

インドネシア国

インドネシア国  
スマトラ島及びスラウェシ島にお  
ける小水力発電事業  
準備調査

報告書

<Lae Ordi II>

平成 26 年 2 月

(2014 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)

株式会社インダストリアル・ディジジョンズ

北電総合設計株式会社

|         |
|---------|
| 民連      |
| CR (10) |
| 14-004  |



## 目次

|      |  |     |
|------|--|-----|
| 第1章  | はじめに   | 1   |
| 1-1. | 背景・経緯  | 1   |
| 1-2. | プロジェクトの目的  | 3   |
| 第2章  | インドネシアにおける小水力発電事業の現状と将来計画に関する確認                  | 4   |
| 2-1. | インドネシア電力セクター（特に再生可能エネルギー）の現状と課題、今後の開発計画          | 4   |
| 2-2. | スマトラ島の電力セクターの現状と課題、今後の開発計画                       | 8   |
| 2-3. | インドネシアの電力・PPP 関連法、政策・制度の概要                       | 12  |
| 2-4. | 再生可能エネルギーの電源開発にかかる整備財源、補助制度等に関する中央・地方政府の方針・政策・制度 | 15  |
| 2-5. | 再生可能エネルギーの電源開発に対する国内外企業および他ドナーの関心・動向             | 17  |
| 第3章  | 本案件の選定経緯   | 19  |
| 第4章  | Lae Ordi II プロジェクト                               | 20  |
| 4-1. | 事業スキーム及び資金調達方法に関する検討                             | 20  |
| 4-2. | 調査概要   | 47  |
| 4-3. | 環境社会配慮   | 120 |
| 第5章  | エネルギーファンドによる資金メカニズム実現に向けた条件及び課題の整理               | 181 |
| 5-1. | ファンドの設立目的・概要の整理                                  | 181 |
| 5-2. | 運用方針・投資対象の整理                                     | 197 |
| 5-3. | ファンド運営体制の検討                                      | 203 |
| 5-4. | JICA 海外投融資を含めた資金調達方法の検討                          | 205 |
| 5-5. | ファンドによるエグジットまでの計画策定                              | 207 |
| 5-6. | ファンドによる投資実行後の個別案件に対するサポート体制の検討                   | 208 |
| 5-7. | ファンド構築に必要な条件及び課題の整理                              | 210 |
| 第6章  | まとめ  | 217 |

## 図目次

|  |    |
|--|----|
| 図 2-1 燃種別発電電力量の推移.....                         | 4  |
| 図 2-2 石油消費量および供給量.....                         | 5  |
| 図 2-3 電源構成の想定 .....                            | 5  |
| 図 2-4 スマトラ島送電線整備計画.....                        | 8  |
| 図 2-5 供給力とピークロードの見通し.....                      | 10 |
| 図 2-6 発電コスト比較.....                             | 11 |
| 図 3-1 調査対象としたプロジェクトの位置.....                    | 19 |
| 図 4-1 案件スキーム図(案).....                          | 20 |
| 図 4-2 PLN が政府より受けている補助金額と営業収入に占める割合 .....      | 23 |
| 図 4-3 事業スキーム図.....                             | 41 |
| 図 4-4 Bakara Bumi 社の状況 .....                   | 42 |
| 図 4-5 メザニンファイナンス(イメージ図).....                   | 43 |
| 図 4-6 計画地点位置図 .....                            | 47 |
| 図 4-7 水路ルート図 .....                             | 57 |
| 図 4-8 計画地点 .....                               | 58 |
| 図 4-9 流況図-現地手法(Lae Ordi II 地点) .....           | 60 |
| 図 4-10 取水堰 Lae Ordi II 地点(上図:平面図、下図:断面図).....  | 62 |
| 図 4-11 発電所-Lae Ordi II 地点(上図:平面図、下図:断面図) ..... | 63 |
| 図 4-12 水車選定図.....                              | 66 |
| 図 4-13 水車・発電機(3台)合成効率曲線図.....                  | 67 |
| 図 4-14 取水堰設計図(平面図) .....                       | 74 |
| 図 4-15 取水堰設計図(縦断図).....                        | 74 |
| 図 4-16 取水堰設計図(正面図) .....                       | 75 |
| 図 4-17 取水堰安定計算検討断面(Lae Ordi II) .....          | 76 |
| 図 4-18 合力の作用位置および転倒照査における底面.....               | 82 |
| 図 4-19 地盤反力度(台形分布).....                        | 83 |
| 図 4-20 地盤反力度(三角形分布).....                       | 83 |
| 図 4-21 取水口平面図・縦断図 .....                        | 86 |
| 図 4-22 沈砂池平面図・縦断図・断面図 .....                    | 87 |
| 図 4-23 導水路標準図(現地受領図面より).....                   | 88 |
| 図 4-24 導水路の通水状況.....                           | 89 |
| 図 4-25 導水路水面形 .....                            | 90 |
| 図 4-26 現地案と改善提案の導水路水面形比較.....                  | 92 |
| 図 4-27 現地案と改善提案の導水路掘削断面の比較 .....               | 92 |



|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 図 4-28 | 水槽平面図(上図)および断面図(下図)(現地受領図面より)            | 94  |
| 図 4-29 | 水槽合理化案-Lae Ordi II 地点(上図:現況、下図:改善案)      | 95  |
| 図 4-30 | 水圧管路~発電所平面図・縦断図                          | 98  |
| 図 4-31 | 水車レイアウト                                  | 99  |
| 図 4-32 | 発電所設置位置修正案-Lae Ordi II 地点(上図:平面図、下図:断面図) | 100 |
| 図 4-33 | 水圧管路設置位置修正案-Lae Ordi II 地点               | 101 |
| 図 4-34 | 水車・発電機合成効率(3 台案、2 台案)                    | 103 |
| 図 4-35 | ハイブリッドサーボ                                | 105 |
| 図 4-36 | 一体型制御盤外観                                 | 106 |
| 図 4-37 | 遠隔監視システムの構成図                             | 107 |
| 図 4-38 | 保守データの分析                                 | 108 |
| 図 4-39 | 広域保守体制                                   | 109 |
| 図 4-40 | A工法とB工法の比較(掘削)                           | 111 |
| 図 4-41 | 工事工程の比較(模式図)                             | 112 |
| 図 4-42 | 設備規模と経済性および工期                            | 113 |
| 図 4-43 | Lae Ordi 川の流域とプロジェクトサイト                  | 124 |
| 図 4-44 | Lae Ordi II 小水力発電所計画地周辺の降雨量              | 124 |
| 図 4-45 | Pakpak 県の土地利用                            | 127 |
| 図 4-46 | 環境影響評価手続きフロー                             | 129 |
| 図 4-47 | 用地取得の手続きフロー                              | 132 |
| 図 4-48 | 北スマトラの国立公園位置図                            | 140 |
| 図 4-49 | プロジェクトサイト周辺の自然保護林                        | 141 |
| 図 4-50 | プロジェクト計画地周辺のオランウータンの生息地                  | 142 |
| 図 4-51 | プロジェクトサイト付近の植生図                          | 143 |
| 図 4-52 | プロジェクト計画地周辺の概況                           | 144 |
| 図 4-53 | 計画地周辺の植物(その1)                            | 145 |
| 図 4-54 | 計画地周辺の植物(その2)                            | 146 |
| 図 4-55 | 計画地周辺の植物(その3)                            | 147 |
| 図 4-56 | 計画地周辺の植物(その4)                            | 148 |
| 図 4-57 | Ordi 川沿いの高木とシダ類植物                        | 149 |
| 図 4-58 | 居住地域の路上付近にいた牛                            | 150 |
| 図 4-59 | 両生類の生息状況                                 | 150 |
| 図 4-60 | 現地調査(2012 年 6 月実施)で確認された爬虫類              | 151 |
| 図 4-61 | 現地調査(2012 年 6 月実施)で観察された鳥類               | 152 |
| 図 4-62 | 現地調査(2012 年 6 月実施)で観察された昆虫類(その1)         | 153 |
| 図 4-63 | 現地調査(2012 年 6 月実施)で観察された昆虫類(その2)         | 154 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 図 4-64 | 現地調査で確認された昆虫類(その3)                     | 155 |
| 図 4-65 | プロジェクト計画地周辺の景観:取水堰予定地の右岸側上部から下流方向      | 156 |
| 図 4-66 | プロジェクト計画地周辺の景観:取水堰予定地点上流側の滝(Ordi Fall) | 156 |
| 図 4-67 | プロジェクト計画地周辺の景観:河道の状況                   | 157 |
| 図 4-68 | 国連 CDM 理事会登録済みプロジェクト ホスト国別承認件数内訳       | 175 |
| 図 4-69 | 国連 CDM 理事会登録済みプロジェクト セクター別登録件数内訳       | 175 |
| 図 4-70 | 諸外国における排出量取引の実施・検討状況                   | 176 |
| 図 4-71 | 直近 1 年間の排出権価格の推移                       | 178 |
| 図 5-1  | 開発ステージとリスクの関係性                         | 182 |
| 図 5-2  | Energy Spectrum Group のピークル            | 194 |
| 図 5-3  | 開発ステージと主な投資対象範囲                        | 199 |
| 図 5-4  | ファンドの一般的なストラクチャー                       | 203 |
| 図 5-5  | エネルギーファンドを活用したファイナンスストラクチャーイメージ        | 205 |
| 図 5-6  | モニタリングの流れ                              | 208 |

## 表目次

|                                       |    |
|---------------------------------------|----|
| 表 2-1 クラッシュプログラム                      | 6  |
| 表 2-2 各国の地熱発電開発可能ポテンシャル               | 6  |
| 表 2-3 再生可能エネルギー開発ポテンシャル               | 7  |
| 表 2-4 スマトラ島における各州の電化率(2012年)          | 9  |
| 表 2-5 スマトラ島 各種平均指標(2012~2021年)        | 9  |
| 表 2-6 ブンクル州における電源開発計画(2012~2021)      | 11 |
| 表 2-7 PR67号/2005とPR13号/2010における変更点    | 12 |
| 表 2-8 発電事業に関するネガティブリスト                | 14 |
| 表 2-9 現行FITの水準                        | 15 |
| 表 2-10 税制優遇措置                         | 16 |
| 表 2-11 日本インドネシア租税条約                   | 16 |
| 表 3-1 調査対象とした案件                       | 19 |
| 表 4-1 Bakara Bumi 社の許認可取得(IDI 確認状況)   | 21 |
| 表 4-2 Bakara Bumi 社の概要                | 22 |
| 表 4-3 インドネシアの国債格付け                    | 24 |
| 表 4-4 資金調達詳細                          | 26 |
| 表 4-5 総プロジェクトコスト内訳                    | 26 |
| 表 4-6 各種詳細な条件                         | 27 |
| 表 4-7 事業計画(財務諸表)                      | 28 |
| 表 4-8 感度分析結果                          | 28 |
| 表 4-9 SCF の算出                         | 29 |
| 表 4-10 経済費用の算出                        | 29 |
| 表 4-11 経済便益の算出                        | 30 |
| 表 4-12 キャッシュフロー表の作成                   | 31 |
| 表 4-13 運用効果指標                         | 32 |
| 表 4-14 事業リスクの種類と評価の整理                 | 32 |
| 表 4-15 PPA の主な確認項目                    | 38 |
| 表 4-16 EPC 契約に関する主な確認項目               | 39 |
| 表 4-17 メンテナンス契約に関する主な確認項目             | 40 |
| 表 4-18 地場・政府系金融機関から提供可能な融資条件の整理(想定)   | 43 |
| 表 4-19 融資実行に必要な条件の整理                  | 45 |
| 表 4-20 具体的な投融資条件の整理(想定)               | 45 |
| 表 4-21 発電計画諸元(Lae Ordi II 地点)         | 49 |
| 表 4-22 発電計画諸元比較表(改善提案と現地 F/S 案—国内手法案) | 50 |

|        |                                      |     |
|--------|--------------------------------------|-----|
| 表 4-23 | 発電電力量及び L5 出力 .....                  | 51  |
| 表 4-24 | 他プロジェクトとの事業費、経済性の比較 .....            | 52  |
| 表 4-25 | 概算工事費内訳 .....                        | 53  |
| 表 4-26 | 概算工事費内訳 .....                        | 54  |
| 表 4-27 | 計画地点近傍の雨量観測所 .....                   | 59  |
| 表 4-28 | 流況表-現地手法(Lae Ordi II 地点) .....       | 60  |
| 表 4-29 | 流況表-国内手法(Lae Ordi II 地点) .....       | 61  |
| 表 4-30 | 損失落差の計算(Lae Ordi II)(単位:m) .....     | 65  |
| 表 4-31 | 有効落差の計算(Lae Ordi II) .....           | 65  |
| 表 4-32 | 発電規模検討諸元 .....                       | 68  |
| 表 4-33 | 年間可能発電電力量及び L5 出力 .....              | 69  |
| 表 4-34 | 年間発電電力量 .....                        | 70  |
| 表 4-35 | 概算工事費(単位:百万円) .....                  | 71  |
| 表 4-36 | 他プロジェクトとの事業費、経済性の比較 .....            | 72  |
| 表 4-37 | 発電規模比較検討結果 .....                     | 73  |
| 表 4-38 | 堰の安定計算における準拠した基準及び参考図書 .....         | 77  |
| 表 4-39 | コンクリート計算条件 .....                     | 77  |
| 表 4-40 | 土質条件 .....                           | 77  |
| 表 4-41 | 基礎地盤条件 .....                         | 78  |
| 表 4-42 | 基礎地盤の種類ごとの地盤支持力と摩擦係数 .....           | 78  |
| 表 4-43 | 地域別補正係数 .....                        | 79  |
| 表 4-44 | 地盤別補正係数 .....                        | 79  |
| 表 4-45 | 取水堰の安定計算における検討ケース(Lae Ordi II) ..... | 84  |
| 表 4-46 | 取水堰の安定計算結果(Lae Ordi II-堆砂無し) .....   | 85  |
| 表 4-47 | 取水堰の安定計算結果(Lae Ordi II-満砂時) .....    | 85  |
| 表 4-48 | 導水路各点の延長及び標高 .....                   | 88  |
| 表 4-49 | 現地図面による水槽寸法値 .....                   | 94  |
| 表 4-50 | 改善案における水槽容量の照査 .....                 | 95  |
| 表 4-51 | 水圧管の応力照査結果(Lae Ordi II) .....        | 97  |
| 表 4-52 | 水圧管路工事費比較表(改善提案、現地案) .....           | 101 |
| 表 4-53 | 水圧管の管厚の改善提案(Lae Ordi II) .....       | 102 |
| 表 4-54 | 水車・発電機検討案対比対比表(改善提案、3 台案、2 台案) ..... | 103 |
| 表 4-55 | 発電計画諸元対比表(改善提案、現地案) .....            | 104 |
| 表 4-56 | 水路構造物諸元対比表(改善提案、現地案) .....           | 104 |
| 表 4-57 | 施工量、施工時間の設定に関する留意事項 .....            | 111 |
| 表 4-58 | 工事工程の比較(中小水力発電ガイドブックを基に作成) .....     | 112 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 表 4-59 | 建設工事全体工程(Lae Ordi II)                        | 114 |
| 表 4-60 | 主要な結果・課題および改善策一覧                             | 119 |
| 表 4-61 | 小水力発電所計画地の気候                                 | 123 |
| 表 4-62 | Lae Ordi II 小水力発電所計画地周辺の平均月降水量               | 125 |
| 表 4-63 | Pergetteng-getteng Sengkut と Kerajaan の年齢別人口 | 125 |
| 表 4-64 | 一般的な家畜毎の飼育頭数                                 | 126 |
| 表 4-65 | JICA ガイドラインとインドネシア国関係法令の比較                   | 132 |
| 表 4-66 | JICA ガイドラインとインドネシア国の関係法令とのギャップへの対応方針         | 134 |
| 表 4-67 | Lae Ordi II 小水力発電所建設に係るスコーピング結果              | 135 |
| 表 4-68 | Lae Ordi II 小水力発電所建設に係る環境社会配慮の TOR           | 137 |
| 表 4-69 | 大気・騒音のサンプリング調査の結果                            | 139 |
| 表 4-70 | 水質の分析結果                                      | 139 |
| 表 4-71 | プロジェクト計画地の上流の天然林の樹種                          | 142 |
| 表 4-72 | 植生の種類  | 143 |
| 表 4-73 | Lae Ordi II 小水力発電所建設に係る影響評価結果                | 158 |
| 表 4-74 | Lae Ordi II 小水力発電所におけるモニタリング計画               | 161 |
| 表 4-75 | 用地取得による影響の概要                                 | 162 |
| 表 4-76 | 補償費の内訳                                       | 164 |
| 表 4-77 | 年間賃貸料の内訳                                     | 164 |
| 表 4-78 | インドネシアの各グリッド排出係数                             | 177 |
| 表 5-1  | インフラファンドの位置付け                                | 181 |
| 表 5-2  | 投資対象としてのインフラ資産                               | 182 |
| 表 5-3  | アジア太平洋(インド・中国)のファンド整理                        | 184 |
| 表 5-4  | アジア太平洋(東南アジア)のファンド整理                         | 185 |
| 表 5-5  | アジア太平洋(韓国・豪州・その他)のファンド整理                     | 186 |
| 表 5-6  | 北米のファンド整理                                    | 187 |
| 表 5-7  | 中南米のファンド整理                                   | 188 |
| 表 5-8  | 欧州のファンド整理                                    | 189 |
| 表 5-9  | 中近東のファンド整理                                   | 190 |
| 表 5-10 | アフリカのファンド整理                                  | 191 |
| 表 5-11 | Taiga Mistral 社主要メンバーについて                    | 192 |
| 表 5-12 | Energy Spectrum Capital 社主要メンバーについて          | 195 |
| 表 5-13 | 現行 FIT の水準                                   | 197 |
| 表 5-14 | インドネシアにおける再生可能エネルギー開発余地(2011 年時点)            | 197 |
| 表 5-15 | 開発段階によるメリット・デメリット                            | 198 |
| 表 5-16 | 投資対象となる小水力案件のスクープ整理                          | 201 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 表 5-17 | 開発地域によるメリット・デメリット .....                                | 202 |
| 表 5-18 | 事業者分散によるメリット・デメリット.....                                | 202 |
| 表 5-19 | Armstrong Asset Management 社の概要整理 .....                | 210 |
| 表 5-20 | Asia Clean Energy Fund の投資対象整理.....                    | 211 |
| 表 5-21 | Dragon Capital 社の概要整理.....                             | 212 |
| 表 5-22 | Mekong Brahmaputra Clean Development Fund の投資対象整理..... | 212 |
| 表 5-23 | Mekong Brahmaputra Clean Development Fund の投資実績 .....  | 213 |
| 表 5-24 | Asian Energy Investments 社の概要整理.....                   | 213 |
| 表 5-25 | JAIC-IDI Asian Energy Fund の投資対象整理.....                | 214 |
| 表 5-26 | JAIC-IDI Asian Energy Fund の投資実績 .....                 | 214 |

## 略語表

| 略語    | 正式名称  | 日本語           |
|-------|---|---------------|
| AMDAL | Analisis Mengenai Dampak Lingkungan             | 環境影響評価        |
| ARGR  | Automatic Rain Gauge Recorder                   | 自記雨量計         |
| AVR   | Automatic Voltage Regulator                     | 自動電圧調整器       |
| AWLR  | Automatic Water Level Recorder                  | 自記水位計         |
| BMG   | The Bureau of Meteorology and Geophysics        | 気象地質庁         |
| BPN   | Badan Pertanahan Nasional                       | 国土庁           |
| BPPT  | Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) | 技術評価応用庁       |
| CDM   | Clean Development Mechanism                     | クリーン開発メカニズム   |
| CER   | Certified Emission Reduction                    | 認証排出削減量       |
| CF    | Capacity Factor                                 | 設備利用率         |
| COD   | Commercial Operation Date                       | 商業運転開始日       |
| EIA   | Environmental Impact Assessment                 | 環境影響評価        |
| EPC   | Engineering, Procurement and Construction       | 設計、調達、建設の一括請負 |
| FIT   | Feed In Tariff                                  | 全量固定価格買取      |
| FS    | Feasibility Study                               | 事業性評価         |
| GDP   | Gross Domestic Product                          | 国内総生産         |
| GHG   | Greenhouse Gas                                  | 温暖化ガス         |
| GP    | General Partnership                             | 無限責任事業組合      |
| IDC   | Interest During Construction                    | 建中金利          |
| IDX   | Indonesia Stock Exchange                        | インドネシア証券取引所   |
| IEA   | International Energy Agency                     | 国際エネルギー機関     |
| IMB   | Izin Mindirikan Banyunan Bupati                 | 実施設計業務に関する許可  |
| IPO   | Initial Public Offering                         | 上場            |
| IPP   | Independent Power Producers                     | 独立発電事業者       |
| JICA  | Japan International Cooperation Agency          | 独立行政法人国際協力機構  |
| KKO   | Kata Kerja Operational                          | システムに関する FS   |
| kW    | Kilo watt                                       | キロワット         |
| kWh   | Kilo watt hour                                  | キロワット時        |
| LP    | Limited Partnership                             | 有限責任事業組合      |

|       |   |                |
|-------|---|----------------|
| MEMR  | Ministry of Energy and Mineral Resources        | エネルギー・資源鉱物省    |
| MW    | Megawatt  | メガワット          |
| MWh   | Megawatt-hour                                   | メガワットアワー       |
| NJOP  | Nilai Jual Objek Pajak                          | 公定価格           |
| NRECA | National Rural Electric Cooperative Association | 全米農村電力協同組合     |
| ODA   | Official Development Assistance                 | 政府開発援助         |
| IIGF  | Indonesian Infrastructure Guarantee Fund        | インドネシアインフラ保証基金 |
| PIP   | Pusat Investasi Pemerintah                      | 財務省投資庁         |
| PLN   | Perusahaan Listrik Negara                       | 国有電力会社         |
| PPA   | Power Purchase Agreement                        | 長期売電契約         |
| PPP   | Public-Private Partnership                      | 官民パートナーシップ     |
| SMI   | PT. Sarana Multi Infrastruktur                  | インフラ金融公社       |
| SPC   | Special Purpose Company                         | 特別目的会社         |
| TWh   | Tera Watt Hour                                  | テラワットアワー       |
| UKL   | Environmental Management Procedure              | 環境管理計画         |
| UPL   | Environmental Monitoring Procedure              | 環境モニタリング計画     |



# 第1章 はじめに

## 1-1. 背景・経緯

インドネシア国スマトラ島及びスラウェシ島における小水力発電事業準備調査（本調査）の目的は、インドネシア共和国（インドネシア）スマトラ島及びスラウェシ島における小水力発電事業について、事業計画のレビューを行うとともに、日本の技術・機器、及び投融資資金を活用することにより、小水力発電プロジェクトの開発促進を図ることにある。

以下に記載するように、インドネシアにおける電力需要の伸び及びインドネシア政府の小水力発電に対する期待があることから、本調査を実施するに至った。なお、インドネシアの中でもスマトラ島、スラウェシ島は、電源開発が急務となっていること（詳細は1-1-1参照）、有利な売電価格が設定されていること（詳細は2-4-1参照）、事前調査にて転売目的に許認可を保有しているものではなく、継続的に小水力事業を開発する意思を有する事業者が確認されていたことから対象地として設定した。

本調査開始時には、スマトラ島2案件、スラウェシ島1案件の3案件を対象として選定したが、そのうちスラウェシ島の案件については、事業者が改めて国際的な技術コンサルティングによる第三者レビューを実施したところ、F/Sの前提とされていた流域面積が異なり発電出力規模が大幅に縮小するという結論が出たことから事業者側が開発を断念することとなり、対象案件から外すこととした。代替案件として選定した実現可能性の高い案件が南スマトラに立地しているため、最終的に3案件ともにスマトラ島の案件が対象となったもの。

### 1-1-1. 現地の開発課題、インフラ等の状況、電力需要

インドネシアの電力需要は、1997年の経済危機からの回復に伴い着実な増加傾向を示しているが、インドネシアで電源開発を主に担うインドネシア国有電力会社（PLN）は、急速に伸びる電力需要に対し十分に対応できていないなど、民生・産業に不可欠な電力供給体制が不十分であり、経済成長のボトルネックになっている。また、インドネシアの電化率は71.2%（2011年）に留まり、約2,000万世帯（およそ8,000万人）が公共電力へアクセスできない状況といわれている<sup>1</sup>。さらに、現在に至るまで、急速な経済成長や人口増加により、電力供給は逼迫した状況が続いており、今後も年率平均7～9%の電力の需要増が見込まれることから、供給力の増強が喫緊の課題となっている。

本調査の対象地域であるスマトラ系統の2011年における最大需要電力は4,601MWであるが、経済成長に伴う電力需要の増加により、2020年9,641MWに達する見込みであるのに対し、2011年の同系統における既設の発電容量は4,551MWとなっている。他方、スラウェシ島における電力系統の2011年における最大需要電力は1,087MWであるが、2020年までに、2,718MWに達する見込みである一方、同系統の発電設備容量は1,152MW（2011年）となっている。今後見込まれる既存電源設備の老朽化による運転停止等を考慮すると、両島ともに、新たな電源開発が急務となっている。

---

<sup>1</sup> PriceWaterhouseCoopers ”Electricity in Indonesia-Investment and Taxation Guide”

### 1-1-2. PPP インフラ事業としての必要性

現在の電力関連政策では、国民負担の軽減が基本であるため、電源開発を担う PLN は発電コスト（燃料コストの増加分）を最終需要家に転嫁できず、発電単価が小売単価よりも高くなるという構造的な問題が生じている。また、慢性的な資金不足に陥っている PLN が、今後も拡大する電源需要に見合う電源を単独で作ることは困難といわれている。従って、政府は電力法を改正し、FIT を制定するなど法制度面の整備の他、緊急電源開発計画のクラッシュプログラム策定に見られるように、民間資本の参入に期待を寄せている。

## 1-2. プロジェクトの目的

インドネシアにおける小水力発電事業に係る制度は整いつつあるものの、プロジェクトの開発は十分に進んでいるとは言えない。現地金融機関において、プロジェクトファイナンスによる小水力事業への融資が一般的となっておらず、コーポレート与信によつての融資可否判断が通例となっていることが一つの要因である。一方、小水力発電を開発中の事業者には中小企業が多く、長期売電契約（PPA）に関する MOU や各種の許認可を既に有する場合でも、現地金融機関からの融資を獲得することが容易でない状況である。

然様な課題の下、本プロジェクトの目的は、民間資本参入のもと、日本の技術・機器、及び投融资資金を小水力発電事業案件に組み込むことにより、プロジェクトの開発促進を図り、スマトラ島、及びスラウェシ島において小水力発電所を整備することにより電力を供給することで地域経済の発展を通じた安定的な経済成長の実現に寄与することを目的としている。

なお、本報告書における現地通貨参照レートは 2012 年 12 月 31 日付の「111.200 ルピア/円」を使用する。

## 第2章 インドネシアにおける小水力発電事業の現状と将来計画に関する確認

### 2-1. インドネシア電力セクター(特に再生可能エネルギー)の現状と課題、今後の開発計画

インドネシアは、石油・天然ガス・石炭を豊富に有しており、元来より火力発電中心の電力供給を行ってきた。2010年時点における同国の発電容量は33.2GWであり、同年の発電電力量は169.8TWhに上る。2010年から2030年までの発電電力量は毎年約9.1%の成長となる見込みである。

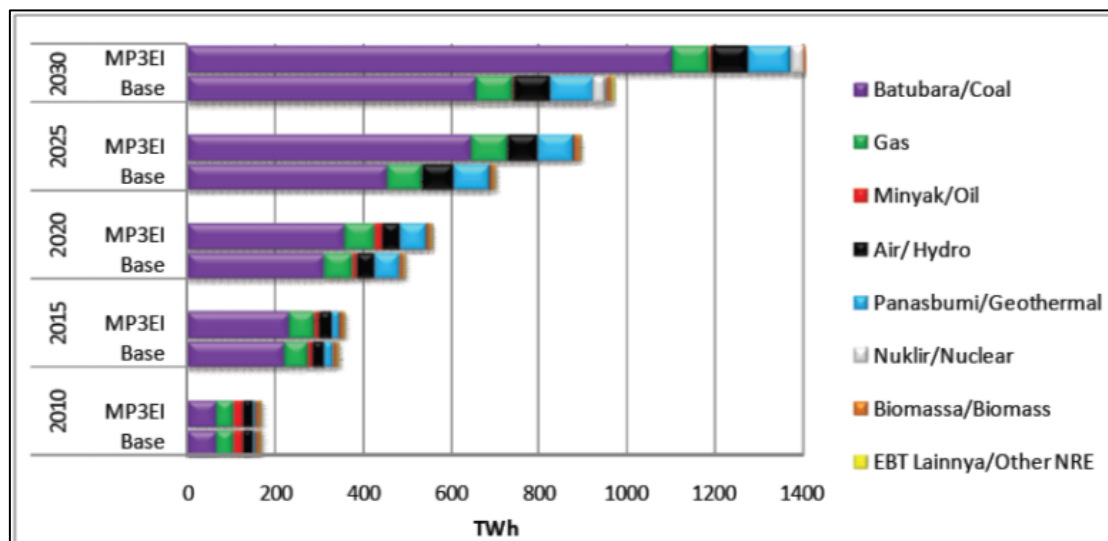


図 2-1 燃種別発電電力量の推移<sup>2</sup>

出典：BPPT. “Outlook Energy Indonesia 2012”

