

インドネシア共和国
エネルギー・鉱物資源省

インドネシア共和国

トンセアラマ水力発電所改修計画

準備調査報告書

平成25年3月
(2013年)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社
株式会社双日総合研究所

産公
CR (3)
13-046

序 文

独立行政法人国際協力機構は、インドネシア共和国のトンセアラマ水力発電所改修計画にかかる協力準備調査を実施することを決定し、同調査を共同企業体：日本工営株式会社-株式会社双日総合研究所に委託しました。

調査団は、平成 24 年 8 月 5 日から 9 月 22 日までインドネシア政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地踏査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 25 年 3 月

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部
部長 入柿 秀俊

要約

インドネシアのほぼ中心に位置するスラウェシ島の北部、ミナハサ半島の先端部に位置するのが北スラウェシ州である。北スラウェシ州の人口は 2,265,900 人 (2010 年)。州都マナド市を中心とする北スラウェシ州一帯を一般にミナハサ地方と呼んでいる。

ミナハサ地方の電力系統 (ミナハサ系統) は隣接するゴロンタロ州の電力系統と 2011 年 11 月 27 日と系統連系し、2012 年 8 月には総発電設備容量が 388.6MW に増加した。2012 年における発電設備の構成は、石炭火力 12.8%、地熱発電 20.6%、水力発電 13.6%、ディーゼル発電 24.9%、IPP のディーゼル発電 28.1%となっている。IPP 分も含めるとディーゼル発電が全体の 53%を占め、特に、IPP のディーゼル発電に大きく依存しているのがミナハサ系統の特徴である。

ミナハサ地区の電化率は 2010 年時点で 76.1%である。電力事情は改善されつつあるものの、マナド市内でもいまだに停電が発生しており、安定的な電力供給確保の必要性が高くなっている。PLN は 2020 年までに合計で 650MW の電源の整備を計画しているが、そのうち水力発電は計 14 MW に過ぎない。

インドネシア政府は、2008 年 11 月に非石油燃料への転換を重視した国家電力総合開発計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional: RUKN) を発表し、今後、水力・地熱を含む再生可能エネルギーを活用した電源開発を目指すこととした。こうした動きを受け、電源開発を推し進めるうえで豊富な国産エネルギーを有効活用できる水力開発のニーズが高まっている。

トンセアラマ水力発電所は、トンダノ湖を水源とするトンダノ川の最上流に位置し、水車・発電機 3 台を有し設備容量は合計で 15 MW である。これはミナハサ系統における水力発電設備約 50 MW の 3 割強にあたり、また今後も水力開発計画が殆どない同系統においては貴重な存在である。

同発電所のうち、1 号機 (4.44 MW) の水車・発電機・水圧鉄管は 1920 年に山梨県の谷村発電所に建設された後、1943 年に旧日本軍により現在地に移設された設備である。1950 年の営業運転開始から既に 62 年が経過したが、水車、発電機、水圧鉄管などの主要設備は建設当時の設備が殆どそのまま使用されているため、老朽化や劣化が著しく、出力の低下、水圧鉄管の腐食・板厚減少、ガイドベーンからの漏水、発電機の絶縁劣化など数々のトラブルが報告されている。近年、トラブルの多かった入口弁や水車発電機軸等は取替えられたが、低下した発電可能出力の回復にまでは至っていない。水車、発電機、水圧鉄管は通常の耐用限度を過ぎており、部分的な改修では本来の機能を回復することが困難である。

このような状況のもと、インドネシア国政府は我が国にトンセアラマ水力発電所 1 号機の更新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、本計画に係る協力準備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施した。当機構は 2012 年 8 月 5 日より 9 月 22 日まで協力準備調査団をインドネシア国へ派遣した。調査団はインドネシア国関係者と協議を行うとともに、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ともに、その効果並びに無償資金協力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

12月18日から23日まで追加現地調査を実施し、2013年1月6日から11日まで概要説明調査団をインドネシア国に派遣した。

本計画は、北スラウェシ州において現在稼働中ながら老朽化による出力低下の著しいトンセアラマ水力発電所1号機の設備を更新することにより、電力の安定供給強化を図り、もって再生可能エネルギー利用促進による温室効果ガス排出量の削減に寄与するものである。

なお、本計画は、政府の方針に則り平成24年度要望枠「グリーン成長の促進（新エネルギー導入・促進事業）」の一環として協力準備調査を実施するものであり、我が国中小企業等の優れた製品・技術の活用を前提として設計方針等を検討した。

本計画は、次の基本方針に基づき策定した。

- 1) 水車、発電機、水圧鉄管を全面的に更新し、設備の信頼性・安全性の回復と共に、効率アップにより発電出力の増加を図る。
- 2) 水圧鉄管と水車の接続レイアウトを見直し、水圧鉄管と入口弁における損失水頭の軽減を図る。
- 3) 取水口を改造し、取水口におけるトラブルの解消を図るとともに、取水堰からの無効放流を減らし、水資源の有効活用を図る。取水口の改造に伴い、取水口スクリーン、除塵設備、土砂吐きゲートも更新する。
- 4) 発電機の更新に伴って所内電力供給設備も更新し、所内電力供給システムの改善を図る。
- 5) 更新設備は、運転・維持管理が行い易い設計とする。
- 6) 特に水車・発電機は、日本で近年開発された中小水力発電向け省力化技術を採用する。
- 7) 発電所建屋は、建設当時の木造建物を再利用し、モニュメントとして活用する。

インドネシア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. 1号水車	更新
2. 1号発電機	更新（発電機構造の変更）
3. 1号主要変圧器	更新
4. 1号用15kVスイッチギア	更新（回路電圧を6.3kVに変更）
5. 所内電力供給システム	更新（システム構成の変更）
6. 1号用直流電源設備	追加
7. 1号用制御盤・保護継電器盤	更新
8. 1号天井クレーン	撤去（2号クレーン利用に変更）
9. 1号水圧鉄管	更新
10. 1号鉄管弁	更新
11. 取水口	拡幅（スクリーン、除塵機、角落しの更新）
12. 土砂吐きゲート	更新

本計画は単年度案件として実施し、全体工程は交換公文（E/N）の締結から工事の完了まで 24 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、据付工事、現場試験、初期操作・運用指導を含めて約 18.5 ヶ月間である。

本計画の概算事業費は約 17.98 億円（日本側 17.89 億円、インドネシア国側 0.09 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) 定量的効果

成果指標	現状	事業完成後
1 号機定格出力	4.44 MW	4.9 MW
1 号機年間発生電力量 (発電端)	7.5 GWh	27.1 GWh
設備利用率	19.3%	63.1%
CO ₂ 排出量の削減効果	2,925 CO ₂ ton/年	10,569 CO ₂ ton/年

2) 定性的効果

- (a) トンセアラマ発電所 1 号機の復旧のみならず、所内電源供給設備の改善ならびに取水口問題の解消により、トンセアラマ水力発電所全体の運用強化が図られる。
- (b) スラウェシ島北部地域の電力供給の安定化とディーゼル発電所における化石燃料削減にも寄与する。
- (c) 再生可能エネルギーである水力資源が有効活用され、エネルギー安全保障への貢献及び温室効果ガス排出量の削減が期待される。

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、インドネシア側の体制は人員・資金ともに十分で問題ないと考えられる。

目次

序文

要約

目次

位置図／完成予想図／写真

図表リスト／略語集

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.....	1-1
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.....	1-4
1-3	我が国の援助動向.....	1-5
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	プロジェクトの現状と課題.....	2-1
2-1-1	組織.....	2-1
2-1-2	技術水準.....	2-2
2-1-3	既存施設・機材.....	2-2
2-2	プロジェクト・サイト及び周辺の状況.....	2-11
2-2-1	関連インフラの整備状況.....	2-11
2-2-2	自然条件.....	2-12
2-2-3	環境社会配慮.....	2-14
2-2-3-1	環境影響評価.....	2-14
2-2-3-1-1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要.....	2-14
2-2-3-1-2	ベースとなる環境社会の状況.....	2-14
2-2-3-1-3	相手国の環境社会配慮制度・組織.....	2-15
2-2-3-1-4	代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討.....	2-16
2-2-3-1-5	スコーピング.....	2-16
2-2-3-1-6	影響評価.....	2-17
2-2-3-1-7	緩和策.....	2-18
2-2-3-1-8	モニタリング計画.....	2-18
2-2-3-2	用地取得・住民移転.....	2-20
2-3	トンセアラマ水力発電所2、3号機の現況.....	2-20

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	基本設計方針.....	3-1

3-2-1-2	他号機への配慮.....	3-2
3-2-1-3	自然条件に対する方針.....	3-2
3-2-1-4	適用規格に対する方針.....	3-2
3-2-1-5	現地業者、現地資機材活用の方針.....	3-2
3-2-1-6	維持・管理の技術移転に係る方針.....	3-3
3-2-1-7	工期に係る方針.....	3-3
3-2-2	基本計画.....	3-3
3-2-2-1	施設計画／機材計画.....	3-3
3-2-2-2	基本計画の技術的検討.....	3-6
3-2-2-2-1	1号水車の検討事項.....	3-6
3-2-2-2-2	1号発電機の検討事項.....	3-8
3-2-2-2-3	取水口スクリーン幅の検討.....	3-9
3-2-2-3	施工手順の検討.....	3-10
3-2-2-4	主要機材の概略仕様.....	3-11
3-2-2-5	交換部品.....	3-15
3-2-3	基本設計図.....	3-16
3-2-4	施工計画／調達計画.....	3-17
3-2-4-1	施工方針／調達方針.....	3-17
3-2-4-2	施工上／調達上の留意事項.....	3-19
3-2-4-3	施工区分／調達・据付区分.....	3-20
3-2-4-4	施工監理計画／調達監理計画.....	3-20
3-2-4-5	品質管理計画.....	3-23
3-2-4-6	資機材等調達計画.....	3-24
3-2-4-7	初期操作指導・運用指導等計画.....	3-24
3-2-4-8	ソフトコンポーネント計画.....	3-25
3-2-4-9	実施工程.....	3-25
3-3	相手国側分担事業の内容.....	3-26
3-4	プロジェクトの運営・維持管理計画.....	3-27
3-5	プロジェクトの概算事業費.....	3-28
3-5-1	協力対象事業の概算事業費.....	3-28
3-5-2	運営・維持管理費.....	3-29

第4章 プロジェクトの評価

4-1	事業実施のための前提条件.....	4-1
4-2	プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方負担事項.....	4-2
4-3	プロジェクトの評価.....	4-2
4-3-1	妥当性.....	4-2
4-3-2	有効性.....	4-3

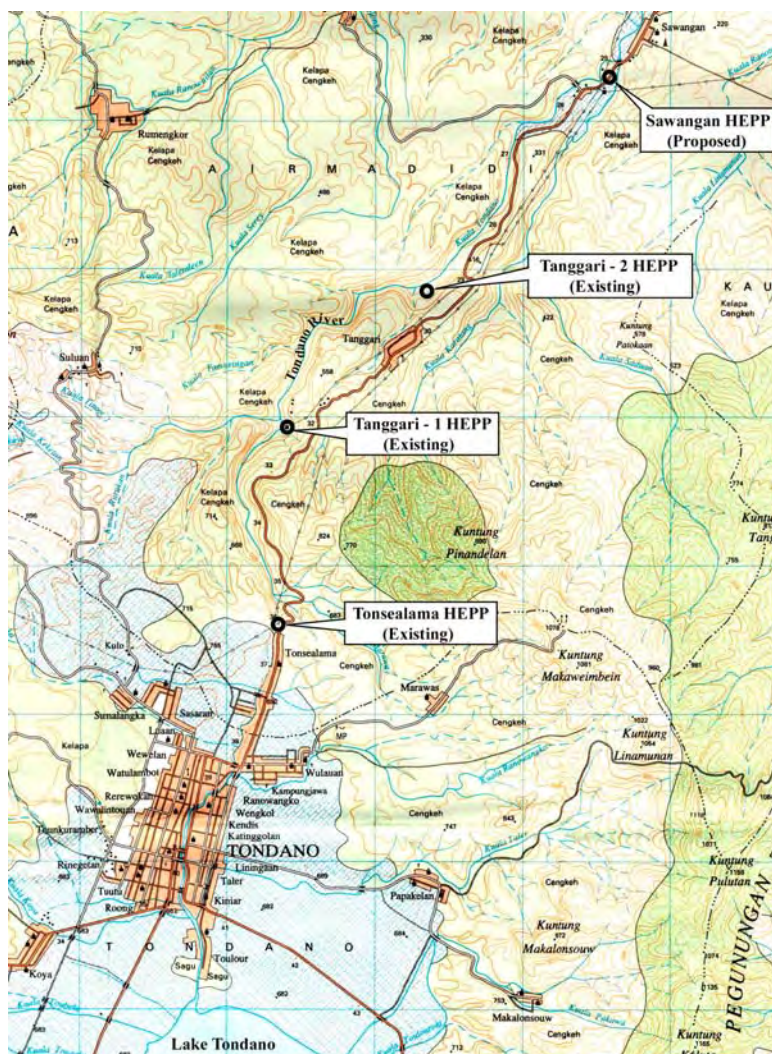
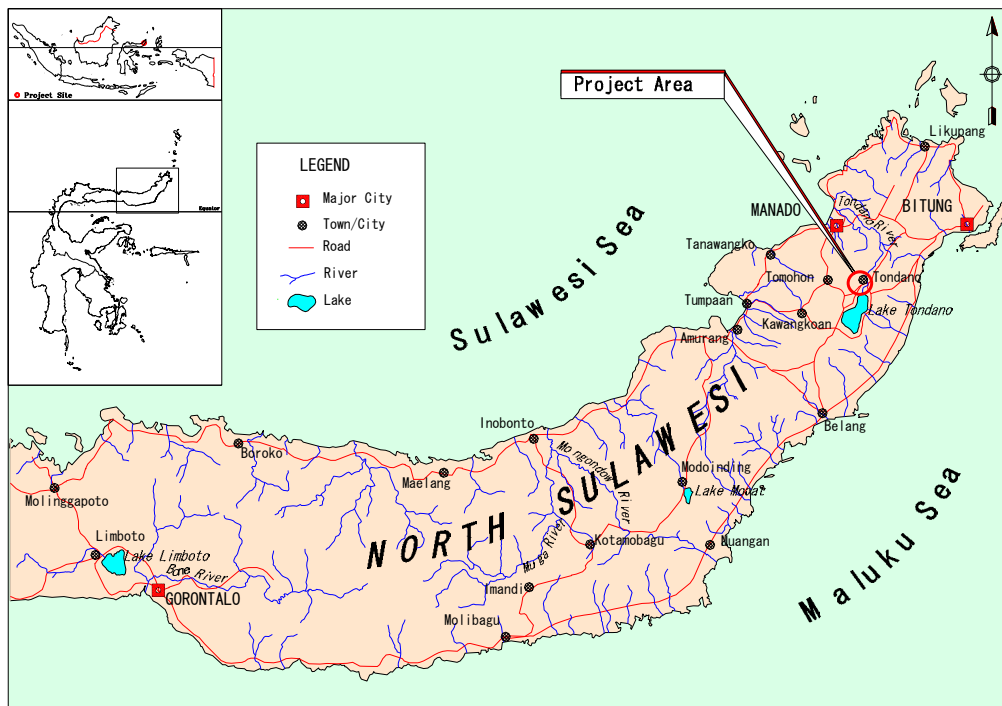
[資料]

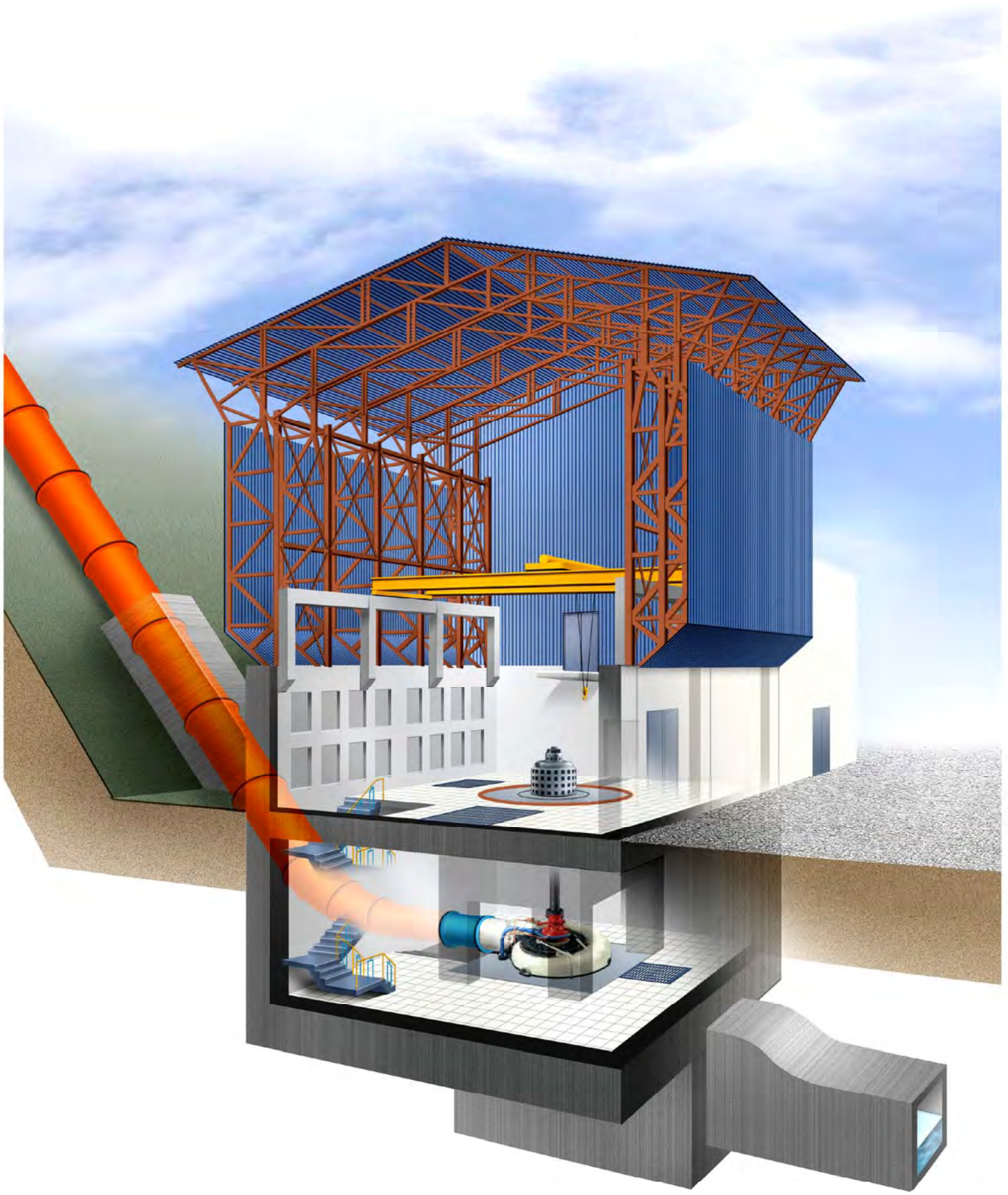
1. 調査団員・氏名
2. 調査行程
3. 関係者（面会者）リスト
4. 討議議事録（M/D）
5. 収集資料リスト

[図面]

1. TSL-E-001 Minahasa-Gorontalo Network System Diagram
2. TSL-E-002 Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for Existing Facilities
3. TSL-E-003 Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for New Unit 1
4. TSL-E-004 Development of Hydropower Stations on Tondano River
5. TSL-M-101 Arrangement of Scour Gate
6. TSL-C-101 Layout of Existing Intake and Scouringway
7. TSL-C-102 Layout of New Intake and Scouringway
8. TSL-C-201 Layout of Existing Penstock
9. TSL-C-202 Layout of New Penstock
10. TSL-C-301 Floor Plan of Existing Powerhouse for Unit 1
11. TSL-C-302 Section of Existing Powerhouse for Unit 1
12. TSL-C-303 Floor Plan of New Powerhouse for Unit 1
13. TSL-C-304 Section of New Powerhouse for Unit 1

プロジェクトの位置図





写真集



写真-1 導水路上流側の現況



写真-2 導水路上流側の船型除塵機
(水草除去用)



写真-3 導水路中間地点の除塵機



写真-4 導水路中間地点で収集された塵芥

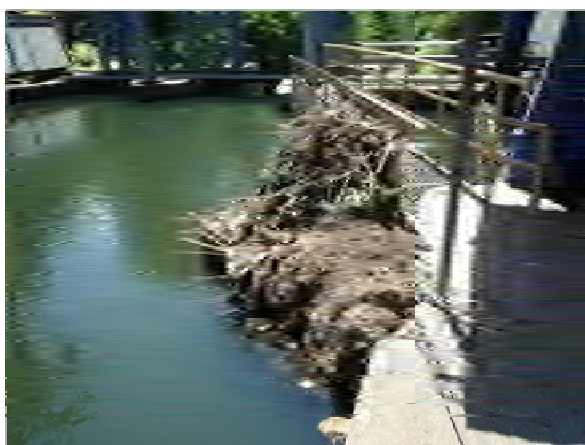


写真-5 取水口の現況
右側が取水口、左側は洪水吐きゲート

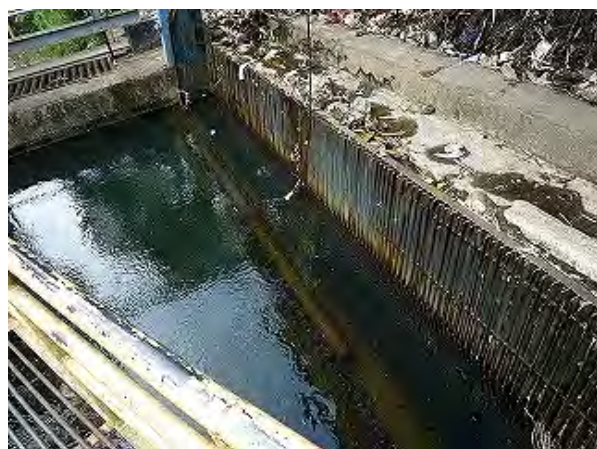


写真-6 取水口スクリーン (水車3台に共用)
奥に見えるのが土砂吐きゲート



写真-7 土砂吐きゲート現況



写真-8 故障中の土砂吐きゲートの下流側
塵芥がたまっている



写真-9 サージタンク (水車3台に共用)
水圧鉄管はこの左手になる



写真-10 1号鉄管弁用バルブハウス外観



写真-11 1号鉄管弁全景 (バルブハウス内)



写真-12 1号水圧鉄管全景
(サージタンク側より下流方向をみる)



写真-13 1号水圧鉄管全景
(発電所側より上流方向を見る)



写真-14 1号機水圧鉄管
リベット継手部の腐食と漏水跡



写真-15 1号水圧鉄管
伸縮継手部の腐食と漏水跡



写真-16 1号水圧鉄管
ボルトの腐食状況



写真-17 トンセアラマ発電所全景
右側建物が1号機用、左側が2、3号機用



写真-18 1号機用発電所建屋外観



写真-19 1号機用発電所建屋内部
木造構造

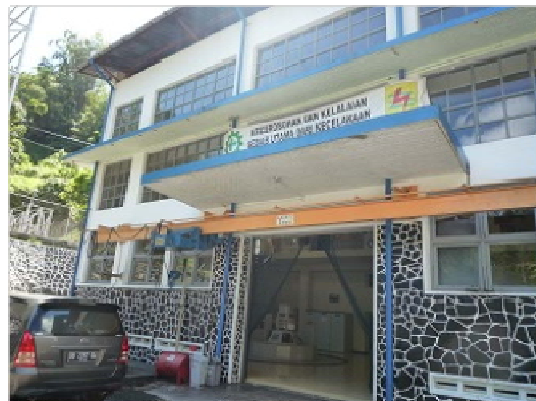


写真-20 2、3号機用発電所建屋外観
手前の黄色のレールが2・3号機用ドラフト
チューブゲートのモノレールホイスト

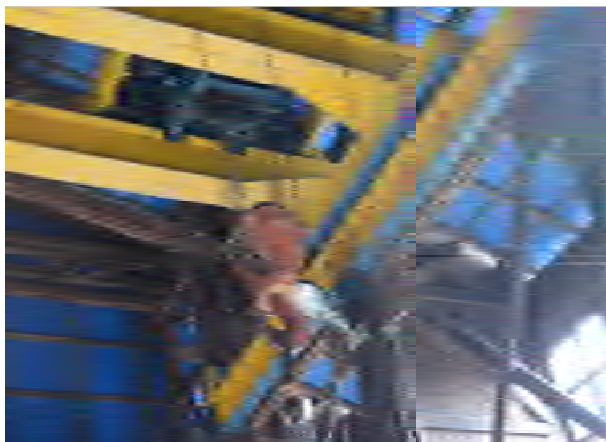


写真-21 1号機用天井クレーン
手動操作形



写真-22 1号水車用入口弁 (青色の部分)
手前が1号水車



写真-23 1号水車 (立軸フランシス水車、1917年
製)、奥の青色が入口弁

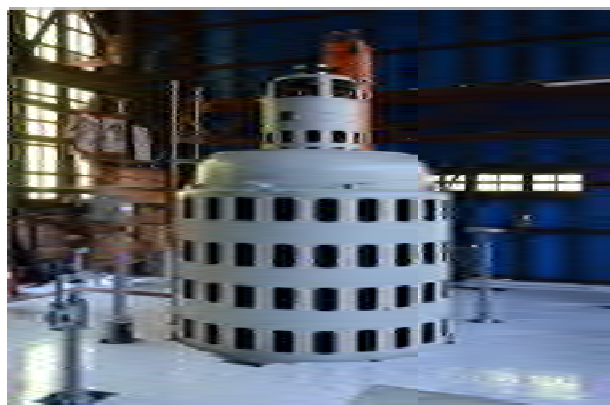


写真-24 1号発電機 (1917年製)



写真-25 2、3号機用発電機室
手前が2号機、奥が3号機



写真-26 放水路
左側が2、3号水車用放水路出口、右側
が1号水車用放水路出口

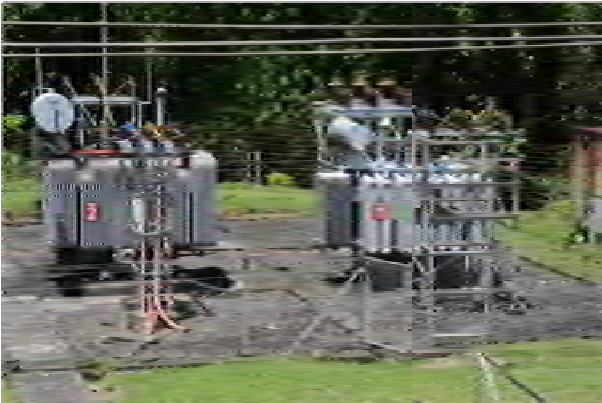


写真-27 主要変圧器
右側が1号機、左側が2号機



写真-28 30 kV スイッチギア屋外形配電盤



写真-29 20kV 屋外開閉所

図表リスト

<図>

図 2-1	PLN Wilayah Suluttenggo の組織図.....	2-1
図 2-2	PLN Sektor Minahasa の組織図	2-1
図 2-3	トンセアラマ水力発電所の組織図.....	2-2
図 3-1	現場工事の施工手順.....	3-10

<表>

表 1-1	スラウェシ島北部地区の発電設備容量とピーク負荷実績	1-1
表 1-2	ミナハサ系統 2010 - 2020 の需要予測 (2010 年作成)	1-2
表 1-3	発電設備開発計画 (ミナハサ地区).....	1-2
表 1-4	発電設備開発計画 (ゴロンタロ地区).....	1-3
表 1-5	我が国の技術協力・有償資金協力の実績.....	1-5
表 2-1	トンセアラマ水力発電所の発電設備	2-2
表 2-2	トンセアラマ発電機の絶縁抵抗値比較.....	2-3
表 2-3	1号機主要変圧器の絶縁油絶縁破壊電圧試験結果.....	2-4
表 2-4	1号水圧鉄管板厚測定結果.....	2-11
表 2-5	トンダノ気象台観測データ (2011 年)	2-13
表 2-6	トンセアラマ村の社会経済データ (2012 年)	2-14
表 2-7	環境関連法規制.....	2-15
表 2-8	環境スコーピング.....	2-16
表 2-9	緩和策.....	2-18
表 2-10	モニタリングフォーム.....	2-19
表 2-11	2号機及び3号機の主要諸元.....	2-20
表 3-1	標準使用状態とサイトの自然条件.....	3-2
表 3-2	リハビリ事業内容.....	3-3
表 3-3	各号機の水車諸元の比較.....	3-4
表 3-4	水車回転数による水車設計への影響.....	3-7
表 3-5	発電機定格力率 0.8 と 0.9 の比較.....	3-8
表 3-6	各号機発電機定格の比較.....	3-9
表 3-7	取水口スクリーン幅と通過流速.....	3-9
表 3-8	主要機材の概略仕様.....	3-11
表 3-9	納入交換部品.....	3-15
表 3-10	概略設計図.....	3-16
表 3-11	日本側とインドネシア国側の施工区分/調達・据付区分.....	3-21

表 3-12	業務実施工程表.....	3-25
表 3-13	分解点検時に新規購入が必要な交換部品.....	3-29
表 4-1	計画実施による定量的効果と現状改善の程度.....	4-1

略語集

AMDAL	: Analisis Mengenai Dampak Lingkungan Hidup (Environmental Impact Assessment System)	インドネシア環境影響評価制度
BLH	: Badan Lingkungan Hidup (Department of Environment of a Local Government)	ミナハサ県環境局
BOD	: Biological Oxygen Demand	生物学的酸素要求量
COD	: Chemical Oxygen Demand	化学的酸素要求量
DPLH	: Dokumen Pengelolaan Lingkungan Hidup (Environmental Management Document)	環境管理書類
DO	: Dissolved Oxygen	溶存酸素量
GWh	: Gigawatt-hour	ギガワット時
HIV	: Human Immunodeficiency Virus	ヒト免疫不全ウイルス
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
JICA	: Japan International Cooperation Agency	独立行政法人 国際協力機構
JIS	: Japanese Industrial Standards	日本工業規格
JEM	: Japan Electrical Manufacturer's Association	日本電機工業会
MEMR	: Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MVA	: Megavolt-ampere	メガボルトアンペア
MW	: Megawatt	メガワット
PCB	: Polychlorinated Biphenyl	ポリ塩化ビフェニール
PLN	: Perusahaan Listrik Negara (State Electricity Company)	インドネシア電力公社
RKL	: Rencana Pengelolaan Lingkungan Hidup (Environmental Management Plan)	環境管理計画書
RPL	: Rencana Pemantauan Lingkungan Hidup (Environmental Monitoring Plan)	環境モニタリング計画書
RUKN	: Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (National Electricity General Plan)	インドネシア国家電力総合開発計画

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) インドネシア国全体の電力需給状況

インドネシア国（以下、「イ」国） PLN の年間発電電力量（送電端）は 2000 年の 80,884 GWh から 2009 年の 115,403 GWh と年率 4.3% で増加している。加えて PLN が独立発電事業者（IPP）や自家発から購入している電力量は 2000 年の 9,135 GWh から 2009 年には 36,169 GWh に増加し、この 10 年間で 4.0 倍、年率で 16.5% の伸びとなっている。また、発電設備容量（自家発を除く）は 2001 年時点の 21,060 MW から 2009 年の 30,360 MW に増加しており、このうち IPP の発電設備容量が 4,720 MW と約 15% を占めている。2003 年から 2009 年にかけての設備容量の年平均伸び率は約 3.5% であった。2009 年の発電設備別の割合は、水力 11.6%、汽力（石油火力、石炭火力、ガス焚き火力）28.9%、ガスタービン 8.5%、コンバインドサイクル 24.3%、地熱 1.4%、ディーゼル 9.8% 及び IPP 15.5% となっている。

(2) スラウェシ島北部の電力需給状況

北スラウェシ州の州都マナド市を中心とするミナハサ地区の電力系統（ミナハサ系統）の発電設備は、2010 年時点で、総発電設備容量が 272 MW、年間発電電力量が 1,039 GWh であった。ミナハサ系統は、隣接するゴロンタロ州の電力系統と 2011 年 11 月 27 日に系統連系され、その結果、2012 年 8 月には総発電設備容量が 388.6MW に増加した。

表 1-1 スラウェシ島北部地区の発電設備容量とピーク負荷実績

	2010 年 ミナハサ - ゴロンタロ連系前	2012 年 8 月 ミナハサ - ゴロンタロ連系後
発電設備容量	272,084 kW	388,666 kW
ピーク負荷	184,221 kW	247,432 kW
年間発生電力量	1,039.7 GWh	-
売電量	901.2 GWh	-

(出典： PLN Wilayah Suluttenggo 及び給電指令所)

2012 年における発電設備の構成は、石炭火力 12.8%、地熱発電 20.6%、水力発電 13.6%、ディーゼル発電 24.9%、IPP のディーゼル発電 28.1% となっている。IPP 分も含めるとディーゼル発電が全体の 53% を占め、特に、IPP のディーゼル発電に大きく依存しているのがミナハサ系統の特徴である。

1-1-2 開発計画

(1) 上位計画

インドネシア政府は、2008 年 11 月に非石油燃料への転換を重視した国家電力総合開発計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional: RUKN) を発表し、今後、水力・地熱を含む再生可能

エネルギーを活用した電源開発を目指すこととした。こうした動きを受け、電源開発を推し進めるうえで豊富な国産エネルギーを有効活用できる水力開発のニーズが高まっている。

(2) スラウェシ島北部の需要予測と開発計画

ミナハサ地区の需要予測 (2010 - 2020) を表 1-2 に示す。ミナハサ系統の電化率は2010年時点でジャワ・バリ地域と同等の76.1%であり、2020年には98.2%を目指している。電力事情は一部で改善されつつあるものの、未だマナド市内でも停電が発生しており、安定的な電力供給確保の必要性が高くなっている。

表 1-2: ミナハサ系統 2010 - 2020 の需要予測 (2010 年作成)

	2010 年	2020 年
人口	2,265,900	2,426,800
電化率 (%)	76.1	98.2
売電電力量 (GWh)	901.2	2,267.3
契約電力 (MVA)	467.6	776.5
需要家数	408,651	563,291
発電電力量 (GWh)	1,039.7	2,556.2
需要電力量 (GWh)	1,005.1	2,471.2
所内電力使用量 (%)	3.3	3.3
配電損失 (%)	10.3	8.3

(出典： PLN Wilayah Suluttenggo)

上記需要予測に基づき、PLN は発電設備開発を表 1-3 と表 1-4 の通り計画している。

表 1-3: 発電設備開発計画 (ミナハサ地区)

	発電所名	所有者	種別	設備容量	完成予想年	現状
1	Sulut II/Amurang	PLN	石炭	25 MW x 2	2011/12	進行中
2	Minahasa GT	PLN	ガス	25 MW x 3	2012/17/19	計画
3	Talau	PLN	石炭	3 MW x 2	2013/14	計画
4	Sulut I (FTP 1)	PLN	石炭	25 MW x 2	2014	計画
5	Lelipang/Belengan	PLN	小水力	0.6 MW x 2	2014	計画
6	Duminanga	PLN	小水力	0.5 MW x 1	2014	計画
7	Kotamobagu I (FTP 2)	PLN	地熱	20 MW x 2	2016	計画
8	Kotamobagu I (FTP 2)	PLN	地熱	20 MW x 2	2016	計画
9	Sawangan (*1)	PLN	水力	8 MW x 2	2015	計画
10	Amurang	IPP	石炭	25 MW x 2	2013	計画
11	Tahune (FTP 2)	IPP	ガス	8 MW	2013	計画
12	Lahendong V	IPP	地熱	20 MW	2014	計画

(続く)

13	Sulut I-Kema	IPP	石炭	25 MW x 2	2014/15	計画
14	Lahendong VI	IPP	地熱	20 MW	2015	計画
15	Tahuna	IPP	ガス	3 MW	2017	計画
16	Sulut (PPP)	IPP	石炭	55 MW x 2	2018	計画
	合計			539.7 MW		

注 (*1) : Sawangan はトンダノ水系の4番目の水力発電所として計画されている。

(出典 : PLN Wilayah Suluttenggo)

表 1-4: 発電設備開発計画 (ゴロンタロ地区)

	発電所名	所有者	種別	設備容量	完成予想年	現状
1	Gorontalo (FTP1)	PLN	石炭	25 MW x 2	2012/13	進行中
2	Gorontalo GT	PLN	ガス	25 MW x 1	2017	計画
3	Taludaa II	IPP	小水力	2 MW x 1	2012	進行中
4	Taludaa I	IPP	小水力	3 MW x 1	2013	計画
5	Molotabu/Gorontalo	IPP	石炭	10 MW x 2	2013	進行中
6	Gorontalo Energi	IPP	石炭	6 MW x 2	2013	計画
	合計			112 MW		

(出典 : PLN Wilayah Suluttenggo)

1-1-3 社会経済状況

(1) インドネシア国の国土・自然

インドネシア国は、マレー半島東南の赤道付近に位置しており、東西およそ 5,150km に広がっている。大小合わせ約 17,000 以上の島々から構成されている世界で最も大きな島国である。「イ」国の人口は約 2 億 3 千万人で、約 300 の民族が存在するがその民族構成は、ジャワ民族 45%、スンダ民族 14%、マドゥラ民族 7.5%、メラユ民族 7.5%、その他の民族 26%となっている。安定的な経済成長を遂げており、電力需要の成長見込みが大きい。

気候は熱帯モンスーンに属し、10月から5月までの雨季と6月から9月までの乾季に、ほぼ分かれている。トンセアラマ水力発電所の上流のトンダノ湖（北緯 01° 17' 42"、東経 124° 55' 30"）付近の年間降雨量は 2,342 mm、平均気温は 23 °C である。最大風速は 18 m/s である。標高は発電所サイトで海拔約 598.2 m、トンダノ湖で海拔約 704 m である。

インドネシア国のほぼ中心に位置するスラウェシ島の北部、ミナハサ半島の先端部に位置するのが北スラウェシ州である。州都はマナド市（人口約 40 万人）であり、州内は行政的に 2 つの市と 4 つの県とに区分されるが、離島部（サンギル・タラウド諸島）及び西に隣接するゴロンタロ州と境界を接するボラアン・モンゴンドウ県を除く地方を総称して一般にミナハサ地方と呼んでいる。

(2) 国家経済

1997年7月のアジア通貨危機後、インドネシア政府はIMFとの合意に基づき、銀行部門と企業部門を中心に経済構造改革を断行した。政治社会情勢及び金融の安定化、個人消費の拡大を背景として、2001年に3.6%であった経済成長率は、2005年以降5%後半～6%台を達成している。2009年には世界金融・経済危機の影響を受けたものの、4.6%という比較的高い成長率を維持し、2010年は6.1%、2011年も6.5%という堅調な経済成長を達成した。

インドネシア国の一人当たりのGDPは3,494.6ドル（2011年、世銀）である。2011年に「経済開発加速・拡大マスタープラン（MP3EI）」が発表され、全国各島にインフラ網で連結された経済回廊を形成する構想が明らかにされた。同プランでは、2025年までに、名目GDPを2010年比で約6倍に増加させ、世界の10大経済大国となる目標を掲げている。

インドネシア国における経済構造（GDP構成比、2011年度インドネシア政府統計）は、製造業（24%）、農林水産業（15%）、商業・ホテル・飲食業（14%）、鉱業（12%）、建設業（10%）、金融・不動産・サービス業（7%）、運輸・通信業（6%）となっている。

(3) 北スラウェシ州の社会経済状況

北スラウェシ州は、換金性の高いコプラ椰子の他に、米や野菜、丁子（クローブ）やナツメグなどの香辛料の産地として有名である。その為に、州の中心部を占めるミナハサ地方はかつてインドネシア国で有数の富裕地域であった。しかし、1990年代に丁子の価格が暴落して以来、景気は停滞気味である。

一方、水産業が盛んで、マナド市やビトゥン市は、漁船の基地港として繁栄している。これに伴って、水産加工業も盛んで、鰹節、鮪節、鯖節などが生産されている。州都のマナド市は沿岸にブナケン海洋公園を持ち、そこがダイビングの好適地として特に欧米人に人気が高いことから、近年は、観光開発にも注目が集まっている。

北スラウェシ州の人口は、2,265,900人（2010年）である。州人口のうち、約71%がキリスト教徒であり、イスラム教が主流のインドネシア国では例外的な存在である。

また、州のほとんどが山岳地帯であり、平地が限られているため、交通渋滞などの弊害が目立つ。

1-2 無償資金協力要請の背景・経緯

インドネシア国の電力開発においては、温暖化ガス削減に資する気候変動に対応した電力供給への取り組みも重要な課題となっており、2008年11月に非石油燃料への転換を重視した国家電力総合開発計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional: RUKN）を発表し、今後、水力・地熱を含む再生可能エネルギーを活用した電源開発を目指すこととした。

一方、トンセアラマ水力発電所はトンダノ湖を水源とするトンダノ川の最上流に位置し、発電設備容量15MWを有している。1号機は出力4.44MWながら、1950年に運開したインドネシア国東部地域の最も古い水力発電所であり、これまでミナハサ地区への電力供給に重要な役割を果たしてきた。

このトンセアラマ1号機の水車・発電機・水圧鉄管は1920年に山梨県の谷村発電所に建設された後、1943年に旧日本軍により現在地に移設された設備である。1950年の営業運転開始からも既に62年が経過しているが、水車、発電機、水圧鉄管などの主要設備は建設当時の設備が殆どそのまま使用されているため、老朽化が進み、出力や設備の安全性が低下し、部分的な改修では本来の機能を回復することが困難になっている。

