

フィリピン国
エネルギー省

フィリピン国
南アグサン州ワワ川小水力発電事業準備調査
(PPPインフラ事業)
報告書

平成 28 年 5 月
(2016 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社 長大
株式会社 インダストリアル・ディシジョンズ
新日本有限責任監査法人
基礎地盤コンサルタンツ 株式会社

民連
JR(先)
16-051

目次

要約

第1章	フィリピン国における電力セクターの現状・課題の整理と当該事業の必要性	1-1
1-1.	フィリピン国社会経済状況	1-1
1-2.	本事業対象地域の社会経済状況	1-8
1-3.	フィリピン国における日本企業	1-12
1-4.	フィリピン国のエネルギー事情	1-14
1-5.	電力セクターの概要	1-20
1-6.	エネルギー関連政策および動向	1-22
1-7.	フィリピン国におけるPPPによるインフラ整備の状況	1-28
1-8.	当該事業の事業対象地域における位置付け（電力需給状況、電源開発計画等）	1-31
1-9.	電力セクターおよび再生可能エネルギー、特に小水力発電による電源開発事業 に対する国内外企業及び他ドナー等の関心・動向	1-32
1-10.	当該事業の必要性・重要性	1-39
1-11.	小水力発電事業実施に必要な許認可	1-39
第2章	地形測量	2-1
2-1.	既存地形図	2-1
2-2.	新規地形図	2-3
第3章	地質調査	3-1
3-1.	地質調査概要	3-1
3-2.	地表踏査結果	3-2
3-3.	ボーリング調査	3-15
第4章	水文気象調査	4-1
4-1.	水文気象データの収集	4-1
4-2.	測水所の設置および水位・流量観測	4-6
4-3.	河川流況図の作成	4-18
第5章	小水力発電計画の策定	5-1
5-1.	対象河川の概要および当初計画	5-1
5-2.	ワワ No.1 小水力発電所	5-3
5-3.	ワワ No.2 小水力発電所	5-23
5-4.	概算工事費の算定	5-43
5-5.	送電計画	5-44
第6章	環境社会配慮	6-1
6-1.	環境社会配慮	6-1
6-2.	用地取得・住民移転	6-36
6-3.	その他	6-49
第7章	キャッシュ・フロー分析と資金調達方法の検討	7-1
7-1.	金融機関からの資金調達を前提とした事業スキームの検討	7-1
7-2.	キャッシュフロー分析	7-3

7-3. 感度分析	7-9
7-4. 資金調達方法に関する検討	7-13
第8章 リスク分析とリスク緩和策の検討	8-1
8-1. 事業実施にかかるリスク分析	8-1
8-2. 事業実施に必要な関連契約の整理	8-6
第9章 プロジェクトの効果とその確認	9-1
9-1. プロジェクトの効果	9-1
9-2. 経済面から見た効果	9-1
9-3. 環境面に与える影響	9-2
第10章 プロジェクト報告書纏め	10-1
10-1. 相手国の状況とプロジェクトの必要性	10-1
10-2. プロジェクト計画	10-1

図目次

図 1-1	フィリピン国総合株価指数(PSEi)過去5年間の推移	1-2
図 1-2	フィリピン政府財政収支の推移(単位:十億ペソ)	1-5
図 1-3	フィリピン政府総債務残高および対GDP比(単位:十億ペソ)	1-5
図 1-4	対フィリピン外国直接投資認可総額の推移	1-6
図 1-5	ASEAN 主要各国の外国直接投資実際流入額の推移(単位:百万ドル)	1-6
図 1-6	業種別外国直接投資認可額の推移	1-7
図 1-7	フィリピン国の人口ピラミッド(2015年推計値)	1-8
図 1-8	調査対象地域位置図(概要)	1-9
図 1-9	地域別一人当たりGDP(単位:ペソ)とGDP成長率(単位:%)の比較	1-10
図 1-10	月別降雨量	1-11
図 1-11	調査対象地域位置図(詳細)	1-12
図 1-12	過去10年間用途別電気消費量の推移(単位:Gwh)	1-15
図 1-13	過去10年間エリア別電気消費量の推移(単位:Gwh)	1-16
図 1-14	アジア諸国電気料金の比較(単位:ドル/kWh)	1-17
図 1-15	メラルコ(MERALCO)売電価格の推移(単位:ペソ/kWh)	1-17
図 1-16	エリア別電力ピーク需要予測(単位:MW)	1-19
図 1-17	ミンダナオエリア発電設備エネルギー源構成	1-19
図 1-18	ミンダナオエリア時間帯別電力需給バランス(単位:MW)	1-20
図 2-1	事業対象地域周辺5万分の1地形図	2-2
図 2-2	基準点関係図	2-3
図 2-3	事業対象地域サイト5千分の1地形図	2-5
図 3-1	ワワNo.1発電所全体計画図	3-3
図 3-2	ワワNo.2発電所全体計画図	3-8
図 3-3	No.2取水堰地質断面イメージ図	3-10
図 3-4	No.2取水堰地質断面イメージ図	3-12
図 3-5	No.2発電所計画位置地質断面イメージ図	3-15
図 3-6	調査位置図	3-17
図 3-7	取水堰地点における調査位置	3-18
図 3-8	ヘッドタンク～発電所における調査位置	3-18
図 3-9	取水堰地点の推定地質断面	3-26
図 3-10	ヘッドタンクから発電所地点にかけての推定地質横断面	3-29
図 4-1	本プロジェクト近傍の雨量観測所位置図	4-1
図 4-2	ブトゥアン観測所月別雨量グラフ	4-2
図 4-3	ベイユーガン観測所位置図	4-4
図 4-4	ベイユーガン観測所河川流況図	4-5
図 4-5	測水所設置地域	4-7
図 4-6	候補地点の平面図	4-8
図 4-7	水位計設置イメージ図	4-8

図 4-8	設置作業状況（水位標）	4-9
図 4-9	設置作業状況（水位計）	4-9
図 4-10	測水所設置完了	4-9
図 4-11	流量測定間隔（水平方向）概念図	4-10
図 4-12	流量測定間隔（水深方向）概念図	4-10
図 4-13	流量測定①	4-13
図 4-14	流量測定②	4-13
図 4-15	横断測量	4-13
図 4-16	ミーティング	4-13
図 4-17	ワワ川測水所 水位経時変化図	4-14
図 4-18	ベイユーガン測水所 水位経時変化図	4-16
図 4-19	ワワ川測水所H-Q曲線図	4-17
図 4-20	ベイユーガン川測水所H-Q曲線図	4-17
図 4-21	流況図作成フロー	4-18
図 4-22	ワワ川測水所-ベイユーガン測水所 相関図（全データ）	4-18
図 4-23	ワワ川測水所およびベイユーガン測水所 日平均流量経時図	4-19
図 4-24	ワワ川測水所-ベイユーガン測水所 相関図（特異データ除去）	4-20
図 4-25	ワワ川測水所地点 流況曲線図	4-20
図 4-26	ワワ No. 1 発電所取水堰予定地流況曲線図	4-21
図 4-27	ワワ No. 2 発電所ワワ川取水堰予定地流況曲線図	4-21
図 4-28	ワワ No. 2 発電所マナゴン川取水堰予定地流況曲線図	4-22
図 5-1	プロジェクト周辺地形図	5-1
図 5-2	ワワ川上流域およびマナゴン川河川縦断勾配	5-2
図 5-3	当初計画位置図	5-2
図 5-4	ワワ No. 1 発電所検討範囲	5-4
図 5-5	ワワ No. 1 取水堰候補地点位置図	5-5
図 5-6	ワワ川右岸導水ルート of 懸念箇所	5-6
図 5-7	ワワ No. 1 発電設備レイアウト案	5-7
図 5-8	ワワ川測水所地点流況図（ワワ川測水所地点）	5-9
図 5-9	ワワ No. 1 換算河川流況図	5-10
図 5-10	ワワ No. 1 発電所 発電規模による建設単価推移	5-11
図 5-11	ワワ No. 1 発電所全体計画図	5-13
図 5-12	水車型式選定図	5-17
図 5-13	発電機出力と定格電圧の関係	5-20
図 5-14	単線結線図	5-22
図 5-15	ワワ No. 2 発電所検討範囲	5-23
図 5-16	ワワ No. 2 取水堰候補地点位置図	5-24
図 5-17	ワワ No. 2 発電設備レイアウト案	5-26
図 5-18	ワワ川取水堰換算河川流況図	5-27
図 5-19	マナゴン川取水堰換算河川流況図	5-28

図 5-20	ワフ No. 2 発電所 発電規模による建設単価推移	5-30
図 5-21	ワフ No. 2 発電所全体計画図	5-32
図 5-22	ワフ No. 2 導水トンネル水理特性曲線	5-35
図 5-23	水車型式選定	5-37
図 5-24	発電機出力と定格電圧の関係	5-40
図 5-25	単線結線図	5-42
図 5-26	ワフ川小水力発電所と近隣の電力設備	5-44
図 5-27	NGCP が所有管理する系統	5-45
図 5-28	ASELCO の電力系統とワフ川小水力発電所	5-45
図 5-29	ASELCO の電力系統	5-46
図 5-30	ANECO の電力系統とワフ川小水力発電所	5-47
図 5-31	ワフ川小水力発電所近隣の電力系統	5-48
図 5-32	ベイユガン変電所	5-49
図 5-33	ベイユガン変電所需要カーブ (2016 年 1 月)	5-49
図 5-34	アンパヨン変電所	5-50
図 5-35	タギボ小水力発電所からの電源線敷設ルート	5-51
図 5-36	電源線を 69[kV]ブトゥアン・ベイユガン送電線に T 分岐接続するルート	5-57
図 5-37	電源線を 69[kV]ブトゥアン・ベイユガン送電線に T 分岐接続する案 ..	5-58
図 5-38	69[kV]ブトゥアン・サンチャアゴ送電線に T 分岐接続するルート	5-59
図 5-39	69[kV]ブトゥアン・サンチャアゴ送電線に T 分岐接続する案	5-59
図 5-40	タギボ小水力発電所+ワフ小水力発電所電源線構成案	5-60
図 6-1	プロジェクト予定地	6-1
図 6-2	近隣保護区との位置関係	6-3
図 6-3	保護林とプロジェクト予定地の位置関係	6-4
図 6-4	プロジェクト予定地と CADT エリアの位置関係	6-7
図 6-5	プロジェクト予定地と CBFM エリアの位置関係	6-8
図 6-6	東部ミンダナオにおける生物多様性の保全の鍵になる重要な地域	6-9
図 6-7	DENR 組織図	6-10
図 6-8	EMB 組織図	6-10
図 6-9	フィリピン国における EIA 手続きの流れ	6-13
図 8-1	事業スキーム図	8-2

表目次

表 1-1	主要経済指標の推移	1-1
表 1-2	GDP 産業別構成の推移 (単位:十億ペソ)	1-3
表 1-3	貿易収支 (単位:百万ドル)	1-4
表 1-4	主要3国対フィリピン直接投資認可額の推移 (単位:十億ペソ)	1-7
表 1-5	地域別人口および GDP の比較	1-9
表 1-6	南アグサン州の農業生産高 (単位:トン)	1-10
表 1-7	企業形態別フィリピン進出日系企業数 (単位:社、2011年10月)	1-13
表 1-8	地域別フィリピン進出日系企業数 (2011年10月)	1-13
表 1-9	ルソン地方業種別日系企業数 (2011年10月)	1-14
表 1-10	フィリピン国エネルギー事情の変遷	1-15
表 1-11	再生可能エネルギー関連優遇措置	1-23
表 1-12	再生可能エネルギー設備容量導入目標 (単位:MW)	1-24
表 1-13	必要追加発電設備容量 (単位:MW)	1-25
表 1-14	フィリピン国における FIT 価格	1-26
表 1-15	FIT 承認事業数および設備容量	1-27
表 1-16	これまでに落札された PPP 案件 (単位:億ペソ)	1-30
表 1-17	ミンダナオにおける民間主導エネルギー開発事業	1-30
表 1-18	ミンダナオ島で DOE から承認済みの水力事業一覧	1-34
表 1-19	小水力発電事業実施に必要な許認可一覧表と取得状況	1-39
表 2-1	フィリピン国国家基準点と新規基準点計測結果	2-4
表 3-1	岩盤区分とその特徴	3-2
表 3-2	調査実施数量	3-16
表 3-3	地盤定数	3-27
表 3-4	ワワ No.2 発電所計画にて今後必要となる地質調査の数量	3-31
表 4-1	ブトゥアン観測所における降雨量データ	4-3
表 4-2	ベイユーガン観測所における河川流量 (単位:m ³ /s)	4-5
表 4-3	水位計の仕様・性能	4-9
表 4-4	流速計仕様	4-11
表 4-5	流量調査の作業手順	4-12
表 4-6	測水所運用方法	4-13
表 4-7	ワワ川測水所および既存ベイユーガン測水所の観測記録	4-14
表 4-8	ワワ川測水所流量測定結果一覧表	4-15
表 4-9	ベイユーガン測水所流量測定結果一覧表	4-16
表 5-1	当初計画概要	5-3
表 5-2	ワワ No.1 レイアウト検討案概要	5-8
表 5-3	ワワ No.1 最適レイアウト比較検討結果	5-10
表 5-4	ワワ No.1 発電所 最適発電規模の検討結果	5-11
表 5-5	ワワ No.1 発電所計画諸元	5-12

表 5-6	ワワ No. 1 発電所基本諸元	5-16
表 5-7	基本仕様、水車型式	5-17
表 5-8	同期回転速度と水車比速度の関係	5-18
表 5-9	回転速度と吸出し高さの関係	5-19
表 5-10	水車ならびに主要付帯機械設備の仕様・構成	5-20
表 5-11	発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様・構成	5-21
表 5-12	水車・発電機・変圧器効率	5-22
表 5-13	代表流量時における発電出力	5-22
表 5-14	ワワ No. 2 レイアウト検討案概要	5-26
表 5-15	ワワ No. 2 最適レイアウト比較検討結果	5-29
表 5-16	ワワ No. 2 発電所 最適発電規模の検討結果	5-30
表 5-17	ワワ No. 2 発電所計画諸元	5-31
表 5-18	ワワ No. 1 発電所基本諸元	5-36
表 5-19	基本仕様、水車型式	5-37
表 5-20	同期回転速度と水車比速度の関係	5-38
表 5-21	回転速度と吸出し高さの関係	5-39
表 5-22	水車ならびに主要付帯機械設備の仕様・構成	5-41
表 5-23	発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様・構成	5-41
表 5-24	水車・発電機・変圧器効率	5-42
表 5-25	代表流量時における発電出力	5-43
表 5-26	ワワ No. 1、No. 2 発電所概算工事費	5-43
表 5-27	ベイユガン変電所の運用実績	5-49
表 5-28	アンパヨン変電所の 2014 年の実績	5-50
表 5-29	タギボ配電線の 2014 年の実績概要（実績）	5-52
表 5-30	送電電流による評価	5-53
表 5-31	配電用変電所の消費電力による評価	5-54
表 5-32	総合評価	5-54
表 6-1	自然環境への懸念に対する本プロジェクトの状況	6-2
表 6-2	パディアアイ村及びコラムブガン村の概要	6-5
表 6-3	プロジェクト予定地周辺に居住するマノボ族の状況	6-6
表 6-4	フィリピン国における環境法に関する法令等	6-11
表 6-5	フィリピン国の環境影響評価制度におけるカテゴリー分類	6-13
表 6-6	本事業による発電量	6-14
表 6-7	スコーピング案	6-15
表 6-8	予測及び評価手法の基本方針	6-17
表 6-9	環境社会配慮調査結果	6-19
表 6-10	周辺住民へのヒアリングにより確認された当該地域に生息する可能性のある動物	6-23
表 6-11	周辺住民へのヒアリングにより確認された当該地域に生育する植物相	6-24
表 6-12	調査結果をもとに予想される環境影響評価	6-25

表 6-13	予想される影響及び緩和策	6-29
表 6-14	環境管理計画	6-30
表 6-15	環境モニタリング計画 (EMP)	6-31
表 6-16 (1)	環境モニタリングフォーム案 (工事前：樹木調査)	6-31
表 6-16 (2)	環境モニタリングフォーム案 (工事中：大気質)	6-32
表 6-16 (3)	環境モニタリングフォーム案 (工事中：騒音)	6-32
表 6-16 (4)	環境モニタリングフォーム案 (工事中：水質)	6-32
表 6-16 (5)	環境モニタリングフォーム案 (工事中：廃棄物)	6-32
表 6-16 (6)	環境モニタリングフォーム案 (供用時：水量)	6-32
表 6-16 (7)	環境モニタリングフォーム案 (供用後：水質)	6-33
表 6-16 (8)	環境モニタリングフォーム案 (供用時：水中生物)	6-33
表 6-17	ステークホルダーミーティング実施日及び参加者	6-33
表 6-18	ステークホルダー協議実施概要	6-34
表 6-19	各ステークホルダーの質疑事項	6-35
表 6-20	フィリピン国における用地取得に関する法令等	6-36
表 6-21	JICA ガイドライン等と相手国法制度の比較表	6-37
表 6-22	想定される用地取得・住民移転の規模と範囲 (発電所施設のみ)	6-39
表 6-23	センサス及び社会経済調査結果	6-40
表 6-24	土地の市場価格 (For the rural/countryside barangays)	6-41
表 6-25	農地の市場価格	6-41
表 6-26	立木毎の市場単価	6-41
表 6-27	家屋の一般単価	6-42
表 6-28	収入回復及び生計再建計画 (案)	6-43
表 6-29	エンタイトルメントマトリックス (案)	6-44
表 6-30	実施スケジュール	6-47
表 6-31	ステークホルダー協議実施日及び参加者	6-48
表 6-32	ステークホルダー協議における主な質疑応答	6-48
表 6-33	環境チェックリスト	6-51
表 7-1	フィリピン国の再生可能エネルギー案件に対する一般的な融資条件	7-1
表 7-2-1	平成 26 年度無償資金協力調達実績	7-2
表 7-2-2	落札率を見込んだ事業費内訳	7-3
表 7-3	ワワ #1 の事業計画策定の前提	7-4
表 7-4	ワワ #1 の事業計画 (キャッシュ・フロー)	7-4
表 7-5	ワワ #1 の財務指標	7-5
表 7-6	ワワ #2 の事業計画策定の前提	7-5
表 7-7	ワワ #2 の事業計画 (キャッシュ・フロー)	7-6
表 7-8	ワワ #2 の財務指標	7-6
表 7-9	SCF の算出	7-7
表 7-10	経済費用の算出	7-7
表 7-11	ワワ #1 の EIRR の算出	7-8

表 7-12	ワフ#2のEIRRの算出.....	7-9
表 7-13-1	土木・建築工事費（事業費）によるFIRR感度分析(ワフ#1)	7-10
表 7-13-2	土木・建築工事費（事業費）によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-10
表 7-14-1	借入金利によるFIRR感度分析(ワフ#1)	7-10
表 7-14-2	借入金利によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-11
表 7-15-1	買取価格によるFIRR感度分析(ワフ#1)	7-11
表 7-15-2	買取価格によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-11
表 7-16-1	「事業費」×「借入金利」によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-12
表 7-16-2	「事業費」×「買取価格」によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-12
表 7-16-3	「借入金利」×「買取価格」によるFIRR感度分析(ワフ#2)	7-12
表 7-17	JICA EDP 融資条件.....	7-13
表 7-18	JICA 海外投融資の融資条件	7-10
表 7-19	JBIC 輸出金融の融資条件.....	7-15
表 7-20	JBIC 投資金融の融資条件.....	7-15
表 7-21	JBIC GREEN 融資条件.....	7-15
表 10-1	経済財務評価指標	10-2

略語表

略語	正式名称	日本語
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ANECO	Agusan del Norte Electric cooperative, Inc.	北アグサン州電力公社
APPROVED CADTs	Certificate of Ancestral Domain Titles	先住民の領地として権利が認可されている地域
ASEAN	Association of South East Asian Nations	東南アジア諸国連合
ASELCO	Agusan del Sur Electric Cooperative, Inc.	南アグサン州電力公社
BOI	The Board of Investment	投資委員会
BOT	Build-Operate-Transfer Law	BOT 法
BPO	Business Process Outsourcing	ビジネス・プロセス・アウトソーシング
BPAP	Business Processing Association of the Philippines	ビジネス・プロセス・アウトソーシング協会
BSP	Bangko Sentral ng Pilipinas	フィリピン中央銀行
CADT	Certificate Of Ancestral Domain Title	土地所有権利証明書
CBFM	Community Based Forest Management	地域住民による森林管理
CENRO	Community Environment and Natural Resource Office	市町村を担当する事務所
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
DBP	Development Bank of the Philippines	フィリピン開発銀行
DENR	Department of Environmental and Natural Resources	環境天然資源省
DNA	Designated National Authority	国家担当機関
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DPWH	Department of Public Works and Highways	公共事業道路省
ECA	Environmentally Critical Areas	環境上重要とされる地域
ECC	Environmental Compliance Certificates	環境許可証明書
ECP	Environmentally Critical Projects	環境に対し影響の大きなプロジェクト
EDP	Environmental Development Project	環境開発事業
EIA	Environmental Impact Assessment	環境アセスメント
EIS	Environmental Impact Statement	環境アセスメント報告書
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的內部収益率
EPIRA	Electric Power, Industry Restructuring ACT	電力産業改革法
EMB	Environmental Management Bureau	環境管理局
ERC	Energy Regulatory Commission	エネルギー規制委員会
FPIC	Free, Prior and Informed Consent	自由かつ事前の情報に基づく同意
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的內部収益率
FS	Feasibility Study	事業化可能性調査

GDP	Gross Domestic Product	国民総生産
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GOCC	Government Owned and Controlled Corporation	政府所有会社
IEE	Initial Environmental Examination	事前環境調査
IPP	Independent Power Producer	卸電力事業
IPRA	Indigenous People's Rights Act	先住民権利法
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	株式会社国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization	独立行政法人日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
KBA	Key Biodiversity Area	生物多様性の保全の鍵となる重要な地域
MinDa	Mindanao Development Authority	ミンダナオ開発局
MOA	Memorandum of Agreement	合意書
MW	Megawatt	メガワット
NAMRIA	National Mapping and Resources Information Authority	国土地理・資源情報庁
NCIP	National Commission on Indigenous Peoples	国家先住民委員会
NEA	National Electrification Administration	国家電化庁
NEDA	National Economic and Development Authority	国家経済開発区庁
NGCP	National Grid Power Corporation	国家送電公社
NIPAS	National Integrated Protected Area System	国家的統合保護地域
NPC	National Power Corporation	国家電力公社
NPV	Net Present Value	純現在価値
NREB	National Renewable Energy Board	国家再生可能エネルギー局
NSCB	National Statistical Coordination Board	国家統計調整委員会
NSO	National Statistics Office	国家統計局
NWRB	National Water resources Board	国家水資源局
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development	経済協力開発機構
PAGASA	The Philippine Atmospheric, Geophysical and Astronomical Services Administration	フィリピン気象庁
PAPs	Project Affected Peoples	被影響住民
PEISS	Philippine Environmental Impact Statement System	環境影響評価制度
PENRO	Provincial Environment and Natural Resource Office	環境天然資源省州事務所
Phivolcs	the Philippine Institute of Volcanology and Seismology	フィリピン火山地震研究所
PHP	Philippine Peso	フィリピンペソ
PINAI	Philippines Investment Alliance for Infrastructure	フィリピンインフラ投資連合

PPA	Power Purchase Agreement	売電契約書
PPP	Public Private Partnership	官民連携事業
PSE	Philippine Stock Exchange	フィリピン株価指数
SCF	Standard Conversion Factor	標準件間係数
SIOPAO	System Information of Provincial Agriculture Office	地域農業事務所の情報システム
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
TRANSCO	National Transmission Corporation	国家送電公社
UNCTAD	United Nation Conference on Trade and Development	国連貿易開発会議
WB	World Bank	世界銀行
WFRs	Watershed Forest Reserves	流域森林保護区

要約

第1章 フィリピン国における電力セクターの現状・課題の整理と当該事業の必要性

1-1. フィリピン国社会経済状況

フィリピン国の基礎的経済指標はいずれも良好な経済状態を反映した数値を示し、堅実な財政運営、豊富な外貨準備等によりマクロ経済面では東南アジアの中でも安定した国の一つとなっている。人口は2014年7月の推計値で1億人を突破したといわれ、2028年には1億2300万人に達して日本を追い抜き、2091年まで増え続けると予測されている。国の平均年齢も23歳と若く、最も経済成長がしやすいと言われる「人口ボーナス」期が当面続くことが期待されている。

1-2. 本事業対象地域の社会経済状況

政治・経済の中心であるマニラ首都圏は、人口約1,253万人で全人口のおよそ13%を占め、GDP寄与率は36.3%である。一方、ミンダナオ地方のカラガ地域は人口約255万人で全人口の約5%を占めるにも関わらずGDP寄与率は1.2%に過ぎない。この地域格差は一人当たりGDPでも顕著に表れ、マニラ首都圏が19万6千ペソであるのに対し、カラガ地域は3万3千ペソと、6分の1程度である。また、全国平均が6万9千ペソなので、本事業対象地域の経済が全国の中でも著しく遅れていることが分かる。しかしGDP成長率で見れば、カラガ地域の7.8%は全国平均を上回っており、今後の開発及び成長が期待できる地域であると言える。

1-3. フィリピン国における日本企業

1990年代から多くの日本企業がフィリピン国へ進出し、その数は2010年に1,000社を超え、その後も安定した内政、好調な経済成長を背景にさらに増加の傾向を示している。

1-4. フィリピン国のエネルギー事情

経済成長を背景にフィリピンの電力消費は年々増加しており、中でもミンダナオの電力需要が特に大きく拡大している。2014年以降2030年までの需要推計をみても、全国の年平均増加率が4.6%、ルソンが4.1%、ビサヤ5.7%であるのに対して、ミンダナオは6.1%で一番大きい。なお、ミンダナオの電力系統はナショナルグリッドであるルソン-ビサヤ系統から独立しているため、島内の電力需要は島内で供給しなければならない。しかし現状は深刻な供給力不足により、一日の活動時間におけるほとんどの時間帯で慢性的に停電が頻発している。

1-5. 電力セクターの概要

フィリピン国では、2001年に施行された電力産業改革法（EPIRA）により、電力事業の自由化に向けた改革が進められてきた。国営電力公社（NPC）所有の発電所は2012年末で約91%が民営化され、卸電力事業者（IPP）との電力購買契約（PPA）で規定されていたNPCの電力購入・販売の権利も民間に売却された。一方、ミンダナオの電力セクターは他エリアと比べ民営化が遅れており、2015年1月現在、島内発電総設備容量の約65%が未だNPCの所管となっている。その背景には、民営化で起こりうる島内電力セクターの独占化及びそこから生じる電力料金の高騰を嫌う

地元ステークホルダーの反対があった。今後は大規模開発のみでなく、中小規模で分散型のエネルギー開発も必要となっており、ミンダナオ開発局がまとめたミンダナオ平和開発構想計画においても、大規模水力発電より小水力発電所の建設を優先的に奨励するとある。

1-6. エネルギー関連政策及び動向

フィリピン国は30年以上前から輸入石油に依存しない国内のエネルギー資源開発に関する政策及び立法措置を進めてきた。中でも再生可能エネルギーは、供給の安定性や経済性・耐用性に優れた発電事業と位置付けられ、地熱、小水力、海洋、太陽光、風力についてそれぞれ大統領令で各種税制優遇策が講じられた。そして2008年12月、再生可能エネルギー法（RA9513）が制定され、固定価格買取制度（FIT）の導入や新たな優遇措置により、さらなる民間主導の再生可能エネルギー開発を奨励している。

1-7. フィリピン国における PPP によるインフラ整備の状況

フィリピン政府は早くから官民提携（PPP）に着目し、1990年にはアジア初となる BOT 法が制定された。透明性の高い形で事業実施主体を選定できるよう、民間提案型の案件よりも政府要請型の案件に重点を置いている。だが、政府主導のインフラ整備案件はルソンエリアかつ大型案件が多いため、ミンダナオエリアはまだ直接的な恩恵を受けておらず、島内の電力不足問題に対しては政府要請型 PPP ではなく、純粋な民間主導型のエネルギー開発に頼っている

1-8. 当該事業の事業対象地域における位置付け（電力需給状況、電源開発計画等）

現在、南アグサン州に発電所は一つもなく、電力は他の州からの供給に頼っている状況で、電力不足に追い討ちをかけている。DOE 発表のミンダナオエリアにおける設備容量導入目標では、2030年までの増加分 1,702MW のうち水力が 1,264MW でおよそ 75%を占めており、水力発電の開発に対する需要が大きいと言える。

1-10. 当該事業の必要性・重要性

本事業で南アグサン州第一号となる発電所が建設されれば、エネルギーの地産地消で州内へ安定した電力供給が可能となる。安定した電力供給の実現により、当該地域が取り組んでいる海外企業の誘致を後押しし、施工・O&M 等による雇用創出のみならず、引いては当該地域の経済発展に貢献する事業となる。また隣接する各州の配電会社が相互に接続していることから、南アグサン州にとどまらず間接的に地域経済の発展にも貢献できる。

第2章 地形測量

2-1. 既存地形図

フィリピン国では、国土地理・資源情報庁（National Mapping and Resources Information Authority、以下「NAMRIA」）がフィリピン全土の5万分の1地形図を整備しており、紙面及び電子ファイルでの入手が可能である。本事業対象地域である南アグサン州もカバーされており、既存調査¹ではこの資料に基づき概略設計が行われている。

¹ 「平成 24 年度インフラ・システム輸出促進調査等調査（円借款・民活インフラ案件形成等調査）」

同図以外では過去に本事業対象地域をカバーする、より詳細な地形図は作成されていない。

2-2. 新規地形図

今回の調査においては以下の手法によって新規地形図を作製する。

【基本地形図】

宇宙航空研究開発機構（JAXA）の陸域観測技術衛星「だいち」（ALOS）によって撮影した世界最高精度の全世界デジタル3D画像を購入して5.0m等高線の1/5,000の平面図を作成した。

【概略設計用地形図】

既存調査で最有力地点とされたサイト1の堰位置、発電所用地及び導水路に関しては従来測量手法を用いて平面測量を実施して基本地形図を補完して概略設計用の平面図（1/1,000）を作成した。

平面測量に先立ちサイト内に6点の基準点を設置してGPS計測にてフィリピン国国家基準点と整合を持たせた（新規基準点GPS1～6）。

GPS計測の結果、既存の国家基準点7点と新規基準点6点を関連づけた。

新規基準点（GPS1～6）を基に従来手法にて平面測量を行った。1/1,000平面測量結果を基にサイト1概略設計計画を行った。

第3章 地質調査

3-1. 発電所サイト No.1

取水堰計画地点は、基盤として分布するCM級の安山岩もしくは安山岩質凝灰岩が構造物基礎として適している。本岩盤の透水性は低く、止水グラウチングは必要としない。ただし、一部断層破砕帯に伴うD級岩盤が分布し、軟弱で透水性が高いと推定されるため、コンクリートによる置換え等対策を検討する。堰右岸側斜面には、φ2m近い転石が分布するため、基礎掘削時には除去することを提言する。

導水路計画ルート沿いは、上流側で急斜面、下流側で緩斜面となり、上流側では掘削後ののり面对策が課題である。取水堰下流の沈砂地計画地点は、詳細設計の際必要に応じて基礎岩盤の性状をボーリング調査等により確認する。

ヘッドタンク計画地点から発電所計画地点にかけては、ヘッドタンクでは崖錐堆積物及びD級の石灰岩、圧力管路ではD級の石灰岩及び泥岩、発電所ではD級の泥岩がそれぞれ構造物基礎として適している。ただし、石灰岩は数十センチの空洞が形成される可能性があることから、施工時にコンクリート充填等の対策工を検討する。ヘッドタンクから発電所にかけての切土は、泥岩は1:0.5、石灰岩風化部と崖錐堆積物で1:0.8を標準勾配とする。泥岩は、掘削後の乾湿繰返しによる劣化が進行しやすいため、掘削面に対して早急な対策を検討する。

3-2. 発電所サイト No.2・No.3

取水堰計画地点は、2サイトともに斜面及び河床にCL～CH級岩盤が露出しており、浅い深度で良好な基礎岩盤が出現するものと考えられる。基礎岩盤は、不連続面が下流側に傾斜しているため、止水対策を含む基礎処理を検討する。またNo.2においては一部急崖上方がオーバーハングし

ているため、基礎掘削時の崩壊対策を検討する。

導水トンネル本体工の地質は、CL～CH級の岩盤が主体であり、NATM工法であれば、ほぼ問題ないものと推定される。ただし、破碎帯の分布や両坑口斜面状況等については、弾性波探査、ボーリング調査等の地質調査で確認する。

ヘッドタンク及び発電所計画地点は、CL～CM級の安山岩質凝灰角礫岩が分布するものと推定され、構造物基礎として適している。詳細設計の際、構造物の位置によっては、未固結堆積物の分布等の地質性状をボーリング調査により確認する。

第4章 水文気象調査

4-1. 水文気象データの収集

4-1-1. 降雨データ

本プロジェクト近傍の気象観測所は、ブトゥアン市内及び北アグサン州北部のキッチャラオ (Kitcharao) に存在する。これらの観測所はフィリピン気象庁 (Philippine Atmospheric, Geophysical and Astronomical Services Administration、以下「PAGASA」) が管理しており、毎日の観測記録を収集している。

本調査では、本プロジェクトから最も近いブトゥアン雨量観測所における1981年～2014年の34年分の日雨量データを入手し、取水地点及び発電所地点の設計洪水流量の算出の資料とした。

4-1-2. 河川流量データ

本プロジェクト近傍に既存の流量観測所は存在しない。最も近い既存の流量観測地点は、ワワ川のプロジェクト地点の下流にあるベイユガン観測所となる。

本調査では入手可能な1981年～2001年の20年分の観測結果を入手した。その中でデータ欠損のないものは9年間分であった。

また、流量換算されていないベイユガン測水所の水位データも2014年9月～2015年8月の1年間分を入手した。このデータは、調査団がベイユガン測水所で流量測定を行い、H-Q曲線 (河川水位と流量の関係曲線) を作成することで流量換算し、後の河川流況解析に使用した。

第5章 発電計画の検討

5-1. 発電計画の策定

発電計画は、本調査で衛星画像を基に作成した1/5,000地形図及び1/1,000実測地形図を用いて、平成24年度に作成された既存計画をベースに、新たに有望と考えられる発電設備レイアウトを選定した。選定した複数のレイアウト案に対して経済性、地形・地質特性等に主眼をおいた比較検討を行い最適レイアウトを選定した。次に、決定した発電レイアウトについて、本調査で作成した河川流況図より複数案の最大使用水量を設定し、kWh当りの建設単価による比較を行った。

これらの検討の結果、ワワNo.1発電所及びNo.2発電所の2地点開発とし、最大使用水量をそれぞれ10m³/s、7.6m³/sとする案を採用した。

5-2. 発電設備の基本設計

決定した発電設備レイアウト及び発電規模に対して、主要構造物及び主要発電機器の基本設計

を行い、型式、形状、規模の構造を決定した。

表 5-1 に発電計画諸元一覧、図 5-1、図 5-2 に発電所全体計画図を示す。

5-3. 送電計画

2 発電所を開発した場合の発電出力が 10MW を超えることから、電線の許容電流と送電電流を比較して送電電圧 69kV を選定し、既存の 69kV 送電線に T 分岐接続する案を採用した。

接続地点は、立地地点と消費地点の行政区域が異なることを考慮して、69kV ブトゥアンーベイユガン線（NGCP 所有）の途中、または 69kV ブトゥアンーサンチアゴ線（ANECO 所有）の途中とする案を併記した。

なお、69kV ブトゥアンーサンチアゴ線に接続する案は、送電線建設ルート上にタギボ発電所があるので、これを取り込むことで建設費の削減ができることも提案した。

表 5-1 ワワ小水力発電所 発電計画諸元一覧

発電所名		ワワ No. 1	ワワ No. 2
河川名	-	ワワ川	ワワ川、マナゴン川
集水面積 (取水堰地点)	km ²	98.2	ワワ川 : 35.2 マナゴン川 : 43.5
発電方式	-	流込み式	流込み式
取水位	EL. m	267.0	ワワ川 : 440.0 マナゴン川 : 438.0
放水位	EL. m	231.0	273.0
総落差	m	36.0	167.0
損失落差	m	5.5	11.5
有効落差	m	30.50	155.5
最大使用水量	m ³ /s	10.00	7.60 (ワワ川取水堰 : 3.40) (マナゴン川取水堰 : 4.20)
最大出力	kW	2,580	10,200
年間発電電力量	kWh	6,763,704	30,823,608

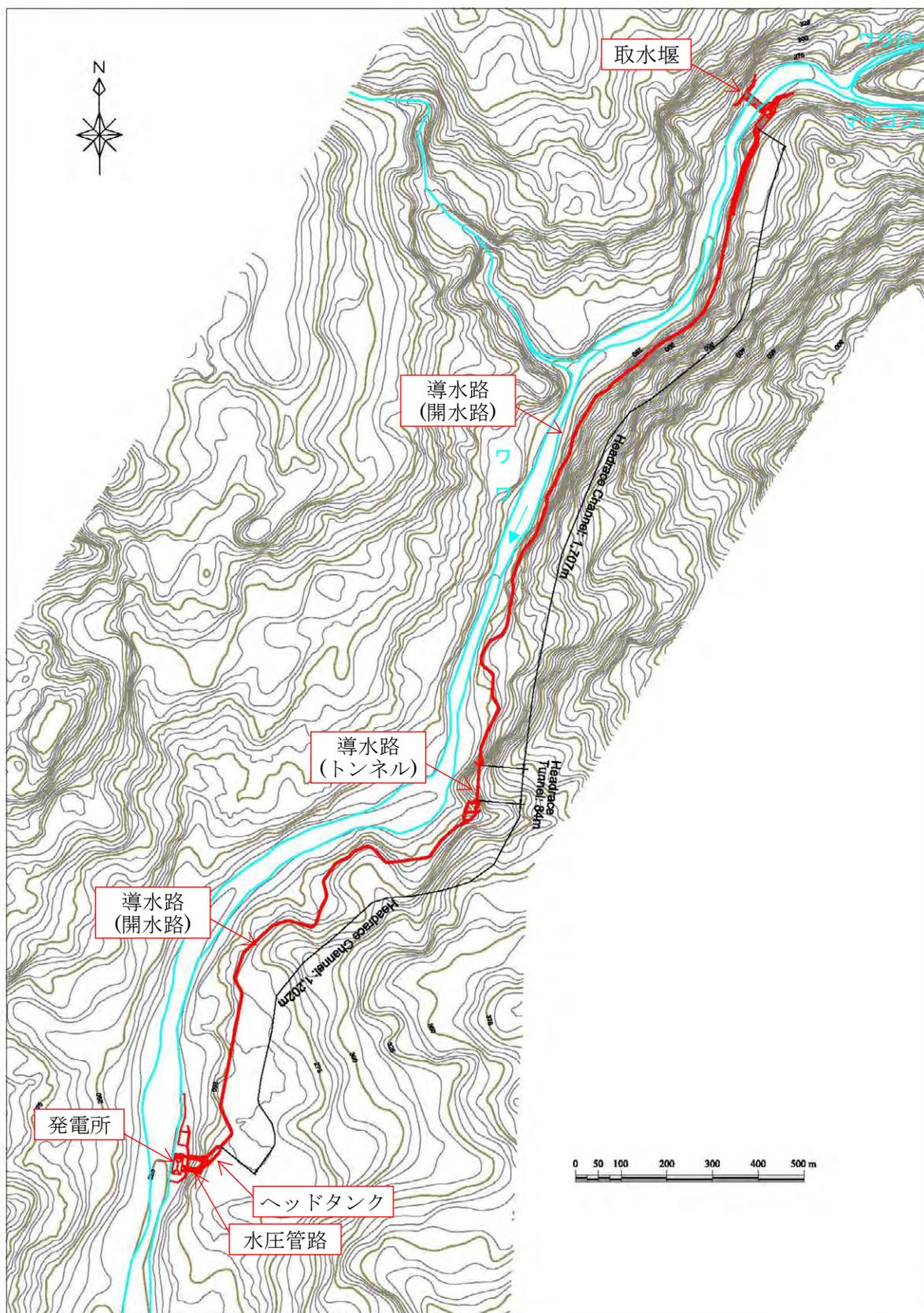


図 5-1 ワワ No. 1 発電所全体計画図

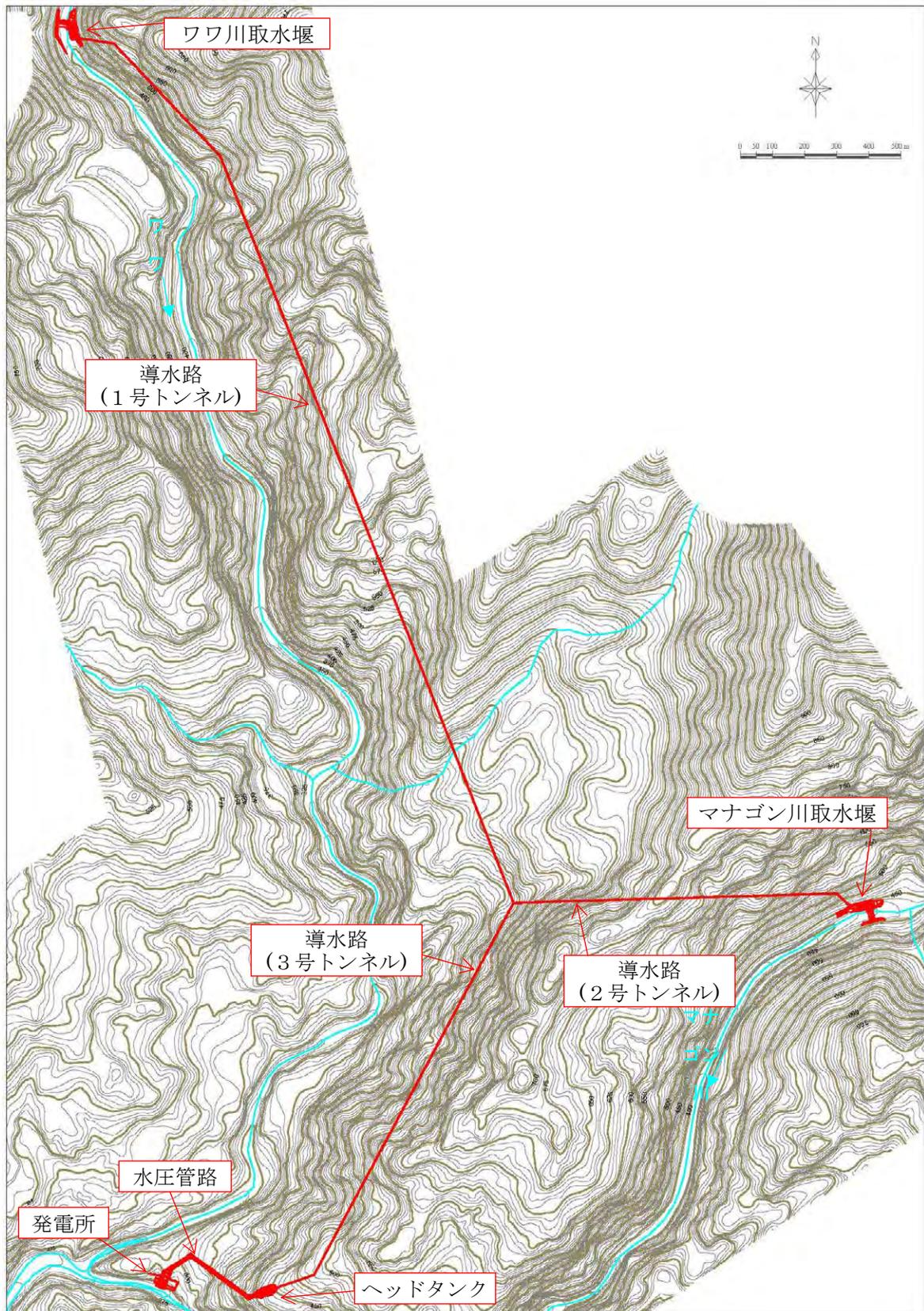


図 5-2 ワワ No. 2 発電所全体計画図

第6章 環境社会配慮

6-1. 環境社会配慮

プロジェクト予定地周辺は一般的にミンダナオ島に広がる山岳森林地帯であり、予定地周辺は東部ミンダナオ生物多様性回廊地帯の生物多様性の保全の鍵となる重要な地域（Key Biodiversity Area、以下「KBA」）のひとつである、ハイロンーハイロン地域の内部及び近接した地域に位置している。現在、予定地周辺はフィリピン国の国内法で保護区としては指定されていないが、シバガット町は当該エリアを含むワワ川流域を「ワワ川流域保護区」として申請中であり、2016年中に認可が受けられると考えられている。

また、遺跡や文化遺産等を含む collective attachment は存在しないものの、プロジェクト予定地は、先住民族国家委員会（National Commission on Indigenous Peoples、以下「NCIP」）から土地所有権利証明書（Certificate Of Ancestral Domain Title、以下「CADT」）の発行を受けた土地であり、先住民に対して全ての権利が保障されている。プロジェクトの実施に際して、事業者である SPC はいかなる活動（特に建設）の前に、IPRA 法で規定されている、“自由かつ事前の情報に基づく同意（Free, Prior and Informed Consent、以下「FPIC」）”に従った合意形成が不可欠である。

本プロジェクトの実施にあたっては、コンポーネント別に事業の申請が成される予定である。比国の環境影響評価制度に基づくと、ワワ川 No.1、ワワ川 No.2 とともに、出力 2.58MW と 10.2MW の発電設備であることから、EPC には相当せず、またプロジェクト予定地が保護区内に位置していないことから ECA にも相当しない。しかしながら、ワワ川 No.1 及びワワ川 No.2 はともに一部の導水路がトンネル式となることから、カテゴリ-B に該当し、プロジェクトの実施にあたっては、コンポーネント毎に環境許可証明書の発行を受けることが求められ、EIS 報告書を提出しなければならない。

本調査検討過程では、ゼロオプションを含む代替案比較や導水路線形の検討を通じて、自然環境及び社会環境に対して可能な限りの回避を検討した。この結果を受けて、本プロジェクトを実施するにあたって依然として回避できない社会環境項目について検討しスコーピング案を作成した。環境項目のうち、「B-」及び「C」と評価された環境項目については、更に詳細な調査・予測・評価を実施した。その結果は本編報告書に述べている。

騒音については、現況で軽工業地域の基準と同レベルの騒音が測定されており、工事中においても、工事車両の走行等により基準を超えると予測される。大気質についても、住居とアクセス道路の距離が近いことから、プロジェクトの工事段階における影響低減への対応が特に必要と考える。

環境調査結果に基づいて「B-」及び「C」と評価された環境項目は、環境管理計画（EMP）及び環境モニタリング計画（EMoP）の対象項目となり、事業の実施にあたっては適切にモニタリング調査が実施されることが必要であると考えられる。

本準備調査では、プロジェクトの開発実施主体である事業者が中心となり、JICA 環境社会配慮ガイドラインに従い、第1回目：スコーピング案の段階（2014年7月31日）と、第2回目：ドラフト報告書段階（2015年12月2～3日）の二度、事業が関係する村の住民に対してステークホ

ルダー協議を実施した。なお、ステークホルダー協議の結果については本編報告書に述べている。

6-2. 用地取得・住民移転

本プロジェクトの実施により、水力発電設備（発電所、導水路等）設置のために改変される面積は、ワワ No.1 で約 3.7ha、ワワ No.2 で約 1.7ha である。本調査の過程において、代替案比較や導水路線形の検討を通じて、用地取得及び住民移転の可能な限りの回避を検討した。また、発電所施設、アクセス道路、送電線の配置による住民移転及び用地取得の必要性が生じるが、アクセス道路及び送電線の位置は準備段階では最終化されていないことから、最終化後に改めて用地取得の範囲把握し、補償等の適切な対応が必要となる。

第7章 キャッシュ・フロー分析と資金調達方法の検討

7-1. 金融機関からの資金調達を前提とした事業スキームの検討

フィリピン国内の再生可能エネルギー事業に関するファイナンス環境について、金融機関に対するヒアリングによれば、各社とも再生可能エネルギー案件に対して積極的な投融資を実行している。一方、固定価格買取制度（FIT）を活用しようとした場合、FIT による PPA の取得は完工後になる点、及び再生可能エネルギー案件は小規模案件が多く、事業規模が小さいことを理由に忌避される可能性が挙げられる点の2つが、注意すべきポイントとして挙げられる。

7-2. キャッシュフロー分析

本事業の財務・投資効果に関する分析にあたっては、財務モデルを構築の上、本事業の支出（初期投資額の事業費と運営開始後の維持管理費用）、電力の販売による収益に基づくキャッシュ・フローをベースに評価を行った。

ワワ No.1 及びワワ No.2 における経済財務評価指標は、以下表に示す通りである。

経済財務評価指標

	FIRR	NPV	EIRR
ワワ No.1	0.07%	79,137 千ペソ	4.3%
ワワ No.2	6.65%	577,194 千ペソ	12.7%

出典：調査団作成

ワワ No.1 については、経済性が十分と判断し、投資実行にいたらしめるほど魅力的な案件とは言い難い。しかしながら、ワワ No.2 については、FIRRこそハードルレート（割引率。資本コストの10%）をやや下回る水準だが、NPVの水準は高く、本事業への投資の妥当性について十分に認められる結果となった。EIRRをみても、社会経済的な点からも事業の意義は十分に見出せる。また、ワワ No.2は、債務返済能力を示す指標の一つであるDSCRをみても、平均値が1.33、最低値が1.29と、融資の実現可能性の観点からも本事業が否定される水準にはない。

ただし、現状のFIRRやNPVの水準に鑑みると、ワワ No.2についても、少しでも事業の不確実性を減らし、経済性にポジティブに働くJICA等のファシリティや制度融資等を活用し、長期・低金利・固定金利型の融資による資金調達が必須条件といえる。これに加えて、JCMをはじめとし

た支援制度の活用によって追加調査費用や初期投資額の一部が支援され、一定程度の経済性の向上が期待できるスキームを併用できる可能性がある。

本事業の実現可能性をさらに高めるために、資金調達面での活動のほか、こうした要資金調達の減額の側面からの活動も進めていく必要がある。

7-3. 感度分析

本事業の実施にあたり、キャッシュ・フローの安全性を検証するために、投資効率性に大きな影響を及ぼす3つのファクター、すなわち事業費、借入金利、買取価格を抽出して、FIRRの感度分析を実施した。

ベースケースに対してストレスをかけるのが感度分析の目的であるところ、従って、ワワ No. 1については事業性を見出すのは依然として難しいが、ワワ No. 2については、いずれのケースにおいても、FIRRの水準がベースケースから大きく下げてはならず、本事業への投資の妥当性を否定するような結果には至らなかった。

7-4. 資金調達方法に関する検討

本事業は、長期にわたり安定したキャッシュ・フローを創出するインフラ事業であり、期間が短い融資や変動金利は、事業のネイチャーにそぐわず、事業者サイドからみると活用しやすいとは言いがたい。

現時点においては、経済財務分析を通じた本事業の実現可能性は、ワワ No. 2に限定されると結論付けざるを得ない。そのワワ No. 2では、シニアローンについてはフィリピン国地場金融機関からの資金調達も視野に入るが、事業の不確実性を減らす観点から、JICA等によるファシリティや制度融資の活用が最も有利な条件と想定される。

なお、エクイティやメザニンによる資金調達について、ワワ No. 2に限定すると、その事業規模や経済性から、事業の実現性を妨げるような特段留意すべき事項は見つからない。

第8章 リスク分析と緩和策の検討

8-1. 事業実施にかかるリスク分析

考慮すべきリスクについては下表のように考えている。

再生可能エネルギー法に基づく税制優遇

主要リスク項目	精査ポイント (例)
スポンサーリスク (スポンサーの評価)	出資者構成 (中核スポンサーの有無、スポンサー間の役割分担、利益相反等)
	中核スポンサーの業務遂行能力 (財務・技術的側面)
	その他スポンサーの業務遂行能力 (財務・技術的側面)
完工リスク・技術リスク (EPCコントラクターの評価)	EPCコントラクターの技術的履行能力
	EPCコントラクターの財務的履行能力
	事業計画の内容 (適用技術、事業費、施工スケジュール等)
	EPC契約の内容 (主要契約条件: Fixed Lump Sum, Turn Key, Date Certain等)
	スポンサー・サポートの内容 (有る場合のみ)
操業リスク (オペレーターの評価)	オペレーターの技術的履行能力
	オペレーターの財務的履行能力
	O&M契約の内容 (インセンティブ・メカニズム等)
	代替オペレーターの可能性 (存在有無、履行能力等)

	スポンサー・サポートの内容（有る場合のみ）
オフテイカーリスク	オフテイカー・レシーの契約履行能力
	スポンサー・サポートの内容（有る場合のみ）
	（長期契約がない場合）アウトプットに対する需要・競争力・競合計画、アウトプットにかかる料金体系・価格決定力、スポンサー・サポートの内容（有る場合のみ）
原料・燃料調達リスク	原料・燃料サプライヤーの契約履行能力（原料・燃料確保状況を含む）
	原料・燃料供給契約の内容（契約期間・契約量・契約金額等）
	スポンサー・サポートの内容（有る場合のみ）
その他のリスク	環境・社会リスク（用地取得を含む）
	関連インフラ・ユーティリティリスク
	金利・為替リスク
	物価変動リスク
	不可抗力・自然災害リスク
	ポリティカルリスク（戦争・内乱・暴動・テロ、法制・許認可、強制収用・接収・国有化、契約不履行等）

リスク分析の結果は次のようになった。

スポンサーリスク

本事業は株式会社長大、基礎基盤コンサルタンツ株式会社、及びミンダナオ島最大のゼネコンであるエクイパルコ社及びツインピーク・ハイドロ・リソース社、ハイドロパワー・リソース・マネジメント・アンド・コンサルタンシー社が SPC を設立の上、事業を進めていく予定である。先行するアシガ小水力発電事業もほぼ同様の事業体制で進められており、本事業におけるパートナーリスクはかなり低いものとする。

完工リスク

本事業においては、出資者であり、技術コンサルタントとして多数の実績を有する株式会社長大、基礎基盤コンサルタンツ株式会社及びハイドロ・リソース・マネジメント・アンド・コンサルタンシー社による事業コストの精査、及び施工管理には主要出資者であり、多数のインフラ事業の施工管理経験を有するエクイパルコ社が実施することとなっている。また、発電機器に関しては本邦水車発電機メーカーを招聘した入札を行い、実績を含む技術面・価格面での精査を行うこととしていることから、財務状況及びトラックレコード上の負の影響は低い。また、EPC 契約において、追加費用負担者・方法（約定賠償金など）を明確に規定することでリスク軽減を図る。

操業リスク

主要出資者に寄るオペレーター業の従事という点では、契約内容にかかるリスク等は予見されない。

オフテイカーリスク

本事業では、現時点において FIT の適用を前提に、確実性・安定性を保有している NGCP をオフテイカーとして検討している。したがって、他の FIT 適用候補案件の進捗状況及び完成時期と FIT

承認タイミングを確認する必要がある。

なお、相対契約となった場合、ASELCO は FIT と同等の条件で買取の意向を持っている。その場合は、契約内容（価格・期間等条件面）を十分に精査する必要がある。

原料・燃料調達リスク（水利権を含む）

本事業においては、本調査を通じて長期流量データ分析の実施を行うとともに、同流域上流におけるインフラ事業計画の有無の確認をしており、原料・燃料調達リスクは低いと考える。

その他のリスク

以下のリスクについては各々の留意事項を考慮しつつ事業の展開を行っていく予定である。

- (1) 環境社会影響リスク
- (2) 用地確保リスク
- (3) 関連インフラ・ユーティリティリスク
- (4) 資金調達・金利・為替リスク
- (5) 物価変動リスク
- (6) 不可抗力・自然災害リスク
- (7) 許認可無効リスク

なお、許認可が無効となるリスクとして想定されるのは以下の項目である。

- ・再生可能エネルギーサービス契約の無効
- ・環境関係の許認可の無効
- ・水利権に係る許認可の無効

8-1. 事業実施に必要な関連契約の整理

- ・再生可能エネルギーサービス契約
- ・協力企業間基本契約・出資契約
- ・オフテイク契約（FIT もしくは相対契約）
- ・EPC 契約
- ・O&M 関連契約 等

第9章 プロジェクトの効果とその確認

ミンダナオ島全体及びミンダナオ島北東部に属するカラガ地域ともに、電力供給は電力需要に対し絶対的に不足している。ミンダナオ島全体の需要はピーク時 1,580MW（2013年）程度であるが夕刻 18 時の点灯ピーク時には最大 600MW が不足しているとされている。

本プロジェクトが属するカラガ地域における電力ピーク需要は 146MW、中でもプロジェクトが属する ANECO、ASELCO 配電地域では各々 57MW、27MW となりカラガ地域全体の 60%弱を占めている。

この 2 社電力ピーク需要総計 84MW の中で、ワワ No.1 プロジェクトの出力 2.6MW 及び発電量 6,764MWh、ワワ No.2 プロジェクトの出力 10.2MW 及び発電量 30,824MWh は需要の 15%に相当する供給力増強を意味し、この地域の電力供給安定化に大きく貢献する。

経済面から効果を見ると下記に示す直接的、間接的な効果が見込まれる。

- ・建設に関わる直接的な効果として建設作業員等の雇用
- ・建設に関わる間接的な効果として建設資材供給や生活資材供給
- ・発電開始後の直接的な効果として発電所運用作業員の雇用や現地先住民への経済的貢献
- ・発電開始後の間接的な効果として資材補充や生活物資供給、安定した電力供給による当該地域で進む民間主導型地域開発モデルの実現と将来的なミンダナオの平和と開発への貢献

さらに、環境面での効果として、年間 19,432 トンの二酸化炭素削減効果を有する。

第 10 章 まとめ

フィリピン経済は 2008 年の金融危機前までは年間 5～7%のペースで成長しており、2008 年～2009 年はリーマンショックの影響で成長率が鈍化したが大株を堅持、2010 年は 7.3%と回復の兆しが見えるなど底堅く推移している。

ミンダナオ島全体の電力需要はピーク時 1,572MW (2013 年)程度であるが、夕刻 18 時の点灯ピーク時には最大 600MW が不足しているとされている。ミンダナオ島北東部に属するカラガ地域においても有力な発電施設が存在せず電力需要に対し電力供給は絶対的に不足している。

本プロジェクトが属するカラガ地域の電力ピーク需要は 146MW、中でもプロジェクトが属する ANECO、ASELCO 配電地域ではピーク需要はそれぞれ 57MW、27MW と合わせて 60%弱を占めている。この 2 社ピーク需要総計 84MW の中で、ワワ No. 1 プロジェクトの出力 2.6MW 及び発電量 6,764MWh、ワワ No. 2 プロジェクトの出力 10.2MW 及び発電量 30,826MWh は需要の 30%の供給力増強を意味し、この地域としては大きな供給上の地位を占めることになる。

【ワワ No. 1 の概要】

- ・取水堰位置 : ワワ川、マナゴン川合流地点下流
- ・導水ルート : ワワ川左岸を開渠にて導水
- ・最大使用流量 : 10.0m³/s
- ・有効落差 : 32.6m
- ・最大出力 : 2,580KW
- ・発生電力量 : 6,764MWh
- ・利用率 : 30.0%

【ワワ No. 2 の概要】

- ・取水堰位置 : ワワ川、マナゴン川にそれぞれ取水堰を設置
- ・導水ルート : トンネルにて 2 ルートを合流させ導水
- ・最大使用流量 : 7.60m³/s
- ・有効落差 : 155.5m
- ・最大出力 : 10,200KW
- ・発生電力量 : 30,824MWh
- ・利用率 : 34.4%

環境社会面からの検討では、本プロジェクトの遂行を困難にする要素は見出されていない。

財務経済的評価の検討では、ワワ No.1 については投資実行にいたらしめるほど魅力的な案件とは言い難い一方で、ワワ No.2 については NPV の水準は高く、本事業への投資の妥当性について十分に認められる結果となった。ただし、ワワ No.2 についても、長期・低金利・固定金利型の融資による資金調達が必須条件であり、更なる EPC 価格低減や補助金・助成金による直接的な出費の低減により、本事業の実現可能性はさらに高まることになる。EPC 価格については、現地技術採用によるコストダウンや見積単価の再調査、工程合理化による工期短縮及びそれによるコストダウン等自己の努力による更なるコスト削減が求められている。

また、プロジェクト実施スケジュールに関しては、ワワ No.1 で 4 年、ワワ No.2 で 5 年を計画している。

我が国企業の優位性と裨益効果としてトンネル工法、工程管理技術や各種土木工事に優位性を持ち、発電機器に関しては納期、機器信頼性、保守用部品供給について優位な地位にある。日本企業に対する裨益効果もこの優位点より発生する。

本プロジェクトは地域電力供給状況から見て必須のプロジェクトと考えられその効果も大きいことから、本 F/S で明確になった各種リスクを踏まえ、詳細調査及び詳細設計を経て、実態に合ったコスト縮減策検討を行い更なる経済性向上を図っていく予定である。

第1章 フィリピン国における電力セクターの現状・課題の整理と当該事業の必要性

1-1. フィリピン国社会経済状況

1-1-1. 経済概念

フィリピン国経済は 1946 年の独立以降米国主導の復興期を経て、1965 年に就任したマルコス (Marcos) 大統領によって行われた開放開発政策により、1 人当たり GDP が日本に次いでアジア第 2 位となるなど、先進的な国として成長路線を歩んでいた。しかし 1972 年頃から独裁色が強まったマルコス政権及びその失脚後続いた内政不安により低迷の時代が続き、1 人当たり GDP も 1970 年代に韓国と台湾に抜かれ、その次の 10 年でマレーシアとタイに、そして 1990 年代後半と 2000 年代前半には中国とインドネシアにも追い越され、周辺国の高度成長に置いていかれる形となった。ただ、1997 年にアジア通貨危機が発生した際には、そのあおりを受けてペソ暴落に見舞われたものの、経済がバブル状態ではなかったため、財政破綻したタイや、国家崩壊の危機に陥ったインドネシアと韓国などに比べると回復は早く、IMF の管理下になることも免れた。その後政治・社会情勢が好転するにつれて経済も安定的に向上し、リーマンショックが発生した 2009 年も 1.1% とプラス成長を維持した。

また、マルコス政権時代から「余剰労働力の輸出」として進められてきた海外への出稼ぎは、フィリピン国経済を支える重要な要素となっており、今では海外就労者 (Overseas Filipino Workers) は人口の 1 割強を占め、その送金総額も 2011 年に 200 億ドルを超え、2012 年は 6.3% 増の 214 億ドル、2013 年は更に 7.5% 増の 230 億ドルと、毎年堅調に増加し過去最高を更新し続けている。この出稼ぎ送金は、フィリピン国の GDP の 7 割を占める民間消費を下支えするとともに、貿易収支の赤字を相殺し 11 年連続で経常収支の黒字化にも貢献している。