しかし、近年の経済発展に伴う国内の石油消費の増加により2004年に石油純輸入国に転じ、同時に石油価格が高騰したこともあり、インドネシア政府は石油の依存度を減らすことを明言している<sup>3</sup>。そのため、インドネシア政府は年率9%以上の高い伸び率で増加する電力需要を補うべく、石炭・再生可能エネルギーを中心とする大規模な発電設備の開発計画「クラッシュプログラム」を発表し、実施している。

<sup>2</sup> “MP33EI”は、経済開発迅速化・拡大マスタープラン（Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia）の略称。

<sup>3</sup> エネルギー・鉱物資源省「UPDATES ON POLICY TO PROMOTE NEW RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT AND ENERGY CONSERVATION IN INDONESIA November 2011」

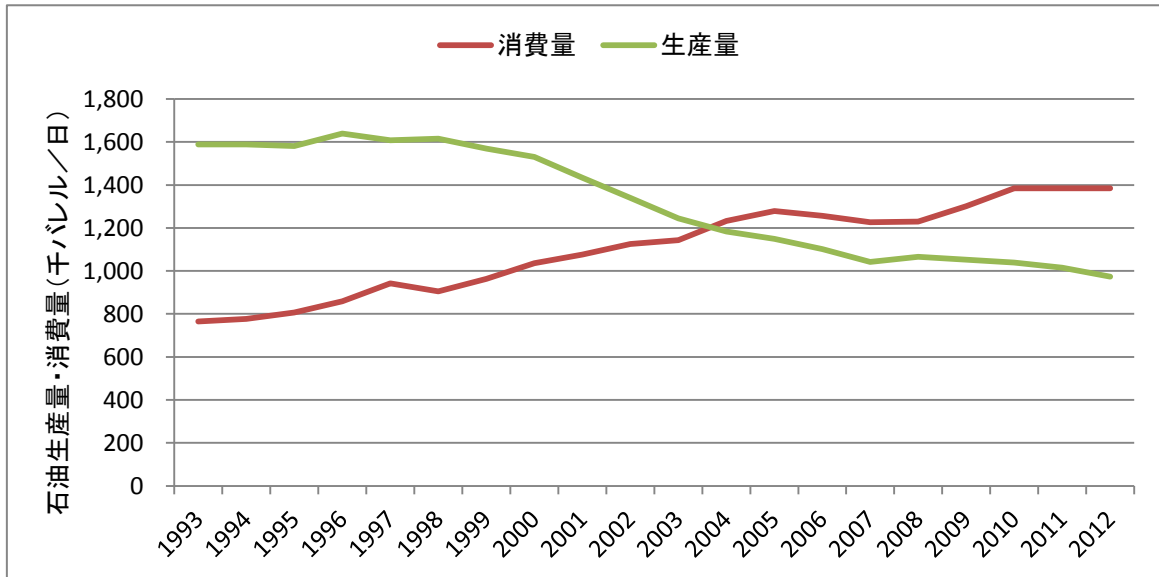


図 2-2 石油消費量および供給量

出典：米国 EIA

インドネシアでは増大する電力需要を満たす為、「第一次クラッシュプログラム」を計画し全て石炭火力発電による新規電源開発を模索した。しかしながら近年の環境意識の高まりから、石炭火力中心の電源開発に見直しが求められた。また、「第一次クラッシュプログラム」の開発主体が PLN のみであったのに対し、「第二次クラッシュプログラム」では独立発電事業者 (Independent Power Producer: IPP) を積極的に活用することを計画している。この「第二次クラッシュプログラム」において、再生可能エネルギー由来の発電についても計画に組み込み、2030 年までに現在の 4 倍弱の発電量である 18,100MW を賄う計画である<sup>4</sup>。

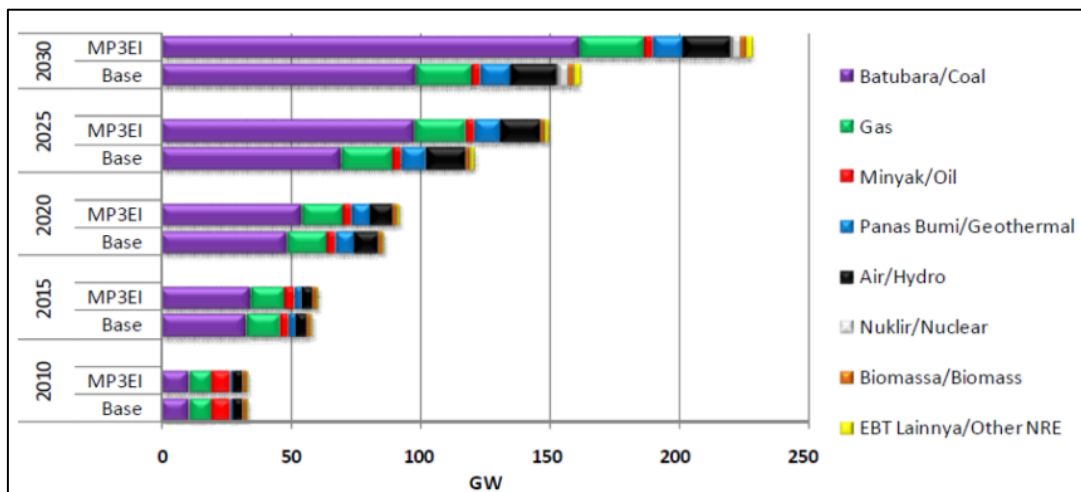


図 2-3 電源構成の想定

出典：BPPT. “Outlook Energi Indonesia2011”

<sup>4</sup> Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi(BPPT), “Outlook Energy Indonesia 2011”

表 2-1 クラッシュプログラム

|                      | First Crash Program  | Second Crash Program  |
|----------------------|----------------------|---|
| Period               | 2006 年～2009 年        | 2010 年～2014 年   |
| Scale of Development | 10,000MW             | 10,153MW  |
| Type of Fuel         | Coal 10,000MW (100%) | Coal 3,312MW (33%)<br>Gas 1,660MW (16%)<br>Geo-thermal 3,977MW (39%)<br>Hydro 1,204MW (12%) |

出典: PLN

再生可能エネルギーの中でも、下表が示すように地熱発電の世界最大の開発可能ポテンシャルを有している。そのため、日本企業を含む多くの企業が、インドネシアで地熱の掘削やプロジェクト組成に取り組んでいる。しかしながら、一般的に、地熱発電の開発には、地質調査から運転開始まで、時間と費用が多くかかるため、開発は資本力のある事業者に限られる、とされている。

表 2-2 各国の地熱発電開発可能ポテンシャル

| Country     | Number of Active Volcano | Volume of Geo-thermal Source (MW) |
|-------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Indonesia   | 150                      | 27,791                            |
| USA         | 133                      | 23,000                            |
| Japan       | 100                      | 20,540                            |
| Philippine  | 53                       | 6,000                             |
| Mexico      | 35                       | 6,000                             |
| Iceland     | 33                       | 58,000                            |
| New Zealand | 19                       | 3,650                             |
| Italy       | 14                       | 3,267                             |

出典：資源エネルギー庁「地熱資源開発について」平成 23 年 11 月

一方で、豊富な資源をもつ大規模水力発電の開発コストも同様に多額ではあるものの、発電容量 10MW 以下の小水力発電プロジェクトの組成については、初期投資額が小さく、また組成期間も短いというメリットがある。左記 2 点のメリットがある小水力発電は、次項に示す通り電化率の向上を目指すインドネシアにおいて、再生可能エネルギーを利用した電源として、最適な手段の一つであると考えられる。

表 2-3 再生可能エネルギー開発ポテンシャル

| 種別    | 開発ポテンシャル(A)                  | 既開発量(B)  | 既開発割合(B/A) |
|-------|------------------------------|----------|------------|
| 水力    | 75,769 MW                    | 7,571 MW | 9.99%      |
| 地熱    | 29,164 MW                    | 1,341 MW | 4.6%       |
| バイオマス | 49,810 MW                    | 1,644 MW | 3.3%       |
| 太陽光   | 4.80 kWh/m <sup>2</sup> /day | 42.78 MW | -          |
| 風力    | 3 – 6 m/s                    | 1.87 MW  | -          |
| 海洋    | 49 GW                        | 0.01 MW  | 0%         |

出典:MEMR. “Country Report: Renewable Energy in Indonesia (2012)”

## 2-2. スマトラ島の電力セクターの現状と課題、今後の開発計画

2011年10月時点、PLNの発表によるとインドネシアの電化率は71.2%を達成している。地域別ではジャワ島及びスマトラ島等の主要都市部周辺の電化率が高い一方で、山間部の僻地や東部のヌサトゥンガラ・パプア地域等では依然未電化の貧困地域を多く抱えている。こうした地方電化は、原則 PLN が実施するとされていたが、2009年の電力法施行に伴い中央政府及び地方政府の責任の下、公営・民間企業、協同組合も参入可能になった。

2010年時点でのスマトラ島の電化率は、約62.5%となっており、ジャワ島、バリ島を除くと他地域に比べて電化率は高い。スマトラ電力系統は、2007年8月14日に150kVの送電線により北部と南部の相互連結がなされ同期化されており、すでに発達した系統である<sup>5</sup>。更に、下図のとおり今後275kV、500kVの送電線整備計画が PLN により進められている。

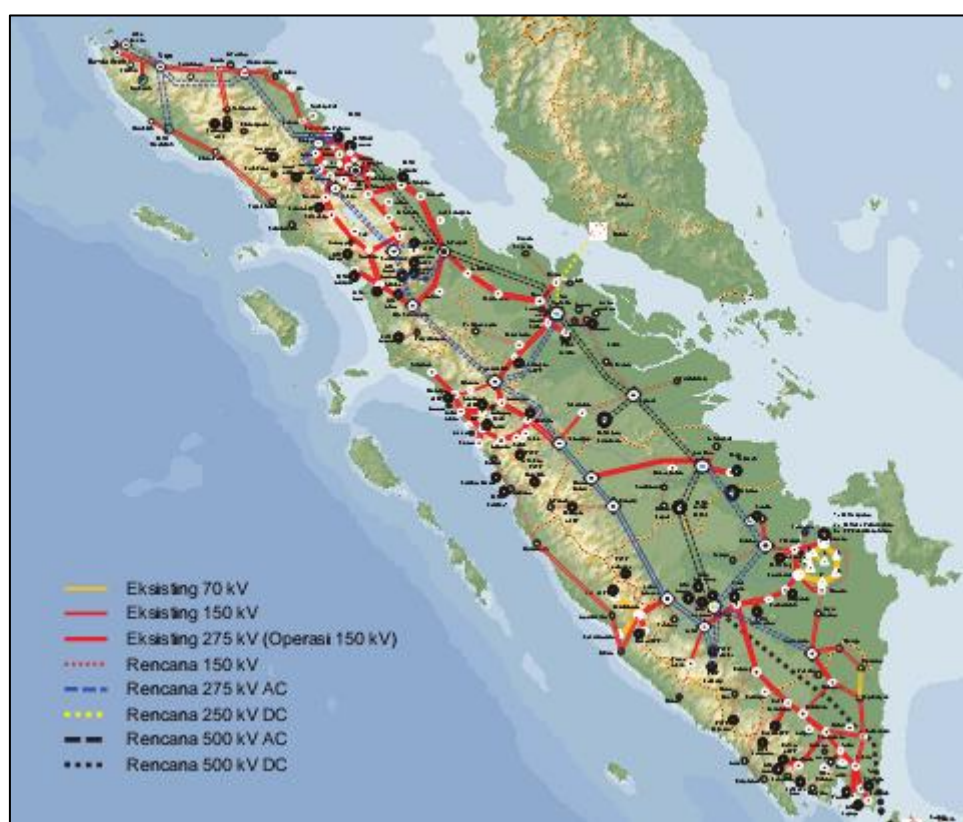


図 2-4 スマトラ島送電線整備計画

出典: PLN、「2012-2021 電源開発計画(RUPTL)」2012年12月

比較的発達した送電線網を背景に、同島における地方電化推進は着実な進捗を見せている。本調査の対象案件が立地する北スマトラ州、及びブンクル州は、それぞれ電化率77.8%、54.6%である一方、リアウ州、ジャンビ州はそれぞれ40.2%、31.7%と依然未電化の地域を多く抱えている。

<sup>5</sup> エネルギー・鉱物資源省「2008-2027年国家電力総合計画に関するエネルギー・鉱物資源大臣令」2008年11月13日



表 2-4 スマトラ島における各州の電化率(2012 年)

| 州名         | 人口(千人)   | 世帯数(千世帯) | 電化率(%) |
|------------|----------|----------|--------|
| アチェ州       | 4,693.9  | 1,105.1  | 88.55  |
| 北スマトラ州     | 13,215.4 | 3,112.5  | 84.61  |
| 西スマトラ州     | 4,957.7  | 1,182.5  | 72.98  |
| 南スマトラ州     | 7,701.5  | 1,870.2  | 63.09  |
| ブンクル州      | 1,766.8  | 445.5    | 71.02  |
| リアウ諸島州     | 811.5    | 192.1    | 72.13  |
| ランブン州      | 7,767.3  | 1,985.0  | 65.29  |
| バンカ・プリトゥン州 | 1,298.2  | 324.6    | 73.94  |
| リアウ州       | 5,929.2  | 1,394.7  | 56.52  |
| ジャンビ州      | 3,242.8  | 800.4    | 58.05  |
| 合計         | 51,384.3 | 12,412.6 | 71.69  |

出典: PLN、「PLN Statistics 2012」2013 年 3 月

PLN の「2012-2021 電源開発計画」によると、スマトラ島の 2012 年から 2021 年にかけての平均経済成長率は 7.1%、年間平均電力需要成長率 8.2%、電力需要は 2021 年に 65.4TWh に達することが想定されている。

上記のような経済成長を背景とした電力需要の増加が想定される中で、同計画では 2021 年時点の電化率 97.6% 到達が目標値として設定された。

表 2-5 スマトラ島 各種平均指標(2012~2021 年)

| 人口成長率 | 年間平均<br>経済成長率 | 年間平均<br>電力需要成長率 | 2021 年時点<br>電力需要(MW) | 2021 年時点<br>電力需要(GWh) |
|-------|---------------|-----------------|----------------------|-----------------------|
| 1.8%  | 7.1%          | 10%             | 10,516MW             | 55,272GWh             |

出典: PLN、「2012-2021 電源開発計画(RUPTL)」2012 年 12 月

また、スマトラ島の電力システムでは、下図のとおり 2021 年で 59% の供給予備力を持つ計画となっており、新規電源の多くを化石燃料系の電源で賄うことを予定している。特に石炭火力を中心とした電源開発が想定されているが、水力は 2021 年までに約 1.6GW を開発し、合計 2.6GW、全体の 15.7% を占めることが想定されており、今後も相応の開発が見込まれている。

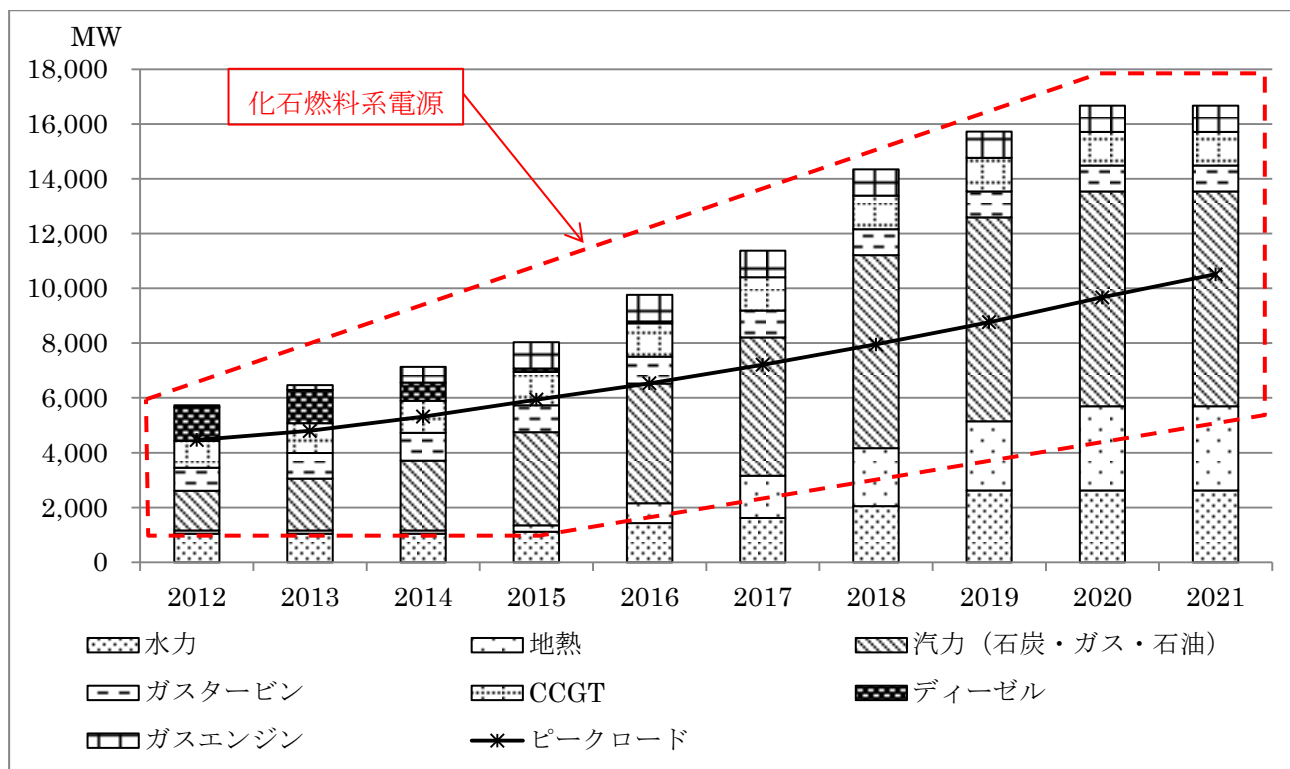


図 2-5 供給力とピークロードの見通し

出典: PLN、「2012-2021 電源開発計画(RUPTL)」2012年12月

しかし、下図に示す通り、ディーゼル、ガスなどの化石燃料系の発電コストは燃料代の値上がりもあり、水力に比べて圧倒的に高い。そのため、本調査の対象である小水力発電は、発電所の競争力（発電コスト）という面においても、基本的に他の発電所よりも優先的に発電される電源であると考えられる。<sup>6</sup>

<sup>6</sup> 本調査が対象とする小水力は、契約期間中の全量買電がオフテイカーである PLN に義務付けられているため、他の発電所に比べた発電コストに関わらず発電される。

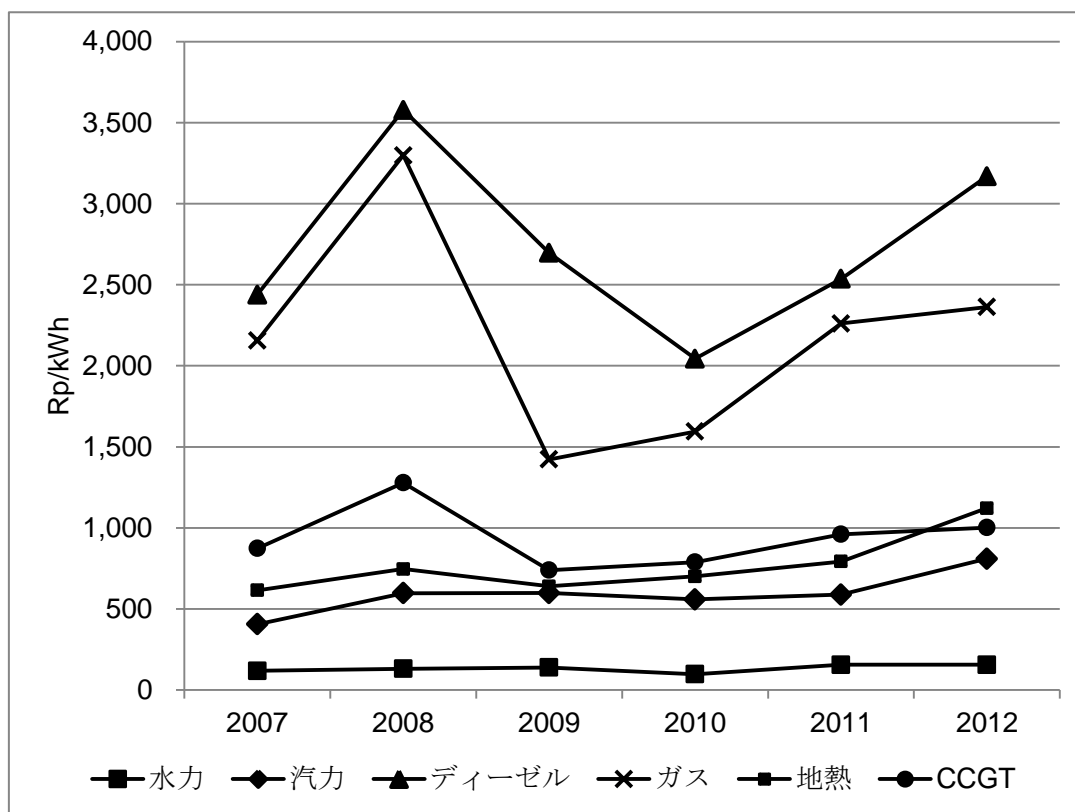


図 2-6 発電コスト比較

出典: PLN、「PLN Statistics 2012」2013年3月

なお、PLN の「2012-2021 電源開発計画」によると、ブンクル州においては以下のような発電所開発が計画されている。

表 2-6 ブンクル州における電源開発計画(2012~2021)

| 発電所名        | 発電種別 | 発電容量   | 運転開始予定年 | 所有者 |
|-------------|------|--------|---------|-----|
| Ipuh        | 石炭火力 | 6 MW   | 2013    | PLN |
| Muko Muko   | 石炭火力 | 8 MW   | 2013    | IPP |
| Simpang Aur | 水力   | 23 MW  | 2015    | IPP |
| Hululais    | 地熱   | 110 MW | 2016    | PLN |
| Ketahun-3   | 水力   | 61 MW  | 2019    | PLN |
| Kepahiyang  | 地熱   | 220 MW | 2020    | PLN |

出典: PLN、「2012-2021 電源開発計画(RUPTL)」2012年12月

## 2-3. インドネシアの電力・PPP 関連法、政策・制度の概要

### 2-3-1. インドネシアにおける PPP 政策・制度の概要及びその背景<sup>7</sup>

ユドヨノ政権成立以後、インドネシア政府は厳しい国家財政事情を抱えている。しかしながら、更なる国内経済成長を視野に、滞るインフラ整備の打開策として官民パートナーシップ (PPP) を推進している。これまで公共部門が担ってきた、①運輸、②高速道路、③灌漑、④水道、⑤ごみ処理、⑥通信、⑦電力、⑧石油・天然ガスインフラ等の事業を民間に開放している。更に PPP を積極的に活用することで、インドネシア政府は資金力と豊富な事業経験を持つ外資系企業の参加に期待を寄せている。

2005 年 1 月、ユドヨノ大統領は国内外の投資家を招いてインフラサミットを開催した。さらに、同年 11 月には PPP を積極的に推進するための大統領令(PR : President Regulation)67 号/2005 「インフラ整備に関する政府と企業の協力」が發布された。同大統領令では PPP を積極的に活用し、国内インフラ整備の推進を目指した。多くの PPP 案件候補(91 件)を公表し、モデル事業についても 10 件選出をしたものの、PPP 事業化に向けたフィージビリティ・スタディはほとんど実施されなかった。また、PR67 号/2005 において政府責任に関する文言が不明瞭であったことがマイナス要因となり、海外投資家の反応は芳しくなかった。これらを理由に、結果的に同政権では 1 件も PPP 案件が成立することはなかったとされる。しかし、2010 年 1 月に PR67 号/2005 を改正し、PR13 号/2010 を發布した。これにより、用地取得、投資コストの一部政府負担、偶発債務の保証等、インドネシア政府の責任が明確化され、民間事業者の事業リスクを以前と比して相当程度軽減することが可能となった。

表 2-7 PR67 号/2005 と PR13 号/2010 における変更点

| 変更点        | PR67 号/2005   | PR13 号/2010  |
|------------|---|--|
| 契約機関       | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 契約機関の明示なし</li> <li>➤ 実施機関は各大臣、総局長、州政府主席のみ</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 契約機関が実施機関として認定 (実施機関には地域、州政府の開発機関等が含まれる)</li> </ul>   |
| 株式移転       | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 事業の商業運転前の株式移転を禁止</li> </ul>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 一部又は全部の株式移転が可能</li> </ul>   |
| 政府支援の形態と範囲 | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 事業への政府支援のあり方が不明確</li> </ul>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 政府支援を以下のように明確化               <ul style="list-style-type: none"> <li>① 政府の義務事項(用地取得、許認可、基礎インフラの提供等)</li> <li>② 投資コストの一部負担(運営コストの補助等)</li> <li>③ 偶発債務の保証</li> </ul> </li> </ul> |

<sup>7</sup> みずほ総合研究所 「民間資金の活用を切り札にインフラ投資の加速を図るインドネシア」 2011 年 11 月 18 日

|                     |                     |  |
|---------------------|---------------------|--|
| <p>資金調達<br/>手続き</p> | <p>➤ 特段の規定なく不明確</p> | <p>➤ 事業者は協定調印後12ヶ月以内に資金調達を完了させる。</p> <p>➤ 以下の場合、資金調達完了と認定される。</p> <p>① 事業費全額の資金調達額が調印された場合。</p> <p>② 事業者が資金調達契約にて合意された一部または全部の資金を使用した場合。</p> |
|---------------------|---------------------|--|

出典：社団法人海外コンサルティング企業協会

また、2011年4月、政府保証の強化を目的として、インドネシア財務省100%出資によるインフラ保証基金(IIGF：Indonesian Infrastructure Guarantee Fund)が設置された。当該基金は、民間企業ではコントロール不能な政府に関わるリスク(政府の意思疎通の遅れ、政府の契約不履行、既存の省庁間では対応を望めない事象の発生)を保証することを目的としている。

このようにインドネシア国内のPPP推進における政策・制度の枠組みが整い、また世界がインドネシアの内需主導の経済成長と政治的な安定を評価するようになったことから、投資先としての注目度が向上した。2012年1月には投資適格国とされるBBB-へと格付は上げられた。

### 2-3-2. インドネシアにおける電力関連法の概要

インドネシアにおける電気事業に関する規定は、主に2009年9月に公布された2009年第30号電力法(2009年電力法)により定められている。

2009年電力法では、電力供給事業を発電、送電、配電、需要家への電力販売を含む電力の調達のことと定めており、本事業の一義的な責任は中央政府が有し<sup>8</sup>、地方政府は各種計画の策定への関与、発電事業者が必要とされる一部許認可の発行については責務を有する。2009年電力法により、国家電力総合計画(RUKN)が国家エネルギー政策に基づき策定され、策定プロセスには地方政府も参加し決定される。更に、RUKNに基づいて、地方政府は地域電力総合計画(RUKD)の策定を行い、地方議会と協議の上で同計画が決定される。なお、PLNは電力の供給と利用に関する政令2006年第26号に基づき、RUKNに基づいて電力供給事業計画(RUPTL)を策定する。

2009年電力法によりPLNは、排他的な電力供給に関する権限を失い、電力供給事業許可(IUPTL)を取得した国有企業、公営企業、民間事業者、協同組合、或はNGOが、電力供給事業を実施することが可能となった<sup>9</sup>。民間事業者による発電、卸事業であるIPP事業については、同法における電力供給事業の一部と考えられ、第11条によりかかる事業の実施が認められているものと位置付けられる。但し、PLNは公共のための電力供給における優先権を有している。送配電については、これまでPLNが独占的にインフラ整備を行ってきたことから、参入障壁が高いものと考えられる。

地方電化については、中央政府、及び地方政府が貧困層に対する基金を設立、開発が遅れている地域における電力設備の整備、遠隔地・辺境地への電力供給、及び地方電化整備を実施するこ

<sup>8</sup> 電力法(2009年第30号)、第3条

<sup>9</sup> 電力法(2009年第30号)、第11条

とが規定されている。

再生可能エネルギーを活用した一定規模の発電プロジェクトに対しては、PLN との PPA 価格交渉なしで、固定価格での長期買取が可能となる FIT 制度（Feed in Tariff：FIT）がエネルギー・鉱物資源省令 2009 年第 31 号、及びエネルギー・鉱物資源省令 2012 年第 4 号により導入されている（詳細は 2-4-1 を参照）。FIT は、国有企業、公営企業、民間事業者、協同組合、及び NGO による電力供給を許可している 2009 年電力法に基づいており、かかる事業主体が開発する 10MW までの中小規模の再生可能エネルギーを起源とする発電について、PLN に買電を義務付けている。

