

ブータン王国
経済省 (MoEA)
水力発電・電力系統局 (DHPS)

ブータン国
電カマスタープラン 2040
策定プロジェクト

ファイナル・レポート

令和1年11月
(2019年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

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

産公
JR
19-074

目次

要約	1
1. 背景	1
2. 目的	1
3. 目指すべき電源構成	1
4. 電力需要予測	2
5. PSMP2040 策定における基本的条件	3
6. 水力ポテンシャル地点の抽出	4
7. ポテンシャル地点の評価	5
8. 電源開発計画	8
9. 系統マスタープラン	9
10. 経済財務分析	9
11. アクションプランとロードマップ	10
第 1 章 序章	1-1
1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的	1-2
1.3 対象地域	1-2
1.4 相手国の実施機関	1-2
第 2 章 ブータンのエネルギー政策	2-1
2.1 国家政策	2-1
2.2 エネルギー政策	2-3
2.3 エネルギーセクター・電力セクター	2-6
2.3.1 行政機関	2-6
2.3.2 電気事業関連法人	2-9
2.4 電力セクターの各組織の役割	2-10
第 3 章 マスタープランの視点と目標	3-1
3.1 現行マスタープラン	3-1
3.1.1 Hydropower Development Master Plan 1990-2010	3-1
3.1.2 PSMP 2004	3-1
3.1.3 国家送電網マスタープラン (National Transmission Grid Master Plan : NTGMP)	3-4
3.2 目指すべき方向性	3-5
3.2.1 目指すべき電源構成	3-5
3.2.2 開発優先順位地点の選定方針	3-8
3.2.3 水力発電所開発計画の決定方針	3-9
第 4 章 電力需要予測	4-1
4.1 ブータン国内の電力需要予測	4-1
4.1.1 電力需給バランス	4-1
4.1.2 エネルギーバランス	4-6
4.2 インドの電力事情	4-8
4.2.1 発電設備量	4-8
4.2.2 電力取引の実態	4-9

4.2.3	アンシラリーサービス	4-11
4.3	国際連系を踏まえた電力販売の可能性	4-15
4.3.1	電力販売可能量	4-15
4.3.2	国内への電力販売	4-16
4.3.3	国外への電力販売	4-18
4.4	Firm power の価値	4-19
4.5	アンシラリーサービス提供の価値	4-22
4.5.1	一次スクリーニングにおける扱い	4-22
4.5.2	二次スクリーニングにおける扱い	4-22
4.6	温室効果ガス (CO ₂) 排出量削減の価値	4-25
第 5 章	マスタープランを取り巻く状況	5-1
5.1	各主要水系の地形	5-1
5.1.1	水力地点抽出対象流域	5-1
5.1.2	各流域の河川縦断線形及び流域面積	5-1
5.1.3	既素材地点	5-12
5.2	地質概要	5-13
5.3	水文解析	5-21
5.3.1	気象・水文資料の収集	5-21
5.3.2	流況曲線作成のための流量資料の期間	5-25
5.3.3	気象・水文資料の検証	5-26
5.3.4	欠測資料の補完	5-31
5.3.5	月および年平均流量	5-34
5.3.6	流況曲線の作成	5-35
5.3.7	設計比流量の設定	5-37
5.3.8	設計洪水流量	5-39
5.3.9	堆砂流入量の算出	5-40
5.4	水力発電所の建設工事費	5-42
5.4.1	水力プロジェクトコストデータの収集	5-42
5.4.2	建設工事費の積算方法	5-48
5.4.3	積算キットの作成	5-53
5.5	送変電設備の建設工事費	5-59
5.5.1	一般的な送電設備の設計条件	5-59
5.5.2	送変電設備の建設費単価	5-59
第 6 章	水力ポテンシャル地点の抽出	6-1
6.1	ポテンシャルサイトの抽出	6-1
6.1.1	ポテンシャルサイトの抽出手順	6-1
6.1.2	ポテンシャルサイトの選定基準	6-1
6.1.3	水力地点の抽出作業	6-3
6.2	ポテンシャルサイトの抽出結果	6-8
6.2.1	ブータン西部地域	6-8
6.2.2	ブータン東部地域	6-13
6.2.3	イニシャルスクリーニング	6-19
第 7 章	ポテンシャル地点の評価	7-1
7.1	ポテンシャル地点の評価方法	7-1
7.1.1	スクリーニング方法	7-1

7.1.2	多基準分析 (Multi Criteria Analysis: MCA) の評価項目	7-2
7.2	第 1 次選定用の多基準分析 (MCA)	7-5
7.2.1	技術 (Technical) 項目	7-5
7.2.2	経済性項目	7-11
7.2.3	社会環境	7-13
7.2.4	自然環境	7-16
7.2.5	社会開発	7-19
7.3	一次評価	7-21
7.3.1	開発を回避すべき地点	7-21
7.3.2	各ポテンシャル地点の送電計画	7-23
7.3.3	各ポテンシャル地点の評価 (技術面)	7-25
7.3.4	各ポテンシャル地点の評価 (経済性面)	7-37
7.3.5	各ポテンシャル地点の評価 (環境社会面)	7-39
7.3.6	総合評価	7-50
7.3.7	一次スクリーニング結果	7-53
7.4	各セミロングリスト地点の現地調査	7-55
7.4.1	目的・方法	7-55
7.4.2	現地調査時におけるチェックリスト	7-55
7.4.3	各セミロングリスト地点の現地調査結果	7-60
7.4.4	現地状況補完調査	7-67
7.5	二次スクリーニング (開発優先度ランク付け)	7-70
7.5.1	各項目における変更点	7-71
7.5.2	二次スクリーニング結果 (総合評価)	7-77
7.5.3	Short list 地点の選定	7-81
第 8 章	電源開発計画	8-1
8.1	電源開発シナリオ	8-1
8.2	電源開発計画の提案	8-2
8.3	温室効果ガス (CO ₂) 排出量削減への貢献	8-5
8.4	優先開発地点	8-6
8.4.1	Dorokha (A-8) 水力発電計画	8-6
8.4.2	Pinsa (P-30) 水力発電計画	8-15
8.4.3	Chamkharchhu-II (C-10) 水力発電計画	8-24
8.4.4	Uzorong (G-14) 水力発電計画	8-32
8.4.5	Jongthang (M-6) 水力発電計画	8-40
8.5	次ステップに向けたアクションプラン	8-48
8.5.1	水文気象調査	8-48
8.5.2	地質調査	8-48
8.5.3	環境影響評価 (EIA)	8-50
8.5.4	開発可能性調査 (フィージビリティスタディ)	8-50
第 9 章	系統マスタープラン	9-1
9.1	系統マスタープラン策定の準備作業	9-1
9.1.1	系統縮約モデル	9-1
9.1.2	各変電所の負荷想定	9-6
9.2	現行計画の妥当性確認	9-7
9.2.1	妥当性確認の条件	9-7

9.2.2	2020 年断面	9-10
9.2.3	2025 年断面	9-18
9.2.4	2030 年断面	9-42
9.3	個別地点の送電計画	9-57
9.4	将来構想	9-73
9.4.1	将来構想策定の条件	9-73
9.4.2	将来構想（2050 年度断面）	9-74
9.4.3	2035 年度断面	9-86
9.4.4	2040 年度断面	9-91
9.5	系統マスタープラン	9-96
9.5.1	設備対策の年度展開	9-96
9.5.2	各年度の系統図	9-97
第 10 章	戦略的環境アセスメント（SEA）	10-1
10.1	事業コンポーネントの概要	10-1
10.1.1	事業の内容	10-1
10.1.2	代替案の比較検討	10-2
10.2	環境社会配慮の現状	10-4
10.2.1	自然・社会環境の概要	10-4
10.2.2	環境関連組織	10-17
10.2.3	環境関連法規制	10-19
10.3	SEA の実施	10-27
10.3.1	環境影響評価（SEA, IEE および EIA）制度	10-27
10.3.2	ブータン国内法と JICA ガイドラインとの相違	10-30
10.3.3	事業を実施しない案の検討	10-34
10.3.4	スコーピング	10-36
10.3.5	SEA Task Force/Working Group の設置と活動内容	10-41
10.3.6	SEA に関する TOR 及び Scoping 報告書の作成と NEC の承認について	10-43
10.4	ステークホルダー協議（SHM）の開催について	10-45
10.5	JICA 環境社会配慮助言委員会からの助言等について	10-51
10.6	保護区内における開発プロジェクトの選定	10-52
10.6.1	保護区内における水力発電所の実施と環境保全への配慮	10-52
10.6.2	保護区内における水力発電プロジェクトの実施要件と適応	10-64
10.6.3	社会的に脆弱な地域における水力プロジェクトの実施方針	10-66
10.7	プロジェクト候補地における生態系の評価（絶滅危惧種の生息の現況と評価） 10-67	
10.8	水系単位での累積的環境影響評価	10-69
10.8.1	新規及び既存（建設中を含む）ダム（堰）の分布状況	10-69
10.8.2	遡上性魚類の移動及び下流域への土砂流入量への影響予測	10-71
10.9	気候変動	10-77
10.9.1	パリ協定	10-77
10.9.2	温室効果ガス排出量削減	10-79
10.9.3	気候変動による影響	10-80
10.9.4	気候変動に与える影響	10-86
第 11 章	GIS データベース	11-1
11.1	GIS データベースの構築	11-1

11.1.1	GIS データの整備.....	11-1
11.1.2	GIS 主題図データの作成.....	11-3
11.2	GIS 技術移転.....	11-6
11.2.1	QGIS の導入.....	11-6
11.2.2	座標系設定.....	11-7
11.2.3	GIS 主題図データの作成方法.....	11-8
11.2.4	技術移転の評価.....	11-8
11.2.5	情報セキュリティ教育.....	11-8
第 12 章	経済財務分析.....	12-1
12.1	水力セクター関連機関の財務状況.....	12-1
12.1.1	DGPC.....	12-1
12.1.2	BPC.....	12-2
12.1.3	DHI 企業グループ.....	12-3
12.2	水力発電プロジェクトの実施方式.....	12-6
12.2.1	水力発電所の規模別分類.....	12-6
12.2.2	開発及び融資方式.....	12-6
12.2.3	開発実施例.....	12-8
12.3	個別地点の経済財務分析.....	12-13
12.3.1	財務分析と実施方式による比較.....	12-13
12.3.2	地域経済への影響評価.....	12-21
12.4	国家財政、国家債務に与える影響.....	12-26
12.4.1	水力発電所建設と債務.....	12-26
12.4.2	公的債務政策.....	12-27
12.4.3	国家財政、国家債務に与える影響のシミュレーション.....	12-28
第 13 章	キャパシティ・ビルディング.....	13-1
13.1	ニーズの洗い出し.....	13-1
13.2	土木関係.....	13-2
13.2.1	第 1 回研修.....	13-2
13.2.2	第 2 回研修（流出解析）.....	13-3
13.2.3	第 3 回研修.....	13-5
13.2.4	OJT による現地調査に係わる土木・地質技術の向上.....	13-6
13.2.5	GIS 基礎講座.....	13-7
13.2.6	貯水池の管理および運用最適化.....	13-8
13.3	系統関係.....	13-11
13.3.1	第 1 回研修.....	13-11
13.3.2	第 2 回研修.....	13-12
13.3.3	第 3 回研修.....	13-14
13.4	財務分析に関するキャパシティ・ビルディング.....	13-17
13.5	環境社会配慮.....	13-19
13.5.1	第 1 回研修.....	13-19
13.5.2	第 2 回研修.....	13-20
13.5.3	第 3 回研修.....	13-20
13.5.4	第 4 回研修.....	13-21
13.5.5	第 5 回研修.....	13-21
13.5.6	OJT による現地調査に係わる SEA 実施技術の向上.....	13-22
13.5.7	研修の成果と今後の課題.....	13-23

13.6	キャパシティ・ビルディングの評価	13-24
第 14 章	アクションプランとロードマップ	14-1
14.1	アクションプラン	14-1
14.1.1	優良案件の Feasibility Study	14-1
14.1.2	Off-taker と資金ソースの多様化	14-1
14.1.3	将来構想を踏まえた送変電設備計画の着実な推進	14-3
14.1.4	人材育成 (Capacity Building)	14-4
14.2	ロードマップ	14-6
第 15 章	JICA 電力セクター協カプログラムに係る提案	15-1
15.1	建設中地点の課題解決に向けた技術協力	15-1
15.2	優良案件の Feasibility Study	15-3
15.3	民間事業者が参加可能な条件整備	15-5
15.4	揚水式水力のポテンシャル調査	15-7
15.5	系統 MP で抽出した課題の解決	15-9
15.5.1	ブータンの国土、政策に合致した送変電設備標準設計の検討 (技術協 力)	15-9
15.5.2	Thimphu 市内供給の信頼度向上策の Feasibility Study	15-11
15.5.3	Yangbari PS の設備設計 (Feasibility Study)	15-13
15.6	バングラデシュへの電力輸出に向けた送電計画の検討	15-15

図目次

図 1	電力需要予測	2
図 2	ポテンシャル地点の内訳	4
図 3	スクリーニングの方法	5
図 4	システムの将来構想 (2050 年)	9
図 2-1	Gross National Happiness の枠組み	2-1
図 2-2	DHPS の組織体制	2-7
図 2-3	ブータン国の電気事業体制	2-11
図 3-1	2030 年における系統計画図	3-4
図 3-2	各種再生可能エネルギーの発電原価	3-6
図 3-3	化石燃料の輸入実績	3-7
図 4-1	各季節の毎時間の需要実績	4-1
図 4-2	電力需要予測	4-2
図 4-3	各月の国内電力需要と供給力の関係	4-3
図 4-4	電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係	4-4
図 4-5	エネルギーバランス (2014 年)	4-6
図 4-6	将来のエネルギーバランス (Energy Efficient Scenario)	4-7
図 4-7	発電設備量の推移	4-8
図 4-8	各配電会社の長期契約平均単価	4-9
図 4-9	IEX における取引価格の状況	4-10
図 4-10	RRAS の運用状況	4-13
図 4-11	毎月の指令実施量と平均単価の関係	4-13
図 4-12	電力販売可能量の計算方法	4-15
図 4-13	ヨーロッパ各国における System service tariff の推移	4-23
図 5-1	ブータン国の流域図	5-1
図 5-2	Amochhu 流域の河川縦断面図	5-2
図 5-3	Amochhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-2
図 5-4	Wangchhu 流域の河川縦断面図	5-3
図 5-5	Wangchhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-3
図 5-6	Punatsangchhu 流域の河川縦断面図	5-4
図 5-7	Punatsangchhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-5
図 5-8	Mangdechhu 流域の河川縦断面図	5-6
図 5-9	Chamkharchhu 流域の河川縦断面図	5-6
図 5-10	Mangdechhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-7
図 5-11	Chamkharchhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-7
図 5-12	Drangmechhu 流域の河川縦断面図	5-8
図 5-13	Manas 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-8
図 5-14	Kurichhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係	5-9
図 5-15	Aiechhu 流域の河川縦断面図	5-10
図 5-16	Nyera Amari 流域の河川縦断面図	5-10
図 5-17	Jomori 流域の河川縦断面図	5-11
図 5-18	水力素材地点位置図 (2018 年時点)	5-12
図 5-19	A.Gansser (1983)によるブータンの地質平面図	5-13
図 5-20	Bhargava によるブータンの地質平面および断面図	5-14
図 5-21	Bhargava によるブータンの地質平面および断面図 (凡例)	5-15
図 5-22	Long 他 (2011) による最新のブータンの地質図	5-18

図 5-23	Long 他 (2011) による最新のブータンの地質図 (凡例).....	5-19
図 5-24	雨量観測所位置図.....	5-21
図 5-25	流量観測所位置図.....	5-24
図 5-26	Principal 流量観測所の数の推移.....	5-26
図 5-27	ダブルマスカーブ例.....	5-26
図 5-28	主要流域流況曲線 (一次スクリーニング用).....	5-36
図 5-29	流量設備利用率.....	5-37
図 5-30	トレンチ式堰の基本構造.....	5-49
図 5-31	地下沈砂池工事数量の実績.....	5-49
図 5-32	ペンストック工事数量の実績.....	5-50
図 5-33	『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』からの近似式.....	5-51
図 5-34	『Estimating E&M Powerhouse Cost』からの近似式.....	5-52
図 5-35	『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』と『Estimating E&M Powerhouse Cost』の合算グラフ.....	5-52
図 5-36	積算キットの構成.....	5-56
図 6-1	水力ポテンシャルサイトの抽出作業フロー.....	6-1
図 6-2	ダム高の設定根拠.....	6-2
図 6-3	放水水位の設定根拠.....	6-3
図 6-4	河川縦断面図のサンプル (Wangchhu).....	6-4
図 6-5	河川縦断面図上での水力ポテンシャルサイト抽出結果のサンプル (Wangchhu).....	6-5
図 6-6	プロジェクトレイアウトのサンプル (Wangchhu 上流域).....	6-6
図 6-7	水力ポテンシャル地点位置図 (西部地域).....	6-8
図 6-8	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Amochhu 流域).....	6-9
図 6-9	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Wangchhu 流域).....	6-10
図 6-10	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Punatsangchhu 流域).....	6-11
図 6-11	水力ポテンシャル地点位置図 (東部地域).....	6-13
図 6-12	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Mangdechhu 流域).....	6-14
図 6-13	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Chamkharchhu 流域).....	6-15
図 6-14	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Kurichhu 流域).....	6-16
図 6-15	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Drangmechhu 流域).....	6-17
図 6-16	河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (その他流域).....	6-18
図 6-17	ポテンシャル地点の内訳.....	6-19
図 7-1	スクリーニングの方法.....	7-1
図 7-2	GSHAP Seismic Hazard Map による地震の強さにおける評価.....	7-30
図 7-3	Potential Project Sites on the Geological Plan of Bhutan.....	7-32
図 7-4	一次スクリーニングにより選定した地点.....	7-54
図 7-5	地元アクセス.....	7-73
図 7-6	教育アクセス.....	7-74
図 7-7	医療アクセス.....	7-75
図 8-1	Dorokha HPP 平面レイアウト.....	8-8
図 8-2	Dorokha HPP 水路縦断面図.....	8-9
図 8-3	Pinsa HPP 平面レイアウト.....	8-17
図 8-4	Pinsa HPP 水路縦断面図.....	8-18
図 8-5	Chamkharchhu-II HPP 平面レイアウト.....	8-26
図 8-6	Chamkharchhu-II HPP 水路縦断面図.....	8-27
図 8-7	Uzorong HPP 平面レイアウト.....	8-34

図 8-8	Uzorong HPP 水路縦断図	8-35
図 8-9	Jongthang HPP 平面レイアウト	8-42
図 8-10	Jongthang HPP 水路縦断図	8-43
図 9-1	インド・ブータン系統連系	9-1
図 9-2	インド縮約イメージ	9-2
図 9-3	Siliguri 変電所縮約手法	9-2
図 9-4	Birpara 変電所縮約手法	9-3
図 9-5	Alpurduar 変電所縮約手法	9-3
図 9-6	Bongaigaon 変電所縮約手法	9-4
図 9-7	Rangia 変電所縮約手法	9-4
図 9-8	2020 年断面の系統図	9-10
図 9-9	2020 年断面、N-0 状態での Singhigaon 変電所潮流	9-13
図 9-10	2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果	9-15
図 9-11	2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果: Motanga, Nganglam 両変電所にコンデンサ設置	9-16
図 9-12	2020 年断面渇水期の南東部 132kV 系統の潮流計算結果: 発電機 2 台運転	9-17
図 9-13	2025 年断面の系統図	9-18
図 9-14	北西部系統を放射状にする場合の分断箇所	9-21
図 9-15	北西部系統を放射状にすることによる N-0 条件での電圧低下	9-22
図 9-16	コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策	9-23
図 9-17	Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故～事故除去後の潮流	9-26
図 9-18	Semtokha～Chumdo 間 220kV 送電線事故後、過負荷を解消するための系 統構成例	9-27
図 9-19	Semtokha～Basochhu 間 220kV 送電線事故～事故除去後の潮流	9-28
図 9-20	Semtokha～Basochhu 間 220kV 送電線事故後、過負荷を解消するための系 統構成例	9-29
図 9-21	放射状系統、Basochhu 変電所付近潮流図	9-31
図 9-22	Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故～事故除去後の潮流図	9-33
図 9-23	Kanglung～Kholongchhu 間 132kV 送電線事故後、停電を解消するための系 統構成例	9-34
図 9-24	2025 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果	9-36
図 9-25	コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策	9-37
図 9-26	発電機出力を 110%とした場合の 2025 年断面南東 132kV 系統の潮流図	9-39
図 9-27	発電機出力を 110%、インドとの南東 132kV 系統連系を開放した場合の潮 流図	9-40
図 9-28	2030 年断面の系統図	9-42
図 9-29	2030 年断面、タップ比調整による北西部系統の低電圧解消	9-45
図 9-30	2030 年断面の北西部 220kV 系統をループ構成にした場合の潮流計算結果	9-46
図 9-31	2030 年断面、北西部 220kV 系統をループ構成にして Punatsangchhu～ Chumdo 間及び Chhukha～Malbase 間の 220kV 送電線を増設した場合の潮 流計算結果	9-47
図 9-32	2030 年断面、Basochhu～Punatsangchhu 間 220kV 送電線事故で一部系統が 分離し停電に至るケース	9-49
図 9-33	2030 年断面、Basochhu～Punatsangchhu 間 220kV 送電線事故後負荷供給す るするための系統構成	9-50
図 9-34	2030 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果	9-54
図 9-35	2030 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 位相差が最大となったケース	9-56

図 9-36	Tingma 地点、Dorokha 地点の送電線ルート図	9-58
図 9-37	T 分岐技術を採用した場合の結線図	9-59
図 9-38	Tseykha 地点の送電線ルート図	9-60
図 9-39	Pinsa 地点、Kago 地点、Thasa 地点の送電線ルート図	9-61
図 9-40	Dagachhu II 地点、Darachhu 地点の送電線ルート図	9-62
図 9-41	Wandigang 地点、Buli 地点の送電線ルート図	9-63
図 9-42	Chamkharchhu II 地点の送電線ルート図	9-64
図 9-43	Chamkharchhu IV 地点、Jongthang 地点の送電線ルート図	9-65
図 9-44	複導体ルーズスペーサーの構造	9-66
図 9-45	Minjey 地点の送電線ルート図	9-67
図 9-46	Gamrichhu 1 地点、Gamrichhu 2 地点の送電線ルート図	9-68
図 9-47	Uzorong 地点送電線ルート図	9-69
図 9-48	Nyera Amari Kangpara 地点送電線ルート図	9-70
図 9-49	Yangbari PS 周辺図	9-72
図 9-50	Yangbari 変電所 400kV 母線分割	9-81
図 9-51	系統計画の将来構想 (2050 年)	9-85
図 9-52	系統図 (2035 年)	9-98
図 9-53	系統図 (2040 年)	9-99
図 9-54	系統図 (2050 年)	9-100
図 10-1	本業務の流れ	10-1
図 10-2	各地点の総合評価方法	10-3
図 10-3	ブータンの地形	10-4
図 10-4	ブータンの氷河と決壊の危険のある氷河湖分布図	10-5
図 10-5	ブータンの保護区と生物コリドー	10-8
図 10-6	ブータン行政区分図	10-10
図 10-7	一人あたりの土地所有規模	10-13
図 10-8	ブータン主要道路ネットワーク	10-14
図 10-9	NEC の組織図	10-18
図 10-10	土地取得に係る手続きの概要	10-24
図 10-11	SEA 作成手続きフロー	10-28
図 10-12	EIA 作成手続きフロー	10-29
図 10-13	SEA Task Force/WG 構成メンバー	10-41
図 10-14	保護区内プロジェクトの分布	10-55
図 10-15	Tseykha (P-17) の原案と代替案の比較図	10-57
図 10-16	Jigme Singye Wangchuck 国立公園とゾーニング区分	10-58
図 10-17	Pinsa (P-30) の原案と代替案の比較図	10-61
図 10-18	Wandigang (M-11) の原案と代替案の比較図	10-62
図 10-19	Minjey (K-30) の原案と代替案の比較図	10-63
図 10-20	マスタープランで建設する 18 地点のダム (堰) 及び既存 (計画中を含む) のダム (堰) の分布と水系	10-70
図 10-21	全球気温のシミュレーション結果	10-81
図 10-22	世界的な表面温度変化と降水量の変化の予測	10-82
図 10-23	南アジア地域の年平均気温変化予測	10-83
図 10-24	ブータン周辺地域の年間降水量変化予測	10-84
図 10-25	季節別の降水量変化予測	10-85
図 10-26	Sankosh ダム地点における河川流入量の推移	10-86
図 11-1	QGIS による GIS データベース整備	11-2

図 11-2	背景地図（等高線、河川、道路）	11-4
図 11-3	河川流域界図	11-4
図 11-4	河川縦横断	11-5
図 11-5	河川縦断要素	11-5
図 11-6	標高毎の湛水面積	11-5
図 11-7	座標系設定の相違	11-7
図 11-8	情報管理について自組織の現状をチェック	11-10
図 11-9	GIS 担当者と共に作成した情報資産管理シート	11-10
図 12-1	開発実施体制の例	12-12
図 12-2	G-G スキーム	12-15
図 12-3	ODA スキーム	12-16
図 12-4	PPP スキーム	12-16
図 12-5	IPP スキーム 1	12-17
図 12-6	IPP スキーム 2	12-17
図 12-7	IPP スキーム 3	12-18
図 12-8	PHPA II の建設従事者の推移	12-21
図 12-9	Uzorong サイト周辺の Gewog	12-24
図 12-10	国家債務状況予測	12-29
図 12-11	国家収支状況予測	12-30
図 12-12	水力開発に起因する収支の予測	12-31
図 15-1	バングラデシュとインド間で協議中の送電線計画	15-15

表目次

表 1	二次スクリーニングに使用した多基準分析項目	6
表 2	調査結果の評価手法	7
表 3	本 MP で抽出した有望地点の開発計画案	8
表 4	財務分析結果（ブータン政府の収支額の比較）	10
表 3-1	PSMP 2004 における初期スクリーニング	3-1
表 3-2	PSMP 2004 における MCA の評価項目および重み付け	3-2
表 3-3	PSMP 2004 のショートリスト	3-3
表 3-4	2017 年における電源構成	3-5
表 3-5	Diesel 発電設備の燃料費	3-7
表 3-6	本調査の対象から除外する地点	3-9
表 4-1	電力需要実績	4-3
表 4-2	送配電ロス	4-5
表 4-3	発電設備量構成	4-8
表 4-4	全インドシステムの周波数調整実績	4-11
表 4-5	逸脱料金の単価	4-11
表 4-6	逸脱料金の単価（再生可能エネルギーの場合）	4-12
表 4-7	ブータンの電力料金	4-16
表 4-8	近隣の配電会社における電力料金	4-17
表 4-9	ブータンの発電機がインドの系統に接続する場合の PoC	4-18
表 4-10	WEO2017 における燃料価格予測	4-18
表 4-11	開発の繰り延べ対象とする火力（Firm power の価値評価用）	4-20
表 4-12	アンシラリーサービスの提供可能量	4-25

表 5-1	ブータン・ヒマラヤの地殻層序配置.....	5-16
表 5-2	ブータンの地質単元と層相一覧.....	5-20
表 5-3	Class A 雨量観測所資料存在状況.....	5-22
表 5-4	Class C 雨量観測所資料存在状況.....	5-23
表 5-5	Principal 流量観測所資料存在状況.....	5-25
表 5-6	Secondary 流量観測所資料存在状況.....	5-25
表 5-7	Class A 雨量観測所データ検証結果.....	5-27
表 5-8	Class C 雨量観測所データ検証結果 (1/2).....	5-28
表 5-9	Class C 雨量観測所データ検証結果 (2/2).....	5-29
表 5-10	Principal 流量観測所データ検証結果.....	5-30
表 5-11	Secondary 流量観測所データ検証結果.....	5-30
表 5-12	Principal 流量観測所欠測期間.....	5-31
表 5-13	欠測資料の推定方法の概要と適用条件.....	5-32
表 5-14	Principal 流量観測所相関係数.....	5-33
表 5-15	Principal 流量観測所集水域面積比.....	5-33
表 5-16	Principal 流量観測所相関係数順位.....	5-33
表 5-17	Principal 流量観測所回帰式勾配 ($y = a x + b$ の a).....	5-34
表 5-18	Principal 流量観測所回帰式切片 ($y = a x + b$ の b).....	5-34
表 5-19	Principal 流量観測所月平均流量 (2006 年から 2017 年まで).....	5-34
表 5-20	Principal 流量観測所の年平均流量および標準偏差 (2006 年から 2017 年ま で).....	5-35
表 5-21	流況曲線で参照する流量観測所.....	5-35
表 5-22	流域別設計比流量.....	5-38
表 5-23	18 有望地点の洪水流量予測値.....	5-39
表 5-24	2011 年から 2014 年の平均比堆砂量.....	5-40
表 5-25	各測水所の比堆砂量の割り振り.....	5-40
表 5-26	コストデータリスト.....	5-42
表 5-27	合成単価一覧 (土木工事).....	5-43
表 5-28	合成単価一覧 (機械工事).....	5-44
表 5-29	合成単価集計表.....	5-45
表 5-30	積算式の係数 (2005 年-2015 年).....	5-47
表 5-31	積算式の係数 (2010 年-2015 年).....	5-47
表 5-32	建設工事費積算主要工種.....	5-53
表 5-33	工事費積算キット入力フォーム.....	5-57
表 5-34	工事費積算キット計算結果シート.....	5-58
表 5-35	電圧毎の標準電線.....	5-59
表 5-36	送電線の工事単価.....	5-60
表 5-37	変電所機器の単価 (設置費込み).....	5-60
表 6-1	Project code の頭文字.....	6-5
表 6-2	ポテンシャルサイトの諸元 (Amochhu 流域).....	6-9
表 6-3	ポテンシャルサイトの諸元 (Wangchhu 流域).....	6-10
表 6-4	ポテンシャルサイトの諸元 (Punatsangchhu 流域-1).....	6-11
表 6-5	ポテンシャルサイトの諸元 (Punatsangchhu 流域-2).....	6-12
表 6-6	ポテンシャルサイトの諸元 (Mangdechhu 流域).....	6-14
表 6-7	ポテンシャルサイトの諸元 (Chamkharchhu 流域).....	6-15
表 6-8	ポテンシャルサイトの諸元 (Kurichhu 流域).....	6-16
表 6-9	ポテンシャルサイトの諸元 (Drangmechhu 流域).....	6-17

表 6-10	ポテンシャルサイトの諸元（その他流域）	6-19
表 7-1	現在 DHPS が使用している MCA の評価項目および重み付け（総括表）	7-2
表 7-2	JICA 調査団と DHPS が合意した事務局案（総括表）	7-3
表 7-3	調査結果の評価手法	7-4
表 7-4	代替シナリオ案の検討方法	7-4
表 7-5	技術項目のリスク評価	7-5
表 7-6	技術（Technical）項目	7-5
表 7-7	取水地点と測水所の流域面積比による評価点	7-6
表 7-8	測水年数による評価による評価点	7-6
表 7-9	測水所の密度による評価点	7-7
表 7-10	地震の強さによる評価点	7-7
表 7-11	建設資材リスクによる評価点	7-7
表 7-12	地質リスクによる評価点	7-8
表 7-13	GLOF リスクによる評価点	7-8
表 7-14	堆砂リスクによる評価点	7-9
表 7-15	アクセス道路の距離による評価点	7-9
表 7-16	最寄りの鉄道駅からの距離による評価点	7-10
表 7-17	送電線リスクによる評価点	7-10
表 7-18	既設水力発電所の O&M 費実績	7-12
表 7-19	社会環境項目	7-13
表 7-20	用地取得による評価点	7-13
表 7-21	住民移転による評価点	7-14
表 7-22	生活と生計手段による評価点	7-14
表 7-23	文化遺産による評価点	7-15
表 7-24	自然環境項目	7-16
表 7-25	保護区での開発による評価点	7-17
表 7-26	森林の喪失による評価点	7-17
表 7-27	湿地の喪失による評価点	7-18
表 7-28	水棲生物（移動性魚類を含む）への影響による評価点	7-18
表 7-29	土地の侵食による評価点	7-18
表 7-30	送電線による景観への影響による評価点	7-19
表 7-31	社会開発項目	7-19
表 7-32	社会経済的便益へのアクセス向上による評価点	7-20
表 7-33	雇用と収入増加の可能性による評価点	7-20
表 7-34	多くの住民移転が必要となる地点	7-21
表 7-35	保護地域内に位置する地点	7-21
表 7-36	各種送電線の送電容量	7-23
表 7-37	各ポテンシャル地点の送電計画	7-23
表 7-38	取水地点と測水所の流域面積比評価	7-25
表 7-39	測水所の測水年数の評価	7-27
表 7-40	測水所設置密度の評価	7-28
表 7-41	地質面の評価	7-33
表 7-42	各測水所の比堆砂量の割り振り	7-34
表 7-43	堆砂リスクの評価結果	7-35
表 7-44	各ポテンシャル地点の経済性評価	7-37
表 7-45	水力発電コンポーネントの建設位置と保護区との関連	7-39
表 7-46	水力発電コンポーネントの建設と森林植生・森林喪失割合	7-40

表 7-47	水力発電コンポーネントの建設と重要な湿地への影響.....	7-41
表 7-48	ダム建設と水棲生物への影響と緩和策の可能性.....	7-42
表 7-49	送電線の亘長と景観影響.....	7-44
表 7-50	用地取得及び住民移転の影響.....	7-45
表 7-51	生活と生計手段への影響.....	7-46
表 7-52	文化遺産への影響.....	7-47
表 7-53	「社会経済的便益へのアクセス向上」及び「雇用と収入増加の可能性」.....	7-48
表 7-54	総合評価 (Base Case)	7-50
表 7-55	総合ランク.....	7-51
表 7-56	一次スクリーニング結果.....	7-53
表 7-57	チェックリスト案 (土木・地質関係)	7-56
表 7-58	チェックリスト案 (自然環境関係)	7-57
表 7-59	チェックリスト案 (社会環境関係)	7-58
表 7-60	暫定評価集計結果.....	7-60
表 7-61	各セミロングリスト地点の暫定評価結果.....	7-61
表 7-62	各計画変更地点の暫定評価結果.....	7-68
表 7-63	二次スクリーニングに使用した多基準分析項目	7-70
表 7-64	用地取得の評価スコアの修正.....	7-71
表 7-65	住民移転と資産喪失の評価スコアの修正.....	7-72
表 7-66	生活と生計手段の評価スコアの修正.....	7-72
表 7-67	文化遺産の評価スコアの修正.....	7-72
表 7-68	低所得地域の収入増加にかかる評価方法.....	7-75
表 7-69	Loss of endangered species の評価方法.....	7-76
表 7-70	景観への影響の評価方法.....	7-76
表 7-71	総合評価 (Base Case)	7-77
表 7-72	開発が難しいと考えられる地点.....	7-78
表 7-73	総合評価順位 (Base Case)	7-78
表 7-74	経済性を重視したケースによる評価.....	7-79
表 7-75	環境性を重視したケースによる評価.....	7-79
表 7-76	Short list 地点.....	7-81
表 8-1	既設地点、計画決定済み地点の概要.....	8-1
表 8-2	水力発電所を開発した場合に得られる経済効果.....	8-2
表 8-3	本 MP で抽出した有望地点の開発計画案.....	8-4
表 8-4	Dorokha 水力発電計画の計画諸元.....	8-6
表 8-5	Dorokha 水力発電計画の概算工事費.....	8-12
表 8-6	計画施工スピード.....	8-13
表 8-7	建設工事工程表 (Dorokha 水力発電計画)	8-14
表 8-8	Pinsa 水力発電計画の計画諸元.....	8-15
表 8-9	Pinsa 水力発電計画の概算工事費.....	8-21
表 8-10	計画施工スピード.....	8-22
表 8-11	建設工事工程表 (Pinsa 水力発電計画)	8-23
表 8-12	Chamkharchhu-II 水力発電計画の計画諸元.....	8-24
表 8-13	Chamkharchhu-II 水力発電計画の概算工事費.....	8-30
表 8-14	建設工事工程 (Chamkharchhu-II 水力発電計画)	8-31
表 8-15	Uzorong 水力発電計画の計画諸元.....	8-32
表 8-16	Uzorong 水力発電計画の概算工事費.....	8-38
表 8-17	建設工事工程 (Uzorong 水力発電計画)	8-39

表 8-18	Jongthang 水力発電計画の計画諸元	8-40
表 8-19	Jongthang 水力発電計画の概算工事費	8-46
表 8-20	建設工事工程 (Jongthang 水力発電計画)	8-47
表 8-21	Dorokha, Chamkharchhu II, Uzorong および Jongthang 水力発電計画の次期調査段階で必要な調査一覧表	8-49
表 8-22	Pinsa 水力発電計画の次期調査段階で必要な調査一覧表	8-50
表 8-23	立地可能性調査から請負業者入札までの工程案	8-51
表 9-1	各変電所の想定負荷	9-6
表 9-2	送電線の送電容量	9-8
表 9-3	事故電流レベル	9-8
表 9-4	新設設備 (2020 年まで)	9-11
表 9-5	コンデンサ	9-11
表 9-6	N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備	9-12
表 9-7	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備	9-12
表 9-8	N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-14
表 9-9	N-0 条件での潮流計算結果: 母線電圧	9-14
表 9-10	発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2020 年断面潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-17
表 9-11	追加設備 (2025 年まで)	9-19
表 9-12	N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備	9-20
表 9-13	北西部系統を放射状にする場合の分断箇所	9-20
表 9-14	コンデンサ設置による北西部放射状系統の電圧低下対策の効果	9-23
表 9-15	2025 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備	9-24
表 9-16	N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧	9-30
表 9-17	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備 (北西部放射状系統)	9-32
表 9-18	N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧	9-35
表 9-19	N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-35
表 9-20	コンデンサ設置による低電圧対策の効果	9-37
表 9-21	発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2025 年断面潮流計算結果: 過負荷設備	9-38
表 9-22	発電機出力を 110%、インドとの南東 132kV 系統連系を開放した場合の潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-41
表 9-23	追加設備 (2030 年まで)	9-42
表 9-24	N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備	9-44
表 9-25	N-0 条件での潮流計算結果: 母線電圧が適正電圧以下となる母線	9-44
表 9-26	2030 年断面、タップ比調整前後の電圧比較	9-45
表 9-27	N-1 条件での潮流計算結果: 系統分断を伴う場合	9-48
表 9-28	2030 年断面、N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備	9-51
表 9-29	2030 年断面、Motanga~Rangia 間 132kV 送電線を開放した N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備	9-52
表 9-30	N-1 条件での潮流計算結果: 母線電圧	9-52
表 9-31	事故電流計算結果	9-53
表 9-32	N-0 条件での潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-54
表 9-33	2030 年断面渇水期の北西部系統の潮流計算結果、タップ比調整前後の電圧比較	9-55
表 9-34	発電機出力を 110%とした場合の N-0 条件での 2030 年断面潮流計算結果: 比較的重潮流となる設備	9-55

表 9-35	発電機出力を 110%とした場合の潮流計算結果、タップ比調整前後の電圧比較.....	9-55
表 9-36	Short list 地点の送電計画.....	9-57
表 9-37	現行計画と T 分岐技術を採用した場合の比較.....	9-59
表 9-38	Chamkharchhu II 地点の送電方法比較.....	9-64
表 9-39	Uzorong 地点の送電方法比較.....	9-69
表 9-40	送電線の送電容量の変化.....	9-73
表 9-41	事故電流の許容値.....	9-73
表 9-42	N-0 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-74
表 9-43	N-0 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-74
表 9-44	N-0 条件での潮流計算結果: 対策実施後.....	9-75
表 9-45	N-0 条件での過負荷解消のための追加系統対策.....	9-75
表 9-46	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-75
表 9-47	N-1 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-78
表 9-48	単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-78
表 9-49	基準電圧逸脱母線.....	9-79
表 9-50	調相設備設置量.....	9-79
表 9-51	事故電流計算結果.....	9-80
表 9-52	Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果.....	9-81
表 9-53	単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-82
表 9-54	2050 年度断面における系統対策.....	9-83
表 9-55	追加設備 (2035 年まで).....	9-86
表 9-56	N-0 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-87
表 9-57	N-0 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-87
表 9-58	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-87
表 9-59	N-1 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-87
表 9-60	N-1 条件での潮流計算結果: 対策実施後.....	9-88
表 9-61	N-1 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-88
表 9-62	単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-88
表 9-63	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-90
表 9-64	追加設備 (2040 年まで).....	9-91
表 9-65	N-0 条件での潮流計算結果: 重負荷設備.....	9-91
表 9-66	N-0 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-91
表 9-67	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-92
表 9-68	N-1 条件での過負荷解消のための系統対策.....	9-92
表 9-69	単相変圧器事故での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-92
表 9-70	基準電圧逸脱母線.....	9-92
表 9-71	必要調相設備量.....	9-93
表 9-72	事故電流計算結果.....	9-93
表 9-73	Yangbari 変電所 400kV 母線分割の前後の事故電流計算結果.....	9-94
表 9-74	N-1 条件での潮流計算結果: 過負荷設備.....	9-94
表 9-75	系統設備対策の年度展開.....	9-96
表 10-1	ブータンでの自然災害.....	10-6
表 10-2	ブータンの気候帯と主な植生.....	10-6
表 10-3	保護区のカテゴリーと定義・目的など.....	10-7
表 10-4	各ゾーンの定義・目的など.....	10-7
表 10-5	ブータンの保護区.....	10-7

表 10-6	ブータンで確認されている主な野生生物種.....	10-8
表 10-7	ブータンの絶滅危惧種数.....	10-9
表 10-8	魚類の絶滅危惧種.....	10-9
表 10-9	ブータン県別人口 (2017 年)	10-11
表 10-10	ブータン県別土地登記証書あたりの平均面積.....	10-12
表 10-11	県別世帯貧困率 (2017).....	10-15
表 10-12	県別 GNH 指数 (2015)	10-16
表 10-13	環境社会配慮に関係する主な政府機関、NGO	10-17
表 10-14	環境クリアランスに必要な賛成証明書 (認可)	10-21
表 10-15	その他の環境関連国内法.....	10-22
表 10-16	ブータンの土地所有形態.....	10-25
表 10-17	環境関連の国際条約.....	10-25
表 10-18	EIA の各種手続きに要する日数.....	10-29
表 10-19	用地取得について JICA ガイドラインとブータン国内法の相違.....	10-30
表 10-20	JICA ガイドラインと SEA にかかるブータン国法制度との相違.....	10-32
表 10-21	主な環境社会配慮評価項目及び本調査での取り扱い指針.....	10-37
表 10-22	MCA 評価項目とスコーピング項目との比較.....	10-39
表 10-23	SEA Task Force/WG の活動内容.....	10-41
表 10-24	第 1 回ステークホルダー協議 (インセプション・ワークショップ) の概 要.....	10-45
表 10-25	第 2 回ステークホルダー協議の概要.....	10-46
表 10-26	第 3 回ステークホルダー会議の概要.....	10-47
表 10-27	第 4 回ステークホルダー会議の概要.....	10-49
表 10-28	保護区内に位置するため水力発電所候補地から除外したプロジェクト.....	10-52
表 10-29	住民移転を伴うため水力発電所候補地から除外したプロジェクト.....	10-53
表 10-30	発電所のコンポーネントの一部が、保護区に係るプロジェクト.....	10-53
表 10-31	水力発電施設の一部が保護区に位置するプロジェクトの選定結果.....	10-54
表 10-32	保護区内に位置するプロジェクト (総括)	10-55
表 10-33	保護区内における水力発電プロジェクト実施要件の検討結果.....	10-65
表 10-34	プロジェクト候補地における絶滅危惧種の生息の現況.....	10-67
表 10-35	マスタープランで建設する 18 地点及び既存 (計画中を含む) のダム (堰) の諸元.....	10-69
表 10-36	Amochhu 水系のダム (堰) の諸元.....	10-71
表 10-37	Punatsangchhu 水系のダム (堰) の諸元.....	10-72
表 10-38	Mangdechhu 水系のダム (堰) の諸元.....	10-73
表 10-39	Drangmechhu 水系のダム (堰) の諸元.....	10-75
表 10-40	Nyera Amari 水系のダム (堰) の諸元.....	10-76
表 11-1	GIS データベース構成.....	11-2
表 11-2	GIS データベースの活用.....	11-3
表 11-3	QGIS と ArcGIS の比較.....	11-6
表 11-4	技術移転項目および評価基準.....	11-8
表 11-5	情報セキュリティ教育内容.....	11-9
表 12-1	DHI 企業構成.....	12-3
表 12-2	DGPC および BPC の DHI における財務的ポジション.....	12-5
表 12-3	電力案件の融資形態 (Financing Modality)	12-6
表 12-4	開発実施例.....	12-9
表 12-5	財務分析の前提条件.....	12-13

表 12-6	初期投資額（建設費の支出計画）	12-14
表 12-7	財務分析の前提条件.....	12-14
表 12-8	財務分析結果（ブータン政府の収支額の比較）	12-18
表 12-9	実施方式の比較.....	12-20
表 12-10	平均売電原価の比較.....	12-20
表 12-11	地域経済への裨益効果.....	12-24
表 12-12	周辺 Gewog の生活状況	12-25
表 12-13	ブータン王国の債務状況.....	12-26
表 12-14	本 MP の対象外 13 地点の状況.....	12-28
表 12-15	本 MP で抽出した Short list 地点の状況	12-28
表 13-1	マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容	13-1
表 13-2	講座項目および参加者の評価.....	13-8
表 13-3	研修日程と内容.....	13-13
表 13-4	研修日程と内容.....	13-14
表 13-5	キャパシティ・ビルディングの評価基準.....	13-24
表 13-6	マスタープラン策定にあたって必要となる業務内容の評価.....	13-24
表 14-1	ロードマップ.....	14-6
表 15-1	実施スケジュール案（課題解決に向けた技術協力）	15-2
表 15-2	実施スケジュール案（一般水力の FS）	15-3
表 15-3	実施スケジュール案（民間事業者の参加促進）	15-6
表 15-4	実施スケジュール案（揚水式水力）	15-8
表 15-5	実施スケジュール案（送変電設備設計基準）	15-10
表 15-6	実施スケジュール案（Thimphu 市内供給の信頼度向上策）	15-12
表 15-7	実施スケジュール案（Yangbari PS の設備設計）	15-13
表 15-8	実施スケジュール案（電力輸出用送電線）	15-16

略語集

Abbreviation	Word	和名
ACSR	Aluminium Conductors Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AIDS	Acquired Immune Deficiency Syndrome	後天性免疫不全症候群
AIS	Air Insulated Switchgear	空気絶縁開閉装置
APDCL	Assam Power Distribution Company Limited	アッサム州配電公社
AREP	Alternative Renewable Energy Policy	代替再生可能エネルギー政策
ASP	Ancillary Service Provider	アンシラリーサービス供給事業者
ATF	Aviation Turbine Fuel	航空タービン燃料
AWS	Automatic Weather Stations	自動気象観測所
B/C	Benefit by Cost	便益／コスト
BEA	Bhutan Electricity Authority	電力規制庁
BHSL	Bhutan Hydro Service Limited	ブータン水力サービス会社
BHU	Basic Health Unit	ベーシック・ヘルス・ユニット
BLI	Birdlife International	国際鳥類保護 NGO
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer	建設、所有、維持管理、所有権移転
BPC	Bhutan Power Corporation	ブータン電力公社
BPSO	Bhutan Power System Operator	ブータン系統運用者
BRPL	BSES Rajdhani Power Limited	デリーの配電会社
BSHDP	Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy	ブータン水力開発政策
BTN	Bhutanese Ngultrum	ブータンニュルタム
BYPL	BSES Yamuna Power Limited	デリーの配電会社
CAD	Computer Aided Design	コンピュータ支援設計
CB	Circuit Breaker	しゃ断器
CBS	Center for Bhutan Studies	ブータン研究・GNH 調査センター
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CEA	Central Electricity Authority	インド中央電力庁
CEA	Cumulative Environmental Assessment	累積環境評価
CER	Certified Emission Reductions	認定排出削減量
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	インド中央電力規制委員会
CMIP	Coupled Model Intercomparison Project	結合モデル相互比較プロジェクト
C. N. P	Centennial National Park	百周年記念公園
CNRRUB	College of Natural Resources Royal University of Bhutan	ブータン天然資源王立大学
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COD	Commercial Operation Date	運転開始日
C/P	Counterparts	カウンターパート
CSO	Civil Society Organization	市民社会組織
DEM	Digital Elevation Model	数値標高モデル
DEEP	Discovery of Efficient Electricity Price	インドの電力調達用ポータルサイト運営会社
DETP	Domestic Electricity Tariff Policy	国内電気料金政策
DFR	Draft Final Report	ドラフト・ファイナル・レポート
DGPC	Druk Green Power Corporation	ブータン国営発電会社
DHI	Druk Holding and Investments Limited	ブータン国有企業持株会社
DHMS	Department of Hydro Met Services	水力度量衡局
DHPC	Dagachhu Hydro Power Corporation Limited	ダガチュウ水力発電会社
DHPS	Department of Hydropower & Power Systems	水力・電力系統局

Abbreviation	Word	和名
DHS	Department of Human Settlement	定住局
DOA	Department of Agriculture	農業局
DOC	Department of Culture	文化局
DOE	Department of Energy	エネルギー局
DoFPS	Department of Forests & Park Services	森林・公園局
DOP	Department of Power	電力局
DOR	Department of Roads	道路局
DRE	Department of Renewable Energies	再生可能エネルギー局
DSM	Deviation Settlement Mechanism	電力需給スケジュール逸脱調整メカニズム
DSR	Debt Service Ratio	債務返済率
DYT	Dzongkhag Yargay Tshogdu	県開発委員会
EDP	Economic Development Policy	経済開発政策
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EL	Elevation	標高
EN	Endangered Species	絶滅危惧種
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク
EUCE	Expected Unit Cost of Electricity	供給原価
EV	Electric Vehicle	電気自動車
FC	Foreign Currency	外貨
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FR	Final Report	ファイナル・レポート
FRL	Full Reservoir (Water) Level	常時満水位
FS	Feasibility Study	実行可能性調査
FYP	Five Year Plan	5 年計画
GAO	Gewog Administrative Officer	地区行政官
GCM	Global Climate Model	全球気候モデル
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
G-G	Government to Government	政府対政府
GHG	Greenhouse Gases	温室効果ガス
GHS	Greater Himalaya Series	グレートヒマラヤ統
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GLOF	Glacial Lake Outburst Flood	氷河湖決壊洪水
GNH	Gross National Happiness	国民総幸福
GNHC	Gross National Happiness Commission	国民総幸福委員会
GOI	Government of India	インド政府
GSHAP	Global Seismic Hazard Assessment Program	世界地震ハザード評価プログラム
GSI	Geological Survey of India	インド地質調査所
GSW	Galvanized Steel Wire	亜鉛メッキ鋼線
GYT	Gewog Yargay Tshogchung	地区開発委員会
HDD	Hard Disc Drive	ハードディスクドライブ
HDD	Hydropower Development Division	水力開発課
HDMP	Hydropower Development Master Plan	水力開発マスタープラン
HIV	Human Immunodeficiency Virus	ヒト免疫不全ウイルス
HKH-HYCOS	Hindu Kush Himalayan Hydrological Cycle Observing System	ヒンドゥー・クシュ・ヒマラヤ水文観測システム
HM	Hydro-Mechanical	水力機械

Abbreviation	Word	和名
HPP	Hydropower Plant	水力発電所
HT	High Tension	高圧
HV	High Voltage	高圧
IBA	Important Bird and Biodiversity Area	鳥類と生物多様性重要地域
ICIMOD	International Centre for Integrated Mountain Development	国際総合山岳開発センター
ICR	Inception Report	インセプション・レポート
IDC	Interest during Construction	建設中利子
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IEX	Indian Energy Exchange	インドエネルギー取引所
IG	Inter Governmental	政府間
IHT	Industrial High Tension	工業用高圧
IIT	Indian Institute of Technology	インド工科大学
IKL	Isokeraunic Level	年間雷発生日数
INDC	Intended Nationally Determined Contribution	国別約束草案
INR	Indian Rupee	インドルピー
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IS	Indian Standard	インドスタンダード
ITMO	Internationally Transferred Mitigation Outcomes	国際的に移転される緩和の結果
ITR	Interim Report	インテリム・レポート
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JCC	Joint Coordination Committee	合同調整会議
JDWNRH	Jigme Dorji Wangchuck National Referral Hospital	ジグメ・ドルジ・ワンチュク国立紹介病院
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	合弁事業
KHyE	Kholongchhu Hydro Energy Limited	コロンチュウ水力発電会社
KT	Kakhtang Thrust	Kakhtang 衝上断層
LB	Left Bank	左岸
LC	Local Currency	内貨
LHS	Lesser Himalayan Series	レッサーヒマラヤ統
LILO	Line-in-Line-out	π 引き込み
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LS	Lower Stage	下段
LV	Low Voltage	低圧
MBT	Main Boundary Thrust	主境界衝上断層
MCA	Multi Criteria Analysis	多基準分析
MCM	Million Cubic Meter	百万立方メートル
MCT	Main Central Thrust	主中央衝上断層
MePDCL	Meghalaya Power Distribution Corporation Limited	メガラヤ州配電公社
MHEP	Mangdechhu Hydro Electric Project	マンデチュウ水力プロジェクト
MOAF	Ministry of Agriculture and Forests	農業森林省
MOE	Ministry of Environment (in Japan)	環境省 (日本)
MOEA	Ministry of Economic Affairs	経済省
MOF	Ministry of Finance	財務省
MODSIM	(Name of Software)	ソフトウェア名
MOWHS	Ministry of Works and Human Settlement	公共事業・定住省

Abbreviation	Word	和名
MP	Master Plan	マスタープラン
MSEDCL	Maharashtra State Electricity Distribution Company Limited	マハラシュトラ州配電会社
MTI	Ministry of Trade and Industry	貿易産業省
MV	Medium Voltage	中圧
NAPA	National Adaptation Programmes of Action	国家適応行動計画
NBC	National Biodiversity Center	国家生物多様性センター
NCHM	National Center for Hydrology and Meteorology	国家水文・気象センター
NDC	Nationally Determined Contribution	約束草案
NEC	National Environment Commission	国家環境委員会
NGO	Non Governmental Organization	非政府組織
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation	インド水力発電公社
NKRA	National Key Result Areas	国家主要成果領域
NLC	National Land Commission	国家土地委員会
NLCS	National Land Commission Secretariat	国家土地委員会事務局
NLDC	National Load Despatch Centre	中央給電指令所
N. P	National Park	国立公園
NPPF	National Pension and Provident Fund of Bhutan	ブータン国家年金積立基金
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NSB	National Statistics Bureau	国家統計局
NTFP	Non-Timber Forest Product	非木材林産物
NTGMP	National Transmission Grid Master Plan	国家送電システムマスタープラン
NVVN	NTPC Vidyut Vyapar Nigam Limited	インドの電力取引会社
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OJT	On the Job Training	実地訓練
OLR	Over Load Relay	過負荷継電器
O&M	Operation and Maintenance	運転維持管理
OPGW	Optical Ground Wire	光ファイバー複合架空地線
ORC	Outreach Clinic	アウトリーチ・クリニック
OS	Operation System	基本ソフトウェアの一種
PA	Paris Agreement	パリ協定
PAVA	Property Assessment and Valuation Agency	資産評価査定庁
PC	Personal Computer	パソコン
PCD	Planning and Coordination Division	計画調整課
PDA	Project Development Agreement	プロジェクト開発協定
PFI	Private Finance Initiative	民間資金を活用した社会資本整備
PG	Power Grid	電力システム
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インド国営送電会社
PH	Powerhouse	発電所
PHCB	Population and Housing Census of Bhutan	国勢調査
PHEP	Punatsangchhu Hydro Electric Project	プナサンチュウ発電プロジェクト
PHPA	Punatsangchhu Hydroelectric Project Authority	プナサンチュウ発電プロジェクト 事業体
PIU	Project Implementation Unit	プロジェクト実行組織
PLF	Plant Load Factor	設備利用率
PMU	Project Management Unit	プロジェクト管理組織
PoC	Point of Connection	接続点
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited	電力システム運用会社
PPA	Power Purchase Agreement	電力売買契約

Abbreviation	Word	和名
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PS	Pooling Station	集電所
P/S	Power Station	発電所
PSIF	Private Sector Investment Finance	民間部門投資金融
PSMP	Power System Master Plan	電力システムマスタープラン
PSS/E	Power System Simulator for Engineering (Name of software)	系統解析用ソフト名
PV	Photovoltaics	光電池
Q&A	Question and Answer	質疑応答
QGIS	(Name of Software)	GIS ソフト名
QR	Quarterly Report	四半期報告書
RB	Right Bank	右岸
RBL	Riverbed Level	河床標高
RCP	Representative Concentration Pathways	代表的濃度経路
R&D	Record of Discussions	協議記録
RDD	Research & Development Department	研究開発部
REAP	Rural Economy Advanced Programme	地方経済先進プログラム
REMP	Renewable Energy Master Plan	再生可能エネルギーマスタープラン
RERAR	Renewable Energy Resource Assessment Report	再生可能エネルギー源評価報告書
RES	Renewable Energy Source	再生可能エネルギー源
RGOB	Royal Government of Bhutan	ブータン政府
RICB	(Name of substation)	変電所名
RLDC	Regional Load Despatch Centre	地域給電指令所
RMA	Royal Monetary Authority	王立財政庁
RMAB	Royal Monetary Authority of Bhutan	ブータン王立財政庁
RoE	Return on Equity	自己資本利益率
RoR	Run-of-River	流れ込み式
ROW	Right of Way	送電線用地
RRAS	Reserves Regulation Ancillary Services	アンシラリーサービスの予備力規則
RSPN	Royal Society for the Protection of Nature	王立自然保護協会
SC	Shunt Capacitor	分路コンデンサ
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
ShC	Shunt Capacitor	分路コンデンサ
SHM	Stake Holder Meeting	ステークホルダー協議
SHPP	Small Hydropower Plant	小水力発電所
ShR	Shunt Reactor	分路リアクトル
SJVN	SJVN Limited	インドの発電会社
SNR	Strict Nature Reserve	厳正自然保護区
SP	Strategic Partnership	戦略的パートナーシップ
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPV	Special Purpose Vehicle	特別目的事業体
STD	South Tibetan Detachment	南チベットデタッチメント
SWAT	(Name of Software)	ソフトウェア名
TAS	Near-Surface Air Temperature	地表面気温
TB	Tuberculosis	結核
TBD	To be determined	未定
TCD	Transmission Construction Department	送電建設部

Abbreviation	Word	和名
TD	Transmission Department	送電部
TDR	Tariff Determination Regulation	料金決定規則
TF	Transformer	変圧器
TF	Task Force	タスクフォース
TG	Turbine Generator	タービン発電機
THDC	THDC India	インドの発電会社
THyE	Tangsibji Hydro Energy Ltd.	タンシブジ水力発電会社
T/L	Transmission Line	送電線
TOR	Terms of Reference	委託事項
TPDDL	Tata Power Delhi Distribution Limited	デリーの配電会社
TPSD	Transmission & Power System Division	送電系統課
TSS	Tethyan Sedimentary Series	テチス堆積岩類
TWL	Tail Water Level	放水位
UK	United Kingdom	英国
UK	Upper Karnali (Name of Project)	アッパーカルナリ
UN	United Nations	国際連合
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization	国際連合教育科学文化機関
USD	United States Dollar	米国ドル
US EIA	United States Energy Information Administration	米国エネルギー情報局
UWICER	Ugyen Wangchuck Institute for Conservation and Environmental Research	ウーゲン・ワンチュク自然保護環境研究所
WB	West Bengal	ウェストベンガル
WBPDC	West Bengal Power Development Corporation Limited	ウェストベンガル州発電会社
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Limited	ウェストベンガル州配電会社
WEO	World Energy Outlook	世界のエネルギー見通し
WG	Working Group	ワーキング・グループ
W. S	Wildlife Sanctuary	野生生物保護区
WWF	World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

要 約

1. 背景

ブータン国の国家財政は、水力発電の事業税収や売電収入により支えられており、近年は総輸出額の3~4割を占めている¹。包蔵水力は30GW以上と推定されているが、2017年時点での水力発電所の設備容量は約1.6GWであり、包蔵水力の約5%にとどまっている。ブータン政府は、上記の状況に鑑み、「第11次五ヶ年計画（2013-2018年）」の中で、「水力発電開発の促進と送電網の強化」を重要プログラムと位置付け、水力発電開発を重点経済政策に挙げている。

現在、電力マスタープラン（Power System Master Plans：PSMP、2004年3月作成）に基づき、10,000MWの水力発電開発をインド等の支援により進めているが、PSMPが改訂された2003年当時から、水文・気象観測体制や遠隔地へのアクセスが改善されたことに加え、環境社会影響に更に配慮した事業計画策定の必要性や、周辺国との系統連系等、外部条件・環境が大きく変化しているため、これら変化を踏まえたPSMPの改訂が喫緊の課題となっている。また、PSMPを監理するブータン経済省水力発電・電力系統局（Department of Hydropower & Power Systems：DHPS）の環境の変化に応じたPSMPの見直しおよび更新と、これを踏まえた包括的なPSMP策定に関する能力が限定的であるため、同局の能力強化も急務となっている。

このような状況下、ブータン政府より、最新の状況（周辺国との系統連系等）を踏まえた、2040年までのPSMP改訂及びDHPSの能力強化に関する「電力マスタープラン2040策定プロジェクト」（以下、「本プロジェクト」という。）が要請された。

2. 目的

ブータン国電力マスタープラン2040（PSMP2040）の策定を支援するとともに、水力発電・電力系統局職員の中・長期的なPSMP策定能力の強化を図ることを目的とする。

3. 目指すべき電源構成

本来、発電所は、国内の電力需要への供給を目的として開発し、電力需要の増加に対応して、新規発電所の開発を実施する。その際に、時々刻々と変化する需要の形状に合わせ、すべての需要家へ安定的で安価な電力を供給することを目指し、各種電源の運用性や経済性を考慮して電源構成を決定する。

一方、ブータンの場合では、既にインドと連系しており、国内需要への供給量よりもインドへの輸出量の方が多くなっている。また、水力資源が豊富であり、包蔵水力は30GW以上ある（2018年8月現在での開発量は1.6GW）と想定されているとともに、開発コストが安いため、他の電源と比較してコスト面で優位性がある。ブータン政府は、水力は国内の貴重な資源であり、水力発電所の開発は、外貨獲得の有効な手段の一つと位置付けている。

¹ 2017年貿易統計

このようなブータンの特殊性を考慮し、将来の電源構成も現状と同様にほぼ 100%を水力でまかなうこととし、電力 MP としては、豊富な水力資源のポテンシャルサイトを発掘するとともに、開発優先順位を決定することを目指して検討を行う。

(1) ポテンシャルサイトの評価方法

開発優先順位地点の選定にあたっては、水力開発を外貨獲得の有効な手段の一つと考えることから、経済性に優れた地点の開発が望まれる。しかしながら、本調査においては、経済性面の評価に加えて、プロジェクトのリスク評価、自然環境や社会環境に与える影響、地域開発面のメリットなどを多面的に評価して、優先順位を決定する。ポテンシャルサイトを多面的に評価する多基準分析 (MCA) 手法は、PSMP 2004 においても使用し、その後も評価基準を変更して使用してきている。本調査においては、現在使用している評価基準の妥当性を検証し、DHPS をはじめとする関係者と協議の上、評価項目や重みづけを設定する。

(2) 環境面への配慮

本調査はマスタープラン (MP) の作成であり、本調査における戦略的環境アセスメント (SEA) は、個別事業の計画・実施に枠組みを与えることになる上位計画を対象とする環境アセスメントである。このため、MP を策定する段階において、MCA 手法を用いて、経済性だけでなく、環境面にも十分に配慮して、水力ポテンシャル地点の開発優先順位を決定する。MCA 手法で使用する評価項目や重みづけ及び MCA 手法により得られた各ポテンシャルサイトの開発優先順位については、専門家、環境行政機関、国民の代表者からの意見を踏まえて修正していくことが必要であり、SHM や SEA タスクチームにおいて出された意見を的確に計画に反映する。

4. 電力需要予測

最大電力は、2018 年実績で 399MW であるが、2030 年には 808MW に増加すると想定している。年間電力量は、2016 年実績で 2,328GWh であるが、2030 年には 5,317GWh に増加すると想定しており、2030 年までの 12 年間の伸び率は、年平均 7.1%と見込んでいる。年負荷率は、2018 年実績では 66.6%であったが、今後徐々に増加し、2030 年には 75.1%になるものと想定している。

この需要の伸びは、一般的な需要の増加に加えて、Punatsangchhu 水力発電所と Mangdechhu 水力発電所の運転開始に合わせて建設を予定している工業団地における需要増加が大きく寄与している。



(出典：Power Data 2018, DHPS)

図 1 電力需要予測

5. PSMP2040 策定における基本的条件

(1) 国外への電力販売

インドにおける現在の電力取引価格は、平均すると Rs. 4.0/kWh 程度である。インドにおける電力取引の多くは、火力発電から供給されている電力であり、燃料価格の上昇に伴って上昇していくことが考えられる。電力取引価格の中で、燃料費の占める割合を 70%とし、今後 30 年間年率 1.0%で上昇すると仮定すると、30 年間の平均電力取引料金は 12%程度上昇する。つまり、30 年間の平均電力取引料金は、Rs. 4.5/kWh 程度になるものと想定され、ブータンの水力からの電力がこの価格で提供できれば、インド国内の他の電源と対等に競争が可能である。これらの点を考慮し、インド国内における必要経費 (Rs. 0.3/kWh 程度) を差し引いて、ブータンの水力発電量のうち国外へ販売する部分については、Nu. 4.2/kWh の収入が得られるものとして算定する。

(2) アンシラリーサービスの提供

インドにおける実績と ENTSO-E における実績に基づいて試算した価値は、インドにおける実績値が Rs. 1.7/kWh 程度、ENTSO-E における実績値が Rs. 3.3/kWh 程度であり、大きな差がある。インドにおける実績値は、15 分以内の比較的ゆっくりとした対応を求めているものである。水力は、秒単位の対応が可能であり、インドにおける実績値よりも高い価値を提供可能である。この点を考慮し、本調査において使用するアンシラリーサービス提供の価値は、ENTSO-E における実績値である Nu. 3.3/kWh (Rs. 3.3/kWh) とする。

(3) Firm power の価値

Firm power の価値を評価する方法としては、一般的には、Firm power が増加すると 1 年中供給可能な供給力が増加するため、その分火力の開発を繰り延べることができる効果として算定している。ブータン一国で見ると、火力の開発を繰り延べることができる効果は全くないが、インドを含む近隣国全体で見ると、火力の開発を繰り延べることができる効果はあると考えられる。

ブータンでは、Firm power が増加すれば、その分国内の電力需要が増加してもインドからの輸入に頼ることなく供給が可能となるという安全保障面の価値や国内の需要を造成して販売することにより、雇用の確保や国内経済の活性化などの効果が期待できると考えている。これらのメリットは数値化することが難しいため、インドにおいて火力の開発を繰り延べることができる効果として評価する。

Firm power が増加する価値は、毎年の便益として、Nu. 9,775/kW で評価する。

(4) 河川維持流量

本 MP においては、ダム式以外の全ての開発地点では、維持流量として乾季の 10%流量を流すことで発生電力量を減少させて経済性を評価しているが、具体的な事業実施に際しては、EIA において、本来の河川流量から減ることによる生態系への影響を評価し、影響が出ないレベルの維持流量を流す必要がある。

(5) 設計比流量の設定

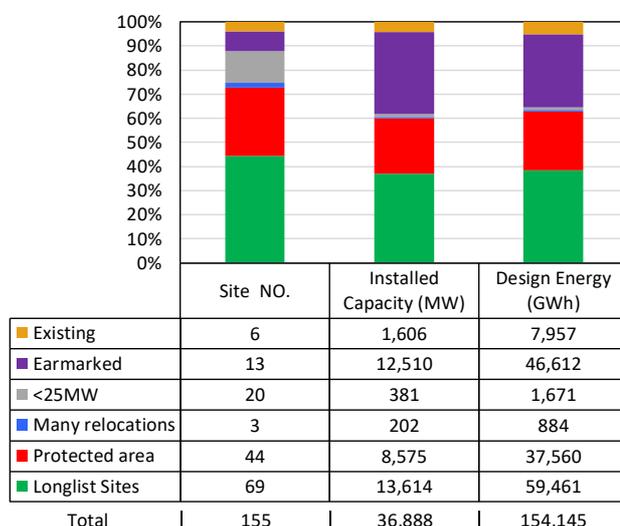
ブータン国における水力地点の設備利用率は、既設の Chhukha 発電所では 63%、Tala 発電所では 54%となっているが、現在の計画地点では 45%～50%が一般的である。そこで、水力ポテンシャル地点抽出のためには、各地点の比較ができるように同一の設備利用率で計画することとし、設備利用率を一律 50%と設定した。

各水力地点の取水地点における流域面積を求めれば、簡単に設計使用水量を計算できるように主流域の流域毎に設計比流量を求めた。ここでは、この地点抽出時点では設備の停止については考慮しないこととし、流量設備利用率と設備利用率は同じ値とした。流量設備利用率が 50%のときの流量を設計流量とし、km²当たりの設計流量を求め設計比流量とした。

6. 水力ポテンシャル地点の抽出

以上のポテンシャル地点の総地点数、設備出力、発電電力量は、それぞれ 155 地点、36.9GW、154.1TWh である。そのうち、既設発電所 6 地点、推進中発電計画 13 地点、発電規模 25MW 以下の 20 地点を除くと、116 地点、22.4GW となる。

さらに、ダム、貯水池、発電所、放水口が全て保護区域内に位置している地点は 44 地点、8.6GW あり、また、多数の住民移転が必要となる地点が 3 地点、0.2GW ある。これらの地点は、開発が非常に難しいと考えられ、これらの地点を除くと 69 地点、13.6GW、59.5TWh となる。



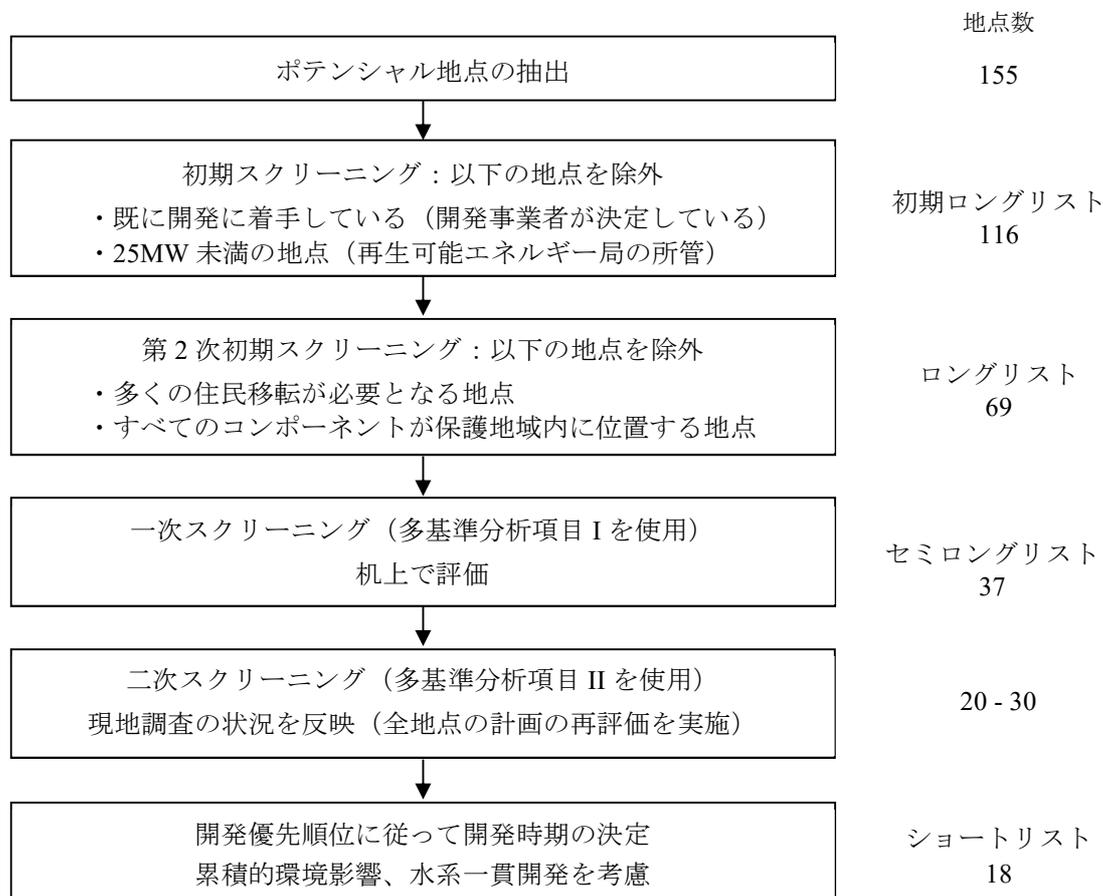
(出典：JICA 調査団)

図 2 ポテンシャル地点の内訳

7. ポテンシャル地点の評価

(1) ポテンシャル地点の評価方法

ポテンシャル地点の評価は、以下に示す要領でスクリーニングを実施する。



（出典：JICA 調査団）

図 3 スクリーニングの方法

一次スクリーニングは、開発優先順位が低い地点のふるい落としを目的として実施する。机上調査により評価するため、現地の状況を的確に反映することはできない。このため、多基準分析項目 I は基本的には机上で判断できる項目とし、問題の有無が確認できない項目については評価を保留する。一方、二次スクリーニングは、全地点の現地踏査により状況を確認したうえで評価するため、多基準分析項目 II は現地の詳細状況を考慮できる項目とする。なお、一次スクリーニングで評価を保留した項目について、詳細な確認を実施する。

(2) 多基準分析 (Multi Criteria Analysis: MCA) の評価項目

一次スクリーニング、二次スクリーニング共に MCA を使用して実施した。二次スクリーニングに使用した多基準分析項目は以下の通りである。

表 1 二次スクリーニングに使用した多基準分析項目

No.	Criteria	Sub-criteria	Weights	
1.1	Technical	Hydrological quality	30%	40%
1.2		Geological risk	50%	
1.3		GLOF risk	5%	
1.4		Sedimentation risk	5%	
1.5		Site accessibility	5%	
1.6		Transmission line risk	5%	
2.1	Economic	Economic efficiency	50%	40%
3.1	Impact on Social environment	Land Acquisition	25%	
3.2		Resettlement and Asset Loss	25%	
3.3		Living and Livelihood	20%	
3.4		Cultural Heritage	30%	
4.1	Impact on Natural Environment	Located in protected areas	35%	
4.2		Loss of primary forest	30%	
4.3		Loss of wet land	10%	
4.4		Loss of endangered species	10%	
4.5		Fish migration	5%	
4.6		Access road / dam site erosion	5%	
4.7		Impact on Landscape	5%	
5.1	Social	Improved access to socioeconomic benefits	50%	20%
5.2	Development	Employment and potential of income opportunities	50%	

(出典：JICA 調査団)

評価項目は大きく 3 つの項目に分けている。

(a) 技術・経済

技術・経済を合わせて、プロジェクト地点の経済性を評価する。経済 (Economic) については送電設備も含めた全プロジェクト工事費、運転維持費と、期待される発電電力量を基に評価するが、工事費、発電電力量、運転維持費などの数値は多くの不確実性を含んでおり、その変動リスクについて、変動確率と変動発生時の影響度を踏まえて技術項目 (Technical) で評価する。

(b) 環境

大きなプロジェクトを推進していく場合には、開発による悪影響を極力最小化することが求められ、開発による悪影響が大きい場合には、開発への反対により開発そのものを断念せざるを得なくなる事態も予想される。このため、環境項目については、水力開発を進めるうえでの阻害要因を自然環境面、社会環境面から評価し、阻害要因が少ない地点を優先的に選定する。

(c) 社会開発

開発途上であるブータンにおいては、水力開発に伴って地域社会開発を促進させる効果も期待できる。このような効果は、国としての間接的な便益と考えることも可能である。優先地点選定にあたっては、このような効果を評価することも重要な要因であり、開発に伴う副次的な効果として評価する。

上記 3 項目の重みづけは、基本ケースとしては、「技術・経済」と「環境」を均等に評価し、「技術・経済」：40%、「環境」：40%、「社会開発」：20%とした。評価の対象プロジェクトは、水力発電所にとどまらず、発電所建設に伴い整備されるアクセス道路や関連送電設備も含める。

各項目における点数付けは、下記に示すように 1～5 の 5 段階で評価する。評価者による評価の違いを回避するため、極力数値化した指標を基に点数化する。数値化が困難な項目については、各点数の基準を具体的かつ詳細な言語により表現する。

なお、悪い影響項目については、事業を回避すべき影響が認められる場合には、評価点を 0 点とし、どれか一つの項目でも 0 点があった場合には、すべての 0 点を回避するように計画を全面的に見直し、0 点の回避が可能な計画が見つければ、地点の再評価を実施する。

表 2 調査結果の評価手法

スコア	良い影響項目	一般項目	悪い影響項目
5	非常に重大な影響	最良	影響無し
4	重大な影響	良	微少な影響
3	多少の影響	並	僅かな影響
2	僅かな影響	可	多少の影響
1	影響無し	不可	不可逆的影響
0	---	---	事業を回避すべき影響

(出典：JICA 調査団)

(3) Short list 地点の選定

MCA を使用して一次スクリーニングにより 69 地点を 37 地点に絞り込みを実施した。これらの 37 地点について現地調査を実施し、二次スクリーニングにおける評価結果を踏まえて、Short list 地点として 18 地点を選定した。

これらの地点については、自然環境、社会環境に対する悪い影響が少なく、経済性面でも確実に利益が得られる地点と考えられるため、優先的に開発していくことが望ましい。

8. 電源開発計画

本 MP で抽出した有望地点の開発計画案を以下に示す。

表 3 本 MP で抽出した有望地点の開発計画案

	Sl. #	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Construction cost (million Nu)			Unit cost (Nu/kW)	Unit cost (Nu/kWh)
					Power plant	T/L	Total		
2031-35	A-8	Dorokha	550	2,407	46,103	4,341	50,444	91,717	21.0
	C-10	Chamkharchhu-II	414	1,814	34,377	4,251	38,628	93,303	21.3
	P-30	Pinsa	153	672	8,947	1,596	10,543	68,911	15.7
		Total	1,117	4,893	89,427	10,188	99,615		
2036-40	A-5	Tingma	783	3,428	37,491	5,307	42,798	54,659	12.5
	M-6	Jongthang	227	995	22,878	2,913	25,791	113,617	25.9
	G-14	Uzorong	840	3,678	78,776	5,298	84,074	100,088	22.9
		Total	1,850	8,101	139,145	13,518	152,663		
2041-50	P-17	Tseykha	215	943	21,463	2,340	23,803	110,712	25.2
	P-26	Thasa	706	3,094	79,615	2,852	82,467	116,809	26.7
	P-29	Kago	58	255	5,116	988	6,104	105,239	23.9
	P-34	Darachhu	89	389	8,650	1,427	10,077	113,225	25.9
	P-35	Dagachhu-II	71	311	7,276	1,250	8,526	120,087	27.4
	M-11	Wangdigang	502	2,200	49,895	2,877	52,772	105,124	24.0
	M-17	Buli	69	302	6,070	1,010	7,080	102,609	23.4
	C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,974	37,916	4,416	42,332	93,863	21.4
	K-13	Minjey	673	2,948	81,444	5,941	87,385	129,844	29.6
	G-10	Gamrichhu-2	108	471	10,552	1,778	12,330	114,168	26.2
	G-11	Gamrichhu-1	150	656	13,642	1,739	15,381	102,541	23.4
	N-1	N.A. Kangpara (G)	71	312	6,134	1,814	7,948	111,939	25.5
		Total	3,163	13,855	327,773	28,432	356,205		
	All Total	6,130	26,849	556,345	52,139	608,484			

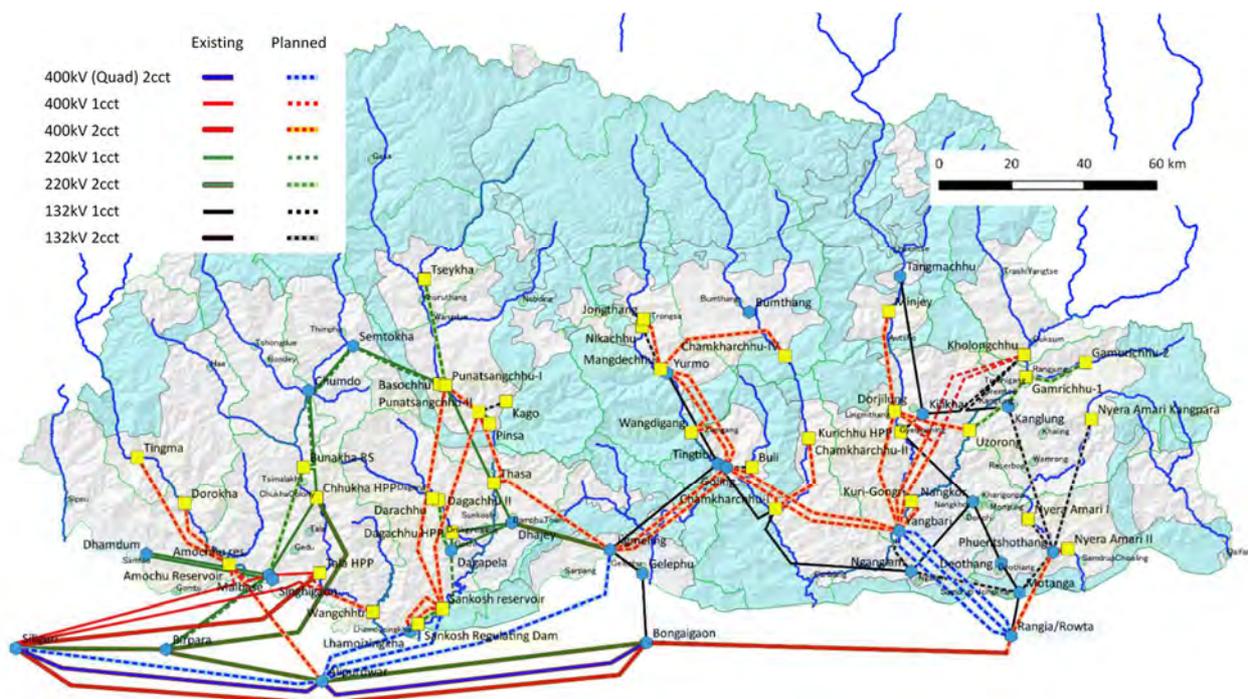
注：建設工事費は本 MP において作成した工事費積算キットを使用して算定した概算額である。

(出典：JICA 調査団)

MCA による検討の結果、開発優先度が高い 3 地点については、計画決定済み地点の開発時期とラップするが、2031 年から 2035 年に開発する。

9. 系統マスタープラン

上記の電源開発計画を踏まえて、系統の将来構想（2050年）は以下の通りである。



(出典：JICA 調査団)

図 4 系統の将来構想（2050年）

2035年以降では、18地点の電源送電線に加えて、Punatsangchhu-I～Bunakha、Malbase～Birpara間の220kV送電線の2回線化が必要になる。また、Yangbari～Rangia間の400kV送電線(Quad)は2ルート4回線では不足し、3ルート6回線が必要になる。

10. 経済財務分析

Pinsa地点の開発をモデルとして、既存のG-Gスキームをはじめ、ドナー借款を活用したODA事業や、民間資金を用いたPPPなど、実施方式による比較を行った。

それぞれの実施方式についてキャッシュフロー予測を行い、ブータン政府を主体とした支出及び収入を推計した。割引率10%を用いてこれら収支の現在価値を算出し、比較したものを下表に示す。また、運転開始時期が3年間遅延した場合、及び外貨建融資について6%の為替リスクプレミアムを見込んだ場合の変化も併せて記載する。

表 4 財務分析結果（ブータン政府の収支額の比較）

NPV (2026-2061) @ 10% DR (BTN million)	Funding Requirement for RGoB During Construction	Total Cash Flow of RGoB (Net Present Value)						
		Base Case	3 Year Construction Delay		PSIF and ODA loan for RGoB (+ 6.0% exchange risk premium)			
		NPV	NPV	Difference		NPV	Difference	
1-1: G-G (RGoB 100%)	None	10,236	7,410	-2,826	-28%	-	-	-
1-2: G-G (JV Case: RGoB 50%)	None	5,118	3,705	-1,413	-28%	-	-	-
2: ODA	2,065	11,756	8,208	-3,549	-30%	9,101	-2,655	-23%
3: PPP	2,065	7,558	5,479	-2,079	-28%	6,375	-1,183	-16%
4-1: IPP (Energy Royalty 12 ~ 18%)	None	3,568	2,738	-831	-23%	-	-	-
4-2: IPP (Arun III case)	None	8,609	6,662	-1,947	-23%	-	-	-
4-3: IPP (UK case)	None	7,974	6,022	-1,952	-24%	-	-	-

(出典：JICA 調査団)

ODA スキームにおける政府収支は 11,756 million Nu.となり、ドナーによる譲許性の高い融資条件を反映し、最も良好な結果であったが、外貨建融資となるため、そのリスクを見込んだ結果は 9,101 million Nu.まで低下する。IPP スキームは、出資金などの政府自己負担分が無く、資金調達責任はすべて民間事業者側が負うため、初期投資時のブータン政府側の負担や運営期間中の返済義務が全くないことが特徴である。とりわけ Royalty 収入に加え Free Energy (21.8%) からの収入を享受できる IPP スキーム 2 のケースでは、ブータン政府収支は 8,609 million Nu.となり、G-G スキームと比較してそれほど大きな差ではない。

11. アクションプランとロードマップ

今後、本 MP を進めていくにあたり、直面すると想定される課題について、取り組むべきアクションプランとロードマップを提案する。

(1) 優良案件の Feasibility Study

(2) Off-taker と資金ソースの多様化

- (a) インドの系統運用ルールの正しい理解
- (b) Off-taker (バングラデシュ、ネパール等) との協議
- (c) 連系送電線の強化

(3) 将来構想を踏まえた送変電設備計画の着実な推進

- (a) 将来構想を踏まえた送変電設備計画の推進
- (b) ブータンの国土、政策に合致した送変電設備標準設計の検討
- (c) 近隣諸国への電力販売に向けた送電設備の増強
- (d) Thimphu 市内供給の信頼度向上策
- (e) Yangbari PS の設備設計

(4) 人材育成 (Capacity Building)

第1章 序 章

1.1 調査の背景

ブータン国の国家財政は、水力発電の事業税収や売電収入により支えられており、近年は総輸出額の3～4割を占めている²。包蔵水力は30GW以上と推定されているが、2017年時点での水力発電所の設備容量は約1.6GWであり、包蔵水力の約5%にとどまっている。ブータン政府は、上記の状況に鑑み、「第11次五ヶ年計画（2013-2018年）」の中で、「水力発電開発の促進と送電網の強化」を重要プログラムと位置付け、水力発電開発を重点経済政策に挙げている。

現在、電力マスタープラン（Power System Master Plans : PSMP、2004年3月作成）に基づき、10,000MWの水力発電開発をインド等の支援により進めているが、PSMPが改訂された2003年当時から、水文・気象観測体制や遠隔地へのアクセスが改善されたことに加え、環境社会影響に更に配慮した事業計画策定の必要性や、周辺国との系統連系等、外部条件・環境が大きく変化しているため、これら変化を踏まえたPSMPの改訂が喫緊の課題となっている。また、PSMPを監理するブータン経済省水力発電・電力系統局（Department of Hydropower & Power Systems : DHPS）の環境の変化に応じたPSMPの見直しおよび更新と、これを踏まえた包括的なPSMP策定に関する能力が限定的であるため、同局の能力強化も急務となっている。

このような状況下、ブータン政府より、最新の状況（周辺国との系統連系等）を踏まえた、2040年までのPSMP改訂及びDHPSの能力強化に関する「電力マスタープラン2040策定プロジェクト」（以下、「本プロジェクト」という。）が要請された。

本プロジェクトは、上記のブータン政府の方針に基づき、PSMP2040の策定を支援するとともに、DHPS職員の中・長期的なPSMP策定能力の強化を図ることを目指す。

なお、環境社会配慮に関し、本プロジェクトは「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン」（2010年4月版）に掲げる影響を及ぼしやすいセクター（水力発電、ダム、貯水池）のうち大規模なものに該当するため、カテゴリーAに分類される。

² 2017年貿易統計

1.2 調査の目的

ブータン国電力マスタープラン 2040 (PSMP2040) の策定を支援するとともに、水力発電・電力系統局職員の中・長期的な PSMP 策定能力の強化を図ることを目的とする。

1.3 対象地域

ブータン国全土を調査対象とする。

1.4 相手国の実施機関

ブータン経済省 (Ministry of Economic Affairs : MoEA) 水力発電・電力系統局 (Department of Hydropower & Power Systems : DHPS)

なお、以下が関係官庁・機関となる。

電力規制庁 (BEA: Bhutan Electricity Authority)

電力会社 (BPC: Bhutan Power Corporation)

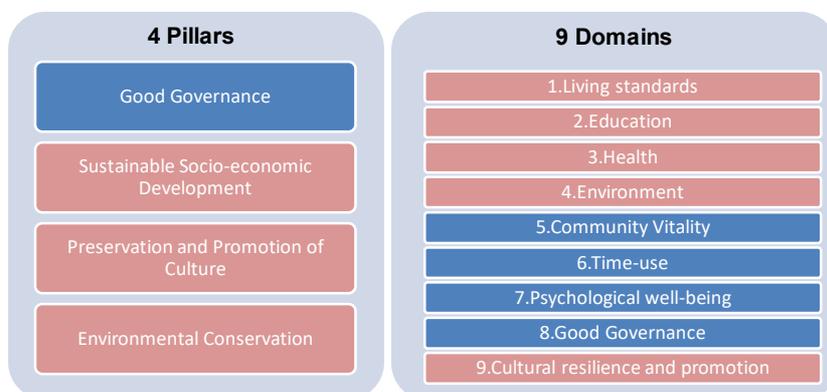
発電会社 (DGPC: Druk Green Power Corporation)

第 2 章 ブータンのエネルギー政策

2.1 国家政策

(1) 国民総幸福量 (Gross National Happiness: GNH)

ブータン政府は、国民総幸福量 (Gross National Happiness) を国家開発の基本方針として掲げており、これらは 4 つの柱と 9 つのドメインからなる。このうち、3 つの柱 (Sustainable socio-economic development、Preservation and promotion of culture、Environmental conservation) と 5 つのドメイン (1. Living standards、2. Education、3. Health、4. Environment、9. Cultural resilience and promotion) が本調査において重視すべき概念であり、現在 DHPS が水力地点を評価する際に採用している項目として明示的に挙げられている。水力ポテンシャル地点を評価する際に採用する項目として、これらの柱とドメインを考慮することが必要である。



注：図中の■は、現在 DHPS が水力地点を評価する際に採用している項目として挙げられている。

(出典：JICA 調査団)

図 2-1 Gross National Happiness の枠組み

(2) Bhutan 2020: A Vision for Peace, Prosperity and Happiness

1999 年 4 月に策定された長期ビジョン” Bhutan 2020: A Vision for Peace, Prosperity and Happiness” (以下、Vision 2020) は、ブータン国で初めて策定された長期国家計画で、具体的な計画については 5 ヶ年計画において引き続き明示される一方、セクター間の整合や優先的国家目標への注力を図るため、進むべき方向性や開発の速さについて長期的な展望が必要との考えを示している。

Vision 2020 において水力発電は、鉱物資源加工産業 (フェロシリコン、カルシウムカーバイド、セメント等)、園芸開発、非農業雇用と地方の工業化、ニッチ市場、小工業および家内工業、観光と並んで競争優位性のあるセクターとして取り上げられている。水力開発については、当時、400MW が既に稼働し、1,200MW が準備・建設段階にあったことから、既存の Hydropower Development Master Plan (1990-2010 年) に基づき、2012 年末 (第 10 次 5 ヶ年計画の最終年) までに 2,000MW、2017 年末 (第 11 次 5 ヶ年計画の最終年) までに 2,500MW を追加で開発することをマイルストーンとして掲げている。現在、次期長期ビジョンの策定準備が進められている。

(3) 国家 5 年計画 (Five Year Plan: FYP)

ブータン国では、インドの計画経済を範として 1961 年より 5 カ年計画が策定されており、最重要の国家計画と位置づけられている。第 9 次 5 カ年計画 (2002-2007³年) では、5 カ年平均で約 9%、第 10 次 5 カ年計画 (2008-2012 年) においては、2011 年度における GDP 成長率は 11.77%⁴ を達成している。さらに、第 11 次 5 カ年計画 (2013-2018 年) においても、2018 年度までに、GDP ベースで 9~10%の高度成長維持を目標として掲げている。いずれの国家 5 カ年計画においても、貧困削減を上位目標に、地域格差を是正しつつ経済成長を促すことを目標とし、特に、国家収入の多くを依存している大規模水力開発の促進により、インドへの電力輸出を拡大するとともに、地方電化を推進してきたことが、経済成長を支えてきた現状を鑑みると、国家戦略上の電源開発は極めて重要な役割を担っていると言える。第 12 次 5 カ年計画 (2018-2023 年) は、改訂作業が完了し、ブータン政府の内閣と GNHC の合同ミーティングにて 2018 年 12 月 7 日に承認された。なお、第 12 次 5 カ年計画の期間は、2018 年 11 月 1 日から 2023 年 10 月 31 日までである。第 12 次 5 カ年計画では、4 個所の水力発電所の完成が予定されており、これによって水力発電容量が 1,606MW から 4,664MW へ強化されるとしている。水力発電は、16 の国家主要成果領域 (NKRA: National Key Result Areas) のうち、経済多様化 (Economic diversification) と水資源確保 (Water security) の 2 領域に貢献すると位置づけられている。

(4) Economic Development Policy 2016 (EDP 2016)

2016 年 6 月に策定された、EDP 2016 は、2020 年までに 100%の自立的経済発展や 97.5%もの高い雇用水準の達成を経済発展の目標として掲げ、エネルギー、工業、貿易、観光、鉱業、建設、教育、健康、情報、農業、運輸、水源管理等、非常に幅広い分野を網羅している。戦略の一つとして、” Five Jewels” の促進を挙げており、Five Jewels とは、その潜在的ポテンシャルおよび社会的影響の観点から中核的な成長領域と位置づけられた、水力、農業、家内工業および小工業、観光および鉱業の 5 セクターを指す。

水力発電は、ブータン国にとって国家収入の 19.1%を占める最大の収益源となっており (2014-2015 年)、持続可能な経済自立を達成するための戦略的な国家的資源と位置づけられている。このような経済開発政策における位置付けから、2020 年までに最低でも 5,000MW の開発を達成するよう努力するとしており、さらに、ブータン国が世界地域的な水力発電の情報拠点となることも目標に掲げている。

(5) 全国総合開発計画 (Project for Formulation of Comprehensive Development Plan Project for Bhutan 2030)

2016 年 9 月 30 日、JICA と国民総幸福量委員会の間で、技術協力プロジェクト「全国総合開発計画 2030 策定プロジェクト」の立ち上げに係る合意文書 (R/D: Record of Discussions) への署名式が、公共事業・定住省立ち合いのもとで行われた。

³ 1 年延長したため、2002 年度から 2007 年度までの 6 年間となっている。

⁴ Guidelines For Preparation of the Eleventh Five-Year Plan (2013-2018), GNHC, MoEA Webpage

ブータン国では、農村と都市のバランスの取れた開発を目標に掲げて開発政策を推し進めているが、近年は若年層を中心にして、国土の東部や南部の農村部より、国土西部に位置する首都 Thimphu や国際空港のある Paro といった都市部への人口移動が顕著となっている。そのため、農村部では、若い働き手が減少し、休耕地の拡大や公共サービスの担い手不足が見られるなど、地域社会の崩壊が社会問題となっている。一方で、農業以外の産業が未発達なブータン国においては、都市部において十分な雇用がなく、若年層の失業に伴う社会問題が発生している。このような国家レベルの人口分布の不均衡に伴う問題を解決していくためには、全国レベルの包括的な開発計画が必要とされている。

このプロジェクトでは、ブータン国において、2030年を目標年次とする全国総合開発計画を策定することにより、都市と地方間のバランスの良い計画が促進され、GNH が最大化されることに寄与することを目的としており、2017年1月から2019年5月を協力期間として、プロジェクトが実施された。プロジェクトの活動では、調査対象地域の現状把握、開発課題分析が実施され、現在は開発ビジョンと開発戦略を設定し、全国総合開発計画の策定作業が行われている。なお、セクター別に策定される開発指針のなかには、水力発電、鉱業、観光、小規模産業など成長可能性のある分野が含まれている。

ブータン国の主要産業である水力発電を活用し、石油に依存しないオール電化社会に移行することは、持続可能な開発を効果的に支援するものである。ブータン国では、運輸交通セクターが他のセクターと比較してCO₂の排出量が多い。そのため、先進技術を活用した輸送システムとして、豊富な水力による発電量を利用したドローン型貨物輸送システムの導入や電気自動車の普及を提案している。また、自家用EV普及のため、急速充電ステーションの整備を含む、EV導入促進のロードマップが示されている。

2.2 エネルギー政策

(1) Power System Master Plan 2004 (PSMP2004)

PSMP2004 は、ノルウェーの資金援助により Norconsult AS が策定した Water Resources Management Plan and Update of the Power System Master Plan, Bhutan の一部であり、省令 (Ministerial Order) として発令されている。

(2) Bhutan Sustainable Hydropower Development Policy 2008 (BSHDP 2008)

2008年6月26日に政令 (Government Order) として発令された。BSHDP 2008 の主な目的は、水力発電開発により政府の収入を増大・強化することであり、それまでのインドとの2カ国政府間の共同開発モデル (Inter Governmental=IG モデル) に加えて、民間投資も含めた資金調達・開発モデルの多様化により水力開発を促進することにある。明記はされていないが、2001年電力法第49条に規定された、民間参入に関する政策に相当するものと考えられ、BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) を想定した民活政策 (Private Finance Initiative : PFI) を中心に記述されている。EDP 2016 で示されているように、現在、改訂作業が進められているが、(BSHDP 2008 では

開放されている) IPP (100%民間資本) を廃止し、PPP などにより国によるプロジェクトへの関与をより強める方針とのことである。

(3) National Transmission Grid Master Plan for Bhutan 2012 (NTGMP 2012)

