

平成 18 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査

マレーシア・サバ州における小水力発電事業調査
報告書

平成 19 年 3 月

北海道電力株式会社

まえがき

本報告書は、財団法人地球環境センター（GEC：Global Environmental Center Foundation）から北海道電力株式会社（Hokkaido Electric Power Co., Inc.）が平成 18 年度事業として受託した平成 18 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査「マレーシア・サバ州における小水力発電事業調査」の結果をとりまとめたものである。

1997 年 12 月京都において国際連合気候変動枠組条約（UNFCCC：The United Nations Framework Convention on Climate Change）第 3 回締約国会議（COP3：The 3rd Session of the Conference of the Parties to UNFCCC）が開催された。この会議では、二酸化炭素、メタンなどの温室効果ガスによって地球温暖化が進行することを防止するため、先進国では「2008 年から 2012 年（第 1 約束期間）」の平均排出量を、1990 年レベルよりも少なくとも 5%削減することを目標とした「京都議定書（Kyoto Protocol）」が採択され、我が国の削減目標は 6%となった。

京都議定書では目標達成方法に柔軟性を与える措置として、国際間の具体的なプロジェクトの実施を通じて温室効果ガスを分かち合う先進国間の「共同実施（JI：Joint Implementation）」、先進国と途上国とが協力して行う「クリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development Mechanism）」、そして、排出権を市場取引する「排出権取引（ET：Emissions Trading）」が決定された。我が国としてもこれらの制度を積極的に活用して目標を達成していくこととなっている。なお、我が国における京都議定書の国会承認は 2002 年 7 月に行われた。一方、マレーシア政府は 1999 年 3 月に京都議定書を批准している。

本調査はマレーシア・サバ州における小水力発電事業の実現可能性について調査するとともに、有効化審査を目指したプロジェクト設計書（PDD）の作成を行うものである。

マレーシア・サバ州における小水力発電事業調査 報告書

まえがき

目次

報告書概要版（和文）

Project Design Document 概要版（和文）

第1章 プロジェクト基本情報

| | |
|-------------------|----|
| 1.1 マレーシアの概況 | 1 |
| 1.1.1 地理・気候と宗教・言語 | 1 |
| 1.1.2 政治概況 | 2 |
| 1.1.3 経済概況 | 3 |
| 1.1.4 サバ州の概要 | 5 |
| 1.2 エネルギー事情 | 7 |
| 1.2.1 エネルギー資源 | 7 |
| 1.2.2 電力事情 | 9 |
| 1.2.3 エネルギー政策 | 11 |
| 1.3 環境政策および環境規制 | 13 |
| 1.3.1 環境政策 | 13 |
| 1.3.2 環境規制 | 14 |
| 1.3.3 EIA | 16 |
| 1.4 投資優遇措置 | 18 |
| 1.5 CDMの承認体制・承認状況 | 19 |

第2章 プロジェクト計画

| | |
|----------------------------|----|
| 2.1 プロジェクト調査の概要 | 25 |
| 2.1.1 プロジェクト調査の目的 | 25 |
| 2.1.2 プロジェクト計画の背景・ニーズ | 25 |
| 2.1.3 プロジェクト計画の概要 | 25 |
| 2.1.4 持続可能な開発・技術移転 | 26 |
| 2.1.5 調査の実施体制 | 27 |
| 2.2 プロジェクト実施サイトの概況 | 28 |
| 2.2.1 地理情報 | 28 |
| 2.2.2 河川の状況 | 29 |
| 2.2.3 地形・地質 | 32 |
| 2.2.4 降水量 | 36 |
| 2.3 水力発電計画（概念設計） | 37 |
| 2.3.1 Kimanis Kanan 地点発電計画 | 38 |
| 2.3.2 Kimanis Kiri 地点発電計画 | 49 |
| 2.3.3 まとめ | 57 |
| 2.4 グリッド接続 | 58 |
| 2.5 建設コスト | 60 |

| | |
|----------------------------|----|
| 第3章 プロジェクト効果 | |
| 3.1 方法論の検討 | 61 |
| 3.2 プロジェクト活動と境界 | 61 |
| 3.3 ベースラインの設定 / 追加性の立証 | 62 |
| 3.3.1 ベースラインの設定 | 62 |
| 3.3.2 追加性の立証 | 62 |
| 3.3.3 デバンドリング | 64 |
| 3.4 温室効果ガス削減量およびリーケージ | 64 |
| 3.4.1 プロジェクト活動に伴う温室効果ガス排出量 | 64 |
| 3.4.2 ベースラインにおける温室効果ガス排出量 | 64 |
| 3.4.3 リーケージ | 69 |
| 3.4.4 温室効果ガス削減量 | 69 |
| 3.5 モニタリング計画 | 69 |
| 3.6 環境影響 / その他の間接影響 | 71 |
| 3.6.1 環境影響評価 | 71 |
| 3.6.2 その他の間接影響 | 74 |
| 3.7 利害関係者のコメント | 75 |

| | |
|--------------------|----|
| 第4章 プロジェクト事業化 | |
| 4.1 プロジェクト費用 | 77 |
| 4.1.1 イニシャルコスト | 77 |
| 4.1.2 運営コスト | 77 |
| 4.2 資金計画 | 78 |
| 4.2.1 クレジット獲得期間の設定 | 78 |
| 4.2.2 投資環境 | 79 |
| 4.2.3 プロジェクトの資金 | 81 |
| 4.3 プロジェクトの実施体制 | 81 |
| 4.4 プロジェクト実施スケジュール | 82 |
| 4.5 プロジェクトの実現性 | 82 |
| 4.5.1 前提条件 | 82 |
| 4.5.2 内部収益率 (IRR) | 83 |
| 4.5.3 投資回収年数 | 84 |
| 4.6 今後の課題・見通し | 85 |

添付資料

1. キャッシュフロー計算書
2. Project Design Document (英文)

報 告 書

第 1 章

第1章 プロジェクトの基本情報

1.1 マレーシアの概況

1.1.1 地理・気候と宗教・言語

(1) 地理・気候

マレーシアは、アジア大陸最南端マレー半島の大部分を占める西マレーシアと、南シナ海を隔てて、東側に位置するボルネオ島(カリマンタン島)の北部を占める東マレーシアの2つの地域に分かれている(図-1.1.1参照)。西マレーシアは、北緯6度43分~1度16分、東経104度17分~100度8分に位置し、北はタイ、南はジョホール水道を隔ててシンガポールと対峙している。東マレーシアは、北緯7度25分~1度、東経119度20分~109度40分に位置し、南はインドネシアと接している。国土の総面積は、約33万km²(日本の面積の約90%)で、西マレーシアの約60%、東マレーシアの約80%が森林である。

人口は、2,380万人(2001年)でASEAN加盟国の平均人口5,257万人(2001年)の約半数である(表-1.1.1参照)。人口の約80%が西マレーシアに居住しており、首都クアラルンプールには約140万人が生活している。

気候は、海洋に面しているために年間を通じて高温多湿で降雨量も多い熱帯雨林気候となっている。年間平均気温は26~27、最高気温は32、最低気温は21である。季節の変化はほとんどないが、乾期(南西モンスーン期)と雨期(北東モンスーン期)があり、西マレーシアでは、5月~9月にかけて乾期、10月~2月は雨期で東海岸地方に多量の雨が降る。一方、東マレーシアのサバ州では雨期と乾期の別はあるものの、サラワク州では年間の変化がほとんどない多降雨地帯である。



図 - 1.1.1 マレーシア位置図

(出所：<http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/geos/my.html>)

表 - 1.1.1

ASEAN 加盟国の国別人口 (2001 年)

| 順位 | 国名 | 人口 (万人) |
|----|--------|---------|
| 1 | インドネシア | 21,364 |
| 2 | ベトナム | 7,953 |
| 3 | フィリピン | 7,702 |
| 4 | タイ | 6,124 |
| 5 | ミャンマー | 4,832 |
| 6 | マレーシア | 2,380 |
| 7 | カンボジア | 1,227 |
| 8 | ラオス | 540 |
| 9 | シンガポール | 410 |
| 10 | ブルネイ | 35 |
| 平均 | - | 5,257 |

(出所 : 日本国外務省 HP)

表 - 1.1.2

マレーシアの宗教

| 宗教 | 全体 (%) |
|---------|--------|
| イスラム教 | 60.4 |
| キリスト教 | 9.1 |
| ヒンズー教 | 6.3 |
| 仏教 | 19.2 |
| その他中国宗教 | 2.6 |
| 地方宗教 | 0.8 |
| その他 | 0.4 |
| 無宗教 | 0.8 |
| 不明 | 0.3 |
| 合計 | 100.0 |

(出所 : Department of Statistics
Population Census 2000)

(2) 宗教と言語

マレーシアは、マレー、中国、インドの文化・宗教が共存している。これは、19 世紀イギリス植民地時代に錫鉱山の開発に伴い、中国やインドから多くの労働者や移民がマレー半島に招来されたためである。そのため、マレーシアの国教は「イスラム教」で、約 60% の国民が信仰しているが、信仰の自由は認められており、表 - 1.1.2 に示すようにキリスト教、ヒンズー教、仏教などの宗教も信仰されている。

100 年間以上もイギリスの統治下にあったため、学校は全て英語教育が行われていたマレーシアだが、1957 年の独立を機に憲法では国語がマレー語に変更された。そのため、今も年長者は英語を流暢に話せる。一方、日常生活の中では中国系は福建語・広東語・北京語、インド系はタミール語を用いている。

1.1.2 政治概況

マレーシアは、首都クアラルンプールをはじめとし、ラブアン島、プトラジャヤを含む 3 つの連邦直轄地と、西マレーシア 11 州、東マレーシア 2 州の計 13 州からなる。西マレーシアのマラッカ州およびペナン州を除く 9 州には、世襲によりスルタン (首長) が存在し、スルタン会議の互選によってマレーシア国王 (元首) が選出される。国王の任期は 5 年で、国王の下に立法、行政、司法の三権が分立している。

国会 (連邦議会) は、上院と下院から成り、議院内閣制を採用している。上院は 70 議席で、うち 26 議席は各州議会から選出され、残り 44 議席は国王によって任命される。下院

は 219 議席で、国民の直接選挙により選出され、法案の否決権を有するなど、上院より大きな権限がある。

首相は、下院において多数の信任を得ている議員から国王が任命する。現首相は、2003 年 10 月 31 日、当時副首相であったアブドゥラ氏が就任した。同氏は 1981 年 7 月から 22 年にわたったマハティール前首相の後を継ぎ、「人材育成を柱とする知識集約型経済を目指す」と述べる一方で、前政権が推進した大型プロジェクトを凍結し、農村新興や社会政策の充実などに軸足を移している。また、行政機関の抜き打ち検査を自ら行い、行政の効率化や汚職摘発にも積極的に取り組んでいる。

マレーシアの政治体制を以下に示す。

- 政体 : 立憲君主制（議会制民主主義）
- 元首 : サイド・シラジュディン・サイド・プトラ・ジャマルライル国王（His Majesty Tuanku Syed Sirajuddin Syed Jamalullail）第 12 代マレーシア国王、2001 年 12 月 13 日即位。
- 首相 : アブドゥラ・アフマッド・バダウィ首相（Abdullah Ahmad Badawai）第 5 代首相、2003 年 10 月 31 日就任。
- 議会 : 2 院制（上院：70 議席、任期 3 年。下院：219 議席、任期 5 年。）
- 政府 : 1 府 28 省（表 1.1.3 参照）

1971 年からマレーシアでは、ブミプトラ（マレー人およびその他原住民）の資本所有率の向上を目標に、雇用や教育面でブミプトラを優遇するブミプトラ政策を実施している。同政策に基づき、第 3 次長期総合開発計画（2001 年～2010 年）においては、ブミプトラの資本所有率を 2000 年現在の 19.1%から 2010 年までに 30%に引き上げることを目標に掲げている。一方、政府は近年、ブミプトラ政策の段階的縮小に着手していることを明らかにし、2002 年の大学入学試験では、これまでの民族比率による入学者数割合制度を廃止し、成績主義による選考が行われた。

1.1.3 経済概況

マレーシアは、1997～1998 年のアジア経済危機の影響から 1998 年の実質 GDP 成長率がマイナス 7.4%を記録したが、翌 1999 年は 5.8%、2000 年は 8.5%と回復した。その後、世界的な景気後退の影響から製品輸出が低下し、2001 年は 0.4%まで減速したものの、その間に行われた財政政策の拡大や消費促進を柱とした新経済対策により、2002 年は 4.1%を記録した。

表 - 1.1.3 マレーシアの行政機関（2004年）

| | |
|--------------|---|
| 総理府 | Prime Minister's Department |
| 大蔵省 | Ministry of Finance |
| 国際貿易産業省 | Ministry of International Trade & Industry |
| 国内通産省 | Ministry of Domestic Trade & Industry |
| 外務省 | Ministry of Foreign Affairs |
| 農業・農業関連産業省 | Ministry of Agriculture & Agro-based Industry |
| 公共事業省 | Ministry of Works |
| 教育省 | Ministry of Education |
| 高等教育省 | Ministry of Higher Education |
| 運輸省 | Ministry of Transport |
| 情報省 | Ministry of Information |
| 一次産業省 | Ministry of Primary Industries |
| エネルギー・水源・通信省 | Ministry of Energy, Water & Communication |
| 人的資源（労働）省 | Ministry of Human Resources |
| 内務省 | Ministry of Home Affairs |
| 国内治安省 | Ministry of Internal Security |
| 国防省 | Ministry of Defense |
| 住宅・地方政府省 | Ministry of Housing And Local Government |
| 保健省 | Ministry of Health |
| 青年・スポーツ省 | Ministry of Youth & Sports |
| 企業家・協同組合開発省 | Ministry of Entrepreneurial & Cooperative Development |
| 観光省 | Ministry of Tourism |
| 農園・一次産業省 | Ministry of Plantation Industries & Commodities |
| 地方・地域開発省 | Ministry of Rural & Regional Development |
| 芸術・文化・遺産省 | Ministry of Arts, Culture and Heritage |
| 女性・家族・社会発展省 | Ministry of Women, Family and Community Development |
| 科学・技術・革新省 | Ministry of Science, Technology and Innovations |
| 天然資源・環境省 | Ministry of Natural Resources & Environment |
| 連邦直地省 | Ministry of Federal Territories |

2003年以降のマレーシアの主要経済指標を表-1.1.4に示す。2004年の実質GDP成長率は7.2%と好調だったものの、第1四半期7.8%と第2四半期8.2%に比べ、第3四半期6.7%、第4四半期5.6%と後半減速した。これは、エレクトロニクス関連需要が第2四半期をピークに減速したことが要因と見られている。一方、輸送機器や化学製品が伸びたほか、民間消費や観光などサービス業も好調だった。2005年は原油価格の高騰などで、5.2%の成長を記録し、2006年は5.8%が見込まれている。

2004年の貿易額は、過去最高の約2,318億USD(約26.5兆円)を記録し、前年比は23.3%増を示した。このうち輸出が前年比20.8%増の約1,265億USD(約14.5兆円)、輸入が前年比26.4%増の約1,053億USD(約12兆円)で、貿易収支はアジア通貨危機以降、7年連続の黒字となっている。輸出では、主力品目である電気・電子製品のほか、機械・同部品や木材などが伸びを見せ、輸出先上位3ヶ国は、アメリカ、日本、シンガポールである。輸入では、中間財や資本財が増加し、輸入元上位3ヶ国は日本、アメリカ、シンガポールである。なお、中国は輸出・輸入とも第4位に位置している。

表 - 1.1.4 マレーシアの主要経済指標

| 指標 | 2003年 | 2004年 | 2005年 |
|---|------------|------------|------------|
| 実質GDP成長率(%) | 5.5 | 7.2 | 5.2 |
| 一人あたりのGDP(名目)(USD) | 4,160.9 | 4,651.5 | 5,041.6 |
| 貿易収支(国際収支 [^] - \rightarrow)(USD) | 257億2,684万 | 274億9,316万 | 331億5,527万 |
| 経常収支(国際収支 [^] - \rightarrow)(USD) | 133億2,237万 | 148億7,132万 | 199億8,395万 |
| 外貨準備高(年末)(USD) | 438億2170万 | 658億8,110万 | 698億5010万 |
| 対外債務残高 | 98億1,158万 | 91億1,947万 | 79億2,165万 |
| 為替レート(1USD) | 3.8リンギット | 3.8リンギット | 3.787リンギット |

(出所: JETRO HP)

マレーシアと日本は、マハティール前首相が2002年12月に訪日した際に、日本との二国間FTAを締結する用意があることを表明してから、両国間で協議を行っている。中川経済産業大臣(当時)が2005年5月25日にマレーシアを訪問した際に、両国がFTA締結に向けて大筋合意し、2006年7月13日に締結した。日本にとっては、シンガポール、メキシコに次ぐ3番目のFTA締結国である。

1.1.4 サバ州の概要

サバ州は、世界で3番目に大きい島であるボルネオ島の北東部に位置している。中央部を南北に走るクロッカー山脈が州を二分し、その北端に東南アジアの最高峰キナバル山(標高4,095m)がそびえており平野は乏しい。面積は73,711km²で北海道の面積(83,451km²)に近い。また、人口は約290万人で、州都コタキナバルには約35万人が在住している。同

州は地元の労働人口が不足していることから、隣国のフィリピンやインドネシアから多数の労働力を導入し、現在は約 70 万人が在住していると言われている。

気候は熱帯雨林気候で、年間平均気温は約 27℃、年間雨量は約 2,500mm、特に 11 月から 1 月にかけて北東モンスーンの影響で雨量が増えるが、雨季と乾季の区別は明瞭ではなく、年間を通して雨が降る。

宗教は、マレーシアの国教であるイスラム教が人口の約 35%を占める一方で、最も多いのがキリスト教で約 50%となっている。

国民生活では、一人当たりの GDP は 4,946RM(約 15 万円)、インフレ率 0.8%、失業率 5.4%となっている。

図 - 1.1.3 にサバ州の政府組織図を示す。サバ州では、マレーシア政府により任命された州王が置かれ、州政府の権限は、連邦憲法により制限されているものの、独自の入国管理を許すなどの憲法上の特権が与えられている。



図 - 1.1.3 サバ州政府組織図

サバ州は、基本的にパームオイルを中心とする農林産業、石油を中心とする鉱業が主力産業となっている。2003年のサバ州経済は実質 GDP が 138 億 RM で 6.3%の経済成長を達成した。農業部門が 31.2%を占め、州経済を支えてきた木材産業は原材料不足に直面し、停滞する一方でパームオイル産業が伸びを見せている。鉱業部門は 12.6%を占め安定傾向にあるが、サバ州沖でガス田が発見されたことから、今後増加することも考えられる。

1.2 エネルギー事情

1.2.1 エネルギー資源

マレーシアは、石油、天然ガス、石炭などのエネルギー資源に恵まれており、これらエネルギー資源の開発と利用は、外貨の獲得と産業化に寄与しており、マレーシア経済の主要な構成要素となっている。表 - 1.2.1 に示すとおりエネルギー資源の埋蔵量は、石油が 34 億バレル、天然ガスが 82 兆 5,000 億立方フィート、石炭が 14 億 8,310 万トンとなっている。しかしながら、石油については、十数年後には枯渇すると予想されている。

また、マレーシアは石油から天然ガスへエネルギー転換を図ったため、天然ガスの国内消費量が増加したことに伴い、輸出量が減少している（表 - 1.2.2 参照）

表 - 1.2.1 マレーシアのエネルギー資源埋蔵量(2001年12月現在)

| | マレー半島 | サワラク州 | サバ州 | 計 |
|----------------|-------|--------|-------|--------|
| 石油 (億バレル) | 19.2 | 8.5 | 6.2 | 33.9 |
| 天然ガス (兆立方フィート) | 33.7 | 40.8 | 8.0 | 82.5 |
| 石炭 (百万トン) | 17.0 | 1,228 | 238 | 1,483 |
| 水力 (MW) | 4,000 | 20,000 | 1,000 | 25,000 |

(出所：National Energy Balance Malaysia 2000)

表 - 1.2.2 エネルギー輸出(単位：石油換算千トン)

| | 1990年 | 1995年 | 2000年 | 2001年 | 2002年 | 2003年 | 2004年 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 原油 | 21,902 | 18,518 | 10,036 | 9,128 | 11,017 | 10,826 | 11,292 |
| LNG | 8,686 | 10,790 | 16,633 | 16,636 | 17,803 | 18,965 | 22,944 |
| 天然ガス | 0 | 1,474 | 1,198 | 1,163 | 1,098 | -99 | 144 |
| 計 | 30,588 | 30,782 | 27,867 | 26,927 | 29,918 | 29,692 | 34,380 |

(出所：National Energy Balance Malaysia 2004)

国内エネルギー生産量(石油換算)に占める石油の割合は、1980年に93%であったのが、1999年には51%と大きく低下している。これに対して、天然ガスは、5%程度から45%へと増加しており、石油から天然ガスへの転換が急速に進んでいる。

表 - 1.2.3 国内エネルギー生産量の推移(単位：石油換算千トン、%)

| | 1980年 | 1990年 | 1999年 |
|----|---------------|---------------|---------------|
| 石炭 | - | 70(0.1) | 67(0.1) |
| 石油 | 14,239(93.3) | 31,204(66.5) | 37,286(50.8) |
| ガス | 703(4.6) | 15,483(33.0) | 32,942(44.9) |
| 水力 | 312(2.0) | 365(0.8) | 647(0.9) |
| 計 | 15,254(100.0) | 46,942(100.0) | 73,441(100.0) |

(出所：OECD Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries)

1993年におけるマレーシアのエネルギー生産量は、一次エネルギー供給量の約1.7倍となっており、エネルギー生産の40%を輸出している。石炭は輸入量が勝るものの、石油は生産量の43%に当たる石油換算で16百万トン(Mtoe)を、ガスは生産量の47%に当たる15Mtoeを輸出している。一次エネルギー量に占める燃料の割合は、石炭2%、石油50%、ガス39%、水力2%となっている。

エネルギー消費は、1998年のアジア経済危機時には前年を下回ったものの、その年以外は概ねGDPの伸び率を上回る勢いで順調に伸びている。

また、部門別の最終エネルギー消費動向については、輸送部門が1999年以降最大の消費割合を占める一方で、近年は産業部門の消費割合が徐々に伸びている。

表 - 1.2.4 部門別最終エネルギー消費(単位：石油換算千トン、%)

| | 2001年 | 2002年 | 2003年 | 2004年 |
|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 輸送 | 13,137(41.7) | 13,442(40.4) | 14,271(41.3) | 15,385(41.2) |
| 産業 | 11,852(37.6) | 12,854(38.6) | 13,472(38.9) | 14,914(40.0) |
| 商業・家庭用 | 4,048(12.8) | 4,387(13.2) | 4,399(12.7) | 4,754(12.7) |
| 非エネルギー使用 | 2,378(7.6) | 2,511(7.5) | 2,345(6.8) | 2,183(5.9) |
| 農業 | 98(0.3) | 96(0.3) | 98(0.3) | 87(0.2) |
| 計 | 31,513(100.0) | 33,290(100.0) | 34,585(100.0) | 37,323(100.0) |

(出所：National Energy Balance Malaysia 2004)

1.2.2 電力事情

(1) 電気事業体制

2004年までに、テナガ・ナショナル(TNB)、Sabah Electricity Sdn. Bhd.(SESB)およびサラワク電力供給会社(ESCO)の主要三事業者に加え、IPP24社、コージェネ事業者36社、再生可能エネルギー電力供給事業者6社、地域配電事業者34社が存在するとともに、約1,500の自家発電が存在している。

なお、TNBはマレー半島部を供給エリアにもち、SESBはサバ州、ESCOはサラワク州を供給エリアに持つ電気事業者である。

図-1.2.1にマレーシアの電力供給体制を示す。

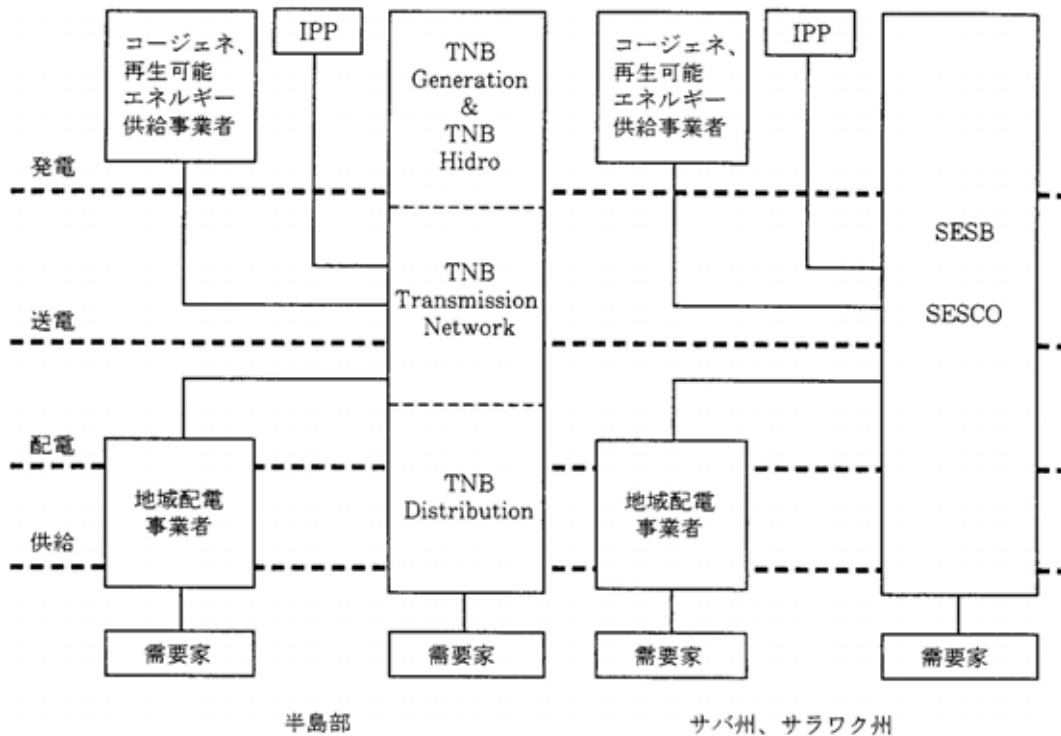


図 - 1.2.1 マレーシアの電力供給体制

(出所：Statistics of Electric Supply Industry in Malaysia)

(2) 電力需給

マレーシア国内における発電容量および発電電力量の事業者別内訳を表-1.2.5に、発電容量の電源別内訳を図-1.2.2に示す。

表 - 1.2.5 発電容量と発電電力量(2000年)

| | 発電容量(MW) | 発電電力量(GWh) |
|------------|----------|------------|
| TNB | 7,170 | 34,630 |
| SESB | 472 | 1,060 |
| SESCO | 551 | 3,350 |
| IPP | 5,090 | 29,060 |
| 商業用コージェネ | 550 | 1,290 |
| 自家消費用コージェネ | 220 | 760 |
| 自家発 | 720 | 950 |
| 計 | 14,773 | 71,100 |

(出所：Statistics of Electric Supply Industry in Malaysia)

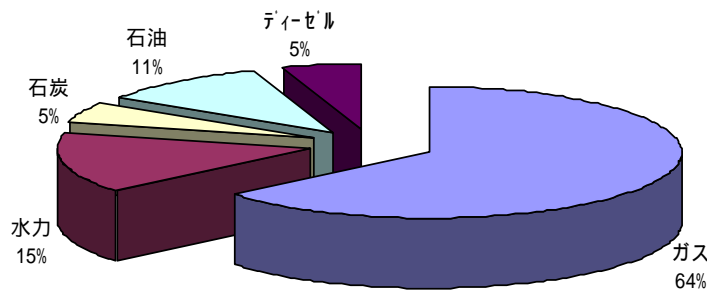


図 - 1.2.2 発電容量の電源別内訳

(出所：Statistics of Electric Supply Industry in Malaysia)

総発電容量の電源別内訳は、コンバインド・サイクルおよびガス 64%、水力 15%、石炭 5%、石油 11%、ディーゼル 5%となっている。

2000 年末現在、マレーシアの総発電容量は 14,773MW であり、その事業者別内訳は TNB7,170MW、SESB472MW、SESCO551MW のほか、IPP5,090MW、商業用コージェネ事業者 550MW、自家消費用コージェネ 220MW および自家発 720MW である。

2000 年の発電電力量は 711 億 kWh であり、その内三事業者と IPP で 681 億 kWh を占めている。三事業者の販売電力量は 390 億 kWh であり、その用途別構成比は工業用 53%、商業用 28%、家庭用 18%となっている。さらに、三事業者の需要家数は 560 万軒で、その内訳は、家庭用 84%、商業用 15%、工業用 0.5%となっている。

発電電力量を燃料別にみると、ガス 75%、水力 10%、石炭 7%、石油 6%およびディーゼル 2%である。

(3) 発電設備

1) マレー半島

マレー半島の発電設備容量は、1995 年以降徐々に増加してきたものの、2000 年には前年より 1,379MW 減少し、11,621MW となっており、その内 TNB が 62%、IPP が 38%