インドネシアにおける発電事業への外国資本の投資は、大統領令 2010 年第 36 号（ネガティブリスト）により規制されており、下表のような制限が課されている。現在、ネガティブリストについて改定の議論がなされており、継続的に留意が必要となる。

表 2-8 発電事業に関するネガティブリスト

| 事業分野              | 条件説明  |
|-------------------|---|
| 発電 (<1MW)         | 零細・中小企業、協同組合 <sup>10</sup> のために留保<br>⇒ <u>参入不可</u>  |
| 小規模発電 (1-10MW)    | パートナーシップ<br>⇒外資比率に制限なし<br>(パートナーシップとは、零細・中小企業、協同組合による出資、業務委託、機器レンタル等、案件への何らかのかたちでの参画が求められるもの) |
| 発電 (>10MW)        | 外資比率 90%まで  |
| 地熱施設操業・メンテナンスサービス | 外資比率 95%まで  |
| 地熱発電              | 外資比率 95%まで  |

出典:大統領令 2010 年第 36 号

<sup>10</sup> 零細・中小企業、協同組合（UMKMK）とは、零細・中小事業に関する法律 2008 年 20 号と協同組合に関する法律 1992 年 25 号に記載の規準を満たした個人或いは事業体のこと。

## 2-4. 再生可能エネルギーの電源開発にかかる整備財源、補助制度等に関する中央・地方政府の方針・政策・制度

### 2-4-1. 水力発電に対する政府の今後の方針の整理

既述の通り、第2次クラッシュプログラムでは1,204MWの水力発電の開発を打ち出すと同時に、政府は10MW以下の再生エネルギーに対して、PLNと長期固定価格にて売電契約を結ぶことができるFIT制度を導入し、小水力発電事業も対象に含まれている。

買取期間は、規制に明記がないものの15～20年間程度が一般的とされており、長期安定的な売電収益が期待できる。10MW以下の再生可能エネルギーの場合、事業者は開発プロセスにおいて入札を行う必要がなく、直接PLNと売電契約を締結することが可能となっている<sup>11</sup>。FITが適用されるのは、大規模も対象となる地熱を除き10MW以下の再生可能エネルギーであり、10MWを超える規模の場合には、PLNとPPAの価格交渉等を行わなくてはならない。この交渉は、ときに長期化することがあり、案件が頓挫するリスクが10MW以下に比べて大きいことに留意が必要である。なお、FITの適用案件の容量を既存の10MW以下から15MW以下の案件に拡大するとの情報もある。

2013年9月に実施されたカンファレンスにおいて、MEMR幹部が小水力発電のFIT価格見直しを早急に実施する計画である旨説明している。具体的には、20%程度の上昇を主張するMEMRと、上昇幅を抑えたいPLNとの間で、FIT価格に関する議論が継続されている模様である。今後、政府や関係機関から適時情報収集をする必要がある。

表 2-9 現行FITの水準

| 系統                        | 水力・風力・太陽光等(<10MW) |            | バイオマス(<10MW)(※1) |            | 地熱                     |
|---------------------------|-------------------|------------|------------------|------------|------------------------|
|                           | 中圧(Rp/kWh)        | 低圧(Rp/kWh) | 中圧(Rp/kWh)       | 低圧(Rp/kWh) | 高圧(USD/kWh)            |
| Java, Madura, Bali        | 656               | 1,004      | 975              | 1,325      | 9.7cent<br>⇒ 11~15cent |
| Sumatera, Sulawesi        | 787.2             | 1,204.8    | 1,170            | 1,590      |                        |
| Kalimantan, Nusa Tenggara | 852.8             | 1,305.2    | 1,268            | 1,723      |                        |
| Maluku, Papua             | 984               | 1,506      | 1,463            | 1,988      |                        |

出典：The Regulation of Ministry of Energy and Mineral Resources No. 4 Year 2012

(※1)ごみゼロ技術、最終処分技術を使用した場合は価格が異なる

### 2-4-2. 税制優遇措置

インドネシア政府は、再生可能エネルギーを中心とした第二次クラッシュプログラムを推進する為、2010年1月29日付の財務省令2010年第21号で再生可能エネルギーを利用した発電事業に対する税制優遇措置を発表した。対象は、地熱、風力、バイオ燃料、太陽光、水力、海流・海洋温度差等を利用した事業で、優遇措置として投資額の30%を課税所得から控除、償却期間の短縮、機械・機器輸入時における付加価値税及び輸入関税の免除等が規定されている。

<sup>11</sup> The Regulation of Ministry of Energy and Mineral Resources No.4 Year 2007により、15MW以下の再生可能エネルギーの場合、入札を経ず、直接契約締結が可能であることが規定されている。

表 2-10 税制優遇措置

|         |   |
|---------|---|
| 所得税控除   | 投資合計額の 30%相当額の課税対象額からの控除(6 年間にわたり各年 5%) |
| (同上)    | 固定資産償却期間の短縮                             |
| (同上)    | 国外への利益送金の源泉徴収税率について 10%への低減             |
| (同上)    | 欠損金繰越期間の最大 10 年までの延長                    |
| 付加価値税免除 | 特定戦略的な関連機械・機器の輸入時の付加価値税免除               |
| 関税免除    | 関連機械・機器の関税免除                            |

出典:日本貿易振興機構「インドネシアの環境に対する市民意識と環境関連政策」

日本インドネシア租税条約により、二国間の送金に対する税率は下表のように定められている。

表 2-11 日本インドネシア租税条約

|            |            |     |
|------------|------------|-----|
| 利子送金課税     |            | 10% |
| 配当金送金課税    | 出資比率 25%以上 | 10% |
|            | 出資比率 25%未満 | 15% |
| ロイヤリティ送金課税 |            | 10% |

出典: JETRO Website.<sup>12</sup>

なお、日本・インドネシア経済連携協定において、電力分野については関税撤廃の適用が留保されたが、将来において当該規制を強化しないこと及び3年ごとの見直しが盛り込まれている<sup>13</sup>。

<sup>12</sup> JETRO Website. “[http://www.jetro.go.jp/world/asia/idn/invest\\_04/](http://www.jetro.go.jp/world/asia/idn/invest_04/)” (2014年1月21日取得)

<sup>13</sup> 外務省「日インドネシア経済連携協定の概要」2007年8月20日



## 2-5. 再生可能エネルギーの電源開発に対する国内外企業および他ドナーの関心・動向

インドネシアにおける再生可能エネルギーの電源開発に係る直近の動向として、インフラ等への投融資を主要な業務とする財務省投資庁（PIP）と PLN が再生可能エネルギーの発電所建設を支援している。再生可能エネルギーの中でも特に直近では地熱を重点支援分野とし、また 2013 年以降小水力及び太陽光発電所建設に係るプロジェクトに重点を置く方針であり、PIP は PLN と売電契約を結ぶ IPP に対して融資を検討することが可能<sup>14</sup>。但し、PIP の重点支援プロジェクトは毎年変更される可能性がある。なお、2013 年 12 月までに、PIP は小水力を含む再生可能エネルギー発電プロジェクトに対して、投融資を行うまでには至っていない。

地場エネルギー企業の中には、これまで化石燃料系事業を行っており、CSR やポートフォリオ分散の観点で小水力を含む再生可能エネルギー事業に参入を計画している企業がある。大手エネルギー企業で石炭上流権益から石炭火力 IPP までのバリューチェーンを有する上場企業の ABM Investama グループの子会社である Sumberdaya Sewatama 社はその一例であり、小水力を含む再生可能エネルギーへの進出を計画している。<sup>15</sup>

他方で、既述のような再生可能エネルギー開発の支援制度が整備されつつあるものの、地場企業による小水力発電プロジェクト開発の進捗は、必ずしも芳しくない。かかる状況の背景としては、大きくは以下の 2 つの課題が挙げられる。第 1 に、1-2 にて述べたとおり現地金融機関ではプロジェクトファイナンスによる小水力事業への融資が一般的になっておらず、コーポレート与信による融資可否判断が通例となっているが、中小企業が事業者となっている案件が多く融資の獲得が容易ではないのが現状となっている点である。小規模事業者に対する融資条件は、金利 13% 程度、及び融資期間は 8 年程度で融資検討している地場金融機関が存在しているが、運転開始直後の返済が厳しく、キャッシュフローに合わせてバレンタイプ返済スケジュールにするなどの対応が必要となっている。

第 2 に、小水力発電事業の門戸が民間事業者に積極的に開かれて間もなく、新規参入事業者が大半を占める中で、エンジニアリングに対する認識が十分でないケースが散見される点である。許認可を取得する形式要件を満たすために Pre-FS をスピード重視で地場技術コンサルに委託し、十分な調査が行われないまま開発を進めてしまい、後々再調査の実施、レイアウトの変更、追加的な土地取得の実施を要するなど、結果的には開発により時間がかかるといった事例が見受けられる。以上のように、ファイナンス面、技術面での課題が存在する中、海外からの様々なサポートプログラム、投融資が行われつつある。

アメリカ合衆国エネルギー省は、Sustainable Energy for Remote Indonesia Grids (SERIG)を通じてインドネシアにおける再生可能エネルギー分野へ USD1.2 百万ドルの投資意向<sup>16</sup>を示しており、インドネシア政府と当該事業における協働を計画している。また、アメリカ合衆国開発庁 (USAID) も国家開発計画庁 (BAPPENAS) と再生可能エネルギーに Millenium Challenge Corporation の Green Prosperity Project として USD332 百万ドルの投資を行う協定に 2012 年に合意している<sup>17</sup>。

<sup>14</sup> Kabar24 HP, 2012 年 8 月 16 日アクセス

<sup>15</sup> ABM Investama. “Annual Report 2012”

<sup>16</sup> Eco-Business. “<http://www.eco-business.com/news/indonesia-aims-boost-electricity-capacity-renewable-energy/>” 2014 年 1 月 24 日アクセス

<sup>17</sup> US Department of State. Website. “<http://www.state.gov/r/pa/prs/ps/2012/09/197980.htm>” 2014 年 1 月 24 日アクセス

2011 年に開かれたドイツ-インドネシア再生可能エネルギー会議では、ドイツ企業 8 社(EnBW AG, Ribelga Deutschland GmbH, Schnell Motoren AG, Suma GmbH, Consulectra GmbH, Maxxtec AG, Putmeister Solid Pumps GmbH, Pto2 Anlagentechnik GmbH)が参加しており、当該分野への新規投資に高い関心があることがうかがえる<sup>18</sup>。

海外からインドネシアの再生可能エネルギー発電案件に対する参入例としては、複数国の国有企業が IPP 事業投資を行っている。中国は、国有企業である中国電力投資集団が中国系セメント大手企業と約 170 億ドルを投資し、北カリマンタンにて複数の水力発電所（合計 7GW）の建設を行うことを 2013 年 5 月に公表するなど、積極的な参入が図られている<sup>19</sup>。他方韓国の事例では、国有電力会社の韓国中部発電が、カリマンタンに 284MW の水力発電所（Muara Juloi 水力発電プロジェクト）開発を行っており、2013 年 4 月に PLN と MOU を締結している。

国際開発金融機関の中では、アジア開発銀行（Asian Development Bank: ADB）がインドネシアの電力セクターに対して積極的にローンの供与を行うことを計画している。日系企業が地場エネルギー会社、米系プラントメーカーと組み北スマトラにて開発しているサルーラ地熱発電プロジェクト（330MW）へのローン 2 億 5 千万ドルの拠出、東インドネシア、西パプアにおける水力発電の増強プロジェクト（3 案件）に対する技術支援補助金 2 百万ドルの拠出を予定している他、Java-Bali グリッドの 500kV 送電線 220 km、及び変電所の建設事業、並びにマレーシアの水力発電所からの電力供給を可能とする、西カリマンタンにおける送電線 145 km の敷設事業へのローン 4,950 万ドルの供与等について、2013 年に承認をしている。その他、IFC は再生可能エネルギーの開発を支援するため、インドネシア地場、及び外資系プライベートエクイティへの出資を行っている他<sup>20</sup>、2013 年に風力 IPP 開発のサポートを行うことを表明している。

このようにインドネシアにおける再生可能エネルギー分野の高いポテンシャルは国内外で広く認知されており、政府機関及び民間企業双方から注目を集めている。

---

<sup>18</sup> The Jakarta Post, 2011 年 10 月 25 日

<sup>19</sup> The Jakarta Globe, 2013 年 5 月 29 日

<sup>20</sup> IFC Website, 2013 年 7 月 17 日アクセス

### 第3章 本案件の選定経緯

本調査においては、PT. Bakara Bumi Energi (Bakara Bumi 社) が開発を進めている Lae Ordi II 案件 (本案件) を調査対象としている。本案件は、既に Bupati (県知事) より Izin Prinsip (調査許可証) 及び Izin Lokasi (事業許可証) を取得しており、PLN との PPA を締結していることから、他案件と比較しても実現性が高いと判断し選定したものである。

表 3-1 調査対象とした案件

| No. | プロジェクト名     | 位置     | 発電方式 | 出力   | 使用水力              | 有効落差  | 発電電力量  |
|-----|-------------|--------|------|------|-------------------|-------|--------|
|     |             |        |      | MW   | m <sup>3</sup> /s | m     | MWh/y  |
| 1   | Lae Ordi II | 北スマトラ州 | 流込式  | 10.0 | 11.43             | 106.4 | 76,531 |



図 3-1 調査対象としたプロジェクトの位置

## 第4章 Lae Ordi II プロジェクト

### 4-1. 事業スキーム及び資金調達方法に関する検討

本項では、対象候補案件に対する事業スキーム及び JICA 海外投融資を含む資金調達方法を検討し、具現化に向けて必要となる手続きや課題を整理し、解決策を検討する。

#### 4-1-1. 事業スキームに関する検討

##### 4-1-1-1. プロジェクトストラクチャーに関する最適オプションの検討

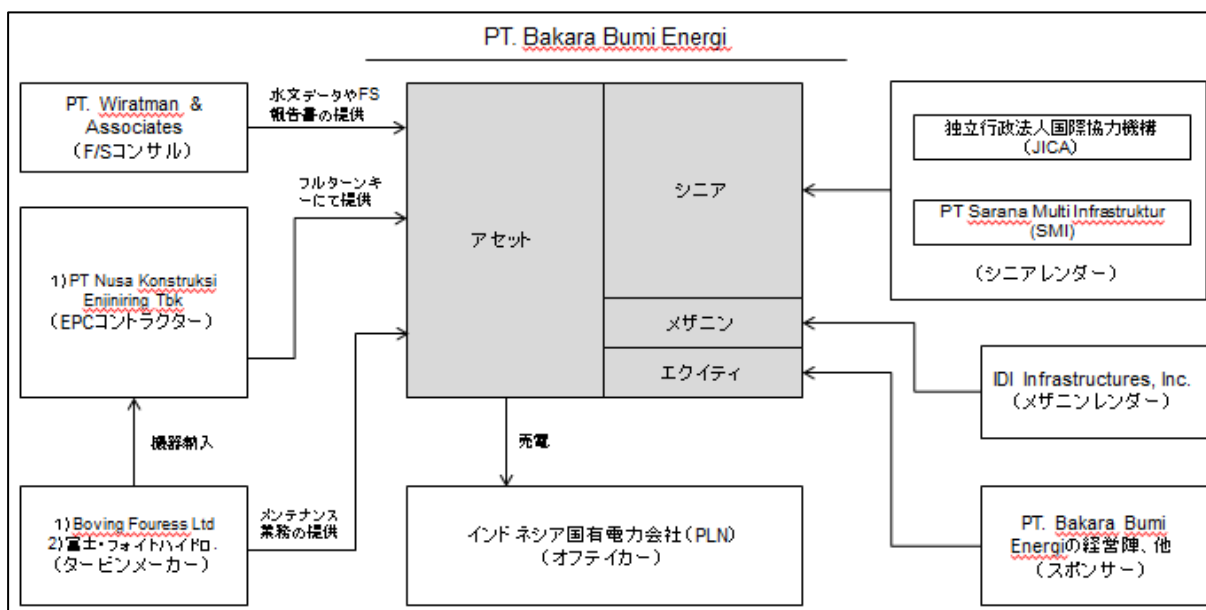


図 4-1 案件スキーム図(案)

本案件は PLN をオフテイカーとした定格出力 10,000kW の小水力発電所による売電事業である。事業者である Bakara Bumi 社は本案件の小水力事業だけでなく、スラウェシ島にある Makassar にて 25MW のガスエンジン発電所や Manado でも 20MW のガスエンジン発電所の開発・運営を行っている。また、同社のマネジメントは過去インドネシア国内で 5MW の小水力発電事業に関与した経験がある。本事業の特徴としては、売電先の PLN とは 20 年間の全量固定買取による PPA を締結しており、建設はインドネシア大手の EPC コントラクターである PT Nusa Konstruksi Enjiniring Tbk (NKE 社) によるフルターンキー契約にて対応予定。使用するタービンメーカーはインドの Boving Fouress Ltd、もしくは日系の富士・フォイト hidro 社にて検討中。建設費用の資金調達については、シニアレンダーとして独立行政法人国際協力機構 (JICA)、政府系金融公社の PT Sarana Multi Infrastruktur (SMI)、メザニンレンダーとして IDI Infrastructures Inc. (IDI-I) によるプロジェクトファイナンスによる調達を企図している。SMI の融資担当者と Bakara Bumi 社の責任者は面談を実施しており、SMI としても本案件の融資を前向きに検討すべく信用調査を開始している状況。エクイティについては本案件の責任者である Mahjuddin 氏を主体として既存の株主が総プロジェクトコストの 20% 程度を拠出する予定である。

#### 4-1-1-2. 許認可・PPA 取得状況の確認

通常小水力発電事業者は独自のネットワークにて候補地を選定する。地元有力者、PLN のロー

カルオフィス、 県知事関係者等からの紹介が多く、事業者は候補地を特定した後、現地調査を本格的に行うために調査許可証を県知事に申請する必要がある。要件を充足している場合には、申請後 1 ヶ月～2 ヶ月程度で県知事から調査許可証が発行される。また、事業者は選定した候補地にて小水力発電事業を行うための事業許可を県知事に申請する場合がある。環境面では環境管理計画/環境モニタリング計画（UKL/UPL）を事業者が策定し、県知事に承諾される必要がある。

同じ候補地で複数の事業者が調査許可証及び事業許可証を県知事は発行することは出来ない為、事業者が検討している候補地を他の事業者に先取されないためには、候補地を特定したら早急に取得することが重要である。調査許可証及び事業許可証の取得後は PLN との PPA を締結する前に公共目的電力事業許可（IUKU）の申請をエネルギー鉱物資源省（MEMR）に行い、公共に対する電力供給事業を行うための暫定的な許可を取得する必要がある。最終的には PLN と系統における技術的な受け入れ確認を行い、PPA を締結することになる。また、建設着工前に必要な許認可として、実施設計業務を行うための許可証である IMB（Izin Mindirikan Banyunan Bupati）も受領する必要がある。

本案件では、用地は取得ではなく賃貸することを前提としており、賃貸する全ての土地は Ministry of Forestry（森林省）が管轄。そのため、賃貸に必要な許認可 Izin Penjam Pakan Kawasan Hutan（IPPKH）の手続きが必要となるが、既に取得済み。

表 4-1 Bakara Bumi 社の許認可取得 (IDI 確認状況)

| 許認可名       | 付与権限者 | 概要  | 状況               |
|------------|-------|---|------------------|
| 調査許可証      | 県知事   | Pre-FS、FS を実施するために必要な許認可                    | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| 事業許可証      | 県知事   | 当該地域において事業を行う権利を確保するために必要な許認可 <sup>21</sup> | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| UKL/UPL    | 県知事   | プロジェクト実施において承認を得ることが必要な環境管理、モニタリングに関する計画    | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| IUKU/IUPTL | MEMR  | 公共利益のために電力供給事業を実施するための許認可                   | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| PPA        | PLN   | PLN に対して売電を行うために必要な契約                       | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| IPPKH      | 森林省   | 森林省が所有する区域の土地を賃貸する際に必要となる許認可                | 取得済み<br>(既に受領済み) |
| IMB        | 県知事   | 実施設計業務を行うための許認可                             | 今後取得予定           |

<sup>21</sup> 電力供給事業を行う上で、事業許可証の取得は必須ではないものの、土地取得を行う過程で他の事業者が同様の意図を持ち土地取得を行い開発を行うことがないよう、県知事に対して当該地域での事業実施に対して許可を得るために、一般的に事業者が取得しているもの。

## 4-1-2. 事業実施者に関する調査

### 4-1-2-1. 企業概要

表 4-2 Bakara Bumi 社の概要

|   |       |  |
|---|-------|--|
| 1 | 会社名   | ✓ PT. Bakara Bumi Energi (Bakara Bumi 社)                                       |
| 2 | 設立日   | ✓ 2008 年 8 月 19 日  |
| 3 | 業種    | ✓ ガスエンジン発電所の開発及び事業運営<br>✓ 小水力発電所の開発及び事業運営                                      |
| 4 | 株主    | ✓ Mr. Ir Don Ardner Mahjuddin : IDR 8billion (8,000 株)<br>✓ その他個人株主 (12,000 株) |
| 5 | 従業員数  | ✓ 約 40 人   |
| 6 | 本社所在地 | ✓ Jl Danau Jempang B 3/27, Jakarta, Indonesia                                  |

### 4-1-2-2. 財務状況

Bakara Bumi 社より入手した監査済み財務諸表によると、2012 年 12 月期の総資産額は約 IDR 186.7 billion(2012 年度末の為替レートで約 1,679 百万円)、資本金は IDR 20 billion(約 180 百万円)である。2012 年度は Makassar のガスエンジン発電所が一年を通じて稼働しておらず、Manado のガスエンジン発電所は建設中のため、純利益は約 IDR 22 billion (約 198 百万円) の赤字が発生。但し、発電所が安定稼働に入る 2013 年度以降は収益が改善される見込みである。

### 4-1-2-3. トラックレコード

本案件は、事業者である Bakara Bumi 社の最初の小水力案件となる。しかしながら、事業者とのヒアリングを通じて、同社マネジメントは過去インドネシアにおいて北スマトラに位置する 5MW 小水力発電所の開発・建設業務に携わったことがあるだけでなく、Makassar や Manado のガスエンジン発電所の開発・建設・運營業務に従事しており、本案件における各種プロジェクトマネジメント業務との高い関連性がある。また、本案件の総プロジェクトコストの約 2 割分のエクイティについては、責任者である Mahjuddin 氏が主体となり拠出する予定であり、財務的な側面においても、スポンサーとして本案件の事業責務を果たす意向を有していることが確認されている。

ガスエンジン発電所の運営については自社で雇用しているエンジニアにて対応していることから、本案件においても技術的履行能力を有すものと考えられる。

### 4-1-2-4. 中期戦略・事業計画

同社マネジメントの構想としては、本案件以外にも複数の小水力案件を開発しており、中長期的には小水力発電の資産規模を増やしていくことを企図。

## 4-1-3. オフテーカーに関する調査

本案件のオフテイクは、PLN である。以下、PLN に関する概要を記載。

- ・ 設立 : 1945 年

- ・ 株主構成：インドネシア政府が株式を 100% 所有
- ・ 従業員：47,615 人（2011 年 12 月期時点） マネジメント経歴：マネジメントは、7 人の理事から構成される。理事長は MEMR 出身者、他の理事は国際通貨基金（IMF）の副総裁や警察署長の経験者もあり、多方面から多様な人材を登用している。
- ・ 事業概要：PLN は発電・送電・配電事業と垂直統合型で事業を行うことが認められており、インドネシアの電力市場において独占的な立場を占める。発電部門を当社とその子会社及び IPP が担い、送配電部門は当社が独占している。当社のインドネシアにおける発電設備容量に占める割合は 85%（4,934MW）、送電設備に占める割合は 100%（送電網 36,741km）、配電設備に占める割合は 100%（配電網 685,785km）と典型的な垂直統合型の事業形態である。なお、インドネシア政府は投資促進の為に IPP の投資環境整備を進めており、PPA についても長期の締結が可能となっている<sup>22</sup>。
- ・ 財務状況：2011 年度の売上高は約 208 兆ルピア、純利益は約 7 兆ルピア（2012 年末時点の為替レートで売上高約 1.9 兆円、純利益約 629 億円）。ただし、インドネシアでは、国策として電気料金が低く抑えられており、発電コストと逆ザヤになる部分は補助金で補てんする構造。下図のとおり、原油高だった 2008 年では営業収入の 5 割近くを補助金で補てんしており、IPP 事業を行う場合には、インドネシア政府の政策も注視する必要がある。

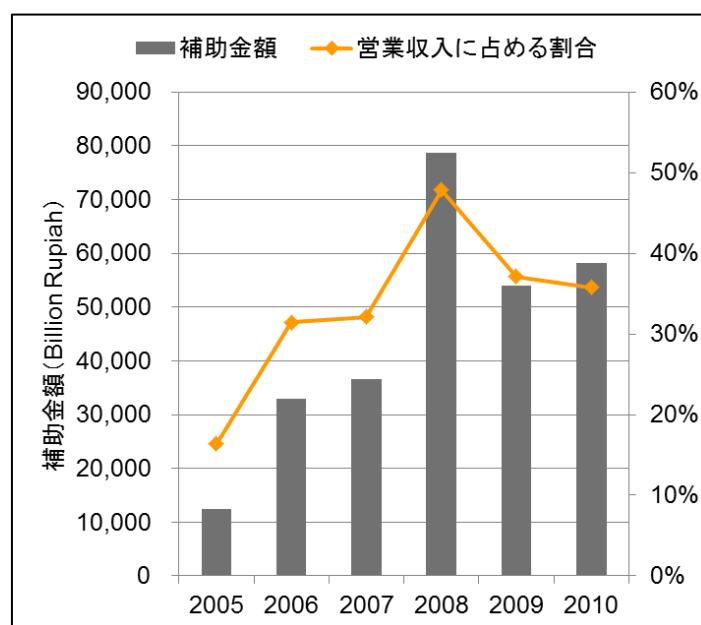


図 4-2 PLN が政府より受けている補助金額と営業収入に占める割合

インドネシアの国債格付けは、下表のとおり複数の格付け機関により投資適格に引き上げられている。政府債務、外貨準備高などのマクロ指標は近年改善しており、また、インドネシア政府は長年政策課題とされてきた燃料補助金の負担を軽減するため、2013 年 6 月に燃料価格の引き上げを行っている。一方、FIT 制度は国が法律により制定して、国内唯一の国有電力会社である PLN に買電を義務付けているものであり、国有電力会社が FIT 制度下に則り締結した PPA の履行破棄を政府が看過することは考え難いものと思料される。

<sup>22</sup> 一般社団法人海外電力調査会、「海外諸国の電気事業」、2011 年版



表 4-3 インドネシアの国債格付け

| 格付け機関             | 格付け               | 見通し |
|-------------------|-------------------|-----|
| Standard & Poor's | BB +<br>(投資適格 -1) | 安定的 |
| Moody's           | Baa 3<br>(投資適格)   | 安定的 |
| Fitch             | BBB -<br>(投資適格)   | 安定的 |

出典：格付け機関各社ウェブサイト

#### 4-1-4. 本案件における EPC コントラクターとタービン製造業者の調査

本案件の EPC コントラクター、及びタービンメーカーについては、下記の企業から今後選定予定。

##### 4-1-4-1. EPC コントラクター

###### (1) PT Nusa Konstruksi Enjiniring Tbk (NKE) 社<sup>23</sup>

当社概要：1982年に設立。当初、インドネシア国内の商業インフラの建設事業とエンジニアリングサービスを展開。当社は2000年ISO9001、2008年にISO14001、2006年にSMK3Lを取得。2007年にIPOし、2008年には採掘インフラ建設へ参入、2009年にはブルネイ、東ティモールへと海外進出を行う。2010年にはエネルギー分野におけるインフラ事業に参入、2011年には当社は再生可能エネルギー関連ビジネスへ参入するため、子会社である PT. Duta Inti Energi を設立し小水力事業へ注力している。さらに同年サウジアラビアにおける事業機会を捉えるため子会社 Duta Graha Arabia を設立している。

- ・ 株主構成：インドネシア法人の PT. Lintas Kebayoran Kota が約 33%、PT. Rezeki Segitiga Emas が約 9%、当社会長の Dudung Purwadi が約 3% 保有しており、シンガポールのマーケティング会社 Hudson River Group Pte Ltd が約 15% を保有、残りの 33% は一般投資家が保有している。
- ・ 従業員数：1293 名
- ・ マネジメント経歴：理事会は 5 名で構成されている。4 名が理事を 6 年以上経験。取締役は 8 名で構成されており、3 名が 15 年以上取締役を経験。他 4 名が 5 年以上経験しており、経験年数の長い役員を中心に運営されている。
- ・ 財務状況：2011 年末時点で売上高 1 兆 0994 億ルピア、営業利益 608 億ルピア、総資産約 1 兆 4855 億ルピア（2012 年末の為替レートで、売上約 99 億円、営業利益約 5.5 億円、総資産約 134 億円）。

