

インドネシア共和国  
エネルギー・鉱物資源省

インドネシア国  
ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査  
ファイナルレポート

平成 20 年 12 月  
(2008)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
株式会社ニュージェック  
関西電力株式会社

## 序 文

日本国政府は、インドネシア国政府の要請に基づき、同国のジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は平成20年1月から平成20年12月までの間、4回にわたり株式会社ニュージェックの山岡暁氏を団長とし、同社と関西電力株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団はインドネシア国政府および国有電力会社と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後、国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成20年12月

独立行政法人 国際協力機構  
理事 永塚 誠一

平成 20 年 12 月

独立行政法人 国際協力機構  
理事 永塚 誠一 殿

## 伝 達 状

「インドネシア国ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、株式会社ニュージェックおよび関西電力株式会社が平成 20 年 1 月から平成 20 年 12 月まで実施して参りました。

本調査では、ジャワ・マドゥラ・バリ地域における各種電源および送変電系統の現状や計画に基づいて、供給安定性および信頼性、経済性、環境社会配慮を総合的に勘案して、最適電力開発計画を策定しました。また、開発計画を実現するため、電源開発および送電線拡充、環境社会配慮の方策、さらに電力セクターへの投資促進策など、広範な分野にわたる提言を行いました。

私どもは、これらの提言が実施されることで、ジャワ・マドゥラ・バリ地域の持続可能な電力開発、ひいては、同地域の生活水準の向上に大きく貢献できると信じております。

インドネシア国政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、本報告書の提言を優先的に実現していくことを強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導やご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力やご支援を頂いたインドネシア国エネルギー鉱物資源省、国有電力会社 (PT PLN (Persero))、ならびにその他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

インドネシア国  
ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査  
総括 山岡 暁

## Abbreviation Table

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
AC	Alternating Current
ACB	Air Blast Circuit Breaker
ACE	ASEAN Center for Energy
ADB	Asian Development Bank
AFC	Automatic Frequency Control
AH	Air Heater
AI	Annual Inspection
AMDAL	Environmental Impact Assessment
ANDAL	Environmental Impact Statement
AVR	Automatic Voltage Regulator
BAKOREN	Badan Koordinasi Energi Nasional (National Energy Coordination Committee)
BAPEDALDA	Badan Pengendalian Dampak Lingkungan Daerah (Regional Environmental Management Authority)
BAPETEN	Badan Pengawas Tenaga Nuklir (Nuclear Energy Regulatory Agency)
BAPPENAS	National Development Planning Agency (Badan Perencanaan Pembangunan Nasional)
BATAN	Badan Tenaga Atom Nasional (National Atomic Energy Agency)
BCFD	Billion Cubic Feet per Day
BEMS	Building and Energy Management System
BFP	Boiler Feed Water Pump
BLK	Block
BOD	Biochemical Oxygen Demand
BOP	Balance of Plant
BP	British Petroleum (BPS-Statics Indonesia)
BPMIGAS	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (Executive Agency for Upstream Oil and Gas Business Activity)
BPPT	Agency for the Assessment and Application of Technology
BPS	Badan Pusat Statistik
CB	Circuit Breaker
CBM	Coal Bed Methane
CDF	Computer Fluid Dynamics
CDM	Clean Development Mechanism
CFL	Compact Fluorescent Lamp
CNG	Compressed Natural Gas
COD	Chemical Oxygen Demand
CRT	Cathode Ray Tube
CWP	Circulating Water Pump
DAS	Data Acquisition System
DC	Direct Current
DCS	Distributed Control System
DGEED	Directorate General of Electricity and Energy Development
DGEEU	Directorate General of Electricity and Energy Utilization
DNA	Designated National Authority
DSM	Demand Side Management
DSS	Daily Start and Stop

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
DEN	Dewan Energi Nasional
De-NOx	De-nitrification
De-SOx	De-sulfurization
DO	Dissolved Oxygen
DSM	Demand Side Management
ECR	Economical Continuous Rating
EE'C	Energy Efficiency and Conservation
EIA/AMDAL	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
ESCO	Energy Service Company
EPC	Engineering Procurement Construction
FGD	Flue Gas Desulfurization
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOH	Forced Outage Hours
FOH (L)	Forced Outage Hours caused by power grid system
FOH(D)	Forced Outage Hours caused by power station
FW	Feed Water
GEF	Global Environment Facility
GF	Governor Free
GHG	Greenhouse Gas
GI	General Inspection
GIB	Gas Insulated Busbar
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOV	Governor
GT	Gas Turbine
HHV	Higher Heating Value
HP	High Pressure
HRSR	Heat Recovery Steam Generator
HSD	High Speed Diesel Oil
HV	High Voltage
HVAC	Heating Ventilation Air Conditioning
IAEA	International Atomic Energy Agency
I & C	Instrumentation and Control
IDO	Intermediate Diesel Oil
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IP	Intermediate Pressure
IPB	Isolated Phase Bus
IPP	Independent Power Producer
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JCC	Java Control Center
JETRO	Japan External Trade Organization
JICA	Japan International Cooperation Agency
KA-ANDAL	Term of Reference for Environmental Impact Assessment

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
KEN	National Energy Policy
LFC	Load Frequency Control
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLP	Loss of Load Probability
LP	Low Pressure
LRC	Low Rank Coal
LV	Low Voltage
MCR	Maximum Continuous Rating
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
MFO	Marine Fuel Oil
MHI	Mitsubishi Heavy Industries
MIGAS	Directorate General of Oil and Gas
MO	Major Overhaul
MOC	Ministry of Communications
MOE	Ministry of Environment (=KLH)
MOFo	Ministry of Forestry
MOH	Maintenance Outage Hours
MOI	Ministry of Industry
MOPS	Means of Platts Singapore
MS	Main Steam
NG	Natural Gas
ODA	Official Development Assistance
O&M	Operation and Maintenance
P3B	Penyaluran Dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali (Jawa Bali Transmission and Load Dispatching Center)
P3B UBOS	Penyaluran Dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali Unit Bidang Operasi Sistem (Jawa Bali Transmission and Load Dispatching Center)
PGN	PT Perusahaan Gas Negara (Indonesia Gas Corporation)
PJB	PT Java Bali Power Company
PLN	Perusahaan Umum Listrik Negara Persero (Indonesia Electricity Corporation)
PLTA	Hydro Power Plant
PLTD	Diesel Power Plant
PLTG	Gas Turbine Power Plant
PLTGU	Combined Cycle Power Plant
PLTM	Small Hydro Power Plant
PLTMH	Micro Hydro Power Plant
PLTP	Geothermal Power Plant
PLTU	Steam Power Plant
POH	Planned Outage Hours
ONAF	Oil Natural Air Forced
ONAN	Oil Natural Air Natural
RCC	Regional Control Center
REC	Regional Electricity Company

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
RH	Re-heater
RIKEN	Rencana Induk Konservasi Energi National (National Energy Conservation Plan)
RKL / UKL	Environmental Management Plan
RLA	Remaining Life Assessment
RPL / UPL	Environmental Monitoring Plan
RSH	Reserve Shutdown Hours
Rp.	Indonesian monetary unit (1 US\$ = 9,000 Rp. in 2007 (Provisional))
PPA	Power Purchase Agreement
RIKEN	Rencana Induk Konsetvasi Energi National (National Energy Conservation Plan)
RUEN	Rencana Umum Energi National (National Energy General Plan)
RUKD	Rencana Umum Ketenagalistrikan. Daerah (General Plan for Regional Electricity)
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan National (National Electricity General Plan)
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Electrical Power Supply Business Plan)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SH	Super Heater
SEDF	Social Electricity Development Fund
SH	Service Hours
ST	Steam Turbine
TDL	TARIF DASAR LISTRIK (Basic Tariff of Electricity)
TIT	Turbine Inlet Temperature
TOR	Terms of Reference
UBP	Unit Bisnis Pembangkitan (Generation Business Unit)
UFR	Under Frequency Relay
USAID	U.S. Agency for international Development
VAT	Value Added Tax
WASP	Wien Automatic System Planning
WB	World Bank
WSS	Weekly Start and Stop
WW	Water Wall

## Unit Table

Abbreviation	Unit
bbbl	Barrel (1 bbl = 159 liter)
BCM	Billion Cubic Meter
BCT	Billion Cubic Feet
BOE	Barrels of Oil Equivalent
BSCF	10 <sup>9</sup> Standard Cubic feet
BTU	British Thermal Unit (=0.251996 kcal)
dBA	Decibel Measured on the A Scale
DWT	Dead Weight Tonnage
GWh	Gigawatt-hour
Hz	Hertz
kJ	Kilo Joule
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hour ( 1 kWh = 860 kcal) (1 kcal = 3.968 BTU)
MMCF	10 <sup>6</sup> Cubic Feet (MM = 10 <sup>6</sup> )
MMBTU	10 <sup>6</sup> British Thermal Unit (MM = 10 <sup>6</sup> )
MMSCF	10 <sup>6</sup> Standard Cubic Feet (MM = 10 <sup>6</sup> )
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet per Day
MMSTB	Million Stock Tank Barrel
MPa	Mega Pascal
MVA	Mega-volt-ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hour
Nm <sup>3</sup>	Normal Cubic Meter
pH	Potential of Hydrogen
ppb	Percent per Billion
ppm	Percent per Million
psi	Pound per Square Inch
rpm	Revolution per Minute
SBM	Setara Barrel Minyak (=BOE)
SCF	Standard Cubic Feet
STB	Stock Tank Barrel
TCF	Trillion Cubic Feet
TOE	Tons of Oil Equivalent (=10 <sup>7</sup> kcal)
VA	Volt-ampere



## 目 次

<b>1. 序 論</b> .....	<b>1 - 1</b>
1.1 調査の背景.....	1 - 1
1.2 調査の目的.....	1 - 2
1.3 調査工程.....	1 - 2
1.4 ワークショップおよび技術移転セミナー.....	1 - 5
1.5 カウンターパートチームおよび調査団の構成.....	1 - 6
<b>2. 電力状況</b> .....	<b>2 - 1</b>
2.1 電力法制度および政策、組織体制.....	2 - 1
2.1.1 電力法制度.....	2 - 1
2.1.2 電力政策の変遷と現状.....	2 - 5
2.1.3 原子力政策.....	2 - 9
2.1.4 電力事業の組織体制.....	2 - 10
2.2. 一次エネルギー資源に係る国家政策.....	2 - 13
2.2.1 主要なエネルギー政策.....	2 - 13
2.2.2 1次エネルギー政策.....	2 - 18
2.3. ジャマリ地域の社会・経済状況および開発計画.....	2 - 22
2.3.1 インドネシアの経済状況.....	2 - 22
2.3.2 ジャマリ地域の社会・経済状況と開発計画.....	2 - 26
2.4. ジャマリ地域の電気事業.....	2 - 34
2.4.1 PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB、IPP 等関係機関の組織体制.....	2 - 34
2.4.2 電力需給状況.....	2 - 35
2.4.3 既存の発電設備の現状.....	2 - 39
2.4.4 電源開発計画.....	2 - 40
2.4.5 送変電系統開発計画.....	2 - 43
2.4.6 系統運用の現状.....	2 - 47
2.4.7 電力料金および燃料価格.....	2 - 66
2.4.8 IPP プロジェクトおよびファストトラックプログラムに基づく 石炭火力発電所建設計画.....	2 - 73
2.4.9 環境社会配慮.....	2 - 83
<b>3. 電力需要予測</b> .....	<b>3 - 1</b>
3.1. 既存電力需要予測のレビュー.....	3 - 1
3.1.1 MEMR における電力需要予測.....	3 - 1
3.1.2 PLN における電力需要予測.....	3 - 1

3.1.3	JICA 案件における電力需要予測.....	3 - 2
3.2.	経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー.....	3 - 4
3.2.1	ジャマリ地域の開発と経済成長.....	3 - 4
3.3.	DSMおよび省エネルギー対策可能性評価.....	3 - 5
3.3.1	DSM および省エネルギー政策.....	3 - 5
3.3.2	DSM および省エネルギーに関する取組みの現状.....	3 - 6
3.3.3	DSM および省エネルギー対策導入可能性評価.....	3 - 7
3.3.4	発電プラントにおける省エネルギー.....	3 - 8
3.4.	電力需要予測の更新.....	3 - 11
3.4.1	電力需要予測方法.....	3 - 11
3.4.2	電力需要予測結果.....	3 - 14
<b>4.</b>	<b>電力開発シナリオの最適化.....</b>	<b>4 - 1</b>
4.1.	一次エネルギー需給および開発可能性評価.....	4 - 1
4.1.1	石 油.....	4 - 1
4.1.2	天然ガス.....	4 - 5
4.1.3	石 炭.....	4 - 13
4.1.4	地 熱.....	4 - 23
4.1.5	そ の 他.....	4 - 24
4.2	電源開発の候補と基本条件.....	4 - 27
4.2.1	電源開発の候補.....	4 - 27
4.2.2	電源開発計画の基本条件.....	4 - 30
4.3.	系統計画手法の評価.....	4 - 42
4.3.1	インドネシア国の計画手法の評価.....	4 - 42
4.3.2	最適系統開発計画策定の基本方針.....	4 - 44
4.4.	戦略的環境影響評価.....	4 - 47
4.4.1	戦略的環境影響評価に係る法制度.....	4 - 47
4.4.2	ジャマリ地域最適電力開発計画調査における戦略的環境影響評価の 特殊性.....	4 - 47
4.4.3	保護区並びに絶滅危惧種／貴重種／希少種の生息地の回避.....	4 - 48
4.4.4	各種電源並びに送電等（ゼロ案を含む）の環境上の問題点と対策.....	4 - 50
4.4.5	電源開発シナリオ策定にあたっての自然環境面及び社会環境面からの 留意点.....	4 - 69
4.5.	電力開発シナリオ.....	4 - 70
4.5.1	シナリオの考え方.....	4 - 70
4.5.2	代替シナリオ.....	4 - 74
4.5.3	各シナリオの比較.....	4 - 78

4.6	シナリオの最適化.....	4 - 80
4.6.1	電源開発計画.....	4 - 80
4.6.2	開発資金と発電原価.....	4 - 91
4.6.3	環境社会配慮.....	4 - 102
4.6.4	最適シナリオ.....	4 - 108
<b>5.</b>	<b>最適電力開発計画.....</b>	<b>5 - 1</b>
5.1	最適電源開発計画.....	5 - 1
5.1.1	最適電源開発計画とその特徴.....	5 - 1
5.1.2	最適電源開発計画の実現に向けて.....	5 - 2
5.1.3	新規電源の開発検討.....	5 - 7
5.2	最適送変電系統開発計画.....	5 - 10
5.2.1	基幹変電所負荷及び発電所候補の推定.....	5 - 11
5.2.2	発電所候補の立地点・出力想定.....	5 - 14
5.2.3	送電線、変電所の増強計画.....	5 - 15
5.2.4	将来の暫定系統構成・潮流予測.....	5 - 15
5.2.5	各検討対象年度における系統構成・潮流等の系統解析面からの評価.....	5 - 21
5.2.6	系統構成増強箇所の特定.....	5 - 28
5.2.7	長距離大電力送電輸送のための直流システムの導入.....	5 - 32
5.2.8	最適系統開発計画の策定.....	5 - 36
5.2.9	最適系統開発計画の系統信頼性評価.....	5 - 39
5.2.10	最適系統開発計画の建設コスト概要.....	5 - 41
5.2.11	系統開発計画の課題と提言.....	5 - 43
5.2.12	将来系統への検討課題.....	5 - 50
5.3.	資金調達および民間投資促進.....	5 - 51
5.3.1	最適電力開発計画の資金需要.....	5 - 51
5.3.2	民間投資の促進.....	5 - 55
5.4.	環境社会配慮.....	5 - 76
5.5.	系統運用改善策.....	5 - 80
5.5.1	電 圧.....	5 - 80
5.5.2	周 波 数.....	5 - 87
5.5.3	停 電.....	5 - 92
<b>6.</b>	<b>提 言.....</b>	<b>6 - 1</b>
6.1	今後の課題と対策.....	6 - 1
6.1.1	電源の開発.....	6 - 1
6.1.2	環 境.....	6 - 3
6.1.3	民間投資促進.....	6 - 4

6.1.4	送電線の増強計画 .....	6 - 5
6.1.5	系統運用改善策 .....	6 - 6

## 添付資料

添付資料-1	ワークショップ配布資料
添付資料-2	技術移転セミナー
添付資料-3	石炭輸送に関する検討概要
添付資料-4	Coal Supply to PLN
添付資料-5	Operation Record
添付資料-6	WASP IVシミュレーションデータ
添付資料-7	General Information of System Planning
添付資料-8	Outline of PSS/E Software
添付資料-9	Paiton Baru発電所環境影響評価書
添付資料-10	Suralaya発電所環境モニタリング報告書
添付資料-11	Rembang発電所の環境影響評価に関するPLN内部文書
添付資料-12	帰国報告書
添付資料-13	国家電力総合計画 (RUKN 2008-2027)

## 表番号一覧

表 1.4-1	ワークショップ概要
表 1.4-2	技術移転セミナー概要
表 2.1-1	憲法により規定される各法律
表 2.1-2	法規策定に関する法律（2004年10号）
表 2.1-3	インドネシア国法令の階層
表 2.1-4(1/3)	インドネシア国の主要な電力・エネルギー関連法令
表 2.1-4(2/3)(3/3)	各法令の構成
表 2.2-1	インドネシアのエネルギー資源ポテンシャル（2004年）
表 2.2-2	代替エネルギーの開発計画
表 2.3-1	インドネシア国全体およびジャマリ地域の人口の変化
表 2.3-2	各地域の人口と転出入
表 2.4-1	ジャマリ地域の既存発電設備の概要
表 2.4-2 (1)	既存の電源開発計画（2008年2月6日現在）
表 2.4-2 (2)	ファストトラックプログラムの進捗状況
表 2.4-3	PLTPの発電コストと85%コストの比較
表 2.4-4	基準値以下の電圧低下が発生したのべ変電所数
表 2.4-5	ジャマリ系統における電圧低下実績（2007年）
表 2.4-6	ピーク時の電圧低下変電所数想定（2008年）
表 2.4-7	予定されているLFC確保量（2008年）
表 2.4-8	LFC容量の実態
表 2.4-9	予備力の分類と確保すべき量
表 2.4-10	基準周波数逸脱回数
表 2.4-11	発電支障実績（2007年）
表 2.4-12	ランプレートの設計値と現状
表 2.4-13	系統周波数特性
表 2.4-14	ジャワ地域のSAIDIおよびSAIFI
表 2.4-15	原因別停電件数
表 2.4-16	負荷遮断および負荷制限実績（2007年累計）
表 2.4-17	変圧器設置実績
表 2.4-18	送電ロス
表 2.4-19	PLNの電力料金表（TDL2004）
表 2.4-20	2006年の顧客種別平均販売単価
表 2.4-21	PLNの電力販売基準価格（ジャマリ地域）
表 2.4-22	PLNの収入の推移
表 2.4-23	2000年から2006年のPLN燃料コスト
表 2.4-24	燃料価格指標
表 2.4-25	原油価格とHSDおよびMFO価格の関係
表 2.4-26	Sularaya石炭火力発電所での石炭購入価格
表 2.4-27	現行のPPA価格表
表 2.4-28	再交渉のPPA価格
表 2.4-29	ジャマリ地域で稼働中のIPP発電所
表 2.4-30	ジャマリ地域で今後開発予定のIPP発電所
表 2.4-31	ジャマリ地域で交渉、調査中のIPP発電所
表 2.4-32	石炭使用発電所開発加速プログラムの当初プロジェクト
表 2.4-33	電気事業関連の環境影響評価の対象施設並びに所轄機関
表 2.4-34	ジャマリ地域の保護区一覧