を占め、発電容量における IPP の位置付けが大きくなってきている。

TNB の燃料別構成は、1995 年には石油 26%、ガス 50%、石炭 8%、水力 17%であったが、2000 年には石油 21%、ガス 45%、石炭 8%、水力 26%と、石油の比率が減少し、水力の割合が高まっている。

2) サバ州

図 - 1.2.3 にサバ州における電源別内訳を示す。

2000 年における SESB の発電容量は、472MW であり、その電源別構成は、ディーゼルが 64%と主力を占め、ガス火力 22%、水力 14%となっている。サバ州における主な発電所には、Tenom Pangi 水力(66MW)とガス火力(104MW)のほか、59 箇所のディーゼル発電と 6 箇所の小水力がある。また、ガス火力と石炭火力からなる 5 件の IPP が運転しており、その発電容量は 304.4MW であり、SESB に売電している。

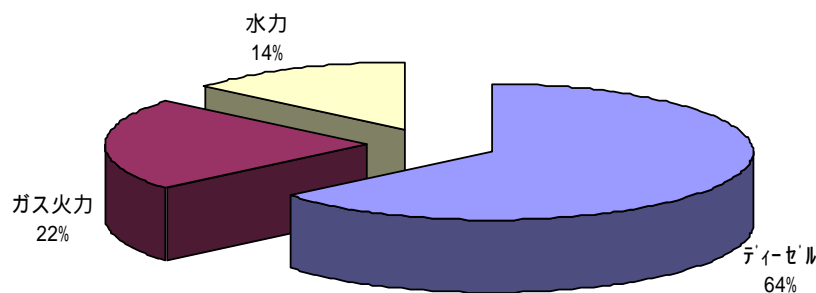


図 - 1.2.3 サバ州における電源別内訳

(出所 : Statistics of Electric Supply Industry in Malaysia)

(4) 送電設備

1) マレー半島

送電設備はマレー半島全域に敷設されており、その設備は TNB の所有である。送電系統は、66kV、132kV、275kV および 500kV から構成されており、1987 年に半島を周回する 275kV リンクが完成している。また、2000 年以降に 500kV 送電線の整備を進めており、2004 年現在までに半島西部の一部(巨長 890km)が完成している。送電線は、1981 年から半島北部でタイ国発電会社(EGAT)と 132kV (送電容量 80MW) の送電線で連系していたが、2001 年に 300kV 送電線 (送電容量 300MW) を増設している。一方、南部では、送電線容量 500MW の 230kV 海底ケーブル 2 回線を介してシンガポールの系統と接続している。

2) サバ州

サバ州では、2003 年に西岸送電網(West Coast Grid)の北端 Kota Kinabalu から Kudat に至る北部送電網 (Northern Grid) および Sandakan から Tawau、Semporna に至る

東岸送電網(East Coast Grid)が完成した。これにより 2004 年の送電線巨長は、1,350km となっており、電圧 132kV と 66kV の送電線で構成されている。そのうち、Labuan と Beaufort を結ぶ 166km の送電線(LBI : Labuan-Beaufort Interconnection)は、29km の海底ケーブル部分を含み、民間が所有している。

また、SESB の計画では、2006 年には東岸と西岸の送電網間を接続する東西連系送電線 (East-West Interconnection Grid) が完成する予定である。

(5) 配電設備

マレーシアでは、配電電圧として 33kV、11kV、6.6kV、および 415/240V が採用されており、2004 年の配電線巨長は、約 72 万 km に達している。

半島部の配電業務は、TNB の子会社である TNB Distribution Sdn. Bhd. が実施しており、供給信頼度に関しては、需要家一軒当たりの停電時間が表 - 1.2.6 に示すように大きく改善している。この減少は、ケーブルや接続部品の認可手続の強化、品質保証監査プログラムの実施などによるものである。

表 - 1.2.6 需要家一軒当たりの停電時間 (単位：分)

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| TNB | 351 | 281 | 149 | 114 | 156 |
| SESB | 2,048 | 2,279 | 1,779 | 1,729 | 2,594 |
| SESCO | 859 | 731 | 611 | 421 | 327 |

(出所：Statistics of Electric Supply Industry in Malaysia)

(6) 地方電化

「第 9 次マレーシア計画(2006 年～2010 年)」では、サバ州およびサラワク州の農村地帯 59,960 世帯を電化する計画である。これにより、サバ州およびサラワク州の世帯電化率は、2005 年の 72.8%、80.8% から 2010 年にはそれぞれ 80.6%、89.6% へ上昇する見込みである (表 - 1.2.7 参照)。

表 - 1.2.7 地域別世帯電化率

| | 2000 年 | 2005 年 | 2010 年 |
|-------|--------|--------|--------|
| マレー半島 | 97.5% | 98.6% | 98.8% |
| サバ州 | 67.1% | 72.8% | 80.6% |
| サラワク州 | 66.9% | 80.8% | 89.6% |
| 全国 | 89.5% | 92.9% | 95.1% |

(出所：The Ninth Malaysia Plan 2006-2010)

1.2.3 エネルギー政策

(1) エネルギー政策概要

1979年に発表されたマレーシアのエネルギー政策は、供給、利用、環境の3点に関し、以下のように定めている。

十分な供給を確保するため、固有の非再生および再生可能エネルギー資源の開発を通じて、安全で低コストエネルギーを供給する。

エネルギーの効率的利用を促進し、不経済で非生産的なエネルギー消費を削減する環境への負の影響を最小限にする。

これらの目標に基づき、開発5カ年計画が制定されている。

(2) 再生可能エネルギー

政府は、地球規模の環境問題への関心の高まりや、埋蔵量に限界のある天然ガスへの依存度が高まってきたことから、1999年に「5種類のエネルギー電源によるベストミックス戦略」を策定し、再生可能エネルギーを石油、天然ガス、石炭、水力(大規模)のエネルギー資源を補完するものとして促進することを決定した。優先すべき再生可能エネルギー資源として、バイオマス、バイオガス、都市廃棄物、太陽光および小水力等が挙げられている。

「第8次マレーシア計画」では、2005年までに総発電容量の5%に相当する規模の再生可能エネルギー電源の導入を計画していたものの実現には至らなかったことから、「第9次マレーシア計画」ではより現実的な目標値として350MWを設定している(表-1.2.8参照)。

表-1.2.8 再生可能エネルギーの導入目標

| | 発電可能容量 (MW) | 割合 (%) | |
|----------|----------------|-----------|------------|
| パーム油かす | 193 | 55 | EFB/Biogas |
| 小水力 | 105 | 30 | 10MW以下 |
| 都市廃棄物 | 35 | 10 | |
| 籾殻 | 10 | 3 | |
| ランドフィルガス | 7 | 2 | |
| 計 | 350 | 100 | |

(出所：CDM Workshop 2006 in Kuala Lumpur 提供資料)

また、マレーシア政府は、再生可能エネルギーを促進させるために、優遇措置制度としてSREP(Small Renewable Energy Power Programme)を2001年5月より導入している。同制度は、エネルギー委員会が所管しており、同機関から入手したガイドラインによると適用条件の概要は以下の通りである。

SREPは、バイオマス、バイオガス、都市廃棄物、太陽光、小水力および風力などの

再生可能エネルギーに適用する。

プロジェクト開発者は、電力会社と直接交渉し、電力買取契約（PPA）を締結する必要がある。

SREP のライセンスは 21 年間有効である。

プロジェクト実施者は、電力グリッドへの連結に伴う費用を全額負担する必要がある。グリッド連結の電圧階級は 11kV ~ 33kV とする。

発電地点は、グリッド連結地点予定から 10km 以内とする。ただし、水力発電に関してはこの限りではない。

緊急停止時の供給義務はない。

発電方式をコジェネレーションにすることで、特別な優遇措置を受けることができる。グリッド連結可能な最大電力量は、発電出力 10MW 以下とする。

プロジェクト実施者は、発電設備を新設する場合、REPA（Renewable Electricity Purchase Agreement）締結後、24 ヶ月以内に発電できる状態でなければならない。プロジェクト実施者は、マレーシア政府環境局が定めた環境規制を遵守しなければならない。

プロジェクト実施者の資本構成は、最低 30% をプミプトラ（マレー人およびその他原住民）にする必要がある。また、外資は最大 30% とする。

2006 年 8 月現在 SREP 承認を受けたプロジェクトは、47 件で表 - 1.2.9 にその内訳を示す。これらのプロジェクトのうち以下に示す 2 プロジェクトのみが現在運開まで至っている模様である。

- ・ TSH Bioenergy Project in Tawau (10MW)
- ・ Jana Landfill in Puchong (2MW)

表 - 1.2.9 SREP 承認済みプロジェクト（2006 年 8 月現在）

| | | 承認済み 件数 | 系統接続容量 (MW) |
|----------|------------------------------|------------|----------------|
| バイオマス | 空果房 (Empty Fruit Bunch) | 16 | 117.6 |
| | 木屑 | 1 | 6.6 |
| | 籾殻 | 1 | 10.0 |
| | 都市廃棄物 | 4 | 25.0 |
| ランドフィルガス | | 3 | 6.0 |
| 小水力 | | 22 | 91.2 |
| 風力・太陽光 | | 0 | 0.0 |
| 計 | | 47 | 256.4 |

(出所：CDM Workshop 2006 in Kuala Lumpur 提供資料)

1.3 環境政策および環境規制

1.3.1 環境政策

マレーシアでは、天然資源環境省（Ministry of Natural Resources and Environment: MONRE）が環境政策を所管している。2002年に「国家環境政策」を制定し、以下の8項目を重点方針として掲げている。

- ・ 環境への責務
- ・ 自然の活力と多様性の保全
- ・ 環境の質の継続的な向上
- ・ 天然資源の持続可能な利用
- ・ 統合された政策決定
- ・ 民間部門の役割強化
- ・ 態度表明と説明責任
- ・ 国際社会への積極的な参画

第8次マレーシア計画期間中（2000年～2005年）のマレーシアの環境政策は、環境持続可能性の分野で世界148カ国中38位（アジアで2位）、環境行動指数調査で133カ国中9位にあるなど、高い評価を受けている。第9次マレーシア計画では、経済開発に伴う汚染を最低限に減少させる方策に力を入れ、土地、水、森林、海洋、エネルギー等の持続可能な資源の利用を推進していくために、以下の重点項目を掲げている。

- ・ 健康な居住環境の維持
- ・ 資源の持続的利用と絶滅危惧種の保護
- ・ 環境関連法令の整備と執行機関の能力強化
- ・ 市場性を重視した環境関連施設の整備
- ・ 適正な持続可能性指標の設定
- ・ 環境保護の文化と行動を推奨

1.3.2 環境規制

マレーシアでは、最近の国際的な温室効果ガス規制への動きを受けて、「1999年の環境基準(冷却剤管理)規則」、「1999年の環境基準(Halon 管理)規則」、「2000年の環境基準(野焼き等の禁止命令)」など地球規模の環境への影響に関する新しい法規が公布された。マレーシアの環境保護管理の歴史は1974年に遡り、「ENVIRONMENTAL QUALITY ACT,1974」の制定、Department of Environment の設置を始まりとしている。

マレーシアの環境維持および保護に関する基本的法律および規則は、15の強制法と法令からなり、次いで各業界別の定めがあり法令実施管理が行われる。

この中で電力部門の関連では、大気、排水に関する排出基準として、「1978年 大気汚染

防止に関する環境規制」(Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978)、「1979 年 下水・産業排水に関する環境規制」(Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations 1979)がある(表 - 1.3.1、表 - 1.3.2 参照)。また、「1987 年 環境影響評価に関する環境令」(Environmental Quality (Prescribed Activities) , Environmental Impact Assessment Order 1987)により、以下のプロジェクトに対して「環境影響評価 (EIA)」の報告が求められている。

- ・ 化石燃料を利用した 10MW を超える発電所の建設
- ・ 水力発電所のうち、以下の発電所の建設
 - ダム高が 15m 以上で、構造物に伴う土地利用面積が 40ha 以上の場合
 - 貯水面積が 400ha 以上の場合
- ・ コンバインドサイクル発電所の建設
- ・ 原子力発電所の建設

EIA は基本的に連邦政府が管理しているものの、サバ州では河川や土地など自然に関わる EIA については、州政府が管理している。同政府では、“ Environmental Protection Enactment 2002 (Prescribed Activities Order 2005) ” より、以下の水力発電所の開発に対して EIA の報告を求めている。

- ・ ダム高が 15m 以上で、構造物に伴う土地利用面積が 40ha 以上の場合
- ・ 貯水面積が 50ha 以上の場合
- ・ 河川水の転換

上記条件のうち、「河川水の転換」は河川に減水区間が生じる場合に対象となる。すなわち、水路式発電所は全て EIA の対象となる。

表 - 1.3.1 工場排水基準 (一部抜粋)

| 項目 | 単位 | 排水基準 |
|---------------------|-------------------|------|
| | | C 基準 |
| 固形微粒子 | g/Nm ³ | 0.4 |
| 硫酸ミストまたは(および)三酸化硫黄 | g/Nm ³ | 0.2 |
| 塩素ガス | g/Nm ³ | 0.2 |
| 塩化水素 | g/Nm ³ | 0.4 |
| フッ素、フッ素化または無機フッ素化合物 | g/Nm ³ | 0.1 |
| 硫化水素 | ppm | 5.0 |
| 窒素酸化物 | Nm ³ | 2.0 |

C 基準：新設の場合

(出所：Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978)

表 - 1.3.2 工場排水基準（一部抜粋）

| 項目 | 単位 | 排水基準 | |
|------------------------|------|-----------|-----------|
| | | A 基準 | B 基準 |
| 温度 | | 40 | 40 |
| pH 値 | - | 6.0 ~ 9.0 | 5.5 ~ 9.0 |
| BOD ₅ at 20 | mg/ℓ | 20 | 50 |
| COD | mg/ℓ | 50 | 100 |
| SS | mg/ℓ | 50 | 100 |

A 基準：水道の取水口より上流に放流する場合

B 基準：水道の取水口より下流に放流する場合

(出所：Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations 1979)

1.3.3 EIA

(1) 目的と利点

EIA のハンドブック「Handbook on Environmental Impact Assessment in Sabah (Second Edition), November 2005」によると、EIA の目的は、以下のように示されている。

- ・ 最適な開発の選択肢の調査・選定
- ・ 開発行為による地域社会と環境への悪影響の確認・予測
- ・ 開発計画への環境軽減緩和措置の策定
- ・ 効果的なモニタリングプログラムの決定
- ・ 開発行為による環境に関する費用便益の確認

また、同様に EIA の利点について以下のとおり示されている。

- ・ EPD の承認を得るために要求される情報の提示
- ・ 潜在的な環境問題の評価および環境規制重要地域の確認
- ・ 汚染防止対策や補償金の事前確認による経費削減
- ・ 環境イメージの組織的強化および長期経営方針の構築
- ・ 環境に適したプロジェクトにより予算内および工期内での完了が可能
- ・ 天然資源を保護するプロジェクトにより長期間の持続が可能
- ・ 深刻な環境問題が発生しないプロジェクトによりもたらされる名誉と評価

(2) 種類

ハンドブックによると、EIA の調査の種類は、「Normal-EIA」と「Special-EIA」の2種類に分類される。

Normal-EIA は、環境影響が特定の地域に限定されるような、局所的に大きな影響を及ぼさないプロジェクトで実施される。

また、Special-EIA は、環境影響がプロジェクトサイトの範囲を超えて拡大し、地域社会に悪影響を及ぼすような特別な規模を有するプロジェクトで実施され、広範囲で詳細なアセスが要求される。

EIA の調査の種類は以下に示す基準により決められる。

- ・ 主要な課題の程度
- ・ 指定区域の環境感度
- ・ 潜在的影響の規模および範囲
- ・ 政府の政策やガイドライン
- ・ 美的または文化的な懸案事項

(3) 手順

ハンドブックによると、EIA の手順は、表 - 1.3.3 に示すとおり、8 つの step に分かっている。

表 - 1.3.3 EIA の手続き

| ステップ | | 内容 |
|-------|---------------|---|
| Step1 | プロジェクトスクリーニング | 《プロジェクト実施者》 法令に基づき、アセスの区分、要否を決定する。 |
| Step2 | 環境コンサルタントの選定 | 《プロジェクト実施者》 サバ州に登録している環境コンサルタントに委託する。 |
| Step3 | スコーピングノートの作成 | 《環境コンサルタント》 ガイドラインに従いスコーピングノートを作成する。 |
| Step4 | 調査項目の整理 | 《環境コンサルタント》 スコーピングの結果に基づき、必要な調査項目案を整理して、EPD へ提出する。 Special-EIA の場合には公聴会を開催する。 検討会議に参加する。 調査項目を完成させ、EPD へ提出する。 |
| Step5 | EIA 調査の着手 | 《環境コンサルタント》 EIA 調査を実施する。 |
| Step6 | EIA 報告書の作成 | 《環境コンサルタント》 EIA 報告書を作成する。 調査結果と報告書の内容についてプロジェクト実施者と協議する。 |
| Step7 | EIA 報告書の提出 | 《環境コンサルタント》 EIA 報告書を EPD へ提出する。 Special-EIA の場合には公聴会を開催する。 検討会議に参加する。 EIA 報告書を完成させ、EPD へ提出する。 |
| Step8 | 合意文書の締結 | 《プロジェクト実施者、環境コンサルタント》 EPD が作成した合意文書案を検討する。 合意文書を締結する。 定期的な環境モニタリング報告書を提出する。 |

(出所 : Handbook on Environmental Impact Assessment in Sabah (Second Edition), November 2005)

(4) アセス項目

ハンドブックによると、推奨されるアセス調査の項目は、表 - 1.3.4 に示すとおり、7つの環境影響要素に分かれている。

表 - 1.3.4 アセス調査の項目

| 項目 | 内容 |
|-------------|--|
| 水文 | 既存の流量資料データ入手、既調査内容および文献との比較 |
| 河川および海岸の地形 | 既存データ（波浪、潮流、浸食および堆積等）入手 |
| 水質、大気質および騒音 | 既存データ入手、既調査内容および文献との比較、下流の水使用考慮 |
| 気象 | 既存データ入手、モニタリングデータ収集、 既調査内容および文献との比較 |
| 地質および土質 | 既存の記録より評価、モニタリングデータ収集、 既調査内容および文献との比較 |
| 生物/生態 | 既存データ入手、保護区域の有無、詳細な生態調査結果の有無、 既調査内容および文献との比較 |
| 社会経済 | 景観と文化的価値、考古学上および宗教上の問題、現状と道路計画の相違、 既存設備（水道、電気および通信）の解決、キャリング・キャパシティ |

(出所：Handbook on Environmental Impact Assessment in Sabah (Second Edition), November 2005)

1.4 投資優遇措置

マレーシアでは、投資に対する税制上の優遇措置として、パイオニア・ステータスと投資税額控除 (ITA) の2種類があり、いずれか一つを選択することができる。製造業に対する主な優遇措置を以下に示す。なお、同制度はマレーシア工業開発庁において所管している。

パイオニア・ステータス

パイオニア・ステータスが認められた企業は、所得税納付の一部免除を5年間受けることができる。この場合、生産日（生産レベルが生産能力の30%に達した日）から始まる免税期間中は、法定所得の30%に対してのみ課税される。

なお、奨励地域への投資を促進するために、追加的な優遇措置として、サバ州、サラワク州、指定された半島マレーシアの東海岸投資奨励地域へ投資する企業については、5年間法定所得の全額が免税となる。

投資税額控除（ITA）

ITA を認められた企業は、最初に適格資本的支出が生じた日から 5 年以内に発生した適格資本的支出（認可プロジェクトで使用される工場、プラント、機器、その他の設備に対する支出）総額の 60%に相当する控除枠が得られる。企業は、この控除枠で該当賦課年度の法定所得の 70%を相殺することができ、残りの 30%に現行の法人税率が課税される。また、未利用の控除枠は、全額が利用されるまで翌年以降に無制限で繰り越すことが可能である。

なお、奨励地域への投資を促進するために、追加的な優遇措置としてサバ州、サラワク州、指定された半島マレーシアの東海岸投資奨励地域へ投資する企業については、発生した適格資本的支出の 100%に相当する控除枠が得られる。この控除枠で、該当賦課年度の法定所得の 100%を相殺することができる。

1.5 CDM の承認体制・承認状況

マレーシアは、東南アジア諸国の中で最も CDM に関する体制が整備されている国の一つである。同国は 1994 年 7 月に気候変動枠組条約を、1999 年 3 月に京都議定書をそれぞれ批准し、その後 2002 年 9 月に天然資源・環境省を DNA として認定したほか、2003 年 8 月にはマレーシア政府としての CDM クライテリアを承認している。

マレーシアの CDM クライテリアや承認体制は、エネルギーセクターの窓口である PTM（マレーシアエネルギーセンター）のホームページ（<http://www.ptm.org.my>）に最新情報が掲載されており、京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイトに日本語版の概要が掲載されており、同ウェブサイトを基にその概要を記載する。

（1）CDM クライテリア

マレーシアの CDM クライテリアには、ナショナルクライテリアおよび小規模 CDM エネルギーセクター用のクライテリアがあり、2005 年 9 月に改正されている。以下にナショナルクライテリアを示す。

- ・ プロジェクトが政府の持続的開発に関わる諸政策に沿っていること
- ・ プロジェクトの実施がマレーシアと付属書 I 国との協力により実施されること
- ・ プロジェクトの実施に技術移転および/もしくは技術的な改善を伴うこと
- ・ プロジェクトは CDM 理事会で定められている以下の諸条件を満たすものであること
 - 自発的参加であること
 - 気候変動対策としての真の、かつ測定可能な長期的便益をもたらすこと
 - 当該プロジェクトの実施がない場合と比較して排出量の削減が認められること
- ・ 提案プロジェクトの遂行能力があることをプロジェクト提案者は証明すること

マレーシアのクライテリアの特徴としては、ユニラテラル CDM を認めていないことから、

CDM プロジェクトを行うためには、付属書 I 国の参画が絶対条件となっている。

(2) 承認体制

図 - 1.5.1 にマレーシアにおける CDM プロジェクトの組織的枠組みを示す。現在マレーシアにおける DNA は、天然資源・環境省環境保護管理局 (Conservation and Environmental Management Division, Ministry of Natural Resources and Environment) が担当している。同局は、マレーシアの環境政策を担当し、CDM を含む気候変動に関する諸課題について、その政策と方針を所管する部署である。同局の下で気候変動の諸課題を検討しているのが、気候変動に関する国家運営委員会 (National Steering Committee on Climate Change: NSC-CC) で、同委員会の下で CDM に関する議論を行うのが、CDM 国家委員会 (National Committee on CDM: NC-CDM) である。更に同委員会の下には、エネルギーセクターおよび森林セクターに分けられた技術委員会が設立されており、同委員会において技術的・専門的な検討が行われている。エネルギーセクターの CDM 事務局は、PTM が担当しており、CDM プロジェクトの対応窓口の一つとなっている。

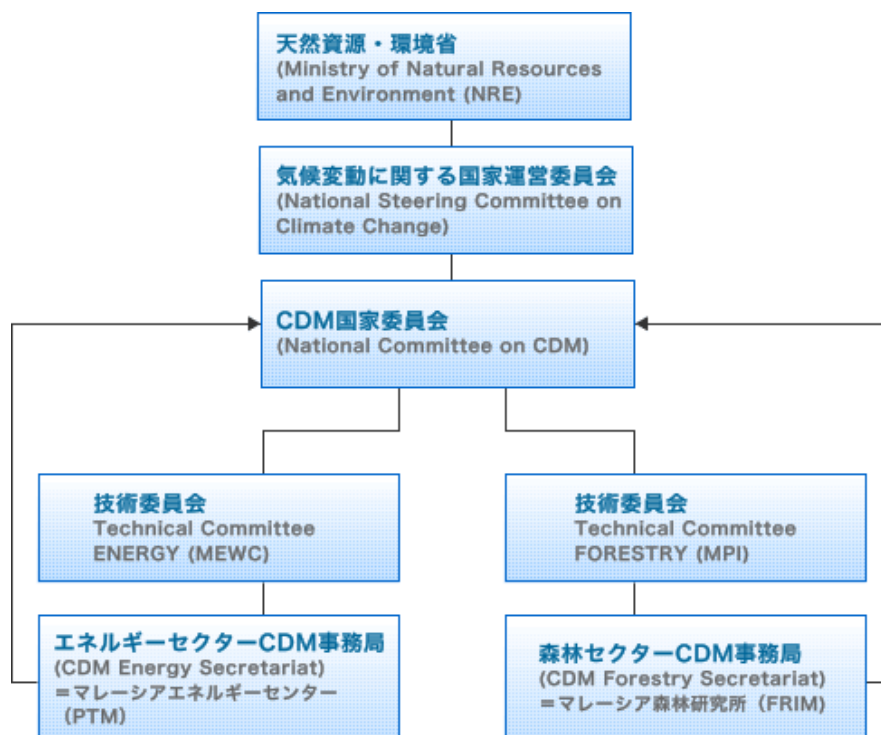


図 - 1.5.1 マレーシアにおける CDM プロジェクトの組織的枠組み
(出所：京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイト)

(3) 承認工程

図 - 1.5.2 にマレーシア政府承認までの全体工程を示す。図に示すように、全体工程は大きく 7 つのステージに分類される。マレーシアの CDM プロジェクト審査手続きの特徴として、PDD による提案プロジェクトの本格審査を行う前に、PIN による審査を実施している。

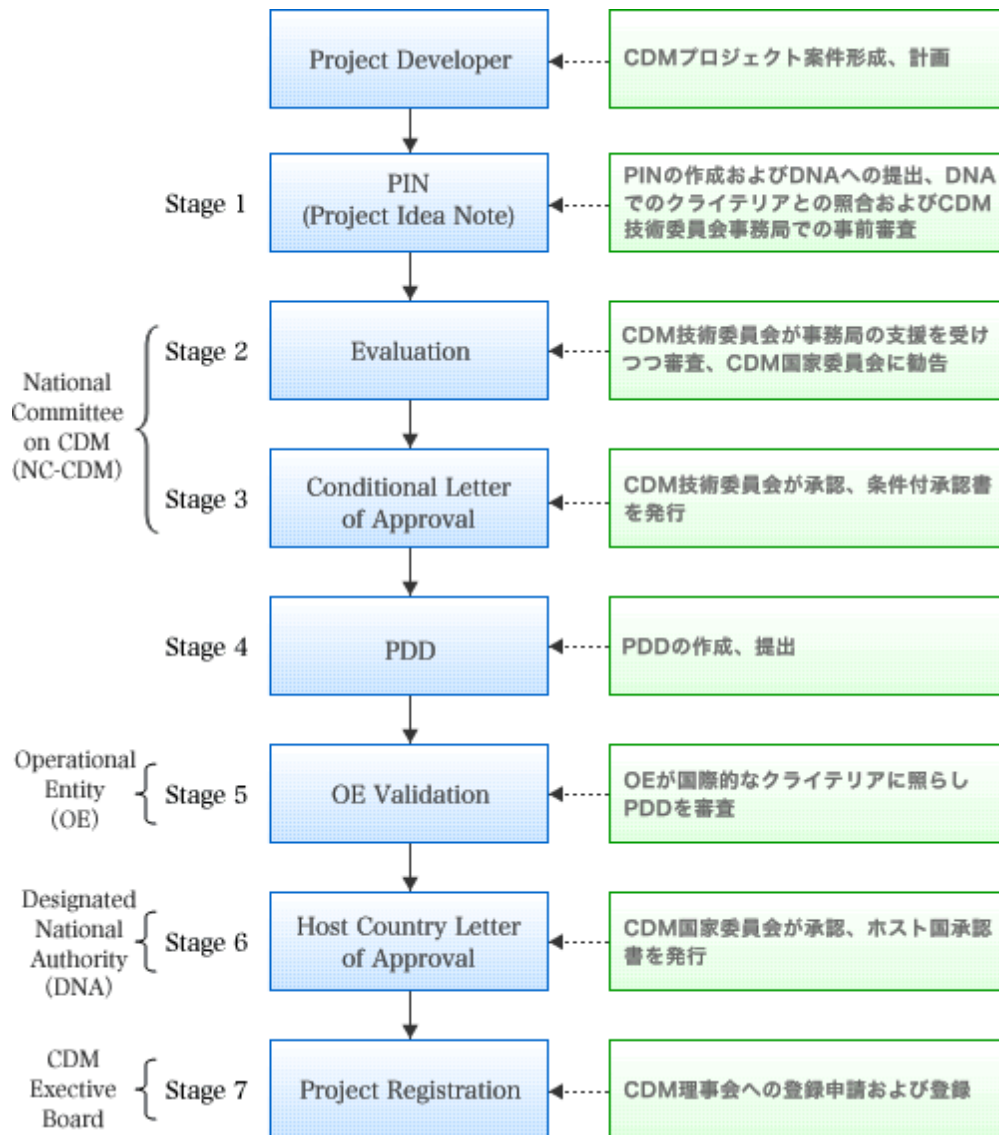


図 - 1.5.2 承認までの全体工程

(出所：京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイト)