本案件では、NKE 社を候補先として選定しており、今後詳細な協議を行う。そのためには、上記の会社概要のみならず、小水力における実績及びプロジェクトチームに所属する技術者の経歴、契約形態等を確認していく必要がある。

<sup>23</sup> PT Nusa Konstruksi Enjiniring Tbk HP, <http://nusakonstruksi.com/index.php>



#### 4-1-4-2. タービンメーカー

##### (1) Boving Fouress Ltd 社

- ・ 当社概要：1985年にFouress EngineeringとGE Energyの合弁会社としてインドで設立。小水力発電用の20MWまでのタービン、発電機、制御装置の生産を主要事業としており、世界各国で販売。2009年にISO9001を取得済み。
- ・ 株主構成：Fouress EngineeringとGE Energyが保有（出資比率の開示なし）
- ・ 従業員数：100名超（詳細な従業員数の開示なし）
- ・ マネジメント経歴：開示なし
- ・ 財務状況：開示なし

##### (2) 富士・フォイトハイドロ 社

- ・ 当社概要：1997年にドイツ・フォイトシーメンスと富士電機の合弁会社として設立。当社は50kWのマイクロ水車・発電機から500MWクラス的大型水車・発電機まで、水車本体、発電機本体、および周辺機器を含め幅広い水力発電に関する機器を取り扱う。当社は、2011年6月に荏原製作所の水力発電設備事業を取得。これにより荏原製作所の生産設備や顧客を引き継ぐことにより事業の拡大を図る。また、当社はアジアでの販売強化を視野に入れており、年間100億円規模の売上を目指している。
- ・ 株主構成：富士電機とフォイトハイドロ社が50%ずつ株式保有
- ・ 従業員：開示なし
- ・ マネジメント経歴：開示なし
- ・ 財務状況：売上は約60億円（その他財務情報開示なし）

本案件では、上記2社を候補先として選定しているものの、今後1社を選定し詳細な協議を行う。そのためには、上記の会社概要のみならず、納入実績及びメンテナンス体制、また契約形態等も確認していく必要がある。

#### 4-1-5. 財務・投資効果に関する分析

##### 4-1-5-1. 事業キャッシュフロー分析

###### (1) 資金調達

現時点で想定されている、本案件の総プロジェクトコストは約260,620百万ルピアであり、資金調達としては、シニアレンダーは政府系金融公社のSMI、及びJICAを予定。SMIの融資担当者とBakara Bumi社の責任者は2013年6月25日に面談を実施しており、SMIとしても本案件の融資を前向きに検討すべく信用調査を開始している状況。

また、財務省投資庁（PIP）に、小水力案件への融資の可能性を確認したところ、プロジェクトを取り巻く種々プレイヤー、契約などの確認にかなりの時間を要するものの、シニアレンダーとして検討は可能とのこと。

メザニンレンダーはIDI-Iを予定している。シニアローン及びメザニンファイナンスの条件として、建中期間の2年間は元本返済据え置きとし、返済スケジュールは商業運転開始後7年間による返済を想定。また、建中期間に発生する建中金利についてはレンダー側が融資する前提としている。また、メザニンファイナンスの形態として現時点では、Bakara Bumi社が株式への転換権を有

す劣後債を発行し IDI-I が同社債の引受を行うことを想定している。

資金調達シニアレンダーが総プロジェクトコストの約 7 割を拠出することを想定。現時点でシニアレンダー候補は SMI と JICA のみであるため元本金額を両者にて按分している。総プロジェクトコストの 1 割をメザニンレンダーの IDI-I から調達することにより、事業者としては拠出するエクイティ金額が総プロジェクトコストの約 2 割に抑えることが可能となる。そのため、事業者はメザニンを活用すべく IDI-I と継続協議している状況である。以下に資金調達の詳細を記載する。

表 4-4 資金調達詳細

PT. Bakara Bumi Energi - Lae Ordi II 案件の資金調達

| 資産の部       |         | 負債の部             |         |
|------------|---------|------------------|---------|
| EPCコスト、他   | 226,140 | シニアローン(元本)       |         |
| 建中金利       |         | SMI              | 81,000  |
| SMI        | 10,987  | JICA             | 81,000  |
| JICA       | 9,890   | シニアローン(建中金利)     |         |
| IDI-I      | 5,160   | SMI              | 9,801   |
|            |         | JICA             | 8,910   |
|            |         | メザニンファイナンス(元本)   |         |
|            |         | IDI-I            | 21,754  |
|            |         | メザニンファイナンス(建中金利) |         |
|            |         | IDI-I            | 4,307   |
| 拘束預金(DSRA) | 4,928   | 純資産の部            |         |
| その他        | 3,515   | 純資産              | 53,847  |
| 総資産金額      | 260,620 | 負債及び純資産総額        | 260,620 |

| 資金調達先 | 金額      | %       |
|-------|---------|---------|
| SMI   | 90,801  | 34.84%  |
| JICA  | 89,910  | 34.50%  |
| IDI-I | 26,061  | 10.00%  |
| スポンサー | 53,847  | 20.66%  |
| 合計    | 260,620 | 100.00% |

| 資金調達種別     | 金額      | %       |
|------------|---------|---------|
| シニアローン     | 180,711 | 69.34%  |
| メザニンファイナンス | 26,061  | 10.00%  |
| エクイティ      | 53,847  | 20.66%  |
| 合計         | 260,620 | 100.00% |

総プロジェクトコストの内訳として以下の通り記載する。尚、EPC コストについては現地ローカルコンサルティング会社が算出した現地価格での積算を適用している。

表 4-5 総プロジェクトコスト内訳

| 総プロジェクトコスト内訳           | 金額      |
|------------------------|---------|
| 開発費用                   | 6,825   |
| EPCコスト                 | 219,315 |
| 導水路                    | 178,278 |
| 取水口、取水堰                | 19,383  |
| 発電所、タービン、電気設備等         | 13,325  |
| 水圧鉄管                   | 4,783   |
| 放水路、他                  | 3,546   |
| 建中金利(SMI, JICA, IDI-I) | 26,037  |
| 拘束預金                   | 4,928   |
| その他                    | 3,515   |
| 総プロジェクトコスト             | 260,620 |

## (2) 各種詳細な条件

本案件の基本諸元、融資条件、及び運営費用についても以下に詳細を記載。但し現時点では確定していない項目もあるため、事業者からのヒアリング及び他案件の一般的数値を参考値として記載している。

表 4-6 各種詳細な条件

| 基本項目        | 詳細                    | 単位        | 数値         | 根拠                                 |
|-------------|-----------------------|-----------|------------|------------------------------------|
| <b>基本諸元</b> |                       |           |            |                                    |
|             | 定格出力                  | kW        | 10,000     | PPA契約参照                            |
|             | 受電端年間発電電量             | kWh       | 76,441,000 | 調査団調査※表 4 22 年間発電電力量参照             |
|             | 売電単価(1-5年)            | ルピア / kWh | 878        | PPA契約参照                            |
|             | 売電単価(6-20年)           | ルピア / kWh | 714        | PPA契約参照                            |
|             | 年間売電収入(1-5年)          | 百万ルピア     | 67,115     |                                    |
|             | 年間売電収入(6-20年)         | 百万ルピア     | 54,603     |                                    |
| <b>融資条件</b> |                       |           |            |                                    |
|             | シニアローン(SMI)           |           |            |                                    |
|             | 融資金額総額                | 百万ルピア     | 94,399     | ※今後要協議(現時点では元本分をJICAと按分することを想定)    |
|             | 金利                    | % / 年     | 11.00%     | ※今後要協議                             |
|             | 元本据置期間                | 年         | 2          | 一般的な建設期間                           |
|             | 返済期間                  | 年         | 7          | 一般的な返済期間                           |
|             | シニアローン(JICA)          |           |            |                                    |
|             | 融資金額総額                | 百万ルピア     | 89,910     | ※今後要協議(現時点では元本分をSMIと按分することを想定)     |
|             | 金利(円金利3%+SWAPレート7%加算) | % / 年     | 10.00%     | ※今後要協議                             |
|             | 元本据置期間                | 年         | 2          | 一般的な建設期間                           |
|             | 返済期間                  | 年         | 7          | 一般的な返済期間                           |
|             | メザニンファイナンス(IDI-I)     |           |            |                                    |
|             | 融資金額総額                | 百万ルピア     | 26,337     | ※今後要協議(現時点ではプロジェクト総額の10%分にて事業者と協議) |
|             | 金利                    | % / 年     | 18.00%     | ※今後要協議                             |
|             | 元本据置期間                | 年         | 2          | 一般的な建設期間                           |
|             | 返済期間                  | 年         | 7          | 一般的な返済期間                           |
| <b>運転費用</b> |                       |           |            |                                    |
|             | 水利用費用                 | ルピア / kWh | 5          | 事業者ヒアリング                           |
|             | オペレーション&メンテナンス費用      | 百万ルピア     | 3,800      | 他類似案件を参照                           |
|             | 保険費用、管理事務費用、その他       | 百万ルピア     | 650        | 他類似案件を参照                           |

## (3) 事業計画(財務諸表)

以下が本案件の損益計算書、貸借対照表、キャッシュフロー計算書、となる(商業運転開始後10年間を記載)。想定通りの運営を行うことが出来れば、安定的な売電収入を原資としてシニア及びメザニンの借入金の返済が可能となるものとする。影響の大きい売電収入においてはFITが適用されているため、PLNとのPPAを参照している。

表 4-7 事業計画(財務諸表)

| 損益計算書       |             | 2013年   | 2014年    | 2015年   | 2016年   | 2017年   | 2018年   | 2019年   | 2020年   | 2021年   | 2022年    | 2023年   | 2024年   |
|-------------|-------------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|
| 単位:百万ルピア    |             | -2年目    | -1年目     | 1年目     | 2年目     | 3年目     | 4年目     | 5年目     | 6年目     | 7年目     | 8年目      | 9年目     | 10年目    |
| 損益          | 売上高合計       | 0       | 0        | 67,115  | 67,115  | 67,115  | 67,115  | 67,115  | 54,603  | 54,603  | 54,603   | 54,603  | 54,603  |
|             | 原価合計        | 0       | 0        | 30,254  | 30,471  | 30,700  | 30,940  | 31,191  | 31,456  | 31,733  | 32,025   | 32,331  | 32,650  |
|             | 売上総利益       | 0       | 0        | 36,861  | 36,644  | 36,415  | 36,176  | 35,924  | 23,148  | 22,870  | 22,578   | 22,272  | 21,953  |
|             | 販売管理費合計     | 100     | 100      | 100     | 105     | 110     | 116     | 122     | 128     | 134     | 141      | 148     | 155     |
|             | 営業利益        | -100    | -100     | 36,761  | 36,539  | 36,305  | 36,060  | 35,802  | 23,020  | 22,736  | 22,438   | 22,125  | 21,798  |
|             | 営業外費用合計     | 0       | 0        | 25,489  | 22,940  | 20,391  | 17,842  | 15,293  | 11,470  | 6,372   | 0        | 0       | 0       |
|             | 経常利益        | -100    | -100     | 11,272  | 13,599  | 15,914  | 18,218  | 20,509  | 11,550  | 16,364  | 22,438   | 22,125  | 21,798  |
|             | 法人税等        | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 2,887   | 4,091   | 5,609    | 5,531   | 5,449   |
|             | 税引後利益       | -100    | -100     | 11,272  | 13,599  | 15,914  | 18,218  | 20,509  | 8,662   | 12,273  | 16,828   | 16,594  | 16,348  |
| 貸借対照表       |             | 2013年   | 2014年    | 2015年   | 2016年   | 2017年   | 2018年   | 2019年   | 2020年   | 2021年   | 2022年    | 2023年   | 2024年   |
| 単位:百万ルピア    |             | -2年目    | -1年目     | 1年目     | 2年目     | 3年目     | 4年目     | 5年目     | 6年目     | 7年目     | 8年目      | 9年目     | 10年目    |
| 資産の部        | 資産合計        | 73,613  | 263,095  | 253,303 | 245,837 | 240,686 | 237,839 | 226,751 | 193,284 | 152,895 | 65,810   | 65,810  | 65,810  |
| 負債の部        | 長期借入金(シニア)  | 18,431  | 184,309  | 165,878 | 147,448 | 129,017 | 110,586 | 82,939  | 46,077  | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | 長期借入金(メザニン) | 2,634   | 26,337   | 23,703  | 21,070  | 18,436  | 15,802  | 11,852  | 6,584   | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | 固定負債合計      | 21,065  | 210,647  | 189,582 | 168,517 | 147,453 | 126,388 | 94,791  | 52,662  | 0       | 0        | 0       | 0       |
| 資本の部        | 資本合計        | 52,548  | 52,448   | 63,721  | 77,319  | 93,234  | 111,451 | 131,960 | 140,623 | 152,895 | 65,810   | 65,810  | 65,810  |
|             | 負債資本合計      | 73,613  | 263,095  | 253,303 | 245,837 | 240,686 | 237,839 | 226,751 | 193,284 | 152,895 | 65,810   | 65,810  | 65,810  |
| キャッシュフロー計算書 |             | 2013年   | 2014年    | 2015年   | 2016年   | 2017年   | 2018年   | 2019年   | 2020年   | 2021年   | 2022年    | 2023年   | 2024年   |
| 単位:百万ルピア    |             | -2年目    | -1年目     | 1年目     | 2年目     | 3年目     | 4年目     | 5年目     | 6年目     | 7年目     | 8年目      | 9年目     | 10年目    |
| 営業キャッシュフロー  |             | -100    | -100     | 36,791  | 39,117  | 41,432  | 43,736  | 46,027  | 34,181  | 37,791  | 42,347   | 42,112  | 41,865  |
| 投資キャッシュフロー  |             | -47,777 | -207,406 | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | EPCコスト      | -45,228 | -180,912 | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | 建中金利(シニア)   | -1,937  | -19,375  | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | 建中金利(メザニン)  | -474    | -4,741   | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | その他         | -137    | -2,378   | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
| 財務キャッシュフロー  |             | 73,713  | 182,170  | -20,534 | -20,534 | -20,534 | -21,587 | -31,854 | -42,121 | -46,072 | -103,914 | -16,594 | -16,348 |
|             | 借入金(シニア)    | 18,431  | 165,878  | -18,431 | -18,431 | -18,431 | -18,431 | -27,646 | -36,862 | -46,077 | 0        | 0       | 0       |
|             | 借入金(メザニン)   | 2,634   | 23,703   | -2,634  | -2,634  | -2,634  | -2,634  | -3,951  | -5,267  | -6,584  | 0        | 0       | 0       |
|             | その他         | 0       | -7,412   | 531     | 531     | 531     | -522    | -257    | 9       | 6,590   | 0        | 0       | 0       |
|             | 資本金         | 52,648  | 0        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       |
|             | 配当金支払額      | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 103,914  | 16,594  | 16,348  |
| 期中現預金増減額    |             | 25,836  | -25,336  | 16,257  | 18,583  | 20,898  | 22,149  | 14,174  | -7,940  | -8,281  | -61,567  | 25,518  | 25,516  |
| 期初現預金残高     |             | 0       | 25,836   | 500     | 16,757  | 35,340  | 56,238  | 78,388  | 92,561  | 84,621  | 76,341   | 14,774  | 40,292  |
| 期末現預金残高     |             | 25,836  | 500      | 16,757  | 35,340  | 56,238  | 78,388  | 92,561  | 84,621  | 76,341  | 14,774   | 40,292  | 65,808  |

#### (4) 投資リターン及び感度分析

上記の事業計画をベースケースとして事業者のリターンを示す指標である Equity IRR、プロジェクトのシニアローン債務返済能力を示す指標である Debt Service Coverage Ratio (DSCR)、及びプロジェクトのリターンを示す指標である Financial IRR を計算し、キャッシュフローに影響を与える項目別に感度分析の結果を以下に記載する。

表 4-8 感度分析結果

| ケース             | Equity IRR | 平均DSCR (シニア) | Financial IRR |
|-----------------|------------|--------------|---------------|
| ベースケース          | 18.89%     | 1.55         | 19.50%        |
| EPCコストが10%増加    | 16.32%     | 1.54         | 17.16%        |
| 物価が10%上昇        | 17.74%     | 1.53         | 18.79%        |
| 想定SWAPレートが10%上昇 | 18.68%     | 1.52         | 19.43%        |
| 発電量が10%低下       | 16.27%     | 1.38         | 16.90%        |

発電量が10%低下するケースにおいても、Equity IRR は16%を超える数値であり、事業期間を通じた高い利回りが期待できる案件であることが確認出来る。また、シニアローンの DSCR についても平均値 1.3 を上回る数値であることから、本案件における債務返済能力は高いものと考えられる。Financial IRR においても調達金利を上回るリターンであることを確認。

#### (5) 経済分析(Economic IRR の算出)

本案件の経済効果を国民経済における資源配分上の効率性の観点から評価するために、Economic IRR を以下の通り算出する。Economic IRR では「費用は国民所得を減少させるもの(=

経済的費用)・便益は国民所得を増加させるもの (=経済的便益)」<sup>24</sup>という前提でリターンが算出される。

経済的費用の算出において、まずは「非貿易財の価格を国際水準の価格に転換する際に適用される係数である、標準件間係数 (SCF : Standard Conversion Factor)」<sup>25</sup>を計算する。

$$SCF = (I+E) / [ (I+Id) + (E+Ed) ]$$

I : 総輸入金額 (CIF)

E : 総輸出金額 (FOB)

Id : 総輸入関税額

Ed : 総輸出関税額

表 4-9 SCF の算出

単位: 10億ルピア

| 項目         | 2007年   | 2008年     | 2009年   | 2010年     | 2011年     | 5年平均      |
|------------|---------|-----------|---------|-----------|-----------|-----------|
| 総輸入金額(CIF) | 3,961   | 22,764    | 18,105  | 19,759    | 28,856    | 18,689    |
| 総輸出金額(FOB) | 16,976  | 0         | 0       | 0         | 25,266    | 8,448     |
| 総輸入関税額     | 942,431 | 1,032,278 | 932,249 | 1,074,569 | 1,221,229 | 1,040,551 |
| 総輸出関税額     | 756,895 | 833,342   | 708,529 | 831,418   | 942,297   | 814,496   |
| SCF        | 0.99    | 0.99      | 0.99    | 0.99      | 0.98      | 0.99      |

出典: JETRO 及び World Bank, World Development Indicators

土木工事費用を内貨分費用としてタービン設備費用等を外貨費用として経済費用の総額を計算する。また、利子や租税公課は社会全体でみると資源消費とならないことから経済費用からは除外する。

表 4-10 経済費用の算出

<経済費用の計算> 単位: 百万ルピア

| No.     | コスト項目        | 外貨分費用  | 経済費用 (1) | 内貨分費用   | SCF  | 経済費用 (2) | 総額 (1)+(2) |
|---------|--------------|--------|----------|---------|------|----------|------------|
| 1       | 土木費用         | -      | -        | 212,815 | 0.99 | 210,687  | 210,687    |
| 2       | 電気設備、タービン費用  | 13,325 | 13,325   |         |      |          | 13,325     |
| 3       | その他(弁護士費用、等) | 700    | 700      |         |      |          | 700        |
| 4:1+2+3 | 経済費用合計       | 14,025 | 14,025   | 212,815 |      |          | 224,712    |

経済便益の計算は、「プロジェクトを通じて節減された代替費用の価値(代替費用節減価値)も基本的な便益要素」<sup>26</sup>としている。事業者によると本案件地域ではディーゼルエンジンによる発電がなされているため、FIT が適用されるいる本案件の 20 年間の加重平均売電単価との差分を代替費用節減価値として経済便益を算出する。

<sup>24</sup> JICA 「円借款事業の内部収益率 (IRR) 算出マニュアル」より抜粋

<sup>25</sup> 同上

<sup>26</sup> 同上

表 4-11 経済便益の算出

<経済便益の計算>

| No.   | 概要            | 単位        | 数値         |
|-------|---------------|-----------|------------|
| 1     | ディーゼルエンジン発電単価 | ルピア / kWh | 3,470      |
| 2     | 小水力発電PPA単価    | ルピア / kWh | 755        |
| 3:1-2 | 代替費用節減価値単価    | ルピア / kWh | 2,715      |
| 4     | 送電端電力量        | kWh / 年   | 76,441,000 |
| 5:3*4 | 代替費用節減価値      | 百万ルピア / 年 | 207,524    |

出典: PLN. “PLN Statistics 2010”及び本案件の PPA

経済費用及び経済便益を整理して、以下の通りキャッシュフロー表を作成する。管理維持費については他類似案件を参照して記載している。物価上昇については資源消費を伴わない費用であることから除外している。

表 4-12 キャッシュフロー表の作成

<経済費用の計算> 単位:百万ルピア

| No.     | コスト項目        | 外貨分費用  | 経済費用 (1) | 内貨分費用   | SCF  | 経済費用 (2) | 総額 (1)+(2) |
|---------|--------------|--------|----------|---------|------|----------|------------|
| 1       | 土木費用         | -      | -        | 212,815 | 0.99 | 210,687  | 210,687    |
| 2       | 電気設備、タービン費用  | 13,325 | 13,325   |         |      |          | 13,325     |
| 3       | その他(弁護士費用、等) | 700    | 700      |         |      |          | 700        |
| 4:1+2+3 | 経済費用合計       | 14,025 | 14,025   | 212,815 |      | 210,687  | 224,712    |

<経済便益の計算>

| No.   | 概要            | 単位        | 数値         |   |
|-------|---------------|-----------|------------|---|
| 1     | ディーゼルエンジン発電単価 | ルピア / kWh | 3,470      | 2008年 - 2010年の平均値 ※出所: PLN. "PLN Statistics 2010" |
| 2     | 小水力発電PPA単価    | ルピア / kWh | 755        | ※出所: 本案件のPPA単価の加重平均値                              |
| 3:1-2 | 代替費用節減価値単価    | ルピア / kWh | 2,715      |   |
| 4     | 送電端電力量        | kWh / 年   | 76,441,000 |   |
| 5:3*4 | 代替費用節減価値      | 百万ルピア / 年 | 207,524    |   |

<キャッシュフロー表の作成> 単位:百万ルピア

| 年度 | 建設費用    | 維持管理費用 | 総費用     | 便益        |
|----|---------|--------|---------|-----------|
| 1  | 44,942  |        | 44,942  |           |
| 2  | 179,769 |        | 179,769 |           |
| 3  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 4  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 5  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 6  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 7  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 8  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 9  |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 10 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 11 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 12 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 13 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 14 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 15 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 16 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 17 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 18 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 19 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 20 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 21 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 22 |         | 3,770  | 3,770   | 207,524   |
| 計  | 224,712 | 75,400 | 300,112 | 4,150,481 |

上記のキャッシュフロー表の総費用及び便益を考慮し、Economic IRR を算出すると 79.7%となり、一般的な社会的割引率である 12%を大きく上回ることから、本案件は国民経済的に実施価値が十分にあると判断出来る。

(6) 運用効果指標

本案件の発電所運用評価指標として、以下の通り、年間における故障、点検、補修等による停止率、及び送電ロス率等をあくまで予測値として記載する。また、設備利用率、送電端電力量、

最大出力についても予測値として記載。月次ベースにて発電所運開後は運用評価指標としてモニタリングを行う予定。

表 4-13 運用効果指標

| 指標名             | 数値          |
|-----------------|-------------|
| 故障、点検、補修等による停止率 | 年間可能発電電力の5% |
| 自家消費及び送電ロス率     | 年間可能発電電力の2% |
| 設備利用率(受電端)      | 87.26%      |
| 送電端電力量(受電端:kWh) | 76,441,000  |
| 最大出力(kW)        | 10,000      |

#### 4-1-6. 事業リスクの抽出及び契約条件の検討

##### 4-1-6-1. プロジェクトに起因する各種リスクの整理とセキュリティパッケージの検討

一般的なプロジェクトファイナンスにおける事業リスクの種類と評価の指標として、以下の通り整理を行う。

表 4-14 事業リスクの種類と評価の整理

|   |                        |   |
|---|------------------------|---|
| 1 | スポンサーリスク<br>(スポンサーの評価) | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 本案件の出資者は Bakara Bumi 社の責任者でもある Don A. Mahjuddin 氏が株式のマジョリティを維持することになる。そのため、Mahjuddin 氏への経営依存リスクはあると考える。</li> <li>✓ Bakara Bumi 社の責任者である Mahjuddin 氏は過去インドネシアにおいて北スマトラに位置する 5MW 小水力発電所の開発・建設業務に携わったことがあるだけでなく、同社は Makassar や Manado のガスエンジン発電所の開発・建設・運營業務に従事しており、発電ビジネスにおいて相応の経験を有している。</li> <li>✓ 現時点にて本案件の総プロジェクトコストの約 2 割分のエクイティについては、Mahjuddin 氏が主体となり拠出する予定であり、財務的にもスポンサーとしての相応の関与が確認できているもの。</li> <li>✓ また、建中期間において Mahjuddin 氏の個人保証を求めることにより、予想外のコストオーバーランが発生した場合でも、スポンサーとしての責務を負担させる得るストラクチャーにする予定。</li> <li>✓ 補足情報として、今回融資検討しているシニアレンダー候補の SMI は過去インドネシアの西スマトラにある 7.5MW の小水力案件において、小水力発電事業にトラックを有していない事業者に対して融資を実施している。発電事業のトラックレコードが無い事業者でありながらも、他社水力事業の鉄管敷設等の土木工事を請け負った経験を有しており、技術的な側面については水文調査、フィージビリティ・スタディ、建設中の EPC マネジメントをインターナショナルなコンサルティング会社を事業者を活用させることによりリス</li> </ul> |
|---|------------------------|---|



|                                |  |
|--------------------------------|--|
|                                | クを最小化させる取組を行っている。  |
| 2 完工リスク・技術リスク (EPC コントラクターの評価) | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 現時点では、EPCコントラクター候補として NKE社を検討しているものの、詳細な協議は行われていない状況である。現在、Bakara Bumi社は米系技術コンサルティング会社大手のAECOM Technology Corporation (AECOM) にフィージビリティ・スタディのレビューを依頼しており、AECOMと面識のあるコントラクターも検討していく意向があることから、本格的なコントラクターの選定段階のタイミングにて詳細 (技術的、財務的、契約内容) を確認、評価していく予定。</li> </ul>  |
| 3 操業リスク (オペレーターの評価)            | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 小水力発電は汽力発電と違いオペレーターは複雑な作業を求められることはないため、Bakara Bumi社としては、地元地域の人を警備員や運転業務スタッフとして数名雇用し、月数回ベースで保守業務を対応する専門性を有した自社エンジニアを現場に派遣する体制を検討している。</li> <li>✓ インドネシアの他小水力案件においても自社にてエンジニアを雇用し、地元地域住民を運転業務スタッフとして活用するケースが多く、通常は建設が完工する数ヵ月前に運転業務の確認、評価を行うことが一般的である。</li> <li>✓ そのため、本案件においては、スポンサー・サポートの形態になることが想定されるため、運転業務契約の内容・契約金額、及び自社エンジニアの経験、能力を評価し、突発的な事故が発生した場合の連絡体制、緊急対応事項、安全面の対応、についても問題が無いか確認、評価を行う予定。</li> </ul> |
| 4 販売・取引・収入リスク                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 本案件はPLNをオフテイカーとしたTake or Payの20年間のPPAにより売電収入が担保されている。オフテイカーであるPLNの契約履行能力については、4-1-3を参照。</li> </ul>  |
| 5 原料・燃料調達リスク                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 本案件は流れ込み式の小水力発電のため、原料・燃料調達リスクは河川の流量に限定される。対象地付近の開発には森林省からの許可が必要となり、許認可手続きは中央政府管轄で約2年～3年必要となり容易ではない。そのため、本案件の河川の源泉である流域面積が他プロジェクトの開発により将来的に縮小されるリスクは限定的であると考ええる。</li> </ul>  |
| 6 その他のリスク                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 環境面では本調査において貴重種の確認はされておらず影響は軽微であるものと考ええる。また、地元地域住民の反対運動も確認されておらず、本案件に必要な土地賃貸も森林省と20年間の賃貸契約を既に締結していることを確認。</li> <li>✓ 関連するインフラ・ユーティリティリスクとして、電力を受け入れる PLN の変電所の容量増強が必要となる。現状の接続予定の変電所では受け入れ容量 (MW) が小さく増強工事が必要になるため、発電所が完成する前に PLN による増強工事の完了が必要である。</li> </ul>  |

|  |  |
|--|--|
|  | <p>物価変動により影響を受ける項目として、建設コスト及び商業運転開始後のメンテナンス・運営費がある。建設コストについてはEPCコントラクターとフィックス・ランプサムにて契約を行うことで影響の範囲を限定的にすることは可能である。また、本案件は小水力事業であり原料・燃料価格は実質ゼロである。メンテナンス費用については、長期のメンテナンス契約で費用を固定化させるか、自社でメンテナンスが対応できる体制にすることによりリスクを軽減出来るものとする。</p> |
|--|--|

