

0. 要旨

本事業は、スマトラ島の南部スマトラ系統¹における電力需給逼迫の緩和及び電力供給の安定性改善を図ることを目的に、ランブン州タンガムス県ウルブル郡に地熱発電所を整備した。再生可能エネルギーによる電力供給により逼迫する電力需給への対応を目的とする本事業は、インドネシアの電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と安定的かつ再生可能エネルギーである地熱開発を推進する点で合致しており、妥当性は高い。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。審査時に設定した運用・効果指標は、目標値と比しておおむね順調な達成数値となっている。本事業は、南部スマトラ系統で最も供給予備率の低いランブン州に立地し、同地域の電力ロスの低減と電力の質の維持に重要な役割を担っている。また、現地ヒアリング結果から、本事業がランブン州地域における経済活動の活性化や投資環境の改善に貢献していると判断される。このことから本発電所はおおむね計画どおりの効果発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境及び用地取得における負の影響は発生していない。また、本事業により地元住民の雇用機会の創出やCSR事業を通じた地元住民のコミュニティ活動への貢献が確認されている。本発電所の運営・維持管理体制、技術、財務、状況ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 事業の概要



事業位置図



ウルブル地熱発電所（外観）

¹ ランブン・サブ系統（ランブン州）、南スマトラ・サブ系統（南スマトラ州）、ブンクル・サブ系統（ブンクル州）の三つのサブ系統より構成される。

1.1 事業の背景

インドネシアのスマトラ島南部では、電力の需要の拡大に伴い、新たな電源開発が急務となっていた。特に、本事業が位置するランブン州は人口増加や経済成長に伴いピーク需要が2003年の約300MWから2009年の約450MWと年平均7%で伸びる見込みであったのに対し²、既存の発電設備の供給信頼度は低く、電力需給が非常に逼迫していた。電源開発は進められていたが、需要の伸びはそれを上回り、供給予備率は低下していた。したがって、同地域への電力供給力を増大させるとともに、電力供給の安定性を改善することが必要であった。本事業は、スマトラ島南部のランブン州に地熱発電所及び関連設備を整備することを通じて、電力需給逼迫の緩和を図るとともに安定した電力供給を確保するものである。

1.2 事業概要

スマトラ島南部のランブン・サブ系統に接続する地熱発電所（55MW×2基）を建設することにより、南部スマトラ系統³の電力需給逼迫の緩和及び供給の安定性を改善し、もって投資環境の改善等を通じたスマトラ島南部の経済発展に寄与する。

円借款承諾額/実行額	20,288 百万円 / 16,068 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2005 年 3 月 / 2005 年 3 月
借款契約条件	金利 0.75% 返済 40 年 (うち据置 10 年) 調達条件 一般アンタイド
借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有電力会社 (PT. PLN)
事業完成	2013 年 10 月
本体契約	住友商事株式会社 (日本)
コンサルタント契約	Sinclair Knight Merz (オーストラリア) / PT. Amythas Experts & Associates (インドネシア) / PT. Connusa Energindo (インドネシア) / PT. Tata Guna Patria (インドネシア) / 西日本技術開発 (株) (日本) (JV)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	F/S (2004 年 4 月)

² JICA 提供資料より。

³ 審査時に事業概要で言及していた「南スマトラ系統」は、ランブン州、南スマトラ州、ブンクル州、ジャンビ州、西スマトラ州、リアウ州を対象範囲としており、本事業が位置するランブン州が含まれるものの、範囲が広すぎるため、事後評価時において実施機関と協議し、ランブン州、南スマトラ州、ブンクル州を対象範囲とする「南部スマトラ系統」とすることで合意した。

関連事業	技術協力 ・ スマトラ系統電力開発運用強化計画調査 (2004年～2005年) 世界銀行 ・ Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project (2003年6月～2013年12月) アジア開発銀行 ・ 送電セクター改革事業 (2003年11月～2013年9月) ・ 再生可能エネルギー開発事業 (2003年11月～2014年6月)
------	---

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

島村 真澄 (三菱UFJリサーチ&コンサルティング株式会社)

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：2016年10月～2018年1月

現地調査：2017年4月2日～4月13日、2017年8月8日～8月11日

3. 評価結果 (レーティング：A⁴)

3.1 妥当性 (レーティング：③⁵)

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の審査時において、「国家電力設備開発計画 (以下、「RUKN⁶」という。) 2004年4月」では今後の利用を見込むエネルギー資源の一つとして、安定的かつ再生可能エネルギーである地熱開発を推進していた。RUKNによると、インドネシアは豊富な地熱資源に恵まれており、本事業の審査時、国全体では10GW、スマトラ島ではその約半分の5.4GWの潜在的な地熱資源があると推定されていた。2000年の大統領令76号ではエネルギー源の多様化及び省エネルギーの方法として地熱発電を積極的に活用するよう提唱していた。また、地熱利用促進を図る地熱法も2003年10月に施行されている。したがって、本事業はインドネシアの開発政策に整合したものである。

事後評価時においても、地熱を含む新・再生可能エネルギーを最大限利用する政策が打ち出されている。具体的には、インドネシア政府が掲げる2019年までの発電設備容量増加計画である「35GWプログラム」において、2015年から2019年までの

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」

⁶ Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional

5カ年で新規に35GWの発電の設備容量増加を目標としており、35GWのうち地熱を含む新・再生可能エネルギーによる発電の設備容量は全体の10%~15%にあたる3.7GWを目標としている。RUKN 2015-2034 ドラフト⁷も同プログラムに沿った内容となっている。また、実際の発電量においては、国有電力会社（以下、「PLN⁸」という。）の「電力供給計画（以下、「RUPTL⁹」という。）2017年~2026年」にて新・再生可能エネルギーによる発電量の割合を2016年の11%から2026年までに全体の22.5%までに上げていくこと、電源構成においては、地熱発電の設備容量を2016年の4%から2026年には9%にまで増加させていくことが目標に掲げられている。本事業の実施は、事後評価時においてもインドネシアの開発政策と合致している。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時において、スマトラ島南部の電力需給の逼迫に対応し、安定的な電力供給体制を構築することは喫緊の課題であった。本事業が位置するランブン州の最大電力需要は人口増加や経済成長に伴い、2003年の約300MWから2009年の約450MWまで1.5倍（年平均7%）に伸びることが見込まれていた。一方、老朽化やメンテナンスによる運転停止により既存の発電設備の供給信頼度は低く、電力需給が非常に逼迫していた。発電単価が高く経済性が低いというのに、環境負荷の大きいディーゼル発電に代わる電源の開発は進められていたが、需要の伸びはそれを上回り、供給予備率は低下していた。したがって、逼迫した電力需要への対応と、電力供給の安定性及び信頼性の向上、地域内の設備効率の向上を図ることが期待されていた。