NTGMP 2012 は、2012 年 4 月にインドの Central Electricity Authority (CEA) により作成され、省令 (Ministerial Order) として発令されている。PSMP 2003 では、Vision 2020 に沿って 2022 年までの開発目標として 4GW 程度を掲げていたが、その後、2006 年の水力共同開発に関するインドとの協定書 (Framework Agreement) などにより、2020 年までに 10GW の水力開発を実現することが国家目標となった。こうした電源開発目標の変更に伴って系統設備計画を更新する必要が生じていたことから、2009 年 12 月にブータン政府は CEA をコンサルタントとして NTGMP を作成することとしたものである。具体的には、2020 年までの 10GW の電源開発計画に沿った系統整備計画、および、2030 年までに 24GW の開発可能ポテンシャル全量開発することを想定した系統整備計画が提示されている。これまでの計画が変化していることに加え、現在建設中の計画に遅延が発生していることも踏まえて、次期計画である NTGMP 2018 が今年作成された。NTGMP 2018 では、2020 年から 2040 年までの各 5 年断面、および 2040 年以降の全電源開発計画を想定した系統整備計画が提示されている。

(4) Domestic Electricity Tariff Policy 2016 (DETP 2016)

DETP 2016 は 2016 年 3 月に策定され、政令 (Government Order) として発令されている。国内電気料金算定の基本方針として、発電・送電・配電料金は原価加算方式 (Cost plus model) により算定することとしており、原価には、運転・維持管理 (O&M) 費、資本・資金調達費、減価償却費、許認可費用・諸税、電力損失および電力購入費が含まれるものとしている。これらの費用算定の他、Royalty Energy、無償資金 (Grant)、補助金等の扱いに関しても基本的な考え方が示されている。また、料金改定の基本サイクルを 3 年と定めている。

(5) Tariff Determination Regulation 2016 (TDR 2016)

TDR 2016 は、DETP 2016 に基づき、BEA により策定され、2016 年 4 月に規制命令 (Regulatory Order) として発令されている。TDR 2016 は、国内の発電・送電・配電および系統運用事業に適用され、電力輸出入および PPA による電力売買は適用外であり、DETP 2016 に定められた原価算定方針に則り、具体的な算定式等を示すとともに、事業者による料金申請の手続きについて定めている。

(6) Bhutan Energy Data Directory 2015

Bhutan Energy Data Directory 2015 では、通常シナリオと効率優先シナリオについて、セクター別のアプローチにより、エネルギー供給、エネルギー需要、そして 2030 年までのエネルギー収支を分析している。ここでは、主要分野のエネルギー需要と供給を主として展開しているため、分散はしているものの太陽光、風力、廃棄物などの再生可能エネルギーのポテンシャルも考慮されている。Department of Renewable Energy (DRE) は、アジア開発銀行の運営する Energy + Partnership Program のもとで、ノルウェー政府の財政支援を受け Energy Data Directory 2005 を更新した。

(7) Rural Electrification Master Plan 2005

Rural Electrification Master Plan 2005 は JICA の支援により日本工営が策定したもので、省令 (Ministerial Order) として発令されている。JICA では本 MP に基づいて地方電化を促進するため、電力設備専門家派遣 (2007-2008 年)、「地方電化事業」(有償資金協力: 2007-2012 年)、「地方電化推進プロジェクト (フェーズ I、フェーズ II)」(2008-2014 年)を実施している。

(8) Alternative Renewable Energy Policy 2013 (AREP 2013)

AREP 2013 は、BSHDP 2008 に示された Renewable Energy Policy に該当し、2013 年 4 月に政令 (Government Order) として発令されている。AREP 2013 の主要な適用範囲は以下とされている。

- 独立 (Stand-alone) 電力システム
- 分散型電源システム
- 系統接続された RE システム
- バイオ燃料、電力、ハイブリッドによる石油燃料代替。

また、2025 年までの小水力を除く再生可能エネルギーの開発目標として少なくとも 20MW と定めている。内訳は、

(発電セクター) 太陽光・風力・バイオマス: 各 5MW

(エネルギーセクター) バイオマス・太陽熱: 各 3MW 相当

(輸送セクター) 石油代替 1,000kL (110GWh 相当) および公有車の 20%、私有車の 10%を石油代替燃料とすることである。その他、25MW 以下の水力に関する開発メカニズム、BEA による固定価格買取制度 (Feed-in Tariff: FIT) の制定などについて定められている。

(9) Renewable Energy Master Plan 2016 (REMP 2016)

REMP 2016 は上述の AREP 2013 において 3 年以内に作成することと明記されており、ADB の支援によりドイツの Fichtner により Renewable Energy Resource Assessment Report (RERAR) とあわせて作成され、2016 年 10 月に公表されている。RERAR では、再生可能エネルギーの理論ポテンシャル (Theoretical Potential)、開発可能ポテンシャル (Restricted Development Potential) までの算定が終わった段階であり、今後、経済的ポテンシャル (Economic Potential) および利用可能ポテンシャル (Useable Potential) までの評価を実施する必要がある。水力ポテンシャルに関しては、全河川について 2km ごとに落差と流量を評価し、理論ポテンシャルを算出し、環境面などの開発制限のあるポテンシャルを除いて開発可能ポテンシャルとしている。

(10) Renewable Energy Resource Assessment Report

2016 年 10 月に完成した再生可能エネルギーの資源を評価したレポートである。ブータン国は豊富な水力資源を保有しているため、同国内の電源は大規模な水力発電が主流である。しかし、電源を水力発電のみに依存した場合、発電電力量が河川流量に依存する水力発電では、季節変化や気候変動がエネルギーセキュリティ上のリスクとして顕在化する。この問題に対処するため、大規模水力発電所の開発加速と並行して、多様な電源システムを構築する必要があるとしている。

本レポートでは、ブータン国が有する水力発電（25MW 以下）、風力発電、太陽光発電、太陽熱利用給湯、バイオマス発電のポテンシャル評価について言及している。

(11) Hydropower Development Strategy Report

ブータン政府は、水力開発の戦略を検討するために、2017 年 5 月に水力委員会を立ち上げ、Hydropower Development Strategy Report は、検討結果をレポートとしてまとめたものである。ブータン国には、限られた天然資源しかないものの、豊富な水力資源が残されており、今後も多くの水力開発が期待されている。しかしながら、大規模な水力開発は、重大な技術的問題やプロジェクトの遅延、大幅なコスト超過等の課題に直面している。このような状況下、今後の水力開発を戦略的に進めていくために、ブータン国における水力開発の位置付け、インドやバングラデシュ、ネパール等の周辺国の電力市場、インドとの水力開発の経緯等、ブータン国が過去 40 年間にわたる水力開発で学んだことや注意すべき事項が記載されている。

2.3 エネルギーセクター・電力セクター

ブータン国のエネルギーセクターの行政機関、主要な民間企業、そしてそれぞれの組織の役割を簡単に紹介する。2002 年 6 月までは、当時の貿易産業省（Ministry of Trade and Industry）下の電力局（Department of Power）が電力セクターに関する全ての任務を担当していたが、2001 年電力法の制定を受けて、貿易産業省は経済省に改編、電力局の機能・役割は 3 つに分割され、政策・計画立案はエネルギー局（Department of Energy）、送配電事業は Bhutan Power Corporation Limited（BPC）、電気事業の規制は Bhutan Electricity Authority（BEA）にそれぞれ引き継がれることとなった。発電事業については、（当時）稼働中の Chhukha、Basochhu および Kurichhu の 3 つの発電所はそれぞれ公社化されていたが、2008 年 1 月に、新設された発電運転保守会社 Druk Green Power Corporation Limited（DGPC）に吸収された。以下に関係機関の概要について述べる。

2.3.1 行政機関

(1) Ministry of Economic Affairs (MoEA): 経済省

MoEA はエネルギーセクター・電力セクター所轄官庁であり、経済大臣は 2001 年電力法により、以下の権限および役割を与えられている。

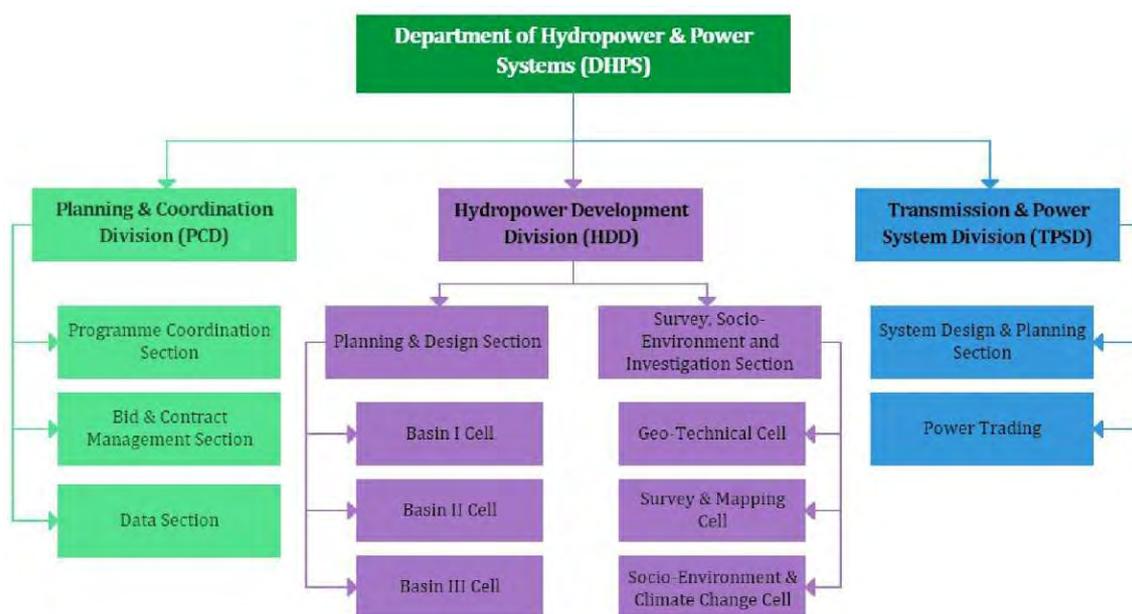
- i) 電気事業に関する基本政策、目標および戦略の決定
- ii) 電力システム開発計画の承認
- iii) 料金決定および電力供給に関する基本政策の立案
- iv) カスタマーサービスおよび事業者に関する基準に関する政策の立案
- v) 貧困層等に対するエネルギーおよび電力の供給促進のための政策の立案
- vi) ライセンス料の承認
- vii) BEA の事業計画および予算の承認
- viii) 電力不足解消に関する政策の立案

- ix) BEA の行動規範・規則の承認
- x) 民間参入に関する政策の立案
- xi) 事業実施権者（licensee）に対する事業実施に必要な土地・水利に関する強制収用許可の付与
- xii) 2001 年電力法に規定されたその他任務の遂行

MoEA には、貿易（Trade）、産業（Industry）など現在 8 つの内局が置かれているが、このうち DHPS および DRE が電力行政を担当する。

(a) Department of Hydropower & Power Systems (DHPS)

DHPS は、水力発電に関連する政策、電力システム計画、水力プロジェクトの特定・調査の実施、電力輸出入（料金交渉および PPA 署名）、投資促進、水力プロジェクトの監督など、水力発電および電力システム全般を担当する政府機関である。図 2-2 に DHPS の組織系統を示す。



（出典：DHPS Webpage）

図 2-2 DHPS の組織体制

(b) Department of Renewable Energies (DRE)

DRE は、地方電化、小規模／ミニ／マイクロ水力（25MW 以下）、非従来型の再生可能エネルギー資源（拡張および改良を含む）の開発について、電気事業者に承認を与える責任を有する。DRE はまた、固定価格買取制度（feed-in tariff）の枠組・方針の策定を担当する。

(2) Bhutan Electricity Authority (BEA)

2001年電力法に基づき、2002年7月に電力規制庁（Bhutan Electricity Authority: BEA）が設立された。BEAの運営・役割等については2001年電力法の第7条から第17条に規定されており、主な役割は、以下の4項目である。

- 電力セクターの技術・安全・業務運営に関する規則・規範・基準類の策定および実施
- 料金算定の原則および手続き・国内料金の補助金および経済的規制の策定・実施
- ライセンスの発行および監視
- 電力関連法規の実施に関連する紛争処理手続の策定および実施

BSHDP 2008では、プロジェクト事業者は、2001年電力法の規定に従って、BEAから建設および発電ライセンス（ただし、500kW未満のものを除く）を取得することとされており、また、2001年電力法ではライセンスの有効期間として、いかなる場合も30年を超えないこととされている。

(3) Ministry of Agriculture and Forests (MoAF): 農業森林省

MoAFは、天然資源と食糧の最適な管理を目的として1985年に設立された。2009年に行われた組織改編では、Ministry of Forestsが管理していた森林部門が統合され、Ministry of Agriculture and Forests (MoAF) 配下にDepartment of Forests and Park Services (DoFPS) が設立された。ブータン国の生態系保全の大きな特長は、国土の51.44%⁵を占める自然保護区の存在である。保護区は、主に国立公園 (National Park)、野生生物保護区 (Wildlife Sanctuary)、厳正自然保護区 (Strict Nature Reserve)、生物回廊 (Biological Corridor) の4つのカテゴリーに分けられ、保護区内のゾーニングは2013年に作成されたZonation Guidelineで定められている。最近、新ゾーニング政策が打ち出され、保護区の境界線の再調整作業が行われている。

(4) Ministry of Finance (MoF): 財務省

MoFは水力開発の経済、対外収支、債務への影響をモニタリングし、不安定にならないように検証を行っている。対外債務は、RMABが担当、債務はDepartment of Debtが担当する。GDPの計算は基本的に、過去のトレンドを延長した予測にもとづいている。Hydropower Debtはプロジェクト自体の採算性が確保される限りにおいて上限規制値はなく、他の開発プロジェクトはGDP比率35%が上限となっている。Debt Service Ratioは電力輸出の40%が上限値となっている。

(5) National Environment Commission (NEC)

The National Environment Commission (以下 NEC) は、ブータンにおける環境に関するすべての課題に対処することを義務付けられている。NECは、開発が環境に与える影響を監視するとともに、天然資源の適切な利用を通じて持続可能な開発を達成するために、民間・公共部門に必要な規制および推進制度を整備することを目的とした機関である。また、環境が関連している部門間の調整や方針や制度の実施もまた NEC の重要な義務である。

⁵ National Biodiversity Strategies and Action Plan (2014)

(6) Gross National Happiness Commission (GNHC)

2007年、ブータン独自の Gross National Happiness (GNH) の概念に基づき、Planning Commission は Gross National Happiness Commission (GNHC) と改称された。GNHC は、国家の発展とはすべてブータン国民の幸福に寄与しなければならないとし、次の項目を主な役割としている。

- 長期的かつ持続可能な社会経済開発戦略を策定する
- 5カ年および年間計画を先導するとともに公共政策を策定する
- GNH の原則が地域および国際的な約束の認識のもと、計画と政策の中心となることを保証する
- 適切なきに十分な資源を動員し、公平で効率的な配分を確保する
- 効率的なデリバリーのための方針、計画、プログラムの実施を監視、促進、調整する
- 方針、計画、プログラムを適切な時期に評価し、フィードバックを提供するとともに是正措置を講じる

第12次国家五か年計画（2018-2023）は2018年度中の施行が予定されており、現在委員会によって改定作業が実施されている。

2.3.2 電気事業関連法人

ブータン国の主要な電気事業者は、国有発電会社 Druk Green Power Corporation Limited (DGPC) と国有送配電会社 Bhutan Power Corporation Limited (BPC) であり、両社とも2007年11月に設立された国有企業持株会社 Druk Holding and Investments Limited (DHI) が全株式を保有している。

(1) Bhutan Power Corporation Ltd. (BPC)

BPC は、2001年電力法に基づく電力セクター改革により、2002年7月に設立された。送配電および電力供給の他5MW以下の小規模発電（小水力およびディーゼル）、ならびに、系統運用を事業範囲としている。BPC の収益構造は売電収入と発電事業者からの依頼による送変電設備の建設による2本柱であり、託送による収入はさほど大きくない。

(2) Druk Green Power Corporation Ltd. (DGPC)

DGPC は、ブータン政府が100%所有する水力発電所の運転管理会社で、それまでの3つの水力発電会社、Chhukha Hydro Power Corporation Limited、Kurichhu Hydro Power Corporation Limited および Basochhu Hydro Power Corporation Limited を吸収合併する形で2008年1月1日に設立された。

DGPC はブータン政府が100%所有する発電所（上記の3発電所の他、Tala 発電所）の運転管理の他、政府からの指示により PPP・JV プロジェクト事業会社へ出資参画しており、運転中の Dagachhu 発電所の事業会社 DHPC（59%）、建設中の Nikachhu プロジェクトの事業会社 THyE（100%）及び Kholongchhu プロジェクトの事業会社 KHyE（50%）を子会社として所有している。また、2014年9月には、仏 Alstom Hydro Holding 社との合弁で水力発電機器のメンテナンス会社 Bhutan Hydro Service Limited (BHSL) を設立し、51%の株式を保有している。

(3) Dagachhu Hydro Power Corporation Limited (DHPC)

DHPC は、ブータン国初の官民協力 (PPP) プロジェクトである Dagachhu 水力プロジェクトの事業会社で、DGPC が 59%、National Pension and Provident Fund of Bhutan (NPPF) が 15%、インドの財閥系電気事業者 Tata Power Company が 26%の株式を保有する。

(4) 水力プロジェクト事業主体

その他の電気事業者として、BSHDP 2008 に基づいてプロジェクト開発・実施のために設立される特別目的事業者 (Special Purpose Vehicle: SPV) がある。これら SPV には BEA より建設ライセンスが発給されている。法人格は、開発モデルにより異なり、インド政府との Inter Governmental モデルによるブータン政府直轄事業については Authority、その他の JV モデル等による事業体は 2000 年に制定された会社法に基づく株式会社 (limited company) である。

2.4 電力セクターの各組織の役割

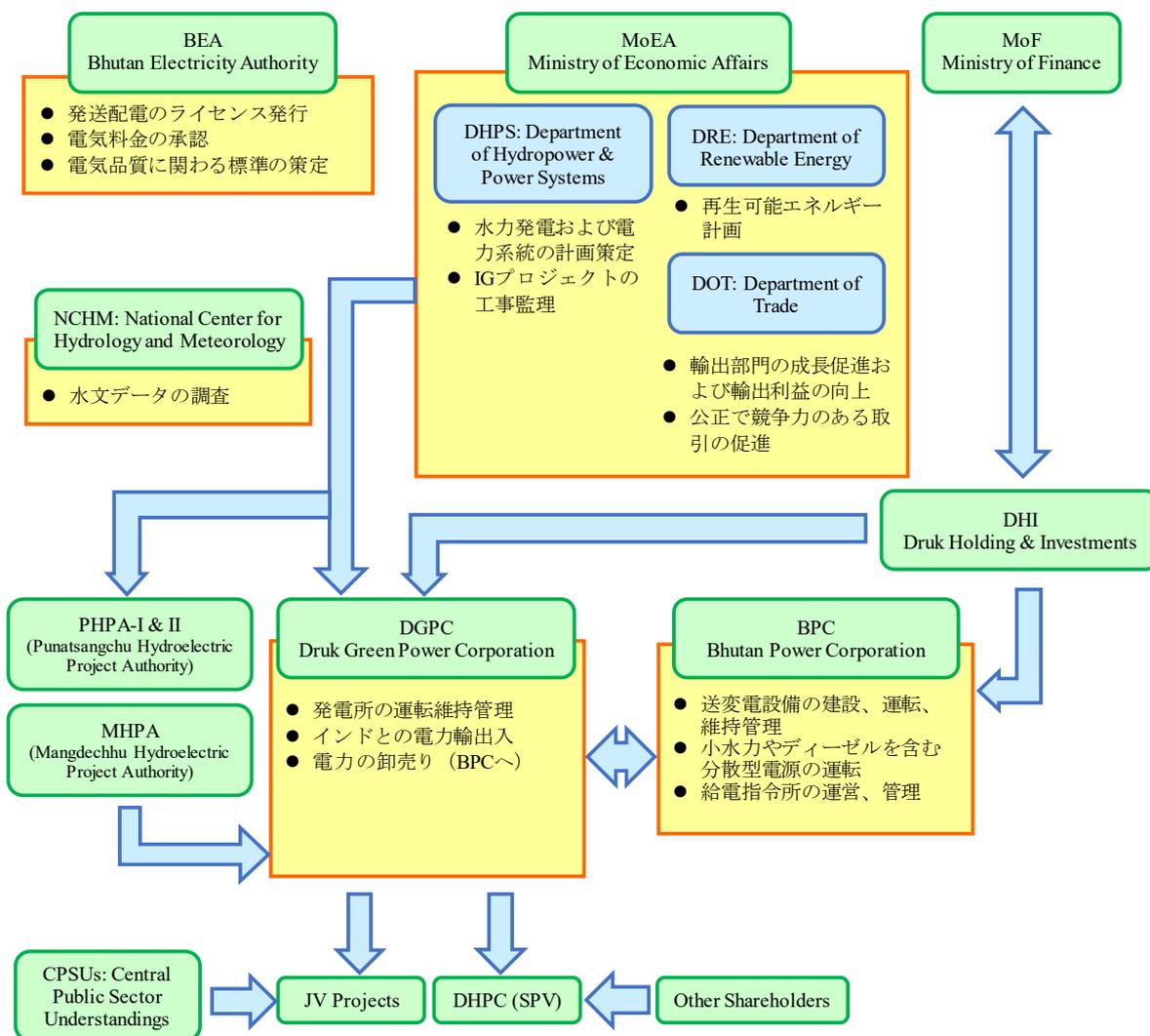
(1) 電気事業体制

地方電化の推進、水力発電所の開発促進などを効率的に実施するため、2001 年 7 月に「電力法」の改正が行われた。この新電力法により、電気事業の組織改革が実施され、従来、電力政策の策定や電力供給を実施していた貿易産業省 Ministry of Trade and Industry (MTI) の電力局 Department of Power (DOP) が、2002 年 7 月に分割され、エネルギー局 Department of Energy (DOE)、エネルギー庁 Bhutan Energy Authority (BEA) およびブータン電力公社 Bhutan Power Corporation (BPC) の 3 つの組織が新たに設立され、主要な水力発電所は公社化された。

DOE は、エネルギーセクターの政策策定、活動の計画および調整を担当するとともに、地方電化計画の実施、輸出向けの新規水力発電プロジェクトの開発を担当した。BEA は、規制機関であり、エネルギー部門にかかわる事業ライセンスの発行や電気料金規制などを担当している。

2011 年 12 月に MTI が経済省 Ministry of Economic Affairs (MoEA) になり、2011 年 12 月に MoEA の Department of Energy (DOE) が、3 つの組織 (水力・電力系統部: Department of Hydropower & Power System (DHPS)、再生可能エネルギー局: Department of Renewable Energy (DRE)、水力度量衡部: Department of Hydro-Met Services (DHMS)) に分割された。現在、DHMS は National Centre for Hydrogy and Meteorology (NCHM) として独立している。

ブータン国電気事業体制の役割分担を以下に示す。



(出典：MoEA, BPC Webpage 等の情報より JICA 調査団作成)

図 2-3 ブータン国の電気事業体制

(2) 電力設備の建設、運転、維持管理の役割分担

水力発電所や送電システムの全体開発計画は、DHPS が策定しているが、水力発電所の建設、運転、維持管理はすべて DGPC 及び DGPC が出資する発電事業者が実施し、送変電設備の建設、運転、維持管理はすべて BPC が実施している。

第3章 マスタープランの視点と目標

3.1 現行マスタープラン

3.1.1 Hydropower Development Master Plan 1990-2010

ブータンで最初の電力開発計画は、1993年にUNDPとノルウェー政府の支援によりノルウェーのNorconsult ASが策定したHydropower Development Master Plan 1990-2010（以下、HDMP）で、ブータン政府の要請に応じて、ブータンの豊富な包蔵水力の輸出可能性について調査・検討するために20年間の水力開発計画を策定したものである。HDMPでは、当時の極めて限られた基礎情報の下、以下のフローで調査が進められた。

- 流域面積および落差に関する机上検討により91のポテンシャル地点を特定
- 年間発電電力量および開発費用に関する概算結果により33の有望地点を抽出
- 上記33地点について現地踏査を実施し、落差の確認、地形・地質状況を把握
- 25地点について概略設計を実施し、出力・電力量・開発費用を算出

3.1.2 PSMP 2004

PSMP 2004では、気象・水文情報が整備されつつあったことを踏まえ、HDMPで特定された91のポテンシャル地点のうちから、プレFS、FSなど既に次の開発ステージに進んでいた地点を除く78地点について初期スクリーニングを行い20地点に絞り込んだうえで、多基準分析(Multi Criteria Analysis : MCA)により、20地点のランク付けを実施している。

表 3-1 PSMP 2004における初期スクリーニング

Screening stage	Cut-off point	Criteria	No. of Remained
(Pipeline projects had been removed in advance)			78
1st	Price index	Projects in price range above three times the cheapest were removed.	47
2nd	River flow	Price indices were updated according to new (increased) mean river flow	47
3rd	Price index	Repetition of 1 st screening using new price indices	47
4th	Installed capacity	Removal of less than 150MW projects	20
5th	Project location	Information of project location with respect to National Parks/Protected Areas	20
6th	River flow	Update of river flow based on the hydrological analyses	20
7th	Transmission lines	Additional cost of transmission lines and appurtenant equipment	20
8th	River basin	(+) Multiple (cascade) development (-) Interference with existing projects	20

9th	Project location	Projects interfering with existing projects, located inside a Protected Area/Corridor or 40% costlier than the cheapest were left out.	20
-----	------------------	--	----

(出典：PSMP 2004 を基に JICA 調査団作成)

こうして残された 20 地点について、以下に示す MCA を適用して開発優先順位付けが実施された。

表 3-2 PSMP 2004 における MCA の評価項目および重み付け

No.	Criteria	Sub-criteria	Weights			
1	Social and Environment	Improved access	22%	50%	30%	3.30%
2		Rural electrification	17%			2.55%
3		Employment benefits	10%			1.50%
4		Fishery potential	3%			0.45%
5		Tourism	8%			1.20%
6		Balanced regional development	40%			6.00%
--		Sub-total	100%			15.00%
7	Environmental	Intrusion into protected areas	35%	50%	30%	5.25%
8		Loss of primary forest	40%			6.00%
9		Dewatering impacts	10%			1.50%
10		Access road erosion	10%			1.50%
11		Fish mitigation	5%			0.75%
--		Sub-total	100%			15.00%
12	Technical and Economic	Hydrological quality	22%	40%	70%	6.16%
13		Geological risk	25%			7.00%
14		Dam cost risk	15%			4.20%
15		GLOF risk	6%			1.68%
16		Site accessibility	10%			2.80%
17		Transmission line risk	18%			5.04%
18		Reservoir sedimentation	4%			1.12%
--		Sub-total	100%			28.00%
19	Economic	Size of project	0%	60%	30%	0.00%
20		Economic merit	80%			33.60%
21		Financeability	20%			8.40%
--		Sub-total	100%			42.00%
Overall						100.0%

(出典：PSMP 2004 を基に JICA 調査団作成)

MCA は、持続可能な水力開発を通じて、人々の社会経済的福祉を改善するという全体的な目的の中で使用されてきている。計画者は、様々な段階でプロジェクトを選別するために、多様な特性を持ち、多様な影響を与えるプロジェクトを比較評価できる。表 3-2 に示された項目の中には、相互に依存し独立ではないもの、また、内容によってはそれだけでプロジェクトの成否を決定してしまうものが含まれている。しかし、多角的な視点からプロジェクトの優先順位付けを行い、

次の開発ステージに進むべきプロジェクトを抽出する効果的な方法である。第 7 章で述べるように本表を一部見直したうえで現在も使用している。

優先順位付けされた 20 地点から、Vision 2020 で示された開発目標を念頭に、上位 7 地点を 2022 年までに開発すべき優先プロジェクトとして概念設計を実施し、これに対応した送電系統整備計画とあわせて、2022 年までの開発計画としている。表 3-3 に PSMP 2004 のショートリストを示す。これまでの水力開発はこのショートリストに従って進められており、Punatsangchhu I、Mangdechhu、Punatsangchhu II および Nikachhu の 4 プロジェクトが 2018 年 8 月現在建設中である。

表 3-3 PSMP 2004 のショートリスト

SI No	Project Name	River	Gross Head (m)	Capacity (MW)	Energy (GWh)	EUCE* (US¢/kWh)
1	Punatsangchhu I	Punatsangchhu	286	1,000	4,770	2.86
2	Mangdechhu	Mangdechhu	719	670	2,909	3.23
3	Punatsangchhu II	Punatsangchhu	267	990	4,667	2.97
4	Chamkharchhu I	Chamkharchhu	527	670	3,207	2.97
5	Chamkharchhu II	Chamkharchhu	487	570	2,713	2.48
6	Kholongchhu	Kholongchhu	378	485	2,209	2.64
7	Amochhu	Amochhu	288	500	2,210	3.62

* Expected Unit Cost of Electricity

(出典：PSMP 2004 を基に JICA 調査団作成)

3.1.3 国家送電網マスタープラン (National Transmission Grid Master Plan : NTGMP)

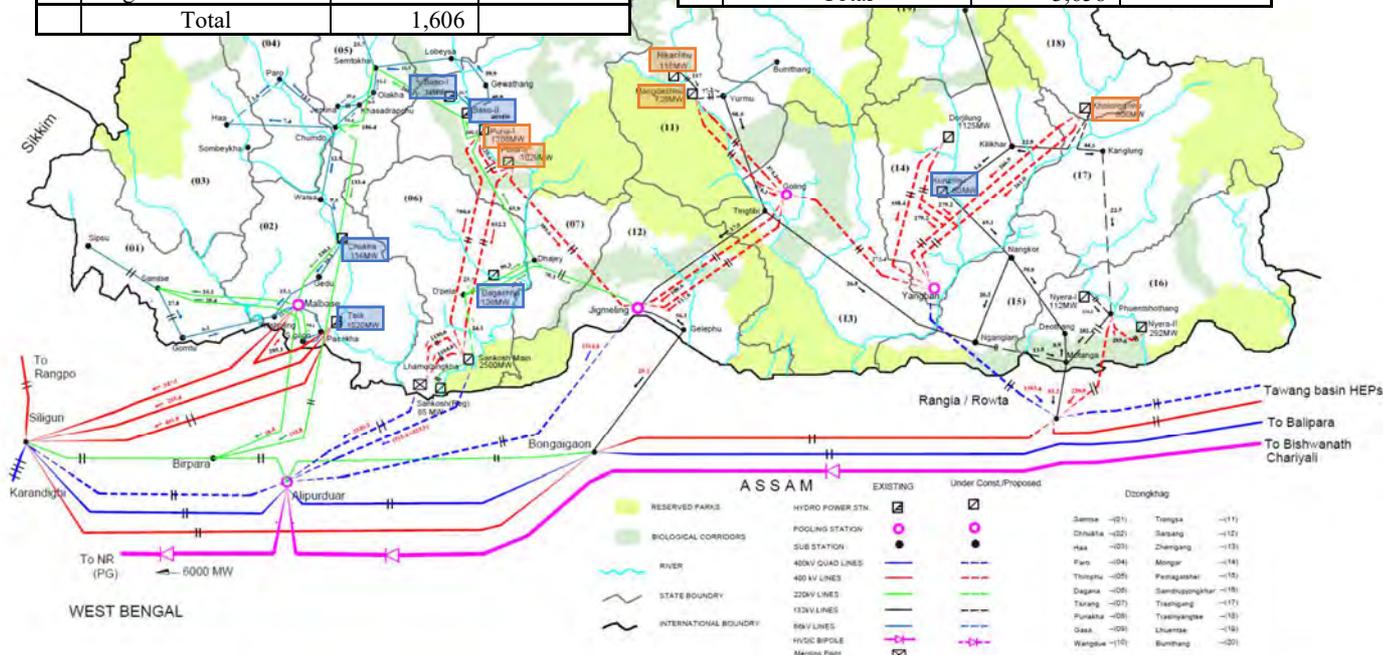
現在の系統計画は、基本的には DHPS とインドの Central Electricity Authority (CEA) が 2012 年に協働で策定した 2030 年までの国家送電網マスタープラン (National Transmission Grid Master Plan : NTGMP) に沿っている。この計画は、以下の考え方に基づいて作成されたものである。

- 水力発電所の電力を効率的にインドに送電する。
- 国内系統の強化を図る。

DHPS は NTGMP を必要に応じて見直している。基本的な考え方は、ブータン南部に 5 か所の Pooling Station (PS) を設置し、水力の電力はいったん PS に集約し、そこからインド系統に送電する方式であり、その方式は変更しないが、PS の場所や PS までの送電ルートの見直しを実施している。また、DHPS は、これまでの変化分 (発電所の運転開始時期の遅れなど) を織り込んだ見直し作業を CEA の協力を得ながら独自に実施し、2018 年 6 月に新しい NTGMP 2018 を作成した。NTGMP 2018 に示されている 2030 年における送電網計画を以下に示す。

	Name of Power station (Existing)	Installed capacity (MW)	Commercial operation year
1.	Chhukha	336	1986-88
2.	Kurichhu	60	2001
3.	Basochhu-I	24	2002
4.	Basochhu-II	40	2004
5.	Tala	1,020	2006-07
6.	Dagachhu	126	2015
	Total	1,606	

	Name of Power station (Under construction)	Installed capacity (MW)	Commercial operation year
1.	Punatsangchhu-I	1,200	2023
2.	Punatsangchhu-II	1,020	2022
3.	Mangdechhu	720	2019
4.	Nikachhu	118	2021
5.	Kholongchhu	600	2023
	Total	3,658	



注：2019 年 3 月現在

(出典：NTGMP 2018 に JICA 調査団追記)

図 3-1 2030 年における系統計画図

3.2 目指すべき方向性

3.2.1 目指すべき電源構成

包括的な電力マスタープランを策定するには以下に示す様な項目に配慮する必要がある。しかしながら、これらの項目はお互いにトレードオフの関係になるものもあり、どの項目に重点をおくかは、各国の政策やエネルギー賦存量などの特殊事情を考慮して決定する。

- 経済性（供給原価の低減）
- 供給信頼度（許容する年間供給力不足時間、供給不能電力量など）
- エネルギーセキュリティ（供給の安定性、供給原価の安定性）
- 環境社会配慮（開発地点ごとの環境影響度評価基準、温室効果ガス排出量）

上記を踏まえて、ブータンにおける目指すべき電源構成を検討した。

(1) 現状の電源構成

2017年における電源構成を以下に示す。

表 3-4 2017年における電源構成

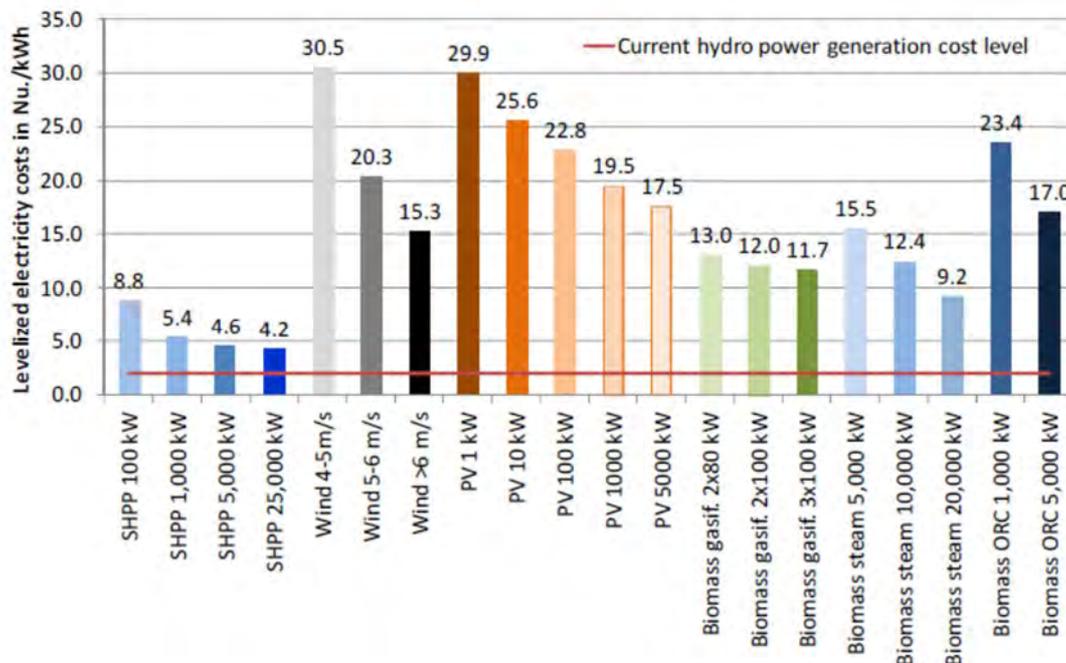
	Installed capacity (MW)		Electricity generation (GWh)	
Hydropower	1,606.0	99.0%	7,717.2	99.8%
Small hydro	8.1	0.5%	11.2	0.1%
Diesel generator	8.0	0.5%	0.3	0.0%
Wind power	0.6	0.0%	1.1	0.0%
Total	1,622.7	100.0%	7,729.8	100.0%

（出典：Power data 2017）

ブータンにおいては、多くの水力発電所のポテンシャルがあり、電源構成を見ると、設備量では99.0%、発電電力量では99.8%が大規模の水力発電所により供給されている。発電電力量のうち28%は国内の需要に供給しているが、残りはインドに輸出している。

(2) 各種再生可能エネルギーの発電原価

2016年10月にDREが作成したRenewable Energy Master Planに示されている各種再生可能エネルギーのコストを以下に示す。



(出典：Renewable Energy Master Plan, October 2016, DRE)

図 3-2 各種再生可能エネルギーの発電原価

大規模な水力発電所の発電原価が Nu. 2.0/kWh 程度と比較すると、すべての再生可能エネルギーの発電原価は2倍以上になっており、小水力を除くと5倍以上になっている。

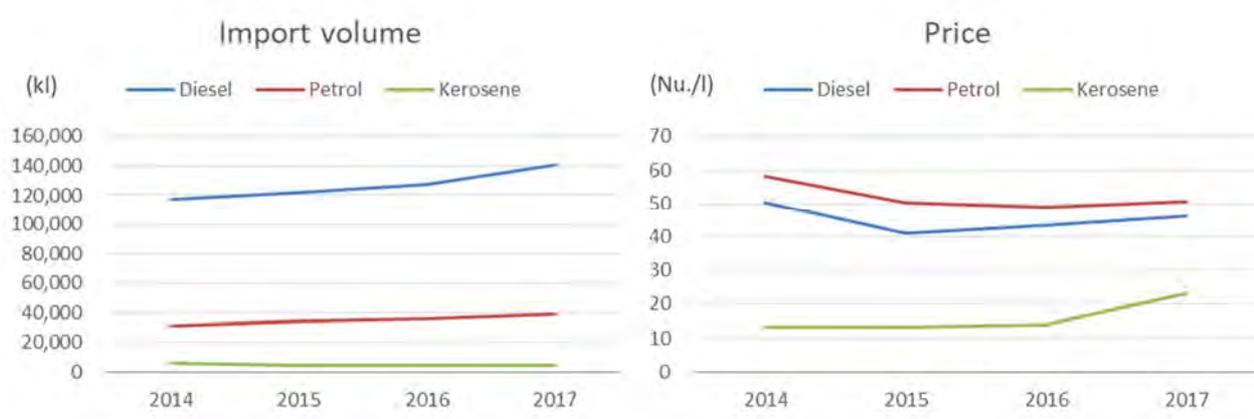
再生可能エネルギーの価格は、今後低下してくると想定されるが、以下に示すようなブータンの地形等の事情を考慮すると多くの開発量は期待できない。

- 太陽光 全土がほとんど山岳地で平地が非常に少ないことに加えて、森林面積が非常に多く、大規模な太陽光が設置可能な遊休地が非常に少ない。また、貴重な遊休地は将来の工業団地など他の用途への活用可能性が高い。建築物の屋根等への設置（ルーフトップ型）が考えられるが、人口が70万人程度であり、建築物の数もそれほど多くない。
- 風力 全土がほとんど山岳地であり、ブレードの輸送制限により、単機容量が大きい発電設備が設置できない。（最大500kW程度）また標高が高いエリアでは、空気の密度が低く、同じ風速でも得られるエネルギーが減少するため、経済的に優位となる地点が少ない。

バイオマス 国土の多くは保護林に指定されているが、全森林面積の 10%程度は商業用に活用可能なエリアに指定され、伐採と植林を実施しつつ、薪や家具等の材料として使用している。これらの生産物は、加工時のおがくずを除くとほとんど有効に活用されている。農業残渣物は、各家庭においてエネルギー資源として有効活用されている。

(3) 火力発電設備の発電原価

ブータンでは年間 100,000 トン程度の石炭を産出しているが、石油や天然ガスは、自国内に資源はなく、石油系燃料はすべてインドからの輸入に依存している。石油系燃料の輸入実績を以下に示す。



(出典：DoT, MoEA 提供資料を基に JICA 調査団作成)

図 3-3 化石燃料の輸入実績

Diesel と Petrol の輸入量は毎年増加している。価格は、Petrol が Nu. 50/l 程度、Diesel が Nu. 45/l 程度である。

火力発電設備として、Diesel 発電設備を設置する場合における燃料費を試算すると以下の通りとなる。

表 3-5 Diesel 発電設備の燃料費

項目	値
Diesel oil の発熱量	38.2 MJ/l
Diesel 発電設備の熱効率	44%
Diesel oil の価格	Nu. 45/l
Diesel 発電設備の燃料費	Nu. 9.6/kWh

(出典：JICA 調査団)

火力発電設備のコストは燃料費だけでも Nu. 9.6/kWh となり、大規模な水力発電所の発電原価と比較すると非常に高いレベルである。

(4) 目指すべき電源構成

本来、発電所は、国内の電力需要への供給を目的として開発し、電力需要の増加に対応して、新規発電所の開発を実施する。その際に、時々刻々と変化する需要の形状に合わせ、すべての需要家へ安定的で安価な電力を供給することを目指し、各種電源の運用性や経済性を考慮して電源構成を決定する。

一方、ブータンの場合では、既にインドと連系しており、国内需要への供給量よりもインドへの輸出量の方が多くなっている。また、水力資源が豊富であり、包蔵水力は 30GW 以上ある（2018 年 8 月現在での開発量は 1.6GW）と想定されているとともに、開発コストが安いいため、他の電源と比較してコスト面で優位性がある。ブータン政府は、水力は国内の貴重な資源であり、水力発電所の開発は、外貨獲得の有効な手段の一つと位置付けており、輸出用電源として経済性に優れた中規模以上の水力地点の開発が求められている。また、ブータンでは、既に配電線の延伸が進み、99%⁶の世帯が配電線からの供給が可能になっており、小規模水力や太陽光により単独系統で電力供給を実施しなければならない地域は、配電線の延伸が非常に難しい保護区に囲まれた高地などの一部の地域に限られている。

このように、国内状況、国外への売電双方において、今後は中規模以上の水力の開発が進められる方針である。このようなブータンの特殊性を考慮し、将来の電源構成も現状と同様にほぼ 100%を中規模（25MW）以上の水力でまかなうこととし、電力 MP としては、豊富な水力資源のポテンシャルサイトを発掘するとともに、開発優先順位を決定することを目指して検討を行う。

3.2.2 開発優先順位地点の選定方針

(1) ポテンシャルサイトの評価方法

開発優先順位地点の選定にあたっては、水力開発を外貨獲得の有効な手段の一つと考えることから、経済性に優れた地点の開発が望まれる。しかしながら、本調査においては、経済性面の評価に加えて、プロジェクトのリスク評価、自然環境や社会環境に与える影響、地域開発面のメリットなどを多面的に評価して、優先順位を決定する。ポテンシャルサイトを多面的に評価する多基準分析（MCA）手法は、PSMP 2003 においても使用し、その後も評価基準を変更して使用してきている。本調査においては、現在使用している評価基準の妥当性を検証し、DHPS をはじめとする関係者と協議の上、評価項目や重みづけを設定する。

(2) 環境面への配慮

本調査はマスタープラン（MP）の作成であり、本調査における戦略的環境アセスメント（SEA）は、個別事業の計画・実施に枠組みを与えることになる上位計画を対象とする環境アセスメントである。このため、MP を策定する段階において、前記に示した MCA 手法を用いて、経済性だけでなく、環境面にも十分に配慮して、水力ポテンシャル地点の開発優先順位を決定する。MCA 手法で使用する評価項目や重みづけ及び MCA 手法により得られた各ポテンシャルサイトの開発

6 ELEVENTH FIVE YEAR PLAN, 2013-2018 Final Report (https://rtm.gnhc.gov.bt/wp-content/uploads/2019/01/Terminal-Report_11FYP_GNHC.pdf, P73)

優先順位については、専門家、環境行政機関、国民の代表者からの意見を踏まえて修正していくことが必要であり、SHM や SEA タスクチームにおいて出された意見を的確に計画に反映する。

本調査の結果を踏まえて、次のステップとしては、優先順位の高い地点について FS 調査を実施し、主要設備（取水ダム、水路、発電所、開閉所、送電線など）の位置や規模を確定して、開発を進めていく。一般的に、個別地点の開発にあたっては、事業開始前に環境影響評価を実施して専門家、環境行政機関、国民の代表者からの意見を踏まえて計画を修正している。しかしながら、環境影響評価実施の段階では既に大きな計画変更の余地が少なくなっていること、同一水系における累積影響の評価が反映されないことなどの課題がある。このため、FS 調査を実施し、主要設備の位置や規模を確定する前の段階において、代替案比較も含めて SEA を実施し、専門家、環境行政機関、国民の代表者からの意見を聴取し、必要に応じて位置や規模の見直しを実施すべきである。

(3) 本調査の対象除外

既設 6 発電所(1,606MW)はもとより、既に開発の実施が決定している以下の地点については、本調査の対象から除外する。

表 3-6 本調査の対象から除外する地点

No.	Project	River	District	Capacity (MW)	COD at NTGMP2018
1	Punatsangchhu I	Punatsangchhu	Wangdue Phodrang	1,200	2021 - 2025
2	Mangdechhu	Mangdechhu	Trongsa	720	2018 - 2020
3	Punatsangchhu II	Punatsangchhu	Wangdue Phodrang	1,020	2018 - 2020
4	Bunakha	Wangchhu	Chhukha	180	2031 - 2035
5	Sankosh Reservoir	Punatsangchhu	Dagana	2,500	2026 - 2030
	Sankosh RD			85	2026 - 2030
6	Chamkharchhu I	Mangdechhu	Zhemgang	770	2031 - 2035
7	Kuri-Gongri	Drangmechhu	Mongar	2,640	2031 - 2035
8	Kholongchhu	Drangmechhu	Trashigang	600	2021 - 2025
9	Wangchhu	Wangchhu	Chhukha	570	2031 - 2035
10	Amochhu	Amochhu	Samtse	540	2040 and beyond
11	Nikachhu	Nikachhu	Trongsa	118	2018 - 2020
12	Nyera Amari I	Nyera Amari	Samdrup Jongkhar	112	2026 - 2030
	Nyera Amari II			292	2026 - 2030
13	Dorjilung	Kurichhu	Mongar	1,125	2026 - 2030
	Total			12,472	

(出典：DHPS との協議を踏まえて JICA 調査団作成)

3.2.3 水力発電所開発計画の決定方針

2018 年 6 月に策定された NTGMP 2018（表 3-6 参照）によると、2035 年までは、本調査の対象から除外する地点の開発を進めることにしており、開発量としては、5 年間で 2,000MW～4,000MW

程度としている。上記の開発計画を考慮すると、本調査の対象となる地点の運転開始時期は、基本的には 2036 年以降となる。

水力開発は国の重要事業であり、国家財政に与える影響は非常に大きい。2017 年の実績では、水力開発に伴う債務は GDP 比で 80%程度である。このように水力開発は国家財政と非常に密接な関係があり、水力発電所開発計画の決定においては、水力開発に伴う国家財政への影響を十分に考慮する。

第4章 電力需要予測

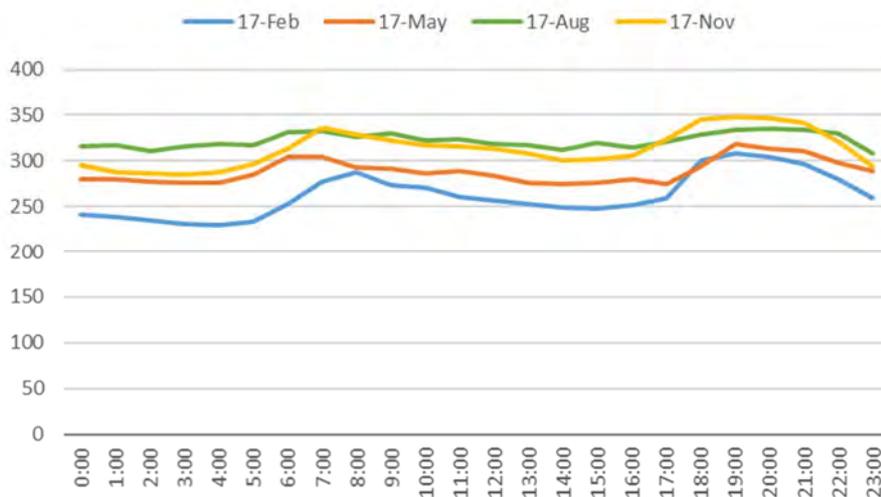
現在、ブータン国内で発電した電力は、ブータン国内での消費に優先的に供給され、余剰が発生する場合にはインドに送電している。今後、水力開発が進むに従ってこの傾向は強まり、電力需要としては、国内の需要のみならず、インドをはじめとした国外への電力販売の可能性を踏まえた評価が重要である。

4.1 ブータン国内の電力需要予測

4.1.1 電力需給バランス

(1) 電力需要の現状

国内の電力需要実績として、2017年2月（冬季）、2017年5月（春季）、2017年8月（夏季）、2017年11月（秋季）における各月平均需要実績（毎時間）を以下に示す。



(出典：Quarterly Report, BPSO)

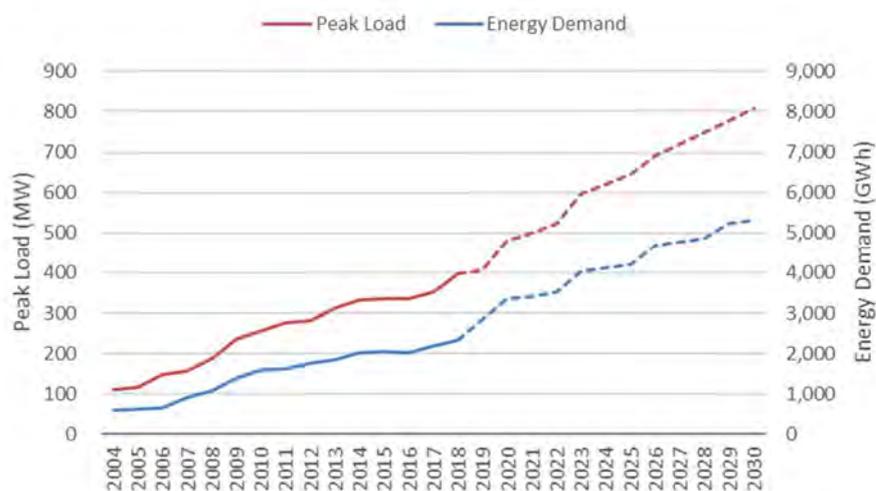
図 4-1 各季節の毎時間の需要実績

電力需要のピークは、午前中と夕方の2回発生しているが、深夜においても需要の低下は少ない。

(2) 電力需要予測

一般的には、電源開発は国内の電力需要を満足させることを目的として開発するため、国内の電力需要予測は、電力 MP を策定する際の非常に重要なテーマである。しかしながらブータンにおいては、既にインドと連系しており、国内需要への供給量よりもインドへの輸出の方が多くなっている。また、ブータン政府は、水力は国内の貴重な資源であり、水力発電所の開発は、外貨獲得の有効な手段の一つと位置付けており、今後開発される発電所により発電された電力は、国内需要への供給に加えて、インドをはじめとする近隣諸国に輸出されるものと考えられる。このようなブータンの特殊性を考慮すると、国内の需要想定は、あくまでも参考程度の位置付けである。このため、本 MP においては、国内の電力需要想定は DHPS が策定した値を使用し、値の妥当性について評価するにとどめる。

国内の電力需要予測を以下に示す。



(出典：Power Data 2018, DHPS)

図 4-2 電力需要予測

最大電力は、2018 年実績で 399MW であるが、2030 年には 808MW に増加すると想定している。年間電力量は、2018 年実績で 2,328GWh であるが、2030 年には 5,317GWh に増加すると想定しており、2030 年までの 12 年間の伸び率は、年平均 7.1%と見込んでいる。年負荷率は、2018 年実績では 66.6%であったが、今後徐々に増加し、2030 年には 75.1%になるものと想定している。

この需要の伸びは、一般的な需要の増加に加えて、Punatsangchhu 水力発電所と Mangdechhu 水力発電所の運転開始に合わせて建設を予定している 4 か所の工業団地⁷における需要増加が大きく寄与している。

現時点では冬季の供給力が少なく、1 年を通した電力供給ができないため、大規模工場の誘致による新規需要の造成を控えている。しかしながら、冬季でも供給力余剰が発生するようになると、1 年を通した電力の安定供給が可能となるため、積極的に新規需要の造成を進め、更なる需要増加が期待できる。

至近 10 か年の需要の増加状況を以下に示す。

⁷ Jigmeling in Sarpang (733 acres), Dhamdum in Samtse (349.06 acres), Bondeyma in Mongar (110.34 acres), and Motanga in Samdrup Jongkhar (145.52 acres).

表 4-1 電力需要実績

(単位：GWh)

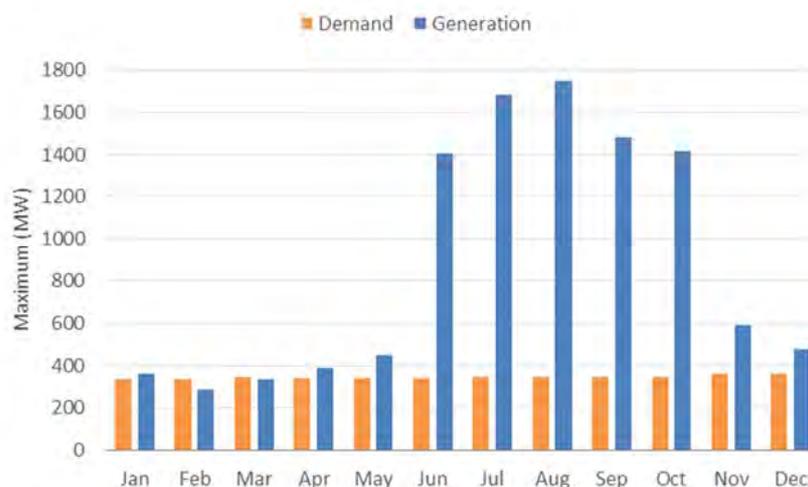
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Growth rate
LV	214	227	248	284	318	333	351	369	396	415	439	7.5%
LV Bulk	45	47	55	56	60	69	67	60	65	67	72	4.7%
MV Industries	80	89	108	110	124	111	91	102	111	114	122	4.3%
HV Industries	741	1,008	1,159	1,171	1,267	1,328	1,495	1,526	1,437	1,590	1,696	8.6%
Total energy sales	1,080	1,372	1,571	1,620	1,770	1,841	2,005	2,057	2,009	2,186	2,328	8.0%

(出典：Power Data, BPC)

2008年から2018年までの10年間の伸び率が8.0%であったことを考えると、今後、2030年までの需要想定における年平均7.1%の伸び率は、おおむね妥当なレベルと考えられる。しかしながら、2013年から2018年までの5年間の伸び率は4.8%であり、最近の傾向を踏まえると2030年までの需要想定は若干過大な想定になっていると考えられる。この需要想定を実現させるためには、全体需要の70%以上を占めている大口需要（HV Industries）の増加に期待するところが大きく、今後、水力開発の進展に伴って冬季の供給力が増加していくことを考慮し、大規模工場の誘致による新規需要の造成を積極的に進めていくことが求められる。

(3) 電力需給バランス

2017年における各月の国内電力需要と供給力の関係を以下に示す。



(出典：Annual Report 2017, BPSO)

図 4-3 各月の国内電力需要と供給力の関係

水力の供給力は2月に最低となり、供給力が最大となる7月、8月の値の20%程度である。一方、電力需要の最大値は各月ともほぼ一定であり、2月、3月においては、電力需要が最大となると国内の供給力だけでは不足となり、インドからの輸入で対応している。

ブータン国内の電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係を以下に示す。



(出典：Power Data 2018, DHPS)

図 4-4 電力需要と水力発電所の最低供給可能量の関係

ブータンにおける河川の水量は、一般的には冬季（乾季）に夏季（雨季）の 20%以下に低下するため、冬季には水力発電所の供給力が大幅に低下する。冬季においても発電可能な供給力を Firm power と呼んでおり、1 年中何時でも供給可能な出力ということになる。

冬季に発生する最大電力需要と冬季の水力発電所供給能力 (Firm power) の関係を見ると、2007 年以降 Tala 水力（冬季供給力 199MW）の運転開始により、2012 年ころまでは水力発電所の供給力が減少する冬季においても供給力が需要を上回っていた。しかしながら、Tala 水力の運転開始以降大きな水力開発が全くなかったため、ピーク需要の増加に伴って、2012 年以降冬季の供給力が不足するようになってきており、インドからの電力輸入により賄っている。この傾向は、2019 年には Mangdechhu 水力（冬季供給力 90MW）の運転開始により解消されるものと見込まれ、その後、2022 年の Punatsangchhu II 水力（冬季供給力 164MW）の運転開始により、冬季でも大きな供給力余剰が発生するようになると期待されている。

発電電力量と需要電力量の関係で見ると、2007 年以降、常に大きな電力余剰が発生し、余剰電力をインドに輸出している。2018 年の実績で見ると、年間需要電力量は 2,328GWh であったのに対し、発電電力量は 6,960GWh であり、発電電力量の 65.8%をインドに輸出している。この傾向は、2019 年以降にはさらに顕著となり、輸出比率が 80%を超過する。

(4) 送配電ロス

2016 年における送配電ロスは、以下に示す通りであり、1.1%程度と非常に低い水準である。送配電ロスをさらに減らすことにより、より多くの電力を近隣国に売電することが可能となるが、高電圧化、太線化などの設備対策が必要となり、追加コストに比較して、減らせるロスの量が多くないため、経済的ではない。

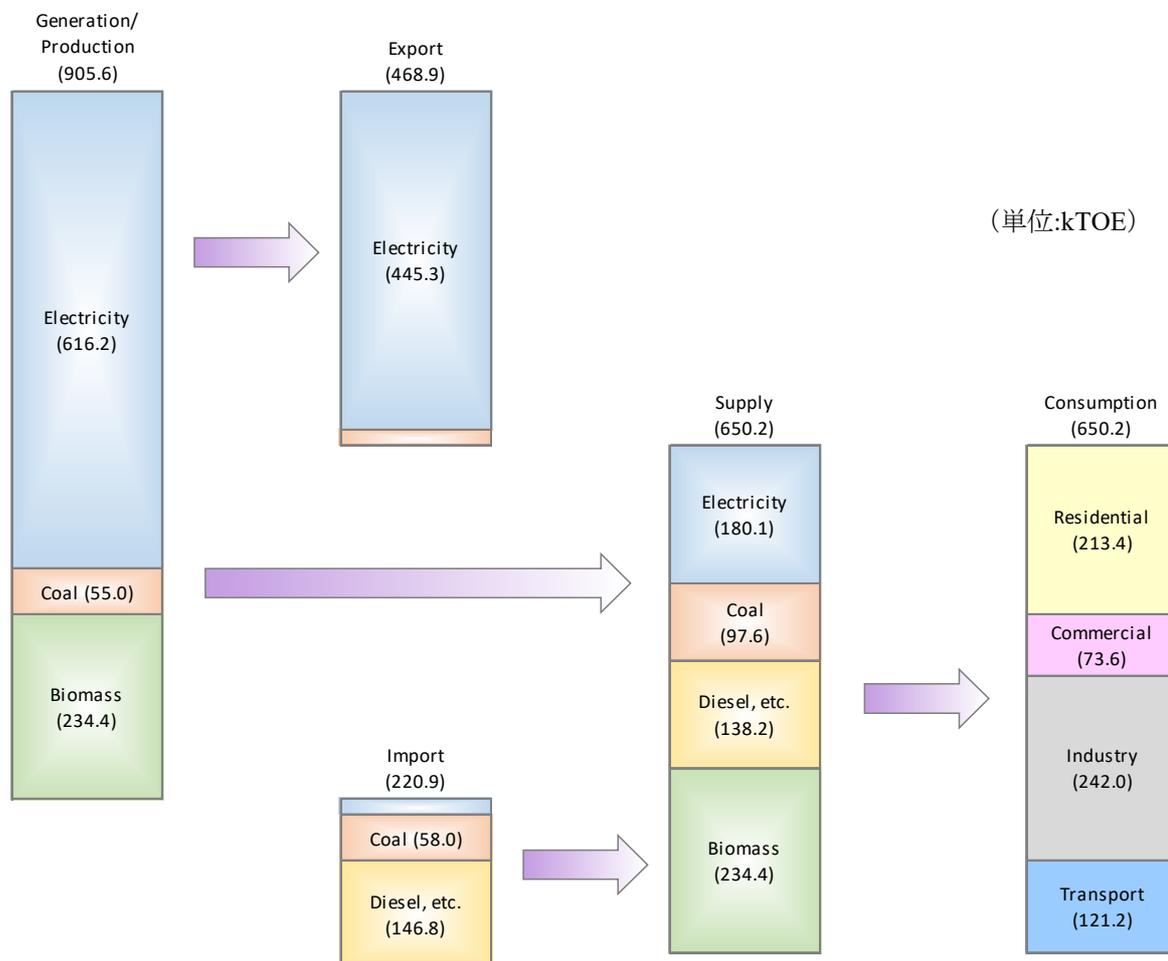
表 4-2 送配電ロス

	Input (GWh)	loss (GWh)	loss rate (%)
Low, Middle Voltage	614.1	42.6	6.9%
High Voltage	1,440.3	2.9	0.2%
Disco	2,054.4	45.5	2.2%
Purchase from Genco	2,084.7		
Wheeling	5,779.3		
Transco	7,864.0	44.0	0.6%
Total	7,864.0	89.5	1.1%

(出典：Power Data 2017, BPC を基に JICA 調査団作成)

4.1.2 エネルギーバランス

再生可能エネルギー局は、2016年に Bhutan Energy Data Directory 2015 を発表している。この中で、2014年におけるエネルギーバランスを算定している。この結果を以下に示す。



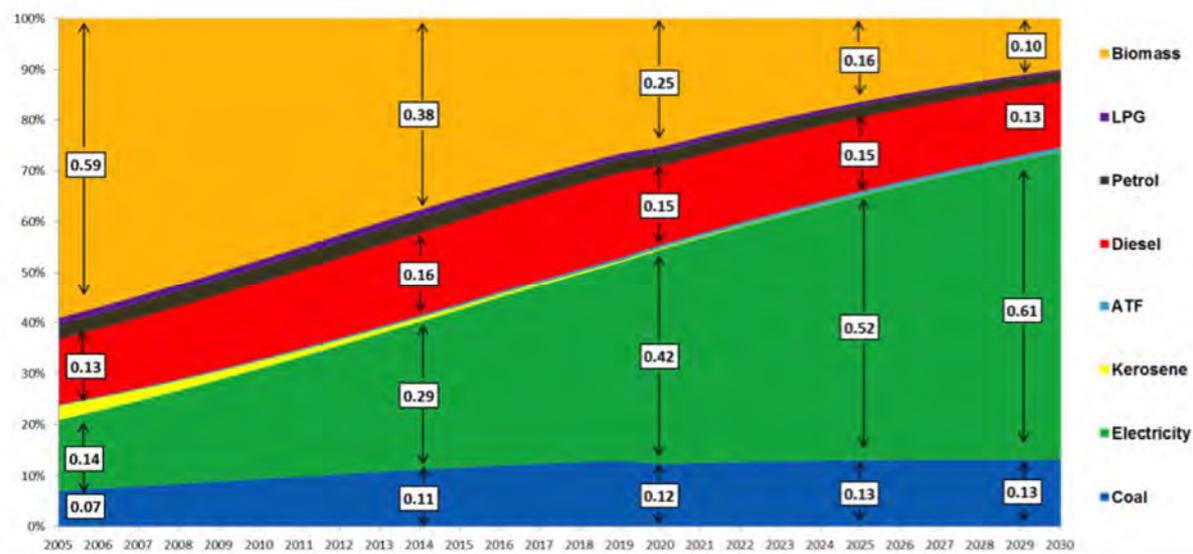
注：Diesel, etc.には、Petrol, Kerosene, LPG を含む。
Commercial には Others を含む。
損失分（特に送電ロス）があるため、合計が合わない。

(出典：Bhutan Energy Data Directory 2015 を基に調査団作成)

図 4-5 エネルギーバランス (2014年)

国内全体のエネルギー生産量 (905.6 kTOE) の内訳を見ると、電力が 68%、バイオマスが 26% であり、バイオマスはすべて国内用に使われているが、電力は発電量の 72%を国外に輸出している。全体供給量 (650.2 kTOE) の内、34%は輸入により賅っている。

同報告書の中で、2030年までのエネルギーバランスとして2つのシナリオを提示しているが、そのうち、Energy Efficient Scenario を以下に示す。



(出典：Bhutan Energy Data Directory 2015)

図 4-6 将来のエネルギーバランス (Energy Efficient Scenario)

Energy Efficient Scenario においては、今後、使いやすく安いエネルギーである電力へのシフトが進み、2030 年には電力の比率が 61%と大幅に増加する一方、バイオマスは急激にシェアが減少すると想定されている。この傾向は、今後の技術開発によっても影響を受けるが、EV の導入拡大に加えて、水力発電所で発電した電力を活用して水素を製造し、その水素をエネルギー源として多様な用途 (燃料電池車による輸送、コジェネレーションによる給湯、工場の熱源、冷暖房、調理等) で使用することが可能になれば、一次エネルギーにおける水力発電の比率はさらに高まると想定される。

4.2 インドの電力事情

4.2.1 発電設備量

2018年3月31日における発電設備量構成を以下に示す。全体設備量の57%が石炭火力であるが、太陽光・風力・小水力・バイオマス発電などの再生可能エネルギー（RES）の構成比も20%まで増加してきている。周波数の変化に応じて、比較的早い出力変動が可能な水力やガス火力などの構成比率は20%である。

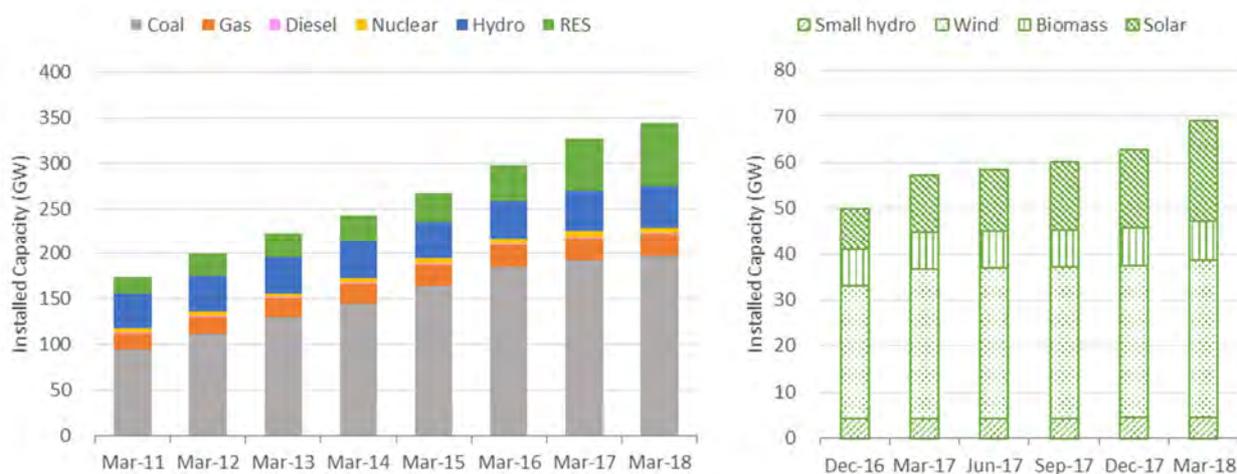
表 4-3 発電設備量構成

(単位：GW)

Region	Coal	Gas	Diesel	Thermal Total	Nuclear	Hydro	RES	Total
Northern	52.9	5.8	0.0	58.7	1.6	19.8	12.9	93.0
Western	70.6	10.8	0.0	81.4	1.8	7.4	20.4	111.1
Southern	45.8	6.5	0.8	53.0	3.3	11.8	34.4	102.5
Eastern	27.3	0.1	0.0	27.4	0.0	4.9	1.0	33.4
North-East	0.5	1.7	0.1	2.3	0.0	1.3	0.3	4.0
ALL INDIA	197.2	24.9	0.8	222.9	6.8	45.3	69.0	344.0
	57%	7%	0%	65%	2%	13%	20%	100%

(出典：Monthly Report 2018.03, CEA)

2011年から2018年までの発電設備量の推移を以下に示す。この7年間で全体設備量は約2倍に増加しており、石炭火力の設備量も約2倍に増加している。再生可能エネルギーの設備量は、急激に増加しており、特に太陽光の設備量増加が顕著である。一方で、比較的早い出力変動が可能な設備（水力+ガス火力）の構成比率は徐々に低下してきている。



(出典：CEA Web site のデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-7 発電設備量の推移

近年、再生可能エネルギーの開発に力を入れており、2018年3月末で69GWの設備量を、2022年までに175GW、2030年までに480GWに増やす計画である。一方、石炭火力については現在建設中のものを除いて、当面、新規の建設は実施しない方針である。既設石炭火力の老朽化に伴うリプレース時に高効率の機器を導入して、設備容量を増加することで対応可能と考えている。

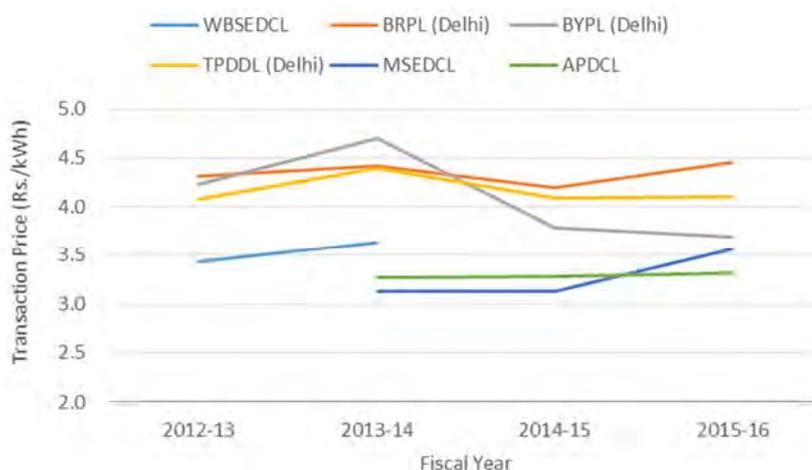
4.2.2 電力取引の実態

インドの1年間（2017年4月～2018年3月の合計）の発電電力量は1,308TWhである。このうち火力が79%、再生可能エネルギーは8%である。電力取引は、約90%は長期契約であるが、残りの約10%は3ヶ月以下の短期契約である。

(1) 長期契約

長期契約における取引価格は、入札により決定している。各配電会社は、毎年、その年に必要となる増加分の需要に対する供給者を募集する。その募集に対し、発電事業者は固定費と可変費の単価を示して入札に参加する。最も安い単価を提示した発電事業者から入札の勝者が選定され、発電事業者が提示した単価に基づいて配電会社と発電事業者間で長期契約が締結される。

現在の平均の取引価格は、配電会社により大きく異なるが、Rs. 3.5～4.5/kWh程度であると推定される。



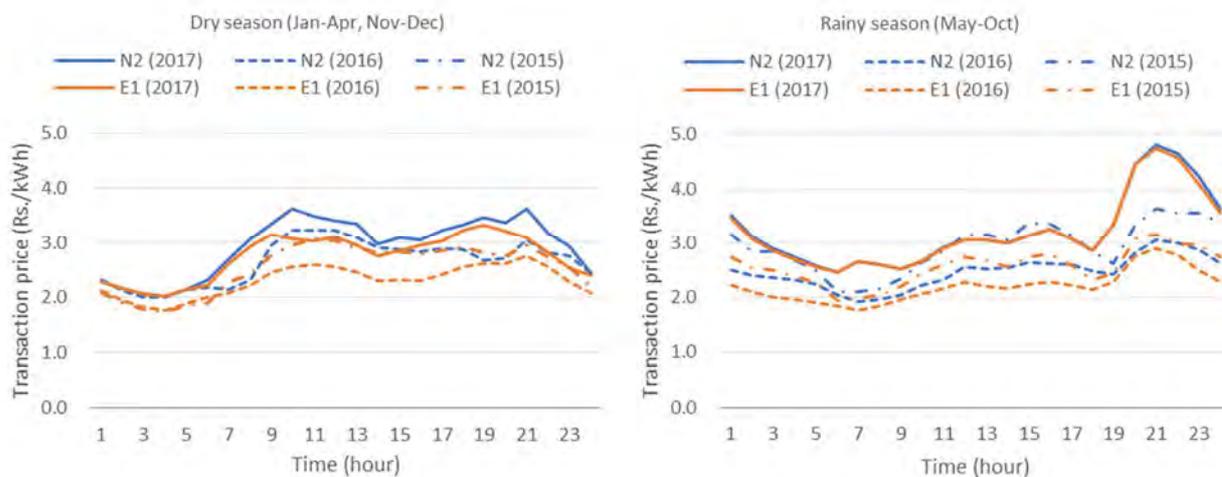
WBSEDCL: West Bengal State Electricity Distribution Company Limited, BRPL: BSES Rajdhani Power Limited, BYPL: BSES Yamuna Power Limited, TPDDL: Tata Power Delhi Distribution Limited, MSEDCCL: Maharashtra State Electricity Distribution Company Limited, APDCL: Assam Power Distribution Company Limited

(出典：DEEP)

図 4-8 各配電会社の長期契約平均単価

(2) スポットマーケット

スポットマーケットの価格は、時間や季節により大きく変動する。スポットマーケット取引を実施している IEX における 2015 年から 2017 年の 3 か年にわたる取引価格の状況を以下に示す。



Note: N2 はデリー市を含む地域、E1 はコルカタ市を含む地域

(出典：IEX Web site のデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-9 IEX における取引価格の状況

2017 年の取引価格は、2016 年、2015 年と比較すると若干増加傾向にあり、N2、E1 共に、年間平均で Rs. 3.0/kWh 程度である。雨季には夕方へのピーク時に若干高くなる傾向があるが、乾季には同様の傾向はみられない。

4.2.3 アンシラリーサービス

インドでは、発電事業者及び配電事業者の計画値の精度を高めるとともに、リアルタイムの需給バランスを合わせるインセンティブを与えるものとして、Deviation Settlement Mechanism (DSM) を導入している。また、アンシラリーサービスについては、2016 年 5 月から RRAS (Reserves Regulation Ancillary Services) の運用を始めている。

(1) 周波数調整の現状

2017 年 4 月～2018 年 3 月の 1 年間における全インド系統の周波数調整実績を以下に示す。

表 4-4 全インド系統の周波数調整実績

頻度分布			周波数実績 (10 秒値)		
49.9Hz 以下	49.9 - 50.05	50.05Hz 以上	最大	最小	平均
10.55%	76.24%	13.21%	50.32Hz	49.62Hz	49.98Hz

(出典：POSOCO の Web サイト)

最大値と最小値を見ると 1 年間の周波数実績は、すべて±0.4Hz 以内に入っており、非常に高い品質の電力が供給されている。

(2) DSM を通じた需給調整

(a) 一般事業者

発電事業者（再生可能エネルギーを除く）、配電事業者は、15 分毎の計画値と実績値の差分に応じて逸脱料金を地域給電指令所に支払う必要がある。逸脱料金の基準単価は、15 分毎の平均周波数により異なっており、周波数が低くなるに従って単価が高くなるように設定されている。例えば、平均周波数が 50.00～49.99Hz の場合には、Rs. 1.9884/kWh であり、49.70Hz 以下の場合には、Rs. 8.2404/kWh である。

平均周波数が 50.10～49.70Hz の場合には、計画値の 12%以内または 150MW 以内の逸脱量であれば、逸脱料金の支払いは不要である。平均周波数が 50.10～49.70Hz の場合には、計画値の 12%以上で 150MW 以上の逸脱量があった場合の逸脱料金単価は以下の通りである。

表 4-5 逸脱料金の単価

計画量が 1,250MW 以下 の場合の逸脱量	計画量が 1,250MW 以上 の場合の逸脱量	周波数に応じた 逸脱料金単価
計画値の 12%超で 15%以内	150MW 超で 200MW 以内	基準単価の 20%
計画値の 15%超で 20%以内	200MW 超で 250MW 以内	基準単価の 40%
計画値の 20%超	250MW 超	基準単価の 100%

(出典：CERC の Web サイト)

しかしながら、平均周波数が 50.10Hz 以上の場合における買い手の過少引き出しや売り手の過剰注入の場合及び平均周波数が 49.70Hz 以下の場合における買い手の過剰引き出しや売り手の過少注入の場合には、逸脱量の如何にかかわらず、逸脱料金を支払う必要がある。⁸

(b) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギー（風力発電と太陽光発電）については、以下に示すように別のルールになっている。

風力と太陽光発電事業者へは、各事業者が提示する 15 分毎の計画発電量に約定単価を乗じた料金が支払われる。実際の発電量が計画値から逸脱した場合には、以下の表に示す料金が逸脱料金として地域 DSM プール市場と発電事業者間で取引される。

表 4-6 逸脱料金の単価（再生可能エネルギーの場合）

逸脱量（計画値に対する比率）	発電過多の場合 （地域 DSM プール市場から支払われる逸脱料金）	発電過少の場合 （地域 DSM プール市場に支払うべき逸脱料金）
15%以内相当分	約定単価	約定単価
15%超 25%以内	約定単価の 90%	約定単価の 110%
25%超 35%以内	約定単価の 80%	約定単価の 120%
35%超	約定単価の 70%	約定単価の 130%

（出典：CERC の Web サイト）

つまり、逸脱量が 15%以内の場合には、ペナルティが全くないが、逸脱量が 15%を超過すると、超過の割合に応じてペナルティが課せられる。このため、再生可能エネルギー事業者も発電量の予測精度を高めることが求められる。

(3) アンシラリーサービス（RRAS）

RRAS は、NLDC、RLDC を運営する POSOCO（Power System Operation Corporation Limited：国営の送電会社 PGCIL（Power Grid Corporation of India Limited）の完全子会社）により運用されている。

(a) RRAS のルール

アンシラリーサービスプロバイダー（ASP）に指名されている発電所は、毎月、固定費、変動費、15 分後の変動可能量を提示する。

RRAS は需給上でインバランスの発生が見込まれる場合に、ASP としてあらかじめ決められた発電所に対して、発電量の上げ指令または下げ指令を出すものである。その際に指令を出す順番は各 ASP が事前に提示した価格に基づいて作成したメリットオーダーによる。つまり上げ指令を出す際には、価格の安い順に出力増加の指令を出し、下げ指令を出す際には、価格の高い順に出力減少の指令を出す。

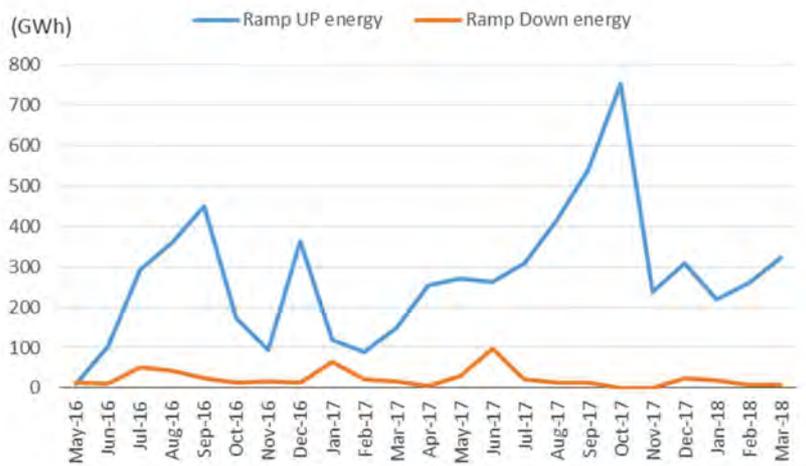
上げ指令を実施した際には、ASP に対して、固定費＋変動費＋適正な利潤（Mark up）が支払われる。2018 年 3 月現在の適正な利潤は Rs. 0.5/kWh である。一方、下げ指令を実施した際に

⁸ 平均周波数が 50.10Hz 以上の場合の逸脱料金単価は、50.01～50.00Hz の場合の、Rs. 1.7800/kWh が適用される。

は、ASP は DSM プールに対して、変動費の 75%に相当する金額を戻入する必要がある。つまり発電量を減少したことにより、減少した発電量に係る変動費の 25%分を対価として貰えることになる。

(b) RRAS の運用状況

2016 年 5 月から 2018 年 3 月までの RRAS の運用状況を以下に示す。

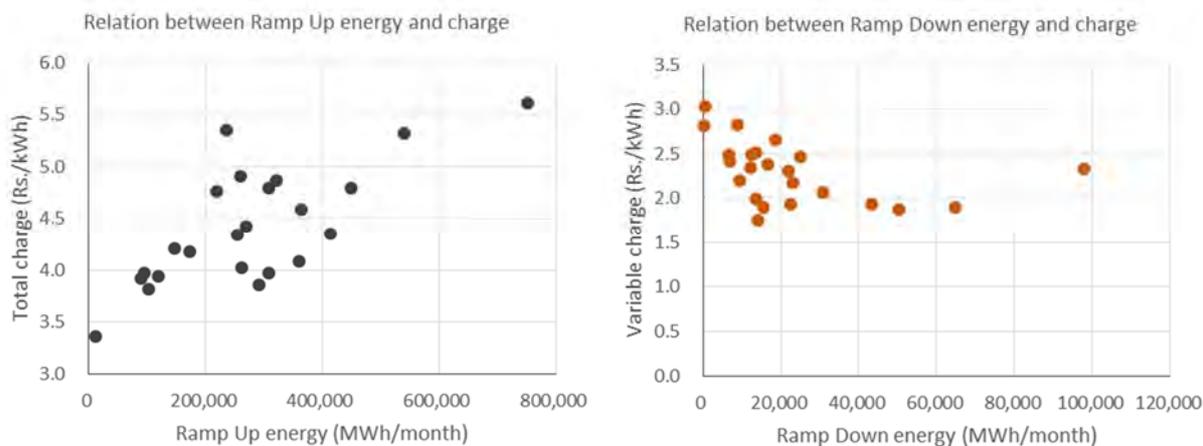


(出典：POSOCO の Web サイトのデータを基に JICA 調査団作成)

図 4-10 RRAS の運用状況

この期間における運用状況を見ると、インド全体で、上げ指令が平均 276GWh/月（1 時間当たり 384MW）、下げ指令が平均 23GWh/月（1 時間当たり 32MW）であり、上げ指令の方が非常に多かった。

毎月の指令実施量と平均単価の関係を以下に示す。



(出典：POSOCO の Web サイトのデータを基に JICA 調査団作成)

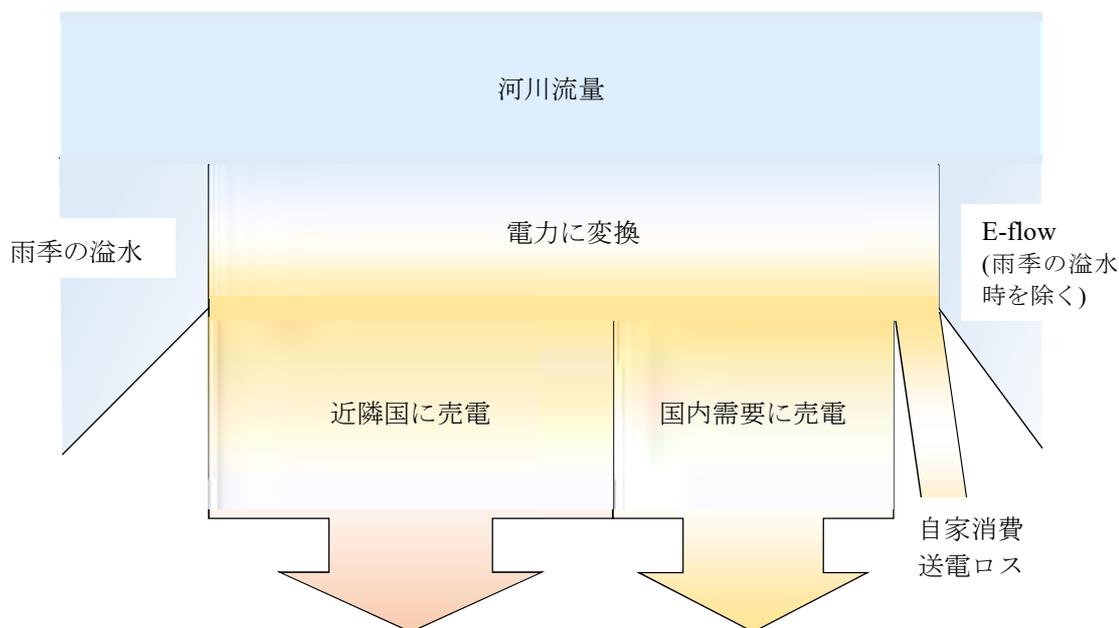
図 4-11 毎月の指令実施量と平均単価の関係

上げ指令の場合には、固定費と変動費の合計価格の安い順に指令を出していくため、指令実施量が多くなってくると平均単価も上昇していく傾向にある。平均単価は、適正な利潤も含めて Rs. 4.6/kWh 程度である。一方、下げ指令の場合には、変動費の高い順に指令を出していくため、指令実施量が多くなってくると平均単価は下降していく傾向にある。平均変動費単価は、Rs. 2.2/kWh 程度である。

4.3 国際連系を踏まえた電力販売の可能性

4.3.1 電力販売可能量

水力開発に伴って発生する電力は、上流から来た河川流量を電力に変換することにより生み出される。電力販売可能量の計算方法を以下に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 4-12 電力販売可能量の計算方法

(1) E-flow

河川環境維持のため、最低必要量を常時放流する。この分は発電用水車を通さずに直接放流するため、電力には変換できない。ただし、ダム式の発電所でダム直下に発電所がある場合には、E-flow 分も電力に変換可能である。また、発電所の直下流において、他の発電所の調整池や貯水池に直結している場合には、河川環境を維持すべき区間がないため、E-flow 分の放流は不要である。

E-flow の量は、建設中および計画中発電所の EIA において維持流量が渇水期流量の 10%で認められていることを考慮して、河川最低流量（乾季の平均流量）の 10%に相当する量とする。なお、7月、8月、9月は河川流量が非常に多く、発電所の最大使用水量以上になり、発電に使用できずに溢水し下流に放流している。その溢水量が E-flow に相当する量よりも多いため、発電量の減少はない。

一次スクリーニングにおいては、河川最低流量として、2月の平均流量を使用した。二次スクリーニングにおいては、12月～3月の4か月間の平均流量を使用して検討した。

本 MP においては、ダム式以外の全ての開発地点では、維持流量として乾季の 10%流量を流すことで発生電力量を減少させて経済性を評価しているが、具体的な事業実施に際しては、EIA に

において、本来の河川流量から減ることによる生態系への影響を評価し、影響が出ないレベルの維持流量を流す必要がある。

(2) 雨季の溢水

雨季には、発電所の最大使用水量以上の流量が上流から流れてくる可能性が高い。この場合に、ダム貯水池の貯水可能容量が少なければ、最大使用水量以上の水は発電用水車を通さずに直接下流に放流せざるを得ない。なお、発電所の最大使用水量を増加させれば、雨季の溢水量は減少し、販売可能電力量は増加するが、その分建設コストが増加する。

(3) 自家消費、送電ロス

発電電力量の一部は、発電所の運転維持に必要な発電所内用電力や、送電時のロスなどにより消費される。

(4) 国外に売電

国内の需要に供給した後の余剰分は、国外に売電する。国外への売電は、基本的には一旦インド国内のトレーダーに売電し、インド国内のトレーダーは、ネパールやバングラデシュなどの近隣国への供給も含めて売電先を決定する。

4.3.2 国内への電力販売

水力発電所で発電した電力は、優先的に国内への電力販売に回される。水力発電所の開発に伴って Firm power が増加すれば、1年を通して供給可能な発電量が増加するため、その分国内の電力需要が増加してもインドからの輸入に頼ることなく供給が可能となる。

(1) 現在の電力料金

ブータン国内における電力料金を以下に示す。High Voltage（66kV以上）以外は国の補助金が入っており、かなり安い料金になっている。

表 4-7 ブータンの電力料金

	Tariff Structure	Demand charge (Nu./kVA/month)	Energy charge (Nu./kWh)	Total (Nu./kWh)
LV	LV Block-I (Rural) 0 – 100 kWh	--	0	0
	LV Block-I (Others) 0 – 100 kWh	--	1.28	1.28
	LV Block-II (All) >100 – 300 kWh	--	2.68	2.68
	LV Block-III (All) >300 kWh	--	3.53	3.53
	Low Voltage (LV) Bulk	--	4.02	4.02
MV	Medium Voltage (MV)	300	2.16	2.93
HV	High Voltage (HV)	262	1.59	2.26

注：1st July 2018 to 30th June 2019

Total は負荷の力率を 90%、毎月の負荷率を 60%として、Demand charge 分を kWh 当たりの単価に換算

(出典：BPC の Web site のデータを基に JICA 調査団作成)

MV 及び HV においては、Energy charge の支払いに加えて、Demand charge の支払いが必要となる。負荷の力率を 90%、毎月の負荷率を 60%として、Demand charge 分を kWh 当たりの単価に換算すると、MV では Nu. 0.77/kWh、HV では Nu. 0.67/kWh に相当する。

なお、DGPC から BPC への卸電力の料金は Nu. 1.59/kWh である。

(2) 国内販売単価と大口需要家誘致の可能性

国内の需要を造成して販売することにより、雇用の確保や国内経済の活性化などの効果が期待できるが、最も大きな効果は、直接需要家へ供給できることから、インド国内の送電ロスやトレーダーの手数料が不要になるため、国外へ販売するよりも供給原価が安くなることである。前項で示した DGPC が BPC に販売している水力発電所の販売単価は、BEA が総括原価から算出して認可した値であり、インドへの販売単価よりも安くなっている。

大口の需要家が新規に工場の立地を考える際には、近隣に十分な顧客が確保できること、生産に必要な材料が安く手に入ること、物資輸送の便が良いこと、安い労働力の確保が可能なこと、水、電力、ガスなどの調達コストが安いこと、税金等に優遇措置があることなどの条件を総合的に判断して決定している。特に電力多消費型の産業においては、電力料金が安いことが絶対条件となってくる。

近隣の配電会社における電力料金を以下に示す。

表 4-8 近隣の配電会社における電力料金

	Tariff Structure	Demand charge (Rs./kVA/month)	Energy charge (Rs./kWh)	Total (Rs./kWh)
Assam	HT-II Industries above 150 kVA Opt-I	180	7.2	7.62
	HT-II Industries above 150 kVA Opt-II	300	6.5	7.19
Meghalaya	Industrial High Tension (IHT)	200	6.5	7.01
WB	Industries (132kV)	384	7.09	8.08

注：Assam 州の Demand charge の単位は(Rs./kW/month)

Total は負荷の力率を 90%、毎月の負荷率を 60%として、Demand charge 分を kWh 当たりの単価に換算

(出典：APDCL、MePDCL、WBPDC の Web site のデータを基に JICA 調査団作成)

最も安い価格は、Meghalaya 州の Rs. 7.01/kWh であり、ブータンの電力料金は近隣の配電会社における電力料金と比較して非常に安い単価である。次項で述べるように、国外への販売単価と同額の Nu. 4.2/kWh⁹で販売したとしても、電力多消費型の大口需要家にとって十分魅力的な価格である。

⁹ Rs. と Nu. の換算レートは等価である。

4.3.3 国外への電力販売

インドにおける現在の電力取引価格は、4.2.2 で示したように、長期契約分で Rs. 3.5~4.5/kWh 程度、スポット取引で Rs. 3.0/kWh 程度である。

(1) インド系統への接続料金

国外への売電は、基本的には一旦インド系統に接続するため、インドの系統への接続料金 (PoC : Point of Connection) を支払う必要がある。

表 4-9 ブータンの発電機がインドの系統に接続する場合の PoC

	Paisa/kWh				
	Jul-Sep	Oct-Dec	Jan-Mar	Apr-Jun	Average
PoC Slab Rate	20.79	13.13	7.08	16.77	14.44
Reliability Support Charges Rate	3.79	3.37	3.60	3.74	3.63
Total	24.58	16.50	10.68	20.51	18.07

注：2017年7月～2018年6月の1年間の値

(出典：CERC の Web サイトのデータを基に JICA 調査団作成)

また、国外への売電は、基本的にはインド国内のトレーダーに売電するため、トレーダーに対して取扱い手数料を支払う必要がある。取扱い手数料は、NVVN の例では 7 Paisa/kWh である。両方を合わせると、平均で 25 Paisa/kWh が必要になる。

(2) 電力料金の将来予測と国外需要への販売可能単価

国際的な機関である IEA (International Energy Agency) は、WEO2017 (World Energy Outlook 2017) において、3つのシナリオについて 2040年までの燃料価格の予測を行っている。その予測値を以下に示す。

表 4-10 WEO2017 における燃料価格予測

Real term (USD2016)	2016	New Policies		Current Policies		Sustainable Development	
		2025	2040	2025	2040	2025	2040
Crude oil (USD/barrel)	41	83	111	97	136	72	64
Natural gas (USD/MBtu)	7.0	10.3	10.6	10.8	11.5	8.6	9.0
Steam coal (USD/tonne)	80	87	91	90	101	78	77

注：Natural gas は Japan 向け、Steam coal は Coastal China 向け

(出典：WEO2017, IEA)

New Policies 各国で自主的な排出ガス規制を実施 (中心シナリオ：気温上昇 3.5°C)
Current Policies 大きな変化を織り込まない (気温上昇 6°C)
Sustainable Development 2100年における気温上昇を産業革命時と比較して 2°C以内に抑える。

中心シナリオである New Policies Scenario では、すべての燃料が 2040年には実質価格で 2016年価格よりも上昇すると想定している。天然ガスで年率 1.7%程度、石炭で年率 0.5%程度の価格上昇を見込んでいる。

インドにおける現在の電力取引価格は、平均すると Rs. 4.0/kWh 程度である。インドにおける電力取引の多くは、火力発電から供給されている電力であり、燃料価格の上昇に伴って上昇していくことが考えられる。電力取引価格の中で、燃料費の占める割合を 70%とし、今後 30 年間年率 1.0%で上昇すると仮定すると、30 年間の平均電力取引料金は 12%程度上昇する。つまり、30 年間の平均電力取引料金は、Rs. 4.5/kWh 程度になるものと想定され、ブータンの水力からの電力がこの価格で提供できれば、インド国内の他の電源と対等に競争が可能である。これらの点を考慮し、インド国内における必要経費 (Rs. 0.3/kWh 程度) を差し引いて、ブータンの水力発電量のうち国外へ販売する部分については、Nu. 4.2/kWh の収入が得られるものとして算定する。

(3) バングラデシュへの売電価格

2016 年に JICA が実施したバングラデシュ電力 MP 調査においては、国内で開発している輸入石炭や輸入 LNG を燃料とする火力の発電原価よりも安い価格であれば、国外からの電力購入を考慮することとしている。具体的な数値としては、2017 年単価で、5.6 Tk/kWh (Nu. 4.6/kWh 程度に相当¹⁰⁾ である。

4.4 Firm power の価値

Firm power は、1 年中何時でも供給可能な出力であり、河川流量が最も少なくなる 2 月においても 90%の確率で供給可能な出力と定義している。ブータンの河川では、一般的に、河川流量は 2 月に最も少なくなり、平均的には発電所最大使用水量の 10~20%程度に低下する。流れ込み式水力の場合には、河川流量がそのまま発電所出力となるため、Firm power は最大出力の 10%程度になる。一方、調整池や貯水池を所有する水力は、池に貯めた水を必要な時間帯に優先的に使用して発電することにより、Firm power を増加させることが可能である。

(1) Firm power の価値

Firm power の価値を評価する方法としては、一般的には、Firm power が増加すると 1 年中供給可能な供給力が増加するため、その分火力の開発を繰り延べることができる効果として算定している。ブータン一国で見ると、火力の開発を繰り延べることができる効果は全くないが、インドを含む近隣国全体で見ると、火力の開発を繰り延べることができる効果はあると考えられる。

ブータンでは、国内の電力需要が増加しても、それに見合うだけの Firm power が確保できていないと、乾季には自国の供給力だけでは電力の供給ができず、インドからの電力輸入に頼らざるを得ない。その際に、インドにおいても供給力が不足している場合には、インドからの輸入が期待できず、供給力不足が生じ、一部の地域を強制的に停電させなければならない事態が発生する可能性がある。Firm power が増加すれば、その分国内の電力需要が増加してもインドからの輸入に頼ることなく供給が可能となるというエネルギーの安全保障面の価値が期待できる。また、国内の需要を造成して販売することにより、雇用の確保や国内経済の活性化などの効果が期待でき

¹⁰ 0.82 Nu./Tk. で換算

る。これらのメリットは数値化することが難しいため、インドにおいて火力の開発を繰り延べることができる効果として評価する。

開発の繰り延べ対象とする火力の諸元を以下に示す。

表 4-11 開発の繰り延べ対象とする火力（Firm power の価値評価用）

	Combined cycle (gas, oil-fired)	
Construction cost	1,108	USD/kW
O&M cost	10.10	USD/kW/year
Life time	20	years
Annual expense	9,775	Nu./kW/year ¹¹

（出典：Assumptions to the Annual Energy Outlook 2018, U.S. EIAを基にJICA調査団作成）

Firm power が増加する価値は、毎年の便益として、Nu. 9,775/kW で評価する。

(2) Firm power の算定方法

調整池や貯水池を持たない流れ込み式水力の場合には、2月においても90%の確率で使用可能な河川流量から算出される出力である。一方、調整池や貯水池を所有する水力は、貯水容量の大きさと電力需要の大きさを考慮して、以下に示す方法で使用可能な流量を増加させる。

(a) 日間運用

1日の内、8時間をピーク時間帯、16時間をオフピーク時間帯とし、オフピーク時間帯の出力をピーク時間帯の80%となるようにピーク時間帯の出力を増加させる。

(b) 週間運用

1週間の内、5日間を平日、2日間を休日とし、休日の平均出力を平日の平均出力の80%となるように平日の出力を増加させる。

(c) 季節間運用

雨季に貯えた水を12月～4月の5か月間で均等に使用する。

(3) 下流の発電所における Firm power の増加

調整池や貯水池を利用して、河川流量が少ない時期の使用流量を増加させて運転すると、下流の発電所においても河川流量が増加するため、Firm power の増加が期待できる。