これは、申請者側に不必要に過度な負担を生じないように配慮するため、PIN に盛り込まれるべき内容は以下のとおりである。なお、PIN の提出は絶対条件ではなく、直接 PDD を提出することも可能である。

- ・ プロジェクトの概要、タイプ、サイトおよび実施スケジュール
- ・ クライテリアを満たしているかどうか
- ・ 環境面および社会面の便益
- ・ 財務計画
- ・ プロジェクト実施に伴うリスク

図 - 1.5.3 および図 - 1.5.4 にマレーシア政府承認までの詳細な工程を示す。同工程に示すように、マレーシア政府の承認体制は明確になっている。

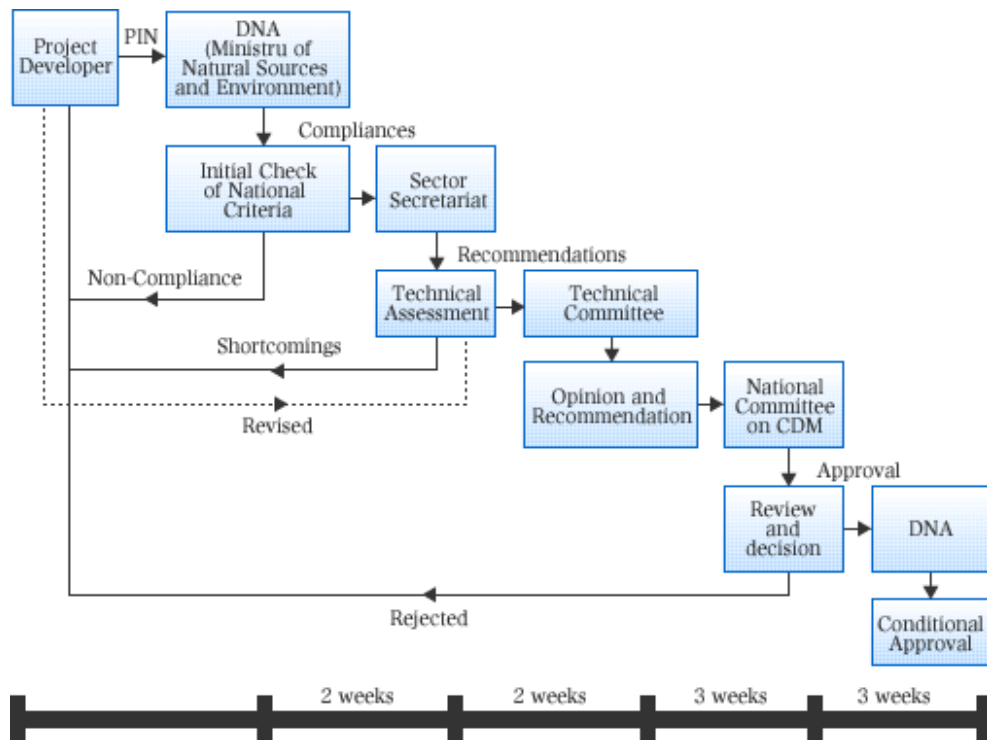


図 - 1.5.3 条件付承認までの詳細な工程
 (出所：京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイト)

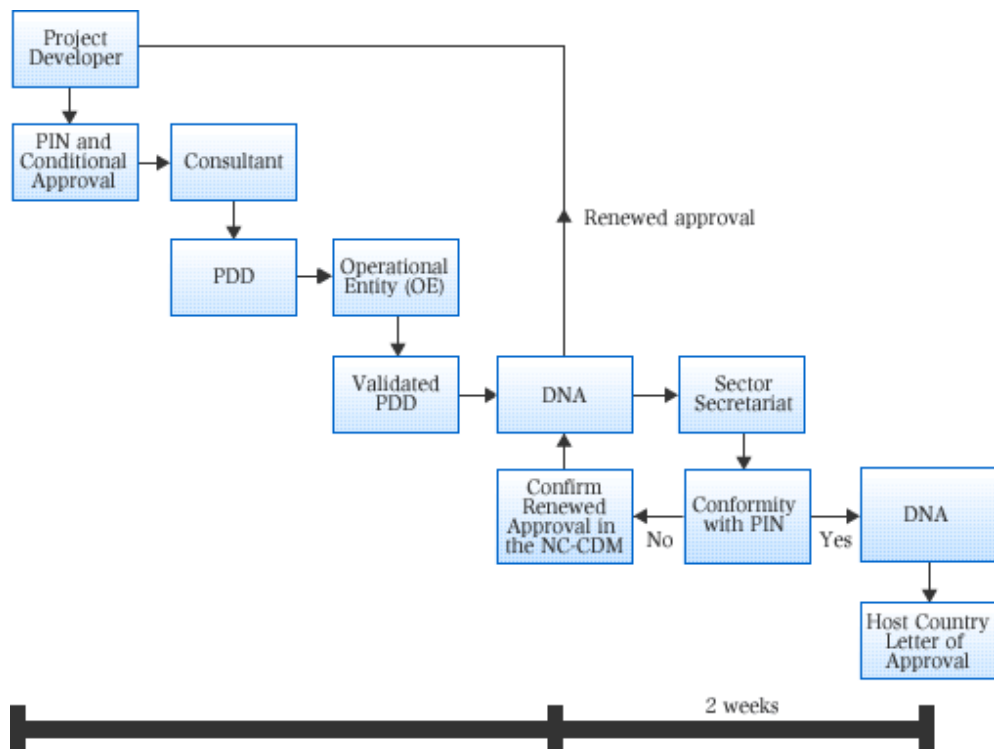


図 - 1.5.4 条件付承認から本承認までの詳細な工程
 (出所：京都メカニズム情報プラットフォームのウェブサイト)

(4) 最近の動向

2006年9月現在、マレーシア政府が承認しているCDMプロジェクトは15件で、そのうち10件がCDM理事会登録されている。表-1.5.1にCDM理事会登録済み10件のプロジェクト一覧を示す。同表に示すとおり、10件中9件がパームオイル工場の殻果房(Empty Fruit Bunch)を用いたCDMプロジェクトである。

また、PTMへ聞き取り調査を実施した結果、水力CDM案件は、現在のところPINで1件の申請はあるが、政府承認の申請を提出している案件はないことから、本プロジェクトを是非実現して欲しいとのコメントを頂いている。

表 - 1.5.1 CDM理事会登録済みプロジェクト一覧

| No. | プロジェクト名 | 種類 | 削減量 (tCO ₂ /年) |
|-----|--|--|------------------------------|
| 1 | Biomass Energy Plant | Empty Fruit Bunch | 32,545 |
| 2 | Replacement of Fossil Fuel by Palm Kernel Shell Biomass in the Production of Portland Cement | Fuel Switch | 61,946 |
| 3 | Sahabat Empty Fruit Bunch Biomass Project | Empty Fruit Bunch | 53,986 |
| 4 | Biomass-Fired Steam Generation Plant | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 216,831 |
| 5 | Biomass-Fired Steam Generation Plant | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 208,871 |
| 6 | Kina Biopower 11.5MW EFB Power Plant | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 230,019 |
| 7 | Seguntor Bioenergy 11.5MW Biomass Power Plant | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 230,019 |
| 8 | JB Bundled Biomass Energy Plant | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 130,505 |
| 9 | Bentong Biomass Energy Plant in Malaysia | Empty Fruit Bunch Methane Avoidance | 380,934 |
| 10 | Biomass Energy Plant | Methane Avoidance | 70,316 |

(出所：CDM Workshop 2006 in Kuala Lumpur 提供資料)

第 2 章

第2章 プロジェクト計画

2.1 プロジェクト調査の概要

2.1.1 プロジェクト調査の目的

本調査は、CDM プロジェクトとしてマレーシア・サバ州における小水力発電事業の実現可能性について調査するとともに、有効化審査を目指したプロジェクト設計書（PDD）の作成を行うものである。当該プロジェクトは、マレーシア・サバ州に位置する Kimanis 川において 2 地点の流込式水力発電所を建設し、得られた電力を SESB（サバ州電力会社）のグリッドへ接続して売電するものである。水力発電所から得られた電力は、温室効果ガスの発生を伴わないクリーンなエネルギーであることから、本プロジェクトによりグリッドの化石燃料代替による温室効果ガス削減効果が得られるものである。

2.1.2 プロジェクト計画の背景・ニーズ

マレーシア政府は、世界的な環境問題への関心の高まりや、埋蔵量に限界のある天然ガスへの依存度が高まってきたことから、1999 年に「5 種類のエネルギー電源によるベストミックス戦略」を策定した。同戦略において再生可能エネルギーを石油・天然ガス・水力（大規模）・石炭に次ぐ 5 番目のエネルギー源として位置付けて、その開発と促進を積極的に進める計画である。サバ州においても発電エネルギーの約 7 割以上をディーゼルや天然ガスを中心とする火力発電が占めていることから、小水力発電に対するニーズは高い。更には、近年の石油価格の高騰に伴い、小水力発電の開発ニーズがより高まっている。

本プロジェクトは、2 地点で合計発電出力 4MW の小水力発電事業であり、サバ州の電源多様化や環境負荷低減に貢献できるプロジェクトである。

2.1.3 プロジェクト計画の概要

本プロジェクトは、マレーシア・サバ州の西部に位置する Kimanis 川において、2 地点（Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点）の流込式水力発電所を建設し、得られた電力をグリッドへ接続して売電するものである。図 - 2.1.1 に流込式水力発電所の概念図を示す。同発電所から得られた電力は温室効果ガスの発生を伴わないことから、SESB のグリッドの化石燃料代替による温室効果ガス削減効果が得られるものである。

Kimanis Kanan 地点は、標高 213m の地点に取水堰を設け、最大使用水量 2.5m³/s を取水し、延長約 5.2km の導水路、水圧管路により発電所に導水して有効落差 124m を得ることにより、最大出力 2,500kW、発生電力量 15,400MWh を発電するものである。

また、Kimanis Kiri 地点は、標高 85m の地点に取水堰を設け、最大使用水量 3.0m³/s を

取水し、延長約 3.7kmの導水路、水圧管路により発電所に導水して有効落差 63mを得ることにより、最大出力 1,500kW、発生電力量 8,600MWhを発電するものである。

本プロジェクトでは、上記 2 地点のバンドリングにより合計最大出力 4,000kW、年間発電電力量 24,000MWhを発電し、温室効果ガス削減効果は、年間約 15,500tCO₂ (21 年間：約 32.6 万tCO₂) となる。

なお、マレーシアにおいては小水力発電を含む再生可能エネルギーの促進を目的とした制度として SREP (Small Renewable Energy Power Program) が制定されており、本プロジェクトにおいても同制度を用いて開発を進める計画である。

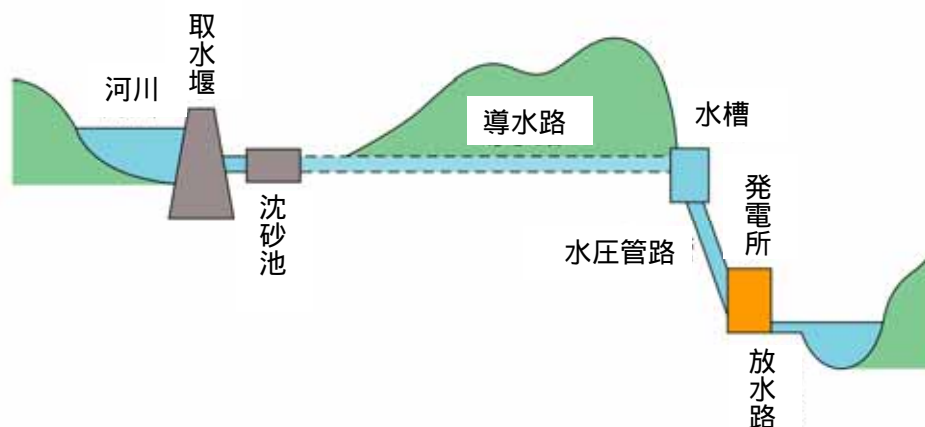


図 - 2.1.1 流込式水力発電所の概念図

2.1.4 持続可能な開発・技術移転

(1) 持続可能な開発への貢献

本プロジェクトを実施することにより、期待される持続的な発展へ貢献する事項としては、以下のものが考えられる。

再生可能エネルギー開発

1999 年に「5 種類のエネルギー電源によるベストミックス戦略」が策定され、再生可能エネルギーを石油、天然ガス、石炭、水力（大規模）のエネルギー資源を補完するものとして促進することが決定されている。優先すべき再生可能エネルギー資源として、バイオマス、バイオガス、都市廃棄物、太陽光および小水力等が挙げられている。また、マレーシア政府は「マレーシア第 9 次計画」において SREP の導入目標値として 350MW の普及を掲げている。

本プロジェクトは、SREP を活用した再生可能エネルギー事業であることから、同政策と合致する。

水力発電所建設および維持管理に伴う雇用の創出、地域の活性化

本プロジェクトの実施に伴い、建設時および運営時に雇用の創出効果が得られ、地域の活性化に繋がる。

サバ州における他水力地点への波及効果

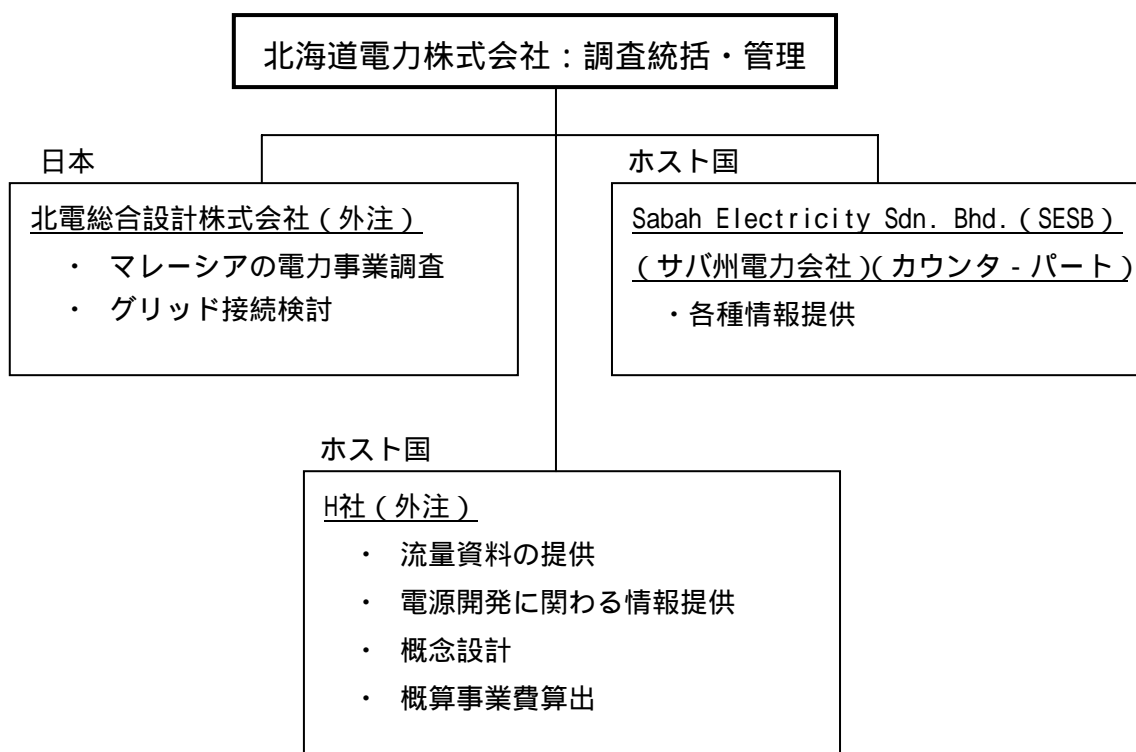
で述べたように、マレーシアにおいて流込式水力発電（小水力発電）は積極的に開発すべき分野として挙げられており、このプロジェクトを実施することにより、サバ州の小水力有望地点開発への起爆剤となる。

（２）技術移転

流込式水力発電所の建設・維持管理に関する技術

サバ州では、民間企業による小水力発電所の開発は進んでいない。これは、水力発電所の開発技術者が限られていることが大きな要因の一つである。また、SESB 以外の民間企業が維持管理している水力発電所はなく、適正な維持管理に関するノウハウも普及していない。本プロジェクトを実施することにより、水力発電所の建設から維持管理まで様々な技術の移転が期待できる。

2.1.5 調査の実施体制



2.2 プロジェクト実施サイトの概況

2.2.1 地理情報

本プロジェクトが位置するサバ州 (Sabah) は、マレーシア連邦 13 州の 1 つで、世界で 3 番目に大きな島であるボルネオ島 (Borneo) の北部に位置し、サラワク州 (Sarawak) とともに、東マレーシアとも呼ばれる。

州都コタキナバル (Kota Kinabalu) は自然に恵まれた土地で、街の背後には広大なジャングル地帯が広がり、東南アジア最高峰のキナバル山 (Kinabalu) が雄大な姿を見せている。

図 - 2.2.1 にサバ州位置図を、図 - 2.2.2 に計画地点位置図を示す。



図 - 2.2.1 サバ州位置図

(出所 : <http://www.cia.gov/cia/publications/factbook/geos/my.html>)



図 - 2.2.2 計画地点位置図

(出所 : <http://encarta.msn.com/encnet/features/mapcenter/map.aspx>)

2.2.2 河川の状況

計画地点の対象河川である Kimanis 川は、サバ州の北西部に位置し、ボルネオ島北西部を南北に伸びる脊梁山脈であるクロッカー山脈 (Crocker Range) に源を發し、サバ州の州都コタキナバルから南西約 50km で南シナ (South China) 海に注いでいる。

Kimanis 川は、河口から約 10km 上流で、左岸側の支流 Kimanis Kanan 川、右岸側の支流 Kimanis Kiri 川の二つに分かれている。

計画する 2 地点は、Kimanis Kanan 川および Kimanis Kiri 川の上流域に位置し、Kimanis Kanan 地点の取水地点から上流域一帯は国立公園に指定されている。

図 - 2.2.3 に計画位置図を、写真 - 2.2.1 および写真 - 2.2.2 に Kimanis 川の現況を示す。

クロッカー山脈は、キナバル山の南側に広がる、標高 1,800m 前後の山地で、サラワク州国境近くまで連なり、1964 年に山麓部を除く、山地の大部分 (面積は 1,399km²) が Crocker Range Park (クロッカー山脈国立公園) に指定されている。

また、クロッカー山脈は、山脈の西側を流れる Papar 川、Kimanis 川、Bongawan 川、Membakut 川、Padas 川、Melalap 川、および東側を流れる Pegalan 川、Papang 川、Apin-Apin 川、Tandulu 川、Tikalod 川などの水源であり、サバ州人口の約 3 割にあたる 100 万人にとっての水がめとなっている。

なお、サバ州内に現存する 6 つの国立公園 (Kinabalu Park、Turtle Islands Park、Tunku Abdul Rahman Park、Pulau Tiga Park、Tawau Hills Park、Crocker Range Park) は、サバ州の公園条例により制定され、Sabah Park (サバ州公園局) が管理している。また、これらの国立公園はいずれも保護区として指定され、公園内での居住や産業活動を排除した管理方式がとられてきたが、公園設置時の調査不足や管理体制の不備が原因で、公園内部に村落が存在することや焼き畑などで開墾されている地域があることが判明している。

(出所 : JICA-BBEC Programme HP)

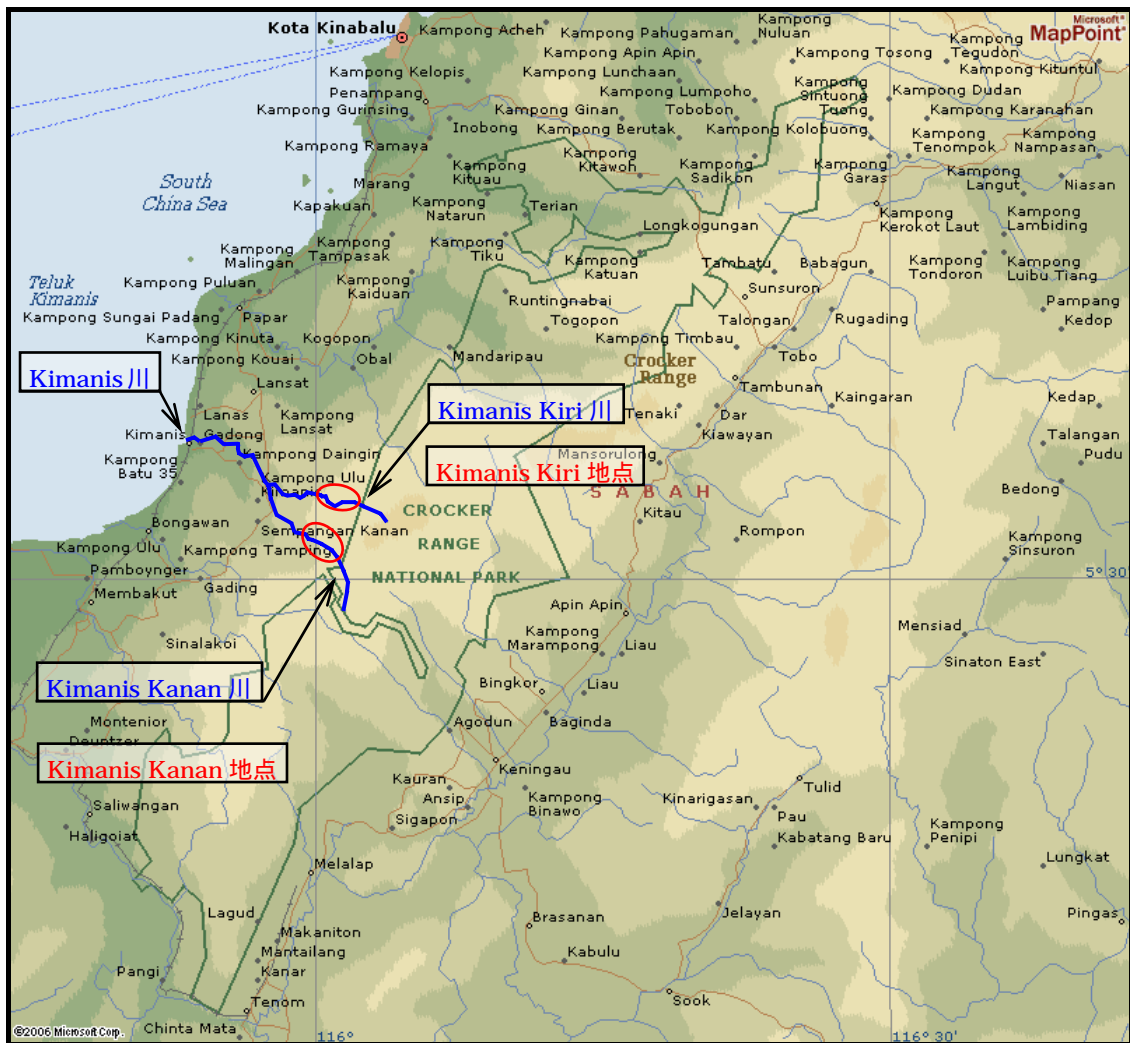


図 - 2.2.3 計画位置図

(出所 : <http://encarta.msn.com/encnet/features/mapcenter/map.aspx>)



写真 - 2.2.1 Kimanis Kanan 川の現況（取水地点）



写真 - 2.2.2 Kimanis Kiri 川の現況（取水地点）

2.2.3 地形・地質

サバ州の海岸線は全長 1,440km に及んでいる。西海岸は南シナ（South China）海、東海岸はスルー（Sulu）海とスラウェシ（Celebes）海に面し、脊梁山脈が海に没し、複雑な海岸線が形成されている。サバ州の中央部は 1,200m から 1,800m の高い丘陵地帯を成しており、南北に走るクロッカー山脈が州内を二分している。クロッカー山脈の北端には東南アジア地域の最高峰キナバル山（4,093.4m）がそびえ、クロッカー山脈の東部にはサバ州内第 2 位の高さを有するツルスマディ（Trus Madi）山（2,550m）がそびえている。

クロッカー山脈国立公園は、1,000 万年前に隆起した堆積岩が基盤となっている。この地域の年間降水量は多いところで 4,000mm に達し、雨水は比較的もろい堆積岩を浸食し、谷は深く急斜面地が多くある。その険しい山地の大部分は熱帯林で覆われており、標高 900m 以下は丘陵熱帯林で、直径 1m を越える大木もある。標高 900m から 1,300m は低山地熱帯林を構成し、ラフレシアが多く見られる「ラフレシアライン」となっている。標高 1,300m 以上では、一年中湿度の高い熱帯林になり、木の幹はコケに覆われている。クロッカー山脈国立公園周辺の丘陵や谷沿には、伝統的農業を守っている集落が点在する。

計画地点周辺の地形は、東側のクロッカー山脈から高度を次第に下げ、標高 200m ~ 600m の丘陵性山地を示す。この山地を浸食して、Kimanis Kiri 川および Kimanis Kanan 川が流下し、谷地形をもたらしている。

クロッカー山脈一帯に分布する地質は、第三紀に生じた南シナ海プレートの東進によって形成されたメランジ¹が主体である。このうち、計画地点には、新生代古第三紀始新世～漸新世（約 5,000～3,000 万年前）に形成されたクロッカー層（P₂Cr）が分布する。この層は、主にフリッシュ²型の砂岩・頁岩・シルト岩からなり、まれに、凝灰岩・石灰岩・角礫岩・集塊岩が挟在する。図 - 2.2.4 に地質図を、写真 - 2.2.3～写真 - 2.2.5 に計画地点の状況を示す。

- 1 1:24,000 か、それより小スケールの地図上に描ける大きさで、地層としての連続性がなく、細粒の破断した基質の中にいろいろな大きさや種類からなる礫・岩塊を含む構造をもった地質体。海洋プレートの沈み込みにより形成された付加体堆積物が、変形によって混在したもの。
- 2 砂岩と泥岩(頁岩)とのリズムカルな交互層の岩相名。

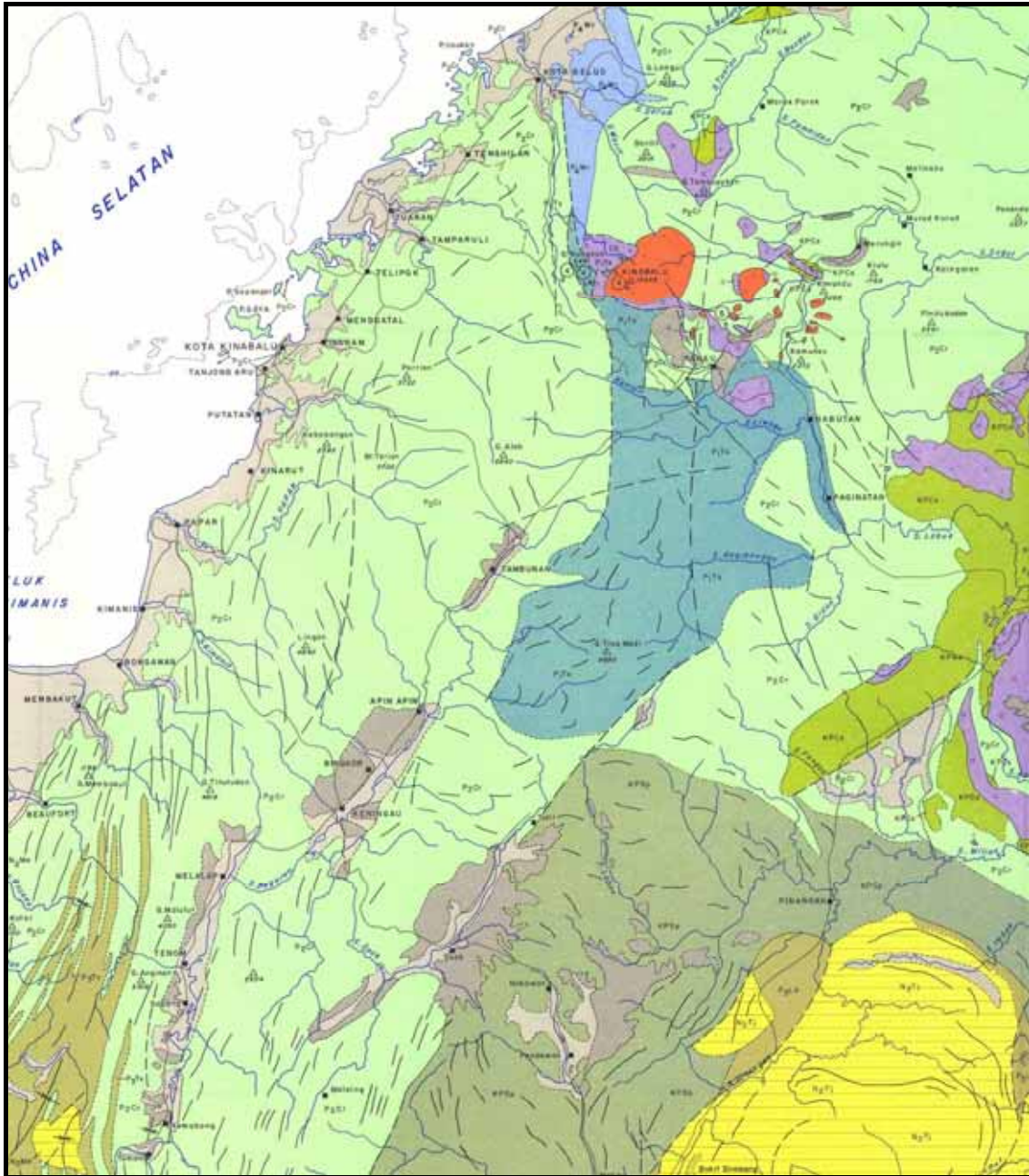


图 - 2.2.4(1) 地質圖
 (出所：現地入手資料)