こういった状況に鑑み、インドネシア政府は、トンセアラマ1号機の設備を更新し、劣化した設備出力の復旧を図ることにより、北スラウェシ系統における電力供給の安定化、および既存ディーゼル発電の化石燃料節減を図ることを計画し、その具体化について我が国無償資金協力による支援を要請した。

なお、本案件は、政府の方針に則り平成24年度要望枠「グリーン成長の促進（新エネルギー導入・促進事業）」の一環として協力準備調査を実施するものであり、我が国中小企業等の優れた製品・技術の活用を前提として設計方針等を検討する。

1-3 我が国の援助動向

日本の経済協力は、人材育成や経済社会インフラの整備などを通じてインドネシア国の開発に大きく寄与してきた。インドネシア国にとって日本は最大の援助国であり、日本にとってもインドネシア国は最大規模の援助の供与相手国となっている。

エネルギー分野においては、有償資金協力を通じて、電力不足が深刻なジャワ・バリ両島をはじめとして、各地の電力供給能力及び信頼度向上のための支援を行っているほか、温暖化ガスの排出が少ない電源の開発に対しても支援を行っている。

水力発電分野及びスラウェシ島電力分野に対する協力実績は表1-5の通りである。

表 1-5 我が国の技術協力・有償資金協力の実績

協力内容	実施年度	案 件 名	概要
専門家派遣	2007-2010 2011-2013	電力エネルギー政策アドバイザー	派遣先：エネルギー鉱物資源省 電力エネルギー利用総局。 人数：3名
開発計画調査型技術協力プロジェクト	2004-2005	水力開発マスタープラン調査プロジェクト	主要な水力開発のポテンシャルサイトについて技術面、環境面、経済面・資金面を勘案し優先順位付けしたマスタープランの策定。
	2007-2008	スラウェシ島最適電源開発計画調査	スラウェシ島における水力、地熱、天然ガス等のローカルの一次エネルギーを最大限活用した2008年から2027年までの20年間を対象とする電源及び送電系統に係る開発計画の策定。
研修員受入	2010-2011	水力開発の促進コース（集団研修）	人数：2010年度1名、2011年度1名

(続く)

協力内容	実施年度	案 件 名	概要
有償資金協力	2004-2010	ラヘンドン地熱発電所拡張事業	北スラウェシ州の州都マナドから南 20km に位置する既設のラヘンドン地熱発電所に地熱発電設備（約 20MW）を建設。供与限度額：58.66 億円
	2006-2014	プサンガン水力発電所建設事業	アチェ州プサンガン川上流のタワール湖付近において、水力発電所（ダム水路式・計 86.4MW）及び関連送配電設備等を建設。供与限度額：260.16 億円
	2006-2013	アサハン第3水力発電所建設事業	北スマトラ州において、水力発電所（流れ込み式・計 154MW）及び関連送配電設備等を建設。供与限度額：276.42 億円

1-4 他ドナーの援助動向

現在は、他の援助機関によるトンセアラマ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

2-1 プロジェクトの現状と課題

2-1-1 組織

スラウェシ島北部の3地区（ミナハサ地区、ゴロンタロ地区、スラウェシ中央地区）の電力システムの運営・維持管理は2003年にWilayah Suluttenggo（旧Wilayah VII）に統合された。ミナハサ地区とゴロンタロ地区の電力システムは2011年10月27日に150kV送電線で系統連系されたが、スラウェシ中央地区とは未だ連系されておらず、連系計画は具体的に示されていない。

現在、ミナハサ地区とゴロンタロ地区の発電設備はWilayah Suluttenggo傘下のSektor Minahasaによって運営管理されている。また、同地区の送電線、変電所、配電線は給電指令所が運営管理を行っている。

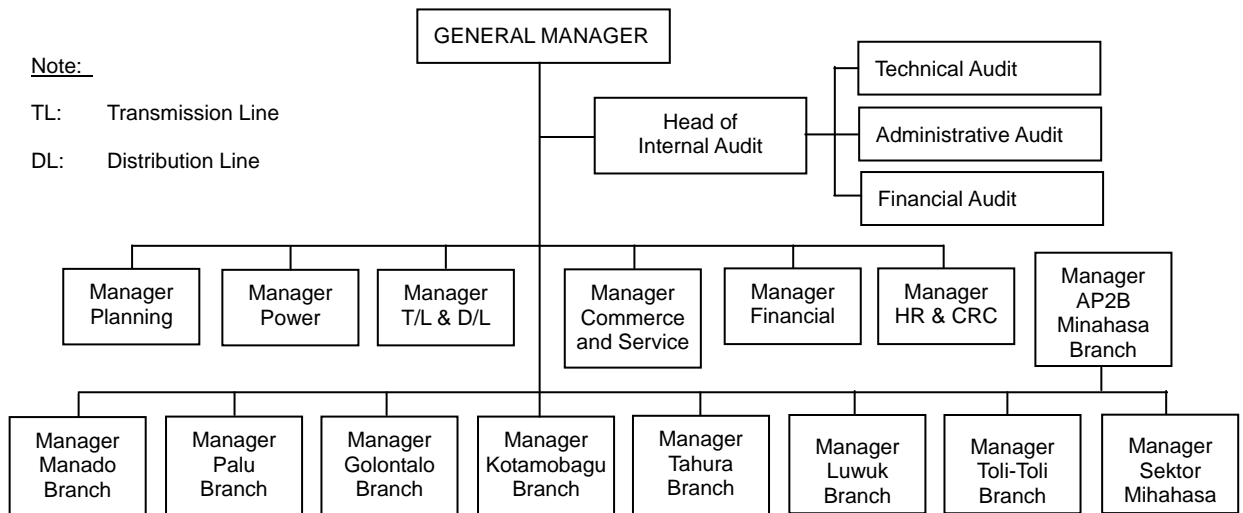


図 2-1 PLN Wilayah Suluttenggo の組織図

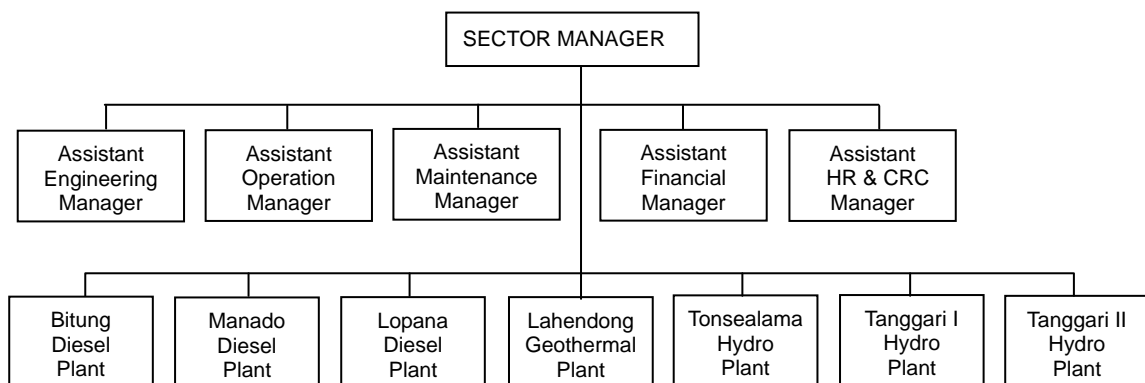


図 2-2 PLN Sektor Minahasa の組織図

一方、トンセアラマ水力発電所の運転・維持管理は10名の職員で行われている。設備の点検保守時には他の発電所からの支援を受け、20人乃至30人にて点検整備を行っている。

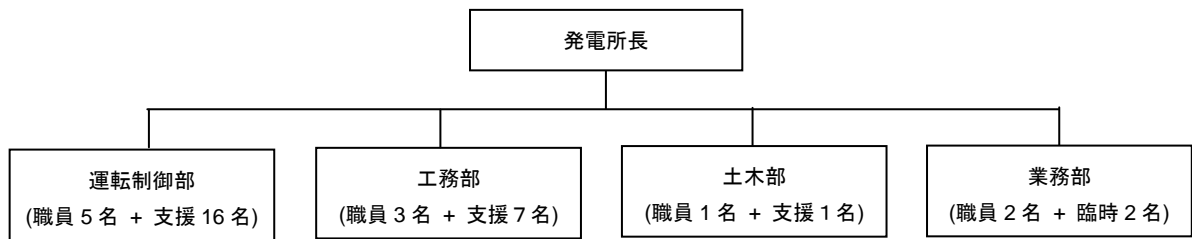


図 2-3 トンセアラマ水力発電所の組織図

2-1-2 技術水準

トンセアラマ水力発電所の運転・維持管理は、当該発電所の工務部と運転制御部が担当している。彼らには、過去 60 年以上に亘って、水力発電所の運転・維持管理を行ってきた実績があり、日常点検や性能確認試験のみならず水車・発電機のオーバーホールも独自に実施する能力と技能を有している。

2-1-3 既存施設・機材

トンセアラマ水力発電所は 3 台の水車・発電機を有する。これらは表 2-1 に示すように段階的に開発された。

表 2-1 トンセアラマ水力発電所の発電設備

	1 号機	2 号機	3 号機
運転開始	1950 年	1970 年	1981 年
設備容量	4,440 kW	4,500 kW	5,440 kW

トンセアラマ水力発電所の各設備は、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、3 号機の運開からも既に 30 年以上が経過し、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。

特に、1 号機の水車・発電機・水圧鉄管は 1920 年に山梨県の谷村発電所に建設された後、1943 年に旧日本軍により現在地に移設された設備であり、1950 年の営業運転開始からも既に 62 年が経過しており、経年劣化が著しい。水車や発電機は、2008 年に部分改修が実施されたが、部分改修だけでは本来の機能を回復することが困難になってきている。

1 号機および所内共通設備の現状は以下の通りである。

(1) 水車 (1 号機用)

水車は 1920 年に日本国内に据付けられた仕様のまま、トンセアラマの地形に合わせて据付けられたものであり、トンセアラマ向けに最適な設計がなされたものではない。その仕様は以下の通りである。

- (a) 製造業者 Escher Wyss & Co. Zurich
- (b) 製造年 1917 年

(c) 形式	立軸フランシス水車
(d) 定格落差	93.25 m (当初設計：114 m)
(e) 定格流量	5.8 m ³ /s (当初設計：7.2 m ³ /s)
(f) 定格出力	4,440 kW
(f) 定格回転数	500 rpm

ランナは1960年に交換されて現在に至っており、状態は非常によい。しかし、水車効率が低い
ため、水資源の有効利用の見地から、交換することが望ましい。

水車内部は全般に腐食や劣化が著しく、今まで何度も補修がなされている。今でも吸出し管マ
ンホールには深さ20 mmの侵食が見られ、漏水が起きている。

ガイドベーン操作機構の軸受部および水車軸封水部は、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、年間400リットルほどが消費されており、水車室
内の作業環境や下流への水質の汚染原因となっている。

また、入口弁は劣化により漏水が著しかったため2011年1月に取り替えられたばかりである。
しかし、入口弁は水車の直前で水圧鉄管の垂直部分に取付けられているため、損失水頭が大き
くなっていることが懸念される。

一方、水車调速機および油圧装置は1996年に取替えられた。

(2) 発電機（1号機用）

発電機も1920年に日本国内に据付けられたものがそのまま使用されている。その仕様は以下の
通りである。

(a) 製造業者	General Electric USA
(b) 製造年	1917年
(c) 形式	立軸交流同期発電機 (ATB-12)
(d) 定格出力	5,550 kVA (4,440 kW)
(e) 定格電圧	15 kV
(f) 力率	0.8
(g) 定格回転数	500rpm
(h) 周波数	50Hz

過去のオーバーホール時の試験結果から判断すると、発電機固定子巻線は経年劣化により絶縁
物が吸湿しており、絶縁抵抗が著しく低下している。

表 2-2 トンセアラマ発電機の絶縁抵抗値比較

	1号機		2号機	3号機
	2008年 事故時	2008年 補修後	2005年 精密点検時	2009年 定期点検時
固定子巻線絶縁抵抗値 (MΩ)	0.15 - 0.4	260 - 520	750 - 900	1,500 - 1,800
発電機電圧 (kV)	15 kV		6.3 kV	6.3 kV

1号機の発電機電圧は15 kVで5,550 kVAの発電機としては非常に高く、絶縁不良による地絡事
故の可能性が高くなっている。事実、2008年に地絡事故が起きている。

一方、発電機励磁装置も経年劣化が著しく、頻繁に故障が発生している。特に、電圧調整装置は旧型で予備品の調達が困難になっている。

(3) 主要変圧器 (1号機用)

1号機の主要変圧器は1972年製で、既に40年以上使用されている。その仕様は以下の通りである。

(a) 製造業者	ENERGOINVEST
(b) 製造年	1972
(c) 定格容量	6,000kVA
(d) 定格電圧	15,000 V/30,000 V ±3 x 2 %
(e) 定格周波数	50 Hz
(f) 冷却方式	油入自冷式
(g) 結線方式	Yd5
(h) 短絡インピーダンス	7.7 %
(i) 総重量	16 トン
(j) 絶縁油重量	2.7 トン

絶縁油の絶縁破壊電圧試験結果を表2-3に示す通り、1号機主要変圧器の耐圧性能が低下している。

表2-3 1号機主要変圧器の絶縁油絶縁破壊電圧試験結果

Energoinvest 製 1972年製造	基準値	1号機主要変圧器	
		浄油前	浄油後
絶縁油絶縁破壊電圧	> 30 kV	21 kV	40 kV

絶縁油の浄油後も、絶縁破壊電圧は40 kVまでしか回復せず、主要変圧器内部の絶縁がかなり劣化していることが懸念される。

また、外観検査では油漏れが見られるほか、温度計も損傷している。

一方、2、3号機の主要変圧器には油の噴出事故に備えた防油堤や油水分離槽が用意されているが、1号機の主要変圧器には設置されていない。

(4) 所内回路

現在、1、2、3各号機の所内電源はすべて次の2台の所内変圧器から供給されている。

(a) 200 kVA、16.5/0.23 kV 所内変圧器 (AEG 製)

1号機の発電機回路を電源としている。

(b) 160 kVA、15-20/0.4-0.23 kV 所内変圧器 (UNINDO 製)

1号機の発電機回路または20 kV配電線を電源としている。1次側の電源は手動のタップ切替により、15 kVと20 kVが選択できる。

なお、トンセアラマ発電所の下流にあるタンガリ-I発電所の取水口設備への電力供給もこれらの所内変圧器から行われている。

(5) 制御盤・保護継電器盤 (1号機用)

水車・発電機の制御盤は従来形のアナログ計器と補助継電器を使用している。全般的に劣化が進んでおり、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。

一方、保護継電器は従来形の機械式であるが、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。しかし、これらは製造中止されているため、予備品の入手はできない。

(6) 直流電源装置

各設備の制御電源は DC 110 V である。蓄電池は各号機に用意されており、1号機用の蓄電池は2011年に更新されたばかりである。

(7) 取水口土砂吐きゲート

土砂吐きゲートは2門の洪水吐きゲートの右岸側に設置されており、取水口前面の土砂を定期的に放流するためのゲートである。その仕様を以下に示す。

(a) ゲート形式	スライドゲート
(b) 純径間	2.500 m
(c) 有効高	0.800 m
(d) 数量	1門
(f) 水密方式	後面4方ゴム水密
(g) 開閉方式	手動スピンドル式、2本吊り

現在は手動スピンドル式開閉機が故障しており、土砂の掃流操作を行うことができない。また、ゲート下流側には長期間、放流操作を行っていないため、ゴミや塵芥が溜まっている。ゲート前面にも土砂が堆積し、取水口から土砂が流入し、発電所へも流入していると推察される。トンダノ湖流出部でも堆砂が問題となっており、浚渫を行ったとのことであったが、トンダノ川や取水口付近にも同様に堆砂が進んでいると推察され、土砂吐きゲートの修復が必要と考える。

写真 1-1、1-2 に土砂吐きゲートの現況を示す。



写真 1-1 土砂吐きゲート開閉装置



写真 1-2 土砂吐きゲート下流側の塵芥

(8) 取水口

取水口の諸元は以下の通りである。

- | | |
|-----------|-------------|
| (a) 取水口 | |
| 幅 | 2.500 m×2 門 |
| 鉛直高 | 2.85 m |
| (b) スクリーン | |
| 形式 | 鋼製バースクリーン |
| 目幅 | 35mm |
| 数量 | 1 面 |
| 全幅 | 6.000 m |
| 鉛直高 | 4.300 m |

現地操作員からのヒアリングによれば、現況の取水口は呑み込み流量が多くなると、過大な流速により取水口スクリーンの前面で渦を巻く、空気を連行する、スクリーンパネルがたわむ、スクリーンの振動が発生する、などの不具合が現れる。

最大取水量 $Q=19.7\text{m}^3/\text{s}$ のとき、現況のスクリーン通過流速(V)は、次に示すとおり、 1.382 m/s となり、一般的な通過流速に比べ速い。

$$\begin{aligned}
 V &= Q/A \\
 &= 19.7\text{ m}^3/\text{s} / (2.5\text{ m} \times 2 \times 2.85\text{ m}) \\
 &= 19.7\text{ m}^3/\text{s} / 14.25\text{ m}^2 \\
 &= 1.382\text{ m/s} > 0.6\text{ m/s}
 \end{aligned}$$

ここに、 A : スクリーン通過部（取水口開口部）の面積

既設取水口の開口部面積は、取水量に比べ小さいため、開口部を広げるなどの対策が必要と考える。また、既設取水口には角落し（幅 2.5m）が設置できるようになっている。取水口の拡幅に合わせ、新たな角落しを計画する必要がある。

写真 2-1、2-2 に取水口の現況を示す。



写真 2-1 取水口（右側が取水口）



写真 2-2 取水口スクリーン

(9) 取水口除塵設備

トンダノ湖およびトンダノ川には、ホテイアオイが多く存在し、取水の妨げになっている。現在は湖の流出部に中国製の作業船 2 台を購入し、ホテイアオイの撤去作業を行っている。取水口の上流側には、トンダノ川を横断する形でホテイアオイ捕捉用の栈橋が設置され、捕捉したホテイアオイを人力により回収している。

これら上流にある除塵設備で取り逃がした塵芥が取水口に到達する。取水口での塵芥の種類は、主にペットボトル、ビニール、藻、水草などである。

この塵芥処理のため、取水口スクリーンに固定式前面降下前面掻上除塵機が取付けられている。

現況の除塵機は、外観は老朽化しているものの、日々の除塵作業には支障無く稼働している。除塵運転は毎日行われ、除塵機の直下流に一時的に貯められている。1 週間に 2 回、6ton トラック 2 台によって搬出しているとのことであった。トラックへの積み込み作業は人力で行っており、4 人で 1 時間かかるとのことであった。

取水口の拡幅、スクリーンの更新に合わせ、除塵設備の更新も必要となる。また塵芥処理の作業性改善のためにもコンベアの設置が望ましい。

写真 3-1、3-2 に既設除塵機と回収された塵芥を示す。



写真 3-1 既設除塵機



写真 3-2 回収された塵芥

(10) 鉄管弁 (1 号機)

鉄管弁は、2 号水圧鉄管路に水を供給させつつ、1 号水圧鉄管路の維持管理時に閉塞させるためのものである。また、1 号水圧管路の異常時に緊急閉鎖させる設備である。その仕様は以下の通りである。

- | | |
|--------|------------------------|
| (a) 口径 | 2.300m |
| (b) 形式 | 水圧式バタフライバルブ (緊急遮断機能付き) |
| (c) 数量 | 1 台 |

現地管理者からのヒアリングによれば、現況の鉄管弁は充水バルブの故障により、開操作ができない。後述する水圧鉄管の更新に合わせ、鉄管弁も更新する必要がある。また、2、3 号水車による発電を行いながら 1 号鉄管弁の維持管理ができるよう、主、副の鉄管弁を設けたいとの要望

があった。既設2号鉄管路には、主、副の鉄管弁が設置されている。

写真4-1、4-2に現況の鉄管弁を示す。



写真4-1 1号鉄管弁(1)



写真4-2 1号鉄管弁(2)

(11) 水圧鉄管

現況水圧鉄管は、1950年の運転開始以来使用され、62年が経過している。管路は鉛直方向および円周方向共にリベット接合により製作された旧式のもので、現在の主流である溶接構造以前の製作手法である。既存の水圧鉄管の仕様は以下の通りである。

(a) 形式	鋼製圧力管（リベット接合）
(b) 口径	2.300m - 1.600m - 1.300m
(c) 数量	1条
(d) 延長	約150m
(e) 設計水圧	約114m
(f) 使用材質	不明
(g) 設計板厚	8mm, 10mm, 12mm, 15mm, 20mm

外観は、腐食による表面の凸凹が明らかにわかる。管理者からのヒアリングによれば、腐食進行を遅らせるために3年に一度、外面の塗装替えを行っている。また、鉄管路周辺の草刈りも頻繁に実施し、延命化に努めている様子が見える。ただし、前述の1号鉄管弁が使用できないため、内面の塗装替えができない状況である。

1) 現地外観調査結果

現地外観調査の結果は次の通りである。

i) リベット接合部の腐食、漏水跡が多数見受けられる。(写真5-3, 5-4, 5-5 参照)

鉄管内部のリベットヘッドの腐食・摩耗状況は調査できないが、板厚の減少量が推察すれば、リベットヘッドも腐食が進んでいると推察でき、将来的にはリベットが外れる可能性がある。また、リベット接合は鋼板を重ね合わせて接合する構造のため、その重ね合わせ部に水やゴミが浸入しやすく、その重ね合わせ部は特に腐食が進行しやすい。

ii) 伸縮継手部から漏水跡が見受けられる。(写真5-6, 5-7 参照)

伸縮継手のパッキン劣化および伸縮部表面の腐食により、水密が確保できない常態になっている。伸縮面の腐食により、平滑ではないため、伸縮継手としての機能も果たせ

ない常態になっている。また、フランジのボルトヘッドの腐食も著しい。（写真 5-8 参照）

iii) 鉄管表面が、腐食により痘痕状になっている。（写真 5-9 参照）

62 年が経過しているため、経年経過による全体的な腐食が進んでいることがわかる。内部は常時水流に曝されているため、外面よりも腐食が進行していると推察される。本調査において、板厚測定を実施した。その結果は後述の 2) にて述べる。

一方、2004 年 2 月には PLN 本社の技術部門が 1 号水圧鉄管の板厚測定とその評価を実施し、報告書 (No. 007. UKT. 006E. 2004) としてまとめている。その報告書によれば、① 平均腐食量は 0.225 mm であり、年平均腐食進行量が 0.293 mm の部分もあり、あと 5 年程度 (2004 年から 5 年後程度) で寿命を迎える。② その他の部分は 10~15 年程度の余寿命と計算されるため、早急に補強や更新などの対策が必要であると述べられている。

写真 5-1~5-10 に現況の水圧鉄管を示す。



写真 5-1 1号水圧鉄管全体図
(発電所側より上流方向を見る)



写真 5-2 1号水圧鉄管全体図
(サージタンク側より下流方向を見る)



写真 5-3 リベット継手部の腐食と漏水跡



写真 5-4 リベット継手部の腐食と漏水跡



写真 5-5 リベット継手部の腐食



写真 5-6 伸縮継手部の腐食と漏水跡



写真 5-7 伸縮継手部の腐食と漏水跡



写真 5-8 ボルトの腐食状況



写真 5-9 表面の腐食状況



写真 5-10 板厚測定状況

2) 板厚測定

本調査において板厚測定を実施した。測定結果を表 2-4 に示す。

板厚測定の結果は、局部的に板厚が著しく減少しており、設計板厚の 60 % 以下まで減少している箇所も少なくなく、腐食の進行度がかなり高いことを示している。

一般的に、鋼材の腐食は均一に減少するのではなく局部的に進行するが、進行が著しく進めば外観調査結果に見られるように痘痕状になる。

外観調査結果と板厚測定結果から判断すると、早急に全面更新が必要である。

表 2-4 1号水圧鉄管板厚測定結果

設計板厚	測定箇所数	板厚実測値 (mm)		
		最大値	最小値	平均値
15 mm	320	14.90 (-0.1)	8.12 (-6.88)	12.18 (-2.82)
12 mm	140	12.94 (+0.94)	7.28 (-4.72)	10.16 (-1.84)
10 mm	360	11.36 (+1.36)	5.76 (-4.24)	8.83 (-1.17)
8 mm	180	9.66 (+1.66)	6.48 (-1.52)	8.07 (+0.07)

注：括弧内の値は設計値との比較を示す。

(12) 放水路

既存の1号水車下流側には、ドラフトチューブゲートが設置されていない。発電所下流側の放水庭の1号トンネル出口には放水路閉塞用の角落し用戸溝があるが、角落しゲートは無い。一方、2号、3号水車には発電所建屋の直下流にドラフトチューブゲートが設置されている。

現地調査時の管理者ヒアリングでは、1号水車の点検、維持管理用にドラフトチューブゲートの設置が要望された。しかし、ドラフトチューブゲートの追加設置は既存発電所建屋の鉄筋を切る大規模な改造が必要となるため、本計画にはこの追加設置は含めないことにする。

写真 6-1、6-2 に放水庭および発電所下流側の現況を示す。



写真 6-1 放水庭
(左側が2号および3号水車用放水路出口、
右側が1号水車用放水路出口)



写真 6-2 発電所下流側
(2号、3号用ドラフトチューブゲート用の
モノレールホイストが見える)

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

マナド市からトンセアラマ水力発電所までは、Tomohon-Tondano 経由または Airmadidi 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。どちらもマナド市から約 40 km の距離にある。

本プロジェクトの最大輸送重量物は発電機回転子でその重量は約 20 トン、車両重量を含む総輸送重量は約 38 トン程度となるが、資機材の輸送上には特に問題はないと思われる。

なお、トンセアラマ発電所のエントランス・ゲートより発電所までは、ヘアピンカーブが続く下り坂になっており、その途中に木製（鉄鋼ベース）の橋が 2 箇所ある。この木製の橋は補強が必要である。

(2) 港湾設備

ビトゥン港は北スラウェシ州にあり、マナド市の東、約 47 km の海岸に位置し、古くからの荷揚げ港である。トンセアラマの発電所も、この荷揚げ港への電力供給のために建設されたという。

ビトゥン港はコンテナターミナルと一般のターミナルに分かれている。コンテナターミナルは JICA の資金にて 2009 年に完成している。コンテナターミナルの設備は以下の通り。

- (a) コンテナクレーン（30 トン、最大 36 トン）：3 台
- (b) コンテナヤード、コンテナクレーン（40 トン）：2 台
- (c) 一般クレーン（35 トン、ただし、現在の最大吊り荷重は 20 トン程度）：1 台

なお、一般クレーンは、30 年以上経過しており、老朽化が激しいため、2013 年 6 月に 100 トンクレーンを購入予定。

(3) 用地

現場事務所及び宿舍用地、並びに不用品の保管場所は PLN との協議による。

(4) 配電設備

トンセアラマ水力発電所の所内電力は、1 号発電機、30 kV 送電線、20 kV 配電線から供給可能である。しかし、取水口改造工事などトンセアラマ発電所の全停を伴う工事期間中は、20 kV 配電線から受電する。

なお、所内電力は三相 380 V 及び単相 220 V で供給される。

(5) 電話設備

携帯電話は発電所付近ではかかり難いが、場所により使用可能である。

2-2-2 自然条件

(1) 位置および地形

インドネシアのほぼ中心に位置するスラウェシ島の北部、ミナハサ半島の先端部に位置するのが北スラウェシ州である。インドネシアの北半球側（緯度はシンガポールとほぼ同じ）であり、海を隔てた東側には有名なマルク諸島（香料諸島）が存在する。

首都ジャカルタから州都のマナド市（人口約 40 万人）までは直行航空便を利用しても 3 時間以上の道程である。陸地の面積は狭いが、北方に位置するフィリピンのミンダナオ島へと連なるサンギル・タラウド諸島を有しており、地理的な範囲は広い。州内は行政的に 2 つの市と 4 つの県とに区分されるが、離島部（サンギル・タラウド諸島）及び西に隣接するゴロンタロ州（イスラ

ム地帯) と境界を接するボラアン・モンゴンドウ県を除く地方を総称して一般にミナハサ地方と呼んでいる。

本計画のトンセアラマ水力発電所はトンダノ湖の北に位置し、州都マナド市から約 40 km 北東の標高が 600 ～ 700 m の山岳地帯である。発電所は深い谷間にあり、河川沿いには密度の高い湿地林が形成されている。

(2) 気象

気候は熱帯モンスーンに属し、10月から5月までの雨季と6月から9月までの乾季に、ほぼ分かれている。トンセアラマ水力発電所の上流のトンダノ湖（北緯 01° 17' 42"、東経 124° 55' 30"）付近の年間降雨量は 2,342 mm、平均気温は 23 °C である。最大風速は 18 m/s である。

表 2-5 トンダノ気象台観測データ (2011 年)

2011 年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
降雨量 (mm)	152	385	226	197	357	140	27	43	217	103	238	257
平均気温 (°C)	22.1	22.2	22.0	22.9	23.0	22.7	22.7	22.6	21.9	23.1	23.7	22.6
平均湿度 (%)	93	92	93	92	93	92	88	87	88	90	92	91
平均風速 (m/s)	0.9	1.0	1.0	1.4	0.8	1.1	1.6	2.3	1.7	0.9	1.8	1.6
最大風速 (m/s)	7.7	10.8	10.3	18.0	7.7	7.7	9.3	9.3	7.7	6.2	7.7	10.8

(出典：マナド気象庁)

(3) 標高

標高は発電所サイトで海拔約 598.2 m、トンダノ湖で海拔約 704 m である。

(4) 水質

トンセアラマ水力発電所に流れ込む水質は 2012 年 3 月の結果が下記のように報告されている。

- | | |
|--------------------------------|---------------|
| (a) 温度 | 27 °C |
| (b) DO 溶存酸素量 | 7.03 mg/liter |
| (c) BOD 生物化学酸素要求量 | < 2 mg/liter |
| (d) COD 化学的酸素要求量 | 22 mg/liter |
| (e) アンモニア (NH ₃ -N) | 0.13 mg/liter |
| (f) 油脂 | < 5 mg/liter |

2-2-3 環境社会配慮

2-2-3-1 環境影響評価

2-2-3-1-1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本プロジェクトは、既存の水力発電所のリハビリ事業であり、水車、発電機、水圧鉄管等の設備更新と共に取水口の拡幅を行うものである。主要な事業コンポーネントは以下の通りである。

(1) 1号機水車及び発電機の更新

- (a) 1号機定格出力： 5,550 kVA (4,440 kW) から 5,440 kVA (4,900 kW) に変更
- (b) 発電設備： 水車・発電機の更新に伴う1号機発電設備の撤去・更新
- (c) 関連土木工事： 水車・発電機の更新に伴う1号機発電所フロアの改造
- (d) 関連建築工事： 発電機のレイアウト変更に伴う1号機発電所上部建屋の撤去・更新

(2) 1号水圧鉄管の更新

- (a) 水圧鉄管： 水圧鉄管と鉄管弁の撤去・更新
- (b) 関連土木工事： 水圧鉄管の更新に伴うコンクリート基礎の撤去・更新
- (c) 関連建築工事： 鉄管弁の更新にともなうバルブハウスの更新

(3) 取水口の拡幅

- (a) 取水口幅： 2.5 m x 2 門から 4.0 m x 2 門に変更
- (b) 関連土木工事： 取水口の拡幅・改造
- (c) 関連設備工事： 取水口スクリーン、除塵機、角落し、土砂吐けゲートの撤去・更新

2-2-3-1-2 ベースとなる環境社会の状況

トンセアラマ水力発電所は、北スラウェシ州ミナハサ県北トンダノ地区のトンセアラマ村にあり、その位置は東経 124 度 51 分 21 秒 北緯 1 度 19 分 19 秒である。トンセアラマ水力発電所の水源はトンダノ湖で、トンダノ川を經由して発電所に流れ込んでいる。プロジェクトサイトは既存の発電所敷地内であり、保護区内に立地しておらず、また保護区に影響を与えない。

表 2-6 に、トンセアラマ村の社会経済データを示す。

表 2-6 トンセアラマ村の社会経済データ (2012 年)

項目	値
人口	
人口	1,878
世帯数	547
教育	
高等学校数	0
中学校数	0
小学校数	1
幼稚園／宗教学校の数	1
医療	
保健センター数	1

(出典：Kantor Camat Tondano Utara)

2-2-3-1-3 相手国の環境社会配慮制度・組織

(1) 関連法規制

本事業の環境社会配慮にかかるインドネシア国の環境関連法規制を表 2-7 に示す。

表 2-7 環境関連法規制

Regulation No.	Regulation Title
Law No: 32 of 2009	Environmental Protection and Management
Government Regulation for the Republic of Indonesia No: 27 of 2012	Environmental Permission
Government Regulation No: 82 of 2001	Water Quality Management and Water Pollution Control
Government Regulation No: 41 of 1999	Air Quality Management and Pollution Control
Minister of Environment Decree No: 48/MENLH/11/1996	Standard Quality of Noise Level
Minister of Environment Decree No: 49/MENLH/11/1996	Standard Quality of Vibration Level
Minister of Environment Decree No: 50/MENLH/11/1996	Standard Quality of odor level

(調査団作成)

(2) 環境社会配慮制度

インドネシアにおける環境影響評価制度は、AMDAL (Analisis Mengenai Dampak Lingkungan Hidup) と呼ばれている。

トンセアラマ水力発電所は、インドネシア国で AMDAL 制度が制定される以前に建設されたものであることから AMDAL 承認を得ていなかった。そこで PLN は「No: 660/BLH/87/VI-2011 トンセアラマ水力発電所の運転に関する環境管理書類 (DPLH : Dokumen Pengelolaan Lingkungan Hidup)」を作成し、2011 年 6 月にミナハサ県環境局 (BLH : Badan Lingkungan Hidup) 局長の承認を取得した。それに基づき、PLN は 3 ヶ月毎に環境モニタリングを実施し、BLH に環境管理計画書 (RKL : Rencana Pengelolaan Lingkungan Hidup) および環境モニタリング計画書 (RPL : Rencana Pemantauan Lingkungan Hidup) を提出している。

取得済みの環境承認の変更申請については、「Government Regulation for the Republic of Indonesia No: 27 of 2012 regarding Environmental Permission」の第 50 条に明記されており、変更申請が必要となる活動として次の項目が挙げられている。

- (a) 事業主の変更
- (b) 環境管理・モニタリングの変更
- (c) 環境に影響する事業活動の変更
- (d) 環境に及ぼす影響の変化
- (e) 承認後 3 年以上に渡る事業未開始

なお、(c) 環境に影響する事業活動の変更の一つとして、水車・発電機の出力増加が挙げられているが、本プロジェクトの出力増加はごく僅かで、環境に追加的な影響を及ぼすものでないことから、環境承認の変更申請は不要である。

しかしながら、PLN は本事業の実施による環境影響をモニタリングし、通常の稼動に対する環

境モニタリングと合わせ、RKL/RPLでBLHに報告を行うこととする。

2-2-3-1-4 代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討

環境社会配慮の観点からゼロ・オプションを含む代替案を検討した。

代替案0：プロジェクトの実施なし

代替案1：既存のトンセアラマ水力発電所のリハビリ（本事業）

代替案2：新規水力発電所の建設

インドネシア国の好調な経済成長により、電力需要は伸び続けていることから、電力安定供給のための電源確保は最重要課題の一つである。その上、電力供給の不足は、ディーゼル発電機の利用増加に繋がる恐れがあり、環境に悪影響を与える。そのため、ゼロ・オプションである代替案0の採用の可能性は低い。

残り2つの代替案を比較検討すると、代替案1は既存の取水堰を使用するものであることから、代替案2に比べて環境に対する悪影響が少ない。新規水力発電所の建設は、自然環境に重大な影響を及ぼし、また用地取得や非自発的住民移転が生じる可能性もある。そのため、現状では代替案1（本事業）が最も実施可能性の高い案である。

2-2-3-1-5 スコーピング

環境スコーピング結果を表2-8に示す。

表2-8 環境スコーピング

環境項目	スコーピング		評価理由
	工事中	完成後	
1. 汚染対策			
大気汚染	B-	D	工事車両および建設機器により埃や排出ガスが増大するが、プロジェクトサイト周辺に住宅地が見られないことから、それによる影響は想定されない。しかしながら作業員に対する適切な配慮は必要である。
水質汚濁	D	D	本プロジェクトでは、取水口の拡張が行われるが、それによる水質の悪化は想定されない。
土壌汚染	C-	D	既存設備から油漏れが生じると影響を及ぼす可能性がある。
廃棄物	B-	D	機器の交換により、廃棄物が発生する。適切な廃棄物管理が必要である。
騒音・振動	D	D	工事による騒音・振動の発生が考えられるが、環境基準を順守する。また、プロジェクトサイト周辺に住宅地が見られないことから、それによる影響は想定されない。
地盤沈下	D	D	本プロジェクトの実施による地盤沈下は想定されない。
悪臭	D	D	古い設備の解体により悪臭が発生する可能性があるが、環境基準を順守する。また、プロジェクトサイト周辺に住宅地が見られないことから、それによる影響は想定されない。
底質	D	D	本プロジェクトでは、底質を汚染するような活動は行われない。
交通事故	C-	D	工事中は撤去品・廃棄物の搬出及び更新設備の搬入が頻繁に行われるため、交通事故が起きる可能性がある

(続く)

環境項目	スコーピング		評価理由
	工事中	供与後	
2. 自然環境			
地形・地質	D	D	地形・地質に対する負の影響の発生は想定されない。
土壌浸食	D	D	該当なし
地下水	D	D	該当なし
水文学的状況	D	D	該当なし。
沿岸域	D	D	該当なし
生態系・動植物の生息・生育環境	D	D	生態系に対する負の影響の発生は想定されない。
気象	D	D	該当なし
景観	D	D	該当なし
地球温暖化	D	B+	本プロジェクトは、ミナハサ系統における電力供給を安定させ、既存ディーゼル発電所の化石燃料節減を図ることから、GHG 排出は減少する。
3. 社会環境			
非自発的住民移転	D	D	本プロジェクト活動に伴う非自発的住民移転等は発生しない。
雇用や生計手段等の地域経済	B+	B+	工事中は雇用機会の増加が想定され、また安定した電力供給は、周辺地域の生計を向上させ得る。
土地利用や地域資源利用	D	D	該当なし
社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	該当なし
既存の社会インフラや社会サービス	D	D	該当なし
貧困層・先住民・少数民族	D	D	該当なし
被害と便益の偏在	D	D	該当なし
文化遺産	D	D	該当なし
地域内の利害対立	D	D	該当なし
水利用、水利権	D	D	該当なし
公衆衛生	C-	D	工事期間中の作業員の増加により公衆衛生に問題が生じる可能性がある。
HIV/AIDS 等の感染症	C-	D	工事に従事する作業員によって HIV/AIDS 等感染症が広がる可能性がある。地域住民も含めた感染症に関する啓発活動を行うなど、対応策が必要である。

A+/-: 重大な正/負の影響が予測される

B+/-: 多少の正/負の影響が予測される

C+/-: 未知の正/負の影響が想定される

D+/-: 影響なし

(調査団作成)

2-2-3-1-6 影響評価

本プロジェクトは、既存の水力発電所のリハビリ事業であり、本事業活動は当該水力発電所の敷地内で行われ、工期も比較的短いことから、自然環境や社会環境に対する追加的な負の影響は最小限であると考えられる。影響評価の特記事項は以下の通りである。

(1) トンセアラマ発電所上流域への影響

トンダノ川の最上流にあるトンセアラマ水力発電所は、トンダノ湖から流出するトンダノ川を導水路として使用している。以前は、トンセアラマ発電所の取水堰の水位が高くなるたびに、トンダノ湖出口付近の導水路右岸にある多数の民家が浸水し、度々住民から苦情が出ていた。その

対策として、PLN は導水路の護岸を 60 cm 嵩上げする工事を実施し 2012 年 8 月に完成した。この護岸嵩上げ工事の完成により、トンセアラマ発電所の運用に起因する民家浸水の恐れはなくなった。

(2) トンセアラマ発電所取水堰下流域への影響

取水口拡張工事期間中はトンセアラマ取水堰から放流する。トンセアラマ水力発電所の下流にはタンガリ第 1 水力発電所があり、トンセアラマ発電所取水堰からタンガリ第 1 水力発電所までの河川域には周辺住民による水利用・土地利用は確認されない。したがって、取水堰からの放流によって、タンガリ第 1 水力発電所までの河川が増水しても、何の影響も予見されない。

(3) 工事車両による車両通行への影響

トンセアラマ発電所のエントランス・ゲート及び水圧鉄管・鉄管弁の搬入ゲートは、ヘアピンカーブの続く幹線道路に面しているため、本プロジェクトの資機材の搬入・搬出時には、安全確保のため、道路の一時通行止めが必要となる。しかし、1 回当たりの通行止めは数分程度であり、車の通行量も比較的少ないため、その影響は少ないと考えられる。

(4) 変圧器絶縁油中の PCB

撤去の対象となっている 3 台の変圧器中の油に PCB が混入している可能性が懸念されたため、PLN が行ったサンプル分析結果を検討した。10mL 中の濃度はそれぞれ、6.19 ppm、26.4 ppm、9.87 ppm であり、「残留性有機汚染物質に関するストックホルム条約」が定めている規制対象値（50 ppm）以下であり、インドネシア国内法でも規制の対象とはならないことを確認した。なお、本プロジェクトでは PCB を含む廃棄物として、PLN が定めている「有害廃棄物取扱手順書」に則して管理される。

