supervision and administration; but still not connected.
6	2021	C and E Brothers 132kV PTP	Transmission Line	New	132kV Single Circuit Line	km	25	Feasibility Study Done	Private	Chancho-Debra Line	
7	2024	Dangate Power Supply Upgrading	Substation	New	132/33/6.6kV, 50/545MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private	Derba-Cement Substation	Commissioned and operational
8	2021	George Shoe Ethiopia 132kV PTP	Transmission Line	New	6.6kV, 10MVA capacitor	Each	3	Feasibility Study Done	Private	Gelan-Ehala Geda Tap L1LO at C&E Brothers; Gelan-C&E Brothers=27.5km and C&E Brothers-Ehala Geda Tap=17.5km C&E Brothers Substation	Additional line will be installed from Chancho to Dangate to make the power supply more reliable. About 27.79MW additional demand is expected by 2024.
9	2024	Keradyun Industries PTP	Substation	New	132kV Double Circuit Line	km	0.36	Feasibility Study Done	Private	C&E Brothers Substation	
10	0	New Wave Alloy Manufacturing PTP	Transmission Line	New	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private	Chancho-Dangote Line	
11	2024	ASCOM Mining Ethiopia PTP	Substation	New	132/15kV, 40/50MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private	Dangote Substation	Commissioned and Operational
12	2024	Qingmin Chen Power Supply Project	Transmission Line	New	15kV, 15MVA capacitor	Each	1	Feasibility Study Done	Private	Gelan-Kanoria-Mjops-Mjops-TP L1LO at George Shoe; Kanoria-George Shoe=1km and George Shoe-Mjops-Mjops-TP=4km George Shoe Substation	Two dedicated transformers will be installed at Krus Alloy Substation to serve the Keradyun Load; and there is no any new transmission line. Assumed to be operational by 2024.
13	0	Dejema Chemical Engineering PLC PTP	Transmission Line	New	None	Each	2	Feasibility Study Done	Private	None	Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
14	2019	SINO Steel PLC 230kV PTP	Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	5	Feasibility Study Done	Private	Krus Alloy Substation	Assumed to be operational by 2024
15	2019	AYKA ADDIS Textile PTP	Transmission Line	New	132/33/15kV, 31.5/31.5/31.5MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private	ASCOM Mining Substation	Two dedicated transformers will be installed at SINO Steel Substation to serve the head of Qingmin Chen; and there is no any new transmission line.
16	2023	Krus Alloy PLC 230kV PTP	Substation	New	230/33kV, 50MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private	ASCOM Mining Substation	Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
17	0	Addis Ababa Glass 132kV PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	5	Feasibility Study Done	Private	ASCOM Mining Substation	The demand is considered as it was operational.
18	0	Ethiopian Iron and Steel Factory 132kV PTP	Substation	New	230/35kV, 125MVA	Each	2	Feasibility Study Done	Private	Legetafo-Debre Birhane II Line L1LO at SINO Steel Substation	It is not new demand and it is included in the historical demand history. The scope of the transmission is to reconductor the existing line.
19	2023	Addis Ababa Airport 132kV PTP	Transmission Line	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private	Enda Silasie/Shire-Walkaya line L1LO at Krus Alloy; Enda Silasie/Shire-Krus Alloy=10km and Krus Alloy-Walkaya=15km Krus Alloy Substation	It was under construction; but now there is little information about this project due to current security issue.
20	0	Ahadukes Food Products 132kV PTP	Substation	New	2&2,30/11kV, 20/25MVA	Each	3	Feasibility Study Done	Private	Enda Silasie/Shire-Walkaya line L1LO at Krus Alloy; Enda Silasie/Shire-Krus Alloy=10km and Krus Alloy-Walkaya=15km Krus Alloy Substation	Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	6	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Substation	New	15kV, 15MVA capacitor	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Substation	New	132/15kV, 25MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Transmission Line	New	15kV, 10MVA capacitor	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan.
			Transmission Line	New	132kV Double Circuit Line	km	5	Feasibility Study Done	Private		It is under construction; EEP is supervising and administering the contract. It is expected to be operational by 2023
			Substation	New	132/15kV, 50MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan. It is getting by 33kV line
			Transmission Line	New	15MVA capacitor	Each	2	Feasibility Study Done	Private		
			Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	1	Feasibility Study Done	Private		
			Substation	New	132/15kV, 20/25MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（プライベート））

No	EY/c	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description	Remarks
21	0	ABAY Industrial Development S.C Steel Factory PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Double Circuit Line	km	9	Feasibility Study Done	Private		Even if the feasibility study is conducted there is no any progress and disregarded from the transmission expansion plan. It is getting by 33kV line.
22	2024	ABAY Industrial Development S.C Cement Factory PTP	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 50MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Supervision and administration contract has been signed and it is under bid document preparation phase. It is expected to be operational by 2024
23	0	Juniper Glass 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Single Circuit Line	km	4	Feasibility Study Done	Private		Dejen-Abay Cement
24	0	Habesha Steel Mills 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Abay Cement Substation
25	2023	East Cement PTP (Revised)	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	6	Feasibility Study Done	Private		Debre Birhane II Juniper Glass
26	2024	Tadash Trading Power Transmission Project	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 40/50MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Juniper Glass Substation
27	2022	Woda Metal Industry 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Juniper Glass Substation
28	2025	Dashen Brewery 132kV PTP	Transmission Line Substation	New	33kV, 15MVar Capacitor	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Juniper Glass Substation
29	2022	ANRS Metal Industry PTP	Transmission Line Substation	New	66kV Single Circuit Line	km	15	Feasibility Study Done	Private		Gebre Guracha-East Cement Line
30	2023	Eastern Industry Zone PTP	Transmission Line Substation	New	66/33kV, 25MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		East Cement Substation
31	0	East Cement PTP	Transmission Line Substation	New	None	km	0	Feasibility Study Done	Private		None
32	2025	Goda Bottle and Glass S.C PTP	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 50MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Debre Zeit III Substation to serve the load of Tadash; and there is no any new transmission line.
33	2024	ICT Park PTP	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	1	Feasibility Study Done	Private		Sebeta I-Walkite line ILO at Woda Metal; Sebeta I-Woda Metal=22km and Woda Metal-Walkite=16km
34	2024	Tulucapt Gold	Transmission Line Substation	New	230/15kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Woda Metal Substation
35	2024	Raval Steel PTP	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Debre Birhane II-Dashen Brewery
36	2026	Zenit Gebis Eshet Ethiopia Steel	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	1	Feasibility Study Done	Private		Dashen Brewery Substation
37	2024	Huano Steel and Ferro	Transmission Line Substation	New	132kV Double Circuit Line	km	9	Feasibility Study Done	Private		Bahir Dar II-Tis Abay II line LILO at ANRS Metal; Bahir Dar II-ANRS Metal=11km and ANRS Metal-Tis Abay II=35.96km
38	2024	Rich Land Biochemical Products PLC Power Transmission Project	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		ANRS Metal Substation
39	2024	GADA Special Economic Zone	Transmission Line Substation	New	230kV Single Circuit Line	km	20	Feasibility Study Done	Private		East Industry Zone substation
40	2024	GADA SEZ	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Cancelled
41	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	8	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
42	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
43	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
44	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
45	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
46	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	70	Feasibility Study Done	Private		Cancelled
47	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
48	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
49	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
50	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
51	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	8	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
52	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
53	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
54	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
55	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
56	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	70	Feasibility Study Done	Private		Cancelled
57	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
58	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
59	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
60	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
61	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	8	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
62	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
63	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
64	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
65	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
66	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	70	Feasibility Study Done	Private		Cancelled
67	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
68	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
69	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
70	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
71	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	8	Feasibility Study Done	Private		Taking into account the current situation of the country assumed to be operational by 2025
72	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132/33kV, 25MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
73	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	3	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
74	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230kV Double Circuit Line	km	2.5	Feasibility Study Done	Private		Consulancy service agreement for supervision and contract administration has been signed with EEP and it is under review by engineering and ICT office. Assumed to be operational by 2024
75	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	230/33kV, 63MVA Transformer	Each	2	Feasibility Study Done	Private		Assumed to be operational by 2024
76	2024	Hotele-Globe Invest Cement Line	Transmission Line Substation	New	132kV Single Circuit Line	km	75	Feasibility Study Done	Private		Cancelled

別添5：送配電拡充プロジェクト一覧（計画済み（プライベート））

No	EY Co	Project Name	Asset Type	Project Type	Equipment	Unit	Quantity	Project Status	Financing	Project Description	Remarks
40	2024	Globe Invest for Cement Plant	Substation	New	132/11kv, 31.5MVA	Each	2	Feasibility Study Done	Private	Globe Invest Cement Substation	not been signed still and assumed to be operational by 2024

Planned / Proposed PTP with Expexted Year of Commissioning (EYoC)

No	Project Name	Regional State	Status	Financing	EEU/Grid priority	Substation Cost (MUSD)	Transmission Cost (MUSD)	Total Cost (MUSD)
1	Debre Zeit III-Hurso 400kV and Hurso - Ayisha 400kV PTP	Oromiya, Somali, Afar	Proposed for feasibility study	-	1	50.47	165.00	215.47
2	Mizan-Tum 132kV PTP	SNNPR	Proposed for feasibility study	-	3	4.76	28.50	33.26
3	Addis Center Substation (New)	AA	Feasibility study done	-	1	10.00	5.90	15.90
4	Dire Dawa II- Harar III 132kV LILO at Alemaya PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	ADB	2	3.80	0.85	4.65
5	Harar III-Jijiga I 132kV LILO at Babile PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	3	4.68	0.50	5.18
6	Alamata-Sekota 132kV PTP	Amhara	Proposed for feasibility study	-	4	4.22	15.20	19.42
7	Gebre Guracha-Fitche 230kV PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	9.56	16.56	26.12
8	Awash 7Kilo-Dire Dawa III 230kV Line LILO at Nurera PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	7.05	1.80	8.85
9	Ghedo-Gefersa 230kV Line LILO at Tatek	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	10.04	0.18	10.22
10	Dodola 132kV PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	4.76	9.50	14.26
11	Areriti-Hurso 230kV LILO at Mieso PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	8.10	0.36	8.46
12	Key Afer-Turmi 132kV PTP	SNNPR	Proposed for feasibility study	-	3	4.76	9.50	14.26
13	Bale Robe-Beltu 132kV PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	2.37	13.30	15.67
14	Alamata-Mychew 132kV PTP	Tigray	Proposed for feasibility study	-	4	4.22	9.12	13.34
15	Hossaina - Durame PTP	SNNPR	Feasibility study done	-	2	5.73	9.50	15.23
16	Dembidoldo-Alem Teferi PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	5.73	17.10	22.83
17	Gambela - Dembi Dolo PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	7.26	16.26	23.53
18	Negale - Bidire PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	5.73	11.40	17.13
19	Ginnir PTP (Ramo - Melkawakena LILO)	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	7.43	2.34	9.77
20	Gerawa PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	5.73	11.40	17.13
21	Bedessa PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	2	5.73	6.65	12.38
22	Guhala/Hamuisit PTP	Amhara	Proposed for feasibility study	-	3	1.60	28.80	30.40
23	Negele - Haisufu 132kV PTP	Somali	Proposed for feasibility study	-	4	5.73	7.60	13.33
24	Kebridehar - Danot 132kV-220km	Somali	Proposed for feasibility study	-	4	5.73	34.20	39.93
25	Raytu - Dihun (Hamero) 230kV - 251km	Somali	Proposed for feasibility study	-	4	9.25	50.00	59.25
26	Arjo Didessa Sugar Factory PTP	Oromia	Proposed for feasibility study	-	4	7.28	0.30	7.58
27	Tercha PTP	SNNPR	Proposed for feasibility study	-	2	5.73	13.30	19.03
28	Tendaho Alalobad connection to the grid	Afar	Proposed for feasibility study	-	4	0.65	12.60	13.25
29	Subulta-Legetafo-Debre Zeit III 400kV	Oromia and Aadis Ababa	Proposed for feasibility study	-				
Total						208.08	497.72	705.80

Ethiopian Electric Group Relation Map

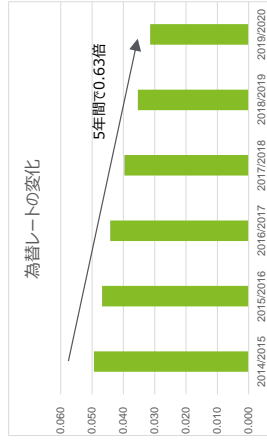
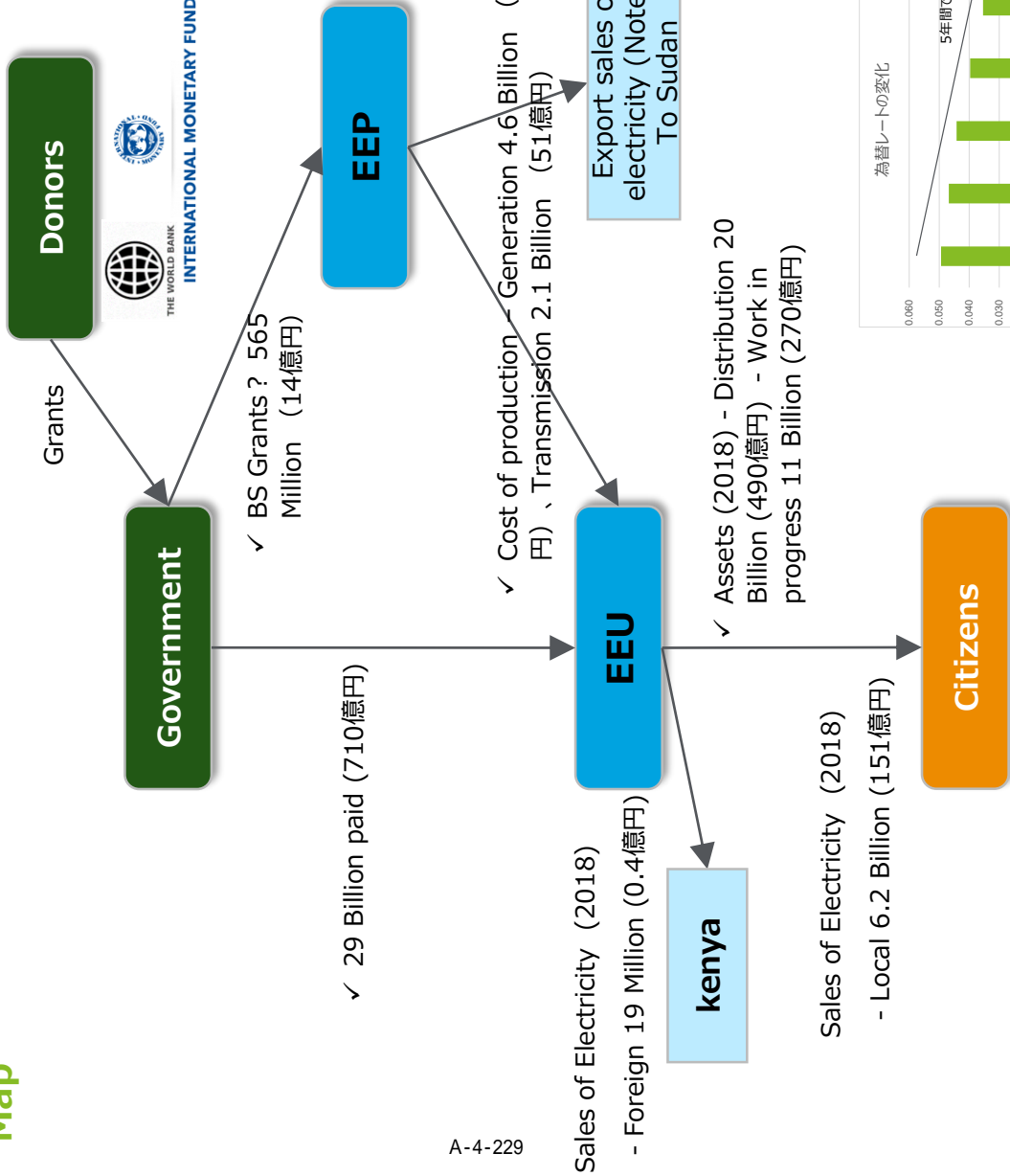
Map

EEPは2020年度、EEUは2018年度で記載

1 Birrs = 2.45 JPY



- ✓ Hydroelectric power plants 89 Billion (2,180億円)
- ✓ Transmission lines 31 Billion (760億円)
- ✓ Wind power plant 16 Billion (392億円)
- ✓ Substation 18 Billion (441億円)
- ✓ Geothermal 0.2 Billion (5億円)
- ✓ Work in progress 221 Billion (5,414億円)



収益額が8Billion (212億円) に対して、営業外で金融コスト(8%)がかなりかかっている。

Loss on foreign currency 12 Billion (294億円)

借入金が多額にあり (Bonds 299Billion (7,325億円)、Long term loans 62 Billion (1,519億円))、ドルベースで借入しており、それに関する為替差損が多く発生している。

Borrowing costs 14 Billion (356億円)

EEP及びEEU財務分析総括

EEPは2020年度、EEUは2018年度で記載

借入金関係

- EEUの売上高が212億円レベルであるのに対して、EEPとEEUの借入金を合計すると、366.8Billion（8,982億円）あり、返済可能か否か懸念がある。
- 借入金は、国内銀行（Commercial Bank）から302Billion（7,399億円：EEP299.6 Billion、EEU2.4Billion）、借款等で64.6 Billion（1,582億円：EEP62.4 Billion、EEU2.2Billion）となっている。
- 多額な借入金があるため、借入利息（8%）が高く、合計で14.7 Billion（360億円：EEP 14.5 Billion、EEU 0.2 Billion）ある。
- 借入金がUSDル建てのため、Birrが高くなっていることから、多額の為替差損が発生している（EEPで12Billion、294億円）。

料金関係

- 「Ethiopia – Overall analysis」でもあるように、電化率人口一人当たりの売上が、9USDと、平均値50USDに比べてかなり低い。
- 「Tariff」にあるように、電気料金が、サブサハラ地域の他国に比べても、最も低い水準である。電気料金の徴収率も76.7%（2019）と低い。
- Power Sector Reform (PROPOSED ROADMAP FOR IMPLEMENTATION（水資源エネルギー省 2020年1月）によると、料金改定及び徴収率向上を目標に掲げられている。

資金繰り

- EEUでは、流動比率が300%を超えており、資金繰りには問題はないが、EEPは20%から30%となっており、かなり深刻は資金不足が生じていると考えられる。実際に、支払期限の延期などを行っており、支払債務に関する回転月数が15か月を超えている。これは、財などを購入して、支払うまでに1年を超えていることを表す。
- EEPの資金繰りが悪化している要因として、料金水準が低く、営業活動資金に回せていないこと、設備投資に多額の国内外からの借入金があり、利子負担が重いこと、Birrレート高になっていることにより、USDル建て借入金に関する為替差損が多額に生じていることなどがあげられる。

有形固定資産関係

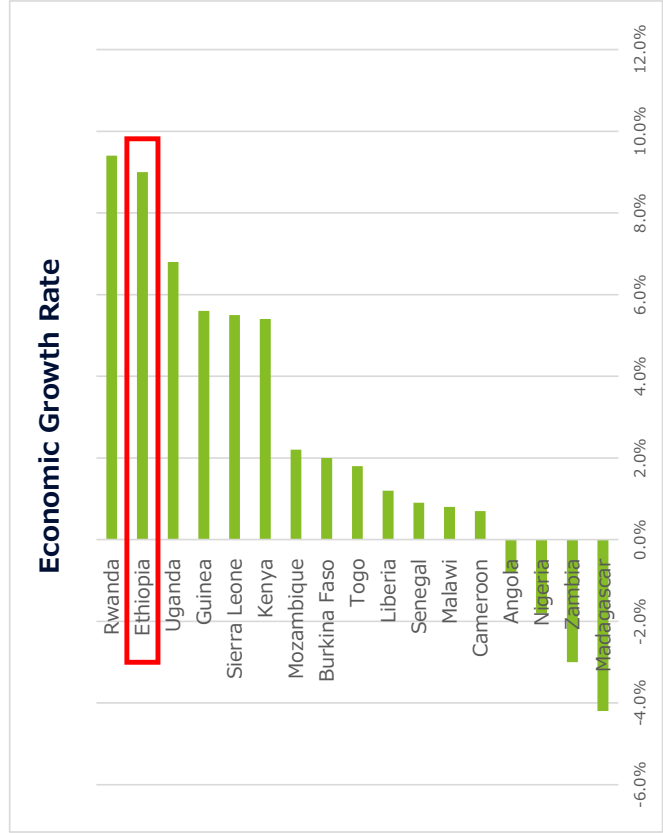
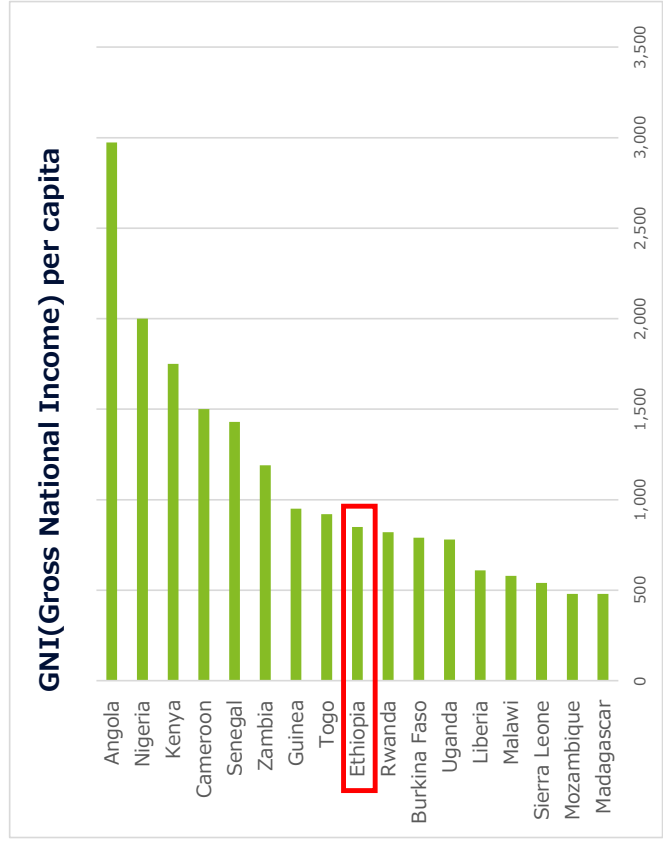
- EEPの有形固定資産規模が385 Billion（9,442億円）と巨額であるが、売上規模が200億円レベルであり、資産と売上のバランスが良くない。
- EEUでは、有形固定資産が31 Billion（759億円）あり、そのうちDistributionに関する資産が20 Billion（490億円）ある。しかしながら、EEUの配電工場を視察した限りでは、利用できない資産も含んでいると考えられるため、減損の検討を行う必要があると考えられる。

Ethiopia – Overall analysis

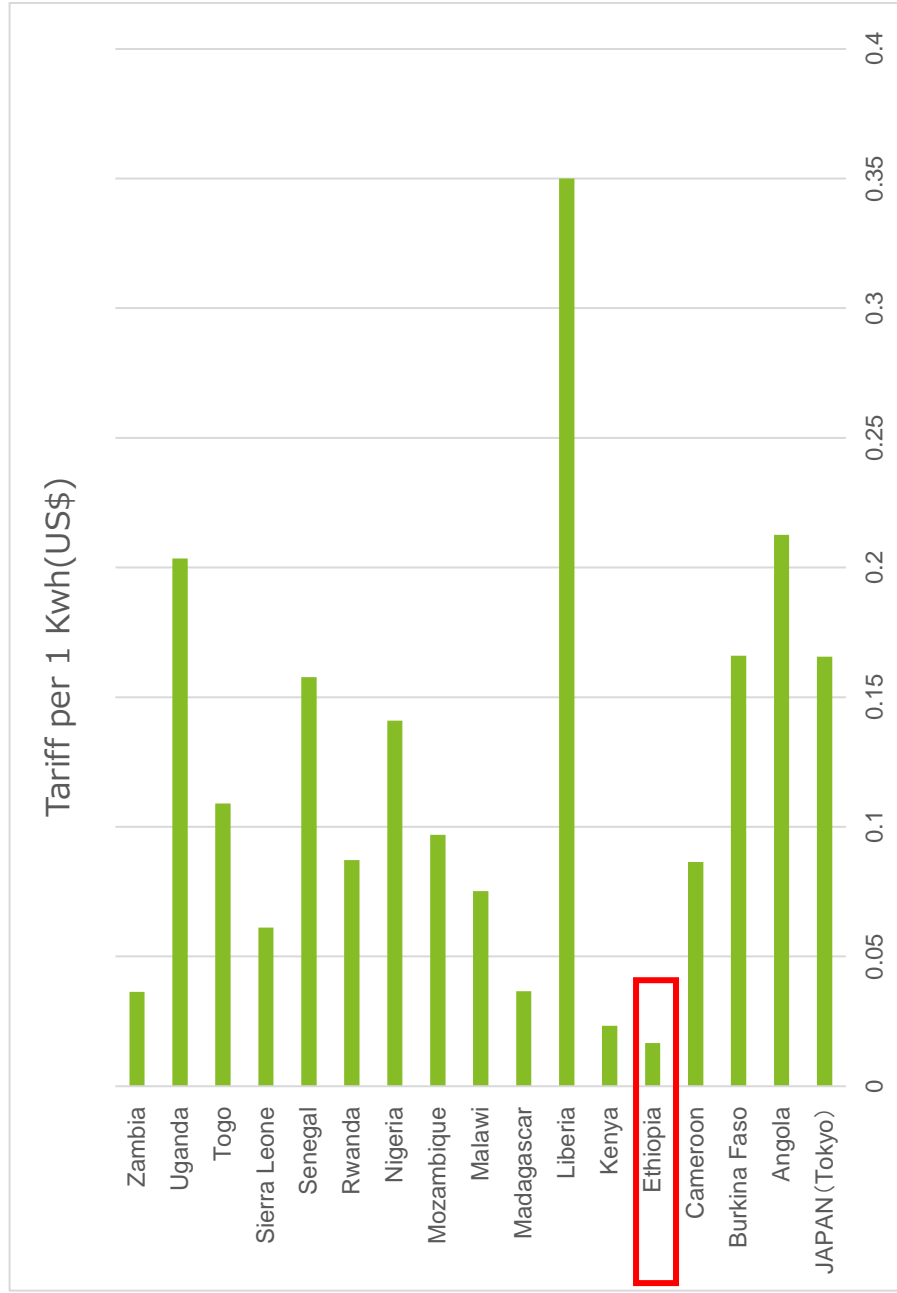
Overall

項目	Country	Ave.	Items	Country	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	Country			Ethiopia	Angola	Burkina Faso	Cameroon	Ethiopia	Kenya	Liberia	Madagascar	Malawi	Mozambique	Nigeria	Rwanda	Senegal	Sierra Leone	Togo	Uganda	Zambia	
売上高																					
統合型																					
発電																					
送電																					
配電																					
内部取引																					
外債売上合計 (000 US\$)																					
人口 (千人)																					
電化率 (%)																					
電化人口 (千人)																					
電化人口当り売上高																					
送電線総長 (Km)																					
有形固定資産額 (統合型)																					
有形固定資産額 (発電)																					
有形固定資産額 (送電)																					
有形固定資産額 (配電)																					
有形固定資産額合計																					
電化人口当り資産額																					

※外部売上はFY2018を基準とし、資産額は財務データ入手迄に最新年度で計算している
※分社化している国は、内部売上が存在する可能性がある






Tariff



※ 各国で料金体系が異なるもの、Domestic tariff、Domestic Residential、Household tariffと分類されているものうち、最小単位（例えば、50 kWh以下）のものをUSドル換算して比較している。

