



ナム Gum 第一水力発電所
手前から 1 号発電機および 2 号発電機



腐食により欠損しているステイベーンの先端



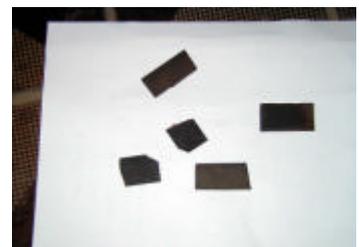
腐食により損傷したステイリング



キャビテーションにより壊食したランナバー



著しい腐食により、止水性能が損なわれた、ストップログのバイパスバルブ



長年の熱や振動影響により、固定子コイルを固定する楔の緩み(1号機では5枚落下)



発錆が著しい発電機用冷却器(左：冷却器フィン，右：側面配管接続部^{ハット}の腐食)



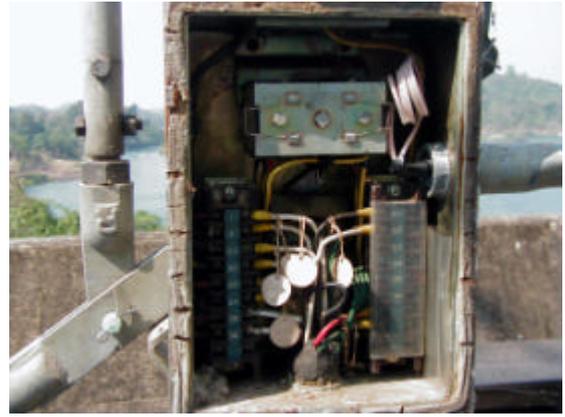
経年劣化の進展による発電機電圧調整器用電磁開閉器コイル絶縁物のひび割れ



経年劣化による可動部の摩耗，変色が著しい11kV 発電機キュービクル内遮断器,断路器
(左：遮断器アーク痕が吹出している 右：断路器アーク痕による熱的変色)



経年劣化による主要変圧器 11kV ブッシングの油漏れの応急処理状況



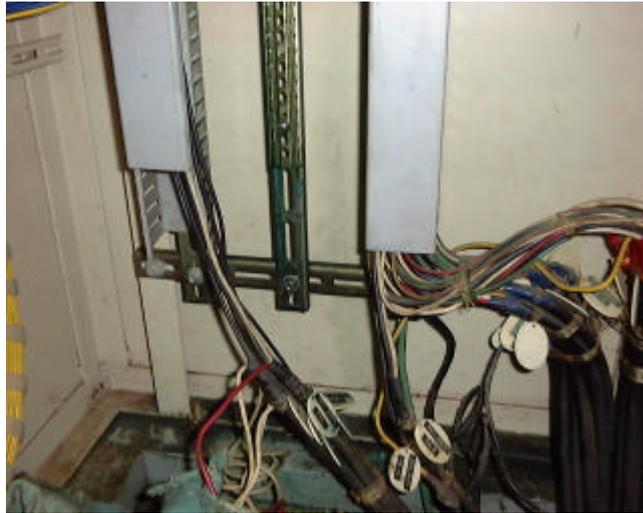
経年劣化による 115kV 断路器の通電部の変色(左)と操作箱の発錆とパッキン腐食(右)



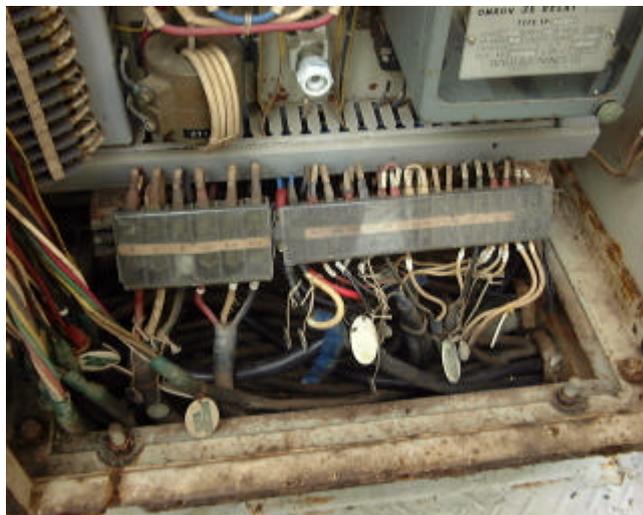
115kV1号送電線用変流器の経年劣化によるパッキン腐食により漏油



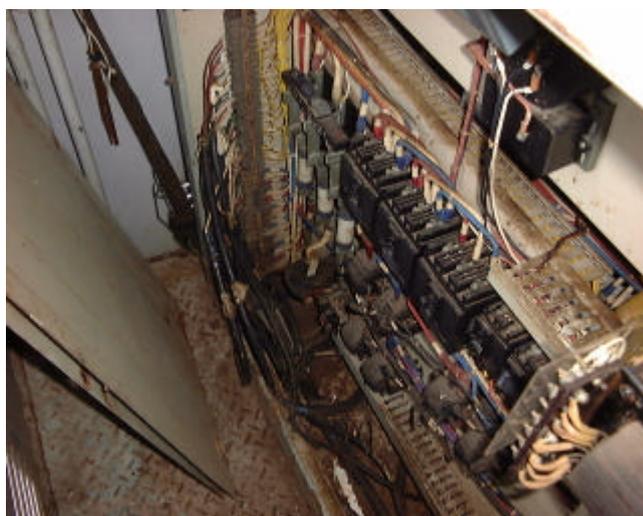
寿命末期の発電所制御用バッテリー(左：内部の異物の沈殿 右：ケースのひび割れ，端子の発錆)



劣化により制御ケーブルの被覆が液化している取水口ゲート遠隔操作盤



劣化により制御ケーブルの被覆が液化している取水口ゲート現場操作盤
端子台は腐食している



端子台が腐食し補助リレーも劣化しているガントリークレーンの操作盤

図表リスト

< 図 >

図 2-1	ラオス電力公社（EDL）の組織図	2-1
図 2-2	ナムグム第一水力発電所の組織図	2-2
図 3-1	ナムグム貯水池の水位及び水車の基準有効落差	3-2
図 3-2	ナムグム第一水力発電所補修計画主要設備	3-13

< 表 >

表 1-1	中央-1 地域の発電設備	1-1
表 1-2	中央-1 地域の電力需要並びに発電設備容量	1-2
表 1-3	中央-1 地域の発電設備計画	1-2
表 1-4	輸出額に占める電力輸出の割合	1-3
表 1-5	ナムグム第一水力発電所の開発推移	1-4
表 1-6	電力セクターにおける技術協力派遣個別専門家	1-4
表 1-7	電力セクターにおける開発調査	1-5
表 1-8	電力セクターにおけるプロジェクト方式技術協力	1-5
表 1-9	電力セクターにおける有償資金協力案件	1-5
表 1-10	電力セクターにおける無償資金協力案件	1-6
表 1-11	ナムグム第一水力発電所に関連する他のドナー国・機関の開発調査	1-6
表 1-12	ナムグム第一水力発電所に関連する他のドナー国・機関の資金協力	1-7
表 2-1	ラオス電力公社（EDL）の歳入・歳出	2-2
表 3-1	有効落差、水車流量と出力の関係	3-2
表 3-2	水車出力を増加した場合の水車特性への影響	3-3
表 3-3	出力増加による追加費用	3-4
表 3-4	標準使用状態とサイトの自然条件	3-5
表 3-5	納入交換部品リスト	3-19
表 3-6	納入保守工具リスト	3-19
表 3-7	納入測定機器リスト	3-20
表 3-8	各設備の契約ロットによる分類	3-23
表 3-9	業務実施工程表	3-30
表 3-10	ナムグム第一水力発電所の維持管理費	3-35
表 3-11	通常交換部品リスト（1年分）	3-35
表 3-12	分解点検時に新規購入が必要な部品	3-36
表 4-1	計画実施による効果と現状改善の程度	4-1

略語集

ACSR	: Aluminium Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミニウムより線
ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
BOT	: Build-Operation-Transfer	建設・運営・移管、民間開発の手法
EGAT	: Electricity Generating Authority of Thailand	タイ発電公社
EDF	: Electricite du France	フランス電力公社
EDL	: Electricite du Laos	ラオス電力公社
GDP	: Gross Domestic Product	国内総生産
GWh	: Gigawatt-hour	ギガワット時 = 十億ワット時
IBRD	: International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行 = 第一世銀
IDA	: International Development Association	国際開発協会 = 第二世銀
IEC	: International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IPP	: Independent Power Producer	独立発電事業者
JEC	: Japanese Electromechanical Committee	電気学会・電気規格調査会
JIS	: Japanese Industrial Standard	日本工業規格
LLDC	: Least among Less-Developed Countries	後発開発途上国
MIH	: Ministry of Industry and Handicraft	工業手工芸省
MVA	: Megavolt-ampere	メガボルトアンペア
MW	: Megawatt	メガワット = 百万ワット
NDF	: Nordic Development Fund	ノルウェー開発基金
OJT	: On-the-job Training	職場での職業訓練
OPEC	: Organization of Petroleum Exporting Countries	石油輸出国機構

要約

ラオス国は水力資源に恵まれているが、他の有力な代替エネルギーは有していない。開発可能な包蔵水力は 1,800 万 kW と大きいですが、現在までに開発された水力発電設備は 63 万 kW とその 3 % にすぎない。同国の水力発電は、国内需要家への電力供給ばかりでなく、発電電力を近隣諸国に売電する主要な輸出産業であり、貴重な外貨獲得源ともなっている。そのため、多数の国際機関・他国からの援助やラオス政府資金と外国民間資金の共同出資により積極的な水力発電開発が計画されている。新規水力発電計画の事業化は電力輸出による売電収入に大きく影響されるが、1997 年 7 月のタイ経済危機に端を発した、ラオス通貨キップの暴落、輸出電気料金の見直し、資金調達の遅れ等により、いずれの水力発電所建設計画にも遅れが生じている。

ラオス国内は、1 首都圏、16 県と 1 特別地域から成るが、電力の地域区分は北部、中央-1、中央-2、南部の 4 ブロックに分けられている。現在、それぞれを連系する送電設備はない。中央-1 地域は、ヴィエンチャン首都圏、5 県及び 1 特別地域から成る。中央-1 地域の家電化率は、ヴィエンチャン首都圏 (58 万人) でこそ 95.0 % に達しているが、中央-1 地域全体 (210 万人) では 44.8 % に過ぎない。現在、同地域の電化率向上を目的とした中央・北部送配電計画が 2003 年の完成を目指して進行中であることから、同地域の電力需要は年率約 9 % の増加が見込まれている。

以上のように、中央-1 地域では電力需要の高い伸びが見込まれている一方で、新たな水力発電開発は遅れている。仮に、新設発電所の建設が 2007 年以降に遅れた場合には、2007 年には同地域の電力需要が発電設備容量 212.6 MW を越えて、電力供給不足になることが懸念されている。

ナムグム第一水力発電所は、首都ヴィエンチャンの北方約 90 km のメコン川支流ナムグム川に位置し、1966 年から三期にわたる工事により完成した設備容量 150 MW、年間発電電力量 1,000 GWh を有するラオス電力公社最大の発電所である。当該発電所の 1・2 号機は運転開始から既に 30 年が経過し、経年劣化や腐食により健全性が低下している。特に、1・2 号機の発電機、主要変圧器、開閉機器、制御機器等の電気設備は、現在まで一度も本格的な補修が実施されておらず、標準的な耐用年数 (25 年程度といわれている) を過ぎて使用されているため、重大な事故・故障の発生が危惧されている。現に、1999 年 12 月には 115 kV 遮断器が経年劣化のため操作不能になり、電力供給の停止を招く大事故が発生した。一方、1・2 号機の水車設備は、運転開始後 10 年目に当たる 1980 年に我が国の無償資金協力「ナムグムダム水力発電所補修計画」(6.54 億円)により水車の分解補修が実施されたが、その後既に 18 年以上が経過し、腐食や壊食の進行が懸念されている。

ナムグム第一水力発電所は首都ヴィエンチャンを含む中央-1 地域に電力を供給しているほか、国内需要の余剰電力をタイに売電している。中央-1 地域の電力需要はラオス国全体の 71 % (1999 年) を占めているが、当該発電所は、2000 年 6 月にナムルック水力発電所 (60 MW、230 GWh) が完成した後も、中央-1 地域の年間総発電電力量 (1,244 GWh) の 80 % を占める最重要発電所である。国内の電力需要は確実に増加しており、他の有力な代替エネルギーが存在しない当国にとって、電力需要の大部分を賄っている当該発電所の補修は電力安定供給のため緊急を要する。

このような状況の下、ラオス国政府は我が国にナムグム第一水力発電所 1・2 号機の補修に係る無償資金協力を要請したものである。

この要請に対し日本国政府は、本計画にかかる基本設計調査を行なうことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施した。当事業団は 2001 年 1 月 22 日より 2 月 25 日まで基本設計調査団をラオス国へ派遣した。調査団はラオス政府関係者と協議を行なうとともに、計画対象地域における現地調査を実施した。本調査の目的は本計画の必要かつ最適な内容及び規模を検討

すると共に、その効果並びに無償資金協力案件としての妥当性を確認することである。帰国後の国内作業の後、同年5月9日から5月25日まで基本設計概要説明調査団をラオス国へ派遣した。

本計画は、ナムグム第一水力発電所1・2号機の原形復旧及び機能回復を目的とするラオス国側ナムグム第一水力発電所補修プロジェクトの実施に資するため、1・2号機及びそれらの運転に不可欠な所内共通設備の補修に必要な資機材の調達及び据付を行なうための資金を提供するためのものである。本補修計画は、次の基本方針に基づき策定した。

- 1) 長期的な継続運転を可能にする補修内容とする。
- 2) 補修は原形復旧・機能回復を原則とする。ただし、補修部品やスペアパーツが既に製造されていない等の理由から、原形復旧が不経済な場合は、その設備は現在の技術にて製造されるものに更新する。
- 3) 原則として、補修の必要性及び緊急性の高い項目のみを対象とする。
- 4) 劣化・老朽化は認められるが、全号機分を同時に更新しないと効果が期待できない設備については、必要最少限の補修・改造にとどめる。
- 5) 旧式な構造で潤滑材のグリースが漏れて水質汚染を起こしている設備、並びに、劣化の進行により環境汚染が発生する恐れのある設備は、構造の変更または更新により環境保全を図る。
- 6) 1・2号機の建設後、ダム の運用水位が5m高く変更されたことにより水車流量が減少しているため、原設計の水車流量を流せるよう機能回復を図る。(結果として、1・2号機の出力は各々2.5MW増加する)

ラオス国側の要請内容を上記の基本方針にて検討の結果、次の協力が最適案であると判断される。

機材名称	内容
1. 水車	補修
2. 発電機	補修(励磁装置は更新)
3. 取水口ゲート及びその制御盤	補修(現場制御盤は更新)
4. 保護継電器	過電流継電器の予備品納入
5. 调速機及び圧油システム	補修(调速機は更新)
6. 空気圧縮機	補修
7. 給水システム・排水システム	補修(排水ポンプ1台は更新)
8. 天井クレーン	補修
9. 主要変圧器	更新(消火装置は補修)
10. 11kV配電盤	更新
11. 110V蓄電池、充電器及び直流配電盤	更新
12. 115kV開閉所設備及び母線	補修(一部更新)
13. 所内変圧器	22/0.38kV変圧器のみ更新
14. 制御盤	補修(一部更新)
15. ガントリー・クレーン	運転操作盤のみ更新

本計画の全体工程は、交換公文（E/N）の締結から補修工事の完了まで 25 ヶ月を要する。この内、実施設計期間は約 4 ヶ月間、また、機材調達期間は設計製作、輸送、工事、現場試験、技術移転を含めて約 21 ヶ月間である。なお、本計画は、国債案件として、2002 年度、2003 年度および 2004 年度の 3 年度に分けて実施する。

本計画の概算事業費は約 12.05 億円（日本側 12.03 億円、ラオス国側 0.02 億円）と見込まれる。

本計画の実施により、以下の効果が期待できる。

- 1) 1・2 号機の機能及び運用上の信頼性・安全性が回復し、設備寿命が延びる。
- 2) 1・2 号機の発電機定格出力がそれぞれ 15 MW から 17.5 MW に増加する。これにより、発電所最大出力は合計 5 MW 増加し、150 MW から 155 MW に増加するので、当該発電所における年間総発電収入も増加する。
- 3) 1・2 号機の原形復旧及び機能回復により、1・2 号機はこれまでの高稼働率を維持できる。その結果、電力供給に対する信頼度が増し、ナムグム第一水力発電所は国内電力供給並びに余剰電力による外貨獲得において重要な役割を継続することができる。
- 4) 1・2 号機の保守頻度及び故障発生率が低減し、維持管理費が軽減できる。
- 5) 水車・発電機の分解組立技術の移転を通じて、ラオス側が独自に定期的なオーバーホールや万一の故障・事故に対応できるようになる。また、若手技術者にとって絶好の機会であり、人材の育成が図れる。