2-2-3-1-7 緩和策

本事業実施に伴う環境面での負の影響に対し、緩和策の検討を行った。

表 2-9 緩和策

No.	影響	想定される緩和策	実施機関	責任機関
工事中				
1	大気汚染	作業員へのマスク配給。	請負業者	PLN
2	土壌汚染	撤去された設備の一時置き場の確保と、適切な処理の実施	PLN	PLN
3	廃棄物	廃棄物・廃材の一時置き場の確保と、適切な管理の実施	PLN	PLN
4	交通事故	交通整理要員の適切な配置。	請負業者	請負業者
5	公衆衛生	公衆衛生に関するトレーニングの実施	PLN 及び 請負業者	PLN 及び 請負業者
6	HIV/AIDS 等の感染症	感染症増加を予防するための啓発プログラムの実施	PLN 及び 請負業者	PLN 及び 請負業者

(調査団作成)

2-2-3-1-8 モニタリング計画

本事業の実施に当たっては、定期的かつ適切な頻度によって環境・社会影響のモニタリングを実施しなければならない。PLN との協議によって作成したモニタリング計画を表 2-10 にまとめた。

表 2-10 モニタリングフォーム

MONITORING FORM							
Tonsealama Hydropower Station Rehabilitation Project							
1. Responses/Actions to Comments and Guidance from Government Authorities and the Public							
Monitoring Item			Monitoring Results during Report Period				
Consultation with BLH regarding the additional environmental permit							
Explanations to the Public (for the construction work on the bridge)							
2. Mitigation Measures							
- Air Quality (Emission Gas / Ambient Air Quality)							
Item	Unit	Country's Standards	Measured Value	Frequency	Responsibility		
Dust (24 hours)	µg/Nm ³	150		Continuously	PLN		
- Water Quality (Effluent/Wastewater/Ambient Water Quality)							
Item	Unit	Country's Standards	Measured Value	Frequency	Responsibility		
A. Physic							
Temperature	°C	Deviation 3°C		Quarterly	PLN		
Total Dissolved Solid (TDS)	mg/l	1,000					
Total Suspended Solid (TSS)	mg/l	50					
B. Chemical							
DO	mg/l	4					
BOD	mg/l	3					
COD	mg/l	25					
Ammonia (NH ₃ -N)	mg/l	-					
Oil and grease	mg/l	1					
Total of coli bacteria	MPN/100 ml	10,000					
- Noise							
Item	Unit	Country's Standards	Measured Value	Frequency	Responsibility		
Turbine room	dBA	85		Quarterly	PLN		
Generator room	dBA	85					
Control room	dBA	70					
Power yard	dBA	70					
- Odor							
Monitoring Item			Monitoring Results during Report Period				
Odor							
- Waste							
Monitoring Item			Monitoring Results during Report Period				
Transformers replaced							
Construction waste							

2-2-3-2 用地取得・住民移転

本プロジェクトは既存の水力発電所のリハビリ事業であり、プロジェクト活動は当該水力発電所の敷地内で行われることから、用地取得や住民移転は発生しない。

2-3 トンセアラマ水力発電所 2、3号機の現況

(1) 2、3号機の諸元

トンセアラマ水力発電所の2号機及び3号機の主要諸元は表 2-11 の通りである。

表 2-11 2号機及び3号機の主要諸元

	項目	2号機	3号機
1	運転開始年	1970	1981
2.	水車		
	(a) 製造業者	Stork Holland	Andritz Escher Wyss Zurich
	(b) 落差	89.55 m	93.25 m
	(c) 流量	6.45 m ³ /s	6.77 m ³ /s
	(d) 水車形式	立軸フランス水車	立軸フランス水車
	(e) 定格出力	6,750 kW	5,670 kW
	(f) 定格回転数	600 rpm	600 rpm
3.	発電機		
	(a) 製造業者	BBC (Brown Boveri)	BBC (Brown Boveri)
	(b) 形式	普通形、立軸同期発電機	普通形、立軸同期発電機
	(c) 定格出力	6,000 kVA (4,500 kW)	6,800 kVA (5,400 kW)
	(d) 定格電圧	6.3 kV	6.3 kV
	(e) 定格力率	0.75	0.75

(2) 2、3号機の現況

2号機は1970年の営業運転開始から42年以上経過し、経年劣化や腐食により健全性が低下している。特に、2号機の発電機は絶縁劣化の兆候が見られ、励磁装置や制御盤は経年劣化が著しい。2号機は標準的な耐用年数（25年程度といわれている）を過ぎて使用されているため、今後も長期的な継続運転を可能とするためには、部品交換や機器更新等の補修により早急に機能回復を図る必要がある。

一方、3号機も1981年の営業開始から31年以上が経過しており、励磁装置や制御盤には経年劣化が見られる。水車や発電機には、今のところ、健全性低下の兆候は見られないが、やはり標準的な耐用年数を過ぎて使用されているため、そろそろ機能維持・回復のための補修計画を立案する時期を迎える。

(3) 2号機の補修計画の提言

トンセアラマ水力発電所の電力安定供給力の維持及び水資源有効利用の観点から、健全性が懸念される2号機の機能回復を図るため、早急に2号機の補修を実施することを提言する。

現状から判断される必要最小限の補修項目は以下の通りである。

- (a) 水車軸受の取替
- (b) 水車操作機構軸受の取替・グリースレス化
- (c) 発電機固定子巻線の巻替
- (d) 発電機軸受の取替
- (e) 水車・発電機の温度計、測温抵抗体、各種検知器の取替
- (f) 発電機励磁装置の更新
- (g) 監視制御盤及び自動制御盤の更新
- (h) 保護継電器盤の更新

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

トンセアラマ水力発電所は、トンダノ湖を水源とするトンダノ川の最上流に位置する水力発電所で、3台の発電設備を有し、設備容量は合計で15 MWである。これはミナハサ系統における水力発電設備約50 MWの3割強にあたり、今後も水力開発計画が殆どない同系統においては、貴重な存在である。

同発電所の1号機（出力4.44 MW）の水車、発電機及び水圧鉄管は1920年に山梨県の谷村発電所に建設された後、1943年に旧日本軍により現在地に移設された設備である。1950年の営業運転開始から既に62年が経過したが、水車、発電機、水圧鉄管などの主要設備は建設当時の設備が殆どそのまま使用されているため、老朽化や劣化が著しく、出力の低下、水圧鉄管の腐食・板厚減少、ガイドベーンからの漏水、発電機の絶縁劣化など数々のトラブルが報告されている。近年、トラブルが多かった入口弁、水車発電機軸、発電機巻線などの取替が実施されたが、低下した発電可能出力の回復にまでは至っていない。水車、発電機、水圧鉄管は通常の耐用限度を過ぎており、部分的な改修では本来の機能を回復することが困難である。

一方、インドネシア政府は、2008年11月に非石油燃料への転換を重視した国家電力総合開発計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional: RUKN）を発表し、今後、水力・地熱を含む再生可能エネルギーを活用した電源開発を目指すこととした。

こういった状況に鑑み、本プロジェクトは1号機の水車、発電機、水圧鉄管及びそれらの運転に不可欠な所内共通設備を全面更新し、発電出力の増加並びに劣化した発電設備と水圧鉄管の信頼性・安全性の復旧と共に、取水口設備の機能回復を図り、水資源の有効活用と今後の長期連続運転を可能とすることを目的とする。これにより、北スラウェシ系統における電力供給の安定化及び既存ディーゼル発電の化石燃料節減など長期的な裨益効果が期待できる。

3-2 協力対象事業の基本設計

3-2-1 設計方針

3-2-1-1 基本設計方針

本リハビリ計画は、次の基本方針に基づき策定した。

- (1) 1号機の水車、発電機、水圧鉄管を全面的に更新し、設備の信頼性・安全性の回復と共に、効率アップにより発電出力の増加を図る。
- (2) 水圧鉄管と水車の接続レイアウトを見直し、水圧鉄管と入口弁における損失水頭の軽減を図る
- (3) 取水口を改造し、取水口におけるトラブルの解消を図るとともに、取水堰からの無効放流を減らし、水資源の有効活用を図る。取水口の改造に伴い、取水口スクリーン、除塵設備、土砂吐きゲートも更新する。
- (4) 1号発電機の更新に伴って所内電力供給設備も更新し、所内電力供給システムの改善を図る。
- (5) 更新設備は、運転・維持管理が行い易い設計とする。

- (6) 特に水車・発電機は、日本で近年開発された中小水力発電向け省力化技術を採用する。なお、政府の方針を踏まえ水車については、我が国中小企業製品を前提として設計を行う。
- (7) 1号機の発電所建屋は、建設当時の木造建物を再利用し、モニュメントとして活用する
- (8) 設備設計及び土木・建築設計に必要な各地点の標高や寸法は、本調査団が2012年9月に実施した地形測量結果に基づく。

3-2-1-2 他号機への配慮

取水口の改造工事及び水圧鉄管の撤去・更新工事は、約7ヶ月に亘ってトンセアラマ水力発電所の全台停止が必要となる。2号機及び3号機の運転停止時間が少しでも短縮できるよう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調達計画を決定する。

一方、トンセアラマ水力発電所の全停期間中、スラウェシ島北部地域の電力供給に支障を来さぬよう、給電指令所を通じて他の発電所からの電力供給量の調整を行う。

3-2-1-3 自然条件に対する方針

トンセアラマ発電所は熱帯に位置するため、供給される資機材はすべて高温、多湿、豪雨など熱帯地方特有の条件下で、発送、保管、据付及び使用するために必要な処理を施すことにする。

また、年間平均気温と水温は、国際規格で定める標準使用状態を超えており、変圧器などの温度上昇限度や水冷却設備の冷却効率に影響するため、これらの高温条件を反映した設計をする。

表 3-1 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	593 m
最高周囲温度	40 °C 以下	30 °C
年間平均気温	20 °C 以下	22.6 °C
水温	25 °C 以下	27 °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) を適用するが、電気設備には国際電気標準会議規格 (IEC) を適用する。なお、一部の電気設備、電線、ケーブルには電気学会・電気規格調査会標準規格 (JEC) 及び日本電機工業会規格 (JEM) の適用を認める。

3-2-1-5 現地業者、現地資機材活用の方針

インドネシアには、変圧器、配電盤、ケーブルなどの電気設備で、品質の優れた製品を設計・製作・据付している現地業者が数社ある。本計画の工期は比較的短いため、資機材は業者契約後12ヶ月以内に納入されることが要求されており、納期さえ厳守できるのであれば、これら現地業者の活用も可能である。なお、水車、発電機、水圧鉄管などの主要設備は、日本から調達する計画である。

一方、本計画の現地工事は、現地業者を十分に活用して実施する。しかし、本計画が位置する北スラウェシ州周辺には、水力発電設備の据付・オーバーホールの経験を有する作業員の数が限定的であるため、ジャワ島などの現地業者を活用せざるを得ない。

3-2-1-6 維持・管理の技術移転に係る方針

トンセアラマ水力発電所の運営・維持管理を担当する PLN Sektor Minahasa は過去 62 年以上に亘って、水力発電所の運転・維持管理を行ってきた実績があり、日常点検や性能確認試験のみならず水車・発電機のオーバーホールも独自に実施する能力と技能を有している。

したがって、水車、発電機、调速機、励磁装置、制御盤、保護継電器など、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のみ、その操作及び維持管理に係る技術移転を実施する。

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し、請負業者が現場試験終了後に実施するものとする。

3-2-1-7 工期に係る方針

本リハビリ事業は既存設備と同一の敷地に新たに設備を据付ける、いわゆる、スクラップ&ビルド事業であり、既存設備の大規模な解体・撤去工事を伴う。工事範囲は水車・発電機等の発電設備の更新のほか、水圧鉄管や取水口ゲート設備一式の更新にも及び、これらの機材更新に伴って必要となる土木・建築工事も含まれる。

本リハビリ事業は単年度案件として計画されており、業者契約締結後の実質工期は 18 ヶ月程度であり、出力 5 MW 水力発電所の新設工事期間としては非常に短い。本事業を工期内に完成させるには、各設備の納期の短縮のみならず現場工事の円滑な実施が不可欠であり、秩序立てた施工計画と工程管理のほか、複数の工事が並行して実施されるため十分な安全管理を行うよう計画する。

3-2-2 基本計画

3-2-2-1 施設計画／機材計画

相手国側の要請内容を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、1 号機、所内電力供給システム、取水口、水圧鉄管の各設備のリハビリ事業内容を表 3-2 の通り計画する。

表 3-2 リハビリ事業内容

機材・設備名称	現地調査結果	リハビリ内容
1. 1号水車		
1) 水車本体	<ul style="list-style-type: none"> ● 腐食・侵食・壊食による損傷 ● 水車効率が低い ● ガイドベーン操作機構からのグリース漏れ 	<ul style="list-style-type: none"> ● ランナを含む水車本体全体の更新 ● 吸出し管の埋設部は再利用する

(続く)

機材・設備名称	現地調査結果	リハビリ内容
2) 入口弁	<ul style="list-style-type: none"> 入口弁は水圧鉄管の垂直部に据付られている 入口弁と水車は 90° エルボ管で接続されており損失水頭が大きい 入口弁は手動操作であるため、自動起動・停止ができない 	<ul style="list-style-type: none"> 水圧鉄管レイアウトの変更 入口弁の更新
3) 调速機		<ul style="list-style-type: none"> 水車の更新に伴い、调速機を更新
4) 水車制御盤		<ul style="list-style-type: none"> 水車・発電機の更新に伴い、水車制御盤を更新
5) 冷却水供給装置		<ul style="list-style-type: none"> 水車・発電機の更新に伴い、冷却水供給装置を更新
2. 1号発電機		
1) 発電機本体	<ul style="list-style-type: none"> 固定子巻線の緩み 固定子巻線絶縁材料の劣化・吸湿、絶縁抵抗の低下 	<ul style="list-style-type: none"> 発電機の更新 発電機構造の変更 発電機電圧の変更
2) 励磁装置	<ul style="list-style-type: none"> 全体的に経年劣化 故障頻度が高い 	<ul style="list-style-type: none"> 励磁装置の更新
3) 中性点接地装置	<ul style="list-style-type: none"> 中性点接地装置がない 	<ul style="list-style-type: none"> 中性点接地装置の追加
3. 1号主要変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 変圧器内絶縁物の劣化 絶縁油の劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 主要変圧器の更新 変圧比を 30/6.3 kV に変更
4. 16.5/0.23 kV 所内変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 所内変圧器の更新 変圧比を 6.3/0.4-0.23 kV に変更
5. 20-15/0.38 kV 所内変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 所内変圧器の更新 変圧比を 20/0.4-0.23 kV に変更
6. 15/0.23 kV 柱状変圧器	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 柱状変圧器の更新 変圧比を 6.3/0.4 kV に変更
7. 30 kV スイッチギア	<ul style="list-style-type: none"> 1号主要変圧器保護用の遮断器及び変流器がない 	<ul style="list-style-type: none"> 30 kV 遮断器の追加 30 kV 変流器の追加
8. 20 kV スイッチギア	<ul style="list-style-type: none"> 20-15/0.38 kV 所内変圧器用の 20 kV 遮断器及び変流器が故障している 	<ul style="list-style-type: none"> 20 kV 遮断器の更新 20 kV 変流器の更新
9. 15 kV スイッチギア	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 発電機電圧の変更に伴い、15 kV スイッチギアを 6.3 kV スイッチギアに変更
10. 低圧スイッチギア	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 低圧スイッチギアの更新 所内供給回路の再構築
11. 直流電源設備		<ul style="list-style-type: none"> 水車及び入口弁に直流電動式サーボモータを採用するため、1号機専用の直流電源設備を追加

(続く)

機材・設備名称	現地調査結果	リハビリ内容
12. 制御盤	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 水車・発電機の更新に伴い、1号機の制御盤を取替 所内回路の再構築に伴い、所内回路の制御盤を取替 既存制御室から遠方制御するための監視制御盤を設置
13. 保護継電器	<ul style="list-style-type: none"> 経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> 発電機・主要変圧器の更新に伴い、発電機・主要変圧器の保護継電器を取替 所内回路の再構築に伴い、所内回路の保護継電器を取替
14. 1号天井クレーン	<ul style="list-style-type: none"> 手動操作形 	<ul style="list-style-type: none"> 1号クレーンは撤去・廃棄 2号クレーンが使用できるようレール及び電源ケーブルを延伸する
15. 1号水圧鉄管		
1) 鉄管弁	<ul style="list-style-type: none"> バイパスバルブの故障により開操作が不可能 開閉装置を含む鉄管弁全体の経年劣化 鉄管弁が1基しかないため、2・3号機運転時は1号鉄管弁の維持管理ができない 	<ul style="list-style-type: none"> 鉄管弁の更新 主・副2系統の鉄管弁へ変更
2) 水圧鉄管	<ul style="list-style-type: none"> 板厚の減少による強度不足 リベット接合部からの漏水 フランジ接合部からの漏水 伸縮継手からの漏水 	<ul style="list-style-type: none"> 水圧鉄管の更新
16. 取水口設備		
1) 土砂吐きゲート	<ul style="list-style-type: none"> 開閉機の故障によりゲート操作が不可能 	<ul style="list-style-type: none"> 土砂吐きゲートの更新
2) 取水口スクリーン	<ul style="list-style-type: none"> スクリーン通過流速が早く、渦の発生やスクリーンのたわみが見受けられる 	<ul style="list-style-type: none"> 取水口の拡幅 取水口スクリーンの更新
3) 取水口角落し		<ul style="list-style-type: none"> 取水口の拡幅に伴い、角落し扉体及びモノレールホイストを更新
4) 取水口除塵設備	<ul style="list-style-type: none"> 電動機、減速機の経年劣化 配線を含む制御盤の経年劣化 	<ul style="list-style-type: none"> スクリーン全幅の変更に伴い、除塵機を更新
17. 土木工事		
1) 1号機発電所建屋	<ul style="list-style-type: none"> 既存コンクリートの強度は十分 	<ul style="list-style-type: none"> 水車・発電機の更新に伴い、発電所建屋を改造 発電機基礎の変更
2) 1号主要変圧器基礎		<ul style="list-style-type: none"> 主要変圧器の更新に伴い、主要変圧器用基礎を更新 集油タンクの追加

(続く)

機材・設備名称	現地調査結果	リハビリ内容
3) 30 kV スイッチギア基礎		<ul style="list-style-type: none"> 30 kV スイッチギアの追加に伴い、その基礎を追加
4) 20 kV スイッチギア基礎		<ul style="list-style-type: none"> 20 kV スイッチギアの更新に伴い、その基礎を更新
5) 1号水圧鉄管基礎		<ul style="list-style-type: none"> 水圧鉄管の更新に伴い、水圧鉄管の基礎を更新
6) 取水口		<ul style="list-style-type: none"> 取水口幅の拡幅
18. 建築工事		
1) 1号機発電所建屋		<ul style="list-style-type: none"> 既存の発電機フロア撤去に伴い、建屋上部を更新 木造建造物は解体後、復元・再利用
2) 2号機発電所建屋		<ul style="list-style-type: none"> 2号天井クレーンを1号機でも使用できるよう、1号機側のコンクリート壁を撤去
3) 1号鉄管弁用バルブハウス		<ul style="list-style-type: none"> 鉄管弁の更新に伴い、バルブハウスを更新

3-2-2-2 基本計画の技術的検討

3-2-2-2-1 1号水車の検討事項

(1) 水車定格流量

既設各号機と新製1号機の水車諸元の比較を表3-3に示す。

新製1号機の定格水車流量は、各号機の運転特性が揃うように、2号機 (6.45 m³/s) 及び3号機 (6.77 m³/s) と殆ど同じ値の 6.5 m³/s を選定する。

これにより、トンダノ川の最大河川流量 16 m³/s 時には、3台それぞれが定格出力の 80% で運転することが可能となる。

表 3-3 各号機の水車諸元の比較

	既設			新製 1号機
	1号機	2号機	3号機	
水車形式	立軸フランシス	立軸フランシス	立軸フランシス	立軸フランシス
水車流量	7.3 m ³ /s	6.45 m ³ /s	6.77 m ³ /s	6.5 m ³ /s
設計落差	96 m	89.55 m	93.25 m	89.5 m
水車出力	4,440 kW	5,000 kW	5,670 kW	5,100 kW
水車回転数	500 rpm	600 rpm	600 rpm	500 rpm

(2) 設計落差

1号水車の設計落差は、次の条件にて算出した 89.5 m とする。

- (a) 取水堰水位 EL. 683.2 m
- (b) 放水路水位 (2台全出力運転時) EL. 590.1 m
- (c) 損失水頭 (2台全出力運転時) 3.6 m

(3) 水車形式

流量 6.5 m³/s、設計落差 89.5 m に最適な水車形式は立軸フランシス水車である。

なお、立軸フランシス水車は、既存の 1 号機、2 号機、3 号機と同じ形式であり、既存の発電所建屋寸法を変更することなく据付が可能である。

(4) 水車定格出力

流量 6.5 m³/s、設計落差 89.5 m から水車定格出力は 5,100 kW となる。

$$\begin{aligned}
 \text{水車出力} &= 9.78 \times (\text{定格流量}) \times (\text{設計落差}) \times (\text{水車効率}) \\
 &= 9.78 \times 6.5 \times 89.5 \times 0.90 \\
 &= 5,100 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

(5) 水車回転数

新製 1 号機の水車設計上から、600 rpm と 500 rpm の回転数を選択することができる。600 rpm と 500 rpm の回転数を比較した結果を表 3-4 に示す。

表 3-4 水車回転数による水車設計への影響

水車回転数	600 rpm	500 rpm
水車流量	6.5 m ³ /s	
設計落差	89.5 m	
水車出力	5,100 kW	
放水路水位	EL. 589.3 m	
吸出し高さ	+0.9 m	+2.7 m
水車据付高さ	EL. 590.2 m	EL. 592.0 m
水車ケーシング入口径	1.0 m	1.1 m
ドラフトチューブ高さ	3.0 m	3.5 m
水車コスト	100%	102%

- (a) 600 rpm の場合、水車寸法がやや小さくなって、水車コストが安くなる。一方、水車据付高さが低くなるため、土木工事コストは増加する。
- (b) 500 rpm であれば、水車据付高さを既存水車と同じ EL. 592.0 m に据付けることができ、水車の点検保守にとって優位となる。既存 1 号水車の回転数も 500 rpm である。

水車の点検保守作業への優位性を考慮し、新製水車の回転数は 500 rpm とする。

(6) 水車据付高さ

既存の水車は、各号機とも、水車1台を運転した時の放水路水位 EL. 589.3 m よりも高い EL. 592.0 m の位置に据付られ、水車ドラフトチューブ内の排水をしなくても水車内部の点検ができるようになっている。新製1号機の水車においても、こうした水車内部点検に配慮した設計を踏襲して、既存1号水車と同じ EL. 592.0 m に据付ることとする。

なお、水車据付高さ EL. 592.0 m は、発電所の土木工事の観点からも有利である。

3-2-2-2 1号発電機の検討事項

(1) 発電機の構造

既存の1号発電機は、推力軸受が発電機の下側に位置する特殊な構造を持っている。現在の標準設計を採用すれば発電機は普通形構造となり、推力軸受は発電機の上部に位置する。2号機及び3号機の発電機は、この普通形を採用している。

既存発電機と同じ構造のものを製作することは技術的には可能だが、経済的ではなく、軸長が長いと運転時の振動が大きくなって好ましくない。

したがって、新製発電機には普通形を採用し、2号機、3号機と同じレベルに据付ける。

(2) 発電機定格出力

発電機端における有効電力は、水車定格出力 5,100 kW に発電機効率 (96.5% と想定) を乗じて算出した 4,900 kW である。

次の(3)項で検討したとおり、定格力率を 0.9 とすれば、発電機定格出力は 5,440 kVA となる。

(3) 発電機定格力率

発電機力率は有効電力と無効電力の割合であり、力率が低いほど無効電力容量が大きくなり、より大きな発電機出力が要求されるため、発電機寸法や重量が大きくなる。

一方、近年の電力開発によりミナハサ系統の発電設備容量は 388 MW に達しており、トンセアラマ発電所1号機の設備容量はその 1.3% すらでしかない。

表 3-5 発電機定格力率 0.8 と 0.9 の比較

発電機定格力率	0.8	0.9
発電機回転数	500 rpm	
発電機有効電力	4,900 kW	4,900 kW
発電機無効電力	3,675 kVar	2,373 kVar
発電機定格出力	6,120 kVA	5,440 kVA
発電機定格電圧	6.3 kV	
発電機回転子重量	23 ton	21 ton
発電機コスト	100%	92%

既存の1号発電機の定格力率は0.8であるが、現在のミナハサ系統容量を考慮すれば、新製1号発電機の定格力率は0.9とするのが妥当である。

表3-5に定格力率0.8と0.9の比較を示す通り、0.9とする方がより経済的になる。したがって、1号発電機の定格力率は0.9とする。

(4) 発電機定格電圧

出力10MVA以下の発電機の定格電圧は6.6kV前後が採用されることが多い。新製1号機の発電機電圧は、2号機・3号機と同じ6.3kVとする。

表3-6 各号機の発電機定格の比較

	既設			新製 1号機
	1号機	2号機	3号機	
発電機定格出力	5,550 kVA	6,000 kVA	6,800 kVA	5,440 kVA
発電機定格電圧	15 kV	6.3 kV	6.3 kV	6.3 kV
発電機定格力率	0.8	0.75	0.8	0.9

3-2-2-2-3 取水口スクリーン幅の検討

取水口スクリーンの設計通過流速は通常0.6 m/s以下であり、最大許容流速は1.0 m/s以下である。したがって、どんなトンセアラマ水力発電所の運転条件下でも、取水口スクリーンの通過流速が1.0 m/s以下になるよう取水口幅を拡幅する。

表3-7 取水口スクリーン幅と通過流速

	既設	第1案	第2案
	2.5 m x 2 門	3.5 m x 2 門	4 m x 2 門
3台最大出力運転時流量：19.7 m ³ /s	1.38 m/s	0.99 m/s	0.86 m/s
トンダノ川最大流量：16.0 m ³ /s	1.12 m/s	0.80 m/s	0.70 m/s
トンダノ川平均流量：12.5 m ³ /s	0.88 m/s	0.63 m/s	0.55 m/s

上記の検討の結果、取水口スクリーン幅は4 m x 2 門とする。

3-2-2-2-4 水圧鉄管の検討事項

(1) 1号鉄管弁

1号鉄管弁の前後で水圧鉄管径が2.3 mから1.6 mに減少する。既存の1号鉄管弁の口径は2.3 mだが、損失水頭、寸法、据付スペース、コストを考慮し、新製の1号鉄管弁の口径は1.6 mに変更する。

また、1号鉄管弁は主弁と副弁の2弁構成とし、2・3号機が運転中でも1号鉄管弁の点検保守が可能になるようにする。

(2) 水圧鉄管レイアウト

水車と入口弁を水平に接続できるよう水圧鉄管のレイアウトを変更する。

3-2-2-3 施工手順の検討

本計画の現場工事は、工期並びにトンセアラマ発電所の全停期間を短縮する観点から、取水口、水圧鉄管、1号機発電所の3箇所と同時に並行して実施するよう計画する。各工事現場の施工手順は、図3-1に示す通りである。

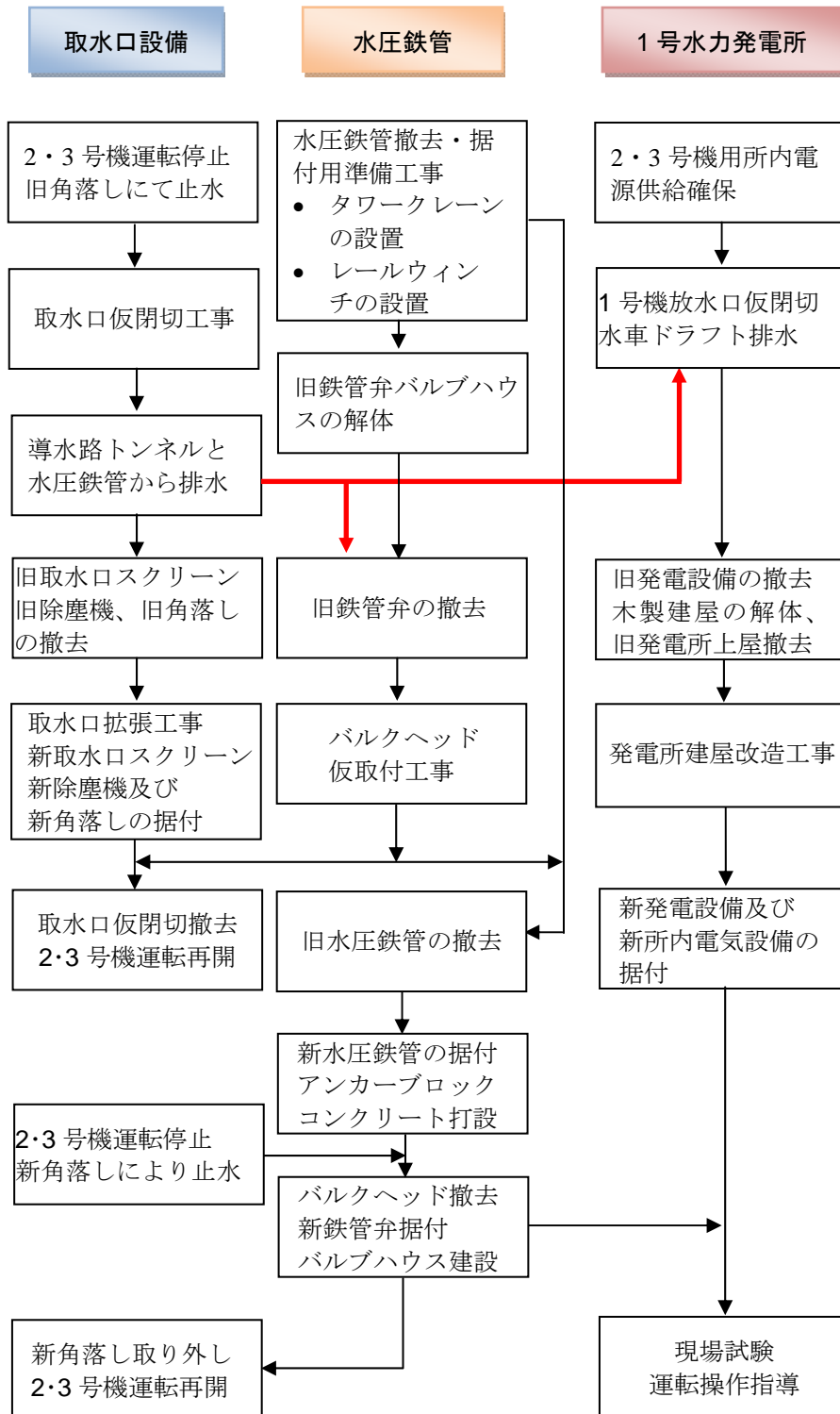


図 3-1 現場工事の施工手順

3-2-2-4 主要機材の概略仕様

本計画に使用する主要機材の概略仕様を表 3-8 に示す。

表 3-8 主要機材の概略仕様

No.	機器	概略仕様	数量
1.	1号水車		
1.1	水車本体	形式： 立軸フランシス水車 有効落差： 89.5 m 定格流量： 6.5 m ³ /s 定格出力： 5,100 kW 定格回転速度： 500 rpm その他： 電動サーボモータ方式、中間軸付き	1 台
1.2	入口弁	形式： バイプレーン式 口径： 1.2 m 操作機構： 電動サーボモータ方式	1 台
1.3	调速機	形式： 電動サーボ式 制御演算方式： デジタル PID 速度検出方式： SSG	1 台
1.4	水車制御盤	制御計器： 選択スイッチ、操作・調整スイッチ 測定計器： 指示計、水圧計、軸受温度計 表示計器： 運転表示灯、故障表示灯	1 台
1.5	冷却水供給装置	主給水方式： 鉄管給水方式 構成機器： 自動弁、主給水ストレーナ (2 台)、封水ストレーナ (2 台)、流水継電器	1 式
1.6	排水ポンプ	形式： ポータブル、水中ポンプ 揚程： 15m 吐出量： 1.0 m ³ /min	1 台
2.	1号発電機		
2.1	発電機本体	形式： 立軸三相同期発電機 回転子構造： 普通形 冷却方式： 全閉内冷形 定格出力： 5,440 kVA 定格電圧： 6.3 kV 定格力率： 0.9 定格回転速度： 500 rpm	1 台
2.2	発電機ブレーキ	方式： 電磁ブレーキ	1 式
2.3	励磁装置	励磁方式： ブラシレス励磁方式	1 台
2.4	中性点接地装置	接地方式： 100 A 抵抗接地方式 変流器： 100/5 A x 1 据付方式： キュービクル内蔵形	1 台

(続く)

No.	機器	概略仕様	数量
3.	変圧器		
3.1	1号主要変圧器	形式： 三相二巻線油入変圧器 冷却方式： 油入自冷式 (ONAN) 定格容量： 6,000 kVA 定格変圧比： 6.3/30 kV	1台
3.2	No. 1 所内変圧器	形式： 三相二巻線乾式モールド変圧器 冷却方式： 自冷式 (AN) 定格容量： 300 kVA 定格変圧比： 6.3/0.4-0.23 kV	1台
3.3	No. 2 所内変圧器	形式： 三相二巻線油入変圧器 冷却方式： 油入自冷式 (ONAN) 定格容量： 300 kVA 定格変圧比： 20/0.4-0.23 kV	1台
3.4	ローカル変圧器 (取水口設備用)	形式： 三相二巻線油入柱上変圧器 定格容量： 50 kVA 定格変圧比： 6.3/0.4-0.23 kV その他： 架台、避雷器 (三相分) 付	1台
4.	スイッチギア		
4.1	30 kV 屋外用閉鎖形 配電盤	用途： 1号主要変圧器回路用 機器構成： 真空遮断器 x 1、変流器 x 3 真空遮断器： 36 kV、630 A、12.5 kA 変流器： 36 kV、150/5 A	1面
4.2	20 kV 遮断器	用途： No. 2 所内変圧器回路用 真空遮断器： 屋外形、24 kV、400 A、8 kA、架台付	1台
4.3	20 kV 変流器	用途： No. 2 所内変圧器回路用 変流器： 屋外形、単相、24 kV、50/5 A、架台付	3台
4.4	6.3 kV 閉鎖形配電盤	用途： 発電機回路用 構成機器： 真空遮断器 x 1、変流器 x 9 真空遮断器： 7.2 kV、1250 A、12.5 kA 変流器： 7.2 kV、750/5 A	1面
4.5	6.3 kV 閉鎖形配電盤	用途： 発電機回路用 構成機器： 断路器 x 1、サージアブソーバ x 3 断路器： 電動、7.2 kV、1250 A、12.5 kA サージアブソーバ： 単相、7.2 kV	1面
4.6	6.3 kV 閉鎖形配電盤	用途： 発電機回路用 構成機器： 計器用変圧器 x 9、接地形計器用 変圧器 x 3 計器用変圧器： 6.3/√3//0.11/√3 kV 三次巻線付計器用変圧器： 6.3/√3//0.11/√3//0.11/3 kV	1面
4.7	6.3 kV 閉鎖形配電盤	用途： No. 1 所内変圧器用 構成機器： 真空遮断器 x 1、変流器 x 3 真空遮断器： 7.2 kV、630 A、12.5 kA 変流器： 7.2 kV、50/5 A	1面
4.8	6.3 kV 閉鎖形配電盤	用途： ローカル変圧器用 構成機器： 真空遮断器 x 1、変流器 x 3 真空遮断器： 7.2 kV、630 A、12.5 kA 変流器： 7.2 kV、50/5 A	1面

(続く)

No.	機器	概略仕様	数量
4.9	低圧閉鎖形配電盤	用途： No. 1 所内変圧器用 構成機器： 気中遮断器 x 1、変流器 x 3、計器用変圧器 x 3 気中遮断器： 600 V、800 A、12.5 kA 変流器： 600 V、600/5 A 計器用変圧器： 600 V、0.4/√3//0.11/√3 kV	1 面
4.10	低圧閉鎖形配電盤	用途： No. 2 所内変圧器用 構成機器： 気中遮断器 x 1、変流器 x 3 気中遮断器： 600 V、800 A、12.5 kA 変流器： 600 V、600/5 A	1 面
4.11	低圧閉鎖形配電盤	用途： 1 号機所内負荷用 構成機器： 配線用遮断器 x 20	1 面
4.12	低圧閉鎖形配電盤	用途： 2・3 号機所内負荷用 構成機器： 配線用遮断器 x 20	1 面
5.	直流電源設備		
5.1	蓄電池設備	形式： 制御弁式据置鉛蓄電池、長寿命形 容量： 300 AH (10 時間率) セル数： 54 個 その他： 架台付	1 台
5.2	充電装置	形式： トランジスタ整流式 定格入力： AC、三相 3 線式 400 V、50 Hz 公称出力電圧： DC 110 V 定格出力電流： 75 A	1 台
5.3	直流配電盤	形式： 閉鎖形配電盤 構成機器： 直流配線用遮断器 x 20	1 面
6.	制御・保護継電器盤		
6.1	現場制御盤	用途： 1 号機用 形式： 自立閉鎖形制御盤 制御回路： プログラマブルロジックコントローラ 操作表示方式： タッチパネル その他： 自動同期装置付	1 面
6.2	現場制御盤	用途： 所内回路用 形式： 自立閉鎖形制御盤 制御回路： プログラマブルロジックコントローラ 操作表示方式： タッチパネル	1 面
6.3	保護継電器盤	用途： 1 号発電機・主要変圧器保護用 構成： 発電機用保護継電器、主要変圧器用保護継電器、ロックアウト継電器 形式： 自立閉鎖形保護継電器盤 保護継電器方式： デジタル形	1 面
6.4	保護継電器盤	用途： 所内回路保護用 形式： 自立閉鎖形保護継電器盤 保護継電器方式： デジタル形	1 面

(続く)

No.	機器	概略仕様	数量
6.5	遠方監視盤	用途： 既存の制御室からの運転監視用 形式： 自立閉鎖形保護継電器盤 操作表示方式： タッチパネル	1 面
7.	取水口設備		
7.1	取水口スクリーンパネル	幅： 4.0 m 鉛直高： 約 4.4 m 取付角度： 80 度 目幅： 30 mm 材質： ステンレス鋼製 呑込み流速： 1.0 m/s	2 面
7.2	除塵機、コンベア	形式： 固定型レーキ掻き上げ方式 水平コンベア： 約 12 m 傾斜コンベア： 約 10 m	2 基
7.3	取水口角落し扉体、戸当り	純径間： 4.0 m 有効高： 4.3 m 形式： 鋼製角落し（1 門当たり 3 段ブロック） 設計水深： 4.2 m	2 門分
7.4	取水口角落しモノレールホイスト（支柱込み）	駆動方式： 電動 レール長： 約 15 m	1 基
7.5	土砂吐きゲート扉体、戸当り	純径間： 2.5 m 有効高： 0.8 m 水密方式： 前面 4 方ゴム水密 形式： 鋼製ローラゲート 設計水深、操作水深： 5.2 m 設計堆砂高： 1.0 m 主要材質： スキンプレート、主ローラ、サイドローラ、戸当り接水部： SUS304	1 門
7.6	土砂吐きゲート開閉装置	形式： 電動スピンドル式 2 本吊り 揚程： 0.8 m（スピンドル棒長約 5.3 m） 電動機容量： 5.5 kW	1 門分
8.	鉄管弁		
8.1	鉄管弁（主）	口径： 1600 mm 形式： バタフライバルブ 駆動方式： 油圧シリンダ/カウンタウエイト その他： 過流速検知、流水遮断機能付	1 基
8.2	鉄管弁（副）	口径： 1600 mm 形式： バタフライバルブ 駆動方式： 油圧シリンダ	1 基
8.3	バイパス管、弁	バイパス弁： 手動（主・副とも） 口径： 300 mm	1 式
9.	水圧鉄管		
9.1	水圧鉄管	内径： 1.6 m - 1.2 m 長さ： 約 164 m 板厚： 10 mm - 14 mm	1 条

3-2-2-5 交換部品

本計画で更新または追加する設備は、本計画完了から5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く運転に支障を来す恐れがある項目だけに限定する。また、その数量は2年分とする。

本計画で供給する交換部品を表3-9に示す。

表3-9 納入交換部品

	交換部品	数量
1.	水車 (入口弁、调速機、冷却水供給装置を含む)	
	(1) 水車軸受	1 台分
	(2) 弱点ピン (折損検出素子付)	1 台分
	(3) サーボモータ用電動機カーボンブラシ	2 台分
	(4) 各種パッキン、シール材	1 台分
	(5) SSG 速度検出装置用パルスピックアップ	1 台分
	(6) 各種表示灯	実装分の 50%
	(7) 各種ヒューズ類	実装分の 100%
2.	発電機 (励磁装置、中性点接地装置を含む)	
	(1) スラスト軸受	1 台分
	(2) 上部軸受	1 台分
	(3) 下部軸受	1 台分
	(4) ブレーキシュー	1 台分
	(5) 各種パッキン、シール材	1 台分
	(6) サイリスタ整流素子用保護ヒューズ	1 台分
	(7) 各種表示灯	実装分の 50%
(8) 各種ヒューズ類	実装分の 100%	
3.	主要変圧器	
	(1) 各種パッキン、シール材	1 台分
	(2) 放圧装置バースティングプレート	1 個
	(3) 吸湿材 (シリカゲル)	1 台分
4.	スイッチギア	
	(1) 各種遮断器投入コイル	3 個
	(2) 各種遮断器引外しコイル	3 個
	(3) 各種表示灯	実装分の 50%
	(4) 各種ヒューズ類	実装分の 100%

