

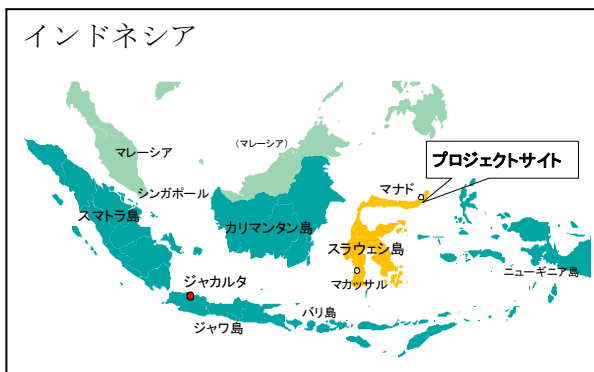
0. 要旨

本事業は北部スラウェシ島のミナハサ電力系統に位置する既存のラヘンドン地熱発電所に新たに3号機として地熱発電設備を建設することにより、ミナハサ系統の需給逼迫を緩和するとともに、電力供給の安定性の改善に寄与することを目的とした事業である。

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に対応しようとする本事業の目的は、インドネシア政府の開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分合致しており、事業実施の妥当性は高い。本事業は事業費、事業期間ともに計画内に収まっており、効率性は高い。審査時に設定した運用・効果指標は、運用する能力としての指標は達成されたものの、供給される蒸気の質の問題（本事業対象外）により、発電開始から約5年間は計画した発電量が目標に達することができないなど、有効性を損なう事態が発生した。しかし、蒸気の供給源が交換されてからは概ね計画どおりの効果の発現がみられた。また、自然環境・社会環境への負の影響はなく、利用効率の良いエネルギー源へのシフトや国産エネルギーの活用という意味で本事業は一定の貢献を果たしていた。したがって有効性・インパクトは中程度である。運営・維持管理においては、蒸気の質の問題は事後評価時点では完全に解決されていないものの解決の見込みも示されており、また、運営・維持管理の体制、技術、財務状況ともに問題はみられなかった。したがって本事業におい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



ラヘンドン地熱発電所（外観）

1.1 事業の背景

本事業が位置する北スラウェシ州のミナハサ電力系統は、ジャワ島以外の外島において特に需給が逼迫している地域の一つであった。実際 2002 年には、ピーク需要の 113MW に対し、実際の電力供給能力は既存施設の老朽化および維持管理による運転停止により 118MW に限られており電力需給が非常に逼迫していた。更に年平均 4.4% から 6.9% で需要が伸びる見込みの中、2004 年には需要が供給を上回ると予想されていた。したがって、社会経済の発展のためにはミナハサ系統の電力供給力を増大するとともに、電力供給の安定性を改善することが必要であった。

1.2 事業概要

北スラウェシ州のミナハサ電力系統に位置する既設ラヘンドン地熱発電所において、地熱発電設備（定格出力 20MW）を新設することにより、ラヘンドン地熱発電所の出力増強を図り、もって、ミナハサ系統での電力供給の安定性の改善に寄与することを目的とする。

円借款承諾額/実行額	5,866 百万円 / 4,517 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2004 年 3 月 / 2004 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 日本タイド (本邦技術活用条件 (STEP))
借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有電力会社 (PT.PLN)
貸付完了	2012 年 9 月
本体契約	住友商事株式会社 (日本)
コンサルタント契約	西日本技術開発株式会社 (日本) / PT. Connusa Energindo (インドネシア) / PT. Tata Guna Patria (インドネシア)
関連調査 (フィージビリティ・スタ ディ : F/S) 等	・ F/S (2001)
関連事業	<他ドナー、国際機関等> フランス : ラヘンドン地熱発電所 1 号機 (20MW) (1999 年) ADB : ラヘンドン地熱発電所 2 号機 (20MW) (2002 年) ADB : ラヘンドン地熱発電所 4 号機 (20MW) (2009 年) 世界銀行 : ラヘンドン地熱発電所 5、6 号機 (各 20MW) (2014 年) 世界銀行 : PT. PLN が進める企業・財務リストラ支援 (技術協力)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

渡邊 恵子 (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：2015年10月～2016年12月

現地調査：2016年3月6日～3月16日、2016年6月26日～6月29日

3. 評価結果 (レーティング：A¹)

3.1 妥当性 (レーティング：③²)