表 1-1 主要経済指標の推移

	単位	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年
GDP総額	百万ドル	168,485	199,591	224,143	250,240	272,067
GDP成長率	%	1.1	7.6	3.7	6.8	7.2
一人当たりGDP	ドル	1,851	2,155	2,379	2,612	2,790
インフレ率	%	4.2	3.8	4.7	3.2	2.9
完全失業率 (都市部)	%	7.5	7.4	7.0	7.0	7.1
外貨準備高	百万ドル	38,783	55,363	67,290	73,478	75,689
為替レート (期末)	ペソ/ドル	46.36	43.89	43.928	41.19	44.41
対外債務残高	百万ドル	54,856	60,048	60,442	60,337	58,506
対外債務対GDP比	%	32.6	30.1	27.0	24.1	21.5

出典：IMF World Economic Outlook Database October 2014 および日本貿易振興機構 (JETRO) のデータを基に調査団作成

2010 年 6 月よりベニグノ・アキノ 3 世 (Benigno Aquino III) が大統領に就任し (任期は 2016 年 6 月まで)、経済成長率は 2011 年 3.7%、2012 年 6.8%、2013 年 7.2% と他の東南アジア諸国

連合（Association of South East Asian Nations、以下「ASEAN」）と比較しても高い伸びを記録している。インフレ率は、2008年に世界的な原油・食料価格の影響を受け、通年で9.3%と高い水準となり、国民生活にも大きな影響を与えたが、その後は落ち着きをみせ2011年は4.7%、2012年は3.2%、2013年は2.9%とフィリピン国政府が目標に掲げる3-5%の範囲内に収まっている。基礎的経済指標はいずれも良好な経済状態を反映した数値を示し（表1-1）、堅実な財政運営、豊富な外貨準備等によりマクロ経済面では東南アジアの中でも安定した国の一つとなっている。

アキノ政権の重要課題の柱となっているのが、汚職撲滅、雇用創出、所得格差是正、財政健全化及びインフラ整備であるが、その改革路線は国際金融界からも概して高い評価を得ており、世界3大格付け機関であるムーディーズ、スタンダード・アンド・プアーズ、フィッチは相次いでフィリピン国政府に対する格付けを投資適格級以上に引き上げている。引き上げの理由としては、緩やかな物価上昇率、対外債務依存度の低下、財政の改善、中央銀行の適切な金融政策などが機能し成長を押し上げている点などが挙げられている。また、フィリピン国が高成長を続ける背景として、力強い内需と、増加する海外就労者からの送金によって経常黒字が維持されていることも大きな要因と説明している。

証券市場も活況を維持し、フィリピン国の主要株価指数であるフィリピン国総合株価指数（PSEi）は、2013年5月15日に過去最高値の7392ポイントを付け、2010年の底値から比較して、過去5年で3倍以上に上昇した（図1-1）。



図 1-1 フィリピン国総合株価指数 (PSEi) 過去 5 年間の推移

出典：SBI 証券

1-1-2. 産業構造

フィリピン国の産業構造を見ると、サービス業が GDP に占める割合が 57%と最も大きく、次いで鉱工業が 32%、農林水産業が 11%となっている。サービス業への依存度が高い構造は長年変わっていないが、その割合は年々増加しており、その分鉱工業、農林水産業ともに微減している。特に、英語を公用語とし、比較的高い教育を受けた若年労働力が豊富なフィリピン国では、英語圏向けのコールセンターやビジネス・プロセス・アウトソーシング（BPO）産業が大きく成長しており、海外就労者の本国送金とともに経済成長の柱に位置付けられている。フィリピン BPO 協会（BPAP）によると、2011年の BPO ビジネスの売上高（推定値）は 110 億ドルに達し、2012年は前

年比 22%増の 134 億ドル、そして 2013 年も同 15.6%増の 155 億ドルを記録した。また、直接雇用者数（推定値）は 2011 年に 64 万人を超え、2012 年は前年比 21.8%増の 78 万人、2013 年には同 15.4%増の 90 万人となった。アキノ大統領も 2012 年 7 月の施政方針演説で、「2016 年までには 250 億ドル産業に成長し、130 万人の雇用を生むと予測されている」と述べ、BPO 産業が経済成長に大きく寄与する重要産業との認識を示している。

2013 年の部門別成長率を見ると、大部門ではサービス業が 10.7%で最も高く、次いで鉱工業が 8.9%、そして農林水産業が 3.7%と、やはりサービス業が全体に占める割合が増加する傾向にあると言える。また、小部門で伸びが最も高かったのは、株式市場の上下も大きかった金融業で 15.9%、次いで建設業の 14.2%と住宅・不動産の 12.4%で、逆に鉱業は 2 年連続のマイナスとなった（表 1-2）。

表 1-2 GDP 産業別構成の推移（単位：十億ペソ）

産業部門	2009年(前年比)		2010年(前年比)		2011年(前年比)		2012年(前年比)		2013年(前年比)	
	金額	成長率	金額	成長率	金額	成長率	金額	成長率	金額	成長率
農林水産業	1,050	2.7%	1,109	5.6%	1,235	11.4%	1,251	1.3%	1,297	3.7%
鉱工業	2,545	0.3%	2,932	15.2%	3,042	3.7%	3,300	8.5%	3,594	8.9%
鉱業	106	11.5%	129	21.0%	143	11.1%	121	-15.1%	115	-4.9%
製造業	1,706	-3.1%	1,931	13.1%	2,048	6.1%	2,171	6.0%	2,355	8.5%
建設業	460	9.8%	551	19.7%	521	-5.5%	633	21.5%	723	14.2%
電気・ガス・水道	272	3.5%	322	18.3%	330	2.7%	375	13.4%	400	6.9%
サービス業	4,431	6.5%	4,962	12.0%	5,429	9.4%	6,017	10.8%	6,658	10.7%
輸送・倉庫・通信	561	2.2%	586	4.5%	627	7.0%	685	9.2%	730	6.5%
商業	1,360	3.3%	1,564	15.0%	1,696	8.4%	1,871	10.3%	2,052	9.7%
金融業	545	8.9%	622	14.3%	684	9.9%	764	11.6%	885	15.9%
住宅・不動産	884	8.3%	979	10.7%	1,105	12.9%	1,221	10.5%	1,373	12.4%
公共サービス・国防	324	13.2%	372	15.0%	404	8.6%	458	13.2%	491	7.4%
その他民間サービス	758	9.5%	839	10.6%	913	8.8%	1,019	11.7%	1,126	10.5%
総計	8,026	4.0%	9,003	12.2%	9,706	7.8%	10,567	8.9%	11,548	9.3%

出典：日本貿易振興機構（JETRO）のデータを基に調査団作成

1-1-3. 貿易

フィリピン国の貿易額は 1990 年から比較すると輸出が約 6 倍、輸入が約 5 倍に拡大している。1999 年と 2000 年を除けば貿易収支は赤字が続いており、2011 年は 1990 年以来最大となる約 120 億ドルの輸入超過であった（表 1-3）。

貿易構造は、電子機器などの半完成品を輸入し、それを加工して輸出するという中間貿易が主流であるため、主要輸入品目は原材料及び中間財で輸入総額のおよそ 40%を占め、完成品の電子製品が輸出総額の半分弱を占めている（2011 年現在）。

2013 年の主要取引国として、国別輸出総額は日本、米国、中国、香港、シンガポールの順に大きく、国別輸入総額は中国、米国、日本、台湾、韓国の順番となっている。日本は輸出・輸入を合わせた貿易総額で長い間 1 位を占めていたが、近年は日本への輸出は増えているものの、日本

からの輸入は横ばいもしくは減少傾向となっている。一方、中国は輸出・輸入ともに大きく増加しており、輸出額は2009年比較で2.7倍、輸入額も2.1倍と、貿易額の伸びが顕著である。

表 1-3 貿易収支（単位：百万ドル）

	2009年		2010年		2011年		2012年		2013年	
輸出総額	38,335		51,498		48,305		52,100		56,698	
輸入総額	43,008		54,933		60,496		62,129		62,411	
貿易収支	-4,673		-3,435		-12,191		-10,029		-5,713	
外貨準備高	38,783		55,363		67,290		73,478		75,689	
主要取引国	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入	輸出	輸入
日本	6,208	5,363	7,841	6,744	8,886	6,516	9,881	6,470	12,048	5,224
米国	6,789	5,113	7,559	5,887	7,102	6,536	7,417	7,124	8,324	7,020
中国	2,934	3,807	5,724	4,628	6,237	6,085	6,169	6,680	7,025	8,072
シンガポール	2,477	3,724	7,319	5,187	4,279	4,899	4,867	4,405	4,142	4,236
韓国	1,828	3,005	2,243	3,833	2,237	4,420	2,882	4,526	3,400	4,822
台湾	1,325	3,014	1,752	3,676	1,993	4,209	1,943	4,855	1,983	4,883
香港	3,213	1,457	4,336	1,470	3,701	1,510	4,776	1,466	4,541	1,298

出典：フィリピン国家統計局（NSO）及び日本貿易振興機構（JETRO）のデータを基に調査団作成

1-1-4. 財政

フィリピン国政府は長年財政赤字が続いており、前アロヨ（Arroyo）大統領が就任した2001年には公的債務の負担が大きく、利払いだけで歳入の3分の1を占めていた。2004年に再選されたアロヨ大統領は財政危機宣言を行い、付加価値税（VAT）の税率を10%から12%に引き上げ、その他にも酒・タバコ税の引き上げ、徴税インセンティブ法など、数々の財政再建策を可決させた。歳出の削減も行われ、努力の結果、財政赤字は徐々に減少し、2008年には13億ペソの黒字まで大きく改善された。その後2009年の世界金融危機によって歳出を増加させたことで再び大幅な赤字となり、2年連続で2,000億ペソを超える歳出超過となったが（図 1-2）、財政健全化の姿勢は、汚職撲滅や不正払拭を強く主張するアキノ政権でも引き継がれ、2013年の財政赤字は154億ペソまで大幅に縮小された。ただ、その取り組みと成果が評価される一方で、公共事業の停滞など、国内経済に対するマイナスの影響を懸念する声も上がっている。

財政赤字の縮小を背景に、公的債務対GDP比も年々下がり、2004年の66%から2013年には39%に減少している（図 1-3）。また、2001年に採択された電力産業改革法（EPIRA）によって、国営電力公社（NPC）の民営化が進められたことも公的債務の削減に貢献した。EPIRAによってNPC保有の発電所は民間に売却され、卸電力事業者（IPP）との間の電力引取契約（PPA）で規定されていたNPCの電力購入・販売の権利も民間に売却された。



図 1-2 フィリピン国政府財政収支の推移（単位：十億ペソ）

出典：IMF World Economic Outlook Database のデータを基に調査団作成
 ※2013 年まで確定値、2014 年は IMF による 2014 年 10 月時点の推計値



図 1-3 フィリピン国政府総債務残高および対 GDP 比（単位：十億ペソ）

出典：IMF World Economic Outlook Database のデータを基に調査団作成
 ※2013 年まで確定値、2014 年は IMF による 2014 年 10 月時点の推計値

1-1-5. 対内直接投資

2013 年のフィリピン国政府による外国からの対内直接投資認可額は 2,740 億ペソであり、過去最高額を記録した 2012 年とほぼ横ばいであった。また、長期で見るとペソは対ドルで強くなっている（図 1-4）。フィリピン中央銀行（BSP）発表の年間平均為替レート（ペソ/ドル）でドル建て換算した 2013 年の対内直接投資認可額は 64.5 億ドルであった。

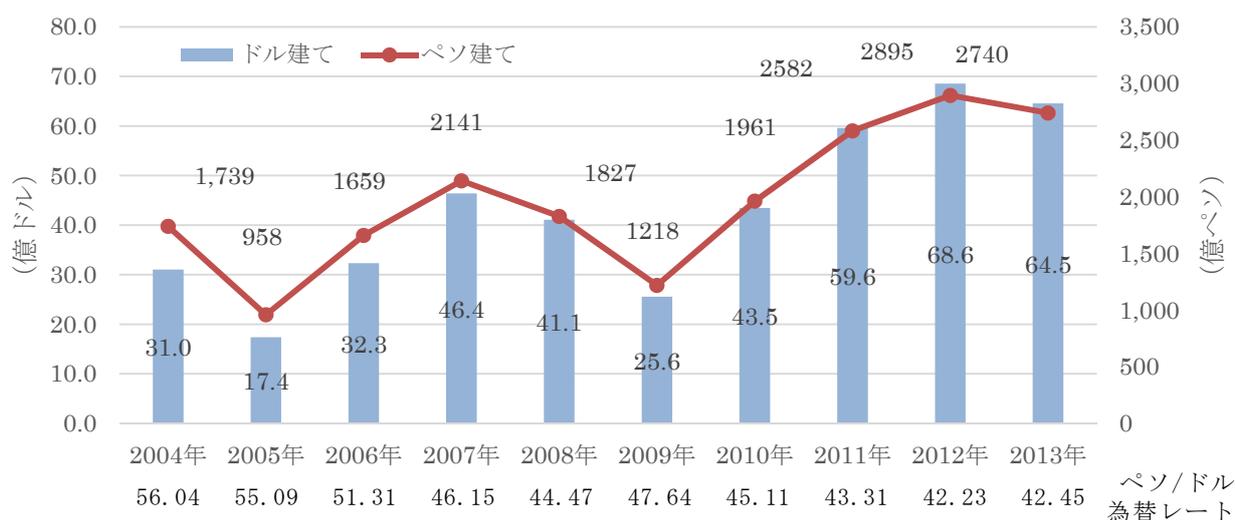


図 1-4 対フィリピン国外国直接投資認可総額の推移

出典：国家統計調整委員会（NSCB）及びフィリピン中央銀行（BSP）のデータを基に調査団作成
 ※ペソ建てデータを基に BSP 発表の年間平均為替レートでドル換算して作成

図 1-4 の通り、フィリピン国の対内直接投資受入額は世界金融危機の影響で減少した 2009 年以降、順調に拡大していると言えるが、図 1-5 で分かるように、近隣の東南アジア諸国と比較すると未だ低い水準である。近年、顕著に拡大しているのはインドネシアで、2013 年に受け入れた対内直接投資総額は 10 年前のおよそ 9.7 倍に増加している。また、過去 10 年の対内直接投資流入累計額をみると、フィリピン国が 215 億ドルだったのに対し、インドネシアは 1,068 億ドル、タイは 846 億ドル、マレーシア 756 億ドル、ベトナム 629 億ドルと、それぞれフィリピン国の 5.0 倍、3.9 倍、3.5 倍、2.9 倍となっている。アジア開発銀行や世界銀行の分析によれば、フィリピン国への対内直接投資がなかなか進まなかった理由としては、高速道路網の未整備や高い電気料金のほか、不明確な事業規制、煩雑な税還付制度、複雑な投資誘致制度など、不合理な法規制も要因として挙げられている。

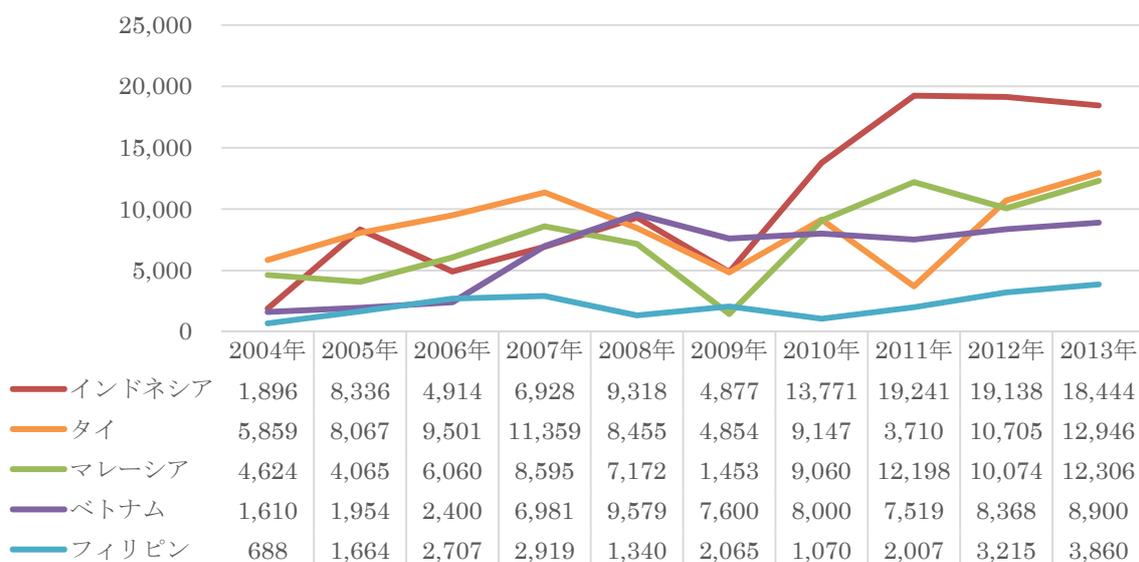


図 1-5 ASEAN 主要各国の外国直接投資実際流入額の推移（単位：百万ドル）

出典：国連貿易開発会議（UNCTAD）のデータを基に調査団作成

投資国別にみると、過去5年の対内直接投資認可累計額1兆1,370億ペソのうち、日本は3,202億ペソで28.2%を占め、フィリピン国にとって最大の投資国となっている。第2位はオランダで1,965億ペソ（17.3%）、次いで米国が1,917億ペソ（16.9%）で第3位であった。

表 1-4 主要3国対フィリピン国直接投資認可額の推移（単位：十億ペソ）

	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	5年累計額	割合
日本	70.7	58.4	77.3	69.0	44.8	320.2	28.2%
オランダ	2.1	36.8	28.4	104.3	24.9	196.5	17.3%
米国	12.9	13.1	70.4	40.0	55.3	191.7	16.9%
合計額 その他含む	121.9	196.0	256.0	289.1	274.0	1,137.0	

出典：国家統計調整委員会（NSCB）及び日本貿易振興機構（JETRO）のデータを基に調査団作成

一方業種別では、ここ数年で対内直接投資流入先が大きく変化していることがうかがえる（図1-）。2010年では全体の83.1%を占めていた製造業が徐々に縮小する一方で、2011年には不動産業が、2012年と2013年には輸送業が大きく躍進した。また、エネルギー事業が注目を集める中、2013年には電気・ガス事業への対内直接投資も飛躍的に拡大し、製造業一辺倒だった投資分野が多様化してきていると言える。

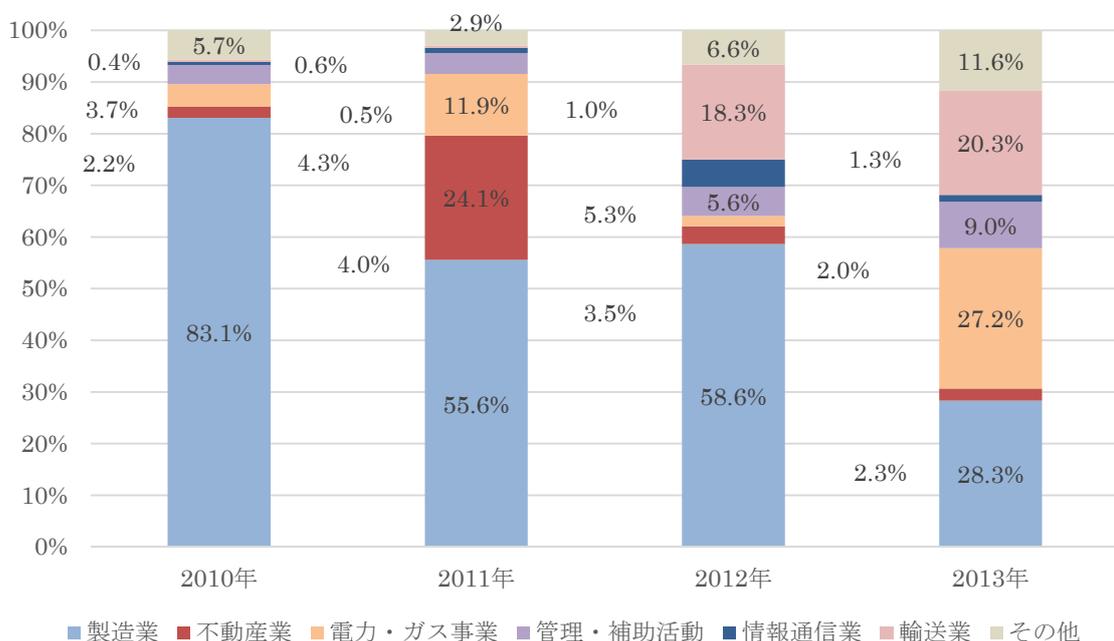


図 1-6 業種別外国直接投資認可額の推移

出典：国家統計調整委員会（NSCB）のデータを基に調査団作成

1-1-6. 人口

フィリピン国の人口は2010年時点の国勢調査で約9234万人であったが、2013年の国家統計調整委員会調べでは約9,820万人、そして2014年7月にフィリピン国政府の人口委員会が発表した推計では、ついに1億人を突破したという。メキシコ（Mexico）に次いで世界第12位の人口大国

であり、ASEAN では人口約 2 億 5 千万人のインドネシアに次いで第 2 位。さらに国連の推計によると、フィリピン国の人口は 2028 年に 1 億 2300 万人に達して日本を追い抜き、2091 年まで増え続けると予測されている。

平均寿命は 68.55 歳と世界的にみても第 123 位で低いが、出生率は 3.08 人で、人口構成は若い世代ほど人口の多いきれいなピラミッド型となっている（図 1-7）。また、平均年齢も 23 歳と、ベトナムなど周辺国に比べて圧倒的に若く、生産年齢人口が多く最も経済成長がしやすいと言われる「人口ボーナス」期が当面続くとして経済成長が期待される。

このような人口の約半数(49%)は都市部に集中しており、更に 1 日 2.5 ドル未満で生活する貧困層の割合は 23%と依然として高い状況である（2011 年版「世界人口白書」）。労働者人口が 4,000 万人を突破する中、失業率は 7%前後で推移している。安定した経済成長を背景に近年は失業率の低下傾向が見られるが、一方で追加就業や転職を希望している不完全就業者比率は 20%弱で高止まりしており、雇用機会の創出はまだまだ国家的課題である。

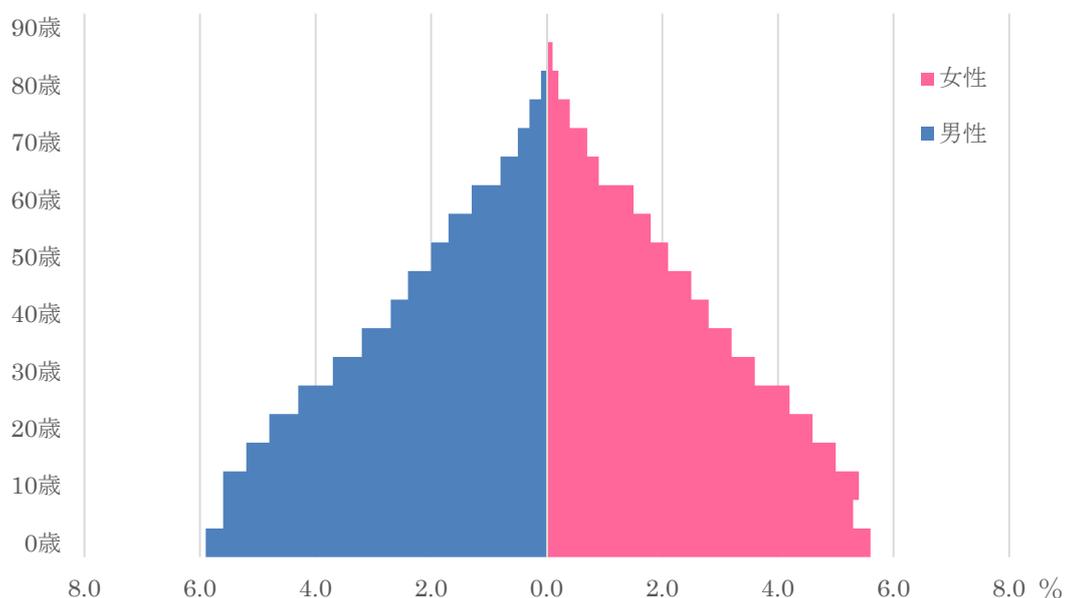


図 1-7 フィリピン国の人口ピラミッド（2015 年推計値）

出典：国連 World Population Prospects The 2012 Revision のデータを基に調査団作成

1-2. 本事業対象地域の社会経済状況

1-2-1. 人口・経済概観

国土面積約 30 万平方キロメートルを持つフィリピン国は、マニラ首都圏を含むルソン (Luzon)、ビサヤ (Visayas、中心都市セブ)、ミンダナオ (Mindanao、中心都市ダバオ) の 3 つの地方に大きく分けられており、17 ある行政管区の下に地方自治機構として日本の県にあたる州 (Province) が 80 ある。その下に州を構成する市 (City) または町 (Municipality) があり、更にその下にバラガイ (Barangay) と呼ばれる最小自治単位がある。本事業対象地域のワワ (Wawa) 川は、ミンダナオ地方ミンダナオ島北東部のカラガ地域南アグサン州シバガット (Sibagat) 市に位置している（図 1-8）。

政治・経済の中心であるマニラ首都圏は、人口約 1,253 万人で全人口のおよそ 13%を占め、GDP 寄与率と成長率はそれぞれ 36.3%、9.1%である（表 1-5）。一方ミンダナオ地方には、全フィリピン国のおよそ 5 分の 1 の人口が生活しているにもかかわらず、その GDP 寄与率は 14.3%にとど

まる。カラガ地域も人口約 255 万人で全人口の 5%を占めるのに GDP 寄与率は 1.2%しかない。この地域格差は一人当たり GDP でも顕著に表れ、マニラ首都圏が 19 万 6 千ペソであるのに対し、ミンダナオ地方は 4 万 1 千ペソ、カラガ地域は 3 万 3 千ペソと、およそ 5 分の 1 と 6 分の 1 程度である。また、全国平均が 6 万 9 千ペソなので、本事業対象地域の経済が全国の中でも遅れていることが分かる。しかし GDP 成長率で見れば、カラガ地域の 7.8%は全国平均を上回っており、ミンダナオ地方の中でも特に高いことから、今後の開発および成長が期待できる地域であると言える。

なお、南アグサン州の人口は約 65 万 6 千人（2010 年国勢調査）で、うち、シバガット市の人口は約 3 万人（2010 年国勢調査）である。



図 1-8 調査対象地域位置図（概要）

出典：調査団作成

表 1-5 地域別人口および GDP の比較

2013年	人口(千人)	人口構成比	DGP(百万ペソ)	GDP寄与率	一人あたりGDP	GDP成長率
フィリピン全国	98,197	100%	6,765,459	100%	68,897	7.2%
ルソン地方	55,916	57%	4,946,316	73.1%	88,460	7.6%
うちマニラ首都圏	12,539	13%	2,455,306	36.3%	195,806	9.1%
ビサヤ地方	18,909	19%	850,371	12.6%	44,972	6.0%
ミンダナオ地方	23,372	24%	968,771	14.3%	41,450	6.3%
うちカラガ地域	2,551	5%	83,550	1.2%	32,752	7.8%

出典：国家統計調整委員会（NSCB）のデータを基に調査団作成

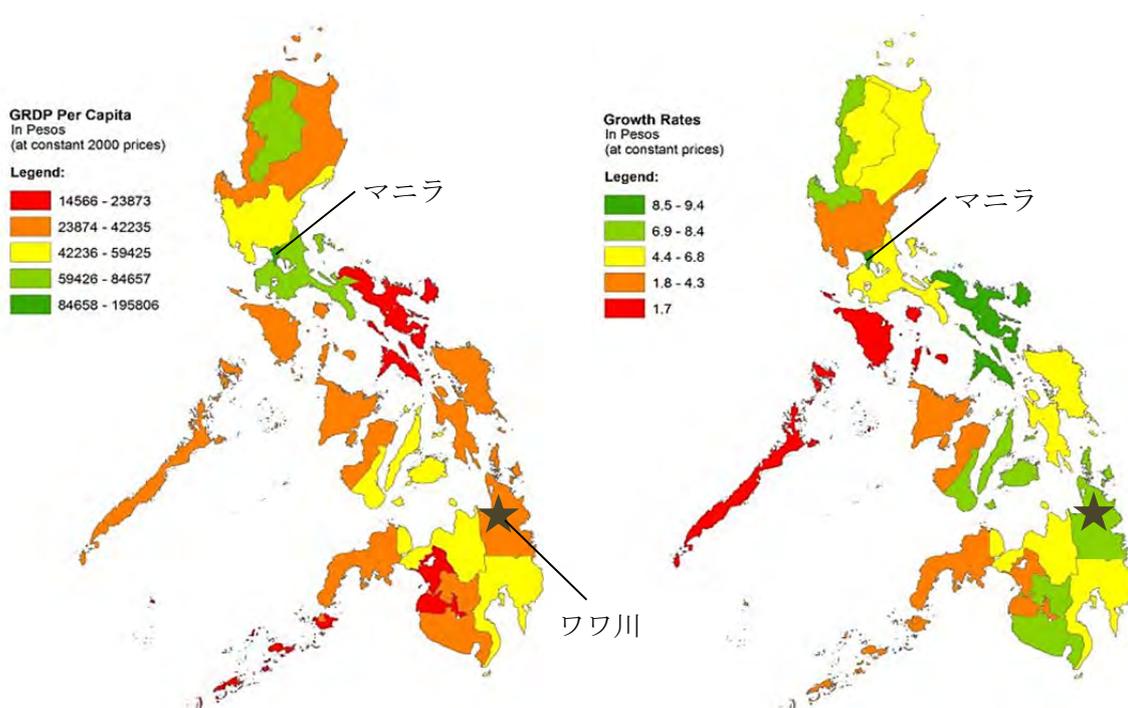


図 1-9 地域別一人当たり GDP（単位：ペソ）と GDP 成長率（単位：％）の比較

出典：国家統計調整委員会（NSCB）2013 年資料より引用

1-2-2. 産業

南アグサン州の主な産業は、農業、鉱業、林業がであり、米、とうもろこし、バナナ、油やし等が主要な農作物となっている（表 1-6）。

表 1-6 南アグサン州の農業生産高（単位：トン）

農産物	生産高			
	2005年	2006年	2007年	2008年
米	222,720	202,018	236,321	260,568
とうもろこし	56,439	70,079	76,810	76,207
バナナ	19,298	25,087	28,418	32,702
ラバー	8,228	10,931	11,378	15,406
根菜	9,312	4,397	4,630	7,859
野菜（葉、根、果実）	1,366	945	530	4,427
ドリアン	861	504	500	1,984
柑橘類	2,284	1,064	717	1,753
ランブータン	564	111	183	1,151
コーヒー	4,625	1,670	975	826
豆種	108	161	109	289
マンゴー	90	147	105	244
ランソネス	221	49	204	148
カカオ	24	184	36	53
マンゴスチン	2	2	8	4

出典：南アグサン州農業局データを基に調査団作成

1-2-3. インフラ整備状況

南アグサン州は内陸部に属するため、陸上輸送がメインとなる。州央を日比友好道路（国道 26 号、スリガオ（Surigao）ーダバオ（Davao）線）が貫いており、州庁舎から最寄りの飛行場であるバンカシ（Bancasi）空港（ブトゥアン（Butuan）市）まで約 80km、車で約 1 時間の距離にある。隣接する北アグサン州にはナシピット（Nasipit）港があり、マニラ（Manila）やセブ（Cebu）行きの定期船が発着している。

1-2-4. 地理・気候

南アグサン州の面積はおよそ 9 千平方キロメートルでミンダナオ島内最大となり、フィリピン国全体でみても 4 番目の広さを誇る。シバガット市は南アグサン州の最北部ベイユーガン（Bayugan）群に属し、面積は約 500 平方キロメートルである。土地利用は森林が 75.9%と 4 分の 3 を占め、うち植林区域が 48.7%、森林保護区域が 27.2%である。シバガット市では 9 割超が森林であり、3 割強が保護区域となる。森林資源は大半が植林で、鉱産物としては金、砂利の生産が盛んである。

地理的特性として、東西ともに山岳地が連なっており中央部が溪谷を成している。ミンダナオ島で最も長いアグサン川が中央を貫いており、南部には湖と湿地帯が広がっている。

南アグサン州の気候特性は、一年を通じて乾季がなく、10 月から 1 月は特に雨が多い。雨量特性によって分類される 4 タイプのうち、乾期がなく、明確な雨期が 12 月から 2 月まで続き、最小降雨量時期が 3 月から 5 月に発生する「タイプ 2」に分類される。年間降水量は 3,470mm でフィリピン平均（2,081mm）の 1.5 倍と豊富な雨量がある（図 1-10）。また、土壌特性は一部強い酸性土があるが大半は粘土層であり、農作物の収穫に適した富栄養土が存在する。

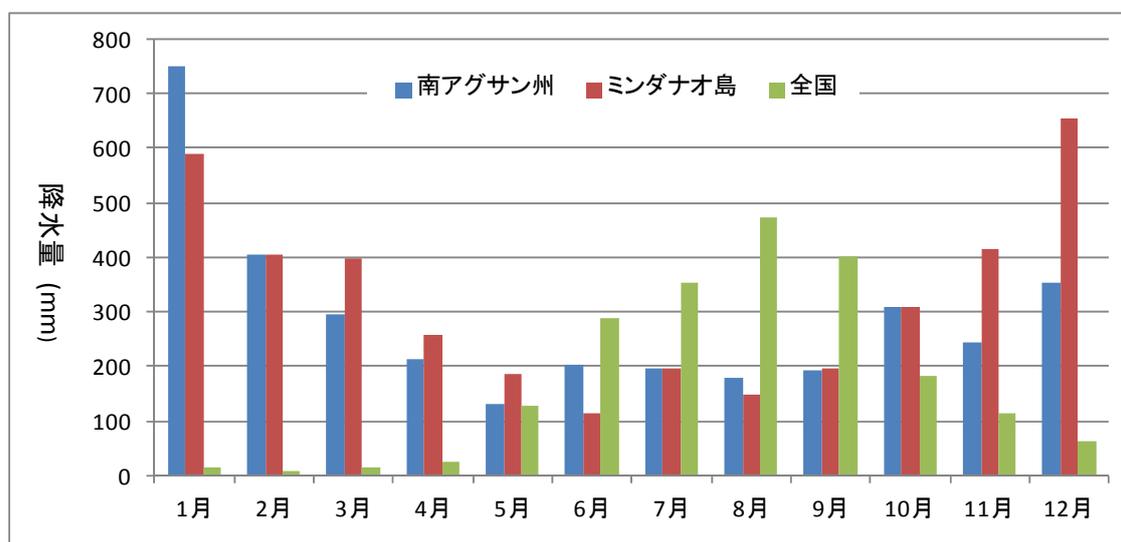


図 1-10 月別降雨量

出典：地域農業事務所の情報システム（SIOPA0）データを基に調査団作成

1-2-5. 自治区（バランガイ）

南アグサン州全体で 318 のバランガイが存在する中、シバガット市には 24 のバランガイが属している。うちワワ川流域にパディアイ（Padiay）、ペレス（Perez）、コラムブガン（Kolambugan）の 3 箇所が存在する。各バランガイとも世帯数は 380 程度で、人口は 1,000 人前後の規模である。

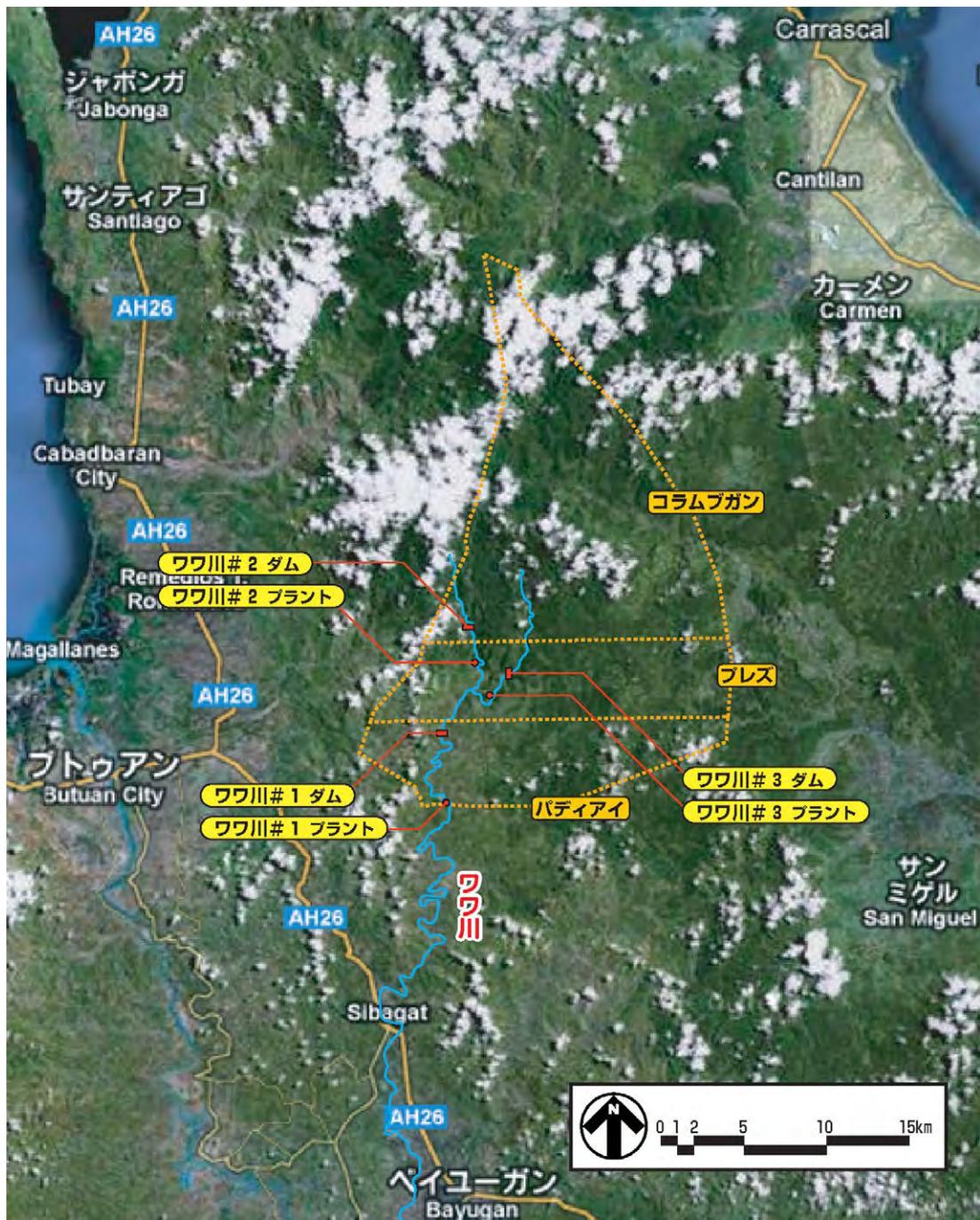


図 1-11 調査対象地域位置図（詳細）

出典：Global Administrative Areas 公開の地理情報システム（Geographic Information System、以下「GIS」）データを基に調査団作成

1-3. フィリピン国における日本企業

1990年代から多くの日本企業がフィリピン国へ進出し、その数は2010年に1,000社を超え、2011年10月時点では1,171社に達している（表1-7）。その後も安定した内政、好調な経済成長を背景にますます注目され、さらに増加の傾向を示している。

地域別でみると、ルソン地方に立地する企業が1,003社で全体の86%に上り、その中でもマニラ首都圏への進出企業は577社で全体のおよそ半数近くを占めている（表1-8）。また、ルソン地方に進出する日系企業を産業別、業種別に見ると、全数のほぼ半数ずつを第2次産業と第3次産業が占め、第1次産業に携わる日系企業数は1.1%にとどまる（表1-9）。

表 1-7 企業形態別フィリピン国進出日系企業数（単位：社、2011年10月）

企業形態	フィリピン全体	ルソン地方	ビサヤ地方	ミンダナオ地方
本邦企業	101	96	5	0
支店	39	38	1	0
駐在員事務所、出張所	62	58	4	0
現地法人化した日系企業	1,070	907	145	18
本邦企業100%出資の企業	604	502	93	9
合併企業	283	246	29	8
日本人が現地で興した会社	183	159	23	1
合計	1,171	1,003	150	18

出典：在フィリピン日本国大使館調査データより国際協力銀行作成資料を引用

表 1-8 地域別フィリピン進出日系企業数（2011年10月）

地方	州	進出企業数（社）	割合（％）
ルソン地方	マニラ首都圏	577	46.9%
	ラグナ州	199	16.2%
	カビテ州	150	12.2%
	バタンガス州	53	4.3%
	ザンバレス州	31	2.5%
	パンパンガ州	22	1.8%
	その他	29	2.4%
	小計	1061	86.3%
ビサヤ地方	セブ州	149	12.1%
	アクラン州	1	0.1%
	レイテ州	1	0.1%
	小計	151	12.3%
ミンダナオ地方	南ダバオ州	11	0.9%
	東ミサミス州	3	0.2%
	北スリガオ州	2	0.2%
	南コタバト州	1	0.1%
	北アグサン州	1	0.1%
	小計	18	1.5%
合計		1,230	100%

出典：在フィリピン日本国大使館調査データより国際協力銀行作成資料を引用

※複数事務所をカウントしている企業があるため、表 1-7 の合計数と異なる

表 1-9 ルソン地方業種別日系企業数 (2011 年 10 月)

産業	業種	進出企業数 (社)	割合 (%)
第一次産業	農業	11	1.1%
	林業	0	0%
	漁業	0	0%
	小計	11	1.1%
第二次産業	鉱業	2	0.2%
	建設業	66	6.6%
	製造業	411	41.0%
	小計	479	47.8%
第三次産業	電気・ガス・熱供給・水道業	7	0.7%
	情報通信業	45	4.5%
	運輸業	60	6.0%
	卸売・小売業	119	11.9%
	金融・保険業	21	2.1%
	不動産業	9	0.9%
	飲食店・宿泊業	30	3.0%
	医療・福祉業	8	1.6%
	教育・学習支援業	16	1.6%
	複合サービス業	30	3.0%
	その他サービス業	138	13.8%
	公務	1	0.1%
	小計	484	49.1%
その他		29	2.9%
合計		1003	100%

出典：在フィリピン日本国大使館調査データより国際協力銀行作成資料を引用

1-4. フィリピン国のエネルギー事情

1-4-1. 概要

1980年からのフィリピン国エネルギー事情の変遷(表1-10)をみると、およそ30年で国の人口は約2倍となり、発電量も約4倍に増加した。1980年当時、発電の7割を石油に頼っていたが、国内には石油資源がほとんどなく、国外からの輸入に依存しているため、石油に替わるエネルギーへのシフトが進められてきた。エネルギー自給率の向上を目標に、1976年にはルソン島のバターン半島で初の原子力発電所の建設が始まったが、1986年に発足したコラソン・アキノ政権(Corazón Aquino、現ベニグノ・アキノ大統領の母)は、安全性や経済性の問題から、この発電所の運転認可の発給を見送り、以降原子力発電所の建設もない。その後1990年代後半には石炭火力発電の導入が進められ、2000年代に入ると、海底ガス田のマランパヤ・ガス田の開発でガス火力発電事業が立ち上がり、発電分野の燃料転換が進んだ。現在は石炭が全体の37%で主なエネルギー供給源となっており、次いで天然ガスが30%、再生可能エネルギーが29%(うち水力は14%)で、石油は一桁台の5%へと大きく減少している。なお2011年のエネルギー自給率は59.1%で、現在もエネルギー純輸入国である。

表 1-10 フィリピン国エネルギー事情の変遷

	1980年	1990年	2000年	2005年	2010年	2011年
人口（単位：百万人）	48.32	61.50	76.79	85.26	92.60	94.20
発電量（単位：ktoe）	1,549	2,264	3,895	4,865	5,826	5,949
供給源別構成比						
石油	68%	47%	20%	11%	10%	5%
石炭	1%	7%	37%	27%	34%	37%
天然ガス	0%	0%	0%	30%	29%	30%
原子力	0%	0%	0%	0%	0%	0%
再生可能エネルギー	32%	45%	43%	33%	27%	29%
そのうち水力	20%	23%	15%	15%	12%	14%

出典：IMF World Economic Outlook Database および IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2013 edition のデータを基に調査団作成

1-4-2. フィリピン国の電気需給状況

経済成長を背景に、フィリピン国の電力消費は年々増加しており、2004年から2013年までの10年の平均年間増加率は3.8%で、用途別にみると、家庭3.0%、商業5.1%、産業3.2%である（図 1-12）。また、エリア別電力消費の同増加率は、ルソン 3.3%、ビサヤ 5.6%、ミンダナオ 3.7%である（図 1-13）。

需要に供給が追いついていないのが現状で、フィリピン国最大の配電会社で主にマニラ首都圏エリアをカバーするメラルコ（MERALCO）でも計画停電が実施されるなど、フィリピン国全土で発電容量の増強、電力供給の安定化が課題となっている。

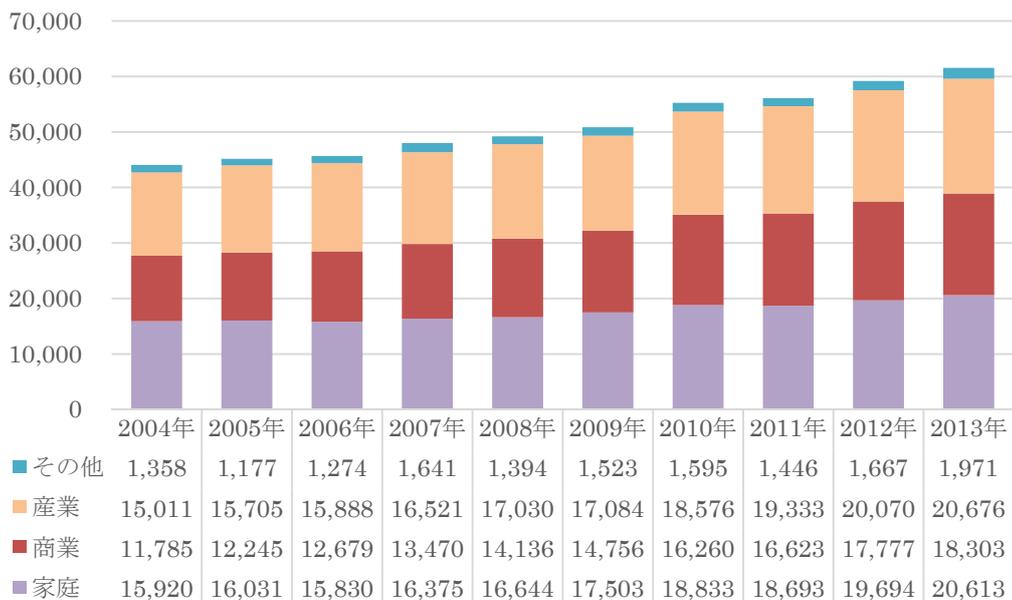


図 1-22 過去 10 年間用途別電気消費量の推移（単位：Gwh）

出典：エネルギー省（DOE）2013 PHILIPPINE POWER STATISTICS のデータを基に調査団作成
 ※自家消費および発電ロス分を含まないため図 1-3 のデータ値と一致しない

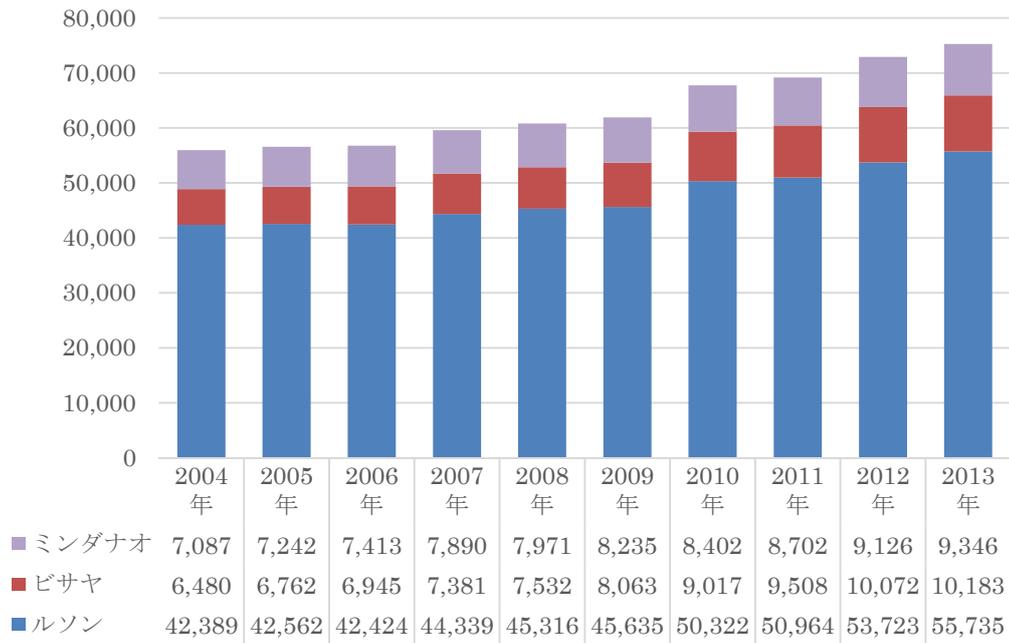


図 1-33 過去 10 年間エリア別電気消費量の推移（単位：Gwh）

出典：エネルギー省（DOE）2013 PHILIPPINE POWER STATISTICS のデータを基に調査団作成

1-4-3. 電気料金

フィリピン国の電気料金は近隣アジア諸国の中で最も高く（図 1-14）、家庭用、業務用価格はそれぞれ 0.29 ドル/kWh、0.19 ドル/kWh で、日本の電気料金と比較しても 2 割以上高い。一方、日本の平均年収が約 430 万円（国税庁年収調査）であるのに対し、フィリピン国は約 48 万円（国際労働機関調査）と、日本のおよそ 9 分の 1 であることを考えると、その電気料金の異常な高さがうかがえる。

2014 年 1 月 JETRO が調査した時点で、メラルコ（MERALCO）の売電価格は家庭用 13 ペソ/kWh、業務用 8.3 ペソ/kWh であり（図 1-15）、2009 年からの年平均増加率は家庭用で 8.5%、業務用にいたっては 20.7%と、同期間の GDP 成長率年平均 5.3%およびインフレ率年平均 3.8%を大きく上回る。電気料金高騰の背景にはもちろん慢性的な電力不足も関係しているので、電力供給の安定化がより一層重要視される。

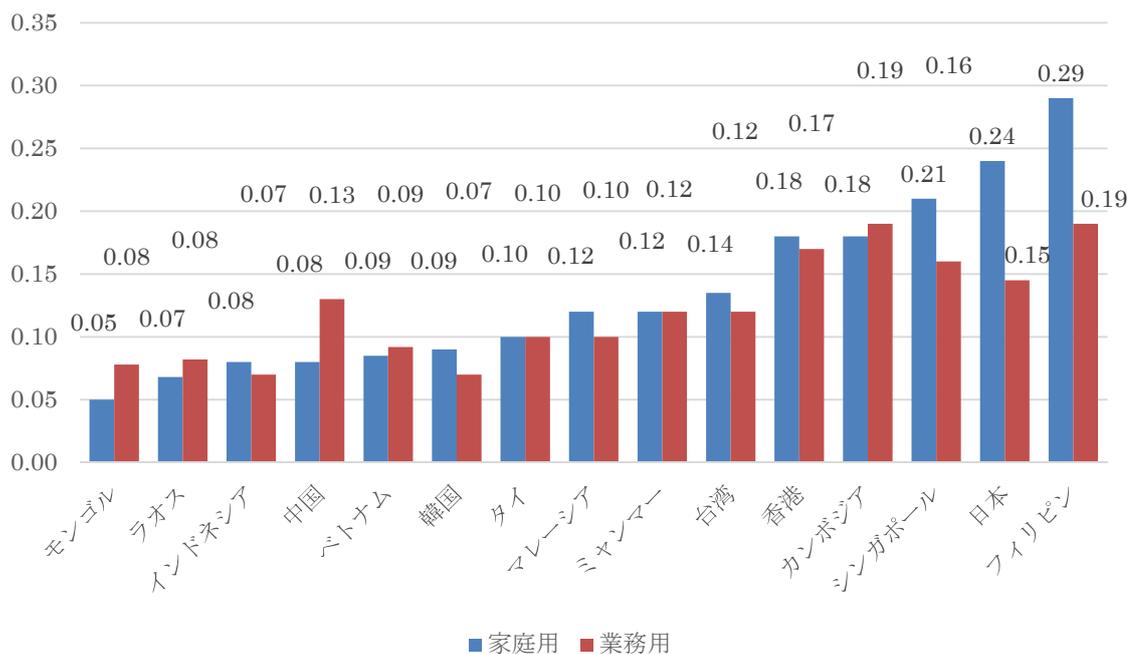


図 1-44 アジア諸国電気料金の比較 (単位: ドル/kWh)
 出典: JETRO 調査データ (2014 年 1 月) を基に調査団作成
 ※業種、季節、時間帯別で価格に幅がある場合は平均値を使用

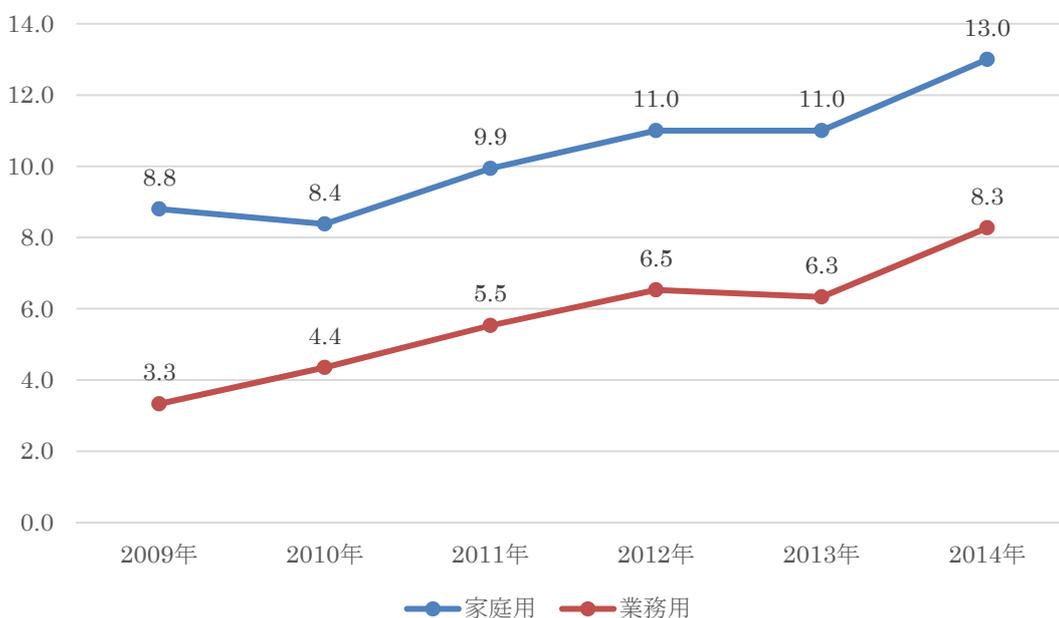


図 1-55 メラルコ (MERALCO) 売電価格の推移 (単位: ペソ/kWh)
 出典: JETRO 調査データを基に調査団作成

1-4-4. 本事業対象地域の電力事情

2013 年の電力ピーク需要は全国で 11,305MW、ルソンは 8,305MW、ビサヤ 1,572MW、ミンダナオ 1,428MW である (図 1-16)。前年からの増加率はそれぞれ 5.1%、5.3%、1.4%、8.1%であり、ミンダナオの電力需要が特に大きく拡大したことが分かる。また 2014 年以降 2030 年までの需要推計をみても、全国の年平均増加率が 4.6%、ルソンが 4.1%、ビサヤ 5.7%であるのに対して、

ミンダナオは 6.1%で一番大きい。また、ミンダナオ島南部の反政府武装勢力モロ・イスラム解放戦線 (MILF) の活動は長年ミンダナオにとって成長の枷となっていたが、2014 年 3 月 27 日にフィリピン国政府と包括和平合意を結んだことで、和平後の資源開発や地域開発の進展、それに伴う民生の安定・向上による電力消費のさらなる増大も予想される。

2014 年 10 月現在、ミンダナオの発電総設備容量は 1,829MW あるが、そのうち発電可能な設備容量は最大で 1,546MW である。エネルギー源別にみると、水力が 776MW で半分を占め、次いでディーゼルが 462MW でおおよそ 3 割を占めている (図 1-17)。主な発電源を水力に頼っているため、発電所の多くが水資源の豊富な島北部に偏っている。その一方で、島全体の需要のおおよそ半分は島南東部のダバオ州 (Davao) 周辺に集中しており、北部で発電した電力を南部へ送る構図となっている。ミンダナオ系統の送電網は主回線と副回線をあわせた総延長が 5,145.64cct-km (Circuit Kilometer) あり、マニラ首都圏をカバーする北ルソン系統に次ぐ国内二番目の長さであり、変電所総容量は 3,317MVA である。しかしミンダナオの電力系統はナショナルグリッドであるルソン-ビサヤ系統から独立しているため、島内の電力需要は島内で供給しなければならない。

時間帯別にミンダナオの電力需給状況を見ると、すべての時間帯で電力不足の日もある中、概して午前 9 時から午後 10 時まで、一日の活動時間のほとんどの時間帯で深刻な供給不足となっている。特に午後 6 時頃には、最大で 600MW の電力不足が発生する日もあり、慢性的に停電が頻発している。ミンダナオ開発局 (Mindanao Development Authority、以下「MinDa」) が行った調査によると、度々発生する停電が当該エリアに与える経済的影響として、2014 年第一四半期だけで約 23 億ペソの損失をもたらしている。このように圧倒的に供給力が不足している状況に対し、アキノ大統領も 2012 年 4 月 13 日に開催された「ミンダナオ島エネルギーサミット」において、これを「エネルギー危機」と指摘し、喫緊の課題として取り組む姿勢を見せた。

また、ブトゥアン市における電力供給の現状について、当市の配電網を敷設・管理する北アグサン州配電組合 (Agusan del Norte Electric Cooperative、以下「ANECO」) の 2014 年の年次報告をみると、年間販売電力量は 271,003,754kWh、ピーク需要は 57,240kW となっている。契約上の供給力としては、NPC27,950kW、IPP 等 30,000kW となっており、計 57,950kW の供給能力がある。しかしながら供給力に対しピーク需要との差は極めて少なく 710kW の余裕をもっているのみである。その結果、年間停電回数 (供給停止) は 38,636 回 (約 105 回/日) を数え、その影響は延べ 958,893 軒に及んでいる。

一方、南アグサン州を管理する南アグサン州配電組合 (Agusan del Sur Electric Cooperative、以下「ASELCO」) については、2015 年の年次報告によると、年間販売電力量は 113,749,926kWh、ピーク需要は 27,324kW であった。契約上の供給力としては、NPC6,892kW、IPP 等 15,000kW、国家送電公社 (TRANSCO) 14,344kW、計 36,236kW の供給能力となっており、ANECO と比べると比較的供給能力に余裕がある。しかしそれでも年間停電回数は 155 回を数え、影響顧客数は 831,002 軒にのぼる。以上より、対象地域は供給余力及び停電回数から見ても電力供給は未だ十分とは言えない水準にあると言える。

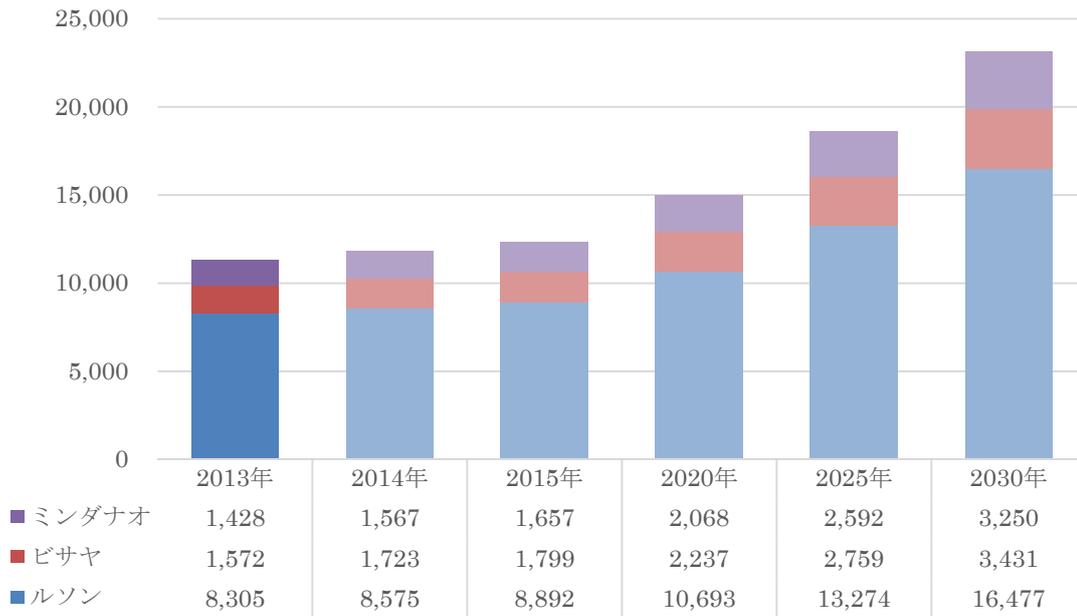


図 1-66 エリア別電力ピーク需要予測（単位：MW）

出典：エネルギー省（DOE）2013 Supply-Demand Outlook のデータを基に調査団作成

※2013 年は確定値、2014 年以降 DOE による推計値

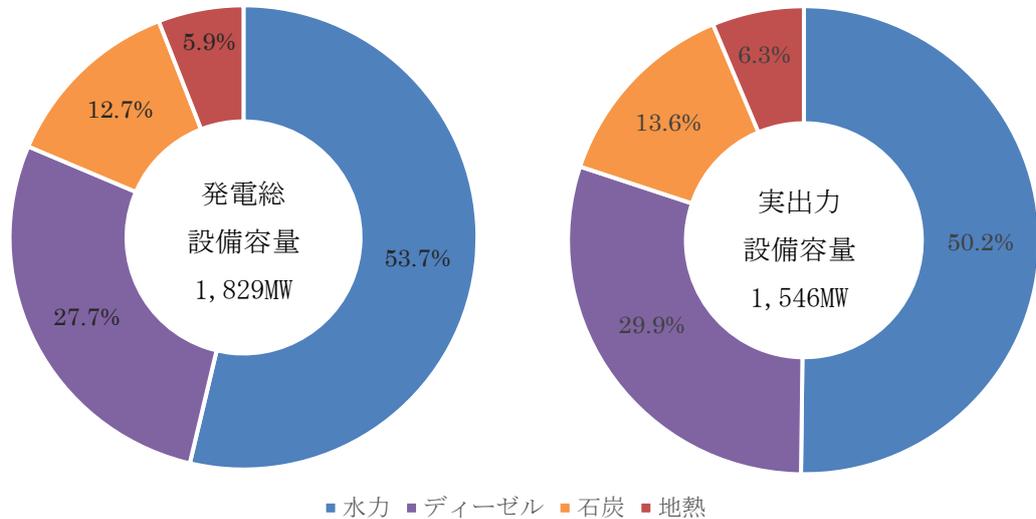


図 1-77 ミンダナオエリア発電設備エネルギー源構成

出典：エネルギー省（DOE）資料（2013 年 10 月）を基に調査団作成

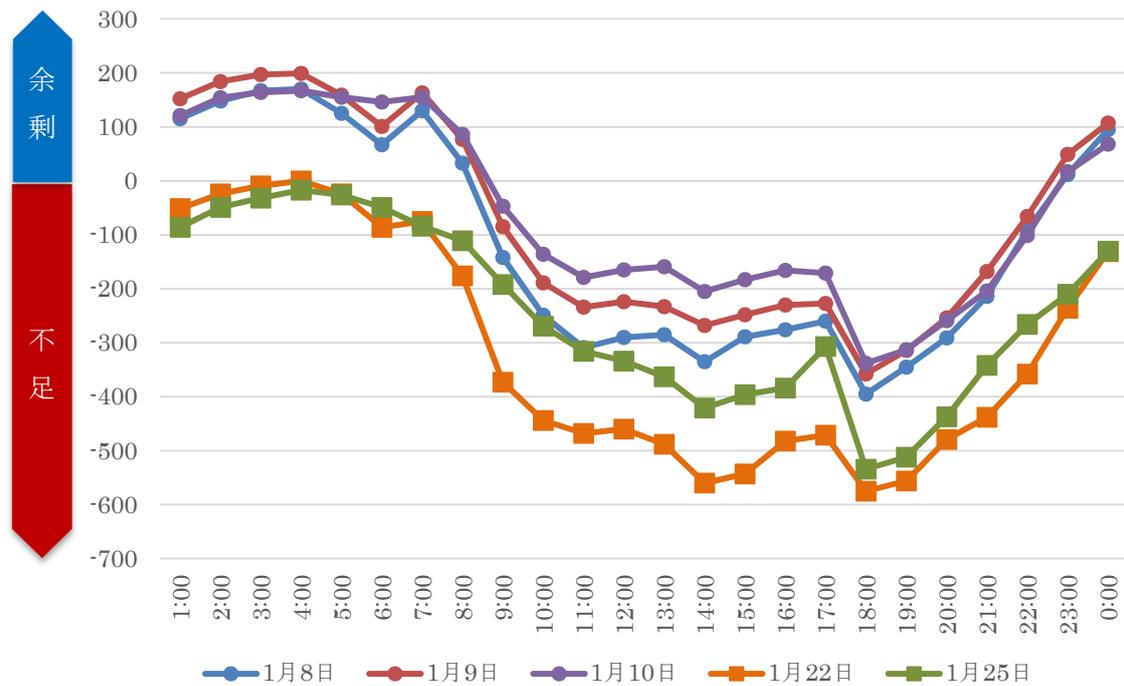


図 1-88 ミンダナオエリア時間帯別電力需給バランス (単位: MW)