(続く)

	交換部品	数量
5.	直流電源盤	
	(1) 各種表示灯	実装分の 50%
	(2) 各種ヒューズ類	実装分の 100%
6.	制御盤・保護継電器盤	
	(1) 各種表示灯	実装分の 50%
	(2) 各種ヒューズ類	実装分の 100%
7.	土砂吐きゲート	
	(1) 水密ゴム等	実装分の 100%
8.	除塵機	
	(1) シュートゴム等	実装分の 100%
9.	取水口角落し	
	(1) 水密ゴム等	実装分の 100%
10.	水圧鉄管	
	(1) 各種パッキン	実装分の 100%

3-2-3 概略設計図

本計画の概略設計図は表 3-10 に示す通りである。

表 3-10 概略設計図

No.	図面番号	図面名称
1	TSL-E-001	Minahasa-Gorontalo Network System Diagram
2	TSL-E-002	Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for Existing Facilities
3	TSL-E-003	Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for New Unit 1
4	TSL-E-004	Development of Hydropower Stations on Tondano River
5	TSL-M-101	Arrangement of Scour Gate
6	TSL-C-101	Layout of Existing Intake and Scouringway
7	TSL-C-102	Layout of New Intake and Scouringway
8	TSL-C-201	Layout of Existing Penstock
9	TSL-C-202	Layout of New Penstock
10	TSL-C-301	Floor Plan of Existing Powerhouse for Unit 1
11	TSL-C-302	Section of Existing Powerhouse for Unit 1
12	TSL-C-303	Floor Plan of New Powerhouse for Unit 1
13	TSL-C-304	Section of New Powerhouse for Unit 1

3-2-4 施工計画／調達計画

3-2-4-1 施工方針／調達方針

本計画は、1号機発電設備、所内電力供給システム、水圧鉄管及び取水口の全設備の更新工事であり、既存設備の大規模な解体・撤去工のほか、土木・建築工事も含まれる。現場工事の施工手順を図3-1に示すが、これらすべての現場工事とその後の完成試験が約18ヶ月で完成できるよう最適な工法・手順を採用して円滑かつ効率的に実施するための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

インドネシア国側の本計画実施担当機関は、監督・管理をエネルギー鉱物資源省 (MEMR) が行い、運営・実施をインドネシア国有電力会社 (PLN) が担当する。PLN の担当部署は本社の再生可能エネルギー部と現地の Wilayah Suluttenggo である。

本計画の実施にあたり、インドネシア国側は以下の2項目に十分配慮することが必要である。

(a) 停止工事に係る調整

取水口設備の改良工事には、トンセアラマ発電所3台を全停させる必要がある。その全停期間は7ヶ月を見込むが、この間スラウェシ島北部地域の電力供給に支障を来さぬよう、他の発電所の運転調整が必要である。

(b) インドネシア国側分担作業の実施に必要な予算及び要員の確保

本計画において次の作業はインドネシア側の分担作業とする。

- 1) 工事に伴う発電設備の停止
- 2) トンセアラマ発電所へのアクセス道路上にある橋の補強工事
- 3) サージタンク周辺の20kV配電線及び通信線の移設またはルート変更
- 4) 工事期間中の2号機、3号機用所内電源の確保
- 5) 撤去品の保管、処分

これらの分担作業は、工事実施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。

(2) コンサルタント

本計画の施設建設及び機材調達・据付工事を実施するため、我が国のコンサルタントがインドネシア国政府と設計監理契約を締結し、本計画にかかる実施設計と施工監理業務を実施する。また、コンサルタントが入札図書を作成するとともに、事業実施主体であるエネルギー鉱物資源省 (MEMR) が実施する入札資格審査と入札実施業務を補助する。

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) 工事用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・試験証明書の発行
- (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

本計画は既存設備と同一の敷地に新たに設備を据付けるスクラップ&ビルト事業である。既存設備の撤去、土木構造物の改造、新製設備の据付、現場試験という一連の工事をすべて18ヶ月で完了させるよう計画されている。いろいろな設備の据付工事が並行して実施されるのは避けられないうえ、作業上密接に関連する設備が多く、作業上及び工程上のインターフェースが不可欠になっている。

本計画の請負業者は、これらすべての一連工事を一括して実施するために、発電設備メーカー、水路機械設備メーカー、土木建築工事会社で組織する。このほか、工事全体の調整役としてシステム・コーディネータを配置すると共に、工事現場を総括的に管理・指導する現場所長が必要である。

なお、更新設備について請負業者は、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、現場工事を行い、現場試験により各更新設備の性能を検証した上で引渡しを行う。また、現場試験の期間中、インドネシア側へ更新設備の運転・保守に係る技術移転を実施する。

(4) 技術者派遣の必要性

水力発電所の現場工事には、各設備の性能・機能及び構成に関して幅広い知識と熟練した技術・経験が要求されるため、工事期間中は据付指導員を派遣し、据付指導、品質管理、工程管理を行うと共に、現場試験には専門の調整試験員を派遣する。

また、水車及び発電機の組立作業には、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組立工の派遣が必要である。

本計画の工事対象は1号機に係る殆ど全ての設備であり、多種多様の技術分野に渡っている。したがって、次の分野について専門技術者の派遣を計画する。

- (a) 据付指導員：12名（水車、调速機、発電機、励磁装置、変圧器、制御装置、水圧鉄管、鉄管弁、土砂吐きゲート、取水口スクリーン、除塵機、取水口角落しの撤去及び据付）
- (b) 調整試験員：11名（水車、调速機、発電機2名、励磁装置、変圧器、制御盤2名、保護継電器盤、土砂吐きゲート、その他電気設備）
- (c) 組立工：6名（水車2名、発電機2名、ケーブル布設・端末処理2名）

3-2-4-2 施工上／調達上の留意事項

(1) 既存の設備との整合性

No. 2 所内変圧器、ローカル変圧器、30 kV スイッチギア、20 kV スイッチギア、低圧スイッチギア、鉄管弁、取水口設備は、既存の電力ケーブルまたは架空電線に再接続することを計画している。これら設備の設計においては、既存のケーブル／電線との接続が可能となるよう接続端子を選定する。既存と同じ寸法の接続端子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。

(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り、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

各設備の工事が円滑に実施できるように、工事開始に先立って、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

2号機または3号機の運転中に現場工事を実施する場合には、2・3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、所内電源供給システムは全号機共通であるため、これらの切替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、資機材の搬入、コンクリート打設工事、据付工事、塗装作業、現場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。

(7) 水車の調達

小水力発電設備の基幹部品である水車については、政府の方針を踏まえて我が国中小企業製品を調達する方針である。

3-2-4-3 施工区分／調達・据付区分

本計画ではリハビリ対象設備すべての工事を日本側が一貫して施工する。一方、事前準備工事の一部や既存設備の解体・撤去作業及び土木構造物の改造に伴って発生する不用品の搬出及び処分はインドネシア側の負担とする。

日本側とインドネシア国側の施工区分/調達・据付区分を表 3-11 に示す。

3-2-4-4 施工監理計画／調達監理計画

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。コンサルタントは、工事期間中、現地に最低限一人の技術者を駐在させ、工程管理、品質管理、安全管理を実施する。また、施設建設、機器類の据付、試運転・調整及び引渡試験等の工事の進捗に合わせて、関連する専門技術者を派遣し、施工業者が実施するそれら工事の監理を行う。

さらに、必要に応じて、日本国内及びインドネシア国内で製作される資機材の工場検査及び出荷前検査に立会い、資機材の現地搬入後の不具合を未然に防ぐように監理する。

(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。

表 3-11 日本側とインドネシア国側の施工区分/調達・据付区分

No.	項目	日本側	インドネシア国側
1	建設工事のために必要な用地の取用・整地		○
2	以下の設備の建設		
	1) 建物	○	
	2) ゲート・フェンス（敷地周囲）		○（設置済み）
	3) 駐車場		○（設置済み）
	4) 用地内の道路	○	
	5) 用地内の橋梁補強	○	
	6) 用地外の道路		○
	7) 用地外の橋梁補強	○	
3	仮設電源、浄水・下水道設備の設置		
	1) 仮設電源		
	a. 用地までの配電線の設置		○（設置済み）
	b. 用地内への引き込み線	○	
	c. 主遮断器、変圧器	○	
	2) 上水道		
	a. 用地までの上水道敷設		○（設置済み）
	b. 用地内での浄水設備	○	
	3) 排水		
	a. 用地から主排水設備までの接続		○
	b. 用地内での下水処理設備	○	
	4) ガス供給	○	
	5) 電話		
	a. 発電所内 MDF の設置		○
	b. MDF 以降の配線	○	
	6) 2号機・3号機用所内電源の確保 160kVA 変圧器移設、低圧配電設備移設、 ケーブル接続		○
4	Bitung 港での荷受け、通関業務		
	a. 海上（航空）輸送	○	
	b. 免税措置と通関業務		○
	c. 内陸輸送（荷揚げ港からサイト）	○	
5	現地購入品やサービスに対する免税措置		○
6	日本人技術者や関連する人の入国、滞在に 対する補助		○
7	設置された設備の維持管理		○
8	無償援助以外の出費		○
9	B/A のための手数料の支払い		
	1) A/P への助言		○
	2) 手数料の支払い		○
10	環境社会配慮の実施		○
11	設備の更新に伴って発生する不用品及び 廃材の処分		
	1) 現場から一時保管場所までの移動	○	
	2) 一時保管場所から最終処分場所までの移動		○

*1: B/A: Banking Arrangement, A/P: Authorization to pay

*2: If the environmental screening category is C, No.10 is unnecessary

(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、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、また改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

施工業者が契約時に計画した実施工程と進捗状況との比較を以下の項目について、定期的(月又は週単位等)に行う。工事に遅れが出ると予想される時は、施工業者に警告を出すと共に、その対策案の提出・実施を求め、工期内に公示及び資機材の納入が完了するように厳密な管理を行う。

- 1) 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、インドネシア側の分担作業の進捗状況も確認する。
- 2) 請負業者による補修工事とインドネシア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。
- 3) 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

施工業者の責任者と協議・協力し、建設期間中の現場での労働災害及び第三者に対する事故を未然に防止するための安全監理を行う。

- 1) 作業前の安全確認を励行する。
- 2) 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て災害防止を図る。
- 3) 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。
- 4) 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。
- 5) 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。

(3) 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、図面審査及び工場検査業務、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) 詳細設計担当者 (7名)

計画内容最終確認、機材仕様書のレビュー及び入札仕様書の作成を行う。詳細設計を短期間で終了させるため、この業務には専門家を集中的に投入し、電気設備担当3名、機械設備担当1名、土木施設担当2名、建築施設担当1名の計7名で対応する。

(c) 入札業務担当者 (兼任)

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。入札業務は、業務主任及び詳細設計担当者2名が兼任する。

(d) 図面審査及び工場試験担当者 (4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2名、機械設備担当2名の計4名で対応する。

(e) 工事監理担当者 (6名)

常駐管理技術者が、既存設備／施設の解体・撤去工事から更新設備の施工・現場試験までの工程管理及び安全管理を担当する。なお、常駐管理技術者は1名とし、電気設備全般を担当する。

また、同時並行して実施される複数の現場工事に対応すべく、別途施工監理担当者を派遣する。業務に必要な専門性から、施工監理担当者は電気設備担当1名、機械設備担当1名、土木施設担当2名、建築施設担当1名の計5名とする。

(f) 現場試験担当者 (兼任)

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ての検査及び試験に立会い、検査・試験結果の解析及び評価を行う。現場試験は常駐監理技術者並びに工事監理担当者が兼任する。

3-2-4-5 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

リハビリ工事の成果は、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、現場試験は性能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。リハビリ工事対象外の部分であっても、本計画のリハビリ工事が原因で、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、更新設備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。

3-2-4-6 資機材等調達計画

(1) 資機材の調達先

水車、発電機、制御盤、保護継電器盤、水圧鉄管などの主要設備をはじめ、本計画に使用する資機材は基本的に日本から調達する。特に、水車は日本の中小水力メーカーから調達する。

主要設備以外の資機材はインドネシア国内業者も活用できるが、業者契約後12ヶ月以内に設計・製作・出荷が完了できることが業者選定の条件である。

(2) 業者契約形式

本計画は、我が国の無償資金協力の枠組みに従って、公開入札でインドネシア国側によって選定された日本国法人の施工業者が、本計画の施設の建設と資機材の調達及び据付工事を実施する。

一方、本計画は水力発電所の発電設備及び水路機械設備のリハビリ事業であり、既存設備の大規模な解体・撤去工事のほか、設備更新に伴って必要となる土木・建築工事も含まれる複合案件である。その現場工事期間は約18ヶ月と、出力5MW水力発電所の更新工事期間としては短い。現場工事は各工事間の時間的調整に基づいて円滑に実施されなければならない。秩序立てて立案された施工計画と工程管理がその成功の鍵となっている。

こうした複合案件を短い工期で実施するためには、全工事の調整業務及び施工計画の立案ならびに工程管理まで施工業者の責任とすることが望ましい。したがって、すべての資機材の調達、据付、土木・建築工事を一括した業者契約形式で実施することにする。

3-2-4-7 初期操作指導・運用指導等計画

本計画で更新される各設備の操作・運用指導は、請負業者が現場試験中または現場試験終了後に実施することにする。その操作・運用指導に必要な運転・保守マニュアルは請負業者が請負契約内で作成する。

特に、本計画で更新する発電設備には、日本で近年開発された中小水力発電向け省力化技術を採用する予定であり、現在の旧式なシステムと比較すると、機器構成や運転方法が大きく変わるものがある。したがって、操作・運用指導は新技術・新方式を採用する次の設備について重点的に実施するものとする。

- (a) 水車電動サーボモータ
- (b) 入口弁電動サーボモータ
- (c) 调速機 (回転速度検出装置を含む)
- (d) 水車制御盤
- (e) 冷却水供給システム・自動ストレーナ
- (f) ブラシレス励磁機
- (g) 励磁制御盤 (自動電圧調整装置、自動力率調整装置を含む)
- (h) 現場制御盤 (プログラマブルロジックコントローラを含む)
- (i) 遠方監視盤
- (j) 保護継電器

3-2-4-8 ソフトコンポーネント計画

トンセアラマ水力発電所の運営・維持管理を担当する PLN Sektor Minahasa は過去 62 年以上に亘って、水力発電所の運転・維持管理を行ってきた実績があり、日常点検や性能確認試験のみならず水車・発電機のオーバーホールも独自に実施する能力と技能を有している。よって、ソフトコンポーネントは実施しない。

3-2-4-9 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 24 ヶ月で計画する。また、業者請負契約締結から完成試験までの実質工期は 18 カ月と見込む。

図 3-1 に示した現場工事の施工手順に基づいて策定した業務実施工程表を表 3-12 に示す。

表 3-12 業務実施工程表

	2013												2014												2015			
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4			
1) コンサル契約	▼																											
2) 詳細設計	■□																											
3) 入札		□■			□■																							
4) 業者契約					▼																							
5) 取水口改造工事										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
6) 既存設備撤去										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
7) 発電所改造工事										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
8) 新設備設計製作										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
9) 新設備据付工事																												
10) 新設備無水試験																												
11) 新設備有水試験																												

3-3 相手国側分担事業の概要

本計画の補修・更新工事のうち、次の役務及び作業は、インドネシア側の分担事業とする。

(1) トンセアラマ発電所へのアクセス道路上にある橋の補強工事

アクセス道路上の2ヶ所の橋のうち、エントランス・ゲート側で私有地内にある橋の補強をインドネシア側の分担事業とする。

橋は長さ5 m、幅4 mで本体は鉄骨構造、床板は木造である。本工事の最大輸送重量は25トンと予想されるため、補強工事が必要である。これらの橋の補強工事は現場工事開始が本格化する前に完成が望まれる。

(2) サージタンク周辺の20 kV 配電線及び通信線の移設またはルート変更

サージタンク周辺は、1号水圧鉄管及び鉄管弁の撤去・更新工事の作業スペースとして使用する予定であるが、そこには20 kV 配電線が2回線、通信線が2回線通っており、そのままでは工事に支障を来すため、それらの移設またはルート変更が必要である。

これらの移設・ルート変更工事は水圧鉄管の撤去・更新工事の開始前までに完成が望まれる。

(3) 160 kVA 所内変圧器及び低圧スイッチギアの移設

トンセアラマ発電所の所内電力は、2号機、3号機及び下流のタンガリ-I発電所の取水口ゲート設備を含め、すべて1号発電機回路から供給されている。所内変圧器は1号機の隣のスペース、低圧スイッチギアは1号機の発電機フロア上に設置されている。これらの機器は本プロジェクトで更新されるが、この更新工事が完了するまでは、2号機、3号機及びタンガリ-I発電所の取水口ゲート設備の所内電力供給用として継続使用されなければならない。

したがって、1号機リハビリ工事中の2号機、3号機用の所内電力確保を目的として、既存の160 kVA 所内変圧器及び低圧スイッチギアを暫定的に移設することが必要である。

これらが設置されているフロアは、本工事において撤去されるため、それ以前に移設が必要になっている。

(4) トンセアラマ発電所全号機停止

取水口の改良ならびに1号水圧鉄管の更新工事のため、約7ヶ月間に亘ってトンセアラマ発電所全号機の停止が必要である。この間スラウェシ島北部地域の電力供給に支障を来さぬよう、他の発電所の運転調整が必要である。

(5) 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、基本的にインドネシア側の負担事項とする。

(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インドネシア側が事前に確保する。特に、撤去した水車、発電機、主要変圧器を保管するために必要な仮基礎もインドネシア側で事前に準備する。

(b) 不用品の移動

不用品に係る責任分解点は、トンセアラマ水力発電所構内（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インドネシア側が実施する。

ただし、既設の発電機及び主要変圧器の撤去・移動は、特殊車両を必要とするため、インドネシア側の負担ではなく、本邦請負業者の契約に含める。

3-4 プロジェクトの運営・維持管理計画

トンセアラマ水力発電所の運営・維持管理を担当する PLN Sektor Minahasa は過去 62 年以上に亘って、水力発電所の運転・維持管理を行ってきた実績があり、日常点検や性能確認試験のみならず水車・発電機のオーバーホールも独自に実施する能力と技能を有している。したがって、現行の組織のままで更新設備の通常の運営維持管理には十分対応できる。

しかし、本計画のリハビリ効果を持続し、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) 新技術・新方式の技術移転

本計画で更新する発電設備には、日本で近年開発された中小水力発電向け省力化技術を採用する予定であり、現在の旧式なシステムと比較すると、機器構成や運転方法が大きく変わるものがある。新技術・新方式を採用した設備については、その操作および保守点検に係る技術移転を実施する。

この技術移転は、請負業者が現場試験中または現場試験終了後に実施するものとし、技術移転に必要な運転・保守マニュアルは請負業者が請負契約内で作成する。

技術移転が必要な設備は以下の通りである。

- (a) 水車電動サーボモータ
- (b) 入口弁電動サーボモータ
- (c) 調速機（回転速度検出装置を含む）
- (d) 水車制御盤
- (e) 冷却水供給システム・自動ストレーナ
- (f) ブラシレス励磁機
- (g) 励磁制御盤（自動電圧調整装置、自動力率調整装置を含む）
- (h) 現場制御盤（プログラマブルロジックコントローラを含む）
- (i) 遠方監視盤
- (j) 保護継電器

(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、磨耗品交換等の詳細は記録されていない。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、インドネシア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

本計画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概算事業費の日本とインドネシア国との負担区分による双方の経費内訳は、次のとおりと見積られる。

(1) 日本側負担経費

	区 分	金額 (百万円)	備考
I	機材調達費 (1+2+3+4)	1,566.9	
	(1) 機材費	978.3	輸送梱包費含む
	(2) 調達管理・据付工事費等	543.0	
	(3) 業者による技術指導費		※1 据付工事費に含む
	(4) 一般管理費	45.6	
II	設計監理費 (5+6)	221.6	
	(5) 実施設計費	24.3	
	(6) 調達監理費	197.3	
	合計 (I + II)	1,788.5	

※1：借上車両や旅費において、据付工事費と共通に計上している費用があるため分けられない。
(据付指導員が運用指導なども兼ねて従事する場合等)

(2) インドネシア国負担経費

	負担経費項目	金額 (百万ルピア)
1	トンセアラマ発電所へのアクセス道路上にある橋の補強工事	116.3
2	サージタンク周辺の 20 kV 配電線および通信線の移設またはルート変更	232.6
3	160 kVA 所内変圧器および低圧スイッチギアの移設	232.6
4	不用品の処分	232.6
5	銀行取決めに基づく手数料	257.0
	合計 (1+2+3+4+5)	1,071.1

インドネシア国側負担経費のうち、項目 1 から 4 までの分は、本プロジェクトの実施機関である PLN によって、次年度の予算措置がなされている。

(3) 積算条件

- (a) 積算時点 平成 24 年 11 月
- (b) 為替交換レート 1 米ドル = 81.09 円
1 ルピア = 0.0086 円
- (c) 施工期間 表 3-12 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

実施機関である PLN は過去 62 年以上にわたってトンセアラマ発電所の運営・維持管理を行っている。各設備の普通点検、精密点検およびオーバーホールも定期的に行われていることから、水力発電所の運営・維持管理に最小限必要な予算は確保されていると判断される。

近年、1 号機の経年劣化による損傷が大きくなった結果、部品交換や修理が頻繁に実施され、維持管理費の支出が大きくなっている。本計画実施後は、1 号機および多くの所内共通設備が更新されるため、保守頻度および故障発生率が低減し、トンセアラマ発電所の運営・維持管理費はかなり減額すると期待される。

(2) 交換部品

本計画では、更新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。その納入交換部品リストは表 3-7 に示す通りである。

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が、特に内部点検およびオーバーホールにあたっては、新たに表 3-13 に示す交換部品を追加する必要がある。

表 3-13 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	概算額
1.	水車 (入口弁、调速機、冷却水供給装置を含む)		
	(1) 各種パッキン、シール材	1 台分	1,000
2.	発電機 (励磁装置、中性点接地装置を含む)		
	(1) 各種パッキン、シール材	1 台分	100
3.	水圧鉄管		
	(1) マンホール用パッキン	実装分の 100%	100

第4章 プロジェクトの評価

4-1 事業実施のための前提条件

本事業実施のための前提条件を以下に示す。

(1) 工期と業者契約形態

本プロジェクトは水力発電所の発電設備および水路機械設備のリハビリ事業であり、既存設備の大規模な解体・撤去工事のほか、設備更新に伴って必要となる土木・建築工事も含まれる複合案件である。その現場工事期間は約18ヶ月でしかなく、出力5,000 kWの水力発電所のリハビリ事業としてはやや短い。

こうした複合案件を短い工期で実施するためには、全工事の調整業務および施工計画の立案ならびに工程管理まで施工業者の責任とすることが望ましい。したがって、すべての資機材の調達、据付、土木・建築工事を一括した業者契約形式で実施することを提言する。

(2) 資機材の納期

請負業者の契約工期は18ヶ月と見込まれるが、更新資機材の現場据付工事と現場試験に合計6ヶ月要するため、更新資機材の納期は12ヶ月あるいはそれ以下でしかない。

したがって、請負業者は契約後12ヶ月以内に更新資機材の設計・製作・出荷が完了できる製造業者を選定すべきである。

(3) 事前準備工事

現場工事を円滑に進捗させるには、次の事前準備工事が必要である。本格的に現場工事が実施される前までに完成させなければならない。

- (a) トンセアラマ発電所へのアクセス道路上にある橋の補強工事
- (b) サージタンク周辺の20 kV 配電線および通信線の移設またはルート変更
- (c) 工事期間中の2号機・3号機用所内電源の確保

これらの事前準備工事は、本格的に現場工事が実施される前までに完成させなければならないため、インドネシア側の負担事項とし、実施に必要な予算および要員を確保してもらわなければならない。

(4) トンセアラマ発電所全停時の電力融通調整

取水口設備の改良工事には、トンセアラマ発電所3台を全停させる必要がある。その全停期間は7ヶ月を見込むが、この間スラウェシ島北部地域の電力供給に支障を来さぬよう、他の発電所の運転調整が必要である。

4-2 プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方負担事項

(1) 現場工事期間中の相手方負担事項

本プロジェクトは水力発電所のリハビリ事業であり、既存設備の大規模な解体・撤去工事、更新設備の据付工事、それらに伴う土木・建築工事も含まれる。これらすべての現場工事と現場試験を約18ヶ月で終了させる計画である。この計画達成のためには、円滑に工事の進捗を図ることが最重要課題であり、そのためのインドネシア側の協力が不可欠である。

特に、以下のインドネシア国側の負担事項が適切なタイミングで確実に実施されることが必要である。

- (a) 日本側工事関係者に対する現地立入許可
- (b) 既存設備、特に水車・発電機の解体方法・手順に関する助言

発電所のリハビリ工事は、既存の水車・発電機の解体・撤去から始まり、土木・建築構造物の改造工事はそれらの解体・撤去が完了するまで着手できない。

- (c) 不用既設機材および廃材の一時保管場所の確保
- (d) 不用品の一時保管場所から最終処分場所までの移動

(2) 維持管理に係る相手方負担事項

本プロジェクトの効果を持続し、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インドネシア側が十分な維持管理を行うことが必要不可欠である。特に、以下の維持管理方法の改善が肝要である。

- (a) 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
- (b) 更新設備に採用される新技術・新方式に係る技術の習得
- (c) 運転保守記録の徹底

4-3 プロジェクトの評価

本プロジェクトは、劣化の著しいトンセアラマ水力発電所1号機の全設備を更新し、1号機の発電出力の回復および劣化した発電設備と水圧鉄管の信頼性・安全性の復旧を図ることを主目的としている。一方、1号機の更新に伴って所内電力供給設備も更新し、所内電力供給システムの改善を図るとともに、取水口での問題の解消を図るため、取水口の拡幅および土砂吐けゲートの更新も実施する。

4-3-1 妥当性

本プロジェクトの無償資金協力による協力対象事業の実施の妥当性は以下のように評価される。

- (1) 再生エネルギーである水力資源の有効活用が図れる。
- (2) 電力分野への支援を重点分野とする日本の援助方針および再生可能エネルギーの利用促進に取り組むインドネシアの開発方針に合致する。

- (3) 既存の水力発電所のリハビリ事業であり、プロジェクト活動は現在のサイト内で行われることから、用地取得や住民移転、森林伐採等は発生せず、自然環境や社会環境に対する影響は少ない。
- (4) トンセアラマ水力発電所1号機は、独立した発電所建屋と水圧鉄管を有しているため、2・3号機を運転した状態でリハビリ事業が実施可能である。

本プロジェクトは、後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、インドネシア側の体制は人員・資金ともに十分で問題ないと考えられる。

4-3-2 有効性

(1) 定量的効果

本計画の実施による定量的効果を表4-1に示す。

表4-1 計画実施による定量的効果と現状改善の程度

成果指標	現状	事業完成後
1号機水車効率 (最大出力時)	64.8%	90%
1号機水車流量 (最大出力時)	7.5 m ³ /s	6.5 m ³ /s
1号機定格出力	4.44 MW	4.9 MW
1号機可能最大出力	3.5 MW	4.9 MW
1号機年間発生電力量 (発電端)	7.5 GWh	27.1 GWh
設備利用率	19.3%	63.1%
CO ₂ 排出量の削減効果	2,925 CO ₂ ton/年	10,569 CO ₂ ton/年

(2) 定性的効果

本事業により期待される定性的効果は以下の通りである。

- (a) トンセアラマ発電所1号機の復旧のみならず、所内電源供給設備の改善ならびに取水口問題の解消により、トンセアラマ水力発電所全体の運用強化が図られる。
- (b) スラウェシ島北部地域の電力供給の安定化とディーゼル発電所における化石燃料削減にも寄与する。
- (c) 再生可能エネルギーである水力資源が有効活用され、エネルギー安全保障への貢献及び温室効果ガス排出量の削減が期待される。

資料 1 調査団員・氏名 (1/2)

<現地調査>

- | | | |
|---|------------------------------|---|
| 1. 団長
Leader | 杉山 茂
Shigeru SUGIYAMA | 国際協力機構資金協力支援部実施監理
第一課 課長
Director,
Grant Aid Project Management Division 1,
Financing Facilitation and Procurement
Supervision Department, JICA |
| 2. 無償資金協力
管理
Grant Aid
Management | 小林 謙一
Kenichi KOBAYASHI | 国際協力機構資金協力支援部実施監理
第一課 主任調査役
Assistant Director,
Grant Aid Project Management Division 1,
Financing Facilitation and Procurement
Supervision Department, JICA |
| 3. 業務主任/
水力発電/運転
保守管理計画
Chief Consultant/
Hydropower/
Operation and
Maintenance | 中戸 直司
Naoji NAKATO | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 4. 施工計画
Construction
Planning | 小林 要昭
Toshiaki KOBAYASHI | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 5. 電機/保護・制御
Electrical/
Protection &
Control | 熊須 宗距
Munenori KUMASU | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 6. 機械設備計画
Gate and Penstock | 矢島 輝男
Teruo YAJIMA | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 7. 発電所建屋設計
Powerhouse
Building | 大隅 進也
Shinya OSUMI | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 8. 資機材調達計画
Procurement
Planning/
Cost Estimate | 植原 祐弥
Yuya UEHARA | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |
| 9. 環境社会配慮
Environmental
and Social
Consideration | 西宮 亜紀子
Akiko NISHINOMIYA | 株式会社双実総合研究所
Sojitz Research Institute, Ltd. |
| 10. 発電所土木設計
Civil | 川島 基義
Motoyoshi KAWASHIMA | 日本工営株式会社
Nippon Koei Co., Ltd. |

資料 1 調査団員・氏名 (2/2)

<概要説明調査>

- | | | |
|--|--------------------|---|
| 1. 団長 | 住吉 央 | 産業開発・公共政策部
資源・エネルギーグループ
第二課 課長 |
| Leader | Hiroshi SUMIYOSHI | Director,
Energy and Mining Division 2,
Energy and Mining Group
Industrial Development and Public Policy
Department, JICA |
| 2. 業務主任/
水力発電/運転
保守管理計画 | 中戸 直司 | 日本工営株式会社 |
| Chief Consultant/
Hydropower/
Operation and
Maintenance | Naoji NAKATO | Nippon Koei Co., Ltd. |
| 3. 施工計画 | 小林 要昭 | 日本工営株式会社 |
| Construction
Planning | Toshiaki KOBAYASHI | Nippon Koei Co., Ltd. |

資料2 調査行程 (1/2)

日数	日付	曜日	宿泊地	JICA		コンサルタント団員							
				杉山茂 団長	小林謙一 無償資金協力管理	中戸 直司 業務主任 /水力発電 /運転保守管理計画	植原 祐弥 資機材調達計画/積算	小林 要昭 施工計画	熊須 宗距 電機/保護・制御	矢島 輝男 機械設備計画	川島 基義 発電所土木設計	大隅 進也 発電所建屋設計	西宮 亜希子 環境社会配慮
1	8月5日	日	ジャカルタ	移動: 成田 (JL725/10:50) ⇒ ジャカルタ(16:35)									
2	8月6日	月	ジャカルタ	午前: JICAジャカルタ事務所表敬訪問 午後: エネルギー鉱山資源省およびPLN本店にてインセプションレポート説明・協議									
3	8月7日	火	マナド	移動: ジャカルタ (GA600/5:40) ⇒ マナド (10:00) 午後: PLN Wilayah Suluttenggo にてインセプションレポート説明・協議 トンセアラマ発電所現地調査									
4	8月8日	水	マナド	午前: トンセアラマ発電所導水路・取水堰現地調査 午後: タンガリ-I 発電所およびタンガリ-II 発電所視察									
5	8月9日	木	ジャカルタ/マナド	午前: PLN ミナハサ工務所にてインセプションレポート説明・協議 移動: マナド (GA601/14:00) ⇒ ジャカルタ (16:05)				午前: PLN ミナハサ工務所にてインセプションレポート説明・協議 午後: PLN ミナハサ工務所にて資料収集					
6	8月10日	金	ジャカルタ/マナド	午前: エネルギー鉱山資源省にてMinutes協議 移動: ジャカルタ (JL726/21:55) ⇒ 成田		午前: エネルギー鉱山資源省にてMinutes協議 午後: 調査結果取りまとめ		現地調査	現地調査	現地調査	現地調査		
7	8月11日	土	ジャカルタ/マナド	成田着 (7:25)		調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	現地調査	現地調査	現地調査	現地調査		
8	8月12日	日	ジャカルタ/マナド			調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ		
9	8月13日	月	ジャカルタ/マナド			現地再委託契約準備	現地再委託契約準備	現地調査	現地調査	現地調査	現地調査		
10	8月14日	火	ジャカルタ/マナド			現地再委託契約	現地再委託契約	現地調査	現地調査	現地調査	現地調査		
11	8月15日	水	機中泊			調査結果取りまとめ 移動: ジャカルタ(JL726/21:55) ⇒ 成田		移動: マナド (GA601/14:00) ⇒ ジャカルタ (16:05) 移動: ジャカルタ(JL726/21:55) ⇒ 成田					
12	8月16日	木	帰着日			成田着 (7:25)		成田着 (7:25)					
13	9月2日	日	ジャカルタ			移動: 成田 (JL725/10:50) ⇒ ジャカルタ(16:35)			移動: 成田 (MH89/10:30) ⇒ ジャカルタ(18:45)	移動: 成田 (JL725/10:50) ⇒ ジャカルタ(16:35)	移動: 成田 (MH89/10:30) ⇒ ジャカルタ(18:45)	移動: 成田 (MH89/10:30) ⇒ ジャカルタ(18:45)	移動: 成田 (JL725/10:50) ⇒ ジャカルタ(16:35)
14	9月3日	月	ジャカルタ/マナド			午前: JICA事務所表敬訪問、PLN本店と協議 午後: 現地測量会社および調査補助員と面談		移動: ジャカルタ (GA600/5:40) ⇒ マナド (10:00) 午後: トンセアラマ発電所現地調査					午前: JICA事務所表敬訪問、PLN本店と協議
15	9月4日	火	マナド			移動: ジャカルタ (GA600/5:40) ⇒ マナド (10:00) 午後: トンセアラマ発電所現地調査		現地調査	現地調査	現地調査 水圧鉄管板厚測定準備	現地調査	現地調査	移動: ジャカルタ (GA600/5:40) ⇒ マナド (10:00)、現地調査
16	9月5日	水	マナド			現地調査	水圧鉄管板厚測定	現地調査	現地調査	水圧鉄管板厚測定	現地調査/測量	調査結果の図面化	PLN ミナハサ工務所環境担当と協議 現地調査

資料2 調査行程 (2/2)

日数	日付	曜日	宿泊地	JICA		コンサルタント団員							
				杉山茂 団長	小林謙一 無償資金協力管理	中戸 直司 業務主任 /水力発電 /運転保守管理計画	植原 祐弥 資機材調達計画/積算	小林 要昭 施工計画	熊須 宗距 電機/保護・制御	矢島 輝男 機械設備計画	川島 基義 発電所土木設計	大隅 進也 発電所建屋設計	西宮 亜希子 環境社会配慮
17	9月6日	木	マナド			水車内部点検	水圧鉄管板厚測定 水車内部点検	水車内部点検	水車内部点検	水圧鉄管板厚測定	現地調査/コンクリート 強度試験	現地調査	現地環境・社会状況確認 調査
18	9月7日	金	マナド			現地調査	水圧鉄管板厚測定	現地調査	現地調査	水圧鉄管板厚測定	現地調査/測量 PLN Sector Minahasa にて開取り調査	調査結果の図面化	気象局訪問 環境社会配慮スコーピ ング案作成
19	9月8日	土	マナド			現地調査	現地調査	現地調査	調査結果の図面化	板厚測定結果整理	調査結果取りまとめ	調査結果の図面化	環境社会配慮スコーピ ング案作成
20	9月9日	日	マナド			調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ	調査結果取りまとめ
21	9月10日	月	マナド			現地調査	資機材調達に関する 情報収集	資機材調達に関する 情報収集	調査結果の図面化	現地調査	現地調査	現地調査	環境影響の予測・評価
22	9月11日	火	マナド/ジャカルタ			現地調査	コストデータ収集	コストデータ収集	調査結果の図面化	調査結果取りまとめ	現地調査	調査結果の図面化	環境影響の緩和策検討 移動: マナド (GA603/ 15:40) ⇒ ジャカルタ
23	9月12日	水	マナド/ジャカルタ			現地調査	資機材調達に関する 情報収集	資機材調達に関する 情報収集	現地調査	現地調査	土木施設計画	調査結果の図面化	PLN本店環境担当との 協議
24	9月13日	木	マナド/ジャカルタ			現地調査取りまとめ 測量結果の検討	資機材調達に関する 情報収集	資機材調達に関する 情報収集	調査結果の図面化	現地調査	現地調査/測量	建築施設計画	環境関連法制度に関 する情報収集
25	9月14日	金	マナド/ジャカルタ			運転保守管理計画 施工計画案の検討	コストデータ収集	施工計画	調査結果の図面化	機械設備計画	土木施設計画	建築施設計画	環境影響の予測・評価 および緩和策の検討
26	9月15日	土	マナド/ジャカルタ			プロGRESSレポート作成	コストデータ収集	施工計画	調査結果の図面化	機械設備計画	土木施設計画	報告書作成	環境影響緩和策検討 代替案検討
27	9月16日	日	マナド/ジャカルタ			資料整理	資料整理	資料整理	資料整理	資料整理	資料整理	資料整理	環境モニタリング計画 検討
28	9月17日	月	マナド/ジャカルタ			インドネシア側負担事 項の確認・検討	移動: マナド (JT775/10:00) ⇒ ジャカルタ 午後: 資料収集		電気設備計画	現地調査	現地調査	移動: マナド (JT775/ 10:00) ⇒ ジャカルタ 午後: 建築施設計画	PLN本店環境担当との 協議
29	9月18日	火	マナド/ジャカルタ			プロGRESSレポート作成	現地メーカーに関する 情報収集	建設機械に関する情 報収集	電気設備計画	機械設備設計	土木施設計画	建築施設計画 移動: ジャカルタ (MH722/18:15) ⇒ 成 田	環境チェックリスト検討 移動: ジャカルタ (JL726/21:55) ⇒ 成田
30	9月19日	水	マナド/ジャカルタ			PLN Wilayah と現地調 査結果説明・協議	現地建設工事会社に関 する情報収集	建設機械に関する情 報収集	PLN Wilayah にて現地調査結果説明・協議			成田着 (7:40)	成田着 (7:25)
31	9月20日	木	ジャカルタ			午前: 報告書作成 移動: マナド (GA603/ 15:40) ⇒ ジャカルタ	収集資料の整理	収集資料の整理	午前: 報告書作成 移動: マナド (GA603/ 15:40) ⇒ ジャカルタ	午前: 機械設備設計 移動: マナド (GA603/ 15:40) ⇒ ジャカルタ	午前: 報告書作成 移動: マナド (GA603/ 15:40) ⇒ ジャカルタ		
32	9月21日	金	ジャカルタ			午前: PLN本店にて Progress Report の説明・協議 移動: ジャカルタ(JL726/21:55) ⇒ 成田			報告書作成 移動: ジャカルタ (MH722/18:15) ⇒ 成 田	機械設備設計 移動: ジャカルタ (JL726/21:55) ⇒ 成田	測量データチェック 移動: ジャカルタ (MH722/18:15) ⇒ 成 田		
33	9月22日	土	帰着			成田着 (7:25)			成田着 (7:40)	成田着 (7:25)	成田着 (7:40)		

資料3 関係者（面会者）リスト

1. エネルギー鉱物資源省
Ministry of Energy and Mineral Resources

	面会者	役職・担当	備考
1	Mr. Hasril Nuzahar	Director of Electricity Program Supervision	

2. インドネシア電力公社（本店）
PT. PLN (Persero) Head Office

	面会者	役職・担当	備考
1	Mr. Moch. Sofyan	Head of New and Renewable Energy Division, Head Office	
2	Mr. Sutiyo Siswanto	Senior Manager of Hydro Energy, New and Renewable Energy Division, Head Office	
3	Mr. Dedi Khairunas	Assistant Engineer of Hydro Energy, New and Renewable Energy Division, Head Office	

3. インドネシア電力公社（管轄支局）
PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo

	面会者	役職・担当	備考
1	Mr. Mangapul Marubun	Manager of Power Plant Maintenance Division, Wilayah Suluttenggo	
2	Mr. Sindu	Manager of System Planning Division, Wilayah Suluttenggo	
3	Mr. Muchtar Djafar	Deputy Manager of System Planning Division, Wilayah Suluttenggo	
4	Mr. Ventje R. Wungow	Deputy Manager of Power Plant Maintenance Division, Wilayah Suluttenggo	
5	Mr. Marthen D. Karundeng	Deputy Manager of Power Plant Construction Division, Wilayah Suluttenggo	
6	Mr. Leonardus Sitinjak	Manager of Sector Minahasa, Wilayah Suluttenggo	
7	Mr. Albert Tampi	Assistant Manager of System Operation Division, Sector Minahasa	
8	Mr. Rudy Wola	Manager of Tonselama Hydropower Station, Sector Minahasa	

資料 4 討議議事録 (M/D)

1. Minutes of Discussions on the Tonselama Hydropower Plant Rehabilitation Project in the Republic of Indonesia, dated 10th August 2012
2. Minutes of Discussions on the Tonselama Hydropower Plant Rehabilitation Project in the Republic of Indonesia, dated 9th January 2013

**Minutes of Discussions
on the Preparatory Survey
for Tonsea Lama Hydropower Plant Rehabilitation Project
in the Republic of the Indonesia**

In response to the request from the Government of the Republic of the Indonesia, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey (hereinafter referred to as "the Survey") for Tonsea Lama Hydropower Plant Rehabilitation Project in Indonesia (hereinafter referred to as "the Project").