アフリカ電力企業においては国によっては資産額の増加が顕著である一方、収益性や回転率・在庫の管理・安全性などに懸念があり、経営上特に留意する必要があります

特徴及び経営上の留意点

 <p>収益性の低い企業が多い</p>	<p>売上高から売上原価を差し引いた売上総利益率の低い企業が多く、収益性を改善する必要がある。収益性が低ければ、営業によるキャッシュフローにも影響し、資金繰りも悪化する傾向にある。</p>	<p>アフリカ電力企業の特徴</p>	<p>経営上の留意点</p>
 <p>売上債権回転期間が長い</p>	<p>電力を販売して、利用者から売上債権を回収する期間、つまり、資金化するまでの期間が長い企業が多く、資金繰りに窮することが懸念される。発電、送電、配電部門で分社しているケースも多いが、1社で資金を回収しつつも、適時に各社に資金配分をしなければ、すべての部門で資金繰りが困難となることが懸念される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 債権回収に関する体制整備・手続き明確化 債権回収に関する体制を整備し、手続きを明確化し、画一的に行う。特に滞留債権については留意する必要がある。 	
 <p>流動比率・当座比率が低い</p>	<p>短期的な債務に対し、支払原資となる現金やすぐに現金化できる資産が少なく、追加の借入金等による資金調達の必要性が生じる可能性が大きい。資金調達手段が確保できていない場合、政府から多額の補助金を拠出することになる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 資金調達手段の確保 短期的な資金需要に対応できる資金調達手段を常に確保する（例えば銀行とのコミットメントライン契約の締結等）。 ● 資金管理の徹底（再掲） 常に一定の余剰資金を確保できるように現金残高の管理を行い、資金繰りの精度を高める。 	

財務諸表分析は問題点を定量的に知るための重要なツールであり、各分析の組み合わせから企業の問題点を読み取ることができます

財務諸表分析の目的

財務諸表分析をすることで、

- 企業が投下した資本に対して効率的に利益を獲得しているか（収益性）
- 支払能力に問題がないか（安全性）
- どれくらい業績が伸びているか（成長性）

等が把握できる



- 現状の理解促進（課題の発掘）
- 今後の計画策定（課題への対応策の検討）

に役立つ

財務諸表分析の内容

収益性分析	企業の収益獲得能力を分析する
安全性分析	支払能力や財務面での健全性を分析する
成長性分析	企業の業績がどれくらい伸びているか分析する
その他	上記以外にも財務数値を基礎にした様々な分析がある

企業の収益性、安全性、及び成長性を分析するため、以下のような指標が一般的に用いられます

収益性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
収益性分析(利益率)		
原価率	売上原価/売上	低い
売上高総利益率	売上総利益/売上	高い
売上高経常利益率	経常利益/売上	高い
売上高当期純利益率	税引後当期純利益/売上	高い
売上高対販売費・管理費率	販売費・管理費/売上	低い
ROE(株主資本当期純利益率)	税引後当期純利益/純資産	高い
ROA(総資本当期純利益率)	税引後当期純利益/資産合計	高い
収益性分析(回転率・回転期間)		
総資本回転率(回)	売上/資産合計	高い
固定資産回転率(回)	売上/固定資産	高い
売上債権回転期間(月)	売上債権/売上*12	低い
棚卸資産回転期間(月)	棚卸資産/資産*12	低い
買入債権回転期間(月)	仕入債務/売上*12	高い

安全性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
安全性分析(債務の返済能力)		
流動比率	流動資産/流動負債	高い
当座比率	(流動資産-棚卸資産)/流動負債	高い
固定比率	固定資産/純資産	低い
借入金依存度	借入金/資産合計	低い
安全性分析(資本の安定性)		
自己資本比率	純資産/資産合計	高い
負債比率	負債合計/純資産	低い

成長性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
成長性分析		
売上増加率	対前期売上の増減/前期売上	高い
利益増加率	対前期利益の増減/前期利益	高い

JICA支援策として以下の内容が考えられます

全ての国で可能な支援策

- 電力公社経営体改善支援
(経営全般)
 - ・ 公営もしくは民営化に関する経営体制検討支援
 - ・ 経営戦略策定支援
 - ・ 分社化支援 (発電・送電・配電)
 - ・ 発電・送電・配電に関する資金還流検討支援
(電力料金改定)
 - ・ 適正料金化 (料金改定シミュレーション・改訂) 支援
(電力料金徴収)
 - ・ 料金請求・徴収状況の現状把握
 - ・ 料金メーター設置等支援
- 民間資金活用支援
- ・ PPP可能性調査
- ・ インフラファイナンス調査 (交付金、補助金、政策金融・民間)
- ・ 日本企業進出可能性調査

各国ごとの支援策

- 設備投資不足であり、その点の支援がもつと必要
 - ・ 過少資産であり、電力ニーズを把握したうえで、設備投資支援
(リベリア、マダガスカル、ブルキナファソ)
- 総資産回転率が非常に低く、資産効率向上支援 (売上向上)
 - ✓ 設備投資が過剰な状況なので、無償資金協力で設備を供与しても、財務改善には寄与しない
(リベリア、マラウイ、モザンビーク、ザンビア)
- 料金逆ざやが発生しているので、売上を増やせば増やすほど、財務は悪化する
 - ✓ 売上総利益率がマイナスの企業はその可能性が高い
(リベリア、シエラレオネ (配電))
- 売上債権 (電力利用料) 滞留改善支援
 - ✓ 売上債権回転期間が長い企業
(アンゴラ、セネガル、シエラレオネ)
- 国からの補助金改善
 - ✓ 国からの補助金額適正化支援
(ケニア、リベリア、マラウイ、シエラレオネ、ウガンダ)

水道事業においては様々な経営改善支援があります

JICA案件一覧

公示日	国名	案件名
2021年11月24日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト
2021年11月17日	ケニア	ケニア水道事業者の融資可能な事業形成能力強化プロジェクト
2021年11月4日	パキスタン	パキスタン国アイサラバード水道事業経営改善プロジェクト
2021年11月4日	ルワンダ	ルワンダ国キガリ市水道事業者運営改善プロジェクト
2021年9月1日	ヨルダン	ヨルダン国アマン県水道アドバイザー業務
2021年8月25日	東ティモール	東ティモール国水道公社事業運営改善プロジェクト
2021年5月19日	タンザニア	タンザニア国ザンジバル水行政及び水道事業管理システム強化に係る情報収集・確認調査
2021年4月14日	パラオ	パラオ国無収水削減能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道計画）
2021年3月17日	パレスチナ	パレスチナ国ジェニン市水道事業実施能力強化プロジェクト終了時評価（評価分析）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道事業運営）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道施設運転・維持管理）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年3月3日	南スーダン	南スーダン国首都市水道公社水道事業管理能力強化プロジェクトフェーズ2（終了時評価）及びジュバ市きれいな水供給プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年2月10日	ソロモン	ソロモン国水道公社無収水対策プロジェクトフォローアップ協力(655KB)
2021年2月10日	スーダン	スーダン国ダルフール5州における州水公社の行政能力向上支援プロジェクト詳細計画策定調査（給水計画/水道事業者運営、地方給水施設）
2021年1月20日	ミャンマー	ミャンマー国ヤンゴン市上水道配水に係る情報収集・確認調査
2020年11月25日	ベトナム	ベトナム国水道分野における民間資金活用に係る情報収集・確認調査

調査概要

EEP

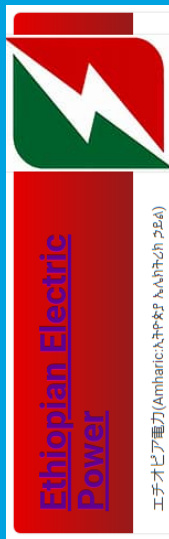
- 2022年5月4日（水） 900～1050
- EEP：Mr. Endale Mamo (Director, Corporate risk and finance) Ms. Hilena Alomayehus (Risk manager) Ms.Hirut Mulugeta (Economy & Financial analysis Manager：Accountant)
- 2016年から2020年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不透明等について質問を行い、協議を行った。

EEU

- 2022年5月9日（月） 940～1030
- EEU：Ms. Meaza（Finance and investment director）
- 2018年度の財務諸表をもとに財務分析を実施していたものをもとに、分析内容を説明し、不透明等について質問を行い、協議を行った。
- 2019年の財務諸表を入手しリバイスするとともに、2020年は7月に完成するため、それを入力したのち、適宜、アップデートする。なお、2019年からIFRSを導入している。



EEP (Ethiopian Electric Power)



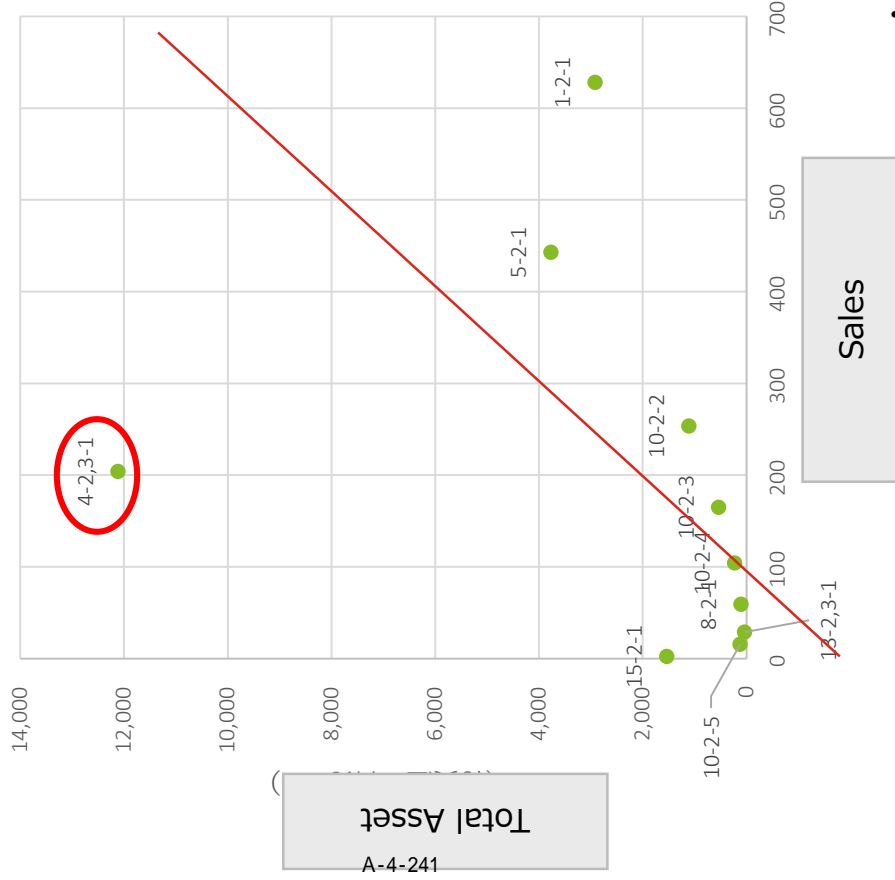
Generation (発電)

企業一覧

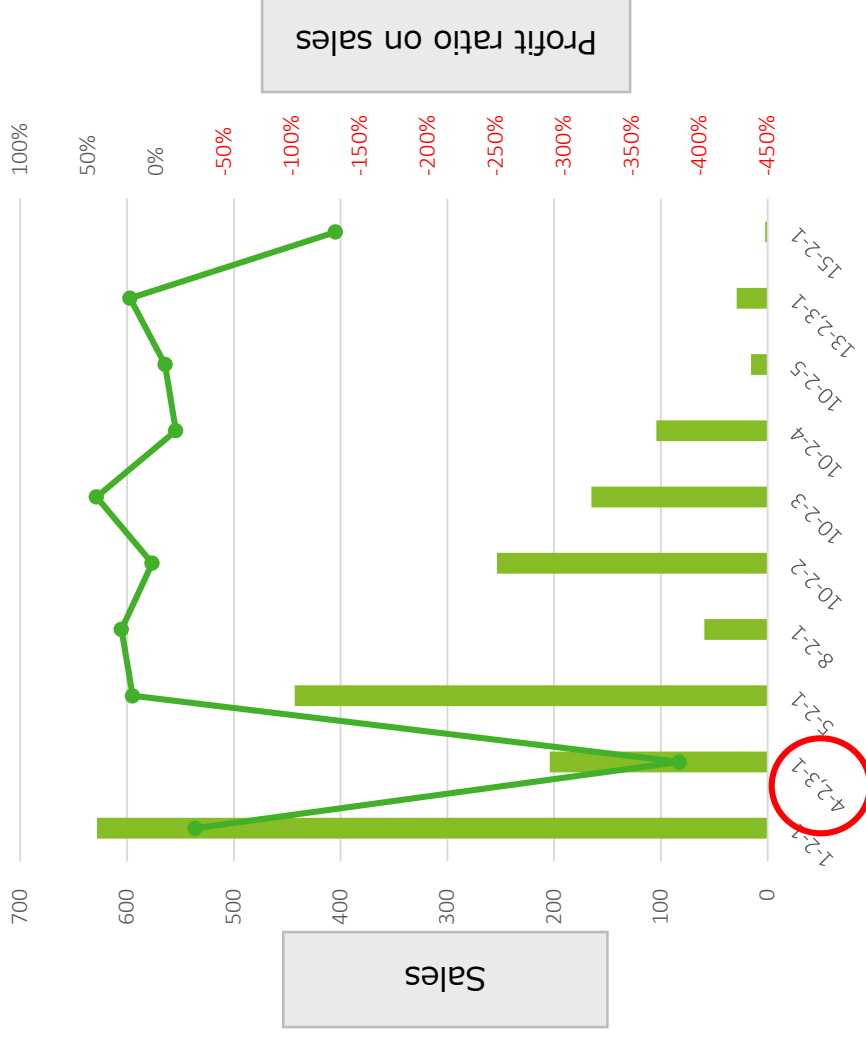
ID	Country	Name	Abbreviation
1-2-1	Angola	Empresa Pública de Produção de Electricidade	PRODEL
3-2,3-1	Cameroon	Eneo Cameroon S.A.	Eneo
4-2,3-1	Ethiopia	Ethiopian Electric Power	EEP
5-2-1	Kenya	Kenya Electricity Generating Company	KenGen
8-2-1	Malawi	Electricity Generation Company of Malawi	EGENCO
10-2-1	Nigeria	Afam Power Plc	Afam
10-2-2	Nigeria	Egbin Power Plc	Egbin
10-2-3	Nigeria	Mainstream Energy Solutions Limited	MESL
10-2-4	Nigeria	North South Power Company Limited	NSPCL
10-2-5	Nigeria	Sapele Power Plc	SPPlc
10-2-6	Nigeria	Transcorp Power Limited	TPL
13-2,3-1	Sierra Leone	Electricity Generation and Transmission Company	EGTC
15-2-1	Uganda	Uganda Electricity Generation Company Limited	UEGCL

The results of the benchmark analysis are as follows

Sales and total asset



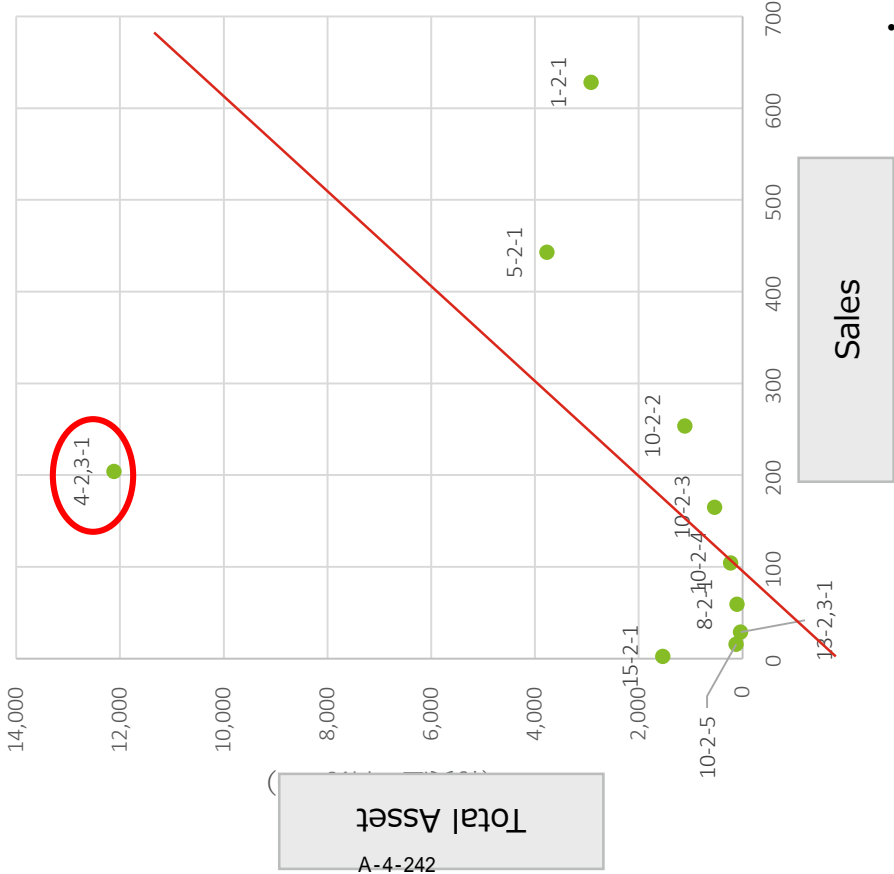
Sales and profit ratio on sales



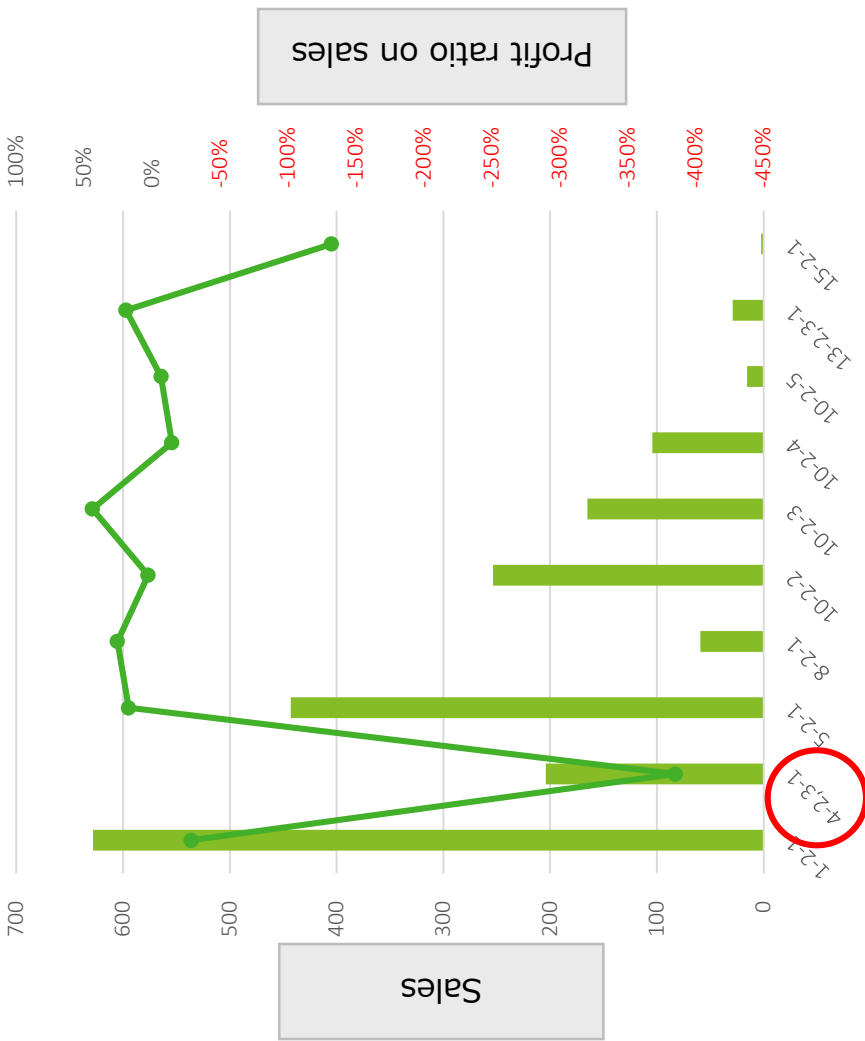
- EEP (4-2,3-1, Ethiopia)の売上高当期純利益率は、大幅なマイナスである。その要因は多額の借入費用にあり、Interest on domestic loans, Interest on foreign loans, Bank charges on loans, Interest on delayed payments によって構成されている。販管費は抑えられているため、負債の返済による借入費用の削減が収益率の向上につながると考えられる。

The results of the benchmark analysis are as follows

Sales and total asset



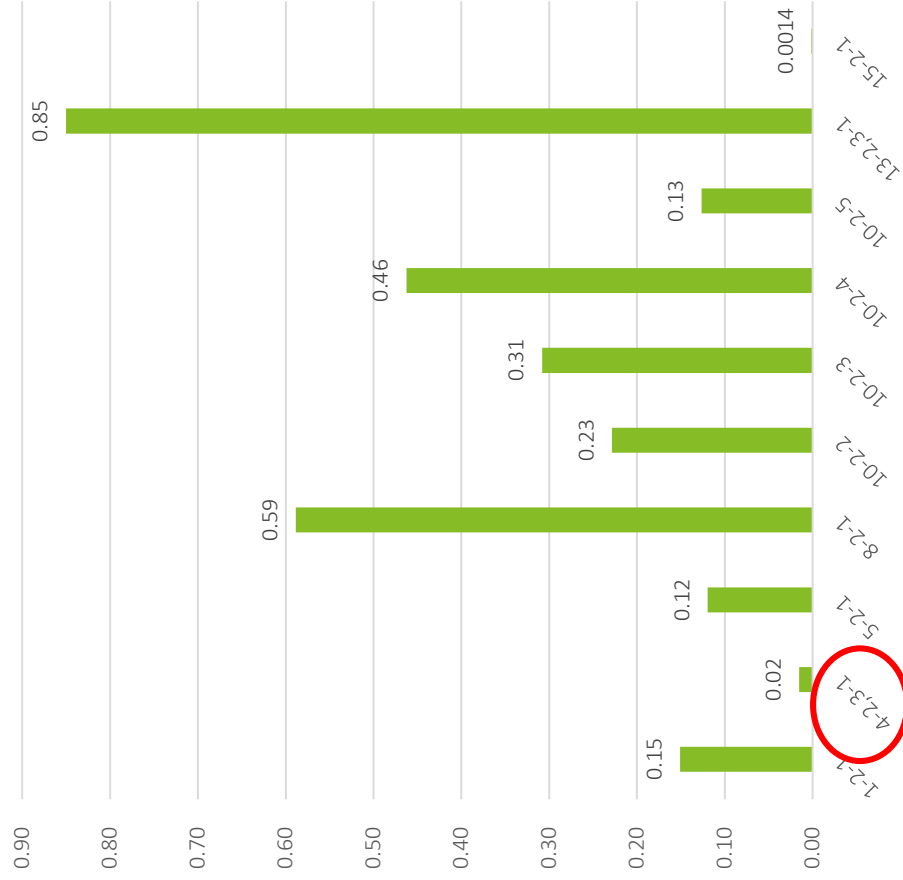
Sales and profit ratio on sales



- ratio of net income to net sales in EEP (4 -2, 3 -1) is significantly negative. This is due to a large amount of borrowing costs, which consist of interest on domestic loans, interest on foreign loans, bank charges on loans, and interest on delayed payments. Since SG&A expenses are low, reducing borrowing costs through debt repayment is expected to improve the rate of return.

The results of the benchmark analysis are as follows

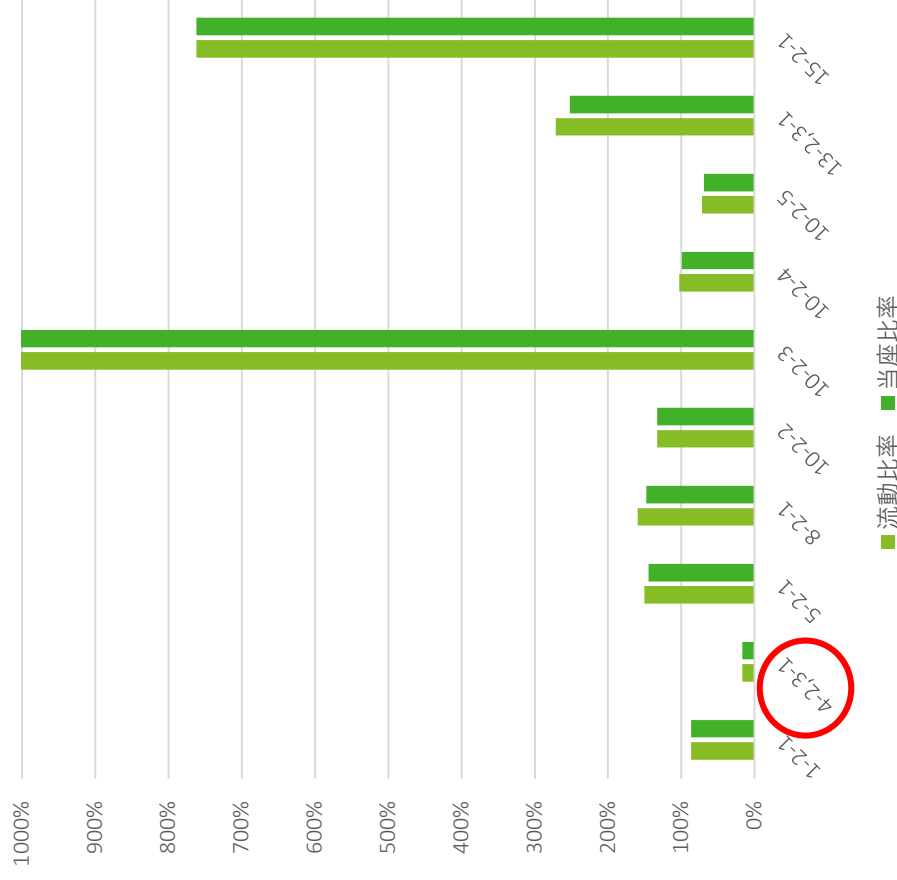
Asset turnover



A-4-243

- EEP (4-2,3-1, Ethiopia) の総資産の約9割は発電所や送電線などの固定資産によって構成されており、固定資産のうち約8割が建設中のため、売上に貢献していない現状である。そのため、総資本回転率は非常に低い数値となっている。