事後評価時点においても、実施機関によるとスマトラ島南部における発電能力の増強は急務の課題とされている。特にランブン州は電力不足が深刻な地域の一つとされ、供給予備率は表1のとおり、2007、2008、2011年を除きマイナス値で、安定的な電力供給に必要な供給予備率とされる25%¹⁰を大きく割り込んでおり、今後とも電力需給の改善を図ることは急務となっている。現状、ランブン・サブ系統は、南スマトラ・サブ系統、ブンクル・サブ系統等からの電力融通により需給ギャップを補完している状況であるが、表2のとおり、今後もランブン・サブ系統での新規電源開発投資が計画されており、逼迫した電力需給の対応が継続されている。

⁷ 事後評価時点において、RUKN 2015-2034 は承認されていない。

⁸ Perusahaan Listrik Negara

⁹ Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik

¹⁰ RUKN 2003年~2022年より。

表 1：ランポン・サブ系統の電力需給バランス及び供給予備率の推移

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
①最大電力需要 (MW)	373	394	365	413	467	517	582	613	696	732	891	736
②ピーク時供給電力 (MW)	217	414	407	383	433	516	577	549	671	600	719	736
供給予備率 (%) = (②-①) / ①	-42	5	12	-7	-7	0	-1	-10	-4	-18	-19	0

出所：実施機関への質問票回答

注 1) 2017 年は 2017 年 1 月～10 月までの数値。

表 2：ランポン・サブ系統の電源開発投資実績と計画（各年時点の累計）

(単位：MW)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLN による発電所投資															
石炭火力	-	200	200	177	177	178	178	177	265	267	300	300	300	300	300
コンバインドサイクル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
水力	115	117	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
ガスタービン	16	16	18	18	18	18	18	17	16	16	75	175	360	360	360
ディーゼル	75	78	71	71	71	123	163	127	112	51	28	25	-	-	-
地熱	-	-	-	-	-	-	100	110	110	104	104	104	104	104	104
その他	11	3	-	-	50	80	-	-	50	44	44	44	44	44	44
IPP ¹¹ による発電所投資															
石炭火力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
コンバインドサイクル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
水力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56	56
ガスタービン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ディーゼル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110	110	110	300
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
PLN 及び IPP による発電所投資の合計															
合計	217	414	407	384	434	517	577	549	671	600	719	876	1,092	1,092	1,282

出所：実施機関への質問票回答

注 1) 2016 年までが実績値。2017 年以降は計画値。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

本事業の審査時において、日本の対インドネシア国別援助計画（2004 年 11 月）では、重点分野の一つとして「民間主導の持続的な成長」を掲げ、投資環境改善のための「経済インフラ整備」等を支援策に挙げていた。「海外経済協力業務実施方針」（2002 年 4 月、JICA）では、経済改革を通じた持続的成長軌道への回復努力に不可欠な「経済インフラ整備」を対インドネシア支援の重点分野として掲げていた。加えて、同方針の重点分野の一つである「地球規模問題への対応」の一環として再生可能エネルギーの導入を積極的に支援することが示されていた。さらに、「海外経済

¹¹ IPP (Independent Power Producer) とは、独立系発電事業者のこと。発電設備のみを所有し、送電系統は所有していない卸売発電事業者を総称して IPP と呼ぶ。

協力業務における国別業務実施方針」(2004年9月、JICA)の主要セクターへの支援方針の中で、電力の安定供給、電力セクターの効率化、電化率向上、環境対策の4点が課題として挙げられており、「外島の主要経済圏(スマトラ島及びスラウェシ島)における電力の安定供給に向けて、当該地域における発電設備の新設・増強及び連係送電網拡充事業等を積極的に支援する」との方針が示されていた。

本事業は、南部スマトラ系統の電力需給逼迫の緩和と供給の安定性の改善、スマトラ島南部の経済発展への貢献、再生可能エネルギーの利用を通じた地球環境負荷の軽減への寄与を目的としており、上記の方針に合致している。

以上より、本事業の実施はインドネシアの開発政策、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。

3.2 効率性 (レーティング: ②)

3.2.1 アウトプット

本事業は、地熱発電設備 55MW級×2基(合計 110MW級)、150kV関連送電線、変電所、配電線を整備するものである。アウトプットの計画と実績の比較は表3のとおりである。なお、発電に必要な蒸気の開発及び供給部分については国営石油・ガス会社のプルタミナ社の子会社である地熱エネルギー社(PGE)が行った。実施機関であるPLNはPGEと本事業に関し蒸気売買契約を結んでいる¹²。

表3: アウトプットの計画と実績の比較

計画	実績
土木工事、調達機器等	
<ul style="list-style-type: none"> 地熱発電設備建設(55MW級×2基) 150kV関連送電線敷設 変電所等増設 配電線敷設 	<ul style="list-style-type: none"> 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり(注1)
コンサルティング・サービス	
<ul style="list-style-type: none"> 既存資源開発調査の見直し(蒸気関連) 詳細設計、入札補助、施工監理 運用・保守の補助、知識・技術の移転及び人材育成 環境管理補助 	<ul style="list-style-type: none"> 計画どおり 計画どおり 計画どおり 計画どおり

出所: PLN への質問票回答

注1) 本事業の1コンポーネントであるが、円借款の対象からは外れ、PLNの自己資金にて整備された。

¹² 蒸気売買契約は、2010年2月に実施機関とPGEとの間で締結された(30年契約)。当初計画では、蒸気売買契約は借款契約の発効前に締結に至る予定となっていたが(ただし、蒸気売買契約は借款契約発効の条件にはなっていなかった)、実際には借款契約の調印から約5年後の締結となった。遅延の理由は、脚注15を参照。

土木工事、調達機器等について、アウトプットは計画どおりで変更はない。ただし、PLNによると、配電線の敷設は円借款対象から外れ、PLNの自己資金にて整備された。これはタンガムス県におけるPLNの配電地域の電力供給ニーズに早急に対応する必要があり、PLNが2006年度及び2012年度予算を使って自己資金にて配電線の整備を行ったためである。