JICA sent to the Republic of the Indonesia the Preparatory Survey Team (hereinafter referred to as "the Team"), headed by Mr. Shigeru SUGIYAMA, Director, Grant Aid Project Management Division 1, Financing Facilitation and Procurement Supervision Department, JICA. The Team is scheduled to stay in the country for 1st mission from 5 August to 16 August, 2012.

The Team held discussions with the officials of concerned authorities in Indonesia (hereinafter referred to as "the Indonesian side"). In the course of the discussions, both sides have confirmed the main items described in the sheets attached hereto.

Jakarta, 10 August, 2012

杉山 茂

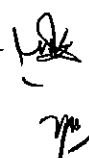
Mr. Shigeru SUGIYAMA
Director,
Grant Aid Project Management Division 1,
Financing Facilitation and Procurement
Supervision Department,
Japan International Cooperation Agency



Mr. Hasril Nuzahar,
Director of Electricity Program
Supervision,
Ministry of Energy and Mineral
Resources



Mr. Murtaqi Syamsuddin
Director of Planning and Risk
Management,
PT.PLN(Persero)



ATTACHMENT

1. Objective of the Project

The objective of the Project is to rehabilitate Tonsea Lama Hydropower Plant.

2. Locations of Projects

The project site is located in Tonsea Lama, Minahasa, North Sulawesi, Indonesia as shown in Annex-1.

3. Responsible and Implementing Organizations

- (1) The responsible organization is Directorate General of Electricity, Ministry of Energy and Mineral Resources.
- (2) The implementing organization is PT.PLN (Persero) (hereinafter referred to as "PLN").

The Organization Structures of Ministry of Energy and Mineral Resources, and PLN, are shown in Annex-2 and Annex-3 respectively.

4. Components Requested by the Indonesian side

Components requested by the Indonesian side are as follows.

- (1) Rehabilitation (Replacement) of Tonsea Lama Hydropower Plant Unit 1, such as turbine, generator, main transformer, switchgear, control and protection equipment, penstock, intake facilities and necessary civil and building work for rehabilitation of equipment.
- (2) Overhaul of Tonsea Lama Hydropower Plant Unit 2.

The Indonesian side requested that the superstructure of power house of Unit 1, made of iron wood will be kept from the viewpoint of high historical value.

The Team explained that the requested components are considered as candidate components to be implemented; however, these components and their details might be adjusted due to the budget frameworks of the Japanese side and result of the survey.

5. Japan's Grant Aid Scheme

- (1) The Indonesian side understood Japan's Grant Aid scheme explained by the Team as described in Annex-4 and 5.
- (2) The Indonesian side will take the necessary measures, as described in Annex-6, for smooth implementation of the Project as prerequisites for the Japan's Grant Aid to be implemented.

6. Schedule of the Survey

- (1) The Team is scheduled to continue the Survey in Indonesia until 23 September, 2012.
The 1st mission: From 5th August to 15th August 2012
The 2nd mission: From to 2nd September to 22nd September 2012

- (2) After analysis in Japan, JICA will dispatch a team to Indonesia, to explain and discuss about contents of draft final report with officials of concerned authorities in Indonesia, in around December 2012.

7. Other Relevant Issues

(1) Status of the Survey

The Team explained that the purpose of the Survey is to collect information and data necessary for the outline design and cost estimation of the Project components which are confirmed through the Survey and the analysis in Japan.

(2) Priority of Requested Components

The both sides agreed that Unit 1 should be given high priority at this moment. The both sides also agreed that the present situations of Unit 2 and Unit 3 will be investigated within the current survey schedule as much as possible and technical suggestions for Unit 2 and Unit 3 will be included in the survey report.

(3) Required / Recommended Actions by the Indonesian Side

The Team will study whole parts of Tonsea Lama Hydropower Plant including intake facilities. Based on the results of survey, the Team will formulate the scope of work under the Japan's Grant Aid project and will also sort out necessary works to be carried out by the Indonesian side as well as suggestions to achieve more stable and efficient operation of the Tonsea Lama Power Plant, if any.

The current expectation for PLN as its own responsibility are the following:

- Repair of the existing access road including bridges, if necessary
- Preparation of additional access road and temporary storage space required for rehabilitation work
- Shut-down of the power plant during the rehabilitation work
- Transportation, storage and disposal of the demolished old facilities, equipment and materials
- Relocation and rerouting of distribution lines and cables, which will interfere with rehabilitation work, if necessary
- Assistance in dismantling the existing turbine and generator

The final responsibilities according to the specification will be determined after further site survey.

(4) Environmental and Social Considerations

- a) The Indonesian side agreed to comply with the JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations issued in 2004 (hereinafter referred to as "JICA Guidelines") as well as laws and regulations in Indonesia, and was requested to prepare Environmental Checklist and Monitoring Form which are designated by JICA Guidelines for an outline design, when applicable.
- b) The Indonesian side agreed to make necessary arrangements with concerned governmental organizations in order to secure funding for and execution of the above environmental matters in a schedule as required for smooth execution of the Project.

(5) Demarcation of Roles and Responsibilities within Indonesian side during and after Implementing Stage

In case this Project is realized, the Indonesian side explained as follows;

- PLN will be, in principle, responsible for all the undertakings of recipient side shown in Annex-6.
- Equipment / material / facility to be provided by this Project will become property of

Ministry of Energy and Mineral Resources, and operation and maintenance will be under the responsibility of PLN. When property rights will be transferred to PLN, Ministry of Energy and Mineral Resources should notify JICA Indonesia office in a timely manner.

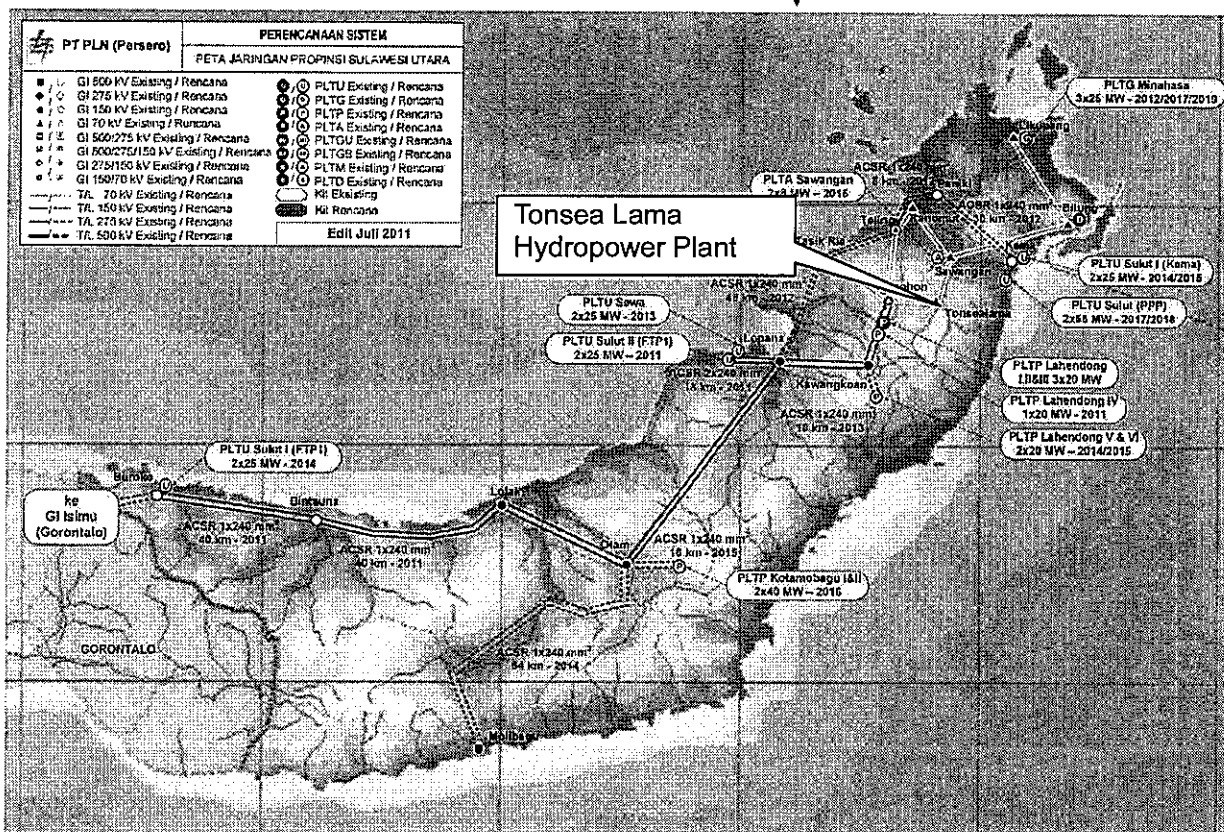
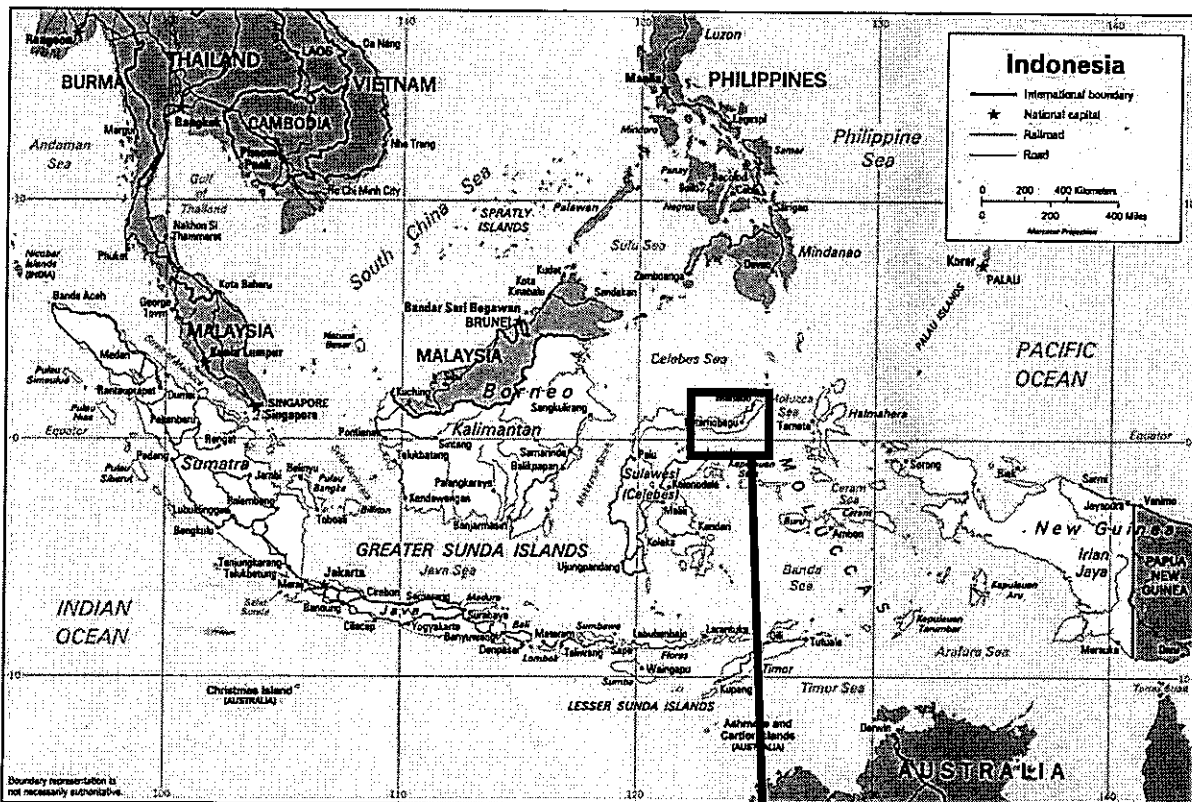
(6) Major Equipment of the Project

The Team explained that the Project will be conducted under the Japan's Grant Aid Program aiming at promoting "Green Growth", which the Government of Japan puts stress on, by introducing small scale hydropower plants with elaborated technologies of Japan.

(End)

- Annex-1 Project Sites
- Annex-2 Organization Chart of Ministry of Energy and Mineral Resources
- Annex-3 Organization Chart of PLN
- Annex-4 Japan's Grant Aid
- Annex-5 Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures
- Annex-6 Major Undertakings to be taken by Each Government

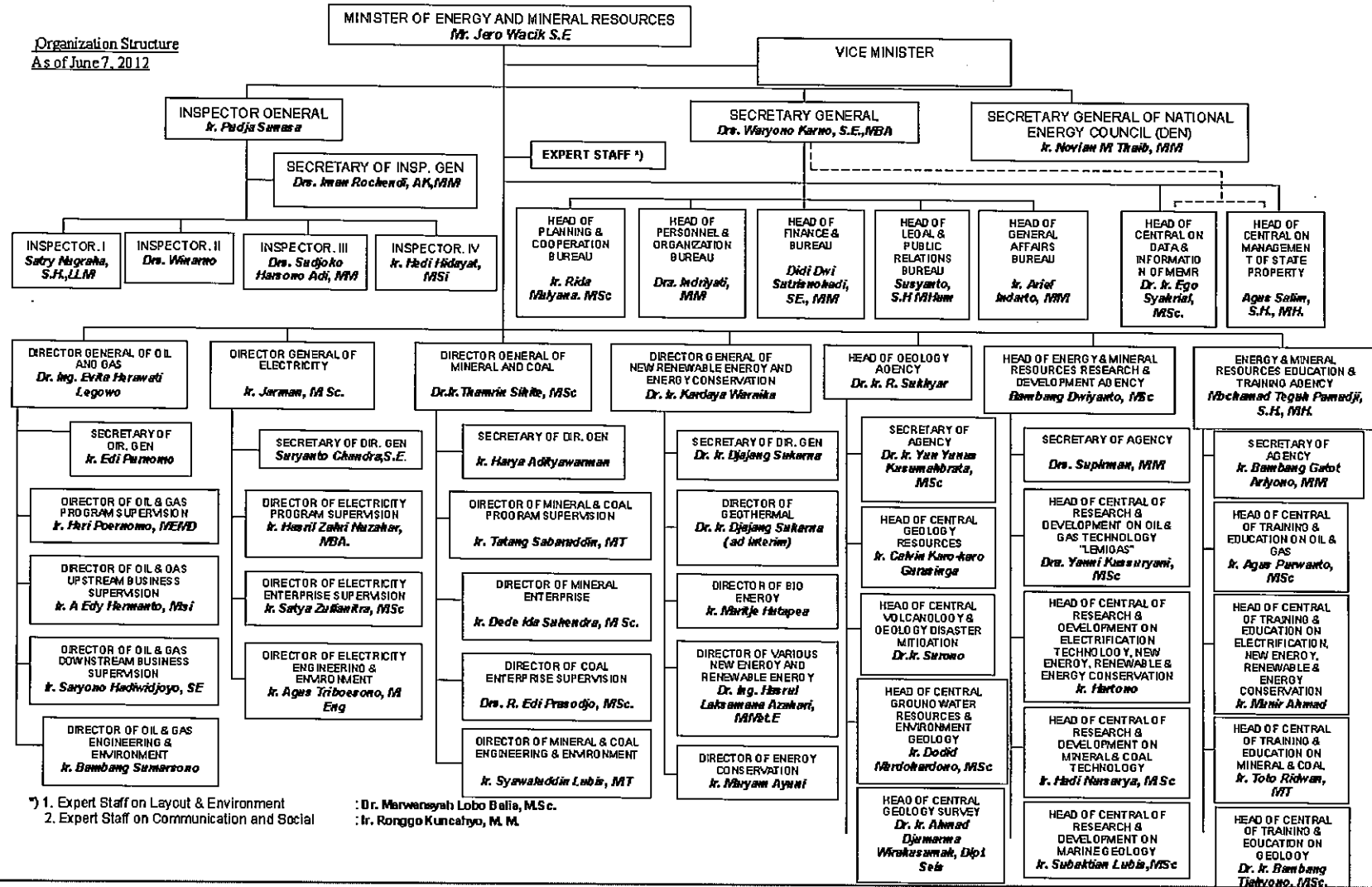
Project Sites



SL

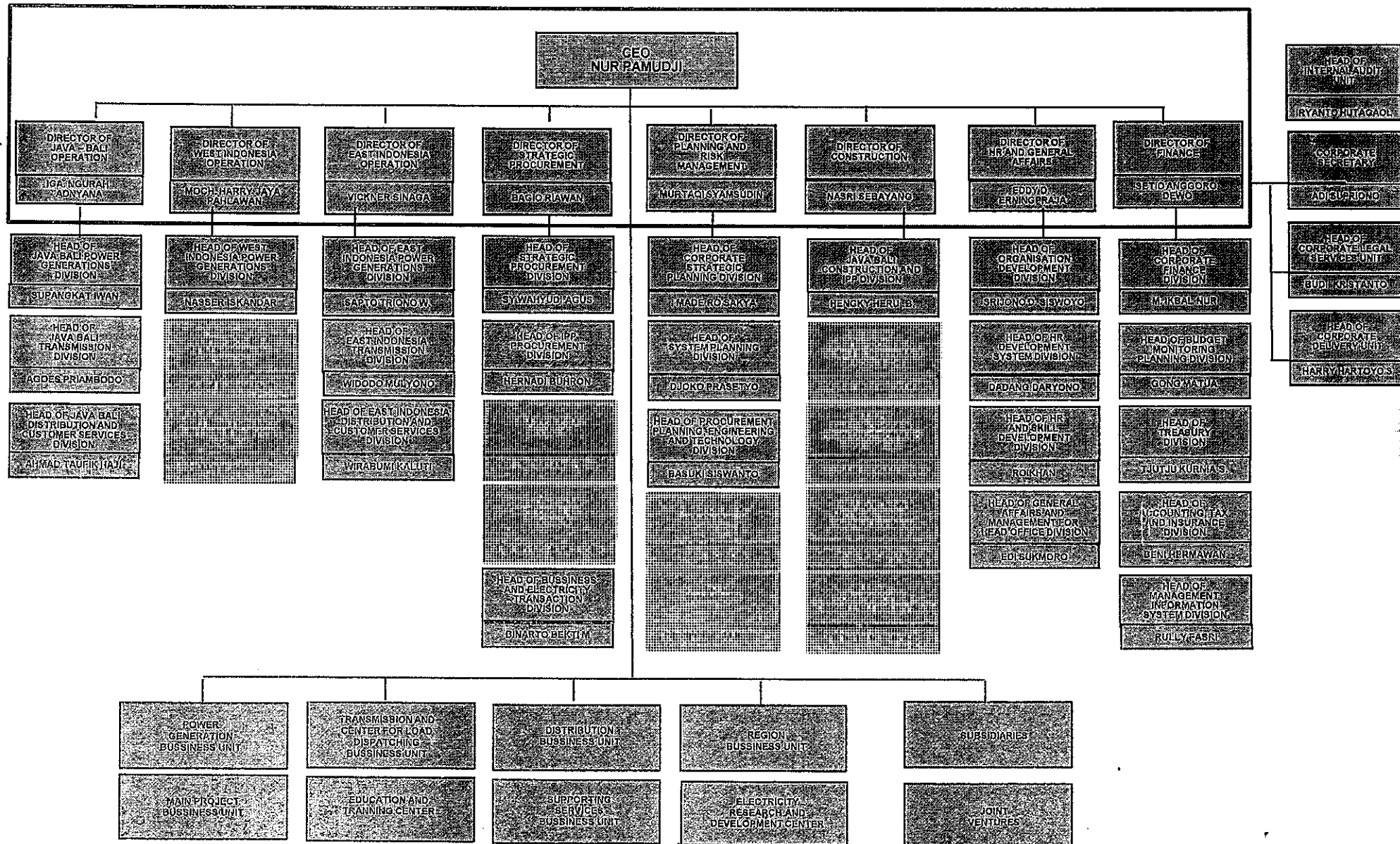
Organization Chart of Ministry of Energy and Mineral Resources

Organization Structure
As of June 7, 2012



ORGANIZATION STRUCTURE OF PT PLN (PERSERO)

ANNEX 3



PLN

Japan's Grant Aid

The Government of Japan (hereinafter referred to as "the GOJ") is implementing the organizational reforms to improve the quality of ODA operations, and as a part of this realignment, a new JICA law was entered into effect on October 1, 2008. Based on this law and the decision of the GOJ, JICA has become the executing agency of the Grant Aid for General Projects, for Fisheries and for Cultural Cooperation, etc.

The Grant Aid is non-reimbursable fund provided to a recipient country to procure the facilities, equipment and services (engineering services and transportation of the products, etc.) for its economic and social development in accordance with the relevant laws and regulations of Japan. The Grant Aid is not supplied through the donation of materials as such.

1. Grant Aid Procedures

The Japanese Grant Aid is supplied through following procedures :

- Preparatory Survey
 - The Survey conducted by JICA
- Appraisal & Approval
 - Appraisal by the GOJ and JICA, and Approval by the Japanese Cabinet
- Authority for Determining Implementation
 - The Notes exchanged between the GOJ and the recipient country
- Grant Agreement (hereinafter referred to as "the G/A")
 - Agreement concluded between JICA and a recipient country
- Implementation
 - Implementation of the Project on the basis of the G/A

2. Preparatory Survey

(1) Contents of the Survey

The aim of the preparatory Survey is to provide a basic document necessary for the appraisal of the Project made by the GOJ and JICA. The contents of the Survey are as follows:

- Confirmation of the background, objectives, and benefits of the Project and also institutional capacity of relevant agencies of the recipient country necessary for the implementation of the Project.
- Evaluation of the appropriateness of the Project to be implemented under the Grant Aid Scheme from a technical, financial, social and economic point of view.
- Confirmation of items agreed between both parties concerning the basic concept of the Project.
- Preparation of a basic design of the Project.

- Estimation of the Project cost.

The contents of the original request by the recipient country are not necessarily approved in their initial form as the contents of the Grant Aid project. The Basic Design of the Project is confirmed based on the guidelines of Japan's Grant Aid scheme.

JICA requests the Government of the recipient country to take whatever measures necessary to achieve its self-reliance in the implementation of the Project. Such measures must be guaranteed even though they may fall outside of the jurisdiction of the organization of the recipient country which actually implements the Project. Therefore, the implementation of the Project is confirmed by all relevant organizations of the recipient country based on the Minutes of Discussions.

(2) Selection of Consultants

For smooth implementation of the Survey, JICA employs (a) registered consulting firm(s). JICA selects (a) firm(s) based on proposals submitted by interested firms.

(3) Result of the Survey

JICA reviews the Report on the results of the Survey and recommends the GOJ to appraise the implementation of the Project after confirming the appropriateness of the Project.

3. Japan's Grant Aid Scheme

(1) The E/N and the G/A

After the proposed Project is approved by the Cabinet of Japan, the Exchange of Notes (hereinafter referred to as "the E/N") will be signed between the GOJ and the Government of the recipient country to make a pledge for assistance, which is followed by the conclusion of the G/A between JICA and the Government of the recipient country to define the necessary articles to implement the Project, such as payment conditions, responsibilities of the Government of the recipient country, and procurement conditions.

(2) Selection of Consultants

In order to maintain technical consistency, the consulting firm(s) which conducted the Survey will be recommended by JICA to the recipient country to continue to work on the Project implementation after the E/N and G/A are signed by both sides.

(3) Eligible source country

Under the Japanese Grant Aid, in principle, Japanese products and services including transport of materials or those of the recipient country are to be purchased. When JICA and the Government of the recipient country or its designated authority deem it necessary, the Grant Aid may be used for the purchase of the products or services from a third country. However, the prime contractors, namely, constructing and procurement firms, and the prime consulting firm are limited to "Japanese nationals".

SS

(4) Necessity of "Verification"

The Government of the recipient country or its designated authority will conclude contracts denominated in Japanese yen with Japanese nationals. Those contracts shall be verified by JICA. This "Verification" is deemed necessary to fulfill accountability to Japanese taxpayers.

(5) Major undertakings to be taken by the Government of the Recipient Country

In the implementation of the Grant Aid Project, the recipient country is required to undertake such necessary measures as shown in Annex-6.

(6) "Proper Use"

The Government of the recipient country is required to maintain and use properly and effectively the facilities constructed and the equipment purchased under the Grant Aid, to assign staff necessary for this operation and maintenance and to bear all the expenses other than those covered by the Grant Aid.

(7) "Export and Re-export"

The products purchased under the Grant Aid should not be exported or re-exported from the recipient country.

(8) Banking Arrangements (B/A)

a) The Government of the recipient country or its designated authority should open an account under the name of the Government of the recipient country in a bank in Japan (hereinafter referred to as "the Bank"). JICA will execute the Grant Aid by making payments in Japanese yen to cover the obligations incurred by the Government of the recipient country or its designated authority under the Verified Contracts.

b) The payments will be made when payment requests are presented by the Bank to JICA under an Authorization to Pay (A/P) issued by the Government of the recipient country or its designated authority.

(9) Authorization to Pay (A/P)

The Government of the recipient country should bear an advising commission of an Authorization to Pay and payment commissions paid to the Bank.

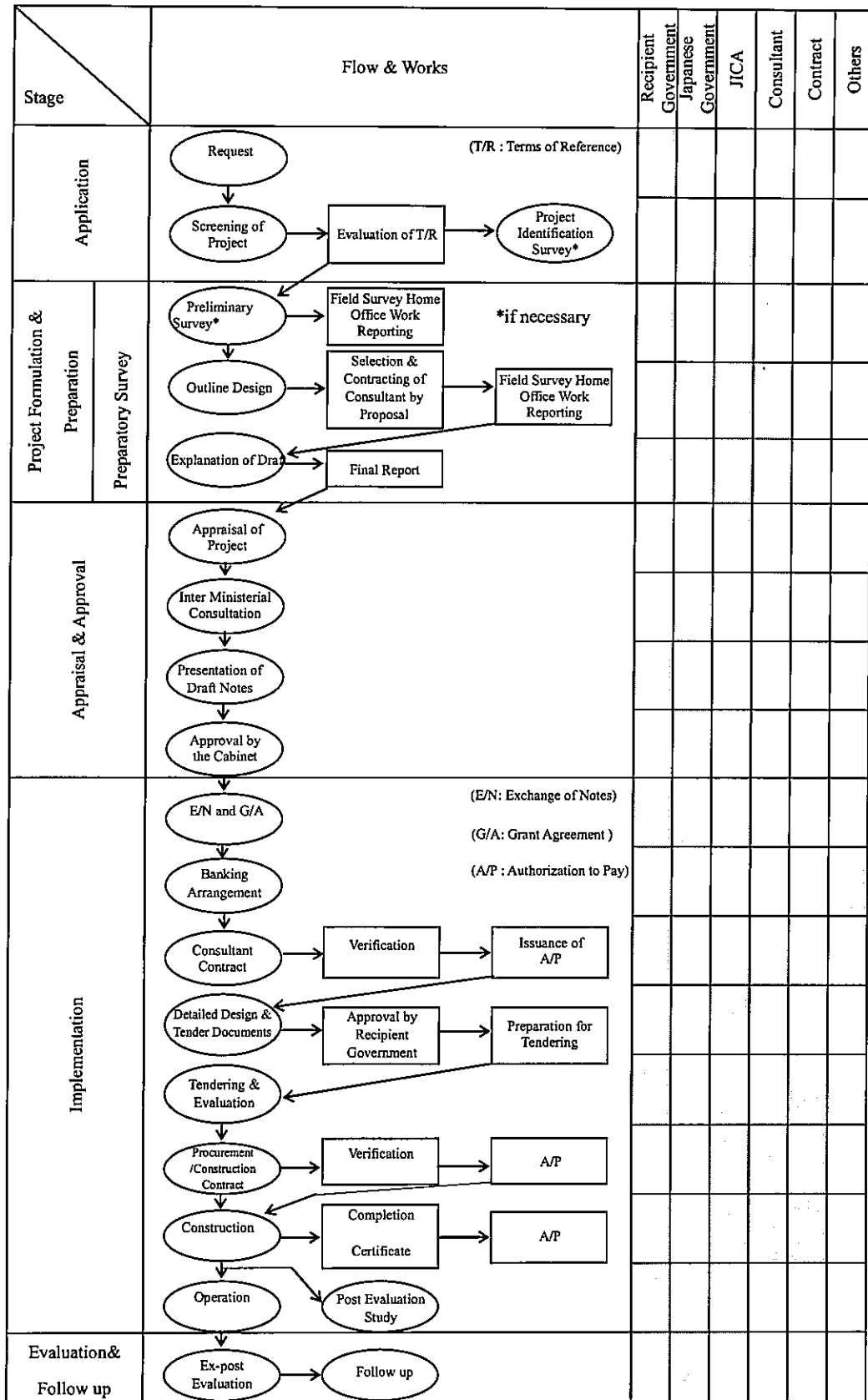
(10) Social and Environmental Considerations

A recipient country must carefully consider social and environmental impacts by the Project and must comply with the environmental regulations of the recipient country and JICA guidelines for Environmental and Social Considerations.

(End)

PS

Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures



AS

Major undertakings to be taken by each Government

No.	Items	To be covered by Grant Aid	To be covered by Recipient Side
1	to secure [a lot] /[lots] of land necessary for the implementation of the Project and to clear the [site]/[sites];		●
2	To construct the following facilities		
	1) The building	●	
	2) The gates and fences in and around the site		●
	3) The parking lot	●	
	4) The road within the site	●	
	5) The road outside the site		●
3	To provide facilities for distribution of electricity, water supply and drainage and other incidental facilities necessary for the implementation of the Project outside the [site]/[sites]		
	1)Electricity		
	a. The distributing power line to the site		●
	b. The drop wiring and internal wiring within the site	●	
	c. The main circuit breaker and transformer	●	
	2) Water Supply		
	a. The city water distribution main to the site		●
	b. The supply system within the site (receiving and elevated tanks)	●	
	3) Drainage		
	a. The city drainage main (for storm sewer and others to the site)		●
	b. The drainage system (for toilet sewer, common waste, storm drainage and others) within the site	●	
	4) Gas Supply		
	a. The city gas main to the site		●
	b. The gas supply system within the site	●	
	5) Telephone System		
	a. The telephone trunk line to the main distribution frame/panel (MDF) of the building		●
	b. The MDF and the extension after the frame/panel	●	
	6) Furniture and Equipment		
	a. General furniture		●
	b. Project equipment	●	
4	To ensure prompt unloading and customs clearance of the products at ports of disembarkation in the recipient country and to assist internal transportation of the products		
	1) Marine (Air) transportation of the Products from Japan to the recipient country	●	
	2) Tax exemption and custom clearance of the Products at the port of disembarkation		●
	3) Internal transportation from the port of disembarkation to the project site	●	
5	To ensure that customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the recipient country with respect to the purchase of the products and the services [be exempted] / [be borne by the Authority without using the Grant]		●
6	To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of the products and the services such facilities as may be necessary for their entry into the recipient country and stay therein for the performance of their work		●
7	To ensure that [the Facilities and the products]/[the Facilities]/ [the products] be maintained and used properly and effectively for the implementation of the Project		●
8	To bear all the expenses, other than those covered by the Grant, necessary for the implementation of the Project		●
9	To bear the following commissions paid to the Japanese bank for banking services based upon the B/A		
	1) Advising commission of A/P		●
	2) Payment commission		●
10	To give due environmental and social consideration in the implementation of the Project.		●

*1 B/A : Banking Arrangement, A/P : Authorization to pay) *2 If the environmental screening category is C, No. 10 is unnecessary

Minutes of Discussions
on
the Tonsea Lama Hydropower Plant Rehabilitation Project
in the Republic of Indonesia

In response to the request from the Government of the Republic of Indonesia, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey (hereinafter referred to as "the Survey") for Tonsea Lama Hydropower Plant Rehabilitation Project in the Republic of Indonesia (hereinafter referred to as "the Project").

JICA conducted the first field survey from 5th to 16th August 2012 and the second field survey from 17th to 20th December 2012. Through discussions, field surveys and with the result of technical examination in Japan, JICA prepared a Draft Final Report of the Survey.

In order to explain and to consult with the officials of concerned authorities in the Republic of Indonesia (hereinafter referred to as "the Indonesian side") on the contents of the Draft Final Report, JICA dispatched to the Republic of Indonesia the Preparatory Survey Team for Draft Final Report Explanation (hereinafter referred to as "the Team"), which is headed by Mr. Hiroshi SUMIYOSHI, Director of Energy and Mining Division 2, Industrial Development and Public Policy Department, JICA. The Team is scheduled to stay in the Republic of Indonesia from 7th to 10th January 2013.

The Team held discussions with the officials of concerned authorities in the Indonesian side. In the course of the discussions, both sides have confirmed the main items described in the sheets attached hereto.

Jakarta, 9th January 2013

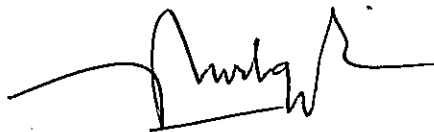
佐野

氏

Mr. Hiroshi SUMIYOSHI,
Director of Energy and Mining Division 2,
Industrial Development and Public Policy
Department,
Japan International Cooperation Agency



Mr. Hasril Nuzahar
Director of Electricity Program Supervision
Ministry of Energy and Mineral Resources



Mr. Murtaqi Syamsuddin
Director of Planning and Risk Management
PT.PLN(Persero)



ATTACHMENT

1. Contents of the Draft Final Report

The Indonesian side agreed and accepted in principle the contents of the Draft Final Report and the Draft Technical Specifications of the Survey explained by the Team.

2. Responsible and Implementing Organizations

- (1) The responsible organization is Directorate General of Electricity, Ministry of Energy and Mineral Resources.
- (2) The implementing organization is PT.PLN (Persero) (hereinafter referred to as "PLN").

The Organization Structures of Ministry of Energy and Mineral Resources and PLN are shown in Annex-2 and Annex-3 respectively.

3. Components of the Project

The components of this project are as follows;

- Rehabilitation (Replacement) of Tonsea Lama Hydropower Plant Unit 1.

The superstructure of power house of Unit 1, which is made of iron wood, will be kept from the viewpoint of high historical value.

The major equipment and facilities for the project are shown in Annex 4.

PLN's own responsibilities are as following;

- Reinforcement of the existing bridge on the main access road to the Tonsea Lama power station,
- Relocation or rerouting of 20kV distribution lines and communication cables near sugar tank,
- Relocation of the existing 160kVA transformer, 380 V and 220V distribution circuit breakers for temporary power supply to Unit 2 and Unit 3
- Disposal of unnecessary and waste articles of the removed old facilities, equipment and materials,

4. Japan's Grant Aid Scheme

The Indonesian side reconfirmed the Japan's Grant Aid Scheme and the necessary measures to be taken by the Indonesian side explained by the Team as described in Annex-5 and Annex-6 respectively.

5. Project Cost

The Team explained the estimated cost of the Project as described in Annex-7. The Indonesian side agreed that the cost for the Project should not exceed the amount agreed on Exchange of Notes (E/N). The Indonesian side also agreed that the cost for the Project contains procurement cost of equipment, transportation cost up to the Project site, installation cost and the Consultant fees.

6. Confidentiality of the Project

- (1) Detailed specifications of the Facilities and Equipment

Both sides agreed that all the information related to the Project including detailed drawings and specifications of the facilities and equipment and other technical information shall not be

disclosed to any outside parties (i.e. outside of JICA and the Indonesian side) before the conclusion of all contract(s) for the Project.

(2) Confidentiality of the Cost Estimation

The Team explained the estimated cost of the Project as described in Annex-7. Both sides agreed that the estimated cost for the Project should never be duplicated or disclosed to any outside parties (i.e. outside of JICA and the Indonesian side) before tender for the Project. The Indonesian side understood that the estimated cost for the Project attached as Annex-7 is not the final and is subject to change as a result of examination through revision of the Outline Design Study.

7. Possibility of Change in Scope, Schedule and Cost of the Project

The Team stressed that the detail of the scope, the schedule, and the cost for the Project are tentative and subject to change due to the domestic circumstances in Japan and in the Republic of Indonesia. The Indonesian side understood it.

8. Other Relevant Issues

(1) Progress of preparatory works for the Project

The Indonesian side agreed to undertake preparatory works necessary for the Project including land use permission, and any authorization procedure. The preparatory works shall be completed no later than six months from the conclusion of Grant Agreement (G/A).

(2) The Indonesian side mentioned that the Indonesian scheme should follow the Indonesian regulation No. 10/2011.

(3) Demarcation of Roles and Responsibilities within the Indonesian side during and after the Implementing Stage

Both side confirmed that the demarcation of roles and responsibilities within the Indonesian side is as follows:

- PLN will be, in principle, responsible for all the undertakings of the Indonesian side.
- Equipment/material/facility to be provided by the Project will become property of Ministry of Energy and Mineral Resources, and operation and maintenance will be under the responsibility of PLN. When property rights will be transferred to PLN, Ministry of Energy and Mineral Resources should notify JICA Indonesia office in a timely manner.

(4) “Green Growth” policy

The Indonesian side recognized that the Project will be formulated and conducted in accordance with the “Green Growth” policy of the Government of Japan, which emphasizes on utilizing the major equipment such as hydro turbines made by Japan’s small and medium enterprises.

(5) Counterpart Personnel

The Team requested the Indonesian side that necessary number of counterpart personnel shall be assigned to the Project and necessary arrangements with related organizations be made during the implementing stage in the Republic of Indonesia. The Indonesian side has agreed to accept the request.

(6) Customs Duties and Tax Exemption

The Indonesian side understands that the Indonesian side shall be fully responsible on exemption of taxes, custom duties and any other levies imposed in the Republic of Indonesia, in

case the Project is implemented.

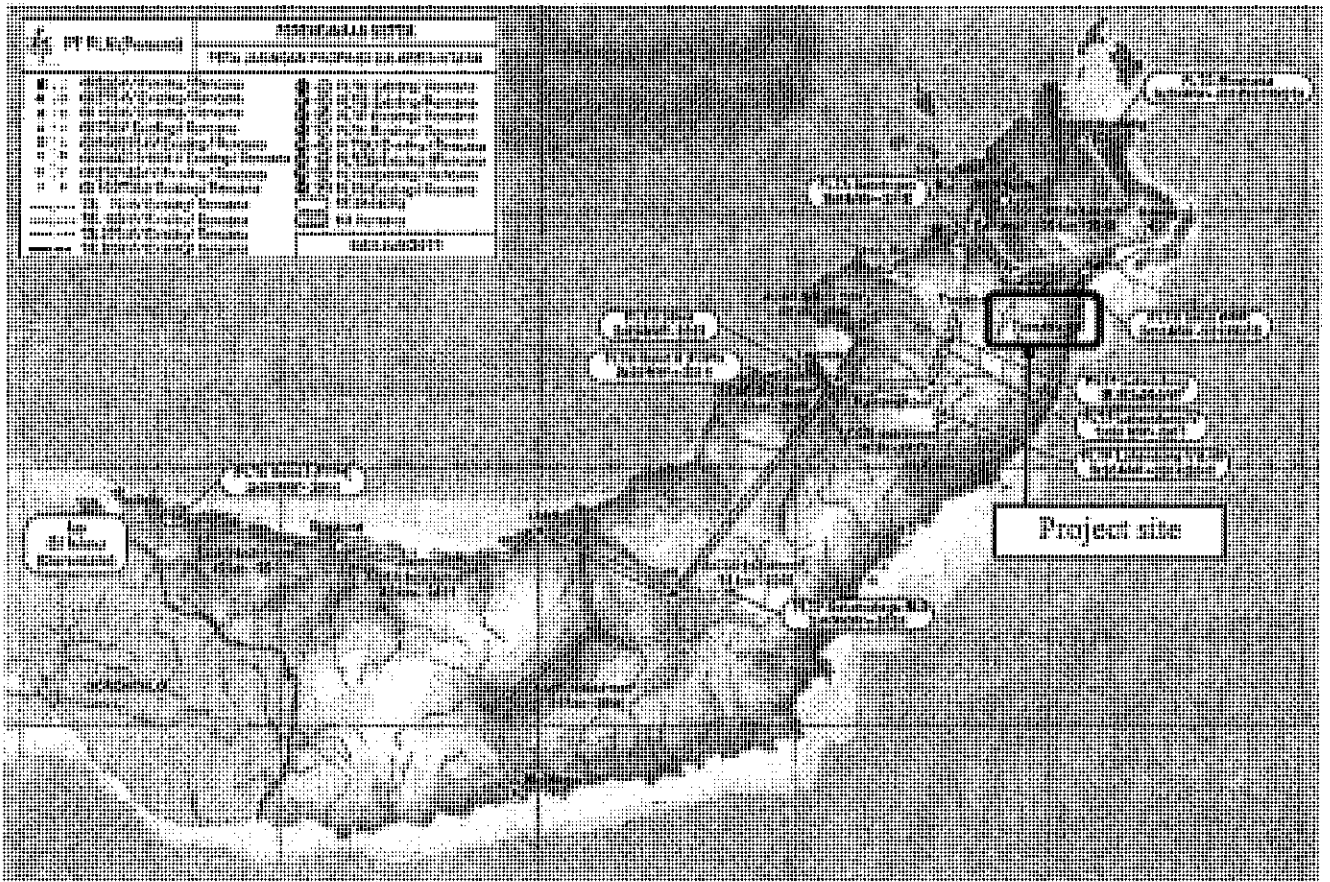
(7) Climate Change

Both sides confirmed the project is expected to contribute to mitigation of climate change.