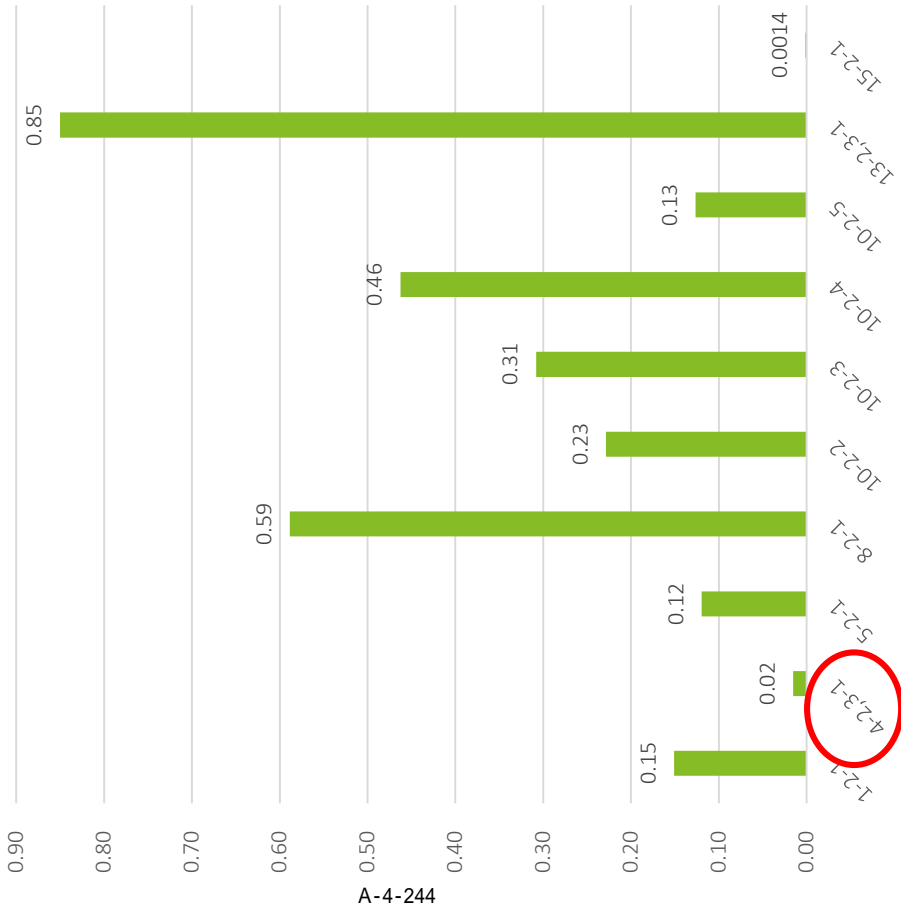
Liquidity



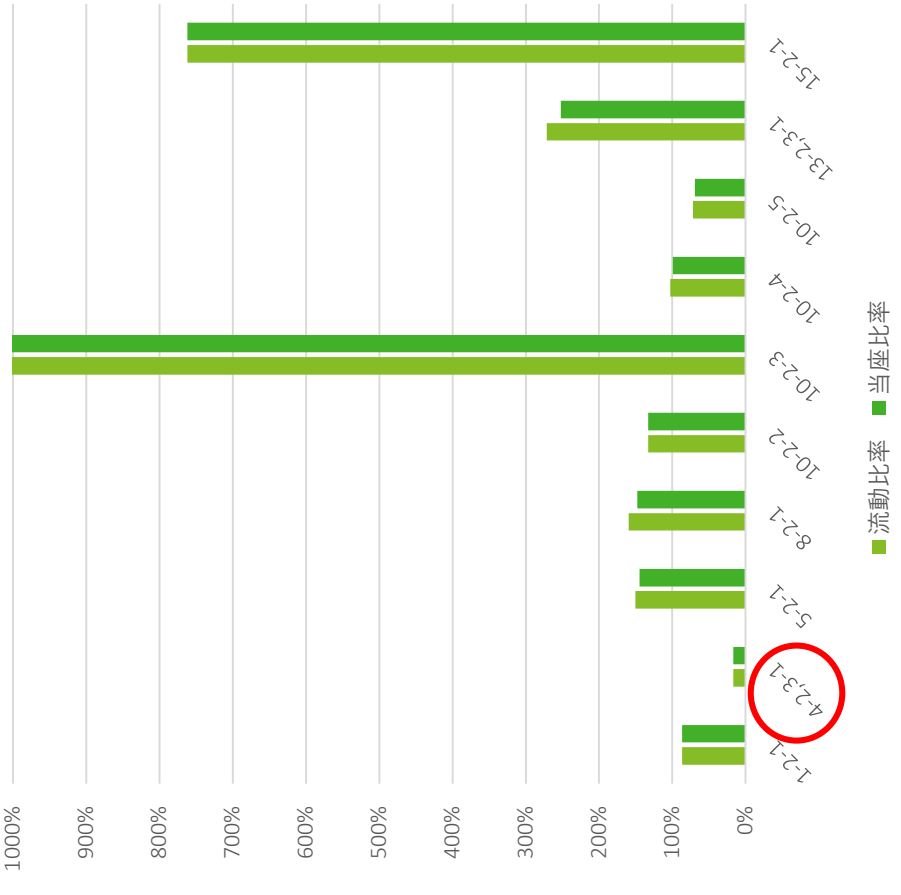
- EEP (4-2,3-1, Ethiopia) は、流動負債に対して十分な返済資金が準備されていない状態であることが推測される。多額の負債が累積しており、資金繰りの悪化に影響しているため、早急な改善が必要である。

The results of the benchmark analysis are as follows

Asset turnover



Liquidity



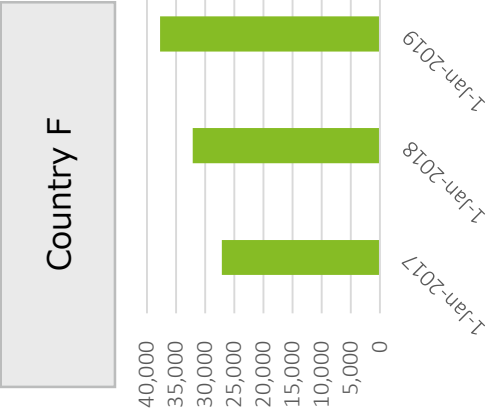
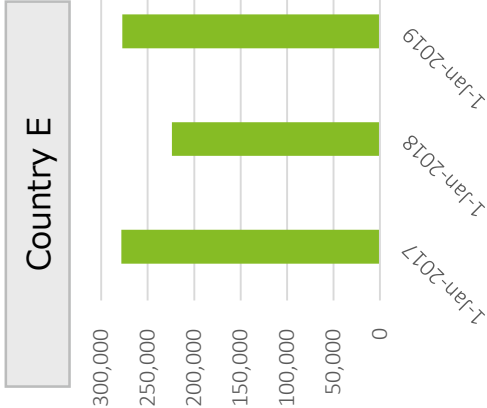
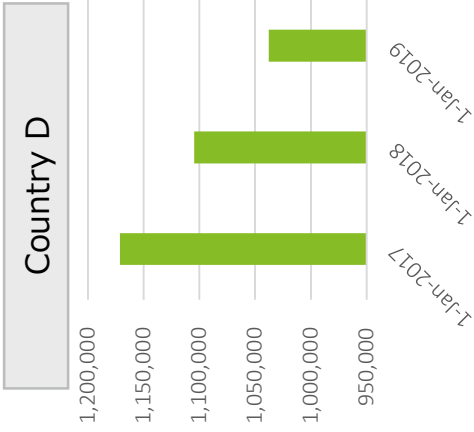
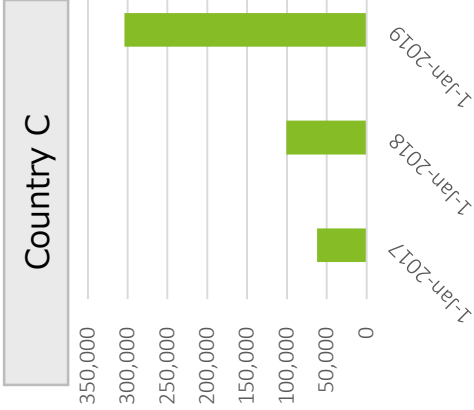
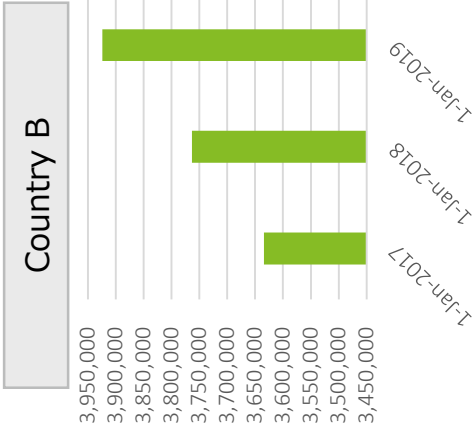
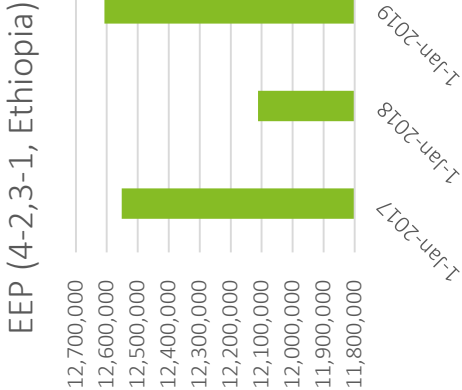
- About 90% of the total assets in EEP (4 -2, 3 -1) consist of fixed assets such as power plants and transmission lines, and about 80% of the fixed assets are under construction, so they do not contribute to sales. As a result, total capital turnover is very low.

- EEP (4 -2, 3 -1) is assumed to be a state in which sufficient funds are not prepared to repay current liabilities. A large amount of debt has accumulated, which is affecting the deterioration of cash flow, and an immediate improvement is required.

Changes in total assets

FY2017-2019

Unit: USD 1,000



EEP

Analysis

Profitability

General

	7-Jul-2019	7-Jul-2018	7-Jul-2017	Electric company in Japan
① Cost rate	49.0%	53.6%	53.8%	-
Gross margin	51.0%	46.4%	46.2%	-
② Net income ratio	-339.1%	-385.0%	-155.8%	2.8%
SGA on sales	4.6%	4.8%	5.1%	-
ROE	-82.9%	562.4%	-42.0%	5.9%
ROA	-5.5%	-5.9%	-2.3%	1.3%

Turnover

③ Total asset turnover	0.02	0.02	0.01	0.5
④ Fixed asset turnover	0.02	0.02	0.02	0.5
⑤ Trade receivables turnover period (month)	5.27	6.08	2.95	1.2
Inventory turnover period (month)	0.00	0.00	0.00	0.3
⑥ Trade payables turnover period (month)	16.9	30.5	57.8	0.6

Solvency

Repayment Capacity

	7-Jul-2019	7-Jul-2018	7-Jul-2017	Electric company in Japan
⑦ Current Ratio	33.6%	16.9%	8.4%	52.9%
⑧ Quick Ratio	33.6%	16.9%	8.4%	47.4%

Capital stability

⑨ Capital ratio	6.7%	-1.1%	5.5%	22.7%
⑩ Debt ratio	1395.0%	-9594.8%	1708.3%	341.1%

Growth

⑪ Sales growth rate	16.4%	18.1%	53.0%	-
Profit growth rate	-2.5%	-191.9%	-57.9%	-

The analysis was carried out from three viewpoints of "profitability analysis", "solvency analysis", and "growth potential analysis". Profitability analysis analyzed a company's ability to earn profits. By analyzing the correlation between sales and revenues and expenses, and the correlation between total capital, equity and profits, you can understand how efficiently a company generates revenues. Safety analysis analyzes the risk of a company going bankrupt and the stability of its management. In this report, we focused on short-term safety, which is the solvency of firms. The growth performance analysis analyzed how much the company's performance has improved. This allows you to grasp the company's future prospects. This report uses the average of 10 Japanese electric power companies (FY 2019) as the benchmark for each indicator.

EEP

Ethiopian Electric Power (以下「EEP」とする)は、発電・送電・変電所建設及び更新を担うため、2013年12月に設立された。当社の売上高は成長傾向にある一方で、多額の負債による元本返済の困難化・金利負担の増加が、利益の減少につながっている。

Profitability

原価率(表3-①)は年度によって差がある。原価の内訳は発電が約8割を占めており、発電に伴う燃料費の仕入れ価格などが影響していることが想定されるが、その内訳は不明である。売上高当期純利益率(表3-②)は、例年大幅なマイナスである。その要因は多額の借入費用にあり、Interest on domestic loans, Interest on foreign loans, Bank charges on loans, Interest on delayed payments によって構成されている。販売管理費は抑えられているため、負債の返済による借入費用の削減が収益率の向上につながると考えられる。

EEPの総資産の約9割は発電所や送電線などの固定資産によって構成されている。固定資産のうち、約8割は建設中のため、現状では売上に貢献していない。これらの状況は、総資本回転率(表3-③)及び固定資産回転率(表3-④)の結果に影響しており、非常に低い数値となっている。今後、建設が完了した際に、数値が改善することが望まれる。売上債権回転率(表3-⑤)は年度によって差がある。特に配電機能を担うEthiopian Electric Utility (EEU)への売掛金が大きく、計画的に回収することが望ましい。買入債務回転期間(表3-⑥)は日本の電力会社の平均値と比べると、非常に長い傾向にある。回転期間は、Contractorsの債権額によって左右される傾向にある。Contractorsの詳細は追加調査が必要である。

Solvency

A-4-247

財務諸表より棚卸資産が把握できなかったため、棚卸資産はゼロとして分析を行った。そのため流動比率(表3-⑦)と当座比率(表3-⑧)は同じ結果となっている。流動比率・当座比率の結果より、流動負債に対して十分な返済資金が準備されていない状態であることが推測される。流動負債の内訳を見ると、仕入債務が約3分の1、1年以内返済長期借入金と未払利息が約3分の2を占める構成となっている。多額の負債が累積しており、資金繰りの悪化に影響しているため、早急な改善が必要である。

自己資本比率(表3-⑨)は非常に低い状態が続いている。一方で負債比率(表3-⑩)はほぼ1000%以上であり、借入金に依存した経営を行っていることが考えられ、資金繰りが非常に厳しいことが予想される。

Growth

EEPは5期連続の赤字であり、利益成長率(表3-⑪)もマイナスである。売上高は成長傾向にある一方で、利益成長率が常にマイナスである要因として、①収益性に記載のとおり、多額の負債による借入費用が影響している。特にFY16及びFY18が大幅なマイナスとなった要因は多額の借入費用とは別に、Foreign Exchange Lossによる影響が大きい。

EEP

Statement

	7-Jul-2019	7-Jul-2018	7-Jul-2017
Balance Sheet			
Property, plant and equipment	351,719,951,559	323,919,089,289	284,627,389,924
Other non-current assets	5,008,988,122	4,526,619,817	4,142,967,946
Total non-current assets	356,728,939,681	328,445,709,106	288,770,357,870
Inventories	0	0	0
Trade receivables	2,628,389,486	2,604,101,742	1,071,087,409
Cash	5,909,789,947	2,674,011,493	1,633,471,648
Other receivables	286,208,403	304,217,410	161,711,100
Total current assets	8,824,387,836	5,582,330,645	2,866,270,157
Total assets	365,553,327,517	334,028,039,751	291,636,628,027
Borrowings			
Borrowings	24,451,977,540	-3,517,993,706	16,127,581,177
Other liabilities	54,113,451,716	89,580,730,377	63,401,476,947
260,714,722,699	214,884,038,302	177,888,324,444	
Total non-current liabilities	314,828,174,415	304,464,768,679	241,289,801,391
Trade payables	8,428,025,399	13,065,699,204	20,949,052,869
Borrowings	0	0	0
Other liabilities	17,845,150,163	20,015,565,574	13,270,192,590
Total current liabilities	26,273,175,562	33,081,264,778	34,219,245,459
Total liabilities	341,101,349,977	337,546,033,457	275,509,046,850
Profit and Loss Statement			
Sales	5,979,875,830	5,138,504,278	4,350,442,726
Cost of sales	-2,927,375,965	-2,755,709,883	-2,339,343,214
Gross margin	3,052,499,865	2,382,794,395	2,011,099,512
Personnel expenses	-272,247,892	-244,712,420	-223,982,439
Depreciation expense	0	0	0
Other cost	-23,059,515,498	-21,922,091,504	-8,563,745,591
Operating profit/(loss)	-20,279,263,525	-19,784,009,529	-6,776,628,518
Income (loss) before income taxes	-20,279,263,525	-19,784,009,529	-6,776,628,518
Tax (cost)/(income)	0	0	0
Net income	-20,279,263,525	-19,784,009,529	-6,776,628,518
Cashflow Statement			
Cash flows from operating activities	-21,724,229,429	-18,997,031,478	8,220,966,245
Cash flows from investing activities	-14,727,320,615	-12,202,149,587	-36,625,328,331
Cash flows from financing activities	39,687,328,498	32,239,720,910	28,468,111,241
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	3,235,778,454	1,040,539,845	63,749,155



EEU (Ethiopian Electric Utility)



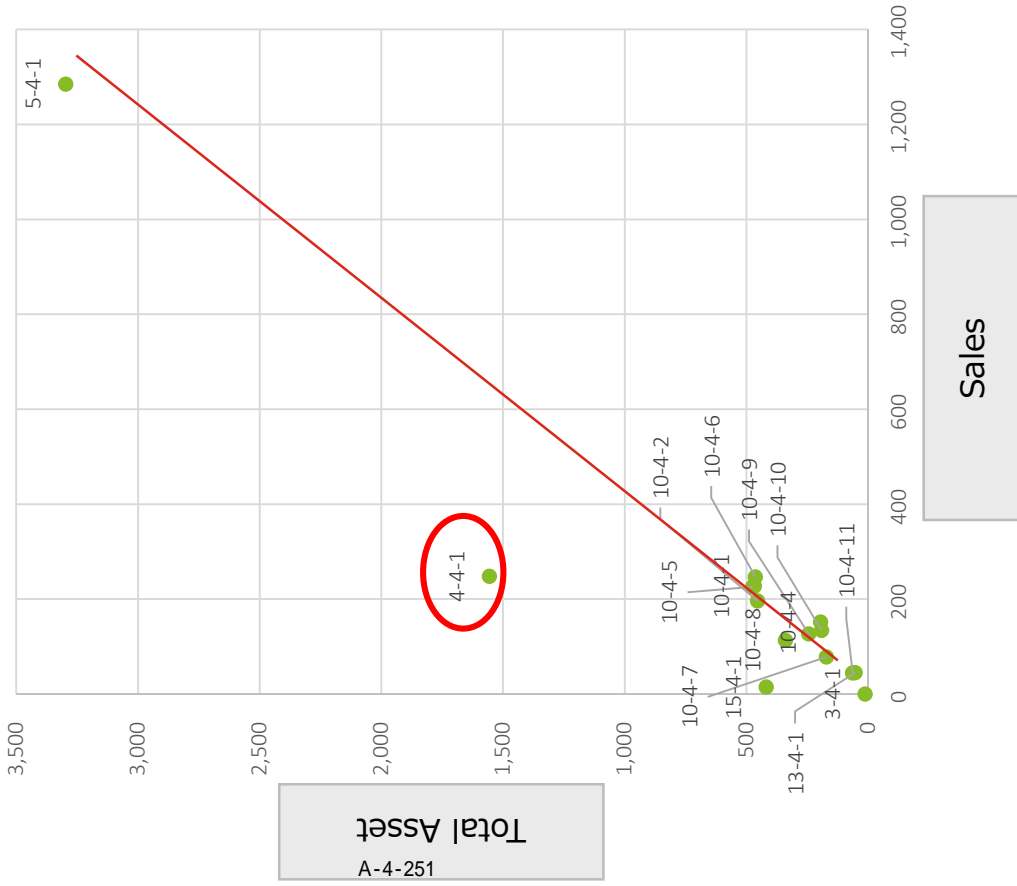
Distribution (配電)

企業一覽

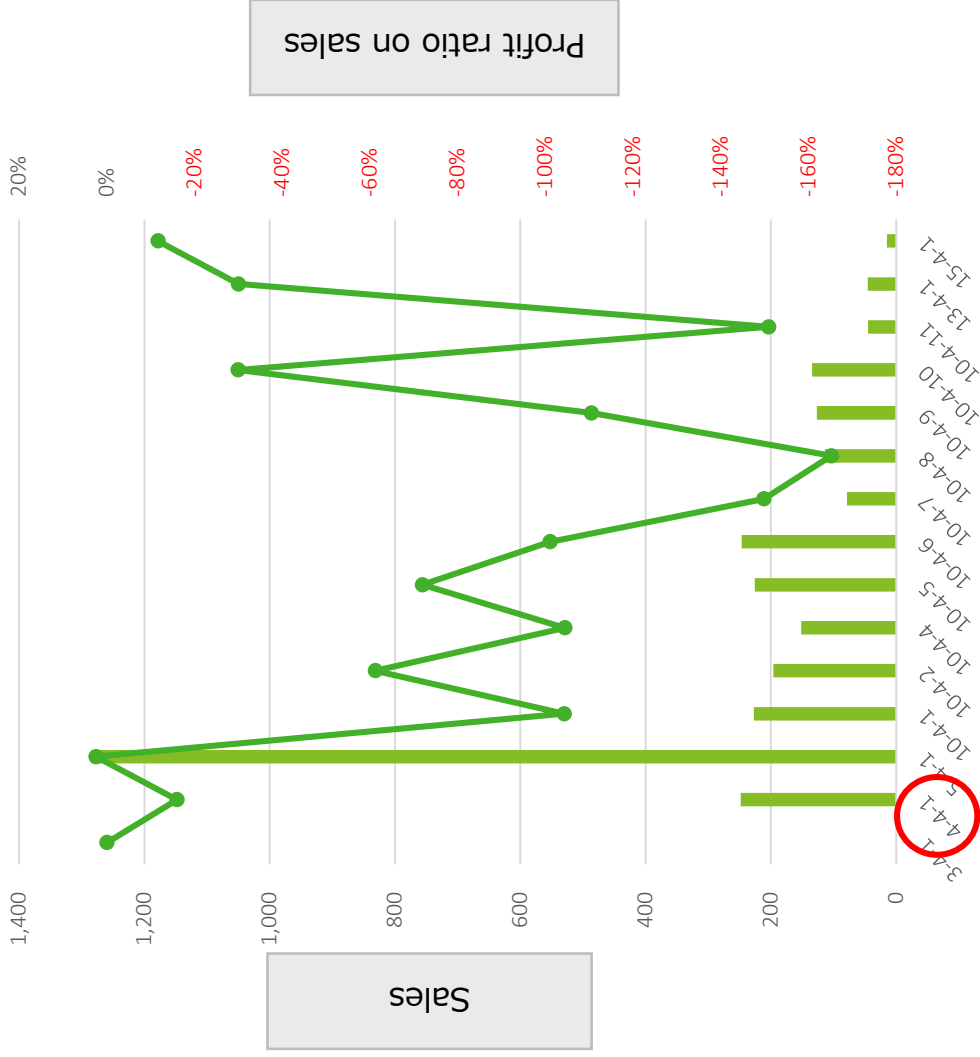
ID	Country	Name	Abbreviation
1-4-1	Angola	Empresa Nacional de Distribuição de Electricidade	ENDE
3-4-1	Cameroon	Societe Nationale de Transport de L'electricite	SONATREL
4-4-1	Ethiopia	Ethiopian Electric Utility	EEU
5-4-1	Kenya	Kenya Power and Lighting Company	KPLC
10-4-1	Nigeria	Abuja Electricity Distribution Plc	AEDC
10-4-2	Nigeria	Benin Electricity Distribution Plc	BEDC
10-4-3	Nigeria	Eco Electricity Distribution Plc	EKEDC
10-4-4	Nigeria	Enugu Electricity Distribution Plc	EEDC
10-4-5	Nigeria	Ibadan Electricity Distribution Company Plc	IBEDC
10-4-6	Nigeria	Ikeja Electric Plc	IKEJA
10-4-7	Nigeria	Jos Electricity Distribution Plc	JED
10-4-8	Nigeria	Kaduna Electricity Distribution Plc	Kaduna
10-4-9	Nigeria	Kano Electricity Distribution Plc	KEDCO
10-4-10	Nigeria	Port Harcourt Distribution Plc	PHED
10-4-11	Nigeria	Yola Electricity Distribution Company	YEDC
13-4-1	Sierra Leone	Electricity Distribution and Supply Authority	EDSA
15-4-1	Uganda	Uganda Electricity Distribution Company Limited	UEDCL

