

## 僻地ディーゼル発電事業

調査報告: 2002 年 10 月  
現地調査: 2001 年 7 月

### 1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



サマリндаに設置されたディーゼル発電機

#### 1.1 背景

インドネシアの人口 2.03 億人は無数の島嶼部に分散して居住しているが、そのうち約 60%はジャワ島に集中している。アプレイザル時、広大な面積をもつ外島部<sup>1</sup>(ジャワ島、バリ島以外の島々)には、大型発電所及び大規模送電系統がほとんど建設されていなかった。また、国内の電力消費の約 8 割がジャワ島に集中しているなど、外島部の電力開発は格段に遅れている状況であった。

このような状況を受けインドネシア政府は、外島部においては都市部を中心としたディーゼル発電所を設置し、周辺地域のみをカバーする配電網を多数整備することにより電化を推進する政策をとっていた。こうした政策に則り、インドネシア政府は外島部の中心都市への小規模ディーゼル発電機設置を推進していた。日本政府は、このような方式で進められていた電化事業をサポートするため、1974 年以降、合計 166 億円もの円借款を地方部へのディーゼル発電機設置のために拠出していた。

アプレイザル当時、インドネシア政府および国营電力公社 (Perusahaan Umum Listrik Negara: PLN) は、第四次五カ年計画期間中 (1984/85 年度~ 1989/90 年度) に当時の総発電容量の約 21%にあたる合計 1,100 MW のディーゼル発電機を、外島部に設置する計画を策定していた。インドネシア政府は、こうした計画を踏まえて事業を実行するにあたり、日本政府に円借款での協力を求めている。

#### 1.2 目的

<sup>1</sup> 通常、「外島部」と言う場合、バリ島を含んでいることが多い。但し、本レポートでは「外島部」は、ジャワ島、バリ島を除くインドネシアの領土を指している。

地域社会への電力供給拡大により、生活水準の向上、地場産業の発展を図ることを目的として外島部の地域的中心となる地方諸都市にディーゼル発電所を建設するもの。

### 1.3 事業範囲

事業対象地: スマトラ島、カリマンタン島、スラウェシ島、イリアン・ジャヤ、ヌサテンガラ諸島、ティモール島\*<sup>4</sup>の19都市

事業設備: 26基、総容量79.5MWのディーゼル発電機の調達と据付(2.5MW×21基, 5.0MW×3基, 6.0MW×2基)

コンサルティング・サービス: 建設・施工監理

### 1.4 借入人/ 実施機関

インドネシア政府 / 国营電力公社 (Perusahaan Umum Listrik Negara: PLN)

### 1.5 借款契約概要

円借款承諾額	9,000 百万円
実行額	8,359 百万円
交換公文締結	1984年7月
借款契約調印	1985年2月
借款契約条件	金利 年率 3.5 % 返済 30年(うち据置 10年) 部分アンタイド
貸付完了	1992年12月

## 2. 評価結果

### 2.1 計画の妥当性

多くの島々によって構成されているインドネシアには、1984年時点においてジャワ島およびバリ島を除いた外島部には大規模な電力システムは存在していなかった。また、電力消費量の約8割はジャワ島に集中していたことからわかるとおり、外島部の電力開発は総じて遅れていた。そのため、インドネシア政府は外島部における電力供給能力向上を重点施策として位置づけていた。アプレイザル当時、外島部における大規模発電所および送電網の建設は、経済的な観点から見て最前の方法ではないと考えられていた。そのため外島部における電源開発は、地方中心都市への小規模ディーゼル発電機によって進められていた。こうしたなか、インドネシア政府は、ジャワ島・バリ島と外島部の経済的格差を是正するため1974年からアプレイザル当時まで継続的に地方都市へのディーゼル発電機設置事業を進めていた。したがって本事業の目的は、当時のインドネシア側の開発計画に一致する妥当なものであったと判断できる。

評価時までの間、スマトラ島、カリマンタン島、スラウェシ島の一部には、既に大型発電所および高圧送電網が建設されている。しかし、こうしたケースを除くと、小規模ディーゼル発電機は外

島部において依然として重要な役割を果たしている。しかし、インドネシア政府が現在掲げている国内での石油消費量の削減という観点からすると、ディーゼル発電機の新規建設は必ずしも政府の方針と一致している訳ではない。政府は水力資源、地熱、天然ガスなどの代替資源が賦存している地域においては、ディーゼル燃料ではなくそれら再生可能エネルギーを使用する発電所の建設を推奨している。ただし、大型発電所および送電網の建設が経済的に見て妥当ではない地域、再生可能エネルギーが活用できない地域においては、小規模ディーゼル発電機は依然として重要な電力供給源とされている。このような状況から総合的に判断すると、本事業の目的は現在のインドネシア政府の方針とは必ずしも一致している訳ではない。