(End)

- Annex-1 Project Sites
- Annex-2 Organization Chart of Ministry of Energy and Mineral Resources
- Annex-3 Organization Chart of PLN
- Annex-4 List of Major Equipment and Facilities for the Project
- Annex-5 Japan's Grant Aid
- Annex-6 Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures
- Annex-7 Project Cost
- Annex-8 Major Undertakings to be taken by Each Government

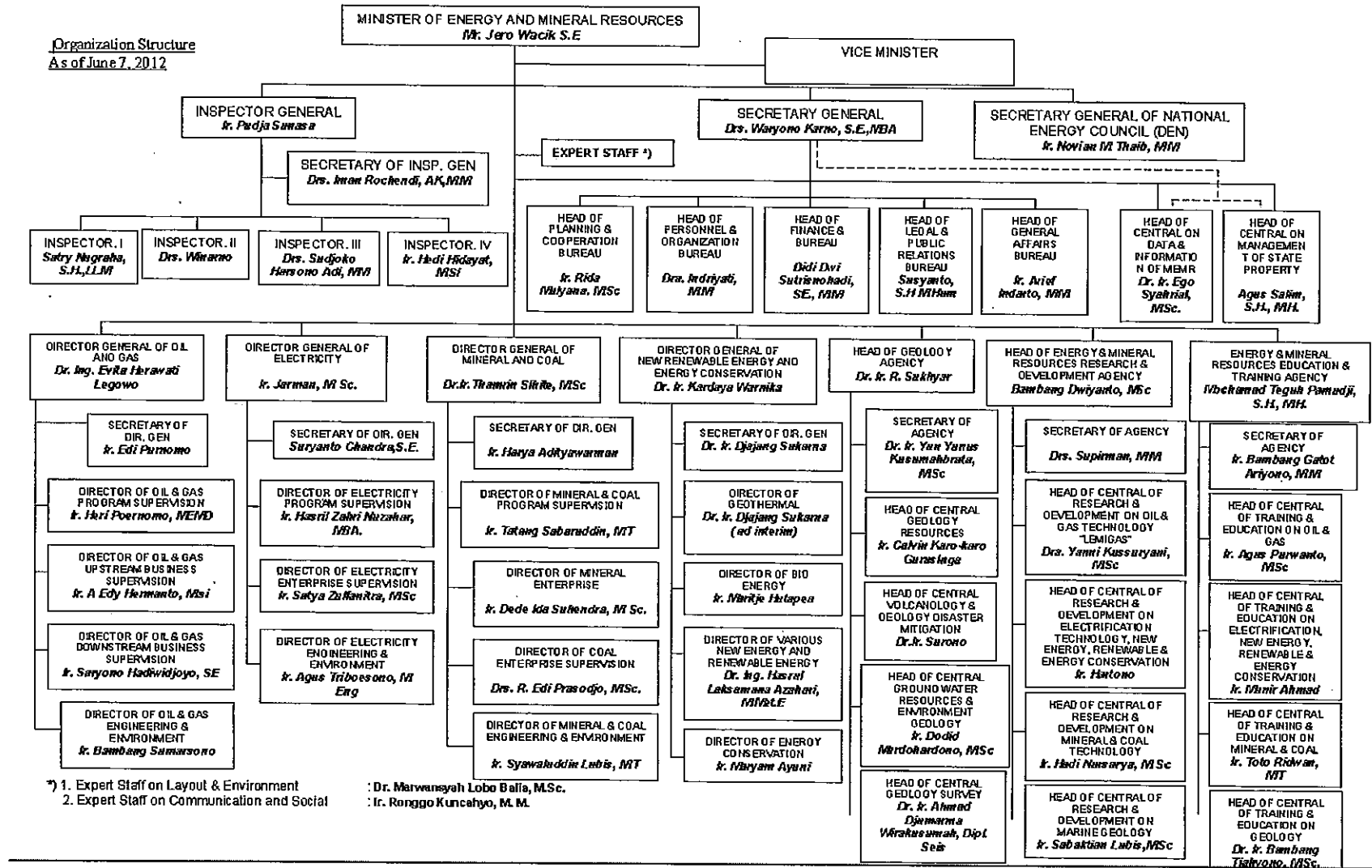
Project Sites



HS

Organization Chart of Ministry of Energy and Mineral Resources

Organization Structure
As of June 7, 2012



Handwritten initials/signature.

Organization Chart of PLN



Handwritten signature and initials

List of Major Equipment and Facilities for the Project

No.	Equipment/Facilities	Principal Features	Q'ty
1.	Unit 1 Turbine		
1.1	Turbine	89.5 m, 5,100 kW, 500 rpm	1 set
1.2	Inlet valve	Through-flow butterfly valve, 1.2 m diameter	1 set
1.3	Governor	Electric type	1 set
1.4	Turbine control panel		1 set
1.5	Cooling water supply system		1 set
1.6	Drainage pump		1 set
2.	Unit 1 Generator		
2.1	Generator	5,440 kVA (4,900 kW), 6.3 kV, 500 rpm	1 set
2.2	Excitation system	Brushless excitation system	1 set
2.3	Neutral grounding system	100 A resistor grounding system	1 set
3.	Power Transformers		
3.1	Unit 1 main transformer	6,000 kVA, 6.3/30 kV, oil-immersed type	1 set
3.2	No. 1 station-service transformer	300 kVA, 6.3/0.4-0.23 kV, dry type	1 set
3.3	No. 2 station-service transformer	300 kVA, 20/0.4-0.23 kV, oil-immersed type	1 set
3.4	Local-service transformer	50 kVA, 6.3/0.4-0.23 kV, oil-immersed type	1 set
4.	Switchgear		
4.1	30 kV switchgear	Outdoor use metal-enclosed switchgear	1 set
4.2	20 kV switchgear	Outdoor use type switchgear	1 set
4.3	6.3 kV switchgear	Indoor use metal-enclosed switchgear	1 set
4.4	Low voltage switchgear	Indoor use metal-enclosed switchgear	1 set
5.	DC Power Supply Equipment		
5.1	Stationary batteries	Valve regulated lead-acid type, 300 AH	1 set
5.2	Battery charger	Transistor rectifier type, DC 110 V	1 set
5.3	DC distribution panel	Metal-enclosed cubicle	1 set
6.	Control and Relay Panels		
6.1	Local control panel	Metal enclosed panel with tough screen	1 set
6.2	Relay panel	Metal enclosed panel with digital relays	1 set
6.3	Remote control panel	Metal enclosed panel with tough screen	1 set
7.	Intake Facilities		
7.1	Intake screen panel	4.0 m wide, 4.4 m high	2 sets
7.2	Raking equipment	Traveling type with conveyor system	2 sets
7.3	Intake stoplog	4.0 m wide, 4.3 m high	2 sets
7.4	Scour gate	2.5 m wide, 0.8 m high	1 set
8.	Penstock		
8.1	Penstock valve	Butterfly valve, 1.6 m diameter	1 set
8.2	Penstock	1.6 m - 1.2 m diameter, 164 m long	1 lot

JAPAN'S GRANT AID

The Government of Japan (hereinafter referred to as “the GOJ”) is implementing the organizational reforms to improve the quality of ODA operations, and as a part of this realignment, a new JICA law was entered into effect on October 1, 2008. Based on this law and the decision of the GOJ, JICA has become the executing agency of the Grant Aid for General Projects, for Fisheries and for Cultural Cooperation, etc.

The Grant Aid is non-reimbursable fund provided to a recipient country to procure the facilities, equipment and services (engineering services and transportation of the products, etc.) for its economic and social development in accordance with the relevant laws and regulations of Japan. The Grant Aid is not supplied through the donation of materials as such.

1. Grant Aid Procedures

The Japanese Grant Aid is supplied through following procedures :

- Preparatory Survey
 - The Survey conducted by JICA
- Appraisal & Approval
 - Appraisal by the GOJ and JICA, and Approval by the Japanese Cabinet
- Authority for Determining Implementation
 - The Notes exchanged between the GOJ and a recipient country
- Grant Agreement (hereinafter referred to as “the G/A”)
 - Agreement concluded between JICA and a recipient country
- Implementation
 - Implementation of the Project on the basis of the G/A

2. Preparatory Survey

(1) Contents of the Survey

The aim of the preparatory Survey is to provide a basic document necessary for the appraisal of the Project made by the GOJ and JICA. The contents of the Survey are as follows:

- Confirmation of the background, objectives, and benefits of the Project and also institutional capacity of relevant agencies of the recipient country necessary for the implementation of the Project.
- Evaluation of the appropriateness of the Project to be implemented under the Grant Aid Scheme from a technical, financial, social and economic point of view.
- Confirmation of items agreed between both parties concerning the basic concept of the Project.

- Preparation of a basic design of the Project.
- Estimation of costs of the Project.

The contents of the original request by the recipient country are not necessarily approved in their initial form as the contents of the Grant Aid project. The Basic Design of the Project is confirmed based on the guidelines of the Japan's Grant Aid scheme.

JICA requests the Government of the recipient country to take whatever measures necessary to achieve its self-reliance in the implementation of the Project. Such measures must be guaranteed even though they may fall outside of the jurisdiction of the organization of the recipient country which actually implements the Project. Therefore, the implementation of the Project is confirmed by all relevant organizations of the recipient country based on the Minutes of Discussions.

(2) Selection of Consultants

For smooth implementation of the Survey, JICA employs (a) registered consulting firm(s). JICA selects (a) firm(s) based on proposals submitted by interested firms.

(3) Result of the Survey

JICA reviews the Report on the results of the Survey and recommends the GOJ to appraise the implementation of the Project after confirming the appropriateness of the Project.

3. Japan's Grant Aid Scheme

(1) The E/N and the G/A

After the Project is approved by the Cabinet of Japan, the Exchange of Notes (hereinafter referred to as "the E/N") will be signed between the GOJ and the Government of the recipient country to make a pledge for assistance, which is followed by the conclusion of the G/A between JICA and the Government of the recipient country to define the necessary articles to implement the Project, such as payment conditions, responsibilities of the Government of the recipient country, and procurement conditions.

(2) Selection of Consultants

In order to maintain technical consistency, the consulting firm(s) which conducted the Survey will be recommended by JICA to the recipient country to continue to work on the Project's implementation after the E/N and G/A.

(3) Eligible source country

Under the Japanese Grant Aid, in principle, Japanese products and services including transport or those of the recipient country are to be purchased. When JICA and the Government of the recipient country or its designated authority deem it necessary, the Grant Aid may be used for the purchase of the products or services of a third country. However, the prime contractors, namely, constructing and procurement firms, and the prime consulting firm are limited to "Japanese nationals".

(4) Necessity of "Verification"

The Government of the recipient country or its designated authority will conclude contracts denominated in Japanese yen with Japanese nationals. Those contracts shall be verified by JICA. This "Verification" is deemed necessary to fulfill accountability to Japanese taxpayers.

(5) Major undertakings to be taken by the Government of the Recipient Country

In the implementation of the Grant Aid Project, the recipient country is required to undertake such necessary measures as Annex-7.

(6) "Proper Use"

The Government of the recipient country is required to maintain and use properly and effectively the facilities constructed and the equipment purchased under the Grant Aid, to assign staff necessary for this operation and maintenance and to bear all the expenses other than those covered by the Grant Aid.

(7) "Export and Re-export"

The products purchased under the Grant Aid should not be exported or re-exported from the recipient country.

(8) Banking Arrangements (B/A)

a) The Government of the recipient country or its designated authority should open an account under the name of the Government of the recipient country in a bank in Japan (hereinafter referred to as "the Bank"). JICA will execute the Grant Aid by making payments in Japanese yen to cover the obligations incurred by the Government of the recipient country or its designated authority under the Verified Contracts.

b) The payments will be made when payment requests are presented by the Bank to JICA under an Authorization to Pay (A/P) issued by the Government of the recipient country or its designated authority.

(9) Authorization to Pay (A/P)

The Government of the recipient country should bear an advising commission of an Authorization to Pay and payment commissions paid to the Bank.

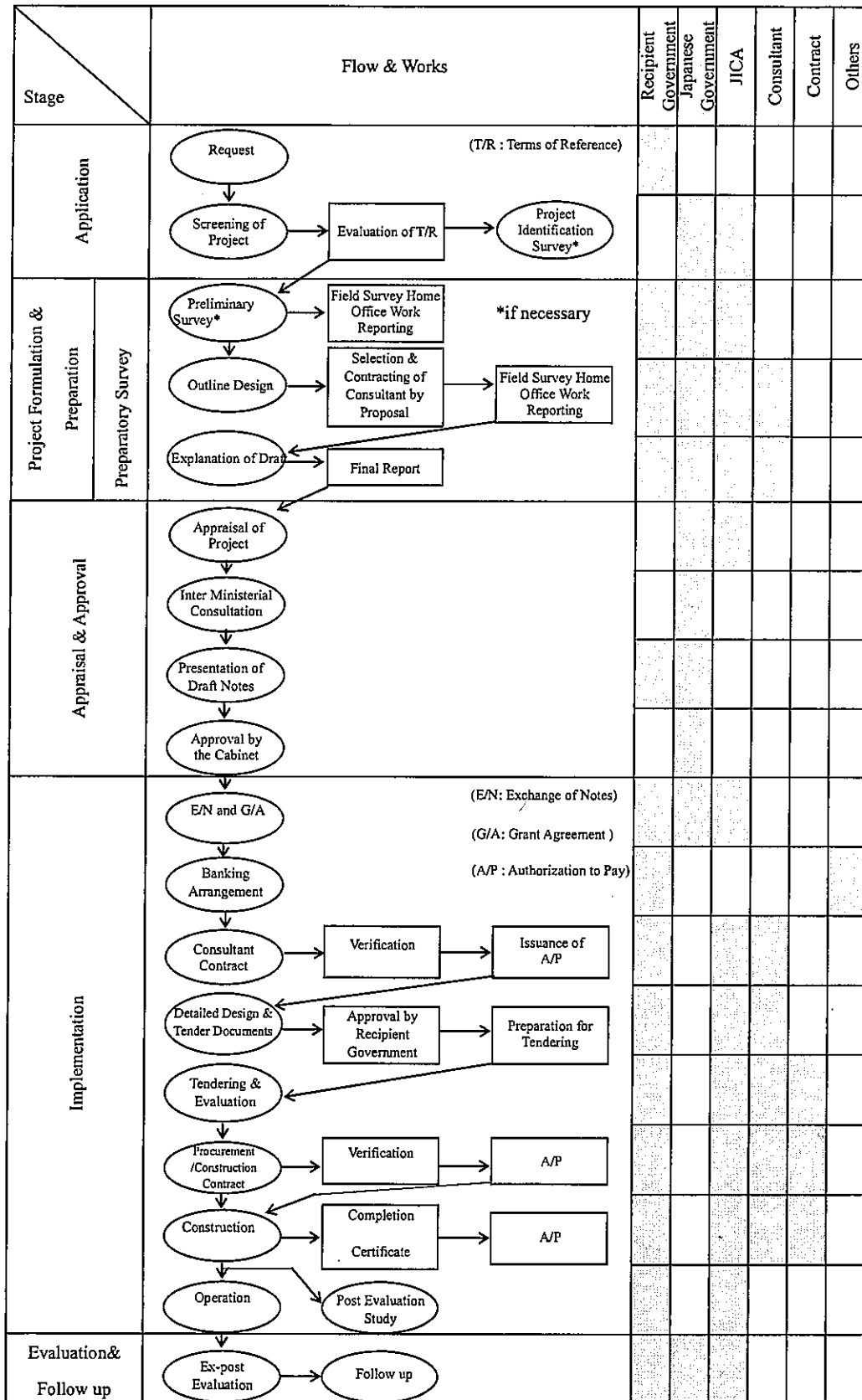
(10) Social and Environmental Considerations

A recipient country must carefully consider social and environmental impacts by the Project and must comply with the environmental regulations of the recipient country and JICA socio-environmental guidelines.

(End)

115

Flow Chart of Japan's Grant Aid Procedures



t5

(Confidential)
Estimated Project Cost

The cost of the Project will be approximately JPY 1,873.34 million in total. The content of the project cost are shown separately for the Japanese borne portion and the Indonesian side borne portion in accordance with the conditions in item 3. (3) below.

This cost estimate is provisional and would be further examined by the Government of Japan for the approval of the Grant.

1. Cost to be borne by the Japanese side: Approximately JPY 1,865.0 million

Approximate Total cost for Japanese Portion

Cost Items	Approximate Cost (million JPY)
Equipment Procurement, Installation, Construction	1,612.6
Detailed Design & Consultant's Supervision	252.4
Total	1,865.0

2. Cost to be borne by the Indonesian side:

(1) Reinforcement of the access road, relocation of existing electricity facilities etc. by PLN IDR 814.1M (= ¥ 6.34 million)

(2) Payment of bank commission based on banking IDR 257.0M (= ¥ 2.00 million)

- A/P commission
- Payment commission

3. Conditions for estimation

(1) Time of estimation: November, 2012 (Average from June, 2012 to November 2012)

(2) Foreign exchange rates:

$$1\text{IDR} = \text{JPY } 0.0078$$

- (3) Others:

The above estimation was carried out in accordance with relevant rules and the guideline of the Japanese Grant Aid.

ne

113

Major undertakings to be taken by each Government

No.	Items	To be covered by Grant Aid	To be covered by Recipient Side
1	to secure [a lot] / [lots] of land necessary for the implementation of the Project and to clear the [site]/[sites];		●
2	To construct the following facilities		
	1) The building	●	
	2) The gates and fences in and around the site		●
	3) The parking lot	●	
	4) The road within the site	●	
	5) The road outside the site		●
3	To provide facilities for distribution of electricity, water supply and drainage and other incidental facilities necessary for the implementation of the Project outside the [site]/[sites]		
	1) Electricity		
	a. The distributing power line to the site		●
	b. The drop wiring and internal wiring within the site	●	
	c. The main circuit breaker and transformer	●	
	2) Water Supply		
	a. The city water distribution main to the site		●
	b. The supply system within the site (receiving and elevated tanks)	●	
	3) Drainage		
	a. The city drainage main (for storm sewer and others to the site)		●
	b. The drainage system (for toilet sewer, common waste, storm drainage and others) within the site	●	
	4) Gas Supply		
	a. The city gas main to the site		●
	b. The gas supply system within the site	●	
	5) Telephone System		
	a. The telephone trunk line to the main distribution frame/panel (MDF) of the building		●
	b. The MDF and the extension after the frame/panel	●	
	6) Furniture and Equipment		
	a. General furniture		●
	b. Project equipment	●	
4	To ensure prompt unloading and customs clearance of the products at ports of disembarkation in the recipient country and to assist internal transportation of the products		
	1) Marine (Air) transportation of the Products from Japan to the recipient country	●	
	2) Tax exemption and custom clearance of the Products at the port of disembarkation		●
	3) Internal transportation from the port of disembarkation to the project site	●	
5	To ensure that customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the recipient country with respect to the purchase of the products and the services [be exempted] / [be borne by the Authority without using the Grant]		●
6	To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of the products and the services such facilities as may be necessary for their entry into the recipient country and stay therein for the performance of their work		●
7	To ensure that [the Facilities and the products]/[the Facilities]/ [the products] be maintained and used properly and effectively for the implementation of the Project		●
8	To bear all the expenses, other than those covered by the Grant, necessary for the implementation of the Project		●
9	To bear the following commissions paid to the Japanese bank for banking services based upon the B/A		
	1) Advising commission of A/P		●
	2) Payment commission		●
10	To give due environmental and social consideration in the implementation of the Project.		●

*1 B/A : Banking Arrangement, A/P : Authorization to pay) *2 If the environmental screening category is C, No. 10

資料5 収集資料リスト(1/2)

番号	資料の名称	形態	版型	頁数	部数	収集先
1	PLTA Tonselama (Tonselama Hydropower Station) 概要説明書	書類	A4	11	1	Tonselama P/S
2	Report for Major Overhaul of Unit 1 in 1985	書類	A4		1	Tonselama P/S
3	Photographic Records for Major Overhaul of Unit 1 in 2003	書類	A4	13	1	Tonselama P/S
4	Repair Report for Unit 1 Generator Stator in 2008	書類	A4		1	Tonselama P/S
5	Annual Inspection Report for Unit 2 in 1993	書類	A4		1	Tonselama P/S
6	General Inspection Report for Unit 2 in 2005	書類	A4		1	Tonselama P/S
7	General Inspection Report for Unit 3 in 2004	書類	A4		1	Tonselama P/S
8	Annual Inspection Report for Unit 3 in 2009	書類	A4		1	Tonselama P/S
9	PLTA Tonselama Performance Report for August 2012	書類	A4		1	Tonselama P/S
10	Tondano River Water Quality Analysis Report at Inlet and Outlet of PLTA Tonselama	書類	A4		1	Tonselama P/S
11	Single Line Diagram for PLTA Tonselama	図面	A4	1	1	Tonselama P/S
12	Overall Network System Diagram for Minahasa and Gorontalo	図面	A4	1	1	Load dispatching center AP2B
13	Network System Diagram for Gorontalo	図面	A4	5	1	Load dispatching center AP2B
14	Network System Diagram for Central Sulawesi	図面	A4	4	1	Load dispatching center AP2B
15	Data for Peak Load, System Load Curve and Demand Pattern	書類	A4	5	1	Load dispatching center AP2B
16	Statistical Data for Population and Economic Growth of North Sulawesi Province	書類	A4	1	1	North Sulawesi Statistics Center
17	Weather Factor Data	書類	A4		1	Meteorological, Climatological and Geophysics Agency
18	PCB Sampling Data for Power Transformers	書類	A4	4	1	Tonselama P/S
19	Procedure of Handling Used Transformer Oil in PLN	書類	A4		1	PLN Head Office
20	Implementation Report of Environmental Management Plan (RKL) & Environmental Monitoring Plan (RPL)	書類	A4		1	PLN Wilayah Suluttenggo
21	Topographic Survey Drawings	図面	A3	20	1	Nippon Koei
22	Tonselama Unit 1 Powerhouse Layout Drawings	図面	A1	10	1	Tonselama P/S
23	Tonselama Unit 1 Powerhouse Building Drawing	図面	A1	1	1	Tonselama P/S
24	Drawings for Draft Tube Gates	図面	A0	5	1	Tonselama P/S
25	Drawings for Intake General Plans	図面	A1	10	1	Tonselama P/S
26	Drawings for Intake Layout Drawings	図面	A3	2	1	Tonselama P/S

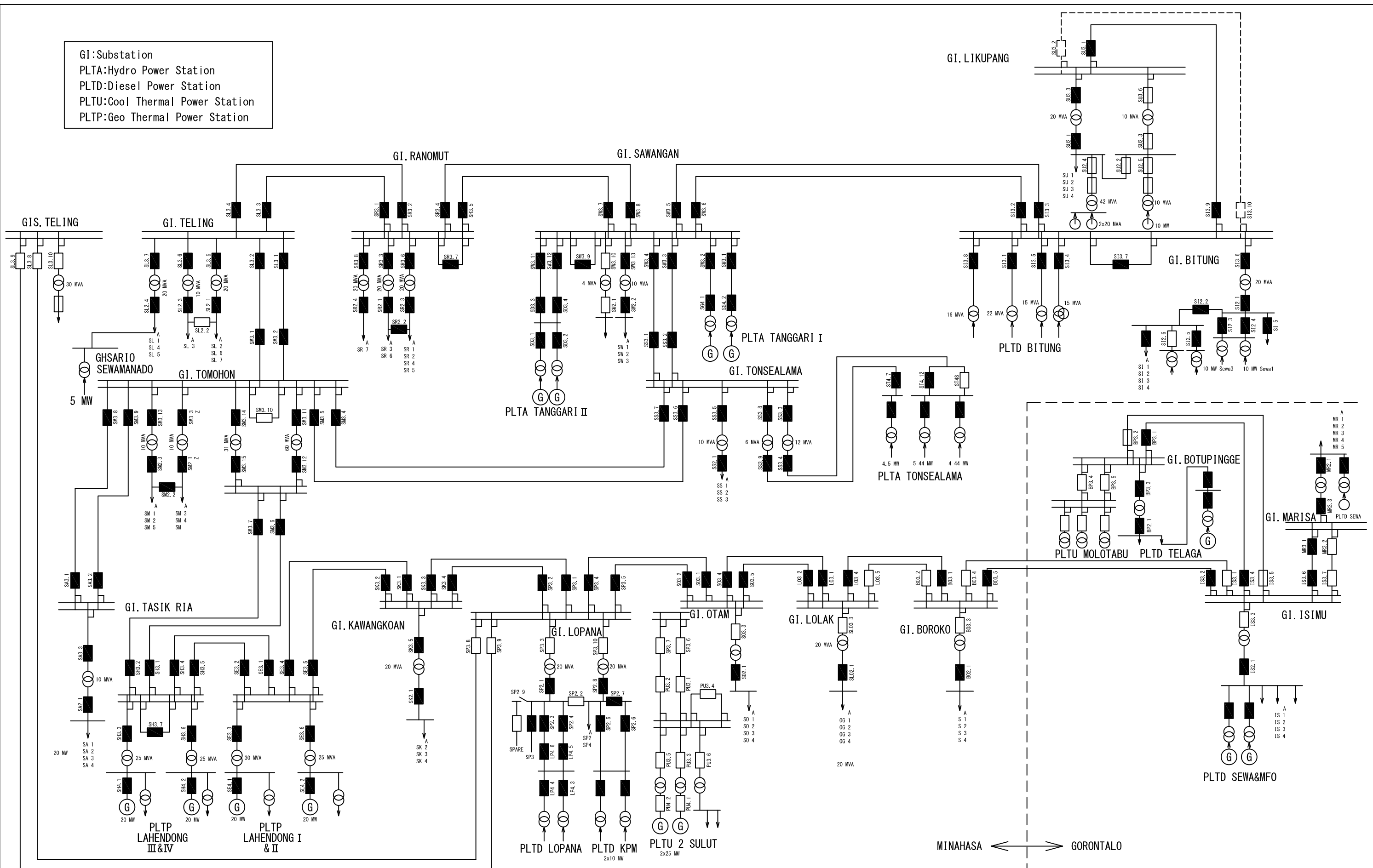
資料 5 収集資料リスト(2/2)

番号	資料の名称	形態	版型	頁数	部数	収集先
27	Intake Civil Structure Drawing	図面	A1	1	1	Tonsealama P/S
28	Intake Raking Equipment Layout Drawings	図面	A0	2	1	Tonsealama P/S
29	Intake Score Gate Layout Drawings	図面	A3	4	1	Tonsealama P/S
30	No. 1 Penstock Valve Assembly Drawing	図面	A0	1	1	Tonsealama P/S
31	No. 1 Penstock Layout Drawing	図面	A0	1	1	Tonsealama P/S
32	No. 1 Penstock Detailed Drawings	図面	A4	5	1	Tonsealama P/S
33	No. 2 Penstock Layout Drawing	図面	A0	1	1	Tonsealama P/S

図面リスト

No.	図面番号	図面名称
1	TSL-E-001	Minahasa-Gorontalo Network System Diagram
2	TSL-E-002	Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for Existing Facilities
3	TSL-E-003	Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for New Unit 1
4	TSL-E-004	Development of Hydropower Stations on Tondano River
5	TSL-M-101	Arrangement of Scour Gate
6	TSL-C-101	Layout of Existing Intake and Scouringway
7	TSL-C-102	Layout of New Intake and Scouringway
8	TSL-C-201	Layout of Existing Penstock
9	TSL-C-202	Layout of New Penstock
10	TSL-C-301	Floor Plan of Existing Powerhouse for Unit 1
11	TSL-C-302	Section of Existing Powerhouse for Unit 1
12	TSL-C-303	Floor Plan of New Powerhouse for Unit 1
13	TSL-C-304	Section of New Powerhouse for Unit 1

GI:Substation
 PLTA:Hydro Power Station
 PLTD:Diesel Power Station
 PLTU:Cool Thermal Power Station
 PLTP:Geo Thermal Power Station



MINAHASA ↔ GORONTALO

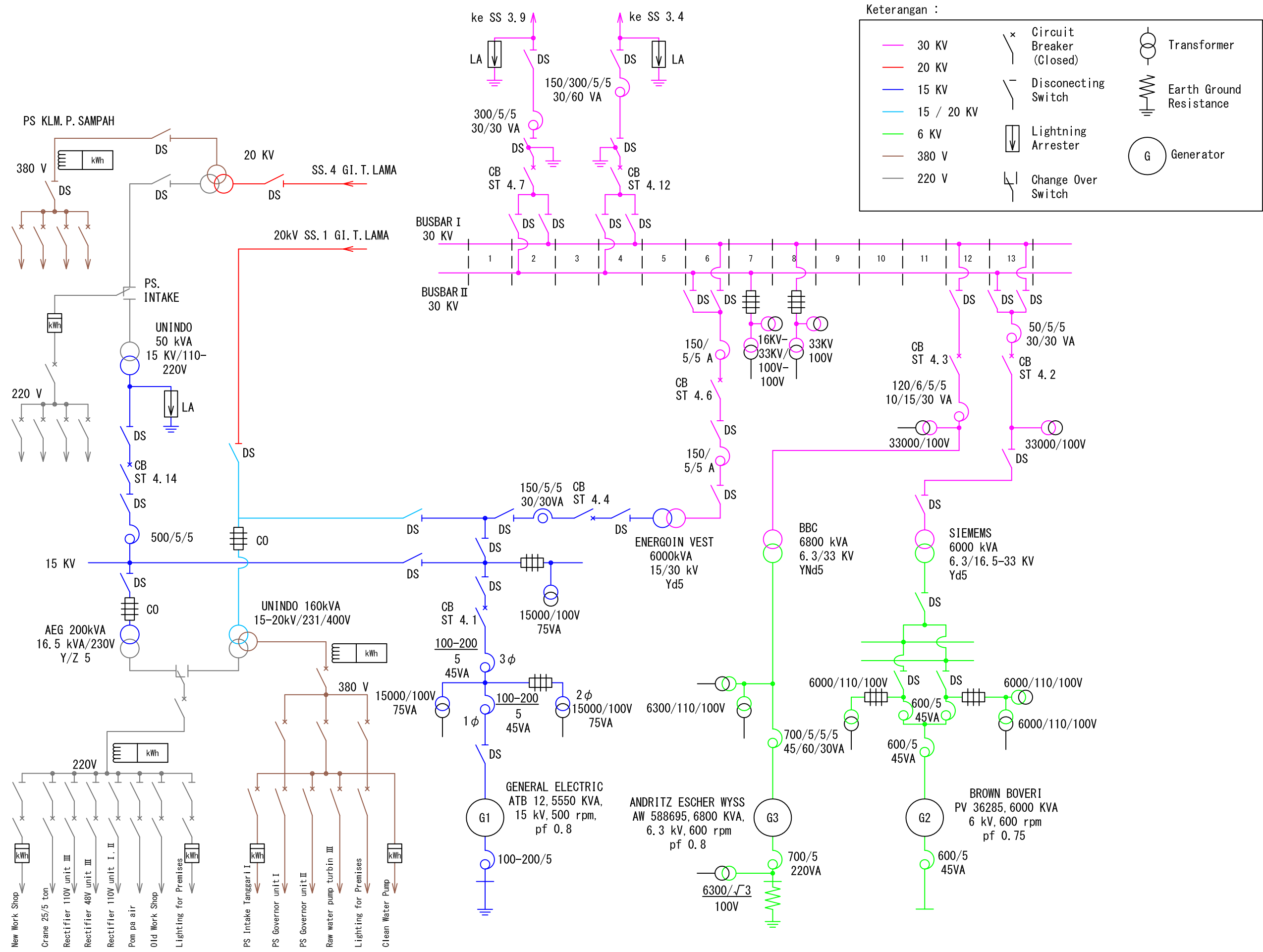
(Interconnected on Oct. 27, 2011)

THE PREPARATORY SURVEY ON
 TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
 REHABILITATION PROJECT IN
 THE REPUBLIC OF INDONESIA

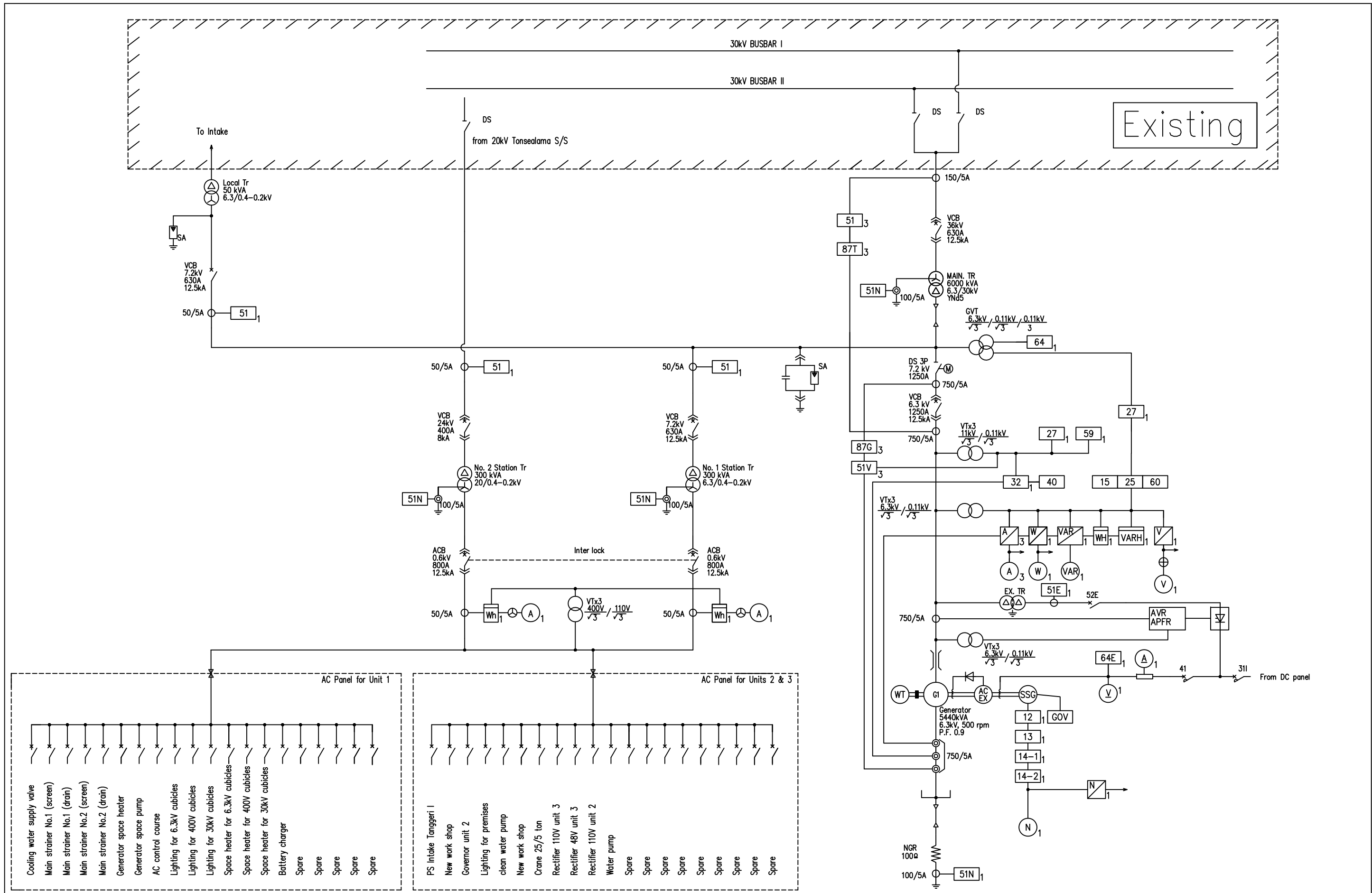
DRAWING TITLE
 MINAHASA-GORONTALO
 Network System Diagram

DRAW. NO. TSL-E-001	PREPARED BY	
	CHECKED BY	
	APPROVED BY	
	DATE	Oct, 2012

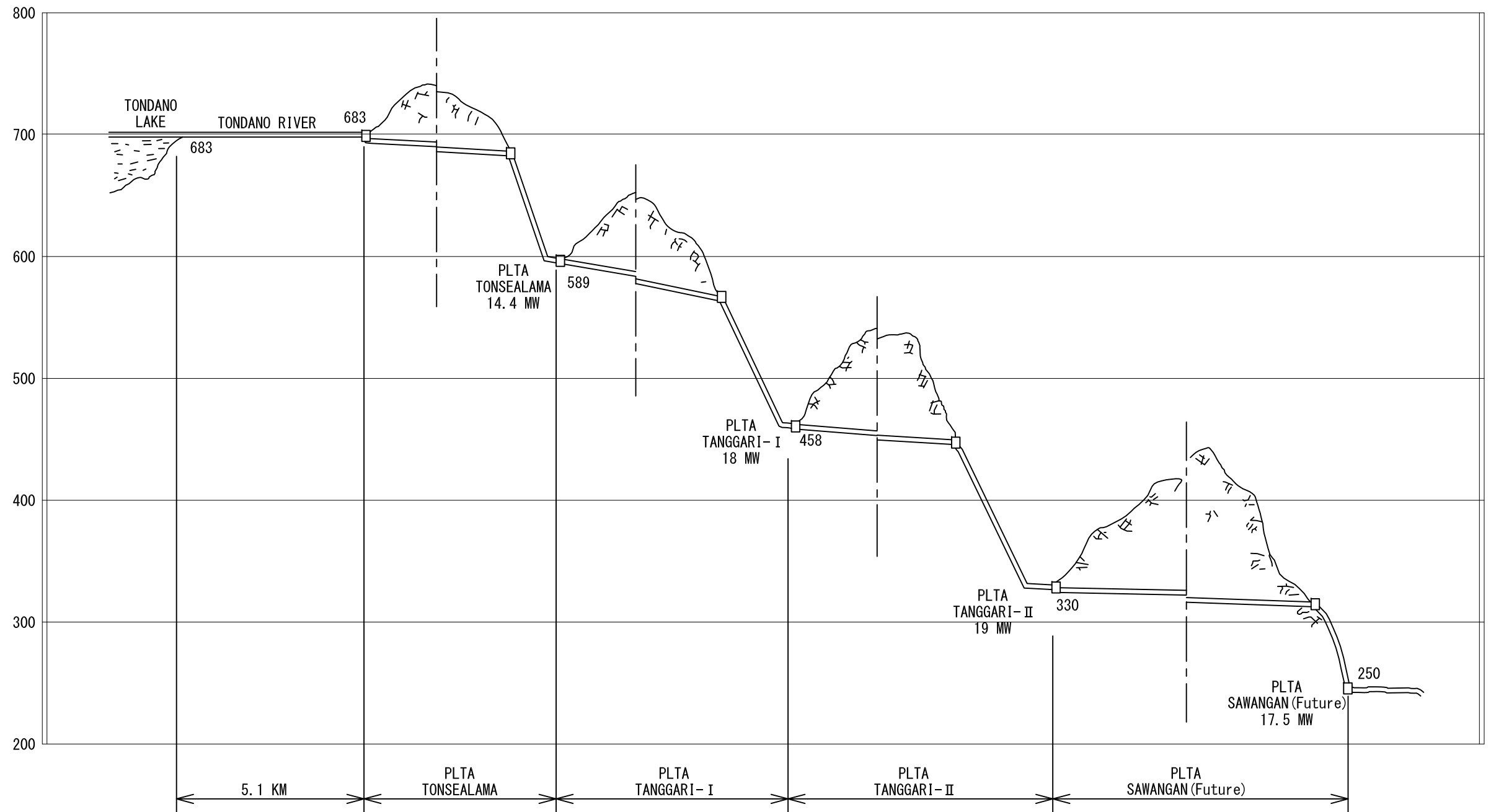
NIPPON KOEI CO., LTD.
 SOJITZ RESEARCH
 INSTITUTE, LTD.



