

平成 20 年度円借款事業事後評価報告書 (インドネシア V)

平成 21 年 11 月
(2009 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
新光オーエムシー株式会社

評

JR

09-20

目次

I ルヌン水力発電所及び関連送電線建設事業（I）（II）（III）

序文	
本評価結果の位置づけ	
1 事業の概要と円借款による協力	1-1
1.1 背景	1-1
1.2 目的	1-1
1.3 借入人／実施機関	1-2
1.4 借款契約概要	1-2
2 評価結果	1-3
2.1 妥当性	1-3
2.1.1 審査時点における計画の妥当性	1-3
2.1.2 評価時点における計画の妥当性	1-3
2.2 効率性	1-5
2.2.1 アウトプット	1-5
2.2.2 期間	1-6
2.2.3 事業費	1-6
2.3 有効性	1-7
2.3.1 運用・効果指標による事業効果の測定	1-7
2.3.2 内部収益率 (IRR) の再計算	1-8
2.3.3 定性的効果	1-9
2.4 インパクト	1-13
2.4.1 受益者調査	1-13
2.4.2 自然環境へのインパクト	1-13
2.4.3 社会環境へのインパクト	1-13
2.5 持続性	1-13
2.5.1 運営・維持管理の体制	1-13
2.5.2 運営・維持管理における技術	1-14
2.5.3 運営・維持管理における財務	1-15
2.5.4 運営・維持管理状況	1-16
3 結論及び評価・教訓	1-17
3.1 結論	1-17
3.2 教訓	1-17
3.3 提言	1-18
主要計画／実績比較	1-20

II 多目的ダム発電事業		
1	事業の概要と円借款による協力	2-1
	1.1 背景	2-1
	1.2 目的	2-1
	1.3 借入人／実施機関	2-2
	1.4 借款契約概要	2-2
2	評価結果	2-2
	2.1 妥当性	2-2
	2.1.1 審査時点における計画の妥当性	2-2
	2.1.2 評価時点における計画の妥当性	2-4
	2.2 効率性	2-5
	2.2.1 アウトプット	2-5
	2.2.2 期間	2-7
	2.2.3 事業費	2-8
	2.3 有効性	2-8
	2.3.1 運用・効果指標による事業効果の測定	2-8
	2.3.2 内部収益率 (IRR) の再計算	2-9
	2.3.3 定性的効果	2-10
	2.4 インパクト	2-11
	2.4.1 自然環境へのインパクト	2-12
	2.4.2 社会環境へのインパクト	2-13
	2.5 持続性	2-15
	2.5.1 運営・維持管理の体制	2-15
	2.5.2 運営・維持管理における技術	2-16
	2.5.3 運営・維持管理における財務	2-17
	2.5.4 運営・維持管理状況	2-18
3	結論及び評価・教訓	2-19
	3.1 結論	2-19
	3.2 教訓	2-20
	3.3 提言	2-20
	主要計画／実績比較	2-22

序文

政府開発援助においては、1975年以來個別プロジェクトの事後評価を実施しており、その対象を拡大させてきました。また、2003年に改訂された「ODA大綱」においても「評価の充実」と題して「ODAの成果を測定・分析し、客観的に判断すべく、専門的知識を有する第三者による評価を充実させる」と明記されています。

こうした背景の中、より客観的な立場から事業の成果を分析し、今後の類似事業等に活用できる教訓・提言の抽出を目的として、主に2007年度に終了した円借款事業の事後評価を外部評価者に委託しました。本報告書にはその評価結果が記載されています。

本評価から導き出された教訓・提言は、国際協力機構内外の関係者と共有し、事業の改善に向けて活用していく所存です。

終わりに、本評価にご協力とご支援を頂いた多数の関係者の皆様に対し、心より感謝申し上げます。

2009年11月
独立行政法人 国際協力機構
理事 黒田 篤郎

本評価結果の位置づけ

本報告書は、より客観性のある立場で評価を実施するために、外部評価者に委託した結果を取り纏めたものです。本報告書に示されているさまざまな見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

なお、本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく、転載できません。

インドネシア

ルヌン水力発電及び関連送電線建設事業(I)(II)(III)

評価者：新光オーエムシー株式会社

杉本 正実

現地調査：2009年2月～2009年6月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



トバ湖畔に立地するルヌン水力発電所

1.1 背景：

インドネシアのスマトラ島は西部大スンダ列島の西端に位置する島である。北西から南東方向に長く、延長約 1,750km、最大幅 450km、面積は日本の 1.15 倍にあたる 43 万 3,800 km²、同国第 2 位、世界第 6 位の大島であり、人口規模は約 4,500 万人である。マラッカ海峡に臨む東西交通の要衝であるため、いくつもの古代王国が栄え、中でもその覇権がマラッカ海峡を通して広く東南アジア地域にも及んだスリウィジャヤ王国は有名である。本事業が立地する北スマトラ州の州都はメダン、人口約 225 万人、ジャカルタ、スラバヤ、バンドゥンに次ぐインドネシア第 4 の大都市である。経済に占める農業の地位は大きい、食品、ゴム加工、その他化学工業等の発展を背景とした電力需要の増加も急速であった。本事業が計画された当時の第 6 次国家開発 5 年計画では、このような急増する電力需要に対応するため着実な電源開発が計画されており、主としてベース・ロード対応の石炭火力発電所の建設とならんで、包蔵水力の利用が大きな課題となっていた。

1.2 目的：

スマトラ島北スマトラ州トバ湖に設備容量 82MW の水力発電所と関連送電線を建設することによって、北スマトラ州の急増する電力需要への対応を図り、もって同地域の経済発展及び生活水準の向上に寄与する。

1.3 借入人／実施機関：インドネシア共和国／インドネシア国有電力企業
(PT. PLN (Persero))

1.4 借款契約概要：

円借款承諾額／実行額	(Ⅰ) 5,460 百万円 (Ⅱ)15,668 百万円 (Ⅲ) 5,479 百万円 (合計) 26,607 百万円 / (Ⅰ) 5,439 百万円 (Ⅱ)15,642 百万円 (Ⅲ) 3,219 百万円 (合計) 24,300 百万円
交換公文締結／借款契約調印	(Ⅰ) 1991 年 6 月(Ⅱ) 1993 年 6 月(Ⅲ) 1994 年 7 月 / (Ⅰ) 1991 年 9 月(Ⅱ) 1993 年 11 月(Ⅲ) 1994 年 11 月
借款契約条件	(Ⅰ) (Ⅱ) (Ⅲ) 金利 2.6%、返済 30 年 (うち据置 10 年)、 (Ⅰ) 複合 (Ⅱ、Ⅲ) 一般アンタイド
貸付完了	(Ⅰ) (Ⅱ) (Ⅲ) 2005 年 12 月
本体契約	HYUNDAI CORPORATION (韓国)、JINRO (インドネシア)、MBRC (インドネシア)、PT. MARTA KARYA (インドネシア)、PT. AUSTRODWIPA (インドネシア)、VA TECH ELIN GMBH (オーストリア)、酒井鉄工所 (日本)
コンサルタント契約	日本工営 (日本)
事業化調査 (フィージビリティ・スタディ：F/S)等	ルヌン水力発電開発計画 F/S (JICA 1985 年) ルヌン水力発電事業 E/S (JBIC 1985 年、F/S レビュー、現地調査、基本設計、詳細設計、入札書類等の作成、要員訓練、その他事業実施に必要なサービス) 事業実施支援調査 (SAPI) (JBIC 2003 年)

2. 評価結果 (A)

2.1 妥当性 (レーティング：a)

2.1.1 審査時点における計画の妥当性

第6次開発5カ年計画（1994－1998年）のエネルギーセクターに関する主な重点政策は（1）エネルギー源の供給と利用の向上、（2）エネルギーセクターにおける諸施設、設備の拡充、（3）エネルギー制度、法律を含む組織の機能強化であり、石油代替エネルギー源の比率上昇と新エネルギー源の開発による石油依存率の低下を目標に掲げていた。同計画では電化率の向上（93年の37%から98年の60%）、さらに計画期間中6%台のGDP成長率を見込み、13%の総電力需要増を予測しており、また脱石油化及び効率性の観点から、ディーゼル発電を主とする自家発電からPT. PLN (Persero)（以下 PLN）グリッドへの代替を年平均20%で伸ばすこと、総発電電力量に占める石油火力の割合を同期間に17.5%から9.9%に落とすことを目標として掲げていた。下表に審査時点におけるインドネシア全体の PLN 電力に対する需要量及びピーク・ロード、ならびに PLN 発電設備容量の推移を示す。

表1：電力需給予測

	1993年	1998年	2003年
PLN 電力需要量	38,962GWh	88,285GWh	137,484GWh
ピーク・ロード	7,448MW	17,291MW	27,018MW
発電設備容量	12,605MW (うち水力 2,315MW)	20,128MW (うち水力 3,193MW)	24,951MW (うち水力 6,952MW)

出所：審査資料

注：1993年数値は審査時点の実績見込値、1998年、2003年は予測値及び計画発電設備容量

北スマトラ地区（当時の PLN 第2地区）の1992年から2003年度までの販売電力量伸び率は年平均17.4%であり、2003年度時点の需要は11,005GWh（11,888GWh）、ピーク需要は2,343MW（2,581MW）であった¹。PLN 第2地区においては1999年～2001年の間に建設が予定されていた民活によるサルラ、シバヤク地熱発電所の実施が遅れており、また当時アサハン水力発電所（Ⅲ）は実施の見通しが立っておらず、本事業が実施されない場合は2003年度にピーク・ロードに対する供給予備率がわずか4%と供給余力がほとんどなくなるため、電力不足解消のためにも本事業の早期実施が必要であった。またこれら電源開発が計画通り進んだとしても、電力需給が逼迫するため予備電源確保の必要性が高いとされていた。北スマトラ州の電源構成は石油火力、ディーゼル発電に極端に依存し

¹ 当時1998年に同第1地区<アチェ州>と連結される計画があり、カッコ内は双方を合算した数値である。

ており(1998年で1567MWのうち1543MW(98.5%))、バランスの取れた安定的な電力供給の達成のため水力発電所の建設が望まれていた。

2.1.2 評価時点における計画の妥当性

中期国家開発計画(RPJMN)(2004~2009)は、電力セクター開発の国家開発への必要性を説き、その中でエネルギー源としての石油依存度の軽減を目標とし、引き続き水力を含む代替エネルギー源の開発に重点を置いている。

電力消費量の伸びも著しく、1997年度の電力消費量が10%を超える高い伸びを記録した後同年に発生した経済危機により減速したが、その後も年平均7.6%と順調な増加を見せている。

表2: PLN 電力販売量の伸び

(単位: TWh)

地域	2003	2004	2005	2006	2007	年平均伸び率
スマトラ	11.22	12.34	13.28	14.59	15.80	8.9%
インドネシア全体	90.54	100.10	107.03	112.61	121.25	7.6%

