

インド国

メガラヤ州電力公社 (MeECL)

メガラヤ州発電公社 (MePGCL)

インド国
ウミアム第3水力発電所
改修事業準備調査
業務完了報告書

平成30年3月
(2018年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社 (TEPSCO)
東京電力ホールディングス株式会社 (TEPCO HD)
東京電力パワーグリッド株式会社 (TEPCO PG)

南ア

CR(5)

18-017

目 次

要 約	要約-1
第 1 章 業務の概要	1-1
1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的	1-2
1.2.1 目的	1-2
1.2.2 相手国の実施機関	1-2
1.3 業務の内容	1-2
第 2 章 業務の実施方針	2-1
2.1 業務実施の基本方針	2-1
2.1.1 サブグループの編成・連携による効果的な調査活動	2-1
2.1.2 最適な発電容量の検討	2-2
2.1.3 設備現状と現行 DPR における改修計画の確認	2-3
2.1.4 改修対象設備の選定と概略設計の修正	2-5
2.1.5 運営維持・管理体制の検討	2-6
2.1.6 人材育成・技術移転	2-6
2.1.7 有償資金協力事業へのスムーズな移行を目指した審査資料の整備	2-7
2.1.8 本事業実施による北東州全体及び近隣国への影響	2-9
2.2 業務実施の方法	2-10
2.3 業務のフローチャート	2-12
2.4 作業工程計画	2-13
第 3 章 インド国の電力セクターの現況	3-1
3.1 インドの電力政策	3-1
3.1.1 インドの電力セクター	3-1
3.1.2 北東州とメガラヤ州の電力セクター	3-2
3.1.3 インドにおける電力セクター政策	3-3
3.2 発電プロジェクトの承認プロセス	3-4
3.3 電力セクターにおける他ドナーの支援動向	3-6
3.3.1 世界銀行	3-6
3.3.2 アジア開発銀行	3-6
第 4 章 メガラヤ州の電力需給状況	4-1
4.1 メガラヤ州における電力需要	4-1
4.1.1 電力需要	4-1
4.1.2 ピーク需要	4-3
4.2 メガラヤ州における電力供給	4-4
4.2.1 電力需要に対応する手段	4-4
4.2.2 メガラヤ州における MePGCL による発電	4-5
4.2.3 メガラヤ州の電力融通	4-7
4.2.4 電源の現状	4-7
4.3 将来の電源計画	4-8
4.3.1 需要予測	4-8
4.3.2 供給計画	4-9
4.3.3 供給単価	4-10

第 5 章	Umiam Umtru Stage III 発電所の現状.....	5-1
5.1	Umiam Umtru Stage III 発電所の現状.....	5-1
5.1.1	Umiam Umtru Stage III 発電所の位置.....	5-1
5.1.2	諸元.....	5-3
5.2	発電所の実績.....	5-3
5.2.1	発電.....	5-3
5.2.2	故障記録.....	5-4
5.3	改修後の年間発生電力量.....	5-5
5.3.1	隣接する発電所の実績.....	5-5
5.3.2	Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量の目標値.....	5-7
第 6 章	本事業の必要性、妥当性.....	6-1
6.1	本事業の必要性、妥当性.....	6-1
6.1.1	Umiam Umtru Stage III 発電所の必要性.....	6-1
6.1.2	Umiam Umtru Stage III 発電所の改修の妥当性.....	6-2
6.2	改修の影響.....	6-3
6.2.1	期待される改善効果.....	6-3
第 7 章	改修計画.....	7-1
7.1	全体の改修計画.....	7-1
7.2	サイト調査計画.....	7-1
7.3	電気機械装置.....	7-2
7.3.1	水車と補機.....	7-2
7.3.2	発電機.....	7-7
7.3.3	保護制御システム.....	7-9
7.3.4	主要変圧器と開閉器.....	7-11
7.3.5	電気機械関係の改修範囲.....	7-15
7.3.6	発電機器の改修仕様.....	7-19
7.4	水門鉄管・土木設備.....	7-21
7.4.1	現地の状況.....	7-22
7.4.2	Kyrdemkulai 貯水池と関連設備.....	7-26
7.4.3	Nongmahir 貯水池と関連設備.....	7-28
7.4.4	トンネル.....	7-28
7.4.5	水圧鉄管.....	7-33
7.4.6	発電所建屋.....	7-39
7.4.7	運用設備.....	7-40
7.4.8	水門鉄管・土木関係の改修範囲.....	7-41
第 8 章	送電設備改修の必要性.....	8-1
8.1	電力系統の現状.....	8-1
8.1.1	メガラヤ州および周辺地区の送電系統.....	8-1
8.1.2	Umiam Umtru Stage III 発電所に係る系統.....	8-2
8.2	電力系統強化の必要性.....	8-2
8.2.1	潮流状況.....	8-2
8.2.2	系統安定性.....	8-3
8.2.3	事故電流.....	8-4
8.2.4	結論.....	8-4
8.3	送電設備の改修.....	8-4

第 9 章	事業実施体制、維持管理体制	9-1
9.1	本事業に関連する組織の体制	9-1
9.2	事業実施機関の実施体制の提案	9-4
9.3	操業・運営／維持管理体制の提案	9-5
第 10 章	全体計画	10-1
10.1	改修スケジュール	10-1
10.2	概略事業費の積算	10-1
10.2.1	事業費見積の法的根拠	10-1
10.2.2	プロジェクト事業費見積の内訳	10-1
10.2.3	概略事業費の妥当性	10-3
10.2.4	コストアップ/ダウンの変動要因	10-4
10.3	調達方法（契約形式）	10-4
10.3.1	調達状況とインド内の同様のプロジェクトの同事例	10-4
10.3.2	入札方法・契約方法	10-4
10.3.3	コンサルタントの選定方法	10-5
10.3.4	コントラクターの契約方法	10-5
10.4	資金計画	10-6
10.5	本プロジェクトのコンサルティング・サービス案	10-7
10.6	事業のリスク評価	10-7
第 11 章	プロジェクト評価	11-1
11.1	MePGCL の財務アセスメント	11-1
11.1.1	財務諸表の分析	11-1
11.2	経済財務分析	11-5
11.2.1	プロジェクトの評価	11-5
11.3	運用・効果指標	11-11
11.4	温暖化ガス排出削減効果	11-13
11.5	技術支援	11-14
11.5.1	Umiam Stage II 発電所改修事業におけるキャパシティー・ビルディングの現状	11-14
11.5.2	Umiam Stage III 発電所改修事業のためのキャパシティー・ビルディング	11-15
11.5.3	キャパシティー・ビルディングのスケジュール	11-16

図目次

図 2-1	本調査の概略フロー（調査コンセプト）	2-1
図 3-1	インドの電力セクター	3-1
図 3-2	電力プロジェクトの承認プロセス	3-5
図 4-1	北東州の電力消費におけるメガラヤ州の割合	4-1
図 4-2	電力需給推移	4-1
図 4-3	分野別電力販売量	4-2
図 4-4	電力需要月間推移（エネルギー）	4-2
図 4-5	ピーク需要および供給力	4-3
図 4-6	ピーク需要の月間推移	4-4
図 4-7	典型的な雨季・乾季・中間季における需給記録	4-8
図 4-8	メガラヤ州の電力需要予測（MU および MW）	4-9
図 4-9	電力需要予測（販売）	4-9
図 4-10	MePDCL によるピーク電力供給計画	4-10
図 4-11	実際の電力取引価格（IEX）	4-11
図 5-1	Umiam Umtru Stage III 発電所の位置	5-1
図 5-2	年間降雨量 Barapani (Umiam) 1977 年度から 2016 年度	5-2
図 5-3	月間降雨量 Barapani (Umiam)	5-2
図 5-4	Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量	5-3
図 5-5	発電に対する事故停止時間と利用可能時間	5-5
図 5-6	Umiam Stage I 発電所の年間発電電力量	5-6
図 5-7	Umiam Stage II 発電所の年間発電電力量	5-7
図 6-1	2 台同時運転可能時の典型的な乾期、雨期の 24 時間における運転状況	6-1
図 6-2	修理されたランナの寿命	6-2
図 6-3	北東州における年間の電力需要とピークの需要の不足	6-4
図 7-1	ステイリングとステイバーン	7-4
図 7-2	シートライナおよびランナの損傷	7-4
図 7-3	入口弁とケーシングのキャビテーション壊食	7-4
図 7-4	ケーシング測定状況	7-5
図 7-5	入口弁と入口弁基礎	7-5
図 7-6	固定子と下部ブラケットの基礎	7-7
図 7-7	ブレーキと回転子磁極	7-8
図 7-8	主励磁機の整流子	7-8
図 7-9	励磁機形と制止励磁形の励磁装置の違い	7-9
図 7-10	主要変圧器の外観	7-11
図 7-11	主要変圧器の漏油、発錆状況	7-12
図 7-12	132kV 断路器の外観	7-12
図 7-13	132kV 断路器の外観	7-13
図 7-14	132kV 計器用変成器の状況	7-14
図 7-15	11kV キュービクルおよび所内変圧器の外観	7-14
図 7-16	11kV キュービクルおよび所内変圧器の状況	7-15
図 7-17	Umiam Umtru Stage III 発電所のレイアウト	7-22
図 7-18	鉄管路沿いでの露頭（硬質な片麻岩）	7-23
図 7-19	サージタンク下流斜面での露頭（強風化の片麻岩）	7-23
図 7-20	導水トンネル取水口周辺の表土（赤褐色を呈する粘土質砂質土）	7-24
図 7-21	Umiam Umtru Stage III 発電所 導水トンネル縦断図	7-25

図 7-22	Kyrdemkulai ダム概観.....	7-26
図 7-23	洪水吐ラジアルゲートからの漏水状況.....	7-27
図 7-24	リンクトンネル取水口と取水ゲート.....	7-27
図 7-25	Nongmahir 貯水池の洪水吐.....	7-28
図 7-26	取水口トラッシュラック寸法.....	7-28
図 7-27	導水トンネルからの漏水状況.....	7-29
図 7-28	擁壁背面空洞の状況.....	7-29
図 7-29	導水トンネルからの漏水確認地点周辺の地形.....	7-30
図 7-30	トンネル覆工天部の穴.....	7-31
図 7-31	赤褐色土の湧出.....	7-31
図 7-32	コンクリート覆工の劣化 (2.1m×1.5m×0.6m)	7-32
図 7-33	水圧鉄管の概観.....	7-34
図 7-34	水圧鉄管の内部の状況 (写真は2号鉄管で撮影)	7-34
図 7-35	板厚測定断面.....	7-35
図 7-36	水圧鉄管板厚測定状況.....	7-37
図 7-37	発電所建屋の概観.....	7-40
図 7-38	放水路概観.....	7-40
図 7-39	Umiam Umtru Stage III 発電所各設備の位置.....	7-41
図 8-1	送電系統図.....	8-1
図 8-2	Umiam Umtru Stage III 発電所開閉設備の単線結線図.....	8-2
図 8-3	2019年ピーク時における潮流状況.....	8-3
図 8-4	調査対象の送電線経過イメージ.....	8-5
図 8-5	送電線の現状.....	8-5
図 8-6	がいし写真 (Umiam Umtru Stage III 発電所 - Umiam Umtru Stage IV 発電所 line II 送電線)	8-6
図 8-7	最下設部材の劣化状況 (Umiam Umtru Stage III 発電所 - Umtru 発電所 送電 線)	8-6
図 9-1	MeECL の組織図.....	9-1
図 9-2	MePGCL の組織図.....	9-2
図 9-3	MePGCL の組織図 (電気・機械部門)	9-2
図 9-4	MePGCL の組織図 (土木部門)	9-3
図 9-5	Umiam Umtru Stage III 発電所の組織図 (電気・機械部門)	9-3
図 9-6	Umiam Umtru Stage III 発電所の組織図 (土木部門)	9-4
図 9-7	PIU の組織図.....	9-5
図 10-1	設備費用見積もりの方法 (E & M).....	10-3
図 11-1	FIRR 算定のイメージ.....	11-7
図 11-2	EIRR 算定のイメージ.....	11-10

表目次

表 3-1	NEEPCO 所有の発電所	3-2
表 4-1	メガラヤ州における水力発電所	4-5
表 4-2	建設中の発電所	4-5
表 4-3	メガラヤ州における発電所建設候補地点	4-6
表 4-4	メガラヤ州における電力融通	4-7
表 4-5	単価比較	4-10
表 5-1	Umiam Umtru Stage III 発電所諸元	5-3
表 5-2	近年における Umiam Umtru Stage III 発電所の主なトラブル	5-4
表 5-3	Umiam Stage I, Stage II 発電所の諸元	5-5
表 5-4	年間発電電力量の目標値に対する評価	5-6
表 5-5	Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量	5-7
表 6-1	予期される溢水電力	6-3
表 6-2	メガラヤ州の電力システムに与えられると予期される影響	6-4
表 6-3	アッサム州のにおける電力不足緩和に対して期待される効果	6-4
表 7-1	Umiam Umtru Stage III 発電所における発電所と水車の諸元	7-1
表 7-2	水路取水調査スケジュール	7-2
表 7-3	現地再委託調査	7-2
表 7-4	同一設計およびサイズの水車	7-3
表 7-5	電気・機械設備の改修範囲	7-16
表 7-6	現状設備と改修後の設備の仕様	7-20
表 7-7	導水路トンネル内部点検結果の概要	7-31
表 7-8	リンクトンネル内部点検結果の概要	7-33
表 7-9	MeSEB 計算書による水圧鉄管仕様	7-36
表 7-10	MeSEB 計算書による水圧鉄管の板厚	7-36
表 7-11	水圧鉄管板厚測定結果（1号鉄管）（H29年12月6～7日測定）	7-37
表 7-12	水圧鉄管板厚測定結果（2号鉄管）（H29年12月6～7日測定）	7-38
表 8-1	本調査対象の送電線	8-4
表 10-1	Summary of the Project Cost Breakdown	10-2
表 10-2	他事業との事業費比較	10-4
表 10-3	資金計画	10-6
表 10-4	Umiam Umtru Stage III 発電所のリスクマネジメントの枠組み	10-8
表 11-1	損益計算書	11-1
表 11-2	バランスシート	11-2
表 11-3	キャッシュフロー表	11-4
表 11-4	主要財務指標	11-5
表 11-5	FIRR 算定の事業費	11-6
表 11-6	FIRR 算定の前提条件	11-7
表 11-7	FIRR の比較	11-8
表 11-8	自己資本 FIRR の比較	11-8
表 11-9	EIRR 算定用の総事業費	11-9
表 11-10	EIRR 算定の前提条件	11-10
表 11-11	EIRR の比較	11-11
表 11-12	運用・効果指標	11-12
表 11-13	キャパシティー・ビルディングプログラム（電気機械および土木業務）	11-15
表 11-14	キャパシティー・ビルディングの実施スケジュール	11-17
表 11-15	キャパシティー・ビルディングの MM スケジュール	11-17

略語集

Abbreviation	Word
AC	Alternating Current
ADB	Asian Development Bank
BOQ	Bill of Quantity
CEA	Central Electricity Authority
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CFD	Computational Fluid Dynamics
CVC	Central Vigilance Commission
DC	Direct Current
DPR	Detailed Project Report
E&M	Electrical and Mechanical
EIRR	Economic Internal Rate of Return
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FR	Final Report
FY	Fiscal Year
GPS	Global Positioning System
HRD	Human Resource Department
HTLS	High Tension Low Sag
ICR	Inception Report
IDC	Interest During Construction
IDMT	Inverse Definite Minimum Time Relay
IED	Intelligent Electronic Devices
INR	Indian Rupee
IRR	Internal Rate of Return
ITR	Interim Report
JICA	Japan International Cooperation Agency
JPY	Japanese Yen
JV	Joint Venture
LCB	Local Competitive Bid
M/M	Man-Month
MDoNER	Ministry of Development of North Eastern Region
MeECL	Meghalaya Energy Corporation Limited
MePDCL	Meghalaya Power Distribution Company Limited
MePGCL	Meghalaya Power Generation Company Limited
MePTCL	Meghalaya Power Transmission Company Limited
MeSEB	Meghalaya State Electricity Board
MNREDA	Meghalaya New and Renewable Energy Development Agency
MOP	Ministry of Power
MSDA	Meghalaya State Designated Agency
MSERC	Meghalaya State Electricity Regulatory Commission
MU	Million Unit (MU and GWh has the same meaning)
MW	Mega Watt

Abbreviation	Word
MWh	Mega Watt Hour
NEEPCO	North Eastern Electric Power Corporation Limited
NEIIPP	North East Industrial and Investment Promotion
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation
NTPC	National Thermal Power Corporation
O&M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OLTC	On Load Tap Changer
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation
OTPC	Tripura Power Company Ltd
PCMS	The Protection, Control and Monitoring System
PIU	Project Implementation Unit
PLC	Programmable Logic Controller
PQ	Pre-Qualification
QBS	Quality Based Selection
QCBS	Quality and Cost Based Selection
R&M	Renovation And Modernization
ROA	Return on Assets
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SERC	State Electricity Regulatory Commission
T/L	Transmission Line
TOR	Terms of Reference
TQM	Total Quality Management
WAN	Wide Area Network

要 約

1. 目的

インドでは近年の急速な経済成長に伴いエネルギー消費が増加を続けており、世界第4位の電力消費国となっている。しかしながら国内の電力供給は改善傾向にあるものの電力不足が継続している。メガラヤ州における電力供給状況についても、2015年4月~2016年3月の電力需要1,833GWhに対し供給量が1,725GWhと約6%不足するなど電力不足となっており、水力資源をもとにした供給力の開発は同州において引き続き喫緊の課題となっている。

かかる状況下、インド政府より、ウミナム第3水力発電所発電所改修事業（以下、「本事業」という。）の要請がなされた。本協力準備調査（以下、「本調査」という。）は、インド政府からの要請を踏まえ、メガラヤ州電力公社が2014年に作成したDetailed Project Report（以下「DPR」という。）に記載の背景情報の確認や、設計・積算、事業実施体制、運営・維持管理体制等にかかる本事業の計画を見直し、我が国の有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施された。

2. 発電所諸元

本調査の対象となるウミナム第3水力発電所発電所の諸元は下表の通りである。

Umiam Umtru Stage III 発電所諸元

	項目	特徴
総括	種類 年間発生電力量（計画値） Commissioning year	Hydropower 125.4 MU 1979
土木設備	貯水池 - Kyrdemkulai 貯水池 - Nongmahir 貯水池	有効容量: 2.8 million m ³ 有効容量: 3.1 million m ³
	ダム - Kyrdemkulai ダム - Nongmahir ダム (Main Dyke)	重力コンクリートダム, 堤高:30m アースフィルダム, 堤高:47m
	水路 - リンクトンネル - 圧力トンネル - サージタンク - 水圧鉄管 - 放水庭	長さ: 2,840m, 径: 3m 長さ: 594m, 径: 4m 高さ: 52m, 径: 6.1m 本数: 2 条, 長さ: 433m, 径: 2.6m Open channel 開渠
発電設備	定格出力 水車の種類 有効落差 回転数	60 MW (30MW x 2 機) 縦軸フランシス水車 162 m 429 min ⁻¹

3. 改修事業の必要性

Umiam Umtru Stage III 発電所の発生電力量の実績を確認すると、年間発生電力量の実績値は計画値よりも低く、過去15年以上前から下降傾向である。原因は、Umiam Umtru Stage III 発電所の水車等の度重なる設備故障である。特に、ランナトラブルが一番多い。主な原因として、特性の

異なる他の発電所の設計をそのまま流用したために、水車の特性がこの発電所の特性と合致していないことが考えられる。

水車ランナが損傷した場合、工場に持ち込んで補修を行って再利用されてきた。この方法は適切ではあるが、破損した水車ランナを何度も繰り返し補修するには限度がある。発電所の発電量は年々減少しており、下記に示す事由により、近い将来発電出来なくなる事態に至ることが想定されるため、早急な改修が必要である。

- 予備ランナの損傷が激しく、もはや補修できなくなっていること
- 水車補修後の供用期間が減少する傾向が見られ、今後補修して再利用した場合には5ヶ月程度以下の短期間で使用出来なくなると想定されること
- 今回2017年12月に実施した抜水内部点検調査で、補修後3ヶ月しかたっていない水車に亀裂が認められたこと

4. 改修事業による効果

改修によって期待される効果は下記の通りである。

- 事故停止の減少に伴う発電にかかる信頼性の向上
- 最適設計の導入に伴う発電効率の向上
- 発電電力量の増加
- 発電所の延命化による60MWの発電能力の損失防止
- MePGCLのピーク供給力の増加(60MWの10%)

Umiam Umtru Stage III 発電所改修の主目的は、至近に喪失すると想定される発電所の発電機能を回復させることである。他の効果は限られているが、下記の改善が考えられる。

- 年間発電電力量の増加
- ピーク供給力の増加

上記に記された本事業の恩恵は主にメガラヤ州に供される。近隣州に与える恩恵は僅かであり、影響は小さい。また周辺国へ与える影響は極めて小さい。

5. 改修計画

電気・機械設備の改修工事は、スパイラルケーシング、ステイリング、下部吸出し管、フードは既設設備を流用し、その他の設備は水車発電機等の主要機器を含めて取り替える計画とした。

水門鉄管・土木設備については、各設備の補修と、水圧鉄管の一部取り替え、発電機容量増加に伴う発電所の補強を計画に織り込んだ。

6. 社会環境

環境に対する負の影響などのマイナス面の影響は認められない。

7. 全体工程

全体の工程スケジュールの主要なマイルストーンは下記のとおりである。

Mar. 2018 - Jan. 2019 : コンサルタント調達

Feb. 2019 - Jan. 2020 : 入札図書の準備・コントラクターの選定

Jun. 2022 : 電気・機械関係工事開始

Feb. 2020 : 土木設備の改修開始

May. 2023 : 改修完了

8. 技術支援

本事業における事業実施体制や運営・維持管理体制の確認を行い、技術支援として、キャパシティー・ビルディングを行うことを提案した。改修後、Umiam Umtru Stage III 発電所を効率的に維持していくためには技術支援が必要と考えられる。

9. 調達方法

改修事業はパッケージ1（電気・機械設備工事）パッケージ2（水門鉄管・土木設備工事）に分けて、国際競争入札、国内競争入札によって調達することを推奨する。

10. 事業費

プロジェクト費用は電気・機械設備、水門鉄管・土木設備、コンサルティング・サービス、税金、予備費等で構成されている。各費用は、国外、ローカルに分け、レートは2018年2月の円・インドルピーのレートを使用して算定し、プロジェクトコストは407.4Cr.とした。

11. 資金計画

本事業については中央政府、州政府から資金が交付される予定である。資金構成は以下のとおりになると思われる。

ODA 分 : 総事業費の 77.6%

州政府からの資金 : 総事業費の 22.4%

12. 事業性評価

評価は、プロジェクトを実施した場合、実施しない場合の収入（便益）と支出（費用）をそれぞれ考えて算出した。プロジェクト評価の結果、EIRR : 13.64%、FIRR : 4.97%となった。

13. 事業後における運用・効果確認

プロジェクト完了2年後に評価する運用・効果指標を検討し、発電設備の改修事業、およびキャパシティー・ビルディングの実施にかかる効果確認指標として計12項目を選定した。

14. 結論

発電所の改修による、年間発生電力量の増加、ピーク供給力の増加の効果が期待され、本事業の目的の達成が可能である。また、環境に対する負の影響などのマイナス面の影響は認められない。従って、Umiam Umtru Stage III 発電所の改修事業を円借款事業として支援することは妥当である。

第1章 業務の概要

1.1 調査の背景

インドでは近年の急速な経済成長に伴いエネルギー消費が増加を続けており、中国、アメリカ、ロシアに次いで世界第4位の電力消費国となっている（2014年）。国内の電力供給に関しては、1,114,408GWhの需要に対して供給量は1,090,851GWhであり2.1%の不足、供給設備容量もピーク時153,366MWの需要に対して148,463MWで3.2%の不足（いずれも2015年度）となっている。2014年度の3.6%（供給量）、4.7%（供給設備容量）に比べて改善傾向にあるものの、引き続き電力が不足している。一方、2016年12月にインド中央電力庁（Central Electricity Authority、以下、「CEA」）の電源開発計画（案）（Draft National Electricity Plan）によると、2026年度には電力需要はピーク電力が317,000MW、電力量が2,132,000GWhに増加すると見込んでいる。

インド北東部に位置するメガラヤ州をはじめとした北東7州は、ウランや石炭、森林、ガスなどの天然資源が豊富である一方で他地域に比べ開発が遅れている。インド政府は域内地域連結性の観点から政策的に同州を含む北東州開発を重視しており、日本政府も北東州開発を含む地域の連結性強化に向けた支援を表明し、国際協力機構も北東州道路網連結性改善事業（フェーズ1）等の支援を行っている。メガラヤ州はモンスーンが多いことからインドにおける最大の降水量（年間平均12,000mm）を記録したことで知られており、また丘陵地帯が多いことから豊富な包蔵水力資源を有している。しかしながら、電力供給状況については2015年4月～2016年3月の電力需要1,832GWhに対し供給量が1,724GWhと約6%不足しており、これは北東州平均5.2%、インド全国平均2.1%を上回る深刻な電力不足となっている。このため、我が国はこれまで円借款事業として1997年に「ウミウム水力発電所改修事業」、2004年に「ウミウム第2水力発電所改修事業」を支援し、同州の電力供給量の拡大に貢献してきたが、州内の水力ポテンシャルは3,000MW以上と言われているのに対し、2017年2月時点でその設備容量は約350MWに留まっており、水力資源をもとにした供給力の開発は同州において引き続き喫緊の課題となっている。同州第12次5ヶ年計画（2012-2017年）においても、インフラ開発に関し、深刻な電力不足に対応するための電源開発の必要性が謳われており、電力供給改善策として、1979年に運開し老朽化の進んでいるUmiam Umtru Stage III 発電所改修が明記されている。

かかる状況下、インド政府より、ウミウム第3水力発電所発電所改修事業（以下、「本事業」という。）の要請がなされた。本協力準備調査（以下、「本調査」という。）は、インド政府からの要請を踏まえ、メガラヤ州電力公社が2014年に作成したDetailed Project Report（以下「DPR」という。）に記載の背景情報の確認や、設計・積算、事業実施体制、運営・維持管理体制等にかかる本事業の計画を見直し、我が国の有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施するものである。

1.2 調査の目的

1.2.1 目的

円借款の要請のあったインド国 Umiam Umtru Stage III 発電所を改修する事業（以下、本事業）について、設計・積算、事業実施体制、運営・維持管理体制等にかかる本事業の計画を見直し、我が国の有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的とする。

1.2.2 相手国の実施機関

メガラヤ州電力公社（MeECL: Meghalaya Energy Corporation Limited 以下、MeECL）および MeECL 傘下の発電公社（MePGCL: Meghalaya Power Generation Company Limited）、送電公社（MePTCL: Meghalaya Power Transmission Company Limited）、配電公社（MePDCL: Meghalaya Power Distribution Company Limited）が事業実施に関わることも想定する。

なお、中央政府側は以下が関係官庁・機関となる。

- インド中央政府 電力省（Ministry of Power (MOP)）
- インド中央電力庁（Central Electricity Authority (CEA)）

1.3 業務の内容

- (1) 事前準備（インセプション・レポートの作成・協議）
 - (a) MeECL 作成の DPR 等の関連資料の検討・分析
 - (b) 調査項目の整理、調査計画の策定
 - (c) インセプション・レポートの作成
- (2) 現地再委託による追加調査
 - (a) 追加調査項目の選定・契約準備
 - (b) 追加調査の実施と検収
- (3) 情報収集・分析
 - (a) 事業の全体像の把握
 - (b) 現行 DPR の改修計画の理解
 - (c) 改修対象設備の選定基準の設定
 - (d) 現地現況調査
 - (e) 系統解析による妥当性確認
 - (f) 改修対象設備の仮選定
 - (g) 他ドナーの動向
- (4) 設計精査・改修計画の立案・合意形成
 - (a) 発電設備の妥当性確認
 - (b) 発電設備（電気機械・土木）・関連送変電線設備の改修計画の修正・集約
 - (c) コンサルティング・サービス内容検討
 - (d) 事業実施体制・運営維持管理体制
 - (e) プロジェクト実施スケジュールの立案
 - (f) 概略事業費の集約・資金計画の検討

- (g) 改修対象設備の選定・確認
- (5) 調達・施工方法（契約形式）の検討
 - (a) インドにおける類似業務の調達事情
 - (b) 入札手法・契約条件等の提案
 - (c) 契約マネジメントに係る事例調査
- (6) プロジェクト実施に当たっての留意事項整理
 - (a) 本事業の円滑な事業実施に直接的な影響があると想定される事項の抽出・整理
- (7) プロジェクトの評価（妥当性確認）・事業計画の提案
 - (a) リスク分析・リスク管理シート作成
 - (b) 経済財務分析
 - (c) 定量的・定性的運用効果指標の選定
 - (d) 技術支援の必要性確認
 - (e) 本事業実施による北東州全体および近隣国への影響の確認・分析
 - (f) 今後の支援にかかる提言

第2章 業務の実施方針

2.1 業務実施の基本方針

2.1.1 サブグループの編成・連携による効果的な調査活動

本調査の概略フローを図 2-1 に示す。

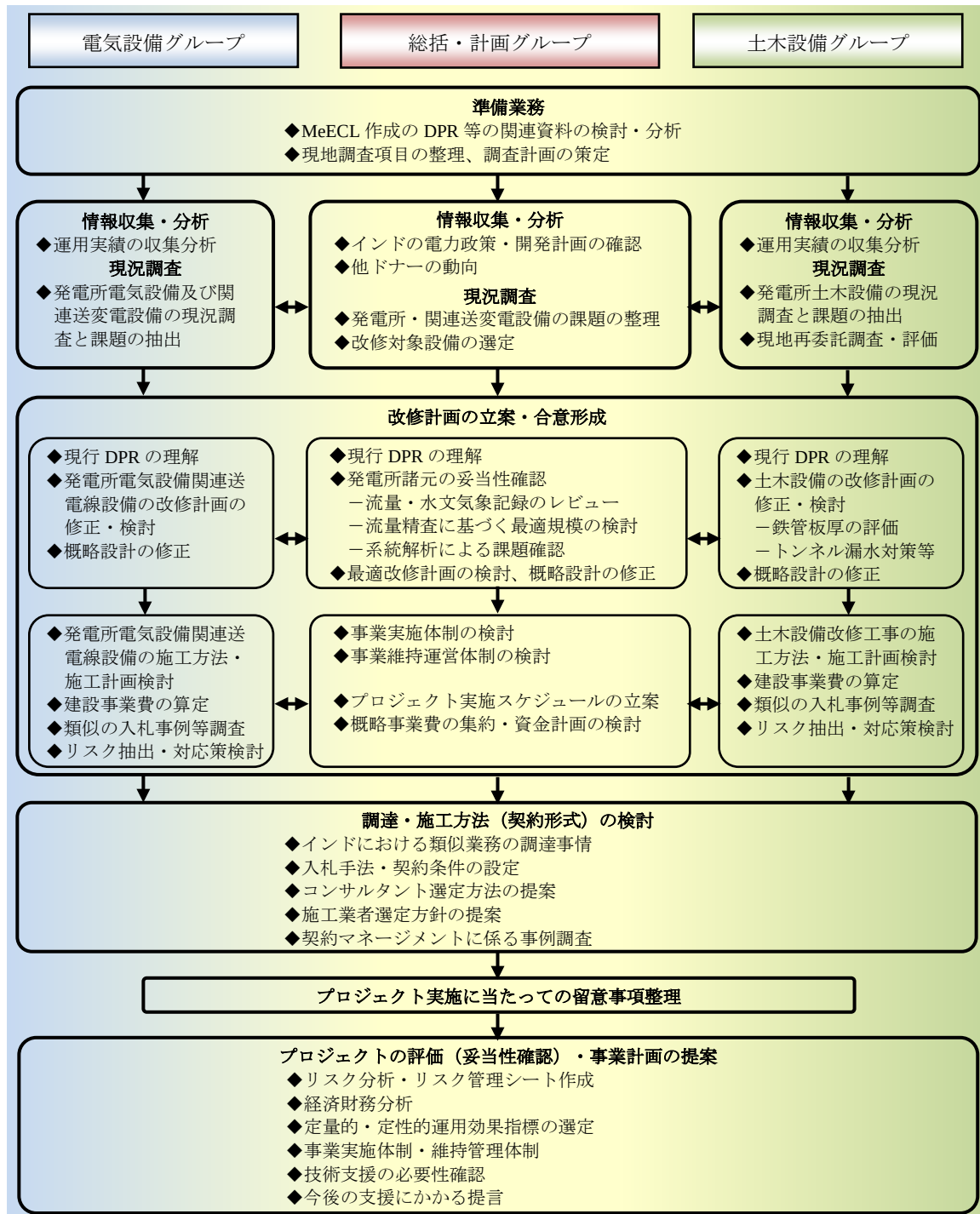


図 2-1 本調査の概略フロー（調査コンセプト）

調査団は「総括・計画グループ」を中心としつつ「電気設備グループ」「土木設備グループ」に分かれてそれぞれの調査活動を行うが、当然のことながら各グループの成果は単独に評価するものではなくそれぞれのグループの成果を共有し、有機的に結合することにより、最終的な調査報告書を取りまとめる。

本調査の実施に当たって、技術面の重点項目を以下に示す。

- (1) 最適な発電容量の検討
- (2) 設備現状と現行 DPR における改修計画の確認
- (3) 改修対象設備の選定と概略設計の修正
- (4) 運営維持・管理体制の検討
- (5) 人材育成・技術移転
- (6) 有償資金協力事業へのスムーズな移行を目指した審査資料の整備
- (7) 本事業実施による北東州全体及び近隣国への影響

2.1.2 最適な発電容量の検討

(1) 水文気象調査

先行事業（ウミウム、ウミウム第2）完了後、先行事業の発電量が計画値に満たなかった原因とされる河川流量の年変動影響を確認するため、水文気象データを収集分析する。

北東州の河川流量・水文気象データ（雨量・蒸発量）の実測値（現地再委託により収集予定）および、Umiam Umtru Stage III 発電所の流入量・発電使用水量実績データを用いて河川流量の年変動、河川流量の減少傾向の有無を分析して期待される流入量を想定する。

- 河川流量、気象データ（雨量・蒸発量）の入手、整理
- Umiam Umtru Stage III 発電所の流入量・発電使用水量実績データの入手、整理
- 河川流量の年変動の影響確認、流入量想定

(2) 調整池運用の確認

(a) 調整池運用の現状確認

調整池運用の現状について、運転・保守実績、運転・保守マニュアル、及びオペレーター等の関係者のヒアリングに基づき確認する。

Umiam Umtru Stage III 発電所の上流には、Kyrdekulai 調整池と Nongmahir 調整池の2つの調整池がある。Umtru 川からの流入は上流に位置する Kyrdekulai 調整池、その後、リンクトンネル、Nongmahir 調整池を経由し、水圧鉄管によって発電所へ導かれる。2つの調整池を結ぶリンクトンネルの上流部に位置する制水ゲートが作動しないことに起因する調整池からの溢水が発生していることに留意して、調整池運用の現状を確認する。

- 建設時設計図書等の入手、整理
- 運転・保守実績、運転・保守マニュアルの確認
- オペレーター等の関係者のヒアリング、整理

(b) 調整池水収支の確認

MeECL が実施したリンクトンネルの導水量に関する検討では、ある区間において、導水量が設計導水量に対して不足していることが指摘されている。

導水量不足と評価された要因として、2 つの調整池の水収支の不均衡であることが考えられる。水収支に不均衡がある場合、2 つの調整池容量を有効に活用することができないため、水収支不均衡の改善が必要である。MeECL の水収支運用に関する情報を確認し、事業実施段階において必要と考えられるキャパシティー・ビルディングを検討する。

- MeECL の水収支運用に関する情報収集、整理

- 事業実施段階において必要とされるキャパシティー・ビルディング計画策定

(c) 調整池有効容量の確認

調整池運用の現状、調整池水収支より調整池の有効容量を確認して、発電容量の検討へ反映する。

2 つの調整池を結ぶリンクトンネル上流部に位置する制水ゲートを改修することによって利用可能となる調整池有効容量、及びこれによって低減される溢水量を確認する。溢水量の低減については、事業の経性評価へ反映する。

(d) 発電容量の検討

期待される河川流入量、調整池有効容量より経済的に優れる発電容量を検討する。発電容量の検討にあたっては、河川流入量の下降れリスクを考慮した感度分析を行う。

経済的に優れる発電容量の選定の結果、改修計画における発電使用水量が既存設備と異なる場合、現状設備諸元による通水容量と改修計画の整合を確認する。不整合が認められる場合は、不整合が解消されるように改修計画へ反映する。

2.1.3 設備現状と現行 DPR における改修計画の確認

(1) 地形地質調査

既存の建設時設計図書・図面等を入手し、概略設計、及び当該調査によって見直された概略設計との整合を確認する。

圧力トンネルの漏水は、量は少ないものの継続しており、改修が提案されているが、水路経過地の地形・地質にかかる情報が欠落している。特に地表までの被り厚さが小さい水路経過地については、現地踏査を行うとともに地形測量（現地再委託により実施予定）によって情報を補完する。

概略設計に対して、詳細設計段階で必要となる地質追加調査の計画を策定する。

- 建設時設計図書・図面等の入手、整理

- 可能な範囲での地形踏査

- 地表までの被り厚さが小さい水路経過地点の地形測量、地形図作成

- 詳細設計段階で必要となる地質追加調査の計画策定

(2) 設備現状と現行 DPR における改修計画の確認

(a) 電気機械設備の現状と現行 DPR における改修計画の確認

電気機械設備の現状について、運転・保守実績、運転・保守マニュアル、及びオペレーター等の関係者のヒアリングに基づき確認する。

電気機械設備の中で一番留意すべき点は、Umiam Umtru Stage III 発電所にある2台の水車発電機のうち、水車ランナの不具合により、1台が停止していることである。水車ランナは、電気機械設備の中でもっとも重要な機器の一つであり、MeECL が作成した DPR および現地からの最新情報によると、水車ランナには重大なクラックが生じており、運転開始以来、溶接補修を繰り返して使用している。調査時には、水車ランナの現状および運転に与えている影響についても、点検記録や関係者のヒアリングも通じて確認する。

その他、現行 DPR では、多くの水車部位（ガイドベーンや水車ガイド軸受けのオイルクーラー等）から漏水があること、下部軸受けから漏油が発生していること、計器類が正確な計測値を表示しておらず、新規取替えが改修計画となっていること等に留意する。

- 建設時設計図書等の入手、整理
- 運転・保守実績、運転・保守マニュアルの確認、整理
- オペレーター等の関係者のヒアリング、整理

(b) 土木設備の現状と現行 DPR における改修計画の確認

土木設備の現状について、運転・保守実績、運転・保守マニュアル、及びオペレーター等の関係者のヒアリングに基づき確認する。これらの結果より不具合の懸念がある設備に留意して、外観調査を実施する。

外観調査では、発電所の2つの調整池を結ぶリンクトンネル上流部に位置する制水ゲートが稼動しないことに起因する調整池からの溢水が発生していることに留意する。

前回調査（2006 年）では、Nongmahir 調整池とサージタンクを結ぶ圧力トンネルについて、暗渠部からの漏水が水路経過地周辺の沢で確認された。現地踏査によって漏水状況を確認するとともに、周辺において地表陥没等の変状、変状の進展の有無を確認する。

本調査ではリンクトンネルの内部点検は不可能であることから、詳細設計段階で必要となる追加点検調査の計画を策定する。なお、MeECL と協議の結果、本調査期間中において点検が可能となる場合は、国際協力機構と点検（追加）について相談の上、実施する。

同発電所の設計図書が示す水圧鉄管の設計板厚は2通りあるが、正しい数値は不明である。ある区間において実施された調査（2006 年）では、一方の設計板厚に対する板厚不足が認められた。前回調査より10年以上が経過しており、現状での設備診断を行うため水圧鉄管板厚調査（現地再委託により実施予定）を行う。板厚調査結果より確認し、取り替え基準に対する応力超過の有無を確認する。

期待される河川流入量に基づく最適発電容量の選定の結果、改修計画における発電使用水量が既存設備と異なる場合、改修計画と現状設備諸元（通水容量）の整合を確認する。不整合が認められる場合は、不整合が解消されるように改修計画へ反映する。

- 建設時設計図書等の入手、整理
- 運転・保守実績・運転・保守マニュアルの確認、整理
- オペレーター等の関係者のヒアリング、整理
- 外観調査による現状確認
- 水圧鉄管の板厚調査（現地再委託）
- 水路経過地周辺の地形測量（現地再委託）

(c) 送変電設備の現状と現行 DPR における改修計画の確認

送変電設備の現状について、運転・保守実績、運転・保守マニュアル、及びオペレーター等の関係者からのヒアリングに基づき確認する。これらの結果より不具合の懸念がある設備に留意して、外観調査を実施する。

現行 DPR では、既存遮断器が手動型であること、計器用変流器、及び開閉所用分電盤が劣化しており新規取替えの改修計画となっていることに留意する。

既存設備の容量を確認し、系統解析の結果と比較を行い、既存設備容量の妥当性を確認する。

- 建設時設計図書等の入手、整理
- 運転・保守実績、運転・保守マニュアルの確認、整理
- オペレーター等の関係者からのヒアリング、整理
- 既存設備容量の妥当性確認（既存設備容量と系統解析結果の比較）

2.1.4 改修対象設備の選定と概略設計の修正

(1) 改修対象設備の選定と概略設計の修正

(a) 現状設備の課題抽出と改修対象設備の選定の修正

上記結果を踏まえ現状設備の課題抽出、劣化度を確認する。

既存設備の妥当性を確認できない場合は、相談のうえ、現行 DPR に含まれていない電気機械設備、土木設備、送変電設備の改修を改修計画へ含めることを検討する。

改修対象物を選定するための基準を設け、MeECL 等インド側関係者に対して調査結果を十分に説明の上、必要により改修対象設備の選定を見直す。改修設備の選定の見直しは、予防保全の観点、改修後の健全な運転確保に留意する。なお、経年や劣化に伴う改修計画については、不具合の影響度、劣化度等に応じて、改修計画の優先順位付けを行う。

- 現状設備の課題抽出、劣化度の確認
- 設定した改修選定基準に基づく改修対象設備の選定の見直し
- 改修計画の優先順位付け

(b) 改修対象設備の概略設計の修正

概略設計の修正では、類似工事を参照して実現可能な改修計画となることに留意する。MeECL 等インド側関係者に対して調査結果を十分に説明の上、概略設計の修正を行う。

- 類似工事实績の確認
- 改修対象設備の概略設計の修正

現行 DPR では水車スパイラルケースを流用する改修計画が示されている。既存設備を流用する改修が計画されているため実施機関とメーカー向け現地説明会（既設設備の原メーカーに限定しない）の開催を協議する。なお、協議の結果、現地説明会を開催しない場合は、現状写真撮影等の代替する調査方法を実施機関および国際協力機構と協議のうえ、調査を実施する。

2.1.5 運営維持・管理体制の検討

運営維持・管理体制の検討にあたっては、関連事業実施機関をまず特定し、運営維持・管理体制のあり方を検討する。

- 維持・管理体制に関する各機関の機能と役割
- 維持・管理機関の掌握業務、組織構造、人員体制
- 維持・管理機関の財務
- 維持・管理機関の技術水準
- 維持・管理機関の実績
- 維持管理費用とその収入源

