

コスタリカ

ピリス水力発電所建設事業

外部評価者：アイ・シー・ネット株式会社 スズキ S. ヒロミ

0. 要旨

本事業は、コスタリカの中央高原地域を流れるピリス川中流部に水力発電関連施設を建設することにより、同国の安定的電力供給能力の向上を図るものである。

本事業は審査時・事後評価時のコスタリカの国家開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と合致しており、妥当性は高い。ピリス水力発電所の主要な効果を示す指標は概ね目標を達成もしくは改善傾向にある。また、水力発電をベースロードとするコスタリカにおいて、本事業は水力発電能力を強化するばかりでなく、実施機関の別事業として整備されたパリターリンドラ間送電線（230kV、118km）¹を通じ、国家電力システム（全国系統）に接続することにより、同国の安定的電力供給能力の向上、将来の需給ギャップの解消に貢献しており、効果の発現状況は良好と評価できる。その他、植林活動やアクセス道路の整備に伴う効果等、正のインパクトも確認でき、有効性・インパクトの達成度合いは高い。なお、事業費、事業期間とも計画値を大幅に上回ったため、効率性は低い。本事業によって発現した効果の持続性については、運営・維持管理主体の体制、技術、財務について問題はなく、持続性は高い。

以上より、本プロジェクトの評価は高い。

1. 案件の概要



案件位置図



ピリス水力発電所 RCC ダム²
(コスタリカ電力公社 (ICE) 提供)

¹ パリターリンドラ間送電線の整備は、審査当初から本事業の効果発現のための前提条件であった。

² RCC (Rolled Compacted Concrete) とは、セメントの量を少なくした超硬練りのコンクリートのこと。コンクリートを大量に打ち込むことが可能なため、工期短縮と工費低減の利点があり合理的な施工とされている (参考：日本コンクリート工学会 HP、日本ダム協会 HP)。

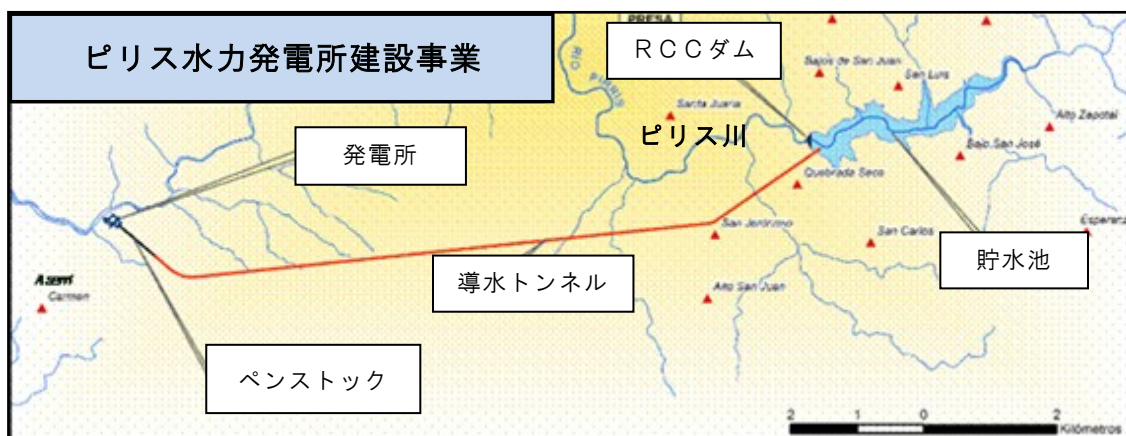
1.1 事業の背景³

コスタリカは中米で最も政治的に安定している国の一つであり、特に「国家開発計画 1994~1998」では国家政策としてハイテク産業の誘致、免税加工区設置による輸出の増加、海外直接投資促進を背景に高い経済成長を達成していた。他方、同国家政策を進め、持続的な経済成長を維持するためには、電源開発を含む経済・社会インフラ整備が急務となっていた。特に電力需要については経済成長に伴い年々増加傾向にあり、2020年にかけて年率5.7%で伸びていくものと推計されており同国の電力安定供給に対する信頼性を向上していくことは急務であった。

コスタリカにおける電力供給は主にコスタリカ電力公社（以下、ICE という）が担っており、国内の豊富な水力資源・地熱資源を活用する電源開発を進めていた。特に水力発電は全電力供給の4分の3を占め、同国電力供給のベースロードと位置付けられていた。2001年当初、需要を満たすだけの発電設備を維持していたが、既存の電力システムでは2006年以降に予測されていた需給ギャップ埋めることが困難とされ、早急な対応が必要とされていた。

1.2 事業概要

コスタリカの首都サンホセの南方約70kmに位置する中央高原地域を流れるピリス川中流部に、設備出力128MWの水力発電関連施設を建設することにより、同国の安定的電力供給能力の向上を図り、もってコスタリカの将来的電力需給ギャップの解消及びベースロードたる水力発電能力向上に寄与する。



出所：ICE

図 1 ピリス水力発電所事業

| | |
|---------------|---------------------------|
| 円借款承諾額／実行額 | 16,683 百万円／16,402 百万円 |
| 交換公文締結／借款契約調印 | 2001 年 4 月／2001 年 4 月 |
| 借款契約条件 | 金利：2.2%、返済：25 年（うち据置 7 年） |

³ JICA 審査時資料及びプレスリリースに基づく。

| | |
|--------------------------|---|
| | 一般アンタイド |
| 借入人／実施機関 | 借入人・実施機関ともに、コスタリカ電力公社 (Instituto Costarricense de Electricidad : ICE) |
| 貸付完了 | 2011年10月 |
| 本体契約（契約金額10億円以上） | Holcim（コスタリカ）／Toxement（コスタリカ）（JV）、 Astaldi Spa.（イタリア）、Andritz Hydro GmbH（オーストリア） |
| コンサルタント契約 | 電源開発（日本） |
| 関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等 | 1992年：「コスタリカ共和国ピリス水力発電開発計画調査」（JICA） 1998年：「ピリス水力発電計画基本設計」（ICE） |
| 関連事業 | 有償資金協力 「ミラバジェス地熱発電所建設事業」（1994年3月完成）、「グアナカステ地熱開発セクターローン」（2014年8月借款契約締結） 他機関案件 米州開発銀行「アンゴストゥーラ水力発電所建設事業」（2000年10月完成） |

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

スズキ S. ヒロミ（アイ・シー・ネット株式会社）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2013年9月～2014年11月

現地調査：2013年11月24日～11月29日、2014年4月20日～4月23日

3. 評価結果（レーティング：B⁴）

3.1 妥当性（レーティング：③⁵）

3.1.1 開発政策との整合性

3.1.1.1 事業審査時の開発政策

事業審査時の開発政策は、国家計画・経済政策省（以下、MIDEPLAN という）が中心に策定した「国家開発計画（1998年～2002年）」である。15の開発目標には電力を含む社会インフラ整備、公共サービスの改善、自然資源の持続的な活用が含まれている。

⁴ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」。

⁵ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」。

た。電力セクターについては、堅調な増加が予測されていた電力需要に対応するため、環境エネルギー省（以下、MINAE という）は「第3次国家エネルギー計画（2000～2020年）」を策定した。同計画では、コスタリカにおける電力供給の責任機関⁶である ICE に対し、具体的な電源開発計画を策定し、将来的な需給ギャップの解消を図ることを求めた。これらの政策に基づき、ICE は上記需給ギャップの解消を目指す「電源開発計画（2012年～2024年）」を策定し、2020年までに29カ所の発電所の建設を計画した。特にアングストゥーラ水力発電所（2000年運転開始、177MW）に次ぐ大規模な電源開発として、本事業（ピリス水力発電所、128MW）を最も重要な国家プロジェクトの一つとして位置付けた。

3.1.1.2 事後評価時の開発政策

事後評価時の開発政策は、「国家開発計画 2010年～2014年」である。エネルギー分野については、特に「環境保全と持続可能な開発」を目標とし、水力発電や地熱発電等のクリーンエネルギーの開発を通じ、2021年までに温室効果ガスの排出と吸収を相殺する「カーボン・ニュートラル」の実現を目指している。同国家開発計画に基づき MINAE は「第6次国家エネルギー計画（2012年～2030年）」を策定した。コスタリカの経済成長予測及び国民の生活水準の改善に伴い、今後も電力需要が増加することが見込まれ、この増加に対応するため、再生可能で低価格のエネルギーの開発に重点を置き、環境への負の影響を可能な限り抑制し、国民の健康と生活水準を改善することを目指している。これらの計画に基づき、ICE は「電源開発計画（2012年～2024年）」を策定し、安定した電力供給を確保し、化石燃料への依存及び温室効果ガスを削減することを目指している。また、引き続き、水力発電をベースロードとしつつ、火力・風力・地熱エネルギーとの最適なバランスを目指している⁷。

以上、事業審査時、事後評価時ともに、コスタリカ国家開発計画、国家エネルギー計画、ICE 電源開発計画のいずれにおいても、電力の需給ギャップ解消と安定した電力供給を開発目標として掲げており、これらの目標を達成するため国産資源である水力発電を含む再生可能エネルギーに引き続き力点が置かれている。従って、事業審査時、事後評価時ともに本事業とコスタリカの開発政策との整合性が認められる。

⁶ コスタリカの電力セクターは「国家電力システム（以下 SEN という）」と呼ばれ、発電については総設備容量の70%を占める ICE の他、ICE の子会社である CNFL、地方電力組合（4社）、公営電力公社（2社）、民間事業者（1社）が行っている。送電は ICE のみ、配電については ICE、CNFL、地方電力組合（4社）、公営電力公社（2社）が担っている。