コンサルティング・サービスの内容は計画どおり実施された。投入量は、計画の526人月(M/M)に比べ実際は529.8M/Mと、3.8MM増加した。これは、コントラクター入札手続きの遅延に伴う増加である(後述のとおり入札手続きの遅延にはPGE側の計画遅延に伴う入札図書完成・入札開始時期の遅延が含まれている)。事業遅延期間中も含めて、コンサルタントを配置する必要があったため、M/M量の増加につながった。



タービン及び発電機



冷却塔



主蒸気隔離弁



開閉所

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

本事業の総事業費は、当初計画では 23,875 百万円（うち円借款部分は 20,288 百万円）であったのに対し、実際は 19,095 百万円¹³（うち円借款部分は 16,068 百万円）と、計画内に収まった（対計画比 80%）。

総事業費計画内に収まったのは、競争入札の結果、応札価格が予定価格を下回ったこと、及び、事業実施中における現地通貨インドネシア・ルピアの対円減価の影響があったことによる¹⁴。

3.2.2.2 事業期間

審査時に計画された事業期間は、2005 年 3 月（借款契約調印）～2012 年 2 月（保証期間の終了時）の 84 カ月であったが、実際には、2005 年 3 月（借款契約調印）～2013 年 10 月（保証期間の終了時）の 104 カ月と計画を上回った（計画比 124%）。事業遅延により貸付実行期限の延長が行われた。2012 年 12 月に延長され、最終的な貸付実行期限は 2014 年 6 月となった。

表 4 は、事業期間の計画と実績の比較を整理したものである。

表 4：事業期間の計画と実績の比較

項目	計画（審査時）	実績（事後評価時）
コンサルタント選定	2005 年 4 月～2006 年 3 月（12 カ月）	2005 年 4 月～2006 年 11 月（20 カ月）
コンサルティング・サービス	2006 年 3 月～2012 年 2 月（72 カ月）	2006 年 12 月～2013 年 10 月（83 カ月）
詳細設計及び調達	2006 年 4 月～2008 年 3 月（24 カ月）	2006 年 12 月～2010 年 2 月（39 カ月）
発電設備の建設（1号機）	2008 年 4 月～2010 年 8 月（29 カ月）	2010 年 2 月～2012 年 9 月（32 カ月）
発電開始時期（1号機）	2010 年 8 月	2012 年 7 月
発電設備の建設（2号機）	2008 年 10 月～2011 年 2 月（29 カ月）	2010 年 2 月～2012 年 10 月（33 カ月）
発電開始時期（2号機）	2011 年 2 月	2012 年 9 月
保証期間	2011 年 3 月～2012 年 2 月（12 カ月）	2012 年 9 月～2013 年 10 月（14 カ月）

出所：JICA 提供資料及び PLN への質問票回答

事業実施遅延の主な原因は、①コンサルタントの雇用が遅延したこと（PLNとコンサルタントの契約交渉に時間を要したため、同契約の締結と業務開始が遅れた）、②コントラクターの入札手続が遅延したこと（PLNによる事前資格審査が当

¹³ 実施機関が自己資金にて整備した配電線敷設に係るコストを含む。

¹⁴ 審査時 1 ルピア=0.012 円で試算されていたが、実際は、1 ルピア=0.0102 円（2005 年から 2014 年の IMF レートによる期間平均値）とルピア安傾向であった。

初計画より遅延したこと、及び、蒸気供給事業者であるPGEの計画遅延¹⁵により、入札図書作成に必要とされる地熱資源データの入手が遅れ、入札図書完成・入札開始時期が遅延したこと）による。これに伴い、コンサルティング・サービス期間が大幅に延長となった。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

審査時には、本事業の売電収入を便益、本事業の建設費、運営・維持管理費を費用、プロジェクト・ライフを25年として財務的内部収益率（FIRR）が算出され、8.0%という結果であった。本評価において同様の条件にて再計算したところ、6.0%と算出された。審査時の値を下回った主な理由は、蒸気量の低下による売電収入の減少を将来予測に加味したことによる。経済的内部収益率（EIRR）については審査時に算出されていないため再計算は行わなかった。

以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

BOX 1：事業実施の過程でコントラクターが直面した苦労とその対応

本事業は、事業サイトが山の中にあり、まずは丘陵の斜面を削り建設工事が可能となるように整地する必要があったこと、単体の発電所建設ではなく既存の送電線まで約26kmの新規送電線の建設や関連する変電所の新增設も事業スコープに含まれていたこと、本事業のスコープ外（PGEが責任機関）である集蒸気システム部分（※）の工事の遅れを本事業において吸収する必要があった¹⁶ことなど、難易度が高く、「時間との戦い」が求められる事業であった。コントラクターは、プロジェクト・マネジメントを適切に行い、各スコープ間でのオペレーションにおいて円滑なインターフェースを確保することで事業の実施促進を図った。具体的には、発電所建設用地（丘陵斜面）の整地、資機材のタイムリーな調達、地元住民にも配慮した資機材の運搬、山中に設置する鉄塔の基礎工事、プラントの据え付けなど各オペレーション部隊間で緊密なコミュニケーションと連携体制がとられ、徹底した話し合いで複数の組織（コントラクター、製造業者、本邦・外国のコンサルタント等）より構成する事業関係者による混成チームの結束強化が図られた。また、コントラクターは、コンサルタントと連携して、PLNとコントラク

¹⁵ 実施機関より入手した資料によると、PGEが本発電所の出力確保のために必要な蒸気量を確保するための坑井の掘削に時間を要したことから計画が遅延した（十分な蒸気量の井戸を掘り当てるのに時間がかかったため）。この遅れが実施機関とPGEとの間の蒸気売買契約締結の遅延につながった。

¹⁶ この部分は発電所建設とは別のプロジェクトであり、PLNが調整の責任を担っていたが、工事が遅れていた。集蒸気システムが整備されなければ発電所が完成しても発電することができず、コントラクターは、集蒸気システムの遅れを吸収して納期を守り、発電所建設の工期内に発電が行えるようにすることを目標としていた。

ター間の契約書でカバーしきれなかった詳細事項を図面に落とし込んでPLNに丁寧に説明を行うなど、PLNによる検討・承認プロセス促進のための工夫が行われた。こうして、施工体制・調達・コスト管理などを含むプロジェクト・マネジメント全体の最適化を図ることで約2カ月間工期が短縮され、事業スコープ外であったPGEによる集蒸気システム部分の工事遅延を吸収して、円滑な発電開始が実現した。