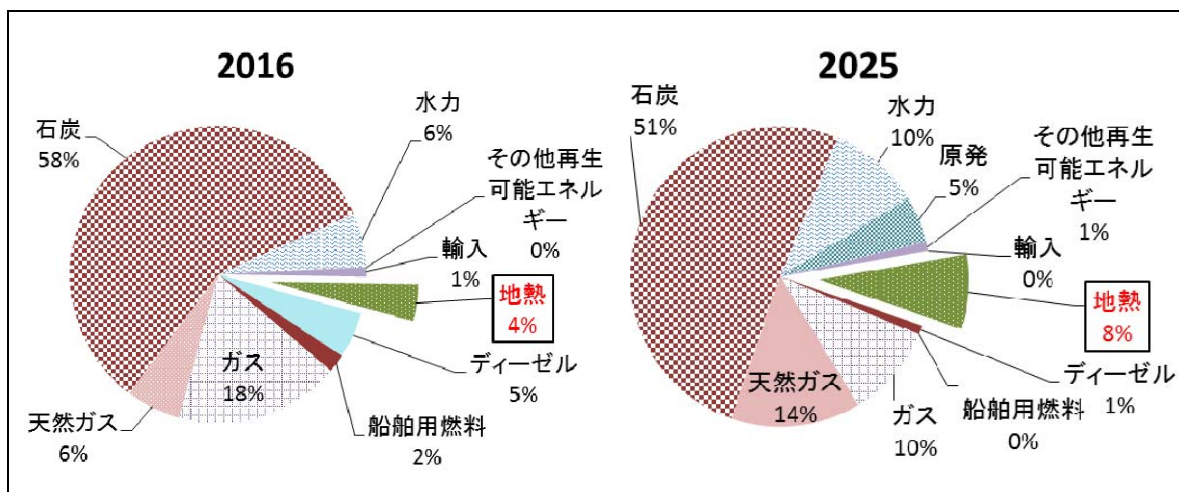
3.1.1 開発政策との整合性

インドネシア政府は地熱開発を積極的に推進しており、1981年の大統領令第22号及び1991年の大統領令45号によって国営石油・ガス会社のプルタミナ社による国内での地熱開発や発電事業を行う上での事業環境を整備し、国有電力会社 (PT. PLN、以降、「PLN」という。) への蒸気の販売や売電を可能とした。2000年の大統領令76号ではエネルギー源の多様化およ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た。審査当時の PLN の「電源開発計画 (RJPP 2003-2007)」において本事業は既設ラヘンドン地熱発電所の拡張計画として位置づけられていた。従って、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おり、政策との整合性は高い。例えば、インドネシア政府は2015年から2019年までの5か年で新規に35GWの発電の設備容量増加を目標としており、そのうち地熱を含む新・再生可能エネルギーによる発電は全体の10～15%にあたる7.5GWを目標としている。これに沿って、現行の「国家中期開発計画 (RJPMN 2015-2019)」や「国家エネルギー計画 (RUPTL 2016-2025)」では、ディーゼル等経済的に利用効率が悪いエネルギー源を代替する電源開発を重点方針として掲げ、新・再生可能エネルギーやエネルギー源の多様性・組み合わせによる発電能力強化を謳っている。実際の発電量においては、RUPTLで2025年までに新・再生可能エネルギーによる発電量を全体の23%、2050年までに31%までに上げていくことを目標に掲げている。また、電源構成においては図1に示したとおり地熱発電を2016年の4%から2025年には8%にまで増加させていくことを計画している。

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」



(出所) RUPTL (2016-2025)

図1 電源構成の推移計画

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業の審査時において、北部スラウェシ島の電力需給逼迫に対応し、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。表1に審査当時の北部スラウェシ島ミナハサ系統の電力需給推移を示したが、ミナハサ系統では、電力需要の伸びに対し、実際の供給能力が追い付かず、2004年には逆転すると見込まれていた。1997年に発生した通貨危機以降、2002年まで PLN による発電所への新規投資は行われておらず、民間投資も進んでいない状況の中、経年劣化と不十分な維持管理がその原因とされていた。したがって、同地域の社会経済発展のためには新しい発電設備の建設が急務であった。

ミナハサ系統は、PLN 構造改革の影響により 2011 年より隣接するゴロンタロ系統と連結し、スルバグット系統として拡張している。表2のとおりスルバグット系統となってからも北部スラウェシ地域の電力需要は年々7~8%程度伸びているなど需要は高まっている。したがって、発電能力の増強に対するニーズは引き続き高いといえる。電力需給は未だ逼迫しているが、それだけ一つ一つの発電所からの供給が重要であり、本事業の果たす役割は大きい。

以上より、本事業は逼迫した電力需給の対応が必要な北部スラウェシ島の電力供給を補完するものであり、審査時および事後評価時において開発ニーズに整合しているといえる。

表 1：北スラウェシの電力需給（審査時当時（2004年）の予測）

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
①最大電力需要 (MW)	113	118	125	131	140	149	159	169	180
需要の伸び率 (%)	—	4.4%	5.9%	4.8%	6.9%	6.4%	6.7%	6.3%	4.8%
②実質供給電力 (MW)	118	118	118	118	138	168	243	243	243
供給予備率 (%) = (②-①) / ①	4.4%	0.0%	-5.6%	-9.9%	-1.4%	12.8%	52.8%	43.8%	35.0%