上記に加え、改修時、及び改修後の運営維持・管理体制については以下に留意する。

(1) 改修時の運営維持・管理体制の提案

改修工事中の管理業務の洗い出しを行い、現行の Umiam Umtru Stage III 発電所の管理体制を参照して、運営維持・管理体制を検討する。

(2) 改修後の運営・維持管理体制の提案

実際の運営・維持管理業務としては、以下の業務などが考えられるため、人員配置、技術水準などを考慮のうえ、現地組織の計画を策定する。

- 設備の巡視・点検計画の策定及び実施
- トラブル対応
- 運転実績の記録、報告
- 収支管理
- 定期点検の頻度、点検方法

2.1.6 人材育成・技術移転

(1) 人材育成計画の立案

改修後の設備を適正かつ効率的に継続して維持していくためには、発電所所員の運転・保守技術の維持・向上が重要である。運営・維持管理体制で計画した組織に必要な人員、技術水準を確保するため、以下に記す人材育成計画を立案する。

- 現場における発電所の運転・保守要員の育成プログラム
- 保有すべき運転・保守マニュアルの整備計画
- 保有すべき図面・資機材の整備計画

(2) ソフトコンポーネントの必要性検討

上記の人材育成計画を実行するために、コンサルティング・サービスや円借款附帯技術協力等の実施に関して必要性の検討を行い、目標、成果、活動、投入（費用含む）等を考慮に入れた計画案の提案を行う。

2.1.7 有償資金協力事業へのスムーズな移行を目指した審査資料の整備

(1) 概略事業費と資金計画の検討

(a) プロジェクトの概算事業費の積算

事業費の積算をレビューし、価格上昇、実勢価格、為替レートの変動を考慮に入れて事業費の積算を実施する。

全体事業費は、上記本体事業費に、プライスエスカレーション、物理的予備費、建中利子、コンサルタント費、用地補償費、関税・税金及び研修・トレーニング費用などを加えて積算する。なお、有償資金協力事業下で雇用されるコンサルタント費については、コンサルタント投入が有効と考えられる項目及び必要 M/M(Man-Month)について検討・提案し、コスト積算する。

上記コストの積算に当たっては、国際協力機構のコスト計算支援システム（Excel ファイル）を使用して事業期間における暦年毎の算定を行う。また、国際協力機構の積算マニュアルを参照して積算総括表を作成する。

(b) 事業実施スケジュールの検討

月単位のバーチャートの形でスケジュールを策定する。スケジュールは、建設だけでなく、関係各所への申請手続なども考慮したものとする。加えて、今後の事業実施に向けた具体的な行動計画である Time-bound Action Plan を作成する。

(c) 資金計画の検討

プロジェクトの概算事業費および事業実施スケジュールに基づき、年度別の資金計画を作成する。所要資金に対する資金の源泉は、インド政府に供与された円借款、インド国内で中央政府から実施機関に貸し出される転貸ローン、メガラヤ州政府が交付する州予算など、いくつか考えられる。資金計画は、左記資金を得るためのそれぞれの手続と貸出条件を確認するとともに、内貨・外貨を区分しながら年度別に資金計画を策定する。

(d) リスク管理対策・安全対策の検討

リスク管理対策は、国際協力機構の「リスク管理シート」にもとづき、案件形成の初期段階における潜在的なリスク事項の特定および対応策を検討する。

また安全対策については、インドの法律・基準を確認した上で、我が国の ODA による建設工事において求められる安全対策を整理し、インド側の理解深化を図ると共に、必要に応じて施工法の選定や工事スケジュールの策定時に考慮する。

(e) 調達方法の検討

「円借款事業の調達およびコンサルタントガイドライン」にもとづき、以下の点を調査しながら調達計画を策定する。

■ 入札方法、契約条件の設定

契約約款、契約条件書等の設定の基本方針、JICA 標準入札書類

■ コンサルタントの選定方法

International Consultants の採否、QBS 方式の採否

■ 施工業者の選定方針

■ PQ (Pre-Qualification) 条件の設定、LCB (Local Competitive Bid) の採否、入札パッケージ（発注規模、工種別の発注等）の考え方、入札段階（入札図書作成、評価等）の承認プロセス

(f) 現状電力セクターの組織の確認と実施機関の財務分析

MeECL 傘下のどの公社が実施機関になるか確認し、過年度の財務諸表を分析する。また、実施機関が本改修事業を実施した場合の予測財務諸表を作成し、各年度の財務状況の変化を検討する。

(g) 経済財務分析

経済財務分析は“with-without の原則”にもとづき、本事業を実施することから発生するコストと便益を踏まえて内部収益率（EIRR/FIRR）を計算し、事業の経済性評価を行う。なお、MeECL 傘下の事業実施機関については、プロジェクト IRR だけでなく、自己資本に対する収益率（エクイティ IRR）についても算出する。

1) 適正なプロジェクトコストおよび年次支出計画

総コストとその年次支出スケジュールを基に評価・分析を行う。またプロジェクトコストとして、リハビリ費用だけでなく、改修工事後に発生する運転・保守費用を想定する。

2) プロジェクト便益の考え方

DPR では、代替法にもとづき EIRR を算定している。即ち、Umiam Umtru Stage III 発電所と同等の出力を持つディーゼル発電所を建設する場合の建設費および O&M 費用から、本事業を実施する場合の O&M 費用との差を便益としている。上述の DPR における便益の考え方や、北東部はコルカタを含む東部地域から電力融通を受けていること等を考慮して、相応な便益算定方法を決定して算定する。

また、別途、国際協力機構の気候変動対策支援ツールを用いて、本事業実施による温暖化ガス排出削減効果を便益として推定して用いる。

(h) 運用・効果指標の検討

本事業は、Umiam Umtru Stage III 発電所の改修を実施することにより、同州の電力不足の改善の一翼を担い、同州の産業発展および生活水準の向上に寄与することを目的としている。このため、事後評価を行うための運用・効果指標は、改修による効果を的確に評価するという観点から提案する。目標値の設定にあたっては、日常管理業務の中で入手可能で、かつモニタリングが容易なデータを選定し、本事業完成 2 年後を目途とした値を設定する。

(i) 中央政府への要請手続

MeECL が、借款要請に必要なインド国内の手続や所要日数を調べる。については、MeECL にインタビューし、その手続や時間を案件スケジュールに反映する。

2.1.8 本事業実施による北東州全体及び近隣国への影響

(1) 北東州の電力開発計画

(a) 北東州の電力開発計画における本改修事業の位置づけ

本改修工事は、第12次電源開発計画（2012-2017）のR&Mスキームとして、第13次電源開発計画（2018-2023）の期間中に工事が完了するとしている。

2016年現在、メガラヤ州の総発電設備容量は515.1MW（うち水力356.58MW）であり、本改修工事によって現在停止中の発電機の運転再開によって30MWの供給力が回復し、計60MWの信頼性の高い供給力が確保されることとなる。この出力は現発電設備容量515.1MWに対して12%相当の発電容量（水力の設備容量に対して20%相当）に相当し、改修による貢献度合いは大きい。

(b) 北東州の電力事情

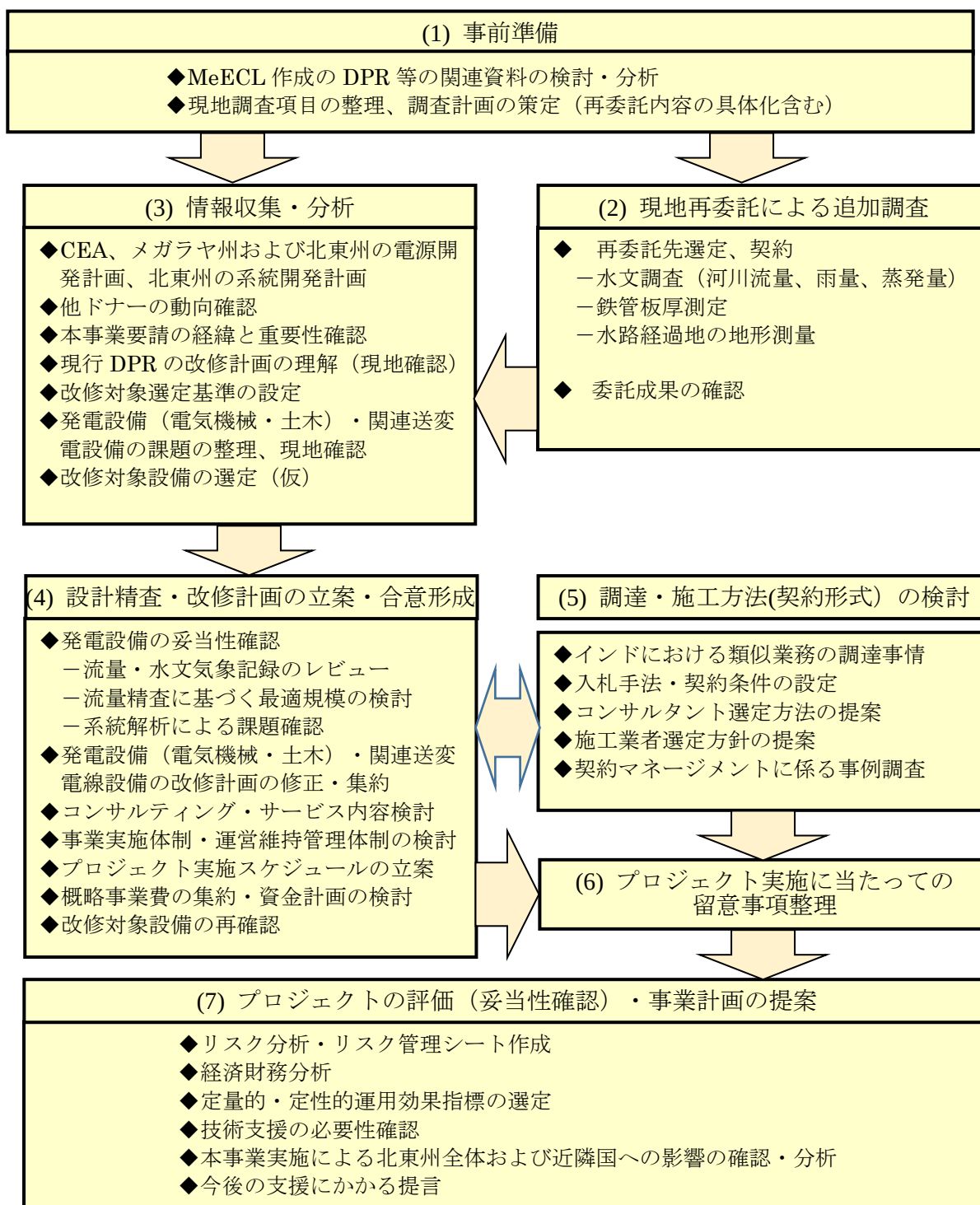
北東州は水力発電のポテンシャルが高い地域とされているが、実際の開発は進んでいない。インド国内の5地域（北部、東部、西部、南部および北東部）の電力融通状況を見ると、北東部は、コルカタを含む東部地域から電力融通を受けており、その融通電力量は1998-99年に431.2MUの受電量超過であったものが2014-15年には2,345MUとなり、大幅に増加している。これは、北東州の発電所開発が遅れており、電力需要に供給が追いつかないため東部地域からの電力輸入が増加したと考えられる。調査においては、東部地域以外からの融通電力の有無、ある場合は、電力量について確認を行う。

従って、Umiam Umtru Stage III 発電所の改修等によってメガラヤ州の発電量が増えれば、東部地域からの融通受電量を削減することとなり、送電ロスの削減や火力発電の焚き減らしによる化石燃料消費の削減につながる可能性がある。

これを踏まえ、北東州と他地域の関係、また近隣国への影響に関するデータを収集・分析する。

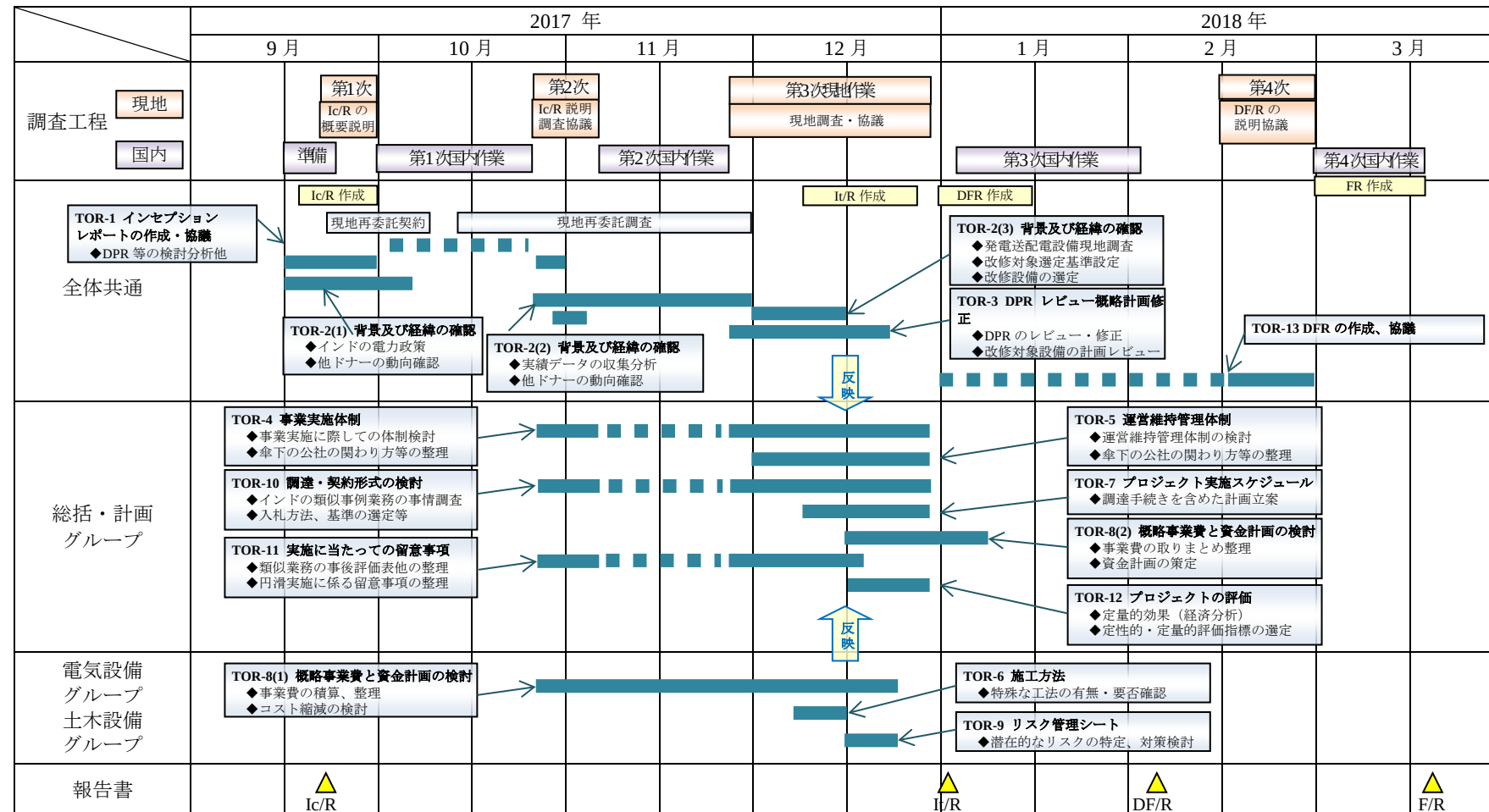
2.2 業務実施の方法

本業務を 4 回の現地調査、5 回の国内作業（事前準備含む）により遂行する。調査業務の基本的な流れを下图に示す。



2.3 業務のフローチャート

本業務の概略をフローにまとめたもの（月別展開）を下图に示す



2.4 作業工程計画

作業工程計画を下図に示す。

様式4-2

期 間 作 業 項 目		2017年度							
		9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
		1	2	3	4	5	6	10	
国内準備作業	1) DPR等関係資料・情報の収集検討・分析、全体像の把握	□							
	2) 調査項目の整理、調査計画の策定	□							
	3) インセプション・レポートの作成	□							
	4) 追加収集する資料等の整理、質問票を作成	□							
	5) 追加調査項目の選定、委託仕様書作成等契約準備	□							
第1次現地業務	1) 本調査（インセプション・レポート）の概要・予定説明	■							
	2) 背景・経緯の確認、関連各機関の情報収集	■							
	3) 現行のDPRの改修計画の理解	■							
	4) 現地委託契約交渉・締結	■							
	5) 他ドナーの情報収集	■							
国内第1次作業	1) 収集資料の整理分析		□	□					
	2) 現地再委託調査の進捗管理		□	□					
第2次現地業務	1) インセプション・レポートの説明・協議			■					
	2) カウンターパートの選任、関係省庁の面談手配			■					
	3) 発電所運転実績資料、関連各機関の情報収集			■					
	4) 類似業務の調査事情、入札方法・契約条件等にかかる情報収集			■					
	5) 他ドナーの情報収集			■					
国内第2次作業	1) 収集資料の整理分析			□					
	2) 発電所送変電設備の現況整理、現地調査計画の立案			□					
第3次現地業務	1) 関係省庁（電力省、CEA）への説明、資料情報収集			■					
	2) 現行DPRの改修計画にかかる聴取確認、理解			■					
	3) 改修対象設備の選定基準の協議・設定			■					
	4) 発電所送変電設備の現地現況調査			■					
	5) 系統解析による既存設備の妥当性確認			■					
	6) 改修対象設備の仮選定			■					
	7) 発電設備の妥当性確認			■					
	8) 発電設備（電気機械・土木）・関連送変電線設備の改修計画の修正・集約			■					
	9) コンサルティング・サービス内容検討			■					
	10) 事業実施体制・運営維持管理体制の提案・協議			■					
	11) プロジェクト実施スケジュールの立案・協議			■					
	12) 概略事業費の集約・資金計画の検討			■					
	13) 改修対象設備の選定・確認			■					
	12) 概略事業費の集約・資金計画の検討			■					
	13) 契約マネージメントに係る事例調査			■					
国内第3次業務	14) プロジェクト実施に当たっての留意事項整理			■					
	15) プロジェクトの評価（妥当性確認）、事業計画の提案（リスク分析、経済財務分析、運用効果指標の選定等）			■					
	1) インタビュー・レポートの作成・貴機構提出			■					
国内第4次業務	2) 事業費精査取りまとめ、資金計画のフォローアップ				■				
	3) 業務完了報告書（ドラフト）の作成・提出				■				
現地第4次業務	1) 業務完了報告書（ドラフト）の説明・協議					■			
	2) 関係省庁（電力省、CEA）への報告					■			
国内第4次業務	1) 業務完了報告書の作成・提出							■	

凡例：——事前作業期間 ■ 現地業務期間 □ 国内作業期間 △—△ 報告書等の説明 -----その他の作業

第3章 インド国の電力セクターの現況

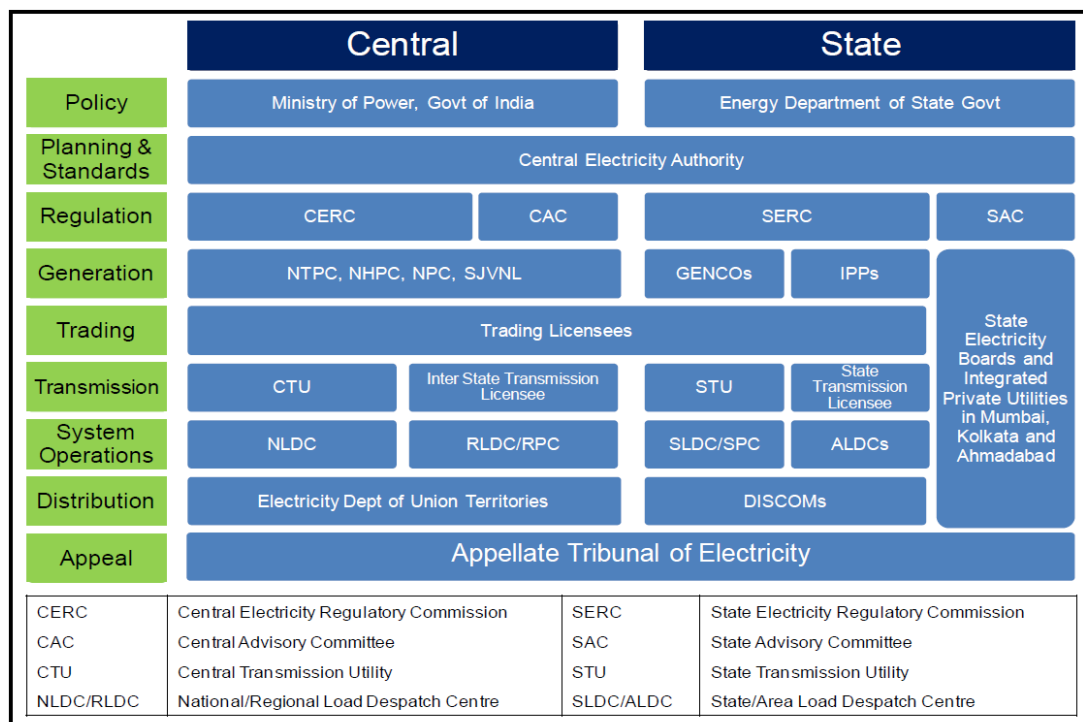
3.1 インドの電力政策

3.1.1 インドの電力セクター

インドの電力セクターは中央政府のセクターと州政府のセクターに大別される。中央政府では、電力省および再生可能エネルギー省が電力セクターを担当する。中央電力庁(CEA) は電力省を技術的な面からサポートしており、中央電力規制委員会 (CERC) は電気事業の規制の面からサポートしている。

地方では、州政府のエネルギー部が州電力規制委員会(SERC)のサポートを受けながら、州における電気事業を管理している。

発電部門は自由化されており、中央政府、州政府、民間事業が発電事業を所有している。送電事業の大半は中央と州の電力局、少数の民間事業者が所有しており、配電事業は州の電力局が所有している。



(出典: Petition for the Approval of Business Plan and Annual Revenue Requirement for FY2015-16 to FY2017-18 (MePGCL))

図 3-1 インドの電力セクター

3.1.2 北東州とメガラヤ州の電力セクター

北東州の電力開発については、北東地域の電力発電所を計画・調査・設計・建設し、これを運転・維持管理して発電することを目的として、北東発電会社（North Eastern Electric Power Corporation Ltd : NEEPCO）が1976年に発足した。中央政府の電力省（Ministry of Power）がこれを保有している。NEEPCOの公式サイトによれば、表3-1に示すように4ヶ所の水力発電所、火力発電所3ヶ所、太陽光発電所1ヶ所を運転しており、その合計容量は1,347 MWである。また現在、Pare 水力(110MW)および Kameng 水力(600MW)を含む、3つの発電所の建設が進められている。

表 3-1 NEEPCO 所有の発電所

No.	Name of Power plant	Type	Installed capacity (MW)	Location (State)
1	Rangandi	Hydro	405	Arunachal Pradesh
2	Doyang	Hydro	75	Nagaland
3	Kopili	Hydro	275	Assam
4	Tuirial	Hydro	60	Mizoram
5	Assam	Gas Thermal	291	Assam
6	Tripura	Gas Thermal	101	Tripura
7	Agartala	Combined Cycle	135	Tripura
8	Solar PV Project	Solar	5	Tripura
		Total (MW)	1,347	

(出典：NEEPCO Web site)

次に北東地域開発省（Ministry of Development of North Eastern Region : MDoNER）が、2001年に発足した。MDoNERは、道路、通信、鉄道、電力等のインフラの広い範囲をカバーしているが、主に、中央政府の省庁や各局と、北東州の各州政府との間を仲立ちする役を果たしている。2017年12月現在、2014年に承認された、98,650百万INR（=15億US\$、13億ユーロ）送電線プロジェクトを実施中であり、そのうち2,540kmの送電線は既に敷設済み。また、16箇所（5676MW）の水力発電プロジェクトを実施中であり、更に694MWのプロジェクトが実施中である。

メガラヤ州における電気事業について、メガラヤ州電力庁(MeSEB)はメガラヤ州政府による電気（供給）法のSection (5)に基づき設立された。アッサム州がアッサム州とメガラヤ州に分離し、アッサム電力庁がアッサム電力庁とメガラヤ電力庁に分離した後、1975年1月21日から電力庁は事業を開始した。

説明責任、透明性、競争性、ロス低減、顧客満足度を向上させるために、州政府はメガラヤ州電力セクター改革計画2010に基づき、メガラヤ州電力庁を下記の4つの会社に分社化した。

- Meghalaya Energy Corporation Limited (MeECL); ホールディング会社
- Meghalaya Power Distribution Corporation Limited (MePDCL); 配電事業者
- Meghalaya Power Generation Corporation Limited (MePGCL); 発電事業者

■ Meghalaya Power Transmission Corporation Limited (MePTCL); 送電事業者

メガラヤ州政府によって設立された他の関連機関は下記のとおり。

- Meghalaya State Electricity Regulatory Commission (MSERC); 州における送配電事業や電力取引（MePGCL の電力を MePTCL を通じて託送、MePTCL を通じて MePDCL が電力購入するなど）に関する規制委員会
- Meghalaya State Designated Agency (MSDA); エネルギー変換や効率向上に関する調査機関
- Meghalaya New and Renewable Energy Development Agency (MNREDA); 新しい再生可能エネルギー電源の開発に関する機関

3.1.3 インドにおける電力セクター政策

(1) 中央政府のイニシアチブ

インド中央政府は、電力消費が高まる中で、国民生活の質の向上を託されている。その目標は、各家庭に常に電力を供給することである。“Power for All”プログラムには、この方向性における主なステップが述べられている。この政策に基づき、インド政府とメガラヤ州政府は共同で2015年3月に構想、“24x7 POWER FOR ALL MEGHALAYA”を発行した。これは、常に電力供給を実施することを通じて、顧客満足度や顧客の生活レベルを向上させることを目的としている。メガラヤ州政府としては、電力セクターを最優先事項として位置付けており、電力供給に関して常に検討している。州政府は電力供給の質を確保する全ての電気事業者に対して支援している。ゆえに、この構想は第一次、二次、三次産業における急速な経済成長をもたらすことが期待される。

既設発電所の改修に関しては、中央電力庁が“Renovation, Modernization, Uprating & Life Extension of Hydro Power Plants”に関するワークショップを2016年12月に開催するなど、古い水力発電所の改修、現代化、性能向上、延命化を推奨しており、既設設備の改修はインド政府の優先順位項目と一致する。また、新規の水力開発と比べると、非常に安く、スピード感もあり、設備信頼性や効率の向上にもつながる。

(2) メガラヤ州における電力政策

メガラヤ州知事は電力セクターにおける最新の政策“The Power Policy 2007 of the Government of Meghalaya”を発表した。この中で電力政策は次のように記載されている。

発電事業に関しては、「増加する電力需要を満たすとともに未開発の水力や火力電力ポテンシャルを利用するために、メガラヤ州政府は中央政府や州政府主導によるセクター、民間によるセクター、共同事業により、プロジェクトを実施することに決定した。」さらに中央政府主導のセクターは、「インドの中央政府が着手することとなっている。」これらの内、次に示す組織はメガラヤ州の電力セクターに関連している。（表 3-1 参照）。

- 北東電力会社 (NEEPCO); 電力省傘下の組織で、環境影響を最小限にするとともに電力ポテンシャルを活用することを目的に水力発電所 4 箇所、火力発電所 3 箇所、太陽光発電所 1 箇所を運用している。
- 国営水力発電会社 (NHPC); 総合的かつ効率的な水力開発の計画や促進を目的に設立されたインド国営の水力発電会社
- 国営火力発電会社 (NTPC); インドにおける最大の電力会社で、世界最大の電力会社に拡大することを目的としており、インド国内の経済や社会の発展に貢献している。
- Damodar Valley 公社 (DVC); Damodar 川の運用を目的に設立された政府系機関であり、西ベンガル州やジャールカンド州の Damodar 流域にある水力発電や火力発電設備を運用している。
- 石油・天然ガス公社 (ONGC); インドにおける最大の原油や天然ガス生産機関であり、石油・天然ガス分野の知識や実績を通じてエネルギービジネスのトップランナーを目指している。

水力発電や石炭火力のポテンシャル活用に関する電力プロジェクトの推進は、この電力政策に基づいている。

3.2 発電プロジェクトの承認プロセス

円借款を伴う電力プロジェクトの承認プロセスの概要を図 3-2 に示す。本事業の承認プロセスの現状は下記のとおり。

- 中央電力庁による DPR 承認：2014 年 11 月 28 日付レター
- メガラヤ州政府が財務省へ予算を要求：2016 年 10 月 10 日付レター
- インド財務省が予算要求を承認：2017 年 8 月 1 日付レター
- インド財務省が本プロジェクトをロングリストにリストアップ
- インド中央政府が日本政府に対して円借款を正式に要求：2017 年 8 月 29 日付正式要請

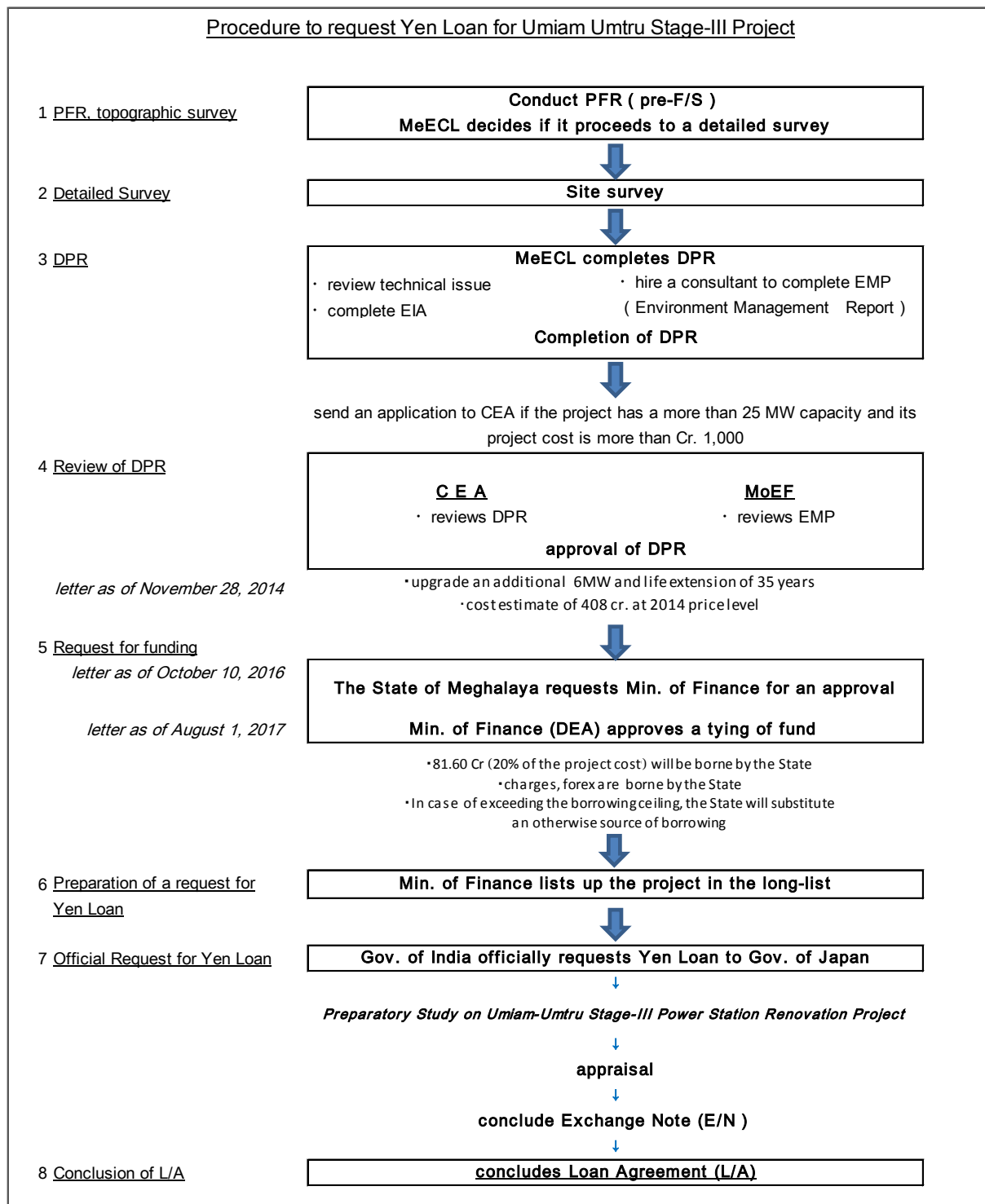


図 3-2 電力プロジェクトの承認プロセス

3.3 電力セクターにおける他ドナーの支援動向

3.3.1 世界銀行

世界銀行はアッサム州やメガラヤ州を含む北東州における送配電設備の増強について支援している。2016年6月24日、世界銀行は北東州における電力システム増強に関するプロジェクトに対して、470百万米ドルの借款を承認した。このプロジェクトを実施することにより、電力不足で経済発展が限定されていた地域に対してこれまで以上に効率的に電力供給できるようになる。さらには、電力システムの効率的な運用のために、州の電力部門や電力会社の職員に対してキャパシティ・ビルディングを実施している。このプロジェクトの竣工後、送配電設備は地元の電力会社に移管される。2023年3月の竣工へ向けて、現在、このプロジェクトは進められている。

3.3.2 アジア開発銀行

アジア開発銀行はアッサム州における電力セクター開発について貢献している。アッサム州においては、電力供給に比べて、電力需要の伸びが大きく、送配電ロスも大きい。アッサム州が直面している電力不足は、工業部門の競争力を弱体化させている。このような状況下、アジア開発銀行とインド中央政府は共同でアッサム州の電力セクター強化に取り組んでいる。また、アジア開発銀行は、120MWの水力発電所の建設を含む電源や配電設備の増強のために、アッサム州における電力セクター投資プログラムを支援している。このプログラムには、アッサム州の電力会社や配電会社の職員に対して財務管理等の支援が含まれており、2013年から2020年まで実施される。

また、プロジェクトはまだ形成されていないが、アジア開発銀行は、メガラヤ州の地方電化促進のための水力発電開発に関する調査を支援する予定である。

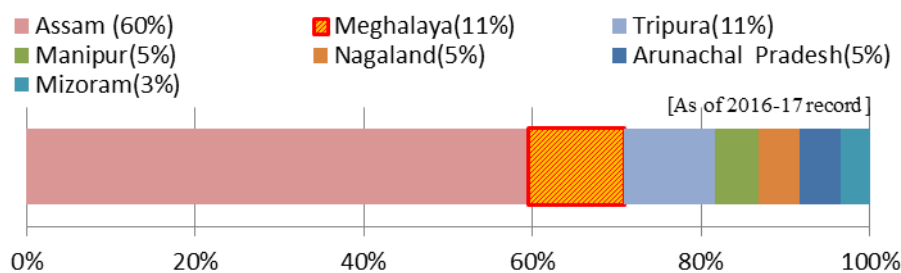
第4章 メガラヤ州の電力需給状況

4.1 メガラヤ州における電力需要

4.1.1 電力需要

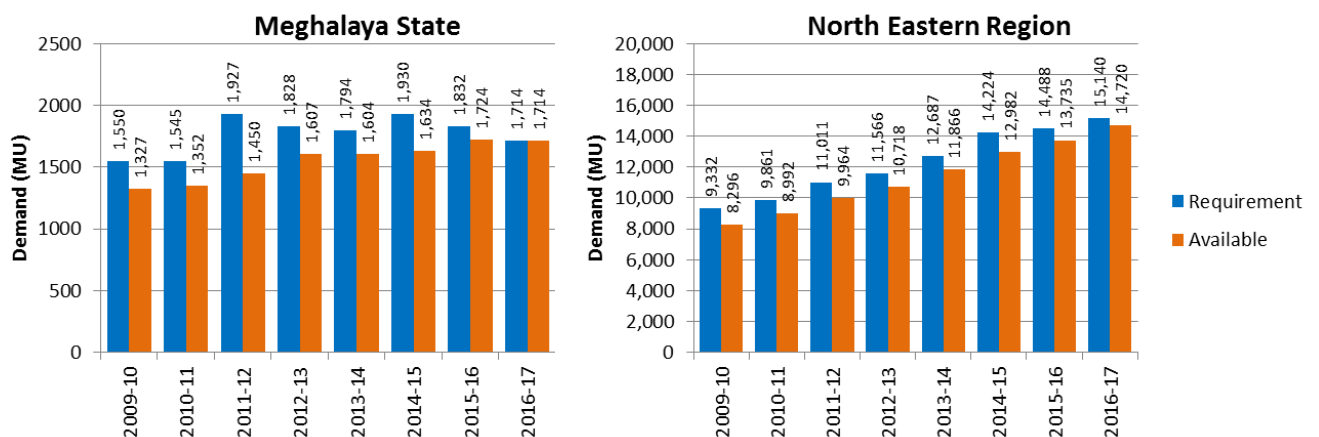
北東州における各州の電力消費量の割合を図 4-1 に示す⁽¹⁾。北東州全体の電力消費量の60%をアッサム州が占めており、メガラヤ州はアッサム州に次いで2番目に多い。

メガラヤ州と北東州における電力需給の推移を図 4-2 に示す。北東州の電力需要は増加傾向にあり、供給力も年々増加しているが、まだ需要に追い付いておらず、電力不足が続いている。メガラヤ州の需給は、2011～12 年度以降電力需要が減少しており、2016～17 年度に需給がバランスしている。



(出典: CEA LGBR のデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-1 北東州の電力消費におけるメガラヤ州の割合



(出典: CEA LGBR のデータを基に JICA 調査団作成)

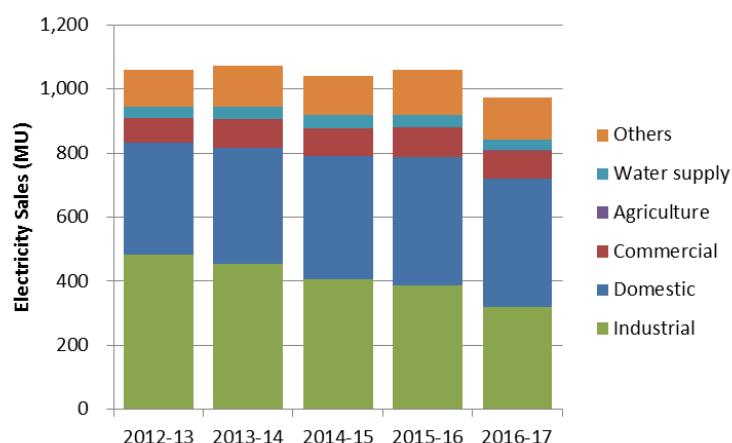
図 4-2 電力需給推移

⁽¹⁾ 北東州は Sikkim 州を含む 8 つの州で構成されている。一方 Sikkim 州は CEA の電力記録では東部地域に分類されている。そのため、電力需要の記録に、Sikkim 州は含まれていない

図 4-3 は、メガラヤ州における至近年の販売電力量を分野別に示したものである。この記録によると、家庭部門の販売電力量は増加を続けているものの、産業用電力が大きく減少しているため、販売電力量全体が減少傾向を示している。

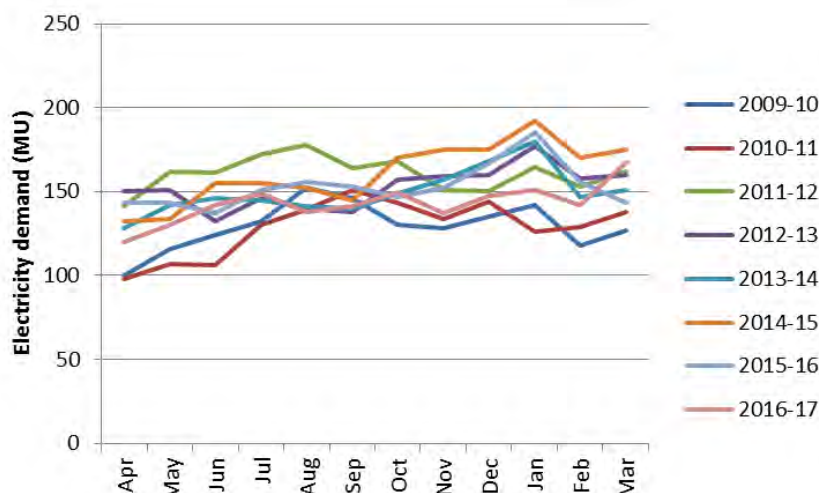
産業用電力消費が減少した理由は、大規模な工場の撤退の影響が大きいと考えられる。MePDCL は、2016 年の「北東産業投資促進政策 (NEIIPP)」の改正によって設備投資補助金の制限が行われたために企業が他州へ流出したことが、電力消費減少の主な理由と分析している。実際に 2012 年までに高電供給契約によって電力供給を行っていた鉄鋼工場のうち、半分以上がメガラヤ州から撤退している。なお、北東産業投資促進政策は、商工省の工業政策・促進部が公表している政策で、対象州はシッキム州を含む全ての北東州である。

至近 8 年間の月間電力需要の推移を図 4-4 に示す。12 月と 1 月の電力需要が高くなっているが、これは冬期に暖房需要が増加するためと推測される。



(出典: MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)

図 4-3 分野別電力販売量



(出典: CEA LGBR のデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-4 電力需要月間推移 (エネルギー)

4.1.2 ピーク需要

メガラヤ州を含む北東州におけるピーク需要および供給力は、2015～16年度まで増加しており、2016～17年度に減少している。MePDCLの説明によると、この減少の主な理由は、前項で説明したように工場の撤退であるとされている。

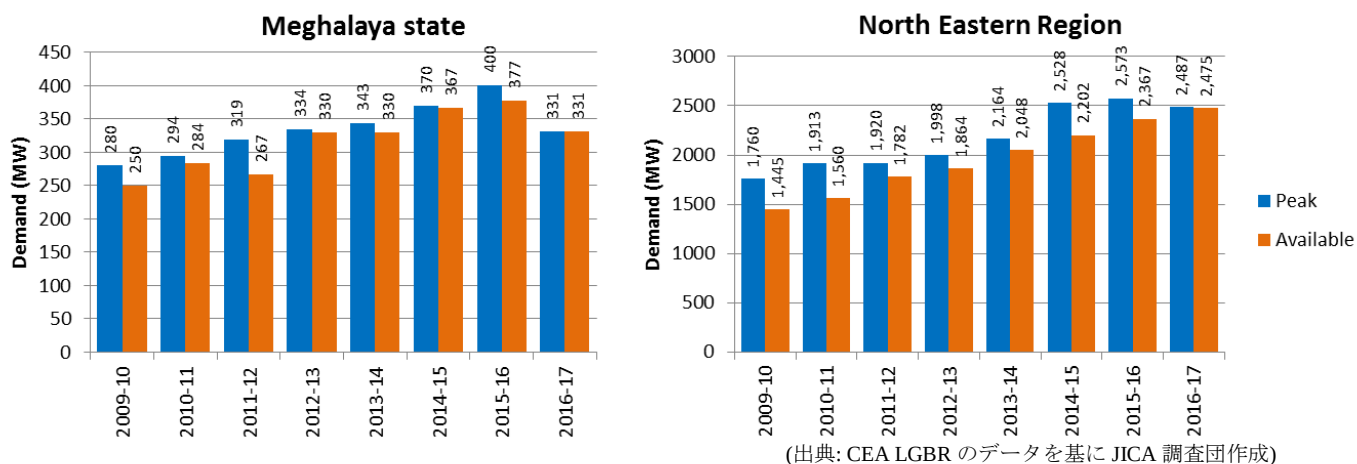
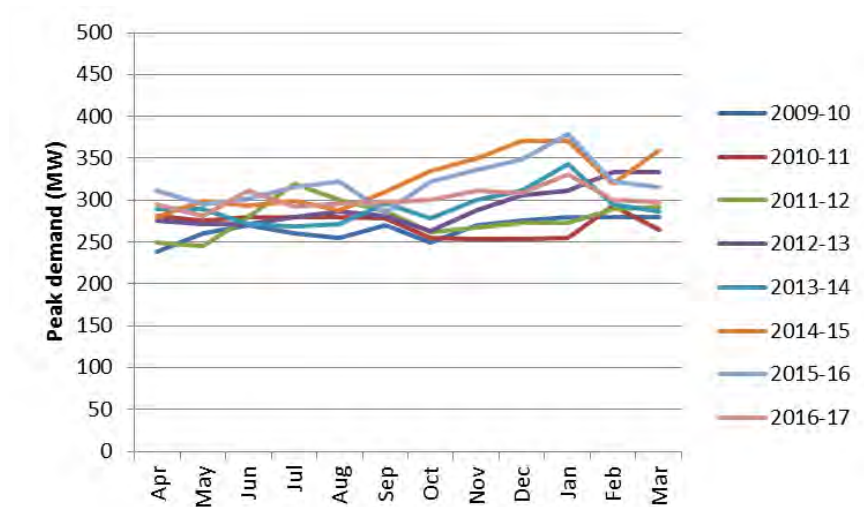


