

ミャンマー連邦共和国
電力エネルギー省
発 電 公 社

ミャンマー国
水力発電所改修事業準備調査

ファイナル・レポート
要 約

平成 28 年 11 月
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック
日本工営株式会社
関西電力株式会社

東 大
CR(5)
16-063

ミャンマー国水力発電所改修事業準備調査
ファイナルレポート

目 次

第1章	序 論	1
1.1	業務の背景	1
1.2	本調査の目的	1
1.3	本調査の概要	2
1.4	業務実施の流れ	2
1.5	調査の実施体制	5
第2章	電力セクターおよび対象地点の基本情報	7
2.1	電力セクターの現状	7
2.1.1	電力法	7
2.1.2	電力省とエネルギー省の統合	7
2.1.3	旧電力省の組織改革	8
2.2	「ミ」国の既設発電所と送変電設備	9
2.3	「ミ」国の電気料金制度	12
2.4	年間発生電力量の推移	12
2.5	地方電化	13
第3章	本事業の必要性	14
3.1	対象発電所の概要	14
3.1.1	バルーチャン第一水力発電所の概要	14
3.1.2	セダウジ水力発電所の概要	15
3.2	バルーチャン第一水力発電所とセダウジ水力発電所の現在の状況	16
3.2.1	バルーチャン第一水力発電所の現在の状況	16
3.2.2	セダウジ水力発電所の現在の状況	17
3.3	現在の維持管理状況	19
3.3.1	バルーチャン第一水力発電所	19
3.3.2	セダウジ水力発電所	20
3.4	対象発電所の改修事業に係る要請内容	21
3.4.1	バルーチャン第一水力発電所	21
3.4.2	セダウジ水力発電所	22
3.5	事業実施の必要性	24
第4章	水車および補機の改修計画	25
4.1	対象発電所の現地調査結果（水車）	25
4.1.1	バルーチャン第一水力発電所	25
4.1.2	セダウジ水力発電所	25
4.2	改修対象設備のスクリーニング（水車）	26
4.3	対象発電所における改修事業の概略設計（水車）	29
4.3.1	バルーチャン第一水力発電所	29
4.3.2	セダウジ水力発電所	33

第 5 章	発電機および補機の改修計画	39
5.1	対象発電所の現地調査結果（発電機）	39
5.1.1	バルーチャン第一水力発電所	39
5.1.2	セダウジ水力発電所	40
5.2	改修対象設備のスクリーニング（発電機）	41
5.3	対象発電所における改修事業の概略設計（発電機）	43
5.3.1	バルーチャン第一水力発電所	43
5.3.2	セダウジ水力発電所	45
第 6 章	保護・制御設備の改修計画	48
6.1	対象発電所の現地調査結果（保護・制御設備）	48
6.1.1	バルーチャン第一水力発電所	48
6.1.2	セダウジ水力発電所	49
6.2	改修対象設備のスクリーニング（保護・制御設備）	50
6.3	対象発電所における改修事業の概略設計（保護・制御設備）	51
6.3.1	バルーチャン第一水力発電所	51
6.3.2	セダウジ水力発電所	53
第 7 章	送変電設備の改修計画	56
7.1	対象発電所の現地調査結果（送変電設備）	56
7.1.1	バルーチャン第一水力発電所	56
7.1.2	セダウジ水力発電所	58
7.2	改修対象設備のスクリーニング（送変電設備）	60
7.3	対象発電所における改修事業の概略設計（送変電設備）	62
7.3.1	バルーチャン第一水力発電所	62
7.3.2	セダウジ水力発電所	66
第 8 章	水門・鉄管の改修計画	72
8.1	対象発電所の現地調査結果（水門・鉄管）	72
8.1.1	バルーチャン第一水力発電所	72
8.1.2	セダウジ水力発電所	72
8.2	対象改修設備のスクリーニング（水門・鉄管）	73
8.2.1	バルーチャン第一水力発電所	73
8.2.2	セダウジ水力発電所	75
8.3	対象発電所における改修事業の概略設計（水門・鉄管）	75
8.3.1	バルーチャン第一水力発電所	75
8.3.2	セダウジ水力発電所	77
第 9 章	土木施設の改修計画	78
9.1	対象発電所の現地調査結果（土木施設）	78
9.1.1	バルーチャン第一水力発電所	78
9.1.2	セダウジ水力発電所	81
9.2	改修対象施設のスクリーニング（土木施設）	86
9.2.1	バルーチャン第一水力発電所	86
9.2.2	セダウジ水力発電所	88
9.3	対象発電所における改修事業の概略設計（土木施設）	89
9.3.1	バルーチャン第一水力発電所	89
9.3.2	セダウジ水力発電所	91

第 10 章	通信設備の改修計画	94
10.1	バルーチャン第一水力発電所のサイト予備調査の手段と結果、問題点.....	94
10.1.1	バルーチャン第一水力発電所.....	94
10.2	通信システムのリハビリテーション箇所の特定.....	94
10.2.1	バルーチャン第一水力発電所.....	94
10.3	通信システムの基本設計.....	94
10.3.1	バルーチャン第一水力発電所.....	94
10.4	フィールド測定による机上設計結果の検証.....	98
10.4.1	バルーチャン第一水力発電所.....	98
10.5	推奨される仕様.....	100
第 11 章	関連送変電設備増強の系統解析	102
11.1	既設系統と課題.....	102
11.1.1	概要.....	102
11.1.2	バルーチャン第一水力発電所.....	102
11.1.3	セダウジ水力発電所.....	106
11.2	系統拡張シナリオ.....	106
11.2.1	バルーチャン第一水力発電所周辺の系統拡張シナリオ.....	106
11.3	系統解析.....	107
11.3.1	概要.....	107
11.3.2	バルーチャン第一水力発電所.....	107
11.3.3	セダウジ水力発電所.....	109
11.4	結論.....	109
11.5	関連送変電設備の現地踏査.....	109
11.5.1	バルーチャン第二水力発電所内の変電所.....	109
11.5.2	Shwemyo 変電所.....	110
11.5.3	Taungoo 変電所.....	111
11.6	送電線ルート.....	112
11.6.1	バルーチャン第二水力発電所 - Taungoo S/S 送電線.....	112
11.6.2	バルーチャン第二水力発電所 - Shwemyo S/S 送電線.....	112
第 12 章	施工計画およびスケジュール	113
12.1	バルーチャン第一水力発電所.....	113
12.1.1	水車、発電機および保護制御装置.....	113
12.1.2	変電設備、送電線設備および発電所内設備.....	114
12.1.3	水門・鉄管.....	115
12.2	セダウジ水力発電所.....	115
12.2.1	水車、発電機および保護制御装置.....	115
12.2.2	変電設備、送電線設備および発電所内設備.....	116
12.2.3	水門.....	117
第 13 章	事業実施計画およびスケジュール	119
13.1	事業実施計画.....	119
13.1.1	調達計画.....	119
13.1.2	実施計画.....	119
13.2	調達計画.....	120
13.2.1	パッケージ.....	120
13.2.2	入札図書.....	120

13.2.3	実施体制（計画）	121
13.2.4	実施機関、コンサルタントおよび施工業者（受注者）の業務内容	122
13.2.5	人員配置計画	125
13.2.6	O&Mに係るソフトコンポーネントの実施	126
13.3	事業実施スケジュール	126
13.3.1	全体実施スケジュール	126
13.4	維持管理計画	129
13.4.1	維持管理に関する組織の現状	129
13.4.2	維持管理計画	131
第 14 章	事業費用見積および調達計画	134
14.1	事業費用見積	134
14.1.1	費用見積の手法ならびに条件	134
14.1.2	バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修費用	134
14.1.3	その他費用	135
14.1.4	総事業費	137
14.2	適用可能な本邦技術	138
第 15 章	財務経済分析	139
15.1	財務経済分析の目的・方法	139
15.2	財務分析	139
15.3	経済分析	140
15.4	実施機関の財務状況	141
第 16 章	環境社会配慮	143
16.1	環境社会配慮に関連する「ミ」国の法規制	143
16.2	対象地域の環境の現状その 1：バルーチャン第一水力発電所の対象地域	144
16.3	対象地域の環境の現状その 2：セダウジ水力発電所の対象地域	146
16.4	代替案比較及び当該プロジェクトの概要	148
16.5	水力発電所の改修事業に係る初期環境影響評価	153
16.6	負の影響の緩和策と環境管理計画、環境モニタリング計画	158
16.7	ステークホルダー協議の開催結果	161
16.8	発電公社の環境適合証明取得に対する支援	162
第 17 章	事業評価	164
17.1	プロジェクト効果	164
17.1.1	運用・効果指標	164
17.1.2	プロジェクトの定性的インパクト	165
17.2	温室効果ガス削減	165
第 18 章	結論と勧告	167
18.1	結 論	167
18.2	勧 告	170
18.2.1	改修事業の実施に向けて	170
18.2.2	発電公社に向けて	172

図表リスト

図 1-1	各段階における主要調査項目および調査時期	3
図 1-2	調査全体のフローチャート 業務実施の方法	4
図 2-1	旧電力省の組織改編の概要	8
図 2-2	既設発電所の位置図（2015年11月時点）	9
図 2-3	「ミ」国系統図および対象発電所（関連送変電設備を含む）	11
図 2-4	セクター別年間発生電力量の推移	12
図 3-1	バルーチャン水力発電所群位置図	14
図 3-2	セダウジ水力発電所位置図	15
図 3-3	バルーチャン第一水力発電所の年間発生電力量と月別平均発生電力量 （2006年～2015年：10年間）	17
図 3-4	バルーチャン第一水力発電所の年間及び月別平均稼働率 （2006年～2015年：10年間）	17
図 3-5	セダウジ水力発電所の年間発生電力量と月別平均発生電力量 （2006年～2015年：10年間）	18
図 3-6	セダウジ水力発電所の年間及び月別平均稼働率（2006年～2015年：10年間）	19
図 9-1	土木施設に関するバルーチャン第一水力発電所および関連施設の現地調査地点	78
図 9-2	セダウジ水力発電所模式図	82
図 10-1	通信システム構成図（無線および PLC）	94
図 10-2	無線回線構成	95
図 10-3	各局の位置関係	96
図 10-4	フィールド測定システム構成図	99
図 11-1	関連送変電設備の範囲	104
図 11-2	バルーチャン周辺の系統（2016年）	105
図 11-3	バルーチャン周辺の系統（2020年）	105
図 11-4	既設設備での潮流状況（2020年）	108
図 13-1	本事業の事業管理ユニット	122
図 13-2	バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所改修事業の全体実施スケジュール	128
図 13-3	電力エネルギー省組織図	129
図 13-4	発電公社組織図	129
図 13-5	バルーチャン第一水力発電所組織図	130
図 13-6	セダウジ水力発電所組織図	130
図 16-1	Loikaw Township のカヤー州における位置図及び市域図	146
図 16-2	Madaya Township の位置図	147
図 16-3	バルーチャン水力発電所群と第一水力発電所の位置図	151
図 16-4	バルーチャン第一水力発電所の光景	151
図 16-5	セダウジ水力発電所の位置図	152
図 16-6	セダウジ水力発電所の状況	152
図 16-7	本改修事業における IEE 作業の手順	153

表 1-1	JICA 調査団の団員.....	5
表 2-1	電力エネルギー省の組織と所管業務.....	7
表 2-2	既設発電所リスト（2015年11月時点）.....	10
表 2-3	現行の電気料金制度（2014年4月以降）.....	12
表 3-1	バルーチャン第一水力発電所の主要諸元.....	14
表 3-2	セダウジ水力発電所の主要諸元.....	15
表 3-3	バルーチャン第一水力発電所の保全実績.....	20
表 3-4	セダウジ水力発電所の保全実績.....	21
表 3-5	バルーチャン第一水力発電所の改修要請内容.....	22
表 3-6	セダウジ水力発電所の改修要請内容.....	23
表 4-1	バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果（水車）.....	27
表 4-2	セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果（水車）.....	28
表 5-1	発電機の現地調査結果概要（バルーチャン第一水力発電所）.....	39
表 5-2	発電機の現地調査結果概要（セダウジ水力発電所）.....	40
表 5-3	バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果（発電機）.....	42
表 5-4	セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果（発電機）.....	43
表 6-1	保護・制御設備の現地調査結果概要（バルーチャン第一水力発電所）.....	48
表 6-2	保護・制御設備の現地調査結果概要（セダウジ水力発電所）.....	49
表 6-3	バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング （保護・制御設備）.....	50
表 6-4	セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（保護・制御設備）.....	51
表 7-1	バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（送変電設備）.....	61
表 7-2	セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（送変電設備）.....	62
表 7-3	11kV 母線および付属品（バルーチャン第一水力発電所）.....	63
表 7-4	132kV 母線および付属品（バルーチャン第一水力発電所）.....	63
表 7-5	11kV ケーブル改修区間およびサイズ（バルーチャン第一水力発電所）.....	64
表 7-6	11kV ケーブル改修区間およびサイズ（セダウジ水力発電所）.....	69
表 8-1	バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（水門・鉄管）.....	74
表 8-2	セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（水門・鉄管）.....	75
表 9-1	バルーチャン第一水力発電所における土木施設の改修対象スクリーニング結果.....	87
表 9-2	セダウジ水力発電所における土木施設の改修対象スクリーニング結果.....	88
表 9-3	バルーチャン第一水力発電所において合意した改修対象（土木施設）.....	90
表 9-4	セダウジ水力発電所において合意した改修対象（土木施設）.....	93
表 10-1	回線設計結果（モビエ～Dawtacha 間）.....	97
表 10-2	回線設計結果（Dawtacha～バルーチャン第一水力発電所間）.....	97
表 10-3	フィールド測定に使用した機材リスト.....	98
表 10-4	フィールド測定結果とシミュレーションソフトによる計算結果の比較.....	99
表 10-5	無線装置の推奨仕様.....	101
表 12-1	バルーチャン第一水力発電所の改修スケジュール（1ユニット）.....	114
表 12-2	セダウジ水力発電所の改修スケジュール（1ユニット）.....	116
表 12-3	セダウジ水力発電所の水門施設に関する本調査での経緯.....	117

表 12-4	セダウジダム水圧鉄管ゲートの想定改修スケジュール（1ユニット）	118
表 13-1	推奨される改修事業のパッケージ区分	120
表 13-2	WORKS と PLANT の比較	121
表 13-3	実施スケジュール	127
表 13-4	保全計画のための推奨される点検調査スケジュール	131
表 14-1	総事業費	137
表 14-2	適用可能な本邦技術	138
表 15-1	FIRR ・ FNPV （18 チャット/kWh）	139
表 15-2	FIRR ・ FNPV （52 チャット/kWh）	140
表 15-3	感度分析（財務分析）（18 チャット/kWh）	140
表 15-4	感度分析（財務分析）（52 チャット/kWh）	140
表 15-5	EIRR ・ ENPV	141
表 15-6	感度分析（経済分析）	141
表 15-7	電力エネルギー省傘下組織の財務状況	142
表 15-8	費用・料金・補助金の予測	142
表 16-1	環境社会配慮関連の法規制	143
表 16-2	代替電源の比較評価表	149
表 16-3	改修事業によって想定される開発行為	154
表 16-4	水力発電所修復事業によって想定される環境影響の予測と評価	155
表 16-5	改修工事で発生が想定される廃棄物	157
表 16-6	環境管理計画	158
表 16-7	環境モニタリング計画（JICA フォーマット仕様）	160
表 17-1	運用指標（バルーチャン第一水力発電所）	164
表 17-2	運用指標（セダウジ水力発電所）	164
表 17-3	効果指標（バルーチャン第一水力発電所）	164
表 17-4	効果指標（セダウジ水力発電所）	164
表 17-5	改修事業を実施する場合としない場合の発電増分	166
表 17-6	改修事業の実施による CO ₂ 排出削減量	166
表 18-1	改修機器及び施設リスト（バルーチャン第一水力発電所）	168
表 18-2	改修機器及び施設リスト（セダウジ水力発電所）	169

略語集

略語	英語表記	日本語表記
AC	Alternating Current	交流
ACB	Air Circuit Breaker	低圧気中遮断器
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AIS	Air Insulated Switchgear	気中絶縁開閉装置
AVR	Automatic Voltage regulator	励磁制御装置
CDC	City Development Committee	市開発委員会
CFD	Computational Fluid Dynamics	コンピュータ流体解析
CT	Current Transformer	計器用変流器
DC	Direct Current	直流
DEPP	Department of Electric Power Planning	電力計画局
DHPI	Department of Hydropower Implementation	水力開発局
DHPP	Department of Hydropower Planning	水力計画局
DRD	Department of Rural Development	地方開発局
ECC	Environmental Compliance Certificate	環境適合証明
ECD	Environmental Conservation Department	環境保全局
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIA Procedure	Environmental Impact Assessment Procedure	環境影響評価手続き
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的內部収益率
EMoP	Environmental Monitoring Plan	環境モニタリング計画
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
ENPV	Economic Net Present Value	経済的正味現在価値
EPGE	Electric Power Generation Enterprise	発電公社
ESE	Electricity Supply Enterprise	地方配電公社
ETSI	European Telecommunications Standards Institute	欧州電気通信標準化機構
FCB	Field Circuit Breaker	界磁遮断器
FERD	Foreign Economic Relation Department	対外経済局
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的內部収益率
FNPV	Financial Net Present Value	財務的正味現在価値
FWL	Full Water Level	満水位
GAD	General Administration Department	総務局
GCB	Gas Circuit Breaker	ガス遮断器
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GOV	Governor	调速機
HDCC	Hard-Drawn Copper Conductor	硬銅より線
HIV/AIDS	human immunodeficiency virus / Acquired Immune Deficiency Syndrome	エイズ
HPGE	Hydropower Generation Enterprise	水力発電公社
HPP	Hydropower Plant	水力発電所
ID	Irrigation Department	灌漑局
IDC	Interest During Construction	工事中貸付金利
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境影響評価
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率

略語	英語表記	日本語表記
JICA	Japan Internatioal Cooperation Agency	独立行政法人 国際協力機構
L/A	Loan Agreement	借款契約
LED	Light Emitting Diode	発光ダイオード
LNG	Liquid National Gas	液化天然ガス
LOCCB	Low Oil Content Circuit Breakers	少油量型遮断器
MCB	Miniature Circuit Breaker	小型遮断器
MCCB	Molded Case Circuit Breaker	配線用保護遮断器
MEPE	Myanma Electric Power Enterprise	電力公社
MESC	Mandalay Electricity Supply Corporation	マンダレー配電会社
MOAI	Ministry of Agriculture and Irrigation	農業灌漑省
MOALI	Ministry of Agriculture, Livestock and Irrigation	農業畜産灌漑省
MOECAF	Ministry of Environmental Conservation and Forestry	環境保護森林省
MOEE	Ministry of Electricity and Energy	電力エネルギー省
MOEP	Ministry of Electric Power	電力省
MOLFRD	Ministry of Livestock, Fisheries and Rural Development	畜水産・地方開発省
MONREC	Ministry of Natural Resource and Environmental Conservation	天然資源・環境保全省
NDT	Nondestructive test	非破壊検査
NFB	Non-Fuse Breaker	配線用遮断器
NGO	Non-government Organization	非政府組織
NPED	Ministry of National Planning and Economic Development	国家計画経済開発省
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NTFPs	Non-Timber Forest Products	非用材林生産物
O&M	Operation & Maintenance	保守・運転
PCB	Polychlorinated Biphenyl	ポリ塩化ビフェニール
PID-GOV	PID-Governor	PID ガバナ (比例・積分・微分特性)
PSS/E	Power Transmission System Planning Software	系統解析用ソフトウェア
PTSCD	Power Transmission and System Control Department	送電系統運用局
S/N	Singnal Noise Ratio	信号雑音比
S/S	Substation	変電所
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	電力系統監視制御システム
SDR	Software Definition Radio	ソフトウェア無線
SSG	Speed Signal Generator	速度信号発生器
T/L	transmission line	送電線
TOR	Terms of Reference	業務指示書
TPD	Thermal Power Department	火力発電部
UTM	Unviersal Transverse Mercator	ユニバーサル横メルカトール
VCB	Vacuum Circuit Breaker	真空遮断器
VHF	Very High Frequency	超短波
VHF	Very High Frequency	超短波
VT	Voltage Transformer	計器用変圧器
YESB	Yangon City Electricity Supply Board	ヤンゴン配電公社
YESC	Yangon City Electricity Supply Corporation	ヤンゴン配電会社

第1章 序 論

1.1 業務の背景

ミャンマー（以下「ミ」国）の既設発電所の電源構成は、2015年11月時点で、水力発電所3,011MW（うち521MWは中国への輸出向け）、ガス火力発電所1,520MW、石炭火力発電所120MWであり、水力発電所の設備容量は全体の約64.7%を占める。2005年以降、大規模水力発電所の運転を開始したことで、総発電設備容量は約4,651MW（2015年）まで上昇し、2010年に比べ、約1.3倍に伸びている。しかし、乾季における水力発電所の出力低下や設備の老朽化等のため、最大電力供給実績は約2,000MW（2014年）に止まる。一方、総電力需要は約2,500MW（2014年）に達し、約500MWの需給ギャップが生じており、定常的に計画停電を行わざるを得ない状況にある。独立行政法人国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）が策定支援した電力エネルギー省（MOEE：Ministry of Electricity and Energy）の「国家電力マスタープラン案」（2014年）によると、総電力需要は、2030年までに最大で約14,500MWに増加すると予測されており、電力供給の改善が喫緊の課題である。

既設水力発電所24地点のうち18地点が流れ込み式で、設備容量は1,082MWと水力発電全体の約36%に相当する。流れ込み式のうち、特に1970～90年代に供用が開始された発電所については、適切に改修がなされないまま老朽化が進んでいる。設備の劣化や故障等が原因で、定格出力と比較すると、既設水力発電所全体で、雨季には出力が約30%低下、乾季にはさらに河川流量が減少するため出力が約50%低下している。

2013年8月のテイン・セイン大統領スピーチにおいては、経済社会開発の最優先課題として電力分野が掲げられている。また、「国家電力マスタープラン案」では、セダウジ水力発電所、バルーチャン第一水力発電所等については、主要機器・部品の経年劣化が進行しており、故障の予防措置の視点から改修を進めることが望ましいと提言されており、また既設水力発電所の改修について、高い経済性、低い環境負荷、追加燃料不要といった観点で、開発優先度の高い施策として位置づけられている。

1.2 本調査の目的

本調査は、水力発電所改修事業（以下、本事業という）の目的、概要、事業費、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮等、本邦の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。

1.3 本調査の概要

項目	内容	特記／留意点など
目的	<p>本事業について、我が国の資金協力事業として実施するための審査に必要な以下の調査を行うことを目的とする。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 事業目的の検討 2) 概略設計 3) 調達・施工方法 4) 事業実施計画 5) 事業費 6) 事業実施機関の実施体制・能力 7) 操業・運営／維持・管理体制 8) 運用・効果指標 9) 環境社会配慮 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 改修対象設備の選定 2) 本邦技術の活用 3) 予防保全に基づく設計
対象地域・範囲	<p>マンダレー地域（セダウジ水力発電所） カヤー州（バルーチャン第一水力発電所）</p>	治安情勢への配慮
実施機関	<p>電力エネルギー省 発電公社</p>	組織変更への対応
業務範囲	<p>本調査は、以下の3段階を以て実施する。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 情報収集およびサイト現況確認調査 (2) 水力発電所改修事業における対象設備の選定 (3) 水力発電所改修事業に係る詳細調査と事業計画の策定 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 既設水力発電所設備（セダウジ水力発電所25MW、バルーチャン第一水力発電所：28MW）の改修 ✓ 関連送変電設備（230kV、132kV）の改修 ✓ コンサルティング・サービス（概略設計、入札補助、施工監理、維持管理向上に関する技術支援等） 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 現地事情に配慮した現地調査 2) 電力エネルギー省との協議機会の確保

1.4 業務実施の流れ

本調査の内容を「第1段階 情報収集およびサイト現況確認調査」「第2段階 水力発電所改修事業における対象設備の選定」「第3段階 水力発電所改修事業に係る詳細調査」の3段階に分割する。各段階における主要な調査項目と調査時期を図 1-1 に、調査全体のフローチャートを図 1-2 に示す。



図 1-1 各段階における主要調査項目および調査時期

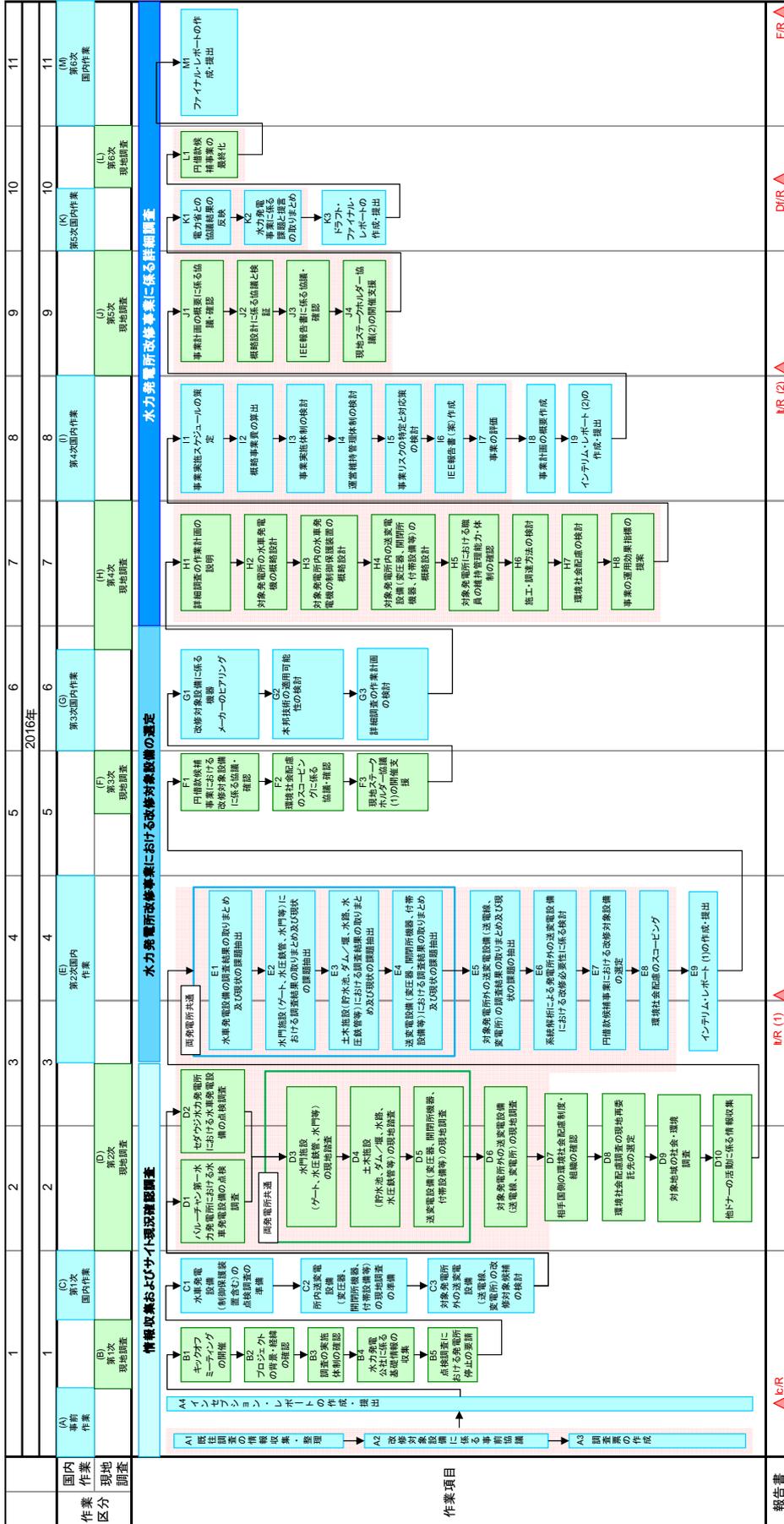


図 1-2 調査全体のフローチャート 業務実施の方法

1.5 調査の実施体制

JICA 調査団の団員を以下に示す。

表 1-1 JICA 調査団の団員

担 当	氏 名	所 属
Team Leader/Hydropower Development Plan	Yuichi SANO	NEWJEC
Sub Team Leader /Civil Facilities	Taketoshi MATSUNAGA	NEWJEC
Hydropower Generating Equipment (Turbine)	Kimio TAKAHASHI	NEWJEC
Hydropower Generating Equipment (Generator)	Shoichi KUSHIMOTO	NEWJEC
Power System Planning and Analysis	Kiyotaka UENO	NEWJEC
Substation Facilities	Ryosuke TOKUNAGA	Nippon Koei
Transmission Line Facilities	Yuya UEHARA	Nippon Koei
Control and Protection Equipment	Tatsunobu SASAKI	KANSAI
Gate and Penstock	Taro UENO	Nippon Koei
Economic and Financial Analysis	Naoya AZEGAMI	Nippon Koei
Environmental and Social Consideration	Shinjiro OKUZAWA	Nippon Koei
Communication Facilities [※]	Toshihiko KATSUMATA	Nippon Koei
Project Coordinator/Hydropower Development Plan	Sho SHIBATA	NEWJEC
Project Coordinator	Rika EBIHARA	NEWJEC

また、電力エネルギー省および発電公社（EPGE：Electric Power Generation Enterprise）のカウンターパートを以下に示す。

電力エネルギー省

U Htain Lwin Permanent Secretary

発電公社（ネピドー）

U. Khin Maung Win Managing Director
 U. Khin Maung Lay Deputy Managing Director
 Dr. Maung Maung Kyaw Chief Engineer
 Dr. Win Myint Superintending Engineer
 U. Alyunt Aung Assistant Superintending Engineer
 U. Mya Thein Assistant Superintending Engineer
 U. Zaw Moe Win Executive Engineer

U. Myint Thu	Executive Engineer
U. Hla Min Oo	Executive Engineer
Daw Thida Myint	Executive Engineer
U Aung Thant	Assistant Engineer

送電系統運用局

U Kyi San Lin	Deputy Chief Engineer
---------------	-----------------------

バルーチャン第一水力発電所

U Than Win	Factory Manager
U Aung Ko Win	Executive Engineer (Deputy Factory Manager)
U Min Thu Shein	Assistant Engineer (Head of Electric Department)
U Chan Thar Min	Assistant Engineer (Mechanical)
U Kyaw Thu Ko	Assistant Engineer (Electrical)
U Kyaw Thu Ya	Junior Engineer Grade (2)

セダウジ水力発電所

U Nyi Nyi Aung	Factory Manager
U Thein Tun	Superintending Engineer (Former Factory Manager)
U Toe Naing Win	Head of Electrical
U Myat Laung Hsat	Head of Mechanical
U Moe Kyaw	
U Hla Myint	Junior Engineer Grade (2)
U Sai Kyaw Saya	Sub Assistant Computer Operator

第2章 電力セクターおよび対象地点の基本情報

2.1 電力セクターの現状

2.1.1 電力法

「ミ」国の国会で新電力法が2014年10月27日に承認された。新電力法の承認は、「ミ」国の電力セクターを今後さらに改善・充実させるための重要なステップになる。現在、この電力法の下で、規則（Rules）・規制（Regulation）に関する法案が作成されており、国会での承認が下り次第、公表される予定である。これら一連の法整備は電力セクターの発展に寄与すると期待される。

2.1.2 電力省とエネルギー省の統合

2011年の民政移管後初めて実施された総選挙（2015年11月）において、アウン・サン・スー・チー議長率いるNLDが勝利を収め、軍系の与党・連邦団結発展党（USDP）からの政権交代が実現した。NLD率いる新政権は、2016年3月17日に既往の36省庁を統廃合し、21省庁に再編することを発表した。電力セクターでは、電力省（MOEP: Ministry of Electric Power）およびエネルギー省（MOE: Ministry of Energy）が合併され、電力エネルギー省が発足することとなった。新たに発足した電力エネルギー省の組織と所管業務を表2-1に示す。

表 2-1 電力エネルギー省の組織と所管業務

省 庁		特記
電力部門 (旧電力省)	電力計画局 (DEPP: Department of Electricpower Planning)	電力政策、需要予測、JV/IPP申請および電源全般の開発計画など
	送電系統運用局 (PTSCD: Power Transmission and System Control Department)	送電系統設計・建設・運用、火力の設計・建設
	発電公社 (EPGE: Electric Power Generation Enterprise)	電力省が所有する発電所の運転・保守
	水力開発局 (DHPI: Department of HydroPower Implementation)	水力開発の設計・建設
	地方配電公社 (ESE: Electricity Supply Enterprise)	ヤンゴン・マンダレー地域以外の配電、地方電化など
	ヤンゴン配電会社 (YESC: Yangon Electricity Supply Corporation)	ヤンゴン地域内の配電、工業団地への電力供給 IPP 窓口なども担当
	マンダレー配電会社 (MESC: Mandalay Electricity Supply Corporation)	マンダレー地域内の配電
エネルギー部門 (旧エネルギー省)	石油ガス公社 (MOGE: Myanma Oil & Gas Enterprise)	石油、天然ガスの調査、設計、開発、精算、輸送
	石油化学公社 (MPE: Myanma Petrochemical Enterprise)	製油所の運用、石油製品の精算、肥料・メタノール工場の運用
	石油生産公社 (MPPE: Myanma Petroleum Products Enterprise)	石油市場、石油製品、化石燃料の輸送および販売管理

出典：電力エネルギー省の最新情報を基に作成

2.1.3 旧電力省の組織改革

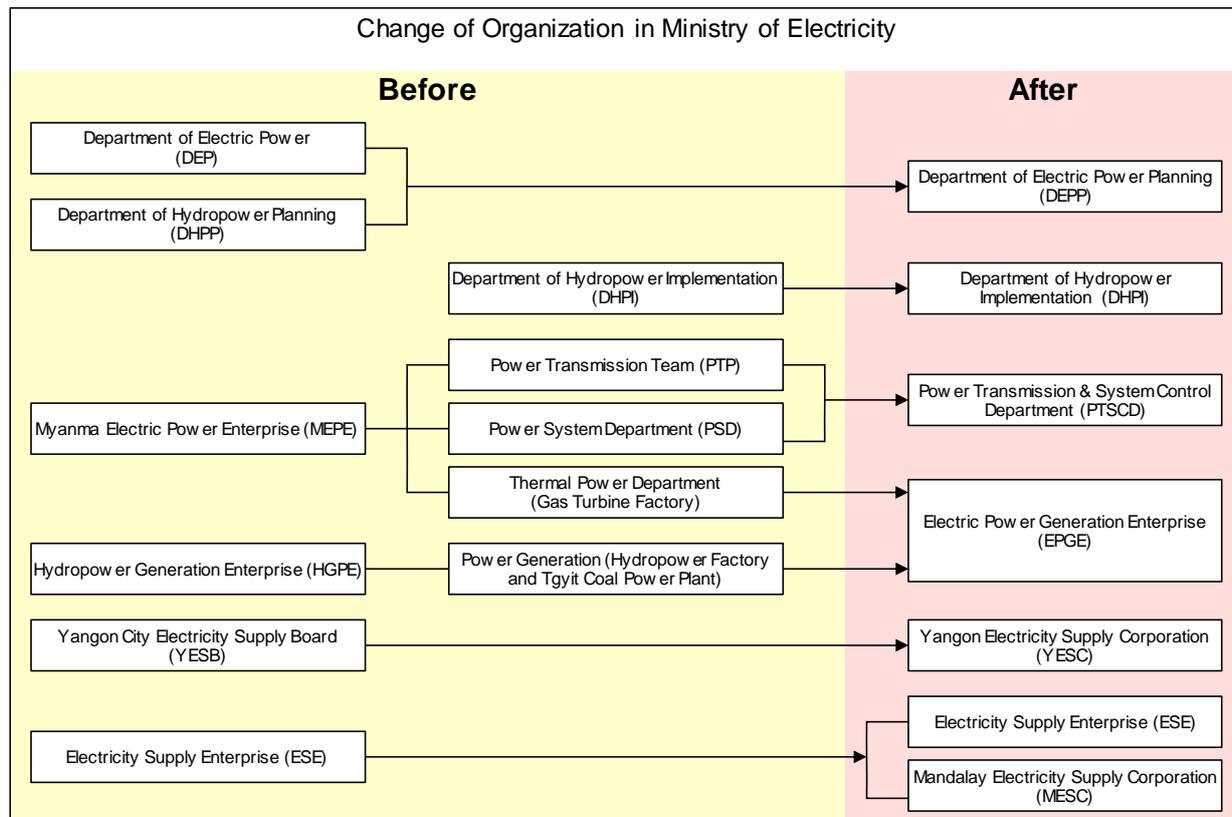


図 2-1 旧電力省の組織改編の概要

旧電力省の組織体制について、2015年4月1日に以下の4点の組織改編の計画が明らかになり、一部の項目は、既に電力省内部で運用を開始している。下記に組織改編された部局を示す。

- | | |
|-----------------------------------|---------------|
| ① 計画部門（電力局、水力計画局）の統合 | 2015年6月より運用開始 |
| ② 発電部門（水力発電公社、電力公社ガス火力局）の統合 | 2016年4月より運用開始 |
| ③ ヤンゴン配電公社とマンダレー配電局の会社化 | 2015年4月より運用開始 |
| ④ 常任の事務次官（Permanent Secretary）の設置 | 2015年4月より運用開始 |

②について、本調査におけるカウンターパートとなる水力発電公社（HPGE：Hydropower Generation Enterprise）は、2016年4月に電力公社のガス火力局と統合されて、発電全般を扱う発電公社が設立された。また、電力公社については送変電を担当する送電系統運用局（PTSCD：Power Transmission and System Control Department）に改編された。

2.2 「ミ」国の既設発電所と送変電設備

「ミ」国の既設発電所の電源構成は、2015年3月時点で水力発電所 3,011MW（521MW は中国輸出向け）、ガス火力発電所 1,520.3MW、石炭火力発電所 120 MW で、合計設備容量は、4,651.3MW となり、「ミ」国向け電力供給の容量は 4,130.3MW となる。発電所の位置ならびに各発電所の容量を図 2-2 および表 2-2 に示す。

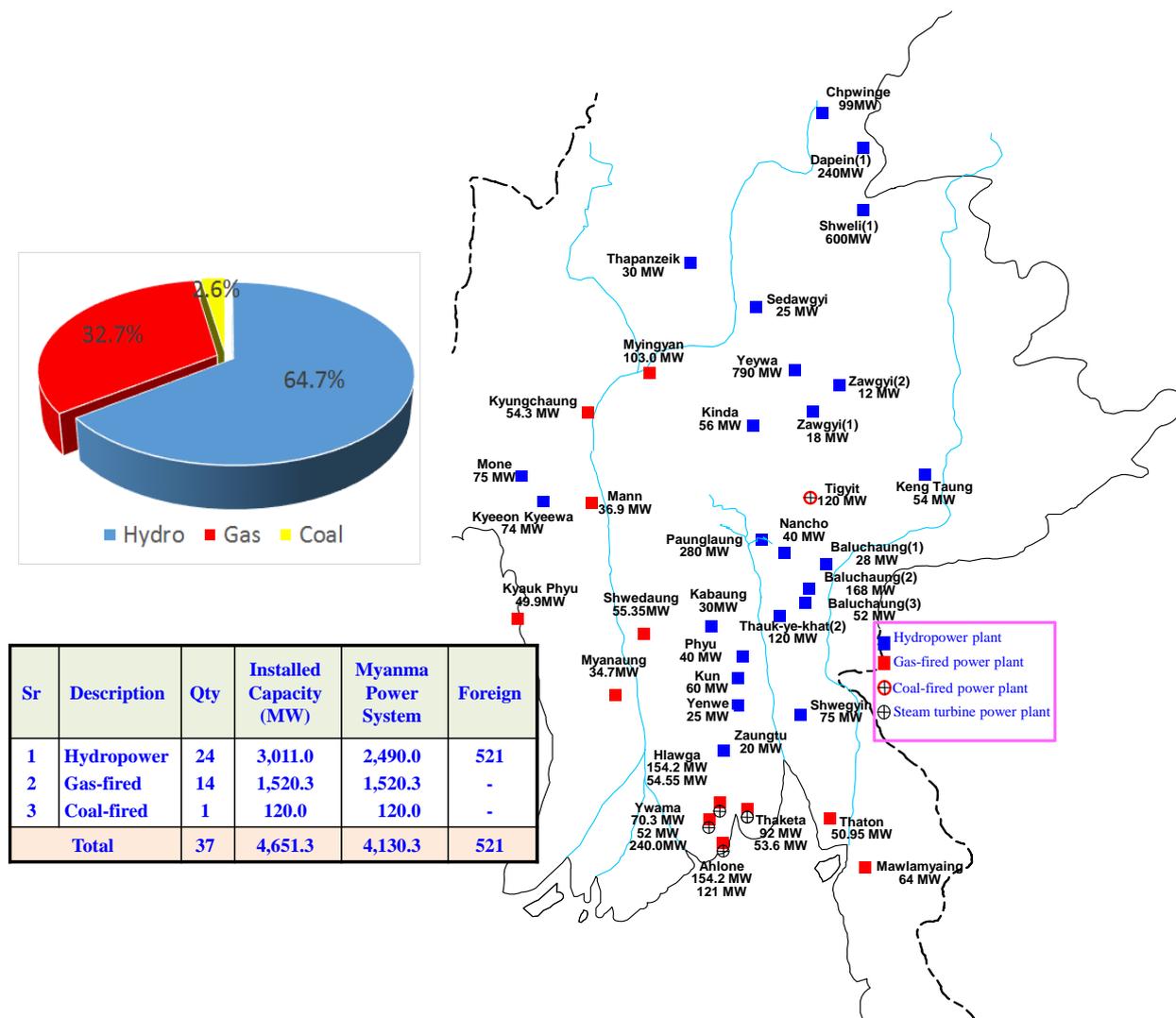


図 2-2 既設発電所の位置図(2015年11月時点)

表 2-2 既設発電所リスト(2015 年 11 月時点)

Hydropower			Output (MW)	Gas-fired		Output (MW)
1	Baluchaung -2	MOEP	168	1	Kyungchaung	MOEP 54.3
2	Kinda	MOEP	56	2	Mann	MOEP 36.9
3	Sedawgyi	MOEP	25	3	Shwedaung	MOEP 55.4
4	Baluchaung - 1	MOEP	28	4	Myanaung	MOEP 34.7
5	Zawgyi -1	MOEP	18	5	Thaton	MOEP 51.0
6	Zawgyi -2	MOEP	12	6	Mawlamyaing	IPP*2 65.0
7	Zaungtu	MOEP	20	7	Myingyan	Rental 103.0
8	Thapanzeik	MOEP	30	8	Kanpouk	Local 6.0
9	Mone	MOEP	75	9	Kyauk Phyu	Rental 49.9
10	Paunglaung	MOEP	280	10	Kyauk Se	Rental 100.3
11	Yenwe	MOEP	25	11	Hlawga	MOEP 154.2
12	Kabaung	MOEP	30		IPP 26.7	
13	Kengtawng	MOEP	54	12	Ywama	MOEP 70.3
14	Shweli -1	JV/IPP	600 (300)			IPP 52.0
15	Yeywa	MOEP	790			IPP 240.0
16	Dapein-1	JV/IPP	240 (221)	13	Ahlone	MOEP 154.2
17	Shwegyin	MOEP	75		IPP 121.0	
18	Kun	MOEP	60	14	Thaketa	MOEP 92.0
19	Kyeeon Kyeewa	MOEP	74		IPP 53.6	
20	Thaukyegat 2	Local/IPP	120	Subtotal		1520.3
21	Nancho	MOEP	40	Coal-fired		Output (MW)
22	Phyu	MOEP	40	1	Tigyit	MOEP 120.0
23	Baluchaung-3	MOEP	52	Subtotal		120.0
24	Chipwinge	MOEP	99	Total		4651.3
Subtotal			3011.0 (521)			

*1 () : export amount to China by JV Project

*2 Steam turbine of 35MW is not included because the plant is not yet operated.

