

インドネシア共和国  
セクター別基礎資料

(第二卷)

1994年12月

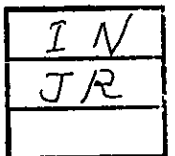
インドネシア

# インドネシア共和国 セクター別・基礎資料

(第二卷)

1994年12月

国際協力事業団  
インドネシア事務所





27569

JICA LIBRARY



1119451[1]

国際協力事業団

27569

インドネシア共和国  
セクター別・基礎資料

(第二卷)

1994年12月

国際協力事業団  
インドネシア事務所



インドネシア国セクター別基礎資料目次（1994年度版）

分野（注）	執筆者（または 取纏め担当者）	派遣先	頁数
（ 第 一 卷 ）			
序論	インドネシア事務所		1・1-14
1. 経済	田口博之専門家	国家開発企画庁	1・1-15
2. 金融	山路和樹専門家	大蔵省財政金融教育研修所	2・1-23
3. 投資	白川貞雄専門家	投資調整庁	3・1-11
4. 農業	及川 章専門家	農業省大臣官房計画局	4・1-32
	大澤慶幸専門家	同 上	
5. 畜産	緒方宗雄専門家	農業省畜産総局	5・1-18
6. 水産	奥秋健治専門家	農業省水産総局	6・1-32
7. 灌漑排水	斉藤俊樹専門家	公共事業省水資源総局	7・1-13
8. 砂防・水資源	高橋 透専門家	公共事業省水資源総局	8・1-20
	佐々木庸介専門家	同 上	
9. 金属・非金属鉱業	秋山伸一専門家	鉱山エネルギー省鉱物資源総局	9・1-35
	長束宏文専門家	鉱山エネルギー省 鉱物工学技術開発センター	
10. 石炭	蔵方 宏所員	インドネシア事務所	10・1-16

（注） 分野の順序については基本的にブルーブックのBAPPENASコードの順によっている。

分野（注）	執筆者（または 取纏め担当者）	派遣先	頁数
	（ 第 二 卷 ）		
11. 石油ガス	安食恒和専門家	鉱山エネルギー省石油ガスイメージ プロセッシング研究所	11・1-28
12. 工業	林 光洋専門家	工業省工業研究開発庁	12・1-12
13. 電力	松本幸雄専門家	鉱山エネルギー省 電力・新エネルギー総局	13・1-78
	蔵方 宏所員	インドネシア事務所	
	斉藤芳敬専門家	協同組合省・小企業協同事業 推進総局	
14. 道路	中村 稔専門家	公共事業省道路総局	14・1-14
15. 陸運（鉄道及びフェリー）	武田邦夫専門家	運輸省陸運総局	15・1-31
	高垣泰雄専門家	同 上	
16. 海運	木村信孝専門家	運輸省海運総局	16・1-50
	林 忠志専門家	同 上	
	西口政文専門家	同 上	
	松井照久専門家	運輸省海運総局	
	坪平八郎専門家	同 上	
	森藤順一専門家	工業省機械・基礎金属・電子工業 造船局	
17. 航空	山縣宣彦専門家	運輸省航空総局	17・1-28
	落合進一専門家	同 上	
18. 電気通信（電波監理、内国 電気通信、国際電気通信）	宇野登志夫専門家	観光郵電省郵電総局	18・1-39
	佐藤善昭専門家	同 上	
	玉井敏彦専門家	同 上	
	福山隆博専門家	観光郵電省郵電総局	
	月岡浩二専門家	P.T. INDOSAT	



分野(注)	執筆者(または 取纏め担当者)	派遣先	頁数
( 第三卷 )			
19. 林業	嶋崎 省専門家 佐藤雄一専門家	林業省大臣官房計画局 林業省自然保護総局	19・1-36
20. 環境	岩田元一専門家	環境管理庁	20・1-49
21. 観光	川崎健一専門家	観光郵電省観光教育訓練センター	21・1-17
22. 水道	師岡 誠専門家 脇坂純一専門家	公共事業省人間居住総局 同 上	22・1-13
23. 環境衛生(固形廃棄物 処理、下水道)	石井明男専門家 大森信慈専門家	公共事業省人間居住総局 同 上	23・1-39
24. 住宅	金子 弘専門家 野田和利専門家	住宅担当国務大臣府 公共事業省人間居住総局	24・1-19
25. 都市地域開発 (土地制度を含む)	滝本 勝専門家 林 正之専門家	公共事業省人間居住総局 土地庁	25・1-52
26. 放送	岡本幸雄専門家 花井 孝専門家 丹羽 甫専門家 下地 昇専門家	情報省大臣官房研究開発委員会 インドネシア国営テレビ 同 上 情報省ラジオ局	26・1-25

( 第四卷 )

27. 教育	西野節男専門家 矢追秀敏専門家 濱田真由美専門家 蓮田裕太郎専門家 蔵方 宏所員	教育文化省高等教育総局 教育文化省高等教育開発プロジェクト 同 上 教育文化省スラバヤ電子工学 ポリテグニク学院 インドネシア事務所	27・1-265
--------	--	---	----------

分野（注）	執筆者（または 取纏め担当者）	派遣先	頁数
	（ 第 五 卷 ）		
28. 保健医療・人口家族計画	上原鳴夫専門家 佐藤善子専門家	保健省官房計画局 保健省人口家族計画- 母子保健プロジェクト	28・1-47
29. 労働	坂田哲雄専門家	労働省職業訓練生産性向上総局	29・1-59
30. 商業	平野 豊専門家	商業省調査開発庁	30・1-27
31. 貿易	ジェットロ・ジャカルタセンター		31・1-17
32. 協同組合	渡辺英夫専門家	協同組合・小企業省大臣官房計画局	32・1-25
33. 移住地域開発	望月由三専門家	移住省	33・1-13
34. 科学技術	千葉 貢専門家 服部幹雄専門家	科学技術院 技術評価応用庁	34・1-17
35. 社会福祉	成岡 衛専門家	社会福祉省 社会リハビリテーション総局	35・1-53

## 1 1 . 石 油 ガ ス

安食恒和専門家  
鉦山エネルギー省  
石油ガスイメージ  
プロセッシング研究所



## &lt; 石油 &gt;

1. 概況
2. 石油開発事業の推移
3. 石油事情
  - 3-1. 原油埋蔵量、探鉱開発状況
  - 3-2. 生産動向
  - 3-3. 消費動向
  - 3-4. 貿易動向
  - 3-5. 価格動向

## &lt; 天然ガス &gt;

1. 概況
2. 天然ガス事情
  - 2-1. 埋蔵量、探鉱開発状況
  - 2-2. 生産、消費動向
  - 2-3. 貿易動向

## &lt; 参考資料 &gt;

1. 第6次国家開発5ヶ年計画の概要（石油・天然ガス）
2. 石油・天然ガス関連政府機関の概要
3. 石油・天然ガス探鉱開発契約の概要
4. 日本の関係機関・企業の活動状況

## 図表 目次

### < 表 >

- 表 1. 原油・天然ガス埋蔵量
- 表 2. 探鉱開発契約件数・投資額推移
- 表 3. 原油生産量・輸出量推移
- 表 4. 主要油田の生産量推移
- 表 5. 主要製油所別原油処理能力・生産量推移
- 表 6. 国内消費量推移
- 表 7. 天然ガス生産量・LNG輸出量推移
- 表 8. 天然ガスの利用状況
- 表 9. 一次エネルギー消費量推移
- 表 10. 日本企業による探鉱開発プロジェクト一覧

### < 図 >

- 図 1. プルタミナとの探鉱契約分布図
- 図 2. 原油生産量・輸出量・消費量推移
- 図 3. 製油所分布図
- 図 4. LNG、LPGプラント分布図
- 図 5. 日本企業による探鉱開発プロジェクト

## < 石油 >

### 1. 概況

インドネシアはアジア有数の産油国であるが、近年の経済開発に伴うエネルギー需要の増大、繊維・衣料品、木材、家電製品等の非石油製品の輸出増により国家歳入に占める石油輸出のシェアは年々低下しており、1993年は、3割を割る程にまで落ち込むに至り、21世紀初頭には石油輸入国に転ずると予測されている。

この為、1994年4月よりスタートした第6次5ヶ年開発計画においては、引き続き探鉱開発に政策の重点を置きつつ、天然ガス、石炭、水力、地熱さらには原子力発電等エネルギー源の多様化を図り、石油依存度を低下させるとしている。とりわけ、天然ガスについては新たなガス田の発見と需要増により、今後のポテンシャルは極めて高い状況にある。

### 2. 石油開発事業の推移

インドネシアにおける石油開発は、19世紀後半からジャワ、スマトラ等で開始された、即ち1871年ジャワで試掘が行われたのを嚆矢とし、1885年には北スマトラで初めて商業生産が始まっている。

20世紀前半から第2次世界大戦までの約半世紀の間は、英蘭系 (Royal Dutch Shell)、米系 (Stanvac, Caltex) メジャーの進出により石油開発が推進され、1939年には原油生産量17万バレル/日を記録した。

第2次世界大戦後は、大戦中の生産設備の破壊、戦後の独立運動に伴う混乱等により原油生産量は著しく減少したが、英蘭系・米系メジャーの復帰により徐々に回復した。

1948年、これらメジャーは当時の蘭印政府と「放任協定」を締結、油田施設の復旧事業に投資し、原油生産量は1949年1.2万バレル/日にまで回復、1953年頃には戦前の水準を超えるに至った。この間、インドネシア最大の油田であるスマトラのミナス油田が1952年、生産を開始している。

1960年、インドネシア政府は、「鉱油及びガス鉱業に関する法律に代わる政府規則」を制定し、これにより「石油・ガス鉱業は国家のみがその事業を行うこと、そして国営石油公社がその経営に当たること」を規定した。これは、石油産業の国有化とともに、外国石油会社を国営石油公社の請負契約者 (コントラクター) と規定したものであり、

同規則に基づき、1961年、現在のプルタミナの前身である P.N.Permina, P.N.Pertamin, P.N.Permiganの3国営石油公社が誕生した。以降、従来の利権契約は「作業請負契約」(Contract of Work : COW)に移行、メジャー等外国石油会社は旧利権の国有化を認め、請負業者となり、精製販売部門は国営石油公社に委譲された。

1963年、生産分与契約(P S契約)(Production Sharing Contract : PSC)に関する大統領布告が公布された。P S契約は、利益を分配する請負契約と異なり、生産物の分配を規定するものであり、外国石油会社がインドネシアと油田開発に関する契約を締結、協定した計画に基づいて開発作業に協力し、生産原油からコスト回収原油を差し引いた残りの原油を一定の比率で分配したものを報酬として受取る方式である。

1966年の現スハルト大統領による政権掌握後、政府は外資及び石油開発技術を導入するため、外国石油会社に対して種々の便宜を与え、また1968年に設立された P.N. Pertamina (P.N.Permina, P.N.Pertamin が合併)は積極的に外国石油会社とP S契約を締結し、P S契約件数は1967年から10年間で56件に達し、探鉱開発活動が本格化した。原油生産量はミナス油田の生産拡大により、1967年には51万バレル/日に達していたが、この探鉱開発活動の活発化による新規油田の相次ぐ発見により、10年後の1977年には169万バレル/日を生産するに至った。

P.N.Pertamina は1971年制定されたプルタミナ法により現在のプルタミナに改組された。プルタミナは、インドネシアで唯一の国営石油公社として石油の探鉱、生産、販売から石油精製、石油製品の販売まで掌握しているが、その活動は、現在では政府の強い管理下に置かれている。一時期のプルタミナは石油関連事業のみならず、通信、航空輸送、医療施設、肥料及び製鉄所の建設等広範囲に活動を展開し、初代ストウ総裁の下で「国家の中の国家」と呼ばれる程の強大な力を有し、実質的には国の管理が十分に及ばない状態にあった。しかし、1974年の石油危機を契機とした世界景気の停滞に伴う石油収入減によりプルタミナは、財政危機に陥った。このため政府は、全面的な財政援助を行うとともに、ストウ総裁の解任、事業部門の整理、石油開発収入の国庫納付基準の明確化等の措置を講じ、プルタミナは、政府の完全な管理下となった。

プルタミナ総裁は2代ハルヨノ、3代スンホノ、4代ラムリーと初代以降、国軍出身者が占めてきたが、1988年、5代アブダオがプルタミナ出身者として初の総裁に就任した。

1980年代に至り、原油需給の緩和、OPEC(石油輸出国機構)の生産制限策等によりインドネシアの原油生産量は1981年の160万バレル/日をピークとして停滞さらに油価下落の影響を受けて探鉱活動も低下した。



1980年代後半から1990年代にかけては、新規油田（南東スマトラ沖 Widuri油田）の生産開始、湾岸戦争勃発に伴うOPECの増産方針等により原油生産量は急速に回復したが、1991年159万バレル/日、1992年150万バレル/日、1993年153万バレル/日と推移しており、早晚停滞乃至減少基調に向かうと予測されている。この為、政府は近年、未探査地域（フロンティア地域）、とりわけ東部インドネシアや深海域を対象とした探鉱開発促進策を展開している。

### 3. 石油事情

#### 3-1. 原油埋蔵量、探鉱開発状況（表1、2、図1参照）

インドネシアの原油埋蔵量は110億バレル（確定 60億バレル、推定 50億バレル）から480億バレル（予想）であり、世界的には中小規模油田が殆んどと言え、世界の大油田（埋蔵量15億バレル以上）ベスト100にはスマトラのMinas、Duriの2油田が入っている程度である。

なお、世界生産量（1993年、67.5百万バレル/日）に占めるインドネシアの比率は、約2%である。

国全体としては既に探鉱が進んだ段階にあるため、新たな大油田発見の可能性は低いとされている。しかしながら、今後、イリアンジャヤ、カリマンタン等の未探査地域やオフショアでの探鉱成果が期待されるため、政府は1980年代後半から積極的に探鉱開発促進策を講じている。即ち、1988年8月、1989年2月の2回に亘り、フロンティア地域におけるPS契約条件の緩和、所得税・収益税等の減税等のインセンティブを導入し、その成果は1988年以降のプルタミナと外国石油会社との探鉱開発契約件数の急増となり、1990年代は、70年代（1974年ピーク）、80年代（1981年ピーク）に続く探鉱開発ブームを迎えるとの予測もある。さらに、政府は第6次5ヶ年開発計画スタートの1994年より新たなインセンティブを、近々、打出すと伝えられている。その背景には中国、ヴェトナム、マレーシア等諸国の石油探査に係る積極的な外資導入の動きが影響していることも否めない。

インドネシアの石油探鉱開発は、プルタミナ単独のプロジェクトを除き、ほぼ外資導入が基本であったが、近年、民族資本の参加が漸増していることも特筆されよう。

#### 3-2. 生産動向（表3、図2参照）

インドネシアの原油生産量は、1977年の169万バレル/日をピークとして減少乃至停滞を続け、80年代は130~140万バレル/日台で推移し、80年代後半から90年代初にかけ回復を示した。ここ数年は150万バレル/日台であるが、今後の急速な拡大は困難とみられ、現状維持が続くものと考えられる。

近年の生産・増産開始油田をみると、Duri油田（中部スマトラ、Caltex社・米系）が1989年水蒸気圧入法により増産（45千バレル/日）を開始した他、同年Intan油田（南東スマトラ沖、Maxus社・米系、45千バレル/日）も生産を開始している。また1990年にはCamar油田（スラバヤ沖、Enterprise社・英系、25千バレル/日）、Anoa油田（ナツナ海、Amoseas社・米系、25千バレル/日）、Kakap-P油田（ナツナ海、Mrathon社・米系、40千バレル/日）等、1991年に至ると南東スマトラ沖のWiduri油田がそれぞれ生産を開始している。また、1992年にはBelida油田（ナツナ海、Conoco社・米系）が10万バレル/日の生産規模でスタートしている。

### 3-3. 消費動向（表6、図2参照）

インドネシアの石油製品需要は、近年の順調な経済の拡大に伴い1986年以降増加基調にあるが、ここ数年加速化し、国内消費量の対前年伸び率は、1990年13.1%、1991年11.9%となり、1992年も8.3%と高い伸び率を示したが、1993年は横道いとなっている。製品別ではガソリン、灯油、輸送用軽油が需要の8割を占めており、需要増の著しいものはジェット燃料、輸送用軽油等の運輸用燃料である。

こうした内需増に対応する国内石油精製設備は、現在、8ヶ所の製油所で87万バレル/日の原油処理能力を有するが、1990年以降フル稼働の状況が続いており、処理能力の拡大が課題となっている。この為、政府は既存製油所の能力増強に加え、新規製油所建設構想を打出し、さらに1989年、プルタミナ以外に対する精製設備の建設・運営の事業をプルタミナとの合弁を条件に民間企業にも解放した。

既存製油所の能力増強は、Mus i、Cilacap、Balikpapan等各製油所の拡充計画であり、新規製油所建設構想は、EXOR（Export Oriented Refinery）計画と称され、EXOR I（Balongan, West Java）、EXOR II（Sorong, Irian Jaya）、EXOR III（Tanjung Uban, Bintan）、EXOR IV（Dumai, Sumatra）の4製油所（処理能力：各12.5万バレル/日程度、計50万バレル/日）建設計画であった。特にEXORは、付加価値の高い製品輸出促進を目的としていた。しかしながら、1991年後半、対外債務増大への対策として政府は国営企業の大型プロジェクトの再検討を行い、上記増強・新設構想のうちEXOR II～IVを凍結するに至った。これによりインドネシアの精製設備能力の増強計画は大幅に縮小されたが、EXOR Iは予定通り1994年完成見込みであり、また、Cilacap、Balikpapan各製油所の改修・増強も、1994年開始され、それに伴う10億ドルの外資借入も承認されたと伝えられている。

なお、第6次5ヶ年開発計画においては、計画最終年次（1998年）の製油能力ターゲットを、104.2万バレル/日としている。

### 3-4. 貿易動向 (図2参照)

#### 3-4-1. 輸出動向

インドネシアの原油輸出量は、堅調な国内需要増を反映し、1984年の355百万バレルをピークとして漸減傾向にあり、中長期展望では原油生産量が微増乃至横道いに推移し、国内消費量が続伸することから、原油輸出能力は縮少し、21世紀初頭には、原油輸入国に転ずると予測されている。

原油輸出先は日本が圧倒的なシェアを保持しており約60%を占める。以下、米国、韓国、中国、オーストラリアが続き、近年、米国向けが急速に減少し、中国、韓国向けが急増している。

#### 3-4-2. 輸入動向

国内消費量の増大により、原油及び石油製品の輸入は1990年以降拡大している。

原油は、湾岸戦争前はイラク、イラン原油が中心であったが、対イラク経済措置によりイラク原油はサウジ原油に切替えられ、さらに、1990年からはオーストラリア、マレーシアからの輸入が開始されている。輸入量(百万バレル/年)は、1989年 28.1、1990年 45.7、1991年 44.0、1992年 61.0である。

石油製品輸入量は、シンガポール、サウジ等から1991年 25万バレル、1992年 38万バレルとなっている。

### 3-5. 価格動向

#### 3-5-1. 原油価格

インドネシアの原油価格は、他のOPEC諸国と同様、GSP(政府販売価格)をベースとしてきたが、国際市場価格との乖離が生じ、1988年8月、1989年2月の2回に亘るPS契約条件改定によるインセンティブも実効なく、外国石油会社からも強い批判の声が高まり、1989年4月からはICP(インドネシア原油価格)が導入された。ICPは国際スポット市場の5銘柄(Minas-インドネシア、Tapis-マレーシア、Gippsland-オーストラリア、Dubai-アラブ首長国連邦、Omai-オマーン)の平均価格と定められ、PS契約にも適用されることとなった。

原油の国際価格は、1990年夏のイラクのクウェート侵攻を契機に年末にかけて急騰したが(1990年7月:14.81ドル/バレル、10月:35.29ドル)、その後は反落に転じ、1991年から1992年は17~18ドルで推移し、1993年は低迷を続け、年末にはスポット原油価格が12ドル台を記録するに至った。

原油価格低迷の要因としては、北海油田の生産増、世界的な製油所能力の向上等の供給増と先進諸国の景気低迷による需給バランスの崩壊とされている。

### 3-5-2. 石油製品価格

インドネシアの石油製品価格は、ハイオクタン価ガソリンを除き政府の統制下にあり、民生需要の多い灯油、重油価格を抑制する一方、ガソリンを比較的高めに設定する価格政策が採られてきたが、プルトミナの生産コストを下回る価格設定が行われてきたため、政府はプルトミナに対し補助金による損失補填を実施している。

政府は補助金削減に加え、国内需要の急増抑制のため、石油製品価格の値上げを再三実施しているが（1991年8月、1993年1月各18%）、既述のとおり国内需要は当分堅調に推移すると見られている。

表 1. 原油・天然ガス埋蔵量

(換算率 : 1 b b l = 6, 0 0 0 C F、熱量換算)

	原 油	天 燃 ガ ス
確定 (Proven)	5. 9 6	6 5. 3 5
推定 (Probable)	4. 9 6	3 8. 9 0
計	1 0. 9 2	1 0 4. 2 5
予想 (Potential)	4 8. 4 0	2 1 6. 8 0
単位	1 0 億バレル (b b l)	兆立方フィート (C F)

出所：鉱業エネルギー省

表 2. 探鉱開発契約件数・投資額推移

年	探鉱開発 契約件数 (件)	地震探鉱 (1,000 km )	試 探 掘 井		探鉱開発投資額 (百万ドル)
			坑井数	延 1,000f	
1982	74	57.4	238	1,721	1,723
1983	77	65.3	264	1,638	1,481
1984	72	28.8	218	1,418	1,286
1985	71	34.0	217	1,115	1,177
1986	67	39.3	157	790	966
1987	68	27.7	82	592	583
1988	73	32.7	135	910	728
1989	79	47.9	107	849	831
1990	86	84.2	121	888	1,257
1991	99	140.8	123	828	1,875

出所：鉱業エネルギー省

表3. 原油生産量・輸出量推移 (コンデンセートを含む)

(単位：百万バレル・日量)

年	生産量	輸出量
1980	577 (1.58)	379 (1.04)
1981	585 (1.60)	383 (1.05)
1982	488 (1.34)	321 (0.88)
1983	490 (1.34)	336 (0.92)
1984	551 (1.51)	355 (0.97)
1985	490 (1.34)	295 (0.81)
1986	515 (1.41)	327 (0.90)
1987	512 (1.40)	292 (0.80)
1988	492 (1.34)	277 (0.76)
1989	514 (1.41)	292 (0.80)
1990	534 (1.46)	288 (0.79)
1991	581 (1.59)	331 (0.91)
1992	551 (1.50)	293 (0.80)
1993	560 (1.53)	275 (0.75)

出所：鉱業エネルギー省

表4. 主要油田の生産量推移

(単位：千バレル/日)

油田名	(開採)	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Duri	1941	40	69	80	87	134	165	201
Minas	1944	195	254	255	235	233	285	225
Ardjuna	1969	161	137	n. a.	122	99	91	99
Bangko	1970	19	30	26	31	28	27	25
Attaka	1970	43	48	47	51	51	51	49
※Arun	1971	107	102	111	115	124	121	118
Handil	1974	127	130	115	78	70	62	55
Widuri	1989	—	—	—	—	—	—	119
Intan	1989	—	—	—	—	18	33	28

(注) ※ ガス田

出所：Oil& Gas Journal

表 5. 主要製油所別原油処理能力・生産量推移

製油所	原油処理能力 (千バレル/日)	年間生産量(百万バレル)		
		1990	1991	1992
Cilacap (中部ジャワ)	300.0	97.9	102.2	107.4
Balikpapan (東カリマンタン)	257.3	85.9	87.9	93.0
Musi (南スマトラ)	123.3	34.8	36.7	41.2
Dumai (中部スマトラ)	110.0	39.5	40.2	42.6
Sungai Pakning (中部スマトラ)	50.0	14.0	15.2	14.9

出所：鉱業エネルギー省

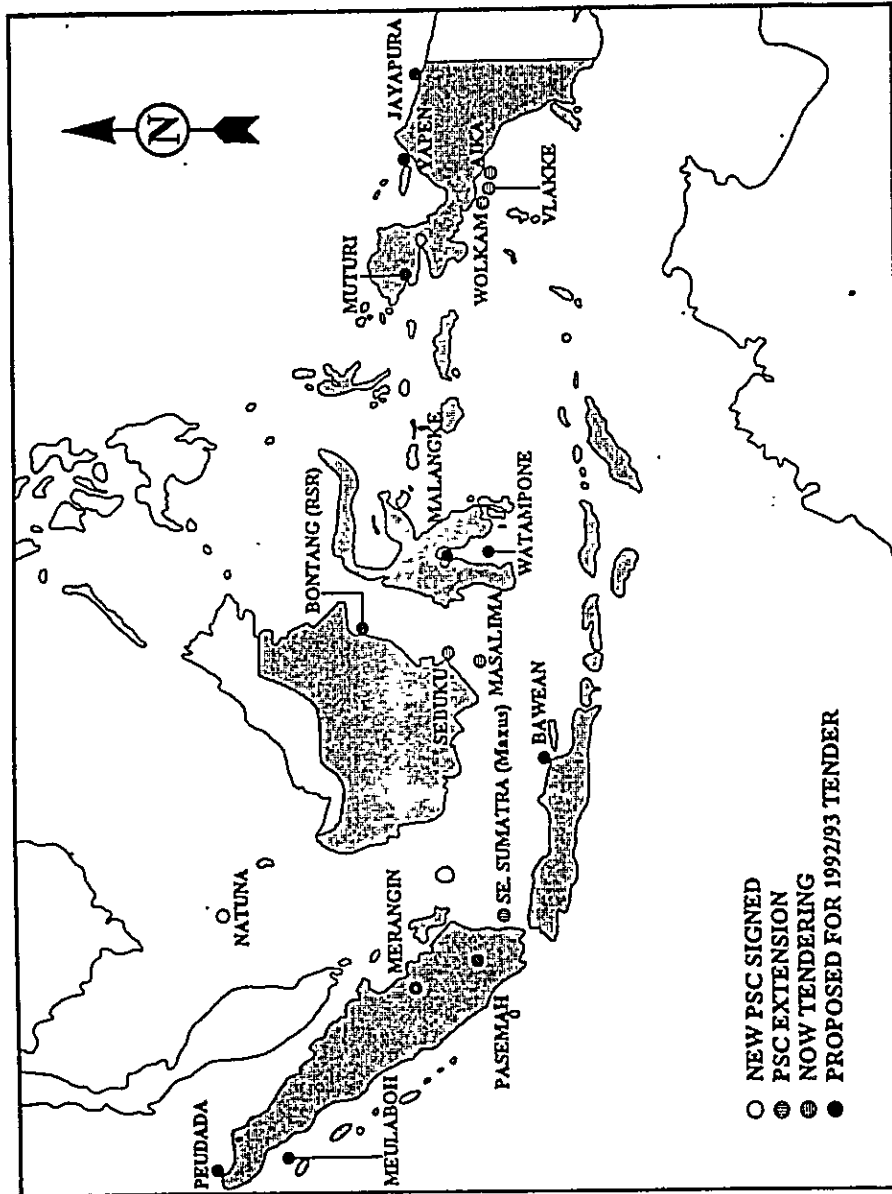
表 6. 国内消費量推移

(単位：百万バレル・%)

油種	1987	1988	1989	1990	1991	1992(増減比)	(増減率)
軽油(輸送用)	54.1	59.1	64.5	72.8	82.2	93.4(38.1)	(13.6)
(産業用)	8.3	8.8	9.5	10.7	11.2	11.9(4.9)	(6.3)
灯油	43.4	44.7	46.6	49.4	51.2	53.7(21.9)	(4.9)
ガソリン	30.5	32.7	35.7	40.0	43.1	45.2(18.4)	(4.9)
重油	19.5	18.1	18.3	24.8	31.8	33.0(13.4)	(3.8)
ジェット燃料	4.3	4.5	4.4	4.7	7.0	8.1(3.3)	(15.7)
合計	160.0	167.9	179.0	202.4	226.5	245.3(100.0)	(100.0)

出所：鉱業エネルギー省

図 1. プルタミナとの探鉱契約分布図



出所：米国大使館資料



図 2. 原油生産量・輸出量・消費量推移 (単位:百万バレル/日)

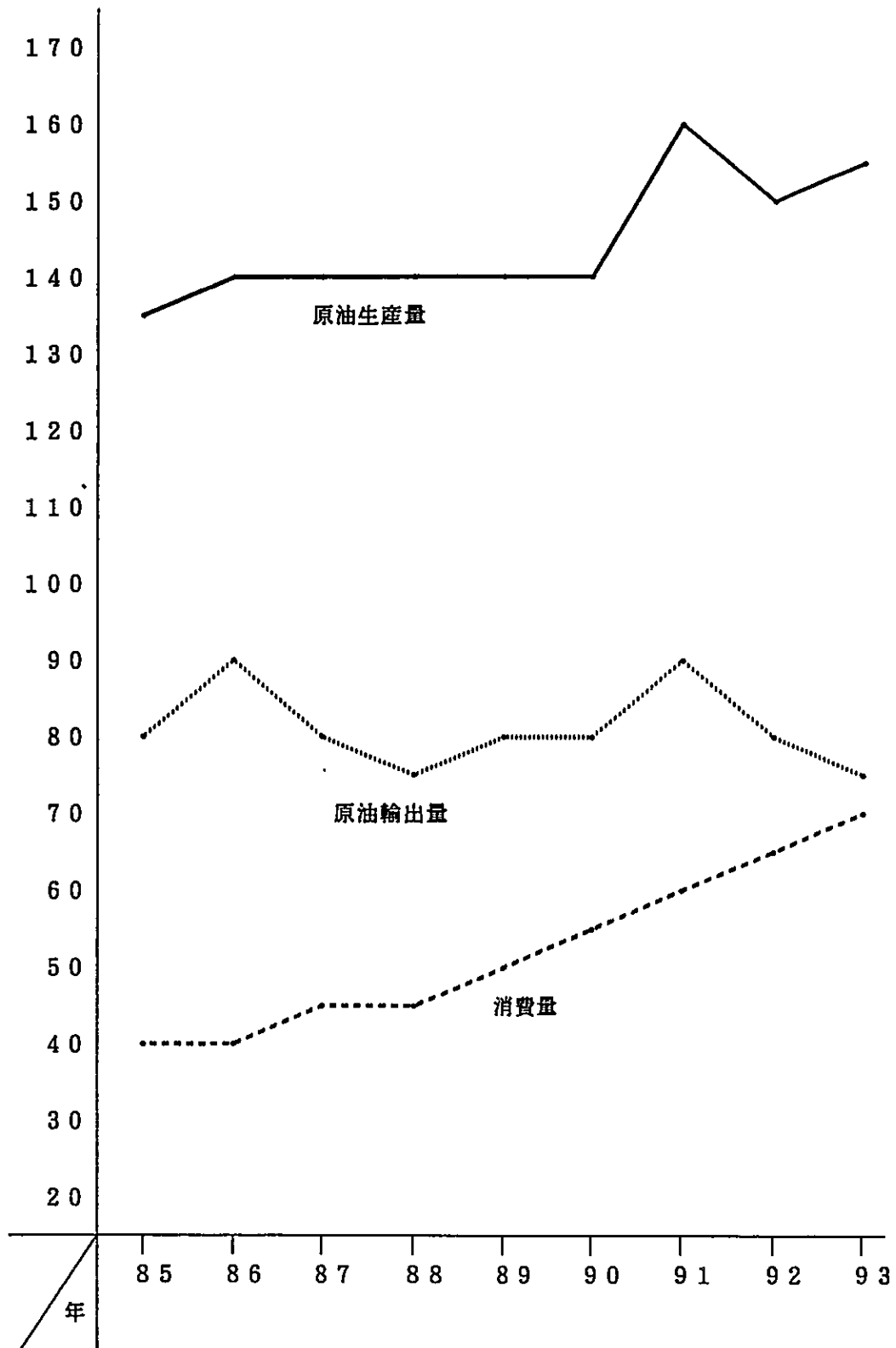
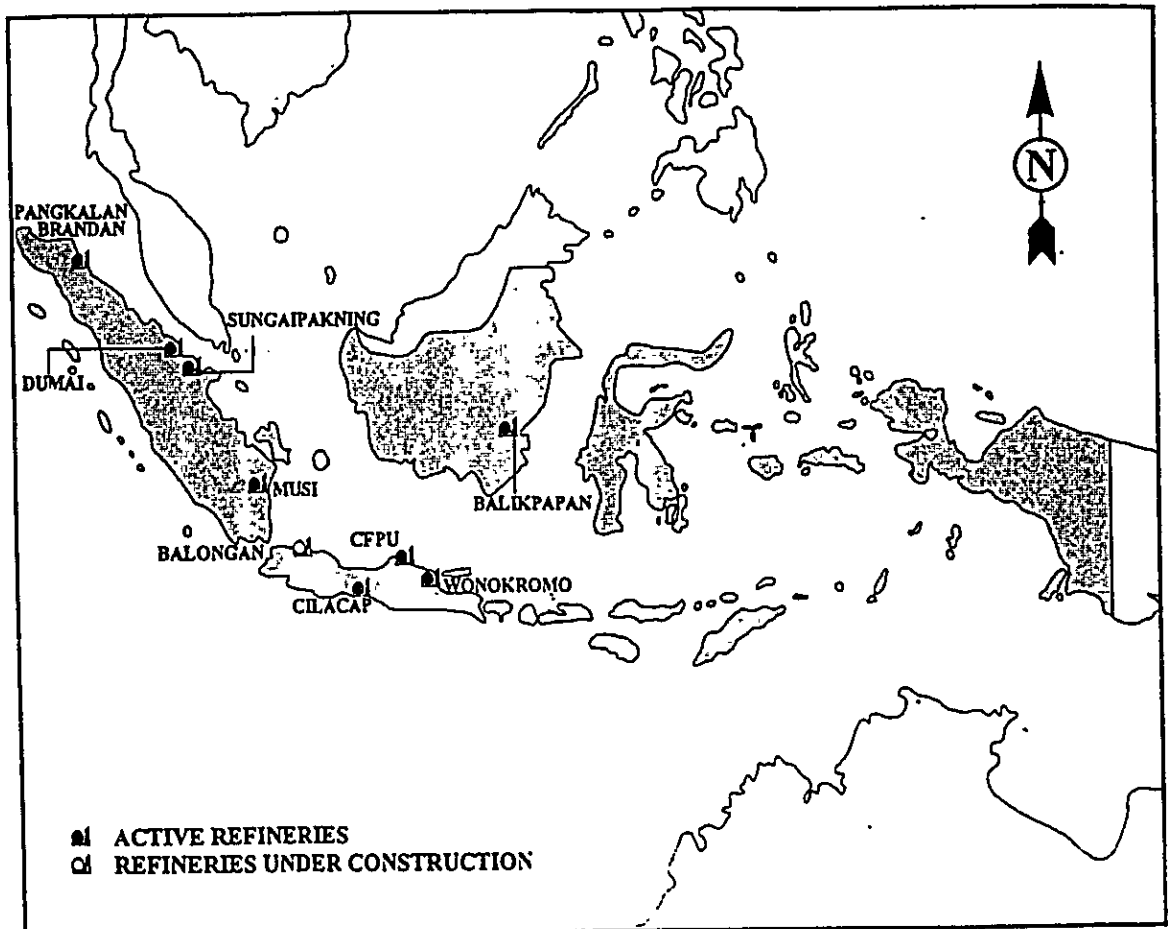