⁷ 事後評価時、ICE が特に重点を置いている発電所にはレベントソン（292 MW）、ディキス（623 MW）、タクアレス（7MW）、サベグレ（160MW）の4カ所の水力発電所が含まれている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

3.1.2.1 事業審査時の開発ニーズ

事業審査時、コスタリカでは電力需要が年々増加傾向にあり、電力需要増加実績は、1985年から1997年にかけては年平均5.5%、1998年から2000年は年平均6.5%であった。さらに2020年までの電力需要増加予測はハイテク産業の進出等もあり、年平均5.7%が見込まれていた。他方、当時の新規発電所建設や老朽化発電所更新に関する計画に基づけば、2006年以降、電力の安定供給が達成できないと予測されていた。これに加え、ICEの限られた予算では電源開発計画に2020年までに計画されていた29カ所全ての発電所を建設し、同時に必要な送電設備整備事業を早急に実施することは困難な状況であり、電力の安定供給を図る対策を講じることが急務であった。

なお、ICEの2000年末の設備出力は1,470MW（水力発電1,098MW（75%）、火力発電234MW（16%）、地熱発電137MW（9%））であり、発電所設備の設備出力（MW）は需要を上回る水準を維持していた。しかし、同国は熱帯サバンナ気候にあり、12月～4月の乾季には深刻な水不足となり、水力発電のエネルギー源が激減することから、2007年の乾季のピーク時（2月から4月）には需給ギャップが深刻化するリスクにより、電力安定供給に対する信頼性が低下することが予測されていた。電力供給能力の不足分については火力発電によって賄われていたが、コスタリカには火力発電の燃料となる資源がなく、輸入が必要となるため、過度な火力発電所への依存は同国の開発政策に合致していなかった。従って、なんらかの対策を講じない限り、2007年から燃料輸入への依存度合が高まるリスクはICEの懸念材料であった。このような背景のもと、国内の水資源を活用する貯水式の水力発電の開発は、同国の電力供給能力増加と安定的電力供給能力向上を図る上で必要性が極めて高かった⁸。

3.1.2.2 事後評価時の開発ニーズ

コスタリカにおける電力需要の年平均伸び率は、2009年から2012年で2.9%と、2008年のリーマンショックを発端とする世界金融危機により、事業審査時に予測されていたほどの高い成長率ではなかったものの、着実に伸びてきている。コスタリカの電力需要予測を行っている国家電力計画センター（以下、CENPEという）が2011年に発表した最新需要予測では、2024年までの年平均電力需要増加率は4%、予測される電力需要は18,148GWhと今後も安定した電力供給の確保は開発ニーズとして存在している。なお、2011年のICEの設備容量は2,590MWと、1,598MWの需要を上回っていたものの、供給予備率⁹は7%と電力の安定供給を確保する目安とされる8%～10%に

⁸ ICEは本事業の他にも「ミラバジェス地熱発電所建設事業」（円借款事業、1994年3月完成、55MW）及び米州開発銀行の融資による「アンゴストゥーラ水力発電事業」（2000年10月運転開始、177MW）も実施しており、輸入資源に依存しない再生可能エネルギーの開発を積極的に進めていた。

⁹ 供給予備率とは電力需要に対する供給力の余力を示す指標（ピーク時供給力ー予想最大需要）÷（予想最大需要×100）。通常8%～10%が目安とされている（経済省HPより）。

は至っていないため、供給能力を強化することが引き続き求められている。CENPE の需要予測に基づき、ICE は「電源開発計画（2012 年～2024 年）」で、下表に示すとおり、水力発電の割合を 65%から 72%へ増加させ、2,962MW の需要予測に対し、合計設備出力を 2024 年までに 4,304MW とする計画である。

表 1 コスタリカにおける電力需給と設備容量

| | | 2011 実績 | | 2024 予測・計画値 | |
|--------|----------|------------|------|----------------|------|
| 電力需要 | | 1,598MW | | 2,962MW | |
| 合計設備出力 | | 2,590MW | 100% | 4,304MW | 100% |
| 内訳 | 水力 | 1,691 MW | 65% | 3,099MW | 72% |
| | 風力 | 129 MW | 5% | 301MW | 7% |
| | 地熱・バイオマス | 234 MW | 9% | 344MW | 8% |
| | 火力 | 537 MW | 21% | 560MW | 13% |

出所：CENPE「2011-2033 電力需要予測」（2011 年）及び「電源開発計画」（2012 年～20124 年）。

以上、コスタリカの電力需要は引き続き伸びており、安定的な電力供給能力を確保する上で、国産資源である水力による発電能力を強化する開発ニーズは事後評価時においても認められる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

事業審査時において日本の対コスタリカ援助政策は策定されていない。従って、本事後評価では、日本の政府開発援助に関する基本方針と政策を踏まえて定められた国際協力機構（JICA）の「海外経済協力業務実施方針（1999 年～2002 年）」との整合性を確認することとした。同方針は開発途上国の貧困削減を主目標とし、経済・社会インフラの整備や産業の育成による持続的な経済成長と、貧困対策、社会開発等を通じた経済成長の成果の公正な配分の双方を支援することを掲げ、生産基盤強化や環境保全対策支援等 6 つの分野別方針を設定した。また、対中南米地域支援方針については、所得と地域間格差是正のための基礎インフラ整備への支援に重点を置き、地球環境問題対策事業を含む域内国の環境保全に資する事業についても積極的に支援することとしており、本事業は分野別方針及び対中南米地域支援方針とも合致している¹⁰。

以上より、本事業の実施はコスタリカの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

¹⁰ なお、再生可能エネルギーによる電力供給能力増加及び気候変動への影響緩和を図り、コスタリカの持続的発展に貢献することを目指し、2014 年 8 月 18 日には、日本政府とコスタリカ共和国政府との間で、「グアナカステ地熱開発セクターローン」に関する交換公文（円借款供与限度額 16,810 百万円）が締結された。

3.2 有効性¹¹（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

運用指標については、審査時に目標値が設定されていた指標、または ICE 内で目標値が設定され、主要指標として用いられているものを基に評価を行った。目標年は事業完了後 2 年目の 2013 年とし、下表には参考値として 2011 年と 2012 年についても実績値および達成率を示している。なお、本事業の運用・効果指標の評価を行う際、コスタリカの国家電力システムにおけるピルス水力発電所の役割を考慮する必要がある。水力発電所は、乾季はもとより、突然の電力需要の増加に即座に対応できることや、火力発電所に比べ、活動停止後の再起動に要する時間が数分¹²であり緊急時に早急に電力を供給できることが可能であるなどの利点がある¹³。

4 つの主要運用指標の全てが事業完成後 2 年目の 2013 年には目標値比 80%以上、もしくは目標値を達成している。上記のとおり電力供給能力のバックアップとしての役割という観点から、発電所が運用可能な状態の確率を示す「運転可能率」及び発電所が強制停止状態にならない確率を示す「信頼度」は重要な指標であり、本事業では両方とも目標を達成している。定期点検を確実に実施していることにより、計画外停止時間は目標値の四分の一以下までに改善している。

¹¹ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

¹² 火力発電は再起動に 15 分から数時間はかかる。

¹³ ICE によると、コスタリカの他の水力発電所と比較した場合、ピルス水力発電所は次の 2 つの特性を有しており、これらは同発電所のバックアップ機能を強化している：①ペルトン型水車を採用しているため、運転・休止操作が特に容易であり、自動的に電圧の調整をすることが可能である。②非常用自家発電設備が設置されているため、緊急時に他の発電所に依存することなく自ら稼働可能である。

表 2 運用・効果指標

| 指標名 | 目標値 事業完成 2 年後 | 実績値 (カッコ内は目標達成率) | | |
|---|-----------------------|---------------------------------------|--|------------------------------------|
| | | 2011 (事業完成年) | 2012 (事業完成 1 年後) | 2013 (事業完成 2 年後) |
| 【運用指標】 | | | | |
| ① 運転可能率注 1 | ICE 目標： 100% | — | 94.6% 目標 80%以上達成 | 92.8% 目標 80%以上達成 |
| ② 信頼度注 1 | ICE 目標： 100% | | 99.5% 目標 80%以上達成 | 99.6% 目標 80%以上達成 |
| ③ 水力利用率注 2 | 90% | 80% (8 月~12 月) (88%) 目標 80%以上達成 | 89% (99%) 目標ほぼ達成 | 84% (93%) 目標 80%以上達成 |
| ④ 計画外停止時間合計時間 注 3 (機械の故障による) | 年間合計 最大 175 時間 | 118.2 (目標の 65%ま でに改善) 目標達成 | 195.4 (目標を約 20 時 間オーバー) 目標未達成 | 42.0 (目標の 24%ま でに改善) 目標達成 |
| ⑤ 定期点検による停止時間 注 4 | 参考値： 年間 525 時間 | 609.6 | 759.9 | 1,219.7 |
| 【効果指標】 | | | | |
| ⑥ 送電端電力量(GWh/年) | 571 | 312.5 (55%) 目標未達成 | 499.2 (87%) 目標 80%以上達成 | 446.2 (78%) 目標未達成 |
| <参考指標> 年間総流入量 (百万 m ³ /年) | 310.3 注 5 | 144.7 (47%) | 231.1 (74%) | 158.3 (51%) |
| ⑦ 全国電力消費量(MWh) 注 6 | 増加傾向にある ことが望ましい | 8,601,761 | 8,914,576 | 9,006,031 |
| ⑧ 電化率(%) | 94.8%以上 (2000 年実績) | 99.3% 基準値以上 | 99.4% 基準値以上 | 99.4% 基準値以上 |