(出所) JICA 提供資料

表 2：北スラウェシの電力需給（事後評価時点での実績および予測）

	2009	2010	2011	2012*	2013	2014	2015	2016	2017
①最大電力需要 (MW)	165	173	193	271	292	310	332	379	462
需要の伸び率 (%)	6.3%	4.8%	11.7%	40.6%	7.7%	6.3%	7.1%	7.7%	8.2%
②実質供給電力 (MW)	142	142	252	275	262	299	300	398	572
供給予備率 (%) = (②-①) / ①	-13.9%	-17.9%	30.6%	1.5%	-10.3%	-3.5%	-9.6%	5.0%	23.8%

(注) *2012年に電力需要が一時的に伸びたのはミナハサ系統がゴロンタロ系統と連結しスルバグット系統に拡張したためである。

(出所) 実施機関への質問票回答

3.1.3 日本の援助政策との整合性

審査当時（2004年）の日本の対インドネシア支援方針では、「民間主導の持続的な成長」が3つの支援柱の一つとしており、その中でも「投資環境改善のための経済インフラ整備」が掲げられていた。「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る。国別業務実施方針（2002年11月、JICA）においても、電力不足を含め経済ボトルネックの解消等緊急性の高いニーズへの対応を方針としていた。

通貨危機以降、PLNのプロジェクトも止まっていた状況で、経済基盤および人々の生活の安定となる電力供給を支援した本事業は日本の政策に合致していた。

以上より、本事業の実施はインドネシア国の開発政策、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：③）

3.2.1 アウトプット

本事業は、ラヘンドン地熱発電所の3号機³として、20MWの発電設備1基（地熱タービン）及び既設発電所と連結する送電システム等を整備するものである。アウトプットの

³ 審査時には本事業が2号機と記載があるが、実際は3号機として建設された。

計画と実績の比較は表3のとおりである。なお、本事業の対象は地熱タービンの整備などPLNが実施する発電部分である。発電に必要な蒸気の開発および供給部分については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。PLNはPGEと本事業に関し蒸気売買契約を結んでいた。

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、調達機材等		
1. 発電設備建設	・地熱タービン（20MW x 1 機）	計画どおり
	・コンデンサおよび関連設備	計画どおり
	・電気設備	計画どおり
	・計装制御設備	計画どおり
	（将来の拡張のための工事） ・増設（4 号機）を考えたレイアウト ・4 号機と一緒の建屋建設 ・4 号機に繋げる各種電線、パイプライン ・4 号機と共用の倉庫・ワークショップの設置等	計画どおり
2. 送電システム等	・送電線（150kV、3km）（本事業の 3 号機から 1 号機の配電盤まで） ・1 号機の開閉装置および機材 ・関連機材	本事業（3 号機）設置場所の変更に伴い、送電システムの設置は行わず、送電塔を建設し 1、2 号機からの送電線と連結する方法に変更。
コンサルティング・サービス		
プルタミナ社による蒸気のリソーススタディのレビュー、入札補助、施行管理、PLN 職員への技術移転、環境モニタリング、報告書作成等		計画どおり

（出所）実施機関への質問票回答

発電設備建設に関しては計画どおりでアウトプットに変更はない。送電システムについては変更があった。本事業の建設予定地に断層が走っていることが判明したため、設置場所を移動した。移動した場所は、1、2 号機の送電線と隣接していたため、当初予定していた送電システムの設置は必要なくなり、単に送電塔を建て電線を連結させる簡易な工事で対応した。なお、右工事は実施機関である PLN の負担により遅延なく実施された。断層に関する調査は本体工事着工前に実施されたもので審査時では判断できなかったことから、設置場所の変更とそれに伴う送電設備の設計変更は妥当であると判断できる。

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 227.75 人月（M/M）に比べ実際は 204.88M/M と、22.87M/M 少なかったが、これは上記送電システムの変更が大きな要因である。



タービン（上）と発電機（下）



冷却塔



PLN が設置した送電塔 2 基

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 7,007 百万円（うち円借款部分は 5,866 百万円）であったのに対し、実際は 5,600 百万円（うち円借款部分は 4,517 百万円）と、計画内に収まった（対計画比 80%）。

総事業費の減少の主な原因は、送電設備が計画よりも小規模になったことと、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によるものである⁴。

3.2.2.2 事業期間

審査時に計画された事業期間は、2004 年 4 月⁵（借款契約調印）～2010 年 4 月（保証期間の終了時）の 73 ヶ月に対し、実際は、2004 年 4 月（借款契約調印）～2010 年 2 月（保証期間の終了時）の 71 ヶ月と計画内に収まった（計画比 97%）。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

表 4 に審査時と事後評価時の財務的内部収益率（FIRR）を示した。

表 4：審査時と事後評価時の FIRR

	審査時	事後評価時
FIRR 値	5.4 %	1.8 %
便益	売電収入	
費用	建設費、維持管理費、燃料費（蒸気購入費）	
プロジェクト・ライフ	本事業完成後 30 年	