图 - 2.2.4(2) 地質凡例
(出所：現地入手資料)



Kimanis Kanan 地点



Kimanis Kiri 地点

写真 - 2.2.3 取水計画地点の状況



Kimanis Kanan 地点



Kimanis Kiri 地点

写真 - 2.2.4 水槽計画地点の状況



Kimanis Kanan 地点



Kimanis Kiri 地点

写真 - 2.2.5 発電所計画地点の状況

2.2.4 降水量

ボルネオ島の年間降水量は、地域によって大きく異なり、クロッカー山脈の西側地域は、モンスーン（季節風）の影響により降水量が多く、年間 2,500～5,000mm にも達するが、山脈の東側地域は比較的乾燥しており、年間 900～1,800mm である。

気候は乾季（4～9月）と雨季（10～3月）に分けられ、最大降水量は11～5月の間に記録されるが、雨季と乾季で降水量に大きな違いはない。しかしながら、顕著な季節の違いがみられない地域もあり、これは、「南西モンスーン（5～9月）」と「北東モンスーン（10～2月）」の季節に分かれているため、サバ州西部では5～6月と10～11月頃に雨が多く、一方、サバ州東部では、11～2月に多量の雨が降る。なお、年によっても大きなばらつきがある。

表 - 2.2.1 に計画地点から約 30km の近傍に位置する Kaiduan 雨量観測所における雨量データ（1969 - 1975 年）を、図 - 2.2.5 にサバ州およびサラワク州の雨量分布図（1965 - 1979 年）を示す。

計画地点は、クロッカー山脈の西側に位置し、年間を通じて吹き付けるモンスーンの影響により、乾季にも一定の降水量が見込め、この付近で最も降水量の多い地域であり、年間降水量は 2,000mm～2,800mm に達する。

表 - 2.2.1 Kaiduan 雨量観測所における雨量データ （単位：mm）

| 年月 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 合計 |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| 1969 | 61 | 103 | 154 | 241 | 362 | 300 | 433 | 577 | 244 | 716 | 518 | 333 | 4,042 |
| 1970 | 215 | 38 | 106 | 203 | 538 | 272 | 288 | 409 | 438 | 688 | 311 | 261 | 3,767 |
| 1971 | 265 | 240 | 123 | 84 | 407 | 387 | 175 | 509 | 621 | 442 | 441 | 487 | 4,181 |
| 1972 | 416 | 136 | 225 | 308 | 114 | 321 | 108 | 114 | 365 | 402 | 236 | 257 | 3,002 |
| 1973 | 17 | 6 | 119 | 387 | 376 | 337 | 310 | 300 | 628 | 327 | 369 | 448 | 3,624 |
| 1974 | 313 | 334 | 317 | 286 | 204 | 278 | 274 | 246 | 423 | 478 | 295 | 191 | 3,639 |
| 1975 | 97 | 83 | 194 | 107 | 292 | 290 | 156 | 184 | 296 | 280 | 170 | 543 | 2,692 |
| 平均 | 198 | 134 | 177 | 231 | 328 | 312 | 249 | 334 | 431 | 476 | 334 | 360 | 3,564 |

（出所：サバ州灌漑排水局(DID : Department of Irrigation and Drainage)
HYDROLOGICAL RECORDS FOR SABAH 1969-1975)

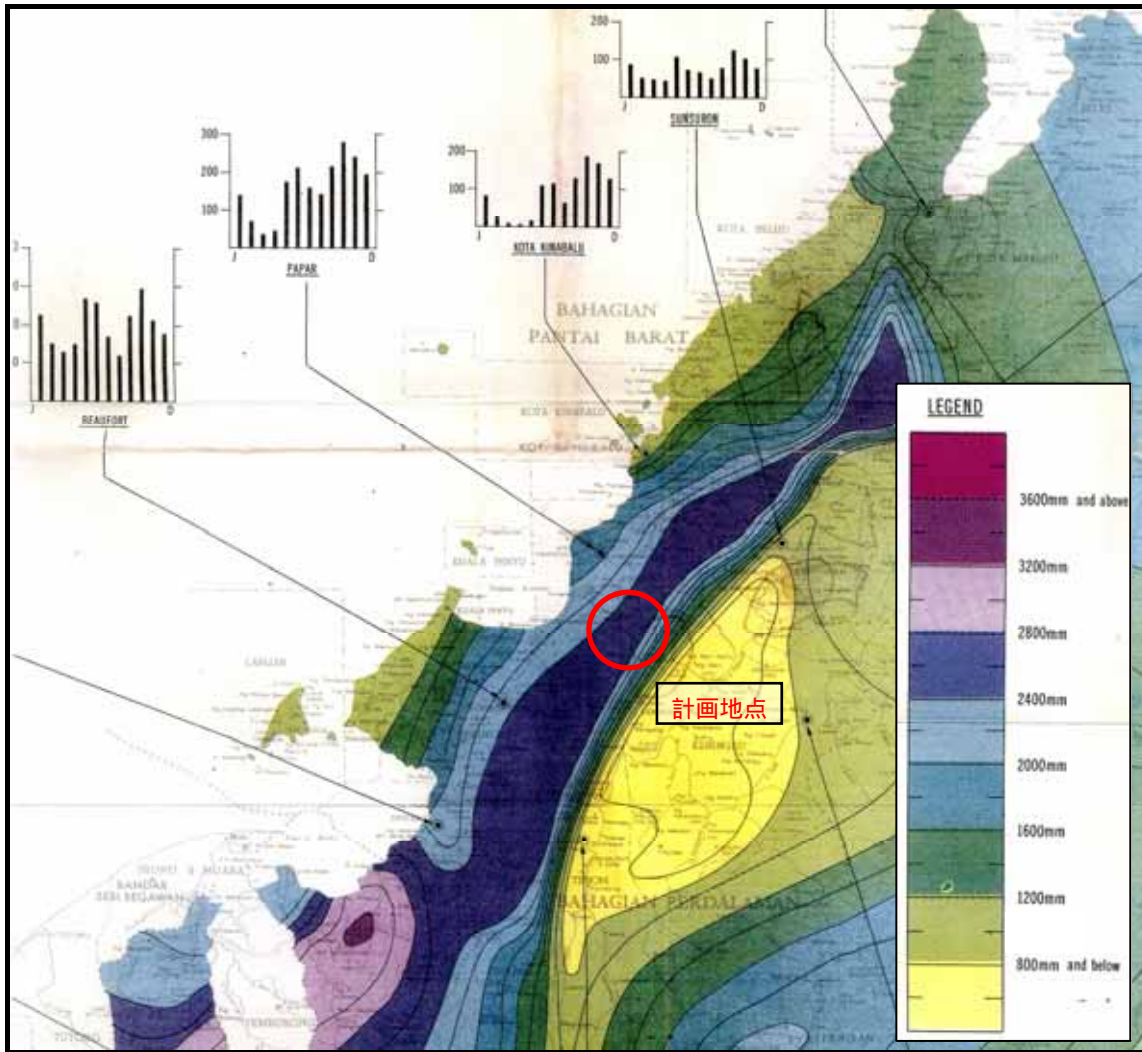


図 - 2.2.5 雨量分布図

(出所 : 農務省 (MINISTRY OF AGRICULTURE)

AVERAGE ANNUAL SURFACE WATER RESOURCES SABAH AND SARAWAK
with histograms of monthly distribution at selected stations 1965-1979)

2.3 水力発電計画（概念設計）

2.3.1 Kimanis Kanan 地点発電計画

（1）水路ルートの設定

取水地点および取水位の設定

取水地点は、流域面積、地形および国立公園の境界線（保護区域）等の状況から、図 - 2.3.1 に示すとおり、国立公園の境界線から約 10m 下流の地点（CA=34km²）とする。

なお、取水地点までのアクセス道路が整備されていないため、アクセス道路を新設する計画とする。

表 - 2.3.1 取水地点の取水位他

| 項目 | 流域面積 | 取水位 | 備考 |
|------|-------------------|------|-------------|
| 取水地点 | 34km ² | 213m | 地形図より 700ft |

放水地点および放水位の設定

放水地点は、周辺住民の居住地および地形等の状況を踏まえ、図 - 2.3.1 に示すとおり、発電所建設スペースが確保できる地点とする。

放水位については、地形図を基に、放水位置の河床標高程度を設定した。

表 - 2.3.2 放水地点の放水位

| 項目 | 放水位 | 備考 |
|------|-----|-------------|
| 放水地点 | 76m | 地形図より 250ft |

水路ルートの設定

水路ルートは図 - 2.3.1 に示すとおりであり、左岸側では以下の問題があることから、右岸側に設定した。

- ・周辺住民の居住地および活動区域（果物やゴム樹液の採取場所）があること。
 - ・左岸ルート上に幹線道路があり、また、道路の移設も地形上困難であること。
- なお、水路ルート上にある数本の沢の横断は、水路橋を用いる計画とする。

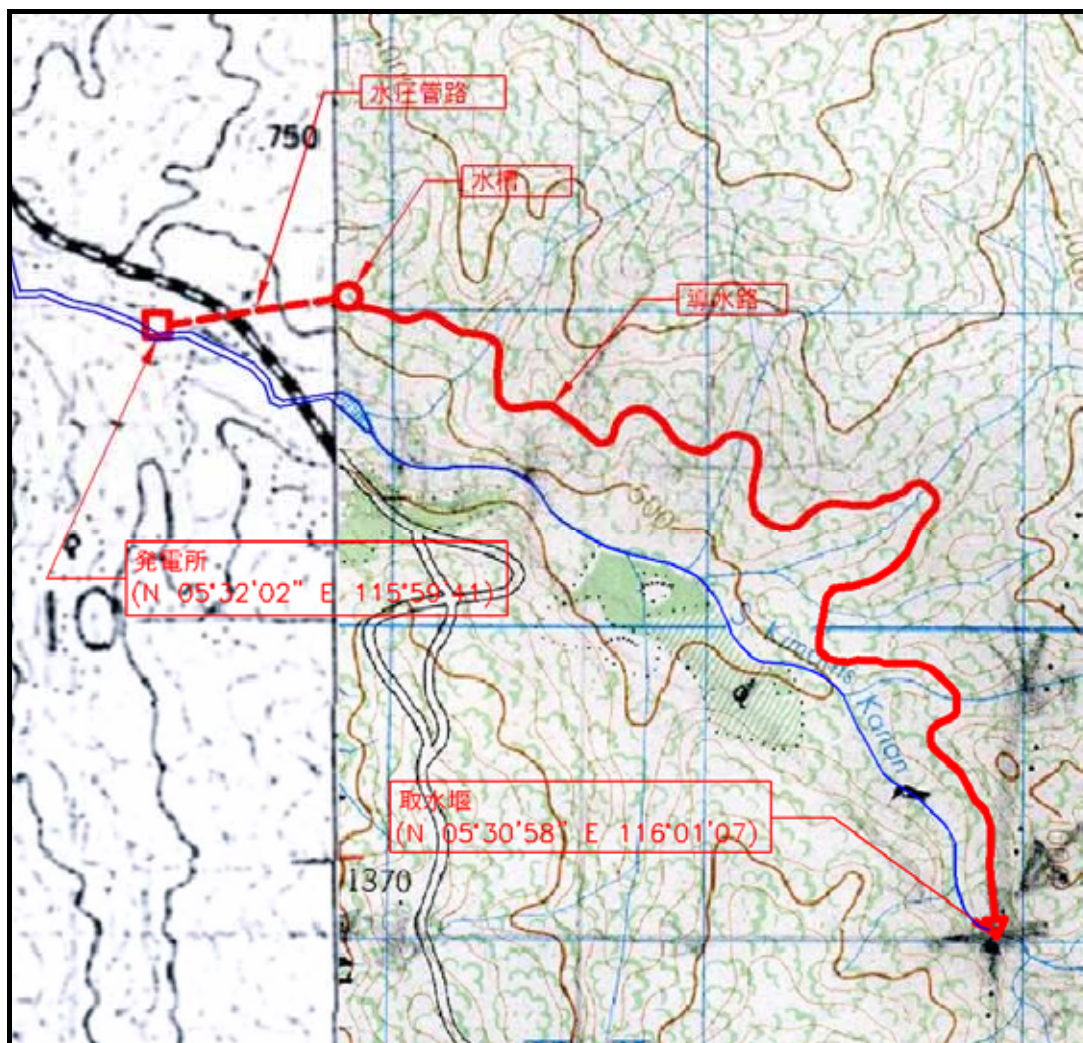


図 - 2.3.1 水路ルート図

(2) 流量資料

使用測水所

発電計画に使用する流量資料は、当該河川である Kimanis Kanan 川には測水所が設置されていないため、近傍に位置する(約 28km 離れた)Papar 川 Kaiduan 測水所の流量データを流域面積比換算して使用する。

表 - 2.3.3 に Kaiduan 測水所の概要、図 - 2.3.2 に測水所位置図を、表 - 2.3.4 に Kaiduan 測水所の流況表を、図 - 2.3.3 に Kaiduan 測水所の流況図を示す。

なお、Kaiduan 測水所の流量資料は、DID (サバ州灌漑排水局: Department of Irrigation and Drainage)から入手した 1965 年~1975 年の期間の流量観測データを使用する。

表 - 2.3.3 Papar 川 Kaiduan 測水所概要

| 河川名 | 測水所名 | 流域面積 | 設置年月日 | 位置 | 備考 |
|-------|---------|--------------------|-----------|------------------------------------|---------|
| Papar | Kaiduan | 357km ² | 1965.2.17 | 北緯: 5° 46' 10" 東経: 116° 05' 30" | 標高: 91m |

(出所: DID 入手資料)

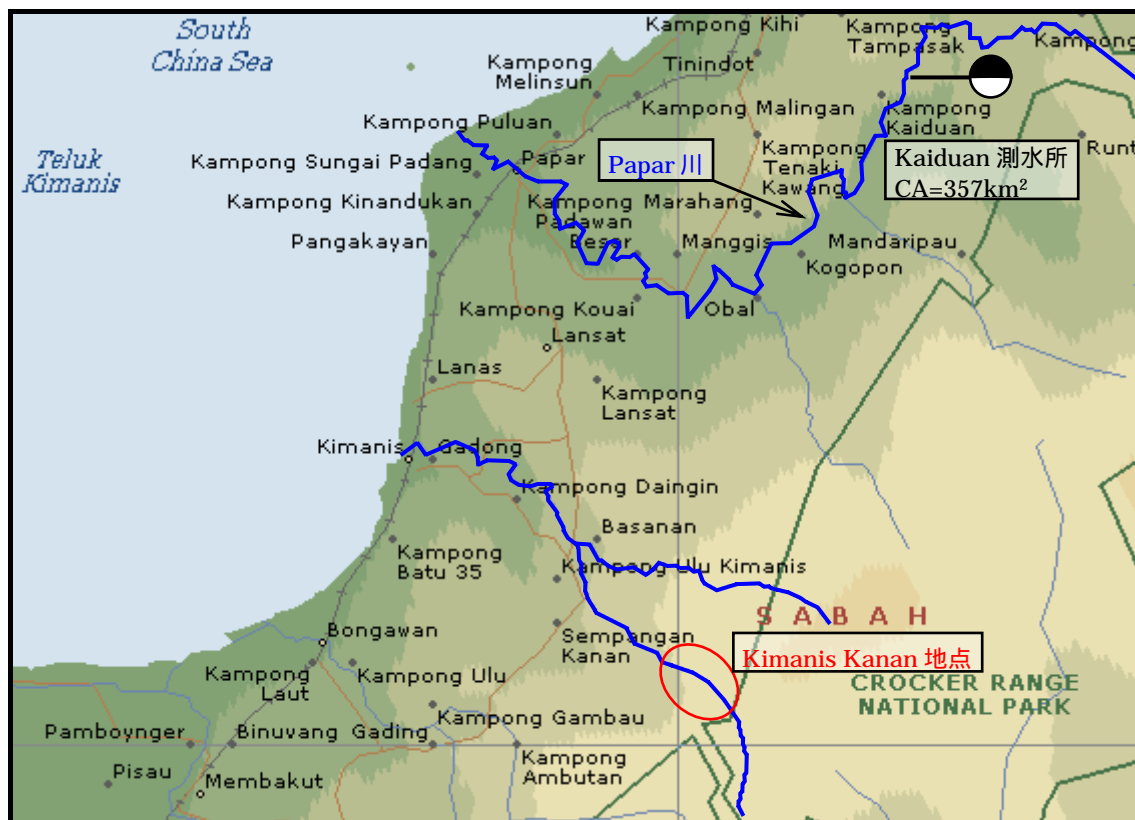


図 - 2.3.2 Papar 川 Kaiduan 測水所位置図

(出所: <http://encarta.msn.com/encnet/features/mapcenter/map.aspx>)

表 - 2.3.4 Papar 川 Kaiduan 測水所流況表

| 頻度(%) | 日平均流量(m ³ /s) | | | | | | | | | | | |
|-------|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| | 1965年 | 1966年 | 1967年 | 1968年 | 1969年 | 1970年 | 1971年 | 1972年 | 1973年 | 1974年 | 1975年 | 1965-1975年 |
| 0% | 121.00 | 175.00 | 459.00 | 112.00 | 224.00 | 207.00 | 227.00 | 114.00 | 169.00 | 206.00 | 490.00 | 490.00 |
| 5% | 86.00 | 65.00 | 53.00 | 63.00 | 87.00 | 107.00 | 68.00 | 59.00 | 94.00 | 104.00 | 74.00 | 80.00 |
| 10% | 66.00 | 54.00 | 44.00 | 51.00 | 71.00 | 82.00 | 52.00 | 47.00 | 81.00 | 80.00 | 51.00 | 62.00 |
| 15% | 56.00 | 48.00 | 39.00 | 47.00 | 60.00 | 65.00 | 47.00 | 42.00 | 71.00 | 65.00 | 44.00 | 51.00 |
| 20% | 49.00 | 44.00 | 36.00 | 40.00 | 56.00 | 56.00 | 42.00 | 37.00 | 63.00 | 55.00 | 38.00 | 45.00 |
| 25% | 42.00 | 41.00 | 32.00 | 37.00 | 50.00 | 51.00 | 37.00 | 34.00 | 56.00 | 47.00 | 35.00 | 40.00 |
| 30% | 37.00 | 38.00 | 29.00 | 34.00 | 46.00 | 44.00 | 33.00 | 31.00 | 47.00 | 42.00 | 33.00 | 37.00 |
| 35% | 34.00 | 34.00 | 27.00 | 31.00 | 42.00 | 40.00 | 29.00 | 28.00 | 40.00 | 38.00 | 29.00 | 33.00 |
| 40% | 30.00 | 32.00 | 24.00 | 28.00 | 37.00 | 37.00 | 25.00 | 25.00 | 37.00 | 35.00 | 27.00 | 30.00 |
| 45% | 28.00 | 29.00 | 22.00 | 25.00 | 30.00 | 33.00 | 21.00 | 22.00 | 31.00 | 30.00 | 25.00 | 27.00 |
| 50% | 26.00 | 26.00 | 20.00 | 23.00 | 26.00 | 31.00 | 17.00 | 19.00 | 28.00 | 28.00 | 21.00 | 24.00 |
| 55% | 24.00 | 22.00 | 18.00 | 21.00 | 23.00 | 29.00 | 16.00 | 17.00 | 22.00 | 26.00 | 19.00 | 22.00 |
| 60% | 22.00 | 19.00 | 16.00 | 18.00 | 20.00 | 26.00 | 14.00 | 16.00 | 18.00 | 24.00 | 17.00 | 19.00 |
| 65% | 21.00 | 17.00 | 15.00 | 16.00 | 17.00 | 23.00 | 13.00 | 14.00 | 14.00 | 23.00 | 15.00 | 17.00 |
| 70% | 19.00 | 15.00 | 14.00 | 15.00 | 14.00 | 21.00 | 11.00 | 13.00 | 7.00 | 20.00 | 14.00 | 15.00 |
| 75% | 18.00 | 14.00 | 13.00 | 14.00 | 13.00 | 18.00 | 10.00 | 12.00 | 5.00 | 19.00 | 12.00 | 14.00 |
| 80% | 17.00 | 13.00 | 12.00 | 12.00 | 10.00 | 15.00 | 9.00 | 10.00 | 4.00 | 18.00 | 11.00 | 12.00 |
| 85% | 15.00 | 12.00 | 10.00 | 11.00 | 8.00 | 13.00 | 8.00 | 8.00 | 4.00 | 16.00 | 10.00 | 10.00 |
| 90% | 14.00 | 10.00 | 9.00 | 9.00 | 7.00 | 10.00 | 7.00 | 7.00 | 3.00 | 14.00 | 9.00 | 8.00 |
| 95% | 11.00 | 9.00 | 8.00 | 8.00 | 4.00 | 8.00 | 6.00 | 5.00 | 3.00 | 11.00 | 7.00 | 6.00 |
| 100% | 7.00 | 5.00 | 4.00 | 4.00 | 3.00 | 3.00 | 1.00 | 4.00 | 1.00 | 8.00 | 5.00 | 1.00 |

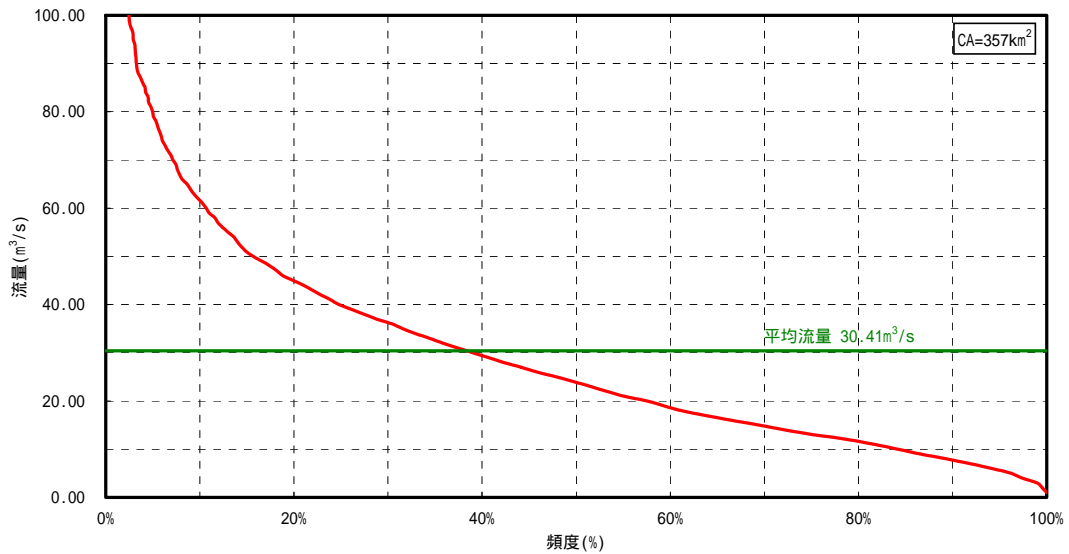


図 - 2.3.3 Papar 川 Kaiduan 測水所流況図 (1965 年 ~ 1975 年)

河川維持流量

河川維持流量は、正式にはDIDとの協議で定まるものであるが、本計画においては、取水地点における河川維持流量を年間 $0.1\text{m}^3/\text{s}$ と設定する。

取水地点の流況

取水地点 (CA=34km²) における河川流量は、Papar川Kaiduan測水所 (CA=357km²) の流量を流域比換算して算定する。

表 - 2.3.5 に取水地点における流況表を、図 - 2.3.4 に流況図を示す。

表 - 2.3.5 取水地点流況表

| 頻度 (%) | 日平均流量 (m ³ /s) | | | | | | | | | | | |
|--------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|
| | 1965年 | 1966年 | 1967年 | 1968年 | 1969年 | 1970年 | 1971年 | 1972年 | 1973年 | 1974年 | 1975年 | 1965-1975年 |
| 0% | 11.52 | 16.67 | 43.71 | 10.67 | 21.33 | 19.71 | 21.62 | 10.86 | 16.10 | 19.62 | 46.67 | 46.67 |
| 5% | 8.19 | 6.19 | 5.05 | 6.00 | 8.29 | 10.19 | 6.48 | 5.62 | 8.95 | 9.90 | 7.05 | 7.62 |
| 10% | 6.29 | 5.14 | 4.19 | 4.86 | 6.76 | 7.81 | 4.95 | 4.48 | 7.71 | 7.62 | 4.86 | 5.90 |
| 15% | 5.33 | 4.57 | 3.71 | 4.48 | 5.71 | 6.19 | 4.48 | 4.00 | 6.76 | 6.19 | 4.19 | 4.86 |
| 20% | 4.67 | 4.19 | 3.43 | 3.81 | 5.33 | 5.33 | 4.00 | 3.52 | 6.00 | 5.24 | 3.62 | 4.29 |
| 25% | 4.00 | 3.90 | 3.05 | 3.52 | 4.76 | 4.86 | 3.52 | 3.24 | 5.33 | 4.48 | 3.33 | 3.81 |
| 30% | 3.52 | 3.62 | 2.76 | 3.24 | 4.38 | 4.19 | 3.14 | 2.95 | 4.48 | 4.00 | 3.14 | 3.52 |
| 35% | 3.24 | 3.24 | 2.57 | 2.95 | 4.00 | 3.81 | 2.76 | 2.67 | 3.81 | 3.62 | 2.76 | 3.14 |
| 40% | 2.86 | 3.05 | 2.29 | 2.67 | 3.52 | 3.52 | 2.38 | 2.38 | 3.52 | 3.33 | 2.57 | 2.86 |
| 45% | 2.67 | 2.76 | 2.10 | 2.38 | 2.86 | 3.14 | 2.00 | 2.10 | 2.95 | 2.86 | 2.38 | 2.57 |
| 50% | 2.48 | 2.48 | 1.90 | 2.19 | 2.48 | 2.95 | 1.62 | 1.81 | 2.67 | 2.67 | 2.00 | 2.29 |
| 55% | 2.29 | 2.10 | 1.71 | 2.00 | 2.19 | 2.76 | 1.52 | 1.62 | 2.10 | 2.48 | 1.81 | 2.10 |
| 60% | 2.10 | 1.81 | 1.52 | 1.71 | 1.90 | 2.48 | 1.33 | 1.52 | 1.71 | 2.29 | 1.62 | 1.81 |
| 65% | 2.00 | 1.62 | 1.43 | 1.52 | 1.62 | 2.19 | 1.24 | 1.33 | 1.33 | 2.19 | 1.43 | 1.62 |
| 70% | 1.81 | 1.43 | 1.33 | 1.43 | 1.33 | 2.00 | 1.05 | 1.24 | 0.67 | 1.90 | 1.33 | 1.43 |
| 75% | 1.71 | 1.33 | 1.24 | 1.33 | 1.24 | 1.71 | 0.95 | 1.14 | 0.48 | 1.81 | 1.14 | 1.33 |
| 80% | 1.62 | 1.24 | 1.14 | 1.14 | 0.95 | 1.43 | 0.86 | 0.95 | 0.38 | 1.71 | 1.05 | 1.14 |
| 85% | 1.43 | 1.14 | 0.95 | 1.05 | 0.76 | 1.24 | 0.76 | 0.76 | 0.38 | 1.52 | 0.95 | 0.95 |
| 90% | 1.33 | 0.95 | 0.86 | 0.86 | 0.67 | 0.95 | 0.67 | 0.67 | 0.29 | 1.33 | 0.86 | 0.76 |
| 95% | 1.05 | 0.86 | 0.76 | 0.76 | 0.38 | 0.76 | 0.57 | 0.48 | 0.29 | 1.05 | 0.67 | 0.57 |
| 100% | 0.67 | 0.48 | 0.38 | 0.38 | 0.29 | 0.29 | 0.10 | 0.38 | 0.10 | 0.76 | 0.48 | 0.10 |