本計画の直接的な裨益対象はナムグム第一水力発電所であるが、当該発電所はヴィエンチャン首都圏を含む中央-1 地域の電力供給の大半を賄っている主要発電所であり、その電力安定供給力の回復は中央-1 地域の住民にも間接的な裨益をもたらすものである。また、本計画は中央-1 地域における地方電化率の向上、電力輸出による外貨獲得への継続的な貢献、並びに当該発電所の運営・維持管理技術の向上に資するものである。他方、新たな施設の建設はないため、プロジェクトの実施がサイト及びその周辺環境を変化させることはない。本計画は、我が国の無償資金協力の制度により、特段の困難なくプロジェクトが実施可能である。

本プロジェクトは、前述のように多大な効果が期待されると同時に、本プロジェクトが広く住民の基礎的生活条件の向上にも寄与するものであることから、協力対象事業の一部に対して、我が国の無償資金協力を実施することの妥当性が確認される。さらに、本プロジェクトの運営・維持管理についても、相手国側体制は人員・資金ともに十分で問題ないと考えられる。しかし、以下の点が先方実施機関により改善・整備されれば、本プロジェクトはより円滑かつ効果的に実施しうると考えられる。

- 1) 各設備の消耗部品及び磨耗部品の適宜交換及びそれら部品購入に必要な予算の確保
- 2) 定期点検の実施、特に、水車発電機の分解による精密点検の実施
- 3) 運転保守記録の徹底

目次

序文

伝達状

位置図 / 完成予想図 / 写真

図表リスト / 略語集

要約

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題.....	1-1
1-1-1 現状と課題.....	1-1
1-1-2 開発計画.....	1-2
1-1-3 社会経済状況.....	1-3
1-2 無償資金協力要請の背景・経緯.....	1-3
1-3 我が国の援助動向.....	1-4
1-4 他ドナーの援助動向.....	1-6

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制.....	2-1
2-1-1 組織・人員.....	2-1
2-1-2 財政・予算.....	2-2
2-1-3 技術水準.....	2-3
2-1-4 既存施設・機材.....	2-3
2-2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況.....	2-4
2-2-1 関連インフラの整備状況.....	2-4
2-2-2 自然条件.....	2-5
2-2-3 その他.....	2-5

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要.....	3-1
3-2 協力対象事業の基本設計.....	3-1

3-2-1	設計方針	3-1
3-2-1-1	基本方針	3-1
3-2-1-2	水車流量の回復に関する検討	3-2
3-2-1-3	自然条件に対する方針	3-5
3-2-1-4	適用規格に対する方針	3-6
3-2-1-5	現地業者、現地資機材活用の方針	3-6
3-2-1-6	維持・管理の技術移転に係る方針	3-6
3-2-1-7	資機材の設計範囲、レベルに対する方針	3-6
3-2-1-8	工期に係る方針	3-7
3-2-2	基本計画	3-8
3-2-3	基本設計図	3-21
3-2-4	調達 / 施工計画	3-22
3-2-4-1	調達方針	3-22
3-2-4-2	施工方針	3-24
3-2-4-3	調達上 / 施工上の留意事項	3-26
3-2-4-4	施工区分	3-27
3-2-4-5	調達 / 施工監理計画	3-27
3-2-4-6	品質管理計画	3-29
3-2-4-7	実施工程	3-29
3-3	相手国側分担事業の内容	3-31
3-4	プロジェクトの運営・維持管理計画	3-33
3-5	プロジェクトの概算事業費	3-34
3-5-1	協力対象事業の概算事業費	3-34
3-5-2	運営・維持管理費	3-35
第4章 プロジェクトの妥当性の検証		
4-1	プロジェクトの効果	4-1
4-2	課題・提言	4-2

4-3 プロジェクトの妥当性	4-2
4-4 結論	4-3

[図面]

[資料]

1. 調査団員・氏名
2. 現地調査行程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 当該国の社会経済事情（国別基本情報抜粋）
5. 討議議事録（M/D）
6. 協力対象事業の概要
7. 収集資料リスト
8. 参考資料

第1章

プロジェクトの背景・経緯

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

(1) 水力発電開発

ラオス国のエネルギー供給は薪によるものが90%であり、残りは電力が5%、石油が5%となっている。同国は水力資源に恵まれているが、他の有力な代替エネルギーは有していない。開発可能な包蔵水力は1,800万kWと大きいですが、現在までに開発された水力発電設備は63万kWとその3%にすぎない。また、同国の水力発電は、国内需要家への電力供給ばかりでなく、発電電力を近隣諸国に売電する主要な輸出産業であり、貴重な外貨獲得源ともなっている。そのため、多数の国際機関・他国からの援助やラオス政府資金と外国民間資金の共同出資により積極的な水力発電開発が計画されている。

しかし、新規水力発電計画の事業化は、タイ国への電力輸出による売電収入により影響される。実際1997年7月のタイ経済危機に端を発した、ラオス通貨キップの暴落、輸出電気料金の見直し、資金調達の遅れ等により、いずれの水力発電所建設計画にも遅れが生じている。

(2) 地方電化

ラオス国の家庭電化率は全国(509万人)で31.8%(1999年)に過ぎず、地方電化が遅れている。このためラオス政府は、国民の生活水準の向上と、地域格差、森林伐採や焼畑農耕による国土の荒廃等の問題の解決を目標として、地方電化を推進している。現在、国際機関・国からの援助により電化率向上のため送配電網の拡張整備が実施されているが、一部の地域に限られており、全国的な送配電網の整備が求められている。

(3) 電力の地域区分

ラオス国内は、1首都圏、16県と1特別地域から成るが、電力の地域区分は北部、中央-1、中央-2、南部の4ブロックに分けられている。現在、それぞれを連系する送電設備はないため、地方においては、タイ及びヴィエトナムから電力を輸入せざるを得ない状況にある。

中央-1地域は、ヴィエンチャン首都圏、5県及び1特別地域から成り、ナムグム第一水力発電所及びナムルック発電所で発電された電力が115kV送電線により供給され、余剰電力はタイに売電されている。ナムグム第一水力発電所は1,000GWhの年間発電電力量を有し、中央-1地域の電力供給の大半を担っている。

表 1-1 中央-1地域の発電設備

発電所名	出力	完成	タイプ	運営	国内供給可能分	
ナムグム第一	150 MW	1971	国内向け	EDL	150 MW	1,000 GWh
ナムドン	1 MW	1991	国内向け	EDL	1 MW	5 GWh
ナンパオ	2 MW	1998	国内向け	県営	1.6 MW	7 GWh
ナムルック	60 MW	2000	国内向け	EDL	60 MW	234 GWh

(4) 中央-1 地域の電力事情

中央-1 地域の家庭電化率は、ヴィエンチャン首都圏（58 万人）でこそ 95.0 % に達しているが、中央-1 地域全体（210 万人）では 44.8 % に過ぎない。現在、同地域の電化率向上を目的とした中央・北部送配電計画が 2003 年の完成を目指して進行中であることから、同地域の電力需要は年率約 9 % の増加が見込まれている。

表 1-2 中央-1 地域の電力需要並びに発電設備容量

(単位：MW)

	実績				予測			
	1994	1996	1998	2000	2001	2003	2005	2007
地域電力需要	55.7	70.6	90.1	116.4	131.1	164.5	178.9	224.2
発電設備容量	151.0	151.0	152.6	212.6	212.6	212.6	(262.6)	(321.3)

(出典) EDL System Planning, 1999 - 2010

以上のように、中央-1 地域では地方電化が推進され、電力需要の高い伸びが見込まれている一方で、新たな水力開発は遅れている。仮に、新設発電所の建設が 2007 年以降に遅れた場合には、2007 年には同地域の電力需要が発電設備容量 212.6 MW を越えて、電力供給不足になることが懸念されている。

1-1-2 開発計画

ラオス国は、第 7 回党大会（2001 年）において、2020 年までに後発開発途上国（LLDC）からの脱却、国民所得 3 倍増等を目指した長期目標を策定している。この長期目標を達成するための戦略として、インフラ基盤の整備が掲げられており、電力供給網の拡大及び水力発電開発がその重点項目に挙げられている。

水力発電開発計画は、国内向けと輸出向けに分類して進められている。国内向け水力プロジェクトは国内需要に対して供給することを目的としており、100 MW 以下の中・小水力を対象として、EDL が開発するものである。また、輸出向け水力プロジェクトは電力輸出による外貨獲得を目的とし、100 MW 以上の中・大規模水力を対象に、BOT として IPP（独立発電事業者）が行うものである。ラオス電力公社の開発計画（1999 - 2010 年）によれば、2010 年までに新たに全国で 13 地点の水力発電所建設計画があり、ナムグム第一水力発電所の属する中央-1 地域においても次の 5 地点が計画されている。

表 1-3 中央-1 地域の発電設備計画

プロジェクト	出力	完成	タイプ	運営	国内供給可能分	
ナムマン第三	50 MW	(2005)	国内向け	EDL	50 MW	160 GWh
ナムモ	100 MW	(2006)	輸出向け	IPP	5 MW	33 GWh
ナムグム第二	615 MW	(2007)	輸出向け	IPP	30.7 MW	112 GWh
ナムグム第三	460 MW	(2007)	輸出向け	IPP	23 MW	102 GWh
ナムグム第四	54 MW	(2008)	国内向け	EDL	54 MW	236 GWh

これらの水力発電計画に関しては、世銀の資金にて「ラオスの水力発電開発戦略(Hydropower Development Strategy for Lao PDR)」が2000年にまとめられ、国内向け及び輸出向け水力発電計画から各々15プロジェクトを選び、その開発優先順位付けが行われている。また、アジア開発銀行の資金にて「電力セクター戦略調査(Power Sector Strategy Study)」が2001年に実施され、すべての発電開発計画の見直しや開発規模の再検討を行なっている。

1-1-3 社会経済状況

ラオス国では、1986年の「新経済メカニズム」の導入以降、経済活動は活発化し、国内総生産(GDP)の成長率は年率6.7%と堅調に推移してきた。しかし、財政収支及び貿易収支は慢性的な赤字となっている。

ラオス経済の中心は農林業(米、豆、木材等)であり、GDPの5割以上を占めるとともに労働人口の約80%が従事している。近年の産業化・近代化政策により、農業部門のGDPシェアは低下傾向にある一方、工業部門やサービス部門のシェアが年々増加しており、1999年における産業別GDP構成比は、農業部門51.2%、工業部門22.9%、サービス部門25.9%となっている。

同国は電力、木製品、コーヒーが3大輸出産品で、これらで輸出総額の71%(1989年)を占めていたが、産業の多様化の進展に伴い、そのシェアは1999年では55%に下がっている。なお、電力輸出は1980年代半ばまで輸出額全体の約60%と最大のシェアを占めていたが、その後、国内需要の増加で売電量が減り、かつ輸出電気料金の値下げのために輸出額が減少していること、また、木材、織物、オートバイ等の他製品の輸出が大幅に増加したことにより、電力の輸出シェアは減少傾向にある。しかし、1998年以降は独立発電事業者(IPP)による輸出向け水力発電所2箇所が運転開始したことにより電力輸出が再び増加している。

表 1-4 輸出額に占める電力輸出額の割合

(単位：百万ドル)

	1984	1990	1995	1996	1997	1998	1999
輸出総額	44	79	313	321	317	341	311
電力輸出額	25	19	24	30	21	67	82
電力輸出割合	56.8%	24.1%	7.7%	9.3%	6.6%	19.6%	26.4%

(出典) ADB、Key Indicators for Developing Asian and Pacific Countries, 2000

1-2 無償資金協力要請の背景・経緯

ナムグム第一水力発電所は、首都ヴィエンチャンの北方約90kmのメコン川支流ナムグム川に位置し、1966年から三期(表1-5「ナムグム第一水力発電所の開発推移」参照)にわたる工事により完成した設備容量150MW、年間発電電力量1,000GWhを有するラオス電力公社最大の発電所である。当該発電所の1・2号機は運転開始から既に30年が経過し、経年劣化や腐食により健全性が低下している。特に、1・2号機の発電機、主要変圧器、開閉機器、制御機器等の電気設備は、現在まで一度も本格的な補修が実施されておらず、標準的な耐用年数(25年程度といわれている)を過ぎて使用されているため、重大な事故・故障の発生が危惧されている。現に、1999年12月には115kV遮断器が経年劣化のため操作不能になり、電力供給の停止を招く大事故が発生した。一方、1・2号機の水車設備は、運転開始後10年目に当たる1980年に我が国の無償資金協力「ナムグムダム水力発電所補修計画」(6.54億円)により水車の分解補修が実施されたが、その後既に18年以上が経過し、腐食や壊食の進行が懸念されている。

ナムグム第一水力発電所は首都ヴィエンチャンを含む中央-1 地域に電力を供給しているほか、国内需要の余剰電力をタイに売電している。ラオス国の電力需要は中央-1 地域に集中しており、同地域の電力需要はラオス国全体の 71 % (1999 年) を占めている。ナムグム第一水力発電所は中央-1 地域の主要発電所であり、同地域の年間総発電電力量の 80 % を占める最重要発電所である。中央-1 地域における新たな発電計画の実施見通しが不透明である一方で、国内の電力需要は確実に増加しており、電力需要の大部分を賄っている当該発電所の補修は電力安定供給のため緊急を要する。

このような状況の下、ラオス政府は我が国にナムグム第一水力発電所 1・2 号機の補修に係る無償資金協力を要請したものである。

表 1-5 ナムグム第一水力発電所の開発推移

工期	号機	出力	資金調達	完成年
第 1 期	1、2 号機	15 MW x 2 台	日本を含む 8 カ国の無償資金援助及び 1 カ国の有償資金援助	1971
第 2 期	3、4 号機	40 MW x 2 台	アジア開発銀行と日本を含む 10 カ国の有償資金援助	1978
第 3 期	5 号機	40 MW x 1 台	第 2 世銀 (IDA) と石油輸出国機構 (OPEC) の有償資金援助及びラオス政府自己資金	1984

1-3 我が国の援助動向

ラオス国は大メコン圏の中央に位置する内陸国であり、中央計画経済から市場経済への移行を推進しているが、我が国は、同国の開発がインドシナ半島全域の政治的安定と経済的繁栄にとって重要な役割を果たすとの認識の下、人造り、基礎生活分野、農林業、インフラ分野に重点を置いた援助を行なっている。

我が国は、ラオス国にとり第一位の援助国である。電力セクターにおいても、技術協力、開発調査、有償資金協力、無償資金協力等数多くの支援を行なっている。電力セクター案件は以下の通りである。

(1) 技術協力

表 1-6 電力セクターにおける技術協力派遣個別専門家

指導科目	派遣先	協力期間
ナムグム発電所及びヴィエンチャン周辺変電所の電力施設維持管理	ラオス電力公社	1991 年 11 月 ~ 1992 年 3 月
水力発電計画及び設計	工業手工芸省電力局	1997 年 9 月 ~ 1999 年 8 月 1999 年 9 月 ~ 2001 年 8 月
電力システム計画	ラオス電力公社	1998 年 4 月 ~ 2001 年 3 月 2001 年 4 月 ~ 2003 年 3 月
電力系統解析	ラオス電力公社	1999 年 2 月 ~ 1999 年 3 月
電力環境評価	ラオス電力公社	2000 年 2 月 ~ 2000 年 3 月
送配電ロス低減の最適系統計画	ラオス電力公社	2001 年 1 月 ~ 2001 年 3 月

表 1-7 電力セクターにおける開発調査

案件名	実施年	概要
再生可能エネルギー利用地方電化計画調査	1998 年	地域に適した電力供給形態のモデル実証を行ない、未電化地区の太陽光発電・小水力発電を利用した電化を促進することを目標とする。
ナムニアップ I 水力発電開発計画調査	1998 年	ヴィエンチャン北東約 100km 地点のメコン川左岸に流れ込むナムニアップ川の中流部に最適な貯水池式水力発電計画を策定する。
送変電設備マスタープラン調査	2001 年	国内の電力供給に最適な 2020 年までの送変電設備の開発マスタープランを策定する。

表 1-8 電力セクターにおけるプロジェクト方式技術協力

案件名	協力期間	概要
ラオス電力技術基準整備	2000 年 5 月 ～ 2003 年 5 月	ラオスにおける電力技術基準ガイドラインの整備とこれを運用できる行政官の養成を目標とする。

(2) 有償資金協力

表 1-9 電力セクターにおける有償資金協力案件

案件名	実施年	供与限度金額	概要
ナムグムダム水力発電事業	1974 年	31.80 億円	ナムグム第一水力発電所の第 2 期工事 3・4 号機発電設備 80 MW (40 MW x 2) の増設
	1976 年	20.10 億円	
ナムルック水力発電計画	1996 年	39.03 億円	最大出力 60 MW (30 MW x 2) を有する水力発電所の建設 当該発電所からの放流水は、ナムグム貯水池に流入し、ナムグム第一水力発電所の発電電力量の増加にも寄与している。

(3) 無償資金協力

表 1-10 電力セクターにおける無償資金協力案件

案件名	実施年度	供与限度金額	概要
ナムグム河開発基金協定	1966 年	17.86 億円	国連メコン委員会の主導により建設されたナムグム第一水力発電所の第 1 期工事 発電設備は 1・2 号機で出力は 30 MW (15 MW x 2)
ナムグムダム水力発電所補修計画	1980 年	6.54 億円	1971 年に運転開始した 1・2 号機発電設備の分解補修
ヴィエンチャン地区変電所補修計画	1985 年	6.40 億円	ナムグム第一発電所が電力供給を担うヴィエンチャン地区の既設 6 変電所の補修
	1986 年	5.13 億円	
ナムグム水力発電所補修計画	1989 年	4.87 億円	1978 年に運転開始した 3・4 号機発電設備の分解補修
	1990 年	3.96 億円	