（出所）審査時：JICA 提供資料、事後評価時：実施機関より入手したデータより評価者再計算。

FIRR 値は審査時よりも低くなっている。主な理由は、燃料費である蒸気購入費が審査時に想定した額よりも大幅に上昇したため（ルピア建てで 3 倍以上）と考えられる。

⁴ 審査時 1 円＝71.4 ルピア、1 米ドル＝118 円で試算されていたが、実際は、1 円＝90.9 ルピア、1 米ドル＝89.9 円（2004 年から 2012 年の IMF レートによる期間平均値）と円高傾向であった。

⁵ 借款契約調印は 2004 年 3 月 31 日であるため、事業期間は 2004 年 4 月から計算している。

以上より、本事業は事業費、事業期間ともに計画内に収まり効率性は高い。なお、本事業は本邦技術活用条件（STEP）を適用した調達を行ったが、事業費、事業期間への影響は無かった。また、実施機関へのインタビューでは、調達した機材・コンサルタントに関し選定プロセスに問題はなく、質的にもほぼ満足しているとの回答があった。

3.3 有効性（レーティング：②）

3.3.1 定量的効果（運用・効果指標）

審査時に設定した運用・効果指標の事業完了後の実績値は表5のとおりである。

目標年である事業完成1年後、2011年の値をみると、運用指標の最大出力および稼働率は目標値に達しており、本事業は予定通りの運用能力を有していることがわかる。一方、設備利用率および送電端発電量は目標値に達していなかった。本事業ではプルタミナ地熱エネルギー社（PGE）により開発された蒸気の供給を得て発電することとなっているが、運転開始当初から供給される主力蒸気井（23号井）の熱水の酸性度が高く⁶、また蒸気に含まれる非凝縮性ガス（NCG）の含有量が蒸気売買契約に示された値よりも高い⁷等問題が発生した。そのため、運転開始当初より3号機では出力を抑えて運転せざるを得なかった。表6のとおり2012年には蒸気の問題が深刻化し、蒸気井でのシリカの付着を防ぐため主力蒸気井の坑口の交換工事等を行うなどPGEが主力蒸気井からの供給を止めたため3号機はほぼ1年間運転を停止していた。従って、実際の発電量を加味する設備利用率および送電端発電量は2012年には設備利用率14.5%、送電端発電量13.9GWhと極端に低くなっている。

⁶ 熱水の酸性度が高いと熱水供給管内にシリカ（水の中に含まれるケイ酸質のもの）等のスケール（水垢）が付着し蒸気供給が低下・停止するといった問題が発生する。

⁷ PLNとPGEとの売買契約の中に蒸気の性質としてNCGは1.0%以下と明記されていたことで、本事業のガス抽出装置はNCG1%を想定したものを調達。一方、実際にはNCGは2.5%と高濃度であった。ガス抽出装置の許容範囲に対してNCGが高いと十分なガス抽出ができずコンデンサの中で圧力が高くなりタービンの効率が落ちるため、出力を抑えて運転せざるを得ない。本事業のコンサルティングサービス内で、PGEから供給される蒸気のリソーススタディを実施しているが、これは蒸気の成分ではなく、将来的にも十分な蒸気が確保できるのかについて調査したものであった。

表 5：運用・効果指標

	指標* (単位)	基準値 2004年 審査年	目標値 2011年 事業完 成1年 後	実績値						
				2009年 (運転 開始 年)	2010年 事業完 成年	2011年 事業完 成1年 後	2012年 事業完 成2年 後	2013年 事業完 成3年 後	2014年 事業完 成4年 後	2015年 事業完 成5年 後
運用 指標	最大出力 (MW)	-	20 MW	15.5	20	20	20	18.1	18.7	20
	稼働率 (%)	-	91.8% 以上	99.6	99.5	99.3	99.9	99.5	99.0	99.2
	設備利用率 (%)	-	85% 以上	60.6	73.7	52.7	14.5	75.4	77.4	91.7
効果 指標	送電端発電 量 (GWh/ 年)	-	140 GWh/ye ar	46.8	82.5	59.6	13.9	82.3	88.8	153.7

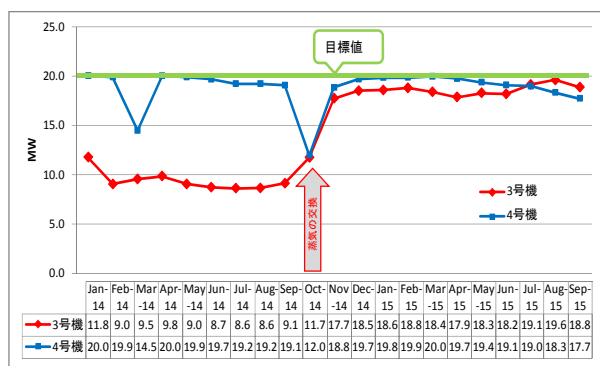
(注) *稼働率 (%) = (年間運転時間 / 年間時間数) × 100。年間運転時間にはスタンバイ時間も含まれる。
 設備利用率 (%) = 年間発電量 / (定格出力 × 年間時間数) × 100。
 送電端発電量 (GWh / 年) = 年間発電量 - 所内消費電力量
 (出所) JICA 提供資料及び実施機関への質問票回答