The results of the benchmark analysis are as follows

Sales and total asset

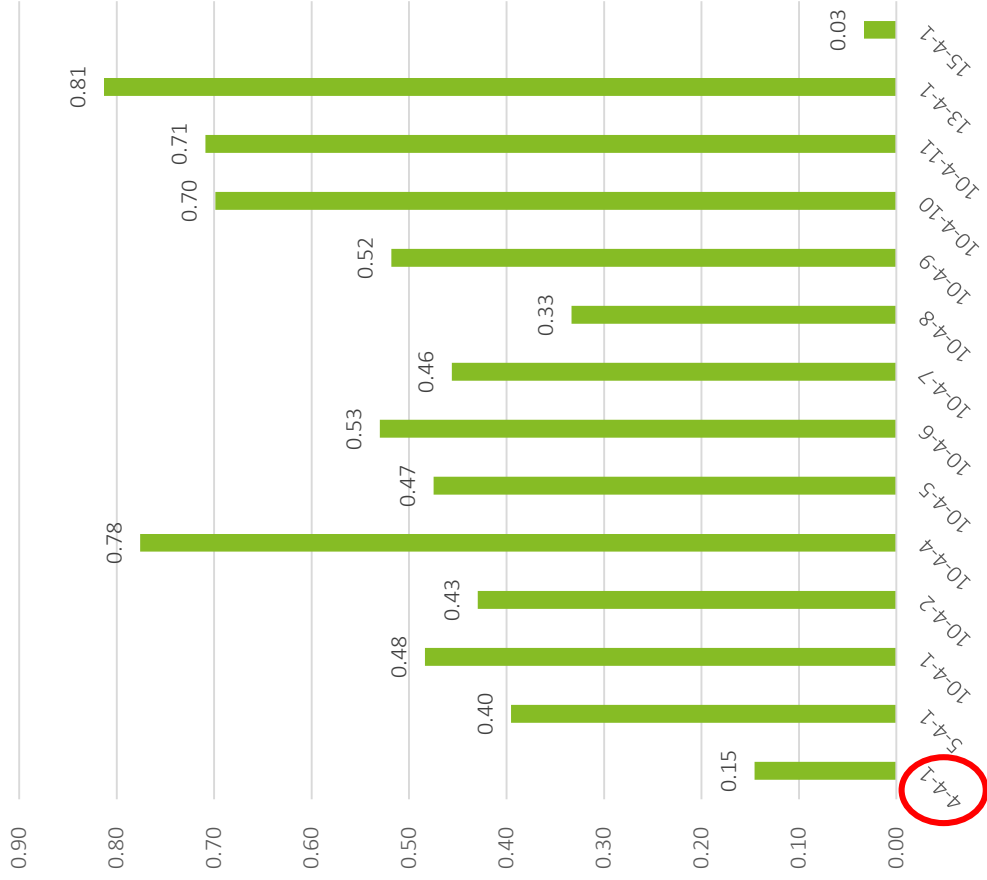


Sales and profit ratio on sales

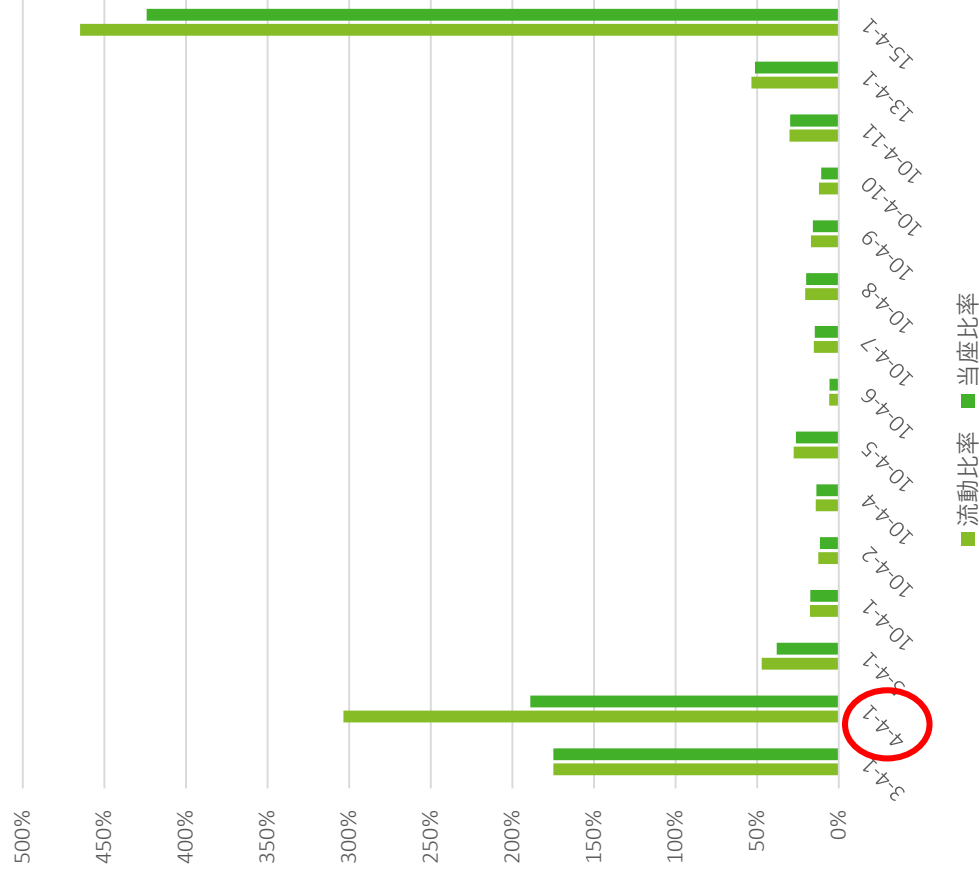


The results of the benchmark analysis are as follows

Asset turnover



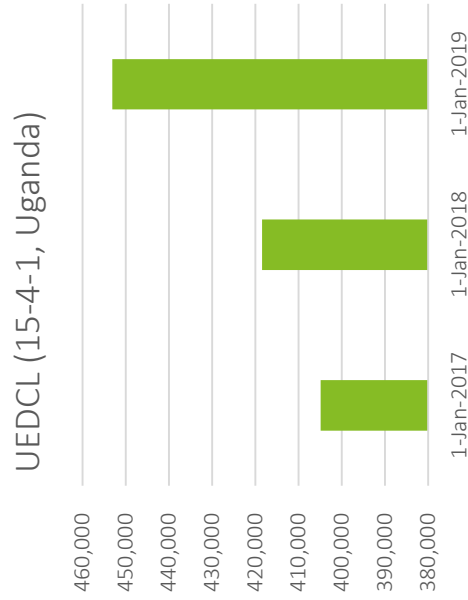
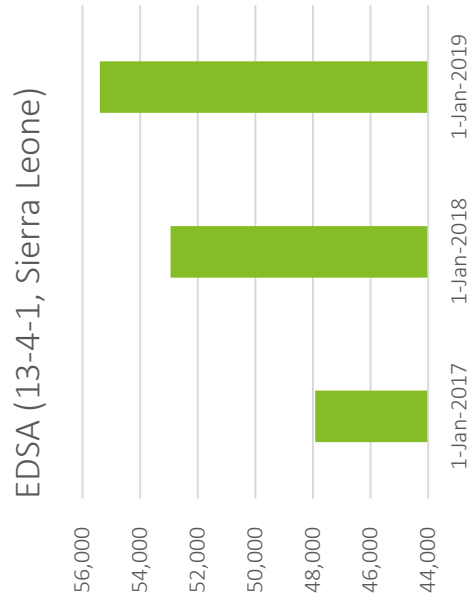
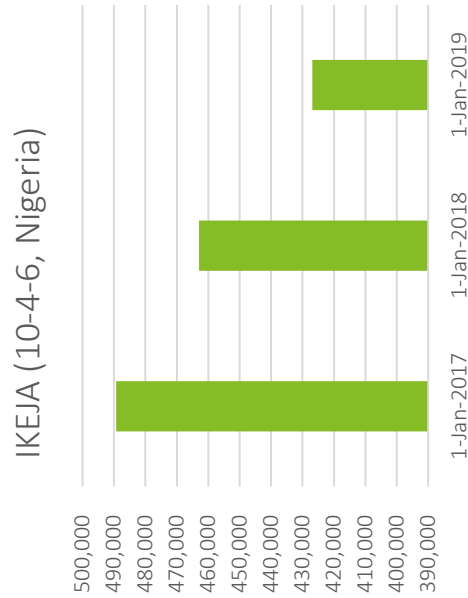
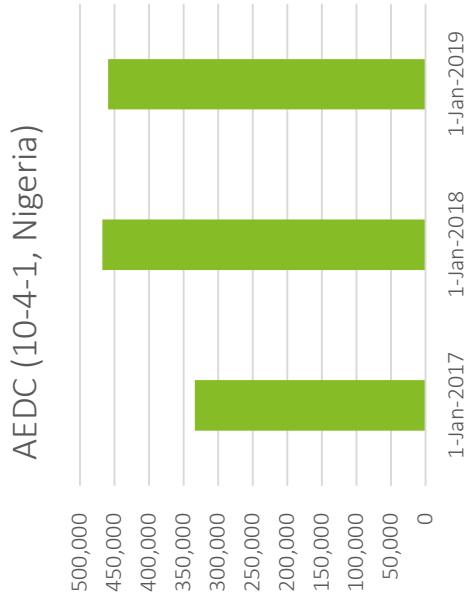
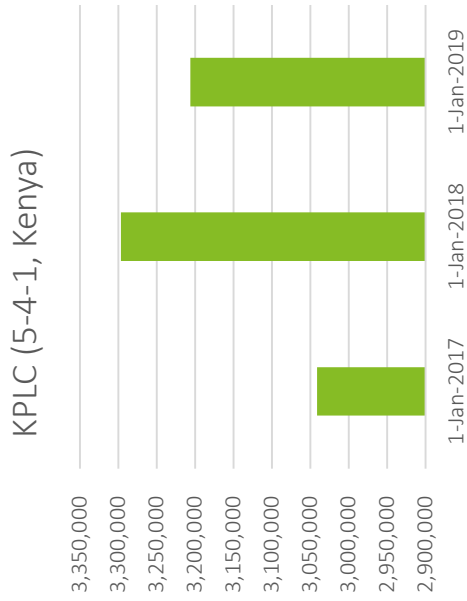
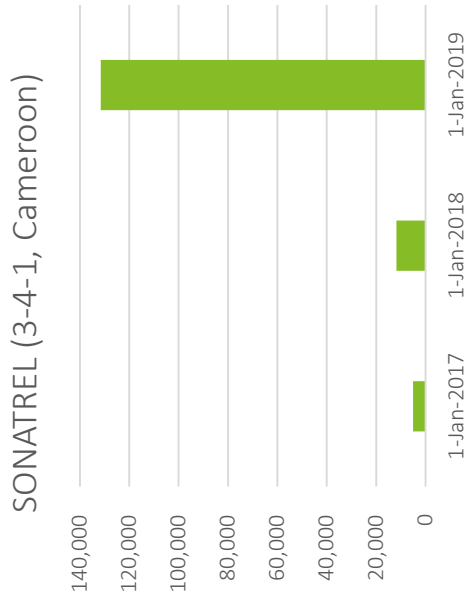
Liquidity



Changes in total assets

FY2017-FY2019

Unit: USD 1,000



Statement

Balance Sheet	7-Jul-2020	7-Jul-2019	7-Jul-2018	7-Jul-2017
Property, plant and equipment	0	0	31,550,472,177	0
Other non-current assets	0	0	32,439,133	0
Total non-current assets	0	0	31,582,911,310	0
Inventories	0	0	4,269,277,920	0
Trade receivables	0	0	1,148,706,824	0
Cash	0	0	5,899,651,594	0
Other receivables	0	0	0	0
Total current assets	0	0	11,317,636,338	0
Total assets	0	0	42,900,547,648	42,096,093,447
Borrowings	0	0	27,772,027,197	0
Other liabilities	0	0	2,266,017,902	0
0	0	0	9,133,429,112	0
Total non-current liabilities	0	0	11,399,447,014	0
Trade payables	0	0	0	0
Borrowings	0	0	3,113,962,347	0
Other liabilities	0	0	615,111,090	0
Total current liabilities	0	0	3,729,073,437	0
Total liabilities	0	0	15,128,520,451	0
	OK	OK	OK	I5-
Profit and loss statement	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!
Sales	0	0	6,247,721,309	5,565,513,772
Cost of sales	0	0	-6,596,296,766	-5,945,838,239
Gross margin	0	0	-348,575,457	-380,324,467
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
Other cost	0	0	-649,951,475	-204,075,903
Operating profit/(loss)	0	0	-998,526,932	-584,400,370
Tax (cost)/(income)	0	0	-998,526,932	-584,400,370
Net income	0	0	-998,526,932	-584,400,370
	OK	OK	I5-	I5-
	OK	OK	I5-	I5-
	OK	OK	I5-	I5-
Operating cash	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!
Investment cash	0	0	0	0
Financial cash	0	0	0	0

4. 第2次現地調査（マダガスカル）

② 電気事業体制

電気事業の主務官庁は、エネルギー・炭化水素省（MEH）である。電力供給は、マラガシー電気・水道供給会社（JIRAMA）によって行われている。その他電力関連の組織として、電力規制を担う電力規制委員会（ORE）、地方電化を推進する地方電化開発庁（ADER）がある。なお、エネルギー・炭化水素省（MEH）は、2030年までに電化率70%達成を掲げている。

③ 電力需給

マダガスカルにおける電力は、水力と火力（ディーゼル）発電で賄われている。2010年代前半は水力で全発生電力量の約6割を占めていたものが、2019年には火力が過半数割合を占めるようになってきているが、火力は常設機が減少しレンタル機による供給が主となっている。需要は2010年～2019年の10年間で年平均5%の伸びを示しているのに対して、水力発電による供給力は年平均3%の伸びとなっている。

表3：ピーク電力推移（単位：MW）

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
全国ピーク電力	256	279	286	306	320	328	342	354	375	367

表4：発生電力量の電源種別割合（単位：%）

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
水力発電	60	54	56	57	59	61	54	46	54	48
火力発電	40	46	44	43	41	39	46	54	45	51
再エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2

表5：電源別発生電力量のうちJIRAMA所有設備とその他の割合（単位：%）

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
水力発電 (JIRAMA)	90	86	90	90	91	89	89	90	88	90
水力発電 (JIRAMA以外)	10	14	10	10	9	11	11	10	12	10
火力発電 (JIRAMA)	66	67	66	60	40	21	11	6	7	6
火力発電 (JIRAMA以外)	34	33	34	40	60	78	89	94	93	94
再エネ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

④ 電力開発

■ 電源開発

表6：電源開発（計画中）

PROJETS	電源種別	MW	-	PROBABLE COMMISSIONING YEAR (2023-)											NAME OF THE PROJECT	PROMOTER	DONORS
				23	24	25	26	27	28	29	30	31					
Groupe ANDEKALEKA ^{N°4}	水力	32	EPC	X											G4	JIRAMA	BEI
Centrale Sahofika	水力	192	IPP				X								SAHOFIKA	NEHO	
Centrale Volobe	水力	120	IPP			X									VOLOBE 2	CGHV	
Centrale Antezambato	水力	140	EPC						X						ANTEZEZAMBATO		
Centrale Lohavanana	水力	120	EPC									X			LOHAVANANA		
Centrale Ambodiroka	水力	42	EPC					X							AMBODIROKA	CWE	EXIM BANK
Centrale Ranomafana ANKAZOBE	水力	56	EPC												RANOMAFANA	SINOHYDR O	EXIM BANK
Centrale Belaoko Lokoho	水力	12	IPP								X					HIER	
Centrale Namorona 2	水力	12	IPP			X										JOVENA	
Centrale Mahavola	水力	400	EPC										X				
Centrale Betoafo	水力	350	EPC														

■ システム開発

現在のマダガスカルの送電システムは、Antananarivo - Antsirabe 系統 (RIA)、Toamasina 系統 (RIT) 及び Fianarantsoa (RIF) の都市部のみに 3 系統に分かれて存在し、138kV、63kV 及び 35kV で運用されている。

都市部の需要増対応と電力の安定供給を目的に、超高压の 220kV も追加して現在の 3 系統を連系する計画が進んでいる。

■ オフグリッド開発

現在、マダガスカルでは、2030 年での全国電化率 70%の目標を達成するために、オフグリッドの計画も積極的に進めており、2030 年には再生可能エネルギー比率を全体の 80%にまで向上させることを目標に開発を推進している。地方電化庁 (ADER) からのヒアリングでは、地方の電化率は 14%と低く、現在のオフグリッドの最高電力は 29MW、320 万人が接続している状況とのことであった。現在、30 の IPP が太陽光発電、水力発電、バイオマス発電、風力発電を行っている。マダガスカルにおける、23 の地域でオフグリッドのマスタープランがあり、12 の地域でマスタープランに則った開発が進められている。マダガスカルの西部は主に太陽光、東部は太陽光・水力発電が実施、計画されている。オフグリッドの開発計画を図 2、図 3 に示す。

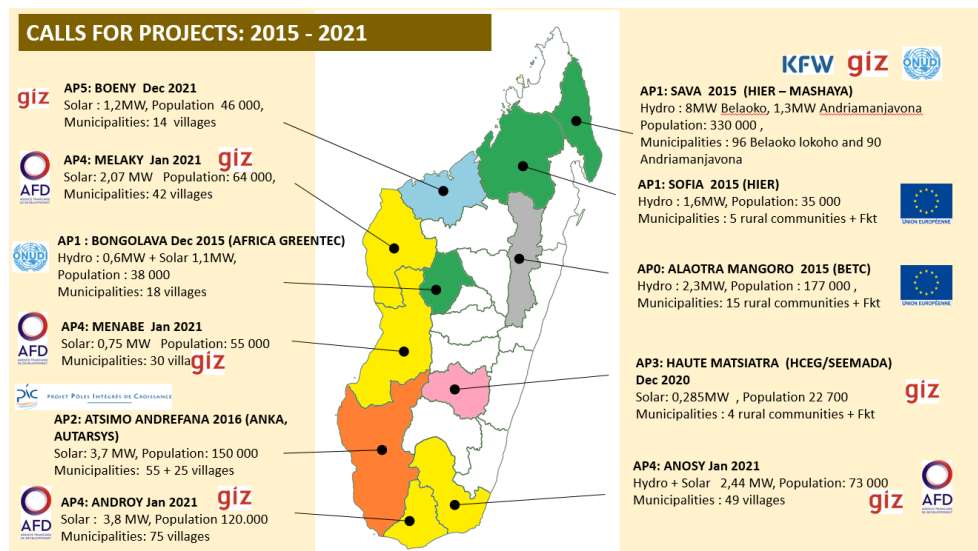


図 2 : オフグリッド開発計画 (2015-2021)

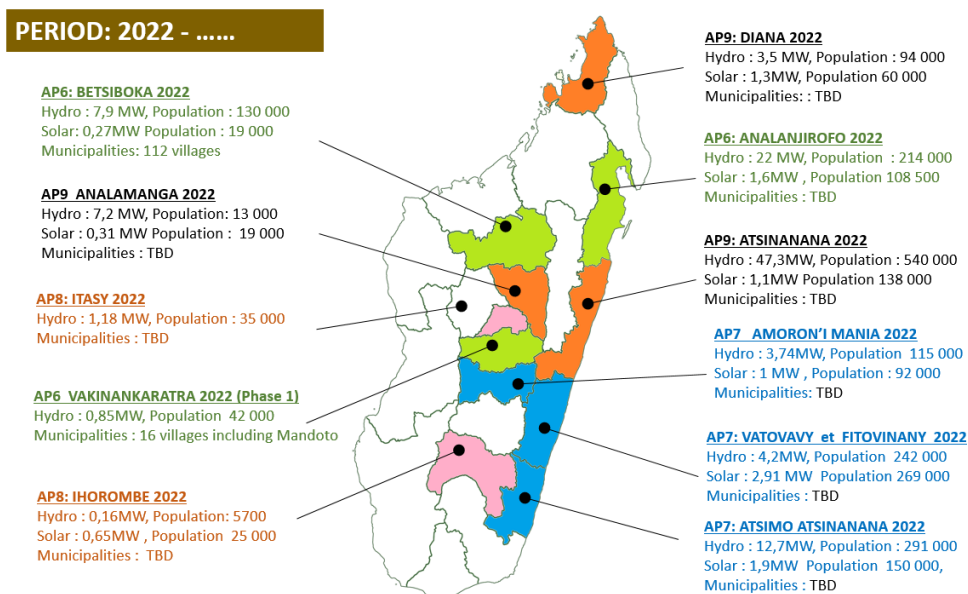


図 3 : オフグリッド開発計画 (2022-)

⑤ 配電損失・停電

マダガスカルでは、停電が頻発しているが、病院や政府関係機関に対しては、JIRAMA が発電機を設置し、停電時の電力を確保している。また、マダガスカルの配電損失は、30%と非常に高く、15%が技術ロス、15%が商業ロスとなっており、商業ロスの削減の対策として、図4に示すメータを2022年に19万5000台設置することを計画している。



(a) 電力メータ



(b) 開閉装置

※ 電力メータと開閉装置の組み合わせ設置を計画しており、開閉装置にはコンセント、USB プラグも付属されている。

図4：設置を計画している電力メータ

(2) 電力事情（アンタナナリボ）

マダガスカル中央部に位置する首都アンタナナリボにおいては、主に63kVと35kVの電圧で変電所間の連系を行い、20kVと5kVの電圧で中圧の配電を実施している。一部大型水力発電所からの供給送電線や大容量変電所区間においては138kV送電線も運用中である。現在進行中のPRIRTEM Project Part-1によってアンタナナリボ～トアマシナ間が220kVで連系される予定である。

既設設備については1960年代に建設されたものが多く、一部の部品や設備は1990年代に更新はされているものの、設備経年劣化に起因する停電が頻発している状態である。JIRAMAは、増加する需要、電化促進及び電力供給信頼性強化に対応できるプロジェクト実施を目指している状態である。

(3) 電力事情（トアマシナ）

マダガスカル東部に位置する都市トアマシナは国内第2の都市であり、トアマシナ州の州都でもある。国内最大の商業港を抱えており、世界最大規模のニッケル工場を含め多数の工場も存在する。

■ 電力アクセス状況

現在、電力への接続を待機している需要家は2000～2500件程度あり、150件/月程度で接続の申請がなされるが、容量不足のため新規接続が困難な箇所が多く存在している。トアマシナでは、人口35万人に対して、総契約数4万件であり、1件あたり4～5人が電力アクセス可能となる。

トアマシナの電力供給は市内西部からのVolbe水力及びJIRAMAやENELECが市内に保有するディーゼル発電設備によって賄われている。またENELECグループ会社のGreen Power社の太陽光発電設備などによる電力供給も行われている。配電系統は中圧(35kV、20kV、5kV)及び低圧(200V)の電圧階級にて構成されており、需要家向けの電力供給は既設Tamatave-1及びTamatave-2変電所(以下TM-1、TM-2)より行われている。

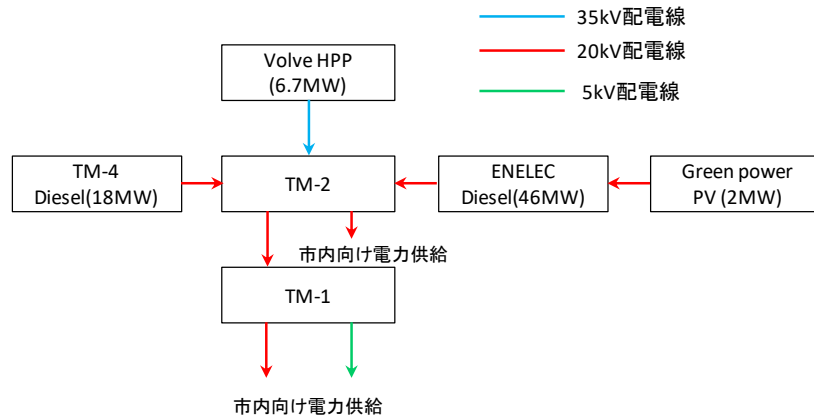


図 5：トアマシナ地区電力供給概要

変電・配電設備共に長期使用され、老朽化し信頼性が非常に低い上に、増加する需要に対応できる容量が配電線導体、配電用変圧器の両方で十分でなく新規接続希望の需要家への接続が迅速に進んでいない。また、発電設備も当該地区で 46MW の設備容量に対して 30MW 未満の供給力しか現状なく、発電と配電の両面から電化率向上への足かせとなっている。

また、停電も頻繁に発生すると同時に、長距離の重負荷中圧配電線では特に電圧降下が激しく市内全域停電（Black out）も 2022 年 1 月では 22 回、2022 年 2 月においては 46 回も起こっており、電力品質の面でも大きな課題がある。

JIRAMA のトアマシナ地域事務所では、発電・変電・配電の全ての面で解決すべき課題があると認識しているが、特に TM-1 と TM-2 の改修を第一に、次に配電線の増強を優先事項と考えている。

(4) 支援ニーズ

① アンタナナリボ

■ 変電所改修

JIRAMA より提案のあった、アンタナナリボ市内の電力システムを構成する変電所改修計画（配電用変圧器増強が主体）を確認するために、市内 5 カ所の変電所調査を実施した。調査した変電所概要は下記の通りである。

表 7：調査対象変電所の状況

変電所	電圧構成	概要
Ambodivona S/S	63/35/5 kV	市内向け 5 kV 配電及びアンタナナリボ南部地域変電所への 35 kV 配電線連系の目的に運用されている。多くの機器が 1960 年製であり設備の経年劣化が激しく、変圧器に関しても設備容量の限界に達しようとしている。世銀支援による 63 kV 1 回線の送電線連系（Tana Nord S/S 間）が計画されている。
Tana Sud S/S（タナ南）	63/35/20 kV	既設 Mandozoseza 変電所及び Tana Ouest 変電所向け 35kV 潮流及び 20kV 配電負荷の増加により、設備容量の限界を迎えつつある。IPP の Tozzi Green 社の水力発電所（28MW）の連系点となっている。世銀支援による 63 kV 1 回線の送電線連系（Tana Nord S/S 間）が計画されている。
Tana Nord S/S（タナ北）	138/20 kV	アンタナナリボ市内では 20 kV の配電線負荷が最も大きな変電所であり、ピーク時 50MW 程度を記録しており、既設配電線用変圧器（25 MVA x 2 台）容量の限界を迎えている。世銀支援による 63 kV 2 回線の送電線連系（Ambodivona S/S と Tana Sud S/S 間）が計画されている。
Mandroseza S/S	35/5 kV	5kV 配電供給が中心の変電所であり、Symbion Power のディーゼル発電所と浄水場が併設している。1930 年代に建設されており、老朽化に伴う設備の劣化が激しい。
Ambohimnambola (PIA) S/S	138/63/20kV	アンタナナリボ地域の電力供給における基幹変電所であり、この変電所を供給起点として各変電所へ 63kV 送電がなされている。世銀支援で 138/63 kV 変圧器 2 台が 30MVA から 60MVA への更新が実施されている。（60MVA 変圧器は既に変電所に到着済）同支援プロジェクトの中で既設 30 MVA 変圧器 2 台は Tana Nord S/S に移設し 63kV 連系用変圧器として流用される。

表 8：変電所改修の概要（アンタナナリボ）

調達・据付	スコープ	
Ambodivona S/S	63/35 kV 50 MVA x 2 変圧器新設 63/20 kV 25 MVA x 2 変圧器新設 ➢ 63/35/20kV 開閉装置 ➢ 63kV 送電線用ベイ x 1 更新 ➢ 63kV 変圧器用ベイ x 4 増設 ➢ 20kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置 関連土木建築（20 kV 開閉装置建屋を含む） 制御・保護装置	新設後既設品 (25 MVA x 2) は TANA Sud へ移設 既設 PIA 変電所向けの容量増強 63/35kV 用 x 2、63/20kV 用 x2 Incomer x2、feeder x 5、VT x 2
Tana Sud S/S	63/35 kV 25 MVA x 2 変圧器移設 63/20 kV 25 MVA x 1 変圧器増設 63/35/20kV 開閉装置 ➢ 63kV 送電線用ベイ x 1 更新 ➢ 63kV 変圧器用ベイ x 3 増設 ➢ 35kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置更新 ➢ 20kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置 関連土木建築 制御・保護装置	既設 Ambodivona 変電所より移設 既設 PIA 変電所向け 63/35kV 用 x 2、63/20kV 用 x1 Incomer x5、feeder x 5、VT x 2 Incomer x2、feeder x 4、VT x 2
Tana Nord S/S	138/35 kV 25MVA x1 変圧器増設 138/20 kV 25MVA x1 変圧器増設 138/63/35/20kV 開閉装置 ➢ 138kV 変圧器用ベイ x 2 増設 ➢ 35kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置増設 ➢ 20kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置 関連土木建築 制御・保護装置	 138/35kV 用 x1、138/20kV 用 x 1 Incomer x1、feeder x 2、VT x1 Incomer x1、feeder x 3、VT x1
Mandroseza S/S	35/20 kV 7MVA x1 変圧器新設 20kV 開閉装置 関連土木建築 制御・保護装置	Incomer x1、feeder x 5、VT x 1
PIA S/S	20kV 屋内型金属閉鎖型開閉装置 関連土木建築（20kV 開閉装置建屋含む） 制御・保護装置	Incomer x1、feeder x 5 VT x 1 別途準備済の 63/20 kV 18 MVA 変圧器と接続しての配電線引出し用
設計・入札・施工監理		

② トアマシナ

■ 変電所更新

今回の現地調査において TM-1 と TM-2 にて判明した設備不具合は下記の通りである。

TM-1: 1930 年代にディーゼル発電所として運用開始し、現在は変電所として運用されている。建屋・設備共に老朽化が著しい。遮断器や保護装置については正常に動作しないものが多数存在する。また機器の制御用直流電源は自動車用バッテリーが使用され、充電器も故障し自動運転が不可の状態となっている。建物の窓ガラスは、ほとんど割れた状態である。

TM-2: 1970 年代にディーゼル発電所として運用開始したが、現在はトアマシナ地区の中心の変電所として機能し同地区の給電指令所の役目も兼ねている。建屋の劣化と損壊が激しく、床や通路を安全に利用することが不可能である。雨漏りによる設備（特に電気品）への不具合発生原因にもなっている。設備の腐食や劣化も激しく、安定運転は望めない状況である。変電所、発電所のリアルタイム情報の収集は出来ず、無線通話か電話での給電・保守操作対応を行っている。

現地調査結果を踏まえ、TM-1 及び TM-2 変電所更新の優先度が最も高いと判断し、そのプロジェクト概要については下記とした。

表 9 : 変電所更新の概要 (トアマシナ)

調達・据付	スコープ	
TM-1	20/5 kV 5MVA x2 変圧器	
	20kV 開閉装置	
	➢ 受電用ベイ x 2	TM-2 連絡 2 回線用
	➢ 変圧器用ベイ x 2	5MVA x 2 用
	➢ フィーダー用ベイ x 4	DV2, DV3, DV4、予備
	5kV 開閉装置	
	➢ 変圧器用ベイ x 2	5MVA x 2 用
	➢ フィーダー用ベイ x 4	D2, D3, D5、予備
TM-2	35/20 kV 30MVA x 2 変圧器	
	35kV 開閉装置	
	➢ 受電用ベイ x 2	Volbe 水力、予備
	➢ 変圧器用ベイ x 2	30MVA x 2 用
	20kV 開閉装置	
	➢ 変圧器用ベイ x 2	30MVA x 2 用
	➢ フィーダー用ベイ x 7	ZI, SP, Port sec, DV1, SOL1, SOL2、予備
	➢ 受電用 x 2	TM4, ENELEC 用
配電線	時限順送式自動再開路装置	1 式 (60 台を想定)
	柱上配電用変圧器	1 式 (200 台を想定)
	中圧配電線資材	1 式 (既設配電線への接続資材)
	設計・入札・ 施工監理	

TM-1 : トアマシナ地域事務所構内の空地利用で変電所一式更新を想定

TM-2 : TM-2 の旧発電所敷地内での変電所一式更新を想定

③ 本邦技術 (別添 5 : プレゼン資料参照)