1-4 他ドナーの援助動向

ナムグム第一水力発電所に関しては、他の援助機関により下記の調査及び資金協力が実施されている。

(1) 他のドナー国・機関による開発調査

表 1-11 ナムグム第一水力発電所に関連する他のドナー国・機関の開発調査

機関	案件名	実施年	概要
IDA	ナムグム第一水力発電所増設計画フィージビリティ及びエンジニアリング・スタディ	1995 年	1・2 号機の出力を各々 10 MW 増強するとともに、出力 40 MW の水車・発電機 1 台を 6 号機として増設し、ナムグム第一水力発電所の出力を現在の 150 MW から 210 MW に増加する計画
IDA	同上の追加調査	1996 年	上記の 6 号機増設計画がフィージブルとならなかったため、1・2 号機の出力増加だけを対象として実施された追加調査である。

(2) 他のドナー国・機関による資金協力

表 1-12 ナムグム第一水力発電所に関連する他のドナー国・機関の資金協力

機関	案件名	実施年	金額 (百万ドル)	概要
IDA OPEC	ナムグム水力発電計画	1984年 (完成)	20.00	ナムグム第一水力発電所の第3期工事 5号機発電設備 40 MW (40 MW x 1) の増設
ADB	ナムソン川転流計画	1996年 (完成)	19.00	ナムソン川を堰き止め、その水をナムグム貯水池に転流し、ナムグム第一発電所の発電電力量の増加を図る計画
ADB NDF EDF	中央・北部送配電線 拡張計画	1998年 (実施中)	30.00 5.90 3.95	ナムグム第一発電所の属する送電系統を拡張して、中央・北部地域の電化率向上を図るための 地方電化促進事業

なお、ナムグム第一水力発電所フィージビリティ及びエンジニアリング・スタディの結果を受け、第一世銀（IBRD）の資金にて「ナムグム第一水力発電所増出力及びスペアパーツ供給計画」として、1997年に1・2号機の出力量増加工事の入札が行われた。入札業者との契約交渉まで行われたが、入札金額が予算よりも高くて合意に至らなかったため、この計画はキャンセルされた。

現在は、他の援助機関によるナムグム第一水力発電所に関連する計画は何もない。

第2章

プロジェクトを取り巻く状況

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

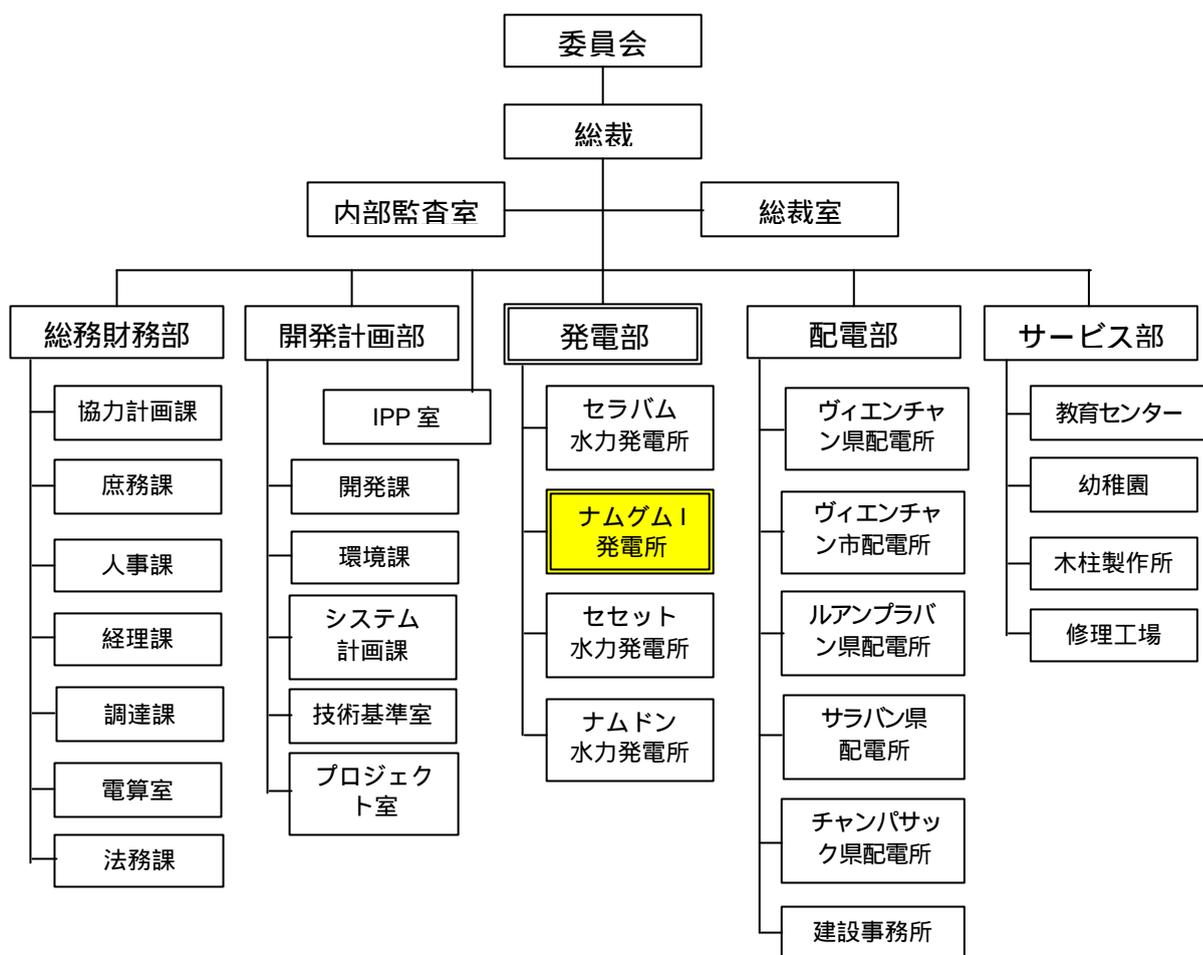
2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

ラオス国の電力事業は工業手工芸省が統括している。工業手工芸省内の電力局が電力開発全般に関わる責務を遂行しており、主に電力政策及び電力計画（発電、送電、配電、地方電化を含む）を策定している。

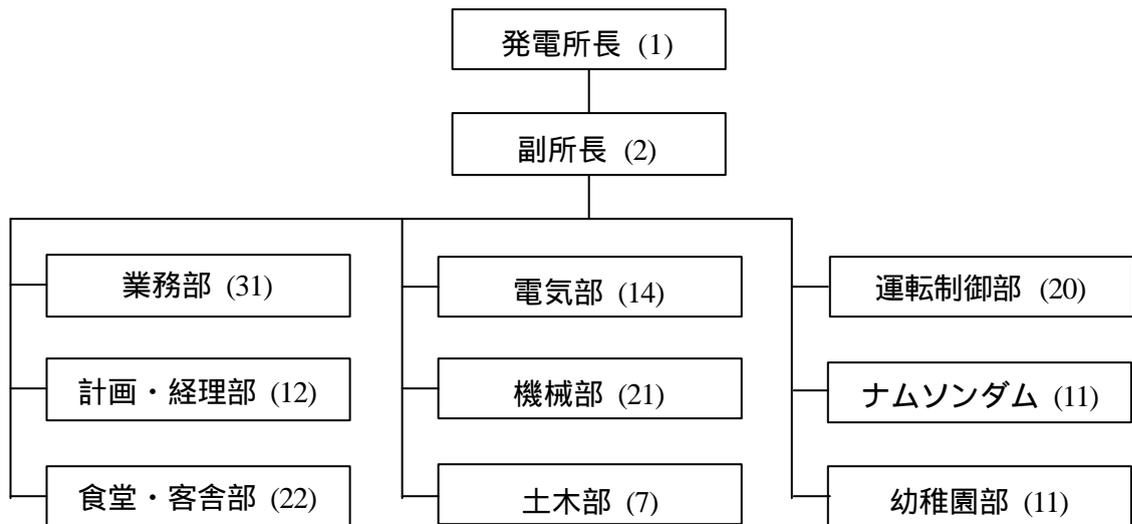
本プロジェクトの実施・運営機関は、国営企業で工業手工芸省が直轄するラオス電力公社（EDL: Electricite du Laos）である。EDLは、発電から送配電まで一貫した国内の電力供給及び電力輸出のほか、IPP（独立発電事業者）プロジェクトに共同出資して建設・運営も行なっている。EDLの組織は、総務・財務、開発計画、発電、配電、サービスの5部門に分けられており、1998年時点の従業員は3,107名である。図2-1にEDLの組織図を示すが、本計画の実施担当部門は発電部である。

図2-1 ラオス電力公社（EDL）の組織図



また、ナムグム第一水力発電所は、EDLの発電部門の管轄下であり、2000年現在の発電所職員総数は152名である。図2-2にナムグム第一水力発電所の組織図を示す。

図 2-2 ナムグム第一水力発電所の組織図



(注) 括弧内は構成人員数

2-1-2 財政・予算

ラオス電力公社 (EDL) の歳入・歳出の実績値及び想定値を表 2-1 に示す。

表 2-1 ラオス電力公社 (EDL) の歳入・歳出

(単位：百万キップ)

	1998	1999	2000	2001
歳入	121,400	373,576	507,505	531,969
歳出	128,793	326,723	503,278	582,496
収支 (税引後)	-7,393	46,908	4,227	-50,527
歳出のうち運営維持管理費	-	184,396	122,181	212,099
- 設備修理・保守費	-	92,786	29,594	67,813
- 買電費 (輸入& IPP 電力)	-	50,271	44,913	87,143
- 賃金及び社会保障費	-	14,849	18,472	20,312
- 運営管理費、その他	-	26,489	29,202	36,824

歳入の主なものは、国内販売と輸出売電である。歳入の伸びは、1999年2月より国内電気料金の値上げが実施され、その後も2001年度末まで毎月3.0~3.5%ずつ値上げされること、国内電力消費量の増加、EDLが資本参加しているIPP発電所の電力輸出増加に伴う配当金収入の増加、等が寄与している。

一方歳出は、運営維持管理費及びローン返済が大きなウェイトを占めている。EDLはアジア銀行、世銀等から総額2.5億ドルの借款を抱えているが、その殆どはUSドル建てである。その返済額の増加とともに、為替安も歳出増加の一因となっている。

2-1-3 技術水準

ナムグム第一水力発電所の維持管理は、当該発電所の電気部、機械部、土木部が担当しているが（図 2-2 参照）、発電設備の修理・保守担当者は電気部と機械部の 24 名の技術員である。彼らは、水車・発電機を独自で分解・再組立をする技能こそ有していないが、過去 30 年間発電所の維持管理をしてきた実績と、日常点検及び性能確認試験を実施するだけの知識・能力がある。本プロジェクトで水車・発電機の分解・組立技能に関する技術移転を行なう予定であるが、その技能を習得することにより、補修後の発電設備の維持管理には十分に対応できる。

2-1-4 既存施設・機材

既存の 1 号機、2 号機及び関連する所内共通設備は、発電所職員の献身的な維持管理業務に支えられて、外見上は良好な状態を保っている。しかし、30 年にわたる長期運転の結果、腐食や経年劣化により、それらの電氣的、機械的な性能及び使用上の信頼性・安全性が低下している。主要な既存設備の現状は以下の通りである。

(1) 水車

水車は全般に腐食、侵食、壊食などの劣化によって損傷を受け、健全性が低下しているため、補修による原形復旧が必要である。

また、ガイドベーン操作機構の軸受部及び水車軸封水部は、潤滑材としてグリースを使用する旧式な構造のため、グリースが外部に流れやすく、水車室内の作業環境や水質の汚染原因となっている。この問題を解決するためには、グリースを使用しない構造への変更が必要である。

(2) 発電機

発電機の固定子巻線は経年劣化により巻線が緩んでいる兆候が見られる。運転履歴による絶縁診断法によれば、固定子巻線の絶縁性能が低下している。このまま放っておくと運転に支障を来す恐れがあるため、固定子巻線の巻替が必要である。

また、空気冷却器には著しい発錆やパッキンの劣化が見られる。

(3) 主要変圧器

主要変圧器は、絶縁油の劣化、本体タンクや碍管等数力所からの漏油、11 kV 碍管の破損、制御箱内の腐食・発錆等が見られるほか、保守頻度も高くなっているため、寿命末期にあると判断される。

また、主要変圧器の消火装置は全ての火災感知器が劣化し使用不能となっているほか、水噴霧用注水ノズルも注水不良や注水方向がずれているものがあり、消火及び類焼防止機能が失われている。

(4) 水車调速機及び発電機励磁装置

水車调速機及び発電機励磁装置は、経年劣化により信頼性及び操作性が低下しているほか、頻繁に故障が発生しており、水車発電機の運転に支障を来している。これらは旧式な構造を採用しており、現在は製造中止となっているため、補修部品の調達は困難となっている。

(5) 開閉機器

11 kV 配電盤では、遮断器の操作不良が報告されているほか、計器用変圧器 8 個、コンデンサ 6 個、励磁変圧器 2 台、発電機接地変圧器の絶縁油に有害化学物質が使用されていることが判明した。

115 kV 断路器は、経年劣化により導電部の変色及び鋼性部分の著しい腐食・発錆が見られ、このままの状態では操作時にトラブルが多発する可能性がある。

なお、115 kV 遮断器は 1999 年 12 月に、また低圧配電盤は 2000 年 6 月に、いずれも発電機の停止に至る重大故障が発生したため、事故資金にて緊急更新された。

(6) 制御盤及び直流電源装置

発電機の運転監視盤及び自動制御盤、取水口ゲートの現場操作盤及び遠方操作盤、ガントリークレーンの運転操作盤等は、操作スイッチ、指示電気計器及び補助継電器の操作不良・破損により制御・運転操作に支障を来している。

また、蓄電池は寿命末期の症状が見られるほか、充電器及び直流配電盤は、変色、磨耗、絶縁テープの劣化等が見られる。

なお、保護継電器は、定期的に機能点検が実施されており、正常に動作することが確認されている。また、各継電器は、過電流継電器を除いて、予備品が確保されており、これらも良好な状態にある。したがって、保護継電器を補修する緊急性はない。

(7) 115 kV 母線導体

2000 年 6 月に完成したナムルック水力発電所の電力は、ナムグム第一水力発電所の 115 kV 母線を経由してヴィエンチャン首都方面に送電されている。それにも拘わらず、1・2 号機分の母線導体はサイズ変更をせずにそのまま使用されているため、電流容量が不足している。このまま放置すれば、電線寿命を短縮し、重大事故に発展する危険性がある。

(8) 発電流量

1・2 号機建設後にダムの運用水位が 5 m 高く変更されたため、1・2 号機の発電には原設計の流量が使用できなくなっている。

2-2 プロジェクト・サイト及び周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

(1) 道路

ヴィエンチャン首都からナムグム第一水力発電所までは、国道 13 号線経由または国道 10 号線経由の 2 ルートがあり、いずれの道路も全線で舗装されている。

本プロジェクトの最大輸送重量物は主要変圧器でその重量は約 30 トン、車両重量を含む総輸送重量は約 48 トンとなる。国道 13 号線経由の場合、途中 2 箇所小さな橋があるが、そこを避ける迂回路が利用できるため、資機材の輸送上には問題はない。

(2) 用地

現場事務所及び宿舍用地、並びに不用既設機材の保管場所も既に確保されている。

(3) 配電設備

ナムグム第一水力発電所周辺では 22 kV 及び低圧配電線が整備されている。低圧回路電圧は三相 380 V 及び単相 220 V である。発電所構内でも三相 380 V 及び単相 220 V の電気が利用できる。

(4) 電話設備

現場付近では電話線が整備されている。また、携帯電話はヴィエンチャン市内及びナムグム第一水力発電所周辺で利用できる。

2-2-2 自然条件

(1) 気象

気候は熱帯モンスーンに属し、11 月から 4 月までの乾季と 5 月から 10 月までの雨季に、はっきり分かれている。ナムグム第一水力発電所付近の年間降雨量は 2,500 mm、最高気温は 35 °C、最低気温は 15 °C、年平均気温は 27 °C である。

(2) 標高

標高は発電所サイトで海拔約 180 m、ダムサイトで海拔約 230 m である。

(3) 水質

ナムグム第一水力発電所貯水池の水質は次の通り報告されている。

	最小値	最大値	平均値
(a) 温度 (°C)	18.8	32.8	25.2
(b) pH	6.1	8.6	7.1
(c) 導電率 (mS/m)	4.5	14.1	9.0
(d) 溶存酸素量 (mg/liter)	1.1	7.8	4.1
(e) 燐 (mg/liter)	0.0	0.15	0.017
(f) シリカ (mg/liter)	3.3	7.6	5.2
(g) 浮遊物質 (mg/liter)	0.0	64.0	8.0

なお、ナムグム貯水池では、建設直後に水中で硫化水素が発生し、水車及び水配管の腐食の原因となったことがある。しかし、現在は硫化水素の濃度はかなり低くなっており、問題となっていない。

2-2-3 その他

本計画は既存発電所の補修であり、新たな施設の建設はないため、プロジェクトの実施がサイト及びその周辺の環境を変化させることはない。しかし、不用となる既存資機材は屋外の資材置場に保管される予定であるため、漏油等で環境汚染を引き起こすことのないように、その取扱い及び保管方法には厳重な注意が必要である。