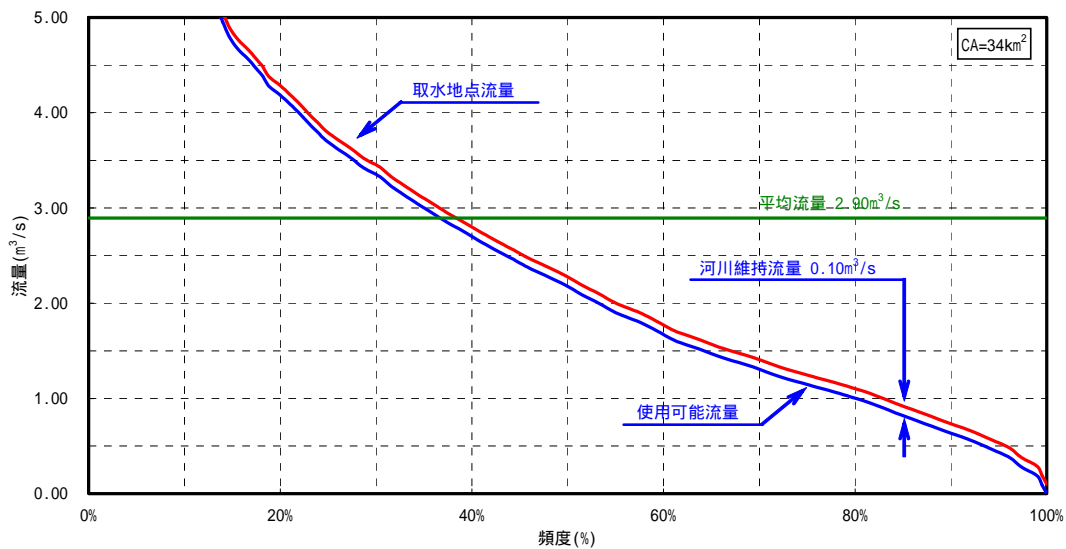


図 - 2.3.4 取水地点流況図 (1965年～1975年)

(3) 最大出力および発電電力量の算定

最大使用水量の設定

最適規模の検討は、計画する取水堰、放水口位置および水路ルートに対して、取・放水位を設定し、取水地点における河川流況、設備利用率、河水利用率等を勘案するほか、最大使用水量を変化させて、概算工事費、発電電力量を算出して経済性を評価することにより行うのが一般的である。

設備利用率については、マレーシアにおける既往実績をみると、65～70%程度が最も高い経済性が得られている。また、設備利用率は、サバ州電力会社（SESB：Sabah Electricity Sdn. Bhd.）との電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）の交渉や、銀行の融資評価指標にも用いられている。

設備利用率（ K ）は、発電設備が年間を通じてフル（100%）稼動した場合の年間電力量に対する、実際に発電される年間有効電力量の割合を示し、以下の式で示される。

$$K = \frac{E}{8,760 \times P}$$

これより、最大使用水量は、設備利用率が65～70%程度になるように設定することとする。

最大使用水量を2.5 m³/sに設定すると、最大出力は $P = 2.5MW$ 、年間有効電力量は $E = 15,400MWh$ より、

$$\begin{aligned} K &= \frac{15,400MWh}{8,760 \times 2.5MW} \\ &= 0.703 \\ &= 70\% \end{aligned}$$

となるから、最大使用水量は2.5 m³/sに設定することとする。なお、最大出力および年間有効電力量の算出方法については後述する。

有効落差

有効落差は、総落差から管路における損失水頭を差し引くことにより求められ、下式に示すヘーゼンウィリアムスの式により概算する。

$$h_f = 10.666 \times C_H^{-1.85} \times D^{-4.87} \times Q^{1.85} \times L$$

ここに、

h_f : 損失水頭 (m)

C_H : 110

D : 管の直径 (m)

Q : 流量 (m³/s)

L : 管路の長さ (m)

よって、最大使用水量時における損失水頭は、

$$\begin{aligned} h_f &= 10.666 \times 110^{-1.85} \times 1.4^{-4.87} \times 2.5^{1.85} \times 4,600 \\ &\quad + 10.666 \times 110^{-1.85} \times 1.2^{-4.87} \times 2.5^{1.85} \times 600 \\ &= 8.68 \text{ m} + 2.40 \text{ m} \\ &= 11.08 \text{ m} \end{aligned}$$

以上より、有効落差は、その他余裕を1.92 m 程度見込み、

$$h_e = 137 - 11.08 - 1.92 = 124.00 \text{ m とする。}$$

なお、発電電力量の計算における有効落差は、次に示す換算式を作成して算出した。

$$h_e = 2.035 \times Q_n^{1.85} + 1.92$$

水車型式の選定

水車型式は、「WKV : Wasserkraft Volk AG (ドイツ)」の選定図を基に、流量と落差の関係から選定する。

適用可能な水車はターゴインパルス水車およびフランシス水車となるが、本計画では、信頼性が高く一般的に使用されているフランシス水車を採用することとする。

図 - 2.3.5 に水車型式選定図を示す。

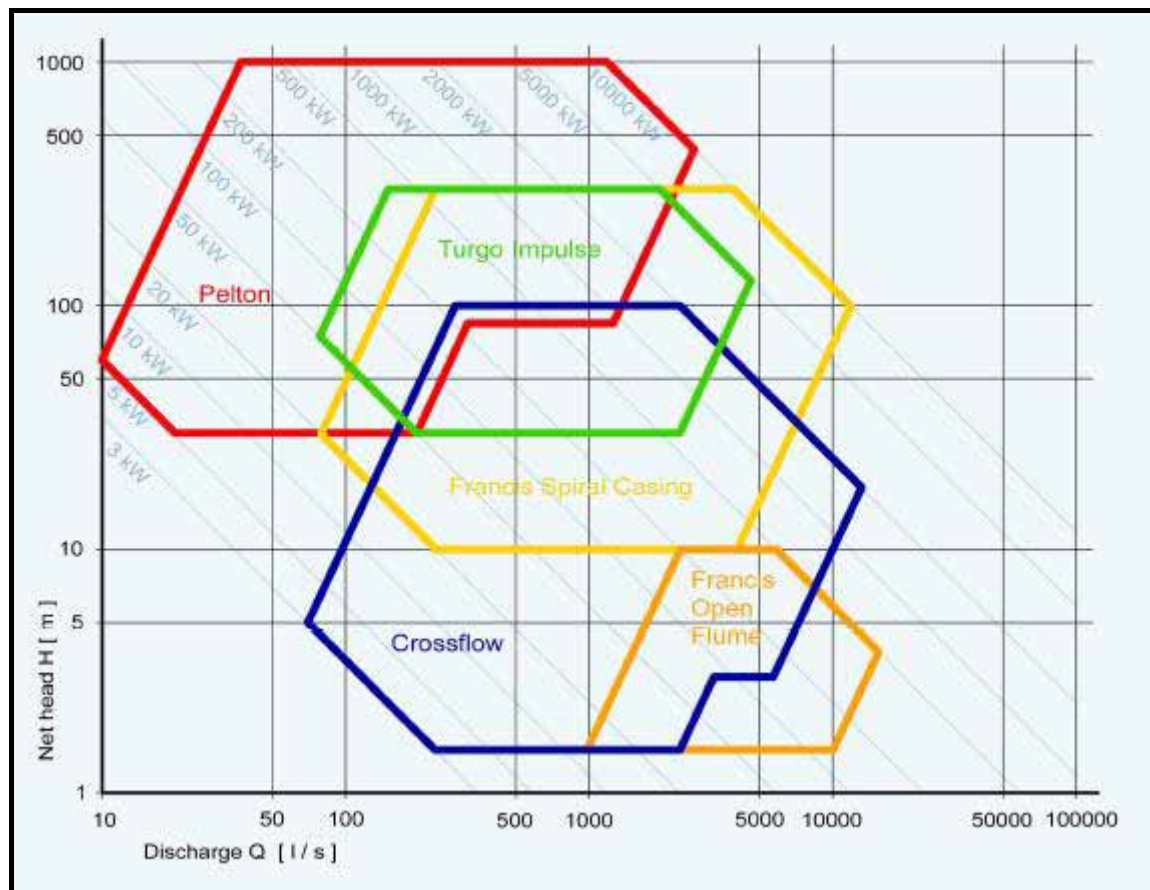


図 - 2.3.5 水車型式選定図
(出所：WKVパンフレット)

なお、水車の機械特性から発電可能な最小流量の大きさに制限があり、フランシス水車の運転領域は、最大使用水量の20～30%程度までである。

水車・発電機効率

発電電力量の計算に用いる水車効率は、図 - 2.3.6 に示す水車効率曲線図を使用することとする。なお、発電機効率は 95%、変圧器効率は 99%、自己消費率は 99%と設定する。

| Q/Qmax | 水車効率 |
|--------|------|
| 0% | 0.00 |
| 5% | 0.00 |
| 10% | 0.00 |
| 15% | 0.00 |
| 20% | 0.00 |
| 25% | 0.52 |
| 30% | 0.62 |
| 35% | 0.70 |
| 40% | 0.76 |
| 45% | 0.81 |
| 50% | 0.85 |
| 55% | 0.88 |
| 60% | 0.90 |
| 65% | 0.91 |
| 70% | 0.92 |
| 75% | 0.92 |
| 80% | 0.92 |
| 85% | 0.92 |
| 90% | 0.91 |
| 95% | 0.90 |
| 100% | 0.89 |

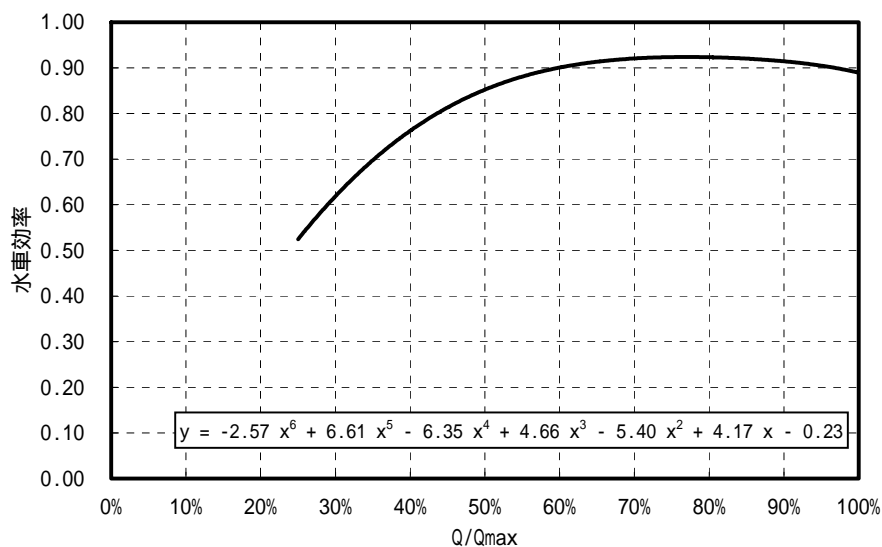


図 - 2.3.6 水車効率曲線図

(出所 : RETScreen)

最大出力

最大出力は、最大使用水量 2.5 m³/s、有効落差 124.00 m、最大使用水量時の水車効率 89%、発電機効率 95%、変圧器効率 99%、自己消費率 99%より、以下のとおりである。

$$\begin{aligned}
 \text{最大出力} &= 9.8 \times 2.5 \times 124.00 \times 0.89 \times 0.95 \times 0.99 \times 0.99 \\
 &= 2,518 \text{ kW} \\
 &= 2.5 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

発電力および発電電力量

発電電力量の計算における損失落差は、次に示す換算式を作成して算出した。

$$h_e = 2.035 \times Q_n^{1.85} + 1.92$$

ここに、

h_e : 損失落差 (m)

Q_n : 発電使用水量 (m³/s)

なお、発電可能な最小流量は、最大使用水量の 25% とした。

流量頻度における発電力の計算結果を表 - 2.3.6 および図 - 2.3.7 に示す。

表 - 2.3.6 発電力の計算結果

| 頻度 (%) | 河川流量 (m ³ /s) | 維持流量 (m ³ /s) | 発電可能流量 (m ³ /s) | 発電使用水量 (m ³ /s) | 総落差 (m) | 損失落差 (m) | 有効落差 (m) | 水車効率 | 発電機効率 | 変圧器効率 | 自己消費率 | 発電力 (kW) |
|--------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|---------|----------|----------|--------|--------|--------|--------|----------|
| 0% | 46.67 | 0.10 | 46.57 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 5% | 7.62 | 0.10 | 7.52 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 10% | 5.90 | 0.10 | 5.80 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 15% | 4.86 | 0.10 | 4.76 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 20% | 4.29 | 0.10 | 4.19 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 25% | 3.81 | 0.10 | 3.71 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 30% | 3.52 | 0.10 | 3.42 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 35% | 3.14 | 0.10 | 3.04 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 40% | 2.86 | 0.10 | 2.76 | 2.50 | 137.00 | 13.00 | 124.00 | 89.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 45% | 2.57 | 0.10 | 2.47 | 2.47 | 137.00 | 12.76 | 124.25 | 89.40% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,500 |
| 50% | 2.29 | 0.10 | 2.19 | 2.19 | 137.00 | 10.59 | 126.41 | 91.80% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,321 |
| 55% | 2.10 | 0.10 | 2.00 | 2.00 | 137.00 | 9.25 | 127.75 | 92.30% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 2,154 |
| 60% | 1.81 | 0.10 | 1.71 | 1.71 | 137.00 | 7.41 | 129.59 | 91.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,860 |
| 65% | 1.62 | 0.10 | 1.52 | 1.52 | 137.00 | 6.33 | 130.67 | 90.30% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,638 |
| 70% | 1.43 | 0.10 | 1.33 | 1.33 | 137.00 | 5.37 | 131.63 | 87.20% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,394 |
| 75% | 1.33 | 0.10 | 1.23 | 1.23 | 137.00 | 4.90 | 132.10 | 84.70% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,257 |
| 80% | 1.14 | 0.10 | 1.04 | 1.04 | 137.00 | 4.11 | 132.89 | 78.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 985 |
| 85% | 0.95 | 0.10 | 0.85 | 0.85 | 137.00 | 3.43 | 133.57 | 68.30% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 708 |
| 90% | 0.76 | 0.10 | 0.66 | 0.66 | 137.00 | 2.86 | 134.14 | 55.20% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 446 |
| 95% | 0.57 | 0.10 | 0.47 | 0.00 | 137.00 | - | - | - | - | - | - | 0 |
| 100% | 0.10 | 0.10 | 0.00 | 0.00 | 137.00 | - | - | - | - | - | - | 0 |

水力発電所は、点検および修繕等において運転を休止する場合があります。このため、実際に発電される電力量はこれらの停止分を考慮したものとなる。

本検討においては、発電所の停止率を 4% とし、以下の式により年間有効電力量とする。

$$\begin{aligned}
 E &= \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \times \frac{5}{100} \times 8,760 \times (1 - 0.04) \\
 &= 36,513 \times \frac{5}{100} \times 8,760 \times 0.96 \\
 &= 15,352,986 \text{ kWh} \\
 &= 15,400 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

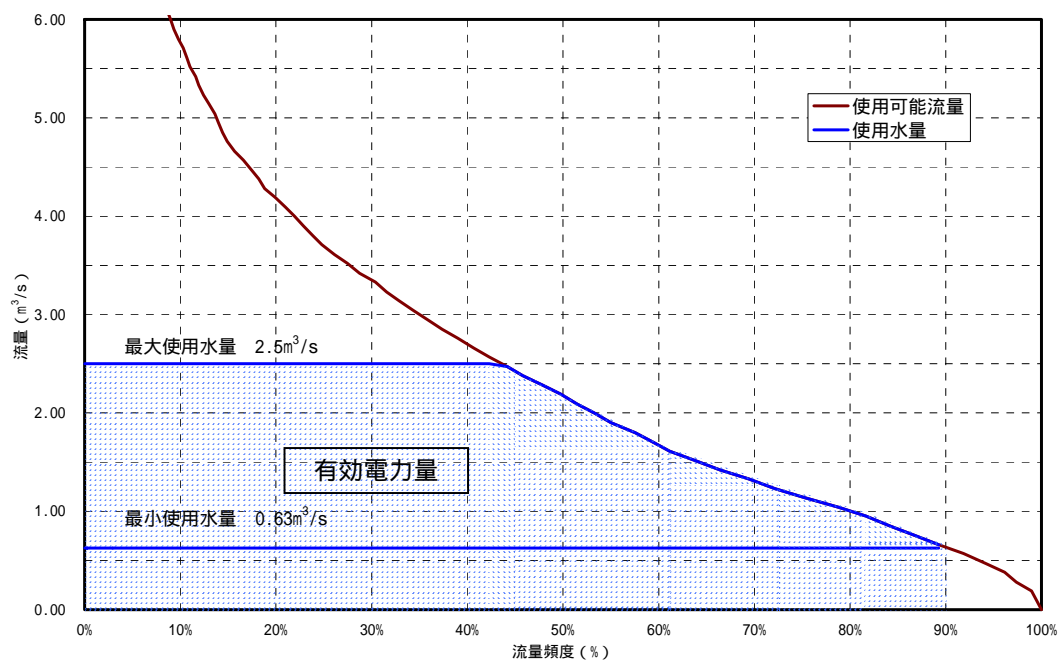


図 - 2.3.7 発電量の計算結果

2.3.2 Kimanis Kiri 地点発電計画

(1) 水路ルートの設定

取水地点および取水位の設定

取水地点は、流域面積、地形および取水地点へのアクセス道路等の状況から、図 - 2.3.8 に示すとおり、支流の合流地点から約 50m 下流の地点 (CA=36km²) とする。

表 - 2.3.7 取水地点の取水位他

| 項目 | 流域面積 | 取水位 | 備考 |
|------|-------------------|-----|-------------|
| 取水地点 | 36km ² | 85m | 地形図より 280ft |

放水地点および放水位の設定

放水地点は、周辺住民の居住地および地形等の状況を踏まえ、図 - 2.3.8 に示すとおり、発電所建設スペースが確保できる地点とする。

放水位については、地形図を基に、放水位置の河床標高程度を設定した。

表 - 2.3.8 放水地点の放水位

| 項目 | 放水位 | 備考 |
|------|-----|------------|
| 放水地点 | 15m | 地形図より 50ft |

水路ルートの設定

水路ルートは図 - 2.3.8 に示すとおりであり、アクセス道路沿いに鉄管を埋設設置する計画である。

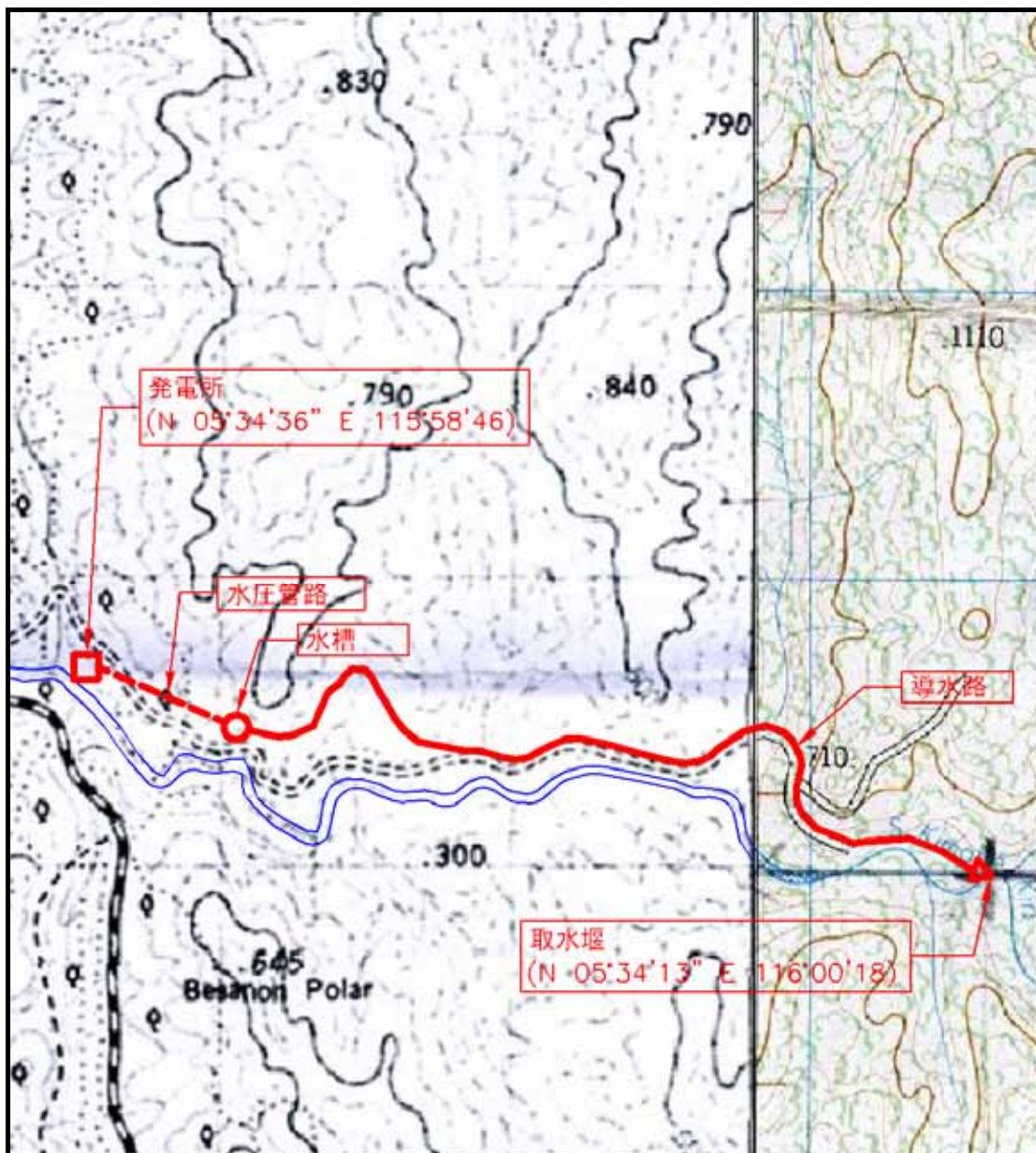


図 - 2.3.8 水路ルート図

(2) 流量資料

使用測水所

発電計画に使用する流量資料は、当該河川である Kimanis Kiri 川には測水所が設置されていないため、近傍に位置する(約 23km 離れた)Papar 川 Kaiduan 測水所の流量データを流域面積比換算して使用する。

図 - 2.3.9 に測水所位置図を示す。

なお、測水所の概要、流況表および流況図は、「2.3.1 Kimanis Kanan 地点発電計画」の表 - 2.3.3、表 - 2.3.4 および図 - 2.3.3 に示すとおりである。

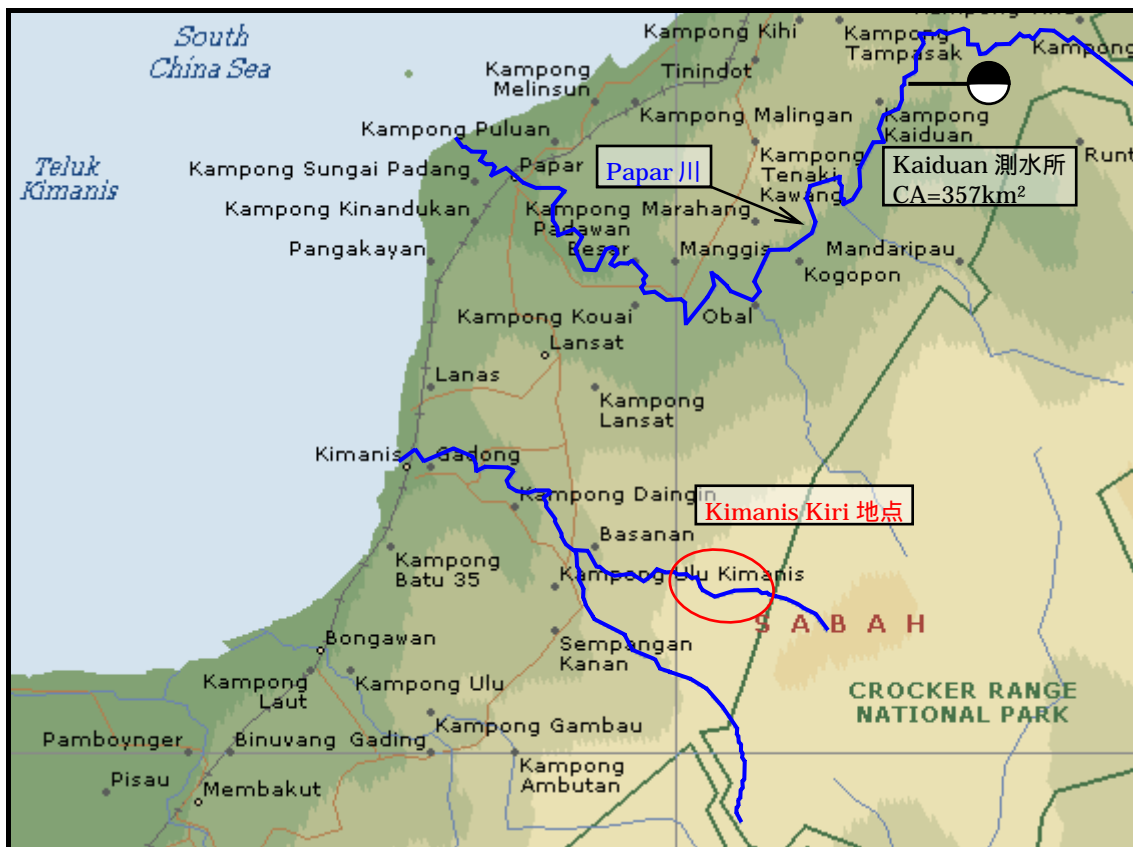


図 - 2.3.9 Papar 川 Kaiduan 測水所位置図

(出所 : <http://encarta.msn.com/encnet/features/mapcenter/map.aspx>)

河川維持流量

河川維持流量は、正式にはDIDとの協議で定まるものであるが、本計画においては、取水地点における河川維持流量を年間 $0.1\text{m}^3/\text{s}$ と設定する。

取水地点の流況

取水地点 (CA=36km²) における河川流量は、Papar川Kaiduan測水所 (CA=357km²) の流量を流域換算して算定する。

表 - 2.3.9 に取水地点における流況表を、図 - 2.3.10 に流況図を示す。

表 - 2.3.9 取水地点流況表

| 頻度 (%) | 日平均流量 (m ³ /s) | | | | | | | | | | | |
|--------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|
| | 1965年 | 1966年 | 1967年 | 1968年 | 1969年 | 1970年 | 1971年 | 1972年 | 1973年 | 1974年 | 1975年 | 1965-1975年 |
| 0% | 12.20 | 17.65 | 46.29 | 11.29 | 22.59 | 20.87 | 22.89 | 11.50 | 17.04 | 20.77 | 49.41 | 49.41 |
| 5% | 8.67 | 6.55 | 5.34 | 6.35 | 8.77 | 10.79 | 6.86 | 5.95 | 9.48 | 10.49 | 7.46 | 8.07 |
| 10% | 6.66 | 5.45 | 4.44 | 5.14 | 7.16 | 8.27 | 5.24 | 4.74 | 8.17 | 8.07 | 5.14 | 6.25 |
| 15% | 5.65 | 4.84 | 3.93 | 4.74 | 6.05 | 6.55 | 4.74 | 4.24 | 7.16 | 6.55 | 4.44 | 5.14 |
| 20% | 4.94 | 4.44 | 3.63 | 4.03 | 5.65 | 5.65 | 4.24 | 3.73 | 6.35 | 5.55 | 3.83 | 4.54 |
| 25% | 4.24 | 4.13 | 3.23 | 3.73 | 5.04 | 5.14 | 3.73 | 3.43 | 5.65 | 4.74 | 3.53 | 4.03 |
| 30% | 3.73 | 3.83 | 2.92 | 3.43 | 4.64 | 4.44 | 3.33 | 3.13 | 4.74 | 4.24 | 3.33 | 3.73 |
| 35% | 3.43 | 3.43 | 2.72 | 3.13 | 4.24 | 4.03 | 2.92 | 2.82 | 4.03 | 3.83 | 2.92 | 3.33 |
| 40% | 3.03 | 3.23 | 2.42 | 2.82 | 3.73 | 3.73 | 2.52 | 2.52 | 3.73 | 3.53 | 2.72 | 3.03 |
| 45% | 2.82 | 2.92 | 2.22 | 2.52 | 3.03 | 3.33 | 2.12 | 2.22 | 3.13 | 3.03 | 2.52 | 2.72 |
| 50% | 2.62 | 2.62 | 2.02 | 2.32 | 2.62 | 3.13 | 1.71 | 1.92 | 2.82 | 2.82 | 2.12 | 2.42 |
| 55% | 2.42 | 2.22 | 1.82 | 2.12 | 2.32 | 2.92 | 1.61 | 1.71 | 2.22 | 2.62 | 1.92 | 2.22 |
| 60% | 2.22 | 1.92 | 1.61 | 1.82 | 2.02 | 2.62 | 1.41 | 1.61 | 1.82 | 2.42 | 1.71 | 1.92 |
| 65% | 2.12 | 1.71 | 1.51 | 1.61 | 1.71 | 2.32 | 1.31 | 1.41 | 1.41 | 2.32 | 1.51 | 1.71 |
| 70% | 1.92 | 1.51 | 1.41 | 1.51 | 1.41 | 2.12 | 1.11 | 1.31 | 1.41 | 2.02 | 1.41 | 1.51 |
| 75% | 1.82 | 1.41 | 1.31 | 1.41 | 1.31 | 1.82 | 1.01 | 1.21 | 0.50 | 1.92 | 1.21 | 1.41 |
| 80% | 1.71 | 1.31 | 1.21 | 1.21 | 1.01 | 1.51 | 0.91 | 1.01 | 0.40 | 1.82 | 1.11 | 1.21 |
| 85% | 1.51 | 1.21 | 1.01 | 1.11 | 0.81 | 1.31 | 0.81 | 0.81 | 0.40 | 1.61 | 1.01 | 1.01 |
| 90% | 1.41 | 1.01 | 0.91 | 0.91 | 0.71 | 1.01 | 0.71 | 0.71 | 0.30 | 1.41 | 0.91 | 0.81 |
| 95% | 1.11 | 0.91 | 0.81 | 0.81 | 0.40 | 0.81 | 0.61 | 0.50 | 0.30 | 1.11 | 0.71 | 0.61 |
| 100% | 0.71 | 0.50 | 0.40 | 0.40 | 0.30 | 0.30 | 0.10 | 0.40 | 0.10 | 0.81 | 0.50 | 0.10 |