表 2.4-35	主要国際開発金融機関における住民移転への対応
表 3.3-1	法制度・計画等のまとめ
表 3.3-2	PLN の DSM 目標と対策
表 3.3-3	超臨界圧と亜臨界圧の比較
表 3.4-1	セクター別説明変数
表 3.4-2	ジャマリ地域の電力需要予測結果
表 3.4-3	各地域の電力需要予測結果
表 4.1-1	石油とガスの埋蔵量
表 4.1-2	ジャマリ系統の燃料消費量 (2008-2016 年)
表 4.1-3	PLN へのガス需給計画 (ジャカルタ地区)
表 4.1-4	PLN へのガス需給計画 (西ジャワ)
表 4.1-5	PLN へのガス需給計画 (中部ジャワ)
表 4.1-6	PLN へのガス需給計画 (東ジャワ)
表 4.1-7	石炭の品質別埋蔵量
表 4.1-8	代表的な LRC の性状
表 4.1-9	ファストトラックプログラム石炭火力への石炭供給元
表 4.1-10	各社の現状
表 4.1-11	インドネシアの石炭ターミナル
表 4.1-12	各地域の地熱資源量
表 4.1-13	ジャマリ地域の地熱資源量
表 4.1-14	ジャマリ地域の地熱開発マスタープラン
表 4.1-15	インドネシアの非化石エネルギー
表 4.1-16	ジャマリ地域の水力ポテンシャル
表 4.1-17	マイクロ水力のポテンシャル (PLN の測定)
表 4.1-18	マイクロ水力のポテンシャル (PLN 以外の測定)
表 4.1-19	風力のポテンシャル
表 4.1-20	太陽光エネルギーのポテンシャル
表 4.2-1	電源開発候補の種類と特徴
表 4.2-2	将来の電源開発候補
表 4.2-3	電源開発計画の一般条件・仮定
表 4.2-4	既設発電所、進行中及び確約されたプロジェクト
表 4.2-5	火力発電所候補
表 4.2-6	水力発電所候補
表 4.2-7	揚水発電所候補
表 4.2-8	IPP Paiton III 拡張プロジェクトの建設費
表 4.2-9	地熱発電所の建設費
表 4.2-10	ジャワ・スマトラ連系送電線の建設費
表 4.2-11	水力及び揚水発電所の建設費
表 4.2-12	原子力発電所の建設費
表 4.2-13	他の火力発電所の建設費
表 4.2-14	電源開発計画での燃料価格
表 4.2-15	原油価格と HSD 及び MFO 価格の関係
表 4.2-16	電源候補とその特性
表 4.3-1(1/2)	Characteristics Data of Thermal Generator
表 4.3-1(2/2)	Characteristics Data of Hydro Generator
表 4.4-1	インドネシア地熱発電所排出基準
表 4.4-2	インドネシア地熱発電所排水基準
表 4.4-3	Suralaya 発電所周辺 (Kelapa Tujuh 海岸沖) における水温モニタリング結果

表 4.4-4	インドネシア大気環境基準
表 4.4-5	インドネシア石炭焚発電所大気排出基準
表 4.4-6	Suralaya 発電所－浮遊粒子状物質－排出濃度モニタリング結果
表 4.4-7	Suralaya 発電所－浮遊粒子状物質－大気環境濃度モニタリング結果
表 4.4-8	Paiton 発電所－大気環境濃度モニタリング結果
表 4.4-9	Rembang 石炭焚発電所大気汚染物質設計排出濃度
表 4.4-10	Rembang 発電所建設予定地並びに周辺地域における大気汚染物質の現況濃度
表 4.4-11	インドネシア石油焚発電所排出基準
表 4.4-12	インドネシア天然ガス焚発電所排出基準
表 4.4-13	主要電源の環境性能
表 4.5-1	発電用一次エネルギー消費の目標値
表 4.5-2	各シナリオにおける電源別開発目標（2028年）
表 4.6-1	Power Source Development Plan for Scenario 0
表 4.6-2	Power Source Development Plan for Scenario 1
表 4.6-3	Power Source Development Plan for Scenario 2
表 4.6-4	Power Source Development Plan for Scenario 3
表 4.6-5	シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果比較
表 4.6-6	2028年時点の石炭消費量予測値
表 4.6-7	2028年時点の油消費量予測値
表 4.6-8	Estimate of Gas and LNG Consumption in 2028
表 4.6-9	2028年時点の石炭火力発電所の負荷率
表 4.6-10	2028年時点の原子力発電所の負荷率
表 4.6-11	再生可能エネルギーの費用原単位
表 4.6-12	太陽光発電の電力単価設定 (Green Energy Payment)
表 4.6-13	発電原価推計における融資条件の想定
表 4.6-14	発電所投資資金需要 シナリオ 0
表 4.6-15	発電所投資資金需要 シナリオ 1
表 4.6-16	発電所投資資金需要 シナリオ 2
表 4.6-17	発電所投資資金需要 シナリオ 3
表 4.6-18	4シナリオにおける各年投資資金需要の比較
表 4.6-19	4シナリオにおける発電原価の比較
表 4.6-20 (1/4)	シナリオ 0 におけるCO <sub>2</sub> 、SO <sub>x</sub> 、NO <sub>x</sub> の排出量予測
表 4.6-20 (2/4)	シナリオ 1 におけるCO <sub>2</sub> 、SO <sub>x</sub> 、NO <sub>x</sub> の排出量予測
表 4.6-20 (3/4)	シナリオ 2 におけるCO <sub>2</sub> 、SO <sub>x</sub> 、NO <sub>x</sub> の排出量予測
表 4.6-20 (4/4)	シナリオ 3 におけるCO <sub>2</sub> 、SO <sub>x</sub> 、NO <sub>x</sub> の排出量予測
表 4.6-21	2028年におけるCO <sub>2</sub> 並びにSO <sub>x</sub> 及びNO <sub>x</sub> の年間総排出量予測
表 4.6-22	各シナリオの主要な比較結果
表 5.1-1	原子力発電所有無の累加目的関数
表 5.1-2	2028年の燃料別発電量構成
表 5.1-3	2028年の主要電源の利用率
表 5.1-4	2028年の石炭、ガス/LNG 及び油消費量
表 5.1-5	2028年のCO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 及びSO <sub>x</sub> 排出量
表 5.1-6	揚水発電所の発電量と利用率
表 5.2-1	ジャマリ系統の地域別需要
表 5.2-2	各地域の基幹変電所需要の想定値
表 5.2-3	最適電源開発計画に基づく主な追加電源
表 5.2-4	主な 500kV 送電線の潮流状況概要
表 5.2-5	主な基幹変電所の潮流状況概要
表 5.2-6	各年度における無効電力バランス

表 5.2-7	主なプロジェクトの安定度チェック結果
表 5.2-8	2020 年系統における系統増強箇所の概要
表 5.2-9	2025 年系統における系統増強箇所の概要
表 5.2-10	2028 年系統における系統増強箇所の概要
表 5.2-11	各方式の総合比較
表 5.2-12	各年度における最適系統開発計画概要
表 5.2-13	主なプロジェクトの安定度チェック結果
表 5.2-14	最適系統開発計画の建設コスト概要
表 5.2-15	ジャマリ系統の地域別需要密度の実態
表 5.2-16	各中間電圧導入時の概略比較結果
表 5.3-1	資金の外貨／内貨比率
表 5.3-2	最適電力計画の資金需要
表 5.3-3	PLN の財務諸表 [2001-2007]
表 5.3-4	2007 年度の顧客区分別電力料金収入と補助金
表 5.3-5	PLN の モデル PPA におけるリスク分担
表 5.4-1	地球温暖化係数
表 5.5-1	基準電圧上昇の効果試算結果
表 5.5-2	PSVR の効果検討 (a) AVR の場合
表 5.5-3	PSVR の効果検討 (b) PSVR の場合
表 5.5-4	PSVR によるロスの相違
表 5.5-5	PSVR と昇圧用変圧器オンロードタップ化の比較
表 5.5-6	ペナルティ設定の例
表 5.5-7	運用パターン別の基準利用率と燃料費上限の例
表 5.5-8	ピーク料金の設定例



## 図番号一覧

- 図 1.3-1 業務フローチャート
- 図 2.1-1 (1/2) (2/2) MEMR 組織図
- 図 2.2-1 エネルギーバランス
- 図 2.2-2 最終エネルギー消費内訳
- 図 2.2-3 石油の需給バランス
- 図 2.2-4 天然ガスの需給バランス
- 図 2.2-5 石炭の需給バランス
- 図 2.2-6 1次エネルギーミックス目標
- 図 2.3-1 インドネシアの国内総生産の産業別内訳
- 図 2.3-2 インドネシアの GDP および一人あたり GDP の変化
- 図 2.3-3 GDP 成長率の産業別内訳
- 図 2.3-4 消費の内訳
- 図 2.3-5 対 GDP 固定資本形成の割合
- 図 2.3-6 ジャマリ地域の空間利用計画
- 図 2.3-7 ジャマリ地域の空間利用構造
- 図 2.3-8 ジャマリ地域の区分
- 図 2.3-9 GDP 産業別構成の比較
- 図 2.3-10 ジャマリ各地域の GDP 産業別構成の比較
- 図 2.3-11 ジャマリ各地域の人口の変化
- 図 2.3-12 ジャカルタ地域の GDP 産業別構成
- 図 2.3-13 西ジャワ地域の GDP 産業別構成
- 図 2.3-14 中央ジャワ地域の GDP 産業別構成
- 図 2.3-15 東ジャワ地域の GDP 産業別構成
- 図 2.3-16 バリ地域の GDP 産業別構成
- 図 2.4-1 PLN 組織図
- 図 2.4-2 販売電力量
- 図 2.4-3 セクター別の需要比率
- 図 2.4-4 地域別販売電力量
- 図 2.4-5 電力弾性値
- 図 2.4-6 各地域の日負荷曲線
- 図 2.4-7 負荷率
- 図 2.4-8 所内消費および送配電ロス率
- 図 2.4-9 最大電力の推移
- 図 2.4-10 接続待ち顧客 (Waiting List)
- 図 2.4-11 ジャマリ地域 6,900 MW ファストトラックプログラムの位置図
- 図 2.4-12 ジャマリ系統構成概要
- 図 2.4-13 ジャマリ系統の制御地域区分
- 図 2.4-14 ジャマリ系統の制御電圧区分
- 図 2.4-15 ジャマリ系統の SCADA 体系
- 図 2.4-16 JCC の新 SCADA
- 図 2.4-17 P3B ウェブサイト
- 図 2.4-18 PLN 系統運用関係書類の例
- 図 2.4-19 Region1 電圧低下事例
- 図 2.4-20 ジャマリ系統の周波数体系
- 図 2.4-21 日本の停電実績
- 図 2.4-22 先進諸国における SAIDI

- 図 2.4-23 RCC からの事故報告書例
- 図 2.4-24 製造者国籍別の変圧器設置数
- 図 2.4-25 OLS の概要
- 図 2.4-26 料金収入と政府補助
- 図 2.4-27 Daya Max Plus によるピーク時電力のシフト
- 図 2.4-28 世界原油の FOB 価格推移
- 図 2.4-29 独立発電事業者からの購入電力量の推移
- 図 2.4-30 公開入札 (General Auction) の際のプロセス
- 図 2.4-31 直接指名の際のプロセス
- 図 2.4-32 ジャワ島の IPP 発電所位置図
- 図 2.4-33 バリ島の IPP 発電所位置図
- 図 2.4-34(1/2) ジャマリ地域の保護区 (概要)
- 図 2.4-34(2/2) ジャワ島の保護区 (詳細)
- 図 2.4-35 ファストトラックプログラム石炭焚発電所の建設予定地
- 図 2.4-36 (1/2) Jabar Utara 発電所：大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(上段：SO<sub>2</sub>、下段：NO<sub>x</sub>)
- 図 2.4-36 (2/2) Jabar Utara 発電所：大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(粒子状物質：上段は電気集塵機なし、下段は電気集塵機あり)
- 図 2.4-37 (1/3) Jabar Palabuhanratu 発電所：大気汚染物質拡散シミュレーション結果 (SO<sub>2</sub>)
- 図 2.4-37 (2/3) Jabar Palabuhanratu 発電所：大気汚染物質拡散シミュレーション結果 (NO<sub>x</sub>)
- 図 2.4-37 (3/3) Jabar Palabuhanratu 発電所：大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(粒子状物質)
  
- 図 3.1-1 電力需要想定 (RUKN 2006-2026)
- 図 3.1-2 電力需要想定 (RUPTL 2007-2016)
- 図 3.1-3 電力需要想定 (2002 年 JICA 案件)
  
- 図 3.3-1 省エネルギーの期待効果
- 図 3.3-2 入口ガス温度と出力、効率
- 図 3.3-3 コンバインドサイクル化による効率向上と増出力
- 図 3.3-4 蒸気条件と正味熱消費率
  
- 図 3.4-1 電力需要予測フロー
- 図 3.4-2 一人あたり GDP と需要ピーク時間
- 図 3.4-3 ジャマリ地域の日負荷曲線
- 図 3.4-4 販売電力量および最大電力 (ベースケース)
- 図 3.4-5 販売電力量および最大電力 (ジャカルタ)
- 図 3.4-6 日負荷曲線 (Region 1)
- 図 3.4-7 販売電力量および最大電力 (西ジャワ)
- 図 3.4-8 日負荷曲線 (Region 2)
- 図 3.4-9 販売電力量および最大電力 (中央ジャワ)
- 図 3.4-10 日負荷曲線 (Region 3)
- 図 3.4-11 販売電力量および最大電力 (東ジャワ)
- 図 3.4-12 日負荷曲線 (東ジャワ)
- 図 3.4-13 販売電力量および最大電力 (バリ)
- 図 3.4-14 日負荷曲線 (バリ)
- 図 3.4-15 ジャマリ系統合成最大電力と地域別合計最大電力
  
- 図 4.1-1 インドネシアの石油埋蔵量
- 図 4.1-2 産油地と埋蔵量
- 図 4.1-3 石油の需給バランス予測
- 図 4.1-4 PLN の燃料別年間燃料費

- 図 4.1-5 インドネシアの石油インフラ
- 図 4.1-6 インドネシアの天然ガス埋蔵量
- 図 4.1-7 ガス田の位置と埋蔵量
- 図 4.1-8 炭田ガスの産地と埋蔵量
- 図 4.1-9 ジャワ島のガスパイプライン
- 図 4.1-10 ジャワ島での LNG 受入れとガスパイプライン
- 図 4.1-11 CNG 供給システム
- 図 4.1-12 CNG のパイプラインガスへの適用
- 図 4.1-13 CNG による運用改善
- 図 4.1-14 インドネシアの石炭埋蔵量
- 図 4.1-15 LRC の産地と採掘業者 (スマトラ)
- 図 4.1-16 LRC の産地と採掘業者 (カリマンタン)
- 図 4.1-17 PLN 発電所への石炭輸送
- 図 4.1-18 インドネシアの地熱資源の分布
- 図 4.1-19 地熱開発のロードマップ
- 図 4.1-20 太陽光エネルギー開発ロードマップ
  
- 図 4.2-1 電源開発計画に使用した負荷曲線
- 図 4.2-2 国内取引物価指数
- 図 4.2-3 ガス及び LNG 価格
- 図 4.2-4 火力発電所候補のスクリーニングカーブ
  
- 図 4.4-1 ジャマリ地域の植生図
- 図 4.4-2 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布
- 図 4.4-3 Suralaya 発電所周辺 (Kelapa Tujuh 海岸沖合い) サンゴ生存率
- 図 4.5-1 一次エネルギー消費率の変化 (従来計画シナリオ)
- 図 4.5-2 各シナリオの電源別消費エネルギー比率 (Total 406.6 TWh, Year 2028)
- 図 4.6-1 WASP IV による各シナリオ再現方法
- 図 4.6-2 開発段階 (従来計画シナリオ)
- 図 4.6-3 燃料別発電量比と運転パターン別発電量比
- 図 4.6-4 シナリオ 0 のシミュレーション結果
- 図 4.6-5 シナリオ 1 のシミュレーション結果
- 図 4.6-6 シナリオ 2 のシミュレーション結果
- 図 4.6-7 シナリオ 3 のシミュレーション結果
- 図 4.6-8 電源種別投資スケジュール (COD 年表示、太陽光含まず)
- 図 4.6-9 電源種別投資資金累計 (太陽光含まず)
- 図 4.6-10 発電原価の試算
- 図 4.6-11 発電原価構成 2009 年
- 図 4.6-12 発電原価構成 2015 年
- 図 4.6-13 発電原価構成 2020 年
- 図 4.6-14 発電原価構成 2028 年
  
- 図 5.1-1 主要国の発電量構成 (2004 年)
- 図 5.1-2 日本の IGCC 実証機の写真
- 図 5.1-3 ジャワ・スマトラ連系送電線暫定ルート
- 図 5.1-4 日本の北海道の風力発電地帯写真
- 図 5.2-1 最適系統開発計画の策定フロー
- 図 5.2-2(1) 2010 年度の系統構成・潮流
- 図 5.2-2(2) 2015 年度の系統構成・潮流
- 図 5.2-2(3) 2020 年度の系統構成・潮流
- 図 5.2-2(4) 2025 年度の系統構成・潮流
- 図 5.2-3 2028 年度の系統構成・潮流

- 図 5.2-4 主な 500kV 変電所の三相短絡容量（暫定系統 2028 年）
- 図 5.2-5 送電線事故時の近傍母線電圧変動
- 図 5.2-6 将来のジャマリ系統構成のイメージ図（Year 2028）
- 図 5.2-7 各方式の送電線概要および実際の鉄塔写真
- 図 5.2-8 交流・直流送電方式の建設コスト概要
- 図 5.2-9 各方式の送電能力概要比較
- 図 5.2-10 直流システム導入例
- 図 5.2-11 世界直流プロジェクトの送電容量と直流電圧の関係
- 図 5.2-12 実際の AC/DC 変換所例（日本紀伊水道 HVDC 直流紀設備紀北変換所）
- 図 5.2-13 紀北変換所に採用されたコンパクト交直変換器（重要装置）
- 図 5.2-14 直流システムの交流事故時における継続運転制御機能
- 図 5.2-15 最適系統開発計画に基づく 500kV 基幹系統構築ステップと想定潮流図
- 図 5.2-16 ジャマリ系統 2028 年における直流システム導入イメージ（系統容量：約 60 GW）
- 図 5.2-17 主な 500 kV 変電所の三相短絡容量（最適系統 2028 年）
- 図 5.2-18 500 kV ループ幹線系統
- 図 5.2-19 簡易転送負荷遮断システム例
- 図 5.2-20 系統分離装置のイメージ
- 図 5.2-21 配電系統の配置例
- 図 5.2-22 最適バンク構成
  
- 図 5.3-1 2028 年までの投資費累計の電源別構成
- 図 5.3-2 系統増強の投資計画
- 図 5.3-3 電力セクターにおける民間投資の実績数の推移
- 図 5.3-4 インドネシアの電力セクターにおける民間投資額の推移
- 図 5.3-5 PLN の平均固定資産に対する営業利益率
  
- 図 5.4-1 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布
  
- 図 5.5-1 基準電圧上昇の概念
- 図 5.5-2 調相設備計画断面の検討例
- 図 5.5-3 地域毎の需給バランス検討の概念
- 図 5.5-4 タップ操作による無効電力活用概念
- 図 5.5-5 PSVR の概要
- 図 5.5-6 キャパシタィフイーの概念
- 図 5.5-7 系統周波数定数の計算例
- 図 5.5-8  $K_G$  と  $K_L$  を考慮した系統周波数特性
- 図 5.5-9 品質管理システムの概要（機器採用時）
- 図 5.5-10 品質管理システムの概要（定期検査）
- 図 5.5-11 日本における製造者との共同開発例
- 図 5.5-12 予測制御装置の概要
- 図 5.5-13 予測制御装置の効果

## 1. 序 論

### 1.1 調査の背景

インドネシア国の 2004 年から 2009 年の国家中期計画では、電力の安定供給は経済、社会、政治の発展に加えて、治安の安定や市民の福祉向上に資する重要な課題であるとされている。また、国家電力総合計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan National (National Electricity General Plan): RUKN) においても、安定したエネルギー供給体制の構築およびエネルギーセキュリティ確保の重要性について明記されている。