河川勾配がきつく相当流れが速いと言われているエリアでも、河川の平均流速は3m/s程度である。つまり、時速10km程度であり、50km程度離れていると、上流で放出した水は、5時間程度経過して到達することになる。このため、日間運用でピーク時間帯に使用流量を多くして運転しても、50km下流の発電所においては、ピーク時間帯にはならない時間において河川流量が増加することになる。つまり、日間運用分で増加したFirm powerは50km下流の発電所では、Firm powerの増加は期待できない。この点を考慮し、日間運用分で増加したFirm powerは直下流に位置する発電所のみで増加するものとした。一方、週間運用や季節間運用により増加したFirm

¹¹ Nu. 69.7/USD で換算。耐用年数20年、金利10%として計算すると資本回収係数は、11.746%になる。Annual expense の計算式は、 $(1,108 \times 0.11746 + 10.1) \times 69.7 = 9,775$ Nu./kW/year となる。

power は、その日のうちに下流の発電所に到達するため、下流の発電所における Firm power の増加が期待できる。

Firm power の増加が期待できる発電所としては、既設発電所に加えて、NTGMP 2018 において 2035 年までに開発される予定の発電所とする。（表 3-6 参照）

4.5 アンシラリーサービス提供の価値

アンシラリーサービスには、周波数調整（一次、二次、三次）、需給調整（予備力）、潮流調整、電圧調整、送電線混雑調整、ブラックスタートなどがある。本報告書においては、これらのうち、周波数調整と需給調整のみについて議論する。

4.5.1 一次スクリーニングにおける扱い

4.2.3 で示したように、アンシラリーサービスの価値については、Rs. 0.5/kWh 以上はあると考えられる。現時点では、インドにおいて水力のように早い応答が可能なアンシラリーサービスに対する市場は確立していない。今後は、アンシラリーサービスの提供が可能な各事業者（サービスプロバイダ）が提示する入札価格を基に、上げ指令は安い順に、下げ指令は高い順にサービスプロバイダに指令が出ることになる。つまり、アンシラリーサービスの価値は、揚水式水力やバッテリーなどを含めた他の同様な機能を持つ設備との競争になる。このため、現時点で具体的な単価を算定することは非常に難しい。

調整池を所有する水力の開発により、アンシラリーサービス提供の価値は多少あると考えられるが、提供可能な量があまり多くないこと、インドのシステムにおいてその市場が未完成であり、確実な価値が見込めないこと、具体的な単価の算定が難しいことなどを考慮して、一次スクリーニングの便益算定においては、アンシラリーサービス提供の価値は考慮しない。

4.5.2 二次スクリーニングにおける扱い

一次スクリーニングは、開発優先順位が低い地点のふり落としを目的として実施しているため、上記に示したように、アンシラリーサービス提供の価値は考慮していない。一方、二次スクリーニングにおいては、調整池を所有する水力の価値を適正に評価するため、一定の仮定の下にアンシラリーサービス提供の価値を考慮した。なお、流れ込み式発電所においては、出力を調整するための池がないため、アンシラリーサービスは提供できない。

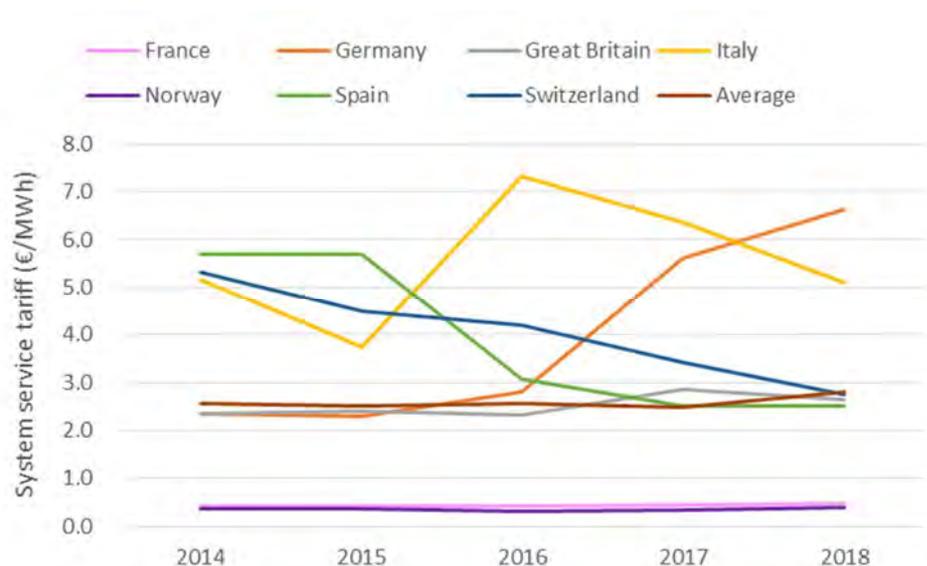
(1) アンシラリーサービス提供の価値

(a) インドの市場における実績値

インドの市場における実績値は、4.2.3 節に示した通り、上げ指令の場合の平均単価は、Rs. 4.6/kWh 程度、下げ指令の場合の平均単価は、Rs. 2.2/kWh 程度であった。上げ指令における平均単価は燃料費相当分 Rs. 2.9/kWh が含まれており、経費として必要となる燃料費分を除くと、実際にアンシラリーサービス提供者が得られた利益は、Rs. 1.7/kWh 程度であった。また、下げ指令における平均単価の内、75%に相当する金額は DSM プール（地域給電所）に対して戻入する必要があり、実際にアンシラリーサービス提供者が得られた利益は、Rs. 0.55/kWh 程度であった。これらの利益は、実際に地域給電所から指令が出た場合に得られる利益であり、アンシラリーサービスを提供するために、準備して待機しているだけでは、対価は全く得られない。

(b) ENTSO-E における実績値

ヨーロッパ各国の送電コストは、ENTSO-E が集計し、“ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe” という報告書を毎年公表している。このうち、主要各国において、System service を実施するための価格の推移を以下に示す。



(出典：ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europeを基にJICA調査団作成)

図 4-13 ヨーロッパ各国における System service tariff の推移

この値は、各国の System Operator が、自国の System を安定的に運用するために必要な経費と考えられる。国によって様々であるが、平均的には Euro 2.5/MWh (Rs. 200/MWh¹²) 程度である。

System service の中には、周波数調整（一次、二次、三次）、需給調整（予備力）、潮流調整、電圧調整、送電線混雑調整、ブラックスタートが含まれており、周波数調整と需給調整機能だけを分離するのは難しいが、System service tariff の 50%は周波数調整と需給調整分として計算すると、両機能として必要な経費は Rs. 100/MWh である。つまり、系統の周波数を安定的に維持するために、需要 1MWh 当たり、Rs. 100 の経費が必要である。良質で安定的な電力を供給するためには、需要の 3%程度に相当する周波数調整能力（供給予備力を含む）が必要となる。このため、周波数調整能力の価値は、Rs. 3,333/MWh (Rs. 3.3/kWh) であると考えられる。

(c) 本調査において使用するアンシラリーサービス提供の価値

上記の 2 つの考え方に基づいて試算した価値は、インドにおける実績値が Rs. 1.7/kWh 程度、ENTSO-E における実績値が Rs. 3.3/kWh 程度であり、大きな差がある。インドにおける実績値は、15 分以内の比較的ゆっくりとした対応を求めているものであり、周波数調整（一次）や瞬動予備力に該当する部分は含んでいない。水力は、秒単位の対応が可能であり、インドにおける実績値よりも高い価値を提供可能である。ブータンの水力は、ENTSO-E で求めているアンシ

¹² 1 Euro = 80 Rs. で換算

ラリーサービスと同等のサービスが提供可能であり、本調査において使用するアンシラリーサービス提供の価値は、ENTSO-Eにおける実績値である Nu. 3.3/kWh (Rs. 3.3/kWh) とする。

(2) アンシラリーサービス提供の可能量

アンシラリーサービスの提供は、基本的には、系統の周波数が基準値から逸脱した際に、自動的または給電所からの指令を受けて出力を変化させるもので、系統の周波数が基準値に戻れば、出力を変化させる必要はない。このため、調整池の容量として、15分程度の出力変化分を吸収できる容量があればアンシラリーサービスの提供は可能である。

アンシラリーサービスを提供する場合には、系統の周波数が基準値から逸脱した場合に備えて、出力が変化しても問題ない状態にしておく必要があり、特に、系統周波数低下時における出力上げ指令に備えて、出力を減少させて運転している必要がある。

(a) 雨季における提供可能量

雨季の中でも特に7月～9月は、河川流量が非常に多く、発電所の最大使用水量以上の流量が上流から流れてくる可能性が高い。この時期に、アンシラリーサービスの提供をするために出力を減少させて運転すると、発電量の減少となり経済的な運転ではないため、アンシラリーサービスの提供は実施しない。

(b) 乾季における提供可能量

乾季の中でも特に2月は、河川流量が最低となり、この流量を基にして Firm power を算出している。2月のピーク時間帯には、国内需要への供給を優先する運転として Firm power での出力で運転しており、更なる増出力は不可能である。このため、アンシラリーサービスの提供は実施しない。ただし、オフピーク時間帯においては、Firm power の80%程度の出力で運転しているため、アンシラリーサービスの提供は可能であり、出力変化可能幅は、Firm power の±20%とする。

(c) その他の季節における提供可能量

その他の季節においては、アンシラリーサービスの提供は可能と考えられる。アンシラリーサービスの提供を行うためには、出力を短時間で変化させる必要があり、その分発電所下流に放流する量が増える。あまり急激に出力を変化させると、発電所下流の河川流量が急激に変化し、下流に居住する住民への影響が懸念される。この点を考慮し、出力変化可能幅は、各月の可能最大出力の±20%とする。なお、直下流に流量調整が可能な池を有する場合には、下流への影響を考慮する必要がないので、出力変化可能幅は、各月の可能最大出力の±40%とする。

(d) 年間提供可能量

上記を総括すると以下のようなになる。

表 4-12 アンシラリーサービスの提供可能量

Month	Season	Available hours	Available volume
January	Dry season	744	20% of Firm power
February	Dry season	512	20% of Firm power
March	Dry season	744	20% of Firm power
April	Other season	720	20% of Available power
May	Other season	744	20% of Available power
June	Other season	720	20% of Available power
July	Rainy season	0	Not available
August	Rainy season	0	Not available
September	Rainy season	0	Not available
October	Other season	744	20% of Available power
November	Other season	720	20% of Available power
December	Dry season	744	20% of Firm power

(出典：JICA 調査団)

4.6 温室効果ガス (CO₂) 排出量削減の価値

水力発電所は、発電時に CO₂ を全く発生させない発電方式である。このため、ブータンにおいて水力発電所を開発し、インドに売電することにより、インドにおいて CO₂ 排出量を削減することが可能となる。

CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector, CEA (2016) によると、インドの電力セクターにおける 2016 年の CO₂ 排出量原単位は、石炭火力の比率が高いため、0.82 t-CO₂/MWh である。インドでは、今後再生可能エネルギーの開発を促進する方針であり、この原単位は徐々に減少していくものと想定されている。

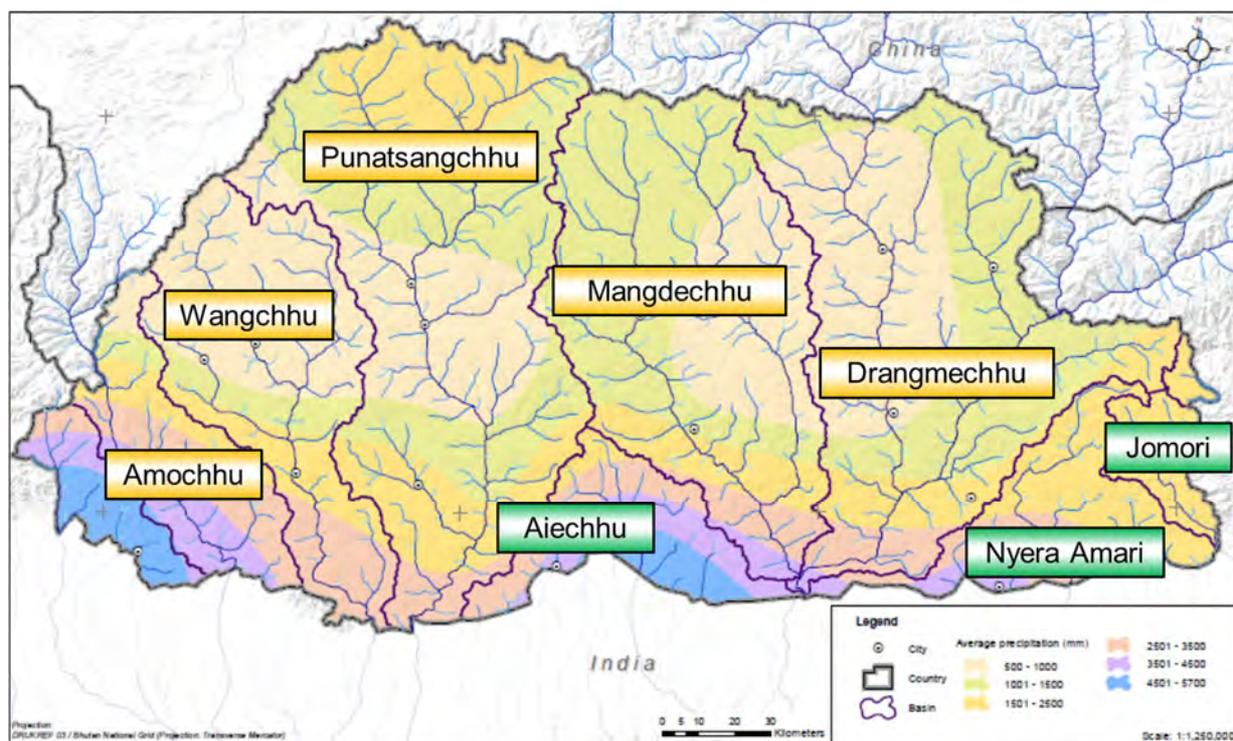
現時点でインドにおいて CO₂ 排出量を活発に取引しているマーケットはなく、現時点での取引価格を推定することは難しいため、本調査においては、この価値を便益 (Benefit) としては算定していない。

第5章 マスタープランを取り巻く状況

5.1 各主要水系の地形

5.1.1 水力地点抽出対象流域

ブータン国は、大きく 5 つの主要流域（Amochhu, Wangchhu, Punatsangchhu, Mangdechhu, Drangmechhu）といくつかの小流域に分けられる。本電力マスタープランにおいては、25MW 以上の中～大水力計画を対象にすることから、水力地点抽出の対象地点としては、図 5-1 に示すとおり、5 つの主要流域に加えて 3 つの小流域（Akiachuk, Nyera Amari, Jomori）を対象とする。



(出典：National Atlas of River Basins and Water Infrastructure in Bhutan, ADB, March 2016)

図 5-1 ブータン国の流域図

5.1.2 各流域の河川縦断線形及び流域面積

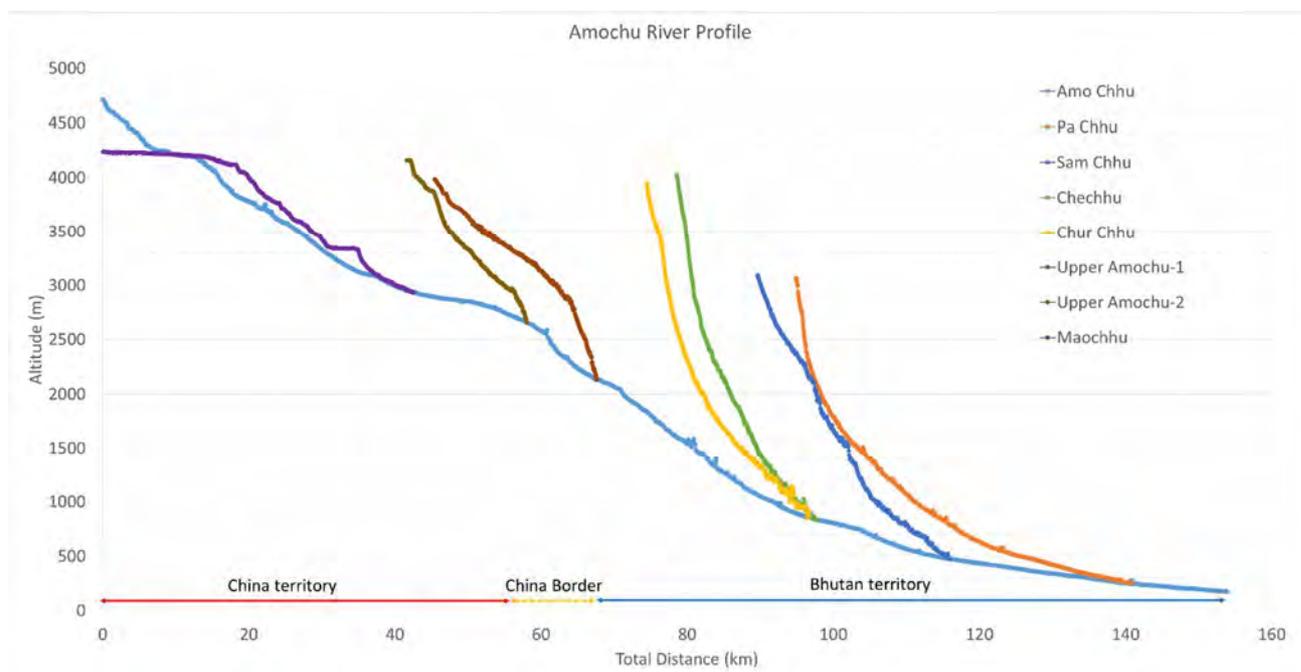
(1) Amochhu 流域

Amochhu は、Machu として知られる中国チベット自治区の Shudu Tsenpa 山を源流とし、河川延長は源流からブータンとインドの国境まで約 150km であり、上流側 60km 間はチベット自治区内を流れ、その後ブータンとチベット自治区の国境に沿って約 11km 流れる。さらに、河川はブータン Haa Dzongkhag (河床標高 2200m) に入る。ブータン国内では Amochhu という名称であり、インド国内西ベンガルでは Toorsa という名称である。

ブータン国内の上流域 1/3 では河川勾配約 1:20 と急勾配であるのに対して、下流域 1/3 では河川勾配 1:80 と比較的緩やかになる。

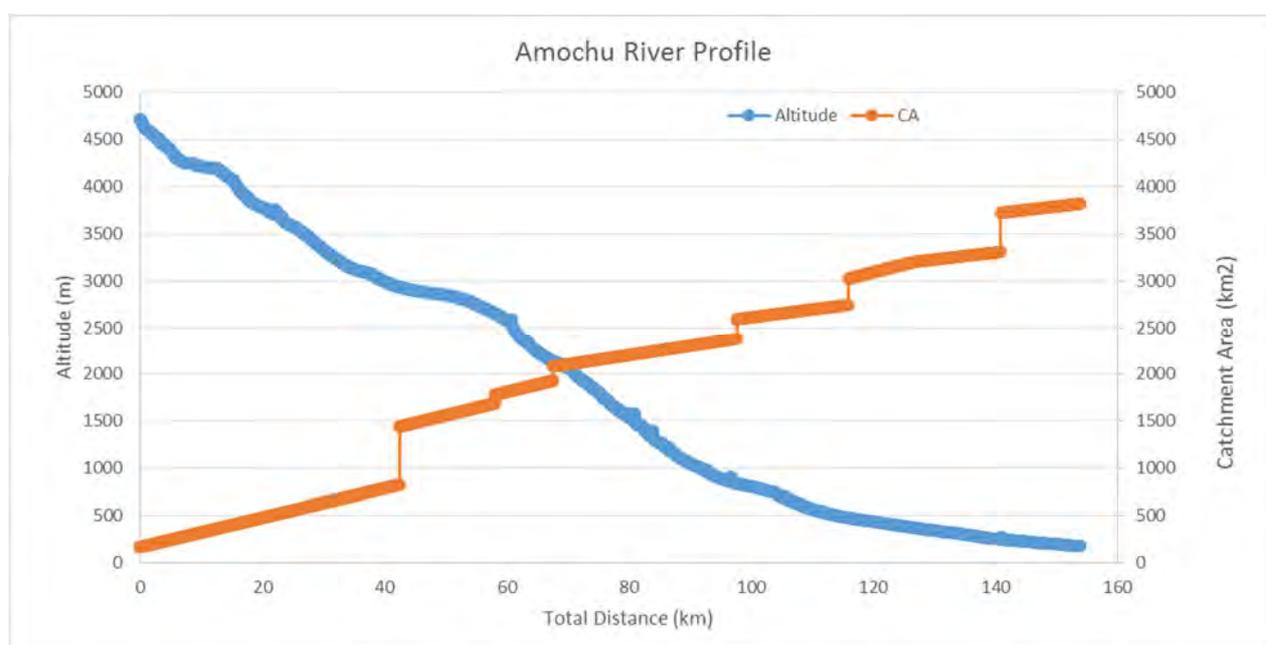
Amochhu の流域面積は、約 3,927km² であり、そのうち約 1,605km² は中国国内である。

Amochhu 流域の河川縦断面図を図 5-2 に、また河川縦断と流域面積の関係を図 5-3 に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 5-2 Amochhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

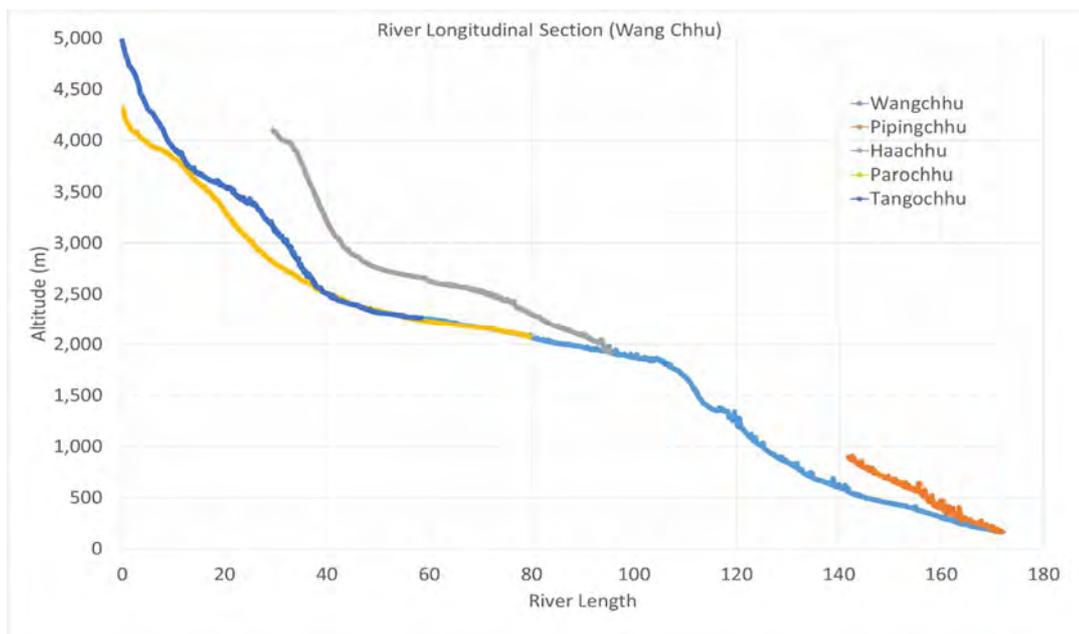
図 5-3 Amochhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係

(2) Wangchhu 流域

Wangchhu は、ブータン-中国の国境に位置する Jomolhari 山（標高 7,326m）を源流とし、ブータン-インド国境まで約 170km の延長を有する。上流域約 40km までは河川勾配 1:20 を超える急勾配を示すが、40km~100km の間（標高 2,500m~1,800m の間）は、河川勾配 1:120 と比較的緩勾配を示す。源流から 110km 付近では水力計画に適する 1:40 程度の急勾配を示す。

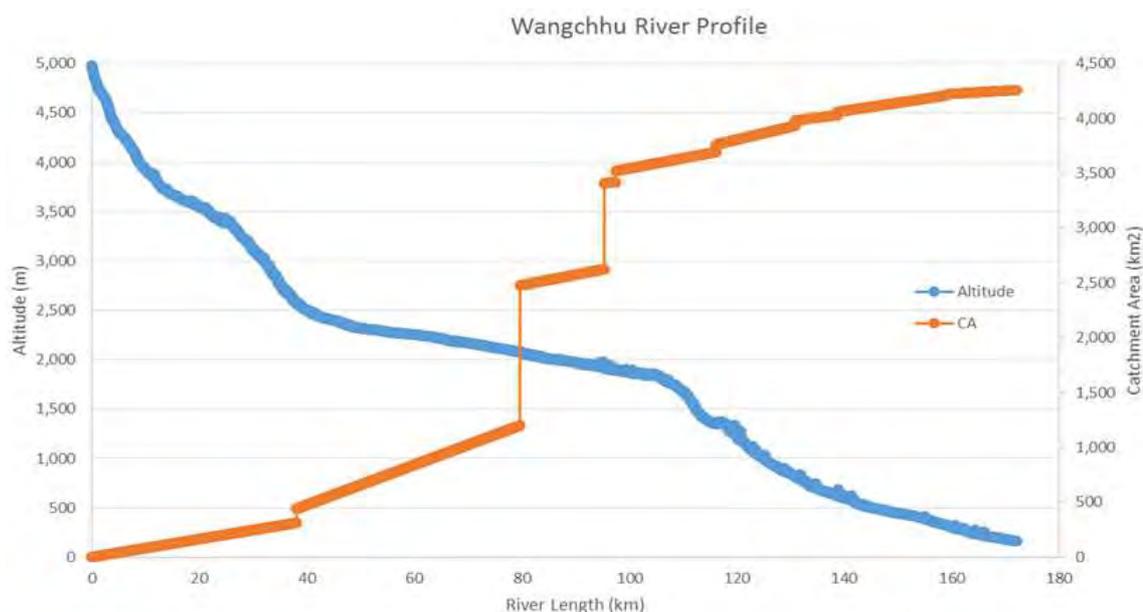
Wangchhu の流域面積は、ブータン-インド国境で約 4,643km² の流域面積となる。

Wangchhu 流域の河川縦断面図を図 5-4 に、また河川縦断と流域面積の関係を図 5-5 に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 5-4 Wangchhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

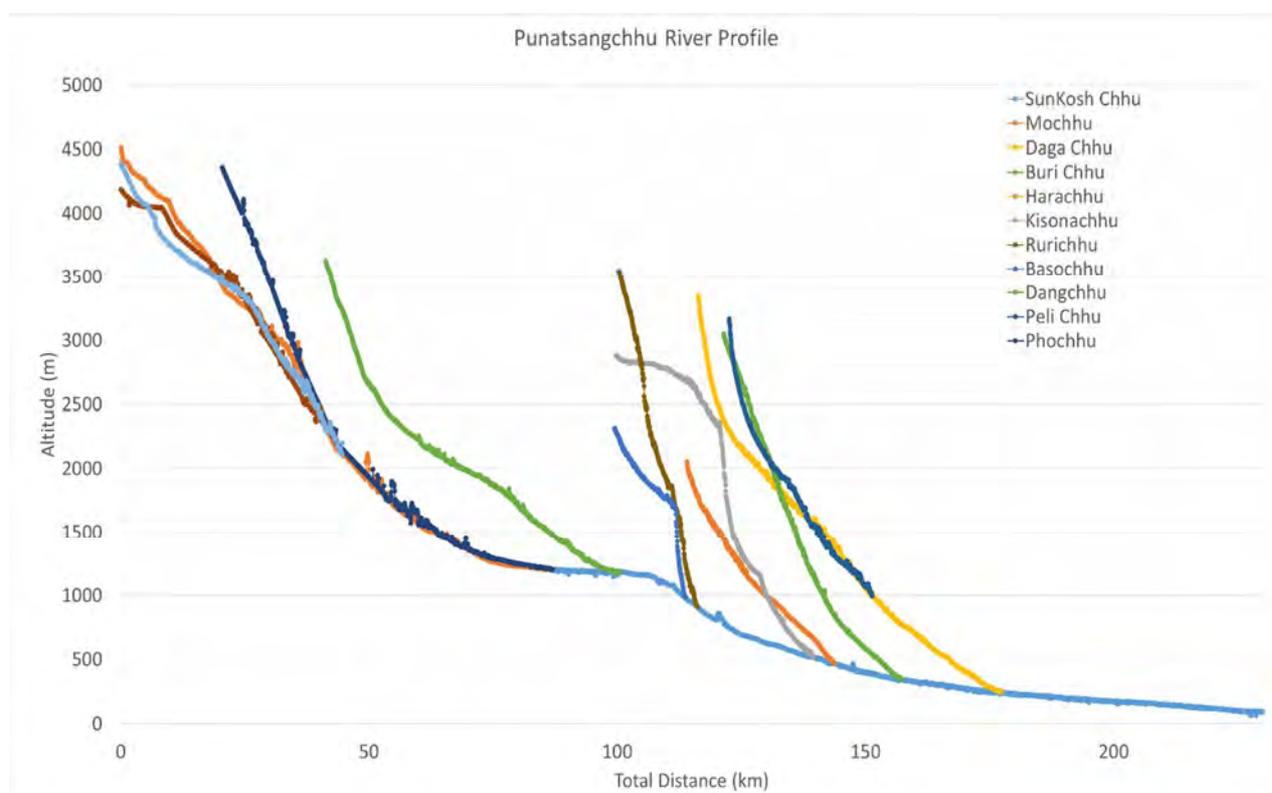
図 5-5 Wangchhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係

(3) Punatsangchhu 流域

Punatsangchhu は、北の中国との国境付近を源流とし、ブータン-インド国境まで約 230km の延長を有する。源流から約 70km までは河川勾配 1:20~25 を超える急勾配を示すが、80km~110km の間の標高 1,200m 付近では平坦な河川勾配を示す。さらに、110km~140km の間は 1:50 程度の急勾配を示す、さらにブータンとインド国境に向けて緩勾配となる。

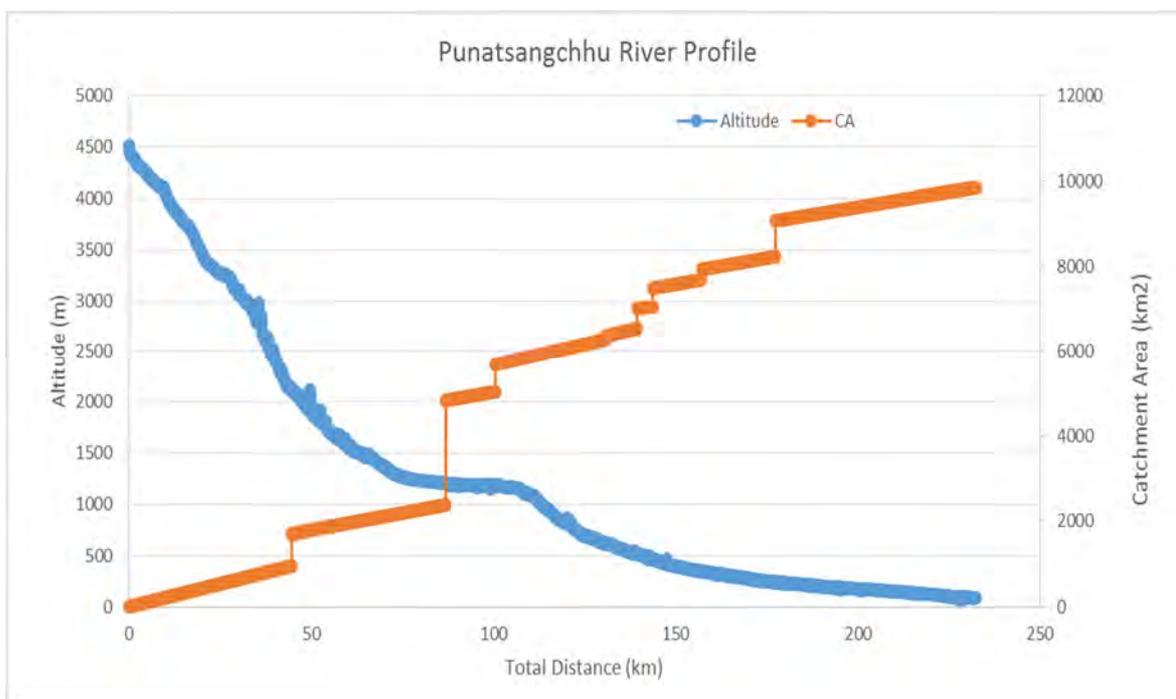
Punatsangchhu の流域面積は、Phochhu と Mochhu が合流することによって、流域面積が約 2,400km² から合流点で 4,800km² に増加し、ブータンとインドとの国境付近では約 9,747km² の流域面積となる。

Punatsangchhu 流域の河川縦断面図を図 5-6 に、また河川縦断と流域面積の関係を図 5-7 に示す。



(出典：JICA 調査団)

図 5-6 Punatsangchhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

図 5-7 Punatsangchu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係

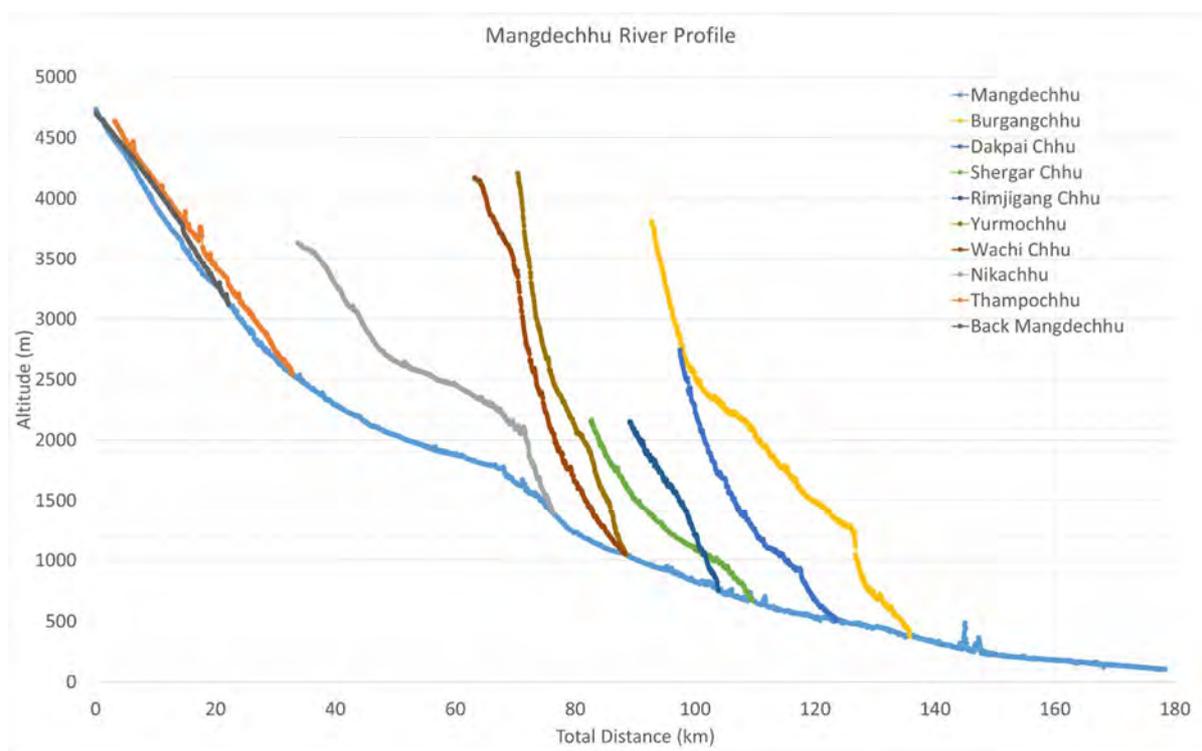
(4) Mangdechhu 流域

Mangdechhu は、ブータン国で最高峰の山 Gangkhar Puensum (標高 7,570m) を含む標高 7,000m 級の中国との国境を源流とし、ブータン国のほぼ中央部を流れ、ブータン-インド国境近くで Manaschhu と合流するまで約 180km の延長を有する。源流から約 70km 付近に河川勾配変化点があるが、平均 1:40 の全般的に急峻な河川勾配を示す。

Mangdechhu 流域の最大支川である Chamkharchhu は、標高約 270m で Mangdechhu の左岸に合流する。Mangdechhu 本川よりも急勾配で、平均 1:33 の河川勾配を示す。

Chamkharchhu が合流することによって、流域面積が約 3,800km² から 6,800km² に増加し、Manaschhu 合流点では流域面積は約 7,300km² となる。

Mangdechhu 及び Chamkharchhu 流域の河川縦断面図を図 5-8 及び図 5-9 に、また河川縦断と流域面積の関係を図 5-10 及び図 5-11 に示す。



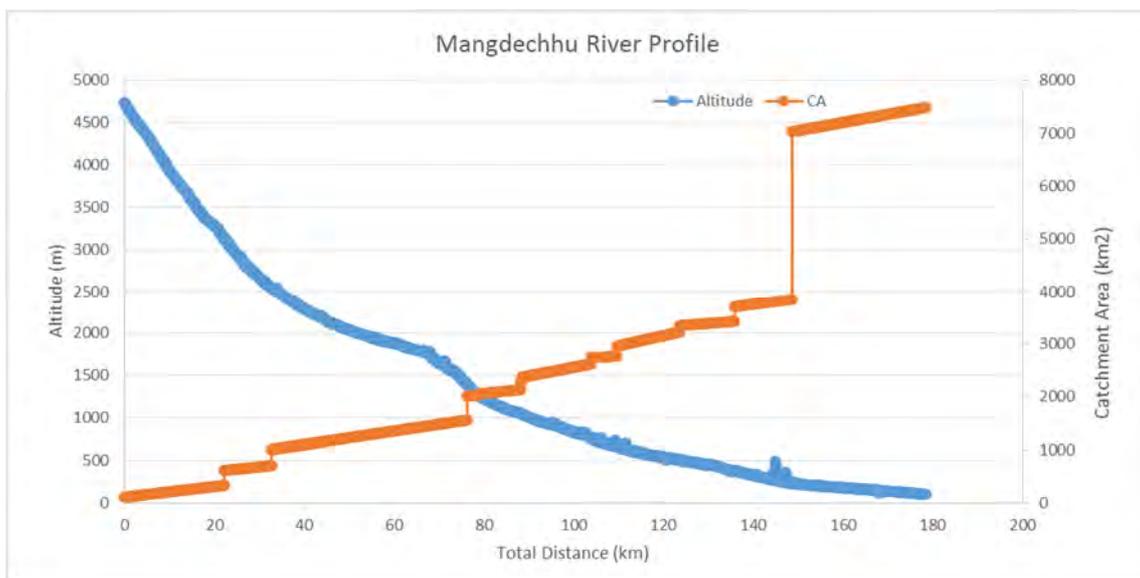
(出典：JICA 調査団)

図 5-8 Mangdechhu 流域の河川縦断面図



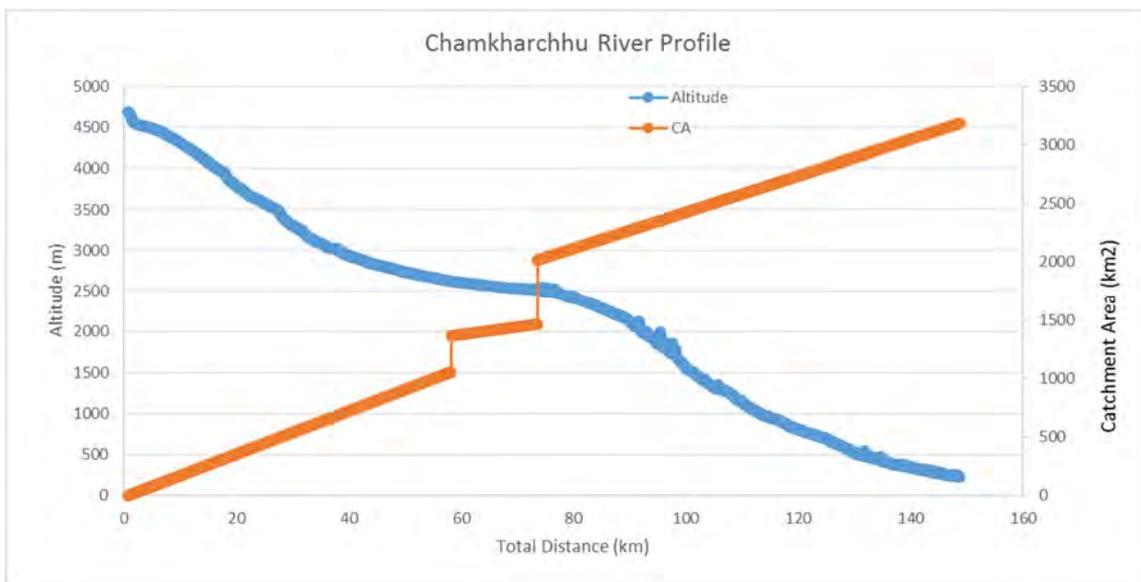
(出典：JICA 調査団)

図 5-9 Chamkharchhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

図 5-10 Mangdechhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係



(出典：JICA 調査団)

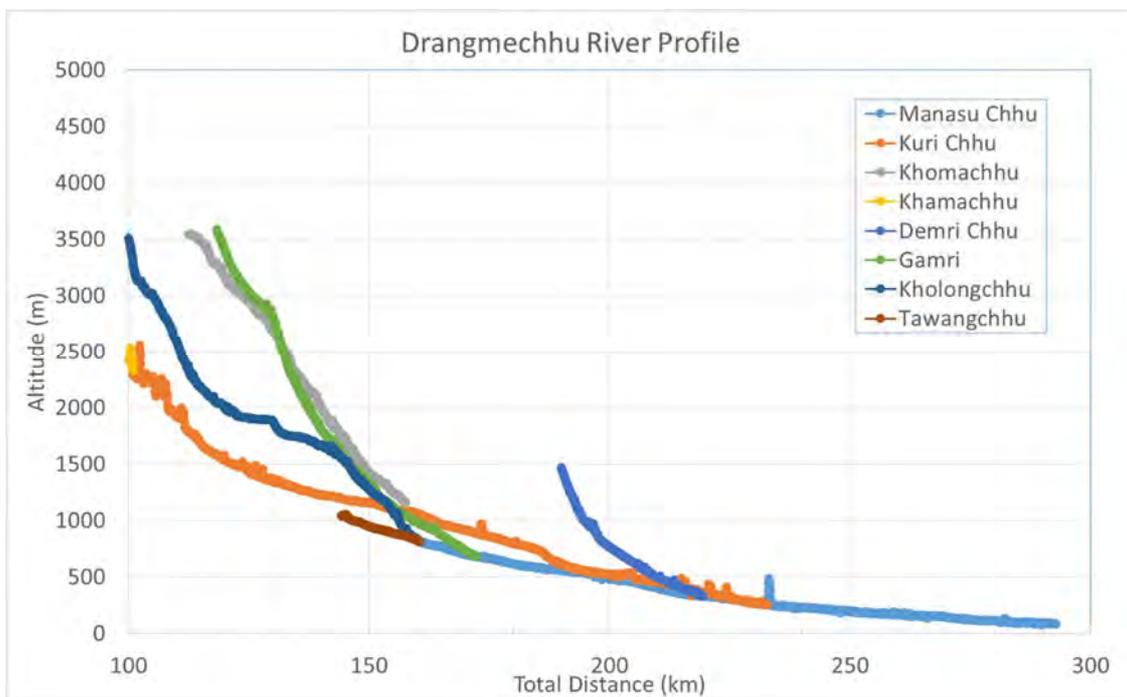
図 5-11 Chamkharchhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係

(5) Drangmechhu 流域 (Manas 流域)

Drangmechhu (Manas) は、ブータン国最大の河川であり、この流域には Kurichhu と Gongri の 2 大河川がある。Kurichhu と Gongri 水系は中国に源流を發し、国を跨ぐ河川である。Kurichhu と Gongri との合流点より下流が Drangmechhu となる。Kurichhu の流域面積の 60%、および Gongri の流域面積の 64%がブータン国内である。Drangmechhu は Manas として知られる南部丘陵地帯を流れ、標高約 150m の右岸側で Mangdechhu と合流し、その合流点下流 9km でインド国内に至る。ブータン国内での平均河川勾配は約 1:180 と緩い勾配であるが、大きな支川は急勾配となる。

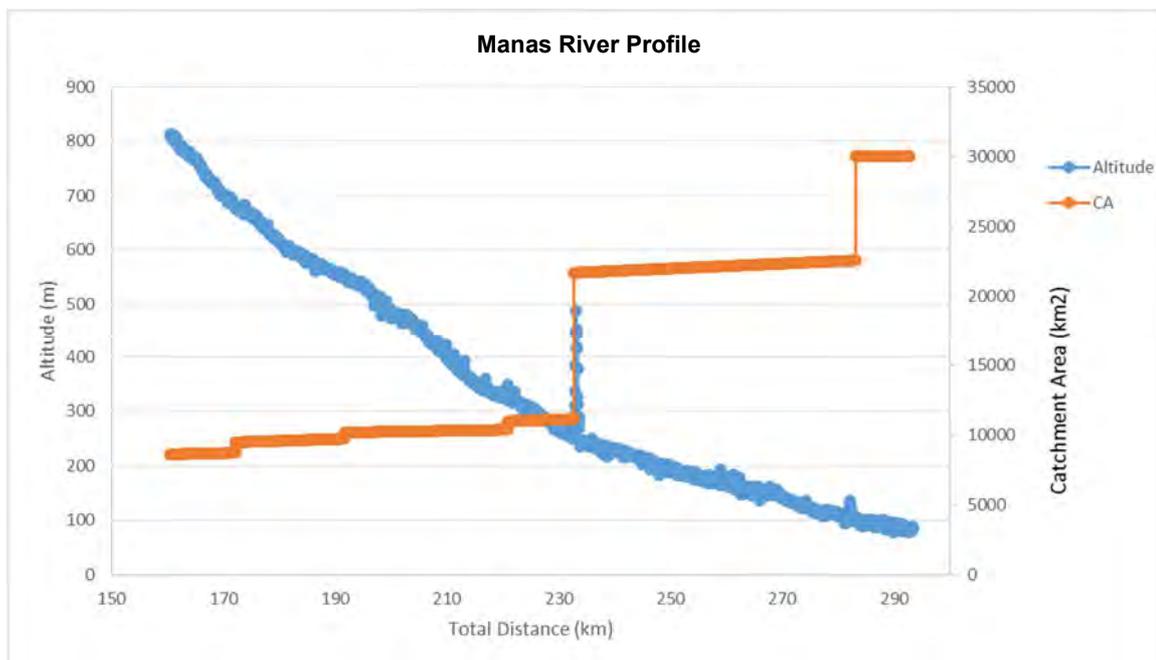
Drangmechhu の流域面積は Kurichhu と Gongri の合流点で 22,000km²、さらに Mangdechhu との合流点で約 30,000km² となる。

Drangmechhu 流域 (Manas 流域) の河川縦断面図を図 5-12 に、また Manaschhu と Kurichhu の河川縦断と流域面積の関係を図 5-13 及び図 5-14 に示す。



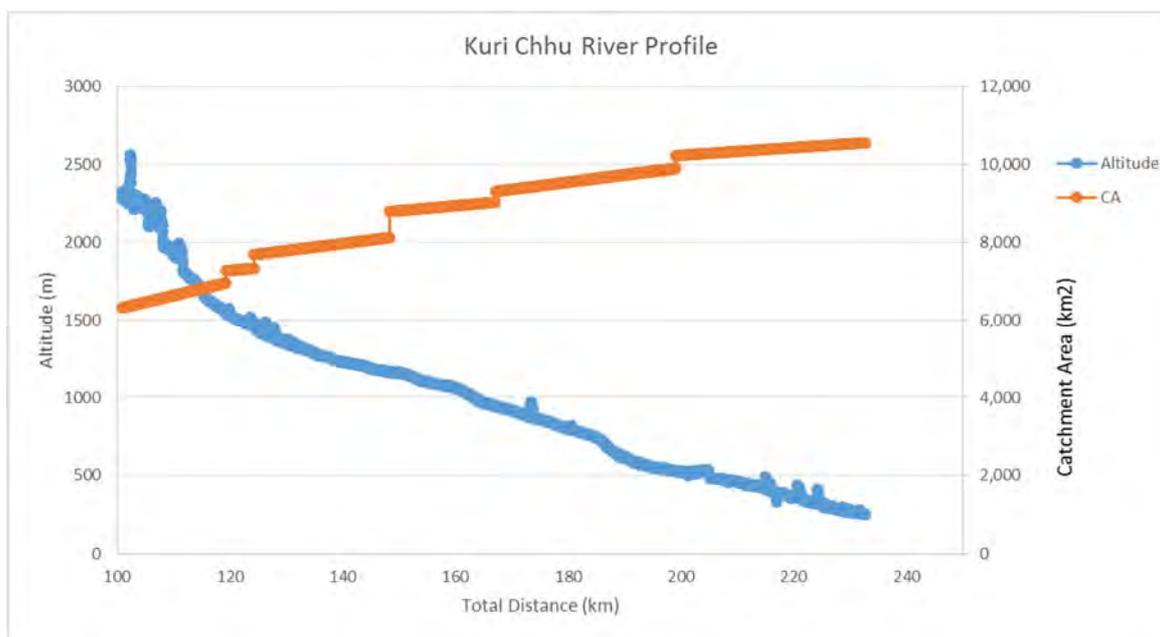
(出典：JICA 調査団)

図 5-12 Drangmechhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

図 5-13 Manas 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係



(出典：JICA 調査団)

図 5-14 Kurichhu 流域の主河川縦断面図と流域面積の関係

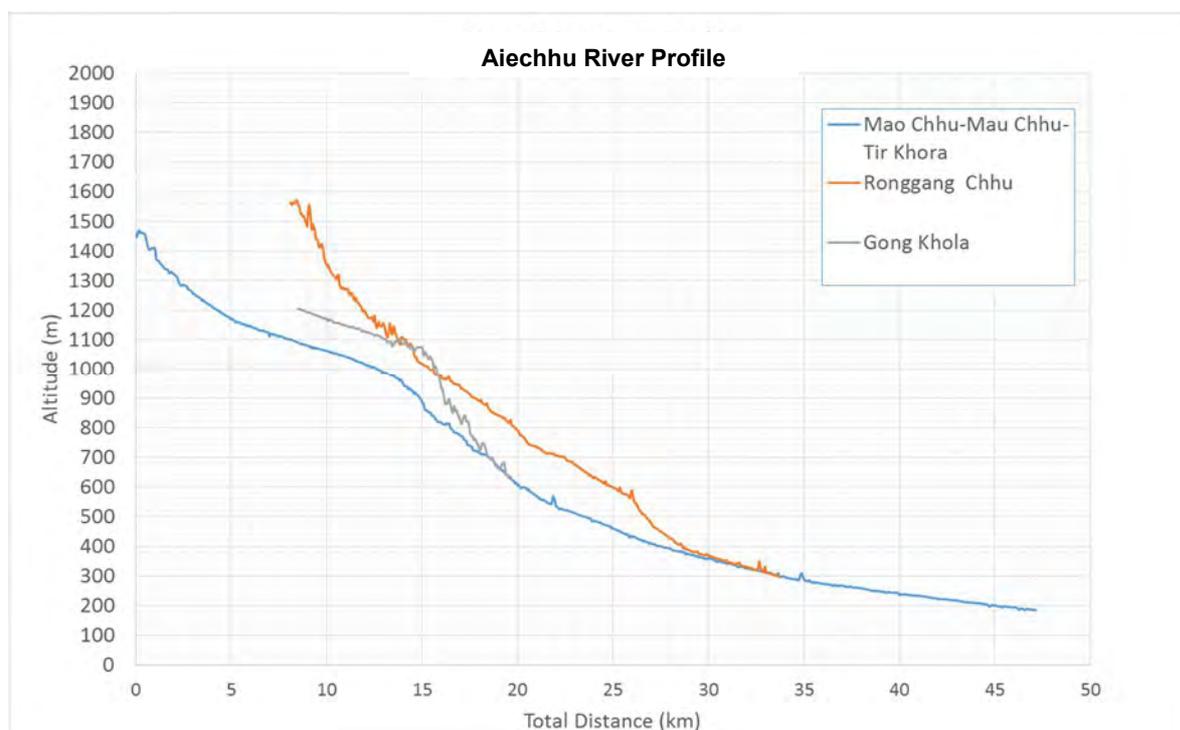
(6) Aiechhu 流域、Nyera Amari 流域、Jomori 流域

Aiechhu は、ブータン国中央南部の標高 3,000m 級の山岳部を源流とし、インド国境まで約 50km の延長を有する小流域である。平均河川勾配 1:40 であり、インド国境部での流域面積は約 830km² である。

Nyera Amari は、同様にブータン国東南部の標高 4,000m 級の山岳部を源流とし、インド国境まで約 110km の延長を有する小流域である。平均河川勾配 1:30 であり、インド国境部での流域面積は約 1,100km² である。

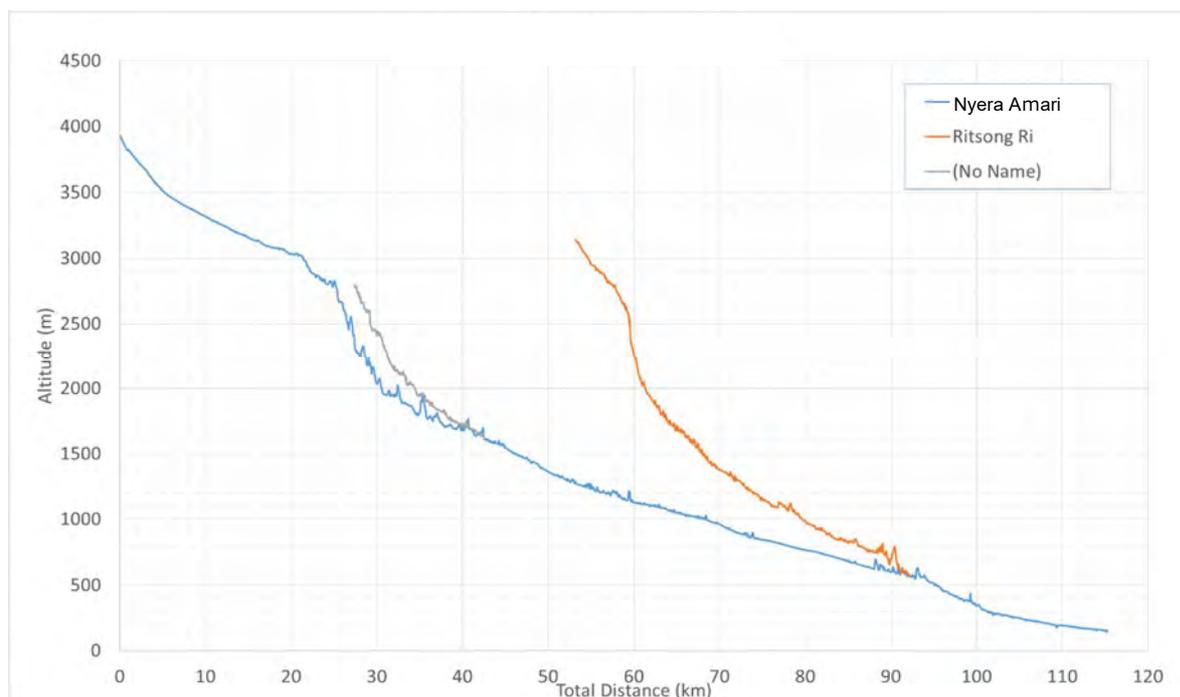
Jomori は、同様にブータン国東部の標高 4,000m 級の山岳部を源流とし、インド国境まで約 70km の延長を有する小流域である。平均河川勾配 1:20~25 であり、インド国境部での流域面積は約 720km² である。

Aiechhu 流域、Nyera Amari 流域、Jomori 流域のそれぞれの河川縦断面図は図 5-15、図 5-16、図 5-17 に示すとおりである。



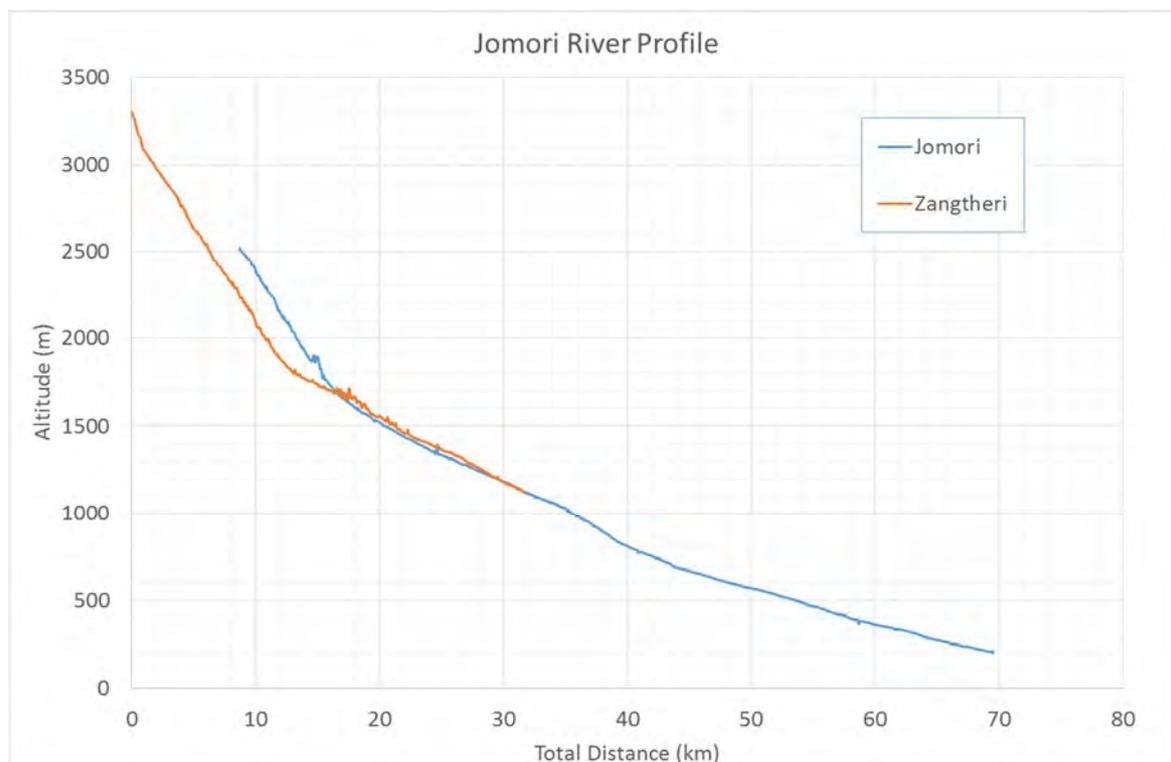
(出典：JICA 調査団)

図 5-15 Aiechhu 流域の河川縦断面図



(出典：JICA 調査団)

図 5-16 Nyera Amari 流域の河川縦断面図



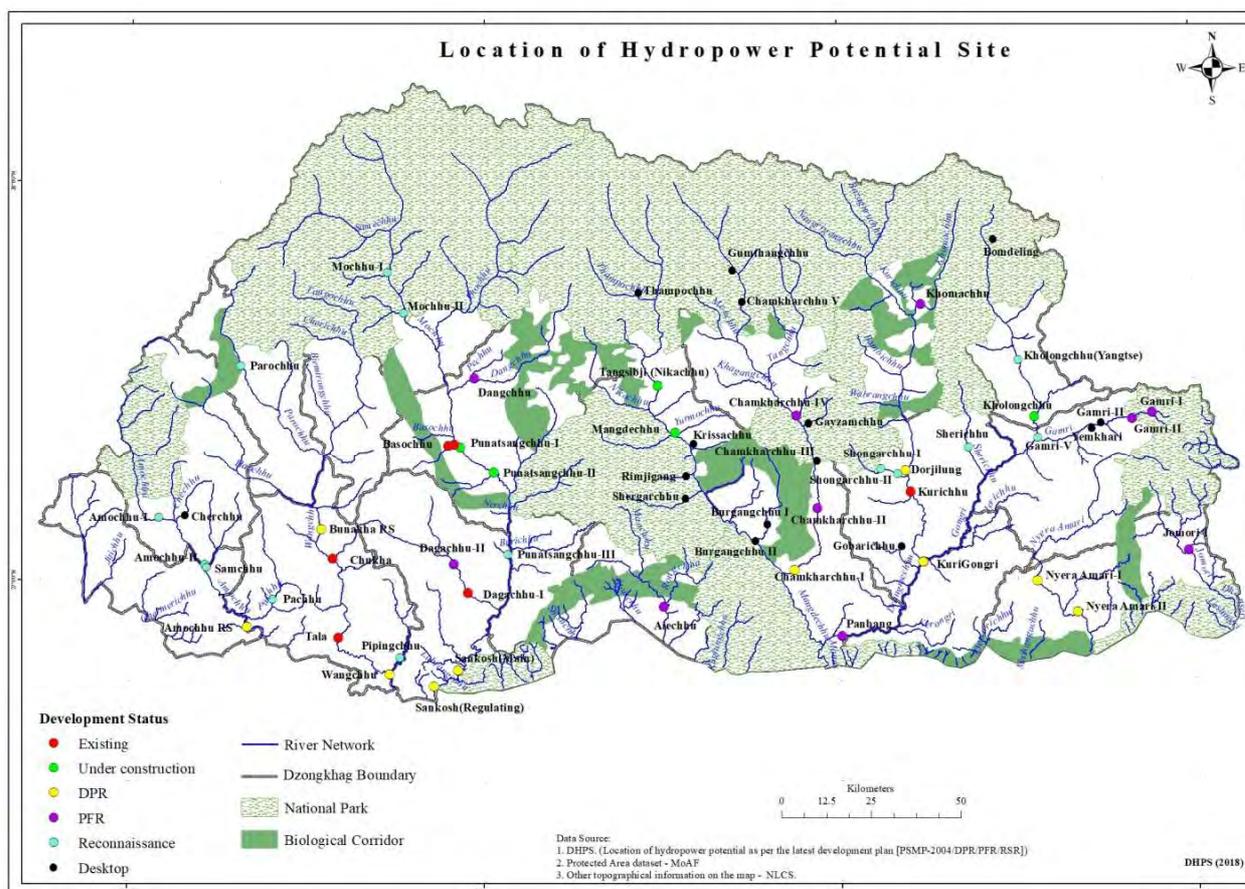
(出典：JICA 調査団)

図 5-17 Jomori 流域の河川縦断面図

5.1.3 既素材地点

電力マスタープラン (PSMP-2004) では、ブータンの総水力ポテンシャルを設備容量で約 30,000MW、年間発生電力量で約 120,000 GWh と推定した。これは、全ポテンシャルのうち 10MW 以上の流れ込み式 70 地点、貯水池式 6 地点が選定され、そのうち 25MW 以上が DHPS の対象地点である。これらの地点の多くは様々なレベルでの調査が行われているが、建設段階のものはわずかである。一方、運転中の地点は 6 発電所であり、その設備容量は 1,606MW に達している。

図 5-18 に 2018 年時点に更新された水力素材地点の位置図を示す。



(出典：DHPS)

図 5-18 水力素材地点位置図 (2018 年時点)

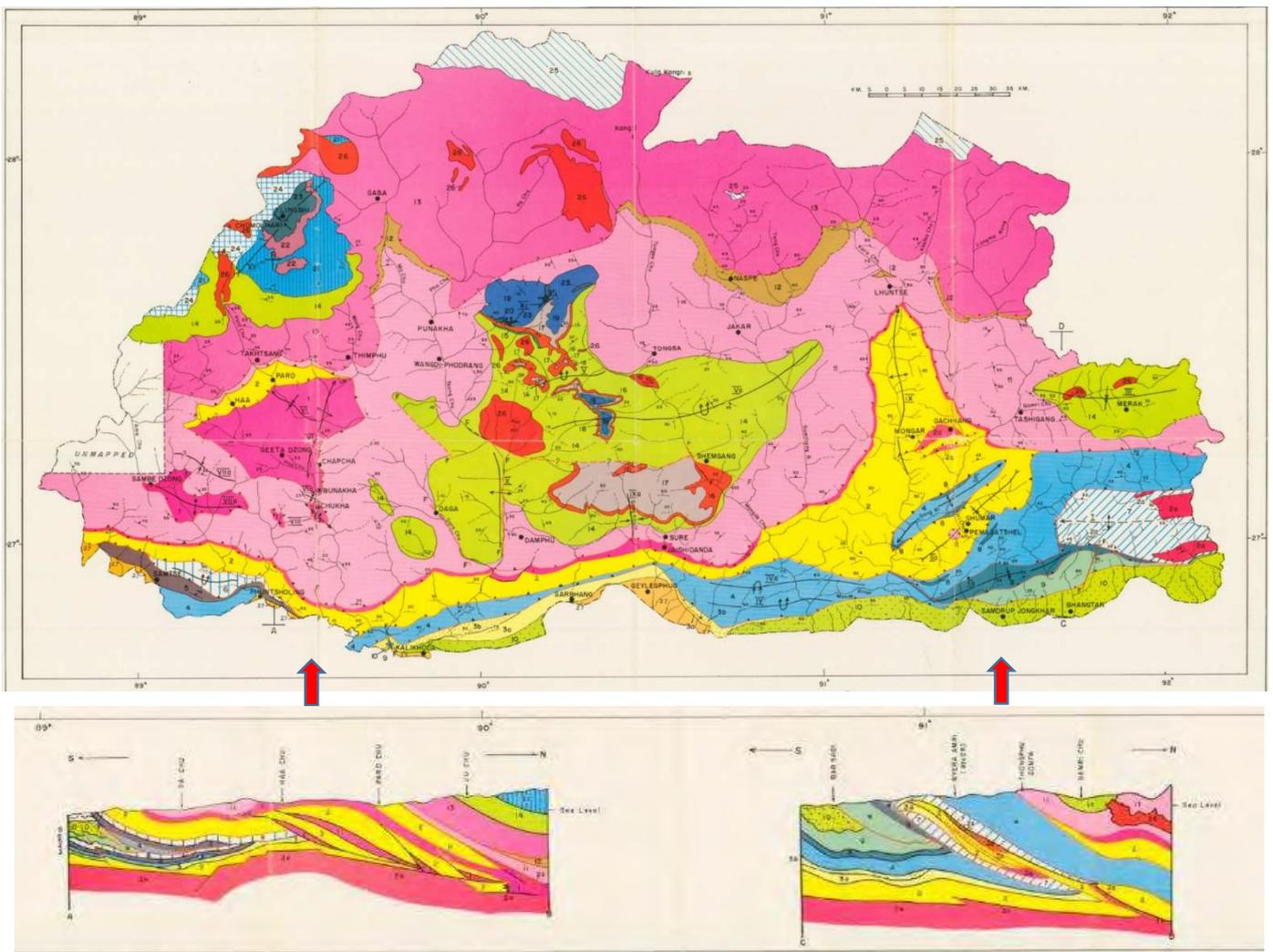
5.2 地質概要

ブータンの地質に関しては、古くから A.Gansser による地質図 (1983) が広く知られている (図 5-19 参照)。インドとの関係が深まるにつれ、インド政府 GSI (Geological survey of India) の Bhargava による地質図 (1995) が多用されるようになり、多くのインド関連開発地点のレポートにその図を見る。地質平面図、南北方向断面【西部 ; (A-B) ・ 東部 ; (C-D)】および凡例をそれぞれ図 5-20、図 5-21 に示す。



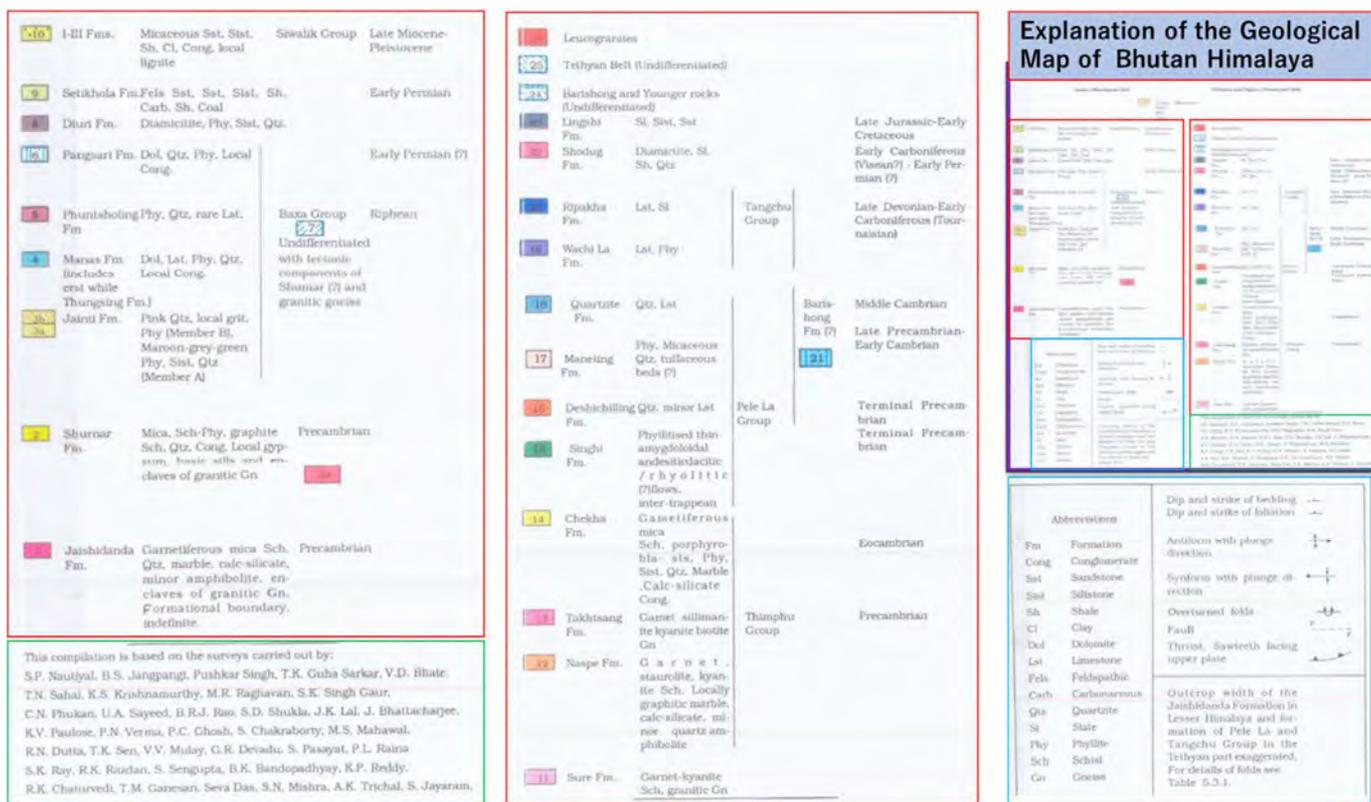
(出典: A.Gansser, (1983)を基に JICA 調査団が編集)

図 5-19 A.Gansser (1983)によるブータンの地質平面図



(出典 : Bhargava, 1995)

図 5-20 Bhargava によるブータンの地質平面および断面図



(出典: Bhargava (1995)を基に JICA 調査団が編集)

図 5-21 Bhargava によるブータンの地質平面および断面図 (凡例)

黄色網点で示す新第三紀の Siwalik 層群 (凡例番号 ; 10) は、国土の南端に位置する。黄色に彩色した Baxa 層群のいくつかの累層は、低変成度のレッサーヒマラヤ統 (LHS)の古原生代~ペルム紀の堆積岩の下に取り込まれている。桃色に彩色された新原生代のグレーターヒマラヤ統 (GHS)と、優白質花崗岩を取り込む高変成変堆積岩起源の片麻岩は深い桃色で彩色したテチス堆積岩類 (TSS)に被われる。

Bhargava によるブータン構造層序区分を表 5-1 に示す。各層群と累層は、多くの場合北へ傾斜する衝上断層で分離されている。各地層は、衝上断層によって若い地層が 古い地層の下部に畳み込まれることで非常に複雑な構造となっている。

主要な衝上断層の近くの岩石には顕著な剥離性と強度異方性があり、ほとんどの泥質岩起源の変成岩は上述の複雑な地質構造に影響を受けている。

表 5-1 ブータン・ヒマラヤの地殻層序配置

テチスサクセッション	礫岩, 頁岩, シルト岩, 砂岩, 石灰岩, 火山岩類 ----- 不整合 -----
Thimphu 層群	片麻岩, ミグマタイト, 角閃岩および高压変堆積岩類 ----- Thimphu 衝上断層 -----
Jaishidanda 層	花崗岩片麻岩の構造性岩塊を取り込む黒雲母-ザクロ石-十字石片岩 ----- Jaishidanda 衝上断層 -----
Shumar 層	コーツァイト, 千枚岩および緑泥石-雲母片岩, Barsong 石灰岩, 下部ではいくつかの花崗岩片麻岩の構造性岩塊を取り込む ----- Shumar 衝上断層 -----
Diuri 層	ダイアミクタイト, 千枚岩, コーツァイト ----- 不整合? - 一部構造性 -----
Baxa 層群	砂状長石質コーツァイト, 石灰岩, ドロマイト, コーツァイト, 礫岩, 粘板岩, 千枚岩, 構造性規模のペルム紀 Setikhola 層 ----- Baxa 衝上断層 -----
Damuda 亜層群	砂岩, シルト岩, 頁岩, 炭層 ----- 主境界衝上断層 -----
Siwalik 層群	砂岩, シルト岩, 頁岩, 粘土, 礫岩 ----- 断層 -----
第四紀サクセッション	砂, 礫岩, シルト, 粘土

(出典 : The Bhutan Himalaya: a geological Account by Bhargava, 1995 を基に JICA 調査団が編集)

一方、Long 他(2011)の最新の地質図がブータンで使われ始めている。当地質図には、過去の有用な地質情報を統合的にまとめられている。図 5-22、図 5-23 に示すように、詳細な地質情報の蓄積は、他の従来の地質図より根拠が明らかで、また正確である。

ブータンの地質帯は 4 つの主要な構造地質単元で構成され、北へ傾斜する衝上断層に接している。構造地質単元は（南から北へ）、1. Siwalik 層群からなる新第三紀のサブヒマラヤ帯、2. 原生代の変堆積岩を主体とするレッサーヒマラヤ帯、3. 高ヒマラヤ片麻岩類からなるグレーターヒマラヤ帯、そして 4. テチス堆積岩から成るテチスヒマラヤ帯である。サブヒマラヤ帯とレッサーヒマラヤ帯の境界は主境界衝上断層(MBT)である。主中央衝上断層 (MCT)は、レッサーヒマラヤ帯とグレーターヒマラヤ帯の間にある。南チベットデタッチメント(STDs, 正断層) は、グレーターヒマラヤ帯とテチスヒマラヤ帯の間にある。

1. Siwalik 層群で構成される新第三紀の亜ヒマラヤ帯

Siwalik 層群は、上部・中部・下部の 3 部層で構成される。これらは、砂泥互層の二つの粗粒化メガサイクルで形成されたので、下部から左岸および・若しくは礫岩と上部に向かい次第に粗くなり、最上位部層は最も粗粒で、最下部層は最も細粒である。

2. 主として古原生代の変堆積岩で構成されるレッサーヒマラヤ帯

レッサーヒマラヤ帯は、Paro 累層、Daling-Shumar 層群、Baxa 層群、Jaishidanda 累層、Diuri 累層、そして Gondwana サクセッションで構成される。

Paro 累層は、含従属長石類片岩と二つの雲母花崗岩起源正片麻岩である、片岩と石灰質珪質含類・大理石・珪岩・石英-ザクロ石-十字石-藍晶石含有片岩などの高変成メタ堆積岩および石灰質含類で構成される。

Daling-Shumar 層群は、レッサーヒマラヤ帯分布域の最北端部に分布し、MCT でグレーターヒマラヤ帯に接する。板状の珪岩と千枚岩で構成され、雲母片岩が MCT 近傍に分布する。下部 Daling-Shumar 層群の上部では、石灰岩が板状珪岩を伴う。Baxa 層群は、Daling-Shumar 層群の南(構造的には下位) に分布する。構造上上位の Baxa 層群は、古い順に Pangsari 累層、Manas 累層、そして Phuentsholing 累層で構成される。

Pangsari 累層は、中-厚層厚の苦灰岩と大理石、そして細～中粒の薄層の珪岩を伴う薄く層状の、ところにより滑石質の千枚岩で構成される。

Manas 累層は、海溝状凹地堆積物を特徴づける斜交層理をもち千枚岩薄層を挟む、中～厚層厚・中～粗粒・ところにより礫質の珪岩を有する。

Phuentsholing 累層は、薄層～中層厚の石灰岩を伴う細互層粘板岩と千枚岩、薄層・細～中粒の珪岩、そしてクリーム状灰色苦灰岩で構成される。

Diuri 累層は、中～大礫の、粘板岩基質の(石化した堆積物である)ダイアミクタイトを有する。

Gondwana サクセションは、頁岩・粘板岩と薄～中層厚の石灰質シルト岩および粘土質岩、そして稀に炭層を伴う中粒・長石質・石質に富む砂岩で構成される。

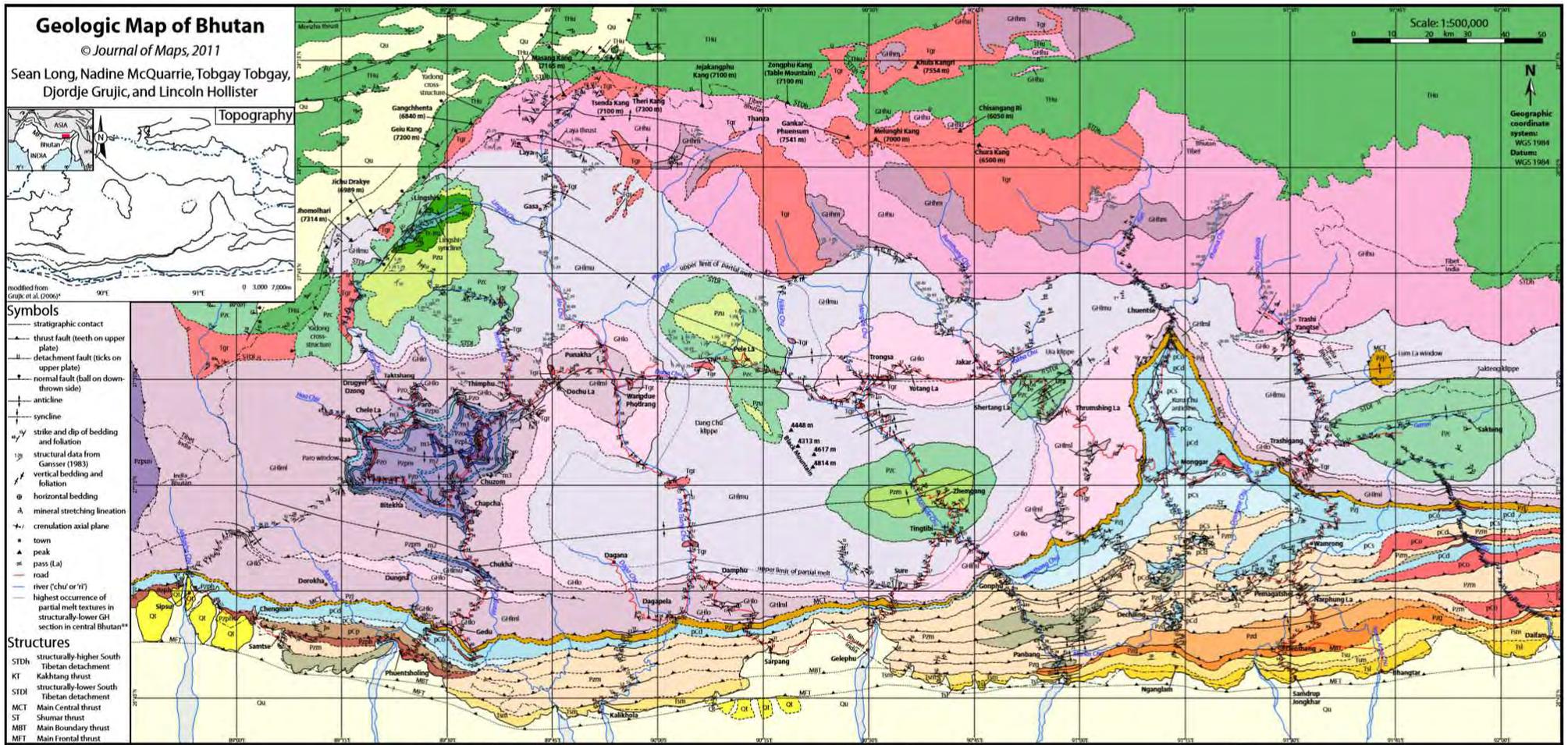
3. 高ヒマラヤ片麻岩から成るグレーターヒマラヤ帯

グレーターヒマラヤ帯は、構造上二つに区分される、つまり MCT より上位で Kakhtang 衝上断層(KT) の下位となる下部と、KT の上位である上部である。前者は、Paro 累層を被い、岩石は珪岩層を挟む準片麻岩で、いずれも部分溶融の構造をもつ。後者は、ミグマタイト質正片麻岩とメタ堆積岩類で構成され、片岩・準片麻岩・珪岩・および大理石、そして中新世の優白質花崗岩に貫入される。

4. テチス堆積岩類で構成されるテチスヒマラヤ帯

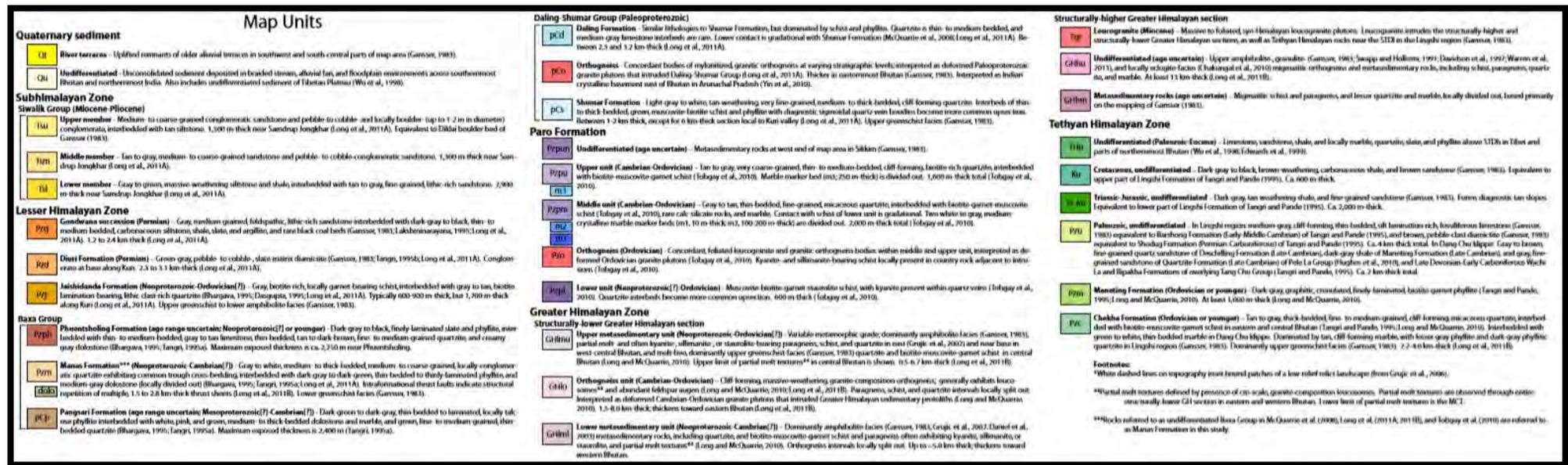
テチスヒマラヤ帯の岩石は、グレーターヒマラヤ帯の上にシンフォーム¹³の形態で保存されている。テチスヒマラヤ帯の最下部の岩石は、珪岩・頁岩・シルト岩・砂岩・および礫岩質珪岩で構成される Chekha 累層に対比される。これらは、カンブリア紀後期の Maneting 累層の千枚岩と含化石石灰岩に覆われている。石灰岩・砂岩・頁岩および一部大理石・珪岩・粘板岩・および千枚岩など時代不詳(古生代-始新世) の岩石は、構造上上位にある南チベットデタッチメント (STDh)の上に乗っている。

¹³ 褶曲形態の一つで、褶曲を構成する岩層の配列状態の時代的新旧とは無関係に、単に下方に閉じる褶曲。(地学事典；平凡社刊)



(出典 : http://www.pitt.edu/~nmcq/Long_etal_2011_JOM_Bhutan_Map_1-500k.pdf#search=%27long+et+al%2C+bhutan%27)

図 5-22 Long 他 (2011) による最新のブータンの地質図



(出典 : http://www.pitt.edu/~nmcq/Long_et al_2011_JOM_Bhutan_Map_1-500k.pdf#search=%27long+et+al%2C+bhutan%27)

図 5-23 Long 他 (2011) による最新のブータンの地質図 (凡例)

表 5-2 ブータンの地質単元と層相一覧

地質ユニット区分			岩石学的特徴	
第四紀堆積物	Qt	河岸段丘	図化範囲の南西部と南中央部にある古い沖積段丘には隆起した痕跡あり。	
	Qu	不詳	ブータン最南端とインド最北端の綱状河川、沖積扇状地、氾濫原に堆積した未固結堆積物。チベット高原の未分類堆積物も含まれる。	
サブヒマラヤ帯	Siwalik 層群 (中新世-鮮新世)	Tsu	上位部層	中～粗粒の礫岩質砂岩と中 - 大礫 - および局所的に巨礫の (径1～2 mまで) の礫岩。黄褐色シルト岩を伴う。
		Tsm	中部部層	褐色～灰色、中粒度～粗粒の砂岩、および中 - 大礫 を含む礫岩質砂岩。
		Tsl	下部部層	灰～緑色、塊状で風化したシルト岩と頁岩。褐色～灰色の、細粒の、石質に富む砂岩。
レッサーヒマラヤ帯	Pzg	Gondwana サクセション (ペルム紀)	灰色、中粒度、長石質、石灰質に富む砂岩。濃灰～黒色、薄～中層の炭質シルト岩、頁岩、粘板岩、泥岩、まれに黒色炭層が挟む。	
		Pzd	Diuri 層 (ペルム紀)	緑～灰色、中～大礫、粘板岩質のダイアミクタイト。Kuri谷いでは基部は礫岩質。
		Pzj	Jaishidanda 層 (新原生代-オルドビス紀[?])	灰色、黒雲母に富み、局所的にザクロ石挟むの片岩、灰～黄褐色、黒雲母を塊状に挟む、石質片に富む珪岩。上部、緑色片岩から下部、角閃岩相。
	Baxa 層群	Pzph	Phuentsholing 層 (新原生代[?] 若しくはより新しい)	暗灰～黒色、細塊状構造を示す粘板岩と千枚岩。薄～中層厚、淡灰～黄褐色の石灰岩、薄層、茶色～暗褐色、細～中粒の珪岩、グリーン灰色の頁岩を伴う。
		Pzm	Manas 層 (新原生代-カンブリア紀[?])	灰～白色、中～厚層厚、中～粗粒、一部海溝性堆積物を表す斜交層理をもつ。暗灰～暗褐色、薄層～類互層状の千枚岩、灰色頁岩を伴う。
		pCp	Pangsari 層 (中期原生代[?]-カンブリア紀[?])	濃緑色から濃灰色、薄層～塊状、局所的に白・桃・緑色の中～厚層頁岩と大理石を伴う滑石質千枚岩、および緑色の細粒・薄層の珪岩。
		pCd	Daling-Shumar 層群 (古原生代)	Shumar層と似た岩相であるが、片岩と千枚岩が主体。珪岩は、薄層から中層厚で、稀に中灰色の石灰岩が挟む。下部のShumar層とは漸移的。
	pCo	Orthogneiss	マロナイト化した層相変化に富む花崗岩質正片麻岩の複合岩体。Daling-Shumar層群に貫入し変形した古原生代花崗岩のブルトンと解釈される。	
	pCs	Shumar 層	淡灰色～白、黄褐色風化、極細粒、中～厚層で、産を形成する珪岩。流動変形した石英脈-ブーンを伴う薄～厚層・緑色の白雲母 - 黒雲母片岩と千枚岩と描交。	
	Paro 層	Pzpu	未分類 (時代未詳)	図幅西端のSikkimでは、メタ堆積岩類
		Pzpu	上部ユニット (カンブリア紀-オルドビス紀)	黒雲母 - 白雲母 - ザクロ石片岩を挟む黄褐色～灰色、極粗粒、薄～中層厚、産を形成する黒雲母に富む珪岩。大理石のマーカベドを分断する。
		Pzpm	中部ユニット (カンブリア紀-オルドビス紀)	黒雲母 - ザクロ石 - 白雲母片岩と指交する灰～黄褐色、薄層、細粒の雲母質珪岩、石灰質 - 珪質および大理石。下部ユニットの片岩との境界は漸移的。白～灰色、中粒晶の二つの大理石のマーカベドは分断されている。
		Pzo	正片麻岩 (オルドビス紀)	オルドビス紀の花崗岩ブルトンが変形したものと解釈される。中・上部ユニットの葉片状雲母白質花崗岩と花崗岩起源正片麻岩の複合岩体。貫入接触部付近の母岩には、藍晶石と桂緑石を含む片岩が局所的に分布。
		Pzpl	下部ユニット (新原生代[?]-オルドビス紀)	藍晶石を含む石英脈を伴う白雲母 - 黒雲母 - ザクロ石 - 十字石片岩。上部に向かい珪岩の挟むがより普遍的。
		グレーターヒマラヤ帯	構造上の低グレーターヒマラヤサクセション	GHLmu
GHLlo	正片麻岩ユニット (カンブリア紀-オルドビス紀)			産を形成し、大規模に風化した、花崗岩組成の正片麻岩；一般に雲母白質花崗岩と長石オーゲンを多量含有。準片麻岩、片岩、珪岩が局所的に散在。東ブータンに向かって厚くなるグレーターヒマラヤの堆積プロトリスに貫入した変形したカンブリア紀 - オルドビス紀花崗岩ブルトンと解釈される。
GHLml	下部メタ堆積岩類 ユニット (新原生代-カンブリア紀[?])			主に角閃岩相である珪岩、および黒雲母 - 白雲母 - ザクロ石片岩および準片麻岩を含むメタ堆積岩類は、しばしば藍晶石、桂緑石、または十字石、および部分溶融相を示す。正片麻岩は部分的に分断。
Tgr	雲母白質花崗岩 (中新世)			塊状～葉片状のシン - ヒマラヤ雲母白質花崗岩ブルトン。雲母白質花崗岩は、Lingshi地域のSTDh近くのテラスとマラヤの岩石同様、構造的高あるいは低グレーターヒマラヤサクセションに貫入。
構造上の高グレーターヒマラヤサクセション	GHhu		未分類 (時代未詳)	片岩、準片麻岩、珪岩、大理石などを含有する上部角閃岩相、細粒花崗岩相、および局所的にエクロジイト相のミグマタイト
	GHhm		メタ堆積岩類 (時代未詳)	正片麻岩およびメタ堆積岩類。
	GHhm		メタ堆積岩類 (時代未詳)	Gansserの地質図下で、ミグマタイト片岩と準片麻岩、および部分的に分断された珪岩と大理石。
	テラスヒマラヤ帯		THu	未分類(古生代-始新世)
Ku		白堊紀、未分類	暗灰～黒色、褐色風化した炭質頁岩、および褐色の砂岩。TangriとPandeのLingshi層の上部と同等。	
Tr-Jru		三疊紀-ジュラ紀、未分類	暗灰色、黄褐色風化した頁岩、および細粒砂岩。特徴的なならぬ斜面を形成。TangriとPandeのLingshi層の下部と同等層。	
Pzu		古生代、未分類	Lingshi地域: TangriとPandeのBarshong層 (前～中期カンブリア紀) に相当する灰色で、急産を形成し、薄層の、シルト細層に富む化石石灰岩、およびShodug層 (ペルム紀-石炭紀) 相当層の石灰岩、および褐色、中粒片含有ダイアミクタイト。 Dang Chuクワッベ: Deschilling層 (後期カンブリア紀) の灰色から褐色の細粒石英砂岩、Maneting層 (後期カンブリア紀) の濃灰色頁岩、および珪岩層 (後期カンブリア紀) の灰色、細粒砂岩 Pele La層群とそれの上に載るTang Chu層群の後期デボン紀、前期石炭紀のWachi La層とRipakha層。	
Pzm		Maneting 層 (オルドビス紀 若しくはより新しい)	暗灰色、石炭質、細塊状の、きめ細かく積層する黒雲母 - ザクロ石千枚岩	
Pzc		Chekha 層 (オルドビス紀若しくはより新しい)	ブータン東部および中央部では黒雲母 - 白雲母 - ザクロ石片岩を挟む褐色～灰色、厚層、細～中粒、産を形成する、雲母質珪岩。Dang Chu クワッベには、緑～白色の大理石薄層が挟む。Lingshi地域では、より淡い灰色の千枚岩と濃い灰色の千枚岩質珪岩を含む、黄褐色の産を形成する大理石が主体。主に上部緑色片岩相。	

(出典：JICA Survey Team compiled from Long et al., 2011)

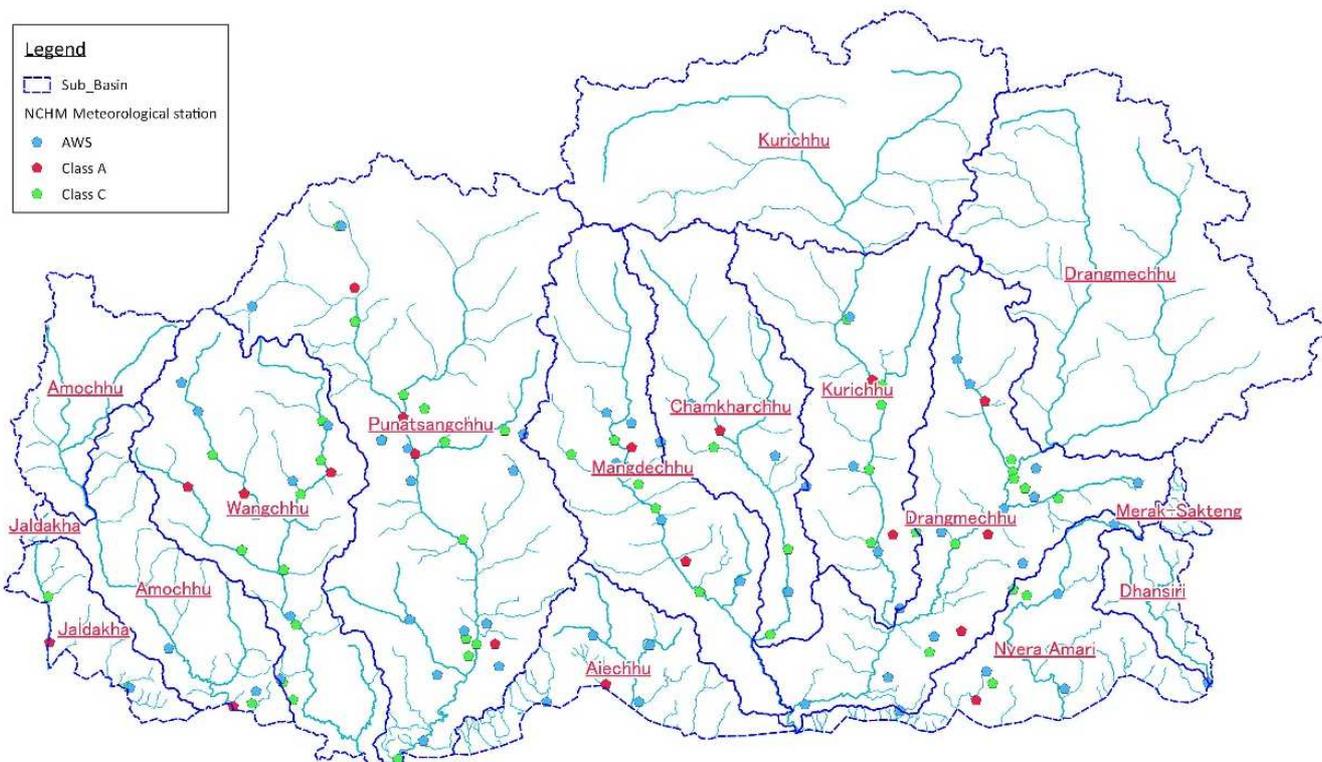
5.3 水文解析

5.3.1 気象・水文資料の収集

(a) 気象資料の収集

ブータン国では、National Center for Hydrology and Meteorology (NCHM) が、全国の水文・気象観測およびデータ管理を実施している。NCHM は、雨量、気温、日照時間等様々な気象データを収集する Class A 観測所を 20 か所、雨量・気温・湿度のみを計測する Class C 観測所を 69 か所保有している。その他に、2010 年から計 63 か所の自動気象観測所 (Automatic Weather Station) で気象観測を実施している。NCHM が所有する雨量観測所の位置図を図 5-24 に示す。

調査団は、NCHM が保有する Class A および Class C 観測所の雨量データを DHPS 経由で受領した。受領した Class A および Class C 観測所の雨量資料の存在状況を表 5-3 および表 5-4 に示す。



(出典：NCHM)

図 5-24 雨量観測所位置図

表 5-3 Class A 雨量観測所資料存在状況

Class A Meteorological Station						1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
St. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Status																							
1	Bhur	26.907 N	90.434 E	377	In function																							
2	Chamkhar	27.54 N	90.755 E	2470	In function																							
3	Dagana	27.071 N	89.884 E	1531	In function																							
4	Damphu	27 N	90.122 E	1520	In function																							
5	Deothang	26.85 N	91.467 E	861	In function																							
6	Gasa	27.9 N	89.716 E	2760	In function																							
7	Haa	27.403 N	89.262 E	2764	In function																							
8	Kanglung	27.271 N	91.522 E	2005	In function																							
9	Mongar	27.279 N	91.238 E	1597	In function																							
10	Paro	27.383 N	89.42 E	2406	In function																							
11	Pemagatshel	27.02 N	91.424 E	1723	In function																							
12	Phuntsholing	26.85 N	89.389 E	280	In function																							
13	Punakha	27.582 N	89.866 E	1236	In function																							
14	Sipsu	27.009 N	88.878 E	423	In function																							
15	Simtokha	27.438 N	89.675 E	2310	In function																							
16	Tangmachu	27.595 N	91.197 E	1750	In function																							
17	Trashiyangtse	27.6 N	91.5 E	1855	In function																							
18	Trongsa	27.502 N	90.505 E	2120	In function																							
19	Wangdue	27.487 N	89.901 E	1180	In function																							
20	Zhemgang	27.216 N	90.655 E	1862	In function																							

Data Complete (No missing data)
 Data Partially Complete (Including missing data)
 Blank No Data

(出典：NCHM)

表 5-4 Class C 雨量観測所資料存在状況

Class C Meteorological Station					1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
St. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Status																														
1	Airong	26.901 N	91.508 E	1305	Closed in 2014																														
2	Autsho	27.442 N	91.176 E	800	Running																														
3	Begana	27.573 N	89.643 E	2520	Running																														
4	Betikha	27.25 N	89.416 E	2660	Running																														
5	Bidung	27.368 N	91.661 E	1815	Running																														
6	Bjizam	27.52 N	90.456 E	1840	Running																														
7	Buli	27.166 N	90.816 E	1780	Running																														
8	Bumdelling	27.664 N	91.592 E	1933	Running																														
9	Chapcha	27.2 N	89.55 E	2450	Running																														
10	Chenary	27.321 N	91.534 E	830	Running																														
11	Chendetji	27.508 N	90.276 E	2660	Running																														
12	Chhukha	27.066 N	89.566 E	1380	Running																														
13	Dalham	26.89 N	92.108 E	280	Running																														
14	Damji	27.826 N	89.737 E	-	Running																														
15	Dechenling	26.916 N	91.233 E	1000	Running																														
16	Degala	27.028 N	90.851 E	975	Running																														
17	Doksum	27.435 N	91.577 E	950	Closed in 2013																														
18	Drujeygang	26.975 N	90.042 E	1140	Running																														
19	Drukgyel	27.5 N	89.333 E	2547	Running																														
20	Dungkar	27.823 N	91.197 E	2010	Running																														
21	Dungmain	26.982 N	91.338 E	1265	Running																														
22	Gaselo	27.418 N	89.888 E	1960	Running																														
23	Gedu	26.906 N	89.526 E	1980	Running																														
24	Gidakom	27.38 N	89.575 E	2210	Running																														
25	Gunilsawa	27.611 N	89.287 E	2840	Running																														
26	Gyetsa	27.502 N	90.736 E	2630	Running																														
27	Kamichu	27.271 N	90.026 E	710	Running																														
28	Kerabari	26.764 N	89.92 E	170	Running																														
29	Khaling	27.206 N	91.592 E	2070	Running																														
30	Kuengarabten	27.406 N	90.518 E	1780	Closed in 2010																														
31	Langthel	27.366 N	90.907 E	1150	Running																														
32	Laya	28.059 N	90.174 E	3800	Running																														
33	Lhamozingkha	26.72 N	89.855 E	110	Running																														
34	Lingmethang	27.264 N	91.166 E	700	Running																														
35	Lingshi	-	-	-	Closed																														
36	Malbase	26.864 N	89.452 E	403	Running																														
37	Mendrelgang	26.953 N	90.135 E	1460	Running																														
38	MoEA	27.471 N	89.637 E	2380	Functioning																														
39	Nanglam	26.85 N	91.266 E	550	Running																														
40	Nobding	27.548 N	90.153 E	2600	Closed in 2012																														
41	Paribang	26.85 N	90.966 E	220	Running																														
42	Pelela	27.534 N	90.203 E	3480	Running																														
43	Phobjikha	27.455 N	90.174 E	2860	Running																														
44	Radhi	27.361 N	91.694 E	1540	Running																														
45	Sakteng	27.404 N	91.928 E	2953	Running																														
46	Samdingkha	27.705 N	90.114 E	1295	Running																														
47	Samtengang	27.55 N	90 E	1960	Running																														
48	Samtse NIE	26.9 N	89.1 E	430	Running																														
49	Sarpang	26.89 N	90.269 E	330	Running																														
50	Shelgana	27.583 N	89.862 E	1680	Running																														
51	Sherichu	27.355 N	91.413 E	705	Running																														
52	Shingkar	27.166 N	90.946 E	1280	Running																														
53	Sumpa	27.133 N	90.95 E	1380	Running																														
54	Sunkosh	27.017 N	90.071 E	410	Running																														
55	Suney	27.017 N	90.537 E	1060	Running																														
56	Tala	26.88 N	89.57 E	1745	Closed																														
57	Tashithang	27.03 N	90.05 E	1270	Running																														
58	Tendru	27.133 N	88.866 E	1000	Running																														
59	Thinlaygang	27.522 N	89.805 E	1920	Running																														
60	Thragom	27.435 N	91.643 E	2100	Running																														
61	Thimshing	27.133 N	91.633 E	1350	Running																														
62	Thsenkharla	27.475 N	91.572 E	1940	Running																														
63	Tsiangtoe	27.061 N	90.098 E	1480	Running																														
64	Ura	27.474 N	90.907 E	3090	Running																														
65	Wamrong	27.136 N	91.588 E	2180	Running																														
66	Yadi	27.266 N	91.374 E	1580	Running																														
67	Yablaptsa	27.125 N	90.703 E	850	Running																														
68	Yotongla	27.575 N	90.588 E	3530	Running																														
69	Yurung	27.019 N	91.343 E	1435	Running																														

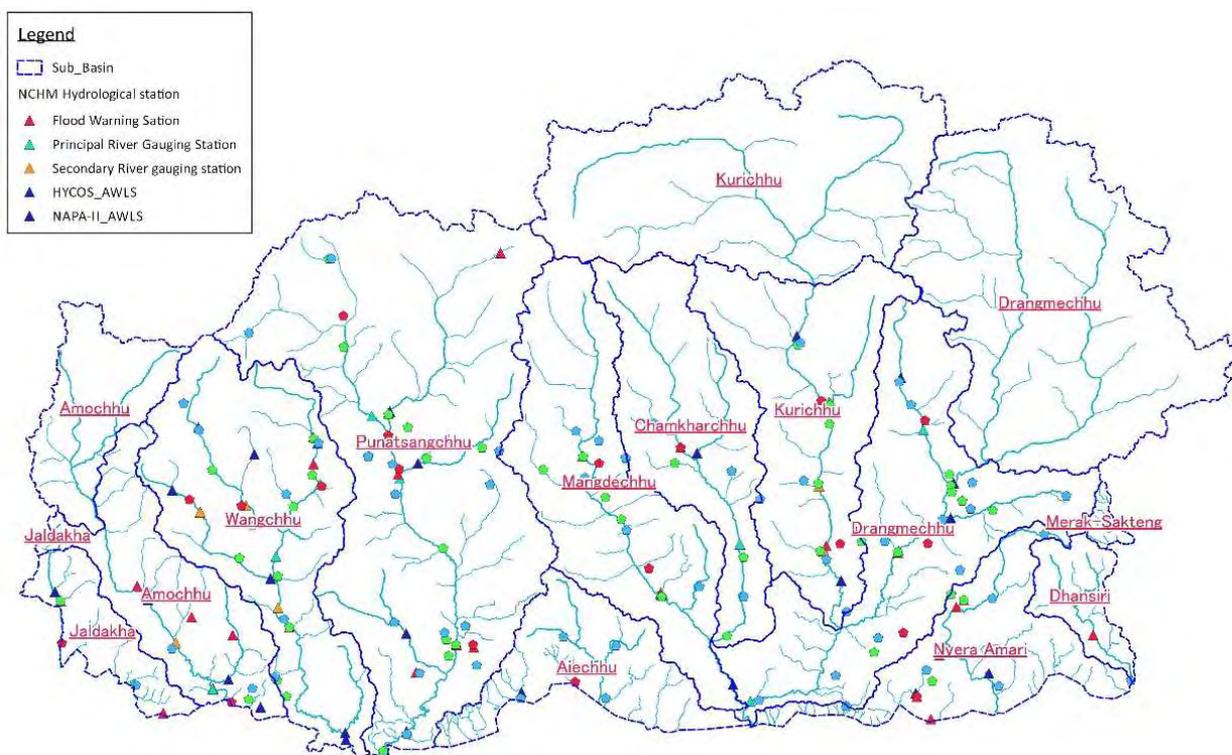
■ Data

(b) 水文資料の収集

NCHM は、主な水系に設置されている Principal 流量観測所 16 箇所と Secondary 流量観測所 13 箇所において、河川水位・流量・浮遊土砂量などの水文観測を実施している。また、2012 年に UNDP の資金により実施された国家適応行動計画（NAPA-II）では、32 か所の自動水位観測所がブータンに設置された。

その他に、HKH-HYCOS（The Hindu Kush Himalayan Hydrological Cycle Observing System）では、ICIMOD がフィンランド政府基金により、洪水被害軽減のための予警報の充実を目的とした水位観測所を 2 か所設置している。

調査時点で NCHM が所有する水位・流量観測所の位置図を図 5-25 に示す。



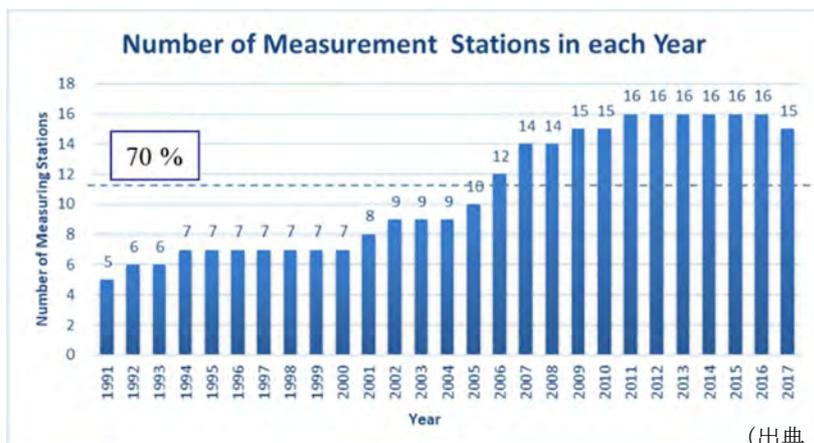
(出典：NCHM)

図 5-25 流量観測所位置図

調査団は、NCHM が保有する Principal および Secondary 流量観測所の流量データを DHPS 経由で受領した。受領した各観測所の流量資料の存在状況を表 5-5 および表 5-6 に示す。

■ 10年以上あること

1991年～2017年までの Principal 流量観測所の数の推移を図 5-26 に示す。



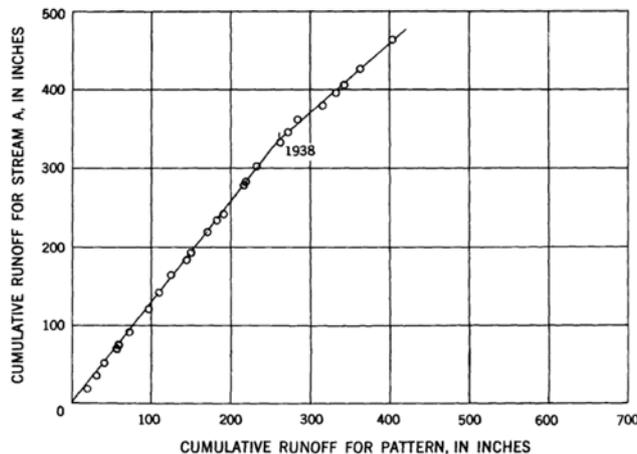
(出典：NCHM)

図 5-26 Principal 流量観測所の数の推移

上図および存在状況表より、2006年以降の Principal 流量観測所数は全体の7割以上となり、主要水系に観測所が揃う。また、2006年を流量資料の開始年とすれば、10年以上の期間が確保される。従い、流況曲線作成のための流量資料の開始年は、2006年とし、2017年のデータは、一部しか受領していないため、2016年までとした。よって、流量資料の期間は2006年から2016年までの11年間とした。

5.3.3 気象・水文資料の検証

雨量データと流量データのそれぞれの整合性をダブルマスカーブで検証する。ダブルマスカーブは、2つの観測所の年累加雨量又は累加流量をプロットしたグラフで、一方の観測所に何らかの変化が生じると勾配が経年途中で変化する。また、勾配が徐々に変化する傾向の場合には、どちらかの観測所の環境条件が長期的に変化していることが推測される。マスカーブの例を下図に示す。



(出典：J.K. Searcy and C.H. Hardison, “Manual of Hydrology; Part 1. General Surface-Water Techniques, Double-Mass Curves,” U.S. Department of the Interior 1960.)