*3 Operational contract of Rental thermal power plant is effective until operation of the new CCGT

2015 年 8 月に電力エネルギー省より受領した最新の「ミ」国の系統図に、パルーチャン第一水力発電所とセダウジ水力発電所および関連送変電設備を示したものを図 2-3 に示す。改修対象としての検討範囲は発電所から Taungoo などの既設 230kV 変電所または建設中の 500kV 変電所といった基幹系統までの区間を主な対象と想定する。

2.3 「ミ」国の電気料金制度

「ミ」国の電気料金制度は東南アジアにおいて最も安価であり、民生用および小規模の消費者にとって負担が少ない制度となっている。近年、「ミ」国政府は数度に渡って電気料金の値上げを行っており、2014年4月1日に最新の電力料金制度を発表している。

表 2-3 現行の電気料金制度(2014年4月以降)

	電気使用量 (月)	For Local	For Foreigner
		Metered charge	Metered charge
民生用	< 100 kWh	Kyat 35/kWh	\$0.036/kWh
	101-200 kWh	Kyat 40/kWh	\$0.04 /kWh
	> 201 kWh	Kyat 50/kWh	\$0.05 /kWh
産業用	< 500 kWh	Kyat 75/kWh	\$0.08 /kWh
	501-10,000 kWh	Kyat 100/kWh	\$0.10 /kWh
	for 10,001-50,000 kWh	Kyat 125/kWh	\$0.13 /kWh
	50,001-200,000 kWh	Kyat 150/kWh	\$0.16 /kWh
	200,001-300,000 kWh	Kyat 125/kWh	\$0.13 /kWh
	> 300,001 kWh	Kyat 100/kWh	\$0.10 /kWh

Reference: Power Sector Development in Myanmar, October 2015, ADB

2.4 年間発生電力量の推移

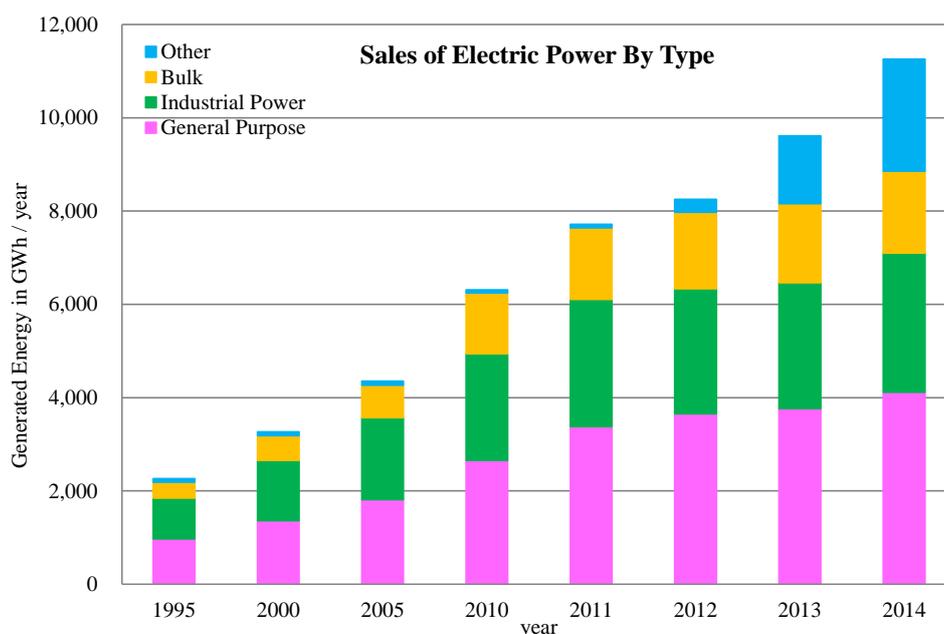


図 2-4 セクター別年間発生電力量の推移

2014年における「ミ」国の年間発生電力量は11,250 GWh/年であり、近年の経済発展に伴い、著しい伸びを見せている。しかしながら、電力設備の整備は需要の伸びに追いついておらず、現在では、電力供給不足と送電線の容量不足により停電が頻繁に起こっている。

2.5 地方電化

2014年のセンサス調査によると、「ミ」国における世帯別の電化率は32.4%となっている。電化率については都市部（77.5%）と地方（14.9%）で大きな差がある。「ミ」国における地方電化計画（National Electrification Plan）は世界銀行の支援によって策定されており、2030年での電化率100%を目標と掲げている。同計画では大別して電力エネルギー省による系統拡張と、農業畜産灌漑省・地方開発局（MOALI：Ministry of Agriculture, Livestock and Irrigation, DRD：Department of Rural Development）による遠隔地のミニグリッド構築による電化が挙げられている。

第3章 本事業の必要性

3.1 対象発電所の概要

3.1.1 バルーチャン第一水力発電所の概要

バルーチャン第一水力発電所はサルウィン川水系 Nam Pawn 川の支川であるバルーチャン川に位置し、急峻な地形を利用したカスケード式の発電計画の一つとして、日本の ODA によって建設され 1992 年 8 月に運転開始された。同水系にはバルーチャン第二水力発電所（電力エネルギー省、1960 年）とバルーチャン第三水力発電所（Future Energy、2014 年）が運転しており、上流のモビエ湖で流量調整することで年間を通じて安定した電力を供給することが可能な「ミ」国にとって重要な発電所群である。

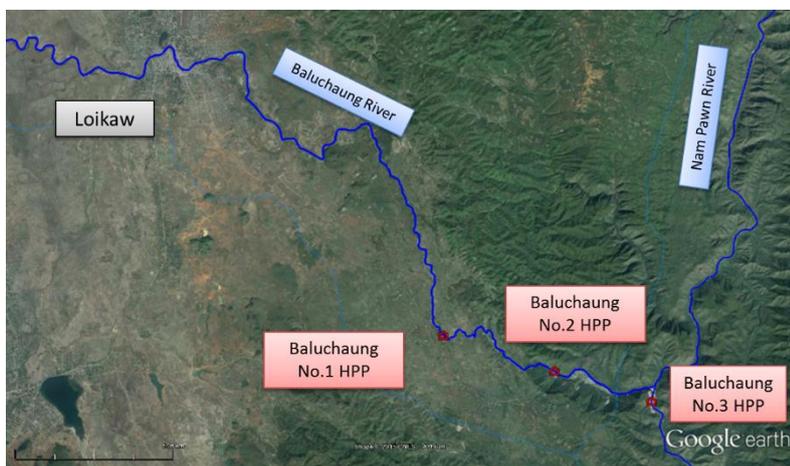


図 3-1 バルーチャン水力発電所群位置図

バルーチャン第一水力発電所で発電した電力は前述の図 2-3 に示した通り、132kV 送電線によってバルーチャン第二水力発電所に併設された変電所に接続され、そこから 230kV 送電線によって、Taungoo 変電所まで送電される。カヤー州の州都 Loikaw からは約 20km、車で約 30 分の距離に位置し、道路の舗装状況は良好である。

表 3-1 バルーチャン第一水力発電所の主要諸元

項目	バルーチャン第一
最大出力	28.0MW
年間発生電力量	200GWh(公称)／186GWh(2013 実績)
年間運転時間	8104 hour(2012 実績)
運転開始	1992 年 8 月
発電方式	ダム・水路式
地域／州	カヤー州
河川	サルウィン川水系バルーチャン川
流域面積	7,960km ²
最大使用水量	47.6m ³ /s
ダム／堰	コンクリート堰 11.0m
有効落差	69.6m
水車形式	フランシス水車(日立三菱) 14.0MW×2 基

3.1.2 セダウジ水力発電所の概要

セダウジ水力発電所はエーヤワディ川水系 Chaunmagyi 川に位置し、灌漑用水と発電の多目的ダムに併設された水力発電所として、アジア開発銀行 (ADB : Asian Development Bank) の融資を受けて建設されている。上流には Upper Sedawgyi 地点が開発候補として挙げられているが、検討段階に留まっており、具体的な進捗は確認されていない。同発電所のダム



図 3-2 セダウジ水力発電所位置図

堤体と水運用は農業畜産灌漑省の管轄であり、灌漑を優先して貯水池を運用している。同発電所で発電した電力は 132kV 送電線で Belin まで送電され、230kV 基幹系統に接続される。

マンダレーからの距離は約 60km だが、幹線道路から発電所までの道路の舗装状況が悪く、車で約 3 時間半掛かる。なお、このアクセス道路は農業畜産灌漑省の管轄である。

表 3-2 セダウジ水力発電所の主要諸元

項目	セダウジ
最大出力	25.0MW
年間発生電力量	134GWh (公称) / 99.9GWh (2013 年)
年間運転時間	6,919 hour (2012 年実績)
運転開始	1989 年 5 月
発電方式	ダム式 (灌漑併用)
地域/州	マンダレー地域
河川	エーヤワディ川水系 Chaunmagyi 川
流域面積	3,384km ²
最大使用水量	51.7m ³ /s × 2
ダム/堰	ロックフィルダム 40.6m
有効落差	28.2m
水車形式	カプラン水車 (東芝) 12.5MW × 2 基

3.2 バルーチャン第一水力発電所とセダウジ水力発電所の現在の状況

3.2.1 バルーチャン第一水力発電所の現在の状況

(1) 水車発電機

バルーチャン第一水力発電所の水車発電機の概要は以下の通りである。両機器は日立三菱製である。

水車	形式：	立軸フランス
	設備容量：	14MW × 2基
	最大使用水量：	23.8 m ³ /sec
	定格速度：	375 min ⁻¹

発電機	定格出力：	15,500kVA
	定格電圧：	11kV
	定格電流：	814A

製造者 日立三菱

(2) 所内の送変電設備

バルーチャン第一水力発電所内の変電所は、主変圧器（132/11kV、単相変圧器 10.3MVA × 3台（計 30.9MVA）、三菱電機製）を有し、132kV 送電線はバルーチャン第二水力発電所と接続され、配電用 11kV 中圧線は計 3 フィーダーが存在する。

(3) 年間発生電力量と運転状況

バルーチャン第一水力発電所は 24 時間運用のベース電源として運用されている。2006 年～2015 年の年間発生電力量と月別平均発生電力量を図 3-3 に、設備効率と運転稼働率を図 3-4 に示す。

バルーチャン第一水力発電所の 10 年間（2006 年～2015 年）の年間平均発生電力量は 187GWh/年、年間設備利用率は 76%、運転稼働率は 86%となっている。2009 年以前は高い稼働率だが、以降は発生電力量が低下している。

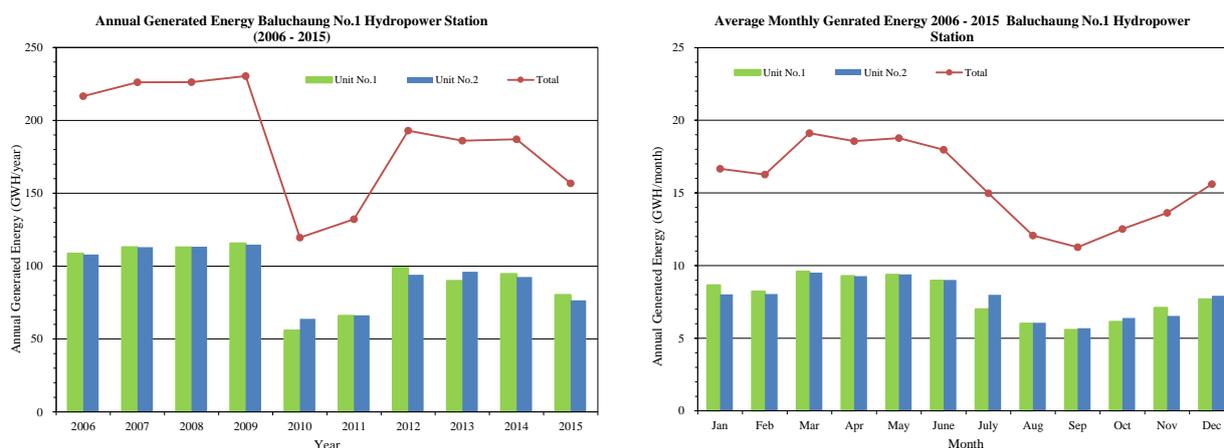


図 3-3 バルーチャン第一水力発電所の年間発生電力量と月別平均発生電力量
(2006年～2015年:10年間)

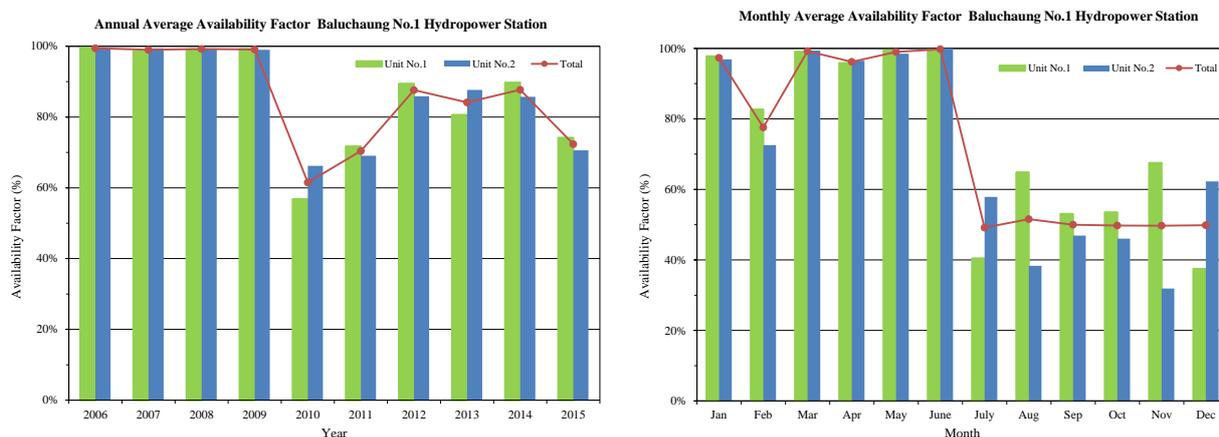


図 3-4 バルーチャン第一水力発電所の年間及び月別平均稼働率
(2006年～2015年:10年間)

3.2.2 セダウジ水力発電所の現在の状況

(1) 水車発電機

セダウジ水力発電所の水車発電機の概要は以下の通りである。機器は水車が東芝製、発電機が明電舎製である。

水車	形式:	立軸カプラン
	設備容量:	12.5MW × 2基
	最大使用水量:	51.7 m ³ /sec
	定格速度:	250 min-1

	製造者:	東芝
発電機	定格出力:	13,888kVA
	定格電圧:	11kV
	定格電流:	814A
	製造者:	明電舎

(2) 所内の送変電設備

セダウジ水力発電所内の変電所は、主変圧器（132/11kV、単相変圧器 5.1MVA × 6 台（計 30.6MVA）、ABB 製）を有し、132kV 送電線は Aungpinle 変電所（incoming feeder）と Letpanhla 変電所（outgoing feeder）に接続され、配電用 11kV 中圧線は計 2 フィーダーが存在する。同変電所は、マンダレー地区 Madaya Township 以西への電力供給のための開閉所としての役割も有している。

(3) 年間発生電力量と運転状況

セダウジ水力発電所は 24 時間運用のベース電源として運用されている。2006 年～2015 年の年間発生電力量と月別平均発生電力量を図 3-5 に、設備効率と運転稼働率を図 3-6 に示す。

セダウジ水力発電所の 10 年間（2006 年～2015 年）の年間平均発生電力量は 122GWh/年、年間設備利用率は 55%、運転稼働率は 91%となっている。2009 年以前は高い稼働率だが、以降は発生電力量が低下している。

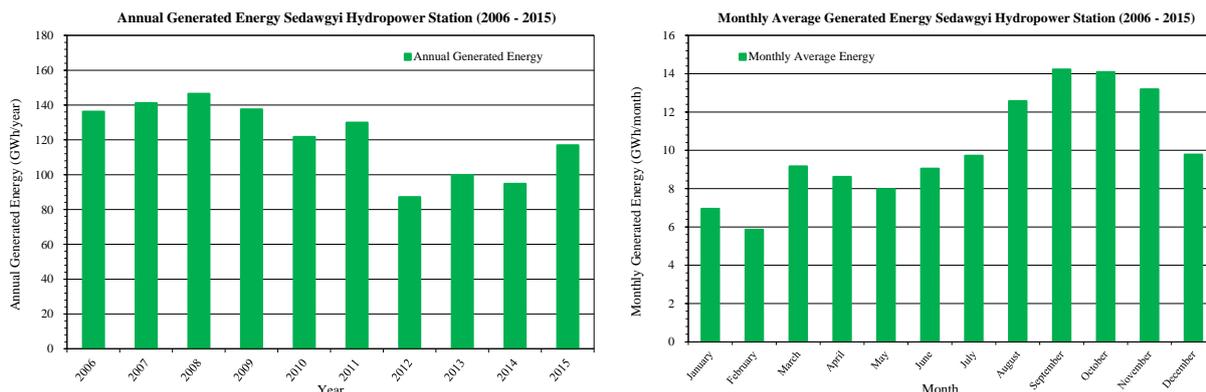


図 3-5 セダウジ水力発電所の年間発生電力量と月別平均発生電力量
(2006 年～2015 年:10 年間)

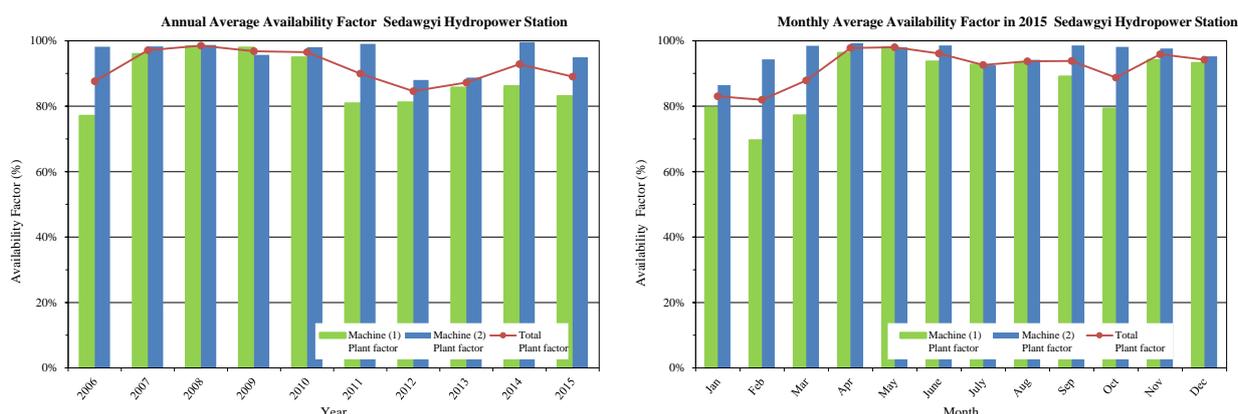


図 3-6 セダウジ水力発電所の年間及び月別平均稼働率
(2006年～2015年:10年間)

3.3 現在の維持管理状況

3.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 水車発電機

同発電所では 1992 年の運開以来、オーバーホールが実施されておらず、水車ランナのキャビテーションなどの損傷は点検によって確認された訳ではないが、設備全体の老朽化が進んでいる。事前調査では発電機空気冷却器は、たびたび漏水を繰り返し、水車室はガイドベーンの水漏れ、ピット内の土砂の堆積などが確認された。運転監視の制御保護装置は、温度監視などで機能不全が見られる。配電盤は外観上大きな問題は見られないが、裏面の制御ケーブルの老朽化が外観上見られる。非常用ディーゼル発電機は稼働するものの、発電所停電時の自動起動性能は未保有である。

(2) 所内の送変電設備

同変電所は 1992 年の稼働開始より 23 年が経過しており、設備の老朽化が散見される。特に、同変電所 2 次側の 11kV 屋内開閉装置は、機種が古く予備品の入手が実質不可能であることより、補修できない状況にある。また、所内電源供給用開閉装置は予備品の不足により、現在、2 回線中 1 回線分の開閉装置しか正常稼働できない状況にあり、今後、当該開閉装置に不具合やトラブルが発生した場合、発電所内の電源供給ができなくなる事態を招くことが懸念される。

さらに、耐雷対策として設置されている 11kV 絶縁変圧器 (2MVA×2 台) の内 1 台は、数年前より故障状況にあるが、予備品の不足により修理できず、稼働できない状況にある。今後、当該変圧器に不具合が発生した場合、発電所内電源および 11kV 配電フィーダ (計 3 フィー

ダー) への電力供給ができなくなることが懸念される。

表 3-3 バルーチャン第一水力発電所の保全実績

対象機器	保全内容	回数
水車	水車ガイドベーン弱点ピン修理	1
	水車軸受冷却水配管修理	2
	ケーシング排水管修理	1
発電機	下部軸受冷却配管修理	29
	上部軸受冷却配管修理	3
	発電機空気冷却器取替	14
監視制御保護装置	周波数変換装置取替	1
	DC/DC 変換器取替	2
	発電機同期装置修理	2
	負荷制限装置修理	1
	状態監視表示装置修理	2
所内回路機器	11kV 遮断器(LOCCB)修理	2
	所内用変圧器修理	1
発電機励磁装置	励磁用遮断器(FCB)取替	2
	サイリスタ冷却用モーター修理	1
132kV 開閉装置	ガス遮断器修理	1
その他付帯設備	冷却水減圧弁修理	2
	冷却配管用バルブ修理	2
	油供給配管結合部修理	1
	圧油タンク空気バルブ修理	2

(注) 機械機器関係は 1998 年以降、電気機器関係は 2004 年以降の履歴

3.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 水車発電機

1989 年の運開以来、オーバーホールは実施されておらず、主要機器の劣化および損傷が問題となっている。2012 年に東芝/明電舎が実施した水車点検調査では、水車ランナにおけるキャビテーションが確認されている。また、事前調査では、水車室のガイドベーンからの漏水、ランナ内部の堆砂、水車制御用の圧油装置からの漏油、冷却ポンプシール部の漏水など、多くの不具合が確認されている。

(2) 所内の送変電設備

同発電所は 1989 年の稼働開始より 26 年が経過しており、設備の老朽化が散見される。特に、同発電所の主変圧器 (1・2 号機) に油漏れが見られ早期の修理が必要である。また、発電機 - 主変圧器間の電力用ケーブルの絶縁劣化によるケーブル損傷のトラブルが過去に発生しており、新規ケーブルへの取り換えが必要である。なお、11kV 屋内開閉装置は、1 回線運用 + 1 回線スタンバイで設計されているが、1 回線分の 11kV 開閉装置の油入遮断器が数年前よ

り故障しているため、現在運用中の回線に故障が生じると、外部への電力供給（灌漑、地域住民、ポンプ場）および所内電源が無くなることが懸念される。

さらに、屋外開閉装置の内、132kV 送電側遮断器（遮断定格電流 2,500A、ユーゴスラビア製）は、機器の老朽化により、スプリングチャージおよび遠隔・機側盤の切り替え操作が機能しない状況にあり、同機器の新規交換の必要性は高いものと考えられる。

表 3-4 セダウジ水力発電所の保全実績

対象機器	保全内容	回数
水車	水車ランナ点検	1
	水車ガイドベーン点検、修理	2
	水車発電機軸芯ずれ点検	1
	水車ランナベーンオイルヘッド点検	1
	水車軸受点検	1
	水車調速機点検	2
	水車上カバー排水装置点検	1
発電機	発電機スラスト軸受点検、修理、取替	2
	発電機スリップリング取替	1
	発電機オイルクーラー点検	1
	発電機コレクターリンググラシ取替	1
	発電機空気冷却器点検	1
監視制御保護装置	自動電圧調整装置修理	1
	送電線用電力計追装	1
	送電線保護リレー取替	1
	水車回転速度検出リレー修理	1
所内回路機器	11kV 遮断器修理、取替	2
	発電機用遮断器点検、修理、取替	4
	蓄電池取替	1
	11kV 電力ケーブル修理	2
	所内用 5MVA 変圧器点検	1
	所内用 300kVA 変圧器用点検	1
132kV 開閉装置	発電機用変圧器点検	2
	計器用変流器取替	1
その他付帯設備	非常用ディーゼル発電機修理	1
	冷却水ポンプバルブ修理	1

（注）2008 年以降の履歴

3.4 対象発電所の改修事業に係る要請内容

3.4.1 バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所の改修事業に係る要請書に記載された改修設備リストを表 3-5 に示す。なお、設備改修においては水車発電機の分解点検手入れ（OH：オーバーホール）が合わせて実施されることを前提条件としている。

表 3-5 バルーチャン第一水力発電所の改修要請内容

部位名称	対処	備考
▶ 分解点検時の部品取替	取替	パッキン等各種分解取替部品
▶ 水車		
水車非破壊検査	実施	
水車ランナ	取替	取替（ダメージ次第）。効率向上。
ガイドベーン	取替	取替（ダメージ次第）。効率向上
ガイドベーンブッシュ・軸受	取替	OH 付随。オイルレス
ガイドベーン弱点ピン	取替	OH 付随
ガイドベーンサーボモータ	修理	OH 付随。摩耗品取替
水車軸受	取替	
水車軸スリーブ	取替	OH 付随
水車封水ボックス	取替	漏水。OH 付随
水車上カバー	修理	OH 付随。プロテクション材取替
ステ어링	修理	OH 付随。プロテクション材取替
入口弁	修理	OH 付随。摩耗品取替
入口弁サーボモータ	修理	OH 付随。摩耗品取替
▶ 発電機		
発電機本体非破壊検査	実施	
固定子コイル	取替	
回転子コイル	取替	絶縁更新
発電機軸受	取替	上・下部
発電機スラスト軸受	取替	樹脂軸受
オイルリフター	取替	ポンプセット
オイルクーラー	取替	
空気冷却器	取替	漏水
▶ 制御盤		
運転監視制御盤	取替	SCADA 化
水車调速機システム	取替	デジタル化
自動電圧調整装置	取替	デジタル化
保護リレー（アナログ）	取替	メーカー対応切れ
SSG 速度検出装置	取替	メーカー対応切れ
水位制御装置	取替	メーカー対応切れ
▶ 発電機用変圧器	点検	特別細密点検
▶ 132kV 遮断器	点検	特別細密点検
▶ 避雷器	点検	各種避雷器

R : Replacement P : Repair I : Inspection

出典 : JICA 調査団

3.4.2 セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所の改修事業に係る要請書に記載された改修設備リストを表 3-6 に示す。
なお、設備改修においては水車発電機の分解点検手入れ（OH：オーバーホール）が合わせて実施されることを前提条件としている。

表 3-6 セダウジ水力発電所の改修要請内容

部位名称	対処	備考
➤ 分解点検時の部品取替	取替	パッキン等各種分解取替部品
➤ 水車発電機のセンタリング	実施	軸芯ずれによる損傷部解消(水車ディスチャージリング、発電機スリップリング損傷)
➤ 水車		
水車ランナベーン	取替	キャビテーション。効率向上。現ランナは予備へ
水車ランナハブ	取替	キャビテーション。オイルレス化
ガイドベーン	取替	キャビテーション。効率向上
ガイドベーンブッシュ	取替	漏水。オイルレス
水車内側ヘッドカバー	取替	現ヘッドカバーは予備へ。(ランナ取替に付随)
水車外側ヘッドカバー	修理	OH 付随
水車軸受	取替	漏油。セグメント化
水車軸スリーブ	取替	OH 付随
水車封水ボックス	取替	OH 付随
水車真空破壊弁	取替	OH 付随
水車ランナベーンレターン機構	取替	老朽化。ワイヤレス化(オイルヘッド修理含む)
水車ランナベーンサーボモータ操作 圧油配管	取替	レターン機構取替付随
水車调速機システム	取替	老朽化。デジタル化
冷却水装置	取替	漏水。(ポンプ、ストレーナ取替)
排水装置(水位計含む)	取替	機能不全。(ドラフト、所内ビット、上カバー用取替)
圧油装置	取替	漏油
➤ 発電機		
発電機本体非破壊検査	実施	
固定子コイル	取替	経年劣化
回転子コイル	取替	経年劣化。絶縁更新
発電機軸受	取替	漏油。(上・下部取替)(予備品 2 セット納入)
発電機スラスト軸受	取替	漏油。(予備品 2 セット納入)
オイルリフター	取替	配管詰まり
速度リレー	取替	機能不全。デジタル化
発電機空気冷却器	取替	
励磁装置(励磁用変圧器含む)	取替	老朽化。ブラシレス化。励磁用遮断器機能不全。冷却装置機能不全
➤ 制御盤		老朽化。運転・監視機能不全
運転監視制御盤	取替	Programmable Logic Controller (PLC) 化
自動電圧調整装置	取替	デジタル化(ブラシレス)
水車発電機振動監視装置	取替	
発電機監視盤(G22)	取替	
表示ランプ	取替	
➤ ケーブル		経年劣化
電力ケーブル	取替	発電機と各種盤間
制御ケーブル	取替	
➤ 空調装置	取替	水車発電機室ブローア機能不全
➤ 機械式および静止型リレー	取替	老朽化。信頼性向上(各種リレー対象)
➤ 11kV 真空遮断器	取替	老朽化
➤ 発電所用蓄電池	取替	経年劣化
➤ 発電機用変圧器	取替	経年劣化
➤ 11kV 母線連絡用変圧器	取替	経年劣化
➤ 所内 400V 供給用変圧器	取替	経年劣化
➤ 非常用ディーゼル発電機	取替	経年劣化。信頼性向上(容量アップ。自動起動機能付加)
➤ 400V 開閉装置	取替	老朽化
➤ 屋外変電所(全般)	取替	機能不全。GIS 化(大容量化 31.5kA) (遮断器、計器用変流器、計器用変圧器、避雷器、変圧器、電力ケーブル対象)
➤ 所内受電用変圧器(132/11kV)	増設	所内電源信頼性向上
➤ 調相設備(シャントリアクター)	増設	系統電圧調整能力向上

R : Replacement P : Repair I : Inspection A : Addition

出典 : JICA 調査団

3.5 事業実施の必要性

上述の通り、両発電所は「ミ」国の電力供給において重要な役割を持つ発電所であり、年間を通じて稼働している。一方、設備の補修工事を含めた維持管理は発電所スタッフの継続的な献身によって遂行されており、発電能力を維持してきた。発電所職員は改修事業を喫緊の課題と認識しており、可能な範囲で維持管理を継続しているものの、将来の発電所設備の故障と停電のリスクは避けられない。

「ミ」国政府が日本政府に提出した改修事業の要請書には、発電所機器の経年劣化による質の低下に対する改修事業実施の必要性が記載されている。いくつかの機器は発電所を停止して改修工事を実施する必要がある。

このため、「ミ」国の系統にとって重要な供給源である両発電所について、適切な改修事業を実施して、発電所を運用維持管理し、安定した供給能力を確保することは極めて重要である。

改修要請の内容について、セダウジ水力発電所は 1989 年に、バルーチャン第一水力発電所は 1992 年と、ほぼ同時期に営業運転を開始し、それ以降、両発電所とも高い稼働率の運転状況にある。現地調査からは主要機器における老朽化も同程度進行しており、各機器において改修の必要性が認められている。

しかし、両発電所の要請書に記載された設備改修の範囲を比較すると、バルーチャン第一水力発電所は水車発電機の分解点検の実施を主な要望内容とする一方、セダウジ水力発電所はそれに加え、主な設備の取替改修も包含し、より充実した要請内容となっている。

共同企業体を実施した現地調査からも、一部機器に対しては既に改修保全が実施されたものもある一方で、状態が改善されず、さらに設備信頼度が低下している機器も確認できている。

本調査にあたっては、要請書に記載された機器に対する現状を詳細に確認するとともに、要請書以降の新たな機器トラブルの顕在化という観点も踏まえて設備の点検を実施し、現況に応じて必要な改修設備を提案することが重要と認識する。

第4章 水車および補機の改修計画

4.1 対象発電所の現地調査結果（水車）

4.1.1 バルーチャン第一水力発電所

第2次現地調査（2016年2月）にて1号機、2号機とも外部点検、内部点検を同一水準で実施した。内部点検は、まず入口弁および吸出し管ゲートを全閉とし、水車内部を抜水した後ケーシングと吸出し管上部にそれぞれ設けられているマンホールから内部に進入し、水車内部の流水面を点検・調査した。

外部点検、内部点検の結果、各号機に特筆すべき深刻な破損・損傷は無かった。また経年劣化状況は両号機ともほとんど類似であった。確認された主な経年劣化事象を要約して以下に記す。

1) ランナ

羽根の出口部負圧側にキャビテーション壊蝕痕、また羽根の入口部負圧側シュラウド側に同様にキャビテーション壊蝕痕が確認された。これらの最大壊蝕深さは溶接補修が非常に難しい深さ3mm以上であったため、修理では対応できず交換が必要と判断された。

2) 各機器および補機類

経年劣化事象は特に可動部品の摺動部や補機類（油システム、給排水システム、各種配管など）に多く確認された。典型的な劣化事象として、パッキン類からの漏れ、継電器など電気部品の故障、回転部軸受メタルの摩耗、各種計器・電気部品の劣化・故障などが確認された。これらの劣化・故障部品は交換が必要である。

以上の点検調査結果の詳細は、点検チェックリストとして整理した。

4.1.2 セダウジ水力発電所

第2次現地調査にて1号機、2号機とも外部点検については同一水準で実施出来た。セダウジ水力発電所の場合は入口弁が無くダムに設置されたゲートにより鉄管止水を行う事となる。この場合、内部点検は点検ゲート（角落し）と水圧鉄管ゲートを全閉にした後、水車内部を抜水して実施する事になる。当初よりゲート部からの漏水が多い事が判っていたため、2号機に関しては、対策として角落しを設置し漏水は多かったものの、水車ケーシング内に土のうを設置する事により、内部点検を実施する事が出来た。一方、1号機に関しては漏水量が極めて多かったため水車内部に進入ができず、発電所職員との協議の結果、内部点検

は断念する事となった。

外部点検の結果では、各号機に特筆すべき深刻な破損・損傷は無かった。また経年劣化状況は両号機ともほとんど類似であった。一方、内部点検は2号機の実施ではあったが、両号機とも竣工後の運転時間や運転負荷が類似しており、外部劣化状況も類似している。1号機の改修計画について、発電公社との協議の結果、1号機の内部状況も2号機とほとんど変わらないものと判断し、設計を行うものとする。

確認された主な経年劣化事象を要約して以下に記す。

1) ランナ

羽根の負圧面外周側にキャビテーション壊蝕痕が確認された。これらの最大壊蝕深さは溶接補修が非常に難しい深さ 3mm 以上であったため、修理はせず交換が必要と判断された。

また、ディスチャージリング内面球面加工部のランナ外周対応部に部分的なスリ傷が確認され、改修時にランナ・回転軸の再アラインメントが必要と判断された。

2) 各機器および補機類

バルーチャン第一水力発電所と同様に、経年劣化事象は特に可動部品の摺動部や補機類（油システム、給排水システム、各種配管など）に多く確認された。典型的な劣化事象として、パッキン類からの漏れ、継電器などの各種電気部品の故障、回転部軸受メタルの摩耗、各種計器・電気部品の劣化などが確認された。これらの劣化・故障部品は交換が必要である。

以上の点検調査結果の詳細は、点検チェックリストとして整理された。

4.2 改修対象設備のスクリーニング（水車）

改修が必要となるコンポーネント（機器、部品）については、別途スクリーニングシートに整理し、重要度・優先度を考慮し交換・修理の区分けを行った。スクリーニングについて、バルーチャン第一水力発電所の結果を表 4-1に、セダウジ水力発電所の結果を表 4-2に示す。

表 4-1 バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果(水車)

Hydropower Plant
Facilities/Equipment

Baluchaung No.1
Turbine

*1 Check items
✓ :Problem
NA :Not available
blank: No problem

*2 Screening for the
Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*3 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

Components	Application	Check item*1					Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts				
(1. Application Items)									
Non Destructive Test (NDT)	✓						B	I	NDT is preferable to be conducted during the overhaul
Turbine Runner	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Newly designed runner is needed, because of the unignorable cavitation erosion, and difficulties for welding repair	
Guide Vane	✓	✓		NA	✓	B	I	No apparent defect was found. Non-destructive inspection is needed during overhaul period. Expectation of some turbine efficiency improvement.	
Guide Vane Bearing and Stem Bush	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of all the bearings/bushes and related consumable small parts	
Shear Pin	✓	✓		✓	✓	A	R	Complete replacement of the shear pins and the breakage detecting device	
Gate Servomotor	✓	✓	✓	✓	✓	A	P	Complete replacement of the consumable parts, packings and piston rings, etc.	
Turbine Guide Bearing	✓	✓		NA	✓	A	P	Replacement of the bearing metal component to one designed using up-to-date technology.	
Shaft Sleeve	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of the sleeve itself to one designed using up-to-date technology.	
Shaft Seal Box	✓	✓		NA	✓	A	P	Replacement of the seal packing	
Head Cover	✓	✓		NA	✓	A	P	Replacement of its facing plates and wearing rings	
Stay Ring	✓	✓		NA	✓	A	P	Replacement of its facing plates and wearing rings	
Inlet Valve	✓	✓		NA	✓	A	P	replacement of all the consumable parts	
Inlet Valve Servomotor	✓	✓		NA	✓	A	P	replacement of all the consumable parts, packings and piston rings, etc.	
(2. Additional Items by the inspection)									
2.1 Speed Governor System		✓	✓	✓	✓	A	R	Redesign and replacement to newly designed digital governor system	
2.2 Cooling Water Supply System		✓	✓	✓	✓	A	R	All electrical components including pumps, motor-operated valves and local control panels are needed to be replaced. The motors/gear boxes for main water strainers are needed to be replaced. Hand-operated strainers are needed to be redesigned and replaced. All small exposed water pipings (less than 100mm) should be replaced. The cooling water intake structure at penstock wall is needed to be redesigned and applied for preventing terrible accumulation of foreign materials.	
2.3 Water Drainage System		✓	✓	✓	✓	A	R	Drainage pumps at drainage water pits, all related electrical components including local control panels and water level meters, etc.	
2.4 Pressure Oil Supply System		✓	✓	✓	✓	A	R	The air-compressor set/system for the pressure oil supply system is needed to be replaced and its location is redesigned. Therefore, the pressure oil system is needed to be redesigned fundamentally. In the replacement, the oil-sump tank set and oil-pressure tank set are needed to be redesigned.	
2.5 Turbine flow meter (by piezometer method)		✓	✓	✓	NA	B	A	The flow monitoring method is recommended to be changed to the method using turbine model test data by computation in the new control/monitoring system.	
2.6 All wearing/ consumable parts of turbine components		✓		NA	✓	A	R	Ordinarily conducted during the overhaul	
2.7 Small electrical/ mechanical components in turbine system		✓	✓	✓	✓	A	R	The small components such as motors, pressure meters, relays and flow meters/gauges, etc. are needed to be replaced.	
2.8 Embedded pipings		✓	✓	NA	NA	A	P	Cleaning the inside of embedded pipings is needed. Rust-preventive coating for embedded water pipings should be carried out.	
2.9 Station Overhead Crane		✓	✓	NA	✓	A	P	All electrical components/parts and damaged are needed to be replaced.	

表 4-2 セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果(水車)

Hydropower Plant
Facilities/Equipment

Sedawgyi
Turbine

*1 Check items
✓ :Problem
NA :Not available
blank: No problem

*2 Screening for the
Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*3 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

Components	Application	Check item*1					Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts				
(1. Application Items)									
1.1 Turbine Runner Vane	✓	✓	✓		✓	A	R	Newly designed runner vanes are needed, because of the unignorable cavitation erosion and difficulties for welding repair	
1.2 Turbine Runner Hub	✓	✓		NA	✓	A	R	Newly designed hub and the inner mechanism are needed according to the introduction of water lubricated method in the hub.	
1.3 Guide Vane	✓	✓		NA	✓	B	I	No apparent defect was found. Non-destructive inspection is needed during overhaul period. Expectation of some turbine efficiency improvement.	
1.4 Guide Vane Stem Bush	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of all the bush itself and related consumable small parts	
1.5 Inner Head Cover	✓	✓		NA	✓	A	P	Repair of the cover itself and replacement of related consumable parts	
1.6 Outer Head Cover	✓	✓		NA	✓	A	P	Repair of the cover itself and replacement of related consumable parts	
1.7 Turbine Guide Bearing	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of the bearing metal component designed using up-to-date technology	
1.8 Shaft Sleeve	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of the sleeve itself designed using up-to-date technology.	
1.9 Shaft Sealing Box	✓	✓		NA	✓	A	P	Replacement of the packing using new material and related small parts	
1.10 Vacuum Breaker Valve	✓	✓		NA	✓	A	P	Repair of the valve and replacement of small consumable parts	
1.11 Runner Vane Return Mechanism	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of the mechanism according to the replacement of the exciter and the governor system	
1.12 Pressure Oil Supply Pipe for Runner Vane Servomotor	✓	✓		NA	✓	A	R	Replacement of the pipe according to the replacement of the exciter	
1.13 Speed Governor System	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Redesign and replacement to newly designed digital governor system	
1.14 Cooling Water Supply System	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	All electrical components including pumps, motor-operated valves and local control panels are needed to be replaced. The main water strainers should be redesigned and replaced to motor-driven automatic strainers. All small exposed water pipings (less than 100mm) should be replaced	
1.15 Water Drainage System	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Head cover drainage pumps, drainage pumps at drainage water pits and all related electrical components including local control panels and water level meters, etc. Corroded or damaged pipings should be replaced.	
1.16 Pressure Oil Supply System	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	The oil-sump tank set is needed to be replaced. All ancillary components and parts including local control panel of the pressure-oil tank are needed to be replaced. The air-compressor set including related electrical devices including the local control panel are needed to be replaced.	
(2. Additional Items by the inspection)									
2.1 Small electrical/mechanical components in turbine system		✓		NA	✓	A	R	The small components such as motors, pressure meters, relays and flow meters/gauges, etc. are needed to be replaced.	
2.2 Shear pins and its breakage detectors		✓		✓	✓	A	R	Shear pins which are one item of consumable parts and the breakage detectors are needed to be replaced.	
2.3 Turbine flow meter (by piezometer method)		✓	✓	✓	NA	B	A	The flow monitoring method is recommended to be changed to the method using turbine model test data by computation in the new control/monitoring system.	
2.4 All wearing/consumable parts of turbine components		✓		NA	✓	A	R	Ordinarily conducted during the overhaul	
2.5 Embedded pipings		✓	✓	NA	NA	A	P	Cleaning the inside of embedded pipings is needed. Rust-preventive coating for embedded water pipings should be carried out.	
2.6 Repair painting for the internal surface of turbine casing		✓	✓	NA	NA	B	P	Because of the deterioration of original painting inside the turbine casing. Usually, the thickness allowance of 2-3mm for steel plate corrosion is provided in the design.	
2.7 Station Overhead Crane		✓	✓	✓	✓	A	P	All electrical components/parts and damaged lifting wires are needed to be replaced.	

4.3 対象発電所における改修事業の概略設計（水車）

水車および補機の現況調査結果およびスクリーニングシートに基づき、発電公社との協議を実施した。第5次現地調査（2016年9月）の期間内に、発電公社総裁との協議を経て両発電所に対する改修内容および改修計画を確定した。

発電公社と最終合意した機器に関する概略設計仕様を以下に記述する。ここで、当初 JICA 調査団から提案するも改修対象から外れた機器に関し、検討経緯を含む全ての情報は最終報告書（英文版）に掲載しているので参照されたい。

4.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 改修基本条件

既設2台の個々の水車の改修内容は若干異なる。改修に当り、水車改修設計の基本仕様は既設機での下記仕様を基本とする。

水車の基本仕様(既設機)

	単位	最大	設計	基準	最低
有効落差	m	75.1	69.9	69.1	66.9
水車出力	kW	14,400	14,400	14,400	13,750
流量	m ³ /s	21.7	23.4	23.7	23.5
回転数	min-1	375			

(2) 水車ランナ

(a) 既設2台の内、改修初号機については既納の予備ランナに交換する。次の1台に関しては新ランナ（但し、既設機と同一設計）に交換する。新ランナは既設設計のため模型水車試験は新たには実施しない事となった。

（注；当初はランナおよびガイドベーンを新開発する計画であり、模型水車試験を実施する方針であったが、発電公社の意向によりランナ・ガイドベーンは既設設計とする事になったため、模型水車試験は不要となった。）

(b) 水車軸とのカップリングボルトを新品に交換する。（2台分）

(3) ガイドベーンおよび操作機構

1) ガイドベーン

- (a) 改修初号機については、全数（12本）を新品（但し既設機と同一設計）に交換する。
- (b) 次の1台については、改修初号機での既設ガイドベーンの状態が不良である事が確認されれば、次号機用の全数（12本）を追加で新品に交換する。
既設ガイドベーンの状態が良好であれば、次号機のガイドベーンは既設品を流用する。

2) ガイドベーン軸ブッシュ

全てのガイドベーン軸受および軸ブッシュを新品に交換する。（2台分）

3) 弱点ピンおよび弱点ピン折損検知器

- (a) 2台分（計24個）の弱点ピンおよび弱点ピン折損検知器（リミットスイッチ）を新品に交換する。
- (b) 1台分（計12個）の新品弱点ピン折損検知器（リミットスイッチ）を予備品として供給する。

4) ガイドベーン操作機構

ガイドリングも含むガイドベーン操作機構部品は消耗部品（軸受ブッシュなど）および偏芯ピンも含む組立調整に必要な部品を交換する。（2台分）
その他は既設機の部品を流用する。

5) ガイドベーンサーボモータ

既設品を流用するが、ピストンリングおよびOリング等の消耗部品は新品に交換する。
（2台分）

(4) 上カバーおよびステアリング

上カバーおよびステアリング両部品に関し、以下の改修を行う。（2台分）

- (a) 既設品を流用するが、ガイドベーン軸ブッシュ等の摺動摩耗部品を新品に交換する。
- (b) シーシライナ、ウェアリングリングを新品に交換する。

(5) 水車主軸受

新品と交換する。（2台分）

(6) 水車軸封水装置

新品と交換する。また関連する主軸スリーブとメンテナンスシール用パッキンは新品と交換

する。(2台分)

(7) 入口弁

入口弁の構成装置である入口弁本体、入口弁サーボモータ、バイパス弁に関して、既設品を流用するが、軸受ブッシュ、パッキン・Oリング類、ピストンリングなどの消耗部品は新品と交換する。(2台分)

(8) 冷却水・給気システム装置

冷却水システム（水車および発電機）に適用される下記の機器（一式）を新品に交換する。

- (a) 電気装置；システム内の全「現場 On-Off スイッチ」は新品に交換する。
- (b) 冷却水取水口の除塵構造；塵芥による鉄管壁取水口閉塞への対策のため、除塵構造部品を新設計し設置する。

(9) 排水システム機器

排水システムに適用される下記の機器（一式）を対象とする。

- (a) 電気装置
 - ① 排水ピットの排水ポンプ（2台）については既設品を流用するが、排水ポンプの現場操作盤は新品に交換する。
 - ② システム内の全「現場 On-Off スイッチ」は新品に交換する。
- (b) 水位検知器（排水ピット用）；2種（フロート型、水中型）を新品に交換する。

(10) 油システム機器

油システムに適用される下記の既設機器を新品に交換する。

- (a) 集油槽セット（付属機器含む）；2台分
- (b) 空気圧縮機セット（付属機器含む）；共用2台
- (c) システム内の「現場 On-Off スイッチ」は全て新品に交換する。

(11) 電気・機械関係の小物機器（水車および発電機）

以下に例示する監視および計測用の機器（一式）は全て新品と交換するため供給する。

- (a) 水配管システム
 - 圧力計、圧カスイッチ、差圧計、フローリレー、など

(b) 油・空気配管システム

安全弁、圧力計、圧力リレー、リミットスイッチ、ソレノイドバルブ、油面リレー、油面計、油面サイトグラス、温度計、温度リレー、その他

(c) 各種バルブ類

添付図面内で指定されたバルブ（吸出し管給気用電動弁含む）を新品に交換する。これらは日本製品とする。

(12) オーバーホール用の摩耗・消耗部品(水車および発電機)

オーバーホール時に必然的に交換される事となる摩耗・消耗部品（O リング、ガスケット、パッキン、その他）を必要量供給する。（一式）

(13) 特殊工具(水車および発電機)

(a) 既設水車および発電機の竣工時に納品された特殊工具の内、現在欠品となっている工具を供給する。（一式）

(b) 本改修時に新設計され供給されるコンポーネント用に対して新たに必要となる特殊工具については供給する。

(14) 予備品(水車および発電機)

(a) 個別に品目と個数について指定されたもの以外の予備品については、供給個数は既設水車および発電機での予備品表と同等とする。

(b) 本改修時に新設計され供給される機器用に対して新たに必要となる予備品については供給する。新設計により不要となる予備品については供給対象としない。

(c) 下記の特定品目については以下のように指定する。

- ・ランナ ; 不要（改修後の既設ランナを予備品とする。）
- ・主軸受 ; 不要（既納予備品有り）
- ・新設計ガイドベーン ; 予備3本
- ・弱点ピン ; 不要（既納予備品有り）
- ・弱点ピン折損警報リミットスイッチ ; (4)3項で指定済

(15) 水車調速機

本項は、保護・制御システムの中で別途指定される。

(16) 水車流量計(ピエゾメータ式)

既設品については故障のため廃止し、水車運転流量は既設水車製作時の水車模型試験データを使用した発電機出力からの流量換算グラフにより簡略的に求める方式に変更する。

(17) 所内クレーン

コントラクターから派遣される指導員の点検により交換・修理される部品が特定され、コントラクターにより新品部品が調達される。改修工事は指導員の監督下により発電公社が実施する。

(18) その他

以下の項目に関しては、発電公社によって実施される。

- (a) 分解既設部品の非破壊検査 (NDT : Non Destructive Test)
- (b) 既設の埋設・露出配管の内部清掃
- (c) ケーシング流水面補修塗装および外装面改修塗装

4.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 改修基本条件

既設 2 台の水車に対して、同一内容・仕様による改修を実施する。改修に当り、水車改修設計の基本仕様は既設機での下記仕様を基本とする。

水車基本仕様(既設機)

	単位	最大	基準	最低
有効落差	m	34.56	28.23	15.75
	ft	113.38	92.63	51.68
最大出力	kW	14,174	13,055	3,900
流 量	m ³ /s	45.1	51.7	29.7
	cfs	1592.5	1825.5	1048.7
回転数	min-1	250		