## 2.2 実施の効率性

### 2.2.1 事業範囲

アプレイザル当時の計画では、総発電容量 79.5 MW のディーゼル発電機 26 基( 2.5 MW × 21 基、5.0 MW × 3 基、6.0 MW × 2 基 ) が外島部の 19 都市に設置される予定となっていた。実際には、2.5 MW の発電機ではなく、ほぼ同等の価格であった 3.0 MW の機器が少しでも発電能力を増加させるために購入されている。また、発電機の設置箇所に関しては、設置時に見直された需要予測に基づき 7 基の発電機が同じ営業地区内の別の場所に設置されている。

これに加え、インドネシア政府の追加要請に基づいて 3.0 MW のディーゼル発電機 3 基が、サンピット ( 1 基 ) とクアラ・カプアス ( 2 基 ) の電力需要を満たすために設置された。その結果、各地で設置された発電機の総数・総容量は、29 基・99.0 MW となった。計画時と比較すると発電容量は 19.5 MW 増加している。当時の外島部における深刻な電力需給状況を勘案すると、このような計画変更は事業目標を達成する上で妥当であったと考えられる。

### 2.2.2 工期

当初計画で設置されることになっていた 26 基のディーゼル発電機は、1989 年 6 月までに設置が完了している。当初計画と比べると 1 年 6 ヶ月の遅延であるが、これは、i) 現地にて調達された鉄骨、発電機等の搬入が遅れたこと、ii) 内貨資金不足により土木工事が遅延したこと、が主因であった。

また、既に述べたとおり当初予定されていた 26 基が設置された後、本事業のローンの残枠を使って 3 基のディーゼル発電機が設置されることになった。その結果、事業全体が完成したのは、当初完成予定 1987 年 12 月から 4 年 8 ヶ月遅れの 1992 年 8 月となった。

### 2.2.3 事業費

アプレイザル時に見積もられていた総事業費は、13,656 百万円相当 ( 外貨: 9,000 百万円、内貨: 4,656 百万ルピア ) であった。このうち、円借款は外貨分全額をカバーし、残りの内貨分はインドネシア政府の自己資金で賄われることになっていた。

これに対し、実際に拠出された円借款は 8,359 百万円で、当初の承認額の 93.9% となっている。一方、インドネシア政府によって支出された内貨事業費については、PLN に残っている記録がない。

## 2.3 効 果(目的達成度)

### 2.3.1 本事業で設置された発電機の稼働状況

バリ島を含む外島部は、PLN によって 11 の管理地区に分割されている。図-1 は、それらの管理地区の場所を示している。本事業において、合計 99.0 MW の発電機 29 基が、第 I、第 IV、第 VI、第 VIII、第 X、および第 XI 地区に設置された。

PLN によると設置された発電機は、当初、ベース・ロード設備あるいはミドル・ロード設備<sup>\*2</sup>として運転されていたという。その後、外島部においても大型発電所と大規模送電網の建設が始まると、一部の発電機はピーク・ロード設備<sup>\*3</sup>として運転するようになり、また他の発電機は他の独立系統の発電所へと移設され稼働を続けている。