今後マダガスカルの電力系統の設備拡充や運用・維持管理面での効果が期待できる資機材 (本邦技術) を JIRAMA に紹介した。

表 10 : JIRAMA への主な技術紹介

資機材	期待される効果
ガス絶縁開閉装置	充電部の密閉化による安全性向上、据付面積の縮小
モバイル発電機、パッドマウント変圧器	災害時の早期の配電開始や保守時の臨時供給
配電自動化システム	配電線路にて発生した事故の迅速な除去、復旧時間短縮
低損失変圧器 (アモルファス変圧器)	無負荷損、負荷損低減による配電損失の低減

4. 要望プロジェクト

JIRAMA から要望があった支援のうち、調査結果を踏まえて、プロジェクト候補 (案) を表 11 に示す。

表 11：プロジェクト候補（案）

番号	対象地域	プロジェクト (仮称)	目的	スコープ	裨益効果	備考
1	トアマシ ナ	トアマシ ナ配電 増強計 画	港湾・工業都市機能を支える 社会インフラ基盤を支えるた めに、電力需要増加への対応 と停電時間の減少、電圧の維 持の電力品質向上を図り、更 には待機需要への新規接続が 進み電化率向上への貢献が可 能となる電力供給能力を強化 する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ Tamatave-1 変電所 (TM-1) の 更新建設 ・ 20/5 kV 変圧器、開閉装置、 監視制御装置、土木建築工事 ・ Tamatave-2 変電所 (TM-2) の 更新建設 ・ 35/20 kV 変圧器、開閉装置、 監視制御装置、土木建築工事 ・ 配電用柱上変圧器、配電線区 分開閉器及び新設 TM-1 と TM- 2 から既設配電線への接続資 材 	トアマシナ地区（人口 35 万人） の待機需要（接続申請済 2022 年 5 月現在約 1,500 件）の解消に 伴う現在 6 割以下の電化率の向 上が図れる。 建屋と設備の信頼性向上、自動 開閉機能付き区分開閉器の利用 に伴う停電回数・時間の減少が 期待できる。（約 150 回/月、約 1 時間/回の大幅な低減）	既設変電所敷地 (TM-1) は 地域事務所用地) の JIRAMA 保有用地で建設が 可能と判断。
2	アンタナ リボ首都 圏	アンボナ 変強 電所 計画	首都機能を支える社会インフ ラの整備が進み、旺盛な電力 需要への対応が急務となっ ているアンタナリボ首都圏中 央部への電力供給能力を強化 する。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 63/35 kV、63/20 kV 各 2 台 変 圧器増設 ・ 63kV 開閉装置更新、20kV 開閉 装置増設 ・ 監視制御装置 ・ 関連土木建築工事 	アンタナリボ首都圏中心部の 急増する需要への対応と電力供 給信頼性の向上（停電回数・時 間）が図れる。	世銀支援による Tana Nord 変電所からの 63 kV 送電線による電力供給プ ロジェクトが進行中。 既設 63/35kV 変圧器を Tana Sud 変電所に流用予 定であるので、アンボナ イボナ変電所増強が先行 する必要がある。

5. 財務関連

JIRAMA との協議結果を踏まえた、財務関連の報告資料を別添 6に示す。

以上

別添 1：現地調査日程表

別添 2：関係者（面談者）リスト

別添 3：現地調査写真

別添 4：位置図

別添 5：プレゼン資料

別添 6：財務分析報告資料

別添 7：単線結線図

別添3：現地調査写真

■ アンタナナリボ



Ambodivona 変電所（変電所ヤード内）



Ambodivona 変電所（中央制御室）



Tana Sud 変電所（変電所ヤード内）



Tana Sud 変電所（既設変圧器）



Tana Nord 変電所（変電所ヤード内）



Tana Nord 変電所（ベイコントロールユニット）



Mandrozeza 変電所（中央制御室）



Mandrozeza 変電所（5kV 開閉設備）



PIA 変電所変電所(新設用変圧器保管中)



20kV 開閉設備新設予定箇所

■ トアマシナ



TM-1 変電所 (トアマシナ地域事務所隣接)



TM-2 変電所 (建屋全体の老朽・劣化及び一部損壊)



TM-1 変電所建屋 (市民からの投石で窓ガラスは破損)



TM-2 変電所 (建屋内天井損壊状況)



TM-1 変電所 (一部機器は使用不可 (劣化・焼損等))



TM-2 変電所 (建屋隣に旧発電所設備跡有)

別添1: 現地調査日程表

調査日程表 (マダガスカル)

月日	業務主任/ 電力投資計画	配電設備計画	自社負担による派遣	送変電設備2	社会経済調査	副業務主任/ 電気事業経営 課題分析1	送配電設備運用 人材育成	活動地名	宿泊先	
										阿部真 八千代エンジニアリング
1	5月11日	水	ナイロビ(12:15)⇒アンタナナリボ(15:35)by KQ256						マダガスカル	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ
2	5月12日	木	9:00 エネルギー・炭化水素省(MEH)表敬訪問・協議 11:00 マラガシー電気・水道供給会社(JIRAMA)Mamy氏打合せ 15:00 マラガシー電気・水道供給会社(JIRAMA)CEO他 表敬訪問・協議					財務・経理担当との協議 (アンタナナリボ)	マダガスカル	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ
3	5月13日	金	8:00 現地調査(アンタナナリボ北・南変電所) * Antananarivo(16:40)⇒Toamasina Airport(17:30)		9:00 JIRAMA顧客担当 11:00地方電化庁(ADER)	財務・経理担当との協議 (アンタナナリボ)		マダガスカル	Calypso Hotel トアマシナ Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ	
4	5月14日	土	9:00 現地調査(トアマシナ)		財務・経理担当との協議 (アンタナナリボ)		マダガスカル	Calypso Hotel トアマシナ Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ		
5	5月15日	日	9:00 現地調査(トアマシナ) * Toamasina Airport(19:50)⇒Antananarivo(20:40)						マダガスカル	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ
6	5月16日	月	10:30 JICA事務所報告 (財務) 13:00サイト調査(PIC、ト レーニングセンター)、 JIRAMAプレゼン	11:00サイト調査 (Mandroseza) 13:00サイト調査(PIC、ト レーニングセンター)、 JIRAMAプレゼン	8:00 PCR検査 11:00サイト調査 (Mandroseza) 13:00サイト調査(PIC、ト レーニングセンター)、 JIRAMAプレゼン	8:00 PCR検査 13:00 資料整理	10:30 JICA事務所報告 (財務) アンタナナリボ(16:25)⇒ ナイロビ(19:50)by KQ257	マダガスカル	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ	
7	5月17日	火	14:00 JICA事務所報告 16:00 日本大使館訪問			ナイロビ(23:35-1)⇒パリ (07:05)by AF813 パリ(10:35)⇒成田 (06:55+1)by AF276		マダガスカル	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ	
8	5月18日	水	8:00 PCR検査 10:00 現地調査(アンタナナリボ) 15:00 JIRAMAとのラップアップミーティング		アンタナナリボ(01:15)⇒パリ(11:20)by AF935 パリ(13:00)⇒開空(08:50+1)by AF292			マダガスカル /移動	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ /機中泊	
9	5月19日	木	10:00 エネルギー・炭化水素省(MEH)報告 13:00 JICA事務所報告		開空(15:00)⇒羽田(16:15)by JL224 伊丹(15:05)⇒福岡(16:20)by NH425			マダガスカル /移動	Ibis Antananarivo Ankorondrano アンタナナリボ /福岡	
10	5月20日	金	アンタナナリボ(01:15)⇒パリ(11:20)by AF935 パリ(13:00)⇒開空(08:50+1)by AF292						移動	機中泊
11	5月21日	土	開空(15:00)⇒羽田(16:15)by JL224 伊丹(15:05)⇒福岡(16:20)by NH425						移動	福岡

1) Ministry of Energy and Hydrocarbons (MEH)	
Ramiandrason Sambatra	General Manager
Rasaonah Mariah	Assistant

2) Agence de Développement De l'Electrification Rurale (ADER)	
Mamisoa Rakotoarimanana	Secrétaire exécutif

3) JIro sy RAno MALagasy (JIRAMA)	
Rivo Randanielina	General Manager
Razafindranivo Sehenon	Head of Sales
John Randriamananivo	Head of finance
Francesca	Head of Toamasina
Mamy Rakotondrainitsimba	Head of Studies & Development (Deputy)
Rakotovao Tovoheutiana Jeannot	Chif de Aepantement Exploitation
Rajaonaevony Heinjckanombana	Responsable
Ahduamampionona Zakarimotenogru	Chif teams
Razatovo haja	Distribute Electricity
Hasuna	In charge of project
Zandnautoeheao	Heuman Resource

別添3：現地調査写真

■ アンタナナリボ



Ambodivona 変電所（変電所ヤード内）



Ambodivona 変電所（中央制御室）



Tana Sud 変電所（変電所ヤード内）



Tana Sud 変電所（既設変圧器）



Tana Nord 変電所（変電所ヤード内）



Tana Nord 変電所（ベイコントロールユニット）



Mandrozeza 変電所（中央制御室）



Mandrozeza 変電所（5kV 開閉設備）



PIA 変電所変電所(新設用変圧器保管中)



20kV 開閉設備新設予定箇所

■ トアマシナ



TM-1 変電所 (トアマシナ地域事務所隣接)



TM-2 変電所 (建屋全体の老朽・劣化及び一部損壊)



TM-1 変電所建屋 (市民からの投石で窓ガラスは破損)



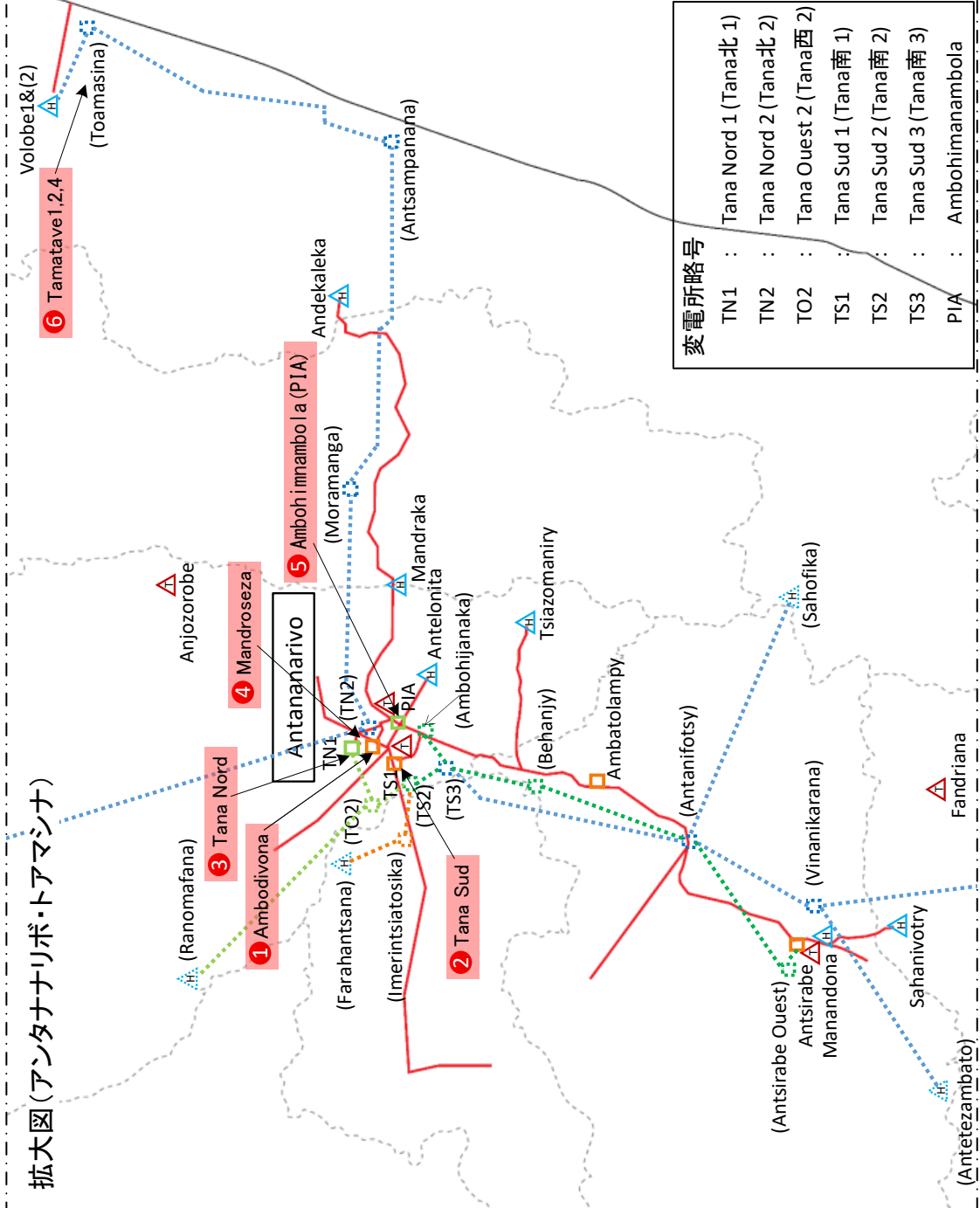
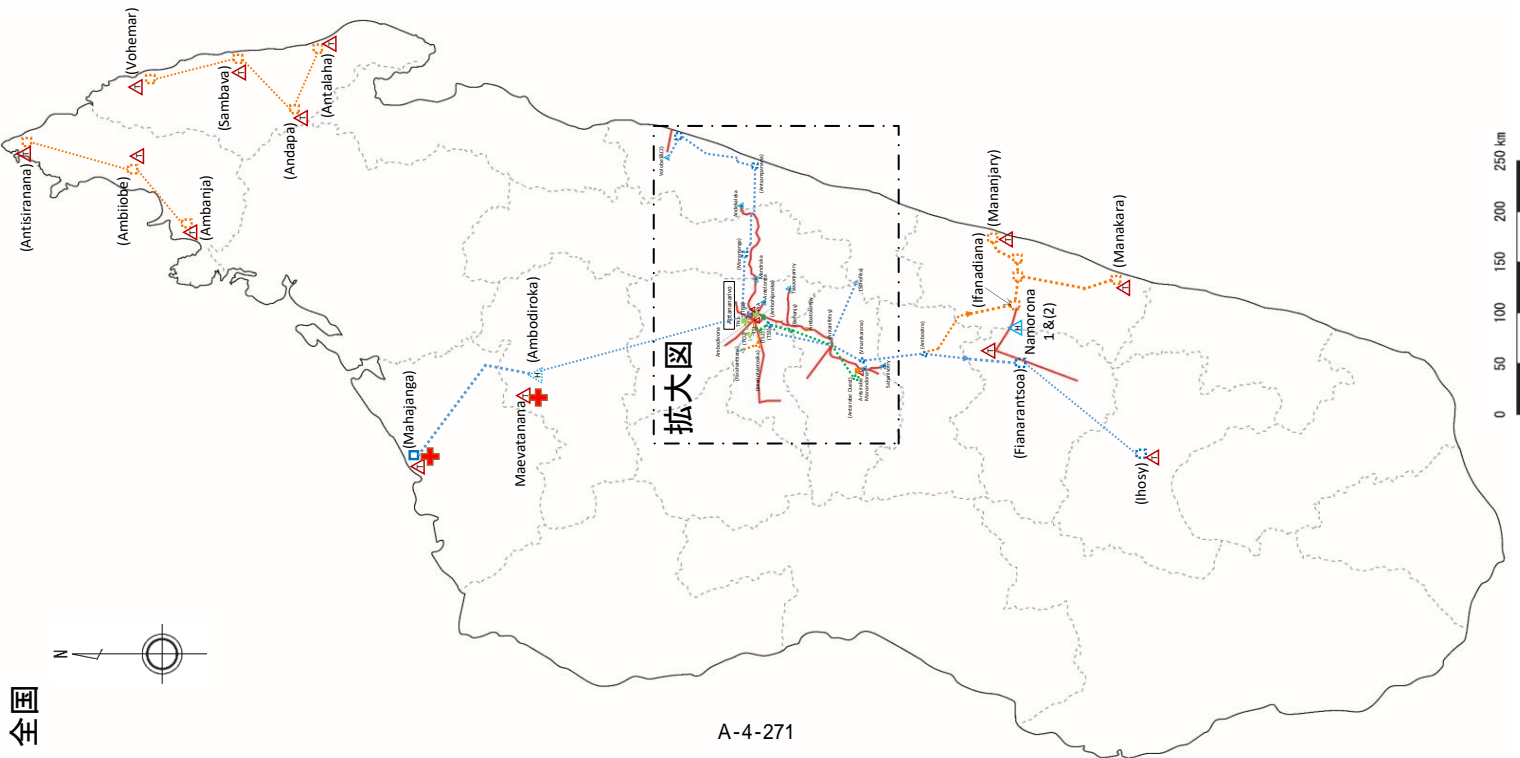
TM-2 変電所 (建屋内天井損壊状況)



TM-1 変電所 (一部機器は使用不可 (劣化・焼損等))



TM-2 変電所 (建屋隣に旧発電所設備跡有)



拡大図(アンタナリボ・トアマシナ)

変電所略号	
TN1	: Tana Nord 1 (Tana北 1)
TN2	: Tana Nord 2 (Tana北 2)
TO2	: Tana Ouest 2 (Tana西 2)
TS1	: Tana Sud 1 (Tana南 1)
TS2	: Tana Sud 2 (Tana南 2)
TS3	: Tana Sud 3 (Tana南 3)
PIA	: Ambohimambola

凡例

変電所		送電線		発電所	
既設	計画	既設	計画	既設	計画
■	□	—	—	▲	▲
■	□	—	—	▲	▲
■	□	—	—	▲	▲
■	□	—	—	▲	▲
■	□	—	—	▲	▲

■ : 最高電圧 220 kV
 □ : 最高電圧 138 kV
 □ : 最高電圧 90 kV
 □ : 最高電圧 63 kV

— : 既設
 — : 計画

▲ : 水力
 ▲ : 火力(ディーゼル)

別添4：位置図

**DATA COLLECTION SURVEY
ON
THE IMPROVEMENT OF ACCESS TO POWER SECTOR
IN SUB-SAHARAN AFRICA**

FIELD SURVEY IN MADAGASCAR (JIRAMA)

MAY, 2022

JICA SURVEY TEAM

Contents

1. Introduction
2. Tentative Schedule of the Site Survey
3. Potential Projects
4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

1. Introduction

Objectives of the Survey

Data Collection and Discussion of both Technical and Financial aspects in order to excavate potential projects (Grant aid and/or Technical cooperation) in the Madagascar Power Sector for JICA's consideration.

Technical and Financial

- Data collection for formulating projects
- Collection of additional information related to proposed projects
- Information sharing on effective power system equipment or materials
- Q & A on the Financial Statements of JIRAMA

* At the stage of the Survey, no commitment will be made from the Survey Team concerning the preparatory survey or realization of the Project.

2. Tentative Schedule of the Site Survey

No. Date & Day	Chief Consultant/ Investment Planning	Distribution Planning	Assistant	Transmission and Substation Planning	Socio-Economic Survey	Deputy Chief Consultant/ Financial Analysis	Accommodation
10	11th May	Wed	Nairobi (12:15) ⇒Antananarivo (15:35) by KQ256				
11	12th May	Thu	9:00 Courtesy Call to Ministry of Energy and Hydrocarbons (MEH) 11:00 Courtesy Call to Jiro sy rano malagasy (JIRAMA)				Toamasina Antananarivo
12	13th May	Fri	10:00 Site Survey * Trip Antananari v o (16:40) ⇒ Toamasina Airport (17:30) by Tsaradia 6500			Discussion with Finance and Accounting Officers of JIRAMA (Tana)	Toamasina Antananarivo
13	14th May	Sat	10:00 Site Survey (Toamasina)			Discussion with Finance and Accounting Officers of JIRAMA (Tana)	Toamasina Antananarivo
14	15th May	Sun	10:00 Site Survey (Toamasina) * Trip Toamasina Airport (19:50) ⇒Antananari v o (20:40) by Tsaradia 505				Antananarivo
15	16th May	Mon	10:00 Visit to Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER) 13:00 Site Survey				Antananarivo
16	17th May	Tue	10:00 Site Survey				Antananarivo
17	18th May	Wed	10:00 Site Survey 15:00 Wrap up meeting with JIRAMA		Antananarivo (01:15) ⇒Paris (11:20) by AF935 Paris (13:00) ⇒Kansai (08:50+1) by AF292		Antananarivo
18	19th May	Thu	10:00 Report to Ministry of Energy and Hydrocarbons (MEH) 13:00 Report to JICA Madagascar Office		Kansai (15:00) ⇒Hameda (16:15) by JL224 Itami (15:05) ⇒Fukuoka (16:20) by NH425		Antananarivo
19	20th May	Fri	Antananarivo (01:15) ⇒Paris (11:20) by AF935 Paris (13:00) ⇒Kansai (08:50+1) by AF292				Trip
20	21st May	Sat	Kansai (15:00) ⇒Hameda (16:15) by JL224 Itami (15:05) ⇒Fukuoka (16:20) by NH425				-

3. Potential Projects

< Antananarivo >

- A) Reinforcement of Sous station Ambodivona :
- B) Reinforcement of Sous station Mandrozeza :
- C) Reinforcement of Sous station Tana Nord :
- D) Reinforcement of Sous station Tana Sud :
- E) Poste Interconnexion Ambohimambola :
- F) Reinforcement of Sous station Mandraka :

> Toamasina >

- G) Réhabilitation Postes TAMATAVE 1,2 et 4

3. Potential Projects

< Antananarivo >

A) Reinforcement of Sous station Ambodivona :

- 2 x 50MVA 63/35kV transformer
- 3 x New 35kV distribution line
- 1 x 25MVA 63/20kV transformer
- 3 x 20kV distribution line
- Others

A-4-277

B) Reinforcement of Sous station Mandroseza :

- 3 x 7MVA 35/20kV transformer
- 5 x 20kV distribution line
- Others

3. Potential Projects

C) Reinforcement of Sous station Tana Nord :

- 1 x 25MVA 138/20kV transformer
- 3 x 20kV distribution line
- 1 x 25MVA 138/35kV transformer
- 2 x 35kV distribution line
- Others

D) Reinforcement of Sous station Tana Sud :

- 1 x 25MVA 63/20kV transformer
- 4 x 20kV distribution line
- 1 x 25MVA 63/35kV transformer
- 5 x 35kV distribution line
- Others

3. Potential Projects

E) Poste Interconnexion Ambohimambola :

- 4 x 20kV distribution line

F) Reinforcement of Sous station Mandraka :

3. Potential Projects

< Toamasina >

Réhabilitation Postes TAMATAVE 1,2 et 4

TM1

- Rehabilitation of Building
- Replacement of 20kV circuit breakers
- Installation of 20 kV shielded cell with 10 feeders
- Other Replacement work

TM2

- Rehabilitation of Building
- Line in parallel with the four 20 kV feeders on TM2
- Installation of 20 kV shielded cubicles with 10 feeders
Installation of 35 kV shielded cubicles with 10 feeders
- Others Replacement work

TM4

- Others Replacement work

3. Potential Projects

Other Potential Needs

- Improvement of Access to the Electricity
- Utilization of Renewable Energy
- Rehabilitation or Expansion of MV Distribution Lines
- Power supply to the Nickel Mining Plant by 2025

4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

- (1) Gas insulated switchgear
- (2) Mobile power station & Mobile transformer
- (3) Distribution automation system
- (4) Low loss transformer (Amorphous transformer)

4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

(1) Gas insulated switchgear

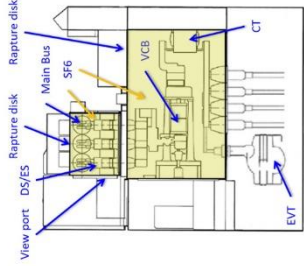
Metal enclosed Gas insulated switchgear has following specific features

- ✓ Saving securing space, short term installation
- ✓ Increasing safety (all energized parts are sealed)
- ✓ Reduction of transportation cost

【Comparison of outline size】

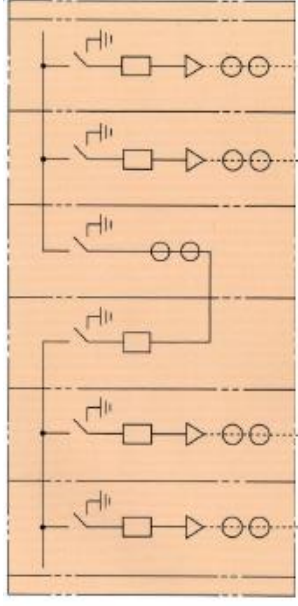
Medium voltage 36kV 31.5kA single bus 1 x incomer, 1x VT, 4x feeder

	AIS open air	AIS Cubicle	GIS Cubicle
Size	24,000(W)x13,000(D)) x 5,000(H)	7200(W)x2600(D) x2662(H)	4500(W)x1600(D) x2800(H)
	312m ² (100%)	19m ² (6%)	7.2m ² (2%)



Section view (Single busbar)

Typical arrangement



4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

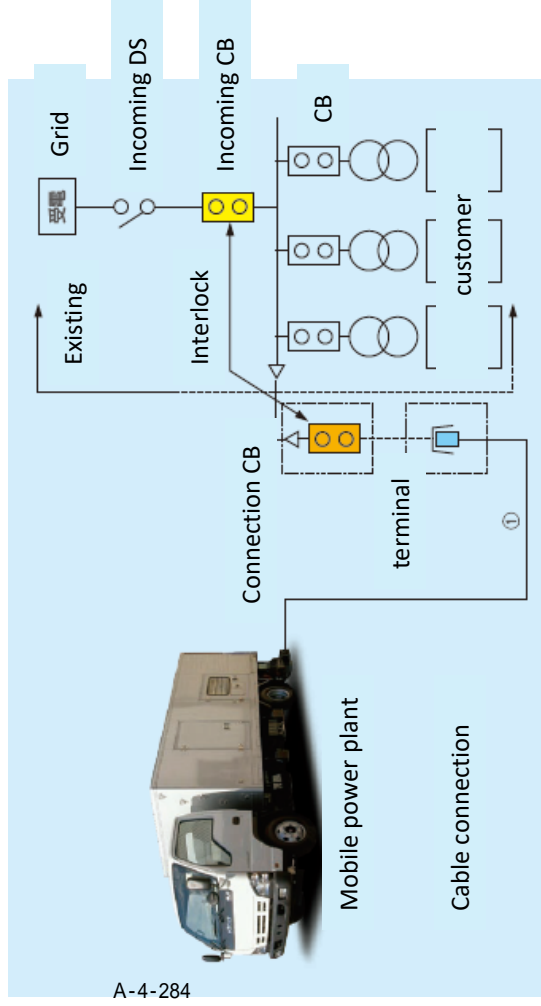
(2) Mobile power station & Mobile transformer

➤ Outline

A mobile power station is a truck equipped with a set of equipment necessary for power supply, such as a Turbine, generator, transformer, etc. The parking place for the mobile power generator will be a temporary power plant.

➤ Main specifications

Rated capacity	Up to 2,000kVA
Turbine type	Gas or diesel turbine
Cooling type	Air
Fuel	Light oil / heavy oil/ Kerosene
Outline size	Up to 11.9m(L) x2.5m(W)x3.75m(H)



4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

(2) Mobile power station & Mobile transformer

➤ Outline

This equipment is portable by truck and can be easily connected to power distribution lines to supply power to LV customers in a short period of time. As a result, it is useful for emergency power supply such as immediately after a disaster, during facility construction or during facility maintenance.