水車効率の向上およびランナキャビテーション特性の改善のため、更新されるランナの形状・翼型およびガイドベーン翼型は新設計とする。また新設計されるランナハブ形状・寸法に合わせて、内側上カバーの流水形状も新設計とする。

改修される対象部品・項目（詳細は下記による）は、オーバーホール作業において必然的に交換される事となる消耗部品および新製される交換部品を含める。

(2) 水車模型試験

新ランナおよび新ガイドベーン的设计のため、コンピューター流体解析（CFD: Computational Fluid Dynamics）を活用した開発を行う。性能・特性の検証のため、相似模型水車を製作し模型水車試験を行う。

模型水車試験では施主（発電公社）およびコンサルタントによる立会試験を行う。

(3) 水車ランナ

1) ランナ基本仕様

- (a) ランナは羽根 およびハブは一式交換する。羽根枚数は既設機と同一の6枚とする。
(2台分)
- (b) 新設計ランナの外径寸法は既納ランナと同一、材質については同等とする。
- (c) 流用する既設機の水車軸に取付け可能とする。

2) ランナ羽根およびランナハブ

- (a) ランナ羽根とハブの形状・寸法は相互に協調を取り、水車効率向上およびキャビテーション特性の優れたものを開発する。
- (b) ランナハブ内部構造はオイルレス方式とし、羽根駆動機構の軸受部には自己潤滑型軸受を使用する。

(4) ガイドベーンおよび操作機構

1) ガイドベーンおよび軸ブッシュ

- (a) 全数を交換のため新設計による新品を供給する。(2台分)
予備品として合計2個を供給する。
- (b) 水車効率向上のため新開発のガイドベーン翼型とする。
- (c) 全てのガイドベーン軸受および軸ブッシュ新品に交換する。(2台分)

2) ガイドベーン操作機構

- (a) 既設の全ての弱点ピン、弱点ピン折損検知器および関連部品を新品に交換する。(2台分)
- (b) 操作機構部品は消耗部品（軸受ブッシュなど）および組立調整に必要な部品を供給する。それ以外は可能な限り既設機の部品を流用する。

3) **ガイドベーンサーボモータ**

既設品を流用するが、ピストンリングおよび消耗部品は新品に交換する。(2台分)

(5) **上カバー、ボトムリング**

1) **内側上カバー**

- (a) 流水面形状は水車効率が上昇するよう最適形状に新設計し、一式新品に交換する。
(2台分)
- (b) 真空破壊弁は新品と交換する。(2台分)

2) **外側上カバー、ボトムリング**

- (a) 既設品を流用するが、ガイドベーン軸受ブッシュは新品に交換する。(2台分)
- (b) シートライナが取り付けられている場合は新品に交換する。

(6) **水車案内軸受**

- (a) セグメント方式の軸受に新設計し、交換する。(2台分)
- (b) 軸受油槽からの油漏れが極力少なくなる構造、および点検・保守がし易い構造とする。
- (c) 予備品として軸受パッド1台分を供給する。

(7) **水車主軸封水装置**

- (a) 封水性能・耐久性・保守性を考慮し、最新技術により設計の上、交換する。(2台分)
- (b) 主軸スリーブは新品と交換する。材質は既設部品と同等とする。

(8) **ランナ羽根操作機構**

1) **ランナ羽根開度リターン機構**

発電機の励磁機側のブラシレス化改修および水車ガバナのデジタル化と協調を取り、必要とされるコンポーネントを新設計し、交換する。(2台分)

2) **ランナ羽根サーボモータ機構**

- (a) 発電機の励磁機側のブラシレス化改修および水車ガバナのデジタル化と協調を取り、必要とされるコンポーネントを新設計し交換する。(2台分)
- (b) 水車・発電機に取り付く圧油導入機構の内、必要部分は新設計交換とするが、その他は既設部品を流用する。
- (c) ランナ羽根サーボモータのピストンリングおよび消耗部品は新品に交換する。
- (d) 発電機励磁機の改修に伴う寸法変更により、圧油導入装置に接続される外部の圧油配管等については必要箇所を特定した上で新設計し交換する。

(9) 冷却水システム機器

冷却水システム（水車および発電機）に適用される下記のコンポーネントを新品に交換する。

（一式）

交換対象部分については、添付図面に示す。

1) 電気機器

- ①給水ポンプセット（2台）および電動弁（2台）
- ②現場操作盤（上記の一体操作盤）

2) 給水用主ストレーナ

- ・既設の手動ストレーナ（2台）は、それぞれ自動操作電動ストレーナに交換する。
- ・電動ストレーナ用の現場操作盤を供給する。

3) 配管

- ・SGP管（配管用炭素鋼管）を使用している小口径（50A以下）の露出配管部はSUS管（ステンレス鋼管）に交換する。バルブ類は既設品を流用する。
- ・現地での配管取替え工事は発電公社が実施する。コントラクターから派遣の指導員の指導の下で施工する。

(10) 排水システム機器

排水システムに適用される下記のコンポーネントを新品に交換する。（一式）

交換対象部分については、添付図面に示す。

1) 電気機器

- ・上カバー排水ポンプ、所内排水ポンプ、吸出し管排水ポンプ
- ・各排水ポンプ現場操作盤

2) 水位検出器

- ・所内排水ピット水位検出器
- ・吸出し管排水ピット水位検出器

(11) 油システム機器

油システム機器に適用される下記のコンポーネントを新品に交換する。（一式）

交換対象部分については、添付図面に示す。

- (a) 集油槽セット（関連機器含む）、圧縮空気セット（関連機器含む）、漏油システム用油ポンプ・モータセット
- (b) 上記機器用の現場操作盤

(12) 電気・機械小物部品(水車および発電機)

以下に例示する監視および計測用の機器は全て新品に交換する。(一式)

1) 水配管システム

- ・圧力ゲージ、電気接点付き圧力ゲージ、圧力スイッチ、フローリレー
- ・流量計(発電機軸受油冷却用熱交換器の給水量測定用);各号機1個・計2個
(但し、水量測定値を制御室内で表示する仕様とする。)
- ・水ストレーナ(主軸封水用)、など

2) 油・空気配管システム(圧油および潤滑油)

- ・安全弁、減圧弁(空気タンクシステム用)
- ・圧力ゲージ、圧力スイッチ、リミットスイッチ
- ・ソレノイドバルブ
- ・油フィルター(漏油システム用)、油面スイッチ、油面ゲージ、油面サイトグラス
- ・温度計、温度リレー、その他

(13) オーバーホール用摩耗/消耗部品(水車および発電機)

水車および発電機のオーバーホール時に必然的に交換される事となる摩耗/消耗部品(Oリング、ガスケット、パッキン、など)は必要量準備する。(一式)

(14) 特殊工具(水車および発電機)

- (a) 既設水車および発電機の竣工時に納品された特殊工具セットの内、現在欠品となっている工具を供給する。(一式)
新設計により不要となる欠品工具については供給対象から外す。
- (b) 本改修時に新設計された供給される機器用に対して新たに必要となる特殊工具については供給する。(一式)

(15) 予備品(水車および発電機)

個別に品目と個数について指定されたもの以外の予備品については供給する。(一式)
供給個数は既設水車および発電機での予備品表と同等とする。

(16) 水車調速機

本項は保護・制御システムの中で別途指定される。

(17) 水車流量計(ピエゾメータ式)

本項は保護・制御システムの中で別途指定される。

(18) 所内クレーン

コントラクターから派遣される指導員の点検により交換・修理される部品が特定され、コントラクターにより新品部品が調達される。改修工事は指導員の監督下により発電公社が実施する。

(19) その他

以下の項目に関しては、発電公社が実施する。

- (a) 分解既設部品の非破壊検査
- (b) 既設の埋設・露出配管の内部清掃
- (c) ケーシング流水面補修塗装および外装面改修塗装

第5章 発電機および補機の改修計画

5.1 対象発電所の現地調査結果（発電機）

5.1.1 バルーチャン第一水力発電所

表 5-1 にバルーチャン第一水力発電所における発電機および補機の現地調査結果の概要を示す。

表 5-1 発電機の現地調査結果概要(バルーチャン第一水力発電所)

機材名	状 況
発電機 1、2号機	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上部ブラケット表面に上部軸受油槽からの漏油が見られる。また、1号機の上部ブラケットの溶接個所にクラックが発生しており、油槽内部より油がしみ出ている。 ・ 空気冷却器の漏水トラブルが繰り返されており、12個保有していた予備の冷却器も現在6個のみとなっている。 ・ ブレーキングに摺動傷が見られる。ブレーキ制御装置の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機停止過程時の軸受焼損事故につながる可能性がある。 ・ オイルリフター本体および制御回路の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機起動過程、停止過程時の軸受焼損事故につながる可能性がある。 ・ コレクタリング表面に若干の荒れがある。ブラシのカーボン粉が多量に飛散している。コレクタリング周辺に上部軸受油槽からの油が飛散している。 ・ 固定子コイル、回転子コイルの表面にほこりの付着が見られた。目視範囲は限られているものの見える範囲において外観上の異常は確認できなかったが、経年劣化に伴う絶縁性能の低下が懸念される。 ・ 固定子コイルの残存寿命評価を実施した結果、最も厳しいケースの場合、1号機、2号機とも4年という評価結果となった。
励磁装置 1、2号機	<ul style="list-style-type: none"> ・ 継電器（流量、油面、温度）のうち、下部軸受油面計の読み取りができない。各継電器の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機本体の重大事故につながる可能性がある。
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 界磁遮断器が過去に故障を繰り返している。すでに予備の界磁遮断器も使いきっており、今後故障が発生した場合、水車発電機が運転不能となる。 ・ 励磁変圧器のリードの被覆が劣化により一部はがれている。導体部も含め、汚損が見られる。

5.1.2 セダウジ水力発電所

表 5-2 にセダウジ水力発電所における発電機および補機の現地調査結果の概要を示す。

表 5-2 発電機の現地調査結果概要(セダウジ水力発電所)

機材名	状 況																											
発電機 1、2号機	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上部ブラケット上部に上部軸受油槽からの漏油が見られる。また、下部ブラケットに下部軸受油槽からの漏油が見られる。 ・ ブレーキリングに片あたりによるホットスポットが見られる。2号機のブレーキ粉飛散防止材が一部消失している。1号機のブレーキ粉飛散防止材がブレーキリングと一部接触している。ブレーキ制御装置の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機停止過程時の軸受焼損事故につながる可能性がある。 ・ スリップリング周辺に多量のカーボンブラシ粉が飛散している。カーボンブラシはオリジナルメーカー製の予備がなくインド製を使用している。コレクタリング周辺に上部軸受油槽からの油が飛散している。2号機の下部スリップリング表面が若干荒れている。 ・ 速度検出用のセンサーが、2号機は6個中3個が、1号機は6個中4個が不良である。また、機械式速度スイッチおよび接地ブラシが両号機とも不良である。さらにセンサーの不良が発生した場合、水車発電機の運転ができないことが想定される。 ・ 空気冷却器の冷却水配管内部に、若干の錆および泥の付着が見られる。 ・ 固定子コイル、回転子コイルの表面にほこりの付着が見られた。目視範囲は限られているものの見える範囲において外観上の異常は確認できなかったが、経年劣化に伴う絶縁性能の低下が懸念される。 ・ 固定子コイルの残存寿命評価を実施した結果、最も厳しいケースの場合、1号機、2号機とも1年という評価結果となった。 <div data-bbox="443 1301 1326 1868" style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>Sedawgyi : Unit 1 and Unit 2 are almost same points.</p> <table border="1" style="display: none;"> <caption>Estimated data from the Braekdown voltage graph</caption> <thead> <tr> <th>Operation year</th> <th>Average value (%)</th> <th>Worst value (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>100</td><td>80</td></tr> <tr><td>10</td><td>95</td><td>70</td></tr> <tr><td>20</td><td>90</td><td>60</td></tr> <tr><td>27 (Year 2016)</td><td>85</td><td>55</td></tr> <tr><td>30</td><td>80</td><td>45</td></tr> <tr><td>35</td><td>70</td><td>30</td></tr> <tr><td>40</td><td>60</td><td>20</td></tr> <tr><td>50</td><td>40</td><td>10</td></tr> </tbody> </table> </div> <ul style="list-style-type: none"> ・ オイルリフターの目詰まりが過去に発生している。オイルリフター本体および制御回路の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機起動過程、停止過程時の軸受焼損事故につながる可能性がある。 	Operation year	Average value (%)	Worst value (%)	0	100	80	10	95	70	20	90	60	27 (Year 2016)	85	55	30	80	45	35	70	30	40	60	20	50	40	10
Operation year	Average value (%)	Worst value (%)																										
0	100	80																										
10	95	70																										
20	90	60																										
27 (Year 2016)	85	55																										
30	80	45																										
35	70	30																										
40	60	20																										
50	40	10																										

機材名	状 況
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 軸受潤滑油冷却システムにおいて、1号機、2号機とも2台中1台の電動機ポンプの振動が大きい。ポンプから多量の漏油が発生している。1号機のポンプ圧力計が損失している。電動機ポンプおよび制御装置の劣化等による信頼性低下が懸念され、水車発電機軸受温度上昇による焼損事故につながる可能性がある。 ・ 発電機用ヒーターの制御装置の劣化等による信頼性低下が懸念される。 ・ 継電器（流量、油面、温度）のうち、generator gauge panelに取り付けられているダイヤル温度計が不良である。流量計（油、水）には機能していないもの、あるいは機能しているか判定できないものが多い。軸受油面計は数値による読み取りができない。各継電器の劣化等による信頼性低下が発生しており水車発電機本体の重大事故につながる可能性がある。
<p>励磁装置 1、2号機</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 界磁遮断器の予備品がない。今後故障が発生した場合、水車発電機が運転不能となる。 ・ 励磁用変圧器は現在のところ異常は発生していないものの、劣化等による信頼性低下が懸念される。
<p>発電機用 キュービクル 1、2号機</p>	<p>1号機のキュービクル3の11kV電力ケーブル（A相主要変圧器側、C相11kV側）に事故が発生し、絶縁修理されている。</p>

5.2 改修対象設備のスクリーニング（発電機）

運転開始以来、水車発電機のオーバーホールが実施されていないために、経年劣化による不具合が数多く見られる。オーバーホールを速やかに実施するとともに、改修工事を実施する必要がある。

改修が必要となるコンポーネント（機器、部品）については、別途スクリーニングシートに整理し、重要度・優先度を考慮し交換・修理の区分けを行った。スクリーニングについて、バルーチャン第一水力発電所の結果を表 5-3に、セダウジ水力発電所の結果を表 5-4に示す。

表 5-3 バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果(発電機)

Hydropower Plant
Facilities/Equipment

Baluchaung No.1
Generator

*1 Check items
✓ :Problem
NA :Not available
blank: No problem

*2 Screening for the
Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*3 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

Components	Application	Check item*1				Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts			
Non Destructive Test	✓	✓	✓	✓	✓	A	I	crack at welding of bracket. Shaft, bracket, stator frame, rotor spoke and etc.
Stator Coil	✓	✓	NA		✓	A	R	Replacement work depends on the evaluated the remaining life year.
Rotor Coil	✓	✓	NA		✓	A	R	insulation renewal
Generator Guide Bearing	✓	✓	NA			A	R	upper and lower bearings
Generator Thrust Bearing	✓	✓	NA			A	R	Plastic bearing will be considered for the improvement of reliability.
Oil Lifter	✓	✓	✓		✓	A	R	
Oil Cooler	✓	✓	NA	✓	✓	A	R	frequent water leakage
Air Cooler	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	decrease of spare parts (original; 12 present; 6)
Break System		✓	✓	✓	✓	A	R	break ring, break and Jack
CO ₂ Fire Fighting System		✓	✓	✓	✓	B	R	Countermeasure such as portable fire extinguisher is possible.
Excitation System		✓	✓	✓	✓	A	R	Brushless exciter will be considered.
Overhaul Parts (Electric Relay)	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	dial thermometer, oil level gauge and flow meter

表 5-4 セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング結果(発電機)

Hydropower Plant Facilities/Equipment	<u>Sedawgyi</u> <u>Generator</u>	*1 Check items ✓ :Problem NA :Not available blank: No problem	*2 Screening for the Rehabilitation Project A :Required B :Recommended C :Not Required	*3 Measures R :Replacement P :Repair A :Addition I :Inspection
--	-------------------------------------	--	--	--

Components	Application	Check item*1					Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts				
Non Destructive Test	✓	✓	✓	✓	✓	A	I	shaft, bracket, stator frame, rotor spoke and etc.	
Stator Coil	✓	✓	NA		✓	A	R	Replacement work depends on the evaluated the remaining life year.	
Rotor Coil	✓	✓			✓	A	R	insulation renewal	
Generator Guide Bearing	✓	✓				A	R	upper and lower bearings	
Generator Thrust Bearing	✓	✓			✓	A	R	Plastic bearing will be considered for the improvement of reliability	
Oil Lifter	✓	✓	✓		✓	A	R		
Speed Relay	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Digital type will be considered.	
Air Cooler	✓	✓	✓		✓	A	R		
Excitation System	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Brushless exciter will be considered.	
Lubricating Oil Cooling Unit		✓	✓	✓	✓	A	R		
Break System		✓	✓		✓	A	R	break ring, break and Jack	
Generator Heater		✓	✓		✓	B	R	If any trouble occurs in it, it is not necessary to stop generator.	
Neutral Grounding Device		✓	✓		✓	A	R	Replacement of the neutral transformer shall be considered.	
Cooling Water Piping (for air cooler)			✓			B	P	cleaning works of the inside	
CO ₂ Fire Fighting System		✓	✓	✓	✓	B	R	Countermeasure such as portable fire extinguisher is possible.	
Overhaul Parts (Electric Relay)	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	dial thermometer, oil level gauge and flow meter	

5.3 対象発電所における改修事業の概略設計 (発電機)

以下には発電公社と最終合意した機器のみ掲載するが、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書(英文版)に掲載するので参照されたい。

5.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 一般事項

既設 2 台に対して同一内容・仕様による改修を実施する。

改修に当り、基本仕様は既設機での下記仕様を基本とする。

- ・型式：立軸 3 相同期発電機
- ・定格出力：15,500kVA
- ・定格電圧：11kV
- ・定格力率：90%
- ・定格回転速度：375min-1
- ・無拘束速度：800min-1

機器の設計条件は既設発電所の値を適用する。改修後の短絡比、発電機特性および各部における保証温度値は変更しない。

なお、改修される対象部品・項目（詳細は下記による）には、改修作業に伴う分解作業において必然的に交換される消耗部品および交換部品を含むものとする。

(2) 発電機固定子コイル(1、2号機)

固定子コイルを取替し絶縁耐力の回復を図る。温度検出器も全数新製取替える。コイルは B 種絶縁とする。改修後の発電機特性は変更しない。

(3) 発電機回転子コイル(1、2号機)

回転子コイルを取替（巻替え）し絶縁耐力の回復を図る。コイル押えも合わせて新製取替える。改修後の発電機特性は変更しない。

(4) 発電機ガイド軸受(上・下部)(1、2号機)

軸受を新製取替える。型式はセグメント型とする。材質はホワイト (WJ2) とする。温度検出器（油槽含む）、ダイヤル温度計、温度リレー、油面リレー（油面計）および軸受油槽混水検出器も合わせて新製取替える。

必要に応じて、上部ブラケット、下部ブラケットの改造を実施する。

(5) 発電機スラスト軸受(1、2号機)

軸受を新製取替える。材質はホワイト軸受から樹脂軸受へ変更する。温度検出器、ダイヤル温度計および温度リレーも合わせて新製取替える。

必要に応じて上部ブラケットの改造を実施する。

(6) 軸受オイル冷却器(上・下部)(1、2号機)

上部、下部軸受用オイル冷却器を新製取替える。流量計も合わせて新製取替える。

(7) 空気冷却器(1、2号機)

空気冷却器を新製取替える。改修後の発電機コイルおよび軸受温度上限値は変更しない。温度検出器、ダイヤル温度計および温度リレーも合わせて新製取替える。

(8) 励磁装置(1、2号機)

自動電圧調整装置および励磁変圧器を含む励磁システム全体を新製取替える、型式は静止型から AC (ブラシレス) 型へ変更する。励磁変圧器用キュービクルおよびキュービクル内機器を新製取替える。励磁用変圧器はモールド型とする。この改修に伴い、速度検出リレーはデジタル型へ変更する。改修後の発電機特性は変更しない。発電機固定子コイルおよび回転子コイルの取替を考慮の上、励磁システム全体の設計を実施する。

(9) 予備品

固定子コイル 6 本を納入する。

上部軸受用冷却器 2 台 (1 台/1 unit)、下部軸受用オイル冷却器 2 台 (1 台/1 unit) を納入する。

5.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 一般事項

既設 2 台に対して同一内容・仕様による改修を実施する。

改修に当り、基本仕様は既設機での下記仕様と基本とする。

- ・ 型 式：立軸 3 相同期発電機
- ・ 定 格 出 力：13,888kVA
- ・ 定 格 電 圧：11kV
- ・ 定 格 力 率：90%
- ・ 定格回転速度：250min-1
- ・ 無拘束速度：687min-1

機器の設計条件は既設発電所の値を適用する。改修後の短絡比、発電機特性および各部における保証温度値は変更しない。

なお、改修される対象部品・項目（詳細は下記による）には、改修作業に伴う分解作業において必然的に交換される消耗部品および交換部品を含むものとする。

(2) 発電機固定子コイル(1、2号機)

固定子コイルを取替し絶縁耐力の回復を図る。温度検出器も全数新製取替える。コイルはF種絶縁とする。改修後の発電機特性は変更しない。

(3) 発電機回転子コイル(1、2号機)

回転子コイルを取替(巻替え)し絶縁耐力の回復を図る。改修後の発電機特性は変更しない。

(4) 発電機ガイド軸受(上・下部)(1、2号機)

軸受を新製取替える。型式はセグメント型とする。材質はホワイト(WJ2)とする。温度検出器、ダイヤル温度計、温度リレーおよび油面リレー(油面計)も合わせて新製取替える。

(5) 発電機スラスト軸受(1、2号機)

軸受を新製取替える。材質はホワイト軸受から樹脂軸受へ変更する。温度検出器、ダイヤル温度計および温度リレーも合わせて新製取替える。

(6) 空気冷却器(1、2号機)

空気冷却器を新製取替える。改修後の発電機コイルおよび軸受温度上限値は変更しない。温度検出器、ダイヤル温度計および温度リレーも合わせて新製取替える。

(7) ブレーキシステム(1、2号機)

ブレーキリング、ブレーキ本体およびオイルジャッキを新製取替える。リミットスイッチは含まれる。ブレーキ本体およびオイルジャッキの圧力は変更しない。

(8) 軸受オイル冷却装置(1、2号機)

壁掛けタイプの現地制御盤および構成されるすべてのコンポーネント部品を含め新製取替える。

(9) 励磁装置(1、2号機)

自動電圧調整装置および励磁変圧器を含む励磁システム全体を新製取替える、型式は静止型からAC(ブラシレス)型へ変更する。励磁用変圧器はモールド型とする。この改修に伴い、速度検出リレーはデジタル型へ変更する。改修後の発電機特性は変更しない。発電機固

定子コイルおよび回転子コイル絶縁更新を考慮の上、励磁システム全体の設計を実施する。
発電機トップカバーを水車オイルヘッド改修も踏まえ取替える。

(10) 中性点接地装置(1、2号機)

中性点接地変圧器を新製取替える。定格事項は変更しない。形式は乾式からモールド形へ変更する。

(11) 発電機号機用電力量計(1、2号機)

各号機毎に電力量計を設置（増設）する。なお、設置箇所は、配電盤室の制御盤である。

(12) 予備品

固定子コイル6本を納入する。

空気冷却器2台を各号機に納入する。

軸受オイル冷却器本体1台を納入する。

第6章 保護・制御設備の改修計画

6.1 対象発電所の現地調査結果（保護・制御設備）

6.1.1 バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所の保護・制御設備の改修範囲を表 6-1 に示す。

表 6-1 保護・制御設備の現地調査結果概要(バルーチャン第一水力発電所)

Equipment		Condition
Protection and Control Panel	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Control Panel Room ➢ DC Control Panel ➢ Control Panel of Auxiliary Equipment 	Reliability of the protection and control panel is remarkably decreased due to the deterioration of following items; <ul style="list-style-type: none"> - Protection panel, - Automatic control panel for power generation, - Control buttons, - Timer, - Relays - Auxiliary relays - Record system
Control Cable	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Overall Control Cable 	Reliability of the control cables is remarkably decreased due to the deterioration of outer coating and deformation and rust development of the cable terminal.
Fire Alarm System	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Overall Building 	Fire alarm system such as the central control panel, respective alarm panels, fire detectors and fire extinguishers have been never maintained since the commissioning. Aging deterioration is remarkably developed and it is not functional.
Communication System	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Control Equipment of Power Generation ➢ Communication Equipment 	Communication equipment for power generation control and communication is seriously deteriorated and is not functioned.
Governor Control Equipment	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Regulator Panel ➢ Actuator Panel ➢ Control Panel of Turbine Automatic Operation ➢ Return Mechanism 	Reliability of all control panels is decreased due to the aging deterioration of electrical components of power sources, control buttons and relays. Reliability of mechanical equipment is also decreased due to the pollution of turbine oil and coating of grease.
Exciter Control Equipment	<ul style="list-style-type: none"> ➢ AVR (Automatic Voltage Regulator) 	Reliability of all control panels is decreased due to the aging deterioration of electrical components of power sources, control buttons and relays.
Water Level Gauge	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Gauge for the Dam Operation ➢ Gauge for the Power Generation 	Gauges for power generation control and river operation are seriously deteriorated and are not functioned.

6.1.2 セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所の保護制御設備の改修範囲を表 6-2 に示す。

表 6-2 保護・制御設備の現地調査結果概要(セダウジ水力発電所)

Equipment		Condition
Protection and Control Panel	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Control Panel Room ➢ DC and AC Control Panel ➢ Turbine and Generator Panel ➢ Control Panel of Auxiliary Equipment 	Reliability of the protection and control panel is remarkably decreased due to the deterioration of following items; <ul style="list-style-type: none"> - Protection panel, - Automatic control panel for power generation, - Control buttons, - Timers, - Relays - Auxiliary relays - Record system
Control Cable	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Overall Control Cable 	Reliability of the control cables is remarkably decreased due to the deterioration of outer coating and deformation and rust of the cable terminal.
Governor Control Equipment	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Regulator Panel ➢ Actuator Panel ➢ Control Panel of Turbine Automatic Operation ➢ Return Mechanism 	Reliability of all control panels is decreased due to the aging deterioration of electrical components of power sources, control buttons and relays. Reliability of mechanical equipment is also decreased due to the pollution of turbine oil and coating of grease.
Exciter Control Equipment	<ul style="list-style-type: none"> ➢ AVR 	Reliability of all control panels is decreased due to the aging deterioration of electrical components of power sources, control buttons and relays.
Water Level Gauge	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Gauge for the Dam ➢ Gauge for the Power Generation 	Water level gauges at the reservoir and tailrace had been broken and not functioned long time ago..
Communication System	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Control Equipment of Gate Operation ➢ Communication Equipment 	Communication equipment for gate control and communication is seriously deteriorated and is not functioned.
Fire Extinguishers	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Overall Building 	Although contents of fire extinguishers have been refilled, hoses and nozzles are seemed to be damaged by the aging deterioration.
Ventilation System	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Exhaust Equipment ➢ Air Supply Equipment 	Reliability of the ventilation system is remarkably decreased due to the deterioration of following items; <ul style="list-style-type: none"> - Exhaust equipment - Air supply equipment (2 of 3 are broken), - Fan motors, - Control buttons, - Timers, - Relays
Air conditioning System	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Control Panel Room ➢ Rectifier Room 	Air conditioning system at the control panel room had been broken and air conditioners of panel types are installed. An air conditioner at rectifier room is remarkably deteriorated. Reliability of the air conditioning system is decreased.

6.2 改修対象設備のスクリーニング（保護・制御設備）

保護・制御設備について両発電所は、経年劣化による老朽化が著しく、設備の細部において故障や不具合が発生している。そのため、機械的性能や電気的特性の劣化が進行しており、発電所としての信頼性および安全性が低下している状態であるため、更新が必要となる。

保護・制御設備に係るスクリーニングについて、バルーチャン第一水力発電所の結果を表 6-3 に、セダウジ水力発電所の結果を表 6-4 に示す。

表 6-3 バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング（保護・制御設備）

Hydropower Plant
Facilities/Equipment

Baluchaung No.1
Control and
Protection System

*1 Check items
✓ :Problem
NA :Not available
blank: No problem

*2 Screening for the
Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*3 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

Components	Application	Check item*1				Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts			
1. Operation Board	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible
2. Speed Governor System	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible
3. Automatic Voltage Regulator	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible
4. Protection Relay (Analog Type)	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible
5. SSG Speed Monitor	✓	✓	✓	NA	NA	A	R	SSG speed monitor will be replaced because brushless exciter is adopted.
6. Sequencer for Water Level Control	✓	✓	✓	NA	NA	A	R	Total digital system shall be adopted including water level meter for pondage and data transmission equipment.
7. Control Cable		✓	✓	NA	NA	A	R	Total digital system shall be adopted including water level meter for pondage and data transmission equipment.
8. Fire Alarm System		✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible
9. Communication System	pondage water level gauge	✓	✓	NA	NA	A	R	On the power generation operation, the Communication System including the level gauge needs to be updated because of the water level information necessary.
	Tailrace water level gauge	✓	✓	NA	NA	A	R	
	Other water level gauge	✓	✓	NA	NA	B	R	Communication system is broken, however, the generator operation is performed by using mobile radio.
10. Air Conditioning System		✓	✓	NA	✓	A	R	Air conditioning system shall be replaced for cooling electronic components, because digital boards will be considered.

表 6-4 セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング(保護・制御設備)

Components	Application	Check item*1					Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts				
1. Operation Board	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible.	
2. Automatic Voltage Regulator	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
3. Vibration Monitor	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
4. Generator Gauge Board (G22)	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
5. Indication Lamp	✓	✓	✓	NA	NA	A	R	All indication Lamps shall be LED type.	
6. Control Cable	✓	✓	✓	NA	NA	A	R	Total digital Control cables shall be replaced for new installation of control and protective device system shall be adopted including water level meter for pondage and data transmission equipment.	
7. Ventilation	✓	✓	✓	NA	NA	A	R	(Exhaust Equipment and Air Supply Equipment)	
8. Electro-Mechanical and Static Relay	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
9. 400V House Service Equipment	✓	✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
10. Governor Control Equipment		✓	✓	NA	✓	A	R	Since spare parts were discontinued, the procurement of them are impossible	
11. Fire Extinguishers		✓	✓	NA	NA	B	R	Though fire extinguishing compositions were replaced 3 years ago, JICA Survey Team recommend the replacement of the fire extinguishers because the bottles and rubber hoses were made more than 30 years ago.	
12. Communication System		✓	✓	NA	✓	B	R	Communication System is broke, however, the generator operation is performed by using mobile radio.	
13. Air Conditioning System		✓	✓	NA	✓	A	R	Air conditioning system shall be replaced for cooling electronic components, because digital boards will be considered.	

6.3 対象発電所における改修事業の概略設計(保護・制御設備)

6.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 一般事項

既設 2 台の水車発電機および系統開閉設備ならびに所内受電設備に対して、下記内容・仕様による改修を実施する。

- ・全ての保護・制御設備の制御電源は、二重化(直流/交流)した仕様とする。
- ・全ての保護・制御設備の表示灯は LED 仕様とする。
- ・全ての保護・制御設備は、自立盤とし耐震対策を施した仕様とする。

(2) 主配電盤および自動制御装置

発電設備(水車発電機・所内回路・補機)および変電設備(系統開閉設備)の制御・表示は、

主配電盤およびシーケンサ盤にて発電所の配電盤室より、一括して運転・監視が出来る仕様とする。発電公社との協議により、SCADA（電力系統監視制御）システム機能は省略した仕様とする。

(3) 自動記録装置

発電所の運転・監視にて必要な情報・データは、全て自動記録装置に自動記録・保存を行い、その情報は安易に取り出し可能な仕様とする。なお、自動記録装置本体はレスペーパー化とし配電盤室に設置する。

(4) 保護リレー装置

系統保護（高圧系統・変圧器設備）、機器保護（水車発電機設備）、所内保護（所内受電設備）については、デジタル型保護リレーにて保護する仕様とする。

(5) 励磁制御装置

励磁機のブラシレス化に伴い、励磁制御装置の機能を、GOV/AVR 一体型保護制御装置にて、保護・制御する仕様とする。

(6) 調速機

調速機の制御方式（レギュレーター盤）は、「デジタル型 PID-GOV」の仕様とする。また、同時に調速機操作機構部（アクチュエーター盤）および水車自動制御盤も更新する。

(7) 補機コントロールセンター盤

1、2号水車発電機および発電所共通補機の保護・制御については、補機コントロールセンターにて、「自動／手動」「運転・停止」が出来る仕様とする。

(8) 予備品・付属品

保護・制御装置の予備品・付属品については、発電所の運転・監視に最小限の影響にて、発電運転が継続できる事を考慮し、必要数量を用意する。

(9) 通信設備(水位計)

- ①水位計の詳細改修内容については、第9章に記載する。
- ②通信設備の詳細改修内容については、第10章に記載する。

(10) 発電所付属設備

本事業におけるバルーチャン第一水力発電所の付属設備の取扱いを以下に示す。

1) 火災警報装置

配電盤室の中央制御盤および各階の個別警報盤並びに煙感知器について更新する。

なお、可搬式消火器については、発電会社との協議により、今回取替えを行わない。

2) 空調設備

配電盤室空調設備については、発電会社との協議により、今回取替えを行わない。

6.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 一般事項

既設 2 台の水車発電機および系統開閉設備ならびに所内受電設備に対して、下記内容・仕様による改修を実施する。

- ・全ての保護・制御設備は、デジタル型を基本とした仕様とする。
- ・全ての保護・制御設備の制御電源は、二重化（直流／交流）した仕様とする。
- ・全ての保護・制御設備は、自動点検機能を有する仕様とする。
- ・全ての保護・制御設備は、自立盤とし耐震対策を施した仕様とする。

(2) SCADA システム

発電設備（水車発電機・所内回路）および変電設備（系統開閉設備）ならびにダム設備（ダム水位データおよび点検用ゲート操作）、各補機（Flow indicators の流量表示等）については単一ネットワークで構成された「SCADA システム」を導入し、監視制御システムを構築した仕様とする。また、設備は配電盤室に設置する。

なお、近年、「ミ」国側にて、給電情報用の SCADA システムを構築中であり、本発電所の SCADA システムも「ミ」国側との整合性が取れた仕様とする。

(3) 主配電盤および自動制御装置

発電設備（水車発電機・所内回路）および変電設備（系統開閉設備）ならびにダム設備（ダム水位データおよび点検用ゲート操作）の制御・表示、各補機（Flow indicators の流量表示等）は、一体型保護制御装置にて発電所の配電盤室より、一括して運転・監視が出来る仕様とする。

(4) 自動記録装置

発電所の運転・監視にて必要な情報・データは、全て自動記録装置に自動記録・保存を行い、その情報は安易に取り出し可能な仕様とする。なお、自動記録装置本体はレスペーパー化とし配電盤室に設置する。

(5) 保護リレー装置

系統保護（高圧系統・変圧器設備）、機器保護（水車発電機設備）、所内保護（所内受電設備）については、一体型保護制御装置にて保護する仕様とする。

(6) 励磁制御装置

励磁機のブラシレス化に伴い、励磁制御装置の機能を、一体型保護制御装置および励磁装置制御盤（現場盤）にて、保護・制御する仕様とする。

(7) 調速機

調速機の制御方式（レギュレーター盤）は、「デジタル型 PID-GOV」とし、ダム水位と発電所放水口水位を検知して、最適で高効率なランナベーン制御が出来る仕様とする。また、上記の仕様にて、調速機操作機構部（アクチュエーター盤）および水車自動制御盤も更新する。

(8) 発電機振動計測装置

発電機下部ブラケットの振動センサーおよび振動計測装置については、一式更新する。なお、振動計測装置については、配電盤室の一体型保護制御装置に取り入れる仕様とする。

(9) 交流直流制御電源盤

交流直流制御電源盤については、保護・制御装置他の制御電源二重化に伴い、供給元配線用遮断器（NFB：Non-Fuse Breaker）が増加するため更新する。

(10) 水位計（ダム・放水口）

ランナベーン制御および発電放流量計測ならびに水位計測・表示用として、ダム水位計と発電所放水口水位計を更新する。

なお、水位計の詳細仕様については、第9章に記載する。

(11) 予備品・付属品

保護・制御装置の予備品・付属品については、発電所の運転・監視に最小限の影響にて、発電運転が継続できる事を考慮し、必要数量を用意する。

(12) 400V 所内設備

所内低圧設備の詳細改修内容については、第7章に記載する。

(13) 通信設備

発電所－ダム間の通信設備は、発電公社との協議により、今回取替えを行わない。

(14) 発電所付属設備

本事業におけるセダウジ水力発電所の付属設備の取扱いを以下に示す。

1) 換気装置

換気装置については、吸気装置3台および排気装置3台（天井部設置）ならびに吸気・排気制御盤の更新を行う。吸気・排気装置の仕様は既設と同様とし、制御盤については、耐雷防止機能を有した仕様とする。

換気ダクトの流量調整弁の一部修理およびフィルターの取替えを行う。

2) 空調設備

保護・制御設備および整流器のデジタル化に伴い、室温上昇防止のために配電盤室空調設備および整流器室の空調設備の更新を行う。

3) 可搬式消火器

可搬式消火器については、発電公社との協議により、今回取替えを行わない。

第7章 送変電設備の改修計画

7.1 対象発電所の現地調査結果（送変電設備）

2016年2月の第2次現地調査において、バルーチャン第一水力発電所およびセダウジ水力発電所における送変電設備の調査を実施した。調査は目視点検を基本として実施した。

7.1.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 132/11 kV 主変圧器(発電機用変圧器)

11 kV ブッシングにわずかな発錆が確認されたものの、メインタンク、ガスケットおよびラジエータにおいては劣化や塗装の剥離等が確認されなかったため、主変圧器の状態は比較的良好であることが確認された。また、通常運転時の異臭や騒音、振動も確認されなかった。

なお、1相分の予備変圧器が設置されているが、未だ使用されていないことから状態は良好である。

(2) 132 kV 屋外開閉器

1) 132kV ガス遮断器

132 kV ガス遮断器は、A相の動作用補助リレーの不具合により、誤動作を起こす場合があることが確認されている。またC相に充填されているガスの圧力が他の相より低い事が確認されている。

2) 断路器

負荷遮断時における開閉動作も問題なく行えていることから、断路器の状態は比較的良好である。ただし、支持架台の一部に発錆が確認されており、断路器の倒壊が懸念される。

3) 避雷器

B相の基礎が沈下しているのが確認された。発電会社によって応急的な措置は行われているものの機器の倒壊につながる恐れがある。

(3) 11 kV 母線

現状硬銅より線（HDCC：Hard-Drawn Copper Conductor）1000 m² ケーブルが設置されているが、最大許容電流を考慮した場合十分な容量を持っていない。また、クランプの接続の緩みによる一部が短絡し腐食した形跡が確認された。

(4) 132 kV 母線

132 kV 母線は HDCC 250mm² およびケーブルクランプなどの付属品で構成されているが、目立った外傷等は確認されていない。しかしながら、予備品が不足しているほか、今後の経年劣化が懸念される。

(5) 11 kV 電力ケーブル

発電所と屋外開閉所間の 11 kV 電力ケーブルについては、経年劣化による絶縁不良が確認されている。また、予備品についても枯渇している現状である。

(6) 11 kV 開閉器盤

11 kV 開閉器盤には小油量型遮断器が設置されているが、油漏れが頻繁に確認されているほか、フラッシュオーバーによる故障が頻発している。

(7) 11/11 kV 絶縁変圧器

2 台ある変圧器の内、1 台の変圧器の 11kV ブッシングがフラッシュオーバーにより故障したため修理中であった。

また、11kV 開閉器盤からのケーブルは 2 台の内 1 台のみ接続されており、変圧器の切り替え時は発電所職員による人力でケーブルの繋ぎ替えを行っている。

(8) 低圧配電盤

低圧配電盤については、目立った劣化は確認されなかったものの、予備品が不足している他、盤および遮断器の型式が古く、最新の製品と比べてかなり大きい作りとなっている。

(9) AC パネル

低圧配電盤と同様に目立った劣化は確認されなかったが、予備品が不足している他、盤および遮断器の型式が古く、最新の製品と比べてかなり大きい作りとなっている。

(10) DC パネル

低圧配電盤と同様に目立った劣化は確認されなかったが、予備品が不足している他、盤および遮断器の型式が古く、最新の製品と比べてかなり大きい作りとなっている。

(11) DC バッテリーチャージャー

目立った劣化は確認されなかった。ただし、後述のとおりバッテリーの劣化が著しいため、バッテリーチャージャーも更新することが望ましい。

(12) DC バッテリー

DC バッテリーは発電所の運転開始からこれまで一度も更新されていない。そのため電界液の漏れや緑錆が確認されている。

(13) 非常用発電機

経年劣化により出力制御や騒音など運転状態がかなり悪い。また架台が基礎面に固定されていないため大きい振動が確認されている。また、力率や電力量の確認メーターが設置されていない。

(14) 送電線保護パネル

「ミ」国における送電線保護における基本思想は、主保護に距離継電器、補助に過電流地絡継電器を設置することであるが、バルーチャン第二水力発電所との送電保護には距離継電器が二台設置されているのみである。

7.1.2 セダウジ水力発電所

(1) 132/11 kV 主変圧器(発電機用変圧器)

いずれの変圧器においてもメインタンク、ガスケットおよびラジエータ部に著しい油漏れと発錆が確認されている。また、機側盤においても同様の状態が確認されている。

(2) 132 kV 屋外開閉器

1) 132 kV ガス遮断器

いずれの遮断器においても遠方操作によるスプリングチャージ機能が働いていない状態である。特に北部向け送電線回路の遮断器については、地絡検出による遮断機能は動くものの、その他の動作は全てマニュアルで行わなければならない。

2) 計器用変流器

計器用変圧器は発電所の運転開始以降一度も改修されていないが、北部向け送電線の R 相については損傷のため 2007 年に交換されている。

3) キャパシタ型計器用変圧器

二次巻線の故障により、いずれの送電線回路の電圧は計測されていない。

4) 避雷器

避雷器の一部のカウンター計測値が他よりも高いことが確認されているため、正常に動作していない可能性がある。

(3) 11 kV 母線およびケーブル

11kV ケーブルには経年劣化による絶縁不良が確認されている。

(4) 11 kV 開閉器盤

11kV 開閉器盤には油遮断器が設置されているが、発電機回路および所内変圧器回路においてそれぞれ2回路ある内1回路にしか遮断器が設置されていない。そのため、回路の切り替えは発電所職員における手作業で遮断器の入れ替えを行わなければならない。

また、現状 132kV 送電線から所内へ受電する設備は設置されていない。

(5) 11/11 kV 絶縁変圧器

タンク、ガスケットおよびラジエータ部に著しい油漏れが確認された。またブッシング部にはフラッシュオーバー発生による補強がされている。

(6) 低圧配電盤

低圧配電盤については、目立った劣化は確認されなかったものの、予備品が不足している他、盤および遮断器の型式が古く、最新の製品と比べてかなり大きい作りとなっている。

(7) 所内変圧器

タンク、ガスケットおよびラジエータ部に著しい油漏れが確認された。また低圧ブッシング部にはフラッシュオーバー発生による補強がされている。

(8) DC パネル

低圧配電盤と同様に目立った劣化は確認されなかったが、予備品が不足している他、盤および遮断器の型式が古く、最新の製品と比べてかなり大きい作りとなっている。

(9) DC バッテリーチャージャー

ノイズが確認されたほか、扉を開放していないと内部の温度が上昇するなど、不具合が確認されている。

(10) DC バッテリー

バッテリーバンクは 2 セット設置されており、それぞれ 2009 年と 2012 年に更新されている。そのため、電界液の漏れや電食などの不具合は確認されていない。

(11) 非常用発電機

運転状態に問題は確認されていないが、自動運転機能が搭載されていないため、発電機停電時には手動で運転開始しなければならない。

7.2 改修対象設備のスクリーニング（送変電設備）

送変電設備に係るスクリーニングについて、バルーチャン第一水力発電所の結果を表 7-1 に、セダウジ水力発電所の結果を表 7-2 に示す。

表 7-1 バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング(送変電設備)

Hydropower Plant Facilities/Equipment	Baluchaung No.1 Substation Equipment	*1 Check items ✓ : Problem NA : Not available blank: No problem	*2 Screening for the Rehabilitation Project	*3 Measures
			A : Required B : Recommended C : Not Required	R : Replacement P : Repair A : Addition I : Inspection

Components	Application	Check item*1				Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts			
Generator Transformer	✓					C		Spare transformer has not been used.
132 kV Circuit Breaker	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Auxiliary relay in Phase A has recorded false operation.
Lighting Arrester	✓	✓	✓		✓	A	R	Foundation in Phase B has been settled down to the ground.
132 kV Disconnectors			✓		✓	B	P	Only repairing steel structure
11 kV Busbar		✓	✓	✓	✓	A	R	Current capacity of 11 kV busbar is not enough under normal operation.
132 kV Busbar					✓	A	R	Spare parts are not available
11 kV Power Cables		✓			✓	A	R	Aged deterioration and insufficient isolation are found. Spare parts are not available
11/11 kV Tie Transformer		✓	✓	✓	✓	A	R	automatic changing function shall be equipped
11 kV Main and Local Cubicle		✓		✓	✓	A	R	LOCCB shall be replaced to VCB
LV Switchgear		✓			✓	A	R	Spare parts are not available and ACB and MCCB shall be replaced to current design
AC Panels		✓			✓	A	R	Spare parts are not available and MCCB shall be replaced to current design
DC Panels		✓			✓	A	R	Spare parts are not available and MCCB shall be replaced to current design
DC Battery Charger		✓			✓	A	R	Spare parts are not available and panels and rectifier shall be replaced to current design
DC Batteries		✓	✓	✓	✓	A	R	batteries have not been replaced since commencement of operation.
Emergency Diesel Generator Set		✓		✓	✓	A	R	Automatic operating function shall be equipped
Transmission Line Protection Panel		✓	✓		✓	A	R	Overcurrent and ground fault relay shall be equipped as back-up protection.