図 4-5 ピーク需要および供給力

メガラヤ州政府の電力政策 2007 によれば、2007～08 年のピーク潜在需要 (unrestricted demand) は 610MW と記されており、このうち約 70%を工業利用が占めている。MePDCL ではピーク潜在需要を契約量の合計と定義しているため、実際に発生するのピーク需要よりも高い数値となっている。

現状で需要と供給力がほぼバランスしている状況である。従って、一般的に、需要に対して 10%以上必要とされている必要な予備力が確保されておらず、安定供給が可能な状況には至っていない。一方で、地方電化は大きく進展し未電化地区の容量は数 MW 程度まで減少しているので、未電化による潜在需要は軽微である。

図 4-6 は至近 8 年間のピーク需要の月間推移を示している。年間のピーク需要は、乾季であり水力発電の発電力が低い 1 月に発生する。



(出典: CEA LGBR のデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-6 ピーク需要の月間推移

4.2 メガラヤ州における電力供給

4.2.1 電力需要に対応する手段

メガラヤ州における電力需要を満たすためには MePGCL の発電力では十分ではなく、不足分を補うために、以下のスキームを導入している。

(1) MePGCL 所有発電所

MePGCL が所有する発電所による発電

(2) パワーシェア（電力供給のアロケーション）

割り当てられた中央政府所有の発電所から電力を受電する。

(3) パワーバンキング

他の州との州間契約。雨季に余剰電力を提供し、乾季に同量の電力を受け取る。メガラヤ州はオリッサ州やカシミール州等とパワーバンキングを利用した電力融通の実績があり、電力取引に関する費用は発生しない（託送料は受電側の州が負担）。

(4) 電力市場

電力市場での電力の売買。電力取引は 15 分ごとに実施されており、取引価格は売買双方の入札プロセスによって決定される。供給単価は、季節や取引のタイミングで変動する。

供給単価の実績値を図 4-11 に示す。

なお、パワーバンキングや電力市場はインド全国で実施されており、北東州に限定したスキームは存在しない。また、北東州と近隣国が直接、電力を融通した実績はない。

4.2.2 メガラヤ州における MePGCL による発電

MePGCL は 8 つの水力発電所を所有し発電を行っている。2017 年 7 月に容量 40MW の New Umtru 水力発電所が建設されたため、総設備容量は 354.7MW に増加した。現在、3 箇所の水力発電所が建設中であり、2021 年までに 27MW の設備容量が増加すると見込まれている。

メガラヤ州政府の情報によれば、メガラヤ州には約 3,000MW の水力ポテンシャルがあるが、これまでに開発されたのは 12%に過ぎない。MePGCL では、表 4-3 に示す水力発電所建設候補地点の調査を継続的に行っており、有力地点の DPR の準備が進められている。

表 4-1 メガラヤ州における水力発電所

No.	Name of Power plant	Installed capacity (MW)	Available capacity (MW)	Owner	Commissioning year
1	Umiam stage I	36.0 (4x9MW)	36	MePGCL	1965, R&M 2002 completed
2	Umiam stage II	20.0 (2x10MW)	20	MePGCL	1970, R&M 2012 completed
3	Umiam Stage III	60.0 (2x30MW)	28	MePGCL	1979
4	Umiam stage IV	60.0 (2x30MW)	60	MePGCL	1992
5	Umtru	11.2 (4x2.8MW)	0	MePGCL	1957-1968
6	Sonopani	1.5 (1x1.5MW)	1.3	MePGCL	2010
7	Myndu Leshka	126.0 (3x42MW)	126	MePGCL	2012-2013
8	New Umtru	40.0 (2x20MW)	40	MePGCL	1 st unit: July 2017
Total		354.7	311.3		(as of Nov.2017)

(出典: MePGCL)

表 4-2 建設中の発電所

No.	Name of Power plant	Installed capacity (MW)	Stage (as of Nov. 2017)	Owner	Commissioning year
1	Lakroh Mini Hydro	1.5	under construction stage 97% completed	MePGCL	Sep.2018
2	Ganol Small Hydro	22.5	under construction stage 43% completed	MePGCL	Mar.2019
3	Riangdo Small Hydro	3.0	Construction stage initiated	MePGCL	Mar.2021
Total		27.0			

(出典: MePGCL)

表 4-3 メガラヤ州における発電所建設候補地点

No.	Name of Power plant	Type	Installed capacity (MW)	Stage	Owner
1	Tyrsaw Small Hydro	Hydro	1.8	DPR completed. Submitted to higher authority for approval. Statutory clearance from District Council/WRD under progress	MePGCL
2	Risaw Small Hydro	Hydro	0.1		MePGCL
3	Umrans Small hydro	Hydro	0.2		MePGCL
4	Selim Storage	Hydro	170	DPR to be completed by December 2018	MePGCL
5	Myntdu Leshka Stage-II	Hydro	280	DPR to be completed by March 2019	MePGCL
6	Mawblei	Hydro	140	DPR to be completed by December 2019	MePGCL
7	Nongkolait	Hydro	120	DPR to be completed by 2020	MePGCL
8	Umngi	Hydro	54	DPR to be completed by 2020	MePGCL
9	Umngot Stage-I	Hydro		Draft DPR sent to CEA in June 2013	MePGCL
10	Ganol Stage-II	Hydro	15	Survey & Investigation completed	MePGCL
11	Um Rina Stage-I S	Hydro	5	Survey & Investigation 87.7% completed	MePGCL
12	Ummynrat M	Hydro	2	Survey & Investigation 70.7% completed	MePGCL
13	Sidugiri S	Hydro	7	Survey & Investigation 10 % completed	MePGCL
14	Um Sangot M	Hydro	3	Survey & Investigation to start	MePGCL
15	Rongdi S	Hydro	10	Survey & Investigation to start	MePGCL
1	Umduma	Hydro	N/A	N/A	Private
2	Kynshi Stage-I	Hydro	N/A	N/A	Private
3	Umjaut	Hydro	N/A	N/A	Private
4	Mawphu	Hydro	N/A	N/A	Private
5	Rangmaw	Hydro	N/A	N/A	Private
6	Kynshi Stage-II	Hydro	N/A	N/A	Private
7	Thermal in Garo Hills	Thermal	N/A	N/A	Private
1	Um Sohra S	Hydro	5	Not yet decided	N/A
2	Upper Khri Diversion	Hydro	25	Not yet decided	N/A
3	Umlaphang	Hydro	28	Not yet decided	N/A
4	Umkhen Stage-I	Hydro	120	Not yet decided	N/A
5	Nongnam	Hydro	50	Not yet decided	N/A
6	Mawput	Hydro	21	Not yet decided	N/A
7	Suchen	Hydro	65	Not yet decided	N/A
8	Umngot Stage-II	Hydro	70	Not yet decided	N/A
9	Upper Kheri Stage-II	Hydro	48	Not yet decided	N/A
10	Amagam Synrage(Rongdi)	Hydro	35	Not yet decided	N/A
11	UmSiang M	Hydro	2	Not yet decided	N/A
12	Riang M	Hydro	3	Not yet decided	N/A
13	Um Rilang Stage-I S	Hydro	11	Not yet decided	N/A
14	Um Niangsiang M	Hydro	2	Not yet decided	N/A
15	Riangdo (Sidiguri)	Hydro	20	Not yet decided	N/A
Total			1,311		

(出典: MePGCL)

4.2.3 メガラヤ州の電力融通

現在、MePDCL は、表 4-4 に示したメガラヤ州に所属する 4 つの企業と売電契約を結んでいる。ピーク時には電力受電契約（パワーシェア）によって 320MW の電力を受電することができる。Firm Allocation は、最低受電補償に相当する出力で、需要が低くなる Off Peak 時間帯でも受電を約束している出力である。

表 4-4 メガラヤ州における電力融通

Name of firm	Total capacity	as of 2017, (MW)	
		Allocation to Meghalaya	
		Firm	Total for peak hrs
NEEPCO (North Eastern Electric Power Corporation Ltd.)	1,176	95.4	154.1
NHPC (National Hydroelectric Power Corporation)	105	8.1	13.1
OTPC (ONGC Tripura Power Company)	726	79.0	79.0
NTPC (National Thermal Power Corporation Ltd.)	5,190	17.7	73.9
Total	7,197	200.2	320.1

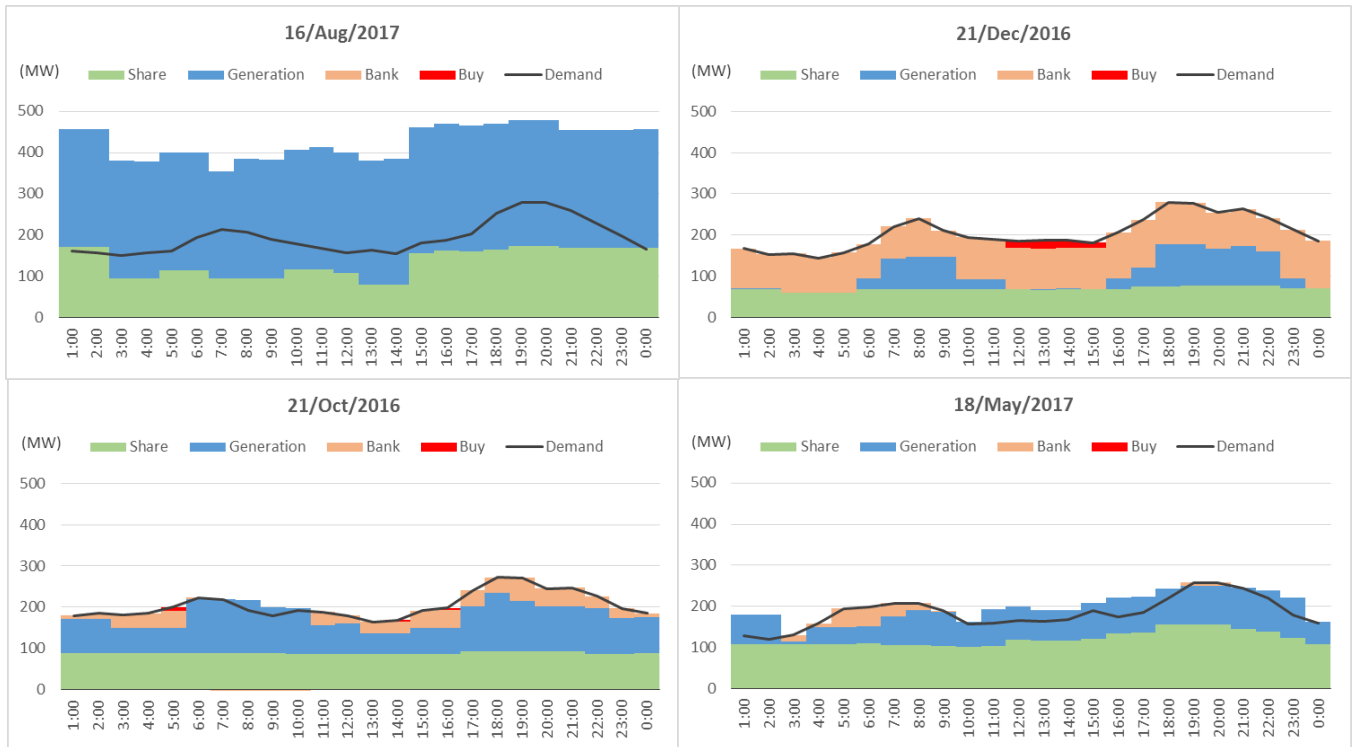
(出典: MePDCL)

4.2.4 電源の現状

水力発電所の発電量は季節によって変動する。雨季には発電力が大きく、乾季には少なくなる。図 4-7 に雨季・乾季・中間季における典型的な需給関係を示す。どの季節においても朝方と夕方にピークが発生している。パワーシェアによる電力供給は割当電力を受け入れる必要があるためほぼ一定となっている。

雨季の 8 月には、発電力が需要よりも大きく、余剰電力は電力バンキングに送られるか、電力市場で売電される。乾季の 12 月には、水力発電所がピーク時電力を供給し、不足した電力は必要に応じて電力バンキングや電力市場より調達される。中間期には、電力バンキングを利用して余剰/不足を調整する。

このようにして、電力需要を満たすための電力供給システムが整備されている。



(出典: SLDC daily report を基に JICA 調査団作成)

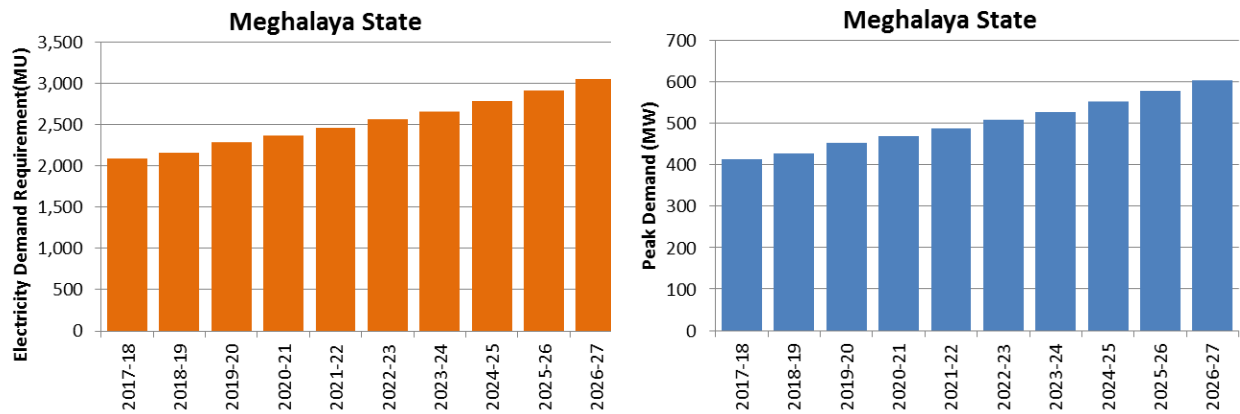
図 4-7 典型的な雨季・乾季・中間季における需給記録

4.3 将来の電源計画

4.3.1 需要予測

(1) エネルギー需要およびピーク需要

CEA「インド第19次電力調査報告書」によれば、メガラヤ州における電力需要の安定した増加は、図 4-8 に示すように期待されている。

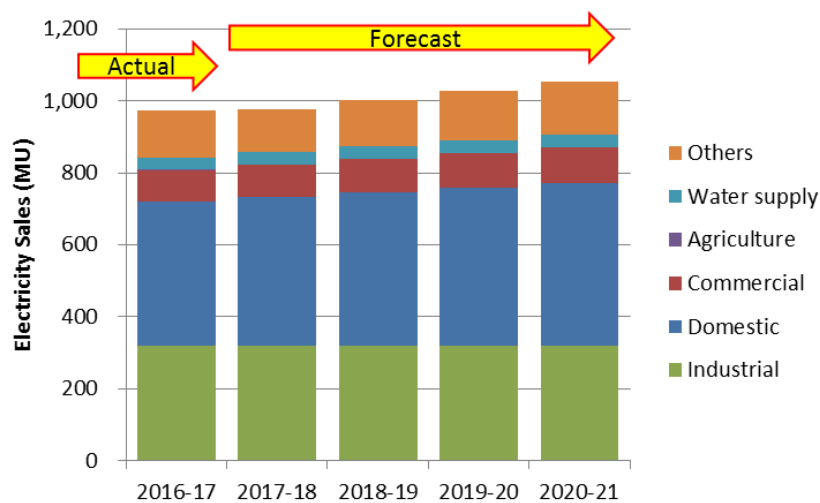


(出典: CEA, Report on Nineteenth Electric Power Survey of India)

図 4-8 メガラヤ州の電力需要予測 (MU および MW)

(2) 分野別エネルギー需要

MePDCL による分野別電力販売の推移を図 4-9 に示す。この予測では、一般家庭需要 (Domestic)の増加が他のカテゴリーよりも大きい。



(出典: MePDCL)

図 4-9 電力需要予測 (販売)

4.3.2 供給計画

MePDCL は電力供給計画を図 4-10 に示すように計画している。これによれば、近い将来も、パワーシェアおよびパワーバンキングから電力供給を受けることが計画されている。

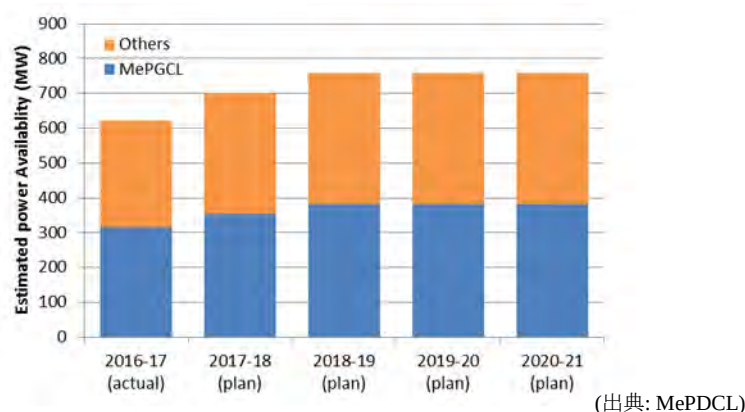


図 4-10 MePDCL によるピーク電力供給計画

4.3.3 供給単価

MePGCL およびパワーシェアしている発電所の、MSERC によって承認された 2017～18 年度の電力購入費用に基づく平均発電単価を表 4-5 に示す⁽²⁾。単価差の大きな理由は発電方式の違いであり、水力発電所の発電単価は火力発電所よりも低廉となっている。

メガラヤ州には水力ポテンシャルが残っているため、発電コストを抑えつつ電力供給力を増やすためにメガラヤ州で水力発電を開発することは妥当と思われる。

図 4-11 はメガラヤ州を含むエリアにおける至近 2 年間の電力取引価格の推移を示している。取引価格は時間帯により異なっており、ピーク時間単価は高額で、2017 年 9 月には kWh 単価 5 INR 超えを記録した。ピーク時間以外の時間帯であっても、この取引価格は MePGCL の発電単価よりも高額になっている。

表 4-5 単価比較

	Average unit cost (INR./kWh)	Note
MePGCL	2.28	Generated by HEPPs
Shared power stations (NTPC, OTPC, NEEPCO)	3.08 (average of all PPs)	35% higher than MePGCL's cost
	3.60 (average of TPPs)	58% higher than MePGCL's cost

(出典: MePGCL)

⁽²⁾ 単価の内訳は公表されていないが、各発電所の Fixed Cost に減価償却費や O&M 費用などを含んでいる価格とされており、各発電所のコストを反映する指標という位置づけで使われている。

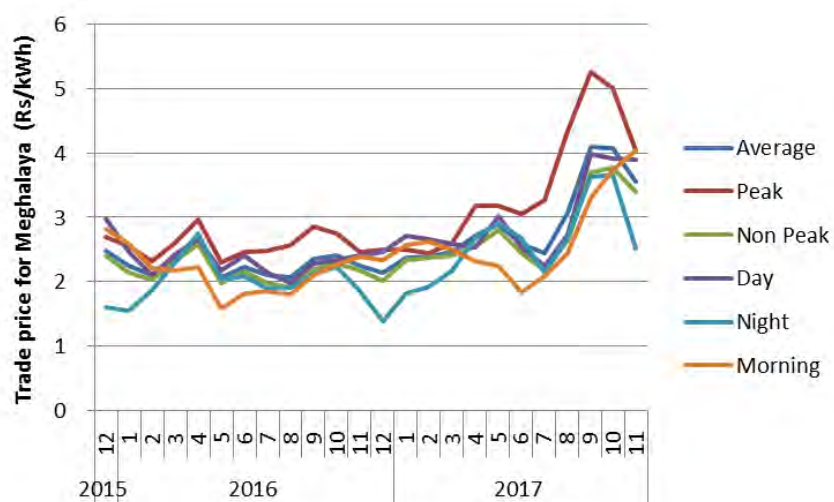


図 4-11 実際の電力取引価格 (IEX)

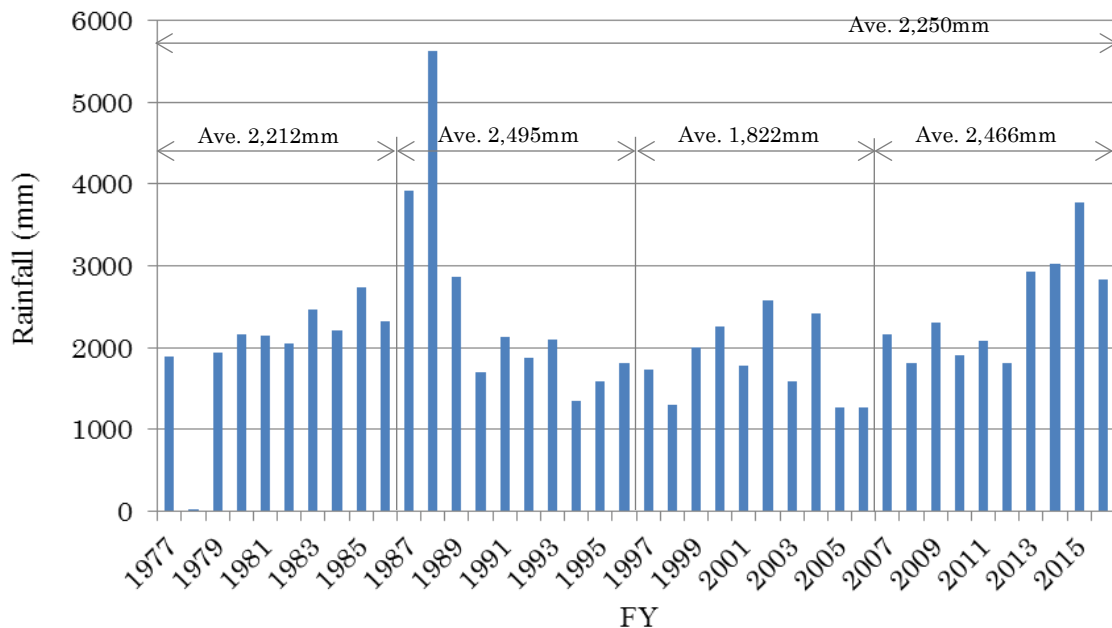
5.1 Umiam Umtru Stage III 発電所の現状

Umiam Umtru Stage III 発電所は、インドの北東州の一つであるメガラヤ州の Umtru 川に位置しており、Umiam Stage I 発電所と Umiam Stage II 発電所の下流にあたる。



5-1

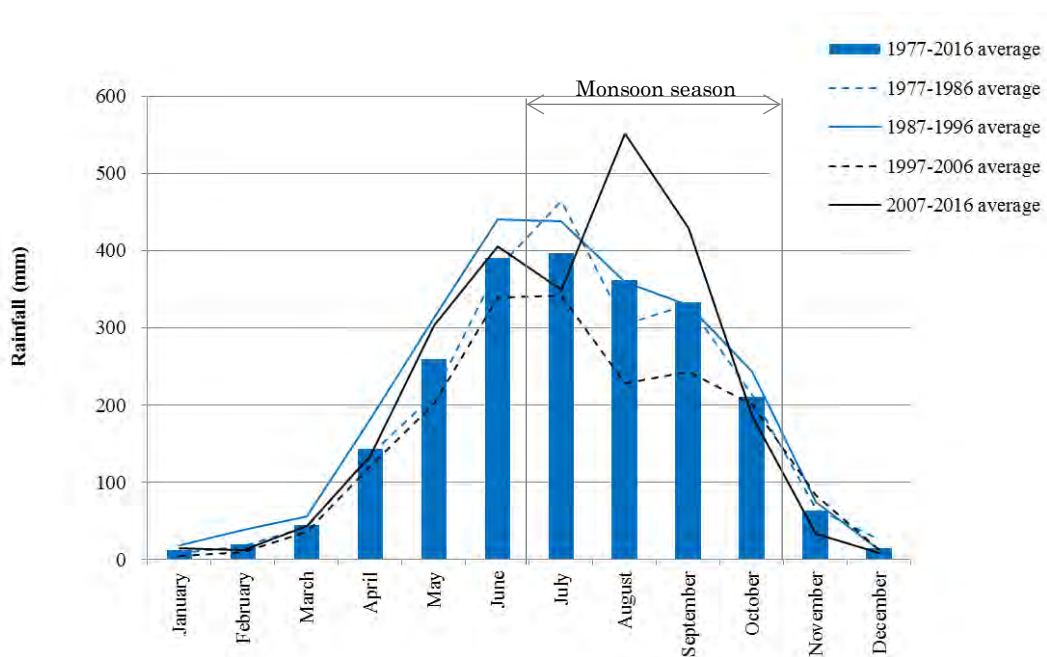
Umiam Umtru 流域において、長期間に亘り記録された降雨データはインド気象局（IMD）による Barapani (Umiam) 地点の降雨に限られる。年間降雨量の変遷を図 5-2 に示す。Barapani (Umiam) 地点の降雨データからは、降雨の減少傾向は示されない。この地域の季節はモンスーン季と非モンスーン季の2つに分けられる。図 5-3 が示すとおり、多くの雨量はモンスーン季の降雨である。



備考: Data in 1978 is not available

(出典: JICA Survey team based on data provided by MePGCL)

図 5-2 年間降雨量 Barapani (Umiam) 1977 年度から 2016 年度



(出典: JICA Survey team based on data provided by MePGCL)

図 5-3 月間降雨量 Barapani (Umiam)

5.1.2 諸元

Umiam Umtru Stage III 発電所の諸元を表 5-1 に示す。

表 5-1 Umiam Umtru Stage III 発電所諸元

	Items	Features
General	Type	Hydropower
	Annual Generation (Plan) *1	125.4 MU
	Commissioning year	1979
Civil facilities	Reservoir	
	- Kyrdemkulai Reservoir	Effective capacity : 2.8 million m ³
	- Nongmahir Forebay	Effective capacity : 3.1 million m ³
	Dam	
	- Kyrdemkulai dam	Concrete Gravity, Height:30m
	- Nongmahir Dam (Main Dyke)	Earthfill, Height:47m
	Waterway	
	- Link tunnel	Length: 2,840m, Diameter: 3m
	- Pressure tunnel	Length: 594m, Diameter: 4m
	- Surge tank	Chamber, Height: 52m, Diameter:6.1m
	- Penstock	Nos: 2, Length: 433m, Diameter: 2.6m
Generating facilities	- Tailrace	Open channel
	Rated output	60 MW (30MW x 2 units)
	Type of turbine	Vertical Frances type
	Height of net head	162 m
	Rotating speed	429 min ⁻¹

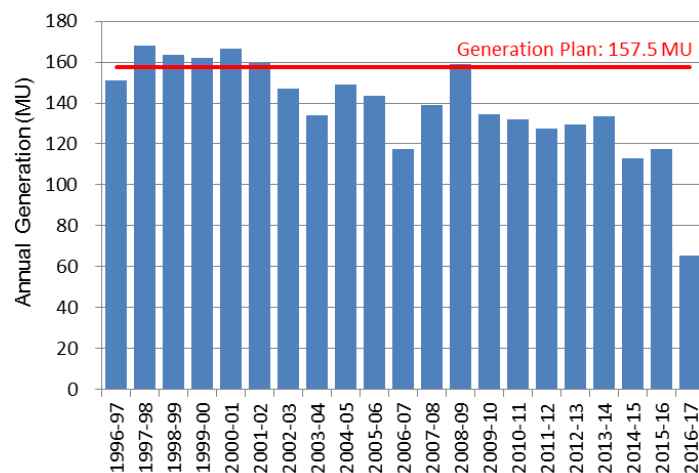
*1: Generation plan in MePDCL Tariff order for FY 2017-18, MSERC

(出典: JICA Survey team based on data provided by MePGCL)

5.2 発電所の実績

5.2.1 発電

Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力を図 5-4 に示す。発生電力量の実績を確認すると、年間発生電力量の実績値は計画値よりも低く、過去 15 年以上前から下降傾向である。これは頻繁な電気機械設備のトラブルが主要原因であると考えられる。



(出典: MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)

図 5-4 Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量

5.2.2 故障記録

Umiam Umtru Stage III 発電所の主なトラブルを表 5-2 に示す。ランナに関連するトラブル数がもっとも多い。過去 11 年間で主機 2 台の停止時間は計 61,000 時間に達する。このうち事故停止時間の割合は約 33%と非常に高い。なお、Umiam Umtru Stage I、II、IV 発電所の事故停止率はそれぞれ 0.6%、0.3%、3.4% である。

事故停止の合計時間だけを考慮すると、運転時間の 70%に当たる時間で、事故停止により 2 台中 1 台が停止していたことになる。このように停止時間が長いという結果は、Umiam Umtru Stage III 発電所のようなピーク対応の発電所にとっては、発電所としての価値が下がっていることを意味する。

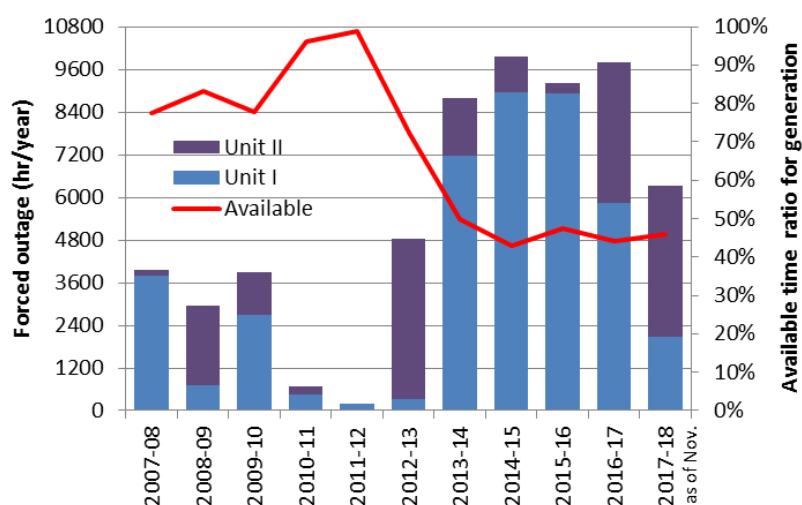
図 5-5 に一年間における、発電に対する事故停止時間と運転可能時間の割合を示す。近年、この発電所は年間のうち半分以上は運転できない状況にあることを意味する。この理由としては、1 号機の発電機固定子トラブルにより長期間停止したことが挙げられる。

表 5-2 近年における Umiam Umtru Stage III 発電所の主なトラブル

Event	Unit	Forced Outage		Outage Duration [hrs]
		Start	End	
Repair of Runner	1	22 Mar 2007	6 Jun 2007	1864:00
Failure of Runner	1	28 Aug 2007	23 Sep 2007	673:00
Heavy Vibration (Runner Replacement)	2	20 Oct 2007	30 Nov 2007	835:30
Failure of Runner	1	1 Dec 2007	27 May 2008	3570:10
Failure of Runner	2	23 May 2008	13 Nov 2008	1992:20
Repair of Runner	2	24 Mar 2009	30 Apr 2009	888:00
Failure of Runner	2	12 Jul 2009	14 Jul 2009	288:00
Failure of Runner	1	20 Nov 2009	19 Apr 2010	3596:00
Failure of Runner	2	19 Feb 2010	27 Feb 2010	210:00
Replacement of Pressure Relief Valve	2	20 Sep 2012	21 Jun 2013	6596:00
Failure of Stator	1	2 Jun 2013	17 Aug 2016	28128:00
Failure of Runner	2	31 May 2016	25 Sep 2016	2789:00
Main Inlet Valve Problem	1	22 Aug 2016	28 Sep 2016	888:00
Penstock Air Valve Problem	1	15 Oct 2016	3 Mar 2017	3333:20
Failure of Runner	2	11 Feb 2017	25 Sep 2017	5431:15
Failure of Runner	1	9 Sep 2017	Under Repair	
Total Hours				61082:35

* The yellow cells are failures related to the runners.

(出典: MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)



(出典: MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)

図 5-5 発電に対する事故停止時間と利用可能時間

5.3 改修後の年間発生電力量

5.3.1 隣接する発電所の実績

Umiam Umtru Stage III 発電所は Umiam Stage II 発電所の下流に位置する。Umiam Stage I 発電所と Umiam Stage II 発電所の改修工事は円借款事業で実施され、それぞれ 2003 年 1 月と 2011 年 12 月に竣工した。

表 5-3 Umiam Stage I, Stage II 発電所の諸元

Item	Stage I	Stage II	(Stage III)
Renovation completed	Jan. 2003	Dec. 2011	-
Installed Capacity	36 MW	20 MW	60 MW
No. of units	4	2	2
Unit capacity	9 MW	10 MW	30 MW
Net Head	145 m	77.67 m	150 m
Design Discharge (per unit)	7.7 m ³ /s	15.47 m ³ /s	23.4 m ³ /s
Planned annual power generation	143 GWh	70 GWh	174.5GWh

(出典: MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)

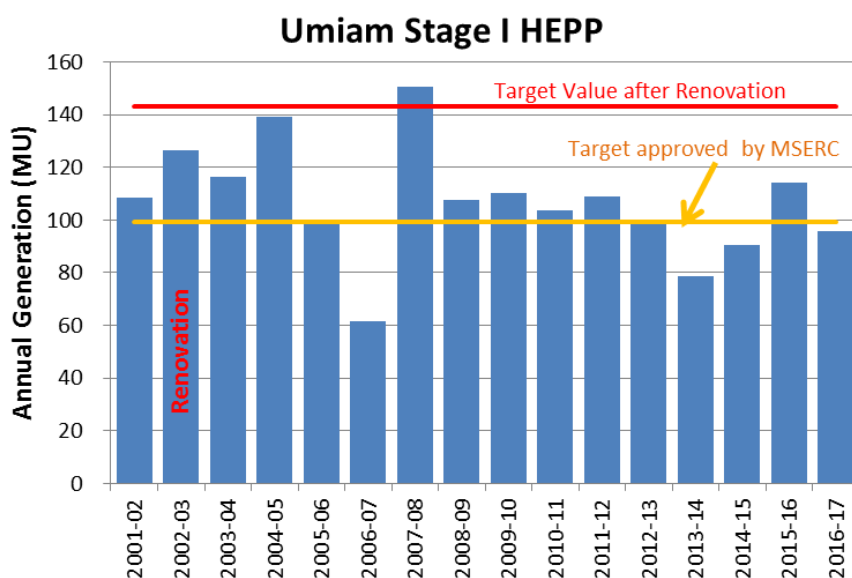
Umiam Stage I および Stage II 発電所の年間発電電力量の記録を図 5-6、図 5-7 に示す。両発電所の改修後の年間発電電力量の目標値は図中に示すように設定されたが、国際協力機構の事後評価報告書によると、目標値を達成できなかったことが指摘されている。

Umiam Stage I および stage II 発電所の目標値は実績値よりも高く、表 5-4 に示すように 5% 超過確率値（確率的に 95% はこの値より小さいと期待される値）を僅かながらも上回る高い目標値となっている。一方、規制委員会である MSERC が承認している Umiam Stage I および Stage II 発電所の年間発電電力量の目標値は相対的にやや小さいが、これは既往の発電実績の平均値に相当している。従って、Umiam Stage I および Stage II 発電所の改修時に設定された値は目標値としては高すぎ、MSERC が承認した値を年間発生電力量の目標値として用いることが妥当であると考ええる。

表 5-4 年間発電電力量の目標値に対する評価

HEPP	Target Value at Renovation stage	Average FY2001-2006	Standard Deviation σ	5%excess probability value (Average+1.65* σ)	Target Value Approved by MSERC
Stage I	143 MU	107 MU	21.4 MU	142 MU	99.45 MU
Stage II	70 MU	48 MU	12.9 MU	69 MU	42.65 MU

(出典: Tariff Order MESRC 、MePGCL のデータに基づき JICA 調査団作成)



(出典: MePGCL のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 5-6 Umiam Stage I 発電所の年間発電電力量

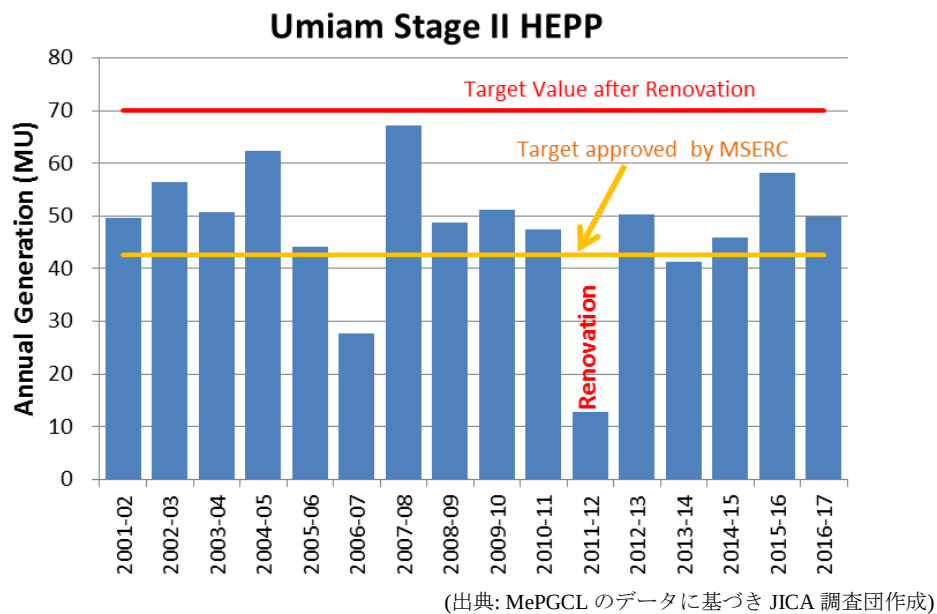


図 5-7 Umiam Stage II 発電所の年間発電電力量

5.3.2 Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量の目標値

5.3.1 節で述べたように、MSERC 承認された年間発生電力量は Stage I および Stage II の実績平均値に相当しており、目標値として妥当である。MSERC によって承認された Stage III の年間発生電力量を表 5-5 に示す。このうち、水車損傷等によって発電電力量が減少する前の値であり、DPR に明記されている値である 157.5 MU を改修後の年間発生電力量の目標値とすることが望ましい。

表 5-5 Umiam Umtru Stage III 発電所の年間発生電力量

HEPP	Target Value Approved by MSERC	Note
Stage III	125.38 MU	FY2017-18, reduced because of troubles
	157.5 MU	Value before reduction, mentioned in DPR

(出典: Tariff Order MESRC 、MePGCL への調査に基づき JICA 調査団作成)

第6章 本事業の必要性、妥当性

6.1 本事業の必要性、妥当性

6.1.1 Umiam Umtru Stage III 発電所の必要性

(1) Umiam Umtru Stage III の最近の役割と貢献

Umiam Umtru Stage III 発電所の設備出力は 60MW (30MWx2 台)であり、MePGCL が所有する水力発電所出力の 17%を占めている。

この発電所は、ピーク供給力として活用されている。雨季および乾季の典型的な 1 日の運転パターンを図 6-1 に示す。電力需要は、雨季乾季とも朝夕の 2 回ピークが発生しているが、Umiam Umtru Stage III 発電所はこれらのピーク時間に合わせて運転されている。雨季の夕方ピーク時には、2 台とも最大設備出力で発電している。一方乾季には、雨季に比べて発電に使用出来る水量が少ないため、ピーク時に供給できる電力・電力量は相対的に少なくなっているが、ピーク時間に合わせた発電が行われており、ピーク供給力として重要な役割を担っている。

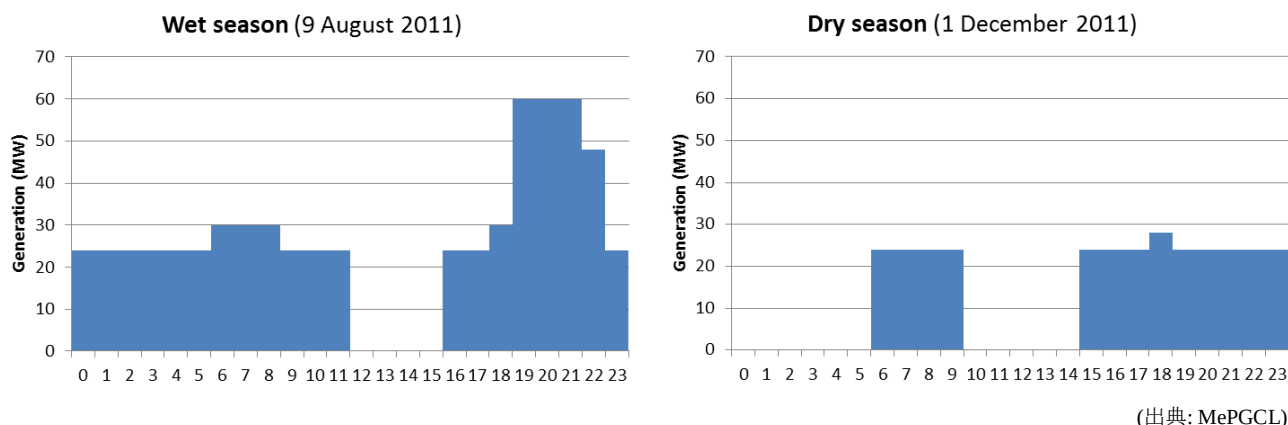


図 6-1 2 台同時運転可能時の典型的な乾期、雨季の 24 時間における運転状況

(2) 改修の必要性

第 5 章に示す様に、Umiam Umtru Stage III 発電所の発電電力量は、水車損傷などの度重なる設備支障により低下している。水車は発電所の中でも重要な設備であり、水車の性能低下は直接的に発電量の低下につながるため、現地の状況に合わせて最適の発電が出来るように設計・製作される。一般的には貯水池式水力発電所のような土砂磨耗の影響が少ない発電所でステンレス製の水車ランナの場合、水車ランナは 30 年以上使用可能と考えられる。従って Umiam Umtru Stage III 発電所のように水車ランナが破損するという状況は、極めて希であるが、この発電所では何度も繰り返して水車の損傷が発生している。主な原因として、特性の異なる他の発電所の設計をそのまま流用したために、水車の特性がこの発電所の特性と合致していないことが考えられる。

水車ランナが損傷した場合、工場に持ち込んで補修を行って再利用してきた。この方法は適切ではあるが、破損した水車ランナを何度も繰り返し補修するには限度がある。このため、下記に示す事由により、発電所の発電量は次第に減少し、近い将来発電出来なくなる事態に至ることが想定される。そのため、早期に改修して機能を回復することが必要である。

- 予備ランナの損傷が激しく、もはや補修できなくなっていること
- 水車補修後の供用期間が減少する傾向が見られ、今後補修して再利用した場合には5ヶ月程度以下の短期間で使用出来なくなると想定されること（図 6-2 参照）
- 今回 2017 年 12 月に実施した抜水内部点検調査で、補修後 3 ヶ月しかたっていない水車に亀裂が認められたこと

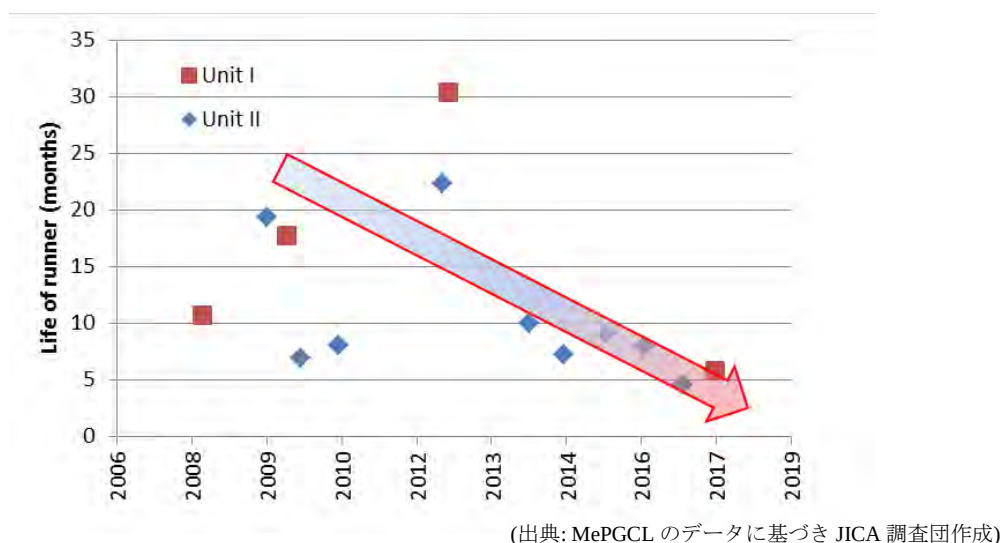


図 6-2 修理されたランナの寿命

6.1.2 Umiam Umtru Stage III 発電所の改修の妥当性

発電所の改修により、以下に示す効果が期待される。また、環境に対する負の影響などのマイナス面の影響は認められない。従って、Umiam Umtru Stage III 発電所の改修事業を円借款事業として支援することは妥当である。

<改修によって期待される効果>

- 事故停止の減少に伴う発電にかかる信頼性の向上
- 最適設計の導入に伴う発電効率の向上
- 発電電力量の増加
- 発電所の延命化による 60MW の発電能力の損失防止
- MePGCL のピーク供給力の増加（60MW の 10%）

6.2 改修の影響

Umiam Umtru Stage III 発電所改修の主目的は、至近に喪失すると想定される発電所の発電機能を回復させることである。他の効果は限られているが、下記の改善が考えられる。

- 年間発電電力量の増加
- ピーク供給力の増加

6.2.1 期待される改善効果

(1) 年間発生電力量

(a) 年間発生電力量

5.2.1 節で述べたように年間発電電力量の実績は計画に比べて少ない。改修事業の完了後は、計画値である 157.5 MU まで回復することが期待される。現状で発電出来ていない電力量（回復が期待される電力量）は表 6-1 に示すように大きい。

表 6-1 予期される洪水電力

Annual Generation (MU)		
Plan	Latest 10-years average	Lost energy
157.5	125.1	32.4

(b) ピーク供給力

改修に伴い、現状の設備出力の 10% に相当する 6MW が増加される。この結果、66MW がピーク供給力として利用可能となる。

(2) ピーク時供給容量

改修の恩恵はメガラヤ州に供される。需要に合わせた供給力の確保手段として、power banking や power share さらには電力市場からの購入が準備されている。従って残る課題は、発電原価を下げることである。

Umiam Umtru Stage III 発電所の発電原価は power share や電力市場購入に比べて安いので、改修による発電量の増加は power share や電力市場購入の量を削減することとなる。削減効果は下表に示すように、効果はあるものの影響はそれほど大きくない。

表 6-2 メガラヤ州の電力システムに与えられると予期される影響

	Expected increase of generation (GWh)	Unit cost (Assumption) (INR/kWh)	Equivalent cost/year (Crore/year)	Comparison of advantage/year (Crore/year)
Umiam Umtru Stage III HEPP	32.4	1.81 (FY2017-18 cost)	5.9	—
Power share	-	3.08	10.0	-4.1
Power market (peak)	-	2.5 ~5.5	8.1~17.8	-2.2~-11.9

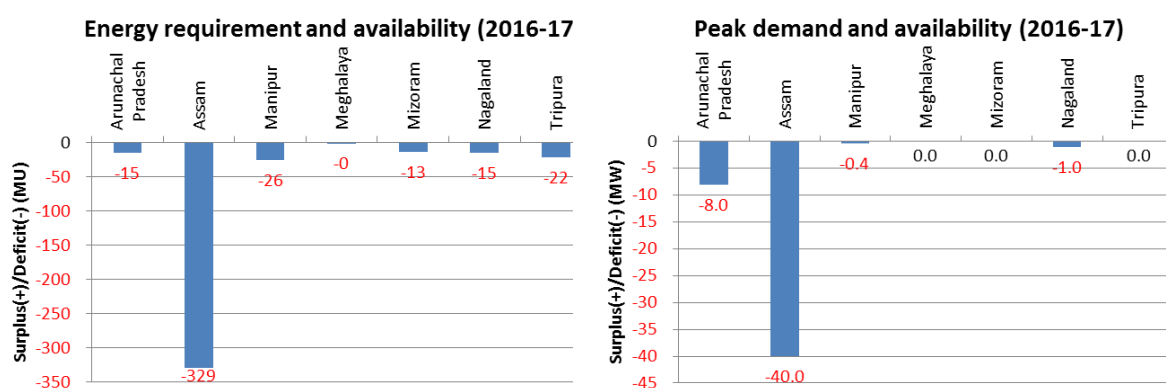
Increase of unit cost of Stage III seems to be slight since the renovation cost is basically not included.