ジャワ・マドゥラ・バリ (ジャマリ) 地域は、インドネシア国の政治・経済・産業の中心である。同地域の人口は 2006 年時点で 133 百万人とインドネシア全人口 222 百万人の約 60% を占める。2006 年現在の国有電力会社 (PT. PLN (Persero)) の発電設備容量は 24,846 MW で、発電所タイプ別では汽力が 33.0% を占めて最大で、以下コンバインドサイクル (28.3%)、水力(14.2%)、ディーゼル(11.8%)、ガスタービン(7.5%)、地熱 (1.6%) の順となる。

2005 年時点の民間の発電事業 (Independent Power Producer: IPP) を含む総発電量は 123,370 GWh で、IPP からの購入が 20.5%、残りの約 80% を PLN の発電設備で賄っている。2005 年の発電タイプ別の発電量では、PLN の全体発電量 101,282 GWh を 100% とすると、化石燃料による発電量が全体の 87% を占め、水力や地熱などの再生可能エネルギーを利用する発電量は僅か 13% にしか過ぎない。この他、2005 年 8 月には Suralaya 火力発電所の 5、6、7 号機の故障により、電力供給不足となってジャマリ系統で大規模な停電が発生し、社会的問題となった。

2005 年時点でのジャマリ地域における PLN の発電設備容量は 16,355 MW でインドネシア全土の PLN 発電容量 22,515 MW の 73% を占める。一方で電力需給状況は非常に逼迫しており、負荷制限による停電も頻繁に発生している。また、同地域の電力需要は、年 7% 程度の伸びが見込まれ、10 年間平均で 1,500 MW 程度の新規電源開発が必要であり、インドネシア国電力セクターは、ジャマリ系統の電力供給の安定確保に最大限の努力を注いでいる状況である。

このような状況を改善する必要性から、JICA は開発調査「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査」(2006 年 11 月完了) を実施し、この調査の中で、同地域の主要発電所の発電能力向上について提案した。一方、ジャマリ地域における送電線および各変電設備整備については、ジャワ島において 500 kV の南回りの送電線が 2006 年に完成したところであるが、需要増加に対応するために更なる送変電設備の開発計画が必要であり、先の調査の結果を十分に活かすためにも、同分野への支援が課題である。また発電に必要な一次エネルギーについても、2005 年以降の世界的な原油価格高騰の影響で、石油燃料調達コストが PLN の大きな財務的負担となっている。この状況に対応するため、インドネシア国政府は

2006年に10,000 MWの石炭火力発電所建設促進プログラム（Fast Track Program：ファストトラックプログラム、通称：クラッシュプログラム）を打ち出し、電源構成における石油燐き火力発電の割合を減少させる計画を進めている。また、1990年代より電力利用が増加した天然ガスも電力設備への供給量が2000年以降停滞している。

JICAは2002年に実施した開発調査「最適電源開発のための電力セクター調査」の中で、短期対策を中心としたジャマリ地域の最適電源開発計画および送電系統計画を策定したが、上で述べた状況の変化に合わせて、見直し調査を実施する必要性が生じている。また最近の動向として、南スマトラで産出する豊富な石炭資源を利用した大規模な山元石炭火力発電所を開発し、ジャマリ系統に海底ケーブルで直流送電する計画が具体化に向け取り組まれていることから、スマトラ島とジャワ島との直流系統連系についても考慮した電源開発計画・系統計画を再検討することが期待されている。

かかる背景のもと、インドネシア国政府は、ジャマリ地域の電力設備開発計画を策定する開発調査を我が国に要請した。この要請に基づき、JICAは2007年8月にプロジェクト形成調査を実施し、その後採択を受けて2007年11月にS/Wの署名をした。その後2007年11月21日に開発調査がJICA経済開発部により公示され、プロポーザル方式により2007年12月に株式会社ニュージェック・関西電力株式会社が特定された。2008年1月から12月にかけて、開発調査が実施されることになった。

今回実施する調査は、インドネシア国ジャマリ地域における、石炭火力、天然ガスコンバインドサイクル、水力（揚水発電を含む）、地熱、原子力発電等の電源および送変電網について2009年から2028年までの20年間を対象として、供給の安定性、信頼性、経済性、環境保全等を総合的に考慮した最適電力開発計画を策定するものであり、併せてエネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources: MEMR）、PLN等のカウンターパートに対して、計画立案に係る技術移転を行うことを目的としている。

## 1.2 調査の目的

- (1) ジャマリ地域を対象とした2009年から2028年までの20年間の最適電力開発計画策定
- (2) MEMR・PLNに対して計画立案に係る技術移転の実施

## 1.3 調査工程

本調査は、以下に示す3つの調査段階を通して実施した。

### 第1段階 基礎調査段階（既存資料の収集・分析及び現地踏査）

本調査の目標及び枠組を明確にし、開発計画策定のための基礎調査として、以下に示す事項を行った。

- (1) 本調査の枠組及び調査実施内容に関するカウンターパートとの確認・協議
- (2) 電力政策および法制度、組織体制、国内一次エネルギー資源に係る国家政策に関する情報収集・分析
- (3) 既存電力需要予測および既存電力設備、電源開発計画、送変電系統開発計画、系統運用、ファストトラックプログラムに関する現状調査・レビュー

### 第2段階 最適シナリオ検討段階

以下に示す電力需要の予測、最適電力開発シナリオの検討を実施した。

- (1) 電力需要の予測
  - ・ 既存電力需要予測のレビュー
  - ・ 経済政策および成長率予測、地域開発計画のレビュー
  - ・ DSM (Demand Side Management) 及び省エネルギー対策の検討
  - ・ 電力需要予測の更新
- (2) 最適電力開発シナリオの検討
  - ・ 一次エネルギー需給及び開発可能性評価
  - ・ 既存電源開発計画の評価
  - ・ 送変電系統開発計画手法の評価
  - ・ 戦略的環境影響評価
  - ・ 代替電力開発シナリオの策定と最適化検討
  - ・ 所要投資資金の試算

### 第3段階 最適電力開発計画作成段階

前段階に行った検討・評価結果を踏まえ、2009年から2028年までの最適電源開発計画の提示および資金計画及び民間投資促進対策および個別電源種類の環境対策も合わせて検討した。また、系統運用に関しては、大規模停電事故の回避並びに波及事故防止の観点から、系統運用手法の現状と課題を分析し、改善策を提案した。

- (1) 最適電源開発計画
- (2) 最適送変電系統開発計画
- (3) 資金計画及び民間投資促進対策
- (4) 環境社会配慮
- (5) 系統運用の改善提案

詳細フローを図 1.3-1 業務フローチャートに示す。

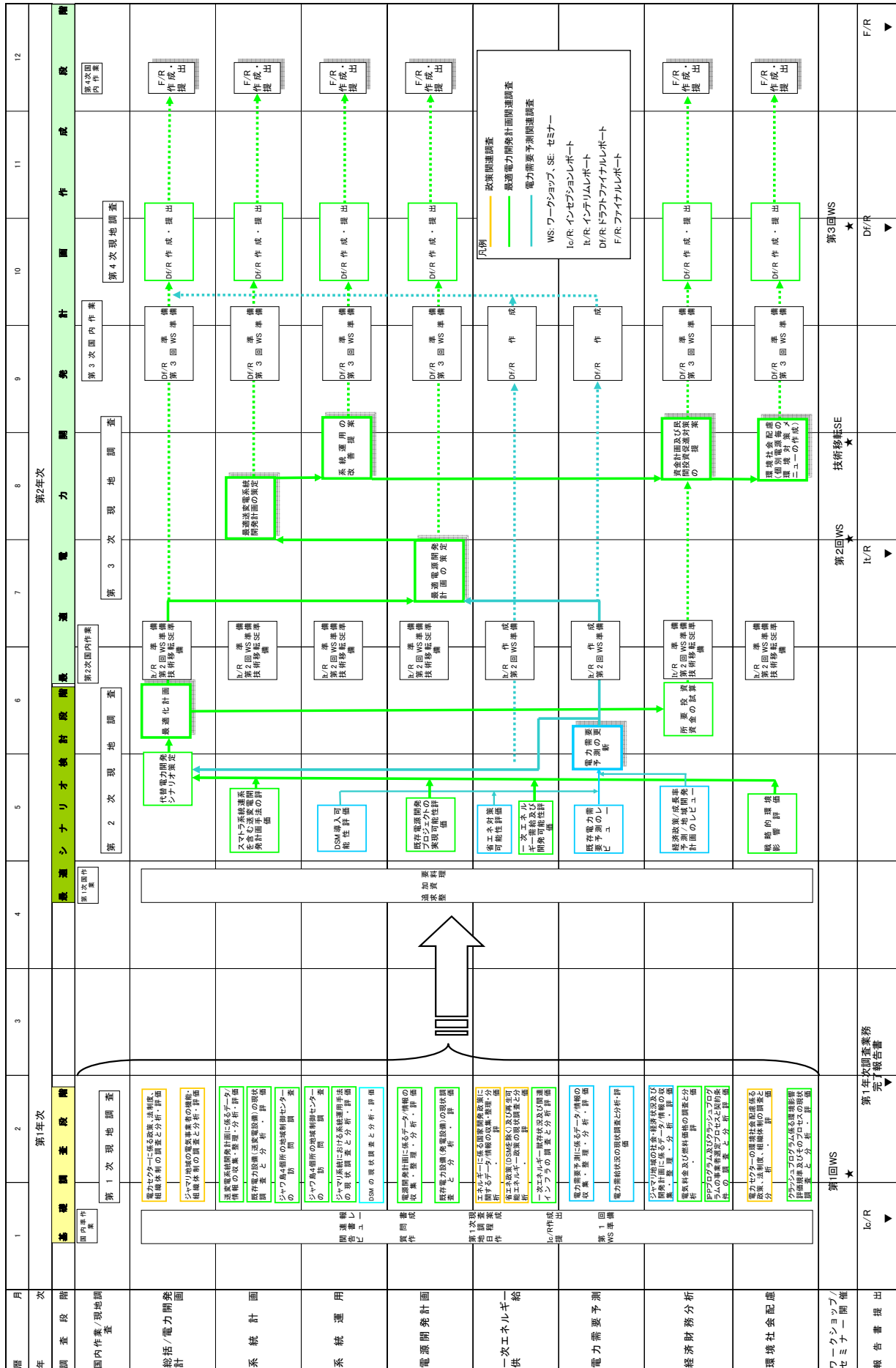


図 1.3-1 業務フローチャート



## 1.4 ワークショップおよび技術移転セミナー

### (1) ワークショップ

最適電力開発計画の策定状況や内容等を関係者へ周知し、認識の共有化を図ることを目的に、合計3回のワークショップを開催した。参加者は、MEMR および PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB、IPP など広く参加してもらえるよう配慮した。

それぞれのワークショップの概要を表 1.4-1 に示す。また、ワークショップ内容は添付資料-1 に示す。

表 1.4-1 ワークショップ概要

<b>第1回 ワークショップ</b>	
1. 開催場所 :	ジャカルタ市内 (MEMR 内)
2. 日 時 :	第1次現地調査 (1日間)
3. 参加者 :	MEMR, PLN, IP, PJB, P3B, 在 JICA インドネシア事務所
4. 開催内容 :	◆Ic/R の説明協議 (実施方針、業務実施方法) ◆カウンターパートチームとの共同作業計画の説明
<b>第2回 ワークショップ</b>	
1. 開催場所 :	スラバヤ市内 (PJB 社内)
2. 日 時 :	第3次現地調査 (1日間)
3. 参加者 :	MEMR, PLN, IP, PJB, P3B, 在 JICA インドネシア事務所
4. 開催内容 :	◆It/R の説明協議 (最適電力開発シナリオ、電力需要予測等)
<b>第3回 ワークショップ</b>	
1. 開催場所 :	ジャカルタ市内 (MEMR 内)
2. 日 時 :	第4次現地調査 (1日間)
3. 参加者 :	MEMR, PLN, IP, PJB, P3B, 日本大使館、JICA 産業開発部、在 JICA インドネシア事務所
4. 開催内容 :	◆Df/R の説明協議

### (2) 技術移転セミナー

技術移転セミナーに関しては、カウンターパート側から既に具体的な以下の3項目の要求があげられており、具体的内容について第1次現地調査時にカウンターパートと協議、合意した。また、これに沿った技術移転をスラバヤの PJB 本社でカウンターパートに対して第2回ワークショップに続いて2日間行った。

- ① 信頼度向上のための絶縁設計・耐雷耐塩設計を含む送変電設備設計
- ② 電圧調整手法、系統保護
- ③ 設備保全技術を含む送変電設備の高度化・効率化

なお、本セミナーでは、「5.5 章 系統運用改善策」で述べる対策およびその具体的な検討方法を含んだ内容としている。

概要を表 1.4-2 に示す。また、内容および結果の詳細は巻末に添付する（添付資料-2）。

**表 1.4-2 技術移転セミナー概要**

技術移転セミナー	
1. 開催場所 :	スラバヤ市内 (PJB 社内)
2. 日 時 :	第 3 次時現地調査 (2 日間)
3. 参加者 :	PLN, IP, PJB, P3B, 在 JICA インドネシア事務所
4. 開催内容 :	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 信頼度向上のための絶縁設計・耐雷耐塩設計を含む送変電設備設計</li> <li>◆ 電圧調整手法、系統保護</li> <li>◆ 設備保全技術を含む送変電設備の高度化・効率化</li> </ul>

## 1.5 カウンターパートチームおよび調査団の構成

### (1) カウンターパートチーム

#### 1) MEMR

Department	Counterperson (2008.1-2008.4)	Position etc	NEW Counterperson (2008.4-)
General	Ir. Emy Perdanahari, M.Sc	Director of Electricity Program Supervision	No change
General	Mr. Benhur PL. Tobing	Deputy Director of Electricity Supplying	No change
Demand Forecast	Mr. Titovianto Widyantoro	Training Center staff	No change
Environment	Ms. Nini	Head of the Section of Power Plant Environmental Protection	No change
General of Mineral, Coal & Geothermal	Ms. Lidya Hardiani, M.Si	Head of Investment Development Section	No change
Oil & Gas Preparatory Program	Mr. J.Widjonarko	Deputy Director of Oil & Gas Preparatory Program	No change
- ditto -	Mr. Gusti S Sidemen	Head of Oil and Gas Development Section	No change
Energy Conservation	Mr. Indarti	Head of Energy Conservation	No change
Electricity Price and Subsidy	Mr. T. Gultom	Deputy Director of Electricity Price and Subsidy	No change
New Renewable Energy & Energy Conservation	DR.Ir.Dadan Kusdiana	Deputy Director of Rural Energy	No change

2) PLN

Department	Counterperson (-2008.4)	Position etc	NEW Counterperson (2008.4-)
Director	Mr. Herman Darnel (- 2008.4)	Director	Mr. Bambang Praptono (2008.4 -)
Deputy Director	Mr. Bambang Hermawanto (- 2008.4)	Deputy Director for Planning System	Dr.Djoko Prasetyo (2008.4 -)
System Planning	Mr. Indra Tiahya (-2008.7)	Manager of System planning in Jawa-Bali	Mr. Monstar Panjaitan (2008.7-)
System Planning (P3B)	Mr. Susanto	P3B System planning manager	No change
System Operation(P3B)	Mr. Nur Pamudji (- 2008.4)	P3B Operation manager	Mr. Krisna Simbaputra (2008.4 -)
System Planning	Mr. Erwin Mirza		No change
- ditto -	Mr. Abdurachman Afiff		No change
- ditto -	Mr. Pudji Widodo	Assistant Deputy Director of Coal Energy	No change
P3B region Jakarta & Banten	Mr. Sunoto	RCC1 Deputy manager	No change
- ditto -	Mr.Kosasih	RCC1	Mr.Edi Purwanto
P3B region Jawa Barat	Mr. Iyan	RCC2 Deputy Manager System	No change
P3B region Jawa tengah & DIY	Mr. Zainal	RCC3 Deputy Manager Operation	No change
P3B Region Jawa Timur & Bali	Mr. Choirul	RCC4 Deputy Manager Operation	No change
Demand forecasts	Mr. Putu Karmiata	System planning staff	No change
Generation Expansion Planning	Mr. Ikbal Nur	Generation Expansion Planning	Mr. Budi Chaeruddin (2008.8-)
10,000 MW Fast Track Project	Mr. M. Dalyono	Project Coordinator, Coal Fired Steam Power Plant 10,000 MW Fast Track Project	No change
IPP Contract Management	Mr. Nasri Sebayang (- 2008.4)	Deputy Director of Strategic IPP	Mr. Binarto (2008.4 -)
Primary Energy	Mr. Hartoyo Atmowiyoto	Assistant Deputy Director of Gas Energy	No change
Environment and Safety, Directorate of Generation and Primary Energy	Dr. Francisca Kolondam (2008.7 -)	Assistant Deputy Director for Environment	Ms. Assisia Semiawan (2008.7 -) (Deputy Director for Environment)

(2) JICA 調査団

分野	業務従事者	分野	業務従事者
総括／電力開発計画	山岡 暁	電源開発計画	松田 康治
系統計画	田中 愁佳夫	一次エネルギー供給	中嶋 靖史
系統運用	小山 泰史	電力需要予測	山田 浩章
送電技術	丸岡 義郎	経済財務分析	西田 雅
変電技術	真鍋 和敬	環境社会配慮	大和田 隆
業務調整団員	松野 年洋		

## 2. 電力状況

### 2.1 電力法制度および政策、組織体制

#### 2.1.1 電力法制度

##### (1) 法体系

インドネシア国の法体系は、憲法および法 2004 年 10 号で定められている（表 2.1-1、表 2.1-2）。したがって、インドネシア国の法令を階層の高い順に並べると表 2.1-3 のようになる<sup>1,2</sup>。

**表 2.1-1 憲法により規定される各法律**

憲法における該当部分規定	定める主体		憲法における根拠
法律	5 条第 1 項および 20 条第 1 項	大統領および 国会	「大統領は国会に法案を提出する権利を有する」 「国会は法律を制定する権限を有する」
政令	5 条第 2 項	大統領	「大統領は法律を施行するために必要な政令を定める」
大統領令	4 条 第 1 項	大統領	「インドネシア共和国大統領は憲法に則り政権を掌握するものとする」

**表 2.1-2 法規策定に関する法律(2004 年 10 号)**

<p>1 条</p> <p>(3) 法律は大統領と共同合意の下国会が策定する法規である。</p> <p>(5) 政令とは法律を実施するために大統領が定める法規である。</p> <p>7 条</p> <p>(1) 法規の種類とヒエラルキーは以下の通りである</p> <p>a. 1945 年憲法</p> <p>b. 法律・法律に替わる政令</p> <p>c. 政令</p> <p>d. 大統領令</p> <p>e. 地方条例</p>
---

<sup>1</sup> JICA (J-power), インドネシア国省エネルギー普及促進調査 プログレスレポート, 2008年2月, P.2-42/43

<sup>2</sup> JICA 「インドネシア国エネルギー分野への包括的な技術協力の在り方 (プロジェクト研究)」ファイナルレポート, 2006年3月

表 2.1-3 インドネシア国法令の階層

階層	法令 英語表記 (インドネシア語表記)	日本語表記
1	1945 Constitution (UUD 1945)	1945 年憲法
2	People's Consultative Assembly Resolution (Ketetapan MPR)	国民評議会決定
3	Law (Undang Undang)	法律
4	Government Regulation Substituting a Law (PP Pengganti UU/Perupu)	法律に替わる政令
5	Government Regulation (Peraturan Pemerintah / PP)	政令
6	Presidential Decree (Keputusan Presiden/Keppres) Presidential Regulation (Peraturan Presiden/Perpres)	大統領令
7	Presidential Instruction (Instruksi Presiden/Inpres)	大統領指示
8	Ministerial Decree (Keputusan Menteri/KepMen)	大臣令
9	Regional Regulation (Peraturan Daerah/Perda)	地方条令

## (2) 主な電力関連法令

インドネシア国の主要な電力・エネルギー関連法令およびそれらの関係を、表 2.1-4 に示す。これまでに電力法の改正が試みられたが、2004 年 12 月に違憲判決によって無効となり、現在、電力に関する基本法は、1985 年 15 号である。また、近年のエネルギー事情を反映して、各種エネルギー法令が出されている。国全体の政策に関する法律や大統領令、それらを受けて省エネルギーやバイオ燃料に関する大統領指示や大臣令が制定されている。