出所：JICA 審査時資料、ICE。

注 1：「運転可能率（運転実績に基づき、1 年を通して発電所が運用可能な状態である確率）」及び「信頼度（1 年を通して発電所が強制停止状態にならない確率）」は ICE で通常運用指標として用いているもの。全国電力系統に接続する水力発電所はバックアップとしての役割も担うことから、これらの指標を定量的効果の評価に含めることは妥当であると判断した。

注 2：水力利用率は ICE の定義に基づく数値である。水力利用率＝（年間発電電力量（GWh）÷年間可能発電電力量（GWh））×100。なお、年間可能発電電力量は、週毎の可能発電電力量を算出し、52 週分を足した合計。週毎の可能発電電力量（GWh）＝[週平均流量（m³/s）×発電電力係数（7.4932MW/（m³/s））×168 時間]／1000]

注 3：計画外停止時間の内訳は、①機械の故障、②人為的ミス、③災害その他であったが、②と③については生じていないため、表で記載している合計は全て機械の故障によるもの。

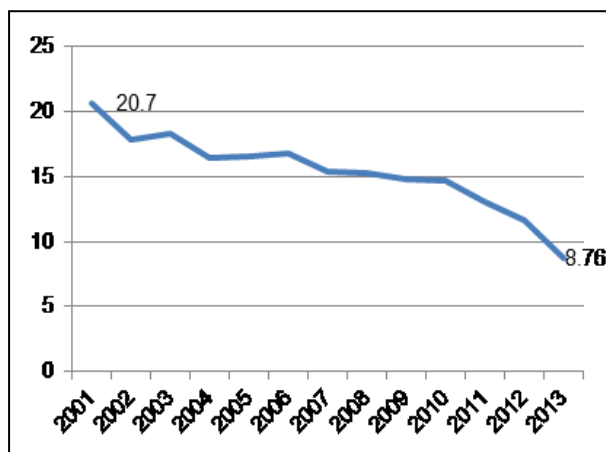
注 4：補助指標。ターゲットに達しないことが、必ずしも評価の低下に繋がるものではない。

注 5：詳細設計時に用いた年間総流入量の予測値。

注 6：補助指標。電源開発計画における需給見込みがあることから、別途目標値を定めることは適切でないため、事前の目標値設定は行わない。

また、電力の安定供給能力向上を測る指標として年計画停電時間を確認したところ、2001 年には 20.7 時間であったが 2013 年には 8.76 時間へと大幅に減少しており、審査時と比較し、全国系統における電力安定供給は確実に改善していることがうかがえる（図 2）。

効果指標については、審査時に目標値が設定されていたのは送電端電力量のみであった。送電端電力量は 2011 年から 2013 年まで目標未達成である。その主な要因としては、近年の雨量の減少により、2011 年から 2013 年の年間総流入量が、詳細設計時に想定されていた年間総流入量（310.3 百万 m³/年）のそれぞれ 47%、74%、51%と大幅に低下しているためである。なお、全国電力消費量は増加傾向にあり、電



出所：ICE。

図 2 年間計画停電時間数

化率についても 2000 年の基準値である 94.8%から 2013 年には 99.4%と大幅に改善した。

以上から、目標値もしくは基準値が設定されている 6 つの指標のうち、2013 年に達成できなかった指標は送電端電力量のみであり、その他の指標については目標値の 80%以上、もしくは目標を達成しており、本事業の定量的効果が明らかに認められる。

3.2.2 定性的効果

審査時に想定されていた定性的効果は、本事業のインパクトレベルの効果として理解できるため、これらについては「3.3 インパクト」で統合して評価を行った。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

本事業による想定されたインパクトは、本発電所が建設されることによる、コスタリカの水力発電能力向上、将来的需給ギャップの解消、投資環境及び経済開発ポテンシャルの改善であった。

3.3.1.1 コスタリカの水力 1 発電能力向上と将来的需給ギャップの解消

前述のとおり、CENPE による最新需要予測では、2024 年までのコスタリカにおける年平均電力需要増加率は 4%、予測される電力需要は 18,148GWh であり、今後も安定した電力供給が必要とされている（詳細は「3.1.2.2 事後評価時の開発ニーズ」を参照）。コスタリカの国家電力システムの発電設備容量及び発電電力量のそれぞれ 7 割強を占める ICE の水力発電能力向上は、ひいてはコスタリカにおける安定した電力供給を意味する。2011 年に完工したピリス水力発電所（本事業）はパリターリンドラ間送電線を介して全国系統に接続し、発電設備容量、発電電力は共に 2012 年の国家電力システムの 5%を占めており確実にコスタリカの水力発電能力向上及び将来的需給ギャップの解消に貢献している。

表 3 国家電力システムに対する本事業の貢献度合い

| | 2010 | | 2012 | |
|------------|-----------|------------------------|------------|------------------------|
| 【発電設備容量】 | | | | |
| | KW | 国家電力システム における割合 (%) | KW | 国家電力システム における割合 (%) |
| 国家電力システム合計 | 2,605,295 | | 2,723,181 | |
| ICE 合計 | 1,902,939 | 73% | 2,080,190 | 76% |
| 水力 | 1,119,709 | 43% | 1,258,869 | 46% |
| うちピリス水力発電所 | - | - | 140,272 | 5% |
| 火力 | 627,270 | 24% | 612,601 | 22% |
| 地熱 | 136,160 | 5% | 187,910 | 7% |
| 風力 | 19,800 | 1% | 19,800 | 1% |
| 太陽光 | - | | 1,010 | 0.04% |
| 【発電電力】 | | | | |
| | MWh | 国家電力システム における割合 (%) | MWh | 国家電力システム における割合 (%) |
| 国家電力システム合計 | 9,503,002 | | 10,076,344 | |
| ICE 合計 | 6,655,309 | 70% | 7,459,250 | 74% |
| 水力 | 5,291,523 | 56% | 5,349,469 | 53% |
| うちピリス水力発電所 | - | | 503,653 | 5% |
| 火力 | 335,637 | 4% | 830,284 | 8% |
| 地熱 | 963,837 | 10% | 1,190,398 | 12% |
| 風力 | 64,312 | 1% | 79,804 | 1% |
| 太陽光 | - | - | 295 | 0.003% |

出所：ICE。

本事業のインパクトは水力発電能力向上に留まらず、前述のとおり、乾季や突然の電力需要の変化に即座に対応できるバックアップ電源としての役割の他にも、太平洋中央地域の電力サービスの向上および「中米電力連繫システム¹⁴（以下、SIEPAC という）」にパリタ変電所経由で相互接続していることから、中米電力市場においても戦略的な役割を担っているなどの点が挙げられる。本事業はこのような役割を通じ、コスタリカのベースロードである水力発電能力向上に寄与しながら、国家電力システム全体の強化に大きく貢献している。

¹⁴ 中米電力連繫システム（SIEPAC）は、中米 6 カ国（グアテマラ、エル・サルバドル、ホンジュラス、ニカラグア、コスタリカ、パナマ）を 1,793 km の送電線で繋ぎ、同地域での電力の売り買いを可能にするシステムである。運営は上記 6 か国の電力会社が設立した EPR 社が行っている。

3.3.1.2 電力安定供給能力向上によるコスタリカの投資環境及び経済開発ポテンシャルの改善

本事業のインパクトを把握することを目的とし、大口需要家調査を行った¹⁵。主に電力の安定供給に関する意見、投資決定要因としての電力の重要性、本事業がもたらした正負の変化に関する意見を確認した。

1) 安定した電力供給

いずれの企業も契約電力が中圧（34.5KV）もしくは高圧（230KV、138KV）であることから、供給電力は安定しており電力の「質（電圧の変動等）」も高く、「電力の安定供給」については10社中9社が「非常に満足している・満足している」と回答した。残り1社の不満要因は、後述の電力料金と計画外停電の際のICEの対応であった。なお、計画外停電の際のICEの対応（特に台風や事故等による送電線や電柱の破壊等によるもの）に関する意見は他の9社も、「どんなに短くとも機械へのダメージが大きいので、ICEによる迅速な対応を期待する」と回答している。前述のとおり、計画外停電時間は大幅に改善しているものの、計画外停電が生じた際の対応改善が求められていることが明らかとなった。他方、計画停電については、10社とも「約3年前と比べて改善している」と回答しており、停電を実施する日時についてICEとの調整が必要となるが、10社中7社はこの調整の機会が、ICEとの良好な関係を築くためのコミュニケーション手段となっていると回答した。事後評価時、計画停電は、企業にとっては機械等のメンテナンスを行う機会としており、特に生産ラインへの影響や損害が生じる等の問題は生じていない。

2) 投資決定要因としての電力の重要性と電力料金

全社が最も改善を望んでいるのは電力料金であった。10社中9社は、国内市場のみならず、コスタリカを生産拠点とし、北米・南米・アジア市場に製品を輸出しているため、電力コストは競争力を低下させかねないとのことであり、電力料金は懸念材料であると回答した。共通した意見としては、「コスタリカの場合、直接投資要因は主に政治経済が安定していることである。従って、今のところ直接投資に大きな変動はな