(出典: JICA 調査団)

(3) 周辺州に対する改修の効果

近隣州に与える恩恵は僅かであり、影響は小さい。2016 年度における周辺の北東州各州の需給バランス（電力量、およびピーク電力）実績を図 6-3 に示す。Meghalaya 州は電力需給のバランスが保たれているものの、他の州では電力量、ピーク電力とも不足しており、特に Assam 州の電力不足が顕著である。

Umiam Umtru Stage III の改修による発電電力量およびピーク供給力の増加は、周辺地域の需給バランス改善に効果があると考えられるが、改善効果は僅かである。（表 6-3 参照）。



(出典: CEA LGBR のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 6-3 北東州における年間の電力需要とピークの需要の不足

表 6-3 アッサム州における電力不足緩和に対して期待される効果

	Deficit in Assam state (2016-17)	Increase by renovation of the Stage III HEPP	Mitigation effect
Annual generation (MU)	-329 MU	32.4 MU	10%
Peak demand (MW)	-40 MW	6 MW	15%

(出典: JICA 調査団)

(4) 周辺国に対する改修の効果

北東州に隣接する周辺国との電力システムの連携に関して、現状でバングラデシュおよびブータンとの間の国際連携線にかかる調査が JICA の支援により実施されている。この調査では約 5,000MW 級の大規模な電力システムの連携が比較検討されており、Umiam Umtru Stage III 発電所改修に伴う供給力の増分(6MW) は相対的に微少であり、影響は極めて小さい。

第7章 改修計画

本調査業務実施上で考慮すべき問題点と留意すべき事項について整理した結果は、以下の通りである。

7.1 全体の改修計画

MeECLの説明によると、発電所の改修を行う場合、国のガイドラインによって発電所の出力を10%増加することである。Umiam Umtru Stage III 発電所のような調整池式発電所は、発電所出力を大きくすると価値が高くなるため、10%の出力増加が可能かを検討した。

Umiam Umtru Stage III 発電所 の現状の設備諸元を表 7-1 に示す。

表 7-1 Umiam Umtru Stage III 発電所における発電所と水車の諸元

Items	Data	Remarks
Power Plant		
Plant Output [MW]	60	
Net Head [m]	150	
Discharge [m ³ /s]	51	Discharge of the headrace tunnel is 50.97 m ³ /s.
Turbine		
Turbine Rated Output per Unit [MW]	31.5	
Rated Net Head [m]	150	
Discharge per Unit [m ³ /s]	23.4	Total discharge is 46.8 m ³ /s.
Turbine Efficiency [%]	91.5	at rated output
Rated Speed [min ⁻¹]	428.6	

(出典：JICA 調査団)

鉄管の設計流量から判断すると発電所の最大使用水量は、51 m³/s であるのに対し、2 台の水車の合計使用水量は、46.8 m³/s である。水車の合計使用水量は、発電所の最大使用水量より、約 9% 少ない。また、建設当時の水車効率は 91.5% であるが、当時より現在の水車設計技術が向上していることを考慮すると、水車効率は 1% 以上の向上が見込まれる。よって、水車流量増加ならびに水車効率改善により発電所の出力を 10% 向上することは可能である。

7.2 サイト調査計画

インド国における第1～3回の現地調査において Umiam Umtru Stage III 発電所を訪問して、設備の現況を確認した。水路取水が必要な調査については MePGCL の協力のもと 2017 年 12 月 5～6 日に掛けて実施した。なお、同調査と平行して、現地再委託（12 月 4～9 日）による調査を実施した。

表 7-2 水路抜水調査スケジュール

日付	調査内容	
	電気機械	土木
12月4日(月)	● 発電所停止に伴う調査合同打合わせ (MePGCL、準備調査チーム、現地再委託会社) ● 現地確認	● 準備作業 導水トンネル傾斜部への仮設階段設置
12月5日(火)	● 水車ケーシング調査 (内部) 11:00am – 12:00pm ● 電気機械設備および付帯設備調査 2:00pm-4:30pm	● 準備作業 導水トンネル傾斜部への仮設階段設置
12月6日(水)		● 導水トンネル内部調査 ● 水圧鉄管内部調査 ● 導水トンネル内部調査 (現地再委託) ● 撤去作業 導水トンネル傾斜部への仮設階段撤去

表 7-3 現地再委託調査

(a) 測量調査
■ 水路中心線測量 (導水トンネル取水口から放水路まで) ■ 地形測量 (導水トンネル漏水箇所周辺)
(b) 板厚調査
■ 超音波測定器による水圧鉄管板厚調査
備考： 水路抜水を伴う調査は12月6日迄に完了

7.3 電気機械装置

7.3.1 水車と補機

(1) 水車

MePGCL の技術者からは、水車ランナの損傷は運転開始からしばしば発生していると説明があった。また、故障記録から至近年では水車ランナが半年に1度損傷している。(表5-2 参照)

この原因については、Umiam Umtru Stage III 発電所の落差、流量に対して水車が大きいことに起因すると考えられる。最大出力で運転中の水車を確認したところ、ガイドベーン開度が約70%であった。通常の最適設計の水車であれば、最大出力時のガイドベーン開度は90%程度であり、Umiam Umtru Stage III 発電所のそれは、明らかに小さい。このことは、

Umiam Umtru Stage III 発電所の現状の水車の設計流量が定格流量より大きいことを意味する。そのため、水車としては、最大出力で運転中も部分負荷で運転している状態であり、実際の部分負荷で運転を行う場合、さらに部分負荷側の状態となる。フランス水車は通常 100%～40%出力の運転範囲である。しかし上記で述べたような状況から判断すると、Umiam Umtru Stage III 発電所の水車は絶えず最適な運転状態ではないため、振動、水圧脈動が大きくなって水車ランナの損傷に至ったものと考えられる。

この改善方法としては、使用流量に見合った水車に改修する必要がある。

今回の調査で Umiam Umtru Stage III 発電所の既設水車メーカーは、同じ設計でサイズが同一の水車を 4 箇所の発電所に納入していることが判明した。それらの水車が納入されている発電所を表 7-4 に示す。

MePGCL の技術者の情報では Umiam Umtru Stage IV 発電所を除く水力発電所では、水車の故障が頻発している。一方、Umiam Umtru Stage IV 発電所では、他の発電所のような故障が発生していない。その理由として、有効落差が低く、他の発電所より使用水量が多いため、この水車が、Umiam Umtru Stage IV の落差、流量に適合していたと考えられる。

なお、Tiloth HEPP は 2018 年から改修工事を実施予定であり、Giri HEPP は、改修を計画中である。

表 7-4 同一設計およびサイズの水車

Name of Power Project	No. of Unit	Rated Design Data	Year of Commissioning
Umiam Umtru Stage III HEPP (MeECL, Meghalaya)	2	150m-31.5MW-23.4m ³ /s-429min ⁻¹	1979
Umiam Umtru Stage IV HEPP (MeECL, Meghalaya)	2	140m-31.5MW-25.5m ³ /s-429min ⁻¹	1992
Tiloth HEPP (UJVN Limited, Uttarakashi)	3	145m-31.0MW-23.8m ³ /s-429min ⁻¹	1984
Giri HEPP (HPSEBL, Himachal Pradesh)	2	147.5m-31.3MW-23.8m ³ /s-429min ⁻¹	1977

(出典：JICA 調査団)

水車が Umiam Umtru Stage III 発電所の落差、流量に最適な設計がなされていないことから、水車の改修では、抜本的な改修が必要となる。その改修案を策定するにあたり、コスト、停止期間を低減するため、埋設されているケーシング、ステイリングを残すことを考慮した。発電所の調査においてケーシング、ステイリングを確認した結果、内部の腐食はあるが、亀裂などは発見されず、また流水面は過度の摩耗も無く使用可能な状態と判断できる。なお、入口弁からの漏水によるキャビテーションがケーシング入口部に発生していたが、修理可能な状態であった。ケーシング内部の状態を図 7-1 から図 7-3 に示す。

ケーシングの調査では、板厚測定計を使用して、ケーシングの板厚を測定した。測定した結果、板厚は、32.5 mm であった。水圧鉄管の下段の板厚が、25 mm 程度であることを考慮すると、十分な板厚が確保されている。板厚測定時の状況を図 7-4 に示す。



ステイリングとステイバーン
(2号機のケーシング内部)



ステイバーンの表面
(出典：JICA 調査団)

図 7-1 ステイリングとステイバーン



シートライナの損傷



ランナの損傷

(出典：JICA 調査団)

図 7-2 シートライナおよびランナの損傷



入口弁



漏水によるキャビテーション壊食

(出典：JICA 調査団)

図 7-3 入口弁とケーシングのキャビテーション壊食



ケーシングの板厚測定

板厚測定結果 (32.49 mm)

(出典：JICA 調査団)

図 7-4 ケーシング測定状況

(2) 入口弁

既設の入口弁は球形弁であるが、漏水が多く保守点検が複雑であることから、入口弁の取替も必要と考えられる。入口弁の取替にあたっては、既設は球形弁であるが、入口弁での静水圧が 200 m 以下なので、この程度の水圧において十分適用可能である複葉弁に変更する。球形弁と異なり複葉弁は構造がシンプルで安価である。複葉弁を採用する場合、構造が異なるため既設の入口弁コンクリート基礎の改修も必要となるが、複葉弁は球形弁と異なりスパンも短く、コンパクトで重量も小さく、既設の基礎をある程度利用して改修することが可能と思われる。基礎の改修は実際の入口弁メーカーの構造に基づくため、この基礎改修工事はこの発電設備の改修工事に含める。既設の入口弁および入口弁基礎の写真を図 7-5 に示す。



球形弁 → 複葉弁

入口弁基礎の変更が必要

(出典：JICA 調査団)

図 7-5 入口弁と入口弁基礎

(3) 機械関係補機設備

(a) 調速機

ガバナーシステムは経年の使用により、劣化が酷く調速機盤による手動操作を実施している。またアナログタイプのガバナーシステムであり、予備品も全く入手できない状況である。改修した水車に合わせたガバナー設計が不可欠であり、また制御システムも最新の SCADA システムを採用するので、それに適合したデジタルタイプの最新のガバナーシステムに一式交換する。

更新機器の構成としては；

- 調速機盤／水車制御盤
- 調速機制御盤
- 圧油装置(圧油ポンプ、圧油タンク含む)
- 油配管・バルブ

(b) 空気圧縮システム

空気圧縮機は現在 4 台設置されていたが、2 台は故障して利用不可で残りの 2 台を手動操作している。通常、空気圧縮機は空気タンクの圧力低下を検出し、自動的に圧縮空気を空気タンクに供給するので、改修では自動運転が可能な空気圧縮システムに一式交換する。

更新機器の構成としては；

- 空気圧縮機（常用、予備）
- 主空気タンク
- 発電機ブレーキ用空気タンク
- 空気配管・バルブ

(c) 給水システム

給水ポンプは手動操作となっている。また当時納入された主給水ストレーナーも固定で、定期的にフィルターの清掃等を実施している。給水システム全体が古く、改修による出力増加により水車・発電機の冷却水量の増加、操作・保守の容易性を考慮して、全て自動化のシステムにするために埋設部配管を除き一式更新する。

更新機器の構成としては；

- 主給水ポンプ（常用、共通予備）
- 主給水自動ストレーナー（常用、予備）
- 主軸シールストレーナー
- 露出部配管、バルブ

(d) 発電所内排水システム

発電所の排水システムの排水ポンプは手動操作のため、操作員が交代で排水ピットの排水ポンプの運転操作を行っている。操作員の操作ミス等による排水ピットの洪水トラ

ブルを避けるためには、排水ピットの水位を検出し、自動的に排水ポンプの操作が可能なシステムに一式交換する。

更新機器の構成としては；

- 排水ポンプ（2 台）
- 水位検出装置
- 露出部配管、バルブ

7.3.2 発電機

(1) 発電機

故障記録によると、1号機の発電機は、2013年6月に固定子の故障が発生している。発電所の運転開始から38年が経過しており、固定子巻線の設計寿命に達していたと考えられる。2号機の固定子は故障していないが、経過年数を考えると故障のリスクは高いと考えられる。今回の点検では固定子鉄心までの確認を行うことはできなかったが、一般的に鉄心の寿命が50年程度と考えられることから、10年以内に鉄心の取替を計画する必要がある。また、現在の発電機は、10%の出力を増加させるためには容量が足りないため、発電機の全面的な改修が必要である。

発電機の改修にあたり、発電機の基礎は発電所のコンクリートスラブと一体構造であるため、再利用する。固定子の基礎および下部ブラケットの基礎を図7-6に示す。



固定子の基礎と基礎ボルト



下部ブラケットの基礎

(出典：JICA 調査団)

図 7-6 固定子と下部ブラケットの基礎

また、ブレーキおよび回転子の状態を図7-7に示す。ブレーキおよび磁極が汚れているが、状態は悪くない。



(出典：JICA 調査団)

図 7-7 ブレーキと回転子磁極

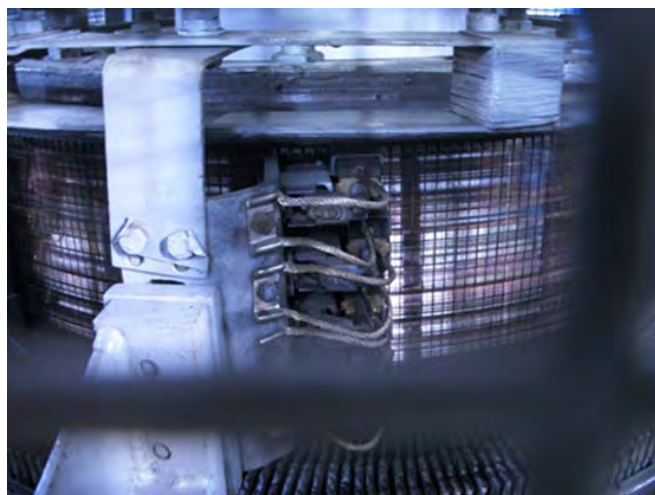
(2) 励磁装置

現在の発電機は、主励磁機と副励磁機によって、励磁されている。発電機の全面的な改修に伴い、励磁装置の取替が必要となる。励磁装置の取替に関して、以下の観点から静止形の励磁装置を採用する。

- 保守が容易
- 励磁機が不要なため、回転部重量が軽くなる

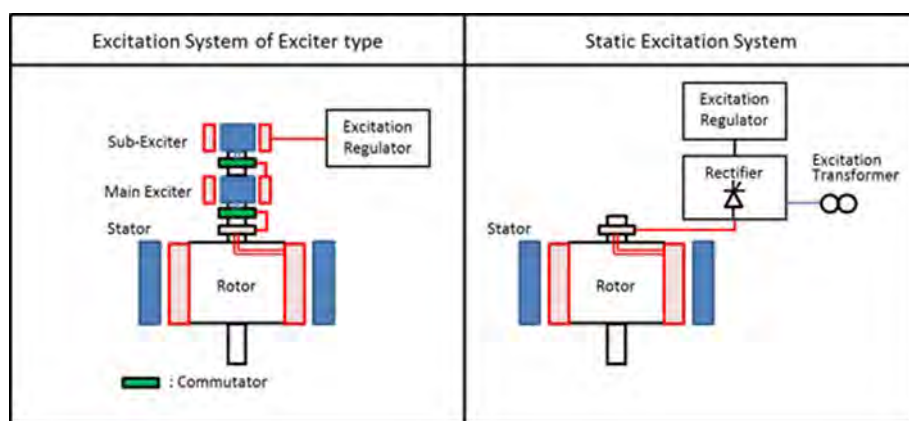
励磁機の状態を図 7-8 に示す。写真は、整流子の状態であり、整流子の表面に摩耗による凹凸が激しい。整流子の凹凸によるスパークが懸念される。

現状の励磁装置と静止形励磁装置の概略図を図 7-9 に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-8 主励磁機の整流子



(出典：JICA：調査団)

図 7-9 励磁機形と静止励磁形の励磁装置の違い

7.3.3 保護制御システム

(1) 現地調査結果

- 主なコントロールデスクとメーターパネルは、一部のスイッチやメーターの誤動作のため、交換する必要がある
- 保護および制御パネルは、劣化のため交換する必要がある

(2) 推奨される保護制御システム

(a) 保護、制御及び計測

1) 制御・メーター

Umiam Umtru Stage III 発電所の監視、制御およびデータ収集は、SCADA アーキテクチャに基づく監視制御システムによって管理され、高いレベルの信頼性とアベイラビリティを有する高度な技術要素により構成される。

このシステムは、発電所の以下の機器をカバーする。

- 水車タービンおよびバルブ、補器類
- 主要発電機と昇圧用変圧器
- 変電設備とその補器類
- 取水および付属設備
- 共通設備

制御および監視システムは、3つのレベルの制御権切替、すなわち、

- 現地制御盤による直接制御
- 各グループ（制御盤）の制御盤での直接/遠方切替器による遠直接制御切替
- 制御室のメインコンソールでの直接/遠方切替機による制御切替で制御権を制御する。

次の通信と時計のシステムが提供される：

- 補器類を含めた電気設備と建物設備との電話システム
- GPS アンテナによるマスタ/スレーブ時計システム

監視システムは、マスタクロック信号を GPS によって供給され、RTU および IED（インテリジェント電子デバイス）を介してワイヤレス遠隔制御用の WAN（ワイドエリアネットワーク）機能を備えたマンマシンインタフェースにリンクされた、完全冗長の IEC 61850 プロトコルに基づき構成される。

なお、保護・制御および監視システムには、PLC システムとバックアップ手動制御盤が必要となる。

上記の構成部品は、発電所に設置される保護・制御および監視システムの一部であり、それぞれの機器が電気通信システムを介して接続され、水力発電所を全自動で監視・制御することを可能とする。

2) 電気保護

Umiam Umtru Stage III 発電所と連系する送電線により要求される、高い信頼性とアベイラビリティのため、最先端の保護リレーおよび関連機器を必要とする。

保護リレーは、事故点近傍で電氣的障害（事故、過負荷、異常動作状態など）を遮断するために、可能な限り敏感に整定されて保護を実施する。なお、一般的に保護リレーは、マイクロプロセッサベースの多機能タイプであり、以下の機能を有する。

- 発電機：比率差動、過電流、過電圧、不足電圧、過周波数、不足周波数、逆相、逆電力、界磁喪失、固定子地絡
- 変圧器：比率差動、制限地絡、中性点過電圧、過励磁、IDMT（反限時）過電流および地絡、ブッフホルツ、負荷時タップ切替器衝撃油圧、衝撃ガス圧、温度、放圧弁
- 132kV 送電線主保護：距離（位相、キャリア）、IDMT（反限時）過電流および地絡、パワースイングブロッキング、後尾保護：方向性 IDMT（反限時）過電流、方向地絡

(b) 通信と制御システム

発電プラントおよびその補器類の運転に必要な電気通信システムは、標準的な運転条件および緊急事態または不具合発生時の両方において適切な動作が必要とされる。

発電機は SCADA システムと現地制御盤にて自動的に制御され、同期発電をする。同期システムは、水車タービン速度/発電機周波数、発電機電圧、および遮断器の動作を制御される。

発電プラントには遠隔操作を可能にするための遠隔制御システムが装備され、ディスプレイパッチングセンターから指令値によりゲートウェイ経由で発電機を制御するために、発電機出力の自動制御と監視が行われる。

システムには次のものが含まれる：

- 発電所のオンライン（電気および油圧）運転制御のための SCADA システムおよび関連するマンマシンインタフェース
- 発電所の各発電機の現地制御装置によって収集されるデータの監視およびオフライン処理
- 遠隔保護

したがって、運転員は、システムとしての発電プラントだけでなく、そのそれぞれの構成要素も監視して制御する。このため、データ収集サブシステムは、システムデータに加えて、直接制御ユニットからの運転データも収集する。

制御室からの発電所および関連する付属物の完全な制御を可能にする中央制御装置は、制御 LAN を介した通信を可能にする分散型アーキテクチャから構成される。

7.3.4 主要変圧器と開閉器

(1) 変電設備

Umiam Umtru Stage III 発電所の変電設備は、主要変圧器、132kV 開閉設備（遮断器、断路器）、132kV 計器用変成器（変流器、変圧器）、および所内電源設備から構成されている。

(a) 主要変圧器

主要変圧器の状況写真は次の通り。



（出典：JICA 調査団）

図 7-10 主要変圧器の外観



(左：タンク、ブッシング、ラジエターからの漏油 右：タンク、ラジエターの発錆)

(出典：JICA 調査団)

図 7-11 主要変圧器の漏油、発錆状況

主要変圧器においては、以下の問題点が確認された。

- 変圧器タンク、ブッシング、冷却器からの漏油
- 変圧器タンク、冷却器における発錆
- 製造後 40 年以上を経過しており、各所の劣化が進んでいる。

上記問題点より主要変圧器の取替を推奨する。なお、発電機出力が増加するため、主要変圧器の定格容量も 37.5MVA より 40.4MVA へ増容量する必要がある。

(b) 132kV 開閉設備

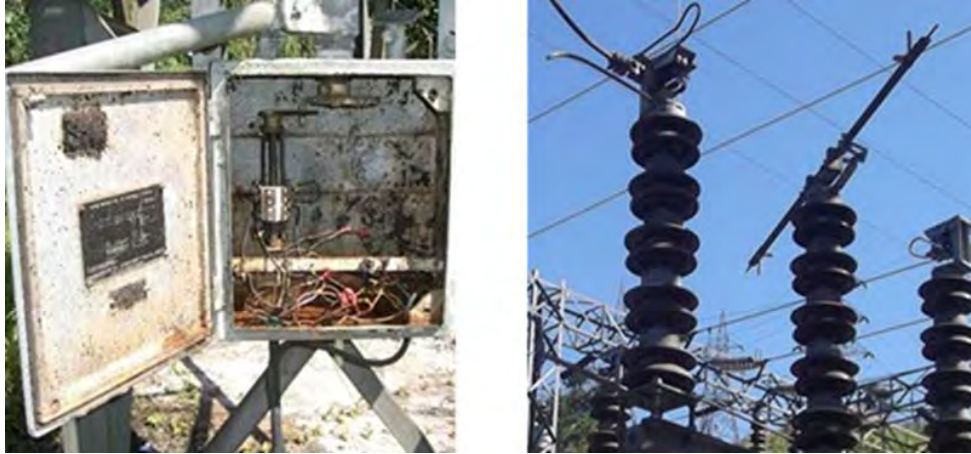
132kV 遮断器は、MePGCL により計画的な設備更新が進んでおり、SF6 ガスを消弧に用いたガス遮断器に全機器が更新済である。このため、早急な更新の必要性はない。



(出典：JICA 調査団)

図 7-12 132kV 断路器の外観

132kV 断路器の状況写真は次の通り。



(左：制御箱内部・外部の発錆 右：摺動部の変色)

(出典：JICA 調査団)

図 7-13 132kV 断路器の外観

132kV 断路器においては、以下の問題点が確認された。

- 断路器操作箱の発錆
- 摺動部の一部変色
- 全て手動操作型断路器

上記問題点に加え、関連する主制御盤を更新することで、運転・保守業務の省力化が可能であることから、全ての 132kV 断路器をモータ駆動型断路器へ更新し、発電所制御室から電氣的に制御できるように更新することを推奨する。

(c) 132kV 計器用変成器

132kV 計器用変成器の状況写真は次の通り。



(左：132kV 計器用変圧器 右：132kV 計器用変流器)

(出典：JICA 調査団)

図 7-14 132kV 計器用変成器の状況

計器用変成器は、MePGCL による計画的な設備更新が進んでいる。しかしながら、132kV 計器用変流器は、局配線が、132kV 計器用変圧器は、送電線回線および局配回線の更新が未了である。効率的な設備更新、ならびに適正な VCT 回路構成のために、これら変成器を断路器や主制御盤更新とあわせて更新することを推奨する。

(d) 所内電源設備

11kV キュービクルおよび所内変圧器の状況写真は次の通り。



(左：11kV キュービクル 右：所内変圧器)

(出典：JICA 調査団)

図 7-15 11kV キュービクルおよび所内変圧器の外観



(左：ブレード、フィンガーの変色およびキュービクル内部の発錆 右：ラジエーターからの漏油
および塗装の剥離)

(出典：JICA 調査団)

図 7-16 11kV キュービクルおよび所内変圧器の状況

11kV キュービクルにおいては、以下の問題が確認された。

- 断路部摺動部の変色
- 筐体内部の発錆
- 製造後 40 年以上を経過しており、各所の劣化が進んでいる。

上記問題点より、11kV キュービクルの取替を推奨する。

また、所内変圧器においては、以下の問題点が確認された。

- ラジエーター部での漏油
- タンク部材の塗装剥離
- ユニットの所内変圧器は製造後 40 年以上、外部受電用所内変圧器は製造後 20 年以上を経過しており、各所の劣化が進んでいる。

上記問題点に加え、現在生じている 11kV 電力ケーブルの不良や、漏油トラブルを回避するためにも、モールド型変圧器を採用し、11kV キュービクルへの内装を推奨する。

7.3.5 電気機械関係の改修範囲

表 7-5 に電気・機械設備の改修工事の範囲を示す。

表 7-5 電気・機械設備の改修範囲

Items	Unit 1	Unit 2	Comments
1. Mechanical Equipment			
(1) <u>Turbine and Its Auxiliary</u>			
a) Runner	R	R	Including model test
b) Spiral case & stay ring	O	O	Cleaning & painting
c) Guide vanes	R	R	
d) Head cover	R	R	
e) Guide vane servomotors and gate operating mechanism	R	R	
f) Bottom ring	R	R	
g) Facings and wearing rings	R	R	
h) Guide bearing, cooler and bearing housing	R	R	
i) Turbine shaft	R	R	
j) Shaft seal and sealing box	R	R	
k) Upper draft tube	R	R	New upper draft tube cone
l) Draft tube liner	O	O	Repair and painting
m) Main inlet valve and its servomotor	R	R	Replaced with thru-flow type valve Including adjusting pipes Modification work of existing concrete foundations
n) By-pass valve	R	R	
o) Pressure relief valve (PRV)	R	R	Including repair of the discharge liner
p) Instruments, devices, cables and piping	R	R	
(2) <u>Governor and Turbine Control System</u>			
a) Governor actuator	R	R	
b) Governor regulator	R	R	Digital type governor
c) Turbine control panel	R	R	
d) Speed Signal Generator (SSG)	R	R	
(3) <u>Oil Pressure Supply System</u>			
a) Oil pump with motor	R	R	2 sets per unit
b) Oil pressure tank	R	R	
c) Oil piping and valves	R	R	
(4) <u>Air Compressed Supply System</u>			
a) Air compressor with motor	R		Two (2) sets (Normal use and stand-by)
b) Main air tank and brake tank	R		Common for 2 units
c) Air piping and valves	R		
(5) <u>Cooling Water Supply System</u>			
a) Cooling water pump with motor	R	R	Three (3) pump sets; One (1) pump set for each unit One (1) pump set for common spare
b) Water strainer	R	R	Strainers for shaft seal Automatic main strainers
c) Water piping and valves	R	R	Excluding embedded piping
(6) <u>Dewatering & Drainage System</u>			
a) Submersible water pump with motor	R		Two (2) pump sets
b) Water level switches with accessories	R		

Items	Unit 1	Unit 2	Comments
c) Necessary piping and valves	R		
(7) Auxiliary Machine Control			
a) Motor Control Center (MCC)	R	R	Including auxiliary control
b) Necessary wiring and cables	R	R	
(8) Penstock Valve	R	R	Thru-flow type valve
a) Penstock valve and by-pass valve	R	R	
b) Control panel and operating system	R	R	
(9) Other Items for Mechanical Equipment			
a) Removal of grease supply system	X	X	
b) Water level detecting devices for upper reservoir	A	A	Including telemeter system
c) Spare parts and special tools	A		
2. Electrical Equipment			
(1) Generator and Its Auxiliary			
a) Stator core	R	R	
b) Stator winding with accessories	R	R	
c) Stator winding main and neutral leads	R	R	
d) Rotor spoke and rim	R	R	
e) Rotor winding and excitation leads	R	R	
f) Rotor pole piece with damper winding	R	R	
g) Shaft, thrust and guide collars, thrust runner, coupling bolts and coupling cover	R	R	
h) Collector ring	R	R	
i) Upper bearing bracket	R	R	
j) Lower bearing bracket	R	R	
k) Thrust bearing pads	R	R	
l) Upper guide bearing and oil cooler	R	R	
m) Lower guide bearing and oil cooler	R	R	
n) Brake ring & brake /jack system	R	R	
o) Air coolers	R	R	
p) Top cover	R	R	
q) Hood and air housing	O	O	Painting
r) Current transformers	R	R	
s) Generator fire protection system	R		
t) Instruments and relays	R	R	
u) Terminal boxes	R	R	For instrument, control & alarm cables
v) Neutral grounding system	R	R	
(2) Excitation System			
a) Main-exciter and Sub-exciter	R	R	Replaced with static excitation system
b) Digital automatic voltage regulator and excitation cubicle	R	R	
c) Epoxy resin molded self-cooled excitation transformer equipped with thermometer with alarm contacts and adjustable wheels	R	R	
(3) Generator Transformer			
a) Outdoor-use three phase ON transformer with terminal boxes and accessories	R	R	
b) Instruments	R	R	
c) Lightning arrestor for generator transformer	R	R	

Items	Unit 1	Unit 2	Comments
(4) <u>11kV Metal-Enclosed Cubicles and Station Service Transformers</u>			
a) 11kV Metal-enclosed cubicles with accessories	R	R	Including voltage transformer
b) Station service transformers	R	R	
c) Station service transformer to receive electric power from 11kV distribution line	R		
(5) <u>Station Power Supply Facilities</u>			
a) Battery bank	R		
b) Battery charger	R		
c) AC power supply board	R		
d) DC power supply board	R		
(6) <u>Control and Protection Boards</u>			
a) Main control desk, meter panel and protection panel for generating units	R	R	Including recording panel and synchronizing panel
b) 132kV feeder and bus coupler panels for outdoor switchyard	R		Including synchronizing panel and protection panels
c) DC power source and battery for RTU	R		
(7) <u>Station Transformer</u>			
a) Station transformer with accessories	R	R	Replaced with dry type transformer; In total three units including emergency line transformer
(8) <u>132kV Outdoor Switchyard</u>			
a) Disconnecting switches	R		Replaced with motor-driven type
b) Current transformers	R		
c) Voltage transformer	R		
d) Conductors and accessories	R		
(9) <u>Other Parts, Devices and Their Accessories</u>			
a) 12kV power cables	R	R	
b) 600V Power cables for low voltage	R	R	Including common cables
c) Control cables	R	R	Including common cables
d) All paints, sealing materials, bolts and nuts necessary for overhauling works	R	R	Including common use
e) Spare parts and special tools	A		Including common use
Legend: A: Addition O: Overhaul R: Replacement X: Removal			

表 7-5 に示される電気・機械設備の改修工事には、次の工事を含む。

- 現状の主要機器の分解・組立・試験および工事に関連する必要な材料を含む詳細設計前のバックエンジニアリング
- 現地への機器の輸送
- 現状設備の分解および MeECL の保管場所への輸送
- 新しい機器の据付、再利用される機器の修理および発電機と入口弁基礎の変更
- 保証値確認試験を含む、無水、有水試験

7.3.6 発電機器の改修仕様

発電所の諸元と現状設備と改修後の設備の仕様を表 7-6 に示す。

表 7-6 現状設備と改修後の設備の仕様

Items		Unit	Existing Facilities	Renewal Facilities	Remarks
Plant Condition					
1-1	Net Head				
	- Maximum Hmax	m	162	161	To be finalized during detail design
	- Normal Hnor	m	150	150	
	- Minimum Hmin	m	146	143	To be finalized during detail design
1-2	Number of Unit		2	2	
1-3	Plant Output P	MW	60	66	
1-4	Total Discharge Qtotal	m ³ /s	46.8	51.0	
1-5	Setting Elevation at Turbine Center	EL(m)	501.3	501.3	
Hydraulic Turbine					
2-1	Type of Turbine		Vertical Francis	Vertical Francis	
2-2	Number of Turbine Unit		2	2	
	Net Head				
2-3	Maximum Htmax	m	162	161	To be finalized during detail design
2-4	Normal Htnor	m	150	150	
2-5	Minimum Htmin	m	146	143	To be finalized during detail design
	Turbine Output				
2-6	at Maximum Net Head Pt at Htmax	MW	31.5	34.0	
2-7	at Normal Net Head Pt at Htnor	MW	31.5	34.0	
2-8	at Minimum Net Head Pt at Htmin	MW	—	—	Depending on the turbine manufacturer
2-9	Turbine Discharge per Unit Qtmax	m ³ /s	23.4	less than 25.5	
2-10	Rated Speed N	min ⁻¹	428.6	428.6	
2-11	Specific Speed Ns	m-kW	144.9	149.9	
2-12	Maximum Pressure Rise delta P	%	35	35	
2-13	Maximum Speed Rise delta N	%	50	50	
2-14	Suction Head Hs	m	-3.5	-3.5	
	Inlet Valve				
2-15	Type		Spherical	Thru-Flow (Bi-plane)	
2-16	Nominal Diameter	mm	1,800	1,800	
Hydro Generator					
3-1	Type of Generator		Vertical AC-3Phase	Vertical AC-3phase	
3-2	Number of Generator Unit		2	2	
3-3	Capacity of Generator Pg	MVA	33.34	36.7	
3-4	Rated Speed N	min-1	428.6	428.6	

Items		Unit	Existing Facilities	Renewal Facilities	Remarks
3-5	Rated Voltage Vg	kV	11.0	11.0	
3-6	Power Factor pf		0.9 lagging	0.9 lagging	
3-7	Frequency F	Hz	50.0	50.0	
3-8	Short Circuit Ratio		>= 1.2	>= 1.2	
3-9	Exciter Type		Main Exciter , Sub Exciter	Static	
3-10	Bearing Arrangement		Conventional Type	Conventional Type	
3-11	Cooling Method		IC8A1W7	IC8A1W7	
3-12	Inner Diameter of Generator Barrel	mm	7,600	7,600	
Main Transformer					
4-1	Type of Transformer		Tree phase, two winding, outdoor use		
4-2	Number of Transformer		2	2	
4-3	Capacity of Transformer P	MVA	37.5	40.4	
4-4	Rated Voltage Vt	kV	11.0 / 132.0	11.0 / 132.0	
4-5	Number of Taps		5	5	No-voltage Tap Changer
4-6	Impedance Voltage	%	12.5	12.5	
4-7	Frequency F	Hz	50.0	50.0	
4-8	Cooling Method		ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	

*赤色の文字は改修後の変更箇所を示す。

7.4 水門鉄管・土木設備

Umiam Umtru Stage III 発電所の水門鉄管・土木設備は、主に以下から構成される。全体レイアウトは図 7-17 のとおり。

- Kyrdemkulai ダムと貯水池（上部貯水池）
- Nongmahir 堰堤と貯水池（下部貯水池、呼称は Forebay）
- リンクトンネル（両貯水池を結ぶ）
- 導水トンネル（Nongmahir 貯水池からサージタンク）
- サージタンク
- 水圧鉄管
- 発電所建屋
- 放水路

水圧鉄管内部調査、導水トンネル内部調査を含む現地調査を行い、水門鉄管・土木設備の現状を確認した。

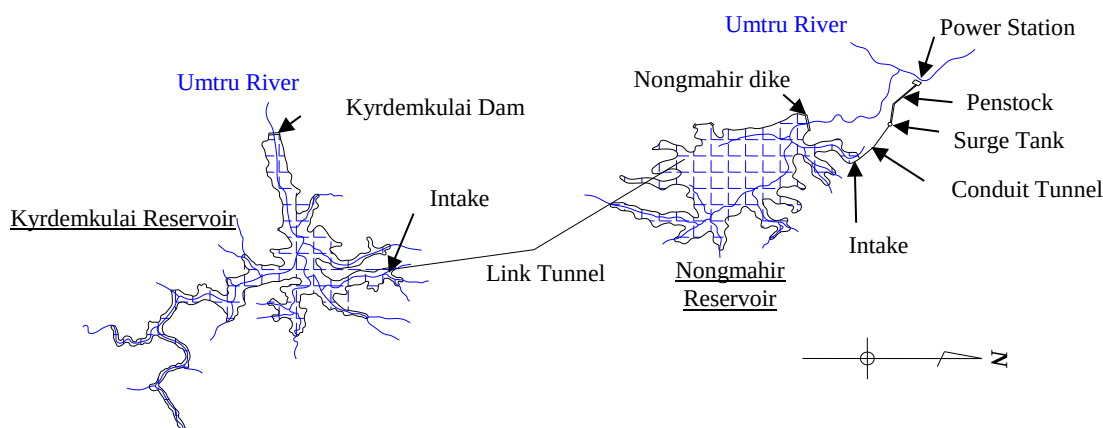


図 7-17 Umiam Umtru Stage III 発電所のレイアウト

7.4.1 現地の状況

Umiam Umtru Stage III 発電所は、州都シロンから 47 km、ウミラム第二発電所から 19 km 下流のリボイ地区に位置する。Umiam Umtru Stage III 発電所の周辺地形は標高 500～700 m の北向きの斜面である。

導水トンネル取水口から発電所までの間において片麻岩の露頭が確認された。周辺は片麻岩層であり、これを表土が覆っていると想定される。鉄管路沿いで確認された露頭を図 7-18 に示す。片麻岩露岩は硬質で割れ目も密着しており、鉄管路の急崖を形成しているものと想定される。

一方、サージタンクの下流表面の片麻岩の露頭は図 7-19 に示すとおり風化が著しく、ハンマーによって削れるほどである。

表土は、赤褐色を呈する粘土質の砂質土である、導水トンネル取水口周辺で確認した表土を図 7-20 で示す。表土層厚は 2m 以上と推定される。

導水路トンネル縦断面図では既往ボーリング調査結果を示している（図 7-21）。トンネル縦断面図によれば、導水トンネル建設のため 8 箇所でボーリング調査が行われており、3 つの等級、硬岩、亀裂性岩、表土と分類されている。トンネル縦断面図より、導水路トンネル沿いの分布は以下のとおりと推定される。

- a. 硬岩： 追加距離 0 m ～100 m、追加距離 400 m～600 m
- b. 亀裂性岩： 追加距離 100 m～400 m
- c. 表土層： 導水トンネルがオープンカットによって建設された区間

注： 追加距離はサージタンクから上流方向



図 7-18 鉄管路沿いでの露頭（硬質な片麻岩）

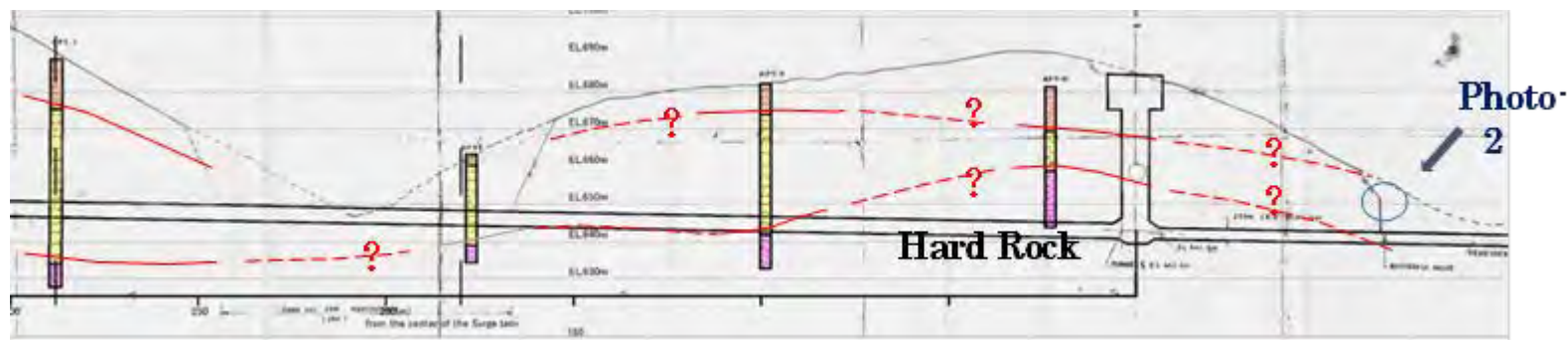


図 7-19 サージタンク下流斜面での露頭（強風化の片麻岩）



(出典：JICA 調査団)

図 7-20 導水トンネル取水口周辺の表土（赤褐色を呈する粘土質砂質土）



(出典：JICA 調査団)

図 7-21 Umiam Umtru Stage III 発電所 導水トンネル縦断面図

備考: 推定境界線 (赤色) を参考のため補記.