出所: RUPTL< PLN 発電長期計画>2009-2018

電源の観点からは、脱石油政策のもと、ベースロード対応の火力発電における石炭火力への転換と並んで包蔵水力の活用による水力発電の強化が進められ、2007年時点のそれらの発電能力はそれぞれ全体の39%、11%を占め、石油・ガスの46%を凌駕するに到っている²。インドネシア全土の水力発電の潜在キャパシティは75,000MWと見積もられており(“Hydropower Potentiality Study”, 1982 PT. PLN (Persero) (以下 PLN))、2008年までに開発された発電所の出力合計は4,125MWとその5.5%にすぎない。

PLNはピーク・ロード需要を現行発電設備の出力能力でカバーし切れていない地域を「危機的地域(Daerah Krisis <Critical Region>)」と定義して発電長期計画(RUPTL)においてそれらの地域の発電施設の開発を最優先している。危機的地域として10の送電系統が挙げられているが、本事業の位置する北スマトラ(NAD州、北スマトラ州、リアウ州)もそれに含まれている。特に2004年のスマトラ沖地震、津波による被災で電力関連施設の荒廃からの復興が遅れているNAD州への発電投資には重点が置かれている。

本事業の電力供給地域における電力需給は逼迫しており、RUPTL< PLN 発電長期計画>(2009-2018)によると今後11年間における電力需要のうちピーク・ロードはNADの73%から一番高いリアウでは163%の増加が予測されている。こ

² その他地熱 4%。いずれも数値の出所は RUPTL< PLN 発電長期計画>2009-2018。

れに対応するため同期間においてインドネシア全体で合計 57,442MW、スマトラ島全体で 9,145MW の発電所建設（いずれも PLN、IPP 合計）が必要とされ、そのうち水力発電所はインドネシア全体では全体の 3.8%にあたる 4,740MW（PLN のみでは 10.9%、3,835MW）、スマトラ島全体では 9.8%にあたる 893MW（PLN のみでは 7.1%、262MW）を占める。

表 3：電力供給地区別電力予測需要

電力供給地区 (Wilayah)	電力需要(GWh)			ピーク・ロード(MW)		
	2008	2018	伸び率	2008	2018	伸び率
NAD 注	1,225	2,206	80%	239	413	73%
北スマトラ	6,382	15,213	138%	1,146	2,648	131%
リアウ	2,316	6,347	174%	423	1,114	163%

出所：RUPTL2009-2018

注：Nanggröe Aceh Darussalam 州（2002 年までアチェ特別州と呼ばれていた）

以上のとおり、本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は極めて高い。

2.2 効率性（レーティング：b）

2.2.1 アウトプット

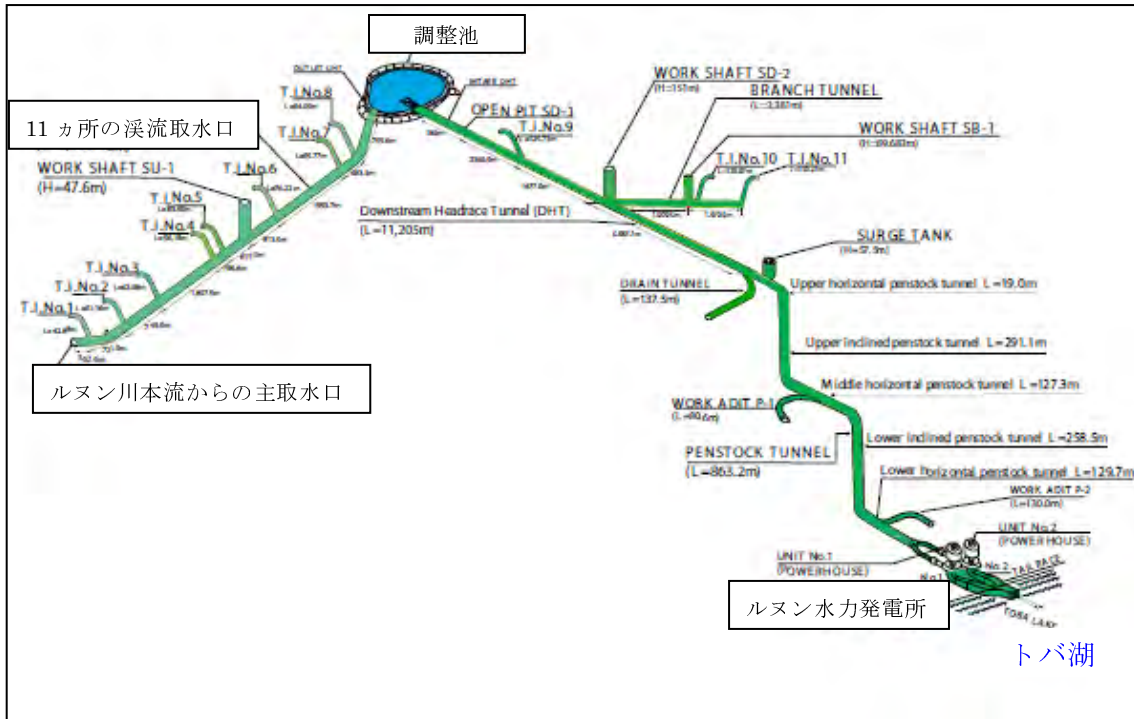
本事業はインド洋に注ぐルヌン川をトバ湖³に転流して得られる水力によって発電を行う流れ込み式発電所をトバ湖畔に建設するものであり、全体工事を次の 3 つのフェーズに分けて個別に円借款を供与したものである。

表 4：全体事業のフェーズ分けと各事業内容

フェーズ ¹	円借款契約 No.	主な事業内容
I	IP-376	1. コンサルティング・サービス 2. アクセス道路、ベース・キャンプ等の建設
II	IP-407	上流、下流各部分のトンネル工事
III	IP-424	1. 水力発電所建設 2. 送電線建設

³ 南北 84km、東西 24km、面積 1,460 km² のカルデラ湖。インドネシア最大の湖で琵琶湖の 2 倍の広さがある。最大深度は 903m で世界第 8 位、水面の標高は 906m。湖畔には保養地のパラパット、

図 1：事業全体配置図



発電所およびその関連施設に関しては審査時計画どおりのアウトプット実績となったが、以下の 2 点につきアウトプットの変更があった。

1. 灌漑施設追加

11 カ所のルヌン川支流取水地点下流域には約 2,000ha の水田灌漑が存在し、適切な水配分を通じての水力発電と灌漑との共生を図るための設備面での施策として、本事業において灌漑設備改善に総額 3,130 万円の投資を追加した。

2. コンサルティング・サービス人月の増加

次項に示すとおり本事業の実施期間は様々な要因によって、審査時計画に比較して大幅な遅延を余儀なくされた。これに伴ってコンサルティング・サービスのうちの施工監理業務の分量が大幅に増加することとなった。

北方の高原にはブラスタギがあり、国際的な観光地となっている。



変電設備



調整池

2.2.2 期間

本事業の全体の実施期間は、計画では1991年9月～1999年10月（98カ月）であったが、実際には、貸付期限延長を含む1991年9月～2006年11月（183カ月）と、対計画比86.7%の遅延となり、計画を大幅に上回った。

表 5：貸付期限延長の内訳

IP No.	当初期限	延長後期限	
		1回目	2回目
IP-376	2000年10月29日	2001年12月29日	2005年12月30日
IP-407	2001年12月8日	2005年12月30日	-
IP-424	2001年12月15日	2005年12月30日	-

事業実施遅延の主な原因と、おのおのの要因による概算遅延月数は次のとおりである。

1. 第1期工事（IP-376）を請負ったローカル業者のアクセス道路建設土木工事が遅れた。（6カ月）
2. 第2期工事（IP-407）の導水路建設土木工事が、(a)請負業者（現代建設）の財務状況悪化によるパフォーマンス低下、(b)掘削作業における想定外の軟弱層通過によって大幅に遅延した。（18カ月）
3. 上記軟弱層通過後に異常出水に遭遇し導水路掘削作業進捗が大幅に遅延した。（42カ月）
4. タービンと発電機のトラブルによりコミッショニング・テストが遅れた。（12カ月）

2.2.3 事業費

事業費は、計画では314億2,200万円（うち円借款部分266億700万円）であったものが、実際の円借款部分は243億と、対計画比8.7%減と計画を下回った。なお、PLNにおけるプロジェクト会計システムの不備のためインドネシア政府予算およびPLN予算より出費された正確な金額が帳簿記録として残っていないために、本事業全体の総事業費の信頼できる金額は把握できない。大幅な工事遅延と実績アウトプットが計画を上回ったにもかかわらず円借款部分事業費が計画を下回ったのは、国際および国内競争入札の下での公正な価格競争の結果適正価格による発注が実現し総事業費自体の抑制につながったことと、事業実施中のアジア通貨危機に端を発する現地通貨価値の下落（審査時に比較して約80%の減価）によるものである。

本事業は、円借款部分事業費については計画内に収まったものの、期間が計画を大幅に上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。

2.3 有効性（レーティング：a）

2.3.1 運用・効果指標による事業効果の測定

本事業の運用・効果指標の審査時の目標値並びに運転開始後の実績値を表6にまとめた。

表6：運用・効果指標実績値の経年推移

指標名(単位)	発電機	審査時 目標値	2007年 実績値	2008年 実績値
運用指標				
計画外停止率 (注2)	1号機		0%	8%
	2号機		0%	0%
計画停止率 (注2) (補修・点検)	1号機		5%	1%
	2号機		2%	1%
設備利用率 (注3)	1号機	44%	27%	50%
	2号機		63%	52%
所内率		2.1%	1%	0%
運転時間 (年)	1号機		4,911時間	4,860時間
	2号機		4,559時間	5,882時間
最大使用水量		22.1 m ³ /s		
年平均取水量		10.1 m ³ /s		
効果指標				
送電端電力量				
(GWh/year)	1号機	313.5	97.6	179.6
	2号機		228.0	186.2

最大出力 (MW)	1号機	82	41	41
	2号機		38	41
電化率 スマトラ島		54.8%	56.8%	

出所：審査資料、PLN 資料、RUPTL

注 1：空白のコラムは数値なし。

注 2：補修、点検等による計画停止時間、及び左記以外の原因による計画外停止時間の年間総運転時間に対する割合。

注 3：Annual Energy Production(年間発電量)/Maximum Power (最大出力) × Annual Hours (年間運転時間)

本事業による発電所は、上流トンネルにより調整池（容量約 567,000m³）に水が溜められ、ピーク時間（午後 5 時より 10 時）に合わせて下流トンネルを通じて発電所に水を放流して発電を行うという運営方式を取っている。発電への使用水量の記録は取られていないが、発電所が基準とする 1MWh あたりの使用水量 917,561M³/MWh を用いると、2008 年度の発電への水使用量は 335,669 百万 M³ と計算される。

2006 年の運転開始後、目標値を上回る発電量を達成しての順調な発電を行っており、運営状況は良好である。

2.3.2 内部収益率（IRR）の再計算

審査時と同様の方法で計算を行っているコンサルタントの事業完了報告書（PCR：2006 年 10 月）を基に下記項目を 2008 年までの実績により置き換えて経済的内部収益率（EIRR）および財務的内部収益率（FIRR）のアップデートを図った。なお 2.2.3 に上述のとおり正確な総事業費及び年次支出額は不明のため、それらについては PCR の数値をそのまま用いた。