THE PREPARATORY SURVEY ON TONSEALAMA HYDROPOWER STATION REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF INDONEAIA	DRAWING TITLE		DRAW. NO.	PREPARED BY	NIPPON KOEI CO., LTD. SOJITZ RESEARCH INSTITUTE, LTD.
	Tonsealama Hydropower Station Single Line Diagram for Existing Facilities		TSL-E-002	CHECKED BY	
				APPROVED BY	
				DATE	
				Oct, 2012	



REVISION		THE PREPARATORY SURVEY ON TONSEALAMA HYDROPOWER STATION REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF INDONEAIA	DRAWING TITLE		DRAW. NO.	PREPARED BY	NIPPON KOEI CO., LTD. SOJITZ RESEARCH INSTITUTE, LTD.
			Tonselama Hydropower Station Single Line Diagram for New Unit 1		TSL-E-003	CHECKED BY	
						APPROVED BY	
						DATE	



THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONEAIA

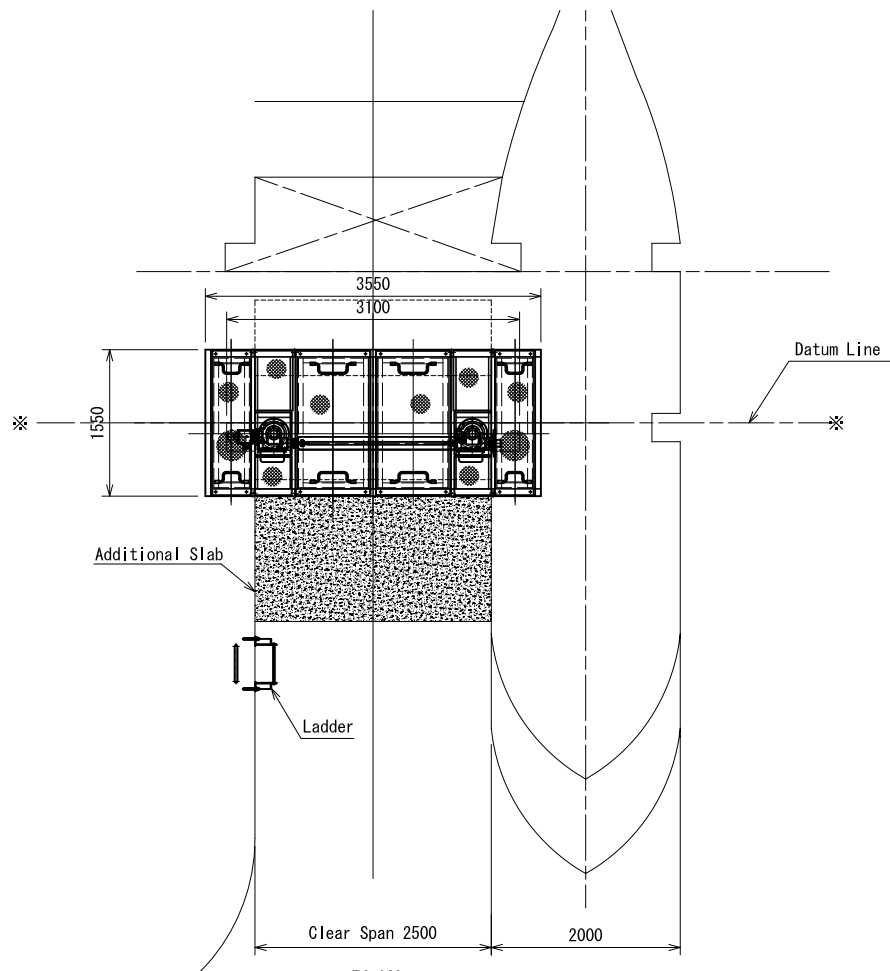
DRAWING TITLE
Development of Hydropower Stations
on Tondano River

DRAW. NO.
TSL-E-004

PREPARED BY	
CHECKED BY	
APPROVED BY	
DATE	Nov, 2012

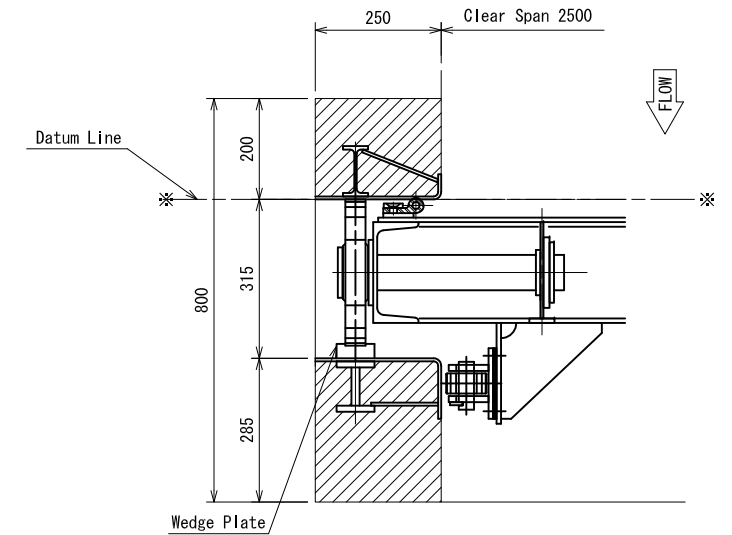
NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.

ARRANGEMENT OF SCOUR GATE

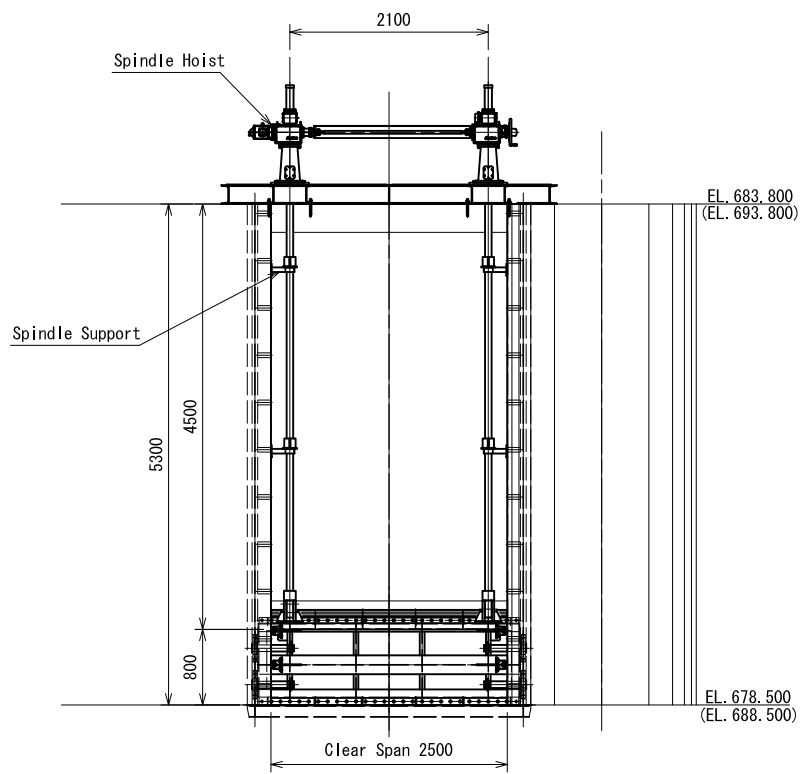


PLAN
S=1:80

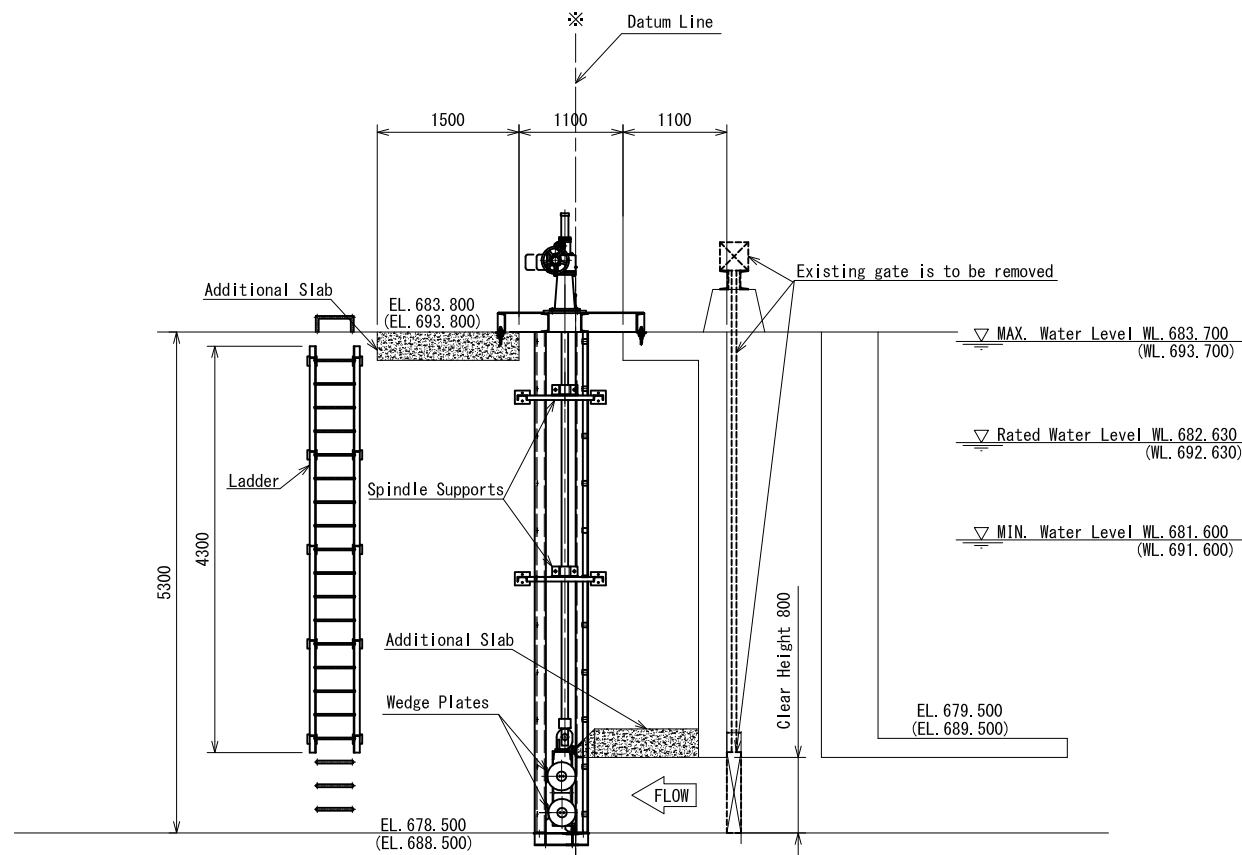
DESIGN DATA	
Gate Type	Steel Made Fixed Wheel Gate
Quantity	1 set
Clear Span	2,500 m
Clear Height	0.800 m
Water Level	Upstream : EL. 683.700 m Downstream : EL. 678.500 m
Sedimentary Level	Upstream : EL. 679.500 m
Operation Water Level	Raising Upstream : EL. 683.700 m Downstream : EL. 678.500 m
	Lowering Upstream : EL. 683.700 m Downstream : EL. 678.500 m
Sill Elevation	EL. 678.500 m
Sealing Method	4 Edges Rubber Seal at Upstream Face
Hoist Type	Motor Drive Twin Spindle Hoist
Hoisting Height	Not less than 0.900 m / Maximum 1.400 m
Operation Speed	0.3 m/min. +/- 10%
Main Materials	Skin-plate, Side beams, Main wheels Side rollers Exposed guide frame, etc. SUS304



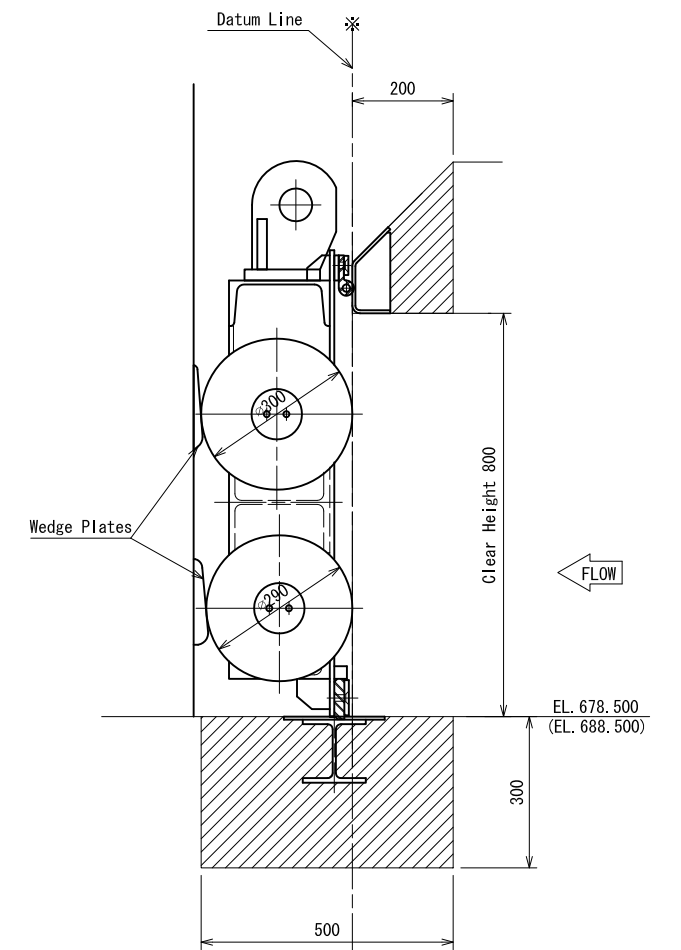
DETAIL OF SLOT
S=1:15



ELEVATION
S=1:80



PROFILE
S=1:80



DETAIL OF SEALING
S=1:15

Note; Elevation in () are shown on original drawings for existing structure.

THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONEAIA

DRAWING TITLE

ARRANGEMENT OF SCOUR GATE (S=1/80, 1/15)

DRAW. NO.

TSL-M-101

PREPARED BY

YAJIMA

CHECKED BY

YAJIMA

APPROVED BY

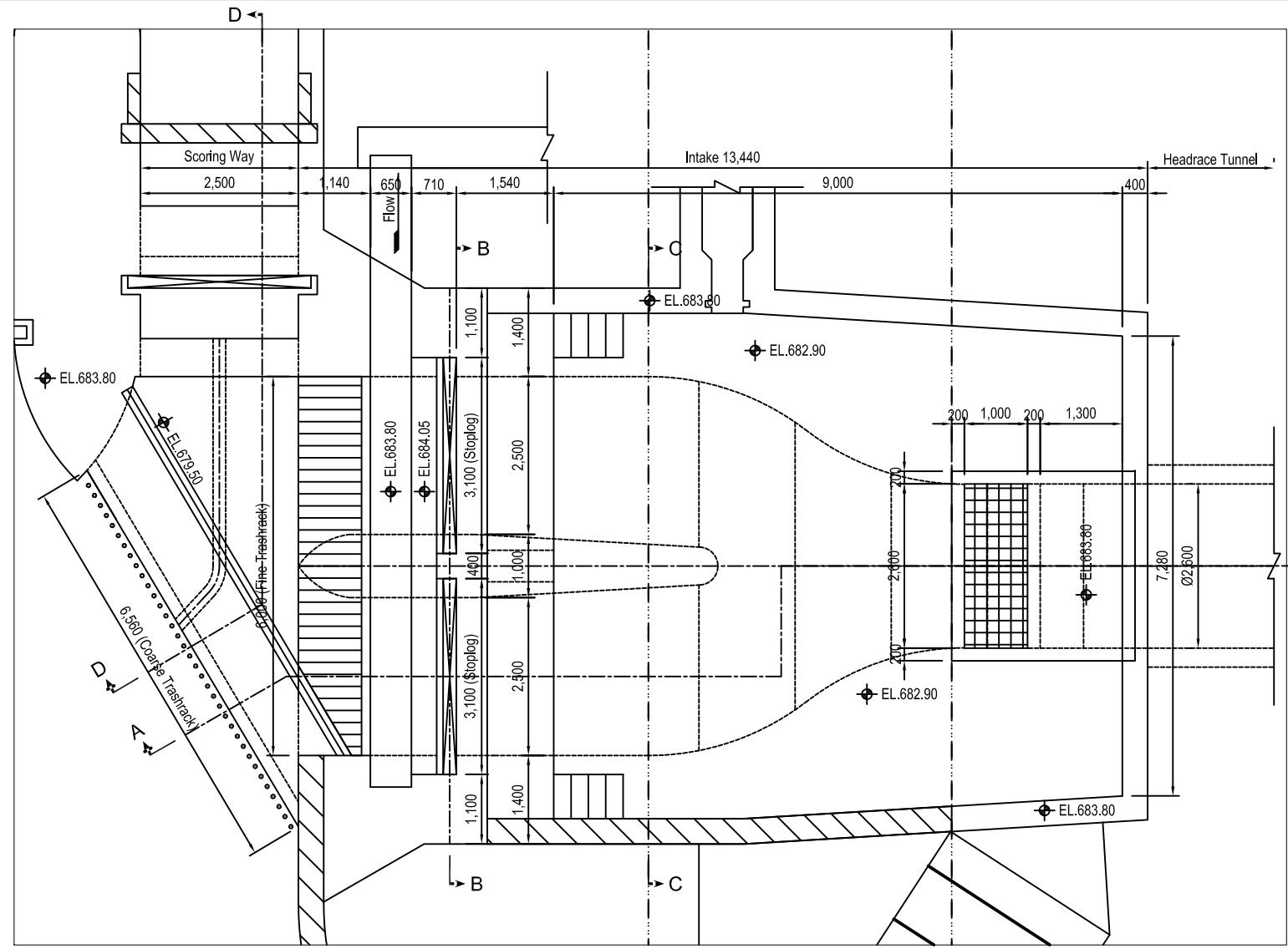
NAKATO

DATE

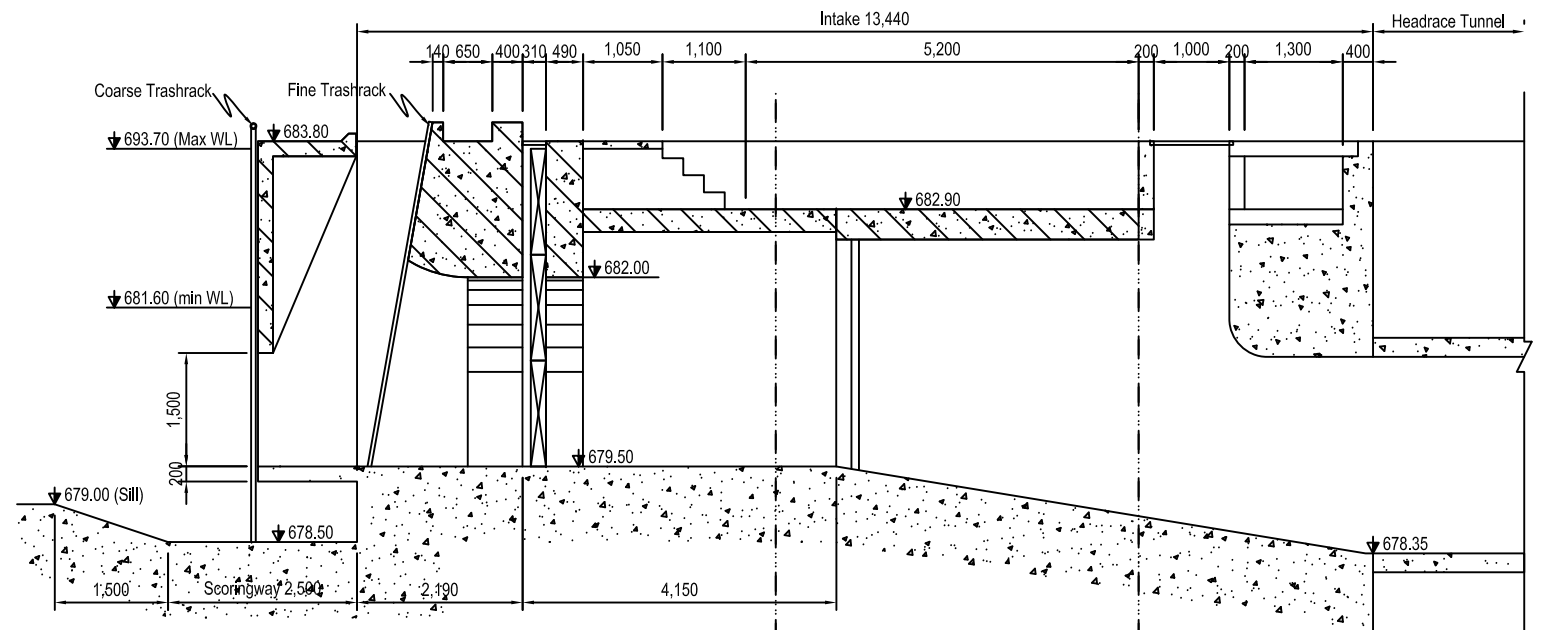
Oct-4, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.

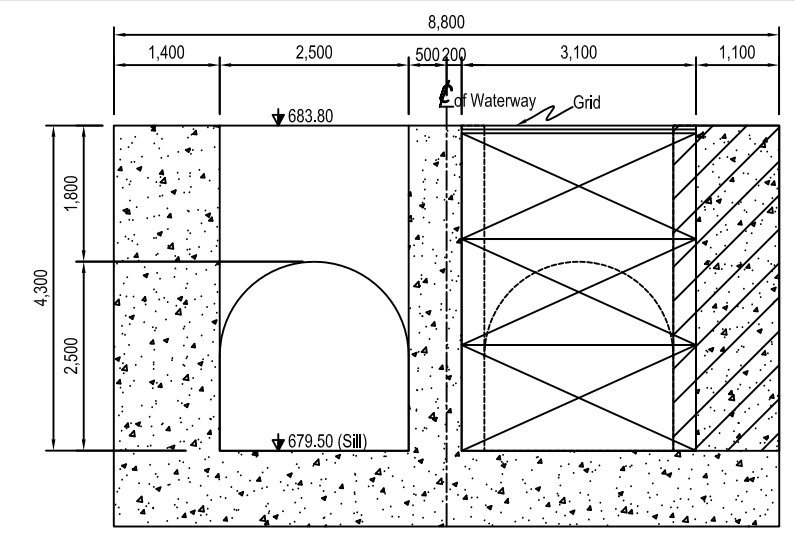
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.



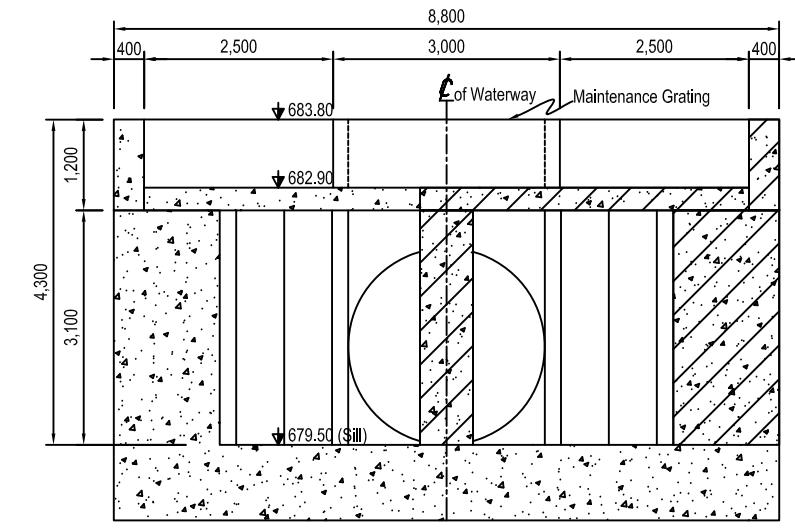
PLAN OF INTAKE
SCALE A



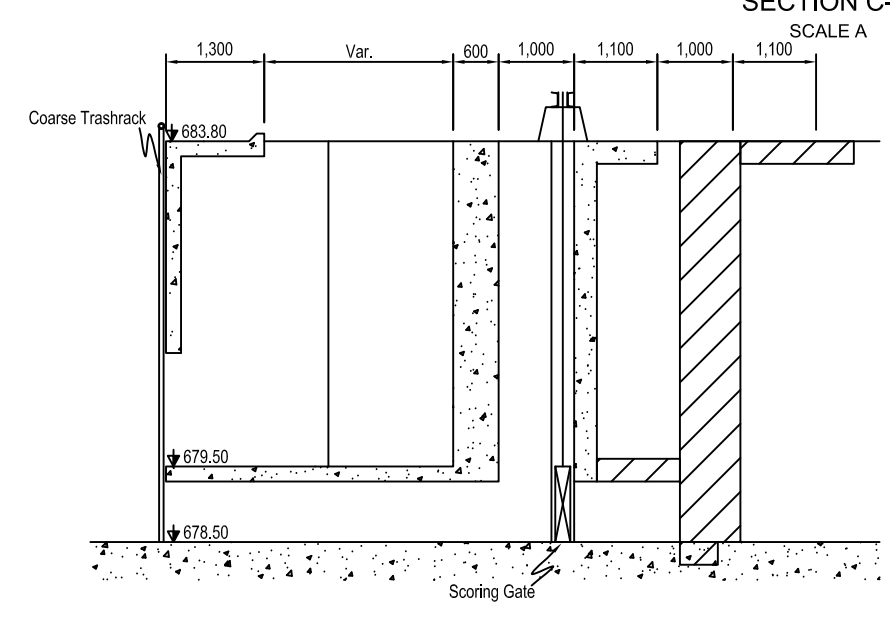
PROFILE OF INTAKE (SECTION A-A)
SCALE A



SECTION B-B
SCALE A



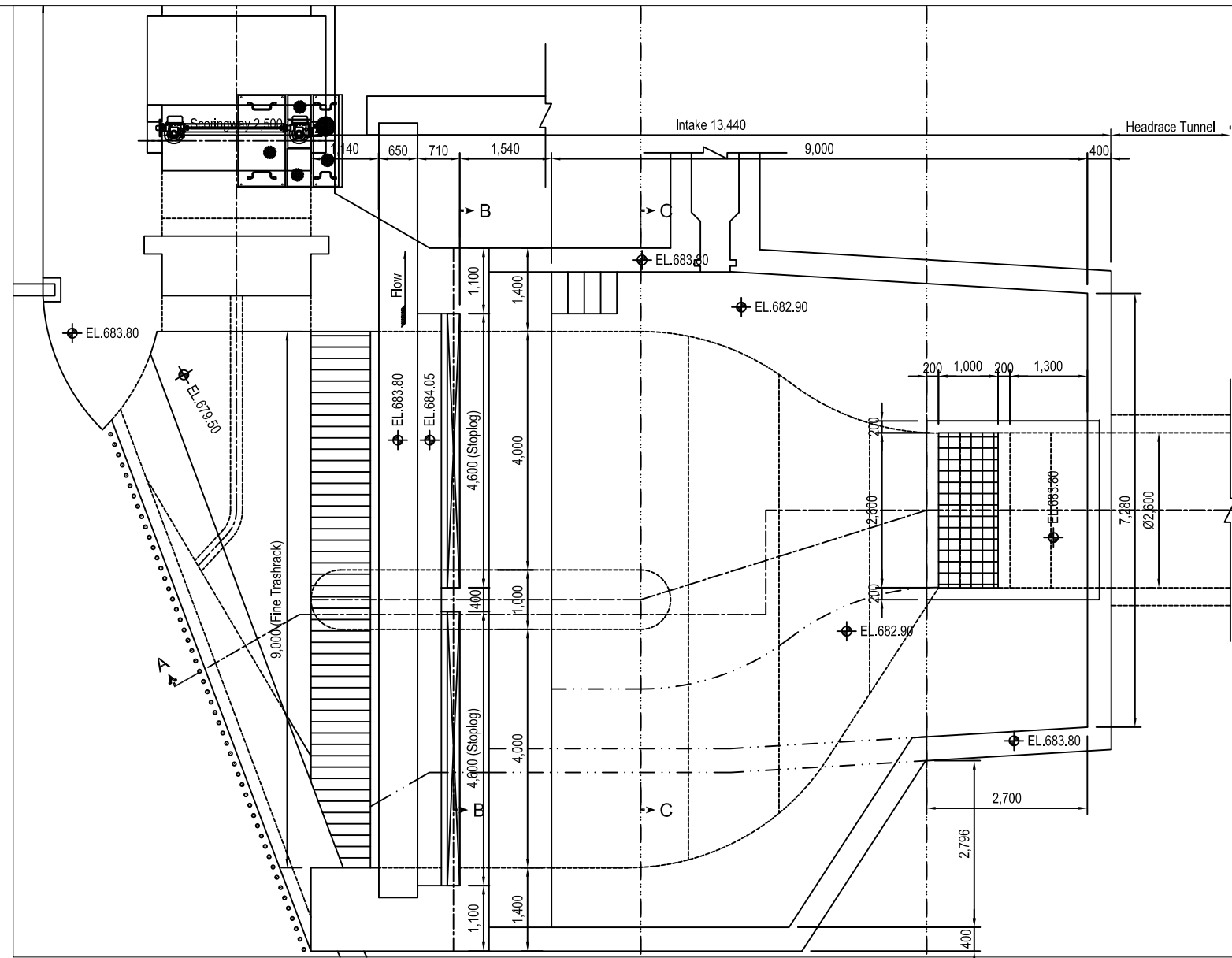
SECTION C-C
SCALE A



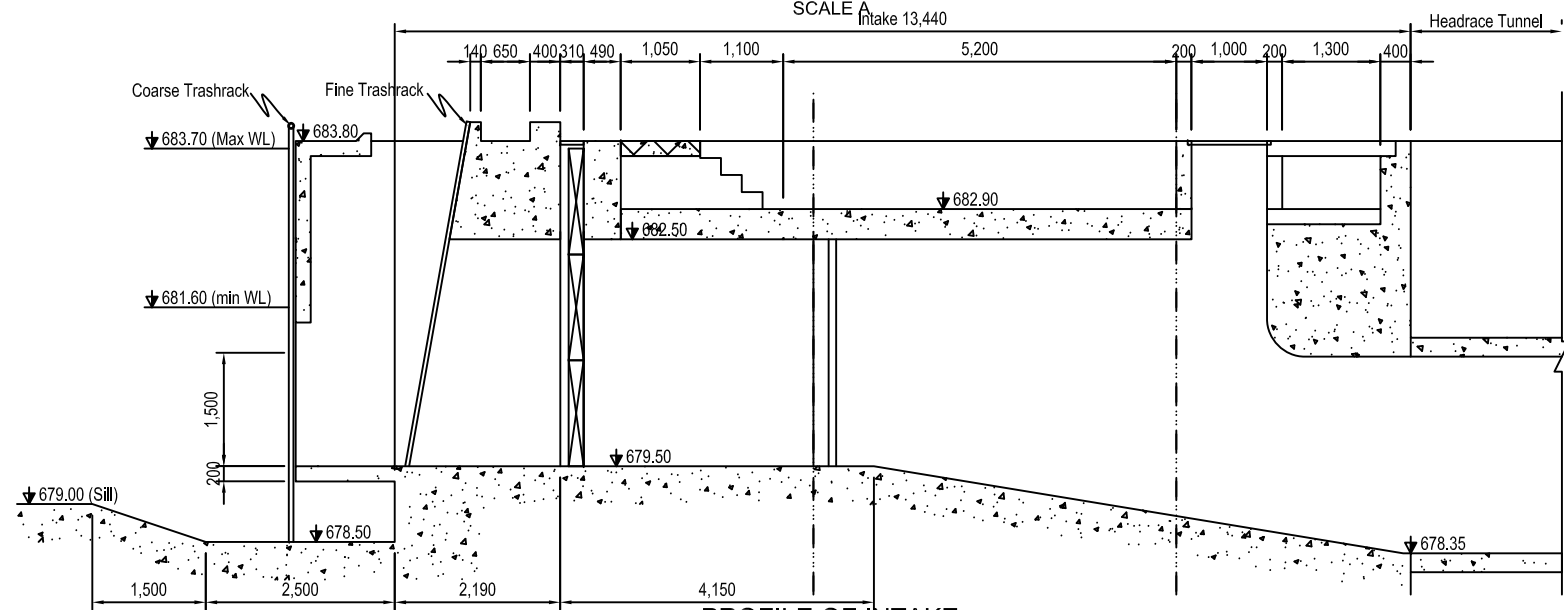
PROFILE OF SCORINGWAY
SCALE A

- NOTES:
1. Dimensions are shown in millimeter and elevation are in meter unless otherwise indicated.
 2. The following hatching is to show the removal:

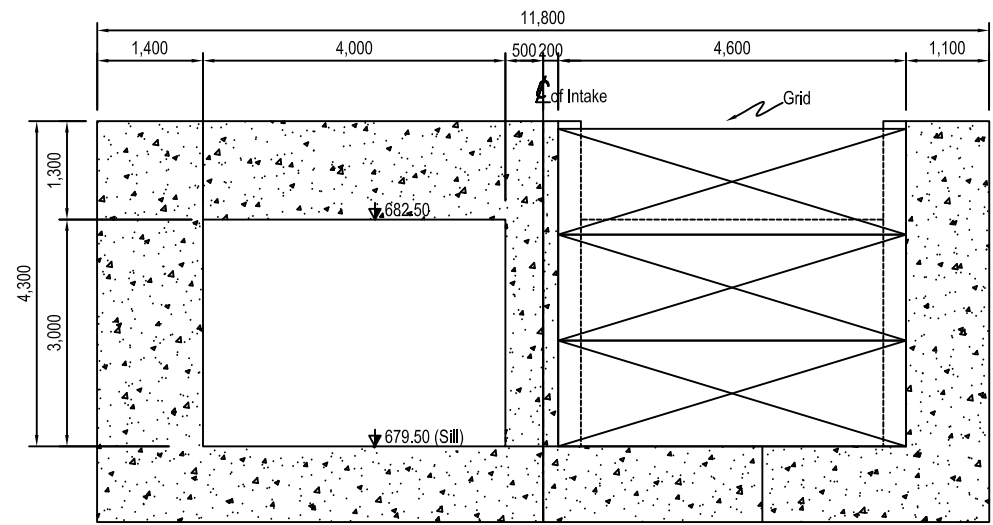
THE PREPARATORY SURVEY ON TONSEALAMA HYDROPOWER STATION REHABILITATION PROJECT IN THE REPUBLIC OF INDONEAIA	DRAWING TITLE		DRAW. NO.	PREPARED BY	NIPPON KOEI CO., LTD. SOJITZ RESEARCH INSTITUTE, LTD.
	LAYOUT OF EXISTING INTAKE AND SCOURINGWAY		TSL-C-101	CHECKED BY	
	(S=1/100)			APPROVED BY	
				DATE	
				Nov-1, 2012	



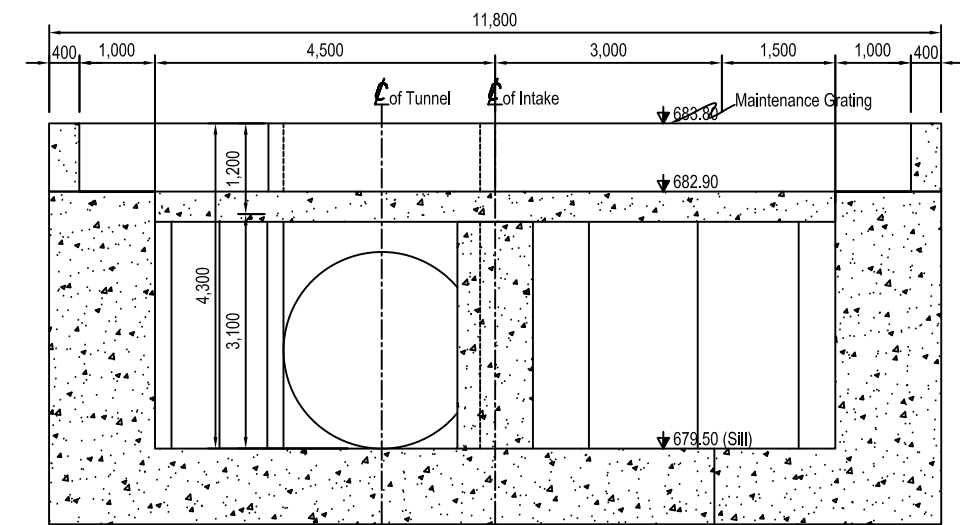
PLAN OF INTAKE
SCALE A



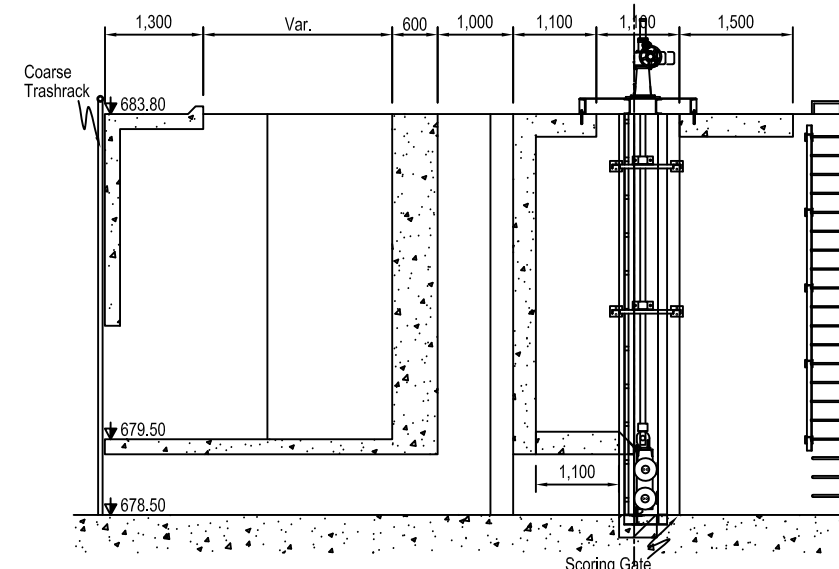
PROFILE OF INTAKE
SCALE A



SECTION B-B
SCALE A



SECTION C-C
SCALE A



PROFILE OF SCOURINGWAY
SCALE A

- NOTES:
1. Dimensions are shown in millimeter and elevation are in meter unless otherwise indicated.
 2. The following hatching is to show the removal:

THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

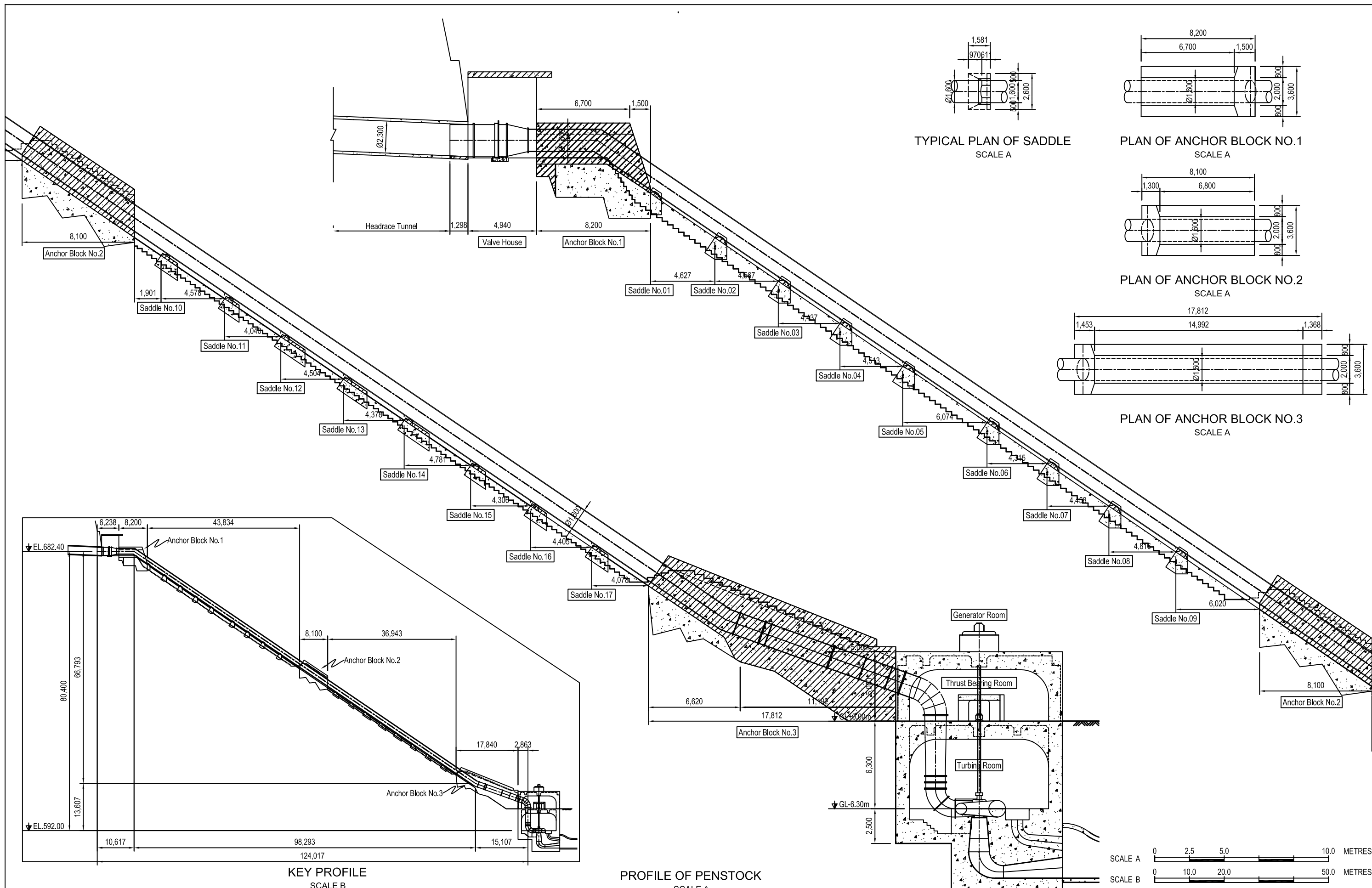
DRAWING TITLE
LAYOUT OF NEW INTAKE AND SCOURINGWAY (S=1/100)

DRAW. NO.
TSL-C-102

PREPARED BY
CHECKED BY
APPROVED BY
DATE

KAWASHIMA
KAWASHIMA
NAKATO
Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.