¹⁵ 大口受益者調査の詳細は次のとおりである。①実施期間：2013年11月末～2014年1月中旬、②企業数10社（うち外資系企業6社）、③産業：食品加工業（3社）乳業（1社）養殖漁業（1社）自動車部品（1社）電気部品（2社）金属加工業（1社）サービス業（1社）、④コスタリカでの稼働年数：10年未満（2社）10年～15年未満（1社）15年～20年未満（2社）20年以上（4社）、⑤原価に占める電力コストの割合：10%（1社）15%（1社）17%（2社）6社（回答なし）、⑥地理的分布：サンホセ州（3社）アラフェラ州（3社）プンタレーナス州（3社）カルタゴ州（1社）、⑦企業の選定方法：地理的分布と産業分類を念頭に大口需要家リストから選定した。なお、調査協力は15社に求めたが、5社からは協力が得られなかった。

いが、今後電力料金が上昇し続ければ、競争力が低下し、外資系企業は撤退せざるを得ない」とのことであった¹⁶。

3) 本事業がもたらした正負の変化

本事業について、3社は「よく知っている」、7社は「聞いたことはある」と回答した。前者の企業のうち1社は、実際に本事業を見学していた。「良く知っている」と回答した3社の共通した意見は「事業費がとて高かった。しかし、コスタリカの安定した電力供給と、化石燃料への依存度を下げるために重要かつ必要な事業だった」であった。本事業がもたらした社会や自然環境への変化や住民移転や用地取得に関する問題の有無については「特に聞いたことない」とのことであった。

以上、想定されたインパクトのうち、コスタリカの水力発電能力の向上及び電力安定供給能力が向上することによる将来的需給ギャップの解消については、本事業によるインパクトが認められる。他方、本事業と投資環境及び経済開発ポテンシャルの改善については、本事業で発電された電力は国家電力システムを通じ全国へ送電されるため、本事業との直接的な因果関係を確認することはそもそも困難である。ただし、大口需要家は、「本事業前後で比較した場合、総合的な観点から、コスタリカの電力供給が安定し、電力の質も改善している」としており、本事業は経済・社会インフラである国家電力システムの強化に貢献しているといえる。さらに、事業前後の経済成長率および対コスタリカ海外直接投資額を確認したところ、前者については2008年の2.7%から2013年には3.6%へ増加し、後者については2008年の2,078百万から2013年には2,682百万米ドルまで増加しており¹⁷、他の経済・社会インフラと共に、本事業も投資誘致要因・経済開発ポテンシャル改善について、一定の貢献をしていることを裏付けているものと思われる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

3.3.2.1 自然環境へのインパクト

コスタリカでは自然・生活環境の変化をもたらず全ての事業計画には、「環境影響評価（以下、EIA という）」を実施し、環境エネルギー省技術局（以下、SETENA という）

¹⁶ コスタリカ産業連盟（CICR）の調査によれば、同国における電力料金は、2003年の年平均0.069米ドル/kWhから2013年には0.196米ドル/kWhまで284%上昇し、競争力と海外直接投資のさらなる誘致の妨げになっているとしている。しかし、コスタリカ貿易省（COMEX）の対コスタリカ海外直接投資統計を確認したところ、2008年の合計2,078百万米ドルから、2009年には国際金融危機のため合計1,346百万米ドルに落ち込んだものの、2013年には2,682百万米ドルまでに回復している。従って、大口需要家が指摘するほどの電力料金との関連性は明確ではない。また、国連ラテンアメリカ・カリブ経済委員会（CEPAL, 2012）の発表では、コスタリカの海外直接投資の主な誘致要因は人材の教育レベル・スキルの高さ、社会経済の安定性を挙げており、電力料金についても、中米では最も安いと指摘している。また、コスタリカにおける電力料金に関する議論は、長年続いている議論であり、政治的要素もあるため取扱いには注意が必要であると考えられる。従って、本事後評価で得た大口需要家の料金に関する意見は参考情報に留めることとした。

¹⁷ 経済成長率はコスタリカ中央銀行、海外直接投資額はCOMEX。詳細については脚注16参照。

の承認を取得することが義務付けられている。ICE は本事業に関する EIA を 1997 年から 1998 年にかけて実施し、1999 年 6 月に SETENA の承認を得た¹⁸。

事業実施中の自然環境へのインパクトについては、施工期間の環境モニタリングと対策、植林活動、水質モニタリングの 3 つが想定されていた。なお、後述の「3.5.1 運営・維持管理の体制」にも記載しているとおり、本事業の管理を担当したピリス水力発電所建設管理室（以下、PHP という）内に環境モニタリング計画を実施するための「環境管理班」が設置され、同部署が事業実施中の環境モニタリングと対策、植林活動、水質モニタリングを実施した。

1) 施工期間の環境モニタリングと対策

下表に示すとおり、施工は国家基準を厳守しながら実施され、環境への負のインパクトを可能な限り最低限に留める努力が行われた。しかし、特に振動については、ダムサイトの近隣住民の住居に影響が生じた（詳細は「3.3.2.2 住民移転・用地取得」を参照）。

表 4 事業実施中の環境へのインパクト対策とモニタリング状況

| | 施工時のモニタリング内容・対策 |
|-------|--|
| 排ガス | 全車両（コントラクター含む）の定期点検を ICE の整備工場で行い、車検を受けることを定めることにより、車両排出ガス規制を厳守した。 |
| 廃棄物処理 | 「廃棄物管理プログラム」を実施した。固形廃棄物については可能な限り、本事業内または他の ICE の事業でリサイクル・リユースを徹底した（2009 年から 2011 年の間に約 59 トンの廃棄物をリサイクル）。液体廃棄物はフィルター等を使用し処理を行った。一部スクラップは業者に売却した（2009 年から 2011 年の間に 2,780 トンのスクラップを売却）。 |
| 粉じん | 住民が多い区間については道路をコンクリート舗装した。他の区間や工事現場では頻繁に水を撒き、植物が被った粉じんを取り除く等の対応も行った。 |
| 濁水 | 特にコンクリートプラントや掘削が多いサイト（RCC ダム、導水管トンネル）については沈殿装置を導入した。随時、河川数カ所において水質（浮遊物質）をモニタリングし、国家基準を厳守した。 |
| 騒音 | 近隣コミュニティでは騒音のモニタリングを行い、機材の使用時間を調整する等の対策を行い、国家基準を厳守した。作業員については耳栓の使用を徹底した。 |
| 振動 | 振動は主に導水管のための掘削作業を行った際に生じた。近隣コミュニティのインフラ状況をモニタリングし、掘削作業を調整しながら地域の他のインフラへの振動の影響を軽減した。 |

¹⁸ 承認済み環境影響評価報告書は地方自治体にも配付し、ICE 資料室でも一般に閲覧可能となっている。

2) 植林活動

ダムサイトの水没地区（約 141ha）にはわずかなコーヒー畑があり、自然公園や保護森林等の指定はなく、貯水池周辺の植生も貧弱であり、野生動物もほとんど認められなかったため、本事業審査時には自然環境への負の影響は比較的小さいとの評価が下された。しかし、本事業のような大規模の公共事業は自然環境を破壊する等を理由に地域住民や NGO 等からの反対運動が生じることもある。本事業も例外ではなく、特に事業開始当初はダムサイトの近隣住民による反対運動が起こったが、ICE は自然環境への負のインパクトを最小限に抑えるため、苗畑を整備し、植林用の幼木を育て、事業対象地域の植林活動や環境教育にも力を注ぐ等の努力を行い、地域住民の理解を得ることが出来た¹⁹。

3) 水質モニタリング

事業審査時、ピリス川上流のコーヒー豆精製場からの汚水が貯水池に流入／滞留し、水質が悪化することが懸念されており、EIA では特に「生物化学的酸素要求量（以下、BOD²⁰という）」の濃度をモニタリングする必要性について指摘されていた。BOD 濃度が高いのは、事業審査時、事後評価時共に、コーヒー農園がコーヒー豆の精製過程で大量の水を使用し、パルプ（外皮）を含めた汚水について十分な処理を行わないままピリス川に放流していることによる。同水質問題に対する ICE の役割は、事業開始前から水質モニタリングを行い、水質が国家の基準を達成していない場合は環境庁に連絡することである²¹。事業実施期間の水質モニタリングは、ICE の環境管理班が担当し、主にピリス川や発電所サイトを含む合計 14 カ所のモニタリングポイントから、月 2 回、平均 6～7 カ所を選定し、合計 11 項目についてモニタリングを行った²²。BOD 濃度は上流にあるコーヒー豆精製場による洗浄水の排出が最も多い 1 月に限り²³、111 mg/L ～118 mg/L と高く国家基準を達成しない場合もあったが、その他の項目については時期によって異なるものの問題はなかった。

事後評価時における自然環境インパクトは、主にピリス川、ダムサイト、発電所の水質モニタリングからうかがうことが可能である。水質モニタリングの責任部署は ICE の「プロジェクト・関連サービス部水文室」であり、月に 1 度の頻度で、ダムサイト 7 カ所、発電所 5 カ所、ピリス川 4 カ所のポイントにおいて合計 20 の水質項目を

¹⁹ ICE の緑化活動により、2002 年から 2011 年までの間、ダムおよび発電所の周辺及び近隣コミュニティにおいて合計約 30 万本の木々が植えられた。

²⁰ BOD とは、Biochemical Oxygen Demand の略で、水中の有機物質が生物化学的に酸化・分解される際に消費される酸素量。数値が大きくなるほど汚濁していることを示す（出所：環境省 HP）。

²¹ ICE は水質モニタリングを実施するにあたり、コーヒー業者の監督省庁である農牧省、厚生省、環境省と水質管理協定を締結し、同協定に基づくモニタリングを行った。