表 7：IRR 再計算の前提と結果

	EIRR	FIRR
プロジェクト・ライフ	事業完成後 50 年	
便益	本事業発電所及びアサハ水力発電所の増分発電量 ⁴ に係る	増分売電収入

⁴ 本事業によるルヌン川のトバ湖への転流に伴い同湖の水位が上昇し、その水力を利用しているアサハ水力発電所の発電電力量が増大する、という前提を便益計算に織り込んでいるものだが、近年は同地域の雨量の増加によってトバ湖の水位は高く保たれている状況にあり、必ずしもルヌン川転流による水量のすべてが 100%アサハ水力発電所の発電量増加に貢献するものではなく、保守的に考えれば事後評価時の EIRR 値は上記算定数値よりは低くなる、と考えるのが合理的である。しかし、今後の気候予測による雨量の推移を推定することは不可能なので、低くなる程度の推定は不可能である。

		①最小費用代替電源建設費 (年間運営・維持間費を含む) <キャパシティ便益> ②同上燃料費<エネルギー便益>	
費用		①経済費用に転換後の総事業費 ②運営・維持管理費	①総事業費 ②運営・維持管理費
算出値	審査時	13.0%	4.4%
	事後評価時	19.4%	5.8%

EIRR、FIRRとも事後評価時の値は審査時の値を上回っているが、主として次のような要因が考えられる。

- ① 燃料油（HSD）単価が1990年（審査時に適用）の1バーレルあたり23.0米ドルから、評価時（RUPTLで用いている単価を使用）105米ドルに上昇しキャパシティ便益を押し上げた。（EIRR上昇要因）
- ② 本事業発電所の実際年間発電量（2008年度365.8Gwh）が審査時計画（313.5GWh）を上回っている。（FIRR上昇要因）

2.3.3 定性的効果

(1) 電化率およびスマトラ島域内総生産（GRDP）

ルヌン水力発電所の対象電力供給地域における発電量シェアは表8に示すとおり小さく、地域指標の推移によって同発電所の直接効果を計ることは不可能であるが、参考として同発電所が電力を供給するスマトラ島の電化率及び域内総生産（GRDP）の推移を表9に掲げる。

表8：ルヌン水力発電所のシェア

内訳	設置発電所出力（MW）	ルヌン水力発電所のシェア
北スマトラ州合計	1,607.80	5.1%
スマトラ島合計	9,145.00	0.9%
うち水力発電所	893.00	9.8%

表9：電化率とGRDPの推移

	2004	2005	2006	2007
電化率の推移（単位：％）				
スマトラ	54.9	55.8	57.2	56.8

インドネシア全体	57.5	58.3	59.0	60.9
GRDP の推移（単位：兆ルピア）				
スマトラ	357	370	389	403
インドネシア全体	1,604	1,690	1,778	1,878

出所：電化率: RUPTL 2009-2018、GRDP: BPS<中央統計局>統計

域内電化率、GRDP ともその伸びは順調に推移しているが、上記のとおりルヌン水力発電所のシェアは非常に小さく、これらの域内指標改善への影響は極小である。

(2) 石油消費額節減効果

2008 年までの発電所平均発電実績に基づいて、RUPTL 2009-2018 で適用されている発電用ディーゼル石油単価を用いて本事業の石油消費節減額を試算すると、年間 8,500 万米ドルとなる。

以上のとおり、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

2.4 インパクト

2.4.1 受益者調査

本事業発電所の電力供給地域（スマトラ島全体）に占めるシェアは 0.9%（北スマトラ州におけるシェアは 5.1%）と極小であるので電力供給に関する意味のある受益者調査は行えないが、副次効果としての本事業によって建設されたアクセス道路に関して受益者調査を実施した。アクセス道路は Medan-Aceh 間州道と Sidikarang-Dolok Sanggul 県道をつなぐ総延長約 20km にわたって 1992 年 10 月から 1996 年 3 月にかけて建設されたが、その沿道 6 村の住民 180 世帯をサンプルに偏りのないよう任意に選び質問票を用いたインタビュー調査を行った。結果は表 10 のとおりである。

アクセス道路建設前には一般住居 25 棟商店 2 店のみがあったに過ぎなかったが現在は一般住居が 630 棟商店が 47 店に大幅に増加し、また、以前には皆無であった教会・モスク、診療所、給油所、市場、給水施設が立地している。

表 10：アクセス道路に関する受益者調査の結果

質問・コメント項目	肯定回答の割合
道路ができたのが移住の理由	43.9%
移住後道路の恩恵を受けている	98.3%
運輸の改善	60.0%

社会との交流活発化	74.2%
子供の教育への貢献	71.1%
家族の健康への貢献	96.7%

本事業のために新たに建設したアクセス道路は他地域から多くの人の流入を招き地域経済の活性化による多大な副次効果をもたらした。また、それによってもたらされた地域への負の影響も生じているが（回答割合：交通事故 22%、大気汚染 2%、好ましくない人間の流入 4%、森林の荒廃 12%）多くの住民はそれを感じていない。

2.4.2 自然環境へのインパクト

(1) トバ湖の水質

本事業のため、以前はインド洋に注いでいたルヌン川の水の一部がトバ湖に転流されたことによるトバ湖の水質への影響が審査時に懸念されていた。

発電所付近のトバ湖の湖面

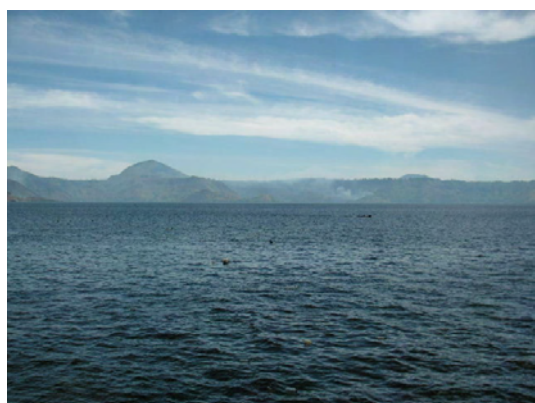
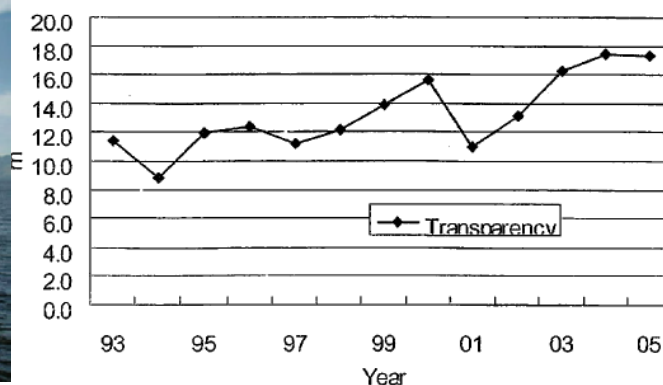


図 2：トバ湖透明度の推移



これに関しては 2005 年までの発電所付近の湖水の透明度調査が行われているが⁵、結果は以下のとおり、負の影響は見られていない。これは主に建設工事に伴う土砂のトバ湖への流れ込みによる影響を調べるための水質モニタリングであり 2006 年以降は同様の調査は行われていないが、現地踏査時の目視による確認によっても発電所近辺のトバ湖水質の悪化は認められなかった。トバ湖の水質への影響を軽減するために、湖水温に比して 6~7℃低い発電用水を湖底方向に沈めるためのボックス・カルバート形式の放水路を採用する等の措置が採られており、その効果を確認するためにも発電所運転開始後もトバ湖水質に関する同様の調査を定期的に行う必要がある。

⁵ コンサルタントの事業完了報告書（PCR）による。

(2) その他の項目および環境保全への努力

本事業完成後も「環境モニタリング計画」に基づき 12 項目にわたる定期的な環境モニタリングが行われているが、事後評価時点までの期間において特段の環境への悪影響は報告されていない。また、PLN 自身による流域での植林活動、アクセス道路建設に伴ってもたらされた地域流入住民による違法森林伐採などの森林省による規制等、本事業の自然環境への悪影響を最小化する努力がインドネシア側の独自の努力によってなされている。また、本事業施設の建設中、運転開始後も事業周辺地域はインドネシア政府による環境モニタリングの下にあり、それらによっても特段の自然環境への悪化は現在まで報告されていない。

2.4.3 社会環境へのインパクト

(1) 用地取得、住民移転

本事業施設の建設準備作業のため 77 万 3,000 m²、建設のため 62 万 3,000 m²の用地取得および建設作業のため 83 万 2,000 m²の用地賃借が行われたが、その過程において特段の障害は生じなかった。なお、本事業の実施にあたっての住民移転は発生していない。

(2) 灌漑、生活用水との水配分の問題

事業実施途中で主に現地 NGO を通じて提起された地域農民の灌漑および生活用水との水配分問題に関しては、旧 JBIC によって実施された「案件実施支援調査 (SAPI) (2003 年 5 月～9 月実施)」を踏まえて、①ルヌン発電所の操業にあたり住民の水需要が優先されること、②その後の河川流量等のモニタリングを共同で行うこと、③以下の委員会を立ち上げて共同管理体制を形成することにつき県政府、PLN、住民、NGO 間で合意がなされた。

- ・ Water Management Committee による水問題解決
- ・ Socialization Committee による灌漑との適正な水配分
- ・ Special Task Force の森林伐採監理

現実には上記のとおり体制では実現していないが、現地での水配分問題に関する懸念はその後再燃していない。また、発電への取水方式として一定の水量を確保した後に溢れた水を発電用に取り入れるといった設備方式を取ったため、実際に灌漑及び生活用水の流量は確保されており、事業計画時にあった住民のルヌン川流量減少による生活への悪影響といった懸念は払拭された模様で、その後の住民、NGO 側からのクレームは起きていない⁶。

⁶ 住民及び NGO からのクレームも実際に取水が開始される以前における将来を懸念してのものであり、PLN 側からの的確な説明が不十分であったことにも起因している。しかし、その後の客観的な水量等の調査、住民との話し合い、実際に問題が起こった場合の制度的施策が行われたことと、発電所運転開始後にも特段の農業、生活への影響が実際には生じなかったことから、住民の上記懸念が払拭されたものである。

本事後評価においては、上記の状況を補足するため、現時点での地域住民の声を聞く影響調査を、2.4.1に示したアクセス道路の受益者調査と並行して実施した。方法としては、ルヌン発電所への取水口が設置された11の支流より灌漑用水を引いている6村の農家合計180世帯をサンプルに偏りが生じないように任意に選んで、質問票を用いてのインタビュー調査を行った。



ルヌン水力発電所事業の灌漑用水への影響に関する地元農民との話し合い

調査結果は次表のとおりである。

表 11：影響調査の結果

コメント項目	回答割合
発電所が出来たことによって影響があった	82.8%
影響はない、またはわからない	17.2%
合計	100.0%
影響の種類	
灌漑水が減少した	37.2%
停電が改善した 注1)	20.0%
水を巡ってのコンフリクトが増した	17.8%
その他	25.0%
合計	100.0%
悪影響の軽減方策	
灌漑施設を整備する	46.1%
住民への水配分を優先すべき 注2)	36.7%
その他	17.2%
合計	100.0%
米生産高の変化	
発電所への取水開始後減少した	70.6%
その他	29.4%
合計	100.0%
米生産高減少の主因	
良い種子が得られない	28.9%
肥料/殺虫剤が足りない	33.3%
農業技術が不十分	20.0%
水が足りない	17.8%
合計	100.0%
本事業で行った灌漑設備改善は役立っている	75.6%
その他	24.4%
合計	100.0%