出典: フィリピン国家送電会社 (NGCP) 公開データ (2015 年 1 月) を基に調査団作成

1-5. 電力セクターの概要

1-5-1. 電力セクターの自由化

フィリピン国では、国営電力公社 (NPC) が発送電部門を独占していたが、2001 年に電力産業改革法 (EPIRA) が施行され、電力事業の自由化に向けた改革が進められた。EPIRA の目的は、a. 国営電力公社 (NPC) の発電・送電事業を民営化すること、b. 卸売市場の創設によって市場メカニズムを機能させること、c. 小売市場の自由化 (オープン・アクセスの解禁) によって需給双方間で健全な競争が行われるようにすること、の 3 点であった。

NPC 所有の発電所は 2012 年末で約 91% が民営化されており、卸電力事業者 (IPP) との間の電力購買契約 (PPA) で規定されていた NPC の電力購入・販売の権利も民間に売却された。送電事業についても、NPC の送電部門が国家送電公社 (TRANSCO) として分社化され、2009 年に事業権を民間企業のフィリピン国家送電会社 (NGCP) に譲渡した。卸売市場に関しては、ルソン、ビサヤにそれぞれ 2006 年、2010 年に卸電力スポット取引所 (WESM) が設立された。小売に関して、これまでは、消費者は居住する地域のフランチャイズを与えられている配電事業者 (配電会社、電力組合) からしか電力を購入することができず、低価格で電力を供給する発電事業者を選択することができなかった。その小売市場の自由化でオープン・アクセスが導入されると、消費者は自分で電力を購入する発電事業者を選ぶことができるようになり、電力価格の適正化を促すこととなる。送電・配電網へのオープン・アクセスの解禁は 3 段階に分けて進められる予定で、第 1 段階では 1MW 以上の消費者、第 2 段階では 0.75MW 以上の消費者、第 3 段階ではそれ以外のすべての消費者に拡大していく計画である。この第 1 段階として、2013 年 6 月に 1MW 以上の大口需要家を対象にオープン・アクセスが解禁された。

1-5-2. 電力セクターにおける今後の課題

電力セクターにおける今後の課題としては主に、a. 民間主導での供給力拡大、b. 寡占状態にある発電事業、c. 高い電力価格の3点が挙げられる。

a. 民間主導での供給力拡大

電力セクターが自由化された今、安定した電力供給を実現していく上で民間の役割は限りなく重要である。発電所の建設はリードタイムが長く、開発が需要の後追いになりがちだが、深刻な電力不足を緩和させるためには、不確実性のある中長期の需要を見極めながらも、先手の投資決定をしていくことが非常に重要となる。今後市場メカニズムが十分に機能し、需給を逼迫させることなく供給力をスムーズに拡大していくことができるかが注目される。

b. 寡占状態にある発電事業

NPC 保有の発電所および電力購入・販売権利の売却、そして新設発電所への投資など、電力セクター民営化の過程ではサンミゲル (San Miguel)、アボイティス (Aboitiz)、ロペス (Lopez)、メラルコ (MERALCO)、メトログループ (Metro Group) など地場の財閥企業が大きな役割を果たした。1990年代は外資に新規発電所の建設を依存していたことを考えると、地場の財閥企業が力をつけ、インフラへの投資を積極化させたことは大きな進展と言えるが、一方で、メインプレイヤーがその数社しかおらず、電力市場が寡占状態にあるのも事実である。ただ、発電事業において市場占有率の上限はグリッドごとおよび全国レベルで設定されているので、今後オープン・アクセスの拡大によって消費者の競争力が強化された後に、健全な競争環境が確保されていくことが望まれる。

c. 高い電力価格

他の ASEAN 諸国と異なり、フィリピン国では燃料などへの補助金がないため、消費者が支払う電力価格が補助金のある国より高くなっている。今後電力価格を適正水準まで低下させていくには、市場メカニズムがしっかり機能できるよう十分な供給量と競争環境の確保が肝要である。そのためにも、効率的な市場となるよう、さらなるマーケット規模の拡大と民営化による効率性の改善が図られていくことが期待される。

1-5-3. 本事業対象地域における電力セクターの課題および今後の開発計画

ミンダナオの電力セクターは他エリアと比べ民営化が遅れており、系統内の配電に関しても民間ではなく非営利団体である電力組合によるところが大きい。2015年1月現在、島内発電総設備容量の約65%が未だNPCの所管となっており、その背景には、民営化で起こりうる島内電力セクターの独占化およびそこから生じる電力料金の高騰を嫌う地元ステークホルダーの反対があった。中でも、NPCが所有するアグス・プランギ発電所 (Agus-Pulangui) は6つのプラントからなる複合型水力発電所であり、その発電容量は776MW (2015年6月現在) と、島内発電総設備容量の約40%を占めている。発電効率を考慮すると分割して売却することができず、民営化すれば、当該発電所を所有する会社がミンダナオエリア全体の電力料金に多大なる影響を与えることとなる。現在 MinDA は、新たに政府所有会社 (Government Owned and Controlled Corporation、以下「GOCC」) を設置し、アグス・プランギ発電所をNPCからGOCCへ移管するとともに、官民提携 (Public-Private Partnership、以下「PPP」) を活用した手法で管理運営する道を模索している。

今後、供給力をスムーズに拡大させていくには、参入ハードルが高くリードタイムの長い大規模開発のみでなく、中小規模で分散型のエネルギー開発の重要性も高まってくる。MinDA がまと

めたミンダナオ平和開発構想計画（Mindanao Peace and Development Framework Plan 2011-2030）においても、大規模水力発電より小水力発電所の建設を優先的に奨励するとあり、2020年までに設備容量を20%増強させると共に、その半分は再生可能エネルギーでまかなう計画としている。

1-6. エネルギー関連政策および動向

1-6-1. 関係機関と基本政策

エネルギー政策全般を管轄するのは、エネルギー省（DOE）であり、主な役割は、エネルギー部門におけるあらゆる計画の策定・施行・管理、エネルギー資源の探鉱・開発や活用および省エネルギーの推進である。再生可能エネルギー関係機関としては、国家再生可能エネルギー局（NREB）が民間部門における再生可能エネルギーの導入促進をするほか、固定価格買取制度（FIT）の価格を認定するエネルギー規制委員会（ERC）などがある。ERCはほかにも電力市場の監視、電力料金規制および事業許可を行う。そのほか、DOEの監督下に置かれる国家電化庁（NEA）が地方電化プログラムを推進しており、地方電化に係わる資金手当てや電力設備の建設を行っている。

一般財団法人日本エネルギー経済研究所が2014年2月にまとめた報告によると、フィリピン国が2012年12月に発表した最新の「フィリピンエネルギー計画2012-2030」（PEP2012-2030）では、次の7点を重要なエネルギー政策目標としている。

- a. エネルギーセキュリティの確保
 - 再生可能エネルギー利用の拡大
 - 石油・石炭探鉱の促進
- b. エネルギーアクセスの改善
- c. 低炭素社会の推進
 - 省エネルギーの生活への浸透
 - クリーンで代替となる燃料や技術の推進
- d. 気候変動に対するエネルギー部門の耐久性の確保
- e. 地域別エネルギー計画の作成
- f. エネルギー部門への投資促進
- g. エネルギー部門改革の認識と実施

1-6-2. 再生可能エネルギー関連政策および法制度の整理

過去に二度にわたる石油危機を経験したフィリピン国では、30年以上前から輸入石油に依存しない国内のエネルギー資源開発に関する政策及び立法措置を進めてきた。中でも地熱発電開発の歴史が最も古く、1972年の地熱発電開発に関する大統領令（PD1442）で税や会計上の優遇措置がとられ、現在米国に次いで地熱発電設備容量世界第2位となっている。

小水力発電については、1991年に小型水力発電開発法（RA7156）が施行され、外国人投資比率を40%未満に制限する一方で、各種の税制優遇策が講じられた。海洋、太陽光、風力についても1997年の大統領令（E0462）および2000年の改正令（E0232）で優遇措置が設けられた。

その後2000年代に入り、アロヨ政権でエネルギー事業と電化事業は最優先課題として指定され、大統領の任期終了となる2010年までに消費エネルギーの6割を国内で自給することを目標とするエネルギー自給・改革プログラム（Energy In dependent and Saving Program）が策定された。その中でも再生可能エネルギーは、石油・石炭など一次エネルギー価格に左右されない、供給の安定性や経済性・耐用性に優れた発電事業と位置付けられた。そして2008年12月、再生可能エネルギー法（RA9513）が制定され、固定価格買取制度（FIT）の導入や新たな優遇措置により、さら

なる民間主導の再生可能エネルギー開発を奨励している。

(1) 再生可能エネルギー法 (RA9513, Renewable Energy Act of 2008)

国家再生可能エネルギー審議会 (NREB) を設置し、環境・エネルギー問題に対処するとともに、再生可能エネルギー開発を促進させるため、各種優遇措置を規定した。また、再生可能エネルギー事業者の売上のうち 1% を政府持分として徴収するとしている。

表 1-11 再生可能エネルギー関連優遇措置

項目	概要
法人所得税の免除	操業から 7 年間の法人税の免除 その後追加投資 (拡張、主機増強など) があればさらに 7 年×2 回の免除が認められる (最大で 21 年)
法人所得税の軽減	操業開始 8 年目以降の法人税を 10% に軽減 (通常 32%)
輸入機材および資本設備の売却・譲渡・処分に係る免税	DOE から事業承認を受けてから 10 年間は事業に必要な関連資機材の輸入関税を免除 資本設備の売却・譲渡・処分においても免税
不動産税の軽減	機械装置にかかる土地について取得費用ないし簿価の 1.5% 以下の減税
会計上の優遇策	操業開始から 3 年間の赤字について次の 7 年間の収益から控除 ただし、収益からの控除は前もって補正されるものではなく、操業そのものによる赤字が対象
減価償却加速化	操業開始前に法人所得税免除等の優遇を受けられなかった場合、減価償却の加速化の特例措置を可能とした (ただし、加速化した場合はその後の法人所得税免除の優遇は受けられない)
付加価値税の免除	燃料や電力の販売に対する付加価値税 (VAT) の免除
排出権	排出権売買に係る諸税の免除
特別電化地域への優遇	電化対象地域での新規事業者へ一般電力料金の 50% 相当の現金による支払
国内取引向け免税措置	事業者向け国内取引における機器・サービスに対する VAT および輸入税の免除

出典：調査団作成

(2) 国家再生可能エネルギープログラム (National Renewable Energy Program, NREP, 2011)

DOE が策定した NREP は再生可能エネルギー計画のロードマップとして、再生可能エネルギー法を補完しており、2030 年までに再生可能エネルギーを用いた発電容量を 2010 年比で約 3 倍の 15,304MW まで引き上げる計画である (表 1-12)。このうち、再生可能エネルギーによる全発電容量に占める水力発電の比率が 2010 年時点で 63% であること、また、2011 年から 2030 年までの目標追加総容量においてもその 55% を水力が占めていることをみると、水力資源が現在も将来もフィリピン国にとって最も重要な再生可能エネルギー発電ソースであると言える。また、ミンダナオエリアの設備容量導入目標をみると、2030 年までの増

加分 1,702MW のうち水力が 1,264MW でおよそ 75%を占めており、他エリアと比べてなお一層水力発電の開発に対する需要が大きいと言える。

なお、水力発電は設備容量により 3 つに分類されており、10MW 以上が大規模、101kW～10MW が小水力、100kW 以下がマイクロ水力となっている。NREP によれば、その開発ポテンシャルはそれぞれ、11,223MW (18 サイト)、1,847MW (888 サイト)、27MW の合計 13,097MW が確認されているという。2010 年現在の水力発電設備容量は 3,400MW であるので、フィリピン国全体で包蔵水力の約 1/4 しか利用されていないのが現状である。その背景として、大規模水力発電開発は初期投資が大きく、費用の回収が長期に及ぶこと、特に電力セクターの自由化が進み、民間主導で事業形成が期待される当該国では、資金調達や環境社会配慮の観点から困難が生じていると考えられる。一方、全体のエネルギーバランスに与える影響こそ小さいものの、小水力発電開発は上述のような困難性が少なく、グリッドの届かない山間部でも地産地消できるため、その積極的な開発が期待される。

表 1-12 再生可能エネルギー設備容量導入目標 (単位: MW)

	設備容量 2010年時点	目標追加設備容量					合計設備容量 2030年
		2015年	2020年	2025年	2030年	計	
フィリピン全体							
水力	3,400	341	3,161	1,892	0	5,394	8,794
地熱	1,966	220	1,100	95	80	1,495	3,461
風力	33	1,048	855	442	0	2,345	2,378
バイオマス	39	277	0	0	0	277	316
太陽光	1	269	5	5	5	284	285
潮力	0	0	36	35	0	71	71
合計	5,439	2,155	5,157	2,469	85	9,865	15,304
ミンダナオエリア							
水力	1,040	75	889	300	0	1,264	2,304
地熱	103	50	240	30	20	340	443
風力	0	0	15	0	0	15	15
バイオマス	0	37	0	0	0	37	37
太陽光	1	7	5	5	5	22	23
潮力	0	0	0	24	0	24	24
合計	1,144	169	1,149	359	25	1,702	2,846

出典: DOE National Renewable Energy Plans and Programs を基に調査団作成

(3) 電力開発計画 2009-2030 (Power Development Plan, PDP 2009-2030)

DOE は 2008 年に長期的な電力開発計画として PDP2009-2030 を策定し、既に新設または増強計画のある発電設備容量を除いて、2030 年までで追加的に 16,550MW の発電設備の開発が必要であると見込んでいる (表 1-13)。これを前掲の表 1-12 とあわせてみると、全追加

設備容量 16,550MW のうち、再生可能エネルギーは 9,865MW で 59.6%、水力は 5,394MW で 32.6%を占め、今後フィリピン国の電力開発において、再生可能エネルギーおよび水力発電事業が果たす役割の重要性がうかがえる。これはミンダナオエリアに関しても同じである。

表 1-113 必要追加発電設備容量（単位：MW）

	2009年	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	計
ルソン	0	0	1,500	2,700	3,400	4,300	11,900
ビサヤ	150	0	0	350	700	950	2,150
ミンダナオ	0	50	550	400	650	850	2,500

出典：DOE Power Development Plan 2009-2030 のデータを基に調査団作成

(4) 固定価格買取制度（Feed-in Tariff, FIT）

再生可能エネルギー導入促進策として、ERC が 2010 年 7 月に FIT の導入が発表され、ERC が規定した運用細則（Resolution adopting the Feed-In Tariff Rules、2010 年 16 号）の中で、買取期間は 20 年とされた。ただし買取価格については協議に時間を要し、2012 年 7 月 27 日によろやく ERC が第 1 次認可価格を公布し（Resolution approving the FIT rates and equivalent degression rates for all RE technologies entitled to FITs except Ocean, which in relation to the approved installation targets、2012 年 10 号）、表 1-14 のとおり設定された。また、買取価格は第 1 次認可価格公布から 3 年後の 2015 年に見直しを行うとされており、3 月と 10 月にそれぞれ太陽光と風力の価格が引き下げられた。小水力に関しては、DOE が設定した 2017 年 12 月までの導入目標である 200MW に達するまでは、現状の価格設定を維持する方針であると DOE へのヒアリングにて確認した。

なお、比国では、「再生可能エネルギー」という用語が法律文中に初めて登場したのは 2001 年の EPIRA であり、従来から政策的な取組みが行われてきた地熱を除き、1990 年代以降に政策化された太陽光、風力、水力、海洋、バイオマスなどのエネルギーの総称としている。このため、FIT の中にも地熱発電事業は含まれておらず、固定価格買取の対象としていない。

表 1-14 フィリピン国における FIT 価格

種類	第 1 次 認可価格	第 2 次 認可価格	通減率	目標設備容量
太陽光	9.68 ペソ/kWh	8.69 ペソ/kWh 2015 年 3 月に変更	FIT 有効日より 1 年後から 0.6%	500MW 2014 年に 50MW から変更
風力	8.53 ペソ/kWh	7.40 ペソ/kWh 2015 年 10 月に変更	FIT 有効日より 2 年後から 0.5%	200MW
バイオマス	6.63 ペソ/kWh	6.63 ペソ/kWh	FIT 有効日より 2 年後から 0.5%	250MW
水力	5.90 ペソ/kWh	5.90 ペソ/kWh	FIT 有効日より 2 年後から 0.5%	250MW

出典：調査団作成

選定方法については、Guidelines for the Selection Process of Renewable Energy Projects under Feed-in Tariff system and the Award of Certificate for Feed-in Tariff Eligibility (2013 年 6 月、DOE) に手続きの詳細が規定されている。主要な内容は以下のとおりである。

Section3：事前審査において、再生可能エネルギーサービス契約を締結済みである事業者であり、他の配電会社等と契約をしていない事業者が、それら宣誓書と事業計画書を DOE に提出。

Section4：評価プロセスにおいて、DOE が 30 日以内に提出書類を審査。

Section5：計画段階から建設段階に進んでいる事業に対して『Confirmation of Commerciality』証明書が発行される。

Section6：機電部分の導入に着手し、全体工事の 80%が完了した段階で、DOE が送電アレンジメントなどを開始し、機電部分の工事が完了した段階で FIT 適用証明書 (Certificate of Endorsement for FIT Eligibility) を発行する。

なお、ERC が定めた小水力発電の FIT 承認枠の上限は 250MW であり、2015 年 10 月現在、FIT 契約により既に稼働開始している発電所はあわせて 26.60MW (4 事業者) ある。まだ 223.4MW の承認枠がある一方で、申請ベースでは既に 570MW を超える数多くの事業者に対して FIT 承認を付与している (表 1-15)。ただし、承認済事業の進捗は非常に悪く、59 件中建設の目処が立っている事業は 9 件のみである。事業者は四半期毎に DOE に対して進捗報告を行うこととなっているため、DOE は四半期毎に状況を把握し承認済事業のモニタリングを実施している。

本事業において FIT による売電スキームを検討する場合は、DOE に対し最新の FIT 承認状況を確認したのち事前申請手続きを行うなど、ガイドラインに沿った手続きが必要となる。仮に FIT 契約が承認枠の問題で困難となった場合、現在 ERC にて新たな事業促進ターゲット価格の議論を進めているので、その価格が適用される可能性もある。ただし、DOE か

らのヒアリングの結果、新ターゲット価格は現行 FIT 価格より低くなる見込みとのことである。

表 1-15 FIT 承認事業数および設備容量

種類	目標 設備容量	承認済 事業数	承認済 設備容量	設置済 事業数	設置済 設備容量
太陽光	500MW	17	638.12MW	7	131.90MW
風力	200MW	5	313.00MW	6	393.90MW
バイオマス	250MW	6	44.37MW	9	56.75MW
水力	250MW	59	576.49MW	4	26.60MW
合計	1200MW	87	1571.98MW	26	609.15MW

出典：DOE FIT Monitoring Board Summary as of Oct 31, 2015 を基に調査団作成

(5) ER1-94 法 (Benefits to Host Communities Pursuant to ER1-94, As Amend)

ER1-94 法に基づき、本事業では当該地域の民生向上に寄与するために、地元の電化、開発、環境保全等を目的とした 3 種の基金に対して、1kWh あたりの売電につき計 0.01 ペソを拠出する予定である。

1-6-3. 外国投資に関連する法制度の整理

比国における投資に関わる主な規定は、オムニバス投資法 (the Omnibus Investment Code)、外国投資法 (the Foreign Investment Act)、特別経済区域法 (the Special Economic Zone Act) にまとめられている。本調査においては、下記の投資関連法において本事業と関係する部分についてポイントを整理する。

(1) オムニバス投資法 (the Omnibus Investment Code, Executive Order No. 226, 1987)

税務上の優遇措置やその他の優遇措置を拡大して比国への投資を推進するために 1987 年に制定された。インセンティブを伴う投資に関する法律として位置づけられている。優遇措置の適用を受けるためには、投資委員会 (The Board of Investment、以下「BOI」) に登録して、承認を受ける必要がある。登録した企業は、法人所得税の一定期間の免除、その他原材料などの輸出に関する免税、労務費に関する追加控除等の優遇措置が適用される。BOI 登録企業に対する優遇措置のうち、本事業と関係する詳細を以下のとおり示す。

- ・ 法人所得税の免除 (Income Tax Holiday、以下「ITH」)

新規登録企業は、パイオニア企業については事業開始から 6 年間、非パイオニア企業については 4 年間、法人所得税が全額免除される。ITH は、特定の条件下で延長できるが、ITH の合計期間を 8 年以上とすることはできない。事業を拡大する場合は、BOI が設ける条件を前提に 3 年間、その拡大規模に比例した ITH を受けることができる。

- ・ 労務費に関する追加控除

登録企業は、資本設備額に対する労働者数比率が、BOI の定める所定の比率を上回る場合、登録から最初の 5 年間、直接労働の増加に対応する労務費の 50%を、課税所得から追加控除することができる。

- ・ 委託生産設備の無制限使用
- ・ 登録から5年間（延長可）の監督者、技術者または顧問としての外国人の雇用
- ・ 輸出製品およびその構成部品の製造、加工または生産に使われる原材料、供給品、半製品の国内諸税相当額を免除
- ・ 保税工場・倉庫の利用
- ・ 埠頭税、輸出税、課徴金などの免除
- ・ 通関手続きの簡略化
- ・ 2012年3月29日発布の大統領令（Executive Order、以下「EO」）第70号により、BOI登録企業について、特定の品目、設備機器、部品、付属品の輸入関税率が0%に引き下げられた。本EOは5年間有効である。

(2) 外国投資法(the Foreign Investment Act, Republic Act No. 7042, 1991)

従来オムニバス投資法に含まれていた「インセンティブを伴わない投資」に関する規定に替わるものとして1991年に制定された。同法はネガティブリストに記載されている事業に対する外国人の出資比率規定を明確化したものである。同法上、本事業は国内マーケット事業であり、外国資本が40%以下に制限されている分野の以下に該当すると考えられる。

17. 天然資源の探査、開発、利用

22. 国有・公営・市営企業への材料、商品供給契約

(3) 特別経済区域法(the Special Economic Zone Act of 1995)

1995年に制定された特別経済区域法は、指定された経済地区に進出する企業に対して優遇措置を与えるもの。例えば、PEZA（Philippine Economic Zone Authority）、スービック湾、クラーク特別経済区、オーロラ特別経済区等が該当する。

上記を踏まえて、本事業は、オムニバス投資法上、BOIに登録することにより規定されている各種優遇措置が受けられる。また、外国投資法ネガティブリスト上、外国資本が40%以下に制限されている分野に該当すると考えられるため、事業運営会社の設立形態に検討が必要である。尚、優遇措置については、BOI登録企業として優遇措置を受けるか、再生可能エネルギー法に基づく優遇措置にするかは、事業者次第であるため、検討が必要である。本事業においては、現在のところ再生可能エネルギー法に基づく優遇措置を受けることを前提としている。

1-7. フィリピン国におけるPPPによるインフラ整備の状況

1-7-1. フィリピン国のPPP政策の概要

フィリピン国では、港湾、道路、空港などのインフラの未整備や電力料金の高さが外資誘致の長年の課題になっており、JETROが2013年に現地進出日系企業に対して行った調査でも、約6割の企業が「インフラ（電力、物流、通信など）の未整備」を投資環境上の課題として挙げた。国家財政に余裕のない中、インフラ整備の主導役を民間が担うことが期待され、政府も早くから官民提携(PPP)に着目し、1990年にはアジア初となるBOT法(Build-Operate-Transfer Law, RA6957)が制定された。

現アキノ政権も、海外からの直接投資を呼び込むために積極的な外交を展開する一方、PPPに

よるインフラ整備事業を主要政策課題に掲げ、高速道路や空港アクセス道路の建設、軽量高架鉄道（LRT）建設などのプロジェクトを進めている。2010年9月にはBOTセンターをPPPセンターに改組し、同センターの所管を公共事業道路省（DPWH）から国家経済開発庁（NEDA）に移管させた。PPPプロジェクトは基本的に、国家経済開発庁の理事会（NEDA Board）による承認→入札企業の事前資格審査（Prequalification）→入札（Bidding）→落札（Award）のプロセスで進められる。

積極的にPPP事業を進める一方で、汚職撲滅を掲げるアキノ大統領は事業の透明性を重視し、とりわけ大型事業に関してはこの過程で見直しが何度も行われ、入札日も度々延期されるなど、進捗が遅いとの批判も出ている。また、透明性の高い形で事業実施主体を選定できるよう、民間提案型（Unsolicited）の案件よりも政府要請型（Solicited）の案件に重点を置いており、2012年7月に改正されたBOT法では民間提案型には財政補助金が与えられないこととなった。なお、政府のPPP案件に対する財政支援は、原則プロジェクトごとに実行可能性を精査し、銀行が融資できない場合のみ財政資金を一定額投入することになっており、需要リスクや為替リスクに対する保証についても原則行わない方針である。

1-7-2. PPPによるインフラ整備の状況

アキノ政権は2010年11月に投資家を集めてインフラ・フォーラムを開催し、PPPの取組方針および2011年に入札にかかるインフラ10案件につき説明を行った。しかし、実際に同年中に入札にかけられたのはダンハリ・SLEX連結道路1件のみであった。

PPPセンターによると、2015年1月9日時点でのPPP案件数（潜在的なものも含む）は61件あり、そのうち入札準備段階にあるものは14件、既に落札された案件は8件であった（表1-16）。このうち、ニノイ・アキノ国際空港（NAIA）高速道路建設事業は、NAIAと首都圏を結ぶ高架道路（7.75km）の建設、およびNAIAと首都圏南部を走る高速道路スカイウェイとマニラ・カビテ高速道路（CAVITEX）を連結するアクセス道路（2.22km）の建設を行うもので、空港と首都圏および工業団地が集積するカビテ州をつなぐ高速道路間のインフラが改善されるため、かねて物流の改善を求めてきた進出日系企業にとってメリットは大きい。

一方で、PPPセンター主導のインフラ整備案件はルソンエリアかつ大型案件が多く、ミンダナオエリアはまだ直接的な恩恵を受けていない。島内の電力不足問題に対しては、政府要請型PPPではなく、純粋な民間主導型のエネルギー開発に頼っている（表1-17）。

表 1-16 これまでに落札された PPP 案件（単位：億ペソ）

Name of Project	案件名	予算
Daang Hari-SLEX Link Road	ダンハリ・SLEX連結道路	20.1
School Infrastructure Project Phase I	学校校舎建設第1期	162.8
NAIA Expressway (Phase II)	ニノイ・アキノ国際空港高速道路第2期	155.2
School Infrastructure Project Phase II	学校校舎建設第2期	38.6
Modernization of the Philippine Orthopedic Center	フィリピン整形外科センター近代化	56.9
Automatic Fare Collection System (AFCS)	自動料金徴収システム	17.2
Mactan-Cebu International Airport Passenger Terminal	マクタン・セブ国際空港ターミナル	175.2
LRT Line 1 Cavite Extension and O&M	LRT1号線南伸およびO&M	649.0

出典：PPP センターのデータを基に調査団作成

表 1-17 ミンダナオにおける民間主導エネルギー開発事業

種類	事業者	設備容量	進捗	運転開始予定時期
石炭	Sarangani Energy	200MW	建設中	フェーズ1 (100MW) : 2015年11月 フェーズ2 (100MW) : 2016年11月
	Therma South	300MW	試運転	ユニット1 (150MW) : 2015年9月 ユニット2 (150MW) : 2016年2月
	San Miguel Consolidated Power	300MW	建設中 900MW 増設 FS 中	ユニット1 (150MW) : 2016年3月 ユニット2 (150MW) : 2016年6月
	FDC Utilities	405MW	建設中	ユニット1 (135MW) : 2016年6月 ユニット2 (135MW) : 2016年9月 ユニット3 (135MW) : 2016年12月
	Minergy Coal	165MW	建設中	ユニット1 (55MW) : 2017年1月 ユニット2 (55MW) : 2017年3月 ユニット3 (55MW) : 2017年5月
	GN Power Kauswagan	540MW	EPC 契約済	2018年3月
石油	Supreme Power	11.9MW	建設中	ディーゼル1.7MW×7ユニット : 2015年12月
水力	Agusan Power	25MW	建設中	2016年3月
	Euro Hydro Power (Asia)	2.4MW	建設中	2017年1月
	Hedcor Bukidnon	68.8MW	建設準備段階	43.4 MW+25.4 MW : 2019年10月
	First Gen Mindanao Hydropower	30MW	地域安全問題により工	2018年7月

			事中断	
	Asiga Green Energy	8.0MW	建設中	2019年8月
バ イ オ マ ス	Philippine Trade Center	1.6MW	自家発電用 運転開始済	2015年10月
	Green Earth Enersource	2.6MW	建設中	2015年12月
	Lamsan Power	10MW	建設中	2016年2月
合計	15事業	2,070.3MW	-	-

出典：DOE Committed Private Sector Initiated Power Projects as of Oct 15, 2015
を基に調査団作成

1-7-3. 本事業と同 PPP スキームとの関係

本事業に関しては、所謂 PPP センターが関与する PPP 案件ではなく、改正 BOT 法に基づく事業形成を想定している。改正 BOT 法は、需要リスク、為替リスク、建設リスク等々に係る官民のリスク分担、とくに政府保証の範囲や内容等については、一定の方針は存在しておらず、個別のプロジェクトにて、新規の独立発電事業プロジェクトには政府保証を付保しないと規定していることから、リスク分析に留意が必要である。

1-8. 当該事業の事業対象地域における位置付け（電力需給状況、電源開発計画等）

1-8-1. 本事業に対する南アグサン州の期待

現在、南アグサン州に発電所は一つもなく、電力は他の州からの供給に頼っている状況で、電力不足に追い討ちをかけている。そのため、本事業で第一号となる発電所が建設されれば、州内へ安定した電力供給が可能となり産業の活性化が期待されている。

1-8-2. 本事業の実施による当該地域への影響

本プロジェクトによる電力供給の増大程度では現状のミンダナオ島全島規模での電力不足は解決できないが、当該地域（南アグサン州）における供給力としては大きな力となり得る。2012年における ASELCO のピーク需要は 27MW であり本プロジェクトの部分完成を予定している 2016～2017 年頃には約 40MW 程度のピークロードを持つものと想定しており、基本的に地産地消できる。電力供給力が不足している当該地域において、発電施設の建設・運営は最重要課題の一つであり、あらゆる経済活動の基礎を支える事業となる。安定した電力供給の実現により、当該地域が取り組んでいる海外企業の誘致を後押しし、施工・O&M 等による雇用創出のみならず、引いては当該地域の経済発展に貢献する事業となる。

また、ER1-94 法 (Benefits to Host Communities Pursuant to ER 1 - 94, As Amend) において現地周辺の先住民に対する経済的貢献として、売電収入の一部（1 kWh あたり 0.01 ペソ）を拠出する。その内訳として、電化のための基金に対する拠出（1 kWh あたり 0.005 ペソ）、先住民の生活レベル向上のための基金に対する拠出（1 kWh あたり 0.0025 ペソ）、植林等自然保護のための基金に対する拠出（1 kWh あたり 0.0025 ペソ）が求められている。安定した運用によりこれらの拠出金を地元は長期的・安定的に受け有効利用できる。

本プロジェクトの実施により、安定的な電力供給を可能とし、隣接する各州の配電会社が相互

に接続していることから、南アグサン州にとどまらず間接的に地域経済の発展に貢献できる。

1-8-3. 本事業と既往計画との整合性

DOE の電力開発計画 2009～2030 年のうち、既にコミットされているプロジェクトで期待される発電容量増加分は 101MW に過ぎず、今後は民間事業者の参画も含めて開発することが必要な状況にある。

また DOE の国家再生可能エネルギープログラム (NREP, 2011 年～2030 年) によると、2030 年時点の再生可能エネルギーによる全発電容量に占める水力発電の比率は 57%であり、2010 年の 62.5%より微減するものの、依然 50%を超える見込みであるうえ、2011 年から 2030 年までの目標追加総容量においてもその 55%を水力が占めていることから、水力資源が将来もフィリピン国にとって最も重要な再生可能エネルギー発電ソースであると言える。また、ミンダナオエリアの設備容量導入目標では、2030 年までの増加分 1,702MW のうち水力が 1,264MW でおよそ 75%を占めており、他エリアと比べてなお一層水力発電の開発に対する需要が大きいと言える。

さらに再生可能エネルギー法では、バイオマス (生物起源)、太陽光 (熱)、風力、水力、地熱、海洋エネルギーなど幅広い再生可能エネルギーの開発と利用を促進するため、商用開始から 7 年間の所得税免除、必要機材の輸入関税の 10 年間免除、設備設置にかかる土地の特別不動産税率の優遇、商用開始から 3 年間の赤字分を次の 7 年間の収益から控除等の優遇措置が定められている。

以上より、本事業はフィリピン国における電力エネルギー政策との整合性が十分に取れているものと考えられる。

1-9. 電力セクターおよび再生可能エネルギー、特に小水力発電による電源開発事業に対する国内外企業及び他ドナー等の関心・動向

本章では、ミンダナオ島における再生可能エネルギー (水力、地熱、太陽光、バイオマス、潮力発電を対象) の開発動向と企業の関心を、DOE 資料及びヒアリング等に基づき、以下に整理する。

1-9-1. 水力発電事業

DOE が承認済みの水力発電事業一覧 (2015 年 10 月 31 日現在) を表 1-18 に示す。ミンダナオ島では、フィリピン国内企業 42 社による大小合わせて 92 箇所、合計で約 1,428MW の水力発電事業が計画及び建設中であり、多数の国内企業が水力発電開発に携わっている。これらの企業は、アヤラやロペス、アボイティスなどの財閥やその他の商社や地元のディベロッパーなどが出資して設立された SPC と電力公社が大半を占めている。

本事業のサイトが位置しているカラガ地域 (Region13) に限ってみると、本調査提案主体である長大が出資参画をしているアシガ川小水力発電 (8.0MW)、長大が提案主体として現在 JBIC の案件発掘・形成調査を実施しているタギボ川小水力発電#1~#2 (計約 23MW) を始め、北アグサン州のブトゥアン市で 5.0MW、カバトバラで 9.75MW、ジャボンガで 25.0MW と 30.0MW、南スリガオ州のカンティランで 5.0MW、マドリッドで 25.0MW、南アグサン州のシバガットで 13.0MW の発電所計画が存在する。

現時点で長大を除く我が国の他企業の関与は確認できていない。また他ドナーの関心・動向として確認できたのは、JBICのタギボ川小水力発電事業（案件発掘・形成調査）のみであった。

これらの原因として、現地側は財閥や商社の関出資会社のため十分な資金を有しているか、もしくは融資先を検討している段階であると考えられる。その一方のドナー側は、2014年3月に和平に合意したものの今だに紛争の不安があり、ミンダナオにおける事業への投融資に慎重であることが考えられる。

表 1-18 ミンダナオ島で DOE から承認済みの水力事業一覧

ISLAND/ GRID	REGION	PROVINCE	CITY/ MUNICIPALITY	PROJECT NAME	COMPANY NAME	POTENTIAL CAPACITY (MW)	
MINDANAO	IX	Zamboanga del Sur	Bayog	Bayog Hydroelectric Power Project	Global Sibagat Hydro Power Corp.	6.00	
			Dumingag & Midsalip	Sindangan 4 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development Corporation	8.00	
			Zamboanga City	Pasonanca Hydroelectric Power	PhilCarbon Inc.	1.00	
		Zamboanga del Norte	Leon Postigo		Saaz Hydroelectric Power Project	Meadowland Developers, Inc.	1.00
					Polandoc Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	2.00
			Mutia	Dapitan River (Middle) Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	7.20	
		Zamboanga		Alimpaya	Everhydro Corporation	0.50	
				Patalon Hydroelectric Power Project	Everhydro Corporation	0.50	
				Tagpangi Hydroelectric Power Project	Everhydro Corporation	0.50	
				Ayala Hydroelectric Power Project	Everhydro Corporation	1.00	
		Bukidnon		Pulunai River Hydroelectric Power	Repower Energy Development Corporation	3.90	
				Katipunan River Hydroelectric Power Project	Repower Energy Development Corporation	2.10	
			Baungon	Tumalaong Hydroelectric Power	First Gen Mindanao Hydro Power Corp.	9.00	
			Baungon and Libona	Bubunawan Hydroelectric Power Project	FGEN Bubunawan Hydro Corporation	23.00	
			Dancagan	Kitaotao 1	Hedcor Bukidnon, Inc.	35.00	
			Impasugong	Gakaon Hydroelectric Power Project	LGU of Impasugong	2.23	
				Atugan 1 River Hydroelectric Power Project	Gerphil Renewable Energy, Inc.	2.40	
			Impasugong and Sumilao	Tagoloan Hydroelectric Power	FGEN Tagoloan Hydro Corporation	39.00	
			Kalilangan & Wao	Maladugao River (Lower Cascade) Hydroelectric Power	United Holdings Power Corporation	10.00	
			Libona	Umalag 1 Hydroelectric Power	Meadowland Developers, Inc.	1.80	
			Malaybalay	Sawaga Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	1.20	
					Repower Energy Development	2.00	
				Middle Canayan Hydroelectric Power Project	Sta. Clara Power Corp.	3.00	
			Malitbog	Malitbog Hydroelectric Power	Philnewriver Power Corp.	3.40	
					Silo-o Hydroelectric Power Project	Philnewriver Power Corp.	4.5
			Manolo	Culaman Hydroelectric Power Project	Oriental Energy and Power Generation Corporation	10.00	
			Manolo Fortich	Mangima Hydroelectric Power	Philnewriver Power Corp.	10.00	

ISLAND/ GRID	REGION	PROVINCE	CITY/ MUNICIPALITY	PROJECT NAME	COMPANY NAME	POTENTIAL CAPACITY (MW)
			Maramag	Maramag Hydroelectric Power Project	First Bukidnon Electric Cooperative, Inc. transferred to Maramag Mini-Hydro Corporation	2.00
				Pulangui IV	Repower Energy Development	10.00
			Santiago	Manolo Fortich 1 Hydroelectric Power Project	Hedcor Bukidnon, Inc.	43.40
				Manolo Fortich 2 Hydroelectric Power Project	Hedcor Bukidnon, Inc.	25.40
			Valencia	Manupali Hydroelectric Power Project	Matic Hydropower Corporation	9.00
				Upper Manupali Hydroelectric Power Project	Bukidnon II Electric Cooperative, Inc.	2.00
			Wao	Maladugao River (Upper Cascade) Hydroelectric Power	UHPC Bukidnon Hydro Power I Corporation	5.50
		Cagayan de Oro	Claveria	Mat-i 1 Hydroelectric Power Project	Philnew Hydro Power Corp	4.85
		Misamis Occidental	Calamba	Langaran Hydroelectric Power Project	Misamis Occidental I Electric Cooperative,	3.64
			Clarín	Clarín Hydroelectric Power Project	Philnew Hydro Power Corp	6.20
		Misamis Oriental	Cagayan de Oro City	Limbatangon Hydroelectric Power Project	Turbines Resource & Development Corp.	9.00
				Mat-i 2 Hydroelectric Power Project	Philnewriver Power Corp.	1.60
				Mat-i 3 Hydroelectric Power Project	Philnewriver Power Corp.	3.25
				Umalag 2 Hydroelectric Power Project	Meadowland Developers, Inc.	2.50
			Jasaan	Lower Cabulig Hydroelectric Power Project	Mindanao Energy Systems, Inc.	10.00
			Odiangan, Gingoog City	Odiongan River A Mini-Hydroelectric Power Project	JE Hydropower Ventures, Inc.	0.25
		Lanao del Norte	Iligan City	Bayug Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	1.00
				Lower Bayug Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	4.00
				Upper Bayug Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	3.30
				Bulanog-Batang Hydroelectric Power Project	Bukidnon Hydro Energy Corporation	150.00
				Agus VIII Modular Hydroelectric Power Project	Fu-Tai Philippines, Inc.	12.00
			Kolambogan	Titunod Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	1.00

ISLAND/ GRID	REGION	PROVINCE	CITY/ MUNICIPALITY	PROJECT NAME	COMPANY NAME	POTENTIAL CAPACITY (MW)
	X	Lanao del Norte/Lanao del Sur	Pantar & Baloi/Saguian	Agus III	Maranao Energy Corp.	225.00
	XI	Davao del Sur	Digos City	Ruparan Hydroelectric Power	Davao de Sur Electric Cooperative, Inc.	5.00
			Malita	Malita Hydroelectric Power Project	LGU of Malita, Davao del Sur	2.50
		Compostela Valley	Maco	Upper Maco Hydroelectric Power Project	Sta. Clara Power Corp.	4.00
				Mt. Leonard Hydroelectric Power Project	Sta. Clara Power Corp.	2.00
				Tagum R Hydroelectric Power	Sta. Clara Power Corp.	4.00
				Hijo R. I Hydroelectric Power Project	Sta. Clara Power Corp.	3.00
				Hijo R. II Hydroelectric Power	Sta. Clara Power Corp.	3.00
			New Bataan	New Bataan Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	2.40
		Davao Oriental	Baganga	Baganga River Hydroelectric Power Project	Global Sibagat Hydro Power Corp.	11.00
				Cateel River Hydroelectric Power Project	Global Sibagat Hydro Power Corp.	16.00
			Caraga	Osmena Hydroelectric Power	LGS Renewable Energies Corporation	2.00
			Lupon	Sumlog 2 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development	15.00
				Sumlog 1 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development	8.00
		Davao del Sur	Davao City	Davao Hydroelectric Power Project	San Lorenzo Ruiz Olympia Energy and Water, Inc.	140.00
	XII	North Cotabato	Alamada	Alamada Hydroelectric Power	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	1.00
			Magpet	Magpet 1 Hydroelectric Power	Universal Hydrotechnologies, Inc.	9.80
				Magpet 2 Hydroelectric Power	Universal Hydrotechnologies, Inc.	1.30
			Makilala	Makilala-1 Hydroelectric Power	Universal Hydrotechnologies, Inc.	2.00
	XII	Sultan Kudarat	Isulan	Kabulnan 2 Hydroelectric Power Project	Philnewriver Power Corp.	110.00
		Sarangani	Maasim	Siguil 1 Hydroelectric Power Project	Alsons Energy Development	8.70
				Siguil 2 Hydroelectric Power Project	Alsons Energy Development	3.20
				Siguil 3 Hydroelectric Power Project	Alsons Energy Development	4.80
		Sarangani	Maitum	Kalaong 3 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development	4.00
				Kalaong 1 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development	12.00

ISLAND/ GRID	REGION	PROVINCE	CITY/ MUNICIPALITY	PROJECT NAME	COMPANY NAME	POTENTIAL CAPACITY (MW)
				Kalaong 2 Hydroelectric Power	Alsons Energy Development	6.00
		South Cotabato	Lake Sebu	Lanon (Lam-alu) Hydroelectric Power Project	Euro Hydro Power (Asia) Holdings, Inc.	9.00
			Sebu	Takbo Hydroelectric Power Project	South Cotabato I Electric Cooperative,	15.00
XIII	Agusan del Norte		Butuan City	Bugsukan Hydroelectric Power	Global Sibagat Hydro Power Corp.	5.00
			Cabadbaran	Cabadbaran Hydroelectric Power Project	First Gen Mindanao Hydro Power Corp.	9.75
			Jabonga	Lake Mainit Hydroelectric Power Project	Agusan Power Corporation	25.00
				Puyo Hydroelectric Power Project	FGEN Puyo Hydro Corporation	30.00
			Santiago	Asiga Hydroelectric Power Project	Asiga Green Energy Corporation	8.00
	Surigao del Sur		Cantilan	Lower Carac-an Hydroelectric Power Project	Meadowland Developers, Inc.	5.00
			Madrid	Carac-an Hydroelectric Power	Hydro Link Projects Corporation	25.00
	Agusan Del Sur		Sibagat	Wawa 1 Hydroelectric Power Project	Equi-Parco Construction Co.	7.70
				Wawa 2 Hydroelectric Power Project	Equi-Parco Construction Co.	7.00
				Wawa 3 Hydroelectric Power Project	Equi-Parco Construction Co.	5.60
				Wawa Hydroelectric Power Project	Global Sibagat Hydropower	13.00
	Lanao del Sur		Malabang & Tubaran	Maitling River Hydroelectric Power Project	AQA Global Power Inc.	50.00
				Baras River Hydroelectric Power Project	AQA Global Power Inc.	30.00
				Matadi River Hydroelectric Power Project	AQA Global Power Inc.	27.00
				Lake Dapao Hydroelectric Power Project	AQA Global Power Inc.	50.00
				Total		1427.87

出典：DOE ホームページ

1-9-2. 地熱発電事業

フィリピン国の電源開発大手である EDC (Energy Development Corporation) が南ザンボアンガ州で 40.0MW、ミサミス・オクシデンタル州で 30.0MW、ミサミス・オリエンタル州で 20.0MW、北コタバト州で 20.0MW の発電計画を有し、発電量は明らかにされていないが APRI (Aboitiz Power Renewables Inc) による南ダバオ州と北コタバト州 2 カ所の発電計画が存在する。EDC はロペス財閥、APRI はアボイティス財閥による出資会社である。その他の企業や他ドナーの関与は確認できなかった。これは地熱発電の開発は高度な専門技術を有する EDC や APRI などの企業に限られるほか、これら二つの企業はそれぞれ十分な開発資金を有しており、他ドナーからの投融資

が必要ないことが理由と考えられる。

1-9-3. その他の再生可能エネルギー事業

その他の再生可能エネルギー事業として、太陽光発電、バイオマス発電、潮力発電の開発計画が存在し、その詳細は以下のとおりである。

太陽光発電に関しては、少なくとも 28 箇所、合計 400MW 以上の太陽光発電事業の許認可を促進している。このうち、三菱商事とアヤラグループとの合弁企業であるフィル・ニューエナジー社 (PhilNewEnergy Inc's) が南ダバオ州で 35.0MW、キラハン・ソーラー・エナジー社 (Kirahan Solar Energy Corp) がミサミス・オリエンタル州で 20.0MW、マラウィ市自治政府が南ラナオ州で 35.0MW の許認可済み発電計画を有している。

またバイオマス発電に関しては、フィリピン国内企業 6 社がそれぞれ計画している。合計すると 76.0MW の発電計画となり、すでに事業権の承認を受けている。

さらに北スリガオ州では 1 社による 6.0MW の潮力発電の計画が存在しており、現在 FS 調査が行われている。

これらの事業に関して、諸外国企業・ドナーによる関与は確認できなかった。これらの原因として、企業側は融資先を検討している段階であると考えられる。その一方のドナー側は、2014 年 3 月に和平に合意したものの今だに紛争の不安があり、ミンダナオにおける事業への投融資に慎重であることが考えられる。

1-9-4. 石炭火力発電事業

アルカンタラ財閥持ち会社のアルソンス・コンソリデーテッド・リソーシズ (ACR) の子会社であるサン・ラモン・パワー (SPRI) がサンボアング市で 105MW の石炭火力発電所建設を検討しており、これには日本企業の豊田通商が約 25% の出資を検討している。

ミンダナオ島の配電事業会社カガヤン・エレクトリック・パワー&ライト社 (Cagayan Electric Power & Light Company, Inc.) の 100% 出資子会社であるミンダナオ・エナジー・システム社 (Mindanao Energy Systems, Inc.) が設立した発電事業会社ミナジー・コール・コーポレーション (MINERGY Coal Corporation) が 2017 年に稼働を目指している総出力 165MW の石炭火力発電所がミサミスオリエンタル州で建設中である。この発電プラントの建設に関して、日本企業の三菱商事株式会社および東芝プラントシステム株式会社が約 300 億円で請け負っている。

そのほかにアボイティス・パワー社 (Aboitiz Power) がダバオにて 2017 年から 2018 年に完成を目指す 300 MW から 645 MW の石炭火力発電、フィリベスト・ユーティリティー社 (FDC Utilities Inc) がミサミス・オリエンタル州にて 2016 年に稼働予定の総出力 405MW の石炭火力発電、サン・ミゲル・コンソリデーテッド・パワー・コーポレーション社 (San miguel Consolidated Power Corporation) が南ダバオ州にて 2016 年に稼働予定の総出力 300MW の石炭火力発電、ジーエヌ・パワー・カウスワガン社 (GN Power Kauswagan Ltd., Co) が北ラナオ州にて総出力 540MW の石炭火力発電が計画されている。

以上より、ミンダナオにおける電力開発は、フィリピン国の国内企業が主体となって事業が展開されている。その一方で、他ドナーの関与は限定的であったが、2014年3月の包括和平合意を受け、ミンダナオ和平が現実のものになるに連れてインフラ投資や民間投資が活発化してくると想定され、今後は国外企業及び他ドナーの関心も急速に高まるものと推察される。

1-10. 当該事業の必要性・重要性

前述の通り、ミンダナオ島における電力供給不足は危機的状況にあり、本事業の対象地域である南アグサン州では州内に発電設備が存在していない。現状及び将来の電力不足を解消する電源としては、火力、地熱、太陽光、風力、潮力等が考えられるが、エネルギーセキュリティーや環境影響緩和の観点から、当該地域の包蔵潜在水力を活用した水力発電事業が適している。

本事業で対象となるミンダナオ島北東部は、降雨量状況や地形の勾配からみて、フィリピン国内で最も水力発電に適した地点であり、当該地域の電力需要確保、ミンダナオ島の経済発展のためにも本事業の実施が必要である。なお水力発電は我が国で100年以上の歴史を有するなど技術的に確立されており、我が国企業が有する高度な技術力を十分に発揮することが可能である。

現状では、ミンダナオ島自体への日系企業の進出はそれほど多くはない。そのため、本事業の実現で電力の安定供給を図ることにより、日系企業の新たな進出先として注目される可能性がある。もともとミンダナオ島の北東部は、日本の高度成長期に大量の木材の輸出拠点となるなど日本との関わりが深く、親日的なエリアである。木材のほか水資源にも恵まれ、農業、鉱山など自然や天然資源が豊富である。

その一方で、これまでは治安の問題から、日系企業に限らず海外からの投資も進んでいない。ミンダナオ島だけでも人口は2,000万人を超えていることから、こうした豊富な人材資源が、ルソン島やビサヤ地方と比べて労働賃金が安いことも合わせると、例えば食品加工など日本へのフードサプライチェーンの拠点として、日系企業の進出を促す可能性を十分に有している。日本政府も支援する和平プロセスが進めば、こうした豊富な資源に拘らず、これまで海外からの投資という点で手付かずだったミンダナオ島は、ミャンマーのように、真に「アジア最後のフロンティア」として注目を集めるポテンシャルを有している。

1-11. 小水力発電事業実施に必要な許認可

小水力発電事業実施に必要な許認可および実施状況を以下に示す。

表 1-19 小水力発電事業実施に必要な許認可一覧表と取得状況 (調査団作成)

許可等項目	許可申請先	備考	許可等状況
事業権 (Renewable energy service contract)	エネルギー省 (Department of Energy, DOE)	バランガイからの支持および地方自治体の支持を受けてから申請	エクイパルコが事業権獲得済み (SPC登記中、登記後事業権の変更申請)
環境許可証明書 (Environmental Compliance Certificates, ECC)	環境天然資源省 (Department of Environmental and Natural Resources, DENR)	環境影響評価書 (Environmental Impact Statement, EIS) または事前環境調査 (Initial Environmental Examination, IEE) を環境管理局 (Environmental Management Bureau, EMB) へ提出し、審査を受けて取得	未実施
水利権 (Water Right Permit)	水資源庁 National Water Resources Board, NWRB)		未申請
FPIC (Free and Prior Informed Consent Certificate)	先住民との合意締結 (MOA)	国家先住民委員会 (National Commission on Indigenous Peoples, NCIP) がFBI (Field-Based Investigation) を実施する。	今後対応予定

第2章 地形測量

2-1. 既存地形図

フィリピン国では、国土地理・資源情報庁（National Mapping and Resources Information Authority、以下「NAMRIA」）がフィリピン全土の5万分の1地形図を整備しており、紙面および電子ファイルでの入手が可能である。本事業対象地域である南アグサン州もカバーされており、既存調査¹ではこの資料に基づき概略設計が行われている。

同図以外では過去に本事業対象地域をカバーするより詳細な地形図は作成されていない。

図 2-1 に NAMRIA 発行の事業周辺 5 万分の 1 地形図を示す。

¹ 「平成 24 年度インフラ・システム輸出促進調査等調査（円借款・民活インフラ案件形成等調査）フィリピン・南アグサン州ワウ川小水力発電事業調査報告書」平成 25 年 2 月

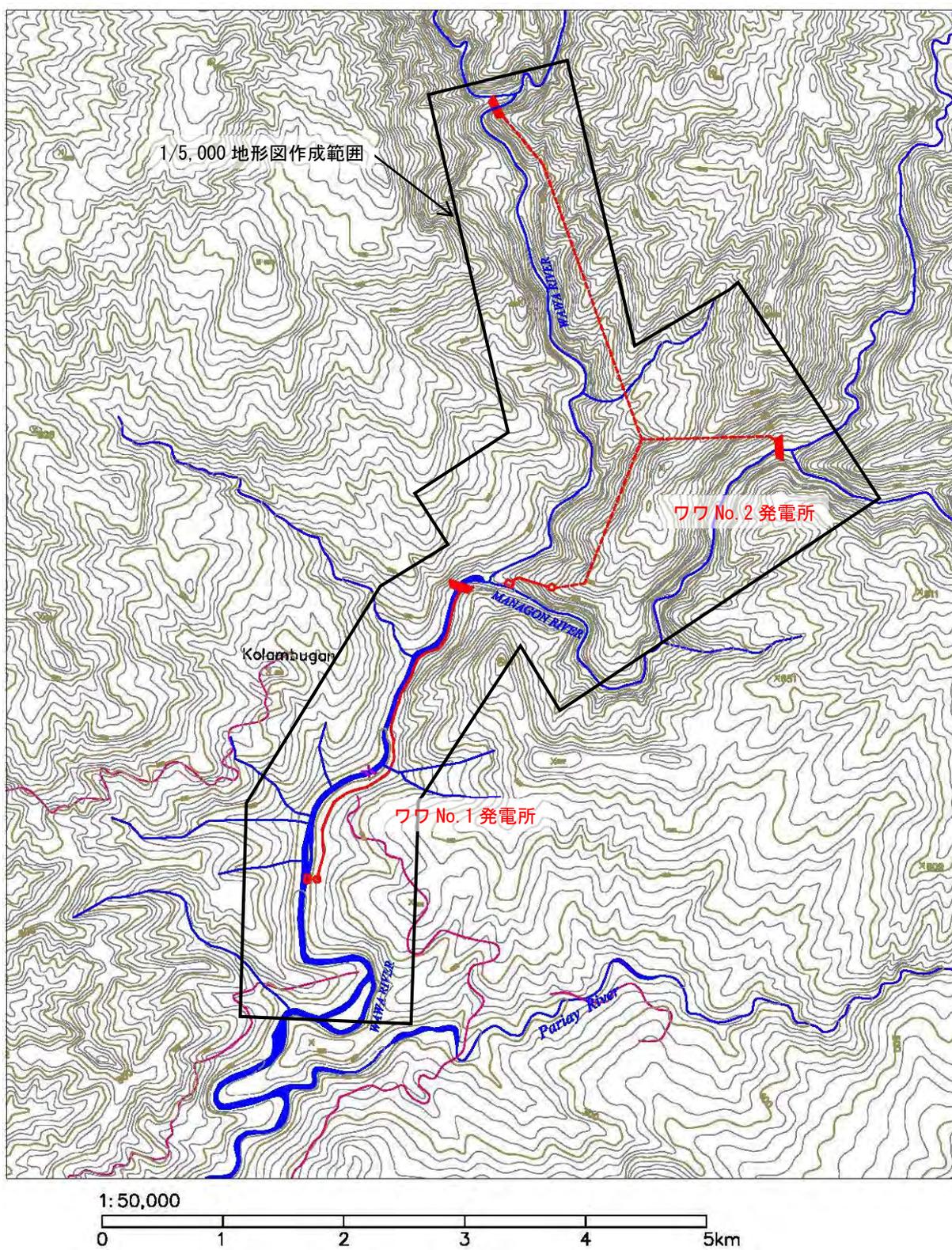


図 2-1 事業対象地域周辺 5 万分の 1 地形図
 出展 : NAMRIA

2-2. 新規地形図

今回の調査においては以下の手法によって新規地形図を作製する。

【基本地形図】

宇宙航空研究開発機構（JAXA）の陸域観測技術衛星「だいち」（ALOS）によって撮影した世界最高精度の全世界デジタル3D画像を購入して5.0m等高線の1/5,000の平面図を作成した。次ページ以降にサイト No. 1～3 までの平面図を示す。

【概略設計用地形図】

既存調査で最有力地点とされたサイト No. 1 の堰位置、発電所用地および導水路に関しては従来測量手法を用いて平面測量を実施して基本地形図を補完して概略設計用の平面図（1/1,000）を作成した。

平面測量に先立ちサイト内に 6 点の基準点を設置して GPS 計測にてフィリピン国国家基準点と整合を持たせた。（新規基準点 GPS 1～6）



GPS Network Design/Survey Diagram

図 2-2 基準点関係図

GPS 計測の結果、既存の国家基準点 7 点と新規基準点 6 点との関係は表 2-1 に示す結果となった。

表 2-1 フィリピン国国家基準点と新規基準点計測結果

ID	Easting (Meter)	Northing (Meter)	Elevation EGM-08 (Meter)	Adjusted Elev. (MSL) (Meter)
ADS-62	796922.000	994344.775	549.911	550.2203
AGN-3094	787484.972	994789.851	18.861	19.1703
AGN-3805	791072.668	996351.619	61.851	62.1603
AN-57	786204.274	991630.104	14.448	14.7573
AN-61	787295.290	994018.240	23.827	24.1363
AN-64	786521.429	996360.113	11.577	11.8863
AN-66	786521.089	997520.549	9.332	9.6413
GPS-1	802317.640	995549.084	311.053	311.3623
GPS-2	802136.018	995734.712	345.401	345.7103
GPS-3	801075.813	993956.211	245.158	245.4673
GPS-4	800963.758	993810.205	269.926	270.2353
GPS-5	800603.174	992769.490	250.292	250.6013
GPS-6	800637.976	992920.125	263.952	264.2613

新規基準点（GPS1～6）を基に従来手法にて平面測量を行った、測量結果を基にサイト 1 概略設計計画を行った。



図 2-3 事業対象地域サイト 5 千分の 1 地形図*

出典：JAXA 衛星画像使用調査団作成

*: 1/5,000 図面を A4 に縮小

第3章 地質調査

3-1. 地質調査概要

対象サイトの地形は、標高 200～500m 程度でワワ川下流域の丘陵地形から上流に向かい山岳地形となり、深いV字谷を形成する。この地形の相違は地質分布と関連しており、丘陵地は石灰岩、泥岩等の堆積岩分布域で、うち石灰岩の分布域では小規模でやや不明瞭なドリーネ地形も観察される。一方、急峻な山岳地形は、安山岩およびその碎屑岩類が分布する地域である。本流は、蛇行しながら南北方向および北北西-南南東方向が卓越し、それに支流がほぼ直角方向から流入している。本地域でもワワ川は南北方向であり、南流してベーユガン市方向に流下し、本流のアグサン川と合流後北流してブトゥアン湾へ流入する。この河川形状も地質構造と密接に関連しており、活断層方向、衝上断層方向を反映している。

鉱物・地球科学局 (Mines and Geosciences Bureau) 発行の既往地質図(1963)によると、対象サイトの地質は、ワワ川下流側に漸新統～中新統の石灰質砂岩、石灰質シルト岩および火成岩起源の凝灰岩、凝灰質砂岩が分布し、ワワ川とマナゴン川合流地点の下流側左岸～マナゴン川両岸中流域にかけて、その上位の上部中新統～鮮新統の砂岩、泥岩及び砂岩泥岩互層、礁質石灰岩が分布する。ワワ川上流からマナゴン川上流域にかけて、これらと同時代である中新世～鮮新世の火山岩類の安山岩、玄武岩およびそれらの碎屑岩類(凝灰角礫岩、火山角礫岩等)、火砕流堆積物が分布する。

調査サイト内で火山岩類のなか最も分布が広い範囲で認められるものは、安山岩質凝灰角礫岩または火山角礫岩であり、これらの特徴として安山岩質の基質を持ち、 $\phi 5\text{cm}$ から最大 $\phi 5\text{m}$ 以上の安山岩質亜角～角礫岩を含有する。安山岩質碎屑岩類(凝灰岩、凝灰角礫岩等)は全体的に東西方向に走向を持ち、南に傾斜している。部分的に熱水変質を受けており、方解石脈を挟在しているほか、基質部分が褐色化し黄鉄鉱染を被っている箇所が見受けられる。表 3-1 に示す岩級区分では、概ね CL～CM 級岩盤を呈し、新鮮硬質で風化は薄い。