表 6：3号機の停止時間

年	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
停止時間 (時間)	1,895.82	1,848.35	3,782.12	8,020.95	1,372.08	87.18	31.40
(日換算)	78.9	77.0	157.6	334.2	57.2	3.6	1.3
内、機械故障による停止時間 (時間)	3	11	8	-	3	17	-

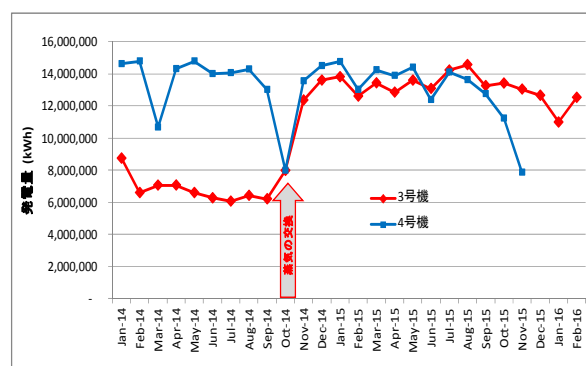
(出所) 実施機関からの入手情報より作成

しかし、2014年10月に3号機の主要蒸気を4号機の蒸気井(28号井)と交換したことにより、2015年より運用・効果指標が目標値に達した。また、図2、図3に示すとおり蒸気交換後は出力および発電量とも安定的な供給が行えるようになっている。



(出所) 実施機関からの入手情報より作成

図 2：月間平均出力 (2014/2015)



(出所) 実施機関からの入手情報より作成

図 3：月間平均発電量 (2014/2015)

2009年に工事が完成してからほぼ5年間計画した発電量を供給できず有効性は高いとはいえないが、2014年に蒸気を交換して以降は有効性の発現が確認できた。なお、蒸気の問題は本事業対象外（PGEによる開発事業）である。また本事業が調達したガス抽出装置等の設備はPGEとの蒸気売買契約にある蒸気の性質内容に基づいたものであり、事前に対応することは難しかった。問題発生時よりPLNとPGE間で定期的に協議を行っており、PGE側は高酸性の問題については中和剤（苛性ソーダ）の注入等可能な限りの緩和策を実施していた。

3.3.2 定性的効果

電力需給逼迫緩和および二酸化炭素の排出量削減効果の定性的効果については、事項「3.4 インパクト」で述べる。



3号機のガス抽出装置



パイプライン交換箇所(23号/28号蒸気井)

3.4 インパクト

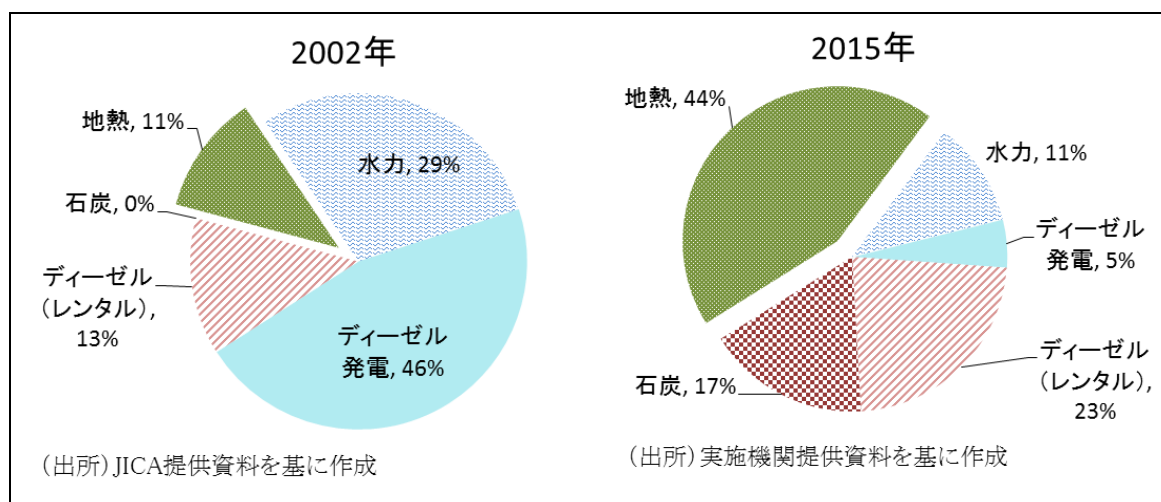
3.4.1 電力供給の安定性の改善

2015年時点で北部スラウェシ地域全体の老朽化や維持管理のためのロスを除いた実質供給可能な電力設備容量は300MW、送電端発電量は1,625.4GWhであった。本事業による値は20MW、153.7GWhであったことから、本事業の北部スラウェシ地域に占める電力供給の割合は、電力設備容量で6.7%、送電端発電量で9.4%となる。したがって、本事業は電力の安定供給にある程度の役割を果たしているがそれ程大きなものではない。