图 3. 製油所分布图



出所：米國大使館資料

## < 天然ガス >

### 1. 概況

天然ガスはインドネシアのエネルギー部門で近年、重要な位置を占めるに至っている。その契機は1970年代前半の大ガス田の発見（1971年：Arun-スマトラ、1972年：Badak-カリマンタン）とその後の両ガス田における液化天然ガス（LNG：Liquified Natural Gas）プラント建設であった。

現在インドネシアは世界のLNG生産量の40%（1992年、2,389万トン）を占め、最大の輸出国であり、その輸出額は年間40億ドルを超え、原油輸出額の70%に相当している。

世界的な環境規制の下、クリーンエネルギーとしての天然ガス需要が増大している現在、インドネシアにとってはポスト石油の外貨獲得源、さらには同国のエネルギー内需増に対する切札として、天然ガスは、今後ますます重要度を高め、その探鉱開発が一層促進されることとなる。

### 2. 天然ガス事情

#### 2-1. 埋蔵量、探鉱開発状況（表1参照）

インドネシアの天然ガス埋蔵量（確定、推定）は104兆CF（立方フィート）と極めて豊富であり、1970年代のArun、Badak両ガス田の発見により天然ガス生産が本格化し、LNGプラント建設後飛躍的に増大した（1977年：Arun基地、1978年：Bontang基地）。

天然ガスはガス田からのガスと、油田の原油生産に伴って生産される随伴ガスより成り、全生産ガスの9割程度が有効利用され、うち60%がLNG基地へ供給されている。

近年の探鉱開発プロジェクトとしては、1980年代発見され、スタートしたナツナプロジェクトがある。南シナ海のナツナ海のガス田群のうちのD-Alphaブロックのガス田開発プロジェクトで、埋蔵量は45兆CFと言われ、Arun、Badak両ガス田をはるかに凌ぐ世界最大級のガス田になると予測されている。プルタミナと米国エクソン社とが共同開発することで基本合意をみていたが、総額200億ドルに達する高額投資、出資比率、利益配分、ガス中のCO<sub>2</sub>の高含有率（70%）とその処理問題等により、双方の契約交渉は中断されたままとなっており、今後の動向が注目される。

## 2-2. 生産、消費動向（表7、8、図4参照）

インドネシアの天然ガスは北スマトラのArunガス田、東カリマンタンのBadakガス田を中心に、南スマトラ、西ジャワ、東ジャワ海域等で生産され、その60%がLNG生産基地に供給され、その他は肥料・セメント・メタノール工場、製鉄所、製油所、発電所等に供給されている。都市ガス用は現在少量に過ぎないが、第6次国家開発5ヶ年計画において、ジャワ縦断及びスマトラ縦断パイプライン敷設構想が打出されており、将来的に天然ガスの内需は拡大するものと考えられる。

天然ガス生産量はArun、Bontang両LNG基地の増産体制にリンクして増加を続けており、1992年は2.5<sup>89</sup>兆CFに達している。

LNG生産基地への天然ガス供給は、ArunへはMobil（米系）のArunガス田から、BontangへはBadakガス田を中心としてVICO（米系）、Union（米系）、TOTAL（仏系）等各社により行われている。

また、東ジャワ海域ではプルタミナがARCO（米系）と契約、Pagerunganガス田からの天然ガスをPLN（電力庁）、PGN（ガス公社）に売却している。

一方、液化石油ガス（LPG：Liquified Petroleum Gas）生産は、ここ5年、急速な伸びを示している。これは従来、油田からの随伴ガスと製油所からのガスからのみの生産が、1988年よりArun、Badak両LNG基地でのLPG生産が開始されたことに因る。年間生産量は約270万トンで、ほぼ全量輸出向である。

## 2-3. 貿易動向（表7参照）

LNGはその安全かつクリーンなエネルギーとしての評価から、近年需要が急速に拡大しており、とりわけ日本は、電力会社、ガス会社のLNG導入が相次ぎ、インドネシアの輸出量の8割を占めている。その他の輸出先は韓国（13%）、台湾（7%）と極東地域の3ヶ国となっている。1985年までは全量日本向であったが、1986年韓国、1990年台湾への輸出が始まっている。LNG輸出は長期契約に基づいており、基本契約は日本1,700万トン、韓国300万トン、台湾150万トンであったが、新規契約増、スポット等により1991年2,252万トン、1992年2,389万トンと増大している。

インドネシアとしても、ここ数年石油価格が弱含みに推移しており、需給も緩和していることに加え、石油温存の観点からも、LNG輸出を積極的に推進している。

しかしながら、21世紀初頭には、Arunガス田の枯渇が懸念されており、ポストArunとして、既述のナツナ開発は喫緊の課題と言えよう。

LPG輸出先は日本、韓国、シンガポール等で、1991年実績（253万トン）では日本向が9割を超えている。

表 7. 天然ガス生産量・LNG輸出量

年	生産量(BCF)	輸出量(百万トン)	備 考
1977	0.552	0.6	Badak LNG 開始
1978	0.820	3.8	Arun LNG 開始
1979	0.998	6.4	
1980	1.046	8.6	
1981	1.124	8.9	
1982	1.112	9.3	
1983	1.186	9.8	
1984	1.521	15.0	Badak, Arun 増産開始
1985	1.580	15.5	
1986	1.629	15.3	
1987	1.732	16.8	
1988	1.847	18.5	韓国向LNG 開始
1989	1.975	18.7	
1990	2.159	20.6	台湾向LNG 開始
1991	2.462	22.5	
1992	2.583	23.9	
1993	2.777		

出所：鉱業エネルギー省

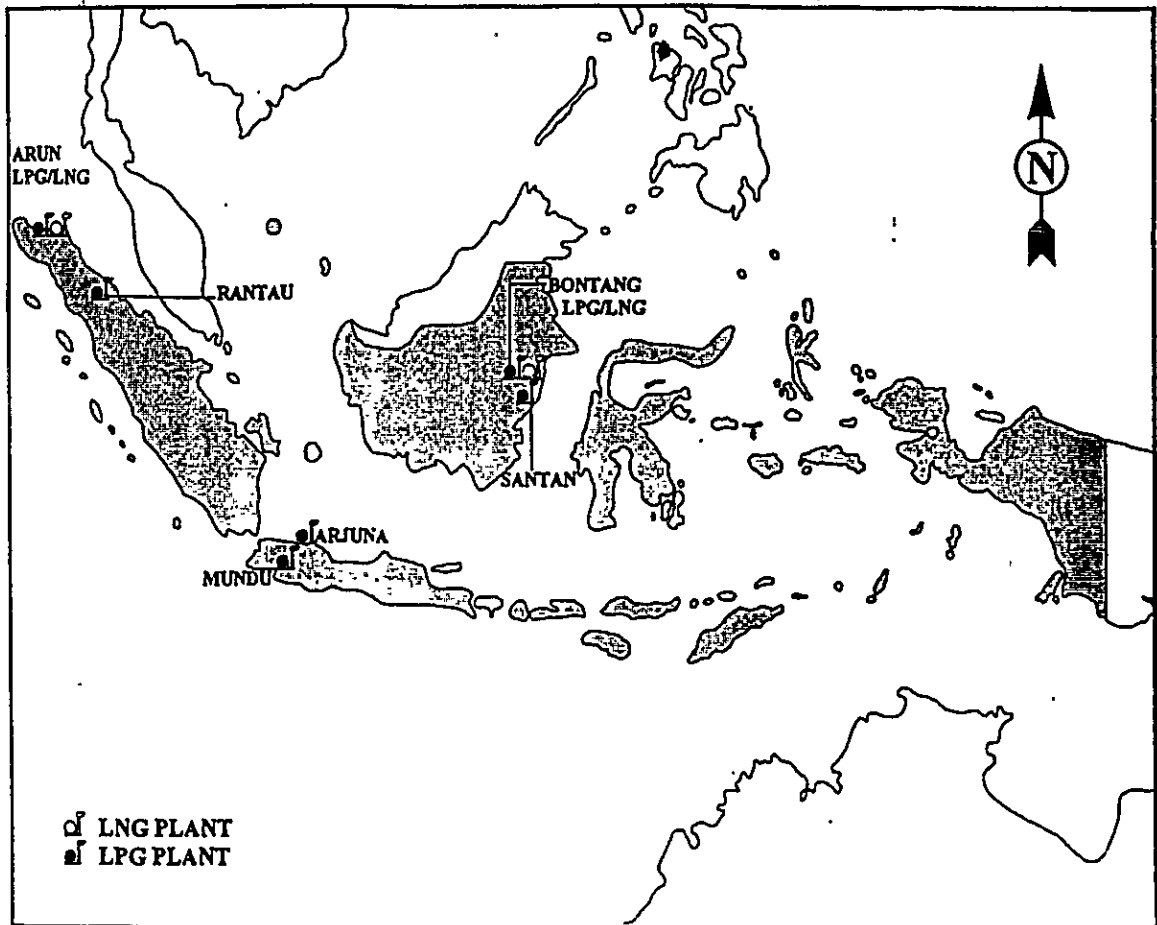
表 8. 天然ガスの利用状況

(単位：兆CF)

	1989	1990	1991	1992
LNG	1.090	1.218	1.416	1.499
LPG	0.036	0.041	0.035	0.036
自家用 (ガス圧入自家燃料)	0.430	0.454	0.516	0.526
肥料工場	0.174	0.166	0.178	0.188
その他 (都市ガス、セメント工場等)	0.101	0.113	0.114	0.116
合 計	1.831	1.992	2.259	2.365

出所：鉱業エネルギー省

図 4. LNG、LPGプラント分布図



出所：米國大使館資料

## < 参考資料 >

### 1. 第6次国家開発5ヶ年計画の概要（石油・天然ガス）

#### 1-1. 一次エネルギー需要予測（表9参照）

第6次5ヶ年計画エネルギー部門では、第2次25ヶ年計画における経済成長率予測6.2%をベースにエネルギー需要の伸び率を10.4%としており、電力需要の伸び率は15%と見込んでいる。

第5次5ヶ年計画最終年度1993年と第6次5ヶ年計画最終年度1998年とを比較したエネルギー別の供給構成では、石油が63.3%から52.3%へと減少し、天然ガスは21.4%から23.6%、石炭が8.3%から17.4%、地熱も0.8%から1.7%へといずれも増加し、脱石油政策が如実に示されている。また、エネルギー別の伸び率では、天然ガス 1.8倍、石炭 3.3倍、水力 1.2倍、地熱 3.3倍と、エネルギー源多様化の志向が窺える。即ち、過去第4次、第5次計画の実績からも、第6次5ヶ年計画におけるエネルギー供給の基本的スタンスは、エネルギー源の多様化、分散化であることが明瞭である。

なお、インドネシアのエネルギー需給の特徴として、家庭用を主とした薪炭等の非商業エネルギーの存在があり、その実態は統計上把握し難く、需要の30~40%を占めるといわれるが、本計画では、今後、相対的に減少する、と触れるに止めている。

#### 1-2. エネルギー政策

##### 1-2-1. エネルギー政策の基本理念

- (1) インドネシアにとり、国家開発とりわけ工業化に、エネルギー資源は不可欠であり、このためエネルギー資源の安定供給は、エネルギー政策の基本。
- (2) エネルギー供給は、多年の課題である貧困克服と密接に関連。
- (3) エネルギー資源は、市場性があり輸出品でもあることから、国家開発の為の外貨収入源。
- (4) 非再生エネルギー資源の温存及び再生エネルギー資源の持続性保持。
- (5) 特定のエネルギー資源依存を避け、多様化促進。即ち、石油、天然ガス、石炭開発に加え、再生エネルギー資源としての地熱、水力、太陽エネルギー、風力、バイオマス、海洋発電等を開発。
- (6) エネルギー価格政策は、資源の適正配分とエネルギー自給自足を配慮。
- (7) エネルギー部門の開発活動は、常に環境保全を配慮。
- (8) 石油消費削減を念頭に、その他エネルギー資源開発推進及び省エネルギー推進。
- (9) 電力供給には、地域開発と環境との調和を配慮。

## 1-2-2. エネルギー政策の骨子

第6次5ヶ年計画におけるエネルギー政策の骨子は、探鉱開発の促進及び生産性の向上、エネルギー源の多様化、省エネルギーの3分野に集約される。

### (1) 探鉱開発の促進及び生産性の向上

- ・陸上及びオフショアでの探鉱開発を推進し、新油田・ガス田の発見に努めるとともに、新エネルギー資源の開発も積極的に行う。このため、第1次25ヶ年計画でスタートした「評価調査」を再開する。
- ・技術開発により探鉱開発活動の効率化、油田・ガス田の生産性の向上を図る。
- ・資源開発投資に対するインセンティブも併せて実施する。

### (2) エネルギー源の多様化

- ・石油依存度を軽減する為、エネルギー消費の多様化（石炭・天然ガス・地熱・水力等）を図ることが肝要であり、特に資源量が豊富で利用分野が拡大基調にある石炭開発に重点を置く。
- ・石油代替エネルギーとして天然ガスの開発及び消費拡大が重要であり、消費拡大には輸送パイプライン敷設が不可欠。
- ・代替エネルギー、バイオマス・太陽エネルギー等の開発に加え、ガソリン代替を目的に石炭液化プロジェクトを開始する。
- ・原子力発電の研究開発は既に着手されており、開発可能であれば発電所は電力需要の多いジャワ島に建設されることとなる。

### (3) 省エネルギー

- ・エネルギー消費拡大に対応するため、各産業分野における省エネルギーキャンペーンを実施、併せて、省エネルギーに係るR/D（技術開発）を推進し、関連法令を制定する。

## 1-3. エネルギー開発プログラム

エネルギー開発プログラムの根幹は電力供給であり、第2次25ヶ年計画における最終年度2018年度の国内電化率目標を100%としている（1993年度末現在、電化率38.7%）。本プログラム中、石油、天然ガス部門については、製油所拡充・新設、パイプライン敷設等の記載のみである。



### 1-3-1. 石油

増大する石油燃料需要に対応するため、第6次5ヶ年計画最終年度1998年迄に製油所原油処理能力を104.2万バレル/日に拡張する。内訳は、既存製油所の改修・増強として Balikpapan I (22.6千バレル/日増)、Balikpapan II (90.4千バレル/日)、Cilacap (43.4千バレル/日)、新規製油所建設はイリアンジャヤの Sorong (9千バレル/日)、代替案として、150千バレル/日規模の新規製油所建設を予定している。

### 1-3-2. 天然ガス

既存のLNGプラントの増強のほか、スマトラ縦断、ジャワ縦断パイプラインネットワーク(総延長3,257km)構想があり、PGN(ガス公社)により天然ガス供給が行われる。

### 1-3-3. その他

石炭・地熱・水力・原子力発電、新エネルギー開発(バイオマス・太陽熱・風力・バイオガス・海洋発電等)、発電所建設……略

## 2. 石油・天然ガス関連政府機関の概要

### 2-1. 鉱業・エネルギー省 (Department of Mining and Energy)

インドネシア政府の行政機関であり、4総局を有し、このうち石油・ガス総局が石油・天然ガス関連の政策決定機関である (Directorate of Oil and Natural Gas : MIGAS)。MIGAS はプルトミナを指導監督する立場にあり、外国石油会社の生産分与契約のもとでの操業活動をプルトミナを通じ監督する他、操業の安全管理、環境保全に関し責任を負うとともに、MIGAS の下部機関である石油・天然ガス技術研究所 (R&D Centre for Oil and Gas Technology : LEMIGAS) を通じて、石油関連技術の開発・研究を実施し、研修センター (Centre of Oil and Gas Manpower Development : PTTMGB) によりインドネシア人技術者に対する教育・訓練を実施している。

### 2-2. 国家エネルギー調整委員会 (National Energy Coordinating Board : BAKOREN)

1980年に設立された大統領に属する委員会で、国内のエネルギー供給政策、価格決定に関する政策等、国の主要なエネルギー政策を調整する機関である。委員会の議長は鉱業・エネルギー大臣が担当し、公共事業大臣、工業大臣、国防治安大臣他8名の閣僚及びプルトミナ総裁、MIGAS 総局長他5名の計13名から成る。また、この委員会の実務者レベルの機関にエネルギー資源委員会が置かれている。

### 2-3. プルトミナ監査委員会 (PERTAMINA Board of Commissioners)

プルトミナの事業運営、財務を監査する機関として、1975年大統領令により設立された。委員会の議長は鉱業・エネルギー大臣が担当し、大蔵大臣、国家開発担当國務大臣、調査・技術担当國務大臣、官房長官が委員となっている。

### 2-4. プルトミナ

1971年のプルトミナ法の制定により設立された国営石油公社で、石油の探鉱、開発、生産、精製、販売まで上流から下流までの全部門に亘る操業を実施している。本部機構として探鉱・生産、精製、国内供給・販売、総務、財務、船舶・港湾・通信の6総局を有し、大統領により任命される理事が、それぞれの総局を担当している。

### 3. 石油・天然ガス探鉱・開発契約の概要

#### 3-1. 契約形態

石油・天然ガス探鉱・開発事業はプルタミナならびに外国石油会社がプルタミナとの契約に基づき作業を実施しているが、プルタミナによる操業は陸上に限定され、探鉱作業量及び石油・天然ガスの生産規模も外国石油会社によるものと比較すると、小規模なものである。

プルタミナと外国石油会社との契約には、主として以下の形態がある。

##### 3-1-1. 生産分与契約（P S契約）（Production Sharing Contract : PSC）

1960年、北スマトラ石油開発協力、レフィカン（加）との契約が原形となっており、1966年以降本格的に導入された。

###### ・契約当事者

プルタミナ： 鉱業権者、生産物処分権・作業運営権・設備所有権を保持。

外国会社： コントラクター費用負担、リスク負担。 この対価として生産物の分与（コスト回収、利益配分）を受ける。

###### ・契約条件

契約期間： 契約後30年、探鉱期間6～10年、商業発見なければ無効。

###### コスト回収と利益配分

： 会社は生産物より探鉱・開発・生産費用をコスト回収、コスト回収後の生産物をプルタミナと利益配分。 コスト回収と利益配分の方法は、契約対象地域により異なる。 また、会社側には契約時のボーナス支払義務、探鉱費支出義務、原油国内供給義務が課せられる。

###### ・契約条件の改訂

1988年8月及び1989年2月、政府は探鉱開発活動促進、生産能力維持を目的にP S契約条項の改訂を行った。 フロンティア地域、限界油田における利益配分率を会社側に有利に改訂、原油引取価格引上げ、減税措置等である。

##### 3-3-2. 共同作業方式（Joint Operating Arrangement : JOA）

プルタミナ、外国会社が50/50の共同事業である点が、P S契約と異なる。

1977年のTOTAL（仏）、CONOCO（米）の契約調印が最初であり、この方式の変形として、プルタミナ・外国会社からなる共同事業体（Joint Operating Body:JOB）が操業を実施する方式による契約が、1985年北部スマトラ石油（株）により調印され、近年この方式による契約が増加している。

### 3-3-3. 作業請負契約 (Contract of Work : COW)

1962年、パンアメリカンが初めて契約。 現在では基本的な契約思想はP S契約と大差ないが、生産物の処分権を会社側が有している点が主たる相違点となっている。

### 3-3-4. EOR契約 (Enhanced Oil Recovery)

1989年、Husky が初めて契約。 これまでプルタミナが生産操業していた枯渇油田に対し、水攻法（水圧入）等により増油（生産）を図るもので、契約形態はJ O Aに類似する。

### 3-3-5. その他

T E A (Technical Evaluation Agreement)、T A C (Technical Assistance Contract)等は、技術援助からP S契約に移行する形態であり、その他I N O C Oモデルと称される、1979年I N O C O社が締結した成功払融資の性格を有する探鉱融資契約もある。

## 4. 日本の関係機関・企業の活動状況

インドネシアの石油・天然ガス探鉱開発には日本企業も関与しており、政府機関である石油公団（以下、公団）、日本輸出入銀行（以下、輸銀）が投融資等により日本企業プロジェクトの支援を行っている。 基本的には公団が探鉱段階、輸銀が開発段階を担当している。

公団は、海外地質構造調査の一環として、プルタミナとの共同調査をスラウェシ島オフショアで1993年3月以降実施中であり、調査内容は地震探査、プレF/S（開発可能性調査）等である。 また、日本企業の探鉱プロジェクトに対する投融資、さらには開発プロジェクトに対する輸銀融資の債務保証も実施している。 公団ジャカルタ事務所は東南アジア、南アジア（インド、パキスタン）を管轄し、石油・天然ガス情報を収集・解析、日本企業に提供している。

輸銀は、日本企業の開発プロジェクトに対する融資の他、製油所の改修・増設・新設等に対する輸出金融も実施している。

一方、日本企業の探鉱開発プロジェクトは表10、図5に示す通りであり、これら大部分のプロジェクトに公団、輸銀が投融資の支援を行っている。

表 9. 一次エネルギー消費量推移

(単位：石油換算百万バレル)

	第4次5ヶ年開発計画 最終年度 (1988)		第5次5ヶ年開発計画 最終年度 (1993)		第6次5ヶ年開発計画 最終年度 (1998)	
		%		%		%
石油	182.4	62.4	281.8	63.3	359.0	52.3
天然ガス	55.3	18.9	94.8	21.4	162.6	23.6
石炭	28.2	9.7	36.6	8.3	120.0	17.4
水力	24.3	8.3	27.9	6.3	33.6	5.0
地熱	2.0	0.7	3.6	0.8	11.9	1.7
合計	292.2	100.0	444.7	100.0	688.1	100.0

出所：第5次、第6次5ヶ年計画

表10. 日本企業による探鉱開発プロジェクト一覧

企業名	設立	現況 (コントラクター)
※ <u>インドネシア石油 (INPEX)</u>	1966	生産中(東カリマンタン沖、アタカ、ハンディル油田) (UNOCAL, TOTAL)
ナツナ石油	1978	生産中(ナツナ沖、ベリダ油田) (CONOCO)
※インベックス・ウエストナツ	1991	探鉱中(ナツナ沖) (TOTAL)
※アチェ石油	1982	探鉱中(北スマトラ沖) (INPEX)
※インベックス・ジャワ	1986	生産中(北西ジャワ沖、アルジュナ油田) (ARCO)
※インベックス・スマトラ	1986	生産中(南東スマトラ沖、ソクタ、ウイドゥリ油田) (MAXUS)
※インベックス・テウエ	1988	探鉱中(東カリマンタン陸上) (UNOCAL)
インベックス・テンガ	1988	探鉱中(東カリマンタン陸上) (TOTAL)
※ブランタス石油	1991	探鉱中(東ジャワ陸上) (HUFFCO)
インベックス・チモールシー	1992	探鉱中(チモール沖) (BHP, PETROZ)
<u>石油資源開発 (JAPEX)</u>	1970	
※北部スマトラ石油	1985	生産中(北スマトラ陸上・海上、ABS油田) (JAPEX)
※ユニバースガス&オイル	1990	生産中(東カリマンタン陸上、パタック、ニイラムガス田) (VICO)
※アチェガス&オイル	1991	探鉱中(北スマトラ陸上) (ASAMERA)
※UGOロンツ	1991	探鉱中(東カリマンタン陸上) (LASMO)
その他		
※ <u>日本インドネシア石油協力 (INOCO)</u>	1979	開発中(ジャワ陸上、スマトラ陸上)、生産中(スマトラ) (PERTAMINA)
※ジャワ石油	1987	探鉱中(ジャワ陸上) (PERTAMINA)
※日鉱イリアンジャヤ石油開発	1988	探鉱中(イリアンジャヤ陸上) (CONOCO)
三井石油開発	1969	探鉱・生産中(イリアンジャヤ陸上) (SANTA FE)
シーアイエネルギー開発	1972	探鉱・生産中(イリアンジャヤ陸上、北西ジャワ沖、 南東スマトラ沖) (SANTA FE, ARCO, MAXUS)
※日石ベラウ石油開発	1990	探鉱中(イリアンジャヤ陸上) (Occidental)
日本石油開発	1989	生産中(マラッカ海峡陸上・陸上) (LASMO)
※モエコ・ナツナ石油	1993	探鉱中(ナツナ沖) (Enterprise)
※KGカロシー	1992	探鉱中(スラウエシ陸上) (ARCO)
※KGバボ	1993	探鉱中(イリアンジャヤ陸上) (ARCO)
※KGウィリアガール	1993	探鉱中(イリアンジャヤ陸上) (ARCO)

(注) 1. ※ 石油公団の投融資プロジェクト 出所：石油公団資料  
 2. ——— インドネシア事務所を有する企業



## 12. 工業

林 光洋専門家  
工業省工業技術  
研修センター



## 1. はじめに

### (1) 第1次25ヵ年長期開発計画における工業セクター

第1次長期開発計画（1969年～1994年）の25年間で、インドネシアの工業セクターは、目覚ましい発展を遂げた。この期間中、工業部門の年平均GDP成長率は12%に達し、1993年度のGDPに対する割合は20.8%（非石油/ガス工業セクターは17.6%）を占めるに至った。1993年度における農業部門のGDPに対する割合は20.2%であり、従ってGDPで見れば、従来の第1次産業中心の産業構造からバランスのとれたものへと転換しつつあることが窺えよう。

工業セクターの発展は、工業製品の輸出額が、第1次長期開発計画期間中、年平均25%の伸びを示し、1993年度には同国輸出総額の62%に達したことからも見て取ることができる。ちなみに、1993年度の工業製品輸出額は、約248億ドル、前年度比17%増を記録している。

### (2) 工業部門高度化の必要性

インドネシアは、第5次国家開発5ヵ年計画（1989年～1994年）期間中、年平均6%を超える経済成長を達成した。この経済発展を支えた重要な部門の一つが工業セクターであり、特に非石油/ガス工業セクターの実質GDPは、1989年から1992年にかけて、毎年11.6%、13.0%、10.9%、そして10.7%と非常に高い成長率を記録した。しかしながら、近年の急速な経済発展および工業化に伴い、人件費の高騰、労働力の不足、インフラストラクチャーの不足など、経済発展と生産基盤の間にギャップが顕在化し始めている。

最近、中国とベトナムが、外国からの直接投資受け入れという点で、インドネシアの強力なライバルとなってきている。さらに、軽工業、労働集約的産業の輸出についても、中国、ベトナムの両国が急激にその競争力をつけてきている。従って、イ

インドネシアが、外資誘致拡大、輸出競争力強化を図っていくためには、工業部門の高度化が求められよう。

また、ガット・ウルグアイ・ラウンドやAFTA（アセアン自由貿易地域）に見られる貿易、投資の自由化の流れの中で、インドネシアの輸入代替型および輸出指向型工業は、その国際競争力を高めていくことが必要である。一方、ECやNAFTAに代表されるブロック経済化、保護主義的な動きに対して、インドネシアとしては、輸出競争力を高め、輸出市場の多様化を図る必要性がある。

これら内部および外部の要因を考慮すれば、インドネシアは、工業部門の高度化を通じて工業化をさらに促進し、同国の国際競争力を強化していくことが必要である。しかしながら、工業部門の高度化を目指す際、工業技術、産業人材、工業関連インフラストラクチャー、貿易・投資制度、工業分野の政策・制度、産業構造などの面でさまざまな障害が横たわっている。従って、インドネシア政府は、これら制約要因を克服し、民間工業部門を積極的に育成していくことが求められよう。

## 2. 第2次25ヵ年長期開発計画および第6次5ヵ年開発計画

1994年3月で、第5次国家開発5ヵ年計画（REPELITA V）ならびに第1次25ヵ年長期開発計画（PJP I）が終了し、同年4月より第6次国家開発5ヵ年計画（REPELITA VI）ならびに第2次25ヵ年長期開発計画（PJP II）が新たにスタートをきった。

### (1) 第2次25ヵ年長期開発計画

第2次長期開発計画は、1人当たりGDP（1989年実質ベース）を1993年度の676ドルから25年後にその4倍程度の2,631ドルへ引き上げることを目標としている。経済成長率は、第6次5ヵ年計画期間の6.2%から始まり、最終第10次5ヵ年計画期間の8.7%まで徐々に成長率を加速させ、25年間を通して平均7%程度の成長を達成することを想定している。

この経済成長を牽引するのは工業部門であり、25年間を通して、農業部門が3.5%であるのに対して、工業部門が9%強で成長することを目標にしている。これらの目標が実現されれば、計画最終年には、工業部門のGDPに対する割合は3割を越え、現在の韓国、台湾などアジアNIEsと同程度の工業化水準に達することが見込まれている。