7.4.2 Kyrdemkulai 貯水池と関連設備

(1) Kyrdemkulai ダム

Umiam Umtru Stage III 発電所の上部貯水池は Kyrdemkulai ダムによって形成される。Kyrdemkulai ダムはダム高 30m のコンクリート重力ダムであり、堤体内に監査廊を有する。堤体下流面および監査廊内には重大な漏水は認められなかった。ダム改修においては以下の項目が挙げられる。

(a) ダム計測機器

ダムの挙動を監視し管理することは重要であるが、現在、ダム計測機器およびシステムは設置されていない。改修事業では、ダム計測測定機器を設置する。

上記のほか、堤体内監査廊より揚圧力計を備えた排水管を設置し、揚圧力計測、揚圧力の緩和に寄与する。

(b) ダム堤体および付帯設備の修繕

改修プロジェクトにおいて、コンクリート劣化部の改修を行う。排水側溝を堤体アバットメントへ設置する。



左上より時計周りで、ダム上流面、ダム下流面、ダム上流景色、
量水標杭、監査廊内排水ポンプ

(出典：JICA 調査団)

図 7-22 Kyrdemkulai ダム概観

(2) 洪水吐

Kyrdemkulai ダムは、3 門のラジアルゲートタイプの洪水吐ゲートを有する。各ゲート底部から一定量の漏水が認められる。ゲートの水密ゴムは、2014 年に MePGCL によって交換されており、水密ゴムの劣化は漏水の主要因でなく、漏水はゲート扉体の変形に起因するものと推定される。ラジアルゲートについては、貯水を有効に活用するため、漏水を止めるための修繕を実施する。上記に加え、下流の安全を確保するために、洪水警報装置を設置する。



(出典：JICA 調査団)

図 7-23 洪水吐ラジアルゲートからの漏水状況

(3) 取水口

取水口ゲートの不具合については、MeECL による DPR において報告されている。

取水口ゲートの巻上げ機構は、ゲート中央部に固定されているワイヤロープ 1 本によって巻上げる。ゲート扉体が一方に傾くと操作が困難となる。

上記に加え、ゲート水密部の不具合が報告されている。取水口ゲートからの漏水は、リンクトンネルを通り、Nongmahir 貯水池へ流入する。この漏水は Nongmahir 洪水吐からの無効放流となる可能性がある。図 7-25（中央）は、2017 年 12 月 7 日の発電所停止時における Nongmahir 貯水池洪水吐からの放流状況を示す。取水口ゲート扉体および巻上機を取替えるを行う。



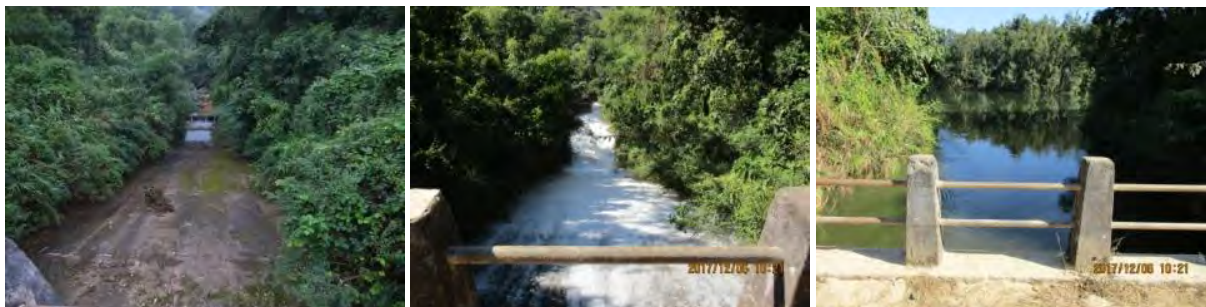
(出典：JICA 調査団)

図 7-24 リンクトンネル取水口と取水ゲート

7.4.3 Nongmahir 貯水池と関連設備

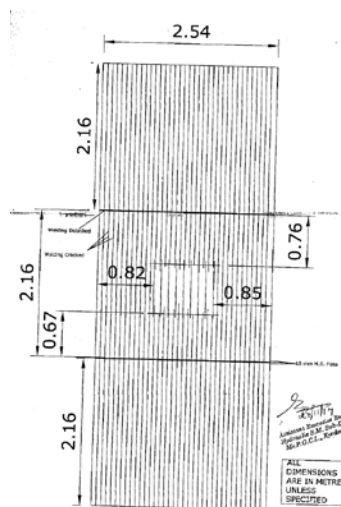
Nongmahir 貯水池はいくつかの堰堤によって形成されている。ノンマールヒル貯水池はシュート式の洪水吐設備を有する。水面が越流部頂上より上昇すると、貯水は Umtru 川へ越流によって放流される。改修プロジェクトにおいて、コンクリート劣化部の修繕を行う。

上記に加えて、貯水池の改修には、既存の取水口トラッシュラック修繕、堰堤侵食防止層設置等の修繕が含まれる。



左上より、洪水吐き概観、放流状況、洪水吐き上流景色 (出典：JICA 調査団)

図 7-25 Nongmahir 貯水池の洪水吐



(出典：JICA 調査団)

図 7-26 取水口トラッシュラック寸法

7.4.4 トンネル

Umiam Umtru Stage III 発電所は2つの水路トンネルを有する。1つは Kyrdekulai 貯水池から Nongmahir 貯水池までのリンクトンネル(長さ 2,840 m、直径 3.0 m)、もう一つは、Nongmahir 貯水池からサージタンクまでの導水トンネル(長さ 594 m、直径 4.0 m)である。

(1) 導水トンネル

導水トンネルからの漏水については、MeECL による DPR において報告されている。

発電所運転中、導水トンネル近くに位置する沢部において漏水を確認した。沢上流部の擁壁から漏水が流れ出ている。図 7-28 に示すとおり擁壁背面には空洞があり、発電所運転時、空洞内は漏水が溜まっている状況であった。



発電所運転時状況



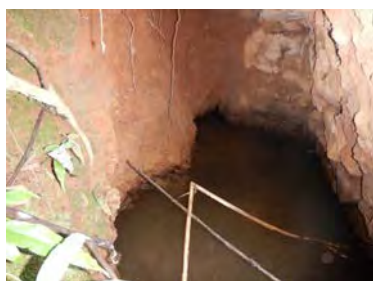
水路排水時状況

(出典：JICA 調査団)

図 7-27 導水トンネルからの漏水状況



発電所運転時状況



水路排水時状況

(出典：JICA 調査団)

図 7-28 擁壁背面空洞の状況

漏水地点周辺の地形および水路位置を確認するため、現地再委託によって測量調査を実施した。漏水地点の地表標高は約 650 m であり、これは導水路標高より若干、高い標高に位置する。漏水パスが拡大するリスク、表土流出による陥没形成、斜面安定への影響等の観点より止水対策が必要である。

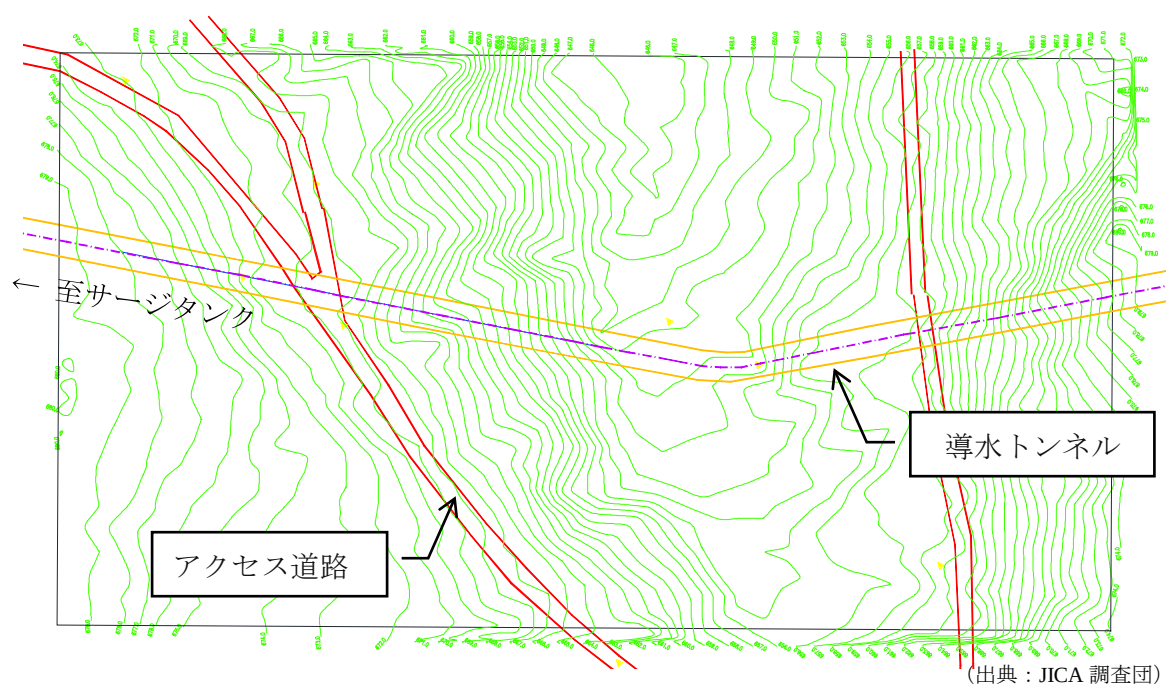
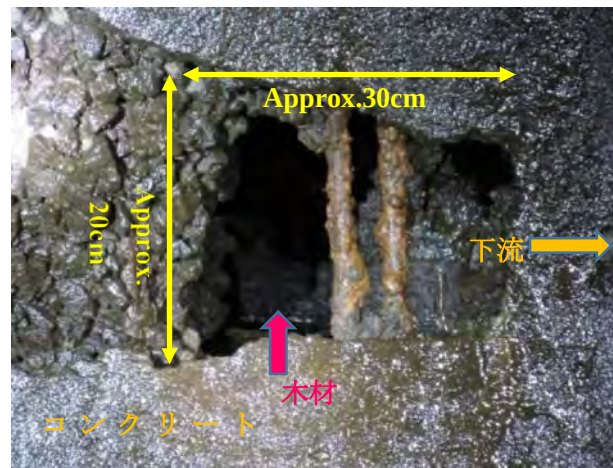


図 7-29 導水トンネルからの漏水確認地点周辺の地形

導水トンネルの内部調査を実施した。確認した不具合は、主に、コンクリート覆工の欠損/穴、コンクリート剥離であった。これらの不具合には、図 7-30 に示すコンクリート覆工の穴が含まれる。図 7-31 に示すようにコンクリート覆工からの湧水と赤褐色の土粒子の湧出が認められる。一方、トンネル縦断方向のクラックや進行性のある変形等、土圧作用によるトンネル変状は認められない。

導水トンネルは以下の改修を行う。

- セメントモルタル充填によるコンクリート覆工不具合箇所の修繕
- コンクリートによるコンクリート覆工欠損部の修繕
- 導水トンネルに沿った低圧グラウト



(出典：JICA 調査団)

図 7-30 トンネル覆工天部の穴



(出典：JICA 調査団)

図 7-31 赤褐色土の湧出

表 7-7 導水路トンネル内部点検結果の概要

Total distance from surge tank (m)	Section length (m)	Concrete Defect			Leakage into the conduit	Note
		Flaking	Exposure of rebar	Hollow through the lining		
-	-	-	-	-	-	Intake & inclined part of the conduit tunnel
567-392	157	2	1		17	
392	-		1	1		The Big Hole
392-288	104	1			5	
288-180	108	4			10	The area tunnel was estimated to be constructed by open cut
180-0	180	11	2	-	24	
-	-	-	-	-	-	Surge tank
		18	4	1	56	

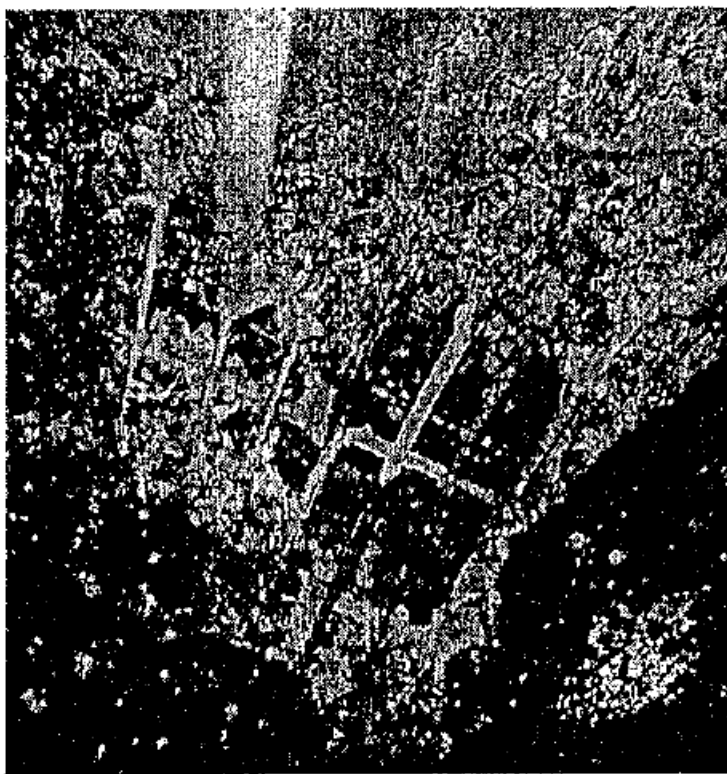
(出典：JICA 調査団)

(2) リンクトンネル

MePGCL は 2014 年にリンクトンネルの内部調査を実施した。トンネル内部調査は Kyrdemkulai ダムの水位を下げ、取水口より 180 m 下流までの区間において実施された。トンネル内部調査では計 28 箇所の不具合が記録されており、追加距離 6 m あたり 1 箇所の不具合となる。これらの不具合は、コンクリートはく離、鉄筋の露出、およびライニングの損傷であった。図 7-32 は内部調査において確認された主な損傷を示す。リンクトンネル内部調査の結果は表 7-8 のとおり。

リンクトンネルは以下の改修を行う。

- セメントモルタル充填によるコンクリート覆工不具合箇所の修繕
- コンクリートによるコンクリート覆工欠損部の修繕
- 導水トンネルに沿った低圧グラウト



(出典：JICA 調査団)

図 7-32 コンクリート覆工の劣化 (2.1m×1.5m×0.6m)

表 7-8 リンクトンネル内部点検結果の概要

REPORT OF LINK TUNNEL BASED ON INSPECTION CONDUCTED ON 29th April, 2014

Hole No.	CHAINAGE (in metres)	SIZE OF HOLES			Location of Holes	Remarks
		Approx. length (in metres)	Approx. width (in metres)	Approx. depth (in metres)		
1	8.00				Crown	Reinforcements exposed
2	11.00	0.4	0.4	0.2	RHS	
3	17.80				Crown	
4	22.30				Crown	
5	26.70				Crown	
6	41.50	0.2	0.2	0.1	Crown	
7	46.00				Crown	
8	50.30	0.3	0.2	0.1	Crown	
9	54.10				Crown	
10	57.50	0.2	0.2	0.15	Crown	
11	60.10	0.4	0.2	0.20	RHS	
12	61.90	1.0	1.0	0.45	Crown	
13	64.50	0.2	0.2	0.10	Crown	
14	67.00	0.1	0.1	0.10	Crown	
15	68.80	0.1	0.1	0.25	Crown	
16	72.20	0.1	0.1	0.10	Crown	
17	73.70	0.3	0.4	0.30	Crown	
18	77.10	0.3	0.3	0.30	Crown	
19	80.90	0.2	0.1	0.10	Crown	
20	84.60	0.1	0.1	0.10	Crown	
21	88.60	1.8	0.45	0.25	Crown	
22	93.10	0.3	0.2	0.10	Crown	
23	98.10	0.3	0.2	0.10	Crown	
24	102.10	2.1	1.5	0.60	Crown	
25	122.60	0.1	0.3	0.10	Crown	
26	152.60	0.3	0.4	0.20	Crown	
27	165.60	0.3	0.45	0.60	Crown	
28	182.60				Crown	

(出典：JICA 調査団)

7.4.5 水圧鉄管

Umiam Umtru Stage III 発電所は2条の水圧鉄管を有する。

準備調査においては、水圧鉄管内部調査と超音波板厚測定器による板厚調査を実施した。



左上より時計周りで、アンカーブロック 2 から上流、アンカーブロック No.2 から下流、アンカーブロック No.3 から下流、下部埋設管部の上流、下部埋設管部始点、下部埋設管部

図 7-33 水圧鉄管の概観

(出典：JICA 調査団)

(1) 水圧鉄管内部調査（上段水平部）

2017 年 12 月 6 日、水圧鉄管上段水平部の点検マンホールからサージタンクまでの区間の内部調査を実施した。水圧鉄管内部では発錆によるコブが認められる。代表点をテストハンマーで削るとコブ厚は約 5 mm であった。水圧鉄管内部の塗装が推奨される。これによって鉄管内粗度の改善、水頭損失の低減が期待される。

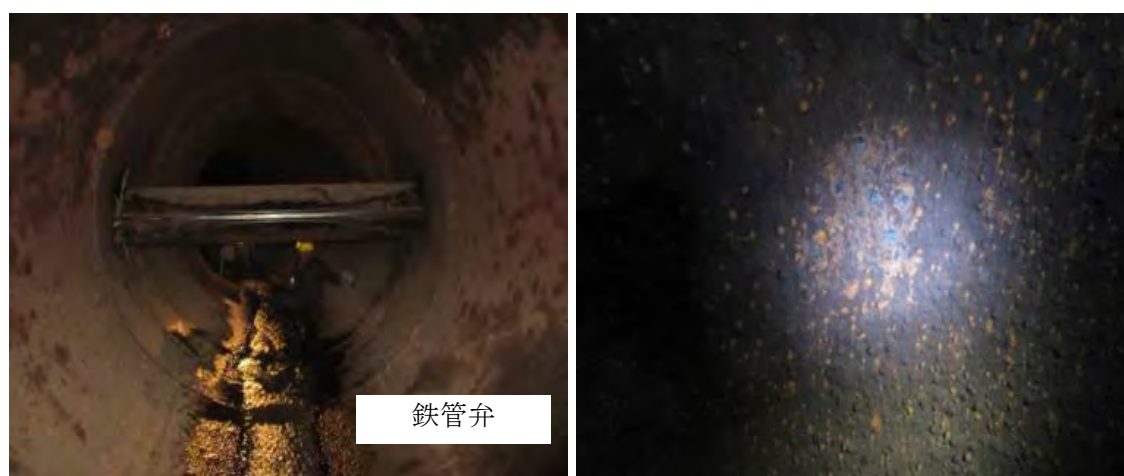


図 7-34 水圧鉄管の内部の状況 (写真は 2 号鉄管で撮影)

(出典：JICA 調査団)

(2) 水圧鉄管板厚測定

現地再委託によって、2017年12月5日から7日において、水圧鉄管板厚調査を実施した。
水圧鉄管は主に以下の5つの区間から成る。

- 上部埋設部： サージタンクから鉄管弁室（アンカーブロック No.1）
- 上部地表部： 鉄管弁室からアンカーブロック No.2
- 中間地表部： アンカーブロック No.2 より下流
- 下部地表部： アンカーブロック No.3 より下流
- 下部埋設部： 発電所上流

板厚調査は、上記の水圧鉄管の地表部を対象に実施した。測定地点へのアクセスを考慮して、上部地表部から5断面、中間地表部から3断面、下部地表部より2断面を選定した。板厚調査は全20断面で行い、図7-35に示すとおり鉄管の右側、下側、左側のそれぞれで16点での測定を行った。

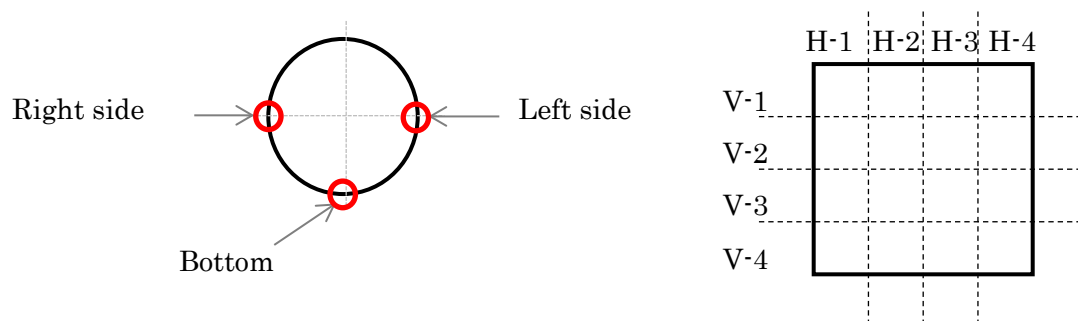


図 7-35 板厚測定断面

鉄管材料と設計厚を特定する設計図書原文を入手することができなかったため、MeECLの前身であるMeSEBによる計算書を参照した。MeSEBの計算書によれば鉄管の設計厚は水頭に応じて8mm～30mmとなっている。MeSEB計算書が示す鉄管仕様は表7-9、表7-10のとおり。

板厚測定結果は表7-11、表7-12のとおり。板厚測定結果とMeSEB計算書の間では相違が認められた。水圧鉄管上部・中間地表面部では、板厚測定結果は計算書が示す設計厚より大きかった。このような区間については設計厚を修正して想定した。各断面の最小計測値を採用して板厚評価を行い、設計厚より失われた板厚は以下のとおりと推定される。

- 1号水圧鉄管
 - 最大板厚損失: 1.8mm
 - 平均板厚損失: 1.4mm
 - 最小板厚損失: 0.8mm

■ 2号水圧鉄管

最大板厚損失: 2.2mm

平均板厚損失: 1.6mm

最小板厚損失: 1.0mm

現在の板厚は設計厚よりも小さい。鉄管納入時の元々の厚さは想定する設計厚よりも小さかった可能性がある。鉄管の失われた厚さは一般的に考慮される設計腐食代 1.5 mm よりも大きいため、鉄管応力は設計許容応力を超過することが考えられる。

準備調査では水圧鉄管全線での板厚調査は行っておらず調査範囲は限定されている。詳細設計段階においては追加で鉄管板厚の調査を行い、詳細設計を行うことが必要である。鉄管の応力超過範囲については、取替えもしくは補強を行う。

表 7-9 MeSEB 計算書による水圧鉄管仕様

Grade of steel:	ASTM (A) 285 GR (c)
Gross head:	168 m
Diameter of penstock:	2.59 m
Water hammer:	33% of gross head
Provision of corrosion:	1.5 mm
Allowable stress for normal condition:	$1,162 * 10^4 \text{ kg/cm}^2$
Design thickness:	8 mm — 30 mm (表 7-10 を参照)

(出典：JICA 調査団)

表 7-10 MeSEB 計算書による水圧鉄管の板厚

No.	Statically Head (in m)	ASTM (A) 285 GR (c) Thickness (in mm)	Note
1	0 - 37	8	From the measurement records, the min. thickness of the original was assumed as 12mm.
2	38 - 52	10	
3	53 - 62	12	
4	63 - 77	14	
5	78 - 87	16	The original thickness where the static head is approx.33m or over was assumed as 16 mm.
6	88 - 97	18	
7	98 - 112	20	
8	113 - 122	22	
9	123 - 137	24	
10	138 - 147	26	
11	148 - 162	28	
12	163 - 168	30	

(出典：JICA 調査団)



図 7-36 水圧鉄管板厚測定状況

(出典：JICA 調査団)

表 7-11 水圧鉄管板厚測定結果（1号鉄管）（H29年12月6～7日測定）

Measurement Section	Location	a	b	c	Design thickness by MeSEB's paper (mm)	Assumed original thickness (mm)
		Max (mm)	Average (mm)	Min (mm)		
S-1	Between Valve house and Anchor block-2	12.0	11.44	10.6	8	12
S-2		12.8	11.97	10.8	8	12
S-3		16.2	15.71	15.2	8	16
S-4		16.2	15.60	14.8	8	16
S-5		16.0	15.40	14.4	8	16
S-6	Between Anchor block-2 and 3	15.9	15.55	14.6	8	16
S-7		15.7	15.08	14.2	10	16
S-8		15.9	15.52	14.5	10	16
S-9	Upstream of the lower embedded part	25.5	25.03	24.5	24/26	26
S-10		25.6	25.19	24.4	26	26

Estimated lost thickness based on sectional minimum points

Measurement Section	d	e = d - c
	Assumed original thickness (mm)	Lost thickness (mm)
S-1	12	1.4
S-2	12	1.2
S-3	16	0.8
S-4	16	1.2
S-5	16	1.6
S-6	16	1.4
S-7	16	1.8
S-8	16	1.5
S-9	26	1.5
S-10	26	1.6

Measurement date: 6th - 7th Dec. 2017

Max: 1.8
Average: 1.4
Min: 0.8
Standard deviation: 0.3
Average + Standard deviation: 1.7 (0.043mm/year)

(Operation years: 39)

(出典：JICA 調査団)

表 7-12 水圧鉄管板厚測定結果（2号鉄管）（H29年12月6～7日測定）

Measurement Section	Location	a	b	c	Design thickness by MeSEB's paper (mm)	Assumed original thickness (mm)
		Max (mm)	Average (mm)	Min (mm)		
S-1	Between Valve house and Anchor block-2	11.8	11.12	10.4	8	12
S-2		11.6	10.89	10.3	8	12
S-3		16.1	15.70	15.0	8	16
S-4		16.4	15.73	15.0	8	16
S-5		15.7	15.11	14.0	8	16
S-6	Between Anchor block-2 and 3	15.8	15.30	14.9	8	16
S-7		15.8	14.94	14.1	10	16
S-8		15.8	15.44	14.5	10	16
S-9	Upstream of the lower embedded part	25.5	25.13	24.4	24/26	26
S-10		24.9	24.48	23.8	26	26

Estimated lost thickness from the sectional minimum points

Measurement Section	d	e = d - c
	Assumed original thickness (mm)	Lost thickness (mm)
S-1	12	1.6
S-2	12	1.7
S-3	16	1.0
S-4	16	1.0
S-5	16	2.0
S-6	16	1.1
S-7	16	1.9
S-8	16	1.5
S-9	26	1.6
S-10	26	2.2

Measurement date: 6th - 7th Dec. 2017

Max: 2.2
 Average: 1.6
 Min: 1.0
 Standard deviation: 0.4
 Average + Standard deviation: 2.0 (0.050mm/year)
 (Operation years: 39)

(出典：JICA 調査団)

(3) その他

外部塗装が劣化して部分的に剥がれている箇所が認められる。水圧鉄管の外部塗装が推奨される。また、伸縮継手および鉄管ドレーン管・バルブの修繕が必要である。

改修事業では水車・発電機の10%増出力が計画されており、水車最大使用水量が増加する可能性がある。改修事業には水圧鉄管アンカーブロックの補強を含まないが、改修事業では安定性を検討することが推奨される。

7.4.6 発電所建屋

(1) 発電所建屋

改修事業では水車・発電機の増出力（10%）が計画されており、発電所建屋へ作用する荷重条件の変更を考慮する必要がある。しかしながら、設計図書を入手することができないため、既存構造の強度は不明である。改修事業計画では出力増に伴う増荷重に対する補強を考慮した。水車の設計図書によると水車スラスト力は140トンである。改修事業の結果、スラスト力は10%程度の上昇が想定される。スラスト力の上昇に対しては、支保によって水車フロアを補強する。詳細設計段階における設計を要する。

上記に加えて、発電所建屋（衛生設備含む）の経年劣化に対する改修を実施する。

(2) 発電所建屋に関連した設備

発電所には、放水口ゲート2門、制圧口門2門がある。同設備のメンテナンスは改修事業において実施する。

発電所隣接の変電所の消防装置については正常に機能していない。水タンク・導水管の移設を含め改修事業において改修を行う。



左上より時計周りで、発電所全景、組立てフロア、
水車フロア、水車（下部埋設）

（出典：JICA 調査団）

図 7-37 発電所建屋の概観



図 7-38 放水路概観

（出典：JICA 調査団）

7.4.7 運用設備

(1) 発電所への道路

発電所へのアクセス道路は、各サイトへの主要道路である。道路は部分的に未舗装であり、穴や空洞で荒れている。アクセス道路は改修事業の早期段階において改修し、改修事業の輸送にも活用される。

上記に加えて、Kyrdemkulai ダム、リンクトンネル取水口（Face-I）、導水トンネル取水口（Face-III）、サージタンク、スイッチヤードへのアクセス道路の改修を行う。これらのアクセス道のほとんどは舗装されていない。Umiam Umtru Stage III 発電所は遠隔操作、遠隔監視を行っておらず、これらのアクセス道路は重要である。



（出典：Google Map）

図 7-39 Umiam Umtru Stage III 発電所各設備の位置

(2) オペレーター事務所

Umiam Umtru Stage III 発電所は3シフトによって有人運転が行われている。発電所職員の多くはゼロポイントと呼ばれるインスペクション・バンガローおよび近傍宿舎に駐在している。これらは発電所からそれぞれ6.4 km、2 kmの地点に位置する。これらのオペレーター事務所の経年劣化に対して改修を行う。

7.4.8 水門鉄管・土木関係の改修範囲

水門鉄管・土木設備の改修計画は以下のとおり。

(1) Kyrdemkulai 貯水池

(a) ダム

- 監査廊への排水孔設置
- 排水側溝整備（アバットメント）、コンクリート修繕等

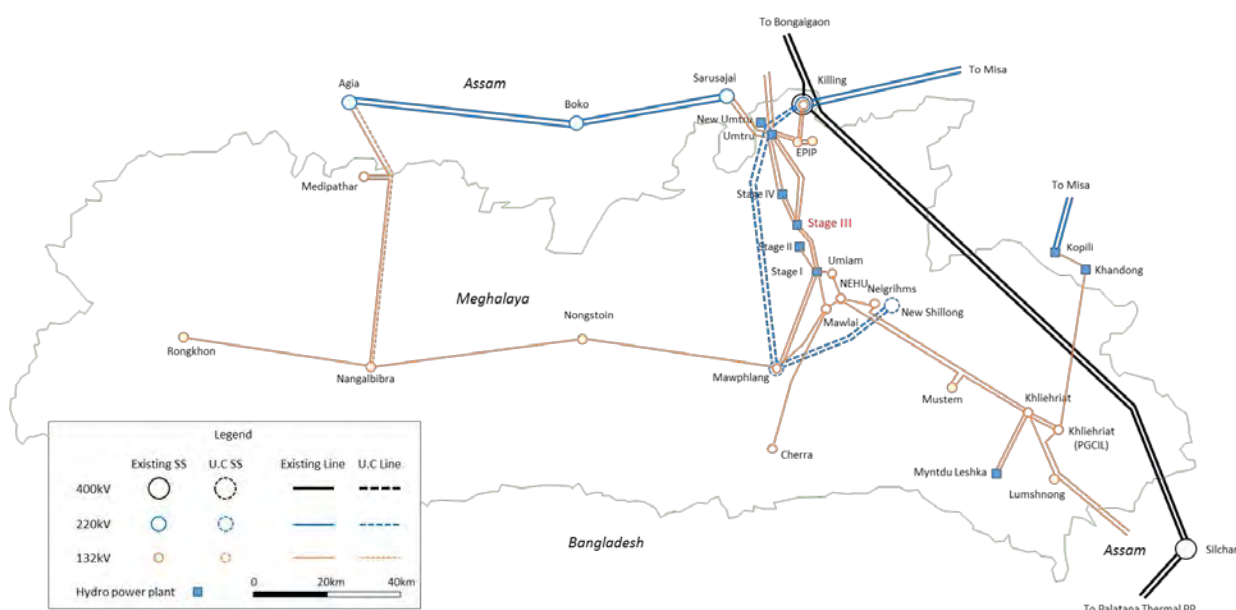
- (b) 取水口
 - ゲート扉体・巻上機取替え
 - 取水路修繕、取水口トラッシュラック修繕等
 - (c) 洪水吐
 - 洪水吐きゲート修繕
 - (d) 管理・運用設備
 - ダム監視機器設置、洪水警報装置設置等
- (2) Nongmahir 貯水池
- (a) 洪水吐き
 - コンクリート修繕
 - (b) 堰堤
 - 堰堤寄石配置
 - (c) 取水口
 - 取水口トラッシュラック修繕
- (3) トンネル
- グ라우チングおよびセメントモルタル/コンクリート充填（リンクトンネル、導水トンネル）
- (4) 水圧鉄管
- 鉄管部分取替え、鉄管内部・外部塗装
 - 伸縮継手修繕、鉄管ドレーン管・バルブ修繕
- (5) 発電所建屋
- 発電所建屋補強、発電所建物改修（衛生絵設備含む）、消火設備改修、放水口ゲート・制圧口ゲート修繕等
- (6) 運用設備
- アクセス道路改修、オペレーター事務所改修

第8章 送電設備改修の必要性

本調査業務実施上で考慮すべき問題点と留意すべき事項について整理した結果は、以下の通りである。

8.1 電力系統の現状

8.1.1 メガラヤ州および周辺地区の送電系統



(出典：MeECL 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 8-1 送電系統図

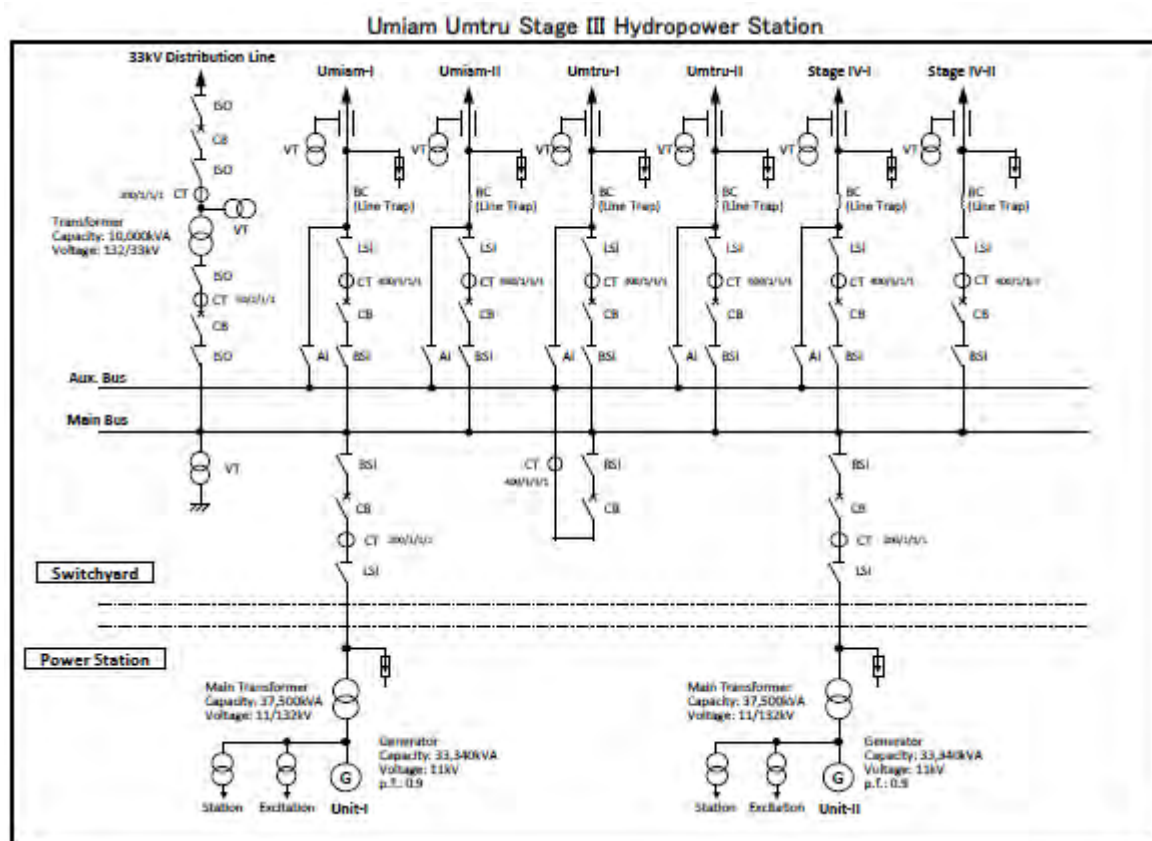
メガラヤ州および周辺地区の送電系統図（2017 年 11 月現在）を以下に示す。

世界銀行（WB）が実施している NERPSIP（North Eastern Region Power System Improvement Project）により、220kV Killing - Mawphlang 送電線（83 km）、220kV Mawphlang - New Shillong 送電線（31 km）が建設中である。このプロジェクトの実施により、2019 年にはメガラヤ州の需要中心であるシロン市内まで 220kV 送電線が延伸される予定である。

他州との電力融通は、Killing 変電所、Khliehat（PGCIL）変電所、Nangalbibra 変電所で実施している。

8.1.2 Umiam Umtru Stage III 発電所に係る系統

Umiam Umtru Stage III 発電所開閉設備の単線結線図を以下に示す。



(出典：MeECL 提供資料を基に JICA 調査団作成)

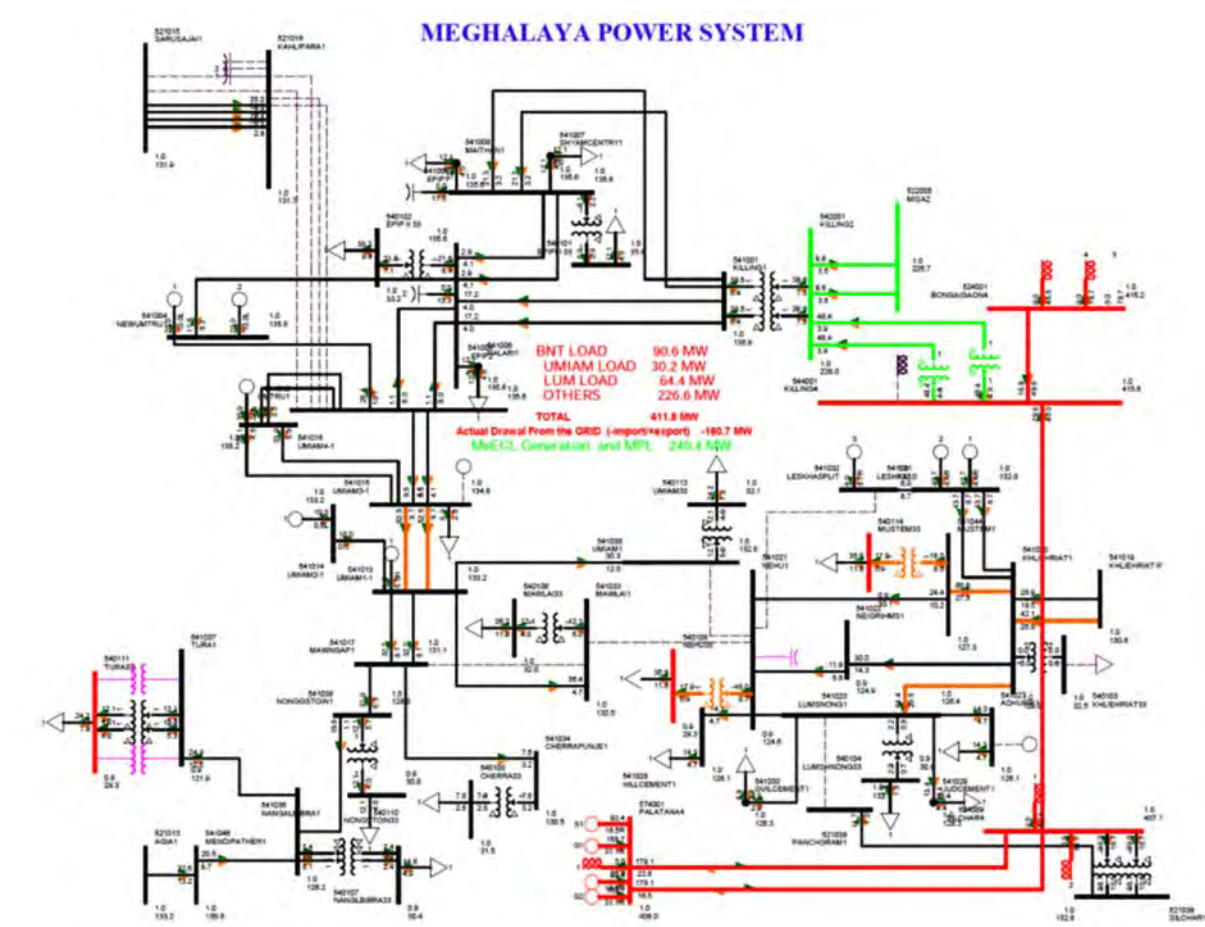
図 8-2 Umiam Umtru Stage III 発電所開閉設備の単線結線図