第3章

プロジェクトの内容

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

ナムグム第一水力発電所は、設備容量 150 MW、年間発電電力量 1,000 GWh を有するラオス電力公社最大の発電所であり、1971 年の運転開始以来 30 年間、ヴィエンチャン首都圏を含む中央-1 地域に電力を供給しているほか、国内需要の余剰分をタイに売電しており、外貨獲得のためにも大きく貢献している。しかし、当該発電所の 1・2 号機は運転開始から既に 30 年が経過し、経年劣化や腐食により健全性が低下し、電力安定供給に支障を来すことが危惧されている。また、中央-1 地域では、地方電化のための送配電網整備が進められており、同地域の電力需要は今後も年率約 9 % の増加が見込まれているが、新たな水力発電開発は遅れている。

こうした状況下において、ラオス国政府は、国内需要家への電力安定供給及び電力輸出による外貨獲得への継続的な貢献のため、ナムグム第一水力発電所の電力安定供給力の回復を目標としている。

本プロジェクトは、上記目標を達成するために、1971 年に建設された同発電所の 1 号機、2 号機及びそれらの運転に不可欠な所内共通設備の補修及び更新を実施し、それらの原形復旧及び機能回復を図るものである。これにより、1・2 号機の電氣的、機械的な性能及び使用上の信頼性・安全性が建設当時の状態まで回復し、今後の長期連続運転が可能になると期待される。

本協力対象事業は、プロジェクトにおいて必要となる資機材を調達し、据付けるものである。

3-2 協力対象事業の基本設計

3-2-1 設計方針

3-2-1-1 基本方針

本補修計画は、次の基本方針に基づき策定した。

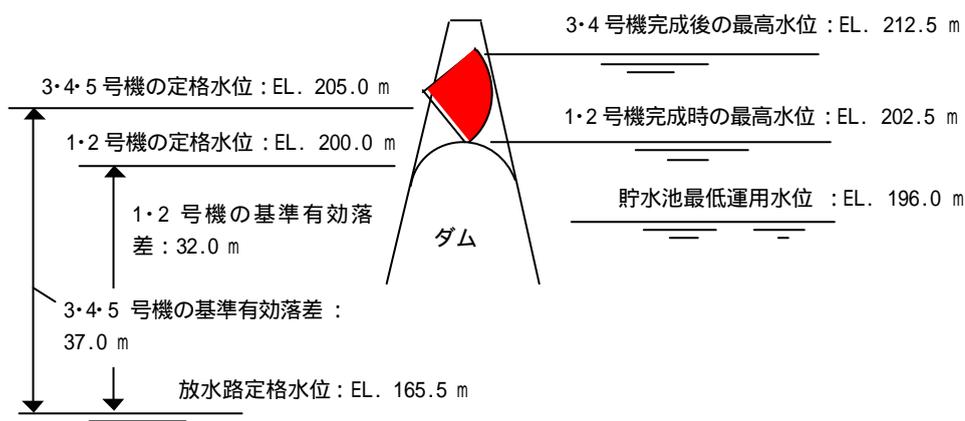
- (1) 長期的な継続運転が可能となる補修内容とする。水力発電設備の耐用年数は 50 年乃至 60 年と言われており、1・2 号機について今回大規模な補修を実施すれば、全面更新時期を迎えるまでの今後 20 ~ 30 年間の設備の延命が期待できる。本計画は、今後少なくとも 20 年間、1 号機及び 2 号機の継続運転を可能にすることを目標とする。
- (2) 補修は原形復旧・機能回復を原則とする。ただし、補修部品やスペアパーツが既に製造されていない等から、原形復旧が不経済な場合は、その設備は現在の技術にて製造されるものに更新する。
- (3) 原則として、補修の必要性及び緊急性の高い項目のみを本計画の対象とする。
- (4) 劣化・老朽化は認められるが、全号機分を同時に更新しないと効果が期待できない設備については、必要最少限の補修・改造にとどめる。
- (5) 旧式な構造で潤滑材のグリースが漏れて水質汚染を起こしている設備、並びに劣化の進行により環境汚染が発生する恐れのある部分は、グリースを使用しない構造への変更または更新により環境保全を図る。
- (6) 1・2 号機の建設後、ダム の 運用水位が 5 m 高く変更されたことにより水車流量が減少しているため、原設計の水車流量を流せるように機能回復を図る。

3-2-1-2 水車流量の回復に関する検討

(1) 検討経緯及び結論

3・4号機の増設時（第二期工事）に、ダム洪水吐けにゲートが据付けられた結果、ナムグム貯水池の水位が上昇し、1・2号機建設当時よりも最高水位で10 m、平均水位で5 m高くなった。水車発電機の出力を決定する基準有効落差は、1・2号機が32.0 mであるのに対し、3・4・5号機はこの水位上昇を考慮して1・2号機よりも5 m高い37.0 mに設定されている。

図 3-1 ナムグム貯水池の水位及び水車の基準有効落差



他方、発電設備の定格出力は各構成機器の設計上の能力により決められている。水車は出力を上げることが可能でも、それが他の機器の設計能力を上回る場合には、水車の出力を上げることができない。したがって、水車が基準落差よりも高い落差で運転する場合には、発電設備の定格出力を越えないように、水車流量を制限した運転を強いられる。有効落差37 mにおける1・2号機の最大使用流量は、定格流量の83 %である。現在、ナムグム発電所の発電用水は、ナムソン転流ダム及びナムルック発電所からの流入によって増加しているため、雨季にはダムから無効放流することもある。現に2000年は無効放流量が多くなっていた。

本計画においては、1・2号機の基準有効落差を、3・4・5号機との整合性を図って、37 mに変更し、水車流量を原設計流量まで回復させることを基本方針としている。1・2号機既存設備の能力及び必要となる仕様変更につき検討した結果、水車流量の回復は機械的に全く問題なく、結果として1・2号機の出力増加をもたらすが、その出力増加は技術的及び経済的に妥当であることが確認された。その検討内容を以下に示す。

(2) 水車

水車は、元々有効落差が32 mから45.5 mまでの範囲で運転できるように設計されており、有効落差37 mで原設計流量を流すことは、機械的に全く問題ない。

水車出力は有効落差と流量によって決定されるため、基準有効落差と水車流量を変更すれば、水車出力も変わる。表3-1に示す通り、基準有効落差を現在の運用に合わせて37 mとし、水車流量を原設計の55.4 m³/sに回復させれば、水車出力は18.3 MWに増加することになる。

表 3-1 有効落差、水車流量と出力の関係

	有効落差	水車流量	水車出力	発電機出力
原設計	32 m	55.4 m ³ /s	15.5 MW	15.0 MW
現在の運用	37 m	46.0 m ³ /s	15.5 MW	15.0 MW
基本案：原設計流量への回復	37 m	55.4 m ³ /s	18.3 MW	17.5 MW

また、水車出力を増加すれば、水車特性が変わる。その結果、水車出力増加の可否はその水車特性に左右されることになり、次の項目について技術的検討を行なった。

(a) 最大水圧

水車発電機が運転中に突然系統から解列された場合に、调速機的作用によって水車の水口（ガイドベーン）が急閉し、水撃作用によって水圧鉄管及び水車の水圧が上昇するが、その最大値を最大水圧という。最大水圧は、既存水車の保証値と同じ 65.4 m 以下とする。

(b) 最大速度変動率

水車発電機が運転中に突然系統から解列された場合に、過渡的に水車入出力のバランスが崩れて回転速度が上昇するが、その回転速度変化分の最大値を最大速度変動率という。フランス水車の最大速度変動率は 45～50 %を採用するのが一般的である。

(c) 吸出し高さ余裕

水車据付位置と水車出口側の放水路水位との差を吸出し高さという。吸出し高さは水車のキャビテーション（壊食）特性に大きく影響するが、キャビテーションが発生しないよう十分な吸出し高さが確保されなければならない。水車出力を変更すれば、計算上は吸出し高さが変わるが、水車据付位置は変更できないため、実際には吸出し高さの変更はできない。したがって、現在の吸出し高さで計算上十分な余裕があることを確認する。

上記各項目の検討書を資料 8 に示すが、その結果は下表のに示す通り、水車出力を増加しても水車特性上の問題は生じない。したがって、水車流量の回復による水車出力の増加は技術的に可能である。

表 3-2 水車出力を増加した場合の水車特性への影響

	水車出力	最大水圧	最大速度変動率	吸出し高さ余裕
原設計	15.5 MW	65.4 m	37 %	+ 1.12 m
本計画基本案	18.3 MW	65.4 m	44 %	+ 1.93 m
判定基準	-	65.4 m 以下	50 % 以下	+ 1.12 m 以上
判定	-	問題なし	問題なし	問題なし

(3) 発電機

本計画においては、発電機固定子は巻線のみを更新し、固定子鉄心及び回転子は現状のまま再使用する計画である。水車流量の回復により水車出力が増加されても、発電機出力

が増加しなければ 1・2 号機の出力増加は実現しない。ここでは固定子巻線の更新だけで発電機出力の増加が可能となるかを検討した。

更新される発電機固定子巻線は、最新の電線素材と絶縁素材を使用して製作されるため、電流容量が増加し、結果的に発電機出力の増加が可能になる。また、原設計よりも巻線の抵抗損失が減るため、発電機の効率が若干上昇する。この出力増加は、既設の固定子鉄心の構造及び寸法に合わせて、巻線の巻替をしなければならないために、結果的に実現されるものであり、追加の費用負担は生じない。

出力増加による各巻線の温度上昇値を検討した結果、固定子巻線を更新しさえすれば、回転子巻線をそのまま再使用しても、連続定格で少なくとも 20 MVA まで増加できる。

ちなみに、発電機出力を増加させないように補修することも理論的には可能である。それは固定子巻線の導体断面積を縮小して、電流容量を制限することである。ただし、この場合は、固定子鉄心溝（スロット）と巻線との間、また、巻線を押さえるための楔と巻線の間隙が生じるため、この隙間に数ミリ厚のスペーサを詰める必要がある。このスペーサは、固定子巻線の微小な電磁振動によって緩みやすく、結果として、固定子巻線の寿命を短くすることになる。仮に上記案を採用した場合は、スペーサ等の部品の製作設計が必要となる、現地でのスペーサ挿入作業が追加となり現地作業の工期が長くなる、その分、技術指導員費用が増加する等、コストが割高となる。このように発電機出力を増加させないような設計は、技術的にも経済的にも不利である。

したがって、発電機固定子巻線は、現在の標準的手法によって更新することが、技術的に最も妥当である。その結果発電機出力の増加が可能となるため、水車定格出力を 18.3 MW に変更し、発電機定格出力を 17.5 MW (20 MVA) に変更するように計画する。

(4) 必要となる仕様変更

1・2 号機の出力増加の実現には、水車・発電機出力ばかりでなく、励磁装置並びに主要変圧器の容量を増加することも不可欠である。なお、励磁装置とは発電機の電圧及び出力の調整を行なう装置である。

励磁装置及び主要変圧器は、いずれも劣化・老朽化が著しいため更新を計画するが、それらの更新にあたって、発電機の出力増加に見合った容量となるように仕様を変更する必要がある。

なお、発電機及び主要変圧器の出力増加により回路電流が増加するが、既存設備及びケーブルの電流容量に余裕があるため、これらの仕様変更は不要である。

(5) 1・2 号機出力増加の費用対効果

出力増加を実現するためには、励磁装置及び主要変圧器の容量変更が必要となり、この分は追加費用がかかる。その費用対効果について以下の通り検討した。

(a) 出力増加の追加費用

発電機出力を 15 MW (17.5 MVA) x 2 台から 17.5 MW (20 MVA) x 2 台 に増加するための追加機材費は表 3-3 の通りである。

表 3-3 出力増加による追加費用

	出力変更なし	出力増加案	追加費用
水車出力	15.5 MW x 2 台	18.3 MW x 2 台	¥ 0
発電機出力	17.5 MVA x 2 台	20.0 MVA x 2 台	¥ 0
励磁システム容量	260 kVA x 2 台	280 kVA x 2 台	¥ 700,000
主要変圧器容量	17.5 MVA x 2 台	20.0 MVA x 2 台	¥ 7,000,000
合計			¥ 7,700,000

(b) 追加費用の概算事業費に占める割合

本計画の概算事業費のうち、機材本体費は 8 億 7,800 万円と見積もられている。出力増加による追加機材費は 770 万円で、機材本体費の僅か 0.9 % に過ぎない。

(c) 代替電源の建設コストとの比較

水車流量の回復により、発電機出力は 1 号機及び 2 号機の 2 台合計で 5,000 kW (5 MW) 増加する。

出力 5,000 kW の発電所を別途新設する場合、ディーゼル発電所を代替電源として検討することが一般的である。5,000 kW のディーゼル発電所の建設単価を US\$ 1,500/kW とすれば、その建設コストは次に示す通り、8 億 9,800 万円となる。

$$\begin{aligned}
 \text{ディーゼル発電所 5 MW の建設費} &= \text{建設単価} \times \text{出力} \\
 &= \text{US\$ } 1,500/\text{kW} \times 5,000 \text{ kW} \\
 &= \text{US\$ } 7,500,000 \\
 &= \text{¥ } 898,425,000 \text{ (US\$ } 1 = \text{¥ } 119.79)
 \end{aligned}$$

したがって、1・2 号機の出力増加は、上記の代替電源建設コストに比較して安い費用で実現が可能である。

(d) 出力増加による売電収入増額

出力増加分 5 MW がすべて電力輸出された場合の売電収入増額は、輸出電力料金を 0.03 US\$/kWh (オフピーク時)、1 号機及び 2 号機の負荷率を 70 % (最近 10 年間の平均値)、送電効率を 89 % とすれば、次に示す通り、年間 9,800 万円に達する。

$$\begin{aligned}
 \text{収益増額} &= \text{出力増加分} \times \text{負荷率} \times \text{送電効率} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times \text{電力料金} \\
 &= 5,000 \text{ kW} \times 0.7 \times 0.89 \times 24 \text{ h} \times 365 \times \text{US\$ } 0.03/\text{kWh} \\
 &= \text{US\$ } 818,622/\text{年} \\
 &= \text{¥ } 98,062,729/\text{年} \text{ (US\$ } 1 = \text{¥ } 119.79)
 \end{aligned}$$

3-2-1-3 自然条件に対する方針

プロジェクトのサイトは熱帯に位置するため気温及び水温が高く、表 3-4 に示す通り、標準使用状態に比べると、サイトの年間平均気温は 7.4 °C、平均水温は 5 °C 高くなっている。

年間平均気温は変圧器等の温度上昇限度に影響し、水温は水冷却設備の冷却効率に影響するため、これらの機材が更新される場合には、この高温条件を十分に考慮して設計することとする。

表 3-4 標準使用状態とサイトの自然条件

	機材の標準使用状態	サイトの自然条件
標高	1,000 m 以下	160 m ~ 230 m
最高周囲温度	40 °C 以下	34.7 °C
年間平均気温	20 °C 以下	27.4 °C
水温	25 °C 以下	30 °C (18.8 °C ~ 32.8 °C)

3-2-1-4 適用規格に対する方針

本計画の設計にあたっては、基本的に日本工業規格 (JIS) 及び電気学会・電気規格調査会標準規格 (JEC) を適用する。なお、国際電気標準会議規格 (IEC) の適用も認める。

特に、主要変圧器は日本もしくは第三国からの調達を予定しているため、IEC 規格を適用する。

3-2-1-5 現地業者、現地資機材活用の方針

ラオス国内の電気工事業者は、殆どが変電所や送配電線の工事業者であり、小水力を除けば、発電設備の据付経験を有しているのは殆どいない。本計画の工事内容を考慮すると、ラオスの業者には、必要な技術・技能を有した作業員の絶対数が不足しているため、隣国タイ等の第三国の業者の活用も考慮する。

また、市場調査の結果、本計画用に現地調達可能な資機材は、工事中消耗品である油脂、潤滑油、ペンキ等と仮設資機材に限定される。

3-2-1-6 維持・管理の技術移転に係る方針

リハビリ効果を継続的に維持するために必要な運営・維持管理を適正に、かつ、効率的に実施するため、次の項目に関する技術移転を行う。

(1) 新設備の運転・保守に関する技術移転

水車调速機、発電機励磁装置、直流電源設備等、設備更新により設備の構成や運転方法が大きく変わる設備について、その初期操作指導及び維持管理指導を実施する。この技術移転は、発電所の運転制御担当者及び維持管理担当者を対象として、最初の補修号機が運転を再開する前に請負業者が現地で実施するように計画する。なお、この技術移転に必要な運転・保守マニュアルは請負業者がその契約内で作成するものとする。

(2) 日常点検項目、運転記録、事故・故障記録及び保守記録に関する技術移転

日常の維持管理や将来の設備補修計画の資料として活用できるように、適正な記録方法及び整理の仕方について、コンサルタントが実施する技術指導及び助言である。各記録フォーマット等の作成が必要であるが、コンサルタントの施工管理業務のなかで対処する。

(3) 水車・発電機の分解・組立作業に関する技術移転

水車・発電機の分解・組立は、定期的なオーバーホールや万一の故障・事故時に、ラオス側が独自に対応するのに不可欠な技術である。この技術移転は、水車発電機の維持管理担当者を水車発電機の補修工事に参加させて、請負業者が OJT により実施するように計画