表1 第2次25ヵ年長期開発計画概要

	93年度*	第6次	第7次	第8次	第9次	第10次
(単位：%)						
GDP成長率(5ヵ年平均値)						
全体	6.6	6.2	6.6	7.1	7.8	8.7
農業部門	2.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.5
全工業部門	10.0	9.4	9.4	9.4	9.1	8.7
うち非石油ガス工業	11.0	10.3	10.2	10.0	9.5	9.0
その他	7.2	6.0	6.3	6.8	8.0	9.5
1人当たりGDP(US\$, 期末)	676	775	995	1,317	1,816	2,631
GDP産業別割合(期末)						
農業部門	20.2	17.6	15.2	12.8	10.5	8.2
全工業部門	20.8	24.1	27.4	30.5	32.4	32.5
うち非石油ガス工業	17.6	21.3	25.1	28.7	31.0	31.5
その他	59.0	58.3	57.4	56.7	57.1	59.4

注：1993年度の数字は見込み。

出所：第2次25ヵ年長期開発計画 (BAPPENAS)

## (2) 第6次国家開発5ヵ年計画

第6次国家開発5ヵ年計画は、計画期間の5年間を通して、年平均6.2%の経済成長を目指している。経済成長を牽引するのは工業部門であり、農業部門のGDP成長率は年3.5%であるのに対して、工業部門のそれは9.4%（非石油/ガス工業部門は10.3%）と見込まれ、そのGDPに占める割合は、1993年度の20.8%（非石油/ガス工業部門は17.6%）から1998年度の24.1%（非石油/ガス工業部門は21.3%）へと拡大することが予測されている。

工業製品の輸出については、年平均17.8%で伸び、計画最終年の1998/99年には562億ドルに達するものと予想されている。また、工業セクターは、REPELITA VI期間中に新規参入する労働力の25.3%を吸収することが期待されている。

表2 第6次国家開発5ヵ年計画概要

(単位：%)

	93年度(見込み)	第6次5ヵ年計画	
		開始年度(94年度)	終了年度(98年度)
<b>GDP成長率</b>			
全体	6.1	6.0	6.6
農業部門	3.0	3.3	3.5
全工業部門	8.8	9.4	9.7
うち非石油ガス工業	10.0	10.0	10.7
その他	6.3	5.7	6.3
<b>GDP産業別割合</b>			
農業部門	20.2	19.7	17.6
全工業部門	20.8	21.5	24.1
うち非石油ガス工業	17.6	18.3	21.3
その他	59.0	58.8	58.3

出所：第6次国家開発5ヵ年計画 (BAPPENAS)

### (3) 第6次国家開発5ヵ年計画における工業政策

第6次5ヵ年計画では、1) 良好な企業活動/投資の環境整備、2) 工業部門における技術・人材などの基本的な能力の強化、3) 小規模工業の開発、4) 工業/企業活動の地理的分散（特に東部インドネシアへの展開）、5) 戦略的工業サブセクター（農産加工業、機械工業など）の重点的育成がその工業開発政策の中心に据えられている。

さらに、これら工業開発政策に基づいて、3つの主要プログラムとして1) 小規模工業開発、2) 工業技術開発（製造業技術開発、技術移転、工業標準化など）、3) 工業セクターの再構築（農産品加工業の育成、輸出指向型工業の育成、工業の東部インドネシアへの展開など）が、また4つのサブ・プログラムとして1) 環境（公害）管理、2) 工業情報システムの整備、3) 工業分野の教育、訓練などの実施、4) 工業

研究開発 (R&D) の振興がそれぞれ策定されている。

### 3. インドネシア工業セクターの現状

#### (1) 工業部門のサブ・セクター別動向

中央統計局の中・大企業を対象にした工業データによれば、1990年時点で、事業所数は1万6,500、就業者数は460万人、そして付加価値額は25兆1,700億ルピアとなっている。サブ・セクター別に見ると、「食料・飲物・たばこ」が、事業所数と付加価値額でトップ、従業員数でも第3位に位置しており、インドネシアの工業部門において大きな影響力を持っていることが窺える。「繊維・革製品」は、近年伸びが著しく、特に就業者数については100万人（1990年）を超えるに至り、「食料・飲物・たばこ」を抜いて第1位に立ち、その雇用吸収力の高さを示している。「金属加工・機械製品」の付加価値額は、1986年から90年にかけて年平均約30%で成長し、1990年時点で3兆7,300億ルピア（工業部門全付加価値額の15%）に達しており、同分野の重要性を認識することができよう。また、「紙・パルプ製品」については、1986年から90年にかけて、その付加価値額が年平均約40%で増加しており、急速な成長を遂げている。

一方、中央統計局の別の調査によれば、1991/92年時点で、登録済みの小規模零細企業は、約12万3,000事業所を数えている。このように、インドネシアでは、近代工業部門と非近代工業部門が混在しており、「二重構造」化を呈していると言えよう。

#### (2) 工業製品の輸出

1980年代半ば以降、一連の輸出振興に関わる規制緩和策により、非石油・ガス輸出、特に工業製品輸出は、着実な増加傾向を示した。これを支えた政策としては、1983年、1986年のルピア切り下げによるインドネシア製品の価格競争力強化、ドロ

ー・バック制度の導入、輸出入通関業務の民間企業への委託などが挙げられる。

1992年から93年にかけて、非石油・ガスおよび工業製品の輸出は、その伸びに若干鈍化傾向が見られた。今後、長期的、安定的にこれら輸出を伸ばしていきけるよう、持続的な投資を実行し、マーケットのニーズに合った製品を供給していくことが求められよう。

### (3) 海外直接投資

インドネシアの工業化を推進し、非石油・ガス輸出あるいは工業製品輸出を着実に伸ばしていくために、民間投資を効果的に利用していくことが必要である。海外直接投資については、1980年代半ば前後より、一連の規制緩和策を導入することによって、積極的に誘致活動を行なっている。最近では、1993年6月の包括的規制緩和、10月の外資政策緩和、そして1994年6月の大幅な外資規制緩和のパッケージにより、原則的に100パーセント外資企業が許可されることとなった。しかし、まだ外国企業進出にとって障害となる部分も残っているため、今後とも継続的に外資規制および関連規制の緩和措置を実施していくことが肝要である。

表3 サブ・セクター別事業所数と就業者数の推移

	事業所数			就業者数		
	1986年	1988年	1990年	1986年	1988年	1990年
食料・飲物・タバコ	3,875	4,349	4,616	520,069	594,616	847,790
繊維・革製品	2,852	3,168	3,958	389,072	465,715	1,010,895
木製品	1,160	1,709	1,946	181,452	404,636	652,892
紙・パルプ製品	602	638	702	62,531	132,696	212,445
石油・化学・ゴム・ プラスチック製品	1,591	1,847	2,059	245,419	594,251	875,984
窯業・土石製品	1,208	1,256	1,323	80,980	132,795	190,186
基礎金属	30	40	95	16,894	76,107	128,879
金属加工・機械製品	1,272	1,427	1,595	181,641	417,086	652,047
その他	175	230	242	13,377	18,166	36,578
合計	12,765	14,664	16,536	1,691,435	2,836,068	4,607,696

注：中規模以上（従業員20人以上）の事業所を対象

出所：インドネシア中央統計局

表4 サブ・セクター別付加価値額とその構成比の推移

	付加価値額 (10億ルピア)			年平均 成長率(%) 86-90年	付加価値額構成比 (%)		
	1986年	1988年	1990年		1986年	1988年	1990年
食料・飲物・タバコ	2,763	3,688	6,917	25.8	29.6	26.6	27.5
繊維・革製品	1,340	1,702	3,678	28.7	14.3	12.3	14.6
木製品	958	1,781	2,762	30.3	10.2	12.8	11.0
紙・パルプ製品	307	622	1,155	39.3	3.3	4.5	4.6
石油・化学・ゴム・ プラスチック製品	1,381	2,275	3,599	27.1	14.8	16.4	14.3
窯業・土石製品	482	532	950	18.5	5.2	3.8	3.8
基礎金属	787	1,203	2,272	30.3	8.4	8.7	9.0
金属加工・機械製品	1,290	2,011	3,726	30.4	13.8	14.5	14.8
その他	39	59	113	30.5	0.4	0.4	0.4
合計	9,347	13,873	25,172	28.1	100.0	100.0	100.0

注：中規模以上（従業員20人以上）の事業所を対象

出所：インドネシア中央統計局

表5 地域別小規模零細企業数 1991/92年

地 域	事業所数	割 合(%)
スマトラ	16,505	13.5
ジャワ	90,267	73.6
バリ、ヌサテンガラ	6,553	5.3
カリマンタン	2,313	1.9
スラウェシ	6,803	5.5
マルク、イリアンジャヤ、 東ティモール	240	0.2
合 計	122,681	100.0

出所：インドネシア中央統計局

#### 4. 国際機関・他援助国の援助動向

国際機関、他援助国の工業省に対する主だった支援は、以下の通りである。

##### (1) 世界銀行

世銀は、1990年以降、総額4億8,000万ドルに及ぶ「工業セクター構造改革プロジェクト」を実施中である。本プロジェクトは、インドネシア工業部門において重要な役割を果たすと期待される3サブセクター（繊維、紙/パルプ、エンジニアリング）を対象に、民間企業向けツー・ステップ・ローンと工業省に対する技術協力を行なうものである。この体系だった世銀の援助は、面的な広がりを有しており、日本の点的援助に比してアピール性に富み、インドネシア政府/工業省から非常に高く評価されている。1995年からは、新たなサブセクターを対象に、「工業セクター構造改革プロジェクトⅡ」を開始する予定である。

##### (2) アジア開発銀行

ADBは、二度にわたる調査に基づき、1994年後半から「インドネシア工業技術・人的資源開発プロジェクト」を開始する予定にしている。総額8,500万ドル規模の本



プロジェクトは、工業研究開発庁およびその傘下にある22の試験・研究機関の技術向上、設備増強、人的資源開発などを通じて、インドネシアの工業セクターの強化・育成を目指している。BAPPENAS、工業省からは、包括的な優良プロジェクトであるとして、特に高い評価を得ている。なお、本ADBプロジェクトは、各種JICAプロジェクトと重複する可能性が高いこともあり、現在、ADB担当者（マニラ）とJICA専門家の間で緊密に連絡を取り合っており、相互補完的であるように努めている。

### (3) その他

UNIDO、ドイツのGTZなどが、工業研究開発庁傘下の幾つかの試験・研究機関に対して、技術協力を実施している。

## 5. 我が国の援助実績および今後の課題

JICAを中心とする日本政府のインドネシア工業省に対する支援は、概ね以下の通りである。

### (1) 専門家派遣

現在、工業省本省には、工業研究開発庁（工業開発分野）および機械・金属・電子総局（造船経営管理分野）に対して、それぞれ1名の専門家が派遣されている。その他には、造船関係の民間活用専門家8名が工業省傘下の国営造船会社 PT. Dok & Perkapalan Kodja Bahari に、機械保守教育の専門家1名がメダンのスマトラ化学工業教育開発センターに派遣されている。

### (2) プロジェクト方式技術協力

1993年度末より、工業研究開発庁傘下の化学工業研究所において、「産業公害防

止技術訓練」プロジェクトを実施中である。

### (3) 開発調査

工業省関連としては、「金属加工業育成センター設立計画調査」（1988年）、  
「産業セクター振興開発計画調査」（1989 - 91年）など過去10数件の開発調査が実施されている。1994年度には、「工業標準化・品質管理推進調査」が新たに開始される予定である。

### (4) 研修員受け入れ

グループ研修、カウンターパート研修の制度を利用して、毎年平均して20 - 30名前後の工業省関係者が日本でのトレーニングに参加している。1993年度は、シンガポールでの第3国研修に4名の工業省職員が参加した。

### (5) OECF円借款

過去、ウジュンバンダン工業団地建設、工業省傘下国営企業の紡績工場リハビリテーションなどに融資しているが、ここ数年、工業省およびその関連機関に対する円借款を全く供与していない。

### (6) 今後の日本の援助課題

今後の日本の援助課題として、以下の点が挙げられよう。

- 1) 世銀、アジア開発銀行のように、1つの大きなテーマの下で、包括的なプロジェクトを実施できるようなシステムを構築するべきである。
- 2) 開発調査の途上、あるいは終了した後直ちに、何らかの形でインプリメン

テーションへ進めるよう配慮すべきである。

- 3) 工業セクターは、民間が主役であるゆえ、民間部門に対して支援できるシステムを構築することが求められる。

## 13. 電 力

松本幸雄専門家

鉦山エネルギー省

電力・新エネルギー総局

蔵方 宏所員

インドネシア事務所

斉藤芳敬専門家

協同組合・小企業省

共同事業推進総局

まえがき

インドネシアにおける電力供給は電力公社（PLN）によって主に行われているが、一般家庭の電化率は39.0%（村落電化率49.0%）と周辺のアセアン諸国と比較しても低い水準に留まっている。これは1970年代の財政難の時期に発電設備への十分なる投資が出来なかったことが最大の原因であるが、それに加え、広大な国土と多くの島々からなる当国にとって、発電所を建設し、送配電網を整備するのに膨大な資金と多大な労力を要することがその困難さに拍車をかけている。

他方、鉱工業部門をはじめとする民間セクターでは、PLNによる電力供給不足から、自前による発電設備の設置を余儀なくされた。この結果現在まで自家発電設備の割合が、PLNの電力供給を上回る状況が続いている。（1993年時 自家発電設備1115万KW）

こうした電力需要の増加に対し、PLNは設備容量を1968年の256万KWから1993年には1085万KWへと年平均14%の割合で着実に増強を進めている。

こうしたインドネシア政府の努力に対し、我が国は当国の経済発展の促進、民生の向上を支援するため、水力発電所、火力発電所の調査(F/S)、建設に対する援助を重視してきた。アサハン水力発電所、サグリン水力発電所、バカル水力発電所、グレシック火力発電所などが代表的な事例である。

現在のインドネシアの全設備容量の24%が我が国からの援助により建設されており、インドネシア各地の電力供給に貢献している。

今回発表された第2次25ヵ年計画では、現在のPLNによる電力独占体制では開発能力、特に資金調達能力に限界のあることを明確に認め、民間企業によるBOO方式による電力供給を前提とした電力開発計画を推進しようとしている。

さらにPLNの資金調達能力を強化するため、国内、海外での資本市場への株式の上場をも検討している模様である。

こうしたインドネシア側の動きは、援助する立場から見ると表面的には「国営企業の民営化」「援助離れ」あるいは「援助からの卒業」と写るかもしれない。

しかし、現実には社会経済発展の速さに電力開発が追いつかないため、不足する電力を民間企業、民間資金により開発しようというものである。

つまり電力開発分野への援助は従来どおりインドネシアの発展にとって、現段階では必要不可欠である。

しかし、援助のみに依存していたのでは、急速な経済発展に電力開発が追いつかないというのが、当分野におけるインドネシアの現状の姿である。

- 目 次 -

まえがき

1. 概要
  - 1-1. 電気事業の沿革
  - 1-2. 関係機関
  - 1-3. 電気事業の現状
  
2. インドネシア電力公社 (P L N)
  - 2-1. 組織
  - 2-2. 経営の基本方針
  - 2-3. 経営状況
  
3. 電力需給
  - 3-1. 電力需給バランス
  - 3-2. 発電設備の推移と現状
  - 3-3. 電力需要の推移と現状
  - 3-4. 流通設備の推移と現状
  
4. 開発計画
  - 4-1. 過去の5ヵ年計画の推移
  - 4-2. 第2次25ヵ年計画
    - 4-2-1 エネルギー政策
    - 4-2-2 開発計画推進上の問題点
  - 4-3. 第6次5ヵ年計画
    - 4-3-1 開発政策
    - 4-3-2 電力需要予測
    - 4-3-3 施設拡張計画

- 5. 協同組合による電化事業
  - 5-1. 地方電化事業の沿革
  - 5-2. 協同組合・小企業省の電化基本方針
  - 5-3. 事業の概要と形態
  - 5-4. 事業実施計画
  
- 6. 原子力庁による原子力開発
  - 6-1. 原子力開発の概要
  - 6-2. 組織と役割
  - 6-3. 原子力発電計画の経緯と現状
    - 6-3-1 経緯
    - 6-3-2 現状
  
- 7. 援助国・国際機関の動向
  - 7-1. 鉱山エネルギー省電力エネルギー総局への協力
  - 7-2. PLNへの協力
  - 7-3. 協同組合省への協力
  
- 8. 我が国の援助の実績と今後の課題
  - 8-1. 我が国の援助の実績
  - 8-2. 今後の課題

関連資料

## 1. 概要

### 1-1. 電気事業の沿革

電気が初めてインドネシアに導入されたのは19世紀末期のことで、1894年オランダ人経営の幾つかの砂糖や紅茶工場に自家用として小規模な発電機が設置された。一般需要に対する電力供給はジャカルタにおいてオランダのガス会社によって、1897年に開始されている。

1929年には政府（オランダ）が水力発電所8ヶ所と火力発電所1ヶ所を運転しておりジャカルタ以外の都市に対しても電力供給が行われていた。

第2次大戦前には約20社の企業が政府により認可され、独立達成後1950年代には、次の公営電力会社が主要なものとして運営されていた。

- ① ANIEM N. V. 東部及び中部ジャワ、外領の一部への供給
- ② OGEN N. V. 主としてジャカルタ、クワンパツ、パツパツ等の大都市への供給
- ③ GESEO N. V. 西部ジャワへの供給

以上に加えて公共事業省の下部組織であるJawatan Tenaga Airが西部ジャワにおいて水力発電所を運転しており、また地方の需要に合わせて少数の私営電力会社に電力供給の営業認可が与えられていた。

1954年には電力国有化政策が打ち出され、各地の小規模な私営電力会社は公営化された。さらに1959年にはこれらの公営電力会社が統合され、インドネシア電力公社（Perusahaan Umum Listrik Negara: PLN）が設立された。以降このPLNが全国の一般需要家への独占的電力供給を行うことになる。

その後インドネシアの急速な経済発展に伴い電力の需要が強まる一方、PLNの電源開発は遅れがちとなり、電力供給が逼迫し経済、社会開発上の大きな問題となった。

こうした問題を改善するため、1985年に電気事業法の改正が行われ、電気事業がPLNの独占ではなく、私企業、協同組合等によっても政府の許可を得れば経営できる体制となった。この法律改正は、電気事業に民間資金の導入の活路を開くと共に、PLNの独占体制にも一石を投じることとなった。

このような事態の変化を踏まえ、1990年には国営電気事業者としての新生PLNに関する法律改正が行われ、以前と同様PLNは鉱山エネルギー省電力エネルギー開発総局の監督の下、国営唯一の電気事業者として電源開発から送電販売に至る一貫経営を行う体制となった。



## 1-2. 関係機関

電力に関しては、鉱山エネルギー省電力エネルギー開発総局が所管しているが、新エネルギー、実験的な要素を含むエネルギー開発については、原子力庁 (BATAN)、技術応用評価庁 (BPPT) も重要な役割を担っている。また僻地、離島については PLN の事業を補完するため協同組合省においても、電化協同組合、村落協同組合を通じて地方電化事業を実施している。

こうした各省庁による電化事業を効率的に実施するため、大臣レベルでの総合的なエネルギー開発に関する調整機関として国家エネルギー調整会議 (BAKOREN) が組織されている。インドネシアにおける電気事業体制は図-1-1に示すとおりである。

## 1-3. 電気事業の現状

現在インドネシアにおいて全国的に電源開発から配電販売に至るまで一貫して電力事業を行っている業者は PLN のみである。地方電化については、PLN を補完するものとして僻地および離島を対象に、協同組合省がその一部を実施している。

またインドネシアは自家発電が非常に多く、1992年度の実績でも総発電設備容量の約半分を占めている。自家発電を所有する企業は、一般の需要家に直接売電することはできないが、一部余剰電力を PLN に卸売している。(例：北スマトラ、アルミ精錬)

インドネシア政府は電力供給における自家発電の比率を下げ、PLN の供給比率を増加させる政策をとっていたが、近年の急激な電力需要の伸びに対し PLN の電力開発計画では対応困難であることが次第に明らかになってきたことから、この政策を変更し、新たな電気事業形態として民間資本による発電所の運営を導入するための、電気事業法の改定を行った。これは主に外国資本を導入し PLN に電気を卸売する会社を設立しようというもので、BOO方式 (Build, Operate and Own) と呼ばれている。

1994年2月には、東部ジャワのバイトン石炭火力発電所 (出力1230MW, 建設費25億米ドル) について、BOO方式での建設に関し、インドネシア政府と日本および米国の企業コンソーシアムとの間で最終的な合意に達し、BOO方式による発電所建設への第一歩を踏み出した。

また供給地域を特定した私営電気事業者 (Private Electric Company) の設立も認可されており、その第1号として1993年10月チラカン・リストリンド社がジャカルタ近郊のブカシにおいて営業 (10万kWの電力供給) を開始している。

インドネシアにおける電力供給体制を図-1-2に示す。

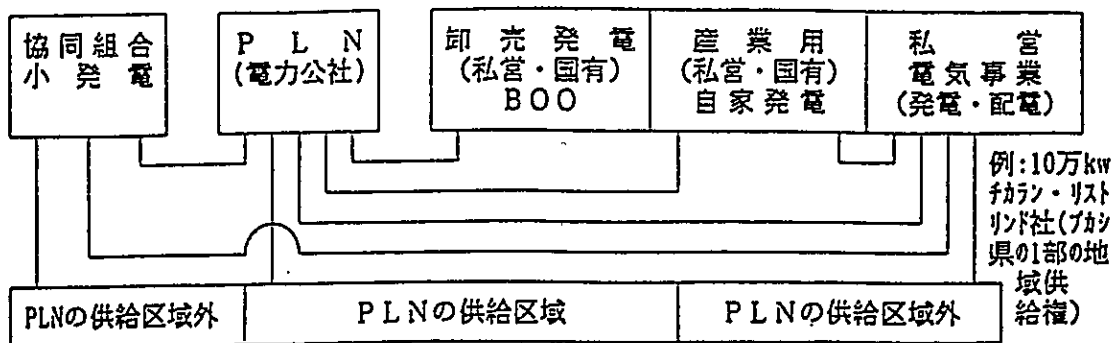
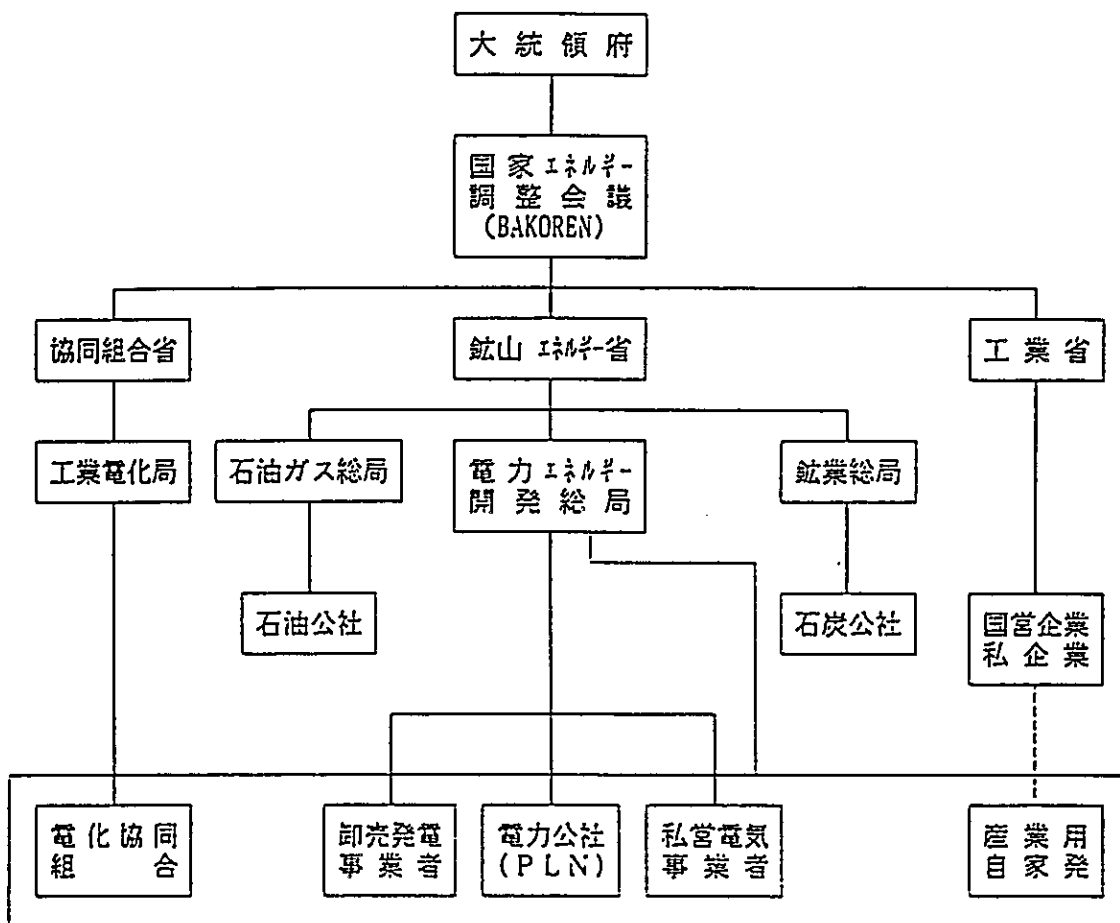


図 1-1 インドネシアの電力供給体制 (1985年改正電気事業法による)



—— 管轄省庁      ----- 所有  
 —— 電力供給、電源開発等に関する監督・指導

図 1-2 インドネシアの電気事業体制

## ② インドネシア電力公社 (PLN)

### 2-1. 組織

PLNは国家エネルギー調整会議で決議された国家エネルギー開発計画に基づき、電力開発を推進することを使命としている。

PLNの最高議決機関は政府の任命する総裁及び5名の理事(副総裁)から成る理事会であり、国家エネルギー開発計画に添って電気事業経営の基本方針を決定している。また5名の理事はそれぞれ計画、建設、運転、運用、財務及び総務を担当し、関係部門の各部を統括している。

現在PLNはジャカルタの本社に上記部門がある他、エンジニアリング・サービスセンター(PPE)、経営開発センター、教育研修センターがあり、技術面及び経営面のサポートを行うと共に、人材開発も積極的に推進している。

さらに電力供給地域区分に従ってジャワ島には中央給電指令所、2ヵ所の発電電局、4ヵ所の配電局を、ジャワ島以外については11ヵ所の支店を設置している。

なお、1992年度現在の従業員数は55,737人に達している。

本社、支店を含むPLNの組織を図-2-1に、供給地域区分を図-2-2に示す。

### 2-2. 経営の基本方針

従来からの経営の基本方針は以下のとおりである。

- (1) 「イ」国の経済成長に伴う電力需要の増加に応じた電力を安定的に供給する。
- (2) 脱石油化政策に添った電源開発を推進する。
- (3) 地域開発を支援する地方電化を促進する。
- (4) 電力の質を含む供給信頼度を向上させる。
- (5) 送配電損失率の低減、発電効率の向上等を通じて、効率的な経営をめざす。

### 2-3. 経営状況

PLNは国営企業としてジャワ島を中心とした電力需要に対し、その安定供給を図ると共に、採算性の低い遠隔地の電化を推進しつつ、企業体としての健全な経営を目ざさなければならないという困難な舵取りを行っている。さらに遠隔地については、住民の所得水準が低いことから、国民の福祉という点を勘案すると電気料金を低めに押さえざるを得ない。したがって、PLNの現状の経営はジャワ島以外の赤字をジャワ島の黒字で補っているという状況である。

他方第6次5ヵ年計画(94/95-98/99)今後5年間に建設すべき発電設備は1200万KWであり、従来どおりのPLN独占体制では特に資金調達面から実現困難であることは明らかである。

こうした背景を踏まえ現在B O O方式（民間セクターによる発電所の建設、運営）の導入が検討され、その第1号として東部ジャワのバイトン石炭火力発電所建設が決定された。

またP L Nの経営そのものについては、資金調達の上昇を図るため、ジャワ島の東部および西部の発電所の経営に当たる2つの子会社を設立し、その株式の一部を国内および海外の資本市場を通じて売却する計画が現在検討されている。

いずれにしてもP L NはB O O方式による民間の電気事業者との競争の時代に突入し、今後、競争力のある企業としての経営の合理化をさらに求められると共に、国営企業としての公共性（地方電化の推進等）にも配慮しなければならず、経営上相反する問題点を抱え、益々難しい経営が求められることになると考えられる。

1992/93 年度における経営状況を表 2-1に示す。

表 2-1 P L Nの経営状況(1992/93年度)

発電設備容量 (MW)	10,853	全資産 (10億Rp)	24,544
送電線長 (Km)	17,007	資本金 (10億Rp)	13,066
変電所容量 (MVA)	21,132	営業収入 (10億Rp)	4,917
発電電力量 (GWh)	41,958	通用費用 (10億Rp)	3,992
販売電力量 (GWh)	34,964	従業員数 (人)	55,737
需要家数 (千人)	13,487		