Umiam Umtru Stage III 発電所は、3 か所(Umtru 発電所、Umiam Umtru Stage IV 発電所、Umiam Stage 1 発電所) の発電所と 132kV 送電線 (各 2 回線、計 6 回線) で接続されている。当開閉設備の主たる役割は、Umtru 発電所、Umiam Umtru Stage IV 発電所で発電した電力と Umiam Umtru Stage III 発電所で発電した電力を集約し、Umiam Stage I 発電所を経由して需要中心であるシロン市内に送電している。このため、Umiam Umtru Stage III～Umiam Stage I の間の潮流が重くなる傾向にある。

8.2 電力系統強化の必要性

8.2.1 潮流状況

2019 年における潮流状況を以下に示す。



(出典：MeECL)

図 8-3 2019 年ピーク時における潮流状況

Umiam Umtru Stage III 発電所～Umiam Stage I 発電所間の送電線に 2 回線合計で 105MW の潮流が流れている。この送電線の送電容量は、現在 80MW／回線（線種：panther）であり、1 回線脱落が発生すると、Umiam Umtru Stage III 発電所の出力に関わらず、負荷側の需要で決まる潮流が容量を超過するため、転送リレーにより負荷遮断を実施して潮流の抑制をしている。この対策として、MeECL は 50～60%の送電容量増が可能な線種 (HTLS: High Tension Low Sag) への張替を計画しており、当改修事業完了時には、解決済みである。

8.2.2 系統安定性

現在のところメガラヤ州内の系統運用に関して系統安定性の問題は無く、さらに 2019 年には WB のプロジェクトとして州内を跨ぐ上位電圧の 220kV 連系系統が完成し、格段の安定度向上が見込まれる。

8.2.3 事故電流

220kV 系統の需要中心への導入に伴って、Umiam Umtru Stage III 発電所が接続する下位電圧の 132kV 系統の分割等により事故電流レベルの調整が可能になるため、Umiam～Umtru 系統において 40kA で統一されている遮断電流定格を今回の改修事業で変更する理由はない。

8.2.4 結論

メガラヤ州の需要中心であるシロン市内まで 220kV 送電線を延伸する工事が、2019 年の完成を目指して既に始まっている。この送電線の完成後においては、潮流状況、系統安定性、事故電流の改善が見込まれるため、Umiam Umtru Stage III 発電所が現状の 60 MW から 66 MW に出力増加を図ったとしても、6 MW の出力増加に起因して 132kV 系統を増強する必要性は全くない。

8.3 送電設備の改修

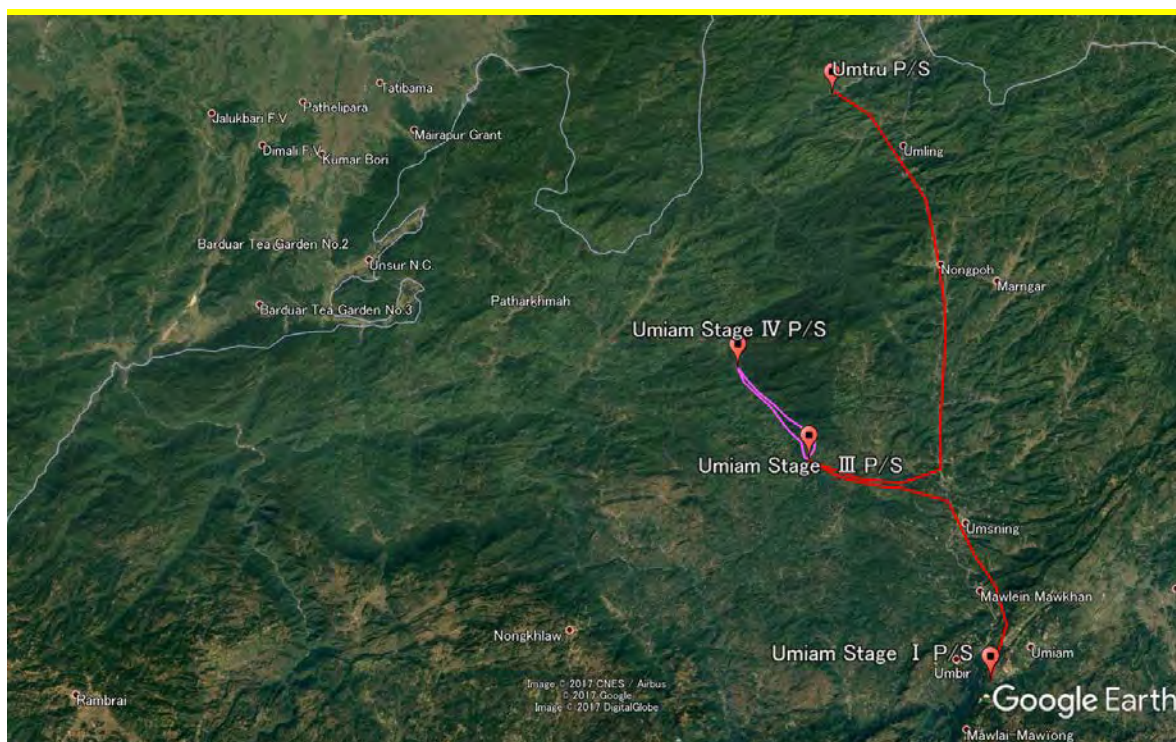
本調査の対象となる送電線 4 線路の概要を以下の表に示す。また、Umiam Umtru Stage III 発電所～Umiam Stage I 発電所間の送電線については、鉄塔建替をしないで、増容量化を図るために、MePTCL の自己資金にて高温低弛度電線に張り替えることが計画されている。

表 8-1 本調査対象の送電線

	電圧	ルート長	電線線種	回線数	運開年
Umiam Umtru Stage III HEPP - Umiam Stage IV HEPP line I	132 kV	8 km	ACSR Panther	Single	1991
Umiam Umtru Stage III HEPP - Umiam Stage IV HEPP line II	132 kV	10 km	ACSR Panther	Single	2009
Umiam Stage I HEPP - Umiam Stage III HEPP	132 kV	18 km	ACSR Panther	Double	1978
Umiam Stage III HEPP – Umtru HEPP	132 kV	41 km	ACSR Panther	Double	1964

(出典：MeECL)

現地調査をもとに作成した本調査対象の送電線経過イメージおよび送電線の写真を以下に示す。



(出典：Google Earth)

図 8-4 調査対象の送電線経過イメージ

(赤線: : 132 kV2 回線送電線、 ピンク線: : 132 kV1 回線送電線)

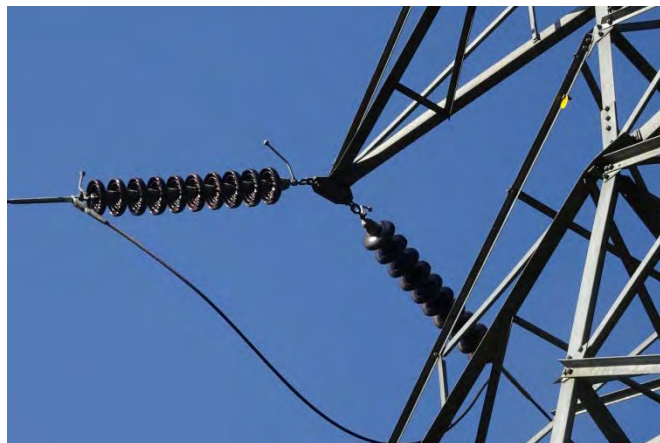


(出典：JICA 調査団撮影)

図 8-5 送電線の現状

(左： Umiam Umtru StageIII P/S - Umiam Umtru Stage IV P/S line I 送電線
右： Umiam Stage I P/S - UmiamStage IIIP/S 送電線)

現地調査の結果、本調査対象の全ての送電線において磁器がいしを使用されていることを確認した。磁器がいしは、無機素材を使用しているため長期間使用しても劣化しないという長所がある。



(出典： JICA 調査団撮影)

図 8-6 がいし写真

(Umiam Umtru Stage III 発電所 - Umiam Umtru Stage IV 発電所 line II 送電線)

本調査対象鉄塔は、山間地に立地しているため、塩害や煤煙の影響を受けておらず、建設後 50 年を過ぎた鉄塔の部材についても、孔食や点錆などの著しい劣化がないことを確認した。



(出典： JICA 調査団撮影)

図 8-7 最下設部材の劣化状況 (Umiam Umtru Stage III 発電所 - Umtru 発電所 送電線)

送電線の保守については、定期的な点検は行われておらず、送電線線下の除草などを不定期に実施している程度である。しかし、電線の断線や鉄塔崩壊などの長期停電を起こした事故履歴がないことを確認した。

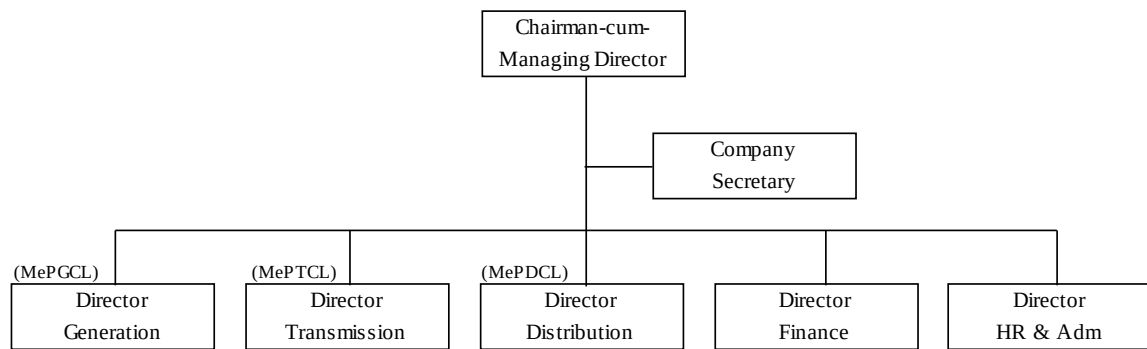
結論、調査対象の送電線の劣化も進んでおらず、健全な状態を維持しているため、改修の必要がないと判断できる。

第9章 事業実施体制、維持管理体制

受注者の業務実施にかかる国内支援体制を下表に示す。

9.1 本事業に関連する組織の体制

MeECL は Indian Electricity Act, 2003 に基づく長年の議論の結果、2010 年 3 月 31 日に前身の MeSEB が株式会社化されることで設立された。MeECL は持株会社制を採用しており、持株会社である MeECL のもとに、発電会社 (MePGCL)、送変電会社 (MePTCL)、配電会社 (MePDCL) の各会社が設立されている。MeECL の組織図を以下に示す。



(出典: MeECL 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 9-1 MeECL の組織図

本プロジェクトの実施箇所となる MePGCL の組織は、Generation Director を筆頭に、3 名の Chief Engineer で構成されており、発電部門、発電計画・建設部門、メンテナンス・小水力部門で構成されている。MePGCL の組織図を図 9-2 に示す。電気機械部門と土木部門は別々の組織となっており、電気機械部門の組織は、Generation Chief Engineer、3 名の Superintending Engineer、そして 4 名の Executive Engineer で構成されている。各発電所は各々の発電課に属しており、Umiam Umtru Stage III 発電所は Generation Circle-II に所属している。電気機械部門の主な組織図を図 9-3 に示す。

土木部門は Maintenance & Small Hydro Chief Engineer、Superintending engineers、4 名の Executive engineers、そして Assistant Executive Engineers により構成される。Umiam Umtru Stage III 発電所の土木設備の運用維持は Kyrdekulalai 事務所にある Hydraulic Structure Maintenance Sub-Division によって行われている。土木部門の主な組織図を図 9-4 に示す。

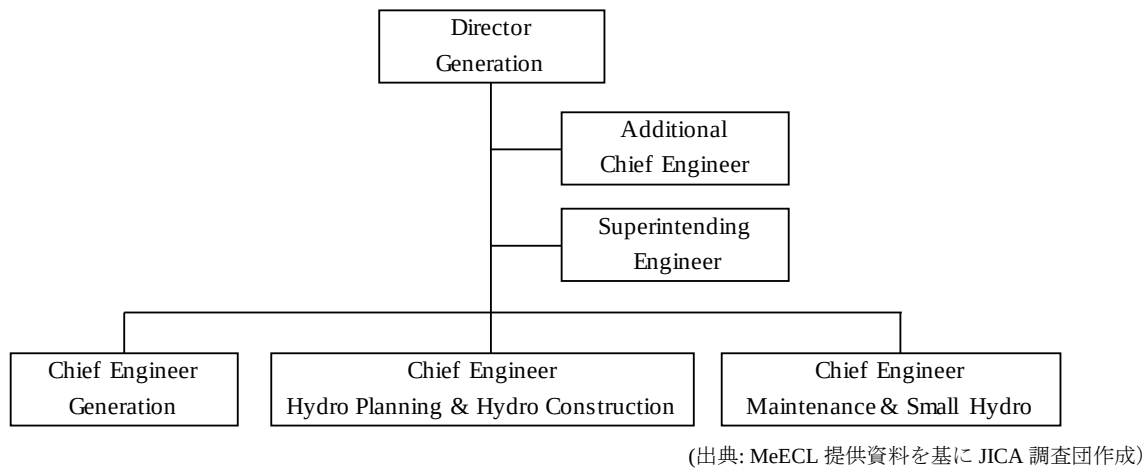


図 9-2 MePGCL の組織図

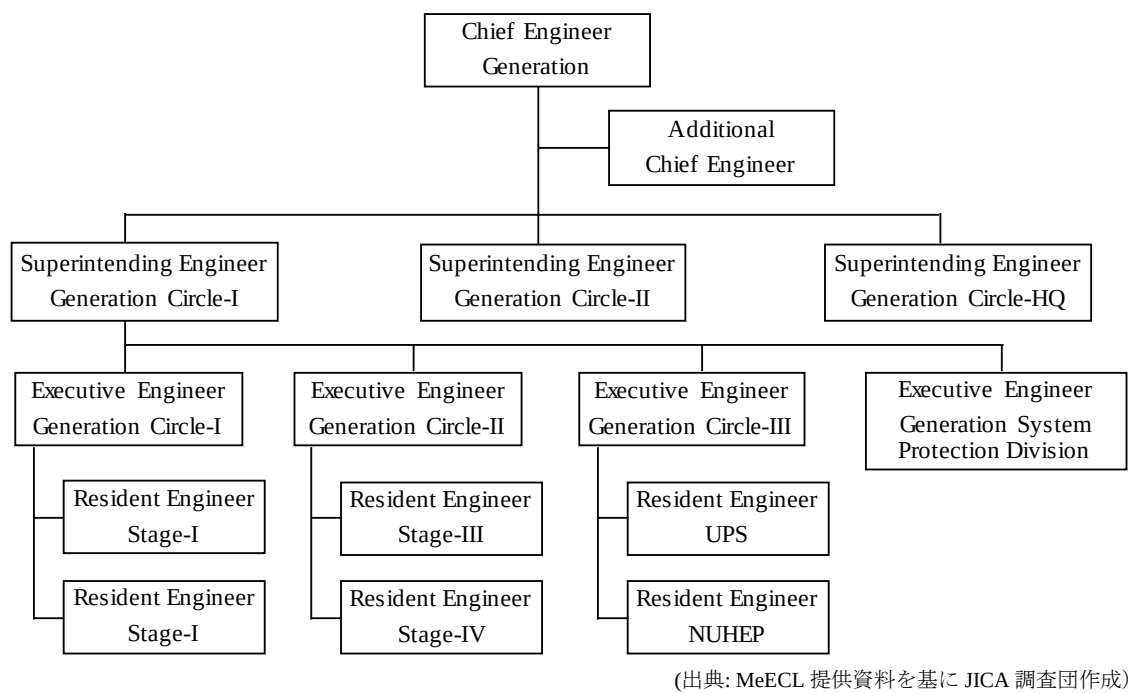


図 9-3 MePGCL の組織図 (電気・機械部門)

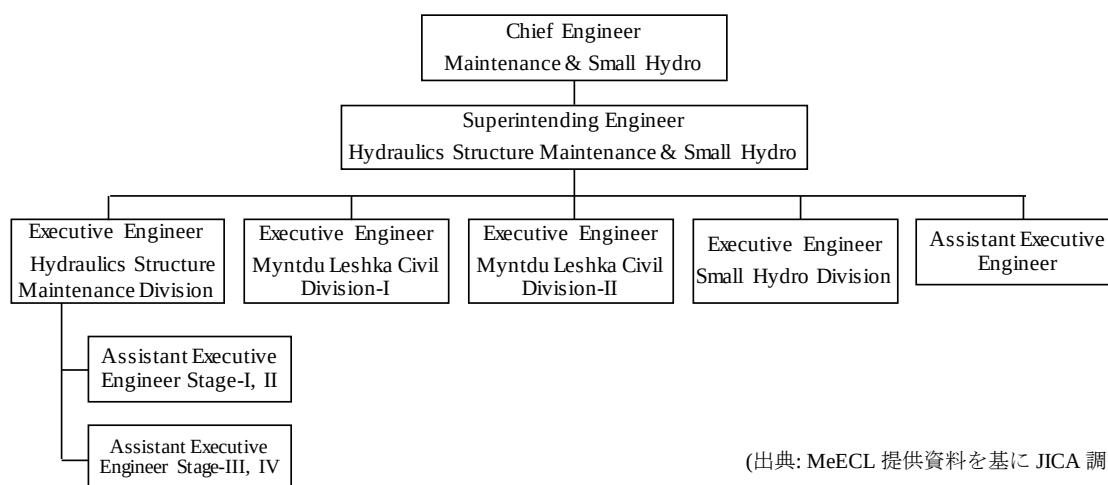


図 9-4 MePGCL の組織図（土木部門）

Umiam Umtru Stage III 発電所は、MePGCL のもと運用されており、その組織は所長である Resident Engineer を筆頭に、Operation グループと Maintenance グループによって構成されている。それぞれのグループには Assistant Engineer と Junior Engineer がいる。Operation グループは 1 班 7 名の 4 班体制にて 24 時間 3 交代勤務で発電所の運転業務を行っている。Maintenance グループは設備の維持補修業務を専門としており、専門知識や特殊技能を持った技術者が所属している。土木設備の運用維持を行っている Hydraulic Structure Maintenance Sub-Division は、Assistant Executive Engineer、2 名の Junior Engineer のもと、ゲートオペレーター等の専門職が所属している。Umiam Umtru Stage III 発電所の電気機械部門の主な組織図を図 9-5 に、土木部門の主な組織図を図 9-6 に示す。

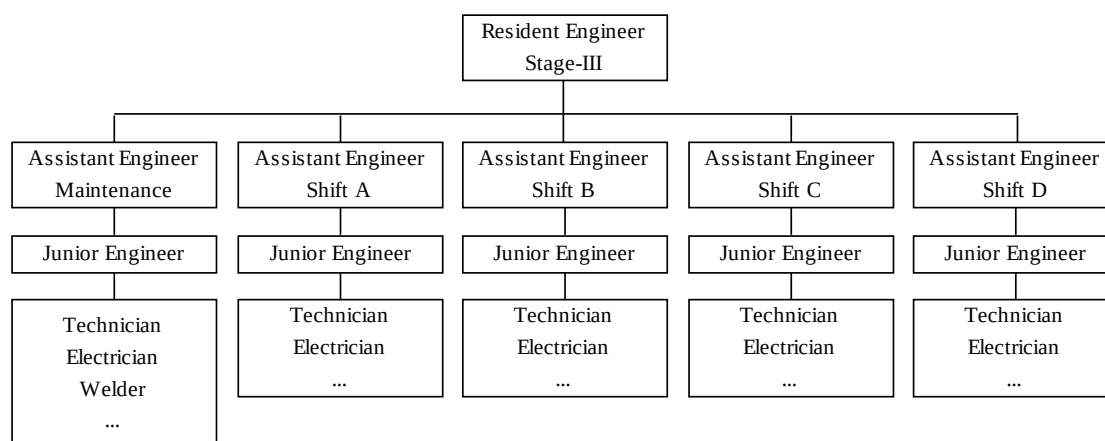
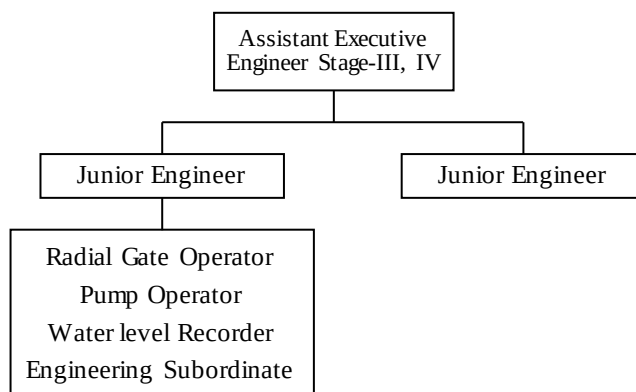


図 9-5 Umiam Umtru Stage III 発電所の組織図（電気・機械部門）



(出典: MeECL 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 9-6 Umiam Umtru Stage III 発電所の組織図（土木部門）

9.2 事業実施機関の実施体制の提案

Umiam Umtru Stage III 発電所は MePGCL の管理下におかれており、本プロジェクトは MePGCL が主体となって推進することになる。プロジェクト期間中は MeECL 内に PIU（Project Implementation Unit）を設置する。PIU は MeECL の現行職員により構成され、プロジェクトマネジメント（図書作成、承認、管理）の役割を担う。その組織は、Director Generation を筆頭に電気機械部門および土木部門それぞれに Chief Engineer、Superintending Engineer、Executive Engineer、Assistant Executive Engineer I そして Assistant Executive Engineer II により構成される。PIU の組織体制図を図 9-7 に示す。

なお、改修プロジェクト完了後の運営維持段階へのスムーズな移行を考慮した場合にも、Umiam Umtru Stage III 発電所の運営維持に現在関わっている職員が、改修プロジェクトにも関わることを望ましいと考える。このためにも、コンサルタントは発注仕様の策定段階において、入札図書の作成や入札および機器メーカーとの契約の支援を行い、改修工事段階では、MePGCL を技術的にサポートするとともに、MePGCL のエンジニアによる工事監理業務の監督支援を行うことが望ましい。これに加え、コンサルタントは MePGCL エンジニアの知識およびプロジェクト管理能力を向上させるために、キャパシティ・ビルディングを行うことを提案する。

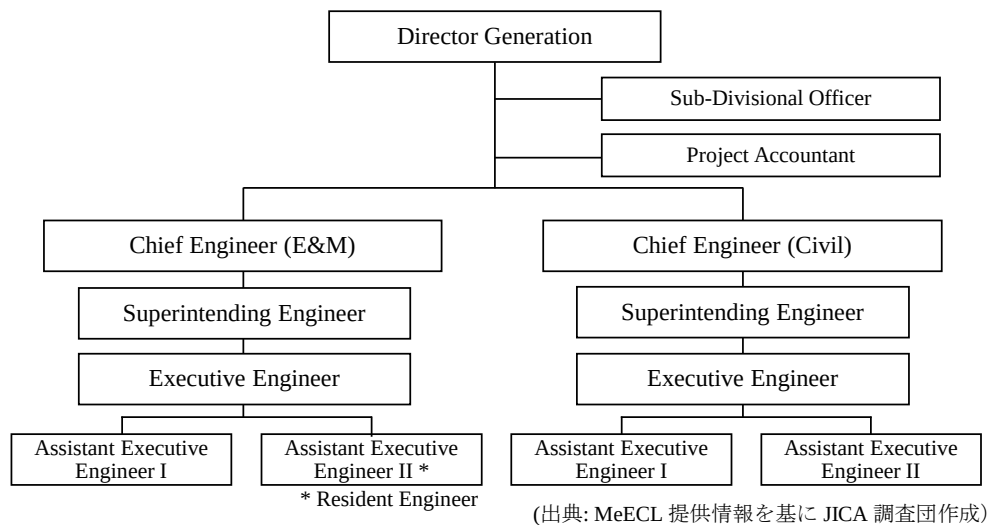


図 9-7 PIU の組織図

9.3 操業・運営／維持管理体制の提案

改修後は、本社の管理のもとに発電所職員が設備の維持管理を引き続き行っていくことが望ましく、現在の体制については変更の必要性はないと考えられる。改修前後で機器構成や仕様が大きく変化しないことに加えて、現在の組織には高度な技術を有するエンジニアから、運転員、専門性の高い職人までもが所属しており、改修工事完了後の運用においても十分な対応が可能な組織であるとする。しかしながら、技術者のノウハウの伝承や人材育成に関しては十分実施されていない状況であり、この状況を改善するために、O&M 知識技能の向上を目的としたキャパシティー・ビルディングを実施することを提案する。このキャパシティー・ビルディングでは、電気機械部門だけでなく、土木部門についても研修を行い、改修工事後の継続的な運用レベル向上を図ることを目的とする。

第10章 全体計画

10.1 改修スケジュール

全体の工程スケジュールは添付されている APPENDIX-1 のとおりである。主要なマイルストーンは下記のとおりである。

Mar. 2018 - Jan. 2019 : コンサルタント調達
Feb. 2019 - Jan. 2020 : 入札図書の準備・コントラクターの選定
Jun. 2022 : 電気・機械関係工事開始
Feb. 2020 : 水門鉄管・土木設備の改修開始
May. 2023 : 改修完了

10.2 概略事業費の積算

10.2.1 事業費見積の法的根拠

インドでは、原価見積りの際に準拠が必要な法的根拠はない。

10.2.2 プロジェクト事業費見積の内訳

事業費見積もりの内訳は、以下のとおり。プロジェクト費用は電気・機械設備、水門鉄管・土木設備、コンサルティング・サービス、税金、予備費等で構成されている。各費用は、国外、ローカルに分け、レートは2018年2月の円・インドルピーのレートを使用している。

表 10-1 Summary of the Project Cost Breakdown

Items		FC (mill.JPY)	LC (INR Cr.)	Total (INR Cr.)	Total (mill. JPY)
1	Renovation works	2,256	116	245.2	4,267
1a	Electro-Mechanical	2,256	67	196.4	3,418
	- Hydraulic turbines	737	2		
	- Penstock & main inlet valves	268	-		
	- Governor& compressed air System	74	-		
	- Cooling & drainage/dewatering system	52	-		
	- Hydraulic generators	660	3		
	- Excitation systems	58	-		
	- Control & protection system	184	1		
	- Related electrical auxiliary equipment	-	20		
	- Main transformers	-	10		
	- Outdoor switchgear equipment	-	12		
	- Installation work	223	20		
1b	Hydro-Mechanical and Civil	-	49	48.8	849
	- Kyrdekulai dam and reservoir	-	3		
	- Nongmahir dyke and reservoir	-	1		
	- Tunnel	-	12		
	- Penstock	-	25		
	- Powerhouse	-	3		
	- Management and operation facility	-	5		
2	Import tax (7.73%)	0	14	13.7	238
3	Engineering consultancy services	556	3	35.0	609
3a	- Consultancy fee	390	3	25.4	443
3b	- Capacity building	166	-	9.6	166
4	GST (18.0%)	0	57	56.9	990
5	IDC (1.5%) and Front End Fee (0.2%)	237	-	13.6	237
6	Administration Cost (2.3%)	0	7	7.3	126
7	Physical contingency (Construction 2.0%, Consultant: 5%)	77	3	7.3	127
8	Price contingency (FC1.7%, LC3.9%)	187	18	28.4	494
9	Total Project Cost	3,313	217	407.4	7,088

(出典: JICA 調査団)

(1) 電気・機械設備のコスト積算方法

電気・機械設備のコストは New Umtru の落札価格(Contract Price)を基本にして、以下の手順で見積もった。

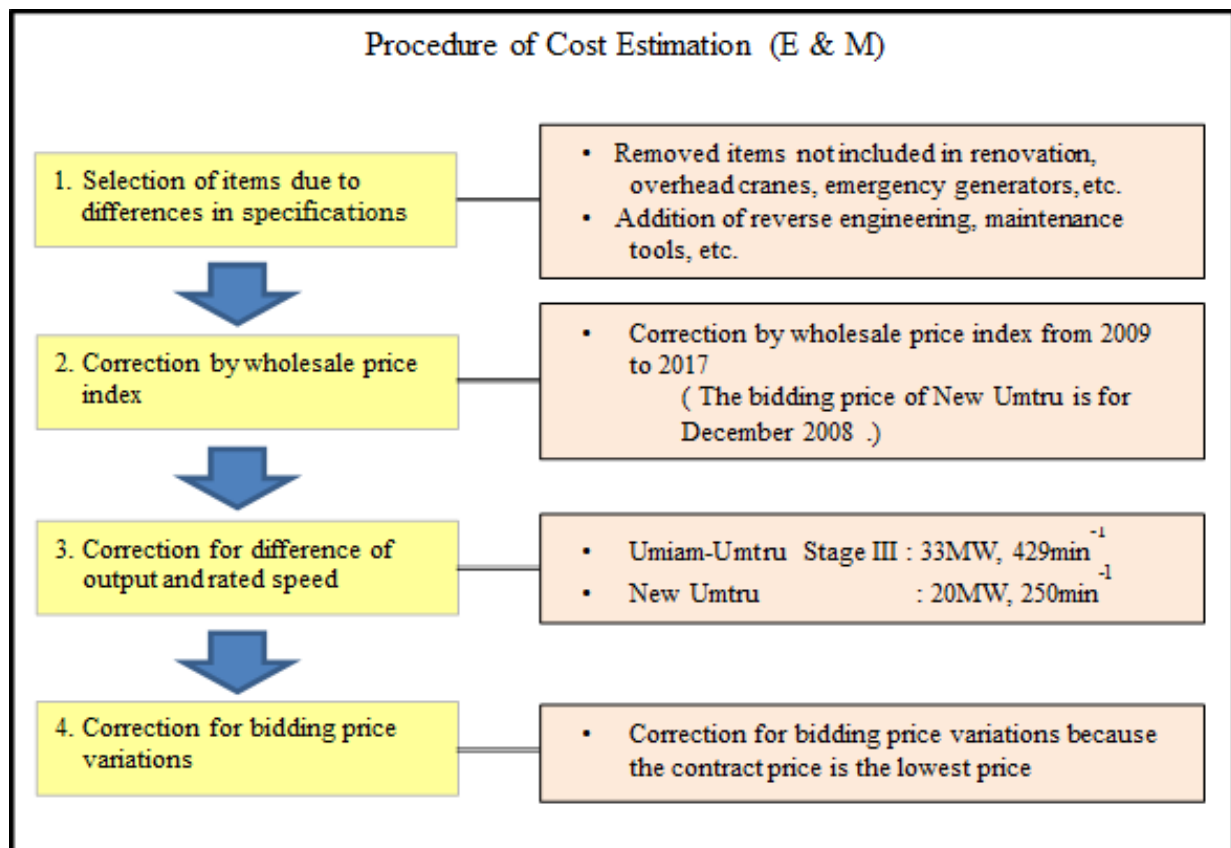


図 10-1 設備費用見積もりの方法 (E & M)

(2) 水門鉄管・土木工事の積算方法

水門鉄管・土木工事のコストは単価と数量の積を基本として見積もった。単価は MeECL からの聞き取り、過去の工事を参照して設定した。

10.2.3 概略事業費の妥当性

見積もられた概略事業費と先行する MePGCL の新設や改修事業費と比較した結果を表 10-2 に示す。kW あたりの事業費をみると、改修事業は新設事業である New Umtru 発電所の事業費に比べて安価である。また、Umiam Untru Stage III の事業費は先行する Stage I および Stage II の改修と比較して安くなっている。これは、スケールメリットによるところが大きいと考えられる。

表 10-2 他事業との事業費比較

	発電所名	区分	事業費 (*2017 年度価格で補正)	kW あたり 事業費
a.	Umiam Stage I	改修	5,040 百万円*	14.0 万円/kW
b.	Umiam Stage II	改修	3,131 百万円*	15.7 万円/kW
c.	New Umtru	新設	10,944 百万円	54.7 万円/kW
d.	Umiam Umtru Stage III	改修	7,088 百万円	10.7 万円/kW

出典：国際協力機構事後評価報告書（a, b）、現地新聞（c）、JICA 調査団による見積（d）による報告値に対して消費者物価指数を考慮して JICA 調査団にて補正

10.2.4 コストアップ/ダウンの変動要因

プロジェクト費用は現状を考慮し前述のとおり算出されているが、プロジェクト費用に下記の項目の通り不測の要因が挙げられる。

- 機器コスト
- プロジェクトの遅延
- プロジェクトの拡張
- JPR、INR の為替レートの変動
- 法改正

プロジェクトの開始が遅れた場合、これらの変動要因や不確実性が増えると考えられる。したがって、プロジェクトの準備手続きは速やかに実施されることが推奨される。

10.3 調達方法（契約形式）

10.3.1 調達状況とインド内の同様のプロジェクトの同事例

Central Vigilance Commission（CVC）は、「Common Irregularities/Lapses Observed in Award and Execution of Electrical, Mechanical and Other allied Contracts and Guidelines for Improvement Thereof」（以下、「CVC ガイドライン」という）を公布している。CVC ガイドラインでは、公開競争入札を提案している。

実際に New Umtru HEPP (2x20MW) と Myndu Leshka HEPP (3x42MW) の調達においては、技術の高度な競争への透明性の維持と高度な技術力を期待する観点から ICB が採用された。

10.3.2 入札方法・契約方法

全事業を一括パッケージとする場合、入札者が限定される可能性が高いと考えられる。電気・機械設備と土木設備を分けることによって、入札業者が増えること、競争が増し、価格的にも安くなることが想定される。また、電気・機械設備の改修事業においては、入札時に改修範囲等（取り合いも含め）を明確にして仕様書を作成するため、改修事業であっても数量変更を伴わない契約（一括契約）となる。一方、土木設備については、現場合合わせによって数量が変更するため、単価契約とすることが一般的であり、契約形態が異なる。

上記事情を考慮し、入札は、電気・機械工事と水門鉄管・土木設備工事の2パッケージに分けることを推奨する。これは、MePGCL が想定していた方法と同じである。

JICA には独自の「円借款事業の調達及びコンサルタント雇用ガイドライン(2012年4月)」がある。調査団は電気・機械工事の契約方法は、数量契約と同様の「一括契約」とし、水門鉄管・土木設備工事の契約方法を「単価契約」とすることを推奨する。なお、電気・機械設備の改修事業については JICA 標準入札図書(Plant)、水門鉄管・土木設備工事については地元請負業者を対象とした LCB が推奨されるため、本プロジェクトの実施箇所となる MePGCL が保有する入札図書の適用を推奨する。

10.3.3 コンサルタントの選定方法

多くの水力発電プロジェクトが地元のコンサルタントによって実行されている。しかし、このプロジェクトでは、初期工事時の水車設計が不適切であった経験を踏まえ、今回は特に一定の品質を確保する必要がある。したがって、地元コンサルタントのみによるコンサルタント業務は推奨されない。したがって、日本のコンサルタントを含む国際的なコンサルタントのサポートが不可欠である。

コンサルタント調達の選定方法は、Quality and Cost Based Selection (QCBS) 方式が望まれる。コンサルタントは設計・施工だけでなく、O&M や水力発電におけるキャパシティー・ビルディングの能力も必要である。

10.3.4 コントラクターの契約方法

(1) 入札パッケージのコンセプト

(a) 電気・機械工事

施設の品質を確保するには先端技術を有するコントラクターを含む国際入札を推奨する。

(b) 水門鉄管・土木設備工事

地元の請負業者によって多くの水力発電所が建設された。また今回の改修には先端技術は不要である。そのため、水門鉄管・土木設備の改修工事は地元の請負業者によって実施することを推奨する。

(2) ICB 及び LCB の導入

前述のとおり、電気・機械工事の入札は ICB、水門鉄管・土木設備工事の入札は LCB で実施することを推奨する。

(3) 入札資格条件の設定

Umiam Umtru Stage III 発電所と同じ規模の発電所改修プロジェクトの納入実績の観点から、入札資格条件の設定を下記の通り設定することを推奨する。

(a) 電気・機械工事

- 過去 10 年内のインド国内で 30 MW 以上の電気・機械改修実績経験があること
- 水車性能向上のための Computational Fluid Dynamics (CFD) と模型試験の経験があること
- 自社の模型試験設備による経験があること

(b) 水門鉄管・土木設備工事

- 直径 2.5 m 以上の導水トンネル及び、2.5 m 以上の鉄管の作業経験を含む水力建設工事の経験があること

10.4 資金計画

資金調達に関し、インド財務省は 2017 年 8 月にメガラヤ州電力省宛のレターを発信した。その内容によると、本事業については中央政府、州政府から資金が交付される予定である。資金構成は以下のとおりになると思われる。

ODA 分 : 総事業費の 77.6%

州政府からの資金 : 総事業費の 22.4%

2018 年 2 月に州政府と面談したところ、州政府から交付される資金は、グラントか、ローンでも forgivable loan になる見込みである。forgivable loan とは、政府からのグラントとして取り扱われるもので、資金の借り手である MePGCL が一定の条件を満たせば、州政府が、貸し付けたローンを帳消しにすることができるローンのことである。重要なことは、MePGCL はこのような資金を州政府から受けると、将来、ローンの返済義務がなくなるということである⁽³⁾。

以下にプロジェクトの資金計画を示す。

表 10-3 資金計画

	日本の円借款	州政府の資金
通貨	日本円 (JPY)	インドルピー (INR)
資金額	総プロジェクト費用 : 407.4 Crore のうち 315.9 Crore (総費用の 77.6%)	91.5 Crore (総費用の 22.4%)
ローンの貸出条件	利 率 : 1.5 % 返済期間 : 30 年 (うち据え置き期間 : 10 年)	グラントか forgivable loan 利 率 : 9%※ 返済期間 : 10 年※ ※上記は、既発メガラヤ州政府債の条件を参考とした。
債務の負担者	借款額の 90%は中央政府負担、残 10%は州政府負担	当初、州政府は MeECL(MePGCL)に ローンとして資金を貸し付けるが、後 に一定の条件を満たしていれば、ロー ンの返済を免除することとする。
MeECL への影響	なし	なし

(出典: JICA 調査団)

⁽³⁾ Accounting for Government Grants and Disclosure of Government (The Institute of Chartered Accountant of India)

10.5 本プロジェクトのコンサルティング・サービス案

コンサルティングサービスの案は下記のとおりである。

- 水門鉄管・土木工事の詳細設計
- 施工範囲の確認
- 入札図書の準備
- 請負業者の選定（入札図書の評価）
- 契約交渉
- 工事の進捗管理
- デザインの変更
- 電気・機械工事および水門鉄管・土木設備工事の請負業者が提出する設計と図面の確認と承認
- 工事の品質管理（図面との適合性の確認）
- 請負業者間の工程の調整
- 工場試験の立会
- 安全管理
- 環境管理（地域住民からの要請に対応することを含む）
- BOQ 契約の建設作業量の増減の確認と有効性評価
- 工場試験計画の承認と機器の生産および検査中の検査結果の評価
- 統合試験計画の承認と試験結果の評価
- MePGCL のエンジニアなどへの O&M の技術移転とキャパシティー・ビルディング

10.6 事業のリスク評価

事業実施時に想定されるリスク系統的に想定して分類・評価し、監理方法、緩和策およびその実施方法とともに整理した結果を表 10-4 に示す。これらのリスクは、カテゴリー別に検討・評価して、最終的に集約したものである。分析に使用したカテゴリーを下記に示す。

- ステークホルダーリスク
- 実施機関のリスク（実施能力や監理能力にかかるリスク、不正や汚職リスクなどを含む）
- プロジェクトリスク（設計リスク、実施計画やドナーにかかるリスク、納品品質にかかるリスク等を含む）
- その他のリスク

リスク評価の結果、本改修事業実施にかかるリスクレベルは低いと想定されるが、実施に際してはリスク分析で示したモニタリングの実施等の予防策を実施することが望まれる。

表 10-4 Umiam Umtru Stage III 発電所のリスクマネジメントの枠組み

事業にかかる潜在的なリスク	緩和策
1. ステークホルダーリスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
水力発電事業や既設改修にかかる中央政府や 地方政府のコミットの低さ（政策的優先度、 財政支援の確約）、政策転換	顕在化の可能性と影響度:
	発現の可能性は極めて低く、政権交代等が実現した場合に限られる。しかしながら、正反対政策に転換した場合には影響は大きい。
	緩和策:
	高官レベルによる定例の政策会議による状況のモニタリングおよび調整。
	実施期間における行動:
	モニタリングの継続
	緊急時対策 (可能であれば):
(リスクの内容)	なし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
住民運動やメディア等により、事業に対する 反対運動の発生	顕在化の可能性と影響度:
	現状では電力供給力の改善に対する反対意見は聞かれないが、大規模の反対運動が発生した場合には事業が遅延する恐れがある。
	緩和策:
	メガラヤ州・発電所立地地域周辺の住民に反対運動等の動きがないことをモニタリング
	実施期間における行動:
	モニタリングの継続
	緊急時対策 (可能であれば):
	現地機関・住民に対して事業の優位性を説明する。
2. 実施機関にかかるリスク	
2.1. キャパシティリスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
事業実施機関の人的管理能力や財務上の実施 権限欠乏	顕在化の可能性と影響度:
	MePGCL は円借款による発電所改修事業を実施した経験がある。また MePGCL 自体が財政的な負担を負わない計画となっている。
	緩和策:
	実施機関の各部門の責任体制の確認し、適切なガバナンス体制の構築を働きかける。
	実施期間における行動:
	トラブルの発生にかかるモニタリング
	緊急時対策 (可能であれば):
(リスクの内容)	特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
	顕在化の可能性と影響度:

実施機関の能力不足に起因する管理不足	MePGCL は円借款による改修事業の経験があり、調達や財務関係の内部マニュアルが使われている一方、内部監査報告には些細な不適切があるとの指摘がなされている。
	緩和策:
	内部監査の指摘に対するフォローアップ対策の実施状況を監視
	実施期間における行動:
	内部監査報告書の内容確認による継続的な MePGCL の不適切事象のモニタリング
	緊急時対策 (可能であれば): 特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
コントラクターへの支払い遅延等の可能性	顕在化の可能性と影響度:
	円借款によって実施されたウミウムステージ II 事業では、支払い遅延がなかった。
	緩和策:
	支払い状況のモニタリングを行い、遅延が生じた場合には改善を指導
	実施期間における行動:
	モニタリング 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
2.2. 管理リスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
各種意思決定のための責任分担や協議体制の欠如に伴う実施機関の意思決定の遅延	顕在化の可能性と影響度:
	MePGCL および上位組織の MeECL は MSERC の監理下に置かれている。
	緩和策:
	適切な監理
	実施期間における行動:
	MSERC による監理が適切に実施されていることのモニタリング 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
議会の承認が必要となる等の事由に伴う財務承認の遅延	顕在化の可能性と影響度:
	MePGCL による事業実施に関しては議会の承認は不要だが、円借款供与契約に際しては国家および州政府議会の承認が必要となる。通常は、MOP が先行して決定し、必要時期に合わせて承認手続きを取ることで、クリティカルパスにはならない。
	緩和策:
	承認手続きの進捗をモニタリング
	実施期間における行動:
	特になし 緊急時対策 (可能であれば):

	特になし
2.3. 不正や買収リスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
調達財務管理システムの欠落や不備による調達遅延	顕在化の可能性と影響度: 先行する円借款事業の実施段階では調達の遅延は生じていない。 緩和策: 実施段階で課題を再確認し、改善を求める。 実施期間における行動: モニタリング 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
3. 事業のリスク	
3.1. 設計リスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
事業の実施にかかる組織のモニタリング不足による課題発生	顕在化の可能性と影響度: MeECL の事業計画は毎年 MSERC に提出され、承認を受けている。 緩和策: 事業計画内容の確認 実施期間における行動: モニタリング 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
外部要因による事業必要性低減	顕在化の可能性と影響度: 電力需要はインド全体で増加しており、供給力不足が継続していることから、急激に需要が低下する可能性は極めて低い。 緩和策: 電力需給バランスのモニタリング 実施期間における行動: モニタリング 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
気象変動等による発電量の大幅な減少	顕在化の可能性と影響度: 降雨量の減少は見られないため事業のフィージビリティに懸念はない 緩和策: 特になし 実施期間における行動: 特になし 緊急時対策 (可能であれば): 特になし
3.2. 支援計画 & ドナーにかかるリスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L