表 7-2 セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング(送変電設備)

Hydropower Plant
Facilities/Equipment

Sedawgyi
Substation
Equipment

*1 Check items
✓ :Problem
NA :Not available
blank: No problem

*2 Screening for the
Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*3 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

Components	Application	Check item*1				Screening*2	Measures*3	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts			
Generator Transformer	✓	✓	✓	✓		A	R	Oil leak at main tank, gasket and radiator is remarkable. All transformers shall be replaced.
Switchyard Equipment (All)	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Switchgear equipment such as CB and CVT is not operating normally.
132/11 kV Powerhouse Service Transformer	✓					A	A	Foundation in Phase B has been settled down to the ground.
Shunt Reactor	✓					B	-	Depending on the result of system analysis under the off-peak load
11 kV Vacuum Circuit Breaker	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Quantity of CB is not enough for system operation.
Power Cable	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Insulation level have been decreased.
11 kV Phase Shift Transformer	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Oil leak at main tank, gasket and radiator is remarkable. Flash over at 11kV insulator had been recorded.
Powerhouse Service Transformer	✓	✓	✓	✓	✓	A	R	Oil leak at main tank, gasket and radiator is remarkable. Flash over at LV insulator had been recorded.
Emergency Diesel Generator Set	✓	✓			✓	A	R	Automatic operating function shall be equipped.
Plant DC Battery Bank	✓				✓	B	R	batteries have been replaced on 2009 and 2012.
DC Battery Charger		✓	✓		✓	A	R	Abnormal noise is detected at rectifier.
Transmission Line Protection Panel		✓	✓		✓	A	R	Analog relay shall be replaced to digital one in order to secure the reliability.

7.3 対象発電所における改修事業の概略設計(送変電設備)

以下には発電公社と最終合意した機器のみ掲載するが、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書(英文版)に掲載するので参照されたい。

7.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 132 kV 交流遮断器

132 kV 交流遮断器はガス遮断器とし、機器定格は下記に示す通り。

改修数量： 1セット（三相一括）

定格電圧	145 kV
定格電流	800 A
定格周波数	50 Hz
定格短時間耐電流	20 kA, 1sec
定格遮断時間	less than or equal to 3 cycle
標準動作責務	O - 0.3 sec. - CO - 1 min. - CO
標準操作電圧	230 V DC
標準制御電圧	230 V DC
定格絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV

(2) 11 kV 母線

改修する母線は HDCC 500mm² の複導体（最大許容電流 2,270A : 90°C 条件）を採用する。なお、本複導体を採用しても、ケーブル加重は既設以下となるほか、絶縁離隔も確保できる。

表 7-3 11kV 母線および付属品（バルーチャン第一水力発電所）

No.	項目	数量
1	HDCC 500 mm ²	86 m
2	ケーブルクランプ（T クランプ）	6 個
3	碍子連	4 セット

出典：JICA 調査団

(3) 132 kV 母線

132 kV 母線は、既設と同様に HDCC 250 mm² で改修する。また、碍子連およびクランプも合わせて改修する。

表 7-4 132kV 母線および付属品（バルーチャン第一水力発電所）

No.	項目	数量
1	HDCC 250 mm ²	228 m
2	ケーブルクランプ（T クランプ）	9 個
3	碍子連（アークホン有）	3 セット
3	碍子連（アークホン無）	4 セット

出典：JICA 調査団

(4) 11 kV ケーブル

11 kV ケーブルは XLPE ケーブルとし、下記区間・サイズにて改修を行う。

表 7-5 11kV ケーブル改修区間およびサイズ(バルーチャン第一水力発電所)

No.	自	至	ケーブル長	サイズ
1	11 kV 開閉器盤 (主)	132/11kV 主変圧器	135 m	600 mm ²
2	11 kV 開閉器盤 (主)	11/11 kV 絶縁変圧器 1	73 m	250 mm ²
3	11 kV 開閉器盤 (主)	11/11 kV 絶縁変圧器 2	73 m	250 mm ²
4	11/11 kV 絶縁変圧器 1	11 kV 開閉器盤 (副)	58 m	60 mm ²
5	11/11 kV 絶縁変圧器 2	11 kV 開閉器盤 (副)	58 m	60 mm ²
6	11 kV 開閉器盤 (副)	11/0.4 kV 所内変圧器 1	15 m	60 mm ²
7	11 kV 開閉器盤 (副)	11/0.4 kV 所内変圧器.2	15 m	60 mm ²
8	11 kV 開閉器盤 (副)	11 kVDawtacha 配電線	82 m	60 mm ²
9	11 kV 開閉器盤 (副)	11 kV Loikaw 配電線	92 m	60 mm ²
10	11 kV 開閉器盤 (副)	11 kV バルーチャン第二連系線	102 m	60 mm ²

出典：JICA 調査団

(5) 11 kV 開閉器盤

11kV 開閉器盤は、屋内自立式とし、遮断器には真空遮断器を採用する。

各遮断器の定格電流は以下の通りとする。

- ◇ 発電機回路 1,200 A
- ◇ 主変圧器回路 2,000 A
- ◇ 11/11kV 絶縁変圧器回路 1,200 A (11 kV 開閉器盤 (主))
- ◇ 11/11kV 絶縁変圧器回路 600 A (11 kV 開閉器盤 (副))
- ◇ 11/0.4 kV 所内変圧器回路 600 A
- ◇ 11 kV 配電線回路 600 A
- ◇ 改修数量 12 面

(6) 低圧配電盤

低圧配電盤は屋内自立式する。接続先は以下の通りとし、各盤に遮断器(ACB または MCCB)、ケーブル端子、および必要計器 (CT・VT を含む) を搭載する。

- ◇ 11/0.4 kV 所内変圧器回路 1
- ◇ 11/0.4 kV 所内変圧器回路 2
- ◇ 300 kVA 非常用発電機回路
- ◇ モーターコントロールセンター (共通)

- ◇ モーターコントロールセンター (1号機)
- ◇ モーターコントロールセンター (2号機)
- ◇ AC パネル 1
- ◇ AC パネル 2
- ◇ DC バッテリーチャージャー1
- ◇ DC バッテリーチャージャー2
- ◇ 天井クレーン
- ◇ 予備回路
- ◇ 400V 共通母線

(7) AC パネル

AC パネルは屋内自立式とし、2面改修する。各パネルには、400/230V 三相 4 線の母線を配置し、それぞれ必要数の遮断器 (MCCB) を搭載する。

(8) DC パネル

DC パネルは屋内自立式とし、2面改修する。各パネルには、DC230V 母線を配置し、それぞれ必要数の遮断器 (MCB) を搭載する。

(9) DC バッテリーチャージャー

DC バッテリーチャージャーは、屋内自立型とし、2面改修する。各盤には整流器を搭載し、定格は以下の通りとする。

- ◇ 定格出力電圧 DC230 V
- ◇ 定格出力電流 100 A
- ◇ 定格入力電圧 AC400 V

(10) DC バッテリー

DC バッテリーは2セット改修する。蓄電池のタイプは、鉛制御弁式付とし、300AH (10時間率) の容量を持つことを推奨する。

(11) 非常用発電機

自動運転機能を搭載し、既設の発電機室に設置する。機器の定格は以下の通りとする。

- ◇ 定格出力 300 kVA
- ◇ 定格電圧 400/230 V of three-phase four-wire system
- ◇ 定格周波数 50 Hz

◇ 定格力率 0.8 lagging

(12) 送電線保護パネル

送電線保護パネルは、バルーチャン第一水力発電所、バルーチャン第二発電所の双方で改修する。改修する送電線には以下の継電器を搭載する。

- ◇ 距離継電器 (21) 主保護
- ◇ 過電流地絡継電器(50/51N) バックアップ保護

7.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 132/11 kV 主変圧器(発電機変圧器)

1) 一般

単相変圧器 3 台を 2 セット改修する。単相変圧器の結線方式は Y-△結線とする。各単相変圧器は、油充填型、屋外式、2 巻線とし、空冷方式は自冷式 (ONAN) とする。

2) 定 格

改修後の主変圧器の定格は以下の通りとする。

定格容量	5.1 MVA for each phase		
定格周波数	50 Hz		
定格電圧	132/11 kV		
短絡インピーダンス	10.0 %		
絶縁レベル	HV	LV	
(a)	定格耐電圧－短時間商用周波数 (実効値)	275 kV	28 kV
(b)	定格耐電圧－雷インパルス (波高値)	650 kV	75 kV

出典：JICA 調査団

(2) 132 kV 屋外開閉装置

改修する 132 kV 屋外開閉装置には、既設と同様に気中絶縁開閉装置 (AIS : Air Insulated Switchgear) とガス絶縁開閉装置 (GIS : Gas Insulated Switchgear) の導入が考えられるが、費用対効果や発電所職員の運用面を考慮した場合、AIS の方が優位となるため、本事業では AIS での改修を行う。

1) 交流遮断器

132 kV 遮断器はガス遮断器 (GCB) とし、機器の定格は以下の通りとする。

改修数量： 5 セット（三相一括）

定格電圧	145 kV
定格電流	2,500 A
定格周波数	50 Hz
定格短時間耐電流	40 kA, 1sec
定格遮断時間	less than or equal to 3 cycle
標準動作責務	O - 0.3 sec. - CO - 1 min. - CO
標準操作電圧	230 V DC
標準制御電圧	230 V DC
定格絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV

2) 交流断路器および接地開閉器

改修後の交流断路器の定格は以下の通りとする。

改修数量： 7 セット（三相一括）

定格電圧	145 kV
定格電流	2500 A
定格周波数	50 Hz
定格短時間耐電流	40 kA, 1sec
標準操作電圧	230 V DC
絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV

3) 計器用変流器

改修後の計器用変流器の定格は以下の通りとする。

改修数量： 12 基

最高使用電圧	145 kV
定格周波数	50 Hz
絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV
定格電流比率	単線結線図を参照
確度階級	5P20（保護用）、class 0.5（計測用）

4) キャパシタ型計器用変圧器

改修後の計器用変圧器の定格は以下の通りとする。

改修数量： 9 基

最高使用電圧	145 kV
定格周波数	50 Hz
電圧比	$\frac{132\text{kV}}{\sqrt{3}} : \frac{110\text{V}}{\sqrt{3}} : \frac{110\text{V}}{3}$
確度階級	0.5
絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV

5) 避雷器

改修後の避雷器の低格は以下の通りとする。

改修数量： 12 基

定格電圧（実効値）	120 kV
定格周波数	50 Hz
公称放流電流	10 kA
放電クラス（長期）	Class 3 (IEC 60099-4)
定格放圧電流	40 kA
絶縁レベル	
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV

(3) 132/11 kV 系統受電用変圧器

1) 一 般

三相一括変圧器を1セット追加設置する。変圧器の結線方式は Y-△結線とする。変圧器は、油充填型、屋外式、2巻線とし、空冷方式は自冷式（ONAN）とする。

2) 定 格

追加する 132/11 kV 系統受電用変圧器の定格は以下の通りとする。

定格容量	5 MVA
定格周波数	50 Hz
定格電圧	132/11 kV
短絡インピーダンス	10.0 %

絶縁レベル		HV	LV
(a)	定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	275 kV	28 kV
(b)	定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	650 kV	75 kV

(4) 11 kV 開閉器盤

11kV 開閉器盤は、屋内自立式とし、遮断器には真空遮断器を採用する。

各遮断器の定格電流は以下の通りとする

◇ 発電機回路	2,000 A
◇ 11/11kV 絶縁変圧器回路	1,250 A
◇ 11/0.4 kV 所内変圧器回路	600 A
◇ 11 kV 配電線回路	600 A
◇ 改修数量	10 面

(5) 電力ケーブル

電力ケーブルは XLPE ケーブルとし、下記区間・サイズにて改修を行う。

表 7-6 11kV ケーブル改修区間およびサイズ(セダウジ水力発電所)

No.	自	至	ケーブル長	サイズ
1	132/11kV 主変圧器 #1	発電機 #1	200 m	600 mm ²
2	132/11kV 主変圧器 #2	発電機 #2	200 m	600 mm ²
3	132/11kV 受電用変圧器	11 kV 開閉器盤	200 m	250 mm ²
4	発電機 #1	11 kV 開閉器盤	50 m	600 mm ²
5	発電機 #2	11 kV 開閉器盤	50 m	600 mm ²
6	11/0.4 kV 所内変圧器.#1	低圧配電盤	30 m	250 mm ²
7	11/0.4 kV 所内変圧器.#2	低圧配電盤	30 m	250 mm ²
8	11/11 kV 開閉器盤	11/11 kV 絶縁変圧器	80 m	250 mm ²
9	11 kV 絶縁変圧器	11/0.4 kV 開閉器盤	80 m	250 mm ²
10	11 kV 開閉器盤	灌漑用配電線	300 m	60 mm ²
11	11 kV 開閉器盤	近隣用配電線	300 m	60 mm ²

出典：JICA 調査団

(6) 11 kV 絶縁変圧器

1) 一般

三相一括変圧器を 1 セット改修する。変圧器の結線方式は Y-△結線とする。変圧器は、油充填型、屋外式、2 巻線とし、空冷方式は自冷式（ONAN）とする。

2) 定 格

改修後の 11/11kV 絶縁変圧器の定格は以下の通りとする。

定格容量	5 MVA	
定格周波数	50 Hz	
定格電圧	11/11+2x2.5 % kV	
短絡インピーダンス	About 7.0 %	
絶縁レベル	Primary side	Secondary side
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	28 kV	28 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	75 kV	75 kV

(7) 所内変圧器

三相一括変圧器を 2 セット改修する。変圧器の結線方式は Y-△結線とする。変圧器は、乾式モールド型、屋内式、2 巻線とし、空冷方式は自冷式（ONAN）とする。

1) 定 格

改修後の所内変圧器の定格は以下の通りとする。

定格容量	500 kVA	
定格周波数	50 Hz	
定格電圧	11/400 kV	
短絡インピーダンス	About 5.0 %	
絶縁レベル	Primary side	Secondary side
(a) 定格耐電圧－短時間商用周波数（実効値）	28 kV	3.6 kV
(b) 定格耐電圧－雷インパルス（波高値）	75 kV	8 kV

(8) 非常用発電機

自動運転機能を搭載し、既設の発電機室に設置する。機器の定格は以下の通りとする。

- ◇ 定格出力 300 kVA
- ◇ 定格電圧 400/230 V of three-phase four-wire system
- ◇ 定格周波数 50 Hz
- ◇ 定格力率 0.8 lagging

(9) DC バッテリー

DC バッテリーは 2 セット改修する。蓄電池のタイプは、鉛蓄電池、制御弁式付とし、300AH（10 時間率）の容量を持つことを推奨する。

(10) DC バッテリーチャージャー

DC バッテリーチャージャーは、屋内自立型とし、2面改修する。各盤には整流器を搭載し、定格は以下の通りとする。

- ◇ 定格出力電圧 DC230 V
- ◇ 定格出力電流 100 A
- ◇ 定格入力電圧 AC400 V

(11) 送電線保護パネル

送電線保護パネルは、マンダレー向きおよびおよび北部地方向けで改修する。改修する送電線には以下の継電器を搭載する。

- ◇ 距離継電器 (21) 主保護
- ◇ 過電流地絡継電器(50/51N) バックアップ保護

第8章 水門・鉄管の改修計画

8.1 対象発電所の現地調査結果（水門・鉄管）

現地調査においては、バルーチャン第一水力発電所およびセダウジ水力発電所において目視点検を実施した。また、水門扉スキンプレートおよび鉄管路については板厚測定を実施した。調査結果は以下のとおりである。

8.1.1 バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所の水門・鉄管は、全般的に適切に維持管理されていた。しかし、全般的に経年劣化が進んでおり、特に制御盤は劣化により信頼性が低下していると考えられる。

聞き取り調査の結果、3年毎にタッチアップペイントが実施されているが、旧塗料を除去せず旧塗膜の上から塗り重ねているため、全般的に塗膜が劣化している。一方、水門の操作中、異常な振動、異音、電流計や電圧計の指示値の振れは観察されなかった。機側操作盤の表示灯のランプ切れが散見されたが、「ミ」国内にて調達可能とのことであった。

Dawtacha 取水ダムの洪水吐ゲート、取水ゲートの開度計表示が実際のゲート開度と一致していないため、調整や機器の更新が必要である。また、調整池の排砂門主バルブの開閉装置のスピンドルが座屈により開閉不能であるため、開閉装置の更新が必要である。低圧鉄管、水圧鉄管では一部の伸縮継手から漏水があるため、シールの更新が必要である。発電所の緊急放流バルブは、開度計のワイヤ断線により表示が不正確であるため、開度計の更新が必要である。また、同バルブからの漏水、漏油対策として、消耗品の交換が必要である。

8.1.2 セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所のドラフトチューブゲートは、全般的に良好な状態であった。聞き取り調査の結果、水圧鉄管についても不具合は確認されなかった。

油圧式の水圧鉄管ゲートは建設当時から漏水があるため、使われていない。水圧鉄管や発電機器の維持管理時には、角落し式の点検ゲートが使用されているが、水圧鉄管や発電機器の維持管理や、緊急遮断には水圧鉄管ゲートを本来用いるべきである。しかし、これらは機能していない。

現地調査時には、No.1 点検ゲートから 9.0 m³/min、No.2 点検ゲートから 2.0 m³/min の漏水が確認された。聞き取り調査によれば水圧鉄管ゲートからは 7.0 m³/min の漏水があるとのことであった。

また、維持管理マニュアルによれば水圧鉄管ゲートの維持管理時にはガントリークレーンを使用して扉体の引き抜きが可能と記載がある。しかし、発電所職員への聞き取り調査では、実際に扉体を引き抜こうとした際、過負荷のリミットスイッチ作動により、ガントリークレーンを用いて扉体を引き抜くことができなかったとの回答が得られている。

水圧鉄管ゲートの開閉装置には、発電所から操作できる遠方操作盤があるが、機能していない。また、機側操作盤も劣化のため信頼性が低下していると考えられる。

ダム堤体および点検ゲートを管轄する農業畜産灌漑省の灌漑局によれば、灌漑局が点検ゲートの土木構造物からの漏水の補修工事を実施する計画である。

8.2 対象改修設備のスクリーニング（水門・鉄管）

現地調査の結果に従い、水門・鉄管について必要な補修項目をスクリーニングシートに取りまとめた。また、水門・鉄管、土木施設（通信施設含む）については、必要性に加え緊急性の判断をスクリーニングシート中に下記の通り追加した。

Urgency I : Urgent	“Urgent” は、不具合が生じた場合に、発電所の運転に重大な影響があると考えられる項目である。これらの設備の不具合は、直ちに発電停止に繋がる恐れがある。
Urgency II : Moderate	“Moderate” は、不具合が生じた場合に、発電所の運転に影響があると考えられる項目である。本来 Urgent と考えられる項目のうち、深刻な不具合が発生する可能性が極めて低いと考えられる項目もこの項目に分類する（例：水圧鉄管、サージタンク）
Urgency III : Minor	“Minor” は、不具合が生じても発電所の運転に影響しないと考えられる項目である。

8.2.1 バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所の水門・鉄管設備で補修が必要なものは表 8-1 の通りである。

また、モビエダムの灌漑用ゲートは本プロジェクトの対象外とする。

以下には発電公社と最終合意した機器のみ掲載するが、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書(英文版)に掲載するので参照されたい。

表 8-1 バルーチャン第一水力発電所における改修対象設備のスクリーニング(水門・鉄管)

Components	Application	Check item *1					Screening ²	Measures ³	Urgency ⁴	Remarks
		aged deterioration apparent inspection	trouble record	availability of spare parts						
Intake										
Spillway Facilities										
Spillway Gate	Gate Leaf		✓		NA		C	P		
	Hoist		✓	✓	NA		B	P		
	Control		✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control leads to failure of water supply to Baluchaung system.
Intake Facilities										
Intake Gate	Gate Leaf		✓	✓	NA		B	P		
	Hoist		✓	✓	NA		B	P		
	Control		✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control leads to failure of water supply to Baluchaung system.
	Remote Control		✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control leads to failure of water supply to Baluchaung system.
Head Pond										
Sand Flash										
Main Valve	Gate Leaf		NA	NA	NA		B	I		Further inspection is necessary (smooth operation and water tightness of the gate)
	Hoist		NA	NA	NA		A	R		It is necessary to flash the sediments.
	Control		✓	✓	NA	✓	A	R		It is necessary to flash the sediments, it is common with guard valve
Steel Pipe										
Steel Pipe										
Low Pressure Pipe Line	Pipe			✓	NA		B	P		
	Support		✓	✓	NA		B	P		
	Expansion Joint		✓	✓	NA	✓	A	R		To reduce the head loss due to water leakage
Penstock	Pipe			✓	NA		B	P		
	Support		✓	✓	NA		B	P		
	Expansion Joint		✓	✓	NA	✓	A	R		To reduce the head loss due to water leakage
Power House										
Emergency Discharge Valve										
Main Valve	Valve		✓	✓	NA		B	P		
	Hoist		✓	✓	NA		A	R		Position indicator is necessary to calculate the amount of discharge water.
	Control		✓	✓	NA	✓	B	R		Common with guard valve
Moby Dam										
Spillway Facilities										
Spillway Gate	Gate Leaf		✓	✓	NA		B	P		
	Hoist		✓	✓	NA		A	R		Malfunction of the gate leads to failure of water supply to Baluchaung system.
	Local Control		✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control leads to failure of water supply to Baluchaung system.
	Remote Control		✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control leads to failure of water supply to Baluchaung system.
Navigation Gate Facilities										
Navigation Gate	Gate Leaf		✓	✓	NA		B	P		
	Hoist		✓	✓	NA		A	P		Malfunction of the gates does not affect to water supply to Baluchaung system. Out of scope.
	Control		✓	✓	NA	✓	A	R		ditto
	House		✓	✓	NA	✓	A	R		ditto

8.2.2 セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所の水門・鉄管設備で補修が必要なものは表 8-2 の通りである。洪水吐ゲート及び灌漑用ゲートは本プロジェクトの対象外とする。

表 8-2 セダウジ水力発電所における改修対象設備のスクリーニング(水門・鉄管)

Components	Application	Check item ^{*1}					Screening ^{*2}	Measures ^{*3}	Urgency ^{*4}	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts					
Penstock Gate Facilities										
Intake Gate	Gate Leaf	✓	✓	NA		B	R	I	Replace	
	Hoist	✓	✓	NA		A	R		Malfunction of the gate affects the rehabilitation work and safety of HPP.	
	Control	✓	✓	NA	✓	A	R		Malfunction of the control affects the rehabilitation work and safety of HPP.	
	Remote Control	✓	✓	NA	✓	A	R		ditto	
Stop Log	Gate Leaf	✓		NA		A	P		Malfunction of the gate affects the rehabilitation work. Out of scope.	
	Gantry Crane	✓		NA		B	I		ditto	

8.3 対象発電所における改修事業の概略設計 (水門・鉄管)

8.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) Dawtacha 取水ダム

1) 洪水吐ゲート

開度計を供給する。開度計は、A/D コンバータを内蔵し 4 桁の BCD 信号を出力できるものとする。ケーブルの更新を省略するため、既設と同等のコンバータを採用する。

2) 取水ゲート

開度計は調整のみで復旧可能である。一方、開度計に接続する A/D コンバータは供給とする。

3) 遠方操作盤

予備品を含め、12 個の開度表示パネル (4 桁) を供給する。

(2) 調整池排砂ゲート主バルブ

開閉装置を更新する。

(3) 低圧鉄管、水圧鉄管

1) 低圧鉄管

10 箇所分のジョイントシールを供給する。

2) 水圧鉄管

1 箇所分のジョイントシールを供給する。

(4) 緊急放流主バルブ

予備品として、主バルブに用いる消耗品を供給する。また、更新用の開度計を供給する。

(5) モビエダム

電力エネルギー省が別のプロジェクトで補修計画を検討しているため、本プロジェクトの対象から除外する。

(6) 補修項目(施工監理無し)

Location	Facility	Item	Qty	Specifications, notes
Intake Dam	Spillway Gate	Position meter	5	Type: Stand type Hoisting Stroke: 7.5m Output: BCD (4digits)
	Intake Gate	A/D converter	7	Product: ARC-4D-101 (Nippon Electric Industry Co., Ltd) 4 for replace, 3 for spare parts
	Remote Control Panel	Digital Indicator	12	Product: LED-N-B264-AC (Nippon Electric Industry Co., Ltd) 9 for replace, 3 for spare parts
Low Pressure Pipe Line	Expansion Joint	Seal	10	Inner diameter: 4,100mm Material: Rubber, Greased graphite Diameter: 22mm
Penstock	Expansion Joint	Seal	1	Inner diameter: 3,800mm Material: Rubber, Greased graphite Diameter: 22mm
Power House	Emergency Discharge Valve	Hoist	1	Position meter (Messenger wire type)
		Consumable Materials	1 set	3 U Packings Size: φ640/φ600*30H Material: Synthetic rubber 1 Dust Seal Size: φ620/φ600*10H Material: Felt “O” Rings (4 in total) Size: φ8.4 ID: 665.7mm, 545.7mm, 675.5mm and 1195.5mm Material: Synthetic rubber
Moby Dam	Spillway Gate	Hoist (Motor)	4	Type: Brake Motor Capacity: 5.5kW Torque: 50N · m R.P.M.: 945r/min

(7) 補修項目(施工監理有り)

Location	Facility	Item	Qty	Specifications, notes
Head Pond	Sand Flash Gate	Main Valve Hoist	1	Type: High pressure slide gate Design Head: 13.8m Hoisting Stroke: 0.85m Operating Time 3.0min to 5.0 min

8.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 水圧鉄管ゲート

水圧鉄管ゲートは本プロジェクトの改修対象とする。補修項目は2門分の扉体、戸当り、開閉装置及び機側操作盤とする。遠隔操作は発電所の制御盤に含む。

水圧鉄管ゲート改修の前提条件として、直上流の点検ゲート（角落とし式）閉塞によるドライな施工環境が挙げられる。現地調査時の聞き取り調査では、点検ゲートからの漏水は、灌漑局によって補修される計画である。また、完工図面、計算書が無いため、施工業者に正確な施工条件を伝える目的で、本事業における概略設計の段階で土木構造を含めた測量・計測が必要とされている。

なお、点検ゲート改修の経緯と現状については、第12章にて記載する。

(2) 補修項目(施工監理有り)

以下には発電公社と最終合意した機器のみ掲載するが、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書(英文版)に掲載するので参照されたい。

Location	Facility	Item	Qty	Specifications, notes
Sedawgyi Dam	Penstock Gate	Gate leaf	2	Type: Fixed Roller Type Clear Span: 11ft 7in Clear Height: 22ft 1 $\frac{3}{4}$ in Design Water Level: EL. 425.000ft Operating Water Level: EL. 425.000ft
		Guide Frame	2	Sill Level: EL. 334.093 ft Height: EL. 391.500 ft Including replacing the concrete structure.
		Hoist	2	Type: Oil Pressure Cylinder Type Operating Speed: - Opening 20 min - Close without pressure 90 sec Operating Capacity: 50.0 tonf
		Local Control Panel	2	

第9章 土木施設の改修計画

9.1 対象発電所の現地調査結果（土木施設）

9.1.1 バルーチャン第一水力発電所

土木施設に関するバルーチャン第一水力発電所および関連施設の現地調査地点を図 9-1 に示す。現地調査はチェックシートに基づいて行った。

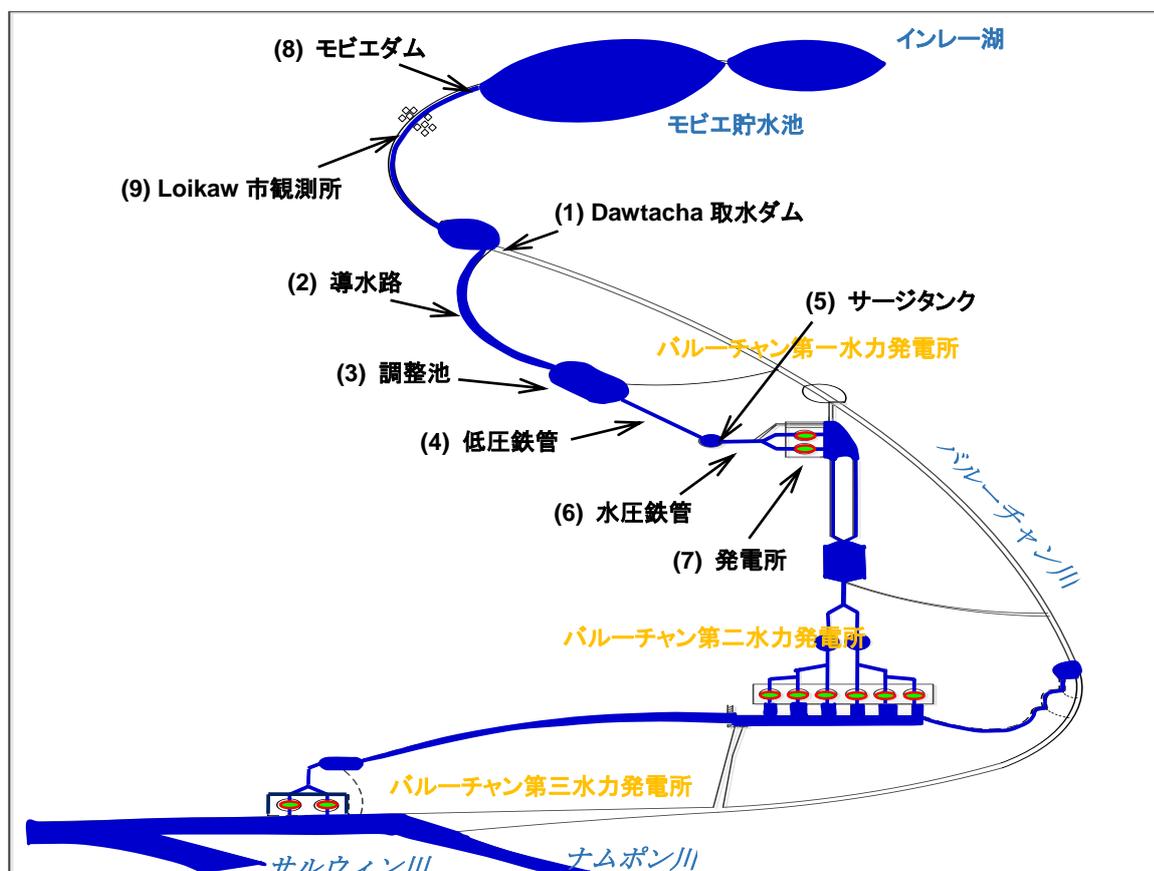


図 9-1 土木施設に関するバルーチャン第一水力発電所および関連施設の現地調査地点

(1) Dawtacha 取水ダム

1) メインダム（アースフィル）

基本的にメインダムの状態は良好である。しかしながら、運転開始以降に左岸下流側法面に設置された監視塔はダムの安定性上好ましくないため、法面を侵さない場所に移設することを推奨する。

2) 洪水吐および取水施設

洪水吐および取水施設のうち、コンクリート構造物については特段問題ない。

3) その他

Dawtacha 取水ダム地点には上流 1 基（貯水池）、下流 2 基（洪水吐下流部、導水路部）、計 3 基の水位計が設置されているが、洪水吐下流部水位の計測値が実際の水位と異なる値を示しているなど総じて経年劣化が認められるため、この機会に 3 基とも取替を推奨する。

また、観測した水文情報を伝達する目的もあり、Dawtacha 取水ダムを基点として、バルーチャン第一水力発電所、モビエダムおよび Loikaw 市水位観測所とを繋ぐ無線（VHF 波）通信装置が各施設に配置されている。この 4 地点 3 回線のうち現在も交信可能であるのは Dawtacha 取水ダムーバルーチャン第一水力発電所間のみであり、経年劣化により Dawtacha 取水ダムーモビエダム間および Dawtacha 取水ダムーLoikaw 市水位観測所間は無線での交信が不可能となって久しい。一方、民主化により地方山間部における通話可能エリアの拡充を含む携帯電話会社のサービスが改善され、かつ一般人にも入手が容易になったことから、近年では発電公社職員個人の携帯電話が不通区間での代替手段として利用されている。しかしながら、発電所として独立した通信回線を確立する観点から、無線通信装置の改修・取替を含めた望ましい通信方法のあり方が検討されるべきと考え、第 10 章にとりまとめた。

その他、非常用ディーゼル発電機（50kVA）も劣化が著しく、非常時における確実かつ安定的な稼働が不安視されるため、取替を推奨する。

(2) 導水路

1) 開水路

開水路区間は総じて良好な状態であり改修は不要である。

2) 側部余水吐

Dawtacha 取水ダムから約 1km 下流の開水路区間に側部予水吐が設置されている。特に改修を必要とする問題箇所は見つからなかった。

(3) 調整池

1) 調整池

調整池そのものは良好な状態である。

2) サイフォン式洪水吐

2016 年 2 月 2 日、バルーチャン第一水力発電所が点検のため完全停止した際、バルーチャン第二水力発電所に発電用水を供給するためサイフォン式洪水吐を稼働させた。その

稼働状況を見る限り機能上の問題は見つからなかった。

3) その他

調整池にも流入口ゲート上流に2基水位計が設置されているが、経年劣化が認められるため、この機会に2基とも取替を推奨する。特に、本地点の水位情報は発電量に関わる重要な情報であり、発電所へのデータ伝送を行う設計となっているが、経年劣化により機能を喪失していることから、併せて復旧することを強く推奨する。

また、池への転落防止用に張り巡らせたコンクリートブロックが3箇所で崩落している。直近には小学校のある村落が隣接しており、住民（特に子供）が容易にアクセス可能であるため、水難事故を防ぐ観点からも発電会社による早急な修繕を推奨する。

(4) 低圧鉄管

アンカーブロック、支承台等の土木構造物に特に問題はない。

(5) サージタンク

サージタンクのコンクリート構造物についても特に問題はない。

(6) 水圧鉄管

アンカーブロック、支承台等の土木構造物に特に問題はない。

(7) 発電所

1) 建屋

建屋そのものは良好な状態である。しかしながら、搬入・搬出用の巻き上げ式シャッターについては制動装置が故障しているため、安全上の観点から取替を推奨する。

2) 放水口

放水口部のコンクリート構造物に特に問題はないが、水位計に経年劣化が見られるため、取替を推奨する。

3) その他

別章にも記載の通り、非常用ディーゼル発電機(150kVA)については、取替を推奨する。

(8) モビエダム

1) メインダム（アースフィル）

モビエダムの建設後40年以上が経過しているが、特に変形、クラック、漏水は認めら

れず状態は良好である。

2) 洪水吐および閘門

洪水吐および閘門についても年数相応の劣化は見られるが、ことコンクリート構造物については特段の問題はない。

3) 貯水池堆砂

モビエダム運用、維持管理は水力開発局が行っている。貯水池の堆砂状況に関する水力開発局担当者への聞き取り結果は次の通りである。

- 流域で発生する土砂の大半は上流のインレー湖に貯まるので、モビエ貯水池の水は澄んでおり堆砂もほとんどない。
- それゆえ水力開発局では水位－容量曲線について特に見直しは行っていない。

4) その他

モビエダムの水位計および雨量計は経年劣化により機能が失われているため、取替を推奨する。また、(1)の 3)でも述べた通りモビエダム－Dawtacha 取水ダム間の無線交信が不可能となっていることから、Dawtacha 取水ダム側の機器と同様に改修を判断する必要がある。

(9) Loikaw 市観測所

Loikaw 市内に設置された観測所の水位計および雨量計も経年劣化により機能が失われているため、取替を推奨する。また、(1)の 3)でも述べた通り Loikaw 市水位観測所- Dawtacha 取水ダム間の無線交信が不可能となっていることから、Dawtacha 取水ダム側の機器と同様に改修を判断する必要がある。

9.1.2 セダウジ水力発電所

土木施設に関するセダウジ水力発電所の現地調査はチェックシートに基づいて行った。なお、ほぼ全ての土木施設および水門・鉄管の多くは農業畜産灌漑省灌漑局の所管となる。

(1) コンクリートダム

1) 発電所上流ダム部

セダウジ水力発電所の模式図を図 9-2 に示す。発電所の上流側にはダム堤体を挟んで発電用取水塔が 2 基備わっている。発電用機器の点検に際しては、入口弁がない代わりに各取水塔に備えられた油圧式の水圧鉄管ゲートを閉めて放水する設計である。また、その直上流には水圧鉄管ゲートの点検用に角落とし式の点検ゲートが設置されている。

なお、灌漑局および発電公社職員への聞き取りによると、水圧鉄管ゲートは 2 門とも運

開時から漏水問題を抱えているため、これまで抜水が必要な状況ではいつも点検用ゲートを用いてきたとのことである。しかしながら、1号機側取水塔については、角落とし上部の胸壁にクラックが発生したため、点検ゲートを閉塞してもなお、クラックと角落とし脇の劣化した止水ゴムから大量の漏水が発生している状況にある。

この状況を改善すべく、1号機側取水塔ならびに点検ゲートの改修工事を2016年6月に実施することが灌漑局により計画された。本調査での水車内部点検の実施に向けて、水圧鉄管底部での排水作業が発電所職員により懸命に行われたものの、内部点検が実施可能な状態には達しなかったからである。6月とした理由は、過去の記録から例年6月から7月の貯水位が最も低く、改修工事に適すると考えられたことによる。しかしながら、実際に2016年6月に入ると、一旦下がった貯水位が上流域に降った大雨により再上昇し、満水位近くまで達する事態となった。結果として、灌漑局は改修工事を実施することが出来ず、JICA調査団も1号機側の水車については内部点検を断念せざるを得なかった。

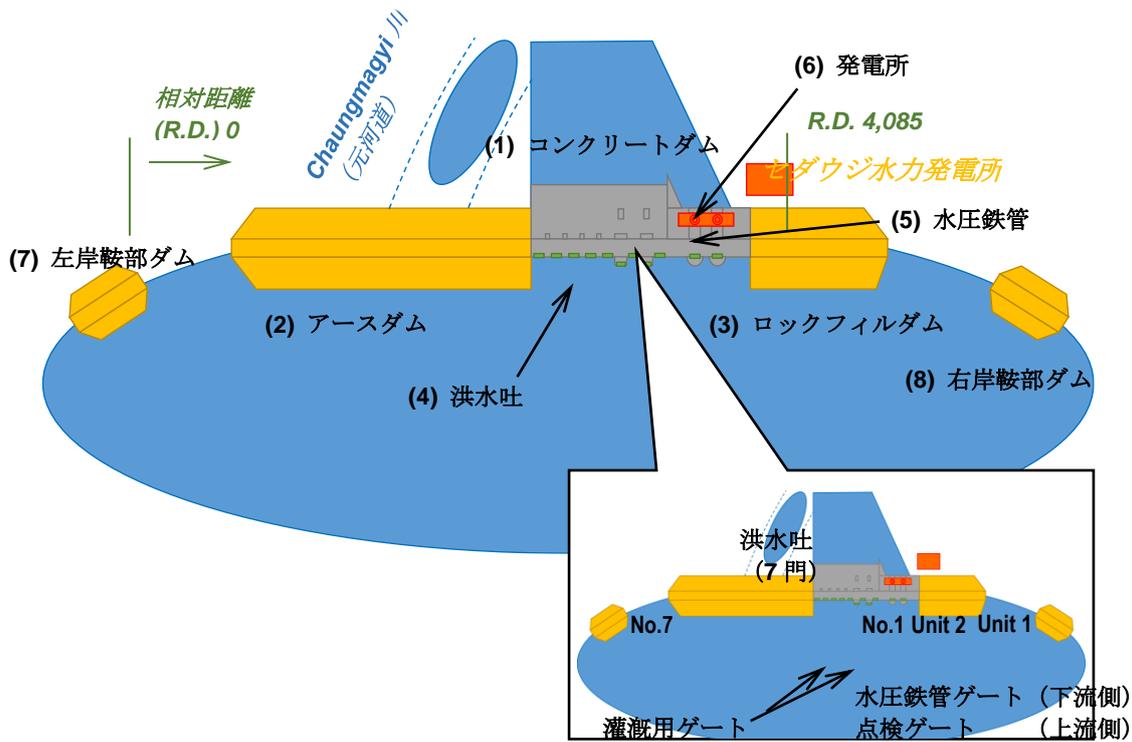


図 9-2 セダウジ水力発電所模式図

2) 監査廊

監査廊内の各種計測機器は経年劣化で大半が使用不可能な状態であった。ただし、注意深く経過観察を行うべき工事期間中～運転開始初期は遙かに過ぎており、特に懸案となる事項も確認出来なかった。

3) その他

その他、コンクリートダムの非越流部、堤頂部については特に問題ない。

(2) アースダム

1) 下流側法面

ガリー侵食が法面に散見されるため、灌漑局による修繕を推奨する。

また、現地調査時（2016年2月18日）における三角堰での観測流量はゼロであるが、R.D.¹ 1,605 ~ 1,615 に位置する観測小屋については、放棄された間隙水圧計から溢れ出た間隙水が法面に流れ出し、下流面を侵食しており好ましくない。間隙水は法面を侵さないように適切に迂回させて下流端に誘導するとともに、侵食された法面は設計を満たす土砂で埋め戻すよう灌漑局に推奨する。

2) その他

上流側法面に若干の崩落がみられるため、灌漑局による修繕を推奨する。堤頂部については、特に問題ない。

(3) ロックフィルダム

上流側法面に若干の崩落がみられるため、灌漑局による修繕を推奨する。下流側法面および堤頂部については、特に問題ない。

(4) 洪水吐

セダウジダムの設計洪水量ならびに洪水吐からの放流量は次の通りである。

- 設計洪水量

10年確率	: 145,000 cusecs (4,105.94 m ³ /s)
100年確率	: 168,000 cusecs (4,757.23 m ³ /s)
1,000年確率	: 235,000 cusecs (6,654.46 m ³ /s)
10,000年確率	: 300,000 cusecs (8,495.05 m ³ /s)

- 洪水吐からの放流量

FWL* 6門全開時 : 235,500 cusecs (6,668.62 m³/s)

*満水位 (FWL) = EL. 419.50 feet (127.86 m)

- 洪水吐

総越流長: 360 feet (109.73 m)

越流頂標高: EL. 384.50 feet (117.20 m)

¹ セダウジダム左岸端部からの相対距離（フィート表示、図 9-2 参照）

門数・寸法: 7 門、幅 40 feet (12.19 m)×高さ 36.5 feet (11.13 m)

灌漑局および発電公社職員への聞き取りによると、洪水吐の No.1、No.7 ゲート（図 9-2 参照）に不具合が生じており、この 2 門は開度が 15 feet (4.57 m) 程度に留まり全開出来ないため、雨期に入る前に洪水調節用の空容量を確保する目的で事前放流を行っているとのことであった。セダウジ水力発電所の運開以降に観測された既往最大洪水は、1992 年 8 月 15 日の 90,720 cusecs (2,568.90 m³/s) であり、設計洪水量と比べるとかなり小さい。しかしながら、ダムを安全に確保する観点からも、万一の設計洪水に備え灌漑局による洪水吐ゲートの修繕が強く推奨される。

2016 年 6 月、JICA 調査団は第 4 次現地調査を実施した。その際に灌漑局マンダレー事務所にて聴取した情報は以下の通りである。

- 洪水吐 No.7 ゲートは 2016 年 6 月に灌漑局が点検で問題を特定し、修繕した。
- 洪水吐 No.1 ゲートは依然として最大 6.5 feet 程度しか開けられないが、雨期が終わった後に修繕する予定。
- それでも現在 No.2 ゲートから No.7 ゲートまで 6 門を全開出来るようになったので、設計洪水に対する放流能力は確保出来た。

(5) 水圧鉄管

2014 年 1 月にニュージェックが実施したセダウジ水力発電所の現地調査で、水圧鉄管を被覆するコンクリートの一部に鉄筋が露出している箇所を発見し、これ以上鉄筋の腐食が進まないよう修繕を行うことを推奨していた。今回、2016 年 2 月に実施した第 2 回現地調査において、JICA 調査団は当該箇所がモルタルで修繕されていることを確認した。

(6) 発電所

1) 建屋

基本的に建屋の状態は良好であるが、地下 3 階の水圧鉄管周りのコンクリート壁にいくつかのクラックが入っていることを確認した。

2) 放水口

放水口部のコンクリート構造物については、特に問題はない。

3) その他

発電取水塔および放水口にそれぞれ 1 基ずつ、計 2 基の水位計が設置されている。水位計の所管は灌漑局であるが、経年劣化により発電所の制御室に送られる水位情報が実際の水位と異なっているため、発電所では必要に応じて量水標を目視観測せざるを得ない現状にある。しかしながら、カプラン水車の利点を生かして発電効率をより高めるには、

2 箇所の水位情報を逐次入手することが望ましい。この観点から、灌漑局の現有施設とは別に発電公社が発電利用に占有出来る水位計を追加で設置することを推奨する。

(7) 左岸鞍部ダム

ダム天端の下流側に大雨に起因するスポット状の侵食が見られることから、灌漑局による修繕を推奨する。なお上下流の法面には特に深刻な問題は見られなかった。

(8) 右岸鞍部ダム

右岸鞍部ダム付近には小集落があり、村人はダム上流側を灌漑局に無断で埋め立て、船着き場として利用している。灌漑局は4年前にこれを掘り返し、設計時の法面勾配に一旦戻したが、再び村人により埋め立てられている。また、村人は法面の捨石を自己都合で勝手に盗み出すこともあるとのことである。

右岸側の天端には雨期に車輛が三点方向転換を繰り返すことによる深掘れが生じており、灌漑局による修繕が推奨される。下流側法面については、特に問題はない。

(9) 貯水池

1) 集水域

JICA 調査団は灌漑局および発電公社職員とともにセダウジダム貯水池ならびに Chaungmagyi 川上流域の現地調査を2016年2月24日に実施した。事前に確認した近年の衛星写真からは顕著な森林伐採ならびに地すべり箇所は見当たらなかったため、道中で目視による確認を行った。道中においては、貯水池の左岸（ダムから約4.1 km 上流）と Chaungmagyi 川の左岸（ダムから約16 km 上流かつ Japan Gon 村から2.7 km 上流）の2箇所で湖岸の崩壊を確認したが、顕著な森林伐採ならびに地すべりは、やはり確認されなかった。

2) 貯水池堆砂

2014年1月にニュージェックが現地調査を行い、灌漑局および発電公社に提出した報告書において、貯水池の堆砂に関する以下の記述がある。

- 2012年5月にセダウジダム貯水池上流域の現地調査を実施した際、貯水池の上流端に近づくにつれ水深が徐々に浅くなり、エンジン付きボートがたびたび底をつき、人力で引き揚げなくてはならなかった。貯水池上流端と Chaungmagyi 川の境界部に位置する Japan Gon 村付近の砂州は、両岸とも高さ3~4mに達する。
- 2013年10月に灌漑局の設計部から同本部に提出された「Sedawgyi Sedimentation Report（以下、灌漑局報告書）」によると、貯水池の堆砂を除去する必要はないと結論づけら

れている。また、灌漑局報告書では、堆砂問題を軽減するうえで環境保全森林省など関係省庁との連携が欠かせないと提案している。さらに、灌漑放流設備の定期的な開閉による排砂の試み、貯水池運用マニュアルに準拠しての運用等についても提案されている。

- 灌漑局報告書によると、堆砂測量は運開以降 2002 年、2013 年の 2 回実施されているが、測量結果を基に水位・容量・水面積（H-V-A）曲線を図化すると、建設時に比べて 2002 年と 2013 年の有効貯水池容量が増加する形となり不自然である。ただし、建設時を無視して 2002 年と 2013 年のみを比較すると時間の経過に応じて堆砂が進んでいる格好になり、排砂作業を過去に行っていない事実とも符合する。

以上を踏まえ、JICA 調査団はセダウジ事務所ならびにマンダレー事務所の灌漑局職員に聞き取り調査を行うとともに、貯水池堆砂に関する追加情報を得るべくボートによる現地調査を実施した。

その結果、Japan Gon 村付近の砂州は 1 箇所確認されたものの、水深はエンジン付きボートでの遡上を困難にするほどではなかった。また、灌漑局職員によると、堆砂測量は 2013 年を最後に行われていない。

H-V-A 曲線については、建設時、2002 年および 2013 年の 3 本があるが、灌漑局は依然として建設時の曲線を容量計算に使用している。また、灌漑局報告書での勧告に従い、特に堆砂対策も計画されていないとのことである。

9.2 改修対象施設のスクリーニング（土木施設）

9.2.1 バルーチャン第一水力発電所

要請書において土木施設は改修対象に挙がっていないが、第 9.1.1 節に述べた現地調査結果に従い、表 9-1 に示す施設を改修対象として推奨した。

表 9-1 バルーチャン第一水力発電所における土木施設の改修対象スクリーニング結果

Hydropower Plant	Baluchaung No.1	*1 Check items ✓ :Problem NA :Not available blank: No problem	*2 Screening for the Rehabilitation Project A :Required B :Recommended C :Not Required	*3 Measures R :Replacement P :Repair A :Addition I :Inspection	*4 Urgency I :Urgent II :Moderate III :Minor
Facilities/Equipment	Civil Facilities				

Components	Application	Check item ^{*1}					Screening ^{*2}	Measures ^{*3}	Urgency ^{*4}	Remarks
		aged deterioration	apparent inspection	trouble record	availability of spare parts					
(1) Dawtacha Intake Dam (DTC)										
Main Dam (Embankment)		NA			NA		C			
Spillway and Intake		NA			NA		C			
Others	Water level gauge	Spillway	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	II
		Headrace	NA	✓		NA	✓	A	R	II
Reservoir		NA	✓		NA	✓	A	R	II	
Rain gauge		NA	✓		NA	✓	A	R	III	
Communication system	DTC-BHP1	NA	✓		NA		B	R	III	In case of rehabilitation, appropriate technology shall be studied by communication expert.
	DTC-MBY	NA	✓	✓	NA		B	R	III	ditto
	DTC-LKW	NA	✓	✓	NA		B	R	III	ditto
Emergency Diesel Generator		NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I	
(2) Headrace Channel										
Waterway		NA			NA		C			
Side Spillway		NA			NA		C			
(3) Regulation Pondage (PDG)										
Pondage		NA			NA		C			
Siphon Spillway		NA			NA		C			
Others	Water level gauge	Upstream #1	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I
		Upstream #2	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I
Fence around the pondage		NA		✓	NA		B	P	III	Urgent repair work is recommended to be carried out by EPGE.
Communication system		PDG-BHP1	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I
(4) Low Pressure Pipe Line										
		NA			NA		C			
(5) Surge Tank										
		NA			NA		C			
(6) Penstock										
		NA			NA		C			
(7) Powerhouse (BHP1)										
Building		NA			NA		C			
Tailrace		NA			NA		C			
Others	Water level gauge	Tailrace	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I
		Communication system	BHP1-DTC	NA	✓		NA		B	R
Steel Rolling Door		NA	✓	✓	NA	✓	A	R	III	
Emergency Diesel Generator		NA	✓	✓	NA	✓	A	R	I	Refer to "Relevant Substation and TL Facilities"
(8) Mbye Dam (MBY)										
Main Dam (Embankment)		NA			NA		C			
Spillway and Navigation Lock		NA	✓		NA		C			
Others	Water level gauge		NA	✓	✓	NA	✓	A	R	II
		Rain gauge	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	III
Communication system		MBY-DTC	NA	✓	✓	NA		B	R	III
(9) Loikaw City Gauging Station (LKW)										
Others	Water level gauge		NA	✓	✓	NA	✓	A	R	II
		Rain gauge	NA	✓	✓	NA	✓	A	R	III
Communication system		LKW-DTC	NA	✓	✓	NA		B	R	III
In case of rehabilitation, appropriate technology shall be studied by communication expert.										