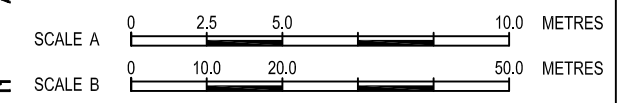


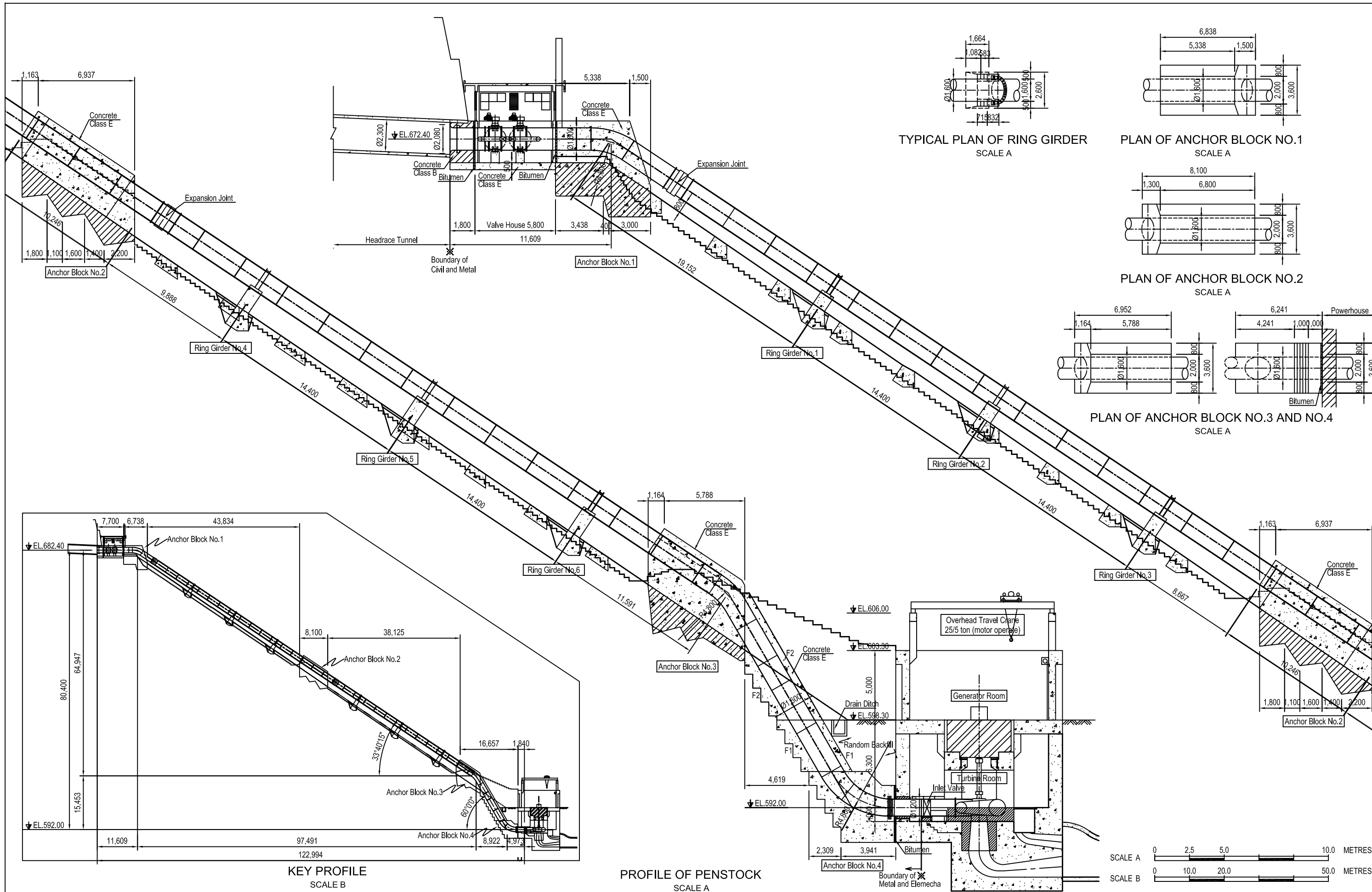
THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

DRAWING TITLE
LAYOUT OF EXISTING PENSTOCK (S=1/250)

DRAW. NO.	PREPARED BY	KAWASHIMA
TSL-C-201	CHECKED BY	KAWASHIMA
	APPROVED BY	NAKATO
	DATE	Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.





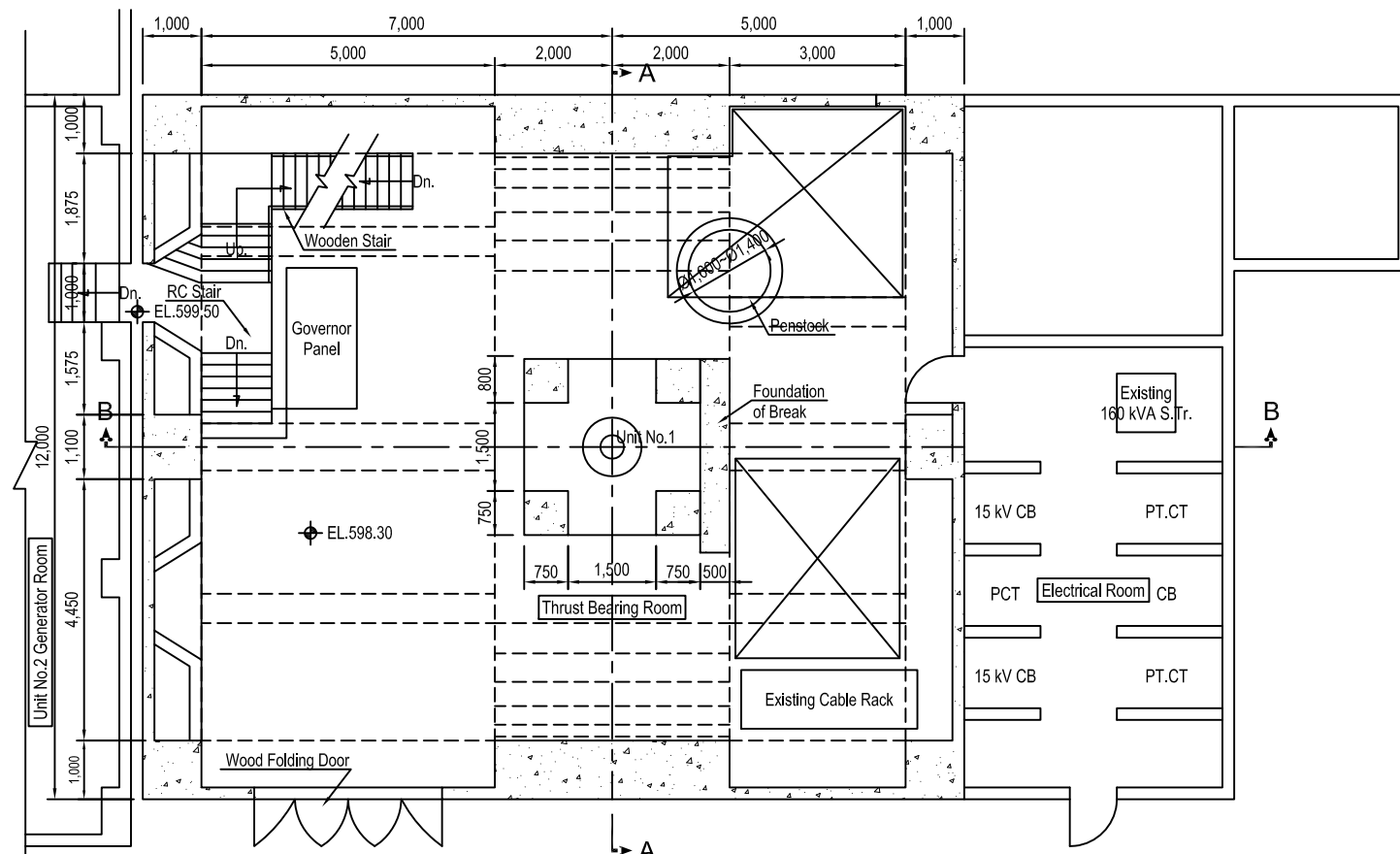
THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

DRAWING TITLE
LAYOUT OF NEW PENSTOCK (S=1/250)

DRAW. NO.
TSL-C-202

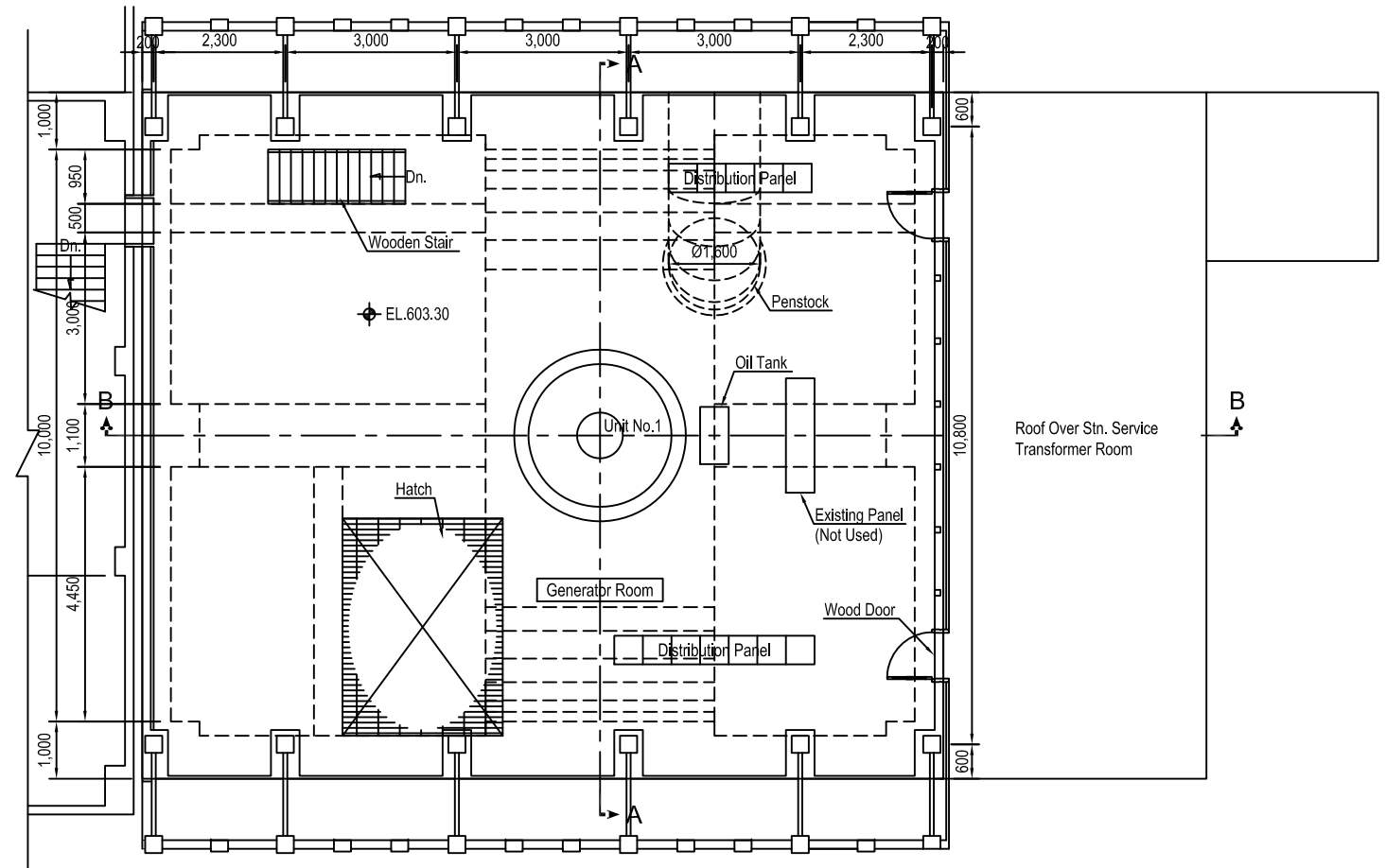
PREPARED BY	KAWASHIMA
CHECKED BY	KAWASHIMA
APPROVED BY	NAKATO
DATE	Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.



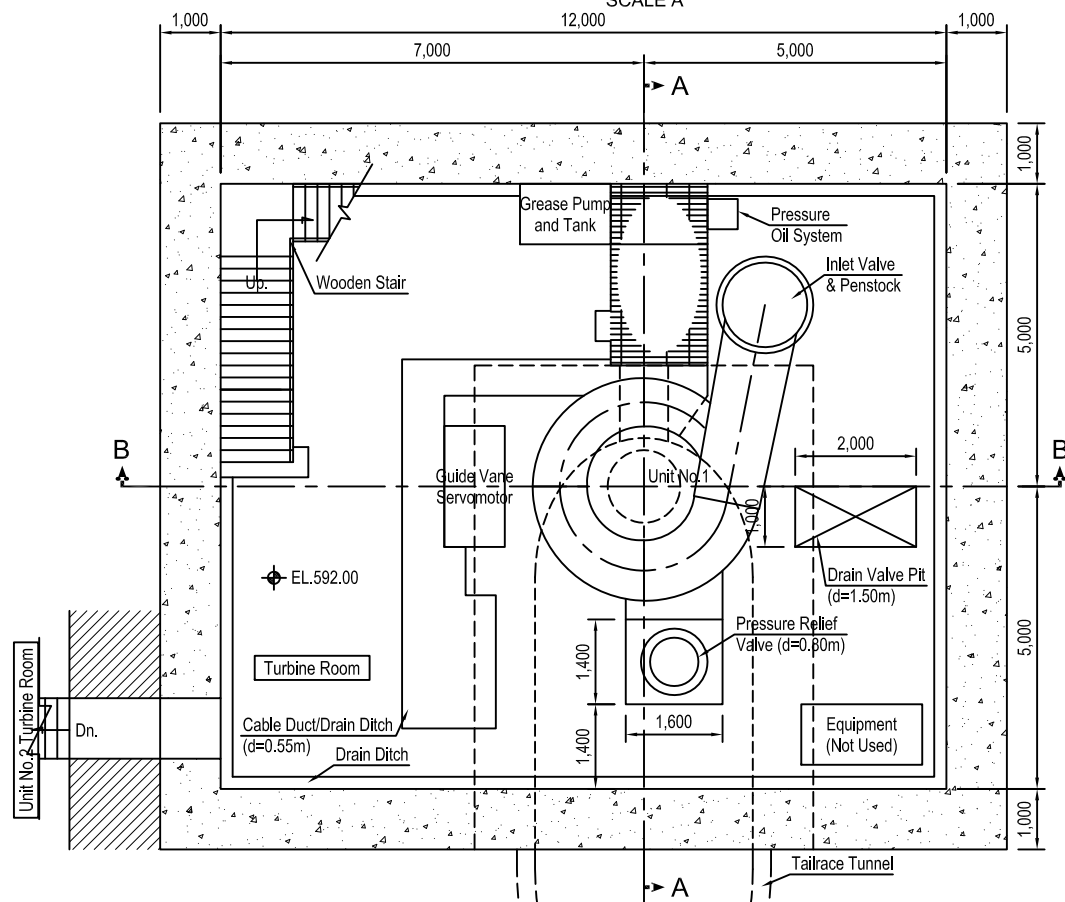
GROUND FLOOR (at GL+0.000m)

SCALE A



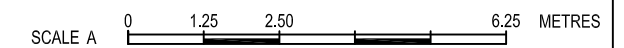
GENERATOR FLOOR (at GL+EL.5.000m)

SCALE A



TURBINE FLOOR (at GL-EL.6.300m)

SCALE A

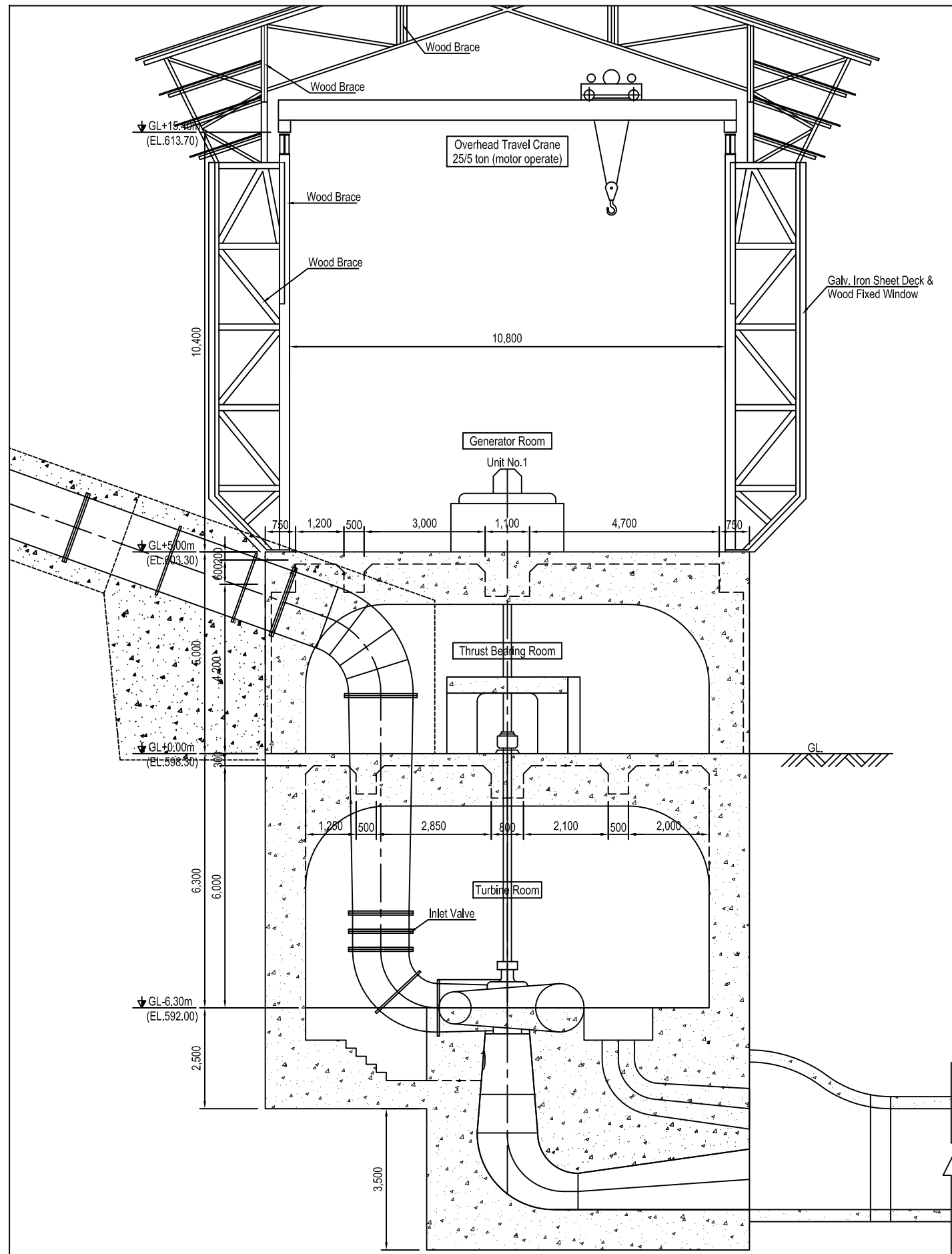


THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

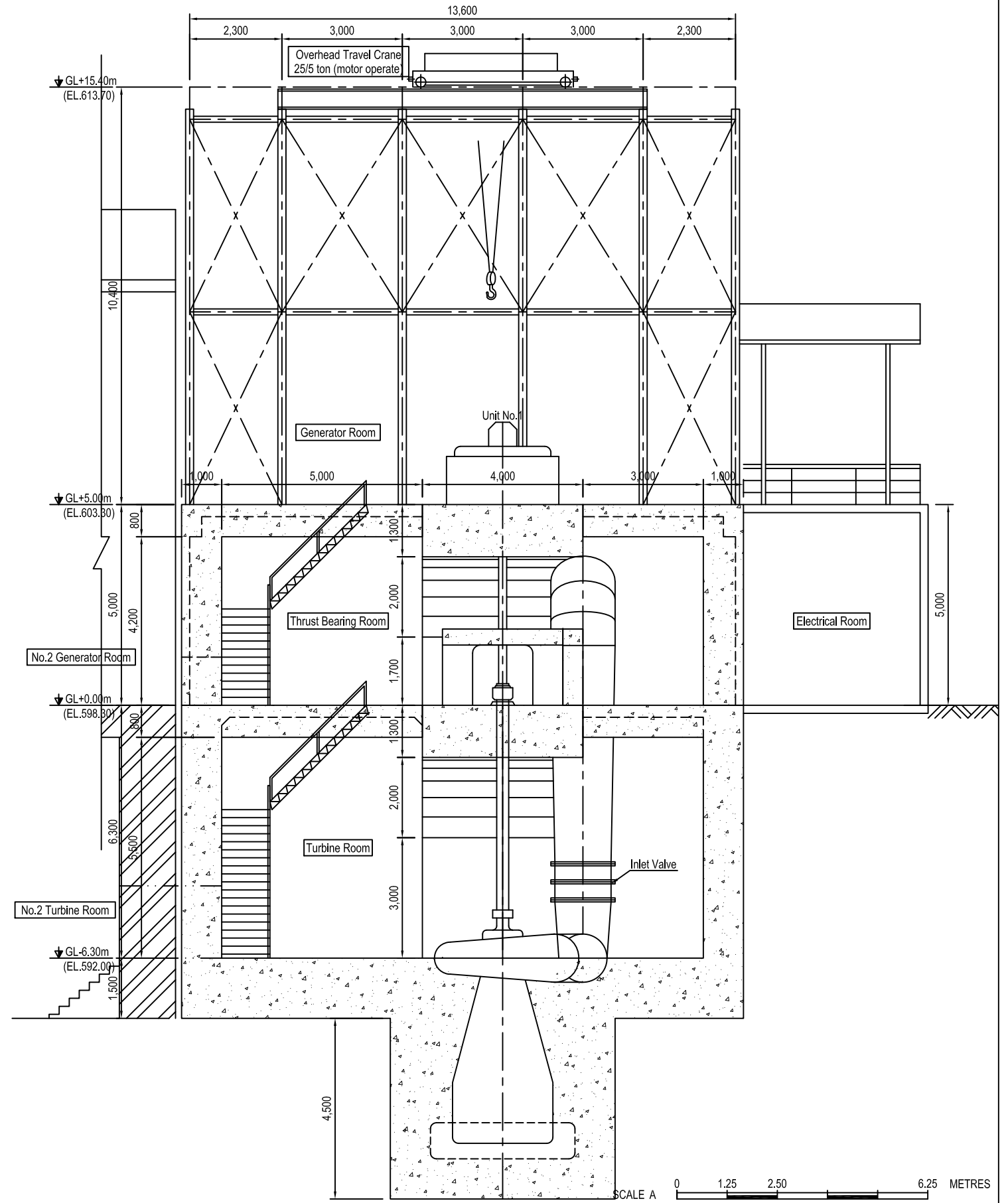
DRAWING TITLE
FLOOR PLAN OF EXISTING POWERHOUSE (S=1/125)

DRAW. NO.	PREPARED BY	KAWASHIMA
TSL-C-301	CHECKED BY	KAWASHIMA
	APPROVED BY	NAKATO
	DATE	Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.



TRANSVERSE SECTION A-A
SCALE A



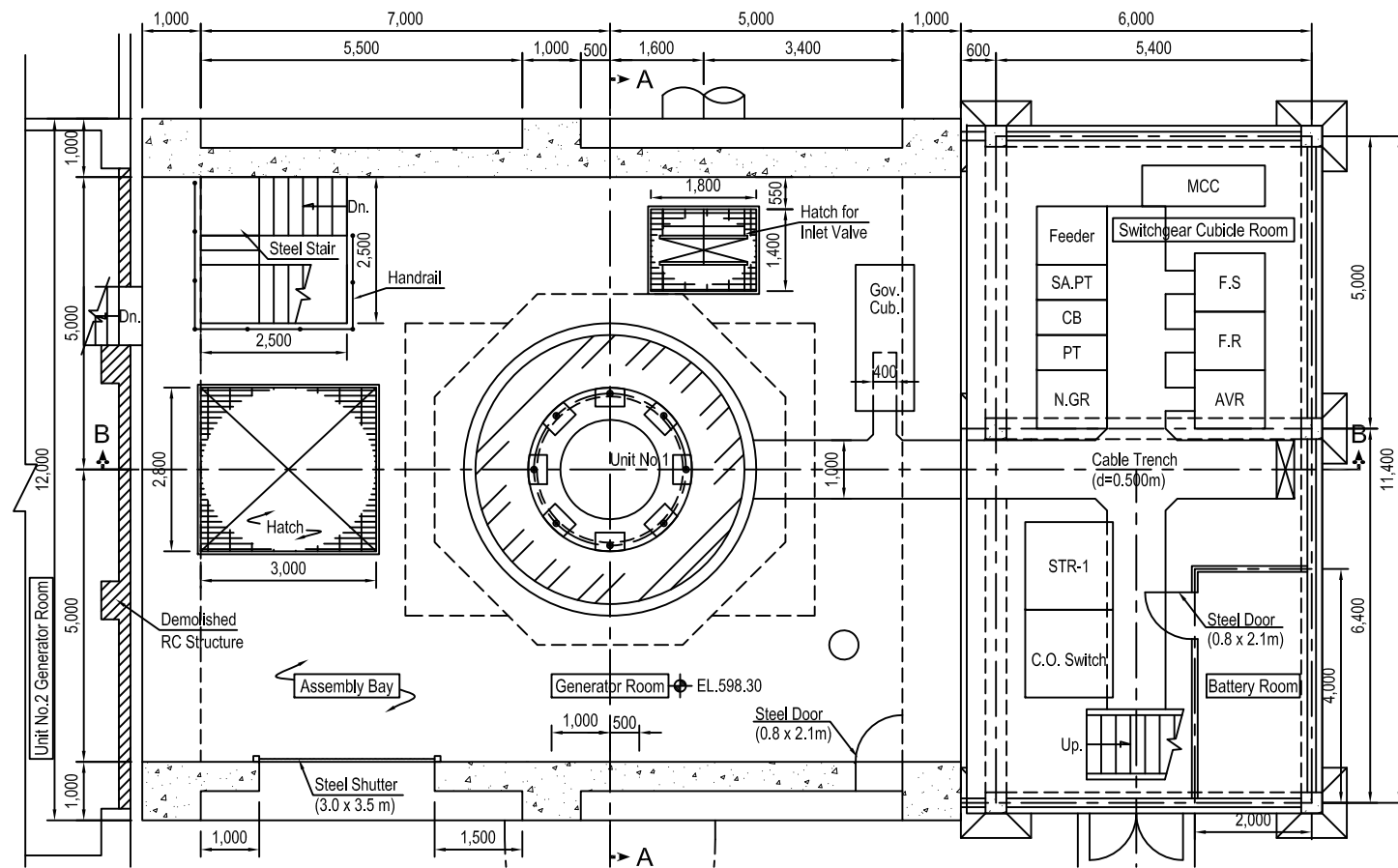
LONGITUDINAL SECTION B-B
SCALE A

THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONEAIA

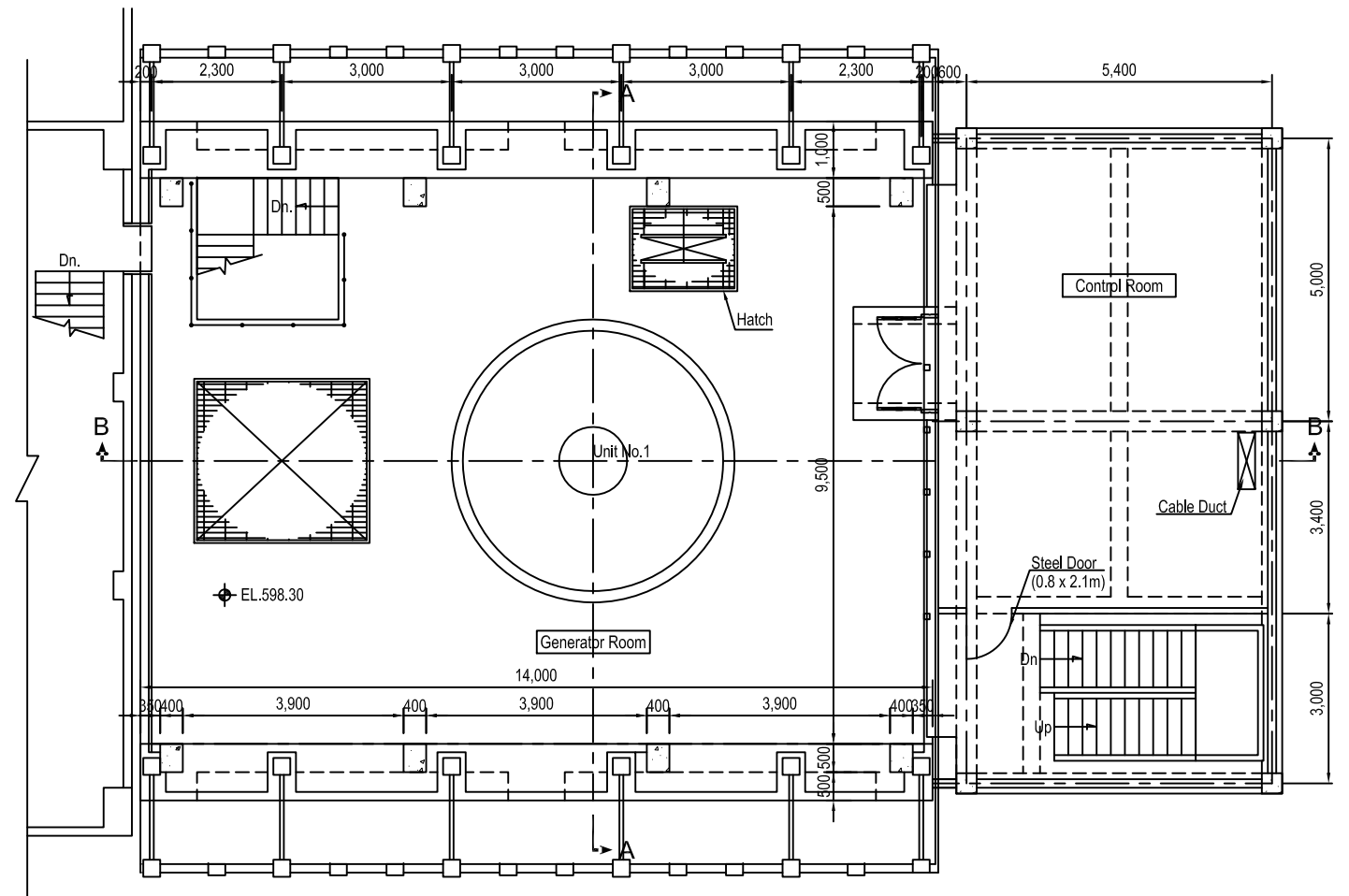
DRAWING TITLE
SECTIONS OF EXISTING POWERHOUSE (S=1/125)

DRAW. NO.	PREPARED BY	KAWASHIMA
TSL-C-302	CHECKED BY	KAWASHIMA
	APPROVED BY	NAKATO
	DATE	Nov-1, 2012

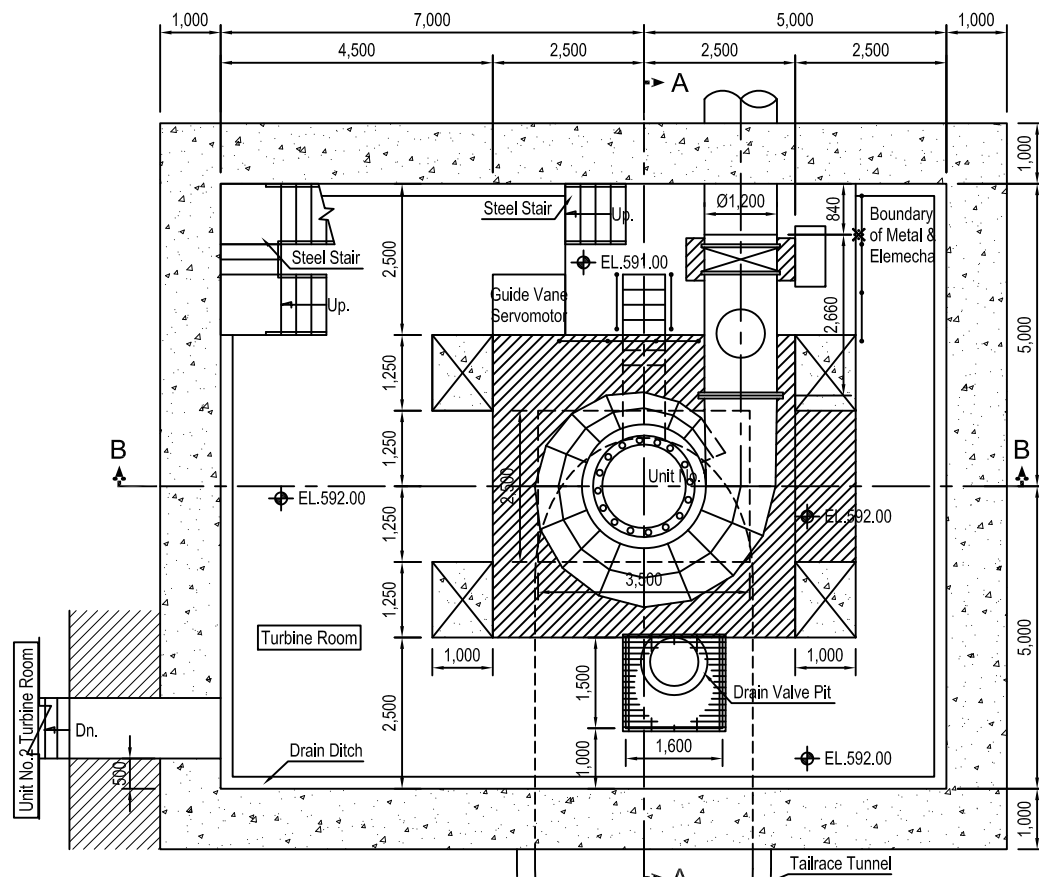
NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.



GENERATOR FLOOR (at GL+0.000m)
SCALE A



UPPER PART OF GENERATOR FLOOR (at GL+EL.5.000m)
SCALE A



TURBINE FLOOR (at GL-EL.6.300m)
SCALE A

SCALE A 0 1.25 2.50 6.25 METRES

THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

DRAWING TITLE

FLOOR PLAN OF NEW POWERHOUSE (S=1/125)

DRAW. NO.

TSL-C-303

PREPARED BY

CHECKED BY

APPROVED BY

DATE

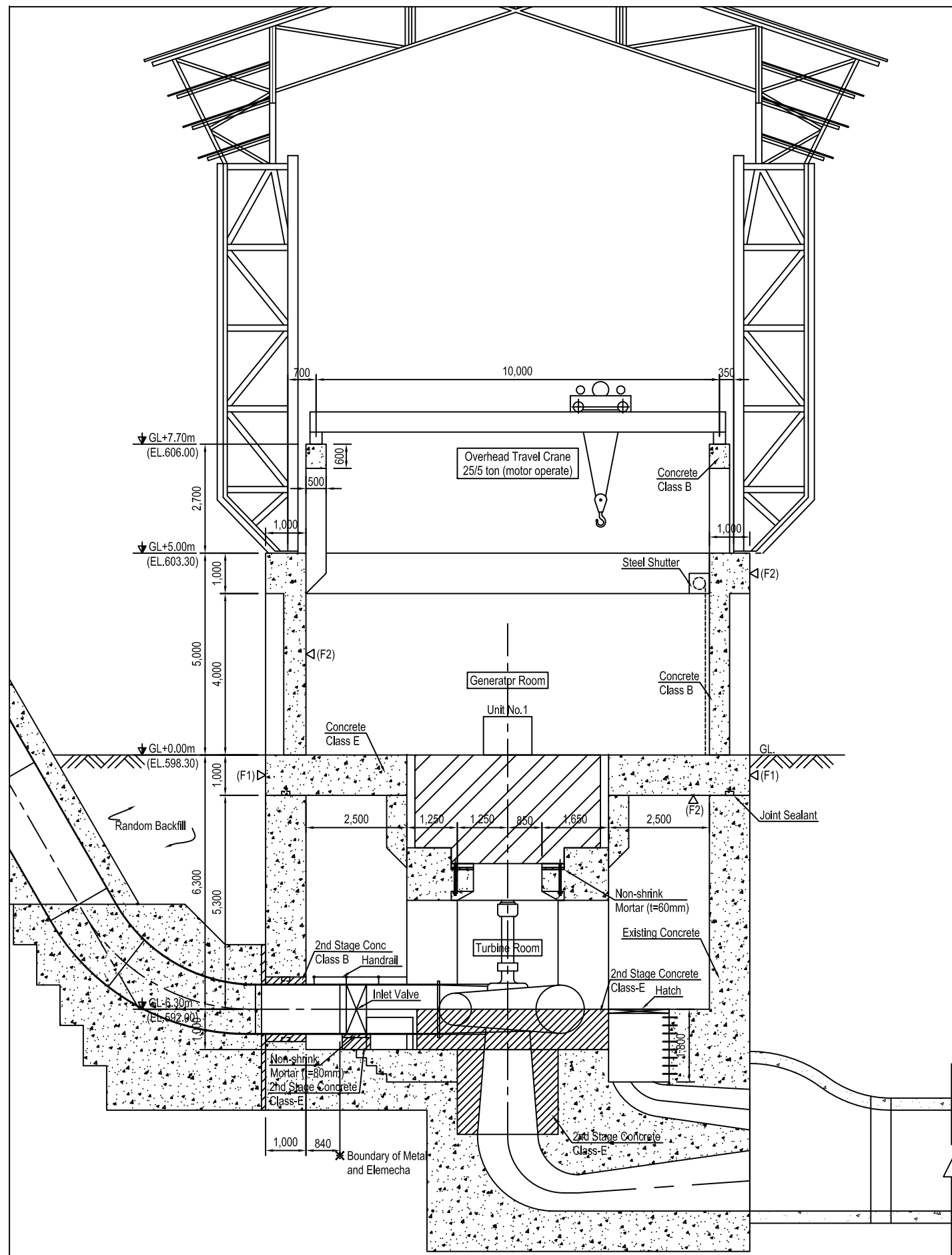
KAWASHIMA

KAWASHIMA

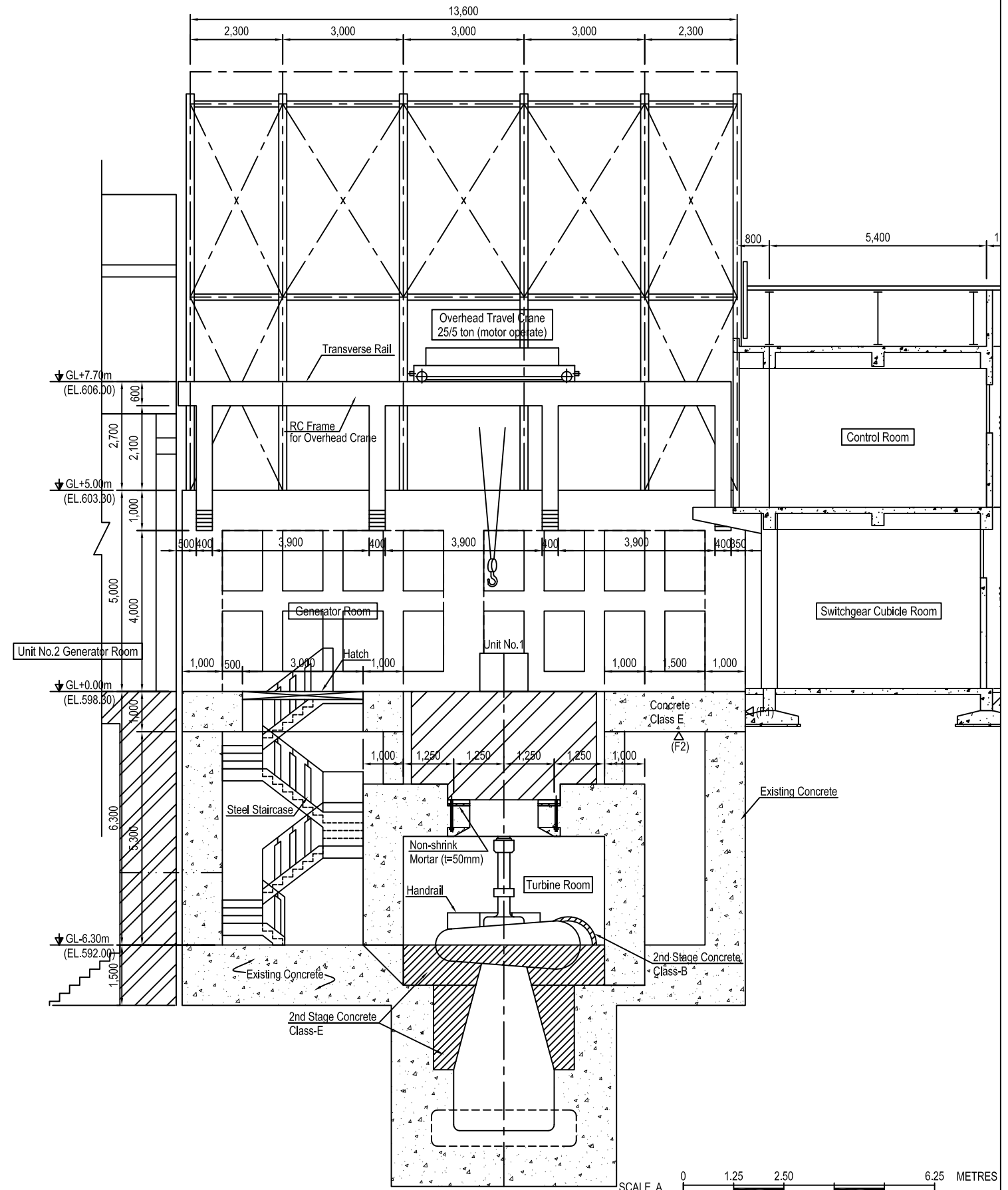
NAKATO

Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.



TRANSVERSE SECTION A-A
SCALE A



LONGITUDINAL SECTION B-B
SCALE A

THE PREPARATORY SURVEY ON
TONSEALAMA HYDROPOWER STATION
REHABILITATION PROJECT IN
THE REPUBLIC OF INDONESIA

DRAWING TITLE
SECTIONS OF NEW POWERHOUSE (S=1/125)

DRAW. NO.	PREPARED BY	KAWASHIMA
TSL-C-304	CHECKED BY	KAWASHIMA
	APPROVED BY	NAKATO
	DATE	Nov-1, 2012

NIPPON KOEI CO., LTD.
SOJITZ RESEARCH
INSTITUTE, LTD.