それらのエネルギー関連法令を受けて、電力の供給と利用に関する政令が発効されている。さらに再生可能エネルギー活用や地熱に関する法令、IPP 促進のための大臣令が制定された。また緊急のベース電源として石炭火力開発を推進するために、各種大統領令が制定されている。

電力政策やエネルギー政策の章において、関連法令の詳細や関係を述べる。

表 2.1-4(1/3) インドネシア国の主要な電力・エネルギー関連法令

番号	資料の名称	法律	政令	大統領令	大統領指示	大臣令
<b>(1) 電力関係</b>						
1.	電力に関する法律 (1985 年 15 号)	○				
2.	電力供給と使用に関する政令 (1989 年 10 号)		○			
3.	電力供給と使用に関する政令 (2005 年 3 号)		○			
4.	電力供給と使用に関する政令 (2006 年 26 号)		○			
5.	石炭使用発電所開発加速実施のための PT. PLN の任務に関する大統領令 (2006 年 71 号)			○		
6.	発電所開発加速調整チームに関する大統領令 (2006 年 72 号)			○		
7.	石炭利用発電所開発加速のための政府保証提供に関する大統領令 (2006 年 86 号)			○		
8.	州間あるいは国家送電網と接続する電力事業許可手続きに関するエネルギー・鉱物資源省大臣令 (2005 年 10 号)					○
9.	公益のための電力供給事業における電力購入及び/或いは送電線網賃借の手順に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2005 年 9 号)					○
10.	公益のための電力供給事業における電力購入及び/或いは送電線網賃借の手順に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2006 年 1 号)					○
11.	公益のための電力供給事業における電力購入及び/或いは送電線網賃借の手順に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2007 年 4 号)					○
12.	直接選定による石炭へのエネルギー多様化促進のための電力購入に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2006 年 44 号)					○
13.	電力供給危機状態の指定に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (No.479-12/43/606.2/2005)					○
14.	分散型小規模発電事業指針に関するエネルギー・鉱物資源大臣決定 (1122K/30・MEM/2002 号)					○
15.	中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2006 年 2 号)					○
<b>(2) エネルギー関係</b>						
16.	エネルギーに関する法律 (2007 年 30 号)	○				
17.	国家エネルギー政策に関する大統領令 (2006 年 5 号)			○		
18.	その他の燃料としてのバイオ燃料供給・利用に関する大統領指示 (2006 年 1 号)				○	
19.	省エネルギーに関する大統領指示 (2005 年 10 号)				○	
20.	省エネルギー実施方法に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 (2005 年 31 号)					○
<b>(3) 地熱</b>						
21.	地熱に関する法律 (2003 年 27 号)	○				
22.	地熱事業活動に関する政令 (2007 年 59 号)		○			
23.	地熱発電の電力販売基準価格に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 2008 年 14 号					○
<b>(4) 投資</b>						
24.	投資に関する法律 (2007 年 25 号)	○				
25.	投資が閉鎖および開放される産業分野の決定のための基準と条件に関する大統領令 (2007 年 76 号)			○		
26.	投資が閉鎖および開放される産業分野のリストに関する大統領令 (大統領令 2007 年 77 号)			○		

表 2.1-4(2/3) 各法令の構成

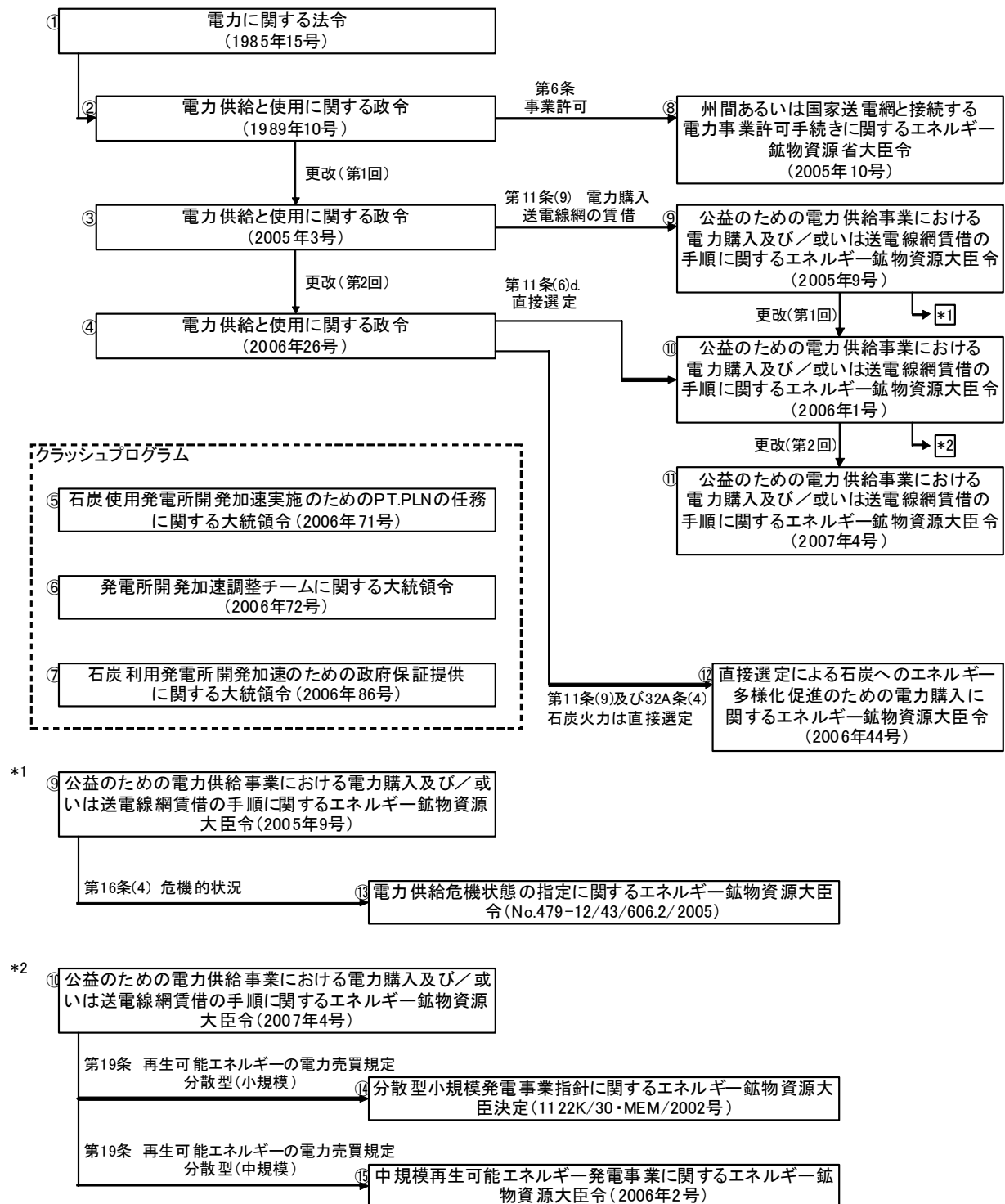
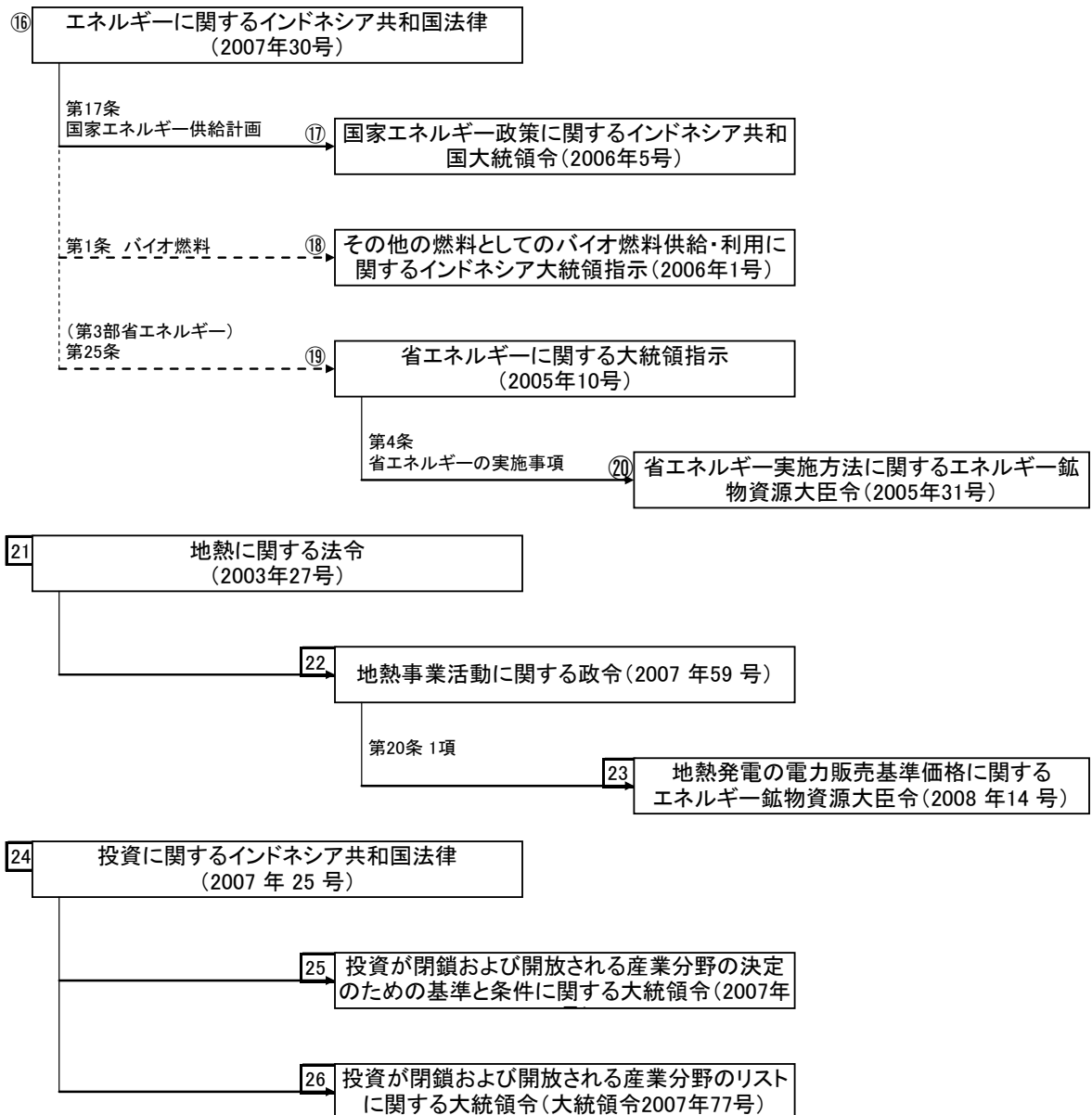


表 2.1-4(3/3) 各法令の構成



## 2.1.2 電力政策の変遷と現状

### (1) 電力構造改革<sup>3</sup>

政府は高度経済成長と公平な社会発展のためには、低廉かつ安定的な電力供給が重要な要件であるとし、電力の利用拡大を図ってきた。1950年には、発送配電一貫の PLN を設立し、国内全域の電力供給の責任を負っている。慢性的な電力供給不足を背景に、法 1985 年 15 号によって、民間企業や協同組合は、PLN の電力が供給できない場合および電力を供給できない地域を対象として、PLN の補完的な立場で電気事業が行えることになった。さらに、

<sup>3</sup> JICA/中部電力、インドネシア国 最適電源開発のための電力セクター調査、2002年8月



増大する需要を満たすには、公的資金での電源開発には限界があるため、1992年の大統領令37号により、IPP参入を認めることになった。

1 次エネルギーの利用政策では石油以外の資源を活用することであり、石炭や天然ガス、地熱の利用は増加してきている。石炭は供給が容易なために多くの石炭発電所が建設されたが、天然ガスは供給が不安定なため、発電に支障が出ている。一方、地熱は保護林内での許認可が開発の支障となっている。本来は再生可能エネルギーである水力発電はこれらに優先するが、立地上の問題と資金調達が開発課題となっている。小水力発電は、PLNの配電網の届かない地域や燃料調達が困難な地域において開発されている。

競争的な電力市場を構築し、電力セクターの効率改善を行うために、政府は電力部門再編計画を作成した。1998年8月、Power Sector Restructuring Policyを、同年12月にはImplementation Planを発表した。その後、PLNの分割・民営化を目指して構造改革が進められた。構造改革では、「ジャバリ地域は送配電網が整備され、発電規模も大きく比較的成熟した状況にあり、商業ベースの事業が成立するため分割・民営化を進める。発電、送電、配電を分離し、発電と配電は複数の会社にして競争原理を導入し効率化を図る。」ことを目標とした。1994年には、政令23号により、PLNは、政府が100%株式を保有する国有会社に移行した。1995年にはジャバリ系統の発電部門を分離して、2つの発電会社（PT. Indonesia Power と PT. PJB (Java Bali Power Company)）を設立した。

## (2) 電力法の制定（2002年9月制定）と廃止

市場経済を重視した電力政策を推進するために、法1985年15号に置き換わる新電力法が必要となった。2001年2月に国会（国民評議会）でその審議が始まり、2002年9月に新電力法2002年20号として成立した。新電力法は、国民の福祉と繁栄のために、公正かつ公平な方法で、経済活動を支える安定した良質・低廉な電力を供給することを目的とした。電気事業者には公平な参入機会を、需要家には利益を与え、健全な事業環境の中で透明性を持った競争により電力供給を効率的に実施する。このため、国営企業および地方公共団体、協同組合、民間企業に電力事業への参入機会を与えるとともに、国のエネルギー政策にしたがって、環境保護およびエネルギー転換、エネルギーの多様化を考慮した電力開発を行う。

新電力法の要点は以下の通りであった。

- 1) PLNによる電気事業の独占体制が消滅し、発電、送電、配電、小売分野へ分割される。
- 2) 競争的な市場原理の下で、民間企業はPLNと同様に発電事業と小売事業に参入できる。
- 3) 政府は送配電網を管理し、これを使う場合の料金を徴収する。
- 4) 全ての発電事業者は競争入札によって電気を供給する。最も安い料金を提示した業者は政府の所有する送電網にアクセスすることができる。

新法では、中央政府の役割としては全国レベルの電力総合政策を立案する。全国の電力需要予測と供給計画および送電網の計画、投資・資金調達計画、助成金政策、新エネルギー・

再生可能エネルギー利用政策を策定する。一方で、地方政府は地方の電力事業計画を定める。地方の電力需要予測および一次エネルギーの評価、地域開発計画に沿った送電計画などがそれに含まれる。

発電事業は競争市場に委ねられるが、電力事業の競争原理を円滑に導入し、適正な管理を行うために規制機関 (Regulatory Body) が設けられる。この機関は公正な競争および効率的な電力供給、投資の促進、投資家の適正な利益確保などを監視する。また、社会電力開発基金は、独立した機関を設立して、貧困層および開発の遅れている地域、地方電化事業に対して補助金を提供する。

政府は新電力法の公布にあたり次の計画を立てた。

- 1) 1年以内に Social Electricity Development Fund (SEDF)を創設
- 2) 2年以内に Independent Regulatory Body を創設し電力セクターを統括
- 3) 3年以内に the Single Buyer Market をジャマリ系統内に創設
- 4) 7年以内に電力市場の完全自由化をジャマリ系統内で実現

すなわち、ジャマリ系統における PLN の分割・民営化は段階的に行われる。まず、PLN の内部で事業部制 (Strategy Business Unit) とし分社化の下地を作り、次に発電部門と配電部門が独立する。PLN は、IPP と発電会社から電力を購入し、配電会社に売電する、というシングルバイヤー (SB) に移行する。最終的には、マルチプル・バイヤー/マルチプル・セラー (MBMS) に移行し完全競争市場を目指す。市場主義の強い大胆な改革を目指すものであった。

地方電化は全地域を電化するという目的のもとに引続き行われる。この電化には、送配電線の延伸と太陽光発電のような分散型の電化があるが、現在は PLN の送配電線の延伸による電化がほとんどである。協同組合も事業を進めているが、PLN に比べ規模は極めて小さい。なお、この PLN の電化事業は国の資金で行われているので政府の事業とみなされている。

ジャワ島以外の電力セクターは設備規模が小さく、電化率も低い。また、孤立した単独の発電所によるシステムも多くコストが割高である。したがって、コマーシャルベースでの電気事業運営は難しく、政府による支援が必要であるため、政府が直接保有する地方電力会社 (Regional Electricity Company: REC) を設立する予定である。構造改革のプロセスはジャワと異なり時間をかけて行う予定であった。

2002年9月の新電力法制定前は、RUKN をもとに電源開発を行うこととなっていたが、新法制定後は、毎年、州がまず地方電力開発計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah : RUKD) を作成し、その後各地方の RUKD を統合して RUKN を策定することとなった。しかし、実際問題として送電線や発電所は各州で独立して立地している訳ではないので、RUKD 策定前に各島の系統全体の最適電源開発計画を策定し、それをもとに各州が RUKD を策定する必要がある。こうした計画作りは、各州政府にとって初めての経験であり、全

く進まなかった。

結局、2004年12月15日、憲法裁判所は電力事業に競争原理を導入する2002年9月制定の電力法第20号に対し違憲判決を下し、同法は同日付で無効とされた。その理由は、「電力民営化、競争原理の導入」は憲法33条2項の「国民の生活に有用な影響を与える産業部門は国家が運営・管理する」に抵触するというものである。その法律下で定めた契約は契約完了まで有効とした。あまりにも大きな電力政策の変更に、地方自治体が対応できない現実もあったと考えられる。したがって、現在は元の電力法（1985年15号）が有効となり、下記の点が再認識された：

- 電気料金はマーケットメカニズムで決まるのではなく、従来通り政府によって決定
- 唯一の国有電力会社 PLN の分社化が否定され、独占体制が継続
- 地方政府による地方電力計画策定が否定され、中央政府が全体の計画を一括策定

しかし、新電力法にかかる混乱の中、民間参入のための制度整備が遅れ、地方における電化主体としての地方政府の役割が不明確になった。新電力法の違憲判決後、新たな電力法制定に向けての準備が進められている。一方で地方分権化の動きは進行しており（2001年地方分権化の法律制定）、現行電力法を地方分権化への法律に適合させることも求められている。中央政府より「改正電力法では、各地方政府がその地域で独自の電気料金を設定できるようにし、その代わり、現在中央政府が負担している電気料金の補助金を地方政府が負担するようになる」ことが提案され、2008年11月末時点では国会で審議中である。<sup>4</sup>

### (3) IPP 促進（民間活用）政策

政府は IPP 参入のための制度（政令・大臣令）を整備してきた。

インドネシア国では、電力供給不足が続いているため、商社の電力 IPP 分野への投資意欲は高い。電力会社も投資機会を伺っている。彼らにとっては、プロジェクト成立に大きく関するサポート・ファシリティ（プロジェクトファイナンス時の返済の保証となる証拠。政府からのコンフォートレターなどがこれに該当する）の明確化が最大の要望事項となっている。

新投資法（法 2007 年 25 号）において外国資本を国内資本と差別しない原則が打ち出されたにも関わらず、IPP を含め発電・送電・配電事業への外資参入については、資本比率を最大 95% までとする例外（negative list）が存続している（大統領令 2007 年 76 号、77 号）。すなわち、現地資本を最低 5% 入れる必要がある。発電した電力は全て PLN が買い取ることになり、直接の販売は認められない（政府規則 1994 年 20 号、大統領令 2000 年 96 号）。

IPP が促進できるよう各種政令を定めている。「公益の電力供給事業における電力購入および／あるいは送電網貸借の手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号」および「公益の電力供給事業における電力購入および／あるいは送電網貸借の手続きに関する

<sup>4</sup> The Jakarta Post, Government to share cost of power subsidies with regions, 13 June 2008.

エネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号の変更に関するエネルギー鉱物資源大臣令 2007 年 004 号」などで、(PLN の) 電力購入および／あるいは送電網貸借の一般入札手続きや入札、売買価格交渉などについて述べている。

また、競争入札でなく、特命で PLN への売電が可能な条件が次のように示されている：

- a. ミニ／マイクロ水力、地熱、バイオマス、風力、太陽光などの再生可能エネルギー、マージナルガス、山元石炭、その他ローカルエネルギー（現地産エネルギー）を使用した発電所からの電力購入
- b. 余剰電力の購入
- c. 電力供給危機状態にある地域の電力系統
- d. 公益の電力事業許可保持者 (PIUKU) として協同組合、公営企業、民間、市民団体および個人が既に運転している発電所センターにおける発電所容量の追加

### 2.1.3 原子力政策<sup>5</sup>

原子力開発は国家政策となっている。法 2007 年 17 号では、2017 年に運転開始する計画を規定している。現在、政府が開発意思を明確にし、国家原子力発電推進チームを発足するための大統領令（あるいは、MEMR の大臣令）を待っている状況である。推進チームのメンバーには、MEMR および国家原子力庁 (Badan Tenaga Atom National (National Nuclear Energy Agency of Indonesia): BATAN)、原子力規制機関 (Badan Pengawas Tenaga Nuklir (Nuclear Energy Regulatory Agency): BAPETEN)、PLN が予定されている。

MEMR は、インドネシア国のエネルギー開発計画全体の責任を有するので、国策としての原子力開発にも責任を有する。BATAN は、大統領直轄の非政府組織である。BATAN は、原子力の研究開発を担当する。議長をトップとし、技術研究省と協同で実施している。安全で信頼性の高い原子力科学と技術を社会の発展に促進実現していくことを目指している。BAPETEN は、原子力の規制や許認可の付与、検査実施を通して、労働者や公共、環境の安全を守るために、原子力エネルギー利用を管理することを目的として 1998 年に設立された。具体的な活動には、技術者の採用や教育、トレーニングやセミナー、ワークショップを含む。

原子力の基本法は、法 1997 年 10 号である<sup>6</sup>。その法律の下で、詳細な規則が定められている。規則は政令や大統領令、BAPETEN 議長規定において、それぞれのレベルで定められている。国家政策プログラムに関する主な規則は、次の通りである：

1. 原子炉の許認可に関する政令 2006 年 43 号
2. 安全と健康に対する放射線利用に関する政令 2006 年 63 号（改定中）
3. 原子力許認可の関税に関する政令 2000 年 134 号

<sup>5</sup> 国際協力機構 経済開発部、インドネシア国ジャワ・バリ系統 送電線開発計画のアップデート プロジェクト形成調査報告書、2007 年 11 月

<sup>6</sup> Oleh Khoiril Huda, directorate for regulation of nuclear installation and materials, BAPETEN, “Nuclear regulation for Nuclear Power Plant”, BAPETEN JETRO seminar, 22 February 2007

また、政令 2006 年 43 号は、政策を含む原子炉の許認可は、以下の手順でなされることを定めている：

- 1) サイト選定
- 2) 建設
- 3) 運転および
- 4) 運転廃止

原子力発電開発の準備作業として、サイトの最終選定・人材育成・パブリックアクセプタンス (PA) を挙げている。(株)ニュージェックが実施した F/S に対し、International Atomic Energy Agency (IAEA) は 2006 年に評価レポートを出している。F/S 結果では、Muria 半島の Jeparo を最有力候補地点としている。しかし、現在地元住民の反対運動がサイト近くで起こっている。

原子力発電建設に向けてロードマップによると、まず 2008 年初期にこれまでの調査結果を整理・分析するために、コンサルタントを雇用する予定であった（2008 年 12 月 1 日時点で未実施）。サイト評価レポートを作成し、2008 年中にサイトの認可をする。2009 年には事前安全評価レポートを作成し、建設許可を与える。2010/11 年より建設を開始し、2015/16 年に商業運転計画書に基づく許認可を与える。2016/17 年に 1 号機、2017/18 年に 2 号機、2023 年から 2025 年にかけて、3・4 号機を運転する計画である。単機容量はいずれも 100 万 kW で合計 400 万 kW となる（開発規模としては、2017 年に 200 万 kW、2023 と 2024 年に 100 万 kW ずつ運転開始する計画である）。

開発協力には、日本および韓国、カナダ、アメリカ、ロシアから申し入れがあり、日本と韓国とは協力を開始している。2007 年 11 月 22 日には、日伊両政府が原子力発電分野での協力の枠組みを定めた文書に署名した。日本政府側は、日本貿易振興機構 (JETRO) が主要実施機関として活動を開始している。2008 年 5 月時点では、すでに 15 名のインドネシア人研修生を韓国（韓国電力）が受け入れていた。

しかしながら、現在起こっている原子力開発の反対運動が 2009 年の大統領選に影響を与えるのを恐れ、現大統領は選挙前には推進チーム発足の大統領令に署名しないと見られている。その後、推進チームが発足し、さらに運転開始まで 10 年の期間を要する計画を想定しているため、一号機の運転開始は 2018 年以降になると予想される。

#### 2.1.4 電力事業の組織体制

法律で、電力事業や組織が規定されている。電力供給事業とは、発電、送電、配電を含む事業種のことである。電力事業権限保持者 (PKUK) は、公益の電力供給事業を実施するためだけに政府によって任務を委譲された国有企業のことであり、PLN を指す。PIUKU は、公益の電力供給事業許可保持者全体のことであり、その他の事業体とは、地方政府所有企業（公営企業）および民間住民自立組織のことである。大臣とは、電力分野の任務と責任

を有する大臣を指し、現在のエネルギー鉱物資源大臣は Dr. Purnomo Yusgiantoro である。総局長とは電力分野の任務と責任を有する総局長を指し、現在、電力・エネルギー利用総局長は Ir. J. Purwono, MS.E.E である。

MEMR は、最近まで事業者の監督、政策立案および規制などの役割をすべて担っていた。政策立案は、MEMR 内の電力・エネルギー利用総局 (Directorate General of Electricity and Energy Utilization: DGEEU) が担当している。PLN の監督権限は国営事業認可省に移管された。RUKD は、電力プログラム管理部 (Electricity Program Supervision) の電力供給プログラム課 (Electricity Supplying Program) で担当する。

現在の MEMR の組織を図 2.1-1 に示す。政府は、1992 年に民間が電力事業ビジネスに参加できる機会を与えた。その方針にしたがって、PLN の立場は、国営電力公社から 1994 年に国有会社に変った。しかし、72 年に定められた PKUK として、公益のために電力を供給する義務を負う立場は変わっていない。

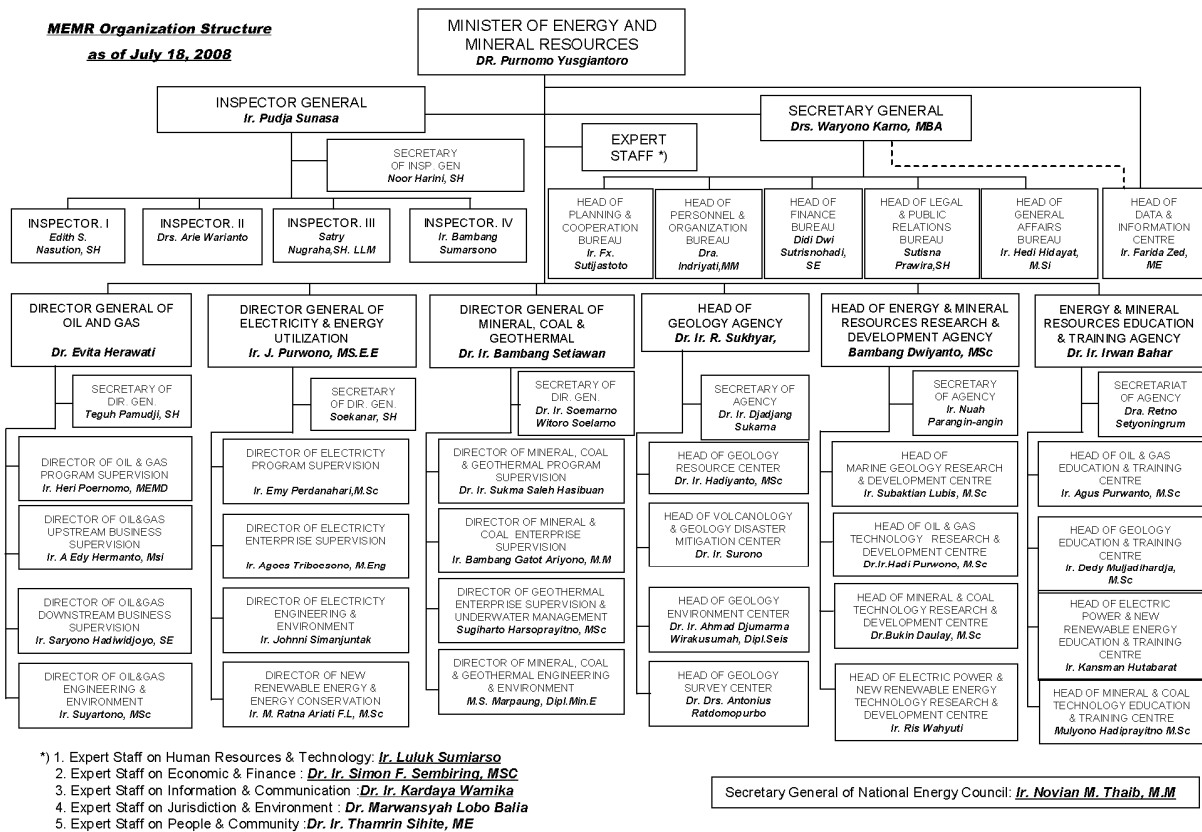


図 2.1-1 (1/2) MEMR 組織図

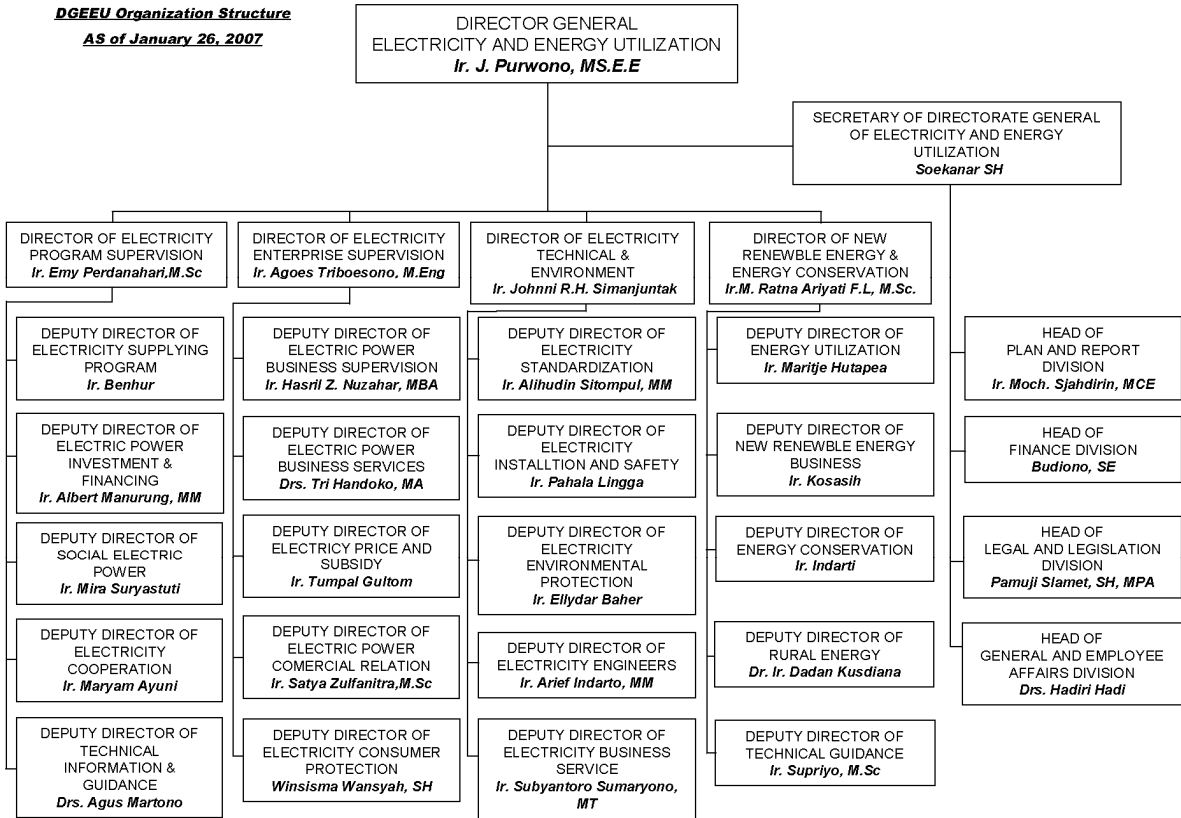


図 2.1-1 (2/2) MEMR 組織図

## 2.2. 一次エネルギー資源に係る国家政策

### 2.2.1 主要なエネルギー政策

近年政府から発表された主要なエネルギー政策は以下の通りである：

- 国家エネルギー政策 (National Energy Policy: KEN) 2003–2020 (2004年3月)
- 国家エネルギー管理ブループリント(2005-25)
- 国家エネルギー政策に関する大統領令 (2006年5号)
- エネルギー法 (法 2007年30号、2007年8月10日制定)

KENは、安全で持続的なエネルギーの供給と効率的なエネルギー利用を目的に、2004年3月に発効された。同政策は、1998年に作成されたエネルギー一般政策 (Kebijakan Umum Bidang Energi) に代わるものとして位置付けられている。政策ステップは、「供給強化」および「多様化」、「省エネ」の3段階とし、この中で特定のエネルギー資源への依存削減、代替エネルギーおよび効率的なエネルギー技術の利用促進などが述べられている。

各ステップ実施における主なテーマは次の通りである：

- 供給強化 : 工業開発と人口増加に伴うエネルギー供給の向上
- 多様化 : 埋蔵量の比較的多い石炭およびガスの利用シェアの向上、国内外のクリーンエネルギーを含む再生可能エネルギーシェアの増加、最適かつ経済的なエネルギーミックスの構築
- 省エネ : 省エネ技術の開発利用によるエネルギー利用効率の向上

(KENより抜粋)

数値目標として以下を示している：

- 地方電化：2020年までに電化率90%
- エネルギーミックス：2020年までに、再生可能エネルギーの割合を5%
- 省エネ：エネルギー強度 (Energy intensity) の毎年1%の削減

KENに基づいて作成された、国家エネルギー管理ブループリント (2005–25年、永井専門家提供) では、一次エネルギー供給の今後の予測、個別エネルギー技術の2025年までの展開 (ロードマップ) が示されている。

まず、インドネシア国のエネルギー事情が総括されている。インドネシア国のエネルギー事情においては、エネルギー資源ポテンシャル (表 2.2-1) は十分大きい、一人当たりのエネルギー消費は日本の約 1/10 で国民のアクセスが限られている。図 2.2-1 にエネルギーバランス、図 2.2-2 に最終エネルギー消費の割合、図 2.2-3~5 に各エネルギーの需給バランスを示すが、石油燃料消費の割合は、全消費エネルギーの 63% (2003年) であり、エネルギー輸出および石油燃料の輸入割合が大きいことが指摘されている。化石燃料の最近の実績 (2006年) は以下の通りである：



- 石油の輸出は日間 51.4 万バレル、国内使用日間 61.1 万バレル、輸入日間 48.7 万バレル
- ガス輸出日間 4.72 BSCF、国内使用日間 3.67 BSCF
- 石炭輸出年間 135.6 百万トン、国内使用年間 51.1 百万トン

表 2.2-1 インドネシアのエネルギー資源ポテンシャル(2004 年)

化石エネルギーの種類	資源	リザーブ (Proven + Possible)	生産 (年間)	CAD/PRODレート (探鉱なし) 年
石油	869 億バレル	90億バレル	500百万バレル	18
ガス	384.7 TSCF	188 TSCF	3.0 TSCF	62
石炭	570億トン	193億バレル	130百万バレル	147

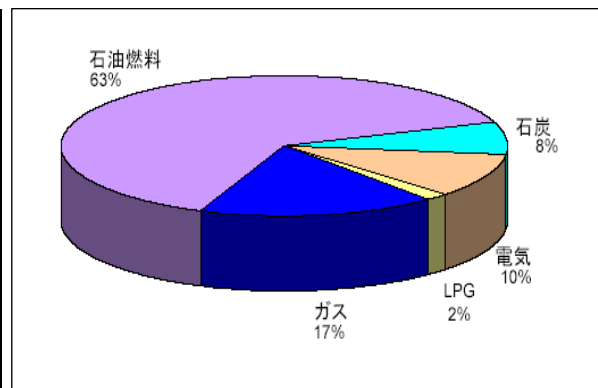
非化石エネルギー	資源	換算値	利用	設備容量
水力	845 百万 BOE	75.67 GW	6,851.00 GWh	4,200.00 MW
地熱	219百万 BOE	27.00 GW	2,593.50 GWh	800.00 MW
小水力・マイクロ hidro	458.75 MW	458.75 MW		84.00 MW
バイオマス		49.81 GW		302.40 MW
太陽光		4.80 kWh/m <sup>2</sup> /日		8.00 MW
風力		9.29 GW		0.50 MW
ウランウム (原子力)	24.112 Ton* 3 GW 11年分に相当			

出典；国家エネルギー管理ブループリント



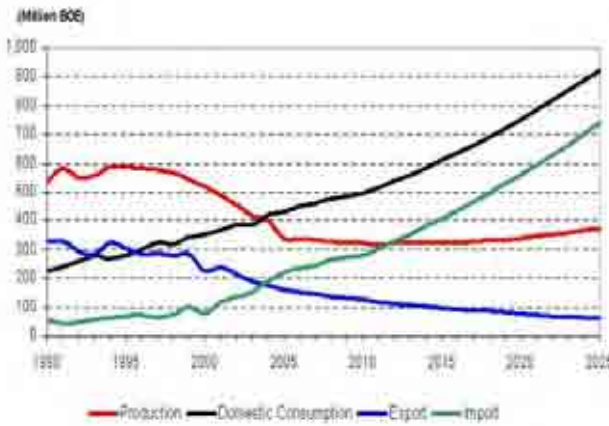
出典；国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-1 エネルギーバランス



出典；国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-2 最終エネルギー消費内訳



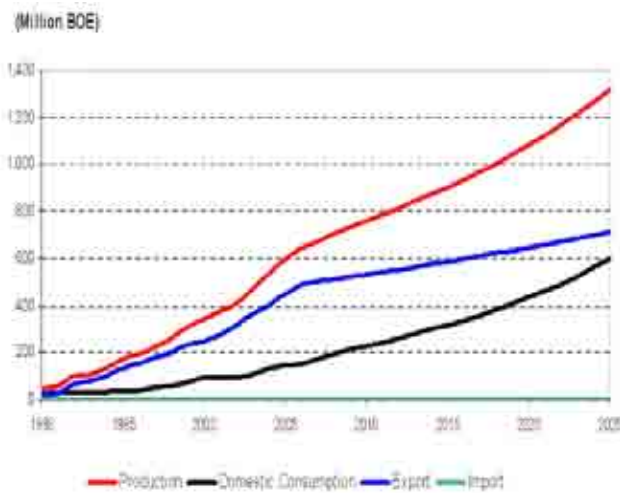
出典；国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-3 石油の需給バランス



出典；国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-4 天然ガスの需給バランス



出典；国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-5 石炭の需給バランス

ガス・石炭輸出価格は国内流通価格よりも高いことや国内のガス・石炭消費能力・購買力は低く、化石燃料の国内利用のための税・非税インセンティブがまだないことが指摘されている。

また、以下の目標が述べられている：

- 1) 2025年に一人当たりの最低エネルギー消費が 10 SBM (RIKEN)<sup>7</sup>、電化率 95% (RUKN) を実現

<sup>7</sup> SBMは、Setara Barrel Minyakの略で石油バーレル換算値  
RIKENは、省エネルギー国家基本法 (Rencana Induk Konservasi Energi Nasional)