その他の詳細な各種リスクの整理については以下の通りである。

### (1) 長期売電契約(PPA)

PPAを締結するにあたり、現地の PLN は Kata Kerja Operasional (KKO) と呼ばれる系統のフィーデリティ・スタディを実施して電力の技術的な受け入れ体制について検討する。また、技術面のみならず事業者がファイナンス面も含め事業を立ち上げられるかに関する信用チェックも同時に実施している。通常 PPA には、事業主体、発電所出力、接続予定の変電所名及び接続条件、販売電力単価、契約有効期間、電力販売開始予定日、等が定義されている。重要な確認事項としては、接続予定の変電所が建設されていないことや変電所における受入容量が不足している場合があるため、そのようなケースにおいては PLN 側における着工予定日及び建設期間の確認が必要である。

本案件では、PLN と既に 2009 年 12 月 28 日付で PPA を締結しているものの、事業者からのヒアリングによると、現状の接続予定の変電所では受け入れ容量 (MW) が小さく増強工事が必要になるとのこと。そのため、本案件は発電所が完成する前に PLN による増強工事の完了が必要であり、変電所増強に対する PLN の予算取得有無、及び工程表の確認を行う予定である。

また、現状の契約では 2013 年 9 月 26 日までに運転を開始する必要がある旨 PLN のレターに記載されている。事業者によると、森林省から土地の賃貸に必要な許可証である IPPKH が承諾されたタイミングで PLN との間で 2 年間の商業運転開始予定日の延長が可能になると説明があるとのことであり、PLN の延長許可については今後注視する必要がある。

### (2) 用地取得

小水力事業を行うための用地に関しては、インドネシアでは用地取得費用が比較的安価であるため、賃貸ではなく取得するケースが多い。取得プロセスは、土地の所有権が県知事や Kecamatan (郡)、森林省、等に帰属しているものの、実態としては地域住民が古くから住んでいる場合がある。土地取得のための所有権移転証明書は帰属者から譲り受ける必要があり、一方で地域住民には補償という形で住居移転費用や農作物の補償を別途行う場合がある。

また、融資検討時に用地取得が完了していない場合には、融資契約書に用地取得を充足条件 (Conditions Precedent 条項 : CP 条項) として定義し、融資実行時まで全ての用地取得が完了することを条件としていることが一般的である。

本案件では、用地は取得ではなく賃貸することを前提としている。事業者によると、賃貸する

全ての土地は森林省が管轄しており、賃貸に必要な許認可 IPPKH の手続きは完了している。IPPHK を取得したことで、森林省より本案件に必要となる土地の賃貸が可能となる。なお、住居移転は一切発生しないものの、地元住民が対象地にて農作物を耕作しており、必要となる補償は対応済み。

### (3) 河川流量

代表的な河川流量の予測は、①近隣の測水所で測定した降雨量データを元に対象となる河川流量に変換して予測評価を行うやり方、②対象河川に観測所があり実際の流量データを一定期間測定し予測評価を行うやり方、の2通りがある。また、県知事次第では一定の維持流量を義務付けられる可能性もあるので、年間の発電量を算出する際に考慮する必要がある。また、河川流量の予測値と実績値が乖離し、発電する電力量が予測値を下回る可能性もある。リスクシナリオとして河川流量が想定より下回り、電力量が想定より減少する場合のストレス分析を行うことにより、当該リスクにおける許容範囲を特定し、許容度を有すキャピタル・ストラクチャーで取り組めるかを確認する必要がある。

本案件では、対象となる河川に測水所が無いため、本計画地に最も近い雨量観測所の降雨量データを用いて対象河川の流量データに変換し予測評価を行っている。事業者によると、現地の大手技術コンサルティング会社の PT. Wiratman & Associates が FS を作成しており、流量データ及び発電量を算出している。本検討の電力量計算においては、現地資料の雨量観測所データからの推定流量（NRECA モデル）を使用し、日本国内で目安となっている維持流量を考慮し、有効落差、自家消費や送電ロスを考慮して年間売電量（受電端）を算出する。

### (4) 地元合意形成

小水力発電事業は PPA 有効期間が約 20 年間の長期に亘る事業であり、且つ地元地域の資源である河川を利用して発電事業を行うため、地域住民の理解、地元合意形成は重要である。特に河川は灌漑用水や生活用水として利水されている場合が多く、農業が主な地域住民にとっても小水力発電所が建設された場合の影響等、事業者から事前に丁寧な説明が必要となる。

本案件では、Bakara Bumi 社が既に Public Hearing（住民公聴会）を複数実施していることは確認済み。また、現地視察を通じて、地元地域において反対勢力が活動していることなどはなく、当社が地元合意形成に対して丁寧に対応していることを確認している。

### (5) エンジニアリング

PPA 締結前は、基本的な設計計画及び水理計算等をコンサルティング会社がフィージビリティ・スタディとして行い、PPA 締結後は、土木施設の構造計算・詳細設計、電気設備の詳細設計等を EPC コントラクターもしくは専門のエンジニアリング会社が実施設計することが一般的である。建設中はコントラクターが実施設計通りに工事を行っているかの進捗確認を行うことが必要であるが、第三者のエンジニアリング会社を活用するか、もしくは、自社内でエンジニアリング業務に精通しているメンバーで対応することとなる。

本案件では、EPC コントラクターを採用しフルターンキーにて対応する予定である。建設中の進捗確認は自社内のエンジニアにより対応することを企図しているが、経歴・経験等、適切な専門家であるかの確認は必要である。

## (6) EPC コントラクター

インドネシアでの小水力事業の EPC コントラクター選びで重要な点はこれまでの実績、特に水力発電の建設工事実績を鑑み、工期を順守し契約内容通りに業務を推進可能なコントラクターであるかを判断することである。しかしながら、当該国で小水力事業を EPC のフルターンキー契約として対応するケースは極めて珍しく、実績を有している企業は現状多くない。また、大型水力での実績もあり規模も大きいインドネシア国営企業であっても工事が遅延しているケースは散見されるため、完工遅延リスク、性能未達リスク、瑕疵担保リスク、等への対応が十分に関し、契約書を協議する際に確認する必要がある。

本案件の EPC コントラクターとしては、NKE 社が候補先として検討されているが、詳細な協議は行われていない状況である。現在は AECOM と面識のあるコントラクターも検討していく意向があることから、本格的なコントラクターの選定段階のタイミングにて、より詳細な技術的・財務的な履行能力を確認する予定。

NKE 社は 1982 年に設立され、インドネシア国内の商業インフラの建設事業とエンジニアリングサービスを中心に展開。2007 年にインドネシア証券取引所に上場し、エネルギー分野におけるインフラ事業にも本格参入。再生可能エネルギー関連ビジネスへ参入するため、子会社である PT. Duta Inti Energi を設立し小水力事業へ注力している。建設事業のみならずエンジニアリングサービスも精通していることから、EPC コントラクターとしてのノウハウは有しているものと思われる。

## (7) タービンメーカー / メンテナンス

タービンは主に、実績豊富ながら価格が相対的に高い欧州製・日本製のタービンメーカーと、実績は限定的なもの廉価な中国製のタービンとに分類される。どちらを選択するかは事業者の趣向に寄るところとなるが、小水力事業は長期の事業期間を有するため、品質において一定の基準を満たすことが望まれる。なお、商業運転開始直後はタービントラブルが発生する可能性もあり、タービンメーカーによる交換部品を含めた保証を付与させるケースが多い。保証期間終了後数年間はタービンメーカーとメンテナンス契約を締結して、その後自社でメンテナンス対応可能な体制に移行させることでコストを削減させることも一案である。

タービンメーカー選定の段階では、どのようなメンテナンス体制で事業のサポートが可能かにつき詳細を確認する。特にトラブルが発生した場合の現地におけるサポート体制や、提供可能業務範囲外の内容がいかなるものであるかなどを事前に確認することで、リスクの所在を明らかにする必要がある。

本案件のタービンメーカーとしては、1) Boving Fouress Ltd 社、2) 富士・フォイトハイドロ社、の 2 社が候補先として検討されている。しかしながら、詳細な協議は未だ進められていない状況。

1. **Boving Fouress Ltd**社は1985年に**Fouress Engineering**と**GE Energy**の合弁会社としてインドで設立された。小水力発電用の20MWまでのタービン、発電機、制御装置の生産を主要事業としている。
2. **富士・フォイト**ハイドロ社は1997年にドイツ・**フォイトシーメンス**と**富士電機**の合弁会社として設立しており、全世界で水力発電用のタービン実績を有す。

なお、日系タービンメーカーの技術優位性は、一般的に以下の点にあると考えられる。1) 信頼性、2) 効率、3) アフターサービス。

まず、信頼性として、日本メーカーは経済産業省等の省庁指導のもと電源の安定供給を最終目的とする安定的な発電を可能にする機器、システムを設計し納入するという長い歴史、実績が豊富にある。世界的にも高い品質管理体制の元に設計、製造が管理されており、高い品質の製品提供がスタンダードとなっている点。

次に、発電収入に直結する各機器の効率が高いことがあげられる。メーカー独自に性能開発を行っており水車、発電機、その他の電機品も含めて日々高効率化を目指した性能開発、製品開発が行われているのが背景としてある。

最後に、納入後のアフターサービスに関しても、機器がメンテナンスがし易い構造であること、現地国にメンテナンスが対応可能となる会社、組織などを配置してエンドユーザーに対して安定した稼働率を提供するような体制を構築している点。

そのため、本案件においても、日系タービンの品質は高いものと事業者は認識しており、日本製タービン導入検討を行うことについて事業者は前向きに考えている。

## (8) 運転業務

日々の運転業務・日常保守業務は自社で人員を雇用するケース、もしくは運転業務を他社に委託するケースの2通りが想定される。運転業務の主な内容は、運転監視業務、設備保全・清掃による管理維持業務、日報もしくは週報による報告書作成、保険求償時の現場対応、等がある。

本案件では、**Bakara Bumi**社が地元地域の人を運転業務スタッフとして数名雇用し、月数回ベースで保守業務に対応する自社エンジニアを現場に派遣する体制である。日常業務は汽力発電所と違い複雑な作業は必要ないが、突発的な事故が発生した場合の連絡体制、緊急対応事項、安全面の対応について遂行可能かにつき確認する必要がある。

## (9) 保険契約

小水力事業における代表的な保険内容としては、建中期間に付保する海上輸送保険、組立保険、第三者賠償責任保険などがあり、通常建設を行うEPCコントラクターが海上輸送保険、組立保険、第三者賠償責任保険を付保することになる。また建後期間は、財物損害保険、利益損失保険、第三者賠償責任保険などがある。事業者によっては、財物損害保険、賠償責任保険のみを付保し、利益損失保険は付保しないケースもあるが、レンダーからの要請で義務付けられる場合もある。また、保険を付保するに際し保険会社に保険金を支払う能力がないと問題であるため、保険会社

の「保険財務力格付」及び「支払余力率（ソルベンシーマージン率）」を確認したうえで、契約先を選定する必要がある。そのため、一定以上の格付を有す保険会社と契約を締結することが、レンダーから条件として要請される場合もある。

まずは、事業者が選定する元受の保険会社並びに、保険内容の確認が必要である。建中期間の組立保険は、建設場所である事業サイト内で発生した偶発的な事故や自然災害が原因で資機材が被った物的損失を補償するものであるが、保険約款にて補償されないリスクが如何なるものかにつき確認する必要がある。なお、建後期間の財物損害保険も同様である。

物的損害の保険金額については基本的には発電所の再建が可能となるフル・リプレースメント・バリューが望ましいが、補償される保険金額が増加すれば支払う保険料も増額するため、事業者としては費用負担を抑えるためにフル・リプレースメント・バリューではない保険金額で設定する場合もある。レンダーとしても、第三者機関に依頼した Maximum Probable Loss（予想最大損失額）を考慮して損害の範囲が限定的になることが証明できれば予想最大損失額を保険金額として許容することもある。

その他の重要な項目としては、一事故あたりの免責金額を確認する必要がある。一事故あたりの免責金額が多額であると、物的損害額が免責金額以下となってしまう、保険会社に保険求償を行うことができない。しかしながら、免責金額を下げると支払う保険料が上がる傾向にあるため、最適な免責金額を事業者とも相談して確認していく必要がある。

本案件では、保険契約については未だ検討がなされておらず候補先も未定であることから、今後確認が必要である。

#### 4-1-6-2. 各種契約(オフテイク契約、EPC 契約、O&M 契約等)の骨子の整理

##### (1) PPA(オフテイク契約)

本案件の PPA は PLN と締結済みであり、以下の要点を確認

表 4-15 PPA の主な確認項目

|   |         |   |
|---|---------|---|
| 1 | 契約当事者   | ✓ PLN 及び事業運営主体である Bakara Bumi 社にて締結   |
| 2 | 発電所出力   | ✓ 5 MW タービン 2 機 (Lae Ordi II 小水力発電所)  |
| 3 | 売電価格    | ✓ 商業運転開始 1 年目から 5 年目 : Rp. 878 / kWh<br>✓ 商業運転開始 6 年目から 20 年目 : Rp. 714.32 / kWh  |
| 4 | 売電有効期間  | ✓ 商業運転開始後から 20 年間   |
| 5 | 運転開始予定日 | ✓ 本案件の PPA は 2009 年 12 月 28 日付で契約されており、現時点では 2013 年 9 月 26 日までに運転を開始する必要がある旨、PLN のレターによると記載されている。事業者によると、森林省から土地の賃貸に必要な許認可である IPPKH が承諾されたタイミングで PLN との間で 2 年間の商業運転開始予定日の延長が可能になると説明があるため、PLN の延長許可については注視する必要がある |
| 6 | 系統接続条件  | ✓ 本案件の一番近隣にある PLN が保有する 20kV の送電ネットワークに接続させるための送電線は事業主体である Bakara Bumi 社が建設する義務がある。また、建設された送電線は PLN に譲渡する   |

|         |  |
|---------|--|
|         | 必要がある  |
| 7 その他条件 | ✓ Bakara Bumi 社は毎月の売電請求を PLN に対して行い、PLN は請求書を受領してから、12 日営業日以内に支払を行う義務がある |

## (2) EPC 契約

本案件の EPC 契約は詳細まで協議がなされておらず、契約書の詳細については今後確認が必要となる。そのため、以下は主な確認事項を記載する。

表 4-16 EPC 契約に関する主な確認項目

|             |   |
|-------------|---|
| 1. 契約当事者    | ✓ 通常、発注者は事業運営主体となり、請負者は EPC コントラクターとなる  |
| 2. 請負者の業務範囲 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 本案件発電設備の完成に必要な設計・機材の調達・建設工事・試運転業務・トレーニングからなるフルターンキー契約として、漏れがないように所掌範囲を記載しているか確認</li> <li>✓ 具体的には、発電設備、電気設備、工事関連の届出・許可可取得業務の助勢、土木工事、機器据付、交換部品の調達、運転員のトレーニング、その他契約を履行する為に必要な業務については事業者とも協議しつつ確認</li> </ul> |
| 3. 契約金額     | ✓ フィックス・ランプサム（固定価額）が望ましく確認が必要   |
| 4. 支払条件     | ✓ 工事進捗に基づく支払もしくは支払期日を設定した支払が一般的   |
| 5. 引き渡し条件   | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 完成期日と最終引渡日を規定（工事の完成期日から瑕疵担保期間が開始される）されているか確認。</li> <li>✓ 試運転～性能保証検査～最終引渡における条件についても確認する必要あり</li> </ul>   |
| 6. 報告義務     | ✓ 週次もしくは最低限月次での進捗状況報告を請負者が発注者に行うことが望ましい   |
| 7. 保険       | ✓ 通常、建設中の保険契約者は請負者となり、被保険者も請負者もしくはレンダーが追加されることもある。保険種類としては、輸送保険、組立保険、第三者賠償保険、等を付保する必要があり付保内容も確認する必要がある  |
| 8. 瑕疵担保     | ✓ 一定期間の瑕疵担保期間の設定が必要であり瑕疵担保内容についても確認が必要  |
| 9. 性能保証     | ✓ 規定されている発電機出力保証（kW）を確認する必要がある  |
| 10. 納期遅延    | ✓ 納期遅延が発生した場合の補償内容・金額について確認が必要  |

## (3) メンテナンス契約

本案件のメンテナンス契約は詳細まで協議がなされておらず、契約書の詳細については今後確認が必要となる。そのため、以下は主な確認事項を記載する。

表 4-17 メンテナンス契約に関する主な確認項目

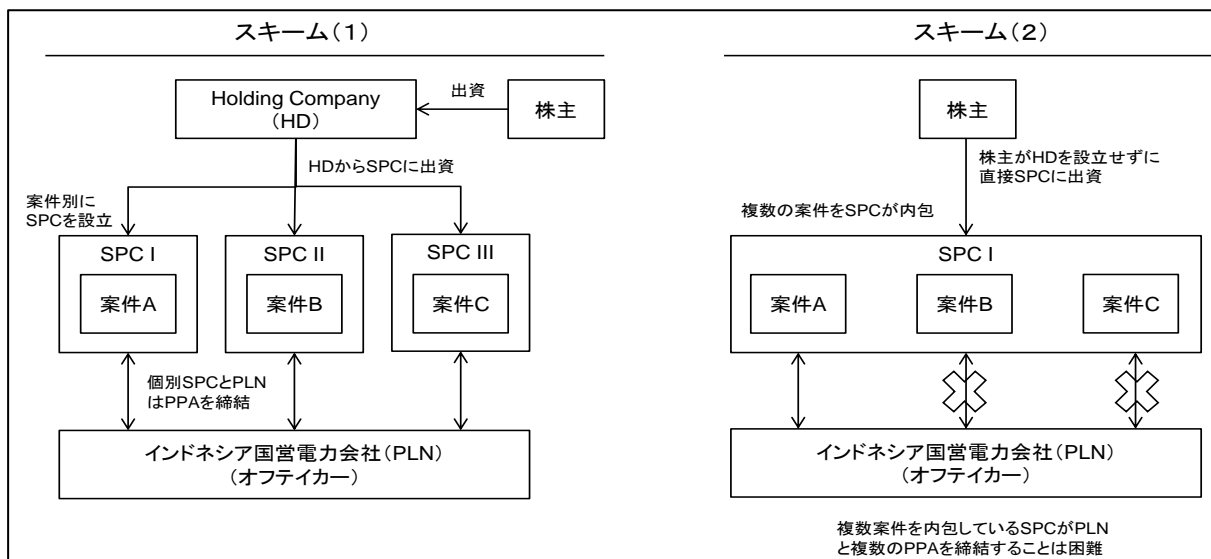
|            |  |
|------------|--|
| 1. 契約当事者   | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 通常、委託者は事業運営主体となり、受託者はメンテナンス会社となる</li> </ul>   |
| 2. 契約期間    | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ タービンメーカーは商業運転開始後 1 年間においては、メンテナンスに必要な資材・部品等を保証することが一般的である。メンテナンス契約期間は保証期間終了後の数年間を契約し、その後は自社にて対応出来る体制にすることでコストを削減できるため、事業者の方針を確認する必要がある</li> </ul>   |
| 3. 委託料     | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 年間の支払金額を毎月分割することが一般的</li> </ul>   |
| 4. 業務範囲と義務 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 定期メンテナンスは、メーカーが推奨する保守マニュアルの規定に従ったプロジェクト関連施設の定期メンテナンスに関する業務であり、その範囲について確認が必要（必要書類の作成、外部業者への委託及び監督等含む）</li> <li>✓ 大規模メンテナンス業務は、長期運転保守計画で予定されている大規模なメンテナンスであり、その具体的な内容、日程、追加で発生する費用についても確認が必要</li> </ul>         |
| 5. 検収      | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 事業者による検収が必要。通常は、定期メンテナンス・大規模メンテナンスの完了後数日以内に、委託者の立会いの下に検収を行う必要がある</li> </ul>   |
| 6. 業務の保証   | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 瑕疵担保責任は、通常、提供される全ての業務・製品は、欠陥の無いものであることを受託者が保証するものであり、瑕疵担保範囲及び保証期間期間についても確認を要する</li> <li>✓ 保証違反時には、受託者は費用を自己負担し修理交換を実施することが一般的</li> <li>✓ 性能保証責任は、仮に保証値未達による損害（売電収入の減額）をカバーする水準の金額を、受託者が委託者に支払う旨を規定</li> </ul> |

#### 4-1-7. ファイナンススキーム構築に向けた条件及び課題の整理

##### 4-1-7-1. 事業者の拠出可能なエクイティ金額の確認

最初に事業者が対象案件をどのようなスキームで推進せんとしているかの確認が必要である。一般的には、Holding Company (HD) を設立して、案件毎に Special Purpose Company (SPC) を作り、HD 経由でエクイティを拠出するケースが多い（下図のスキーム（1）参照）。理由としては、同じ会社名で複数の案件の PPA を PLN と締結することが難しいことが要因である。PLN としては、小水力事業が資金調達を理由に頓挫するケースが多いことから、同事業者名で複数の案件を同時に資金調達することは難しいと考えており、上記の制約を事業者に課しているとのこと。





しかしながら、複数の案件を同一の SPC 企業名で許認可を取得して案件を開発しているケースもあり、HD が存在せず一つの SPC が複数の案件を内包しているスキームも散見される（上図のスキーム（2）参照）。そのため、事業者が HD 経由で SPC の資金調達をしているか、もしくは事業者にとって最初の案件であれば、HD の存在無しに株主が直接 SPC に出資している形で資金調達をしている場合もあり、確認する必要がある。また、対象となる案件に対してどの程度まで事業者としてエクイティを拠出することが可能かにつき確認することは重要である。資金力を有す事業者であっても複数のパイプラインを保有している場合、極力個別案件へのエクイティ拠出を少額としデットにて調達する比率をあげ、レバレッジを掛けようとするケースがある。一方で、資金力の低い事業者は拠出可能なエクイティ金額にそもそも限度があるため、自ずとエクイティ拠出可能金額が決まることになる。

本案件の場合、事業者である Bakara Bumi 社の最初の小水力案件であり、現時点では HD が存在せず株主が直接 SPC に出資しているケースである（上図のスキーム（2）に該当）。Bakara Bumi 社は本案件以外にも Makassar や Manado でガスエンジン発電事業を行っており、PLN とは 4 年間のレンタル契約を締結している。本案件では既に PPA を PLN と締結しており、同じ会社名で複数のレンタル契約も同時に締結しているため、北スマトラの PLN 地域局に確認したところ、レンタル契約は管轄する地域局が違うため、本案件の PPA には影響がないとのこと。

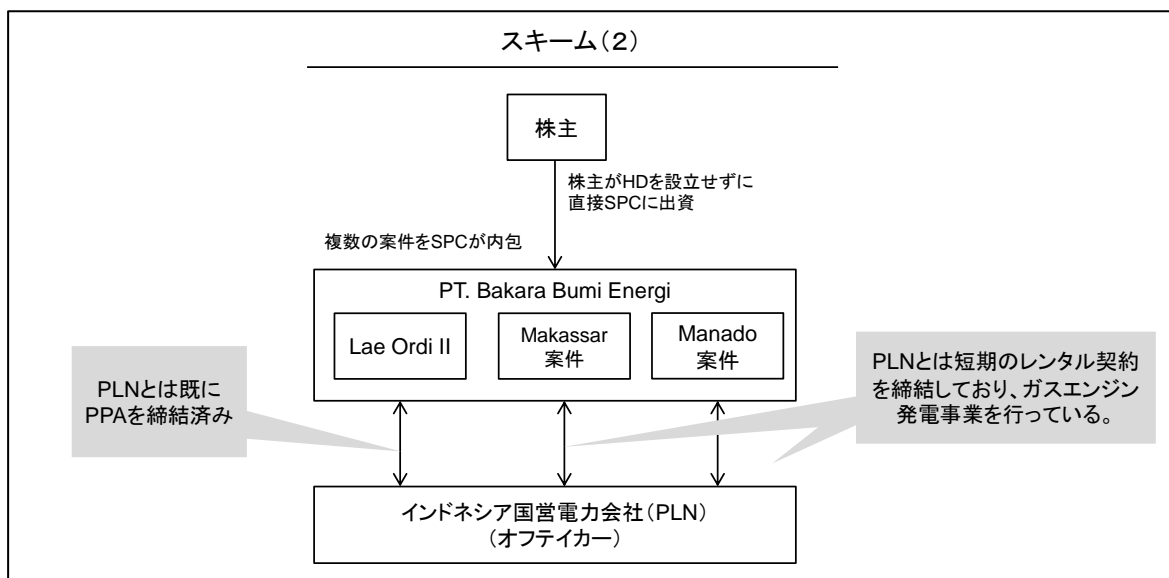


図 4-4 Bakara Bumi 社の状況

#### 4-1-7-2. シニアレンダーの拠出可能なデット金額の確認

インドネシアにおける地場金融機関・政府系金融機関・外資系金融機関が、小水力事業の建中期間から融資実行が可能かにつき各金融機関の融資要件を確認することは極めて重要である。FITが導入されてベース電源として活用できる小水力発電は徐々に拡大しつつあるものの、小水力案件に融資実績のある金融機関は現状未だ少ない状況である。その結果、多くの金融機関は事業者の信用力、もしくは個人保証や担保に依拠したコーポレートファイナンスの目線で融資を行うことが一般的であり、プロジェクトのリスクを評価しセキュリティパッケージを構築していくプロジェクトファイナンス型で建中リスクを取ることは限定的である。

また、建中期間のリスクを許容できる金融機関においても、その多くが社内規定でプロジェクト総額の80%までがデット拠出可能金額であると言及している。つまり、高い信用力を有する事業者であってもプロジェクト総額の20%は通常エクイティにて拠出する必要がある。しかしながら、限られた資金を他パイプラインに配分する必要がある場合や小規模の事業者でプロジェクト総額の20%を拠出することが出来ない場合は、劣後性資金供給者のメザニンレンダーの招聘検討が必要となる。また、多くの金融機関は建中期間に発生する金利分については拠出しないため、スポンサーがエクイティもしくはメザニンレンダーによる調達を実施する必要がある。

Bakara Bumi 社の責任者と SMI の融資担当者は 2013 年 6 月 25 日に面談を実施しており、SMI としても本案件の融資を前向きに検討すべく信用調査を開始している状況。現在事業者は AECOM にフィージビリティ・スタディのレビューを依頼しており、完了するタイミングでシニアレンダーとの具体的な条件・金額を協議していく予定である。

#### 4-1-7-3. メザニンレンダー招聘の可能性

上述したエクイティ及びシニアローン以外にメザニンと呼ばれるファイナンス手法がある。メザニンファイナンスはシニアファイナンスよりも返済順位が劣後するもののエクイティファイナンスよりも優先される中間順位に位置する資金調達手法である。メザニンレンダーの招聘が必要と

なる場合は、1) 事業者が拠出するエクイティ金額に限りがあり、2) シニアレンダーが拠出する金額にも上限がある場合、1) と2) の合計金額がプロジェクト総額に対して不足分が生じる場合にのみ、メザニンレンダーの招聘を検討する必要が生じる。つまり、メザニンレンダーは事業者及びシニアレンダー双方からのニーズが存在することが前提条件となる。

メザニンの代表的な内容として、メザニンローンや種類株式、等による投資がある。いずれの場合も返済順位がシニアレンダーよりも劣後することになる。メザニンレンダーの返済順位がシニアレンダーよりも劣後するとは、プロジェクトの売電収入は税金や経費等の必要支出を除きシニアレンダーの返済が優先されることになる。つまりシニアレンダーの視点でメザニンレンダーの招聘を考えるとエクイティによる資本の増強に類似した位置づけになる。また、事業者の視点から見ると普通株ではないため、株式シェアの希薄化を防ぎ議決権のマジョリティを維持することができ、経営の自由度を保つことが出来るメリットを有す。

メザニンレンダーの候補先は証券会社系子会社の投資会社や現地政府系金融機関、外資系金融機関等が対応可能ながら、建中期間のリスクを取って積極的に展開している金融機関は限定的である。

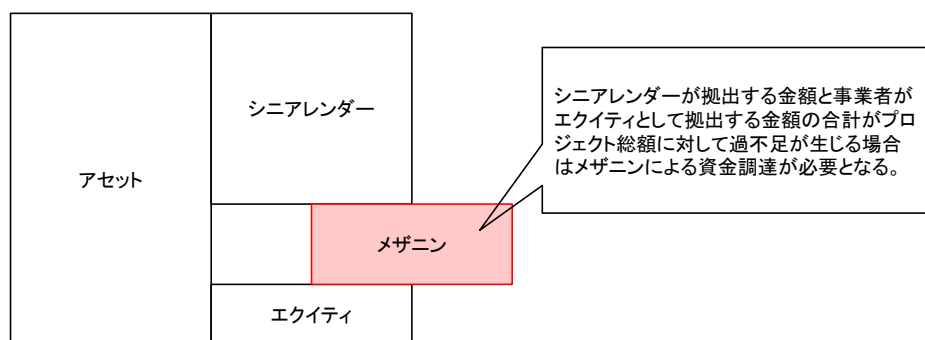


図 4-5 メザニンファイナンス(イメージ図)