(※) 掘削した井戸から取り出した蒸気を発電所まで運ぶ集蒸気配管の土木据付部分。

3.3 有効性¹⁷ (レーティング：③)

3.3.1 定量的効果 (運用・効果指標)

本事業の審査時に設定した各運用・効果指標について、2013年～2017年(1月～6月まで)の実績値を表5に取りまとめた(事業完成の定義である保証期間終了は2013年10月であることから、目標年は2年後の2015年である)。

表5：運用・効果指標

指標名	目標値	実績値			
	2014	2014	2015	2016	2017
	事業完成 2年後	事業完成 1年後	事業完成 2年後	事業完成 3年後	1月～6 月
運用指標					
最大出力 (MW)	110	110	105	93	94
設備利用率 (%) 注1)	85	93.27	93.18	81.13	82.9
稼働率 (%) 注2)	85	99.96	97.94	97.28	99.83
所内率 (%) 注3)	3%未満	3.4	3.5	3.7	3.7
人員ミスによる停止時間 (時間)	0	0	0	0	0
人員ミスによる停止回数 (回)	0	0	0	0	0
機械故障による停止時間 (時間)	0	3.51	18.89	53.55	7.6
機械故障による停止回数 (回) 注4)	0	3 (1)	4 (3)	8 (6)	2 (1)
定期保守点検による停止時間 (時間)	点検1回につき720時間	0	323.3	370.3	0
定期保守点検による停止回数 (回)	30年間の稼働で8回	0	1	1	0
効果指標					
送電端発電量 (GWh/年) 注5)	794	858.7	825.6	735.2	372.6

出所：JICA 提供資料及び PLN への質問票回答

¹⁷ 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。

注 1) 設備利用率 (%) = 年間発電量 / (定格出力 × 年間時間数) × 100。

注 2) 稼働率 (%) = (年間運転時間 / 年間時間数) × 100 (発電設備 2 基の平均)。年間運転時間にはスタンバイ時間も含まれる。

注 3) 所内率 (%) = (年間所内消費電力量 / 発電端発電量) × 100。

注 4) カッコ内は、機械故障による停止回数のうち、ウルブル地熱発電所内で発生した機械故障。

注 5) 送電端発電量 (GWh) = 年間発電量 - 所内消費電力量。2017 年の数値が低いのは半年分 (1 月～6 月) のため。

運用効果指標の目標年である 2015 年における発電能力等に係る指標については、計画値と比しておおむね順調な達成数値となっている。PLN によると、本事業完成後、本発電所は順調に稼働していたが、2016 年初頭に実施したマイナーな保守点検後に PGE が供給する蒸気量が減少し (本発電所に蒸気を供給する 11 本の生産井のうち、3 本の井戸の蒸気供給量が減少)、2016 年の最大出力、設備利用率、稼働率、送電端発電量の数値が低下している。しかし、これら指標はいずれも目標値の 8 割超である (最大出力: 目標値の 85%、設備利用率: 同 95%、稼働率: 同 114%、送電端発電量: 同 93%)。また、PGE は蒸気量の回復に注力しており、2017 年 1～6 月の最大出力は 94MW と 2016 年より若干増えている。

PLNによると、所内率が目標値を超えているのはウルブル地熱発電所内の事務管理棟内の電力、アクセス道路の外灯やセキュリティ施設の電力供給が含まれているため、これらを除外すると 3%未満になるとのことだった¹⁸。人員ミスによる停止はない。機械故障は、ウルブル地熱発電所内の故障と発電所外の故障の合計数で、前者は、サーキットブレーカーや補助トランスフォーマーの故障など電気系統のトラブルや蒸気ラインに使用されるバルブのトラブルなどであり、いずれもウルブル地熱発電所による通常のメンテナンス活動で対応可能な故障とのことだった。後者は、ランプン・サブ系統の電圧不安定性に起因した電源故障や電圧崩壊¹⁹による故障であり、ウルブル地熱発電所のコントロール外の要因によるものである。

定期保守点検による停止は、審査時の目標では 30 年間の稼働で 8 回と設定されており、単純計算では 3.75 年に 1 回となる。他方、実績値をみると、事業完成 3 年後の時点で、2015、2016 年にそれぞれ 1 回ずつ、既に合計 2 回も停止している。そこで、PLNに定期保守点検の定義を確認したところ、実績値のほうはいずれもマイナーな保守点検による停止であるのに対して、審査時に設定された目標値は、大規模保守点検を想定したものであり、マイナーな保守点検はこれには含まれていなかったと考えられるとのことだった。審査時の目標値ではなぜ大規模保守点検による停

¹⁸ PLNによると、審査時に設定した所内率もこれらが除外されていたと考えられるとのことであった。

¹⁹ 電力の需給バランスの崩れによって電力系統内の周波数を適正範囲内に維持できず、系統全体で電圧が急激に低下する現象。

止のみが想定されていたのかその理由は不明であるが、PLNによると、マイナーな保守点検においても発電機等を停止する必要があるとのことだったため、実績値には2015、2016年のマイナーな保守点検分を計上している²⁰。したがって停止回数の実績値は想定以上に計上されているが問題はない。

3.3.2 定性的効果（その他の効果）

PLNによると、本発電所が、電力需要が多いランプン州に立地していることにより、他地域からの電力の融通の削減に貢献しており、南部スマトラ系統及びランプン・サブ系統の電力ロスの低減と電力の品質（電圧）の維持において重要な役割を担っているとのことだった。現状、ランプン・サブ系統は、南部スマトラ系統を構成する他のサブ系統（南スマトラ・サブ系統、ブンクル・サブ系統）等からの電力融通により需給ギャップを補完している状況であるが（表6）、こうした地域を跨ぐ電力融通は安定的・効率的な電力供給の阻害要因となることから²¹、極力同一地域内で電力を供給し、電力系統全体の安定性と適正な電力の品質を確保することが重要との指摘があった。この観点から、本発電所が、電力需要が多いランプン州に立地していることは、意義深いといえる。

なお、表6によると、他のサブ系統からランプン・サブ系統への融通電力は増加している。これは、供給が需要に追いついていないためであるが（表1参照）、その増加分も本来電力融通が起こり得ていたとすれば、本事業は融通の削減に貢献している（本事業が実施されていなければ更なる電力融通が必要であった）と考えられる。

表6：他のサブ系統からランプン・サブ系統への電力融通データ

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ピーク時融通電力 (MW)	210	240	260	272	340	350	181
平常時融通電力 (MW)	180	234	252	260	310	320	350