注 1) 実際はルヌン発電所の電気はスマトラ島全体に供給されており、停電が減ったことと発電所の運転開始はほとんど無関係。

注 2) 実際には住民の水需要を満たして余った分を発電に用いている。

本事業で改善した灌漑水路で食後の食器洗いをする若い女性



農業(米)生産高が減少したと言いき、それを発電への取水による灌漑水の減少によるものだ、といった感情的な意見も多いが、客観情報は必ずしもその事実を裏付けていない。現に米生産高減少の主因として水以外の要因を挙げたものが 82%に及ぶことと、水不足も発電への取水というよりは、大半が灌漑設備の不十分さに起因するものと考えられ、本事業内で実施した灌漑設備の改善の効果が非常に上がっていることがそれを裏付けている。つまり、発電への取水により灌漑システムへの水の流量が減ったことは事実であるが、実際のネックは灌漑設備の不備にあり、水不足があったとしてもそれは発電への取水を主因とするものではないというのが実態であると思われる。以上より結論として、本事業による 11 の支流からの取水が灌漑用水の減少を通じて地域農業生産に障害を及ぼしているといった事実は認め難い。むしろ、適正な水配分の実施が有効に行われていることにあわせ、本事業内で追加実施された一部地域の灌漑施設の整備は農業（及び一部生活用水にも使用）への水供給の改善をもたらして住民からの評価を受けている。

2.5 持続性（レーティング：a）

2.5.1 運営・維持管理の体制

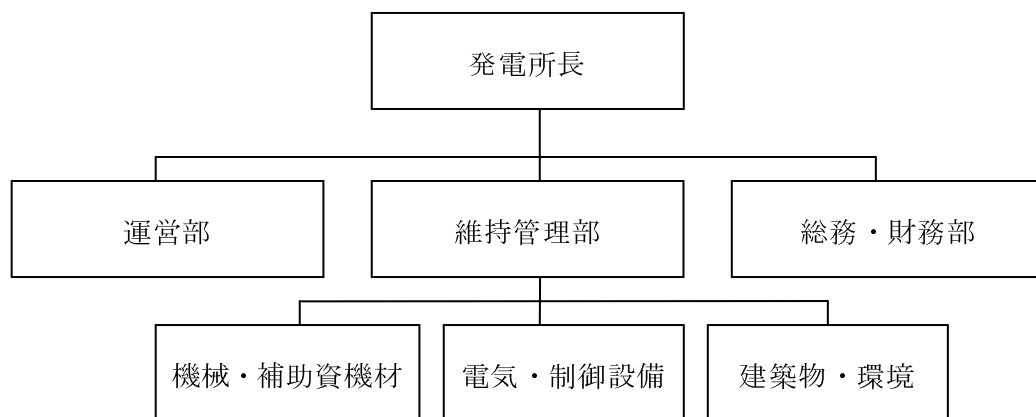
発電所の運営・維持管理は次表に示したような階層をもって PLN 各部局が担当している。

表 12：運営維持管理体制

運営・維持管理体制
<ul style="list-style-type: none"> - 北部スマトラ発電管理事務所 (PT PLN (PERSERO) Pembangkitan Sumatra Bagian Utara) - パندان発電セクター (PT PLN (PERSERO) Sektor Pembangkitan Pandan) - ルヌン水力発電所 (PLTA Renun)

また、発電所の組織は下記のような体制をとっており、発電および関連設備の運営・維持管理が行われている。

図 3：発電所組織図



各部門に配属された技術者（職員）は「運営」が約 3 名、「維持管理（機械・補助資機材）」が 2 名、「維持管理（電気・制御設備）」が 3 名「維持管理（建築物・環境）」が 2 名「総務・財務」は 3 名という構成である。

2.5.2 運営・維持管理における技術

上記各運営・維持管理部門に配属された技術者のほとんどは STM（高等専門学校<技術単科大学に相当>）で電気、機械工学分野の高等教育を終えた人材が配置されている。またいずれも、PLN の下記教育研修スキームの水力発電コースを年に複数回受講し、技術のアップグレード、アップデートを図っている。

PLN では教育研修に関する内部規則に基づき全社的職員研修に力を入れ次のような構成により体系的トレーニングを実施している。

- a. 新人教育研修
- b. 専門教育研修（発電運営・維持管理（O&M）、送電 O&M、配電 O&M、その他専門分野）
- c. 段階教育研修（幹部、戦略スペシャリスト教育）

d. その他補強教育研修（各種ワークショップ、セミナー、知識普及）

教育研修は主に PLN トレーニング・センター(PUSDIKLAT)で実施されているが、そのうち水力発電に関しては西スマトラ州のパダンのトレーニング・センターで集中的に行われており、2008年度は50余りのコースに延べ約1,100名の職員が運営・維持管理を中心とする技術研修を受けた。

ルヌン水力発電所に配属された職員も上記スキームによる十分なトレーニングを受けており、また新設発電所には既存発電所で十分な経験を積んだ技術スタッフが配置されるといった方針が採られている。このような体制、及び現時点での良好な設備の運営・維持状況から技術的側面に特段の問題はないものと認められる。

2.5.3 運営・維持管理における財務

PLNにおいては個々の発電所の運営・維持管理コストは発電所単位で必要額を見積もった上管轄のセクター及び地域事務所(Wilayah)のレビューを経て本社に挙げられ、本部経常予算から支弁されることになっている。下記のとおり PLN 本社財務は極めて厳しい状況にあり発電所の要求どおりの予算額が配分されることはないが、運営・維持管理に支障の及ぶような予算の過小配分は生じておらず、本事業は運転コストの非常に低い水力発電所ということもあり実際の現場での運営・維持管理が資金不足によって支障をきたすといった事態はなく、良好な運転と維持管理が行われている。

表 13 : PLN 損益概況(連結ベース)の推移

(単位:10 億ルピア)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
電力売上	39,018	49,809	58,232	63,246	70,735	76,286	84,250
政府補助金	4,739	4,097	3,470	12,511	32,909	36,605	78,577
営業収益計	44,183	54,430	62,273	76,543	104,726	114,042	164,209
燃料・潤滑油費	17,957	21,478	24,491	37,355	63,401	65,560	107,783
営業費用計	52,345	55,876	59,710	76,024	105,228	111,505	160,598
営業利益	-8,162	-1,446	2,563	519	-502	2,537	3,611
為替差損益	2,725	1,009	-1,523	-699	1,763	-858	-9,296
当期純利益	-6,060	-3,558	-2,021	-4,921	-1,928	-5,645	-12,304

出所：PLN 年次報告書

PLN は巨額の政府補助金によってその営業を支えられている体質が定着し、損益計算書上政府補助金を営業収益の一項目として計上していることにも端的に表明されているように独立会社の実態を備えているとは言いがたく、実質的には国

の直轄事業とあってよい。そのような形態を成さざるを得ない根本原因の一つは発電のための燃料費の重圧である。特に原油価格が高騰した 2008 年にはほぼ電力売上高に匹敵するほどの巨額の政府補助金を受け入れている。同年にはルピア価値の下落に伴って巨額の為替差損をこうむり、上記補助金の受入にもかかわらず 12 兆ルピアの当期純損失を計上しているが、これはインドネシア全国営企業の赤字総額(23 企業)14.5 兆ルピアの 83%を占める⁷。このように会社としてみた場合の PLN の損益、財務状況には多くの課題がありその改善に向かって今後一層の経営努力が傾けられるべきではあるが、現状においては巨額政府補助金によって国がインドネシアの電力セクターを支えている、という実態となっている。また、本事業の水力発電所現場の運営・維持管理の財務とは次元の異なる問題であり、上記のとおり資金不足によって直接の影響をこうむることはない。

2.5.4 運営・維持管理状況

(1) 発電設備

本事後評価第 1 回現地調査を行った 2009 年 3 月時点では発電所 1 号機が故障中（ただし 2 号機の代替により発電所全体としての発電運営には支障なし）であったが、第 2 回現地調査の同年 6 月時点ではメーカーによる修理が完了し、正常運転に戻っていた。

(2) 主取水口における堆泥問題

主取水口にての堆泥問題が PLN にとって深刻な問題として捉えられておりその人海戦術による排除に多大の労力がかけられていることが、現地の技術雑誌などでも大きく取り上げられている。取水口における堆泥の問題はすでに事業実施前から想定されており、堆積した泥を水と共に流し去って本流に戻すスピルウェイ（水吐き口）も設置されており、その運用も運転マニュアルに示されている。したがって定期的に排水口を開いて泥を排除していけば発電所への水路に大量に流れ込んだり（そうすると取水口が塞がれたりトンネル及び調整池への泥の流入による堆泥問題が起こる）、泥によって取水口が塞がるといった恐れはないが、堆泥によって水深が低下し十分な水が発電に流れ込まなくなるといった障害が起こる。これらの操作は PLN により行われているが、河川水への泥の混入量が多く、また下記のとおり予想をはるかに上回るスピードでの堆泥が進行し PLN にとっては頭の痛い問題となっている。

調整池に溜まった泥は池を空にしての浚渫作業を必要とし、その作業には概ね 1 カ月がかかりその間発電はストップする。コンサルタントの運営・維持管理マ

⁷ 2009 年 5 月 14 日付 KOMPAS 紙（インターネット版）による。因みに同記事によると国営企業で 2 番目に大きな赤字を計上したのは、航空会社であるムルパティ・ヌサンタラ社で、損失額は 5 千億ルピア（PLN 損失額の 4%）。

ニューアルは、およそ 10～15 年に 1 度は必要となるとし、詳細な作業方法を示しているが、堆泥は上記想定スピードの 2～3 倍の速度で進行しており、早くも 2010 年には作業実施のための予算が組まれている。

この現象は多分にルヌン川上流での現地住民の採砂活動に起因するが、PLN はその管理・規制にあたる県政府と対策につき協議をしており、2009 年 3 月 6 日に、共同で状況のモニターにあたり、県側で適切な措置を取ることによるルヌン川の流域管理にあたる旨の合意書取り交わしに至っている。



ルヌン川上流の採砂現場
砂を掘った後の泥で濁った水
がルヌン川に流れ込む。

本事業は、堆泥の問題はあるものの、関係機関と適切に解決にむけて取組みが行われており、実施機関の能力及び維持管理体制には特段問題なく、高い持続性が見込まれる。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論

本事業は高い伸びをみせるインドネシアの電力需要への対応とエネルギー源としての石油依存率の軽減を目指す国家開発目標に沿い、同国の開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており事業実施の妥当性は極めて高い。事業実施の遅延により効率性についての評価は中程度といえるが、フル稼働による予定を上回る発電量によってスマトラ島における不足する電力供給への貢献を果たし、同時に建設されたアクセス道路による副次効果としての地域経済の活性化、民生の向上にも寄与しており事業の有効性は高い。また水力発電所の運営・維持管理体制、能力にも問題はなく事業の持続性も高い。以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