- 2) 次の項目を通じ、国内エネルギー供給安全の実現：
- ◆ 2025 年、エネルギー弾性率を 1 以下
  - ◆ 最適な（一次）エネルギーミックスの実現
    - 石油の割合は 2025 年に 26.2%に減少
    - ガスの割合は 2025 年に 30.6%に上昇
    - 石炭の割合は 2025 年に 32.7%に上昇
      - －褐炭の利用
      - －石炭液化 (Coal Liquefaction)
      - －石炭ブリケット
    - 地熱の割合は 2025 年に 3.8%に上昇
    - その他の新・再生可能エネルギーの割合は 2025 年に 4.4%に上昇
  - ◆ 段階的に輸出を削減することで化石エネルギー供給を満たす（産業、運輸、世帯、商業施設向けのエネルギー利用マスタープランを策定する必要がある）

図 2.2-6 は 2025 年国家エネルギーミックス最適シナリオである。

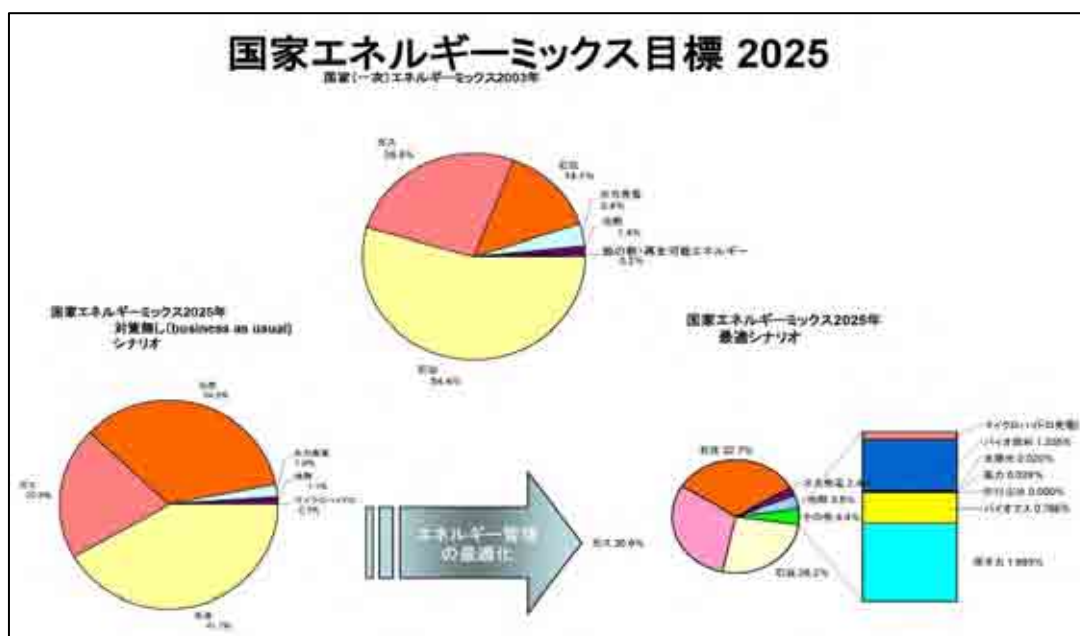


図 2.2-6 1 次エネルギーミックス目標

ただし、これらは、国全体の長期エネルギー目標であり、一次エネルギーは各分野に関することから、実現していくには、さらなるプログラムが必要となる。各分野（セクター）：電力・運輸・産業・家庭/商業あるいは各プログラムでの数値目標を今後設定していく必要があり、全部で 16 のプログラムを提案しており、代替エネルギー開発はその一つであり、表 2.2-2 に示される。

表 2.2-2 代替エネルギーの開発計画

	発電分野	運輸分野	産業分野	世帯・商業分野
エネルギーの種類	石炭	ガス	ガス	電気
	ガス	電気	石炭	LPG
	地熱	バイオ燃料	天然ガスハイドレート	ブリケット
	水力	燃料 石炭液化 (Coal Liquefaction)	バイオマス	都市ガス
	マイクロ hidro	GTL (Gas to Liquid)		バイオガス
	DME (ジメチルエーテル)	燃料 水素, 燃料電池		太陽光エネルギー
	太陽光エネルギー	天然ガスハイドレート		燃料電池
	風力			天然ガスハイドレート
	現地エネルギー (Energy In Situ)			
	原子力			
	バイオディーゼル			

さらにエネルギー政策を強化するため、KEN に関する大統領令（2006 年 5 号）が制定された。内容は、エネルギーの供給および利用に大別される。「供給」では、国内へのエネルギー供給保証およびエネルギー生産の最適化と省エネの実施であり、「利用」では、エネルギー利用の効率化が主体である。また、以下の数値目標が規定されている：

- 1) 2025 年にエネルギー弾性値 1 未満を達成する。
- 2) 2025 年に最適な（一次）エネルギーミックスを実現する。すなわち国（全体）のエネルギー消費に対する各エネルギー種の役割（構成比率）を次の通りとする。
  - 石油は 20% 未満
  - ガスは 30% 以上
  - 石炭は 33% 以上
  - バイオ燃料は 5% 以上
  - 地熱は 5% 以上
  - その他の新・再生可能エネルギー、特にバイオマス、原子力、水力、太陽光、風力は、5% 以上
  - 液化石炭 (liquefied coal) は 2% 以上

国家エネルギー管理ブループリントでは 2025 年の石油利用率の目標が 26.2%であったが、大統領令ではさらにこれを 20%未満に抑えるよう規定している。石油、ガス、石炭は国際市場での売買価格によって、輸出入が左右されるので、インドネシア政府や PLN が積極的にこれら燃料の確保や調整に活動しないと、電力用燃料の安定確保や目標達成は困難である。また、国内流通促進にあたっては、開発促進による生産量の増加や、インフラの整備

に対する積極的な取組みも必要である。

国会は 2007 年に新たにエネルギー法（法 2007 年 30 号、2007 年 8 月 10 日制定）を制定した。これは、エネルギー供給と消費の差、代替エネルギー開発の限界、非効率なエネルギー利用、エネルギー管理における環境影響といったエネルギー開発から利用までの様々な問題を解決するための総合的な規定を目指したものである。しかし、具体的な数値目標は規定していない。

エネルギーに関する法 2007 年 30 号（エネルギー法）の主要な内容は以下の通りである：

- 1) エネルギー資源の統制と規制は政府が行う
- 2) 国内のエネルギー需要を満たすことを優先する
- 3) 貧困層に対する政府補助金の供与
- 4) 国内（現地）調達率の最大化義務
- 5) KEN の策定
- 6) 国家エネルギー審議会（Dewan Energi Nasional: DEN）の設立
- 7) RUEN の策定
- 8) 地方エネルギー総合計画の策定
- 9) 新・再生可能エネルギーの供給・利用に対する政府による便宜供与およびインセンティブ付与
- 10) 省エネルギーは、政府から国民まで全体の責任
- 11) 省エネルギー実施者・省エネルギー機器製造者に対する政府による便宜供与およびインセンティブ付与
- 12) 省エネルギーを実施しないエネルギー利用者に対する政府による便宜不供与およびディスインセンティブ付与

さらに省 横断的な政策・プログラムを進めていくため、国家エネルギー調整会議（BAKOREN）の代わりに大統領を長とする DEN を創設する計画がある。DEN は、本法律の法制化から 6 ヶ月以内に設立しなければならない（第 33 条）とエネルギー法で規定されているが、現時点では審議会は設立されていない。

本法律の実施規定は、エネルギー法の法制化から 1 年以内に定められなくてはならない（第 34 条）ため、その詳細規定である政令・大臣令（省エネ政令等）などが 2008 年内には制定される予定である。

## 2.2.2 1 次エネルギー政策

1 次エネルギーの需要は、順調な伸びを示しており、その中でも石油の需要が半分以上を占めている。石油、ガス、石炭はインドネシアの経済を支える重要なエネルギー資源で、急激な経済成長に応じて、開発が進められてきたが、ガスの生産は伸びず、また石油については生産量が減って 2004 年には輸出と輸入が逆転し純石油輸入国となった。

そこで、先に述べたような石油消費を抑制し、今後も増産の可能性のある石炭、ガスへの移行や、再生可能エネルギーへの転換が進められているが、国内向けエネルギーとしては、今後は豊富な埋蔵量を有し、1次エネルギーの中で最も供給増が期待できる石炭の開発に重点が置かれるものと思われる。

昨今の原油価格の高騰に伴い、未開発の油田、ガス田や炭田の開発に弾みがつくことが期待されるが、開発投資者のインセンティブを高めるために、政策面では、ガス採掘の困難な深海部に対する税制面での優遇措置や、石炭採掘認可の地方政府への権限移譲などが順次進められている。しかし、輸出に向けられる良質の石炭や LNG (Liquefied Natural Gas) は、国際市場での価格が高騰に応じて開発のインセンティブは高まるかも知れないが、燃料性状、輸送面から、国内向けとならざるを得ない低品位炭や、小規模なガス田からのガスについては、至急措置を講じないと、需要に対し開発が追つかないことが懸念される。

特に、慢性的な電力不足の解消を目指した、緊急電源開発であるファストトラックプログラムの石炭焼き火力発電向けの燃料は、これら低品位炭を使用する計画としているが、膨大な消費量に対し、炭鉱の開発や石炭輸送等の具体的な施策は、不十分な状態である。

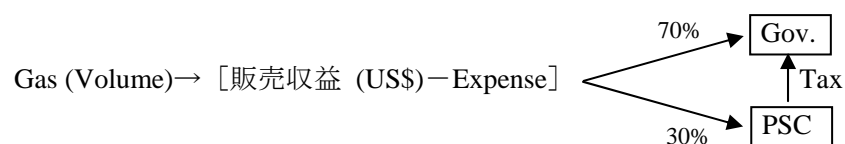
石油およびガス、石炭について、生産物に対する取分契約 (Product Sharing Contract) が規定されており、また石油については、国内市場配分義務 (Domestic Market Obligation) が定められている。インドネシア側の取分を増やすと、開発に対するインセンティブが下がり、減らすと輸出が増加して国内への供給が減るとのジレンマがあり、これらの運用も難しいところである。

以下は、各1次エネルギー資源に関する Product Sharing Contract の内容である。

## 【Product Sharing Contract】

### ① ガス

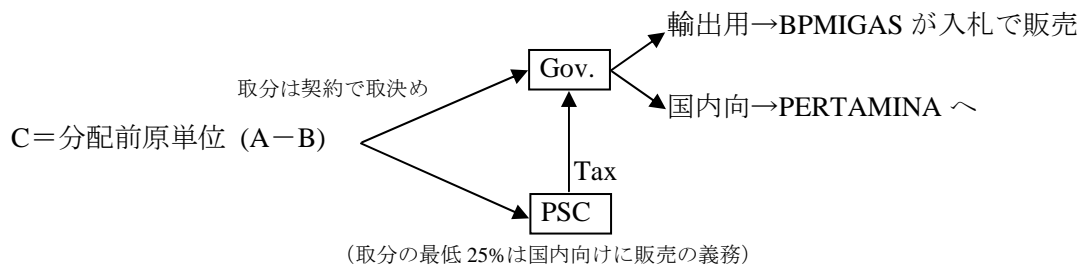
- i) 産出したガス (Volume ベース) の 輸出用、国内用の配分決定は政府 (MEMR-MIGAS) が行う。
- ii) ガスは国際価格で販売する。
- iii) Profit = A - B (A = Revenue、B = Expense)
- iv) Profit (After Tax) を Gov. = 70%、PSC = 30% で配分 (PSC ; ガス開発者)
- v) PSC は事業に関連した各種税を Gov. 等に支払う



② 原油

- i) 産出した原油をVolume (BBL) で配分する。  
配分時の原油原単位はProductionからExpense (Capital Recovery, Operation, Variable & Fixed Cost等一式) をインドネシアのその時点の原油価格でVolume (BBL) に換算し算出する。
- ii) これを採掘の難易 (深海、浅瀬、内陸等) により開発契約時に取り決めた配分比で配分する (配分比は一定でないが全体的には金額ベースで約 Gov. = 85%, PSC 15%程である)。
- iii) PSC は受取った原油を独自に販売し、事業に関する税を Gov.に支払う。なお PSC は受取り分の最低 25%をインドネシア国内で販売する義務 (DMO; Domestic Market Obligation) を負う。
- iv) Gov.は取分を輸出、国内向けに割り振り販売する。輸出用となった原油については BPMIGAS が入札により販売する。国内用の原油は PERTAMINA の Refinery へ送られ、製油し国内で販売される。

A = Production (BBL)、B = Expense (BBL 換算)



③ 石炭

- 民間開発者は市場で、FOB 価格で石炭を販売する。この時点で発生する Market Fee 等の小額費用を販売収入から差し引く (ほぼ販売収入)。
- 残った販売収入を民間開発者が標準で 86.5%、中央政府が 13.5%を取る (炭田の開発のし易さ、石炭の品質、インフラ等を考慮して契約で決められケース・バイ・ケースであるが、標準的にはこの割合である)。
- 中央政府が取った 13.5%の内の 20%を Provincial Government (州政府) やその下の Regional Government に分配する。

④ 地熱

- Share Development は 2003 年に制定された、法 2003 年 27 号の前後で異なる。PERTAMINA の Kamojan、Lahendo、Sibayak や Cevlon Drajat、Star Energy、Bali Energy、Geodipa Pabsk 等は旧法 (President Decree 49, 1991 年) の適用となる (分配方式がユニット単位では無く開発区単位で適用されることから、2003 年以前に開発・使用許可が与えられておれば、そこでの新設プラントは旧法の適用となる)。
- 旧法では NOI (Net Operating Income; 営業利益 = 販売収入 - 販売費用 (減価償却費、

運転・維持費、金利支払費等) に対して、政府（中央、州、県）が 34%を取り、残り 67%を開発業者が取っていた。但し、これでは営業利益が赤字になった場合、政府の取分は零となる。

- 新法では、開発者は Article 30 に記載の通りの費用を納める必要がある。
  - － 開発者は売電収入の 2.5%の Royalty
  - － 法人税等の中央政府が課す全ての税金（開発促進のため財務省の了解で Case by Case で減免措置あり）
  - － 地方政府が課す全ての税

また、再生可能エネルギーについては発電コストがかかることから、設置推進のために、税制面での優遇措置（機器の輸入税免除、各種税の減免）や、中小発電事業者からの電力買取義務化等が必要とされており、その対策はMEMRにおいて現在検討中である<sup>8</sup>。

---

<sup>8</sup> 1; MEMRのDIRECTOR GENERAL OF MINERAL, COAL & GEOTHERMALより聴取



## 2.3. ジャマリ地域の社会・経済状況および開発計画

### 2.3.1 インドネシアの経済状況

#### (1) 経済状況全般

インドネシア国では、1997年のアジア経済危機、1998年のスハルト長期政権崩壊を乗り越え、2004年には初めての大統領直接選挙が実施され、以来、着実な経済成長を続けている。その間には、2002年のバリ爆破事件、2003年のジャカルタ・オーストラリア大使館爆破事件、2004年のスマトラ沖地震津波、2006年の中部ジャワ地震などの大きな事件や自然災害に見舞われている。特にスマトラ沖地震津波の被害は大きく、最大の被災地である北部スマトラのアチェとその周辺においては、いまだに災害復興の努力が続けられている。

経済面では、アジア経済危機以降、財政再建の取組みが進められている。特に対外債務の削減が図られ、長期債務の発行は政府債に限るなどの政策を実施し、年10-20億ドルの債務削減を目指している。この結果、国内総生産の100%から45%（2005年）まで削減されている。2004-2005年度平均で、債務返済額は国の予算の25%を占めている。2009年までには、債務残高を国内総生産の31.8%まで削減する計画である。一方、経済危機以前は、特に石油、ガス、鉱物などの自然資源の開発を中心に、海外直接投資が流入していたが、その回復は遅れている。経済危機前には国内総生産の10%、100億ドル相当の開発投資（うち20億ドルは民間資金）が行われていたが、未だそのレベルに回復するには至らず、2005年になって海外直接投資のバランスは初めてプラスに転換したが、30億ドル相当にとどまっており、東南アジア諸国のなかで最低のレベルにとどまっている。公共セクターにおける投資は不足しており、電源の不足を始め経済成長のポテンシャルを制約しているとされている。2005年には、インフラ・サミットが開催され、民間セクターのインフラ事業への参画が求められた。現在計画中のIPP発電所のなかには、同サミットから発生した事業が含まれている。

政策的には地方への権限委譲が進められているが、地方政府のキャパシティの不足が著しく、また中央政府からの財源の配布が硬直的なところもあって、うまく進んでいない。また、地方財源の85%は人件費や管理費で先取される状況であり、開発のための投資資金は不足している。

民間レベルでは、政府の財政を圧迫する一因ともなっている燃料への補助が2005年に大幅に削減された。燃料の小売価格は3月に29%、10月には126%の値上がりとなり、物価は一気に18%上昇したとされる。このとき、政府は特に貧困層への救済策として、燃料補助削減補償プログラムを実施している。

このようなインフラの不足に加え、技術の不足および硬直的な労働市場、投資環境のまずさ、金融セクターの弱さなどが経済の弱点である。

経済危機以降の回復は、主に個人消費の伸びに依存するものである。すなわち、将来の経済成長のための基盤については、不足が続いている。

Asian Development Outlook 2008 (ADB) による近い将来の予測としては、2007年の経済成長は6.3%で、アジア通貨危機(1997年)以来最高の水準に到達する。需要面では、個人消費、民間投資、貿易の伸びが主要因となっている。供給面では、サービスセクターの伸びが大きく、通信では携帯電話、インターネットが年40-50%の割合で拡大。製造業では、機械および食品、ゴム、紙等の伸びが大きく、繊維および石油精製品、LPGの低迷を補っている。繊維の低迷は、労働集約的産業の競争力低下を示している。農産物は、世界的な農産品の価格上昇に助けられている面があるが、緩やかに成長している。鉱業は、石油・ガスの価格高騰にもかかわらず2%の伸びにとどまっているが、これは長期間続いている設備投資の不足が原因である。

インフレーションは、2005年後半の燃料価格値上げによる18.4%のピークを記録して以来落ち着き、インドネシア銀行の目標である5-7%範囲内にとどまっている。

一方、2008年5月には、原油価格の上昇による政府補助金の膨張を緩和するため、2005年以来的平均28.7%の燃料価格値上げが実施された。その他、食料品の値上がりについては、輸入食料品への関税の減免や補助金の支給等の価格安定の介入が行われている。しかし、これらの価格上昇圧力は今後各方面に波及し、インフレの要因になるものと予想されている。

## (2) 人 口

全国の人口は、2006年推計値で2億2千2百万人、伸び率は、1970年代から80年代にかけては年2%を超える水準にあったが、近年は1.5%程度となっている。また、全国に対するジャマリ地域の人口割合は、1971年調査時の66%から次第に低下し、現在は60%程度となっている。

表 2.3-1 インドネシア国全体およびジャマリ地域の人口の変化

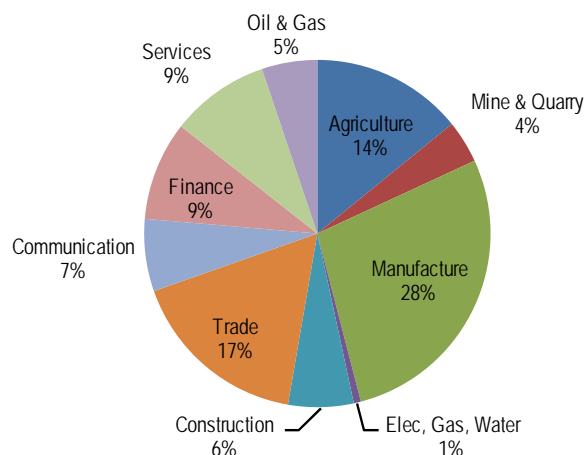
年	1971	1980	1990	1995	2000	2006
全国の人口(百万人)	119.2	147.5	179.4	194.8	206.3	222.2
ジャマリ地域の人口割合	65.6%	63.6%	61.5%	60.4%	60.3%	60.1%