²² モニタリング項目は、温度、pH、濁度、溶存酸素、BOD、SS（浮遊物質）、COD（化学的酸素要求量）、リン酸イオン、アンモニア態窒素、硝酸塩、溶解物質。

²³ コーヒーの生産期間は 11 月から 3 月であるが、1 月が生産のピークである。

モニタリングしている。事業実施期間同様、1月に限りダムサイトのBOD及びCODが高いが、1月を除き、水力発電用の国家水質基準分類III～V²⁴を達成している。

表 5 事業完了後のピリス水力発電所ダムサイトの水質 (2013年)

| | BOD | COD | SS | pH |
|------|------------------|-------------------|----------------|--------------|
| 最小値 | 1.3 mg/L (9月) | 30mg/L (7月) | 1 mg/L (4月) | 6.24 (7月) |
| 最高値 | 31 mg/L (1月) | 1,044mg/L (1月) | 6 mg/L (1月) | 7.12 (4月) |
| 水質基準 | III～IV 注 | 25～<50 mg/L | <10 mg/L | 6.0～9.0 |
| | | III～V | I | III |

出所：ICE。

注：BODはアンモニア性窒素及び溶存酸素と共に範囲別に1から5のポイントが与えられ、ポイントの合計により水質がI(汚染なし)からV(深刻な汚染)の5段階に分類される方式となっている。

なお、BODの数値が高い問題について、事業実施期間中同様、「プロジェクト・関連サービス部水文室」の基本的な役割は水質をモニタリングし、水力発電用の基準をクリアしていない場合は環境庁に連絡することであるが、ICEは政府(主に農牧省と環境省)及び研究機関と力を合わせ、より環境に優しいコーヒー生産プロセスの研究等も共同で実施するなどの努力を行っている。また、ピリス水力発電所としては、特に貯水池の水質を可能な限り一定に保つための維持管理、主にBODが常に許容範囲であるよう取水管理を行い、貯水位の低下を防ぐ等の対策を取っている。

3.3.2.2 住民移転・用地取得

住民移転及び用地取得のプロセスは、いずれも「ICEによる調達、公用徴収、地役権に係わる法律第6313号」に基づき実施された。同法律では、第3者による土地及び建物の鑑定が行われ、用地取得の場合は土地の購入、住民移転の場合は鑑定価格と同等の移転先を提供することが定められている。

用地取得については、審査時に予定されていた面積は364haであったが、実績はダムサイトにICE作業員のための専用キャンプを1カ所追加する必要が生じ、398.5haと計画比109%であった。主に発電所、開閉機器²⁵用地及び貯水池の水没地区のコーヒー農園が対象であり、発電所、開閉器盤用地については、直接・間接的な影響を受けた人数は合計509人とされている。貯水池の水没地区のコーヒー農園については、合計152人の土地所有者が対象となったが、土地所有者以外の季節労働者等の間接的な影響を受けた可能性のある人数についてICEは把握していなかった。用地取得²⁶につ

²⁴ コスタリカにおける国家水質基準はMINAE法令第33903MINAE-Sによって定められている。基本的な分類は次のとおりである。I：飲料水用、II：水産養殖用、III：水力発電用、IV：航行用(制限付きで水産養殖・水力発電にも使用可能)、V：航行用(制限付きで水力発電にも使用可能)。

²⁵ 発電所で作られた電気を送電線に送る、または止める(開閉する)装置で電力の安定供給を図る。

²⁶ 支払われた補償金は全事業で平均387コロン/m²であった。

いては、特に発電所の用地の補償金について話合いが長引き、事業に遅延が生じたが、いずれも上記法律に基づき適切なプロセスを経て実施された。

住民移転については、貯水池及び貯水池保護区内 7 世帯、アクセス道路関連地域内 11 世帯、合計 18 世帯が予定されていた。これに対し、アクセス道路関連地域の 11 世帯については、アクセス道路のルート変更により移転不要となり、住民移転は貯水池及び貯水池保護区内の 7 世帯に 1 世帯追加され、合計 8 世帯（計画比 73%）であった。8 世帯のうち、2 世帯については審査時すでに移転済であり、残り 6 世帯のうち 5 世帯については、工事開始前から居住地に地滑りのリスクが認められ、工事による振動で同リスクがさらに高まったため、移転が必須となった。追加された残り 1 世帯については、審査時は地滑りリスク地域外であったが、工事開始後、振動による地滑りのリスクが認められ移転対象となった。事業開始後、移転を行った合計 6 世帯についても、上記法律第 6313 号に基づき、鑑定価格と同等の移転先を住民の要望によりサンタ・マルタ・デ・タラスに確保し、無事移転を完了した。

3.3.2.3 その他正負のインパクト

上記の想定されていたインパクトの他に、本事業では以下の正のインパクトが認められる²⁷。

1) アクセス道路

本事業で整備されたアクセス道路（資機材搬入道路含む）は合計 145km であった。これらの道路は、アスファルト舗装が行われたのみならず、歩道、ガード、道路標識、バス停、歩道橋、側溝、電柱等の設置・整備も行われた。現地視察の際、発電所と RCC ダムへのアクセス道路を確認し、周辺住民への聞き取りからも、集落に対する社会経済的効果（例えば道路整備による交通安全の改善、土地や不動産の価格の上昇、観光客増加等）が発現していることが認められた。

2) 文化財への影響

審査時、貯水池予定地に遺跡が確認され、事業実施中に ICE が調査を行った結果 224m²にわたる埋葬地が発見された。しかし 1 平方メートル当たりの遺跡等の密度が低いと判断され、国立文化遺産委員会から本事業の工事継続の承認を得た。埋葬地からは合計 2,120 個の陶器の破片等が回収され、全て国立博物館に引き渡された。また、ダムサイトには、小規模ながら同遺跡の歴



図 3 ダムサイトに再現した埋葬地

²⁷ なお、本事後評価には住民を対象とした受益者調査は業務範囲に含まれていなかったため、住民の生活環境等に関する社会経済効果はインタビュー形式により確認した。

史的背景の説明や回収された陶器のレプリカが飾られている展示室が設置されており、発掘サイトを再現し、一般に見学可能となっている。このように文化財の保護及び教育・広報活動も実施しており、本事業の文化財への影響は最小限に留めることができていると判断される。

3) その他社会環境事業

ICE は地域住民の住環境及び自然環境へのインパクトを軽減するため「コミュニティ・インフラ及び環境保全事業」を別途自己資金で実施した。延べ 54 のコミュニティで、合計 131 事業（公園の整備、教会の修復、保健所建設のための資機材提供、水道貯水槽の修繕等）を行った。

このように、ICE は本事業の施工により発生しうる負のインパクトに対し、これらを軽減する対策を別途取っており、想定されていなかった正のインパクトも認められる。

以上より、本事業の実施により概ね計画どおりの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

アウトプットの変更は主に土木工事について生じたが、電気機械・設備についてはほぼ計画どおりに実施された（詳細は添付の「主要計画／実績比較」を参照）。

土木工事については、採石場及び放水路以外の全ての項目で変更が生じた。1998 年に ICE が自己資金で実施した「フィージビリティ・スタディー（以下、F/S という）」²⁸及び詳細設計で行った地質調査において、ダム建設予定地の地質を正確に把握できなかったことで、工事開始後、地盤に問題があることが発覚し、ダムの設計の一部変更や、計画以上の掘削及び基礎処理が必要となった。地質調査の問題は、ダム同様に発電所建屋についても生じ、工事開始後、建設予定地の地盤が弱いことが判明したことから、発電所建屋の設計が地上式から半地下式に変更された。なお、1998 年の F/S

²⁸ 本事業では 1992 年と 1998 年に F/S が実施された。1992 年の F/S は JICA の資金で実施し、1998 年の F/S は ICE が自己資金で実施した。1992 年の F/S では、ダム建設候補地として上流と下流の 2 カ所を調査し、いずれの候補地も適切であるが、下流に建設する方がより経済的であるという結論を得た。ただし、同 F/S で①地形測量、②地質調査、③材料試験、④水文観測、の 4 点については、追加調査が必要であると勧告した。その後、1993 年から 1996 年までに、ICE は自己資金で上記の調査を実施し、1997 年にその結果を「追加調査結果」としてまとめた。同調査で実施された水理地質構造評価で、有力候補であった下流のダムサイトは地盤が弱いことが判明したため、上流の候補地をダム建設地とすることに決定し、1998 年に ICE は自己資金により上流候補地に対する F/S を実施した。なお、1999 年に JICA は ICE に対し、技術的改善点に関する勧告を行っており、2000 年 6 月には、地質調査の精度を上げるよう勧告を行った。その後 ICE が同 2 度の勧告に対する対応策（詳細設計・施工計画における対応策）を JICA に回答したため、JICA は同対応策の技術的妥当性を確認することを目的とし、2000 年 8 月に審査ミッションを派遣した。同ミッション派遣時に、事業の設計、施工、コンサルタントの雇用、スケジュール、費用、事業の緊急性等、今後の対応等について JICA は ICE と合意し、2001 年の借款締結に至った。

を受けて 1999 年に JICA が実施した審査前の調査では、ダムサイトの地質調査の精度を高めるよう ICE に勧告²⁹を行っていた。以上のように、本事業ではダムが建設された場所で、1992 年の F/S から 1998 年の F/S までの間に、少なくとも 3 回の地質調査が実施されたが、施工開始後も地質問題によって大きな変更が生じ、事業費・事業期間にも大きく影響を与えた（「3.4.2 インプット」参照）。