Bakara Bumi 社は現在メザニンレンダー候補である IDI-I と資金調達について継続協議を行っている状況。シニアレンダーと同様に、現在事業者は AECOM にフィージビリティ・スタディのレビューを依頼しているため、完了するタイミングでメザニンレンダーとの具体的な条件・金額を協議していく予定である。

#### 4-1-7-4. 地場金融機関・政府系金融機関から提供可能な融資条件の整理

本案件では、シニアレンダーとなる金融機関と詳細まで協議が現状なされておらず、契約書の詳細については今後確認が必要となる。そのため、以下は主な確認事項を記載する。

表 4-18 地場・政府系金融機関から提供可能な融資条件の整理(想定)

|          |   |
|----------|---|
| 1. 契約当事者 | ✓ 貸貸人はシニアレンダーとなり貸借人は事業運営主体となる                                 |
| 2. 融資金額  | ✓ 融資金額総額に建中期間に発生する金利である建中金利も拠出されているかにつき確認が必要                  |
| 3. 返済期間  | ✓ 一般的には、建設期間(2年~3年を想定)は元本返済据置期間であり、元本返済が開始されるのは商業運転開始後となる。返済期 |

|                          |  |
|--------------------------|--|
|                          | 間は5年～7年が一般的であるが、期中のキャッシュフローに対して適切な返済スケジュールとなっているか確認が必要   |
| 4. 利息                    | ✓ 事業者の信用力や案件により幅があり確認が必要   |
| 5. 融資実行時期                | ✓ 工事進捗に応じて段階的に事業者を支払われることが一般的であるが、支払条件については確認が必要   |
| 6. アップフロントフィー及びエージェントフィー | ✓ 金融機関によっては融資金額に対して一定のアップフロントフィーやエージェントフィーを要求する必要があるため確認が必要  |
| 7. 期限前弁済                 | ✓ 通常期限前に一部もしくは全額を返済すると、期限前弁済金額に対してペナルティが発生する場合があります、確認を要する   |
| 8. 遅延損害金                 | ✓ 一般的には、金利もしくは元本の返済が滞ると遅延損害金が発生する  |
| 9. キャッシュウオーターフォール・メカニズム  | ✓ プロジェクトファイナンスの場合、キャッシュウオーターフォール・メカニズムが採用され、支払の優先順位が事前に決められており、専用の口座を作成してエージェントにより管理・運営されている。一般的な口座としては、プロジェクト関連口座、オペレーション口座（税金や経費支払）、シニア返済充当口座、シニア返済積立口座（デット・サービス・リザーブ・アカウント）、メザニン返済充当口座、スポンサーリリース口座、等があり、その運営方法についても確認が必要  |
| 10. コベナンツ                | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 通常コベナンツには、作為義務と呼ばれる事業者が契約書の規定に従い遵守すべき事項と、不作為義務と呼ばれる事業者が契約書の規定に従い禁止されている事項に分類される。</li> <li>✓ インドネシアにおいても一般的な作為義務コベナンツは、必要な許認可及びライセンスの維持、監査済み財務諸表の提出、DSCR等の財務コベナンツの維持、等があり確認が必要</li> <li>✓ 一般的な不作為義務は、レンダーの承認無しでの発電資産の売却やリース、新規ローン契約の締結、所有権の移転、ローン返済期間中の配当、等があり確認が必要</li> </ul> |
| 11. 期限の利益の喪失             | ✓ 通常は、上記のコベナンツ違反の状況になると事業者はレンダーから貸付金の元本及び利息、清算金、等支払義務があるものについての即時支払が求められるが、一定の猶予期間を許容している場合もあるため確認が必要  |
| 12. 担保                   | ✓ 通常シニアレンダーは、小水力事業を運営するに必要な土地及び設備等の資産一式に関し第一順位で担保権を取得することになるが、その他に追加で担保を要求しているかに関する確認が必要   |

#### 4-1-7-5. 融資実行に必要な条件及び課題の整理

通常レンダー（シニア）は、融資契約書を締結するものの、融資支払のタイミングまでに CP 条項を規定し、条件が充足されない限り融資実行を行わないことを融資契約書に記載している。

対象となる代表的な契約はプロジェクト関連契約一式であり、用地売買契約、EPC 契約、タービン購入契約、PPA、保険契約、等である。

本案件では金融機関との詳細協議が未だなされておらず、契約書の CP 条件については今後確認が必要となる。そのため、以下は主な確認事項を記載する。

表 4-19 融資実行に必要な条件の整理

|            |  |
|------------|--|
| プロジェクト関連契約 | 小水力事業を建設・運営していく上で必要であるプロジェクト関連契約一式の締結が必要であるものの、対象となっている関連契約の範囲については確認が必要                           |
| 保証         | レンダーによっては、建中期間のみ事業者もしくは代表者の個人保証を要請する場合もあるため確認が必要   |
| 担保         | 金融機関が求める担保の範囲（土地の売買証明書、追加的な現預金、等）に関する確認が必要   |
| 環境影響評価     | 10MW 以下の小水力事業は環境影響評価（AMBIL）を必要とされていないものの、一般的には環境管理計画/環境モニタリング計画である UKL/UPL の承認をレンダーから要請されるため、確認が必要 |
| 第三者レビュー    | 一般的には、レンダーが発注した第三者のコンサルティング会社が工事進捗を確認して、その進捗状況に応じて融資支払を行うため、第三者のコンサルティング会社の関与に関して確認が必要             |
| 取締役        | シニアローンの場合一般的ではないが、メザニンレンダーの場合取締役の選任が必要となるケースがあるため確認が必要   |

#### 4-1-7-6. JICA 海外投融資を活用する場合の投融資条件の整理

JICA 海外投融資事業を活用する場合、上記の地場商業銀行や政府系金融機関の融資条件と同等の条件は必要であると考え。プロジェクトファイナンスによる融資形態となることが想定されるため、プロジェクトを考慮した返済期間及び返済方法を検討する必要がある。また、JICA 単独による融資の場合、融資実行後のモニタリング、トラブル時の対応等、事業者との協議に相当の負担・労力を要することになることが想定されるため、地場金融機関との協調融資や、メザニンレンダーと協調して対応を図ることも一案と考える。

表 4-20 具体的な投融資条件の整理(想定)

|          |  |
|----------|--|
| 1. 契約当事者 | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 貸貸人： 独立行政法人国際協力機構（JICA）</li> <li>✓ 賃借人： PT. Bakara Bumi Energi (Bakara Bumi 社)</li> </ul> |
| 2. 融資金額  | ✓ 建設期間中の発生する建中金利分も追加して融資金額とすることを想定   |
| 3. 返済期間  | ✓ 建設期間の 2 年を元本返済据置期間として、返済期間を 7 年として想定   |
| 4. 利息    | ✓ 事業者との協議の上、今後確定していく必要あり   |
| 5. 融資支払  | ✓ 工事進捗に応じて段階的に支払うことを想定   |

|                          |   |
|--------------------------|---|
| 6. アップフロントフィー及びエージェントフィー | ✓ エージェント業務は地場金融機関もしくは政府系金融機関に依頼することを想定    |
| 7. 期限前弁済                 | ✓ 協調融資を想定しており、地場政府系金融機関と協議の上、同条件を規定する必要あり |
| 8. キャッシュウオーターフォール・メカニズム  | ✓ 同上                                      |
| 9. コベナント                 | ✓ 同上                                      |
| 10. 期限の利益の喪失             | ✓ 同上                                      |
| 11. 担保                   | ✓ 同上                                      |

## 4-2. 調査概要

### 4-2-1. 調査案件候補地点の概要

#### (1) 計画地点の位置

Lae Ordi II の計画地点は、北スマトラ州 Pakpak Bharat 県 Pergeteng-Geteng 郡 Kecupak I 村地区の LaeOrdi 川に位置する（計画位置図：図 4-6）。地理的には北緯 02 度 34 分、東経 98 度 10 分に位置する。

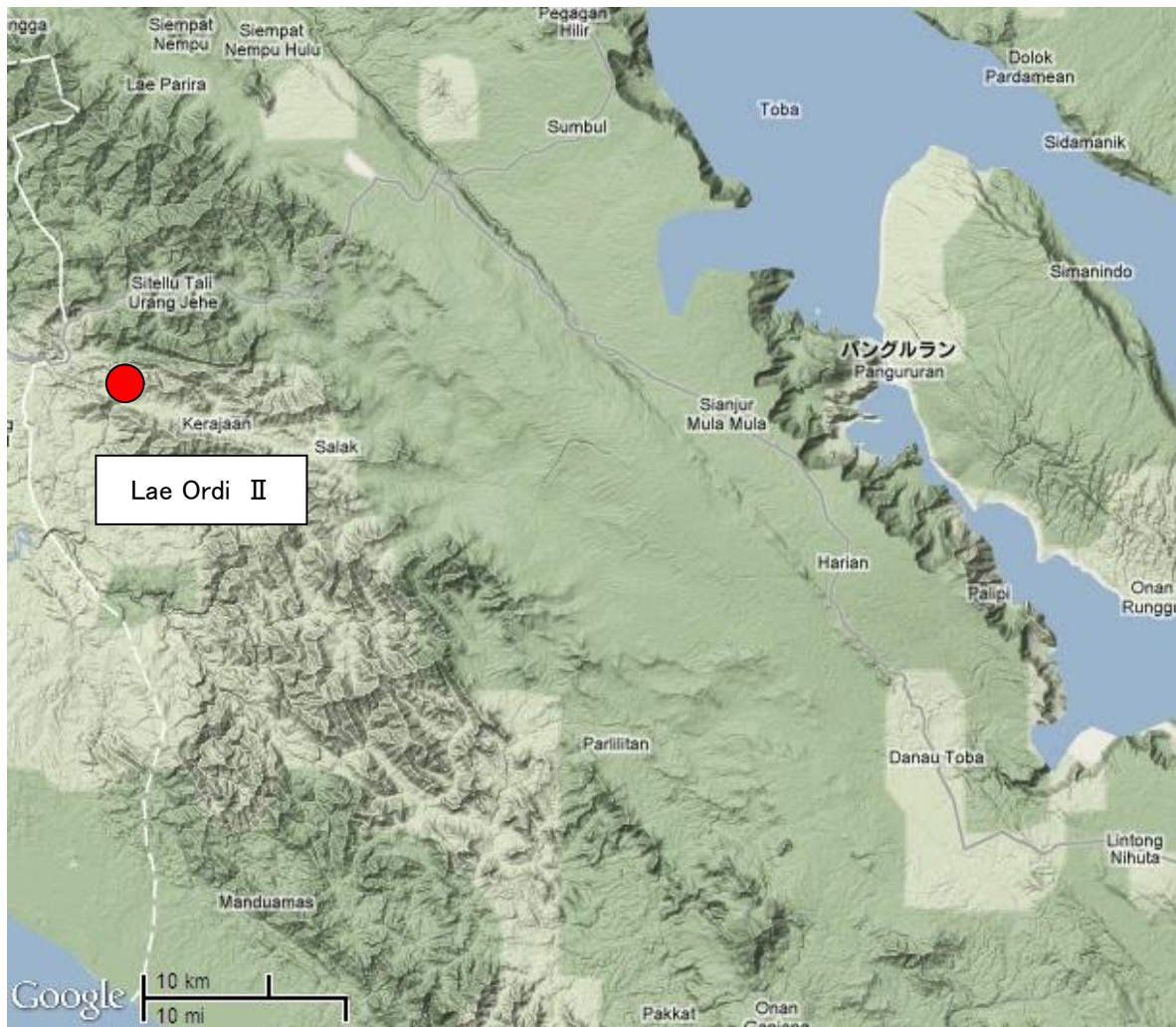


図 4-6 計画地点位置図

出典：Googlemap

## (2) 地勢

Lae Ordi II 地点は海拔 400～700m に位置し、計画地点近傍の土地の勾配は 40～60% の丘陵地である。

## (3) 地質

### 1) 取水堰

取水堰周辺の地質は溶結凝灰岩や礫質砂岩にある不均一の礫岩と中礫の堆積物からなる河川沖積堆積物を含む。岩の透水性率は約  $1 \times 10^{-3} \sim 5 \times 10^{-2} \text{cm/s}$  とかなり高い。沖積堆積物は川の両側に堆積しており、溶結凝灰岩は散発的に河川左岸に露岩されている状況が観測される。

### 2) 水路

水路は地表面を開水路で通水するため、沖積堆積物の地域を通る。

### 3) 水圧管と発電所の位置

水圧管と発電所は安山岩の上に建設される。

## (4) 水文

Lae Ordi II 小水力発電計画の取水堰地点の流域面積は 296.4k m<sup>2</sup> である。Lae Ordi 川は取水堰地点の上流及び下流に多くの支流が存在する。

本地域の降雨量はかなり多く、非常に良い流況である。

## (5) 気候

プロジェクト場所に一番近い気候観測所は Dairi Regency の Sidikalang 観測所である。本地域の月平均降水量はどの月も 100mm 以上であり、年中雨が降っている。対象地域周辺の年間平均降水量は 2600mm 程度の高降雨量地域である。また、平均気温は 20℃、平均湿度は 90%、平均風速は 0.45m/s である。



## 4-2-2. 発電計画の概要

### (1) 計画の概要

#### 1) 現地計画案と国内手法案

本プロジェクトは、LaeOrdi 川の未利用落差を利用する流れ込み式・水路式の発電計画で、取水堰より取水して、2.4km下流に位置する水槽まで開渠または暗渠形式の導水路により導水し、延長 320mの水圧管路により発電所に導水して発電したのち、LaeOrdi 川に還流する計画である。

現地 FS 案では、取水堰より最大使用水量 11.43 m<sup>3</sup>/s を取水して、有効落差 106.4mを得て、最大出力 10,000kW を発電する計画となっていたが、本邦の一般的な水車・発電機の合成効率を照査したところ、出力が 10,000kW に満たないことが判明した。

そのため、最大使用水量を 11.63m<sup>3</sup>/s に増量調整して、出力が 10,000kW となる案を現地計画案とした。また、メーカーヒアリングによって得られた合成効率値で、出力が 10,000kW となるように最大使用水量を 11.20 m<sup>3</sup>/s に減量調整した案を国内手法案として現地計画案との比較を行った。

表 4-21 に本発電計画の計画諸元を示す。

表 4-21 発電計画諸元(Lae Ordi II 地点)

| 項目                          | 諸元 (国内手法)                            | 諸元 (現地計画)               | 摘要                        |  |
|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------|---------------------------|--|
| 水系・河川名                      | LaeOrdi 川                            |                         |                           |  |
| 流域面積                        | 296.00 km <sup>2</sup>               |                         |                           |  |
| 河川流量<br>(m <sup>3</sup> /s) | 雨量観測所データ→NRECAモデル-流量 (1993年～2008年平均) |                         |                           |  |
|                             | 最大                                   | 98.78 35日               | 36.76 豊水量 22.89 平水量 15.15 |  |
|                             | 低水                                   | 10.57 渇水量 6.60          | 最小 5.94 年平均 19.27         |  |
| 発電計画                        | 発電方式                                 | 流れ込み式・水路式               |                           |  |
|                             | 取水位                                  | 631.00 m                |                           |  |
|                             | 放水位                                  | 520.00 m                |                           |  |
|                             | 総落差                                  | 111.00 m                |                           |  |
|                             | 有効落差                                 | 106.40 m                |                           |  |
|                             | 使用水量                                 | 11.20 m <sup>3</sup> /s | 11.63 m <sup>3</sup> /s   |  |
|                             | 出力                                   | 10,000 kW               | 10,000 kW                 |  |
|                             | L <sub>5</sub> 出力                    | 8,482 kW                | -                         |  |
|                             | 年間可能発電電力量                            | 82,107 MWh              | 81,347 MWh                |  |
| 設備概要                        | 取水堰                                  | 高さ7.0m、堤頂長29.6m         |                           |  |
|                             | 取水口                                  | -                       |                           |  |
|                             | 沈砂池                                  | 開渠、延長56.20m、幅9.00m      |                           |  |
|                             | 水槽                                   | 開渠、延長73.50m、幅12.00m     |                           |  |
|                             | 水路                                   | 導水路                     | 開渠又は暗渠 L=2,426m、I=1/3,333 |  |
|                             |                                      | 水圧管路                    | 内径2.0m、L=320.0m           |  |
|                             |                                      | 余水路                     | L=70.4m                   |  |
|                             | 発電所                                  | 地上式                     |                           |  |
|                             | 水車形式                                 | 横軸フランシス水車3台             |                           |  |
| 発電機型式                       | 3,333kW×3台                           |                         |                           |  |
| 河川利用                        | 河川維持流量                               | 0.89 m <sup>3</sup> /s  | -                         |  |
|                             | 設備利用率                                | 93.7%                   | 92.9%                     |  |
|                             | 河川利用率                                | 58.2%                   | -                         |  |
| 総工事費                        | 10,847 百万円                           | 1,917 百万円               | 国内手法：NEF積算基準<br>現地計画：提供資料 |  |
| kW当たり建設費                    | 1,085 千円                             | 192 千円                  |                           |  |
| kWh当たり建設費                   | 132.1 円/kWh                          | 23.6 円/kWh              |                           |  |

## 2) 改善提案

現地 FS 案を検証するために、FS レポート及び設計図に基づいて、発電計画、主要構造物の検討を行ったが、現地 FS 案における設計では、導水路の形状、勾配および水圧管路ルート、発電所位置、放水位置に問題点が多く見受けられたことから、適切な改善を施した発電計画案を立案した。

改善提案の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・ 導水路勾配の改善による水路断面の縮小して、工事数量を削減する
- ・ 水圧管路ルート、発電所位置の変更して、工事数量の削減する

表 4-22 に現地 FS 案（国内手法案）と改善提案の発電計画諸元の比較を示す。改善提案では、導水路勾配を 1/3,052 から 1/1,000 に変更したほか、水圧管路延長が長くなったこと、発電所位置を変更して放水位が高くなったことから、有効落差が減少するため、年間可能発電量も減少する。

しかし、導水路断面の縮小と水圧管路掘削断面の縮小により、工事数量の削減が期待されることから、kWh 当り建設費は現地 F/S 案が 132.1 円/kWh だったものが 131.0 円/kWh となり、経済性が向上する。

表 4-22 発電計画諸元比較表(改善提案と現地 F/S 案—国内手法案)

| 項目        |                   | 改善提案                    | 現地F/S案 (国内手法)           | 摘要                        |  |
|-----------|-------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|--|
| 発電計画      | 発電方式              | 流れ込み式・水路式               | 同左                      |                           |  |
|           | 取水位               | 631.00 m                | 631.00 m                |                           |  |
|           | 放水位               | 525.00 m                | 520.00 m                |                           |  |
|           | 総落差               | 106.00 m                | 111.00 m                |                           |  |
|           | 有効落差              | 100.30 m                | 106.40 m                |                           |  |
|           | 使用水量              | 11.90 m <sup>3</sup> /s | 11.20 m <sup>3</sup> /s |                           |  |
|           | 出力                | 10,000 kW               | 10,000 kW               |                           |  |
|           | L <sub>0</sub> 出力 | 8,493 kW                | 8,482 kW                |                           |  |
|           | 年間可能発電電力量         | 80,993 MWh              | 81,347 MWh              |                           |  |
| 設備概要      | 取水堰               | 高さ7.0m、堤頂長29.6m         | 同左                      |                           |  |
|           | 取水口               | —                       | 〃                       |                           |  |
|           | 沈砂池               | 開渠、延長56.20m、幅9.00m      | 〃                       |                           |  |
|           | 水槽                | 開渠、延長73.50m、幅12.00m     | 〃                       |                           |  |
|           | 水路                | 導水路                     | 開渠 L=2,426m、I=1/1,000   | 開渠又は暗渠 L=2,426m、I=1/3,333 |  |
|           |                   | 水圧管路                    | 内径2.0m、L=347.0m         | 内径2.0m、L=320.0m           |  |
|           |                   | 余水路                     | L=70.4m                 | 同左                        |  |
|           | 発電所               | 地上式                     | 〃                       |                           |  |
|           | 水車形式              | 横軸フランシス水車3台             | 〃                       |                           |  |
| 発電機型式     | 3,333kW×3台        | 〃                       |                         |                           |  |
| 河川利用      | 河川維持流量            | 0.89 m <sup>3</sup> /s  | 0.89 m <sup>3</sup> /s  |                           |  |
|           | 設備利用率             | 92.5%                   | 92.9%                   |                           |  |
|           | 河川利用率             | 57.8%                   | 58.2%                   |                           |  |
| 総工事費      |                   | 10,611 百万円              | 10,847 百万円              |                           |  |
| kW当たり建設費  |                   | 1,061 千円                | 1,085 千円                |                           |  |
| kWh当たり建設費 |                   | 131.0 円/kWh             | 132.1 円/kWh             |                           |  |

## (2) 発電電力量及びL5出力

下記に現地企業から提示された現地 FS 案における発電電力量と本検討で確認した国内手法による発電電力量の計算結果を示す。計算条件に相違があるものの、本検討結果と現地受領資料との発電電力量を比較すると、その差は760MWh程度であり、ほぼ同様の数値となった。

(主な計算条件の相違)

- ・ 発電効率
- ・ 最大発電出力
- ・ 維持流量の設定方法

### ① 現地 F/S 案(現地計画案)の発電電力量

年間可能発電電力量=81,347MWh/年

最大使用水量 11.43m<sup>3</sup>/s、有効落差 106.4 m

### ② 現地 F/S 案(国内手法案)の発電電力量

(第2案)

年間可能発電電力量=82,107MWh/年

最大使用水量 11.20m<sup>3</sup>/s、有効落差 106.4 m

表 4-23 発電電力量及びL5出力

### 発電量

単位:MWh

|      | 1月     | 2月    | 3月     | 4月     | 5月     | 6月     | 7月    | 8月    | 9月    | 10月    | 11月    | 12月    | 合計      |
|------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|---------|
| 第1案  | 4,436  | 4,069 | 4,381  | 4,320  | 4,464  | 4,316  | 4,442 | 4,271 | 4,309 | 4,444  | 4,320  | 4,463  | 52,235  |
| 第2案  | 7,007  | 6,393 | 6,697  | 7,056  | 7,192  | 6,900  | 6,814 | 6,270 | 6,516 | 7,023  | 7,044  | 7,196  | 82,107  |
| 第3案  | 8,837  | 7,868 | 8,285  | 9,039  | 9,385  | 8,748  | 8,086 | 7,196 | 7,794 | 9,080  | 9,466  | 9,513  | 103,296 |
| 第4案  | 10,091 | 8,886 | 9,607  | 10,811 | 11,222 | 9,973  | 8,844 | 7,824 | 8,899 | 11,089 | 11,567 | 11,244 | 120,057 |
| 第5案  | 10,584 | 9,298 | 10,250 | 11,677 | 11,880 | 10,396 | 9,171 | 8,044 | 9,465 | 12,083 | 12,514 | 11,848 | 127,210 |
| 現地資料 | -      |       |        |        |        |        |       |       |       |        |        |        | 81,347  |

### L5出力

単位:kW

|     | 1月    | 2月    | 3月     | 4月     | 5月     | 6月     | 7月    | 8月    | 9月    | 10月    | 11月    | 12月    | 平均     |
|-----|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 第1案 | 5,867 | 5,910 | 5,658  | 6,000  | 6,000  | 5,965  | 5,853 | 5,351 | 5,915 | 5,859  | 6,000  | 5,990  | 5,864  |
| 第2案 | 8,857 | 8,328 | 8,029  | 9,262  | 8,995  | 9,126  | 7,781 | 6,657 | 7,617 | 8,295  | 9,496  | 9,336  | 8,482  |
| 第3案 | 9,203 | 8,669 | 9,130  | 10,353 | 10,653 | 10,041 | 8,111 | 6,702 | 8,096 | 9,280  | 11,953 | 11,163 | 9,446  |
| 第4案 | 9,326 | 8,709 | 9,998  | 11,220 | 11,108 | 10,252 | 8,086 | 6,635 | 8,538 | 10,145 | 13,500 | 11,674 | 9,933  |
| 第5案 | 9,267 | 8,653 | 10,449 | 11,658 | 11,097 | 10,219 | 8,043 | 6,572 | 8,940 | 10,643 | 13,704 | 11,744 | 10,082 |

改善提案では、改善提案では、導水路勾配を 1/3,052 から 1/1,000 に変更したほか、水圧管路延長が長くなったことから、有効落差が減少するため、年間可能発電量も減少する。

③ 改善提案の発電電力量

年間可能発電電力量=80,933 MWh/年

最大使用水量 11.90m<sup>3</sup>/s、有効落差 100.3 m

(3) 概算工事費

下記に現地企業から提示された工事費と本検討で試算した概算工事費を示す。日本国内での工事を想定した場合と比べ、現地での工事費は 1/6 程度と安い結果となっていた。これは人件費及び日本とインドネシアの物価の違いによるものと想定される。

1) 現地提供資料による工事費

概算工事費：1,917.4 百万円 (=226,140 百万ルピア)

kWh 当り建設単価：23.6 円/kWh

インドネシア国内の同種同規模の水力発電プロジェクト（本調査対象ブンクル州案件）における事業費と比較したところ、kW 当たり建設費は、ほぼ同額の値となっており、インドネシア国内の建設費としては、妥当な額であると判断される。

表 4-24 他プロジェクトとの事業費、経済性の比較

| 計画名称     |                   | Lae Ordi II | 本調査対象ブンクル州案件 |
|----------|-------------------|-------------|--------------|
| 最大出力     | kW                | 10,000      | 12000        |
| 使用水量     | m <sup>3</sup> /s | 10.63       | 17.36        |
| 有効落差     | m                 | 106.4       | 80.8         |
| 総事業費     | 百万 Rp             | 226,140     | 275,382      |
| kW 当り建設費 | Rp/kW             | 22,614,000  | 22,948,500   |

2) 現地 F/S 案(国内手法案)の概算工事費

表 4-25 概算工事費内訳

| 項目  |                    | 概算工事費 (百万円) | 備考   |
|-----|--------------------|-------------|--|
| 1)  | 土地補償費              | 10.0        |  |
| 2)  | 建物関係               | 200.2       | 地下式  |
| 3)  | 土木関係               | 3,992.0     |  |
|     | ① 水路               | 3,226.0     |  |
|     | a. 取水ダム            | 167.6       | 高さ7.0m、堤頂長29.6m  |
|     | b. 取水口             | 108.0       |  |
|     | c. 沈砂池             | 199.8       |  |
|     | d. 導水路             | 1,850.0     | 開渠又は暗渠 L=2426m   |
|     | e. 水槽              | 131.0       | ヘッドタンク   |
|     | f. 余水路             | 83.3        | L=70.4m  |
|     | g. 水圧管路            | 373.9       | L=320.0m   |
|     | h. 放水路             | -           | L=0m   |
|     | i. 放水口             | 19.1        |  |
|     | j. 雑工事             | 293.3       | 以上水路工事費計の10.0% (管理橋、取水口改造除く)                                 |
|     | ② 調整池              | -           |  |
|     | ③ 機械装置             | 766.0       |  |
|     | k. 基礎              | 403.1       | 半地下式   |
|     | l. 諸装置             | 362.9       | (①+②+基礎)×10.0%   |
| 4)  | 電気関係               | 3,251.3     |  |
|     | o. 水車              | 1,155.4     | フランシス  |
|     | p. 発電機             | 942.2       | 同期   |
|     | q. 余水路省略設備         | -           |  |
|     | r. その他機器           | 1,153.7     | 主要変圧器、配電盤開閉装置等の工事費(水車+発電機の55%)                               |
| 5)  | 仮設備費               | 758.7       | 仮設道路:L=1900m (取水堰アクセス道路:直線距離980m×1.5、発電所アクセス道路:直線距離280m×1.5) |
| ④   | 総係費                | 547.1       | {2)+3)+4)+5)}×0.07   |
| 6)  | (小計)               | 8,759.3     | {1)~6)}  |
| 7)  | ダム分担金              | -           | 計上せず   |
| 8)  | 建設中利子              | -           | 計上せず   |
| 9)  | 分担関連費              | 87.6        | 小計×0.01  |
| 10) | (計)                | 10,846.9    |  |
|     | kWh 当り建設単価 (円/kWh) | 131.6       |  |