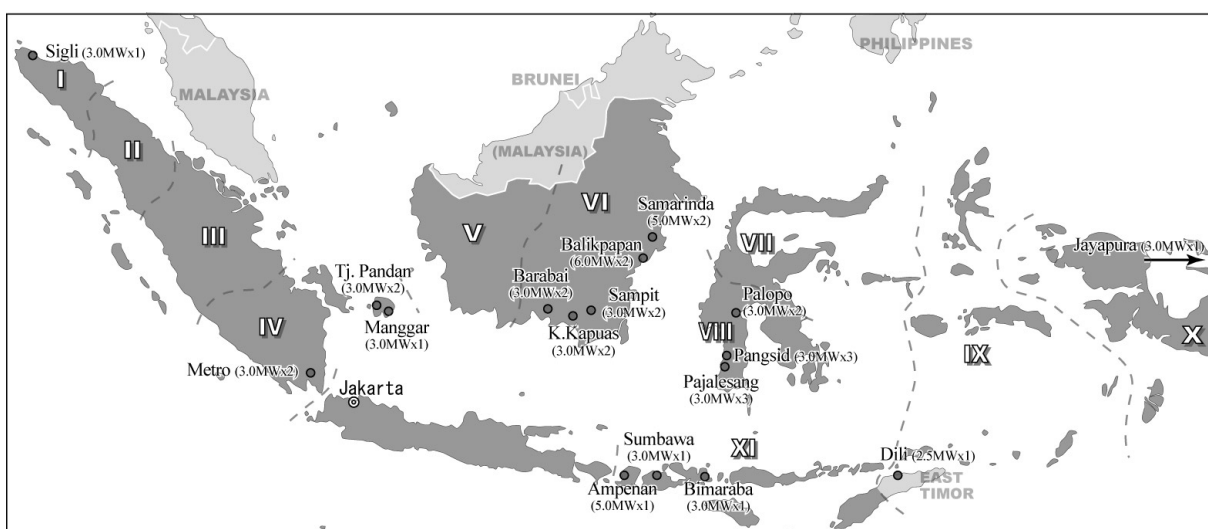


図-1:事業設備の設置箇所

28 基の発電機<sup>\*4</sup>のうち、20 基は現在でも運転されている。しかし、事業完了後 10 年以上が経っていることもあり残り 8 基の発電機は、現在稼働不能な状態にある。このうち 1 基は解体され部品の一部が他の発電機のスペアパーツとして使用されているほか、2 基のエンジン・ブロックは丸ごと他の発電所へと移送され再利用されている。2001 年 7 月時点で、稼働していた 20 基の発電機の有効発電容量は 51.6 MW (設置された当時の定格容量 96.0 MW の 57.3%) である (表-1 参照)。

<sup>2</sup> ベース・ロード設備:最小負荷の全て若しくは一部を継続的に発電する発電設備

<sup>3</sup> ピーク・ロード設備:通常はピーク負荷時にのみ発電する発電設備

<sup>4</sup> 本事業において調達された 29 基の発電機の内、3.0 MW の発電機一基が東ティモール州の州都ディリに設置された。その後、東ティモール州はインドネシアから独立している。そのため、同発電機の稼働状況については不明のままである。

表-1: 設置された発電機の稼働状況(単位: 発電機数)

	第 I 地区	第 IV 地区	第 VI 地区	第 VIII 地区	第 X 地区	第 XI 地区	合 計
稼働中	1	4	8	3	1	3	20 (71.4%)
稼働停止中	0	1	2	2	0	0	5 (17.9%)
解体/ 廃棄	0	0	0	3	0	0	3 (10.7%)
合 計	1	5	10	8	1	3	28 (100%)
定格容量 (MW)	3.0	15.0	40.0	24.0	3.0	11.0	96.0
有効発電容量 (MW)	2.5	7.5	26.3	8.0	2.3	5.0	51.6

出典: PLN

本事業において各営業地区に設置された発電機の稼働状況は、以下に示すとおりである。

a) 第 IV 地区 (スマトラ島南部)

スマトラ島は外島部の中では、最も送電網の建設が進んでいる島である。現在、スマトラ島南部には 2 つの異なる電力系統 (中央部に位置する西スマトラ-リアウ系統、南部に位置する南スマトラ-ランポン系統) が運用されている。これら 2 系統は、2002 年末までに統合され一つの電力系統として運用されることになっている。

第 IV 地区には、本事業において 3.0 MW の発電機 5 台が 1980 年代後半に設置され、5 台中 2 台はスマトラ島本土に、残り 3 台はスマトラ島東に位置するベリトゥン島に設置されている。設置されてからしばらくの間、全ての発電機はベース・ロード設備として運転を行っていた。その後、スマトラ島南部に送電網と大型発電所が建設されるようになると、スマトラ島本土のメトロに設置されていた 2 台は同電力系統のピーク需要をみとすために、ピーク時にのみ運転を行うようになっている。

一方、ベリトゥン島のマンガールおよびタンジュン・パンダンに設置された 3 台の発電機は、依然として独立した小規模電力系統に電力を供給している。タンジュン・パンダンに設置された 2 台のうち 1 台は、1998 年に発生したクランク軸の深刻な破損により今日に至るまで稼働できない状態にある。クランク軸の交換部品は、他の PLN 営業地区にある同じタイプのエンジンから取り外され本サイトに既に輸送されている。稼働を停止した 1 台は、同クランク軸を交換した後の 2002 年 4 月から運転を再開する予定である。その他の 2 台については、これまでのところ特段の問題もなくベース・ロード用設備として順調に稼働している。

b) 第 VI 地区 (カリマンタン島東部)

この事業のもと、第 VI 地区には、1980 年代後半から 1990 年代初頭にかけて、10 基のディーゼル発電機 (総容量 40.0 MW) が設置された。各発電機は設置当初、それぞれの地域の小規模な電力系統に接続されていた。設置された発電機は、各系統内で最も発電容量が大きく熱効率も高かったため、大部分はベース・ロード設備として使用されていた。