開発支援策にかかるドナー間の不整合	顕在化の可能性と影響度:
	既設水力発電所の改修事業について、他ドナーとの重複はないが、電力セクターの支援にはドナーの連携が必要。
	緩和策:
	本事業実施内容の説明などを含めた、ドナー間の情報共有
	実施期間における行動:
	事業の進捗状況をドナー間で共有
	緊急時対策 (可能であれば):
	特になし
3.3. 実施成果の品質にかかるリスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
事業実施の改善効果が測定できない	顕在化の可能性と影響度:
	発電所の発電実績を確認するための指標は設定することが可能。
	緩和策:
	計測および計測結果の評価・管理が重要。この認識を喚起定着するため、キャパシティー・ビルディングが必要。
	実施期間における行動:
	キャパシティー・ビルディングをソフトコンポーネントとして事業に取り入れる。
	緊急時対策 (可能であれば):
	特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
不十分な O&M により改善効果を継続できない	顕在化の可能性と影響度:
	O&M 体制は整備されており、37 年以上にわたって運転してきた実績がある。課題は起こるが自前で解決している。
	緩和策:
	高度な技術力を有する技術者が限られているので、キャパシティー・ビルディングによって育成する。
	実施期間における行動:
	キャパシティー・ビルディングをソフトコンポーネントとして事業に取り入れる。
	緊急時対策 (可能であれば):
	特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
自然災害等による事業実施への影響可能性	顕在化の可能性と影響度:
	事業地域では長期にわたって発電事業が継続されているが、大規模な自然災害の実績はない。しかしながら、雨期にはまとまった降雨がある。
	緩和策:
	作業計画の策定にあたっては屋外作業の作業効率の低下等を考慮して作成することが望まれる

	実施期間における行動:
	屋外作業の施工方法の適切な管理
	緊急時対策 (可能であれば):
	特になし
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
道路等の不適切な使用による維持管理費用の高騰	顕在化の可能性と影響度:
	対象発電所の周辺は、発電事業のために開発されてきた地域であり、他の事業はほとんど無いが、採石事業者等の車両が通行することがあるので、改修事業の支障とならないよう調整することが望まれる。
	緩和策:
	工事期間中は、地域住民コミュニティや事業地域近隣の事業者を連携して通行ルールの協議などを行い、事故やトラブル防止措置を検討実施する。
	実施期間における行動:
	事故やトラブル防止措置の促進
	緊急時対策 (可能であれば):
	特になし
4. その他のリスク	発生確率: H/M/L
(リスクの内容)	影響度合: H/M/L
特記無し	顕在化の可能性と影響度:
	緩和策:
	実施期間における行動:
	緊急時対策 (可能であれば):
5. リスクの総括評価	発生確率: H/M/L
(総括コメント)	影響度合: H/M/L
顕著なリスクは認められない。しかしながら、事業の実施にあたってはモニタリングを行い、状況変化を予め把握することが望ましい	

第11章 プロジェクト評価

11.1 MePGCL の財務アセスメント

11.1.1 財務諸表の分析

メガラヤ発電公社（MePGCL）は本改修事業の実施機関と目されるため、財務諸表を分析した。受領した財務諸表は、2013年度から2015年度までの3ヵ年である。

分析結果は以下の通り。

(1) 損益計算書の分析

費用が常に収入より大きい。そのため粗利益が赤字になっている。主な理由は、過去の借り入れなどから発生する財務費用（例えば2015年度で941百万INR）が、総費用の30%以上を占めるために、当期利益が赤字となった。

表 11-1 損益計算書

	FY	2015	2014	unit: Rs 2013
REVENUES		2,116,878,521	1,929,336,822	1,710,475,031
Revenue from Operations		2,057,452,069	1,910,991,481	1,703,838,420
(less: electricity duty)				
Other income		59,426,452	18,345,341	6,636,611
EXPENSES		2,806,259,589	2,223,292,896	2,410,684,149
Power purchase cost				
Employee benefits expenses		657,014,615	580,830,897	529,862,953
Finance costs		941,037,166	1,092,385,112	983,404,551
Depreciation & Amortisation expenses		670,908,277	673,548,914	663,468,041
Other expenses		539,555,741	161,282,149	119,551,139
Prior period items(net)		-2,256,210	-284,754,176	114,397,465
Profit before exceptional and extraordinary items and taxes		-689,381,068	-293,956,074	-700,209,118
Exceptional items				
Profit before extraordinary Items and taxes		-689,381,068	-293,956,074	-700,209,118
Extraordinary items				
Profit before tax				
Tax expense				
Net Profit		-689,381,068	-293,956,074	-700,209,118

(2) バランスシート（Balance Sheet: B/S）分析

総資産の80%以上が、発電所の固定資産設備である。資本と負債側では、その50%以上が長期負債である。MePGCLが新しい案件を実施する場合、資本と負債の間で一定の比率を保つため、州政府からまず負債として資金を受領する。その後、資金の貸し手である州政府は、貸し付けた資金の返済を免除し、その結果、MePGCLは負債を資本に組み入れることができるので、実質的にMePGCLの財務負担はなくなる。

表 11-2 バランスシート

	FY	2015	2014	unit: Rs 2013
EQUITY AND LIABILITIES				
Shareholders' funds		5,821,217,820	482,789,193	899,546,847
Share capital		6,103,351,890	500,000	500,000
Reserves & surplus		-282,134,070	482,289,193	899,046,847
Equity Capital pending allotment		1,724,574,501	7,791,225,891	6,905,525,891
Non-current liabilities		10,561,905,699	9,937,216,488	8,972,913,382
Long-term borrowings		10,561,905,699	9,937,216,488	8,972,913,382
Other Long term liabilities				
Current liabilities		3,242,996,386	2,829,445,928	3,271,639,008
Short-term borrowings		94,969,776	323,970,514	397,855,227
Trade payables		942,978,770	940,595,778	1,067,805,846
Other current liabilities		2,041,219,358	1,467,806,148	1,723,862,803
Short term provisions		163,828,482	97,073,488	82,115,132
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		21,350,694,405	21,040,677,500	20,049,625,128
ASSETS				
Non-current assets		17,992,283,643	16,908,657,842	16,954,982,172
Fixed assets				
Tangible assets		12,253,700,567	12,991,724,163	13,771,951,779
Capital Work in Progress		5,738,583,076	3,916,933,679	3,183,030,393
Non-Current Investments				
Other Non Current Assets				
Current assets		3,358,410,762	4,132,019,658	3,094,642,956
Inventories		78,186,987	76,231,549	76,545,976
Trade receivables				
Cash & Bank Balances		126,758,046	786,422,853	21,501,256
Short-term loans and advances		404,177,668	466,250,950	29,691,835
Other current assets		2,749,288,061	2,803,114,306	2,966,903,889
TOTAL ASSETS		21,350,694,405	21,040,677,501	20,049,625,128

(3) キャッシュフロー表の分析

MePGCL は電力料収入と運転資本からキャッシュを生み出し、それを固定資産に投資している。

2013 年度、販売活動によるキャッシュフローは、投資活動のキャッシュフローよりも大きいですが、財務活動によるキャッシュフローのマイナス分をカバーしきれず、当該年度のネットキャッシュフローはマイナス（-43 百万 INR）となった。

2014 年度、販売活動によるキャッシュフローは、投資活動のキャッシュフローよりも大きく、財務活動によるキャッシュフローもプラスであったため、当該年度のネットキャッシュフローはプラス（764 百万 INR）となった。

2015 年度、販売活動によるキャッシュフローは、投資活動によるキャッシュフローよりも小さく、財務活動によるキャッシュフローもマイナスであるため、最終的に 2015 年度のネットキャッシュフローはマイナス (-659 百万 INR) となった。

表 11-3 キャッシュフロー表

	FY	2015	2014	unit: Rs 2013
A. CASH FLOW FROM OPERATING ACTIVITIES				
Profit before Tax as per Statement of Profit & Loss		-689,381,067	-293,956,074	-700,209,119
Adjustments for :				
Depreciation & Amortization		670,908,277	673,618,271	663,593,094
Interest Income		-	-	-
Finance Cost		941,037,166	1,092,385,112	983,404,551
Operating Profit before Working Capital Changes		922,564,376	1,472,047,309	946,788,526
Adjustments for increase/decrease in:		756,495,288	-204,622,697	660,123,587
Inventories		-1,955,438	314,427	5,203,534
Trade receivables				
Short term loans & advances		62,073,282	-418,343	-4,116,764
Other current asset		53,826,247	163,789,586	-637,061,555
Trade payables		2,382,992	-127,210,068	673,385,950
Trade receivables				
Other current liabilities		573,413,210	-256,056,655	623,883,532
Short term provisions		66,754,994	14,958,356	-1,171,110
Cash generated from Operations		1,679,059,664	1,267,424,612	1,606,912,113
Taxes Paid		-	-	-
Net Cash generated from Operations		1,679,059,664	1,267,424,612	1,606,912,113
B. CASH FLOW FROM INVESTING ACTIVITIES				
Interest Income				
Purchase of long term investment				
Purchase of Fixed Assets & CWIP		-1,874,955,282	-1,183,975,296	-1,148,085,731
Net Cash from Investing Activities		-1,874,955,282	-1,183,975,296	-1,148,085,731
C. CASH FLOW FROM FINANCING ACTIVITIES				
Grants & subsidies		45,379,005	-2,261,000	14,761,000
Capital reserves		-	-	-
Increase/Decrease in long term borrowings		624,689,211	964,303,106	61,231,722
Increase/Decrease in short term borrowings		-229,000,738	-73,884,713	201,131,446
Finance Cost		-941,037,166	-1,092,385,112	-983,404,551
Paid up Capital		6,102,851,890		
Equity Capital pending allotment		-6,066,651,390	885,699,999	203,819,999
Net Cash from Financing Activities		-463,769,189	681,472,280	-502,460,384
Net Increase in Cash & Cash Equivalents (A+B+C)		-659,664,807	764,921,596	-43,634,002
Opening balance of Cash and Cash Equivalents		786,422,853	21,501,256	65,135,257
Closing balance of Cash and Cash Equivalents:		126,758,046	786,422,853	21,501,256
Consisting of:				
Cash in hand		379,141	793,355	400,490
Cash Imprests with Staff		8,521,213	8,233,842	10,030,714
-Balance with bank in Current accounts		30,780,822	98,129,874	11,070,052
-Cash in transit		-	-	-
-Bank FDs		87,076,871	679,265,782	
		126,758,046	786,422,853	21,501,256

(4) 結論

以下、主要な財務指標の結果を示す。過去3ヵ年の当期利益が赤字であるため、売上高利益率とROAは赤字となった。流動比率は財務の健全性の指標であるが、これは5倍を超えている。通常、流動比率は2以上が望ましいとされているので良好と判断される。

表 11-4 主要財務指標

	FY2015	FY2014	FY2013
利益率	-32.6%	-15.2%	-40.9%
資産回転率 (ROA)	-3.2%	-1.4%	-3.5%
流動比率	5.55	5.98	5.18

11.2 経済財務分析

11.2.1 プロジェクトの評価

本節では本事業を評価する。評価は、‘with-without project’の原則に基づくこととする。‘With-project’のケースでは、MePGCLは改修を実施する。また一方で‘Without-project’のケースでは、MePGCLは既設設備を改修しないものの、既設設備を用いて発電を続けるものとする。

ここで、‘With-project’と‘Without-project’の基本的な考えを説明する。

(1) ‘With project’のケース

‘With-project’のケースでは、MePGCLはUmiam Umtru Stage III発電所を改修する。改修スケジュールによれば、改修は2022年9月に始まり、2023年6月に終了する。改修工事期間中は、Umiam Umtru Stage III発電所は発電を停止する。改修工事が終われば、発電量がより増加することが期待される。

通常、MePGCLが所有する全ての発電所は、事前に決めた量を発電するよう指令を受けしており、Umiam Umtru Stage III発電所も例外ではない。実際、電力を購入するのはMePDCLであり、MePGCLではないが、改修期間中にUmiam Umtru Stage III発電所が発電を停止した場合、発電出来なかった量を埋め合わせるために電力を購入するものと仮定する。

(2) ‘Without project’のケース

‘Without-project’のケースでは、MePGCLは既設設備を使って発電を続けるとする。Umiam Umtru Stage III発電所の設備は改修が必要な状況にあり、設備が直ちに壊れてもおかしくない。

従って、Umiam Umtru Stage III発電所はフルに発電するが、トラブルや補修で発電出来なければ、その分の電力を購入して埋め合わせると仮定する。

(3) プロジェクトコスト

プロジェクト費用は、改修費用、コンサル費用、税金、予備費、一般管理費、建中利子、フロントエンドフィーなどから成り立つ。改修費用は、電気・機械設備の改修と水門鉄管・土木工事で構成されている。また、コンサルティング費用は、コンサルティング費用と、キャパシティー・ビルディング費用から成り立っている。

一般管理費は2.3%とした。税金は、改修される機器類から判断して、輸入税（7.73%）、2017年に新たに導入されたGST（18%）とした。また、物理的予備費（建設費2.0%とコンサルタント費5.0%）と価格予備費（FCポーション（1.7%）とLCポーション（3.92%））を加えることとした。

上記に基づいて算出した総事業費は、物理的予備費と価格予備費を含め、インドルピーで407.4 Cr.となった。これは円貨に換算して7,088百万円に相当する。以下、総事業費の試算結果を示す。

表 11-5 FIRR 算定の事業費

INR 1= 1.74 JPY as of February, 2018

		Total INR (Cr.)	FC (mil.JPY)	LC (INR Cr.)	Total equivalent to (mil. JPY)
1a	Electro-mechanical works	196		67	3,418
1b	Hydro-mechanical and civil works	49	2,256	49	849
	sub-total (1)	245	2,256	116	4,267
2	Import tax	14	-	14	238
	sub-total (2)	259	2,256	129	4,505
3	Engineering consultancy services				
	consultancy fee	35	556	3	609
	capacity building				
	sub-total (3)	294	2,812	132	5,114
4	Administration cost	7	-	7	126
	sub-total (4)	301	2,812	140	5,240
5	GST (VAT)	57	-	57	990
	sub-total (5)	357	2,812	197	6,230
6	IDC / Front End Fee				
	IDC (interest during construction)	13	226	-	226
	Front-End Fee	1	11	-	11
	sub-total (6)	372	3,049	197	6,467
7	Physical contingency	7	77	3	127
	sub-total (7)	379	3,126	200	6,594
8	Price contingency	28	187	18	495
	Total Project Cost	407.4	3,313	217	7,088

(4) FIRR

FIRR（財務内部収益率）を計算した。FIRR は、プロジェクト期間中のプロジェクトから発生する収入（revenue）と支出（expenditure）を用いて、本プロジェクトの事業性を計算する。FIRR を算定した後は、ハードルレートと比較する。FIRR がハードルレートよりも高ければ事業可能性があると判断できる。FIRR が低ければ事業性がない。下表にて、FIRR 算定的前提条件をまとめた。

表 11-6 FIRR 算定的前提条件

前提条件

- ✓ FIRR は、‘With- project’に従って算定する
- ✓ コスト積算の基準年は 2018 年 2 月とする。
- ✓ プロジェクト期間：35 年間（2017 年度から 2052 年度まで）
- ✓ 収入は、改修による発電量増加分も含めた、MePDCL への売電収入である。
- ✓ 支出は、改修費用と O&M 費用である。各年の O&M 費用は総事業費の 1%で計算したが、これは直近の O&M 費用実績(1,3Cr.)の数倍に相当する充分な額である。
- ✓ 改修期間中、発電所が停止して 121.1MU 発電できなかった場合、発電所は、その分を電力市場から電力を購入する。購入単価は、電力市場の平均単価の 3.08/kWh とする。

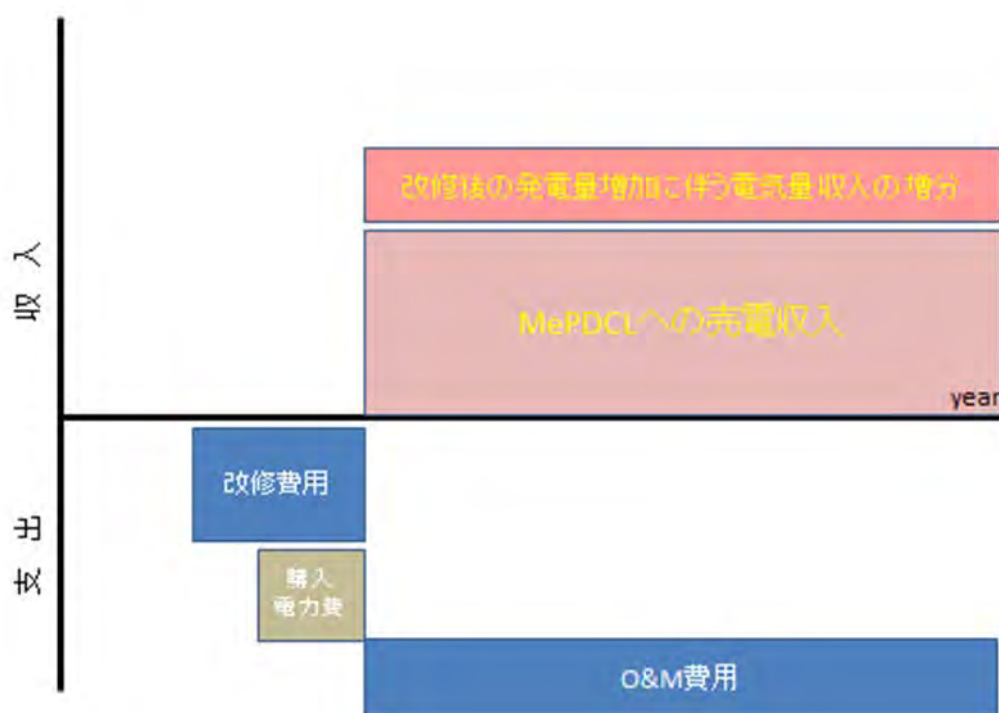


図 11-1 FIRR 算定のイメージ

表 11-7 FIRR の比較

	結果	ハードルレート
FIRR	4.97%	<u>4.3%</u> (本改修事業の要求利回り)

FIRR の試算は、4.97 %となった。FIRR は本案件の要求利回り (4.3%) ⁽⁴⁾よりも高いため、事業性があると判断できる。

以上の FIRR は、いわばプロジェクト自体の事業性をレビューするためのもので、よく「総資本 FIRR」と称される。この総資本 FIRR は種々の資金源を考慮しないが、ここで借入や自己資本などを考慮した「自己資本 FIRR」を計算した。

前章 10.4 で述べたとおり、本事業は事業費の 77.6%相当を ODA ローンで、残り 22.4%を州政府から forgivable loan かグラントで受け取ることとなっている。通常、インドの新しい案件では、借入と資本の一定の借入比率 (4 : 1) を保ち、また資本の ROE は 14%といわれている。自己資本 FIRR は、財務フロー表 (the financial flow statement) を用いて計算する。

表 11-8 自己資本 FIRR の比較

	結果	ハードルレート
自己資本 FIRR	23.99%	<u>14%</u> (自己資本の ROE)

その結果、自己資本 FIRR は 23.99%となり、FIRR は ROE よりも高いため、事業性があると判断できる。

(5) EIRR

EIRR (経済的内部収益率) を計算する。EIRR の計算方法は FIRR と同じだが、EIRR は、プロジェクト期間中のプロジェクトから発生する便益 (benefit) と費用 (cost) を用いて計算する。また EIRR は、以下の点を考慮する。

-EIRR は、プロジェクト自体の事業性を見るためのものではない。EIRR はプロジェクトを、一国経済の観点から事業性があるかを調べる指標である。

-EIRR では、利子や土地、税金といった移転項目を、FIRR 算定で用いた総改修費用から差し引く。

-SCF (標準変換係数) が必要である。SCF は、ローカルポーションを国際価格に調整

⁽⁴⁾ ハードルレートとして用いる本事業の要求利回りを計算した。前章で述べたとおり、本事業は中央政府から ODA ローンを、また州政府からの交付された資金を受領し、それは後で資本に組み入れられる。ODA ローンの利率は 1.5%、インドでは新しい案件の ROE は 14%とされている。従って、本事業の要求利回りは以下の通りとなる。

$$\begin{aligned} & \text{借入金利} \times (\text{借入比率}) + \text{自己資本の要求利回り} \times (\text{自己資本比率}) \\ & = 1.5\% * (77.6/100) + 14\% * (22.4/100) = 4.3\% \end{aligned}$$

するために用いられる。今回、DPR で使用された 0.95 を使用する。

試算では、EIRR 算定用の総事業費は、物理的予備費、価格予備費等を含めて 288 Cr.となった。これは円貨に換算して 5,017 百万円に相当する。以下、総事業費の試算結果を示す。

表 11-9 EIRR 算定用の総事業費

INR 1= 1.74 JPY as of February, 2018
SCF= 0.95

		Total (INR Cr.)	FC (INR Cr.)	LC (INR Cr.) adjusted by SCF	Total equivalent to (mil. JPY)
1a	Electro-mechanical works	193		63	3,360
1b	Hydro-mechanical and civil works	46	130	46	807
	sub-total (1)	240	130	110	4,167
2	Import tax	7.73%	—	—	—
	sub-total (2)	240	130	110	4,167
3	Engineering consultancy services				
	consultancy fee				
	capacity building	35	32	3	606
	sub-total (3)	274	162	113	4,773
4	Administration cost	7		7	120
	sub-total (4)	281	162	120	4,893
5	GST	18%	—	—	—
	sub-total (5)	281	162	120	4,893
6	IDC / Front End Fee	—	—	—	—
	IDC (interest during construction)				
	Front-End Fee				
	sub-total (6)	281	162	120	4,893
7	Physical contingency	7	4	3	124
	sub-total (7)	288	166	122	5,017
8	Price contingency	—	—	—	—
	Total Project Cost	288.3	166.1	122.3	5,017

表 11-10 EIRR 算定の前提条件

前提条件

- ✓ 移転項目は、FIRR の算定で用いた総改修費から差し引く。
- ✓ EIRR は、本事業を実施する場合（‘With project’）と、実施しない場合（Without project）を考
えて算定する
- ✓ コスト積算の基準年は 2018 年 2 月とする。
- ✓ プロジェクト期間：35 年間（2017 年度から 2052 年度まで）
- ✓ 便益は、本改修事業が実施されなかった場合（‘without project’）の代替費用の削減と考える。
即ち、本改修事業が実施されなかった場合の、①電力市場から購入する購入電力費の減少、②
改修前の O&M 費用の減少である。改修前の年間 O&M 費用は、O&M 費用の平均実績から 1.3
Cr.とする。更に③改修後の発電電力量の増加による電気料収入の増加を便益に加える。
- ✓ 費用は、①改修費用、②発電所の改修工事で発電を停止した際、ウミアム第3発電所が購入す
る購入電力費および③O&M 費用である。O&M 費用は、総事業費の 1%で計算したが、これ
は直近の O&M 費用実績の(1,3Cr.)の数倍あり、充分な額である。
- ✓ 改修前、発電所は年間 121MU 発電すると仮定する。改修後、年間発電量は 157MU に増加す
る。かりに発電所が 121.1MU 発電できなかった場合、発電所は、（電力市場の）シェア発電
所から電力を購入すると仮定する。購入単価は、電力市場の平均単価@3.08/kWh である。一
方、ウミアム第3発電所は、@1.81/kWh で MePDCL に売電する。

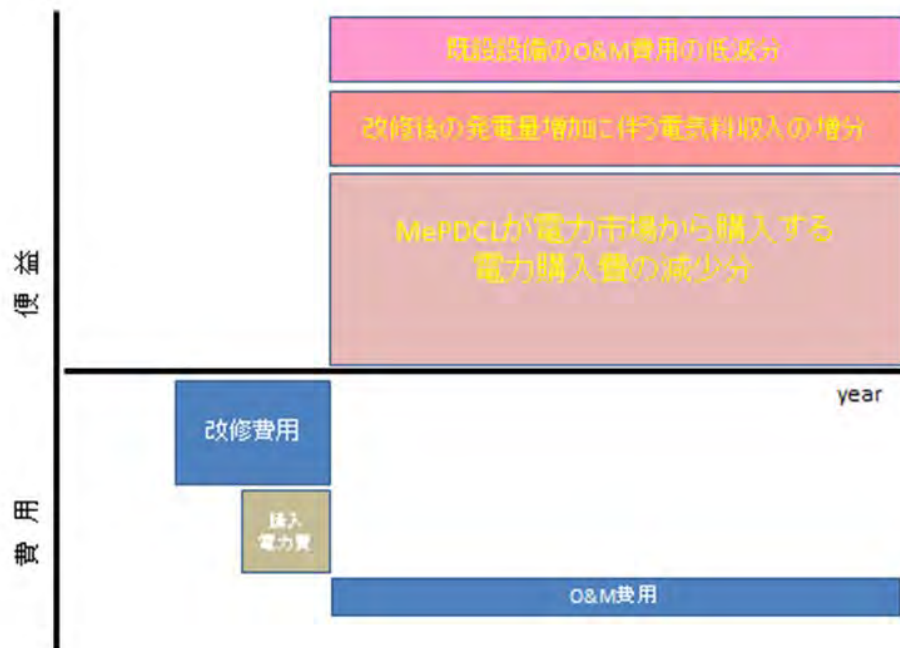


図 11-2 EIRR 算定のイメージ

EIRR は 13.64%である。通常、ハードルレートとして 10% の社会的割引率 (Social Discount Rate: SDR) が用いられる。EIRR は 10%よりも高い。

また 11.4 節で計算した CO₂ 排出量の削減効果を便益としてカウントした場合、EIRR は 1.1%上昇して 14.74%となる⁽⁵⁾

表 11-11 EIRR の比較

	結 果	ハードルレート
EIRR	13.64%	<u>10%</u> SDR (社会的割引率)

11.3 運用・効果指標

このプロジェクトは水力発電所と電力供給機能を回復させ、安定した電力供給を通じてメガラヤ州の経済と社会の持続可能な発展に貢献することを目的としている。したがってプロジェクトの事後評価では、ピーク時の電力供給の機能が評価されるべきである。上記の理由からその運用指標と効果指標は表 11-12 の通りに設定することを推奨する。表には、運用・効果を確認するためのベースラインとして、2016 年度の運転実績を合わせて記載した。

設定された運用指標と効果指標を通してプロジェクト完了 2 年後の評価が望まれる。

⁽⁵⁾ 便益の一部となる、CO₂ 排出量の影響を計算した。11.4 節で ERY=126,385 ton/ year と計算し、世界銀行の ‘State and Trends of Carbon Pricing’ by World Bank (November, 2017) で示されている最近の取引価格は 6 ドル/ton であることから、各年の CO₂ 排出量の減少に伴う便益を以下の通り計算した。

(ERY) × (取引価格/ton)
= 126,385t/y* USD 6/ton* 113 JPY=85.689 mil JPY= 4.9 Cr./ year

表 11-12 運用・効果指標

	Name of Indicator	Unit No.	Baseline (FY2016)	Target (FY2025)	Objective/Calculation
Operation Indicator	最大出力 (MW)		60MW	66 MW	発電機定格容量における運転の可否の確認/日報
	年間発生電力量 (MU/年)		65.3 MU	157.5 MU	年間発生電力量目標の確認/日報
	計画時以外の停止時間 (hrs/年)	unit1	7,613.18	88 ^{*1}	運転状態の評価(目標値:事故停止率 1%以下)/日報
		unit2	4,034.37		
	ヒューマンエラーによる遮断器のトリップや機器故障 (回)		-	0	設備の運転状況の評価/トラブル記録
	リーダーによる研修のキャパシティー・ビルディングの繰り返し		-	3	キャパシティー・ビルディングの継続的な実施
Effect Indicator	最大出力(MW)		60 MW	66 MW	必要とされた場合、ピーク時供給能力の評価
	試験による新しいリーダーの認定		-	6	キャパシティー・ビルディングによる新しいリーダーの育成/新しいリーダーの数

*1: The percentage of forced outage hours in Stage I and Stage II is less than 1%, so that the unplanned outage hours of the Umiam Umtru Stage III HEPP after the renovation will be less than 88 hours (= 8760 x 1%).⁽⁶⁾

(出典: Developed by JICA 調査団)

⁽⁶⁾ The forced outage hours from April 2015 to October 2016 in Umiam Stage I, Stage II, Umiam Umtru Stage III and Stage-IV are shown in Table below. (Source: MePGCL)

	Unit No.	Forced Outage Hours [hh:mm]	Total hour from Apr 2015 to Oct 2016 [hh:mm]	Percentage of Forced Outage Hours [%]	Average [%]
Stage I	1	29:53	13920:00	0.21	0.61
	2	153:30		1.10	
	3	31:18		0.22	
	4	124:10		0.89	
Stage II	1	58:20		0.42	0.28
	2	19:00		0.14	
Stage III	1	13399:18		96.26	58.69
	2	2939:59		21.12	
Stage IV	1	197:47		1.42	3.42
	2	754:33		5.42	

11.4 温暖化ガス排出削減効果

温暖化ガス排出削減効果は計算ソフト、“JICA Climate-FIT Version 2.0”を用いて算出された。温室化ガス削減量は水力発電事業に対応している下記の式から算出される。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/年)

BE_y : y 年のベースラインシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO₂/年)

PE_y : y 年のプロジェクトシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO₂/年)

$$BE_y = EG_y \times EF_{elec}$$

EG_y : 水力発電等による y 年における年間発電量(MWh/年)

推定されている年間発生電力量は 157 GWh

EF_{elec} : 電力の CO₂ 排出係数(t-CO₂/MWh) インドの係数 : 0.895 (t - CO₂ / MWh)

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \times EG_y}{1000}$$

EF_{Res} : 貯水池からの GHG 排出係数のデフォルト値 : 90 (kg-CO₂/MWh)

EG_y : y 年の水力発電施設による発電量 (MWh/y)

下記の式より、削減される温暖化ガス削減量は 126,385 (t-CO₂/year)と推定される。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$= 157000 \text{ (MWh/年)} \times 0.895 \text{ (t - CO}_2 \text{ /MWh)} - \frac{90(\text{kg - CO}_2 \text{ /MWh)} \times 157000(\text{MWh})}{1000}$$

$$= 126,385(\text{t - CO}_2 \text{ /年})$$

11.5 技術支援

本プロジェクトにおける技術支援として、キャパシティー・ビルディングを行うことを提案する。改修後、Umiam Umtru Stage III 発電所を効率的に維持していくためには技術支援が必要と考えられる。現状確認として、Umiam Stage II 発電所改修プロジェクトで実施されたキャパシティー・ビルディングの現状を確認するとともに、MePGCL 職員と本プロジェクトのキャパシティー・ビルディングについて議論を実施した。

11.5.1 Umiam Stage II 発電所改修事業におけるキャパシティー・ビルディングの現状

Umiam Stage II 発電所の改修プロジェクトではキャパシティー・ビルディングが実施されている。JICA 調査団は MeECL のキャパシティー・ビルディングに関わるキーパーソンへのヒアリングを通じて現状確認を実施した。また、調査の結果、プロジェクト中は発電所関係者に対してもキャパシティー・ビルディングを実施することを推奨する。JICA 調査団が行った現状分析とキャパシティー・ビルディングに対する提案を以下に示す。

- (1) MeECL における人材開発
 - (a) MeECL には人材開発センターがあり、研修施設がウミウムにある
 - (b) ミドルクラス向けの水力研修が人材開発センターで行われている
 - (c) インド政府もこれらの研修の支援を行っている
 - (d) 発電所の職員に対する講義は経験豊富なエンジニアによって行われている
 - (e) 経験豊富なエンジニアの人数は少なく、近年定年退職を控えている
- (2) Umiam Stage II 発電所改修プロジェクトで実施されたキャパシティー・ビルディング
 - (a) MeECL は TQM 活動を含むキャパシティー・ビルディングの重要性を認識しているものの現在は休止状態となっている。
 - (b) 組織内においてキャパシティー・ビルディングに関する引継ぎが適切に行われていない
 - (c) 研修受講者が人材開発に関する企業方針へ反映できていない
- (3) 本プロジェクトにおいて MeECL およびコンサルタントが認識している課題
 - (a) 水力プロジェクトにおいては技術検討をコンサルタントに依存している
 - (b) 発電所職員は、発電所職員に対するキャパシティー・ビルディングを希望している
 - (c) 安全第一（人身災害の再発防止）
 - (d) 保守不足による装置故障や発電所停止の頻発している
 - (e) 図面・報告書・マニュアルが維持・整備されていない
 - (f) 若年層への技術移転の仕組みが必要

11.5.2 Umiam Stage III 発電所改修事業のためのキャパシティー・ビルディング

MePGCL は Umiam Stage II 発電所改修プロジェクトで実施した TQM 活動の有用性について認識しているものの、豊富な経験や技術を有するエンジニアが定年退職を控えている等、技術継承が喫緊の課題である。また、MePGCL としてはより現場技術に関連した内容を希望している。これらの現状を踏まえ、Umiam Umtru Stage III 発電所改修プロジェクトにおけるキャパシティー・ビルディングについて提案する。電気機械および土木の知識を有するコンサルタントが、キャパシティー・ビルディングの講師として参加する。キャパシティー・ビルディングの対象者は、役職を考慮して選出する。

表 11-13 キャパシティー・ビルディングプログラム（電気機械および土木業務）

No.	コンテンツ	人月× 対象人数	対象者
1	水力発電所の開発・改修知識研修 (a) 水力設備に関する講義** ランナ、発電機、调速機、制御装置、 ダム、ゲート、水路トンネル、鉄管、等… (b) 水力開発計画*** 水力開発および更新計画の進め方・設計方法 (c) 詳細設計計画書の作成（MePGCL による）*** 水力計画の詳細設計計画書を作成するケーススタディー。 (d) コンサルタント国での本邦研修**	0.25MM* x 8 0.25MM x 8 1.00MM x 8 0.50MM x 4	E&M EE 3 persons RE 3 persons Civil EE 1 person RE 1 person
2	運用維持技能および安全研修 [第1期] (a) 水力設備の運用維持および安全に関する講義** 保守方法・周期（日間、週間、月間） 技術資料および予備品の管理 発電所の最適運用 発電所の安全管理 [第2期] (b) 水力設備の運用維持および安全に関する講義(第1期のフォローアップ) (c) コンサルタント国での本邦研修**	0.25MM x 8 0.25MM x 8 0.50MM x 4	E&M EE 2 persons RE 2 persons AE 2 persons Civil EE 1 person RE 1 person
3	水力マネジメント研修 [第1期] (a) 水力発電所での課題抽出** (b) MePGCL による課題解決活動*** (課題例) 手順書の作成整備 図面や技術資料の管理 若手技術者の育成 発電所の安全対策 [第2期] (a) 活動経過および成果の確認とフィードバック** (b) コンサルタント国での本邦研修**	0.25MM x 6 2.00MM x 6 0.50MM x 6 0.50MM x 3	E&M RE 2 persons AE 2 persons Civil EE 1 person RE 1 person

[備考]

* 1 MM = 1 人月 ** 電気機械および土木共通講義 *** 電気機械および土木個別講義

EE: Executive Engineer, RE: Resident Engineer, AE: Assistant Engineer

(出典: JICA 調査団)

本キャパシティー・ビルディングは以下の3つのカリキュラムによって構成されている。

(1) 水力発電所の開発改修知識研修

エンジニアの中には、水力に関する十分な知識を持っているエンジニアも在籍しているが、他のエンジニアは水力に関する知識が不足している状態であることから、水力開発および改修知識の習得について支援する必要があると考える。プロジェクト期間中、キャパシティー・ビルディングを担当するコンサルタントは、電気機械設備および土木構造物に関する講義を行う。また、実践的な知識習得のために発電所改修の詳細計画書を作成するケーススタディーを実施する。

(2) 運用維持技能および安全研修

改修後は、発電所の信頼性を維持するために、適切な運用維持を実施する必要がある。本研修は2期で構成されており、第1期では、更新設備を考慮したO&Mおよび安全研修を行う。さらに、書類や予備品を効率的に維持管理するための手法についても講義を行う。第2期には、第1期で習得したO&Mの展開進捗状況を確認し、必要に応じて発電所職員との協議を通じてO&Mの改良を行う。

(3) 水力マネジメント研修

本研修も2期制で構成されている。水力事業をさらに効率的なものへと改善するためには、発電所における課題解決が必要である。第1期には、電気機械および土木の専門家が講義を行い、受講者は発電所の課題を自ら発見する。課題は発電所により異なるものと想定しており、図面の管理、若手技術者の育成、発電所の安全対策などが考えられる。受講者は、自分が見つけた課題を解決する方法を検討し、改善活動を展開する。第2期では、課題解決状況について各人がプレゼンテーションを実施し、コンサルタントがそれを確認しフィードバックを行う。

(4) コンサルタント国でのスタディツアー

実際の水力発電改修プロジェクトの現場やO&Mの実態などについて視察を通じて理解するために、コンサルタント国でのスタディツアーを約2週間実施する。スタディツアーに参加できる対象者は、選考試験および研修における成果を考慮して選出される。

11.5.3 キャパシティー・ビルディングのスケジュール

キャパシティー・ビルディングの実施スケジュールおよびMMスケジュールを以下に示す。研修プログラムはスケジュールに従って実施され、スタディツアーは最後に設定することとした。また、キャパシティー・ビルディングは改修プロジェクトに寄り添った実践的な知識の習得を図るために、プロジェクトと並行して実施することが望ましい。ただし、実施期間および時期はプロジェクトの進捗状況を考慮しながら決定される。

表 11-14 キャパシティー・ビルディングの実施スケジュール

No.	Program	Items	1st Year												2nd Year												Remarks
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Knowledge for Hydropower Development & Renovation	(a) Lecture for Hydropower equipment																									:Site :Home
		(b) Planning of Hydropower development																									
		(c) Creating of DPR by MeECL																									
		(d) Study tour in Consultant's country																									
2	Operation & Maintenance Skill & Safety	[1st term] (a) Lecture for O&M including Safety																									
		[2nd term] (b) Lecture for O&M including Safety (follow up)																									
		(c) Study tour in Consultant's country																									
3	Hydropower Project Management	[1st term] (a) Finding issues for Hydropower station																									
		(b) Issue-solving activities by MeECL																									
		[2nd term] (c) Check the activity and Feedback																									
		(d) Study tour in Consultant's country																									

表 11-15 キャパシティー・ビルディングの MM スケジュール

No.	Man - Month Schedule for Consulting Service		1st Year												2nd Year												Total M/M	Trip Number
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	Capacity Building	Project Manager for Capacity Building																									7.75	7
		Mechanical Engineer																									7.75	7
		Electrical Engineer																									7.75	7
		Civil Engineer																									7.75	7
		Hydro-mechanical Engineer																									7.75	7

インド国

メガラヤ州電力公社 (MeECL)

メガラヤ州発電公社 (MePGCL)

インド国 ウミアム第3水力発電所 改修事業準備調査

業務完了報告書

平成30年3月
(2018年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

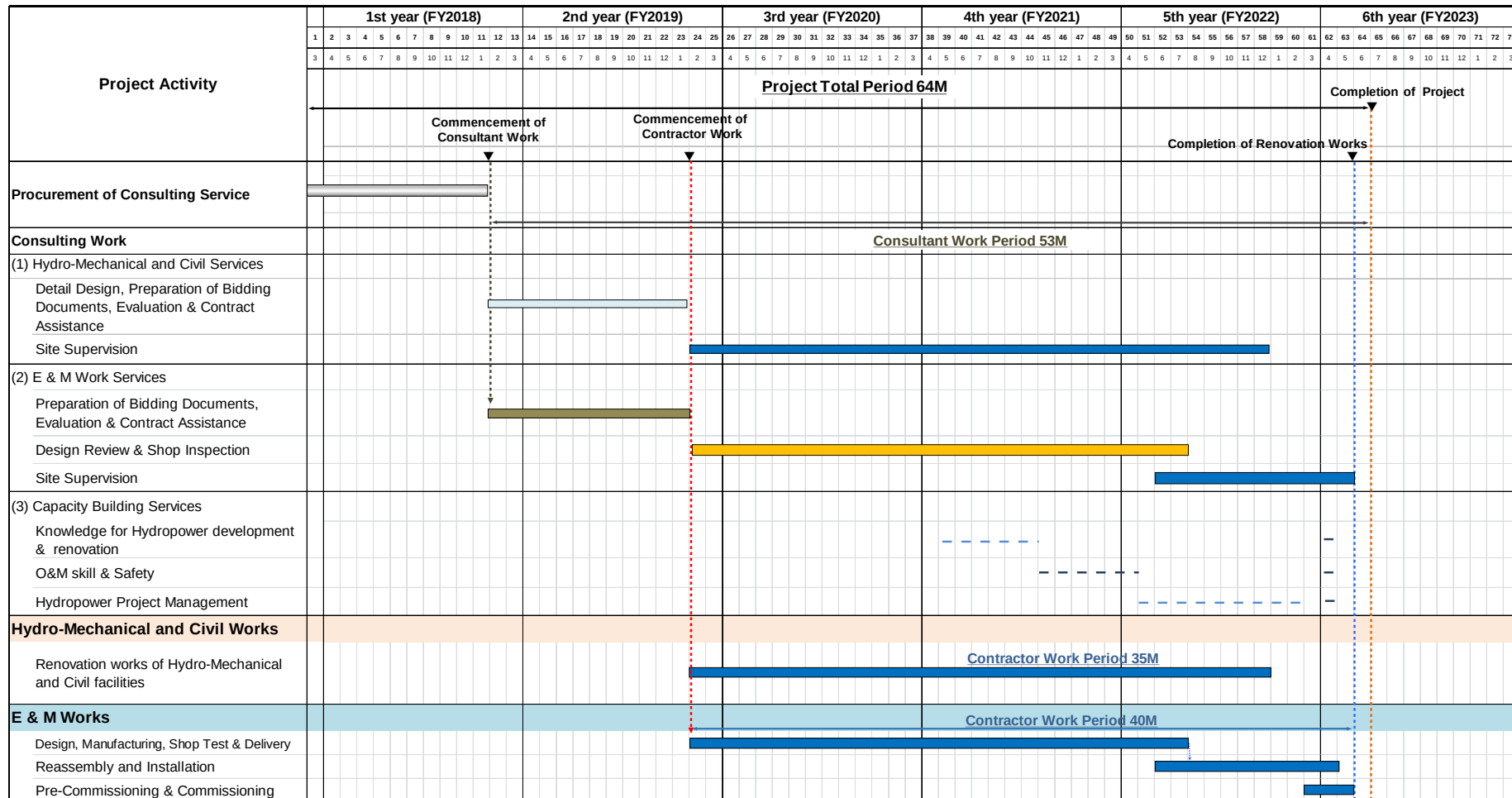
東電設計株式会社 (TEPSCO)
東京電力ホールディングス株式会社 (TEPCO HD)
東京電力パワーグリッド株式会社 (TEPCO PG)