図 5-27 ダブルマスカーブ例

本検討では、DHPS から受領した NCHM の雨量・流量データの整合性を以下の要領でダブルマスカーブにより検証した。

- Class A 雨量観測所は、全ての Class A 雨量観測所のデータと比較する。
- Class C 雨量観測所は、全ての Class A 雨量観測所データと比較する。（データ品質の低い Class C 雨量観測所同士の比較は行わない。）
- Principal 流量観測所は、全ての Principal 流量観測所データと比較する。
- Secondary 流量観測所は、同一および隣接する水系の Principal 流量観測所データと比較する。

尚、雨量データは、Class A に関しては欠測資料がごく僅かであること、Class C は、欠測が多すぎて年累加雨量が計算できない観測所が多いことから、後述する流量観測所同士の相関による手法により欠測資料を補完したデータを検証に用いた。

ダブルマスカーブによる検証の結果を以下の表に示す。

表 5-7 Class A 雨量観測所データ検証結果

Class A Meteorological Stations					
Sl. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Data Consistency (Assessed by Double Mass Curve)
1	Bhur	26.907 N	90.434 E	377	Good
2	Chamkhar	27.54 N	90.755 E	2470	Good
3	Dagana	27.071 N	89.884 E	1531	Poor (Greatly deviating)
4	Damphu	27 N	90.122 E	1520	Good
5	Deothang	26.85 N	91.467 E	861	Good
6	Gasa	27.9 N	89.716 E	2760	Fair (Some shifts are observed)
7	Haa	27.403 N	89.262 E	2764	Good
8	Kanglung	27.271 N	91.522 E	2005	Good
9	Mongar	27.279 N	91.238 E	1597	Fair (Some shifts are observed)
10	Paro	27.383 N	89.42 E	2406	Fair (Some shifts are observed)
11	Pemagatshel	27.02 N	91.424 E	1723	Good
12	Phuntsholing	26.85 N	89.389 E	280	Poor (Greatly deviating)
13	Punakha	27.582 N	89.866 E	1236	Fair (Some shifts are observed)
14	Sipsu	27.009 N	88.878 E	423	Good
15	Simtokha	27.438 N	89.675 E	2310	Good
16	Tangmachu	27.595 N	91.197 E	1750	Good
17	Trashiyangtse	27.6 N	91.5 E	1855	Good
18	Trongsa	27.502 N	90.505 E	2120	Fair (Some shifts are observed)
19	Wangdue	27.487 N	89.901 E	1180	Good
20	Zhemgang	27.216 N	90.655 E	1862	Good

Note: “shifts” is parallel displacement from a trend of cumulative value, “deviation” is displacement of cumulative value but it is not parallel displacement.

(出典：JICA 調査団)

表 5-8 Class C 雨量観測所データ検証結果 (1/2)

Class C Meteorological Station					
Sl. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	DMC Assessment
1	Airong	26.901 N	91.508 E	1305	Fair (Some shifts are observed)
2	Autsho	27.442 N	91.176 E	800	Good
3	Begana	27.573 N	89.643 E	2520	Good
4	Betikha	27.25 N	89.416 E	2660	Good
5	Bidung	27.368 N	91.661 E	1815	Poor (Greatly deviating)
6	Bjizam	27.52 N	90.456 E	1840	Good
7	Buli	27.166 N	90.816 E	1780	Poor (Greatly deviating)
8	Bumdelling	27.664 N	91.592 E	1933	Good
9	Chapcha	27.2 N	89.55 E	2450	Good
10	Chenary	27.321 N	91.534 E	830	Good
11	Chendebji	27.508 N	90.276 E	2660	Poor (Greatly deviating)
12	Chhukha	27.066 N	89.566 E	1380	Fair (Some shifts are observed)
13	Daifam	26.89 N	92.108 E	280	Fair (Deviation of DMC is observed)
14	Damji	27.826 N	89.737 E	-	Poor (Greatly deviating)
15	Dechenling	26.916 N	91.233 E	1000	Good
16	Degala	27.028 N	90.851 E	975	Fair (Deviation of DMC is observed)
17	Doksum	27.435 N	91.577 E	950	Fair (Some shifts and deviation are observed)
18	Drujeygang	26.975 N	90.042 E	1140	Good
19	Drukgyel	27.5 N	89.333 E	2547	Fair (Some shifts and deviation are observed)
20	Dungkar	27.823 N	91.197 E	2010	Fair (Some shifts and deviation are observed)
21	Dungmain	26.982 N	91.338 E	1265	Fair (Some shifts and deviation are observed)
22	Gaselo	27.418 N	89.888 E	1960	Good
23	Gedu	26.906 N	89.526 E	1980	Good
24	Gidakom	27.38 N	89.575 E	2210	Good
25	Gunitsawa	27.611 N	89.287 E	2840	Good
26	Gyetsa	27.502 N	90.736 E	2630	Good
27	Kamichu	27.271 N	90.026 E	710	Poor (Greatly deviating)
28	Kerabari	26.764 N	89.92 E	170	Good
29	Khaling	27.206 N	91.592 E	2070	Poor (Greatly deviating)
30	Kuengarabten	27.406 N	90.518 E	1780	Good

(出典：JICA 調査団)

表 5-9 Class C 雨量観測所データ検証結果 (2/2)

Class C Meteorological Station					
Sl. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Data Consistency (Assessed by Double Mass Curve)
31	Langthel	27.366 N	90.907 E	1150	Fair (Some shifts and deviation are observed)
32	Laya	28.059 N	90.174 E	3800	Fair (Deviation of DMC is observed)
33	Lhamoizingkha	26.72 N	89.855 E	110	Good
34	Lingmethang	27.264 N	91.166 E	700	Good
35	Lingshi	-	-	-	Poor (Greatly deviating)
36	Malbase	26.864 N	89.452 E	403	Fair (Deviation of DMC is observed)
37	Mendrelgang	26.953 N	90.135 E	1460	Poor (Greatly deviating)
38	MoEA	27.471 N	89.637 E	2380	Good
39	Nanglam	26.85 N	91.266 E	550	Fair (Some shifts are observed)
40	Nobding	27.548 N	90.153 E	2600	Good
41	Panbang	26.85 N	90.966 E	220	Good
42	Pelela	27.534 N	90.203 E	3480	Good
43	Phobjikha	27.455 N	90.174 E	2860	Good
44	Radhi	27.361 N	91.694 E	1540	Fair (Deviation of DMC is observed)
45	Sakteng	27.404 N	91.928 E	2953	Poor (Greatly deviating)
46	Samdingkha	27.705 N	90.114 E	1295	Fair (Some shifts are observed)
47	Samtengang	27.55 N	90 E	1960	Good
48	Samtse NIE	26.9 N	89.1 E	430	Good
49	Sarpang	26.89 N	90.269 E	330	Good
50	Shelgana	27.583 N	89.862 E	1680	Fair (Some shifts are observed)
51	Sherichu	27.355 N	91.413 E	705	Good
52	Shingkar	27.166 N	90.946 E	1280	Fair (Deviation of DMC is observed)
53	Sumpa	27.133 N	90.95 E	1380	Good
54	Sunkosh	27.017 N	90.071 E	410	Good
55	Surey	27.017 N	90.537 E	1060	Fair (Deviation of DMC is observed)
56	Tala	26.88 N	89.57 E	1745	Fair (Some shifts are observed)
57	Tashithang	27.03 N	90.05 E	1270	Poor (Greatly deviating)
58	Tendru	27.133 N	88.866 E	1000	Good
59	Thinlaygang	27.522 N	89.805 E	1920	Good
60	Thragom	27.435 N	91.643 E	2100	Fair (Deviation of DMC is observed)
61	Thrimshing	27.133 N	91.633 E	1350	Fair (Deviation of DMC is observed)
62	Thsenkharla	27.475 N	91.572 E	1940	Fair (Deviation of DMC is observed)
63	Tsirangtoe	27.061 N	90.098 E	1480	Fair (Some shifts are observed)
64	Ura	27.474 N	90.907 E	3090	Good
65	Wamrong	27.136 N	91.588 E	2180	Fair (Some shifts are observed)
66	Yadi	27.266 N	91.374 E	1580	Good
67	Yabilapta	27.125 N	90.703 E	850	Fair (Deviation of DMC is observed)
68	Yotongla	27.575 N	90.588 E	3530	Fair (Deviation of DMC is observed)
69	Yurung	27.019 N	91.343 E	1435	Good

(出典：JICA 調査団)

表 5-10 Principal 流量観測所データ検証結果

Class A Meteorological Stations					
Sl. No.	Station Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Data Consistency (Assessed by Double Mass Curve)
1	Bhur	26.907 N	90.434 E	377	Good
2	Chamkhar	27.54 N	90.755 E	2470	Good
3	Dagana	27.071 N	89.884 E	1531	Poor (Greatly deviating)
4	Damphu	27 N	90.122 E	1520	Good
5	Deothang	26.85 N	91.467 E	861	Good
6	Gasa	27.9 N	89.716 E	2760	Fair (Some shifts are observed)
7	Haa	27.403 N	89.262 E	2764	Good
8	Kanglung	27.271 N	91.522 E	2005	Good
9	Mongar	27.279 N	91.238 E	1597	Fair (Some shifts are observed)
10	Paro	27.383 N	89.42 E	2406	Fair (Some shifts are observed)
11	Pemagatshel	27.02 N	91.424 E	1723	Good
12	Phuntsholing	26.85 N	89.389 E	280	Poor (Greatly deviating)
13	Punakha	27.582 N	89.866 E	1236	Fair (Some shifts are observed)
14	Sipsu	27.009 N	88.878 E	423	Good
15	Simtokha	27.438 N	89.675 E	2310	Good
16	Tangmachu	27.595 N	91.197 E	1750	Good
17	Trashiyangtse	27.6 N	91.5 E	1855	Good
18	Trongsa	27.502 N	90.505 E	2120	Fair (Some shifts are observed)
19	Wangdue	27.487 N	89.901 E	1180	Good
20	Zhemgang	27.216 N	90.655 E	1862	Good

(出典：JICA 調査団)

表 5-11 Secondary 流量観測所データ検証結果

Secondary River Gauging Stations					
Sl. No.	Station Name	Basin Name	Altitude (m)	Catchment Area (km ²)	Data Consistency (Assessed by Double Mass Curve)
1	Dorokha	Amochu	479	3055	Good
2	Chukha	Wangchhu	1376	3573	Good
3	Paro(closed)	Wangchhu	2220	1101	Good
4	Paro Bondey	Wangchhu	2225	1284	(Data too short for DMC assessment)
5	Haa/Hachhu	Wangchhu	2700	2320	Fair to Poor
6	Dagachu(closed)	Punatsangchhu	929	671	(Data too short for DMC assessment)
7	Samdingkha	Punatsangchhu	1271	2310	(Data too short for DMC assessment)
8	Dakpaichu	Mangdechhu	562	580	Fair to Poor
9	Dokarna(closed)	Punatsangchhu	1290	2296	Fair
10	Autsho	Kurichhu	850	8547	Good
11	Lhuentse(Khoma)	Kurichhu	1178	611	Good
12	Lingmethang	Kurichhu	562	320	Good
13	Sherichu	Drangmechhu	573	437	Good

(出典：JICA 調査団)

5.3.4 欠測資料の補完

2006 年から 2016 年の Principal 流量資料内、2 割程度の期間で欠測となっている。各 Principal 流量観測所のデータ欠測期間を下表の青色で示す。

表 5-12 Principal 流量観測所欠測期間

Principal River Gauging Stations								2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
St. No.	Basin No.	Station Name	Catchment Name	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Catchment Area (km ²)												
1	1121	Doyagang	Amochhu	26.88666667	89.335	253	3650												
2	1280	Lungtenphu	Wangchhu	27.44719001	89.65804205	2280	663												
3	1249	Damchhu/Tamchu	Wangchhu	27.25010785	89.52495641	2019	2520												
4	1332	Kerabari	Punatsangchhu	26.77083738	89.9229915	145	10355												
5	1330	Sunkosh/Turitar	Punatsangchhu	27.01205839	90.07235046	324	8593												
6	1349	Wangdue/Wangdirapids	Punatsangchhu	27.46315758	89.90003256	1204	6271												
7	1370	Yebesa	Mochhu/Punatsangchhu	27.63363296	89.81478272	1255	2320												
8	1458	Bjizam	Mangdechhu	27.52438789	90.4549457	1921	1390												
9	1418	Tingtibi	Mangdechhu	27.14460292	90.69230578	546	3322												
10	1549	Kurjey	Chamkharchhu	27.59422127	90.72603661	2625	1350												
11	1560	Shingkhar/Bemethang	Chamkharchhu	27.2821858	90.93133475	1465	2,728												
12	1620	Kurizampa	Kurichhu	27.27390754	91.19347442	559	8600												
13	1712	Panbang	Kurichhu	26.85182008	90.96033593	133	20925												
14	1652	Sumpa	Kurichhu	27.58887357	91.49217654	1178													
15	1767	Muktrap	Kholong Chhu	27.58887357	91.49217654	1691	905												
16	1740	Uzorong	Drangmechhu	27.2586643	91.41294357	573	8560												

■ Data Complete (No missing data) ■ Data Partially Complete (Including missing data) ■ No Data

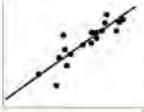
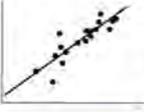
(出典：JICA 調査団)

「水力開発ガイドマニュアル」(JICA、2011)によれば、欠測期間のデータ推定方法として以下の 6 つの手法を挙げている。

- 流域面積比換算による方法
- 雨量による重みを考慮した流域面積比換算による方法
- 測水所間の相関による方法
- 流出モデルを使う方法 (タンクモデル他)
- 流量と雨量の相関による方法
- その他の方法

各手法の概要と適用条件を表 5-13 に示す。

表 5-13 欠測資料の推定方法の概要と適用条件

No.	Name of Method	Method	Application
1	Conversion by the catchment area ratio	$Q_d = \left(\frac{Q_{g_1} \times AB_1}{Ag_1} + \frac{Q_{g_2} \times AB_2}{Ag_2} \right) \times \frac{Ad}{AB_1 + AB_2}$	- When a gauging station is located near the dam site , - The meteorological conditions at the gauging station and watershed of the dam site are the same .
2	Conversion by the catchment area ratio considering the weight of the rainfall	$Q_d = Q_g \times \frac{R_d \times Ad}{R_g \times Ag}$	- When the dam site and stream gauging station are located separately , - The meteorological conditions (rainfall) at the two sites are different .
3	Use of the correlation between the gauging stations	 $Y = a + bX$ Y: Discharge data at Sta. Y X: Discharge data at Sta. X	- When the runoff data at the dam site is not long enough , - But there are other gauging station nearby having data of long enough and good correlation .
4	Simulation with a mathematical model such as tank model, etc	Lumped Model (such as tank model) or Distributed Model	- When the method No.1, 2 and 3 are not applicable. - Rainfall data and concurrent discharge data is available for model identification.
5	Correlation between the flow and rainfall	 $Y = a + bX$ Y: Discharge data at Sta. Y X: Rainfall Data at Sta. X	(This method is merely used)
6	Other method	Ex) Stochastic method: $X_t = A \times X_{t-1} + B \times \varepsilon_t$	(This method is merely used)

(出典：「水力開発ガイドマニュアル」 JICA, 2011)

一次スクリーニングのための流況曲線のための欠測流量資料の推定では、Principal 流量観測所のデータ同士の相関が高い（表 5-14 参照）ことから流量観測所の相関による手法を採用する。相関による流量の推定では、以下の点に留意した。

- 「水力開発ガイドマニュアル」の規定より、流量観測所間同士の補完は、相関係数 0.7 以上の観測所データを採用する。
- 流量観測所の欠測補完は、最も高い相関係数を持つ観測所のデータから補完していく。もし、最も高い相関係数の観測所データも欠測している場合は、2 番目に高い相関係数を持つ観測所データを参照する。
- 参照する流量観測所と、流量を推定する対象の流量観測所の流域面積比は、「水力開発ガイドマニュアル」に従い、0.333 から 3.0 の範囲とする。

Principal 流量観測所の相関係数を表 5-14 示す。また、Principal 流量観測所の集水域の面積比率を表 5-15 に示す。表 5-15 では、面積比が 0.333 から 3.0 の範囲外となり、補完の適用外になるものを色付きのセルで示す。

表 5-14 Principal 流量観測所相関係数

Correlation Coefficient		Wangchhu		Punatsangchhu				Mangdechhu		Chamkharchhu		Kurichhu			Drangmechhu	
River Basin→	Amochhu	Tamchu	Lungtenphu	Wangdue	Yebesa	Kerabari	Sunkosh	Bijzam	Tingtibi	Shingkharchhu	Kurjev	Sumpa	Panbang	Kurizam	Uzorong	Muktirap
Amochu		0.831		0.873	0.868	0.877	0.887	0.873	0.900	0.675	0.860	0.776		0.843	0.837	
Tamchu	0.831			0.886	0.872			0.874	0.896	0.803	0.905	0.800				0.740
Lungtenphu								0.868			0.885					0.754
Wangdue	0.873	0.886			0.982	0.943	0.964		0.922	0.837		0.916		0.956	0.937	
Yebesa	0.868	0.872		0.982				0.959	0.919	0.818	0.946			0.905	0.893	0.877
Kerabari	0.877			0.943			0.959					0.869	0.938	0.905	0.893	
Sunkosh	0.887			0.964		0.959			0.930			0.882	0.924	0.924	0.919	
Bijzam	0.873	0.874	0.868		0.958				0.928	0.818	0.970					0.902
Tingtibi	0.900	0.896		0.922	0.919		0.930	0.928		0.790	0.921	0.840		0.913	0.894	
Shingkharchhu	0.675	0.803		0.837	0.818			0.818	0.790		0.814	0.796				
Kurjev	0.860	0.905	0.885		0.946			0.970	0.921	0.814						0.861
Sumpa	0.776	0.800		0.916		0.869	0.882		0.840	0.796				0.905	0.946	0.907
Panbang						0.938	0.924					0.905		0.944	0.950	
Kurizam	0.843			0.956		0.905	0.924		0.913			0.946	0.944		0.948	
Uzorong	0.837			0.937		0.893	0.919		0.894			0.907	0.950	0.948		
Muktirap		0.740	0.754		0.877			0.902			0.861					

Note: Blank cell indicates that the area ratio is over 3.0 or less than 0.33. The colored cells indicate the correlation value is less than 0.7 therefore it is eliminated from further study.

(出典：JICA 調査団)

表 5-15 Principal 流量観測所集水域面積比

Ratio of Catchment Area		Wangchhu		Punatsangchhu				Mangdechhu		Chamkharchhu		Kurichhu			Drangmechhu		
Sta. Name	C.A. Area (km2)	Amochu	Tamchu	Lungtenphu	Wangdue	Yebesa	Kerabari	Sunkosh	Bijzam	Tingtibi	Shingkharchhu	Kurjev	Sumpa	Panbang	Kurizam	Uzorong	Muktirap
Amochu	3650		0.690	0.182	1.718	0.636	2.837	2.354	0.381	0.910	0.747	0.370	1.992	5.733	2.356	2.345	0.248
Tamchu	2520	1.448		0.263	2.488	0.921	4.109	3.410	0.552	1.318	1.083	0.536	2.885	8.304	3.413	3.397	0.359
Lungtenphu	663	5.505	3.801		9.459	3.499	15.618	12.961	2.097	5.011	4.115	2.036	10.965	31.561	12.971	12.911	1.365
Wangdue	6271	0.582	0.402	0.106		0.370	1.651	1.370	0.222	0.530	0.435	0.215	1.159	3.337	1.371	1.365	0.144
Yebesa	2320	1.573	1.086	0.286	2.703		4.463	3.704	0.599	1.432	1.176	0.582	3.134	9.019	3.707	3.690	0.390
Kerabari	10355	0.352	0.243	0.064	0.606	0.224		0.830	0.134	0.321	0.263	0.130	0.702	2.021	0.831	0.827	0.087
Sunkosh	8593	0.425	0.293	0.077	0.730	0.270	1.205		0.162	0.387	0.317	0.157	0.846	2.435	1.001	0.996	0.105
Bijzam	1390	2.626	1.813	0.477	4.512	1.669	7.450	6.182		2.390	1.963	0.971	5.230	15.054	6.187	6.158	0.651
Tingtibi	3322	1.099	0.759	0.200	1.888	0.698	3.117	2.587	0.418		0.821	0.406	2.188	6.299	2.589	2.577	0.272
Shingkharchhu	2728	1.338	0.924	0.243	2.299	0.850	3.796	3.150	0.510	1.218		0.495	2.665	7.670	3.152	3.138	0.332
Kurjev	1350	2.704	1.867	0.491	4.645	1.719	7.670	6.365	1.030	2.461	2.021		5.385	15.500	6.370	6.341	0.670
Sumpa	7270	0.502	0.347	0.091	0.863	0.319	1.424	1.182	0.191	0.457	0.375	0.186		2.878	1.183	1.177	0.124
Panbang	20925	0.174	0.120	0.032	0.300	0.111	0.495	0.411	0.066	0.159	0.130	0.065	0.347		0.411	0.409	0.043
Kurizam	8600	0.424	0.293	0.077	0.729	0.270	1.204	0.999	0.162	0.386	0.317	0.157	0.845	2.433		0.995	0.105
Uzorong	8560	0.426	0.294	0.077	0.733	0.271	1.210	1.004	0.162	0.388	0.319	0.158	0.849	2.445	1.005		0.106
Muktirap	905	4.033	2.785	0.733	6.929	2.564	11.442	9.495	1.536	3.671	3.014	1.492	8.033	23.122	9.503	9.459	

(出典：JICA 調査団)

表 5-16 に、相関係数のランキングを示す。ランキングでは、相関係数の最も高いものが 1 となる。データの補完に適用する回帰式の係数 (y = a x + b の a と b) を表 5-17 と表 5-18 に示す。

表 5-16 Principal 流量観測所相関係数順位

Ranking of Correlation Coefficient		Wangchhu		Punatsangchhu				Mangdechhu		Chamkharchhu		Kurichhu			Drangmechhu	
River Basin→	Amochu	Tamchu	Lungtenphu	Wangdue	Yebesa	Kerabari	Sunkosh	Bijzam	Tingtibi	Shingkharchhu	Kurjev	Sumpa	Panbang	Kurizam	Uzorong	Muktirap
Amochu		6		9	7	6	7	6	7	7	7	10		8	8	
Tamchu	10			8	6				5	8	5	4				5
Lungtenphu									7			5				4
Wangdue	4	3			1	2	1		3	1		2		1	3	
Yebesa	6	5		1					2	5	3	2				2
Kerabari	3			4			2						6	3	7	7
Sunkosh	2			2			1					5		4	5	4
Bijzam	5	4	2		2					2						1
Tingtibi	1	2		6	4		3		3		7	3	7		6	6
Shingkharchhu		7		10	8				8	11		8	9			
Kurjev	7	1	1		3				1	4	4					3
Sumpa	11	8		7		7	8		10	6				5	3	5
Panbang						3	4						4		4	1
Kurizam	8			3		4	5		6			1		2		2
Uzorong	9			5		5	6		9			3		1	2	
Muktirap		9	3		5				4			6				

(出典：JICA 調査団)

表 5-17 Principal 流量観測所回帰式勾配 (y = a x + b の a)

a of Y = a X + b																	
River Basin→	Amochhu		Wangchhu			Punatsangchhu				Mangdechhu		Chamkharchhu		Kurichhu		Drangmechhu	
I X →Y	Amochu	Tamchu	Lungtenphu	Wangdue	Yebesa	Kerabari	Sunkosh	Bijzam	Tingtibi	Shingkar	Kurjey	Sumpa	Panbang	Kurizam	Uzorong	Muktirap	
Amochu	-	0.343	-	1.362	0.527	2.163	1.614	0.279	0.653	-	0.240	0.718	-	1.172	1.177	-	
Tamchu	2.016	-	-	3.364	1.310	-	-	0.691	1.578	1.098	0.614	1.891	-	-	-	0.644	
Lungtenphu	-	-	-	-	-	-	-	1.962	-	-	1.727	-	-	-	-	1.887	
Wangdue	0.560	0.234	-	-	0.388	1.493	1.141	-	0.428	0.269	-	0.542	-	0.853	0.820	-	
Yebesa	1.430	0.580	-	2.489	-	-	-	0.504	1.099	0.685	0.427	-	-	-	-	0.511	
Kerabari	0.355	-	-	0.596	-	-	0.719	-	-	-	-	0.323	1.754	0.502	0.499	-	
Sunkosh	0.488	-	-	0.814	-	1.279	-	-	0.371	-	-	0.427	2.523	0.691	0.710	-	
Bijzam	2.732	1.104	0.384	-	1.819	-	-	-	2.106	1.246	0.831	-	-	-	-	0.999	
Tingtibi	1.240	0.508	-	1.986	0.768	-	2.333	0.408	-	0.607	0.355	1.113	-	1.755	1.671	-	
Shingkar	-	0.588	-	2.599	0.977	-	-	0.537	1.028	-	0.445	1.525	-	-	-	-	
Kurjey	3.082	1.333	0.453	-	2.097	-	-	1.132	2.390	1.488	-	-	-	-	-	1.103	
Sumpa	0.838	0.338	-	1.549	-	2.343	1.822	-	0.634	0.415	-	-	4.186	1.377	1.315	-	
Panbang	-	-	-	-	-	0.502	0.339	-	-	-	-	0.196	-	0.291	0.302	-	
Kurizam	0.607	-	-	1.071	-	1.631	1.235	-	0.475	-	-	0.650	3.061	-	0.899	-	
Uzorong	0.596	-	-	1.071	-	1.597	1.189	-	0.478	-	-	0.626	2.989	0.999	-	-	
Muktirap	-	0.851	0.302	-	1.504	-	-	0.815	-	-	0.672	-	-	-	-	-	

(出典：JICA 調査団)

表 5-18 Principal 流量観測所回帰式切片 (y = a x + b の b)

b of Y = a X + b																	
River Basin→	Amochhu		Wangchhu			Punatsangchhu				Mangdechhu		Chamkharchhu		Kurichhu		Drangmechhu	
I X →Y	Amochu	Tamchu	Lungtenphu	Wangdue	Yebesa	Kerabari	Sunkosh	Bijzam	Tingtibi	Shingkar	Kurjey	Sumpa	Panbang	Kurizam	Uzorong	Muktirap	
Amochu	-	6.534	-	61.722	18.112	83.461	83.498	13.363	22.645	-	11.535	49.658	-	71.181	97.312	-	
Tamchu	38.905	-	-	73.957	23.625	-	-	16.242	30.932	19.738	-	48.868	-	-	-	20.887	
Lungtenphu	-	-	-	-	-	-	-	18.562	-	-	14.821	-	-	-	-	21.811	
Wangdue	5.395	-3.700	-	-	-4.937	13.728	24.432	-	7.932	9.798	-	13.302	-	18.866	51.584	-	
Yebesa	15.083	1.001	-	22.216	-	-	-	6.129	15.504	16.297	5.677	-	-	-	-	7.633	
Kerabari	8.676	-	-	23.530	-	-	35.817	-	-	-	-	25.913	-27.168	40.267	68.005	-	
Sunkosh	-5.143	-	-	0.182	-	-10.988	-	-	1.562	-	-	15.171	-113.042	19.573	42.851	-	
Bijzam	3.008	-3.385	-2.085	-	-2.569	-	-	-	6.121	11.401	1.359	-	-	-	-	2.218	
Tingtibi	4.018	-3.210	-	27.056	4.299	-	43.077	5.692	-	12.874	4.849	26.082	-	34.381	68.317	-	
Shingkar	-	11.001	-	63.450	18.392	-	-	14.038	34.406	-	12.835	41.215	-	-	-	-	
Kurjey	8.147	-5.030	-2.134	-	-1.055	-	-	1.948	8.319	11.244	-	-	-	-	-	5.096	
Sumpa	24.975	6.579	-	25.772	-	48.297	49.596	-	21.497	15.806	-	-	18.213	27.497	66.751	-	
Panbang	-	-	-	-	-	63.647	85.833	-	-	-	-	26.084	-	47.419	73.243	-	
Kurizam	6.592	-	-	5.133	-	16.558	27.894	-	5.837	-	-	0.608	-65.190	-	47.048	-	
Uzorong	-9.617	-	-	-20.967	-	-19.239	1.458	-	-6.788	-	-	-12.110	-150.031	-19.845	-	-	
Muktirap	-	10.842	2.498	-	12.557	-	-	9.113	-	-	9.844	-	-	-	-	-	

(出典：JICA 調査団)

5.3.5 月および年平均流量

表 5-19 に 2006 年から 2017 年の各 Principal 流量観測所の月平均流量を示す。2006 年から 2017 年の流量資料のうち、欠測データは 5.3.4 節の通り推定したものである。

表 5-19 Principal 流量観測所月平均流量 (2006 年から 2017 年まで)

River Basin	Station Name	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Amochhu	Amochu	45.3	40.1	43.4	76.7	134.7	242.5	443.1	376.1	319.1	159.5	87.1	59.1
Wangchhu	Tamchu	19.3	16.3	15.9	19.5	38.6	73.4	161.2	171.0	126.4	69.5	38.1	25.7
	Lungtenphu	5.2	4.3	4.0	5.6	14.7	27.1	52.6	57.2	45.8	23.6	11.2	6.9
Punatsangchhu	Wangdue	75.4	65.7	72.2	113.8	212.8	421.8	743.1	715.1	565.2	269.5	146.0	99.6
	Yebesa	24.5	22.5	26.4	39.7	75.8	160.2	278.6	274.1	216.2	99.1	49.5	32.6
	Kerabari	128.3	110.1	110.5	152.8	275.1	592.4	1,128.1	1,096.0	911.2	481.6	253.4	169.2
	Sunkosh	109.2	93.3	95.8	139.2	254.2	488.1	851.0	843.6	699.4	362.2	208.7	146.8
Mangdechhu	Bijzam	15.1	13.4	16.0	27.6	50.1	91.0	154.5	145.3	113.1	56.1	29.1	19.5
	Tingtibi	41.6	36.9	38.7	57.8	100.0	175.7	323.7	302.9	258.3	138.9	73.5	49.1
Chamkharchhu	Shingkar	29.5	25.8	28.7	42.6	73.3	106.8	223.1	213.9	157.7	78.9	45.6	34.6
	Kurjey	13.0	11.7	13.1	22.5	41.4	72.6	128.8	128.6	98.0	52.1	26.4	16.9
Kurichhu	Sumpa	43.2	41.6	58.2	82.2	141.9	281.0	463.7	405.5	302.9	142.0	77.1	54.3
	Panbang	134.1	118.0	163.8	370.5	652.8	1,120.4	1,889.9	1,614.5	1,357.1	626.2	310.0	191.8
	Kurizam	67.6	64.3	83.0	129.8	225.8	431.3	669.7	609.7	483.2	237.5	125.1	86.1
Drangmechhu	Uzorong	86.0	79.6	98.7	185.3	302.9	432.0	653.6	587.7	498.9	263.4	153.7	110.4
	Muktirap	12.7	12.1	19.1	39.7	67.4	109.2	156.4	131.1	109.1	51.7	25.6	17.3

(出典：JICA 調査団)

Principal 流量観測所の 2006 年から 2017 年の年平均流量と、年平均流量の標準偏差値を表 5-19 に示す。

表 5-20 Principal 流量観測所の年平均流量および標準偏差 (2006 年から 2017 年まで)

River Basin	Station Name	Average (m ³ /s)	Standard Deviation (m ³ /s)
Amochhu	Amochu	169.8	34.5
Wangchhu	Tamchu	65.0	10.1
	Lungtenphu	21.6	2.1
Punatsangchhu	Wangdue	293.3	19.7
	Yebesa	108.9	11.3
	Kerabari	453.2	38.7
	Sunkosh	359.5	45.7
Mangdechhu	Bjizam	61.2	4.8
	Tingtibi	133.8	18.7
Chamkharchhu	Shingkhari	88.9	14.4
	Kurjey	52.4	4.0
Kurichhu	Sumpa	175.4	17.8
	Panbang	716.5	65.1
	Kurizam	269.2	13.7
Drangmechhu	Uzorong	289.1	22.8
	Muktirap	62.9	6.5

(出典：JICA 調査団)

5.3.6 流況曲線の作成

(1) 流況曲線で参照する流量観測所

主要な流域を上流域、中流域、下流域に分割し、それぞれの流域で流況曲線を作成する。各流域で参照する流量観測所を表 5-21 に示す。

表 5-21 流況曲線で参照する流量観測所

Basin Name	Upper	Middle	Lower
Amochhu	Dorokha		Amochhu
Wangchhu	Lungtenphu	Tamchu	Chukha
Punatsangchhu	Wangdue	Sunkosh	Kerabari
Mangdechhu	Bjizam	Tingtibi	
Chamkharchhu	Kurjey	Shingkhari	
Kurichhu	Sumpa	Autsho	Kurizampa
Drangmechhu	Muktirap	Uzorong	Panbang

(出典：JICA 調査団)

流況曲線は基本的に Principal 流量観測所のデータを用いる。分割した流域に Principal 流量観測所が存在しない場合は、Secondary 流量観測所のデータを用いる。ただし、Secondary 流量観測所は、ダブルマスカーブ分析でデータの整合性が確認されたものを採用する。

(2) 各流域の流況曲線

上述で作成した各流域の流況曲線を図 5-28 に示す。

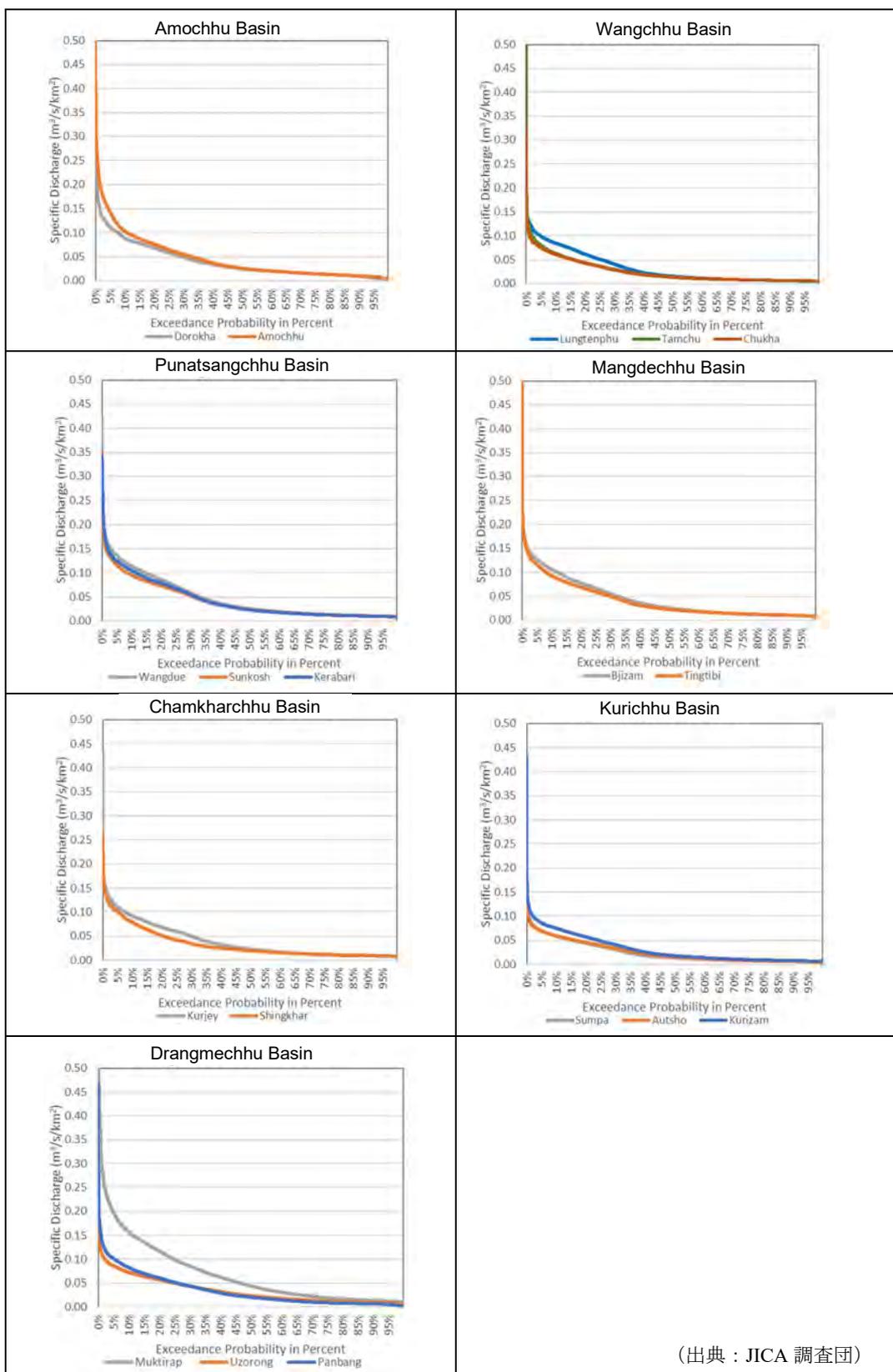


図 5-28 主要流域流況曲線 (一次スクリーニング用)

作成された流況曲線から次のことが言える。

■ 流況曲線は上流、中流、下流域でほぼ同一

各河川ともに上流、中流、下流域の流況曲線の形状に大きな差はない。つまり、上流域と下流域で標高差はあるが、流域の流出の仕方に大きな差はないと考えられる。

■ Drangmechhu 流域の Muktirap 観測所の流況曲線が同一流域のものとは形状が異なる

図 5-28 に示すとおり、Drangmechhu 流域の Muktirap 観測所の流況曲線は同一流域の中流域、下流域の流況曲線と比べ形状が異なり、流出量が多い。ダブルマスカーブによって検証された Muktirap 観測所の水文資料の整合性に問題はなく、観測エラーに起因する可能性は低い。このような結果は、1990 年代に NORAD/UNDP の資金で実施した Power System Master Plan でも示されており、Muktirap 観測所近傍の比流量が他の河川と比べ、高い結果を示している。観測所の観測体制や観測方法、観測機器など、正確に計測しているか現地で確認は必要である。しかし、Muktirap 観測所で観測された流量は、他流域に比べ多い可能性は高く、DHPS でもそのように認識されているが、なぜ流出量が多いかについては、不明のままである。

考えられる可能性としては、地形・地質や降雨条件の違いが考えられる。Muktirap 観測所が流れる Kholongchhu 川の上流域は、ヒマラヤ山脈に近いものの、河床から周囲の山の頂上までの高低差が 3,000m 近くあり、他の河川に比べ流域内の高低差が大きい特徴がある。地形・地質的に考えられる理由としては、大きな高低差によって地下水が流出しやすくなっている可能性がある。また、そのような地形条件によって局所的に雲が集まりやすく、雨量が多い等の理由が考えられるが、何れにしても得られる情報が限られているため、現時点で原因は不明である。

5.3.7 設計比流量の設定

ブータン国における水力地点の設備利用率は、既設の Chhukha 発電所では 63%、Tala 発電所では 54%となっているが、現在の計画地点では 45%~50%が一般的である。そこで、水力ポテンシャル地点抽出のためには、各地点の比較ができるように同一の設備利用率で計画することとし、設備利用率を一律 50%と設定した。

各水力地点の取水地点における流域面積を求めれば、簡単に設計使用水量を計算できるように主流域の流域毎に設計比流量を求めた。ここでは、この地点抽出時点では設備の停止については考慮しないこととし、流量設備利用率と設備利用率は同じ値とした。下図に示すとおり流量設備利用率が 50%のときの流量を設計流量とし、km² 当たりの設計流量を求め設計比流量とした。

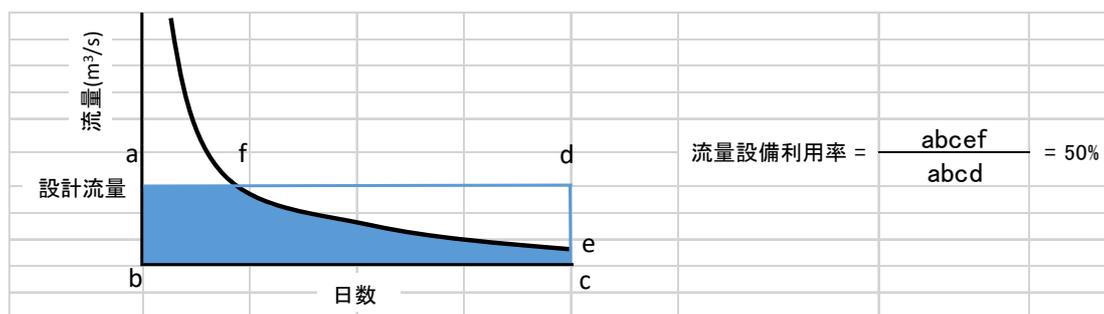


図 5-29 流量設備利用率

その結果は、表 5-22 に示すとおり。なお、Aiechhu、Nyera Amari、Jomori 流域については、観測データが不足あるいは観測精度が低いため、主流域の設計比流量を補正¹⁴して使用した。

一般的には、各流域毎に上流から下流に行くほど比流量が減少する傾向がある。しかし、Amochhu と Kurichhu に関しては逆に下流の方が流量が増加している。これは、降雨の分布状況を反映していると思われる。Amochhu は下流域の多雨量地域を長距離流下するため、下流の方が高い比流量となっていると想定される。また、Kurichhu は、上流域が非常に降雨量の少ない地域であるため、下流に行くほど降雨量が多くなり、それに伴い比流量も増加する傾向にある。

表 5-22 流域別設計比流量

River Basin	Location	Designed Unit Discharge (m ³ /s/km ²)	Reference Stations (Catchment Area)
Amochhu	Upstream	0.06717	Dorokha (3055 km ²)
	Downstream	0.07479	Amochhu (3650 km ²)
Wangchhu	Upstream	0.04593	Lungtenphu (663 km ²)
	Middle stream	0.03807	Tamchu (2520 km ²)
	Downstream	0.03870	Chukha (3573 km ²)
Punatsangchhu	Upstream	0.07380	Wangdue (6271 km ²)
	Middle stream	0.06950	Sunkosh (8593 km ²)
	Downstream	0.06892	Kerabari (10355 km ²)
Mangdechhu	Upstream	0.07085	Bjizam (1390 km ²)
	Downstream	0.06530	Tingtibi (3322km ²)
Chamkharchhu	Upstream	0.06282	Kurjey (1350 km ²)
	Downstream	0.05164	Shingkhar (2728 km ²)
Kurichhu	Upstream	0.03824	Sumpa (7270km ²)
	Middle stream	0.04274	Autsho (8547km ²)
	Downstream	0.05138	Kurizampa (8600 km ²)
Drangmechhu	Upstream	0.11157	Muktirap (905km ²)
	Middle stream	0.06041	Uzorong (8560 km ²)
	Downstream	0.05320	Panbang (20925 km ²)
Aiechhu, Nyera Amari		0.07487	Panbng-Uzorong-Kurizampa (1821 km ²)
Jomori		0.06170	Tingtibi-Bizam (2090 km ²)

(出典：JICA 調査団)

¹⁴ Nyera Amari と Maochhu 流域については、Dragnmechhu 本川のり雨量の少ない Jomori 流域については、Mangdechhu 下流域の 2 つの観測所の流量データを用い、同様に流況曲線を作成した上で比流量を算定した。計算過程で、2 つの観測所の流量の差分にマイナスとなる場合はゼロ (0) とした。

5.3.8 設計洪水流量

マスタープラン段階では洪水調節設備の寸法は同様な地点のものを参考に経験的に決める。従って、今回は洪水吐ゲートのコストを見積もることを目的に、セミロングリスト地点について設計洪水流量をクリーガー式により算出している（コスト積算キットに組み込んである）。

$$Q = 46 \cdot C \cdot A^{(0.894A^{-0.048})}$$

Q = 最大洪水流量 ($\text{ft}^3 \text{s}^{-1}$)

C = 地域係数 (本 MP では 100 を採用)

A = 集水面積 (mile^2)

$$Q = C \cdot A^{(A^{-0.05})}$$

Q = 最大洪水流量 ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)

C = 地域係数

A = 集水面積 (km^2)

世界の大河川における洪水実績から Creager 係数を求めた論文として “Creager and flood wave diffusion Victor M. Ponce August 2013¹⁵” がある。この中の 5 節 The Creager Curve で、 C の値は、 $30 \leq C \leq 100$ にあり、100 が最大値と記載しており、これを参考に 100 を採用した。

なお、各個別案件の洪水流量については Pre-FS または FS 段階において解析検討する必要がある。

表 5-23 18 有望地点の洪水流量予測値

Project Code	Project Name	Catchment Area at Intake Site (km^2)	Creager Coefficient of the Basin	Estimated Flood Discharge at Intake ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)
A-8	Dorokha	2,602	100	10,985
C-10	Chamkharchhu-II	2,525	100	10,844
P-30	Pinsa	427	100	4,636
A-5	Tingma	2,252	100	10,319
M-6	Jongthang	1,298	100	8,050
G-14	Uzorong	10,164	100	18,813
P-17	Tseykha	2,205	100	10,225
P-26	Thasa	6,892	100	16,286
P-29	Kago	250	100	3,464
P-34	Darachhu	220	100	3,223
P-35	Dagachhu-II	593	100	5,497
M-11	Wangdigang	2,490	100	10,779
M-17	Buli	216	100	3,190
C-7	Chamkharchhu-IV	2,080	100	9,966
K-13	Minjey	8,926	100	17,942
G-10	Gamrichhu-2	416	100	4,572
G-11	Gamrichhu-1	573	100	5,401
N-1	N.A. Kangpara (G)	146	100	2,540

(出典：JICA 調査団)

¹⁵ http://ponce.sdsu.edu/creager_and_flood_wave_diffusion.html

5.3.9 堆砂流入量の算出

National Center for Hydrology and Meteorology (NCHM) はブータンの主要河川において浮遊砂量を観測している。観測結果から、掃流砂量は浮遊砂量の 30% として推定している。浮遊砂量の観測は、資料の欠測が多く、概ね観測資料が揃っているのは 2011 年から 2014 年となる。本評価では、2011 年から 2014 年の観測結果から、年間の単位流域面積当たりの浮遊砂と掃流砂の合計値（比堆砂量¹⁶）を算出した。結果を次表に示す。

表 5-24 2011 年から 2014 年の平均比堆砂量

Name of the Station	River Basin Name	Catchment Area	Specific Sediment Yield *(ton/km ² /year)
Kurjey	Chamkarchhu	1350	56
Kurizampa	Kurichhu	8600	552
Mangdechhu	Mangdechhu	1390	153
Sankosh	Punatsangchhu	8050	965
Yebesa	Punatsangchhu	2320	437
Wandurapids	Punatsangchhu	6271	516

*Average of the record from year 2011 to 2014

(出典：NCHM, JICA 調査団)

各測水所の比堆砂量は、上表の観測地点から最も近いものを参照することとした。各測水所に当てはめた比堆砂量を次表に示す。

表 5-25 各測水所の比堆砂量の割り振り

Sl. No.	Station Name	Catchment Name	Altitude (m)	Catchment Area (km ²)	Sediment Specific Yield (ton/km ²)	Reference Station
Principal River Gauging Stations						
1	Doyagang	Amochhu	253	3,650	516	Wandurapids
2	Lungtenphu	Wangchhu	2280	663	516	Wandurapids
3	Damchhu/Tamchu	Wangchhu	2019	2,520	516	Wandurapids
4	Kerabari	Punatsangchhu	145	10,355	964.75	Sankosh
5	Sunkosh/Turitar	Punatsangchhu	324	8,593	964.75	Sankosh
6	Wangdue/Wangdirapids	Punatsangchhu	1204	6,271	516	Wandurapids
7	Yebesa	Punatsangchhu	1255	2,320	437.25	Yebesa
8	Bjizam	Mangdechhu	1921	1,390	152.5	Mangdechhu
9	Tingtibi	Mangdechhu	546	3,322	152.5	Mangdechhu
10	Kurjey	Chamkharchhu	2625	1,350	56	Kurjey
11	Shinghar/Bemethang	Chamkharchhu	1465	2,728	56	Kurjey
12	Kurizampa	Kurichhu	559	8,600	551.75	Kurizampa
13	Panbang	Drangmechhu	133	20,925	551.75	Kurizampa
14	Sumpa	Kurichhu	1178	7,270	551.75	Kurizampa
15	Muktrap	Drangmechhu	1691	905	551.75	Kurizampa
16	Uzorong	Drangmechhu	573	8,560	551.75	Kurizampa
Secondary River Gauging Stations						
1	Dorokha	Amochhu	479	3055	516	Wandurapids
2	Chukha/Chimakoti	Wangchhu	1376	3573	516	Wandurapids
3	Paro(closed)	Wangchhu	2220	1101	516	Wandurapids

¹⁶ 比堆砂量の単位は (m³/km²) であるが、ブータンでは流域面積当たりの重量 (ton/km²) でモニタリングしているため、同単位を用いることとした。

<i>Sl. No.</i>	<i>Station Name</i>	<i>Catchment Name</i>	<i>Altitude (m)</i>	<i>Catchment Area (km²)</i>	<i>Sediment Specific Yield (ton/km²)</i>	<i>Reference Station</i>
10	Autsho	Kurichhu	850	8547	551.75	Kurizampa
11	Lhuentse(Khoma)	Kurichhu	1178	611	551.75	Kurizampa
12	Lingmethang	Kurichhu	562	320	551.75	Kurizampa
13	Sherichu	Dngmechhu	573	437	551.75	Kurizampa

(出典：JICA 調査団)

堆砂リスクの評価では、各ポテンシャル地点が参照する測水所の比堆砂量で評価する。

5.4 水力発電所の建設工事費

5.4.1 水力プロジェクトコストデータの収集

水力ポテンシャルサイトの工事費の積算は、ダムや発電所等建設で主に現地で発生する土木工事費とブータン国外で製作される水力電気機器の工事費に大別される。

建設工事費積算キットの作成のために本調査にて収集した資料の概要は以下の通りである。

(1) 土木工事費

(a) 収集データ

水力ポテンシャルサイトの工事費の積算は、経験式により導き出した工事数量に、工事単価をかけ合わせることで算定される。工事単価は、ブータンにおける水力発電所建設の実績データを基に、適切な値を設定する必要がある。土木工事費積算のためのコストデータには、代表工種（掘削工事、コンクリート工事、鉄筋工事）に関して、数量と単価の両者が掲載されている必要がある。DHPS を通じて建設中発電所の実績コストデータ、契約時のコストデータを入手したほか、KUNFEN 社へ業務委託し、既存の発電所の契約時コストデータを入手した。

表 5-26 コストデータリスト

Project	Document	Year
Kurichhu	Contract Document	1997
Basochhu	Contract Document	1996
Tala	Contract Document	1998
Mangdechhu	Contract Price	1998
	2 nd revised cost estimation by DHPS	2016
Punatsangchhu I	Contract Price	2008
	2 nd revised cost estimation by DHPS	2012
Punatsangchhu II	Contract Price	2009
	2 nd revised cost estimation by DHPS	2015
Nikachhu	Contract Document	2016
Dagachhu	Contract Document	2009

(出典：JICA 調査団)

(b) 合成単価の生成

収集したコストデータは、詳細な工事単価表となっており、マスタープランレベルの工事費積算に適さない。本調査では、詳細なコストデータから代表工種毎の関連アイテムを合算し、合成単価を生成した。これらの合成単価は、直接工事費と間接費（工種毎の仮設費、安全対策費、諸経費）を含んだ単価である。また、代表工種以外の工種の費用（例、ダム工事の場合、グラウト工事、仮締切工事、法面保護工事等）については合成単価に含めず、「その他」として取り扱う。

「その他」の工種は工事費積算の際に、主要工種目費用計に対する一般比率で一括して算出する。

表 5-27 に土木工事費の合成単価一覧を、表 5-28 に機械工事費の合成単価一覧をそれぞれ示す。表 5-29 にはプロジェクトごとに生成した合成単価の一覧を示す。

表 5-27 合成単価一覧（土木工事）

III. Civil Works		
III.1 Open Excavation	Included in unit cost	Included in “Others”
(1) Common	Excavation of loose material, hauling of excavated material	Quantities for diversion/coffering works
(2) Rock	Excavation of rock material, hauling of excavated material	
III.2 Underground Excavation	Included in unit cost	Included in “Others”
(1) Tunnel	Excavation in tunneling in all classes of materials by all methods, hauling of excavated materials, structural steel support, rock bolt and wire mesh, shotcrete	Grout works, adit tunnel works
(2) Shaft	Excavation in underground shaft in all classes of materials by all methods, hauling of excavated materials, structural steel support, rock bolt and wire mesh, shotcrete	Grout works, steel lining support
(3) PH cavern	Excavation in powerhouse/transformer Cavern in all classes of materials by all methods, hauling of excavated materials, structural steel support, rock bolt and wire mesh, shotcrete	Grout works, access tunnel works
III.3 Concrete	Included in unit cost	Included in “Others”
(1) Dam Concrete	Concrete works of all grades in dam, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	Quantities for diversion/coffering works, grouting works
(2) Structural Concrete	Structural concrete works of all grades, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	
(3) Tunnel Concrete	Concrete works of all grades for tunneling, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	Grout works, adit tunnel works
(4) Shaft Concrete	Concrete works of all grades for underground shaft, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	Grout works, steel lining support
(5) PH Concrete	Concrete works of all grades for powerhouse/transformer cavern, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	Grout works, access tunnel works
(6) Penstock Concrete (embedded)	Concrete works of all grades for penstock, and all associated items such as admixtures formworks, waterstops, joint materials, etc.	
III.4 Reinforcing Bar	Included in unit cost	Included in “Others”
Reinforcing Bar	Material, fabrication and installation	

(出典：JICA 調査団)

表 5-28 合成単価一覧（機械工事）

IV. Hydromechanical	Included in unit cost	Included in “Others”
IV.1 Penstock	All materials of penstock and associated assemblies such as ring girders, stiffeners, bifurcations etc. Fabrication, installation and testing are also included	
IV.2 Gate	All materials of gate and associated assemblies such as hoisting equipment, guide frame etc. Fabrication, installation and testing are also included	
IV.3 Screen	All materials of screen and associated assemblies such as guide frame. Fabrication, installation are also included	Raking equipment

（出典：JICA 調査団）

表 5-29 合成単価集計表

Items	Unit	Tala Contract Document 1998	Basochhu Tender Document of Open Penstock works 1996	Mangdechhu As per Contract 2008	Punatsangchhu I As per Contract 2009	Punatsangchhu II As per Contract 2009	Mangdechhu 2nd Revised Cost March 2016	Punatsangchhu I 2nd Revised Cost 2012 (Dec. 2008 price level)	Punatsangchhu II 2nd Revised Cost March 2015	Nikachhu Contract Document 2016	Kurichhu	Dagachhu Contract Document 2009	Adopted
III. Civil Work													
III.1 Surface Excavation													
(1) Common	BTN / m3	177	178	332	339	209	446	602	880	167			470
(2) Rock	BTN / m3	430	284	617	352	388	809	1,277	1,581	412			873
III.2 Underground Excavation													
(1) Tunnel	BTN / m3	2,213	-	2,618	2,237	2,372	2,842	2,052	3,000	1,528			3,706
(2) Shaft	BTN / m3	1,930	-	2,984	2,403	2,602	3,562	3,285	2,397	2,030			4,224
(3) PH cavern	BTN / m3	1,187		2,054	2,226	2,319	2,017	3,098	2,367	931		2,322	2,907
III.3 Concrete													
(1) Dam Concrete	BTN / m3	3,100	-	3,707	4,424	4,740	4,524	4,241	4,740	-			5,247
(2) Structural Concrete	BTN / m3	3,100	5,055	3,770	4,927	3,347	5,100	5,026	3,412	-			5,336
(3) Tunnel Concrete	BTN / m3	3,738	-	4,687	5,670	5,056	7,643	5,653	6,070	6,528			6,634
(4) Shaft Concrete	BTN / m3	3,469	-	4,336	6,271	3,918	5,700	6,100	4,020	-			6,138
(5) PH Concrete	BTN / m3	3,638	-	4,798	4,939	3,821	7,902	5,000	3,846	-			6,792
(6) Penstock Concrete	BTN / m3	3,313	-	2,646	5,508	4,495	4,175	5,370	4,314	4,969			3,745
III.4 Reinforcing Bar	BTN / ton	33,000	36,000	56,875	55,000	51,000	56,875	55,000	51,000	86,392			80,507
III.5 Road & Bridge													
(1) New Construction	BTN / km			15,114,184									21,394,151
(2) Project Road	BTN / km			15,114,184									21,394,151
IV. Hydromechanical													
IV.1 Penstock	BTN / ton	135,000	118,972	-	174,538	147,074	-	165,957	147,074	158,865			203,401
IV.2 Sand Flush Gate	BTN / ton	142,018	-	292,958	486,837	427,552	292,958	486,837	427,552	-			341,403
IV.3 Intake/Tailrace Gate	BTN / ton	256,189	-	576,961	716,948	518,496	576,961	716,948	518,496	-			672,371
IV.3 Screen	BTN / ton	-	-	-	84,385	115,840	-	84,385	115,840	-			98,339

(出典：JICA 調査団)

(c) 適用単価

収集コストのうち、最新のデータは工事実施中の Mangdechhu や Punatsangchhu I&II のデータである。しかしこれらの単価には、工事中の地質の問題や設計変更等プロジェクト固有のコスト上昇を含み、一般的ではない。そのため工事実施中のデータを適用から除外した。プロジェクトの契約時の単価で比べた場合、データが比較的新しい点、工事が順調に進み、契約時の見積もりと実際との隔離が少ない点を踏まえ、Mangdechhu の 2008 年契約時の単価を採用することとした。これに現在までの物価上昇値を見込んだ単価を本積算キットの土木機械工事費単価として適用した。なお、IMF が公表している 2013 年から 2018 年の平均物価上昇率を以下の通り採用した。

平均物価上昇率： 6.978% (BTN) and: 1.322% (USD)

また、各コンポーネントの現地通貨と外貨の比率は以下の通りと想定した。

	Local currency	Foreign currency
Civil	80%	20%
Hydro-Mechanical	20%	80%
Electro-Mechanical	10%	90%

本積算キットにて採用した単価を上述の表 5-29 に示す。

(2) 電気機器工事費

水力電気機器の工事費は発電所出力、台数、落差や水車の形式等で大きく変わる。更に設置場所や機器製作者によって、製作費、輸送費、税金や据付工事費等も変動するが建設コストに大きな影響を与えない。計画段階の経済評価に使われる工事費概算積算キットは、発電所出力、台数と落差を入力諸元にして概算工事費を自動計算するエクセルシートを開発する。工事費概算積算キット開発をするために、既に確立されている積算式があるのか、または近似式を導くためのデータがあるかインターネット等で調査した。その結果、次の積算式とデータを入手した。

(a) 水力発電計画工事費積算の手引き

日本の資源エネルギー庁と新エネルギー財団が、2013 年 3 月に 50MW 以下の日本国内の中小水力発電所の開発を行なう際の手引き書を発行した。計画段階 I と II に分かれて積算式があるが、その精度が異なる。

発電計画 I：1/5,000 の詳細な地形図をベースに各主要工作物の設計図面を作成する計画段階の工事費積算で、計画水車の形式別、発電機、その他機器に分けて工事費が積算される。

工事費の積算式を下記に示す。ここで、P (kW)は出力、H (m)は落差を示す。

- ・水車：フランシス水車（縦軸・横軸共に）： $7.03 \times (P/\sqrt{H})^{0.555}$ （百万円）
カプラン水車： $3.78 \times (P/\sqrt{H})^{0.677}$ （百万円）
ペルトン水車： $2.64 \times (P/\sqrt{H})^{0.847}$ （百万円）
- ・発電機： $1.49 \times (P/H^{0.5})^{0.768}$ （百万円）
- ・その他機器（主要変圧器、配電盤、開閉装置等）：（水車+発電機）の工事費 x 55%

発電計画 II : 1/25,000 の地形図を用いて実施する計画段階 I の前の段階で最適ルート及び最適規模の検討時における工事費の積算に用いる。電気機器の工事費は次の通り。

- ・電気機器 : $23.0 \times (P/H^{0.5})^{0.539}$ (百万円)

上述の積算式の適用範囲は、50MW 以下の発電所出力の工事費積算となっているが、検討の対象に加えた。MP 策定時のポテンシャルサイトの抽出は 1/50,000 精度の GIS 地形データを使用するので、1/25,000 の地形図を用いる発電計画 II の積算式を検討した。

(b) Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects

2015 年 8 月に、インドの『Alternate Hydro Energy Center, Indian Institute of Technology Roorkee』が発行した論文である。

インドの 18 州で過去 10 年間 (2005 年-2015 年) に建設された発電所の建設コストを土木、電気機械、送電線、その他に分けて開発者や金融機関から収集している。分析に使われたデータ数は、25MW までの小水力が 167 発電所、25MW 以上の発電所が 69 カ所である。水車形式や台数は不明である。

積算式の精度を高めるために、2005 年から 2015 年の 10 年間に据付けられたプロジェクトデータと 2010 年から 2015 年の 5 年間に据付けられたプロジェクトデータに分けて統計的解析を行っている。

次の積算式が提案されている。

- ・積算式 : $a \times I^b \times H^c$ (10^6 Rs.) (ここで、I : 発電所出力(kW)、H : 落差(m)、a, b, c : 係数)
この a, b, c の係数を表 5-30 と表 5-31 に示す。

表 5-30 積算式の係数 (2005 年-2015 年)

	a	b	c	R-square
Total Cost Vs Capacity	102.1	0.9528	0	0.9016
Total Cost Vs Head Vs Capacity	190.5	0.8602	0.02622	0.8972
Civil Works Cost Vs Head Vs Capacity	100.6	0.8668	0.3646	0.8395
E&M Works Cost Vs Head Vs Capacity	31.68	0.96	-0.1027	0.8627
T&D Works Cost Vs Head Vs Capacity	8.732	0.7983	0.1078	0.5876
Other Works Cost Vs Head Vs Capacity	36.7	0.7999	0.1083	0.5917

(出典 : JICA 調査団)

表 5-31 積算式の係数 (2010 年-2015 年)

	a	b	c	R-square
Total Cost Vs Capacity	146	0.9069	0	0.9088
Total Cost Vs Head Vs Capacity	158.2	0.8881	0.01666	0.9194
Civil Works Cost Vs Head Vs Capacity	143.4	0.8727	-0.04245	0.9407
E&M Works Cost Vs Head Vs Capacity	29.41	0.9797	-0.1187	0.8707
T&D Works Cost Vs Head Vs Capacity	0.9278	0.882	0.3895	0.7112
Other Works Cost Vs Head Vs Capacity	3.972	0.882	0.3881	0.7149

(出典 : JICA 調査団)

(c) Estimating E&M Powerhouse Cost

2009年2月に、水力専門雑誌『International Water Power』に掲載された。81プロジェクトのコストを発行物、雑誌、入札結果、メーカーからの情報等を収集している。

81プロジェクトは、28カ所が米州大陸（90%が南米）、9カ所が欧州、35カ所がアジア、9カ所がアフリカで合計32カ国のプロジェクトデータである。各プロジェクトは国名、発電所出力、台数、水車形式、契約金額等があり、落差が17m－800m、単機出力が2.15MWから714MWの範囲に分かれている。

5.4.2 建設工事費の積算方法

(1) 土木工事費

“Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower, JICA 2011”（以下、積算ガイドライン）を基に、工事費積算キットを作成した。数量算定式のうち、ブータンにおける特殊な設計条件が想定される点を把握し、収集した工事費データを基に、以下(a)～(c)について積算式を修正した。

(a) ダム工事数量積算式

ブータンにおけるダム工事においては、その地勢的条件から河床堆積物が深く蓄積しており、堆積弱層を取り除くために大量の掘削工事を要するケースが多くある。積算ガイドライン算定式では、このような河床堆積物の掘削が想定されておらず、実際の工事数量と差が出てしまう。本調査では、以下の式により、河床堆積層の掘削工事数量を算出することとした。

$$V = (Br + (Br + 2 \times 0.3 \times Drb)) \times Drb / 2 \times Lrb \text{ (m}^3\text{)}$$

$$Lrb = 2 \times Hd$$

Br : 河床幅 (m)

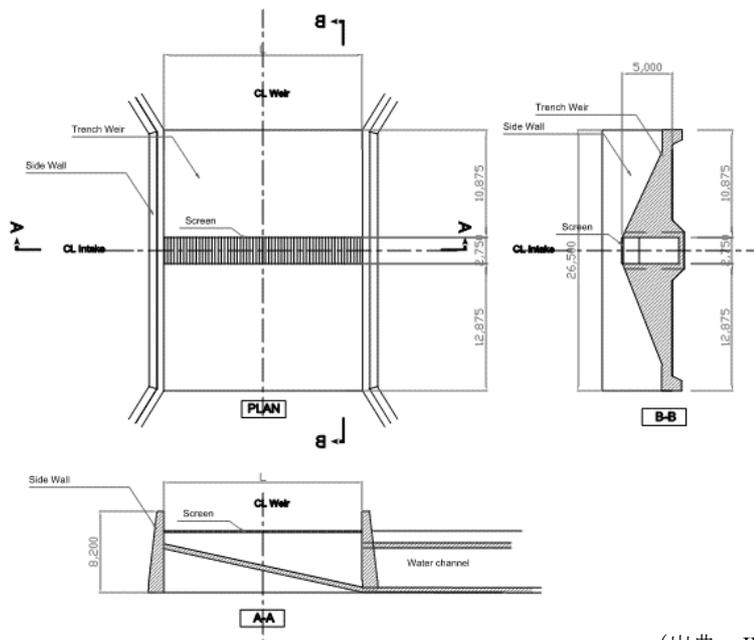
Drb : 河床堆積厚さ (m)

Lrb : 河床掘削延長 (m)

Hd : ダム高さ (河床堆積層下の基盤標高からの高さ) (m)

(b) トレンチ式堰の工事数量

溪流取水など取水量が20m³/s以下と少ない場合は、河床堆積物の掘削除去が不要で、経済的なトレンチ式堰を採用することとしたことから、下図の基本構造と取水量、河川幅をパラメータとしてコンクリートボリュームを算出することとした。



(出典：JICA 調査団)

図 5-30 トレンチ式堰の基本構造

(c) 地下沈砂池の工事数量算定式

ブータンの急峻な地形条件から、沈砂施設を地上に設置することが困難なことが多く、一般的に沈砂池は地下に設置されている。積算ガイドラインは地上式沈砂池を前提にしているため、地下沈砂池の数量算定式を追加する必要がある。本調査では、既存の設計事例を基に以下の算定式を設定した。

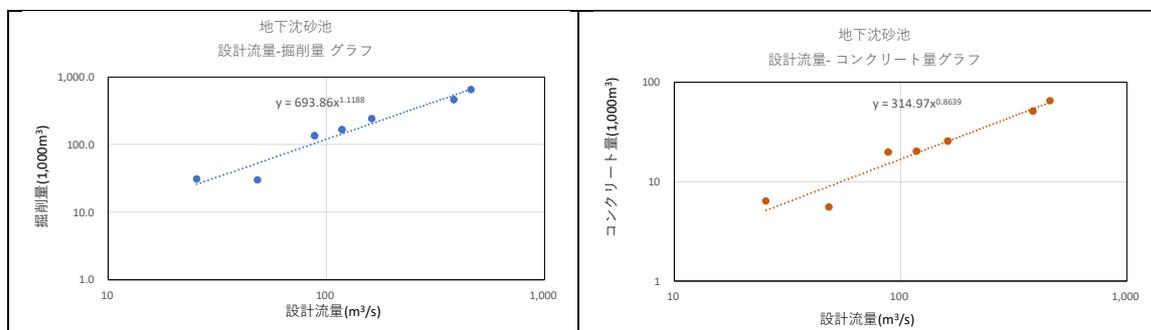
$$V_e = 693.86 \times Q_{ssb}^{1.1188}$$

$$V_c = 314.97 \times Q_{ssb}^{0.8639}$$

V_e : 地下沈砂池の掘削量 (m³)

V_c : 地下沈砂池のコンクリート量 (m³)

Q_{ssb} : 地下沈砂池の設計流量 (m³/s)



(出典：JICA 調査団)

図 5-31 地下沈砂池工事数量の実績

(d) Calculation of Quantities of Penstock

一般的にブータンにおける発電所のペンストックの設計には、インドスタンダード (IS) が適用されており、積算基準で想定している日本の設計条件と以下の点で異なっている。

- 日本の設計条件では、内圧に対する強度安全率は、常時、負荷遮断時ともに 1.8 である。
- インドの設計条件では、内圧に対する強度安全率を、常時で 2.0、負荷遮断時で 1.33 としている。

通常ペンストックの板厚は、負荷遮断時の圧力上昇に耐えうる仕様とする。日本の設計基準を前提とした積算ガイドラインの場合、安全率がインドの設計基準よりも高いため、ペンストックの板厚は（同じ材料を用いた場合）分厚く見積もられる。

本調査では、インドの設計条件を考慮の上、既存の設計事例を基に以下の算定式を設定した。

$$W_p = 0.0375 \times (D_p^2 \times H_e \times L_p \times n_p)^{0.7176} \times a$$

W_p : 水圧鉄管総重量 (ton)

D_p : 水圧鉄管 1 条当たりの径 (m)

H_e : 有効落差 (m)

L_p : 水圧鉄管延長 (m)

n_p : 水圧鉄管条数 (nos)

a : 付属品の重量比率 increase factor for associated materials

埋設型 : 1.0

露出型 : 1.18 (=1.3/1.1)

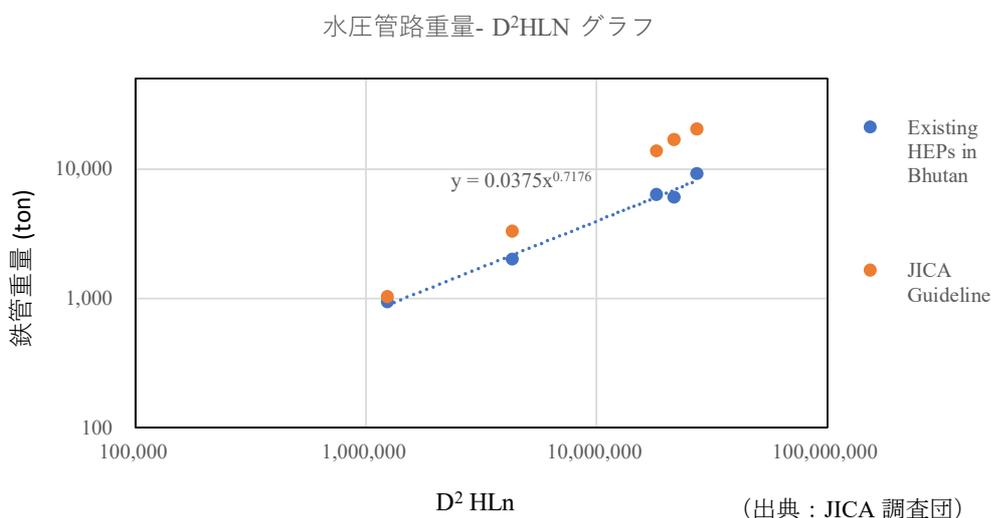


図 5-32 ペンストック工事数量の実績

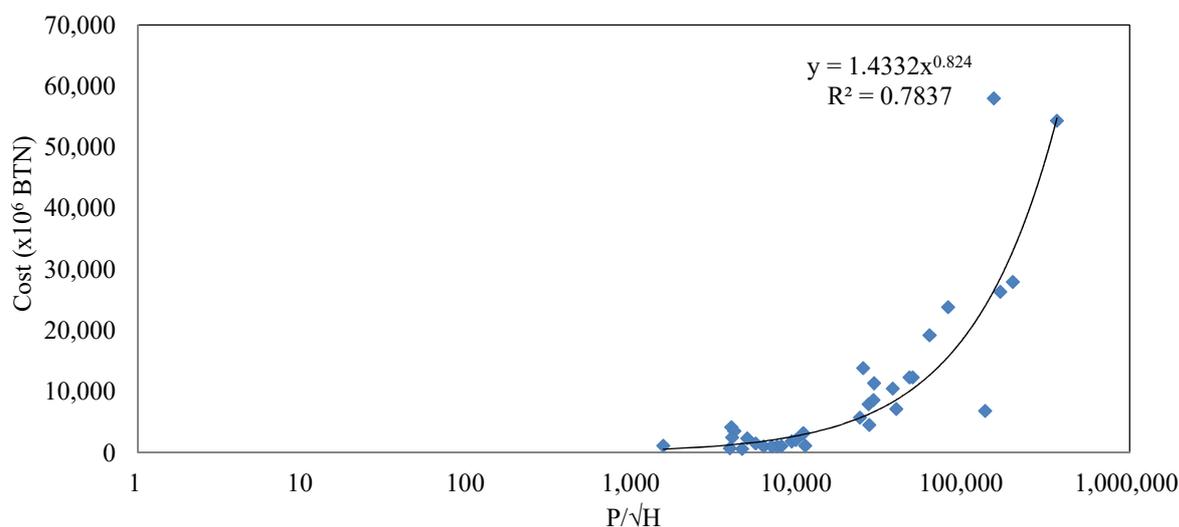
(2) 電気機器工事費

インターネットで収集したデータを次の手順で分析し、最終的なコスト積算式を作成した。

(a) Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects

『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』に添付されている 25MW 以上の発電所のプロジェクトコストデータをエクセルシートにプロットし、コスト積算式の近似式を作成した。コスト積算式は下記のとおりである。

コスト積算式 : $1.4332x(P/\sqrt{H})^{0.824}$ (Million BTN)



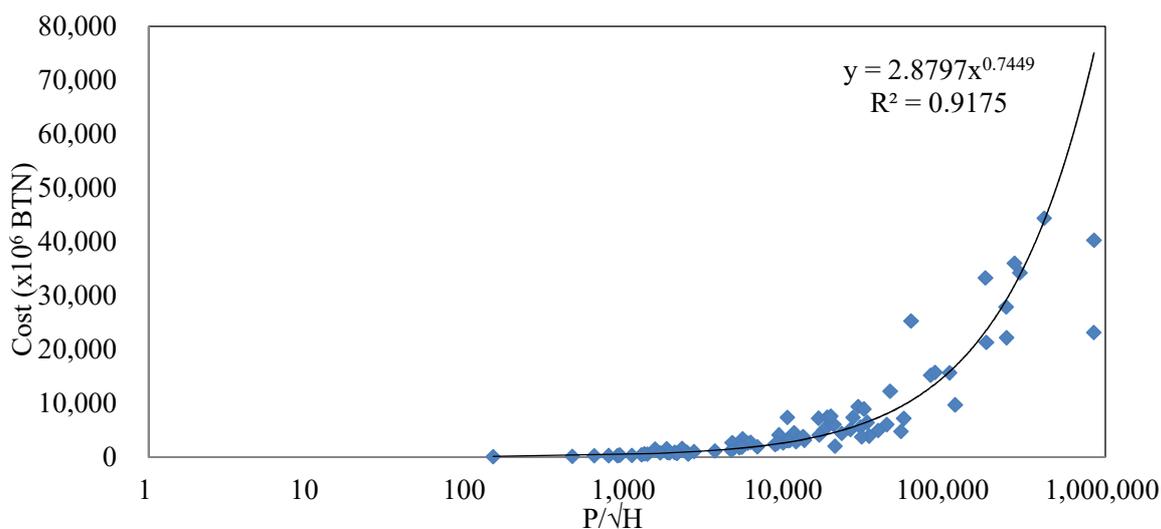
(出典 : JICA 調査団)

図 5-33 『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』からの近似式

(b) Estimating E&M Powerhouse Cost

『Estimating E&M Powerhouse Cost』に添付されているプロジェクトデータから、25MW 以下の発電所のデータと今回の開発地点から適用されない Kaplan 水車の発電所のデータを除外した、即ち、25MW 以上の発電所でフランシス水車もしくはペルトン水車が適用されているデータをエクセルシートにプロットし、コスト積算式の近似式を作成した。コスト積算式は下記のとおりである。

コスト積算式 : $2.8797x(P/\sqrt{H})^{0.7449}$ (Million BTN)



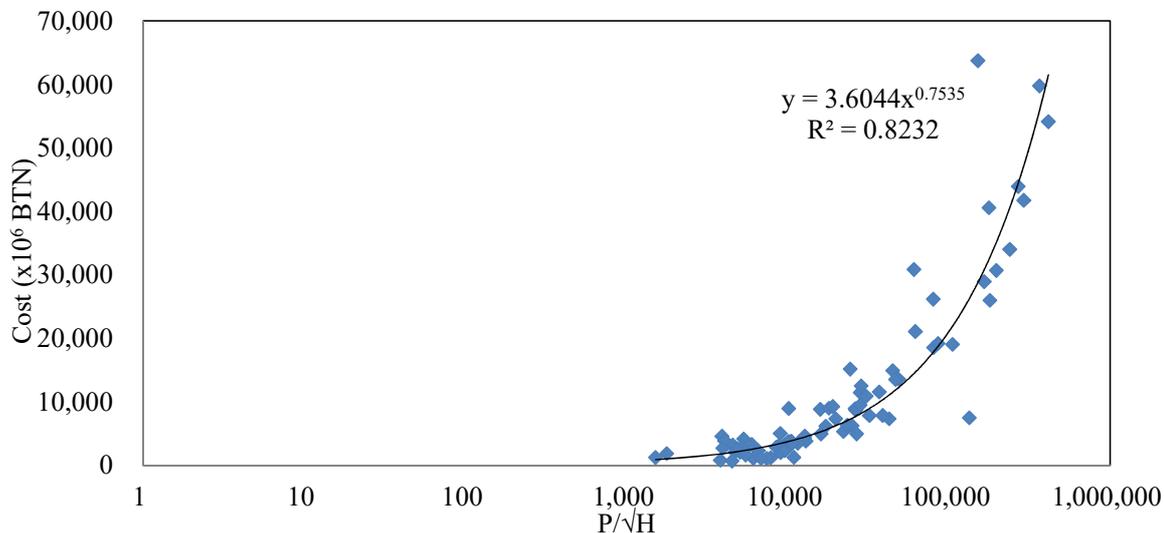
(出典：JICA 調査団)

図 5-34 『Estimating E&M Powerhouse Cost』からの近似式

(c) 上記 (a) 及び (b) を合算したデータ

『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』と『Estimating E&M Powerhouse Cost』のプロジェクトコストデータを合算したデータをエクセルシートにプロットし、下記の近似式を得た。

コスト積算式： $3.6044 \times (P/\sqrt{H})^{0.7535}$ (Million BTN)



(出典：JICA 調査団)

図 5-35 『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』と『Estimating E&M Powerhouse Cost』の合算グラフ

上述 (a) ~ (c) のコスト積算近似式、『水力発電計画工事費積算の手引き』計画 II のコスト積算式と『Benchmark Costs for Small and Large Hydropower Projects』で提案されているコスト積算式 (2005-2015) の 5 つの近似式を比較検討した結果、『水力発電計画工事費積算の手引き』計画 II のコスト積算式は、 (P/\sqrt{H}) が大きくなると他の積算式よりも安くなる傾向があり、『Benchmark

『Costs for Small and Large Hydropower Projects』で提案されているコスト積算式（2005-2015）は全体的に他の積算式よりも高めている。

(a) ~ (c) はほぼ同じ結果になり、(c) の積算式を水力電気機器工事費積算式とした。

5.4.3 積算キットの作成

数十か所の水力ポテンシャルサイトに対して、建設コストを効率よく算定することを目的として、建設工事費積算キットを作成した。作成にあたっては、積算ガイドラインを基にした。建設コストは、表 5-32 に示す各工種に対し概略算定式を割り当て、主要パラメータを入力することによって計算される。

表 5-32 建設工事費積算主要工種

I.	Preparatory Works
I.1	Access Road
I.2	Camp and Facilities
I.3	Compensation and Resettlement
II	Environmental Mitigation Cost
III	Civil Works
III.1	Intake Dam
III.2	Intake
III.3	Desilting Basin
III.4	Headrace Tunnel
III.5	Head Tank/Surge Tank
III.6	Penstock & Side Spillway
III.7	Powerhouse
III.8	Tailrace
III.9	Miscellaneous Works
IV	Hydro-Mechanical Works
IV.1	Gates and Screens
IV.2	Penstock
IV.3	Miscellaneous Works
V	Electro-Mechanical Works
V.1	Electro-Mechanical Equipment
V.2	Miscellaneous Works
VI	Transmission Line
VII	Administration Cost and Engineering Cost
VIII	Physical Contingency
IX	Interest During Construction

(出典：JICA 調査団)

(1) 工事費積算の諸条件

工事費積算に係る諸条件は積算ガイドラインに基づき、下記の通り設定した。

(a) 一般

建設工事費は表 5-32 に示す項目に関して積算し、内貨、外貨に関しては区分しない。本調査で用いる積算キットでは、全て BTN(ブータンニュルタム)として取り扱う。

(b) 発電形式

発電形式によって工事費積算の経験式が異なるため、工事費積算においては、まず発電形式を設定する必要がある。本積算キットでは、ブータンにおいて一般的に採用される形式を考慮し、Run-of-River Type（完全流れ込み）、Run-of-River Type with Pond（日間調整可能）、Reservoir/Pondage Type（貯水率 5%以上/5%以下）の 3 形式を主分類として設定した。

Run-of-River Type 及び Reservoir/Pondage Type は一般的タイプとして積算マニュアルに従い積算可能である。一方、日調整機能を有する流れ込み式発電式は一般的ではなく積算マニュアルには掲載されていないが、ブータンにおいて多く採用された実績があることから、Run-of-River Type with Pond として主分類に含めた。

上記の主分類を、発電所の各施設の形式により以下のように細分類化した。

- Type I: Run-of-River Type
 - I-1: Run-of-River Type with headrace open channel and exposed penstock
 - I-2: Run-of-River Type with headrace free flow tunnel and exposed penstock
 - I-3: Run-of-River Type with headrace free flow tunnel and underground penstock
- Type II: Run-of-River Type with Pond
 - II-1: Run-of-River Type with pond and headrace pressure tunnel and exposed penstock
 - II-2: Run-of-River Type with pond and headrace pressure tunnel and embedded penstock
- Type III: Reservoir/Pondage Type
 - III-1: Reservoir/Pondage Type with headrace pressure tunnel and exposed penstock
 - III-2: Reservoir/Pondage Type with headrace pressure tunnel and embedded penstock

なお、embedded penstock はトンネル形式、地中埋設形式、およびダムコンクリート内に埋め込む場合を含む。

(c) 準備工事費

準備工事は以下の通り積算する。

- 準備工事のうち取付道路は数量と単価により算出する。
- 建設事務所と宿舍費用は、土木工事費の 5%（流れ込み式）又は 2%（貯水池式・調整池式）を計上する。
- 補償及び移転費用として、貯水池式の場合の土木工事費の 5%を計上する。尚、流れ込み式は比較的小規模な水力を対象としているので補償及び移転費用項目は無視する。
- 環境対策費として流れ込み式については土木工事費の 1%、貯水池式・調整池式に対しては 3%を計上する。

(d) 土木工事及び機械工事費

土木工事及び機械工事の費用は以下の通り積算する。

- 土木工事及び機械工事の費用は経験に基づく数式で求めた主要工種の工事数量に工事単価を乗じて算出する。各主要工種の内訳および工事数量積算式は、本章 5.5.2 項に記載の工種（送変電設備）を除き、積算ガイドラインを参照する。

土木工事費 (掘削、ダム盛土、コンクリート工事)

$$\text{工事費 (BTN)} = \text{工事数量 (cums.)} \times \text{工事単価 (BTN /cum.)}$$

土木工事費 (鉄筋)

$$\text{工事費 (BTN)} = \text{鉄筋重量 (tons.)} \times \text{工事単価 (BTN /ton)}$$

機械工事費 (ゲート、スクリーン、鉄管)

$$\text{工事費 (BTN)} = \text{各機械設備重量 (tons.)} \times \text{工事単価 (BTN /ton)}$$

- 本積算キットにおいては、土木工事の主要工種を、掘削、盛土、コンクリート、鉄筋とする。水力機器に対しては、ゲート、スクリーン、鉄管とする。各主要工種の工事費は、直接工事費と間接費（工種毎の仮設費、安全対策費、諸経費）を含むものとする。主要工種以外の工種の費用（例.ダム工事の場合、グラウト工事、仮締切工事、法面保護工事等）は「その他」として一括して主要工種目費用計に対する比率で算出する。
- 工事単価は、ブータンにおける類似工事のデータを参考に使用する。当該国で水力機器に関する単価のデータ収集が容易でない場合は、国際市場価格のデータも参考にする。

(e) 電気機器工事費

電気機器関係の工事費には水車、発電機、制御装置、主要変圧器等を一括して計上する。電気機器関係工事費と出力、落差との間の相関について、既存のデータを基に分析し、工事費積算式を生成する。

(f) 管理費・技術費及び予備費

管理費・技術費及び予備費は以下の内容を含むものとし、直接工事費に比率を乗じて算出する。

- 管理費には、人件費、建設所運営関係の費用等が含まれる。技術費には、コンサルタントが実施する設計、施工管理の技術的サービスの費用が含まれる。本積算キットでは管理費及び技術費として直接工事費の 10%を計上する。
- 予備費には、数量増等に対する予備費を含むものとする。直接工事に対する比率として 30%を設定する。

(g) 建設中利子

建設中利子（ i ）は、内貨と外貨の構成比率を勘案して算出する。

$$i = \text{内貨利子率} \times \text{内貨比率} + \text{外貨利子率} \times \text{外貨比率}$$

$$\text{建設中利子} = (\text{準備工事費} + \text{環境対策費} + \text{土木工事費} + \text{水力機器工事費} + \text{電気機器工事費} + \text{管理費} \cdot \text{技術費} + \text{予備費}) \times 0.4 \times i \times T$$

T：建設期間（年）

なお、0.4 はキャッシュ・フロー係数であり既存のプロジェクトによる経験的な値である。

(2) 積算キットの概要

積算キットの構成、入力フォーム、及び結果の出力を図 5-36、表 5-33、表 5-34 にそれぞれ示す。積算キットは MS EXCEL 2016 を使用する。

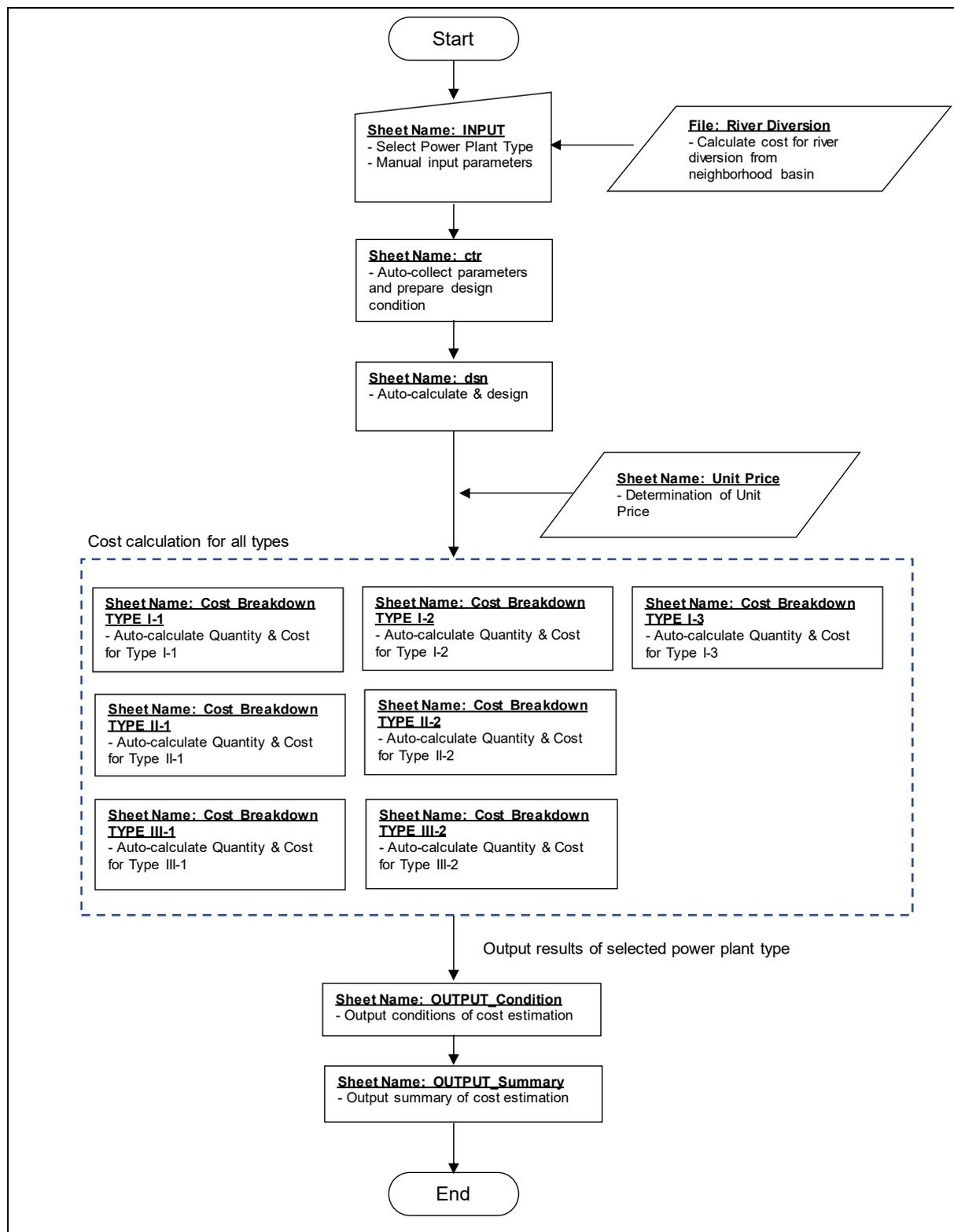


図 5-36 積算キットの構成

(出典：JICA 調査団)

表 5-33 工事費積算キット入力フォーム

Category No.	I-1		←	Input category number
Type	Run of River Type			
Dam / Weir	Weir			
Intake	Non-pressure			
Desilting Basin	Open Type			
Headrace	Non-pressure Channel			Selected type is autofilled
Head Tank / Surge Tank	Head Tank			
Penstock	Open Air			
Side Spillway	Yes			
Powerhouse	Open Air			
Tailrace	Non-pressure Channel			
Design Flood	Catchment Area of Intake Site	277 km ²	←	Input catchment area of planned intake location
	Creager's C value	100	←	In case of using Creager's C value
	Design Flood Discharge	3668 m ³ /s	←	Directly Input design flood discharge or calculated by Creager's C value
General	Category No.	I-1	←	Selected category number is autofilled
	Full Supply Level	1480 EL-m	←	Input design full supply level
	Minimum Operating Level	1480 EL-m	←	Input design minimum operating level
	Tailwater EL./Turbine Center EL.	1200 EL-m	←	Input desing tailwater level (Francis) or Turbine center level (Pelton)
	Effective Head	252 m	←	Input effective head (= gross head - assumed head loss in rated operation)
	Plant Discharge	26 m ³ /s	←	Input desing plant discharge
	Combined Efficiency	0.88	←	Input assumed efficiency of combination of turbine-generator
	Maximum Generating Output	56500 kW	←	Calculated as $P=9.8 \cdot Q \cdot H \cdot \eta \cdot c$
Intake Weir/Dam	Type	Weir	←	Selected type is autofilled
	Type	Trench Weir	←	Select Concrete Gravity Type or Rock Fill Type or Trench Weir Type (Trench Weir Type only for TYPE I-1)
	River width	40 m	←	Read from contour map
	Crest length of weir	70 m	←	Read from contour line of crest elevation
	Weir/Dam height	15 m	←	Input design weir / dam height. For Trench Weir Type, Input "5" m +Overburden depth.
	Overburden Sediment Thickness on R	10 m	←	Input assumed thickness of sedimentation on riverbed
Headrace Waterway	Type	Non-pressure Channel	←	Selected type is autofilled
	Number of Waterway	1 nos	←	Input number of headrace waterway
	Discharge per lane	26 m ³ /s	←	Design discharge / number of headrace waterway
	Open Channel Section			
	Height of Channel Wall	3.4 m	←	Direct input or $H=((1.09 \cdot Q^{0.379})^2) / (0.8)^{0.5} \cdot 0.8$
	Width of Channel	4.25 m	←	Direct input or B:H = 1:0.8
	Length (Open Channel)	3000 m	←	Input length if there is open channel section, otherwise input 0.
	Tunnel Section			
	Diameter	4.2 m	←	Direct input, or $D=1.24 \cdot Q^{0.375} \geq 2.1$ (Non-pressure type), $D=1.04 \cdot Q^{0.375} \geq 1.9$ (Pressure type)
	Length	500 m	←	Input length if there is tunnel section, otherwise input 0.
Head Tank /Surge Tank	Type	Head Tank	←	Selected type is autofilled
Penstock	Type	Open Air	←	Selected type is autofilled
	Number of Penstock	1 nos	←	Input number of penstock
	Discharge per lane	26 m ³ /s	←	Design discharge / number of penstock
	Average Diameter	2.7 m	←	Direct input or calculate using empirical formula
	Length (Underground)	0 m	←	Input length if there are underground / embedded sections, otherwise input 0.
	Length (Open-air)	2545 m	←	Input length if there are open-air sections, otherwise input 0.
Powerhouse	Type	Open Air	←	Selected type is autofilled
	Type of Tubine	Pelton	←	Select Francis type or Pelton type (horizontal or vertical is not discussed here)
	Number of Unit	2 nos	←	Input number of Turbine-generator unit
Tailrace	Type	Non-pressure Channel	←	Selected type is autofilled
	Number of Tailrace	1 nos	←	Input number of tailrace waterway
	Discharge per lane	26 m ³ /s	←	Design discharge / number of tailrace waterway
	Open Channel Section			
	Height of Channel Wall	3.4 m	←	Direct input or $H=((1.09 \cdot Q^{0.379})^2) / (0.8)^{0.5} \cdot 0.8$
	Width of Channel	4.25 m	←	W:H = 1:0.8
	Length (Open Channel)	500 m	←	Input length if there is open channel section, otherwise input 0.
	Tunnel Section			
	Diameter	4.2 m	←	Direct input, or $D=1.24 \cdot Q^{0.375} \geq 2.1$ (Non-pressure type), $D=1.04 \cdot Q^{0.375} \geq 1.9$ (Pressure type)
	Length (Tunnel)	0 m	←	Input length if there is tunnel section, otherwise input 0.
Access Road	Main Access Road			
	Distance (Improvement)	0 km	←	Input total distance in km if there are improvement sections, otherwise input 0.
	Distance (New Construction)	10 km	←	Input total distance in km if there are new construction sections, otherwise input 0.
	Bridge	0 m	←	Input total length in m if there are bridges, otherwise input 0.
	Project Road			
	Distance (New Construction)	10 km	←	Input total distance in km if there are new construction sections, otherwise input 0.
	Bridge	0 m	←	Input total length in m if there are bridges, otherwise input 0.
	Access Tunnel to PH			
	Distance	3 km	←	Input total distance of access tunnel in km,if the powerhouse is open-air type, input 0
River Diversions from Neighborhood Basins	Total Construction Cost	1,712 mil.Nu	←	Input total construction cost for river diversion from neighborfood basin
Transmission Line	Total Construction Cost	6,317 mil.Nu	←	Input total construction cost of transmission line
Indirect Cost	Administration & Engineering Cost	10%	←	Input proportion of administration & engineering cost to direct cost
	Physical Contingency	30%	←	Input proportion of physical contingency to direct cost
Interest During Construction	Construction period	6 years	←	Input total construction period
	LC / FC	1.50	←	Input ratio of local currency / foreign currency
	Interest rate for LC	5%	←	Input interest rate for Local loan
	Interest rate for FC	5%	←	Input interest rate for Foreign loan
	Interest rate weighted average	5.00%	←	Input interest rate average

(出典：JICA 調査団)

表 5-34 工事費積算キット計算結果シート

C. Summary of Project Cost		(Unit: Mil.BTN)
Items	Cost	Note
I. Preparation Work	848	
(1) Access Road	514	
(2) Camp & Facilities	167	RoR: (III. Civil Works) x 5% RES:(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	167	RoR: Omitted RES:(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	33	RoR: (III. Civil Works) x 1% RES:(III. Civil Works) x 3%
III. Civil Works	3,343	
III.1 Intake Dam	74	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	12	
(2) Desilting Basin	-	
III.3 Headrace Tunnel	1,016	
III.4 Head Tank/Surge Tank	32	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	-	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	171	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	159	
(2) Tailrace Outlet	7	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	1,712	
III.10 Miscellaneous Works	159	(Item III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	607	
(1) Gate and Screen	49	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	503	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	55	
V. Electrical Works	1,903	
(1) Electro-Mechanical Equipment	1,812	Turbine, Generator, Transformer, Switchyard Equipment, etc.
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	91	
VI. Transmission Line	6,317	
(1) Transmission Line	6,317	Transmission Line, Substation Equipment etc.
Direct Cost	13,051	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	1,958	(Direct Cost) x 0.1
VIII. Contingency	3,915	(Direct Cost) x 0.3
IX. Interest During Construction	2,271	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T= 6years)
Subtotal of Non-Construction Cost	8,144	
Grand Total	21,195	

(出典 : JICA 調査団)

5.5 送変電設備の建設工事費

5.5.1 一般的な送電設備の設計条件

JICA 調査団は DHPS、BPC と協議し、一般的な送電設備設計条件を入手した。

(1) 設計条件

最高気温：	50	°C
最低気温：	1	°C
最大湿度：	95	%
平均気温：	32	°C
年間雷発生日数(IKL)：	50	days
平均降雨量：	1,250	mm
風速(瞬間最大)：	47	m/s
耐震レベル：	0.3	G

(出典：インドの設計基準)

(2) 鉄塔

400, 220, 132 kV 送電鉄塔には、直線、軽角度、重角度、河川横断、鉄構の標準鉄塔が適用されている。

(3) 電線および地線

下記の標準電線が、電圧毎に適用される。

基本的に GSW が地線に適用され、最近では OPGW が適用されつつある。

表 5-35 電圧毎の標準電線

Voltage	Standardized Conductor
400 kV	ACSR Moose、複導体
220 kV	ACSR Zebra、単導体
132 kV	ACSR Panther、単導体

(出典：DHPS)

(4) がいし

標準的なボールソケット型磁器製懸垂がいし (70、90、120 及び 160 kN) が、既設送電線に適用されている。

5.5.2 送変電設備の建設費単価

(1) 送変電設備建設コスト単価

JICA 調査団は DHPS、BPC と協議し、表 5-36、表 5-37 にある最新の送変電設備建設コスト単価を入手した。これらの単価は 2018 年 6 月に作成された "National Transmission Grid Master Plan (NTGMP) of Bhutan-2018" におけるデータから引用した。ただし、NTGMP2018 では、一部の単価しか掲載されていないため、NTGMP2018 に単価が掲載されていない機器については、NTGMP2012 に掲載されている単価からの物価上昇率を使用して推定した。

また参考までに 2012 年時点のブータン、インドにおける建設費単価も掲載した。その結果、ブータンにおける建設費は山岳地工事となることから、工事費、資機材運搬費が上昇し、インドよりも約 1.5 倍高くなり、またブータンでは 2012 年から 2018 年にかけて約 1.2～1.5 倍の物価上昇が確認された。

その他 BPC との協議で判明した送変電建設コストに関する情報は以下の通り。

- ブータンにおける送電工事費の資材費、工事費の比率は通常 6:4 であるが、長距離の山岳地を通過する大型工事では、その比率が 5:5 になることもある。
- 一般的に山岳地送電線工事では、工事工程が大幅に遅れることが多いため、多めの予備費を予算に見込んでいる。
- 工事費は BPC の予算でなく、発電事業会社の予算となる。従って工事費が超過した場合は、この発電事業会社が資金繰りをする。
- 送電線工事と変電所工事は別発注。

表 5-36 送電線の工事単価

(単位：million Nu./km)

電圧	電線 ¹⁷	経過地	提案工事費 単価	参考 1 (NTGMP 2012)	参考 2 (インド 2012 年)
400 kV	ACSR Moose Double	山岳地	49	33	22
		平地	(29)	-	12
220 kV	ACSR Zebra Single	山岳地	22	15	9
		平地	(13)	-	5
132 kV	ACSR Panther Single	山岳地	17	11.5	7
		平地	(10)	-	4

(出典：NTGMP を基に JICA 調査団作成)

表 5-37 変電所機器の単価 (設置費込み)

(単位：million Nu.)