4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

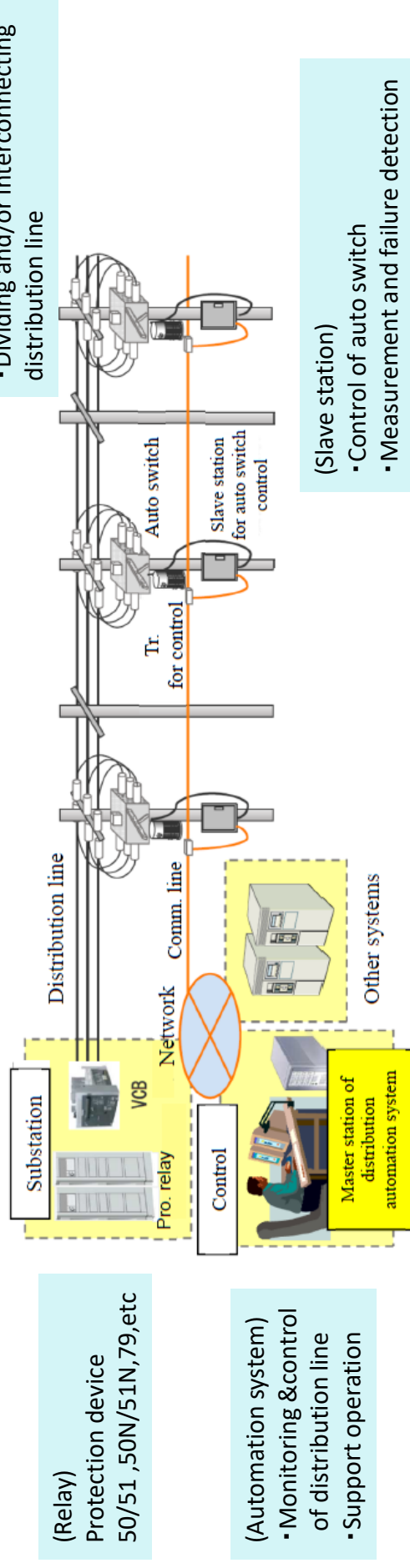
(3) Distribution automation system

➤ Outline

The distribution automation system consist of a master station installed at a monitoring station, and switches and slave stations at field.

- A) Remote monitoring and control of automatic switch, etc. from the master station via the communication line and via the slave station.
- B) Remote monitoring and control of circuit breakers for distribution feeders.
- C) Cooperate with other systems such as power distribution business, transmit information such as power outage data.

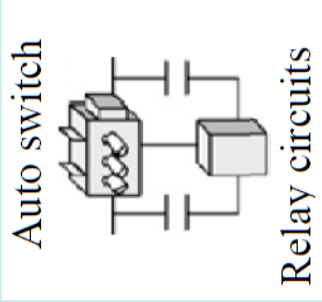
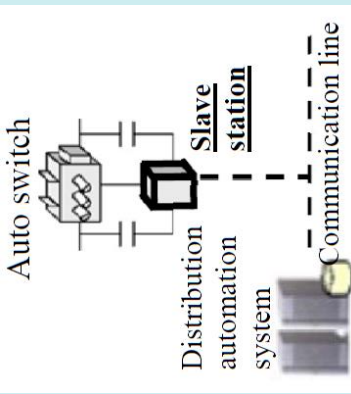
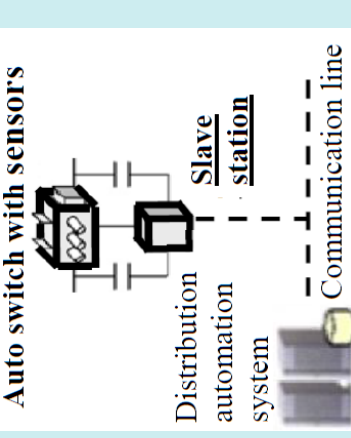
A-4-287



4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

(3) Distribution automation system

Distribution automation systems can be broadly classified into three steps according to the functions at the master monitoring and control station.

	Step1	Step2	Step3
Configuration	 <p>Auto switch Relay circuits</p>	 <p>Auto switch Slave station Communication line</p>	 <p>Auto switch with sensors Slave station Communication line</p>
Switch control when distribution line fault	Timed sequential switching method	Timed sequential switching method	Automatic remote control from automation system
Communication	None	Yes	Yes with high speed
Operation of switch	Manual at site only	Manual + remote manual control	Manual + remote manual control + automatic remote control
Measurement in distribution network	None	None	Yes
Benefit	Power outage can be shorted	Step1 + Contributes improving supply reliability	Step2+shortened power failure duration time

4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

(4) Low loss transformer (Amorphous transformer)

➤ Outline

Amorphous transformer is a transformer in which an amorphous alloy is applied to an iron core. This transformer implement to low no-load (iron loss) losses based on lower hysteresis loss and lower eddy current losses.

【Comparison table between CRGO and AMDT】

*CRGO: Cold Rolled Grain Oriented steel AMDT: Amorphous Transformer NLL: No Load Loss

Rating (kVA)	CRGO NLL(W)	AMDT NLL(W)	Reduction(%)
50	90	52	42%
100	145	90	38%
160	196	104	47%
400	430	212	51%
630	600	346	42%
1000	770	469	39%

4. Preliminary Idea of applicable equipment for JIRAMA

(4) Low loss transformer (Amorphous transformer)

➤ Benefit

It is possible to suppress the no-load loss that always occurs in the power receiving state, it has a particularly high loss reduction effect, and can be linked to a reduction in distribution loss.

【Calculation example】

Electricity consumption Cost(USD/Year)

$$\frac{\text{No load loss}(w) + \text{Load loss}(w) \times (\text{Load Factor})^2}{1000} \times 365(\text{day}) \times 24(\text{h}) \times \text{tariff}(\text{USD}/\text{kWh})$$

*Load factor 50% tariff 0.1(USD/kWh)

Electricity Consumption cost (USD/Year)
**Number of total installation 100set*

Transformer Characteristics		
100kVA-11kV	NLL(W)	LL(W)
CRGO	145	1210
AMDT	90	815



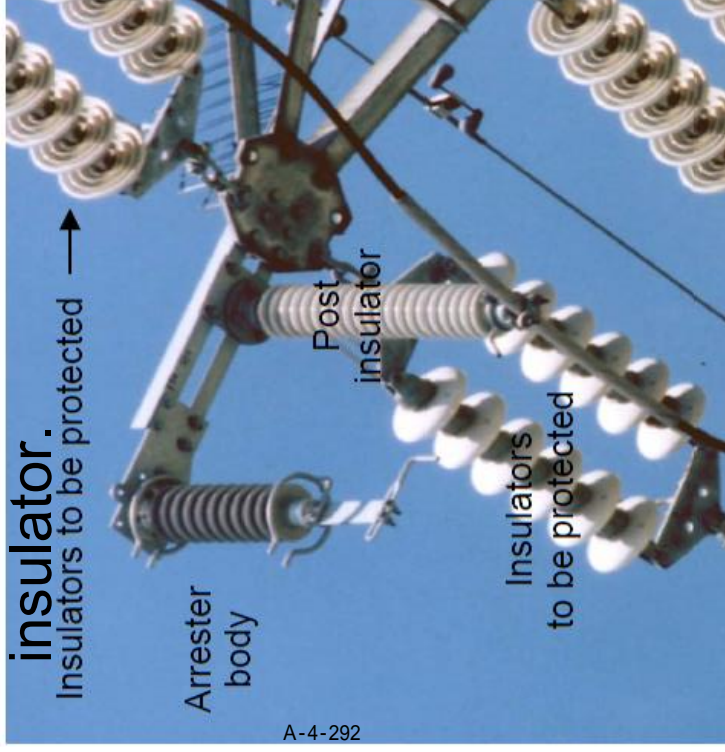
With CRGO	With AMDT	Benefit
39,201	25,732	13,469USD/y

Thank you for your attention

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

➤ When a lightning strikes transmission tower or power line conductor, transient overvoltage will be induced across the



➤ EGLA, consisting of arrester body and series air gap, is installed in parallel with the insulator to be protected.

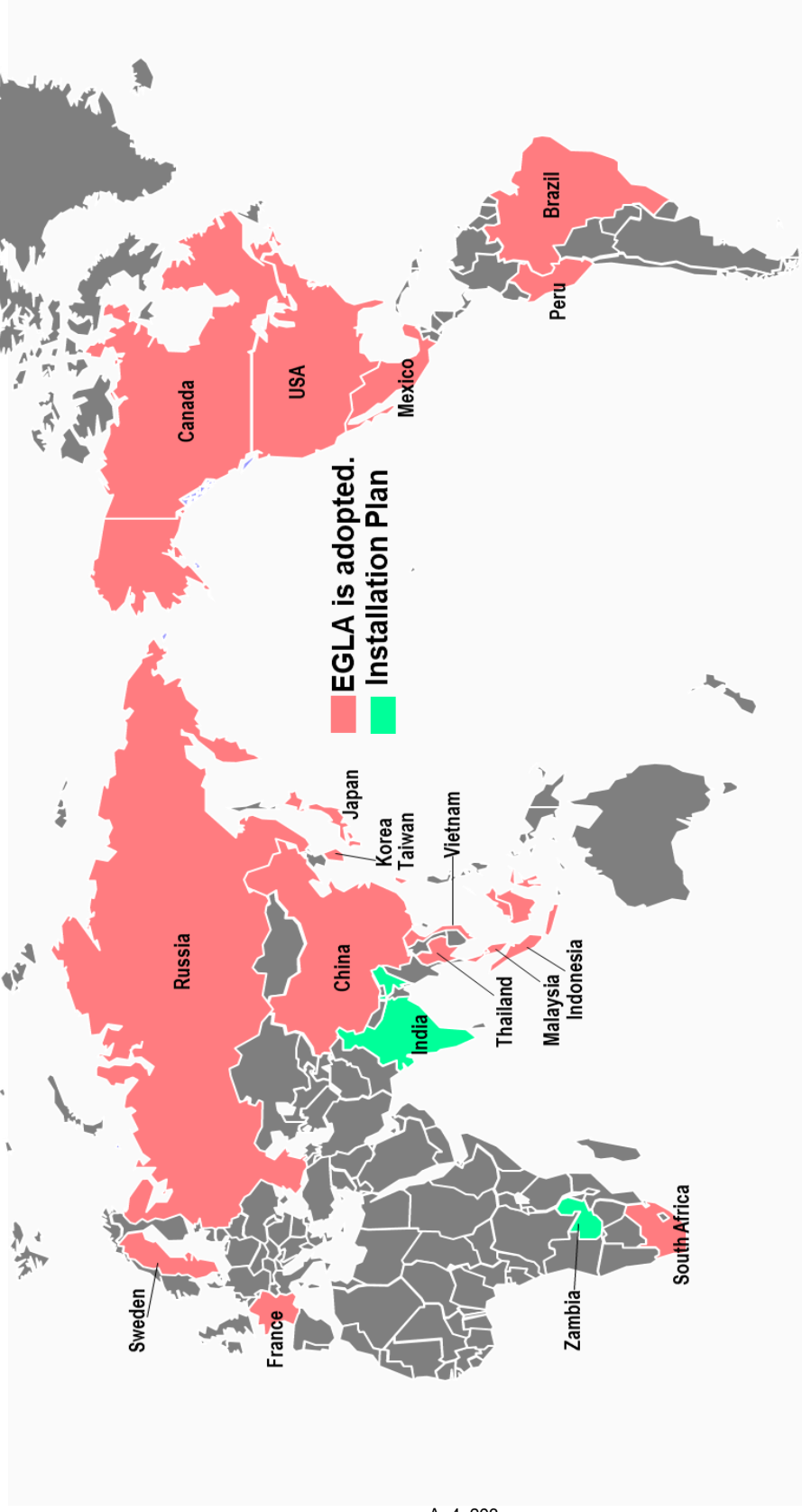
➤ EGLA can prevent instantaneous voltage drop and power outages due to permanent ground faults.

Source: Based on Technical paper

EGLA for 77 kV System

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)



A-4-293

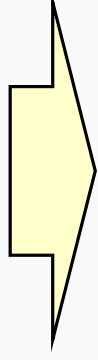
Applied situation of EGLA in the world

- External Gapped Transmission Line Arresters are currently used in over 20 countries in the world

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 1) Improve power reliability by preventing power outages
→ **Reducing economic losses**
- 2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
- 4) **Application cost of EGLA**



To Consider cost-effectiveness

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

→ **Reducing economic losses**

[Conditions]

Number of customers supplying 100 MVA and the amount of damage per customer for one hour of power outage

Item	Conditions
Supply Capacity	100 MVA
Annual Power outage time (C)	0.33hr(20min.)*1
Failure rate due to lightning(D)	42.7%*2
Operation period(E)	20 years

*1: Annual Power outage time: Data quote from SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

*2: Failure rate due to lightning (D): Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, T72, Guide to Lightning Protection Design for Transmission lines (2003)

Consumer	Number of customers(A)*3	Impact of power outage(B)*4
General (2 kW)	10,000 (95.6%)	\$16
Low Voltage (50 kW)	400 (3.8%)	\$2,000
High Voltage (500 kW)	40 (0.38%)	\$10,000
Extra High Voltage (2000 kW)	20 (0.19%)	\$69,091

*3: Number of customers: Assumed based on cases of Japanese electric power companies

*4: Impact of power outage (B) : Report of Central Research Institute of Electric Power Industry in Japan, (2007), Impact of Supply Reliability and Blackout on Residential and Business Customers of Electric Power Companies in Japan

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

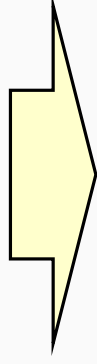
(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

1) Improve power reliability by preventing power outages

[Economic loss estimation]

Economic loss was estimated by the following formula;.

Economic loss = Number of customers (A) x Impact of power outage (B) x Annual power outage time (C) x Failure rate due to lightning (D) x Operation period (E)



About \$ 7.7 million

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

2) Securing **sales for electric utilities** by preventing power outages
[Conditions]

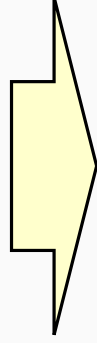
Item	Conditions
Supply Capacity(A)	100 MVA
Average load(B)	70%
Annual Power outage time(C)	0.33hr(20min.)

A-4-297

Item	Conditions
Failure rate due to lightning(D)	42.7%
Electricity charge(E)	¥30/kWh(0.3\$/kWh)
Operation period(F)	20years

[Loss estimation due to power failure]

Loss due to power failure = Supply Capacity (A) x Average load (B) x Annual Power outage time (C) x Failure rate due to lightning(D) x Electricity charge (E) x Operation period(F)



About \$ 50 thousand

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

- 3) Reduce **maintenance costs** by preventing damage to transmission line equipment
[Conditions]

Item	Conditions
Number of accidents(A)	2times / year
Maintenance worker (B)	7people
Labor costs (C)	50,000yen / person day

A-4-298

Item	Conditions
Repair days (D)	3days
Operation period (E)	20years

[Estimation of maintenance cost]
Maintenance cost = Number of accidents (A) x Maintenance worker (B) x Labor costs (C) x Repair days(D) x Operation period(E)



About \$ 364 thousand

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

4) Application cost of EGLA

[Conditions]

Item	Conditions
Voltage	220kV
Transmission line length	44km
Number of transmission tower	130

A-4-299

Item	Conditions
Number of installed EGLA	390 (installed EGLA for one line)
Specification for EGLA	IEC60099-8, Class Y2 With External gap

[Application cost]

Estimated unit price of EGLA : 3273 \$ - 3636 \$

(Depending on the manufacturer)



Applicable cost of EGLA : 1.3million\$ - 1.5million\$

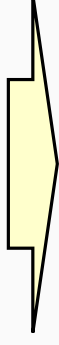
Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(1) External Gapped Transmission Line Arresters (EGLA)

Consider cost-effectiveness

Loss reduction cost by applying EGLA: \$ 8.2

Applicable cost of EGLA : \$ 1.3million - 1.5million



A-4-30

- As a result of the trial calculation, it was confirmed that the application of EGLA improves the power quality and reduces the maintenance cost, so the economic effect is great.
- We would like to evaluate the economic efficiency when applied to Network in Madagascar.

Calculation condition of Low loss carbon conductor

General conductor: ACSR 200mm² x single conductor

Low loss carbon: LL-PLY-ACFR 310mm² x single conductor

Transmission capacity: 100MW /cct

Load factor: 50%

Transmission length: 40km

Weather condition: Average wind speed 0.5m/s, temperature 40°C、 Insolation 0.1W/cm²
Emissivity: 0.9 Absorption :0.9

Generation unit price: 0.1\$/kWh

Conductor price: ACSR 200mm²: 2.7\$/m

LL-PLY-ACFR 310mm²: 9.1\$/m

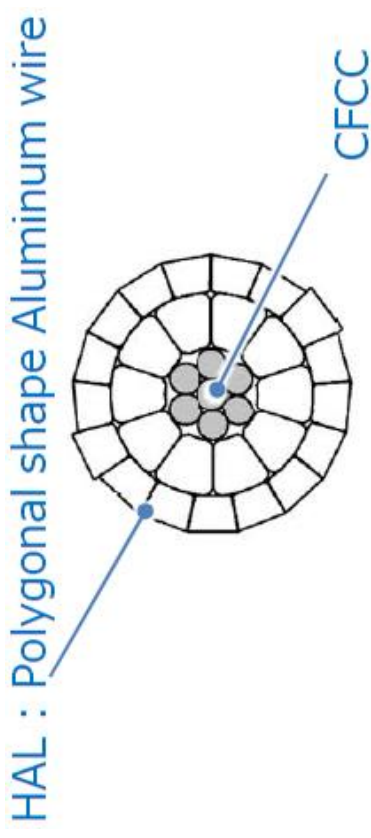
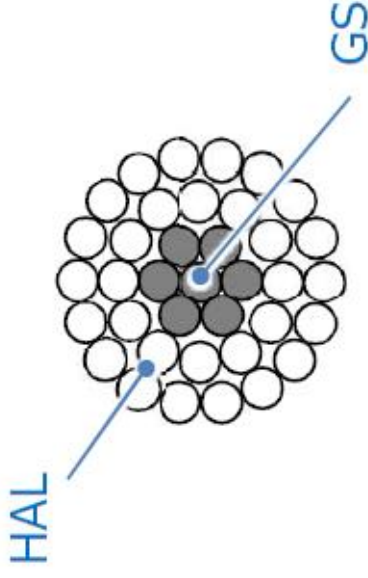
Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(2) Low loss carbon conductor

➤ Outline

Compared to conventional ACSR conductor, low loss carbon conductor can reduce transmission losses by 30% or more under the same weight and same rated capacity conditions.

A-4-302



- **Low loss** :By increasing aluminum sectional area
- **Low sag** : By Utilizing CFCC(Carbon Fiber Composite Cable)
- **Reduce wind pressure** : By Polygonal shape structure

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(2) Low loss carbon conductor

ACSR 200mm² VS Low loss carbon conductor 310mm²

	General ACSR 200mm ²	LL-PLY-ACFR 310mm ²	Note
Sectional area (mm ²)	HAL 198.2 GS 46.24	HAL 310.4 CFCC 34.4	
Tension (kN)	84.4	85.3	
Diameter (mm)	20.3	22.0	△8.4%
Weight (kg/km)	911.7	907.5	Almost same weight
Resistance (Ω/km)	0.1470	0.0928	
Ampacity (A) @100 MW	460 (@80.1°C)	460 (69.6°C)	Same Capacity
Wind pressure	—	▲ 15%	Reduce wind pressure
Sag (m)*1	13.979	13.542	Reduce Sag
T/L loss (kW/km)	38.7	23.7 (▲39%)	Loss reduction

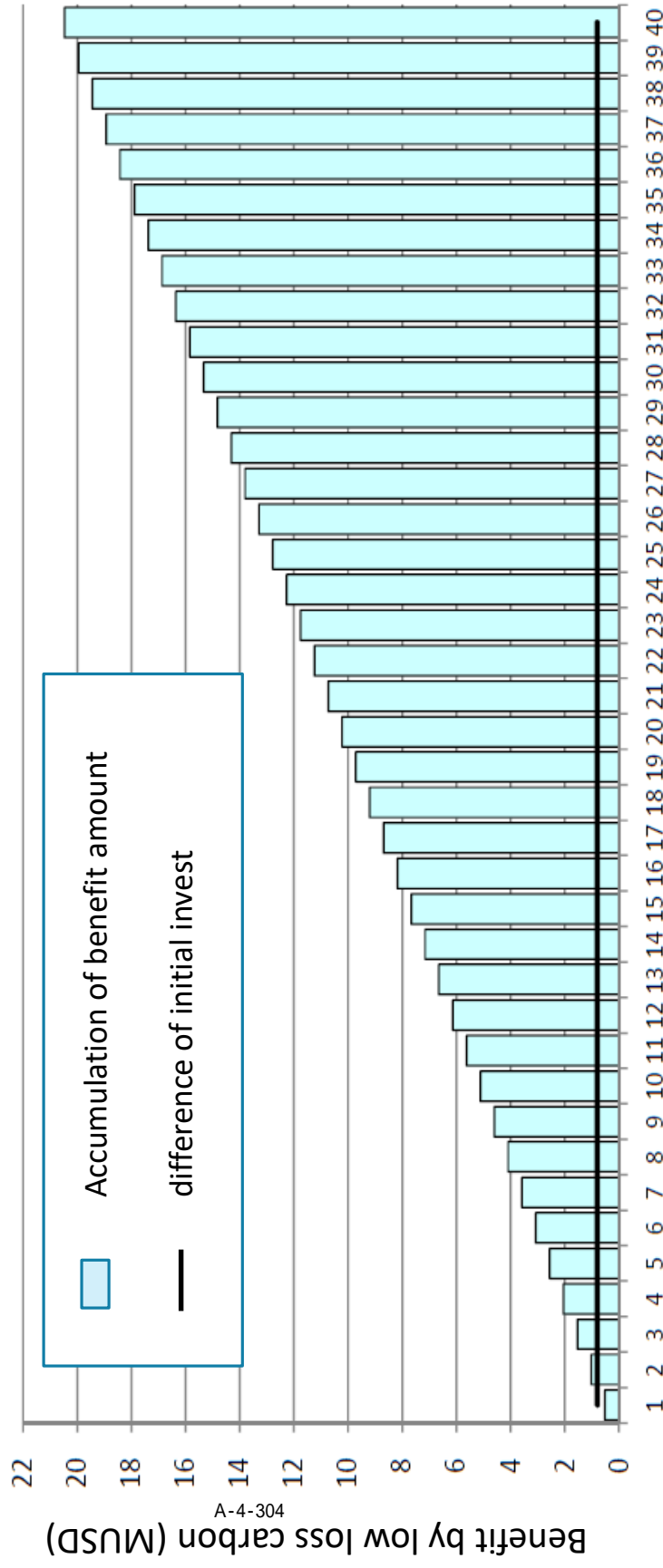
A-4-303

*1 Span 400m , maximum tension ≅ 40% UTS by ACSR

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(2) Low loss carbon conductor

By utilizing Low loss carbon conductor, the difference of initial investment will be recovered in 1.6 years, and the profits will be generated by loss reduction.



Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

(3) Power grid operation training simulator

This is a simulator for Power grid operators, consisting mainly of Substation operation training simulator and Protective relay operation training simulator.

- Applied for IEC61850/IEC61588

【Substation Operation training simulator】

Simulated function of main grid

- ✓ Power flow calculation, Frequency calculation
- ✓ Power system fault calculation,
- ✓ Response simulation of protective relays etc.

A-4-305

【Simulate the aspects of several faults in the grid】

Setting of the grid parameters in line with the actual system

- ✓ Real-time feedback of actual relay response to simulator
- ✓ Evaluation of dynamic response of relays against grid accident

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

Case study in JICA other project in Pakistan



Substation operation simulator



Protection relay operation simulator

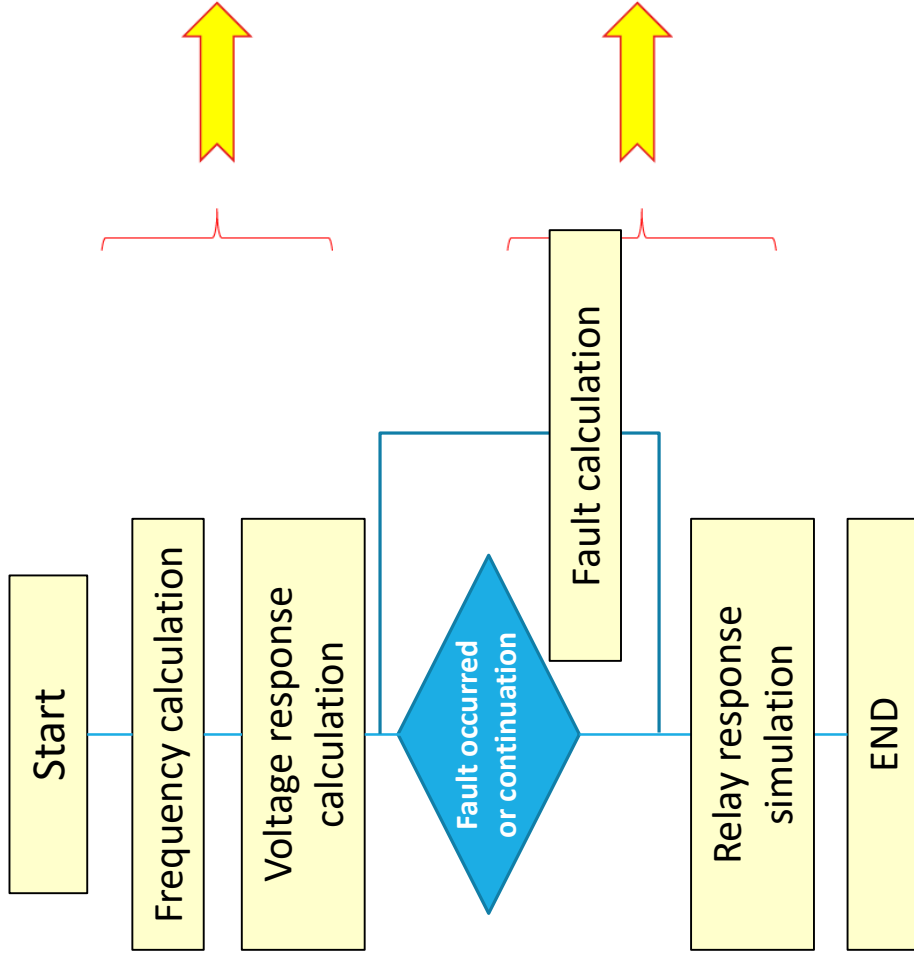


Training Center

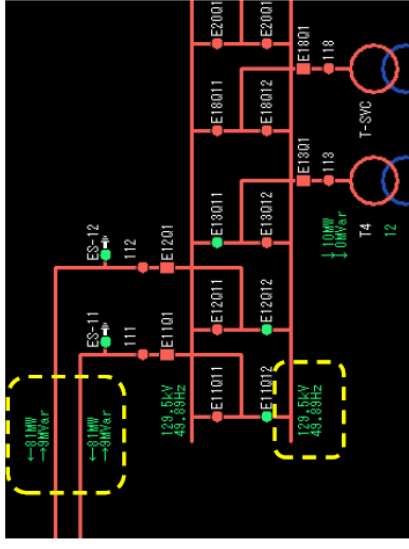
Customer: Pakistan: National Transmission & Dispatch Company Applied system
1. Substation operation simulator
2. Protection relay operation simulator
Date of Commerce: October 8th, 2018