9.2.2 セダウジ水力発電所

要請書において土木施設は改修対象に挙がっていないが、第 9.1.2 節に述べた現地調査結果に従い、表 9-2 に示す施設を改修対象として推奨した。

表 9-2 セダウジ水力発電所における土木施設の改修対象スクリーニング結果

Hydropower Plant	Sedawgyi	*1 Check items ✓ :Problem NA :Not available blank: No problem	*2 Screening for the Rehabilitation Project A :Required B :Recommended C :Not Required	*3 Measures R :Replacement P :Repair A :Addition I :Inspection	*4 Urgency I :Urgent II :Moderate III :Minor
Facilities/Equipment	Civil Facilities				

Components	Application	Check item *1					Screening ²	Measures ³	Urgency ⁴	Remarks
		aged deterioration apparent	inspection	trouble record	availability of spare parts					
(1) Concrete Dam										
Power Dam Section	Dam body		NA			NA	C			
	Intake tower (unit 1)	Breast wall	NA	✓	✓	NA	A	P	I	Urgent repair work will be carried out by ID in June 2016.
		Stoplog groove	NA			NA	C			
		Gate groove	NA		NA	NA	B	P	I	Site inspection shall be conducted in 2017.
	Intake tower (unit 2)	Breast wall	NA			NA	C			
		Stoplog groove	NA			NA	C			
		Gate groove	NA		NA	NA	B	P	I	Site inspection shall be conducted in 2017.
Overflow Section									Refer to "(4) Spillway"	
Non Overflow Section		NA			NA	C				
Dam Crest		NA			NA	C				
Inspection Gallery	Observation instruments		NA	✓	✓	NA	B	R	III	Recommended to be rehabilitated by ID.
	Drainage pump		NA	✓		NA	B	R	III	ditto
(2) Earthfill Dam										
Upstream Slope		NA		✓	NA	B	P	III	Recommended to be rehabilitated by ID.	
Downstream Slope		NA		✓	NA	B	P	II	ditto	
Dam Crest		NA			NA	C				
(3) Rockfill Dam										
Upstream Slope		NA		✓	NA	B	P	III	Recommended to be rehabilitated by ID.	
Downstream Slope		NA			NA	C				
Dam Crest		NA			NA	C				
(4) Spillway										
Inlet		NA			NA	C				Spillway gate No.1 and No.7 had a gate opening problem, however, No.7 was checked and repaired by ID in June 2016. Therefore repair work of spillway gates is out of future rehabilitation menu because 6 gates (No.2 to No.7) are able to fully open and have enough discharging capacity for designed flood operation.
Spillway Crest		NA			NA	C				
Chute		NA			NA	C				
Energy Dissipator (Apron)		NA			NA	C				
(5) Penstock		NA			NA	C				
(6) Powerhouse										
Building		NA		✓	NA	C				
Tailrace		NA			NA	C				
Others	Water level gauge	Reservoir	NA	✓	✓	NA	A	A	II	For efficient hydropower generation, additional installation is recommended.
		Tailrace	NA	✓	✓	NA	A	A	II	ditto
(7) Left Saddle Dam										
Upstream Slope		NA			NA	C				
Downstream Slope		NA			NA	C				
Dam Crest		NA		✓	NA	B	P	III	Recommended to be rehabilitated by ID.	
(8) Right Saddle Dam										
Upstream Slope		NA		✓	NA	B	P	III	Recommended to be rehabilitated by ID.	
Downstream Slope		NA			NA	C				
Dam Crest		NA		✓	NA	B	P	III	Recommended to be rehabilitated by ID.	
(9) Reservoir										
Watershed		NA			NA	C				
Sedimentation		NA			✓	C				

9.3 対象発電所における改修事業の概略設計（土木施設）

9.3.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 基本設計対象施設

表 9-1 に示した推奨改修対象（スクリーニング結果 A および B）について 2016 年 5 月から 9 月にかけて発電公社と何度も協議を重ねた。最終的に土木施設については、表 9-3 において黄色で編掛けした機器をバルーチャン第一水力発電所の改修対象とすることで合意した。なお、発電所の非常用電源については第 7 章に、通信施設については第 10 章に述べる。また、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書（英文版）に掲載するので参照されたい。

(2) 水位計

表 9-3 に示す通り、改修（取替）対象となる水位計は 5 基であり、その設計仕様は次の通りである。また最終協議の結果、予備の水位計も 3 セット納めることとなった。交換性を考慮し、予備品を含む全ての水位計型式は圧力式とする。

1) Dawtacha 取水ダム

a) 導水路

測定形式： 圧力式
測定範囲： EL.868.00 m～EL.873.00 m (5.00 m)
観測場所： Dawtacha コントロールルーム内（必要ケーブル長：100～120 m）
桁表示： 5 桁（例 870.02）

b) 貯水池

測定形式： 圧力式
測定範囲： EL.867.60 m～EL.873.00 m (5.40 m)
観測場所： Dawtacha コントロールルーム内（必要ケーブル長：30～50 m）
桁表示： 5 桁（例 869.70）

2) 調整池

測定形式： 圧力式
測定範囲： EL.861.70 m～EL.866.60 m (4.90 m)
観測場所： バルブ操作室内（必要ケーブル長：20～30 m）
桁表示： 5 桁（例 863.45）

表 9-3 バルーチャン第一水力発電所において合意した改修対象(土木施設)

Hydropower Plant

Baluchaung No.1

Facilities/Equipment

Civil Facilities

*1 Screening for the Rehabilitation Project
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

*2 Measures
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

*3 Urgency
I :Urgent
II :Moderate
III :Minor

Components	Screening Result			EPGE Approval	Final Decision		
	Screening ^{*1}	Measures ^{*2}	Urgency ^{*3}				
(1) Dawtacha Intake Dam (DTC)							
Main Dam (Embankment)	C						
Spillway and Intake	C						
Others	Water level gauge	Spillway	A	R	II	No, not replace (use staff gauge)	No replace
		Headrace	A	R	II	Yes, replace	To be replaced
		Reservoir	A	R	II	Yes, replace	To be replaced
	Rain gauge		A	R	III	No, not replace	No replace
	Communication system	DTC-BHP1	B	R	III	No, not replace	To be replaced (refer to Chapter 10)
		DTC-MBY	B	R	III	No, not replace	To be replaced (refer to Chapter 10)
		DTC-LKW	B	R	III	No, not replace	No replace
Emergency Diesel Generator		A	R	I	No, not replace (transfer existing one)	No replace	
(2) Headrace Channel							
Waterway	C						
Side Spillway	C						
(3) Regulation Pondage (PDG)							
Pondage	C						
Siphon Spillway	C						
Others	Water level gauge	Upstream #1	A	R	I	Yes, replace (no need communication)	To be replaced (stand-alone type)
		Upstream #2	A	R	I	No, not replace	No replace
	Fence around the pondage		B	P	III		Repaired by EPGE's budget
	Communication system	PDG-BHP1	A	R	I	No, not replace	No replace
(4) Low Pressure Pipe Line	C						
(5) Surge Tank	C						
(6) Penstock	C						
(7) Powerhouse (BHP1)							
Building	C						
Tailrace	C						
Others	Water level gauge	Tailrace	A	R	I	No, not replace (use existing one)	No replace
		Communication system	BHP1-DTC	B	R	III	No, not replace
	Steel Rolling Door		A	R	III	No, not replace	No replace
	Emergency Diesel Generator		A	R	I	Yes, replace (300kVA)	To be replaced (refer to Chapter 7)
(8) Moby Dam (MBY)							
Main Dam (Embankment)	C						
Spillway and Navigation Lock	C						
Others	Water level gauge		A	R	II	Yes, replace	To be replaced
	Rain gauge		A	R	III	Yes, replace	To be replaced
	Communication system	MBY-DTC	B	R	III	No, not replace	To be replaced (refer to Chapter 10)
(9) Loikaw City Gauging Station (LKW)							
Others	Water level gauge		A	R	II	No, not replace	To be replaced
	Rain gauge		A	R	III	No, not replace	No replace
	Communication system	LKW-DTC	B	R	III	No, not replace	To be replaced (refer to Chapter 10)
(10) Spare Parts							
Water level gauge						To be prepared (3 sets)	

3) モビエダム

- 測定形式： 圧力式
測定範囲： EL.878.00 m～EL.885.00 m (7.00 m)
観測場所： リモートコントロールルーム内（必要ケーブル長：70～80 m）
桁表示： 5桁（例 881.91）

4) Loikaw 市観測所

- 測定形式：圧力式
測定範囲：EL.870.00 m～EL.877.00 m (7.00 m)
観測場所：観測所内（必要ケーブル長：40～60 m）
桁表示：5桁（例 873.14）

(3) 雨量計

改修対象となる雨量計の設計仕様は次の通りである。

1) モビエダム

- 測定形式： 転倒ます型
測定範囲： 000.0 mm～999.5 mm

9.3.2 セダウジ水力発電所

(1) 基本設計対象施設

表 9-2 に示した推奨改修対象（スクリーニング結果 A および B）について 2016 年 5 月から 9 月にかけて発電公社と何度も協議を重ねた。最終的に土木施設については、表 9-4 において黄色で編掛けした機器をセダウジ水力発電所の改修対象とすることで合意した。また、JICA 調査団から提案し改修対象から外れた機器の経緯を含む全ての情報は最終報告書（英文版）に掲載するので参照されたい。

(2) 水位計

改修対象となる水位計の設計仕様は次の通りである。

1) 発電所

a) 貯水池

- 測定形式： 圧力式
測定範囲： EL.111.25 m～EL.127.86 m (16.61 m)
観測場所： コントロールルーム内（必要ケーブル長：350～400 m）

桁表示： 5桁 (例 120.34)

b) 放水口

測定形式： 圧力式

測定範囲： EL.93.31 m～EL.106.68 m (13.37 m)

観測場所： コントロールルーム内 (必要ケーブル長：250～300 m)

桁表示： 5桁 (例 098.25)

表 9-4 セダウジ水力発電所において合意した改修対象(土木施設)

Hydropower Plant Sedawgyi

Facilities/Equipment Civil Facilities

***1 Screening for the Rehabilitation Project**
A :Required
B :Recommended
C :Not Required

***2 Measures**
R :Replacement
P :Repair
A :Addition
I :Inspection

***3 Urgency**
I :Urgent
II :Moderate
III :Minor

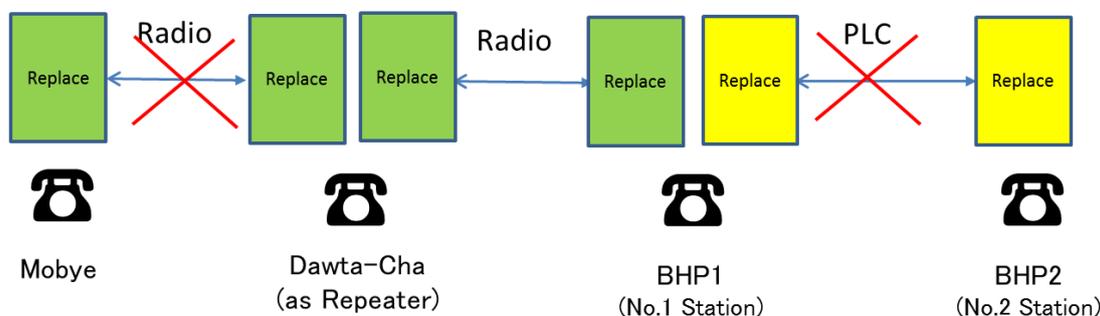
Components			Screening Result			EPGE Approval	Final Decision
			Screening ¹	Measures ²	Urgency ³		
(1) Concrete Dam							
Power Dam Section	Dam body		C				
	Intake tower (unit 1)	Breast wall	A	P	I		ID's contermmeasure is necessary.
		Stoplog groove	C				
		Gate groove	B	P	I		Site inspection shall be conducted in 2017.
	Intake tower (unit 2)	Breast wall	C				
		Stoplog groove	C				
Gate groove		B	P	I		Site inspection shall be conducted in 2017.	
Overflow Section							
Non Overflow Section			C				
Dam Crest			C				
Inspection Gallery	Observation instruments		B	R	III		ID's matter
	Drainage pump		B	R	III		ditto
(2) Earthfill Dam							
Upstream Slope			B	P	III		ID's matter
Downstream Slope			B	P	II		ditto
Dam Crest			C				
(3) Rockfill Dam							
Upstream Slope			B	P	III		ID's matter
Downstream Slope			C				
Dam Crest			C				
(4) Spillway							ID's matter (rehabilitation work for gate No.1)
Inlet			C				
Spillway Crest			C				
Chute			C				
Energy Dissipator (Apron)			C				
(5) Penstock			C				
(6) Powerhouse							
Building			C				
Tailrace			C				
Others	Water level gauge	Reservoir	A	A	II	Yes, additionally install	To be additionally installed
		Tailrace	A	A	II	Yes, additionally install	To be additionally installed
(7) Left Saddle Dam							
Upstream Slope			C				
Downstream Slope			C				
Dam Crest			B	P	III		ID's matter
(8) Right Saddle Dam							
Upstream Slope			B	P	III		ID's matter
Downstream Slope			C				
Dam Crest			B	P	III		ID's matter
(9) Reservoir							
Watershed			C				
Sedimentation			C				

第10章 通信設備の改修計画

10.1 バルーチャン第一水力発電所のサイト予備調査の手段と結果、問題点

10.1.1 バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所の自営通信網（下図参照）を現地で視察した結果、無線（VHF帯アナログ無線）も有線（送電線を利用した PLC 通信）も経年劣化および落雷による機器損傷により、Dawtacha～バルーチャン第一水力発電所の 1 Hop を除く区間は通信ができない状況であることが判明した。



*BHP : バルーチャン水力発電所

図 10-1 通信システム構成図 (無線および PLC)

10.2 通信システムのリハビリテーション箇所の特定

10.2.1 バルーチャン第一水力発電所

1988 年頃に納入された機器は全てサポート期間が終了しているため、修理は不可能であり、全面的なリハビリテーションが必要である。

10.3 通信システムの基本設計

10.3.1 バルーチャン第一水力発電所

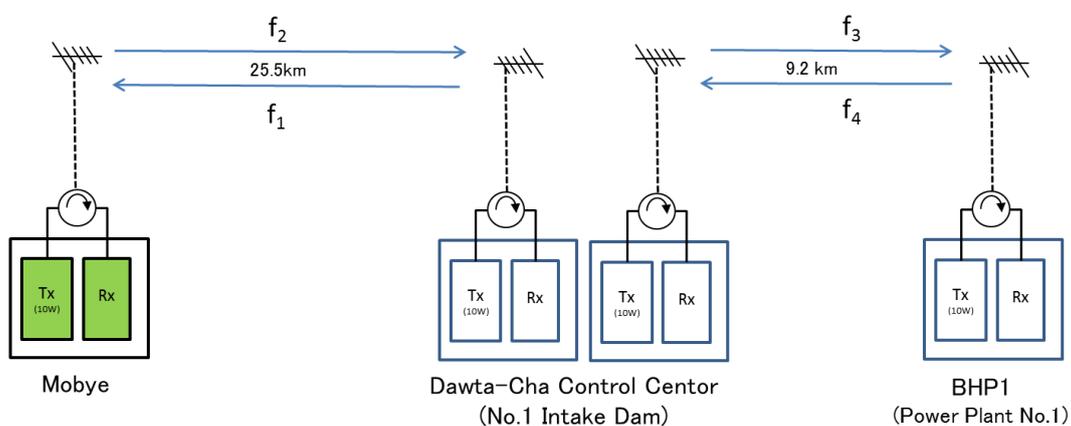
モビエ～バルーチャン第一水力発電所間の無線区間の回線設計は妥当であり、機器を更新すれば同一パラメータ（送信出力、周波数など）で運用可能と判断される。具体的な回線設計結果については次表参照。更新が必要なハードウェアは以下の通り：

- 無線送受信機 (計 4 台)
- アンテナ (計 4 個)
- 給電線 (計 4 系統)
- 避雷器 (計 4 個)

なお、有線区間 (PLC) については同等仕様の製品が現在では購入できないため、今回のリハビリ対象から除外する。

(1) 回線構成

バルーチャン第一水力発電所の無線回線構成を図 10-2 に、局の位置関係を図 10-3 に示す。



	Frequency
f_1	170.05 MHz
f_2	165.25 MHz
f_3	170.15 MHz
f_4	165.35 MHz

図 10-2 無線回線構成



図 10-3 各局の位置関係

(2) 無線回線見通し図

無線回線 2 区間の見通し図を作成し、両区間とも途中の丘陵地帯に阻まれて見通しは無いことを確認した。

(3) 無線回線設計結果

各無線区間の回線設計結果を表 10-1 および表 10-2 に示す。両区間とも所要受信入力電力から受信入力レベルを差し引いた伝送マージンが 10dB 以上確保されているので、回線設計上は現行のパラメータのままで問題ないと判断した。

表 10-1 回線設計結果(モビエ～Dawtacha 間)

距 離			25.5km	
周波数			MHz	170.0
送信系の 特性	(1)	空中線電力	W	10
			dBm	40.0
	(2)	空中線利得	dBi	10
	(3)	給電線損失	dB	2.6
	(4)	送受共用器、同軸避雷器損失	dB	4.5
	(5)	等価等方輻射電力	dBm	42.9
受信系の 特性	(6)	空中線利得	dBi	10
	(7)	給電線損失	dB	2.6
	(8)	送受共用器、同軸避雷器損失	dB	4.5
	(9)	受信系総合利得	dB	2.9
伝搬特性	(10)	自由空間伝搬損失	dB	105.1
	(11)	球面大地遮蔽損失	dB	8.0
	(12)	合計伝搬損失	dB	113.1
評価	(13)	受信入力電力	dBm	-67.3
	(14)	雑音合計	dBm	-115.2
	(15)	所要 S/N	dB	33.3
	(16)	所要受信入力電力	dBm	-81.9
	(17)	伝送マージン	dB	14.6

表 10-2 回線設計結果(Dawtacha～バルーチャン第一水力発電所間)

距 離			9.2km	
周波数			MHz	170.0
送信系の 特性	(1)	空中線電力	W	10
			dBm	40.0
	(2)	空中線利得	dBi	10
	(3)	給電線損失	dB	2.6
	(4)	送受共用器、同軸避雷器損失	dB	4.5
	(5)	等価等方輻射電力	dBm	42.9
受信系の 特性	(6)	空中線利得	dBi	10
	(7)	給電線損失	dB	2.6
	(8)	送受共用器、同軸避雷器損失	dB	4.5
	(9)	受信系総合利得	dB	2.9
伝搬特性	(10)	自由空間伝搬損失	dB	96.3
	(11)	球面大地遮蔽損失	dB	6.0
	(12)	合計伝搬損失	dB	102.3
評価	(13)	受信入力電力	dBm	-66.5
	(14)	雑音合計	dBm	-115.2
	(15)	所要 S/N	dB	33.3
	(16)	所要受信入力電力	dBm	-81.9
	(17)	伝送マージン	dB	25.4

<計算式> (5) = (1) + (2) - (3) - (4)
 (9) = (6) - (7) - (8)
 (12) = (10) + (11)
 (13) = (5) + (9) - (12)
 (16) = (14) + (15)
 (17) = (13) - (16)

10.4 フィールド測定による机上設計結果の検証

10.4.1 バルーチャン第一水力発電所

(1) 測定の目的

システム中で一番長い区間である、モビエ～バルーチャン第一水力発電所間（直線距離 25.52km）の回線設計の妥当性を検証するため、中間地点である Pekon 集落近くで簡易測定システムを使用した電波伝搬測定を行い、シミュレーションによる予測受信電力と実際の受信電力を比較し、回線設計およびシミュレーションの精度（信頼度）を検証した。

(2) 測定システムの構成

測定に使用したシステムは表 10-3 の通りである。スケジュール的な制約により、スペクトラムアナライザなどの測定器は準備できなかったため、汎用の地デジチューナとソフトウェア無線（SDR：Software Definition Radio）を使って簡易的測定システムを構築した。

表 10-3 フィールド測定に使用した機材リスト

パーツ	品名	説明	用途
アンテナ	八木アンテナ(3素子、140～160MHz)	利得 4dBi。測定対象周波数は 170MHz だが流用可能	
給電線	同軸ケーブル(10m)		
受信機	DS-DT305BK	USB タイプ地デジチューナ	PCからの干渉を避けるため USB 延長ケーブル(1.6m)を使用
測定器	HDSDR	ノートPCにSDRの一つHDSDRをインストールして代用	FM 復調し、復調後の受信レベルと音声品質を評価

測定は SDR ソフトウェアをインストールした PC と USB タイプの受信機を車内に設置し、同軸ケーブルで接続したアンテナを車外の地上高 3m 程の高さに設置した。送信局 (Dawtacha) の方角を確認してその方向にアンテナを向けてから、送信局から信号（狭帯域 FM 変調波）を送信し、音声品質と受信レベルを確認した。なお、電波免許上の理由から、測定車両測定系では一切電波は送信せず、電波の受信だけを行った。この測定を合計 16 ヶ所で行った。測定系のイメージを図 10-4 に示す。

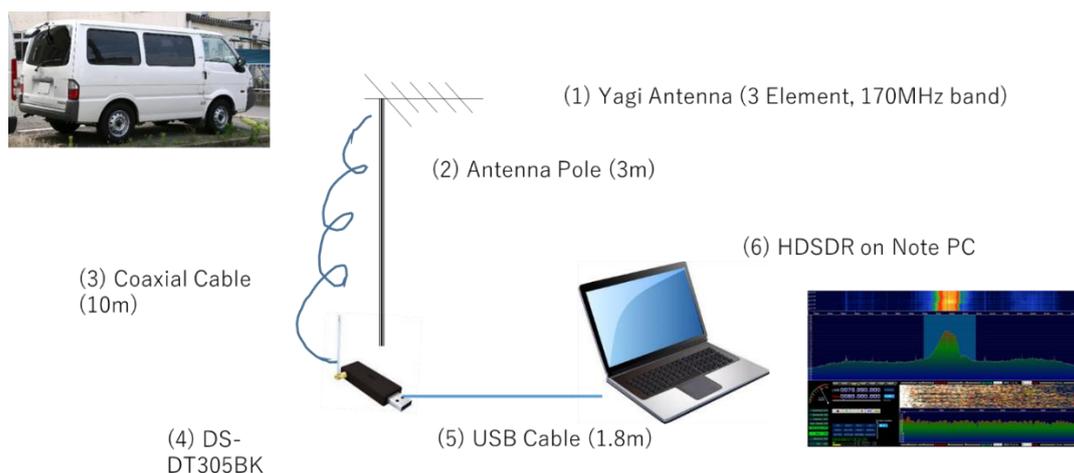


図 10-4 フィールド測定システム構成図

(3) 測定結果

各ポイントでの測定受信レベルと、電波伝搬シミュレータ (Mobile Radio) による計算受信レベルを表 10-4 に示す。実際の測定値が計算値より平均 16dB 高い値になっているが、これは正確な測定器を使った測定系の受信レベル校正を行っていないためであり、問題ない。注目すべきなのは計算値との差分が平均値 (16dB) から上下に大きく外れているポイントである。計算値よりも測定値が 21dB 以上良くなっているポイント (ポイント 1, 4, 10, 11, 12, 16) は、周囲が見通しのよい田圃のためにレベルが高くなっていると考えられる。逆に計算値と測定値の差が 11dB 以下のポイント (ポイント 7, 8, 14) は、測定点の近くに集落があり電波が到来する方向に高い樹木があったため、レベルが低かったと考えられる。

表 10-4 フィールド測定結果とシミュレーションソフトによる計算結果の比較

Point 名	Dawtacha から 直線距離 [km]	北緯	東経	標高 [m]	音声体感品質	測定値 [dBm]	計算値 [dBm]	差分 (測定値-計算値)
0	9.74	19°40'44.21"	97°11'10.57"	883.7	Good	-96.1	-111.7	15.6
1	11.72	19°41'15.70"	97°10'59.14"	876.2	Good	-99.3	-120.7	21.4
2	12.53	19°41'42.99"	97°10'41.40"	876.7	Good	-103.6	-121.0	17.4
3	13.44	19°42'06.83"	97°10'18.86"	875.8	Good	-103.6	-122.4	18.8
4	14.37	19°42'31.09"	97°09'56.14"	878.1	Good	-102.6	-124.3	21.7
5	15.32	19°42'54.44"	97°09'32.57"	876.0	Good	-110.4	-125.2	14.8
6	16.28	19°43'18.56"	97°09'09.28"	875.9	Good	-112.0	-122.3	10.3
7	17.20	19°43'31.29"	97°08'38.33"	878.9	Very poor	-117.2	-122.2	5.0
8	18.13	19°43'50.47"	97°08'15.54"	877.7	Cannot hear	-117.3	-121.7	4.4
9	18.96	19°44'07.38"	97°07'53.04"	879.1	Good	-103.2	-120.6	17.4
10	20.08	19°44'33.29"	97°07'24.59"	877.3	Poor	-102.9	-123.6	20.7
11	20.85	19°44'52.05"	97°07'05.81"	879.5	Good	-102.2	-123.5	21.3
12	22.37	19°44'37.81"	97°05'56.39"	875.6	Good	-107.5	-127.7	20.2
14	24.13	19°45'10.72"	97°05'06.59"	913.5	Good	-104.9	-112.0	7.1
16	25.79	19°46'13.56"	97°04'39.63"	936.2	Very poor	-107.8	-130.8	23.0
Moby	25.52	19°46'55.19"	97°05'22.16"	887.3	Poor	-107.4	-124.3	16.9
							Average	16.0

(4) 結 論

シミュレータによる受信電力計算値は地表面の状態（裸地、森林、水田など）を考慮していないため、実際の測定値は計算値よりも上下にばらつくものの、信頼度は足りると結論付けられる。特に対向局が設置されるモビエでは計算値からの差分は 16.9dB と 16 ポイントの平均の偏差（16dB）とほとんど同じであるため、回線設計の信頼度は実測値でも裏付けることができた。商用システムは今回の測定システムに比べてアンテナの高さは 3m→15m に、アンテナ利得は 4dBi→8dBi 程度になるため、受信レベルは 5dB 以上は高くなると予想されるので、リハビリ前の無線回線の諸元（周波数、送信出力、帯域幅など）は変更の必要はないと結論づける。

10.5 推奨される仕様

(1) 無線装置

リハビリ後の無線機は、表 10-5 の仕様を満足することを推奨する。無線機としての仕様はリハビリ前とほぼ同じだが、特にモビエ局では無線機の設置環境が劣悪であり屋外と同じ程度の雨風が吹き込んでくるため、防水防塵機能は IP54 以上を推奨する。

(2) アンテナ

5～8 素子の八木アンテナ（垂直偏波、利得 8dBi 以上）を推奨する。

表 10-5 無線装置の推奨仕様

	Transmitter	Receiver	Remark
Physical Specification			
Dimensions	less than 50x180x150mm		HxWxL
Weight	less than 2kg		
Environmental Specification			
Operating Temperature	-10°C / +60°C		
Storage Temperature	-10°C / +80°C		
Thermal Shock	US MIL-STD-810G		
Humidity	US MIL-STD-810G		
Dust and Water proof	IP54 or US MIL-STD-810G		
Radio Specification			
Frequency	165-175MHz		Secured for fixed radio in Myanmar
Channel Spacing	12.5kHz		
Frequency Stability	±0.5ppm		-30°C, +60°C, +25°C (Reference)
Transmission Power	10W	N/A	
Receiving Sensitivity	N/A	-117dBm (Analogue) -119dBm(Digital)	
S/N Ratio	N/A	-40dB	FM, 12.5kHz
Conducted Spurious Emission	-57dBm	-36dBm < 1GHz -30dBm < 1GHz	
Spurious Rejection	N/A	75dB	
Modulation Scheme			
Analogue Modulation	Narrowband FM		
Digital Modulation	4FSK		
Digital Protocol	ETSI TS 102 361-1,-2,-3		

第11章 関連送変電設備増強の系統解析

11.1 既設系統と課題

11.1.1 概要

本プロジェクトの対象発電所外の関連送変電設備の増強の必要性について、検討を実施する。関連送変電設備の対象は図 11-1 の通りである。

バルーチャン第一水力発電所

- 対象水力発電所～バルーチャン第二水力発電所（132kV）
- バルーチャン第二水力発電所～Taungoo 変電所（230kV）

セダウジ水力発電所

- 対象水力発電所～Belin 変電所（132kV）

対象発電所の発生電力の送電可能性を系統解析により確認する。解析においては、潮流計算、動的安定度、送電損失について PSS/E ツールを用いてシミュレーションを実施する。

既設設備による送電が困難な場合、最適な増強系統を信頼性、経済性等の観点から提案する。

11.1.2 バルーチャン第一水力発電所

2016 年時点で、バルーチャン第一水力発電所の発生電力は 230kV 送電線 2 ルートと 132kV 送電線 1 ルートが接続されたバルーチャン第二水力発電所に送電されている。230kV 送電線の内、1 ルートは、Taungoo 変電所向けであり、もう 1 ルートは、Shwemyo 変電所向けである。132kV 送電線は、Loikaw 変電所経由の Tigyit 発電所向けである。周辺系統、発電所の定格容量ならびに送電線の送電容量を図 11-2 に示す。Taungoo 変電所向け 230kV 送電線の送電容量は 211MW であり、バルーチャン水力発電所第一、第二、第三の合計容量 248MW より小さいため、通常、バルーチャン第二水力発電所の 132kV 母線は分割して運用されている。すなわち、バルーチャン第二水力発電所の発生電力は 230kV 送電線にて、また、バルーチャン第一、第三水力発電所の発生電力は 132kV 送電線にて送電されている。

しかし、図 11-3 に示すように 2020 年時点では、Tigyit 発電所が改修事業により発生電力が 120MW に増加する予定であるため、バルーチャン第一、第三水力発電所の発生電力は、132kV 送電線では送電できず、230kV 送電線の 2 ルートで送電する必要がある。しかし、Shwemyo

向けの 230kV 送電線がトリップした場合には、残りの Taungoo 向けの送電線が過負荷となるため、バルーチャン第一、第二、第三水力発電所の発生電力を送電するためには、もう 1 ルートの 230kV 送電線が必要である。結論として、2020 年時点で、バルーチャン第一、第二、第三水力発電所の発生電力を送電するためには、230kV 送電線がもう 1 ルート必要である。

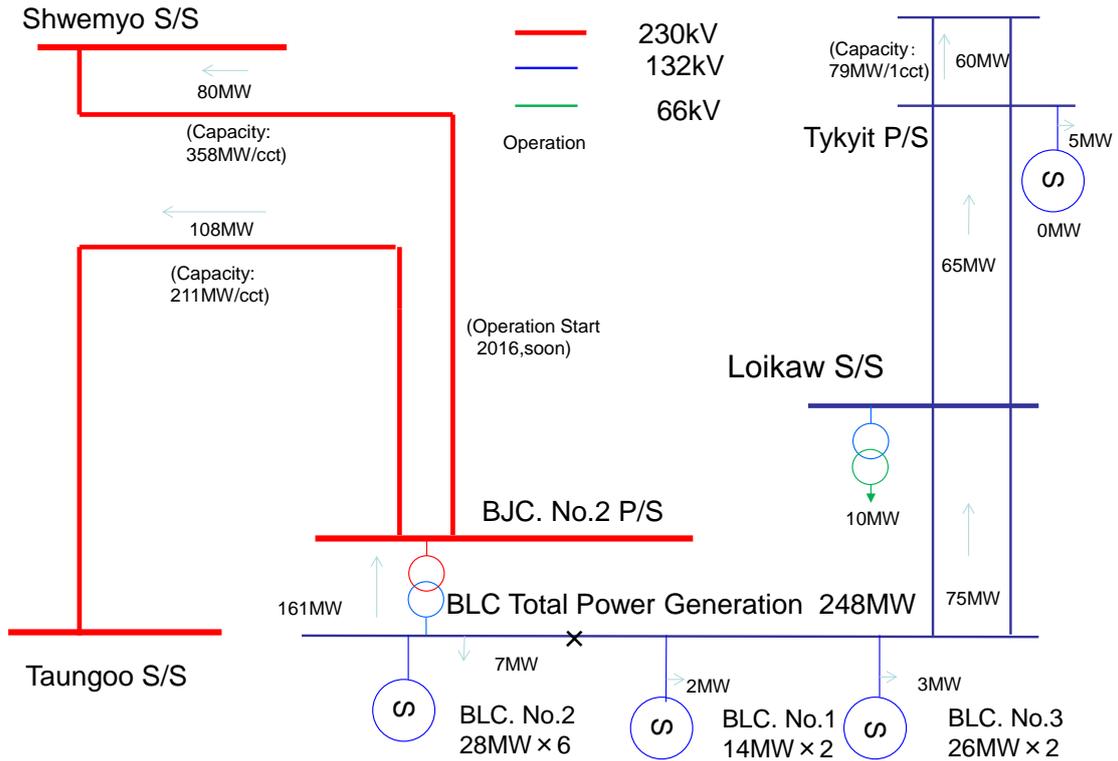


図 11-2 バルーチャン周辺の系統(2016年)

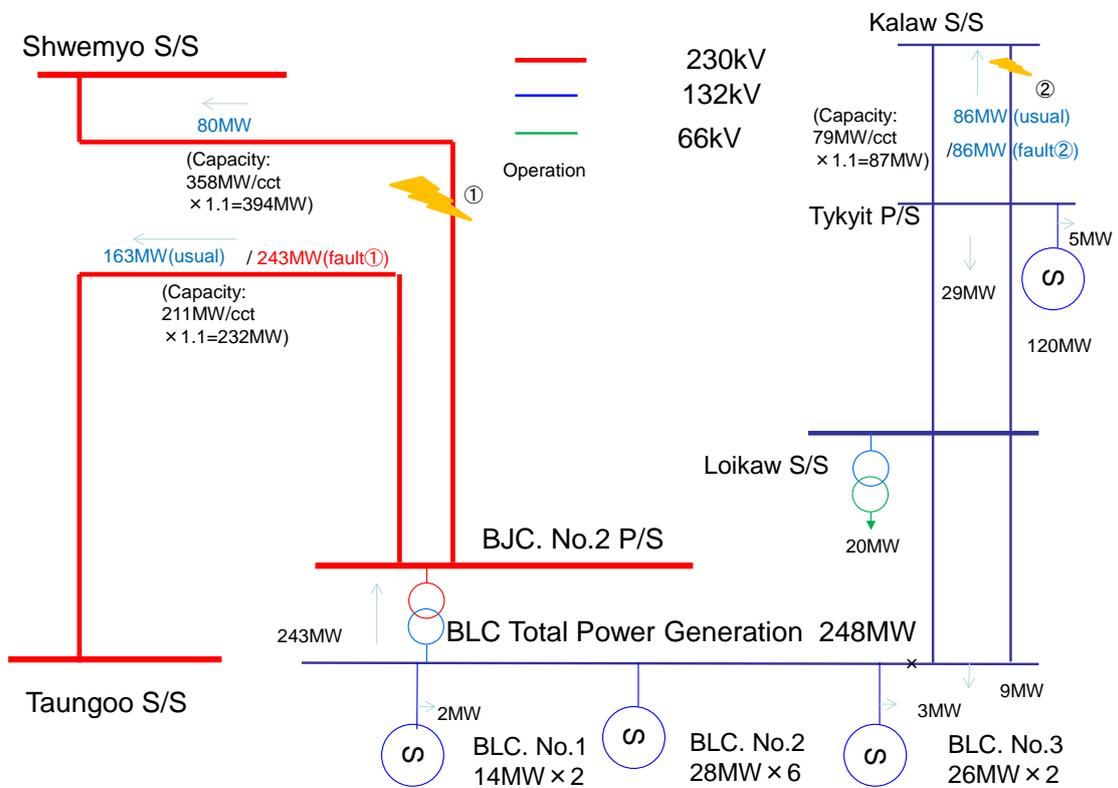


図 11-3 バルーチャン周辺の系統(2020年)

11.1.3 セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所は、2つの132kV送電線が接続され、1つはマンダレー地域に位置するBelin変電所向けであり、もう1つは、北部地域向けである。系統解析に基づき、潮流解析と動的安定度解析を行った結果、セダウジ水力発電所の発生電力は既設系統にて送電できることを確認した。結論として、セダウジ水力発電所周辺の電力系統の増強は必要でない。

一方、セダウジ水力発電所の短絡電流ならびに分路リアクトルの必要性についても検討を行い、系統解析を行った結果、当該母線の短絡電流は一般的な遮断器の短絡電流以下であり、また、分路リアクトルは必要でないことを確認した。

11.2 系統拡張シナリオ

11.2.1 バルーチャン第一水力発電所周辺の系統拡張シナリオ

バルーチャン第一、第二、第三水力発電所周辺の既設系統の課題に基づき、5つのシナリオを設定し、シナリオA、B、C、C'、C''とした。

シナリオA、Bでは、バルーチャン第二水力発電所と近くの230kV変電所の間にもう1ルートの230kV送電線を増設する。

シナリオCでは、230kV送電線1ルートの増設（シナリオA、B）が困難な場合に、バルーチャンの発生電力の一部を近くの230kV昇圧変電所に供給することにより、既設の230kV送電線で送電する。シナリオC'、C''では、Cに経済性を考慮する。

シナリオA	230kV送電線1cct増設	159km	バルーチャン第二水力発電所 -TaungooS/S
シナリオB	230kV送電線1cct増設	193.1km	バルーチャン第二水力発電所 -ShwemyoS/S
シナリオC	230kV送電線1cct増設	20km	バルーチャン第二水力発電所 -LoikawS/S
シナリオC'	132kV送電線1cct増設	15km	バルーチャン第一水力発電所 -LoikawS/S
シナリオC''	33kV配電線1cct増設	20km	バルーチャン第二水力発電所 -LoikawS/S

結論として、これらのシナリオは将来の対策として考慮しておくことが望ましいものである。

11.3 系統解析

11.3.1 概要

対象発電所である、バルーチャン第一水力発電所とセダウジ水力発電所の送電可能性は、系統解析により確認する。系統解析では、潮流解析、動的安定度解析、送電損失解析を行う。潮流解析では、バルーチャン第一水力発電所ならびにセダウジ水力発電所周辺の送電線の潮流や変電所・発電所の電圧を検証する。動的安定度解析では、対象発電所周辺の送電線事故発生時の安定性を検証する。送電損失解析では、シナリオ間の送電損失を比較する。

系統解析は、電力系統局から入手した既設系統のデータならびに送電プロジェクトチームから入手した 2020 年までの将来系統のデータに基づいて、2020 年断面で実施した。2020 年の変電所の負荷は、電力エネルギー省/JICA のマスタープラン (2015) に基づいた。シミュレーションツールは、汎用性の高い PSS/E を用いた。

11.3.2 バルーチャン第一水力発電所

(1) 潮流解析結果

バルーチャン周辺の既設系統の潮流解析結果を図 11-4 に示す。第 11.1.2 節で述べたように、バルーチャン第二水力発電所と Shwemyo 変電所間の 230kV 送電線がトリップした場合に、バルーチャン第二水力発電所と Taungoo 変電所間の 230kV 送電線が過負荷となる。

バルーチャン周辺の増強シナリオについて、潮流解析を行った結果、過負荷となる送電線や電圧基準外 ($\pm 5\%$) の母線はない。

結論として、各増強シナリオは、系統解析上問題はない。

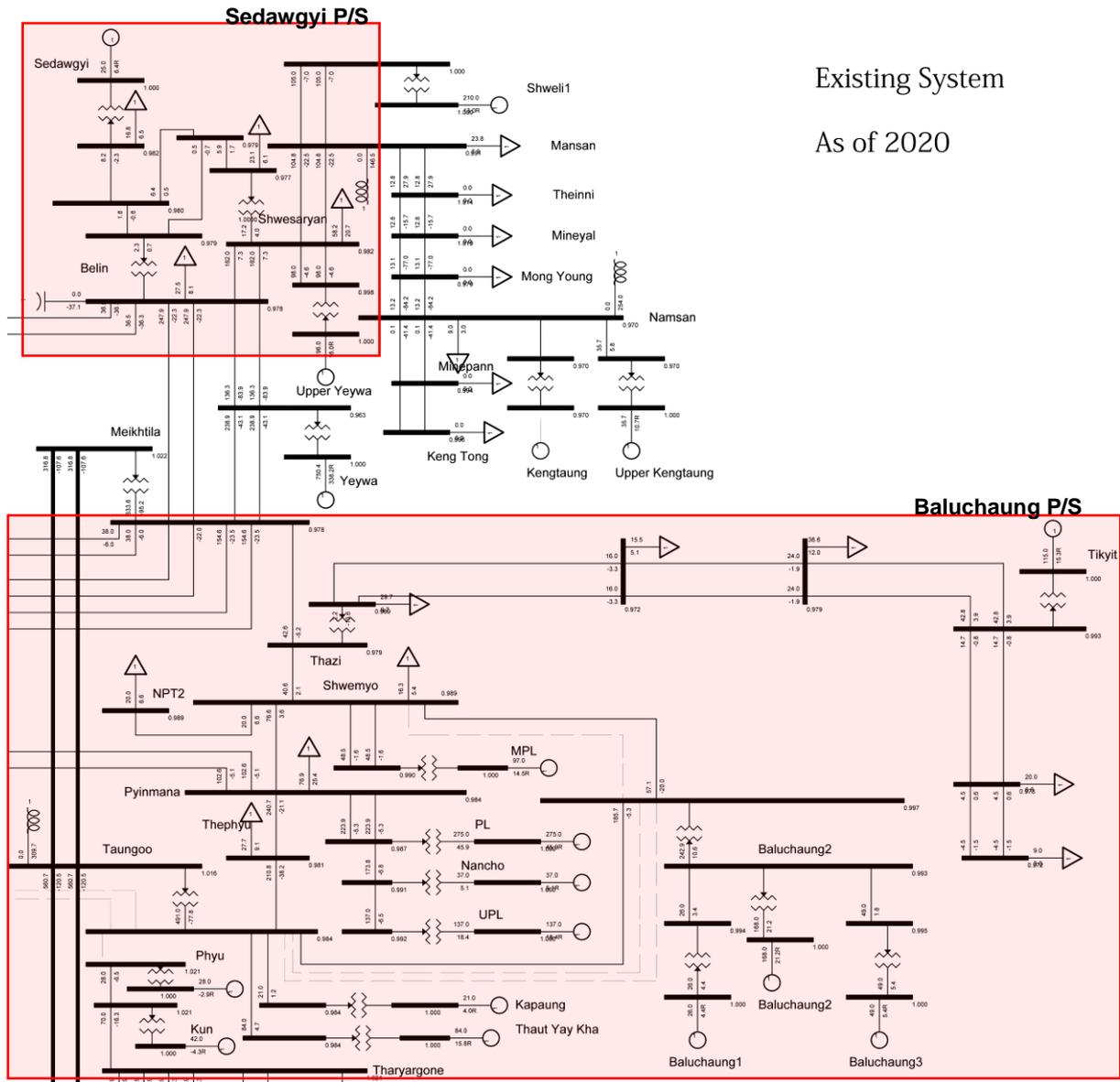


図 11-4 既設設備での潮流状況(2020年)