これらを被覆して、第四紀の未固結堆積物である段丘堆積物、崖錐堆積物が分布する。

表 3-1 岩盤区分とその特徴

名称	特 徴
A	きわめて新鮮なもので造岩鉱物および粒子は風化、変質をうけていない。亀裂、節理はよく密着し、それらの面に沿って風化の跡はみられないもの。 ハンマーによって打診すれば澄んだ音を出す。
B	岩質堅硬で開口した(たとえ1mmでも)亀裂あるいは節理はなく、よく密着している。ただし、造岩鉱物および粒子は部分的に多少風化、変質がみられる。 ハンマーによって打診すれば澄んだ音を出す。
CH	造岩鉱物および粒子は石英を除けば風化作用を受けてはいるが岩質は比較的堅硬である。一般に褐鉄鉱などに汚染され、節理あるいは亀裂の間の粘着力はわずかに減少しており、ハンマーの強打によって割れ目に沿って岩塊が剥脱し、剥脱面には粘土質物質の薄層が残留することがある。 ハンマーによって打診すれば少し濁った音を出す
CM	造岩鉱物および粒子は石英を除けば風化作用を受けて多少軟質化しており、岩質も多少軟らかくなっている。 節理あるいは亀裂の間の粘着力は多少減少しておりハンマーの普通程度の打撃によって、割れ目に沿って岩塊が剥脱し、剥脱面には粘土質物質の層が残留することがある。 ハンマーによって打診すれば多少濁った音を出す。
CL	造岩鉱物および粒子は風化作用を受けて軟質化しており岩質も軟らかくなっている。 節理あるいは亀裂の間の粘着力は減少しており、ハンマーの軽打によって割れ目に沿って岩塊が剥脱し、剥脱面には粘土質物質が残留する。 ハンマーによって打診すれば濁った音を出す。
D	造岩鉱物および粒子は風化作用を受けて著しく軟質化しており岩質も著しく軟らかい。 節理あるいは亀裂の間の粘着力はほとんどなく、ハンマーによってわずかな打撃を与えるだけで崩れ落ちる。剥脱面には粘土質物質が残留する。 ハンマーによって打診すれば著しく濁った音を出す。

出典：電研式ダム基礎岩盤分類（田中、1964）

3-2. 地表踏査結果

ワワ No.1 小水力発電所および No.2 小水力発電所の各構造物の計画地点周辺にて地形地質状況、岩盤特性を把握するための地表踏査を実施した。その結果を以下に示す。なお、当初は No.1、No.2 に加えて No.3 発電所の計画があり、これに基づき地表踏査を実施したものであるが、地質調査結果および発電施設のレイアウト検討により、No.2 と No.3 を統合する計画に変更となった。これに伴い No.3 取水堰をマナゴン川取水堰と改名し、以下に示すこととする。

3-2-1. ワワ No. 1 小水力発電所

ワワ No.1 小水力発電所の全体レイアウトを以下に図示する。

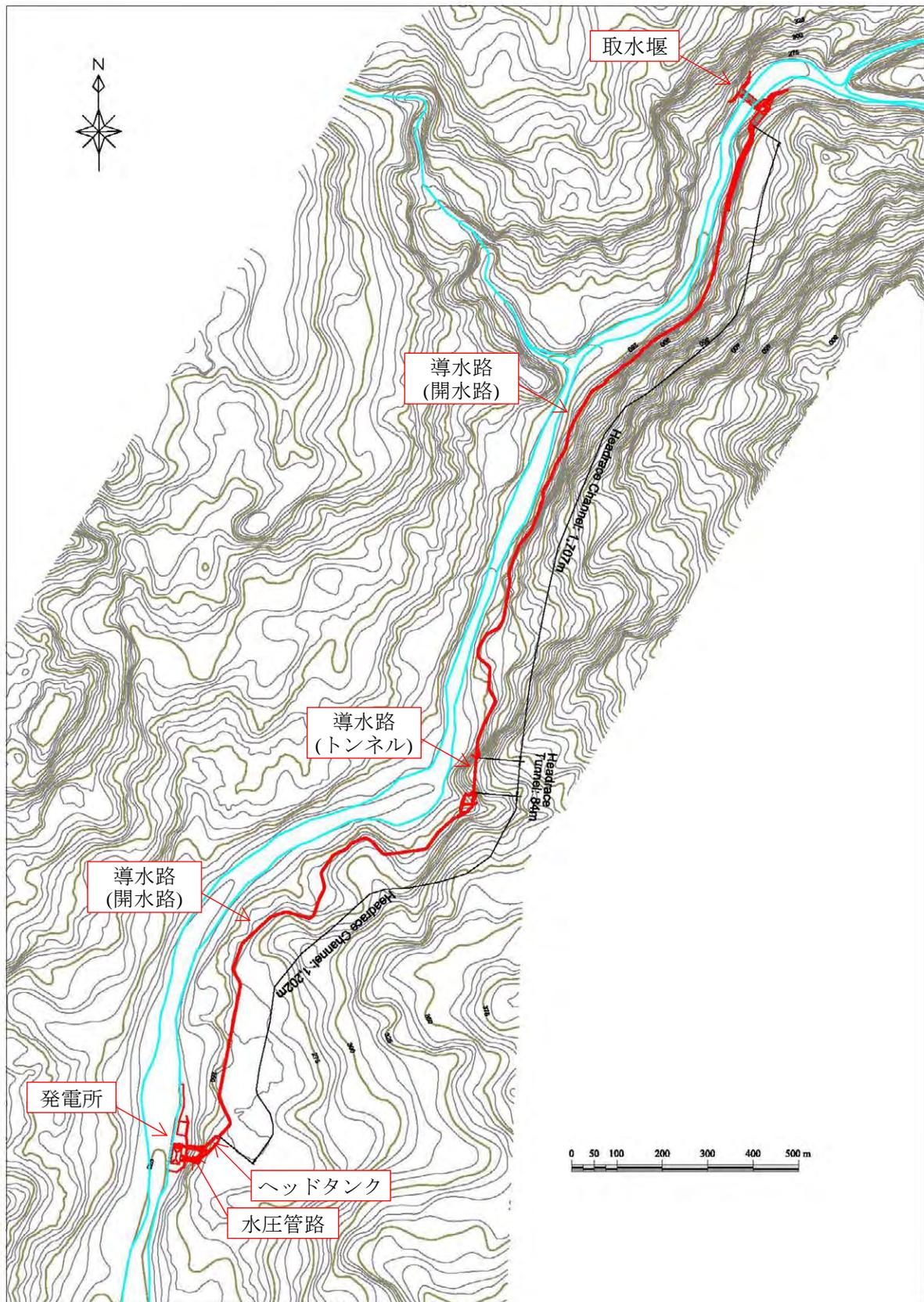


図 3-1 ワワ No. 1 発電所全体計画図

(1) 取水堰地点

取水堰はワワ川とマナゴン川合流地点の下流 50～100m 程度に計画されている。川幅は最も狭いところでは 10m 程度、やや下流では 50m 程度となる。川幅が狭まっている付近の河川水深は 9m 程度である(調査時 2014 年 9 月 19 日)。



写真 3-1 No. 1 取水堰地点 A 全景(下流側より)

右岸は、高さ 40m 程度、勾配 40～60° 程度の急崖を形成し、ワワ川とマナゴン川合流地点の下流側ではヤセ尾根となる。斜面上部は石灰岩、斜面下部は安山岩質凝灰岩及び安山岩がそれぞれ分布する。一部安山岩質凝灰岩で D 級岩盤が見られるものの石灰岩、安山岩とも風化はほとんど見られず、地表から CL～CM 級岩盤を呈する。



写真 3-2 (右岸) 石灰岩と安山岩質凝灰岩の境界、滝を形成



写真 3-3 (右岸) 安山岩質凝灰岩 CL~CM 級岩盤



写真 3-4 (右岸) 石灰岩と凝灰岩の境界



写真 3-5 (右岸) 石灰岩 CM 級岩盤

左岸は、下流側河岸に河床堆積物が分布する。その背後に 15~20m 程度の急崖を形成し、安山岩質凝灰岩角礫岩および安山岩の CL~CM 級岩盤が分布する。左岸側の安山岩質凝灰岩中には断層破碎帯が観察され、その走向傾斜は $N60^{\circ} E, 55^{\circ} SE$ 、幅が 50~80cm で一部褐色粘土化部を挟在する。

さらに詳細な地質状況、地盤の透水性を把握するため、本地点でボーリング調査を実施した。その結果は、後述の 3-3. で示す。



写真 3-6 (左岸) 安山岩質凝灰岩 CM 級岩盤

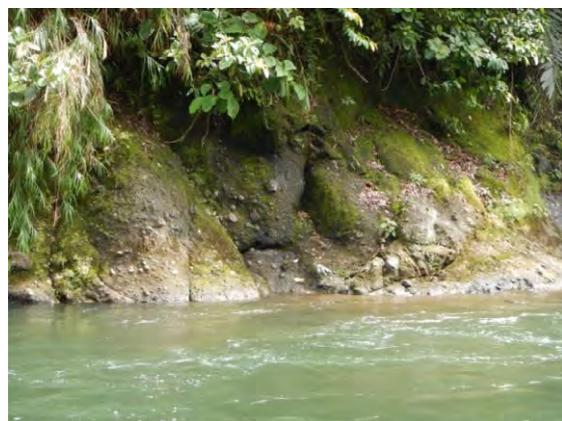


写真 3-7 (左岸) 安山岩質凝灰岩角礫岩
CL 級岩盤



写真 3-8 (左岸) 安山岩質凝灰岩中の断層破碎帯 (N60° E, 55° SE)



写真 3-9 ワワ川とマナゴン川合流地点

(2) 導水路ルート

導水路ルートが計画されているワワ川の左岸沿いは、上流側で安山岩類が分布するが、下流側では石灰岩類および砂岩粘板岩互層が分布するものと推定される。斜面の地形は上流で急勾配、下流で緩勾配斜面が広がっている。また、少なくとも 2 本の沢が流下しており、下流の緩勾配斜面にはカルスト地形の特徴である石灰岩柱やドリーネが認められる。

下流の緩斜面では施工が容易であるが上流の急斜面では施工が難しく、掘削後の法面对策が課題となる。

取水堰直下流には沈砂池を設置する予定のため、詳細設計の際必要に応じてその基礎岩盤の性状をボーリング調査等による追加調査で確認する。



写真 3-10(右岸)石灰岩 CM 級岩盤露頭



写真 3-11(右岸)同左 CM 級岩盤近景



写真 3-12(右岸)石灰岩 D 級岩盤、やや溶食されている

(3) ヘッドタンク、発電所地点

発電所計画地点はワワ川左岸の段丘面上にあり、段丘堆積物が分布する。ヘッドタンクは、その背後の斜面上あるいは頂上の平坦面に計画され、主に砂岩粘板岩互層が分布するものと推定されるが、一部石灰岩が分布する可能性がある。

発電所計画地点は、河床からの比高が 30～50m 程度の段丘面上にあり、地表は段丘堆積物の砂礫層が分布する。またヘッドタンク計画地点には石灰岩の分布が予想される。よって、両地点において構造物基礎を確認するボーリング調査を実施した。その結果は、後述する 3-3. で示す。

3-2-2. ワワ No. 2 小水力発電所

ワワ No.2 小水力発電所の全体レイアウトを以下に図示する。

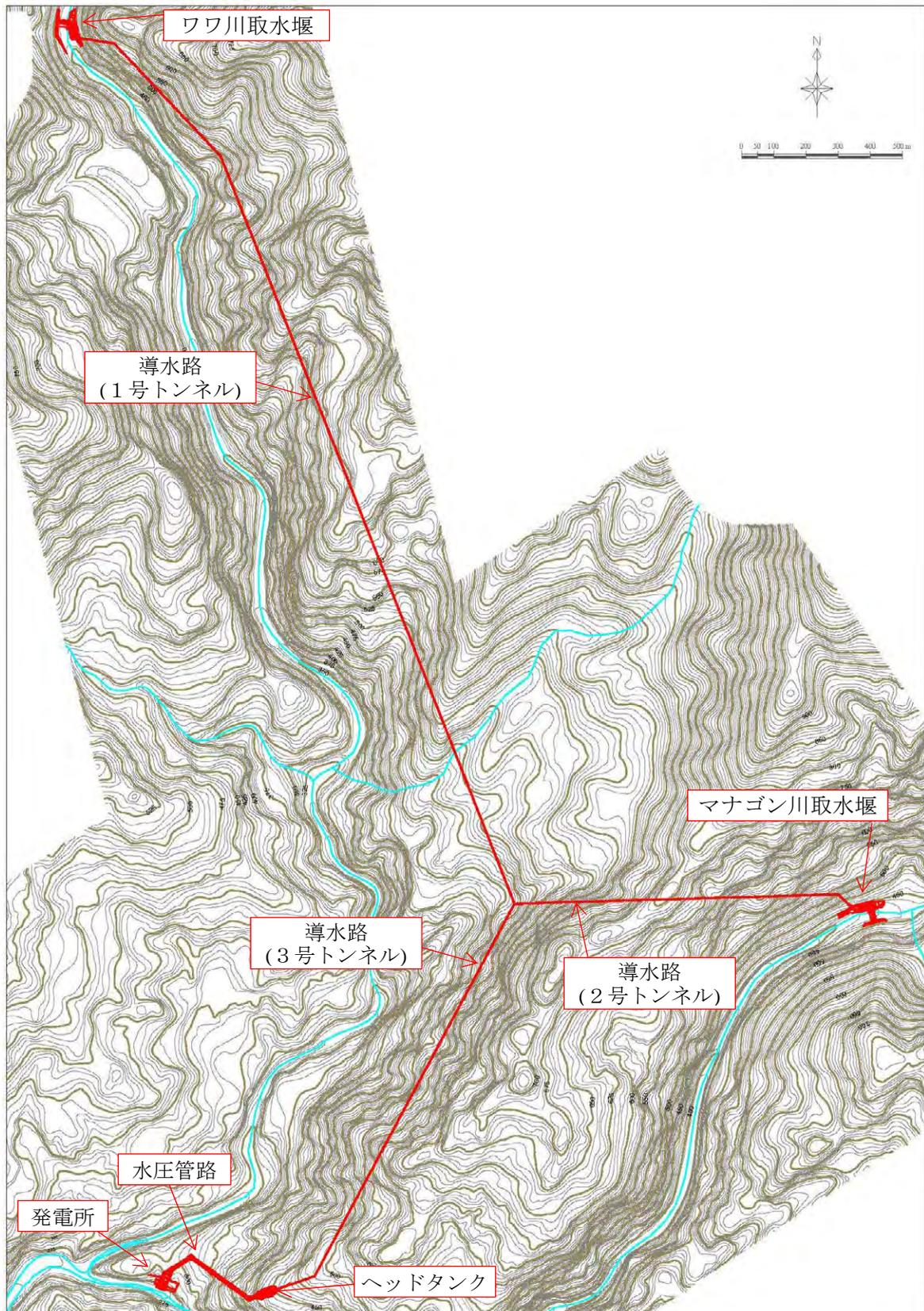


図 3-2 ワワ No. 2 発電所全体計画図

(1) No. 2 取水堰地点

1) ワワ川取水堰

取水堰計画地点の兩岸斜面は高さ 20～30m 程度、勾配 50～60° 程度の急崖を形成する。川幅は狭い箇所は 15m 程度、その下流側で 30m 程度である。

地質は、崖面に安山岩質凝灰角礫岩および安山岩質凝灰岩の CL～CM 級岩盤が露出する。凝灰岩中には、層理または流理面が見られ、その走向傾斜は N50～60° E, 10～30° SE であり、概ね下流側へ傾斜している。崖面中腹および頂上直下より湧水が見られる。河床の地質状況も同様であり、安山岩質凝灰岩の CL～CM 級岩盤が露出し、10～20° 程度で下流側に傾斜する層理面などの不連続面が観察される。また、上から見ると柱状節理に見られる安山岩の CM 級岩盤が観察される。



写真 3-13 NO. 2 取水堰地点全景(下流側より)



写真 3-14 No. 2 取水堰地点全景(下流側より)



写真 3-15 斜面状況 (湧水見られる)



写真 3-16 安山岩質凝灰角礫岩 CL 級岩盤



写真 3-17 同左近景、層理面 N62° E, 32° SE



写真 3-18 安山岩質凝灰岩層理状況



写真 3-19 安山岩 CM 級岩盤の柱状節理

両岸とも急斜面かつ川幅は狭小で、斜面および河床には CL～CM 級岩盤が露岩しており、堰を建設する好条件がそろっている。堰を施工する上での留意点としては以下が挙げられる。

- ・基礎岩盤は、浅い深度から出現するが、地層の層理面、流理面が下流側に浅い角度で傾斜するため、止水対策を含む基礎処理を行い、貯水後の堤体滑動に対する対策が必要である。
- ・堰堤体の袖部崖面から湧水が見られるため、貯水後漏水を防止する止水対策が必要である。
- ・一部急崖上方はオーバーハングが見られ、また層理面は下流側に傾斜していることから、掘削時の崩壊対策が必要である。

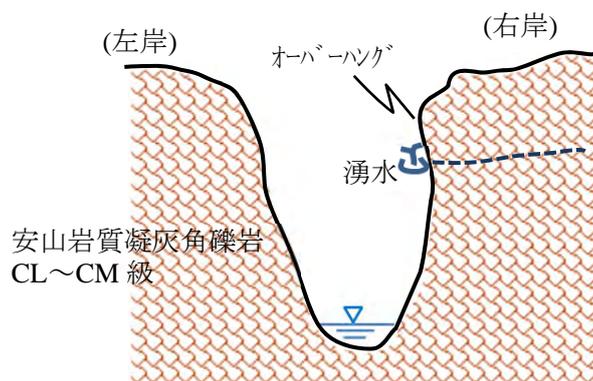


図 3-3 No. 2 取水堰地質断面イメージ図

2) マナゴン川取水堰

取水堰計画地点の左岸斜面は、高さ 30～40m 程度、勾配 50～60° 程度の急崖を形成し、直上流には「マナゴンの滝」(推定落差 20m 程度)が見られる。一方、右岸斜面はやや緩傾斜で 20～40° 程度、高さは遷急線までは 50m 以上である。川幅は狭い箇所では 15m 程度、その下流側で 30m 程度である。

河岸および河床に CM～CH 級の安山岩質凝灰角礫岩および安山岩が露岩する。安山岩には節理面が見られ、その走向傾斜は N35° E, 20～30° SE であり、概ね下流側へ傾斜している。

堰計画位置は、右岸斜面はやや緩傾斜であるが、概ね急斜面を呈し、かつ川幅は狭小で、斜面および河床には CM～CH 級岩盤が露岩しており、堰の基礎岩盤は浅い深度から出現するものと考えられる。基礎岩中の節理面は、下流側に傾斜するため、堰の施工時には止水対策を含む基礎処理が必要である。



写真 3-20 No. 2 取水堰地点全景(上流側より)



写真 3-21 マナゴンの滝



写真 3-22 (右岸)安山岩 CH 級の露岩状況



写真 3-23 (左岸)安山岩 CM 級岩盤状況



写真 3-24 No. 2 取水堰下流側候補地点全景(上流側より)

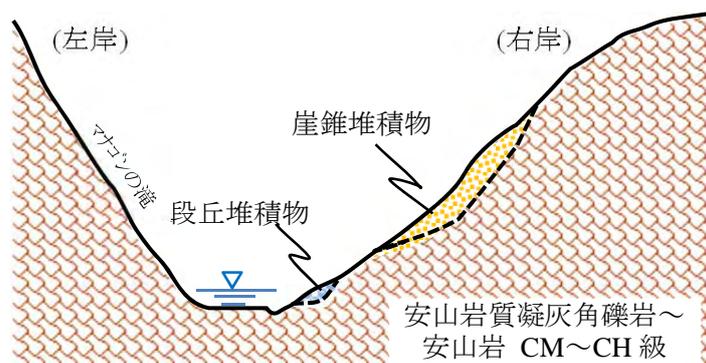


図 3-4 No. 2 取水堰地質断面イメージ図

(2) No. 2 導水トンネルルート

1) ワワ川取水堰～合流点

導水トンネルを計画しているワワ川の左岸は $40\sim 60^\circ$ の急勾配斜面が連続し、岩盤が露出した滝が認められる。地質は、安山岩質凝灰岩、安山岩質凝灰角礫岩および安山岩溶岩が分布し、いずれも新鮮硬質で CL～CM 級岩盤を呈する。部分的に石灰岩が分布する可能性もある。発電所予定地点より上流側に 200m の地点で、安山岩と凝灰岩の境界が認められ、走向傾斜 $N80^\circ W, 28^\circ SW$ で接している。沈砂池及び導水路含めて、基礎地盤として特に問題はない。

トンネル本体工の掘削地質は、新鮮硬質な CL～CM 級岩盤の安山岩質凝灰岩、安山岩質凝灰角礫岩および安山岩溶岩（部分的に石灰岩を狭在）となり、日本で施工する場合の NATM 工法であれば、ほぼ問題はないものと推定される。しかしながら、東西方向の地形的鞍部を横過するときの破碎帯の分布や両坑口斜面状況等については、本準備調査終了後に弾性波探査、ボーリング調査等の追加地質調査で確認する必要がある。



写真 3-25 (右岸) 安山岩 CM 級の滝



写真 3-26 (左岸) 流下する滝

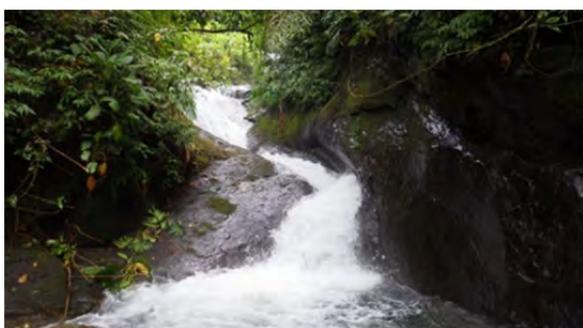


写真 3-27 (右岸) 安山岩 CM 級の溪流横過部



写真 3-28 (右岸) 安山岩 CM 級岩盤状況



写真 3-29 (左岸) 流下する滝



写真 3-30 (右岸) 安山岩と凝灰岩の境界

2) マナゴン川取水堰～ヘッドタンク

導水トンネルを計画しているマナゴン川の右岸沿いは、やや緩勾配の 20° 程度の斜面が主体であるが、溪流横過部や露岩した急勾配斜面である。地質は、安山岩質凝灰角礫岩および安山岩溶岩が分布し、いずれも新鮮硬質で CL~CH 級岩盤を呈する。沈砂池、導水路含めて、基礎地盤として特に問題はない。

トンネル本体工の掘削地質は、新鮮硬質な CL~CH 級岩盤の安山岩質凝灰角礫岩および安山岩溶岩となり、日本で施工する場合の NATM 工法であれば、ほぼ問題はないものと推定される。しかしながら、東西方向の地形的鞍部を横過するときの破碎帯の分布や両坑口斜面状況等については、本準備調査終了後に弾性波探査、ボーリング調査等の追加地質調査で確認する必要がある。



写真 3-31 (左岸) 安山岩 CM 級の滝



写真 3-32 (右岸) 導水路沿い斜面状況



写真 3-33 (右岸) 安山岩 CM 級の露岩状況



写真 3-34 (右岸)溪流横過部の状況



写真 3-35 (右岸)安山岩 CM 級の露岩状況

(3) ヘッドタンク、発電所地点

発電所が計画されている地点は、河床からの比高 10m 程度、東西方向に伸長する尾根上になる。地質は、安山岩質凝灰角礫岩 CL~CM 級岩盤を基盤とし、段丘堆積物が薄く分布するものと推定される。ヘッドタンクはその背後斜面頂上付近に計画され、地質は同様により安山岩質凝灰角礫岩 CL~CM 級岩盤が分布すると推定される。



写真 3-36 発電所計画予定地遠景 (右側斜面が圧力管路設置計画位置)



写真 3-37 発電所計画予定地直下の河川状況(上流側)



写真 3-38 同上上流側（淵を形成）



写真 3-39 (左岸)安山岩質凝灰角礫岩 CM 級岩盤

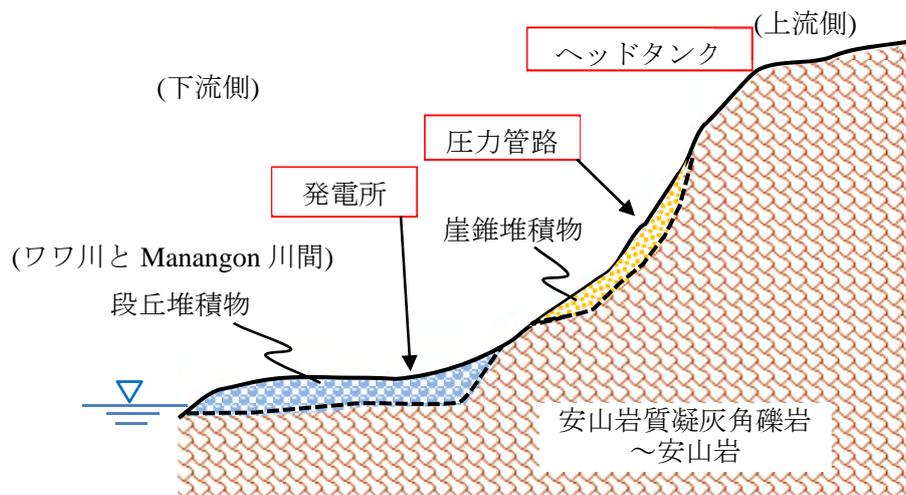


図 3-5 No. 2 発電所計画位置地質断面イメージ図

3-3. ボーリング調査

本調査では、ワワ No. 1 発電所地点において調査の精度を高めるべく、各構造物の計画地点においてボーリング調査を実施した。ボーリング調査を実施したのは、発電施設のレイアウト検討および地表踏査の結果から選定された取水堰およびヘッドタンク、発電所計画位置である。なお、本ボーリング調査は地質状況、岩盤特性、水理特性を把握するために標準貫入試験、ルジオン試験などの原位置試験を実施したほか、採取したコアサンプルに対しては一軸圧縮試験を行った。

3-3-1. 調査実施数量および調査位置

調査実施数量を表 3-2 に、また、ボーリング地点を図 3-6～図 3-8 に示す。

表 3-2 調査実施数量

	ボーリング No.	掘削地点	深度 (m)	標準貫入試験 (回)	ルジオン試験 (回)	一軸圧縮試験 (個)	
#1	BH-1	取水堰	右岸	10.0	10	2	2
	BH-2		河床右	15.0	15	2	2
	BH-3		河床左	13.6	13	2	1
	BH-4		左岸	11.2	11	1	2
	BH-5	ヘッドタンク	12.0	12	-	-	
	BH-6	発電所	15.0	15	-	-	

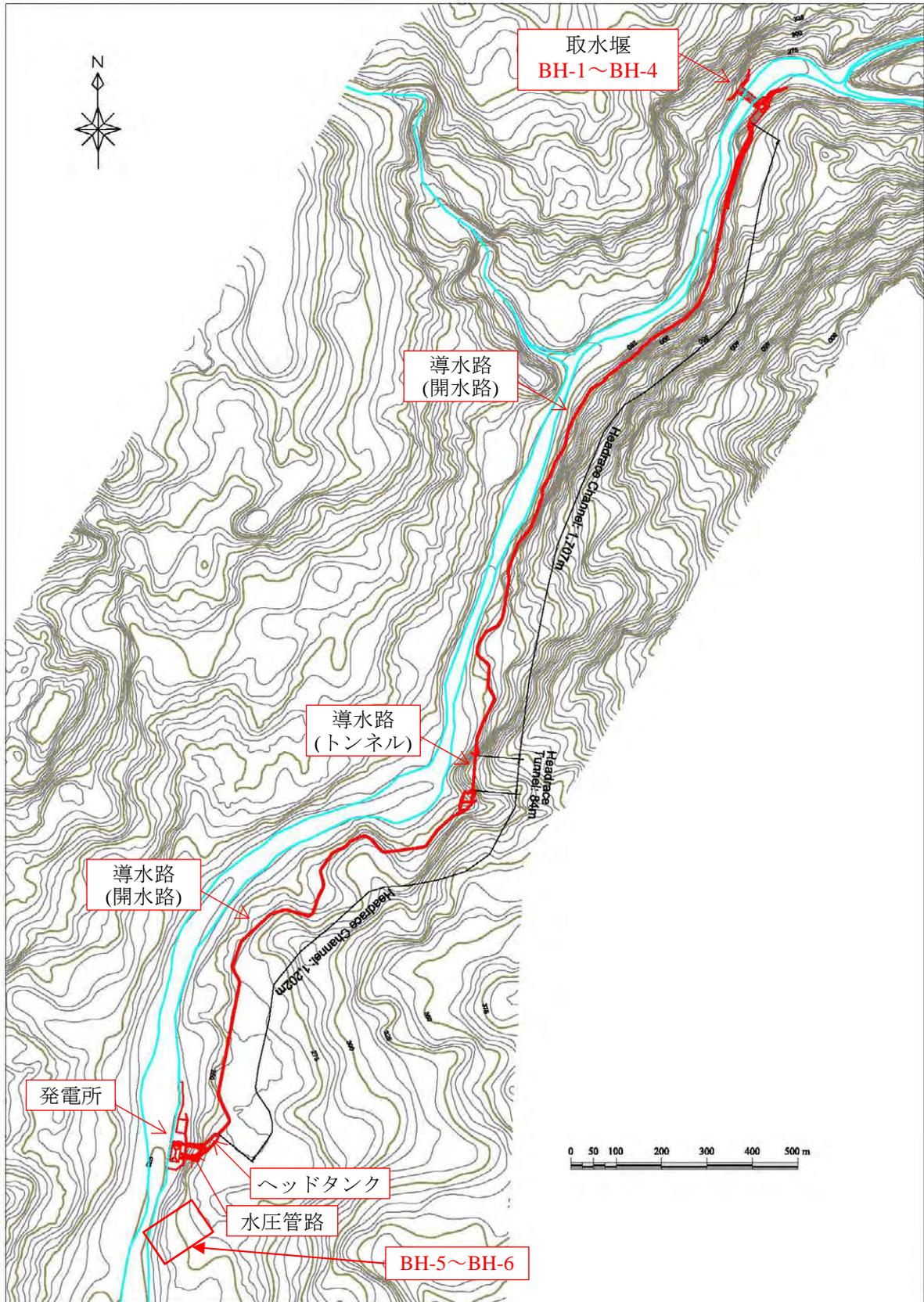


図 3-6 調査位置図

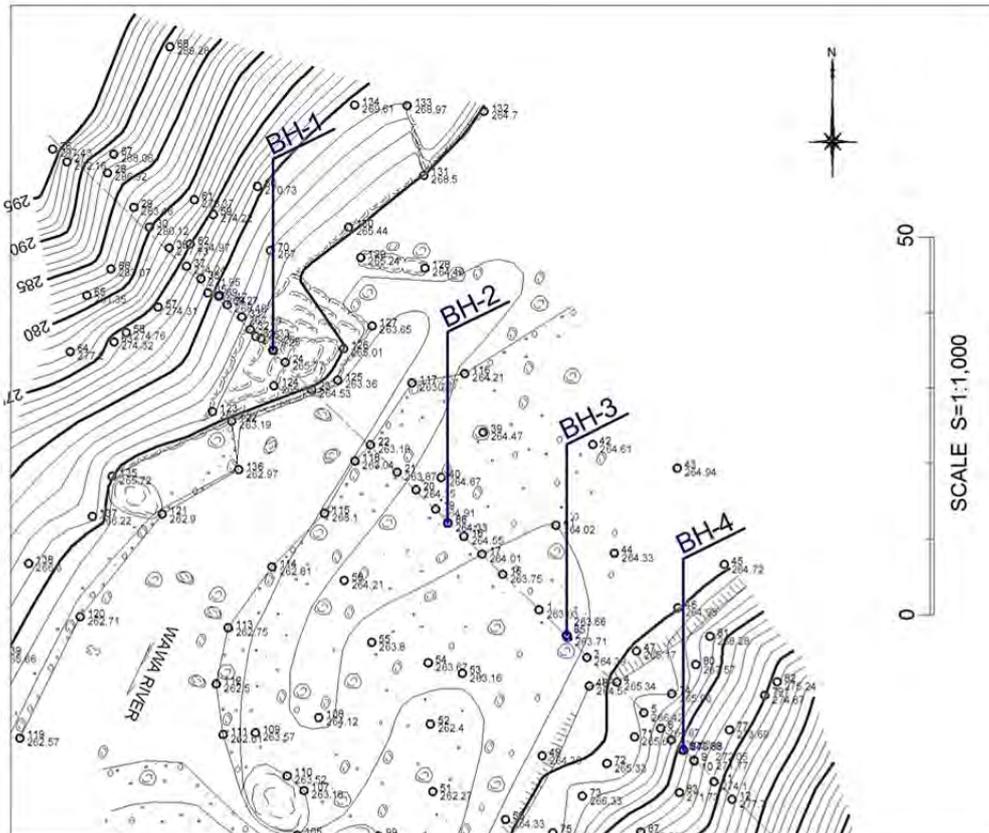


図 3-7 取水堰における調査位置

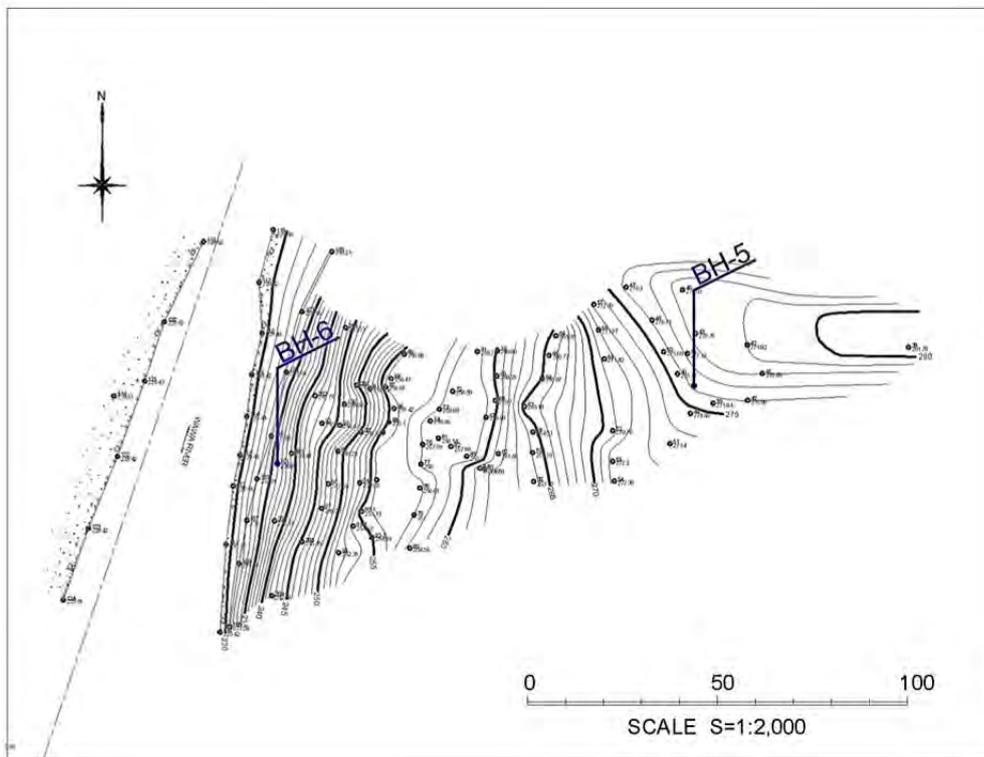


図 3-8 ヘッドタンク～発電所における調査位置

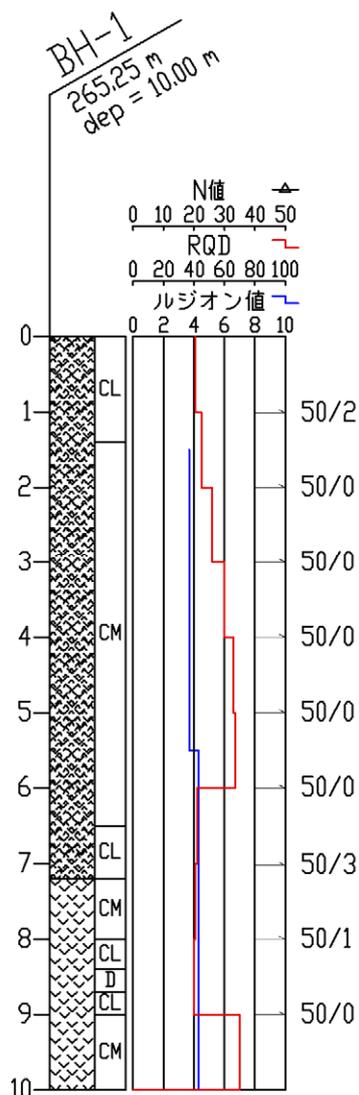
3-3-2. 調査結果

(1) 取水堰地点

取水堰地点では右岸より BH-1～BH-4 の計 4 本のボーリング調査を実施するとともに(図 3-7)、各孔にて 1m 毎に標準貫入試験を実施したほか、孔内においてルジオン試験実施と採取したコアサンプルを試供体とした一軸圧縮試験を実施した。これらの結果を下記の簡易柱状図に示すとともに、地質状況、N 値、ルジオン値、一軸圧縮強さについて記載する。

(ア) BH-1

掘進長 L=10.00m、標高 H=265.25m



【地質状況】

・深度 0.00-1.40m：安山岩質凝灰岩（CL 級）

全体的に、やや風化しており、暗灰色の CL 級を呈する。0.50-0.70m にかけて土砂を挟む亀裂が認められる。1.00-1.10m にかけて、細礫化および粘土化している。1.30-1.40m にかけて幅 3cm の粘土を挟む亀裂が認められる。

N 値：50/2

・深度 1.40-7.20m：安山岩質凝灰岩（CM 級）

全体的に新鮮な青灰色で硬質な CM 級岩盤である。2.60-2.80m にかけて、褐色土砂化した傾斜 70° の亀裂が認められる。2.70-3.00m にかけて褐色に風化した傾斜 70° の亀裂が認められる。4.80m 付近に土砂化した水平亀裂が認められる。6.10-6.30m にかけて、褐色風化した傾斜 70° の亀裂が認められる。6.50-7.20m にかけて、やや風化しており、黒褐色の CL 級を呈する。

N 値：50/3～貫入不能

・深度 7.20-10.00m：安山岩（CM 級）

全体的に新鮮な暗灰色で硬質な CM 級岩盤である。7.20-7.40m にかけて、風化により細礫状を呈する。8.00-9.00m にかけて、風化が進み、礫状コアを挟む D 級～CL 級となる。9.80m 付近の傾斜 30° の亀裂沿いに石英が濃集している。

N 値：50/1～貫入不能

【ルジオン値】

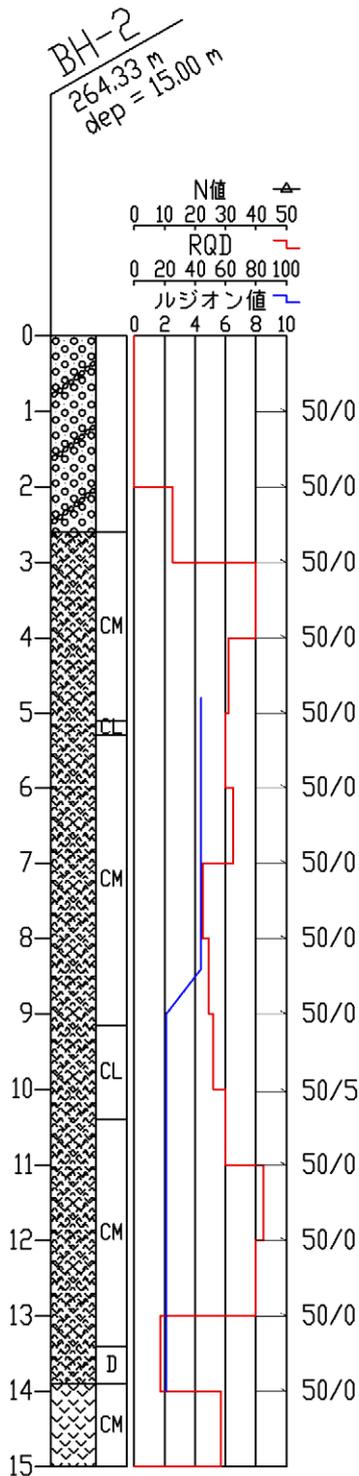
- ・深度 1.50-5.50m：3.7Lu
- ・深度 5.50-10.00m：4.3Lu

【一軸圧縮強さ】

- ・深度 4.80-5.00m：74,540 kN/m²
- ・深度 9.20-9.40m：18,740 kN/m²

(イ) BH-2

掘進長 L=15.00m、標高 H=264.33m



【地質状況】

・ 深度 0.00-2.60m : 河床堆積物

φ 30-60cm の安山岩玉石を含む砂礫層。

N 値 : 玉石および礫打ちのため貫入不能。

・ 深度 2.60-13.90m : 安山岩質凝灰岩 (CM 級)

全体的に青灰色で硬質な CM 級の岩盤よりなる。

2.70-2.80m に粘土化した共役亀裂が認められる。

3.20m に粘土化した水平亀裂が認められる。

3.50m および 3.70m にかけて土砂化した水平亀裂が認められる。

4.80m および 4.90m に粘土化した水平亀裂が認められる。

5.10-5.30m にかけて、風化が進み CL 級の礫状を呈する。

7.10-7.30m にかけて、鋭角亀裂が認められる。

9.20-10.40m にかけて、熱水変質を受け、軟弱化しており、CL 級を呈する。

13.40-13.90m にかけて、風化が進み粘土状の D 級を呈する。

N 値 : 50/5~貫入不能

・ 深度 13.90-15.00m : 安山岩 (CM 級)

全体として青灰色で硬質な CM 級の岩盤よりなる。

14.25m に褐色の粘土化した密着亀裂が認められる。

14.80-14.90m の幅 4-6cm にかけて、土砂および粘土状コアとなる。

N 値 : 貫入不能

【ルジオン値】

・ 深度 4.80-8.40m : 4.4Lu (換算値)、限界水圧 0.43Mpa

・ 深度 9.00-14.00m : 2.1Lu

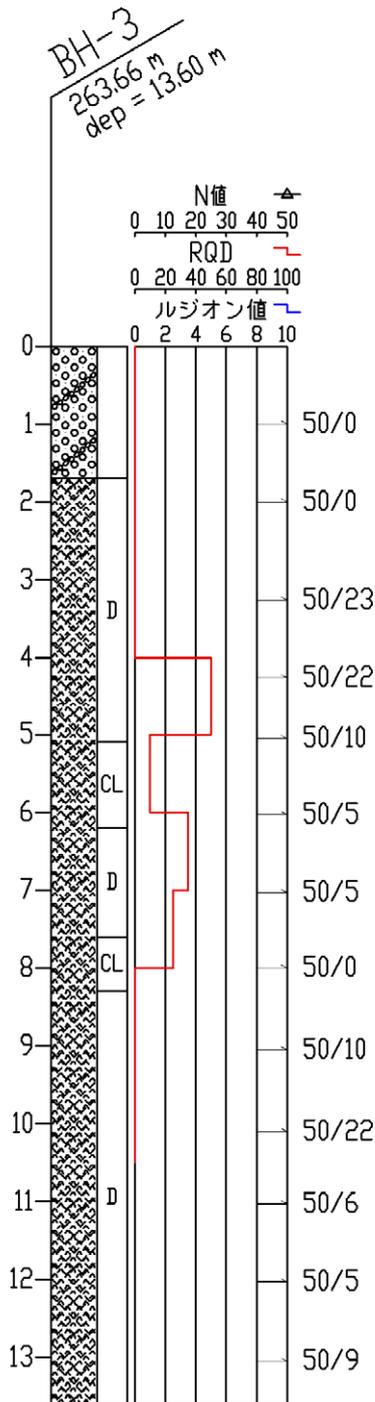
【一軸圧縮強さ】

・ 深度 2.80-3.00m : 25,860 kN/m²

・ 深度 5.00-5.20m : 48,410 kN/m²

(ウ) BH-3

掘進長 L=13.60m、標高 H=263.66m



【地質状況】

- 深度 0.00-1.70m : 河床堆積物
φ 2-15cm の安山岩玉石および円礫を含む砂礫層。
N 値 : 玉石および礫打ちのため貫入不能。
- 深度 1.70-5.10m : 安山岩質凝灰岩 (D 級)
全体的に風化が進み軟弱化した D 級の岩盤よりなる。
1.70-3.00m にかけて赤褐色に風化している。
N 値 : 50/23~50/10
- 深度 5.10-6.20m : 安山岩質凝灰岩 (CL 級)
5.40-5.70m にかけて 5-10cm の短柱状を呈する。
6.00-6.10m にかけて礫状を呈する。
N 値 : 50/5
- 深度 6.20-7.60m : 安山岩質凝灰岩 (D 級)
6.30-6.60m にかけて粘土状を呈する。
7.20-7.30m にかけて指圧で礫から砂状に粉碎する。
7.60-8.30m にかけてやや硬質な CL 級となる。
8.30-8.40m にかけて粘土状を呈する。
8.50-9.10m にかけて細礫状を呈する。
9.10-9.50m にかけて 1mm~50mm の角礫状を呈する。
10.00-10.30m にかけて風化が進み、砂から粘土状を呈する。
10.70-11.00m にかけて、やや硬質な CL 級となる。
11.00m 以深は岩芯まで風化し、指圧で容易に粉碎できる。
12.80-13.00m にかけて細礫~粘土状を呈する。
13.40-13.50m にかけて礫状を呈する。
N 値 : 50/22~50/5

【ルジオン値】

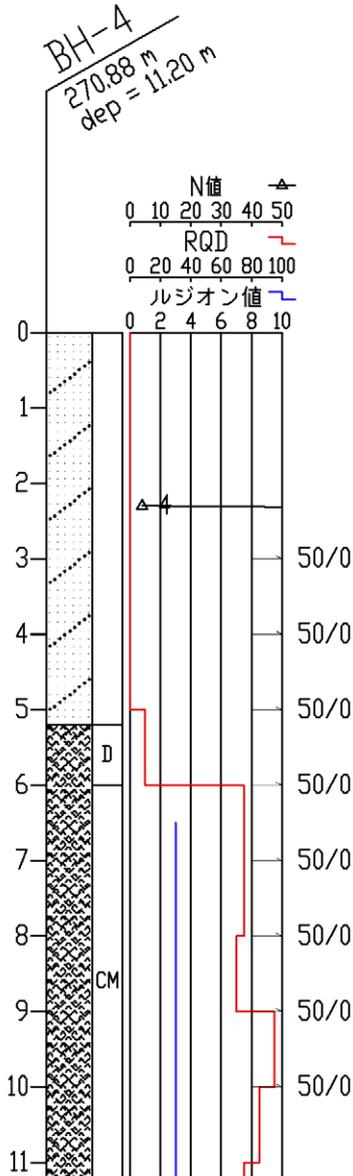
- 深度 5.00-9.00m :
注入量がポンプの性能を上回ったため測定不能。20 Lu 以上と推定される。
- 深度 9.00-13.60m :
注入量がポンプの性能を上回ったため測定不能。20 Lu 以上と推定される。

【一軸圧縮強さ】

- 深度 8.00-8.20m : 88,310 kN/m²

(工) BH-4

掘進長 L=11.20m、標高 H=270.88m



【地質状況】

- 深度 0.00-5.20m : 崖錐堆積物

φ 1-10cm の安山岩質凝灰岩の角礫を含む砂質土。

N 値 : 礫打ちを除いて 4 回

- 深度 5.20-6.00m : 安山岩質凝灰岩 (D 級)

硬質ではあるが、短柱状から礫状と亀裂が発達しており D 級岩盤となる。

5.80m 付近が幅 2cm にわたり粘土化している。

5.90m 付近は層状に亀裂が発達している。

N 値 : 実施なし

- 深度 6.00-11.20m : 安山岩質凝灰岩 (CM 級)

全体的にやや熱水変質を受けた硬質な CM 級の岩盤であり、6.00-9.00m にかけて沸石脈を狭在しており、特に 7.00-7.30m にかけて濃集している。

7.60m 付近が幅 1cm 程度にわたり粘土化している。

8.10m 付近が幅 1cm 程度にわたり粘土化している。

8.20m 以深では、熱水変質のために暗い青灰色を呈する。

N 値 : 貫入不能

【ルジオン値】

- 深度 6.50-11.2m : 3 Lu

【一軸圧縮強さ】

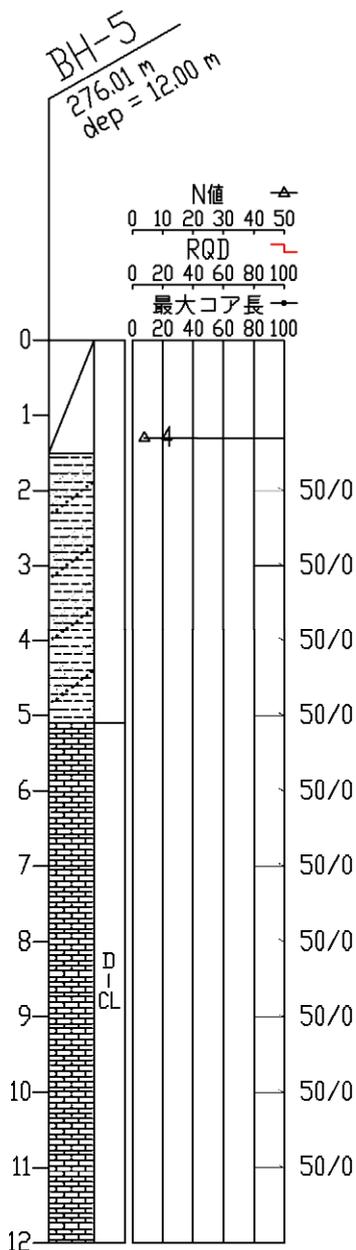
- 深度 6.50-6.80m : 47,890 kN/m²
- 深度 9.80-10.00m : 33,840 kN/m²

(2) ヘッドタンク～発電所地点

ヘッドタンクおよび発電所計画位置にてBH-5～BH-6の計2本のボーリング調査を実施したとともに(図3-8)、各孔にて1m毎に標準貫入試験を実施した(表3-2)。これらの結果を下記の簡易柱状図に示すとともに、地質状況、N値について記載する。

(ア)BH-5

掘進長 L=12.00m、標高 H=276.01m



【地質状況】

- 深度 0.00-1.50m : 表土

褐色の砂質粘土よりなる。植物根挟む。

N 値 : 4 回
- 深度 1.50-5.10m : 礫混じり砂質粘土

石灰岩の礫を含有する砂質粘土よりなる。石灰岩礫は片状を呈するものが主体となる。

2. 30-3.20m にかけて CM 級の石灰岩礫を挟む。

4. 30-4.70m にかけて やや締りが良い。

N 値 : 石灰岩の礫打ちにより貫入不能
- 深度 5.10-12.00m : 石灰岩 (D 級)

全体的に風化が進んだ石灰岩で主に礫状を呈しており、礫の周囲を砂質土および細礫が支持している。

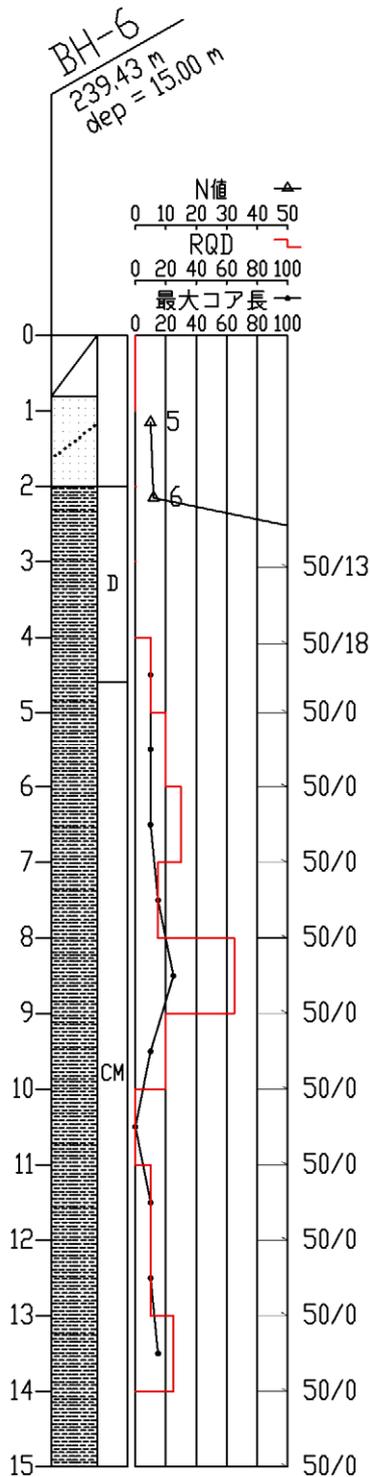
コアは 5-10cm 程度の短柱～片状コアで、D～CL 級を呈する。

酸性雨による融解により、10cm 程度の空洞が形成されている可能性がある。

N 値 : 貫入不能

(イ) BH-6

掘進長 L=15.00m、標高 H=239.43m



【地質状況】

- 深度 0.00-0.80m : 表土
石灰岩礫を含有する褐色の有機質土よりなる。
- 深度 0.80-2.00m : 礫混じり砂質土
石灰岩礫を含有する褐灰色の砂質土よりなる。
N 値 : 5 回
- 深度 2.00-4.60m : 泥岩 (D 級)
2.00-4.60m にかけて、全体として風化した D 級を呈する。
このうち、2.70-3.00m にかけては礫状で CL 級となる。
N 値 : 6-50/18
- 深度 4.60-15.00m : 泥岩 (CM 級)
全体として暗灰色で硬質な CM 級の岩盤で、密着亀裂が多数認められる。また、開放亀裂沿いは風化し、粘土化が進む。
4.60-4.80m にかけて片状コアを呈し、亀裂面は砂化している。
5.30m 付近の亀裂面は細礫状を呈する。
6.10m 付近の幅 5cm が細礫状を呈する。
7.10-7.20m にかけてのコアは片状を呈する。
7.40-7.60m にかけて風化が進み D 級となる。
11.30-11.50m にかけてのコアは礫～片状を呈する。
11.70-11.80m にかけて粘土化が進み、指圧で容易に変形する。
11.90-12.00m にかけて軟質化している。
12.70-13.10m にかけて軟質で D 級を呈する。
14.50-14.60m 付近の亀裂沿いが粘土化している。
14.90m 付近の亀裂沿いが粘土化している。
N 値 : 貫入不能

3-3-2. 考察

(1) 取水堰

以下では、ボーリング調査、ルジオン試験、岩石試験の結果を基に、取水堰地点における地質構成および性状、岩盤の透水性、地盤定数の設定、設計・施工上の留意点について考察する。

1) 地質構成および性状

ボーリング調査結果より取水堰地点の地質断面は図 3-9 のように推定される。

図 3-9 より取水堰地点には下位より安山岩、安山岩質凝灰岩が分布しており、その上を河床付近には河床堆積物が兩岸の斜面上には崖錐堆積物が覆っているものと推定される。安山岩および安山岩質凝灰岩は、CM 級を主体とし、部分的に D 級から CL 級を呈する。また、地表付近でやや風化が進み D 級から CL 級を呈する。さらに BH-3 の河床左側の付近には、D 級から CL 級を呈する断層破碎帯が分布しているものと推定される。河床堆積物は玉石混じり砂礫よりなり、礫径は最大で 5m 前後であり、最大層厚 3m 程度で安山岩質凝灰岩を覆う。崖錐堆積物は礫混じり砂質粘土よりなり、層厚 3-5m で安山岩質凝灰岩を覆う。

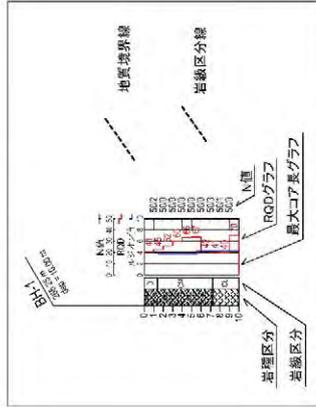
本件では、堰高 10m 以下の重力式コンクリート堰が計画されている。取水堰を着岩させる場合の基礎地盤としては、河床堆積物と崖錐堆積物の未固結堆積物を除去した後の CM 級の安山岩もしくは安山岩質凝灰岩が適している。掘削深度を浅くする場合には上部の D 級岩盤もしくは礫混じり砂質土層に床付けし、フローティング堰として堰下部の透水を許容する設計とすることが考えられる。その場合、堰下部透水経路のクリープ長を必要長確保するとともに、基礎地盤の圧縮支持力に対して許容される必要な底面積を持たせることとする。

推定地質横断面 1:800

地質凡例

地質時代	地質・岩体名	記号	記	事
完新世	河床堆積物	rd		河床内～河床外に分布する基岩埋り砂礫。礫石は最大で50cm程度である。
	産葉堆積物	dt		斜面沿いに厚さ約30m～5mで分布している。露出した砂質粘土。
新生代	安山岩質 噴火岩	D		左岸から河床中央付近まで分布する。ボーリングNo.3付近の深部(8M-8m)でレンズ状に分布している。
		CL		ボーリングNo.3付近の右岸側に分布している。重七色や重八、重九色が見られる。
	CM		左岸から右岸ののり浜付近まで分布している。ダム本体の基礎地盤となる。	
	D		ボーリングNo.3付近の深部(8M-16m)に分布する。	
中新世	安山岩	CL		ボーリングNo.3付近の深部(8M-16m)に分布する。
		CM		左岸深部～河床深部、右岸側に分布する。ダム本体の基礎地盤となる。

調査凡例



BH-4 0.00m-11.20m



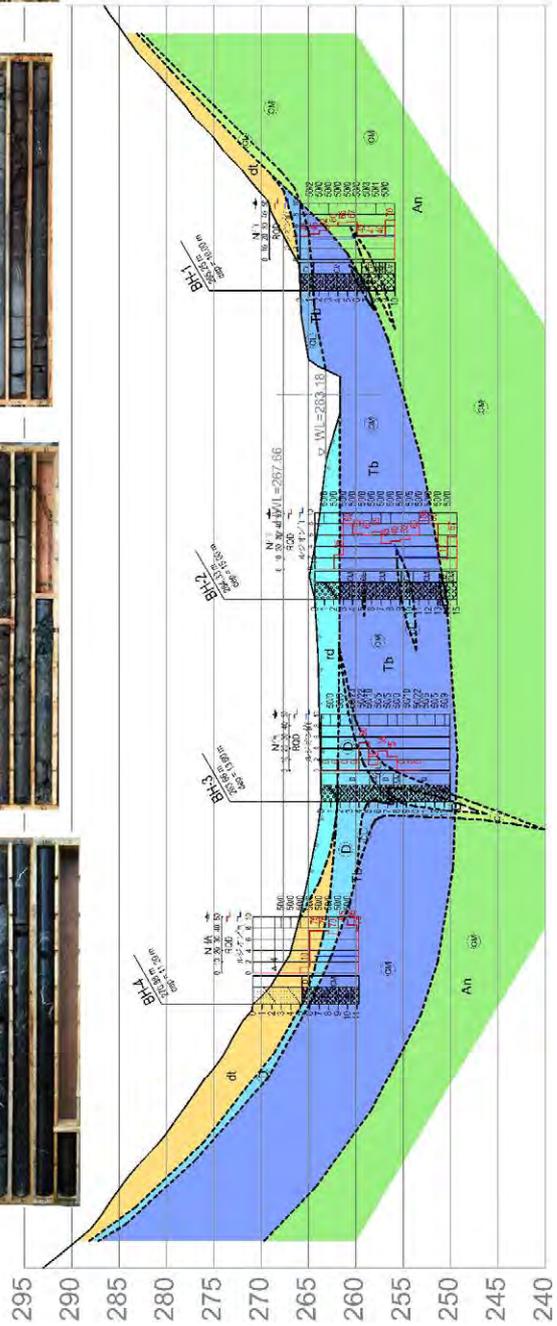
BH-3 0.00m-13.60m



BH-2 0.00m-15.00m



BH-1 0.00m-10.00m



調査名	南アグナナ川下流小水力発電事業調査
図面名	地質断面図(ダム線)
施工箇所名	南アグナナ川下流小水力発電事業
尺度	1:800
図面番号	図2-16
会社名	基礎地盤コンサルタンツ株式会社
発注者名	独立行政法人 国際協力機構(JICA)

図 3-9 取水堰地点の推定地質断面

2) 岩盤の透水性

ルジオン試験の結果より CM 級岩盤のルジオン値は 3~5 Lu と比較的透水性が低いことがわかる。ルジオン値は、ダムの基礎地盤から漏水を防ぐために実施する止水グラウチングの目標値となり、ダム高が 15m 以上の重力式ダムの場合、ダム高の 1/4 の深度までで 2 Lu、1/4-1/2 の深度で 5 Lu、それ以深では 10 Lu となるまでグラウチングを実施するのが一般的である。本件のダム高は 10m 以下であるため、目標値を下げたダム高の 1/2 の深度までで 5 Lu、それ以深で 10 Lu としても十分遮水性は保てると考えられる。今回測定した CM 級岩盤のルジオン値はこれらの目標値を満たすため、取水堰施工時における岩盤内の透水性を改良するグラウチングは必要としない。ただし、断層破碎帯に伴う D 級岩盤については透水性が高いことが予想されるため、以後で述べる対策工が必要となる。

(ア) 地盤定数の設定

試験より得られた一軸圧縮強さから、安山岩・安山岩質凝灰岩の粘着力を算出した。その結果とダム基礎岩盤による岩級区分に基づく粘着力および内部摩擦角について、表 3-3 にまとめる。

一軸圧縮試験は BH-1~BH-4 で採取されたコアの内、亀裂のない CL~CM 級のコアを対象に実施した。これにより得られた一軸圧縮強さは、18,740~88,310 kN/m² である。

また一般に岩石の粘着力は、一軸圧縮強さの 1/4~1/6 で近似できるとされていることから、安全側を考慮して 1/6 で計算すると、粘着力は約 3,000~14,000 kN/m² となる。

その一方、岩級区分に基づく粘着力および内部摩擦角は CL 級岩盤で 250~750 kN/m²、30~40°、CM 級岩盤で 750~1,750 kN/m²、35~45° であることから、計算から求めた値はこれらの 2~10 倍大きいことになる。

これは一軸圧縮試験を実施するため、10~20cm の亀裂のない棒状コアを用いる必要があり、本来の亀裂の多い岩盤の粘着力よりも値が大きくなったと考えられる。

よって、本調査で設計に用いる粘着力および内部摩擦角はダム基礎岩盤に従うこととし、表 3-3 の赤枠で囲った中央値を用いることとする。

表 3-3 地盤定数

ボーリング No.	深度 (m)	岩盤 分類	室内試験結果		試験結果 から算定	NEXCO 設計要領			
			一軸圧縮強さ		粘着力 (kN/m ²)	岩級区分による 粘着力 (kN/m ²)		岩級区分による 内部摩擦角 (°)	
			(MN/m ²)	(kN/m ²)		範囲	中央値	範囲	中央値
BH-1	4.8-5.0	CM	74.54	74,540	12,000	750~1,750	1,250	35~45	40
	9.2-9.4	CM	18.74	18,740	3,000	750~1,750	1,250	35~45	40
BH-2	2.8-3.0	CM	25.86	25,860	4,000	750~1,750	1,250	35~45	40
	5.0-5.2	CM	48.41	48,410	8,000	750~1,750	1,250	35~45	40
BH-3	8.0-8.2	CL	88.31	88,310	14,000	250~750	500	30~40	35
BH-4	6.5-6.8	CM	47.89	47,890	7,000	750~1,750	1,250	35~45	40
	9.8-10.0	CM	33.84	33,840	5,000	750~1,750	1,250	35~45	40