Other Applicable quality infrastructure for Power System in Madagascar

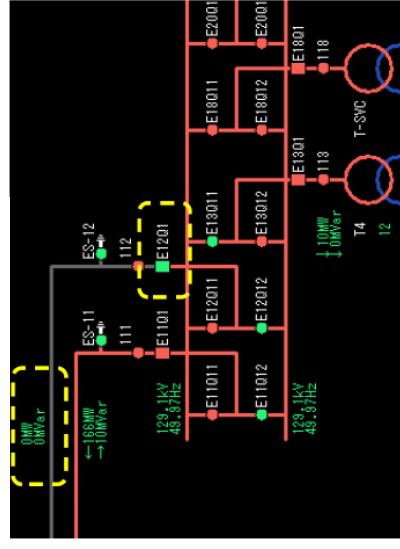
Example of grid operation simulator



Before accident



After accident





JIRAMA

(Jiro sy Rano Malagasy

Direction Générale)

JIRAMA財務分析総括

損益は2020年度で記載、資産・負債は2018年度で記載

収益性

1 Ariary = 0.032 JPY

- 売上高が809 Billion (258億円) に対して、売上原価が1,074 Billion (343億円) であり、売上総利益がマイナス264 Billion (84億円) である。特に、原料費が946 Billion (302億円) と、売上高よりも多くなっている。
- 売上高のほかに補助金170 Billion (54億円) とその他収入 92 Billion (29億円) を含めると、変動費がギリギリ回収できている。
- 調査チームにより、簡易的に損益分岐点分析を行うと、達成すべき売上高が10,062Billion (3,219億円) とありえない数値となる。これは、固定費よりも、変動費が極端に大きく、限界利益率が小さすぎるためである（下の図表は、見易さのために変動費線の傾斜を緩やかにしているが、本来はかなり角度が急となる）。
- 本来は補助金を除いた金額で、損益分岐点分析売上高を達成する必要がある。

料金関係

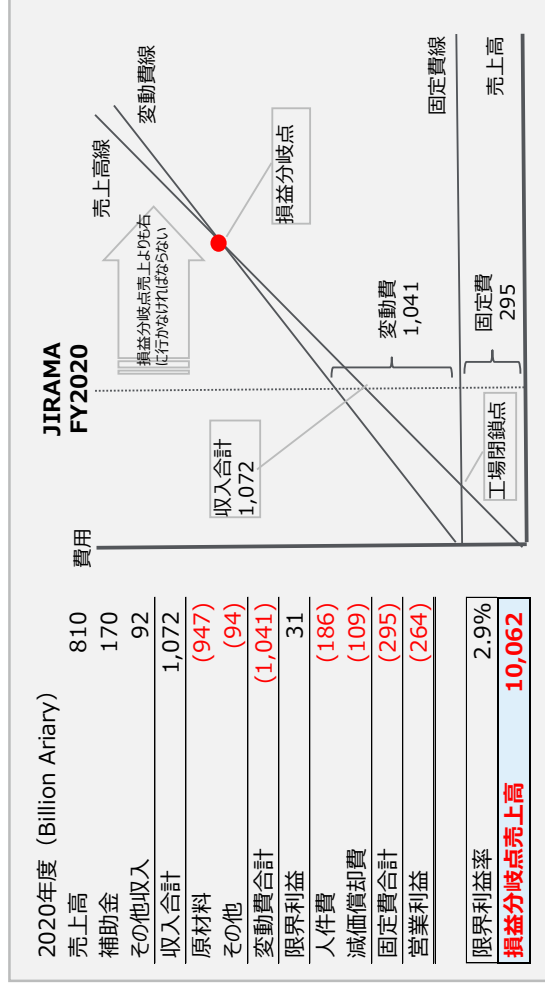
- 「JIRAMA - Overall analysis」でもあるように、電化率人口一人当たりの売上が、35USドルと、平均値50USドルに比べて低い。
- 「Tariff」にあるように、電気料金が、サブサハラ地域の他国に比べても、低い水準である。ただ、貧困率も高いことから、一般家庭の料金を上げることができにくい状況にある。

資金繰り

- 再生可能エネルギーへの転換、原材料購入に関する価格交渉などで、売上総利益をプラスにする計画があるものの、購入先への支払期限延期などを行って、なんとか資金が回っている状況である。
- 2017年度はキャッシュフローについて、営業活動による獲得キャッシュがマイナスであった。特に厳しい年度だったと考えられる。
- 売上債権の回収が平均で14.9か月かかっており、かなり滞っている。

有形固定資産関係

- 有形固定資産規模は、取得価額ベースで60 Billion (19億円)、2018年度末の帳簿価額が10 Billion (3億円) と少額である。これは、1960～1970年代の資産が多く、当時の価値でかなり少額であったものと思われる。
- 減価償却累計率が、82.7%とかなり高く、耐用年数が到来している資産も多いと考えられる。日本のインフラ資産の同指標が50%が多いことを考えると、相当、古いと思われる。



JIRAMA

Statement

	31-Dec-2018	31-Dec-2017
貸借対照表		
有形固定資産	10,355,475,017	10,848,222,820
その他の固定資産	824,790,040,598	752,280,907,337
固定資産合計	835,145,515,616	763,129,130,157
棚卸資産	66,714,648,292	44,785,452,335
売掛金	999,409,040,707	793,354,244,227
現金及び現金同等物	39,281,444,775	30,504,344,055
その他の流動資産	0	0
流動資産合計	1,105,405,133,774	868,644,040,617
資産合計	1,940,550,649,390	1,631,773,170,774
純資産合計	(636,172,257,230)	(524,822,230,110)
長期借入金	105,201,835,831	100,076,506,488
その他の固定負債	1,027,752,234,193	945,863,825,354
固定負債合計	1,132,954,070,024	1,045,940,331,842
仕入債務	1,410,589,585,821	1,085,585,347,353
短期借入金 (1年内返済長期借入金含む)	26,631,980,168	20,275,156,882
その他の流動負債	6,547,270,607	4,794,564,807
流動負債合計	1,443,768,836,596	1,110,655,069,042
負債合計	2,576,722,906,620	2,156,595,400,883
損益計算書		
売上高	801,686,206,015	649,525,194,110
商品の販売原価、原材料・補助金の消費額	(1,258,125,509,414)	(1,020,993,211,666)
売上総利益	(456,439,303,400)	(371,468,017,556)
人件費	(110,709,542,257)	(90,766,539,186)
減価償却費	(82,687,317,332)	(97,492,035,217)
その他の営業費用及び損失	365,159,452,861	481,383,636,778
営業利益	(284,676,710,128)	(78,342,955,181)
税引前当期純利益	(310,298,548,296)	(80,598,519,257)
税金	(3,761,407,712)	(4,462,054,181)
税引後当期純利益	(314,059,956,007)	(85,060,573,438)
キャッシュフロー計算書		
営業活動に係るキャッシュフロー	29,397,194,474	(38,118,445,092)
投資活動に係るキャッシュフロー	(33,135,841,916)	52,566,318,869
財務活動に係るキャッシュフロー	12,515,748,163	(6,183,660,666)
現金及び現金同等物の増減額	0	0
為替差損益	0	0
現金及び現金同等物の期首残高	0	0
現金及び現金同等物の期末残高	8,777,100,720	8,264,213,111

有形固定資産が1960～70年代のものが多くなり古い。よって、減価償却累計率が、82.7%とかなり高くなっている。日本のインフラ資産の平均が約50%。

電気料金の回収が進んでいないと考えられる。売上債権回転月数が14.9か月のため、平均で1年以上、回収期間がある。過去の不良債権もかなり残っていると考えられる。なお、2020年には、コロナで政府支持で支払い延期が決定されている。

政府からの建設補助が多くなっている。

支払いが滞っている。

火力発電が多い分、原料費だけで売上高を上回っている。2022年度が▲264Billion (84億円) のため、改善傾向にはある。原材料購入交渉を進めている。ビジネスプラン2025では、この部分をゼロにする計画。水力発電を2019年から2020年にかけて22%から26%に増加、太陽光発電は3%から4%に増加。

人件費を削減する計画。退職不補充で検討している。

営業活動キャッシュフローがマイナスは、倒産間近を意味する。2017年度は、相当、資金的に苦しかったと思われる。

Analysis

	31-Dec-2018	31-Dec-2017
収益性分析		
総合・利益率		
原価率	156.9%	157.2%
売上高総利益率	-56.9%	-57.2%
売上高当期純利益率	-39.2%	-13.1%
売上高対人件費	13.8%	14.0%
ROE (株主資本当期純利益率)	49.4%	16.2%
ROA (総資本当期純利益率)	-16.2%	-5.2%
回転率・回転期間		
総資本回転率 (回)	0.41	0.40
固定資産回転率 (回)	0.96	0.85
売上債権回転期間 (月)	14.96	14.66
棚卸資産回転期間 (月)	1.00	0.83
買入債務回転期間 (月)	21.1	20.1
安全性分析		
債権の返済能力		
流動比率	76.6%	78.2%
当座比率	71.9%	74.2%
資本の安定性		
自己資本比率	-32.8%	-32.2%
負債比率	-405.0%	-410.9%
成長性分析		
売上高成長率	23.4%	16.8%
利益成長率	269.2%	-58.5%

売上総利益率をそもそもプラスにしなければ、操業するだけ赤字となる。固定費である人件費や減価償却費が相対的に低く、変動費である原料費が高いため、限界利益（売上高から変動費を差し引いた利益）をプラスにしなければならない。

資産効率を表す指標であり保有資産に比して、売上高は高い水準で、他国比較でも最も高い。しかしながら、固定資産が古いため、購入価額が当時の価格水準であること、現在の簿価がかなり低いためである。

売上債権の回収が進んでいない。未納者の電力は止めているとのことであるが、過去の滞留債権がかなり残っていると考えられる。不能欠損処理を行うことも検討の余地あり。

資金不足のため、支払いも滞っており、財を購入して21か月かかって支払いをしている。購入先には支払い延期交渉を行っている。当然、流動比率も低く、本来は150%が必要だが、まったく資金が足りていない数値となっている。

売上成長は高く、今後の財務改善を期待できるが、2019年度は3.0%と鈍化し、2020年度は▲2.0%となっている。電化率を高めていく必要がある。なお、利益成長率が、269.2%になっているのは、マイナス利益が膨らんでいるということである。

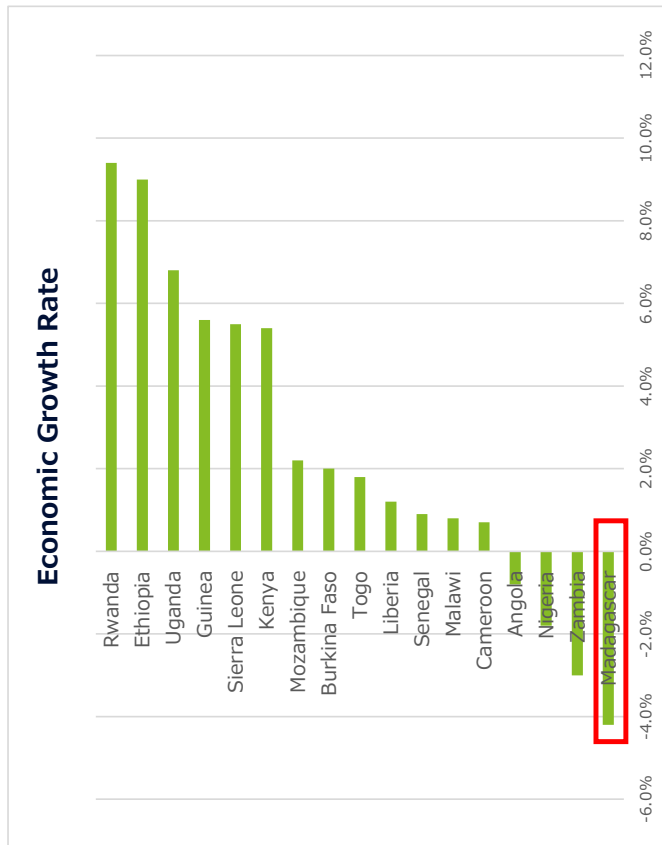
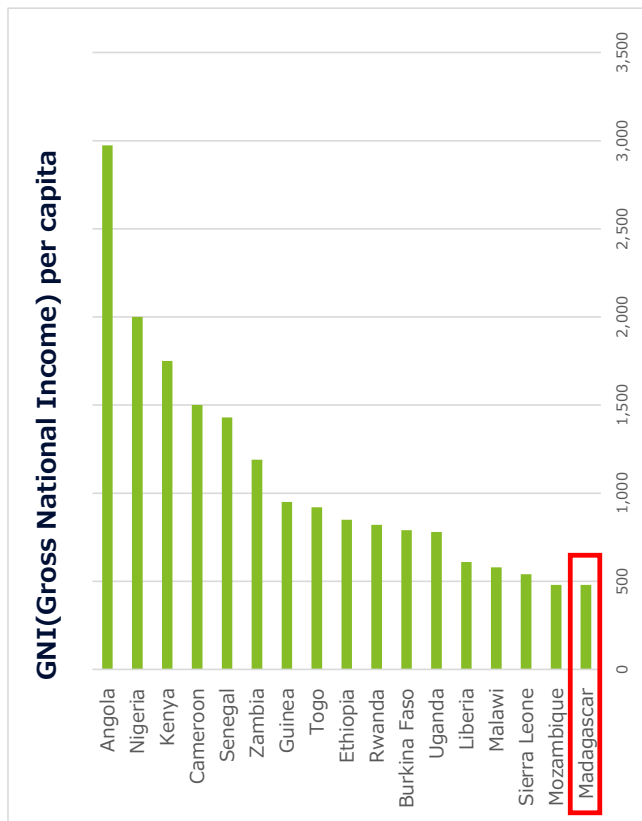
JIRAMA – Overall analysis

Overall

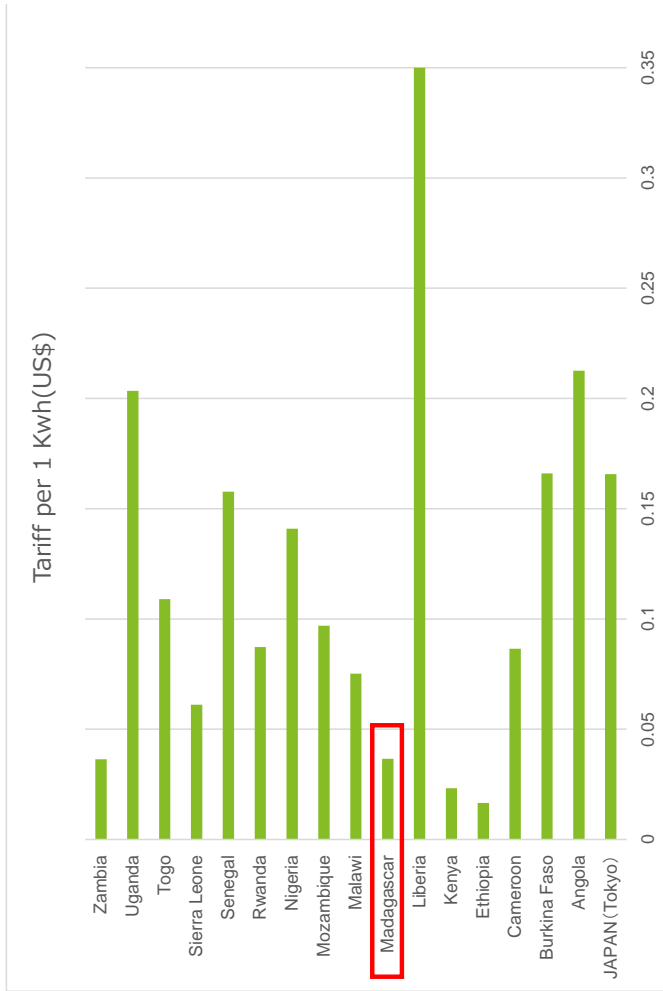
項目	Country	Ave.	Angola	Burkina Faso	Cameroon	Ethiopia	Kenya	Liberia	Madagascar	Malawi	Mozambique	Nigeria	Rwanda	Senegal	Sierra Leone	Togo	Uganda	Zambia	
売上高																			
統合型																			
発電			628,196	326,384	533,649	203,931	443,040	25,443	239,019	59,189	516,980	83,155	916,097	916,097	28,843	0	2,237	876,322	
送電			478,586			31,054				131,067					45,439		292,792		
配電					110	247,952	1,285,196										14,524		
内部取引										-59,189									
外部売上合計 (000 US\$)		490,001	1,106,782	326,384	533,759	451,883	1,759,290	25,443	239,019	131,067	516,980	83,155	916,097	74,282	0	309,553	876,322		
人口 (千人)		27,861	30,800	19,190	25,210	109,220	49,700	4,820	26,970	18,620	29,490	12,300	15,850	7,650	7,880	42,860	17,350		
電化率 (%)		38.9	45.0	20.0	70.0	45.0	75.0	11.0	25.0	13.4	29.0	52.6	69.0	25.0	43.0	23.0	37.0		
電化人口 (千人)		11,938	13,860	3,838	17,647	49,149	37,275	530	6,743	2,495	8,552	6,470	10,937	1,913	3,388	9,858	6,420		
電化人口当りの売上高		50	80	85	30	9	47	48	35	53	60	13	84	39	0	31	137		
送電総延長 (km)									944.4	1,674.0									
有形固定資産額 (統合型)									3	234	3,059	439	1,449	1,540	1	750	4,915		
Generation			1,215	683	714	10,970	3,430	508	3	286					21	592	750		
Transmission			157			1,681													
Distribution			909		15	1,144	2,708												
有形固定資産額 (送電)			2,280	683	729	12,114	7,819	508	3	519	3,059	439	1,449	1,540	22	1,540	4,915		
有形固定資産額 (配電)			164	178	41	246	210	958	0	208	358	68	132	12	455	177	766		
有形固定資産額合計		2,521	2,280	683	729	12,114	7,819	508	3	519	3,059	439	1,449	1,540	22	1,540	4,915		
電化人口当りの資産額		265	164	178	41	246	210	958	0	208	358	68	132	12	455	177	766		

※外部売上はFY2018を基準とし、資産額は財務諸表が入入手続きに最新年度で計算している
※分社している国は、内部売上が存在する可能性がある

A-4-312



Tariff



※ 各国で料金体系が異なっているもの、Domestic tariff、Domestic Residential、Household tariffと分類されているものうち、最小単位（例えば、50 kWh以下）のものをUSドル換算して比較している。

Autre date

Tarifs JIRAMA Juin 2021 (en vigueur à partir du 04 Juin 2021)

Tension	Cat. Client	Cat. Utilisation	Elément de tarifs	Unité	Zone 1	Zone 1bis	Zone 2	Zone 3	
Haute Tension (HT)		Horaire	Prime Fixe	Ar/kWh/mois	40 108				
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	710				
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	100				
		Longue Utilisation		Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	88			
				Redevance	Ar/mois	209 472			
				Prime Fixe	Ar/kWh/mois	51 004	42 213	33 423	27 574
				Prix d'énergie	Ar/kWh	245	386	524	865
				Redevance	Ar/mois	208 892	208 892	208 892	208 892
				Prime Fixe	Ar/kWh/mois	51 004	42 213	33 423	27 574
				Prix d'énergie	Ar/kWh	333	454	573	911
Moyenne Tension (MT)	MT Industriels	Horaire	Prime Fixe	Ar/kWh/mois	40 943	37 184	33 423	27 574	
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	716	778	838	1 084	
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	158	337	515	838	
		Longue Utilisation		Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	141	270	420	788
				Redevance	Ar/mois	242 316	242 316	242 316	242 316
				Prime Fixe	Ar/kWh/mois	53 221	44 049	34 876	28 773
				Prix d'énergie	Ar/kWh	417	596	775	1 145
				Redevance	Ar/mois	217 975	217 975	217 975	217 975
				Prime Fixe	Ar/kWh/mois	53 221	44 049	34 876	28 773
				Prix d'énergie	Ar/kWh	452	619	782	1 183
Moyenne Tension (MT)	MT Autres	Horaire	Prime Fixe	Ar/kWh/mois	862	880	868	1 093	
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	330	532	732	1 011	
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	206	459	644	997	
		Longue Utilisation		Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	252 851	252 851	252 851	252 851
				Redevance	Ar/mois	252 851	252 851	252 851	252 851

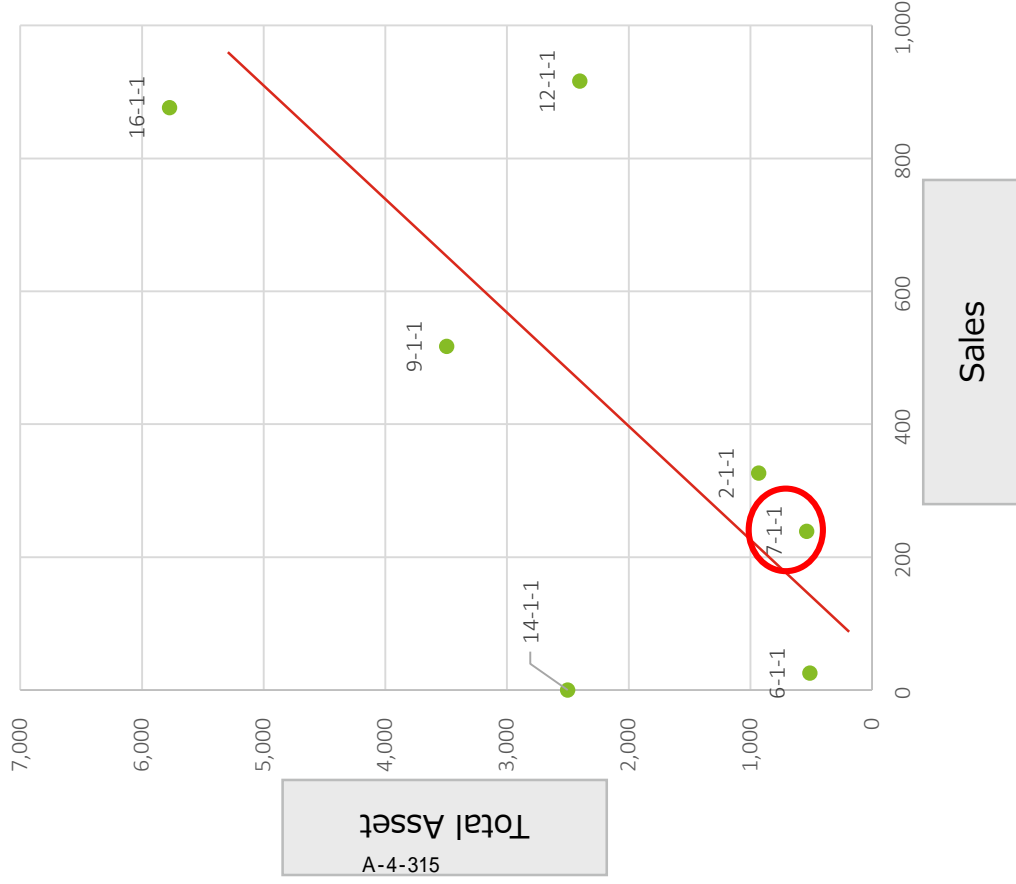
Integrated (統合型)

企業一覧

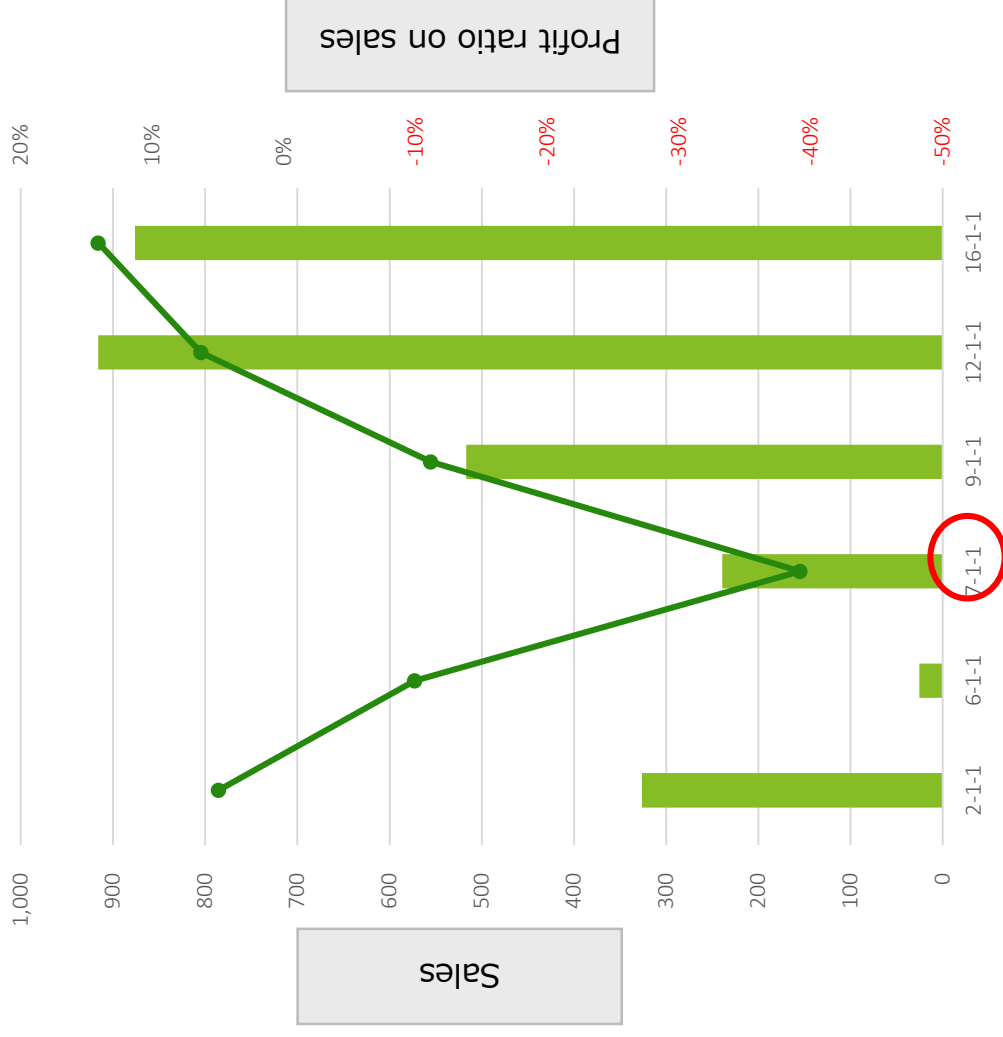
ID	Country	Name	Abbreviation
2-1-1	Burkina Faso	Société Nationale d'Electricité du Burkina	SONABEL
6-1-1	Liberia	Liberia Electricity Corporation	LEC
7-1-1	Madagascar	Jiro sy rano Malagasy	JIRAMA
9-1-1	Mozambique	Electricidade de Mocçambique	EDM
12-1-1	Senegal	Société nationale d'électricité du Sénégal	Senelec
14-1-1	Togo	Compagnie Energie Electrique du Togo	CEET
16-1-1	Zambia	Zambia Electricity Supply Corporation	ZESCO

経営の現状と課題 (1/5)