10億Rp = 5千万円

出典：電力・エネルギー開発総局年報 1992/93

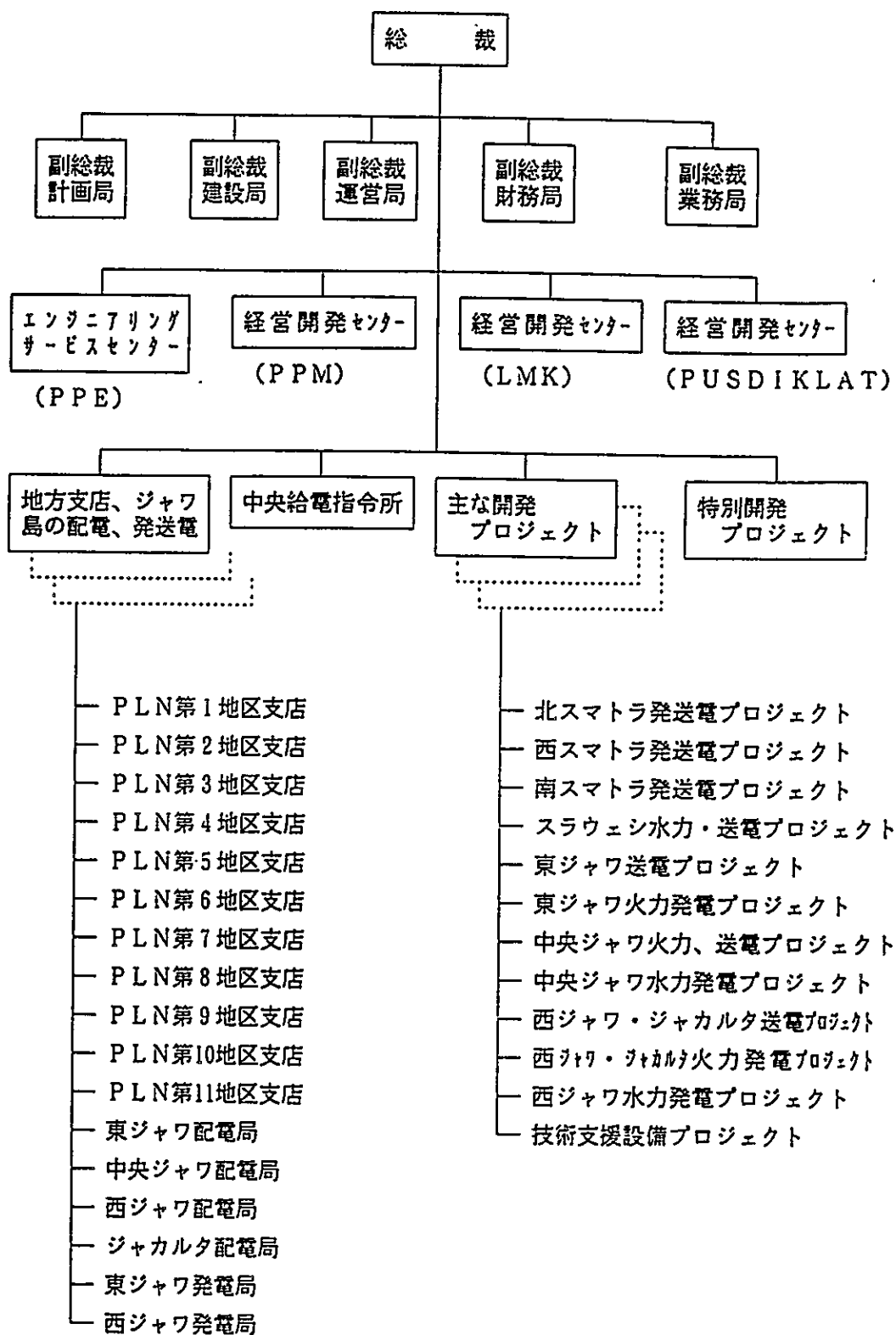


図 2-1 PLNの組織、体制

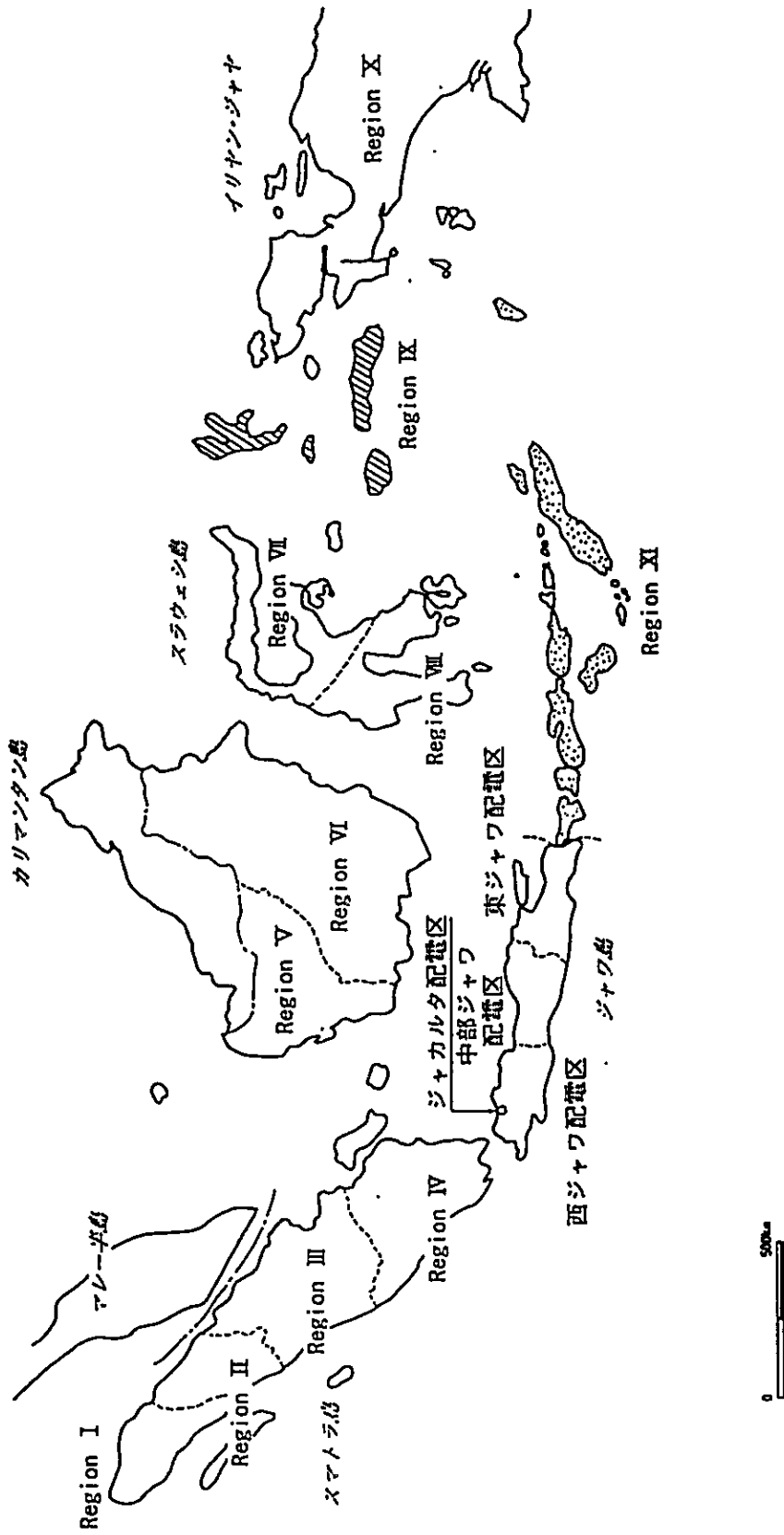


図 2-2 PLNの供給区域区分

### 3. 電力需給

#### 3-1. 電力需給バランス

本項では自家用発電を除く P L N の電力の需給バランスを中心に述べる。

1992/93 年における P L N の設備容量は10,853万 K W であり、これに対し最大電力は641 万 K W である。単純に設備率（設備種/最大電力）を算出すると約1.7 となり、この値は日本における標準的な設備率 1.3 と比較して一見非常に高く感じられるが、当国においては次に述べるような事情のあることを考慮に入れて評価しなければならない。

(1) ジャワ島では最大需要（472万KW）に比較して火力発電ユニットの容量が比較的大きい（最大40万KW X 4 ユニット）ことから、保守、事故等を考慮した適正予備率を大きく取る必要がある。

(2) ジャワ島以外においては、ほとんど送電系統が構成されておらず、小規模なディーゼル発電所等から電力が単独に供給されているため、保守点検、事故等に備え、予備機を保有する必要がある。

(3) 一年を通じて気候に大きな変化がなく一年中平坦な需要があるため、日本のように需要の少ない時期を狙った集中的な保守管理を行うことができない。

最大電力は（ピーク需要）は1987/88 年の389万KWから1992/93 年には641万KWとなり、年平均約10.5%で増加しており、それにともなって、同期間中の設備容量も724万KWから1085万KW にまで増強が進んでいる。なおジャワ島の最大電力は、インドネシア全体の約74%を占めており、負荷率は約79%（全国平均約73%）となっている。

当国における電力（KW）バランスを図-3-1に示す。

1992/93 年における供給電力量は420 億KWh であり自家発電所からの購入電力量11億 KWh を含んでいる。これに対し販売電力量は供給電力量から所内用及び送電ロスを差し引いた350 億KWh となっている。

供給電力量は1987/88 年の223 億KWh から1992/93 年には420 億KWh となり、年平均7.2 %で増加している。これは自社設備による発電電力量の増大によるものであるが、不足分については自家発電所からの購入電力量にも依存している。

なお送電ロスについては従来20%程度と極めて高かったが、近年は12%程度（送電ロ

ス 3%、配電ロス9.5%)にまで、徐々にではあるが改善されている。

電力量 (GWh)バランスを図 3-2、図 3-3に示す。

### 3-2. 発電設備の推移と現状

当国において全国レベルで電力供給を行っているのは PLNのみであるが、それ以外にアルミ精錬工場、製鉄所から大型ビル、マンションに至るまで自家用発電設備を所有する企業が相当数ある。その規模は PLNの総発電設備を凌いでいる。(1992/93年の PLNの総発電容量10,853MW、自家発電設備容量11,155MW)

このように自家発電設備の比率が高い原因としては、過去において電力供給体制の確立が工業化のテンポに立ち遅れたため、産業界にとって最も必要とされる電力の安定性と信頼性を PLNに期待することができなかつたため、自前で準備せざるを得なかつた事情によるところが大きい。こうした傾向は残念ながら PLNの設備拡充への努力にもかかわらず改善されていない。また近年の外国からの民間投資による大規模開発においても相変わらず自家発での電力供給をパッケージとして進めているケースが多いことから、電力供給における PLNと自家発の並立は将来にわたって続くものと思われる。

当国における所有者別の発電設備容量を図 3-4に示す。

PLNの全発電設備容量は1969/70年の53万KWから10年後の1979/80年には256万KW(4.9倍)となり、さらに1992/93年には1085万KWと23年間で20.5倍(年平均増加率14%)に増強されている。主力となる発電設備は1969/70年には、火力(36%)ディーゼル(36.9%)であったものが、10年後の1979/80年にはガスタービン(35.8%)汽力(石油、29.6%)となり、さらに10年後の1989/90年には気力(石油、石炭、43.4%)水力(21.7%)ディーゼル(19.8%)ガスタービン(13.6%)に変遷している。1993年現在はコンバインドサイクルのウェイトが12.1%となりガスタービンの11.3%を上回っている。

こうした発電設備の構成の変遷は次のような理由によるものである。

1969/70年から1979/80年の10年間は、多額の資金を必要とする水力・汽力発電所の建設が遅延し、結果として比較的短期間で導入可能なガスタービンが増加した。

1979/80年から1989/90年の10年間は、長期的な視野に立った電源開発計画の策定が行われ、電源の多様化が図られたことから、大型の水力、汽力(主に石炭)が建設され、



さらに現在ではコンバインドサイクルの建設がこれらに加えられている。

PLNの発電設備形態別整備の推移と現状(1992/93年)を図3-5及び図3-6に示す。

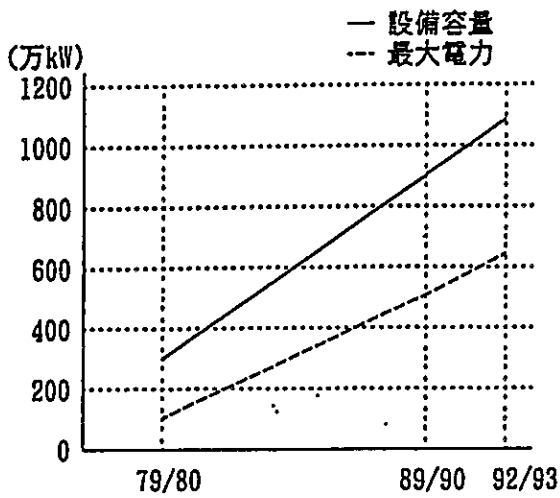
全発電設備容量は10,853KWで、その電源別内訳は汽力394万KW(36.3%)、水力218万KW(20.1%)、ディーゼル206万KW(19.0%)、ガスコンバインドサイクル131万KW(12.1%)、ガスタービン122万KW(11.3%)、地熱14万KW(1.3%)となっている。

ジャワ島内には全発電設備容量の約70%が設置されており、汽力(約46%、24発電所)、水力(約25%、92発電所)が主要電源となっている。

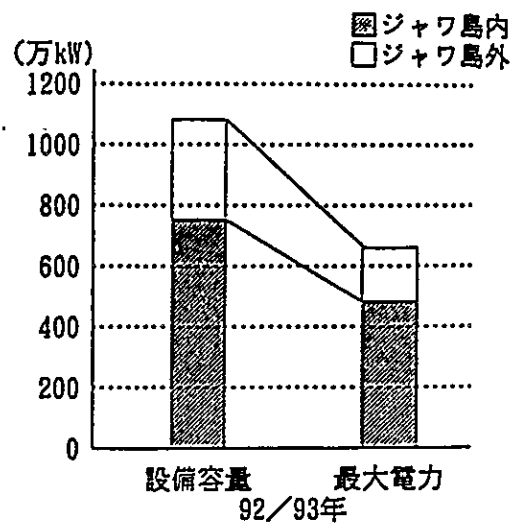
ジャワ島外ではディーゼル(約60%、2990発電所)、ガスタービン(約17%、19発電所)が主要電源である。

すなわち、ジャワ島内では電力需要が大きく、電力系統も比較的整備されていることから、大型で経済性の高い汽力、水力発電所が設置されており、ジャワ島外では需要が小さくしかも分散されているため、ほとんど電力系統が構成されておらず、小容量のディーゼル、ガスタービン発電所が設置されているという現状を反映している。

電力バランスの推移



電力バランスの現状 (92/93)



[電力バランスの推移]

	設備容量 (MW)	最大電力 (MW)	設備率	負荷率 (%)
1979/80	2,557	1,276	2.0	62.7
1984/85	4,610	2,609	1.8	64.7
1985/86	5,635	2,966	1.9	65.0
1986/87	6,200	3,404	1.8	65.3
1987/88	7,238	3,890	1.9	65.5
1988/89	8,529	4,497	1.9	65.0
1989/90	9,089	5,316	1.8	63.5
1990/91	9,275	5,895	1.6	67.5
1991/92	9,356	6,126	1.5	70.1
1992/93	10,853 (0.084)	6,414 (0.105)	1.7	72.8

( ) 内は至近5年間の年平均伸び率

[電力バランスの現状 (1992/93)]

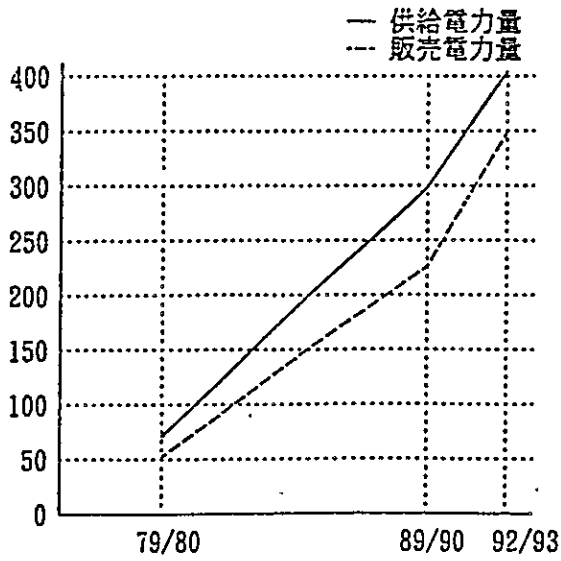
	設備容量 (MW)	最大電力 (MW)	設備率	負荷率 (%)
計	10,853 (100)	6,414 (100)	1.7	72.8
ジャワ島内	7,610 (70.1)	4,722 (73.6)	1.6	79.4
ジャワ島外	3,243 (29.9)	1,692 (26.4)	1.9	54.1

(注) 設備率=設備容量 (MW)/最大電力 (MW)  
(補修計画等は考慮していない)

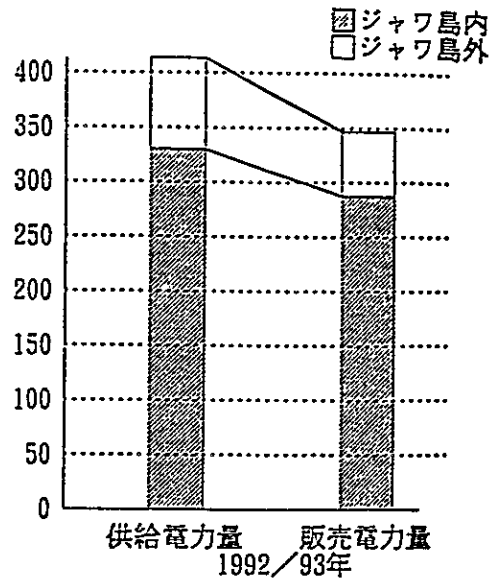
出典: 電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-1 電力 (MW) バランス

電力量バランスの推移



電力量バランスの現状 (1992/93)



[電力バランスの推移]

	供給電力量 (GWh)		送配電ロス (%)	販売電力量 (GWh)	
	発電電力量	購入電力量			
1979/80	7,005	6,201	804	19.4	5,344
1984/85	14,777	13,622	1,155	20.6	11,039
1985/86	16,899	15,838	1,061	19.8	12,644
1986/87	19,455	18,202	1,253	19.7	14,784
1987/88	22,305	21,559	747	18.7	17,077
1988/89	25,623	24,940	683	16.9	19,993
1989/90	29,570	28,734	836	15.8	23,435
1990/91	34,868	34,012	856	15.6	28,288
1991/92	38,737	37,894	843	14.1	31,481
1992/93	41,958 (0.134)	40,900 (0.107)	1,058 (0.072)	12.4	34,964 (0.154)

( ) 内は至近5年間の年平均伸び率

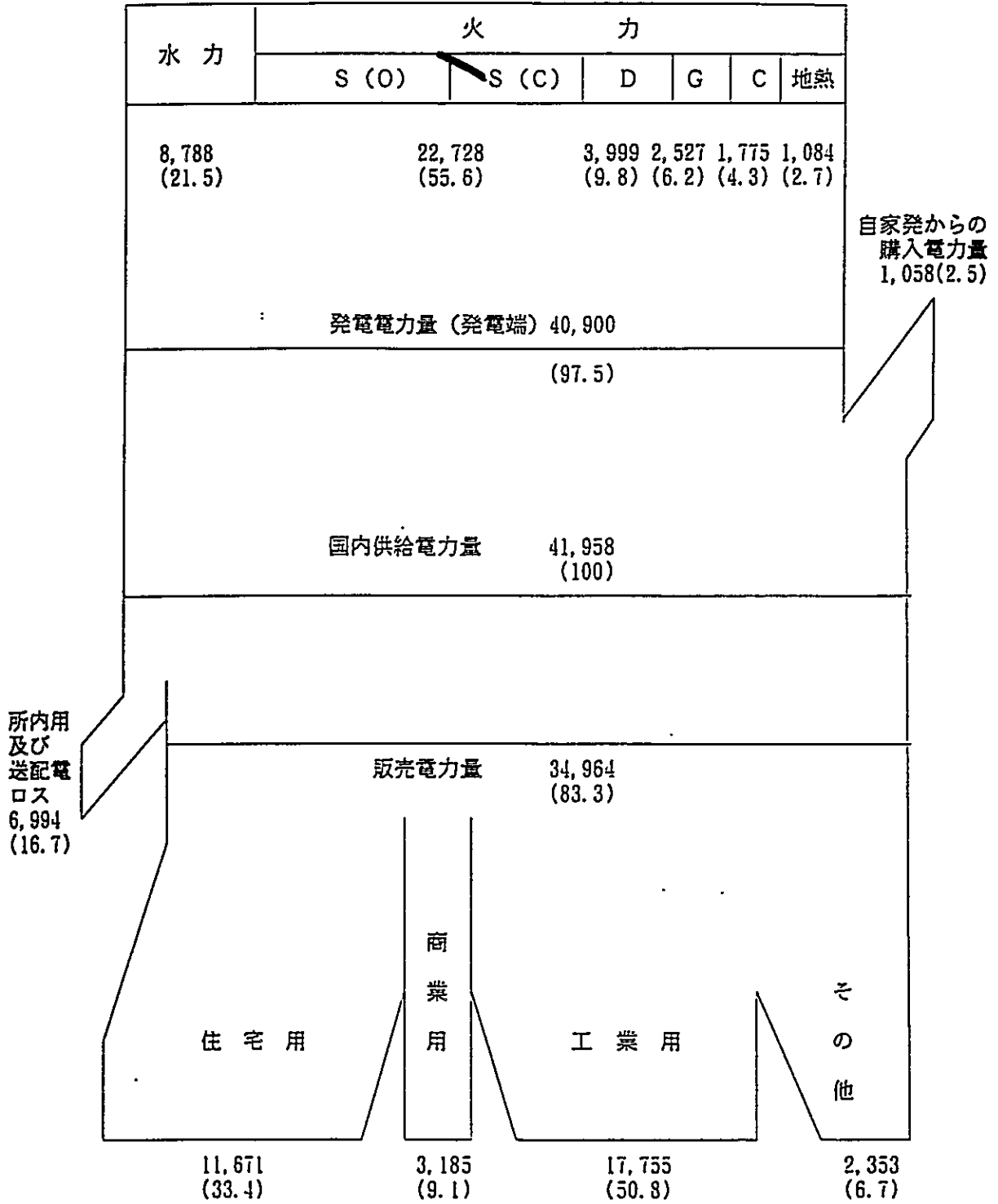
[電力量バランスの現状 (1992/93)]

	供給電力量 (GWh)		送配電ロス (%)	販売電力量 (GWh)
	発電電力量	購入電力量		
計	41,958 (100)	40,900 (100)	1,058 (100)	34,964 (100)
ジャワ島内	33,901 (80.8)	32,861 (80.3)	1,040 (98.3)	27,837 (79.6)
ジャワ島外	8,057 (19.2)	8,040 (19.7)	18 (1.7)	7,127 (20.4)

出典：電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-2 電力量 (GWh) バランス

(単位：百万kWh)



\* S (O) - 石油火力      G - ガスタービン      C - コンバインドサイクル  
 S (C) - 石炭火力      D - ディーゼル      ( ) 内構成比率

出典：電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-3 PLNの需給バランス (1992/93年)

PLNの発電設備 (MW)

(1993.3 現在)

	汽力	水力	ディーゼル	コッパインド	ガスタービン	地熱	合計
全インドネシア (合計)	3,940 (36.3)	2,178 (20.1)	2,060 (19.0)	1,312 (12.1)	1,223 (11.3)	140 (1.3)	10,853 (100.0)
ジャワ島内	3,500 (46.0)	1,879 (24.7)	113 (1.5)	1,312 (17.2)	667 (8.8)	140 (1.8)	7,610 (100.0)
ジャワ島外	440 (13.6)	300 (9.3)	1,947 (60.0)	0 (0.0)	556 (17.1)	0 (0.0)	3,243 (100.0)

NON-PLN (民間セクター) 発電設備 (MW) (1993.3 現在)

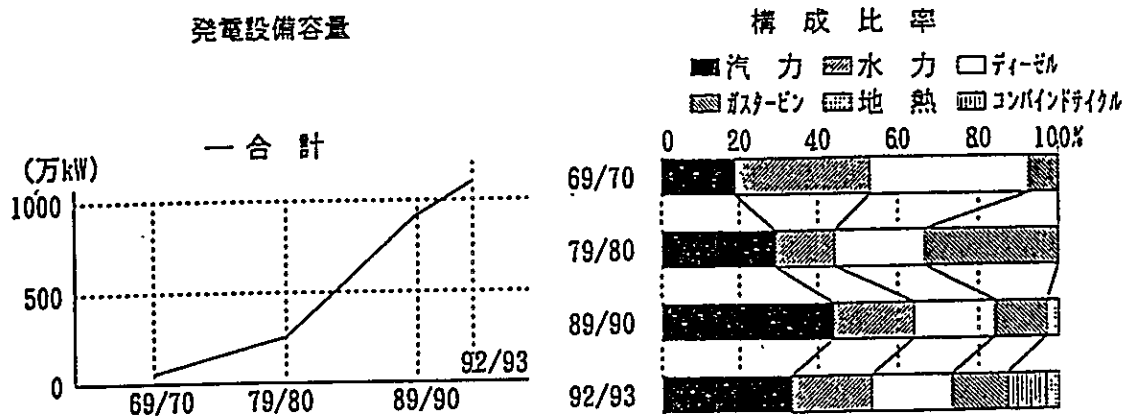
	汽力	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	木材	合計
全インドネシア (合計)	1,224 (11.0)	1,276 (11.4)	6,772 (60.7)	1,511 (13.5)	0 (0.0)	373 (3.3)	11,155 (100.0)
ジャワ島内	923 (18.0)	197 (3.9)	3,969 (77.6)	4 (0.1)	0 (0.0)	22 (0.4)	5,115 (100.0)
ジャワ島外	301 (5.0)	1,079 (17.9)	2,803 (46.4)	1,507 (24.9)	0 (0.0)	351 (5.8)	6,041 (100.0)

政府管理下の NON-PLN 発電設備 (MW) (1993.3 現在)

	汽力	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	木材	合計
全インドネシア (合計)	151 (2.5)	880 (14.8)	3,269 (55.0)	1,433 (24.1)	0 (0.0)	214 (3.6)	5,947 (100.0)
ジャワ島内	0 (0.0)	197 (8.6)	1,533 (66.6)	554 (24.1)	0 (0.0)	18 (0.7)	2,302 (100.0)
ジャワ島外	151 (4.1)	684 (18.8)	1,736 (47.6)	879 (24.1)	0 (0.0)	196 (5.4)	3,646 (100.0)

図 3-4 インドネシアにおける発電設備 (所有者別)

発電設備容量



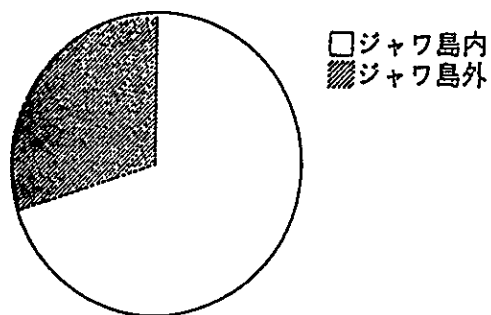
[発電設備容量 (MW)]

	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	汽力 (油)	汽力 (石炭)	コンバインド サイクル	合計
1969/70	189 (36.0)	194 (36.9)	42 (8.0)	0 (0.0)	101 (19.1)	0 (0.0)	0	526 (100)
1979/80	378 (14.8)	507 (19.8)	916 (35.8)	0 (0.0)	756 (29.6)	0 (0.0)	0	2,557 (100)
1984/85	536	860	1,097	30	1,687	400	0	4,610
1985/86	1,065	936	1,117	30	1,687	800	0	5,635
1986/87	1,240	1,326	1,117	30	1,887	800	0	6,200
1987/88	1,512	1,652	1,117	140	1,887	830	0	7,238
1988/89	1,970	1,769	1,234	140	2,087	1,330	0	8,529
1989/90	1,973 (21.7)	1,795 (19.8)	1,234 (13.6)	140 (1.5)	2,217 (24.4)	1,730 (19.0)	0	9,089 (100)
1990/91	2,095	1,870	1,230	140	2,081	1,730	0	9,275
1991/92	2,115	1,946	1,094	140	2,081	1,730	120	9,356
1992/93	2,178 (20.1)	2,060 (19.0)	1,223 (11.3)	140 (1.3)	2,211 (20.4)	1,730 (15.9)	1,312 (12.1)	10,853 (100)

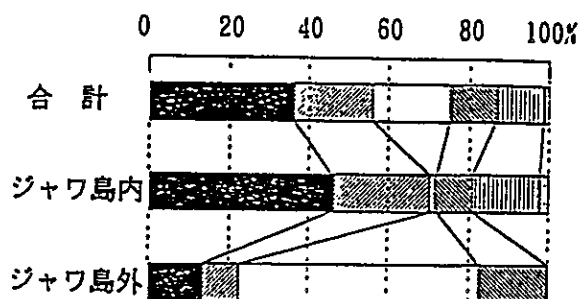
出典：電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-5 発電設備の推移

ジャワ島内外比較



汽力
  水力
  ディーゼル
  ガスタービン
  地熱
  コンバインドサイクル



〔発電設備容量 (MW) 〕

	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	汽力	コンバインド サイクル	合計	
合計	2,178 (20.1)	2,060 (19.0)	1,223 (11.3)	140 (1.3)	3,940 (36.3)	1,312 (12.1)	10,853 (100)	(100)
ジャワ島内	1,879 (24.7)	113 (1.5)	667 (8.8)	140 (1.8)	3,500 (46.0)	1,312 (17.2)	7,610 (100)	(70.1)
ジャワ島外	300 (9.3)	1,947 (60.0)	556 (17.1)	0 (0)	440 (13.6)	0 (0)	3,243 (100)	(29.9)

〔 発電所数 〕

	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	汽力	コンバインド サイクル	合計
合計	149	3,126	45	3	34	12	3,369
ジャワ島内	92	136	26	3	24	12	293
ジャワ島外	57	2,990	19	0	10	0	3,076

〔発電電力量 (GWh) 〕

	水力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	汽力	コンバインド サイクル	購入 電力量	合計
合計	8,788 (20.9)	3,999 (9.5)	2,527 (6.0)	1,084 (2.6)	22,728 (54.2)	1,775 (4.2)	1,058 (2.5)	41,958 (100)
ジャワ島内	7,637 (22.5)	205 (0.6)	1,043 (3.1)	1,084 (3.2)	21,117 (62.3)	1,775 (5.2)	1,040 (3.1)	33,901 (100)
ジャワ島外	1,151 (14.3)	3,794 (47.1)	1,484 (18.4)	0 (0)	1,610 (20.0)	0 (0)	18 (0.2)	8,057 (100)

出典：電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-6 発電設備の現状 (1992/93)

### 3-3. 電力需要の推移と現状

全販売電力量は1979/80年の53億KWhから13年後の1992/93年には350億KWhとなり、13年間で6.6倍、年平均増加率で約15.6%で増加している。

用途別で見ると、工業用、住宅用、公共用、商業用共に増加しているが、その中でも工業用の増加率が約18.7%/年と著しく、工業化が加速している状況が伺える。

PLNの販売電力量の推移を図3-7に示す。

1992/93年現在の全販売電力量は350億KWhであり、用途別に見ると、工業用178億KWh、住宅用117億KWh、商業用32億KWh、公共用24億KWhとなっており、工業用、商業用で全体の約85%を占めている。

地域別で見ると、全販売電力量の約80%をジャワ島が占めており、ジャワ島内では工業用の比率が高くなっている。

PLNの販売電力量の現状(1992/93年)を図3-8に示す。

### 3-4. 流通設備の推移と現状

インドネシアの電力系統は合計11系統あるが、大規模なものはジャワ島の1系統のみで、ジャワ島以外の10系統は極めて小規模である。ジャワ島以外の10系統の内訳はスマトラ島の系統、カリマンタン島、スラウェシ島の各2系統、アンボン島、イリアンジャヤ島の各1系統となっている。

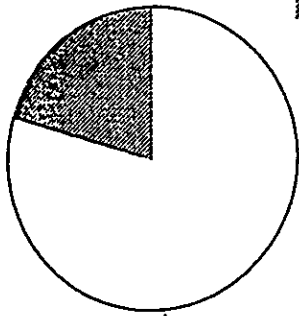
ジャワ島において送電網が整備され始めたのは1960年代後半からであり、1968年頃までは中部ジャワ及び東部ジャワにそれぞれ70KVあるいは30KVを中心とした孤立した系統があるに過ぎなかった。

しかしその後徐々に系統の整備が進められた結果、1982/83年にジャワ島をほぼ網羅する150KV基幹系統が、1986/87年には東西ジャワを結ぶ500KV基幹系統が完成した。1992/93年現在、500KV基幹系統の延長は1,100Kmに達している。

PLNの送電、変電、配電設備の整備の推移と現状を図3-9に示す。

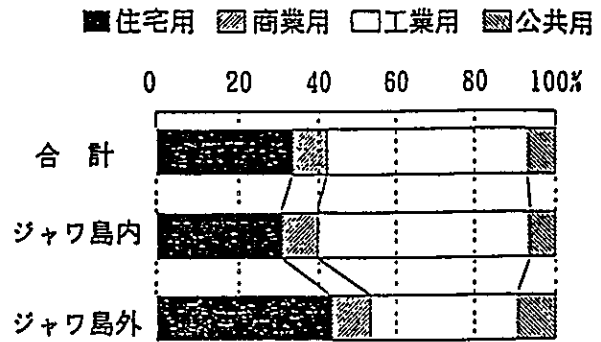


ジャワ島内外比率



□ ジャワ島内  
 ▨ ジャワ島外

構成比率



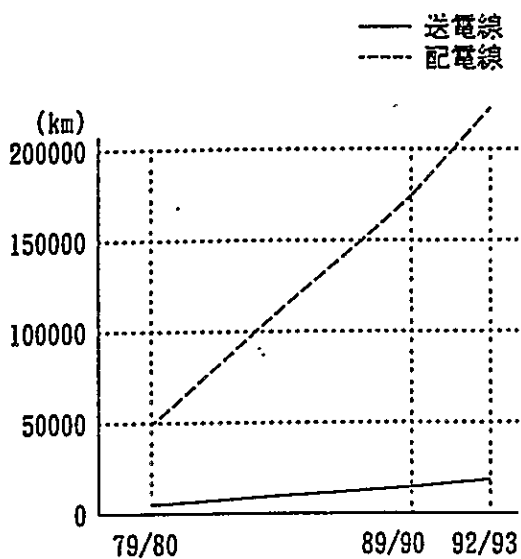
〔販売電力量 (GWh) 〕

	住宅用	商業用	工業用	公共用	合計 [伸び率%]
合計	11,671 (33.4)	3,185 ( 9.1)	17,755 (50.8)	2,353 ( 6.7)	34,964 (100)
ジャワ島内	8,574 (30.8)	2,471 ( 8.9)	15,089 (54.2)	1,704 ( 6.1)	27,837 (79.6)
ジャワ島外	3,097 (43.5)	715 (10.0)	2,666 (37.4)	649 ( 9.1)	7,127 (20.4)