する。なお、この技術移転に必要な分解組立工事の手順書は請負業者が契約内で作成するものとする。

3-2-1-7 資機材の設計範囲、レベルに対する方針

(1) 継続運転を可能にするための設計方針

今後少なくとも 20 年間、水車及び発電機の継続運転を可能にするために必要かつ十分な補修・更新内容とする。

また、補修後も現状のまま再使用される部品および装置についても、水車・発電機の分解作業時に、可能な範囲内でオーバーホールを行い、今後も従来の性能・機能を維持できるように設計する。

(2) 既存の土木・建築構造物への配慮

更新設備の据付及び更新ケーブルの布設は、なるべく既存の基礎及び開口部を利用することとし、既存の土木・建築物の改造を最小限にとどめるように設計する。

また、主要変圧器等の重量物を更新する場合は、既存設備と同じ位置に固定することとし、土木・建築物への荷重条件を変えることのないように設計する。

(3) 他号機及び補修対象外設備への配慮

補修工事が他号機や補修対象外設備の連続運転に支障を来さないように、工事方法及び手順を検討し、それらが実現できるように資機材の範囲を決定する。

3-2-1-8 工期に係る方針

水車・発電機の補修工事は、作業スペース、労力及び製作工程を考慮して、1 台ずつ実施する。補修工事は水車・発電機を停止して行い、その工事期間は、現場試験も含めて、各号機とも 5 ヶ月を計画している。また、この停止期間内で、ラオス側への水車・発電機の分解・組立に関する技術移転を実施する。

実施工期は、設計製作、輸送、工事、現場試験、技術移転を含めて、最初の号機の完成まで 16 ヶ月が必要である。また、1 号機、2 号機を連続して補修すれば、その工期は 2 台で 21 ヶ月となる。

この必要工期から判断すると、本計画を単年度で実施することは困難であるため、国債案件として、平成 14 年度、15 年度および 16 年度の 3 年度に分けて実施することを基本計画とする。

3-2-2 基本計画

(1) 全体計画

相手国側の要請内容を、水車発電機の内部調査、運転特性調査を含む現地調査結果並びに上記「3-2-1-1 基本設計方針」に基づいて検討した結果、各設備の補修内容は下表の通り計画する。なお、主要な補修対象設備の位置を図 3-2 に示す。

機材名称	現地調査結果	補修内容
1. 水車		水車 2 台の補修
水車内部	<ul style="list-style-type: none"> 腐食・侵食・壊食による損傷 	溶接補修、表面処理及び塗装
水車操作機構	<ul style="list-style-type: none"> 金属部の腐食 各部軸受からのグリース漏れ 	表面処理及び塗装 グリース・レス構造に変更
水車封水装置	<ul style="list-style-type: none"> 封水部からのグリース漏れ 	グリース・レス構造に変更
水車軸受	<ul style="list-style-type: none"> 軸受の経年劣化 潤滑油の劣化 軸受油槽の腐食 各種検知器の動作不良 温度計及び測温抵抗体の劣化 	軸受の取替 潤滑油の交換 軸受油槽の取替 各種検知器の取替 温度計及び測温抵抗体の取替
計器類	<ul style="list-style-type: none"> 圧力計の経年劣化 圧力スイッチの動作不良 	圧力計の取替 圧力スイッチの取替
その他	<ul style="list-style-type: none"> 20 年間分解点検をしていない 	水車各部のオーバーホール
2. 调速機	<ul style="list-style-type: none"> 製造中止となった旧式構造、補修部品調達困難 全体的な経年劣化 配圧弁の動作不良 スピーダモータの頻繁な故障 リミットスイッチの動作不良 	调速機 2 台の更新 最新式の電気式调速機に変更
3. 圧油システム	<ul style="list-style-type: none"> 圧油の劣化 圧油タンク塗装の剥がれ 集油タンク塗装の剥がれ 弁類の動作不良及び漏油 圧力計、油面計の経年劣化 圧力スイッチの動作不良 	圧油の交換 タンクの内面洗浄、外面塗装 タンクの内面洗浄、外面塗装 弁類の取替 圧力計、油面計の取替 圧力スイッチの取替
4. 空気圧縮機	<ul style="list-style-type: none"> 安全弁、排水弁の動作不良 圧力計の経年劣化 圧力スイッチの動作不良 	安全弁、排水弁の取替 圧力計の取替 圧力スイッチの取替
5. 給水設備	<ul style="list-style-type: none"> 配管の腐食 ストレーナの動作不良 弁類の腐食及び動作不良 	露出配管の取替 ストレーナの取替 弁類の取替
6. 排水設備	<ul style="list-style-type: none"> 配管の腐食 弁類の腐食及び動作不良 排水ポンプ 1 台故障 	露出配管の取替 弁類の取替 排水ポンプ 1 台の取替

機材名称	現地調査結果	補修内容
7. 発電機		発電機 2 台の補修
固定子巻線	<ul style="list-style-type: none"> 絶縁診断法による固定子巻線の推定残存絶縁耐力は 65 % 固定子巻線絶縁物の劣化 固定子巻線楔の脱落、緩み 測温抵抗体の経年劣化 	固定子巻線の巻替 測温抵抗体の取替
固定子鉄心	<ul style="list-style-type: none"> 20 年間分解点検を実施せず 汚れ、発錆 	鉄心の点検補修 鉄心ボルトの再締付 洗浄、錆の除去、ワニス塗布
固定子枠	<ul style="list-style-type: none"> 20 年間分解点検を実施せず 	固定子枠の点検補修
回転子	<ul style="list-style-type: none"> 巻線表面の汚れ 金属部の塗装剥がれ 	洗浄、絶縁ワニス塗布 錆の除去、塗装
空気冷却器	<ul style="list-style-type: none"> 水漏れによる顕著な発錆 冷却水配管の腐食 測温抵抗体の劣化 	空気冷却器の取替 発電機内冷却水配管の取替 測温抵抗体の取替
発電機軸受	<ul style="list-style-type: none"> 軸受の経年劣化、温度上昇 潤滑油の劣化 測温抵抗体の経年劣化 各種検知器の動作不良 	軸受及び冷却器の取替 潤滑油の交換 測温抵抗体の取替 検知器の取替
その他	<ul style="list-style-type: none"> 発電機用変流器の経年劣化 運転表示灯の破損 塗装の剥がれ 	変流器の取替 運転表示灯の取替 全面塗装
8. 発電機励磁装置		励磁装置 2 セットの更新
主励磁機、副励磁機	<ul style="list-style-type: none"> 整流子の磨耗 接続導体の絶縁劣化 ブラシホルダーの老朽化 	励磁方式は、最新の静止形励磁システムとする。
電圧調整器	<ul style="list-style-type: none"> 製造中止となった旧式構造、補修部品調達困難 全体的な経年劣化 摺動抵抗器の磨耗 接点部の変色、磨耗 補助リレーの変色、破損 	励磁システム容量（励磁変圧器容量）は、発電機出力 20 MVA に対応させる。
励磁変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 絶縁油が有害化学物質含有 	
9. 主要変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 耐用年数近く使用され、巻線の絶縁劣化の可能性大 絶縁油の劣化 各部からの漏油 11 kV 碍管の破損 各部の発錆 制御箱の腐食、内部発錆 	主要変圧器 2 台の更新 変圧器容量は発電機増加出力と同じ 20 MVA とする。
10. 主要変圧器用消火装置	<ul style="list-style-type: none"> 火災感知器の劣化、使用不能 注水ノズルの注水不良 制御箱の腐食、発錆 	火災感知器の取替 注水ノズルの取替 制御箱の取替

機材名称	現地調査結果	補修内容
11. 所内変圧器		
22/0.38 kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 常時使用され運転時間が長い 運転騒音が高く、巻線や鉄心が緩んでいる可能性大 	22/0.38 kV 変圧器 1 台のみ更新
11/0.38 kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 特に異状は見られない 	
12. 11 kV 配電盤	<ul style="list-style-type: none"> 全体的な経年劣化 11 kV 母線の変色 遮断器の動作不良 11 kV 配電盤内の次の機器で絶縁油が有害化学物質を含有 <ul style="list-style-type: none"> - 計器用変圧器 - コンデンサ - 励磁変圧器 - 発電機中性点変圧器 励磁システムの変更により、励磁変圧器接続回路の大規模改造が必要 	11 kV 配電盤の全面更新
13. 115 kV 開閉所設備及び母線		
115 kV 断路器 (#189-1、#189-2、#189P、 #189B、#189T、#189T1、 #189T2)	<ul style="list-style-type: none"> ブレードの変色、腐食並びに接触部の変色、磨耗 開閉操作不具合 金属部の発錆 操作箱の腐食 接地装置の腐食 (#189-1) 	ブレード及び接触部の取替 操作機構の取替 錆の除去、塗装 操作箱の取替 接地装置の取替 #189P は特に腐食・劣化が著しいため、更新とする。
115 kV 変流器 (1 号送電線回路の第 3 相分)	<ul style="list-style-type: none"> 端子部からの漏油 油面計の曇り 架台の発錆 3 相のうち、2 相分は著しい漏油により既に更新済 	変流器 1 相分の更新
115 kV 避雷器	<ul style="list-style-type: none"> 動作カウンターの誤動作 	動作カウンターの取替
115 kV 母線	<ul style="list-style-type: none"> ナムルック発電所からの送電線引込みに伴い、1・2 号機側の母線容量が不足している 	3・4・5 号機側の母線サイズにあわせて、母線導体を取替る

機材名称	現地調査結果	補修内容
14. 制御盤及び継電器盤		
監視制御盤	<ul style="list-style-type: none"> 計器類の経年劣化 制御・選択スイッチの操作不良 调速機及び励磁システムの変更に伴う状態表示及び故障表示項目の変更が必要 	計器類の取替 使用頻度の高いスイッチの取替 状態表示板の取替
継電器盤	<ul style="list-style-type: none"> 各保護継電器の正常動作が確認されている 発電機用過電流継電器を除いて、予備品が確保されている 	発電機用過電流継電器 1 個を予備品として納入
自動制御盤	<ul style="list-style-type: none"> 配線を含む盤全体の経年劣化 殆ど全数の補助リレーの破損 補助リレー接点の磨耗 自動同期装置は 1990 年に更新されたもの 	自動制御盤 1 面の更新 自動同期装置はそのまま流用
交流制御電源配電盤	<ul style="list-style-type: none"> 盤内母線及び配線の経年劣化 配線用遮断器の遮断機能不良 端子台の破損 	交流配電盤 1 面の更新
動力制御盤	<ul style="list-style-type: none"> 配線を含む盤全体の経年劣化 電磁接触器、操作スイッチ、表示灯の著しい劣化 形式が古く、補修部品の入手が困難 	動力制御盤 2 セットの更新
15. 直流電源設備		
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池容器の破損 液漏れ 端子の化学的腐食 極板から活物質の脱落（典型的な寿命末期症状） 耐用年数（10 年）を過ぎて使用されている 	蓄電池 2 セットの更新
充電器	<ul style="list-style-type: none"> 配線を含む盤全体の経年劣化 充電器制御用調整抵抗器（直流配電盤内）の磨耗 充電器制御用電磁接触器（直流配電盤内）の接点磨耗 形式が古く、補修部品の入手が困難 	充電器 2 台の更新
直流配電盤	<ul style="list-style-type: none"> 盤内母線及び配線の経年劣化 配線用遮断器の遮断機能不良 端子台の破損 	直流配電盤 2 面の更新

機材名称	現地調査結果	補修内容
16. 天井クレーン	<ul style="list-style-type: none"> 制動距離がやや長い ホイスト・ロープの弛み 	ブレーキ調整 5トン・ホイストのロープ長調整
17. 取水口ゲート設備		
扉体	<ul style="list-style-type: none"> ガイドローラーの破損 シールラバーの一部損傷 	ガイドローラーの取替 損傷部のみシールラバーの取替
巻上機	<ul style="list-style-type: none"> 腐食によるロープ素線の破断 	ロープの取替
ストップログ	<ul style="list-style-type: none"> バイパス弁の止水不良 	バイパス弁の補修
現場操作盤（屋外形）	<ul style="list-style-type: none"> 配線を含む盤全体の経年劣化 計器・スイッチ類の動作不良 端子台の腐食 防水パッキンの劣化 	現場操作盤の更新
遠方操作盤（屋内形）	<ul style="list-style-type: none"> 1～4号機の共通操作盤 1・2号機用盤内配線の劣化（被覆の化学的劣化、溶解） 1・2号機用計器・スイッチ類の経年劣化 	操作盤の左半分（1・2号機分）のみ更新
18. ガントリークレーン		
取水口ストップログ用 ガントリー・クレーン	<ul style="list-style-type: none"> 運転操作盤の経年劣化 計器・スイッチ類の動作不良 端子台の腐食 	運転操作盤の取替
放水路ストップログ用 ガントリー・クレーン	<ul style="list-style-type: none"> 運転操作盤の経年劣化 計器・スイッチ類の動作不良 端子台の腐食 	運転操作盤の取替

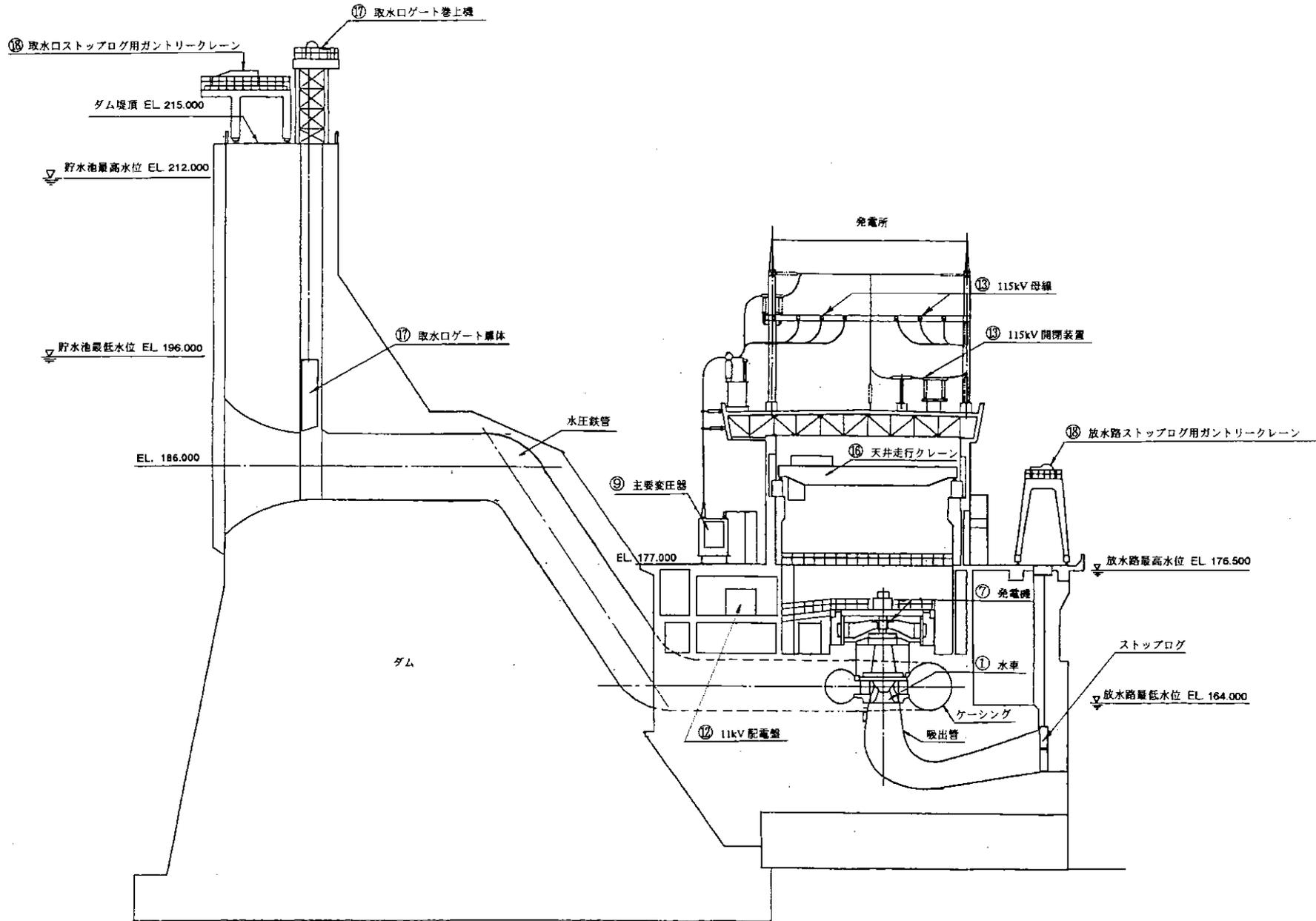


図 3-2 ナムグム第一水力発電所
補修計画主要設備

(2) 機材計画

本計画に使用する主要機器の概略仕様を下表に示す。

(a) 水車

水車 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) スパイラルケース				2 台	内面表面処理及び塗装
2) ステイリング				2 ㇿ	溶接肉盛補修、表面処理及び塗装
3) ステイベーン				2 ㇿ	溶接肉盛補修、表面処理及び塗装
4) ボトムリング				2 台	表面処理及び塗装
5) ドラフトチューブ				2 台	板張り溶接補修、表面処理及び塗装
6) ランナ及びランナ コーン				2 台	グラインダ仕上げ補修 表面処理及び塗装
7) ガイドベーン				2 ㇿ	グラインダ仕上げ補修 表面処理及び塗装
8) 水車ガイド軸受				2 ㇿ	バビットライニングメタル
9) 軸受油槽				2 ㇿ	
10) 軸受油冷却コイル				2 ㇿ	銅管
11) 水車軸封水箱				2 台	SM400