3.4.2 エネルギー源の多様化・国産エネルギーの活用への貢献

ミナハサ系統における2002年および2015年の電源構成は図4のとおりである。インドネシア政府は燃料節約のため、また環境に優しく経済的に効率的なエネルギーによる発電へのシフトとして、エネルギー源の多様化および国産エネルギーの活用を進めている。図4のとおり、地熱発電は2002年の11%から2015年には44%とミナハサ

系統の約半分を占める程になっている。ミナハサ系統には 2015 年時点で本事業を含め 4 機の地熱発電所がありそれぞれ 20MW の出力となっている。従って本事業はミナハサ系統の 11%、またミナハサ系統の地熱発電全体からいうと 25%を占めることとなり、エネルギー源の多様化および国産エネルギー活用に一定程度貢献しているといえる。



(注) 「レンタル」とは民間が開発したディーゼル発電設備を PLN が借りている分。

図 4：ミナハサ系統の電源構成

3.4.3 二酸化炭素の排出量削減効果

一般に、地熱発電は他の電源に比べてライフサイクルにおける二酸化炭素排出量が少ないとされている。日本の資源エネルギー庁によると、地熱発電からの排出量 (15 g-CO₂/kWh) は、石炭火力による発電からの排出量 (975 g-CO₂/kWh) の 1.5% にすぎない⁸。本事業による二酸化炭素の排出量に関しては実施機関がデータを取っておらず、正確な削減効果はわからないが、本事業による発電量を火力発電で賄う場合に比して二酸化炭素の排出量は少ないため、そのような仮定の上では削減による効果は発生したと考えられる。

3.4.4 その他、正負のインパクト

3.4.4.1 自然環境へのインパクト

実施機関へのインタビューおよび入手したモニタリング記録から、PLN が設置した送電塔を含め本事業では工期中および完了後も四半期毎にインドネシア政府の環境管理方針 (UKL) および環境モニタリング方針 (UPL) に則り環境モニタリングが継続的に実施されていた。地熱発電における重要な環境指標の結果は表 7 のとおりであり (2015 年第 4 四半期)、すべてインドネシア政府の基準を下回っている。周辺住民へ

⁸http://www.enecho.meti.go.jp/category/resources_and_fuel/geothermal/explanation/development/merit/clean/ (2016 年 11 月 16 日)

のヒアリングにおいても確認したが、大気汚染、周辺地域の水質等自然環境への負のインパクトは発現していない。

表 7：環境モニタリング結果（2015 年度第 4 四半期）

指標	標準値	結果
大気中の硫黄化水素（H ₂ S）	0.02 ppm	0 ppm
還元井のヒ素濃度（As）	0.05 mg/L	検出限界の 0.003 未満
還元井の水銀濃度（Hg）	0.001 mg/L	検出限界の 0.0007 未満

（出所）実施機関への質問票回答

3.4.4.2 住民移転・用地取得

発電所建設において約 3ha の用地取得が必要であったが、実施機関および実施コンサルタントに確認したところ、所有者への補償手続きは適切なプロセスを経て実施され、土地収用に問題はなく、工事への影響もなかった。発電所および PLN が設置した送電塔が建設された場所は雑木林、農地、牧草地であり、住民移転は発生しなかった。したがって用地取得による負の影響はなかった。

3.4.4.3 その他のインパクト

実施機関および実施コンサルタントによると、工期中 400～500 人いた作業員の約半数の 200 人ほどが近隣住民から雇用され、近隣住民の雇用・収入増に貢献した。事後評価時点では、3号機のオペレーター3名、警備員2名が近隣住民から雇用されており、工期後の雇用にも貢献がみられた。

以上より、本事業の実施により一定の効果の発現がみられ、有効性・インパクトは中程度である。

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・維持管理はスラウェシ北部のマナド市にある北部・中部スラウェシ・ゴロンタロ地域管区（以降、地域事務所）の管轄の下、PLN Lahendong（ラヘンドン地熱発電所）が実施している。同地域事務所は、PLN 本部のスラウェシ・ヌサテンガラ地域局に属している。PLN の再編前は PLN 東インドネシア地域局の北スラウェシ管区事務所がラヘンドン地熱発電所の運営実施を担っていたが、PLN 東インドネシア地域局は分割され、スラウェシ・ヌサテンガラ地域局となった。

ラヘンドン地熱発電所では、4 機の地熱発電所を所管し、所長以下、運営、維持管理、総務を担当する各監督部長が配置され、それぞれの任務にあっている。所長以下、各監督部長は PLN 本部より派遣されている。事後評価時点のラヘンドン地熱発電所の職員数は全員で 92 名、内、PLN 本部職員 33 名、外部委託職員 39 名、警備員 16