第 VI 地区には 1990 年代の中頃に、電力供給を安定させるため、2 つの異なる 150 kV 送電線系統<sup>5</sup>が建設され、その後も徐々に拡張が進んでいる。カリマンタン島南部に位置する電力系統はバリトー系統、北東部に位置する系統はマハカム系統と呼ばれ、第 VI 地区の電力供給安定化に貢

<sup>5</sup> これら 2 つの電力系統は、新しく建設される予定であった石炭火力発電所の稼働開始に合わせ、1990 年代後半に統合されることになっていた。しかし、同発電所の建設計画が予算不足を理由に頓挫したため、両系統の統合計画も無期限延期となっている。

献している。



図-2: バリグパパン発電所

これらの大規模電力系統が完成すると同時に、本事業で設置された全ての発電機は、これら電力系統に接続している。その後、2つの大規模発電所<sup>\*6</sup>が両系統内に建設されると、これら発電所が本事業のディーゼル発電機に替わりベース・ロード運転を行うようになった。

入手したデータから判断する限り、本事業で設置された発電機は、当初の稼働目標<sup>\*7</sup>を達していない。2001年5月の時点で、設置された発電機の有効発電容量の合計は、26.3 MWで定格容量(40.0 MW)の65.8%にまで減少している。さらに、バリグパパン発電所に設置された1基は、1998年11月に故障して以降稼働を停止している。また、サンピット発電所に設置された1基も1995年以降、故障により稼働を停止している。PLNの財政が悪化した後、第Ⅷ地区も非常に限られた予算の範囲内で運営を行っているため、両発電機の修復ための予算拠出目処は立っていない。

#### c) 第Ⅷ地区 (スラウェシ島南部)

第Ⅷ地区は、南スラウェシ州および南東スラウェシ州によって構成されている。1990年までは同地区の電力供給は、小規模ディーゼル機と各地に点在していた独立電力系統によって行われていた。第Ⅷ地区には本事業において、8基の3.0 MW発電機(パジャレサン発電所: 3基、パロポ発電所: 2基、パンシッド発電所: 3基)が1980年の終わり頃に設置された。当初これらの発電機は、各々の独立電力系統において伸び続ける需要を満たすため十二分に稼働していた。

ところが、第Ⅷ地区に初めて建設されたバカル水力発電所(63 MW x 2基)が稼働を始めた1990年以降、第Ⅷ地区にも150 kV送電系統が形成され徐々に拡張されている。現在、同系統は南スラウェシ州の中部および南部地域に電力を供給している。こうした電力系統が形成された結果、パジャレサンとパンシッド発電所に設置されていた6基の発電機はそれぞれ1994年、1997年に役目を終え稼働を停止した。6基のうち2基は、その直後パロポ発電所に移設され稼働を続けている。また当時、既に故障していた別の2基は、エンジン・ブロックのみが取り外され、パロポおよびイリアン・ジャヤのジャヤプーラ発電所に移設され再利用されている。残り2基については、1990年代中期に故障したまま、発電所内に放置されている。

一方、パロポ発電所および周囲の小規模電力系統は、未だに150 kV電力系統に接続されてい

<sup>6</sup> アサム・アサム石炭火力発電所(65 MW x 2基)は、2001年に運転を開始しており、バリトー系統に電力を供給している。また、1997年に運転を開始したタンジュン・パトゥ コンバインドサイクル発電所(20 MW x 3基)は、マハカム電力系統へと電力を供給している。

<sup>7</sup> プラント稼働率の計画値 一年目: 15%、2年目: 30%、3年目: 45%、4~8年目: 60%、9~15年目: 50%(耐用年数15年)

い。同発電所に設置された 2 基のうち 1 基は、1998 年に故障のため分解されたのち他発電機のスペアパーツとして各部品が再利用されている。現在、パロポの電力系統は深刻な電力不足に悩まされている。電力不足を解消するため、PLN はパンシッドとパジャレサンに設置されていた発電機の内 2 基の発電機および 1 基の発電機のエンジン・ブロックをパロポ発電所に移設している。さらに、PLN はパジャレサンおよびパンシッド発電所に設置された 2 基の発電機を修理し、2002 年末までにパロポ発電所に移設する計画をたてている。

d) その他の地区 (第 I 地区: スマトラ島北部、第 X 地区: イリアン・ジャヤ、第 XI 地区: ヌサテンガラ諸島)

第 I、X、XI 地区には、大型発電所および大規模送電システムのどちらも建設されておらず、依然として小規模ディーゼル発電機が主要な電力供給源となっている。これらの地区には本事業で、6 基、合計 20 MW の発電機が設置された。

なお、本事業では東ティモール州の州都ディリ (旧第 XI 地区) に 1 基の発電機が設置されている。しかし、同州は、既にインドネシアから独立しているため、同発電機については、情報が収集できなかった。