電圧	機器	提案機器単価	参考 1 (NTGMP 2012)	参考 2 (インド 2012 年)
400 kV	500 MVA 400/220 kV 変圧器 per unit	152	127	-
	200 MVA 400/220 kV 変圧器 per unit	73	61	-
	200 MVA 400/132/33 kV 変圧器 per unit	78	65	-
	GIS per bay	134	111	90
	AIS per bay	66	55	50
220 kV	GIS per bay	78	65	50
	AIS per bay	42	35	-
132 kV	GIS per bay	36	30	-
	AIS per bay	24	20	-

(出典：NTGMP を基に JICA 調査団作成)

¹⁷ British Standards Institution (英国標準協会) の BS 規格による。Moose: ACSR530mm², Zebra: ACSR430mm², Panther: ACSR210mm²

(2) 変圧器価格の電圧・容量換算式

変圧器について、電圧・容量が変化した場合のコスト換算式を国内変圧器メーカーと協議し、電圧・容量共に 2/3 乗に比例するという経験的な換算式を用いることとした。ただし、高圧側の電圧が変わらない場合には価格は変化しないものとした。

<変圧器価格の電圧・容量換算式>

電圧別、容量別の変圧器の単価（設置費込み）は以下の通りである。また、これを容量の 2/3 乗則により、100MVA 機に換算した結果を右欄に付記した。

Voltage	Capacity	Cost	100MVA 機に換算した際のコスト
400/220 kV	500 MVA	152 million Nu.	$152 \times (100/500)^{(2/3)} = 52 \text{ million Nu.}$
400/220 kV	200 MVA	73 million Nu.	$73 \times (100/200)^{(2/3)} = 46 \text{ million Nu.}$
400/132/33 kV	200 MVA	78 million Nu.	$78 \times (100/200)^{(2/3)} = 49 \text{ million Nu.}$

上記の 3 ケースを平均して、高圧側 400kV、容量 100MVA の標準変圧器のコストを 49 million Nu. とし、この標準変圧器の価格を基に、電圧、容量が変化した場合の変圧器価格を求めた。具体例を以下に示す。

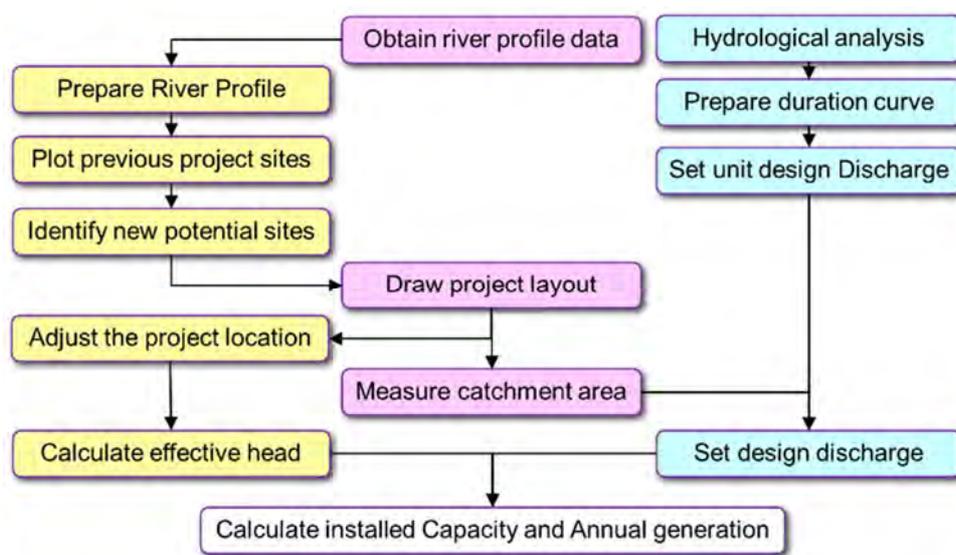
1. 高圧側 400kV、容量 250MVA の昇圧変圧器
 $49 \times (400/400)^{2/3} \times (250/100)^{(2/3)} = 90 \text{ million Nu.}$
2. 高圧側 220kV、容量 120MVA の昇圧変圧器
 $49 \times (220/400)^{2/3} \times (120/100)^{(2/3)} = 37 \text{ million Nu.}$
3. 高圧側 132kV、容量 50MVA の昇圧変圧器
 $49 \times (132/400)^{2/3} \times (50/100)^{(2/3)} = 15 \text{ million Nu.}$

第 6 章 水力ポテンシャル地点の抽出

6.1 ポテンシャルサイトの抽出

6.1.1 ポテンシャルサイトの抽出手順

新規水力ポテンシャルサイトの抽出作業は、図 6-1 のフローに示す手順で行った。



(出典：JICA 調査団)

図 6-1 水力ポテンシャルサイトの抽出作業フロー

なお、ポテンシャル地点の抽出に当たっては MCA において考慮する住民移転、保護区域内であるかどうか等の自然社会環境条件については考慮しない。

6.1.2 ポテンシャルサイトの選定基準

(1) 水力地点抽出対象流域

第 5 章で記載のとおり、水力地点抽出は 5 つの主要流域（Amochhu, Wangchhu, Punatsangchhu, Mangdechhu, Drangmechhu）と 3 つの小流域（Aiechhu, Nyera Amari, Jomori）を対象とした。

(2) 抽出基本条件

水力地点抽出に当たって、一つの河川の上流から下流までのシリーズ開発の最適化を図るため、カスケード開発を考慮する。設備利用率は 5 章で述べたように抽出された地点を平等に評価するため、一律 50%とする。水力発電所地点の実績に基づき、技術的・経済的の観点から実現可能な開発計画とするため、その他の基本条件を設定した。

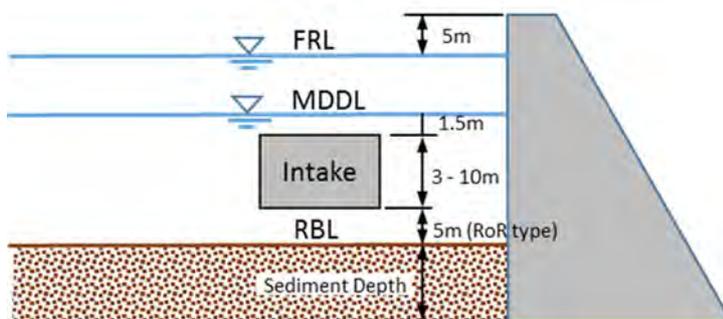
基本条件は以下の通りである。

- カスケード開発
- 発電方式 : 流れ込み式 (RoR) 、
- 設備利用率 (PLF) : 50%
- 総落差 : 最大約 800m
- 水路延長 : 最大約 15km (ただし、水平距離)
- ダム高 : 最大 200m (河床から 150m)

(3) 地点抽出及びレイアウト見直しに当たっての配慮点

当電力マスタープランでは、環境社会の制約がない場合の技術的開発可能水力ポテンシャルを求めた上で、MCA に基づき地点のスクリーニング、絞り込みを行う方針とした。しかし、地点抽出の段階である程度現実的なレイアウトを考慮すべきであることから、地点抽出に当たっては上述の基本条件に加え次の点を考慮した。

- 取水地点の選定に当たっては、落差取得の効率や河川流量の有効利用の観点から、河川勾配変化点の上流側や支川の合流点の下流側を考慮。
- 河川勾配が緩い (1/100 以下) 範囲はダム式を考慮し、ダム位置は、ダム設置に適する河川狭隘部を考慮。
- ダム高さ及び取水水位は、次の条件を考慮：
 - 河床堆積物の深さ：開発中地点の河床堆積物深さの実績を基に、河川勾配とダム位置標高をパラメータとして重回帰分析により、下記の推定式を求めた。なお、最小深さは 10m、最大深さは 40m とした。
重回帰式： $Overload\ Depth = 0.015 \times Dam\ riverbed\ EL - 1,195 \times Riverbed\ gradient + 25.9$
 - 取水口高さ：取水量に従って 3~10m に変化させた。
 - ダム高： $FSL + 5\ m - 河床標高 + 河床堆積物の深さ$
洪水時のサーチャージ水位、および風および地震による波の高さを考慮して 5m の余裕高を見込む。

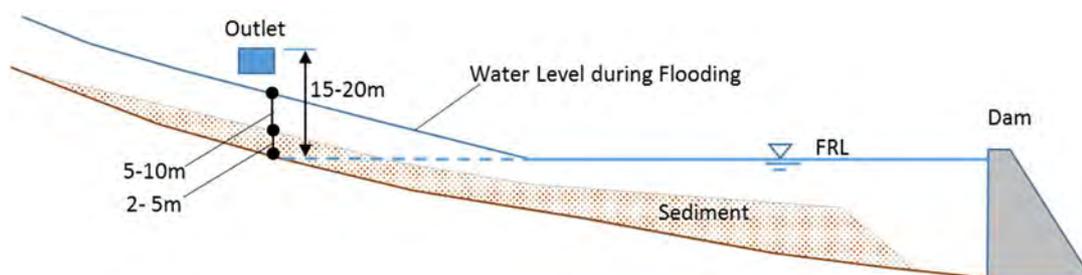


Note
 FRL : Full Reservoir Level
 MDDL: Minimum Draw Down Level
 RBL : River Bed Level
 RoR : Run-of-River

(出典：JICA 調査団)

図 6-2 ダム高の設定根拠

- 調整池末端に放流する場合の放水位は洪水時の河川水位上昇および堆砂による河床標高の上昇を考慮し、15m～20m 程度高い標高とする。



(Source: JICA Survey Team)

図 6-3 放水位の設定根拠

- 支川の流量の有効利用の観点から、溪流取水など複数地点からの取水を考慮。
- 水路レイアウトは、必要被り（約 100m：圧力トンネル周辺の地質の安定性および防水性を考慮し、経験上設定）を確保した上で、極力直線化・最短化を図る。
- 発電所は基本的には地下式とするが、発電所設置に十分な平坦地が認められる場合は、地上式とする。
- 水路経過地の地形条件に従い、導水路を大きく迂回する必要がある場合は、発電所位置を上流側にシフトし、放水路延長を長くすることにより、総水路延長を極力短くする。
- ダム（堰）地点の最大取水量が $20\text{m}^3/\text{s}$ を下回る場合は、河床堆積物の除去が不要なフローティングタイプのトレンチ式堰を採用する。

6.1.3 水力地点の抽出作業

(1) 事前準備作業

(a) 設計流量設定のための準備作業

水力ポテンシャルサイトの抽出作業に先立ち、最新の水文気象観測データを分析・整理し、各流域の河川流況図の作成を実施した上で、各流域の設計比流量を設備利用率 (PLF) 50%と仮定して設定した。なお、水文に関わる準備作業の詳細は、第 5 章 (5.3) を参照。

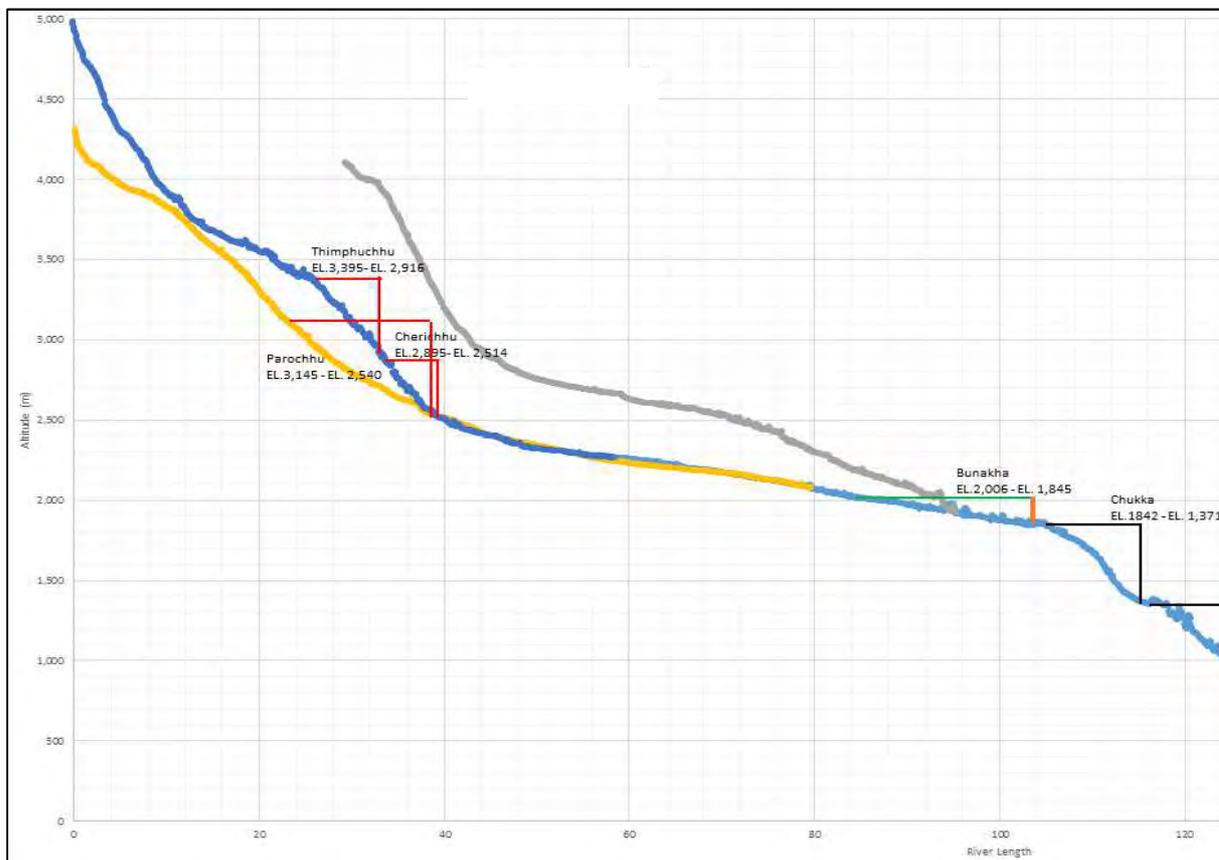
(b) 地形データ及び河川縦断データの準備

地点抽出に当たっては、ブータン国の 10m メッシュの標高データから新たに作成した地形図データ（第 11 章参照）を活用し、QGIS 上で地点抽出を行うこととした。従って、QGIS 上での河川標高データを整理した。

(c) 河川縦断面図の作成及び既設発電所のプロット

次の準備として、QGIS 上の河川標高データを用いて、各流域の河川縦断面図の作成を実施した。河川縦断面図の作成については、第 5 章 (5.1) で記載したとおり。

さらに、作成した河川縦断面図上に、既設発電所及び既存計画地点をプロットして、新規ポテンシャルサイト抽出の準備を行った。Wangchhu を対象に作成した河川縦断面図を図 6-4 にサンプルとして示す。



(出典：JICA 調査団)

図 6-4 河川縦断面図のサンプル (Wangchhu)

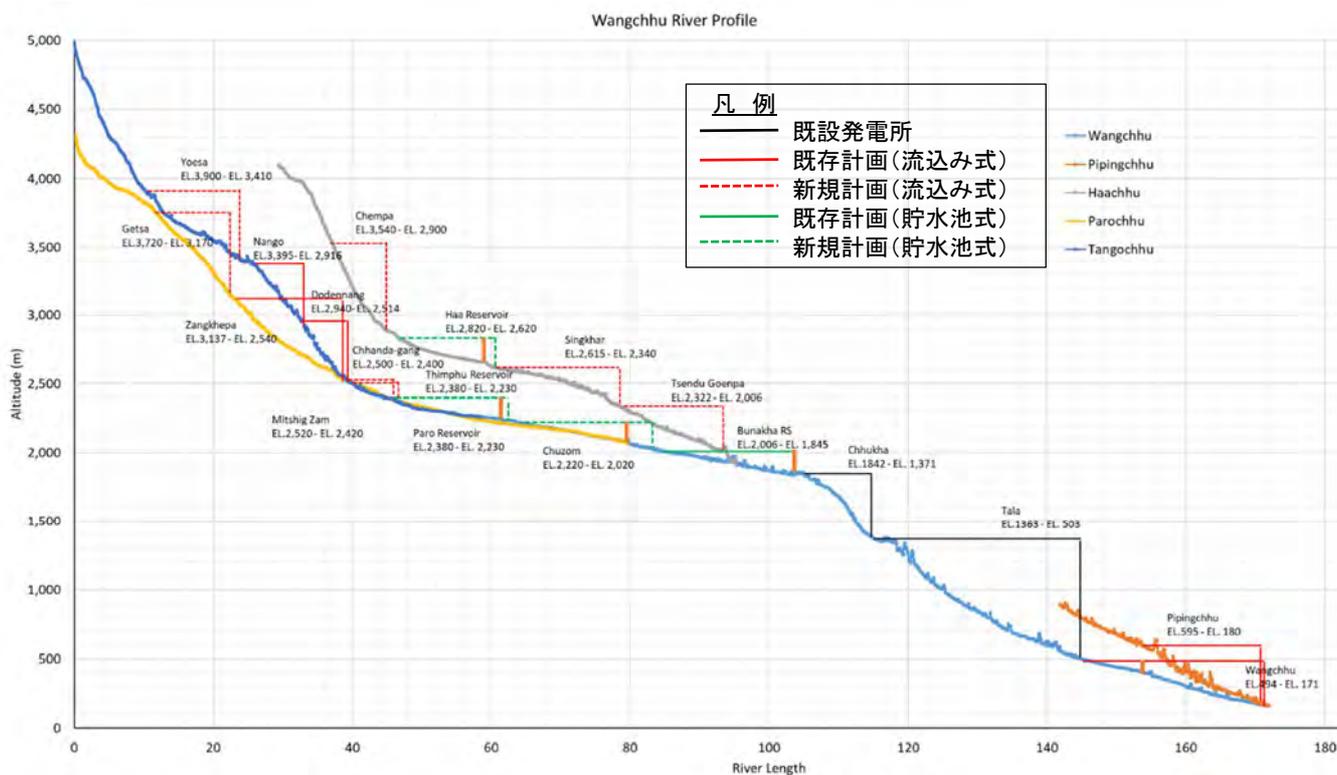
(2) 新規水力ポテンシャルサイトの抽出

(a) 河川縦断面図上での新規水力ポテンシャルサイトの抽出

事前準備作業として作成した河川縦断面図を使用し、遊休落差が極力生じないように新規地点を抽出しプロットした。この際、現実的な計画となるよう、6.1.2 で述べた水路長と落差の制限を考慮して抽出を行った。

なお、一般に L/H (L :水路長、 H :落差) が小さくなる地点が経済性の高い地点となることを考慮し、河川勾配の変化点の直上流を取水地点に選定するのが良いとされる。また、支川の河川流量を有効に活用する観点から、支川の合流点の下流側が取水地点に適すると言われる。地点抽出に当たっては、これらについても考慮した。

Wangchhu の河川縦断面図上での水力ポテンシャルサイトの抽出結果を、図 6-5 にサンプルとして示す。



(出典：JICA 調査団)

図 6-5 河川縦断面図上での水力ポテンシャルサイト抽出結果のサンプル (Wangchhu)

(b) 計画地点の Project code の付け方方針

各地点の Project code の頭文字は下表のとおり各流域名の頭文字とし、通し番号は主河川上の計画の上流から順の番号とする。支川上の計画については主河川との合流点までの計画地点に続き、上流から順の番号とする。各地点の計画名は取水ダムまたは発電所地点の近隣の村落名とし、同一支川にいくつかのプロジェクトがあり、計画名としてその支川名を付ける場合には、下流から上流に向けて通し番号を付した。

表 6-1 Project code の頭文字

流域	Project code の頭文字
Amochhu	A-
Wangchhu	W-
Punatsangchhu	P-
Mangdechhu	M-
Chamkharchhu	C-
Kurichhu	K-
Drangmechhu	G-
Aiechhu	Ai-
Jomori	J-
Nyera Amari	N-

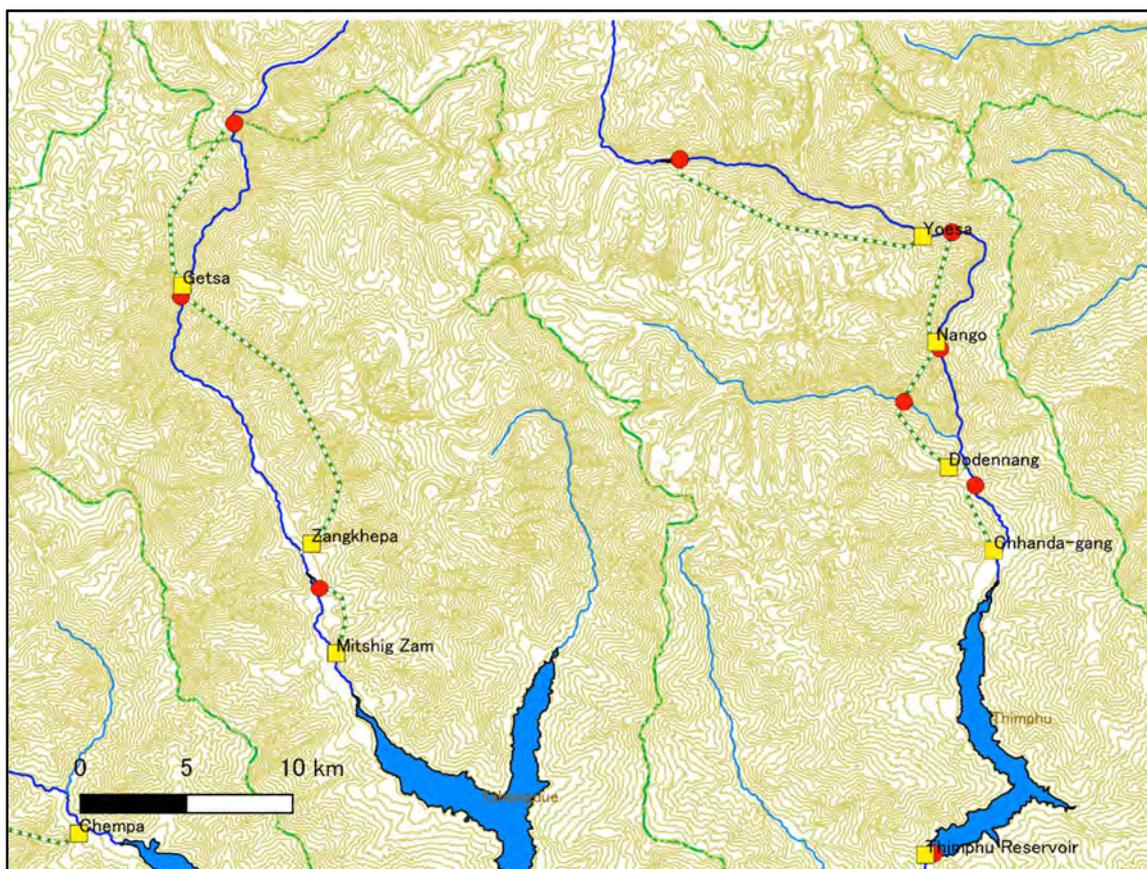
(出典：JICA 調査団)

(c) 地形図上での水力地点レイアウトのプロット

河川縦断面図上で抽出した取水地点及び放水口地点を、QGIS の地形図上にプロットし、それらを結ぶ形で水路レイアウトを描写した。

水路レイアウトは、必要被り（約 100m）を確保した上で、極力直線化・最短化を考慮した。また、発電所は基本的には地下式としたが、発電所設置に十分な平坦地が認められる場合は、地上式とした。

図 6-6 に地形図上にプロットした水力地点のレイアウトのサンプル（Wangchhu 上流域）を示す。



(出典：JICA 調査団)

図 6-6 プロジェクトレイアウトのサンプル（Wangchhu 上流域）

(3) 計画諸元の設定

(a) 流域面積の測定

プロジェクトレイアウトの微調整により取水地点の位置が確定したことから、各取水地点の流域面積を算出した。

(b) 設計流量の設定

流域毎に設定した設計比流量に、各取水地点の流域面積を乗じることにより、各地点の設計流量を算出した。

(c) 有効落差の決定

各地点の取水位と放水位の差分から総落差を求めた。本来、損失落差は水路延長や水路径、その他設備諸元により異なるが、ここでは簡便のため一律総落差の7%とし、有効落差を算出した。

(d) 計画諸元の設定及び水力ポテンシャルサイトリストの作成

最後に、発電機器の総合効率を88%として設備出力を算出し、また、設備利用率(PLF)を50%として年間発生電力量を算出した。ただし、推進中のプロジェクトについては現計画通りとした。

6.2 ポテンシャルサイトの抽出結果

ブータン国における一般水力ポテンシャルを求めめるため、1/50,000 精度の GIS 地形データ、河川縦断面図および河川流況曲線を用い、ポテンシャルサイトを抽出した。ポテンシャルには既設発電所 6 地点、推進中発電計画 13 地点を含む。

6.2.1 ブータン西部地域

ブータン西部に位置する Amochhu、Wangchhu、Punatsangchhu 水系の水力ポテンシャル抽出結果として、地点レイアウトを図 6-7 に、河川縦断面図上の標高を図 6-8～図 6-10 に、ポテンシャル地点のリストを表 6-2～表 6-5 にそれぞれ示す。

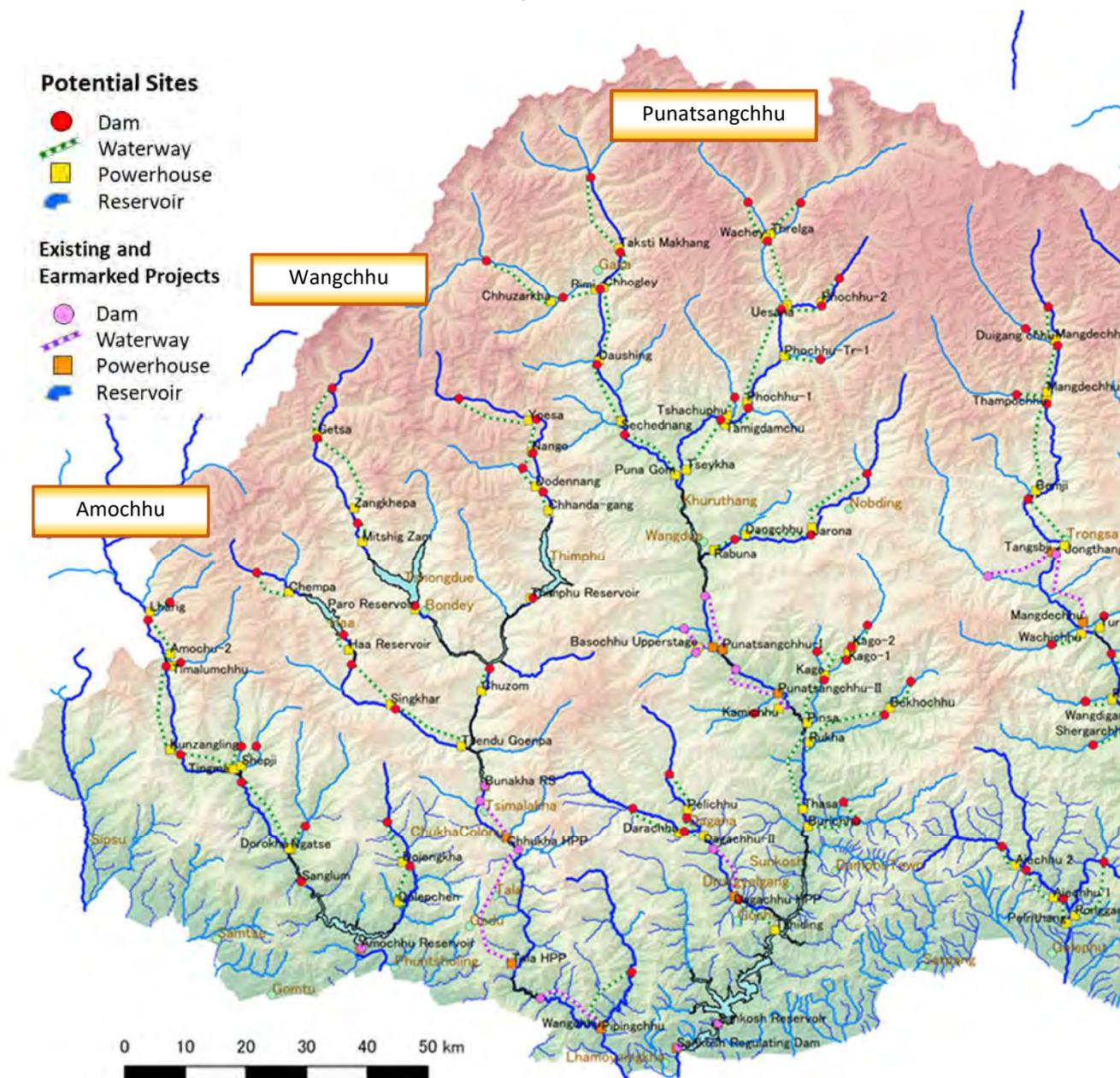
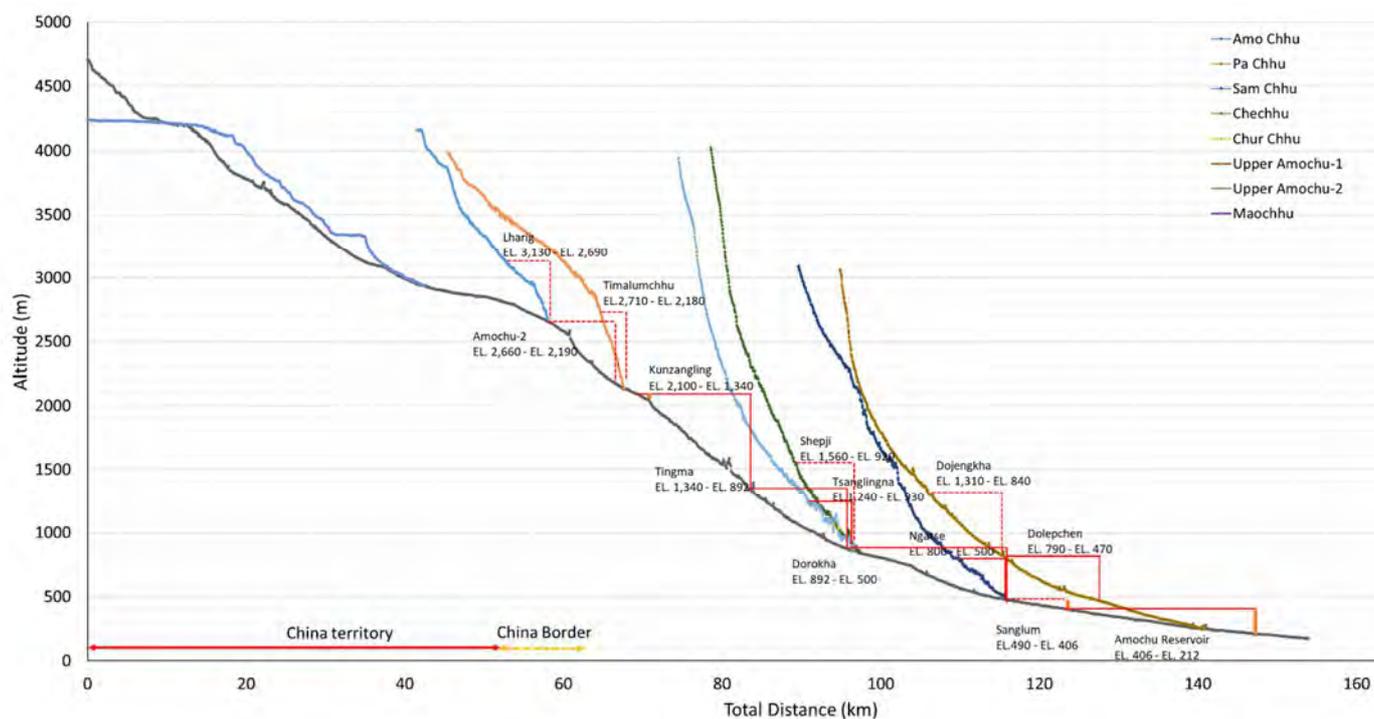


図 6-7 水力ポテンシャル地点位置図（西部地域）

（出典：JICA 調査団）



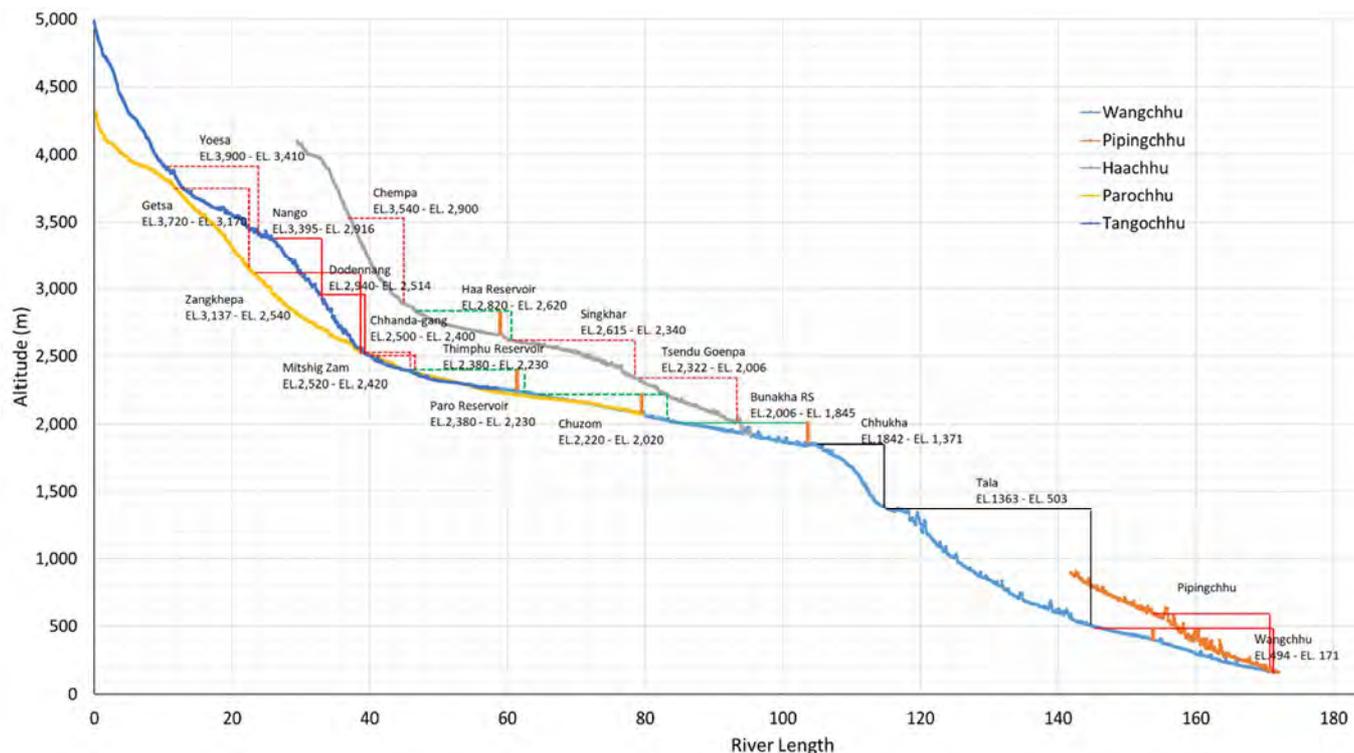
(出典：JICA 調査団)

図 6-8 河川縦断図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Amochhu 流域)

表 6-2 ポテンシャルサイトの諸元 (Amochhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Amochu Basin															
A-1	Tr-Amochu-2	<25MW	Lharig	ROR	62	4.2	3,120	15	3,130	2,690	440	409.2	15	65	50%
A-2	Amochu	Protected area	Amochhu-2	ROR+Pond	1,790	120.2	2,630	35	2,660	2,190	470	437.1	453	1,985	50%
A-3	Tr-Amochu-1	Protected area	Timalumchhu	ROR	132	8.8	2,700	15	2,710	2,180	530	492.9	38	165	50%
A-4	Amochu		Kunzangling	ROR+Pond	2,100	141.1	2,060	45	2,100	1,340	760	737.2	897	3,928	50%
A-5	Amochu		Tingma	ROR+Pond	2,252	151.3	1,280	65	1,340	892	448	434.6	567	2,483	50%
A-6	Cherchu	<25MW	Tsanglingna	ROR	80	5.4	1,240	25	1,260	930	330	306.9	14	62	50%
A-7	Chechu	<25MW	Shepji	ROR	65	4.4	1,540	25	1,560	920	640	595.2	22	98	50%
A-8	Amochu		Dorokha	ROR+Pond	2,602	174.8	840	57	892	500	392	364.6	550	2,407	50%
A-9	Samchu		Ngatse	ROR	237	15.9	800	5	800	500	300	279.1	38	193	50%
A-10	Amochu		Sanglum	Pondage	3,112	226.3	400	95	490	406	94	91.2	178	779	50%
A-11	Pachhu		Dojengkha	ROR	95	6.4	1,310	5	1,310	840	480	446.4	25	108	50%
A-12	Pachhu		Dolepchen	ROR	235	15.8	790	5	790	470	320	297.6	41	177	50%
A-13	Amochu	GOI	Amochhu Reservoir	Reservoir	3,744	272.3	235	176	406	212	194		540	1,835	39%
Total Amochhu Basin :					13		13							3,377	14,285

(出典：JICA 調査団)



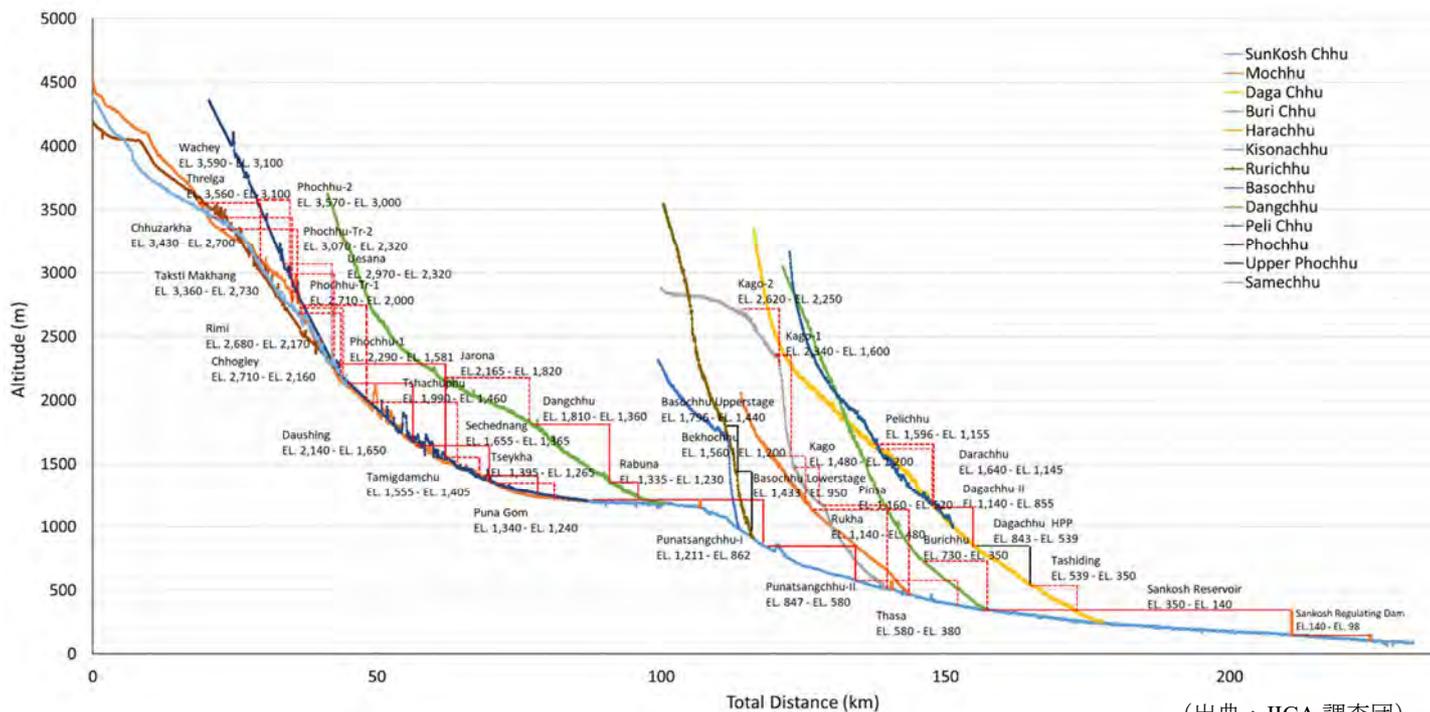
(出典：JICA 調査団)

図 6-9 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Wangchhu 流域)

表 6-3 ポテンシャルサイトの諸元 (Wangchhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Wangchhu Basin															
W-1	Tangochhu	<25MW	Yoesa	ROR	96	4.4	3,873	32	3,900	3,410	490	455.7	17	76	50%
W-2	Tangochhu	Protected area	Nango	ROR	212	9.7	3,376	24	3,395	2,916	479	445.5	37	164	50%
W-3	Tangochhu Cherichhu		Dodennang	ROR	410	18.8	2,907	38	2,940	2,514	426	396.2	64	269	48%
W-4	Tangochhu	<25MW	Chhanda-gang	ROR	490	22.5	2,473	32	2,500	2,400	100	93.0	18	79	50%
W-5	Wangchhu	Many relocation	Thimphu Reservoir	Reservoir	922	42.4	2,219	166	2,380	2,230	135	125.6	46	201	50%
W-6	Wangchhu		Chuzom	Reservoir	2,483	94.5	2,059	166	2,220	2,020	200	186.0	152	664	50%
W-7	Parochhu		Getsa	ROR	175	8.1	3,720	5	3,720	3,170	550	511.5	36	156	50%
W-8	Parochhu		Zangkhepa	ROR	325	14.9	3,137	5	3,137	2,540	597	555.2	71	313	50%
W-9	Parochhu	<25MW	Mitshig Zam	ROR	577	26.5	2,501	24	2,520	2,420	100	93.0	21	93	50%
W-10	Parochhu	Many relocation	Paro Reservoir	Reservoir	1,086	49.9	2,223	162	2,380	2,230	135	125.6	54	237	50%
W-11	Haachhu	<25MW	Chempa	ROR	43	2.0	3,488	57	3,540	2,900	640	595.2	10	45	50%
W-12	Haachhu	<25MW	Haa Reservoir	ROR	331	15.2	2,661	164	2,820	2,620	185	172.1	23	99	50%
W-13	Haachhu		Singkhar	ROR	380	17.4	2,581	39	2,615	2,340	275	255.8	38	169	50%
W-14	Haachhu		Tsendu Goenpa	ROR	646	29.7	2,312	15	2,322	2,006	316	293.9	75	329	50%
W-15	Wangchhu	GOI	Bunakha RS	Pondage	3,540		1,843	168	2,006	1,845	155		180	719	45%
W-16	Wangchhu	Existing	Chhukha HPP	ROR+Pond	3,746		1,813	34	1,842	1,371	468		336	1,840	63%
W-17	Wangchhu	Existing	Tala HPP	ROR+Pond	4,028		1,291	77	1,363	503	860		1,020	4,865	54%
W-18	Wangchhu	GOI	Wangchhu	Pondage	4,147		403	96	494		323		570	2,280	46%
W-19	Pipingchhu		Pipingchhu	ROR	217	29.9	585	15	595	180	415	386.0	100	436	50%
Total Wangchhu Basin :			19	19									2,869	13,031	

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 6-10 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Punatsangchhu 流域)

表 6-4 ポテンシャルサイトの諸元 (Punatsangchhu 流域-1)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Punatsangchhu Basin															
P-1	Mochhu	Protected area	Taksti Makhang	ROR	474	35.0	3,350	15	3,360	2,730	630	585.9	177	775	50%
P-2	Mochhu	Protected area	Chhogley	ROR	789	58.2	2,700	15	2,710	2,160	550	511.5	257	1,125	50%
P-3	Samechhu	Protected area	Chhuzarkha	ROR	381	28.1	3,420	15	3,430	2,700	730	678.9	165	721	50%
P-4	Samechhu	Protected area	Rimi	ROR	628	46.3	2,670	15	2,680	2,170	510	474.3	189	830	50%
P-5	Mochhu	Protected area	Daushing	ROR	1,706	125.9	2,125	20	2,140	1,650	490	455.7	495	2,167	50%
P-6	Mochhu	Protected area	Sechednang	ROR	1,922	141.9	1,640	20	1,655	1,365	290	269.7	330	1,445	50%
P-7	Mochhu		Puna Gom	ROR	2,145	158.3	1,310	35	1,340	1,240	100	93.0	127	556	50%
P-8	Phochhu	Protected area	Phochhu-2	ROR	176	13.0	3,560	15	3,570	3,000	570	530.1	59	260	50%
P-9	Phochhu	Protected area	Uesana	ROR	252	18.6	2,950	25	2,970	2,320	650	604.5	97	425	50%
P-10	Tr-Phochhu-3	Protected area	Wachey	ROR	279	20.6	3,580	15	3,590	3,100	490	455.7	81	354	50%
P-11	Tr-Phochhu-3	Protected area	Threlga	ROR	455	33.6	3,550	15	3,560	3,100	460	427.8	124	543	50%
P-12	Tr-Phochhu-3	Protected area	Phochhu-Tr-2	ROR	970	71.6	3,050	25	3,070	2,320	750	697.5	431	1,886	50%
P-13	Phochhu	Protected area	Phochhu-1	ROR	1,423	105.0	2,280	15	2,290	1,581	709	659.4	597	2,615	50%
P-14	Tr-Phochhu-2	Protected area	Phochhu-Tr-1	ROR	147	10.9	2,700	15	2,710	2,000	710	660.3	62	271	50%
P-15	Phochhu		Tamigdamchu	ROR	2,120	156.5	1,540	20	1,555	1,405	150	139.5	188	824	50%
P-16	Tr-Phochhu-1	Protected area	Tshachuphu	ROR	186	13.7	1,980	15	1,990	1,460	530	492.9	58	255	50%
P-17	Phochhu		Tseykha	ROR	2,205	162.8	1,380	20	1,395	1,265	130	120.9	170	743	50%
P-18	Dangchhu		Jarona	ROR	219	15.2	2,165	5	2,165	1,820	345	320.9	42	184	50%
P-19	Dangchhu		Dangchhu	ROR	404	28.1	1,800	15	1,810	1,360	450	418.5	101	444	50%
P-20	Dangchhu		Rabuna	ROR	561	39.0	1,325	15	1,335	1,230	105	97.7	33	144	50%

(出典：JICA 調査団)

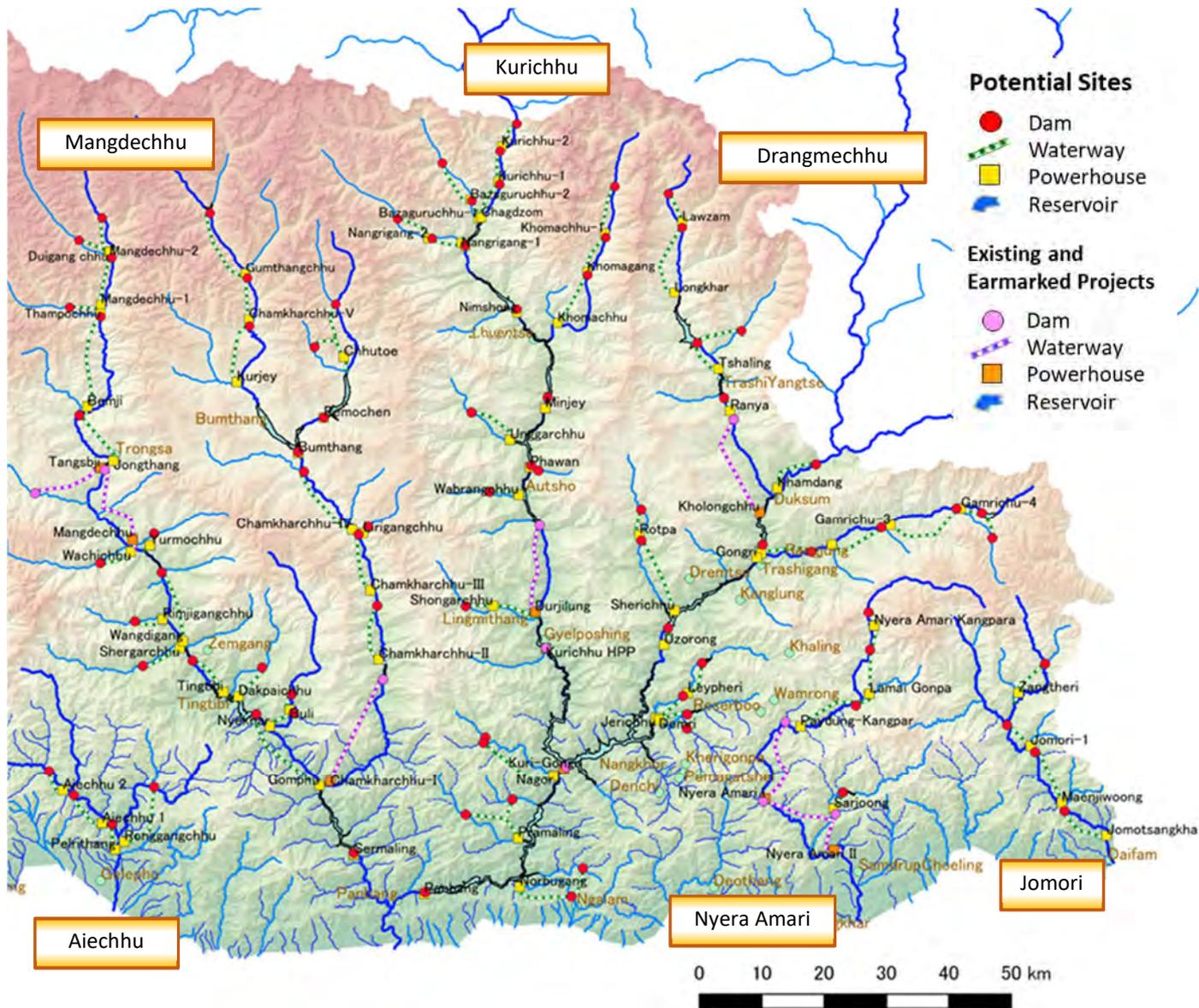
表 6-5 ポテンシャルサイトの諸元 (Punatsangchhu 流域-2)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
P-21	Sankoshchhu	GOI	Punatsangchhu-I	ROR+Pond	5,839	405.8	1,145	71	1,211	862	349		1,200	5,585	54%
P-22	Basochhu	Existing	Basochhu Upperstage	ROR+Pond	162	8.0	1,796	5	1,796	1,440	356		24	110	52%
P-23	Basochhu/Rurichhu	Existing	Basochhu Lowerstage	ROR+Pond	226	10.0	1,433	5	1,433	950	483		40	190	54%
P-24	Sankoshchhu	GOI	Punatsangchhu-II	ROR+Pond	6,102	424.1	784	68	847	580	267		1,020	4,667	53%
P-25	Kamichhu	<25MW	Kamichhu	ROR	57	3.9	1,070	25	1,090	620	470	437.1	15	65	50%
P-26	Sankoshchhu		Thasa	Pondage	6,892	479.0	505	80	580	380	200	186.0	768	3,365	50%
P-27	Kisonachhu	Protected area	Kago-2	ROR	197	13.7	2,600	15	2,610	2,250	360	334.8	40	174	50%
P-28	Kisonachhu		Kago-1	ROR	250	17.2	2,340	5	2,340	1,600	740	688.2	102	448	50%
P-29	Kisonachhu		Kago	ROR	377	26.0	1,470	15	1,480	1,200	280	260.4	58	256	50%
P-30	Kisonachhu		Pinsa	ROR	427	29.4	1,140	25	1,160	520	640	595.2	151	662	50%
P-31	Harachhu	<25MW	Bekhochhu	ROR	121	8.4	1,550	15	1,560	1,200	360	334.8	24	106	50%
P-32	Harachhu	Protected area	Rukha	ROR	221	15.4	1,120	25	1,140	480	660	613.8	81	356	50%
P-33	Burichhu		Burichhu	ROR+Pond	190	13.1	695	40	730	350	380	353.4	40	175	50%
P-34	Dagachhu		Darachhu	ROR	220	15.3	1,640	5	1,640	1,145	495	460.4	61	266	50%
P-35	Dagachhu		Dagachhu-II	ROR	593	41.2	1,130	15	1,140	855	285	265.1	94	413	50%
P-36	Dagachhu		Pelichhu	ROR	211	14.7	1,598	5	1,598	1,155	443	412.0	52	228	50%
P-37	Dagachhu	Existing	Dagachhu HPP	ROR+Pond	647	45.0	822	26	843	539	304		126	552	47%
P-38	Dagachhu		Tashiding	ROR+Pond	778	53.6	500	44	539	350	189	175.8	81	356	50%
P-39	Sankoshchhu	GOI	Sankosh Reservoir	Reservoir	9,606	662.1	135	220	350	140	210		2,500	5,848	27%
		GOI	Sankosh Regulating Dam	ROR	9,778	673.9	101	44	140	98	42		85	367	70%
Total Punatsangchhu Basin:			39	39									10,346	40,756	

(出典：JICA 調査団)

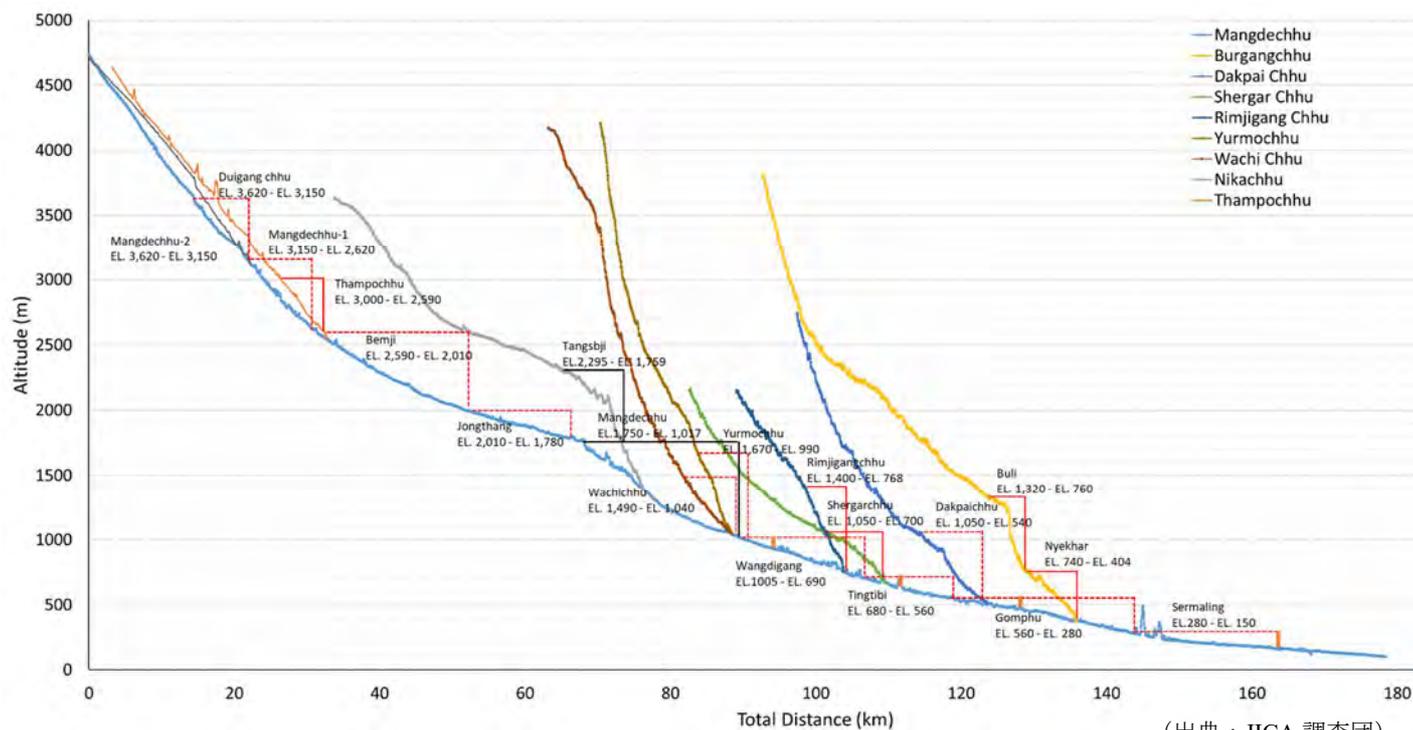
6.2.2 ブータン東部地域

ブータン東部に位置する Mangdechhu、Chamkharchhu、Kurichhu、Drangmechhu 水系、さらに南部に位置する Maochhu、Jomori、Nyera Amari 水系の水力ポテンシャル抽出結果、地点レイアウトを図 6-11 に、河川縦断面図上の標高を図 6-12～図 6-16 に、ポテンシャル地点のリストを表 6-6～表 6-10 にそれぞれ示す。



(出典：JICA 調査団)

図 6-11 水力ポテンシャル地点位置図（東部地域）



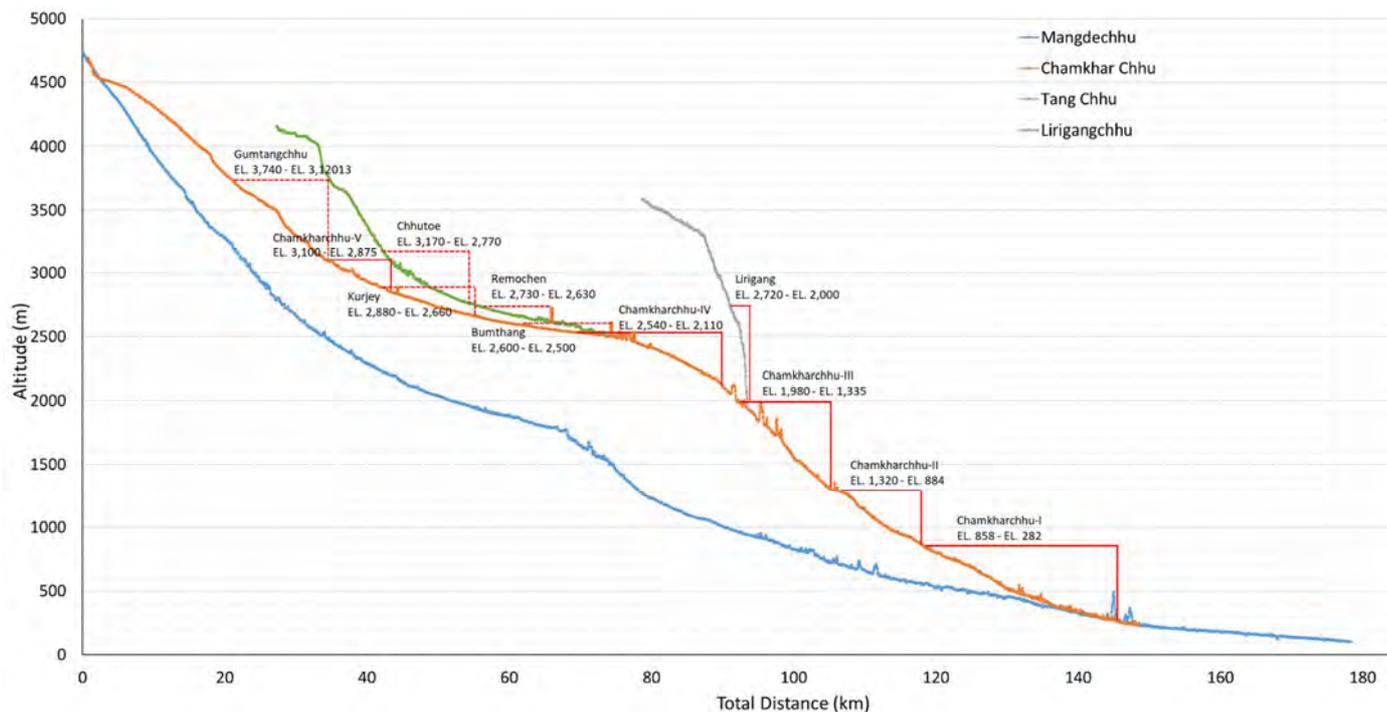
(出典：JICA 調査団)

図 6-12 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Mangdechhu 流域)

表 6-6 ポテンシャルサイトの諸元 (Mangdechhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Mangdechhu Basin															
M-1	Mangdechhu	Protected area	Mangdechhu-2	ROR	257	18.2	3,620	5	3,620	3,150	470	437.1	69	301	50%
M-2	Tr-Mangdechhu	Protected area	Duigang chhu	ROR	233	16.5	3,620	5	3,620	3,150	470	437.1	62	273	50%
M-3	Mangdechhu	Protected area	Mangdechhu-1	ROR	617	43.7	3,100	55	3,150	2,620	530	492.9	186	813	50%
M-4	Thampochhu	Protected area	Thampochhu	ROR	254	18.0	3,000	5	3,000	2,590	410	381.3	59	259	50%
M-5	Mangdechhu		Bemji	ROR+Pond	1,010	71.6	2,530	65	2,590	2,010	580	539.4	333	1,458	50%
M-6	Mangdechhu		Jongthang	ROR+Pond	1,298	92.0	1,935	80	2,010	1,780	230	213.9	170	743	50%
M-7	Mangdechhu	GOI	Mangdechhu	ROR+Pond	1,823	129.2	1,694	61	1,750	1,017	733		720	2,924	46%
M-8	Nikachhu	ADB	Tangsbji	ROR+Pond	353	25.0	2,262	38	2,295	1,759	536		118	492	48%
M-9	Wachichhu	Protected area	Wachichhu	ROR	113	8.0	1,490	5	1,490	1,040	450	418.5	29	127	50%
M-10	Yurmochhu	<25MW	Yurmochhu	ROR	61	4.3	1,670	5	1,670	990	680	632.4	24	103	50%
M-11	Mangdechhu		Wangdigang	ROR+Pond	2,490	176.4	910	100	1,005	690	315	293.0	446	1,952	50%
M-12	Rimjigangchhu	Protected area	Rimjigangchhu	ROR	87	5.7	1,400	5	1,400	768	632	587.8	29	126	50%
M-13	Shergarchhu	Protected area	Shergarchhu	ROR	151	9.9	1,050	5	1,050	700	350	325.5	28	121	50%
M-14	Mangdechhu		Tingtibi	ROR+Pond	2,878	187.9	610	75	680	560	120	111.6	181	792	50%
M-15	Mangdechhu		Gomphu	Pondage	3,328	217.3	432	133	560	280	280	260.4	488	2,138	50%
M-16	Dakpaichhu	<25MW	Dakpaichhu	ROR	80	5.2	1,050	5	1,050	510	540	502.2	23	99	50%
M-17	Burgangchhu		Buli	ROR	216	14.1	1,305	5	1,305	760	545	506.9	62	270	50%
M-18	Burgangchhu		Nyekhar	ROR	244	15.9	740	5	740	404	336	312.5	43	188	50%
M-19	Mangdechhu		Sermaling	Pondage	7,281	475.4	150	135	280	150	130	120.9	496	2,171	50%
Total Mangdechhu Basin:			19	19									3,563	15,351	

(出典：JICA 調査団)



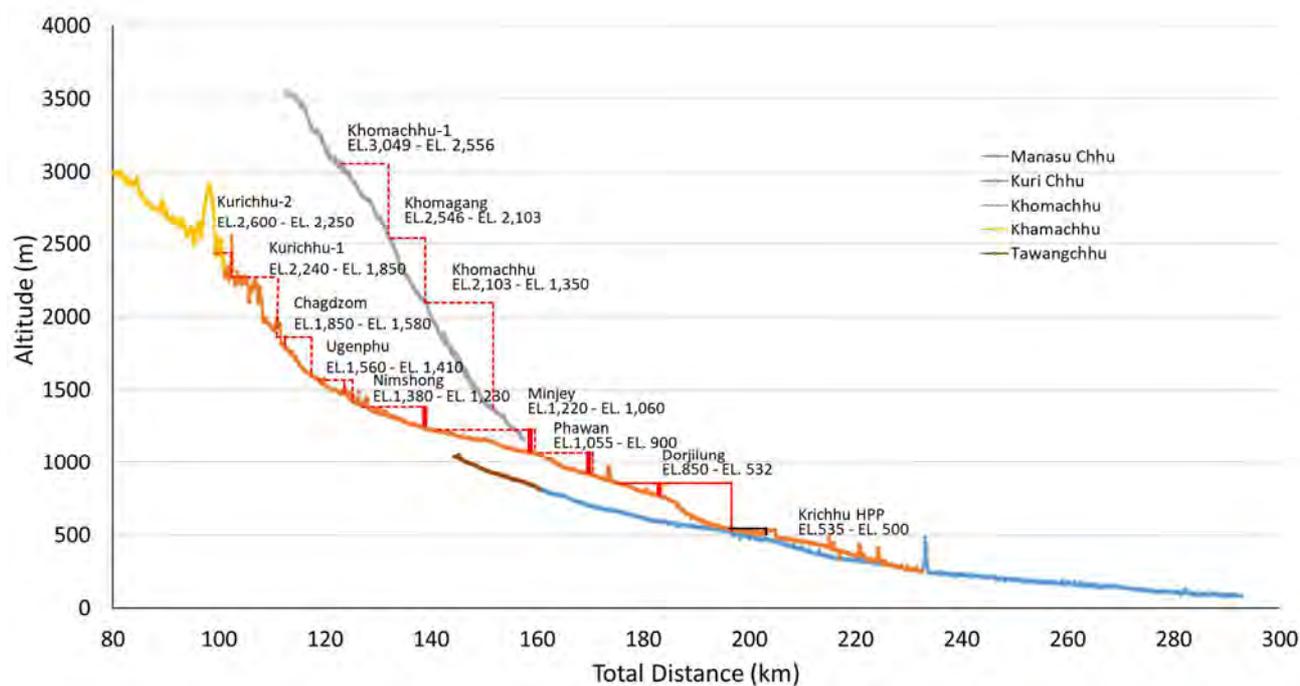
(出典：JICA 調査団)

図 6-13 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Chamkharchhu 流域)

表 6-7 ポテンシャルサイトの諸元 (Chamkharchhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Chamkharchhu Basin															
C-1	Chamkharchhu	Protected area	Gumtangchhu	ROR	400	25.1	3,660	85	3,740	3,120	620	576.6	125	548	50%
C-2	Chamkharchhu	Protected area	Chamkharchhu-V	ROR+Pond	639	40.2	3,080	25	3,100	2,875	225	209.3	72	317	50%
C-3	Chamkharchhu		Kurjey	ROR+Pond	804	50.5	2,830	55	2,880	2,660	220	204.6	89	390	50%
C-4	Tangchhu		Chhutoe	ROR	146	9.2	3,170	5	3,170	2,770	400	372.0	29	129	50%
C-5	Tangchhu	<25MW	Remochen	ROR	457	28.7	2,630	105	2,730	2,630	100	93.0	23	101	50%
C-6	Chamkharchhu	Many relocation	Bumthang	Pondage	2,023	127.1	2,500	105	2,600	2,500	100	93.0	102	447	50%
C-7	Chamkharchhu		Chamkharchhu-IV	Pondage	2,080	130.7	2,467	78	2,540	2,110	430	399.9	451	1,974	50%
C-8	Lirigangchhu	<25MW	Lirigangchhu	ROR	44	2.7	2,720	5	2,720	2,000	720	669.6	16	70	50%
C-9	Chamkharchhu	Protected area	Chamkharchhu-III	Pondage	2,323	145.9	1,920	65	1,980	1,335	645	599.9	755	3,307	50%
C-10	Chamkharchhu		Chamkharchhu-II	ROR+Pond	2,525	130.4	1,270	55	1,320	884	436	405.5	456	1,997	50%
C-11	Chamkharchhu	GOI	Chamkharchhu-I	Pondage	2,731	141.0	777	86	858	282	576		770	3,373	50%
Total Chamkharchhu Basin:			11	11									2,888	12,652	

(出典：JICA 調査団)



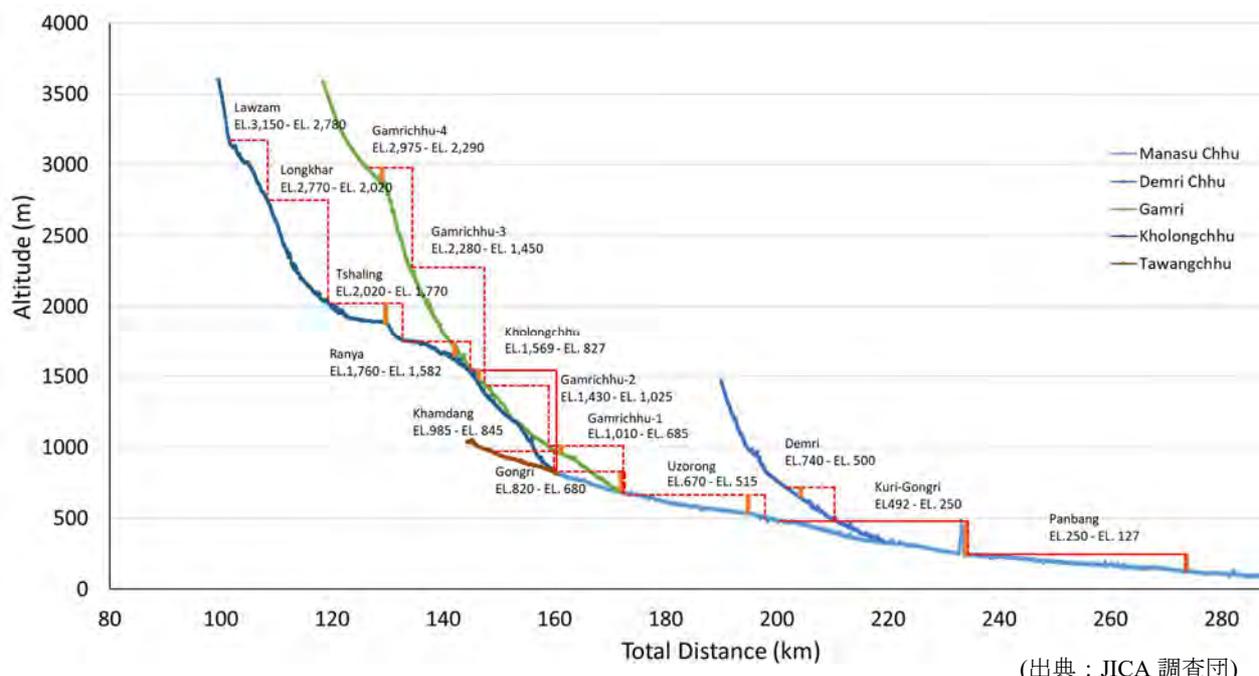
(出典：JICA 調査団)

図 6-14 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Kurichhu 流域)

表 6-8 ポテンシャルサイトの諸元 (Kurichhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Kurichhu Basin															
K-1	Kurichhu	Protected area	Kurichhu-2	ROR+Pond	6,200	237.1	2,550	55	2,600	2,250	350	325.5	666	2,915	50%
K-2	Kurichhu	Protected area	Kurichhu-1	ROR+Pond	6,500	248.6	2,190	55	2,240	1,850	390	362.7	777	3,405	50%
K-3	Kurichhu	Protected area	Chagdzom	ROR+Pond	6,800	260.0	1,800	55	1,850	1,580	270	251.1	563	2,466	50%
K-4	Bazagurichhu	Protected area	Bazagurichhu-2	ROR	250	9.6	2,872	13	2,880	2,230	650	604.5	50	218	50%
K-5	Bazagurichhu	Protected area	Bazagurichhu-1	ROR	310	11.9	2,210	15	2,220	1,620	600	558.0	57	250	50%
K-6	Nangrigang	Protected area	Nangrigang-2	ROR	203	7.8	2,830	15	2,840	2,180	660	613.8	41	180	50%
K-7	Nangrigang	Protected area	Nangrigang-1	ROR	308	11.8	2,160	15	2,170	1,570	600	558.0	57	248	50%
K-8	Kurichhu	Protected area	Ugenphu	Pondage	7,699	294.4	1,435	130	1,560	1,410	150	139.5	354	1,551	50%
K-9	Kurichhu	Protected area	Nimshong	Pondage	7,974	304.9	1,231	154	1,380	1,230	150	139.5	367	1,607	50%
K-10	Khomachhu	Protected area	Khomachhu-1	ROR	282	10.8	3,039	15	3,049	2,556	493	458.5	43	187	50%
K-11	Khomachhu	Protected area	Khomagang	ROR	370	14.1	2,546	5	2,546	2,103	443	412.0	50	220	50%
K-12	Khomachhu	Protected area	Khomachhu	ROR	450	17.2	2,093	15	2,103	1,350	753	700.3	104	455	50%
K-13	Kurichhu		Minjey	Pondage	8,926	381.5	1,075	150	1,220	1,060	160	148.8	490	2,144	50%
K-14	Khomachhu		Unggarchhu	ROR	132	5.0	1,600	5	1,600	950	650	604.5	26	115	50%
K-15	Kurichhu		Phawan	Pondage	9,388	401.2	905	155	1,055	900	155	144.2	499	2,185	50%
K-16	Khomachhu	<25MW	Wabrangchhu	ROR	124	5.3	1,218	15	1,228	892	336	312.5	14	63	50%
K-17	Kurichhu	In Progress	Dorjilung	Pondage	8,782	451.2	768	87	850	542	308		1,125	4,558	46%
K-19	Shongarchhu		Shongarchhu	ROR	124	5.3	1,300	5	1,300	540	760	706.8	32	141	50%
K-20	Kurichhu	Existing	Kurichhu HPP	ROR+Pond		194.4					35		60	400	76%
Total Kurichhu Basin:			19	19									5,375	23,310	

(出典：JICA 調査団)



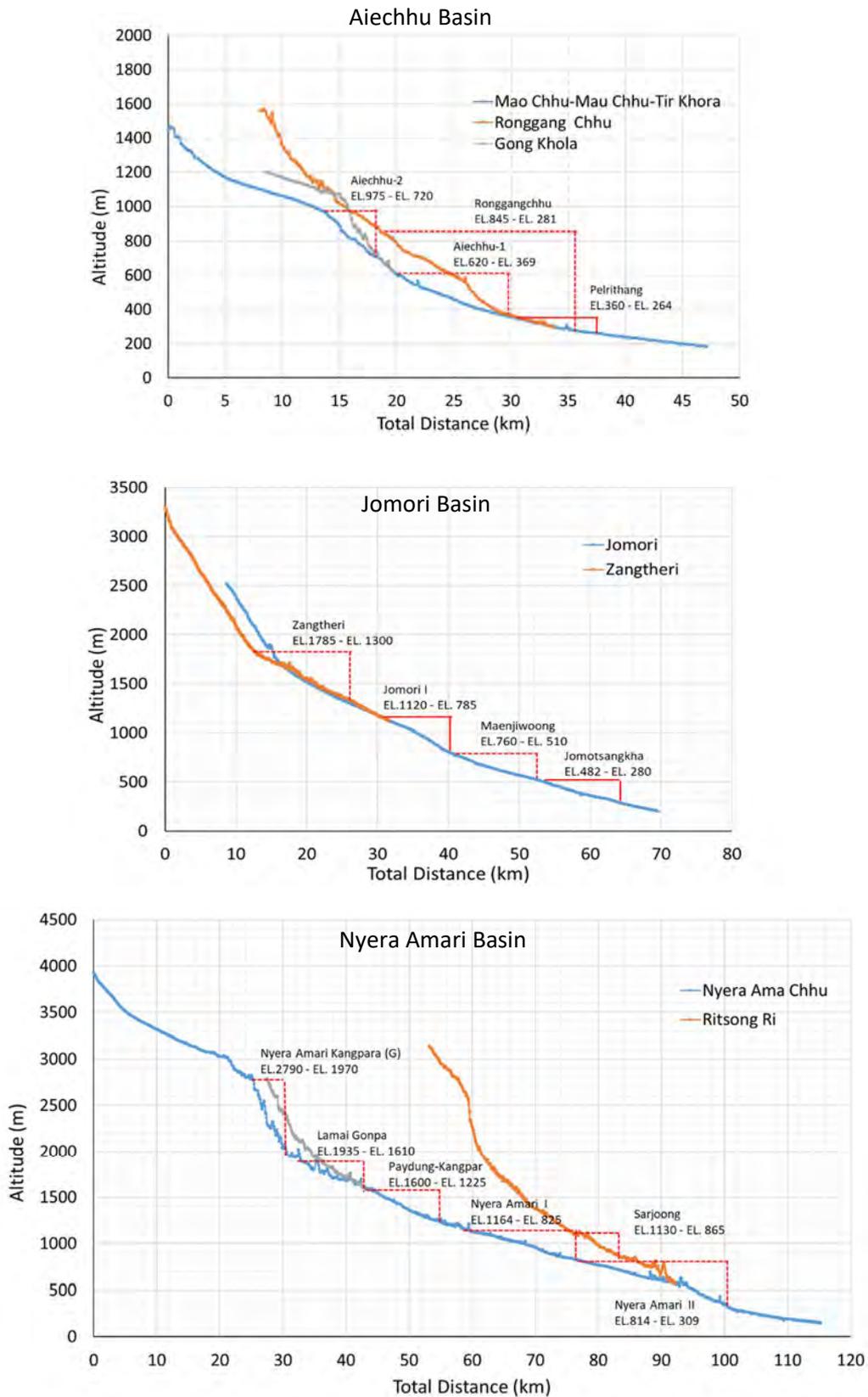
(出典：JICA 調査団)

図 6-15 河川縦断図上の各ポテンシャル地点位置標高 (Drangmechhu 流域)

表 6-9 ポテンシャルサイトの諸元 (Drangmechhu 流域)

Project code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Drangmechhu Basin															
G-1	Kholongchhu	<25MW	Lawzam	ROR	60	8.0	3,140	15	3,150	2,780	370	344.1	24	104	50%
G-2	Kholongchhu	Protected area	Longkhar	ROR	185	24.8	2,760	15	2,770	2,020	750	697.5	149	653	50%
G-3	Kholongchhu		Tshaling	Pondage	760	101.8	1,893	132	2,020	1,770	250	232.5	204	894	50%
G-4	Kholongchhu		Ranya	Pondage	848	113.5	1,645	120	1,760	1,582	178	165.5	162	710	50%
G-5	Kholongchhu	GOI	Kholongchhu	Pondage	1,044	88.6	1,512	62	1,569	827	742		600	2,209	42%
G-6	Tawangchhu		Khamdang	ROR+Pond	7,286	440.1	957	33	985	845	140	130.2	494	2,165	50%
G-7	Gongri		Gongri	Pondage	8,691	525.0	697	128	820	680	140	130.2	590	2,582	50%
G-8	Gamri	Protected area	Gamrichhu-4	Pondage	115	9.7	2,880	100	2,975	2,290	685	637.1	53	234	50%
G-9	Gamri		Gamrichhu-3	ROR	214	18.4	2,280	5	2,280	1,450	830	771.9	123	538	50%
G-10	Gamri		Gamrichhu-2	ROR	416	32.2	1,410	25	1,430	1,025	405	376.7	104	458	50%
G-11	Gamri		Gamrichhu-1	Pondage	573	41.5	940	75	1,010	685	325	302.3	108	474	50%
G-12	Scherichhu		Rotpa	ROR	208	12.6	1,500	5	1,500	1,100	400	372.0	40	177	50%
G-13	Scherichhu		Sherichhu	ROR	278	16.8	1,060	5	1,060	670	390	362.7	53	230	50%
G-14	Gongri		Uzorong	Pondage	10,164	614.0	540	135	670	515	155	144.2	763	3,343	50%
G-15	Jeri ri	<25MW	Leypheri	ROR	126	7.6	1,285	80	1,360	1,050	310	288.3	19	83	50%
G-16	Jeri ri		Jerichhu	ROR	153	9.2	1,020	5	1,020	500	520	483.6	39	169	50%
G-17	Demri	<25MW	Demri	ROR	178	10.8	660	85	740	500	240	223.2	21	91	50%
G-18	Drangmechhu	GOI	Kuri-Gongri	Reservoir		1,300.0	248	249	492	250	242		2,640	10,056	43%
G-19	Gangchatpu		Nagor	ROR	146	10.9	875	55	925	250	675	627.8	59	258	50%
G-20	Dingrunghchu		Pramaling	ROR	120	12.8	530	5	530	250	280	260.4	29	126	50%
G-21	Kurung-Kirung	<25MW	Norbugang	ROR	74	9.4	490	15	500	250	250	232.5	19	83	50%
G-22	Manas		Panbang	Pondage	20,944	1,006.4	121	134	250	127	122	119.3	1,100	4,640	47%
Total Drangmechhu Basin:				22									7,392	30,274	

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 6-16 河川縦断面図上の各ポテンシャル地点位置標高（その他流域）

表 6-10 ポテンシャルサイトの諸元 (その他流域)

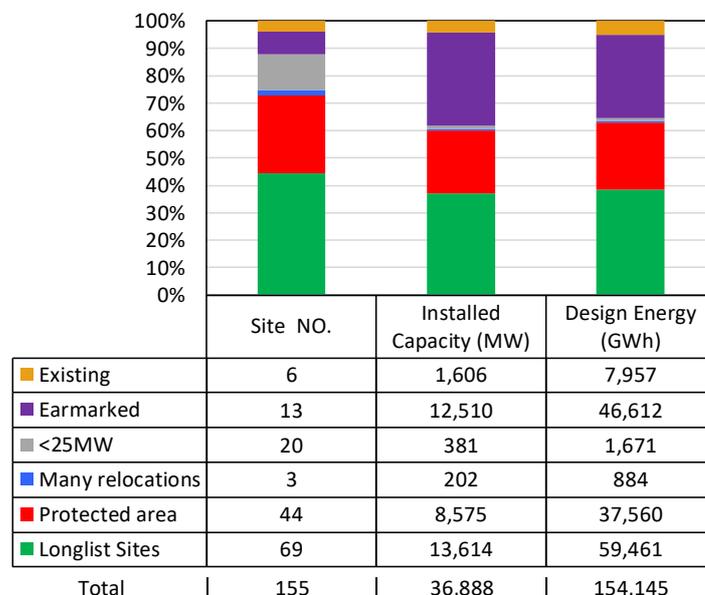
Project Code	Tributary	Status	Name of Project/Tributary	Project Type	Features										
					Catchment Area (km ²)	Max. Discharge (50% Plant Factor)	RBL at Dam Site	Dam Height from RBL (m)	FRL or IWL	TWL	Gross Head (m)	Effective Head (m)	IC (MW)	Mean Annual/Design Energy	PLF
Aiechhu															
Ai-1	Maochhu		Aiechhu 2	ROR	223	16.7	975	5	975	720	255	237.2	34	150	50%
Ai-2	Aiechhu	Protected area	Aiechhu 1	ROR+Pond	398	29.8	597	28	620	369	251	233.4	60	263	50%
Ai-3	Aiechhu		Pelrithang	ROR+Pond	512	38.3	337	28	360	264	96	89.3	30	129	50%
Ai-4	Ronggang		Ronggangchhu	ROR	149	11.2	845	5	845	281	564	524.5	51	221	50%
Total Maochhu:			4	4									174	763	
Jomori															
J-1	Zangtheri		Zangtheri	ROR	119	7.3	1,785	5	1,785	1,300	485	451.1	29	125	50%
J-2	Jomori		Jomori-I	ROR+Pond	495	30.6	1,100	25	1,120	785	335	311.6	82	360	50%
J-3	Jomori		Maenjiwoong	ROR+Pond	564	34.8	740	25	760	510	250	232.5	70	306	50%
J-4	Jomori		Jomotsangkha	ROR+Pond	685	42.3	462	25	482	280	202	187.9	68	300	50%
Total Jomori:			4	4									249	1,090	
Nyera Amari															
N-1	Nyera Amari		Nyera Amari Kangoara (G)	ROR	145	10.8	2,790	5	2,790	1,970	820	762.6	71	312	50%
N-2	Nyera Amari		Lamai Gonpa	ROR	188	14.1	1,935	5	1,935	1,610	325	302.3	37	161	50%
N-3	Nyera Amari		Paydung-Kangpar	ROR+Pond	379	28.4	1,575	30	1,600	1,225	375	348.8	85	374	50%
N-4	Nyera Amari	ADB	Nyera Amari I&II	Pondage							346	321.3	442	1,700	44%
N-5	Ritsong Ri	<25MW	Sarjoong	ROR	125	9.4	1,119	16	1,130	865	265	246.5	20	87	50%
Total Nyera Amari:			5	5									655	2,633	

(出典：JICA 調査団)

6.2.3 イニシャルスクリーニング

以上のポテンシャル地点の総地点数、設備出力、発電電力量は、それぞれ 155 地点、36.9GW、154.1TWh である。そのうち、既設発電所 6 地点、推進中発電計画 13 地点、発電規模 25MW 以下の 20 地点を除くと、116 地点、22.4GW となる。

さらに、ダム、貯水池、発電所、放水口が全て保護区域内に位置している地点は 44 地点、8.6GW あり、また、多数の住民移転が必要となる地点が 3 地点、0.2GW ある。これらの地点は、開発が非常に難しいと考えられ、これらの地点を除くと 69 地点、13.6GW、59.5TWh となる。



(出典：JICA 調査団)