出典：ダム基礎岩盤

(イ) 設計・施工上の留意点

断層破砕帯に伴う D 級の岩盤は、支持地盤としては不適であり、またルジオン試験実施時に送水量がポンプの性能を上回るなど透水性が高いことが推定できることから、コンクリートによる置き換えを検討する。

右岸側斜面の崖錐堆積物には、 $\phi 2\text{m}$ 近い安山岩質の転石が含まれていることから、掘削時に自由落下させてその衝撃で分割して除去するか、静的破砕剤による小割除去を検討する。

雨季時は大雨による急激な増水があり、通常時よりも 2~3m 水位が上がることから、基礎を掘削する際は半川締め切りや仮設河道設置などの洪水対策を検討する。

(2) ヘッドタンク-発電所

以下では、ボーリング調査の結果を基に、ヘッドタンクから発電所にかけての地質構成および性状、構造物の支持地盤、設計・施工上の留意点について考察する。

1) 地質構成および性状

ボーリング調査結果よりヘッドタンクから発電所にかけての地質断面は図 3-10 のように推定される。

図 3-10 よりヘッドタンクから発電所にかけて、下位より泥岩、石灰岩が分布しており、その上を斜面上には崖錐堆積物が河床付近には河床堆積物が覆っているものと推定される。泥岩は CM 級を主体とし、地表付近の約 5m にかけて D 級を呈する。また、地表に露岩している泥岩はスレーキングしている。石灰岩は D 級を主体とし、部分的に CL 級を呈する。

推定地質横断面 1:800

地質凡例

地質時代	地質・岩体名	記号	記 事
第四紀	河床堆積物	rd	河川床～低地に分布する玉石混じり砂礫、粒径は最大で1m程度である。
	産鉾堆積物	ot	斜面沿いに厚さ約5m～7mで分布している。
第三紀	石灰岩	D	左岸の階段付段に分布するが、崖石との境界は推定となるものもある。10cm程度の厚層が分層されている可能性がある。
	泥 岩	D	左岸中層から頂部付近に分布している。
		OM	OM層と泥岩ではあるが、崖面露出が多岐認められる。

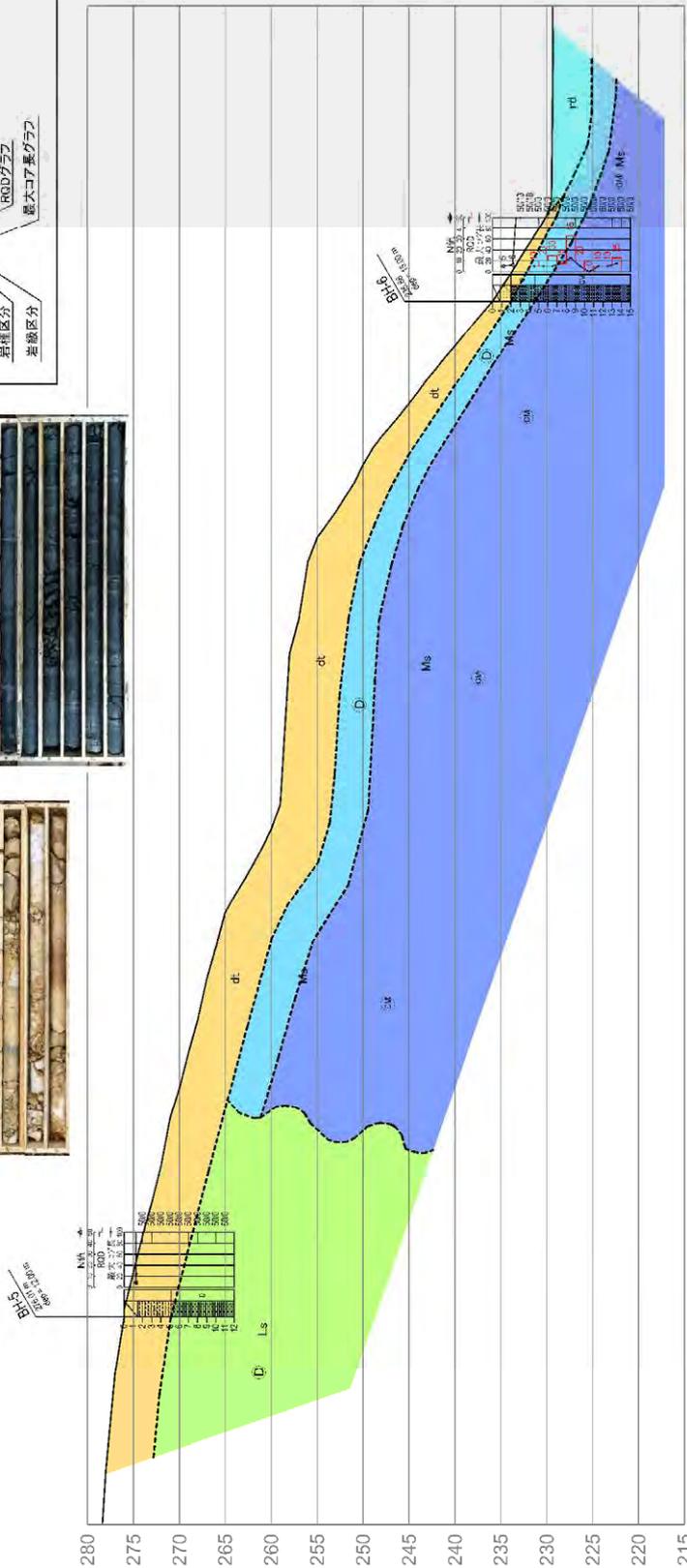
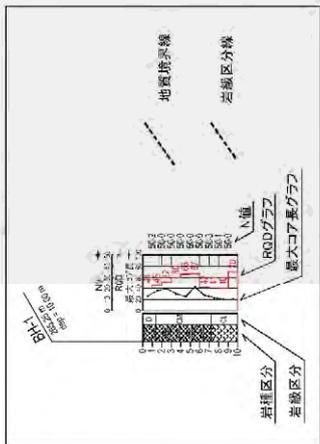
BH-5 0.00m~12.00m



BH-6 0.00m~15.00m



調査凡例



調査名	南アゲサン州アワ川が水か発電事業準備調査
図面名	地質断面図(水櫃一発電所)
施工箇所	南アゲサン州シバガット市バチアイ村
尺 度	1:800 図面番号 図2-17
会社名	基礎地盤コンサルタンツ株式会社
発注者名	独立行政法人 国際協力機構(JICA)

図 3-10 ヘッドタンクから発電所地点にかけての推定地質横断面

2) 構造物の支持地盤

各構造物における基礎地盤として、ヘッドタンクは崖錐堆積物およびD級の石灰岩が適しており、圧力管路はD級の石灰岩および泥岩が、発電所はD級の泥岩が適している。ただし、設計・施工をする際は以下の点を留意する。

3) 設計・施工上の留意点

ヘッドタンクおよび圧力管路の基礎となる石灰岩は、降雨による溶解により、数十センチの空洞が形成されている恐れがあることから、施工時に岩盤状況を専門家が確認した上でコンクリート充填等の対策工を検討する。

ヘッドタンクから発電所にかけての土地の造成に伴う切土の勾配は、泥岩層で1:0.5、石灰岩風化部と崖錐堆積物で1:0.8が適切となる。

本地点に分布する泥岩は、地表に露出すると乾燥、吸水を繰り返すことにより、細かく土砂化するスレーキングが進行しやすい岩盤である。よって、本岩盤を切土する際は、掘削面の養生と掘削後の速やかなコンクリート打設の実施を検討する。

3-3-3. 今後の課題

(1) ワワ No. 1 小水力発電所

本地質調査終了後に、ヘッドタンク・圧力管路・発電所位置を当初計画よりも120m上流側に設置する案に変更となった。踏査の結果から、変更した地点の地質は、変更前の地点と同種のものが分布しているが、石灰岩の分布が発電所位置まで広がっている可能性がある。石灰岩は前述したとおり、降雨等で溶解が進み空洞が形成される特徴を有することから、石灰岩の性状を把握するためにボーリング調査が必要となる。よって本調査が終了後、詳細設計を行う際にはヘッドタンク、発電所位置でのボーリング調査の実施を検討する。

(2) ワワ No. 2 小水力発電所

1) 取水堰地点

本来であれば取水堰位置において、地下の地盤状況および透水性を把握するためにボーリング調査、標準貫入試験、ルジオン試験の実施を検討するが、本調査の地表踏査の結果より取水堰の基礎地盤は浅い深度から出現すると予想されるため、取水堰の位置に大幅な変更がない場合、これらの調査の実施は、費用と得られる成果を検討した上で決定するものとする。

2) 導水トンネル坑口

現地調査および概略設計から絞り込まれたルート上の起点側坑口および終点側坑口において、水平ボーリング調査および鉛直ボーリング調査の実施と標準貫入試験の実施を検討する。また鉛直ボーリング調査を実施時に帯水層が確認された際は、湧水圧試験の実施も検討する。

3) 導水トンネル本坑

現地調査および概略設計から絞り込まれたルート上において、地盤の特性（地盤の硬軟、断層破碎帯の有無等）を把握するため、弾性波探査の実施を検討する。

4) ヘッドタンク、圧力管路

現地調査および概略設計から絞り込まれた位置にて、ボーリング調査および標準貫入試験の実施を検討する。

5) 発電所

現地調査および概略設計から絞り込まれた位置にて、ボーリング調査および標準貫入試験の実施を検討する。

以上の検討すべき調査の数量は表 3-4 に示すとおりである。

表 3-4 ワワ No. 2 発電所計画にて今後必要となる地質調査の数量

項 目	ボーリング調査		標準貫入 試験 (回)	ルジオン 試験 (回)	湧水圧試験 (回)	弾性波探査 延長 (km)
	位 置	深さ(m)				
取水堰	ワワ川 1	10.0	10	2	-	-
	ワワ川 2	10.0	10	2	-	-
	マナゴン川 1	15.0	15	2	-	-
	マナゴン川 2	15.0	15	2	-	
沈砂地	ワワ川	6.0	6	-	-	-
	マナゴン川	10.0	10	-	-	-
導水 トンネル	ワワ川起点側坑 口 (水平)	15.0	-	-	-	6.0
	ワワ川起点側坑 口 (鉛直)	20.0	20		1	
	マナゴン川起点側 坑口(水平)	15.0	-		-	
	マナゴン川起点側 坑口(鉛直)	20.0	20		1	
	終点側坑口 (水平)	15.0	-		-	
	終点側坑口 (鉛直)	20.0	20		1	
水槽	計画位置	10.0	10	-	-	-
圧力管路	計画位置	10.0	10	-	-	-
発電所	計画位置 1	15.0	15	-	-	-
	計画位置 2	15.0	15			

第4章 水文気象調査

4-1. 水文気象データの収集

4-1-1. 降雨データ

本プロジェクト近傍の気象観測所は、ブトゥアン市内および北アグサン州北部のキッチャラオ (Kitcharao) に存在する (図 4-1)。これらの観測所はフィリピン気象庁 (Philippine Atmospheric, Geophysical and Astronomical Services Administration、以下「PAGASA」) が管理しており、日毎の観測記録を収集している。

本調査では、本プロジェクトから最も近いブトゥアン雨量観測所における 1981 年～2014 年の 34 年分の日雨量データを入手し、取水地点および発電所地点の設計洪水流量の算出の資料とした。表 4-1 および図 4-2 に月毎にまとめた降雨記録を示す。



図 4-1 本プロジェクト近傍の雨量観測所位置図

出典：Google Map 上に調査団が作成

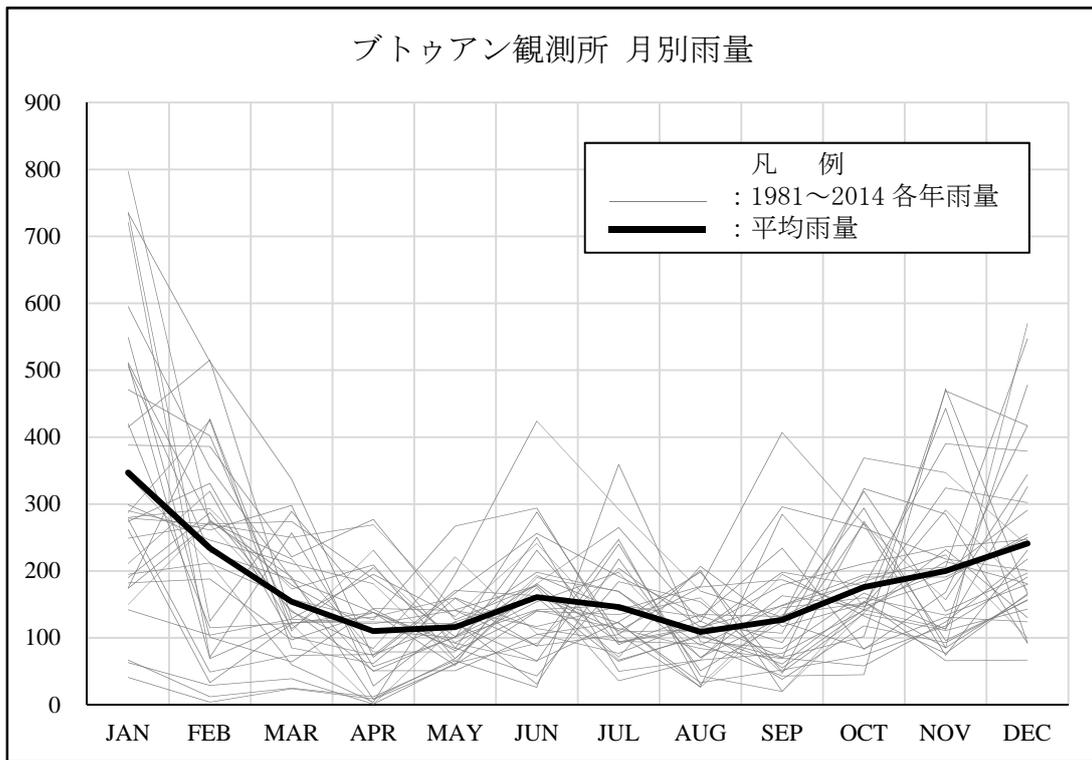


図 4-2 ブトゥアン観測所月別雨量グラフ

出展：PAGASA 資料を基に調査団作成

表 4-1 ブトゥアン観測所における降雨量データ

赤字は年最大月雨量

Year	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
1981	797	270	141	51	51	105	123	26	135	152	199	291	2,341
1982	506	228	187	50	102	160	65	104	61	154	85	164	1,866
1983	41	4	24	9	69	181	265	124	296	264	218	201	1,696
1984	287	425	85	62	159	88	105	27	285	147	187	255	2,112
1985	549	101	64	144	141	88	247	30	145	160	134	180	1,983
1986	736	125	289	143	81	141	114	84	69	323	285	92	2,482
1987	150	275	191	8	60	140	135	160	47	274	96	156	1,692
1988	142	104	128	121	141	117	147	112	198	178	390	379	2,157
1989	195	212	158	127	267	294	94	117	107	319	140	197	2,227
1990	277	49	74	75	124	163	111	176	187	142	443	93	1,914
1991	182	188	97	138	92	65	240	43	20	155	66	67	1,353
1992	67	12	25	12	66	26	359	94	84	167	113	326	1,351
1993	175	427	110	231	85	43	184	154	55	142	114	478	2,198
1994	249	270	250	269	142	178	67	102	70	58	124	218	1,997
1995	174	273	218	79	79	193	141	177	407	270	74	231	2,316
1996	595	354	188	138	59	231	90	135	132	191	191	250	2,554
1997	290	261	298	28	124	31	218	51	124	84	131	124	1,764
1998	63	29	39	1	62	92	204	116	148	184	224	100	1,262
1999	388	386	221	277	127	178	71	207	117	151	324	302	2,749
2000	299	246	211	181	64	190	170	71	130	369	347	238	2,516
2001	190	287	139	84	221	106	77	125	71	102	469	417	2,288
2002	280	293	173	209	69	175	36	67	195	133	77	166	1,873
2003	342	212	60	4	195	424	292	170	131	294	85	570	2,779
2004	211	319	102	74	171	163	122	33	52	74	118	191	1,630
2005	262	33	121	1	116	198	169	89	149	194	206	547	2,085
2006	415	515	129	195	132	241	109	112	38	118	93	157	2,254
2007	420	115	122	138	84	250	50	67	77	141	214	181	1,859
2008	279	270	274	188	102	181	93	114	179	211	236	247	2,374
2009	471	402	122	131	160	114	95	91	43	45	472	166	2,312
2010	510	69	123	124	121	66	124	198	49	136	111	143	1,774
2011	735	513	337	71	167	256	192	133	93	271	157	344	3,269
2012	274	331	114	205	93	154	198	70	163	146	291	171	2,210
2013	511	276	179	111	100	288	105	201	20	138	232	130	2,291
2014	721	71	257	57	101	142	149	131	234	83	168	417	2,531
Average	347	234	154	110	116	161	146	109	127	176	200	241	2,119

出典：PAGASA 資料を基に調査団作成

4-1-2. 河川流量データ

本プロジェクト近傍に既存の流量観測所は存在しない。最も近い既存の流量観測地点は、ワワ川のプロジェクト地点の下流にあるベイユーガン観測所となる（図 4-3）。本調査ではプロジェクト地点の河川流量を推定するための基礎資料として、ベイユーガン流量観測所の観測記録を入手した。ベイユーガン観測所は、DPWH が管理し、日毎の河川水位の観測を行っている。河川流量は定期的に行われている流量観測結果を元に、数年毎に編纂されているようである。

本調査では入手可能な 1981 年～2001 年の 20 年分の観測結果を入手した。その中でデータ欠損のないものは表 4-2 に示す 9 年間分であった。

また、流量換算されていないベイユーガン測水所の水位データも 2014 年 9 月～2015 年 8 月の 1 年間分を入手した。このデータは、調査団がベイユーガン測水所で流量測定を行い、H-Q 曲線（河川水位と流量の関係曲線）を作成することで流量換算し、後の河川流況解析に使用した。



図 4-3 ベイユーガン観測所位置図
出典：Google Map 上に調査団が作成

表 4-2 ベイユーガン観測所における河川流量 (単位:m³/s)

年	最大 流量	35日 流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小 流量	平均 流量
1985	344.8	32.4	18.0	10.9	5.9	2.1	1.6	18.8
1986	655.8	122.0	27.2	12.0	5.3	3.0	2.0	41.0
1990	182.0	40.3	18.9	11.5	7.1	3.6	3.2	19.6
1991	216.0	61.5	21.7	12.6	7.1	2.8	1.8	23.5
1992	266.6	20.8	10.9	5.6	3.2	2.3	2.1	13.3
1994	182.0	60.0	24.4	10.4	3.9	1.8	1.6	21.5
1996	345.6	96.0	30.7	16.7	12.2	6.9	4.6	35.4
1999	414.2	181.0	89.2	20.7	7.8	4.3	3.7	58.1
2000	479.1	67.1	25.7	15.2	8.7	3.9	3.5	30.4
合計	3086.1	681.1	266.7	115.6	61.2	30.7	24.1	261.6
平均	342.9	75.7	29.6	12.8	6.8	3.4	2.7	29.1

集水面積 409 km²

出展：DPWH 資料を基に調査団作成

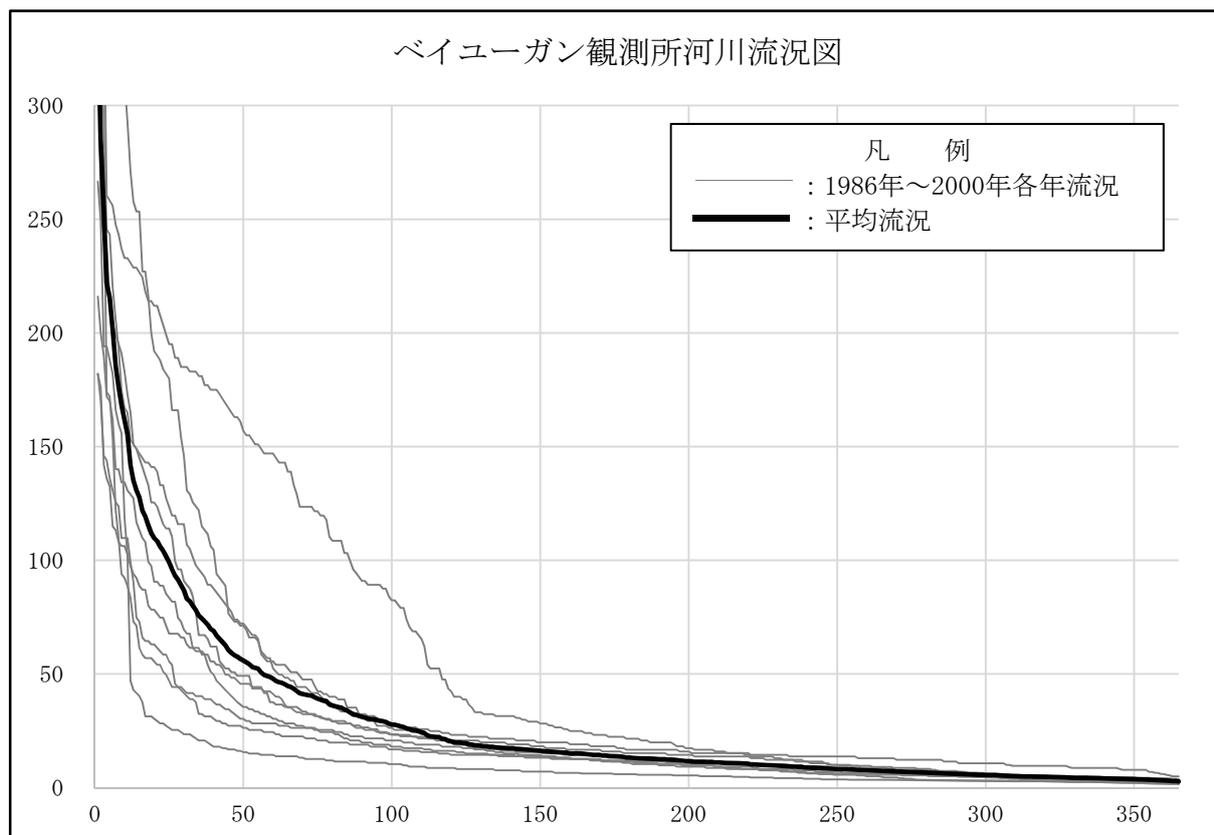


図 4-4 ベイユーガン観測所河川流況図

4-2. 測水所の設置および水位・流量観測

4-2-1. 測水所の設置

4-1 で述べたとおり、本プロジェクト近傍には既存の測水所が存在しないため、本調査で事業可能性調査（以下「FS 調査」）として必要な発電計画精度を得るため、ワワ No.1 発電所取水堰予定地近傍に測水所を設置し、河川水位の観測を実施した。以下に測水所設置の概要および観測方法を示す。

(1) 測水所設置地点の選定

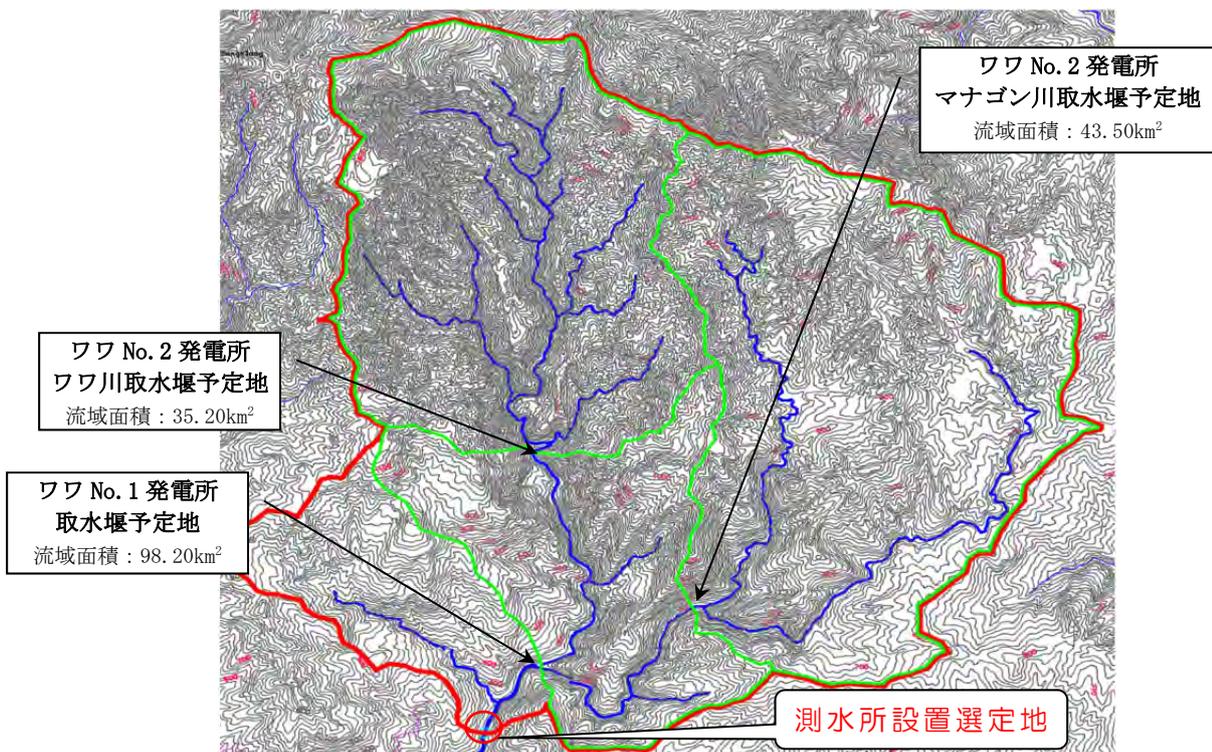
本プロジェクト地点を対象に河川流況調査のため、以下の理由で測水所設置地点を選定した。

1) 測水所設置地域の選定

以下により測水所設置地域を選定した。図 4-5 に測水所設置地域を示す。

- 発電所計画地点への中継地であり、設備資機材の運搬等に必要な道路が確保されている地域である。
- 近傍に村落があり、設備設置作業、設備維持管理の人員確保が比較的容易である。
- 本プロジェクトの取水 3 地点の下流であり、最下流地点の近傍である。

設置した測水所の流量資料を用いて、後に各計画取水地点の河川流量を測水所地点の流域面積から流域比換算して作成することとなる。この流域比（計画地点流域面積／測水所流域面積）は、概ね 0.5～2.0 の範囲が良好な相関を得られるとされている。選定した測水所設置地域は、上流のワワ No.2 発電所取水堰予定地点との流域比が 0.5 を下回るものの、流量推定上大きな懸念はないため、測水所を当該地域に設置することとした。



計画地点名		流域面積 (km ²)	流域面積比 (B, C, D / A)
A	測水所設置選定地域	108.00	—
B	ワフ No. 1 発電所取水堰予定地	98.20	0.91
C	ワフ No. 2 発電所 ワフ川取水堰予定地	35.20	0.33
D	ワフ No. 2 発電所 マナゴン川取水堰予定地	43.50	0.40

図 4-5 測水所設置地域

2) 測水所設置地点の選定

測水所設置地域を選定後、詳細な測水所設置地点については、以下の事項に留意したうえで現地調査に基づき選定した。

- 水流が急激又は緩慢に過ぎない。
- 流心の移動又は河床の変化が少ない。
- 潜流、逆流又は溜水がない。
- 川の合流又は派川の分流によって、水位に著しく不規則な変化を生じない。
- 既設工作物等の影響が少ない。

その他に設備設置箇所の形状（岩等）、水位変動に対応する水深が確保できるか等を考慮し選定した。また、河床の変化や水位変動の大きさについては、現地住民にヒアリングを行い確認した。上記の選定条件を考慮し、2地点を候補とした。候補地点の位置図を以下に示す。

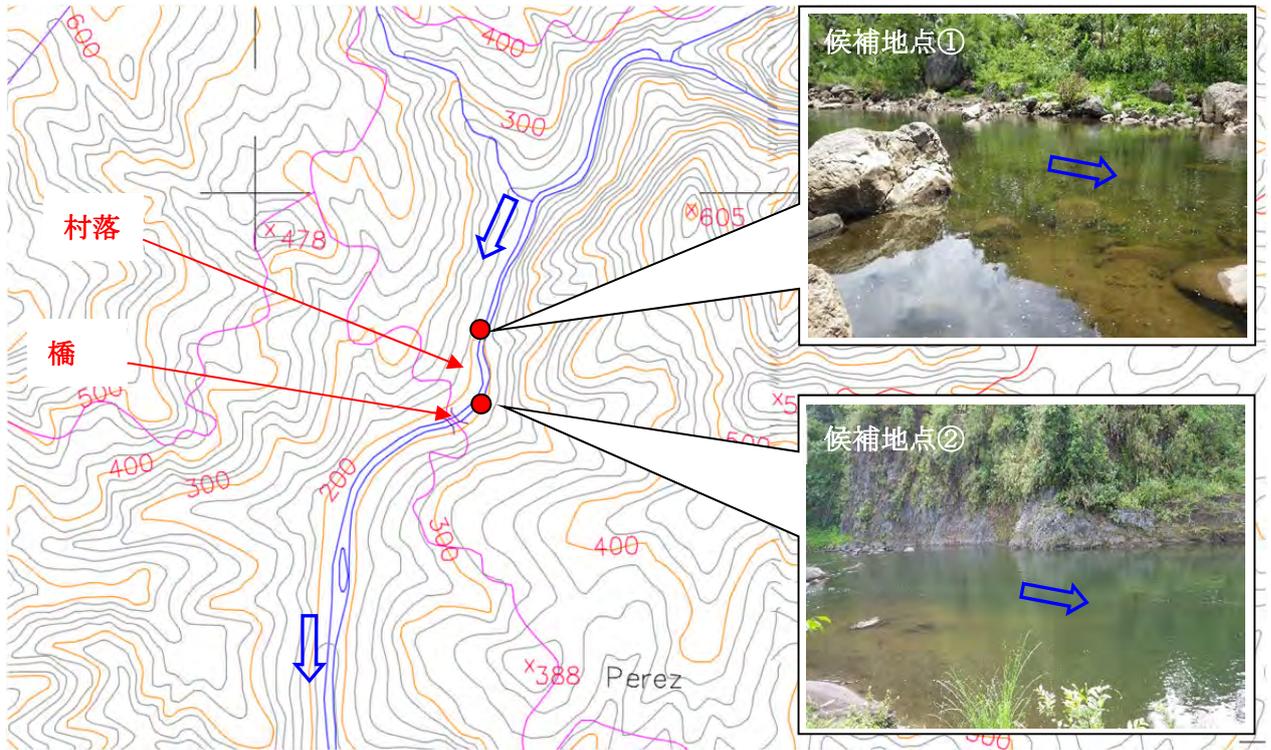


図 4-6 候補地点の平面図

上記候補地点から、作業性や維持管理（水位観測・水位データ回収等）において最も利便性が良いことから、候補地点①を測水所設置地点とした。本調査で設置した測水所を、以下「ワワ川測水所」とする。

(2) 測水所設置のイメージと水位計の仕様

ワワ川測水所には、毎日の河川水位データを取得する設備として水位計センサーおよび水位標を設置した。水位計センサーは毎定時に自動で水位を記録し、データロガーに最大2年分の水位データが蓄積される。水位標はセンサーのトラブルに備え、観測者が目視で水位を記録するためのものである。

以下に設置イメージと仕様を示す。

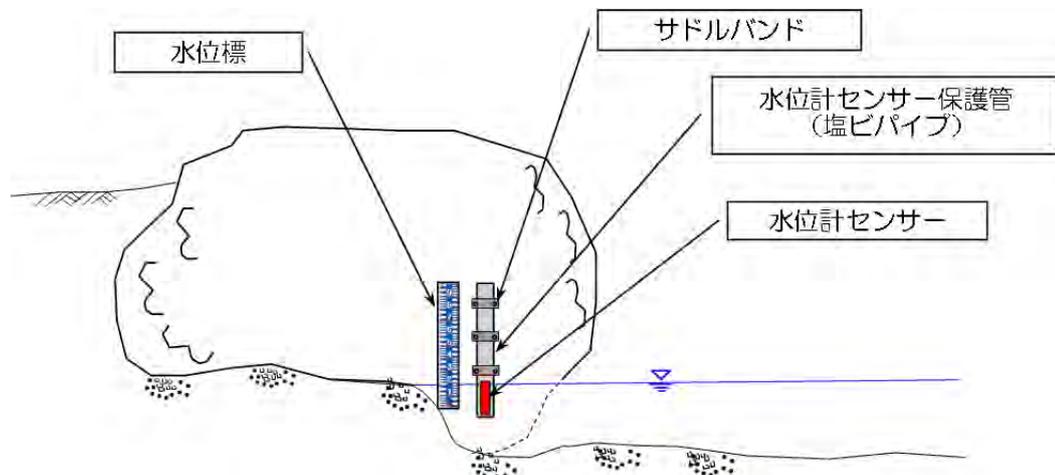


図 4-7 水位計設置イメージ図

表 4-3 水位計の仕様・性能

仕様・性能	台数
型 式：U20-001-04(ホボ U20 水位ロガー) 測定範囲：0～4 m 測定精度：F.S±0.075% (±0.3cm) 分解能：0.14cm 外径寸法：外径 24.6mm、長さ 150mm 材 質：ステンレススチール メモリ：64Kバイト (約 21,700 サンプル記録可能) バッテリー：3.6Vリチウム電池 (バッテリー寿命：5年)	2台 (1台：大気圧測定用)  センサーの写真

(3) 測水所の設置

ワワ川測水所の設置は、2014年8月25日から29日の間で行い、水位計測を29日より開始した。図4-8～図4-10に設置状況写真を示す。



図 4-8 設置作業状況 (水位標)



図 4-9 設置作業状況 (水位計)



図 4-10 測水所設置完了

4-2-2. 水位・流量観測

(1) 流量測定方法

流量測定は、経済産業省令「発電水力流量測定規則」を参考にして、以下の通り実施した。流量測定のご概念図と流速計の仕様について以下に示す。

1) 流量測定のご概念図

a) 水平方向の流量測定間隔

11 測線以上（最小測線間隔は 50cm）

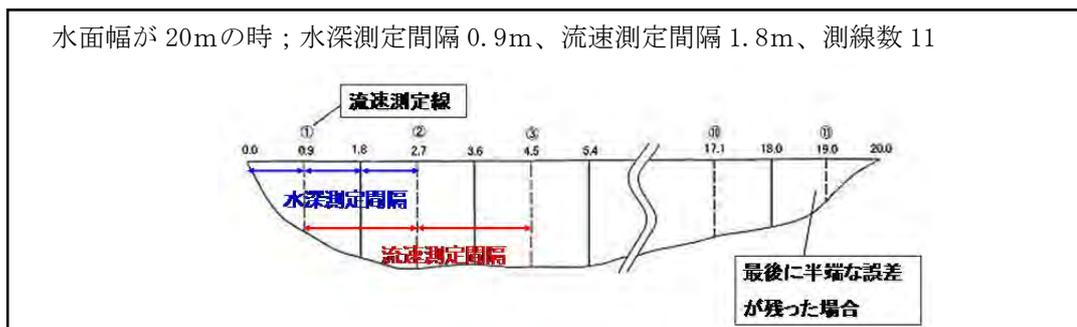


図 4-11 流量測定間隔（水平方向）概念図

b) 水深方向流量測定間隔

水面から水深の 2 割・8 割の点（1 点法の場合は、水深の 6 割の点）流速測定時間は、30 秒以上とした。

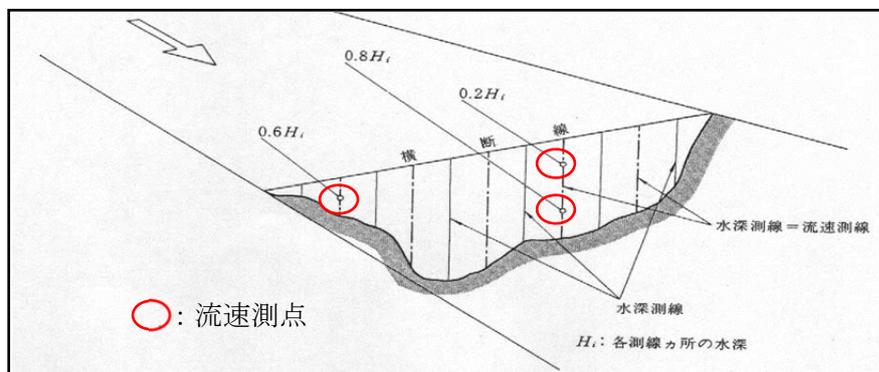


図 4-12 流量測定間隔（水深方向）概念図

2) 流速計の仕様

表 4-4 に流速測定に用いる機器の仕様を示す。

表 4-4 流速計仕様

型式	仕様・性能	台数
I 型 (中・高速用)	製作会社名：三映測量器（株） 測定範囲：0.15～3.30m/sec 測定精度：発電水力測定規測に基づく流速計試験場の精度（±1.5%）に準ずる	1 台
機器の写真	 <p>流速計（I 型）</p> <p>ブザー</p> <p>流速計（I 型）およびブザー</p>	

3) 流量調査の作業手順

流量調査の作業手順詳細を表 4-5 に示す。流量調査は主に以下の内容を実施する。

- ・ 流量測定： 流速計により河川流量を実測する（2回/月）
- ・ 水位計管理： 水位計センサーよりパソコンにデータを回収する（1回/月）
水位計設置状況の点検および整備を行う（随時）
- ・ 定期水位測定： 目視により水位標の値を読み取り、記録する（定時2回/日）

表 4-5 流量調査の作業手順

調査項目	実施者	作業項目	作業内容	摘要	
1. 流量測定 (2回/月実施)	現地調査員	① 河川状況確認	◇ 水位・流量測定箇所及び上下流部の河道・流水状況等 ◇ 測定用メジャータープを横断線上に設置・固定。 ◇ 水深・流速測線の分割距離を測定野帳に記載。 ◇ 流量測定断面に流水を著しく阻害する転石等有れば除去・整理。	◇ H-Q曲線分析・検討資料の一環として、前回測定時との変化状況を把握。 ◇ 水深・流速測線位置の把握。 ◇ 測定野帳の準備。	
		② 測定準備	◇ 流量測定断面に水位標水位を測定。 ◇ 水深測線の水深測定。(全測線) ◇ 流速測線の流速測定。(1つ置き測線)	◇ 流量測定時の精度向上。 ◇ H-Q曲線の水位。 ◇ 流量算出時の流水断面積。 ◇ 流量算出時の平均流速。	
		③ 水位測定(開始時)	◇ 測定終了後、速やかに流量を計算し、H-Q曲線図にプロット。	◇ H-Q曲線の水位。(測定時間内の平均水位算定における測定終了時の水位) ◇ 流量測定結果の妥当性を検討するための資料。	
		④ 水深測定	◇ ⑦H-Q曲線図及び⑩河川状況を基に、流量測定結果の妥当性を検討。 ◇ 流量測定結果が現H-Q曲線または測定点の傾向と著しく異なる場合は⑩の再測定、特に問題が見られない場合は終了。		
		⑤ 流速測定	◇ 水深・流速値を前回測定野帳と比較し問題が確認された部分の再測定、または③～⑦の全体的な再測定を行う。	◇ H-Q曲線の精度向上。	
		⑥ 水位測定(終了時)	◇ 再測定の結果が本測定と同様に現H-Q曲線等と著しく異なる場合は⑩の河川横断測量を実施。なお、本測定の結果と異なり特に問題が見られない場合は終了。		
		⑦ 流量計算	◇ 水位測定基準断面及び基準断面を含む位置の水面勾配を測量。	◇ 現H-Q曲線または測定点の傾向と著しく異なった原因を追究し、流量測定結果の信頼性を明確にする。	
		⑧ 測定結果の妥当性検討	◇ 専用データ回収器により、2項目(水圧計、大気圧計)のデータを回収。 ◇ 水圧計データの回収は、水中部から水圧センサーを取出しデータを回収。回収後は水圧センサーを水中部の所定の位置に再設置・固定。また、水圧センサーの取出し時及び再設置時には、それぞれの時点において日時・実水位を必ず記録。 ◇ データ回収後はデータをパソコンに入力・保存し、データの異常値・欠測及び電池容量等を点検。	◇ 水位欠測・異常値発生等の未然防止。	
		⑨ 再測定		◇ 不測の事態を考慮し現場に長期間のデータを蓄積しない。 ◇ データログガーがセンサーがセンサー内に内蔵されており、センサーを水中部から取出しデータを回収。また、水位データのキャリブレーションのため、センサー移動時の日時・実水位が必要。	
		⑩ 河川横断測量			◇ 水位データ等により計測状態を確認し、水位計の異常等を早期発見。
2. 水位計管理 (1回/月実施)	現地監理員 現地調査員	① 導水状況の点検・整備	◇ 水位基準点からの実水位をスケール等により、できるだけ毎日・定時に測定。 ◇ 水位測定時には、測定設備等の簡易点検を併せて実施。 ◇ 水位測定結果は、所定の記録フォーマットに測定日時・実水位等を記録。		
		② 水位計のデータ回収及び点検			
3. 定期水位測定 (毎日実施)	水位観測人	① 水位測定(定時)		◇ 水位計データの補充データとして使用。 ◇ 測定設備の管理。	

(2) 現地観測者への技術指導

流量測定、水位計管理、ならびに水位標目視観測は現地に委託することとなる。測水所の設置時に現地観測者へこれらの技術指導を行った。指導内容は、主に流量測定方法、水位計操作方法、ならびに河川横断測量方法である。また、以降の測水所の運用方法について協議し、測定結果の報告・受領方法等についても相互に確認した。表 4-6 に測水所運用方法を、図 4-13～図 4-16 に指導状況写真を示す。

表 4-6 測水所運用方法

項目	頻度	備考
流量測定	2回/月	
水位計データ回収	1回/月	毎月上旬頃に流量測定と併せて実施
水位標目視観測	2回/日	7:00、16:00の2回



図 4-13 流量測定①



図 4-14 流量測定②



図 4-15 横断測量



図 4-16 ミーティング

(3) 水位・流量観測結果

ワウ川測水所での水位・流量観測結果と、既存ベイユーガン測水所の観測記録を整備した。

表 4-7 ワワ川測水所および既存ビューガン測水所の観測記録

地点	項目	データの種類	整備期間
ワワ川測水所	水位	水位計 (毎正時)	2014. 8. 29～2015. 8. 31
		水位標 (定時観測) (7:00, 16:00)	2014. 8. 29～2015. 8. 31
	流量	実測流量	2014. 8～2015. 9
ビューガン測水所	水位	水位標 (定時観測 ; 提供データ) (6:00, 12:00, 18:00)	2014. 8. 29～2015. 8. 31
	流量	実測流量	2015. 4, 9

1) ワワ川測水所

a) 水位測定

水位測定はワワ川測水所の水位計により毎正時データを測定するとともに水位標の目視観測結果も併せて実施した。水位経時図を図 4-17 に示す。

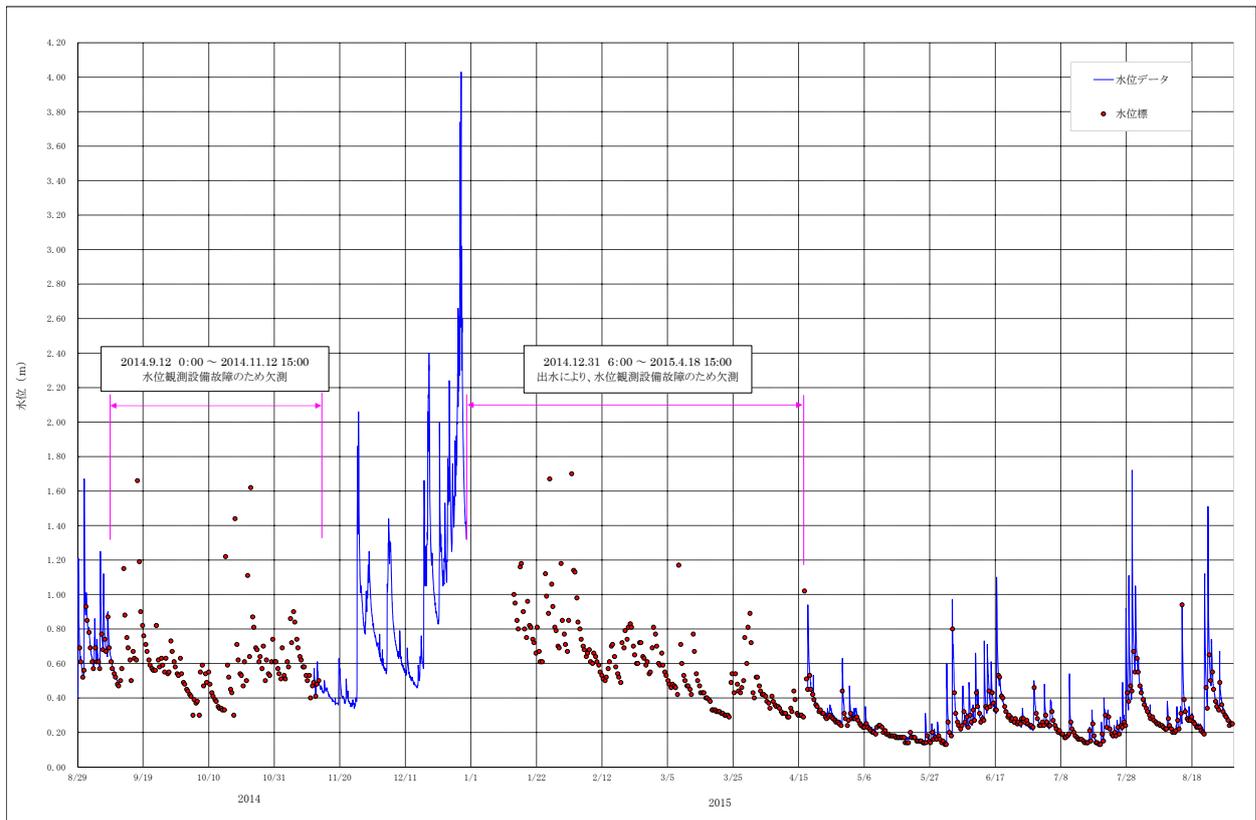


図 4-17 ワワ川測水所 水位経時変化図

b) 流量測定

流量測定結果を表 4-8 に示す。

表 4-8 ワワ川測水所流量測定結果一覧表

測水 番号	測定日時			水位 (m)	平均流速 (m/s)	断面積 (m ²)	流量 (m ³ /s)
	年 月 日	時 間					
		自	至				
1	2014-08-26	9:40	10:30	0.42	0.291	11.78	3.43
2	2014-08-26	14:20	15:54	0.47	0.343	13.22	4.54
3	2014-09-12	10:00	12:00	0.56	0.320	17.31	5.54
4	2014-09-20	10:45	12:18	0.61	0.427	16.77	7.16
5	2014-10-07	11:15	12:48	0.51	0.368	13.12	4.83
6	2014-10-12	12:00	13:07	0.38	0.299	9.66	2.89
7	2014-11-11	13:45	14:49	0.50	0.344	12.54	4.32
8	2014-11-13	12:15	13:10	0.46	0.340	11.95	4.06
9	2014-11-17	12:26	13:28	0.40	0.309	10.69	3.30
10	2014-12-14	11:17	12:24	0.48	0.351	12.02	4.22
11	2015-04-11	9:37	10:36	0.31	0.301	8.43	2.54
12	2015-04-16	9:39	10:29	0.29	0.286	8.12	2.32
13	2015-06-28	10:18	10:58	0.24	0.247	7.08	1.75
14	2015-06-30	14:42	15:18	0.29	0.284	8.02	2.28
15	2015-07-07	15:33	16:30	0.21	0.195	6.63	1.29
16	2015-07-20	14:33	15:12	0.13	0.154	5.51	0.85
17	2015-08-09	9:01	9:43	0.24	0.201	7.42	1.49
18	2015-08-17	13:28	14:15	0.28	0.288	8.13	2.34
19	2015-09-05	9:21	10:06	0.30	0.267	8.68	2.32

2) ベイユーガン測水所

a) 水位測定

水位測定は、定時観測された水位データを整備した。水位経時図を図 4-18 に示す。

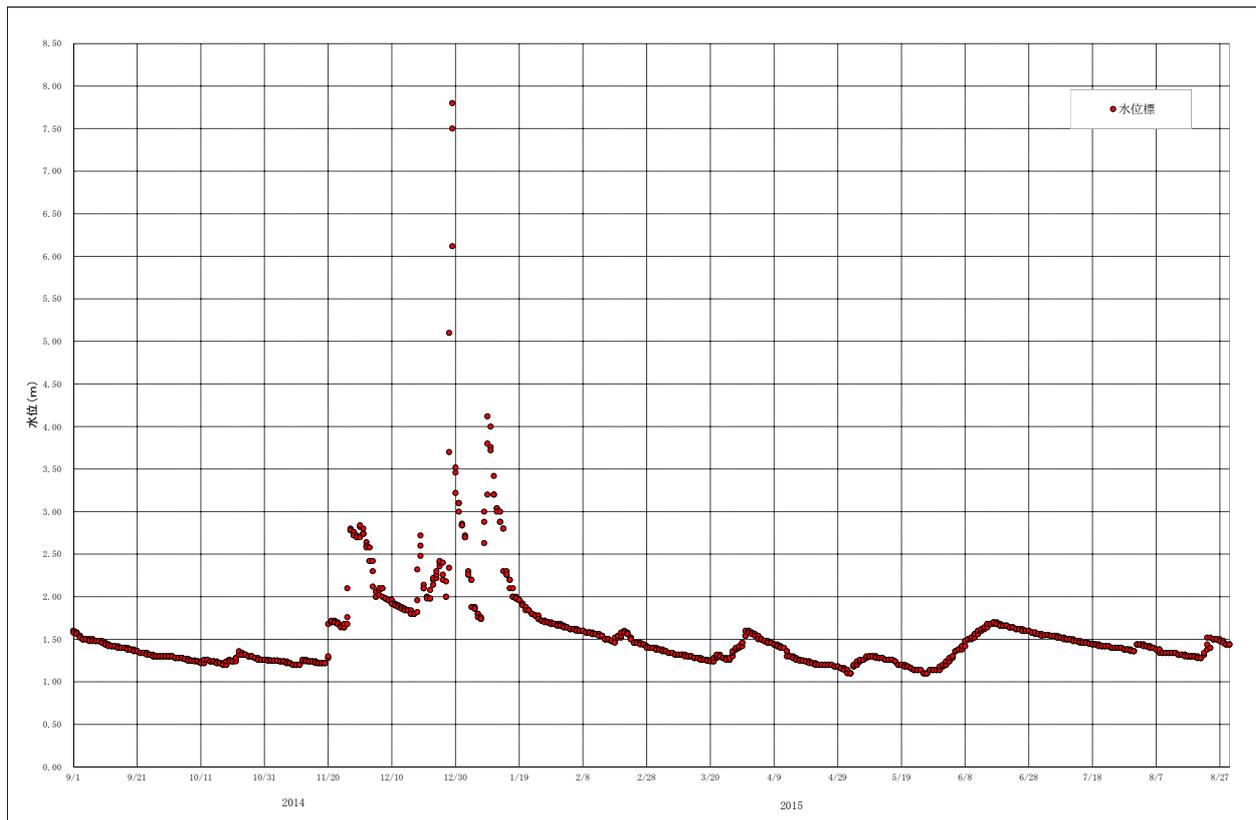


図 4-18 ベイユーガン測水所 水位経時変化図

b) 流量測定

流量測定結果を表 4-9 に示す。

表 4-9 ベイユーガン測水所流量測定結果一覧表

測水 番号	測定日時		水位 (m)	平均流速 (m/s)	断面積 (m ²)	流量 (m ³ /s)	
	年 月 日	時 間					
		自					至
1	2015-04-15	10:25	10:35	1.20	0.205	29.47	6.04
2	2015-09-14	12:00	12:20	1.03	0.180	14.46	2.60
3	2015-09-17	10:20	10:30	1.14	0.201	26.98	5.42

4-2-3. H-Q曲線の分析

水位経時変化図を参照しながら、時系列に沿って水位と流量の傾向を確認し、H-Q曲線（水位流量曲線）の分析を行った。分析結果を以下に示す。

(1) ワワ川測水所

H-Q曲線を構築する実測点（水位・流量）の分布傾向を確認すると大きなデータのバラツキは見られない。H-Q曲線は実測値を基にした近似曲線により想定し、高水時の河川流量を河川横断測量結果による河川断面をパラメータとするマンニングの流量公式により求め、外挿した。図

4-19 にワワ川測水所のH-Q曲線図を示す。

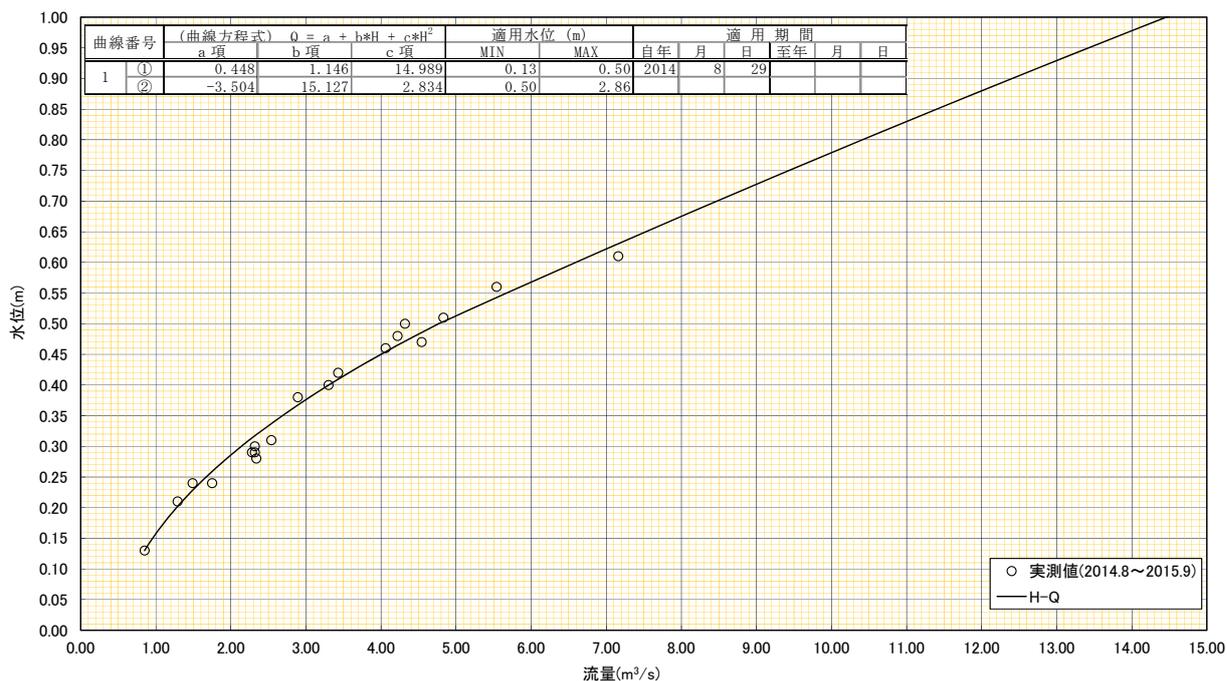


図 4-19 ワワ川測水所H-Q曲線図

(2) ベイユーガン測水所

ワワ川測水所と同様に実測値の近似曲線によりH-Q曲線を想定した。高水時は流量公式により求めた河川流量により外挿した。図 4-20 にベイユーガン測水所のH-Q曲線図を示す。

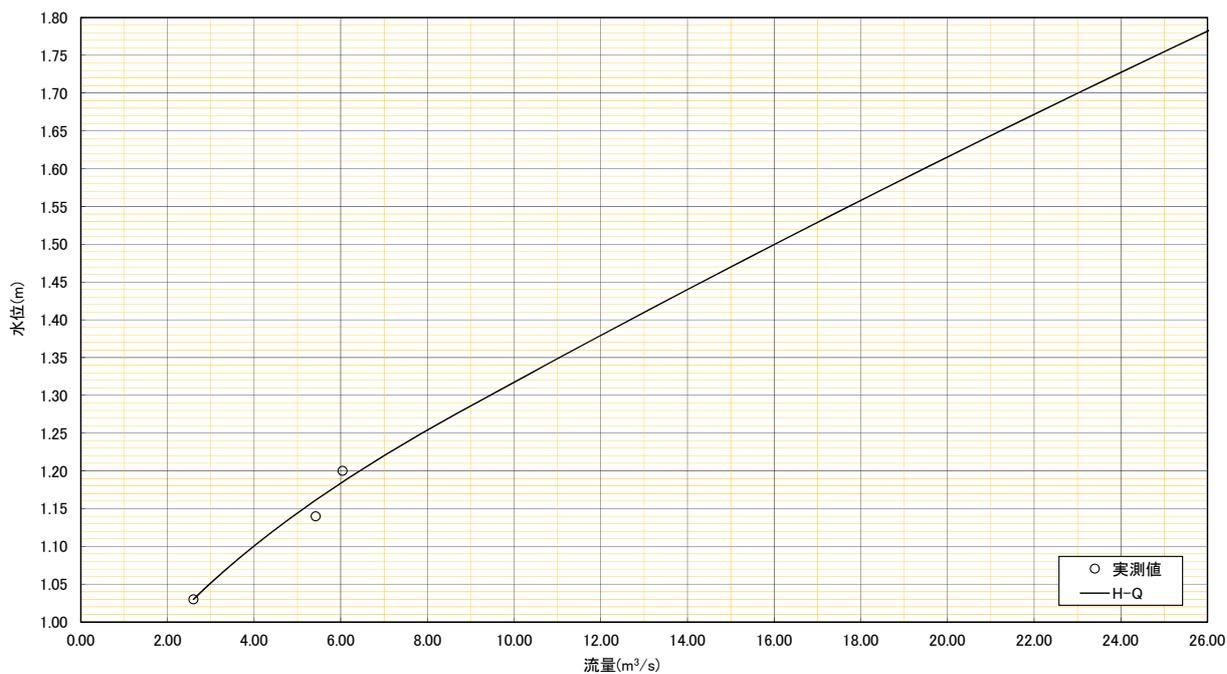


図 4-20 ベイユーガン川測水所H-Q曲線図

4-3. 河川流況図の作成

本プロジェクト発電計画の検討に使用するワワ川河川流況を、図 4-21 の流れで作成した。



図 4-21 流況図作成フロー

(1) ワワ川測水所とベイユーガン測水所との流量相関を分析・評価

図 4-22 にワワ川測水所およびベイユーガン測水所両者の流量相関図を示す。

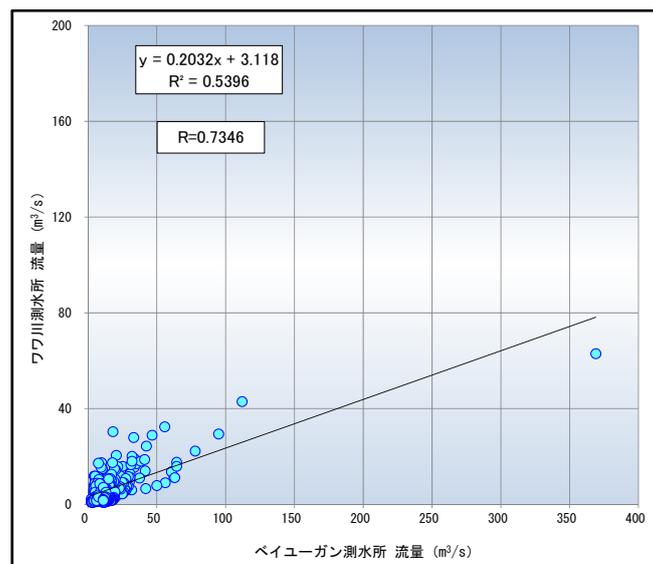


図 4-22 ワワ川測水所ーベイユーガン測水所 相関図（全データ）

両者の関係を見ると比較的高い相関関係（ $R=0.7346$ ）であるものの、ベイユーガン測水所が少

流量の時、ワワ川測水所の流量が過大に算出される傾向がある。そのため、相関に用いるデータを両測水所の日平均流量経時図を比較して（図 4-23）、以下の内容を考慮して選定することとした。

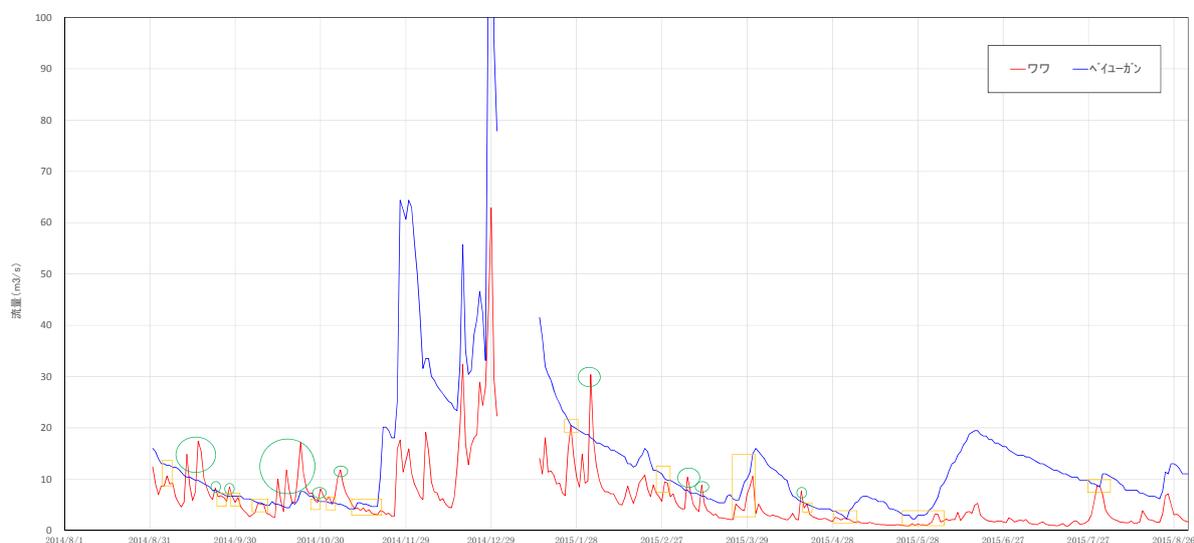


図 4-23 ワワ川測水所およびベイユーガン測水所 日平均流量経時図

- 上図に示す○期間は、ワワ川測水所の流量がベイユーガン測水所の流量より過大に算出されていることからデータを棄却した。
- 上図に示す□期間は、ワワ川測水所流量とベイユーガン測水所流量の割合が 1.0 (同流量) に近いためデータを棄却した。
- 両者の流量測定結果（同日に実施した実測データ）からワワ川測水所とベイユーガン測水所の割合は 0.38 (ワワ川測水所/ベイユーガン測水所) であることから、両者の割合が 0.38 から著しく乖離しているデータは棄却した。なお、流量測定結果は、低水位～中間水位時付近の結果であり、発電計画上で重要な流況あることも考慮した。