出典：BPS 統計資料

### (3) 生産

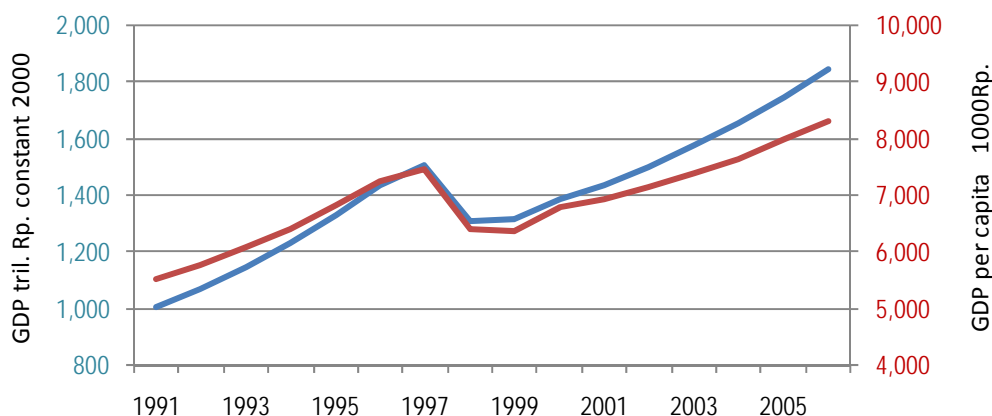
2006年時点の国内総生産（GDP）は Rp. 1,850 trillion で、その産業別内訳は右図の通りである。最大は製造業で 28%、次いで商業 17%、農業 14%、金融、サービス（それぞれ 9%）と続いている。

実質 GDP の伸びは、1997年に発生した通貨危機後の混乱から回復して以降順調に推移し、2000年以降の成長率は約 4%、特に過去数年は毎年 6% 近い伸びを示している。一人当たり GDP はやや低い伸び率で推移しているが、通貨危機直前の水準に回復したのは 2004 年度である。



出典：BPS 統計資料より作成

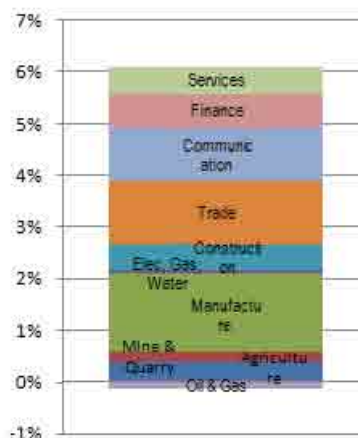
図 2.3-1 インドネシアの国内総生産の産業別内訳



出典：BPS 統計資料より作成

図 2.3-2 インドネシアの GDP および一人あたり GDP の変化

以上のような順調な経済成長への産業別寄与を示したのが右図である（2003-2006 年度平均）。最も貢献度が高い産業は製造業であり、インドネシア共和国の経済成長をけん引する産業であることがわかる。貢献度では商業、通信が続いているが、設備投資の不足が指摘されている石油・石炭・ガスのセクターでは、マイナス成長となっている。

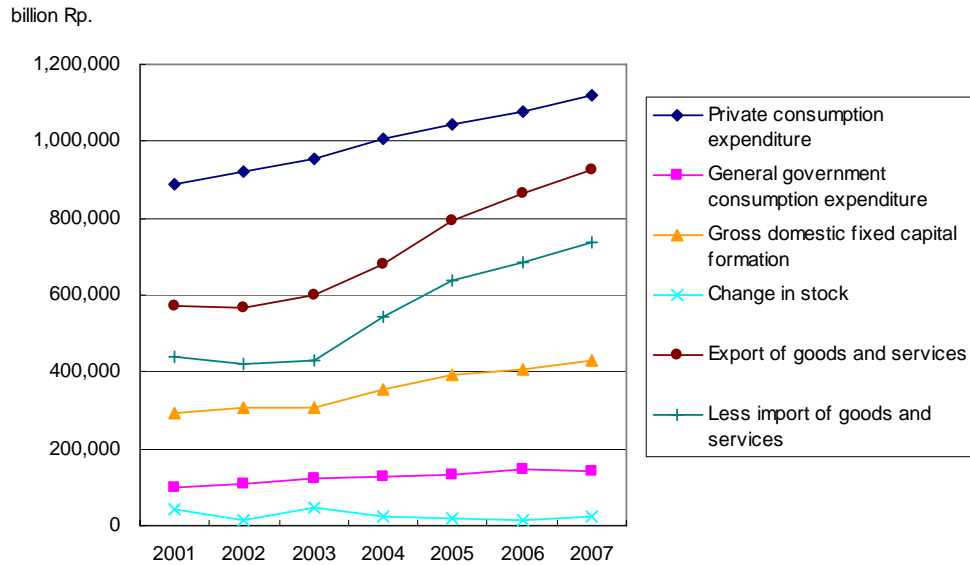


出典：BPS 統計資料より作成

図 2.3-3 GDP 成長率の産業別内訳

(4) 消費

消費面では、経済成長を支えているのは個人消費、貿易（輸出）である。固定資本形成については、経済危機以降停滞が指摘されてきたが、2004年あたりから回復傾向にある。



出典：BPS 統計資料より作成

図 2.3-4 消費の内訳

今後の経済成長においては、インフラ不足の解消が必要であると指摘されており、先に述べた通り資本投資は実質値としてやっと回復をはじめたところである。対 GDP 割合では、経済危機以前は 30%に達していたものの、その後 20%前後の水準にとどまっており、大きな回復は未だ見られない。

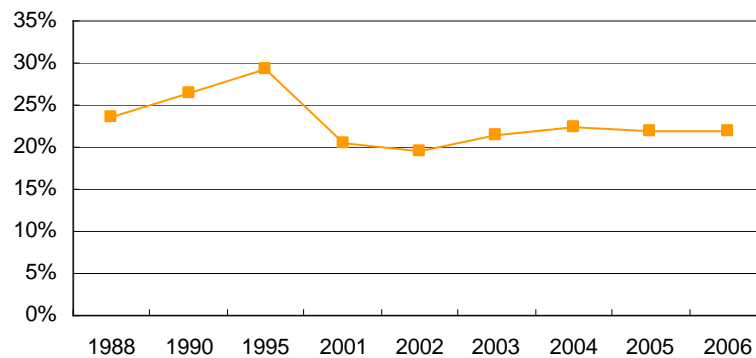


図 2.3-5 対 GDP 固定資本形成の割合

## 2.3.2 ジャマリ地域の社会・経済状況と開発計画

### (1) ジャマリ地域全体の開発計画

国家長期開発計画 2005－2025（法 2007 年 17 号）によると、インドネシア国における地域開発は次のような問題を抱えているとされる。

- ジャマリの大都市への集中が進んでおり、外島部の中小の都市は成長の遅れあるいは衰退がみられる。
- 大都市における市街地の拡大と、また周辺の小都市を巻き込んだコナーベーション（連担都市）が抑制できない状況にある。
- 農村部から都市部への人口流出が続いている。
- 以上のような大都市と中小都市の不均衡の進行により、ネガティブな影響が発生している。
- 拡大する都市周辺における自然環境の破壊
- 都市周辺農地の住宅や産業用地への転換
- 都市内の汚染等による生活環境の悪化
- 流入人口による都市内社会経済的問題の発生や公共サービスの質の低下
- 縮小する地域においては投資の誘導が難しく雇用が創出できない、基本的な住民サービスの提供に支障が出る、など。

以上のことから、「都市の無計画な拡大を抑制し、大中小都市の均衡ある発展を図り、そのために、特にジャワ以外の外島部の都市における雇用の創出を図って人口の流出を制御する必要がある。」としている。産業政策的にも同一線上の方針で、「地域市場および国際市場において競争力のある中小規模の産業をジャマリ以外の外島部に育成し、これらの地域の経済を健全化することが重要である。」としている。特に計画の第 2 期 5 ヶ年（2010－2014 年）において、ジャワ外島部に成長の中心となる地域を形成して、均衡のある発展と目指すという目標となっている。

地域開発問題については、BAPPENAS (Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (National Development Planning Agency)) の地域開発総局 (Directorate of Regional Development) においても聞き取りを行ったが、上記計画と同様の考え方を示された。

- 国家的な開発計画としては、ジャマリ地域への過度の集中（人口、産業）は望ましくないため、ジャマリ以外の地域への投資を誘導している。スマトラはかなり開発が進んでいるため、カリマンタンやスラウェシがこれからの誘導先となる。理想的には東部地域（イリヤンジャヤ）への誘導を進めたいところだが、人的資源も不足しているため、現状では難しい。

地域開発総局から提供を受けたジャマリ地域の空間利用計画は、次図に示すようになっている。開発上、特に重点が置かれているのは、既存の主要都市間の交通ネットワークの拡充であり、高速道路や鉄道の複線化などの計画が存在する。

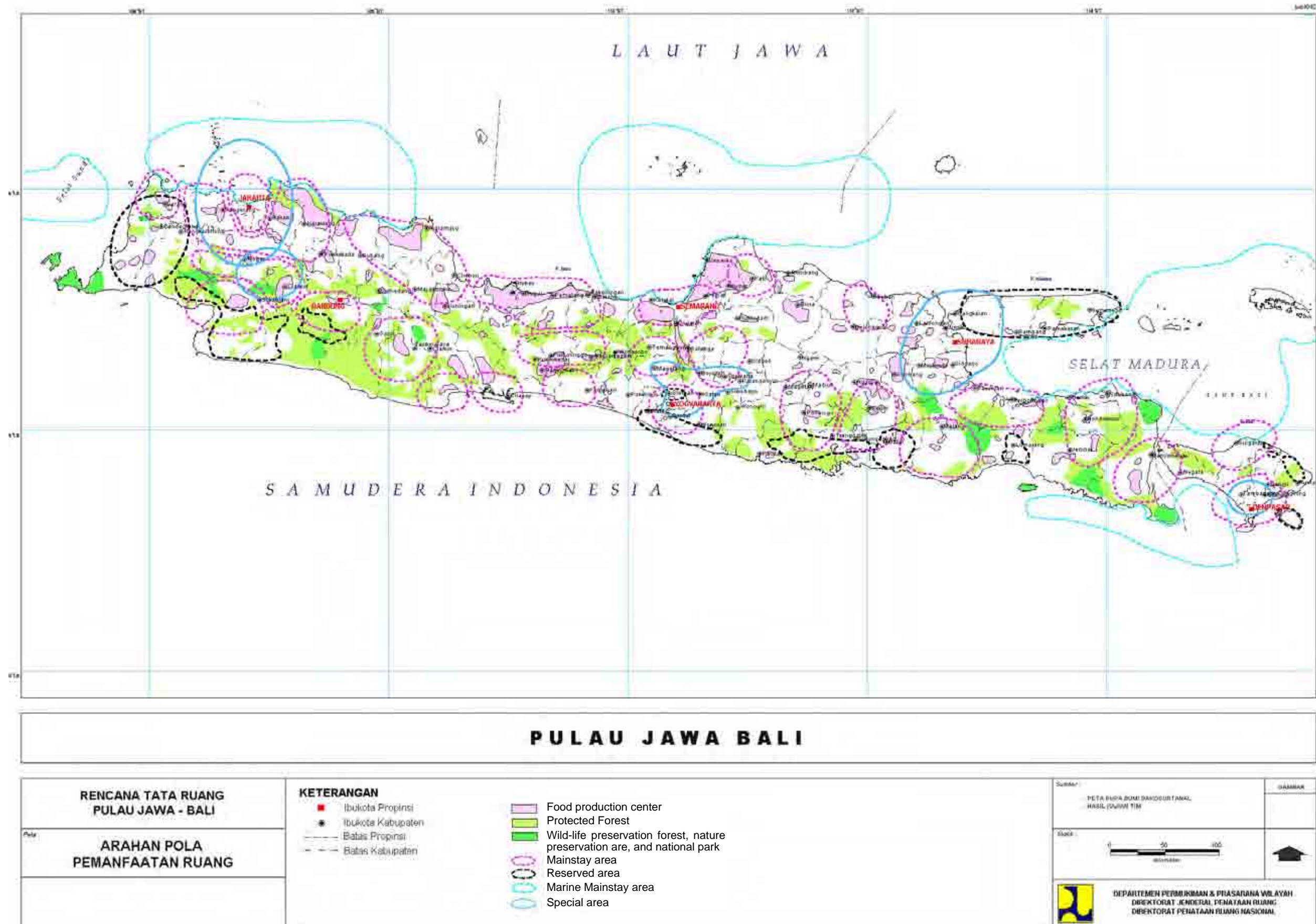


図 2.3-6 ジャバリ地域の空間利用計画



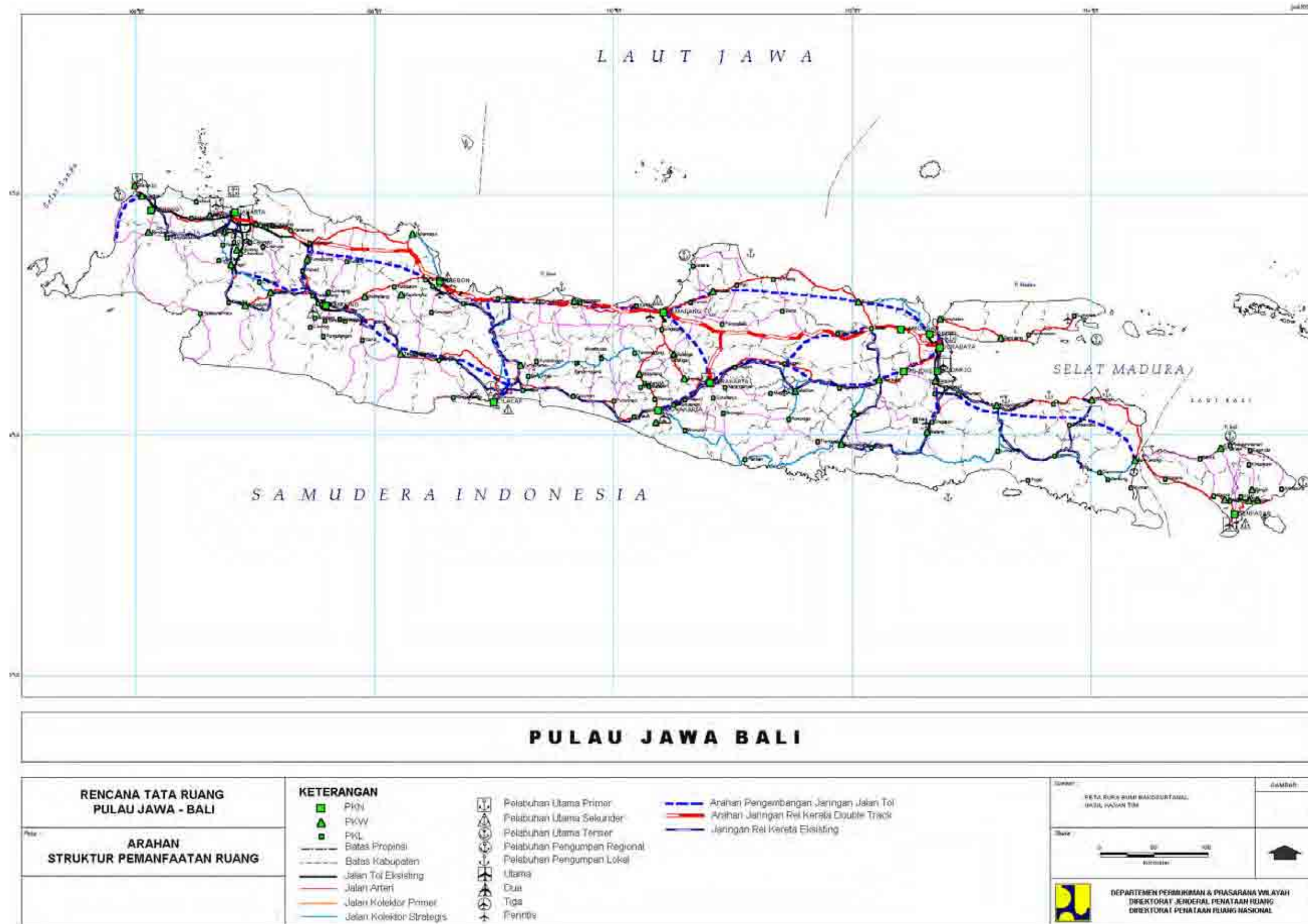


図 2.3-7 ジャバリ地域の空間利用構造

(2) ジャマリ地域の社会・経済状況

ジャマリ地域には、ジャカルタ特別州 (DKI Jakarta)、ジョクジャカルタ特別州 (DI Yogyakarta)、西ジャワ州、Banten 州、中央ジャワ州、東ジャワ州、バリ州の 7 つの行政地区が存在するが、本調査では、PLN の営業区分に合わせ、ジャカルタに Tangerang 市を含めたジャカルタ地域、西ジャワ州とバンテン州を合わせた西ジャワ地域、中央ジャワ州とジョクジャカルタ特別州を合わせた中央ジャワ地域、東ジャワ地域、バリ地域の 5 つの地域に再区分して扱うこととする（但し、行政区分上、Tangerang 市は Banten 州に含まれており、BPS 等の統計値で Tangerang 市を分離することは困難であるため、本報告書において示す統計値では、Tangerang は西ジャワ地域に含めたままである）。

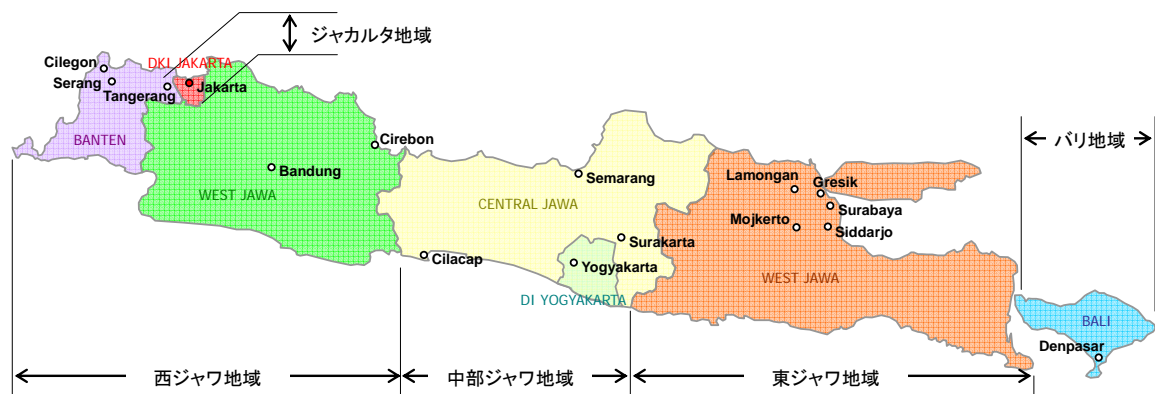


図 2.3-8 ジャマリ地域の区分

ジャマリ地域全体の人口は 2006 年時点で 1 億 3 千 3 百万人と、インドネシア共和国全体の 60% であるが、地域国内総生産 (GRDP) の合計では 61% と、経済的にも人口比と同様の割合を占めている。一方、産業別には、右図に見られるように、製造業や商業、金融などセクターの割合が高く、ジャマリ地域に集中している。