Sales and total asset

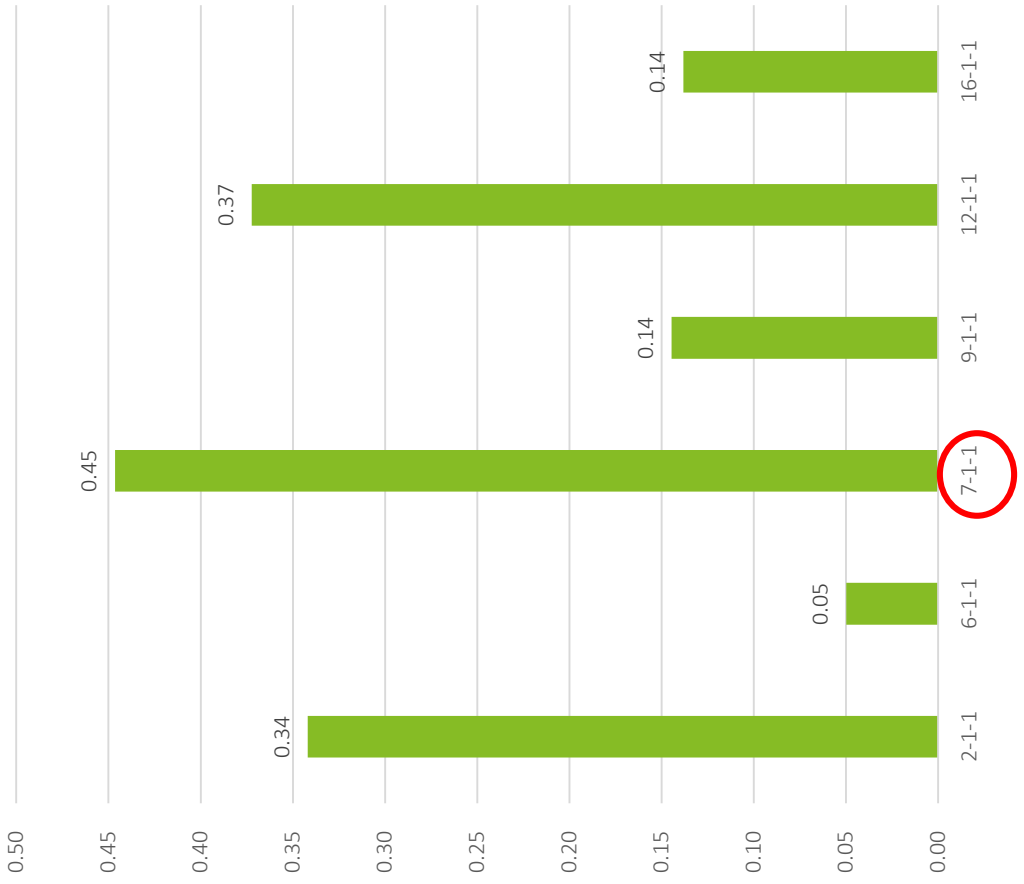


Sales and profit ratio on sales

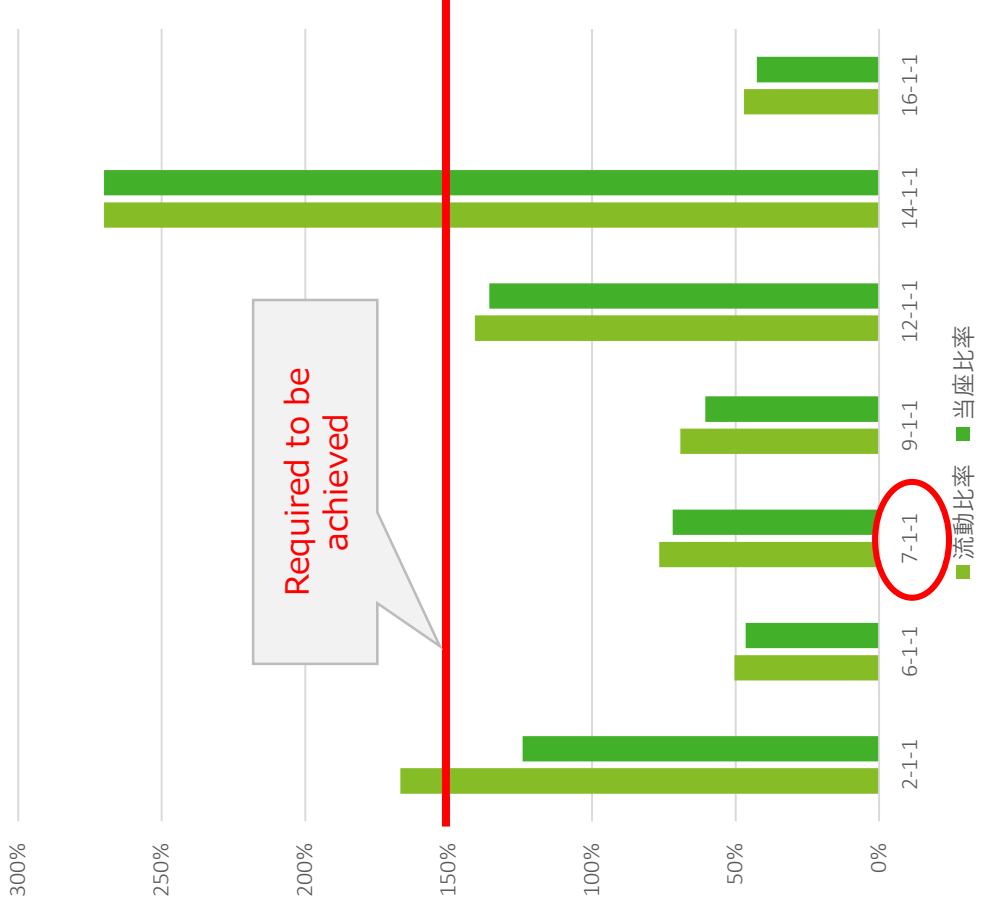


経営の現状と課題 (4/5)

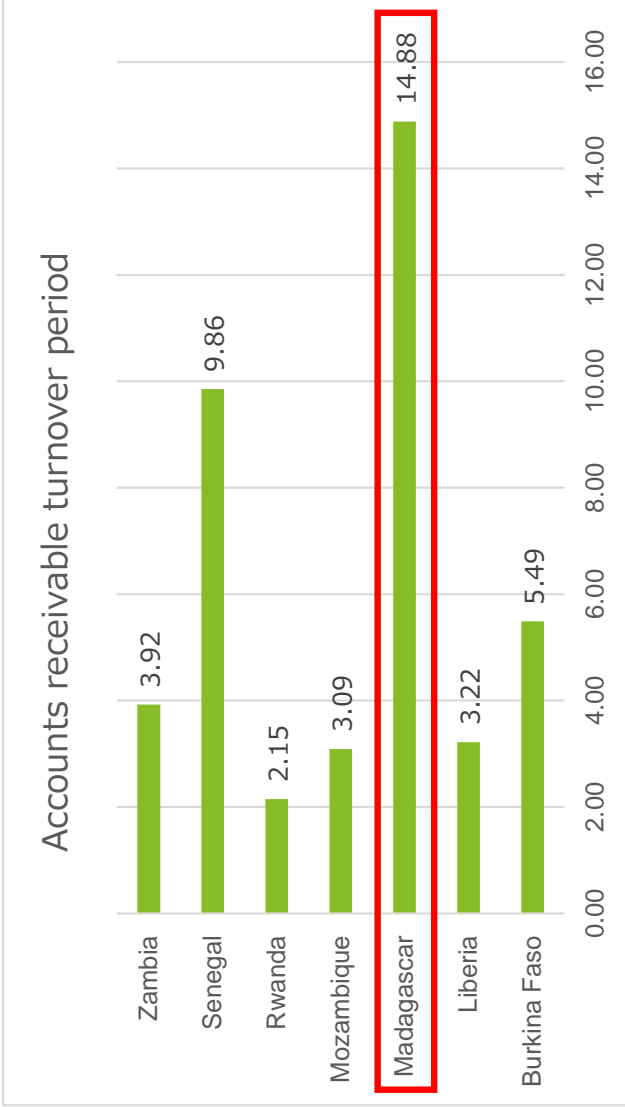
Asset turnover



Liquidity



Accounts receivable turnover period



A-4-317

Accounts receivable turnover period is an indicator of how many months it took to sell electricity bills and collect them in cash (the figures above are from 2017).

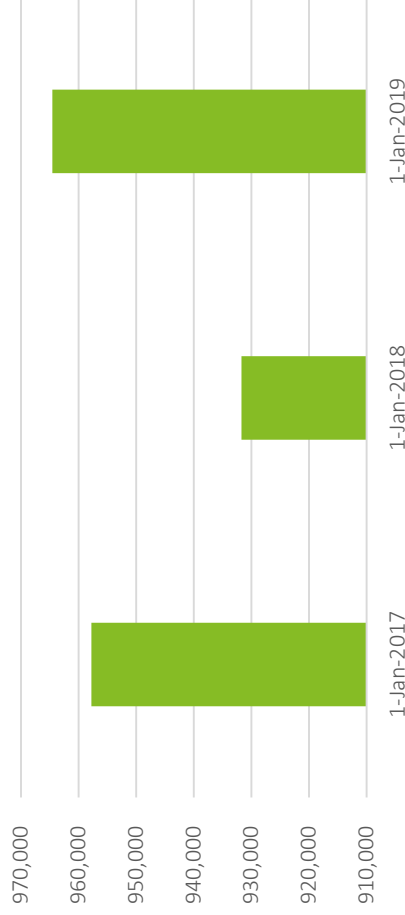
JIRAMA has been operating for a fairly long period of time, and credit collection has not progressed, which is considered to have affected funding.

総資産の推移

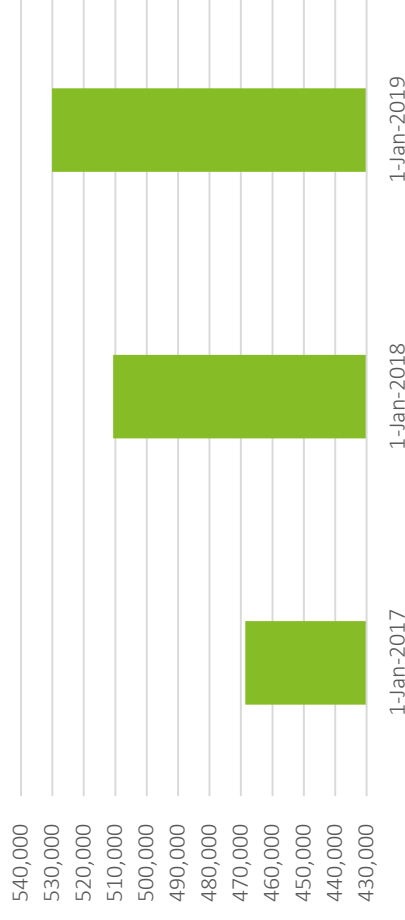
FY2017-FY2019

Unit: USD 1,000

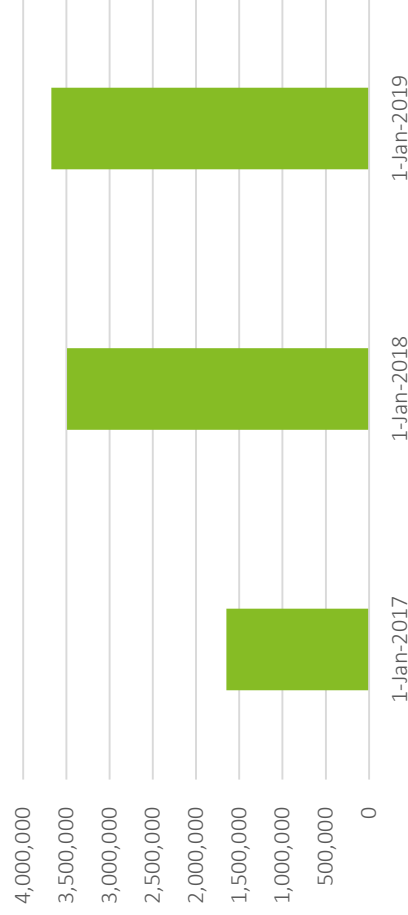
SONABEL (2-1-1, Burkina Faso)



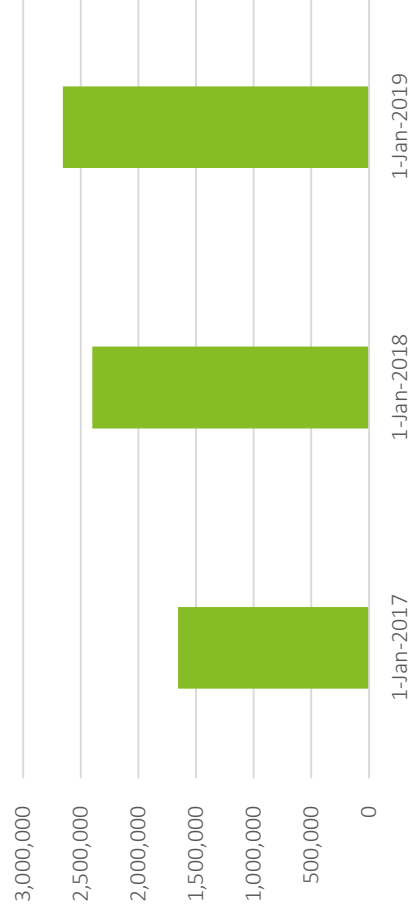
LEC (6-1-1, Liberia)



EDM (9-1-1, Mozambique)



Senelec (12-1-1, Senegal)



財務諸表分析は問題点を定量的に知るための重要なツールであり、各分析の組み合わせから企業の問題点を読み取ることができます

財務諸表分析の目的

財務諸表分析をすることで、

- 企業が投下した資本に対して効率的に利益を獲得しているか（収益性）
- 支払能力に問題がないか（安全性）
- どれくらい業績が伸びているか（成長性）

等が把握できる



- 現状の理解促進（課題の発掘）
- 今後の計画策定（課題への対応策の検討）

に役立つ

財務諸表分析の内容

収益性分析	企業の収益獲得能力を分析する
安全性分析	支払能力や財務面での健全性を分析する
成長性分析	企業の業績がどれくらい伸びているか分析する
その他	上記以外にも財務数値を基礎にした様々な分析がある

企業の収益性、安全性、及び成長性を分析するため、以下のような指標が一般的に用いられます

収益性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
収益性分析(利益率)		
原価率	売上原価/売上	低い
売上高総利益率	売上総利益/売上	高い
売上高経常利益率	経常利益/売上	高い
売上高当期純利益率	税引後当期純利益/売上	高い
売上高対販売費・管理費率	販売費・管理費/売上	低い
ROE(株主資本当期純利益率)	税引後当期純利益/純資産	高い
ROA(総資本当期純利益率)	税引後当期純利益/資産合計	高い
収益性分析(回転率・回転期間)		
総資本回転率(回)	売上/資産合計	高い
固定資産回転率(回)	売上/固定資産	高い
売上債権回転期間(月)	売上債権/売上*12	低い
棚卸資産回転期間(月)	棚卸資産/資産*12	低い
買入債権回転期間(月)	仕入債務/売上*12	高い

安全性分析




指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
安全性分析(債務の返済能力)		
流動比率	流動資産/流動負債	高い
当座比率	(流動資産-棚卸資産)/流動負債	高い
固定比率	固定資産/純資産	低い
借入金依存度	借入金/資産合計	低い
安全性分析(資本の安定性)		
自己資本比率	純資産/資産合計	高い
負債比率	負債合計/純資産	低い

成長性分析

指標	計算式	高いほど良いか 低いほど良いか
成長性分析		
売上増加率	対前期売上の増減/前期売上	高い
利益増加率	対前期利益の増減/前期利益	高い

アフリカ電力企業においては国によっては資産額の増加が顕著である一方、収益性や回転率・在庫の管理・安全性などに懸念があり、経営上特に留意する必要があります

特徴及び経営上の留意点

 <p>収益性の低い企業が多い</p>	 <p>売上債権回転期間が長い</p>	 <p>流動比率・当座比率が低い</p>
--	--	---

アフリカ電力企業の特徴	経営上の留意点
<p>売上高から売上原価を差し引いた売上総利益率の低い企業が多く、収益性を改善する必要がある。収益性が低ければ、営業によるキャッシュフローにも影響し、資金繰りも悪化する傾向にある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 中長期の計画策定 投資を行う期間があると考えられるが、それを踏まえて、中長期目線で政策や施策を打ち出し、それに基づく財政計画（投資計画・事業計画）が必要である。 ● 料金改定 場合によっては、料金改定を検討する必要がある。
<p>電力を販売して、利用者から売上債権を回収する期間、つまり、資金化するまでの期間が長い企業が多く、資金繰りに窮すことが懸念される。発電、送電、配電部門で分社しているケースも多いが、1社で資金を回収しつつも、適時に各社に資金配分をしなければ、すべての部門で資金繰りが困難となることが懸念される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 債権回収に関する体制整備・手続き明確化 債権回収に関する体制を整備し、手続きを明確化し、画一的に行う。特に滞留債権については留意する必要がある。
<p>短期的な債務に対し、支払原資となる現金やすぐに現金化できる資産が少なく、追加の借入金等による資金調達の必要性が生じる可能性が大きい。資金調達手段が確保できていない場合、政府から多額の補助金を拠出することになる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 資金調達手段の確保 短期的な資金需要に対応できる資金調達手段を常に確保する（例えば銀行とのコミットメントライン契約の締結等）。 ● 資金管理の徹底（再掲） 常に一定の余剰資金を確保できるように現金残高の管理を行い、資金繰りの精度を高める。

JICA支援策として以下の内容が考えられます

全ての国で可能な支援策

- 電力公社経営体改善支援
(経営全般)
 - ・公営もしくは民営化に関する経営体制検討支援
 - ・経営戦略策定支援
 - ・分社化支援 (発電・送電・配電)
 - ・発電・送電・配電に関する資金還流検討支援
(電力料金改定)
 - ・適正料金化 (料金改定シミュレーション・改訂) 支援
(電力料金徴収)
 - ・料金請求・徴収状況の現状把握
 - ・料金メーター設置等支援
- 民間資金活用支援
- ・PPP可能性調査
- ・インフラファイナンス調査 (交付金、補助金、政策金融・民間)
- ・日本企業進出可能性調査

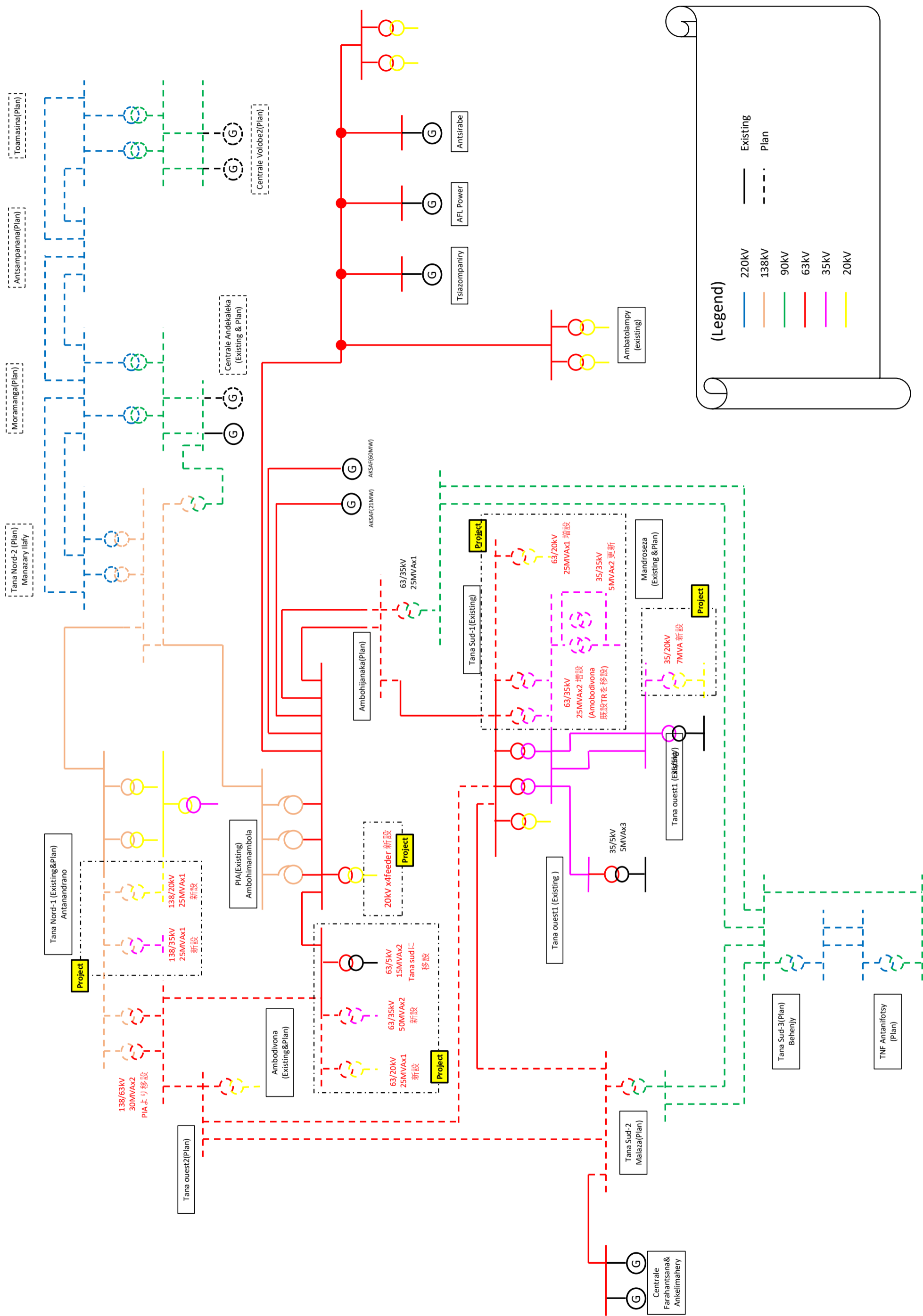
各国ごとの支援策

- 設備投資不足であり、その点の支援がもつと必要
 - ・過少資産であり、電力ニーズを把握したうえで、設備投資支援
(リベリア、マダガスカル、ブルキナファソ)
- 総資産回転率が非常に低く、資産効率向上支援 (売上向上)
 - ✓ 設備投資が過剰な状況なので、無償資金協力で設備を供与しても、財務改善には寄与しない
(リベリア、マラウイ、モザンビーク、ザンビア)
- 料金逆ざやが発生しているので、売上を増やせば増やすほど、財務は悪化する
 - ✓ 売上総利益率がマイナスの企業はその可能性が高い
(リベリア、シエラレオネ (配電))
- 売上債権 (電力利用料) 滞留改善支援
 - ✓ 売上債権回転期間が長い企業
(アンゴラ、セネガル、シエラレオネ)
- 国からの補助金改善
 - ✓ 国からの補助金額適正化支援
(ケニア、リベリア、マラウイ、シエラレオネ、ウガンダ)

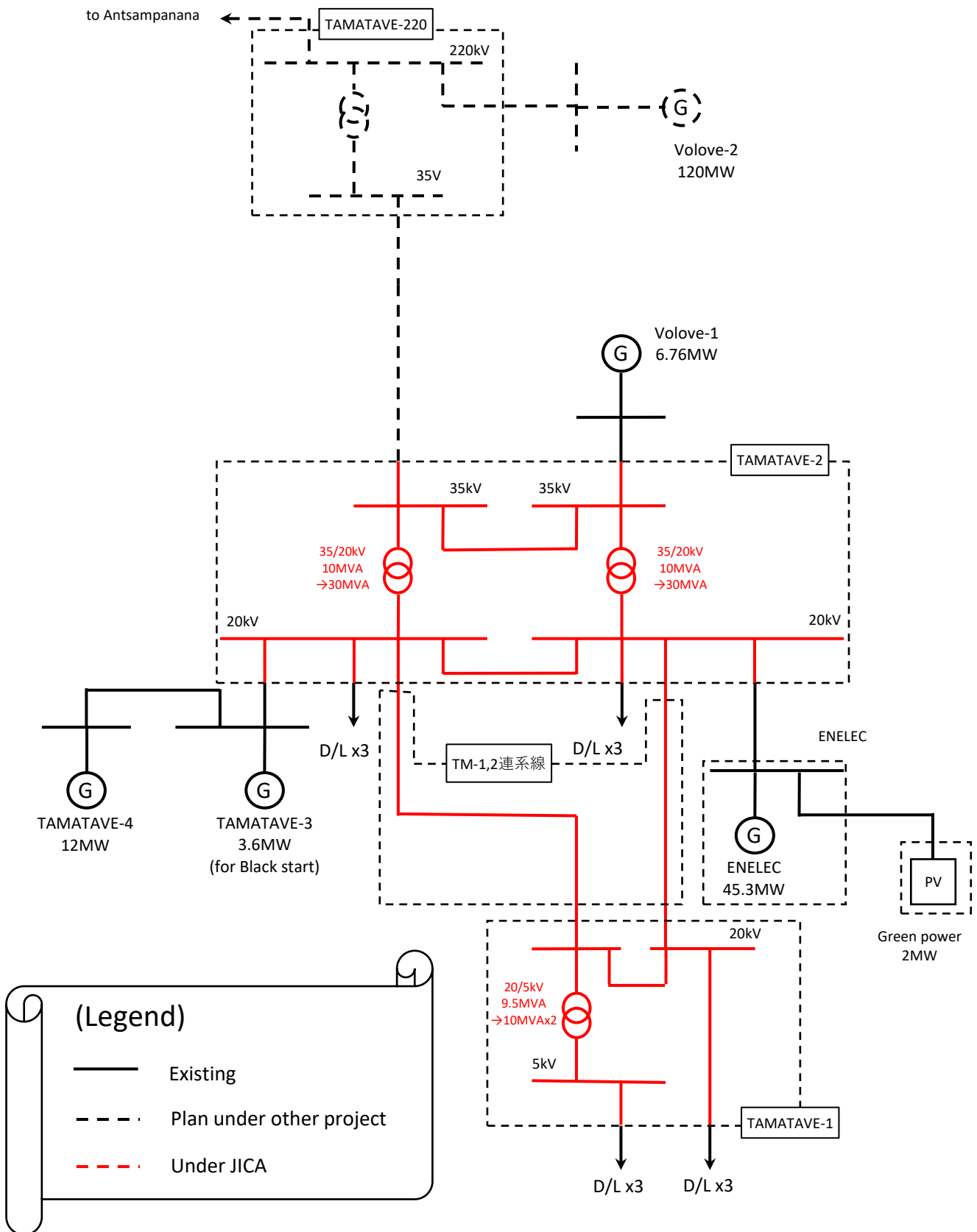
水道事業においては様々な経営改善支援があります

JICA案件一覧

公示日	国名	案件名
2021年11月24日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト
2021年11月17日	ケニア	ケニア水道事業者の融資可能な事業形成能力強化プロジェクト
2021年11月4日	パキスタン	パキスタン国アイサラバード水道事業経営改善プロジェクト
2021年11月4日	ルワンダ	ルワンダ国キガリ市水道事業者運営改善プロジェクト
2021年9月1日	ヨルダン	ヨルダン国アマン県水道アドバイザー業務
2021年8月25日	東ティモール	東ティモール国水道公社事業運営改善プロジェクト
2021年5月19日	タンザニア	タンザニア国ザンジバル水行政及び水道事業管理システム強化に係る情報収集・確認調査
2021年4月14日	パラオ	パラオ国無収水削減能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道計画）
2021年3月17日	パレスチナ	パレスチナジェニン市水道事業実施能力強化プロジェクト終了時評価（評価分析）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道事業運営）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（上水道施設運転・維持管理）
2021年3月3日	ネパール	ネパール国ネパール水道公社水道事業能力向上プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年3月3日	南スーダン	南スーダン国首都市水道公社水道事業管理強化プロジェクトフェーズ2（終了時評価）及びジユバ市きれいな水供給プロジェクト詳細計画策定調査（評価分析）
2021年2月10日	ソロモン	ソロモン国水道公社無収水対策プロジェクトフォローアップ協力(655KB)
2021年2月10日	スーダン	スーダン国ダルフール5州における州水公社の行政能力向上支援プロジェクト詳細計画策定調査（給水計画/水道事業者運営、地方給水施設）
2021年1月20日	ミャンマー	ミャンマー国ヤンゴン市上水道配水に係る情報収集・確認調査
2020年11月25日	ベトナム	ベトナム国水道分野における民間資金活用に係る情報収集・確認調査



Madagascar Toamasina Network diagram (Plan-A)



Madagascar Toamasina Network diagram (Plan-B)