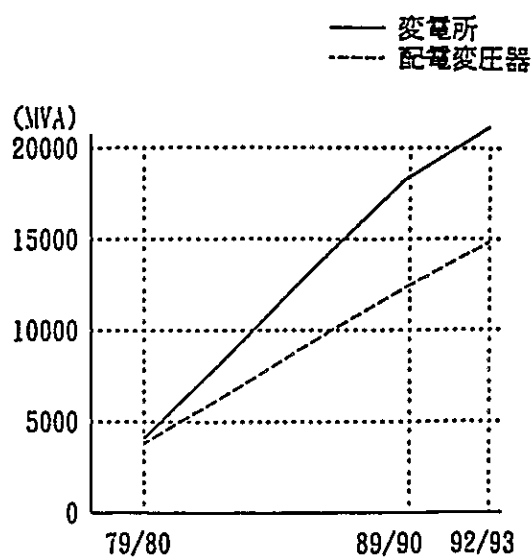
出典：電力・エネルギー開発総局年度報

図 3-8 販売電力量の現状 (1992/93)

[送電線・配電線回線延長の推移]



[変電所・配電用変圧器容量の推移]



[送・変・配電設備の推移]

	送電線回線延長 (km) [500kV再掲]	変電所容量 (MVA)	配電線回線延長 (km) [低圧100~400V再掲]	配電用変圧器 容 量 (MVA)
1979/80	5,965 [ 0 ]	3,774	49,041 [ 32,338 ]	3,736
1984/85	8,068 [ 238 ]	8,275	81,840 [ 54,914 ]	6,360
1985/86	9,668 [ 704 ]	10,828	100,016 [ 64,936 ]	7,166
1986/87	10,614 [ 997 ]	11,715	112,402 [ 74,101 ]	8,145
1987/88	11,332 [ 1,059 ]	12,445	147,348 [ 92,637 ]	9,915
1988/89	12,829 [ 1,061 ]	16,437	167,086 [ 102,535 ]	10,418
1989/90	13,218 [ 1,061 ]	17,884	174,558 [ 102,887 ]	12,285
1990/91	14,598 [ 1,061 ]	19,145	198,265 [ 120,919 ]	13,108
1991/92	16,606 [ 1,143 ]	19,581	211,695 [ 126,919 ]	13,609
1992/93	17,007 [ 1,143 ]	21,132	242,175 [ 141,138 ]	14,737

図 3-9 送電、変電、配電設備の推移と現状

#### 4. 開発計画

本章では第2次25ヵ年計画及び第6次5ヵ年計画の電力分野における開発政策、開発計画を述べるが、電力開発分野においては計画段階から発電開始までに長期の時間を要するため、将来の具体的な電力開発計画にまで言及している PLN が発表している施設拡張計画（1993年6版）をも適宜参考にしながら取りまとめた。

##### 4-1. 過去の5ヵ年開発の推移

PLN の総発電設備は第1次5ヵ年計画の開始された1968年において、536.2 MW であった。

その後の発電設備の増加率は、

第1次5ヵ年計画(1969/70-73/74)	において	7.7%
第2次	- " - (1974/75-78/79)	- " - 21.8%
第3次	- " - (1979/80-83/84)	- " - 13.6%
第4次	- " - (1984/85-88/89)	- " - 16.7%
第5次	- " - (1989/90-93/94)	- " - 9.1%

をそれぞれ記録しており、過去25年間（94年3月まで）の平均増加率は13.7%となっている。

また、同時期における発電電力量の増加率は第1次で10.8%、第2次で14.3%、第3次で18.5%、第4次で13.9%、第5次で14.4% で、25年間の平均増加率は14.3% となり発電設備の増加率とほぼ一致している。

なお1993年3月末における全インドネシアの設備出力は、PLN 10,853MW、NON-PLN 11,155MWの合計22,008MWであり、また発電電力量は、PLN 350億KWH、NON-PLN 210億KWH、の合計 560億KWH となっている。

インドネシアの地方電化は、鉱山エネルギー省電力エネルギー開発総局を中心に計画され、その大部分は PLN により実施されているが、協同組合省においても村落単位協同組合（KUD）等による地方電化が進められている。（協同組合省による地方電化については第5項を参照）

PLN では主要都市を中心とした電力の供給と並行して、1976年から地方電化を推進している。過去における電化率の推移、及び島別電化率の現状は図4-1及び図4-2に示すとおりである。

しかし PLN の地方電化は、基幹系統からの配電線の延長による接続が基本となっ

おり、基幹系統が十分に整備されていない地域を対象にすることが多いことから、今なおディーゼル発電による小規模な独立システムに依存しているというのが現状である。

#### 4-2. 第2次25ヵ年計画

電力セクターの次期開発計画は脱石油化政策の推進、安定した電力供給等従来の政策を基調としているが、次の2点に際立った特徴がある。

①原子力発電所の建設について言及している。

②急速な電力需要の増加に対し、PLN及びその他の政府機関のみによる電力供給では十分でないことを公式に認め、民間セクター参入の必要性を強調している。

##### 4-2-1. エネルギー政策

第2次25ヵ年計画におけるエネルギー政策を要約すると以下のとおりである。

- ①国内に賦存するエネルギー開発のための調査、探査の強化
- ②石油への依存度の低減
- ③省エネルギー対策の推進とエネルギーの合理的利用
- ④エネルギー源の多様化と適正配分

各エネルギー源別の開発政策の概要は次のとおりである。

##### (1)石油、天然ガス開発

石油は第2次5ヵ年計画期間中においても主要なエネルギー源であると共に、貴重な外貨獲得手段である。しかし現在の生産量(約5億バレル/年)がこのまま続くものとするれば約20年で枯渇し、インドネシアは純石油輸入国に転じてしまうことになる。

したがって石油、天然ガスに代わる手段(non-oil)により外貨を獲得することにより、石油、天然ガスの輸出を可能な限り減らし、これらの貴重な資源を国内の生産活動に向けなければならない。

天然ガスについては石油より埋蔵量が大きく、石油に代わるエネルギー源として期待されているが、その開発を促進するためには継続的な投資と高い技術が必要とされる。

(参考) 1次5ヵ年計画中にエネルギーの消費量は石油換算で50.1百万バレルから444.1百万バレルに増加し、それに伴って国内の石油の消費量は43.9百万バレルから281.8百万バレルにまで増加している。

エネルギー消費量における石油への依存率を見ると87.7%から63.3%に減少し

ている。

## (2) 石炭開発

インドネシアにおいて持続的に供給可能な資源が石炭であるが、国内における消費量は未だに低いレベルに留まっている。しかし今後は国内の消費量の相当部分を電力が占めることが予想されることから、電力需要の増加に見合った石炭の開発を推進していく必要がある。

他方、石炭を含めエネルギー消費の増大は、都市の大気汚染、地球温暖化等、地域的あるいはグローバルな環境に大きな影響を与える。

したがって、こうした問題を未然に防止するために環境管理技術の習得、向上に努める必要がある。

## (3) 電力開発

第2次25ヵ年計画中の平均経済成長率は6.2%と計画されており、右成長を支える電力需要の増加は平均年率15%となる。これらは主に工業、サービス分野の成長と家庭での電力需要の増加によるものである。

こうした電力需要に対応するためには、エネルギーの合理的かつ経済的な利用および組合せの方法を検討し、原子力発電を含むエネルギー源の多様化を推進する必要がある。

具体的には、第7次5ヵ年計画中にはジャワ島において原子力発電所の建設を検討中である。

さらに電力需要の増加の著しいジャワ島への電力の安定供給を考慮すると、電力の広域運用が不可欠であり、スマトラ島の送電網を整備し、第7次5ヵ年計画期間中にはジャワバリ系の送電網と連結させる必要がある。。

また経済発展に伴う電力需要に対応するためには、発電所の建設、送電網、配電網の整備をこれまで以上に推進していく必要があるが、主に資金的な理由から政府及び PLNにより全ての事業を実施することは不可能であり、こうした分野への民間セクターの投資が不可欠である。

他方、エネルギー消費量そのものを低減させる努力も重要であり、省エネルギー対策も推進していく。第6次5ヵ年計画終了時には「イ」国全体で現在より15%のエネルギーを節約する。

非電化村落に対する電化については、貧困撲滅、社会福祉の向上を促進するため、第1次25ヵ年計画に引き続き積極的に推進されなければならない。第2次25ヵ年計画終了時には100%の家屋電化率を達成する（第7次5ヵ年計画終了時に村落電化率100%を達成する）

#### 4-2-2. 開発計画推進上の問題点

##### (1) 発電所の建設

水力発電については膨大なポテンシャルがあるが、十分に開発が進んでいない。これは初期投資が大きいことと用地取得の問題が足枷になっている。工業の集中するジャワ島においては、環境問題等もあり水力開発は困難な点が多い。

地熱発電についても膨大なポテンシャルを有する有望なエネルギー源ではあるが、消費地から遠いという問題があり、開発が進んでいない。

バイオマス、バイオガス、太陽光、風力、小水力等の再生可能なエネルギーについては、石油などの他のエネルギー源と比較して経済性が劣り競争力がない。

##### (2) 省エネルギー対策

電力の需要に対する安定供給は重要な課題ではあるが、需要サイドのエネルギーの節約も極めて重要な問題である。しかし需要サイド、特に工業界の省エネルギー対策に対する認識は低いと言わざるを得ない。

##### (3) 総合計画の欠如（質の低い需要予測）

質の高い電力需要予測に基づいた電力開発の総合計画が欠如しているため、適切な時期に、適切な規模の発電所の建設を行うことができないケースもあり、需給バランスのギャップを広げている。またこうした計画を立案できる技術者も不足している。

##### (4) 電力料金

インドネシアはアジア太平洋地域において、もっとも低い工業用電力料金を提供している国の一つであり、これが海外からの投資を魅力的にしている要素の一つである。

しかし、発電単価より安い料金で工業用の電力を供給しているケースもあり、PLNの工業用電力への供給意欲を削いでいる。またこうした背景（PLNが工業用電力供給に消極的）がインドネシアにおける電力設備の中で自家発電所の割合を大きくする原因の一つとなっている。

地方電化については地域住民の福祉の向上、地域間格差の是正という視点から料金をは低めに押さえる必要があるが、以下の理由により採算を取ることが困難である。

- ①発電設備の建設コストに比し、電力需要が小さい
- ②需要者が広く分散しているため、配電コストが高く、またロスも大きい。
- ③一般的に電力需要が電灯用で夜間に集中するため、設備利用率が低い。

こうしたことから採算性を加味した適切な電力料金を設定する必要がある。

図4-1 電化率の推移

5ヵ年計画 項目	村落電化率 (%)			家屋電化率 (%)		
	ジャワ島	外領	全体	ジャワ島	外領	全体
第2次終了次(1979年)	6.3	2.1	3.7	1.4	0.6	1.1
第3次終了次(1984年)	17.5	9.5	12.5	6.1	4.3	5.4
第4次終了次(1989年)	47.0	21.8	31.1	22.6	13.5	18.8
第5次終了次(1994年)	66.5	39.0	49.0	35.2	23.7	30.5

図4-2 島別電化率 (1994年 3月現在)

	スマトラ	ジャワ	スラウェシ	カリマンタン	イリアン	バリ	その他	合計
村落電化率 (%)	43.9	66.5	56.0	22.4	12.5	100	30.5	49.0
家屋電化率 (%)	21.8	35.2	27.2	24.3	12.5	58.9	17.6	39.0

6) 第6次5ヵ年計画附属図表より算出

ジャワ島の家屋電化率はジャカルタ市特別区域内家屋を除く

合計の家屋電化率のうちジャカルタ市特別区域内の家屋除くと電化率は30.5%となる。

#### 4-3. 第6次5ヵ年計画

##### 4-3-1. 開発政策

第6次5ヵ年計画中の開発政策については、第2次25ヵ年計画で述べられている基本政策を踏まえ、以下のような項目に要約される。

##### (1) 資源調査、探査の強化

開発需要に見合ったエネルギーを安定的に供給するためには、国内に賦存するエネルギー開発のための調査、探査をこれまでに以上に推進していく必要がある。

こうした調査には石油、石炭のみならず、地図作製、沿岸部及び海底の地質探査等も含まれる。

##### (2) 石油依存度の低減と石炭の開発、利用の促進

埋蔵量に限りのある石油を可能な限り長期に亘り有効に利用するためには、石油に代わる1次エネルギーとして、豊かな埋蔵量を有する石炭資源の利用拡大を図らなければならない。石炭の開発と利用は、様々な環境対策技術を徐々に導入していくなど、環境への影響を十分に配慮した上で、進められなければならない。

##### (3) 省エネルギー対策の推進

当該期間中のエネルギー需要の増大に対し、新たなエネルギー源の開発と併せて省エネルギー対策を推進する必要がある。具体的には国家レベルでエネルギー節約キャンペーンを実施し、エネルギー問題、省エネルギーの方法等について、展示会、モデルパイロットプロジェクト等を通じて、情報と知識の普及を図る。

##### (4) エネルギー源の多様化

上記(2)項で述べた石油への依存度の低減（脱石油化）を推進するためには、天然ガス、石炭を利用拡大を図るとともに、再生可能なエネルギーである水力、太陽光、風力、バイオマス、海洋エネルギー等の利用も推進してかななければならない。こうした再生可能なエネルギーの利用は「イ」国の地理的条件に合致し、有益であると考えられる。

また大規模エネルギー供給源である原子力発電所の建設についても、環境への影響、安全性、廃棄物処理の方法等について十分に検討した上で、原子力発電所受入れへの、社会的環境の整備に努める。

##### (5) 発電所建設への民間セクターの参入促進

急増する電力需要に対応するためには、PLNの独占体制による事業展開には限界があり、民間セクターにも参入の機会を与えるための制度改革が必要である。

具体的には投資に対する利益を保証する条例の改定、改善、および投資手続きの簡素



化等に着手する必要がある。

#### (6)電気事業経営の効率化

エネルギー全体の管理の合理化、一般消費者へのサービスの向上を図るため、エネルギー関連組織の再構築化を推進する必要がある。具体的にはPLNの分権化を進め、民間を含めた電力事業者との全国的な競合関係から電気事業経営の効率化を推進する。

#### (7)地方電化

地域間格差の是正、へき地の住民の福祉の向上を目的として、地方（農村）電化をさらに推進しなければならない。地方電化プログラムの計画、実施、管理は徐々PLNから協同組合省に移管される。

#### 4-3-2. 電力需要予測

第6次5ヵ年期間中の電力需要は71,500GWh（1994/95年）から115,300 GWh（1998/99年）まで年率約10%の割合で増加していくものと予測している。

計画期間中の電力需要予測を図4-3に示す。

図4-3 第6次5ヵ年計画中の電力需要予測（千GWh）

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
工業用	48.6	54.5	61.7	70.0	77.8
運輸用	7.4	8.5	9.6	10.9	12.5
雑、醜用	15.5	17.6	19.9	22.4	25.0
合計	71.5	80.6	91.2	103.3	115.3

#### 4-3-3 施設拡張計画

前述の電力需要予測に基づき、PLNは当該期間中に9,522MWの発電所、10,540kmの送電線、133,317kmの中電圧配電線、196,741kmの低電圧配電線等の建設を予定している。

さらに発電所の建設については、PLNとは別に民間セクターの資金により2,495MW

の石炭火力発電所を中心とする建設を計画しており、民間セクターによる発電所の発生電力は PLN に売電されることになる。施設拡張計画の概要を、図 4-4(1)～(6)に示す。

また、第6次5ヵ年計画中に発電を開始する予定の主なプロジェクトを図 4-5に示す。

地方電化については第6次5ヵ年計画期間中に18619ヶ村の電化を予定しており、遠隔地や既存の配電線網から離れた地域の電化を推進するため、合計10.45MWの小水力、40.0MWのディーゼル発電機が設置されることになる。また総延長61.776Kmの中電圧配電線及び10,4847Kmの低圧配電線網が整備され、全容量2,960MVAの変圧器が設置される。こうした整備により全国で約658万世帯が新たに電化される予定である。

地域別地方電化計画を図 4-6に示す。

#### 4-4-4 サポートプログラム

第6次5ヵ年計画では前項で述べた施設拡張計画に併せ、右計画をソフト面から補完するサポートプログラムを作成している。

##### (1)人材養成

電気事業に従事する職員の生産性と能力の向上を図るため、人材養成計画、組織計画等に基づく教育・訓練プログラムを強化する。

特に将来の原子力発電所の建設、運営管理に備え、専門技術者、管理者、オペレーター等の必要とされる人材の育成を行う。

##### (2)省エネルギー技術の向上

エネルギー分野の知識や専門技術は、研究開発の活動を通じて高められなければならない。特に省エネルギー技術の向上を、発電設備の建設と並行して推進する必要がある。

こうした省エネルギー技術の研究開発は一般家庭、工業および運輸セクターのパイロットプロジェクトを通じて開始される予定である。

##### (3)環境問題

エネルギー開発は環境保全を十分に考慮した上で長期的な視点から検討されなければならない。特に化石燃料の利用に関しては、環境に対する配慮が不可欠である。

また発電所を建設する際には環境への影響に対する解析が必要条件であり、周辺住民への配慮と併せ、環境汚染を未然に防止するよう慎重に対応策を検討した上で進めていかなければならない。

図 4-4(1) P L Nによる発電設備拡張計画

(MW)

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	合 計
水 力	-	13	-	666	213	892
石炭火力	465	-	1365	765	-	2660
ガス火力	776	1670	206	412	280	3344
地 熱	55	3	130	167.4	-	355.4
ガスタービン	154	260	895	340	100	1749
ディーゼル	78.9	65.6	112.1	74	73.5	404.1
小水力	10	10.1	11.7	9.3	14.5	55.6
パージ燃焼プラント	-	-	62.4	-	-	62.4
合 計	1538.9	2021.7	2782.2	2433.7	746	9522.5

図 4-4(2) 送電線建設計画

(K m)

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	合 計
500 KV	100	829	233	124	390	1666
275 KV	-	-	140	-	-	140
150 KV	1754	1509	1638	1657	2150	8708
70 KV	12	-	10	12	-	34
合 計	1866	2338	2011	1793	2540	10548

図 4-4(3) 変電設備建設計画

(MVA)

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	合 計
500/150KV	2000 (4)	500 (1)	4500 (11)	1500 (3)	1000 (2)	9500 (21)
275/150KV	-	-	-	-	-	0
150/70 KV	410 (6)	520 (7)	120 (2)	30 (1)	-	1080 (16)
150/20 KV	5570 (121)	6270 (125)	2280 (61)	2590 (64)	2410 (62)	19120 (433)
70/20 KV	440 (18)	150 (8)	86 (5)	30 (2)	- -	706 (33)
合 計	8420 (149)	7440 (141)	6986 (79)	4150 (70)	3410 (64)	30406 (503)

② ( ) 内は変圧器の台数を示す

図 4-4(4) 配電線建設計画

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	合 計
中圧(Km)	26338	32980	22298	25220	26481	133317
低圧(Km)	40687	49125	32340	36336	38253	196741
変圧器(MVA)	4598	5515	3545	3983	4183	21824

図 4-4(5) 発電、販売電力量計画

	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	合計
発電電力量(GWh)	61287	76359	85348	95366	105819	424179
販売電力量(GWh)	51016	63583	71115	79519	88286	353519
最大電力 (MW)	10188	12531	14030	15891	17448	—
所内電力率(%)	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	—
送配電ロス(%)	12.7	12.6	12.6	12.5	12.5	—

図 4-4(6) 送電線、変電設備建設計画 (地域別)

	送電線(Km)	変電設備	
		台数	容量(MVA)
アチェ	415	9	220
北スマトラ	857	32	990
西スマトラ、リアウ	1682	25	710
南スマトラ、ジャビ、ランタウ	544	23	660
西カリマンタン	420	8	220
その他カリマンタン	829	21	540
北、中央スラウェシ	22	4	60
南、南東スラウェシ	410	11	290
マルク	—	—	—
イリアンジャヤ	—	—	—
バリ、東西マデラ	370	9	220
ジャワ	4899	361	26496
合計	10548	503	30406

図 4-5 第 6 次 5 ヶ年計画中の主なプロジェクト

計 画 名	地 域	タイプ	出 力(MW)	供給区域
シンカラク開発計画	西スマトラ	水力	175	Ⅲ
コタバンジャン開発計画	リアウ	水力	114	Ⅲ
タンガリ開発計画	北スラウエシ	水力	19	Ⅶ
チラタⅡ開発計画	西ジャワ	水力	500	ジャワ-バリ
ラジャマングラ開発計画	西ジャワ	水力	26	ジャワ-バリ
クサンベン開発計画	東ジャワ	水力	33	ジャワ-バリ
メダン・ブロックⅡ	北スマトラ	ガスコンバインド	400	Ⅱ
北スマトラガス火力計画	北スマトラ	ガス火力	300	Ⅱ
パダングス火力計画	西スマトラ	ガス火力	35	Ⅲ
オンビリン火力計画	西スマトラ	石炭火力	200	Ⅲ
ブキットアッサム火力計画	南スマトラ	石炭火力	130	Ⅳ
ランボンガス火力計画	ランボン	ガス火力	200	Ⅳ
ボンティアナク火力計画	西カリマンタン	ガス火力	60	Ⅴ
バンジャルマシン火力計画	南カリマンタン	石炭火力	130	Ⅵ
バンジャルマシンガス火力	南カリマンタン	ガス火力	60	Ⅵ
サマリダ火力計画	東カリマンタン	ガスコンバインド	66	Ⅵ
サマリダガス火力計画	東カリマンタン	ガス火力	90	Ⅵ
ウジュンバンダングス火力	南スラウエシ	ガス火力	70	Ⅷ
シンカラク火力計画	南スラウエシ	ガスコンバインド	132	Ⅷ
ロンボックガス火力計画	西ヌサテングラ	ガス火力	20	X I
スララヤ火力計画	西ジャワ	石炭火力	1800	ジャワ-バリ
ムアラカナン火力計画	西ジャワ	ガスコンバインド	190	ジャワ-バリ
タンジュンプリオク火力計画	西ジャワ	ガスコンバインド	420	ジャワ-バリ
ムアラタワル火力計画	西ジャワ	ガスコンバインド	500	ジャワ-バリ
ムワラタワルガス火力計画	西ジャワ	ガス火力	300	ジャワ-バリ
タンバクロロク火力計画	中部ジャワ	ガスコンバインド	690	ジャワ-バリ
バイトン火力計画	東ジャワ	石炭火力	400	ジャワ-バリ
グレーシック火力計画	東ジャワ	ガスコンバインド	166	ジャワ-バリ
バスルアン火力計画	東ジャワ	ガスコンバインド	500	ジャワ-バリ
バスルアンガス火力計画	東ジャワ	ガス火力	300	ジャワ-バリ
ラヘフンドン地熱開発計画	北スラウエシ	地熱	20	Ⅶ
ダラジャット地熱開発	西ジャワ	地熱	110	ジャワ-バリ
サラク地熱開発	西ジャワ	地熱	110	ジャワ-バリ
カモジャン地熱開発	西ジャワ	地熱	110	ジャワ-バリ

個計画名、出力は第 6 次 5 ヶ年計画の記載に基づく

図 4-6 地方電化計画

州名	中圧配電線 (Km)	低圧配電線 (Km)	変圧器 (MVA)	ディーゼル (MW)	小水力 (MW)	村落数	家屋数
アチェ	5081	841	18.15	1.50	2.27	1677	40386
北スマトラ	5954	4954	133.75	-	-	1928	297253
西スマトラ	2183	1856	45.75	3.50	2.94	900	101624
リアウ	1506	2897	71.40	3.50	-	375	158614
南スマトラ	2981	4152	120.50	1.60	-	835	267822
ジャンビ	1592	1301	37.75	2.00	-	461	83916
ランボン	1893	1894	54.95	2.00	-	553	122150
ベンクルー	1010	704	20.45	1.50	-	312	45384
西カリマンタン	6695	8498	166.35	2.50	-	1951	369671
南カリマンタン	2239	2048	60.85	2.00	-	709	135198
中部カリマンタン	1939	2037	60.50	2.50	-	439	134454
東カリマンタン	1946	3592	106.65	5.00	-	410	237006
北スラウェシ	593	5545	17.65	0.50	1.39	190	39204
中部スラウェシ	1670	1305	42.30	1.50	2.40	449	94014
南スラウェシ	1018	2777	94.65	0.60	-	275	210325
南東スラウェシ	726	5777	19.65	1.00	-	207	43730
マルク	1824	2960	80.95	2.00	-	497	179839
イリアン・ジャヤ	2263	6532	110.25	2.50	-	377	244946
バリ	120	806	23.40	0	-	40	52017
西ヌサテンガラ	384	662	19.20	0.30	-	104	42717
東ヌサテンガラ	228	2946	85.50	2.50	1.45	676	190006
東チモール	655	560	16.25	1.50	-	189	36114
東ジャワ	5295	17275	524.70	-	-	1827	1166042
中部ジャワ	4992	11051	343.20	-	-	1761	762500
ジョグジャカルタ	147	1229	38.15	-	-	50	84775
西ジャワ	4176	20848	647.30	-	-	1427	1438503
ジャカルタ	-	-	-	-	-	-	-
合計	61776	104847	2960.20	40.00	10.45	18619	6578210

## 5. 協同組合による電化事業

### 5-1. 地方電化事業の沿革

1977年、米国の援助機関(USAID)により、協同組合を母体とした地方電化事業の可能性調査が実施され、商業・協同組合省(協同組合・小企業省の前身)に提出された。これは PLN の系統から離れた3地域(スマトラ島ランブン、スラウェシ島ルウおよびロンボック島)を対象に、電化協同組合(KLP)を組織し、周辺集落の電化事業をおこなうというものであった。

政府は、近隣諸国に比べ極めて低い状態にある電化率を改善するため、1979年鉱山エネルギー省令により、従来 PLN で行っていた地方電化事業を協同組合および私企業にも参加できるようにした。同年、上記3地域に KLP が設立され、ジーゼル発電により電化事業を開始した。

法的には1985年法律第15号により、協同組合は、 PLNの配電線が現在および近い将来到達しない地域において、 PLNの補完的实施機関として電化事業を行うことができるようになった。

協同組合・小企業省は都市協同組合開発総局に設けられた工業・電化局において、協同組合による地方電化事業の推進を行っている。組織図を以下に示す。

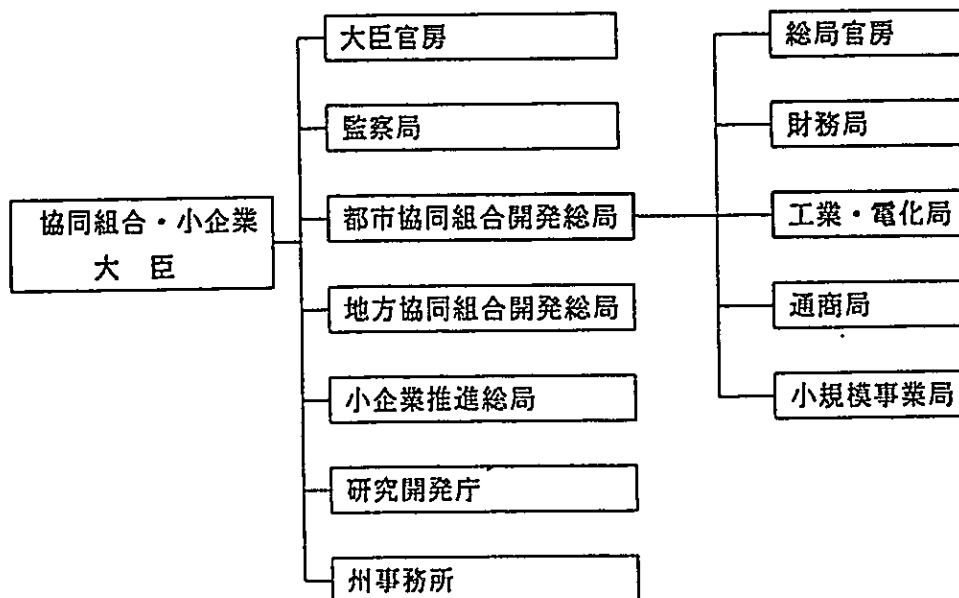


図- 5.1 協同組合・小企業省組織図



## 5-2 協同組合・小企業省の電化基本方針

協同組合・小企業省の使命は全国で39,300あるといわれている協同組合の監督指導である。特に、地域経済活動の中核的な組織として位置付けられている村落単位協同組合(KUD)の指導、育成を行っている。工業・電化局は、協同組合による電力事業(開発・運営)に関する制度的、技術的な指導を行っている。

電化事業実施の基本的な方針は、

- 1) 政府ガイドライン(GBEN)に沿って、社会福祉向上に資するため、地方における電力開発を継続的に実施する。
- 2) PLN および私企業と協調して事業を推進する。
- 3) 政府エネルギー政策(脱石油政策)に従い、特に水力による開発を推進する。
- 4) KUD の経営自立計画の促進、支援する。

## 5-3 事業の概要と形態

地方電化事業の大部分は PLNにより実施されてきた。地方電化は貧困撲滅、地域間格差是正のための重点政策として取り上げられ、第6次5ヶ年開発計画では、60%、第2次25ヶ年開発計画では100%の電化率を目標に掲げ、将来、地方電化は協同組合に移管する方針が示された。

協同組合による電気事業は、従来から存在する村落単位協同組合(KUD)の活用、あるいは専用の電化協同組合(KLP)を組織して行われてきた。事業の形態は、以下の4つのパターン(Pola)に分類される。

Pola I : PLN の検針・集金業務および簡単な維持管理業務(電柱の塗装など)

Pola II : 屋内配線工事(一部の配電工事)および維持管理業務(PLN より訓練・免許をうけ実施)

Pola III : PLN あるいは私企業の変電所から大口買電し、家屋までの屋内配線工事および運営管理業務

Pola IV : 協同組合で発電し、送配電から運営までの電気事業

PLN との関係を表にまとめると次のページのとおりとなる。

表- 5.1 事業形態とPLN との関係

業務項目 パターン	検針・集金	家屋配線工事 および管理	変電所から家屋 までの配電工事	発電所建設 および管理
Pola I	K U D	P L N	P L N	P L N
Pola II	K U D	KUD/PLN	P L N	P L N
Pola III	KUD/KLP	KUD/KLP	KUD/KLP	P L N
Pola IV	KUD/KLP	KUD/KLP	KUD/KLP	KUD/KLP

協同組合による電化事業の規模は次のとおり。

表- 5.2 Pola I, Pola IIによる地方電化事業の概要(1993.11現在)

パターン 項目	Pola I	Pola II	計
実施KUD 数	2,256	253	2,509
電化家屋数	7,034,967	351,426	7,386,393

表- 5.3 Pola III, Pola IVによる地方電化事業の概要(1993.11現在)

パターン 項目	Pola III	Pola IV	計
事業実施KUD 数	1	28	29
電化村落数	34	314	348
電化家屋数	2,000	59,974	61,974
出力			
ジーゼル(kw)	---	13,055	13,055
水力 (KW)	---	43	43
太陽光 (kw)	---	202	202
買電 (kW)	2,000	---	2,000
合計	2,000	13,300	15,300