図 4 貯水池

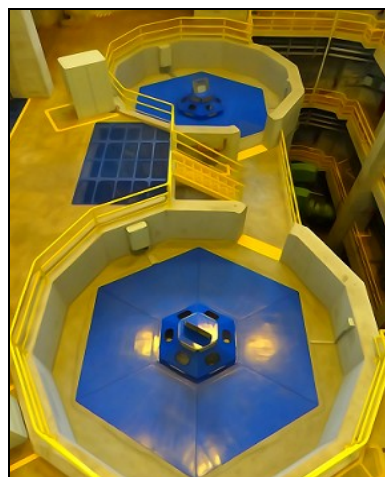


図 5 発電機

その他、主な土木工事の変更としては、工事用アクセス道路の敷設距離の増加（計画比 207%）及びキャンプサイト数の増加（計画比 133%）が挙げられる。前者については、地域住民へのインパクトを最小限に留めるため、村落を避けて敷設位置が変更されたことによる。後者については RCC ダムの建設を ICE が途中でコントラクターのアスタルディ（Astaldi）社から引き継いだため³⁰、ICE 作業員のための専用キャンプ（約 200 名用）をダムサイトに 1 カ所追加する必要が生じたことによる。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

総事業費計画値 29,443 百万円（うち外貨 15,144 百万円、内貨 14,299 百万円）、うち、円借款対象となるのは外貨 11,383 百万円分、内貨 5,300 百万円分であった。実績値に

²⁹ JICA 内部資料。

³⁰ ダム工事はアスタルディ社に外注していたが、2008 年の熱帯暴風雨アルマがダムサイトに甚大な被害を及ぼしたことにより、同社が 84 日間にわたり工事を中断した。ICE は、工事中断期間が長びいていたことにより、当初はアスタルディ社に対し完全契約解除を求め、新たな入札を行う方針を立てていた。しかし、新たな入札プロセスに要する時間を考慮し、要求を取り下げ、更なる工期遅延を回避した。具体的には、2009 年に同社との契約書に附則を追加し、RCC ダム、余水路、電気機械・設備の据え付けは ICE の責任のもと実施することにした。その結果、ICE が担当した土木工事内容は、準備工事、河川改修、導水トンネル工事、発電所・開閉設備工事、ダムサイトのグラウチング、RCC ダム、余水路、電気機械・設備の据え付けである。ダムサイトのグラウチングはコンサルタント及び RCC ダム専門家による施工管理補助のもと実施された。

については、総事業費 79,056 百万円、うち円借款対象となったのは外貨 16,402 百万円分³¹であった。総事業費は計画比 269%と計画を大幅に上回った。

表 6 事業費内訳

| 項目 | 計画値 (百万円) | | | 実績値 (百万円) | | | 計画比 |
|---------------|--------------|--------|--------|--------------|---------------------|--------|--------|
| | 円借款 | その他 | 合計 | 円借款 | その他 | 合計 | |
| 土木工事 | 5,333 | 4,039 | 9,372 | 10,124 | 34,675 | 44,799 | 478% |
| 電気機械・設備等 | 8,973 | 3,411 | 12,384 | 6,030 | 5,719 | 11,749 | 95% |
| 用地取得 | 0 | 611 | 611 | 0 | 491 | 491 | 80% |
| 管理費 | 0 | 2,602 | 2,602 | 0 | 10,349 | 10,349 | 398% |
| プライス・エスカレーション | 493 | 130 | 623 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 予備費 | 1,092 | 977 | 2,069 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| コンサルティング・サービス | 791 | 0 | 791 | 248 | 0 | 248 | 31% |
| 建中金利 | 0 | 990 | 990 | 0 | 11,419 | 11,419 | 1,153% |
| 合計 | 16,683 | 12,760 | 29,443 | 16,402 | 62,654 ^注 | 79,056 | 269% |

出所：JICA 審査時資料、ICE。

注：その他資金合計 62,654 百万円のうち、自己資金は 42,729 百万円、中米経済統合銀行からの借入は 19,924 百万円。

計画値：為替レート：1 ドル=108.36 円/1 コスタリカ・コロン=0.3506 円/プライス・エスカレーション率：外貨 0.8%、内貨 0.7%/物的予備費率：地上土木工事 10%、地下土木工事 15%、電気機械・設備等 5%/コスト積算基準時期：2000 年 11 月。

実績値：為替レートについては実施機関が各年の円ドル為替レートを用いて計算したもの。

総事業費の主な変更は、土木工事（計画比 478%）であった。電気機械・設備等や用地取得についてはドル建てでは計画を上回ったが、円高により円換算では計画内に収まった。土木工事に大幅な変更が生じた理由は、工事開始後のダム建設予定地の地盤問題発覚によるダムの設計変更、それに伴う計画以上の掘削及び基礎処理、施工期間遅延による追加費用が発生したことによる。また、RCC ダムの建設を ICE がアスタルディ社から引き継いだことや、施工の遅延は、管理費を計画比で 398%増加させるなど費用面でも大きな影響を与えた。さらに、審査時には円借款と自己資金で賄う予定であった事業費が、アウトプットの変更、事業遅延等により中米経済統合銀行（以下、BCIE という）からの借入及び事業実施にかかる資金調達を目的とした債券発行が必要となったことから、建中金利は計画比 1,153%と計画を大幅に上回った。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は 2001 年 4 月から 2007 年 7 月まで(76 カ月)であったが、実績は 2001 年 4 月から 2012 年 2 月 (131 カ月) となり、計画比 172%と計画を大幅に上回った。

³¹ ICE によれば、実績値は全て米ドルで記録しており、「外貨・内貨」に分類していない。計画値については評価者が表 8 の為替レート等を基に算出した。

表 7 事業期間

| 行程 | 計画（審査資料） | 実績 | 計画比 | 開始遅延 |
|------------------|-------------------------|---------------------------|-------|------|
| L/A 調印 | 2001年4月 | 2001年4月 | — | |
| 準備工事 | 2001年1月～2005年5月 53カ月 | 2001年1月～2010年9月 117カ月 | 221% | 遅延なし |
| 本体工事 | 2001年1月～2007年7月 79カ月 | 2002年6月～2010年10月 101カ月 | 128% | 10カ月 |
| 1. RCC ダム | 2001年8月～2007年3月 68カ月 | 2002年6月～2011年11月 114カ月 | 168% | 10カ月 |
| 2. 導水トンネル | 2001年1月～2007年4月 76カ月 | 2002年7月～2011年5月 107カ月 | 141% | 18カ月 |
| 3. 発電所 | 2003年1月～2007年7月 55カ月 | 2005年8月～2010年10月 55カ月 | 計画どおり | 19カ月 |
| 電気機械・設備等 | 2003年7月～2007年3月 45カ月 | 2003年7月～2012年2月 104カ月 | 231% | 遅延なし |
| 用地取得 | 2001年1月～2004年6月 42カ月 | 2001年1月～2006年12月 72カ月 | 171% | 遅延なし |
| コンサルティング サービス | 2001年6月～2007年6月 73カ月 | 2002年7月～2009年5月 83カ月 | 114% | 13カ月 |
| 総事業期間 | 2001年4月～2007年7月 76カ月 | 2001年4月～2012年12月 131カ月 | 172% | — |

出所：計画値は JICA 審査時資料、実績値は ICE。

主な事業期間遅延理由は以下のとおりである。

1) 土木工事変更による遅延

前述のダムの設計変更は、主に準備工事の遅延（計画比 221%）に繋がった。また、この変更に対応するための労働力の確保やアクセス道路の追加・変更を要した。加えて、ダム建設予定地のグラウチング³²を含む各種基礎工事については、内貨不足により、必要な機材調達までに時間を要した。RCC ダムと発電所を結ぶ導水トンネルが計画値以上の流入水により頻繁に浸水し、これも遅延理由となった。ただし、実施機関はシフト制を採用し、また、別事業で利用した機材を一部使用する等の対策を行った。なお、発電所の建設については、用地取得が 2005 年まで完了せず遅延が生じた。

2) コンサルティング・サービス契約による遅延

コスタリカにおける公共調達方法は基本的に一般競争入札であるが、本事業のコンサルティング・サービスについては、「円借款事業のためのコンサルタント雇用ガイドライン」に基づき、コンサルタント契約が直接指名方式で行われた。円借款事業については上記ガイドラインがコスタリカ国内の調達法に優越する点について、ICE からコスタリカ政府・関係機関への説明・調整が必要となり、コンサルタントとの契約までに 13 カ月の遅延が生じた。この遅延は、コンサルタントの TOR に含まれていた詳細設計や工事の入札プロセスの遅延に繋がった。

³² ダムサイトの基礎地盤の改良などのため、セメントミルクやモルタルを空隙などに充填すること（出所：日本ダム協会 HP）。

3) 熱帯暴風雨アルマによる遅延

2008年の熱帯暴風雨アルマにより、ダムサイトの工事が中断され、前述のとおり、アスタルディ社との契約変更に関する協議・手続きに時間を要したため工期に遅延が生じた。また、ICEがアスタルディ社から事業を引き継いだ後も、ICEが自ら労働力を確保しなければならない状況が発生しこれに時間を要した。加えて、地滑りによるアクセス道路閉鎖は資機材の納品・据付の遅延につながった³³。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

審査時には「経済的内部収益率（以下、EIRR という）」のみ算出され、その値は12.2%であった。審査時のEIRR算出では費用については本事業にかかる費用と維持管理経費、便益については電力料金収入と停電回避便益を用いて、プロジェクトライフを40年とした。事後評価時においては、費用についての情報は入手可能であったが、本事業の便益に関する正確な情報入手が困難であったためEIRRの再計算は行わないこととした。