第 X 地区のジャブプーラ発電所に設置された 1 基は、故障が頻発し度々稼働を停止している。第 I 地区に設置された 1 基は、これまでのところ順調に稼働している。第 XI 地区の 3 基は、最近まで特段の問題なく稼働していたが、近年、機械の不具合により発電容量が大幅に減少しており、早急な対策が必要となっている。

なお、本事業では東ティモール州の州都ディリ (旧第 XI 地区) に 1 基の発電機が設置されている。しかし、同州は、既にインドネシアから独立しているため、同発電機については、情報が収集できなかった。

### 2.3.2 財務的内部収益率(FIRR)の再計算

アプレイザル時に算出された財務的内部収益率 (Financial Internal Rate of Return: FIRR) は 10.3%であった。このとき計算の前提として、プラント稼働率については 15~60%、耐用年数については 15 年という数値が使用されていた。

FIRR を再計算するための十分なデータが PLN に残っていないため、今回、実績の稼働に基づいた FIRR の再計算は実施していない。ただし、収集した部分的な稼働データをみる限りでは、設置された発電機のプラント稼働率は、想定よりも低いことが判る。また、発電機の実稼働年数もアプレイザル時の見積もりを下回っていることが多い。こうした状況を考慮すると、実際の FIRR はアプレイザル時よりかなり低いものと思われる。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 外島部の住民に与えた正のインパクト

発電能力不足は、外島部の都市における電化促進の大きな阻害要因となっている。PLN はこれら地域においては、総需要が発電可能容量を超えないよう新規の電化申請者を受け付けていない。

例えば本事業の建設期間中である 1991 年 3 月における外島部での積滞数 (電化申請をしたものの未電化の件数) は 146,830 件 (総容量 556,849 kVA) であった。本事業実施において 99.0 MW

の発電容量を増強したことにより、PLN はこれら積帯数を減らすことができた。

外島部における電力供給は概して不安定であるため、大規模工場の経営者の多くは、自家発電機を設置している<sup>\*8</sup>。また、PLN は電力グリッドにかかる負担を減らすため、その他の大規模工場等に自家発電機の設置を依頼している。従って、本事業の主な受益者は一般家庭、商業、小規模工場需要家であると考えられる。カリマンタン島のパロボヤクアラ・カプアス発電所に設置された 3.0 MW の発電機 2 基の場合、発電された電力は一般家庭のみならず農産物加工工場、製氷工場、製材所、合板工場などの小規模工業需要家に供給されている。この例に示すように本事業は、地方部の電力供給状況を改善し、地域経済の発展に貢献していると思われる。

## 2.4.2 社会経済状況に対する負のインパクト

本事業で発電機が設置された 17 ヶ所のうち、4 ヶ所<sup>\*9</sup>について土地収用が必要であったが、これら用地および周囲には住民が居住していなかった。その他の 13 ヶ所については、15 年以上前に土地が収用されていた既存発電所内に発電機が設置されている。したがって、本事業実施に際して住民移転・補償に関する問題は生じていない。

## 2.4.3 環境へのインパクト

鉱業・エネルギー省の中央環境評価委員会 (Central Commission for Environmental Assessment) が定めた環境関連の法令には、発電容量が 20 MW 未満のディーゼル発電機については環境影響評価を実施しないことが明記されている。本事業において設置されたディーゼル発電機は、3.0 ~ 5.0 MW と比較的小規模であったため、環境影響評価は実施されていない。

また、周辺地域への環境面の負荷を最小限に抑えるため、循環式冷却システム<sup>\*10</sup>、消音装置などが設置されている。これまでの所、本事業サイトにおいて環境へのマイナスの影響は報告されていない。

## 2.5 持続性・自立発展性

### 2.5.1 発電機の運営・維持能力

本事業で設置された発電機は PLN の地区事務所により運営・維持管理が行われている。各地区事務所は、複数のセクター事務所 (Sector office)、キャンバン事務所 (Cabang office) で構成されている。セクター事務所は比較的大規模の発電所の運転を担当しており、キャンバン事務所は小規模発電所の運転及び担当地域における配電と料金徴収を担当している。

発電容量 3.0- 6.0 MW クラスの発電機の運転は、4 つの作業グループが、サプライヤーが用意した運転マニュアルに従って 1 日 3 交代で実施している。この作業グルー



図-3: 上部オーバーホール中の発電機  
(アンパナン発電所)

<sup>8</sup> 2000 年 12 月末における外島部の自家発電機の総発電容量は 5,893.7 MW で、同 PLN の総発電容量 5,270MW を上回っている。