名、警察 4 名であった。4 機の発電所ユニットのオペレーターはシフト制となっており、1 つのシフトにユニット単位で 5～6 人体制になっている。このように各部署に PLN 本部職員が配置できており、人数も適切な数が配置されている。

PLN 再編による維持管理部局の変更はあるものの、体制的な問題はない。実施機関へのインタビューでは、PLN 再編により本部担当局の担当地域範囲が狭められ、現場とのコミュニケーションが円滑となり問題への対応が機動的になったというプラスの効果が挙げられた。また、蒸気を供給する PGE 側との関係は良好であり、定期会合を開催し蒸気の問題に対応してきている。

したがって、ラヘンドン地熱発電所の運営・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

工期中に本事業のコンサルタントが実施したオペレーターおよび維持管理職員に対する実地訓練（OJT）や本邦研修により、本事業を運営・維持管理する上でのノウハウが身に付いたと研修参加者および実施機関により高い評価が得られた。本邦研修に参加した 9 人は、研修後 OJT を通じて同僚にノウハウを伝授している。事後評価時点では本邦研修参加者は退職、異動によりオペレーターの 2 人しか残っていないが、残った 2 人がオペレーターを中心となっている。また、工期中に作成したオペレーションマニュアルについても評価が高く、実施機関によりインドネシア語に翻訳され、毎年改定を加えながら事後評価時点においても使用されている。



コントロール室

PLN ではオペレーターや維持管理の技術者に対し、半年ごとに PLN ラーニングセンター（全国で 3 か所）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を義務付けており、適切な人材育成マネジメント体制が構築されている。本事業の関連職員も同研修を受講している。日常維持管理はマニュアル類を活用し実施しており、定期点検については必要に応じ外部委託しての対応も実施している⁹。

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。

3.5.3 運営・維持管理の財務

運営・維持管理費は、ラヘンドン地熱発電所にて必要額を見積もった後、上管轄の地域事務所に予算申請し、PLN 本部が承認する。承認された予算は地域事務所に配賦

⁹ 定期点検も基本的に内部人材で実施するが、必要に応じて PLN グループのジャワ・バリ発電会社の維持管理サービス部門（PJB-S）や民間企業に外部委託している。

される。地域事務所およびラヘンドン地熱発電所へのインタビューによると、本事業の運営上必要な維持管理費は毎年計画どおり適正に手当され、現場で良好な運転と維持管理が確保されているとのことである¹⁰。

以上より、運営・維持管理の財務に特段問題は見受けられない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

事後評価時点で、本事業の完成1年後点検および保証期間内に発見された不具合についてはほぼすべてに対応がなされており、運営・維持管理上大きな問題は見当たらなかった。

3号機の維持管理は、メンテナンスの種類、予算、点検スケジュール等について計画を策定し、毎年見直し、更新している。基本的には、ラヘンドン地熱発電所では、大規模点検（オーバーホール）は48か月毎、定期点検は24か月毎、そして日常点検（マニュアルに基づきタービン、フィルター、モーター等機器の状況チェック等）を実施している。

定期点検は蒸気の問題で停止時間が長かったため実施されていなかったが、事後評価調査時（2016年）の5月から7月末にかけて実施された。オーバーホールについては2018年に実施が予定されている。

一方、未だ蒸気の問題は完全には解決されていない。上述したとおり蒸気は4号機の蒸気と交換したが、交換した蒸気自体のNCG濃度は1.4%と3号機の許容範囲である1.0%よりもまだ高く、また蒸気の出力が弱い時がある。出力が弱いときにはそれまでの23号井から蒸気をミックスしているため、熱水の高酸性および蒸気のNCG濃度の問題が完全に解決されていない¹¹。PGEによると、この問題に対応するため2016年10月までに別の2本の蒸気井¹²からのミックス投入を計画している。これが実現されれば本事業に供給される蒸気のNCGの問題が解決され、また高酸性の問題は軽減できる見込みである。

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。

¹⁰ 実施機関によると、計画した予算以上の必要性が生じた場合は、地域事務所により他プロジェクトから融通することができ、速やかに対応できる体制となっている。また、予算配布のタイミングについても問題がないことを確認した。

¹¹ 交換した28号井の蒸気出力が弱い時は、これまでの23号井から約5%程度追加投入している。そのためNCG濃度が2%になることもあり、出力を抑えて運転するため発電量が減る。

¹² 両方ともNCGが0.8%以下の蒸気井。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は北部スラウェシ島のミナハサ電力系統に位置する既存のラヘンドン地熱発電所に新たに3号機として地熱発電設備を建設することにより、ミナハサ系統の需給逼迫を緩和するとともに、電力供給の安定性の改善に寄与することを目的とした事業である。