※4)電気関係費は、詳細な構成部品の個別費用から積算したのではなく、本邦の経験に基づく概算式および経費率から、一式の費用を算定したものである。

3) 改善提案の概算工事費

表 4-26 概算工事費内訳

| 項目                 | 概算工事費 (百万円) | 備考   |
|--------------------|-------------|--|
| 1) 土地補償費           | 10.0        |  |
| 2) 建物関係            | 200.2       | 地下式  |
| 3) 土木関係            | 3,720.5     |  |
| ① 水路               | 2,972.1     |  |
| a. 取水ダム            | 167.6       | 高さ7.0m、堤頂長29.6m  |
| b. 取水口             | 114.4       |  |
| c. 沈砂池             | 212.2       |  |
| d. 導水路             | 1,671.4     | 開渠又は暗渠 L=2426m   |
| e. 水槽              | 138.2       | ヘッドタンク   |
| f. 余水路             | 86.2        | L=70.4m  |
| g. 水圧管路            | 292.0       | L=320.0m   |
| h. 放水路             | -           | L=0m   |
| i. 放水口             | 19.9        |  |
| j. 雑工事             | 270.2       | 以上水路工事費計の10.0% (管理橋、取水口改造除く)                                 |
| ② 調整池              | —           |  |
| ③ 機械装置             | 748.4       |  |
| k. 基礎              | 410.2       | 半地下式   |
| l. 諸装置             | 338.2       | (①+②+基礎)×10.0%   |
| 4) 電気関係            | 3,315.3     |  |
| o. 水車              | 1,174.5     | フランス   |
| p. 発電機             | 964.4       | 同期   |
| q. 余水路省略設備         | -           |  |
| r. その他機器           | 1,176.4     | 主要変圧器、配電盤開閉装置等の工事費(水車+発電機の55%)                               |
| 5) 仮設備費            | 748.3       | 仮設道路:L=1900m (取水堰アクセス道路:直線距離980m×1.5、発電所アクセス道路:直線距離280m×1.5) |
| ④ 総係費              | 531.8       | {(2)+3)+4)+5)}×0.07  |
| 6) (小計)            | 8,526.1     | {(1)~6)}   |
| 7) ダム分担金           | —           | 計上せず   |
| 8) 建設中利子           | 0           | 計上せず   |
| 9) 分担関連費           | 85.3        | 小計×0.01  |
| 10) (計)            | 10,611.4    |  |
| kWh 当り建設単価 (円/kWh) | 131.0       |  |

### 4-2-3. 発電計画の検討

#### (1) 水路ルート

Lae Ordi II の水路ルート図を図 4-7 に示す。Lae Ordi II は流れ込み式・水路式の発電計画である。取水堰（標高 624m 地点）は近傍の整備された道路から徒歩で林道に入り、林道途中からは森を抜けて行く。途中、樹木が生い茂り、アクセス道路の設置には伐採が必要となる。

取水堰から取水した発電用水は、沈砂池を経て、延長 2,426m（勾配：1/3,052）の導水路で水槽に導水される。水槽地点からは延長 310m の水圧管路（発電所直前で 3 管に分岐）により発電所に導水される。

(This Page is Intentionally Left Blank)



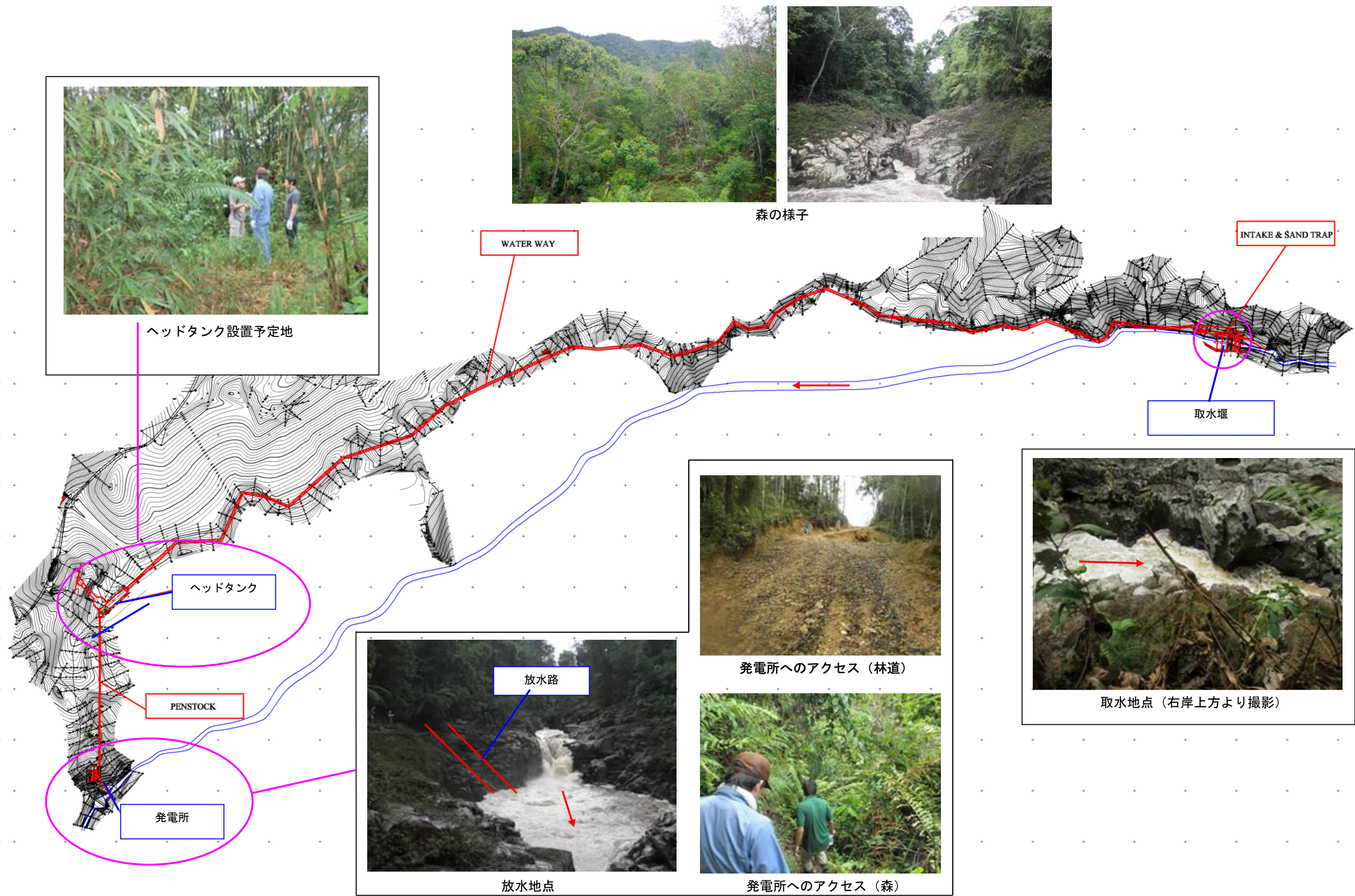


図 4-7 水路ルート図



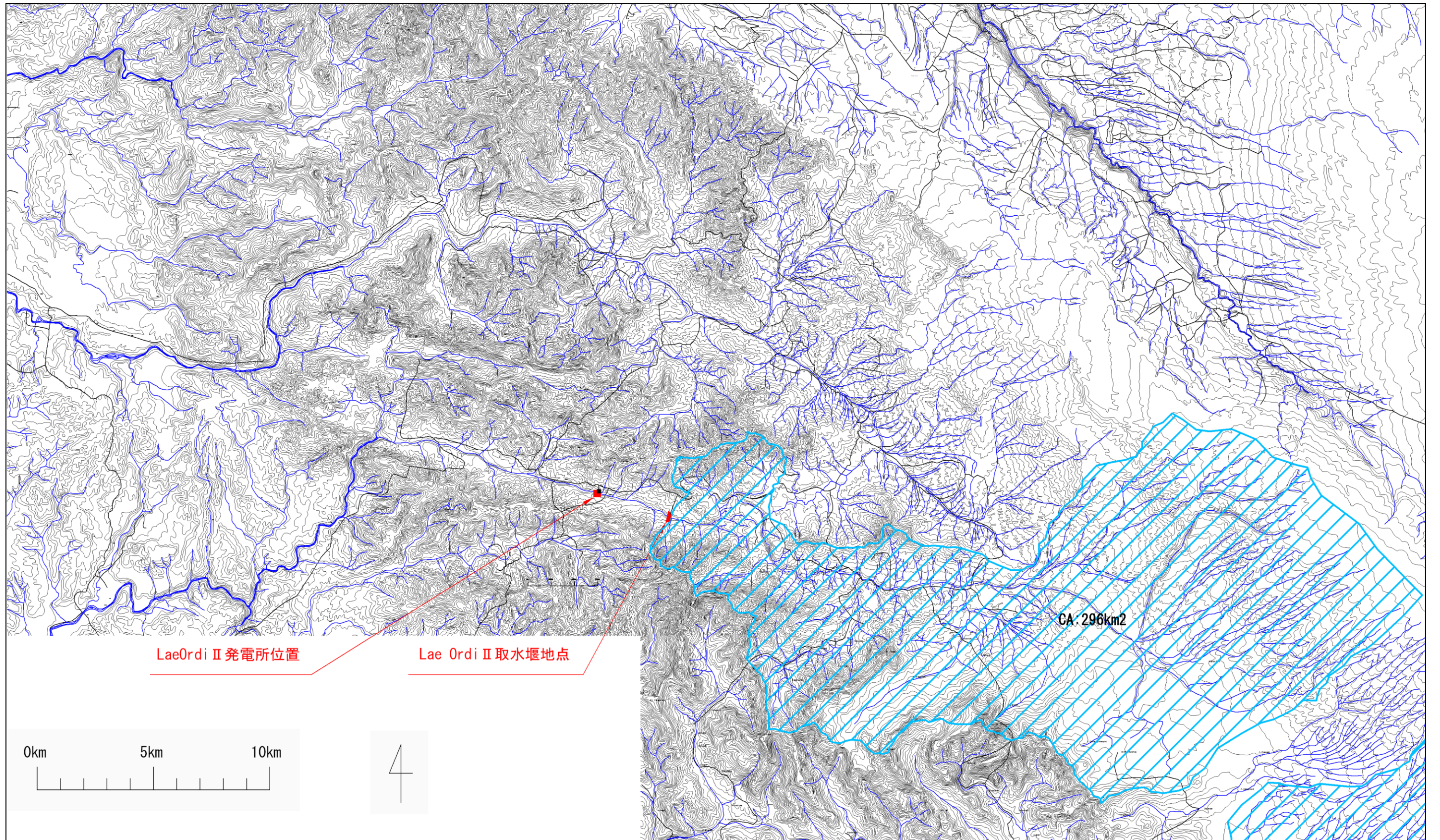


図 4-8 計画地点



## (2) 取水地点の流況

本検討では、当該地点における流況の整理方法について得られた情報を整理するとともに、使用水量について当該地点の考え方を示す。

### 1) 流量データ

#### 1) 現地手法

本計画地点近傍に測水所は存在せず、雨量観測所は Dairi 県 Sidikalang 郡に位置する。データは 1993 年から 2008 年の記録があり、本調査の検討においては、NRECA モデルを使用して雨量データを流量に変換している。

本計画地点の位置図を図 4-8 に示す。

表 4-27 計画地点近傍の雨量観測所

|                     | 河川名 | 流域面積 | 入手データ期間       | 備考   |
|---------------------|-----|------|---------------|------|
| Sidikalang<br>雨量観測所 | —   | —    | 1993 年～2008 年 | 欠測なし |

### 2) 日本国内手法

日本における水力計画地点流量算定マニュアルでは、このように計画地点の直近または近傍に測水所がない場合は、計画地点で簡易な実測を行い（1 年間）、これを用いて流量を算定する。実測流量と近隣河川の測水所流量について、相関及び回帰に関する検討を行い、補完可能か否かを決定し、回帰直線式により 10 ヶ年の流量を算定する。

このため、日本国内手法に照らせば実測による流量データの取得が必要になる。

流量データの精度の確認が必要と想定されるが、計画地点近傍に流量データが存在しないことから、本検討では、現地計画で使用されている流量データ（雨量データを NRECA モデルによる流量換算）を使用して今後検討を行う。

## 2) 流況

測水所地点の日平均流量を基に、現地手法および国内手法による取水地点の流況図を作成する。

表 4-28、図 4-9 に現地手法による流況表および流況図を示す。また、表 4-29 に国内手法による流況表及び流況図を示す。現地手法では過去の日平均流量について発生確率として流況を整理している。これは日本国内手法の、発生日を確率に変えただけであり、流況図としては同じ形を描いている。例えば日本の豊水量（95 日）は Q26%（95 日÷365 日）に相当する。

表 4-28 流況表-現地手法(Lae Ordi II 地点)

| 確率    | Sidikalang雨量観測所 |
|-------|-----------------|
| Q 5%  | 77.32           |
| Q 10% | 59.18           |
| Q 15% | 49.33           |
| Q 20% | 42.92           |
| Q 25% | 37.96           |
| Q 30% | 35.40           |
| Q 35% | 33.82           |
| Q 40% | 31.84           |
| Q 45% | 30.01           |
| Q 50% | 28.01           |
| Q 55% | 26.28           |
| Q 60% | 24.24           |
| Q 65% | 22.03           |
| Q 70% | 19.87           |
| Q 75% | 18.16           |
| Q 80% | 16.54           |
| Q 85% | 15.38           |
| Q 90% | 13.58           |
| Q 95% | 11.48           |

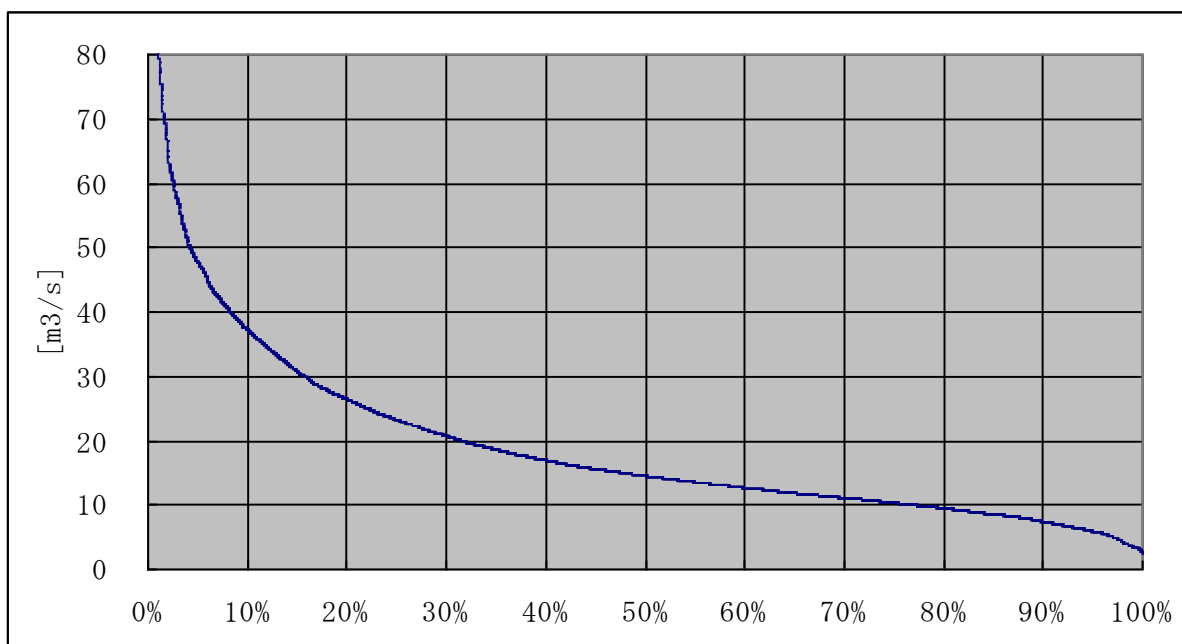


図 4-9 流況図-現地手法(Lae Ordi II 地点)

表 4-29 流況表-国内手法(Lae Ordi II 地点)

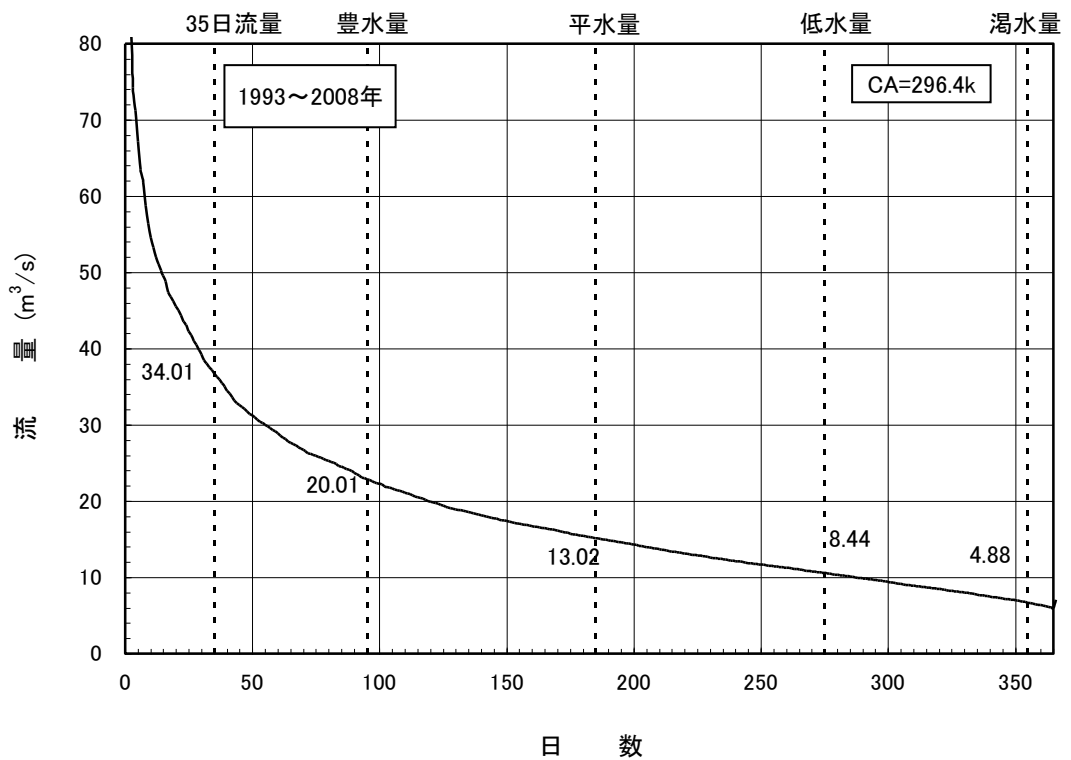
LaeOrdi II 計画地点 流況表

[1993年]~

【CA=296.400km<sup>2</sup>】

(単位 : m<sup>3</sup>/s)

|                      | 最大流量   | 35日流量<br>35日 | 豊水量<br>95日 | 平水量<br>185日 | 低水量<br>275日 | 渇水量<br>355日 | 最小流量 | 年総放流量     | 年平均   |
|----------------------|--------|--------------|------------|-------------|-------------|-------------|------|-----------|-------|
| [1993年]              | 96.98  | 46.16        | 23.00      | 11.56       | 8.00        | 5.34        | 5.00 | 7,203.36  | 19.74 |
| [1994年]              | 164.89 | 59.39        | 33.07      | 21.09       | 14.12       | 9.24        | 8.22 | 10,122.99 | 27.73 |
| [1995年]              | 166.37 | 59.52        | 36.14      | 20.06       | 10.72       | 8.03        | 6.93 | 10,284.02 | 28.18 |
| [1996年]              | 88.91  | 32.58        | 22.87      | 15.86       | 12.57       | 8.35        | 7.48 | 7,119.35  | 19.45 |
| 1993年~2008年までのデータを整理 |        |              |            |             |             |             |      |           |       |
| 平均                   | 98.78  | 36.73        | 22.89      | 15.15       | 10.57       | 6.60        | 5.94 | 7,051.63  | 19.27 |



LaeOrdi II 計画地点流入量流況表

### (3) 発電規模検討

当該地点の発電規模は使用水量 11.63 m<sup>3</sup>/s、最大出力 10,000kW であるが、日本国内の発電規模選定の検討手法を用いて、発電規模の検証を行う。また、その際、各諸元についての妥当性確認も実施する。

#### 1) 取水水位・放水水位・有効落差

##### 1) 取水水位

図 4-10 に取水堰の平面図及び断面図を示す。取水水位は河床高 624.00m 地点に 7.00m の取水堰を設けており、その越流堰高さの 631.00m を取水水位としている。図面からも妥当と判断される。

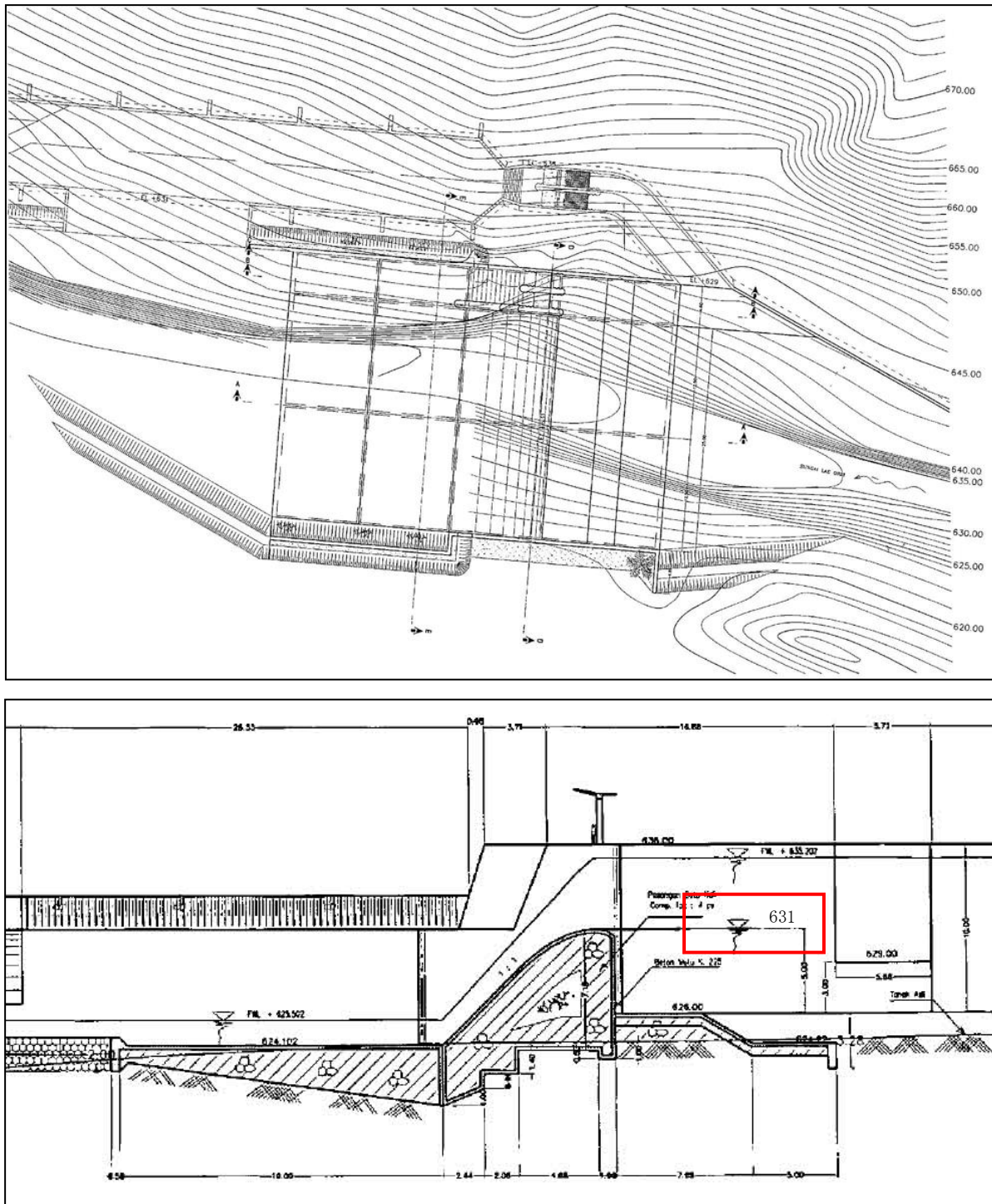


図 4-10 取水堰 Lae Ordi II 地点(上图:平面図、下图:断面図)

2) 放水位

図 4-11 に現地企業から受領した発電所の平面図および水圧管路と発電所の断面図を示す。断面図を見ると山を切り開き、水圧管路は露出で設置し、発電所も地上式としている。また、放水位は河川水位程度の 520m としている。

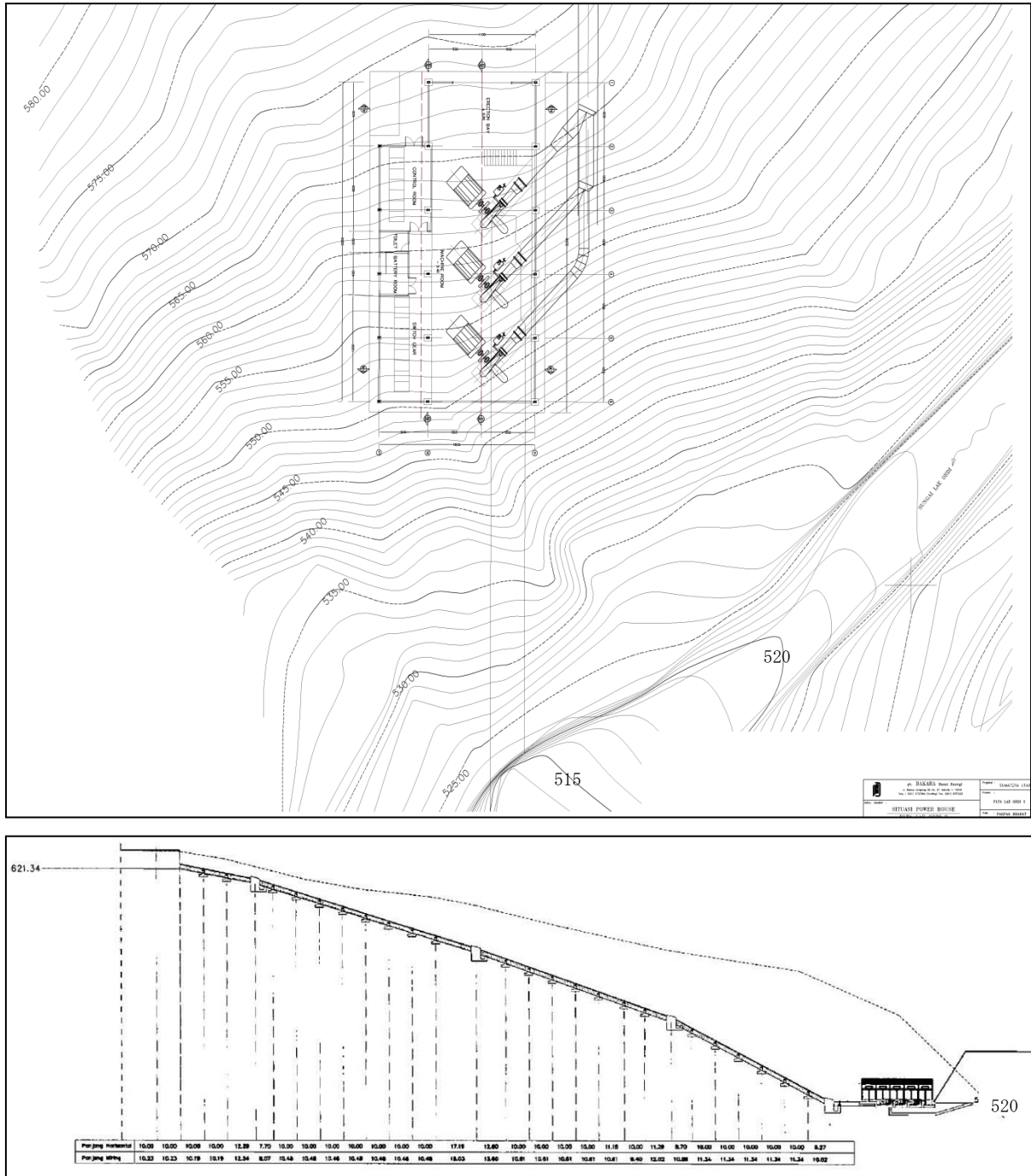


図 4-11 発電所-Lae Ordi II 地点(上图:平面図、下图:断面図)

### 3) 有効落差

#### (A) 有効落差の妥当性確認の方法

日本における有効落差は「取水水位-放水水位-損失落差」で計算される。ここでは、日本での損失落差の計算手法を用いて、有効落差の妥当性を確認する。

- ・ 取水水位 : 631.00m
- ・ 水槽水位 : 630.20m
- ・ 放水路水位 : 520.00m
- ・ 総落差 : 106.40m

#### (B) 損失落差の計算

表 4-30 に本検討での損失落差の計算結果、表 4-31 に有効落差の計算結果を示す。水路は前述の通り、「取水堰→取水口→沈砂池→導水路→水槽→水圧管路→発電所」の流れとなる。水槽より上流側の損失落差は水槽水位を起算水位として背水計算を実施した。本検討の計算結果では 0.285m の余裕があり、十分通水可能と考えられる。