(2) 動的安定度解析結果

バルーチャン周辺系統の増強シナリオについて、至近送電線で三相短絡事故を 0.1 秒間 (5 サイクル) 発生させた後に開放するシミュレーションを実施した。その結果、各増強シナリオについて、動的安定度解析では安定であり問題はない。

11.3.3 セダウジ水力発電所

(1) 潮流解析結果

セダウジ水力発電所周辺の既設系統の潮流解析結果を図 11-4 に示す。過負荷送電線、電圧基準外母線はない。結論として、セダウジ水力発電所周辺の既設系統は、潮流解析上問題ない。

(2) 動的安定度解析

セダウジ水力発電所周辺の既設系統について、至近送電線で三相短絡事故を 0.1 秒間（5 サイクル）発生させた後に開放するシミュレーションを実施した。その結果、既設系統は、動的安定度解析では安定であり問題はない。

11.4 結 論

系統解析の結論は以下の通りである。

- バルーチャン周辺の系統増強シナリオを設定し、系統解析、経済性、実現性について検討を実施した。これらのシナリオは、将来の対策として考慮することが望ましいものである。
- セダウジ水力発電所周辺の既設系統について、系統解析を実施した結果、送電上問題ないことを確認した。

11.5 関連送変電設備の現地踏査

11.5.1 バルーチャン第二水力発電所内の変電所

(1) 変電所概要

バルーチャン第二水力発電所内の変電所の機器構成概要は、以下に示す通りである。

送電線用開閉設備

230kV (Under operation)	: 1 bay (Taungoo line)
230kV (To be operated)	: 1 bay (Shwemyo line)
230kV (Spare)	: 4 bays
132kV (Under operation)	: 4 bays (N/L × 2, BAL No.1 line and BAL No.3 line)

母線構成	230kV	: Single bus
	132kV	: Double bus
変圧器	Main transformer	: 132/11kV 10.3MW × 3 units × 6 banks
	Booster transformer	: 230/132kV 33.333MW × 3 units × 4 banks

(2) 変電所レイアウト

バルーチャン第二水力発電所内の変電所は、132kV 開閉設備 15 ベイおよび 230kV 開閉設備 5 ベイから構成される。これらのうち次に示す 6 ベイは、送電線用の開閉設備に用いられている。また、230kV 送電線用にスペアとして 4 ベイある。

- ①: 132kV Baluchaung No.3 HPP line
- ②: 132kV Baluchaung No.1 HPP line
- ③: 132kV Northern line 1
- ④: 132kV Northern line 2
- ⑤: 230kV Taungoo line
- ⑥: 230kV Shwemyo line

(3) 132kV 送電線(Baluchaung No.1 line)保護

132kV 送電線用保護スキームは、距離継電器が主およびバックアップ保護として備わっている。

(4) 変電所の拡張性

既述の通り 230kV 送電線用にスペアとして 4 ベイある。従って、230kV 送電線拡張用に開閉装置を据付ける事は可能である。しかし、変電所周辺は、既設の送電線や河川に囲まれており、新たに送電設備を建設するためのスペースは限られている。よって、詳細な調査が必要である。

11.5.2 Shwemyo 変電所

(1) 変電所概要

Shwemyo 変電所の機器構成概要は、以下に示す通りである。

送電線用開閉設備

- 230kV (Under operation) : 3 bay (Thazi line, Pyinmana line and Naypyitaw 2 line)
- 230kV (To be operated) : 1 bay (Baluchaung No.2 line)

母線構成	230kV	: Single bus
変圧器	Main transformer	: 230/33/11kV 33.33MVA × 3 units × 1 bank
調相設備	Shunt reactor	: 230kV 20Mvar × 1unit

(2) 変電所レイアウト

Shwemyo 変電所は、次の開閉設備 5 ベイから構成される。

- ①: 230kV Thazi line
- ②: 230kV Pyinmana line
- ③: 230kV Naypyitaw 2 line
- ④: 230kV Baluchaung No.2 line (Under construction)
- ⑤: 230kV Shunt reactor

(3) 変電所の拡張性

開閉設備のスペアベイは無いが、空スペースが十分に存在する。従って、230kV 送電線拡張用に開閉装置を据付ける事は可能である。

11.5.3 Taungoo 変電所

(1) 変電所概要

Taungoo 変電所の機器構成概要は、以下に示す通りである。

送電線用開閉設備

230kV (Under operation) : 5 bay (Theiphyu line, Baluchaung No.2 line,
Thayagone 1 line, Thayagone 2 line and
Thaukyakhat 2 line)

母線構成	230kV	: Single bus
変圧器	Main transformer	: 230/33/11kV 20MVA x 3 units x 1 bank

(2) 変電所レイアウト

Taungoo 変電所は、次の開閉設備 6 ベイから構成される。

- ①: 230kV Theiphyu line
- ②: 230kV Baluchaung No.2 line
- ③: 230kV Thayagone line 1
- ④: 230kV Thayagone line 2

㊦: 230kV Thaukyakhat line 2

㊧: 230kV Switching bay to connect 230/33/11kV transformer

(3) 変電所の拡張性

500kV 新 Taungoo 変電所建設計画がある。既設 230kV バルーチャン第二水力発電所送電線は、本変電所運用開始後に既設 Taungoo 変電所から 500kV 新 Taungoo 変電所へ接続替えされる計画がある。従って、230kV バルーチャン第二水力発電所送電線用の開閉設備 1 ベイは、500kV 新 Taungoo 変電所に確保される。

11.6 送電線ルート

11.6.1 バルーチャン第二水力発電所 – Taungoo S/S 送電線

(1) 懸念点

既設送電線の山間部の鉄塔周辺には、地雷が残留している可能性がある。これらの地雷は、鉄塔からフェンスで囲まれた範囲内に設置されていると言われているが、その詳細な位置を把握することは困難である。更に、爆弾による鉄塔の倒壊も記録されている。

(2) 送電線の拡張性

既設送電線に沿って、残留地雷や爆弾による懸念がある。安全性の確保は、リハビリ工事中だけでなくリハビリ後も容易ではないと考えられる。従って、リハビリの実施は、現時点では推奨されない。

11.6.2 バルーチャン第二水力発電所 – Shwemyo S/S 送電線

(1) 懸念点

現在、建設中の送電線もあり、残留地雷や爆弾による懸念点はない。

(2) 送電線の拡張性

既述の通り懸念点がないため、送電線の拡張は可能と思われる。一方で、本ルートは送電距離が長いこともあり、環境や地域コミュニティへ少なからず影響を与えると思われる。従って、詳細な調査が必要である。

第12章 施工計画およびスケジュール

12.1 バルーチャン第一水力発電所

12.1.1 水車、発電機および保護制御装置

2016年に完成したバルーチャン第二水力発電所改修事業において、改修対象機器の分解、組立および設置作業は、日本の機器納入会社から派遣された監督員の元で発電公社が実施した。このことから発電公社が水力発電所の改修事業を実施するうえで必要な能力を高度に備えているものと判定できる。したがって、バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修事業においても、施工業者の監督の下で発電公社が実施する計画とした。

なお、改修工事は「ミ」国の電力需給状況を鑑み、下記に述べる基本方針に基づき実施する。

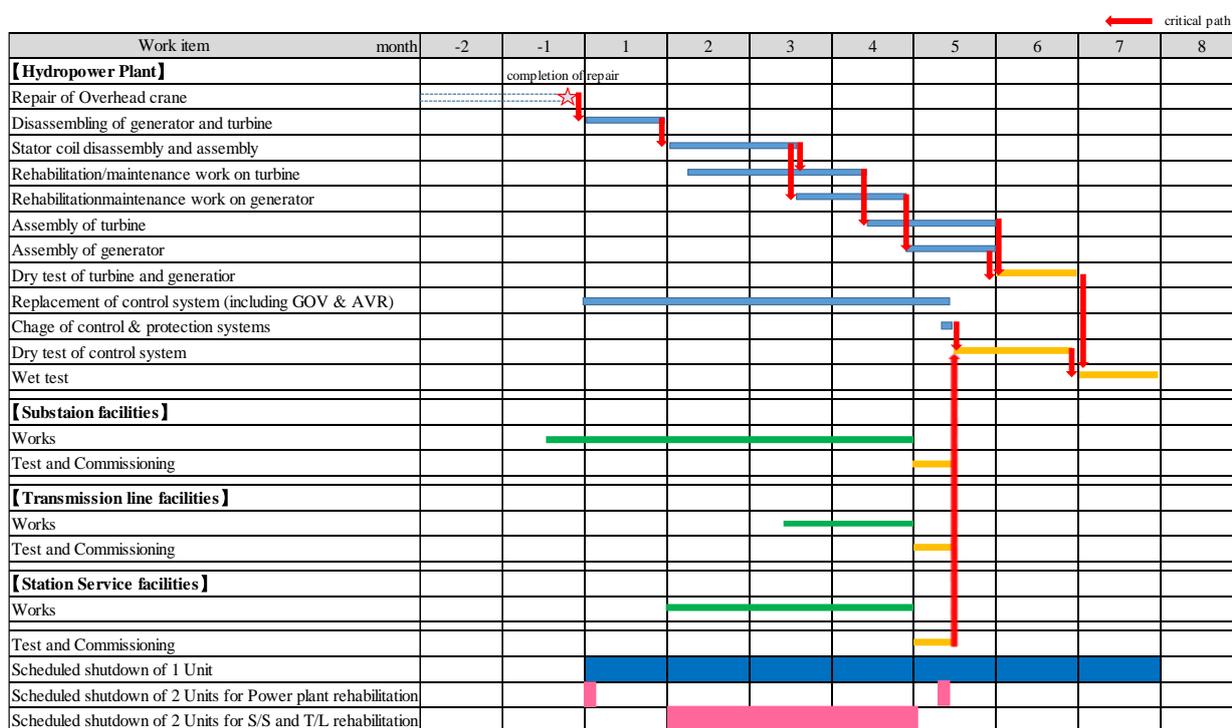
- (1) 7月から翌年2月までの8ヵ月間、1基の水車および発電機（ユニット）を停止可能とする。
- (2) 改修工事は1ユニット毎に上述の期間内に行う。
- (3) オーバーヘッド・クレーンは発電公社と施工業者が契約後直ちにクレーン製造業者によって点検が行われる。点検の結果、交換が必要な部品が見つかった場合は、業者が新しい部品を購入し、発電機器改修前までに業者の監督の下で発電公社の作業員が実施するものとする。
- (4) 水車の入り口弁の改修までに、水圧鉄管から抜水を終えることとする。
- (5) やむを得ず両ユニットの停止が改修工事中に必要な場合、その停止期間は可能な限り短縮させるよう努める。
- (6) 改修対象ユニットの停止措置が運転側のユニットに影響を与えないよう、改修作業開始までに必要な対策を講じるものとする。
- (7) 既存の保護制御装置から新規への更新作業は無水試験（dry test）開始までに行うものとする。
- (8) 発電機固定子の交換は既設固定子の設置位置に足場を組んで実施するものとする。
- (9) 寸法の大きい水車部品は発電機固定子の交換作業中に固定子の内側から水車ピットに

荷下ろしすることが出来ないため、水車の改修工事は発電機固定子の交換作業後に実施するものとする。

12.1.2 変電設備、送電線設備および発電所内設備

変電設備、送電線設備および発電所内設備の改修工事については、バルーチャン第一水力発電所、セダウジ水力発電所とも改修先行ユニット（2号機）の改修期間中に完了させることが望ましい。

表 12-1 バルーチャン第一水力発電所の改修スケジュール(1ユニット)



- (1) 変電所内の改修対象設備、例えば 132 kV ガス遮断器、132 kV ブスバーおよび 11 kV 電力ケーブル等の改修期間中は、バルーチャン第一水力発電所の発生電力をバルーチャン第二水力発電所に送ることは出来ない。
- (2) 発電所内の改修対象設備、例えば低圧開閉装置、交流パネル、直流パネルおよび直流充電機の改修工事は、保護制御装置の交換に先立って実施する必要がある。
- (3) 送電線保護パネルのテスト・試運転については、バルーチャン第二水力発電所との協同で実施する必要がある。
- (4) 2基の発電機が 132kV 開閉装置、132kV ブスバー、11kV ブスバー及び全ての 11kV 開閉

装置の改修工事期間は停止する。全停止期間は約3ヵ月と見積もられる。全停止はバルブ一チャン第二発電所の出力に影響を与えるため、8～10月に実施する必要がある。

また、変電設備改修工事期間中における所内への電力供給方法の詳細は、最終報告書（英文版）を参照されたい。

12.1.3 水門・鉄管

水圧鉄管の伸縮継手から漏水が確認されており、傷んだ止水ゴムの取替作業をコンサルタントの監督の下で実施する必要がある。なお、取替作業には水圧鉄管内の抜水が伴うため、2ユニットとも停止させる必要がある。

一方、水門・バルブ類の改修はいずれも軽微な作業であるため、発電ユニットの停止を伴わずに実施が可能である。

12.2 セダウジ水力発電所

12.2.1 水車、発電機および保護制御装置

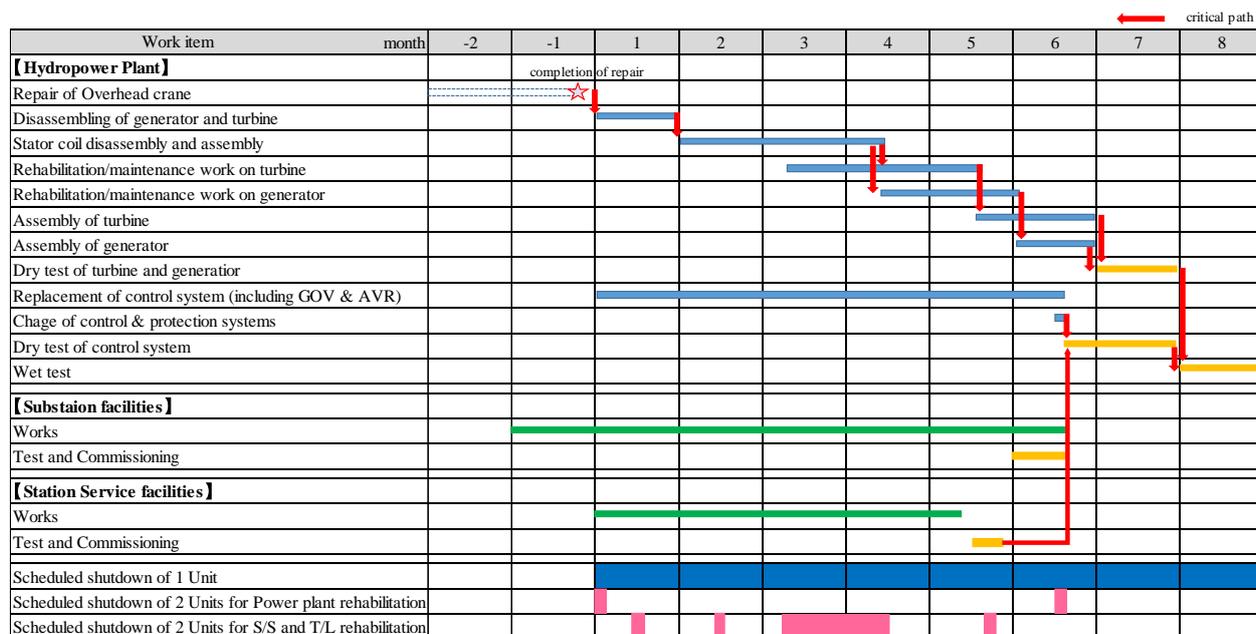
改修工事は「ミ」国の電力需給状況を鑑み、下記に述べる基本方針に基づき実施する。

- (1) 7月から翌年2月までの8ヵ月間、1基の水車および発電機（ユニット）を停止可能とする。
- (2) 改修工事は1ユニット毎に上述の期間内に行う。
- (3) 水車、発電機の改修までに鉄管から抜水を終えるため、必要な対策（第12.2.3節参照）を実施・完了させる必要がある。
- (4) オーバーヘッド・クレーンは発電会社と施工業者が契約後直ちにクレーン製造業者によって点検が行われる。点検の結果、交換が必要な部品が見つかった場合は、業者が新しい部品を購入し、発電機器改修前までに業者の監督の下で発電会社の作業員が実施するものとする。
- (5) やむを得ず両ユニットの停止が改修工事中に必要な場合、その停止期間は可能な限り短縮させるよう努める。

- (6) 改修対象ユニットの停止措置が運転側のユニットに影響を与えないよう、改修作業開始までに必要な対策を講じるものとする。
- (7) 既存の保護制御装置から新規への更新作業は無水試験（dry test）開始までに行うものとする。
- (8) 発電機固定子の交換は既設固定子の設置位置に足場を組んで実施するものとする。
- (9) 寸法の大きい水車部品は発電機固定子の交換作業中に固定子の内側から水車ピットに荷下ろしすることが出来ないため、水車の改修工事は発電機固定子の交換作業後に実施するものとする。

12.2.2 変電設備、送電線設備および発電所内設備

表 12-2 セダウジ水力発電所の改修スケジュール（1 ユニット）



- (1) 改修工事期間における 132 kV 系統からの所内電力供給を安全かつ確実にを行うため、屋外 132 kV 開閉装置の改修工事において、ジャンパ設置及びブスバー延長が必要になる。詳細は、最終報告書（英文版）を参照されたい。
- (2) 変圧器を含む 132 kV 開閉装置の改修工事は、それぞれの開閉所内で 1 台ずつ行う必要がある。加えて、改修工事中における帯電施設との絶縁間隔を着実に確保することに留意せねばならない。

- (3) 改修工事期間中の切替時間を短縮するため、新しい 11 kV 開閉設備、400V 直流パネルは次作業のため EL100.93m の空きスペースに仮置きする。新しい設備の設置後に、11kV と他の電力ケーブルの接続が既存設備から変えられる。
- (4) 発電所内の改修対象設備、例えば 400V 交流パネル、直流充電器および非常用ディーゼル発電機の改修工事は、保護制御装置の交換に先立って実施する必要がある。
- (5) 132kV 送電線へのジャンパ接続作業および切り離し作業期間中は、セダウジ水力発電所からの発生電力を送り出すことは出来ない。さらに、ユニット 2 変圧器ベイにある 132kV 開閉装置の改修期間中、ユニット 2 発電機を停止する必要がある。全停止期間は約 3 ヶ月と見積もられる。

12.2.3 水 門

(1) 経 緯

セダウジ水力発電所の水門施設（点検ゲート、水圧鉄管ゲート、洪水吐ゲート）については、本事業の改修対象を検討するうえで紆余曲折があった。経緯を表 12-3 に示す。

表 12-3 セダウジ水力発電所の水門施設に関する本調査での経緯

施設名	点検ゲート	水圧鉄管ゲート	洪水吐ゲート
所 管	灌漑局	所有:灌漑局 操作:発電公社	灌漑局
第 1 次現地調査 (2016 年 1 月)	1 号機側を閉塞した際、大量の漏水を確認したとの情報を得る。第 2 次現地調査における水車内部点検の実施が懸念され、灌漑局に対策を依頼。		
第 2 次現地調査 (2016 年 2 月)	2 号機側を閉塞し、水車内部点検を実施。1 号機側は大量の漏水により断念。灌漑局が漏水対策工事を 6 月に実施した後に実施する方針とした。	水圧鉄管ゲートを閉塞しない理由を尋ねたところ、2 門とも運開時より漏水問題を抱えており、全く使用していないとの情報を得る。	No.1、No.7 ゲートが全開出来ないため、設計洪水に対する放流能力を満たさず、ダム确保安全上、憂慮すべき事態が起こりえることが判明
第 3 次現地調査 (2016 年 5 月)	灌漑局、発電公社、JICA、調査団による四者協議を実施。灌漑局が点検ゲートの漏水対策工事を行った後、JICA 調査団にて水圧鉄管ゲートの状況調査を実施する旨を表明。また、ダム安全性の観点から洪水吐ゲートの状況調査も併せて実施出来るよう、灌漑局に許可申請。		
第 4 次現地調査 (2016 年 6 月)	貯水位が下がらず灌漑局は漏水対策工事を実施出来ず。これにより JICA 調査団も 1 号機の水車内部点検を断念。	点検ゲートの漏水対策工事が行われないため、JICA 調査団による水圧鉄管ゲートの状況調査も断念。ただし、改修事業において水圧鉄管ゲートの改修は必要と判断されるため、本調査の段階では 2 門取替を前提にコストを算定する方針とした。	No.7 ゲートは灌漑局が点検で問題を特定し修繕を完了。これにより、No.2～No.7 ゲートの 6 門を全開出来、設計洪水に対する放流能力を確保出来たことから、本事業での改修対象から外すことで合意。なお、No.1 ゲートも雨期が終わった後に灌漑局が修繕する方針。
(本調査終了後) 改修事業	灌漑局による漏水対策工事の実施についてモニタリング。 (依然として実施されない場合は、仮設等での対策も考慮する必要あり)	点検ゲートの修繕後に状況調査を実施し、本調査で検討した改修内容を再評価。	

(2) 水圧鉄管ゲート

表 12-3 に示したように、水圧鉄管ゲートは機能上の欠陥を抱えている可能性がある。しかしながら、(水圧鉄管ゲートの上流側に設置された)点検ゲート角落としの上部に発生したコンクリートクラックからの漏水量が非常に多く、本業務期間中に水圧鉄管ゲートの調査は実施することが出来なかった。また、当該施設の竣工図面も入手出来なかったことから、本事業における概略設計段階において水圧鉄管ゲート周縁のコンクリート構造部、扉体および戸溝の現状を調査したうえで図面化する必要がある。

水圧鉄管ゲートの改修工事には、扉体、戸溝、油圧シリンダーおよび機側操作盤を2基とも全交換することを想定しているが、緊急遮断時の遠隔操作機能を発電所の制御装置に組み込むことも必要である。

表 12-4 セダウジダム水圧鉄管ゲートの想定改修スケジュール (1ユニット)

Work item	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8
Penstock gate																					
Water leakage countermeasure works	▼																				
Design																					
Purchase of raw materials, Fabrication																					
Removal and Installation of Spillway gate																					
Test																					▼
possible shutdown of 1 Unit																					

第13章 事業実施計画およびスケジュール

13.1 事業実施計画

13.1.1 調達計画

本事業はバルーチャン第一水力発電所とセダウジ水力発電所において改修事業を実施することを目的としており、本項では導入する機器の調達計画に係る電力エネルギー省と JICA 調査団の協議結果を記載する。

既設の発電用機器は日本企業が製造・納入したものである。また、本事業で実施する改修工事に伴い全部または一部取替となる機器は取替元となる既設の機器と技術的に同一のインターフェースを有し、かつ既設の関連機器とも協調する規格となるよう設計する必要がある。

以上のような状況下では、発電用機器を製造した業者が技術的ノウハウを所有しており、かつ既設機器に関する詳細なデータ・情報も有している。

13.1.2 実施計画

改修工事は水車、発電機、保護制御装置、関連変電設備および送電線設備、水門・鉄管等、多岐に亘る。両水力発電所における全ての施設／機器は本調査において各専門家が入念に検討を行った。その上で、改修対象とする施設／機器について、点検結果ならびに収集データ・情報等に基づき選定を行い、発電会社による承認を経て最終化した。

バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所では、「ミ」国側の電力需給と運転状況より、少なくとも1基は運転を継続する必要がある。改修事業は7月から翌年2月までの8ヵ月間、1基の水車および発電機（ユニット）に対して実施する。

特に、送電線施設に関連する機器の改修工事を行う際には送電線の完全停電が不可避である。このため、完全停電の期間を最小化するための適切な対策を講じる必要がある。

発電会社は改修工事を実施するうえで必要な技術者および労務者を準備し、本改修事業の一翼を担うだけの能力を有している。この文脈では、必要な予算ならびに人員が円滑かつ効率的な事業実施に向けて割り当てられる必要がある。発電用機器ならびに変電設備の改修工事の実施には、1発電所当たり50名程度の技術者および労務者が必要である。

13.2 調達計画

13.2.1 パッケージ

両水力発電所における機器／施設の改修目的に鑑み、本事業は次の4パッケージに分割することとする。

表 13-1 推奨される改修事業のパッケージ区分

パッケージ	水力発電所	区分
ロット1	バルーチャン第一	発電用機器（水車、発電機および保護制御装置）及び付帯設備
ロット2	セダウジ	発電用機器（水車、発電機および保護制御装置）及び付帯設備
ロット3	バルーチャン第一 及びセダウジ	関連変電設備および送電線設備
ロット4	セダウジ（ダム）	水圧鉄管ゲート及び付帯設備

13.2.2 入札図書

ODA 借款事業の実施に向けて JICA が準備している標準入札図書²のうち、2種類が本改修事業に適用可能である。一方は STANDARD BIDDING DOCUMENTS UNDER JAPANESE ODA LOANS PROCUREMENT OF WORKS（**WORKS**）であり、他方は STANDARD BIDDING DOCUMENTS UNDER JAPANESE ODA LOANS PROCUREMENT OF PLANT DESIGN, SUPPLY AND INSTALLATION（**PLANT**）である。

本事業は数量精算の対象となる土木工事が含まれておらず、水車、発電機および保護制御装置といった発電用機器、変電設備および送電線設備に対しては、PLANT 用の入札図書が適している。

² http://www.jica.go.jp/english/our_work/types_of_assistance/oda_loans/oda_op_info/guide/tender/

表 13-2 WORKSとPLANTの比較

標準入札図書	WORKS	PLANT
対象施設	一般には、土木施設に適用される。	一般には、全プラントの設計、調達、据付に適用される。
設計	発注者 ✓ 発注者（コンサルタント）が大半の施設を設計する。	受注者 ✓ 受注者が設計、調達、据付を行う。 ✓ 受注者の裁量により、契約書に規定された骨子ならびに仕様を満たす必要がある。
契約金額および支払い	実際の施工結果から算出した数量明細書（BOQ）に基づく。 ✓ 契約金額は、項目毎に単価を設定し、各項目の数量で乗算して積み上げて算出する。 ✓ 数量増となった場合、受注者が追加金額を受け取る権利が明記されている。	契約パッケージの総括金額による。 ✓ 支払いは工程を達成した際に一括払いで行う。 ✓ 数量増となった場合、受注者が追加金額を受け取る権利が明記されている。
エンジニアの役割	エンジニアは契約を管理し、工事を監督し、支払いを検証する。	
類似の標準契約図書（FIDIC）	Conditions of Contract for Construction For Building and Engineering Works Designed by the Employer (Red Book 1999)	Conditions of Contract for Plant and Design Build For Electrical and Mechanical Plant, and For Building and Engineering Works, Designed by the Contractor (Yellow Book 1999)

13.2.3 実施体制（計画）

本事業の実施機関は発電公社が担当し、事業管理ユニット（PMU：Project Management Unit）を組織して事業を実施する。プロジェクト総括は発電公社本社の副技術主任（Deputy Chief Engineer）が担当する。バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の発電所長がプロジェクトマネージャーとして配置され、陣頭指揮を執る。

人員には、バルーチャン第二水力発電所の改修事業に従事した経験豊富な電気技術者、機械技術者および技術員も含まれる。改修工事は受注者から派遣される技術者の監督の下、発電公社が提供する技術者および労務者により実施される。

したがって、プロジェクトマネージャーは全ての現場管理・調整に責任を有し、発電公社本社は事業実施に必要とされる適切な人員と資金の投入を担うことになる。

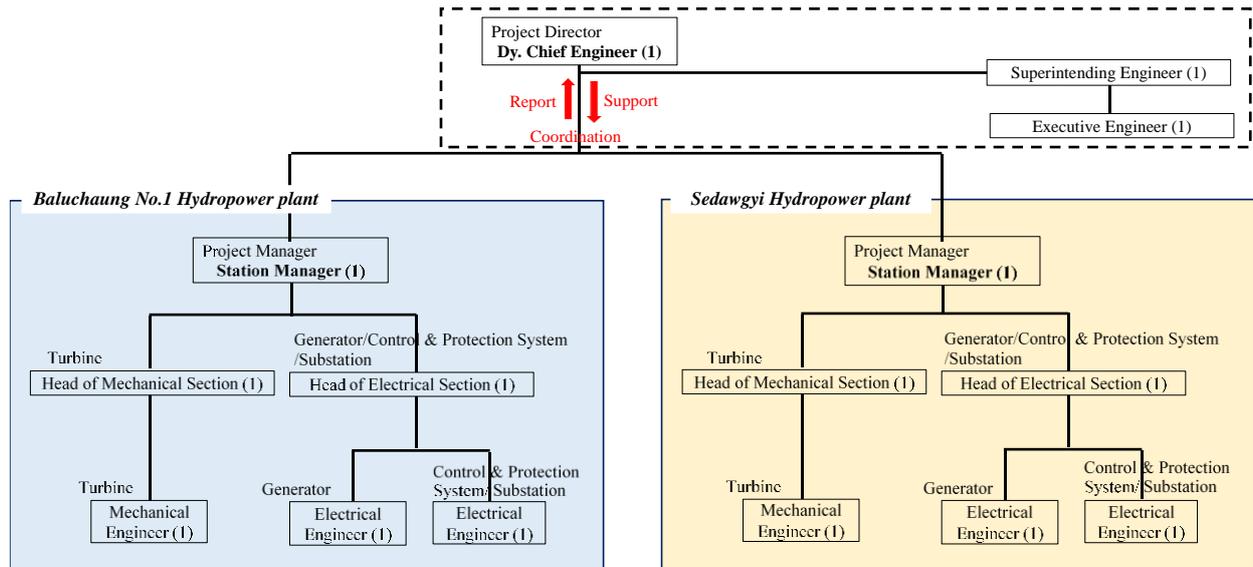


図 13-1 本事業の事業管理ユニット

13.2.4 実施機関、コンサルタントおよび施工業者（受注者）の業務内容

実施機関（発電公社）、コンサルタントおよび施工業者（受注者）の業務内容を以降に示す。

(1) 実施機関(発電公社)

発電公社は事業実施期間中に次の役割を担う。

- 1) 事業管理ユニットの編成
- 2) 事業の円滑な実施に向けた関係省庁との調整
- 3) 資材置き場のための土地、貯蔵設備ならびにコンサルタント、施工業者宿舎の提供
- 4) 産業廃棄物を含む機器の保管置き場の提供
- 5) 工事開始に先駆けた天然資源環境保全省から本事業の実施に関する環境法遵守認証の取得
- 6) 環境管理計画（EMP：Environmental Management Plan）に基づいた事業モニタリングの実施
- 7) 工事開始に先駆けた、その他全ての必要な許認可の取得
- 8) コンサルタントの指名、連携ならびに支援
- 9) 入札に関する事業資金、契約、調達、事業進捗およびその他の情報の制度に関する緊密なコミュニケーション
- 10) 事業に係る資機材の輸入に必要な諸手続きに対する適切な処置
- 11) コンサルタントおよび施工業者に対する支払証明書の発行
- 12) 受注者、現地住民等からのクレーム処理

- 13) 改修事業に係る試運転の実施
- 14) 水車、発電機および保護制御装置ならびに変電施設の維持管理に関する従業員の養成
- 15) 事業実施後の発電所設備の適切な O&M の実施
- 16) 機器の NDT、変電所の基礎と鋼製構造物の補修工事の実施
- 17) セダウジ水力発電所の水圧鉄管ゲートの概略設計を実施するため、点検ゲート（角落し）上部からの漏水に係る補修工事（灌漑局が担当）の調整
- 18) 施工業者から派遣される技術者の監督の下で、改修工事を実施する技術者および労務者の提供
- 19) 上記を実施するために必要な資金および人員の確保

(2) コンサルタント

コンサルタントは次の事項を担う。

- 1) 現地調査を含む対象施設の概略設計および事業に係る入札図書の準備
- 2) 改修事業に関する設計報告書の作成および発電公社への提出
- 3) 改修事業に関する入札図書の作成および発電公社への提出
- 4) 入札者から提出されたプロポーザルの評価および契約に向けた入札者の特定に係る発電公社評価委員会の支援
- 5) 特定された入札者との契約交渉ならびに契約締結に係る発電公社の支援
- 6) 製造図面／工事用図面の検査ならびに承認に向けた施工業者との種々のコミュニケーション
- 7) 船積みに先立ち施工業者の工場から出荷される資機材に対する検査
- 8) 施工業者の実施作業に対する管理・監督
- 9) 月報の作成と、実施機関と施工業者による定期会合の実施
- 10) 事業完了報告書の作成および発電公社への提出
- 11) 施工業者が作成した実施機関の承認用の検査レポート（所内クレーンとガイドベーンの費用見積を含む）のレビュー
- 12) 施工業者による O&M に係るキャパシティデベロップメントを目的としたソフトコンポーネントの実施
- 13) 施設の保証期間終了に伴う点検の実施
- 14) 事業に携わる発電公社職員に対する知見の移転

(3) 施工業者

施工業者は次の作業を担う。

- 1) 現場状況に基づく改修事業の実設計

- 2) 機器／施設／資材に関する設計、製造、調達および試験
- 3) 機器／施設の工場検査および設置
- 4) 完成した施設が所定の機能を発揮するどうかの検証
- 5) 発電会社に対する機器／施設の試運転
- 6) 工事期間中の作業内容や施設の維持管理に関する発電会社への知見の移転

(4) 発電会社及び関係機関の責任業務とその期限

本事業の実施にあたっては、以下の業務については、発電会社及び灌漑局等の関係機関が責任を持ち、期限通りに実施する必要がある。

対象機器／施設	責任機関	期 限
(1) バルーチャン第一水力発電所		
アクセス道路の補修	発電会社	資機材搬入前
資材置場、保管倉庫の提供	発電会社	資機材搬入前
有害廃棄物の保管場所の提供	発電会社	工事着工前
コンサルタント及び施工業者職員用現地宿舎、事務所提供	発電会社	請負業者契約後直ちに
オーバーヘッド・クレーンの点検・改修 (改修作業は発電会社作業員が施工業者の監督の下で実施し、 コンサルタントがチェックする。改修の要否についてはコンサルタントが 点検に立ち会い判断し、発電会社に報告し、承認を得る)	Lot-1 施工業者	発電機器据付工事着工前
NDT (Non Destructive Test) の実施 (Lot-1 施工業者の監督の下で実施)	発電会社	分解点検時
携帯用消火器の調達	発電会社	予算化後速やかに
発電機ブレーキの改修	発電会社	予算化後速やかに (分解点検時が望ましい)
132kV 断路器の鉄鋼構造物の補修	発電会社	変電所工事着工前 (元設計)
避雷器用の鉄鋼構造基礎の補修	発電会社	変電所工事着工前 (元設計)
水槽周りのフェンスの補修	発電会社	予算化後速やかに
既設流用配管(埋設管含む)の管内クリーニングの実施	発電会社	分解点検時
水車流水面・外面の補修塗装	発電会社	分解点検時
変電所改修工事期間中の 11kV 配電線からの所内電源確保のための仮設備	発電会社	発電機器据付工事着工前 (入札図書作成時に仮設電源仕様を検討する)
(2) セダウジ水力発電所		
アクセス道路の補修	発電会社	資機材搬入前
資材置場、保管倉庫の提供	発電会社	資機材搬入前
有害廃棄物の保管場所の提供	発電会社	工事着工前
コンサルタント及び施工業者職員用現地宿舎、事務所提供	発電会社	請負業者契約後直ちに
オーバーヘッド・クレーンの点検・改修 (改修作業は発電会社作業員が施工業者の監督の下で実施し、 コンサルタントがチェックする。改修の要否についてはコンサルタントが 点検に立ち会い判断し、発電会社に報告し、承認を得る)	Lot-2 施工業者	発電機器据付工事着工前

対象機器／施設	責任機関	期 限
NDT (Non Destructive Test) の実施 (Lot-2 施工業者の監督の下で実施)	発電公社	分解点検時
携帯用消火器の調達	発電公社	予算化後速やかに
所内通信システムの改修	発電公社	予算化後速やかに
発電機用ヒーターの改修	発電公社	予算化後速やかに (分解点検時が望ましい)
既設流用配管(埋設管含む)の管内クリーニングの実施	発電公社	分解点検時
水車流水面・外面の補修塗装	発電公社	分解点検時
ドラフトチューブゲート用ガントリークレーンの制御盤の改修	発電公社	予算化後速やかに
変電所改修工事期間中の 132kV 送電システムからの所内電源 確保のための仮設備	発電公社	発電機器据付工事着工前 (入札図書作成時に仮設 電源仕様を検討する)
(3) セダウジダム		
点検ゲート(角落し)上側コンクリートからの漏水対策工事の実施	灌漑局	概略設計前

13.2.5 人員配置計画

次に示す発電公社職員およびコンサルタントが事業を実施する。

(1) 「ミ」国側実施機関(発電公社)

- 1) 全事業期間を通じてプロジェクト総括が配置される。
- 2) 発電公社の事業所(発電所)に全事業期間を通じてプロジェクトマネージャーが配置される(コンサルタントのカウンターパートでもある)。
- 3) 発電公社の環境モニタリング担当職員が必要な時期に現地に派遣される。
- 4) 各発電所の維持管理に関する OJT 参加者が配置される。

(2) コンサルタント

- 概略設計ならびに入札図書の作成
コンサルタントは現地調査結果に従って発電公社との協議を通じて改修事業の概略設計を実施する。また、コンサルタントは改修事業に関する入札図書を作成する。
- 入札および契約
コンサルタントは入札の公示、開札、入札評価、契約交渉および契約図書の作成について発電公社を支援する。
- 調達管理
コンサルタントは施工業者の図面と設計に関する検査ならびに工場での資機材検査に立

ち会う。

- 工事の監督

施工業者による工事の全期間を通じて、コンサルタントは監督を行う。コンサルタントは、発電会社の発電所職員ならびに改修事業の完了後に機器／施設の維持管理担う職員に対して教育訓練を行う責任を負う。

- 試運転ならびに瑕疵保証期間における検査

全ての機器／施設に関する改修工事が完成した後、コンサルタントは施工業者が実施する試運転を監督する。また、コンサルタントは施工業者が提出する事業完了報告書を検査、承認するとともに、発電会社が施工業者に発行する引渡証明の手続きを支援する。

改修対象機器／施設の瑕疵保証期間が終了する際には、コンサルタントは発電会社と協力して施工業者への最終証明発給に向けて機器／施設の検査を行う。

13.2.6 O&Mに係るソフトコンポーネントの実施

両水力発電所は約 30 年もの期間、運転を続けている。しかしながら、発電用機器のオーバーホールは今までのところ実施されておらず、適切な維持管理、必要な部品交換も行われていない。この点については、機器／設備を良好な状態に維持し、その寿命を延ばすには適切な維持管理が必須であり、維持管理に関する能力強化のためのソフトコンポーネントも併せて実施するべきである。

13.3 事業実施スケジュール

13.3.1 全体実施スケジュール

バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所に関する改修事業の実施スケジュールは、表 13-3 および図 13-2 に示す通りである。

L/A 締結以降、バルーチャン第一水力発電所の改修事業には 70 ヶ月、セダウジ水力発電所の改修事業にも 70 ヶ月が必要である。発電所の据付け工事は発電停止が可能な 7 月から翌 2 月までの 8 ヶ月間で 1 ユニットずつ実施する。設計・調達・据付・試運転までの施工期間として、バルーチャン第一水力発電所で 34 ヶ月、セダウジ水力発電所で 39 ヶ月を見込んでいく。

なお第 12 章の第 12.2.3 節で述べたように本調査、すなわち改修事業の準備調査期間中において、セダウジダムの水圧鉄管ゲートの機能が問題ないかどうかを確認することは出来な

った。今後最悪の事態として水圧鉄管ゲートを2門とも全取替する必要がある場合、既存ゲートの撤去、新設ゲートの据付および試験のために発電停止期間が1ユニット当たり8ヵ月必要となる。したがって2門の改修工事に2年が必要となる（表 13-3 参照）。このため、改修事業の冒頭で行われる概略設計における、水圧鉄管ゲートの状態確認調査によって、改修工事の必要性が判断される。

表 13-3 実施スケジュール

No	事業項目	期間
1	コンサルタント選定	12.0 ヲ月
2.	概略設計、工事、機器入札のための業者選定	18.0 ヲ月
(a)	概略設計*	6.0 ヲ月
(b)	入札函書の作成ならびに JICA の承認	2.5 ヲ月
(c)	入札期間	2.0 ヲ月
(d)	入札評価ならびに JICA の承認	3.5 ヲ月
(e)	契約承認ならびに JICA の検証	1.0 ヲ月
(f)	「ミ」国政府の承認	1.5 ヲ月
(g)	契約承諾書ならびに落札通知の発行	1.0 ヲ月
(h)	契約締結/JICA の同意	0.5 ヲ月
3	改修工事	
(a)	バルーチャン第一水力発電所（全2ユニット）	34.0 ヲ月
	設計、調達、製造、搬送（1ユニット当たり）	16.0 ヲ月
	据付、（無水・有水）試験（1ユニット当たり）	16.0 ヲ月
	送変電関連設備（設計・調達・搬送・据付・試験）	11.0 ヲ月
(b)	セダウジ水力発電所（全2ユニット）	39.0 ヲ月
	設計、調達、製造、搬送（1ユニット当たり）	23.0 ヲ月
	据付、（無水・有水）試験（1ユニット当たり）	8.0 ヲ月
	送変電関連設備（設計・調達・搬送・据付・試験）	12.5 ヲ月
(c)	セダウジダム 水圧鉄管ゲート（2門）	37.0 ヲ月
	設計、調達、製造、搬送（1門当たり）	17.0 ヲ月
	据付、試験（1門当たり）	8.0 ヲ月
4	瑕疵担保期間（1ユニットまたは1門当たり）	12.0 ヲ月

注: *1: 水圧鉄管ゲートに関する調査、設計、施工計画および積算を含む。

13.4 維持管理計画

13.4.1 維持管理に関する組織の現状

(1) 電力エネルギー省及び発電会社の組織体制

2016年3月17日、「ミ」国政府は中央省庁の再編を行い、これまでの36省は21省に統廃合された。これに伴い、電力省(MOEP)とエネルギー省(MOE)は電力エネルギー省(MOEE)に統合された。図13-3に電力エネルギー省の組織図を、図13-4に発電会社の組織図を示す。

発電会社は既設発電所の維持管理を担う。現時点で、「ミ」国内にある20の水力発電所が発電会社の下で維持管理されている。

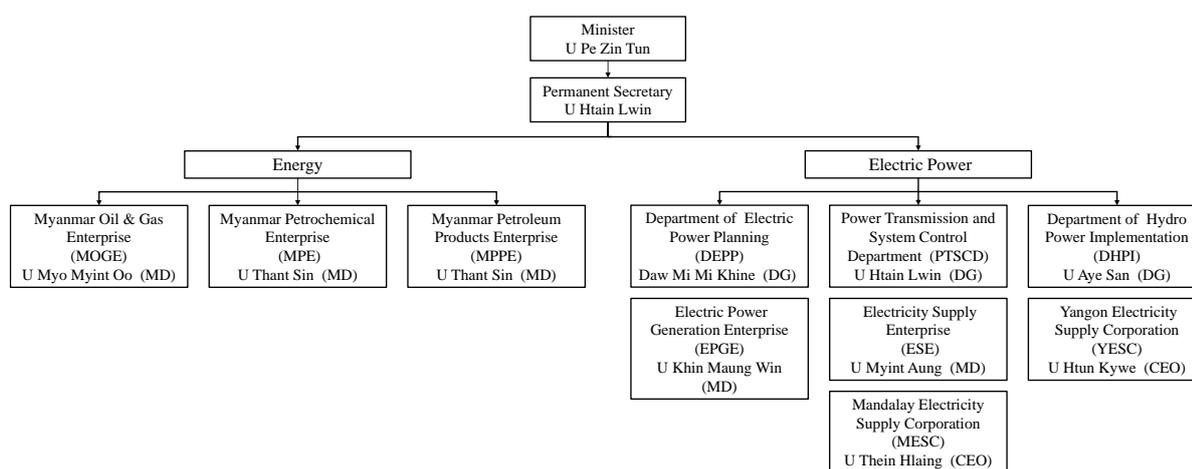


図 13-3 電力エネルギー省組織図

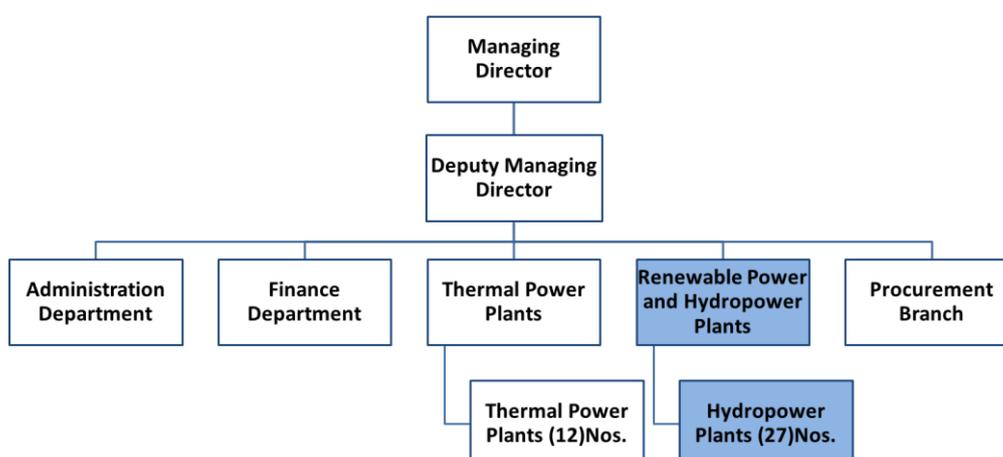


図 13-4 発電会社組織図

(2) バルーチャン第一水力発電所

バルーチャン第一水力発電所では 71 名の職員が勤務しており、その組織図は図 13-5 に示す通りである。下流に位置するバルーチャン第二水力発電所とは密な情報交換が行われている。