## 5-4 事業実施計画

事業の実績と第6次五ヶ年開発計画の目標を次に示す。

五ヶ年計画 項目	実 績			目 標
	第3次五ヶ年 開発計画終了時 (1984.3 時点)	第4次五ヶ年 開発計画終了時 (1989.3 時点)	第5次五ヶ年 開発計画終了時 (1993.11時点)	第6次五ヶ年 開発計画終了 (1999.3 時点)
<b><u>Pola I &amp; Pola II</u></b>				
実施KUD 数	---	817	2,509	5,316
電化村落数	---	5,344	15,316	29,234
電化家屋数	---	1,549,279	7,386,393	12,962,093
<b><u>Pola III &amp; Pola IV</u></b>				
実施KUD 数		22	29	193
電化村落数	30	227	348	1,250
電化家屋数	6,918	38,856	59,974	139,616
出力				
ジーゼル(kw)	2,175	9,512	13,055	22,776
水力 (kw)	--	25	43	1,258
太陽光 (kw)	--	--	202	442
風力 (kw)	--	--	--	726
買電 (kw)	--	2,000	2,000	2,000
合計	2,175	11,537	15,300	27,202

Pola I および II は順調に事業を拡大してきている。この事業は PLN の経費を軽減させ、KUD の収益を増加させる特長を持つ。事業の成否は KUD の運営能力によって決まることが多いため、世界銀行では、Pola I および II に関して、KUD に対する職員のトレーニングおよび事業体制強化の援助をおこなってきており、近年の事業の拡大はこの成果が現れてきたと考えられる。

Pola III による事業はアチェ州に 1 例あるだけである。これには、PLN の電力設備に余裕がないこと、受電する電力料金の折り合いが難しいなどの事情がある。ランブンの KLP で

は発電設備の増強が需要に追い付かないため、不足分の購入という形でPolaⅢの事業を進めることが検討されている。

PolaⅣによる事業は脱石油エネルギー政策に基づく開発、すなわち、小水力による開発を優先的に考えているが、現在までは残念ながらほとんど進展していない。JICAでは専門家の派遣、開発調査の実施をおこなってきており、協同組合・小企業省も積極的に取り組む姿勢を示している。

これとは裏腹にジーゼルによる電化が順調に進んできた。これはアメリカの援助で実施したKLP 事業の増強によるものがほとんどである。しかし、石油価格の高騰により経営状態は良くなることから、今後はジーゼルによる電化は積極的には行わない方針である。

一方、太陽光発電にも力をいれており、各家屋にモジュールとバッテリーを個別に設置する分散型のシステムで、同省は1990年から現在までの数年間で5,000 軒の電化を実現してきた。これらは、海外からの調査・研究目的の援助、あるいは政府からの資金協力など無償がらみで実施されてきた。資金調達ができれば、簡単に設置できる特徴を持つ。太陽光発電による 100万戸電化計画も始まっており、その導入には、意欲的である。また、風力発電はオーストラリアと中国の援助により実証試験がおこなわれている段階ではあるが、太陽光発電と同様な分散型のシステムで電化を進める計画である。太陽光発電と同じく、PLN の配電線が当分届かない地域で、緊急的、暫定的な電源として期待されている。

## 7. 援助国・国際機関の動向

### 7-1. 鉱山エネルギー省電力エネルギー開発総局への協力

日本をはじめ、オランダ、フランス、ニュージーランド、E E C及びA D Bにより電力計画、地方電化、新エネルギー分野等で協力の実績があるが、特定の分野への指向はない模様である。

各援助国、国際機関の援助動向を図 7-1に示す。

### 7-2. P L Nへの協力

- ①世界銀行・・・パイトン石炭火力建設計画、チラタⅡ増設計画、既設水カリハピリテーション、地方電化等
- ②A D B・・・シンラク水力発電所建設計画、タンガリ第2水力発電所建設計画  
他
- ③ドイツ・・・ブキットアッサム石炭火力建設計画、オンビリン石炭火力建設計画  
M. Tawar, Garadi, Tambak Lorok 等

この他フランス、オーストラリア、イタリア、スイスの各国が協力を実施している。  
世界銀行が今後とも、電源開発の主軸となる石炭火力を重視していることは、特筆すべきであろう。

### 7-3. 協同組合省への協力

地方電化に関する技術協力・資金協力には次のようなものがある。

①、②は資金協力につながり、事業は良好な成果を収めている。また④については資金協力を得て、事業化することを希望している。

- ①U S A I D・・・ディーゼル発電による地方電化（ランブン州、南スラウェシ州、  
西ヌサテンガラ州）
- ②世銀・・・Pola I, Pola II に関するトレーニングおよび協同組合省電化事業体制強化
- ③豪州 風力発電による地方電化実証試験（西ジャワ州）
- ④J I C A 北スマトラ小水力発電地方電化計画

図 7-1 各援助国・国際機関の動向

No.	COUNTRY	PROJECT TITLE	SCOPE OF WORKS
1	The Netherland	Regional Energy Development Project of west java(ETA-79), Phase I & II	To investigate the most economic and technically feasible ways of developing non-oil energy resources  To utilize the non-oil energy resources for rural energy and electric power supply
2	France	Rural and Renewable Energy Development in West and East Nusa Tenggara (ETA-164)	To formulate and plan a development programme for energy supply based on renewable and non-oil energy resources, to meet the commercial energy needs in selected rural location To prepare a framework of methodologies and guidelines for formulating and planning similar programme in other rural areas
3	Japan	Study on Utilization of Photovoltaic Hybrid Systems in Rural Areas (ETA-186)  The Master Plan Study of Electric Power Development	Study, Implementation and evaluation of Photovoltaic Hybrid Systems i. e. Solar PV-Microhydro and Solar PV Diesel  To Establish a Basic Technology to Draw Energy Development Plan of Power Generation
4	Economic European Community (EEC)	1. Rural Electrification	Tapping high voltage transmission and distribution for surrounding consumer to develop potential small scale hydro power

No.	COUNTRY	PROJECT TITLE	SCOPE OF WORKS
5	New Zealand	Study for Strengthening of the National Electric Power Planning System	<ul style="list-style-type: none"> <li>-to review the adequacy of existing management information system in relation to the electric power planning system</li> <li>-to determine which aspects need modification or strengthening to provide an improved electric power planning system.</li> </ul>
6	The Netherland	Electric Standardisation	<ul style="list-style-type: none"> <li>-to develop electrical standardization in Indonesia</li> <li>-to have the most appropriate in Indonesia</li> <li>-to have the most appropriate method for electrical standardization and the implementation</li> </ul>
7	ADB	Study of an Electric Tariff Adjustment Mechanism	<ul style="list-style-type: none"> <li>-to analyze the cost and revenue structure to identify key factors beyond PLN's control such as fuel prices and exchange rates which significantly affect PLN's financial performance</li> <li>-to compare tariff adjustment mechanism used by other similar power utilization and indicate their relative advantages and disadvantages</li> <li>-to develop formulas for the proposed tariff adjustment mechanism direct link ages between the selected key parameters</li> </ul>

## 8. 我が国の援助の実績と今後の課題

### 8-1. 我が国の援助の実績

我が国の電力開発分野に対する協力は、円借款による資金協力と、開発調査による技術協力を中心に主に PLN に対し実施されてきた。

1992年3月末までに円借款により運開または工事中の発電所は、水力発電所11ヵ所、火力発電所3ヵ所、及びディーゼル発電所があり、合計出力（運開ベース）は2,589MW となっている。これは PLN の全発電設備容量の24% を占め、インドネシア各地の電力供給に大きく貢献している。

以下に円借款により実施された主な発電所を挙げる。〔 〕は円借款承諾額である。

プランタス流域水力発電所（カリコント、カランカテス、ウリンギ）〔257億円〕

リアムカナン／リアムキワ水力発電所〔50億円〕

アサハン水力発電所〔23億円〕

ウォノリギリ水力発電所〔121億円〕

サグリン水力発電所〔330億円〕

バカル水力発電所〔332億円〕

タンジュンプリオク火力発電所〔46億円〕

スラバヤ火力発電所〔143億円〕

グレシック火力発電所〔632億円〕

ディーゼル発電所〔210億円〕

コタバンジャン水力発電所（工事中、出力114MW）

ルヌン水力発電所（工事中、出力82MW）

シパンシハボラス水力発電所（工事中、出力50MW）

開発調査については、PLN 以外にも案件数は少ないが、鉾山エネルギー省、協同組合省に対する協力も実施している。図 8-1 に主な開発調査案件の実績を示す。

### 8-2. 今後の課題

インドネシアにおける第1次25ヵ年計画中の電力需要は、発電電力量で見ると年平均14.3% で増加しており、これは世界の電力需要の増加率3.6%をはるかに越えるばかりでなく、同期間のアジア地域の増加率7.9%をもはるかに上回っている。

こうした電力需要の増加に対し PLN は同期間中に発電設備を526MW から10,853MWに



までハイペースで拡充してきたが、この間電力の需給が逼迫し、経済社会開発上の大きな問題となったこともあった。

今回発表された第2次25ヵ年計画では、現在のPLNによる電力独占体制では開発能力、特に資金調達能力に限界のあることを明確に認め、民間企業によるBOO方式による電力供給を前提とした電力開発計画を推進しようとしている。

さらにPLNが実施する電力開発についても、必要資金の調達機会を拡大するため、国内、海外での資本市場への株式の上場を検討している。

こうしたインドネシア側の動きは、援助する立場から見ると表面的には「国営企業の民営化」「援助離れ」あるいは「援助からの卒業」と写るかもしれない。

しかし、現実には社会経済発展の速さに電力開発等が追いつかないため、不足する分を民間企業、民間資金により実施しようというものである。

つまり援助は従来どおりインドネシアの発展にとって、現段階では必要不可欠である。

しかし、援助のみに依存していたのでは、急速な経済発展に電力開発が追いつかないというのが、インドネシアの現状の真の姿であることを、援助する側が十分に理解する必要がある。

電力開発分野に対する今後の開発の方向を論じるには、まずインドネシアのエネルギー政策の基本である「脱石油化」を念頭に置きつつ、民間セクターの動向、プロジェクト実施上の制約要因であるPLNの資金調達能力等をも十分に配慮しながら検討しなければならない。

こうしたことから行政機関である鉱山エネルギー省、実施機関であるPLNの総合的な視点から計画を策定できる能力を強化することが、極めて重要である。

(現在、鉱山エネルギー省へのアドバイザー派遣にて対応している)

さらに分野毎には以下の点に留意する必要がある。

#### (1) 電源設備

- ① 電気事業経営の長期的な安定、電源設備構成の適正化を図るためには、ピーク供給力を確保するための水力電源の導入とベース供給力となる石炭等の火力電源の適切な組合せと、精度の高い電力需要予測に基づいた適切な導入時期を注意深く検討する必要

がある。

さらに1次エネルギー（石炭、天然ガス等）開発計画との整合及び必要開発資金の調達等も併せ勘案する必要がある。

しかし残念ながらこうした総合的な考察に基づいた中長期的な総合開発計画を有していないのが現状であることから、早期にこうした総合計画を策定し、合理的な電力開発を促進すべきである。

（上記現状を改善するため、93年より「電力セクター総合エネルギー開発調査」に着手し、より精度の高い電力需要予測モデルの作成等、総合開発計画策定のための技術移転を実施中である）

②水力電源の開発については、発電計画を立案する際必要となる基礎データ（地形図、水文資料等）の精度が低く問題点が多い。したがって今後は主要な開発予定地域の地形図の作成と併せ、水文資料の整備を進めていく必要がある。

③ジャワーバリ系においては、今後ベース電源である石炭火力の供給力の向上と、ピーク需要の尖鋭化が顕著になるものと想定されることから、2000年以降1,000MW級の揚水発電所を投入することが、系統運用上極めて有利になるものと考えられる。

（92年より開発調査「チソカン上流揚水発電計画（F/S）」に着手）

④既に供与した円借款による設備も含め、大規模水力発電所の経年劣化が顕在化しつつある。ダム、発電所、ゲート、ペンストック等の水力発電設備に係わる維持管理技術の向上を図るとともに、施設の円滑な運用及び安全確保対策のために必要な保守管理技術を移転する必要がある。

⑤今後電力供給の主力となる石炭火力発電所の建設を支援するため、我が国有する環境対策技術、新燃料技術等を紹介するとともに、必要な技術の移転に努めるべきである。

⑥既存の火力発電ユニットの過半数が経年劣化対策を要する時期を迎えているが、これらを改善するために必要な技術が不足している。また運転も粗雑であるほか、定期点検、修繕にも長時間を要しており、電力需給逼迫の原因の一つにも上げられている。したがって、保守管理体制の確立、関連技術の向上への協力が望まれる。

（94年度に火力発電所の保守管理に関する専門家派遣を予定）

## (2) 流通設備

① 技術基準が未整備であるほか、運用、維持管理技術も未熟であり事故停電も多い。右状況を改善するためトレーニングを含めた所要技術の移転を図るべきである。

② 電力の効率的な運用を考えた場合、長期的には第2次25ヵ年計画でも述べられているとおり、ジャワーパリの連系が必須である。

(92-93年度に「南スマトラ山元火力発電計画」を実施し、同調査結果の中でジャワースマトラの直流送電による連系を提案し、「イ」側も興味を示している)

## (3) 地方電化

① 地方電化は地域住民の福祉の向上、地域格差の是正等を目標とする有意義な事業ではあるが、需要者が広く分布しており、また個々の需要も小さいため、採算を取ることが極めて難しい。したがって、地方電化を推進するためには、建設コスト、維持管理コストの低減化を図り、採算性を改善するための努力が不可欠である。

地域住民参加による建設、廉価で効率的な保守管理体制の確立、さらに補助金制度等を含めた総合的な施策を検討する必要がある。

(93年度から「北スマトラ小水力発電地方電化計画」により地方電化推進のための計画段階でのケーススタディを実施中)

② 地方電化推進の一翼を協同組合省が担っているが、制度面、組織面の整備が遅れており、技術レベルも低い。

したがって地方電化を効率的に推進するためには、その基盤整備を目的とした支援が必要である。

(93年度より「電気事業経営」専門家により技術移転を実施中)

## (4) その他

電力の安定供給を図るためには、電力需要に見合った新規電源の投入も重要であるが、他方、省エネルギー対策によるエネルギーの節約も新規電源の投入と同様に効果がある。したがって、発電、送配電、消費の各段階での省エネルギー対策技術の移転を推進すべきであると考えられる。

図 8-1 開発調査実績 (1)

案件名	調査形態	調査期間	概要	計画	概算	調査後のフォロー
チタルム水力発電計画	F/S	72	西部ジャワバンドン市近郊を流れ、チタラム川に高さ88mのロックダム(サグリングダム)を築設し、600MWの発電を行う計画	有効貯水容量; 7億トン 設備容量; 600MW 工事費; 460億円(約340億円)	78-80 サグリング水力発電所計画 円借款供与 総額 330.5億円	
サダン川水力発電計画	F/S	75	スラウェシ島中央部山岳地帯の南側に流下するサダン川にコンクリート堰を築造し、流れ込み方式により104MWの発電を行う計画	コンクリート堰: H=7m 設備出力; 104MW 工事費; 335億円(約235億円)	79-84 バカル水力発電所計画 円借款供与 総額 332億円	
マウン水力発電計画	F/S	78-81	ジャワ島中部を南下して流れるスラウ河の支流ムラウ河に高さ179mのダムを築造し、190MWの発電を行う計画	高さ179m 有効貯水容量; 2.3億トン 設備出力; 190MW 工事費; 2.4億円(約1.8億円)	PLN は2001/2年通関をめざし準備中	
アサハン水力発電計画	F/S	81-82	北スマトラ州のトバ湖を源とするアサハン河に2カ所のダム(アサハンNO.1と3)を築造し合計480MWの発電を行う計画	アサハンNO.1プロジェクト 設備容量; 180MW 工事費; 1.97億円	PLN が2000/1年通関をめざし、最も優先度をおいて準備している案件。詳細設計(D/D)も終了している。	
リアムキ水力発電計画	F/S	81-82	南カリマンタン、バンジャルマシンの東方を流れるリアムキ川に高さ50mのアースダムを築造し、42MWの発電を行う計画	アサハンNO.2計画で本計画とは異なる。 アサハンNO.3プロジェクト 高さ130m 設備容量; 300MW 工事費; 5.72億円	83 リアムキ水力発電計画 円借款供与 (E/S) 総額 7.6億円	

図 8-1 開発調査実績 (2)

案件名	調査形態	調査期間	概要	計画	元	調査後のフォロー
コタバンジャン水力発電計画	F/S	81-84	スマトラ島リアウバダン市の北ダム；コックリ-1完成、H=58m 方を流れるコタバンジャン河に高有効貯水容量；10.4億トン さ 58mのダムを築造し111MW の発電設備容量；111MW 電を行う計画。	工事費；1.9億円(第1.1億円)	円借款供与 総額 311.8億円	85-91 コタバンジャン水力発電計画 円借款供与 総額 311.8億円
ルヌン水力発電所計画	F/S	83-85	北スマトラ州トバ湖の西方を流れ、H=40m るルヌン川の水をトバ湖に約500m <sup>3</sup> 有効貯水容量；17億トン の落差を利用して転流し、100MW 導水路；19.6km の発電を行う計画。	設備容量；100MW 工事費；1.75億円(第77億円)	円借款供与 総額 220.4億円	85-93 ルヌン水力発電計画(82MW) 円借款供与 総額 220.4億円 99/00 運開予定 (現在建設中)
チンバサン水力発電計画	F/S	85-88	西ジャワ州バンドン市東方を流れ、H=160m、V=1530万 るチマヌック川中流域に高さ160m <sup>3</sup> 有効貯水容量；4.5億トン のダムを築造し、400MW の発電を設備容量；400MW 行いジャワ島におけるピーク需要工事費；5.1億円(第3.5億円) に対応する計画。	工事費；1.75億円(第77億円)		
ラナウ水力発電計画	F/S	86-87	南スマトラ州ラナウ湖から流下す調整ダム；H=8m るスラブン川に高さ8mの涵漚用の有効貯水容量；2.5億トン 調整ダムを設け、600MW の発電を設備容量；60MW 行う計画。 JICAが79-80年に実施した「コッコ 流域計画」より発掘された。	工事費；1.26億円(第85億円)		
アユン水力発電計画	F/S	87-89	バリ島の中央を流下するアユン河シダン計画 (調整池式) に3ヵ所の調整池を設け合計で44ダム；コックリ-1、H=29m の発電を行い、主にバリ島にお設備容量；23MW (第1段階) けるピーク需要に対応する計画。スラット計画 (調整池式) 計画は「シダン計画」「スラット計画」(調整池式) 計画「プアング計画」の3つから成る。	設備容量；100MW 工事費；1.26億円(第85億円)		PLN は2001/2年運開をめざし準備中 ではあるが、ジャワワーバリ間の架空 送電計画もあり、遅延気味。

図 8-1 開発調査実績 (3)

案件名	調査形態	調査期間	概要	計画	諸元	調査後のフォロー
ジャバハス水力発電計画	F/S	88-90	北スマトラ州東部シボルガ市近郊ダムを流れるジャバハス川に高さ38mのダムを築造し、調整池を有する2段階開発により、50MWの発電を行う計画。	コンクリート動式、H=38m 設備容量；22.4MW 総額 8.2億円 PLN は99/00年運用をめざし準備中	円借款供与 (E/S) 総額 8.2億円 PLN は99/00年運用をめざし準備中	
プブルン水力開発計画	F/S	88-90	バリ島の東側に位置するロンボック島北部のセガラ湖から流下するプティ川に高さ24mのダムを築造し、22.4MWの発電を行う計画。	コンクリート動式、H=24m 設備容量；22.4MW 43億円(外資31.9億円)	PLN は2000/1年運用をめざし準備中	
ワンプー水力発電計画	F/S	90-92	北スマトラ州メダダン近郊のワンプー川に高さ14.5mのダムを築造し、84MWの発電を行う計画。	コンクリート動式、H=14.5m 導水路；17.7Km(内径4.2m) 設備容量；84MW(漸次) 工事費；1.17億円(外資758万円)	PLN は2004/5年運用をめざし準備中	
南スマトラ山元火力建設計画	F/S	92-93	南スマトラ州パレンバン南西に位置するバウガト及びアタガト坑から産出される石炭を利用し、山元にて240MWの発電を行う計画。併せ発電された電力をジャワ島直流送電する計画も含まれている。	(発電所計画) 開放方式；石炭火力発電 設備容量；240MW(600MW×4) 700ト/年 22億円(外資15.8億円) (送電計画) 400KV直流送電(2回線) 延長；陸上430Km、海底45Km 工事費；8.9億円(外資7.9億円)	PLN は2006/7年運用をめざし準備中 (第2次25ヵ年計画において本件については言及していないが、山元火力及びジャワスマトラ連系の必要性について明確に述べている)	

図 8-1 開発調査実績 (4)

案件名	調査形態	調査期間	概要	計画諸元	調査後のフォロー
チソカン川上流揚水発電開発計画	F/S	92-94(発)	ジャワバリ系のピーク電力需要に対応するため、ジャワ島中部バンドン市西方を流れるチタラム川支流チソカン川に揚水発電所を建設し1000MWの発電を行う計画。	(実施中)	PLN は2001/2年運開をめざし計画中
ワルサムン水力発電計画	F/S	93-95(発)	ニューギニア島西部イリアンジャヤ州北西端のソロン市近郊を流れるワルサムン川にダムを築造し20MW(1機)の発電する計画。	(実施中)	PLN は2003/4年運開をめざし計画中
電力セクター総合エネルギー開発計画	M/P	93-95(発)	[1] 国の今後25年にわたる電力需要をシミュレーションにより予測し、一次エネルギー供給サイドの開発計画を加味した総合的な電源開発計画を立案するための調査。	(実施中)	
北スマトラ小水力発電地方電M/P & F/S 化計画	M/P & F/S	93-94(発)	北スマトラ州及びアチア州を対象に小水力発電による協同組合方式による地方電化のM/P 計画を立案し、さらに有望な地点についてF/S 調査を行う。	(実施中)	
ウジュンハンタン石炭火力計画	F/S	94-96(発)	スラウエン島南部ウジュンハンタンの急増する電力需要に対応するため石炭火力発電所を建設し390~585MW(1~1.65MW)の発電を行う計画。	(実施中)	PLN は1999/0年運開をめざし計画中

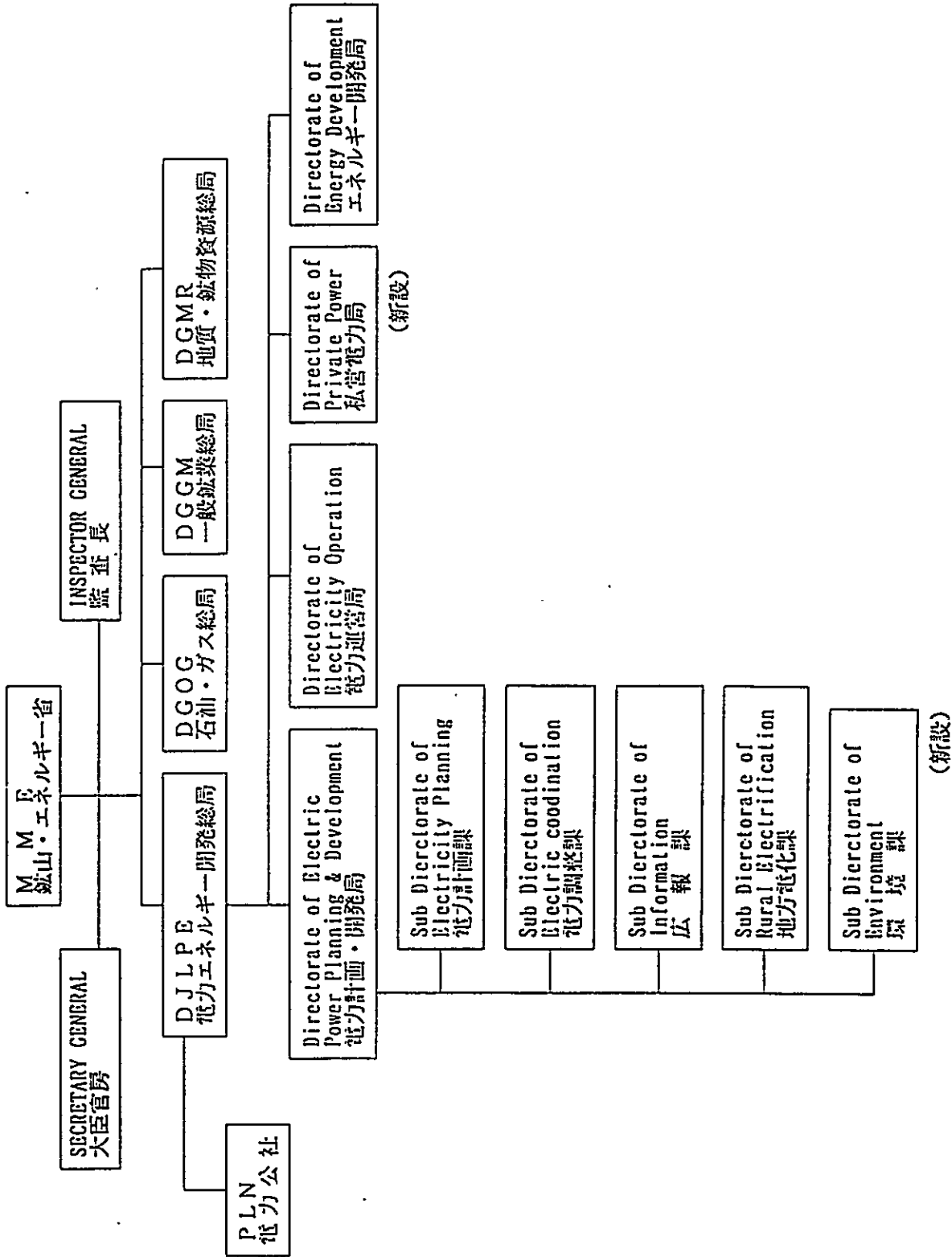
□□□□ 参考資料 □□□□

1. インドネシア共和国セクター別基礎資料  
1992年 2月 国際協力事業団 インドネシア事務所
2. 南スマトラ山元火力発電計画 事前調査報告書  
1993年 9月 国際協力事業団 鉱工業開発調査部 資源調査課
3. 電力セクター総合エネルギー開発計画 事前調査報告書  
1993年 6月 国際協力事業団 鉱工業開発調査部 資源調査課
4. Statistik PLN 1992/93
5. The Answer to the Questionnaire from PLN (1993年 9月)

□□□□ 関連資料 □□□□

1. 鉱山エネルギー省組織図
2. PLN組織図
3. 包蔵水力
4. 主な発電所位置図(計画中のものを含む)
5. 過去の5ヵ年計画の実績
  - (1) 発電設備の推移
  - (2) 発電電力量の推移
  - (3) 販売電力量の推移
  - (4) 電化率の推移
  - (5) 送・配電ロスの推移
6. PLNの供給区域別電力需要予測(1993-2008)
7. 電源開発における環境配慮(電力セクター総合エネルギー調査、事前調査報告書を引用)
8. 民間セクターによる電気事業
9. 電気料金
  - (1) 電気料金
  - (2) 電気料金改定の記録
10. PLN供給区域別の事故、停電の状況
11. 州別電化状況

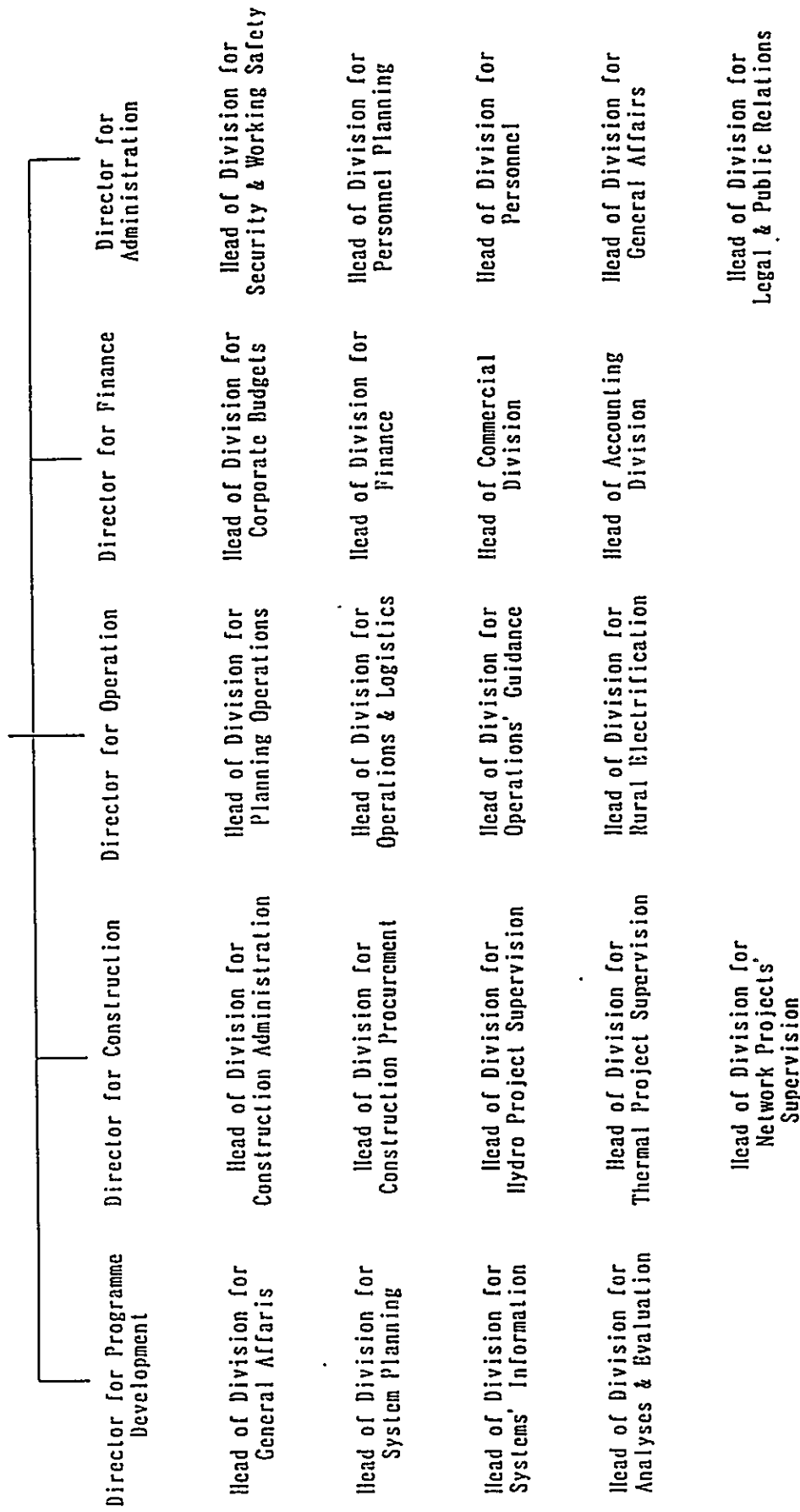




資料-1. 鉱山エネルギー省組織図

P L N

President Director  
Dr. Ir. Zuhdi M. Sc.