3.2 教訓

1. 環境保全に気を配った事業実施

自然環境（トバ湖の水質問題）及び社会環境（適切な水配分による地元農業、地元住民生活との共生）への悪影響の排除又は軽減措置が事業実施中にとられ、環境へのマイナス影響を極力抑える努力が払われている。また、PLN 自身によるルヌン川流域における植林活動も行われている。このような環境保全に気を配った慎重な事業実施が水力発電事業には必須である。

2. 適切なプロジェクト完了報告書（PCR）の提出と受領

PCR として JICA に提出されている報告書は、コンサルタントの「完了報告書」であり、JICA が円借款契約書（LA）に基づいて要求している PCR に記載すべき事項で網羅されていない箇所が多くある。JICA は LA 規定にそった PCR を受領できるよう実施機関に働きかける必要がある。

3.3 提言

1. 流域管理の実施

想定された主取水口その他での堆泥への対処は PLN によって積極的に取られているが、水源であるルヌン川河川水への大量の泥の混入は、多分に上流における地域住民による採砂活動に起因しており、地域政府との協力に基づいた流域管理による、特に違法採砂に対する規制が図られていく必要がある。これに関しては PLN、県政府、第三者機関（北スマトラ大学）の参加による共同歩調の基礎となる協議が開かれ、流域管理の実施に当たっての合意書（MOU）が結ばれ行動への準備が緒についたところであるが、今後 PLN は地方政府への訴えかけ及びファシリテーターとしての役割を担い、さらにインドネシア地方政府においてはその積極的な実施が求められる。[対インドネシア政府及び PLN]

2. トバ湖透明度の継続的モニタリング

2.4.2 (1) で指摘したとおり、コンサルティング・サービス期間中の 2005 年までに行われていたルヌン発電所付近におけるトバ湖の湖水透明度計測とモニタリングは、インドネシア側の手で継続的に行われるべきである。[対 PLN および関連機関]

3. プロジェクト会計システムの確立と実施

プロジェクトに関わる収支は、一般会計とは独立したプロジェクト会計を設けて管理しなければならない。しかしながら本事業においては、実施機関による事業費のプロジェクト会計に基づいた適切な管理が行われていなかった。プロジェクト準備段階におけるプロジェクト実施管理体制構築の中で、しっかりとしたプロジェクト会計の設置と実施開始後の記帳責任を明確化し、事業実施中の中間監

理においてもその運用状況の適否を検査し、不備な場合には改善策を講ずる必要がある。[対 PLN、JICA]

4. 運転・維持管理（O&M）マニュアルの問題

コンサルティング・サービスの成果物の一つとして事業により建設された諸施設の「運営・維持管理マニュアル」がコンサルタントによって作成されているが、これらが現場発電所に引き渡されていなかった。PLN 内の異なる部署をまたぐ事業の実施・運営にあたっては相互の連絡を密にして、事業成果の最大限の発揮が目指されねばならない。[対 PLN]

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	取水堰 11カ所 導水路 上流部 8,800m 下流部 11,000m 調整池 水力発電所 最大出力 82MW 送電線 70.7km 変電所拡張 2カ所 コンサルティング・サービス 1,314M/M	取水堰 11カ所 導水路 上流部 8,800m 下流部 11,200m 調整池 水力発電所 最大出力 82MW 送電線 70.7km 変電所拡張 2カ所 灌漑施設 堰、水門、水路、 修復 コンサルティング・サービス 2,333M/M
②期間	1991年9月～1999年10月 (98カ月)	1991年9月～2006年11月 (183カ月)
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	19,547百万円 11,875百万円 (現地通貨) 31,422百万円 26,607百万円 (Ⅰ) Rp.1=0.068円 (1991年4月現在) (Ⅱ) Rp.1=0.059円 (1993年4月現在) (Ⅲ) Rp.1=0.050円 (1994年4月現在)	(総事業費不明) 24,300百万円 Rp.1=0.016円 (1995年3月～ 2005年8月平均)

インドネシア

多目的ダム発電事業

評価者：新光オーエムシー株式会社

杉本 正実

現地調査：2009年2月～2009年6月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



ウォノレジョ水力発電所遠景

1.1 背景：

本事業は、東ジャワ州の州都スラバヤ市、南スマトラ・ランポン州の州都バンドルランポン市及び南スラウェシ州の州都マカッサル市及びその周辺地域の経済発展に必要な家庭用、工業用上水及び灌漑用水供給のための水源開発、ならびに洪水制御のために建設される多目的ダムを中心とする総合プロジェクトの一環として、同水源を利用した水力発電所を建設し、もって急増する当該電力供給地域の電力需要に対応しようとするものである。本事業は、公共事業省によって実施される上記3つの多目的ダム事業及びその関連事業のうち、水力発電所部分のみを一つの円借款事業として組成し、国营電力会社である PT. PLN (Persero) (以下 PLN) を実施機関として実施されたものである。本事業が計画された当時の第6次国家開発5カ年計画では、急増する電力需要に対応するため着実な電源開発が計画されており、主としてベース・ロード対応の石炭火力発電所の建設とならんで、包蔵水力の利用が大きな課題となっていた。

1.2 目的：

PLN ジャワ・バリ系統、第IV（ランポン州）供給区、第VIII（南スラウェシ州）供給区にそれぞれ 6.2MW、28MW、17.2MW の水力発電所を建設することにより、各供給区で急増する電力需要への対応を図り、もって同地域の経済発展および生

活水準の向上に寄与する。



本事業により建設されたビリビリ水力発電所
多目的ダムの銘板には日本・インドネシアの協力
事業であることが明示されている

1.3 借入人／実施機関：インドネシア共和国／インドネシア国有電力企業
(PT. PLN (Persero))

1.4 借款契約概要：

円借款承諾額／実行額	6,291 百万円／4,044 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1996 年 12 月／1996 年 12 月
借款契約条件	金利 2.7% (コンサルティングサービス 2.3%)、 返済 30 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
貸付完了	2007 年 3 月
本体契約	住友商事(株) (日本)
コンサルタント契約	PT. Kwarsa Hexagon (インドネシア) (株)建設技術 研究所、電源開発(株) (日本)
事業化調査 (フィージビリティ・スタ ディ：F/S)等	1973 年 OTCA (ウォノレジョダム) 「ブランタス流域河川事業 M/P」 1991 年 (ウォノレジョダム) 「ウォノレジョダム E/S」 1982 年 JICA (ビリビリダム) 「ビリビリ F/S」 1988 年 (ビリビリダム) 「ビリビリダム E/S」

2. 評価結果（レーティング：A）

2.1 妥当性（レーティング：a）

2.1.1 審査時点における計画の妥当性

第6次国家開発5カ年計画（REPELITA VI、1994～1998）においては、電力供給信頼度の向上および脱石油政策にそった電源開発等が目標とされており、インドネシア各地の資源賦存量に応じた電源開発が計画されていた。1995年度時点で電力消費量は年率10%を大きく超える高い伸びを示しており、ベース・ロード対応の石炭火力発電の建設と並び、包蔵水力の利用が大きな課題となっており、また、電力供給体制の効率化を達成するため、電力セクターにおいて、発電部門への民活導入及び組織改編等の電力セクター改編が進行していた。

そのような状況を背景として本事業対象電力供給区における電力需給は下記のとおり逼迫していた。

表 1: インドネシア電力需給状況

（単位：ピーク・ロード<MW> 設備容量<MW>）

PLN 電力供給区		1993	1994	1995	1996	1997	1998
ジャワ・バリ	ピーク・ロード	5,756	7,093	8,273	9,645	11,285	13,203
	既存設備能力	6,223	6,223	6,118	5,898	5,578	5,538
IV	ピーク・ロード	301	343	374	416	483	561
	既存設備能力	571	566	565	545	538	511
VIII	ピーク・ロード	176	194	215	239	286	342
	既存設備能力	349	348	347	319	300	296

出所：審査資料集

注：1996年審査時の各発電所が所属する電力供給地区はウルクジョ発電所がジャワ・バリ、バトウタギ発電所が第IV供給区、ヒリヒリ発電所が第VIII供給区であった。その後 PLN の電力供給区は、ジャワ・バリを除き各地域の名前を付した Wilayah（地方）に改編されている。（次表2を参照）

2.1.2 評価時点における計画の妥当性

中期国家開発計画（RPJMN）（2004～2009）は、電力セクター開発の国家開発への必要性を説き、その中でも主要エネルギー源となっている石油に対する依存の軽減を目標とし、水力を含む代替エネルギーの開発に重点を置いている。電力消費量の伸びも著しく、1997年度の電力消費量が10%を超える高い伸びを記録した後同年に発生した経済危機により減速したが、その後も年平均7.6%と順調な増加を見せている。電源多様化の観点からは、脱石油政策の下、ベース・ロード対

応の火力発電における石炭火力への転換と並んで包蔵水力の活用による水力発電の強化が進められ、2007年時点のそれらの発電能力はそれぞれ全体の39%、11%を占め、石油・ガスの46%を凌駕するに到っている¹。インドネシア全土の水力発電の潜在キャパシティは75,000MWと見積もられており（“Hydropower Potentiality Study”, 1982 PT. PLN (Persero)、2008年までに開発された発電所の出力合計は4,125MWとその5.5%にすぎない。

PLNはピーク・ロード需要を現行発電設備の設備容量でカバーし切れていない地域を「危機的地域(Daerah Krisis <Critical Region>)」と定義して発電長期計画(RUPTL)においてそれらの地域の発電施設の開発を最優先している。危機的地域として10の送電系統が挙げられているが、本事業の位置する南スマトラ(バトウトウギ)及び南スラウェシ(ビリビリ)もそれに含まれている。

各発電所が所属する電力供給地域²における電力需給は逼迫しており、RUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018)によると今後10年間における電力需要におけるピーク・ロードは2~3倍に増加することが予測されている。これに対応するため同期間においてインドネシア全体で合計57,442MWの発電所建設(PLN、IPP合計)が必要とされ、そのうち水力発電所は全体の3.8%にあたる4,740MW(PLNのみでは10.9%、3,835MW)を占める。各電力供給地域別内訳および電源別必要発電所総容量を以下に示す。

表2：電力供給地区別電力予測需要

発電所	電力供給地区 (Wilayah)	電力需要(MWh)			ピーク・ロード(MW)		
		2008	2018(注)	増(%)	2008	2018(注)	増(%)
ウォノレジョ	東ジャワ	22,219	48,623	119	3,681	7,842	113
バトウトウギ	ランポン	1,985	5,027	153	420	963	129
ビリビリ	南・中央 スラウェシ	3,292	9,834	199	592	1,744	195

出所：RUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018

注)：東ジャワのみ2017年の数値

¹ その他地熱4%。いずれも数値の出所はRUPTL<PLN 発電長期計画>2009-2018。

² 評価時点においてはバトウトウギ、ビリビリ水力発電所の発電電力はそれぞれスマトラ島、スラウェシ島全体を結ぶ送電網に接続されている。ウォノレジョ水力発電所はジャワ・バリ系統に属するが、発電電力は東ジャワ州トゥルンアグン変電所を通じてトゥルンアグン県の一部に供給されている。

表 3 : 2008~18 年における電源別必要発電所総容量

(単位 : MW)