(b) 调速機

水車 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 调速機				2 面	電気式调速機
2) 油圧アクチュエータ及び水車制御盤				2 面	油圧 30 kg/cm ² 系

(c) 圧油装置

水車 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 圧油タンク				2 台	内面清掃、外面塗装補修
2) 集油タンク				2 台	内面清掃、外面塗装補修
3) 油圧アンローダ パイロット弁				4 個	油圧 30 kg/cm ² 系

(d) 発電機

発電機 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 固定子巻線				2 台	F 種絶縁被覆銅線ワントーン コイル、312 本/台
2) 固定子鉄心				2 台	点検修理
3) 固定子杵				2 台	点検修理
4) 回転子				2 台	点検修理
5) 空気冷却器				2 セット	8 個/セット
6) スラスト軸受				2 セット	12 個/セット
7) ガイド軸受				2 セット	16 個/セット
8) 軸受油冷却器				2 セット	2 分割形、油-水熱交換器

(e) 励磁装置

発電機 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 静止形励磁装置				2 セット	発電機出力 20 MVA 用、自動 電圧調整器付き
2) 励磁変圧器				2 台	280 kVA、11/0.27 kV、モールド 変圧器

(f) 主要変圧器

主要変圧器 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 主要変圧器				2 台	20 MVA、11/115 kV、三相、屋 外形、油入変圧器

(g) 所内変圧器

共通

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 所内変圧器				1 台	1 MVA、22/0.38 kV、三相、 屋内形、モールド変圧器

(h) 11 kV 閉鎖形配電盤

共通

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 中性点接地変圧器盤				2 面	中性点接地変圧器：単相、70 kVA、11/0.38 kV 放電抵抗器：0.96、228A 断路器：単極、12 kV、400 A
2) 励磁変圧器盤				2 面	励磁変圧器：三相、280 kVA、11/0.27 kV 変流器：1200/5 A 計器用変圧器：11/0.11 kV
3) 発電機遮断器盤				2 面	遮断器：12 kV、1200 A、25 kA 変流器：1200/5 A
4) 断路器及びサージ吸収装置盤				2 面	断路器：三極、12 kV、600 A 変流器：200/5 A 避雷器：14 kV、10 kA 蓄電器：12 kV、0.3 μF
5) 所内遮断器盤				1 面	遮断器：12 kV、600 A、25 kA

(i) 115 kV 屋外開閉所設備

共通

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 115 kV 断路器 接地装置付 (#189-1)				1 台	120 kV、800 A、手動操作式、 架台据付形 ・導電部、操作機構及び接地 装置の補修
2) 115 kV 断路器 (#189P)				1 台	120 kV、800 A、手動操作式、 架台据付形
3) 115 kV 断路器 (#189-2、#189B)				2 台	120 kV、800 A、手動操作式、 架台据付形 ・導電部及び操作機構の補修
4) 115 kV 断路器 (#189-T)				1 台	120 kV、800 A、手動操作式、 鉄構ビーム据付形 ・導電部及び操作機構の補修
5) 115 kV 断路器 (#189-T1、#189-T2)				2 台	120 kV、800 A、空気操作式、 鉄構ビーム据付形 ・導電部及び操作機構の補修
6) 変流器				1 台	単相、121 kV、500-250/5 A、 40 VA、0.2 級

(j) 制御盤

共通

主要機器名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 発電機監視制御盤				2 面	指示計器取替：10 個/面 電力量計取替：1 個/面 電力記録計取替：1 個/面 制御選択 SW 取替：6 個/面 状態表示器板取替：1 組/面
2) 所内監視制御盤				1 面	指示計器取替：4 個
3) 送電線制御監視盤				1 面	指示計器取替：3 個 電力量計取替：2 個
4) 発電機用継電器盤				2 面	不用継電器及び回路の撤去 予備継電器 1 個を納入
5) 自動制御盤				1 面	自立式閉鎖形制御盤（前後盤構造） 既存自動同期装置は流用する
6) 交流制御電源配電盤				1 面	自立式閉鎖形配電盤 指示電気計器：1 個 配線用遮断器：17 個
7) 動力制御盤				2 セット	自立式閉鎖形配電盤、 油圧ポンプ、発電機ヒータ、 空気圧縮機、冷却水ポンプ用

(k) 直流電源設備

共通

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 蓄電池				2 セット	鉛蓄電池、300AH、 53 セル/セット、鉄製架台付
2) 充電装置				2 台	サイリスタ整流形、定格直流 電圧 140 V、定格直流電流 60 A
3) 直流配電盤				2 面	自立式閉鎖形配電盤 指示電気計器：1 個/面 配電用遮断器：14 個/面

(l) 天井クレーン

共通

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 天井クレーン				1 台	ブレーキ調整 5 トン ホイストのロープ長調整

(m) 取水口ゲート設備

水車 2 台分

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 取水口ゲート現場 操作盤				2 面	屋外形自立式閉鎖形配電盤
2) 取水口ゲート遠隔 操作盤				1 面	遠隔操作盤左側扉 (1・2 号機 分) の

(n) ガントリークレーン

水車 2 台分

主要機器名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 取水口ストップロ グ用ガントリーク レーン運転操作盤				1 面	運転室内運転制御卓
2) 放水路ストップロ グ用ガントリーク レーン運転操作盤				1 面	運転室内運転制御卓

なお、主要変圧器は、次の理由により、日本もしくはタイ国からの調達を計画する。

- i) 当該主要変圧器は 1 台当たりの輸送重量が 30 トンに達し、日本産品に限定すると、輸送費の関係で著しく高価なものとなる可能性がある。
- ii) 東南アジア諸国のうちタイとインドネシアには、当該主要変圧器と同等以上の供給実績を持っているメーカーがある。タイ国内メーカーは、陸路だけで搬入できるため、輸送費の点で有利である。
- iii) タイ国は日本よりも地理的に優位であり、万一の故障時にも早期対応が可能である。

主要変圧器の概略仕様は下表の通りである。

機材名	区分			数量	概略仕様
	修理	取替	更新		
1) 主要変圧器				2 台	20 MVA、11/115 kV、三相、屋 外形、油入変圧器

(3) 交換部品、保守工具及び測定機器リスト

本計画で納入する交換部品、保守工具及び測定機器リストを下表に示す。

表 3-5 納入交換部品リスト

交換部品	数量
1. 水車用交換部品	
(a) 水車弱点ピン	8 個
(b) 水車軸封水装置	2 セット
2. 调速機用交換部品	
(a) ヒューズ	実装分の 100 %
(b) 表示灯交換電球	実装分の 100 %
(c) 補助継電器	各種 1 個
3. 励磁装置用交換部品	
(a) ヒューズ	実装分の 100 %
(b) 表示灯交換電球	実装分の 100 %
(c) 補助継電器	各種 1 個
(d) 冷却ファン	励磁装置 1 台分
4. 継電器盤用交換部品	
(a) 過電流継電器	1 個

表 3-6 納入保守工具リスト

工具名	数量
発電機用保守工具	
(a) 楔挿入用工具	5 個
(b) 楔挿入用へら	60 個
(c) スキン・ハンマー	10 個
(d) 楔取外し用たがね	5 個
(e) 楔挿入用たがね	5 個
(f) 固定子鉄心点検用たがね	5 個

表 3-7 納入測定機器リスト

測定機器名	数量
1. 調速機試験用	
(a) デジタルオシロレコーダ (負荷遮断試験用)	1 台
(b) 圧力測定用信号変換器、50 kg	4 個
(c) 圧力測定用信号変換器、10 kg	2 個
(d) 歪みゲージ式変換器	1 個
(e) データ信号用延長ケーブル、30 m	6 本
(f) サーボモータ・ストローク検出器、500 mm	1 セット
(g) 電圧測定及び回転数測定用交流直流変換器	2 セット
(h) 発電機電流測定用シャント	1 個
(i) デジタル・マルチメータ	1 台
(j) 卓上用重錘形圧力標準器 (圧力計較正用)	1 台
(k) 直流電圧電流発生器 (信号変換器較正用)	1 台
(l) ダイヤルゲージ、マグネットベース付き	4 セット
(m) 電工ドラム、50 m、4P	1 個
2. 発電機試験用	
(a) 絶縁抵抗計	2 台
(b) 携帯用交流電圧計、0.5 級	3 台
(c) 携帯用交流電流計、0.5 級	3 台
(d) 携帯用直流電流・電圧計、0.5 級	1 台
(e) 携帯用ダブルブリッジ (直流精密測定器)	1 台
(f) オシロスコープ (8 CH)	1 台
(g) デジタル・マルチメータ、精度 0.05 %	1 台
(h) 検相器	1 台
(i) 風速計	1 台
(j) 直流高圧発生装置 (耐電圧試験用)	1 台
(k) ストップウォッチ	1 台
(l) 携帯用振動計	1 台
(m) 三相短絡装置	1 台
(n) デジタル回転計	1 台
(o) ポータブルバランサ	1 台
(p) 標準用計器用変成器	1 台
(q) 標準用変流器	1 台
(r) 低振動数用振動計	1 台

3-2-3 基本設計図

本計画の基本設計図は以下に示す通りである。

No.	図面番号	図面名称
1	JCOP106-1	発電所回路構成図
2	JCOP106-2	主回路単線接続図
3	JCOP106-3	直流電源回路単線接続図
4	JCOP106-4	交流制御電源回路単線接続図
5	JCOP106-5	発電所発電機フロア平面図
6	JCOP106-6	発電所横断図
7	JCOP106-7	発電所縦断図
8	JCOP106-8	115kV 屋外開閉所平面図 - 1・2号エリア
9	JCOP106-9	115kV 屋外開閉所横断図 - 1・2号エリア (A)
10	JCOP106-10	115kV 屋外開閉所横断図 - 1・2号エリア (B)
11	JCOP106-11	11 kV 閉鎖形配電盤構成図
12	JCOP106-12	11 kV 発電機回路ケーブル接続図
13	JCOP106-13	制御室機器配置図
14	JCOP106-14	制御監視盤機器取付詳細図 - 1・2号機、1号送電線、所内回路
15	JCOP106-15	発電機補修部品概念図
16	JCOP106-16	既設主要変圧器用基礎詳細図
17	JCOP106-17	発電機冷却配管ダイアグラム
18	JCOP106-18	115 kV 母線電線及び分岐金物配置図
19	JCOP106-21	1・2号水車断面図
20	JCOP106-22	1・2号水車平面図 (EL. 168.50)
21	JCOP106-23	1・2号水車平面図 (EL. 161.50)
22	JCOP106-24	1・2号機縦断面図
23	JCOP106-25	油圧配管・空気圧配管ダイアグラム
24	JCOP106-26	油圧タンク外形図
25	JCOP106-27	冷却水配管図 (1)
26	JCOP106-28	冷却水配管図 (2)
27	JCOP106-29	1・2号取水口ゲート組立図
28	JCOP106-30	1・2号取水口ゲートサイドローラー詳細図
29	JCOP106-31	1・2号取水口ゲートシールラバー詳細図
30	JCOP106-32	1・2号取水口ゲート現場操作盤
31	JCOP106-33	1・2号取水口ゲート遠隔操作盤
32	JCOP106-34	1・2号取水口ゲート操作盤シーケンス図 (1)
33	JCOP106-35	1・2号取水口ゲート操作盤シーケンス図 (2)
34	JCOP106-36	取水口ガントリークレーン操作盤シーケンス図 (1)
35	JCOP106-37	取水口ガントリークレーン操作盤シーケンス図 (2)
36	JCOP106-38	放水口ガントリークレーン操作盤シーケンス図 (1)
37	JCOP106-39	放水口ガントリークレーン操作盤シーケンス図 (2)

3-2-4 調達 / 施工計画

3-2-4-1 調達方針

(1) 資機材の調達先

本計画は、日本のメーカーが納入した既存設備の補修であり、資機材は既存設備との構造的及び性能的な整合性が要求されている。

これらの資機材はラオス国内での調達は非常に困難である。したがって、本計画に使用する資機材は日本より調達するものとする。ただし、主要変圧器は日本もしくはタイ国からの調達を計画している。

(2) 業者契約形式

本計画の対象である 1・2 号機の各設備は日本のメーカーが納入しており、主要設備である水車及び発電機は、部分補修による原形復旧、機能回復を計画している。

水車・発電機の部分補修は、次の事項を勘案し、原メーカーとの随意契約による実施を計画する。

- (a) 補修資機材の補修資機材の設計・製作にあたっては、既存設備の仕様、特性のほか、現有部品の材質、形状、寸法、構造についての詳細データが必要である。この詳細データは原メーカーしか所有していない。
- (b) この詳細データは、原メーカーが所有しているが、技術ノウハウが盛り込まれているため、第三者メーカーに公開・譲渡されることはない。
- (c) 第三者メーカーが詳細データを入手するには、水車・発電機を分解して現地調査をしなければならないが、2 台で 40 日間程度の発電停止が必要であり、この分は発電損失となることから、ラオス側が不利益を被る。
- (d) 第三者メーカーが現場調査を実施した場合、現地調査及び図面作成に時間がかかるため、その分納期が長くかかり、調達価格が原メーカーよりも高くなる。
- (e) 日本のメーカーは、商習慣上、特別の事情がない限り、他社の製品の部分補修は実施しない。設計手法が異なること、部分補修後の設備全体の性能に責任が持てないこと、補修対象外の部分で万トラブルが生じた場合、補償に応じられないことがその理由である。
- (f) 原メーカーでなければ、機器納入責任を明確に継続することはできない。
- (g) 原メーカーでなければ、既存部品との設計の整合性、性能及び信頼性を確保できない。

水車・発電機の関連設備で、水車または発電機との設計上の協調が必要で、水車・発電機の運転性能に大きく影響する設備も随意契約に含める計画とする。なお、水車・発電機との設計上の取合いが少なく性能保証の問題が発生しない設備は、一般競争入札による調達を計画する。

したがって、本計画の調達は、契約ロットを 2 つに分け、随意契約と一般競争入札の 2 本立ての業者契約形式にて実施することとする。ロット分けの分類は、表 3-8 の通り計画

する。

表 3-8 各設備の契約ロットによる分類

設備名	区分	ロット1	ロット2	業者契約方法選定理由
		随契	競争	
1. 水車	補修			既設水車の部分補修。
2. 调速機	更新			水車速度制御を担う重要設備。既設水車特性との設計協調が必要。
3. 圧油システム	補修			既存設備との設計協調が必要。
4. 空気圧縮機	補修			既存設備との設計協調が必要。
5. 給水設備	補修			既存設備との設計協調が必要。
6. 排水設備	補修			既存設備との設計協調が必要。
7. 発電機	補修			既設発電機の部分補修。
8. 励磁システム	更新			発電機電圧制御を担う重要設備。既設発電機特性との設計協調が必要。
9. 主要変圧器	更新			水車発電機との取合いがない。
10. 主要変圧器用消火装置	補修			主要変圧器の関連設備。主要変圧器と同じ契約にて調達する。
11. 所内変圧器	更新			水車発電機との取合いがない。
12. 11 kV 閉鎖形配電盤	更新			発電機特性との設計協調が必要。
13. 115 kV 屋外開閉所設備及び母線	補修/ 更新			水車発電機との取合いがない。
14. 制御盤及び継電器盤	補修/ 更新			水車発電機補修との設計協調が必要。
15. 直流電源装置	更新			水車発電機の制御電源を供給する重要設備。
16. 天井クレーン	補修			水車発電機の補修工事に使用。
17. 取水口ゲート設備	補修/ 更新			水車発電機との取合いがない。
18. ガントリークレーン	補修			水車発電機との取合いがない。

(3) 交換部品の範囲

本補修計画により、1号機及び2号機の信頼性が著しく向上するため、本計画完了から10年後に実施が必要となる精密点検までは、消耗品の交換を除いて、部品の交換は必要がないと期待される。

したがって、本計画で納入する交換部品は、消耗品及び故障発生頻度が比較的高い品目で、かつラオス側が独自に交換可能なものだけに限定する。また、その数量は2年分とする。ただし、今までラオス側が自分で調達していた消耗品は、交換部品の対象とはしない。

3-2-4-2 施工方針

本計画は、運転中のナムグム第一水力発電所において、1号機及び2号機の補修工事を行うものである。また、補修範囲は、1号機、2号機のほぼ全設備に及んでいる。したがって、それらの補修工事に際しては、他号機の運転を妨げない最適な工法・手順を採用するとともに、各設備の補修を円滑に効率的に実施できるよう施工計画を策定する。

事業を実施する場合の基本事項及び特に留意する点は以下の通りである。

(1) 相手国側実施機関

ラオス国側の本計画実施担当機関は、監督・管理を工業手工芸省 (MIH) の電力局が行い、運営・実施をラオス電力公社 (EDL) が担当する。

本計画の実施にあたり、ラオス国側は以下の三項目に十分配慮することが必要であり、本計画を円滑に進めるため、本計画を担当するラオス国側の責任者を選任してもらう必要がある。