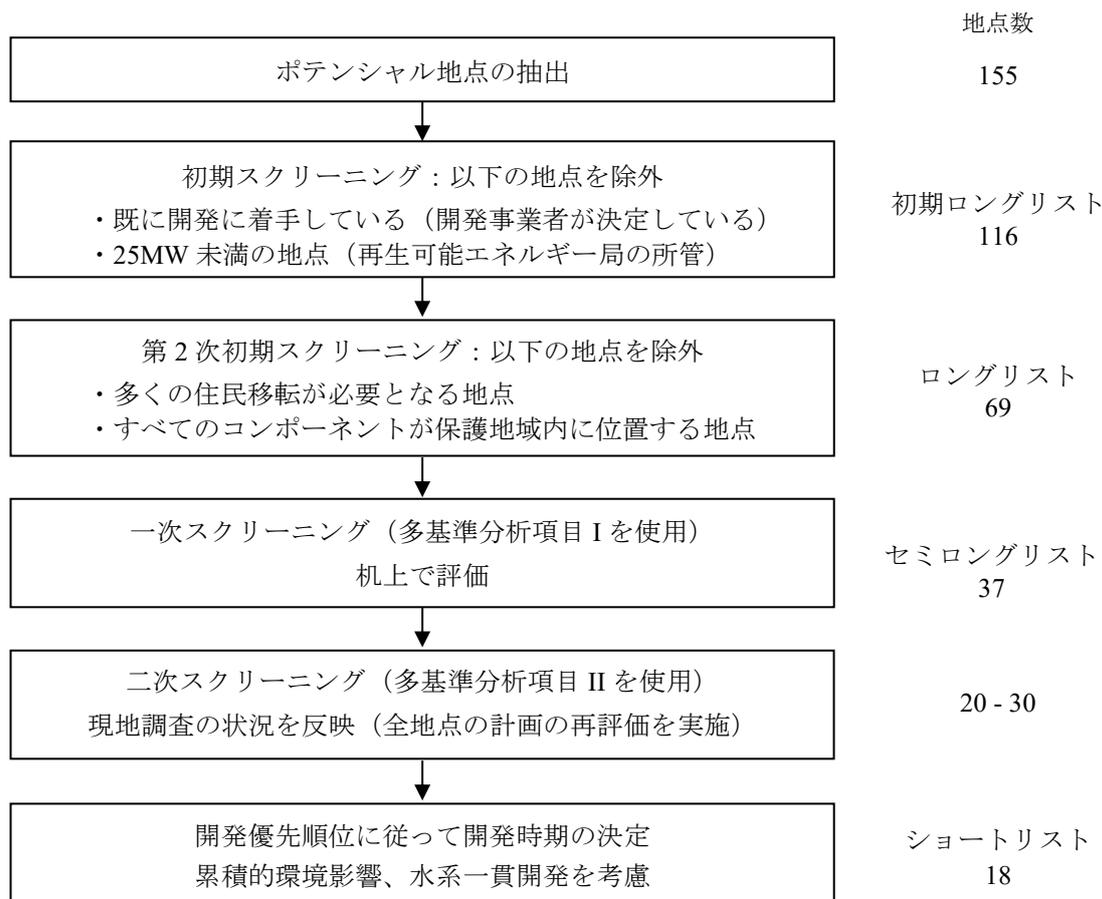
図 6-17 ポテンシャル地点の内訳

第7章 ポテンシャル地点の評価

7.1 ポテンシャル地点の評価方法

7.1.1 スクリーニング方法

ポテンシャル地点の評価は、以下に示す要領でスクリーニングを実施した。



（出典：JICA 調査団）

図 7-1 スクリーニングの方法

一次スクリーニングは、開発優先順位が低い地点のふるい落としを目的として実施する。机上調査により評価するため、現地の状況を的確に反映することはできない。このため、多基準分析項目Ⅰは基本的には机上で判断できる項目とし、問題の有無が確認できない項目については評価を保留する。一方、二次スクリーニングは、全地点の現地踏査により状況を確認したうえで評価するため、多基準分析項目Ⅱは現地の詳細状況を考慮できる項目とする。なお、一次スクリーニングで評価を保留した項目について、詳細な確認を実施する。

7.1.2 多基準分析 (Multi Criteria Analysis: MCA) の評価項目

(1) DHPS が使用している MCA の評価項目および重み付け

現在 DHPS が使用している MCA の評価項目および重み付けは、下表の通りである。

表 7-1 現在 DHPS が使用している MCA の評価項目および重み付け (総括表)

No.	Criteria	Sub-criteria	Weights			
1.1	Technical	Hydrological quality	22%	40%	55%	4.8%
1.2		Geological risk	25%			5.5%
1.3		Dam cost risk	15%			3.3%
1.4		GLOF risk	6%			1.3%
1.5		Site accessibility	14%			3.1%
1.6		Transmission line risk	14%			3.1%
1.7		Reservoir sedimentation	4%			0.9%
--		Sub-total	100%			22.0%
2.1	Economic	Economic merit	65%	60%		21.5%
2.2		Transmission line cost	20%			6.6%
2.3		Finance-ability	15%			5.0%
--		Sub-total	100%			
3.1	Social	Improved access	35%	50%		5.3%
3.2		Access to reliable power supply	10%			1.5%
3.3		Employment benefits	25%			3.8%
3.4		Rehabilitation and Resettlement	20%			3.0%
3.5		Tourism	10%			1.5%
--		Sub-total	100%			15.0%
4.1	Environmental	Intrusion into protected areas	40%	50%	30%	6.0%
4.2		Loss of primary forest	35%			5.3%
4.3		Dewatering impacts	10%			1.5%
4.4		Access road erosion	10%			1.5%
4.5		Fish migration	5%			0.8%
--		Sub-total	100%			15.0%
5.1	Development	Balanced regional development	100%	100%	15%	15.0%
Overall						100.0%

(出典 : DHPS)

(2) 現在 DHPS が採用しているスコーピング項目に関する問題点

- (技術) 特に大きな問題はないが、地質リスクの評価が低い。
- (経済) 季節変動や発電時間帯ごとの発電コストに関する評価が欠落している。
- (環境全般)
 - ① 環境に対する悪い影響が想定される場合は、代替案や環境保全対策案を考察する以前に、事業の回避や最小化を検討するのが国際的な共通認識であるが、この思想が反映されていない。
 - ② 事業が環境に与える悪い影響に対し、認識・評価が低い。
- (自然環境) 生態学的に重要な地域を評価するスコーピング項目が欠落している。
- (社会環境) 良い影響を評価するスコーピング項目に重きがおかれる反面、悪い影響を評価する項目が過小評価されている。

(3) JICA 調査団と DHPS が合意した事務局案

JICA 調査団は、前記の問題点の改善を踏まえた対案を提示して DHPS と協議し、以下に示す案で概ね合意した。

表 7-2 JICA 調査団と DHPS が合意した事務局案（総括表）

No.	Criteria	Sub-criteria	Weights	
1.1	Technical	Hydrological quality	30%	40%
1.2		Geological risk	50%	
1.3		GLOF risk	5%	
1.4		Sedimentation risk	5%	
1.5		Site accessibility	5%	
1.6		Transmission line risk	5%	
2.1	Economic	Economic efficiency	50%	40%
3.1	Impact on Social environment	Land Acquisition	25%	
3.2		Resettlement and Asset Loss	25%	
3.3		Living and Livelihood	20%	
3.4		Cultural Heritage	30%	
4.1	Impact on Natural Environment	Located in protected areas	40%	
4.2		Loss of primary forest	35%	
4.3		Loss of wet land	10%	
4.4		Fish migration	5%	
4.5		Access road / dam site erosion	5%	
4.6		Impact on Landscape	5%	
5.1	Social	Improved access to socioeconomic benefits	50%	20%
5.2	Development	Employment and potential of income opportunities	50%	

（出典：JICA 調査団）

評価項目は大きく 3 つの項目に分けている。

(a) 技術・経済

技術・経済を合わせて、プロジェクト地点の経済性を評価する。経済（Economic）については送電設備も含めた全プロジェクト工事費、運転維持費と、期待される発電電力量を基に評価するが、工事費、発電電力量、運転維持費などの数値は多くの不確実性を含んでおり、その変動リスクについて、変動確率と変動発生時の影響度を踏まえて技術項目（Technical）で評価する。

(b) 環境

大きなプロジェクトを推進していく場合には、開発による悪影響を極力最小化することが求められ、開発による悪影響が大きい場合には、開発への反対により開発そのものを断念せざるを得なくなる事態も予想される。このため、環境項目については、水力開発を進めるうえでの阻害要因を自然環境面、社会環境面から評価し、阻害要因が少ない地点を優先的に選定する。

(c) 社会開発

開発途上であるブータンにおいては、水力開発に伴って地域社会開発を促進させる効果も期待できる。このような効果は、国としての間接的な便益と考えることも可能である。優先地点

選定にあたっては、このような効果を評価することも重要な要因であり、開発に伴う副次的な効果として評価する。

上記 3 項目の重みづけは、基本ケースとしては、「技術・経済」と「環境」を均等に評価し、「技術・経済」：40%、「環境」：40%、「社会開発」：20%とした。評価の対象プロジェクトは、水力発電所にとどまらず、発電所建設に伴い整備されるアクセス道路や関連送電設備も含める。

(4) 調査結果の評価手法

各項目における点数付けは、下記に示すように 1～5 の 5 段階で評価する。評価者による評価の違いを回避するため、極力数値化した指標を基に点数化する。数値化が困難な項目については、各点数の基準を具体的かつ詳細に記述する。

なお、悪い影響項目については、事業を回避すべき影響が認められる場合には、評価点を 0 点とし、どれか一つの項目でも 0 点があった場合には、すべての 0 点を回避するように計画を全面的に見直し、0 点の回避が可能な計画が見つければ、地点の再評価を実施する。

表 7-3 調査結果の評価手法

スコア	良い影響項目	一般項目	悪い影響項目
5	非常に重大な影響	最良	影響無し
4	重大な影響	良	微少な影響
3	多少の影響	並	僅かな影響
2	僅かな影響	可	多少の影響
1	影響無し	不可	不可逆的影響
0	---	---	事業を回避すべき影響

(出典：JICA 調査団)

(5) 代替案の検討

ポテンシャル地点の優先順位付けにあたっては、基本ケースとしては、「経済性（技術・経済）」と「環境」を均等に評価している。今後のポテンシャル地点の開発にあたって、「経済性（技術・経済）」と「環境」のどちらを重視するかは、意思決定者の意向に負うところが大きい。意思決定者への判断材料を提供することを目的として、重み付けの異なる以下の三つのシナリオを検討する。

表 7-4 代替シナリオ案の検討方法

評価項目	シナリオ案		
	基本案	環境重視案	経済性重視案
経済性（技術・経済）	40%	20%	60%
環境	40%	60%	20%
地域開発	20%	20%	20%
合計	100%	100%	100%

(出典：JICA 調査団)

7.2 第1次選定用の多基準分析 (MCA)

一次スクリーニングの段階は、文献に基づく机上調査が主体となるため、基本的には、机上で判断可能な項目の評価・重み付けを行う。

7.2.1 技術 (Technical) 項目

技術項目 (Technical) は、工事費、発電電力量、運転維持費などの数値に含まれる不確実性を変動リスクとしてとらえて、変動確率と変動発生時の影響度を踏まえて評価する。各評価項目の変動確率と変動発生時の影響度を踏まえた評価結果を以下に示す。

表 7-5 技術項目のリスク評価

No.	Sub-criteria	Risk	Probability	Impact	Weights
1.1	Hydrological risk	Decrease in generated energy	High	Big	30%
1.2	Geological risk	Increase in construction cost	High	Very big	50%
1.3	GLOF risk	Decrease in generated energy Increase in O&M expenses	Very low	Very big	5%
1.4	Sedimentation risk	Increase in O&M expenses	Middle	Small	5%
1.5	Site accessibility	Increase in construction cost	Middle	Small	5%
1.6	Transmission line risk	Increase in T/L construction cost	Middle	Small	5%
--					100%

(出典：JICA 調査団)

変動確率が大きく、変動発生時の影響度が非常に大きい地質リスクのウェイトを 50%とし、変動確率と変動発生時の影響度がともに大きい水文データの不確実性リスクのウェイトを 30%としている。その他のリスクは、変動確率かまたは変動発生時の影響度のどちらかが小さく、リスクの期待値が小さいため、ウェイトはそれぞれ 5%とした。

表 7-6 技術 (Technical) 項目

Sub-criteria	Weights	Assessment of Sub-criteria
Hydrological risk	30%	Ratio catchment area (at gauging station and Dam site)
		Recorded period (year)
		Density of primary gauging stations in a river system basin
		Density of secondary gauging stations in a river system basin
Geological risk	50%	Earthquake Intensity
		Slope stability (Landslide risk)
		Weak zone (Faults, weathering, and alteration)
		Permeable and anisotropic rocks
GLOF risk	5%	Construction material risk
Sedimentation risk	5%	Distance from the nearest Glacial Lake
Site accessibility	5%	Annual sedimentation volume
		Distance from existing roadway
Transmission line risk	5%	Distance from nearest railway station
		Distance to nearest pooling station
Sub-total	100%	

(出典：JICA 調査団)

(1) 水文データの不確実性リスク（評価ウェイト：30%）

各プロジェクトの年間発電電力量は、各プロジェクトの取水地点から最も近い測水所の測水データを使用し、取水地点と測水所の流域面積比により推測する。年間発電電力量は、経済性に直結する重要なファクターであり、参照する測水所との距離が遠い場合や測水データそのものの測定精度が低い場合には、実際の年間発電電力量が期待した量を下回るリスクがある。

評価のウェイトは、取水地点と測水所の流域面積比による評価が 30%、測水年数による評価が 30%、当該水系における測水所の密度による評価を 40%（Primary：30%、Secondary：10%）とした。

(a) 取水地点と測水所の流域面積比（評価ウェイト：30%）

各プロジェクトの取水地点と最も相関の高い測水所のデータを使用し、取水地点と測水所の流域面積比で取水地点における流量を推定するが、参照する測水所と取水地点の流域面積比が大きい場合には、推定時における誤差が大きくなる。取水地点と測水所の流域面積比が 0.5～2.0 の場合には点数を 5 点とし、5.0 超または 0.2 未満の場合には点数を 1 とする。ただし、本評価で参照する測水所は、そのデータの品質が調査団によって事前に確認されたものとする。

表 7-7 取水地点と測水所の流域面積比による評価点

Ratio (Dam Site / Gauging St.)	Score
Over 5.0 / below 0.2	1
From 4.0 to 5.0 / From 0.2 to 0.25	2
From 3.0 to 4.0 / From 0.25 to 0.33	3
From 2.0 to 3.0 / From 0.33 to 0.5	4
From 1.0 to 2.0 / From 0.5 to 1.0	5

（出典：JICA 調査団）

なお、取水地点と同じ場所にある測水所のデータを使用する場合には、上記の比は 1.0 であり、取水地点よりも上流にある測水所のデータを使用する場合には 1.0 よりも大きくなり、下流にある測水所のデータを使用する場合には 1.0 よりも小さくなる。

(b) 測水年数（評価ウェイト：30%）

河川流量は季節により大きく変化するが、その年の気候条件によっても変化する。このため、年間発電電力量は、極力長い年数の測定データを基に推定することにより、精度が高くリスクが少ない推定が可能となる。このため、参照する測水所の測定年数が 20 年以上使用可能な場合には点数を 5 点とし、5 年未満の場合には点数を 1 とする。

表 7-8 測水年数による評価による評価点

Recorded Period	Score
Less than 5 years	1
Less than 10 years	2
More than 10 years	3
More than 15 years	4
More than 20 years	5

（出典：JICA 調査団）

(c) 当該水系における測水所の密度 (Primary : 30%、Secondary : 10%)

同一水系において測水所が多くあれば、流域に降る雨の推定精度が向上し、かつ測水所間の相関を調査することにより、各測水所の測定精度を確かめることが可能となる。

表 7-9 測水所の密度による評価点

Density of Gauging Stations	Score
Less than 1/4,000 km ²	1
From 1/4,000 km ² to 1/3,000 km ²	2
From 1/3,000 km ² to 1/2,000 km ²	3
From 1/2,000 km ² to 1/1,000 km ²	4
More than 1/1,000 km ²	5

(出典 : JICA 調査団)

(2) 地質面のリスク (評価ウェイト : 50%)

地質面で問題がある地点に発電所を建設する場合には、建設工事費の増大につながるとともに、建設工事の遅延により、大きな機会損失を与えることになり、非常に大きなリスクである。

(a) 地震の強さ (評価ウェイト : 15%)

地震の強さによる評価点を以下に示す。ハザードマップに記載されている危険度レベルのゾーニングを基に評価する。

表 7-10 地震の強さによる評価点

Zone	Score
Very high hazard	1
High hazard	2
Moderate hazard	3
Low hazard	5

(出典 : JICA 調査団)

(b) 建設資材リスク (評価ウェイト : 10%)

建設資材リスクによる評価点を以下に示す。特にコンクリート骨材などの建設資材について、現地における調達可能性を評価する。

表 7-11 建設資材リスクによる評価点

Grade	Score
High	1
Moderate	3
Low	5

(出典 : JICA 調査団)

(c) 地質リスク (評価ウェイト : 75%)

地質リスクによる評価点を以下に示す。一次スクリーニングの段階は、文献に基づく机上調査が主体となるため、Long et al. (2010) などの既存文献により、当国の地質構造の要である MCT

(Main Central Trust) との位置関係ならびに地質分類を基に Slope Stability Risk、Weak Zone、Permeable and Anisotropic Rock の 3 項目により評価する。

表 7-12 地質リスクによる評価点

Geological Condition	Weight	Negative Impacts on the Project		
		Large	Medium	Small
Slope Stability Risk	25%	1	3	5
Weak Zone	25%	1	3	5
Permeable and Anisotropic Rock	25%	1	3	5

(出典：JICA 調査団)

(3) GLOF リスク (評価ウェイト：5%)

GLOF リスクによる評価点を以下に示す。GLOF の発生により、下流に大量の土石が流入する。これらの土石が水力発電所のダム湖に流入した場合には、しばらくの間、土砂の流入による水車へのダメージを回避するため発電停止を余儀なくされ、発電電力量の減少のリスクがある。また、短時間で大量の土石が流入して堆積し、ダム湖の貯水容量が減少するため、浚渫等により堆積した土砂を取り除く必要があり、O&M 費が増加する。

GLOF 発生時の影響は、氷河湖からの距離に左右される。1994 年に発生した GLOF により、200km 下流まで影響があったという報告¹⁸を踏まえ、氷河湖からの距離が 200km 以上であれば点数を 5 点とし、50km 未満であれば 1 点とする。なお、上流のダムで土石流の流入が食い止められる場合には、このリスクは発生しない。

表 7-13 GLOF リスクによる評価点

Elongation from Nearest Glacial Lake	Score
Less than 50km	1
From 50 km to 100 km	2
From 100 km to 150 km	3
From 150 km to 200 km	4
More than 200 km	5

(出典：JICA 調査団)

¹⁸ Richardson, S.D., and J.M. Reynolds. 2000. An overview of glacial hazards in the Himalayas. Quaternary International 65 (66): 31–47.

(4) 堆砂リスク (評価ウェイト : 5%)

堆砂リスクによる評価点を以下に示す。堆砂のリスクは上流河川の植生や地質に加え、斜面勾配などの地形に影響される。河川ごとに浮遊砂量が計測されており、その浮遊砂量から堆砂量を推定し、さらに各地点での年間堆砂量を推測する。

表 7-14 堆砂リスクによる評価点

Annual sedimentation volume	Score
More than 2,000 ton/km ²	1
From 1,500 ton/km ² to 2,000 ton/km ²	2
From 1,000 ton/km ² to 1,500 ton/km ²	3
From 500 ton/km ² to 1,000 ton/km ²	4
Less than 500 ton/km ²	5

(出典 : JICA 調査団)

(5) サイトアクセスの容易性 (評価ウェイト : 5%)

サイトアクセスの容易性は取水ダムサイトから既設の道路までの距離と発電所から鉄道駅までの距離で評価する。取水ダムサイトの工事を実施する際には、最初に既設の道路からアクセス道路を建設する。新規に建設するアクセス道路は、通過個所の地質リスクなどにより、迂回ルートに変更せざるを得なくなる可能性があり、アクセス道路の工事費が増加するリスクがある。

他方、発電所建設の主要な資機材は、インドから輸入される。その際に最寄りの鉄道駅からは車両で輸送される。その間の距離が長い場合には、資機材の運搬に係るコストの増加を招くリスクがある。評価のウェイトは、建設コストの増加可能性が大きいアクセス道路の距離による評価が 80%とし、残りの 20%を鉄道駅までの距離で評価する。

(a) アクセス道路の距離 (評価ウェイト : 80%)

アクセス道路の距離による評価点を以下に示す。アクセス道路の距離が 5km 未満であれば点数を 5 点とし、20km 以上であれば 1 点とする。

表 7-15 アクセス道路の距離による評価点

Way Length from Existing Road	Score
More than 20 km	1
From 15 km to 20 km	2
From 10 km to 15 km	3
From 5 km to 10 km	4
Less than 5 km	5

(出典 : JICA 調査団)

(b) 最寄りの鉄道駅からの距離（評価ウェイト：20%）

最寄りの鉄道駅から発電所サイトまでの距離による評価点を以下に示す。最寄りの鉄道駅からの距離が 100km 未満であれば点数を 5 点とし、250km 以上であれば 1 点とする。

表 7-16 最寄りの鉄道駅からの距離による評価点

Distance from Railway Station	Score
More than 250 km	1
From 200 km to 250 km	2
From 150 km to 200 km	3
From 100 km to 150 km	4
Less than 100 km	5

（出典：JICA 調査団）

(6) 送電線リスク（評価ウェイト：5%）

送電線リスクによる評価点を以下に示す。送電線の建設は、BPC が実施するが、その資金はプロジェクトが提供する。新規に建設する送電線は、用地交渉の難航や通過個所の地質リスクなどにより、送電ルートを変更せざるを得なくなる可能性があり、送電線の工事費が増加するリスクがある。このリスクは敷設距離が長い場合に大きくなるため、送電距離が 10km 未満の場合に点数を 5 点とし、100km 以上の場合に点数を 1 点とする。

表 7-17 送電線リスクによる評価点

Distance from Nearest Pooling station/Substation	Score
More than 100 km	1
From 50 km to 100 km	2
From 20 km to 50 km	3
From 10 km to 20 km	4
Less than 10 km	5

（出典：JICA 調査団）

7.2.2 経済性項目

経済性項目は、経済効率（Economic efficiency）で評価する。なお、資金調達が開発時の課題となることが考えられるが、資金調達の可能性については、個別地点の評価は実施せずに、全体の開発計画策定時にブータン国の債務状況（Debt servicing capacity）などを考慮する。

(1) 経済効率の点数

経済効率は、B/C（Benefit/Cost）で評価する。経済効率の点数は、B/C が 1.0 以下の場合には 1 点とし、B/C が 1.8 以上の場合には 5 点とする。つまり以下の計算式で計算し、小数点第一位まで算出する。

$$\text{Formula of Score} = (\text{B/C} - 0.8) \times 5$$

(2) Benefit 計算上の条件

水力開発に伴って発生する Benefit は、上流から来た河川流量を電力に変換し、その電力を販売することにより生み出される。

(a) 発電電力量の計算（4.3.1 参照）

各サイトの発電電力量は、近隣測水所の測水データを基に推定する。その際に、河川維持放流量として渇水期流量の 10%分については、取水せずに常時下流に放流する。

(b) 電力の販売（4.3.3 参照）

販売電力量の価値は、季節や時間帯を問わず、Nu. 4.2/kWh とする。なお、販売電力量は発電所内消費分電力量と送電ロスを差し引いた値とする。

(c) Firm capacity の価値（4.4 参照）

Firm capacity の価値は、インドにおいて火力発電所の開発を繰り延べることができる効果とし、毎年の便益として、Nu. 9,775/kW で評価する。

なお、二次スクリーニングにおいては、下流の発電所における Firm power の増加も考慮する。

(d) アンシラリーサービスの提供の価値（4.5 参照）

4.5.1 で示したように、調整池を所有する水力は、アンシラリーサービス提供の価値は多少あると考えられるが、提供可能な量があまり多くないこと、インドのシステムにおいてその市場が未完成であり、確実な価値が見込めないこと、具体的な単価の算定が難しいことなどを考慮して、一次スクリーニングの便益算定においては、アンシラリーサービス提供の価値は考慮しない。

二次スクリーニングにおいては、調整池を所有する水力の価値を適正に評価するため、アンシラリーサービス提供の便益を Nu. 3.3/kWh で評価した。

(3) Cost 計算上の条件

(a) 水力発電所の建設（送変電設備も含む）に係る経費

以下の条件により計算する。

- 発電設備の建設工事費：建設工事費積算キットにより算定（5.4 参照）
- 送変電設備の建設工事費：電圧ごとの建設単価により算定（5.5 参照）
- 運転期間：30 年
- 割引率：10%（インドからの借り入れ金利と同等）

上記の条件で計算すると、毎年の資本費は、建設工事費の 10.6%となる。

(b) 運転維持管理（O&M）費

発電設備の O&M 費は既設水力の実績を基に算定する。既設水力発電所を運転維持管理している DGPC において、水力発電所の O&M 費の実績を以下に示す。

表 7-18 既設水力発電所の O&M 費実績

（単位：million Nu.）

	2011	2012	2013	2014	2015	Average
Insurance	128.3	126.3	118.7	113.8	114.5	120.3
Running & maintenance	241.2	201.6	390.4	339.4	335.1	301.5
Employee remuneration	608.1	677.4	690.2	649.2	802.9	685.6
Other expenses	331.1	196.0	337.1	153.2	245.4	252.6
Total	1,308.7	1,201.3	1,536.4	1,255.6	1,497.9	1,360.0

(Source: DGPC annual report)

2011～2015 年において運転維持管理していた発電設備量の合計は 1,480MW であり、kW 当たりの O&M 費は 5 か年平均で Nu. 919/kW であった。発電設備の建設単価を Nu. 90,000/kW とし、計算すると、O&M 費は、建設工事費の 1.0%¹⁹に相当する。

送変電設備の O&M 費については、BEA が 2017 年 1 月に発表した“Bhutan Power Corporation 2016-2019 Tariff Review Report”の中で、Current Replacement Cost の 1%を Benchmark にしている。この点を考慮し、送変電設備の O&M 費は、建設工事費の 1.0%とする。

¹⁹ BEA が 2017 年 1 月に発表した“Druk Green Power Corporation 2016-2019 Tariff Review Report”の中で、DGPC が提案している O&M 費は Current Replacement Cost の 1.02%であると言っている。

7.2.3 社会環境

水力開発を進めるうえでの阻害要因を社会環境面から評価する。評価項目は、用地取得、居住地の移転、生活・生計手段への影響、文化遺産への影響の4項目とする。それぞれの項目のウェイトはほぼ同程度と考えられるが、ブータンの事情を踏まえて文化遺産への影響のウェイトを若干高くし、生活・生計手段への影響を若干低くした。ブータンの事情とは、同国の文化遺産は、人々の生活や思想に密接な仏教関連施設が多く、ブータン独自の国家開発理念「国民総幸福量（GNH）」の指標とも関連していることである。ブータン政府文化局からウェイトを高くすべきという強い要望があり、SEA Task Force の会議で、国民の生計確保と生活改善を担う GNH 委員会（GNHC）を含む他の政府関係機関も合意の上、決定した。

なお、社会環境については、最終的には現地で情報収集しないと厳密に評価判断できない項目が多く含まれ、第一次スクリーニングにおいては主に発電所と貯水池のサイトの影響に関し、既存資料で確認できる範囲で評価を行う。

表 7-19 社会環境項目

Sub-criteria	Weight	Assessment of sub-criteria
Land Acquisition	25%	Acquired area of state land (including forest land) Acquired area of private land
Resettlement & asset loss	25%	No. of affected houses* (*including facilities)
Living and livelihood means	20%	Damages to crops (paddy, vegetables, wheat, cash crops, etc.) Negative impacts on forest products (NTFPs) Negative impacts on timber products Negative impacts on fishing activities Negative impacts on irrigation
Cultural Heritage	30%	Negative impacts on national important cultural heritage sites
Total	100%	

(出典：JICA 調査団)

(1) 用地取得（Land acquisition）（評価ウェイト：25%）

用地取得による評価点を以下に示す。用地取得については、国有地の取得であれば問題は生じないが、民有地を取得する場合には、代替地を提供するとしても土地所有者に直接の影響を与える。このため、国有地のみの取得であれば、点数は5点とし、200 エーカー以上の民有地の取得の場合には点数を1点とする。なお、第一次スクリーニングにおいては、発電所付近のサイトについて民有地があるとみられるが面積が不明な地点があり、その場合は、暫定的に3点として評価する。

表 7-20 用地取得による評価点

Land size	State	Private
200 acre and more		1
25 acre - less than 200 acre	5	3
Under 25 acre		4
Nothing (0)		5

(出典：JICA 調査団)

(2) 住民移転と資産喪失 (Resettlement & asset loss) (評価ウェイト : 25%)

住民移転による評価点を以下に示す。居住地の移転は、居住者に対して非常に大きな影響を与える。このため居住地の移転が全くない場合は点数を 5 点とし、100 軒以上ある場合には、点数を 1 点とする。第一次スクリーニングにおいては、発電所サイトについて既存の住宅・施設に影響がある可能性があると思われるものの、軒数が確認できない個所があった。それらの地点については暫定的にスコアを 3 点として評価する。

表 7-21 住民移転による評価点

No. of Houses	Score
100 and more	1
10 - less than 100	2
Less than 10	3
Nothing (0)	5

(出典 : JICA 調査団)

(3) 生活と生計手段 (Living and livelihood means) (評価ウェイト : 20%)

生活と生計手段による評価点を以下に示す。対象項目は、非農業生計活動、農産物、林産物、木材製品、家畜、漁業、飲料水供給、灌漑への悪い影響がある場合には、評価を下げる。このうち特に漁業、飲料水供給、灌漑に対する影響は、より直接的に住民の生活に影響することから重視し、1 項目でも該当する場合には点数を 1 点とする。第一次スクリーニングにおいては、既存データで確認可能であるのが、農地、コミュニティ・フォレスト、商業的に木材生産を行っている森林、公に漁獲が許可されている伝統的な民族の地域であるか否か (Rookha- Wangdue Phodrang Dzongkhag, Trong - Zhemgang Dzongkhag, Gangzur- Lhunthe Dzongkhag)、既存の灌漑システムの有無であり、これらの項目により評価する。

表 7-22 生活と生計手段による評価点

Affected activities	Score
- No.4 or No.5	1
- all items from No.1 to No.3	
- 1 to 2 items from No.1 to No.3	3
None	5

List of sub criteria on activities related to living and livelihood means

1	Damages to crops (paddy, vegetables, wheat, cash crops, etc.)
2	Negative impacts on forest products (NTFPs)
3	Negative impacts on timber products
4	Negative impacts on fishing activities
5	Negative impacts on irrigation

(出典 : JICA 調査団)

(4) 文化遺産 (Cultural Heritage) (評価ウェイト : 30%)

文化遺産による評価点を以下に示す。ブータンでは文化遺産は非常に重要な施設である。このため、一つでも影響を受ける重要な文化遺産²⁰がある場合には点数を 1 点とする。

第一次スクリーニングにおいては、文化遺産が 1 つ以上ある場合は一律に 1 点とした。

表 7-23 文化遺産による評価点

No. of Affected Heritage	Score
1 and more	1
None	5

(出典 : JICA 調査団)

²⁰ 文化局によると、文化遺産法案 (the Cultural Heritage Bill 2016) はその価値に基づき文化遺産の登録と指定を行っており、1960 年より前の遺産は「重要な (significant)」文化遺産価値を持つもの、1960 年より後の遺産は「並外れた (exceptional)」価値を持つものとしている。これらの価値に基づき「重要な遺産」または特別な重要性を持つ遺産」に指定される。

7.2.4 自然環境

水力開発を進めるうえでの阻害要因を自然環境面から評価する。評価項目は、保護区での開発、森林の喪失、湿地の喪失、移動性魚類への影響、土地の侵食、景観への影響の 6 項目とする。なお、水質 (Water quality) と廃棄物 (Waste) の 2 項目については、「水質の変化は、本プロジェクトでは、ある特定の汚濁物質を排出するものではなく、建設工事に伴う汚濁水を排出するもので、水質への影響の差異はプロジェクト間では発生しない。また、廃棄物に関しては、ダム (堰)、発電所、地下水路等の建設に伴うもので、何れも大規模で、プロジェクト間での差異は発生しない。」との見解が SEA Task Force 会議で示されたために、Team member 合意のもとに評価項目から除外した。また、絶滅危惧種の項目については、絶滅危惧種の生息地を保護区に指定している観点から、保護区での開発と同じ評価になるため、絶滅危惧種の項目は除外し、保護区での開発の評価ウェイトを高めることとした。

よって、保護区での開発に当たっては、環境社会配慮ガイドラインに関する良くある問答集 (2011 年 7 月 20 日、2016 年 2 月 5 日改定、JICA ガイドライン) に基づき、下記の 5 条件が全て満たされることを前提とした。

1. 政府が法令等により自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域 (以下「同地域」) 以外の地域において、実施可能な代替案が存在しないこと。
2. 同地域における開発行為が、相手国の国内法上認められること。
3. プロジェクトの実施機関等が、同地域に関する法律や条例、保護区の管理計画等を遵守すること。
4. プロジェクトの実施機関等が、同地域の管理責任機関、その周辺の地域コミュニティ、及びその他適切なステークホルダーと協議し、事業実施について合意が得られていること。
5. 同地域がその保全の目的に従って効果的に管理されるために、プロジェクトの実施機関等が、必要に応じて、追加プログラムを実施すること。

それぞれの項目のウェイトは、自然環境への影響の大きさを考慮し、保護区での開発を 40%、森林の喪失を 35%、湿地の喪失を 10% とし、その他の項目はすべて 5% とした。

表 7-24 自然環境項目

Sub-criteria	Weight	Assessment of sub-criteria
Located in protected areas	40%	Affected area in core zone
		Affected area in buffer zone
		Affected area in multiple-use zone
Loss of forest	35%	Loss of forest area
		Degree of affected biodiversity
Loss of wetland	10%	Loss of wetland area, Degree of importance
Aquatic creatures (including Fish migration)	5%	Type of stream, Possibility of mitigation
Access road/dam site erosion	5%	Possibility of mitigation
Impact on landscape	5%	Length of transmission line
Total	100%	-

(出典：JICA 調査団)

(1) 保護区での開発（評価ウェイト：40%）

保護区での開発による評価点を以下に示す。保護区での開発は極力避けるように計画を策定するが、どうしても避けられない場合には、保護区のレベルに応じて評価点を1点または2点に下げることとする。なお、発電所やダム（貯水池を含む）などの主要設備が、回避策をとったとしても保護区のコア・ゾーンにかかる場合には、開発を断念する。送電線については、コア・ゾーンを通過する計画は無いが、保護区に関しては、極力保護区を通過しないように迂回ルートを検討するが、どうしても避けられない場合には、最短距離での通過とする。

表 7-25 保護区での開発による評価点

Protected area	Main component	Sub component	Transmission line
Protected area	Core	0	1
	Buffer	1	2
	Multiple-use	2	3
Biological corridor	2	2	3
Not located in protected area	5	5	5

（出典：JICA 調査団）

(2) 森林の喪失（評価ウェイト：35%）

森林の喪失による評価点を以下に示す。森林の喪失は喪失面積が大きいほど影響が大きく、また生物多様性の観点からは、種が豊富に存在すると考えられる低標高帯の方が影響が大きいと考えられる。このような観点を考慮し、標高 1000m 未満の亜熱帯広葉樹地域で喪失面積が広範囲な場合には、点数を1点とする。

表 7-26 森林の喪失による評価点

Forest type	Deforestation		
	Large	Middle	Small
Subtropical broad-leaved (to 1,000m)	1	2	3
Warm broad-leaved (1,000m - 2,000m)	1	2	3
Cool broad-leaved (2,000m - 2,900m)	2	3	4
Chir Pine (900 - 1,800m)	3	4	5
Blue Pine (2,100 - 3,000m)	3	4	5
Spruce (2,700 - 3,000m)	3	4	5

（出典：JICA 調査団）

(3) 湿地の喪失（評価ウェイト：10%）

湿地の喪失による評価点を以下に示す。ラムサール条約に指定されている湿地については、喪失面積がたとえ小規模であっても開発は断念する。その他の湿地の喪失については、喪失面積が当該湿地の20%以上の場合には開発を断念し、5%未満の場合には点数を4点とする。

表 7-27 湿地の喪失による評価点

Affected size	Important wetland designated by Ramsar Convention	Other Wetland
Over 20% of wetland		0
15% - 20% of wetland		1
10% - 15% of wetland	0	2
5% - 10% of wetland		3
Under 5% of wetland		4
Nothing	5	5

(出典：JICA 調査団)

(4) 水棲生物（移動性魚類を含む）への影響（評価ウェイト：5%）

移動性魚類等への影響による評価点を以下に示す。移動性魚類等への影響は、ダムまたは堰により堰き止められる川の大きさを考慮して評価する。なお、それぞれのケースで、魚道の設置などによる緩和策が可能であれば、評価点を一段階引き上げる。

表 7-28 水棲生物（移動性魚類を含む）への影響による評価点

Affected area	Located in the lower part of the stream	There are dam/weir in the downstream
Main Stream	1	3
Tributary Stream	2	4

(出典：JICA 調査団)

(5) 土地の侵食（Erosion caused by Access road/Dam site）（評価ウェイト：5%）

土地の侵食による評価点を以下に示す。アクセス道路やダムの建設により土地の侵食は不可避であるが、植林等により土地の侵食への緩和策が可能であれば、大きな問題は生じないため点数は5点とし、緩和策が難しい場合には点数を3点とする。

表 7-29 土地の侵食による評価点

Type of erosion	Caused by construction of access roads, cutting for dam/weir
Not possibility of Mitigation	3
Possibility of Mitigation such as planting of trees/bushes	5

(出典：JICA 調査団)

(6) 景観（評価ウェイト：5%）

景観による評価点を以下に示す。水力開発に伴って景観に影響を与える項目として、ダムと送電線が想定される。このうち、ダムについては、貯水池ができて景観に良い影響を与えると考えている人がブータン人の中には多いため（SEA Task Force 会議の見解）、対象項目から除外した。

送電線については、送電距離が長くなると景観に与える影響が大きくなると考えられるため、送電距離が 10km 未満の場合に点数を 5 点とし、100km 以上の場合に点数を 1 点とする。

表 7-30 送電線による景観への影響による評価点

Distance from Nearest Pooling station/Substation	Score
More than 100 km	1
From 50 km to 100 km	2
From 20 km to 50 km	3
From 10 km to 20 km	4
Less than 10 km	5

(出典：JICA 調査団)

7.2.5 社会開発

水力開発に伴って地域社会開発を促進させる良い効果を評価する。評価項目は、社会経済的便益へのアクセス向上及び雇用と収入増加の可能性の 2 項目とする。それぞれの項目のウェイトは同程度と考え、50%ずつとした。

第一次スクリーニングでは、机上で判断が可能な項目により評価する。

表 7-31 社会開発項目

Sub-criteria	Weight	Assessment of sub-criteria
Improved Access to socio-economic benefits	50%	Positive impacts on road access and network
Employment and potential of income opportunities	50%	Poverty Rate Potential for increased sales of local products
Total	100%	

(出典：JICA 調査団)

(1) 社会経済的便益へのアクセス向上（評価ウェイト：50%）

社会経済的便益へのアクセス向上による評価点を以下に示す。地域住民にとっては、水力発電所の開発に伴って、社会経済的な便益である道路アクセスや通信事情、教育施設・サービスへのアクセス、健康施設・サービスへのアクセス改善が期待できる。第一次スクリーニングでは、教育、保健施設のアクセスの改善の判断が困難であるため、プロジェクトサイト近くにコミュニティがあり、国道・県道が近接していない場合、特に正のインパクトがあると判断し、そのようなケースを 5 点とし、それ以外は 2 点とした。

表 7-32 社会経済的便益へのアクセス向上による評価点

Sub criteria	Score
No Particular Positive impacts on road access and network	2
Positive impacts on road access and network	5

(出典：JICA 調査団)

(2) 雇用と収入増加の可能性 (評価ウェイト：50%)

雇用と収入増加の可能性による評価点を以下に示す。水力発電所の開発に伴い、地域住民にとっては雇用の確保や収入の増加による便益が期待できる。これらの便益は、貧困率の高い地域において効果が高くなることを考慮し、Dzongkhag 毎の世帯貧困率が 10%以上の地域においては、評価点を高くした。具体的な点数は、雇用機会、観光開発の可能性、地域産品の売り上げ増などの項目への該当数により評価する。しかし、第一次スクリーニングにおいては、建設時の雇用機会は一律にどの地域にもあり、観光開発のポテンシャルについては机上の情報では判断が難しいことから、世帯貧困率の高い県での雇用創出を重視すること、また、道路アクセスの向上により、地域の生産品の売り上げ増につながる可能性が高いかという点で評価する。すなわち、貧困率約 10%以上の県であれば一律 5 点とし、貧困率が比較的低いが既存の国道・県道が近接していないところは 3 点、近接しているところは 1 点とした。

表 7-33 雇用と収入増加の可能性による評価点

Sub criteria	Score	
	High Household Poverty Rate Areas	Other areas
None	5	1
Potential for increased sales of local products	5	3

(注) "High household poverty rate area"は、「Dzongkhag レベルで 10%以上 (2017 年時点)」を指す。

(出典：JICA 調査団)

7.3 一次評価

7.3.1 開発を回避すべき地点

第6章で抽出した116地点のポテンシャル地点の中で、多くの住民移転が必要となる地点と発電所のすべてのコンポーネントが保護地域内に位置する地点については、計画の見直しを実施しても開発可能な計画への変更が難しいため、開発を回避し、ポテンシャル地点から除外する。それらの地点を以下に示す。

表 7-34 多くの住民移転が必要となる地点

Project Code	Tributary	Name	Capacity (MW)	Energy (GWh)
W-5	Wangchhu	Thimphu Reservoir	46	201
W-10	Parochhu	Paro Reservoir	54	237
C-6	Chamkharchhu	Bumthang	102	447
Total		3 sites	202	884

(出典：JICA 調査団)

表 7-35 保護地域内に位置する地点

Project Code	Tributary	Name	Capacity (MW)	Energy (GWh)
A-2	Amochhu	Amochhu-2	453	1,985
A-3	Tima Lum Chhu	Timalumchhu	38	165
W-2	Tangochhu	Chhandang-gang	37	164
P-1	Mochhu	Taksti Makhang	177	775
P-2	Mochhu	Chhogley	257	1,125
P-3	Samechhu	Chhuzarkha	165	721
P-4	Samechhu	Rimi	189	830
P-5	Mochhu	Daushing	495	2,167
P-6	Mochhu	Sechednang	330	1,445
P-8	Phochhu	Phochhu-2	59	260
P-9	Phochhu	Uesana	97	425
P-10	Tangchhu	Wachey	81	354
P-11	Tr-Phochhu-3	Threlga	124	543
P-12	Tr-Phochhu-3	Phochhu-Tr-2	431	1,886
P-13	Phochhu	Phochhu-1	597	2,615
P-14	Tr-Phochhu-2	Phochhu-Tr-1	62	271
P-16	Sichhu	Tshachuphu	58	255
P-27	Machhu	Kago-2	40	174
P-32	Harachhu	Rukha	81	356
M-1	Mangdechhu	Mangdechhu-2	69	301
M-2	Duigang chhu	Duigang chhu	62	273
M-3	Mangdechhu	Mangdechhu-1	186	813
M-4	Thampochhu	Thampochhu	59	259
M-9	Wachichhu	Wachichhu	29	127
M-12	Rimjigangchhu	Rimjigangchhu	29	126
M-13	Shergarchhu	Shergarchhu	28	121
C-1	Chamkharchhu	Gumthangchhu	125	548
C-2	Chamkharchhu	Chamkharchhu-V	72	317
C-9	Chamkharchhu	Chamkharchhu-III	755	3,307
K-1	Kurichhu	Kurichhu-2	666	2,915
K-2	Kurichhu	Kurichhu-1	777	3,405
K-3	Kurichhu	Chagdrom	563	2,466

K-4	Bazaguruchhu	Bazaguruchhu-2	50	218
K-5	Bazaguruchhu	Bazaguruchhu-1	57	250
K-6	Nangrigang	Nangrigang-2	41	180
K-7	Nangrigang	Nangrigang-1	57	248
K-8	Kurichhu	Ugenphu	354	1,551
K-9	Kurichhu	Nimshong	367	1,607
K-10	Khomachhu	Khomachhu-1	43	187
K-11	Khomachhu	Khomagang	50	220
K-12	Khomachhu	Khomachhu	104	455
G-2	Kholongchhu	Longkhar	149	653
G-8	Gamri	Gamrichhu-4	53	234
Ai-2	Aiechhu	Aiechhu 1	60	263
Total		44 sites	8,576	37,560

(出典：JICA 調査団)

この結果、47 地点 (8,778MW) が開発を回避すべき地点として検討対象地点から除外し、最終的に 69 地点について、MCA による点数評価を実施する。

7.3.2 各ポテンシャル地点の送電計画

各ポテンシャル地点の送変電設備工事費の積算のため、各ポテンシャル地点の送電計画を以下の要領により作成する。

- 既設および建設中の送電線に加えて、計画中の送電線の容量を考慮し、各ポテンシャル地点の発生電力をインド系統まで送電可能な送電計画を策定する。
- 優先順位を決定する段階では、どの地点の優先順位が高いか不明なため、各ポテンシャル地点の送電計画は、それぞれの地点の発生電力を単独で送電可能な計画とする。なお、優先順位が決定した後の段階において、抽出された地点の発生電力を集約化して送電するような計画の見直しを実施する。
- 送電線は2回線送電線とし、送電線の電圧は、以下に示す送電容量（1回線事故時を考慮）と、近隣変電所における電圧を考慮して決定する。周辺温度40°C、最大電線温度85°C、力率0.9として各電圧における送電容量を計算すると以下の通りとなる。
 - 400kV, Moose, Twin: $\sqrt{3} \times 400\text{kV} \times 850\text{A} \times 0.9 \times 2 = 1,060\text{MW}$
 - 220kV, Zebra, Single: $\sqrt{3} \times 220\text{kV} \times 750\text{A} \times 0.9 = 257\text{MW}$
 - 132kV, Panther, Single: $\sqrt{3} \times 132\text{kV} \times 490\text{A} \times 0.9 = 101\text{MW}$

表 7-36 各種送電線の送電容量

Voltage	Type	Capacity (1 cct)
400kV	Moose, Twin	1,060MW
220kV	Zebra, Single	257MW
132kV	Panther, Single	101MW

(出典：JICA 調査団)

各ポテンシャル地点の送電計画を以下に示す。

表 7-37 各ポテンシャル地点の送電計画

Project Code	Name of project	Installed capacity (MW)	Voltage (kV)	From	To	Distance (km)
A-4	Kunzangling	897	400	Kunzangling	Amochhu Res.	59.0
A-5	Tingma	567	400	Tingma	Amochhu Res.	45.2
A-8	Dorokha	573	400	Dorokha	Amochhu Res.	27.4
A-9	Ngatse	44	132	Ngatse	Amochhu Res.	25.8
A-10	Sanglum	178	400	Sanglum	Amochhu Res.	16.3
A-11	Dojengkha	25	132	Dojengkha	Amochhu Res.	22.0
A-12	Dolepchen	41	132	Dolepchen	Amochhu Res.	15.2
W-3	Dodennang	61	220	Dodennang	Semtokha	21.2
W-6	Chuzom	152	220	Chuzom	Chhukha	34.4
W-7	Getsa	37	220	Getsa	Chhukha	97.0
W-8	Zangkhepa	73	220	Zangkhepa	Chhukha	81.0
W-13	Singkhar	38	220	Singkhar	Chhukha	41.3
W-14	Tsendu Goenpa	75	220	Tsendu Goenpa	Chhukha	24.2
W-19	Pipingchhu	100	132	Pipingchhu	Wangchhu	0.6
P-7	Puna Gom	127	220	Puna Gom	Punatsangchhu-I	38.8
P-15	Tamigdamchu	188	220	Tamigdamchu	Punatsangchhu-I	52.7
P-17	Tseykha	170	220	Tseykha	Punatsangchhu-I	38.2
P-18	Jarona	43	132	Jarona	Punatsangchhu-I	42.8
P-19	Dangchhu	101	132	Dangchhu	Punatsangchhu-I	28.7

Project Code	Name of project	Installed capacity (MW)	Voltage (kV)	From	To	Distance (km)
P-20	Rabuna	33	132	Rabuna	Punatsangchhu-I	22.2
P-26	Thasa	680	400	Thasa	LILO	2.3
P-28	Kago-1	102	132	Kago-1	Punatsangchhu-II	15.8
P-29	Kago	58	132	Kago	Punatsangchhu-II	9.6
P-30	Pinsa	151	132	Pinsa	Punatsangchhu-II	5.9
P-33	Burichhu	40	220	Burichhu	LILO	0.4
P-34	Darachhu	61	220	Darachhu	Dagachhu	17.5
P-35	Dagachhu-II	94	220	Dagachhu-II	Dagachhu	9.8
P-36	Pelichhu	52	220	Pelichhu	Dagachhu	16.4
P-38	Tashiding	81	220	Tashiding	Dagapela	9.1
M-5	Bemji	333	400	Bemji	Mangdechhu	39.5
M-6	Jongthang	170	400	Jongthang	Mangdechhu	22.7
M-11	Wangdigang	446	400	Wangdigang	LILO	4.4
M-14	Tingtibi	181	400	Tingtibi	LILO	2.6
M-15	Gomphu	488	400	Gomphu	Goling	20.8
M-17	Buli	67	132	Buli	Goling	10.4
M-18	Nyekhar	43	132	Nyekhar	Goling	6.1
M-19	Sermaling	496	400	Sermaling	Yangbari	39.2
C-3	Kurjey	89	132	Kurjey	Bumthang	17.3
C-4	Chhutoe	29	132	Chhutoe	Bumthang	22.1
C-7	Chamkharchhu-IV	451	400	Chamkharchhu-IV	Goling	46.3
C-10	Chamkharchhu-II	456	400	Chamkharchhu-II	Goling	29.4
K-13	Minjey	490	400	Minjey	Yangbari	82.4
K-14	Unggarchhu	28	132	Unggarchhu	Tangmachhu	14.2
K-15	Phawan	502	400	Phawan	Yangbari	68.8
K-19	Shongarchhu	32	132	Shongarchhu	Kurichhu	15.1
G-3	Tshaling	204	220	Tshaling	Kholongchhu	27.4
G-4	Ranya	162	220	Ranya	Kholongchhu	17.9
G-6	Khamdang	494	400	Khamdang	Kholongchhu	1.0
G-7	Gongri	590	400	Gongri	Yangbari	69.0
G-9	Gamrichhu-3	123	220	Gamrichhu-3	Kholongchhu	24.1
G-10	Gamrichhu-2	104	220	Gamrichhu-2	Kholongchhu	15.8
G-11	Gamrichhu-1	108	220	Gamrichhu-1	Kholongchhu	12.7
G-12	Rotpa	40	132	Rotpa	Kilikhar	22.6
G-13	Sherichhu	53	132	Sherichhu	Kilikhar	17.2
G-14	Uzorong	763	400	Uzorong	Yangbari	44.6
G-16	Jerichhu	40	132	Jerichhu	Nangkhor	11.3
G-19	Nagor	53	132	Nagor	Nganglam	23.0
G-20	Pramaling	29	132	Pramaling	Nganglam	14.2
G-22	Panbang	1,100	400	Panbang	Yangbari	27.8
Ai-1	Aiechhu 2	34	132	Aiechhu 2	Jigmeling	13.2
Ai-3	Pelrithang	30	132	Pelrithang	Jigmeling	13.1
Ai-4	Ronggangchhu	51	132	Ronggangchhu	Jigmeling	15.4
J-1	Zangtheri	29	132	Zangtheri	Phuentshogthang	54.0
J-2	Jomori-I	82	132	Jomori-I	Phuentshogthang	48.0
J-3	Maenjiwoong	70	132	Maenjiwoong	Phuentshogthang	51.8
J-4	Jomotsangkha	68	132	Jomotsangkha	Phuentshogthang	61.8
N-1	NA Kangpara (G)	71	132	NA Kangpara (G)	Phuentshogthang	57.6
N-2	Lamai Gonpa	37	132	Lamai Gonpa	Phuentshogthang	43.9
N-3	Paydung-Kangpar	85	132	Paydung-Kangpar	Phuentshogthang	28.9

(出典：JICA 調査団)

7.3.3 各ポテンシャル地点の評価（技術面）

(1) 水文データの不確実性リスク

(a) 取水地点と測水所の流域面積比（評価ウェイト：30%）

測水所は、取水地点に最も近傍に存在するものを選定した。ただし、選定の対象となる測水所は、JICA 調査団によって、データ品質が事前に確認されたものとした。具体的には、観測期間が短く品質の評価ができない測水所、ダブルマスカーブ等の検証の結果データ品質にばらつきが多い測水所を選定の対象外とした。各取水地点と測水所の流域面積比による評価結果を下表に示す。

表 7-38 取水地点と測水所の流域面積比評価

Project Code	Name of Project	Ratio catchment area				
		Catchment area (dam site) km ²	Catchment area (station) km ²	Selected station	Ratio catchment area	Score
Amochhu Basin						
A-4	Kunzangling	2,100	3,055	Dorokha	0.69	5
A-5	Tingma	2,252	3,055	Dorokha	0.74	5
A-8	Dorokha	2,602	3,055	Dorokha	0.85	5
A-9	Ngatse	237	3,055	Dorokha	0.08	1
A-10	Sanglum	3,112	3,055	Dorokha	1.02	5
A-11	Dojengkha	95	3,650	Doyagang	0.03	1
A-12	Dolepchen	235	3,650	Doyagang	0.06	1
Wangchhu Basin						
W-3	Dodennang	410	663	Lungtenphu	0.62	5
W-6	Chuzom	2,483	2,520	Damchhu/Tamchu	0.99	5
W-7	Getsa	175	1,101	Paro(closed)	0.16	1
W-8	Zangkhepa	325	1,101	Paro(closed)	0.29	3
W-13	Singkhar	380	2,520	Damchhu/Tamchu	0.15	1
W-14	Tsendu Goenpa	646	2,520	Damchhu/Tamchu	0.26	3
W-19	Pipingchhu	217	3,573	Chukha/Chimakoti	0.06	1
Punatsangchhu Basin						
P-7	Puna Gom	2,145	2,320	Yebesa	0.92	5
P-15	Tamigdamchu	2,120	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.34	4
P-17	Tseykha	2,205	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.35	4
P-18	Jarona	219	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.03	1
P-19	Dangchhu	404	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.06	1
P-20	Rabuna	561	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.09	1
P-26	Thasa	6,102	8,593	Sankosh/Toritar	0.71	5
P-28	Kago-1	250	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.04	1
P-29	Kago	377	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.06	1
P-30	Pinsa	427	6,271	Wangdue/Wangdirapids	0.07	1
P-33	Burichhu	190	8,593	Sankosh/Toritar	0.02	1
P-34	Darachhu	220	8,593	Sankosh/Toritar	0.03	1
P-35	Dagachhu-II	593	8,593	Sankosh/Toritar	0.07	1
P-36	Pelichhu	211	8,593	Sankosh/Toritar	0.02	1
P-38	Tashiding	778	8,593	Sankosh/Toritar	0.09	1
Mangdechhu Basin						
M-5	Bemji	1,010	1,390	Bjizam	0.73	5
M-6	Jongthang	1,298	1,390	Bjizam	0.93	5
M-11	Wangdigang	2,490	3,322	Tingtibi	0.75	5
M-14	Tingtibi	2,878	3,322	Tingtibi	0.87	5
M-15	Gomphu	3,328	3,322	Tingtibi	1.00	5

Project Code	Name of Project	Ratio catchment area				
		Catchment area (dam site) km ²	Catchment area (station) km ²	Selected station	Ratio catchment area	Score
M-17	Buli	216	3,322	Tingtibi	0.07	1
M-18	Nyekhar	244	3,322	Tingtibi	0.07	1
M-19	Sermaling	7,281	3,322	Tingtibi	2.19	4
Chamkharchhu Basin						
C-3	Kurjey	804	1,350	Kurjey	0.60	5
C-4	Chhutoe	146	1,350	Kurjey	0.11	1
C-7	Chamkharchhu-IV	2,080	2,728	Shingkar/Bemethang	0.76	5
C-10	Chamkharchhu-II	2,525	2,728	Shingkar/Bemethang	0.93	5
Kurichhu Basin						
K-13	Minjey	8,926	7,270	Sumpa	1.23	5
K-14	Unggarchhu	132	611	Lhuentse(Khoma)	0.22	2
K-15	Phawan	9,445	8,547	Autsho	1.11	5
K-19	Shongarchhu	124	320	Lingmethang	0.39	4
Drangmechhu Basin						
G-3	Tshaling	760	905	Muktrap	0.84	5
G-4	Ranya	848	905	Muktrap	0.94	5
G-6	Khamdang	7,286	8,560	Uzorong	0.85	5
G-7	Gongri	8,691	8,560	Uzorong	1.02	5
G-9	Gamrichhu-3	214	905	Muktrap	0.24	2
G-10	Gamrichhu-2	416	905	Muktrap	0.46	4
G-11	Gamrichhu-1	573	905	Muktrap	0.63	5
G-12	Rotpa	208	437	Sherichu	0.48	4
G-13	Sherichhu	278	437	Sherichu	0.64	5
G-14	Uzorong	10,164	8,560	Uzorong	1.19	5
G-16	Jerichhu	153	320	Lingmethang	0.48	4
G-19	Nagor	150	320	Lingmethang	0.47	4
G-20	Pramaling	120	320	Lingmethang	0.37	4
G-22	Panbang	20,944	20,925	Panbang	1.00	5
Aiechhu Basin						
Ai-1	Aiechhu 2	223	3,322	Tingtibi	0.07	1
Ai-3	Pelrithang	512	3,322	Tingtibi	0.15	1
Ai-4	Ronggangchhu	149	3,322	Tingtibi	0.04	1
Jomori Basin						
J-1	Zangtheri	119	437	Sherichu	0.27	3
J-2	Jomori-I	495	437	Sherichu	1.13	5
J-3	Maenjiwoong	564	437	Sherichu	1.29	5
J-4	Jomotsangkha	685	437	Sherichu	1.57	5
Nyera Amari Basin						
N-1	NA Kangpara (G)	145	437	Sherichu	0.33	4
N-2	Lamai Gonpa	188	437	Sherichu	0.43	4
N-3	Paydung-Kangpar	379	437	Sherichu	0.87	5

(出典：JICA 調査団)

(b) 測水年数 (評価ウェイト：30%)

(a)にて選定した測水所の測水年数により評価する。評価結果を下表に示す。

表 7-39 測水所の測水年数の評価

Project Code	Name of Project	Recorded period (year)	Score
Amochhu Basin			
A-4	Kunzangling	19	4
A-5	Tingma	19	4
A-8	Dorokha	19	4
A-9	Ngatse	19	4
A-10	Sanglum	19	4
A-11	Dojengkha	9	2
A-12	Dolepchen	9	2
Wangchhu Basin			
W-3	Dodennang	24	5
W-6	Chuzom	14	3
W-7	Getsa	24	5
W-8	Zangkhepa	24	5
W-13	Singkhar	14	3
W-14	Tsendu Goenpa	14	3
W-19	Pipingchhu	39	5
Punatsangchhu Basin			
P-7	Puna Gom	24	5
P-15	Tamigdamchu	25	5
P-17	Tseykha	25	5
P-18	Jarona	25	5
P-19	Dangchhu	25	5
P-20	Rabuna	25	5
P-26	Thasa	8	2
P-28	Kago-1	25	5
P-29	Kago	25	5
P-30	Pinsa	25	5
P-33	Burichhu	8	2
P-34	Darachhu	8	2
P-35	Dagachhu-II	8	2
P-36	Pelichhu	8	2
P-38	Tashiding	8	2
Mangdechhu Basin			
M-5	Bemji	21	5
M-6	Jongthang	21	5
M-11	Wangdigang	11	3
M-14	Tingtibi	11	3
M-15	Gomphu	11	3
M-17	Buli	11	3
M-18	Nyekhar	11	3
M-19	Sermaling	11	3
Chamkharchhu Basin			
C-3	Kurjey	25	5
C-4	Chhutoe	25	5
C-7	Chamkharchhu-IV	6	2
C-10	Chamkharchhu-II	6	2
Kurichhu Basin			
K-13	Minjey	8	2
K-14	Unggarchhu	27	5
K-15	Phawan	24	5
K-19	Shongarchhu	12	3
Drangmechhu Basin			

Project Code	Name of Project	Recorded period (year)	Score
G-3	Tshaling	15	4
G-4	Ranya	15	4
G-6	Khamdang	21	5
G-7	Gongri	21	5
G-9	Gamrichhu-3	15	4
G-10	Gamrichhu-2	15	4
G-11	Gamrichhu-1	15	4
G-12	Rotpa	23	5
G-13	Sherichhu	23	5
G-14	Uzorong	21	5
G-16	Jerichhu	12	3
G-19	Nagor	12	3
G-20	Pramaling	12	3
G-22	Panbang	6	2
Aiechhu Basin			
Ai-1	Aiechhu 2	11	3
Ai-3	Pelrithang	11	3
Ai-4	Ronggangchhu	11	3
Jomori Basin			
J-1	Zangtheri	23	5
J-2	Jomori-I	23	5
J-3	Maenjiwoong	23	5
J-4	Jomotsangkha	23	5
Nyera Amari Basin			
N-1	NA Kangpara (G)	23	5
N-2	Lamai Gonpa	23	5
N-3	Paydung-Kangpar	23	5

(出典：JICA 調査団)

(c) 当該水系における測水所の密度 (Primary : 30%、Secondary : 10%)

各水系における Primary と Secondary の測水所の密度の評価結果を下表に示す。

表 7-40 測水所設置密度の評価

Project Code	Name of Project	Basin Area km ² (inside Bhutan)	Primary stations			Secondary stations		
			No. of stations	Density	Score	No. of stations	Density	Score
Amochhu Basin								
A-4	Kunzangling	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-5	Tingma	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-8	Dorokha	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-9	Ngatse	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-10	Sanglum	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-11	Dojengkha	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
A-12	Dolepchen	2,323	1	0.0004	3	1	0.0004	3
Wangchhu Basin								
W-3	Dodennang	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
W-6	Chuzom	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
W-7	Getsa	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
W-8	Zangkhepa	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
W-13	Singkhar	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
W-14	Tsendu Goenpa	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1

Project Code	Name of Project	Basin Area km ² (inside Bhutan)	Primary stations			Secondary stations		
			No. of stations	Density	Score	No. of stations	Density	Score
W-19	Pipingchhu	4,644	2	0.0004	3	0	0.0000	1
Punatsangchhu Basin								
P-7	Puna Gom	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-15	Tamigdamchu	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-17	Tseykha	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-18	Jarona	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-19	Dangchhu	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-20	Rabuna	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-26	Thasa	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-28	Kago-1	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-29	Kago	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-30	Pinsa	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-33	Burichhu	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-34	Darachhu	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-35	Dagachhu-II	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-36	Pelichhu	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
P-38	Tashiding	9,748	4	0.0004	3	3	0.0003	2
Mangdechhu Basin								
M-5	Bemji	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-6	Jongthang	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-11	Wangdigang	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-14	Tingtibi	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-15	Gomphu	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-17	Buli	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-18	Nyekhar	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
M-19	Sermaling	4,085	2	0.0005	3	1	0.0002	1
Chamkharchhu Basin								
C-3	Kurjey	3,178	2	0.0006	4	0	0.0000	1
C-4	Chhutoe	3,178	2	0.0006	4	0	0.0000	1
C-7	Chamkharchhu-IV	3,178	2	0.0006	4	0	0.0000	1
C-10	Chamkharchhu-II	3,178	2	0.0006	4	0	0.0000	1
Kurichhu Basin								
K-13	Minjey	3,837	2	0.0005	4	3	0.0008	4
K-14	Unggarchhu	3,837	2	0.0005	4	3	0.0008	4
K-15	Phawan	3,837	2	0.0005	4	3	0.0008	4
K-19	Shongarchhu	3,837	2	0.0005	4	3	0.0008	4
Drangmechhu Basin								
G-3	Tshaling	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-4	Ranya	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-6	Khamdang	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-7	Gongri	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-9	Gamrichhu-3	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-10	Gamrichhu-2	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-11	Gamrichhu-1	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-12	Rotpa	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-13	Sherichhu	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-14	Uzorong	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-16	Jerichhu	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-19	Nagor	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-20	Pramaling	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
G-22	Panbang	9,785	3	0.0003	2	1	0.0001	1
Aiechhu Basin								

Project Code	Name of Project	Basin Area km ² (inside Bhutan)	Primary stations			Secondary stations		
			No. of stations	Density	Score	No. of stations	Density	Score
Ai-1	Aiechhu 2	1,956	0	0.0000	1	0	0.0000	1
Ai-3	Pelrithang	1,956	0	0.0000	1	0	0.0000	1
Ai-4	Ronggangchhu	1,956	0	0.0000	1	0	0.0000	1
Jomori Basin								
J-1	Zangtheri	731	0	0.0000	1	0	0.0000	1
J-2	Jomori-I	731	0	0.0000	1	0	0.0000	1
J-3	Maenjiwoong	731	0	0.0000	1	0	0.0000	1
J-4	Jomotsangkha	731	0	0.0000	1	0	0.0000	1
Nyera Amari Basin								
N-1	NA Kangpara (G)	2,289	0	0.0000	1	0	0.0000	1
N-2	Lamai Gonpa	2,289	0	0.0000	1	0	0.0000	1
N-3	Paydung-Kangpar	2,289	0	0.0000	1	0	0.0000	1

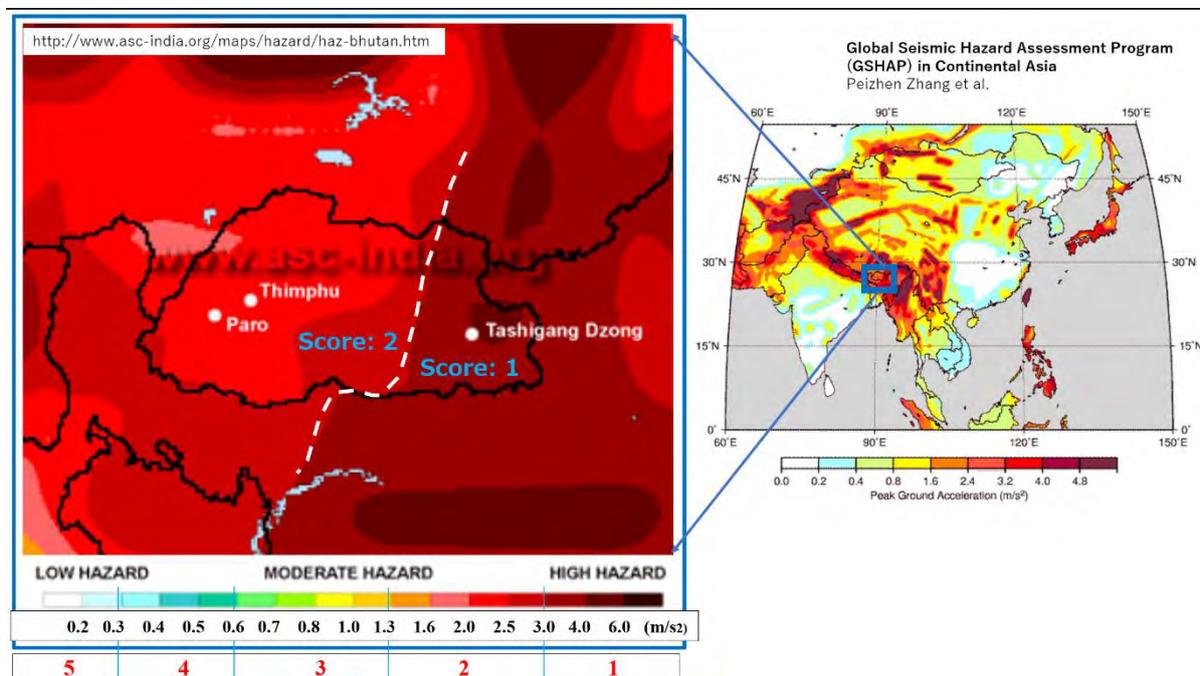
*流域面積はブータン国内における面積を示す。

(出典：JICA 調査団)

(2) 地質に関わる評価

(a) 地震の強さ

“The Global Seismic Hazard Assessment Project (GSHAP) produced a global seismic hazard map covering Bhutan (Giardini et al., 1999). Figure 5 shows the GSHAP seismic hazard map for Bhutan, re-generated by the Amateur Seismic Centre in Pune, India.” と記載されている 1999 年に公表された図 7-2 のゾーニングに従った評価を行う。



(出典：Amateur Seismic Centre in Pune, India)

図 7-2 GSHAP Seismic Hazard Map による地震の強さにおける評価

(b) 建設資材の評価

建設資材としての骨材としては、採取が最も容易な河床砂礫が計画地点近傍に広く分布するのが望ましい。したがって、Google Earth 画像上で河床沿いに砂礫層の状態を評価する。しかし仮に河床沿いの砂礫層が乏しい場合は、原石山に相応しいこぶ山が近傍に見いだされるかどうかを Google Earth 画像上で判断・評価し、両材料あるいはいずれかの得られやすさについてランク付けする。

(c) 地形・地質の評価

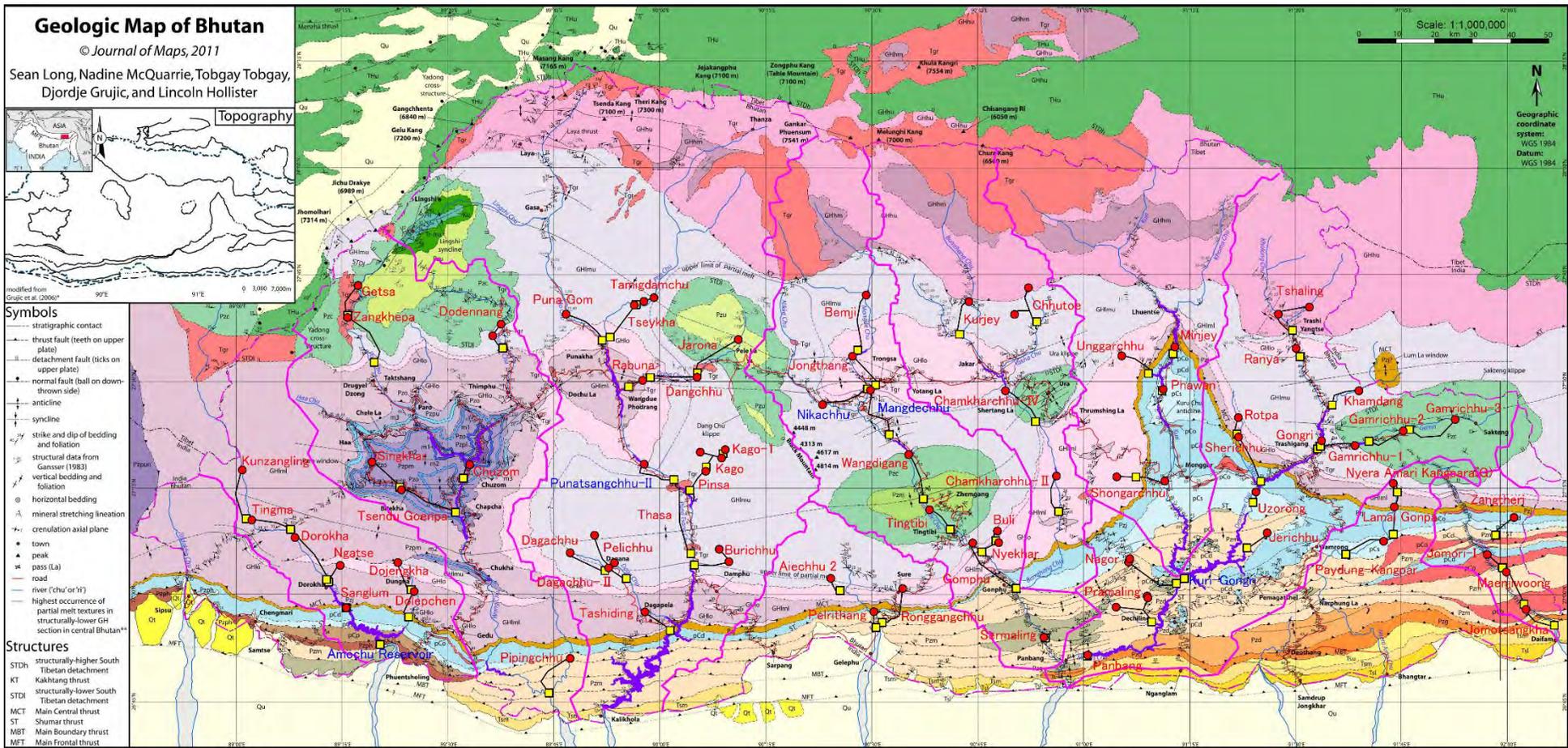
Slope Stability Risk、Weak Zone、Permeable and Anisotropic Rock の3項目に対しては、下記のように評価する。

Slope Stability Risk に関しては、地形・地質両面から総括的に評価を行う。まず地形に関しては、Google Earth 画像上に不安定ブロックが認められないかどうか、既存地質図で地層面の走向が湛水池斜面の広い範囲に平行で流れ目となっていないかどうか、ダムサイトで下流緩傾斜とならないかどうかに着目して相対的に5段階に評価する。

Weak Zone に関しては、計画地点を横切るリニアメントやMCTをはじめとする構造的断層が Google Earth 画像上および既存地質図上にないかどうかに着目する。リニアメントや構造的断層が、範囲内を通過する場合；1点、5km以内に分布する場合；3点、それ以外；5点を配点する。

Permeable and Anisotropic Rock に関しては、止水性に悪影響を及ぼす恐れのある石灰質岩が湛水池およびダムサイト周辺に分布しないかどうか、異方性岩が水路と発電所地下空洞計画箇所分布しないかどうかに着目する。これらの岩種が分布する可能性が高い（分布するとされる地層区分の中に構造物が位置する）場合；1点、可能性がある（分布するとされる地層の境界部付近に位置する）場合；3点、可能性は低い（分布するとされる地層区分の中に構造物が位置しない）場合；5点を配点する。

評価対象 69 地点の位置を地質図に記入したものを以下に示す。



(Source: Long et al., 2011)

☒ 7-3 Potential Project Sites on the Geological Plan of Bhutan

以上の項目を集約した結果を下表に示す。

表 7-41 地質面の評価

Project Code	Name of Project	Slope stability Risk	Weak zone	Permeable & anisotropic rocks	Construction material risk
A-4	Kunzangling	3	5	5	4
A-5	Tingma	3	5	5	2
A-8	Dorokha	4	4	5	4
A-9	Ngatse	4	5	5	2
A-10	Sanglum	4	3	1	4
A-11	Dojengkha	4	4	5	3
A-12	Dolepchen	3	3	3	4
W-3	Dodennang	4	3	4	1
W-6	Chuzom	4	5	5	3
W-7	Getsa	4	5	3	2
W-8	Zangkhepa	4	4	3	2
W-13	Singkhar	4	5	5	2
W-14	Tsendu Goenpa	4	5	5	2
W-19	Pipingchhu	4	5	5	3
P-7	Puna Gom	4	5	5	3
P-15	Tamigdamchu	4	5	5	2
P-17	Tseykha	4	5	5	5
P-18	Jarona	4	3	1	2
P-19	Dangchhu	4	5	5	3
P-20	Rabuna	2	5	5	3
P-26	Thasa	3	5	5	2
P-28	Kago-I	4	5	5	2
P-29	Kago	4	4	5	2
P-30	Pinsa	2	4	5	2
P-33	Burichhu	4	5	5	2
P-34	Darachhu	4	5	5	3
P-35	Dagachhu-II	4	5	5	2
P-36	Pelichhu	4	5	5	2
P-38	Tashiding	3	3	5	2
M-5	Bemji	4	5	5	3
M-6	Jongthang	4	5	5	3
M-11	Wangdigang	4	5	3	3
M-14	Tingtibi	4	5	3	5
M-15	Gomphu	4	3	2	5
M-17	Buli	4	5	5	5
M-18	Nyekhar	4	5	5	5
M-19	Sermaling	5	3	2	5
C-3	Kurjey	3	3	5	4
C-4	Chhutoe	3	4	5	4
C-7	Chamkharchhu-IV	4	3	3	3
C-10	Chamkharchhu-II	4	3	5	4
K-13	Minjey	4	4	1	3
K-14	Unggarchhu	4	3	3	2
K-15	Phawan	4	5	3	2
K-19	Shongarchhu	4	4	5	2
G-3	Tshaling	4	4	5	2
G-4	Ranya	4	5	5	3
G-6	Khamdang	4	5	5	4
G-7	Gongri	4	5	5	5

Project Code	Name of Project	Slope stability Risk	Weak zone	Permeable & anisotropic rocks	Construction material risk
G-9	Gamrichhu-3	4	4	3	3
G-10	Gamrichhu-2	3	5	3	3
G-11	Gamrichhu-1	3	3	3	3
G-12	Rotpa	4	3	5	2
G-13	Sherichhu	3	3	1	2
G-14	Uzorong	3	5	1	2
G-16	Jerichhu	4	4	3	2
G-19	Nagor	4	4	1	2
G-20	Pramaling	4	4	3	2
G-22	Panbang	4	4	3	4
Ai-1	Aiechhu 2	3	5	5	1
Ai-3	Pelrithang	3	4	2	3
Ai-4	Ronggangchhu	3	3	2	2
J-1	Zangtheri	3	3	1	2
J-2	Jomori-I	3	3	3	2
J-3	Maenjiwoong	4	4	3	3
J-4	Jomotsangkha	4	2	4	3
N-1	NA Kangpara (G)	4	3	5	1
N-2	Lamai Gonpa	4	2	1	1
N-3	Paydung-Kangpar	4	4	3	3

(出典：JICA 調査団)

(3) GLOF リスク

氷河湖からダム(堰)までの河川沿いの離隔を QGIS 上で算出し、7.2.1 (3) で述べた GLOF リスクによる評価点に従って点数評価した。

(4) 堆砂リスク

各測水所の比堆砂量は、5.3.9 節で示した河川土砂量の観測地点から最も近いものを参照することとした。各測水所に当てはめた比堆砂量を次表に示す。

表 7-42 各測水所の比堆砂量の割り振り

Sl. No.	Station Name	Catchment Name	Altitude (m)	Catchment Area (km ²)	Sediment Specific Yield (ton/km ²)	Reference Station
Principal River Gauging Stations						
1	Doyayang	Amochhu	253	3,650	516	Wandurapids
2	Lungtenphu	Wangchhu	2280	663	516	Wandurapids
3	Damchhu/Tamchu	Wangchhu	2019	2,520	516	Wandurapids
4	Kerabari	Punatsangchhu	145	10,355	964.75	Sankosh
5	Sunkosh/Turitar	Punatsangchhu	324	8,593	964.75	Sankosh
6	Wangdue/Wangdirapids	Punatsangchhu	1204	6,271	516	Wandurapids
7	Yebesa	Punatsangchhu	1255	2,320	437.25	Yebesa
8	Bjizam	Mangdechhu	1921	1,390	152.5	Mangdechhu
9	Tingtibi	Mangdechhu	546	3,322	152.5	Mangdechhu
10	Kurjey	Chamkharchhu	2625	1,350	56	Kurjey
11	Shingkar/Bemethang	Chamkharchhu	1465	2,728	56	Kurjey
12	Kurizampa	Kurichhu	559	8,600	551.75	Kurizampa
13	Panbang	Drangmechhu	133	20,925	551.75	Kurizampa
14	Sumpa	Kurichhu	1178	7,270	551.75	Kurizampa
15	Muktrap	Drangmechhu	1691	905	551.75	Kurizampa

Sl. No.	Station Name	Catchment Name	Altitude (m)	Catchment Area (km ²)	Sediment Specific Yield (ton/km ²)	Reference Station
16	Uzorong	Drangmechhu	573	8,560	551.75	Kurizampa
Secondary River Gauging Stations						
1	Dorokha	Amochhu	479	3055	516	Wandurapids
2	Chukha/Chimakoti	Wangchhu	1376	3573	516	Wandurapids
3	Paro(closed)	Wangchhu	2220	1101	516	Wandurapids
10	Autsho	Kurichhu	850	8547	551.75	Kurizampa
11	Lhuentse(Khoma)	Kurichhu	1178	611	551.75	Kurizampa
12	Lingmethang	Kurichhu	562	320	551.75	Kurizampa
13	Sherichu	Dngmechhu	573	437	551.75	Kurizampa

(出典：JICA 調査団)

堆砂リスクの評価では、各ポテンシャル地点が参照する測水所の比堆砂量で評価する。堆砂リスクの評価結果を以下に示す。

表 7-43 堆砂リスクの評価結果

Sl#	Name of Project	Annual sediment volume ton/km ²	Score
Amochhu Basin			
A-4	Kunzangling	516	4
A-5	Tingma	516	4
A-8	Dorokha	516	4
A-9	Ngatse	516	4
A-10	Sanglum	516	4
A-11	Dojengkha	516	4
A-12	Dolepchen	516	4
Wangchhu Basin			
W-3	Dodennang	516	4
W-6	Chuzom	516	4
W-7	Getsa	516	4
W-8	Zangkhepa	516	4
W-13	Singkhar	516	4
W-14	Tsendu Goenpa	516	4
W-19	Pipingchhu	516	4
Punatsangchhu Basin			
P-7	Puna Gom	437	5
P-15	Tamigdamchu	516	4
P-17	Tseykha	516	4
P-18	Jarona	516	4
P-19	Dangchhu	516	4
P-20	Rabuna	516	4
P-26	Thasa	965	4
P-28	Kago-1	516	4
P-29	Kago	516	4
P-30	Pinsa	516	4
P-33	Burichhu	965	4
P-34	Darachhu	965	4
P-35	Dagachhu-II	965	4
P-36	Pelichhu	965	4
P-38	Tashiding	965	4
Mangdechhu Basin			
M-5	Bemji	153	5

Sl#	Name of Project	Annual sediment volume ton/km ²	Score
M-6	Jongthang	153	5
M-11	Wangdigang	153	5
M-14	Tingtibi	153	5
M-15	Gomphu	153	5
M-17	Buli	153	5
M-18	Nyekhar	153	5
M-19	Sermaling	153	5
Chamkharchhu Basin			
C-3	Kurjey	56	5
C-4	Chhutoe	56	5
C-7	Chamkharchhu-IV	56	5
C-10	Chamkharchhu-II	56	5
Kurichhu Basin			
K-13	Minjey	552	4
K-14	Unggarchhu	552	4
K-15	Phawan	552	4
K-19	Shongarchhu	552	4
Drangmechhu Basin			
G-3	Tshaling	552	4
G-4	Ranya	552	4
G-6	Khamdang	552	4
G-7	Gongri	552	4
G-9	Gamrichhu-3	552	4
G-10	Gamrichhu-2	552	4
G-11	Gamrichhu-1	552	4
G-12	Rotpa	552	4
G-13	Sherichhu	552	4
G-14	Uzorong	552	4
G-16	Jerichhu	552	4
G-19	Nagor	552	4
G-20	Pramaling	552	4
G-22	Panbang	552	4
Aiechhu Basin			
Ai-1	Aiechhu 2	153	5
Ai-3	Pelrithang	153	5
Ai-4	Ronggangchhu	153	5
Jomori Basin			
J-1	Zangtheri	552	4
J-2	Jomori-I	552	4
J-3	Maenjiwoong	552	4
J-4	Jomotsangkha	552	4
Nyera Amari Basin			
N-1	NA Kangpara (G)	552	4
N-2	Lamai Gonpa	552	4
N-3	Paydung-Kangpar	552	4

(出典：JICA 調査団)

7.3.4 各ポテンシャル地点の評価（経済性面）

各ポテンシャル地点の経済性評価を以下に示す。

表 7-44 各ポテンシャル地点の経済性評価

Project Code	Name of project	Installed capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Construction cost (million Nu.)		Unit price		Cost million Nu./annum	Benefit	B/C	Score
				Plant	System	10 ³ Nu./kW	Nu./kWh				
A-4	Kunzangling	897	3,816	43,519	6,024	55.2	13.0	5,751	16,183	2.81	5.0
A-5	Tingma	567	2,413	35,579	5,225	72.0	16.9	4,736	10,230	2.16	5.0
A-8	Dorokha	573	2,439	46,103	4,351	88.0	20.7	5,857	10,364	1.77	4.8
A-9	Ngatse	44	170	5,569	1,252	155.1	40.1	792	716	0.90	1.0
A-10	Sanglum	178	779	36,778	2,579	221.2	50.5	4,569	3,475	0.76	1.0
A-11	Dojengkha	25	105	4,979	1,168	250.2	58.8	714	440	0.62	1.0
A-12	Dolepchen	41	172	6,663	1,069	190.9	44.8	898	726	0.81	1.0
W-3	Dodennang	61	275	8,719	1,497	166.6	37.1	1,186	1,188	1.00	1.0
W-6	Chuzom	152	645	22,813	1,822	162.5	38.2	2,860	3,370	1.18	1.9
W-7	Getsa	37	152	6,260	3,151	255.6	61.9	1,092	656	0.60	1.0
W-8	Zangkhepa	73	305	6,720	2,817	130.7	31.2	1,107	1,318	1.19	2.0
W-13	Singkhar	38	165	7,084	1,926	234.2	54.8	1,046	722	0.69	1.0
W-14	Tsendu Goenpa	75	321	12,559	1,569	188.0	43.9	1,640	1,388	0.85	1.0
W-19	Pipingchhu	100	424	12,486	864	134.1	31.5	1,550	1,849	1.19	2.0
P-7	Puna Gom	127	543	25,896	2,296	222.1	51.9	3,273	2,347	0.72	1.0
P-15	Tamigdamchu	188	805	24,033	2,643	141.7	33.1	3,097	3,480	1.12	1.6
P-17	Tseykha	170	726	26,279	2,312	168.5	39.4	3,319	3,138	0.95	1.0
P-18	Jarona	43	179	8,484	1,540	234.9	55.9	1,164	783	0.67	1.0
P-19	Dangchhu	101	432	11,155	1,343	123.3	28.9	1,451	1,887	1.30	2.5
P-20	Rabuna	33	140	6,635	1,180	237.9	55.8	907	612	0.67	1.0
P-26	Thasa	680	3,277	73,644	2,842	112.4	23.3	8,878	14,561	1.64	4.2
P-28	Kago-1	102	436	6,275	1,125	72.4	17.0	859	1,896	2.21	5.0
P-29	Kago	58	249	8,214	988	157.7	37.0	1,068	1,082	1.01	1.1
P-30	Pinsa	151	644	10,341	985	75.0	17.6	1,315	2,801	2.13	5.0
P-33	Burichhu	40	170	8,912	840	244.3	57.3	1,132	749	0.66	1.0
P-34	Darachhu	61	259	7,765	1,415	151.2	35.5	1,066	1,130	1.06	1.3
P-35	Dagachhu-II	94	402	11,953	1,260	140.3	32.9	1,534	1,754	1.14	1.7
P-36	Pelichhu	52	222	7,260	1,387	166.7	38.9	1,004	970	0.97	1.0
P-38	Tashiding	81	347	10,927	1,239	149.7	35.1	1,412	1,530	1.08	1.4
M-5	Bemji	333	1,425	30,700	3,779	103.6	24.2	4,002	6,202	1.55	3.7
M-6	Jongthang	170	726	30,409	2,887	196.3	45.9	3,865	3,174	0.82	1.0
M-11	Wangdigang	446	1,907	49,274	1,782	114.6	26.8	5,927	8,348	1.41	3.0
M-14	Tingtibi	181	770	33,064	1,589	191.6	45.0	4,022	3,403	0.85	1.0
M-15	Gomphu	488	2,076	72,525	2,918	154.6	36.3	8,757	9,492	1.08	1.4
M-17	Buli	67	262	5,793	1,009	101.9	25.9	790	1,164	1.47	3.4
M-18	Nyekhar	43	183	6,032	916	161.8	38.0	807	795	0.99	1.0
M-19	Sermaling	496	2,171	69,107	3,826	147.1	33.6	8,466	9,849	1.16	1.8
C-3	Kurjey	89	381	24,942	767	288.6	67.4	2,984	1,676	0.56	1.0
C-4	Chhutoe	29	126	6,518	828	249.7	58.4	853	543	0.64	1.0
C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,928	37,916	4,157	93.4	21.8	4,884	8,494	1.74	4.7
C-10	Chamkharchhu-II	456	1,936	36,121	3,330	86.5	20.4	4,579	8,669	1.89	5.0
K-13	Minjey	490	2,091	81,444	5,941	178.5	41.8	10,144	9,306	0.92	1.0
K-14	Unggarchhu	28	119	4,010	693	168.4	39.4	546	517	0.95	1.0
K-15	Phawan	502	2,185	88,255	6,350	188.5	43.3	10,982	9,744	0.89	1.0
K-19	Shongarchhu	32	138	4,926	711	174.5	40.8	654	595	0.91	1.0
G-3	Tshaling	204	876	66,800	2,096	337.7	78.7	7,997	4,145	0.52	1.0
G-4	Ranya	162	696	45,141	1,861	290.0	67.6	5,456	3,050	0.56	1.0
G-6	Khamdang	494	2,109	56,594	1,950	118.5	27.8	6,796	9,269	1.36	2.8
G-7	Gongri	590	2,515	87,004	6,398	158.4	37.1	10,842	11,174	1.03	1.2
G-9	Gamrichhu-3	123	524	10,952	1,971	105.3	24.7	1,500	2,276	1.52	3.6
G-10	Gamrichhu-2	104	446	11,666	1,776	128.6	30.2	1,560	1,966	1.26	2.3
G-11	Gamrichhu-1	108	462	23,844	1,710	236.0	55.3	2,966	2,074	0.70	1.0

Project Code	Name of project	Installed capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Construction cost (million Nu.)		Unit price		Cost million Nu./annum	Benefit	B/C	Score
				Plant	System	10 ³ Nu./kW	Nu./kWh				
G-12	Rotpa	40	172	5,280	841	151.8	35.6	710	748	1.05	1.3
G-13	Sherichhu	53	227	8,293	753	172.2	39.8	1,050	987	0.94	1.0
G-14	Uzorong	763	3,257	84,990	5,271	118.3	27.7	10,477	14,600	1.39	3.0
G-16	Jerichhu	40	164	5,143	649	144.7	35.2	672	715	1.06	1.3
G-19	Nagor	53	252	7,774	853	162.8	34.3	1,001	1,084	1.08	1.4
G-20	Pramaling	29	123	6,760	693	259.9	60.8	865	528	0.61	1.0
G-22	Panbang	1,100	4,640	113,900	4,563	107.7	25.5	13,751	20,901	1.52	3.6
Ai-1	Aiechhu 2	34	146	4,842	1,029	171.9	40.3	681	630	0.92	1.0
Ai-3	Pelrithang	30	126	9,680	1,022	362.7	85.0	1,242	552	0.44	1.0
Ai-4	Ronggangchhu	51	216	7,729	1,080	174.2	40.8	1,023	933	0.91	1.0
J-1	Zangtheri	29	121	4,699	1,717	224.8	52.9	745	530	0.71	1.0
J-2	Jomori-I	82	349	9,703	1,658	138.3	32.6	1,319	1,548	1.17	1.9
J-3	Maenjiwoong	70	296	11,496	1,715	189.3	44.6	1,533	1,315	0.86	1.0
J-4	Jomotsangkha	68	291	12,498	1,883	210.1	49.5	1,669	1,290	0.77	1.0
N-1	NA Kangpara (G)	71	304	6,134	1,814	111.7	26.2	923	1,313	1.42	3.1
N-2	Lamai Gonpa	37	156	6,438	1,553	218.1	51.1	928	676	0.73	1.0
N-3	Paydung-Kangpar	85	364	13,253	1,336	170.9	40.1	1,693	1,597	0.94	1.0

注) は、B/C が 1.5 以上、 は、B/C が 0.8 以下の地点

(出典：JICA 調査団)

この結果、11 地点が B/C が 1.5 以上で、3.5 点以上の高評価となっている。一方、18 地点が B/C が 0.8 以下である。これらの地点は、50MW 未満の小規模な地点が多い。

<Techno-Economical Potential>

ポテンシャル地点の総地点数、設備出力は、それぞれ 155 地点、36.9GW である。これらの地点の内、44 地点は発電所のすべてのコンポーネントが保護地域内に位置し、計画の見直しを実施しても開発可能な計画への変更が難しいため、開発を回避し、ポテンシャル地点から除外している。これらの地点も含めて、技術的かつ経済的 (B/C が 1.0 以上) に開発可能なポテンシャル地点を示すと以下の通りとなる。

	Techno-Economical Potential		Others		Total	
	Site No.	Capacity (GW)	Site No.	Capacity (GW)	Site No.	Capacity (GW)
Existing	6	1.6			6	1.6
Earmarked	13	12.5			13	12.5
Less than 25MW			20	0.4	20	0.4
Many relocations			3	0.2	3	0.2
Inside of Protected area	37	8.3	7	0.3	44	8.6
Long list	34	10.2	35	3.4	69	13.6
Total	90	32.6	65	4.3	155	36.9

(出典：JICA 調査団)

技術的かつ経済的に開発可能なポテンシャル地点は、90 地点、32.6GW である。

7.3.5 各ポテンシャル地点の評価（環境社会面）

(1) 自然環境

自然環境の中で、水力開発を進めるうえでの阻害要因として抽出した自然環境項目である「保護区での開発」、「森林の喪失」、「湿地の喪失」、「水棲生物への影響」、「土地の侵食」及び「景観への影響」の各候補地点の評価は、以下の通りである。

(a) 保護区での開発

69 地点のポテンシャル地点の内、水力発電事業の主要なコンポーネントであるダム、発電所、水路の 1 施設ないし 2 施設が一つの保護区に建設される地点は、下表に示す 29 地点である。

国内の生物的回廊(Corridor)を除く、全ての保護区は、「Core-Zone」、「Buffer-Zone」及び「Multipleuse-Zone」の 3 種類のゾーンに分けて管理されている。（DoFPS への面談による）

しかし、現時点（2018 年 5 月）では、各保護区に関するゾーン区分図は、法に基づく公布手続き中との理由から入手ができなかったため、従来から報告書等で公開されている保護区（Jigme Dorji N.P., Sakteng W.S., Manas N.P.）についてのみ、本プロジェクトがどのゾーンに属するかを調査し、その他の保護区に関しては、一律に、ゾーン不明（Unknown）という扱いとし、「Multiple use-Zone」と同様に 2 点として評価した。ゾーン不明地点については、二次スクリーニングにおいて DoFPS と協議を行い、可能な限りゾーンを確定して評価する。

なお、保護区（生物的回廊(Corridor)を含む）及びゾーンの定義、指定目的は、第 7 章、表 10-3、10-4 に記載。

表 7-45 水力発電コンポーネントの建設位置と保護区との関連

Project Code	Name		Component in Zoning sites			Score
	Project	Protected area	Dam	Waterway	Powerhouse	
A-4	Kunzangling	Jigme Khesar SNR.	Unknown	Unknown	-	2
W-3	Dodennang	Jigme Dorji N.P.	Multiple	Multiple	-	2
W-7	Getsa	Jigme Dorji N.P.	Core	Buffer	-	0
W-8	Zangkhepa	Jigme Dorji N.P.	Multiple	Multiple	-	2
P-7	Puna Gom	Jigme Dorji N.P.	Multiple	-	-	2
P-15	Tamigdamchu	Jigme Dorji N.P.	Multiple	Multiple	-	2
P-17	Tseykha	Jigme Dorji N.P.	Multiple	-	-	2
P-18	Jarona	-	Corridor	Corridor	-	2
P-19	Dangchhu	-	Corridor	-	-	2
P-28	Kago-1	Jigme Singye N.P.	Unknown	Unknown	-	2
P-29	Kago	Jigme Singye N.P.	Unknown	-	-	2
P-30	Pinsa	Jigme Singye N.P.	Unknown	-	-	2
M-5	Bemji	Wangchuck C.P.	Unknown	Unknown	-	2
M-11	Wangdigang	Jigme Singye N.P.	Unknown	-	Unknown	2
M-14	Tingtibi	Jigme Singye N.P.	Unknown	-	-	2
M-15	Gomphu	Manas N.P.	Multiple	Multiple	-	2
M-19	Sermaling	Manas N.P.	Multiple	Multiple	-	2
C-3	Kurjey	Wangchuck C.P.	Unknown	Unknown	-	2
C-4	Chhutoe	Wangchuck C.P.	Unknown	Unknown	-	2
K-13	Minjey	-	Corridor	-	Corridor	2
K-19	Shongarchhu	Phrumsengla N.P.	Unknown	-	-	2
G-3	Tshaling	Bumdeling W.S.	Unknown	-	-	2
G-9	Gamrichu-3	Sakteng W.S	Core	Multiple	-	0

Project Code	Name		Component in Zoning sites			Score
	Project	Protected area	Dam	Waterway	Powerhouse	
G-12	Rotpa	Bumdeling W.S.	Unknown	-	-	2
Ai-1	Aiechhu 2	-	-	Corridor	Corridor	2
Ai-3	Pelrithang	-	Corridor	Corridor	-	2
Ai-4	Ronggangchhu	-	-	Corridor	Corridor	2
J-1	Zangtheri	Sakteng W.S.	Multiple	Multiple	-	2
J-4	Jomotsangkha	Khaling W.S.	-	Unknown	Unknown	2

(出典：JICA 調査団)

(b) 森林の喪失

プロジェクトで伐採や水没が想定される森林を、航空写真（Google Earth 画像）と森林植生図（Major land cover types in Bhutan. MOAF 2014-）から判読した。なお、判読は、森林タイプを「Subtropical broad-leaved」、「Warm broad-leaved」、「Cool broad-leaved」、「Chir Pine」、「Blue Pine」、「Spruce」の6タイプに分けて実施した。

また、影響が想定される森林面積は、1ha 以下を Small、1ha～5ha を Middle、5ha 以上を Large として評価した。

表 7-46 水力発電コンポーネントの建設と森林植生・森林喪失割合

Project Code	Project	Type of Forest	Deforestation			Score
			L.	M.	S.	
A-4	Kunzangling	Cool broad-leaved		○		3
A-5	Tingma	Warm broad-leaved			○	3
A-8	Dorokha	Subtropical broad-leaved			○	3
A-9	Ngatse	Subtropical broad-leaved			○	3
A-10	Sanglum	Subtropical broad-leaved			○	3
A-11	Dojengkha	Warm broad-leaved			○	3
A-12	Dolepchen	Warm broad-leaved			○	3
W-3	Dodennang	Spruce			○	5
W-6	Chuzom	Cool broad-leaved		○		3
W-7	Getsa	Spruce			○	5
W-8	Zangkhepa	Spruce			○	5
W-13	Singkhar	Cool broad-leaved			○	4
W-14	Tsendu Goenpa	Cool broad-leaved			○	4
W-19	Pipingchhu	Subtropical broad-leaved			○	3
P-7	Puna Gom	Warm broad-leaved			○	3
P-15	Tamigdamchu	Warm broad-leaved			○	3
P-17	Tseykha	Warm broad-leaved			○	3
P-18	Jarona	Cool broad-leaved			○	4
P-19	Dangchhu	Warm broad-leaved			○	3
P-20	Rabuna	Warm broad-leaved			○	3
P-26	Thasa	Subtropical broad-leaved			○	3
P-28	Kago-1	Cool broad-leaved		○		3
P-29	Kago	Warm broad-leaved			○	3
P-30	Pinsa	Warm broad-leaved			○	3
P-33	Burichhu	Subtropical broad-leaved			○	3
P-34	Darachhu	Warm broad-leaved			○	3
P-35	Dagachhu-II	Warm broad-leaved			○	3
P-36	Pelichhu	Warm broad-leaved			○	3
P-38	Tashiding	Subtropical broad-leaved			○	3
M-5	Bemji	Blue Pine		○		4