出所：PLNへの質問票回答

注1) 2017年は2017年1月～10月までの数値。

²⁰ 後述（持続性）のとおり、大規模保守点検は4年ごと、マイナーな保守点検は2年ごとに実施する計画となっている。

²¹ このロジックとして、実施機関より「発電場所と実際の消費地が遠い（送電距離が長い）→電気抵抗が大きくなる→電力損失が増える→電圧が低下する」との説明があった。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

3.4.1.1 投資環境改善

ランブンプ州地域における販売電力量の推移を表7に示した。商業及び工業分野への販売電力量は増加傾向にあり、地域住民や地元企業へのヒアリング結果（後述）も踏まえると、本事業がランブンプ州地域における経済活動の活性化、投資環境の改善に貢献していると推論される。

表7：ランブンプ州地域における販売電力量の推移

(単位：GWh)

	実績						予測		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
住宅	1,457	1,731	1,877	2,069	2,205	2,368	2,568	2,786	3,037
商業	306	383	427	399	401	438	482	534	600
公共分野	167	188	206	214	239	253	270	291	315
工業	395	491	671	709	726	775	840	924	1,042
合計	2,325	2,793	3,182	3,392	3,571	3,835	4,160	4,534	4,993
増加率 (%)	14	20	14	7	5	7	8	9	10

出所：PLN への質問票回答

注1) 四捨五入の関係で合計が一致しない。

注2) 増加率は、前年比での販売電力量の増加率。

注3) 2016年以降はIPPによる販売電力量も若干含まれるが(IPPの割合は相対的に小さいとのこと)、PLNによる販売量との切り分けることはできないとのことだった。

地域住民や地元企業へのヒアリングの結果、電力の安定供給による地元企業の事業拡大、これによる現地住民の雇用増や従業員の給料増、ランブンプ州への新規参入企業の増加、本事業の発電所建設時及び発電所稼働後の地元住民の雇用など、事業実施後の産業振興や雇用創出等のインパクトがあったことが指摘された。

3.4.1.2 再生可能エネルギーの利用による地球環境負荷の軽減

本事業は審査時において、排出量削減対象の事業（CDM²²案件）とする可能性が模索されたが、結果的にCDM案件とはならなかった。PLNによると、CDM適用

²² CDMとは、投資国（先進国）が、ホスト国（開発途上国）において温室効果ガス削減につながる事業を実施した結果、当該事業がなかった場合と比較して、追加的に削減された量を投資国の温室効果ガス排出量の削減分の一部に充当することができる制度。CDM適用のためには、ホスト国側の実施機関は、排出量把握のための体制や人材等を整える必要がある。

に向けた準備がPLN内で整わなかったため（体制整備や人材確保といった観点で不十分だった）とのことだった。本事業による二酸化炭素の排出量に関しては利用可能なデータが十分ではなく、正確な削減効果はわからない。審査時において、事業効果として地球環境負荷の軽減への寄与が想定されていたことから、温室効果ガスの削減量データの収集・計算を行う体制を確認しておくことが望ましい。

3.4.2 その他、正負のインパクト

3.4.2.1 自然環境へのインパクト

本事業は、大規模な発電所の整備事業であり、「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」（2002年4月）上、A種に該当する。本事業の環境アセスメント報告書（以下、「AMDAL」という。）、環境管理計画（以下、「RKL」という。）、環境モニタリング計画（以下、「RPL」という。）はタンガムス県環境アセスメント委員会によって、発電所部分は2004年9月に、送電線部分は2004年10月に承認されている。

PLNは、事業実施期間中及び完成後も四半期ごとにAMDAL、RKL、RPLに則り、環境モニタリング²³を実施しており、事後評価時点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、現地調査時に実施した、事業実施中から現在までの環境影響に関する周辺住民へのヒアリングにおいても大気汚染、悪臭、騒音等環境への負の影響は指摘されていない。表8は、地熱発電における重要な環境指標について、PLNがモニタリングを行った結果である（2016年12月計測）。大気汚染物質の硫化水素（H₂S）の濃度や還元井の水質（ヒ素（As）、水銀（Hg））について、標準値を大きく下回っている。

表8：環境モニタリング結果

指標	基準値	観測結果
大気汚染：硫化水素（H ₂ S）	35 mg/Nm ₃ 注1)	7 mg/Nm ₃
水質：ヒ素（As）	1 mg/L注2)	0.005 mg/L
水質：水銀（Hg）	0.002 mg/L注2)	0.001 mg/L

出所：PLNへの質問票回答

注1) 地熱発電事業からの排ガス基準に関する環境大臣規則（2008年第21号）

注2) 水質汚濁の防止及び水質管理に関する政令（2001年政令第82号）

PLN及び周辺住民へのインタビューの結果、送電線ルートの一部が保護林を通過するが、PLNは詳細設計において保護林通過ルートを最小化し、同ルート下の樹木の剪定も計画どおり8.5mを超える部分のみで、また、鉄塔設置による保護林

²³ 発電所からの排ガス、大気汚染、水質、工業用排水、浄化槽を使った衛生排水、廃棄泥処理、騒音等の項目に関して環境モニタリングが実施された。

への影響も限定的である（表 9 のとおり実際の用地取得面積（12.9ha）も計画値（21.2ha）より減少している）。このことから、当該地域における保護林伐採の水・土壌保全機能に対する影響は生じていないと判断される。

3.4.2.2 住民移転・用地取得

住民移転・用地取得に係る当初計画と実績の比較を表 9 にまとめた。詳細設計の段階で具体的な送電線ルートが確定し、取得面積が当初見込みより減少した。住民移転は発生しなかった。現地調査時に実施した、事業実施中における住民移転・用地取得に関するPLN及び住民へのインタビュー²⁴によると、本事業のため一部の農地を提供した土地所有者（農民）への補償手続きはインドネシアの規則（大統領Degree No. 36/2005 及び同No. 65/2006（改定版））に基づいて実施され、特段問題はなかった。補償金額についても農民側から異論は示されなかった。