(a) 停止工事に係る調整

本計画の補修工事に伴い、1号機、2号機を各々5ヶ月間停止させることが必要である。この発電機停止が電力供給に支障を来たさないように、発電所の運転計画を工夫するとともに、タイ国への電力輸出に関連し、この発電機停止に係るタイ国電力公社 (EGAT) との必要な調整を行わなければならない。

(b) ラオス側分担作業の実施に必要な予算及び要員の確保

補修工事に関連する一部の作業はラオス側が分担する。これらの分担作業は、関連工事工程と調整を図って、適時に実施されなければならない、分担作業の実施のための予算及び要員の確保が必要である。

(c) 技術移転

本計画では、ラオス側の技術者少なくとも10名を水車・発電機の補修作業に参加させ、その一連の作業の中で、水車・発電機の分解・組立技術をラオス側に習得させるための技術移転を実施する。補修作業への参加は、単なる負担事項のひとつではなく、今後の補修を自らが実施できることを目的としていることに、ラオス側の十分な理解が必要である。

(2) コンサルタント

本計画は無償資金協力事業であるため、日本法人コンサルタントがラオス国政府と設計監理契約を結び、本計画の資機材購入及び補修工事用入札書類の作成とともに補修工事の工事監理業務を行う。

コンサルタントの主要業務内容は次の通りである。

施工前段階（国内作業）

- (a) 資機材購入及び補修工事用入札書類の作成
- (b) 入札業務及び入札審査業務
- (c) 契約交渉

- (d) 工事前図面及び書類の審査・承認
- (e) 船積み前の工場試験の立会検査
- (f) 検査・試験証明書発行
- (g) 関係各機関への説明、報告業務

施工段階（現場作業）

- (a) 輸送、補修工事、現場試験の工程管理
- (b) 各工事の工程調整
- (c) 現場の安全管理
- (d) 現場試験の立会検査
- (e) 現場試験結果の評価
- (f) 運転記録方法などの技術指導
- (g) 輸送、補修工事、現場試験に関する月報の作成
- (h) 出来高、支払証明書の発行
- (i) 輸送、補修工事、現場試験の完成記録の作成
- (j) 引渡し後 1 年目の瑕疵検査業務
- (k) 関係機関への定期報告業務

(3) 請負業者

本計画の主要対象設備である水車・発電機の補修工事は、現地での作業となる。各号機の運転停止期間は 5 ヶ月であり、この期間内で所定の補修・更新工事及び現場試験をすべて終了させる計画である。これらの設備は発電所内に集中しているため、工事期間中は、いろいろな設備の工事・試験が輻輳するのは避けられない。また、互いに関連している設備も多く、作業上及び工程上のインターフェースをとることも不可欠である。

このため、すべての補修・更新工事は、品質の確保、性能保証、瑕疵責任及び工期の管理の観点から本邦請負業者が一貫して実施するものとする。

請負業者は、コンサルタント作成の仕様書に従って、資機材の設計、製作、供給、工場試験、輸出梱包、輸送、現場補修工事を行い、現場試験により各設備の補修状況及び補修後の性能を検証した上で引渡しを行う。また、一連の現場補修工事及び現場試験の期間中に、ラオス側への技術移転を実施する。

(4) 技術者派遣の必要性

当該設備の補修・更新工事は、熟練した技術・経験が要求されるため、工事期間中及び現場試験中は、日本から技術者を派遣し、技術指導、品質管理、工程管理を行う必要がある。

また、水車の補修及び発電機固定子巻線の巻替作業には、特殊技能及び高度の作業品質が要求されるため、請負業者の技能認定を受けた技能工（溶接工、機械仕上工、巻線工等）の派遣が必要である。

本計画の補修範囲は 1 号機及び 2 号機のほぼ全設備であり、多種多様の技術分野に渡っている。したがって、次の分野について技術者の派遣を計画する。

- (a) 技術指導員： 6 名（水車補修、発電機補修、制御システム補修、電気設備補修、屋外開閉装置補修、ゲート設備補修）

- (b) 調整試験員： 8名（水車ガバナ、発電機励磁装置、屋内開閉装置、制御システム、電気設備、変圧器、屋外開閉装置、ゲート設備）
- (c) 技能工： 9名（水車溶接工、水車機械仕上工、発電機巻線工2名、配管工2名、内線工2名、外線工）

3-2-4-3 調達上 / 施工上の留意事項

(1) 既存の設備及び土木構造物との整合性

調達資機材の設計においては、既存設備との構造的及び性能的な整合性が確保されなければならない。既存と同じ寸法の資機材が入手できない場合には、適当なアダプタを設ける等その取付方法にも配慮する。また、更新される機材が、既存の基礎及びフロア開口部を利用して据付けられる場合、その土木構造物の寸法・位置に留意した構造とする。

(2) 資機材等の適時な発送

現場作業を決められた工程に従って円滑に実施するためには、資機材等を遅滞なく現場に発送することが不可欠である。そのため、資機材の手配、調達及び製造が適時に行なわれるよう調達監理が必要である。

(3) 安全作業

本工事は、重量物の移動作業、高所作業及び狭い場所での作業が多く、しかも、多種多様な工事が輻輳するため、安全確保が最重要課題である。

作業前には、必ず作業の安全を確認し、できる限りの安全対策をとることが必要である。特に、電気回路は停電状態を確認し、スイッチの動作ロックをかけた後、回路の接地を取って、誤操作による事故防止を図る必要がある。

(4) 事前準備作業

殆どの設備の補修工事は、発電機の停止期間内に実施される。各設備の工事が円滑に実施できるように、発電機停止に先立って、請負業者は搬入・搬出ルート及び移動方法につき十分に確認しておく必要がある。また、本工事に邪魔にならない範囲で、事前に仮設足場を設置する必要がある。

(5) 運転中の他号機への配慮

本工事期間中も、他の4台の発電機は運転中であるため、本工事は他号機の連続運転に支障を来さないように施工計画を策定する。

特に、115 kV 母線や直流電源設備は全号機共通であるため、これらの補修時には発電所の全停が避けられない。施工計画の策定に当たっては、この全停時間が極力短くなるように、仮配線接続などの対策を取る必要がある。

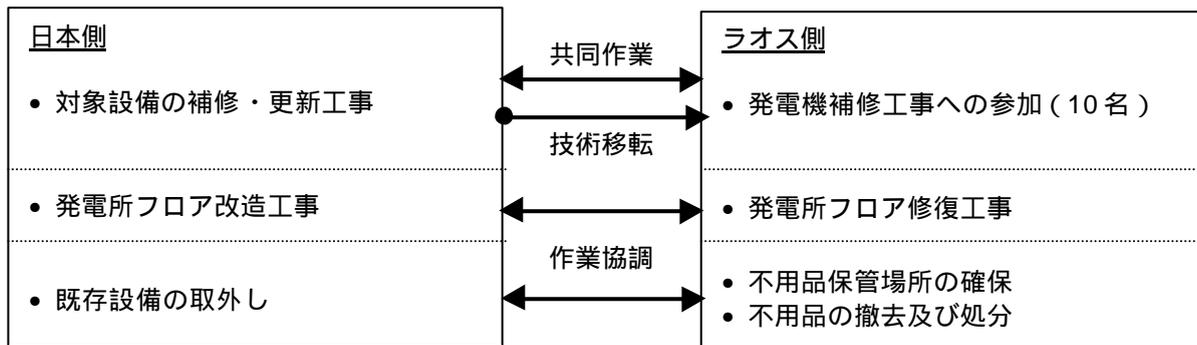
(6) 各種工事の協調

本工事の対象設備は、一部を除いて、狭い発電所内に集中しており、工事期間中は、既存設備の撤去・搬出、補修機材の搬入・据付・塗装・試験等が同時に実施され、工事の輻輳が予想される。

このため、各工事の取合い、責任の所在を明確にし、人身及び設備の安全、品質管理を図る必要がある。

3-2-4-4 施工区分

本計画では、全補修対象設備の工事を日本側が一貫して施工する。一方、設備の補修工事に伴って発生する不用品の撤去及び処分、並びに既存設備撤去後のフロア修復工事はラオス側の負担とする。ただし、以下に示すようにお互いの作業の協調を図りながら作業を実施する。



3-2-4-5 調達 / 施工監理計画

日本国政府の無償資金協力制度に基づき、コンサルタントは基本設計の主旨を十分に踏まえ、工事監理業務について一貫したプロジェクトチームを編成し、円滑に業務実施を行う。

(1) 調達監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工事期間に確実に実施されるよう、資機材を遅滞なく現場に発送するために、請負業者による資機材等の調達に関して、次の基本方針にて、管理・指導を行なう。

(a) 全体工程の確認

業者契約後 1 ヶ月以内に資機材等の設計、製造、工場試験、輸送、現場据付作業、現場試験を含む全体工程を各請負業者から提出させ、その全体工程を基本として調達及び施工監理を実施する。

(b) 図面管理

資機材の品質管理を目的として、請負業者に各資機材の図面の提出を義務付けるが、その図面審査は資機材の製作設計に大きく影響するため、主要機材の図面は業者契約後 3 ヶ月以内に、それらの最終承認図面は 9 ヶ月以内に提出させることとする。なお、業者契約後 1 ヶ月以内に主要図面提出予定表を提出させ、調達資機材の図面管理を行なう。

(2) 施工監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工事期間に確実かつ安全に実施されるよう、また、補修工事が所定の効果をあげられるよう、工事全般に渡り工事請負業者に対する管理・指導を行う必要がある、次の 2 項目を基本方針とする。

(a) 工程管理

- i) 各設備ごとに資機材の製作、輸送、工事の進捗状況を確認する。また、ラオス側の分担作業の進捗状況も確認する。
- ii) 請負業者による補修工事とラオス側で実施する分担作業の手順を確認し、双方の調整を図る。
- iii) 工程調整会議を適宜開催し、計画全体の工程管理及び工程調整を行う。工程調整会議は、現場補修工事期間中は毎週、また、現場試験期間中は毎日開催する予定である。

(b) 安全管理

- i) 作業前の安全確認を励行する。
- ii) 同じ場所で複数の作業が実施される場合は、お互いの作業内容及び工程を認識させ、災害防止を図る。
- iii) 機器の搬入搬出作業及び充電部付近での作業は安全管理担当者の監視下で行うようにする。
- iv) 水路及び電気回路での作業は誤操作による事故防止を図るため、できる限りの安全対策をとる。
- v) 開口部や充電部の周りは、ロープで区画し、危険防止を図る。

(2) 調達 / 施工監理体制

調達 / 施工監理業務を円滑に遂行するため、類似業務の経験が豊富で、本計画の内容を十分に理解している者を業務主任に任命した上で、入札業務、図面審査及び工場試験業務、工事監理業務、現場試験業務の各担当者によって調達 / 施工監理体制を整える。

(a) 業務主任（1名）

業務全般の管理業務を行う。また、各業務における方針を提示し、必要に応じて各担当者へアドバイスを行う。現場施工段階では、各設備の作業方法及び安全性の確認、全体の工程調整、現場施工監理体制の指導等を行うと共に、有水試験に立会い、計画の成果について確認する。

(b) 入札業務担当者（2名）

計画のための入札書類の作成、入札公示、入札評価、契約交渉及び契約立会業務を行う。業務に必要な専門性から、入札業務担当者は電気設備担当 1名、機械設備担当 1名の計 2名とする。

(c) 図面審査及び工場試験担当者（2名）

購入資機材の品質管理を目的とし、請負業者から提出される図面等の審査及び工場試験の立会業務を行う。業務に必要な専門性から、この業務には電気設備担当 1名、機械設備担当 1名の計 2名で対応する。

(d) 工事監理担当者(2名)

常駐管理担当者が、補修工事着手より竣工までの工程管理及び安全管理を担当する。業務に必要な専門性から、常駐管理担当者は電気設備担当1名、機械設備担当1名の計2名とする。

(e) 現場試験担当者(1名)

各設備の単体試験から総合試験まで、品質管理に必要な全試験に立会い、試験結果の解析及び評価を行う。

3-2-4-6 品質管理計画

納入資機材及び工事の品質管理は次の方法にて実施する。

(1) 図面審査

請負業者に資機材に関する図面の提出を義務付け、仕様及び品質が契約仕様書と合致していることを確認する。

(2) 工場試験

納入資機材は、原則として、出荷前に工場試験を実施するものとする。コンサルタントは主要資機材の工場試験に立会い、それらが承認図及び仕様書通りに製作されていることを確認する。

(3) 現場試験

補修工事の成果は、据付検査及び現場試験により確認する。現場試験は、個々の機材の機能を確認するための運転前試験と水車発電機を運転して行なう総合性能試験に分けて実施する。なお、現場試験は機能回復を検証するために必要な試験をすべて実施する。

(4) 資機材の瑕疵保証及び性能保証

本計画で補修・更新する設備は、すべて瑕疵保証の対象とし、その保証期間は1年間とする。補修対象外の部分であっても、本計画の補修工事が原因で、瑕疵を生じた部分は、瑕疵保証の範囲に含めるものとする。

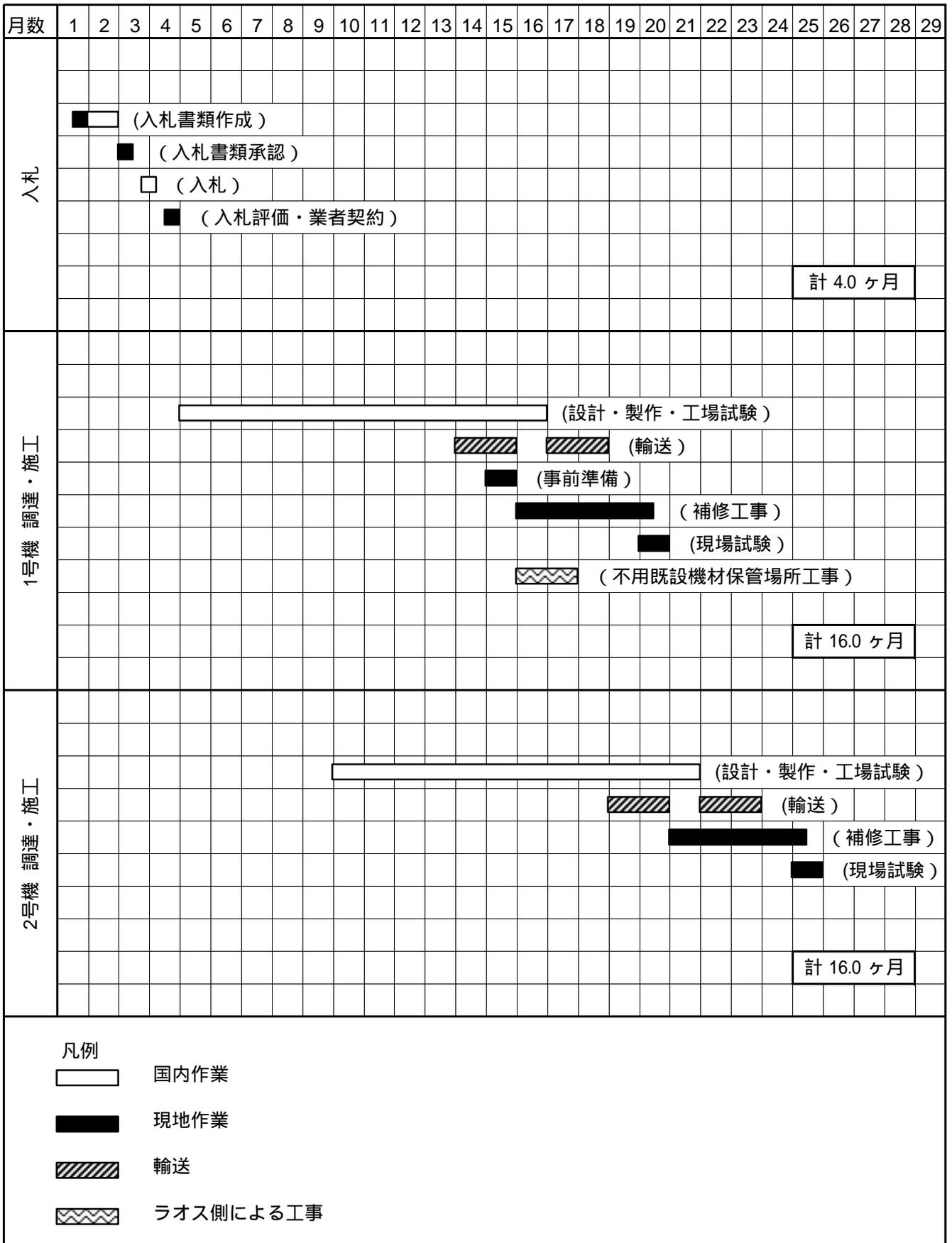
また、一式更新される設備や補修部品単体で性能が測定できるものは、性能保証も要求し、現場試験で検証する。