目 次

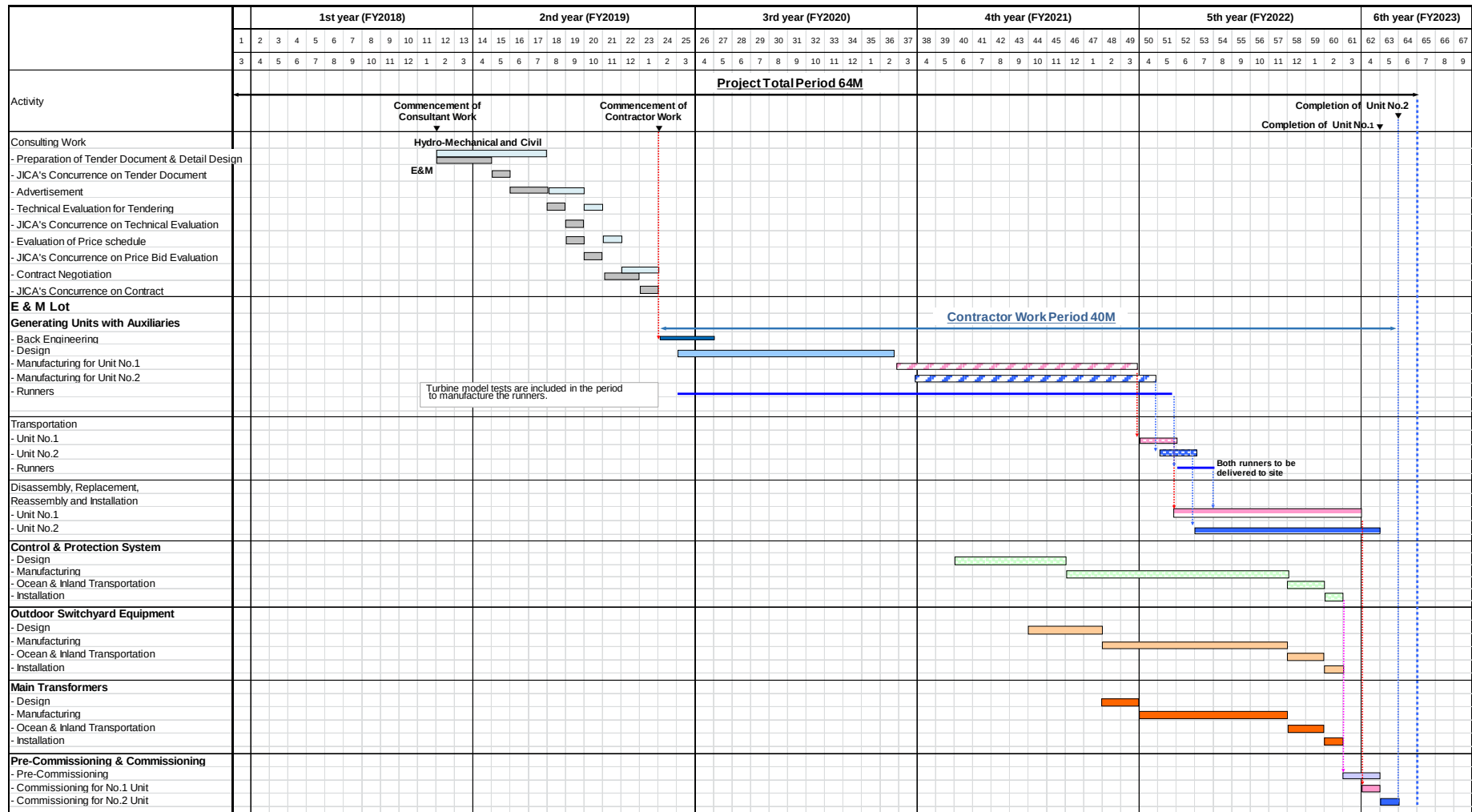
Appendix 1	全体工程.....	1-1
Appendix 2	現地調査結果の評価 <電気・機械設備>.....	2-1
Appendix 3	現地調査結果の評価 <水門鉄管、土木設備>.....	3-1
Appendix 4	雨量と発電量の相関性.....	4-1
4.1	雨量と Umiam Stage I 発電所の発電量の相関性.....	4-1
4.2	雨量と Umiam Stage II 発電所の発電量の相関性.....	4-3
Appendix 5	写真集.....	5-1

Appendix 1 全体工程

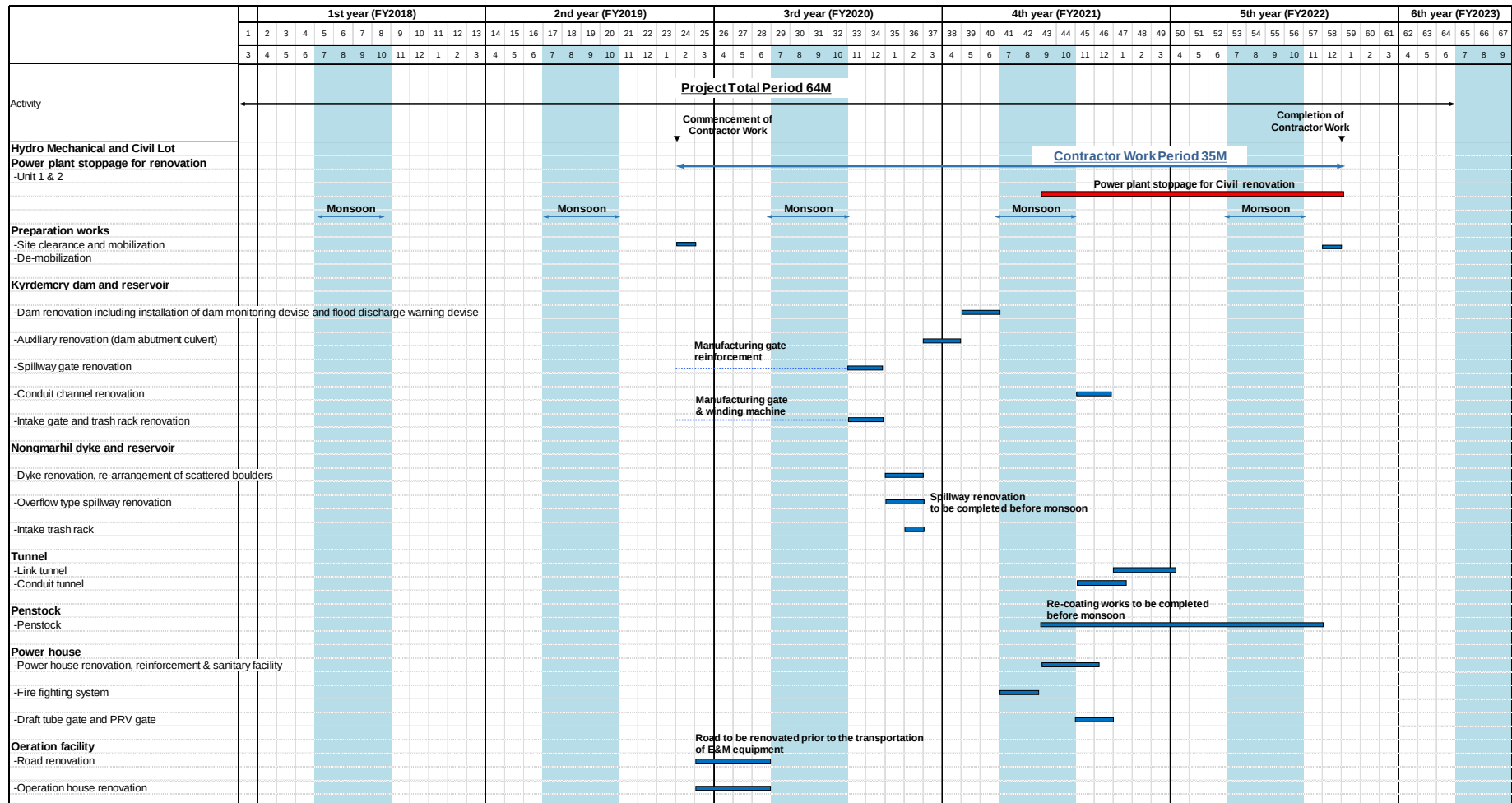
Expected Implementation Schedule for Umiam Umtru Stage III Hydroelectric Power Project



Expected Schedule of Renovation Works for Umiam-Umtru Stage III Hydroelectric Power Project



Expected Schedule of Renovation Works for Umiam-Umtru Stage III Hydroelectric Power Project



Appendix 2 現地調査結果の評価〈電気・機械設備〉

各コンポーネントの主な課題、推奨事項は次表のとおり。

1. 水車

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(1)	水車 a) 水車ランナ	a) 1号機のランナは、2017年9月に損傷し、工場で修理中であった。 b) 2号機のランナは、2017年9月に修理が完了したが、第3次調査における水車の内部点検で、No.3とNo.4の羽根に亀裂が確認された。 c) 予備ランナは、損傷が激しく、組立室に置かれていた。MePGCLの技術者によると、このランナはこれ以上再利用しないとのことである。	MePGCLの技術者によると、同型の水車が Umiam Umtru Stage III 発電所、Umiam Umtru Stage IV 発電所、Tiloth 発電所、Giri 発電所に導入されており、Tiloth 発電所もトラブルが頻発していたため、ランナの取替を実施した。しかし、再度ランナが損傷したため、発電設備の全面改修工事を実施する予定である。 Umiam Umtru Stage III 発電所の運転中、最大出力でガイドベーン開度が 60～70%程度であった。他方、Umiam Umtru Stage IV 発電所では、最大出力時のガイドベーン開度は 90%程度とのことであり、ランナ損傷のような重大トラブルの発生のないことから、Umiam Umtru Stage III 発電所には大きな水車を設置したと考えられる。 以上のことから、ランナの損傷の主な原因は水車の不適切な設計に起因していると想定される。このため Umiam Umtru Stage III 発電所の実際の落差、流量に最適なランナ形状の水車に改修することを推奨する。

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
	b) 水車ケーシング・ステイリング	a) 2号機の水車ケーシングの内面およびステイリングに塗装の剥げと軽度の腐食が生じていたが、亀裂のような重大な損傷は無かった。 なお、ケーシング入口の一部に入口弁からの漏水によるキャビテーション壊食が見受けられた。 b) 1、2号機の水車ケーシングの外面に塗装の剥げと腐食が生じていたが、亀裂のような重大な損傷は無かった。	改修時にはケーシングのグラインダー掛け、肉盛溶接および塗装による補修の実施を推奨する。
	c) ガイドベーン	a) 2号機のガイドベーンに塗料の剥げと錆びが生じていたが、亀裂のような重大な損傷は見受けられなかった。 b) 2号機のガイドベーン流水面に水車運転中に水車ランナの損傷片が激しく当たった為に生じたと想定される打痕が全数のガイドベーンに確認された。	上記(1)で述べた通り、水車はガイドベーンの高さを低くするなど、流路形状を最適化することを推奨する。 また、保守の簡素化と環境保全の為にガイドベーン軸部の軸受をグリース給油方式から無給油軸受に変更し、グリース供給装置を撤去することを推奨する。
	d) 水車上カバー、下カバー	a) 1、2号機の水車上カバー、下カバーに外面塗装の剥げと錆びが生じていたが、亀裂のような重大な損傷は見受けられなかった。 b) シートライナにランナ損傷片が当たったために生じたと想定される打痕が確認された。	Umiam Umtru Stage III 発電所の落差、流量に最適な形状のランナとガイドベーンへの改修に合わせて上カバー、下カバー、ガイドベーン操作機構、Facing Plate も最新設計のものに取替える必要がある。

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
	e) 水車軸	a) 水車軸には特に損傷は見られなかった。	水車出力が 10%増加するので、水車軸は最新設計のものに取り替えることを推奨する。 また、水車軸の更新に伴い、水車軸受、水車軸封水部も最新設計のものに取り替える必要がある。
	f) 吸出管	a) 上部吸出管の外面には、腐食が生じていた。	新形状のランナへの取替える場合には、上部吸出管を最新設計のものに取替る必要がある。
	g) 計器類	a) 温度計、圧力計などの計器類は老朽のため、動作していないものが多く見られた。	1、2号機の全計器を取替ることを推奨する。
(2)	主弁および側路弁	a) 1号機のケーシング内には、入口弁が閉まっているにもかかわらず、入口弁からの過度の漏水が流れ込んでいた。 b) 2号機のケーシング内には、入口弁からの漏水によるキャビテーション壊食が見受けられた。	保守の簡素化並びに経済性を考慮して、1、2号機の入口弁を球形弁から構造が簡単な複葉弁に取替えることを推奨する。 なお、複葉弁採用にあたっては、若干の入口弁基礎の見直しが必要となる。
(3)	制圧機	a) MePGCL の技術者の説明によると、制圧機の出口部ライナは損傷が激しいとのことである。	制圧機のディスチャージライナ等の埋設部を除く部品の取替を推奨する。また、ライナの損傷部は、現地改修時の補修を推奨する。
(4)	調速機と水車制御盤	a) MePGCL の技術者の説明によると、調速機は経年の使用により、劣化が酷く調速機盤による手動操作を実施しているとのことである。またアナログタイプの調速機であり、予備品も全く入手できない状況でとのことである。	改修した水車に合わせたガバナー設計が不可欠であり、また更新する制御システムに適合したデジタルタイプの最新の調速機に一式取替えることを推奨する。

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(5)	圧縮空気発生装置	a) 空気圧縮機は現在 4 台設置されていたが、2 台は故障して利用不可で残りの 2 台を手動操作している。	空気タンク、バルブ、空気配管を含めて、タンクの圧力を検知して自動的に運転可能な圧縮空気発生装置一式取替えることを推奨する。
(6)	冷却水装置	a) 給水ポンプは手動操作となっている。また当時納入された主給水ストレーナも固定で、定期的にフィルタの清掃等を実施している。	出力を増加する新設計の水車・発電機に改修するため、それらに適合した自動化の冷却水装置に取替えることが必要である。 給水ポンプ、自動ストレーナ、主軸シールストレーナ、バルブ、露出配管を含めて給水システム全体の更新を推奨する。
(7)	所内排水および排水装置	a) 発電所の排水システムの排水ポンプは手動操作のため、操作員が交代で排水ピットの排水ポンプの運転操作を行っている。	水位検出器を用いた自動運転方式の所内排水装置および排水装置（バルブ、露出配管含む）の取替を推奨する。
(8)	グリース給油装置	a) 既設のグリース給油装置は機能していない。	保守の簡素化と油の流出防止のために、水車、入口弁などの取替にあわせて、それらの軸受は無給油軸受に変更し、グリース給油装置を撤去することを推奨する。
(9)	鉄管弁	a) 1 号機停止中で、鉄管弁が閉まっているにもかかわらず、鉄管弁シール部の損傷により鉄管下流側に多量の水が排出されていた。 MePGCL の技術者の説明によると、鉄管弁の操作用圧油装置も老朽化しているとのことである。	MeECL の技術者の説明によると鉄管弁のシール構造が特殊であり、漏水を止めるためには弁胴を取替える必要がある。そのため、鉄管弁およびその付属装置の取替を推奨する。取替にあわせて水路ロスが少ない複葉弁を採用することを推奨する。

2. 発電機

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(1)	発電機 a) 固定子	a) 故障記録によると、1号機の固定子巻線は、2013年6月に故障し、修理のために約3年間停止した。	発電機固定子コイルの寿命（30～40年）、固定子鉄心の寿命（約50年）および水車効率向上による増出力を考慮すると、2台とも新設計の発電機へ更新することを推奨する。 なお、改修にあたり、埋設されている基礎ボルトは再利用することを推奨する。
	b) 回転子	a) 磁極表面が若干汚れているが、特に問題ない状態である。	上記（1）a)項を参照。
	c) 空気冷却器	a) 点検時は給水ポンプが動作していなかったため、異常は見受けられなかった。	上記（1）a)項を参照。
	d) ブレーキ	a) ブレーキリングの外周側だけが摺動している跡がブレーキリングに残っていた。	上記（1）a)項を参照。
(2)	励磁装置	a) 主励磁機および副励磁機とも、整流子の表面が磨耗により荒れていた。	既設の励磁装置は以下の理由により最新設計の静止型、デジタル制御の励磁装置に一式更新することを推奨する。 －発電機容量増加による励磁容量増加の可能性が高い －基礎荷重の低減 －新規の制御システムとの適合

3. 制御・保護装置

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(1)	発電機制御卓、発電機・変圧器盤、母線連絡盤、132kV送電盤、同期盤	a) 主制御盤（制御卓と保護制御盤）には左記の通り様々な深刻な問題がある。また、主機の起動停止を含めて完全手動操作となっている。 計器が劣化したために、主機制御・計測回路の計器がいくつか取り外されていた。残っている計器も精度不良なものが散見された。 制御スイッチ、メータ、表示器、記録装置、保護継電器などの劣化状況は次の通りである。 <1号発電機制御盤> ・ 負荷・速度調整スイッチ機能不全 ・ 入口弁操作スイッチ機能不全 ・ 調速機・負荷制限装置メータ機能不全 ・ 力率計機能不全 ・ 出力計機能不全 ・ 表示器機能不全 <1、2号発電機保護盤> ・ 主要な継電器は機能不全のメカ式継電器が取り外され、デジタル式継電器に置き換えられていた ・ 継電器が1つ取り外されていた	主制御盤の機能回復と制御の自動化並びに運転業務の効率化など近代化を図るために以下機能を有する主制御盤の新製取替を推奨する。 - ー 主機制御については一人制御方式を適用 - ー 屋外開閉所の断路器をモータ駆動型に取替るのであれば、屋外開閉所機器についても運転業務の効率化を図るために、制御室から屋外開閉所の遮断器と断路器を制御室から制御

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
		<2号発電機制御盤> ・電圧調整スイッチ機能不全 ・界磁遮断器操作スイッチ機能不全 ・電流計機能不全 ・主要な継電器は機能不全のメカ式継電器が取り外され、デジタル式継電器に置き換えられていた ・継電器が1つ取り外されていた <1、2号発電機・変圧器盤> ・模擬母線の開閉器状態表示（モーターにより駆動）機能不全 ・記録計機能不全 <Umtru-1>, <Umtru-2>, <Umiam-2>, <Umiam-1>, <132/33kV Tr> & <Umiam-Umtru>の開閉所用 ・模擬母線の開閉器状態表示（モーターにより駆動）機能不全 ・主要な継電器は機能不全のメカ式継電器が取り外され、デジタル式継電器に置き換えられていた ・機能不全のメカ式積算電力量計はデジタル式電力量計に置き換えられていた	上記で述べた通り、次の主制御盤に新製取替を推奨する。 （ただしディスパッチセンター向け RTU を除く） a) 運転監視制御システム（すなわち SCADA で構成された水車発電機制御、132kV 送電線、母線連絡用機器制御、データの収集記録） b) 水車発電機用、保護盤（デジタル式継電器を適用） c) 水車発電機用自動同期装置 d) 132kV 送電線、母線連絡用保護盤（デジタル式継電器を適用） e) 屋外開閉所用同期装置盤

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
		<母線連絡盤> ・ 機能不全のメカ式積算電力量計はデジタル式電力量計に置き換えられていた ・ 記録装置機能不全 b) カバー <1号機発電機・主要変圧器盤> ・ カバーが不透明で内部確認できない c) ケーブル端末処理に圧着端子が使用されていなかったり、予備ケーブルの端末が保護されていなかったり、といくつかのケーブルでは処理が不適切であった。 また、主制御盤基礎部のケーブル貫通箇所防火防虫用のシールが施されていないものもあった。	

4. 変電設備

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(1)	11kV キュービクル	a) 断路部摺動部に変色が見られた。 b) 筐体内部に発錆が見られた。	発電機器の増出力による主回路設計変更および 11kV キュービクルの劣化状況から、今後長年信頼性、安全性を維持して使用するのは困難と考えられる。従って、次のような機器で構成される 11kV キュービクルへの新製取替を推奨する。 a) 11kV キュービクル b) 所内変圧器用遮断器（真空遮断器） c) ギャップレス避雷器とサージアブゾーバー d) 乾式計器用変流器 e) 中性点用計器用変流器 f) 乾式 AVR 用変圧器 g) 乾式計器用変圧器 h) 乾式所内変圧器を置く場合には、その設置スペース

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(2)	主要変圧器	a) ブッシングと冷却器からの漏油が確認された。 b) パッキンやシール材が劣化しているため、変圧器制御盤内は発錆していた。 c) 本体、および冷却器表面において発錆が進行していた。	変圧器の劣化状況から、今後長年信頼性、安全性を維持して使用するのは困難と考えられる。また発電機器は増出力するので、2台とも次の機器で構成される変圧器に新製取替を推奨する。 a) 屋外用三相油入風冷変圧器 b) 高圧側無電圧タップ切換器 c) 送電用高圧側ブッシングと端子 d) 中性点用高圧側ブッシングと端子 e) 中性点用絶縁母線もしくはケーブル f) 低圧側ブッシングと保護ダクト付端子 g) 警報接点付ダイヤル油温計 h) 警報接点付ダイヤル巻線温計 i) 警報接点付ダイヤル油面計 j) 動作接点付放圧装置 k) ブッフホルツ継電器 l) 保護制御ケーブル端子を含む変圧器制御盤 m) 2方向車輪 なお、発電機出力が増加するため、主要変圧器の定格容量も 37.5MVA より 40.4MVA へ増容量する必要がある。

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(3)	所内変圧器	a) 1、2号器および外部受電用の所内変圧器において、ラジエター部の漏油痕が確認された。 b) 1、2号器の所内変圧器において、タンク部材の塗装剥離が見られた。	変圧器の劣化状況、主回路および所内回路の更新を考慮すると、今後長年信頼性、安全性を維持して使用するのには困難と考えられる。従って、3台とも次の機器で構成される所内変圧器に新製取替を推奨する。 a) 油入あるいは乾式空冷変圧 b) 11kV ブッシングと端子 c) 中性点用ブッシングと保護ダクト付端子 d) 低圧側ブッシングと保護ダクト付端子 e) 警報接点付ダイヤル巻線温計 f) 警報接点付ダイヤル油温計（油入変圧器の場合） g) 警報接点付ダイヤル油面計（油入変圧器の場合） h) 動作接点付放圧装置（油入変圧器の場合） i) 保護制御ケーブル端子を含む変圧器制御盤 j) 2方向車輪 乾式変圧器を設置する場合には、11kV キュービクル内に設置することを推奨する。

No.	機 器	現在の状況と調査結果	改修の推奨事項
(4)	132kV 屋外開閉所機器 a) 遮断器		132kV 遮断器は、MePGCL により計画的な設備更新が進んでおり、SF6 ガスを消弧に用いたガス遮断器に全機器が更新済である。このため、早急な更新の必要性はない。
	b) 断路器	a) 全ての断路器は手動操作型である。 b) シール材の劣化・損傷により断路器操作箱内は発錆していた。 c) いくつかの断路器では、ブレードとフィンガーが変色していた。	現状の断路器の状態を勘案すると、今後長年信頼性、安全性を維持して使用するのは困難と考えられる。また主制御盤の取替え、運転・保守業務の省力化を考慮し、全ての断路器を発電所制御室から開閉操作できるモータ駆動型の断路器に取替る事を推奨する。
	c) 計器用変流器，計器用変圧器		計器用変成器は、MePGCL による計画的な設備更新が進んでいる。しかしながら、132kV 計器用変流器は、局配線が、132kV 計器用変圧器は、送電線回線および局配回線の更新が未了である。効率的な設備更新、ならびに適正な VCT 回路構成のために、これら変成器を断路器や主制御盤更新とあわせて更新することを推奨する。

Appendix 3 現地調査結果の評価〈水門鉄管、土木設備〉

各コンポーネントの主な課題、推奨事項は次表のとおり。

No.	コンポーネント	主な課題	推奨
(1)	キルデムクライ a) 取水口 b) 洪水吐き c) 管理・運用設備 d) その他	a) 取水口 - 取水口制水門は止水制御を出来ない。 - 上記不具合によって以下の問題が生じている。 - 発電所停止時、ノングマヒル貯水池より無効放流が発生する。 - リンクトンネルの内部点検が出来ない。 - ノングマヒル貯水池洪水吐きの洪水容量にリンクトンネルからの流入が含まれていない場合は、同洪水吐きで洪水処理が出来ない可能性がある。 b) 洪水吐き - 各ラジアルゲート底部より漏水が発生している。 c) 管理・運用設備 - キルデムクライダムはダム計測機器を備えていない。 d) その他 - 経年を考慮したメンテナンスが必要である。	a) 取水口 - 取水口制水門と巻上機を取替が推奨される。 b) 洪水吐き - 止水のためゲート補修が推奨される。 c) 管理・運用設備 - ダム計測機器の設置が推奨される。 d) その他 - コンクリート劣化部修繕、取水路メンテナンス（堆積物除去・浚渫）取水口トラッシュラック修繕等の修繕・メンテナンスが推奨される。
(2)	ノングマヒル	a) その他 経年を考慮したメンテナンスが必要である。	a) その他 コンクリート劣化部修繕、取水口トラッシュラック修繕等の修繕・メンテナンスが推奨される。

No.	コンポーネント	主な課題	推奨
(3)	トンネル		
	a) 導水トンネル	a) 導水トンネル - 導水トンネルの内部、外部調査より、以下の課題が確認された。 - コンクリート覆工の湧水を伴う貫通穴、豆板（ジャンカ） - 漏水量約 0.2m³/s - オープンカットでトンネル施工した箇所より約 150m 上流の位置に大きな覆工の貫通穴がある。当該箇所からの漏水が想定される。	a) 導水トンネル - 現況、MePGCL の改修計画より以下が推奨される。 - セメントモルタル、コンクリート充填による覆工不具合箇所の修繕 - 導水トンネル沿いの低圧グラウト
	b) リンクトンネル	b) リンクトンネル - MePGCL よって実施された取水口から 180m 区間の内部調査より、以下の課題が確認された。 - コンクリート豆板（ジャンカ）、鉄筋露出、コンクリート欠損	b) リンクトンネル - 現況、MePGCL の改修計画より以下が推奨される。 - セメントモルタル、コンクリート充填による覆工不具合箇所の修繕 - リンクトンネル沿いの低圧グラウト

No.	コンポーネント	主な課題	推奨
(4)	水圧鉄管	a) 水圧鉄管 - 水圧鉄管の内部、外部調査より、以下の課題が確認された。 - 内部・外部塗装の劣化が認められる。 - 内部表面は発錆によるコブが形成されている。 - 水圧鉄管の板厚調査の結果より、以下の課題が確認された。 - 鉄管板厚は想定される設計板厚より小さい。 b) その他 - 経年を考慮したメンテナンスが必要である。	a) 水圧鉄管 - 内面に形成されたコブは粗度を上げ、水頭損失を上昇させることになる。また、発錆によって耐用年数の減少が懸念される。 - 水圧鉄管の内面・外面塗装が推奨される。 - 応力超過範囲については、鉄管取替えが推奨される。 b) その他 - 伸縮継手修繕、鉄管ドレーン管・バルブ修繕等の修繕・メンテナンスが推奨される。
(5)	発電所建屋	a) 発電所建屋 - 改修事業では水車・発電機の増出力(10%)が計画されており、発電所建屋へ作用する荷重条件が変わる。 - 設計図書を入手することができないため、既存構造の強度は不明である。 b) その他 - 経年を考慮したメンテナンスが必要である。	a) 発電所建屋 - 増出力に伴う増分荷重に対する補強を考慮することが推奨される。 b) その他 - 不具合が発生している消火設備の改修、発電所建屋の改修、放水ロゲート・制圧ロゲートのメンテナンス等の修繕・メンテナンスが推奨される。

No.	コンポーネント	主な課題	推奨
(6)	運用設備	a) 運用設備 ・ 発電所および関連施設は山間・僻地に位置する。 ・ 経年を考慮したメンテナンスが必要である。	a) 運用設備 ・ アクセス道路の改修が推奨される。 ・ 現況、MePGCL の改修計画より、オペレーター事務所 の改修が推奨される。

Appendix 4 雨量と発電量の相関性

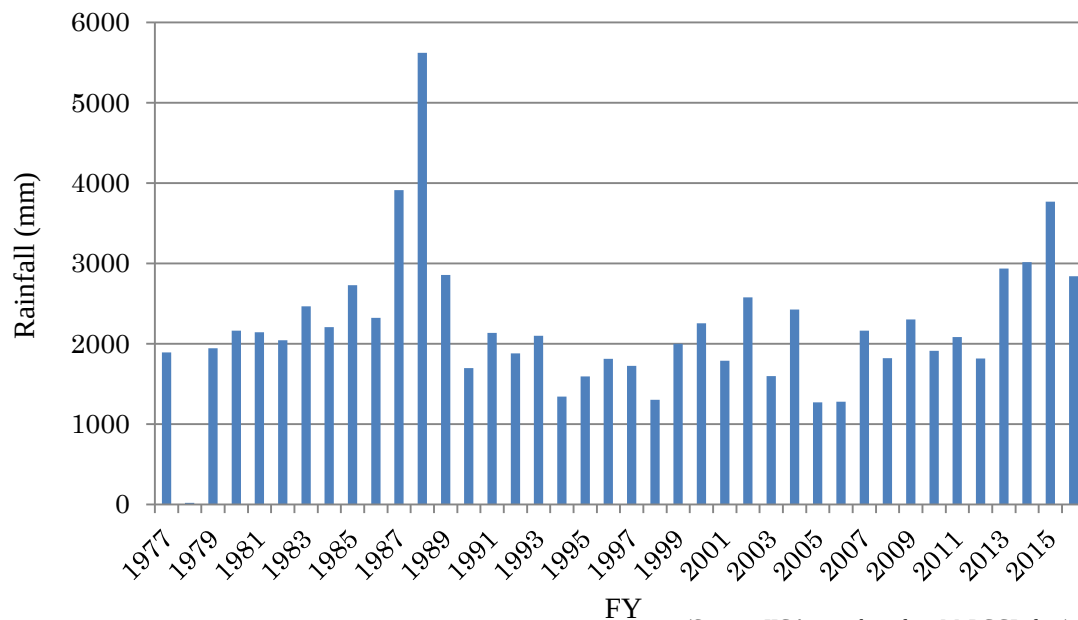
4.1 雨量と Umiam Stage I 発電所の発電量の相関性

収集したウミアム流域の年間降雨量データは下表・図のとおりである。

表 4-1 40 年間のウミアム地域の雨量記録

FY	Rainfall (mm)	FY	Rainfall (mm)	FY	Rainfall (mm)	FY	Rainfall (mm)
1977	1891.0	1987	3913.4	1997	1725.4	2007	2164.8
1978	(19.8)	1988	5622.5	1998	1303.0	2008	1819.8
1979	1945.6	1989	2858.3	1999	1998.5	2009	2304.9
1980	2162.8	1990	1697.5	2000	2257.1	2010	1913.2
1981	2142.2	1991	2134.4	2001	1787.6	2011	2083.0
1982	2044.2	1992	1880.6	2002	2579.9	2012	1817.1
1983	2464.6	1993	2099.1	2003	1597.3	2013	2935.4
1984	2207.0	1994	1342.9	2004	2424.8	2014	3017.6
1985	2729.7	1995	1594.1	2005	1269.0	2015	3768.0
1986	2322.6	1996	1811.0	2006	1277.4	2016	2840.6

(Source: JICA team based on MePGCL data)



(Source: JICA team based on MePGCL data)

図 4-1 40 年間のウミアム地域の雨量記録

ウミーム湖は年間運用を行っているため、年間雨量とウミーム第一発電所の発生電力量の累積値を比較した。2002年度から2012年度にかけて、両者の相関は直線的となり、高い相関性が認められる。

2013年度以降、勾配の変化が認められるが、MePGCLによると2103年度から2016年度にかけて降雨によるダム放流が多かったことに起因するものと分析している。

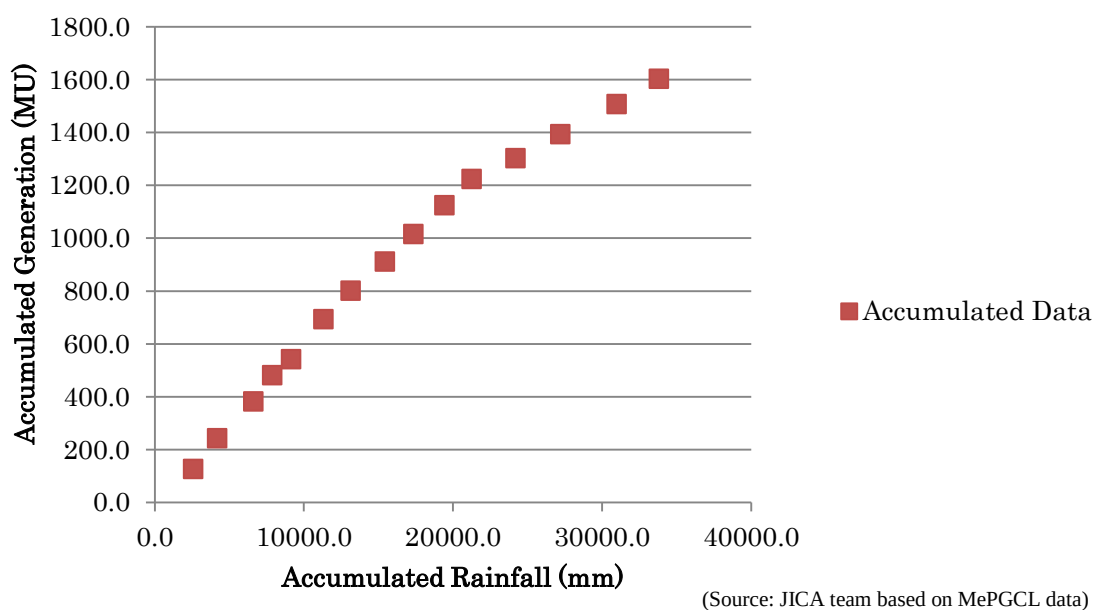


図 4-2 FY2002～FY2016 の年間雨量と Umiam Stage I 発生電力量の累積値

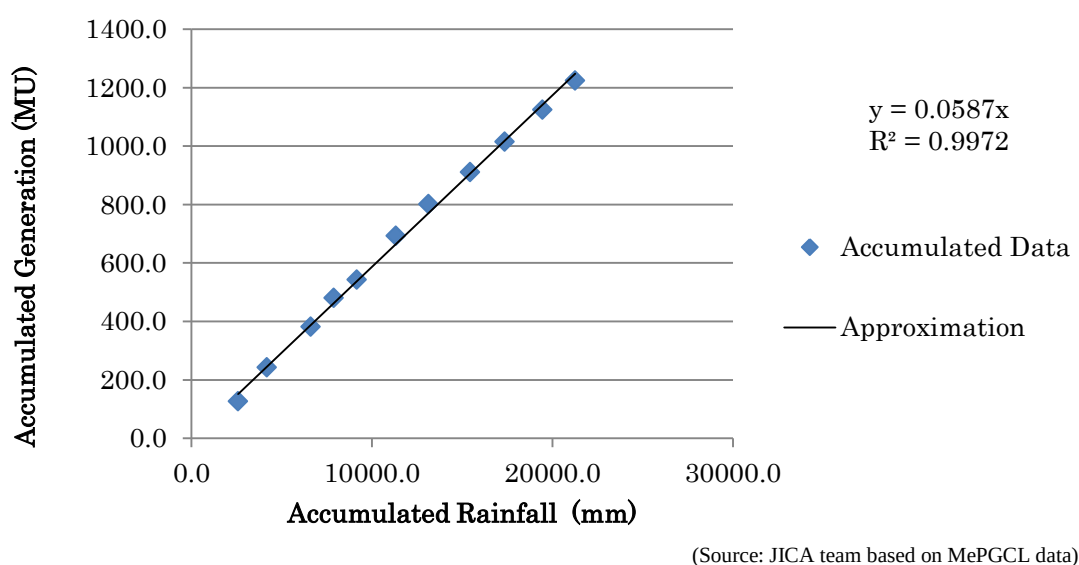


図 4-3 FY2002～FY2012 の年間雨量と Umiam Stage I 発生電力量の累積値

表 4-2 FY2002～FY2016 の年間雨量と Umiam Stage I 発生電力量の累積値

FY	Rainfall (mm)	Accumulated rainfall data (mm)	Generation Data (MU)	Accumulated Generation data (MU)
2002	2579.9	2579.9	126.5	126.5
2003	1597.3	4177.2	116.4	242.8
2004	2424.8	6602.0	139.3	382.1
2005	1269.0	7871.0	98.9	481.1
2006	1277.4	9148.3	61.6	542.7
2007	2164.8	11313.2	150.6	693.3
2008	1819.8	13133.0	107.8	801.1
2009	2304.9	15437.9	110.3	911.5
2010	1913.2	17351.1	103.8	1015.3
2011	2083.0	19434.1	108.9	1124.2
2012	1817.1	21251.2	99.8	1224.0
2013	2935.4	24186.6	78.5	1302.5
2014	3017.6	27204.2	90.4	1392.9
2015	3768.0	30972.2	114.1	1507.0
2016	2840.6	33812.8	96.0	1602.9

(Source: JICA team based on MePGCL data)

4.2 雨量と Umiam Stage II 発電所の発電量の相関性

ウミーム湖は年間運用を行っているため、年間雨量とウミーム第二発電所の発生電力量の累積値を比較した。比較期間は、第一発電所で両者の相関が高い 2002 年度から 2012 年度としたが、2012 年度については、第二発電所は改修のため運転していなかったため除外した。

2002 年度から 2012 年度にかけて年間雨量とウミーム第二発電所の発生電力量の相関は直線的となり、高い相関性が認められる。

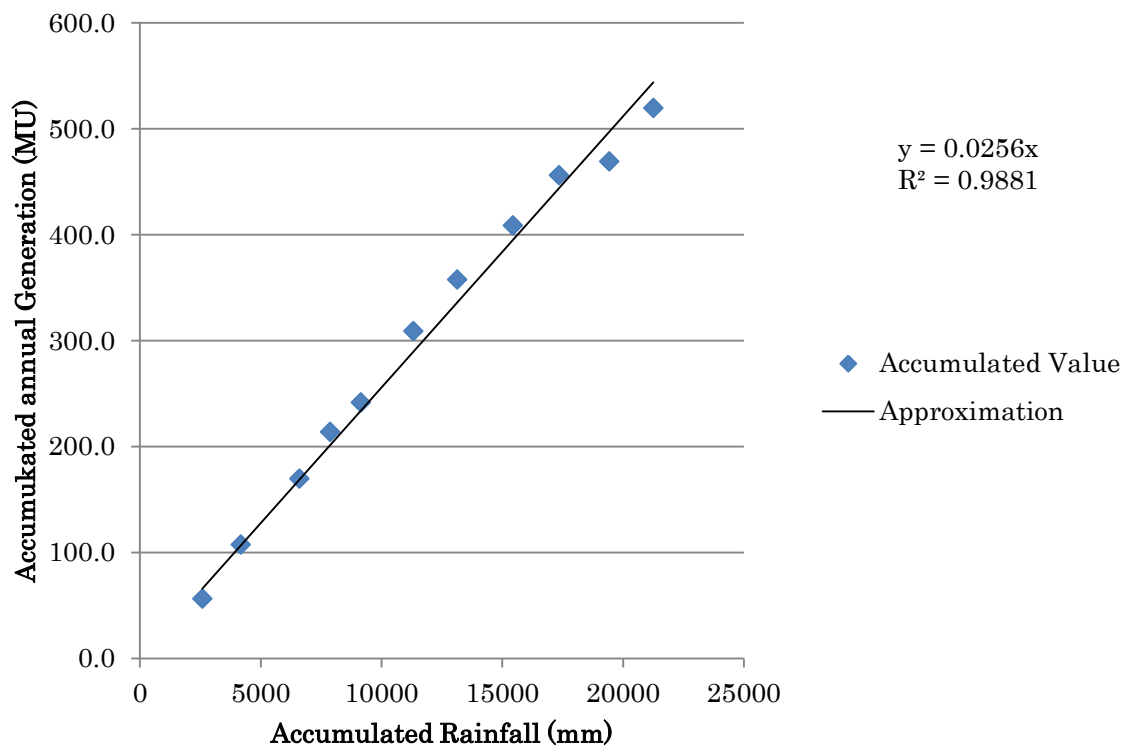


図 4-4 FY2002～FY2011 の年間雨量と Umiam Stage II 発生電力量の累積値

表 4-3 FY2002～FY2011 の年間雨量と Umiam Stage II 発生電力量の累積値

FY	Rainfall (mm)	Accumulated rainfall data (mm)	Generation Data (MU)	Accumulated Generation data (MU)
2002	2580	2580	56.5	56.5
2003	1597	4177	50.8	107.3
2004	2425	6602	62.5	169.8
2005	1269	7871	44.1	213.8
2006	1277	9148	27.7	241.5
2007	2165	11313	67.3	308.8
2008	1820	13133	48.7	357.4
2009	2305	15438	51.2	408.6
2010	1913	17351	47.5	456.1
2011	2083	19434	12.9	469.0
2012	1817	21251	50.4	519.4

Appendix 5 写真集

本調査で撮影された写真は下記の通りである。それぞれの写真に日付、説明を記載した。

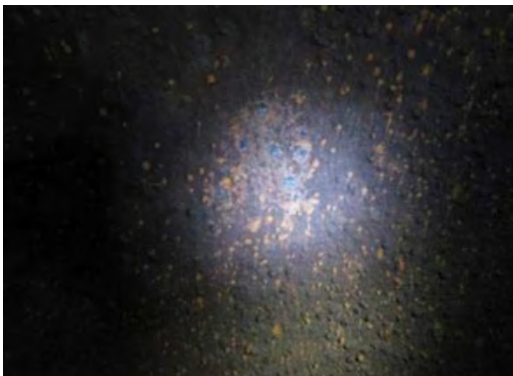
	
日付：2017年10月3日（第1次現地調査） 説明：MeECL オフィスにて Kick off meeting	日付：2017年10月4日（第1次現地調査） 説明：Umiam Umtru Stage III 発電所にて停止 調査のための打合せ
	
日付：2017年10月6日（第1次現地調査） 説明：MeECL オフィスにて Wrap up meeting	日付：2017年10月30日（第2次現地調査） 説明：MeECL オフィスにて Kick off meeting

	
日付：2017年11月3日（第2次現地調査）	日付：2017年11月3日（第2次現地調査）
説明：土木メンバーと個別の打合せ	説明：MeECL オフィスにて Wrap up meeting
	
日付：2017年12月4日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：MePGCL のメンバーと現地調査前打合せ	説明：現地調査 (Umiam Umtru Stage III 発電所)
	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査 (1号機発電機の下側)	説明：現地調査 (水車制御盤と励磁装置制御盤)

	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査 （壊れたランナ）	説明：現地調査 （壊れたランナのズーム画像）
	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査 （損傷したフェーシングプレート）	説明：現地調査 （2号機のスパイラルケーシング内部）
	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査（入口弁）	説明：現地調査（調速機制御盤）

	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査（主要変圧器2号機）	説明：現地調査（開閉所の断路器）

	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月5日（第3次現地調査）
説明：現地調査（断路器の手動操作箱）	説明：現地調査（主要制御盤）

	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月6日（第3次現地調査）
説明：現地調査 （導水路の漏水の原因と考えられる穴）	説明：現地調査（水圧鉄管の内側の状態）

	
日付：2017年12月5日（第3次現地調査）	日付：2017年12月6日（第3次現地調査）
説明：現地調査 （水圧鉄管の板圧測定）	説明：現地調査 （鉄管弁の内側）
	
日付：2017年12月6日（第3次現地調査）	日付：2017年12月21日（第3次現地調査）
説明：現地調査 （再委託業者による測量）	説明：MeECL オフィスにて Wrap up meeting
	
日付：2018年2月12日（第4次現地調査）	
説明：MeECL オフィスにて Kick off meeting	