以上の結果から、上記期間のデータを棄却した上で、再度、両者の相関性を分析した。相関分析結果を図 4-24 に示す。

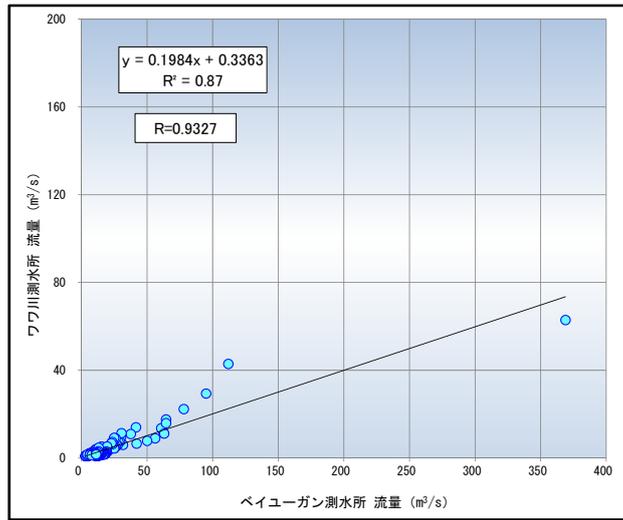


図 4-24 ワワ川測水所－ベイユーガン測水所 相関図（特異データ除去）

図 4-24 における両者の相関性は $R=0.9327$ が得られた。ワワ川河川流況を作成するにあたり相関の対象となる既存測水所はベイユーガン測水所のみであることから、本調査結果とのデータの乖離（特異データ）を除去し、現段階における適切な相関式を適用してワワ川の流況を算定した。

(2) ワワ川測水所の流況算定

ベイユーガン測水所の既流況データを基に、図 4-23 の相関式「 $y = 0.1984X + 0.3363$ 」により、ワワ川測水所の流況を算定した。なお、参考として 1 年間のワワ川測水所の測定データ（2014 年 9 月～2015 年 8 月）も下図に示す。

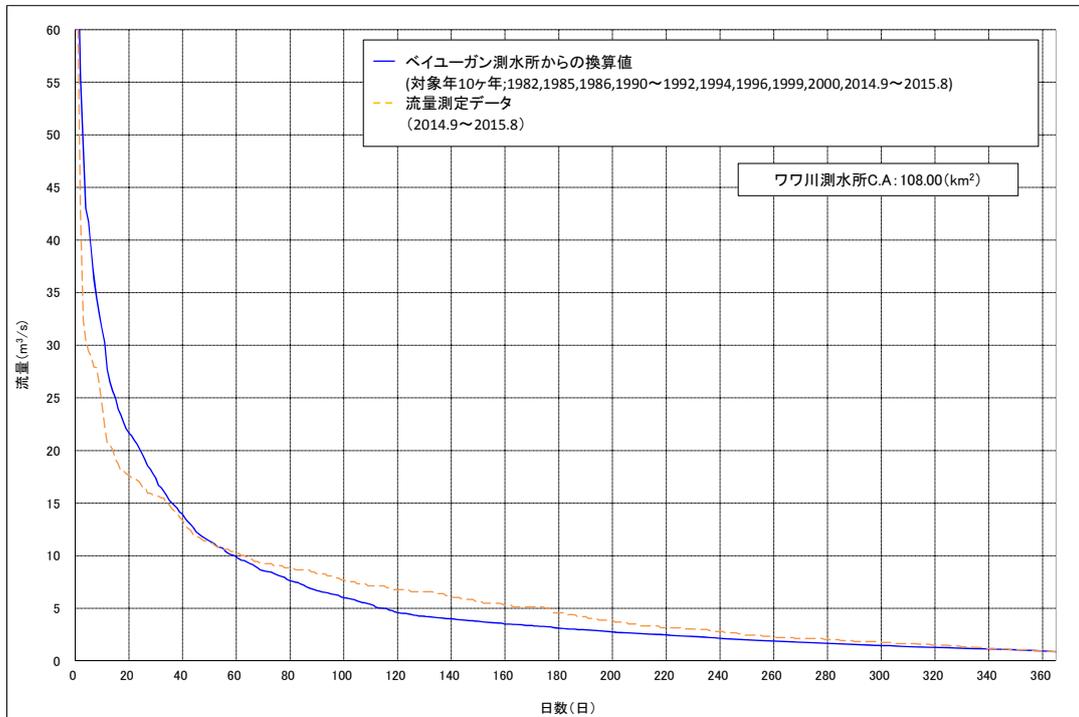


図 4-25 ワワ川測水所地点 流況曲線図

ベイユーガン測水所からの換算値と 1 年間の測定データを比較すると、低水量～濁水量付近では同様な流況であったが、豊水量付近から低水量付近にかけては測定データより換算値の方が少

ない流況であった。

図 4-25 の流況曲線を基に各計画取水地点の流況を算定した。算定結果を次項に示す。

(3) 流域面積比換算により計画地点の流況を算定

図 4-25 に示したワワ川測水所河川流況図から各計画取水地点の流況図を流域換算により作成した。図 4-26～図 4-28 に各取水堰予定地点の流況図を示す。同図には河川流況曲線と流量設備利用率¹を示した。

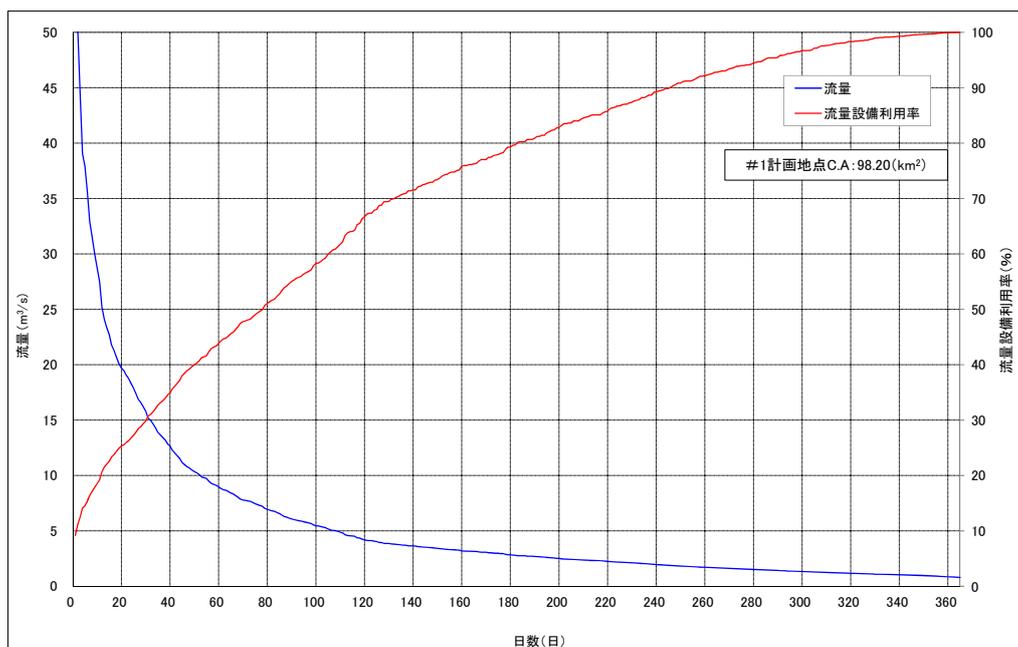
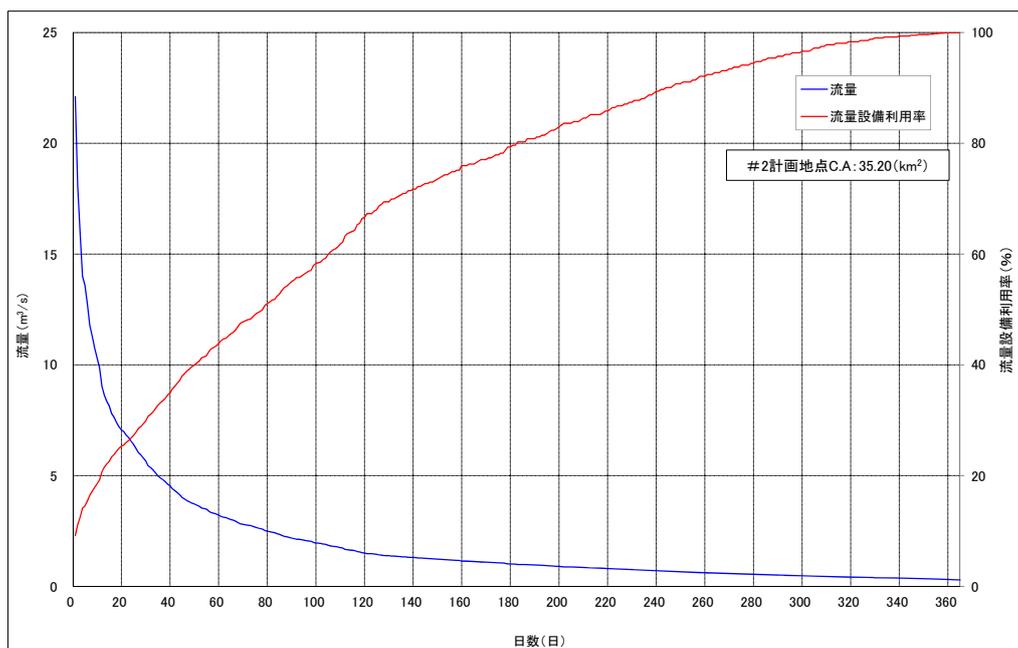


図 4-26 ワワ No. 1 発電所取水堰予定地流況曲線図



¹ 流量設備利用率曲線：その点の河川流量を最大使用水量とした場合の（発電に利用できる年間水量／（最大使用水量×365））を繋いだ曲線

図 4-27 ワワ No. 2 発電所ワワ川取水堰予定地流況曲線図

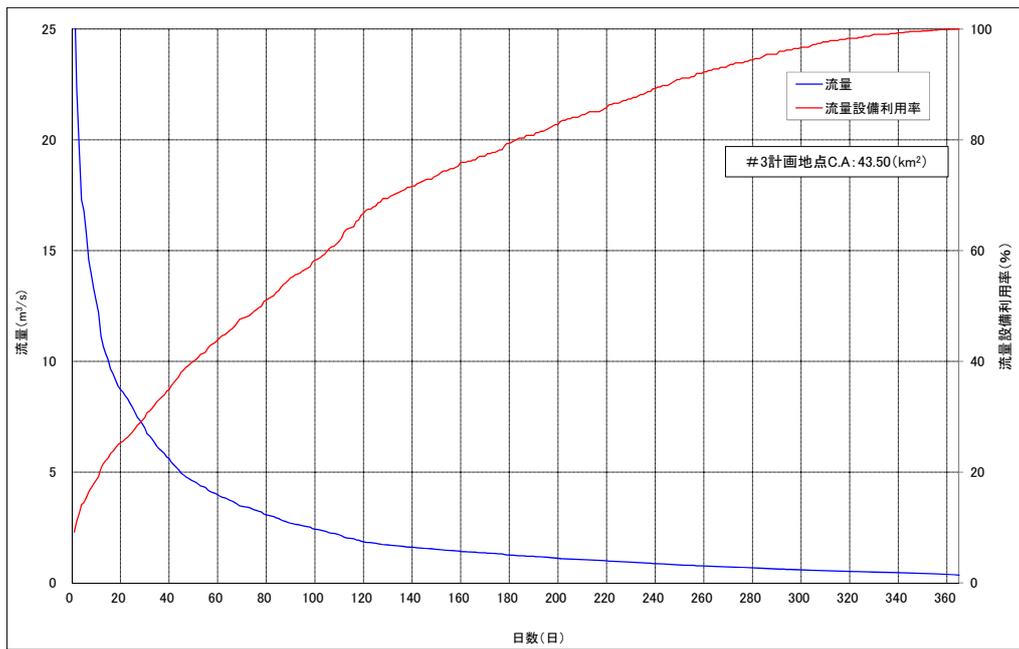


図 4-28 ワワ No. 2 発電所マナゴン川取水堰予定地流況曲線図量

第5章 小水力発電計画の策定

5-1. 対象河川の概要および当初計画

5-1-1. 対象河川の概要

本プロジェクト対象河川であるワワ川およびマナゴン川周辺地形図を図 5-1 に示す。また、地形図から読み取った河川縦断勾配を図 5-2 に示す。

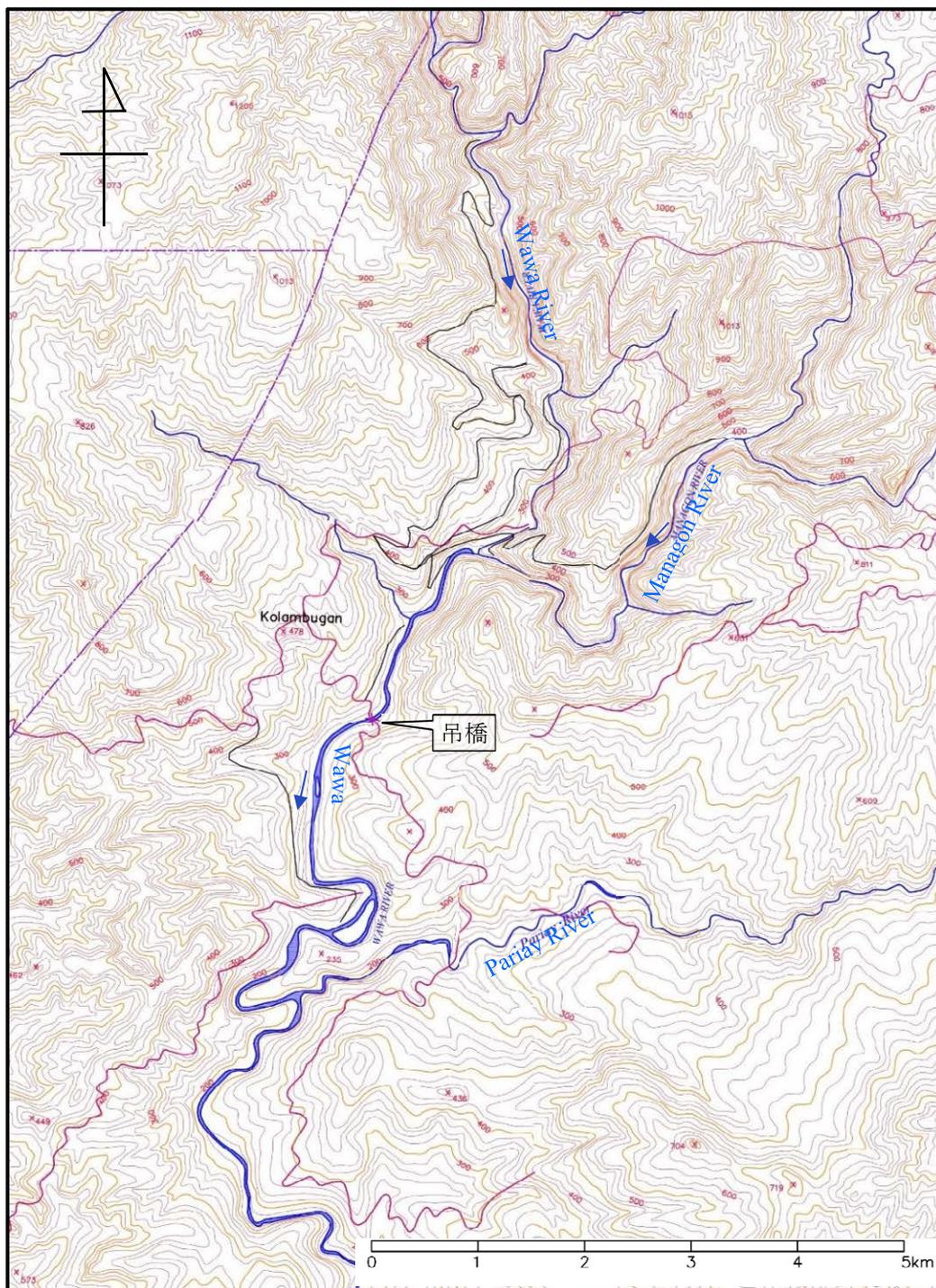


図 5-1 プロジェクト周辺地形図

出展：NAMRIA 1/50,000 地形図に調査団記入

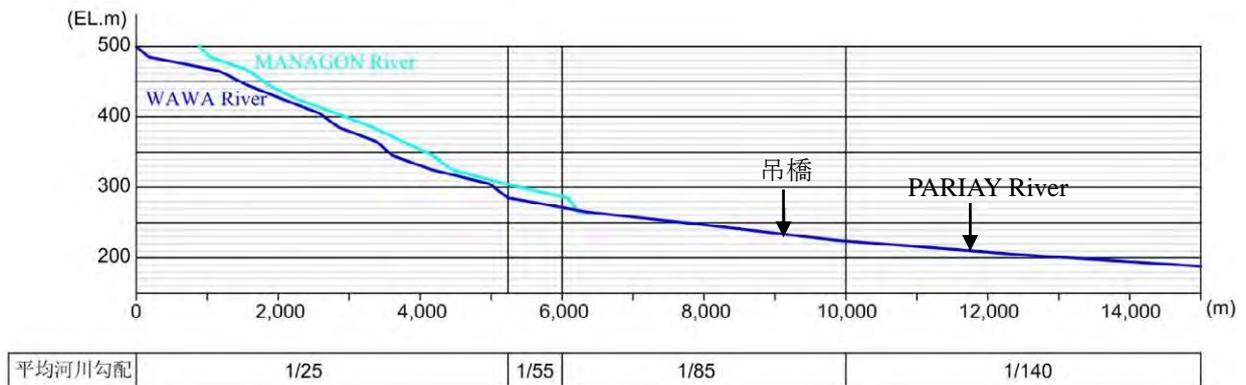


図 5-2 ワワ川上流域およびマナゴン川河川縦断勾配

出展：調査団作成

本プロジェクトの開発対象河川であるワワ川およびマナゴン川は、水源より EL. 270m 付近まで河床勾配 1/25 以上の急勾配で流下し、両河川の合流地点より下流で勾配が緩くなり、EL. 225m より下流では 1/100 以下となっている。

5-1-2. 当初計画

当初計画¹では、ワワ No. 1 地点はワワ川とマナゴン川の合流点より下流側に、ワワ No. 2 地点および No. 3 地点は、それぞれワワ川、マナゴン川の上流側に流れ込み式発電所として計画されている。計画位置図を図 5-3 に、計画概要を表 5-1 に示す。

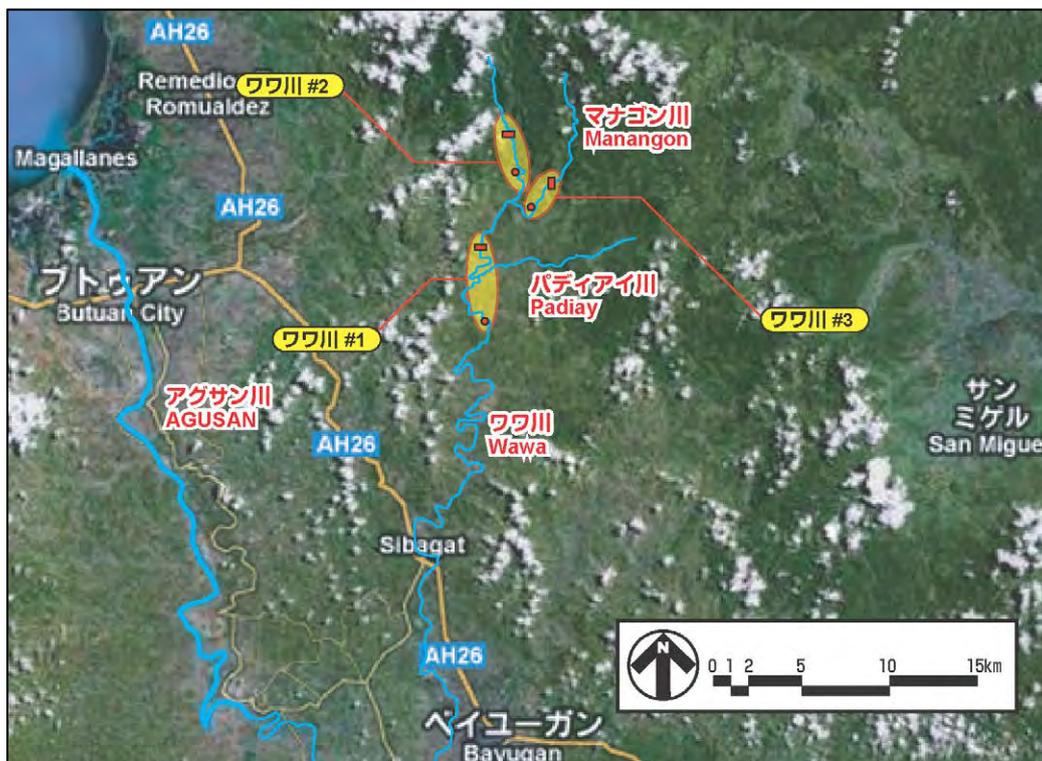


図 5-3 当初計画位置図

出展：「フィリピン・南アグサン州ワワ川小水力発電事業調査報告書」平成 25 年 2 月

¹ 平成 24 年度インフラ・システム輸出促進調査等調査（円借款・民活インフラ案件形成調査）「フィリピン・南アグサン州ワワ川小水力発電事業調査報告書」平成 25 年 2 月 より

表 5-1 当初計画概要

	単位	# 1	# 2	# 3
集水面積	km ²	119	36	42
総落差	m	85	110	90
有効落差	m	73	99	80
計画水量	m ³ /s	16.9	7.4	8.8
最大出力	kW	10,600	6,400	6,100
計画発電量	MWh	43,642	24,108	22,443
取水方式		流込式 前方取水方式	流込式 チロル方式	流込式 前方取水方式
取水堰	m	幅 180×高さ 14.5	幅 40×高さ 15.0	幅 90×高さ 14.5
導水路	m	非圧力式 φ 3,000	非圧力式 φ 2,200	非圧力式 φ 2,350
導水管長	m	7,400	2,400	2,400
水圧管路	m	φ 2,200	φ 1,450	φ 1,550
発電所	m ²	建築面積 500	建築面積 450	建築面積 450
水車		フランシス水車 (2台)	フランシス水車 (2台)	フランシス水車 (2台)
発電機		三相同期発電機	三相同期発電機	三相同期発電機

出展：「フィリピン・南アグサン州ワワ川小水力発電事業調査報告書」平成 25 年 2 月

5-2. ワワ No. 1 小水力発電所

5-2-1. 発電設備レイアウトの検討

(1) ワワ川における開発位置

ワワ No. 1 当初計画は、ワワ川に取水堰を設置し、7,400mの導水路を経て発電所に流下させることとなっている。この区間の河床勾配は 1/140 程度の緩勾配であるため、落差を得るために長い導水路が必要となり、流れ込み式の発電計画としては効率の悪い地点選定といえる。また、取水堰地点の河川幅は 150mを超えるため、取水堰の堤頂長 180m、堰高 14.5mと小水力としてはかなり大きな設備が計画されている。そのため、本調査では当初計画を見直し、より落差効率が良く、かつ小水力発電設備として過大な設備とならないよう、発電レイアウトの選定を行った。

ワワ No. 1 計画はワワ川とマナゴン川の合流地点より下流を対象範囲とし、取水堰設置による河川水位の堰上げの影響が、合流点上流のマナゴン川岸に計画する No. 2 発電所に及ばない範囲で計画する必要がある。この区間のワワ川河床勾配は 1/85～1/140 程度であり、流れ込み式の小水力発電所計画地点としては緩勾配河川での計画となる。そのため、導水路延長の割に落差が得られない地点特性となっている。下流に行くほど河川勾配は緩くなりこの傾向が顕著となるため、ワワ No. 1 地点の計画ルートは、河川勾配が 1/100 以上である約 EL. 225mより上流側を検討対象とした（図 5-4）。

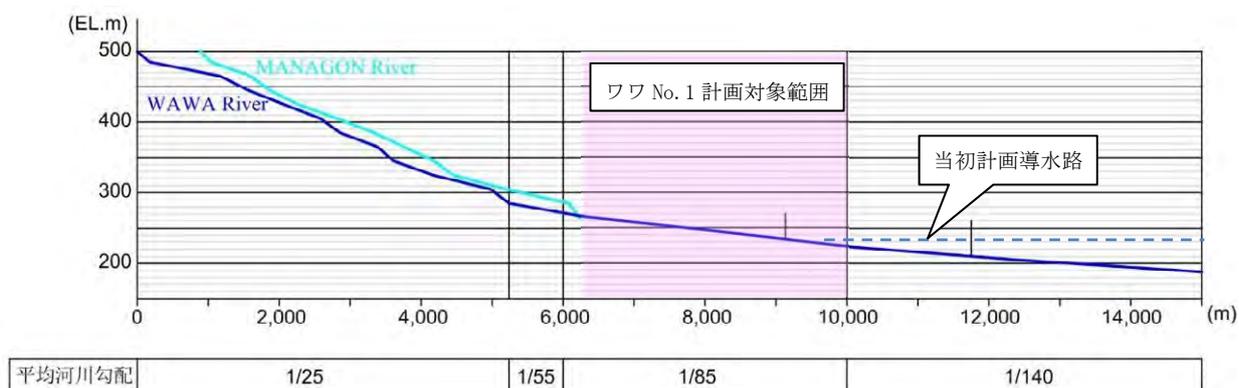


図 5-4 ワワ No. 1 発電所検討範囲

(2) 取水堰地点

取水堰位置は、以下の点を考慮に入れ選定した。

- 極力河道の直線部分でミオ筋が安定していること
- 河川両岸が張出し、締切りが容易であること
- 半川締切りにより片側を施工中に、仮締切りの対岸側に流路が確保できる川幅を有すること
- 堰上流部に取水口の設置スペースが確保可能であること
- 取水堰設置に伴う堰上げにより上流地点に影響が及ばないこと

地形図および現地調査より、取水堰候補地として図 5-5 に示す A～C の 3 地点を選定し比較することとした。

最上流の地点 A はマナゴン川との合流点の付近下流に、地点 B は地点 A の約 800m 下流の右岸側から流入する沢（名称不詳）の合流点の約 40m 下流に、最下流の地点 C は地点 B の約 1,000m 下流に位置する歩行者用吊橋の直下流に計画した。

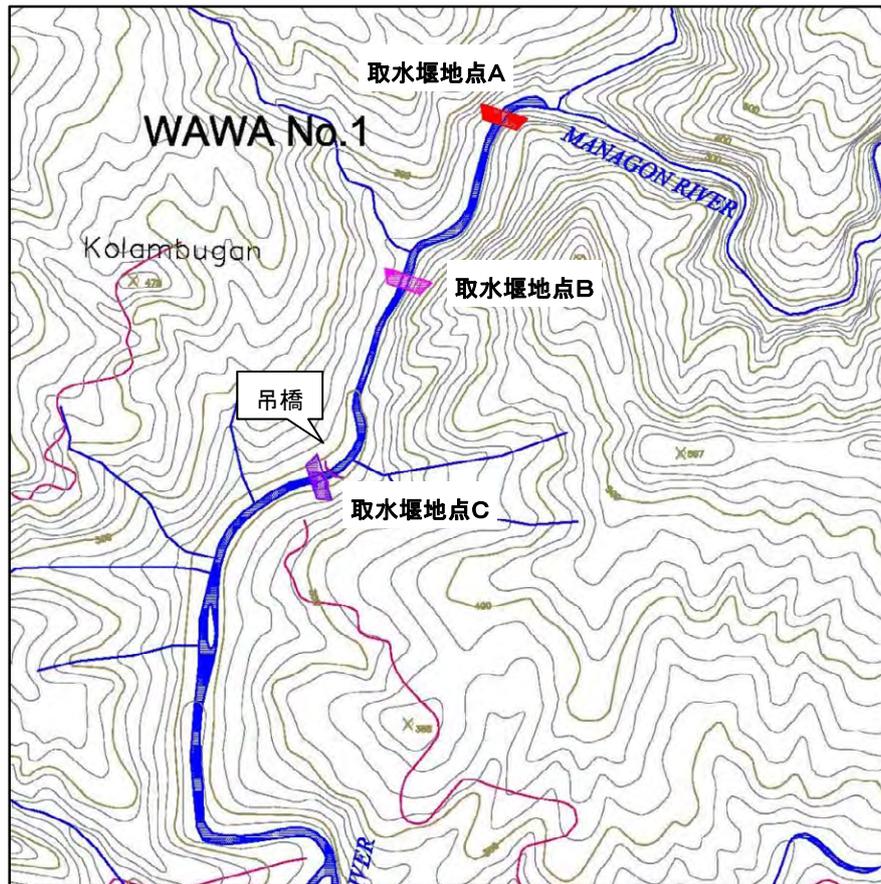


図 5-5 ワワ No. 1 取水堰候補地点位置図

(3) 導水ルート

ワワ No. 1 計画対象範囲のワワ川両岸斜面は比較的緩傾斜のため、斜面上を開水路で計画することが経済的である。導水ルートをワワ川の右岸および左岸で比較すると、右岸側ルートには以下の問題があり導水ルートとして適さない。したがって左岸ルートを採用することとした（図 5-6 参照）。

① 導水ルート上の民家

ワワ川右岸にはコランブガン村の民家が点在し、導水ルートが数件の住居および敷地に抵触する。導水路設置のためには住居移転が必要となる。左岸側導水ルート沿いには民家は存在しない。

② 斜面の安定性

導水路始点から中間部にかけては比較的緩勾配斜面であり設置が容易である一方、発電所計画地点付近では 45° 程度の急斜面となり、表層の地質は緩く、強雨時に発生したと思われる雨裂跡が多数確認できる。導水路を地上タイプとした場合、長期的な基礎の安定性に問題がある。左岸側は取水堰付近は急勾配であるが概ね露岸しており建設後の安定性に問題は無い。また導水路中間部から発電所にかけては緩斜面であり、崩壊跡は見られず、地盤は安定している。

③ 多数の沢部横断

右岸導水路には計5箇所の沢部横断箇所があり、それぞれに橋梁を設置する必要がある。一方左岸ルートでの沢越えは1箇所のみである。

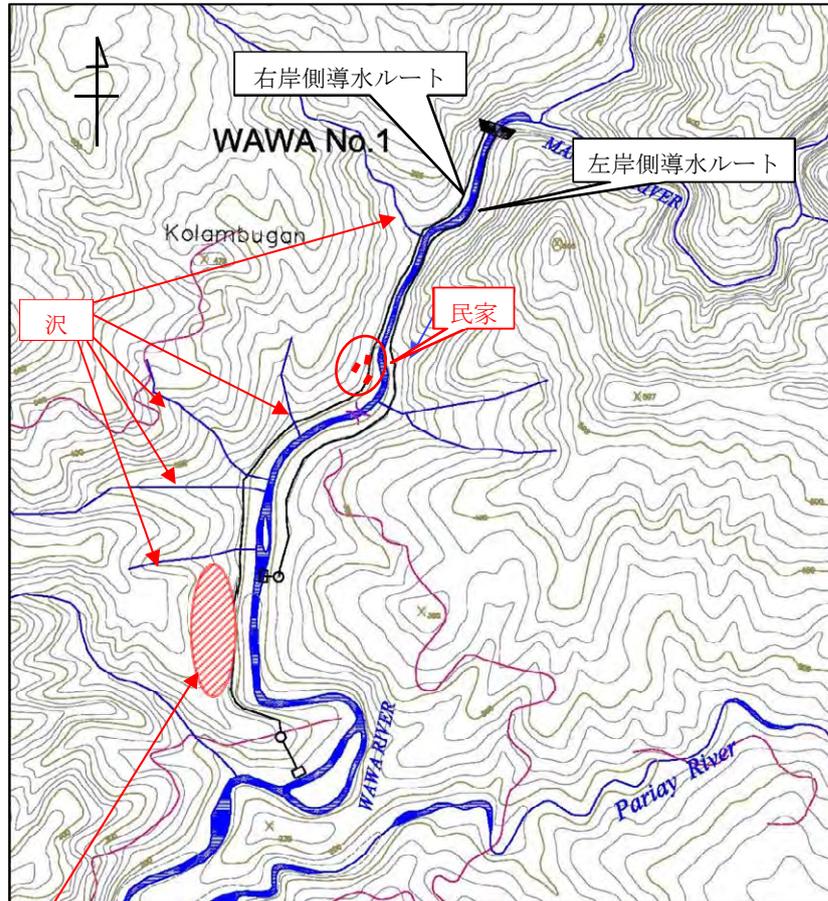


図 5-6 ワワ川右岸導水路ルートの懸念箇所

(4) 発電所地点

発電所計画地点は以下の点を考慮に入れ検討した。

- 前述したワワ川河川勾配から、概ね EL. 225mより上流域とすること

- ペンストック設置に適した尾根状地形の山裾に発電所を設置すること

現地確認の結果、ワワ川が左に大きく蛇行する上流の直線部が発電所計画地として適しているため、これを発電所候補地点として選定した。これより下流では河川勾配が緩くなり、さらに川の蛇行に沿って導水路を設置しなければならず、導水路延長の割に落差があまり得られず不経済となる。

(5) ワワ No.1 レイアウト案の概要

ワワ No.1 発電所レイアウト案および概要をそれぞれ図 5-7、表 5-2 に示す。

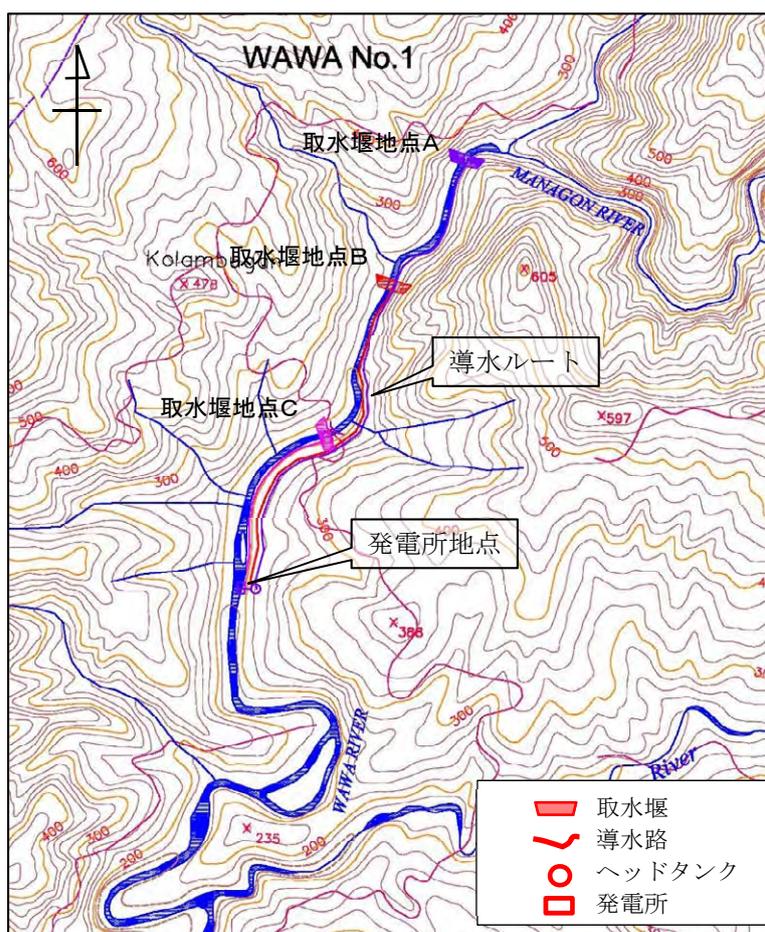


図 5-7 ワワ No.1 発電設備レイアウト案

表 5-2 ワワ No. 1 レイアウト検討案概要

検討ケース		1	2	3
取水堰		A	B	C
集水面積	km ²	98.2	108.1	110.0
取水位	EL. m	267	255	245
放水位	EL. m	231	231	231
総落差	m	36.0	24.0	14.0
損失落差	m	5.5	3.7	2.5
有効落差	m	30.5	20.3	11.5
導水ルート		左岸	左岸	左岸
導水路延長	m	3,500	2,800	1,750
ペンストック延長	m	85	75	40
備考		取水位置 マナゴン川 合流地点下流	取水位置 右岸小支流 合流地点下流	取水位置 吊橋の下流

5-2-2. 最適発電計画の選定

(1) 河川流量資料

第4章水文気象調査で示したとおり、本調査ではワワ川のワワ No. 1 計画地近傍に測水所を設置し日々の河川水位を観測するとともに、毎月河川横断測量および流量測定を実施している。この観測結果と、ワワ川下流域に既存のベイユーガン測水所で実施した流量測定結果の相関を得、相関式を用いて 10 年分のベイユーガン流量資料から本プロジェクトの発電計画に用いる流量資料を作成した。図 5-8 に解析の結果得たワワ川測水所地点流況曲線図を示す。各計画地点の河川流量は、図 5-8 から流域換算して求めた。

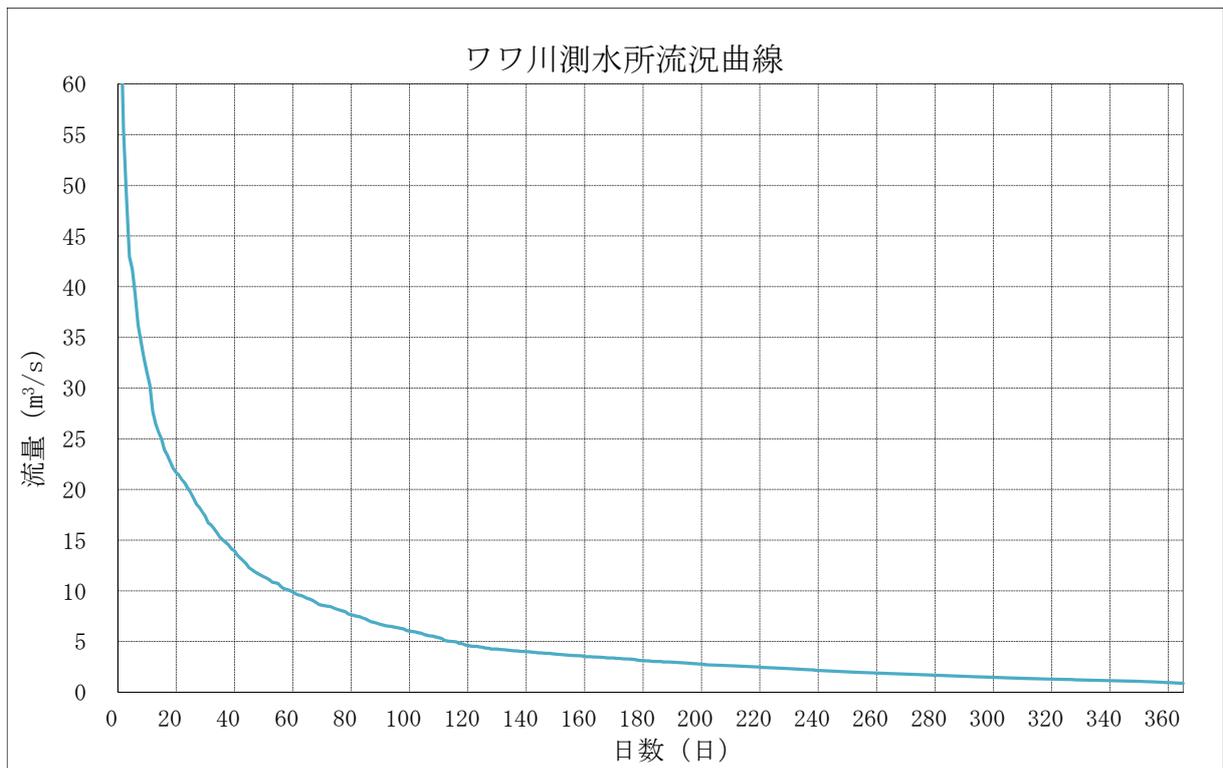


図 5-8 ワワ川測水所地点流況図 (ワワ川測水所地点)

(2) 概算工事費算定方法

最適発電計画検討用の概算工事費の算定は、「水力発電計画工事費積算の手引き」(平成 25 年 3 月 資源エネルギー庁) に準じて建設費を概算し、その結果を本プロジェクト近傍で EPCC 社が建設中の「8000kW アシガ小水力プロジェクト」の工事費積算資料を参照して現地建設価格に補正した。

(3) 最適レイアウトの選定

図 5-7、表 5-2 に示した 3 案の発電設備レイアウト対し、同規模で開発を行った場合の比較を行った。比較を行う際設定した使用水量は、ワワ No. 1 の河川流況図 (図 5-9) に対し、流れ込み式発電所の使用水量概略決定で多く適用されている、流量設備利用率が約 45%²となる流量とした。

² 「中小水力発電ガイドブック (新訂 5 版)」(新エネルギー財団) による。

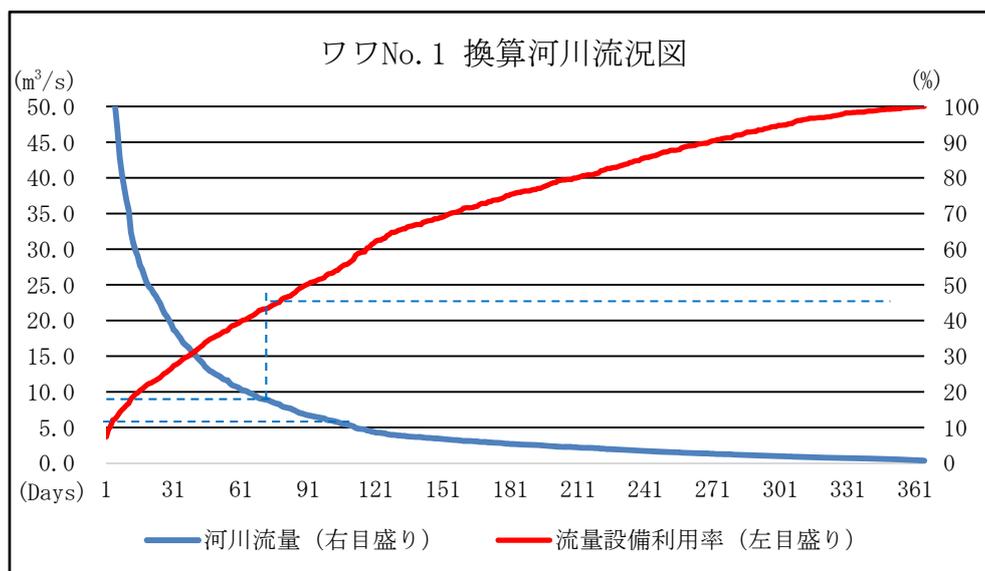


図 5-9 ワワ No. 1 換算河川流況図

比較の結果、取水堰を最上流位置である A 地点に設置する案であるケース 1 が最も年間発電電力量あたりの建設費が安価となる。そのためケース 1 を最適レイアウトとして選定した。比較検討結果を表 5-3 に示す。

表 5-3 ワワ No. 1 最適レイアウト比較検討結果

検討ケース		1	2	3
取水地点		A	B	C
流域面積	km ²	98.2	108.1	110.0
取水位	EL. m	267	255	245
放水位	EL. m	231	231	231
総落差	m	36.0	24.0	14.0
損失落差	m	5.5	3.7	2.5
有効落差	m	30.5	20.3	11.5
取水堰		堰高：5m 堤頂長：50m	堰高：5m 堤頂長：50m	堰高：5m 堤頂長：130m
導水路延長	m	2,900	2,200	1,750
ペンストック延長	m	85	75	40
最大使用水量	m ³ /s	8.0	8.0	8.0
流量設備利用率	%	46.9	49.6	50.2
最大出力	kW	2,060	1,410	820
年間発電電力量	MWh/y	6,620	4,850	2,664
建設費	百万ペソ	943	851	694
kWh 当り建設費	ペソ/kWh	142	175	242

5-2-3. 最適規模の検討

最適発電規模を求めるため、最大使用水量を変化させた場合の単位発電電力量あたりの概算工事費を算出した。その結果、最大使用水量を8.0m³/sの規模としたケースをボトムに6.0~10.0m³/s付近で建設単価が安くなった。表5-4に検討結果を、図5-10に建設単価の推移図を示す。この範囲のうち、発電出力が大きい最大使用水量Q_{max}=10.0m³/s、最大出力2,580kWのケースを最適規模として選定した。

表 5-4 ワワ No.1 発電所 最適発電規模の検討結果

検討ケース		1	2	3	4	5	6
最大使用水量	m ³ /s	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0
有効落差	m	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5
流量設備利用率	%	68.1	55.2	46.9	40.7	36.1	32.4
最大出力	kW	1,030	1,540	2,060	2,580	3,080	3,600
発電電力量	MWh	5,020	6,010	6,620	6,760	6,840	6,930
建設費	百万円	816	882	943	993	1,109	1,210
建設単価	円/kWh	163	147	142	147	162	175
選定ケース					◎		

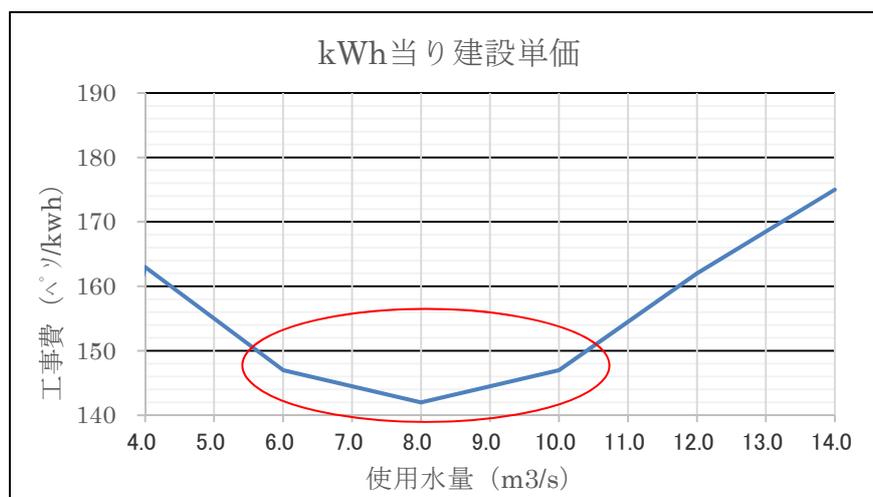


図 5-10 ワワ No.1 発電所 発電規模による建設単価推移

5-2-4. 発電設備の基本設計

(1) 発電計画の概要

ワワ No.1 発電所の取水地点は、ワワ川本流のマナゴン川合流地点下流付近とし、発電所地点は約3km下流のワワ川左岸に置く。

取水地点の流域面積は98.2km²、取水位はEL.267mである。最大取水量10m³/sをワワ川左岸に取水後、延長約2,838mの開水路および延長約84mのトンネルにて、ワワ川左岸斜面上のEL.264mに設けるヘッドタンクまで導水し、ワワ川左岸に設ける発電所で約36mの落差を得て発電し、ワワ川のEL.231mに放水する計画である。

基本設計の結果得られた発電諸元を表5-5に、全体計画図を図5-11に示す。また、巻末

に主要構造物の基本設計図を添付する。

表 5-5 ワワ No. 1 発電所計画諸元

発電計画概要		
発電所名		ワワ No. 1
河川名	-	ワワ川
集水面積 (取水堰地点)	km ²	98.2
発電方式	-	流込み式
取水位	EL. m	267.0
放水位	EL. m	231.0
総落差	m	36.0
損失落差	m	5.5
有効落差	m	30.50
最大使用水量	m ³ /s	10.00
最大出力	kW	2,580
年間発電電力量	kWh	6,763,704
設備概要		
取水堰	m	タイプ：重力式 堤頂長：50.0 (越流部のみ) 高さ：5.0 幅：15.0
取水口	m	幅：5.0×2 高さ：3.0
沈砂池	m	タイプ：オープン単槽 幅：12.0 長さ：42.4 水深：5.0 (最深部)
導水路	m	【開渠】 幅：2.5 延長：2,838 【無圧トンネル】 幅：2.5 延長：84
水槽	m	タイプ：オープン 幅：10.0 長さ：50.0 水深：4.6 (最深部)
水圧鉄管	m	タイプ：鉄管地上設置 管径：φ2.0 延長：72.6
発電所	m	タイプ：地上式 幅：17.0 長さ：33.0 高さ：地上11.7、地下9.0

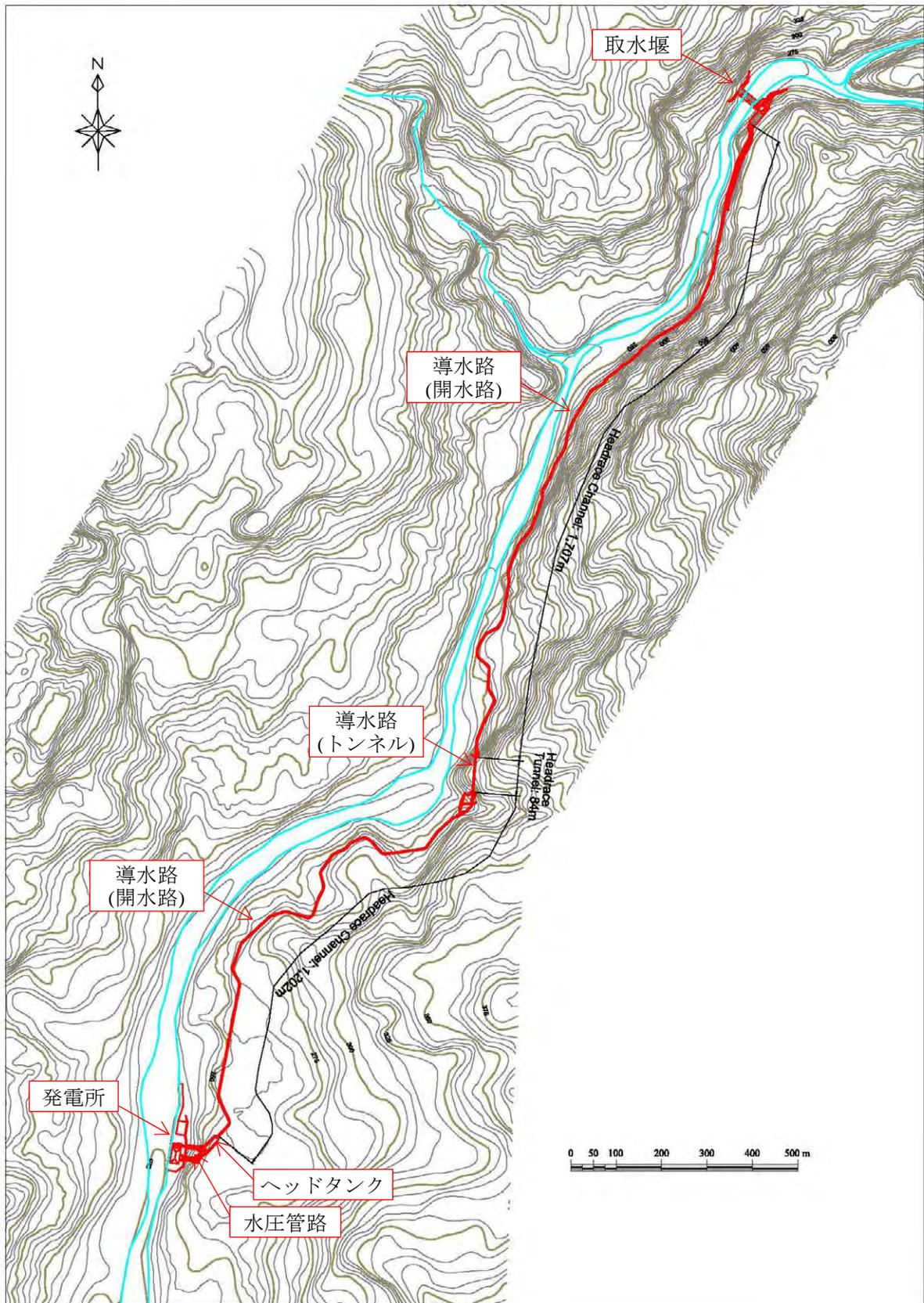


図 5-11 ワワ No.1 発電所全体計画図

(2) 取水設備

1) 取水堰

ワワ川はマナゴン川と合流後、川幅約 15mの狭隘部を通過し、左に大きく曲がり一様勾配の直線部となる。取水堰地点はワワ川とマナゴン川の合流部の約 150m下流の直線部で、川幅は約 60 m程度あり、半川締切り工法での取水設備の施工が可能である。兩岸斜面は約 40 度の傾斜であり、原河床幅より山側に取水口・沈砂池を設置すると掘削量が膨大となるため、これらの構造物を河川敷内に約 12m張り出すことで、長大な斜面掘削を避けた。

取水堰上流左岸に隣接する取水口部までの取水堰全長は、排砂門部 7.4mと越流部 50.0mの合計 57.4mである。この堰天端（取水水位 EL. 267.0m）に設計洪水量 1,130³/s³を越流させると越流水深が 5.0mとなり、設計洪水水位は EL. 272.0mとなる。

ボーリング調査の結果、河床砂礫が約 7mの厚さで堆積していることが判明したため、取水堰はフローティング構造として、河床砂礫上に構築することとした。これにより取水堰を岩着させた場合と比較して大幅に掘削量およびコンクリート量を削減できる。取水堰高さは取水地点の河床位 EL. 263m～EL. 264mに、掘削深度 1mを見込み 5.0mとなる。上流面は垂直、下流面は 1:0.8の勾配を持つ「重力式コンクリート堰」で、左岸に幅 5.0m・高さ 4.0m・巻上台天端 EL. 274.0mの鋼製排砂門 1 門を備える。排砂門の右岸隣に越流天端から下流河床水面まで幅 2.5m・勾配 1:3・長さ 16.0mの魚道を備える。

2) 取水口

取水口は取水口前面の排砂庭 EL. 262.0mから 2.5m高い敷高 EL. 264.5mから、取水深 2.5m で 10.0³/s を取水するもので、流入幅 10.0m、長さ 28.40mである。前面には幅 5.0m・高さ 3.5m・勾配 1:0.3・ピッチ 45 mmの鋼製スクリーン 2 面を備えている。コンクリートスラブ天端 EL. 268.0mのスクリーン台の下流には、幅 5.0m・高さ 3.0m・巻上台天端 EL. 274.0mの鋼製制水門 2 門を備える。制水門の背後には鉄筋コンクリートのカーテンウォールを張り、洪水時に河川水の沈砂池側への流入を防止する。

取水口は左岸斜面の大量掘削を避けるため、山裾から 12m程度河川敷内に配置する。このため取水口基礎は玉石と貧配合コンクリートによる「人工岩盤」を打設した後、この上に鉄筋コンクリート構造物で構築することになる。

取水口の上流につながる左岸護岸は、洪水水位 EL. 272.0mより 2.0mの余裕を見た EL. 274.0mを天端とする鉄筋コンクリート・バットレス擁壁で、延長 57m・川側に勾配 1:0.4 を設ける。

3) 沈砂池

沈砂池は取水口から下流に直結して設け、敷高 EL. 264.5mの始点から EL. 262.5mまで高低差 2.0m・敷勾配 1:12 とし、末端に幅 1.0mの排砂溝を持つ長さ 34.0m・水槽幅 12.0mの沈殿槽である。沈殿槽下流端に敷高 EL. 264.9mまで高さ 2.9mの溺堤を設け、下流に続く導水路の等流水深 2.1mを確保する。敷高 EL. 262.0mの排砂溝川側出口には、幅 1.0m・高さ 1.5mの鋼製排砂門 1 門を設ける。

溺堤部と導水路入口までの漸縮部 6.0mに天端 EL. 268.0mのコンクリートスラブを張り、上流

³ 取水堰付近の河川横断測量にて得た洪水痕跡(EL. 267.66m)からマニング式(河床勾配 $i=1/85$ 、粗度係数 $n=0.05$)より逆算して求めた。

端に幅 12.0m・高さ 3.1m・勾配 1:0.3・ピッチ 40mmの鋼製スクリーン 1面を備える。

なおこの漸縮部周辺は基岩が無いので、玉石と貧配合コンクリートによる「人工岩盤」を打設した後、この上に鉄筋コンクリート構造物で構築することになる。

(3) 導水路

ワワ No.1 発電所導水路はワワ川左岸を開水路で計画した。開水路断面は内寸幅 2.5m・高さ 2.5mとし、取水量 10m³/s を敷勾配 1/1,000、等流水深 2.07mで流下させる。

導水路始点より 1,707mの地点で CM 級以上と思われる岩崖が行く手を阻んでおり、開水路による通過が極めて困難であることから、延長 84mのトンネルにより貫通させる計画とした。トンネルの断面形状は上部半円下部矩形断面で幅 2.5m・高さ 2.6mの無圧水路とし、開水路からの接続部で断面変化を小さくした。

沈砂池からヘッドタンクまでの導水路全長は 2,922mである。

(4) ヘッドタンク

ヘッドタンクは、取水地点から約 3km 下流の左岸斜面に置き、導水路末端の敷高 EL. 261.9mを始点とする長さ 50.0m・幅 10mの構造物である。

幅 2.5mの 道水路出口からヘッドタンク幅 10mに広げる長さ 6.0mの漸拡部で接続し、続く沈殿槽底面には敷高 EL. 261.9mから EL. 259.9mまで高低差 2mを下り勾配 1:17 の斜路を設ける。沈殿槽末端には幅 1mの排砂溝を設け、左側開口部に、幅 1.0m・高さ 1.5mの鋼製排砂門 1 門から余水管呑口に排砂する。

排砂溝の下流で敷高 EL. 262.5mまで高さ 3.1mの溜堤を設ける。溜堤部には天端高 265.0mのコンクリートスラブを張り、前面には幅 10.0m・高さ 2.5m・勾配 1:0.3・ピッチ 40mmの鋼製スクリーン 1面を備えており、溜堤部下流側は敷高 EL. 258.0mまで掘り込み、内径 φ2.0mの水圧鉄管呑口になる。

ヘッドタンク右側壁には長さ 33.0mの横越流堰を設け、余水を横越流にてヘッドタンク下流端に設置する内径 φ1.6mの余水鉄管を経て、発電所建屋横に置く減勢工まで導水する。

水位低下時にヘッドタンク末端の水圧管呑口に空気連行を起こさない最低水位 (EL. 262.50m) から越流堤天端高 (EL. 264.00m) までのヘッドタンク有効容量は、最大使用水量の約 1 分 37 秒間容量に該当する、約 969m³を確保している。

(5) 水圧管路および余水路

水圧管路はヘッドタンクと発電所を結ぶ内径 φ2.0m・1 条の水圧鉄管で、余水路は水圧鉄管の流下方向右側に発電所上流側に向けて据付ける内径 φ1.6m・1 条の鉄管で、末端に衝撃型減勢工を発電所建屋の横隣りに置く構造とする。

これら管路はワワ川左岸斜面上を通る。水圧鉄管は始点から水平距離 23mの IP-P1 地点までは水平かつヘッドタンク中心軸方向に設置し、IP-P2 地点に向けて右に折れ、IP-P2 地点で内径 φ1.2m管に Y 分岐した後、発電所内水車に結合させる。全長は、水平距離 60.5m・斜長 72.58mである。

各 IP 点には鉄筋コンクリート製大支台により鉄管を巻き立て、大支台間には各 1 箇所のコンクリート製小支台を置き鉄管を支持し、大支台の直下流には伸縮管を置く。

(6) 発電所および放水路

発電所地点はワワ川の河床勾配が緩く安定し、川幅が広く右岸側は広く開けているため洪水時の水位変動が少なく発電所に適地であると判断した。

この地点の河床位 EL. 230.0m から、放水位を EL. 231.0m とし、発電所地点の設計洪水位 EL. 235.0m を考慮して発電所整地面は EL. 236.0m とした。

発電所は内寸法で長手方向 33.0m ・短手方向 17.0m で、水車中心高 EL. 234.6m とする単機容量 1,350kW の横軸フランシス水車 2 台を置き、発電した使用水量 5.00 m³/s/機は幅 3.0m ・高さ 4.0m ~ 2.0m ・長さ 8.0m の放水庭・放水路からワワ川に直接放水する。なお操作室は放水庭の上部に地階と地上階に配置した。

(7) 水車発電機

1) 基本諸元

水車発電機の選定に用いる基本諸元は以下の通りである。

表 5-6 ワワ No. 1 発電所基本諸元

項目	ワワ No. 1 発電所
取水位	EL. 267.00m
水車中心	EL. 234.60m
総落差 H	EL. 36.00m
有効落差 He	30.50m
最大使用水量 Q _{max} (合計)	10.00m ³ /s

2) 水車型式の選定

一般的に、本計画の規模の小水力発電所では、有効落差、最大使用水量から判断すると、発電機器の台数は 1 台または 2 台が考えられる。発電機器の容量的には 1 台の発電機器でも十分可能であるが、機器のトラブル、定期点検等により停止した際には発電が止まってしまう。一方 2 台とした場合、1 台が停止しても、もう 1 台の発電機器で発電を継続できる利点がある。また、河川流量に応じて変化する取水量に対応して 1 台または 2 台運転と切り替えることで、より幅広い流量で発電することが可能となり、発電機器の稼働率も上がり、結果的に 1 台の場合よりも発電電力量が増加する。従って、本計画での発電機器は 2 台とした。

小水力発電所の水車の型式は色々とあるが、一般的には有効落差、使用水量により以下の型式の水車が実績も多く、幅広く適用されている。

- プロペラ水車 : 低落差、大流量
- フランシス水車 : 低落差～高落差、小流量～中流量
- ペルトン水車 : 高落差、小流量

いずれの水車型式にも立軸水車および横軸水車があり、発電所の規模、立地条件等により決定される。一般的に立軸水車と比較して、横軸水車は発電機も水車と同じフロアーに設置するため、

発電所建屋の構造が簡単で、発電機器の分解・組立ならびに保守・点検が容易となる。また発電所建設時の掘削量も少なくなり、建設コストが削減できる。ある程度発電所規模が大きくなると横軸水車・発電機の場合、スペース（面積）が必要となるため、発電所設置場所の確保のために山の斜面の掘削量が増えてしまう為、立軸水車・発電機にして発電所の面積を縮小した方が全体的な掘削量が削減できる。

ワフ No. 1 は規模的にも横軸水車・発電機を適用でき、上記理由ならびに図 5-12 水車型式選定図に基づき選定した、ワフ小水力発電所の基本仕様、水車型式は以下の通りとする。