以上より、本事業は事業費、事業期間ともに計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

3.5 持続性（レーティング：③）

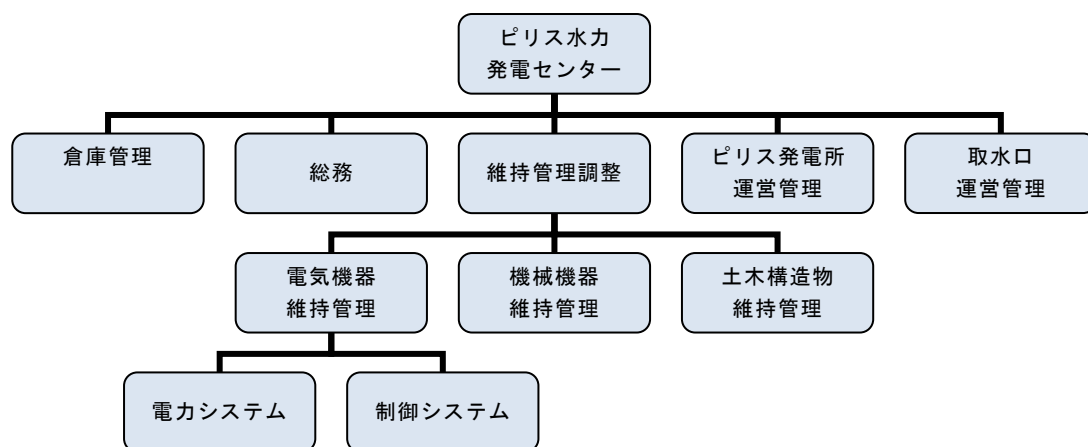
3.5.1 運営・維持管理の体制

事業実施中の運営・維持管理は、計画どおり、ICE電力会社（以下、ICELEC という）のプロジェクト・サービス戦略的ビジネスユニット（UEN-PySA）に設置されたPHPが担当した。PHPはプロジェクトマネージャーを筆頭にプロジェクト管理、運営企画、品質管理、資材調達、労働安全管理、環境管理、IT管理、土木建築、エンジニアリング等に関する、合計14の部署が配置され、2009年6月から2010年10月の最盛時には2,884人が本事業に従事した。また、熱帯暴風雨アルマ等の緊急時にはPHPの人員数を強化するなど、事業実施期間のICEの基本的な体制について総合的に問題はなかったと判断される。

事後評価時のピリス水力発電所の運営・維持管理体制については、ピリス水力発電センターが担当している（図6）。運営・維持管理要員は合計で45人であり、エンジニア、技術者、熟練工の平均勤続年数は9年と比較的長い。また、欠員が出た場合はICELEC内で募集を行い必要な人材補充ができています。事後評価調査の際の運営・維持管理状況や作業現場、技術者等現地作業員への聞き取り調査からも、本事業に対す

³³ 労働確保が困難であったのは、同時期に太平洋側のプンタアレーナス及びグアナカステで民間企業による観光開発プロジェクトが実施されており、同プロジェクトの賃金が本事業より高かったために労働力がそちらに流れたことが理由として挙げられる。ICEはピリス周辺地域住民に対し、「求人フェア」を数回実施し、ダムサイトのキャンプを1カ所増やし、宿泊施設、食事、移動のためのバスを提供する等事業への影響を最小限に抑える努力を行った。

る従業員のオーナーシップの高さがうかがえ、ピリス水力発電所の維持管理体制は整っていることが確認できた。



出所：ICE。

図 6 ピリス水力発電センター組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

ピリス水力発電所の運営・維持管理を担っている職員の技術水準については 45 人中、大卒 4 人、技術者 29 人、事務 6 人、熟練工 6 人であり、総合的な維持管理状況からみても技術は十分である。なお、ICE は、現在の技術レベルは十分ではあるが、今後は最新の発電技術や維持管理に関する研修に参加し、スキルアップを図ることが必要であると認識している。ICE には全従業員を対象にした「スキルギャップを埋めるための研修プログラム」が存在する。同研修は、従業員とそれぞれの職種で必要とされるスキルの差を埋める、もしくはスキルアップを図ることを目的としている。ピリス水力発電所の運営・維持管理担当職員もこれらの研修を通じ、技術向上を図っている。2013 年に同職員が受けた研修例及び 2014 年に予定されている研修の一部を下表に示す。

表 8 ピリス水力発電所の維持管理担当職員に対する研修例

| 2013 年に実施された研修の一例 | | 2014 年に実施予定の研修の一例 | | |
|-----------------------|------|-------------------|------|-------|
| 研修名 | 人数 | 研修名 | 人数 | 時間数 |
| 技術者のための数学 | 16 人 | 度量衡学 | 3 人 | 16 時間 |
| 図面の読み方 | 15 人 | 遠心ポンプの基礎知識 | 3 人 | 16 時間 |
| 基礎電気工学 | 23 人 | 図面の読み方 | 6 人 | 16 時間 |
| IT (API-PRO 含むソフトウェア) | 30 人 | 土木事業予算作成と管理 | 6 人 | 40 時間 |
| サーモグラフィ測定 I | 5 人 | オートメーションの理論 | 18 人 | 48 時間 |
| 信頼性中心保全 (RCM) | 2 人 | 職場における人間関係 | 45 人 | 8 時間 |
| 振動測定とアライメント | 2 人 | 継続的改善の進め方 | 45 人 | 8 時間 |

出所：ICE。

なお、維持管理を担っているエンジニア及び一部の技術者は、本事業実施中 PHP に所属し、その現場経験を有していることからピリス水力発電所を熟知しており、それが現在の運営・維持管理の技術の高さに繋がっているといえる。

ピリス水力発電所の維持管理は、各設備のメーカー作成の維持管理のマニュアル及び設備毎の詳細な維持管理プランに基づき実施されている。維持管理マニュアルの原本はピリス水力発電所の図書室に保管されており、その詳細情報（各設備の維持管理方法、頻度、記録等）は全てデジタル化され、維持管理システム「API-PRO」によって管理されている。全設備の維持管理プロセスは ISO9001、14001、18001 の基準を順守している。維持管理は、設備毎に日常点検、予防保全³⁴（毎週・毎月・半年・毎年・1年おき・2年おき）が実施されている。なお、事後保全については、2013年12月まではほぼ全設備が補償期間であったため、修繕はメーカーが無償で実施していた。補償期間満了後の修繕については、ICE の維持管理調整部が対応可能なものについては ICE 内で対応、対応不可能なものは有料でメーカーが対応している。なお、全ての維持管理作業記録は、作業完了後に担当者が API-PRO に作業内容をインプットしているため、維持管理の担当者、日時、使用したスペアパーツの個数等を含めた全ての情報が常にアップデートされている状況である。また同システムは、スペアパーツの管理にも活用されており、資機材部は同システムの情報に基づき、スペアパーツ等の在庫を管理している。事後評価時の調査では API-PRO に基づく維持管理の一連の作業及び資機材部との連携を確認しており、ピリス水力発電所の維持管理技術は高いといえる。



図 7 倉庫の様子

3.5.3 運営・維持管理の財務

ICELEC の過去 5 年間の財務状況は、世界金融危機の影響が残った 2011 年を除き、黒字経営が続き、財務面の持続性に大きな問題はないといえる。自己資本比率は 2009 年には 59%、2012 年には 51%と低下傾向にあるものの依然高く、営業利益は常にプラスであり、電力料金収入により運営・維持管理費を十分に賄えている³⁵。

³⁴ 予防保全は設備・機材等の故障や老朽化が進む前に計画的に保全を行うこと。これに対し、事後保全は、故障が起きたてしまった設備・機材の修繕を行うことである。

³⁵ 大手債券格付け機関のムーディーズは、2013年9月、ICE 全体の格付けを Baa3 とし、今後の見通しを「ネガティブ」に変更したが、ICELEC による電力事業については「安定している」とプラスに評価している。

表 9 ICELEC 損益計算書

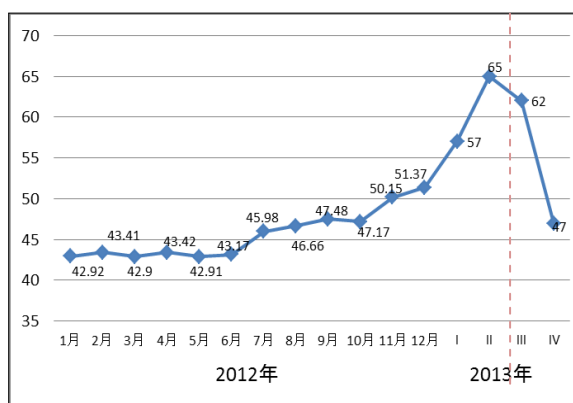
(単位：百万コロン)

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 (11月迄) |
|----------------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| 営業収入 (A) | 521,995 | 539,889 | 553,255 | 575,862 | 652,004 |
| 電気事業 | 516,697 | 532,234 | 546,273 | 569,118 | 645,451 |
| その他 | 5,297 | 7,655 | 6,982 | 6,744 | 6,554 |
| 営業費用 (B) | 441,503 | 479,420 | 517,541 | 525,327 | 486,161 |
| 維持管理費 | 381,245 | 417,294 | 438,457 | 443,397 | 479,782 |
| 運営費 | 60,258 | 62,126 | 79,084 | 81,930 | 63,739 |
| 営業利益 (A) - (B) | 80,492 | 60,470 | 35,714 | 50,535 | 165,843 |
| 営業外収入 | 24,101 | 183,506 | 119,406 | 112,108 | 87,138 |
| 営業外費用 | 66,246 | 140,133 | 161,030 | 156,545 | 112,651 |
| 子会社からの配当 収入 | 5,486 | 8,275 | (699) | 4,993 | - |
| 当期純利益 | 43,832 | 112,117 | (6,609) | 11,090 | 82,970 |