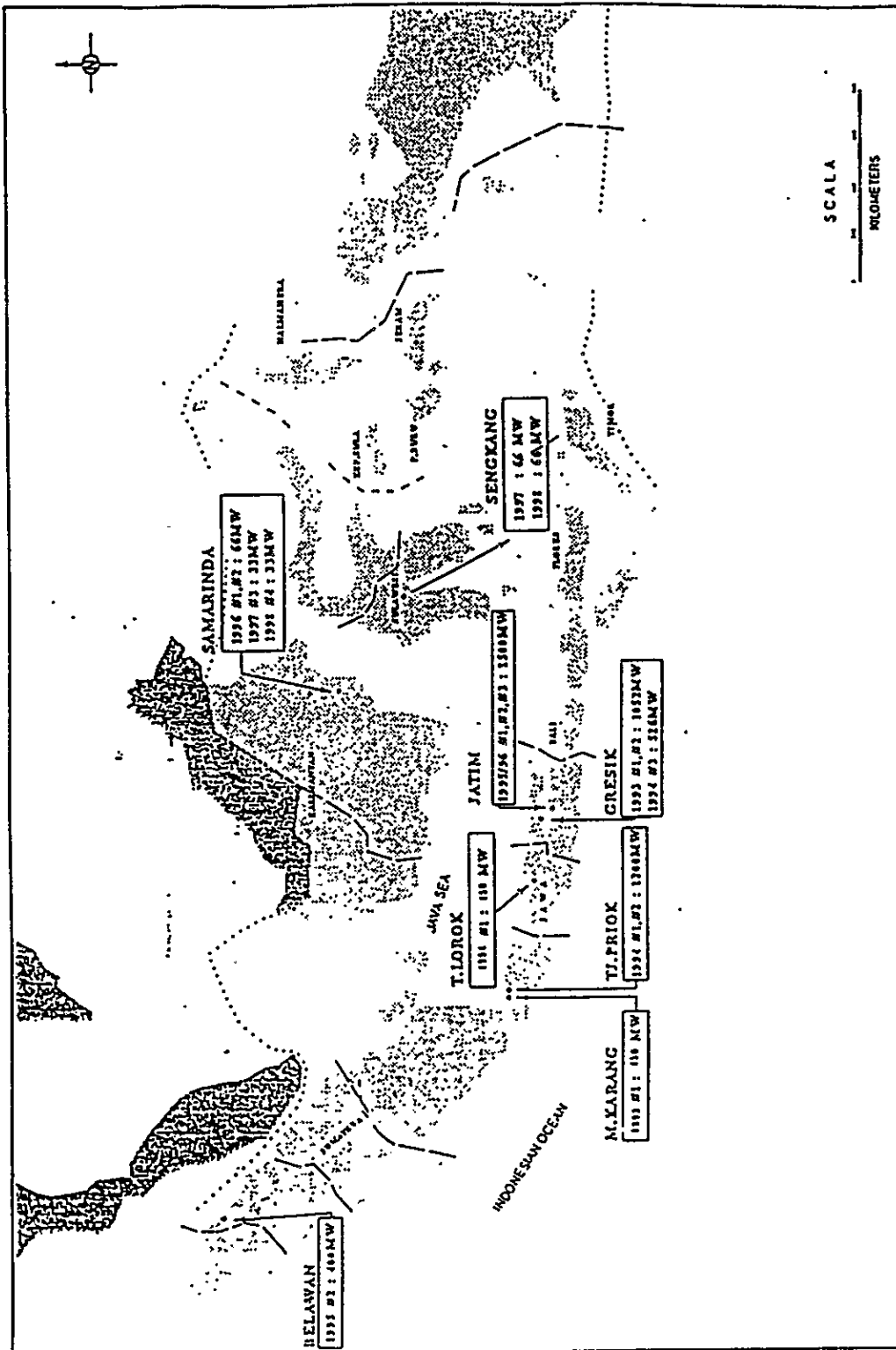


(単位 : MW)

	包蔵水力	構成比(%)	PLN水力発電設備
スマトラ	15.600	20.8	106.8
ジャワ	4.200	5.6	1,879.0
カリマンタン	21.600	28.8	30.0
スラウェシ	10.200	13.6	162.0
イリアンジャヤ	22.370	29.8	0.4
その他	1.050	1.4	0.5
	75.020	100.0	2,178.7

出典 : Statistik PLN 1992/93

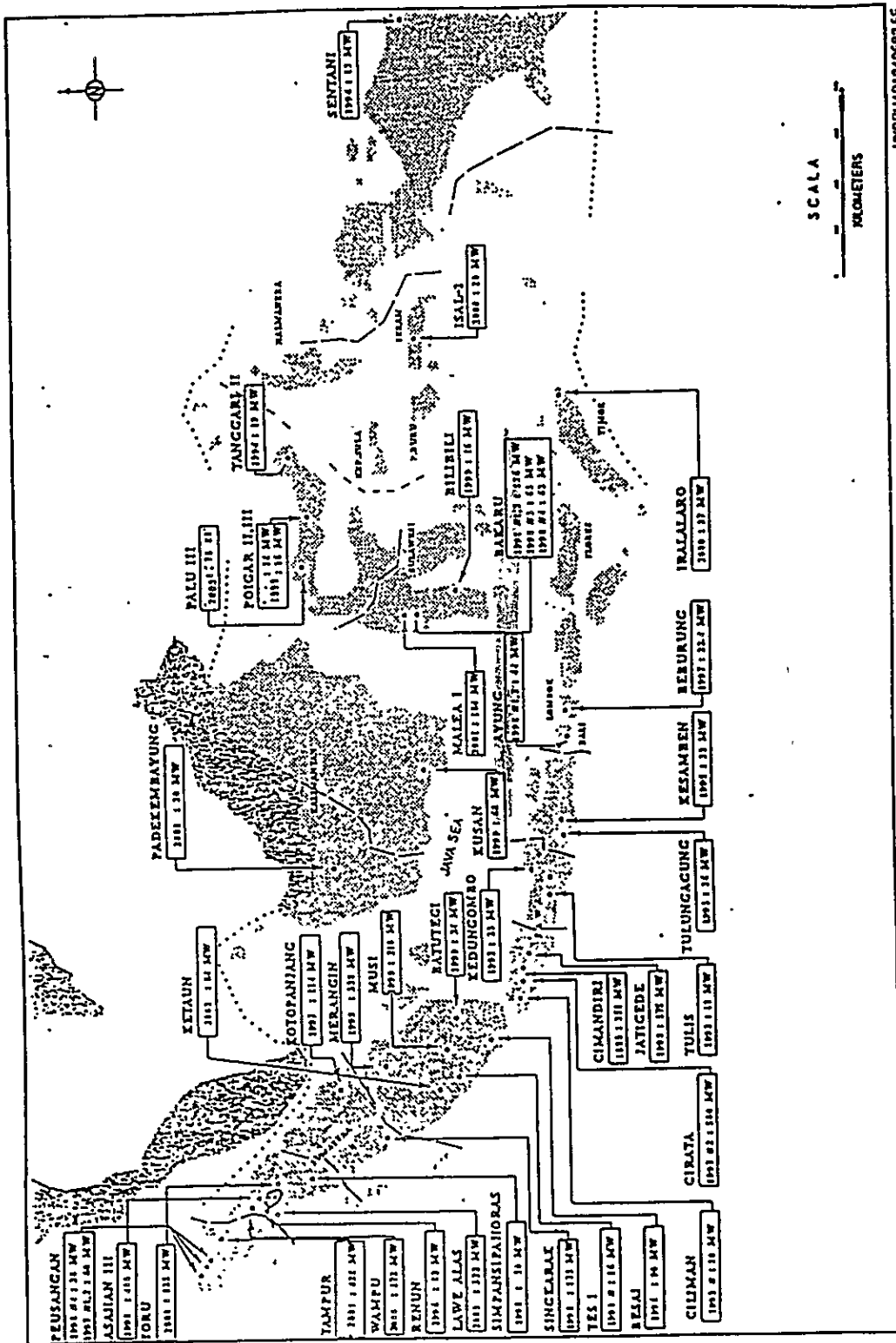




CCJAP1240692.6E

GEOGRAPHICAL SITE OF MAJOR COMBINED CYCLE POWER PLANT PROJECTS

資料-4. (2) 天然ガス複合サイクル火力発電所



HYDRMAP 12406926E

GEOGRAPHICAL SITE OF MAJOR HYDRO POWER PROJECTS

資料-4. (3) 水力発電所



KAPASITAS TERPASANG PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK  
MENURUT JENIS PEMBANGKITAN  
(MW)

TAHUN	(水力) (火力) (原子力) (ガスタービン) (ガスコンバインド) (地熱)						TOTAL
	PLTA	PLTU	PLTD	PLTG	PLTGU	PLTP	
1968/69	184,8	108,8	200,6	42,0	-	-	536,2
REPELITA I							
1969/1970	184,8	113,0	201,7	42,0	-	-	541,5
1970/1971	189,3	100,8	194,3	42,0	-	-	526,4
1971/1972	186,9	125,0	203,3	42,0	-	-	557,2
1972/1973	183,9	225,0	213,0	42,0	-	-	663,9
1973/1974	278,7	225,0	230,3	42,0	-	-	776,0
REPELITA II							
1974/1975	278,7	250,0	266,9	126,0	-	-	921,6
1975/1976	320,5	250,0	273,9	284,8	-	-	1.129,2
1976/1977	320,8	250,0	323,0	482,7	-	-	1.376,5
1977/1978	322,4	250,0	461,5	828,8	-	-	1.862,7
1978/1979	351,0	556,0	499,4	882,0	-	-	2.288,4
REPELITA III							
1979/1980	378,0	756,2	506,0	896,0	-	-	2.536,2
1980/1981	378,6	756,2	523,8	896,2	-	-	2.554,8
1981/1982	398,2	1.156,3	580,8	897,2	-	-	3.032,5
1982/1983	437,0	1.356,3	664,2	918,5	-	30,0	3.406,0
1983/1984	536,4	1.556,3	784,3	1.027,9	-	30,0	3.934,9
REPELITA IV							
1984/1985	536,4	2.086,7	859,7	1.096,8	-	30,0	4.609,6
1985/1986	1.065,2	2.487,0	936,0	1.116,7	-	30,0	5.634,9
1986/1987	1.240,3	2.487,0	1.326,2	1.116,7	-	30,0	6.200,2
1987/1988	1.512,1	2.817,0	1.651,9	1.116,7	-	140,0	7.237,7
1988/1989	1.969,6	3.417,0	1.769,7	1.233,7	-	140,0	8.530,0
REPELITA V							
1989/1990	1.973,0	3.940,6	1.794,9	1.233,7	-	140,0	9.082,2
1990/1991	2.095,2	3.940,6	1.869,6	1.233,2	-	140,0	9.278,6
1991/1992	2.115,2	3.940,6	1.946,0	1.213,8	-	140,0	9.355,6
1992/1993	2.178,2	3.940,6	2.059,6	1.222,8	1.312,00	140,0	10.853,2
1993/1994	2.215,0	4.340,6	2.143,0	1.412,8	2.816,80	250,0	13.178,2
Pertumbuhan							
68/69-73/74	8,6	15,6	2,8	0,0	-	0,0	7,7
73/74-78/79	4,7	19,8	16,7	83,8	-	0,0	24,1
78/79-83/84	8,9	22,9	9,4	3,1	-	0,0	11,5
83/84-88/89	29,7	17,0	17,7	3,7	-	36,1	16,7
88/89-93/94	2,4	4,9	3,9	2,7	-	12,3	9,1

\* ) Angka perkiraan s/d 31 Maret 1994

資料-5. 過去の5ヵ年計画の実績

(1) 発電設備の推移



PRODUKSI DAN PEMBELIAN TENAGA LISTRIK  
(GWH)

TAHUN	PLTA	PLTU	PLTD	PLTG	PLTGU	PLTP	PEMBELIAN	TOTAL
1968/69	757,4	286,1	263,4	74,9	-	-	374,7	1.756,5
REPELITA I								
1969/1970	725,6	278,4	333,2	74,8	-	-	459,8	1.871,8
1970/1971	739,4	389,9	337,7	111,0	-	-	505,7	2.083,7
1971/1972	776,6	465,6	362,5	101,5	-	-	648,3	2.354,5
1972/1973	686,4	656,6	424,6	145,0	-	-	585,9	2.498,5
1973/1974	903,5	769,0	463,0	153,0	-	-	644,0	2.932,5
REPELITA II								
1974/1975	1.093,7	839,0	537,4	160,8	-	-	714,3	3.345,2
1975/1976	1.192,4	897,0	551,8	347,9	-	-	781,2	3.770,3
1976/1977	1.092,2	974,9	607,3	753,3	-	-	699,7	4.127,4
1977/1978	1.094,7	1.065,0	741,7	1.139,2	-	-	684,8	4.725,4
1978/1979	1.384,3	1.523,1	845,5	1.156,7	-	-	813,2	5.722,8
REPELITA III								
1979/1980	1.433,9	2.930,8	1.035,9	800,1	-	-	803,6	7.004,3
1980/1981	1.345,4	3.900,9	1.205,2	1.050,4	-	-	918,5	8.420,4
1981/1982	1.628,5	4.565,5	1.414,0	998,2	-	-	1.531,7	10.137,9
1982/1983	1.317,8	6.436,5	1.565,8	1.173,7	-	77,7	1.274,7	11.846,2
1983/1984	1.816,3	7.365,5	1.654,1	1.065,6	-	209,3	1.281,0	13.391,8
REPELITA IV								
1984/1985	2.117,7	8.538,6	1.684,2	1.064,4	-	217,0	1.154,7	14.776,6
1985/1986	2.989,7	9.812,6	1.890,1	851,8	-	223,6	1.060,9	16.828,7
1986/1987	4.935,2	10.038,9	2.187,3	808,4	-	232,3	1.252,7	19.454,8
1987/1988	4.457,4	12.221,8	2.786,0	1.374,7	-	719,4	746,6	22.305,9
1988/1989	5.226,9	14.218,4	2.900,9	1.582,0	-	1.011,9	682,7	25.622,8
REPELITA V								
1989/1990	6.629,7	16.486,2	3.157,0	1.454,4	-	1.006,9	835,9	29.570,1
1990/1991	5.674,9	21.428,2	3.608,1	2.175,0	-	1.125,4	856,2	34.867,8
1991/1992	6.601,1	23.841,5	3.761,7	2.640,0	-	1.049,5	843,0	38.736,8
1992/1993*)	8.787,7	22.727,9	3.999,0	2.526,8	1.775,3	1.083,7	1.057,6	41.958,0
	6.709,8	23.961,0	4.986,7	1.974,4	10.369,5	1.205,4	912,8	50.119,6
Pertumbuhan rata-rata tahunan (%)								
68/69-73/74	3,6	21,9	11,9	15,4	0,0	0,0	11,4	10,8
73/74-78/79	8,9	14,6	12,8	49,9	0,0	0,0	4,8	14,3
78/79-83/84	5,6	37,1	14,4	(1,6)	0,0	0,0	9,5	18,5
83/84-88/89	23,5	14,1	11,9	8,2	0,0	37,0	(11,8)	13,9
88/89-93/94	5,1	11,0	11,4	4,5	0,0	3,6	6,0	14,4

\*) Angka perkiraan s/d 31 Maret 1994

資料-5. (2) 発電電力量の推移

PENJUALAN ENERGI  
(GWH)

TAHUN	RM TANGGA	KOMERSIAL	INDUSTRI	LAIN-LAIN	JUMLAH
1968/69	678,6	118,6	227,9	179,4	1.204,5
REPELITA I					
1969/1970	803,8	140,0	274,3	253,2	1.471,3
1970/1971	890,4	155,0	303,8	291,5	1.640,7
1971/1972	944,3	238,9	309,9	334,7	1.827,8
1972/1973	1.004,6	254,0	329,6	356,0	1.944,2
1973/1974	1.077,3	220,9	596,0	320,8	2.215,0
REPELITA II					
1974/1975	1.162,6	225,5	737,8	318,2	2.444,1
1975/1976	1.290,2	280,0	880,2	353,2	2.803,6
1976/1977	1.419,5	317,6	978,5	366,2	3.081,8
1977/1978	1.609,5	362,6	141,7	413,4	2.527,2
1978/1979	1.962,2	430,9	1.443,4	450,4	4.286,9
REPELITA III					
1979/1980	2.427,6	518,7	1.909,9	488,2	5.344,4
1980/1981	2.894,6	971,5	1.713,6	943,2	6.522,9
1981/1982	3.425,3	1.083,8	2.240,3	1.096,1	7.845,5
1982/1983	3.932,8	953,5	3.017,3	1.197,6	9.101,2
1983/1984	4.291,5	1.002,5	3.435,9	1.269,8	9.999,7
REPELITA IV					
1984/1985	4.566,9	1.053,5	4.011,4	1.407,6	11.039,4
1985/1986	5.022,6	1.152,5	4.874,9	1.593,4	12.643,4
1986/1987	5.648,8	1.297,2	6.183,1	1.657,3	14.786,4
1987/1988	6.389,9	1.490,5	7.402,0	1.794,5	17.076,9
1988/1989	7.274,6	1.740,1	9.052,2	1.925,8	19.992,7
REPELITA V					
1989/1990	7.946,5	1.982,0	11.418,4	2.087,8	23.434,7
1990/1991	9.003,6	2.327,6	14.165,7	2.244,1	27.741,0
1991/1992	10.325,8	2.832,0	16.025,9	2.297,5	31.481,2
1992/1993	11.671,2	3.185,4	17.754,6	2.352,8	34.964,0
1993/1994*	13.416,9	3.552,3	22.006,5	2.699,2	41.674,9
Pertumbuhan rata-rata tahunan (%)					
68/69-73/74	9,7	13,2	21,2	12,3	13,0
73/74-78/79	12,7	14,3	19,4	7,0	14,1
78/79-83/84	16,9	18,4	18,9	23,0	18,5
83/84-88/89	11,1	13,4	21,4	8,7	14,9
88/89-93/94	13,0	15,3	19,4	7,0	15,8

\*) Angka perkiraan s/d 31 Maret 1994

資料-5. (3) 販売電力量の推移

資料-5. (4) 電化率の推移

RASIO ELEKTRIFIKASI PLN  
ELECTRIFICATION RATIO

TAHUN YEAR	JUMLAH RUMAH TANGGA NUMBER OF RESIDENTIAL	JUMLAH PELANGGAN RUMAH TANGGA RESIDENTIAL CUSTOMERS	RASIO ELEKTRIFIKASI ELECTRIFICATION RATIO
REPELITA III			
1979/1980	29.474.627	2.012.855	6,83
1980/1981	30.379.316	2.478.970	8,16
1981/1982	31.051.300	2.936.326	9,46
1982/1983	31.738.151	3.475.299	10,95
1983/1984	32.746.304	4.046.692	12,36
REPELITA IV			
1984/1985	33.157.759	4.726.927	14,26
1985/1986	33.883.816	5.513.729	16,27
1986/1987	34.603.612	6.472.759	18,71
1987/1988	35.207.092	7.650.914	21,73
1988/1989	35.946.173	8.665.543	24,11
REPELITA V			
1989/1990	36.558.390	9.658.241	26,42
1990/1991	37.426.575	10.742.448	28,70
1991/1992	37.983.818	11.616.959	30,58
1992/1993	38.705.512	12.637.059	32,65

RUGI-RUGI JARINGAN PLN  
PERCENTAGE OF LOSSES

TAHUN YEAR	TRANSMISI TRANSMISSION	DISTRIBUSI DISTRIBUTION	Jumlah TOTAL
AKHIR REPELITA I (1974/75) END OF FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN I	3,90	19,90	23,80
AKHIR REPELITA II (1978/79) END OF FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN II	3,50	18,30	21,80
AKHIR REPELITA III (1983/84) END OF FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN III	3,90	16,90	20,80
AKHIR REPELITA IV (1988/89) END OF FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN IV	3,01	13,87	16,88
REPELITA V FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN V			
(1989/90)	2,97	12,92	15,89
(1990/91)	2,53	13,10	15,64
(1991/92)	2,68	11,43	14,11
(1992/93)	2,94	9,48	12,42

資料-5. (5) 送・配電ロスの推移.

資料 - 6 P L N の供給区域別電力需要予測(1993-2008)

P L N では供給区域別の電力需要の実績を取りまとめ、併せ将来予測を分析している。  
電力需要予測については、毎年 2 回程度見直されその都度修正が加えられている。  
ここでは、93年 5月に作成された電力需要予測 (RUKN:General National Electric Power Plan) に基づき、取りまとめた。

長期分野別電力需要予測 (GWh)

	1990	1995	2000	2005	2008
家庭用	8003.8	17483.3	30679.2	45905.8	56155.4
家庭電化率	29.9	48.0	66.4	77.9	82.5
増加率	12.8	14.1	10.4	7.6	6.6
商業用	2327.6	4852.9	9267.6	14914.9	10109.7
公共用	2244.1	3828.9	6713.4	10592.0	13378.2
産業用	14185.7	37545.5	59985.5	90121.8	114309.5
総計	34851.3	76357.1	127792.5	193440.5	242892.3
増加率	18.0	24.7	9.7	8.4	7.8
負荷率	67.5	69.8	69.0	68.8	68.8

長期発電・電力量計画

( P L N及びB O Oによる発電量 (自家発電を除く) )

石油系発電	1992/93	2003/04	2008
石 油			
ディーゼル	4069	5241	3685
ガスタービン	1911	3942	7415
複合サイクル	3611	1628	2570
(小 計)	9591	10611	13670
重 油			
汽力発電	11968	2102	0
(合 計)		12713	13670
非石油系発電			
天然ガス			
ガスタービン	1188	0	0
複合サイクル	0	37365	31300
汽 力	0	4874	3052
複合サイクル(B00)	0	2278	2278
(小 計)	1188	44517	36630
石 炭			
汽 力	11165	36702	113745
汽 力 (B00)	0	39062	39076
(小 計)	11165	75764	152821
地 熱			
( P L N分)	993	3241	3241
(B00 分)	0	4030	4030
(小 計)	993	7270	7270
水 力	7501	24314	30462
合 計	42406	164778	240854

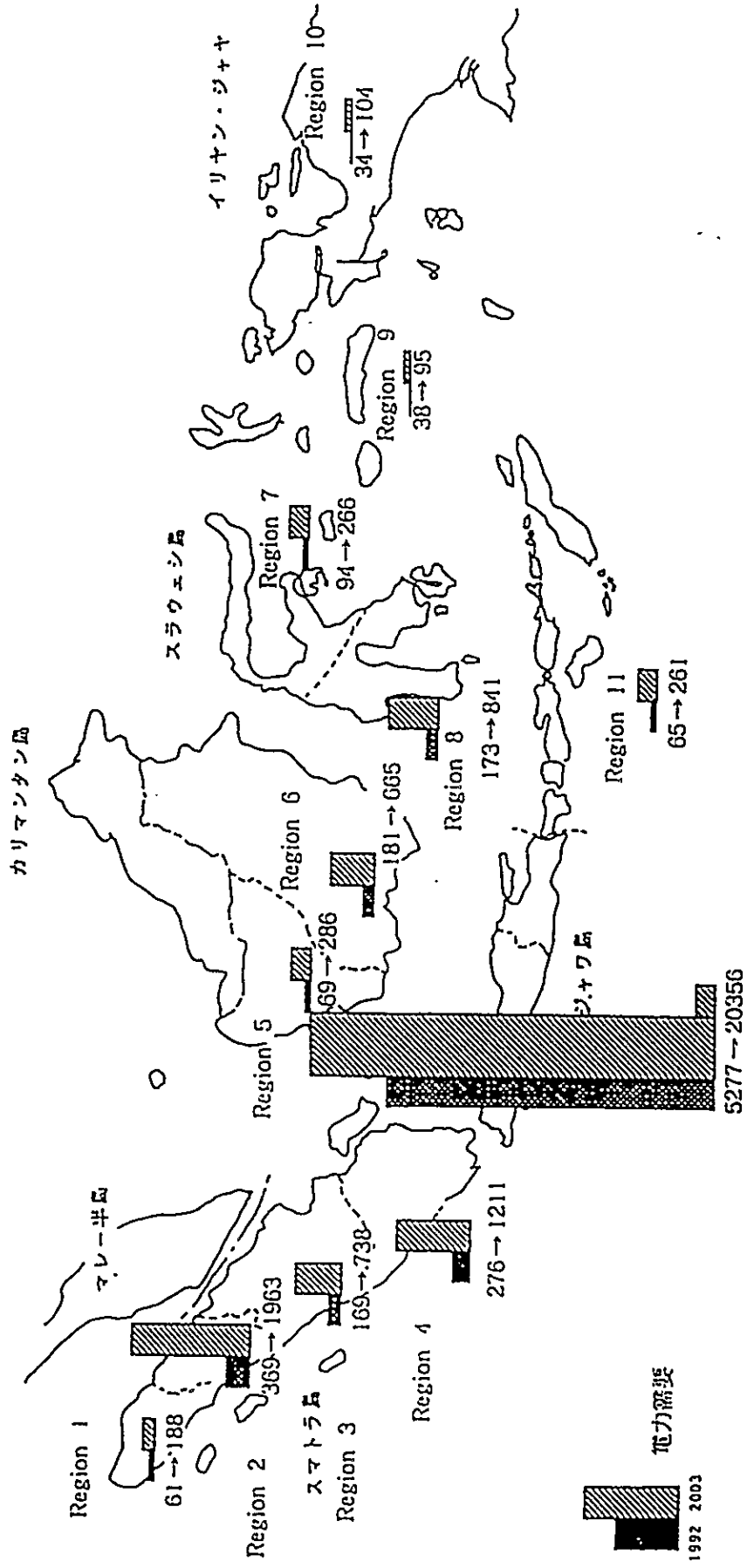
注：2003年の B00 発電分は 27.6 %

2008年の B00 発電分は 13.8 %

2003年の石炭発電分は 46 %

2008年の石炭発電分は 63.4 %

地域別電力需要 (数値はピーク需要 (MW) 1992年 → 2003年)



## 資料-7. 電源開発における環境配慮

### 1. 電源開発における環境配慮

#### (1) 一般的状況

国内の経済的発展によるエネルギー消費が拡大するに伴い、資源の有限性、自然環境の保全、生活環境の確保と改善等を図りつつ、現在及び将来に亘る持続可能な経済成長を維持するためのエネルギー消費を可能とするより良い環境を次の世代にまで引き継ぐことは現世代の義務であるとする観点から、電気事業の全てのシステムに対して、開発に伴う環境配慮を実施することが必要であるとされている。発電計画等は計画の開始の段階から、開発の各段階において、実施目的との調和を図りつつ環境が維持されねばならない。過去25年間の電力成長は年平均約15%という大きなものであり、この傾向は今世紀末まで続くものと予想されている。

インドネシアにおける環境関係法規制は、1982年に始まり、1986年には水質管理その他に及ぼす環境影響分析に関する規程が人口・環境省により制定された。1982年の法律は生活環境管理に関する基本的項目を定め、自然は全能の神の賜り物であり、インドネシアの国民のために開発され、継続的な社会の利益のために保全されねばならないとしている。

電源開発、特に発電及び高圧送電線についての環境影響評価分析は、プロジェクトの実施に先立って実施され、人口・環境省又は関係機関の承認を得ることが必要である。既設又は運転中の設備にあっても、その環境への影響評価を実施する必要がある。必要な場合は対策がとられねばならないし、その対策については、同じく政府の承認を要する。

#### 2. 環境影響分析・評価の手続き

1986年の法制定以来、多くの規定が定められ、これらによる環境影響分析・評価の手続きが確定した。これらによる手続きの主要なものを以下に記す。

- (1) Environment Impact Assessment Process (E I A P) という定められた手続きにより、環境インパクトの評価を実施する。
- (2) E I A Pに基づいて実施された Environmental Impact Assessment (E I A) により環境評価する。
- (3) 提案されたプロジェクトが自然に大きな変化をもたらす場合は、環境に大きな影響ありと判断する。
- (4) その場合は、Preliminary Environmental Assessment (P E A) によりプロジェクトサイトの設定、環境へのマイナス面の影響の管理・行動計画についての対策案概要を評価する。
- (5) Preliminary Environmental Evaluation (P E A) によって、プロジェクトサイトの



設定、環境へのマイナス面の影響の管理・行動計画について現に実施中の行動や記述についての概要を評価する。

(6) Environmental Evaluation Study (EES) によって、現に実施中の活動やプロジェクトの顕著な影響を十分に評価する。

(7) Environmental Management Plan(EMP) により、当該活動またはプロジェクトに適用する環境影響の緩和手続きを計画する。

(8) Environmental Monitoring Plan(EMonP) により、あらかじめ効果があるとされた緩和対策を確実にしつつ計画を完成するに必要な環境条件を管理する手続きを計画する。提案されている計画またはプロジェクトを先に進めるかどうかを決定する権限は、関係する省の大臣またはその長、あるいは関係する州 (Province) 知事が有する。

電力プロジェクトの場合は、プロジェクトの提案者として PLN が鉦山エネルギー大臣、実際は環境評価中央委員会の議長に指名されている省の官房長に、その環境クリアランス手続きを行う。

中央委員会はプロジェクトの提案者から提出された EIA の報告書及び採択されている適切な決定等の全部について審議する。中央委員会は電力エネルギー開発総局職員による技術チームの助勢を得る。PLN の総裁は、PLN の内部に PLN 全プロジェクトの EIA 手続きによる内容を整備し、実施する責任を持つ EIA P チームの議長に PPE (エンジニアリングセンター) の長を任命する。

環境管理に関する規制を確実に実施するために、政府は BAPEDAL (the Agency for control of Environmental Impacts) を1990年の大統領令により設置した。

BAPEDAL は次のような責任を持つ。

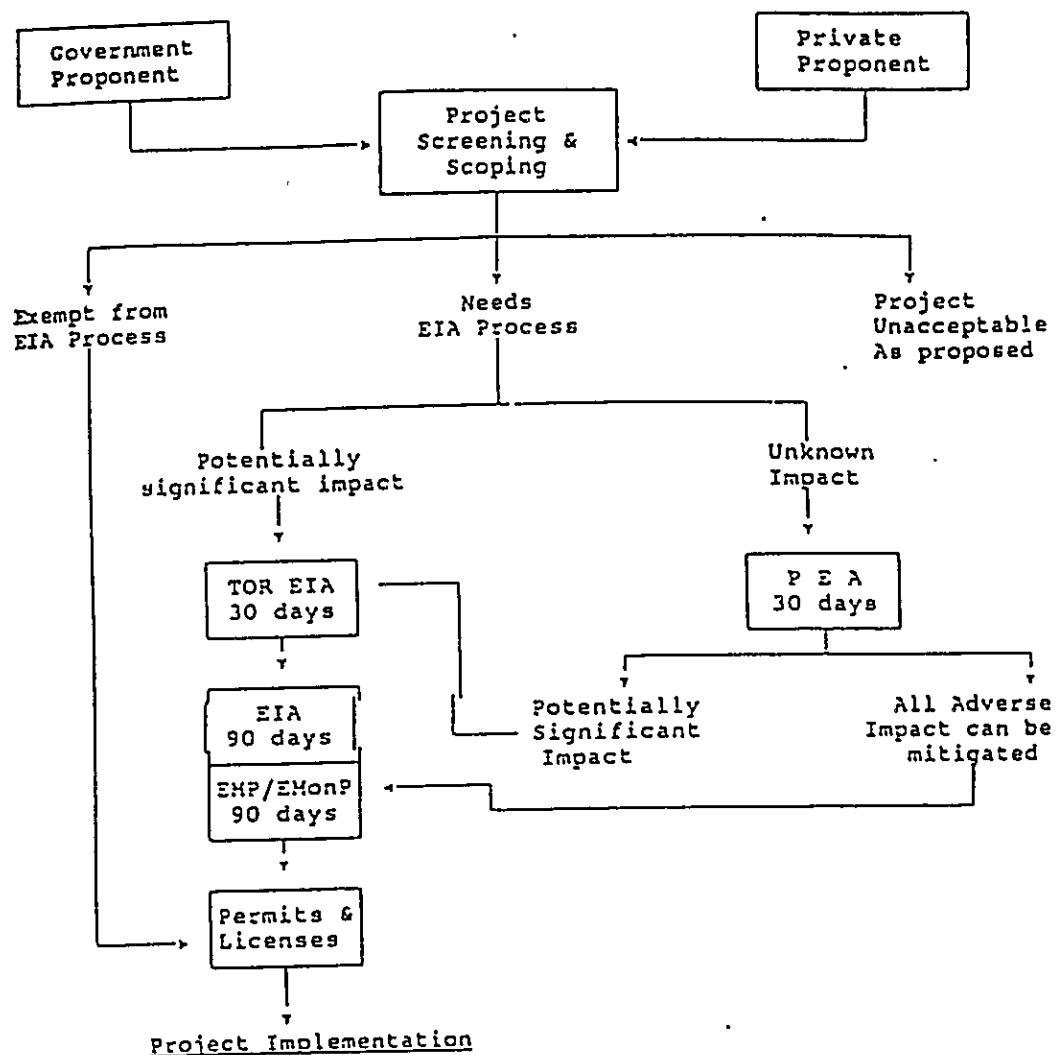
- 大統領がプロジェクトないしは活動の環境影響をコントロールする行動計画を作成することを助成する。
- プロジェクトないしは活動の有害廃棄物を管理しコントロールする。
- 環境に顕著なインパクトを与えるプロジェクトないしは活動をモニターし管理する。

PLN には、長期に亘り、電力供給設備に関し、Indonesian Institute of Sciences (LIPI) 及び環境保全原則に合致する内部的に作成した基準・規程を有している。

### 3. 手続きのフロー

プロジェクトの実施に当たって、実際に必要な手続きの概略を図示すれば次頁のチャートの通り。

必要な環境影響分析・評価の手続



EIAP Implementation Procedure and Expected Duration Schedule.