	ジャワ・バリ	スマトラ	スラウェシ
PLN	27,042	3,668	1,754
うち水力発電	2,984	262	505
IPP	13,910	5,477	1,488
うち水力発電	140	631	257
合計	40,952	9,145	3,242
うち水力発電	3,142	893	762

出所 : RUPTL< PLN 発電長期計画 > 2009-2018

以上のとおり、本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は極めて高い。

2.2 効率性 (レーティング : b)

2.2.1 アウトプット

本事業はそれぞれの円借款で実施された多目的ダム（東ジャワのウォノレジョ、南スマトラのバトゥトゥギ、南スラウェシのビリビリ）の発電部分を建設するもので、発電所および関連送変電施設に係る資機材調達、土木工事（ビリビリのみ）とコンサルティング・サービス（ビリビリのみ）から構成されている。以下の点を除きアウトプット実績に関して審査時計画よりの大きな変更はない。

(主な変更点)

1. バトゥトゥギ変電関連施設

バトゥトゥギ発電所変圧器は当初 1 台容量 17,250kVA の設置が計画されていたが、システムの信頼性増強のため 17.86MVA x 2 台、合計 35.72MVA の設置となった。

2. ビリビリ発電および送電関連施設

ビリビリ発電所は、ダム上流のパワカラエン山の崩落事故による土砂のダム貯水池への流入に伴って生じる土砂混入水流の発電への流れ込みによるタービン損傷に備えるためコーティング（クロム系微粉末を高速ガス炎溶射）を施したスペアパーツ（約 3 億円）を追加調達している。また、系統強化のため発電所～ボロングロエ（15km、2 回線）に加え発電所からダムの上流側に向かうリンダム・マリノ配電線に接続する 2 回線(20kV) 2km を当初計画に加えた。

3. ビリビリ コンサルティング・サービス

ビリビリ発電所のコンサルティング・サービスは審査時見積りより人月を絞り

込んだ形で契約を行い、当初契約人月は 国際コンサルタント：103.00 人月 ローカル・コンサルタント 216.50 人月であった。工期延長に伴い国際コンサルタントを国際コンサルタントを 114.43 人月と増やしたが、ローカル・コンサルタント分は PLN の技術者で代替させる事とし 202.51 人月に減らした。

2.2.2 期間

本事業の期間は、計画では 1996 年 12 月～2003 年 8 月 (81 カ月) であったが、実際には、15 カ月の貸付期限延長を含む 1996 年 12 月～2007 年 3 月 (124 カ月) と、対計画比 53.1%の遅延となった。主な遅延要因としては、①1997 年にインドネシアを襲った経済危機およびそれに引き続く政変、行政システムの改編を含む経済的行政的混乱による手続きの遅れを主因としてコンサルティング・サービスの開始が 2 年遅れたこと、②ビリビリの発送電機器の入札にあたって 1 位業者との契約交渉が長引いた後に決裂し 2 位業者との交渉を新たに始めたことにより 1 年半の遅延が生じたこと、および③バワカラエン山の大规模な地滑りによるビリビリダムへの土砂流入が起こり、それによる水質汚濁による発電機 (タービン・ランナー部分) 損傷の可能性に備える為のコーティングを施したスペアパーツ追加調達に 1 年半の追加期間を要したこと等が挙げられる。

2.2.3 事業費

事業費は、計画では 83 億 8,800 万円 (うち円借款部分 62 億 9,100 万円) であったものが、実際には 49 億 2,200 万円 (うち円借款部分 40 億 440 万円) と、対計画比 41.3%減と計画を下回った。実績アウトプットが計画とほぼ同じだったにもかかわらず事業費が計画を大幅に下回ったのは、1997 年に始まったアジア通貨危機による現地通貨の大幅な下落による共通要因にあわせ、バトゥトゥギ水力発電所の工事部分の一部が、ワイスカンポン灌漑事業の一部に移管されて公共事業省による同事業予算に組み込まれたためである。

本事業は、事業費については計画内に収まったものの、期間が計画を上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。

バトゥトゥギ水力発電所

事後評価チームと発電所および
関連 PLN 機関との評価に関する
合同協議



3 有効性（レーティング：a）

2.3.1 運用・効果指標による事業効果の測定

本事業の運用・効果指標の実績値の経年変化を以下の表に取りまとめた。

表 4：運用・効果指標実績値の経年推移

No	指標名	単位	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
運用指標									
1	計画外停止時間								
	ウオルジヨ	時間/年	17.4	3.67	2.26	0.56	0.39	0	0
	バトウトウギ	時間/年	31.0	138.6	175.3	186.5	7.3	43.2	168.4
	ヒリヒリ	時間/年	-	-	-	-	160	2	8
2	設備利用率	%							
	ウオルジヨ		29.83	30.96	31.81	29.67	32.24	36.39	40.43
	バトウトウギ		17.04	13.21	47.23	57.93	43.30	45.13	23.16
	ヒリヒリ		-	-	-	-	40.8	53.5	53.9
3	年間運転時間	時間/年							
	ウオルジヨ		3,260	4,565	4,946	4,588	3,519	3,939	4,535
	バトウトウギ		284	2,886	7,012	10,250	8,153	10,197	8,858
	ヒリヒリ		-	-	-	-	10,326	11,551	11,501
4	計画点検・補修による停止時間	時間/年							
	ウオルジヨ		108.77	0	73.25	0	80.75	103.33	79.33
	バトウトウギ		171.0	151.1	289.6	349.6	304.0	412.0	409.0
	ヒリヒリ		-	-	-	-	208	112	110
5	最大使用水量	千立米/秒							
	ウオルジヨ		28,160	29,429	30,094	28,178	29,995	34,005	38,187
	バトウトウギ		173,908	139,862	479,049	573,757	461,076	544,487	364,213
	ヒリヒリ								
効果指標									
6	送電端電力量	MWh/年							
	ウオルジヨ		16,000	16,721	17,099	16,010	17,043	19,321	21,697
	バトウトウギ		42,681	33,103	118,332	145,136	108,489	113,063	58,016
	ヒリヒリ		-	-	-	-	70,897	92,334	93,189
7	最大出力（実績値）								
	ウオルジヨ		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	バトウトウギ								
	ヒリヒリ								

出所：PLN 資料

注）： 空欄の部分は発電所の記録がなく不明。

いずれの水力発電所も多目的ダムの一つの機能としての水力発電であり、水利利用の優先順位は灌漑、上水に劣後する「従属発電」の形を取っている。つまり上水（バトウトウギを除く）及び灌漑（すべてのダム）利用のためのダムからの放流水を発電に利用する、という運営により発電の主体性はなく、総体的に設備利

用率の値も小さく変動も大きい。

バトゥトゥギ、ビリビリとも立ち上がり初期の年度はマイナーなトラブルが比較的多く起こったのと慎重な運営を行っていた要因により計画外停止時間が多く発生しているが、いずれも的確な補修による早期解決が図られて、現在に至るまで順調な発電が行われている。

バトゥトゥギの設備利用率 (Capacity Factor <CF>³) が 2008 年に落ちているのは、主に同年雨期における少雨のためダム湖の水位が他の年に比べ著しく低くなったことにより発電量が落ちたためである。なお、2009 年にはダム湖水位も元に戻り設備利用率も正常値に回復している。

以上、いずれの発電所とも上記の枠組の中で順調な発電を行っており、運営状況は良好である。

2.3.2 内部収益率 (IRR) の再計算

審査時と同様の方法を用いて財務的内部収益率 (FIRR) を再計算したところ、以下のとおりの結果を得た。なお、ビリビリの FIRR に関しては、PLN によるプロジェクト会計システム不備のためインドネシア政府予算よりの出費部分の正しい金額数値および全体の年次支出額の会計記録がなく、また経済的財務収益率 (EIRR) については審査時にも算出されておらず、また当事後評価時においても信頼性のある十分なデータが揃わなかったため、いずれも算出はできなかった。

表 5 : FIRR 再計算の前提と結果

プロジェクト・ライフ		事業実施開始後 50 年
費用		1. 投資コスト (土木工事、資機材調達、コンサルティング・サービス) 2. 運営維持管理費 (投資コストの 1.5%)
便益		電力料金収入
FIRR	審査時	ウオノレジョ : 18.9%、バトゥトゥギ 10.4% ビリビリ : 12.8%
	事後評価時	ウオノレジョ : 16.1%、バトゥトゥギ 25.0%

バトゥトゥギの FIRR が審査時に比較して大幅に上昇しているが、主な要因は、計画通りのアウトプットを得るための総事業費が大幅に減少したことによる。

³ CF = $\frac{\text{Annual Energy Production}}{\text{Maximum Power} \times \text{Annual Hours}}$

2.3.3 定性的効果

(1) 本事業発電所の各地域におけるシェアと関連指標

各発電所の接続送電系統と電力供給地域は表 6 のとおりであり、各々の送電系統の電力供給地域における各発電所の電力供給シェアは表 7 のとおりである。

表 6：接続送電系統と電力供給地域

発電所	接続送電系統又は変電所	接続送電系統の電力供給地域
ウォノレジョ	トゥルンアグン変電所	東ジャワ州トゥルンアグン県の4郡
バトゥトゥギ	南スマトラ系統	スマトラ全島
ビリビリ	南・東南・西スラウェシ系統	スラウェシ全島

表 7：各発電所の全体電力供給地域におけるシェア（設備出力 MW）2007 年

ウォノレジョ (6.5 MW)				ウォノレジョの シェア
(ジャワ・バリ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	2,386	150	2,536	0.26%
小水力	0	0	0	
スチーム	7,320	3,050	10,370	
コンバインドサイクル	6,143	0	6,143	
ガス	2,086	150	2,236	
ディーゼル	76	0	76	
地熱	360	515	875	
ジャワ・バリ合計	18,371	3,865	22,236	0.03%
バトゥトゥギ (28 MW)				バトゥトゥギの シェア
(スマトラ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	850			3.3%
小水力	13			
スチーム	945			
コンバインドサイクル	818			
ガス	481			
ディーゼル	832			
地熱	40			
スマトラ合計	3,979	361	4,340	0.65%
ビリビリ (20.1 MW)				ビリビリの シェア
(スラウェシ)	PLN 合計	IPP	合計	
水力	172			11.69%
小水力	38			
スチーム	25			
コンバインドサイクル	0			
ガス	123			
ディーゼル	440			
地熱	40			
スラウェシ合計	838	195	1,033	1.95%

出所：PUPTL 2009-2018

注 1)：ウォノレジョ発電所はジャワ・バリ送電系統に属するが、同発電所の電力はトゥルンアグン変電所を通じてトゥルンアグン県の 4 郡に供給されている。上記は系統におけるシェアを参考までに示したものである。

注 2)：スマトラとスラウェシの IPP については電源別内訳がないので、バトゥトゥギ、ビリビリ両発電所の島全体の水力発電に占める割合は PLN 分に対してのみ。