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に対応しようとする本事業の目的は、インドネシア政府の開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分合致しており、事業実施の妥当性は高い。本事業は事業費、事業期間ともに計画内に収まっており、効率性は高い。審査時に設定した運用・効果指標は、運用する能力としての指標は達成されたものの、供給される蒸気の質の問題（本事業対象外）により、発電開始から約5年間は計画した発電量が目標に達することができないなど、有効性を損なう事態が発生した。しかし、蒸気の供給源が交換されてからは概ね計画どおりの効果の発現がみられた。また、自然環境・社会環境への負の影響はなく、利用効率の良いエネルギー源へのシフトや国産エネルギーの活用という意味で本事業は一定の貢献を果たしていた。したがって有効性・インパクトは中程度である。運営・維持管理においては、蒸気の質の問題は事後評価時点では完全に解決されていないものの解決の見込みも示されており、また、運営・維持管理の体制、技術、財務状況ともに問題はみられなかった。したがって本事業におい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。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

PGE との協議の継続および進捗モニタリングの実施

2014年10月より交換された蒸気（28号井）についても未だ酸性度やNCGの値が高く、本事業の設備許容範囲を超えているため、3号機は出力を多少抑えて発電せざるを得ない状況である。更に28号井の蒸気出力が足りない場合はNCG値の高い元の蒸気井（23号井）をミックス供給しており、更に出力を抑えなければならない。PGEはこれに対応するため酸性度およびNCG値が低い2本の蒸気井（47、48号井）を開発し、2016年10月までに28号井にこの2本をミックスして本事業の蒸気量を確保する計画としている。PLN（地域事務所）は、引き続きPGE（北スラウェシ事務所）と本問題について月例会で協議し、対応の進捗状況の確認等を行っていく必要がある。また、PLN本部は必要に応じこのような地域レベルで実施される月例会への参加、PGE本社との会合開催など、本問題に対し積極的に働きかける必要がある。

4.2.2 JICA への提言

なし。

4.3 教訓

調達設備の仕様を決定する前の蒸気成分の確認

本事業では、NCG 値が 1%以下の蒸気の供給を約束した PLN と PGE 間の蒸気売買契約に基づいて設備仕様が決定された。そのため、NCG 値 1%以下しか許容しないガス抽出装置等の機材が調達された¹³。しかし実際に供給された蒸気の NCG 値は 1%を超えていたため、事業完成直後から問題が発生し、目標の発電量を長年出すことができなかった。PLN は本事業からの教訓を受け、2014 年より PGE との蒸気売買契約後に、蒸気の色・成分について調査した「リソース確認書 (Resource Confirmation)」を提出させることを PGE に義務付けた¹⁴。これは PLN が本事業より学んだことであるが、設備仕様を決定する前にこのように実際の調査に基づいて蒸気の色・質を確認しておくことは非常に重要である。蒸気の色質は自然のものであるため調査したとしてもその後変化することはあるが、少なくとも実際の調査結果を確認してから機材の仕様を決定する必要がある。仮に事前にリソース確認書のような実際の調査結果がない場合は、可能な範囲で許容範囲の広い仕様にしておくことも検討すべきである。

¹³ PGE によると 23 号井近くの蒸気の色質が NCG1%未満であったため、蒸気の色質調査を行わずに 23 号井の色質も同様の値で記載していた。

¹⁴ 最初の適用例として、2014 年 8 月に、円借款事業「地熱開発促進プログラム (フルライス地熱発電事業 (エンジニアリング・サービス))」(2015 年 12 月 L/A 調印)に関連して提出されている。

主要計画/実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p>1) 土木工事、調達機器等</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 地熱タービン（定格出力20MW×1基の設置） ・ コンデンサの設置 ・ 電気設備 ・ 計装制御設備 ・ 将来の拡張のための工事 ・ 関連機材の設置 <p>2) 送電システム整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線（150kV、3km）敷設（本第3号機から第1号機の配電盤まで） ・ 第1号機の開閉装置機材 ・ 関連機材の設置 <p>3) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ プルタミナ社によるリソーススタディのレビュー、入札補助、施行管理、PLN職員への技術移転、環境モニタリング、報告書作成 	<p>1) 土木工事、調達機器等</p> <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 ・ 計画どおり <p>2) 送電システム整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 本事業（3号機）設置場所の変更に伴い、送電システムの設置は行わず、送電塔を建設し1、2号機からの送電線と連結する方法に変更。 <p>3) コンサルティング・サービス</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 計画どおり
②期間	2004年4月～2010年4月 (73ヵ月)	2004年4月～2010年2月 (71ヵ月)
③事業費		
外貨	4,494百万円	4,430百万円
内貨	2,513百万円	1,170百万円
	(現地通貨) 179,500百万ルピア	(現地通貨) 106,374百万ルピア
合計	7,007百万円	5,600百万円
うち円借款分	5,866百万円	4,517百万円
換算レート	1ルピア=0.014円 (2003年10月時点)	1ルピア=0.011円 (2004年～2012年平均)

以 上