<sup>9</sup> 発電所建家用地の整地：バリグパバン、ディリ、シグリ、既存発電所の拡張：ピマラバ

<sup>10</sup> 循環式冷却システムを使用した場合、汚濁した冷却水は外部に排出されない。



プは、経験のあるエンジニアと PLN 外部の契約作業員によって構成されている。これら契約作業員はほとんどの場合十分な経験を有している上に、オンザジョブ・トレーニングを受けていることもあり、作業能力に関する特段の問題は生じていない。

表-2: ディーゼル発電機のメンテナンス

項目	項目	頻度	作業内容
定期補修	日次点検	毎日	燃料・潤滑油供給系統からの漏洩の有無確認
	週次点検	毎週	滑走棒の弁 (Tappet Valve) の清掃
	月次点検	毎月	燃料噴射装置、制御・保護用バッテリーのチェック
矯正補修		不定期	機器の状況対、予防的補修の結果に応じて実施
分解補修		不定期	ジャーナル・シリンダー、シリンダー・ヘッドの補修
オーバーホール/全般的補修	トップオーバーホール	6,000 時間	シリンダー・ヘッド、摩擦弁、噴射装置の分解・点検 (10 日間)
	セミオーバーホール	12,000 時間	シリンダー本体およびヘッド、ピストン・ベアリング各 2 機の分解・点検 (20 日間)
	本格オーバーホール	18,000 時間	シリンダー本体およびヘッド、ピストン・ベアリング、出力強化装置、予備機器分解・点検 (30 日間)

出典: PLN

現地調査を行った時点では、発電機の定期補修はスケジュール通りに実施されていた。しかし、オーバーホール/全般的補修に関しては、スペアパーツや資金の不足により、延期・中止されている。このような傾向は、アジア通貨危機による PLN の財務状況悪化が始まって以降より深刻になってきている。

こうした結果いくつかの発電機は、クランクシャフトの破損、潤滑油の漏洩、冷却装置の故障などのマシン・トラブルによって稼働停止を余儀なくされている。また、悪いことに一度故障が発生すると、資金・スペアパーツの不足により修理作業が大幅に遅延するため、修理完了までに数年かかることも珍しくない状況にある。今後、周辺住民への安定的な電力供給を実現するためには、維持管理システムの強化とメンテナンスのための十分な予算措置が不可欠である。

## 2.5.2 PLN の外島部の財政的実行可能性

ジャワ島やバリ島には多くの大型発電所が立地し、それらを連結する発達した送配電網が形成されている。一方、外島部の電力供給は各地に無数に分散している小規模ディーゼル発電所と孤立した電力系統に依存していることが多い。外島部が依存しているディーゼル発電所の発電費用は、PLN 全体の発電コストを大きく上回っているのが実情であるが (図-4 参照)、外島部の電力供給には貢献している。また、外島部の電力事業は分散し規模が小さいが故に、高い送配電コストがかかっている。一方、インドネシア政府は全国均一の電力料金制度を採用しているため、外島部の地区事務所の財務状況は概して良くない。