出所：ICELEC 提供財務諸表。

なお、コスタリカの電力料金は公共料金規制当局 (ARESEP) の第 7593 法に基づき設定されている。同規定は「電力料金は電力サービスを提供するにあたり必要な費用を賄い、競争力のある利益を生み、適切な開発を確保する」ことを基本とし、2013 年 1 月からは、四半期毎に電力料金に燃料費の変動費用が反映されることが認められた。このように、料金体系は運営・維持管理費が確保される内容となっている。しかし、産業界からは、電力料金の上昇が企業の経営を圧迫し競争力を低下させているとし、料金改定に向けた運動やロビー活動が増えているのも事実である。

ピリス水力発電所の運営・維持管理予算に限って言えば、通常の維持管理費（日常点検、予防保全、事後保全）は確保、執行されている³⁶。



出所：ICE。

図 8 電力料金の推移 (コロン/kWh)

³⁶ ピリス水力発電所から入手可能であった同発電所の 2013 年の維持管理の予算申請額から、ピリス水力発電所は ICE に対し、約 900 百万コロンの申請をしたものの、承認された予算は 462.8 百万コロンであったことが判明した。しかし、詳細を確認したところ、その差額は主にバックアップ用の変圧器の予算であり、発電所の安定した運営に必要な維持管理予算は確保できていることが確認できた。なお、同変圧器は 2015 年の予算申請に含まれる予定である。

表 10 ピリス水力発電所の運営・維持管理予算

(単位：百万コロン)

| | 2011 | 2012 | 2013 |
|------|-------|-------|---------|
| 運営 | 101.5 | 259.2 | 552.4 |
| 維持管理 | 81.0 | 338.4 | 462.8 |
| 合計 | 182.5 | 597.6 | 1,015.2 |

出所：ピリス水力発電センター。

3.5.4 運営・維持管理の状況

事後評価時におけるピリス水力発電所の運営は適切に行われており、本事業で建設・導入された設備は概ね正常に稼働している。事後評価時には下記の不具合が発生していた。導水トンネルの一部コンクリート舗装を除き、いずれも設計もしくは施工時の不備によるものではなく、すでに対応策が取られ、具体的な修理計画に組み込まれていることが確認できた。

表 11 事業完了時及び事後評価時に確認された維持管理状況

| | 問題 | 2014年4月時点の状況 |
|--------|--|--|
| RCC ダム | <ul style="list-style-type: none"> 電気系統の問題 ラジアルゲートの漏水 RCC ダムの内部エレベーターの故障 | <ul style="list-style-type: none"> 修理済み 修理済み 修理済み |
| 発電所 | <ul style="list-style-type: none"> エレベーターの故障 第2タービンの油圧ガバナの損傷 | <ul style="list-style-type: none"> 修理済み 修理済み |
| 導水施設 | <ul style="list-style-type: none"> バルブの不具合 一部トンネルのコンクリート舗装が不完全 外部に露出しているバルブ周辺の設備の摩耗 高圧管の塗装剥離 | <ul style="list-style-type: none"> 未修理。導水トンネルを空洞にする必要が生じる可能性があるため、2014年に修理の規模・範囲・時期のアセスメントを行い、2015年以降の修理計画に組み込む予定 2015年または2016年の維持管理計画に組み込み、コンクリート舗装を実施する予定 2014年8月末までに該当箇所を保護する上屋を建設する予定 コントラクターによる塗装が実施されている最中 |
| 取水口 | <ul style="list-style-type: none"> 取水量測定システムの不具合 | <ul style="list-style-type: none"> 修理済み。モニタリング中 |

出所：ICE ピリス水力発電センターへの聞き取り調査、質問票回答に基づき作成。

スペアパーツについても、発電所内に倉庫があり、前述のとおり維持管理システムと連携しているため十分な在庫管理が実施されている。また事後評価時の調査でも、発電所及び RCC ダムでの安全管理、整理整頓・清掃についても ISO の基準を厳守していることが確認でき、運営・維持管理は適切に行われ、総合的に判断し、維持管理状況は良好であるといえる。

本事業の運営・維持管理体制は事業実施中、事業完了後も十分であり、維持管理の技術レベルは高い。財務状況も 2011 年を除き黒字経営であり、2009 年から営業利益は常にプラスであり、電力事業による収入により運営・維持管理費が賄えている。維持管理状況については、いくつかの設備に不具合が生じているものの、2015 年から 2016 年の維持管理計画に組み込まれ、明確な修理・交換が予定されている。以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、コスタリカの中央高原地域を流れるピリス川中流部に水力発電関連施設を建設することにより、同国の安定的電力供給能力の向上を図るものである。

本事業は審査時・事後評価時のコスタリカの国家開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と合致しており、妥当性は高い。ピリス水力発電所の主要な効果を示す指標は概ね目標を達成もしくは改善傾向にある。また、水力発電をベースロードとするコスタリカにおいて、本事業は水力発電能力を強化するばかりでなく、実施機関の別事業として整備されたパリターリンドラ間送電線（230kV、118km）を通じ、国家電力システム（全国系統）に接続することにより、同国の安定的電力供給能力の向上、将来の需給ギャップの解消に貢献しており、効果の発現状況は良好と評価できる。その他、植林活動やアクセス道路の整備に伴う効果等、正のインパクトも確認でき、有効性・インパクトの達成度合いは高い。なお、事業費、事業期間とも計画値を大幅に上回ったため、効率性は低い。本事業によって発現した効果の持続性については、運営・維持管理主体の体制、技術、財務について問題はなく、持続性は高い。

以上より、本プロジェクトの評価は高い。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

運営維持管理状況で記載している設備の不具合について、確実に維持管理プログラムどおりに実施することが望まれる。特に導水設備のバルブについては、導水トンネ

ルを空洞にする必要が生じる可能性があり、修理の時期を見極める必要があるとのことであった。これは一時的にピリス水力発電所の稼働を停止することを意味するため、ICELEC の経営陣は、対応策を検討した上で早いうちに修理計画に組み込み、修理を実施することが望まれる。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

詳細設計時における地質調査の精度の改善

本事業では、1992 年の F/S を含めると、地質調査は少なくとも 3 回実施された。1992 年の F/S の地質調査は時間の制約があり不十分であったことから、より詳細な地質調査が必要であるとの勧告がなされ、その後、ICE による追加調査、再度の F/S 等を経て、円借款が締結された。しかし、工事開始後、建設地の地質に問題があることが判明し、ダム設計変更が必要となるなど、アウトプット、事業費、事業期間に大きく影響した。ICE も自らの教訓として、地質調査をより詳細に実施すべきであったことを挙げているとおり、詳細設計の段階で、ボーリングを行う範囲・数量・間隔・深さの観点からより精度の高い地質調査を実施することにより、ダム設計変更を最低限に留め、より効率的な事業実施につなげられる可能性があると思われる。

以上

主要計画／実績比較

| 項目 | 計画 | 実績 |
|---------------------|--|---|
| ① アウトプット 【土木工事】 | | |
| 1. 準備工事 | | |
| a. 工事用アクセス道路 | 70km | 145km |
| b. キャンプ | 3カ所 | 4カ所 |
| c. 採石場 | 6カ所 | 計画通り |
| 2. RCCダム | 有効貯水量 30 百万 m ³ 面積：1.14km ² ダム高：113m 堤頂長：270m | 有効貯水量 36 百万 m ³ 面積：1.4km ² ダム高：計画通り 堤頂長：計画通り |
| 3. 取水口 | H:58m×L:9m×W:8m 流速：18m ³ /s | H:32m×L:7.1m×W:7.1m 流速：計画通り |
| 4. ダム－発電所 導水トンネル | 10.6km | 10.5km |
| 5. ペンストック・トンネル | 1,170m | 1,144m |
| 6. 発電所 | 設備出力：128MW 発電量：561GWh L:50m×H:20m×W:30m | 設備出力：138MW 発電量：503.65GWh L:43.8m×H:18.6m×W:22.3m |
| 7. 放水路 | 262m 直径 3.3m | 計画通り |
| 【電気機械・設備】 | | |
| 8. 発電機 | 76MVA、60Hz、720RPM、 W41×2 | 計画通り |
| 9. タービン | 64MW、830.7m、720RPM×2 (ペルトン水車) | 69MW、830.7m、720RPM×2 計画通り |
| 10. 主変圧器 | 13.8/230kV×3 | 計画通り |
| 11. 開閉基盤 | 230kV×1 | 計画通り |
| 12. 電力通信設備 | ISDN 光ファイバリンク 無線システム | 計画通り |
| 【コンサルティング・サービス】 | 詳細設計補助、入札書類の レビュー、調達プロセス支 援、施工管理補助、プロジ ェクト管理に係わる補助 | 計画通り |
| ② 期間 | 2001年4月～2007年7月 (76カ月) | 2001年4月～2012年12月 (131カ月) |
| ③ 事業費 | | |
| 外貨 | 15,144百万円 | 36,326百万円 |
| 内貨 | 14,299百万円 (132百万米ドル) | 42,729百万円 (415百万米ドル) |
| 合計 | 29,443百万円 | 79,056百万円 |
| うち円借款分 | 16,683百万円 | 16,402百万円 |
| 換算レート | 1米ドル＝108.36円 (2000年11月現在) | 1米ドル＝103.03円 (2001年4月～2011年平均) 出所：ICE |

以上