表 9：住民移転・用地取得の計画と実績の比較

計画		実績	
用地	住民移転件数	用地	住民移転件数
21.2ha	0	12.9ha	0

出所：PLN への質問票回答

3.4.2.3 その他のインパクト

PLN及び住民へのインタビューによると、本発電所の周囲約 30kmの範囲にある 6 村²⁵は、本事業実施前は無電化もしくは電力供給が限定的（電力供給時間が 1 日のうちで数時間に限られていた）であったのに対して、本事業により配電線が整備されたことにより電化され、安定的な電力供給が実現した。これにより、籾摺り機等の農業機械の利用が可能となり、作業効率の向上や収穫の増加につながった。また、本事業で整備されたアクセス道路を利用して収穫した米を車両で運搬できるようになった（本事業実施前は舗装されていない山道を徒歩で運んでいた）。

また、ウルブル地熱発電所は、CSR 事業の一環として、上記 6 村を含む周辺住民に対して住民の自立プログラム（ヤギの飼育を通じたバイオ肥料の生成、母子保健（予防接種）の推進、エネルギー/電力節約に関する児童教育の普及等）の支援を行っている。こうした取り組みを通じて住民間の結束強化や交流の活性化にも貢献している。

²⁴ 後述のとおり、本発電所の周囲約 30km の範囲にある 6 村の住民 12 名にインタビューを行った。主に稲作農家（村長を含む）で、本発電所に勤務する者が 2 名いた。PLN が各村の村長もしくは有力者に声をかけ、紹介された人物が対象者に選ばれた。対象者は結果的に全て男性であった。

²⁵ Muara Dua Village, Pagar Alam Village, Karang Rejo Village, Gunung Tiga Village, Data Rajan Village, Ngarip Village の 6 村。

以上より、本事業の実施によりおおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

事業完成後の発電所の運営・維持管理は、PLN バンダル・ランブン管区事務所（以降、地域事務所）の監督の下、ウルブル地熱発電所が行っている。地域事務所とウルブル地熱発電所の間では日常的にコミュニケーションが行われ、緊密な連携体制が取られている。地域事務所は、パレンバン市にある南部スマトラ発電統括局に属している。両者の関係は良好で、四半期ごとに定例調整会合が開催されているほか、検討議題が発生した際には随時特別会議を開き情報交換や意見交換が行なわれている。

ウルブル地熱発電所は、発電所長の下に、運営部（A～D）²⁶、維持管理部、管理部を担当する各監督部長が配置され、それぞれの任務にあたっている。同発電所は全体で約 40 名の従業員を擁しており、その 9 割超が運営・維持管理を担当する技術者である（約 40 名の従業員に加え、地元の住民から雇用したヘルパー²⁷約 30 名がサポートを行っている）。発電所従業員へのヒアリングによると運営・維持管理業務に必要な技術者数は確保されているとのことであった。

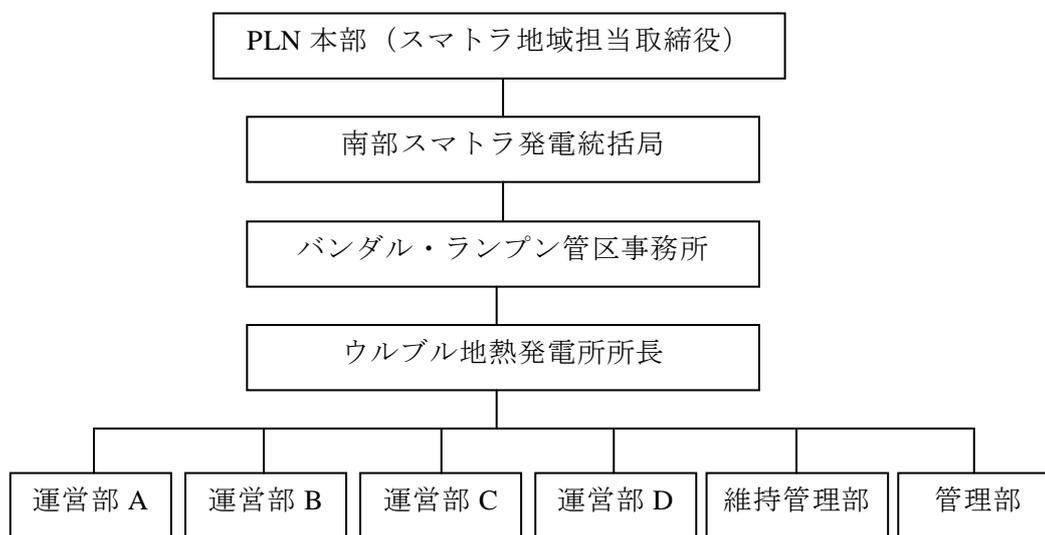


図 1：ウルブル地熱発電所の維持管理に係る組織体制図

出所：PLN 提供資料より作成

²⁶ 運営部は A～D の 1 日 4 シフト制を採用している。

²⁷ ヘルパーは、主に技術者の助手として雑務を担当している。

ウルブル地熱発電所は、ISO 90001（品質管理システム）、ISO 14001（環境管理システム）、SMK3（職場安全及び衛生管理システム）、Security Management System（安全マネジメントシステム）を取得しており、これらに適合した管理システムに基づいて発電所の運営・維持管理業務を行っている。加えて、同発電所では PLN 内で標準化されたエネルギーマネジメントシステム、スペアパーツに係るサプライチェーンマネジメントシステム、資産管理システム、リスクマネジメントシステムを導入して運営・維持管理業務に従事している。

以上より、ウルブル地熱発電所の運営・維持管理体制に特段問題は認められない。

3.5.2 運営・維持管理の技術

運営・維持管理においては、インドネシア電力専門家協会（HAKIT）やインドネシア電力エンジニア協会（IATKI）が認定する電力技術者の資格を有し、発電所の運営・維持管理業務に関して十分な経験を積んだ技術職員が配置されている。また、本事業の実施中において、コンサルタントが運営・維持管理に関する研修・技術移転を実施している²⁸。さらに、本事業の実施中において、コントラクターが PLN の職員 33 名に対して運営・維持管理研修を現場で実施している²⁹。運営・維持管理の担当技術者は OJT による指導を受けており、かつ、年に 1 回以上、PLN ラーニングセンター³⁰で、担当分野や資格レベル毎の研修トレーニングを受講することが義務付けられており、適切な人材育成マネジメント体制が構築されている。なお、ウルブル地熱発電所は、PLN ラーニングセンターと連携し、2018 年より地熱発電所に係る研修所（実地研修及び机上研修）を正式に設置する予定である³¹。

運営・維持管理マニュアルは、本事業の発電機やタービン等の製造業者により整備されており、必要に応じてウルブル発電所にて随時改訂され、日々の運営・維持管理業務及び定期検査に活用されている。