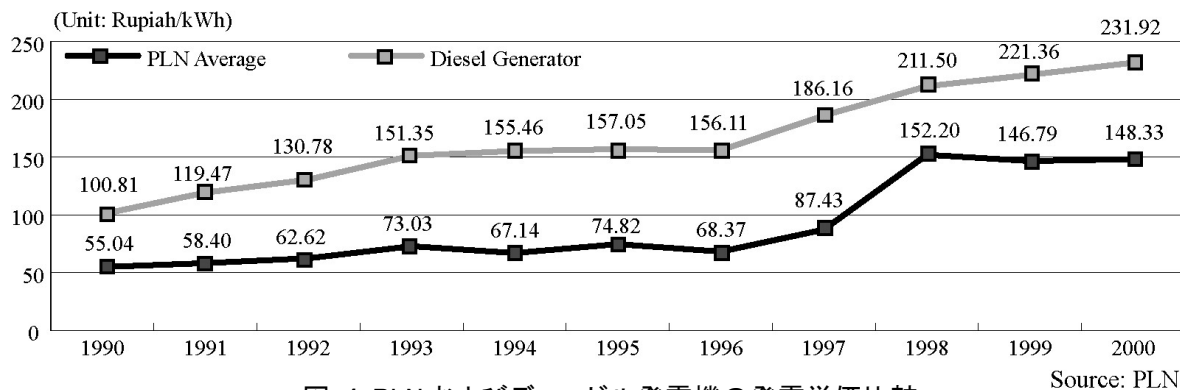


図-4: PLN およびディーゼル発電機の発電単価比較

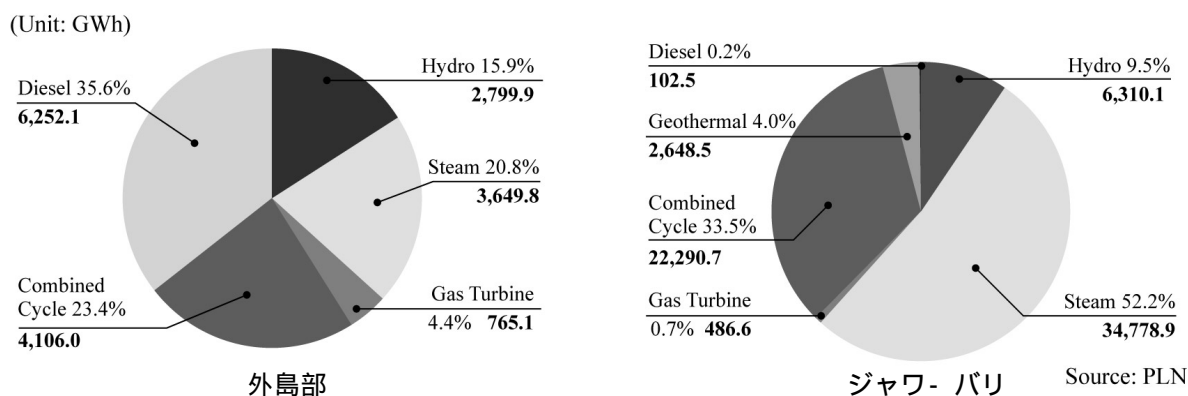


図-5: 発電種別の発電電力量 (2000年)

これまで外島部の電力供給で生じた赤字は、ジャワ-バリ系統にて得た黒字で相殺されてきた。しかし、1997年のアジア通貨危機以降、PLN全体の財務状況は著しく悪化し、毎年多額の赤字を計上するに至っている。

PLNは財務状況を改善するため、手始めにインドネシア全体の75%の電力を供給しているジャワ-バリ系統での構造改革を進めている。同系統内の発電・配電事業は切り離され、複数の事業者分割される予定である。これら事業者は、将来創設される電力取引市場に売り手(発電事業者)、買い手(配電事業者)として参加することになる。また、このうち幾つかの事業者については将来的に民営化することが視野に入れられている。一方、送電事業については政府の管理のもと、国営企業が今後とも運営を行っていくことになっている。

また民間事業者にとって魅力的ではない外島部の電力事業についても、今後とも発電・送電・配電の全てが政府の管轄下で運営されることになっている。

外島部における電力供給を持続的に実施してゆくためには、政府からの財務的・制度的な補助が不可欠である。しかし、国際石油価格の高騰から生じたディーゼル石油を含む石油燃料への巨額の補助金を削減するため、インドネシア政府は、国内における石油価格の大幅な値上げを実施している。こうした急激な価格変動は、特に外島部における電力ビジネスに大きな悪影響を及ぼしている。下記の表は最近の石油価格を示している。

表-3 石油関連製品の価格推移

(単位: ルピア/リットル)

	1998年5月	2000年10月	2001年6月	2002年1月
ガソリン	1,000 Rp.	1,150 Rp.	1,450 Rp.	1,550 Rp.
灯油	280 Rp.	350 Rp.	400 Rp.	600 Rp.
自動車用ディーゼル	550 Rp.	600 Rp.	900 Rp.	1,150 Rp.
産業用ディーゼル	500 Rp.	550 Rp.	1,000 Rp.	1,100 Rp.
バンカーオイル	350 Rp.	400 Rp.	900 Rp.	925 Rp.

出典: Directorate General of Oil and Natural Gas

PLN は政府の同意を得た上で、全国的な電力料金値上げを実施したほか、今後もさらなる値上げを計画している。電力料金を妥当な水準にまで上昇させることは、外島部の電力事業を持続的に実施してゆくためには不可欠な要素だと思われる。

### 2.5.3 外島部における今後の電力需給見通し

短期的にはインドネシアは、総需要に対応できるだけの総発電容量をもっているが、発電・送電事業の遅延により、いくつかの発電所建設事業への融資が停止されたうえ、新規投資も滞っている。PLN は外島部における深刻な電力不足を解消するため、民間業者が運転するディーゼル発電機<sup>\*11</sup>からベース・ロード用の電力を購入している。しかし、依然として電力不足は解消できていない。現在、地域別にみた場合には電力不足に陥っている地区が数多く存在している。近年インドネシア経済が再び上昇に向かいつつある中、今後の急激な電力需要増加が見込まれている。年率 4-6% という GDP 成長予測に基づき、PLN はジャワ-バリ系統の電力需要が 2000 年から 2003 年にかけて年率 9.1% で増加すると予測している。その予測によると、2003 年までには第 IV 地区と第 XI 地区では電力不足が生じ、第 I, VI, VIII, 地区でも予備供給力がなくなることになる。