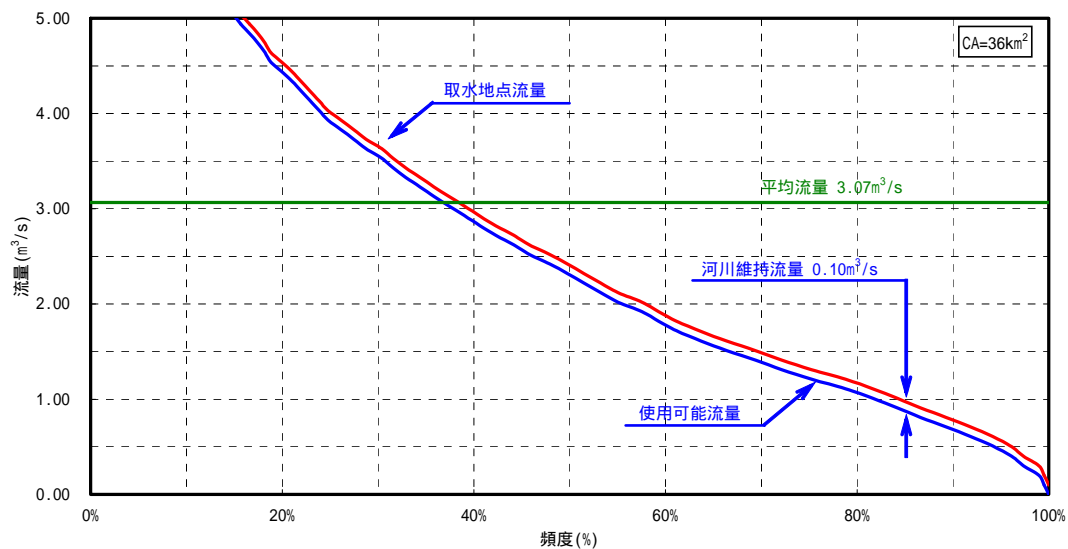


図 - 2.3.10 取水地点流況図 (1965年 ~ 1975年)

(3) 最大出力および発電電力量の算定

最大使用水量の設定

「2.3.1 Kimanis Kanan 地点発電計画」において検討したとおり、最大使用水量は、設備利用率が65～70%前後になるように設定することとする。

$$K = \frac{E}{8,760 \times P}$$

最大使用水量を3.0m³/sに設定すると、最大出力は $P = 1.5MW$ 、年間有効電力量は $E = 8,600MWh$ より、

$$\begin{aligned} K &= \frac{8,600MWh}{8,760 \times 1.5MW} \\ &= 0.654 \\ &= 65\% \end{aligned}$$

となるから、最大使用水量は3.0m³/sに設定することとする。

有効落差

最大使用水量時における損失水頭は、

$$\begin{aligned} h_f &= 10.666 \times 110^{-1.85} \times 1.6^{-4.87} \times 3.0^{1.85} \times 3,200 \\ &\quad + 10.666 \times 110^{-1.85} \times 1.4^{-4.87} \times 3.0^{1.85} \times 500 \\ &= 4.42\text{m} + 1.32\text{m} \\ &= 5.74\text{m} \end{aligned}$$

以上より、有効落差は、その他余裕を1.26m程度見込み、

$$h_e = 70 - 5.74 - 1.26 = 63.00\text{m} \text{ とする。}$$

なお、発電電力量の計算における有効落差は、次に示す換算式を作成して算出した。

$$h_e = 0.752 \times Q_n^{1.85} + 1.26$$

水車型式の選定

水車型式選定図は「2.3.1 Kimanis Kanan 地点発電計画」の図-2.3.5に示すとおりであり、適用可能な水車はターゴインパルス水車およびフランシス水車となるが、本計画では、信頼性が高く一般的に使用されているフランシス水車を採用することとする。

なお、水車の機械特性から発電可能な最小流量の大きさに制限があり、フランシス水車の運転領域は、最大使用水量の20～30%程度までである。

水車・発電機効率

発電電力量の計算に用いる水車効率は、図-2.3.11に示す水車効率曲線図を使用することとする。

なお、発電機効率は95%、変圧器効率は99%、自己消費率は99%と設定する。

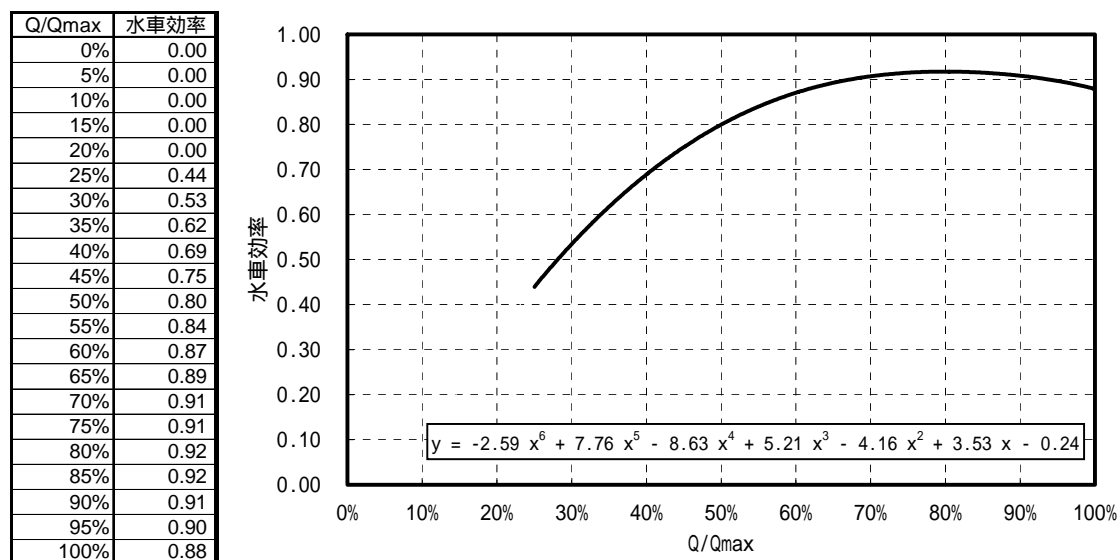


図 - 2.3.11 水車効率曲線図

(出所：RETScreen)

最大出力

最大出力は、最大使用水量3.0m³/s、有効落差63.00m、最大使用水量時の水車効率88%、発電機効率95%、変圧器効率99%、自己消費率99%より、以下のとおりである。

$$\begin{aligned}
 \text{最大出力} &= 9.8 \times 3.0 \times 63.00 \times 0.88 \times 0.95 \times 0.99 \times 0.99 \\
 &= 1,518 \text{ kW} \\
 &= 1.5 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

発電力および発電電力量

発電電力量の計算における損失落差は、次に示す換算式を作成して算出した。

$$h_e = 0.752 \times Q_n^{1.85} + 1.26$$

ここに、

h_e : 損失落差 (m)

Q_n : 発電使用水量 (m³/s)

なお、発電可能な最小流量は、最大使用水量の 25% とした。

流量頻度における発電力の計算結果を表 - 2.3.10 および図 - 2.3.12 に示す。

表 - 2.3.10 発電力の計算結果

| 頻度 (%) | 河川流量 (m ³ /s) | 維持流量 (m ³ /s) | 発電可能流量 (m ³ /s) | 発電使用水量 (m ³ /s) | 総落差 (m) | 損失落差 (m) | 有効落差 (m) | 水車効率 | 発電機効率 | 変圧器効率 | 自己消費率 | 発電力 (kW) |
|--------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|---------|----------|----------|--------|--------|--------|--------|----------|
| 0% | 49.41 | 0.10 | 49.31 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 5% | 8.07 | 0.10 | 7.97 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 10% | 6.25 | 0.10 | 6.15 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 15% | 5.14 | 0.10 | 5.04 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 20% | 4.54 | 0.10 | 4.44 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 25% | 4.03 | 0.10 | 3.93 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 30% | 3.73 | 0.10 | 3.63 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 35% | 3.33 | 0.10 | 3.23 | 3.00 | 70.00 | 7.00 | 63.00 | 87.90% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 40% | 3.03 | 0.10 | 2.93 | 2.93 | 70.00 | 6.75 | 63.25 | 88.80% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,500 |
| 45% | 2.72 | 0.10 | 2.62 | 2.62 | 70.00 | 5.73 | 64.27 | 91.20% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,403 |
| 50% | 2.42 | 0.10 | 2.32 | 2.32 | 70.00 | 4.83 | 65.17 | 91.70% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,266 |
| 55% | 2.22 | 0.10 | 2.12 | 2.12 | 70.00 | 4.28 | 65.72 | 90.80% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 1,156 |
| 60% | 1.92 | 0.10 | 1.82 | 1.82 | 70.00 | 3.54 | 66.46 | 87.40% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 966 |
| 65% | 1.71 | 0.10 | 1.61 | 1.61 | 70.00 | 3.08 | 66.93 | 83.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 817 |
| 70% | 1.51 | 0.10 | 1.41 | 1.41 | 70.00 | 2.68 | 67.32 | 77.10% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 668 |
| 75% | 1.41 | 0.10 | 1.31 | 1.31 | 70.00 | 2.50 | 67.50 | 73.50% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 594 |
| 80% | 1.21 | 0.10 | 1.11 | 1.11 | 70.00 | 2.17 | 67.83 | 64.70% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 445 |
| 85% | 1.01 | 0.10 | 0.91 | 0.91 | 70.00 | 1.89 | 68.11 | 54.00% | 95.00% | 99.00% | 99.00% | 306 |
| 90% | 0.81 | 0.10 | 0.71 | 0.00 | 70.00 | - | - | - | - | - | - | 0 |
| 95% | 0.61 | 0.10 | 0.51 | 0.00 | 70.00 | - | - | - | - | - | - | 0 |
| 100% | 0.10 | 0.10 | 0.00 | 0.00 | 70.00 | - | - | - | - | - | - | 0 |

水力発電所は、点検および修繕等において運転を休止する場合があります。このため、実際に発電される電力量はこれらの停止分を考慮したものとなる。

本検討においては、発電所の停止率を 4% とし、以下の式により年間有効電力量とする。

$$\begin{aligned}
 E &= \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \times \frac{5}{100} \times 8,760 \times (1 - 0.04) \\
 &= 20,371 \times \frac{5}{100} \times 8,760 \times 0.96 \\
 &= 8,565,598 \text{ kWh} \\
 &= 8,600 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

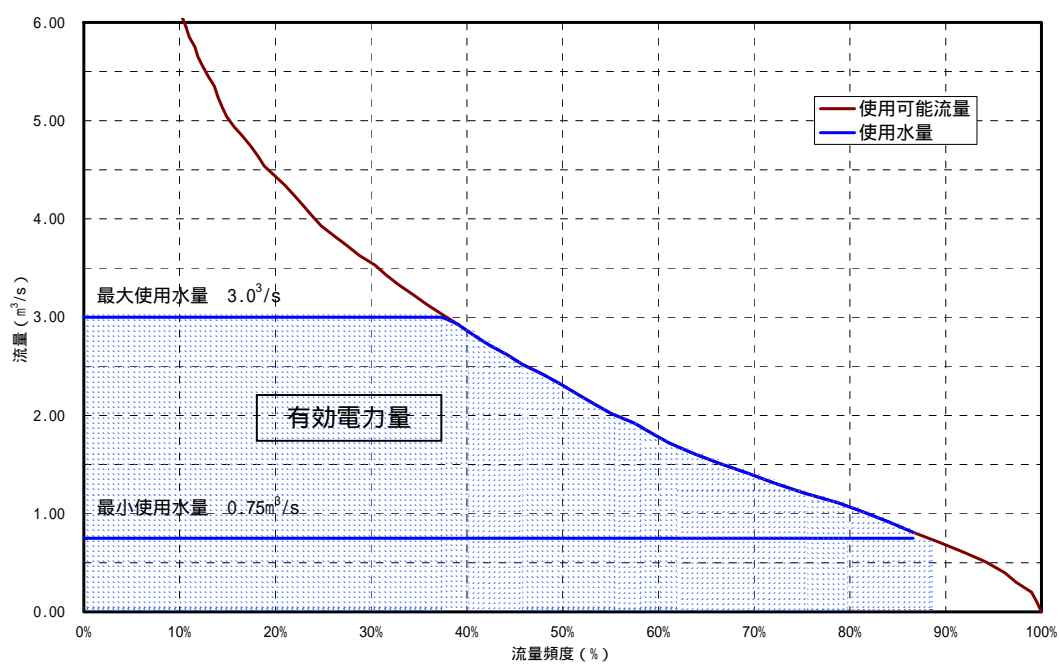


図 - 2.3.12 発電量の計算結果

2.3.3 まとめ

以上の検討結果を表 - 2.3.11 に示す。

表 - 2.3.11 計画諸元表

| 項 目 | | Kimanis Kanan 地点 | Kimanis Kiri 地点 | | |
|---------|-----------------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|
| 河 川 名 | - | Kimanis Kanan 川 | Kimanis Kiri 川 | | |
| 流 域 面 積 | km ² | 34 | 36 | | |
| 発電計画 | 発 電 方 式 | - | 流込式・水路式 | | |
| | 取 水 位 | ft (m) | 700 (213) | | |
| | 放 水 位 | ft (m) | 250 (76) | | |
| | 総 落 差 | ft (m) | 450 (137) | | |
| | 有 効 落 差 | m | 124 | | |
| | 最 大 使 用 水 量 | m ³ /s | 2.5 | | |
| | 最 大 出 力 | MW | 2.5 | | |
| | 有 効 電 力 量 | MWh | 15,400 | | |
| | 河 川 維 持 流 量 | m ³ /s | 0.1 | | |
| | 設 備 利 用 率 | % | 70 | | |
| 設備概要 | 取水ダム | 型 式 | - | 重力式コンクリート | 重力式コンクリート |
| | | 堤 高 | m | 4.0 | 4.0 |
| | | 堤 頂 長 | m | 35.0 | 35.0 |
| | 水路 | 導 水 路 | m | L=4,600、D=1.40 | L=3,200、D=1.60 |
| | | 水 圧 管 路 | m | L=600、D=1.20 | L=500、D=1.40 |
| | 水 車 型 式 | - | フランシス水車 | フランシス水車 | |

2.4 グリッド接続

本プロジェクトは、SREP を活用して電源開発を進める計画である。同制度においては、グリッド接続に関して以下の条件が示されている。

- ・ グリッドの接続に伴う費用は全てプロジェクト実施者側の負担とすること。
- ・ グリッドは、11kV から 33kV の範囲で接続すること。
- ・ 当該発電所は、最寄りの接続地点から 10km 以内であること。但し、水力発電事業についてはこの限りではない。

また、SESB のヒアリング調査結果より、送電線ルートの用地調整や設備の設計、建設、装置の据付などは、全てプロジェクト実施者側で行う。設計仕様は、SESB が別途定める要求事項を満たす必要があり、また建設前に SESB の承認を得る必要がある。建設完了後は、これらの設備は全て SESB へ移管し、同社が設備の運営・維持管理を行う。

本プロジェクトの最寄変電所は、SESB が所有する Pencawang 変電所で電圧は 33/11kV である。Kimanis Kanan 発電所から同変電所までの距離は、道路沿いに約 16km で、Kimanis Kiri 発電所からは約 13km である（図 - 2.4.1 参照）。Kimanis Kiri 発電所は、Kimanis Kanan 発電所の送電ルートから道路沿いに約 500m 北側に位置することから、同地点から Kimanis Kanan 発電所のグリッドへ接続する計画である。

送電線の電圧は、送電ロスを考慮して 33kV を採用する。



写真 - 2.4.1 Pencawang 変電所

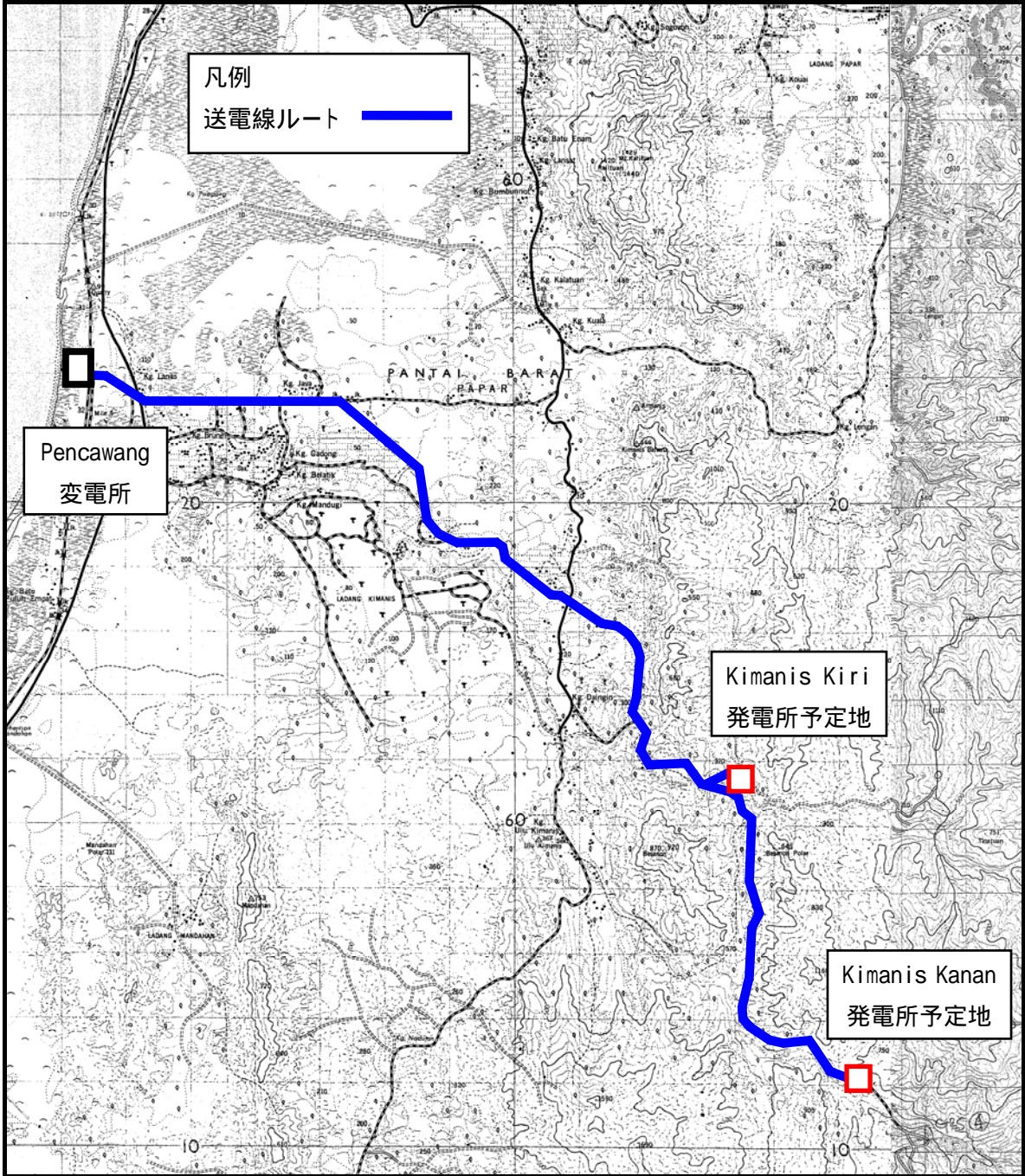


図 - 2.4.1 Kimanis Kanan 発電所および Kimanis Kiri 発電所の送電ルート図

2.5 建設コスト

Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点の建設コストは現地見積価格を基に算出した。

なお、本プロジェクトは、SREP を活用して事業を実施する計画で、グリッド接続はその地域の電力会社が実施するが、費用は事業者の負担となる。また、Kimanis Kiri 地点については、Kimanis Kanan 地点のグリッドを活用することにより、送配電設備費を削減している。

表 - 2.5.1 に建設コストを示す。マレーシア RM から円への換算は、1RM = 34 円として算定した。

表 - 2.5.1 Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点の建設工事費

| 項目 | Kimanis Kanan地点 | | Kimanis Kiri地点 | |
|---------------|-----------------|-----------|----------------|-----------|
| | 概算工事費(RM) | 概算工事費(千円) | 概算工事費(RM) | 概算工事費(千円) |
| A 準備工事 | 1,600,000 | 54,400 | 775,000 | 26,350 |
| B 取水堰 | 820,000 | 27,880 | 820,000 | 27,880 |
| C 導水路 水槽 水圧管路 | 6,315,000 | 214,710 | 5,907,000 | 200,838 |
| D 発電所 | 803,000 | 27,302 | 662,000 | 22,508 |
| E 機械装置 | 4,470,000 | 151,980 | 3,510,000 | 119,340 |
| F 送配電設備費 | 2,999,000 | 101,966 | 383,000 | 13,022 |
| G 技術経費 | 680,000 | 23,120 | 482,000 | 16,388 |
| H 予備費 | 170,000 | 5,780 | 121,000 | 4,114 |
| 合計 | 17,857,000 | 607,138 | 12,660,000 | 430,440 |

第 3 章

第3章 プロジェクト効果

3.1 方法論の検討

本プロジェクトに適応可能な承認済方法論として、以下の AMS-I.D. が挙げられる。

Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories.

“I.D. Grid connected renewable electricity generation”

AMS-I.D. では、太陽光や、水力、風力、地熱、バイオマスなどの再生可能エネルギーを用いて発電を行い、得られた電力をグリッドへ接続してグリッドの化石燃料代替効果があることが求められている。また、同発電の出力が 15MW 以下であることも求められている。

本プロジェクトは、2 地点 (Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点) の合計発電出力が 4MW の流込式水力発電所であることから、AMS-I.D. の適応条件を満たしている。

3.2 プロジェクト活動と境界

AMS-I.D に基づき、プロジェクトバウンダリーは当該プロジェクトと物理的、地理的に関わる範囲であることから、本プロジェクトでは取水堰、水圧管路、発電所および放水路を含むものとする (図 - 3.2.1 参照)。また、送電線については SESB との管理境界線 (接続点) までとする。

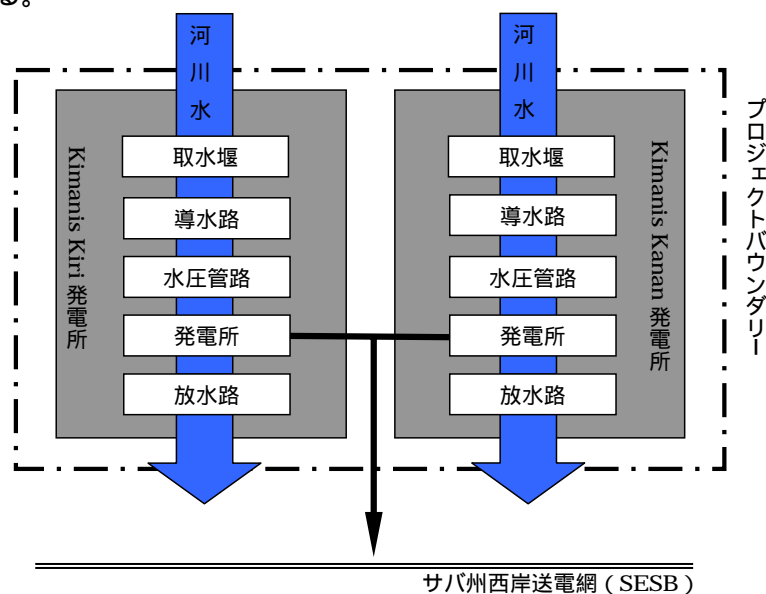


図 - 3.2.1 プロジェクト活動の模式図

3.3 ベースラインの設定 / 追加性の立証

3.3.1 ベースラインの設定

ベースラインは小規模CDM簡易方法論AMS-I.D. ver9に基づき算出する。この方法論では、ベースラインは再生可能エネルギーによる発電で得られた発電電力量 (MWh) に排出係数 (tCO₂/MWh) を乗じて求めるものと定義されており、以下の選択肢から1つを選び算出することとなっている。

(a)OM と BM から求められる CM を用いる。同値は承認済み方法論 ACM0002 にその算出方法が記載されている。OM を算出する方法には、Simple OM、Simple adjusted OM、Dispatch Data Analysis OM、Average OM の4通りが示されており、AMS-I.D. ver9 ではいずれの算出方法を用いても良いことになっている。ただし、Simple OM および Average OM については ACM0002 の適用条件を満たす必要がある。

もしくは、

(b)至近年の電源の加重平均排出係数 (tCO₂/MWh) を用いる。発電を開始した年のデータを用いて算出する必要がある。

本プロジェクトにおいては、上記(a)の手法を用いて排出係数を算出する。また、同手法のうち OM については Simple OM を用いて算出する。

3.3.2 追加性の立証

本プロジェクトは、前述のとおり小規模 CDM の適用条件を満たすことから、小規模 CDM プロジェクトの追加性立証方法(Attachment A to Appendix B)に基づき追加性を立証する。同方法では、以下に示す4つのバリアのうち少なくとも1項目が存在するため、当該プロジェクトが実施されないことを立証する必要がある。

- ・投資バリア : 当該プロジェクト活動よりも経済的に実現性がある活動が行われ、排出量がより大きくなる。
- ・技術バリア : 実施にかかる不確実性によるリスクが低く、または当該プロジェクト活動が採用している新技術の市場占有率が低い場合、当該プロジェクト活動よりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量が大きくなる。

- ・ 一般的慣行バリア : 普及度の高い実践活動、既存の規制、または政策的な要件が、より排出量の大きな技術の実施を促す。
- ・ その他のバリア : プロジェクト参加者が当該プロジェクト活動が行われないと考える特定の理由（制度的バリア、情報不足、管理人材不足、機関の能力不足、財政資金源不足、新技術習得能力の欠如など）により、排出量が高いまま推移する。

上記バリアのうち、本プロジェクトには以下に示す投資バリアおよび一般的慣行バリアが存在する。

投資バリア

流込式水力発電は事業規模が小さく、それに伴う収益規模も小さい。さらに事業期間が長く、河川水量の変化による発電電力量増減によるリスクも高いため、一般的な IPP 事業としては普及していない。一方で、火力発電所は一般的に数十 MW 規模以上の発電を行うことから、その事業規模は大きく収益も高いことから、各国において投資家が参画し IPP 事業として普及している。

サバ州においても現在 5 つの IPP 事業者が発電所の運営を行っているが、いずれもディーゼルもしくは天然ガスを燃料とした火力発電所である。また、近年ガスコンバインドサイクル火力発電所の増設および石炭火力発電所の新設が計画されている。このように、サバ州では IPP として一般的に火力発電所が普及していることがわかる。

また、現地聞き取り調査の結果、マレーシアで小水力発電を行う場合に、ローカル銀行から融資を得るためには IRR10～12%が必要とされている。本プロジェクトは、「4.5.2 内部収益率 (IRR)」に示すとおりプロジェクト期間 21 年間に於いて CER が無い場合に IRR は 8.4% (売電単価 0.19RM/kWh の場合) であり、ローカル銀行から融資を得るのは難しいことが分かる。なお、CER 収入を合わせた場合には、10.4% (CER = 10EUR/tCO₂、売電単価 0.19RM/kWh の場合) であることからローカル銀行の融資が得られる事業であることが分かる。

以上のことから、一般的な IPP 事業者は本プロジェクトを行うよりも火力発電所の開発を進めると考えられる。

一般的な慣行に伴うバリア

サバ州において現在稼働している流込式小水力発電所は SESB が管理する 6 発電所以外に民間企業が運営している発電所は無いのが現状である。また、マレーシアでは流込式小水力発電をはじめとした再生可能エネルギーの開発促進を目的とした制度 (SREP) が 2001 年 5 月に制定されたものの、2006 年 10 月現在でも普及していない。以上のことから、サバ州では流込式小水力発電は一般的ではない。

3.3.3 デバンドリング

以下の4条件に合致する小規模 CDM の提案はデバンドリングであるとみなされる。

同じプロジェクト参加者が参加している。

同一のプロジェクトカテゴリーおよび同一の技術・手法を利用している。

過去2年以内に登録されている。

提案されている小規模プロジェクト活動のバウンダリーと1km以内の距離に最も近いプロジェクトバウンダリーがある。

本プロジェクト参加者は、マレーシアにおいてはじめて CDM プロジェクトを実施することから、大規模 CDM プロジェクトのデバンドリングではない。

3.4 温室効果ガス削減量およびリーケージ

3.4.1 プロジェクト活動に伴う温室効果ガス排出量

本プロジェクトは、「3.1 方法論の検討」に示したとおりAMS-I.D.に基づき算出する。同方法論より、プロジェクト活動に伴うGHG排出量は $PE_y = 0$ である。