Project Code	Project	Type of Forest	Deforestation			Score
			L.	M.	S.	
M-6	Jongthang	Warm broad-leaved			○	3
M-11	Wangdigang	Subtropical broad-leaved			○	3
M-14	Tingtibi	Subtropical broad-leaved			○	3
M-15	Gomphu	Subtropical broad-leaved			○	3
M-17	Buli	Warm broad-leaved			○	3
M-18	Nyekhar	Subtropical broad-leaved			○	3
M-19	Sermaling	Subtropical broad-leaved			○	3
C-3	Kurjey	Spruce			○	5
C-4	Chhutoe	Spruce			○	5
C-7	Chamkharchhu-IV	Blue Pine		○		4
C-10	Chamkharchhu-II	Warm broad-leaved			○	3
K-13	Minjey	Warm broad-leaved			○	3
K-14	Unggarchhu	Warm broad-leaved			○	3
K-15	Phawan	Subtropical broad-leaved			○	3
K-19	Shongarchhu	Warm broad-leaved			○	3
G-3	Tshaling	Cool broad-leaved		○		3
G-4	Ranya	Warm broad-leaved			○	3
G-6	Khamdang	Subtropical broad-leaved			○	3
G-7	Gongri	Subtropical broad-leaved			○	3
G-9	Gamrichhu-3	Cool broad-leaved		○		3
G-10	Gamrichhu-2	Warm broad-leaved			○	3
G-11	Gamrichhu-1	Subtropical broad-leaved			○	3
G-12	Rotpa	Warm broad-leaved			○	3
G-13	Sherichhu	Warm broad-leaved			○	3
G-14	Uzorong	Subtropical broad-leaved			○	3
G-16	Jerichhu	Subtropical broad-leaved			○	3
G-19	Nagor	Subtropical broad-leaved			○	3
G-20	Pramaling	Subtropical broad-leaved			○	3
G-22	Panbang	Subtropical broad-leaved			○	3
Ai-1	Aiechhu 2	Subtropical broad-leaved			○	3
Ai-3	Pelrithang	Subtropical broad-leaved			○	3
Ai-4	Ronggangchhu	Subtropical broad-leaved			○	3
J-1	Zangtheri	Warm broad-leaved			○	3
J-2	Jomori-I	Warm broad-leaved			○	3
J-3	Maenjiwoong	Subtropical broad-leaved			○	3
J-4	Jomotsangkha	Subtropical broad-leaved			○	3
N-1	NA Kangpara (G)	Cool broad-leaved		○		3
N-2	Lamai Gonpa	Cool broad-leaved		○		3
N-3	Paydung-Kangpar	Warm broad-leaved			○	3

(出典：JICA 調査団)

(c) 湿地の喪失

ラムサール条約登録湿地及び BLI (Birdlife International) が指定する IBAs (Important Bird and Biodiversity Areas) 湿地を対象に、プロジェクトの影響が想定される湿原について調査した。

以下の 2 地点の湿地への影響が懸念された。

表 7-47 水力発電コンポーネントの建設と重要な湿地への影響

Project Code	Project	Type of Wetland		Affected Size (%)	Score
		Ramsar	IBAs		
K-13	Minjey	-	○	Less than 5%	4
G-3	Tshaling	○	-	More than 20%	0

(出典：JICA 調査団)

(d) 水棲生物への影響

移動性水棲生物（主に魚類）の遡上への影響を把握するために、ダム建設を計画する水系（本流、支流）毎に下流域における既存ダムの有無、及び、建設されるダム高を基に、魚道設置等の緩和策の可能性について調査した。

なお、緩和策に関しては、ダム高が 25m 以下の場合には、原則として技術的に、緩和策は可能であると評価した。

表 7-48 ダム建設と水棲生物への影響と緩和策の可能性

Project Code	River Basin	Project	Class of River		Dam in the Down-stream	Possibility of Mitigation	Score
			Main	Tributary			
A-4	Amochhu	Kunzangling	○	-	×	×	1
A-5	Amochhu	Tingma	○	-	×	×	1
A-8	Amochhu	Dorokha	○	-	×	×	1
A-9	Amochhu	Ngatse		○	×	○	3
A-10	Amochhu	Sanglum	○	-	×	×	1
A-11	Amochhu	Dojengkha	○	-	×	○	2
A-12	Amochhu	Dolepchen	○	-	×	○	2
W-3	Wangchhu	Dodennang	○		○	×	3
W-6	Wangchhu	Chuzom	○		○	×	3
W-7	Wangchhu	Getsa	○		○	×	3
W-8	Wangchhu	Zangkhepa	○		○	○	4
W-13	Wangchhu	Singkhar	○		○	×	3
W-14	Wangchhu	Tsendu Goenpa	○		○	○	4
W-19	Wangchhu	Pipingchhu	○		×	○	2
P-7	Punatsangchhu	Puna Gom	○		○	○	4
P-15	Punatsangchhu	Tamigdamchu	○		○	○	4
P-17	Punatsangchhu	Tseykha	○		○	○	4
P-18	Punatsangchhu	Jarona	○		○	○	4
P-19	Punatsangchhu	Dangchhu	○		○	○	4
P-20	Punatsangchhu	Rabuna	○		○	○	4
P-26	Punatsangchhu	Thasa	○		○	○	4
P-28	Punatsangchhu	Kago-I		○	○	○	5
P-29	Punatsangchhu	Kago		○	○	○	5
P-30	Punatsangchhu	Pinsa		○	○	○	5
P-33	Punatsangchhu	Burichhu		○	○	×	4
P-34	Punatsangchhu	Darachhu	○		○	○	4
P-35	Punatsangchhu	Dagachhu-II	○		○	○	4
P-36	Punatsangchhu	Pelichhu	○		○	○	4
P-38	Punatsangchhu	Tashiding	○		○	×	3
M-5	Mangdechhu	Bemji	○		○	×	3
M-6	Mangdechhu	Jongthang	○		○	×	3
M-11	Mangdechhu	Wangdigang	○		×	×	1
M-14	Mangdechhu	Tingtibi	○		×	×	1
M-15	Mangdechhu	Gomphu	○		×	×	1
M-17	Mangdechhu	Buli	○		×	×	1
M-18	Mangdechhu	Nyekhar	○		×	○	2
M-19	Mangdechhu	Sermaling	○		×	×	1
C-3	Chamkharchhu	Kurjey	○		○	×	3
C-4	Chamkharchhu	Chhutoe	○		○	○	4
C-7	Chamkharchhu	Chamkharchhu-IV	○		○	×	3
C-10	Chamkharchhu	Chamkharchhu-II	○		○	×	3
K-13	Kurichhu	Minjey	○		○	×	3

Project Code	River Basin	Project	Class of River		Dam in the Down-stream	Possibility of Mitigation	Score
			Main	Tributary			
K-14	Kurichhu	Unggarchhu		○	○	○	5
K-15	Kurichhu	Phawan		○	○	×	4
K-19	Kurichhu	Shongarchhu		○	○	×	4
G-3	Drangmechhu	Tshaling	○		○	×	3
G-4	Drangmechhu	Ranya	○		○	×	3
G-6	Drangmechhu	Khamdang	○		○	○	4
G-7	Drangmechhu	Gongri	○		○	×	3
G-9	Drangmechhu	Gamrichhu-3	○		○	○	4
G-10	Drangmechhu	Gamrichhu-2	○		○	○	4
G-11	Drangmechhu	Gamrichhu-1	○		○	×	3
G-12	Drangmechhu	Rotpa		○	○	○	5
G-13	Drangmechhu	Sherichhu		○	○	○	5
G-14	Drangmechhu	Uzorong	○		○	×	3
G-16	Drangmechhu	Jerichhu		○	○	×	4
G-19	Drangmechhu	Nagor	○		×	×	1
G-20	Drangmechhu	Pramaling		○	×	○	3
G-22	Drangmechhu	Panbang	○		×	×	1
Ai-1	Aiechhu	Aiechhu 2	○		×	○	2
Ai-3	Aiechhu	Pelrithang	○		×	×	1
Ai-4	Aiechhu	Ronggangchhu	○		×	○	2
J-1	Jomori	Zangtheri	○		×	○	2
J-2	Jomori	Jomori-I	○		×	○	2
J-3	Jomori	Maenjiwoong	○		×	○	2
J-4	Jomori	Jomotsangkha	○		×	○	2
N-1	Nyera Amari	NA Kangpara (G)	○		○	×	3
N-2	Nyera Amari	Lamai Gonpa	○		○	○	4
N-3	Nyera Amari	Paydung-Kangpar	○		○	×	3

(出典：JICA 調査団)

(e) 土地の侵食

プロジェクト開発(取り付け道路の建設を含む)に伴う土壌侵食と緩和策の可能性について、航空写真(Google Earth 画像)を基に調査した。

調査の結果、何れのプロジェクト候補地も、岩盤や、真砂土等の脆い地盤に覆われており、自然植生等による緑化等の緩和策は困難であると判断された。このため、すべての地点について、評価点を3点とした。

(f) 景観への影響

プロジェクト候補地から、送電線が敷設される直近の変電所までの距離を算出し、その亘長により景観への影響度を把握した。(表 7-37 参照)

なお、亘長を、100km 以上、50km~100km、20km~50km、10km~20km、及び 10km 以下の5段階に分けて影響を評価した。

表 7-49 送電線の巨長と景観影響

Project Code	Project	Distance (km)	Score	Project Code	Project	Distance (km)	Score
A-4	Kunzangling	59.0	2	C-3	Kurjey	17.3	4
A-5	Tingma	45.2	3	C-4	Chhutoe	22.1	3
A-8	Dorokha	27.4	3	C-7	Chamkharchhu-IV	46.3	3
A-9	Ngatse	25.8	3	C-10	Chamkharchhu-II	29.4	3
A-10	Sanglum	16.3	4	K-13	Minjey	82.4	2
A-11	Dojengkha	22.0	3	K-14	Unggarchhu	14.2	4
A-12	Dolepchen	15.2	4	K-15	Phawan	68.8	2
W-3	Dodennang	21.2	3	K-19	Shongarchhu	15.1	4
W-6	Chuzom	34.4	3	G-3	Tshaling	27.4	3
W-7	Getsa	97.0	2	G-4	Ranya	17.9	4
W-8	Zangkhepa	81.0	2	G-6	Khamdang	1.0	5
W-13	Singkhar	41.3	3	G-7	Gongri	69.0	2
W-14	Tsendu Goenpa	24.2	3	G-9	Gamrichhu-3	24.1	3
W-19	Pipingchhu	0.6	5	G-10	Gamrichhu-2	15.8	4
P-7	Puna Gom	38.8	3	G-11	Gamrichhu-1	12.7	4
P-15	Tamigdamchu	52.7	2	G-12	Rotpa	22.6	3
P-17	Tseykha	38.2	3	G-13	Sherichhu	17.2	4
P-18	Jarona	42.8	3	G-14	Uzorong	44.6	3
P-19	Dangchhu	28.7	3	G-16	Jerichhu	11.3	4
P-20	Rabuna	22.2	3	G-19	Nagor	23.0	3
P-26	Thasa	2.3	5	G-20	Pramaling	14.2	4
P-28	Kago-1	15.8	4	G-22	Panbang	27.8	3
P-29	Kago	9.6	5	Ai-1	Aiechhu 2	13.2	4
P-30	Pinsa	5.9	5	Ai-3	Pelrithang	13.1	4
P-33	Burichhu	0.4	5	Ai-4	Ronggangchhu	15.4	4
P-34	Darachhu	17.5	4	J-1	Zangtheri	54.0	2
P-35	Dagachhu-II	9.8	5	J-2	Jomori-I	48.0	3
P-36	Pelichhu	16.4	4	J-3	Maenjiwoong	51.8	2
P-38	Tashiding	9.1	5	J-4	Jomotsangkha	61.8	2
M-5	Bemji	39.5	3	N-1	NA Kangpara (G)	57.6	2
M-6	Jongthang	22.7	3	N-2	Lamai Gonpa	43.9	3
M-11	Wangdigang	4.4	5	N-3	Paydung-Kangpar	28.9	3
M-14	Tingtibi	2.6	5				
M-15	Gomphu	20.8	3				
M-17	Buli	10.4	5				
M-18	Nyekhar	6.1	5				
M-19	Sermaling	39.2	3				

(出典：JICA 調査団)

(2) 社会環境

社会環境については、水力開発を進める上で影響が懸念される「用地取得」、「住民移転」、「生活と生計手段」、「文化遺産」の項目について評価を行った。一次スクリーニングにおいては、7.2.3.で示した評価方針に従い、机上調査である程度評価可能な Sub-criteria のみで評価を行っており、負の影響が懸念される場合に減点している。あくまでも机上資料で判断可能な範囲の評価であり、社会環境については現地調査で判明する事実も大いに考えられるため、一次スクリーニングにおいて減点がない地点であっても、社会環境への影響の懸念が全くないとは断定できない。

各サイト候補地は、経済的に脆弱な人々や伝統的な資源に依存して暮らしている人々の地域であるか、そのような人々の生活様式や生計活動にどのような点でどの程度影響の可能性があるかを現地調査にて情報収集し、二次スクリーニングにおいて考慮する。仮にそのような人々に甚大な影響がありうるサイト候補地があった場合は、極力除外することを検討する。

(a) 用地取得及び住民移転

プロジェクトサイトが住宅地や農地等の私有地を含む場所にあるとみられる地点は、表 7-50 のとおり、69 地点のうち 28 地点であった。そのうち、貯水池による影響があるところは、17 地点、発電所サイト付近で影響がありうるところについては 11 地点である。発電所エリアの用地取得面積は不明なため、一律に 3 点としている。

またこれらのプロジェクトサイトで住宅および施設に影響がありうる軒数については、Google Earth 画像で確認できた範囲の数で評価している。発電所付近については、住宅や施設がないとみなされる場合はゼロとして一律 5 点と評価し、それらがあるとみられるが軒数が確認できなかった地点については、一律に 3 点で評価した。

表 7-50 用地取得及び住民移転の影響

Project Code	Project name	Private land acquisition (Acre)	Score	No. of houses/facilities	Score
A-10	Sanglum	73.8	3	17	2
W-6	Chuzom	14.8	4	220	1
W-13	Singkhar	P/S	3	3	3
W-14	Tsendu Goenpa	P/S	3	0	5
P-19	Dangchhu	P/S	3	0	5
P-35	Dagachhu-II	P/S	3	-	3
P-36	Pelichhu	P/S	3	-	3
M-6	Jongthang	17.0	4	2	3
M-11	Wangdigang	9.6	4	3	3
M-15	Gomphu	277.0	1	43	2
M-17	Buli	P/S	3	-	3
M-19	Sermaling	136.0	3	1	3
C-3	Kurjey	42.5	3	17	2
C-7	Chamkharchhu-IV	38.1	3	-	3
C-10	Chamkharchhu-II	P/S	3	-	3
K-13	Minjey	86.0	3	31	2
K-15	Unggarchhu	64.5	3	-	3
G-3	Tshaling	376.0	1	37	2
G-4	Ranya	47.4	3	2	3
G-6	Khamdang	P/S	3	0	5
G-7	Gongri	108.3	3	6	3
G-10	Gamrichu-2	P/S	3	-	3
G-11	Gamrichu-1	105.3	3	73	2
G-12	Rotpa	P/S	3	0	5
G-14	Uzorong	110.0	3	28	2
G-22	Panbang	700.1	1	45	2
Ai-3	Pelrithang	P/S	3	3	3
N-3	Paydung-Kangpar	2.4	4	2	3

注： : 貯水池による影響がある地点

P/S=発電所サイトに私有地があるとみられる

Private land acquisition は、ヘクタールで面積を計算した結果を 0.4 の係数で割り、NLC が使用しているエーカーの単位に換算して評価した。

No. of houses/facilities は、第一次スクリーニングにおいて Google Earth 画像にて確認したところ、住宅とそれ以外の厳密な区別をつけることが困難であったため、住宅以外の全施設を含んでカウントしている。

(出典：JICA 調査団)

(b) 生活と生計手段

生活と生計手段について、農作物、林産品、木材生産、漁獲、灌漑のいずれかに影響があるみられるプロジェクトサイトは、表 7-51 のとおり、69 地点のうち 30 地点であった。そのうち、「経済的に脆弱な人々が居住する場所、伝統的な資源に依存して暮らしている地域等」の定義に該当する、漁業が公認されている伝統的コミュニティに影響があるプロジェクトサイトはなかった。また、灌漑システムへ影響があるとみられる地点は 10 地点であった。

表 7-51 生活と生計手段への影響

Project Code	Project name	Living and livelihood means					Score
		1. Damages to crops	2. Forest products	3. Timber products	4. Fishing activities	5. Irrigation	
A-10	Sanglum	○					3
W-6	Chuzom	○				○	1
W-13	Singkhar	○					3
W-14	Tsendu Goenpa	○					3
P-17	Tseykha					○	1
P-19	Dangchhu	○				○	1
P-20	Rabuna					○	1
P-35	Dagachhu-II	○					3
P-36	Pelichhu	○					3
M-6	Jongthang	○					3
M-11	Wangdigang	○					3
M-15	Gomphu	○				○	1
M-17	Buli	○					3
M-19	Sermaling	○				○	1
C-3	Kurjey	○					3
C-7	Chamkharchhu-IV	○					3
C-10	Chamkharchhu-II	○					3
K-13	Minjey	○					3
K-15	Phawan	○					3
K-19	Shongarchhu	○					3
G-3	Tshaling	○				○	1
G-4	Ranya	○					3
G-7	Gongri	○	○				3
G-10	Gamrichu-2	○				○	1
G-11	Gamrichu-1	○					3
G-12	Sherichhu-2	○					3
G-14	Uzorong	○	○	○		○	1
G-22	Panbang	○				○	1

Project Code	Project name	Living and livelihood means					Score
		1. Damages to crops	2. Forest products	3. Timber products	4. Fishing activities	5. Irrigation	
Ai-3	Pelrithang	○					3
N-3	Paydung-Kangpar	○					3

○=負の影響があるとみられる。

(出典：JICA 調査団)

(c) 文化遺産

文化遺産が1つ以上あるプロジェクトサイトは、表 7-52 に示すとおり、69 地点のうちの 19 地点であった。文化遺産の内容は仏塔 (Chorten)、寺 (Lhakhang)、マニ車 (Prayerwheel) などの仏教関連の施設である。

表 7-52 文化遺産への影響

Project Code	Project name	No. of affected heritage	Heritages	Score
A-10	Sanglum	2	Bailey Bridge and chorten beside toorsa river	1
W-6	Chuzom	27	4 Lhakhang, 3 prayerwheel, 2 Dangrim, 20 Chorten	1
W-13	Singkhar	1	Chorten	1
W-14	Tsendu Goenpa	1	Chorten	1
P-36	Pelichhu	8	7 Chorten, Lhakhang	1
M-15	Gomphu	1	Chorten	1
M-19	Sermaling	3	Pantang Lhakhang, 2 Chorten	1
C-3	Kurjey	2	Chorten, Prayerwheel	1
K-13	Minjey	3	3 Chorten, Nye, Prayerwheel	1
K-15	Phawan	1	Chorten	1
G-3	Tshaling	9	4 Prayerwheel, 2 Lhakhang, 2 Chorten, Dangrim	1
G-4	Ranya	6	04 Chorten, 2 Prayerwheel	1
G-7	Gongri	2	Gomphu kora lhakhang, Chorten	1
G-9	Gamrichu-3	1	Dangrim	1
G-10	Gamrichu-2	3	Ranjung Lhakhang, Chorten, Prayer wheel	1
G-11	Gamrichu-1	3	2 prayer wheel, Chorten	1
G-12	Rotpa	1	Chorten	1
G-22	Panbang	2	Phuntsho choling Lhakhang, Chorten	1
J-2	Jomori-I	1	Chorten	1

(出典：JICA 調査団)

(3) 社会開発

社会開発の評価項目である「社会経済的便益へのアクセス向上」及び「雇用と収入増加の可能性」は正のインパクトの評価である。「社会経済的便益へのアクセス向上」はプロジェクトサイト近隣に国道・県道がなく、コミュニティがある場合であるが、そのような場所は 24 地点あった。県全体の世帯貧困率が 10%以上の貧困県である場合に評価を高くしたところ、そのようなサイトは 21 地点あった。

表 7-53 「社会経済的便益へのアクセス向上」及び「雇用と収入増加の可能性」

Project Code	Project name	Improved Access to socio-economic benefits		Employment and potential of income opportunities			
		Positive impacts on road access and network	Score	Dzongkhag	Household Poverty rate	Potential for increased sales of local products	Score
A-4	Kunzangling		2	Haa	1.1%		1
A-5	Tingma		2	Haa	1.1%		1
A-8	Dorokha	◎	5	Haa	1.1%	◎	3
A-9	Ngatse		2	Samtse	8.5%		1
A-10	Sanglum	◎	5	Samtse	8.5%	◎	3
A-11	Dojengkha	◎	5	Chukka	2.2%	◎	3
A-12	Dolepchen	◎	5	Chukka	2.2%	◎	3
W-3	Dodennang		2	Thimphu	0.3%		1
W-6	Chuzom		2	Paro	0.2%		1
W-7	Getsa	◎	5	Paro	0.2%	◎	3
W-8	Zangkhepa	◎	5	Paro	0.2%	◎	3
W-13	Singkhar		2	Haa	1.1%		1
W-14	Tsendu Goenpa		2	Paro	0.2%		1
W-19	Pipingchhu	◎	5	Chukka	2.2%	◎	3
P-7	Puna Gom		2	Punakha	1.8%		1
P-15	Tamigdamchu	◎	5	Punakha	1.8%	◎	3
P-17	Tseykha	◎	5	Punakha	1.8%	◎	3
P-18	Jarona		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-19	Dangchhu		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-20	Rabuna		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-26	Thasa		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-28	Kago-1	◎	5	Wanduphodrang	3.0%	◎	3
P-29	Kago		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-30	Pinsa		2	Wanduphodrang	3.0%		1
P-33	Burichhu	◎	5	Tsirang	2.6%	◎	3
P-34	Darachhu		2	Dagana	23.7%		5
P-35	Dagachhu-II		2	Dagana	23.7%		5
P-36	Pelichhu		2	Dagana	23.7%		5
P-38	Tashiding		2	Dagana	23.7%		5
M-5	Bemji		2	Trongsa	9.6%		5
M-6	Jongthang	◎	5	Trongsa	9.6%	◎	5
M-11	Wangdigang		2	Trongsa	9.6%		5
M-14	Tingtibi		2	Zhemgang	16.3%		5
M-15	Gomphu		2	Zhemgang	16.3%		5
M-17	Buli		2	Zhemgang	16.3%		5
M-18	Nyekhar		2	Zhemgang	16.3%		5
M-19	Sermaling	◎	5	Zhemgang	16.3%	◎	5
C-3	Kurjey	◎	5	Bumthang	1.7%	◎	3
C-4	Chhutoe		2	Bumthang	1.7%		1
C-7	Chamkharchhu-IV		2	Bumthang	1.7%		1
C-10	Chamkharchhu-II	◎	5	Zhemgang	16.3%	◎	5
K-13	Minjey		2	Lhuentse	5.2%		1
K-14	Unggarchhu		2	Lhuentse	5.2%		1
K-15	Phawan		2	Lhuentse	5.2%		1
K-19	Shongarchhu		2	Mongar	14.0%		5
G-3	Tshaling	◎	5	Tashi Yantse	8.7%	◎	3
G-4	Ranya		2	Tashi Yantse	8.7%		1
G-6	Khamdang		2	Tashi Yantse	8.7%		1
G-7	Gongri		2	Trashigang	7.8%		1
G-9	Gamrichhu-3		2	Trashigang	7.8%		1
G-10	Gamrichhu-2		2	Trashigang	7.8%		1
G-11	Gamrichhu-1	◎	5	Trashigang	7.8%	◎	3
G-12	Rotpa		2	Mongar	14.0%		5
G-13	Sherichhu		2	Mongar	14.0%		5
G-14	Uzorong		2	Mongar	14.0%		5

Project Code	Project name	Improved Access to socio-economic benefits		Employment and potential of income opportunities			
		Positive impacts on road access and network	Score	Dzongkhag	Household Poverty rate	Potential for increased sales of local products	Score
G-16	Jerichhu		2	Pemagatsel	10.0%		5
G-19	Nagor		2	Mongar	14.0%		5
G-20	Pramaling		2	Zhemgang	16.3%		5
G-22	Panbang	◎	5	Zhemgang	16.3%	◎	5
Ai-1	Aiechhu 2		2	Sarpang	8.4%		1
Ai-3	Pelrithang	◎	5	Sarpang	8.4%	◎	3
Ai-4	Ronggangchhu		2	Sarpang	8.4%		1
J-1	Zangtheri		2	Trashigang	7.8%		1
J-2	Jomori-I		2	Samdrup jongkhar	4.5%		1
J-3	Maenjiwoong	◎	5	Samdrup jongkhar	4.5%	◎	3
J-4	Jomotsangkha	◎	5	Samdrup jongkhar	4.5%	◎	3
N-1	NA Kangpara (G)	◎	5	Trashigang	7.8%	◎	3
N-2	Lamai Gonpa	◎	5	Trashigang	7.8%	◎	3
N-3	Paydung-Kangpar	◎	5	Trashigang	7.8%	◎	3

◎：正のインパクトがあると見込まれる地点。世帯貧困率は小数点第一位を四捨五入して10%となる場合には、10%として評価した。二つ以上の県にまたがる場合は、世帯貧困率の高い方で評価した。

(出典：JICA 調査団)

7.3.6 総合評価

上記の結果を集計した総合評価を以下に示す。

表 7-54 総合評価 (Base Case)

Project Code	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Technical	Economic	Impact on Social environment	Impact on Natural environment	Social development	Total	Rank
A-4	Kunzangling	897	3,816	15.3	20.0	20.0	10.6	6.0	71.9	9
A-5	Tingma	567	2,413	15.0	20.0	20.0	15.6	6.0	76.6	6
A-8	Dorokha	573	2,439	15.4	19.2	20.0	15.6	16.0	86.2	1
A-9	Ngatse	44	170	14.5	4.0	20.0	16.0	6.0	60.5	38
A-10	Sanglum	178	779	13.5	4.0	8.6	15.8	16.0	57.9	42
A-11	Dojengkha	25	105	12.9	4.0	20.0	15.8	16.0	68.7	17
A-12	Dolepchen	41	172	14.1	4.0	20.0	14.0	6.0	58.1	41
W-3	Dodennang	61	275	15.5	7.6	7.0	16.0	6.0	52.1	60
W-6	Chuzom	152	645	12.9	4.0	20.0	10.6	16.0	63.5	36
W-7	Getsa	37	152	13.4	8.0	20.0	14.0	16.0	71.4	10
W-8	Zangkhepa	73	305	14.0	4.0	9.6	17.4	6.0	51.0	65
W-13	Singkhar	38	165	14.8	4.0	11.6	17.6	6.0	54.0	56
W-14	Tsendu Goenpa	75	321	13.3	8.0	20.0	16.2	16.0	73.5	8
W-19	Pipingchhu	100	424	14.1	4.0	20.0	14.0	6.0	58.1	41
P-7	Puna Gom	127	543	16.1	4.0	20.0	11.4	6.0	57.5	46
P-15	Tamigdamchu	188	805	14.5	6.4	20.0	11.2	16.0	68.1	20
P-17	Tseykha	170	726	16.2	4.0	16.8	11.4	16.0	64.4	34
P-18	Jarona	43	179	11.6	4.0	20.0	12.8	6.0	54.4	55
P-19	Dangchhu	101	432	14.9	10.0	14.8	11.4	6.0	57.1	48
P-20	Rabuna	33	140	13.8	4.0	16.8	16.2	6.0	56.8	50
P-26	Thasa	680	3,277	15.0	16.8	20.0	16.6	6.0	74.4	7
P-28	Kago-1	102	436	14.6	20.0	20.0	11.8	16.0	82.4	3
P-29	Kago	58	249	13.5	4.4	20.0	12.0	6.0	55.9	54
P-30	Pinsa	151	644	13.2	20.0	20.0	12.0	6.0	71.2	11
P-33	Burichhu	40	170	14.1	4.0	20.0	16.6	16.0	70.7	13
P-34	Darachhu	61	259	13.6	5.2	20.0	16.4	14.0	69.2	16
P-35	Dagachhu-II	94	402	14.0	6.8	14.4	16.6	14.0	65.8	32
P-36	Pelichhu	52	222	13.7	4.0	9.6	16.4	14.0	57.7	45
P-38	Tashiding	81	347	12.0	5.6	20.0	16.4	14.0	68.0	21
M-5	Bemji	333	1,425	15.2	14.8	20.0	12.6	14.0	76.6	5
M-6	Jongthang	170	726	15.6	4.0	15.4	16.0	20.0	71.0	12
M-11	Wangdigang	446	1,907	14.5	12.0	15.4	11.2	14.0	67.1	24
M-14	Tingtibi	181	770	15.1	4.0	20.0	11.2	14.0	64.3	35
M-15	Gomphu	488	2,076	12.5	5.6	5.0	10.8	14.0	47.9	67
M-17	Buli	67	262	15.0	13.6	14.4	12.6	14.0	69.6	14
M-18	Nyekhar	43	183	15.2	4.0	20.0	13.0	14.0	66.2	30
M-19	Sermaling	496	2,171	13.7	7.2	8.0	10.8	20.0	59.7	40
C-3	Kurjey	89	381	14.5	4.0	8.6	14.2	16.0	57.3	47
C-4	Chhutoe	29	126	13.6	4.0	20.0	14.2	6.0	57.8	44
C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,928	12.9	18.8	14.4	17.4	6.0	69.5	15
C-10	Chamkharchhu-II	456	1,936	14.7	20.0	14.4	16.0	20.0	85.1	2
K-13	Minjey	490	2,091	12.0	4.0	8.6	10.6	6.0	41.2	69
K-14	Unggarchhu	28	119	13.5	4.0	20.0	13.4	6.0	56.9	49
K-15	Phawan	502	2,185	14.5	4.0	9.6	12.8	6.0	46.9	68
K-19	Shongarchhu	32	138	12.1	4.0	18.4	11.6	14.0	60.1	39
G-3	Tshaling	204	876	14.4	4.0	5.0	9.2	16.0	48.6	66
G-4	Ranya	162	696	15.5	4.0	9.6	16.2	6.0	51.3	64
G-6	Khamdang	494	2,109	16.1	11.2	18.0	16.6	6.0	67.9	23
G-7	Gongri	590	2,515	15.6	4.8	9.6	15.8	6.0	51.8	61
G-9	Gamrichhu-3	123	524	12.2	14.4	15.2	8.2	6.0	56.0	53
G-10	Gamrichhu-2	104	446	13.5	9.2	8.0	16.4	6.0	53.1	59
G-11	Gamrichhu-1	108	462	13.0	4.0	8.6	16.2	16.0	57.8	43

Project Code	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Technical	Economic	Impact on Social environment	Impact on Natural environment	Social development	Total	Rank
G-12	Rotpa	40	172	13.9	5.2	11.6	11.6	14.0	56.3	52
G-13	Sherichhu	53	227	12.2	4.0	20.0	16.6	14.0	66.8	26
G-14	Uzorong	763	3,257	13.1	12.0	11.8	16.0	14.0	66.9	25
G-16	Jerichhu	40	164	13.0	5.2	20.0	16.4	14.0	68.6	18
G-19	Nagor	53	252	11.2	5.6	20.0	15.6	14.0	66.4	29
G-20	Pramaling	29	123	12.3	4.0	20.0	16.2	14.0	66.5	28
G-22	Panbang	1,100	4,640	13.2	14.4	5.0	15.6	20.0	68.2	19
Ai-1	Aiechhu 2	34	146	12.4	4.0	20.0	11.2	6.0	53.6	58
Ai-3	Pelrihang	30	126	10.9	4.0	14.4	11.0	16.0	56.3	51
Ai-4	Ronggangchhu	51	216	10.5	4.0	20.0	11.2	6.0	51.7	62
J-1	Zangtheri	29	121	10.5	4.0	20.0	10.8	6.0	51.3	63
J-2	Jomori-I	82	349	12.4	7.6	15.2	12.6	6.0	53.8	57
J-3	Maenjiwoong	70	296	13.5	4.0	20.0	12.4	16.0	65.9	31
J-4	Jomotsangkha	68	291	12.7	4.0	20.0	10.8	16.0	63.5	37
N-1	NA Kangpara (G)	71	304	12.7	12.4	20.0	15.8	16.0	76.9	4
N-2	Lamai Gonpa	37	156	10.4	4.0	20.0	16.2	16.0	66.6	27
N-3	Paydung-Kangpar	85	364	13.1	4.0	15.4	16.0	16.0	64.5	33

(出典：JICA 調査団)

Base Case の結果を評価点の高い順に並び変えるとともに、経済性と環境性の重みを変えて評価し直した結果を以下に示す。

表 7-55 総合ランク

Rank	Base Case (Technical 40%, Environment 40%)			Priotizing Economy Case (Technical 60%, Environment 20%)			Priotizing Environment Case (Technical 20%, Environment 60%)		
	Project Code	Name of Project	Total	Project Code	Name of Project	Total	Project Code	Name of Project	Total
1	A-8	Dorokha	86.2	C-10	Chamkharchhu-II	87.3	A-8	Dorokha	86.7
2	C-10	Chamkharchhu-II	85.1	A-8	Dorokha	85.7	C-10	Chamkharchhu-II	83.0
3	P-28	Kago-1	82.4	P-28	Kago-1	83.8	N-1	NA Kangpara (G)	82.2
4	N-1	NA Kangpara (G)	76.9	A-5	Tingma	76.3	P-28	Kago-1	81.0
5	M-5	Bemji	76.6	M-5	Bemji	75.4	W-19	Pipingchhu	81.0
6	A-5	Tingma	76.6	A-4	Kunzangling	74.2	P-33	Burichhu	79.9
7	P-26	Thasa	74.4	P-26	Thasa	72.1	A-11	Dojengkha	78.1
8	W-19	Pipingchhu	73.5	P-30	Pinsa	71.8	P-34	Darachhu	78.0
9	A-4	Kunzangling	71.9	G-22	Panbang	71.7	A-12	Dolepchen	77.9
10	W-8	Zangkhepa	71.4	N-1	NA Kangpara (G)	71.5	M-5	Bemji	77.9
11	P-30	Pinsa	71.2	M-17	Buli	70.3	W-8	Zangkhepa	77.7
12	M-6	Jongthang	71.0	C-7	Chamkharchhu-IV	69.4	G-16	Jerichhu	77.7
13	P-33	Burichhu	70.7	M-11	Wangdigang	67.1	N-2	Lamai Gonpa	77.5
14	M-17	Buli	69.6	W-19	Pipingchhu	66.1	P-38	Tashiding	77.4
15	C-7	Chamkharchhu-IV	69.5	G-14	Uzorong	65.5	G-13	Sherichhu	77.0
16	P-34	Darachhu	69.2	W-8	Zangkhepa	65.1	A-5	Tingma	76.9
17	A-11	Dojengkha	68.7	M-6	Jongthang	65.1	M-6	Jongthang	76.9
18	G-16	Jerichhu	68.6	G-6	Khamdang	64.2	P-26	Thasa	76.8
19	G-22	Panbang	68.2	P-15	Tamigdamchu	63.0	G-20	Pramaling	76.4
20	P-15	Tamigdamchu	68.1	P-33	Burichhu	61.4	G-19	Nagor	75.8
21	P-38	Tashiding	68.0	P-35	Dagachhu-II	60.8	J-3	Maenjiwoong	73.4
22	A-12	Dolepchen	67.9	M-19	Sermaling	60.7	P-15	Tamigdamchu	73.3
23	G-6	Khamdang	67.9	P-34	Darachhu	60.4	M-18	Nyekhar	73.1
24	M-11	Wangdigang	67.1	P-17	Tseykha	60.4	N-3	Paydung-Kangpar	71.7
25	G-14	Uzorong	66.9	G-16	Jerichhu	59.4	G-6	Khamdang	71.5
26	G-13	Sherichhu	66.8	M-18	Nyekhar	59.2	P-35	Dagachhu-II	70.9
27	N-2	Lamai Gonpa	66.6	A-11	Dojengkha	59.2	P-30	Pinsa	70.6
28	G-20	Pramaling	66.5	P-38	Tashiding	58.6	J-4	Jomotsangkha	70.5

Rank	Base Case (Technical 40%, Environment 40%)			Priotizing Economy Case (Technical 60%, Environment 20%)			Priotizing Environment Case (Technical 20%, Environment 60%)		
	Project Code	Name of Project	Total	Project Code	Name of Project	Total	Project Code	Name of Project	Total
29	G-19	Nagor	66.4	J-3	Maenjiwoong	58.5	M-14	Tingtibi	70.4
30	M-18	Nyekhar	66.2	M-14	Tingtibi	58.3	W-7	Getsa	70.4
31	J-3	Maenjiwoong	65.9	A-12	Dolepchen	57.8	C-7	Chamkharchhu-IV	69.5
32	P-35	Dagachhu-II	65.8	G-9	Gamrichhu-3	57.6	A-4	Kunzangling	69.5
33	N-3	Paydung-Kangpar	64.5	N-3	Paydung-Kangpar	57.4	A-9	Ngatse	69.2
34	P-17	Tseykha	64.4	G-19	Nagor	57.0	M-17	Buli	68.8
35	M-14	Tingtibi	64.3	W-7	Getsa	56.7	P-17	Tseykha	68.4
36	W-7	Getsa	63.5	G-13	Sherichhu	56.5	G-14	Uzorong	68.2
37	J-4	Jomotsangkha	63.5	G-20	Pramaling	56.5	M-11	Wangdigang	67.2
38	A-9	Ngatse	60.5	P-19	Dangchhu	56.5	K-19	Shongarchhu	67.0
39	K-19	Shongarchhu	60.1	J-4	Jomotsangkha	56.4	C-4	Chhutoe	66.1
40	M-19	Sermaling	59.7	N-2	Lamai Gonpa	55.6	W-3	Dodennang	66.1
41	W-3	Dodennang	58.1	C-3	Kurjey	55.1	K-14	Unggarchhu	64.8
42	A-10	Sanglum	57.9	A-10	Sanglum	54.5	G-22	Panbang	64.7
43	G-11	Gamrichhu-1	57.8	G-12	Rotpa	54.3	P-20	Rabuna	64.4
44	C-4	Chhutoe	57.8	G-11	Gamrichhu-1	53.9	P-7	Puna Gom	63.2
45	P-36	Pelichhu	57.7	P-36	Pelichhu	53.6	P-18	Jarona	63.0
46	P-7	Puna Gom	57.5	K-19	Shongarchhu	53.1	P-29	Kago	63.0
47	C-3	Kurjey	57.3	G-10	Gamrichhu-2	52.3	P-36	Pelichhu	61.9
48	P-19	Dangchhu	57.1	W-6	Chuzom	52.2	G-11	Gamrichhu-1	61.7
49	K-14	Unggarchhu	56.9	P-7	Puna Gom	51.9	Ai-3	Pelrithang	61.6
50	P-20	Rabuna	56.8	A-9	Ngatse	51.7	A-10	Sanglum	61.4
51	Ai-3	Pelrithang	56.3	Ai-3	Pelrithang	51.1	Ai-1	Aiechhu 2	61.0
52	G-12	Rotpa	56.3	G-3	Tshaling	50.8	Ai-4	Ronggangchhu	60.0
53	G-9	Gamrichhu-3	56.0	W-3	Dodennang	50.2	J-1	Zangtheri	59.5
54	P-29	Kago	55.9	J-2	Jomori-I	49.9	C-3	Kurjey	59.4
55	P-18	Jarona	54.4	C-4	Chhutoe	49.5	W-14	Tsendu Goenpa	59.2
56	W-14	Tsendu Goenpa	54.0	G-7	Gongri	49.4	M-19	Sermaling	58.6
57	J-2	Jomori-I	53.8	P-20	Rabuna	49.2	G-12	Rotpa	58.4
58	Ai-1	Aiechhu 2	53.6	M-15	Gomphu	49.1	P-19	Dangchhu	57.8
59	G-10	Gamrichhu-2	53.1	K-14	Unggarchhu	48.9	J-2	Jomori-I	57.7
60	W-6	Chuzom	52.1	P-29	Kago	48.9	W-13	Singkhar	55.5
61	G-7	Gongri	51.8	W-14	Tsendu Goenpa	48.7	G-4	Ranya	54.4
62	Ai-4	Ronggangchhu	51.7	G-4	Ranya	48.1	G-9	Gamrichhu-3	54.4
63	J-1	Zangtheri	51.3	W-13	Singkhar	46.5	G-7	Gongri	54.3
64	G-4	Ranya	51.3	Ai-1	Aiechhu 2	46.2	G-10	Gamrichhu-2	54.0
65	W-13	Singkhar	51.0	P-18	Jarona	45.8	W-6	Chuzom	52.1
66	G-3	Tshaling	48.6	K-15	Phawan	44.9	K-15	Phawan	48.8
67	M-15	Gomphu	47.9	Ai-4	Ronggangchhu	43.3	M-15	Gomphu	46.8
68	K-15	Phawan	46.9	J-1	Zangtheri	43.2	G-3	Tshaling	46.5
69	K-13	Minjey	41.2	K-13	Minjey	39.6	K-13	Minjey	42.8

(出典：JICA 調査団)

7.3.7 一次スクリーニング結果

これまでの検討結果を踏まえて、以下の考え方により、現地調査を実施する地点として 37 地点を Semi-Longlist 選定した。

表 7-56 一次スクリーニング結果

		地点数	Project Code	Project name	Capacity (MW)
(1)	Base case (技術 40%、環境 40%) の評価ランクが 20 位以内の地点、ただし、50MW 未満で B/C が 0.8 以下の地点を除く	18	A-4	Kunzangling	897
			A-5	Tingma	567
			A-8	Dorokha	573
			W-8	Zangkhepa	73
			W-19	Pipingchhu	100
			P-15	Tamigdamchu	188
			P-26	Thasa	680
			P-28	Kago-1	102
			P-30	Pinsa	151
			P-34	Darachhu	61
			M-5	Bemji	333
			M-6	Jongthang	170
			M-17	Buli	67
			C-7	Chamkharchhu-IV	451
			C-10	Chamkharchhu-II	456
G-16	Jerichhu	40			
G-22	Panbang	1,100			
N-1	Nyera Amari Kangpara (G)	71			
(2)	Base case の評価ランクが 21 位以下であるが、技術重視 case (技術 60%、環境 20%) の評価ランクが 20 位以内の地点	3	M-11	Wangdigang	446
			G-6	Khamdang	494
			G-14	Uzorong	763
(3)	Base case の評価ランクが 21 位以下であるが、環境重視 case (技術 20%、環境 60%) の評価ランクが 20 位以内の地点	3	G-13	Sherichhu	53
			G-19	Nagor	53
			N-2	Lamai Gonpa	37
(4)	B/C が 1.5 以上の地点	1	G-9	Gamrichhu-3	123
(5)	(1)~(4)で選定された地点と同じ支流で下流に位置する地点	8	P-17	Tseykha	170
			P-29	Kago	58
			P-35	Dagachhu-II	94
			P-38	Tashiding	81
			M-18	Nyekhar	43
			G-10	Gamrichhu-2	104
			G-11	Gamrichhu-1	108
			N-3	Paydung-Kangpar	85
(6)	本川の上流に位置して貯水池を有し、下流発電所における Firm power の増加が期待できる地点	4	W-6	Chuzom	152
			K-13	Minjey	490
			K-15	Phawan	502
			G-7	Gongri	590
Total		37			10,524

(出典：JICA 調査団)

選定した 37 地点の位置図を図 7-4 に示す。

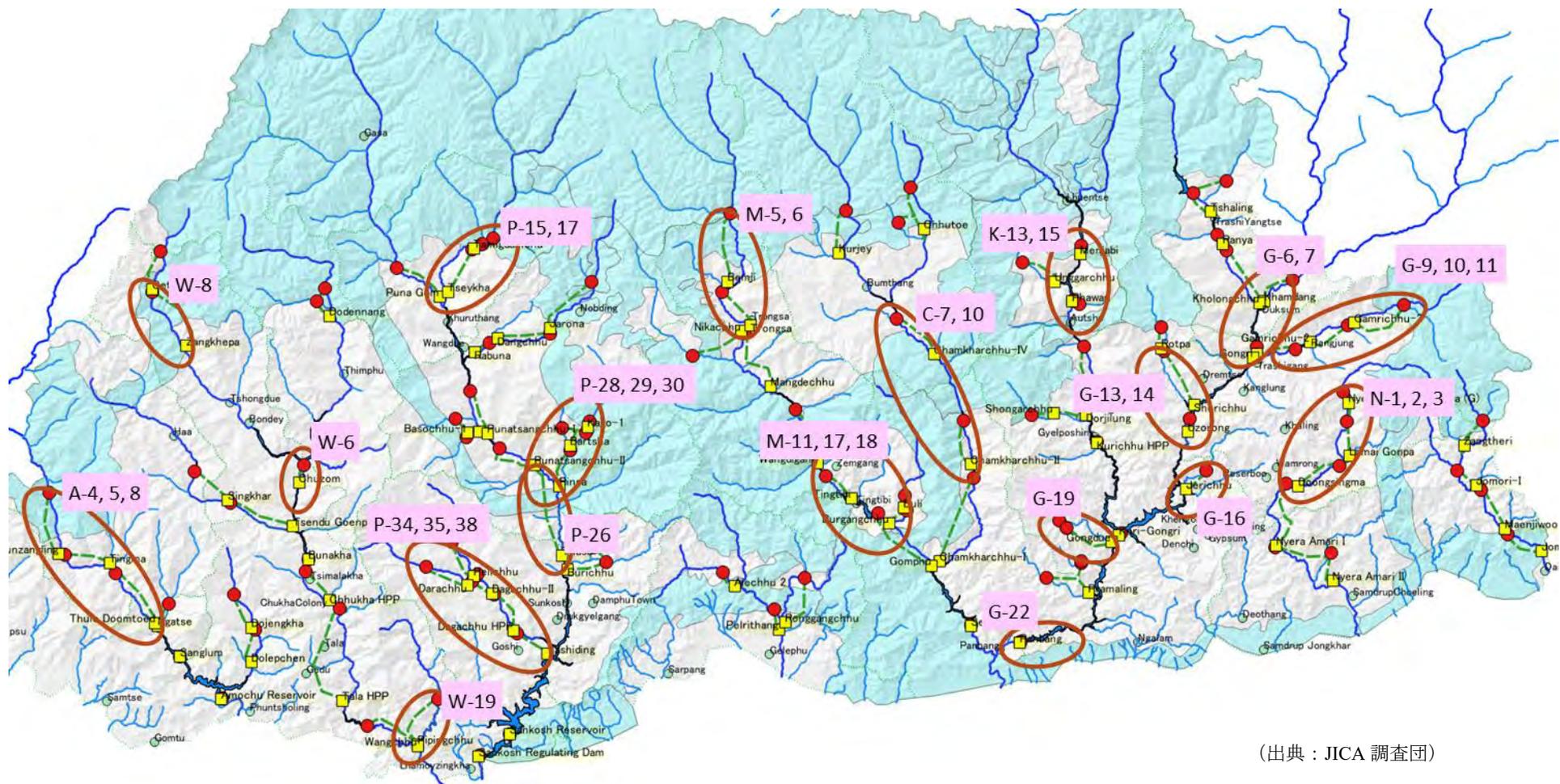


図 7-4 一次スクリーニングにより選定した地点

7.4 各セミロングリスト地点の現地調査

7.4.1 目的・方法

(1) 目的

Semi-longlist として選定された 37 地点について、各主要構造物（ダム、水路、発電所、放水口、開閉所）の位置を確認するとともに、アクセス条件、水文条件、地形地質条件、自然社会環境条件を確認することを目的とする。さらに、重大なリスクが確認された場合は、土木設計上リスク回避が可能かどうかについても確認する。

(2) 方法

短期間で効率的に調査を行うため、2 パーティ（A チーム、B チーム）で実施する。

1 パーティの構成は

- DHPS：土木 1 名、地質 1 名、自然環境 1 名、社会環境 1 名 計 4 名
 - JICA 専門家：土木 2 名、地質 1 名、自然環境 1 名、社会環境 1 名 計 5 名
 - ローカルコンサルタント（環境）：自然環境 1 名、社会環境 1 名 計 2 名
- の合計 11 名とした。

7.4.2 現地調査時におけるチェックリスト

現地調査時に使用するチェックリストの案を以下に示す。

表 7-57 チェックリスト案（土木・地質関係）

基礎情報	地点名			調査日		
	場所			河川名		
	ダム位置座標	東経：		北緯：		
	発電所位置座標	東経：		北緯：		
	発電形式			設備諸元	ダム河床標高	m
	発電諸元	最大出力	MW		ダム高	m
最大使用水量		m ³ /s	ダム堤頂長		m	
有効落差		m	水路長(水平)		m	
流域面積		km ²	有効貯水量		MCM	
区分	項目	確認項目	結果	適用		
一般	アクセス条件	現状		主要道路からの距離・状態		
		新設が求められる道路		工事中及び運転中に利用		
水文	河川状況	河川流量		想定流量との差異（目測）		
		河床堆積物		河床堆積物の種類・平均粒形		
地形・地質	地形条件	ダム・沈砂池		1.計画構造物に適した地形 2.風化・緩み層厚の状況 3.斜面安定性（施工時・運用後） 4.GLOF等による洪水災害痕跡		
		水路・水圧管路				
水路発電所						
変電所・開閉所						
アクセスルート						
地質条件	ダム・沈砂池		1.伏在断層・破砕帯の可能性 2.構造物の規模に応じた地質 3.高透水性岩盤（ダム・貯水池） 4.異方性岩盤（トンネル経過地） 5.堤体材料の品質と確保の難易			
	水路・水圧管路					
	水路発電所					
	変電所・開閉所					
	アクセスルート					
土木設計	最適位置見直し	ダム		1.地形地質のリスク低減の可能性（代替地）の有無 2.環境影響リスク低減の可能性（代替地）の有無 3.洪水吐、堆砂対策、転流工、堤体材料に合わせたダム型式の見直し含む		
		水路ルート				
		発電所（地下/明かり）				
		アクセスルート				
その他	特筆すべき事項	開閉所				

（出典：JICA 調査団）

プロジェクト番号・名称【 】		サイト（県・地区）：		調査日：（ ）		調査者（ ）		
分類	環境項目	主なチェック事項		具体的な影響域等	影響発生源		備考	情報収集源
					湛水域	発電所		
社会 開発	社会経済的便 益のアクセス 向上	周辺コミュニティにとって道路アクセ スが向上するか	Y, N		/		道路建設によって周辺コミュニティの移動が便利になる ことが予測されるか。また、教育・保健施設が近隣にな い場合は、事業に合わせて新規建設することが通例であ るため、近くにすでに小学校以上教育施設や保健施設が あるかを確認した上で判断する。	同上
		周辺コミュニティにとって教育施設へ のアクセスが向上するか	Y, N					
		周辺コミュニティにとって保健施設へ のアクセスが向上するか	Y, N					
	雇用と収入増 の可能性	対象地域村落の貧困度は高いか	Y, N				県レベルの貧困率が低くても対象地域周辺の農村の貧困 度は高い場合がある。政府の貧困対象プログラムの地域 か否か、また、県代表者、Tshopaへのインタビューで確 認する。 観光開発の可能性や地元産品については、対象地域の国 家政策に含まれていないか、あるいは、県レベルの開発 計画にあるか等を確認する。 地元産品の売り上げ増加については、事業の道路建設に より都市部のマーケットへのアクセスがよくなるか等 で判断する。	同上
		観光開発(宗教・文化的なサイト、手工 芸品生産、エコツーリズム等)の可能 性があるか	Y, N					
		地元産品の売り上げ増加につながるか	Y, N					

(出典：JICA 調査団)

7.4.3 各セミロングリスト地点の現地調査結果

現地調査の結果を踏まえて、各地点の開発優位性を評価した。なお、開発計画が地質面で問題がある場合、主要設備が保護地区にかかる場合、社会開発面で課題がある場合には、計画の見直しを実施し、見直した計画について、開発優位性を概略評価した。

概略評価は以下の5段階で実施した。

- AA: 極めて有望である
- A: 開発の価値がある
- B: 多少計画を変更すれば有望となる可能性がある
- C: 可もなく不可もない
- D: 開発は困難である

各地点の現地調査暫定評価結果を表 7-61 に示す。

また、上記暫定評価を集計した結果を表 7-60 に示す。

表 7-60 暫定評価集計結果

	No. of sites	Installed capacity (MW)	Annual Energy (GWh)
AA	5	2,405	10,533
A	9	3,302	14,464
B	4	748	3,277
C	8	931	4,079
D	11	3,673	16,086
Total	37	11,059	48,440

(出典：JICA 調査団)

なお、個々の地点の現地調査結果報告書は Appendix – 1 に示す通りである。

表 7-61 各セミロングリスト地点の暫定評価結果

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
A-4	Kunzangling	ROR+Pond	897	3,928	-	Dam	-	11.1	D	+ アクセス道路がなく、ダムサイト、発電所サイト共にアクセスできないため評価不能 + ダムサイトが、保護地区内 (JKSNR) であり、開発は困難と考えられる。
A-5	Tingma	ROR+Pond	567	2,483	-	Outside	No	14.3	-	+ ダムサイトを上流 (保護地区 (JKSNR) を避けた最上流部) に移動 (Tingma Rev)
	Tingma Rev	ROR	816	3,574	Middle	Outside	No	10.5	AA	+ A-4 地点の開発を断念するのであれば、A-5 地点のダムサイトを保護地区 (JKSNR) を避けた最上流部に移動 (A-4 地点と A-5 地点を合体させた案) + ダムサイトはアクセスできないため評価不能
A-8	Dorokha	ROR+Pond	573	2,511	Low	Outside	No	18.4	AA	+ 特に大きな問題はない。
W-6	Chuzom	Reservoir	152	664	High	Outside	220 HHs	150.6	D	+ 広大な農地の喪失と多くの移住が必要であり、開発は困難と考えられる。
W-8	Zangkhepa	ROR	73	320	Low	Dam	No	21.5	-	+ Jigme Dorji National Park 内での開発を回避 (Zangkhepa Rev)
	Zangkhepa Rev	ROR	54	237	Low	Outside	No	35.3	C	+ 取水口位置は公園境界の下流に移動 + このため、落差が減少し、経済性が悪化
W-19	Pipingchhu	ROR	100	436	High	Outside	No	28.6	D	+ ダムサイトはアクセスできないため評価不能
P-15	Tamigdamchu	ROR	188	824	-	Dam, Powerhouse	No	29.2	D	+ ダムサイト、導水路、発電所が、保護地区内 (Jigme Dorji National Park のコア・ゾーン) であり、開発は非常に困難と考えられる。
P-17	Tseykha	ROR	170	743	Middle	Outside	No	35.4	-	+ ダムサイトを上流 (保護地区を避けた最上流部) に移動 (Tseykha Rev)
	Tseykha Rev	ROR	215	942	Middle	Outside	No	22.8	A	+ ダムの一部と取水口 (右岸側) が保護地区 (Jigme Dorji National Park) の境界に位置する。 + Punakha においては、文化施設の周辺での開発は困難である。

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
P-26	Thasa	Pondage	768	3,364	Low	Dam	No	21.9	-	+ 保護地区を避けるため、ダム位置を下流に移動 (Thasa Rev)
	Thasa Rev	Pondage	706	3,092	Low	A part of the Reservoir	Impact on commercial Facility	25.7	A	+ 水路長を短くするため導水路を右岸側から左岸側に移動 + 発電所も明かり構造物にすることが可能 + 特に大きな問題はないが、各種比較案の再検討が必要 + ダム位置を下流にした場合、Harachhu の周辺に住む伝統的コミュニティへの影響の有無を確認しておく必要がある。
P-28	Kago-1	ROR	102	448	Middle	Dam	No	14.0	C	+ アクセス道路がなく、ダムサイト、発電所サイト共にアクセスできないため評価不能 + ダムサイトが、保護地区内(コアゾーン)であり、開発は困難と考えられる。
P-29	Kago	ROR	58	256	Low	Dam	No	32.1	C	+ 東側の取水口は Jigme Singye Wangchuck National Park の境界に位置する。 + 水圧管路及び発電所を明かり構造物にすることが可能
P-30	Pinsa Rev	ROR	153	662	Low	Dam (Multiple)	No	13.3	AA	+ 取水口は Jigme Singye Wangchuck National Park の境界に位置する。
P-34	Darachhu	ROR	61	266	Middle	Outside	No	29.2	C	+ ダムサイトはアクセスできないため評価不能
P-35	Dagachhu-II	ROR	94	413	Middle	Outside	No	29.0	B	+ 特に大きな問題はない。
P-38	Tashiding	ROR+Pond	81	356	High	Outside	No	30.7	D	+ ダム、導水路、発電所共に地質面で大きな問題あり + 発電所サイトへのアクセス道路がなく、評価不能
M-5	Bemji	ROR+Pond	333	1,458	Middle	Dam	No	21.1	D	+ ダムサイトへのアクセス道路がなく、ダムサイトは評価不能 + ダムサイトが、保護地区内であり、開発は困難と考えられる。

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
M-6	Jongthang	ROR+Pond	170	743	Middle	Outside	No	40.9	-	+ 地質状況を考慮してダム位置を 2km 下流に移動 (Jongthang Rev2) + 原案の発電所と放水口は Trongsa Dzong に近い場所に位置する。
	Jongthang Rev2	Pondage	164	718	Low	Outside	No	53.8	D	+ ダム位置を下流に移動したため、落差が減少し、経済性が悪化
M-11	Wangdigang	ROR+Pond	446	1,952	Middle	Dam (Multiple) Powerhouse (Corridor)	No	25.2	-	+ ダム位置を国立公園区域外に移動 (Wangdigang Rev) + コリドーを避けるために、発電所位置を若干下流に移
	Wangdigang Rev	ROR+Pond	502	2,199	Middle	Outside	No	22.7	C	+ 発電所・放水口周辺では、White-bellied Heron の採餌場として利用されている。
M-17	Buli	ROR	62	272	Low	Outside	No	21.5	-	+ 明かり沈砂池の設置場所及び約 70m の追加落差が得られることを考慮し、取水口を 1.5km 上流へ移動
	Buli Rev	ROR	69	302	Low	Outside	No	20.1	A	+ 特に大きな問題はない。
M-18	Nyekhar	ROR	43	188	Low	Outside	No	32.1	C	+ Buli 地点の放水口からの直結案も検討されるが、連結設備を地下に作る必要があり、また Buli 発電所停止の際の取水のための設備も必要になるため、原案のままとした。 + 地質・社会影響上は問題ない。 + 近年、発電所地点近傍で White-bellied Heron 営巣活動が確認されている。
C-7	Chamkharchhu-IV	Pondage	451	1,974	Low	Outside	No	19.2	AA	+ 発電所サイトは道路がなく、アクセス不能であるため、ドローンを活用して遠方からの観察により評価
C-10	Chamkharchhu-II	ROR+Pond	456	1,997	Low	Part of Reservoir	No	18.1	-	+ ダム位置を地形地質的に安定していると思われる 0.3km 下流に移動 + 水路を建設時における公園への影響を考慮して右岸側から左岸側に移設
	Chamkharchhu-II Rev	ROR+Pond	414	1,813	Low	Outside	No	15.4	AA	+ 特に大きな問題はない。

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
K-13	Minjey	Pondage	490	2,144	Middle	Outside	Several HHs, Crematorium	38.0	-	+ 重要な施設である火葬場が貯水池の末端に位置する。(EL 1,780m)
	Minjey Rev	Pondage	673	2,948	Middle	Outside	Several HHs	20.8	A	+ 火葬場の水没を回避するため、ダム満水位を EL.1,820m から EL. 1,770m に減少させた。
K-15	Phawan	Pondage	499	2,185	High	Outside	Several HHs	40.4	D	+ 地質面から見て、150m 以上のダムを建設するのは難しい。また、現状の低い経済性も考慮すると、開発は断念せざるを得ない。 + 2つの施設(養鶏場および酪農場)や水田、オレンジ園などが水没する。
G-6	Khamdang	ROR+Pond	494	2,165	Middle	Outside	No	26.1	-	+ 水圧管路および発電所の位置を若干下流側に見られる片麻岩/片岩の露頭箇所に変更する。
	Khamdang Rev	ROR+Pond	512	2,243	Middle	Outside	Near border with India	24.8	B	+ 調整池の末端部はインド国境に接している。 + インド国境地域は非常にセンシティブであるため、調査団のダム地点調査は地方政府からの許可が取得できなかった。
G-7	Gongri	Pondage	590	2,582	Low	Outside	No	33.7	-	+ 原案のダムサイト周辺の右岸に未固結の厚い堆積物が分布しており、ダムサイトには適さないため、約 2km 上流に移動
	Gongri Rev	Pondage	546	2,391	Low	Outside	No	25.7	A	+ 56 acres の農地、民地、ブータンで最も重要な文化遺産の一つである Gom Kora や、現在建設中の Kholongchhu HPP 用変電所が水没する。
G-9	Gamrichhu-3	ROR	123	538	Middle	Dam (Core)	No	20.4	D	+ ダムサイトは保護地区のコア・ゾーン内(Sakteng Wildlife Sanctuary)であり、開発は非常に困難である。このため、計画は下流の G-10 (Gamrichhu - 2) 地点と合体させた計画とする。
G-10	Gamrichhu-2	ROR	104	458	-	-	No	25.5	-	+ 上流の G-9 (Gamrichhu - 3) 地点と合体させた計画とする。

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
	Gamrichhu-2 Rev2	ROR+Pond	108	473	Middle	Outside	No	22.4	A	+ 上流の G-9 地点計画を断念したため、ダム位置を保護地区との境界まで上流に移動 (G-9 地点と G-10 地点を合体させた計画) + 特に大きな問題はない。
G-11	Gamrichhu-1	Pondage	108	474	-	-	Several HHs	47.1	-	
	Gamrichhu-1 Rev2	ROR	150	657	Middle	Outside	No	20.8	A	+ G-10 地点のダム位置を上流に移動させたため、G-11 地点のダム位置も上流に移動し、落差を増加 + 特に大きな問題はない。
G-13	Sherichhu	ROR	53	230	Middle	Outside	No	35.6	-	+ 取水口位置は明かりの沈砂池の設置場所を考慮して 0.3km 上流に移動 + 一方、放水口位置は地質条件を考慮して 1.4km 上流に移動
	Sherichhu Rev	ROR	58	254	Middle	Outside	No	33.2	C	+ 仮に Uzorong 地点の開発が実現しない場合は、Sherichhu 地点の発電所を明かりにでき、落差も約 100m 増加させることができる。
G-14	Uzorong	Pondage	763	3,343	Middle	Outside	35HHs	25.4	-	+ 地質条件を考慮しダム位置を 1.5km 下流に移動
	Uzorong Rev	Pondage	764	3,346	Low	Outside	35HHs	23.5	A	+ 特に大きな問題はない。ただし、ダムによる湛水域に文化遺産 (“Aja Ney Ju” Chorten)、女王支援事業の農地等が含まれるため実施に際しては移設検討等の調整を要する。 + Jerichhu に上池を設ける PSPP を考慮した場合、約 2.4km 下流にダム位置をシフトさせることも考えられる。
G-16	Jerichhu	ROR	40	175	Middle	Outside	No	30.5	B	+ ダムサイト及び発電所サイトまでアクセスできる既存道路はなく、直接評価は不能 + 地質、社会環境的には問題ないと考えられるが、上空から河川の流水が確認できず、河川流量が少ない可能性がある。

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
G-19	Nagor	ROR	53	232	Middle	Outside	No	30.1	C	+ 取水地点の流量が非常に少ない。 + 水路経過地には熱水変質による帯水層を横切る可能性があるなど、地質上の懸念が残る。
G-22	Panbang	Pondage	1,100	4,818	High	A part of Reservoir (Multiple)	More than 45HHs	24.5	D	+ ダムサイトの地質は破碎されやすく、150m 級のコンクリートダムの建設には適さない。また、熱水変質帯周辺地山に分布しており、ダム建設にも影響を及ぼす懸念が残る。詳細な地質調査が必要 + ダム湛水により少なくとも 4 村の 45 戸以上の住民移転が強いられる。
N-1	Nyera Amari Kangpara (G)	ROR	71	312	Low	Outside	No	19.7	A	+ ダムサイト及び発電所サイトまでアクセスできる道はなく、直接評価は不能
N-2	Lamai Gonpa	ROR	37	161	Low	Outside	No	40.1	D	+ ダムサイトへのアクセス道路がなく、ダムサイトは評価不能 + 発電所と導水路から約 0.33 km の距離に Lamai Gonpa Lhalkhang という古い文化遺産がある。
N-3	Paydung-Kangpar	ROR+Pond	85	374	Low	Outside	No	33.9		+ 発電所位置と水槽位置を下流に移動することにより、約 70m の追加落差が得られる。
	Paydung-Kangpar Rev	ROR+Pond	102	447	Low	Outside	No	30.4	B	+ 発電所周辺の熱水変質帯の分布状況を詳細に調査する必要がある。 + 周辺の支川では流域面積に比して流量が少ない箇所もあるので、取水地点での流量測定が不可欠である。

(出典：JICA 調査団)

7.4.4 現地状況補完調査

(1) 経済性を重視した計画見直し地点

上記現地調査結果の概略評価において地質的、環境的には特に大きな問題がないが、経済性のみが低いため、暫定評価結果が B ランク以下となっている 5 地点 (P-29, P-34, P-35, M-6, N-3) については経済性の向上を図るためレイアウトならびに発電計画を見直した。さらに、その妥当性について確認するための現地補完調査を実施した。

各計画変更地点の現地補完調査の暫定評価結果は表 7-62 に示すとおりであり、N-3 (Paydung-Kangpar) 以外の計画変更地点の暫定評価結果は A ランクに昇格した。

なお、個々の地点の現地補完調査結果報告書は Appendix – 1 の当該地点の変更前の現地調査報告書の後に示す。

表 7-62 各計画変更地点の暫定評価結果

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
P-29	Kago	ROR	58	256	Low	Dam	No	32.1	C	+ 東側の取水口は Jigme Singye Wangchuck National Park の境界に位置する。 + 水圧管路及び発電所を明かり構造物にすることが可能
	Kago Rev	ROR	58	254	Low	Dam	No	20.1	A	+ 溪流取水を取りやめるとともに、ダム位置を右岸側が National Park 外の最上流部に移動 + 落差 100m 程度増加するとともに、建設費が減少し、経済性が向上
P-34	Darachhu	ROR	61	266	Middle	Outside	No	29.2	C	+ ダムサイトはアクセスできないため評価不能
	Darachhu Rev	ROR	89	390	Middle	Outside	No	22.2	A	+ Dagachhu-II の Darachhu からの取水を取りやめることにより、発電所ならびに放水口を下流側に移動 + 落差が 230m (約 5 割) 増加
P-35	Dagachhu-II	ROR	94	413	Middle	Outside	No	29.0	B	+ 特に大きな問題はない。
	Dagachhu-II Rev	ROR	71	311	Middle	Outside	No	23.4	A	+ Darachhu からの取水を取りやめるとともに、ダム位置を上流の支流との合流点まで移動、またダムを堰に変更 + 落差 100m 程度増加するとともに、建設費が減少し、経済性が向上
M-6	Jongthang	ROR+Pond	170	743	Middle	Outside	No	40.9	-	+ 地質状況を考慮してダム位置を 2km 下流に移動 (Jongthang Rev2) + 原案の発電所と放水口は Trongsa Dzong に近い場所に位置する。
	Jongthang Rev2	Pondage	164	718	Low	Outside	No	53.8	D	+ ダム位置を下流に移動したため、落差が減少し、経済性が悪化

地点番号	地点名	計画形式	設備出力 (MW)	年間発電電力量 (GWh)	地質リスクの程度	保護区域内外	移転施設	建設単価 (Nu/kWh)	ランク	特記事項
	Jongthang Rev3	ROR+Pond	227	994	Low	Outside	No	23.0	A	+ M-5 地点の開発を断念することを考慮し、当地点のダムサイトを保護地区外の最上流部に移動 + ダムサイト周辺に岩盤露頭が確認されていないため、ダム高 30m 以下のフィルタイプダムとする。
N-3	Paydung-Kangpar	ROR+Pond	85	374	Low	Outside	No	33.9		+ 発電所位置と水槽位置を下流に移動することにより、約 70m の追加落差が得られる。
	Paydung-Kangpar Rev	ROR+Pond	102	447	Low	Outside	No	30.4	B	+ 発電所周辺の熱水変質帯の分布状況を詳細に調査する必要がある。 + 周辺の支川では流域面積に比して流量が少ない箇所もあるので、取水地点での流量測定が不可欠である。
	Paydung-Kangpar Rev 2	ROR	73	320	Low	Outside	No	25.2	B	+ N-2 の経済性が低いことから、この開発は困難と考えられることから、取水地点を本川の上流に移動 + 落差が 75m 増加、また、最大使用水量が小さくなったことから、ダムを堰に変更し、完全流れ込み式に変更

(出典：JICA 調査団)

7.5 二次スクリーニング（開発優先度ランク付け）

一次スクリーニングの結果抽出された 37 地点について、現地調査を実施した。現地調査時において、以下の点を考慮して机上で策定した計画の見直しを実施した。

- 保護地区での開発を極力回避する。
- 地質面で問題がある個所を極力回避する。
- 社会面で問題がある個所を極力回避する。
- より経済性が得られる計画に変更する。

その上で二次スクリーニングを実施し、その結果を踏まえて、優先的に開発すべき地点としてショートリスト 18 地点を選定した。

二次スクリーニングにおいては、以下に示す項目と重みづけにより多基準分析を実施した。

表 7-63 二次スクリーニングに使用した多基準分析項目

No.	Criteria	Sub-criteria	Weights		
1.1	Technical	Hydrological quality	30%	50%	40%
1.2		Geological risk	50%		
1.3		GLOF risk	5%		
1.4		Sedimentation risk	5%		
1.5		Site accessibility	5%		
1.6		Transmission line risk	5%		
2.1	Economic	Economic efficiency	50%		
3.1	Impact on Social environment	Land Acquisition	25%	50%	40%
3.2		Resettlement and Asset Loss	25%		
3.3		Living and Livelihood	20%		
3.4		Cultural Heritage	30%		
4.1	Impact on Natural Environment	Located in protected areas	35%	50%	
4.2		Loss of primary forest	30%		
4.3		Loss of wet land	10%		
4.4		Loss of endangered species	10%		
4.5		Fish migration	5%		
4.6		Access road / dam site erosion	5%		
4.7		Impact on Landscape	5%		
5.1	Social	Improved access to socioeconomic benefits	50%	100%	20%
5.2	Development	Employment and potential of income opportunities	50%		

(出典：JICA 調査団)

一次スクリーニングに使用した多基準分析項目と大きな相違はないが、自然環境項目において Loss of endangered species の項目を追加した。

7.5.1 各項目における変更点

(1) Technical

変更点は特にない。ただし、現地調査の結果を踏まえて、地質面の評価を大幅に見直した。

(2) Economic

価値評価にあたって、以下の項目を追加した。

- アンシラリーサービスの価値 (4.5.2 参照)
- 下流発電所における Firm power 増 (4.4 参照)

なお、E-flow 分の算定にあたり、河川最低流量として、一次スクリーニングにおいては2月の平均流量を使用したが、DHPS からの指摘を受けて、二次スクリーニングにおいては、12月～3月の4か月間の平均流量を使用して検討した。

また、計画の見直しを実施した地点については、便益とコストの見直しも実施した。

(3) 社会環境影響

(a) 用地取得

- ・ 取得用地面積のスコア範囲の修正

2018年12月の現地サイト踏査で行った地元関係者へのインタビューを通じ、(i) 住民は金銭補償よりも代替地補償を好むこと、(ii) より収穫が見込める肥沃な代替地の提供を期待していること、(iii) しかし、同等またはよりよい条件の代替地を元々の所有地の近隣に確保して被影響住民に提供することが近年難しくなっていること、を確認した。よって用地取得が住民に及ぼすインパクトは非常に大きいと言える。

また、同踏査から、湛水域のために取得が必要とされる私有地の面積は、大きくないことが明らかになった。200 エーカーを超える私有地の取得は数件しかなく、大半は100 エーカーを下回る（特に50 エーカー未満）小規模なものであった。以上より、取得用地面積の最小値から最大値のカテゴリーを再考し、下表のとおり修正を行った。

表 7-64 用地取得の評価スコアの修正

Land size	State	Private
100 acres and more		1
50 acres - less than 100 acres		2
25 acres to 50 acres	5	3
Under 25 acres		4
Nothing (0)		5

(出典：JICA 調査団)

なお、土地所有・使用については、2019年1月時点でNLCより入手したデジタルデータに基づく最新の土地利用情報をもって評価を行った。土地所有者については、2018年11月～2019年3月の現地サイト踏査時に現場で確認した内容と、地元関係者へのインタビューを通して得られた内容を踏まえた。

(b) 住民移転と資産喪失

現地サイト踏査での調査結果から、被影響住民への移転が及ぼす負の影響が非常に大きいことが確認された。よって、移転と資産喪失に関する評価のスコアのカテゴリーを、下表のとおり小規模かつ詳細なものに変更した。

表 7-65 住民移転と資産喪失の評価スコアの修正

No. of Houses	Score
50 and more	1
25 - less than 50	2
Less than 25	3
Nothing (0)	5

(出典：JICA 調査団)

建物軒数については、2018年11月～2019年3月の現地サイト踏査時に現場で確認した内容や地区役場からヒアリングした内容を踏まえることとした。

(c) 生活と生計手段

ブータン農村部に住む住民が農業に大きく依存する現状を反映するため、生活と生計手段にかかる評価点を下表のとおり抜本的に変更した。

表 7-66 生活と生計手段の評価スコアの修正

Affected activities	Score
Negative impacts on agriculture	1
Negative impacts on forest products (NTFPs) or timber products	3
Negative impacts on livestock	3
Negative impacts on local business*	3
None	5

注：“local business”は、店や工場、砂採石場などを指す。

(出典：JICA 調査団)

(d) 「文化遺産」

国家的重要性がある文化遺産が影響を受ける場合（重要な文化遺産がダムまたは発電所から500mの範囲に存在することが確認された場合も含め）は、影響を受ける文化遺産の総数を問わず、スコアを1点とし、その他については文化遺産の数によって評価する。

表 7-67 文化遺産の評価スコアの修正

No. of Affected Heritage Sites	National importance	Score
3 and more		1
2	1	2
1		3
None	5	5

(出典：JICA 調査団)

文化局は、異なるレベルのあらゆるステークホルダーから意見を集め、包括的な分析を行った上で結論に至ることが可能な位置づけにあることから、評価判断と最終決定を行うのは文化局となる。

なお、本調査は MP 段階にあることから、国家的に重要な文化遺産が事業候補地またはその周辺に確認された場合であっても、候補リストから除外せず、文化局の見解を反映して注意喚起を行っている。

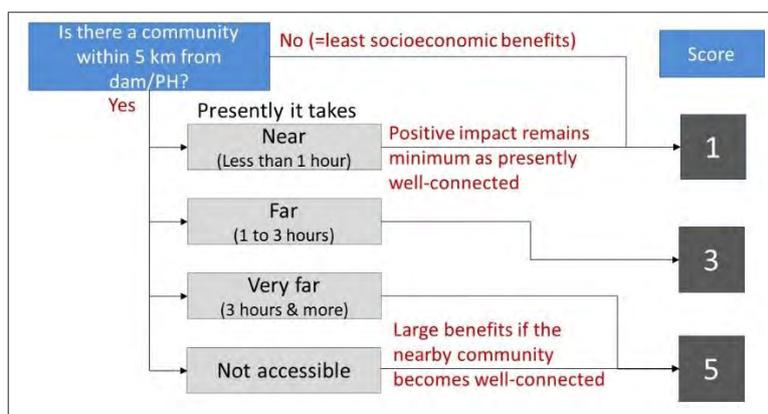
(4) 社会開発

(a) 社会経済的便益へのアクセス向上

教育施設及び医療施設は人間開発に欠かせないものであることから、以下の 3 つの小項目を「社会経済的便益へのアクセス向上」項目下に設けた。3 つの小項目の配点の比重は、1) 地元アクセス：40%、2) 教育アクセス：30%、3) 医療アクセス：30%である。

1) 地元アクセス

各県では、県庁 (Dzongkhag Administration Office) や地区役場までの道路については舗装が行われているが、その先は、農道などの未舗装道路や、山間を住民が行き来するための歩道となっている地点がほとんどであり、実際の距離に関わらず移動に多くの時間を要する。そこで、本調査実施時点で、ダム・発電所近隣コミュニティから地域拠点としての役割を担う場所（最寄りの地区役場や地元市場がある比較的大きな町や村 (Chiwog) の中心地など）へ移動するための所要時間を算出し、その多少によるスコアリングを行った。この地元アクセス向上は、事業実施に伴って行われる可能性が高い、近隣の道路新設、舗装、拡幅等によって、近隣コミュニティが受ける便益（＝移動時間の短縮）であり、同コミュニティへのアクセス道路有無や道路状況による評価とほぼ一致する。ダムサイト、発電所サイトの配点の比重は各 50%として合計点で評価した。なお、事業施設が立地するエリア周辺（5km 以内程度）にコミュニティが存在しない場合には、改善効果はないものと判断する。



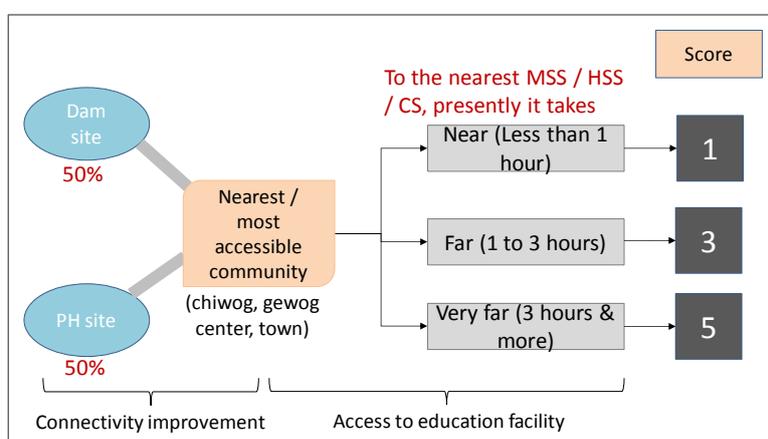
(出典：JICA 調査団)

図 7-5 地元アクセス

2) 教育アクセス

ブータン国においては、初等教育については、地元の徒歩圏内にある小学校に子息を通わせているケースがほとんどである。しかし、中等・高等教育施設が徒歩圏内にないため、子息を寮付きの学校に通わせるケースが多く認められる。

そこで、各事業候補地点の近隣にあるコミュニティにとって、地域拠点としての役割を担う町（ダム・発電所からそれぞれ最寄りの地区役場や地元市場がある比較的大きな町など）や Chiwog の中心地から、最も近い（または最もアクセスがよい）中等以上の教育施設（Middle Secondary School、Higher Secondary School または Central School）へのアクセスについて、本調査実施時点の所要時間を算出し、その多少を比較した。ダムサイト、発電所サイトの配点の比重は各 50% として合計点で評価した。水力発電所の開発に伴って道路が改善され、地元アクセスが改善されることで、地域住民の教育施設へのアクセス向上が期待できることになる。



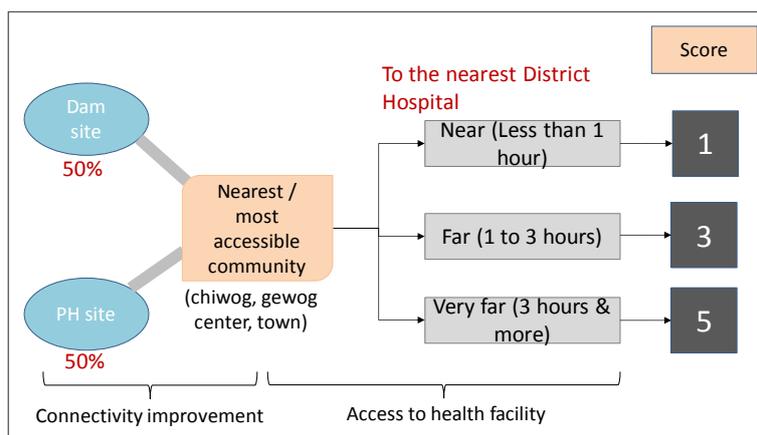
（出典：JICA 調査団）

図 7-6 教育アクセス

3) 医療アクセス

ブータン国においては、村または地区レベルにアウトリーチ・クリニック（Outreach Clinic: ORC）もしくはベーシック・ヘルス・ユニット（Basic Health Unit: BHU）と呼ばれる末端保健施設が設置され、予防・啓発や母子保健サービス、一次医療サービスを提供している。簡単な診療や治療はこれらの施設で行われるが、手術を伴う大きな疾病・疾患や急病者は県病院（District Hospital）に搬送される。

そこで、各事業候補地点の近隣にあるコミュニティにとって、地域拠点としての役割を担う町（ダム・発電所からそれぞれ最寄りの地区役場や地元市場がある比較的大きな町など）や村の中心地から、最も近い（または最もアクセスがよい）県レベル以上の医療施設へのアクセスについて、本調査実施時点の所要時間を算出し、その多少を比較した。ダムサイト、発電所サイトの配点の比重は各 50% として合計点で評価した。



(出典：JICA 調査団)

図 7-7 医療アクセス

水力発電所の開発に伴って道路が改善され、地元アクセスが改善されることで、地域住民の医療施設へのアクセス向上が期待できることになる。

(b) 雇用と収入増加の可能性（低所得地域の収入増加）

雇用と収入増加の可能性については、より低所得地域における地元住民の雇用機会や商業機会と、これに伴う収入の改善について焦点をあてた。第一次スクリーニングでは、県全体の世帯貧困率に基づき各地点の比較を行っていたが、各セミロングリスト地点の現地調査を行った結果、各県の中でも比較的裕福な地区とそうでない地区があり、そのレベルも大小様々であることが明らかとなった。よって、改めて協議を行い、スコア評価のための各カテゴリーの閾値を「各地点が位置する地区の一人当たり所得」の多少で区分することとした（下表参照）。ダムサイトと発電所サイトでは、地理的に場所が異なることから別々に評価することとし、ダムサイトは30%、発電所サイトは70%の配点の比重を付け、その合計点で評価する。事業候補地が複数の地区にまたがる場合には、より低い所得の地区データによる評価とした。

表 7-68 低所得地域の収入増加にかかる評価方法

Sub criteria (per capita income at gewog level)	Score
Nu 80000 and more	1
Nu 60,000 to Nu 80,000	2
Nu 40,000 to Nu 60,000	3
Nu 20,000 to Nu 40,000	4
Less than Nu 20,000	5

各地区の一人当たりの所得に係るデータは Bhutan Living Standards Survey Report 2012 に拠った。

(出典：JICA 調査団)

(5) 自然環境影響

SEA Task Team メンバーからの要望により、Loss of endangered species の項目を新規に追加し、重みは10%として評価した。このため、Located in protected areas の重みを40%から35%へ、Loss of primary forest の重みを35%から30%へそれぞれ変更した。

(a) 絶滅危惧種の喪失 (Loss of endangered species) の評価方法

各地点の周辺において、IUCN で規定されている絶滅危惧種が確認されている場合には、以下の要領で評価した。

表 7-69 Loss of endangered species の評価方法

Category of Endangered Species (Threatened Species listed in Red Data by IUCN)	Score
Critically Endangered (CR)	1
Endangered (EN)	2
Vulnerable (VU)	3
Nothing	5

(出典：JICA 調査団)

(b) 景観への影響 (Impact on Landscape) の評価方法変更

景観への影響については、一次スクリーニングでは送電線の距離で評価していたが、高さも問題であるという DHPS からの指摘を受け、以下の要領に変更した。

表 7-70 景観への影響の評価方法

Distance from Nearest Pooling station/Substation	Voltage		
	400kV	220kV	132kV
More than 100 km	1	1	2
From 50 km to 100 km	1	2	3
From 20 km to 50 km	2	3	4
From 10 km to 20 km	3	4	5
Less than 10 km	4	5	5

(出典：JICA 調査団)

7.5.2 二次スクリーニング結果（総合評価）

上記の結果を集計した総合評価を以下に示す。

表 7-71 総合評価（Base Case）

Sl. #	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Technical	Economic	Impact on Social environment	Impact on Natural environment	Social development	Total	Rank
A-4	Kunzangling	860	3,766	15.3	20.0	20.0	7.0	12.4	74.7	10
A-5	Tingma	783	3,428	15.4	20.0	20.0	14.6	14.0	84.0	2
A-8	Dorokha	550	2,407	15.9	20.0	20.0	14.6	12.4	82.9	3
W-6	Chuzom	152	664	15.5	4.0	4.0	16.4	6.0	45.9	37
W-8	Zangkhepa	54	236	14.3	4.0	15.2	13.8	4.8	52.1	36
W-19	Pipingchhu	100	436	12.1	7.6	16.8	15.4	13.6	65.5	24
P-15	Tamigdamchu	188	824	15.1	6.4	20.0	8.6	11.2	61.3	31
P-17	Tseykha	215	943	16.2	20.0	12.0	11.2	9.6	69.0	20
P-26	Thasa	706	3,094	15.6	14.8	17.0	15.2	11.6	74.2	11
P-28	Kago-1	102	448	15.2	20.0	20.0	8.4	15.6	79.2	5
P-29	Kago	58	255	14.6	14.4	20.0	12.2	14.8	76.0	7
P-30	Pinsa	153	672	15.9	20.0	20.0	11.4	12.0	79.3	4
P-34	Darachhu	89	389	14.1	12.0	16.8	15.2	12.8	70.9	17
P-35	Dagachhu-II	71	311	14.6	10.4	20.0	15.4	11.2	71.6	14
P-38	Tashiding	81	356	10.8	10.8	20.0	15.2	11.8	68.6	21
M-5	Bemji	333	1,458	15.6	17.6	20.0	9.2	10.6	73.0	13
M-6	Jongthang	227	995	15.9	19.2	14.8	15.4	10.8	76.1	6
M-11	Wangdigang	502	2,200	15.3	17.2	9.0	10.4	4.8	56.7	35
M-17	Buli	69	302	15.0	14.8	20.0	12.4	13.6	75.8	8
M-18	Nyekhar	43	188	15.2	4.0	20.0	12.2	14.0	65.4	26
C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,974	13.6	20.0	10.0	16.0	9.6	69.2	19
C-10	Chamkharchhu-II	414	1,814	15.0	20.0	20.0	15.0	18.0	88.0	1
K-13	Minjey	673	2,948	13.4	19.6	8.0	10.2	11.2	62.4	30
K-15	Phawan	499	2,185	14.5	6.8	13.4	12.2	12.4	59.3	33
G-6	Khamdang	512	2,242	16.1	14.8	15.8	15.6	10.8	73.1	12
G-7	Gongri	546	2,392	15.6	12.8	7.0	15.2	10.0	60.6	32
G-9	Gamrichhu-3	123	538	12.7	14.0	20.0	8.4	12.2	67.3	23
G-10	Gamrichhu-2	108	471	14.3	14.8	20.0	15.6	10.8	75.5	9
G-11	Gamrichhu-1	150	656	13.7	14.8	17.6	15.4	10.0	71.5	15
G-13	Sherichhu	58	254	12.6	4.0	20.0	16.0	12.2	64.8	27
G-14	Uzorong	840	3,678	14.2	20.0	8.4	15.0	13.0	70.6	18
G-16	Jerichhu	39	169	13.0	5.2	20.0	16.2	11.0	65.4	25
G-19	Nagor	59	258	10.4	5.6	17.6	15.0	15.4	64.0	29
G-22	Panbang	993	4,349	10.7	14.8	6.2	14.6	11.6	57.9	34
N-1	N.A. Kangpara (G)	71	312	13.5	12.8	20.0	15.2	10.0	71.5	16
N-2	Lamai Gonpa	37	161	11.0	4.0	20.0	15.6	13.6	64.2	28
N-3	Paydung-Kangpar	73	319	13.9	10.0	17.6	15.4	11.4	68.3	22

（出典：JICA 調査団）

上記に示した 37 地点の内、以下の 13 地点については、プロジェクトの主要コンポーネントが保護地域に属している、200 軒以上の住民移転が必要になる、インドとの国境に非常に近い、地質面で大きな問題があるなどの理由により、開発が難しいと考えられる。このため、優先開発候補地点から除外する。

表 7-72 開発が難しいと考えられる地点

Sl. #	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Total	Rank	Reasons why development is difficult
A-4	Kunzangling	860	3,766	74.7	10	Main component is in protected area
W-6	Chuzom	152	664	45.9	37	Many residents need to be resettled
W-19	Pipingchhu	100	436	65.5	24	Geologically difficult
P-15	Tamigdamchu	188	824	61.3	31	Main component is in protected area
P-28	Kago-1	102	448	79.2	5	Main component is in protected area
P-38	Tashiding	81	356	68.6	21	Geologically difficult
M-5	Bemji	333	1,458	73.0	13	Main component is in protected area
G-6	Khamdang	512	2,242	73.1	12	Very close to international border
G-9	Gamrichhu-3	123	538	67.3	23	Main component is in protected area
G-13	Sherichhu	58	254	64.8	27	Geologically difficult
G-19	Nagor	59	258	64.0	29	Geologically difficult
G-22	Panbang	993	4,349	57.9	34	Geologically difficult
N-2	Lamai Gonpa	37	161	64.2	28	Geologically difficult

(出典：JICA 調査団)

開発が難しいと考えられる 13 地点を除いた 24 地点について、評価点の高い順に並び変えた結果を以下に示す。

表 7-73 総合評価順位 (Base Case)

Rank	Sl. #	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Technical	Economic	Impact on Social environment	Impact on Natural environment	Social development	Total
1	C-10	Chamkharchhu-II	414	1,814	15.0	20.0	20.0	15.0	18.0	88.0
2	A-5	Tingma	783	3,428	15.4	20.0	20.0	14.6	14.0	84.0
3	A-8	Dorokha	550	2,407	15.9	20.0	20.0	14.6	12.4	82.9
4	P-30	Pinsa	153	672	15.9	20.0	20.0	11.4	12.0	79.3
5	M-6	Jongthang	227	995	15.9	19.2	14.8	15.4	10.8	76.1
6	P-29	Kago	58	255	14.6	14.4	20.0	12.2	14.8	76.0
7	M-17	Buli	69	302	15.0	14.8	20.0	12.4	13.6	75.8
8	G-10	Gamrichhu-2	108	471	14.3	14.8	20.0	15.6	10.8	75.5
9	P-26	Thasa	706	3,094	15.6	14.8	17.0	15.2	11.6	74.2
10	P-35	Dagachhu-II	71	311	14.6	10.4	20.0	15.4	11.2	71.6
11	G-11	Gamrichhu-1	150	656	13.7	14.8	17.6	15.4	10.0	71.5
12	N-1	N.A. Kangpara (G)	71	312	13.5	12.8	20.0	15.2	10.0	71.5
13	P-34	Darachhu	89	389	14.1	12.0	16.8	15.2	12.8	70.9
14	G-14	Uzorong	840	3,678	14.2	20.0	8.4	15.0	13.0	70.6
15	C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,974	13.6	20.0	10.0	16.0	9.6	69.2
16	P-17	Tseykha	215	943	16.2	20.0	12.0	11.2	9.6	69.0
17	N-3	Paydung-Kangpar	73	319	13.9	10.0	17.6	15.4	11.4	68.3
18	G-16	Jerichhu	39	169	13.0	5.2	20.0	16.2	11.0	65.4
19	M-18	Nyekhar	43	188	15.2	4.0	20.0	12.2	14.0	65.4
20	K-13	Minjey	673	2,948	13.4	19.6	8.0	10.2	11.2	62.4
21	G-7	Gongri	546	2,392	15.6	12.8	7.0	15.2	10.0	60.6
22	K-15	Phawan	499	2,185	14.5	6.8	13.4	12.2	12.4	59.3
23	M-11	Wangdigang	502	2,200	15.3	17.2	9.0	10.4	4.8	56.7
24	W-8	Zangkhepa	54	236	14.3	4.0	15.2	13.8	4.8	52.1

(出典：JICA 調査団)

上位 14 地点は、総合評価点が 70 点以上と高く、優先的に開発すべき地点である。

上記 24 地点について、経済性を重視したケースとして、Technical の重みを多くして評価し直した結果と B/C の高い順に並び替えた結果を以下に示す。

表 7-74 経済性を重視したケースによる評価

Economy Emphasizing Case (Tech. 60%, Env. 20%, Dev 20%)				Descending order of B/C			
Rank	Project Code	Name of Project	Score	Rank	Project Code	Name of Project	B/C
1	C-10	Chamkharchhu-II	88.0	1	A-5	Tingma	2.81
2	A-5	Tingma	84.4	2	P-30	Pinsa	2.32
3	A-8	Dorokha	83.5	3	C-10	Chamkharchhu-II	2.21
4	P-30	Pinsa	81.6	4	G-14	Uzorong	2.09
5	M-6	Jongthang	78.5	5	C-7	Chamkharchhu-IV	1.90
6	G-14	Uzorong	75.9	6	A-8	Dorokha	1.84
7	P-17	Tseykha	75.5	7	P-17	Tseykha	1.82
8	M-17	Buli	74.4	8	K-13	Minjey	1.77
9	P-29	Kago	74.4	9	M-6	Jongthang	1.75
10	P-26	Thasa	73.3	10	M-11	Wangdigang	1.66
11	C-7	Chamkharchhu-IV	73.0	11	G-11	Gamrichhu-1	1.55
12	G-10	Gamrichhu-2	72.3	12	M-17	Buli	1.55
13	K-13	Minjey	69.8	13	G-10	Gamrichhu-2	1.54
14	G-11	Gamrichhu-1	69.3	14	P-26	Thasa	1.53
15	P-34	Darachhu	68.0	15	P-29	Kago	1.51
16	N-1	N.A. Kangpara (G)	67.0	16	G-7	Gongri	1.44
17	P-35	Dagachhu-II	66.5	17	N-1	N.A. Kangpara (G)	1.44
18	N-3	Paydung-Kangpar	63.8	18	P-34	Darachhu	1.41
19	G-7	Gongri	63.8	19	P-35	Dagachhu-II	1.33
20	M-11	Wangdigang	63.3	20	N-3	Paydung-Kangpar	1.29
21	M-18	Nyekhar	58.8	21	K-15	Phawan	1.13
22	K-15	Phawan	57.1	22	G-16	Jerichhu	1.06
23	G-16	Jerichhu	56.3	23	M-18	Nyekhar	0.98
24	W-8	Zangkhepa	46.7	24	W-8	Zangkhepa	0.76

(出典：JICA 調査団)

上記 24 地点について、環境性を重視したケースとして、Environment および Development の重みを多くして評価し直した結果を以下に示す。

表 7-75 環境性を重視したケースによる評価

Environment Emphasizing Case (Tech. 20%, Env. 60%, Dev. 20%)				Development Emphasizing Case (Tech. 30%, Env. 30%, Dev 40%)			
Rank	Project Code	Name of Project	Score	Rank	Project Code	Name of Project	Score
1	C-10	Chamkharchhu-II	88.0	1	C-10	Chamkharchhu-II	88.5
2	A-5	Tingma	83.6	2	A-5	Tingma	80.5
3	A-8	Dorokha	82.2	3	A-8	Dorokha	77.6
4	G-10	Gamrichhu-2	78.8	4	P-29	Kago	75.5
5	P-29	Kago	77.6	5	P-30	Pinsa	74.5
6	M-17	Buli	77.1	6	M-17	Buli	73.8
7	P-30	Pinsa	77.1	7	M-6	Jongthang	70.6
8	P-35	Dagachhu-II	76.8	8	P-26	Thasa	70.2
9	N-1	N.A. Kangpara (G)	75.9	9	G-10	Gamrichhu-2	70.2
10	P-26	Thasa	75.1	10	P-34	Darachhu	69.2
11	G-16	Jerichhu	74.4	11	G-14	Uzorong	69.2
12	P-34	Darachhu	73.9	12	P-35	Dagachhu-II	67.7
13	G-11	Gamrichhu-1	73.8	13	M-18	Nyekhar	66.5
14	M-6	Jongthang	73.6	14	G-11	Gamrichhu-1	66.1
15	N-3	Paydung-Kangpar	72.9	15	N-1	N.A. Kangpara (G)	66.1
16	M-18	Nyekhar	71.9	16	N-3	Paydung-Kangpar	65.5

17	C-7	Chamkharchhu-IV	65.4	17	C-7	Chamkharchhu-IV	63.9
18	G-14	Uzorong	65.2	18	P-17	Tseykha	63.7
19	P-17	Tseykha	62.5	19	G-16	Jerichhu	62.8
20	K-15	Phawan	61.4	20	K-13	Minjey	60.8
21	G-7	Gongri	57.5	21	K-15	Phawan	59.9
22	W-8	Zangkhepa	57.4	22	G-7	Gongri	58.0
23	K-13	Minjey	55.0	23	M-11	Wangdigang	48.5
24	M-11	Wangdigang	50.2	24	W-8	Zangkhepa	45.0

(出典：JICA 調査団)

7.5.3 Short list 地点の選定

総合評価点が 70 点以上（総合評価順位が 14 位以内）の 14 地点は、優先的に開発すべき地点である。また、最終的に評価を実施した 24 地点については、開発において大きな課題がある地点は除いてあるため、総合評価順位が 15 位以下の地点であっても、各項目の重みを変えて評価した場合の評価点が 75 点以上になる地点、および B/C が 1.5 以上の地点については、優先的に開発すべき地点であると考えられる。