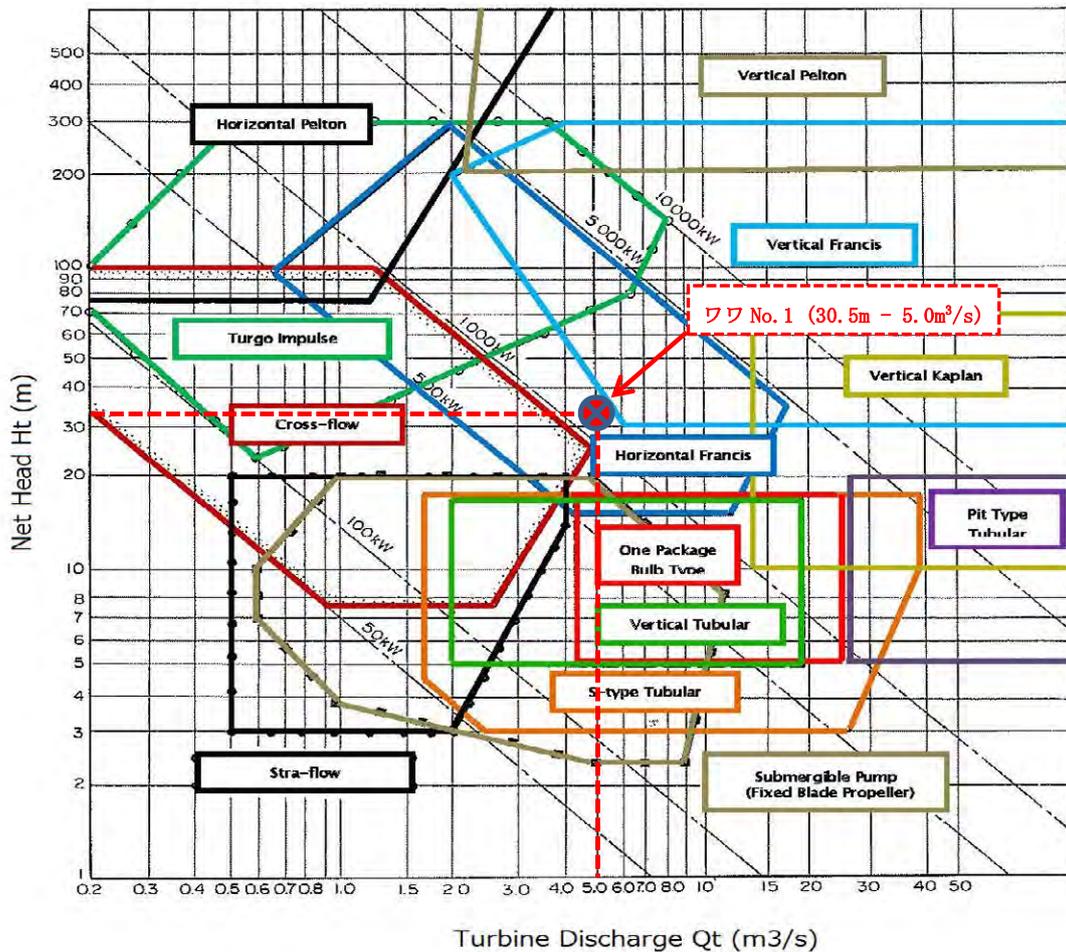


図 5-12 水車型式選定図

出展：中小水力発電ガイドブック（新エネルギー財団）を基に調査団が編集

表 5-7 基本仕様、水車型式

項目	ワフ No. 1 発電所
台数	2 台
有効落差	30.50m
最大流量（1 台あたり）	5.0m³/s
水車型式	横軸フランシス水車

3) 水車・発電機定格の決定

表 5-7 の水車基本仕様に基づき、ワワ No. 1 発電所の水車定格を以下の通りに決定した。

a) 水車出力 P_t

水車出力は以下の概略式で計算する。

$$\begin{aligned} P_t &= 9.8 \times Q_t \times H_e \times \eta_t \text{ [kW]} \\ &= 9.8 \times 5.0 \times 30.5 \times 0.91 \\ &= 1,360 \text{ [kW]} \end{aligned}$$

ここに $Q_t = 5.0 \text{ [m}^3/\text{s]}$ (1 台あたりの流量)

$H_e = 30.5 \text{ [m]}$ (有効落差)

$\eta_t = 0.91$ (100%出力時の水車効率の想定値)

b) 定格回転速度 N

水車は水車出力(P_t)、有効落差(H_e)、回転速度(N) の関係式である比速度 ns で整理される。

$$ns = N \cdot \frac{\sqrt{P_t}}{H_e^{1.25}} \text{ [m-kW]}$$

$$N = ns \cdot \frac{H_e^{1.25}}{\sqrt{P_t}} \text{ [min}^{-1}\text{]}$$

ここに、 $Q_t = 5.0 \text{ [m}^3/\text{s]}$ (1 台あたりの流量)

$H_e = 30.5 \text{ [m]}$ (有効落差)

$P_t = 1,360 \text{ [kW]}$ (水車最大出力)

また、フランス水車に関しては、有効落差から下記の電気企画調査会 (Japanese Electrotechnical Committee、以下「JEC」) 基準に記載の経験式で比速度の目安となる。

$$ns \leq \frac{23,000}{H_e + 30} + 40 \text{ [m-kW]}$$

$$ns \leq \frac{23,000}{30.5 + 30} + 40 = 420.2 \text{ [m-kW]}$$

フィリピン国で適用される周波数である 60Hz における、水車発電機の同期回転度 N と比速度 ns の関係を下記の表 5-8 に示す。

表 5-8 同期回転速度と水車比速度の関係

同期回転速度 N (min^{-1})	発電機極数 p	水車比速度 ns (m-kW)
600	12	308.7
514	14	264.5
450	16	231.5

発電機器は回転速度を上げることによりサイズを小さくでき、経済的である。また水

車比速度の目安 $ns \leq 420.2m-kw$ となるので、定格回転速度 N は 600min^{-1} の採用も可能であるが、フランス水車の場合は回転速度を高くすることにより水車設置位置（吸出し高さ）を確保する必要がある、下記に述べる水車設置位置の検討結果を踏まえて、定格回転速度 N は 450min^{-1} または 514min^{-1} が最適と考えられる。

c) 水車設置位置

反動水車に分類されるフランス水車は、キャビテーション対策として運転時の放水路水位に対して十分な吸出し高さ（運転時の最低放水路水位に対する水車中心位置）を考慮・検討する必要がある。回転速度を高くすると発電機器はコンパクトになり経済的であるが、吸出し高さが小さくなり、発電所床付け位置を下げる必要が生じて掘削量が増加する場合がある。ワワ No. 1 発電所では、放水河川であるワワ川の河床標高、発電所造成高、並びに表 5-9 から吸出し高さ $H_s=3.6\text{m}$ とし、EL. 234.6m を水車中心（水車設置位置）とした。

表 5-9 回転速度と吸出し高さの関係

定格回転速度 N (min^{-1})	吸出し高さ H_s (m)
450	3.0 ~ 3.6
514	2.0 ~ 2.5
600	0.0 ~ 0.5

d) 発電機出力 P_g

発電機出力は以下の概略式で決定した。

$$\begin{aligned}
 P_g &= \frac{P_t \cdot \eta_g}{\text{pf}} \quad [\text{kVA}] \\
 &= \frac{1,360 \cdot 0.95}{0.80} \\
 &= 1,615 [\text{kVA}] \rightarrow 1,700 [\text{kVA}]
 \end{aligned}$$

ここで、 $P_t=1,360[\text{kW}]$ （水車最大出力）

$\eta_g=0.95$ （100%出力時の発電機効率の想定値）

$\text{pf}=0.80$ （発電機力率）

e) 発電機定格電圧

日本電気学会（The Institute of Electrical Engineers Japan、以下「IEEJ」）の報告書を参考に、発電機出力と定格電圧の関係を図 5-13 に示す。

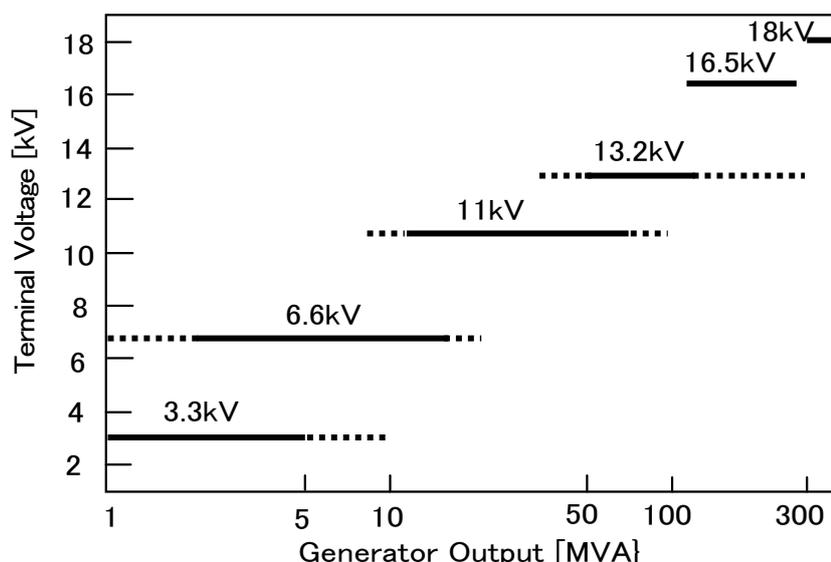


図 5-13 発電機出力と定格電圧の関係

出展：IEEJ

10MVA 以下の発電機では一般的に 3.3kV または 6.6kV の定格電圧を採用されている。ワ
ワ No.1 発電所では、なるべく定格電圧を大きくすることにより発電機のロスの低減、主変
圧器をコンパクトにできるため、6.6kV の発電機定格電圧を採用する。

f) 発電設備仕様・構成

水車ならびに主要付帯機械設備、発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様・構成、につ
いては、それぞれ表 5-10、表 5-11 に示す。

表 5-10 水車ならびに主要付帯機械設備の仕様・構成

No.	機器名	仕様	備考
(1)	水車		
	・ 水車型式	横軸フランシス水車	
	・ 有効落差	30.5m	
	・ 最大流量	5.0m ³ /s	1台あたり
	・ 最大出力	1,360kW	1台あたり
	・ 定格回転速度	450min ⁻¹	
	・ 水車比速度	231.5m-kW	
(2)	水車入口弁		
	・ 入口弁型式	複葉弁	
	・ 口径	1,000 ~ 1,200mm	
	・ 操作方式	油圧操作	ゲイトベーン操作と共用
(3)	调速機システム		
	・ 调速機型式	デジタル式	
	・ 操作方式	アキュムレータ方式圧油操作	ゲイトベーン/入口弁操作用
(4)	主給水システム	給水ポンプ方式	発電機器冷却用
(5)	発電所内天井クレーン		

表 5-11 発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様・構成

No.	機器名	仕様	備考
(1)	発電機		
	・ 発電機型式	横軸同期発電機	
	・ 定格出力	1,700kVA	1台あたり
	・ 力率	0.80	
	・ 定格電圧	6.6kV	
	・ 周波数	60Hz	
	・ 定格回転速度	450min ⁻¹	
(2)	励磁装置	ブラシレス	
(3)	中性点接地装置		
(4)	制御・保護システム		
(5)	所内電源設備		バッテリー設備、ディーゼル 発電設備含む
(6)	主変圧器		
	・ 主変圧器型式	屋外空冷式	
	・ 定格容量	1,700kVA	1台あたり
	・ 定格電圧	6.6/13.2kV	
	・ 周波数	60Hz	
(7)	屋外開閉設備		

g) 単線結線図

発電所の主要電力設備の構成は、13.2kVの母線を中心に1号発電機、2号発電機及び、所内電源用変圧器、送電線が接続された金属閉鎖形スイッチギアを採用する。主要電力設備構成を単線結線図にして図5-14に示す。

発電機が発電した電力は、直列に接続された主変圧器で昇圧し、遮断器を挟んで母線に接続、送電線に送電される。また、その一部は所内電源変圧器により降圧され、発電所内で使う電力を供給する。一方、発電機が停止している場合は、送電線から母線を経由して電力を受け入れ、発電所内の電力を賄う。発電機も送電線も停止した場合は、非常用のディーゼル発電機が発電所内で使う電力を供給する。

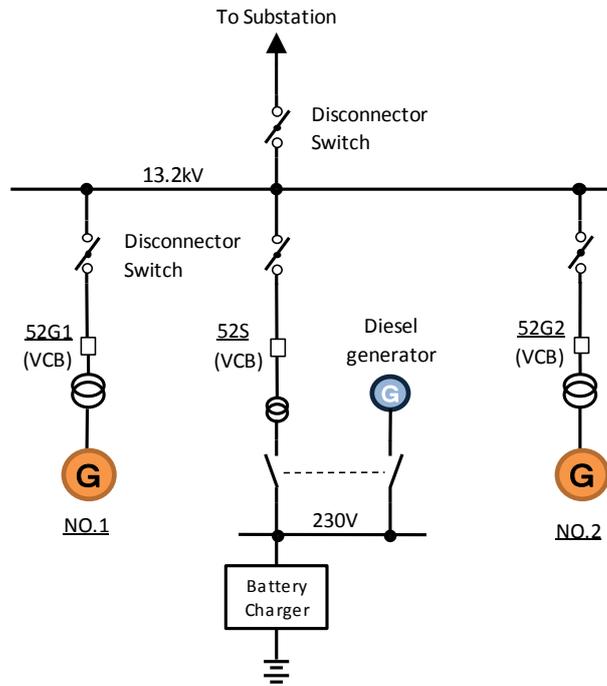


図 5-14 単線結線図

5-2-5. 最大出力および発電電力量の算定

発電設備の基本設計の結果得られた発電諸元、およびワワ No. 1 発電所取水堰地点の河川流況を用いて最大出力および年間発電電力量計算を行った。その結果、発電出力 2,580kW、年間発電電力量 6,764MWh となった。水車、発電機、ならびに変圧器効率を表 5-12 に、代表流量における発電出力を表 5-13 に示す。

表 5-12 水車・発電機・変圧器効率

最大使用水量比	%	100	90	80	70	60	50	46
単機流量	m ³ /s	5.0	4.5	4.0	3.5	3.0	2.5	2.3
水車効率 η_g	%	91.2	88.8	86.4	83.3	78.9	66.7	60.0
発電機効率 η_t	%	95.7	95.5	95.1	94.6	94.0	92.4	91.5
変圧器効率 η_{tr}	%	99.0						

表 5-13 代表流量時における発電出力

流量%	ワワNo.1取水堰 河川流量	使用水量 (m ³ /s)*		水車効率 η_g		発電機効率 η_t		変圧器効率 η_{tr}		出力 P (kW)	
		水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2
最大流量	61.22	5.00	5.00	0.912	0.912	0.957	0.957	0.99	0.99	1291.0	1291.0
10	13.34	5.00	5.00	0.912	0.912	0.957	0.957	0.99	0.99	1291.0	1291.0
20	7.63	5.00	2.33	0.912	0.617	0.957	0.917	0.99	0.99	1291.0	390.0
30	4.86	4.56	0.00	0.890	0.000	0.955	0.000	0.99	0.99	1147.0	0.0
40	3.48	3.18	0.00	0.808	0.000	0.942	0.000	0.99	0.99	716.0	0.0
50	2.75	2.45	0.00	0.650	0.000	0.922	0.000	0.99	0.99	434.0	0.0
60	2.26	1.96	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0
70	1.76	1.46	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0
80	1.40	1.10	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0
90	1.10	0.80	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0
100	0.79	0.49	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0
*: 河川流量から維持放流量0.3m ³ /sを控除している											
										$\Sigma P_{356days}$	
										年間発電電力量 $\Sigma E_{356days}$ (kWh)	
										199,269	
										6,763,704	

5-3. ワワ No. 2 小水力発電所

5-3-1. 発電設備レイアウトの検討

(1) ワワ川およびマナゴン川における開発位置

ワワ No. 2 発電所の検討は、当初計画の#2 地点および#3 地点を対象として、それぞれを単独開発する案と 2 地点計画を統合してひとつの発電所として開発する案の比較を行う。

当初計画では#2 地点はワワ川を、#3 地点はマナゴン川を対象とし、両地点ともに 1/25 程度の河床勾配を持つ急流域に計画された。そのため落差効率が良く、高落差の発電計画が期待できる。そのため、本調査でも既存計画と同様に、図 5-15 に示す範囲を計画対象として検討を進めることとした。

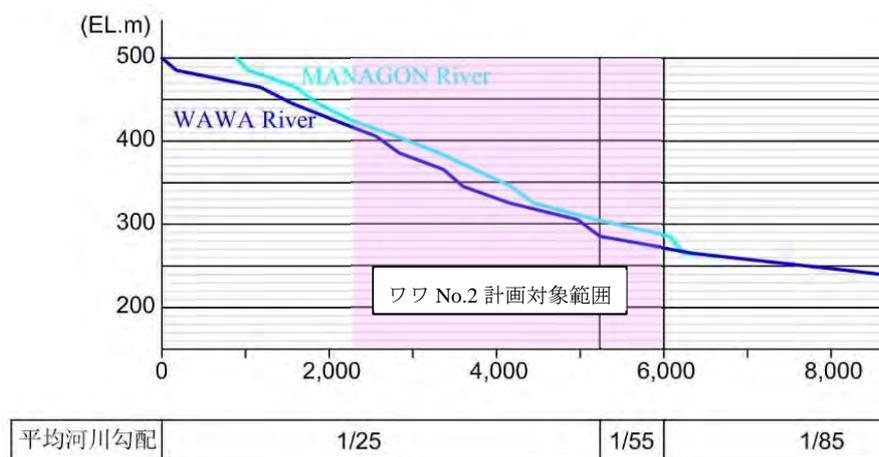


図 5-15 ワワ No. 2 発電所検討範囲

(2) 取水堰地点

ワワ No. 1 の取水堰地点の選定と同様な観点から取水堰地点を選定した。図 5-16 に取水堰地点位置図を示す。

① ワワ川取水堰

ワワ川上流部は河川両岸が切り立った崖状地形の箇所が多く、取水口の設置に適した地点は限られている。その中で左岸より流れ込む小支流（名称不詳）との合流点下流の直線部にやや河岸が広がった地点である、当初計画#2 取水堰地点を選定した。

② マナゴン川取水堰

マナゴン川は河川両岸が切り立った崖状地形の箇所が多く、取水口の設置に適した地点は限られている。その中で左岸より流れ込む支流（名称不詳）との合流点下流のやや河岸が広がっている、当初計画#3 取水堰地点を選定した。

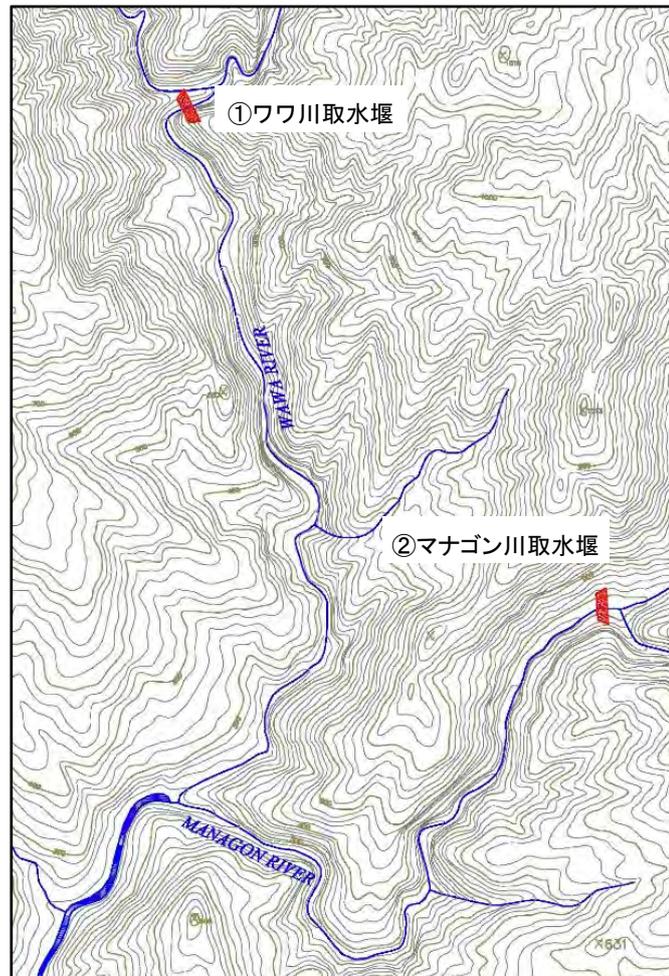


図 5-16 ワワ No. 2 取水堰候補地点位置図

(3) 導水ルート

① ワワ川取水堰からの導水ルート

河川両岸の地形は非常に急勾配斜面となっており、 50° 以上の急勾配を持つ崖状地形を呈する箇所が多数確認される。当初計画では急斜面上を地上露出タイプの鉄管で計画されているが、このような地形特性上、取水堰から発電所への導水ルートを地上部に計画することは施工上極めて困難であるだけでなく、設置後の維持管理に多大な費用、労力を要することが容易に想定できる。従って導水路はトンネル式とすることが妥当である。

ワワ川取水堰からの導水ルートは右岸および左岸ルートが考えられる。いずれのルートもトンネルで計画することとなるため、地山かぶりとして最低 50m程度確保するルートを選定する。

② マナゴン川取水堰からの導水ルート

マナゴン川はワワ川上流域と同様に、河岸が切立った崖状の地形であり取水位の等高線上に導水路を設置することは施工上極めて困難である。マナゴン川は右に大きく湾曲することから、右岸側をトンネルで水槽まで直線的に導水することで湾曲部をショートカットする効果が得られる。

③ 統合案の導水ルート

ワワ川取水堰およびマナゴン取水堰から取水した河川水を導水路で合流し、1箇所の発電所に導水する統合案のルートを検討した。以降に述べる発電所候補地点のうち、より高落差を得ることができるマナゴン川右岸地点へのルートを選定した。

(4) 発電所地点

① ワワ川

ワワ川上流域で、導水路の右岸および左岸ルートそれぞれに対し水圧管路を考慮すると、地形上発電所が設置可能な箇所は限られる。ワワ川兩岸は崖状に切立っている区間が連続しており、当初計画#2 発電所計画地点以外に適地は無い。したがって、EL. 325m付近のワワ川兩岸を発電所候補地とした。

② マナゴン川

マナゴン川取水堰からの導水ルートが右岸側に限られるため、発電所地点はマナゴン川右岸となる。最大限落差を得る位置に発電所を設置したい一方で、ワワ No. 1 の取水堰地点Aはワワ川とマナゴン川の合流点近くに位置するため、この背水による影響を避けた発電所設置高にする必要がある。

地形図による机上検討および現地確認の結果、ワワ川との合流点に向かう尾根上にペンストックを配置し、合流点の約 250m 上流の EL. 275m 付近に発電所を設置する計画とした。

(5) ワワ No. 2 レイアウト案の概要

ワワ No. 2 発電所レイアウト案および概要をそれぞれ図 5-17、表 5-14 示す。

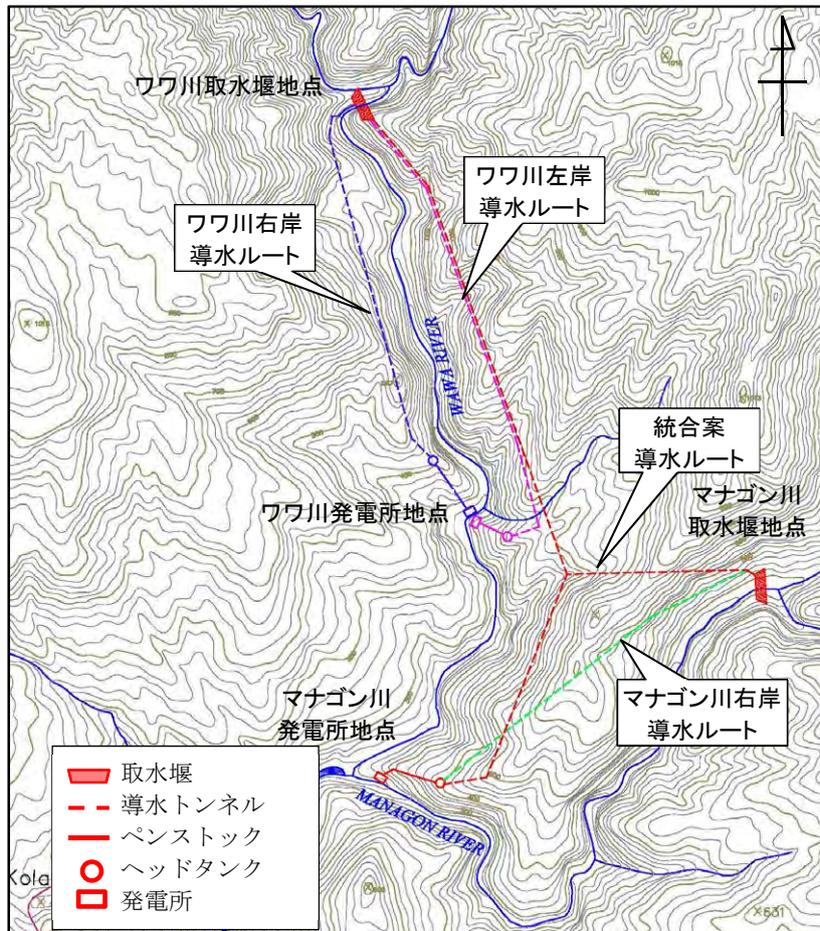


図 5-17 ワワ No. 2 発電設備レイアウト案

表 5-14 ワワ No. 2 レイアウト検討案概要

検討ケース		1	2	3	4
発電所		ワワ川		マナゴン川	
導水路ルート		ワワ川右岸	ワワ川左岸	マナゴン川右岸	ワワ川左岸＋マナゴン川右岸
流域面積	km ²	35.2	35.2	43.5	78.4
取水位	EL. m	440	440	440	440
放水位	EL. m	325	325	275	275
総落差	m	115	115	165	165
損失落差	m	4.9	4.6	4.4	9.5
有効落差	m	110.1	110.4	161.8	155.5
取水堰		堰高：6m 堤頂長：50m	堰高：6m 堤頂長：50m	堰高：5m 堤頂長：40m	ワワ川取水堰＋マナゴン川取水堰
導水路延長	m	2,280	2,970	2,530	5,640
ペンストック延長	m	410	215	420	420

5-3-2. 最適発電計画の選定

(1) 河川流量資料

ワワ No.1 発電所の検討と同様に、ワワ川測水所地点河川流況図（図 5-8）を流域換算して検討に使用した（図 5-18、図 5-19）。

(2) 概算工事費算定方法

ワワ No.1 発電所の検討と同様の方法で算定した。

(3) 最適レイアウトの選定

表 5-14 に示した各検討ケースに対して同規模で開発した場合の概算工事費および年間発電電力量を算出し、kWh 当りの概算工事費が最も小さい案を最適レイアウトとして選定した。比較を行う際設定した使用水量は、ワワ No.1 発電所の検討と同様に、ワワ川取水堰およびマナゴン川取水堰の河川流況図（図 5-18、図 5-19）に対し、流量設備利用率が約 45%となる流量とした。

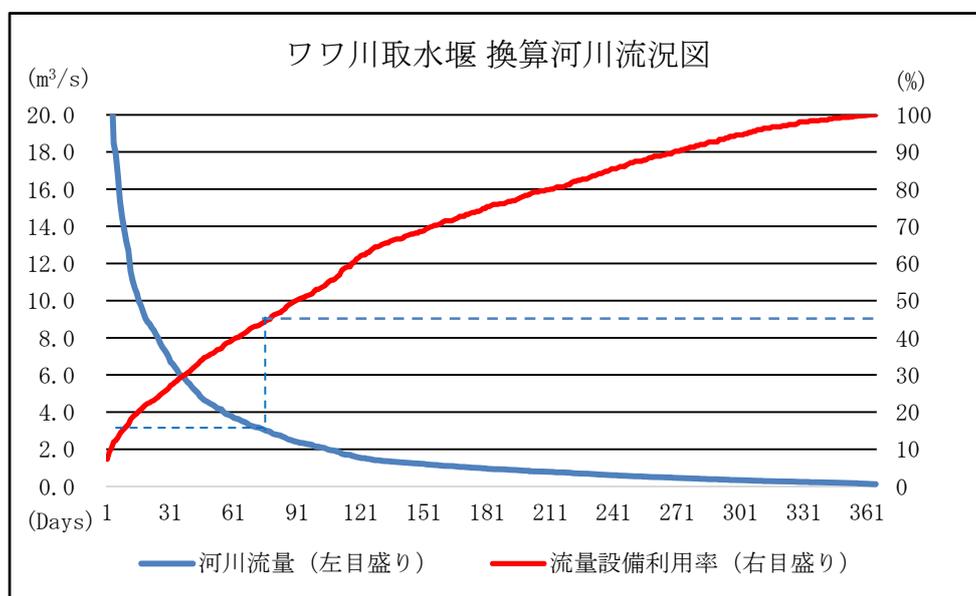


図 5-18 ワワ川取水堰換算河川流況図

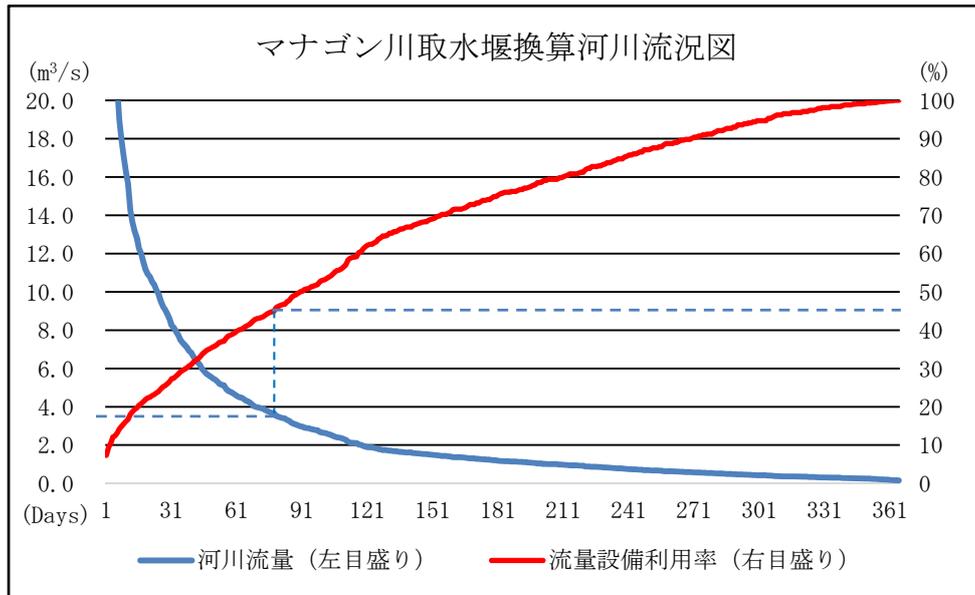
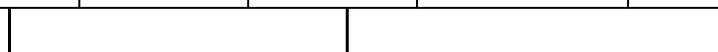


図 5-19 マナゴン川取水堰換算河川流況図

比較の結果、ワワ No. 2 を単独開発する場合は右岸案が左岸案より建設単価が安価となった。また、ワワ No. 2 および No. 3 を双方開発する場合は、個別案件として 2 発電所を開発するより複合案として開発する方が安価となる結果となった。本調査では開発による発電規模を優先し双方開発案（検討ケース 4）を採用した。表 5-15 に各案の検討結果を示す。

表 5-15 ワワ No. 2 最適レイアウト比較検討結果

検討ケース		1	2	3	4	【参考】
発電所		ワワ川		マナゴン川		ワワ川、マナゴン川単独開発の場合
導水ルート		ワワ川右岸	ワワ川左岸	マナゴン川右岸	ワワ川左岸+マナゴン川右岸統合案	
流域面積	km ²	35.2	35.2	43.5	78.7	
取水水位	EL. m	440	440	440	440	
放水水位	EL. m	325	325	273	273	
総落差	m	115	115	167	167	
損失落差	m	4.9	4.6	5.2	11.5	
有効落差	m	110.1	110.4	161.8	155.5	
取水堰		堰高：6m 堤頂長：50m	堰高：6m 堤頂長：50m	堰高：5m 堤頂長：40m	ワワ川取水堰+マナゴン川取水堰	
導水路延長	m	2,280	2,970	2,530	5,640	
ペンストック延長	m	410	215	420	420	
最大使用水量	m ³ /s	3.0	3.0	3.7	3.0+3.7	
流量設備利用率	%	45.0	45.0	45.0	45.0	
最大出力	kW	2,800	2,800	5,200	9,000	8,000
年間発生電力量	MWh/y	8,570	8,590	17,300	30,000	25,870
建設費	百万 ^{ペソ}	1,264	1,339	1,205	2,149	2,469
kWh 当り建設費	ペソ/kWh	147	156	70	72	95



5-3-3. 最適規模の検討

前項ケース 4（ワワ川+マナゴン川統合案）に対して最適発電規模を求めるため、最大使用水量を変化させた場合の単位発電電力量あたりの概算工事費を算出した。その結果、最大使用水量 $Q_{max}=5.6\sim 7.6\text{m}^3/\text{s}$ 付近が最も建設単価が安くなった。表 5-16 に検討結果を、図 5-20 に建設単価の推移図を示す。この範囲のうち、発電出力が大きい最大使用水量 $Q_{max}=7.6\text{m}^3/\text{s}$ 、最大出力 10,200kW のケースを最適規模として選定した。

表 5-16 ワワ No. 2 発電所 最適発電規模の検討結果

検討ケース		1	2	3	4	5
最大使用水量	m ³ /s	4.4	5.6	6.7	7.6	10.5
流量設備利用率	%	55	50	45	40	35
最大出力	kW	5,900	7,500	9,000	10,200	14,100
発電電力量	MWh	26,500	29,100	30,000	30,800	32,500
建設費	百万ペソ	2057	2101	2149	2167	2665
建設単価	ペソ/kWh	77.6	72.2	71.6	71.6	82.0
選定ケース					◎	

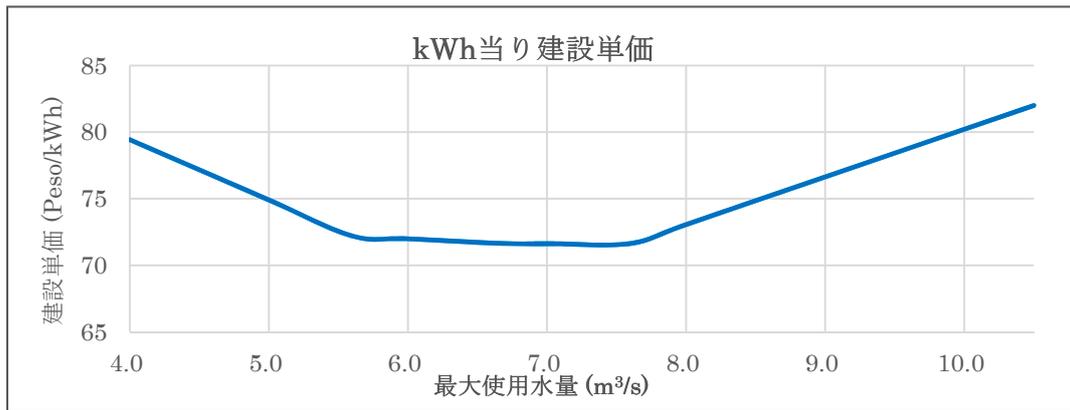


図 5-20 ワワ No. 2 発電所 発電規模による建設単価推移

5-3-4. 発電設備の基本設計

(1) 発電計画の概要

ワワ No. 2 発電所の取水地点は、ワワ川本流と、ワワ川下流左岸へ合流するマナゴン川の 2 地点とし、発電所地点は両河川の合流地点に近いマナゴン川右岸に置く。

ワワ川本流取水地点の流域面積は 35.2km²、取水位は EL. 440m である。最大取水量 3.4m³/s を左岸に取水後、延長約 3,112m の 1 号トンネルでワワ川左岸山中に導水する。

マナゴン川取水地点の流域面積は 43.5km²、取水位は EL. 438m である。最大取水量 4.2m³/s を右岸に取水後、延長約 1,068m の 2 号トンネルでマナゴン川右岸山中に導水し、1 号トンネルに合流させる。合流後、両河川に挟まれた尾根の EL. 435m 付近に設けるヘッドタンクまで延長約 1,456m の 3 号トンネルで導水し、ワワ川とマナゴン川の合流地点付近右岸に設ける発電所で約 162m の落差を得て発電し、マナゴン川の EL. 273m に放水する計画である。

発電諸元表を表 5-17 に、全体計画図を図 5-21 に示す。また、巻末に主要構造物の基本設計図を添付する。

表 5-17 ワワ No. 2 発電所計画諸元

発電計画概要			
発電所名		ワワ No. 2	
河川名	-	ワワ川、マナゴン川	
集水面積（取水堰地点）	km ²	ワワ川 : 35.2 マナゴン川 : 43.5	
発電方式	-	流込み式	
取水位	EL. m	ワワ川 : 440.0 マナゴン川 : 438.0	
放水位	EL. m	273.0	
総落差	m	167.0	
損失落差	m	11.5	
有効落差	m	155.5	
最大使用水量	m ³ /s	7.60 (ワワ川取水堰 : 3.40) (マナゴン川取水堰 : 4.20)	
最大出力	kW	10,200	
年間発電電力量	kWh	30,823,608	
設備概要			
取水堰		ワワ川 タイプ：重力式 堤頂長：33.0 高さ：9.0 幅：20.0	マナゴン川 タイプ：重力式 堤頂長：35.0 高さ：6.0 幅：15.0
取水口	m	ワワ川 幅：4.0 高さ：2.5	マナゴン川 幅：5.0 高さ：2.5
沈砂池	m	ワワ川 幅：10.0 延長：44.0 水深：3.5	マナゴン川 幅：10.0 延長：44.0 水深：3.5
導水路	m	【無圧トンネル】 幅：1.9m 延長： ・ 1号トンネル(ワワ川取水堰 - 合流部) : 3112.2 ・ 2号トンネル(マナゴン川取水堰 - 合流部) : 1068.3 ・ 3号トンネル(合流部 - ヘッドタンク) : 1456.2	
水槽	m	タイプ：オープン 幅：10.0 延長：50.0 水深：2.98	
水圧鉄管	m	タイプ：鉄管地上設置 管径：φ1.5 延長：417.0	
発電所	m	タイプ：地上式 幅：19.0 長さ：30.0 高さ：地上 11.7、地下 12.0	

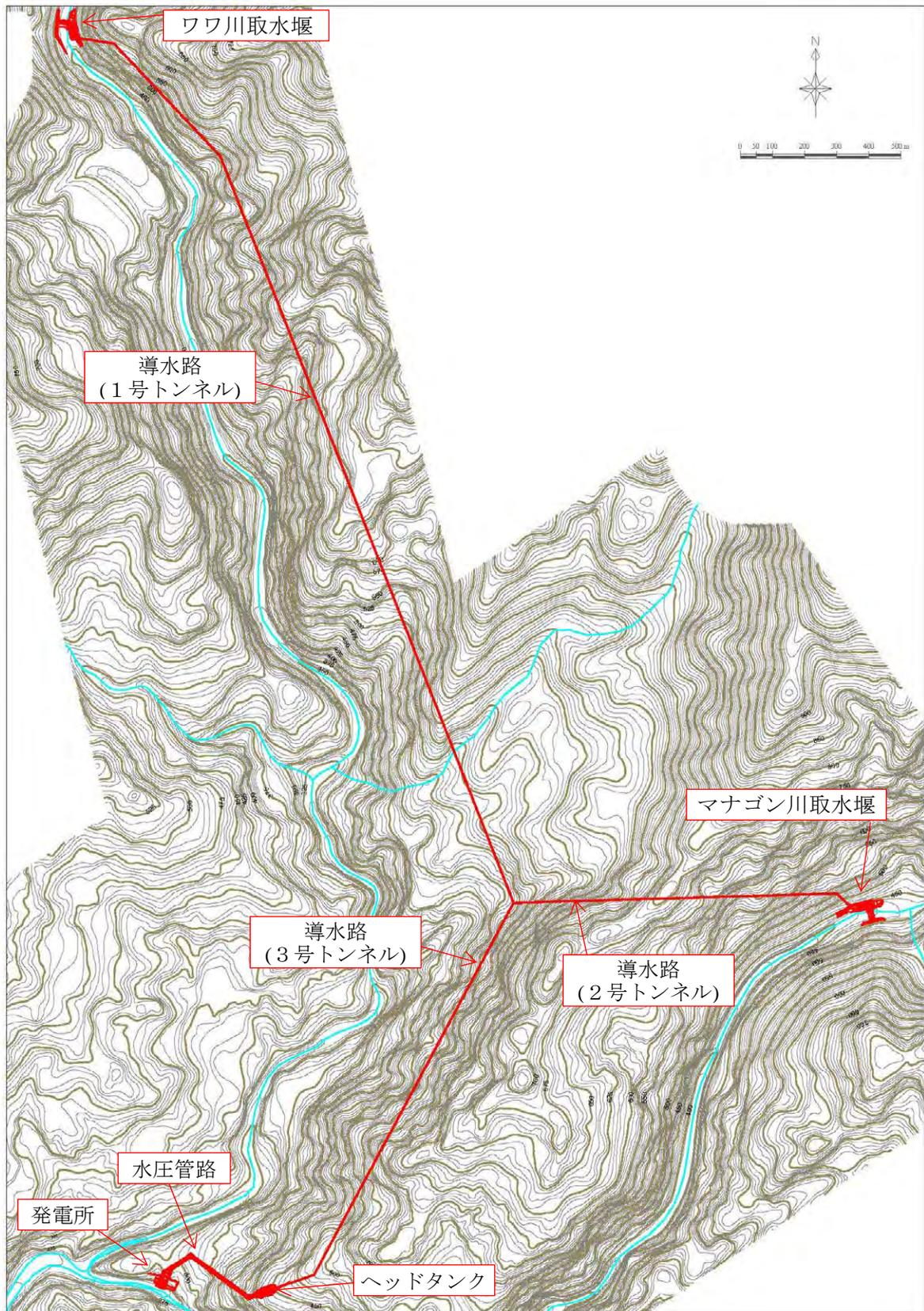


図 5-21 ワワ No. 2 発電所全体計画図

(2) ワワ川取水設備

1) 取水堰

取水地点周辺は川幅が40～50m程度あり、半川締切り工法で取水施設を施工するには適当な川幅である。周辺の左岸斜面が約45度であり、山裾に幅約15mの取水口・沈砂池を設置すると掘削量が膨大となるため、これらの構造物を河川敷内に約10m張り出すことで長大な斜面掘削を避けた。

取水堰上流左岸に隣接する取水口部までの取水堰全長は、排砂門部5.4mと越流部33.0mの合計38.4mである。この堰天端（取水位EL.440.0m）に設計洪水量 $625\text{m}^3/\text{s}$ を越流させると越流水深が4.5mとなり、設計洪水位はEL.444.5mとなる。

取水堰高さは取水地点の河床位EL.433mに、岩盤線までの掘削深度を2mと見込み9.0mとなる。上流面は垂直、下流面は1:0.8の勾配を持つ「重力式コンクリート堰」で、左岸に幅3.0m・高さ4.0m・巻上台天端EL.446.0mの鋼製排砂門1門を備える。排砂門の右岸隣に越流天端から下流河床水面まで幅2.5m・勾配1:3・長さ26.5mの魚道を備える。

2) 取水口

取水口は取水口前面の排砂庭EL.433.0mから5.0m高い敷高EL.438.0mから、取水深2.0mで $3.40\text{m}^3/\text{s}$ を取水するもので、流入幅4.0m、長さ13.59mである。前面には幅4.0m・高さ3.0m・勾配1:0.3・ピッチ45mmの鋼製スクリーン1面を備えている。コンクリートスラブ天端EL.441.0mのスクリーン台の下流には、幅4.0m・高さ2.5m・巻上台天端EL.446.0mの鋼製制水門1門を備える。制水門の背後には鉄筋コンクリートのカーテンウォールを張り、洪水時に河川水の沈砂池側への流入を防止する。

取水口は左岸斜面の大量掘削を避けるため、山裾から10m程度河川敷内に配置する。このため取水口基礎は玉石と貧配合コンクリートによる「人工岩盤」を打設した後、この上に鉄筋コンクリート構造物で構築することになる。

取水口の上流につながる左岸護岸は、洪水位EL.444.5mより1.5mの余裕を見たEL.446.0mを天端とする鉄筋コンクリート・バットレス擁壁で、延長44m・川側に勾配1:0.4を設ける。

3) 沈砂池

沈砂池は取水口から下流に直結して設け、敷高EL.438.0mの始点からEL.435.0mまで高低差3.0m・敷勾配1:9とし、末端に幅1.0mの排砂溝を持つ長さ28.0m・水槽幅10.0mの沈殿槽である。沈殿槽下流端に敷高EL.438.8mまで高さ3.8mの溺堤を設け、下流に続く1号トンネルの等流水深1.21mを確保する。敷高EL.434.0mの排砂溝川側出口には、幅1.0m・高さ1.5mの鋼製排砂門1門を設ける。

溺堤部と1号トンネル入口までの漸縮部8.0mに天端EL.441.0mのコンクリートスラブを張り、上流端に幅10.0m・高さ2.2m・勾配1:0.3・ピッチ40mmの鋼製スクリーン1面を備える。

なおこの漸縮部周辺は基岩が無いので、玉石と貧配合コンクリートによる「人工岩盤」を打設した後、この上に鉄筋コンクリート構造物で構築することになる。

(3) マナゴン川取水設備

1) 取水堰

取水地点周辺は川幅が 50～60m 程度あり、半川締切り工法で取水施設を施工するには十分な川幅である。周辺の右岸斜面が約 60 度であり、山裾に幅約 15m の取水口・沈砂池を配置すると掘削量が膨大となるため、これらの構造物を河川敷内に約 10m 程度張り出すことで、長大な斜面掘削を避けることとした。

取水堰は上流右岸に隣接する取水口部 15.5m を除き、排砂門部 5.4m と越流部 35.0m の全幅長 40.4m である。この堰天端（取水位 EL. 438.0m）に設計洪水量 515 m³/s を越流させると越流水深が 4.0m となり、設計洪水位は EL. 442.0m となる。

取水堰高さは取水地点の河床位 EL. 434m に、岩盤線までの掘削深度を 2m と見込み 6.0m となる。上流面は垂直、下流面は 1:0.8 の勾配を持つ「重力式コンクリート堰」で、右岸に幅 3.0m ・高さ 4.0m ・巻上台天端 EL. 444.0m の鋼製排砂門 1 門を備えており、排砂門の左岸隣に越流天端から下流河床水面まで幅 2.5m ・勾配 1:3 ・長さ 19.0m の魚道を備える。

2) 取水口

取水口は取水口前面の排砂庭 EL. 434.0m より 2.0m 高い敷高 EL. 436.0m から、取水深 2.5m で 4.20m³/s を取水するもので、流入幅 5.0m ・長さ 17.85m である。前面には幅 5.0m ・高さ 3.0m ・勾配 1:0.3 ・ピッチ 45 mm の鋼製スクリーン 1 面を備える。コンクリートスラブ天端 EL. 439.0m のスクリーン台の下流には、幅 5.0m ・高さ 2.5m ・巻上台天端 EL. 444.0m の鋼製制水門 1 門を備える。この制水門の背後には鉄筋コンクリートのカーテンウォールを張り、洪水時に河川水の沈砂池側への流入を防止する。

取水口は右岸斜面の大量掘削を避けるため、山裾から 10m 程度河川敷内に配置した。この周辺は基岩があるため「人工岩盤」の必要は無いと思われる。

また取水口の上流に繋がる右岸護岸は、洪水位 EL. 442.0m より 2.0m の余裕を見た EL. 444.0m を天端とする鉄筋コンクリート・持たれ擁壁で、延長 38m ・川側に 1:0.4 の勾配を設ける。

3) 沈砂池

沈砂池は取水口から下流に直結して設け、敷高 EL. 436.0m の始点から EL. 433.0m まで高低差 3.0m ・敷勾配 1:9 とし、末端に幅 1.0m の排砂溝を持つ長さ 28.0m ・流入幅 10.0m の沈殿槽である。沈殿槽下流端に敷高 EL. 436.6m まで高さ 3.6m の溺堤を設け、下流に続く 2 号トンネルの等流水深 1.42m を確保する。敷高 EL. 432.0m の排砂溝川側出口には、幅 1.0m ・高さ 1.5m の鋼製排砂門 1 門を設ける。

溺堤部と 2 号トンネル入口までの漸縮部 8.0m に天端 EL. 439.0m のコンクリートスラブを張り、上流端に幅 10.0m ・高さ 2.4m ・勾配 1:0.3 ・ピッチ 40 mm の鋼製スクリーン 1 面を備える。

またこの漸縮部周辺は基岩が無いので、玉石と貧配合コンクリートによる「人工岩盤」を打設した後、この上に鉄筋コンクリート構造物で構築することになる。

(4) 導水路

ワワ No. 2 発電所導水路はトンネルで計画した。小流量断面の水路トンネルは、一般的に上部半円・下部矩形の「幌型」断面が採用されており、本地点もコンクリート巻立ての幌型を採用する。

寸法は施工最少断面である内空幅 1.90m、高さ 2.30mとし、コンクリート巻厚は 0.20mの幌型断面とした。

- ① 1号トンネル：ワワ川取水地点から無名谷の合流点までの延長は 3,112m。
取水量 3.40 m³/s を敷勾配 1:1,000、等流水深 1.21m で流下させる。
- ② 2号トンネル：Managon 川取水地点から無名谷の合流点までの延長は 1,068m。
取水量 4.20 m³/s を敷勾配 1:1,000、等流水深 1.42m で流下させる。
- ③ 3号トンネル：合流地点からヘッドタンクまでの延長は 1,456m。
両取水地点から合流後の最大使用水量 7.60m³/s を同一断面で施工するため、敷勾配を少し急な 1:600、等流水深 1.94m で流下させる。

これら 3 種トンネルの水理特性曲線図を、図 5-22 に示す。

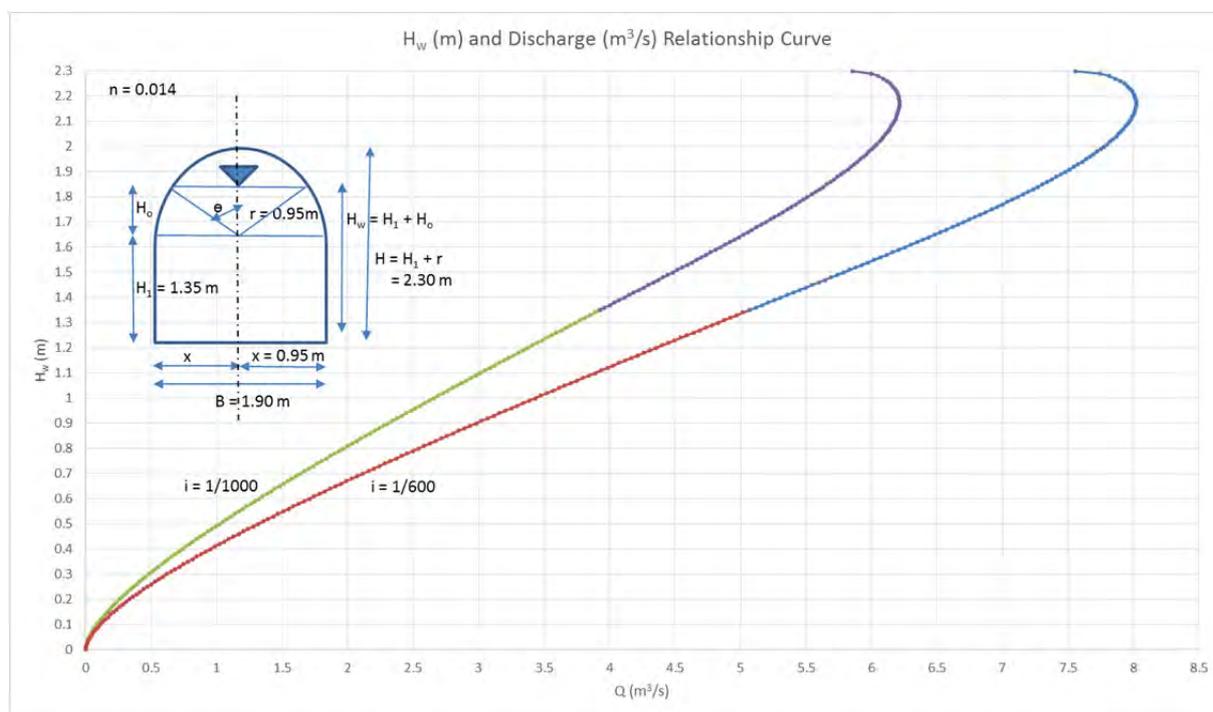


図 5-22 ワワ No. 2 導水トンネル水理特性曲線

(5) ヘッドタンク

ヘッドタンクは、ワワ川取水地点から約 4km 下流で左岸から合流するマナゴン川に挟まれた尾根の先端山腹に置き、3号トンネル末端の敷高 EL. 432.52m を始点とする長さ 50.0m ・幅 10m の構造物である。

幅 1.9m のトンネル出口からヘッドタンク幅 10m に広げる長さ 6.0m の漸拡部で接続し、続く沈殿槽底面には敷高 EL. 432.52m から EL. 430.52m まで高低差 2m を下り勾配 1:17 の斜路を設ける。沈殿槽末端には幅 1m の排砂溝を設け、左側開口部に、幅 1.0m ・高さ 1.5m の鋼製排砂門 1 門から余水管呑口に排砂する。

排砂溝の下流で敷高 EL. 431.5m まで高さ 1m の溺堤を設ける。溺堤部には天端 435.5m のコンクリートスラブを張り、前面には幅 10.0m ・高さ 4.0m ・勾配 1:0.3 ・ピッチ 40mm の鋼製スクリ

ーン1面を備えており、溺堤部下流側は敷高 EL. 428.25mまで掘り込み、内径φ1.5mの水圧鉄管呑口になる。

ヘッドタンク左側壁には長さ28.0mの横越流堰を設け、余水を横越流にてヘッドタンク下流端に設置する内径φ1.2mの余水鉄管を経て、発電所建屋横に置く減勢工まで導水する。

水位低下時にヘッドタンク末端の水圧管呑口に空気連行を起こさない最低水位 (EL. 431.50m) から越流堤天端高 (EL. 434.46m) までのヘッドタンク有効容量は、最大使用水量の約2分40秒間容量に該当する、約1,237m³を確保している。

(6) 水圧管路および余水路

水圧管路はヘッドタンクと発電所を結ぶ内径φ1.5m・1条の水圧鉄管で、余水路は水圧鉄管の横に中心間隔2.3mで据付けた内径φ1.2m・1条の鉄管で、末端に衝撃型減勢工を発電所建屋の横隣りに置く構造とする。

これら管路は尾根の「馬の背」を通す線形を選び、始点から水平距離30mのIP-P2地点で右に、253mのIP-P5地点で左に、351mのIP-P7地点で左に曲げる大支台を置き、水平距離377.5m・斜長417.0mの水圧鉄管である。なお水圧鉄管の末端で、発電所建屋周壁上流8.5m・斜長11.0mのIP-P8地点で内径φ0.9mにY分岐し、水車に結合させている。

大支台間には8~9m程度間隔でコンクリートの小支台を置き鉄管を支持し、大支台の直下流には伸縮管を置く。

(7) 発電所および放水路

発電所地点はワワ川とマナゴン川との合流点上流約250mで、上流約150mにある小滝からも離れており河床勾配が安定し川幅が広く、右岸側に比較的平地が広がっているため適地と判断した。

この地点の河床位 EL. 272.5mから、放水位を EL. 273.0mとし、発電所地点の設計洪水量575m³/sを考慮して発電所整地面は EL. 280.0mとした。

発電所は内寸法で長さ28.0m・幅10.5mで、水車中心高 EL. 275.0mとする単機容量5,100kWの縦軸フランシス水車2台を置き、発電した使用水量3.80m³/s/機は幅3.0m・高さ5.5m~1.5m・長さ8.5mの放水庭・放水路からマナゴン川に直接放水する。なお操作室は放水庭の上部に地階と地上階に配置した。

(8) 水車発電機

1) 基本データ

水車発電機の選定にあたる基本発電データは以下の通りである。

表 5-18 ワワ No.1 発電所基本諸元

項目	ワワ No.2 発電所
取水位	EL. 440.00m
水車中心	EL. 275.00m
総落差 H	EL. 167.00m
有効落差 He	155.50m
最大使用水量 Q _{max}	7.6m ³ /s

2) 水車型式の選定

ワフ No.2 発電所も本計画の有効落差、最大使用水量から判断すると、発電機器の台数は1台または2台が考えられるが、ワフ No.1 発電所と同様に機器のトラブルや定期点検時、または河川の低流量時の発電稼働率向上のため、発電機器の台数を2台とした。

水車型式は、図 5-23 に基づき選定した。また、発電所の全体の掘削量を考慮して、立軸水車・発電機を適用した。

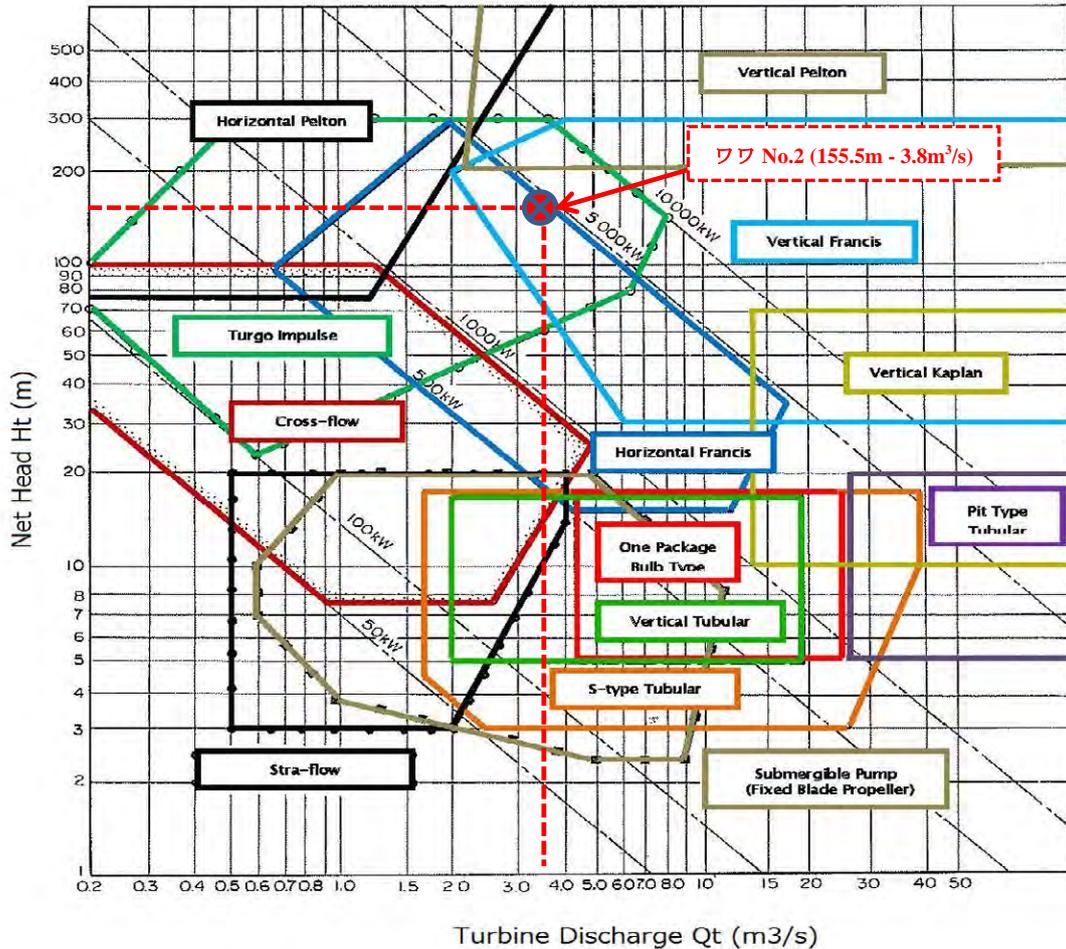


図 5-23 水車型式選定

出展：中小水力発電ガイドブック（新エネルギー財団）を基に調査団が編集

表 5-19 基本仕様、水車型式

項目	ワフ No.2 発電所
台数	2台
有効落差	155.10m
最大流量 (1台あたり)	3.8m³/s
水車型式	立軸フランシス水車

3) 水車・発電機定格の決定

表 5-19 の水車基本仕様に基づき、ワワ No. 2 発電所の水車定格を以下の通りに決定した。

a) 水車出力 Pt

水車出力は以下の概略式で計算する。

$$\begin{aligned} P_t &= 9.8 \times Q_t \times H_e \times \eta_t \text{ [kW]} \\ &= 9.8 \times 3.8 \times 155.5 \times 0.925 \\ &= 5,357 \text{ [kW]} \rightarrow 5,350 \text{ [kW]} \end{aligned}$$

ここに、 $Q_t = 3.8 \text{ [m}^3/\text{s]}$ (1 台あたりの流量)

$H_e = 155.5 \text{ [m]}$ (有効落差)

$\eta_t = 0.925$ (100%出力時の水車効率の想定値)

b) 定格回転速度 N

水車は水車出力(P_t)、有効落差(H_e)、回転速度(N) の関係式である比速度 n_s で整理される。

$$n_s = N \cdot \frac{\sqrt{P_t}}{H_e^{1.25}} \text{ [m-kW]}$$

$$N = n_s \cdot \frac{H_e^{1.25}}{\sqrt{P_t}} \text{ [min}^{-1}\text{]}$$

ここに、 $Q_t = 3.8 \text{ [m}^3/\text{s]}$ (1 台あたりの流量)

$H_e = 155.5 \text{ [m]}$ (有効落差)

$P_t = 5,350 \text{ [kW]}$ (水車最大出力)

また、フランス水車に関しては、有効落差から下記の電気企画調査会 (Japanese Electrotechnical Committee、以下「JEC」) 基準に記載の経験式で比速度の目安となる。

$$n_s \leq \frac{23,000}{H_e + 30} + 40 \text{ [m-kW]}$$

$$n_s \leq \frac{23,000}{155.5 + 30} + 40 = 164.0 \text{ [m-kW]}$$

フィリピン国で適用される周波数である 60Hz における、水車発電機の同期回転速度 N と比速度 n_s の関係を表 5-20 に示す。

表 5-20 同期回転速度と水車比速度の関係

同期回転速度 N [min ⁻¹]	発電機極数 p	水車比速度 n_s [m-kW]
900	8	119.9
720	10	95.9
600	12	79.9

発電機器は回転速度を上げることによりサイズを小さくでき、経済的である。また水車比速度の目安 $ns \leq 164.0m-kw$ となるので、定格回転速度 N は 900min^{-1} の採用も可能であるが、フランス水車の場合は回転速度を高くすることにより水車設置位置（吸出し高さ）を確保する必要がある、下記に述べる水車設置位置の検討結果を踏まえて、定格回転速度 N は 720min^{-1} が最適と考えられる。

c) 水車設置位置

反動水車に分類されるフランス水車は、キャビテーション対策として運転時の放水路水位に対して十分な吸出し高さ（運転時の最低放水路水位に対する水車中心位置）を考慮・検討する必要がある。回転速度を高くすると発電機器はコンパクトになり経済的であるが、逆に吸出し高さが小さくなり発電所の掘削量も増加する場合もあるため、表 5-21 に基づき、ワフ No. 2 発電所では吸出し高さ $H_s=2.0\text{m}$ して、EL. 275.0m を水車中心（水車設置位置）とした。