また、水槽より下流側の損失落差は水圧管路のロスを計上した。この結果、損失落差の合計は現地企業の計算結果 4.600m に対し、0.084m 余裕があることが分かった。

なお、計算の詳細については別添資料 L4-1 を参照されたい。



表 4-30 損失落差の計算(Lae Ordi II)(単位:m)

|       |         |       |
|-------|---------|-------|
| 取水口   | 流入      | 0.146 |
|       | ピアー     | 0.015 |
|       | 余裕      | 0.285 |
| 沈砂池   | 断面変化    | 0.000 |
|       | 流入      | 0.047 |
| 導水路   | 摩擦      | 0.307 |
| 水槽    | 断面急拡    | 0.000 |
| 水圧管路  | 流入      | 0.035 |
|       | 摩擦(分岐前) | 2.699 |
|       | 分岐      | 0.983 |
| その他余裕 |         | 0.084 |
| 合 計   |         | 4.600 |

表 4-31 有効落差の計算(Lae Ordi II)

| 項 目     | 単位      | 最大      | 常時      |
|---------|---------|---------|---------|
| 使 用 水 量 | $m^3/s$ | 11.630  | 5.710   |
| 取 水 位   | $m$     | 631.000 | 631.000 |
| 放 水 位   | $m$     | 520.000 | 520.000 |
| 総 落 差   | $m$     | 111.000 | 111.000 |
| 損 失 落 差 | $m$     | 4.600   | 1.300   |
| 有 効 落 差 | $m$     | 106.400 | 109.700 |

## 2) 水車・発電機の合成効率

### 4) 水車形式の選定

水車形式は、有効落差と使用水量により適した形式が選定される。

日本国内においては、計画段階では、図 4-12 に示すような水車選定図を用いて水車形式を定める。また、実施設計段階では、メーカーヒアリングにより水車の形状や負荷効率等の詳細な仕様を把握して電力量計算に反映させる事が多い。

Lae Ordi II 地点では、横軸フランシス水車を選定している。

本計画地点の有効落差および使用水量は、

有効落差：106.4m

使用水量：11.63m<sup>3</sup>/s (3.877m<sup>3</sup>/s×3 台)

を使用することから、日本国内の水車選定図を用いても横軸フランシス水車が選定される。

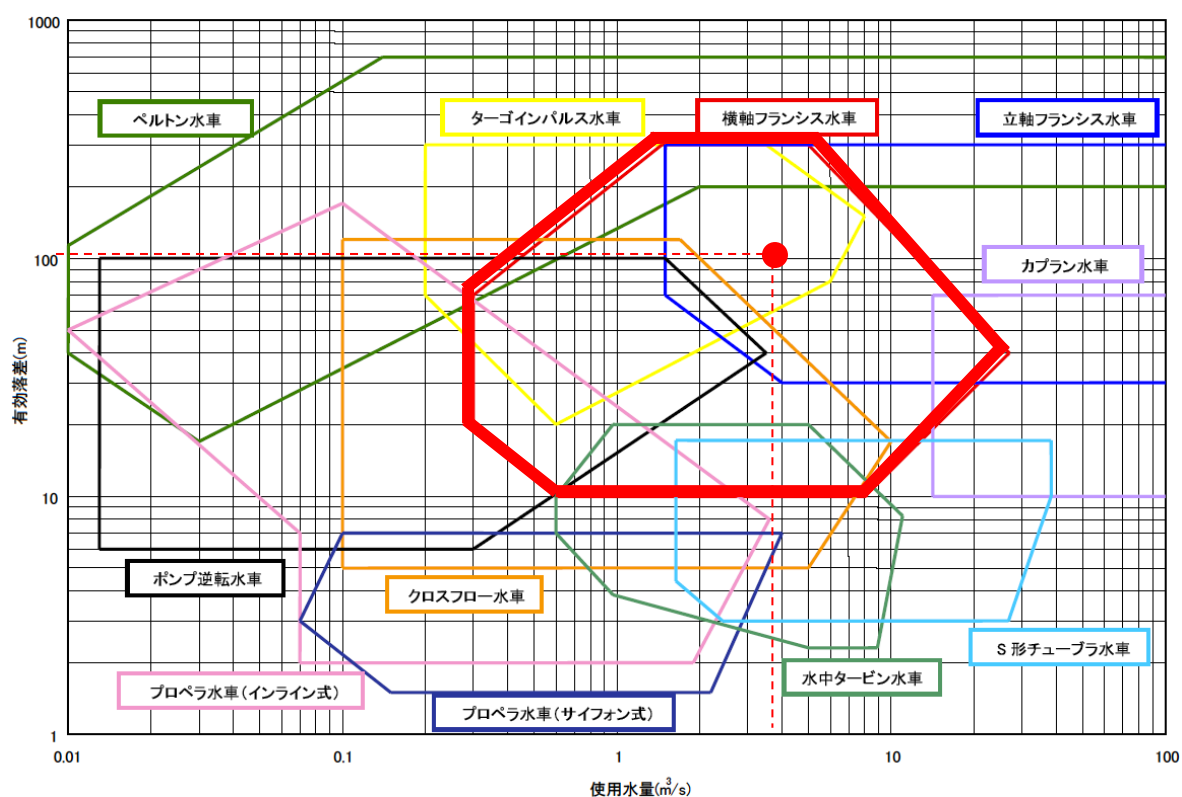


図 4-12 水車選定図

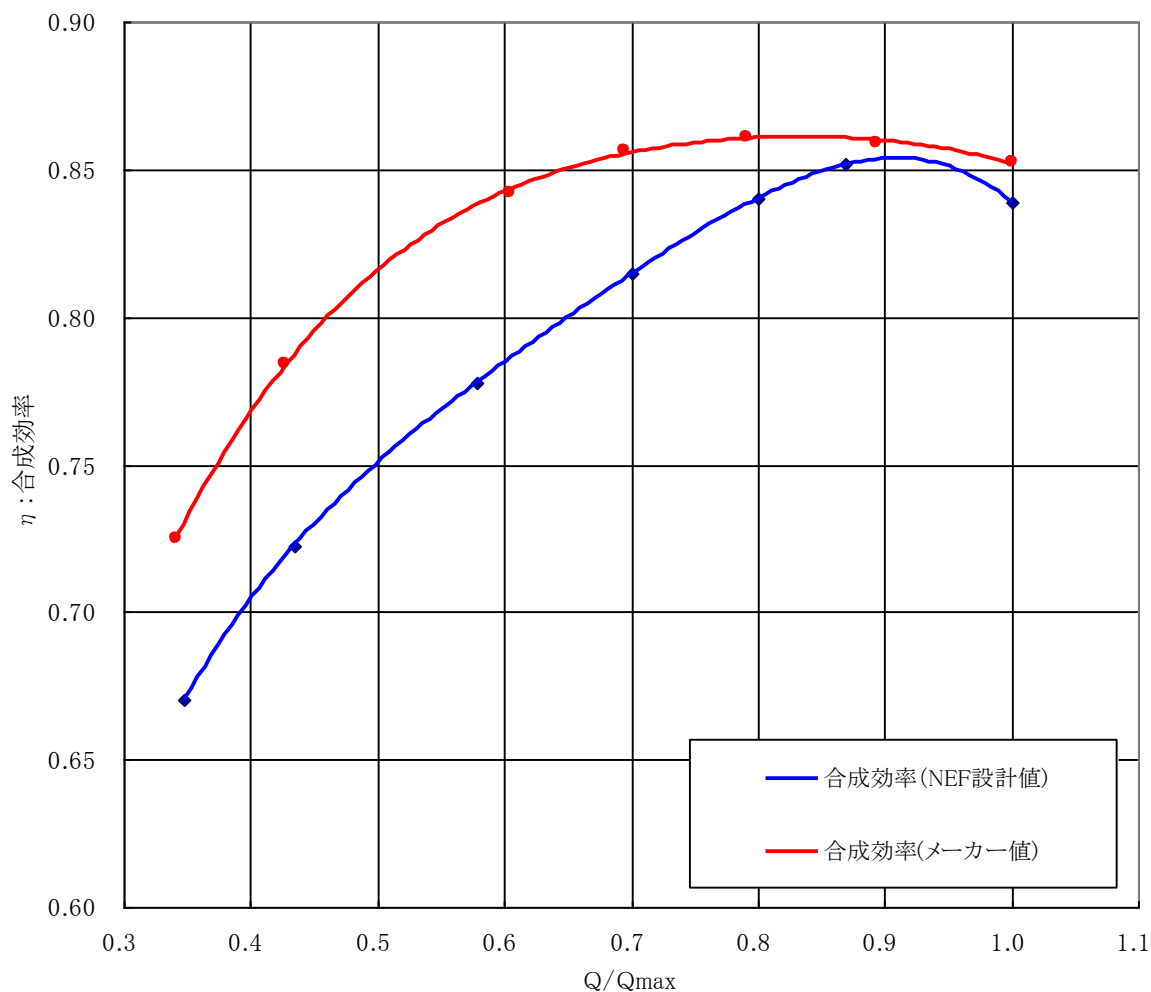
出典:「ハイドロバレー計画ガイドブック」(新エネルギー財団)

## 5) 水車効率・発電機効率

発電電力量の計算に使用する水車・発電機合成効率の水車メーカー聞き取り値により算出する。図 4-13 に水車メーカーの聞き取り値を基に作成した合成効率曲線および「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）：（財）新エネルギー財団」の手順に従って作成した合成効率曲線を示す（図中の記載される近似式：メーカー値）。

メーカー提示の効率は NEF 設計値より高い効率を示す。本検討では、実際の導入を想定し、メーカー値の合成効率曲線を使用する。

また、最小発電流量は過去の実績等を踏まえ最大使用水量の 40% とした。



$$y = -1.2367x^4 + 4.074x^3 - 5.3174x^2 + 3.238x + 0.0941$$

図 4-13 水車・発電機(3台)合成効率曲線図

### 3) 発電規模検討ケース

日本の検討手法により、河川の流況特性を考慮し最大使用水量を変化させ、発電出力、発電電力量及び概算工事費を算出して当該計画の発電規模について考察を行った。

表 4-32 に、発電規模検討ケースを示す。現地計画値の 11.63 m<sup>3</sup>/s より 0.4m<sup>3</sup>/s 少ない当該計画の第 2 案において、使用水量 11.20 m<sup>3</sup>/s、最大出力 10,000kW となり、現地計画値と同じ出力となる。これは、本検討の発電効率には日本国内メーカーの聞き取り値を用いており、現地の設定値と比較し、高い効率になっているためと考えられる。

本検討に用いている発電効率 : 85.2%

現地の検討で用いている発電効率 : 82.5%

表 4-32 発電規模検討諸元

| 項目     | 諸元                     |                         |                              |                         |                         | 現地諸元                    |
|--------|------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 水系・河川名 | LaeOrdi 川              |                         |                              |                         |                         |                         |
| 流域面積   | 296.00 km <sup>2</sup> |                         |                              |                         |                         |                         |
| 取水位    | EL.                    | 631.00 m                |                              |                         |                         |                         |
| 放水位    | EL.                    | 520.00 m                |                              |                         |                         |                         |
| 総落差    | 111.00 m               |                         |                              |                         |                         |                         |
| 有効落差   | 106.40 m               |                         |                              |                         |                         |                         |
| 最大使用水量 | 第1案                    | 第2案                     | 第3案                          | 第4案                     | 第5案                     | 現地諸元                    |
|        | 6.80 m <sup>3</sup> /s | 11.20 m <sup>3</sup> /s | 15.80 m <sup>3</sup> /s      | 21.40 m <sup>3</sup> /s | 24.80 m <sup>3</sup> /s | 11.63 m <sup>3</sup> /s |
| 最大出力   | 6,000 kW               | 10,000 kW               | 14,000 kW                    | 19,000 kW               | 22,000 kW               | 10,000 kW               |
| 河川維持流量 | 0.89 m <sup>3</sup> /s |                         |                              |                         |                         | 設定無し                    |
| 設備概要   | 取水堰                    | 高さ7.0m、堤頂長29.6m         |                              |                         |                         |                         |
|        | 水路                     | 導水路                     | 開渠又は暗渠 L=2,426m (途中サイフォン 箇所) |                         |                         |                         |
|        |                        | 水圧管路                    | 内径2.0m、L=320.0m              |                         |                         |                         |
|        |                        | 余水路                     | L=70.4m                      |                         |                         |                         |
|        | 発電所                    | 地上式                     |                              |                         |                         |                         |
|        | 水車形式                   | 横軸フランシス水車3台             |                              |                         |                         |                         |
|        | 発電機型式                  | 同期発電機3台                 |                              |                         |                         |                         |

※表の黄色の欄は現地計画と同じ使用水量のケース

#### 4) 発電電力量

##### 1) 年間可能発電電力

発電電力量の計算は、上述の発電規模検討諸元を基に行った。

現地ヒアリングにより、当該計画では下流側に利水を行っておらず、維持流量は不要とのことであったが、環境面を考慮して維持流量を設定することとした。

日本国内における「発電水利権の期間更新に伴う河川維持流量の確保について（通称発電ガイドライン）、S63.7.14 通達」では、維持流量の目安を流域面積 100k m<sup>2</sup>当たり 0.1~0.3 m<sup>3</sup>/s としている。この数値を参考とし、本検討では、下記の通り維持流量を設定した。

$$\text{維持流量} = \text{流域面積 } 296\text{k m}^2 \times 0.3 \text{ m}^3/\text{s} / 100\text{k m}^2 \times 100 = 0.89 \text{ m}^3/\text{s}$$

年間可能発電電力量及び L<sub>5</sub> 出力を表 4-33 に示す。当該計画の最大使用水量である 11.20 m<sup>3</sup>/s であるケース 2 において、下記の通り計算条件に相違があるものの、現地受領資料との発電電力量を比較すると、その差は 760MWh 程度であり、ほぼ同様の数値となった。

（主な計算条件の相違）

- ・ 発電効率
- ・ 最大発電出力
- ・ 維持流量の設定方法

表 4-33 年間可能発電電力量及び L5 出力

#### 発電量

単位：MWh

|      | 1月     | 2月    | 3月     | 4月     | 5月     | 6月     | 7月    | 8月    | 9月    | 10月    | 11月    | 12月    | 合計      |
|------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|---------|
| 第1案  | 4,436  | 4,069 | 4,381  | 4,320  | 4,464  | 4,316  | 4,442 | 4,271 | 4,309 | 4,444  | 4,320  | 4,463  | 52,235  |
| 第2案  | 7,007  | 6,393 | 6,697  | 7,056  | 7,192  | 6,900  | 6,814 | 6,270 | 6,516 | 7,023  | 7,044  | 7,196  | 82,107  |
| 第3案  | 8,837  | 7,868 | 8,285  | 9,039  | 9,385  | 8,748  | 8,086 | 7,196 | 7,794 | 9,080  | 9,466  | 9,513  | 103,296 |
| 第4案  | 10,091 | 8,886 | 9,607  | 10,811 | 11,222 | 9,973  | 8,844 | 7,824 | 8,899 | 11,089 | 11,567 | 11,244 | 120,057 |
| 第5案  | 10,584 | 9,298 | 10,250 | 11,677 | 11,880 | 10,396 | 9,171 | 8,044 | 9,465 | 12,083 | 12,514 | 11,848 | 127,210 |
| 現地資料 | -      |       |        |        |        |        |       |       |       |        |        |        | 81,347  |

#### L5出力

単位：kW

|     | 1月    | 2月    | 3月     | 4月     | 5月     | 6月     | 7月    | 8月    | 9月    | 10月    | 11月    | 12月    | 平均     |
|-----|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 第1案 | 5,867 | 5,910 | 5,658  | 6,000  | 6,000  | 5,965  | 5,853 | 5,351 | 5,915 | 5,859  | 6,000  | 5,990  | 5,864  |
| 第2案 | 8,857 | 8,328 | 8,029  | 9,262  | 8,995  | 9,126  | 7,781 | 6,657 | 7,617 | 8,295  | 9,496  | 9,336  | 8,482  |
| 第3案 | 9,203 | 8,669 | 9,130  | 10,353 | 10,653 | 10,041 | 8,111 | 6,702 | 8,096 | 9,280  | 11,953 | 11,163 | 9,446  |
| 第4案 | 9,326 | 8,709 | 9,998  | 11,220 | 11,108 | 10,252 | 8,086 | 6,635 | 8,538 | 10,145 | 13,500 | 11,674 | 9,933  |
| 第5案 | 9,267 | 8,653 | 10,449 | 11,658 | 11,097 | 10,219 | 8,043 | 6,572 | 8,940 | 10,643 | 13,704 | 11,744 | 10,082 |

## 2) 年間発電電力量

現地 FS レポートでは、発電所の自家消費量および故障、点検、補修等による停止率については言及されていない。

日本国における中小水力ガイドブックでは停電等による停止率を 5%（発電端）としており、国内実績等を踏まえ、自家消費及び送電ロスを 2%（受電端）として計算した各ケースの年間発電電力量を表 4-34 に示す。

年間発電電力量（発電端）＝年間可能発電電力×0.95

年間発電電力量（受電端）＝年間可能発電電力×0.95×0.98

表 4-34 年間発電電力量

単位：MWh

|      | 年間可能発電電力量 | 年間発電電力量（送電端） | 年間発電電力量（受電端） |
|------|-----------|--------------|--------------|
| 第1案  | 52,235    | 49,624       | 48,631       |
| 第2案  | 82,107    | 78,001       | 76,441       |
| 第3案  | 103,296   | 98,131       | 96,168       |
| 第4案  | 120,057   | 114,055      | 111,773      |
| 第5案  | 127,210   | 120,849      | 118,432      |
| 現地資料 | 81,347    | 78,093       | 76,531       |

### 5) 概算工事費

概算工事費は、「水力発電計画工事費積算基準(平成17年3月):新エネルギー財団」の発電計画工事費積算基準(工事単価、概算図表等)に基づいて算定した。

なお、工事費については近年の物価変動(H15年度→H22年度)を考慮した物価補正係数(「建物関係」及び「土木関係」は+12.4%、「電気関係」は+6.1%)を乗じることとした。

現地資料と同発電規模の第2案を比較すると、日本での積算手法(上記の積算基準)では、工事費が現地で試算した工事費と比較して6倍程度高いことが分かる。これは人件費及び日本とインドネシアの物価の違いによるものと想定される。

表 4-35 概算工事費(単位:百万円)

| 項目         | 検討ケース   |          |          |          |          | 現地資料    | 摘要                             |
|------------|---------|----------|----------|----------|----------|---------|--------------------------------|
|            | 1案      | 2案       | 3案       | 4案       | 5案       |         |                                |
| 1) 土地補償費   | 10.0    | 10.0     | 10.0     | 10.0     | 10.0     |         |                                |
| 2) 建物関係    | 156.0   | 200.2    | 232.9    | 268.0    | 289.8    |         | 地下式                            |
| 3) 土木関係    | 3,068.5 | 3,992.0  | 4,822.4  | 5,790.4  | 6,337.4  |         |                                |
| ① 水路       | 2,524.9 | 3,226.0  | 3,845.7  | 4,567.9  | 4,972.7  |         |                                |
| a. 取水ダム    | 167.6   | 167.6    | 167.6    | 167.6    | 167.6    |         | 固定堰                            |
| b. 取水口     | 70.3    | 108.0    | 146.5    | 192.5    | 219.4    |         |                                |
| c. 沈砂池     | 124.1   | 199.8    | 278.9    | 376.1    | 435.0    |         |                                |
| d. 導水路     | 1,424.0 | 1,850.0  | 2,215.5  | 2,598.4  | 2,806.8  |         |                                |
| トネル        | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| 暗渠         | 1,424.0 | 1,850.0  | 2,215.5  | 2,598.4  | 2,806.8  |         |                                |
| 開渠         | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| e. 水槽      | 83.3    | 131.0    | 178.8    | 235.5    | 269.9    |         |                                |
| f. 余水路     | 71.5    | 83.3     | 94.4     | 105.2    | 110.6    |         |                                |
| g. 水圧管路    | 340.3   | 373.9    | 391.3    | 449.4    | 481.0    |         |                                |
| 放水         | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| トネル        | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| 暗渠         | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| 開渠         | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| i. 放水口     | 14.3    | 19.1     | 23.1     | 27.9     | 30.3     |         |                                |
| j. 雑工事     | 229.5   | 293.3    | 349.6    | 415.3    | 452.1    |         | 以上水路工事費計の10.0%(管理橋、取水口改造除く)    |
| ② 調整池      | —       | —        | —        | —        | —        |         |                                |
| ③ 機械装置     | 543.6   | 766.0    | 976.7    | 1,222.5  | 1,364.7  |         |                                |
| k. 基礎      | 264.6   | 403.1    | 538.3    | 696.1    | 788.6    |         | 半地下式                           |
| l. 諸装置     | 279.0   | 362.9    | 438.4    | 526.4    | 576.1    |         | (①+②+基礎)×10.0%                 |
| ④ その他      | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| m. 管理橋     | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| n. 取水口改造   | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| 4) 電気関係    | 2,348.4 | 3,251.3  | 4,030.8  | 4,741.3  | 5,387.5  |         |                                |
| o. 水車      | 856.2   | 1,155.4  | 1,406.9  | 1,632.9  | 1,836.6  |         | フランシス                          |
| p. 発電機     | 658.9   | 942.2    | 1,193.6  | 1,426.0  | 1,639.2  |         | 同期                             |
| q. 余水路省略設備 | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
|            | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
| r. その他機器   | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
|            | 0.0     | 0.0      | 0.0      | 0.0      | 0.0      |         |                                |
|            | 833.3   | 1,153.7  | 1,430.3  | 1,682.4  | 1,911.7  |         | 主要変圧器、配電盤開閉装置等の工事費(水車+発電機の55%) |
| 5) 仮設備費    | 665.1   | 758.7    | 840.8    | 926.5    | 987.2    |         |                                |
| ④ 総係費      | 409.6   | 547.1    | 667.8    | 793.8    | 883.1    |         | (2)+3)+4)+5)×0.07              |
| 6) (小計)    | 6,657.7 | 8,759.3  | 10,604.7 | 12,530.0 | 13,895.0 |         | {1}~6)}                        |
| 7) ダム分担金   | —       | —        | —        | —        | —        |         | 該当せず                           |
| 8) 建設中利子   | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        |         | 計上せず                           |
| 9) 分担関連費   | 66.6    | 87.6     | 106.0    | 125.3    | 138.9    |         | 小計×0.01                        |
| 10) 送配電設備費 | 2,000.0 | 2,000.0  | 2,000.0  | 2,000.0  | 2,000.0  |         |                                |
| 11) (計)    | 8,724.3 | 10,846.9 | 12,710.7 | 14,655.3 | 16,033.9 | 1,917.0 |                                |

現地資料の工事費はローカルのコンサル会社が類似案件をベースに概算のコストとして算出している。インドネシア国内の同種同規模の水力発電プロジェクト（Nasal MPH）における事業費と比較したところ、kW 当たり建設費は、ほぼ同額の値となっており、インドネシア国内の建設費としては、妥当な額であると判断される。

今後は構造物の設計について十分な検討を行った上で、施工計画も考慮した積算を行い、精度の高い工事費を算定する必要がある。

表 4-36 他プロジェクトとの事業費、経済性の比較

| 計画名称     |                   | Lae Ordi II | Nasal      |
|----------|-------------------|-------------|------------|
| 最大出力     | kW                | 10,000      | 12000      |
| 使用水量     | m <sup>3</sup> /s | 10.63       | 17.36      |
| 有効落差     | m                 | 106.4       | 80.8       |
| 総事業費     | 百万 Rp             | 226,140     | 275,382    |
| kW 当り建設費 | Rp/kW             | 22,614,000  | 22,948,500 |

## 6) 発電規模検討結果

表 4-37 に日本国内手法による発電規模検討結果を示す。最適発電規模は、kWh 当り建設単価が 122.1 円と最も安価となる第 3 案で、最大出力 18,000kW（最大使用水量 21.4 m<sup>3</sup>/s）のケースとなった。ただし、インドネシアにおいて導入されている固定価格買取制度は 10,000kW 以下に適用されることを考慮すれば、最大出力 10,000kW（最大使用水量 11.20 m<sup>3</sup>/s）の第 2 案（kWh 当り建設単価：132.1 円）が最適規模と考えられる。

このため、現地計画で選定された 10,000kW 発電規模は、妥当な発電規模と判断できる。



表 4-37 発電規模比較検討結果

| 項目                          | 検討ケース  |                        |                           |                         |                         | 現地資料                    |                         |       |
|-----------------------------|--|------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------|
|                             | 第1案  | 第2案                    | 第3案                       | 第4案                     | 第5案                     |                         |                         |       |
| 水系・河川名                      | LaeOrdi 川  |                        |                           |                         |                         |                         |                         |       |
| 流域面積                        | 296.00 km <sup>2</sup>                           |                        |                           |                         |                         |                         |                         |       |
| 河川流量<br>(m <sup>3</sup> /s) | DolokSunggul雨量観測所-NRECAモデルにて換算流量 (1977年～1999年平均) |                        |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 最大   | 88.79                  | 35日                       | 34.01                   | 豊水量                     | 20.01                   | 平水量                     | 13.02 |
|                             | 低水   | 8.44                   | 渇水量                       | 4.88                    | 最小                      | 4.27                    | 年平均                     | 16.96 |
| 発電計画                        | 発電方式   | 流れ込み式・水路式              |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 取水位  | 631.00 m               | 631.00 m                  | 631.00 m                | 631.00 m                | 631.00 m                | 631.00 m                |       |
|                             | 放水位  | 520.00 m               | 520.00 m                  | 520.00 m                | 520.00 m                | 520.00 m                | 525.00 m                |       |
|                             | 総落差  | 111.00 m               | 111.00 m                  | 111.00 m                | 111.00 m                | 111.00 m                | 106.00 m                |       |
|                             | 有効落差   | 106.40 m               | 106.40 m                  | 106.40 m                | 106.40 m                | 106.40 m                | 102.80 m                |       |
|                             | 使用水量   | 6.80 m <sup>3</sup> /s | 11.20 m <sup>3</sup> /s   | 15.80 m <sup>3</sup> /s | 21.40 m <sup>3</sup> /s | 24.80 m <sup>3</sup> /s | 11.63 m <sup>3</sup> /s |       |
|                             | 出力   | 6,000 kW               | 10,000 kW                 | 14,000 kW               | 19,000 kW               | 22,000 kW               | 10,000 kW               |       |
|                             | L <sub>5</sub> 出力                                | 5,864 kW               | 8,482 kW                  | 9,446 kW                | 9,933 kW                | 10,082 kW               | -                       |       |
|                             | 年間可能発電電力量  | 52,235 MWh             | 82,107 MWh                | 103,296 MWh             | 120,057 MWh             | 127,210 MWh             | 81,347 MWh              |       |
| 設備概要                        | 取水堰  | 高さ7.0m、堤頂長29.6m        |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 取水口  | -                      |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 沈砂池  | 開渠、延長56.20m、幅9.00m     |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 水槽   | 開渠、延長73.50m、幅12.00m    |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 水路   | 導水路                    | 開渠又は暗渠 L=2,426m、I=1/3,333 |                         |                         |                         |                         |       |
|                             |  | 水圧管路                   | 内径2.0m、L=320.0m           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             |  | 余水路                    | L=70.4m                   |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 発電所  | 地上式                    |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 水車形式   | 横軸フランス水車3台             |                           |                         |                         |                         |                         |       |
|                             | 発電機型式  | 3,333kW×3台             |                           |                         |                         |                         |                         |       |
| 河川利用                        | 河川維持流量   | 0.89 m <sup>3</sup> /s |                           |                         |                         |                         | 設定無し                    |       |
|                             | 設備利用率  | 99.4%                  | 93.7%                     | 84.2%                   | 72.1%                   | 66.0%                   | 92.9%                   |       |
|                             | 河川利用率  | 38.1%                  | 58.2%                     | 70.5%                   | 78.2%                   | 83.4%                   | 不明                      |       |
| 総工事費                        | 8,724 百万円  | 10,847 百万円             | 12,711 百万円                | 14,655 百万円              | 16,034 百万円              | 1,917 百万円               |                         |       |
| kW当たり建設費                    | 1,454 百万円  | 1,085 千円               | 908 千円                    | 771 千円                  | 729 千円                  | 192 千円                  |                         |       |
| kWh当たり建設費                   | 167.0 円/kWh                                      | 132.1 円/kWh            | 123.1 円/kWh               | 122.1 円/kWh             | 126.0 円/kWh             | 23.6 円/kWh              |                         |       |

| 最大出力 (kW) | 単位発電電力量 (MWh) | 単位建設費 (円/kWh) |
|-----------|---------------|---------------|
| 5,223.5   | 52,235        | 167.0         |
| 10,000    | 82,107        | 132.1         |
| 14,000    | 103,296       | 123.1         |
| 19,000    | 120,057       | 122.1         |
| 22,000    | 127,210       | 126.0         |