第 IV 地区の場合、すでに一部地域において電力不足が発生しており計画停電を余儀なくされている。特に南スマトラ州の州都であるパレンバンでは夕刻のピーク時を中心とした頻繁な計画停電が実施されている。また、第 VII および第 XI 地区内の小規模独立系統においても深刻な電力不足が生じている。

このような状況にもかかわらず、PLN の財務状況が悪化しているため、新規発電所への投資は十分に確保できていない。こうした厳しい電力需給状況下において、本事業で設置された発電機は今後とも重要な役割が求められるであろう。もし、代替となりうる再生可能エネルギー源がないのであれば、電力需給状況の更なる悪化を防ぐため、既存ディーゼル発電機をリハビリするための予算措置が望まれる。

## 3. 提言

外島部での深刻な電力危機を回避するためには、速やかなる発電能力の補強が不可欠であると考えられる。本事業で設置された発電機の多くは経年劣化から発電能力がかなり減少しているものの、適切な処置がなされれば十分な稼働が期待できる。しかし、一方ではインドネシア国内におけるデ

<sup>11</sup> PLN は、発電機設置に必要な用地とディーゼル燃料を民間事業者に提供し、民間事業者は所有する発電機の運転・維持管理を実施する契約になっている。発電された電力は、PLN が契約で定められた金額で買い取るになっている。

ディーゼル石油への補助金撤廃によってディーゼル発電機の発電コストがさらに増加しているという現状があるため、既存ディーゼル発電機のリハビリが最善の方法とは一概に言えない。

今後、外島部における電源開発を限られた予算の中で進めてゆくためには、各地域について、既存発電機のリハビリ、再生可能エネルギーを使用した新規発電所の建設、既存送電系統との連携、などあらゆる代替案から最適な方法を検証するための調査を実施したうえで、最適な電源開発計画を策定する必要がある。

## 主要計画 / 実績比較

項 目	当初計画	実 績
<b>I. 事業範囲</b>		
(1) ディーゼル発電機の調達および据付		
1) 第 I 地区		
1. シグリ	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW
2) Region IV 地区		
1. ムントウック	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW (メトロ)
2. マンガール	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW
3. タンジュン・パンダン	2 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW
4. パンガール・アラム	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW (メトロ)
3) 第 VI 地区		
1. バラバイ	2 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW
2. サンピット	1 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW
3. バリクパパン	2 基 x 6.0 MW	同 左
4. サマリンド	2 基 x 5.0 MW	同 左
5. クアラ・カブアス	-	2 基 x 3.0 MW (追加)
4) 第 VIII 地区		
1. マカリ	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW (パロポ)
2. パンシッド	2 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW
3. センカン	2 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW (パジャレサン)
4. ワタン・ソペン	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW (パジャレサン)
5. パロポ	2 基 x 2.5 MW	2 基 x 3.0 MW
5) 第 X 地区		
1. マノクワリ	1 基台 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW (ジャヤブーラ)
6) 第 XI 地区		
1. ビマラバ	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW
2. スンパワ	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW
3. ディリ	1 基 x 2.5 MW	1 基 x 3.0 MW
4. アンペナン	1 基 x 5.0 MW	同 左
合 計	26 基, 79.5 MW	29 基, 99.0 MW
(2) コンサルティング・サービス - 建設・施工監理	合計: 86 M/M (Foreign: 56 M/M, Local: 30 M/M)	N・A
<b>II. 工 期</b>		
1. 借款契約締結	1984 年 11 月	1985 年 2 月
2. コンサルタント選定	1984 年 11 月 - 1985 年 10 月	1984 年 11 月 - 1985 年 10 月
3. 入札・評価・契約	1984 年 11 月 - 1985 年 3 月	1985 年 6 月 - 1990 年 11 月
4. 土木工事	1985 年 11 月 - 1987 年 6 月	1987 年 9 月 - 1992 年 1 月
5. 製造・据付	1986 年 7 月 - 1987 年 12 月	1987 年 1 月 - 1992 年 8 月
6. コンサルティング・サービス	1985 年 11 月 - 1987 年 12 月	1985 年 11 月 - 1992 年 8 月
<b>III. 事業費</b>		
外 貨	9,000 百万円	N・A
内 貨	4,656 百万円	N・A
	(19,647 百万ルピア)	N・A
合 計	13,656 百万円	N・A
うち円借款分	9,000 百万円	8,359 百万円
換算レート	1 US\$ = 235 yen = 0.922 ルピア (1984 年時点)	