以上より、運営・維持管理技術に特段の問題は見受けられない。

²⁸ PLN の職員 8 名が 10 日間日本で運営・維持管理技術の管理に関する研修を受講した（2011 年 5 月）。また、PLN の職員 16 名が 2 グループに分かれて各 10 日間日本で運営・維持管理研修を受講した（2011 年 10 月、2011 年 11 月～12 月）。

²⁹ 2011 年 6～7 月、9 月、12 月、2012 年 1 月、7～8 月、9 月、2012 年 10 月～2013 年 10 月に研修が実施された。

³⁰ PLN の企業研修所で、全土に 3 箇所（ジャカルタ、パレンバン、スラバヤ）設置されている。

³¹ 本発電所では、これまで約 80 名程度の研修生を受け入れ、ベテランの技術者により 2 週間～1 カ月間の実地研修を行ってきた実績がある。



中央管理室



送電線

3.5.3 運営・維持管理の財務

運営・維持管理費は、ウルブル地熱発電所が必要額を見積もった後、同発電所を直接監督する地域事務所への予算申請が行われ、同事務所を管轄する南部スマトラ発電統括局を通じて PLN 本部にあげられる。そして PLN 本部の承認を経た後、南部スマトラ発電統括局及び地域事務所を通じて本発電所に予算が配賦される。

本発電所の運営・維持管理費の予算、配賦実績と支出実績は表 10 のとおり。維持管理費は適正に手当てされており、現場においても良好な運転と維持管理が行われている。

表 10：ウルブル地熱発電所の運営・維持管理費

(単位：百万ルピア)

	2014	2015	2016	2017
予算（申請額）	N.A.	615,689	657,756	497,203
配賦実績	N.A.	615,689	657,756	497,203
支出実績	490,290	615,809	507,669	81,907

出所：PLN への質問票回答

注 1) 2016 年の支出実績が減少しているのは、PGE からの蒸気購入費が前年比で約 15%減ったため。

注 2) 2017 年の予算が減少しているのは、前年の蒸気購入費を踏まえ予算策定したため。また同年の支出実績は 2 月まで（2 カ月間）の実績値。

PLN 全体の財務状況について、近年の損益計算書及び貸借対照表は表 11、12 のとおり。

表 11 : PLN 損益計算書 注 1)

(単位 : 十億ルピア)

	2012	2013	2014	2015	2016
営業収益	232,656	257,405	292,721	273,900	283,263
電力売上	126,722	153,486	186,634	209,845	214,140
政府補助金	103,331	101,208	99,303	56,553	60,442
その他収益	2,604	2,711	6,783	7,502	8,682
営業費用	203,115	220,911	246,910	225,574	254,450
燃料・潤滑油費	136,535	147,634	170,488	138,408	109,492
保守費	17,567	19,839	20,207	21,861	21,227
人件費	14,401	15,555	15,749	20,321	22,660
その他費用 注 2)	34,612	37,883	40,466	44,983	101,071
営業利益	29,541	36,493	45,811	48,325	28,814
営業外損益 注 3)	-28,509	-75,715	-35,387	-64,239	-12,837
税金	2,174	9,654	-4,159	21,940	-5,428
当期純利益	3,206	-29,567	6,264	6,027	10,549

出所 : PLN 年次報告書

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注 2) 電力購入費、固定資産の減価償却費他。

注 3) 金利収入・費用、為替差損益ほか。

表 12 : PLN 貸借対照表 注 1)

(単位 : 十億ルピア)

	2012	2013	2014	2015	2016
資産	549,376	590,219	603,659	1,314,371	1,274,576
固定資産 注 2)	472,066	505,382	518,235	1,235,026	1,173,609
流動資産	77,310	84,837	85,424	79,345	100,967
負債及び資本	549,376	590,219	603,659	1,314,371	1,274,576
資本	159,270	150,331	164,671	804,791	880,798
固定負債	315,503	350,582	351,430	389,441	272,155
流動負債	74,603	89,306	87,558	120,139	121,623

出所 : PLN 年次報告書

注 1) 四捨五入の関係で一部数字が一致しない。

注 2) 2015 年に固定資産が急増しているのは、資産の再評価 (見直し) が行われたため。

損益計算書を見ると、PLNの電力売上は毎年順調に増加しているが、一方で巨額

の政府補助金によって支えられている³²。2015年、2016年に政府補助金が大幅に削減されているのは、2014年5月及び2015年1月に電力料金の調整が行なわれたためである³³。

発電のための燃料・潤滑油費の高負担や低い電気料金等が高コスト体制の主要因として指摘されている。PLNは財務・経営体質の改善を図るため、政府補助金の削減、電気料金の値上げ、自己資金調達率の向上（社債の発行）、民間資金の積極的導入（PLN自己資金と民間資金を組み合わせた発電設備の建設等）をめざしている。電気料金設定についてはインドネシア政府の決定事項であることから、PLNのコントロール外の事項であるが、改革の方向性として、政府は料金変動制を導入する顧客層を拡大している。貸借対照表においては、流動比率がやや低いが、料金回収や政府補助金の確実性により特段の問題はない。なお、上記のとおり本発電所の運営・維持管理費は適正に手当てされており、現場においても良好な運転と維持管理が行われていることから、PLNの高コスト体制等の影響は生じておらず、当面も問題ないものとする。

したがって、運営・維持管理の財務について問題は見受けられない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

本事業で整備された発電設備は良好に維持管理され、順調に運営されている。本地熱発電所では、メンテナンスの種類、予算、保守点検スケジュール等についてのメンテナンス計画（52 week maintenance plan）を策定し、これに基づき、維持管理活動を適切に行っている。具体的には、大規模保守点検（4年ごと）、マイナーな保守点検（2年ごと）³⁴、定期的メンテナンス（毎週）、日常的メンテナンス、問題発生時メンテナンス、予防的メンテナンスが行われている。

PGEが供給する蒸気量の減少問題については上記のとおり、PGEは、①2016年のマイナーな保守点検実施後に蒸気量が減少した3本の生産井を修復³⁵（実施済）、②2016年に新たに1本の生産井を掘削（実施済）、③2017年9月に更に2本の生産井を掘削（予定）することで蒸気供給量の回復を図る計画であり、問題発生当初よりPGEによる対応状況やその後の生産井の経過についてPGEとPLNの間で緊密に情報共有が行われている。（①については、修復後も当初の蒸気量には回復していない。