各発電所の電力供給地域はジャワ・バリ系統に属するウォノレジョが 20kV 送電線により直接トゥルンアグン変電所に接続され、トゥルンアグン県の一部地域のみで電力を供給しているのに対して、バトゥトゥギおよびビリビリはそれぞれスマトラ、スラウェシを網羅する送電網を通じて他の多くの発電所の電力とミックスされて全島に電力を供給していることになる。また上記のとおりそのシェアはきわめて小さいので、ウォノレジョを除いて該当電力供給地域の関連指標をもってしては各発電所の効果を直接測ることは困難であるが、参考のために各発電所の所属する地域の電化率と域内総生産（GRDP: Gross Regional Domestic Product）を以下に掲げる。

表 8：電化率の推移

(単位：%)

送電系統	2004	2005	2006	2007
ジャワ・バリ	62.3	63.1	63.9	66.3
スマトラ	54.9	55.8	57.2	56.8
スラウェシ	51.6	53.0	53.2	53.6
インドネシア全体	57.5	58.3	59.0	60.9

出所：RUPTL

表 9：域内総生産の推移

(単位：兆ルピア)

送電系統	2003	2004	2005	2006	2007
ジャワ・バリ	927,599	977,537	1,033,670	1,093,320	1,160,726
スマトラ	346,715	356,879	369,612	389,067	403,377
スラウェシ	65,961	69,714	74,079	79,212	84,662
インドネシア全体	1,538,655	1,604,036	1,690,229	1,777,994	1,878,019

出所：BPS（中央統計局）統計

(2) ウォノレジョ電力供給地域における関連指標

トゥルンアグン県は 19 の郡から成っているが、このうちウォノレジョ水力発電

所の電力供給を受けるのは“Campurdarat” “Sumburgempol” “Boyolangu” “Kedungwaru”の4つの郡であり、他の郡は既存のトゥルンアグン発電所よりの電力供給を受けている。次に同県の域内総生産（GRDP）と企業数の変化を示す。

表 10：トゥルンアグン県部門別域内総生産推移⁴

(単位：兆ルピア)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	増加率(%)
農業	984	1,002	1,026	1,047	1,071	1,096	1,121	1,149	1,188	21
鉱業	109	113	117	122	128	134	140	147	153	41
製造	810	855	882	915	965	1,020	1,077	1,141	1,208	49
公益	27	34	43	54	63	71	78	86	95	247
建設	108	109	111	113	115	117	124	126	131	22
商業・観光業	1,350	1,414	1,494	1,579	1,676	1,782	1,906	2,047	2,190	62
運輸	142	154	170	187	203	221	243	265	292	105
金融	547	585	608	637	674	710	749	789	836	53
その他サービス	609	624	640	658	684	715	752	794	831	36
全体	4,686	4,891	5,091	5,312	5,579	5,865	6,187	6,543	6,924	48

出所：BPS 統計 “Tulungagung Dalam Angka” <Tulungagung in Figures>より評価者作成

部門別域内総生産の伸びは電気を含む公益事業で最も著しいが、製造業、商業・観光業の伸びも全体平均を上回っており、2002年9月に完成したウォノレジョ発電所による電力供給体制の増強による貢献も大きいものと考えられる。

表 11：トゥルンアグン県企業数の増加率

	2000~2008年増加率	
	ウォノレジョ発電所が給電する4つの郡	トゥルンアグン県全体
大・中企業数	78.0%	6.7%
小企業・個人事業体数	25.7%	4.8%

出所：BPS 統計 “Tulungagung Dalam Angka” (Tulungagung in Figures)

上記のとおりウォノレジョ発電所が給電する4つの郡における2000~08年の期

⁴ BPS 統計は2000~2003年までが1993年価格、2004~2008年が2000年価格を基準にしているので年次成長率で割り戻すことによって前者の数値も2000年価格に置き換えた。

間における企業数の増加率はトゥルンアグン県全体の増加率に比較して著しく、これには新設のウォノレジョ発電所の影響が大きいものと考えられる。

(3) 石油消費削減効果

石油代替エネルギー源としての本事業による水力発電所には石油消費削減効果とそれに伴う発電原価低減効果が期待されるが、2008年までの各発電所平均発電実績に基づいて、RUPTL 2009-2018で適用されている発電用ディーゼル石油単価を用いて本事業の石油消費削減額を試算すると、年間5,800万米ドルとなる。

(4) 受益者調査の結果

すでに述べたとおり、バトゥトゥギおよびビリビリはそれぞれスマトラ、スラウェシを網羅する送電網を通じて他の多くの発電所の電力とミックスされて全島に電力を供給しており、それぞれの全体におけるシェアは上掲表7に示したごとく大きくないところから意味のある受益者の特定は不可能であるが、ウォレジョの電力はトゥルンアグン変電所を通じてトゥルンアグン県の4つの郡のみに供給されており受益者の特定が可能であるところから当該地域において受益者調査を実施した。

① 方法

PLNの配電の最前線に位置するトゥルンアグンUPJ (Unit Pelayanan Jaringan: 配電サービスユニット)の顧客台帳から、ビジネス主体に関しては電力購入量の多い順から5番目までの大口契約者を含む14件(上記5件を除き業種が偏らないように任意に抽出)、個人世帯についてはサンプルに偏りのないよう任意に選んだ101件、合計115件に対して、質問票に基づくインタビュー調査を行った。なお、裨益地域4郡の人口は合計で27万5千人、トゥルンアグン県全体の人口は102万人である。また、ウォノレジョ発電所に係る契約者数は合計3万件である。

ウォノレジョ水力発電所
トゥルンアグン県での受益者訪問
聞き取り調査



② 結果の要約

一般的な電力の質に関しては事業前の状態が「非常に良い」と答えた回答者の

割合がビジネス主体では 7%、一般家庭では 15%に過ぎなかったところ、事業後の評価ではそれぞれ 85%、89%に急増している。また、事業前の停電頻度に関しては「めったに起こらない」と答えた回答者の割合はビジネス主体で 57%、一般家庭で 28%であったが、事業後にはそれぞれ 100%、83%が「めったに起こらなくなった」と答えている。他方電圧の安定性に関しては事業前に「非常に安定している」と答えた割合はビジネス主体で 79%、一般家庭で 17%であったが、事業後の状況に関してその割合がそれぞれ 100%、73%に上昇した。

以上の結果は、ウォノレジョ発電所の運転開始に伴って裨益地域への電力供給が質、量ともに大きく改善したことを示している。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

2.4 インパクト

2.4.1 自然環境へのインパクト

いずれの事業も主要施設である多目的ダムに追加的に小規模な発電所を追加するものであり、それによって大きな環境負荷を与えるものではない。また、建設中、運転開始後もインドネシア政府の環境モニタリングの下にあり、現在まで特段の環境への悪影響は報告されていない。

2.4.2 社会環境へのインパクト（含、住民移転・用地取得）

上記と同様、本事業による社会的影響はほとんどない。唯一用地取得を伴ったバトゥトゥギ発電所のパガラランまでの送電線敷設工事においても、用地取得は特段の問題なくスムーズに行われた。また本事業においては住民移転もなかった。

2.5 持続性（レーティング：a）

2.5.1 運営・維持管理の体制

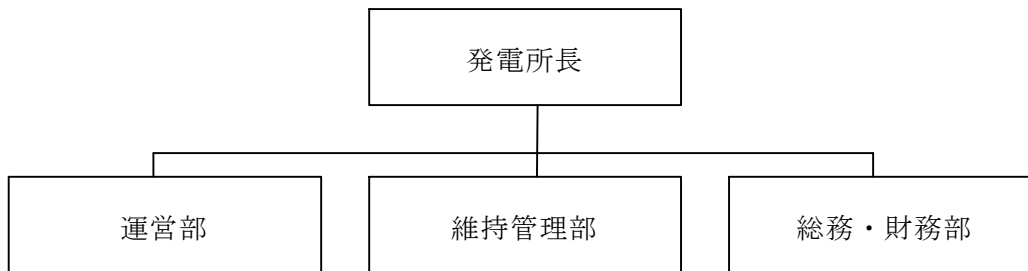
各発電所の運営・維持管理は次表に示した PLN グループの各組織の責任のもとに階層的に行われている。

表 12：運営維持管理体制

発電所	運営・維持管理体制
ウォノレジョ	- ジャワ・バリ電力発電会社（PT PJB : Pembangkitan Jawa-Bali）< PLN の子会社 > - ウォノレジョ発電所（PLTA Wonerejo）
バトゥトゥギ	- 南部スマトラ発電管理事務所（PT PLN (PERSERO) Pembangkitan

	Sumatra Bagian Selatan) - バンダル・ランポン発電セクター (PT PLN (PERSERO) Sektor Pembangkitan Badar Lampung) - バトゥトゥギ発電所 (PLTA Batutegi)
ビリビリ	- 南、東南及び西スラウェシ地区事務所 (PT PLN (PERSERO) Wilayah Sulawesi Selatan, Tenggara & Barat) - バカル発電セクター (Sektor Bakaru) - ビリビリ発電所 (PLTA Bili-Bili)

各発電所ごとに組織は若干の相違があるが、基本的には下記のような単純な構成になっている。



PLN 直営のバトゥトゥギ、ビリビリ両発電所は発電所長(Manager)の下に「運営(Operation)」「維持管理(Maintenance)」「総務・財務(Administration & Finance)」担当の3名の Supervisor (監督部長) (バトゥトゥギの場合は運営部門は4つのチームに分かれている)が配属され、それぞれの任務にあっている。各部門に配属された技術者(職員)は「運営」が約10名、「維持管理」が約3名、「総務」は1名(守衛、清掃員を除く)である。

一方 PLN の子会社である PJB により運営されているウォノレジョ発電所は所長(Foreman)の下に合計13名の技術者が配置されている。他の2つの PLN 発電所とは異なり「運営」と「維持管理」に部門分けはしていないが、「制御」「機械」「電気」「機材」「土木」分野の技術者が配置されている。

2.5.2 運営・維持管理における技術

上記の各運営・維持管理部門に配属された技術者のほとんどは STM (高等専門学校<技術単科大学に相当>) で電気、機械工学分野の高等教育を終えた人材が配置されている。またいずれも、PLN の下記教育研修スキームの水力発電コースを年に複数回受講し、技術のアップグレード、アップデートを図っている。

PLN では教育研修に関する内部規則に基づき全社的職員研修に力を入れ次のよ

うな構成により体系的トレーニングを実施している。

- a. 新人教育研修
- b. 専門教育研修（発電 O&M、送電 O&M、配電 O&M、その他専門分野）
- c. 段階教育研修（幹部、戦略スペシャリスト教育）
- d. その他補強教育研修（各種ワークショップ、セミナー、知識普及）

教育研修は主に PLN トレーニング・センター(PUSDIKLAT)で実施されているが、そのうち水力発電に関しては西スマトラ州のパダンのトレーニング・センターで集中的に行われており、2008 年度は 50 余りのコースに延べ約 1,100 名の職員が運営・維持管理を中心とする技術研修を受けた。

本事業による 3 発電所に配属された職員も上記スキームによる十分なトレーニングを受けており、また新設発電所には既存発電所で十分な経験を積んだ技術スタッフが配置されることになっているといった方針が採られている。このような体制、及び現時点での良好な設備の運営・維持状況から技術的側面に特段の問題はないと認められる。