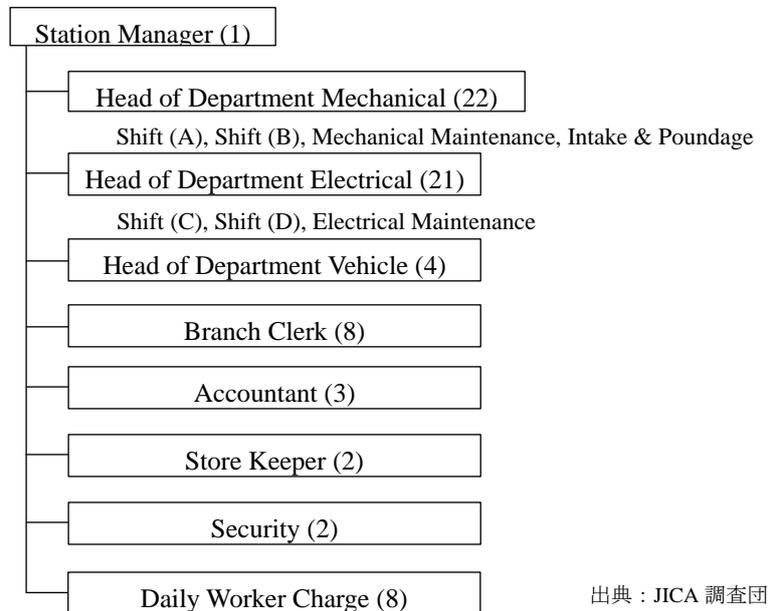


図 13-5 バルーチャン第一水力発電所組織図

(3) セダウジ水力発電所

セダウジ水力発電所では 49 名の職員が勤務しており、その組織図は図 13-6 に示す通りである。

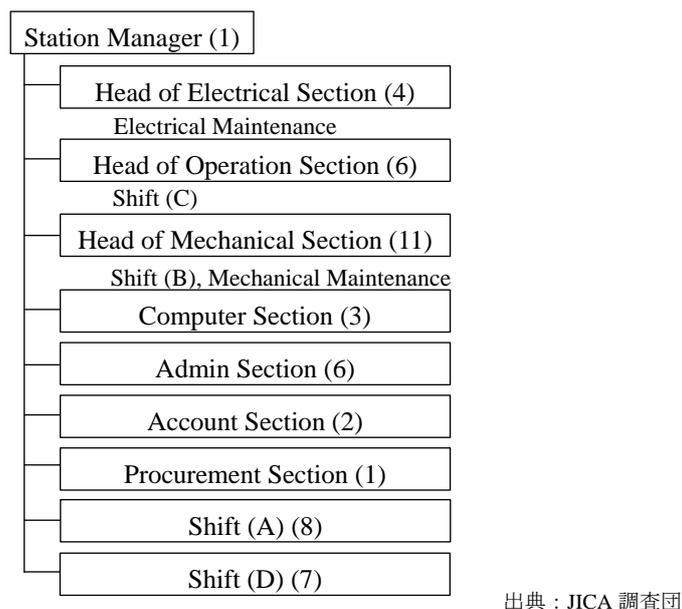


図 13-6 セダウジ水力発電所組織図

13.4.2 維持管理計画

発電公社は水力発電所の維持管理を担う。通常の維持管理ならびに軽微な修繕、取替作業については、発電所長の管理・監督の下で発電所員、電気・機械技術者、主任技術者が行う。

損傷した機器／施設に対して大規模な修繕ならびに交換作業が伴う場合は、発電公社本社が予算確保と管理を行う。

経験豊かな維持管理スタッフは既設水力発電所の維持管理を行う上で十分な技能を有するが、維持管理予算の不足、スペアパーツの不足、不適切な管理、劣化診断、機器／施設の予寿命診断および内部異常診断、絶縁性能試験等に関する技術の不足もあり、現在まで適切な維持管理がなされてきたとは言い難い。

以上のような状況に鑑み、機器／施設を良好に保ち、スペアパーツの適切な在庫管理を行い、それらが機器の長寿命化を実現するために、予防保全の考え方に基づく持続可能な機器供給および管理計画を導入するべきである。推奨される点検実施計画を下表に示す。各点検調査においては、関連機器は停止（停電）する必要がある。水車の内部点検時は水圧鉄管の放水後に行われる。

表 13-4 保全計画のための推奨される点検調査スケジュール

Equipment Year	Turbine	Generator	Control system	Main transformer	Switch gear	other equipment
1st year	○	○	○	○	○	○
2nd year	○	○	○	○	○	○
3rd year	◎	◎	◎	◎	◎	◎
4th year	○	○	○	○	○	○
5th year	○	○	○	○	○	○
6th year	◎	◎	◎	◎	◎	◎
7th year	○	○	○	○	○	○
8th year	○	○	○	○	○	○
9th year	◎	◎	◎	◎	◎	◎
10th year	●	●	○	○	○	○
11th year	○	○	○	○	○	○
12th year	○	○	○	●	●	◎

○： 毎年、機器の外観状態を目視により確認する。

◎： 3年に一度、機器の外観状態を目視で確認するに加え、測定器等を使って決められた検査項目のデータを収集する。

●： 水車発電機においては、10年毎に分解し、内部の状況を、決められた検査項目のデータ収集も行ない確認のうえ、必要な補修を施すとともに、摩耗あるいは経年劣化部品等の交換を行う。

主要変圧器、遮断器においては、12年毎に機器の一部を分解し、内部の状況を、決められた検査項目のデータ収集も行ない確認のうえ、必要な補修を施すとともに、経年劣化部品等の交換を行う。

注) いずれの点検においても、該当機器の停止(停電)を行ったうえで実施する。例えば、水車の場合は、放水してケーシング内部を確認する。

(1) 予備品管理

両発電所においても、予備品を使った時の数量管理が実施できていることを確認した。ただし、予備品をすべて使い切り、その補充ができないでいることも確認できた。万が一、該当機器にトラブルが発生した場合、発電所の運転に影響を与える状況にある。

機器納入メーカーにおいては、製造した機器や部品の予備品を、いつまでも在庫保有しているわけでもない。このことを踏まえると、予備品の過去使用実績をもとに、将来的に予備品が無くなるかかを、予備品納入可能期限前に評価し、必要ならば購入するという業務プロセスの確立も必要と考えられる。

また、予備品として保管しているものの、環境的に適正な状態で保管されていない予備品も散見されている。例えば、温度管理が必要な電子デバイスを使った予備品もある。これらを高温多湿な箇所で保管しておくと、予備品としての性能そのものを喪失してしまう。また、塵やほこりが入らない状態で保管しないといけない予備品もある。そのようなものをビニールシートに包まず、そのままの状態でも保管しておくことは、機能を喪失してしまうことにもなる。

このことを踏まえると、予備品がどのように保管されるべきで、且つ、そのような状態で保管され続けているのかという管理も必要と考えられる。

(2) 保全の確実な実施

両発電所とも、建設時に O&M マニュアルが作成され、発電所側に提供されている。しかし、機器停止を伴って実際される定期的な保全作業が確実に実施されていない状況にある。

このような保全状況は、機器の劣化状態や不具合を未然に発見し、修繕や取替え等の対応を行い、設備信頼度を維持することが困難となる。結果的に、トラブルが発生した後の事故対応となり、発電所の運転時間の低下や発電電力量の低下にもつながっている。

このことを踏まえ、改修後は、O&M マニュアルに基づきオーバーホールを含む定期的な保全作業が確実に実施されているか管理することも必要と考えられる。

(3) 設備改修時期の見極め

日本では近年、設備の取替時期の見極めのために診断技術が多く採用されている。これまで一律的な取替周期で実施していた機器が、その診断により劣化状況を確認し、使えるものはより長く使い、また、劣化が進行しているものは、その劣化進行状況から取替時期を類推し取替えるという状況になってきている。

その代表的なものが、発電機固定子コイル、主要変圧器、電力ケーブルの診断である。これ

らの診断技術を「ミ」国側に支援出来ればと考えている。

(4) 機器図書類の管理

現在、機器図面等の図書類は、書庫に保管されているものの、どのような図書類がどこのファイルのどの場所に保管されているのか分からない状況にある。そのため、欲しいと思われる図書類に関係すると思われる図書類をすべて確認しないと、必要な図書類を探し出せない状況にある。また探した結果でも見つからないものもある。

このような状況から、図面を管理するしくみを構築するために、マネジメントシステムを取り入れるようなことも必要であると判断される。その際、図書類の保管場所も検討する必要がある。機器トラブルが発生した場合、よく確認するような図面については、すぐにでも現場で確認できるような場所に、例えば配電盤室に、そのコピーを保管するというような対応も検討すべきと考えられる。

(5) 工具類の管理

特殊工具類を含め、建設当初は納入された工具類が現在保有されていない状況にある。また、各自が、必要と思われる工具類を個人的に保有しているような状況にある。そのため、何かトラブルが発生した際の工具類は、各自の工具類により賄われており、そのため、適正な工具類でないもので作業が実施される場合もある。

このような状況から、工具類の保管および数量を管理するしくみも取り入れる必要があると考えられる。

(6) 定期点検記録の文書化

年に1回は水車を抜水して内部点検を行うべきである。1台当たり数日の停止で済む。内部点検では要部の写真撮影も実施し、点検記録として文書化し保存する事が以降の保守計画にとって有益となる。本調査における第二次現地調査での点検記録を参照して類似の文書化を行うべきである。

何か異常・損傷が確認されたならば、その部分の詳細写真を撮り、出来るだけ寸法なども測定しておくべきである。例えば、ランナ羽根のキャビテーション壊蝕が発見されたならば、その壊蝕程度（幅、長さ、深さ）を記録しておけば、何年後に溶接補修する必要があるのかを計画できる事になる。

第14章 事業費用見積および調達計画

14.1 事業費用見積

14.1.1 費用見積の手法ならびに条件

バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修費用は次のように見積もった。

- 両発電所の水車、発電機および保護制御装置に関しては、原製造業者から見積書を取得した。
- 関連変電設備、送電線設備については、バルーチャン第二水力発電所等類似の事例を基に改修費用を見積もった。
- 水門・鉄管、通信施設、水位計等については製造業者から見積書を取得した。
- 機器の設置工事については、受注者が派遣する監督員の下で発電公社が提供する技術者ならびに労務者が実施するものとした。

また、費用見積にあたっての諸条件は以下の通りである。

項目	内容
通貨換算レート	US\$ 1 = 101.3JPY US\$ 1 = Kyat 1,193.3 Kyat 1 = 0.0849JPY
物価変動予備費 (コンサルタント含む)	外貨部分 1.6% 現地貨部分 5.8%
物理的予備費	調達／工事 10% コンサルタントサービス 10%
管理費	3% (暫定)
工事中貸付利子	0.01%

14.1.2 バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修費用

バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の水車、発電機および保護制御装置、関連変電設備および送電線設備、水門・鉄管、通信施設、土木施設に関する改修費用は次表の通りである。

**Lot1: E/M equipment for Baluchaung No.1 HPP
(Incl. Gates, Penstock, WL gauges & Radio)**

Item	Amount (JPY)
Turbine and Auxiliary Equipment	950,430,000
Generator and Auxiliary Equipment	860,800,000
Control and Protection System	719,700,000
BOP	100,400,000
<i>Sub-total</i>	<i>2,631,330,000</i>
Technical Advisor	292,330,000
CIF & Insurance	55,700,000
Inland transportation & Insurance	28,000,000
<i>Sub-total</i>	<i>376,030,000</i>
Gates and Penstock	21,780,000
Water level gauges and radio	27,800,000
<i>Sub-total</i>	<i>48,880,000</i>
Total	3,056,940,000

**Lot 3: S/S and T/L Facilities for Baluchaung No.1
HPP and Sedawgyi HPP**

Item	Amount (JPY)
Substation Equipment	25,900,000
Station Service Equipment	151,240,000
Transmission Line Facility	10,000,000
<i>Sub-total</i>	<i>187,140,000</i>
Technical Advisor	7,700,000
Inland transportation & Insurance	3,786,500
<i>Baluchaung No.1 HPP Sub-total</i>	<i>198,626,500</i>
Substation Equipment	358,800,000
Station Service Equipment	201,240,000
Transmission Line Facility	5,000,000
<i>Sub-total</i>	<i>565,040,000</i>
Technical Advisor	31,400,000
Inland transportation & Insurance	12,070,800
<i>Sedawgyi HPP Sub-total</i>	<i>608,510,800</i>
Total	807,137,300

Lot 2: E/M equipment for Sedawgyi HPP

Item	Amount (JPY)
Turbine and Auxiliary Equipment	1,905,000,000
Generator and Auxiliary Equipment	585,100,000
Control and Protection System	512,600,000
BOP	174,100,000
<i>Sub-total</i>	<i>3,176,800,000</i>
Technical Advisor	680,085,000
CIF & Insurance	26,700,000
Inland transportation & Insurance	40,700,000
Total	3,924,285,000

Lot 4: Penstock gates of Sedawgyi dam

Item	Amount (JPY)
Penstock gate Facilities	465,000,000
Technical Advisor	46,500,000
Transportation cost	27,900,000
Total	539,400,000

14.1.3 その他費用

(1) 環境モニタリング

第 16 章に記載の環境管理計画に従い、両発電所の職員が環境モニタリングを実施する。これに必要な費用は改修事業費には含まれない。

(2) 土地収用および補償

土地収用ならびに住民移転は本改修事業において発生しない。このため、これに必要な費用は改修事業費には含まれない。

(3) 発電会社の管理費

発電会社は事業管理に対する費用を負うことになる。これに必要な費用は改修工事費の 3% として見込んだ。

(4) コンサルタント費用

コンサルタント費用は、本章に述べるドラフト業務指示書（TOR：Terms of Referenc）に基づき算出した。

見積りに用いた月額報酬は次の通りである。

海外コンサルタント	JPY 3,073,000／月
ローカルコンサルタント	Kyat 3,616,019／月 (JPY 307,000／月相当)
現地事務所員	Kyat 1,177,856／月 (JPY 100,000／月相当)

(5) その他費用

1) 物価上昇引当金（物価変動予備費）

物価変動予備費については、改修工事費に占める外貨部分に対して 1.6%を、同費用の現地価部分に対して 5.8%を見込んだ。この物価変動予備費は、改修工事費とコンサルタント費用に対して適用した。

2) 物理的予備費

物理的予備費については、改修工事費に物価変動予備費を加えた値に対して 10%を見込んだ。この物理的予備費はコンサルタント費用に対しても適用した。

3) 税金

付加価値税（VAT）については、改修工事費、物価変動予備費、物理的予備費、コンサルタント費用のうち現地価部分に対して 5%を見込んだ。

輸入税については、改修工事費、物価変動予備費、物理的予備費のうち外貨部分に対して 10%を見込んだ。

4) 工事中貸付金利（IDC）

IDCについては、利率を年間 0.01%として見込んだ。

14.1.4 総事業費

総事業費について、セダウジ水力発電所の水圧鉄管ゲート改修工事を含んでいる。表中に外貨部分と現地価部分は分けて示しているが、現地価部分は日本円に換算している。

表 14-1 総事業費

Breakdown of Cost	Foreign Currency Portion (million JPY)			Local Currency Portion (million JPY)			Total (million JPY)		
	Total	JICA Portion	Others	Total	JICA Portion	Others	Total	JICA Portion	Others
E/M equipment for Baluchaung No.1 HPP (Incl. Gates, Penstock, WL gauges & Radio)	3,057	3,057	0	0	0	0	3,057	3,057	0
E/M equipment for Sedawgyi HPP	3,924	3,924	0	0	0	0	3,924	3,924	0
Substation Facilities for Baluchaung No.1 HPP and Sedawgyi HPP	807	807	0	0	0	0	807	807	0
Penstock gates of Sedawgyi Dam	539	539	0	0	0	0	539	539	0
<i>Sub-total</i>	<i>8,328</i>	<i>8,328</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>8,328</i>	<i>8,328</i>	<i>0</i>
Price Escalation	664	664	0	0	0	0	664	664	0
Physical Contingency	899	899	0	0	0	0	899	899	0
Consulting Services ^{*1}	711	711	0	186	186	0	897	897	0
Land Acquisition	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administration Cost	0	0	0	324	0	324	324	0	324
VAT	0	0	0	9	0	9	9	0	9
Import Tax	0	0	0	1,060	0	1,060	1,060	0	1,060
Interest during construction	6	0	6	0	0	0	6	0	6
Front End Fee	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	10,607	10,602	6	1,579	186	1,393	12,186	10,788	1,399

*1: 物価上昇引当金および物理的予備費を含む

14.2 適用可能な本邦技術

以下に示す本邦技術は、バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修事業に適用可能であると思われる。

表 14-2 適用可能な本邦技術

適用可能な技術	優位性	バルーチャン 第一	セダウジ
コンピューター流体解析技術を適用した水車設計	(1) 水車性能／効率の改善 (2) ランナのキャビテーション特性改善 (3) 新規水車の設計に必要な期間の短縮	○	○
カプラン水車の軸受へのオイルレス技術適用	(1) (河川水に対して)環境に優しい (2) 保守性の改善	—	○
ブラシレス励磁システム	銅／炭素粉を用いないブラシレス励磁システムは、銅／炭素粉によるコイル汚損がないため絶縁低下が発生せず、高信頼性と容易なメンテナンスを実現する。	○	○
樹脂製ベアリング	(1) 高い表面圧力とダウンサイズ化により低損失を実現 (2) 長寿命、容易なメンテナンスにより、高い信頼性と維持管理コストの低減を実現 (3) オイルフィルターが不要	○	○
全機能一体型保護制御盤	水力発電所の保護制御を行う上で必要な全ての機能、すなわち発電機／自動電圧調整装置、保護通信等を一体化し、非常にコンパクトな操作盤としたものである。	—	○
デジタル式调速制御 (GOV)／励磁制御 (AVR) システム	効率的な発電を実現する。	○	○

第15章 財務経済分析

15.1 財務経済分析の目的・方法

財務経済分析は、内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）、正味現在価値（NPV：Net Present Value）を計算することによって、プロジェクトの実行可能性を判断することを目的とする。

財務分析は、実施機関の視点からプロジェクトの採算性を評価するために実施される。財務的内部収益率（FIRR：Financial Internal Rate of Return）・財務的正味現在価値（FNPV：Financial Net Present Value）を得るために、便益（電気料金収入の増加）と市場価格に基づいた費用を考慮したうえで、プロジェクトの純便益が計算される。

経済分析は、国家経済の観点からプロジェクトの採算性を評価するために実施される。経済的内部収益率（EIRR：Economic Internal Rate of Return）・経済的正味現在価値（ENPV：Economic Net Present Value）を得るために、代替エネルギー源（例 ディーゼル発電機）の節約費用に基づく増分便益と経済費用に基づいた費用を考慮して、プロジェクトの純便益が計算される。

IRR、NPV の計算のために、通常は「プロジェクトを実施した場合“with project”」、「プロジェクトを実施しなかった場合“without project”」の2つのケースを比較して、純増分便益・費用を決定する。本分析では、プロジェクトの純増分便益を評価するため、プロジェクト実施に伴う逸失便益を分析で考慮している。

15.2 財務分析

FIRR を求めるために、便益・費用は、2016年の価格をもとに計算されている。FNPV を算出するために、国債レート（7.31%）が割引率として使われている。

表 15-1 FIRR・FNPV(18 チャット/kWh)

FIRR	FNPV (百万チャット)	FNPV (百万ドル)
2.09%	(60,317)	(51)

7.31%の割引率を使うことによって、18 チャット/kWh の場合、FNPV はマイナスになる。料金値上げのみによって、FNPV をほぼゼロ、FIRR を割引率と同じにするには、料金を kWh あたり 47.5 チャットにする必要がある。

表 15-2 FIRR・FNPV(52 チャット/kWh)

FIRR	FNPV (百万チャット)	FNPV (百万ドル)
7.69%	5,990	5

52 チャット/kWh の場合、FNPV はプラスとなる。52 チャット/kWh の料金は、水力発電所だけでなく、水力より割高な他の発電所からの購入費用も反映しており、この結果については理解できるものである。

実際の状況はベースケースの想定と異なるかもしれないので、財務分析に関する感度分析を実施している。感度分析では、1) 発電量増加 (プラス 10%)、2) 料金値上げ (プラス 20%)、3) 費用増加 (プラス 10%)、3) 建設遅延 (1 年) のケースを検討した。

表 15-3 感度分析(財務分析)(18 チャット/kWh)

ケース	便益	費用	FIRR	FNPV	
			(%)	(百万チャット)	(百万ドル)
ベースケース	変化なし	変化なし	2.09%	(60,317)	(51)
発電量増加(+10%)	+10%	変化なし	2.59%	(55,847)	(47)
料金値上げ(+20%)	+20%	変化なし	2.96%	(52,936)	(44)
費用増加(+10%)	変化なし	+10%	1.65%	(70,022)	(59)
建設遅延(1年)	変化なし	変化なし	2.09%	(56,210)	(47)

表 15-4 感度分析(財務分析)(52 チャット/kWh)

ケース	便益	費用	FIRR	FNPV	
			(%)	(百万チャット)	(百万ドル)
ベースケース	変化なし	変化なし	7.69%	5,990	5
発電量増加(+10%)	+10%	変化なし	8.45%	18,503	16
料金値上げ(+20%)	+20%	変化なし	8.90%	26,633	22
費用増加(+10%)	変化なし	+10%	7.09%	(3,715)	(3)
建設遅延(1年)	変化なし	変化なし	7.69%	5,582	5

15.3 経済分析

経済便益・費用を算出し、EIRR と社会割引率 12% を使って ENPV が計算されている。

表 15-5 EIRR・ENPV

EIRR	ENPV (百万チャット)	ENPV (百万ドル)
21.09%	117,876	99

ベースケースの EIRR は、割引率より高くなっている。FNPV がマイナスになっている一方、ENPV はプラスとなっている。プロジェクトの経済便益は十分に大きいと結論づけられる。

感度分析は、経済分析でも実施されている。発電量増加、経済便益減少、費用増加、建設遅延について検討されている。

表 15-6 感度分析(経済分析)

ケース	便益	費用	EIRR	ENPV	
			(%)	(百万チャット)	(百万ドル)
ベースケース	変化なし	変化なし	21.09%	117,876	99
発電量増加(+10%)	+10%	変化なし	22.75%	143,221	120
便益減少(-10%)	-10%	変化なし	19.96%	98,854	83
費用増加(+10%)	変化なし	+10%	20.06%	110,648	93
建設遅延(1年)	変化なし	変化なし	21.09%	105,247	88

15.4 実施機関の財務状況

第 2.1.3 節に記載の通り、2016 年 4 月に組織改革によって水力発電公社は発電公社に改編された。このため、同組織の財務諸表は調査時点では整備されておらず、本報告書では水力発電公社の財務状況について整理する。水力発電公社は、以前は、水力発電所、石炭火力発電所を所有・操業し、2010 年から 2014 年まで kWh あたり 20 チャット、2015 年は 18 チャットで電力公社 (MEPE : Myanma Electric Power Enterprise) に売電していた。水力発電公社は過去 6 年利益を出していた。これは、水力発電公社所有の資産の多くがすでに減価償却を終え、新しい追加資産が少なかったため、減価償却費用が少なかったことも 1 つの要因である。

水力発電公社は利益を出していたが、kWh あたりの財務状況は、少し異なる状況を示している。料金が 2015 年に引き下げられる一方、対売上高発電費用の割合は、2010 年の 25.7% から 2015 年の 42.6% に増えている。したがって、利益率は 74.4% (2010 年) から 57.4% (2015 年) に低下している。

2014 年・2015 年の電力省傘下組織の連結財務状況が、下表に示されている。2014 年から 2015

年にかけて、収入は 40.3%増加しているが、電力購入・発電費用はより多く 55.6%増加している。その結果、利益は 631.3 億チャット（2014 年）から 450.7 億チャット（2015 年）と 39.1%減少している。

表 15-7 電力エネルギー省傘下組織の財務状況

HPGE+MEPE+YESB+ESE		2014 (百万チャット)	2015 (百万チャット)	変化率 (%)
収入	(1)	507,859	834,644	40.3%
電力購入・発電費用	(2)	357,852	652,076	55.6%
その他費用	(3)	86,868	137,493	34.1%
税引前利益	(4)=(1)-(2)-(3)	63,139	45,075	-39.1%

料金は必要費用をカバーするためには不十分なレベルである。「ミ」国政府が実施組織の操業運転資金を支援する補助金を供与していることに留意すべきである。

さらに、費用を下回る料金と補助金への依存は、将来も継続する可能性が高い。予測が示しているように、料金・費用の差は縮小し、補助金額は減少するものの、料金は費用を下回ることが予測されている。

表 15-8 費用・料金・補助金の予測

Particulars	Unit	FY 2016	FY 2017	FY 2018	FY 2019	FY 2020	FY 2021	FY 2022	FY 2023	FY 2024	FY 2025
Cost Recovery Revenue											
Generation	Kyat/kWh	82.9	83.7	80.4	78.6	79.3	75.9	75.2	74.3	74.7	74.9
Transmission	Kyat/kWh	10.2	14.3	18.5	20.2	18.3	16.4	15.7	14.9	15.9	16.9
Distribution	Kyat/kWh	120.1	125.9	128.2	129.5	128.5	122.7	122.5	121.6	126.1	130.8
Tariff Considered											
Generation	Kyat/kWh	54.4	57.7	61.2	64.8	68.7	72.8	75.2	74.3	74.7	74.9
Transmission	Kyat/kWh	0.0	10.8	11.4	12.1	12.8	13.6	14.4	14.9	15.9	16.9
Distribution	Kyat/kWh	74.6	79.1	83.8	88.8	94.2	99.8	105.8	111.7	116.3	121.1
Subsidy Required											
Sector	Billion Kyat	583	640	614	595	600	474	381	251	250	248

料金が費用を十分カバーし、利益の余地があるレベルまで引き上げられない限り、電力セクターの持続的操業が、政府補助金の着実な供与に依存することになるリスクがある。

政府の承認により、関係省庁は料金を決定する権限を持つ。さらに、電力規制委員会が設立される予定である。委員会の機能の一つは、電力料金の設定に関し助言をすることである。新電力法に基づいた電気料金決定の施行は、今後の課題である。

第16章 環境社会配慮

16.1 環境社会配慮に関連する「ミ」国の法規制

「ミ」国の環境社会配慮関連の法規制を表 16-1 に示す。

表 16-1 環境社会配慮関連の法規制

	法令名	発効年
1. 憲法および環境政策関連		
	Constitution of the Republic of the Union of Myanmar	2008
	Myanmar National Environmental Policy	1994
	National Sustainable Development Strategy 2009	2009
2. 環境保全関連		
	Myanmar Environmental Conservation Law 2012	2012
	Environmental Conservation Rules 2014	2014
	Environmental Impact Assessment Procedures 2015	2015
3. 自然環境・生物多様性保護関連		
	Wildlife Protection Act 1936	1936
	Myanmar Marine Fisheries Law 1990	1990
	Fresh Water Fisheries Law 1991	1991
	The Law Relating to Aquaculture	1989
	Forest Law 1992	1992
	Animal Health and Development Law 1993	1993
	Protection of Wildlife and Conservation of Natural Area Law 1994	1994
	Conservation of Water Resources and River Law 2006	2006
	National Biodiversity Strategy Action Plan in Myanmar	2012
4. 各種事業開発関連		
	Irrigation Laws and Regulations	1982
	Factory Act	1951
	Mines Law	1994
	Electricity Law 1984 (amended 2014)	2014
	Electricity Act 1948 (amended in 1967)	1967
	Petroleum Act	1934
	Petroleum Rules of 1937 (amended in 1946)	1946
	Law on Aquaculture (1989)	1990
	Freshwater Fisheries Law	1991
5. 用地取得・住民移転関連		
	The Upper Burma Land and Revenue Regulation	1889
	The Land Acquisition Act 1894	1894
	Transfer of Immovable Property Restriction Act	1947
	Land Nationalization Act	1953

	法令名	発効年
	Disposal of Land Tenancies Law	1963
	Transfer of Immovable Property Restriction Law	1987
	Farmland Law 2012	2012
	Farmland Rules 2012	2012
	Vacant, Fallow, Virgin Land Management Law 2012	2012
	Vacant, Fallow, Virgin Land Management Rules 2012	2012
6. 公害防止・労働安全性関連		
	Factory Act	1951
	Standing Order 2_95 Occupational Health Plan 1995	1995
	Standing Order 3_95 Water and Air Pollution Control Plan 1995	1995
	Occupational Safety and Health Law (Draft)	2012
	The Science and Technology Development Law 1994	1994
	Myanmar Mines Law 1994	1994
	National Environmental Quality (Emissions) Guidelines	2015

- ・このうち、Environmental Conservation Law (2012) and Environmental Conservation Rules (2014) が、総括的な環境保全に係る法規制である。
- ・また、2015 年末に公布された環境影響評価手続き（EIA Procedure : Environmental Impact Assessment Procedures）2015 が、事業に係る環境アセスメントの対象、手順、認可等の内容を規定している。これによれば、すべての事業計画では、事業計画の概要を示したプロジェクト・プロポーザルを、天然資源・環境保全省（MONREC : Ministry of Natural Resource and Environmental Conservation）に提出し、環境保護局（ECD : Environmental Conservation Department）でのスクリーニングの結果をもとに、必要な環境影響評価（EIA Environmental Impact Assessment）／初期環境影響評価（IEE : Initial Environmental Examination）／環境管理計画の調査作業を行い、その結果を環境保護局に提出して、工事着工前までに、環境適合証明（ECC : Environmental Compliance Certificate）を取得することが義務付けられている。

16.2 対象地域の環境の現状その 1 : バルーチャン第一水力発電所の対象地域

(1) 社会環境

- ・当該水力発電所は、「ミ」国東部の山地に位置し、面積、人口とも最も小さい州である、カヤー州（Kayah State）の州都 Loikaw Township に位置する。
Loikaw Township は、カヤー州の Loikaw District に属する 4 市あるうちの 1 市である。市域には、13 の区（Ward）、13 の村落群（Village Tract）、133 の村落（Village）が分布する。
- ・面積は 1,549km² で、山地地形の市域の中心部をバルーチャン川が横断して流れる。また、

市域はタイ国に近接しており、東縁から約 32 km でタイ国境に接する。

- ・人口は 114,783 人（2015 年）である。
- ・「ミ」国には、135 の民族が分布するといわれている。そのうちカヤー州には多くの少数民族が居住しており、そのうち Kayah, Kain, Shan 族が多くを占めている。他方、Loikaw Township にも、7~10 の主要な少数民族が存在しているが、Kayah 族（38.5%）、Bamar 族（30%）、Shan 族（25%）が多くを占める。
- ・宗教は仏教徒 50%、キリスト教徒 28%、他の伝統宗教が 22%となっており、キリスト教徒の割合が「ミ」国の他の地域に比べて高い。
- ・土地利用では、農地（灌漑水田、天水水田、畑）及び森林が多く分布し、主要な農作物は米、雑穀、トウモロコシ、豆類である。
- ・カヤー州では、過去数十年にわたる内戦による国内避難民や、土地を強制収容され、別の土地に移住させられた住民等が多く存在する。移住先の土地は多くが経済面でも環境衛生面でも恵まれているとは言えない状況にあった。しかし、停戦後の経過とともに徐々に状況は改善されつつあり、Loikaw Township も例外ではない。
- ・ちなみに、水力発電所周辺の Law Pi Ta 村落群にも、いくつかの少数民族が住んでいるが、民族、宗教やコミュニティの問題に関して、諍いや利害の衝突などは見られない。これまでも各民族の児童は同じ学校に通い、また、老若男女とも社会的なあるいは宗教的な行事への参加も区別なく行われている。

(2) 自然環境

水力発電所周辺には、貴重な植物・動物や、重要な生物多様性や生態系に係る自然は分布していない。また、カヤー州森林局では、森林保護区の設定などを検討しているが、水力発電所周辺には、自然保護地域は分布していない。

(3) 環境汚染

水力発電所周辺は、人家もまばらで、トウモロコシや豆類を生産する農村地帯であり、測定データはないが大気汚染、水質汚濁や騒音・振動等に関して、苦情や被害などは報告されていない。

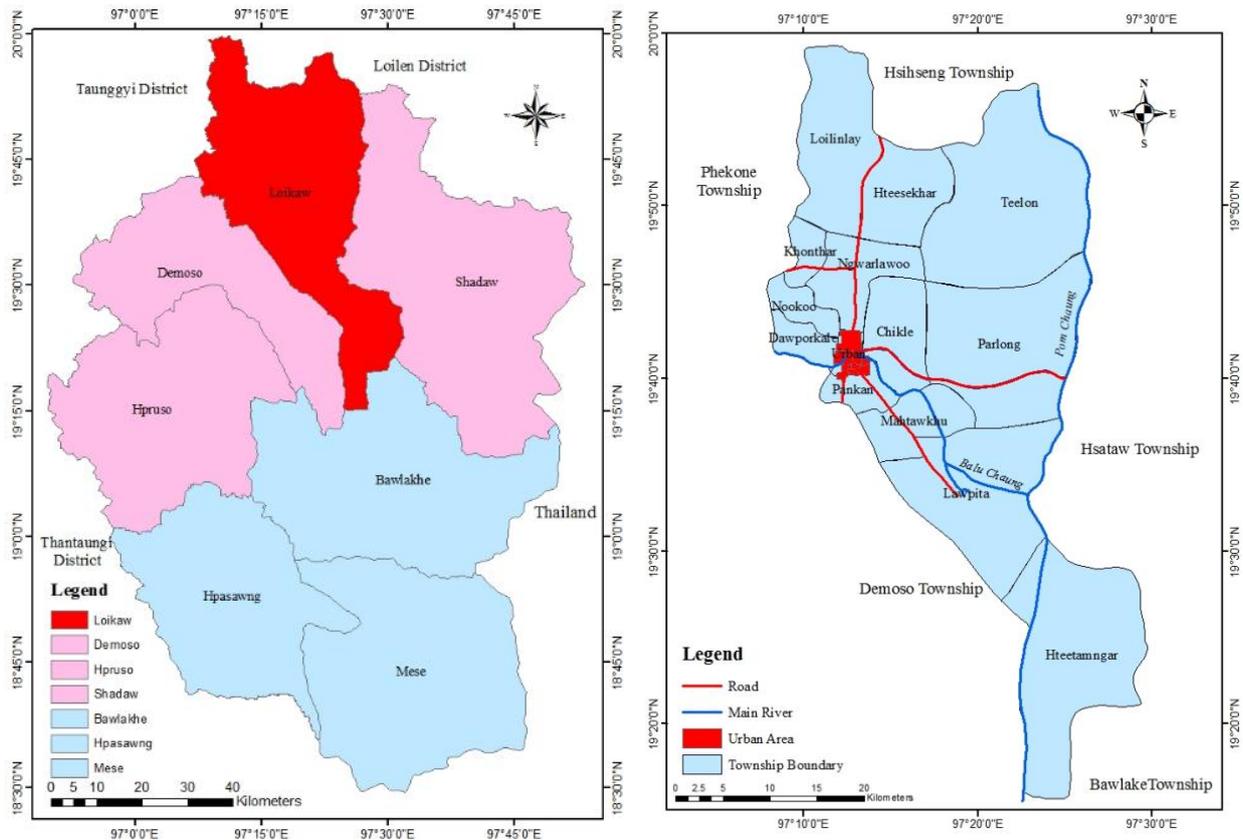


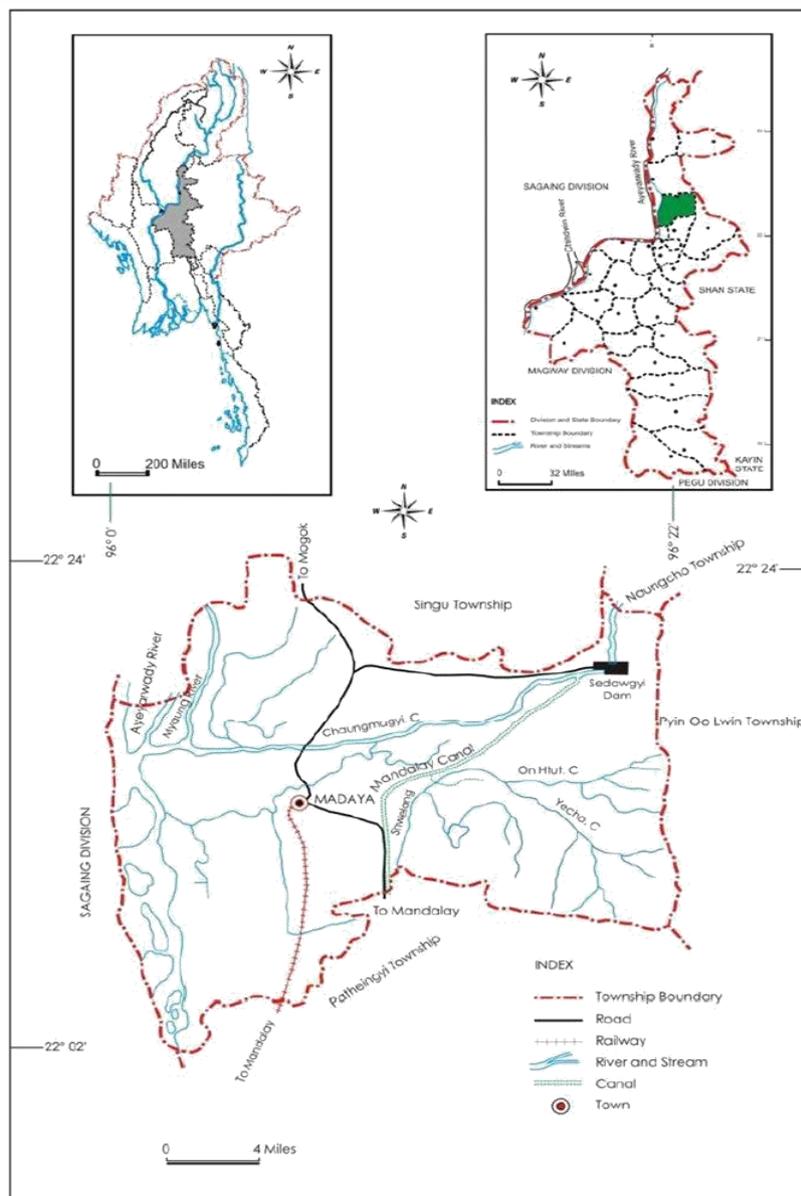
図 16-1 Loikaw Township のカヤー州における位置図及び市域図

16.3 対象地域の環境の現状その 2：セダウジ水力発電所の対象地域

(1) 社会環境

- ・発電所が立地する Madaya Township は、マンダレー地域（Mandalay Region）の北東部に位置し、地形的には山地、丘陵地、河川及び平地などが分布している。標高約 76m で、地域は西を流れる大河のエーヤワディ川の分流とセダウジ湖に発する Chaungmagyi 川の両河川の氾濫原に広がっている。Madaya Township は、セダウジダム湖の灌漑用水で、灌漑農業が盛んで、マンダレー地域でも有数の米作地帯である。
- ・Madaya Township には、83 の村落群と 285 の村落がある。人口は、234,529 人（2015 年）で、99%以上がビルマ族である。宗教別の人口分布は、99%は仏教徒で、キリスト教徒及びイスラム教徒もいる。数多くのパゴダや僧院が分布する。
- ・土地面積は約 29 万エーカー（1,173 km²）でそのうち、可耕地が約 13%、森林（保護区を含む）は約 13%を占める。可耕地では、約 4 割が灌漑による米作、約 25%が天水米作及び穀物つくり利用されている。

- ・国内避難民、先住民・少数民族などの脆弱なグループは、存在しない。また、ジェンダーによる差別や子供の虐待・不当労働等の問題も見られない。



Source : Land Records Department, Madaya Township.

図 16-2 Madaya Township の位置図

(2) 自然環境

水力発電所周辺には、貴重な植物・動物や、重要な生物多様性や生態系に係る自然は分布していない。また、自然保護地域や森林保護区は分布していない。

(3) 環境汚染

水力発電所周辺は、人家もまばらで、トウモロコシや天水農業による米を生産する農村地帯であり、また、Chaungmagyi 川沿いには、灌漑による米作地帯が広がっており、主要な大気汚染や水質汚濁の発生源は存在しない。測定データはないがこれまでに、大気汚染、水質汚濁や騒音・振動等に関して、苦情や被害などは報告されていない。

16.4 代替案比較及び当該プロジェクトの概要

(1) 代替案比較

両水力発電所の改修事業を実施する案 (With Project) と現状維持 (Without Project) 案について、代替案比較を行った。

1) 現状維持の場合

「ミ」国の主要な電力供給源である既存両水力発電所の設備・機材の劣化がさらに進行し、本来の性能の低下や故障による発電効率の低下や停電などの発生頻度が高まり、「ミ」国全体の電力供給状況が悪化する。このことにより、「ミ」国の経済・社会の発展を著しく遅延あるいは、阻害されることとなる。

2) 代替電源の比較評価

代替電源に要求される条件は、①既存と同規模の発電容量、②電力供給の継続性確保のための緊急対応性、③電力供給の安定性、④環境汚染や地球温暖化の進行防止一などがあげられる。

(i) 対象とする代替電源

既存水力発電の代替電源として、以下のものを想定した。

- A) 既存水力発電所の改修 (増設・発電容量の増加なし)
- B) 水力発電所の新規開発・増設 (流れ込み式)
- C) 水力発電所の新規開発・増設 (貯水池方式)
- D) 火力発電所の新規開発・増設
- E) 再生可能エネルギー (太陽光発電や風力発電)
- F) 既存他所電源からの系統運用、隣国からの電力融通
- G) ディーゼル発電機の利用
- H) ケロシンランプの利用 (照明用)

(ii) 各種評価項目による総合評価

これらの電源について、環境社会配慮面を含む、以下の評価項目により、総合的な優位性を比較検討した。

- a) 必要な発電容量（規模）
- b) 電力供給への緊急対応力
- c) 電力供給の安定性
- d) 技術的可能性
- e) 投資コスト（建設費、運転・維持管理費等）
- f) 用地取得・住民移転の発生
- g) 環境汚染（大気汚染、水質汚濁、騒音・振動等）
- h) 自然環境保全
- i) 地球温暖化防止

(iii) 評価基準

以下の3段階を評価基準とし、定性的比較で総合的な優位性を評価した。

- (a) (+++) : 対応方法として、優れている
- (b) (++) : 対応方法として、やや優れている
- (c) (+) : 対応方法として問題がある（対応できない）

(iv) 総合評価

評価表とその結果を表 16-2 に示す。これによれば、以下に記述するように、既存水力発電所の改修に相当する本プロジェクトが、定性的な比較であるが、相対的に最も優位性が高い結果となっている。

表 16-2 代替電源の比較評価表

	a) 発電容量（規模）	b) 電力供給への緊急対応力	c) 電力供給の安定性	d) 技術的可能性	e) 投資コスト（建設、維持管理）	f) 用地取得・住民移転	g) 環境汚染（大気、水質等）	h) 自然環境保全	i) 地球温暖化防止
A) 既存水力発電所の改修	++	+++	+++	+++	++	+++	+++	+++	+++
B) 流れ込み式発電所の新規開発・増設	+++	++	++	+++	+	+++	+++	+++	+++
C) 貯水式水力発電所の新規開発・増設	+++	+	+++	+++	+	+	+++	+	++
D) 火力発電所の新規開発・増設	+++	++	+++	+++	+	+	+	+	+
E) 再生可能エネルギー（太陽光、風力発電等）	+	++	+++	+++	+	++	+++	+++	+++
F) 他の電源からの系統運用、隣国からの電力融通	++	++	++	+	+	+++	+++	+++	+++
G) ディーゼル発電機	+	+++	+	+++	++	+	+	++	+
H) ケロシンランプによる照明	+	+	+	+++	+++	+++	++	+++	++

(凡例) (+++) : 対応方法として、優れている、 (++) : 対応方法として、やや優れている、 (+) : 対応方法として問題がある（対応できない）

- ・水力発電所や火力発電所の新規開発・増設は、電源容量や供給の安定性において優れている。一方、「ミ」国における電源開発計画の現状として、水力や石炭火力の電源開発は、地元住民の理解を含めた環境社会配慮面の十分な配慮が不可欠であり、調査から運開までは長期間を要する。またガス火力についても、国内用の発電向けガス供給量は、新規ガス田の運開まで大幅な供給増は望めない状況にある。至近年で電力供給量を増やすには、輸出向けのガス供給を買い戻すか、ディーゼルや LNG などの輸入の化石燃料による火力発電に頼らざるを得ず、コスト面での負担も大きい。このため、既設水力発電所の改修と比較すると、緊急対応性、用地取得・住民移転、環境汚染、自然環境保全などの点で、評価は劣ると想定される。
- ・また、太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギー、電燈用のケロシンランプ、動力用のディーゼル発電が想定される。しかし、太陽光発電や風力発電は、環境汚染防止や地球温暖化防止の面からは推奨されるが、電力供給の安定性、工事期間や、大規模な電力需要への対応等の点から優位性は認められない。他の電源からの系統運用、隣国からの電力融通は、国内外で電源不足の状況にあるので、現実的でない。他方、電燈用のケロシンランプ、動力用のディーゼル発電は、小規模かつ一時的な代替電源としては有効であるが、大規模な電力需要への対応、経済性、地球温暖化防止等の点から、やはり優位性が認められない。

3) プロジェクト実施の場合

2013年8月の前テイン・セイン大統領スピーチにおいては、経済社会開発の優先課題として電力分野が掲げられている。また、「国家電力マスタープラン案」では、セダウジ水力発電所、バルーチャン第一水力発電所等については、主要機器・部品の経年劣化が進行しており、故障の予防措置の視点から改修を進めることが望ましいと提言されており、また既設水力発電所の改修について、高い経済性、低い環境負荷、追加燃料不要といった観点で、開発優先度の高い施策として位置づけられている。

表 16-2 で示したように、安定した電力を供給している貯水池を有する本水力発電所の改修は、新たな用地取得や住民移転もなく、老朽化し性能が劣化した設備・機材・部品等の交換や修繕工事のみで、掘削・盛土・切土や、新たな施設の建設などの土木工事は想定されない。従って、環境への影響は、一時的かつ既存発電所敷地内に限定される。両発電所の改修により、発電関連設備・機材の劣化や故障が防止され、本来の発電機能が回復され、安定かつ効率的な電力供給の実現により、急成長が期待される「ミ」国の経済の発展や国民の生活環境の向上が図られる。

(2) 改修プロジェクトの概要

1) 事業主体 発電公社

2) 事業内容

既存バルーチャン第一水力発電所及びセダウジ水力発電所の施設の拡張や発電容量の増大を伴わない改修事業であり、事業内容は老朽化あるいは劣化した設備・機材・部品の交換・修理のみに係るものである。したがって、新たな用地取得や土地利用の変更等はなく、また改修後の発電所の運転状況も、現在と変わらない状況で実施される。

3) 既存の両水力発電所の概要（詳細は第1章参照）

バルーチャン第一水力発電所は、サルウィン川支流のバルーチャン川に位置し、急峻な地形を利用したカスケード式の発電計画の一つとして、日本の ODA によって建設され 1992 年 8 月に運転開始された。同水系にはバルーチャン第二水力発電所（電力エネルギー省、1960 年運転開始）とバルーチャン第三水力発電所（Future Energy、2014 年運転開始）が運転しており、上流のモビエ湖で流量調整することにより年間を通じて安定した電力を供給することが可能な「ミ」国にとって重要な発電所群の一つである。



図 16-3 バルーチャン水力発電所群と第一水力発電所の位置図



図 16-4 バルーチャン第一水力発電所の光景

セダウジ水力発電所は、エーヤワディ川水系 Chaungmagyi 川に位置し、灌漑用水と発電の多目的ダムに併設された水力発電所として、ADB の融資を受けて建設されている。同発電所のダム堤体と水運用は農業畜産灌漑省の管轄であり、灌漑を優先して貯水池を運用している。



図 16-5 セダウジ水力発電所の位置図



図 16-6 セダウジ水力発電所の状況

4) 工事期間

各水力発電所につき、工事開始から約 2 年間。

5) 想定される工事業者

設備・機材・部品の交換・修理には専門の知識・経験が必要なので、発電会社の職員約 50 名が、中心となる。ただし、簡単な作業には、地元住民などの雇用も想定される。

16.5 水力発電所の改修事業に係る初期環境影響評価

(1) 初期環境影響評価(IEE)の作業手順

本改修事業は、JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づき、カテゴリ「B」に分類され、IEEの実施が必要とされたので、以下の手順で IEE 作業を行った。