3.4.2 ベースラインにおける温室効果ガス排出量

本プロジェクトのベースライン排出量は、「3.3.1 ベースラインの設定」に示したとおりAMS-I.D.に基づき、ベースラインは再生可能エネルギーによる発電で得られた電力量(MWh)に、排出係数(tCO₂/MWh)を乗じて算出する。以下に算出結果を示す。なお、排出係数を求めるためにオペレーティングマージン(OM)とビルドマージン(BM)から求められるコンバインドマージン(CM)を用い、OMはSimple OMで算出する。マレーシアでは、PTMが毎年CMを算出しており、本プロジェクトにおいては同値を参考にCMを算出した。

(1) Simple OM の算出

Simple OM の適応条件確認

Simple OM を用いるためには、承認済み方法論 ACM0002 に記載されている Simple OM の適用条件を満たす必要がある。同適用条件では、低コスト/マストラン電源の発電電力量が、過去5カ年の平均または水力発電電力量の長期標準値に基づくグリッドの年間総発電電力量の50%未満であることが求められている。

本プロジェクトでは、SESB が所有するグリッドへ接続する計画で、図 - 3.4.1 に同社

の電源別年間総発電電力量を示す。図に示すように低コスト/マストラン電源である水力発電がグリッドの年間総電力量の50%未満であることから、Simple OMを用いることができる。なお、同グリッドにはSESB以外に5社のIPPが電力を供給しているが、いずれも天然ガスもしくはディーゼルを燃料とした火力発電所であり、グリッドに占める水力発電の割合を増やすものではなく、本結果に影響するものではないので考慮していない。

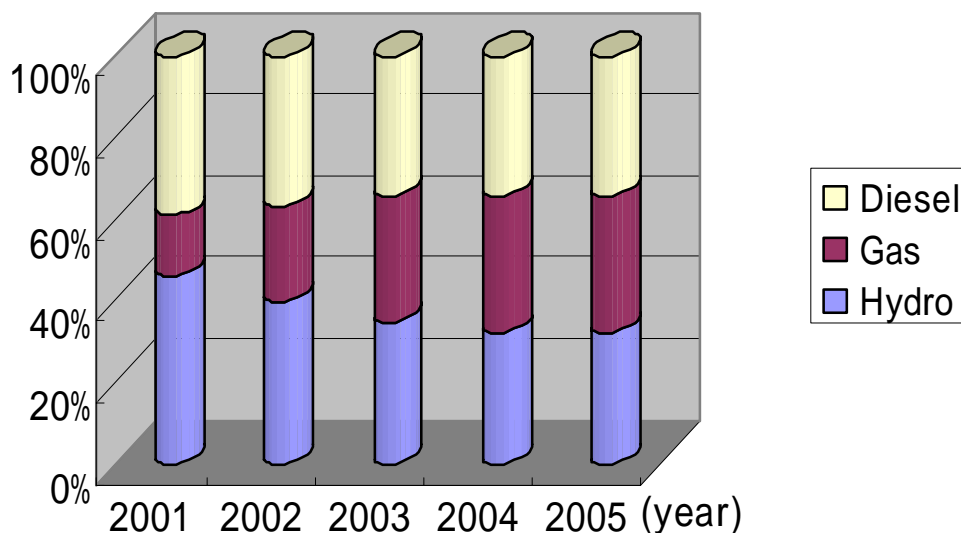


図 - 3.4.1 SESB の電源別年間総発電電力量
(出所: Energy Commission HP)

Simple OM の算出

Simple OMは、低コスト/マストラン電源以外の電源（火力発電）を対象に発電電力量で加重平均した排出係数（tCO₂/MWh）である。

$$EF_{OM, Simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j,y}}{\sum_i GEN_{j,y}} \dots \dots \dots (2)$$

ここで、

- ・ F_{i,j,y} : y年に電源jにおいて消費された燃料iの量（質量単位もしくは体積単位）
- ・ GEN_{j,y} : 電源jからグリッドに供給される電力量（MWh）
- ・ COEF_{i,j,y} : y年における電源jで使用される燃料iの炭素含有量と燃料の酸化率を考慮に入れたCO₂排出原単位（燃料の単位質量または単位体積当たりのtCO₂）で、以下にその算出式を示す。

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \cdot \dots \cdot (3)$$

ここで、

- ・ NCV_i : 燃料iの単位質量もしくは単位体積あたりの純発熱量
- ・ $EF_{CO_2,i}$: 燃料iの単位エネルギーあたりのCO₂排出係数
- ・ $OXID_i$: 燃料iの酸化係数

Simple OM の算出時に用いるデータは、ACM0002 より以下に示す 2 つのうちどちらかを選択し、クレジット期間中に変更はできない。

(i) PDD 提出時に入手可能な最新 3 年間の発電電力量加重平均を事前 (ex-ante) に算出する。

(ii) CDM プロジェクトによる発電を開始した年のデータを用いて事後的 (ex-post) に算出する。

本プロジェクトは、上記(i)のデータを用いて事前に算出する。

Simple OM の算出に用いた各パラメータおよび Simple OM の算出結果を表 - 3.4.1、3.4.2 に示す。

表 - 3.4.1 燃料別CO₂排出係数および酸化係数

| 燃料 | CO ₂ 排出係数 | 酸化係数 |
|-------|----------------------------|-------|
| 石油 | 0.94 tCO ₂ /GJ | 0.980 |
| MFO | 0.077 tCO ₂ /GJ | 0.990 |
| ガス | 0.056 tCO ₂ /GJ | 0.995 |
| ディーゼル | 0.073 tCO ₂ /GJ | 0.990 |

(出所：IPCC, 1996)

表 - 3.4.2 Simple OM の算出

| 年 | 発電電力量 (MWh) | CO ₂ 排出量 (t) |
|------|-------------|-------------------------|
| 2002 | 1,358,813 | 554,321.13 |
| 2003 | 1,489,763 | 796,698.47 |
| 2004 | 1,516,198 | 1,074,465.32 |
| 合計 | 4,364,774 | 2,425,484.92 |

(出所：PTM HP)

表 - 3.4.2 より $EF_{OM,Simple,y} = 2,425,484.92 \div 4,364,774 = \underline{0.550 \text{ tCO}_2/\text{MWh}}$ が得られる。

(2) BM の算出

BM は、以下の式を用いて算出する。

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m,y}}{\sum_m GEN_{m,y}} \dots \dots \dots (4)$$

ここで、

- ・ $F_{i,m,y}$: y年に発電所mにおいて消費された燃料iの量 (質量単位もしくは体積単位)
- ・ $GEN_{m,y}$: 発電所mからグリッドに供給される電力量 (MWh)
- ・ $COEF_{i,m,y}$: y年における発電所mで使用される燃料iの炭素含有量と燃料の酸化率を考慮に入れたCO₂排出原単位 (燃料の単位質量または単位体積当たりのtCO₂) で、上記式(3)を用いて算出する。

BMの算出時に用いるデータは、ACM0002より以下に示す2つのうちどちらかを選択し、クレジット期間中に変更はできない。

- (i)PDD 提出時に入手可能な最新のデータを用いて事前 (ex-ante) に算出する。
- (ii)第1クレジット期間では、CDM プロジェクトによる発電の開始年から毎年データを更新しながら事後的 (ex-post) に算出する。また、第2クレジット期間以降については、上記(i)の手法を用いて事前に算出する。

本プロジェクトにおいては、上記(i)のデータを用いて事前に算出する。

また、BMの算出時に対象とする発電所 m は、ACM0002より以下に示す2方法のうち年間発電電力量の大きい方を使用することになっている。

- (a)直近に建設された5発電所
- (b)発電容量の追加分がグリッド全体の発電電力量 (MWh) の20%を占めるような最近建設された発電所

表 - 3.4.3 に直近に建設された5発電所の2004年の発電電力量およびCO₂排出量を示す。本プロジェクトで接続するグリッドの2004年総発電電力量は1,966,192MWhで、うち直近に建設された5発電所の発電電力量は表 - 3.4.3 に示すように1,303,192.84MWhである。この結果、グリッド全体に占める直近に建設された5発電所の発電電力量の割合が約66%で、20%を越えていることから上記(a)のデータを用いてBMを算出する。

表 - 3.4.3 直近に建設された 5 発電所の発電電力量およびCO₂排出量 (2004 年)

| 発電所名 | 運開年 | 発電出力 (MW) | 発電電力量 (MWh) | CO ₂ 排出量 (tCO ₂) |
|-----------------|------|----------------|------------------|---|
| Powertron | 1998 | 120 | 803,004.48 | 556,427 |
| ARL | 1996 | 50 | 53,369.82 | 37,733 |
| Gantisan | 1996 | 40 | 12,562.60 | 11,435 |
| Patau-Patau GT3 | 1995 | 33 | 423,627.55 | 354,700 |
| Melawa | 1995 | 20 | 10,628.40 | 9,675 |
| Total | - | 263 | 1,303,192.84 | 969,970 |

(出所 : PTM HP)

表 - 3.4.3 より $EF_{BM,y}$ は $969,970tCO_2 \div 1,303,192.84MWh = \underline{0.744tCO_2/MWh}$

(3) CM の算出

CM は、以下の式を用いて算出する。

$$EF_y = w_{OM} \times EF_{OM,y} + w_{BM} \times EF_{BM,y} \dots \dots \dots (5)$$

ここで、 w_{OM} および w_{BM} は重み係数でデフォルト値は 50% ($w_{OM} = w_{BM} = 0.5$) である。

本プロジェクトにおいても、重み係数は 50% を用いて算出する。

従って、 EF_y は $0.550 \times 0.5 + 0.744 \times 0.5 = \underline{0.647tCO_2/MWh}$ である。

(4) ベースライン排出量

$$BE_y = EG_y \times EF_y \dots \dots \dots (6)$$

ここで、

- ・ BE_y : 年間ベースライン排出量 (tCO₂)
- ・ EG_y : 本プロジェクトに伴い得られる年間発電電力量 (MWh/y)。ここでは、Kimanis Kanan 発電所およびKimanis Kiri 発電所の合計年間発電電力量 24,000MWh/y を用いる。
- ・ EF_y : マレーシア・サバ州のグリッド排出係数 (tCO₂/MWh)。本プロジェクトにおいては、Simple OM と BM から得られる CM を用いる。上記算出結果から 0.647tCO₂/MWh を用いる。

以上より、表 - 3.4.4 に示すとおり、本プロジェクトにおける年間ベースライン排出量 $BE_y = 15,528 tCO_2$ 15,500 tCO₂となる。

表 - 3.4.4 年間ベースライン排出量

| 地 点 | 年間発電電力量 (MWh/year) | 排出係数 (tCO ₂ /MWh) | 年間ベースライン排出量 (tCO ₂ /year) |
|---------------|-----------------------|---------------------------------|---|
| Kimanis Kanan | 15,400 | 0.647 | 9,963.8 |
| Kimanis Kiri | 8,600 | 0.647 | 5,564.2 |
| 計 | 24,000 | - | 15,528.0 |

3.4.3 リークージ

本プロジェクトでは、発電機器を他のプロジェクトから流用しないことから、AMS-I.D. ver.9 に基づきリークージは無い ($L_y = 0$)。

3.4.4 温室効果ガス削減量

本プロジェクトの年間 GHG 削減量は、以下の式より得られる。

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \dots \dots \dots (6)$$

ここで、

- ・ BE_y : 年間ベースライン排出量 (tCO₂)
- ・ PE_y : プロジェクト活動に伴う年間GHG排出量 (tCO₂)
- ・ L_y : リークージ (tCO₂)

上式を用いて算出した結果、本プロジェクトの年間GHG削減量は、 $ER_y = 15,500 tCO_2$ である。

3.5 モニタリング計画

本プロジェクトのモニタリング項目を図 - 3.5.1 に示す。また、各項目に関する事項を表 - 3.5.1 に示す。

ID2 : 発電電力量 (Kimanis Kiri 発電端) ID1 : 発電電力量 (Kimanis Kanan 発電端)
 ID4 : 発電電力量 (Kimanis Kiri 送電端) ID3 : 発電電力量 (Kimanis Kanan 送電端)

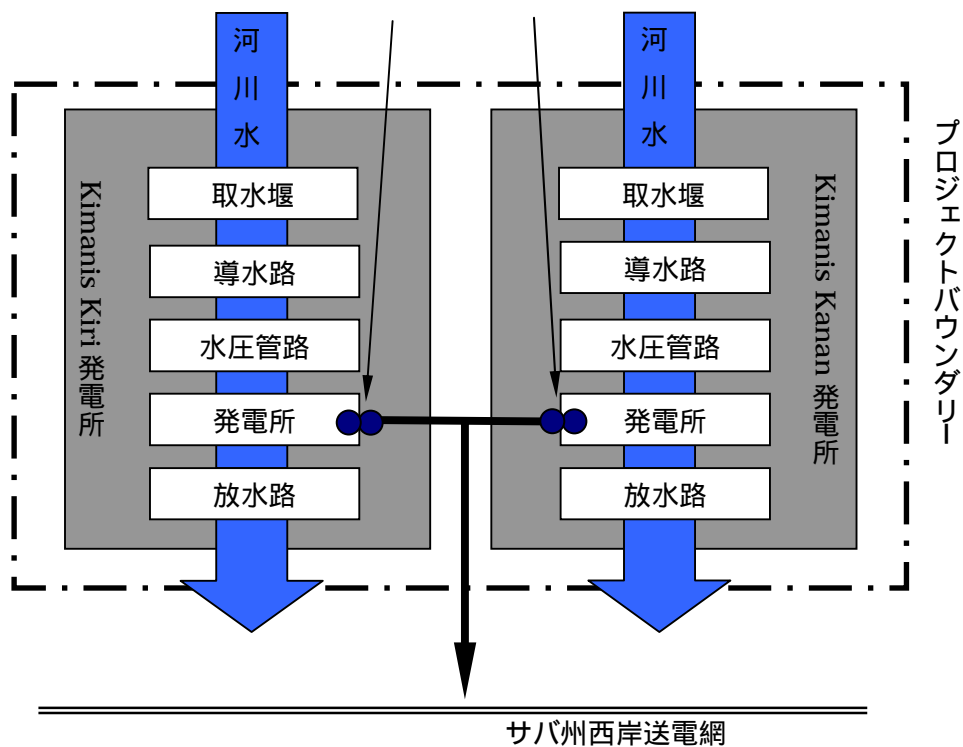


図 - 3.5.1 モニタリング項目

電力量計

電力量は、連続的に計測され、自動的に積算される。必要とするデータは瞬時電力ではなく積算電力量であることから、頻繁に目測して記録をとる必要はない。原則として、1ヶ月に1回は記録をとるものとする。

表 - 3.5.1 モニタリング項目に関する事項

| ID | 項目 | 計測方法 | 単位 | 記録頻度 | データ 保管方法 | 備考 |
|----|---------------------------------|------|-----|------------------|-------------|----------------------------------|
| 1 | 発電電力量 (Kimanis Kanan 発電端) | 電力量計 | MWh | 連続的に計測 して毎月記録 | 電子 | CER 発行後、最低 2 年間はデータを 保管する。 |
| 2 | 発電電力量 (Kimanis Kiri 発電端) | 電力量計 | MWh | 連続的に計測 して毎月記録 | 電子 | CER 発行後、最低 2 年間はデータを 保管する。 |
| 3 | 発電電力量 (Kimanis Kanan 送電端) | 電力量計 | MWh | 連続的に計測 して毎月記録 | 電子 | CER 発行後、最低 2 年間はデータを 保管する。 |
| 4 | 発電電力量 (Kimanis Kiri 送電端) | 電力量計 | MWh | 連続的に計測 して毎月記録 | 電子 | CER 発行後、最低 2 年間はデータを 保管する。 |

3.6 環境影響 / その他の間接影響

3.6.1 環境影響評価

(1) 環境調査項目

「1.3.3 EIA」に示すとおり、本プロジェクトは EIA の報告が求められる。一般的なアセス調査項目は表 - 1.3.4 に示すとおりであるが、これらの項目は水力発電だけではなく、農業、林業、工業団地、排水路、灌漑、土地造成、漁業、水産、鉱業、採石、リゾート開発、上水道などの開発の際にも推奨される一般的な項目である。

本プロジェクトは、水力発電事業であることから同項目を全て評価する必要があるものではない。本調査では、マレーシア・サバ州において既に EIA が実施されたプロジェクトを参考に調査項目を整理した。

環境調査項目としては、開発建設段階、 運転維持管理段階、の 2 段階に区分して検討する。

表 - 3.6.1 に環境影響調査項目を示す。

表 - 3.6.1 環境影響調査項目

| プロジェクト行為 | 環境問題 | 取り上げられている問題 |
|---|--|--|
| 開発建設段階 ・アクセス道路建設 ・掘削 ・取水堰建設 ・輸送、運送 ・水路建設 | 物理的問題 ・水質 ・騒音 ・大気 ・その他 | ・浮遊沈澱による水質の悪化 ・交通による騒音レベルの増加 ・交通粉塵による大気汚染 ・廃棄物、汚泥など |
| | 生態上の問題 ・動植物 | ・植物と陸生の生息環境、特に河川生態系の妨害 |
| | 人間環境問題 ・景観 ・その他 | ・景観の変化 ・地域社会経済の妨害 |
| 運転維持管理段階 ・小水力発電所の運転 | 物理的問題 ・減水区間 ・騒音 ・その他 | ・取水堰下流の河川流量の減少 ・発電所からの騒音妨害 ・廃棄物、汚泥など |
| | 生態上の問題 ・魚類 | ・水生生息環境の変化と水生生物の減少 |

(2) 環境影響分析

本プロジェクトは Kimanis 川上流域 (Kimanis Kanan 地点および Kimanis Kiri 地点) の小水力発電所建設計画である。プロジェクトの開発対象地域は、Crocker Range Park (クロッカー山脈国立公園) の規制地域ではない。

本プロジェクトについて、現地調査により各関係官庁等へ聴き取り調査を行った結果は以下のとおりである。

- ・ 本プロジェクトは EIA の対象となる (EPD : Environmental Protection Department (サバ州環境保護局))
- ・ 規模が小さい流込式水力発電の場合、水質分析と文献調査程度である (現地コンサル)
- ・ 水使用の申請は、EIA の提出により DID がライセンスを与える (DID)
- ・ 魚道設置の必要性はない (MONRE、SESB および現地コンサル)

また、本プロジェクトの開発建設段階および維持管理段階における環境影響について、既存 EIA を参考に環境調査項目および現状での方策を以下に示す。なお、詳細については、今後の正式な EIA の手続きの中で対応策を検討することとする。

開発建設段階

水質に対する影響

ボーリング等の調査工事、取水堰の建設工事による影響が想定される。

なお、マレーシアにおける水質の規制は、「1979 年 下水・産業排水に関する環境規制」(Environmental Quality (Sewage and Industrial Effluents) Regulations 1979) において規制されている。

本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように沈澱池や濁水処理設備等の対策を施す計画である。

騒音に対する影響

大型重機などの稼働による騒音が発生するものと想定される。

なお、マレーシアにおける騒音の規制法規としては、「Guidelines for the Siting and Zoning of Industries , Environmental Requirements , Seventh Edition , November 2000」において緩衝範囲 500m において 65dB を上回ってはならないことが記載されている。

本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように作業時間の適正化や低騒音型機械の採用等の対策を施す計画である。

大気に対する影響

建設工事に伴う交通粉塵の飛散が想定される。

なお、マレーシアにおける大気の規制は、「1978 年 大気汚染防止に関する環境規制」(Environmental Quality (Clean Air) Regulations 1978) において規制されている。

本プロジェクトにおいては、同基準を満たすように必要に応じ散水の実施等の対策を施す計画である。

動植物に対する影響

現地調査時の周辺住民への聴き取り結果によると、IUCN (国際自然保護連合) のレッドデータブックに示す絶滅危惧種の生息地域および植物の貴重種は、開発対象地域に存在しないと想定される。

景観に対する影響

建設工事に伴う土地の改変面積および樹木の伐採範囲を必要最小限にとどめ、改変する区域については適切な緑化を行う計画であり、周辺の自然景観と調和が図られると想定される。

なお、開発対象地域は国立公園に指定されていない。

運転維持管理段階

河川流量に対する影響

河川の取水のため減水区間が生ずるが、これに対しては、河川維持流量を確保する。

河川維持流量は、正式にはDIDとの協議で定まるものであるが、現段階においては、取水地点における河川維持流量を毎年 $0.1\text{m}^3/\text{s}$ と設定している。

騒音に対する影響

発電所周辺には住民が居ないため、周辺の生活環境への影響は少ないものと想定される。

魚類に対する影響

取水堰により魚の遡上が阻止されることに対しては、関係官庁等への聴き取り結果により、マレーシアには河川を遡上するような魚はいないと思われ、魚道の実績もないとのコメントを頂いている。以上より、魚道設置の必要性はないと想定される。

3.6.2 その他の間接影響

波及効果

サバ州では CDM を用いることにより事業性が得られる水力開発地点が他にもあると思われることから、本プロジェクトの実施によりそれらの地点開発への波及効果が得られる。

電源タイプの多様化

サバ州では、天然ガスやディーゼルなどを燃料とした火力発電が出力で約 8 割以上を占めており、水力発電の割合は 15% 程度である。本プロジェクトを実施することにより、僅かではあるが水力発電の割合を高め、電源タイプの多様化に、そしてサバ州の電力安定供給へ貢献できる。

3.7 利害関係者のコメント

本プロジェクトの実施にあたり、以下のとおり利害関係者のコメントを入手した。

MONRE (Ministry of Natural Resources and Environment : 天然資源環境省)
環境保護管理局 (Conservation and Environmental Management Division)

Mr. Shahril Faizal Abdul Jani (Principal Assistant Secretary)

- ・マレーシアの DNA として、本プロジェクトは小水力発電の開発事業であることから、CDM として開発するにあたって特に問題ないとのコメントを頂いた。

DOE (Department of Environment Sabah : 天然資源環境省サバ州環境局)

Mr. Ruslan HJ. Mohamad, Principal Assistant Director 他 9 名

- ・ EIA は基本的に連邦政府が管理しているものの、サバ州は特殊で河川や土地など自然に関わる EIA については、州政府が管理している。所管は、EPD である。
- ・ DOE としては、火力発電よりも環境に対する負荷が少ないことから、水力発電の開発を歓迎し、サポートする。

MEWC (Ministry of Energy, Water and Communications : エネルギー・水資源・通信省)

Ms. Datin Seri Elena Chiang Abdullah (Principal Assistant Secretary)

EC (エネルギー委員会 : Energy Commission)

Mr. Samson Ramli (Assistant Director)

- ・小水力発電は、マレーシアの政策で推進しており、歓迎する。

PTM (Pusat Tenaga Malaysia : マレーシアエネルギー委員会)

Mr. Azman Zainal Abidin (Deputy Director)

- ・マレーシアでは水力 CDM は開発されていないことから、本プロジェクトを是非実現して欲しいとのコメントを頂いた。

MIDA (マレーシア工業開発庁)

Mr. N. Rajendran (Deputy Director) (MIDA)

Ms. Adeleen Kasim (Assistant Director) (MIDA)

Ms. Nor'Aini Mat Talha (Assistant Director) (MIDA)

- ・小水力発電は、マレーシアの政策で推進しており、歓迎する。

SESB (サバ州電力会社)

Mr. Anadrew Amaladoss (Manager)

- ・ 小水力発電は、マレーシアの政策で推進しており、歓迎する。
- ・ 開発するにあたって必要な情報があれば、提供する。

EPU (サバ州企画部)

Ms. Teo Poh Loon (Deputy Director)、他 2 名

- ・ 小水力は、再生可能エネルギーを用いた発電であり、サバ州政府として歓迎する。
- ・ サバ州政府の政策でも再生可能エネルギーを推進することとしている。

DID (Department of Irrigation and Drainage : サバ州灌漑・排水局)

Mr. Ho Tsun Lin (Senior Assistant Director)、他 1 名

- ・ 現在、再生エネルギーは国策として開発を進めていることから、当社の小水力開発への取組みについて歓迎する。

EPD (Environmental Protection Department : サバ州環境保護局)

Mr. Vitalis Moduying

Mr. Jammy Gabnel

- ・ 小水力は、基本的に環境に影響が少ないので歓迎する。
- ・ 環境への影響がないように EIA の報告が必要である。

Papar (自治体)

Mr. Iman Ali (District Officer: 首長)

- ・ Papar 自治体としては、本開発を歓迎する。
- ・ 開発に際して必要な協力は行う。

第 4 章

第4章 プロジェクト事業化

4.1 プロジェクト費用

4.1.1 イニシャルコスト

本プロジェクトのイニシャルコストを表 - 4.1.1 に示す。本プロジェクトの建設コストは、「2.5 建設コストの検討」に示すとおりである。

表 - 4.1.1 イニシャルコスト

| No. | 開発地点 | Kimanis Kanan 地点 | Kimanis Kiri 地点 | 2 地点の合計 |
|-----|------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------|
| 1 | SPC 設立費用他 | 8,500 千円 | | 8,500 千円 |
| 2 | CDM 開発費用 Validation、CDM-EB 登録など | 5,000 千円 | | 5,000 千円 |
| 3 | 建設コスト | 607,138 千円 | 430,440 千円 | 1,037,578 千円 |
| 合計 | | | | 1,051,078 千円 |

4.1.2 運営コスト

本プロジェクトに伴う運営コストを表 - 4.1.2 に示す。同コストは、現地見積価格を基に算出した。マレーシア RM から円への換算は、1RM = 34 円として算定した。

本プロジェクトは、SREP を活用して事業を実施する計画である。同制度では、グリッド連結はその地域の電力会社の実施するが、費用は事業者の負担となるものの、メンテナンスは SESB が行うことになっている。

表 - 4.1.2 Kimanis 地点の運営コスト

| No. | 項目 | | 人数 | 月額 | | 年額 | |
|-----|--------|-------------------|----|--------|-----|---------|-------|
| | | | | RM | 千円 | RM | 千円 |
| 1 | 人件費 | 運転員 | 6 | 5,400 | 164 | 64,800 | 2,203 |
| 2 | | 整備員 | 3 | 5,450 | 185 | 65,400 | 2,224 |
| 3 | | 財務管理者 | 3 | 3,250 | 111 | 39,000 | 1,326 |
| 4 | 外注費 | 機器管理費 | - | - | - | 100,000 | 3,400 |
| 5 | 諸経費 | 一般管理費 | - | 10,000 | 340 | 120,000 | 4,080 |
| 6 | | 旅費 | - | 6,000 | 204 | 72,000 | 2,448 |
| 7 | | 車両費 | - | 6,400 | 218 | 76,800 | 2,611 |
| 8 | | 賃貸料 | - | 3,500 | 119 | 42,000 | 1,428 |
| 9 | | 光熱費 | - | 8,300 | 282 | 99,600 | 3,386 |
| 10 | | 保険料 | - | - | - | 100,000 | 3,400 |
| 11 | | その他 | - | - | - | 159,000 | 5,406 |
| 12 | CDM 経費 | Verification 他 | - | - | - | 1,000 | |
| 13 | | 事務所経費充当 用収益分担金 | - | - | - | 400 | |
| | 合計 | | - | - | - | 33,312 | |

4.2 資金計画

4.2.1 クレジット獲得期間の設定

クレジットの獲得期間には、更新可能なクレジット期間(7年×最大3回)と固定クレジット期間(10年)がある。前者は最長21年間のクレジットが獲得できる可能性があるものの、プロジェクト活動の環境が変化して更新時に登録が認められないなどのリスクがある。一方、後者は前者よりも3年長い10年間はクレジットが獲得可能であることがメリットである。

本プロジェクトは、水力発電所を建設・運営するものであり、比較的安定した事業であると考えている。そのため、クレジット期間は更新可能な7年で申請を行い、プロジェクト期間である21年までCERを取得することを想定している。

4.2.2 投資環境

中国やインドの目覚ましい経済成長を受けて、世界のアジアに対する注目が高まっている。90年代後半に深刻な金融危機を経験したものの、「アジア債券市場構想」など金融市場の整備が進む中、現在は経済も堅調に推移している。そのため、危機を繰り返すリスクは一段と低下し、金融市場のアジア各国に対する信認も高まっている（図 - 4.2.1 参照）。

90年代後半にアジアで危機が起こった要因としては、主として以下の3つが挙げられる。

アジア各国の経済収支の赤字が続いたこと

高い貯蓄率にもかかわらず、受け皿となる債券市場の整備が遅れたこと

各国の企業や金融機関が、海外からの借入を外貨建ての短期資金に大きく依存していたこと

そのため、国内の貯蓄が海外の金融機関に一度預けられた上で、短期資金として国内に還流する構造が続いた。そこで、景気の先行きや金融システムに対する不安が高まると、債務の返済に対する懸念が強まり、多額の資金が一斉に引き揚げを起こした。それが銀行の企業向け貸出の圧縮に繋がり、景気後退と大幅な通貨の切り下げを迫られる結果となった。