To determine the degree of significance of the impacts of an activity or project on the environments, the following criteria shall be used :

- a. The number of population affected by the impact.
- b. The area of the impact.
- c. The duration of the impact.
- d. The intensity of the impact.
- e. The quantity of other environmental components affected by the impact.
- f. The character of the cumulative impact on the environments.
- g. The impact is reversible or irreversible.

#### 4. 環境問題の現実

インドネシアにおける環境問題の現実の様相は、予備調査報告書において述べているように、現在のところは水質保全に最大の関心があり、大気に関しては比較的関心が薄いところとなっている。しかしながら、特に大都市における大気汚染問題はかなり深刻であり、ジャカルタ市内における病人の50%は呼吸器系の疾患であるとする統計がある程である。しかしながら、大気汚染の原因としては、増加する自動車（移動発生源）によるもので、火力発電所等の固定発生源に対する関心も対策もその分だけ薄いような現状にある。これは周囲を海に囲まれている同国の地勢的状況や、立地が比較的人口密度の低い地域に行われてきたという事情によるものであろう。しかしながら、最近では火力発電所に対して、何らかの対策を必要とする状況も生じて来ており、極く最近には、新設する石炭火力発電所に特別の煤塵除去対策を設計上考慮するよう勧告された事例も生じている。一般に、インドネシアにおける環境基準、排出基準の設定値は、米国・西独並みないしはそれ以上に高いものがあると言われている。現在の行政実態では、これらの基準はいわば目標値として機能しており、違反事実に対しての罰則適用は無いかそれとも現実適用の事実は殆んどないとされている。余りにもシビアな規制値をそのまま厳密適用することの非現実性を指摘する声もあり、本格的にその厳密適用を考えるならば、基準の見直し（現実的な数値への）を含めて、多角的なアプローチが必要であるとする見方もある(BAPPENAS)。環境関係の測定データの数・その精度ともまだ不十分状況にあるので、今後時間をかけた取組が必要であると考えられる。

実際の火力発電所の現場における環境配慮について、事前調査期間中に、インドネシアにおける最大規模の石炭火力発電所であるスララヤ発電所の現状について調査した。当発電所は全出力1,600MWで煙突の高さは200m、フライアッシュ用の収塵機が設置されているが、近接地5ヵ所の集落地域でモニタリングポストにより常時観測をしているが、煤塵、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>共に法定基準を十分に下回っており、実質的にも何ら問題は生じていない様子である。

## 資料-8. 民間セクターによる電気事業

### 1. PT.Cikarang Listrindo 社の電気事業

PT.Cikarang Listrindo 社はインドネシアで最初の民間電力会社で、ジャカルタ近郊の5ヵ所の工業団地に対し、各々7.5MW(7.5X5=37.5MW)の電力供給する契約を93年10月に締結している。供給対象となる工業団地は以下のとおり。

①East Jakarta Industrial Park

②Kawasan Industri Jababeka

③Lippo City

④MM 2100

⑤Hyndai

料金は基本料金(15,000Rp/KVA)と使用料金(140Rp/KWh)から成っており、PLNより約20%程度割高となるようである。

なお、周辺の商店、住宅、ホテル等へは、PLNの料金と同額に設定されている。

### 2. バイトン石炭火力発電所

バイトン石炭火力発電所はインドネシアにおいてBOO方式により建設される最初の大型発電所である。

バイトン石炭火力発電所は、総出力4,000MWの発電所で、PLN開発分1,600MWとBOO方式による開発分2,400MWから成り、今回のBOO方式によるものは5号機、6号機を指している。(ただし民間による1号機、2号機として呼ぶ場合もあり、必ずしも呼び方が統一されていない)

1994年2月にインドネシア政府とPT. バイトン・エナジー社(日本、米国の企業コンソーシアム)との間で、建設に向けての最終的な合意に達している。

この民間分の発電機(出力120万KW)で生産される電力は、30年間の購入契約に基づきPLNに売却されることになる。

建設費は25億ドルと見積もられており、18億ドルを米国輸出入銀行および日本輸出入銀行からの資金調達を期待している模様である。

なお燃料となる石炭は、南カリマンタンのバトゥ・イタム・ブルカサ炭鉱から供給される予定である。

今後の石炭火力、天然ガス火力発電所の建設計画を次頁に示す。

石炭火力、天然ガス火力の開発

		出 力	運転開始	備 考
石炭火力				
バイトン	1号	40 万kW	1993 年	
	2号	40 万kW	1994 年	
スララヤ	5号	60 万kW	1996 年	
	6号	60 万kW	1996 年	
	7号	60 万kW	1997 年	
バイトン	7号	60 万kW	1996 年	B O O
	8号	60 万kW	1997 年	B O O
	5号	60 万kW	1998 年	B O O
	6号	60 万kW	1998 年	B O O
中央ジャワ	1号	60 万kW	1999 年	B O O
	2号	60 万kW	1999 年	B O O
	3号	60 万kW	2000 年	B O O
	4号	60 万kW	2000 年	B O O
シレゴン		40 万kW	2002 年	B O O
西ジャワ	1号	60 万kW	2003 年	B O O
	2号			B O O
天然ガス複合サイクル				
グレシック	1号	50 万kW	1993 年	
	2号	50 万kW	1993 年	
	3号	50 万kW	1994 年	
ムアラ・カラング	1号	45 万kW	1993 年	
ブリオク	1号	60 万kW	1993 年	
	2号	60 万kW	1994 年	
ダンバック・ロロック	1号	45 万kW	1994 年	
東ジャワ	1号	50 万kW	1995 年	

資料-9. 電気料金

(1) 電気料金

[旧] 1991年8月改訂  
 [新] 1993年2月分より適用

記号		電気容量	基本料金—Rp/KVA		使用従量料金Rp/KWh	
			[旧]	[新]	[旧]	[新]
S-1	小口需要の公共施設 (低圧)	200 VAまで	(定量料金 Max. 5,450 ⇒ Max. 6,300)			
S-2	中口需要の公共施設 (低圧)	200 KVA まで	2,700	4,340	45.00	71.00
S-3	大口需要の公共施設 (中圧)	201KVA以上	3,160	4,860	☆136.50 * 66.00	☆245.00 * 98.50
R-1	小口需要の家庭 2DK タイプ (低圧)	500VA まで	3,160	3,620	63.50	74.00
R-2	小口需要の家庭 3DK タイプ (低圧)	2,200VA まで	3,160	3,660	76.00	88.00
R-3	中流住宅 一戸建て分譲住宅の例 (低圧)	6,000VA まで	5,520	7,500	155.50	212.00
R-4	高級住宅 部屋数多い二階建ての例 (低圧)	6,001VA 以上	5,520	8,180	196.50	209.00
U-1	小口の業務用需要 店舗, 食堂の例 (低圧)	2,200VA まで	5,520	6,000	166.00	172.00
U-2	中規模の業務用需要 スーパー, レストラン etc. (低圧) 200KVAまで		5,520	7,000	186.50	229.00
U-3	業務用大口需要 工場, 倉庫 etc. (中圧) 201KVA以上		3,460	4,940	☆219.50 *109.50	☆370.00 *147.50
U-4	臨時使用の業務用需要 (低圧)	なし			400.00	505.00
H-1	小規模ホテル向け供給 (低圧)	99KVAまで	3,460	4,180	87.00	107.50
H-2	中 級ホテル向け供給 (低圧)	200KVAまで	3,460	5,700	95.00	157.00
H-3	大規模ホテル向け供給 (中圧)	201KVA以上	3,160	5,020	94.00	☆308.00 *123.00
I-1	小規模製造業向け供給 (低圧) 系内工業, 修理工場の例	450VA より 13.9KVA まで	3,460	3,800	63.00	76.00
I-2	中規模製造工場向け供給 (低圧) 縫製工場など	14KVA より 200KVAまで			☆133.50 * 70.00	86.50
I-3	大規模製造工場向け供給 (中圧) 織物工場, 自動車工場など	201KVA以上	3,160	5,300	☆134.00 * 68.00	☆250.00 *101.50
I-4	大型プラント向け供給 (高圧) 製鉄所の例	10,000KVA 以上	2,960	4,680	☆119.50 * 60.00	☆234.50 * 94.00
G-1	官庁建物向け供給 (低圧)	200KVAまで	5,520	7,920	122.50	175.00
G-2	官庁ビル向け供給 (中圧)	201KVA以上	2,960	4,240	159.50	271.00
J	街頭照明, 交通信号用 (低圧)		なし		93.00	148.50

\* 18:00 - 22:00のピーク時間帯  
 ☆ 上記以外の時間帯

資料-9. (2)電気料金改定の記録

Year	Average Increase (Rp./kWh)	Tariff/ Decrease (%) <u>a</u> /	Date of Effectiveness
1968	6.9		May 1968
1969	8.1	17.4	
1970	8.4	3.7	
1971	8.6	2.4	
1972	9.1	5.8	
1973	11.2	23.1	July 1973
1974/75	16.4	46.4	May 1974/November 1974
1975/76	21.8	32.9	April 1975
1976/77	27.0	23.9	April 1976
1977/78	27.4	1.5	
1978/79	27.4		
1979/80	27.3	(0.4)	
1980/81	41.4	51.6	May 1980
1981/82	43.3	4.6	
1982/83	56.5	30.5	February 1982
1983/84	76.0	34.5	February 1983
1984/85	97.8	28.7	March 1984
1985/86	96.6	(1.2)	
1986/87	93.5	(3.2)	August 1986 b/
1987/88	92.6	(1.0)	
1988/89	91.9	(0.8)	
1989/90	114.1	24.2	April 1989
1990/91	112.1	(0.1)	
1991/92	134.5	20.0	August 1991

a/ Increases/decreases in years with no tariff adjustment resulted from changes in the consumption structure

b/ Tariff reduction for Category 11 to 14 (industries and hotels)

PELADAMAN TENAGA LISTRIK TH.1992/93  
NUMBER AND DURATION OF FAULT AND OUTAGE

No	REYAN (PROVINSI)	PROVINCE (REGIOT)	BALAIH PADAM PATA BATA PERALIH (FREQUENCY OF OUTAGE)		LAWA PADAM KATA-RATA PER PERALIH (DURATION OF OUTAGE)	
			CARGAI (Kilowatt-Hour)	PERCERAI (Times of Outage)	GANGGUAN (Times of Outage)	PENDAMAN (Times of Outage)
			(Tons of Power-Hour)	(Times of Outage)	(Times of Outage)	(Times of Outage)
1	Wilayah I	Region I	3,34	1,67	178	476
2	DJACAH	Aceh				
3	Wilayah II	Region II	7,38	2,89	599	248
4	SUMATERA UTARA	North Sumatera				
5	Wilayah III	Region III	3,89	1,03	321	189
6	SUMATERA BARAT	West Sumatera				
7	RIAU	Riau	1,43	0,72	136	169
8	Wilayah IV	Region IV				
9	JAMBI	Jambi				
10	BENGKULU	Bengkulu				
11	SUMATERA SELATAN	South Sumatera				
12	LAMPUNG	Lampung				
13	Wilayah V	Region V	1,07	0,33	50	89
14	KALIMANTAN BARAT	West Kalimantan				
15	Wilayah VI	Region VI	0,68	0,38	32	46
16	KALIMANTAN SELATAN	South Kalimantan				
17	KALIMANTAN TENGAH	Central Kalimantan				
18	KALIMANTAN TIMUR	East Kalimantan				
19	Wilayah VII	Region VII	0,82	0,30	35	55
20	SULAWESI UTARA	North Sulawesi				
21	SULAWESI TENGAH	Central Sulawesi	0,93	0,42	52	75
22	Wilayah VIII	Region VIII				
23	SULAWESI SELATAN	South Sulawesi				
24	SULAWESI TENGGARA	Southeast Sulawesi				
25	Wilayah IX	Region IX	0,58	0,15	81	88
26	MALUKU	Maluku				
27	Wilayah X	Region X	1,32	1,31	67	182
28	IRIAN JAYA	Irian Jaya				
29	Wilayah XI	Region XI	1,38	0,59	121	126
30	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
31	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
32	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
33	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
34	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
35	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
36	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
37	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
38	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
39	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
40	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
41	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
42	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
43	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
44	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
45	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
46	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
47	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
48	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
49	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
50	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
51	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
52	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
53	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
54	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
55	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
56	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
57	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
58	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
59	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
60	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
61	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
62	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
63	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
64	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
65	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
66	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
67	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
68	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
69	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
70	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
71	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
72	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
73	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
74	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
75	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
76	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
77	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
78	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
79	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
80	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
81	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
82	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
83	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
84	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
85	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
86	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
87	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
88	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
89	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
90	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
91	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
92	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
93	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
94	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
95	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
96	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
97	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
98	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
99	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
100	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
101	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
102	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
103	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
104	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
105	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
106	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
107	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
108	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
109	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
110	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
111	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
112	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
113	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
114	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
115	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
116	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
117	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
118	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
119	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
120	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
121	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
122	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
123	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
124	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
125	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
126	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
127	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
128	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
129	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
130	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
131	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
132	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
133	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
134	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
135	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
136	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
137	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
138	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
139	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
140	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
141	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
142	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
143	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
144	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
145	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
146	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
147	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
148	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
149	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
150	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
151	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
152	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
153	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
154	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
155	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
156	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
157	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
158	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
159	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
160	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
161	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
162	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
163	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
164	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
165	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
166	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
167	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
168	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
169	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
170	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
171	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
172	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
173	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
174	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
175	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
176	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
177	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
178	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
179	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
180	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
181	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
182	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
183	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
184	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
185	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
186	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
187	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
188	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
189	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
190	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
191	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
192	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
193	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
194	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
195	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
196	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
197	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
198	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
199	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
200	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
201	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
202	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
203	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
204	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
205	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
206	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
207	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
208	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
209	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
210	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
211	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
212	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
213	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
214	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
215	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
216	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
217	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				
218	SULAWESI BARAT	West Sulawesi				



RENCANA DAN REALISASI DESA TERLISTRIKI  
PJP I

PROPINSI	JUMLAH		DESA TERLISTRIKI				PELITA V				AKHIR		
			TERLISTRIKI		s/d PELITA III		s/d PELITA IV		T A R G E T		REALISASI *)		REPELITA V *)
	DESA	KEP.KEL	DESA	LANGGANAN	DESA	LANGGANAN	DESA	LANGGANAN	DESA	LANGGANAN	DESA	LANGGANAN	DESA
DI. ACEH	5.351	591.861	343	28.447	1.248	86.485	703	155.097	1.282	106.595	2.530	193.06	
SUMATERA UTARA	5.275	1.335.766	729	122.724	977	217.028	1.317	369.193	1.947	211.860	2.924	428.86	
SUMATERA BARAT	3.138	696.579	575	33.545	1.135	88.832	920	97.077	172	74.278	1.307	163.11	
R I A U	976	471.715	60	15.248	132	39.184	247	96.976	116	44.693	248	83.87	
SUMATERA SELATAN	2.345	902.564	170	9.309	470	86.111	494	81.696	334	73.549	804	159.66	
J A M B I	1.267	351.437	67	6.372	227	29.104	209	36.238	142	25.048	369	54.15	
LAMPUNG	1.517	1.102.586	84	10.074	243	40.596	322	79.894	264	48.820	507	89.41	
BENGKULU	1.004	200.093	171	13.282	302	39.282	187	25.345	171	20.969	473	60.25	
KALIMANTAR BARAT	4.633	523.599	119	13.461	283	40.090	546	97.681	221	61.174	504	101.26	
KALIMANTAN SELATAN	2.304	444.694	151	13.640	661	59.130	382	55.327	421	72.369	1.082	131.49	
KALIMANTAN TENGAH	1.055	251.975	18	1.821	74	11.150	135	27.139	138	23.466	212	34.61	
KALIMANTAN TIMUR	999	210.277	29	5.764	83	27.351	157	60.925	131	53.233	214	80.58	
SULAWESI UTARA	1.099	425.366	396	48.726	659	118.003	202	29.623	251	42.387	910	160.39	
SULAWESI TENGAH	1.217	293.599	53	4.513	190	24.940	194	30.926	229	30.556	419	55.49	
SULAWESI SELATAN	1.109	1.082.049	224	45.822	446	214.560	299	125.086	260	88.862	706	303.42	
SULAWESI TENGGARA	592	220.766	27	4.111	113	14.911	150	25.837	101	15.567	214	30.47	
H A L U K U	1.438	278.492	54	6.564	305	42.246	269	62.304	165	59.398	470	101.64	
IRIAN JAYA	890	257.015	17	2.081	48	13.026	112	21.535	63	19.039	111	32.06	
B A L I	535	444.876	223	56.138	424	161.364	43	13.843	137	100.472	561	261.83	
N.T.B	505	640.484	141	15.518	257	60.573	159	27.902	149	63.501	406	124.07	
N.T.T	1.626	555.556	34	3.456	110	17.692	426	77.770	151	36.252	261	53.94	
TIMOR TIMUR	442	138.133	1	21	17	1.227	67	5.094	69	2.801	86	4.02	
LUAR JAWA	39.317	11.419.484	3.686	460.637	8.404	1.432.885	7.540	1.602.508	6.914	1.274.889	15.318	2.707.77	
JAWA TIMUR	7.723	5.834.107	1.421	232.336	3.272	892.953	1.075	281.998	1.543	824.110	4.815	1.717.06	
JAWA TENGAH	7.850	4.765.886	1.334	206.144	3.748	878.717	1.575	398.487	1.771	667.554	5.519	1.546.27	
DI. JOGYAKARTA	393	395.459	105	32.166	280	172.017	80	36.911	51	71.739	331	243.75	
JAWA BARAT	6.692	5.590.092	1.090	445.950	3.090	1.332.054	1.330	986.443	1.321	991.533	4.411	2.323.58	
DKI JAKARTA RAYA													
J A W A	22.658	16.585.544	3.950	916.596	10.390	3.275.741	4.060	1.703.839	4.686	2.554.936	15.076	5.830.67	
INDONESIA	61.975	28.005.028	7.636	1.377.233	18.794	4.708.626	11.600	3.306.347	11.600	3.829.825	30.394	8.538.45	

\*) Angka Perkiraan sampai dengan Maret 1994

資料-11. 州別電化状況

1 4 . 道 路

中村 稔 専門家  
公共事業省道路総局

## 目次

- 1 インドネシアの道路の現況
  - 1-1 道路現況
    - 1-2 道路整備体制・関連法令・予算等
- 2 長期計画およびレプリタVIの概要
  - 2-1 レプリタVまでの経緯および実績
  - 2-2 新長期計画の概要
  - 2-3 レプリタVIの概要
- 3 外国援助の現状および今後の見通し
  - 3-1 他の国際機関等の援助状況
  - 3-2 日本の援助の現状および今後の見通し

### (資料)

- 1-1 道路延長・(管理者別)
  - 道路延長(機能別)
  - 改良率
  - 地域別道路延長の比較
- 1-2 組織図
  - 道路予算
- 2-1

## 第1章 インドネシアの道路の現況

### 1. 道路現況

インドネシアの道路は、管理者別および機能別の2つの分類方法で区分される。

すなわち、管理者別の区分によっては、国道（Jalan Nasional）、州道（Jalan Propinsi）、県道（Jalan Kabupaten）、市道（Jalan Kotamadia）、村道（Jalan Desa）、有料道路（Jalan Tol）および特殊道路（Jalan Khusus）に分類され、また、機能別の区分によっては、1種道路（Jalan Primer：都市間道路）と2種道路（Jalan Sekunder：都市内道路）の2種類、更にそれらの種毎に幹線道路（Jalan Arteri）、支線道路（Jalan Kolektor）、端末道路（Jalan Lokal）に分類される。

インドネシアの道路総延長は村道および特殊道路を除き約25万kmであり、表一におのおのの分類ごとの延長を示す。

表一 管理者別、機能別道路総延長（単位 km）

管 理 者 別		機 能 別	
国道	18,156	一種幹線	15,577
州道	37,029	一種支線	38,986
県道	181,266	一種端末	181,888
市道	25,516	二種	25,516
有料道路		有料	
合 計		合 計	

レプリタV終了時

出典：道路部門レプリタVI計画（案）（公共事業省 1993年10月）

道路整備整備状態としては、道路総局において「安定」（Mantap）、「不安定」（Tidak Mantap）、「不良」（Kritis）の3種類に分類しているが、レプリタVにおける目標値：国道 100%、州道 90%、県・市道 55%「安定」化は、ほぼ達成される見込である。

## 2. 道路整備体制（関連法令・予算等）

### 2-1 関連法令

道路に関する法令としては、日本と同様に、先ず道路法（法13号 1980年）があり、その下に政令がある。

道路法では、道路の体系、道路区域、管理者、事業体制について規定しており、道路令（政令第26号 1985年）および有料道路令（政令第8号 1990年）においては各区分ごとの道路の性格、最低設計速度、道路最小幅員、道路区域最小幅員、建設・維持等が規定されている。

### 2-2 道路予算

道路予算には、道路総合局予算（APBN）、州予算（APBDI）、県・市予算（APBDII）、州交付金（IPJP）、県・市交付金（IPJK）道路公社予算等がある。

1993年度における道路予算を表-2に示す。

表-2 道路予算（1993年度）

単位 10億ルピア

APBN	
IPJP	
IPJK	
APBDI	
APBDII	
合計	

出典：道路総局内部資料

### 第3章 長期計画およびレプリタVIの概要

#### 1. レプリタVまでの経緯および実績

レプリタVおよび第1次長期計画終了時までには、道路整備は国家・および地域開発の発展基盤として進められてきた。すなわち、道路網は、他の部門、農業、工業、観光、移民等の開発促進の役割を果たす運輸部門の最大の施設であり、インドネシアのすべての運輸の中で、幹線道路輸送のシェアは、物流で70%、人流で80%を越えている。

道路整備は、基本的に、既存道路網の維持修繕、改良を中心に行なわれてきた。

この結果、1章に示す道路現状を得ることができた。なお、レプリタIからレプリタVまでの道路整備プログラムを表3-1に、また、レプリタIからレプリタVまでの国・州道の道路整備状況の推移を表3-2に示す。

表3-1 レプリタIからレプリタVまでの道路整備プログラム

	単位	第1次	第2次	第3次	第4次	第5次
道路維持補修						
道路	km	89,441	54,586	31,971	101,018	122,787
橋梁	m	21,629	44,387	41,022	72,172	
道路援助						
道路	km			90,547	58,370	
橋梁	m			135,329	114,877	
道路改良・橋梁架替						
道路	km	3,592	4,646	10,707	16,146	54,355
橋梁	m	14,703	19,205	47,139	51,761	117,382
道路橋梁新設						
道路	km	236	693	1,385	989	200
橋梁	m	12,395	5,771	7,037	2,195	3,360
有料道路	km			80	224	205

出典：道路部門レプリタVI計画（案）（公共事業省 1993年10月）

表3-2 道路整備状況の推移(国道・州道)

単位 km

道路状況	レプリタⅠ	レプリタⅡ	レプリタⅢ	レプリタⅣ	レプリタⅤ
安定	60	4,000	15,000	27,480	51,289
不安定	14,540	23,634	26,778	17,207	3,274
不良	20,400	8,066	2,259	1,305	—
合計	35,000	35,700	44,439	45,992	54,563

出典：道路部門レプリタⅥ計画(案)(公共事業省 1993年10月)

レプリタⅤ道路整備は、大きくは3つの課題、道路・橋梁維持修繕、道路改良・橋梁架替道路・橋梁新設に分けられ、道路・橋梁維持修繕については、既存の道路網を常に良好に保ち既存の交通需要に対しサービス水準を良好に維持する役割を、道路改良・橋梁架替については、構造改良・拡幅等により増大する交通需要に対応した道路サービス水準の向上を図る役割を、また、道路・橋梁新設については、新たに発生する交通需要、あるいは通行不能区間等に対応した道路網の拡大・強化を図る役割があり、各々管理者別の道路分類ごとにその目標を設定して進められてきたが、図3-3に示すとうり、おおむねその目標は達成される見込である。

この、上述の3課題は、後述するとうり、レプリタⅥにおいても、その基本的考えが受け継がれている。

以上の結果、道路網は特に幹線道路を中心におおむね整備がなされてきたが、以下の課題が今後の問題として残った。

a. 道路網の不足

幹線道路網は、おおむね整備されたものの、支線・端末道路網、特に端末道路網が依然完成されているといえず、このため、孤立地域が多く存在し、地域全体の発展の障害となっている。

b. 構造の弱体

幅員狭小、線形不良、舗装厚の不足等依然構造の弱体している道路が多く、今後の交通需要に対し良好なサービスが確保できない。

c. 車両大型化への対応

輸送効率の向上から、大型トラックの導入が進められているが、これにともない、一部の主要輸送ルートとなる幹線道路において、この大型車両に対応した構造の強化が必要となる。

d. 都市内及び都市間道路の容量不足

一部の都市内及び都市間道路において、増大する交通需要と交通容量の不足から、速度低下、交通渋滞が発生している。また、今後もこのような箇所が増大することが考えられる。

表3-3 レプリクVの目標と実績見込

プログラム	目 標	実績見込	達成率 (%)
1. 維持補修			
a. 国道	66,684 km	63,356 km	95.1
b. 州道	121,326 km	91,018 km	75.0
c. 県道	323,500 km	354,664 km	109.6
d. 市道	68,950 km	54,645 km	79.3
2. 改良			
a. 国道・道路改良	8,000 km	17,986 km	224.8
橋梁架換	16,500 m	19,323 m	117.1
b. 州道 道路改良	16,800 km	16,672 km	99.2
橋梁架換	37,500 m	36,960 m	98.6
c. 県道 道路改良	45,153 km	48,785 km	108.0
橋梁架換	80,000 m	70,418 m	88.0
d. 市道 道路改良	1,100 km	1,673 km	152.1
橋梁架換	15,000 m	7,194 m	48.0
3. 新設			
a. 幹線道路	500 km	905 km	181.0
b. 有料道路	295 km	158 km	53.6
c. 市道	344 km	266 km	77.3
d. 橋梁	4,200 m	4,022 m	95.8



また、地域の均衡ある発展のため、インドネシアは開発の遅れている東部地域の発展を重要課題としているが、これに対する問題として、

e. 東部地域の道路整備の遅れ

東部地域の道路整備状況は次のように指摘されている。

\* 東部地域全体の道路状況は、国道、州道、県道ともに全国平均を下回る

\* 東部地域の道路密度は、特にイリアンジャヤ、マルク、中央スラベシ、スラベシツンガラにおいて、全国平均よりかなり下回る。

今後の東部地域の発展を支えるために、新たな幹線道路網の構築を含めた道路整備の重点投資が望まれている。

以上に示す課題に対し、その執行体制として次のような問題が指摘されている。

f. 建設、維持、運営組織の行政機構の実行能力の不足

行政機関、特に地方の行政機関において、その執行能力が弱い。

地方職員の能力の向上等が望まれる。

g. 資金の不足

行政サイドで確保できる資金より、今後必要となる道路整備経費の方が大きい。

これにより、ますます増大する交通需要に対応するため、道路整備に対する民間部門の参加が必要になる。

h. 機材および材料の不足

ますます増大する業務に対して、建設業者やリース業者が必要となる機材をいまだ十分に用意できるまでになっていない。

機材面においては、機材の再補修、再配置、新規開発が、材料面では、アスブトン等の活用が必要となっている。

i. 建設業者およびコンサルタントの能力不足

建設業者やコンサルタントが未だ期待されているレベルの存在となっていない。

また、個々の能力が低く、人員不足である。

更に、

j. 環境問題への対処

道路新設や道路拡幅の各種プロジェクトにおいて、環境問題に対し、いまだ多くの負の影響が浮かび上がっている。これは、道路プロジェクト固有の環境問題に対する専門家が不足しているためと考えられる。

以上に示すレプリク V までの実績及び問題点をふまえ、第 2 次長期計画及びレプリク VI が計画されている。

## 2. 第2次長期計画及びレプリタVIの考え方

道路整備に対する要望は、各種の開発部門の発展を支える基盤として、ますます増大しており、この期待に応えるため、一層の整備促進を図らなければならない。

レプリタVまでの実績及び問題点をふまえ、第2次長期計画及びレプリタVIにおける、道路整備の考え方は以下のように整理される。

- 1) 道路網の完成、良好な道路状態の確保、サービス水準の向上により、道路の利用効果を高め、道路輸送効率、地域間連絡の向上に資する。
- 2) 道路と他の交通機関との関係・融合を図り、交通効率を高める。
- 3) 道路整備により、新たな就業機会の場の創立を誘導し、国内産業の発展に資する。
- 4) 中央・地方政府の関係強化により効率的な道路整備を図る。
- 5) 民間投資の増大を図り、道路整備における民間部門の役割を増大させる。

この考え方をもととする実行内容としては、

- a) 既存の道路網の常に良好な状態を確保する。
- b) 非ガス産業などの開発中心地、あるいは現在の孤立地域解消のため、地域へのアクセスを図る道路の新設・強化を図る。
- c) 車両の大型化に対応した構造の強化、(10Tトラックへの対応)、高速性確保のための容量増強(拡幅)、線形改良等を図り、多様化する交通需要に対応する。

が、あげられ、特に東部地域の重点投資の必要性が、国家の均衡ある発展を図るうえで必要としている。

また、その実行にあたって、その方法として、

- d) 道路整備を中央政府の出先機関である地域公共事業局(Kanwil DPU)の調整と制御のもとに、地方政府の土木部(Dinas PU)によって、安定的に行なう。
- e) 適正なプロジェクト規模の設定、地域ごとの建設実行の促進により、建設実行者(建設会社およびコンサルタント)を有効に活用する。
- f) 地域の状況に応じた技術の運用を、建設実行方法の改善を通して、高めていく。
- g) 建設機械について、民間側で提供困難な地域に対し、中央政府により提供を図っていく等、効果的運用を図る。
- h) 民間の投資家を積極的に募る。

等があげられている。

そして、これらの実行にあたっては、

- i) 十分に環境に対する影響を考慮する。

こととなっている。

### 3. レプリタⅥのプログラム

上述の考え方にに基づき、その実行として、次のようにプログラムを分類させている。  
名を、これは、今後の経済成長率年6.2%、人口増加率1.6%を支えるために必要な道路整備量をもとに各々事業量を設定している。

#### (1) プログラムの分類

##### 1) 道路および橋梁維持補修

このプログラムは既存道路すべてにおける維持、修繕をカバーし、計画に基づくサービス期間を確保するものである。このプログラムは、更に以下のように分けられる。

- 道路橋梁日常維持
- 道路補修
- 橋梁補修

##### 2) 道路改良および橋梁架替

このプログラムはサービス水準の確保と向上を行なうものであり、これにより、速度、健全、安全面に関する輸送側の要求の増大と向上に対しそのサービス水準を確保するものである。このプログラムは以下より構成される。

- 構造改良
- 線形改良
- 容敷増強
- 橋梁架替

##### 3) 道路および橋梁新設

###### - 橋梁新設

サービスの増大・向上として、アクセス機能の向上・追加の必要な地域に対し橋梁新設を行なう。道路輸送のサービス要望に基づき、このプログラムは下のように分類される。

- a. 準永久橋の新設
- b. 永久橋の新設
- c. 特別橋の新設

###### - 道路新設

サービスの増大・向上として、アクセス機能の向上・追加の必要な地域に対し道路新設を行なう。道路輸送のサービス要望に基づき、このプログラムは下のように分類される。