3-2-4-7 実施工程

交換公文(E/N)の締結から補修工事の完了までを25ヶ月で計画する。

実施工程を表3-9に示す。

表 3-9 業務実施工程表



3-3 相手国側分担事業の内容

本計画の補修・更新工事のうち、次の役務及び作業は、ラオス側の分担事業とする。

(1) 水車・発電機の共同作業

水車・発電機の補修工事は、本邦請負業者とラオス側実施機関の共同作業とする。このため、ナムグム第一水力発電所の維持管理担当者のうち、少なくとも 10 名を水車・発電機の補修工事の作業員として従事させる。これらの作業員は、補修工事に従事するばかりでなく、日本人技術者との共同作業を通じて、水車・発電機を分解・再組立の技術を習得するものとする。

(2) 不用品の処分

設備の補修・更新に伴って発生する不用品の処分は、基本的にラオス側の負担事項とする。ラオス側は、不用品を発電所から約 600 m 離れた資材置場に保管することを予定している。

(a) 不用既設機材の保管場所の確保

不用品を一時的に保管する場所はラオス側が事前に確保する。また、不用品の保管に必要な次の施設もラオス側で事前に準備する。

i) 撤去した主要変圧器の保管用仮基礎

基礎の設計及び工事もラオス側の負担事項とする。この仮基礎工事は、新しい主要変圧器が現場に到着する 1 ヶ月前までに、完了させる必要がある。

ii) 有害物質含有製品保管場所周囲の防油堤

撤去処分予定品のうち、11 kV 励磁変圧器、11 kV 計器用変圧器、11 kV コンデンサ等に使用されている絶縁油が有害化学物質を含有している。これらの製品は、発電所内に厳重に保管する予定である。万一の事故に備え、その保管場所の周囲に防油堤を設ける必要があり、ラオス側でその設計及び工事を行なう。防油堤の設置工事は 11 kV 配電盤の更新工事の実施前に完了させる必要がある。

(b) 不用品の移動

不用品に係る責任分解点は、ナムグム第一水力発電所構内（屋外）の指定場所とする。不用品を現場から撤去して指定場所まで運搬するのは本邦請負業者が行うこととし、その指定場所から処分場までの移動及び処分はラオス側が実施する。ただし、既設の主要変圧器の撤去・移動は、特殊車両を必要とするため、ラオス側の負担ではなく、本邦請負業者の契約に含める。

(c) 既設主要変圧器の絶縁油の抜き取り作業及び再注油作業

既設変圧器を移動する前の絶縁油の抜き取り作業及び移動した後の絶縁油の再注油作業はラオス側で実施する。

(d) 鉛蓄電池の廃棄処分

不用となる鉛蓄電池（104 個）は、ラオス国内の自動車バッテリー工場に委託して廃棄処分を行う。

(3) 発電所フロア修復工事

既存設備の撤去及び補修・更新作業後のフロアの修復及びその仕上げ作業は、ラオス側で実施する。この作業に必要なモルタルセメント及びフロア・タイルの供給もラオス側の負担とする。

(4) 3・4・5号機制御電源供給ケーブル接続工事

直流電源設備の更新後、3・4・5号機への直流電源の供給は、既設ケーブルの接続変更により行なう。このケーブルの接続変更工事は、ラオス側で実施する。

(5) 所内電源確保のための仮接続工事

115 kV 母線の補修工事時には、22 kV 配電線から逆受電をして所内電源を確保する予定である。この逆受電に必要な準備作業及び仮接続作業はラオス側の負担とする。なお、ナムグム第一水力発電所では、過去に配電線からの逆受電により所内電源を確保した実績があり、ラオス側の負担としても問題はない。

(6) 交流/直流配電盤内の端子箱の取外し及び再取付工事

既設の交流/直流配電盤内には、ラオス側が後から取付けた端子箱がある。交流/直流配電盤の更新に伴って、これら端子箱は既設盤からの取外し及び更新盤内への再取付を行う必要がある。右工事及び関連するケーブル引き外し及び再接続工事はラオス側で実施する。

(7) 主要変圧器用消火設備の支持物用基礎工事

消火設備の支持物用の基礎が、主要変圧器の更新に支障を来すために撤去された場合、その基礎の作り直しは、ラオス側の負担とする。

(8) 非常用ディーゼル発電設備のエアコンプレッサの更新

ディーゼル起動用のエアコンプレッサーは早急に更新が必要な状態にあり、遅くとも本計画の現場工事開始前までにラオス側で更新する。

3-4 プロジェクトの運営・維持管理計画

ナムグム第一水力発電所の運営・維持管理は、本プロジェクト完了後も、同発電所の所員によって実施される。彼らには過去 30 年間発電所の運営・維持管理をしてきた実績があり、十分な運営維持管理要員を有しているため、現行の組織構成のままでも通常の運営維持管理には対応できる。しかし、本プロジェクトの補修効果を持続し、今後の長期運転を可能にするために、次の通り維持管理の改善を計画する。

(1) 定期点検技術の向上

(a) 普通点検

ナムグム第一水力発電所では、発電設備の機能確認・機能維持を目的とした普通点検は定期的実施されている。しかし、保守工具及び測定機器の不足により、十分な点検・確認試験が行なわれていない。そのため、本計画において、不足している保守用工具及び測定機器の供給を計画する。その機材内容を表 3-6 及び表 3-7 に示す。これらの工具・機器は、本補修工事及び現場試験に使用する予定であり、その使い方については請負業者が現場作業時に指導することとする。

(b) 精密点検

ラオス側は水車発電機の分解組立技術を有していないため、性能の回復を目的とした精密点検は実施されていない。また、機器に異常を認めた場合に必要な臨時点検にも対応できない。

ラオス側が精密点検や臨時点検に独自に対応できるように、本補修工事期間中に OJT により水車・発電機の分解組立の技術移転を行なうように計画する。

(2) 運転保守記録の徹底

日常の運転状態は定時記録されている。しかし、故障・事故記録及び保守作業記録は主要なものしか記録されておらず、軽故障、部品交換、消耗品交換、磨耗品交換等は殆ど記録されていない。これらの記録は、各設備の状態管理に不可欠であり、維持管理計画の策定に活用できるように整理が必要である。これらの記録の徹底を図るべく、運転保守記録の方法及び整理の仕方について、コンサルタントが現場の施工管理業務のなかで、ラオス側に指導及び助言を行なうように計画する。

(3) 消耗品及び磨耗品の適宜交換

本プロジェクト完了後の設備の期待寿命は、少なくとも各設備の消耗部品及び磨耗部品を保守・点検基準に基づいて適宜交換することが前提となる。その実施時期の計画立案と必要資金を遅滞なく確保することが不可欠である。

3-5 プロジェクトの概算事業費

3-5-1 協力対象事業の概算事業費

本計画を日本の無償資金協力により実施する場合に必要な事業総額は 12.05 億円となり、日本とラオス国との負担区分による双方の経費内訳は、下記 (3) に示す積算条件によれば、次のとおりと見積られる。

(1) 日本側負担経費

(億円)				
事業費区分	第1年度	第2年度	第3年度	合計
(1) 機材調達費	2.80 億円	6.54 億円	1.84 億円	11.18 億円
ア. 機材費	(2.80)	(6.54)	(0.00)	(9.34)
イ. 現地施工監理・据付工事費等	(0.00)	(0.00)	(1.84)	(1.84)
(2) 機材設計監理費	0.64 億円	0.14 億円	0.07 億円	0.85 億円
合計	3.44 億円	6.68 億円	1.91 億円	12.03 億円

(2) ラオス国負担経費

負担経費項目	金額
1. 工事に従事する職員の人件費	70,000,000 キップ (1.03 百万円)
2. 土木工事費	
ア. 既設主要変圧器保管用基礎工事	2,000 ドル (0.24 百万円)
イ. 有害化学物質保管場所周囲の防油堤工事	(1,200)
ウ. 発電所フロア修復工事	(300)
エ. 主要変圧器用消火設備の支持物用基礎工事	(50)
オ. その他	(400)
3. 非常用ディーゼル発電設備の空気圧縮機更新費	6,250 ドル (0.75 百万円)
合計	(2.02 百万円)

(3) 積算条件

- (a) 積算時点 平成 13 年 5 月
- (b) 為替交換レート 1 ドル = 119.79 円
1 ドル = 8,140 キップ
- (c) 施工期間 表 3-9 業務実施工程表に示したとおり。
- (d) その他 本計画は、日本政府の無償資金協力の制度に従い、実施されるものとする。

3-5-2 運営・維持管理費

(1) 運営・維持管理費

ナムグム第一水力発電所の運営・維持管理費は、人件費、設備補修費、建物維持費、車両維持費及び事務所経費で構成されている。過去5年間の運営・維持管理費の実績を表3-10に示す。

表 3-10 ナムグム第一水力発電所の維持管理費

(単位：百万キップ)

	1996	1997	1998	1999	2000
人件費	154.3	131.0	313.5	349.6	408.4
設備修理費	15.6	82.8	33.7	126.4	4,937.1
建物維持費	11.8	13.2	10.8	2.8	12.8
車両維持費	26.2	30.4	37.7	86.6	164.0
事務所経費	40.2	90.8	149.1	168.1	508.5
合計	248.1	348.2	544.8	733.5	6,030.8

設備修理費は、消耗品購入費、定期点検用材料費、故障発生時の事後保全費等から構成される。2000年には、115 kV 遮断器及び低圧配電盤で致命的な障害が発生し、緊急更新を実施したことにより、設備修理費が突出した。本プロジェクト実施後は、1・2号機及び共通所内設備の保守頻度及び故障発生率が確実に低減するため、1・2号機の設備修理費はかなり軽減すると予想される。したがって、本プロジェクト実施後の維持管理は、金額的にも問題はない。

(2) 交換部品

本計画では、補修された水車発電機を少なくとも2年間支障なく運転するために最低限必要な部品を、交換部品として納入することとする。実施機関は、これら交換部品を切らさないように適宜購入する必要がある。その交換部品リストを表3-11に示す。

表 3-11 通常交換部品リスト (1年分)

(単位：千円)

交換部品	数量	概算予算
1. 調速機用交換部品		
(a) ヒューズ	実装分の50%	1
(b) 表示灯交換電球	実装分の50%	49
2. 励磁装置用交換部品		
(a) ヒューズ	実装分の50%	1
(b) 表示灯交換電球	実装分の50%	12
合計		63

また、本計画完了から 10 年後に実施される水車の分解点検時には、新たに表 3-12 に示す交換部品が必要となる。

表 3-12 分解点検時に新規購入が必要な交換部品

(単位：千円)

交換部品	数量	概算予算
水車用交換部品		
(a) ガイドベーン軸用 V 形パッキン	40 セット	984
(b) サーボモータ用ピストンリング、 $\varnothing 400$	16 個	1,088
(c) サーボモータ用 V 形パッキン、 $\varnothing 125$	4 個	148
合計		2,220

さらに、本計画で更新される蓄電池の期待寿命は 10 年乃至 15 年であるため、15 年以内に蓄電池の更新が必要である。その概算予算は 5,465 千円である。

第4章

プロジェクトの妥当性の検証

第4章 プロジェクトの妥当性の検証

4-1 プロジェクトの効果

本プロジェクトは、ナムグム第一水力発電所の電力安定供給力の回復という目標を達成するために、1971年に建設された同発電所の1号機及び2号機の原形復旧及び機能回復を図るものである。本計画の実施による直接効果を表4-1に示す。

表4-1 計画実施による効果と現状改善の程度

現状と問題点	本計画での対策	計画の効果・改善程度
1. 1・2号機は、30年にわたる長期運転の結果、腐食や経年劣化により、性能及び使用上の信頼性・安全性が低下している。なお、設備の多くは標準的な耐用年数を過ぎて使用されている。	1・2号機及び及びそれらの運転に不可欠な所内共通設備の補修及び更新を実施し、それらの原形復旧及び機能回復を図る。	1・2号機の性能及び使用上の信頼性・安全性は完成直後と同じ状況まで回復し、設備寿命は20年程度延びるものと期待される。
2. 設備の健全性及び操作性の低下が、1・2号機の運転に支障を来している。このまま放置すれば、電力安定供給に支障を来すことが危惧されている。		1・2号機は機能回復によりこれまでの高稼働率運転を維持できる。その結果、電力供給信頼度の回復・改善が図れる。
3. 1・2号機は、保守頻度及び故障発生率が高くなっており、維持管理費が増加している。特に、115 kV 遮断器及び低圧配電盤は、操作不良により重大事故を起こし、維持管理費の突出を招いた。		1・2号機の保守頻度及び故障発生率が低減し、維持管理費が軽減できる。
4. 1・2号機建設後にダムの実用水位が5 m高く変更され、水車は原設計の流量を流せなくなっている。	水車の基準落差を現在の運用に合わせるとともに、原設計の水車流量を流せるように機能回復を図る。	1・2号機の発電機定格出力がそれぞれ15 MW から17.5 MW に増加する。これにより、発電所最大出力は合計5 MW 増加し、150 MW から155 MW に増加する。また、当該発電所における年間総発電収入も増加する。
5. 旧式の構造でグリースを使用している水車操作機構軸受部及び水車封水部は、水質汚染の原因となっている。	グリースを使用しない構造に変更し、環境保全を図る。	水質の改善を図ることができる。
6. 発電所の技術者は水車発電機の分解組立技術を有していない。	本補修工事期間中にOJTにより水車・発電機の分解組立の技術移転を行なう。	定期的なオーバーホールや万一の故障・事故時に、ラオス側が独自に対応できるようになる。 また、若手技術者にとって絶好の機会であり、人材の育成が図れる。

また、本プロジェクトの実施により、次の間接効果が期待できる。

- (1) 社会経済活動に必要な電力の安定供給が強化され、住民生活の向上、公共サービスの改善が可能となる。
- (2) 電力供給信頼度の回復・改善により、ラオス国の重点課題である地方電化に大きく寄与する。
- (3) 本プロジェクトで修得された技術は、これまでナムグム第一水力発電所で培われた技術と同様に、ラオス全国の水力発電所にも移転され、ラオス電力公社全体の技術力向上効果をもたらすことが期待できる。

4-2 課題・提言

本プロジェクトの効果を持続し、今後の長期連続運転を実現するためには、本プロジェクト実施後、ラオス側が十分な維持管理を行なうことが必要不可欠である。第 3-4 節の維持管理計画で述べているように、ラオス側の維持管理は改善が必要であるが、次の 2 項目が本プロジェクトの効果が発現・持続するための最重要課題である。

(1) 必要予算の確保

設備の期待寿命は、少なくとも各設備の消耗部品及び磨耗部品を保守・点検基準に基づいて適宜交換することが前提となる。ラオス電力公社が、そのための必要資金を遅滞なく確保する。

(2) 定期点検の実施

設備の性能維持、設備障害の早期発見、事故の未然防止を目的として、ラオス電力公社が分解点検を含む定期点検を実施する。

また、分解点検の実施には、ラオス側が水車発電機の分解組立技術を習得することが不可欠であるため、本補修計画において、ラオス側技術者を補修工事に参加させ、OJT によりこの技術移転を行なうことが命題となっている。そこで、本計画の技術移転を効果的に且つ確実に実施するために、本補修工事の開始に先立ち、ラオス側担当者の技能研修を行なうことを提言する。この技能研修は、水車発電機の構造並びに分解組立要領の習得を目的とし、電力会社及び水車発電機メーカーでの講義及び作業実習を中心に行なうものである。

4-3 プロジェクトの妥当性

本プロジェクトの内容、プロジェクトの成果、外部要因リスク等は資料 6 の「協力対象事業の概要」に取りまとめた。

本プロジェクトは以下の通り評価される。

- (1) 本プロジェクトの直接的な裨益対象はナムグム第一水力発電所であるが、当該発電所はヴィエンチャン首都圏を含む中央-1 地域の電力供給の大半を賄っている主要発電所であり、その電力安定供給力の回復は中央-1 地域の住民にも間接的な裨益をもたらす。
- (2) 本プロジェクトによる電力供給信頼度の回復は、地域住民の生活の向上及び公共サービスの改善のために緊急に求められている。
- (3) 地方電化のための電力供給網の拡大はラオス国の重点課題であるが、本プロジェクトは中央-1 地域における地方電化率の向上に資するものである。

- (4) 本プロジェクトによる電力供給信頼度の回復は、電力輸出による外貨獲得への継続的な貢献に資するものである。
- (5) ナムグム第一水力発電所は、過去 30 年間ラオス側が独自に運営・維持管理を行ってきたが、本プロジェクトの実施は、その運営・維持管理技術の向上にも資するものである。
- (6) 旧式な構造で潤滑材が漏れて水質汚染の原因となっている設備、並びに劣化の進行により環境汚染が発生する恐れのある設備は、構造の変更または更新により環境保全を図っており、環境面で新たな負の影響はない。
- (7) 本プロジェクトは、我が国の無償資金協力の制度により、特段の困難なくプロジェクトが実施可能である。

4-4 結論

本プロジェクトは、前述のように多大な効果が期待されると同時に、本プロジェクトが広く住民の基礎的生活条件の向上にも寄与するものであることから、協力対象事業の一部に対して、我が国の無償資金協力を実施することの妥当性が確認される。さらに、本プロジェクトの運営・維持管理についても、相手国側体制は人員・資金ともに十分で問題ないと考えられる。しかし、以下の点が先方実施機関により改善・整備されれば、本プロジェクトはより円滑かつ効果的に実施しうると考えられる。

- (1) 各設備の消耗部品及び磨耗部品の適宜交換及びそれら部品購入に必要な予算の確保
- (2) 定期点検の実施、特に、水車発電機の分解による精密点検の実施
- (3) 運転保守記録の徹底