なお、本改修事業は、既存発電所敷地内での改修事業なので、新たな用地取得及び住民移転は想定されないため、簡易住民移転計画作成作業は必要とされない。

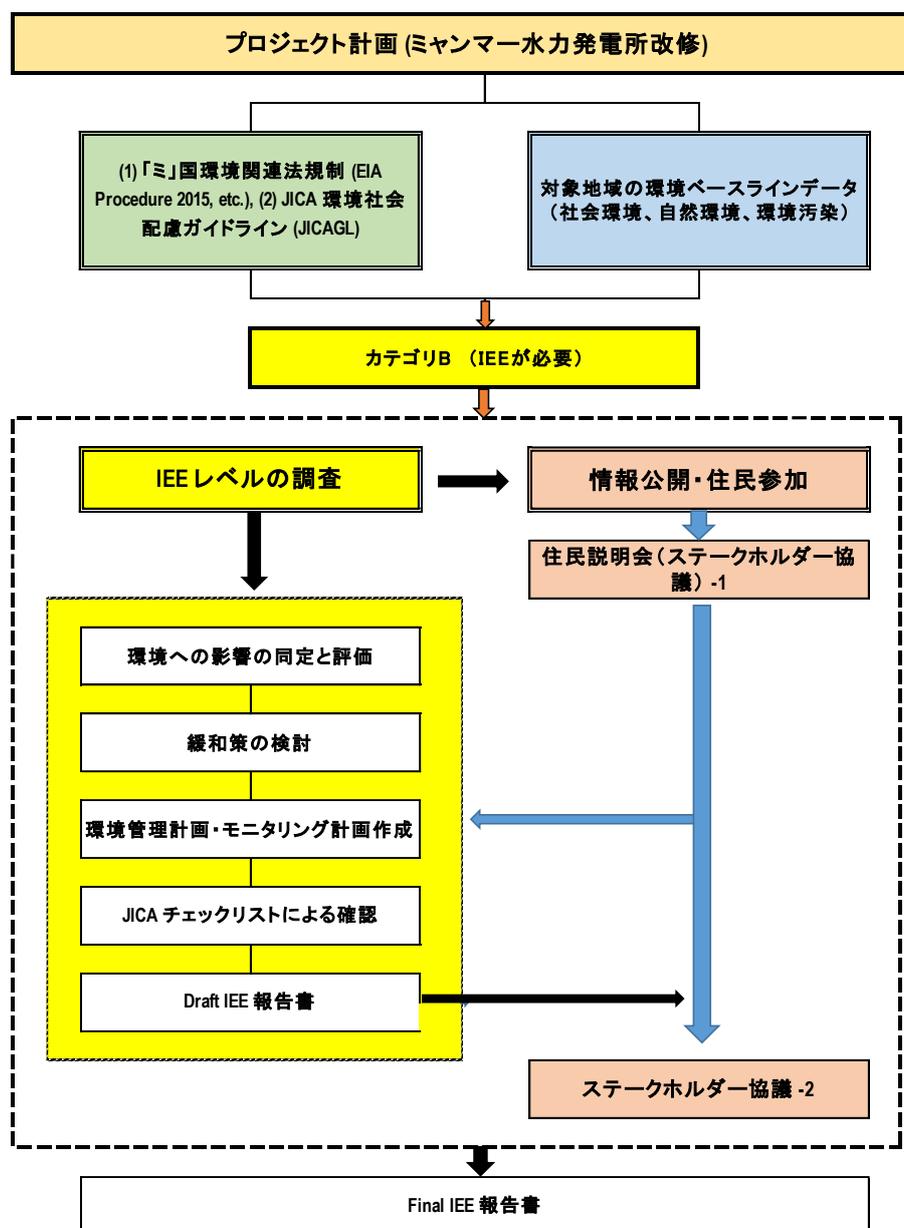


図 16-7 本改修事業における IEE 作業の手順

(2) 改修事業で想定される開発行為

改修事業で想定される開発行為を表 16-3 に示す。

表 16-3 改修事業によって想定される開発行為

段階	想定される開発行為	パルーチャン 第一	セダウジ
I 工事前段階	用地取得、住民移転、用益権確保 (Wayleave)	×	×
	修復工事用地の確保 (資材置場、作業員宿舍、廃棄物保管等)	×	×
	地域の土地利用、資源利用の変更	×	×
II 改修工事段階	工事用資材調達、工事用水確保	×	×
	土木工事 (掘削、切土・盛土等)	×	×
	老朽化設備・機材、部品等の修繕・交換作業	○	○
	交換作業に伴い発生する一般廃棄物、産業廃棄物並びに微量の有害物質 (水銀、アスベストなど) を含む廃棄物等の収集、運搬、保管作業	○	○
	工事機械、車両による老朽化設備・機材・部品等の搬出・輸送、並びに交換用設備・機材・部品等の輸送・搬入	○	○
	工事作業従事者の活動・存在	○	○
III 供用段階 (運 転再開)	水力発電所の運転再開 (設備・機材等の再稼働)	○	○
	水力発電所施設の空間としての存在	○	○

注: * ○ - 開発行為あり。× - なし。

(3) 改修事業による環境影響の予測・評価

- ・「JICA 環境社会配慮ガイドライン」(2010 年 4 月) をベースに、「ミ」国の環境関連の法規制、並びに事業の特性及び対象地域の状況を考慮して社会環境項目、自然環境項目、環境汚染項目を選定し、改修事業による影響を、工事前段階 (I)、工事段階 (II)、供用段階 (運転再開段階) (III) について、個別項目につき、影響を予測・評価した。
- ・影響の評価分類:
事業による負の影響 (Negative impact, (-)) 及び正の影響 (Positive impact, (+)) を対象として、以下の評定を行う。[A (+/-)]; 重大な影響が見込まれる。[B (+/-)]; 重大ではないが、多少の影響が見込まれる。[C (+/-)]; 影響の度合いは不明 (検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある)。[D]; 影響なし。IEE あるいは EIA の対象としない。

予測・評価結果を、現地調査前 (スコーピング段階) 及び現地調査後について、表 16-4 に示す。

表 16-4 水力発電所修復事業によって想定される環境影響の予測と評価

環境項目*	スコーピング		調査後	
	I/II	III	I/II	III
(1) 社会環境				
1) 非自発的住民移転(用地取得・住民移転等)、人口移動等	D	D	D	D
2) 地域経済(生計手段、雇用等)	B+	A+	B+	D
3) 土地利用、地域資源利用	D	D	B-	B-
4) 地域の社会組織(地域の意思決定機関等)	C	C	B-	B-
5) 既存の社会インフラ・社会サービス(交通、ユーティリティ等)	C	A+	D	D
6) 貧困層、先住民族などの社会的に脆弱なグループ	C	C	B-	B-
7) ジェンダー	C	C	B-	B-
8) 子どもの権利	C	C	B-	B-
9) 被害と便益や開発プロセスにおける公平性	C	C	B-	B-
10) 地域における利害の対立	C	C	B-	B-
11) 遺跡・文化財	C	C	D	D
12) 水利権、漁業権、入会権	C	C	D	D
13) 健康・公衆衛生	C	C	B-	D
14) HIV/AIDS 等の感染症	C	C	D	D
15) 労働環境(労働安全性を含む)	C	C	B-	D
16) 災害・危険・リスク	B-	C	B-	D
17) 事故(運転中、工事及び交通事故等)	B-	C	B-	D
(2) 自然環境				
18) 地形・地質	D	D	D	D
19) 土壌侵食	C	C	D	D
20) 地下水の状況	C	C	D	D
21) 河川等の流況、水文の特性	C	C	D	D
22) 環境保全指定地域等	C	C	D	D
23) 動植物、生態系(陸上)	C	C	D	D
24) 動植物、生態系(河川等)	C	D	D	D
25) 景観	C	C	D	D
26) 地域気象	C	C	D	D
27) 地球温暖化	B-	C	B-	B+
(3) 環境汚染				
28) 大気汚染	B-	C	B-	D
29) 水質汚濁	B-	C	B-	D
30) 土壌汚染	B-	C	B-	D
31) 底質汚染	B-	C	D	D
32) 廃棄物	B-	B-	B-	D
33) 騒音・振動	B-	C	B-	B+
34) 地盤沈下	D	D	D	D
35) 悪臭	C	C	D	D
36) 日照阻害	D	D	D	D
37) 電波障害	C	C	D	D
38) 電磁界影響	C	C	D	D

(4) 想定される主要な負の影響とその緩和策

上記の表 16-4 によれば、事業による負の影響については、以下のとおりである。

- (i) すべての環境項目において、環境や社会への重大な負の影響（A-）が見込まれない。
- (ii) いくつかの環境項目において、環境や社会への重大ではないが、ある程度の望ましくない負の影響（B-）が見込まれる。

このため、負の影響(B-)を与える環境項目に対して、その概要を以下に、工事前段階（Ⅰ）、改修工事段階（Ⅱ）及び供用段階（Ⅲ）別に示す。

なお、（ ）内は、環境項目の番号を示す。

1) 工事前段階

該当項目なし。たとえば、既存発電所敷地内での改修事業なので、新たな用地取得及び住民移転(1)は想定されない。

2) 改修工事段階

(i) 社会環境

- 社会インフラ（交通状況）(5)；発電所改修工事用車両（機材・部品搬入・搬出車両を含む）走行による一時的な交通渋滞の発生が想定される。
- 公衆衛生(13)；(i) 改修工事用車両、機材の排ガスによる住民の健康への影響、(ii) 有害物質を含む廃棄物との接触等による健康被害発生の恐れがある。
- 労働環境(13)；工事作業での環境・安全管理が不十分だと作業者の健康・安全を損なう恐れがある。
- 災害・リスク(16)；災害・火事・治安状況悪化等の不測の事態発生の恐れがある。
- 事故(17)；改修工事及び工事車両・機械稼働による事故の発生の恐れがある。

(ii) 自然環境

- 地球温暖化(27)；工事用車両・機械稼働による CO₂ の排出が想定される。

(iii) 環境汚染

- 大気汚染(28)；改修工事、工事用機械・車両稼働により、小規模かつ一時的ではあるが、大気汚染物質（PM、NO_x 等）の排出が想定される。
- 水質汚濁(29)；改修工事、工事用機械・車両稼働により、小規模かつ一時的ではあるが、工事排水発生の恐れがある。
- 土壌汚染(30)；工事は発電所敷地内に限定されるが、工事車両・機械の潤滑油や撤去される設備・機材・部品に微量に含まれる有害物質（水銀、鉛等）が漏洩して、土壌を汚染する恐れがある。
- 廃棄物(32)；工事段階で、老朽化し交換のため撤去される設備・機材・部品等や

廃油等の産業廃棄物及び一般廃棄物が発生する（表 16-5 参照）。また、撤去される設備・機材・部品等の一部にはごく微量の水銀や鉛などの有害金属ならびにアスベストを含むものがあり、有害廃棄物の発生が想定される。なお、絶縁油として有害な PCB を利用した変圧器は、両発電所とも使用されていないので、PCB 廃棄物の発生は想定されない。

- 騒音・振動(33); 工事用車両の走行・機械稼働による騒音・振動発生が想定される。

表 16-5 改修工事で発生が想定される廃棄物

廃棄物	発生源	バルーチャン第一	セダウジ	性状・材質等
1) 一般廃棄物	工事作業	○	○	ごみ、生ごみ等
2) 産業廃棄物-1	(1) 老朽化した設備、機材、部品等の交換（全体あるいは部分）	◎	◎	鋼材、コンクリート、木材、プラスチック等
	(2) 倉庫等の新設がある場合の建設工事	○	○	コンクリート、木材、プラスチック等
3) 産業廃棄物-2 廃油	変圧器	—	—	劣化した絶縁油
	Replaced or repaired equipment	○	○	劣化した油・グリース
4) 有害廃棄物	PCB	—	—	含まれず
	毒性金属 (Hg, Pb)	○	○	測定機材等
	アスベスト	○	○	発電機のローター等

注：◎ 多く発生、○ 発生、— 発生なし

3) 供用段階

該当項目なし。発電所の運転再開後のスケジュール、運転状況は現況のものと、変更がないので、新たに付加される負の影響は想定されない。

4) 全段階共通

(i) 社会環境

- 土地利用、地域資源利用(3); 本事業の対象範囲外であるが、バルーチャン第一水力発電所では、建設時に発電所スタッフの宿舎として、当時の軍政府により強制収容された農地が、まだ農民に返還されていないため、農民とカヤー州政府の間で訴訟問題となっている。現地調査や第1次ステークホルダー協議で、カヤー州政府、Loikaw 市役所の対処の状況について農民代表から照会があった。
- 貧困層、先住民族などの社会的に脆弱なグループ(6)、ジェンダー(7)、子供の権利(8)等

現時点では、ジェンダーや子供の権利に関して、特別に配慮すべき問題点は見られないが、今後適切な配慮がなされない場合には、顕在化する恐れがある。

- 地域・コミュニティの社会組織・地域分断等(4)、地域住民の受ける便益と被害の不公平性(9)、利害をめぐる内部対立(10)

既存発電所敷地内での改修事業なので、地域住民が受ける被害と便益等の公平性を損なうことや利害をめぐる内部対立は想定されない。しかし、計画段階から情報公開と地域のステークホルダーである地域住民、コミュニティの代表組織（CBO）、NGO などとの協議を通じて、住民参加や合意形成に十分配慮がなされない場合には、顕在化する恐れがある。

16.6 負の影響の緩和策と環境管理計画、環境モニタリング計画

(1) 環境管理計画

上記で抽出された負の影響(B-)について、その影響を防止、最小化、除去あるいは軽減して、事業が環境への負荷を最小にして所期の目的を達成できるように一連の緩和策（モニタリング、さらに必要な調査も含む）を抽出し、それらに対する実施機関、管理・責任機関の関係を明らかにし、環境管理計画として整理した。表 16-6 にその結果を示す。

表 16-6 環境管理計画

環境項目	緩和策等	実施機関*	監督機関**
(I/II) 工事前段階・改修工事段階			
(1) 社会環境			
	既存社会インフラ - 交通状況（道路渋滞）	コントラクター、発電公社（各水力発電所）	電力エネルギー省、環境保護局（中央及び地方事務所）、地方政府（GAD 及び関係機関）
13	公衆衛生		
15	労働環境		
16	災害・各種リスク発生		
17	事故発生		
(2) 自然環境			
27	地球温暖化	コントラクター、発電公社（各水力発電所）	電力エネルギー省、環境保護局（中央及び地方事務所）、地方政府（GAD 及び関係機関）

環境項目		緩和策等	実施機関*	監督機関**
(3) 環境汚染				
28	大気汚染	(i) 工事用車両、機材の排ガス整備および良質の燃料・オイル使用などの大気汚染物排出防止対策。(ii) 建設車両・機械等の慎重な運転と速度自主規制。(iii) 苦情窓口を設置し、苦情に対する迅速な対応をする。	コントラクター、発電公社（各水力発電所）	電力エネルギー省、環境保護局（中央及び地方事務所）、地方政府（GAD 及び関係機関）
29	水質汚濁	(i) 工事の内容は、発電所敷地内で設備、機材の交換あるいは修繕なので、土砂を含んだ工事排水の発生は一般的には想定されない。しかし、万が一土砂を含んだ濁度の高い工事排水発生の場合は、沈殿池に導き、土砂を沈殿させた上で、その上澄みを既存の放水路に放流させる。		
30	土壌汚染	周辺環境中の土壌汚染を防止するため、交換のため撤去する設備・機材・部品中の微量に含まれる有害物は、慎重に分離し、密閉した容器内に保管し、発電所敷地内の適切な場所にコンクリート等で密閉して、保管する。		
32	廃棄物	(i) 工事計画では、産業廃棄物等の発生を最小化する方策に配慮する。(ii) 廃棄物の 3R (Reduce, Reuse, Recycle) に基づく工事業者への教育・啓蒙。(iii) 「ミ」国では廃棄物管理の法規制が確立されていないので、環境保全局や地元自治体の指示を仰ぐ。(iv) 産業廃棄物は、分別収集し、適宜処理および再利用を図る。それ以外のもは、当該政府機関等の指示に従い倉庫に保管するか、あるいは搬出して指定された処理処分を行う。(v) 有害廃棄物は、交換する設備・機材等から、身体への接触を防いだ上で、慎重に分離し、密閉した容器内に収納し、発電所敷地内の適切な場所で屋根付き倉庫等にて保管する。(vi) 廃棄物の管理責任者を配置する。		
33	騒音・振動	(i) 工事用車両や建設機材の騒音発生防止対策（低騒音機種の採用、音遮断フェンスの設置等）を検討する。(ii) 工事の場所や工事の時間帯をずらすなどの騒音の影響軽減策を検討する。(iii) 工事車両・機械等の慎重な運転と速度自主規制。(iv) 苦情窓口の設置。(v) 苦情等に基づく騒音のモニタリング。		
(III) 供用段階				
該当項目なし。				
(T) 全段階を通じて				
3	土地利用・地域資源利用	本事業の対象範囲外であるが、バルーチャン第一水力発電所では、1980 年代の建設時に発電所スタッフの宿舎として、当時の軍政府により強制収容された農地が、まだ農民に返還されていないため、農民とカヤー州政府の間で訴訟問題となっている。第 2 回ステークホルダー協議の際に、州政府、市役所、村落代表に確認したところ、現在土地管理委員会で審議され、代替農地を返還する案が審議されている状況である。	コントラクター、発電公社（各水力発電所）	電力エネルギー省、環境保護局（中央及び地方事務所）、地方政府（GAD 及び関係機関）
4	対象地域の市町村、コミュニティ等の意思決定機関等の社会組織や住民代表機関（CBO）など。	計画段階から、工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等による生活・生産活動の一時的阻害等につき、住民や地域関係機関等に対して、ステークホルダー協議の場等を通じて情報公開し、計画内容の浸透を図る。		
6	脆弱なグループ（貧困層、少数民族、移住者、女性、子供、高齢者、障害者等）、	調査以前には、当該地域の特性に鑑み、貧困層、少数民族、過去の住民移転による移住者、女性、障害者、子供などの脆弱なグループに関して、生活・生産活動上の問題の顕在化が懸念されたが、現時点では、そのような状況は見られない。しかし、今後も慎重に推移を観察し、脆弱なグループが十分な生活・生産活動できるように、地方政府機関や関係する村・コミュニティと協力して、グループとの協議や支援等を通じて適切な配慮を継続していくことが必要とされる。		
9	便益と被害の公平性、利害をめぐる村・コミュニティ内部対立	1) 既存発電所敷地内での改修事業なので、地域住民が受ける被害と便益等の公平性を損なうことや利害をめぐる内部対立は想定されない。しかし、計画段階から情報公開と地域のステークホルダーである地域住民、コミュニティの代表組織(CBO)、NGO などとの協議を通じて、住民参加や合意形成に十分配慮する。2) 建設工事の作業には、地元住民や貧困者を優先的に雇用するように配慮する。3) 広報・苦情窓口の設置と担当者の配置。		

* 実施機関：コントラクター；建設業者、発電公社（各水力発電所）

** 監督機関：天然資源・環境保全省、環境保全局、電力エネルギー省

(2) 環境モニタリング計画の作成

環境モニタリング計画（EMoP：Environmental Monitoring Plan）は、事業実施による潜在的な負の影響に対して、その発現の可能性あるいは有無、程度、状況等につき、事業実施段階で行うモニタリングの基本的な内容を示すものである。表 16-7 に環境モニタリング計画の内容を、対象項目ごとに示す。

表 16-7 環境モニタリング計画(JICA フォーマット仕様)

項目	内容	モニタリング方法・指標等	モニタリング場所・地点	モニタリング時期、頻度	状況・実施機関の対応	モニタリング期間中の	監督機関のコメント等
(I) 工事前段階							
許認可事項	ECC の取得	発電会社から環境保護局に提出した、発電所ごとの EMP 審査結果のフォロー。	環境保護局(天然資源・環境保全省)	改修工事着工前			
	その他の許認可取得(必要がある場合)	許認可機関から許認可証を取得。	該当する許認可機関	改修工事着工前			
(II) 改修工事段階							
(1) 社会環境							
交通状況	交換機材・部品等の搬入・搬出工事車両の通行による周辺住民の生活・生産活動の阻害	(i) 目視、(ii) 住民からの苦情	交換機材・部品等の搬入・搬出道路	原則として毎日			
公衆衛生	(i) 改修工事用車両、機材の排ガスによる住民の健康への影響、(ii) 有害物質を含む廃棄物との接触等による皮膚等の被害	(i) 周辺住民からの苦情、(ii) 周辺住民の問診・検診	発電所周辺の住民	問診・検診は、苦情等があった場合			
労働環境	工事作業の健康・安全性環境の確保	作業者の健康状況及び作業環境の安全性	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
災害・各種リスク発生	工事中の災害・各種リスクの発生	(i) 災害・各種リスクに係る事態の発生記録。	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
事故発生	老朽化設備・機材・部品の撤去作業ならびに交換機材・部品等の搬入・搬出作業中の事故、並びに交通事故の発生	工事作業の状況・事故ならびに交通事故の発生記録。	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
(2) 自然環境							
地球温暖化	工事用車両・機械稼働による CO ₂ 排出	工事用車両・機械の排ガス整備状況をチェック。	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
(3) 環境汚染							
大気汚染	工事車両・工事機械稼働による粉塵、NOx、SOx などの発生。	(i) 目視による定性的な汚染状況の観察、(ii) 周辺住民からの苦情。	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
水質汚濁	各種工事排水の発生	(i) 目視による定性的な汚染状況の観察、(ii) 周辺住民からの苦情。	(i) 水力発電所内、(ii) 発電所周辺(特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
土壌汚染	工事車両・機械の潤滑油漏洩、撤去される設備・機材・部品中に含まれる微量の有害物質の漏洩による土壌汚染	目視による観察。	(i) 水力発電所内、(ii) 有害廃棄物貯留場所周辺	原則として毎日			

項目	内容	モニタリング方法・指標等	モニタリング場所・地点	モニタリング時期、頻度	状況・実施機関の対応	モニタリング期間中の	監督機関のコメント等
廃棄物	(i) 工事段階で、老朽化し交換のため撤去される設備・機材・部品等の産業廃棄物や一般廃棄物が発生する。また、撤去される設備・機材・部品等の一部にはごく微量の水銀や鉛などの有害金属ならびにアスベストを含むものがあり、有害廃棄物の発生が想定される。	(i) 交換する設備・機材・部品の記録、(ii) 適切な分別、搬出状況、密閉されたコンテナ等への貯留状況の記録。	(i) 水力発電所内、 (ii) 有害廃棄物貯留場所周辺	原則として毎日			
騒音・振動	工事用車両・機械稼働による騒音・振動発生	(i) 定性的な観察、(ii) 工事作業員、周辺住民からの苦情。	(i) 水力発電所内、 (ii) 発電所周辺 (特にアクセス道路周辺)	原則として毎日			
(III) 供用段階(運転再開)							
該当項目なし。							
(T) 全段階を通じて							
1) 社会環境							
土地利用・地域資源利用	本事業の対象範囲外であるが、バルーチン第一水力発電所では、建設時に発電所スタッフの宿舎として、当時の軍政府により強制収容された農地が、まだ農民に返還されていないため、農民とカヤー州政府の間で訴訟問題となっている。現在土地管理委員会で審議され、代替農地を返還する案が審議されている状況にある。	代替農地の返還に関する土地管理委員会の審議結果のフォロー	発電所周辺の村・コミュニティ	適宜			
対象地域の市町村、コミュニティ等の意思決定機関等の社会組織や住民代表機関(CBO)など。	計画段階から、計画概要とスケジュール、改修工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等による生活・生産活動の一時的阻害や供用時の利用等につき、住民や地域関係機関等に対して、ステークホルダー協議の場等を通じて情報公開し、計画内容の浸透を図る。	(i) 苦情・意見の収集、(ii) 村・コミュニティ代表者との協議	発電所周辺の村・コミュニティ	年1回及び住民等から要求がある場合			
脆弱なグループ(貧困層、少数民族、移住者、女性、子供、高齢者、障害者等)	当該地域の特性に鑑み、貧困層、少数民族、過去の住民移転による移住者、女性、障害者、子供などの脆弱なグループに関して、生活・生産活動上の問題の顕在化が懸念された	(i) 苦情・意見の収集、(ii) 村・コミュニティ代表者との協議	発電所周辺の村・コミュニティ	年1回及び住民等から要求がある場合			
便益と被害の公平性、利害をめぐる村・コミュニティ内部対立	既存発電所敷地内での改修事業なので、地域住民が受ける被害と便益等の公平性を損なうことや利害をめぐる内部対立の発生	(i) 苦情・意見の収集、(ii) 村・コミュニティ代表者との協議	発電所周辺の村・コミュニティ	年1回及び住民等から要求がある場合			

16.7 ステークホルダー協議の開催結果

IEE では、情報開示と住民参加を図るため、ステークホルダー協議の開催が必要とされている。本調査では、対象地域の代表的なコミュニティでの個別ヒアリングとともに、以下の要領で、対象地域の関連住民、地方政府、村落代表、NGO などの参加を得て、各発電所につき、2回開催した。

第1回は、改修計画の概要と改修事業の環境影響予測評価に関する「ミ」国及び JICA ガイドラインの概要、IEE の進め方について、発電公社及びローカルコンサルタントから説明し、質疑応答を行った。

第2回は、IEE の結果、環境管理計画等について、発電公社及びローカルコンサルタントから説明し、質疑応答を行った。

(1) バルーチャン第1水力発電所

第1回 2016年7月2日（土）参加者約50名

第2回 2016年9月17日（土）参加者約60名

(2) セダウジ水力発電所

第1回 2016年6月25日（土）参加者約90名

第2回 2016年9月10日（土）参加者約190名

16.8 発電公社の環境適合証明取得に対する支援

EIA Procedure によれば、「ミ」国内ではいかなる事業も着工前（工事開始前）に、事業者には天然資源・環境保全省から環境適合証明を取得することが義務付けられている。

しかしながら、改修事業の事業者にあたる発電公社には、現在担当組織がないため、JICA 調査団が環境適合証明取得手続きの支援を行った。

(1) プロジェクト・プロポーザルの作成支援

環境適合証明取得の第1段階であるプロジェクト・プロポーザルの作成を支援した。プロジェクト・プロポーザルは2016年7月に発電公社から電力エネルギー省経由で天然資源・環境保全省に提出され、審査を担当する環境保全局において、プロジェクト・プロポーザルの審査（スクリーニング）が行われ、10月に環境保全局から、各発電所の改修事業ごとの環境管理計画の作成・提出が求められた。

(2) 環境管理計画作成支援

本調査の IEE 作業の結果をもとに、各発電所の改修事業ごとの環境管理計画（案）を作成し、2016年10月18日に発電公社に提出した。その後、発電公社から電力エネルギー省経由で環境保全局（天然資源・環境保全省）に環境管理計画の書類が提出された。現在、環境管理計

画の内容について環境保全局で審査中である。

EIA Procedure によれば、特に問題がなければ、環境保全局による環境管理計画の審査を経て、通常は 30 日間（営業日数）以内に環境適合証明が発電公社に付与され、事業の環境認可が終了することになる。

第17章 事業評価

17.1 プロジェクト効果

17.1.1 運用・効果指標

運用指標は、プロジェクトの運用状況を評価するためのものであり、プロジェクトが適切に運用されているかどうかを定量的に確認するものである。

表 17-1 運用指標(ハルーチャン第一水力発電所)

指標	計算式	ベンチマーク	ターゲット
計画外停止時間	時間/年	40:01	0
設備利用率	送電端電力量/(最大出力×年間時間数)×100%	64%	81%

表 17-2 運用指標(セダウジ水力発電所)

指標	計算式	ベンチマーク	ターゲット
計画外停止時間	時間/年	275:11	0
設備利用率	送電端電力量/(最大出力×年間時間数)×100%	56%	64%

効果指標はプロジェクトのアウトカムを評価するためのものである。

表 17-3 効果指標(ハルーチャン第一水力発電所)

指標	計算式	ベンチマーク	ターゲット
送電端電力量 (GWh)	指標名の通り	156.782	200
最大出力 (MW)	指標名の通り	28.0	28.0

表 17-4 効果指標(セダウジ水力発電所)

指標	計算式	ベンチマーク	ターゲット
送電端電力量 (GWh)	指標名の通り	116.879	135
最大出力 (MW)	指標名の通り	24.0	25.0

17.1.2 プロジェクトの定性的インパクト

- (1) 本事業を実施することで系統の電力を増すことによって、国民にとり、高価な代替エネルギーに代わりコストを低減できる。
- (2) 電力供給の増加は、農業、商業、産業セクターの電力需要を満たし、経済活動の強化に貢献する。経済活動の成長により、長期的には雇用を創出し、収入も増加する。
- (3) 住民は、より多くの電化製品を使い、生活の質を改善することができる。子供はより良い照明で夜間より長い間勉強ができる。電力消費住民の中には、夜間に電気を使った収入源となる発電事業を始めたり、拡張する者も出てくるであろう。住民は、テレビ、ラジオ、インターネットから外部の世界の知識を得ることができる。

17.2 温室効果ガス削減

改修事業による便益の一つに、温室効果ガスの削減効果が期待出来ることがある。既設の老朽化した水力発電所の改修工事が実施される場合、発電量の増分は改修事業を実施する場合・しない場合の差から求める。

財務分析において CO₂ の削減に対応する発電量の増分を求める場合にも同じ値を適用する。したがって、発電に関連して排出される CO₂ が改修事業の実施によって削減される CO₂ ということになる。

改修事業を実施する場合としない場合の年間平均発電電力量を 2017 年から 2036 年の 20 年間について算出し、年間の発電増分を求めたものを表 17-5 に示す。

改修事業を実施する場合は 2022 年にバルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の先行ユニットが運転を開始し、同後行ユニットは 2023 年に運転を開始する予定である。一方、改修事業を実施しない場合は、セダウジ水力発電所は 2030 年に、バルーチャン第一水力発電所は 2033 年に運転が出来なくなると想定している。セダウジダム水圧鉄管ゲートの補修工事は、セダウジ水力発電所の改修工事が完了した後の 2024 年に No.1、2025 年に No.2 を行うものとする。補修工事期間中は水車発電機の運転が停止する。

「ミ」国の電力システムに関する CO₂ 排出係数は、章末の表に示す 0.256 t-CO₂/MWh である。

表 17-5 改修事業を実施する場合としない場合の発電増分

(Unit: GWh)

年	a) 改修事業あり		b) 改修事業なし		c) 発電増分 (a-b)	備考	
	バルーチャ ン第一	セダウジ	バルーチャ ン第一	セダウジ			
1年目	2017	157	117	157	117	0	
2年目	2018	150	112	150	112	0	
3年目	2019	144	106	144	106	0	
4年目	2020	137	101	137	101	0	
5年目	2021	90	56	130	96	-80	
6年目	2022	127	78	124	91	-9	先行ユニット運転開始
7年目	2023	192	87	117	85	77	後行ユニット運転開始
8年目	2024	200	87	110	80	97	セダウジダム水圧鉄管ゲート No.1 補修工事
9年目	2025	200	128	103	75	150	セダウジダム水圧鉄管ゲート No.2 補修工事
10年目	2026	200	135	97	69	169	
11年目	2027	200	135	90	64	181	
12年目	2028	200	135	83	59	193	
13年目	2029	200	135	77	53	205	
14年目	2030	200	135	70	0	265	
15年目	2031	200	135	63	0	272	
16年目	2032	200	135	57	0	279	
17年目	2033	200	135	0	0	335	
18年目	2034	200	135	0	0	335	
19年目	2035	200	135	0	0	335	
20年目	2036	200	135	0	0	335	

出典：JICA 調査団により作成

この係数を用いると、改修事業による CO₂ 排出の削減量は、下表に示す通り両水力発電所の改修完了後 5 年が経過する 2028 年は 49,408 t-CO₂/年、同 10 年が経過する 2033 年は 85,760 t-CO₂/年となる。

表 17-6 改修事業の実施による CO₂ 排出削減量

年	発電増分 MWh/年	CO ₂ 排出削減量 t-CO ₂ /年	備考
2028	193,000	49,408	両水力発電所の改修完了 後 5 年経過
2033	335,000	85,760	両水力発電所の改修完了 後 10 年経過

出典：JICA 調査団により作成

第18章 結論と勧告

18.1 結論

バルーチャン第一水力発電所及びセダウジ水力発電所において、現地調査及び収集資料に基づいて選定された改修機器及び施設を表 18-1、表 18-2 にそれぞれ示す。

本報告書に述べた下記項目について、発電公社と協議のうえ最終化した。

- 改修すべき機器及び施設の最終選定
- 改修すべき機器及び施設の概略設計
- 改修工事計画及びスケジュール
- 改修工事費用見積
- 調達計画（パッケージ区分）
- 事業実施計画及びスケジュール
- 事業費用見積
- 事業実施体制（計画）

バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修に際し、対象機器及び施設の取替、修理及び追加が行われるが、既設発電所の敷地や施設の拡張ならびに発電量の増加はない。それゆえに土地収用を含む不本意な住民移転、農業や畜産といった事業活動の移設や妨害、周辺住民の生活環境への影響は発生しない。

プロジェクト・プロポーザルは、2016年7月に発電公社から電力エネルギー省経由で天然資源・環境保全省に提出された。その後、本改修事業に関する審査（スクリーニング）が行われ、2016年10月に各発電所の改修事業ごとの環境管理計画を作成・提出するよう、天然資源・環境保全省から発電公社に公式に書面による通知があった。これに対し、発電公社は10月末に電力エネルギー省経由で天然資源・環境保全省に環境管理計画を提出済みである。

表 18-1 改修機器及び施設リスト(バルーチャン第一水力発電所)

Rehabilitation item	Action	Q'ty	Remarks	
Turbine	Turbine Runner	R/A	1 set	The existing spare runner for one unit. A new runner for another unit.
	Guide Vane	R/A	1 set	One new complete set for one unit. One complete existing set for another unit, if the component condition is good. If the condition is unfavorable, additional one complete set will be ordered for another unit.
	Guide Vane Bearing and Stem Bush	R	2 sets	for 2 units
	Shear Pin	R	2 sets	for 2 units
	Gate Servomotor	P	2 sets	only for consumable parts
	Guide Bearing	R	2 sets	for 2 units
	Shaft Sleeve	R	2 sets	for 2 units
	Head Cover	P	2 sets	only for wearing parts
	Stay Ring	P	2 sets	only for wearing parts
	Inlet Valve	P	2 sets	only for wearing parts
	Inlet Valve Servomotor	P	2 sets	only for wearing parts
	Cooling Water Supply System	P/R	1 set	One set for the plant system for local On-Off switches. A dusting screen device for the inlet of cooling water pipe is to be provided.
	Water Drainage System	P/R	1 set	One set for the plant system for local control panels and local On-Off switches. Water level detecting equipment is to be replaced.
	Pressure Oil Supply System	P/R	1 set	One set for the plant system. Oil sump tanks and air compressor sets are to be replaced. Local On-Off switches are to be replaced.
Overhead Crane	P/R	1 set	Parts to be repaired and/or replaced are to be checked and specified by a supervisor of the crane manufacturer.	
Generator	Stator winding	R	2 sets	
	Rotor winding	R	2 sets	
	Guide bearing	R	2 sets	
	Thrust bearing	R	2 sets	to plastic bearing
	Oil cooler	R	2 sets	
	Air cooler	R	2 sets	
	Excitation system	R	2 sets	to brushless (AC) excitation system
Control and Protection System	Operation Board	R	1 set	Updated to total digital system without SCADA system
	Speed Governor System	R	1 set	Updated to integrated GOV / AVR system
	Automatic Voltage Regulator	R	1 set	Updated to integrated GOV / AVR system
	Protection Relay (Analog Type)	R	1 set	Updated to digital type
	SSG Speed Monitor	R	1 set	Replaced with new components
	Fire Alarm System	R	1 set	Replaced with new components
	Control Cable	R	1 set	Replaced with new cables
S/S and T/L Facilities	132kV Circuit Breaker	R	1 set	3 phase, 145kV, 800 A, 20kA (1sec)
	11 kV Main and Local Cubicle	R	12 panels	All panels will be replaced with VCB.
	LV Switchgear	R	1 lot	400V, Indoor, type, ACB or MCCB
	DC battery	R	2 sets	Lead acid, valve-regulated type, 300AH
	DC Battery Charger	R	2 sets	Input: AC 400V, Output: DC230V
	Emergency Diesel Generator Set	R	1 set	300 kVA, 50Hz, 400/230V
	T/L Protection Panel	R	1 set	Over current/ground fault relay is equipped as back-up.
Gate and Penstock, Civil and Communication Facilities	Dawtacha Intake Dam (DTC)	R	5 sets	Position Meters for Spillway Gate Hoist
		R	7 sets	A/D Converters for Intake Gate
		R	12 sets	Digital Indicators for Remote Control Panel
		R	2 sets	Water Level Gauges for Headrace and Reservoir
		R	2 sets	Fixed Type Radio Stations for DTC-BHP1 and DTC-MBY
		R	1 set	Mobile Handset Tranceiver for DTC

Rehabilitation item		Action	Q'ty	Remarks
Gate and Penstock, Civil and Communication Facilities	Regulation Pondage (PDG)	P	1 set	Main Valve Hoist for Sand Flash Gate
		R	1 set	Water Level Gauge for Upstream #1
	Low Pressure Pipe Line	R	10 sets	Seals for Expansion Joint
	Penstock	R	1 set	Seal for Expansion Joint
	Powerhouse (BHP1)	R	1 set	Position Meter for Hoist of Emergency Discharge Valve
		R	1 lot	Consumable Materials for Emergency Discharge Valve
		R	1 set	Fixed Type Radio Station for BHP1-DTC
		R	1 set	Mobile Handset Tranceiver for BHP1
	Moby Dam (MBY)	R	4 sets	Brake Motors for Spillway Gate Hoist
		R	1 set	Water Level Gauge for Reservoir
		R	1 set	Rain Gauge for MBY
		R	1 set	Fixed Type Radio Station for MBY-DTC
	Loikaw City Gauging Station (LKW)	R	1 set	Water Level Gauge for LKW
		R	1 set	Mobile Handset Tranceiver for LKW

Note; R: Replacement, P: Repair, A: Addition, I: Inspection

表 18-2 改修機器及び施設リスト(セダウジ水力発電所)

Rehabilitation item		Action	Q'ty	Remarks
Turbine	Turbine Runner Vane	R	2 sets	Newly developed by CFD, and turbine model test is required.
	Turbine Runner Hub	R	2 sets	ditto
	Guide Vane	R	2 sets	ditto
	Guide Vanes Stem Bush	R	2 sets	All bushes are to be replaced
	Inner Head Cover	R	2 sets	Newly developed by CFD, and turbine model test is required.
	Turbine Guide Bearing	R	2 sets	Replaced for segment-type bearings
	Shaft Sleeve	R	2 sets	(one of wearing parts)
	Shaft Sealing Box	R	2 sets	Newly designed device is to be applied
	Runner Vane Return Mechanism	R	2 sets	In harmony with the rehabilitation of generator exciter and digitalized governor system.
	Pressure Oil Supply Pipe for Runner Vane Servomotor	R/A	2 sets	Components related to the new runner are to be replaced. The other existing components are to be used.
	Cooling Water Supply System	P/R	1 set	One set for the plant system Pump sets, motor-driven valves and local control panels are to be replaced. Existing hand-operated strainers are to be replaced to new motor-driven ones. Small exposed water pipes are to be replaced to stainless steel ones.
	Water Drainage System	P/R	1 set	One set for the plant system All drainage pumps, local control panels and water level detectors are to be replaced.
Pressure Oil Supply System	P/R	1 set	One set for the plant system Oil sump tank set, air compressor sets, local control panels, etc. are to be replaced.	
Overhead Crane	P/R	1 set	Parts to be repaired and/or replaced are to be checked and specified by a supervisor of the crane manufacturer.	
Generator	Stator winding	R	2 sets	
	Rotor winding	R	2 sets	
	Guide bearing	R	2 sets	
	Thrust bearing	R	2 sets	to plastic bearing
	Air cooler	R	2 sets	
	Brake system	R	2 sets	
	Lubrication oil cooling system	R	2 sets	
	Excitation system	R	2 sets	to brushless (AC) excitation system

	Rehabilitation item	Action	Q'ty	Remarks
	Neutral grounding device	R	2 sets	Neutral grounding transformers are to be replaced.
Control and Protection System	Total digital system (SCADA)	R	1 set	Updated to total digital system including SCADA function
	Automatic Voltage Regulator	R	1 set	Updated to all-in-one protective control unit and exciter control panel
	Generator Vibration Monitor	R	1 set	Replaced with new components
	Control Cable	R	1 set	Replaced with new cables
	Ventilation System	R	1 set	3 air-intake units, 3 air-exhaust units (roof-mounted), and intake/exhaust control panels are updated.
	Governor Control Equipment	R	1 set	Updated to digital PID-GOV system
	Air Conditioning System	R	1 set	Replaced with new components
S/S and Transmission Line facilities	Generator Transformer	R	7 sets	5.1MVA/set, 132/11 kV, incl. Spare Tr.
	Switch Equipment (All)	R	1 lot	132 kV CB: 5sets, 132 kV DS: 7 sets, CT: 12 pcs, CVT: 9 pcs, LA: 12 pcs
	132/11 kV Powerhouse Service Trans	A	1 set	132/11 kV, 5 MVA, 50 Hz, ONAN
	11 kV Vacuum Circuit Breaker	R	10 panels	Metal-enclosed panel with VCB, DS, CT, VT and SA.
	11 kV Phase Shift Transformer	R	1 set	11/11 kV, 5 MVA, 50 Hz, ONAN
	Powerhouse Service Transformer	R	2 sets	Indoor type, 11/0.4 kV, 500 kVA, cast-resin mold
	Emergency Diesel Generator Set	R	1 set	300 kVA, 50Hz, 400/230V
	Plant DC Battery Bank	R	2 sets	Lead acid, valve-regulated type, 300AH
	DC Battery Charger	R	2 set	Input: AC 400V, Output: DC230V
Gate and Penstock, Civil and Communication Facilities	Penstock Gate Facilities	R	2 sets	Gate Leafs for Penstock Gate No.1 and No.2
		R	2 sets	Guide Frames for Penstock Gate No.1 and No.2
		R	2 sets	Hydraulic Hoists for Penstock Gate No.1 and No.2
		R	2 sets	Local Control Panels for Penstock Gate No.1 and No.2
	Powerhouse	A	2 sets	Water Level Gauges for Reservoir and Tailrace

Note; R: Replacement, P: Repair, A: Addition, I: Inspection

18.2 勸告

18.2.1 改修事業の実施に向けて

(1) 農業畜産灌漑省灌漑局が所管するセダウジ水力発電所土木施設に関する改修工事の実施促進

第8章及び第9章で述べたように、改修事業において水圧鉄管ゲートの現地調査ならびに概略設計を行うためには点検ゲートの漏水を止めるべく補修工事を行う必要がある。立案した改修事業のスケジュールに従って概略設計を始めるためには、上述の補修工事は2017年中に完了させねばならない。ただし、点検ゲートの所管は農業畜産灌漑省灌漑局であるため、発電会社が灌漑局に対して確実に点検ゲートの補修工事が実施されるよう促すことを強く推奨する。

加えて、洪水吐ゲートについても補修工事の実施が求められている。現在7門中6門が全開可能であり、1門は不具合を抱えている状況にある。設計洪水に対する必要放流量は6門で満たすことが出来るものの、ダムへの安全に対する信頼性を確保する観点からも、残る1門について速やかに補修することが望ましい。従って、発電会社はこの点についても灌漑局を促

すことを推奨する。

(2) バルーチャン水力発電所群を取り巻く電力システムの増強

第 11 章で述べたように、バルーチャン水力発電所群による発生電力はバルーチャン第二水力発電所～Taungoo 変電所を結ぶ既設送電線 (230kV) ならびにバルーチャン第二水力発電所～Kalaw 変電所を結ぶ既設送電線 (132kV) を通じて送電されている。現状で送電容量は足りているものの、Tigyit 石炭火力発電所 (改修中) の運転が再開した暁には過負荷となる見込みである。

このような状況の中、新たにバルーチャン第二水力発電所～Shwemyo 変電所を結ぶ送電線 (230kV) が運開する予定である。この送電線が運開すれば、バルーチャン水力発電所群による発生電力に対して十分な送電容量が確保される。従って、発電公社はバルーチャン水力発電所群を取り巻く電力システムの信頼性を向上させるべく、バルーチャン第二水力発電所～Shwemyo 変電所を結ぶ送電線 (230kV) を確実に運開させることを推奨する。

(3) 事業実施のための発電公社の人員及び資金の割り当て

改修工事は、施工業者による監督の下で発電公社の技術者及び労務者が実施する。ここに、バルーチャン第一、セダウジ両水力発電所の改修工事は並行して実施することになるため、発電公社は改修工事期間中における資金と人員の割り振りを適切に行う必要がある。

(4) 環境社会配慮

- 1) 事業の実施には、天然資源・環境保全省の環境保護局が発行する環境適合証明が必要となる。従って、発電公社は事業の実施に先駆けて環境適合証明を取得出来るよう、電力エネルギー省を通じて環境管理計画を環境保護局に提出するべきである。
- 2) 現状、発電公社には環境に関する事項を取り扱う部局がなく職員も配置されていない。従って、発電公社が関わる環境社会配慮事項を今後適切に取り扱うためにも専門の組織を設置し職員を配置するべきである。
- 3) 発電公社は、地域コミュニティを含む関連するステークホルダーが事業を適切に受け容れることが出来るよう、電力事業における全ての局面で情報公開及び住民参加を検討するべきである。

18.2.2 発電公社に向けて

(1) 改修機器及び施設の維持管理

経年劣化した機器及び施設の取替時期は、これまで一定の更新サイクルによって定められていたが、より適切な取替時期を見極めるため、近年になって機器及び施設の診断技術が向上している。新たな手法は発電機固定子コイル、主要変圧器、電力ケーブル等の診断に採用されており、これらの診断技術を「ミ」国に移転することは大変有用と思われる。そこで、これらの技術を学ぶための訓練プログラムや日本での実習の実施が推奨される。

(2) 電力エネルギー省傘下組織における財務・予算状況

- 1) 第 15 章において電力エネルギー省傘下で発電・送電・変電を担う組織における過去の財務成績と将来予測を分析したところ、料金収入だけでは組織の運営上必要な費用をカバーするには不十分であり、「ミ」国政府が損失を補填するための補助金を出さざるを得ない状況を招いていることが分かった。そのうえ、1) 組織の運営管理上必要な費用、と 2) 予見出来る未来の電力料金、間の隔たりは縮小傾向ではあるものの、将来的にも継続する可能性が高い。
- 2) 財務的観点からは、新電力法に基づき電力セクターの規制機関として設立される予定である電力規制委員会の助言の下で、電力料金は必要な費用と長期的な適正利潤を反映したものに調整されるべきである。このため、電力料金の決定と手続きに関する関連規則も策定・施行される必要がある。
- 3) 短・中期的には、「ミ」国政府が拠出する補助金が、単に発電・送電・変電を適切に運営管理するために必要な費用を考慮するだけでなく、既設の機器及び施設の改修や新設に伴い、組織が適性利潤を得られるまでに要する費用も考慮された内容となる必要がある。