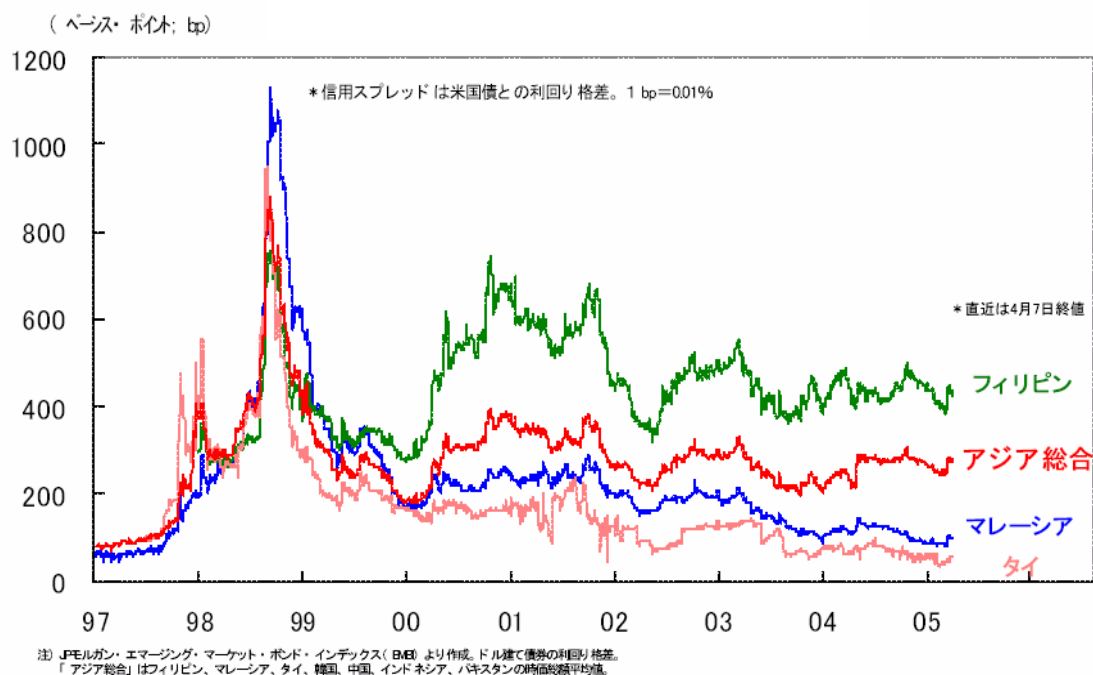


図 - 4.2.1 アジア諸国の信用スプレッドの推移（出所：Datastream）

こうした教訓を生かして、金融危機後の東南アジアでは、現地通貨建て債務の発行が急増している。特に 97 年の通貨危機の発端ともなったタイでは、当時 96 億 USD の大きさだった現地通貨建ての債券市場が、2003 年には 584 億 USD と 6 倍の大きさに発展している（表 - 4.2.1 参照）。

投資環境についても、外需の増加に伴って経常収支は黒字へと転換しており、金融危機のリスクも一段と低下している。加えて、今後もアジア経済は、主要先進国より高い成長率を維持することが期待される。表 - 4.2.2 に示すようにアジア開発銀行による 2005 年以降 3 年間の見通しでは、中国は 8% 台の成長が続き、マレーシアなども安定した成長を辿ることが予想される。一方で、表 - 4.2.3 に示すようにインフレ率は低位安定が続く見通しで、1990 年以降、5 年毎の平均で見ても、各国のインフレ率は低下基調にあることが分かる。

現在のアジア経済にとって、中国经济が急失速するリスクには引き続き注意が必要ではあるが、金融危機に見舞われた 90 年代後半とは、金融・経済の構造が大きく変革していることから、マレーシアを含む今後のアジア各国は、経済の力強い拡大と低いインフレが同居する良好な投資環境が期待できる。

表 - 4.2.1 アジア各国の自国通貨建て債券市場の規模

| | 1997 年 | | 2003 年 | |
|--------|---------|------------|---------|------------|
| | (億 USD) | 対 GDP 比(%) | (億 USD) | 対 GDP 比(%) |
| 中国 | 1,164 | 12.9 | 4,404 | 31.3 |
| マレーシア | 570 | 56.4 | 988 | 95.3 |
| シンガポール | 238 | 24.9 | 672 | 73.6 |
| タイ | 96 | 6.1 | 584 | 40.7 |
| フィリピン | 185 | 22.4 | 250 | 31.6 |
| 日本 | 44,219 | 110.8 | 82,017 | 31.3 |

出所：アジア開発銀行

表 - 4.2.2 実質 GDP 成長率の推移と見通し（単位：％）

| | 2000 年 | 2001 年 | 2002 年 | 2003 年 | 2004 年 | 2005 年 | 2006 年 | 2007 年 |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 中国 | 8.0 | 7.5 | 8.3 | 9.3 | 9.5 | 8.5 | 8.7 | 8.9 |
| 韓国 | 8.5 | 3.8 | 7.0 | 3.1 | 4.6 | 4.1 | 5.1 | 4.9 |
| マレーシア | 8.9 | 0.3 | 4.1 | 5.3 | 7.1 | 5.7 | 5.3 | 5.8 |
| タイ | 4.8 | 2.2 | 5.3 | 6.9 | 6.1 | 5.6 | 5.8 | 6.0 |
| フィリピン | 4.4 | 1.8 | 4.3 | 4.7 | 6.1 | 5.0 | 5.0 | 5.0 |

注) 2005 年以降はアジア開発銀行による予測値

出所：アジア開発銀行

表 - 4.2.3 消費者物価上昇率の推移と見通し（単位：％）

| | 2000年 | 2001年 | 2002年 | 2003年 | 2004年 | 2005年 | 2006年 | 2007年 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 中国 | 0.4 | 0.7 | -0.8 | 1.2 | 3.9 | 3.6 | 3.3 | 3.2 |
| 韓国 | 2.3 | 4.1 | 2.7 | 3.6 | 3.6 | 3.0 | 3.3 | 3.6 |
| マレーシア | 1.6 | 1.4 | 1.8 | 1.2 | 1.4 | 2.4 | 2.5 | 2.5 |
| タイ | 1.6 | 1.6 | 0.7 | 1.8 | 2.7 | 3.5 | 3.0 | 2.5 |
| フィリピン | 4.0 | 6.8 | 3.0 | 3.0 | 5.5 | 6.5 | 6.0 | 5.5 |

注) 2005年以降はアジア開発銀行による予測値

出所：アジア開発銀行

4.2.3 プロジェクトの資金

本プロジェクトは、マレーシアの再生可能エネルギーを対象とした制度 SREP を活用する計画である。同制度を所管する MEWC（Ministry of Energy, Water and Communications：エネルギー・水資源・通信省）および EC（エネルギー委員会：Energy Commission）へ外資上限規制 30%の緩和の可能性について協議を行ったが、同規制は国策に基づくものであるため、規制を緩和するのは難しいとの見解であった。

従って、本プロジェクトにおいては、日本側の出資比率は 30%、残りの 70%はローカル企業からの出資を想定している。

4.3 プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制を図 - 4.3.1 に示す。

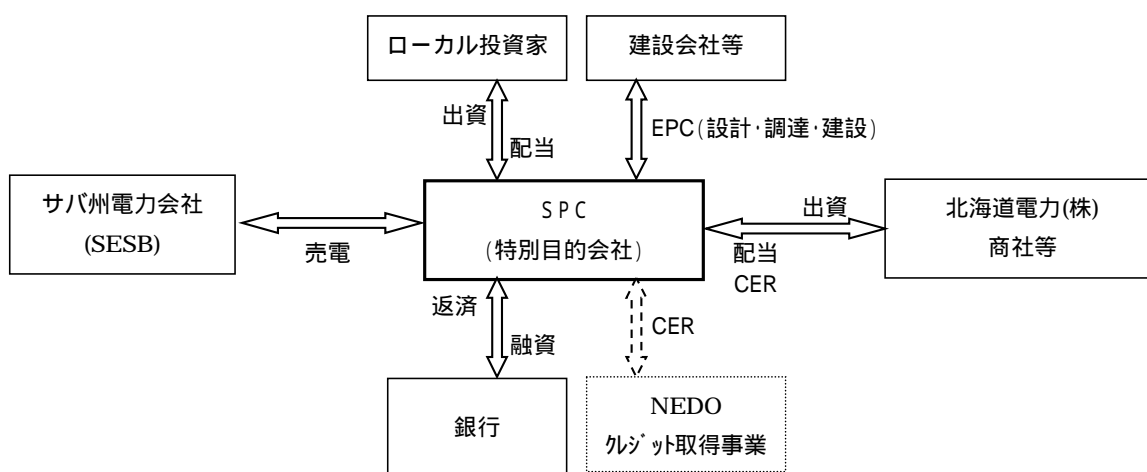


図 - 4.3.1 プロジェクト実施体制

4.4 プロジェクト実施スケジュール

本プロジェクトの実施スケジュールを下表に示す。

表 - 4.4.1 プロジェクト実施スケジュール

| | 作業項目 | 2006年 | 2007年 | 2008年 | 2009年 | 2010年 |
|----|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | FS | | | | | |
| 2 | PDD(案)作成 | | | | | |
| 3 | 有効化審査 | | — | | | |
| 4 | 両国政府承認 | | — | | | |
| 5 | CDM 理事会登録 | | | — | | |
| 6 | 詳細調査・設計 | | — | — | | |
| 7 | SREP 登録 | | — | | | |
| 8 | PPA 締結 | | | — | | |
| 9 | 実施設計・建設 | | | — | — | |
| 10 | 運転開始 | | | | | — |

4.5 プロジェクトの実現性

4.5.1 前提条件

(1) 売電単価

本プロジェクトではCERの他に売電収入があり、その単価はSREPに基づき定められる。同制度に基づく売電価格は所管機関である EC が仲介役となり、プロジェクト実施者と電力会社間で協議し、PPA を締結することによって定められる。SESB への聞き取り調査の結果、同社は SREP 制度下で水力案件は 3 件の PPA を締結しており、契約売電単価は 21 年間の固定相場で 0.165 ~ 0.170RM/kWh の間にあることが分かった。これらのプロジェクトは、サイト周辺の電力供給が不足していること、初めて行われるプロジェクトなので社会的貢献度が高いこと、事業性など、プロジェクト特有の事情を考慮して定められたものである。また、昨年末に MEWC より SREP の利用促進を図るために、西マレーシアにおける売電単価の上限値を従来の 0.17RM/kWh から 0.19RM/kWh へ引き上げるとの発表があった。SESB へ聞き取り調査を行った結果、同社は西マレーシアの上限値に追随するとの見解であった。

以上のことを踏まえて、本プロジェクトでは、売電単価を 21 年間の固定相場で、0.17RM/kWh ~ 0.19RM/kWh まで 0.01RM 刻みで価格を変動させて事業性を評価することとした。

(2) 温室効果ガス削減量

本プロジェクトに伴う温室効果ガス（GHG）の削減量は、「3.4.4 温室効果ガス削減量」に記載のとおり年間約 15,500 tCO₂で、プロジェクト期間である 21 年間の合計で、約 32.6 万tCO₂のGHG削減効果が得られる。

(3) 税金等

本プロジェクトに関する税金、物価上昇率等の前提条件を表 - 4.5.1 に示す。本プロジェクトでは「1.4 マレーシアにおける投資優遇処置」に記載の ITA を活用する計画である。同制度においてサバ州は東海岸投資奨励地域であるため、最初に適格資本的支出が生じた日から 5 年以内に発生した適格資本的支出（プラント・機器等の設備費）総額の 100% に相当する控除が得られる。

表 - 4.5.1 税金等の前提条件

| No. | 項目 | 値 | 単位 | 備考 |
|-----|----------------------|------|-------|------------|
| 1 | 法人税 | 28 | % | MIDA |
| 2 | 物価上昇率 | 2.5 | % | 日本外務省 HP |
| 3 | 換算レート（円 USD） | 120 | 円/USD | |
| 4 | 換算レート（円 EUR） | 155 | 円/EUR | |
| 5 | 換算レート（円 RM） | 34 | 円/RM | |
| 6 | 減価償却（プラント・機器、2 年目以降） | 4.76 | % | 定額法（21 年間） |
| 7 | 出資：融資 | 3：7 | - | |
| 8 | 借入金返済期間 | 10 | 年 | |
| 9 | 金利 | 7.3 | % | 聞取り値 |

4.5.2 内部収益率（IRR）

本プロジェクトの内部収益率（IRR）の算出結果を表 - 4.5.2 に示す。プロジェクト期間は、PPAの締結期間である 21 年とし、CER価格をCER無しのケースおよび市場の価格変動を考慮し、8EUR/tCO₂～12EUR/tCO₂まで 2EUR刻みで変動させたケースで検討を実施した。また、売電価格についても「4.5.1 (1) 売電価格」に記載のとおり 0.17 RM/kWh～0.19RM/kWhまで 0.01RM刻みで変動させて検討を行った。

ここでの IRR による収益性評価は、投資の的確性を判断するための指標として算出するものであるため、金利および借入金返済を考慮しないプロジェクト IRR の値を用いるものとする。なお、IRR の算出期間はプロジェクト期間である 21 年間とする。また、（ ）内は税引き後の値を示す。

表 - 4.5.2 各ケースの内部収益率 (IRR)

| CER 価格 (EUR/tCO ₂) | 売電単価 (RM/kWh) | | |
|-----------------------------------|---------------|------------|-------------|
| | 0.17 | 0.18 | 0.19 |
| CER 無し | 6.6 (6.6) | 7.5 (7.5) | 8.4 (8.4) |
| 8 | 8.3 (8.3) | 9.2 (9.0) | 10.0 (9.7) |
| 10 | 8.8 (8.7) | 9.6 (9.4) | 10.4 (10.1) |
| 12 | 9.2 (9.0) | 10.0 (9.8) | 10.8 (10.5) |

現地聞き取り調査の結果、マレーシアで小水力発電を行う場合に、ローカル銀行から融資を得るためにはIRR10～12%が必要とされている。本プロジェクトは、表よりCERが無いケースではIRRが6.6～8.4%であり、ローカル銀行から融資を得るのは難しいことが分かる。一方で、売電単価0.18RM/kWhでCER価格が12EUR/tCO₂のケースおよび売電単価0.19RM/kWhでCER価格が8EUR/tCO₂以上のケースではIRRが10%を超えることから、ローカル銀行の融資基準を満たすものと考えられる。また、その他のケースについてもIRRが9%前後に位置することから、建設コストの削減を図ることができれば、融資基準を満たすことが可能である。

以上のことから、本プロジェクトは売電価格の協議やCER価格の動向にはよるものの、マレーシアのカントリーリスクを考慮してもCDMプロジェクトとして実施できる可能性があることが分かった。

4.5.3 投資回収年数

「4.5.2 内部収益率 (IRR)」で検討したCER価格および売電価格毎の投資回収年を表-4.5.3に示す。

投資回収年は、事業収支が黒字に転換した年で下式に基づいて算出した。なお、事業税については、法人税28%を計上している。

$$\text{事業収支} = \text{事業収入} - \text{ランニングコスト} - \text{減価償却} + \text{CER} - \text{事業税} - \text{借入金返済}$$

算出結果より、IRRが10%以上のケースでは投資回収年が概ね10年以下であることから、カントリーリスクが比較的低いマレーシアにおいては、良好な結果であると考えられる。また、CER無しのケースでは、12年～14年と投資回収に10年以上が必要ではあるものの、水力発電事業は売電に伴う収入が得られることから一定の期間で投資回収が可能ながわかる。

表 - 4.5.3 各ケースの投資回収年

| CER 価格 (EUR/tCO ₂) | 売電単価 (RM/kWh) | | |
|------------------------------------|-----------------|------|------|
| | 0.17 | 0.18 | 0.19 |
| CER 無し | 14 | 13 | 12 |
| 8 | 12 | 12 | 11 |
| 10 | 12 | 11 | 10 |
| 12 | 12 | 11 | 9 |

4.6 今後の課題・見通し

マレーシアは、NEXI（独立行政法人 日本貿易保険）の海外投資保険地域別カテゴリーにおいて韓国や中国と同じ「C」で、東南アジア諸国の中ではシンガポールに次いで2番目に高い評価を得ている。また、多くの邦人企業が参入していることから、カントリーリスクが極めて低い国の一つである。

本プロジェクトについては、「4.5 プロジェクトの実現性」において検討したとおり、売電単価 0.18RM/kWh で CER 価格が 12EUR/tCO₂ の場合および売電単価 0.19RM/kWh の場合で、比較的事業性があることが分かった。更に、マレーシアのカントリーリスクを踏まえると、有望なプロジェクトであると考えている。

しかしながら、本事業には以下の課題があることから、これらの課題について今後対応を行い、本事業の評価精度を高め、事業実施に向けて推進していく計画である。

地形図

本プロジェクトでは、5万分の1地形図を基に発電計画の検討を行ったものの、同地形図の精度では詳細な評価は困難である。今後は、地形測量を実施し、発電計画の精度を高める必要がある。

売電価格

本プロジェクトは水力発電事業であり、売電は本プロジェクトにおいて大きな収入源である。売電価格は SESB との価格交渉に基づいて定められるものであるため、上記を行い発電計画の精度を高めた後に、SESB と売電単価の事前協議を行う必要がある。

建設コスト

本プロジェクトの建設コストは、現地企業 1 社の見積価格を基に算出したものである。今後は、同価格の信頼性を高めるため、複数社の見積を入手して建設コストを再評価する必要がある。

添付資料 1

キャッシュフロー計算書

Kimanis Kanna & Kir 発電所 (CERなし)

| 損益計算書(単位:千円) | | 年 | 初年 | 2年 | 3年 | 4年 | 5年 | 6年 | 7年 | 8年 | 9年 | 10年 | 11年 | 12年 | 13年 | 14年 | 15年 | 16年 | 17年 | 18年 | 19年 | 20年 | 21年 | 22年 | |
|--------------|--------|---|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 収入 | 電気売電利益 | | 24,480 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 122,400 |
| | 計 | | 24,480 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 | 146,880 |
| 支出 | 維持・管理費 | | 5,319 | 32,710 | 33,528 | 34,366 | 35,225 | 36,105 | 37,008 | 37,933 | 38,882 | 39,854 | 40,850 | 41,871 | 42,918 | 43,991 | 45,091 | 46,218 | 47,374 | 48,558 | 49,772 | 51,016 | 52,292 | 44,666 | |
| | 計 | | 5,319 | 32,710 | 33,528 | 34,366 | 35,225 | 36,105 | 37,008 | 37,933 | 38,882 | 39,854 | 40,850 | 41,871 | 42,918 | 43,991 | 45,091 | 46,218 | 47,374 | 48,558 | 49,772 | 51,016 | 52,292 | 44,666 | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| 減価償却 | | 8,342 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 41,709 |
| 営業利益 | | 10,819 | 64,119 | 63,301 | 62,463 | 61,604 | 60,723 | 59,821 | 58,895 | 57,947 | 56,975 | 55,979 | 54,957 | 53,911 | 52,838 | 51,738 | 50,611 | 49,455 | 48,271 | 47,057 | 45,813 | 44,537 | 36,025 | | |
| 営業外費用 | 支払利息 | 7.30% | 8,802 | 47,444 | 42,073 | 36,702 | 31,331 | 25,960 | 20,589 | 15,218 | 9,847 | 4,476 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 経常利益 | | 2,017 | 16,675 | 21,228 | 25,761 | 30,273 | 34,763 | 39,232 | 43,677 | 48,100 | 52,499 | 55,979 | 54,957 | 53,911 | 52,838 | 51,738 | 50,611 | 49,455 | 48,271 | 47,057 | 45,813 | 44,537 | 36,025 | | |
| 累計経常利益 | | 2,017 | 18,692 | 39,920 | 65,681 | 95,954 | 130,717 | 169,949 | 213,627 | 261,727 | 314,226 | 370,204 | 425,162 | 479,072 | 531,910 | 583,648 | 634,258 | 683,713 | 731,984 | 779,041 | 824,854 | 869,391 | 905,416 | | |
| 法人税 | 法人税等 | 28% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 当期利益(クレジットあり) | | 2,017 | 16,675 | 21,228 | 25,761 | 30,273 | 34,763 | 39,232 | 43,677 | 48,100 | 52,499 | 55,979 | 54,957 | 53,911 | 52,838 | 51,738 | 50,611 | 49,455 | 48,271 | 47,057 | 45,813 | 44,537 | 36,025 | | |
| 累積損益 | 計 | 2,017 | 18,692 | 39,920 | 65,681 | 95,954 | 130,717 | 169,949 | 213,627 | 261,727 | 314,226 | 370,204 | 425,162 | 479,072 | 531,910 | 583,648 | 634,258 | 683,713 | 731,984 | 779,041 | 824,854 | 869,391 | 905,416 | | |

| キャッシュフロー計算書(単位:千円) | | 年 | 初年 | 2年 | 3年 | 4年 | 5年 | 6年 | 7年 | 8年 | 9年 | 10年 | 11年 | 12年 | 13年 | 14年 | 15年 | 16年 | 17年 | 18年 | 19年 | 20年 | 21年 | 22年 |
|--------------------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 経常利益 | | 2,017 | 16,675 | 21,228 | 25,761 | 30,273 | 34,763 | 39,232 | 43,677 | 48,100 | 52,499 | 55,979 | 54,957 | 53,911 | 52,838 | 51,738 | 50,611 | 49,455 | 48,271 | 47,057 | 45,813 | 44,537 | 36,025 | |
| 減価償却 | | 8,342 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 50,051 | 41,709 |
| キャッシュインフロー合計 | | 10,359 | 66,726 | 71,280 | 75,812 | 80,324 | 84,815 | 89,283 | 93,729 | 98,151 | 102,550 | 106,030 | 105,009 | 103,962 | 102,889 | 101,789 | 100,662 | 99,506 | 98,322 | 97,108 | 95,864 | 94,588 | 77,734 | |
| 法人税等支払 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 借入金返済 | | 12,263 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 |
| キャッシュアウトフロー合計 | | 12,263 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 | 73,575 |
| キャッシュフロー | | -1,904 | -6,849 | -2,296 | 2,237 | 6,749 | 11,239 | 15,708 | 20,153 | 24,576 | 28,975 | 44,717 | 105,009 | 103,962 | 102,889 | 101,789 | 100,662 | 99,506 | 98,322 | 97,108 | 95,864 | 94,588 | 77,734 | |

| 貸借対照表(単位:千円) | | 年 | 初年 | 2年 | 3年 | 4年 | 5年 | 6年 | 7年 | 8年 | 9年 | 10年 | 11年 | 12年 | 13年 | 14年 | 15年 | 16年 | 17年 | 18年 | 19年 | 20年 | 21年 | 22年 |
|--------------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| 流動資産(余剰資金) | | -1,904 | -8,753 | -11,049 | -8,812 | -2,063 | 9,176 | 24,884 | 45,037 | 69,613 | 98,588 | 143,305 | 248,314 | 352,276 | 455,165 | 556,954 | 657,616 | 757,122 | 855,444 | 952,552 | 1,048,416 | 1,143,005 | 1,220,739 | |
| 固定資産(償却資産) | 1,051,078 | 1,042,736 | 992,685 | 942,633 | 892,582 | 842,531 | 792,479 | 742,428 | 692,377 | 642,325 | 592,274 | 542,223 | 492,171 | 442,120 | 392,069 | 342,017 | 291,966 | 241,915 | 191,863 | 141,812 | 91,761 | 41,709 | | -0 |
| 資産合計 | | 1,040,832 | 983,932 | 931,585 | 883,770 | 840,468 | 801,656 | 767,312 | 737,414 | 711,938 | 690,862 | 685,528 | 740,485 | 794,396 | 847,233 | 898,971 | 949,582 | 999,037 | 1,047,308 | 1,094,364 | 1,140,177 | 1,184,714 | 1,220,739 | |
| 借入金 | 735,755 | 723,492 | 649,917 | 576,341 | 502,766 | 429,190 | 355,615 | 282,039 | 208,464 | 134,888 | 61,313 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 負債合計 | | 723,492 | 649,917 | 576,341 | 502,766 | 429,190 | 355,615 | 282,039 | 208,464 | 134,888 | 61,313 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 資本金 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 | 315,323 |
| 余剰金 | | 2,017 | 18,692 | 39,920 | 65,681 | 95,954 | 130,717 | 169,949 | 213,627 | 261,727 | 314,226 | 370,204 | 425,162 | 479,072 | 531,910 | 583,648 | 634,258 | 683,713 | 731,984 | 779,041 | 824,854 | 869,391 | 905,416 | |
| 資本合計 | | 317,340 | 334,015 | 355,244 | 381,005 | 411,277 | 446,041 | 485,272 | 528,950 | 577,050 | 629,549 | 685,528 | 740,485 | 794,396 | 847,233 | 898,971 | 949,582 | 999,037 | 1,047,308 | 1,094,364 | 1,140,177 | 1,184,714 | 1,220,739 | |
| 負債・資産合計 | | 1,040,832 | 983,932 | 931,585 | 883,770 | 840,468 | 801,656 | 767,312 | 737,414 | 711,938 | 690,862 | 685,528 | 740,485 | 794,396 | 847,233 | 898,971 | 949,582 | 999,037 | 1,047,308 | 1,094,364 | 1,140,177 | 1,184,714 | 1,220,739 | |

| 採算分析(単位:千円) | | 年 | 初年 | 2年 | 3年 | 4年 | 5年 | 6年 | 7年 | 8年 | 9年 | 10年 | 11年 | 12年 | 13年 | 14年 | 15年 | 16年 | 17年 | 18年 | 19年 | 20年 | 21年 | 22年 |
|------------------------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----|
| 税引き後キャッシュフロー | | -1,904 | -6,849 | -2,296 | 2,237 | 6,749 | 11,239 | 15,708 | 20,153 | 24,576 | 28,975 | 44,717 | 105,009 | 103,962 | 102,889 | 101,789 | 100,662 | 99,506 | 98,322 | 97,108 | 95,864 | 94,588 | 77,734 | |
| 税引き後キャッシュフローの累計 | | -1,904 | -8,753 | -11,049 | -8,812 | -2,063 | 9,176 | 24,884 | 45,037 | 69,613 | 98,588 | 143,305 | 248,314 | 352,276 | 455,165 | 556,954 | 657,616 | 757,122 | 855,444 | 952,552 | 1,048,416 | 1,143,005 | 1,220,739 | |
| 税引き後キャッシュフローの累計 - 投資資本 | | -317,227 | -324,076 | -326,372 | -324,135 | -317,387 | -306,147 | -290,440 | -270,286 | -245,710 | -216,735 | -172,018 | -67,010 | 36,952 | 139,841 | 241,630 | 342,292 | 441,799 | 540,121 | 637,229 | 733,093 | 827,681 | 905,416 | |
| ProjectIRR(IRR)(税金後) | | #NUM! | #NUM! | #NUM! | #NUM! | -20.2% | -13.6% | -8.8% | -5.3% | -2.6% | -0.6% | 1.0% | 2.3% | 3.4% | 4.2% | 4.9% | 5.5% | 6.0% | 6.4% | 6.8% | 7.1% | 7.3% | 7.5% | |
| (IRR計算データ) | -1,051,078 | 19,161 | 114,170 | 113,352 | 112,514 | 111,655 | 110,775 | 109,872 | 108,947 | 107,998 | 107,026 | 106,030 | 105,009 | 103,962 | 102,889 | 101,789 | 100,662 | 99,506 | 98,322 | 97,108 | 95,864 | 94,588 | 77,734 | |
| ProjectIRR(税引前) | | #NUM! | #NUM! | #NUM! | #NUM! | -20.2% | -13.6% | -8.8% | -5.3% | -2.6% | -0.6% | 1.0% | 2.3% | 3.4% | 4.2% | 4.9% | 5.5% | 6.0% | 6.4% | 6.8% | 7.1% | 7.3% | 7.5% | |
| (IRR計算データ) | -1,051,078 | 19,161 | 114,170 | 113,352 | 112,514 | 111,655 | 110,775 | 109,872 | 108,947 | 107,998 | 107,026 | 106,030 | 105,009 | 103,962 | 102,889 | 101,789 | 100,662 | 99,506 | 98,322 | 97,108 | 95,864 | 94,588 | 77,734 | |

| 設定項目 | 設定項目 | 年 | 初年 | 2年 | 3年 | 4年 | 5年 | 6年 | 7年 | 8年 | 9年 | 10年 | 11年 | 12年 | 13年 | 14年 | 15年 | 16年 | 17年 | 18年 | 19年 | 20年 | 21年 | 22年 |
|-------------|--------------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 減価償却(定額法) | 50,051 | 4.76% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 初期投資額 | 1,051,078 千円 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| クレジット価格 | 12 EUR/tCO2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| クレジット価格 | 1,860 円/tCO2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 売電単価(円/kWh) | 6.12 円/kWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 放棄量(t/年間) | 0.647 tonCO2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