表 5-21 回転速度と吸出し高さの関係

定格回転速度 $N[\text{min}^{-1}]$	吸出し高さ $H_s[\text{m}]$
900	-0.5 ~ -1.0
720	2.0 ~ 2.5
600	3.5 ~ 4.0

d) 発電機出力 P_g

発電機出力は以下の概略式で決定した。

$$P_g = \frac{P_t \cdot \eta_g}{\text{pf}} \quad [\text{kVA}]$$

$$= \frac{5,350 \cdot 0.96}{0.80}$$

$$= 6,420 [\text{kVA}] \rightarrow 6,450 [\text{kVA}]$$

ここに、 $P_t=5,350[\text{kW}]$ （水車最大出力）

$\eta_g=0.96$ （100%出力時の発電機効率の想定値）

$\text{pf}=0.80$ （発電機力率）

e) 発電機定格電圧

日本電気学会（The Institute of Electrical Engineers Japan、以下「IEEJ」）の報告書を参考に、発電機出力と定格電圧の関係を図 5-24 に示す。

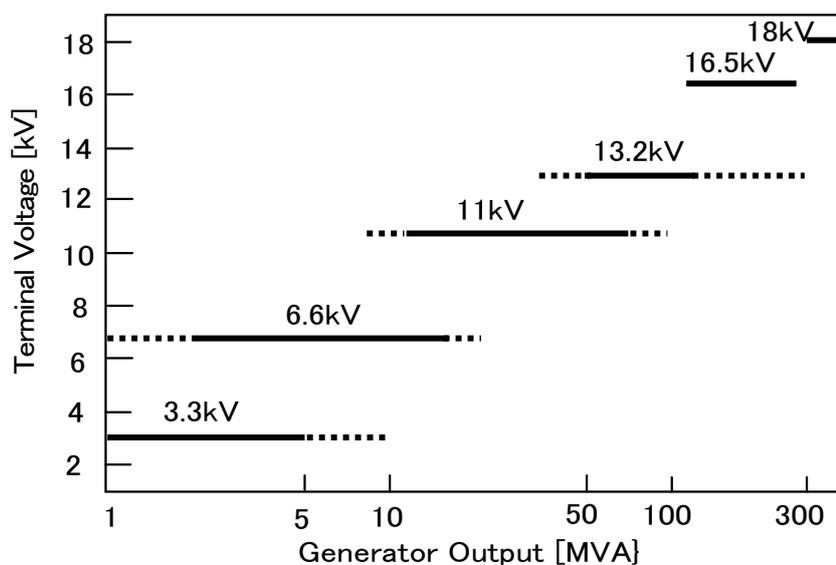


図 5-24 発電機出力と定格電圧の関係

出展：IEEJ

10MVA 以下の発電機では一般的に 3.3kV または 6.6kV の定格電圧を採用されている。ワ
ワ No.1 発電所では、なるべく定格電圧を大きくすることにより発電機のロスの低減、主変
圧器をコンパクトにできるため、6.6kV の発電機定格電圧を採用する。

f) 発電設備仕様・構成

水車ならびに主要付帯機械設備、発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様の仕様・構成、
については、それぞれ表 5-22，表 5-23 に示す。

表 5-22 水車ならびに主要付帯機械設備の仕様・構成

No.	機器名	仕様	備考
(1)	水車		
	・ 水車型式	立軸フランシス水車	
	・ 有効落差	155.5m	
	・ 最大流量	3.8m ³ /s	1台あたり
	・ 最大出力	5,350kW	1台あたり
	・ 定格回転速度	720min ⁻¹	
	・ 水車比速度	96.1m-kW	
(2)	水車入口弁		
	・ 入口弁型式	複葉弁	
	・ 口径	900～800mm	
	・ 操作方式	油圧操作	ゲイトベーン操作と共用
(3)	调速機システム		
	・ 调速機型式	デジタル式	
	・ 操作方式	アキュムレータ方式圧油操作	ゲイトベーン/入口弁操作用
(4)	主給水システム	給水ポンプ方式	発電機器冷却用
(5)	発電所内天井クレーン		

表 5-23 発電機ならびに主要付帯電気設備の仕様・構成

No.	機器名	仕様	備考
(1)	発電機		
	・ 発電機型式	立軸同期発電機	
	・ 定格出力	6,450kVA	1台あたり
	・ 力率	0.80	
	・ 定格電圧	6.6kV	
	・ 周波数	60Hz	
	・ 定格回転速度	720min ⁻¹	
(2)	励磁装置	ブラシレス	
(3)	中性点接地装置		
(4)	制御・保護システム		
(5)	所内電源設備		バッテリー設備、ディーゼル 発電設備含む
(6)	主変圧器		
	・ 主変圧器型式	屋外空冷式	
	・ 定格容量	6,450kVA	1台あたり
	・ 定格電圧	6.6/13.2kV	
	・ 周波数	60Hz	
(7)	屋外開閉設備		

g) 単線結線図

発電所の主要電力設備の構成は、13.2kVの母線を中心に1号発電機、2号発電機及び、所内電源用変圧器、送電線が接続された金属閉鎖形スイッチギアを採用する。主要電力設備

構成を単線結線図にして図 5-25 に示す。

発電機が発電した電力は、直列に接続された主変圧器で昇圧し、遮断器を挟んで母線に接続、送電線に送電される。また、その一部は所内電源変圧器により降圧され、発電所内で使う電力を供給する。一方、発電機が停止している場合は、送電線から母線を経由して電力を受け入れ、発電所内の電力を賄う。発電機も送電線も停止した場合は、非常用のディーゼル発電機が発電所内で使う電力を供給する。

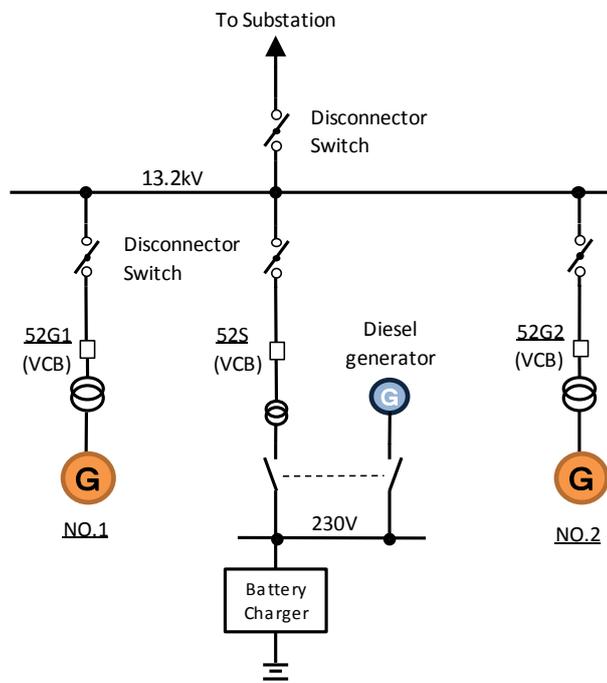


図 5-25 単線結線図

出展：調査団作成

5-3-5. 最大出力および発電電力量の算定

発電設備の基本設計の結果得られた発電諸元、およびワワ No. 2 発電所取水堰地点の河川流況を用いて最大出力および年間発電電力量計算を行った。その結果、発電出力 10,200kW、年間発電電力量 30,824MWh となった。水車、発電機、ならびに変圧器効率を表 5-24 に、代表流量における発電出力を表 5-25 に示す。

表 5-24 水車・発電機・変圧器効率

最大使用水量比	%	100	90	80	70	60	50	40	36
単機流量	m ³ /s	3.80	3.42	3.04	2.66	2.28	1.90	1.52	1.37
水車効率 η_g	%	92.5	91.8	90.3	88.0	85.3	82.5	78.8	77.0
発電機効率 η_t	%	96.8	96.5	96.3	96.0	95.4	94.5	93.1	92.6
変圧器効率 η_{tr}	%	99.0							

表 5-25 代表流量時における発電出力

	ワワ川取水堰	マナゴン川取水堰	使用水量 (m ³ /s)*		水車効率 η _g		発電機効率 η _t		変圧器効率 η _{tr}		出力 (kW)		
	河川流量	河川流量	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	水車#1	水車#2	
最小流量	21.95	27.12	3.80	3.80	0.925	0.925	0.968	0.968	0.99	0.99	5133.0	5133.0	
10	4.78	5.91	3.80	3.80	0.925	0.925	0.968	0.968	0.99	0.99	5133.0	5133.0	
20	2.73	3.38	3.80	2.11	0.925	0.841	0.968	0.952	0.99	0.99	5133.0	2549.0	
30	1.74	2.15	3.69	0.00	0.924	0.000	0.967	0.000	0.99	0.99	4974.0	0.0	
40	1.25	1.54	2.59	0.00	0.875	0.000	0.959	0.000	0.99	0.99	3279.0	0.0	
50	0.99	1.22	2.01	0.00	0.832	0.000	0.950	0.000	0.99	0.99	2397.0	0.0	
60	0.81	1.00	1.61	0.00	0.797	0.000	0.934	0.000	0.99	0.99	1808.0	0.0	
70	0.63	0.78	1.21	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0	
80	0.50	0.62	0.92	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0	
90	0.39	0.49	0.68	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0	
100	0.28	0.35	0.43	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.99	0.99	0.0	0.0	
* : 河川流量から維持放流量0.1m ³ /sを控除している										Σ P _{356days}		919,499	364,818
										年間発電電力量 Σ E _{356days} (kWh)		30,823,608	

5-4. 概算工事費の算定

本計画の概算工事費は、発電設備の基本設計により決定した各構造物の仕様および工事数量に基づき算出した。工事費算定に用いた土木工事の各施工単価は、北アグサン州で EPCC 社が現在建設中のアシガ小水力発電プロジェクトの設計時工事費積算資料を基に、物価上昇を考慮した値を用いた。また、水力発電機器は日本製機器の導入を想定しているため、日本メーカーからの見積価格を使用した。以下にワワ No. 1 および No. 2 各発電所の概算工事費表を示す。

表 5-26 ワワ No. 1、No. 2 発電所概算工事費

(単位 : 千 PHP)

工 種		ワワ No.1	ワワ No.2
1.	準備工	64,571	255,861
2.	土木・建築工事費	741,750	1,589,003
3.	発電機器	130,859	256,199
4.	エンジニアリング	58,859	135,053
5.	管理費用他	84,974	178,085
合計		1,081,013	2,414,201

5-5. 送電計画

5-5-1. サイトの状況

(1) ワワ川小水力発電所と近隣の電力設備

ワワ川小水力発電所は、南アグサン州と北アグサン州の境界付近の南アグサン州に位置することから、南アグサン州配電組合（ASELCO）と北アグサン州配電組合（ANECO）のローカル系統および、その上位系統であるフィリピン送電公社（NGCP）の電力設備を調査した。（図 5-26）

- ベイユガン変電所 : ワワ川小水力発電所から南方向に直線で 30.0km 離れたところに ASELCO のベイユガン変電所がある。
- アンパヨン変電所 : 同様に西南西方向 17km の距離に ANECO のアンパヨン変電所がある。
- タギボ発電所の計画 : 同じく西方向に 9.5km の地点にタギボ発電所の計画がある。



図 5-26 ワワ川小水力発電所と近隣の電力設備

出典 : Google earth を基に調査団作成

(2) 南アグサン州と北アグサン州の電力系統

ミンダナオ島の電力系統は、NGCP が所有管理する系統（図 5-27）と、州ごとに設立されている配電組合が所有管理する系統に区分されており、南アグサン州では南アグサン州電化組合 : ASELCO、北アグサン州では北アグサン州電化組合 : ANECO である（図 5-28、図 5-29）。電圧は、基幹送電電圧 138kV、ローカル送電電圧 69kV、配電電圧 13.2kV の 3 階層である。基幹系統とローカル系統は連系変電所で連系されている。

ワワ小水力発電所計画地付近の電力系統図を図 5-30 に示す。

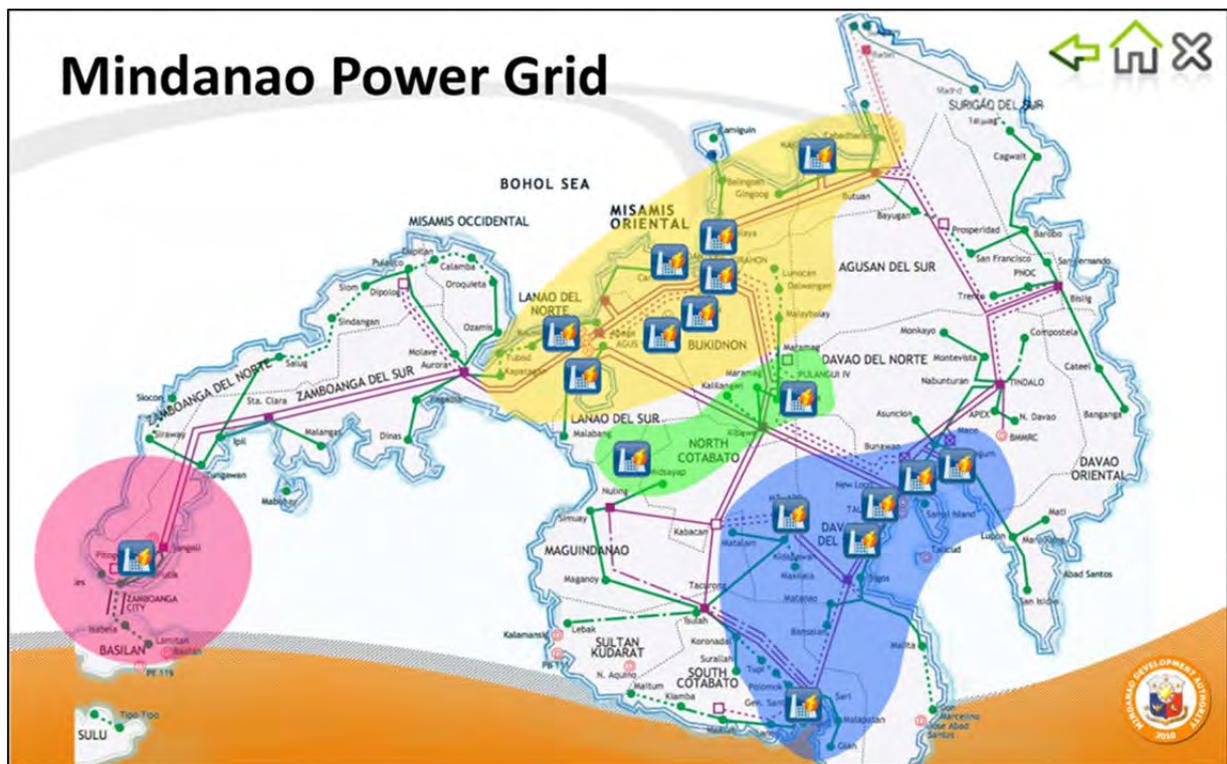


図 5-27 NGCP が所有管理する系統

出典 : Mindanao Power Grid (Mindanao Development Authority 2010 より引用)

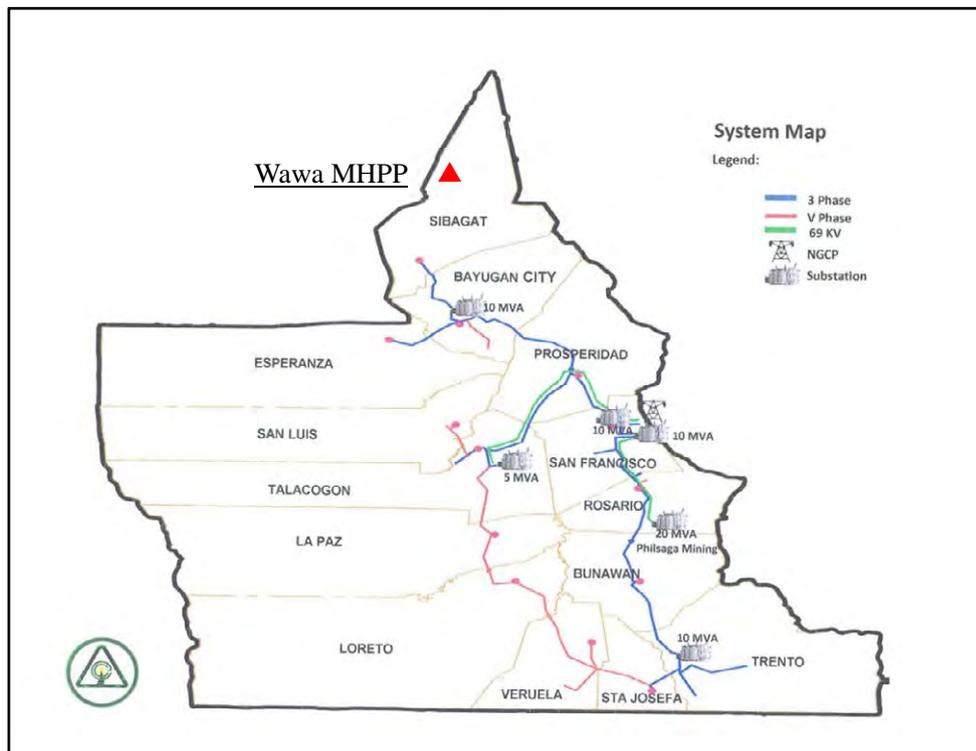


図 5-28 ASELCO の電力系統とワワ川小水力発電所

出展 : ASELCO 提供図に調査団がワワ川小水力発電所を追記

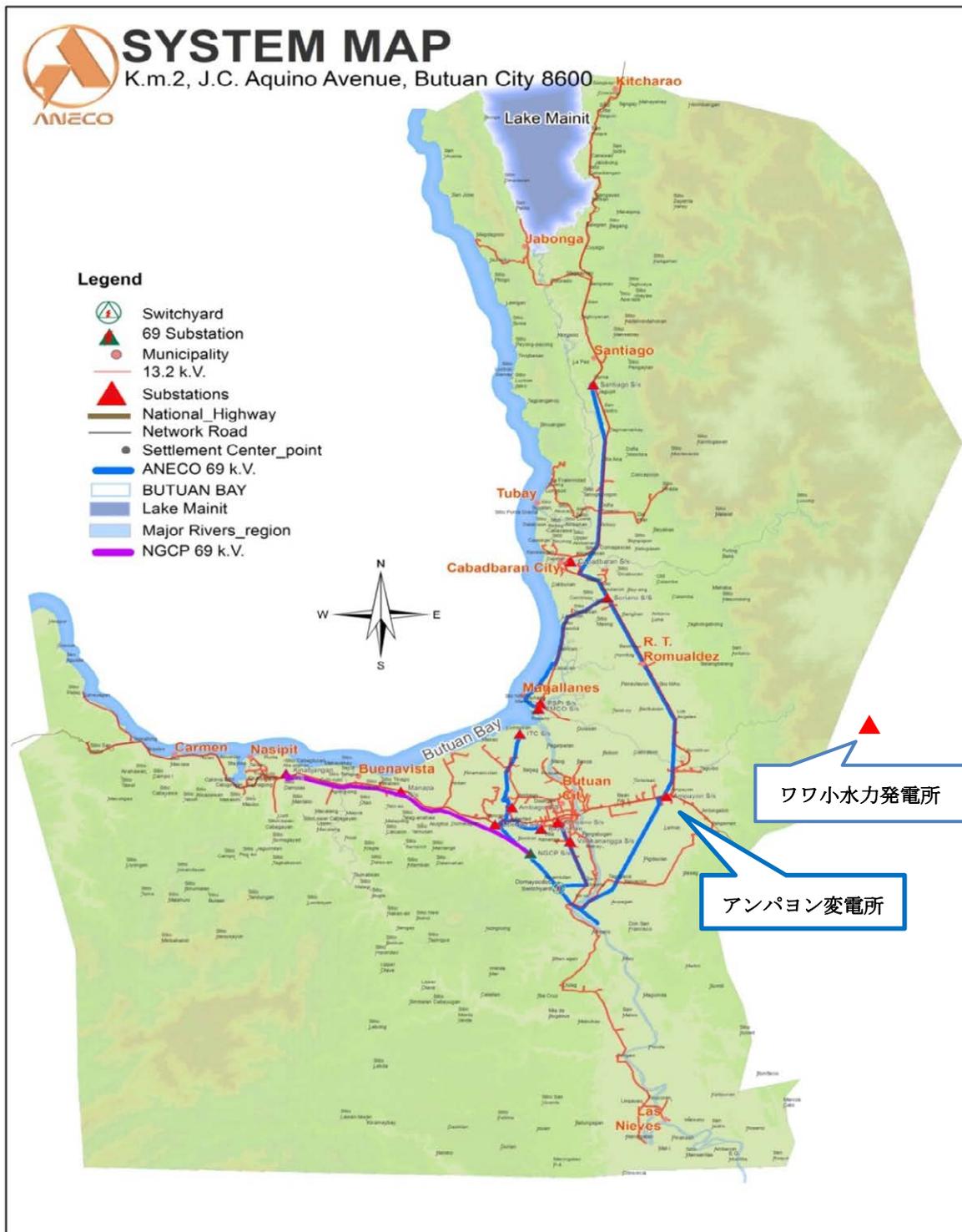


図 5-30 ANECO の電力系統とワワ川小水力発電所

出展：ANECO 年次報告書（2014 年 12 月 31 日 ERC Form DU-A01）に調査団がワワ川小水力発電所を追記

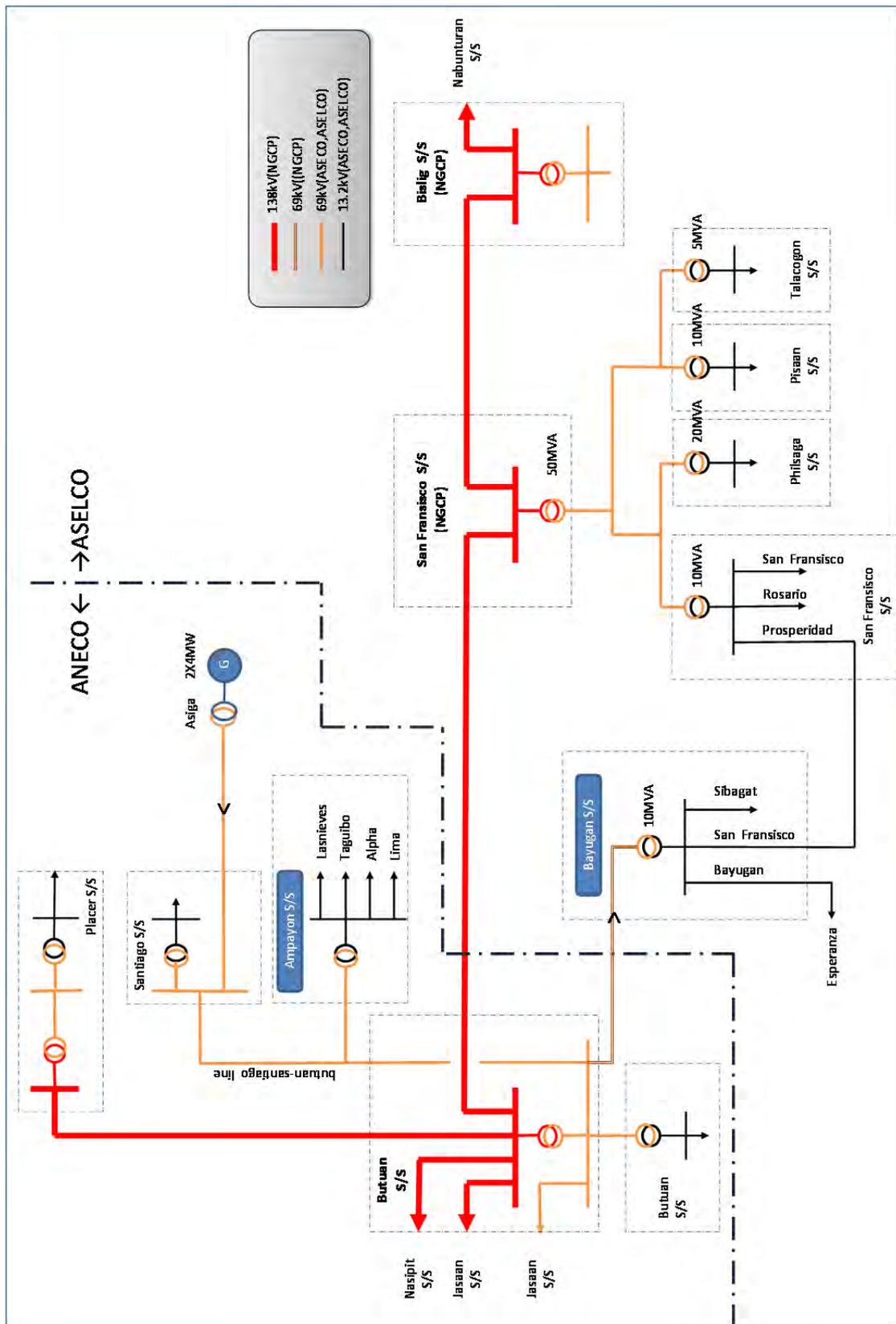


図 5-31 ワワ川小水力発電所近隣の電力系統

出典：NGCP の基幹電力系統図と ANECO 及び ASELCO のローカル電力系統図を基に調査団が作成

(3) バユガン変電所

バユガン変電所は南アグサン州バユガン市にあり、ワウ川小水力発電所から南方向に直線で約 30.0km の位置にある ASELECO の配電用変電所である。

NGCP ブトゥアン変電所から NGCP 69kV ブトゥアン・バユガン線を使用して受電、10MVA の変圧器 1 台が接続されている。一次側母線は無く、二次側は 13.2kV の母線があり、Sibagat、Esperanza、Sun Francisco の各配電線に配電している。なお、Sun Francisco 配電線は、Sun Francisco 変電所につながっており、途中の Prosperidad 付近で解放されている。



図 5-32 バユガン変電所

出典：調査団撮影

表 5-27 バユガン変電所の運用実績

Item	Year	Unit	Average	備考
有効電力	2015/12	MW	6	
停電回数	2015	回/日	1	聞き取り情報

出典：ASELECO へのヒアリングを基に調査団作成

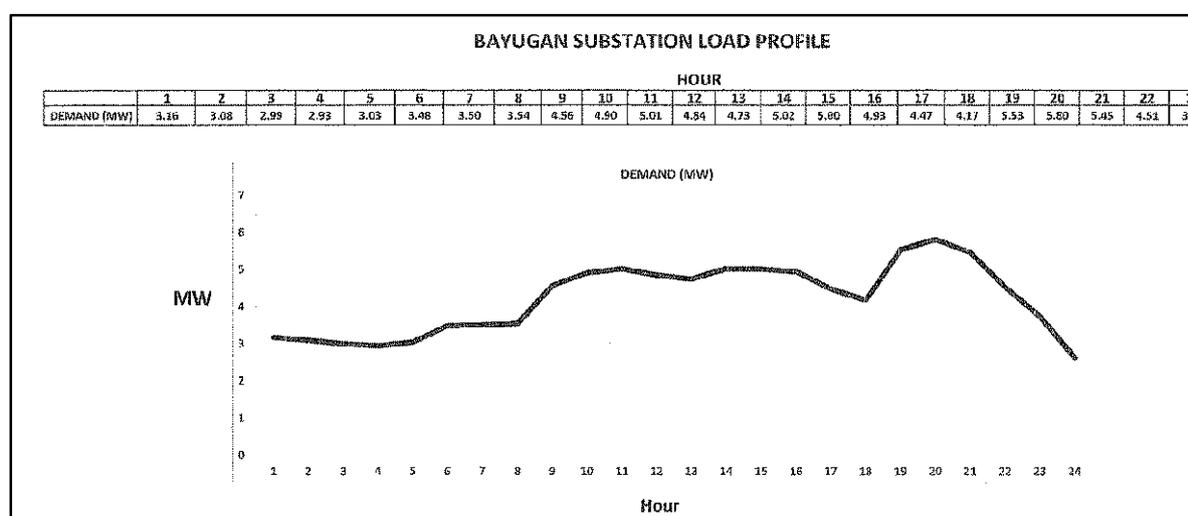


図 5-33 バユガン変電所需要カーブ（2016 年 1 月）

出典：ASELECO

(4) アンパヨン変電所

アンパヨン変電所は北アグサン州プトワン市の郊外にあり、ワワ川小水力発電所から南西方向に直線で約17kmの位置にある ANECO の配電用変電所である。

高圧側は、69kV 送電線プトワン・サンチアゴ線の途中からT分岐し、断路器を經由して容量 10MVA の変圧器に接続されている。一次側母線を持っていない。低圧側は 13.2kV の母線を構成し、LASNIEVES、TAGUIBO、ALPHA 並びに、LIMA の 4 配電線に配電している。(図 5-34)、(表 5-29)

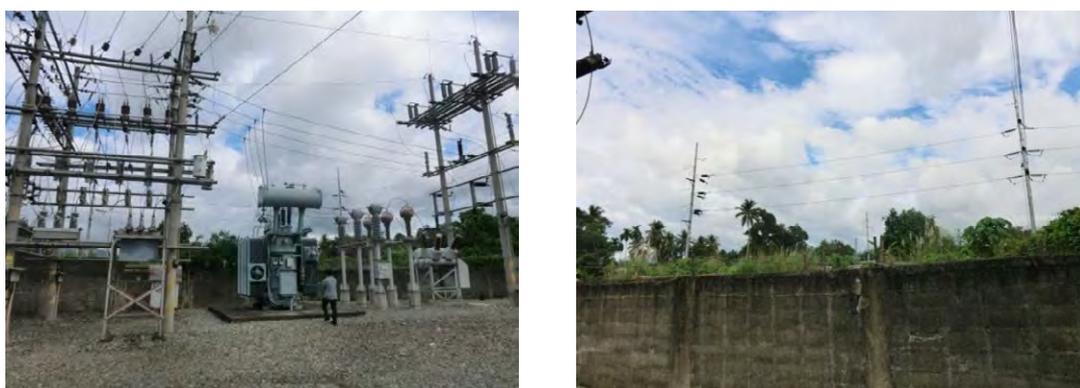


図 5-34 アンパヨン変電所

出典：調査団撮影

表 5-28 アンパヨン変電所の 2014 年の実績

Item	Year	Unit	Average	Maximum	Minimum
母線電圧	2014	kV	13.6	13.69	13.15
有効電力	2014	MW	8.81	10.29	7.15
無効電力	2014	MVar	3.032	2.765	2.686
力率	2014	%	93.89	96.32	92.67
停電回数	2014	回/月	7	28	2
停電時間	2014	時間/月	0.29	0.76	0.0058

出展：ANECO 聞き取り調査を基に調査団作成

(5) タギボ小水力発電所の新設計画

ワワ川小水力発電所の西方向に 9.5km の地点にタギボ発電所の計画がある。計画概要は次のとおりである。

- 出力 2 × 2[MW]
- 電源線 アンパヨン変電所低圧側に専用線で接続
- 亘長 約 11[km]
- 送電電圧 13.2[kV]

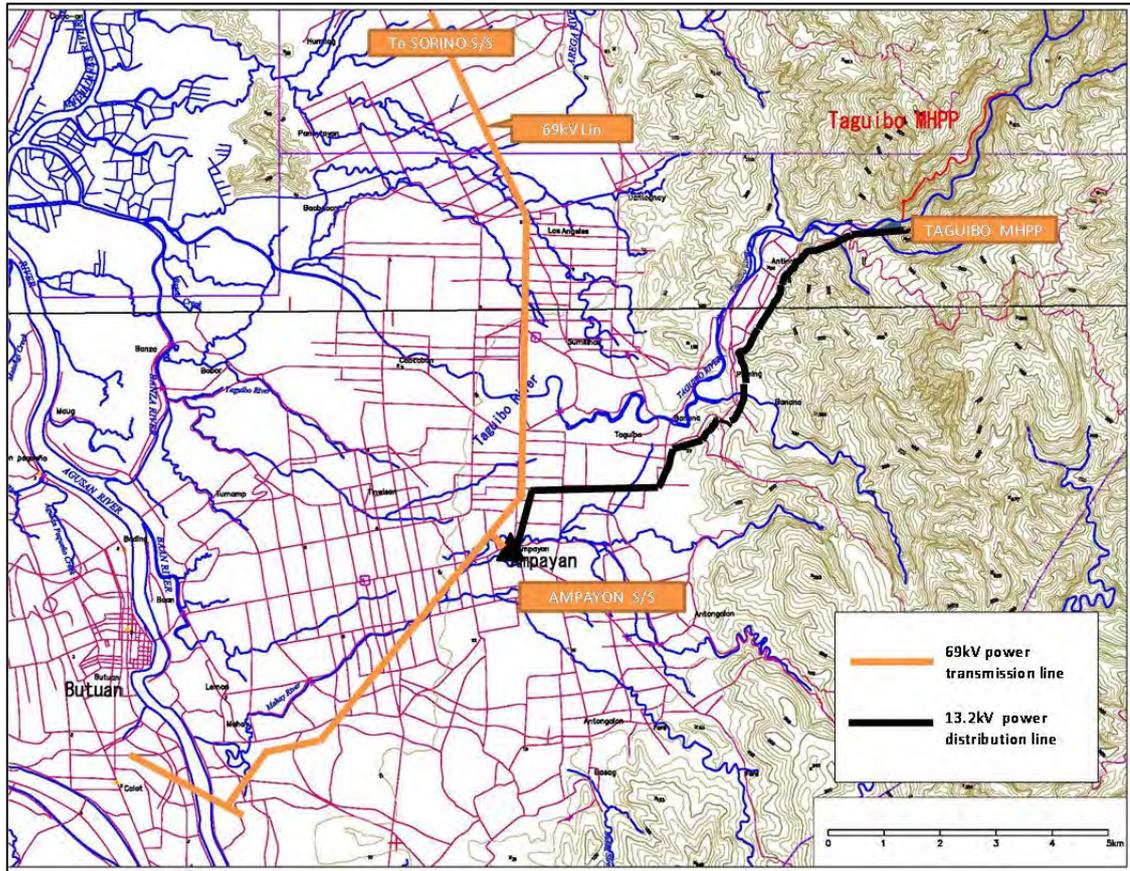


図 5-35 タギボ小水力発電所からの電源線敷設ルート

出展：調査団作成

(6) ワワ川小水力発電所付近の配電線

ワワ川小水力発電所予定地近傍に配電線は存在しない。
 アンパヨン変電所を訪問調査した際、アンパヨン配電用変電所から送電されているタギボ配電線の仕様と運用実績入手したので参考的に示す。

タギボ配電線の仕様

- 電圧 13.2 [kV]
- 亘長 14.73 [km]
- 電線種別 ACSR 1/0
 Stranding (Al/St1): 6/1, Diameter: 0.398 inches, allowable ampacity: 242A
- 容量 10[MVA]

表 5-29 タギボ配電線の 2014 年の実績概要（実績）

Item	Year	Unit	Average	Maximum	Minimum
配電線電圧	2014	kV	13.5	13.68	13.1
配電線電流	2014	A	3,903.7	4,184.21	3,715.26
配電線有効電力	2014	MW	52.7	57.24	48.67
配電線無効電力	2014	MVar	16.45	4.503	19.211
力率	2014	%	95.0	99.69	91.88
停電回数	2014	回/月	38	64	17
停電時間	2014	時間/月	0.67	0.79	0.42

出展：ANECO 聞き取り調査を基に調査団作成

5-5-2. 送電電圧の選定

ミンダナオ島の電圧は、基幹送電電圧 138kV、ローカル送電電圧 69kV、配電電圧 13.2kV の 3 階層である。

ワワ川小水力発電所の送電電圧を選定するにあたり、ワワ No.1 発電所単独の建設、ワワ No.2 発電所単独の建設、両発電所建設の 3 つのパターンについて検討する。

なお、以下、発電設備を電力系統と連携する送電線を電源線と呼ぶ。

(1) 基本データ

本項で使用した基本データは以下のとおり。

ワワ No.1 発電所	出力： 2.6[MW]
ワワ No.2 発電所	出力： 10.2[MW]
公称配電線電圧	: 13.2[kV]
公称送電線電圧	: 69.0[kV]

(2) 基本計算式

電流の計算

$$\text{電流 } I = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \theta)$$

P : 送電電力（発電電力）[kW]

V : 電源線電圧（公称値）[kV]

cos θ : 力率、ここでは 0.9 とする

(3) 検討に使う電線の仕様

検討するにあたり、使用する電線の仕様は、NGCP、ANECO、ASLECO で多く使用されている ACSR (ALUMINUM CONDUCTORS STEEL REINFORCED : 鋼心アルミ撚り線) とする。

ACSR 1/0 の仕様 (タギボ配電線の例：ANECO へのヒアリングから)

素線 : アルミ 6 本/スチール 1 本
 直径 : 10.11[mm]
 公称断面積 : 62.44[mm²]
 許容電流 : 242 [A]
 最大抵抗値 : 0.5343[Ω/km]

ACSR 336.4 の仕様 (送電線、ブトゥアン・ベイユガン線の例：ASELCO へのヒアリングから)

素線 : アルミ 26 本/スチール 7 本
 直径 : 18.31[mm]
 公称断面積 : 198.44[mm²]
 許容電流 : 529 [A]
 最大抵抗値 : 0.1693[Ω/km]

出典：許容電流値は、southwire company の、そのほかの値は Midal Cable company のホームページから引用

(4) 送電電流による評価

電線に電流を流すと電線の内部抵抗と電流の2乗に比例して発熱する。電線は熱が加わると伸びるので、たわみ量が増し人体への感電や、樹木への接触による地絡事故のリスクが発生する。さらに高温になると、機械的強度の低下し断線する恐れが出てくるので、電流の許容値を設けている。電線のスペック表に示される許容電流は、大気温度 25℃において、電線が 75℃になる時の電流としている。フィリピン国の気候を考慮し、安全率（余裕率）を 2 として評価する。

表 5-30 送電電流による評価

		ワワ No. 1 発電所 単独		ワワ No. 2 発電所 単独		ワワ No. 1+No. 2 発電所 総合	
		13.2	69.0	13.2	69.0	13.2	69.0
送電電圧:V[kV]		13.2	69.0	13.2	69.0	13.2	69.0
送電電力:P[MW]		2.6		10.2		12.8	
電流計算:I[A]		131	25	496	95	627	120
安全率を加味した電流:I[A]		262	50	992	190	1254	240
評価	ACSR 1/0 を使用 許容電流 242[A]	△	○	×	○	×	○
	ACSR 336.4 を使用 許容電流 529[A]	○	○	×	○	×	○

ワワ No. 1 発電所単独送電時の電源線は、電圧 13.2kV の配電線に接続することが可能であるが、ワワ No. 2 発電所単独及び、ワワ No. 1 とワワ No. 2 の発電所を合わせて送電する場合の電源線は、配電線に接続することは不可能である。

(5) 配電用変電所の消費電力による評価

電気的特性上、供給する電力量と消費する電力量は、同時・同量でなければならない。消費量はお客様の都合で変化するので、同時・同量を保つには供給量を変化させなければならない。供給量は発電量であるので、発電電力が消費電力より多い時は出力抑制を受けることになる。配電用変電所の消費電力は、ANECO、ASELCO 両社に行ったヒアリングでは、ANECO のアンパヨン変電所で平均 8.8MW、最少 7.15MW、ASELCO のベイユガン変電所で平均 6MW である。

表 5-31 配電用変電所の消費電力による評価

		ワフ No. 1 発電所	ワフ No. 2 発電所	ワフ No. 1+No. 2
		単独	単独	発電所 総合
送電電力:P[MW]		2.6	10.2	12.8
評価	アンパヨン変電所に接続：消費電力 7.15[MW]	○	×	×
	ベイユガン変電所に接続：消費電力 6[MW]	○	×	×

ワフ No. 1 発電所単独送電時は、ベイユガン変電所、アンパヨン変電所とも消費電力以下であるので出力制御を受けることはないが、ワフ No. 2 発電所単独及び、ワフ No. 1 とワフ No. 2 の発電所を合わせて送電する場合は、出力抑制を受けることになる。このため、配電用変電所の 2 次側母線に接続することは不可能である。

(6) 総合評価

表 5-32 総合評価

		ワフ No. 1 発電所	ワフ No. 2 発電所	ワフ No. 1+No. 2
		単独	単独	発電所 総合
送電電力:P[MW]		2.6	10.2	12.8
送電電圧:V[kV]		13.2	69.0	69.0
電流計算:I[A]		131	95	120
安全率を加味した電流:I[A]		262	190	240
電線種別とサイズ		ACSR 1/0 を使用 許容電流 242[A]	ACSR 1/0 を使用 許容電流 242[A]	ACSR 1/0 を使用 許容電流 242[A]

ワフ No. 1 発電所単独送電時は、送電電圧 13.2kV で、ベイユガン変電所、アンパヨン変電所に送電可能である。

ワフ No. 2 発電所単独及び、ワフ No. 1 とワフ No. 2 の発電所を合わせて送電する場合は、両変電所とも変電所内で消費しきれないので、電圧を 69.0kV とし送電線に接続する。接続地点は、ベイユガン変電所、アンパヨン変電所の一次側または、送電線の途中に T 分岐接続する。

(7) 参考(送電損失)

参考までに、ワワ No. 1 とワワ No. 2 の発電所を合わせて送電する場合、配電線電圧 (13.2kV) で送電するケースと、送電線電圧 (69.0kV) で送電するケースの送電ロス計算をしてみた。送電ロスの計算は次式で表す。

1) 送電ロスの計算式

$$\text{送電ロス } p = I^2 r$$

p : 送電ロス[kW]

I : 電流[A]

r : 電線の抵抗[Ω]

2) 送電電流

前項で計算した送電電流を引用

配電線電圧で送電した場合 : 617.2[A]

送電線電圧で送電した場合 : 118.1[A]

3) 電線の抵抗

電線の抵抗は、電線スペック表から引用

$$\text{ACSR } 1/0.0.217 [\Omega/1,000\text{ft}] = 0.71194 [\Omega/\text{km}]$$

$$0.3048 [\text{m}/\text{ft}] \rightarrow 3.28084 [\text{ft}/\text{m}]$$

4) 単位送電ロス (1km あたりの送電ロス)

$$\text{配電線電圧で送電した場合 : } p = 617.2^2 * 0.71194 / 10^3 = 271.203 [\text{kW}/\text{km}]$$

$$\text{送電線電圧で送電した場合 : } p = 118.1^2 * 0.71194 / 10^3 = 9.93 [\text{kW}/\text{km}]$$

配電線電圧で送電した場合のロスは、送電線電圧で送電した場合の約 **27 倍** になる。

5) 送電距離を 20km と仮定すると、

$$\text{配電線電圧で送電した場合の送電ロス : } p = 271.203 * 20 \approx 5,400 [\text{kW}]$$

$$\text{送電線電圧で送電した場合の送電ロス : } p = 9.93 * 20 \approx 200 [\text{kW}]$$

5-5-3. 電源線接続ポイントの選定

(1) 電源線接続ポイントについて ASELCO への相談

ワワ川小水力発電所 12.8MW を ASELCO の電力系統に接続する相談をしたところ、

- ワワ川小水力発電所に近い変電所は、ベイユガン変電所だが、この変電所では 12.8MW を消費できない。接続した場合、出力抑制になる。
- 69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線に接続する場合、送電線は NGCP の所有物なので、NGCP に相談すること。
- ASELCO の電力系統に接続するには、サンフランシスコ変電所に接続することになるので、長距離の電源線を敷設する必要がある。

と、回答を受けた。

(2) 電源線接続ポイントについて NGCP への相談

ASELCO のアドバイスを受けて、NGCP に相談した。

- 69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線に、ワワ川小水力発電所 12.8MW の電源線を接続することは問題無い。T分岐接続で可能。
- 69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線に接続することに関しては、送電線の所有者が ANECO であることから ANECO に相談すること。

と、回答を受けた。

(3) 電源線ルートを選定の一般事項

電源線ルートを選定にあたっては、樹木の接触による線路地絡→送電線停電→発電停止となるトラブルを防止するため、建設時には樹木の接近もしくはその恐れがなく、かつ倒木の懸念がないルートを選定するとともに、建設後には送電線の巡視と樹木の伐採の容易性を考慮して、車が通行できるルートを選定することが重要である。

車が通行できるルートは2通りあり、一つは南アグサン州シバガット市へのルート、もう一つは、北アグサン州ブトゥアン市アンパヨン地区へのルートである。道路事情が良いのはアンパヨン地区からのルートである。

(4) 電源線ルートを選定

ワワ川小水力発電所 12.8MW の電源線は、次の2通りが考えられる。

【案-1】 69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線にパンフィリピンハイウェイのワワ橋付近で、ワワ川小水力発電所の電源線をT分岐接続する。

電源線ルート、接続ポイントを、図 5-36、図 5-37 に示す。

ワワ No.2 小水力発電所から、69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線までの距離は、約40km である。ただし、地図が不鮮明なため、一部区間が正確な距離になっていない箇所がある。

この案の特徴は次のとおりである。

- ワワ川小水力発電所の発電した電力を南アグサン州ベイユガンエリアで優先的に消費し、余った電力をブトゥアンエリアに送電する。
- 電源線接続時には、69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線を停止することが必要になり、ベイユガン変電所が停電し、Sibagat、Esperanza、Sun Francisco の各配電線が停電する。

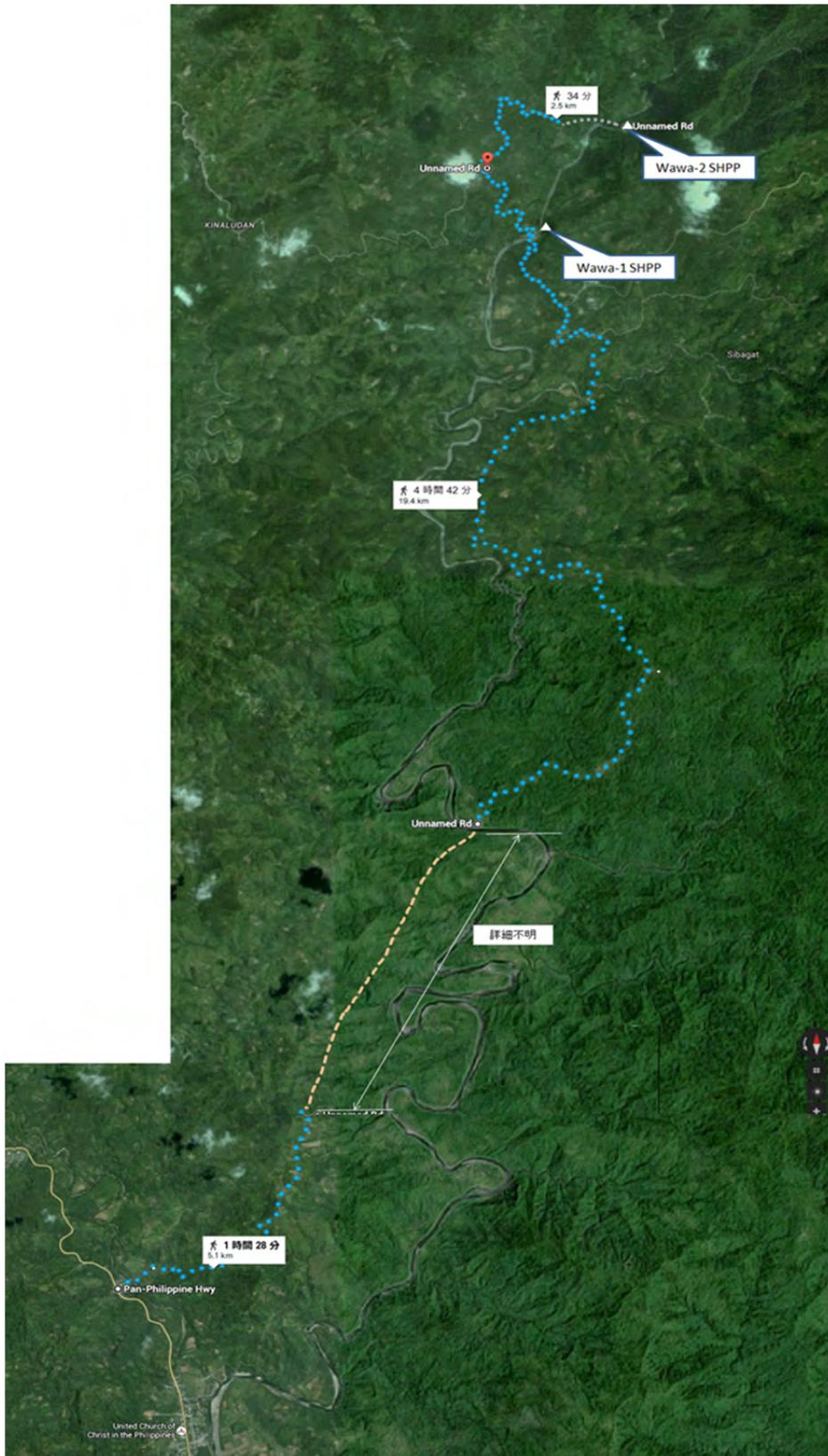


図 5-36 電源線を 69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線に T 分岐接続するルート
 出典：Google earth を基に調査団作成

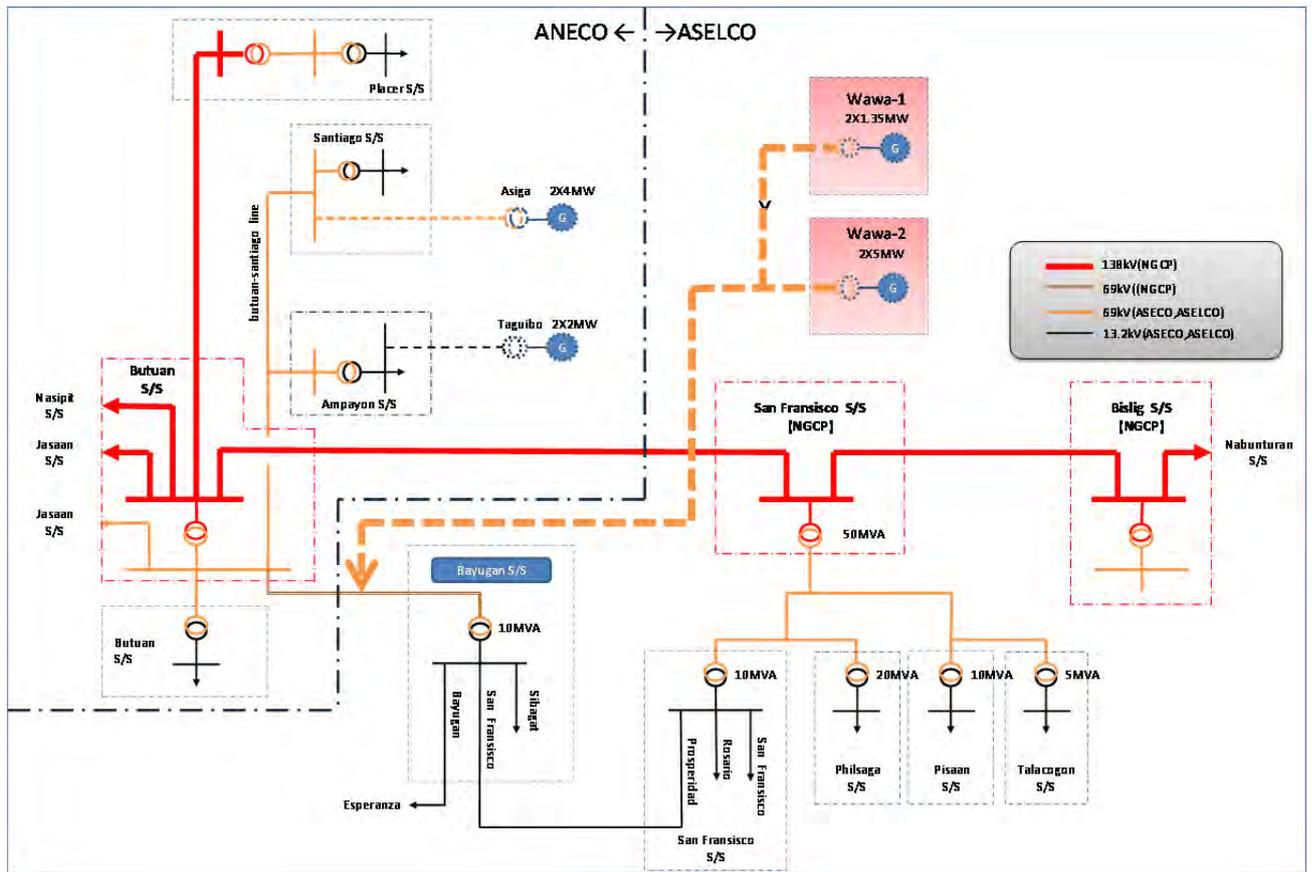


図 5-37 電源線を 69kV ブトゥアン・ベイユガン送電線に T 分岐接続する案
出典：調査団作成

【案-2】 69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線にパンフィリピンハイウェイのタギボ橋の南側付近で、ワワ小水力発電所の電源線を T 分岐接続する。
電源線ルート、接続ポイントを、図 5-38、図 5-39 に示す。
ワワ No. 2 小水力発電所から、ブトゥアン・サンチャアゴ送電線までは約 30km である。

この案の特徴は、

- ワワ川小水力発電所で発電した電力を北アグサン州ブトゥアン市エリアで消費する。
- 69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線は、既にアンパヨン変電所のために T 分岐接続を実施している。さらにワワ小水力発電所の電源線を T 分岐することにより、同送電線は 4 端子構成になる。送電線保護が複雑になるので ANECO に確認する必要がある。
- また、本電源線接続時には、69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線を停止することが必要になり、アンパヨン変電所が停電する。このため、LASNIEVES、TAGUIBO、ALPHA 並びに、LIMA の 4 配電線が停電する。

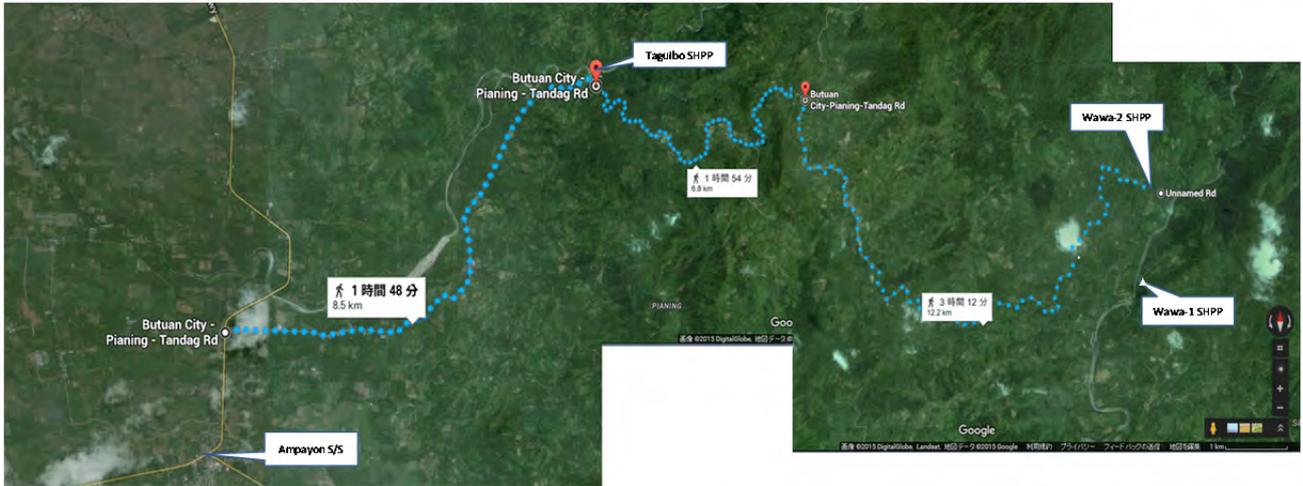


図 5-38 69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線にT分岐接続するルート
出典：Google earth を基に調査団作成

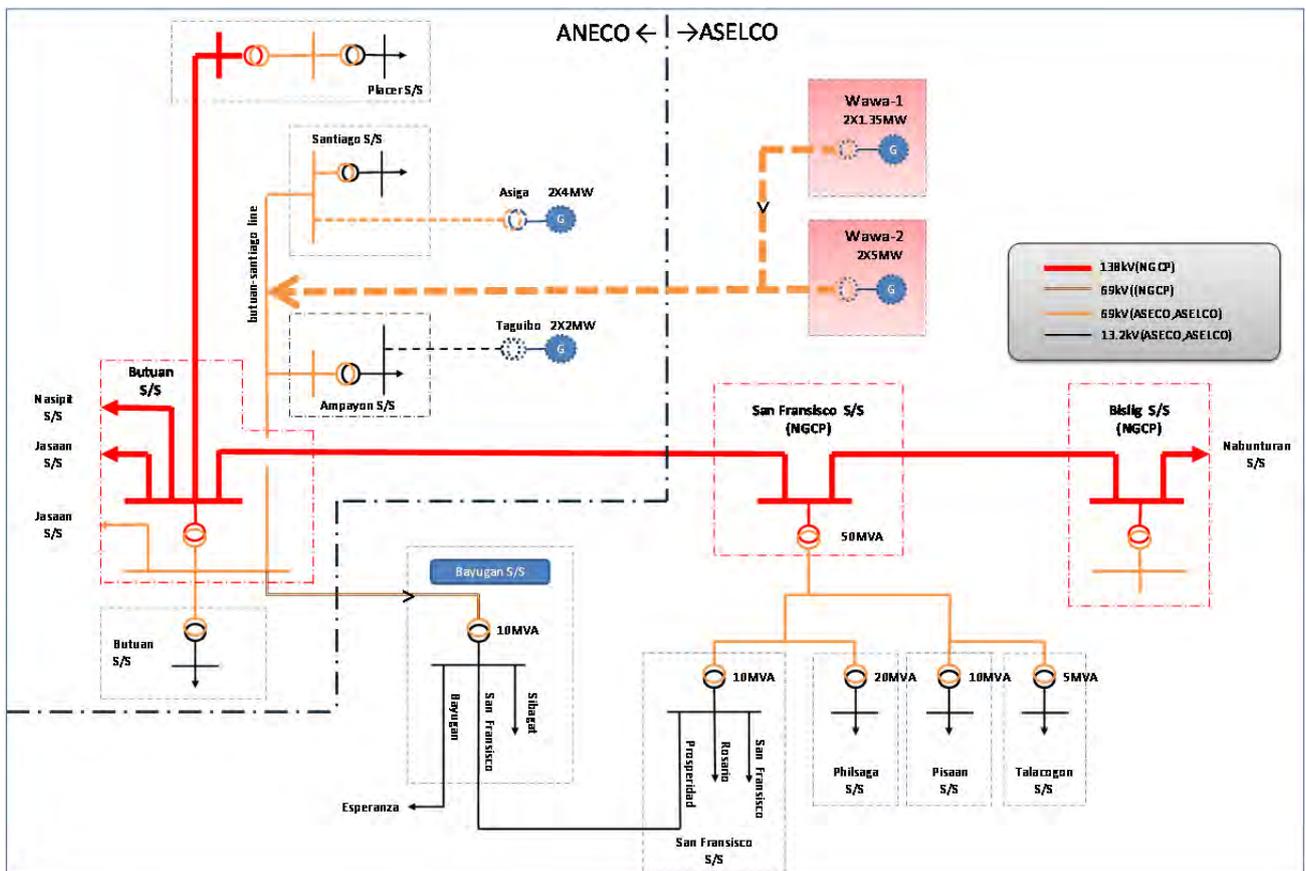


図 5-39 69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線にT分岐接続する案
出典：調査団作成

(5) その他

69kV ブトゥアン・サンチャアゴ送電線にT分岐接続する案では、経路途中にタギボ川小水力発電所建設計画がある。タギボ川小水力発電所とワワ川小水力発電所の電源線を統合して計画すると送電線建設費及び送電ロスの削減・軽減ができる。(図 5-40)

具体的には、タギボ小水力発電所の送電電圧を 13.2kV ではなく 69kV とし、ワワ川小水力発電

所の電源線を接続するよう設計・建設しておく。ワワ川小水力発電所建設時は、タギボ／ワワ間を建設とすることで、別々に送電する場合に比べ大幅な建設費の削減が期待できる。

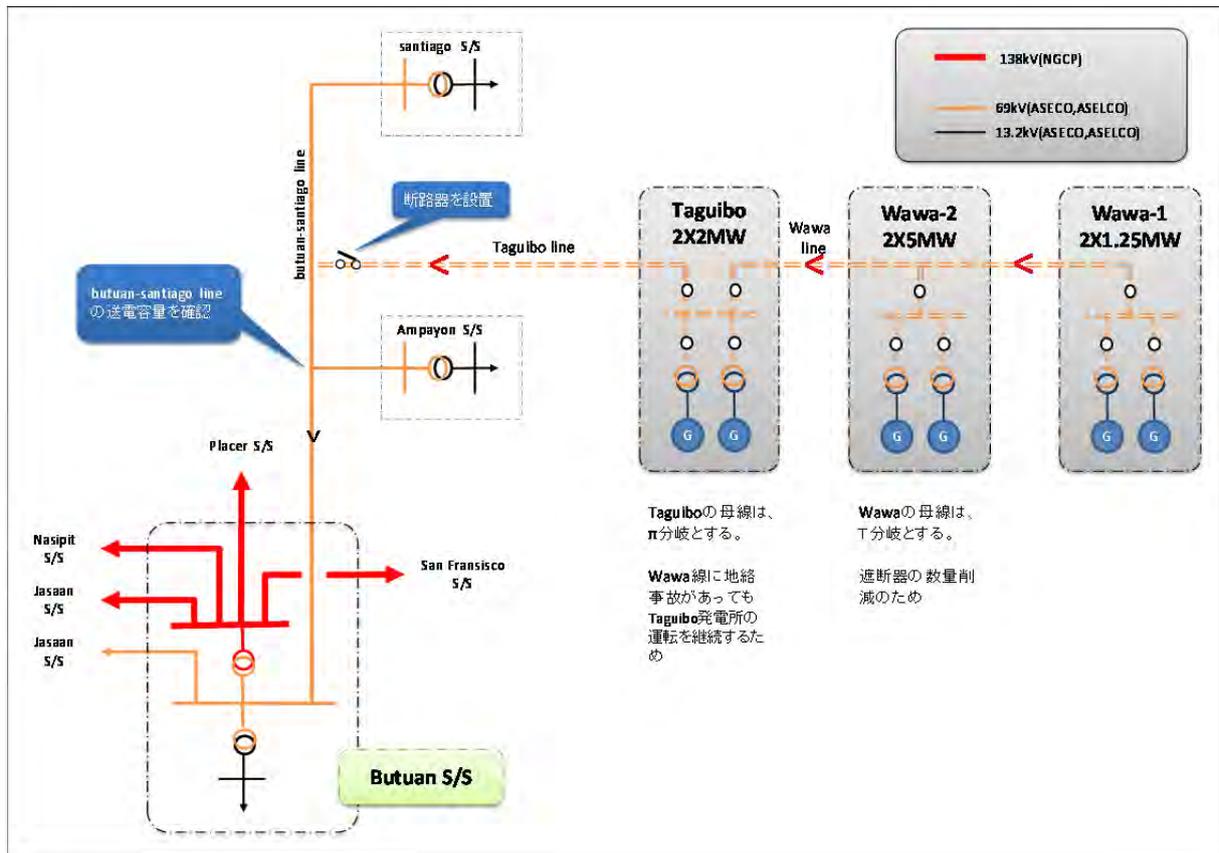


図 5-40 タギボ小水力発電所+ワワ小水力発電所電源線構成案

出典：調査団が作成

5-5-4. 懸念事項

- 発電所の所在地が南アグサン州であり、接続地点が北アグサン州となった場合、行政区が異なることの影響を考慮する必要がある。
- 接続点案-1、接続点案-2とも、配電用変電所で消費しきれなかった電力は、ブトゥアン地区に送電することになることの影響を考慮する必要がある。