2.5.3 運営・維持管理における財務

PLN（バトゥトゥギ、ビリビリ）の場合個々の発電所の運営・維持管理コストは発電所単位で必要額を見積もった上管轄のセクター及び地域事務所(Wilayah)のレビューを経て本社に挙げられ、本部経常予算から支弁されることになっている。下記のとおり PLN 本社財務は極めて厳しい状況にあり発電所の要求どおりの予算額が配分されることはないが、運営・維持管理に支障の及ぶような予算の過小配分は生じておらず、本事業は運転コストの非常に低い水力発電所ということもあり実際の現場での運営・維持管理が資金不足によって支障をきたすといった事態はなく、良好な運転と維持管理が行われている。

表 13 : PLN 損益概況(連結ベース)の推移

(単位:10 億ルピア)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
電力売上	39,018	49,809	58,232	63,246	70,735	76,286	84,250
政府補助金	4,739	4,097	3,470	12,511	32,909	36,605	78,577
営業収益計	44,183	54,430	62,273	76,543	104,726	114,042	164,209
燃料・潤滑油費	17,957	21,478	24,491	37,355	63,401	65,560	107,783
営業費用計	52,345	55,876	59,710	76,024	105,228	111,505	160,598
営業利益	-8,162	-1,446	2,563	519	-502	2,537	3,611
為替差損益	2,725	1,009	-1,523	-699	1,763	-858	-9,296
当期純利益	-6,060	-3,558	-2,021	-4,921	-1,928	-5,645	-12,304

PLN は巨額の政府補助金によってその営業を支えられている体質が定着し、損益計算書上政府補助金を営業収益の一項目として計上していることにも端的に表明されているように独立会社の実態を備えているとは言いがたく、実質的には国の直轄事業とあってよい。そのような形態を成さざるを得ない根本原因のひとつは発電のための燃料費の重圧である。特に原油価格が高騰した 2008 年にはほぼ電力売上高に匹敵するほどの巨額政府補助金を受け入れている。同年にはルピア価値の下落に伴って巨額の為替差損をこうむり、上記補助金の受入にもかかわらず 12 兆ルピアの当期純損失を計上しているが、これはインドネシア全国営企業の赤字総額(23 企業)14.5 兆ルピアの 83%を占める⁵。因みにウォノレジョを運営する PLN 子会社の PJB 単体の損益状況は良好に推移しており、2006 年までの 5 年間一貫して営業利益、当期利益を上げている(売上高利益率 5~7%)。発電所の運営・維持管理予算も不足なく、運転維持管理も順調である。

このように会社としてみた場合の PLN の損益、財務状況には多くの課題がありその改善に向かって今後一層の経営努力が傾けられるべきではあるが、現状においては巨額の政府補助金によって国がインドネシアの電力セクターを支えている、という実態となっている。また、本事業の水力発電所現場の運営・維持管理の財務とは次元の異なる問題であり、現段階では上記のとおり資金不足によって直接の影響をこうむることはない。

2.5.4 運営・維持管理状況

ビリビリ発電所の設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。ダム水源の汚濁に備えて追加調達された発電機スベアもまだ使用には至っておらず(良好な状態でスタンバイ)、既存発電機で順調な発電が行われている。ダム貯水池からの水流への土砂混入度合いが発電に直接大きな悪影響を及ぼすほどのものではなかったことと、対策として当初の設計を一部変更して冷却水設備に水中の土砂分を除去するサイクロン・セパレーターを採用したことも功を奏しているものと考えられる。また、ウォノレジョ、バトゥトゥギ両発電所も良好な維持管理の下主要設備に故障はなく、順調な運営が行われている。バトゥトゥギ発電所のガバナー(調速機)2台の一部機能に軽微な不具合が生じているが(発電所側の説明では寿命)、現在続いている自動運転に支障はなく、買替予算(2台で1,600万円)も既に計上済みである。

上記ガバナーに関してタッチ・パネルのディスプレイが日本語表示となってい

⁵ 2009年5月14日付 KOMPAS 紙(インターネット版)による。因みに同記事によると国営企業で2番目に大きな赤字を計上したのは、航空会社であるムルパティ・ヌサンタラ社で、損失額は5千億ルピア(PLN 損失額の4%)。

たり、ヒューマン・マシン・インターフェース（HMI）の設定変更に必要なパスワードやバックアップ・プログラムが見当たらないといった現場での問題が生じている。これらは自動運転が続行している現状では運転に支障をきたすものではないが、ひとたび事が起こって手動運転に切り替える際には問題が顕在化する恐れがある。そもそも物品納入時点で不完全なものが納入されたのか、あるいは完全品の現場への PLN 内移管プロセスの過程で生じた不備なのかの客観的検証は現時点に至ってはできないが、いずれにせよ、契約書に沿った受入研修及び書類などの管理が的確に行われていなかった等、PLN の内部管理体制に問題があることにはかわりはない。納入時に十分なチェック体制を構築して完全な状態での納入品の現場への移管が間違いなく行われるような体制を整えなければならない。また、ウォノレジョとバトゥトゥギに関しては水力発電所に関するコンサルティング・サービスは実施機関が公共事業省である多目的ダムプロジェクトに含まれているが、その一環で作成された「運営・維持管理マニュアル」が公共事業省より PLN に引き渡されていない。このような異なる実施機関をまたいだ事業にあっては相互の連携を密にした実施運営が望まれる。

以上より、機器が現地の事情に則していない、マニュアルが活用されていない等の事項はあるものの、本事業は実施機関の能力及び維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込まれる。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論

本事業は高い伸びをみせるインドネシアの電力需要への対応とエネルギー源としての石油依存率の軽減を目指す国家開発目標に沿い、同国の開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており事業実施の妥当性は極めて高い。事業実施の遅延により効率性についての評価は中程度といえるが、各送電系統における不足する電力供給への貢献、また地域電力の質、量両面の改善を通じての地域産業の振興および民生の向上に寄与しており有効性は高い。また各水力発電所の運営・維持管理体制、能力にも問題はなく事業の持続性も高い。以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

3.2 教訓

1. 実施・運営機関間の連携

一つの事業に複数の実施・運営機関が関わる場合、事業実施段階から運営への引継ぎ段階において相互の連携を良好に保たれないと十分な事業効果の発現や事業持続性の確保が疎外される（下記提言 2 を参照）。

2. 適切なプロジェクト完了報告書（PCR）の提出と受領

円借款事業においては、事業完了後に定められた書式のプロジェクト完了報告書（PCR: Project Completion Report）を事業実施機関は作成し JICA に提出することになっている。しかしながら、本事業の PCR として JICA に提出されている報告書は、コンサルタント契約に基づいてコンサルタントより PLN に提出された「完了報告書」であり、JICA が円借款契約書（L/A: Loan Agreement）に基づいて要求している PCR ではない。しかも本事業に関しては、コンサルタントが PLN 契約のビリビリ水力発電所に関するものしか含まれておらず、コンサルタントが公共事業省契約のウォノレジョ、バトゥトゥギ両水力発電所に関するものは JICA にも提出されていない。今後の事業の完成にあたっては、L/A 規定に則った PCR を作成し提出すべきである。また、JICA 側も中味を十分確認した上で PCR を受領すべきである。

3.3 提言

1. マネジメント体制の改善

PLN 内部及び複数の実施機関間の連携体制といった、インドネシア側のマネジメントに問題がある。ハードウェア側面の実施、運営を的確に行い、事業効果の十分な発揮を促進するためソフトウェアの側面である実施機関のマネジメントの強化改善が必要である。以下の 2 点はその具体例である。

2. 運転・維持管理（O&M）マニュアルの問題

ウォノレジョ、バトゥトゥギ両水力発電所建設に係るコンサルティング・サービスは、いずれも公共事業省（PU）を実施機関とする、前者が「ウォノレジョ多目的ダム建設事業」後者が「ワイスカンポン灌漑事業(1)」のコンサルティング・サービスに含まれている。同サービスの成果物の一つとして水力発電所の「運営・維持管理マニュアル」がコンサルタントによって作成されているが、これらが現場発電所はおろか PU より PLN にも引き渡されていない。異なる実施機関をまたぐ事業の実施にあたっては相互の連絡を密にして、事業成果の最大限の発揮が目指されねばならない。（なお、PLN との直接契約であるビリビリ水力発電所の「運営・維持管理マニュアル」は PLN との合意により作成されなかった）PU に保存されている水力発電所運営維持管理マニュアルは即座に PLN に引き渡され、発電所現場に送付されるべきである。[対 PLN、PU]

3. 資機材の検収・受入に関する問題

バトゥトゥギ水力発電所の設備のうちガバナーに関してタッチ・パネルのディスプレイが日本語表示となっていたり、ヒューマン・マシン・インターフェース（HMI）の設定変更に必要なパスワードやバックアップ・プログラムが見当たらないといった現場での問題が生じている。これらは自動運転が続行している現状

では運転に支障をきたすものではないが、ひとたび事が起こって手動運転に切り替える際には問題が顕在化する。そもそも物品納入時点で不完全なものが納入されたのか、あるいは完全品の現場への PLN 内移管プロセスの過程で生じた不備なのかの客観的検証は現時点に至ってはできないが、いずれにせよ、契約書に沿った受入研修及び書類などの管理が的確に行われていなかった等、PLN の内部管理体制に問題があることにはかわりはない。納入時に十分なチェック体制を構築して完全な状態での納入品の現場への移管が間違いなく行われるような体制を整えなければならない。[対 PLN]

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p><u>ウォノレジョ水力発電所</u> (設備出力：6.3MW) ・発電所 6.5MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、13km)、スイッチヤード</p> <p><u>バトゥトゥギ水力発電所</u> (設備出力：28MW) ・発電所 28.9MW ・送変電関連施設：送電線 (150KV、30km)、スイッチヤード、変圧器</p> <p><u>ビリビリ水力発電所</u> (設備出力：17.2MW) ・発電所 17.7MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、12km)、スイッチヤード ・<u>コンサルティングサービス</u> (IC：120MM、LC：239MM)</p>	<p><u>ウォノレジョ水力発電所</u> (設備出力：6.5MW) ・発電所 6.5MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、13km)、スイッチヤード</p> <p><u>バトゥトゥギ水力発電所</u> (設備出力：28MW) ・発電所 29.8MW ・送変電関連施設：送電線 (150KV、30km)、スイッチヤード、 変圧器</p> <p><u>ビリビリ水力発電所</u> (設備出力：20.1MW) ・発電所 20.1MW ・送変電関連施設：送電線 (20KV、17km)、スイッチヤード ・<u>コンサルティングサービス</u> (IC：114.43MM、LC： 202.51MM)</p>
②期間	1996年12月～2003年8月 (93カ月)	1996年12月～2007年3月 (124カ月)
L/A 調印	1996年11月	1996年12月
コンサルタント選定	1996/11～1997/10	1999/11
コンサルティングサービス	1997/11～2003/8	2000/1～2006/12
調達・工事	1996/11～2003/2	2000/12(ビリビリ)～2006/12
③事業費		
外貨	4,875百万円	
内貨	3,513百万円 (現地通貨)	
合計	8,388百万円	4,922百万円
うち円借款分	6,291百万円	4,044百万円
換算レート	US\$1 = 105.7円 Rp.1 = 0.046円 (1996年4月現在)	US\$1 = 115.3円 Rp.1 = 0.013円 (1997年～2005年実績)