³² PLNへの政府補助金は、2001年の国営企業法66条にPublic Service Obligationで規定されている。（国有企業に対する財務上の補填）

³³ 具体的には、電力料金の全17分類中、工業向け大口顧客等を含む計10分類（2014年5月1日に4分類、2015年1月1日に6分類）が電力補助金の対象外となり、料金が固定制から変動制に移行した。これらの10分類の電力料金は、①中央統計局が発行するインフレ率、②中央銀行が発表する対ドルでのルピアのレート、③インドネシア原油価格に基づいて毎月電力料金が調整されている。電力消費の少ない家庭（貧困層）等はこれまでどおり固定料金制が維持されている。

³⁴ 2016年初頭にマイナーな保守点検が行われた。また、2017年に初回の大規模保守点検が行われる予定である（1号機：2017年9月予定、2号機：2017年10月予定）。

³⁵ PLNによると、生産井を使って地熱貯留層から蒸気と熱水をくみ上げる過程で不具合が発生したとのことだった。

②については、蒸気量が安定化するまで（2017年末頃まで）経過観察を行う必要がある。）

スペアパーツについては、PLN内で標準化されたサプライチェーンマネジメント及び在庫管理マネジメントが導入されており、維持管理に必要な在庫が適時に補充されウルブル地熱発電所の倉庫に保管されるシステムとなっている。スペアパーツについては、重大性に応じた三つのランク区分（A：適時に確保されない場合、停電発生が起これる非常に重要度の高いもの、B：一時的な影響が起これるもの、C：発電所の出力には影響しない消費材）に分けられ、これらの区分別にそれぞれ異なった調達・保管管理が行われている。特に、Aは発電所の運転に不可欠な部品であり、調達に際しては時間を要することが多いことから、1年以上前から計画的に準備して適時に調達できる体制を採っている。

したがって、運営・維持管理の状況について問題は認められない。

以上より、本事業の運営・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、スマトラ島の南部スマトラ系統³⁶における電力需給逼迫の緩和及び電力供給の安定性改善を図ることを目的に、ランブン州タンガムス県ウルブル郡に地熱発電所を整備した。再生可能エネルギーによる電力供給により逼迫する電力需給への対応を目的とする本事業は、インドネシアの電力政策、開発ニーズ及び日本の援助政策と安定的かつ再生可能エネルギーである地熱開発を推進する点で合致しており、妥当性は高い。事業費は計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。審査時に設定した運用・効果指標は、計画値と比しておおむね順調な達成数値となっている。本事業は、南部スマトラ系統で最も供給予備率の低いランブン州に立地し、同地域の電力ロスの低減と電力の質の維持に重要な役割を担っている。また、現地ヒアリング結果から、本事業がランブン州地域における経済活動の活性化や投資環境の改善に貢献していると判断される。このことから本発電所はおおむね計画どおりの効果発現がみられ、有効性・インパクトは高い。自然環境及び用地取得における負の影響は発生していない。また、本事業により地元住民の雇用機会の創出やCSR事業を通じた地元住民のコミュニティ活動への貢献が確認されている。本発電所の運営・維持管理体制、技術、財務、状況ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

³⁶ ランブン・サブ系統（ランブン州）、南スマトラ・サブ系統（南スマトラ州）、ブンクル・サブ系統（ブンクル州）の3つのサブ系統より構成される。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

なし。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

地熱発電所における蒸気の色や質（圧力、温度、成分³⁷）に関する継続的な調査と将来の変化に備えた計画的かつ迅速な対応の重要性

インドネシアにおいては、本事業のように地熱鉱区の熱源調査・開発・蒸気の供給を PGE が、地熱発電所の整備や運営・維持管理を PLN が行うなど、異なる機関が地熱発電開発を行っている。地熱エネルギーという自然を相手にした発電は、発電開始当初は事前調査を踏まえた計画どおりの蒸気の色や性質が確保されていても、発電所の稼働や時間の経過とともに変化することがある。このことから、インドネシアのように異なる機関が地熱発電開発に参画する場合、実施機関は蒸気売買契約に基づいて、蒸気供給機関が発電所の稼働後も蒸気の色や質について継続的な調査を行い、計画的な熱源開発を進めていることを定期的にモニタリングするとともに、仮に蒸気の色や質に将来的な変化の兆候がみられる場合は、蒸気供給機関と緊密に連携して早急に原因を特定し、熱源の状況等について詳細な情報把握を行いながら、生産井の追加掘削を行うなどの対応策を講じることが重要である。特に追加掘削を行う場合は、環境省など政府当局からの事前承認を得る必要があることから、両機関の連携による計画的かつ迅速な対応が鍵となる。JICA としても実施機関を通じて定期的に状況を把握し、事業の持続性確保の観点から事業完了後においても、蒸気の色や質について問題発生時もしくは問題の兆候がみられた際は、蒸気供給機関が適切な対策を講じるよう実施機関を通じて速やかに働きかけを行うことが重要である。

以上

³⁷ 本事業においては蒸気の色の問題が発生したが、蒸気の色の問題については、本事業とほぼ同時期に実施された、インドネシアの円借款事「ラヘンドン地熱発電所拡張事業」の事後評価報告書を参照。
https://www2.jica.go.jp/ja/evaluation/pdf/2015_IP-517_4_f.pdf

主要計画/実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	1) 土木工事、調達機器等 <ul style="list-style-type: none"> ・ 地熱発電設備建設 (55MW 級×2 基) ・ 150kV 関連送電線敷設 ・ 変電所等増設 ・ 配電線敷設 2) コンサルティング・サービス <ul style="list-style-type: none"> ・ 既存資源開発調査の見直し (蒸気関連) ・ 詳細設計、入札補助、施工監理 ・ 運用・保守の補助、知識・技術の移転及び人材育成 ・ 環境管理補助 	1) 土木工事、調達機器等 <ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり 2) コンサルティング・サービス <ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり ・ 計画どおり
②期間	2005年3月～2012年2月 (84カ月)	2005年3月～2013年10月 (104カ月)
③事業費		
外貨	15,747百万円	12,233百万円
内貨	8,128百万円	6,862百万円
	(現地通貨677,375百万ルピア)	(現地通貨672,711百万ルピア)
合計	23,875百万円	19,095百万円
うち円借款分	20,288百万円	16,068百万円
換算レート	1ルピア = 0.012円 (2004年9月時点)	1ルピア = 0.0102円 (2005年～2014年平均)
④貸付完了	2014年6月	

以上