二次スクリーニングにおける評価結果を踏まえて、Short list 地点として以下に示す 18 地点を選定した。

表 7-76 Short list 地点

Sl. #	Name of Project	Project Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Max discharge (m ³ /s)	Effective head (m)	B/C
A-5	Tingma	ROR	783	3,428	148.3	611.9	2.81
A-8	Dorokha	ROR+Pond	550	2,407	174.8	364.6	1.84
P-17	Tseykha	ROR	215	943	162.8	153.5	1.82
P-26	Thasa	Pondage	706	3,094	489.3	167.4	1.53
P-29	Kago	ROR	58	255	17.9	376.7	1.51
P-30	Pinsa	ROR	153	672	29.4	604.5	2.32
P-34	Darachhu	ROR	89	389	15.3	674.3	1.41
P-35	Dagachhu-II	ROR	71	311	21.3	386.0	1.33
M-6	Jongthang	ROR+Pond	227	995	83.3	316.2	1.75
M-11	Wangdigang	ROR+Pond	502	2,200	176.4	330.2	1.66
M-17	Buli	ROR	69	302	14.0	572.0	1.55
C-7	Chamkharchhu-IV	Pondage	451	1,974	130.7	399.9	1.90
C-10	Chamkharchhu-II	ROR+Pond	414	1,814	130.4	368.3	2.21
K-13	Minjey	Pondage	673	2,948	381.5	204.6	1.77
G-10	Gamrichhu-2	ROR+Pond	108	471	23.7	525.5	1.54
G-11	Gamrichhu-1	ROR	150	656	38.1	455.7	1.55
G-14	Uzorong	Pondage	840	3,678	615.9	158.1	2.09
N-1	N.A. Kangpara (G)	ROR	71	312	10.8	762.6	1.44
	Total		6,130	26,849			

注) ROR: Run-of-River Type (no regulating capability)

ROR+Pond: Run-of-River Type with Pond (daily regulating capability)

Pondage: Pondage Type (Regulating capability: 5% or less)

(出典：JICA 調査団)

これらの地点については、自然環境、社会環境に対する悪い影響が少なく、経済性面でも確実に利益が得られる地点と考えられるため、優先的に開発していくことが望ましい。

第 8 章 電源開発計画

これまでの検討結果を踏まえ、将来の電源開発計画を提案する。

8.1 電源開発シナリオ

(1) 既設地点、計画決定済み地点

既設地点、計画決定済み地点の概要を以下に示す。

表 8-1 既設地点、計画決定済み地点の概要

	Name	Installed capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Status
Existing	Chhukha	336	1,840	Under Operation
	Tala	1,020	4,865	Under Operation
	Basochhu	64	300	Under Operation
	Dagachhu	126	552	Under Operation
	Kurichhu	60	400	Under Operation
	Mangdechhu	720	2,924	Under Operation
	Sub total	2,326	10,881	
2020-2025	Punatsangchhu-II	1,020	4,667	Under Construction
	Nikachhu	118	505	Under Construction
	Punatsangchhu-I	1,200	5,585	Under Construction
	Kholongchhu	600	2,599	Under Construction
	Sub total	2,938	13,356	
2026-2030	Dorjilung	1,125	4,558	DPR completed
	Sankosh	2,585	6,365	DPR completed
	Nyera-Amari I & II	404	1,700	DPR under process
	Sub total	4,114	12,623	
2031-2035	Wangchhu	570	2,011	DPR completed
	Bunakha reservoir	180	719	DPR completed
	Chamkharchhu-I	770	3,344	DPR completed
	Kuri-Gongri	2,640	10,056	DPR under process
	Sub total	4,160	16,130	
Beyond 2040	Amochhu reservoir	540	1,835	DPR completed
	Total	14,078	54,825	

注：2019年8月現在

(出典：NTGMP 2018 を基に JICA 調査団作成)

上に示した地点は、既に工事中または調査が進行中で開発が決定している地点であり、すべて本 MP の対象外である。

(2) 本 MP 対象地点

二次スクリーニングにおける評価結果を踏まえて、Short list 地点として表 7-76 に示す 18 地点を選定した。

8.2 電源開発計画の提案

ブータンにおいては、既に国内の電力需要を十分に上回る発電設備がある。このため、ブータンにおいて水力発電所を開発する主たる目的は、以下の通りである。

- 国内資源である水力を開発し、近隣国に売電することにより外貨収入を確保し、国家財政の安定化を図る。
- 電源の開発により、安い電力を呼び水として海外の産業（特に電力多消費型産業）を誘致し、国内需要を造成して雇用の確保を図る。
- 地域開発により、これまで十分な教育や医療が受けられなかった地域について、水力開発に伴って整備される道路の建設により、教育や医療などの社会インフラへのアクセスが容易になる。
- 建設時、運用時の両面で雇用が確保できることに加えて、開発周辺地域において、種々の物品の取引が活発となり、開発地域における貧困率の改善が期待できる。

ブータンにおいて水力発電所を開発した場合には、以下のような経済効果が期待できる。

表 8-2 水力発電所を開発した場合に得られる経済効果

<建設時>

	国家レベルでの影響	周辺地域への影響
雇用の確保	Skilled worker の雇用	Non-skilled worker の雇用
主要機器の購入	全く影響なし (国内で生産していないため、輸入品を購入する。)	全く影響なし
土木工事	メインコントラクターはインドの企業 下請けで一部ブータン企業の採用	特に影響なし 二次下請けで地元企業の採用
鉄筋等の資材の購入	鉄はインドからの輸入、鉄筋の製造は国内企業（一部）	特に影響なし
セメント、砂利等の資材の購入	一部は国内での調達	特に影響なし
建設従事者用宿舎の建設	国内の建築業者や家具業者への発注増	周辺地域の建築業者や家具業者への発注増
食料等の生活必需品の購入	大きな影響なし	建設従事者が駐在することにより、周辺地域での購入量が増加
道路の整備	国家財源からの支出が回避可能 (ただし整備優先度が低い可能性もある。)	社会インフラ（病院・学校）へのアクセス時間短縮 運用時も同様
資機材の輸送	国内輸送業への寄与	多少の影響あり
人員の移動	大きな影響なし	タクシー等の利用増

<運用時>

	国家レベルでの影響	周辺地域への影響
電力の販売	大きな収入源	供給信頼度の向上
アンシラリーサービスの提供	インドのマーケット次第	全く影響なし
カーボンクレジットの販売	インドのマーケット次第	全く影響なし
雇用の確保	Skilled worker の雇用	Non-skilled worker の雇用 (建設時ほど多くない。)
メンテナンス用品の購入	一部は国内での調達	特に影響なし
食料等の生活必需品の購入	大きな影響なし	周辺地域での購入量が増加 (建設時ほど多くない。)
産業の誘致	税収の増加 雇用の確保	特に影響なし
他エネルギーからの転換	薪の使用量の減少 石油系燃料の輸入量抑制 (電気自動車や燃料電池車などの導入)	特に影響なし
ツーリズム	観光客の増加	整備方法や宣伝方法により、新たな観光資源の導出が可能
建設時の建設作業員宿舎	大きな影響なし	跡地利用により、新たな産業の可能性

(出典：JICA 調査団)

このように、水力発電所を開発した場合には国家レベルおよび周辺地域において多くの経済効果が期待できるため、自然環境、社会環境に対する悪い影響が非常に少なく、経済性面でも確実に利益が得られる地点の中で、地域開発における貢献度が高いプロジェクトの開発は積極的に進めるべきである。ただし、各プロジェクトの推進にあたっては、建設工事資金を確保することに加えて、しっかりとした品質管理の下で進めていくために、各プロジェクトに優秀な人材の配置が必要である。

既に、工事中、計画決定済み地点で 2035 年までに 11 地点 11,212MW の開発を実施する計画になっている。これらの地点の多くは、資金面、人材面におけるインドの全面的な支援により、インドと協働で開発していくことにしている。これらの開発を実現するために多くの優秀なブータン人材の配置が必要になることが想定されているが、これらの地点の推進に加えて、本 MP で抽出した有望地点 (Short list 地点) についても収益性が高く、地域開発における貢献が期待できるため、同時期に推進していくことが望ましい。

各プロジェクトをどのような開発形態により推進していくかにより、開発のスピードは異なってくる。すべてのプロジェクトをブータン人のみで実施する場合には、ブータン国内の優秀な人材は限定されており、同時進行で開発を進めていくことが可能なプロジェクト数には限界がある。

プロジェクトの品質管理について、経験の豊富な海外のコンサルタントを雇用することにより、同時進行で開発を進めていくプロジェクト数を増加させることが可能である。

本 MP で抽出した有望地点の開発計画案を以下に示す。

表 8-3 本 MP で抽出した有望地点の開発計画案

	Project Code	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Construction cost (million Nu)			Unit cost (Nu/kW)	Unit cost (Nu/kWh)
					Power plant	T/L	Total		
2031-35	A-8	Dorokha	550	2,407	46,103	4,341	50,444	91,717	21.0
	C-10	Chamkharchhu-II	414	1,814	34,377	4,251	38,628	93,303	21.3
	P-30	Pinsa	153	672	8,947	1,596	10,543	68,911	15.7
		Total	1,117	4,893	89,427	10,188	99,615		
2036-40	A-5	Tingma	783	3,428	37,491	5,307	42,798	54,659	12.5
	M-6	Jongthang	227	995	22,878	2,913	25,791	113,617	25.9
	G-14	Uzorong	840	3,678	78,776	5,298	84,074	100,088	22.9
		Total	1,850	8,101	139,145	13,518	152,663		
2041-50	P-17	Tseykha	215	943	21,463	2,340	23,803	110,712	25.2
	P-26	Thasa	706	3,094	79,615	2,852	82,467	116,809	26.7
	P-29	Kago	58	255	5,116	988	6,104	105,239	23.9
	P-34	Darachhu	89	389	8,650	1,427	10,077	113,225	25.9
	P-35	Dagachhu-II	71	311	7,276	1,250	8,526	120,087	27.4
	M-11	Wangdigang	502	2,200	49,895	2,877	52,772	105,124	24.0
	M-17	Buli	69	302	6,070	1,010	7,080	102,609	23.4
	C-7	Chamkharchhu-IV	451	1,974	37,916	4,416	42,332	93,863	21.4
	K-13	Minjey	673	2,948	81,444	5,941	87,385	129,844	29.6
	G-10	Gamrichhu-2	108	471	10,552	1,778	12,330	114,168	26.2
	G-11	Gamrichhu-1	150	656	13,642	1,739	15,381	102,541	23.4
	N-1	N.A. Kangpara (G)	71	312	6,134	1,814	7,948	111,939	25.5
		Total	3,163	13,855	327,773	28,432	356,205		
		All Total	6,130	26,849	556,345	52,139	608,484		

注：建設工事費は本 MP において作成した工事費積算キットを使用して算定した概算額である。

(出典：JICA 調査団)

開発計画の優先順位は、基本的には表 7-73 に示した総合評価順位 (Base Case) に従っている。しかし、以下の地点については、若干の修正を実施している。

- Tingma 地点と Dorokha 地点の総合評価点を比較すると、Tingma 地点の方が若干高いが大きな差はない。両地点は、同じ Amochhu 水系にあり、Tingma 地点が Dorokha 地点の上流に位置している。現時点では、Dorokha 地点のダムと発電所サイト周辺にアクセス道路があるが Tingma 地点にはないため、Dorokha 地点の方が工事の開始が容易である。このため、Dorokha 地点の開発を優先し、アクセス道路やコロニーなどの開発実施上の環境条件が整ってから、連続して Tingma 地点の開発をすることが望ましい。
- Uzorong 地点は、湛水予定地内に 35 軒の建物や農地があり、社会環境面の評価点が低いいため総合評価点は低い。経済性の点数が非常に高く、また、社会開発面の評価も高い。湛水域に存在する 35 軒の建物の内、永住家屋は 4 軒のみという情報があり、湛水域に存在す

る建物や農地への影響が代替地の確保等により回避できる場合には、優先的に開発することが望ましい。

2031年から2050年までの20年間で18地点6,130MWの開発を提案する。このうち、MCAによる検討の結果、開発優先度が高い3地点については、計画決定済み地点の開発時期とラップするが、2031年から2035年に開発する。

上に示した18地点の建設工事費の合計は608.5 billion Nuとなり、20年間で平均すると毎年30.4 billion Nu程度の資金が必要になる。

8.3 温室効果ガス（CO₂）排出量削減への貢献

ブータンで発電した電力をインドに送るとすると、インドにおいて火力の発電量抑制が可能となり、MWhあたり0.7トン程度（4.6参照）のCO₂排出量の削減が可能である。本MPにおいて抽出したShort list地点をすべて開発した場合には、年間で29,171GWhの発電量が得られる。これにより、毎年約2,000万トンのCO₂排出量の削減に貢献できる。

8.4 優先開発地点

8.2 節の中で提示された 5 優先開発地点（A-8 : Dorokha, P-30 : Pinsa, C-10 : Chamkharchhu II, G-14 : Uzorong, M-6 : Jongthang）について概念設計検討を行った。

発電計画諸元は、6.1.3 (3) 節に準拠して設定したが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、1/25,000 地形図相当の GIS データを基に実施した。

8.4.1 Dorokha (A-8) 水力発電計画

(1) 水文

ダムサイト近傍に Dorokha 測水所（観測期間 19 年）があり、流域面積比（ダム地点／測水所）は 0.85 であることから水文データの信頼度は高い。設計流量は表 5-22 に示す設計比流量の内、Amochhu の上流域の値を用いて算定した。また、比堆砂量は 516 ton/km² であることから、平均年間堆砂量は 1.34 million ton/year である。

(2) 地形地質

地形地質については Appendix-1 (3) に述べるとおりである。

(3) 発電計画の設計

表 8-4 に計画諸元を示す。

表 8-4 Dorokha 水力発電計画の計画諸元

Items		Unit	Description
General	Type		ROR with Pond (II-2)
	Installed Capacity	P	MW
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s
	Effective Head	Hd	m
Dam and Reservoir	Type		Concrete Gravity Dam
	Height	H	m
	Sediment Depth		m
	River Bed Level	RBL	m
	Crest Length	L	m
	Dam Volume	V	m ³
	Excavation Volume	Ve	m ³
	Reservoir Area	Ra	ha
	Catchment Area	Ca	km ²
	F.R.L (Full Reservoir Level)		m
	L.W.L (Low Water Level)		m
	Usable Water Depth		m

	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	7.9
Waterway	Intake and Desilting Basin	Ve	m ³	250,000
	Headrace	L(m) x n	m	D=7.2m, 13,000 x 1
	Surge Tank	D(m) x L	m	15 x 100
	Penstock (Vertical shaft)	L(m) x n	m	D=5.3m, 620 x 1, 50 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	D=6.6m, 357 x 2
	Total Length	Lt	m	14,000
Power house	Type			Underground
	Overburden		m	280
	Cavern Volume		m ³	156,000
	T.W.L (Tail Water Level)		m	500
Turbine	Type			Pelton
	Number		unit	2
	Unit generating capacity		MW	286.5

(出典：JICA 調査団)

一般平面図および水路縦断図をそれぞれ図 8-1、図 8-2 に示す。また、以下の各主要構造物の CAD 図面を Appendix - 5 (1) に示す。

- 一般平面図
- 取水ダムおよび取水口平面図
- 取水ダム断面図
- 発電所、放水口および開閉所平面図

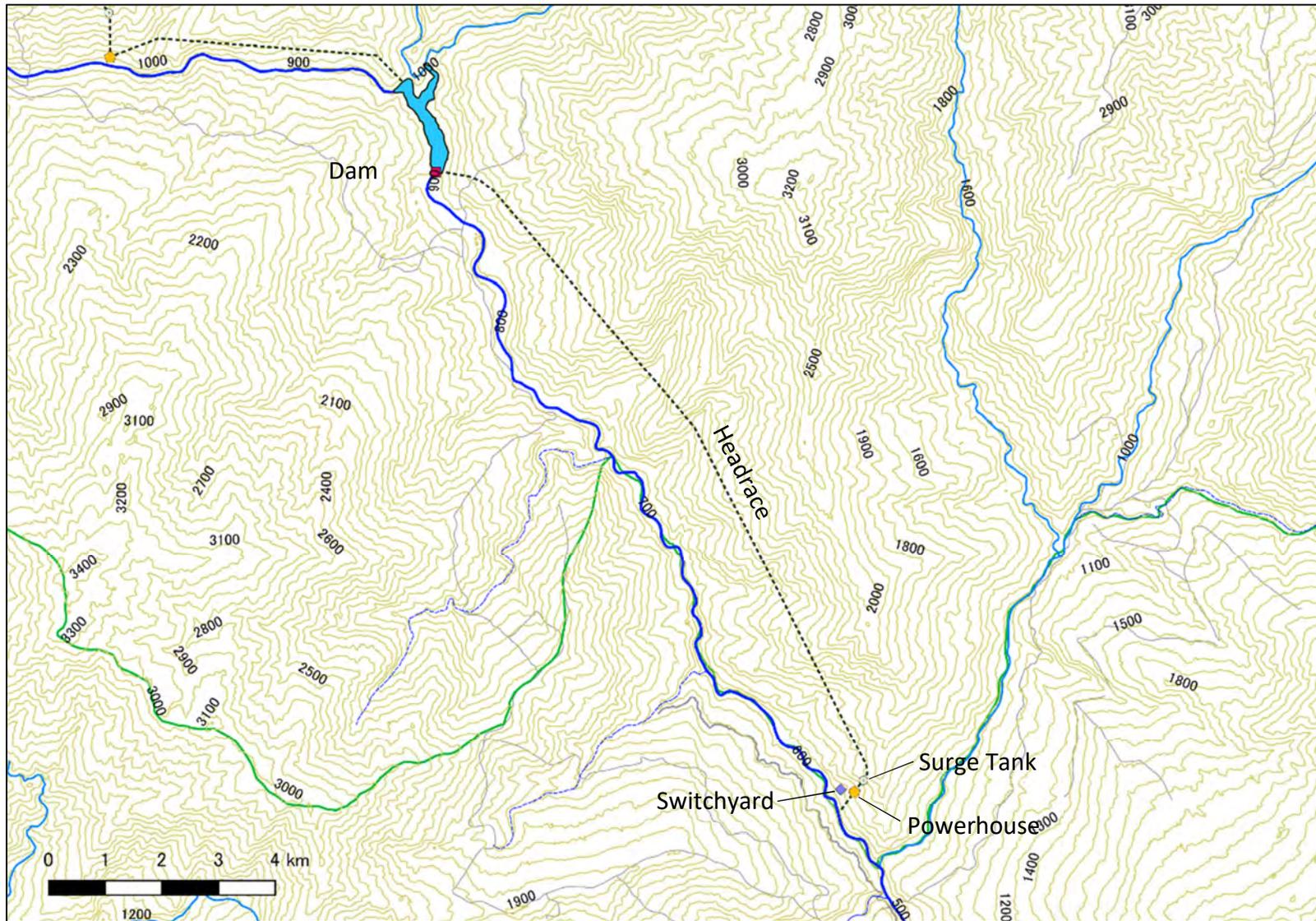
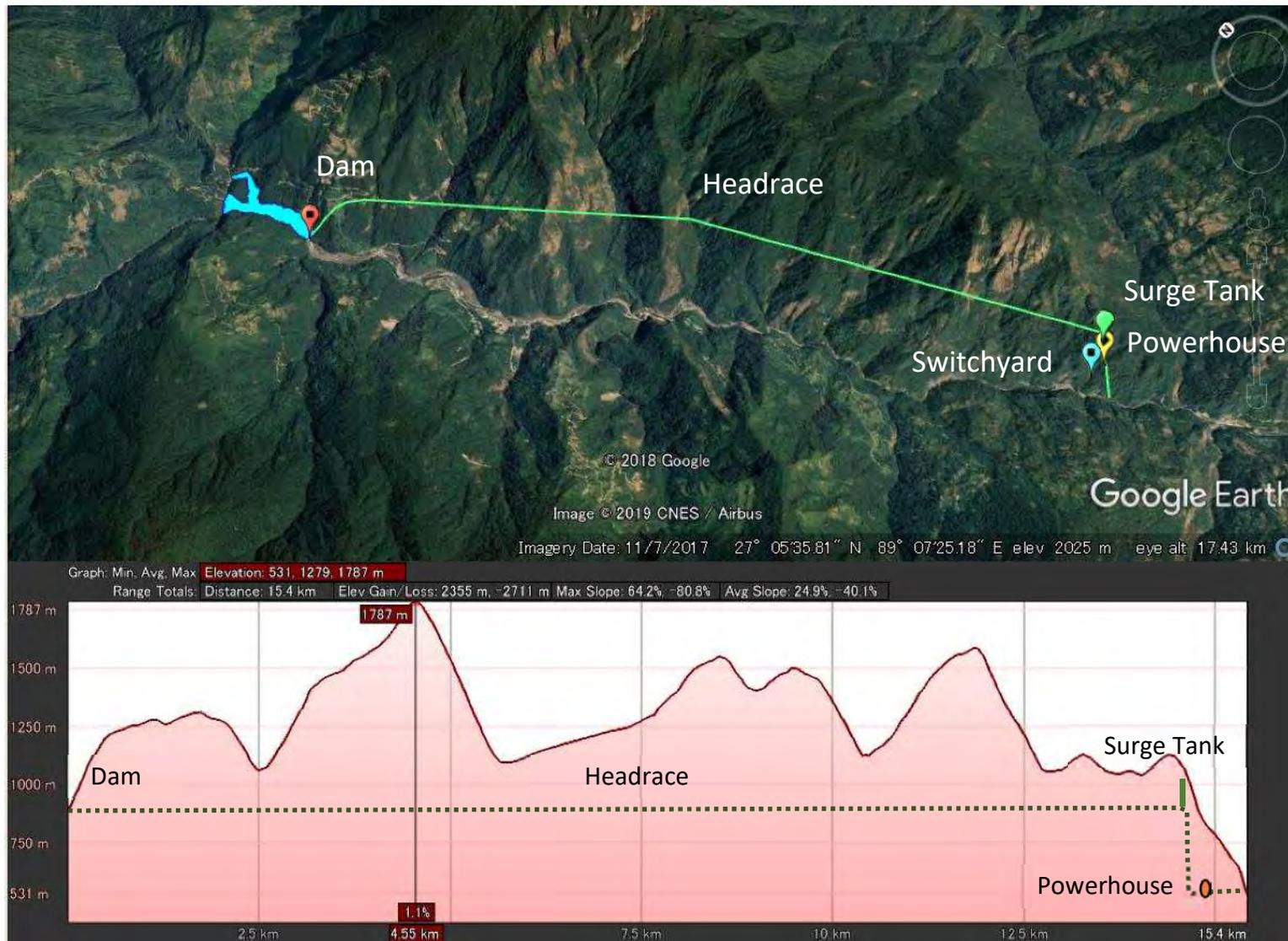


図 8-1 Dorokha HPP 平面レイアウト

(出典：JICA 調査団)



(出典：JICA 調査団)

図 8-2 Dorokha HPP 水路縦断図

(4) 発電設備主要構造物の設計

(a) 土木構造物の設計

1) 取水ダムおよび貯水池

地質が良好であり、洪水量が $5,000\text{m}^3/\text{s}$ を超えると想定されることから、堤体に洪水吐が設けられる重力式コンクリートダムとした。ダム建設中は転流工を設けることとし、10年確率洪水量を安全に流下させられる計画とした。なお、深さ 27m と想定される河床堆積物を掘削除去するため、下流側にも仮締切ダムを設置する。

2) 取水口ならびに沈砂池

取水口は地質が良好であり、土砂流入を極力避けることができるように、ダム直上流に設置する。調整池を有するが、1.34 million ton/year の堆砂量が想定されるため、沈砂池を設ける必要がある。また、地形的に地上式沈砂池の建設は困難であることから、圧力トンネル式とする。

3) 水路ならびに地下発電所

水路ルートは地形や地質条件を基に、Amochhu の左岸側とし、取水口と放水口を最短ルートで結ぶ。

a) 導水路

導水路は圧力トンネルであり、内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、7.2 m (1 条) とした。

- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良が必要な場合は、コンソリデーショングラウトの実施を検討する。

b) 導水路水槽

導水路水槽は地質が良好な尾根部に水槽の天端が地表に出るように配置する。

c) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10%、それ以降は立坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。下部水平部で 1 条から 2 条に分岐し、入口弁と接続させる。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 上部水平部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、5.3 m (1 条) とした。掘削断面は高さ 7.0m の馬蹄形である。
- ・ 立坑部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、5.3 m (1 条) とした。掘削径は 6.5m である。

d) 発電所

地形的に地上式の発電所を設置することは困難であることから、地下式とした。

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を超えないことを条件に空洞位置を選定した。

空洞形状および規模については Mangdechhu HPP ならびに JICA 水力開発ガイドラインを参考にした。

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑、ケーブル坑およびドレーン坑などを 1/25,000 地形図に基づき計画した。

e) 放水路

放水路は延長が約 350m と長いことから、1 条の無圧円形トンネルとした。内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、8.6 m とした。掘削断面は高さ 9.8 m の馬蹄形である。

4) 放水口

放水口は、一般的な側方型を採用した。

(b) 水車の設計（電気部門）

有効落差が 380 m と大きいこと、また、雨季乾季の使用水量の変化が大きいことから、小流量発電が可能なペルトン式を採用することとした。

(c) 開閉所

開閉所面積および配置は Mangdechhu HPP を参考とした。発電所周辺の斜面勾配は急であるため、上流側にある沢地形部を利用する計画とした。そのため、開閉所敷高が発電所フロア標高よりも 50m 高く、ケーブルトンネルに 50m の立坑部を設けることとした。

現計画では掘削法高が 100m を超えるため、今後、地形地質の調査に基づき、切り盛りバランスおよび GIS の採用等について検討が必要である。

(d) 作業坑の配置

当地点全体工程のクリティカルパスは 13 km に及ぶ導水路トンネル工事である。1 切羽の施工延長を 2.5 km 以下にするため、作業坑として沈砂池下流に 1 本（土砂吐きトンネルに流用）、導水路最下流（サージタンク基部）に 1 本、その間を 3 等分するように 2 本の計 4 本を配置し、最大 6 切羽で施工する。

(5) 概算事業費の算出

5 章で述べた工事費積算キットを用いて概算工事費を算出した。その結果を表 8-5 に示す。

表 8-5 Dorokha 水力発電計画の概算工事費

(10⁶Nu)

Cost Items	Cost	Remarks
I. Preparation Work	1,716	
(1) Access Road	647	
(2) Camp & Facilities	305	(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	763	(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	458	(III. Civil Works) x 2%
III. Civil Works	15,269	
III.1 Intake Dam	5,676	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	130	
(2) Desilting Basin	1,386	
III.3 Headrace Tunnel	4,914	
III.4 Head Tank/Surge Tank	752	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	155	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	1,261	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	229	
(2) Tailrace Outlet	38	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	-	
III.10 Miscellaneous Works	727	(sum of III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	1,610	
(1) Gate and Screen	817	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	647	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	146	
V. Electrical Works	9,336	
(1) Electro-Mechanical Equipment	8,891	
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	445	
VI. Transmission Line		
(1) Transformer, Switchyard, Transmission Line	4,341	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	4,258	(I~V の合計) x 0.15
VIII. Contingency	8,517	(I~V の合計) x 0.3
IX. Interest During Construction	96.7	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T= 6years)
Grand Total	50,444	

(出典 : JICA 調査団)

(6) 建設工事工程

各主要構造物の工事数量に対し、日本での施工実績を踏まえ、各コンポーネントの施工速度を表 8-6 の通り設定した。

当地点の工事工程のクリティカルパスは地下発電所と導水路トンネルであり、全体工事期間は 54 カ月（4 年半）とした。

準備工事を含む着工から運転開始までの工事工程を表 8-7 に示す。

表 8-6 計画施工スピード

No.	コンポーネント	作業項目	計画施工スピード
1	アクセス道路	改修	1,000 m/月
		新設	300 m/月
2	取水ダム	基礎掘削	100,000 m ³ /月
		コンクリート打設	40,000 m ³ /月
3	取水口および沈砂池（トンネル式）	掘削	上半：50 m/月、下半掘削：50 m/月
		コンクリート巻立	50 m/月
4	導（放）水路トンネル	掘削	125 m/月
		コンクリート巻立	100 m/月
5	導水路水槽	立坑掘削	7 か月
		立坑コンクリート巻立	7 か月
6	水圧管路立坑	掘削	導坑: 70 m/月, 切り上げ: 50 m/月
		鉄管据え付け	50 m/月
7	地下発電所掘削	アーチ部掘削	5 か月
		盤下げ掘削	9 か月

（出典：JICA 調査団）

8.4.2 Pinsa (P-30) 水力発電計画

(1) 水文

ダムサイトから最も近い測水所は Wangdue/Wangdirapids 測水所（観測期間 25 年）であり、流域面積比（ダム地点／測水所）は 0.07 であることから水文データの信頼度は低い。設計流量は表 5-22 に示す設計比流量の内、Punatsangchhu の下流域の値を用いて算定した。また、比堆砂量は 516 ton/km² であることから、平均年間堆砂量は 0.22 million ton/year である。

(2) 地形地質

地形地質については Appendix-1 (13) に述べるとおりである。

(3) 発電計画の設計

表 8-8 に計画諸元を示す。

表 8-8 Pinsa 水力発電計画の計画諸元

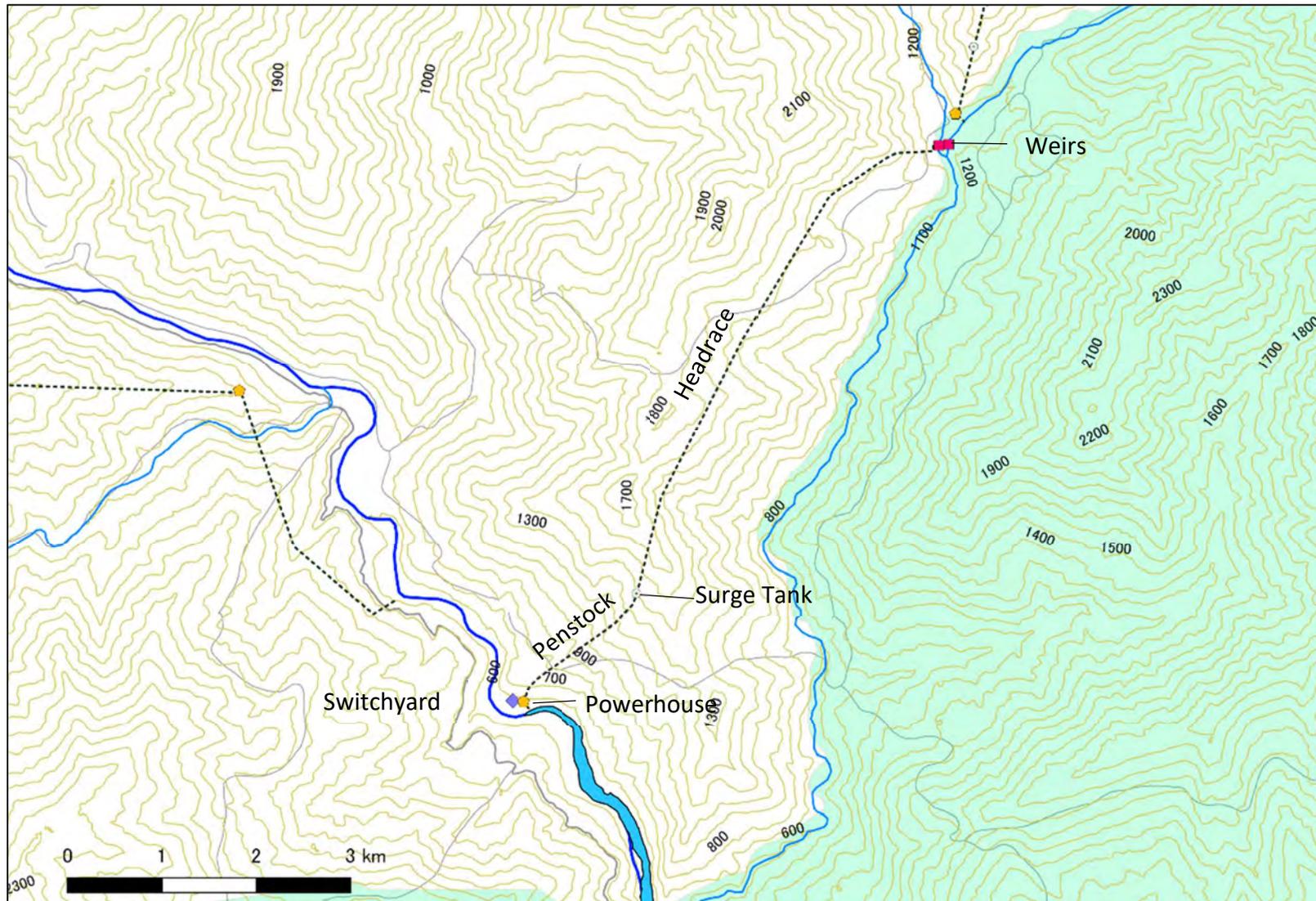
Items		Unit	Description	
General	Type		ROR (I-2)	
	Installed Capacity	P	MW	153
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	20.7, 8.7
	Effective Head	Hd	m	598.5
Dam and Reservoir	Type		Trench Weir	
	Height	H	m	5
	Sediment Depth		m	-
	River Bed Level	RBL	m	1,170
	Crest Length	L	m	40 (No.1), 30 (No.2)
	Dam Volume	V	m ³	960
	Excavation Volume	Ve	m ³	1,930
	Reservoir Area	Ra	ha	-
	Catchment Area	Ca	km ²	301 (No.1), 126 (No.2)
	F.R.L (Full Reservoir Level)		m	1,170
	L.W.L (Low Water Level)		m	-
	Usable Water Depth		m	-
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	-
Waterway	Intake and Desilting Basin	Ve	m ³	-
	Headrace	L(m) x n	m	D=3.7m, 6,130 x 1
	Surge Tank	D(m) x L	m	8 x 100
	Penstock (Inclined shaft)	L(m) x n	m	D=2.8m, 1,563 x 1, 10 x 2
	Tailrace		m	H x W=3.5m x 4.4m, L=79m x 2
	Total Length	Lt	m	7,800
Power house	Type		Ground Surface	
	Overburden		m	-

	Excavation Volume		m ³	32,757
	T.W.L (Tail Water Level)		m	540
Turbine	Type			Pelton
	Number		unit	2
	Unit generating capacity		MW	76.5

(出典：JICA 調査団)

一般平面図および水路縦断図をそれぞれ図 8-3、図 8-4 に示す。また、以下の各主要構造物の CAD 図面を Appendix – 5 (2) に示す。

- 一般平面図
- 取水ダムおよび取水口平面図
- 取水ダム断面図
- 発電所、放水口および開閉所平面図



(出典：JICA 調査団)

図 8-3 Pinsa HPP 平面レイアウト

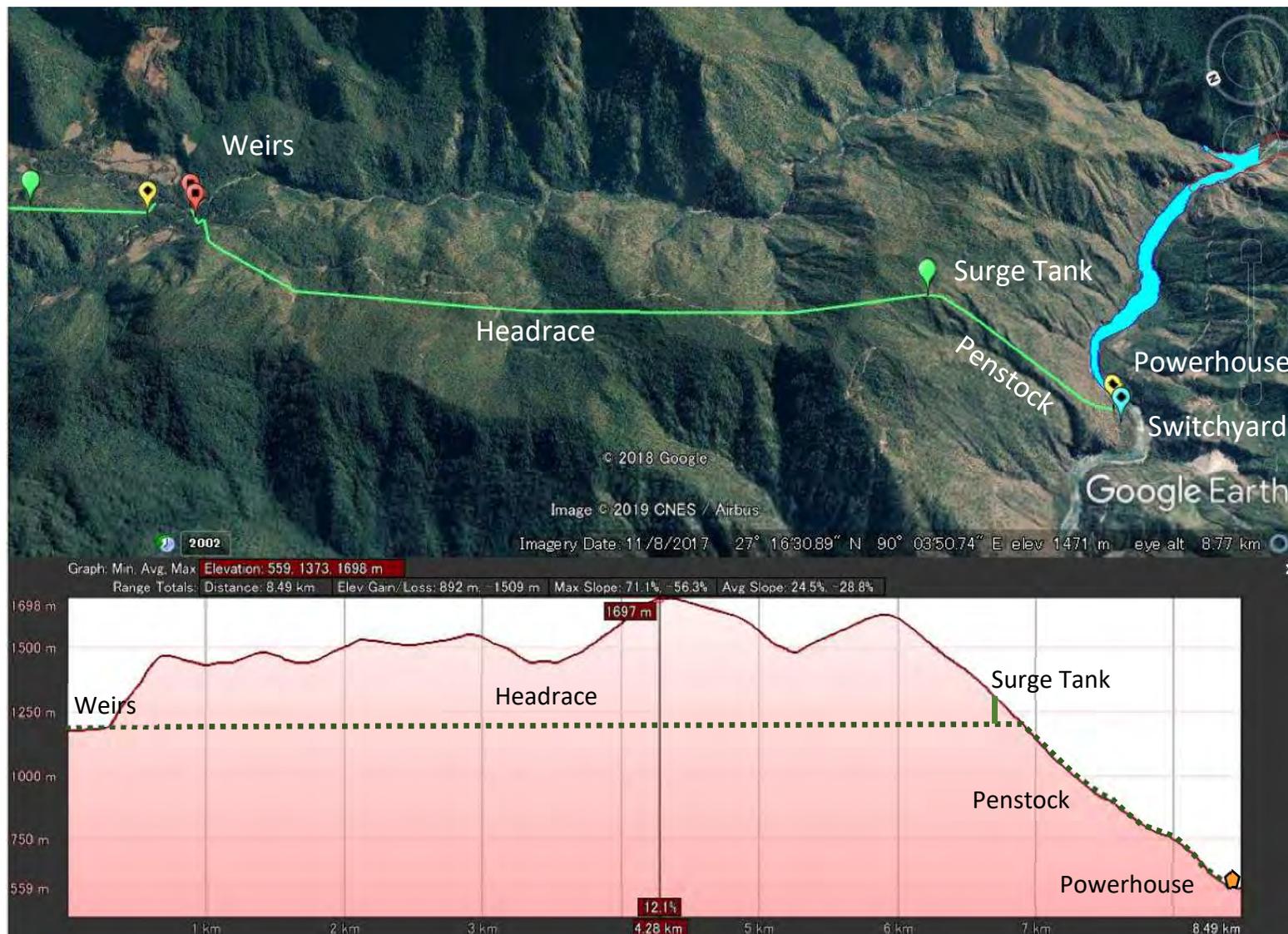


図 8-4 Pinsa HPP 水路縦断図

(出典：JICA 調査団)

(4) 発電設備主要構造物の設計

(a) 土木構造物の設計

1) 取水堰

当初取水ダムを Morichhu（本川）と Porichhu（支川）の合流点に設置する計画であったが、合流点より下流の河川勾配が急になること、および、河床に長径 5m 程度の巨礫が多数堆積していることから、ダム建設は困難であると判断された。そのため、取水位置を合流点より上流に移動し、Morichhu と Porichhu それぞれにトレンチ堰を設置することとした。

また、川幅は約 300 m とかなり広くなるため、それぞれの堰の左右岸護岸および沈砂池、取水口ゲートの護岸のため、防護壁を設置する。

2) 取水口ならびに沈砂池

地上式の沈砂池を Porichhu の堰の右岸側に設置し、沈砂池下流側末端に取水口ゲートを設置する。取水口は沈砂池の右岸側の尾根部に設置する。

3) 水路ならびに地下発電所

水路ルートは地形や地質条件を基に、Kisonachhu の右岸側とし、取水口と放水口を最短ルートで結ぶ。

a) 導水路

導水路は圧力トンネルであり、内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、3.7 m (1 条) とした。

- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良が必要な場合は、コンソリデーショングラウトの実施を検討する。

b) 導水路水槽

導水路水槽は地質が良好な尾根部に水槽の天端が地表に出るように配置する。

c) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から地表部まで勾配 10% のトンネルとし、それ以降は地上式で尾根沿いに発電所までを計画する。下部水平部で 1 条から 2 条に分岐し、入口弁と接続させる。

ただし、経過地近傍に地層境界の変質に伴って形成されたと想定される小さな谷があるため、ルートはそこを避け南側のやせ尾根上に設置する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 上部水平部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、2.8 m (1 条) とした。掘削断面は高さ 4.4m の馬蹄形である。

d) 発電所

発電所は、Punatsangchhu 左岸に平坦面があることから、地上式とする。

形状および規模については Mangdechhu HPP ならびに JICA 水力開発ガイドラインを参考に

した。

また、開閉所も同じ平坦面上流側に併設する。

e) 放水路および放水口

放水路はオープンチャンネル式とする。内空断面は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、幅 4.4 m、高さ 3.5 m とした。なお、Thasa (P-26) の貯水池の FRL との関係から、放水位 TWL は 540m としている。

(b) 水車の設計（電気部門）

有効落差が約 600 m と大きいことから、ペルトン式とする。

(c) 開閉所

開閉所面積および配置は Mangdechhu HPP を参考とした。発電所の上流側平坦面に併設する。

(d) 作業坑の配置

導水路トンネル延長は約 6 km であり、1 切羽の施工延長を 2.5 km 以下にするため、作業坑として、導水路最下流（サージタンク基部）に 1 本、中間部に 1 本の計 2 本を配置し、最大 4 切羽で施工する。

(5) 概算事業費の算出

5 章で述べた工事費積算キットを用いて概算工事費を算出した。その結果を表 8-9 に示す。

表 8-9 Pinsa 水力発電計画の概算工事費

(10⁶Nu)

Cost Items	Cost	Remarks
I. Preparation Work	235	
(1) Access Road	77	
(2) Camp & Facilities	79	(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	79	(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	16	(III. Civil Works) x 2%
III. Civil Works	1,578	
III.1 Intake Dam	26	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	12	
(2) Desilting Basin	-	
III.3 Headrace Tunnel	914	
III.4 Head Tank/Surge Tank	94	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	-	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	303	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	26	
(2) Tailrace Outlet	8	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	121	
III.10 Miscellaneous Works	75	(sum of III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	778	
(1) Gate and Screen	20	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	687	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	71	
V. Electrical Works	2,902	
(1) Electro-Mechanical Equipment	2,764	
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	138	
VI. Transmission Line		
(1) Transformer, Switchyard, Transmission Line	1,596	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	826	(I~V の合計) x 0.15
VIII. Contingency	1,653	(I~V の合計) x 0.3
IX. Interest During Construction	959	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T= 6years)
Grand Total	10,543	

(出典 : JICA 調査団)

(6) 建設工事工程

各主要構造物の工事数量に対し、日本での施工実績を踏まえ、各コンポーネントの施工速度を表 8-10 の通り設定した。

当地点の水圧管路と発電所は地上式であるため、いずれの掘削工事期間とも 10 カ月程度と短いことから、全体工事期間は 42 カ月（3 年半）とした。

準備工事を含む着工から運転開始までの工事工程を表 8-11 に示す。

表 8-10 計画施工スピード

No.	コンポーネント	作業項目	計画施工スピード
1	アクセス道路	改修	1,000 m/月
		新設	300 m/月
2	取水堰	基礎掘削	5,000 m ³ /月
		コンクリート打設	1,000 m ³ /月
3	取水口および沈砂池（地上式）	掘削	2,000 m ³ /月
		コンクリート打設	1,000 m ³ /月
4	導（放）水路トンネル	掘削	125 m/月
		コンクリート巻立	100 m/月
5	導水路水槽	立坑掘削	5 か月
		立坑コンクリート巻立	5 か月
6	水圧管路（地上式）	斜面掘削	6 カ月
		鉄管据え付け	100 m/月
7	発電所掘削（地上式）	斜面掘削	3 か月
		基礎掘削	6 か月

（出典：JICA 調査団）

8.4.3 Chamkharchhu-II (C-10) 水力発電計画

(1) 水文

ダムサイト近傍に Shingkar/Bemethang 測水所（観測期間 6 年）があり、流域面積比（ダム地点／測水所）は 0.93 であることから水文データの信頼度は中程度である。設計流量は表 5-22 に示す設計比流量の内、Chamkharchhu の下流域の値を用いて算定した。また、比堆砂量は 56 ton/km² であることから、平均年間堆砂量は 0.14 million ton/year とかなり少ない。

(2) 地形地質

地形地質については Appendix-1 (26) に述べるとおりである。

(3) 発電計画の設計

表 8-12 に計画諸元を示す。

表 8-12 Chamkharchhu-II 水力発電計画の計画諸元

Items		Unit	Description	
General	Type		ROR with Pond (II-2)	
	Installed Capacity	P	MW	414
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	130.4
	Effective Head	Hd	m	368.3
Dam and Reservoir	Type		Concrete Gravity Dam	
	Height	H	m	84
	Sediment Depth		m	24
	River Bed Level	RBL	m	1,225
	Crest Length	L	m	180
	Dam Volume	V	m ³	343,000
	Excavation Volume	Ve	m ³	817,000
	Reservoir Area	Ra	ha	15.8
	Catchment Area	Ca	km ²	2,525
	F.R.L (Full Reservoir Level)		m	1280
	L.W.L (Low Water Level)		m	1270
	Usable Water Depth		m	10
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	1.2
Waterway	Intake and Desilting Basin	Ve	m ³	184,000
	Headrace	L(m) x n	m	D=6.5m, 8,630 x 1
	Surge Tank	D(m) x L	m	15 x 100
	Penstock (Vertical shaft)	L(m) x n	m	D=4.8m, 564 x 1, 50 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	D=7.7m, 680 x 1
	Total Length	Lt	m	9,900
Power house	Type		Underground	
	Overburden		m	340

	Cavern Volume		m ³	128,000
	T.W.L (Tail Water Level)		m	884
Turbine	Type			Pelton
	Number		unit	2
	Unit generating capacity		MW	207

(出典：JICA 調査団)

一般平面図および水路縦断図をそれぞれ図 8-5、図 8-6 に示す。また、以下の各主要構造物の CAD 図面を Appendix – 5 (3) に示す。

- 一般平面図
- 取水ダムおよび取水口平面図
- 取水ダム断面図
- 発電所、放水口および開閉所平面図

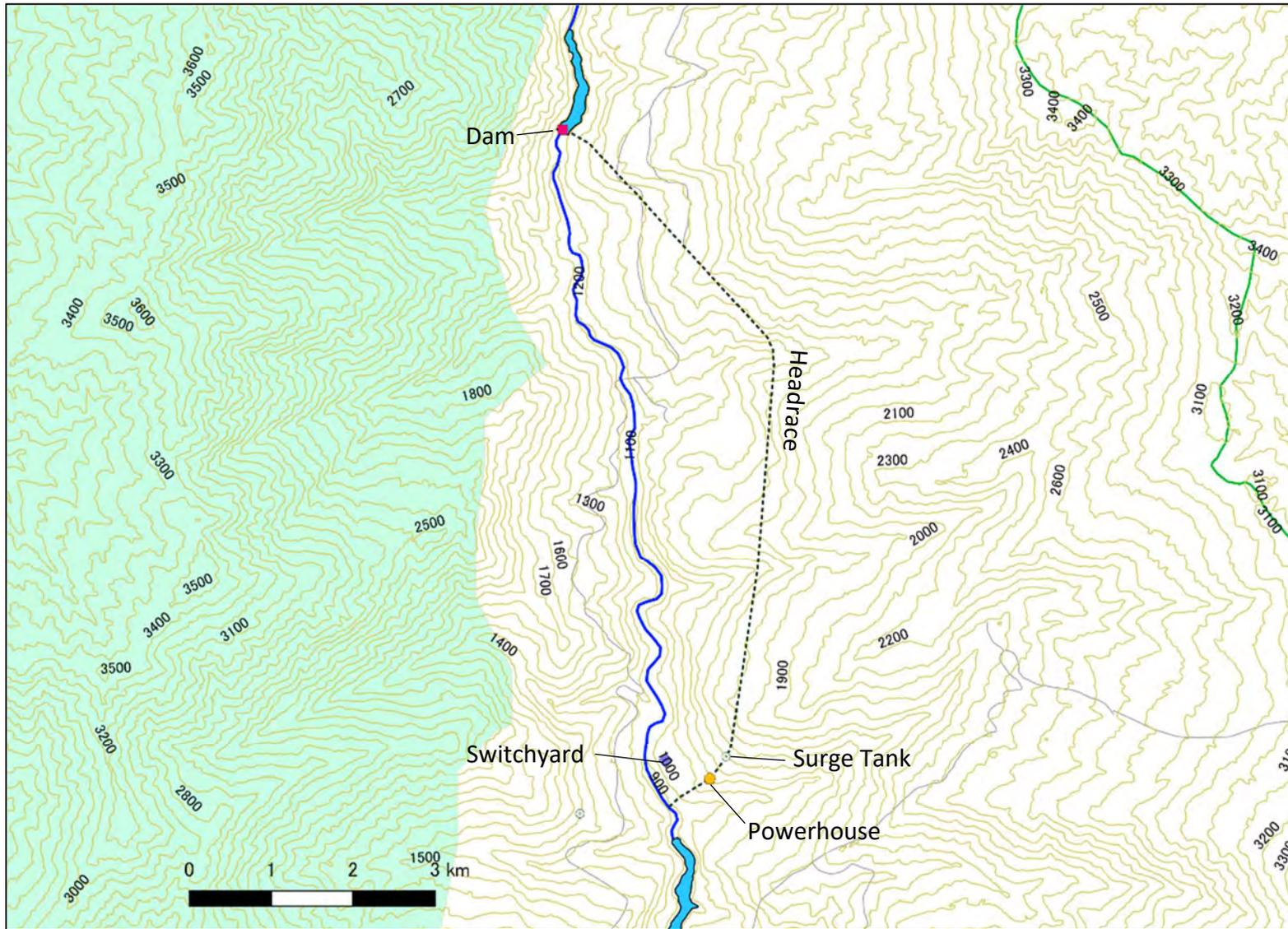


図 8-5 Chamkharchhu-II HPP 平面レイアウト

(出典：JICA 調査団)

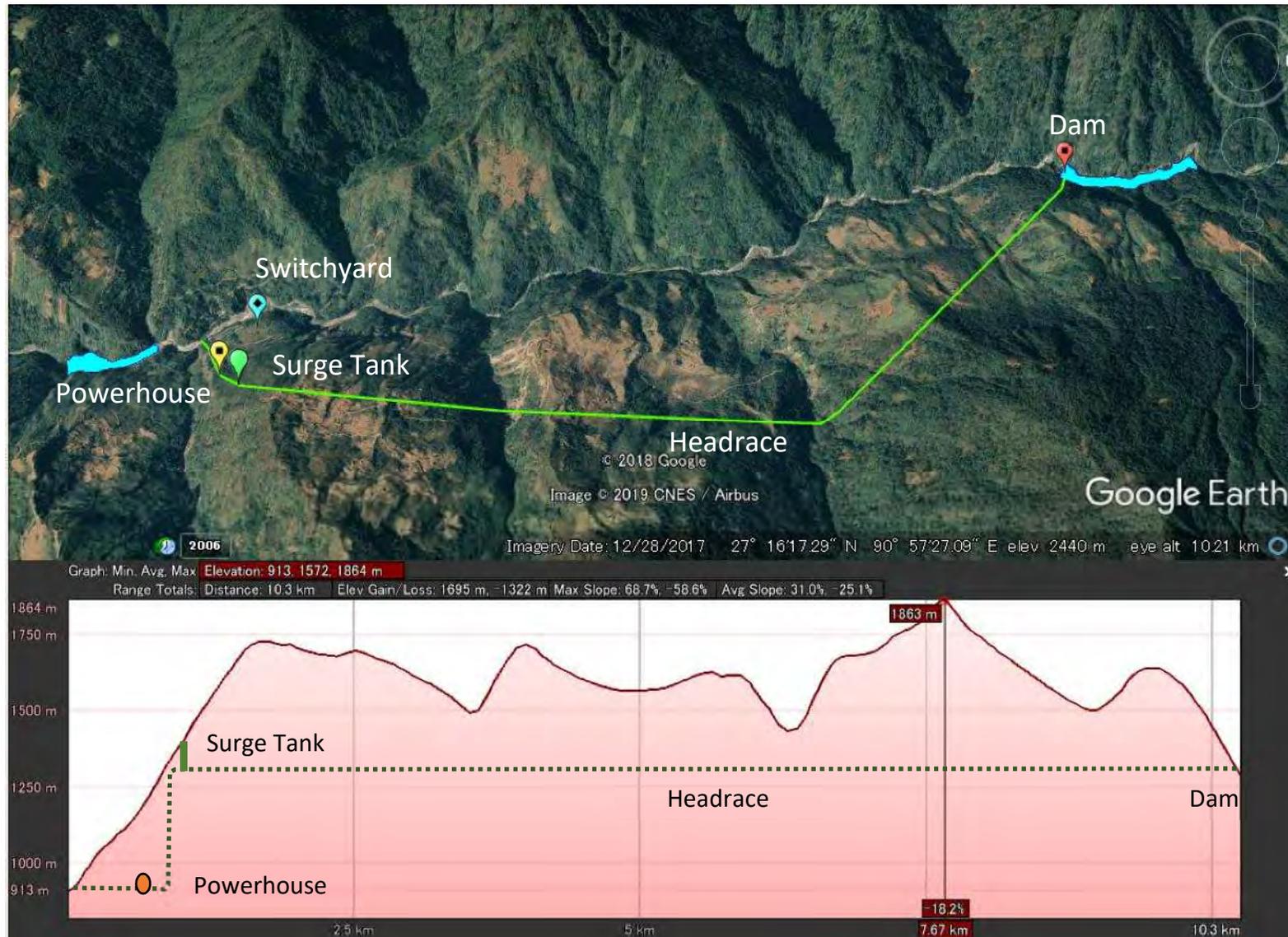


図 8-6 Chamkharchhu-II HPP 水路縦断面図

(出典：JICA 調査団)

(4) 発電設備主要構造物の設計

(a) 土木構造物の設計

1) 上部ダムおよび貯水池

地質が良好であり、洪水量が $5000\text{m}^3/\text{s}$ を超えると想定されることから、堤体に洪水吐が設けられる重力式コンクリートダムとした。ダム建設中は転流工を設けることとし、10年確率洪水量を安全に流下させられる計画とした。なお、深さ 24 m と想定される河床堆積物を掘削除去するため、下流側にも仮締切ダムを設置する。

2) 取水口ならびに沈砂池

取水口は地質が良好であり、土砂流入を極力避けることができるように、ダム直上流に設置する。調整池を有するが、その有効容量は 1.2 million m^3 と小さいため、沈砂池を設ける必要がある。また、地形的に地上式沈砂池の建設は困難であることから、圧力トンネル式とする。

3) 水路ならびに地下発電所

水路ルートは地形や地質条件を基に、Chamkharchhu の左岸側に配置し、山体内に取水口と放水口を最短ルートで結ぶ。

a) 導水路

導水路は圧力トンネルであり、内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、6.5 m (1 条) とした。掘削径は高さ 7.7 m の馬蹄形とする。

- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良が必要な場合は、コンソリデーショングラウトの実施を検討する。

b) 導水路水槽

導水路水槽は地質が良好な尾根部に水槽の天端が地表に出るように配置する。

c) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10%、それ以降は立坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。下部水平部で 1 条から 2 条に分岐し、入口弁と接続させる。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 上部水平部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、4.8 m (1 条) とした。掘削断面は高さ 6.4 m の馬蹄形である。
- ・ 立坑部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、4.8 m (1 条) とした。掘削径は 6.0 m である。

d) 発電所

地形的に地上式の発電所を設置することは困難であることから、地下式とする。

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

空洞形状および規模については Mangdechhu HPP ならびに JICA 水力開発ガイドラインを参考にした。

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑、ケーブル坑およびドレーン坑などを 1/25,000 地形図に基づき計画した。

e) 放水路

放水路延長が約 680 m と長いことから、1 条の無圧円形トンネルとした。内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、7.7 m とした。掘削断面は高さ 8.8 m の馬蹄形である。

4) 放水口

放水口は、一般的な側方型を採用した。

(b) 水車の設計（電気部門）

有効落差が 380 m と大きいこと、また、雨季乾季の使用水量の変化が大きいことから、小流量発電が可能なペルトン式を採用することとした。

(c) 開閉所

開閉所面積および配置は Mangdechhu HPP を参考とした。発電所上流側にある平坦面を利用する計画とした。しかし、この平坦面の標高は EL. 1,040m であり、発電所フロアレベルよりも 150m 高いことから、ケーブルトンネルに 150m の立坑部を設けることとした。

(d) 作業坑の配置

導水路トンネルの延長は 8.6 km である。1 切羽の施工延長を 2.5 km 以下にするため、作業坑として沈砂池下流に 1 本（土砂吐きトンネルに流用）、導水路最下流（サージタンク基部）に 1 本、その間を 2 等分するように 1 本の計 3 本を配置し、最大 4 切羽で施工する。

(5) 概算事業費の算出

5 章で述べた工事費積算キットを用いて概算工事費を算出した。その結果を表 8-13 に示す。

表 8-13 Chamkharchhu-II 水力発電計画の概算工事費

(10⁶Nu)

Cost Items	Cost	Remarks
I. Preparation Work	1,394	
(1) Access Road	647	
(2) Camp & Facilities	213	(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	534	(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	320	(III. Civil Works) x 2%
III. Civil Works	10,673	
III.1 Intake Dam	4,359	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	106	
(2) Desilting Basin	1,018	
III.3 Headrace Tunnel	2,707	
III.4 Head Tank/Surge Tank	502	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	123	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	1,050	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	272	
(2) Tailrace Outlet	28	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	-	
III.10 Miscellaneous Works	508	(sum of III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	1,383	
(1) Gate and Screen	726	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	531	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	126	
V. Electrical Works	7,397	
(1) Electro-Mechanical Equipment	7,045	
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	352	
VI. Transmission Line		
(1) Transformer, Switchyard, Transmission Line	4,251	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	3,175	(I~V の合計) x 0.15
VIII. Contingency	6,350	(I~V の合計) x 0.3
IX. Interest During Construction	3,683	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T = 6years)
Grand Total	38,628	

(出典 : JICA 調査団)

8.4.4 Uzorong (G-14) 水力発電計画

(1) 水文

ダムサイト近傍に Uzorong 測水所（観測期間 21 年）があり、流域面積比（ダム地点／測水所）は 1.19 であることから水文データの信頼度はかなり高い。設計流量は表 5-22 に示す設計比流量の内、Drangmechhu の中流域の値を用いて算定した。また、比堆砂量は 552 ton/km² であることから、平均年間堆砂量は 0.66 million ton/year と比較的多い。

(2) 地形地質

地形地質については Appendix-1 (35) に述べるとおりである。

(3) 発電計画の設計

表 8-15 に計画諸元を示す。

表 8-15 Uzorong 水力発電計画の計画諸元

Items		Unit	Description
General	Type		Pondage (III-2)
	Installed Capacity	P	MW
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s
	Effective Head	Hd	m
Dam and Reservoir	Type		Concrete Gravity Dam
	Height	H	m
	Sediment Depth		m
	River Bed Level	RBL	m
	Crest Length	L	m
	Dam Volume	V	m ³
	Excavation Volume	Ve	m ³
	Reservoir Area	Ra	ha
	Catchment Area	Ca	km ²
	F.R.L (Full Reservoir Level)		m
	L.W.L (Low Water Level)		m
	Usable Water Depth		m
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³
Waterway	Intake	Ve	m ³
	Headrace	L(m) x n	m
	Surge Tank	D(m) x L	m
	Penstock (Vertical shaft)	L(m) x n	m
	Tailrace	L(m) x n	m
	Total Length	Lt	m
Power house	Type		Underground
	Overburden		m

	Cavern Volume		m ³	249,049
	T.W.L (Tail Water Level)		m	510
Turbine	Type			Vertical Francis
	Number		unit	4
	Unit generating capacity		MW	210

(出典：JICA 調査団)

一般平面図および水路縦断図をそれぞれ図 8-7、図 8-8 に示す。

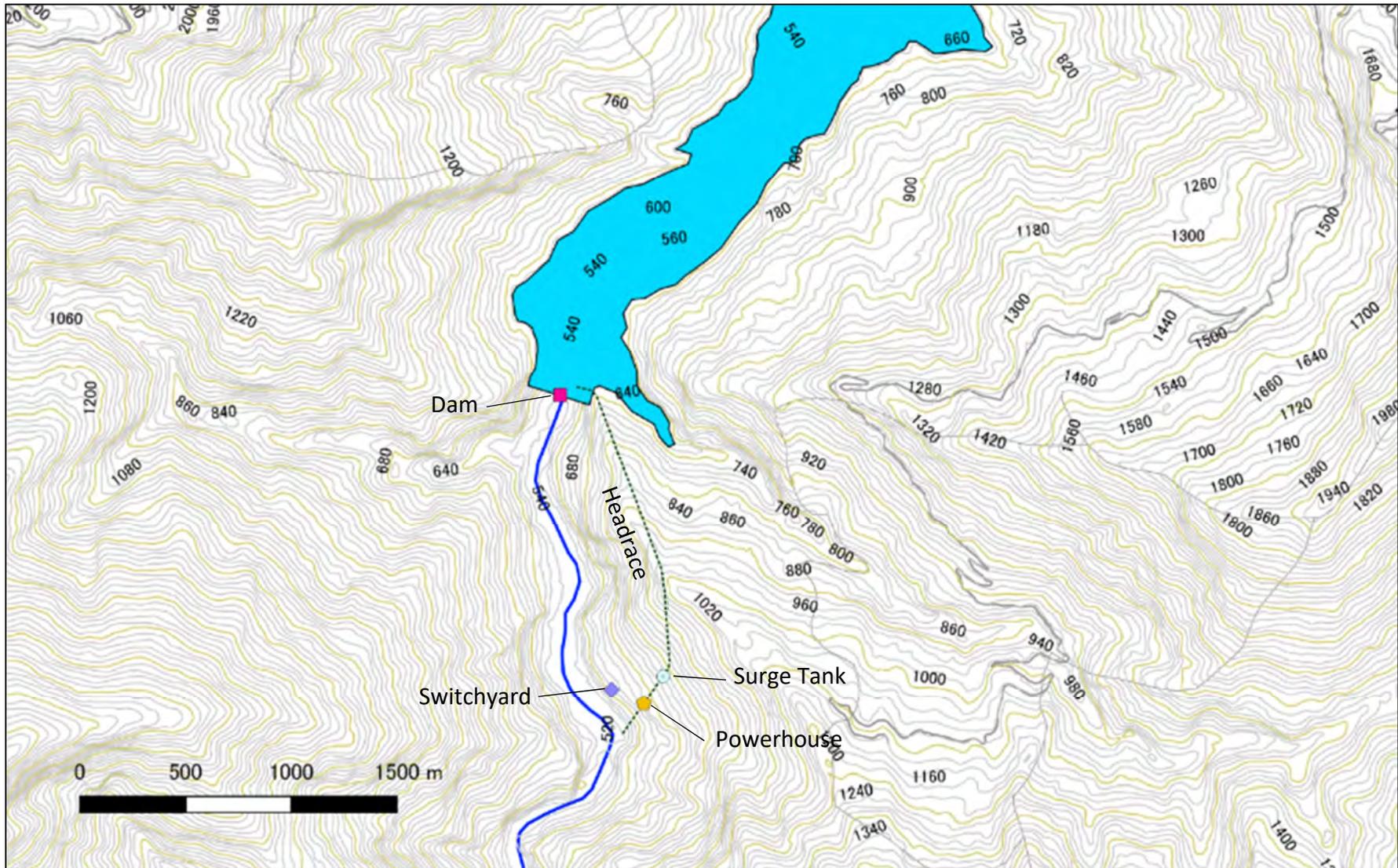


図 8-7 Uzorong HPP 平面レイアウト

(出典：JICA 調査団)

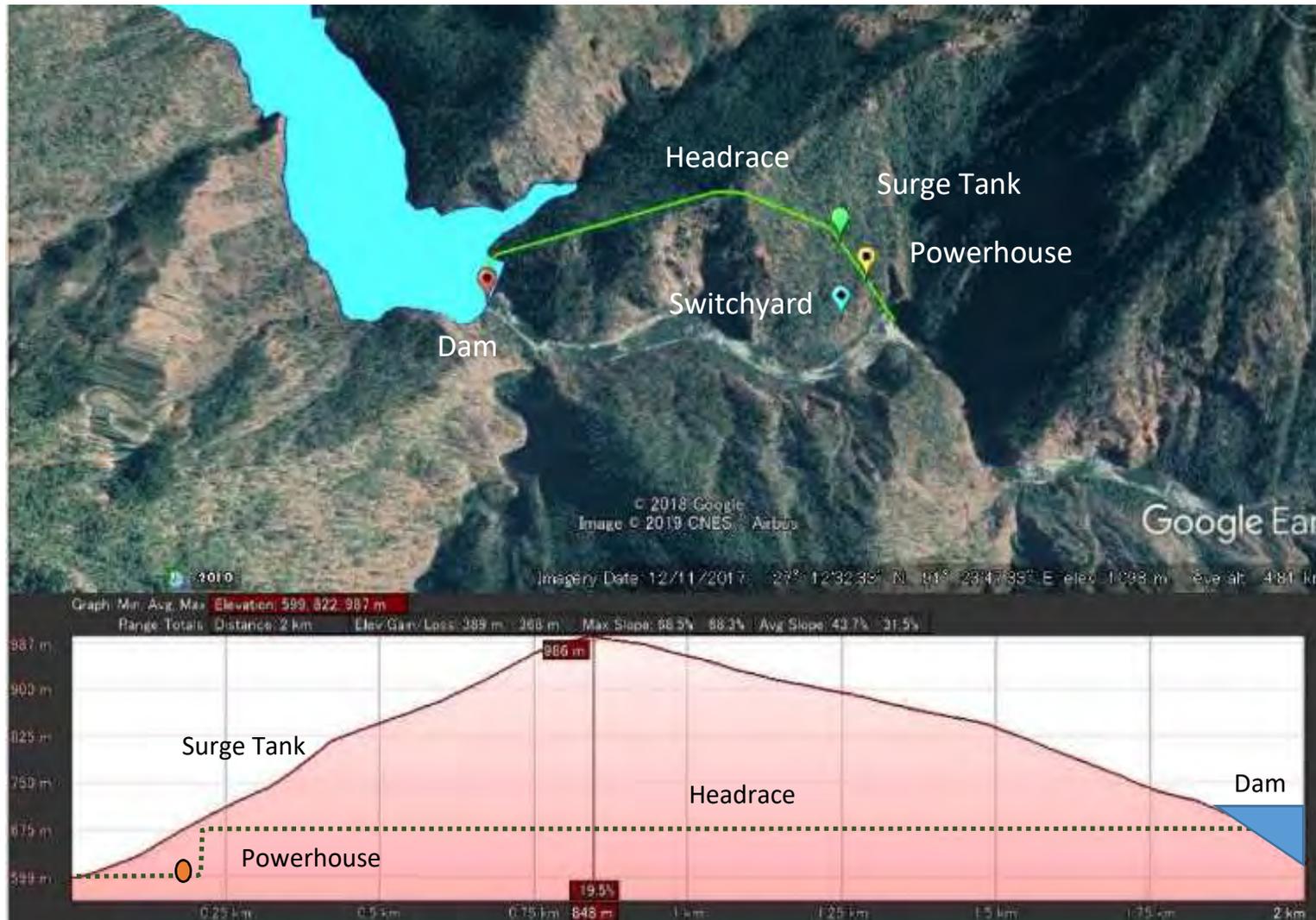


図 8-8 Uzorong HPP 水路縦断面図

(出典：JICA 調査団)

(4) 発電設備主要構造物の設計

(a) 土木構造物の設計

1) 取水ダムおよび調整池

地質が良好であり、洪水量が 10,000m³/s 程度と想定されることから、堤体に洪水吐が設けられる重力式コンクリートダムとした。ダム建設中は転流工を設けることとし、10 年確率洪水量を安全に流下させられる計画とした。なお、深さ 23 m と想定される河床堆積物を掘削除去するため、下流側にも仮締切ダムを設置する。

2) 取水口

取水口は地質が良好であり、水路長が最短となるダム直上流に設置する。大規模な調整池を有し、その有効容量は 217.3 million m³ と大きいため、沈砂池は必要ない。なお、平均年間堆砂量は 0.66 million ton/year であり、100 年堆砂量は 66 million ton (50 million m³) と想定される。

3) 水路ならびに地下発電所

水路ルートは地形や地質条件を基に、Manaschhu の左岸側に配置し、取水口と放水口を最短ルートで結ぶ。

ただし、本検討では放水口位置を放水位 EL. 510 m (Kuri-Gongri HPP の FRL : 500 m に余裕高 10 m を考慮) としてダム水路式としているが、ダム河床標高が EL. 530 m であることから、次段階ではダム式と比較検討する必要がある。

a) 導水路

導水路は圧力トンネルであり、内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、6.9 m (4 条) とした。掘削径は高さ 8.1 m の馬蹄形とする。

- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良が必要な場合は、コンソリデーショングラウトの実施を検討する。

b) 導水路水槽

導水路水槽は地質が良好な尾根部に水槽の天端が地表に出るように配置する。

c) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10%、それ以降は立坑で下部ベンド部 (水車中心標高) までを計画する。下部水平部で入口弁と接続させる。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 上部水平部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、5.3 m (4 条) とした。掘削断面は高さ 6.9 m の馬蹄形である。
- ・ 立坑部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、5.3 m (4 条) とした。掘削径は 6.5 m である。

d) 発電所

地形的に地上式の発電所を設置することは困難であることから、地下式とする。

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

e) 放水路

放水路延長が約 180 m と短いことから、4 条の無圧円形トンネルとした。内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、8.2 m とした。掘削断面は高さ 9.3 m の馬蹄形である。

4) 放水口

放水口は、一般的な側方型を採用した。

(b) 水車の設計（電気部門）

有効落差が 144 m と小さいことから、縦軸フランシス式を採用することとした。

(c) 開閉所

発電所周辺の地形は急峻であり、地上式とすることが困難なため、地下式の GIS 方式とする計画とした。

(d) 作業坑の配置

導水路トンネルの延長は 1.5 km であることから、導水路最下流（サージタンク基部）に 1 本を配置する計画とした。

(5) 概算事業費の算出

5 章で述べた工事費積算キットを用いて概算工事費を算出した。その結果を表 8-16 に示す。

表 8-16 Uzorong 水力発電計画の概算工事費

(10⁶Nu)

Cost Items	Cost	Remarks
I. Preparation Work	2,453	
(1) Access Road	647	
(2) Camp & Facilities	516	(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	1,290	(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	774	(III. Civil Works) x 2%
III. Civil Works	25,796	
III.1 Intake Dam	18,310	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	699	
(2) Desilting Basin	-	
III.3 Headrace Tunnel	2,540	
III.4 Head Tank/Surge Tank	404	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	282	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	1,895	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	316	
(2) Tailrace Outlet	122	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	-	
III.10 Miscellaneous Works	1,228	(sum of III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	2,773	
(1) Gate and Screen	2,010	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	511	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	252	
V. Electrical Works	16,712	
(1) Electro-Mechanical Equipment	15,916	
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	796	
VI. Transmission Line	4,382	
(1) Transformer, Switchyard, Transmission Line	4,382	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	7,276	(I~V の合計) x 0.15
VIII. Contingency	14,552	(I~V の合計) x 0.3
IX. Interest During Construction	8,440	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T= 6years)
Grand Total	83,148	

(出典 : JICA 調査団)

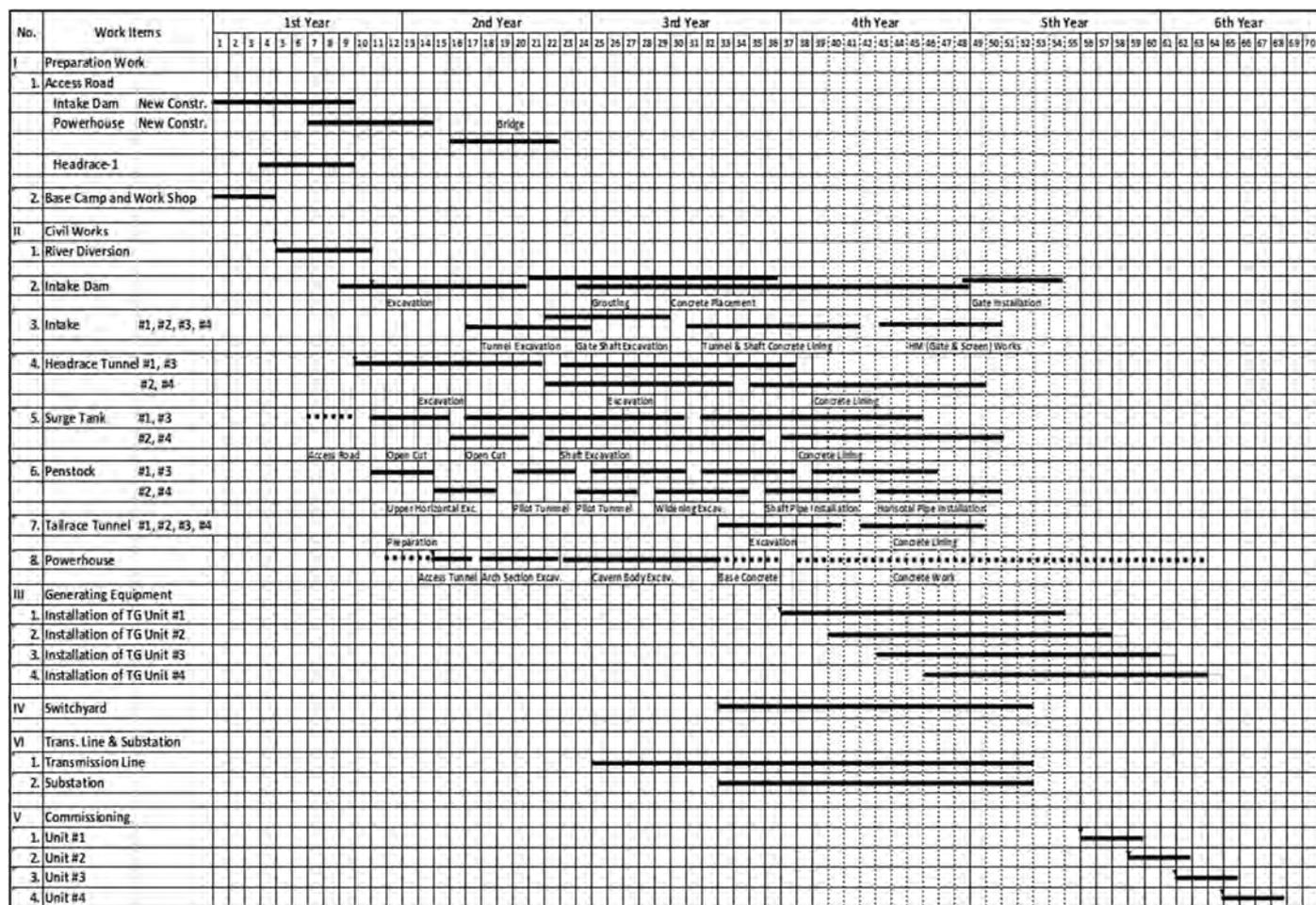
(6) 建設工事工程

各主要構造物の工事数量に対し、日本での実績を踏まえ、各コンポーネントの施工速度を Dorokha 水力発電計画と同様に表 8-6 の通り設定した。

当地点のダム高さが 168m と高いこと、水路 4 条および発電機台数 4 台であることから、工事工程のクリティカルパスはダム、水路ならびに地下発電所であり、全体工事期間は 68 カ月（5 年 8 カ月）とした。なお、初号機の運転開始までは 59 カ月である。

準備工事を含む着工から運転開始までの建設工事工程を表 8-17 に示す。

表 8-17 建設工事工程 (Uzorong 水力発電計画)



注) TG: Turbine generator, HM: Hydro-mechanical

(出典: JICA 調査団)

8.4.5 Jongthang (M-6) 水力発電計画

(1) 水文

ダムサイト近傍に Bjizam 測水所（観測期間 21 年）があり、流域面積比（ダム地点／測水所）は 0.85 であることから水文データの信頼度は高い。設計流量は表 5-22 に示す設計比流量の内、Mangdechhu の上流域の値を用いて算定した。また、比堆砂量は 153 ton/km² であることから、平均年間堆砂量は 0.18 million ton/year と少ない。

(2) 地形地質

地形地質については Appendix-1 (21) に述べるとおりである。

(3) 発電計画の設計

表 8-18 に計画諸元を示す。

表 8-18 Jongthang 水力発電計画の計画諸元

Items		Unit	Description	
General	Type		ROR with Pond (II-2)	
	Installed Capacity	P	MW	227
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	83.3
	Effective Head	Hd	m	316.2
Dam and Reservoir	Type		Filled or Earth Dam	
	Height	H	m	51
	Sediment Depth		m	26
	River Bed Level	RBL	m	2,100
	Crest Length	L	m	140
	Dam Volume	V	m ³	720,000
	Excavation Volume	Ve	m ³	227,000
	Reservoir Area	Ra	ha	4.5
	Catchment Area	Ca	km ²	1,176
	F.R.L (Full Reservoir Level)		m	2,120
	L.W.L (Low Water Level)		m	2,110
	Usable Water Depth		m	10
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	0.3
Waterway	Intake and Desilting Basin	Ve	m ³	110,000
	Headrace	L(m) x n	m	D=5.1m, 13,030 x 1
	Surge Tank	D(m) x L	m	15 x 100
	Penstock (Vertical shaft)	L(m) x n	m	D=4.1m, 501 x 1, 50 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	D=6.5m, 1,390 x 1
	Total Length	Lt	m	15,052
Power house	Type		Underground	
	Overburden		m	300

	Cavern Volume		m ³	90,800
	T.W.L (Tail Water Level)		m	1,780
Turbine	Type			Pelton
	Number		unit	2
	Unit generating capacity		MW	113.5

(出典：JICA 調査団)

一般平面図および水路縦断図をそれぞれ図 8-9、図 8-10 に示す。

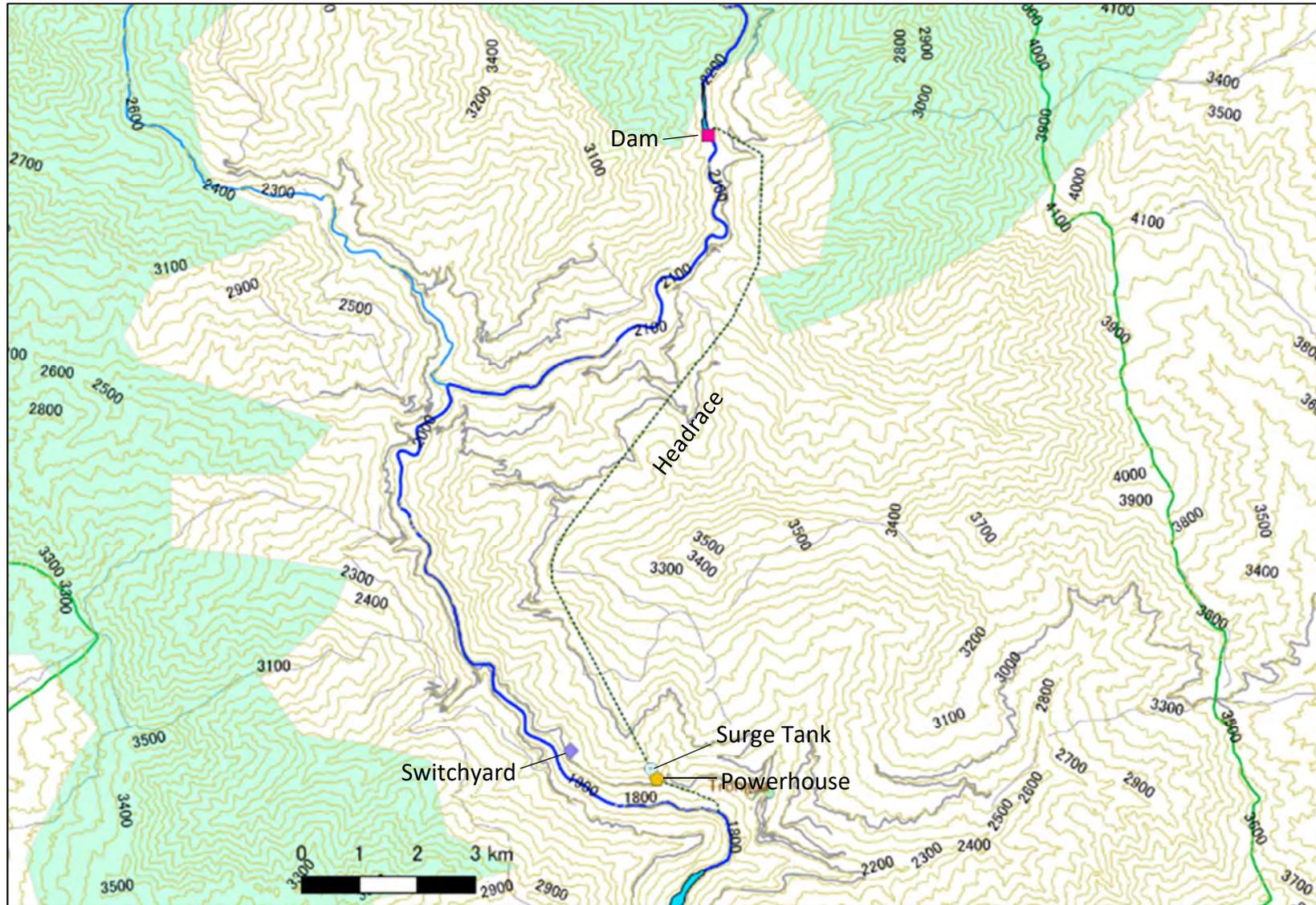


図 8-9 Jongthang HPP 平面レイアウト

(出典：JICA 調査団)

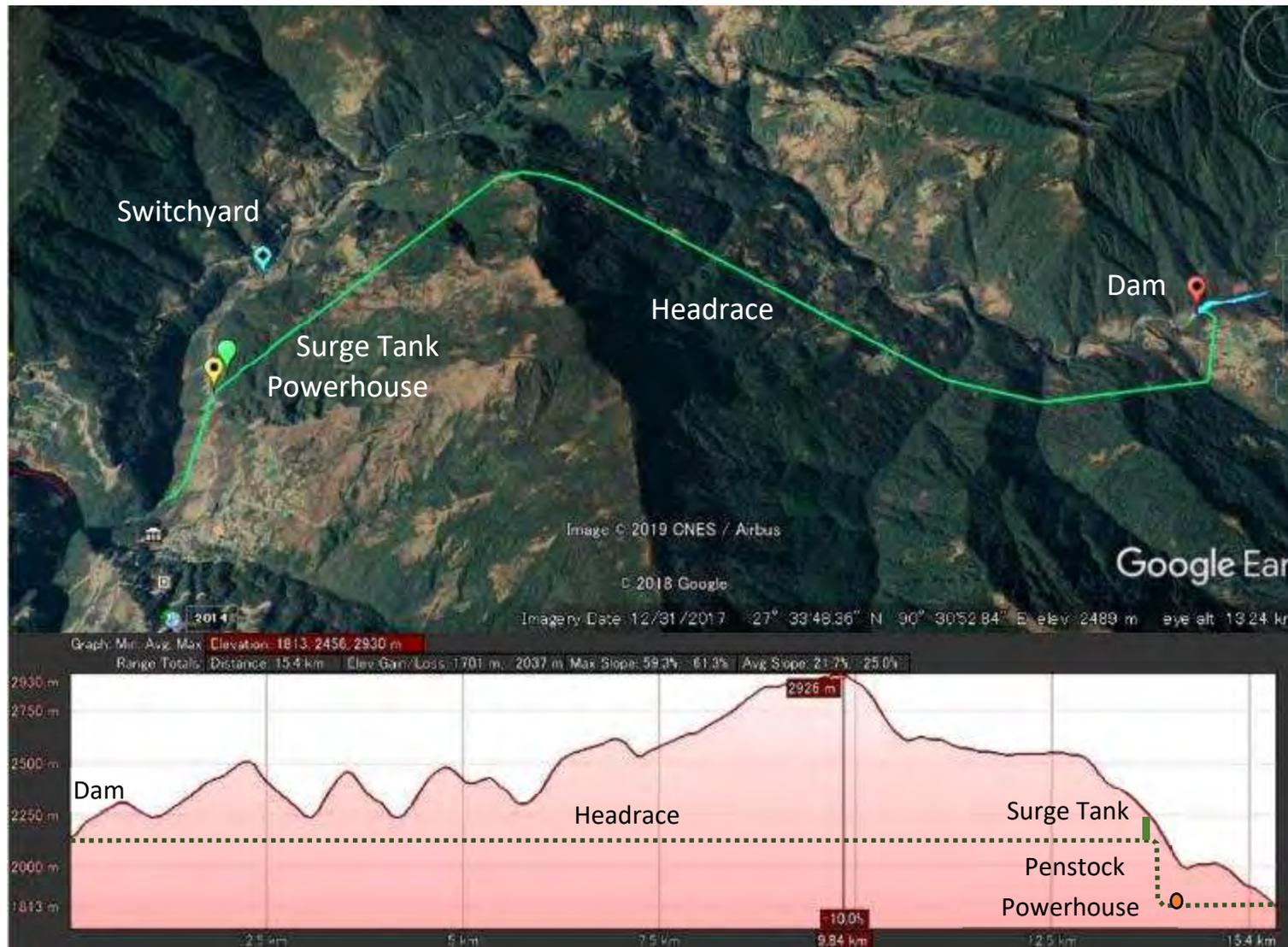


図 8-10 Jongthang HPP 水路縦断面図

(出典：JICA 調査団)

(4) 発電設備主要構造物の設計

(a) 土木構造物の設計

1) 取水ダムおよび調整池

地質があまり良好でないため、フィルダムまたはアースダムとした。ただし、洪水量が $3,000\text{m}^3/\text{s}$ 程度と想定されることから、左岸側に洪水吐を設置する必要がある。ダム建設中は転流工を設けることとし、30年確率洪水量を安全に流下させられる計画とした。なお、深さ 26 m と想定される河床堆積物を掘削除去する必要はないため、下流側には仮締切ダムを設置しない。

2) 取水口ならびに沈砂池

取水口はダム上流左岸側に設置する。調整池を有するが、その有効容量は 0.3 million m^3 と小さいため、沈砂池を設ける必要がある。また、地形的に地上式沈砂池の建設は困難であることから、圧力トンネル式とする。

3) 水路ならびに地下発電所

水路ルートは地形や地質条件を基に、Mangdechhu の左岸側に配置する。しかし、取水口と放水口を最短ルートで結んだ場合、作業トンネルの延長が 2 km を超えること、また、途中で $3,500\text{m}$ 級の山があり、トンネルの土被りが $1,000\text{m}$ を超えることから、経済性の観点から迂回するルートとする。

a) 導水路

導水路は圧力トンネルであり、内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、5.1 m (1 条) とした。掘削径は高さ 6.2 m の馬蹄形とする。

- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良が必要な場合は、コンソリデーショングラウトの実施を検討する。

b) 導水路水槽

導水路水槽は地質が良好な尾根部に水槽の天端が地表に出るように配置する。

c) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10%、それ以降は立坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。下部水平部で 1 条から 2 条に分岐し、入口弁と接続させる。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 上部水平部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、4.1 m (1 条) とした。掘削断面は高さ 5.7 m の馬蹄形である。
- ・ 立坑部の水圧管路トンネルの内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、4.1 m (1 条) とした。掘削径は 5.3 m である。

d) 発電所

地形的に地上式の発電所を設置することは困難であることから、地下式とする。

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では鉄管路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないこと、さらに、Trongsa 市内から十分な離隔を取ることを条件に空洞位置を選定した。

e) 放水路

放水路延長が約 1,390 m と長いことから、1 条の無圧円形トンネルとした。内径は JICA 水力開発ガイドラインに基づき、6.5 m とした。掘削断面は高さ 7.5 m の馬蹄形である。

4) 放水口

放水口は、一般的な側方型を採用した。

(b) 水車の設計（電気部門）

有効落差が 316 m と大きいこと、また、雨季乾季の使用水量の変化が大きいことから、小流量発電が可能なペルトン式を採用することとした。

(c) 開閉所

Trongsa 市内から見えない位置の発電所上流側にある平坦面を利用する計画とした。しかし、この平坦面と発電所の離隔は 1.5 km と遠く、また、標高は EL. 2,060m であり、発電所フロアレベルよりも 250m 高いことから、ケーブルトンネルは勾配 30 度の斜坑部を設けることとした。

(d) 作業坑の配置

導水路トンネルの延長は 13.1 km である。1 切羽の施工延長を 2.5 km 以下にするため、作業坑として沈砂池下流に 1 本（土砂吐きトンネルに流用）、導水路最下流（サージタンク基部）に 1 本、その間を 3 等分するように 2 本の計 4 本を配置し、最大 6 切羽で施工する。

(5) 概算事業費の算出

5 章で述べた工事費積算キットを用いて概算工事費を算出した。その結果を表 8-19 に示す。

表 8-19 Jongthang 水力発電計画の概算工事費

(10⁶Nu)

Cost Items	Cost	Remarks
I. Preparation Work	1,181	
(1) Access Road	647	
(2) Camp & Facilities	152	(III. Civil Works) x 2%
(3) Compensation & Resettlement	381	(III. Civil Works) x 5%
II. Environmental Mitigation Cost	229	(III. Civil Works) x 2%
III. Civil Works	7,625	
III.1 Intake Dam	919	
III.2 Intake Facilities		
(1) Intake	58	
(2) Desilting Basin	637	
III.3 Headrace Tunnel	3,268	
III.4 Head Tank/Surge Tank	356	
III.5 Penstock & Side Spillway		
(1) Penstock	89	
(2) Side Spillway	-	
III.7 Powerhouse	766	
III.8 Tailrace		
(1) Tailrace Waterway	405	
(2) Tailrace Outlet	19	
III.9 River Diversions from Neighborhood Basin	-	
III.10 Miscellaneous Works	363	(sum of III.1 to III.9) x 5%
IV. Hydromechanical Works	925	
(1) Gate and Screen	490	Spillway Gate, Intake Gate, Silt Flush Gate, Tailrace Gate
(2) Penstock	351	
(3) Miscellaneous Works (10% of above total)	84	
V. Electrical Works	4,983	
(1) Electro-Mechanical Equipment	4,746	
(2) Miscellaneous works (5% of above total)	237	
VI. Transmission Line	2,913	
(1) Transformer, Switchyard, Transmission Line	2,913	
VII. Administration Cost and Engineering Cost	2,112	(I~V の合計) x 0.15
VIII. Contingency	4,225	(I~V の合計) x 0.3
IX. Interest During Construction	2,450	(Item I - VIII) x 0.4 x I x T (Assumed I = 0.05, T= 6years)
rand Total	25,781	

(出典 : JICA 調査団)

8.5 次ステップに向けたアクションプラン

8.5.1 水文気象調査

- ◆ Dorokha 水力発電計画
Dorokha ゲージングステーションの水文データの整理・分析。
- ◆ Pinsa 水力発電計画
取水堰近傍に新たにゲージングステーションを設置し、水文データを計測・分析する必要がある。
- ◆ Chamkhachhu II 水力発電計画
Shingkharchhu/Bemethang ゲージングステーションの水文データの整理・分析
- ◆ Uzorong 水力発電計画
Uzorong ゲージングステーションの水文データの整理・分析
- ◆ Jongthang 水力発電計画
Bjizam ゲージングステーションの水文データの整理・分析

8.5.2 地質調査

(1) Dorokha, Chamkharchhu II, Uzorong および Jongthang 水力発電計画

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 8-21 に示す。

取水ダムについては、予定位置周辺の地質構造を把握するための地表地質踏査を実施するほか、ダムサイト全域に 100m のグリッドを設定し電気探査を実施する。ボーリングはグリッドの交点上で実施し、調整池周辺の地下水位を長期に把握する。ボーリング孔長は、ダム軸上では堤高相当分の 60m 級、上下流方向には 50m 級とし、全孔でルジオン試験を実施する。

その他、原石山、取水口、放水口においては、電気探査とボーリング調査の組み合わせを基本とする。

水路は、基本的には電気探査でカバーする。導水路水槽箇所では、地表からボーリングと孔内速度検層、地下水位以下でルジオン試験を実施する。

地下発電所は、予定位置周辺の地質構造を把握するため地表地質踏査を実施するとともに、地下空洞周辺の岩盤状況を確認するためのボーリングを地表から発電所空洞敷の標高までのボーリングを実施し、地下空洞敷から上の 100m 区間については孔内速度検層ならびにルジオン試験を実施する。室内岩石試験を全対象構造物について実施する。ただし、XRD (X 線回折分析) は膨張性粘土鉱物を含有している可能性がある風化帯のボーリングコアに対して実施する

なお、ダムサイト、原石山および地下発電所における調査横坑、横坑内の (剪断試験あるいは平板載荷試験などの) 原位置岩盤試験、地下空洞予定位置における初期応力測定などは詳細設計ステージで実施する。

表 8-21 Dorokha, Chamkharchhu II, Uzorong および Jongthang 水力発電計画の次期調査段階で
必要な調査一覧表

対象構造物	課題	必要調査項目	備考
取水ダム	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ ダム基礎岩盤の性状把握 ▶ ダム基礎の透水性 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. 電気探査 3. ボーリング調査 4. 孔内透水(Lu)試験 5. 室内試験 	*地表踏査は、取水ダム、調整池周辺全域を対象
原石山	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 重力式コンクリートダム用骨材の品質 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 電気探査 2. ボーリング調査 3. 室内試験 	
沈砂池（トンネル）	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 沈砂池周辺の地質性状の確認 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 電気探査 2. ボーリング調査 (含孔内速度検層) 3. 室内試験 	
水路／水槽	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 水路経過地の地質性状の確認（破碎帯および熱水変質帯など弱層の伏在している可能性） 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 電気探査 2. ボーリング調査 (含孔内速度検層) 3. 孔内透水(Lu)試験 4. 室内試験 	*電気探査は、水路経過地を対象 *地表踏査は、導水路水槽および地下発電所周辺を対象
地下発電所	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 地下発電所周辺岩盤の性状 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. ボーリング調査 (含孔内速度検層) 3. 孔内透水(Lu)試験 4. 室内試験 	
放水口／開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 岩盤クリープによる地表の緩み範囲の確認 ▶ 風化の程度の把握 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. 電気探査 3. ボーリング調査 4. 室内試験 	*地表踏査は、放水口および周辺既設道路を対象

(出典：JICA 調査団)

(2) Pinsa 水力発電所

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 8-22 に示す。

取水堰については、堰及び沈砂池周辺の地質構造を把握するための地表地質踏査を実施するほか、堰および沈砂池全域に 100m のグリッドを設定し電気探査を実施する。

水路については、基本的には電気探査でカバーする。導水路水槽箇所では、地表からボーリングと孔内速度検層、地下水位以下でルジオン試験を実施する。

水圧管路経過地については、地質構造を把握するための地表地質踏査を実施するほか、地質性状を把握するため電気探査を実施する。必要に応じてボーリングと孔内速度検層を実施する。

発電所、開閉所、放水口は、周辺の地質構造を把握するため地表地質踏査を実施するとともに、全域に 100m のグリッドを設定し電気探査を実施する。基礎の地質性状を把握するため 100m グリッドの交点で延長 10m のボーリング調査を実施する。

表 8-22 Pinsa 水力発電計画の次期調査段階に必要な調査一覧表

対象構造物	課題	必要調査項目	備考
取水堰／沈砂池	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ ダム基礎岩盤の性状把握 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. 電気探査 	*地表踏査は、取水堰および沈砂池周辺を対象
水路／水槽	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 水路経過地の地質性状の確認（破碎帯など弱層の伏在している可能性） 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 電気探査 2. ボーリング調査（含孔内速度検層） 3. 孔内透水(Lu)試験 4. 室内岩石試験 	*地表踏査は、水槽を対象 *電気探査は、水路経過地を対象
水圧管路	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 水圧管路基礎岩盤の性状把握 ▶ 風化部の風化深度 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. 電気探査 3. ボーリング調査 4. 室内岩石試験 	*地表踏査は、水圧管路経過地を対象
発電所／開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 発電所／開閉所基礎岩盤の性状把握 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 地表地質踏査 2. 電気探査 3. ボーリング調査 	*地表踏査は、発電所、放水口および開閉所を対象

(出典：JICA 調査団)

8.5.3 環境影響評価 (EIA)

JICA や世界銀行のスクリーニング基準では大規模水力開発はカテゴリーA に分類され、慎重な EIA 手続きが必要とされる。

フルスケールの環境影響評価を実施する際は、十分な現地調査を行い環境の現状を把握するとともに、被影響住民や関係者との十分な協議を行い、移転計画や環境管理計画に住民の意見を反映することが必要である。

また、環境影響評価に当たっては、水力発電開発に精通した専門家を雇用して実施する必要がある。環境影響評価の内容としては、ブータン国環境影響評価規則の標準フォーマットを満足する必要があるほか、JICA 等の国際援助機関のガイドライン等を考慮することが求められる。

8.5.4 開発可能性調査 (フィージビリティスタディ)

(1) 検討内容

以下に、調査・検討項目を示す。

1. 水文、地形地質調査ならびに代替案比較検討の実施

1-1 既存の調査結果を踏まえた水文、地形地質調査の立案と実施

1-2 上記調査結果を踏まえた基本計画の見直し

- ・ 地質評価
- ・ 設計洪水流量の見直し、洪水吐ゲートの設計
- ・ 流入堆砂量の見直し、スルーシングおよびフラッシング機能の見直し

1-3 代替案の比較検討

- ・ 開発規模検討のレビュー
- ・ 地下発電所の位置、水路／水圧管路ルートと比較検討

2. 基本設計と施工計画

- 2-1 土木設備および鋼構造物の基本設計
- 2-2 電気機械設備設計のレビュー
- 2-3 最新技術 (TBM) の適用可能性評価
- 2-4 施工計画の立案

3. 自然・社会環境への影響の評価

- 3-1 環境影響評価報告書のレビュー
- 3-2 用地取得／住民移転基本計画のレビュー

4. 発電所の運転・維持管理に係る検討

- 4-1 発電所の運転・維持管理体制の提案
- 4-2 実施機関の技術面・人員面における運転維持管理能力の確認

5. 上記を踏まえた事業実施に係る検討

- 5-1 事業全体の実施体制、総事業費、資金計画、実施スケジュール、資機材調達方法の検討
- 5-2 経済・財務分析 (IRR、キャッシュフロー)
- 5-3 コンサルティングサービス TOR 及び M/M 案作成

(2) 立地可能性調査 (フィージビリティスタディ) 実施工程案

表 8-23 に示す工程案のとおり、立地可能性調査 (フィージビリティスタディ) 実施期間として約 2 年、詳細設計などの事業準備期間として約 2.5 年必要である。

表 8-23 立地可能性調査から請負業者入札までの工程案

	1 year				2 year				3 year		4 year		5 year	
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1H	2H	1H	2H	1H	2H
立地可能性調査														
コンサルタント選定	■													
水文気象観測		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
地形地質調査		■	■	■										
基本設計および工事費積算				■	■	■								
環境影響評価														
環境影響調査		■	■	■	■									
環境影響評価 (EIA, EMP, RAP)					■	■								
EIA, EMP, RAP Finalization							■	■						
資金計画							■	■						
事業準備														
コンサルタント選定									■	■				
詳細計画および入札図書作成										■	■	■	■	
入札手続き														■

(出典: JICA 調査団)