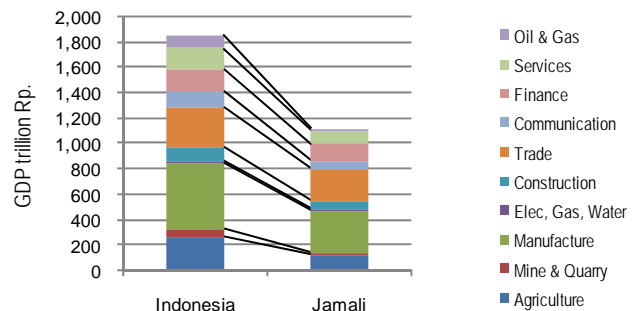


図 2.3-9 GDP 産業別構成の比較

次図は、2006 年度地域 GDP の産業別構成を同様に 5 つの地域で比較したものであるが、ここでも特性の違いがみられる。

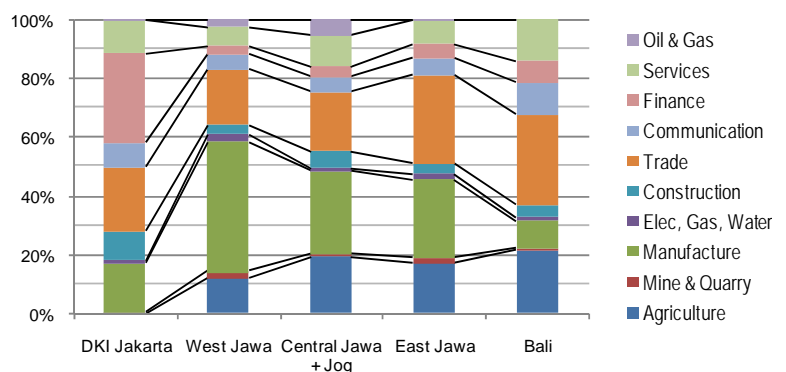


図 2.3-10 ジャマリ各地域の GDP 産業別構成の比較

ジャカルタ首都圏は、特に他



地域と比較し金融の割合が突出している。その他、商業・流通、サービス業が大きいのが、製造業は 20%を下回っており、農業、鉱業、石油・ガスは無視できるほどに小さい。西ジャワ地域は製造業が 50%近くを占めているのが特徴で、インドネシアの製造業の中心となっていることがわかる。その他、割合としては小さいが鉱業、石油・ガス製品が数%ずつを占めている。中央ジャワ地域は農業の割合がバリに次いで高く 20%近く存在する。東ジャワ地域は中央ジャワに類似しているが石油・ガスがなく、一方商業の大きいのが特徴である。最後にバリ地域は、製造業の割合が 10%と地域内で最も小さく、農業 (22%)、商業 (30%)、サービス業 (14%) が大きいのが特徴である。

各地域の人口の推移は以下の通りで、西ジャワ地域の成長率が 2%を超え最も高い。

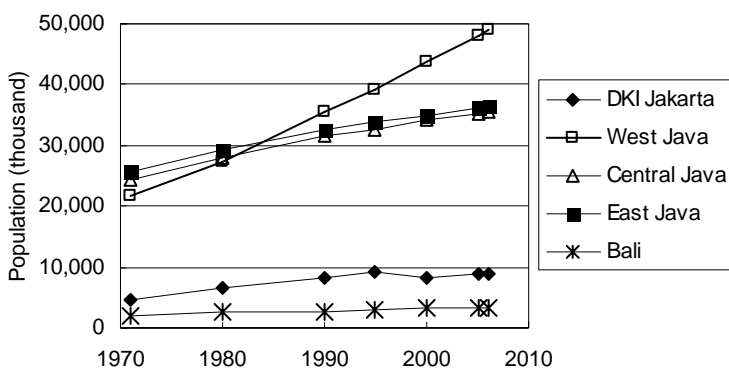


図 2.3-11 ジャマリ各地域の人口の変化

表 2.3-2 各地域の人口と転出入

地域	人口 (2000 年)	生涯転入出数 (1995 年)
DKI Jakarta	8,389,443	1,782,099
Jawa Barat	43,828,317	1,723,484
Jawa Tengah	34,351,208	-4,856,278
Jawa Timur	34,783,640	-2,070,394
Bali	3,151,162	-72,247

図には示していないが特に Banten 州では 3%を超える成長となっている。ジャカルタ地域の伸びが最も低く、0.17%となっている。さらに、表 2.3-2 では、各地域の人口と転出入数をあげた。中央ジャワ、東ジャワでは特に過去において転出の多い地域であったことがわかる。

以下では、各地域の経済的特性と今後の地域開発計画について整理する。

### 1) ジャカルタ地域

ジャカルタ地域には、首都ジャカルタとスリブ諸島より成る DKI Jakarta と Tangerang 市が含まれる。周辺の Bogor、Depok、Tangerang、Bekasi の各市を衛星都市とする Jabodetabek と呼ばれる大都市圏を形成している。

首都としてインドネシア国経済の中心となっており、特に金融機能が集中している他、製造業、流通業の比率が高い。また、建設も他地域に比べると常に

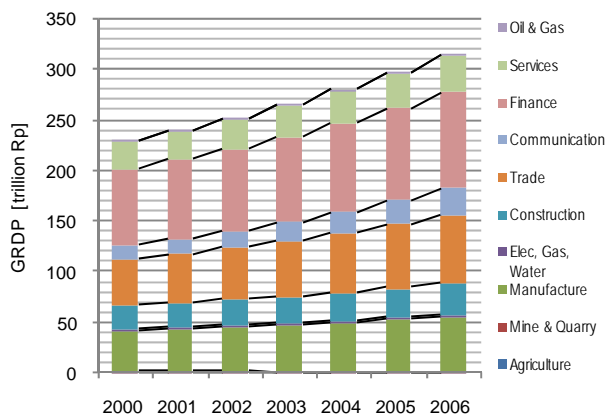


図 2.3-12 ジャカルタ地域の GDP 産業別構成

高いレベルにあるが、住宅、オフィス、商業施設の民間による投資が中心となっている。

2002－2006 期の平均実質経済成長率は年 5.7% であり、これはジャマリの 5 地域のなかで最も高い。国の地域計画 (Rencana Tata Ruang : RTR) によると、次のような開発の方向性が示されている。

- － 国の成長の中心および国際都市としての機能を高めるよう、周辺都市との機能連携を強化する。
- － 都市域の無秩序な拡大を抑制するため、都市域周辺に緩衝帯を設ける。
- － 大規模な Bumi Serpong Damai、より小規模な Karawaci、Cikarang、Bintaro 等の住宅開発に連携して、大量輸送交通機関を整備する。
- － ジャカルタと周辺都市の交通容量を拡大する。国内の他の主要都市との陸・空交通ネットワークの質を向上する。環状道路を整備し、物流の効率を向上する。
- － 都市環境の改善を図る。
- － 洪水防御機能を高める。

## 2) 西ジャワ地域

西ジャワ地域は、基幹都市 Cirebon、Serang、ジャカルタ首都圏の周辺都市 Bogor、Depok、Tangerang、Bekasi、さらに学研都市 Bandung 等を含む、ジャマリ地域で最大の人口 4 千 9 百万人を擁する地域である。

主要産業は製造業であり、全生産高の半分近くを占めている。

2002-2006 年の平均実質経済成長率

は年 5.3% であり、うち半分近くは製造業の伸びによる。次に多いのは流通で、総生産の伸びに比例して拡大している。農業の割合は 2006 年時点で 12% であるが、生産高の伸びは見られず、総生産中の割合は低下してきている。

RTR によると、地域の開発計画としては主に以下のようなものが挙げられている。

- － 流通の拠点となる Bojanegara 港と Serang の交通の改善。Arjuna 港、Pangung 空港等の交通拠点の改善
- － 州都と周辺衛星都市との交通改善による連携の促進
- － 大都市間幹線道周辺の市街地スプロールの抑制
- － 鉄道、北部の縦断幹線道路と南部の接続
- － スマトラ島とジャワ島を結ぶ拠点としての Serang を通過する交通ネットワークの改善
- － Cirebon 周辺における農業、プランテーション、漁業、農・水産加工業等の促進

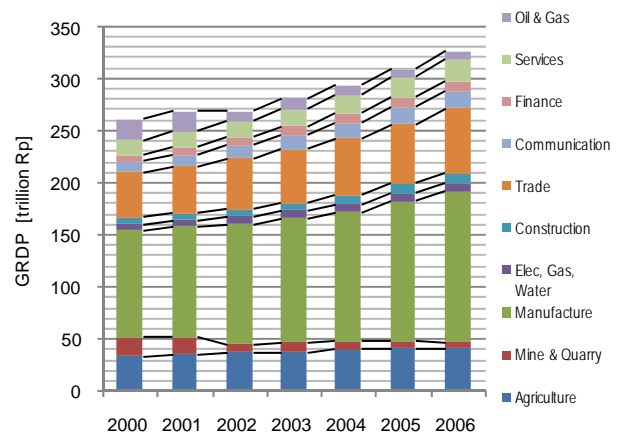


図 2.3-13 西ジャワ地域の GDP 産業別構成

- － Cimahi の流通機能、農産加工業中心としての Soreang の開発と、Bandung 市から Soreang への製造業の移転
- － 灌漑ネットワークの保全と改良農法を導入した食糧生産拠点の確立
- － 漁港の増設と付帯施設の充実
- － 農地における洪水被害軽減対策

### 3) 中央ジャワ地域

中央ジャワ地域は、基幹都市 Semarang、Surakarta、Cilacap、ジョクジャカルタ特別州などを含む地域で、2006年5月のジャワ中部地震では震央直近のジョクジャカルタを中心に多数の人的被害が発生している。経済的には、ジャマリの地域の平均的な姿となっており、農業、製造業、商業がほぼ均等に

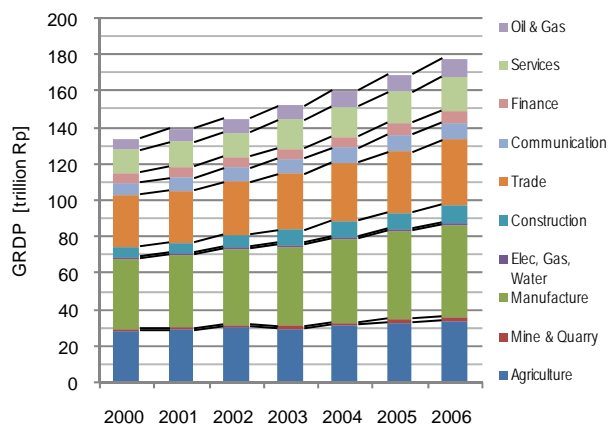


図 2.3-14 中央ジャワ地域の GDP 産業別構成

バランスしているが、これらの産業が近年で年率 5.1%の経済成長の要因ともなっている。特に農業生産の伸びは、ジャマリ地域のなかで最も高い水準にある。

- － 中央縦貫道路、南部横断道路、鉄道、Tunggul Wulung・Adi Sumarmo 空港、Intan Cape 港等を活用した他地域との連携強化。
- － 製造業、農業の生産中心、成長の核としての機能の充実。
- － インド洋岸の漁業、水産加工業インフラの開発と漁港の整備。
- － 大都市域のスプロールの抑制。ジョクジャカルタ市街地の南部への拡大。
- － 大都市周辺での地下水涵養機能の保全と流化機能の確保による洪水の抑制。
- － 地滑り災害による住宅地、農地の被害の抑制。
- － Semarang 市の観光ポテンシャルの開発。Cilacap 等南岸での海洋観光の開発
- － その他、他都市との交通機能強化、大都市域の環境・都市交通改善等

### 4) 東ジャワ地域

東ジャワ地域は、マドゥラ海峡近くに Gresik、Bangkalan、Mojkerto、Surabaya、Lamongan 等の都市が集中した Gerbangkertosusila (GKS) 大都市圏を経済活動の中心としている。主要産業は製造業と商業であるが、特に近年、流通やホテル飲食などの商業の伸びが著しく、地域の成長率は 5.6%を支えている。農林水産業は 3%弱の安定

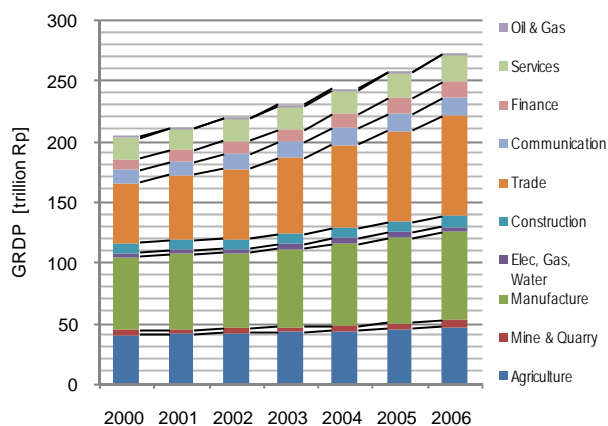


図 2.3-15 東ジャワ地域の GDP 産業別構成

成長にあるが、うち林業については過去数年で生産が半減している。

- － 大都市圏の南西方面へのスプロールの抑制と農地の保全
- － 米作や園芸機能の拡充、灌漑ネットワーク・改良水田の維持と地域消費作物の生産の確保
- － 都市機能拡大における環境の保全と洪水危険性への配慮
- － その他、他都市との交通機能強化、大都市域の環境改善等

### 5) バリ地域

バリ地域は、農業と観光を中心とするジャワ島東隣に位置する島であり、農業以外の産業は Denpasar に集中している。2003 年に爆破テロ事件が発生し、Denpasar 空港利用者数等が一時落ち込むなどの影響が出ているが、右に示すように地域総生産に顕著な落ち込みは見られない。成長率は 2002－2006 期の平均で年 4.8%と、ジャバリ地域の中では最も低い値となっている。

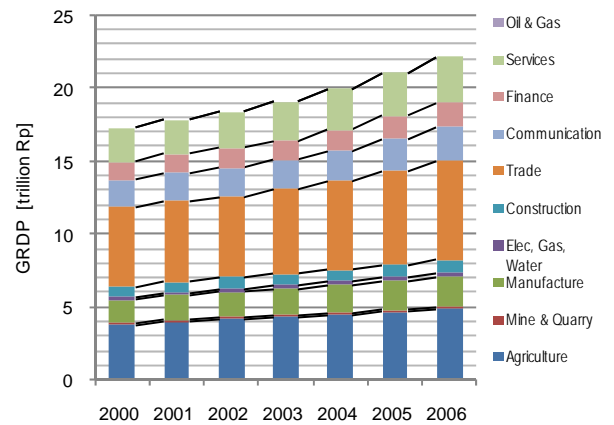


図 2.3-16 バリ地域の GDP 産業別構成

開発政策的には、次のような課題が挙げられている。

- － Denpasar の観光を中心とした開発の継続、公共サービスの国際水準化
- － 観光業、サービス業の機能向上
- － 他地域、特にジャワと東方諸島をつなぐ交通の改善
- － 地震と津波の対策
- － その他、大都市と周辺都市の交通の改善、都市内環境の改善等

以上のように、ジャバリ地域内の開発に関する政策は、大規模な産業開発を行うといったものは見当たらず、各都市の現状を踏まえて既存の産業を十分に機能させるよう、主に交通機関のサービス向上により都市間の連携を強め、防災性を向上し、それとともに都市内の開発による負の影響（市街地のスプロールや環境悪化）を抑える、というタイプのものが中心となっている。

## 2.4. ジャマリの電気事業

### 2.4.1 PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB、IPP 等関係機関の組織体制

PLN は、2008 年 3 月から 4 月にかけて大きく組織が変更された。前回の大幅な組織変更は、2003 年であり、5 年ぶりの変更である。現在の PLN の組織を図 2.4-1 に示す。

新組織は、主要な 6 部署：計画部、戦略建設部、ジャマリ担当部、外島担当部、人事部、財務部から成る。計画部は、発電設備、系統、IPP、IT 技術等の計画を担当し、JICA との担当窓口となる。国際協力銀行 (Japan Bank for International Cooperation : JBIC) や外資の借款や融資による建設プロジェクトの契約調印までは、計画部が担当する。戦略建設部は、コンサル選定および建設中の調達と施工管理を担当する。発電所完成後の維持管理は、プロジェクトの場所によって変わり、ジャワ・マドゥラ・バリ島ではジャマリ担当部、それ以外の島では外島担当部が責任を有する。

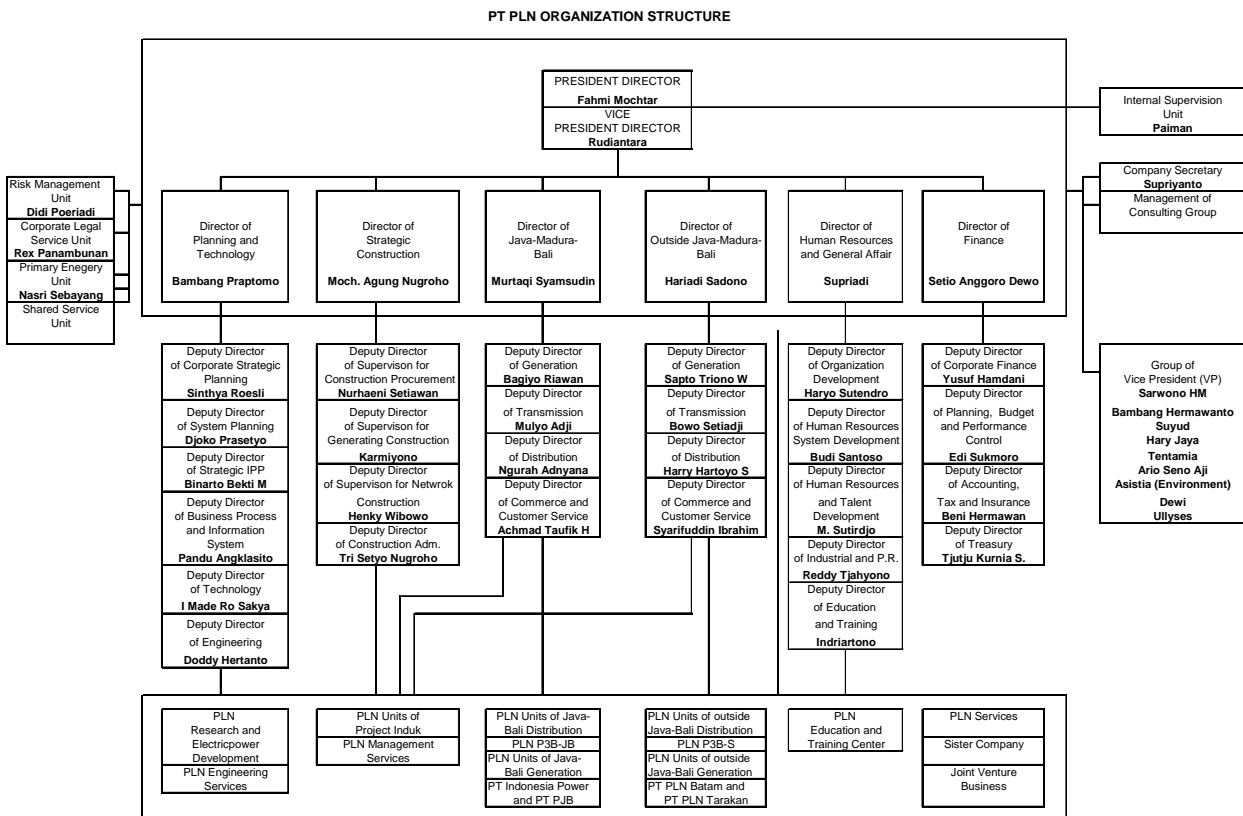


図 2.4-1 PLN 組織図

以前の組織は、発電および一次エネルギー部と送配電部、商業および顧客サービス部、人事部、財務部の 5 部署であった。コンサルタントの選定は、商業および顧客サービス部、系統計画や送変電の調査設計は送配電部、発電所の詳細設計や建設、運用管理は、発電および一次エネルギー部が基本的に担当していた。

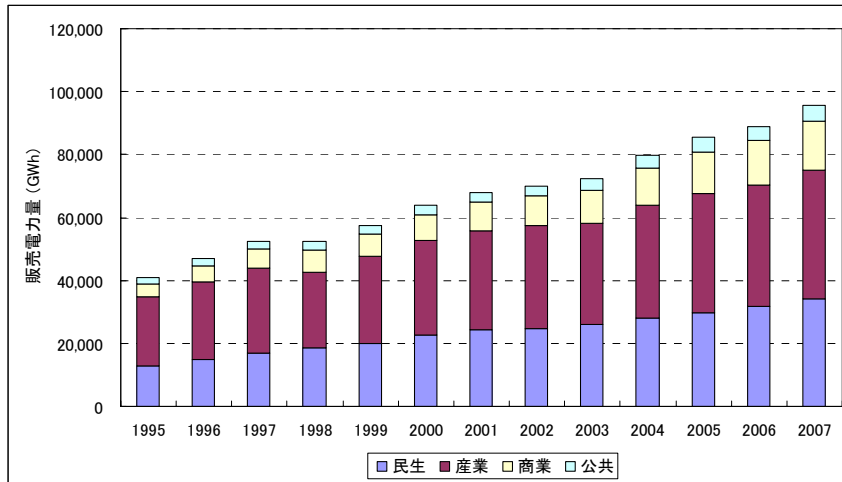
リスクマネジメントや会社法規、燃料調達、社長または副社長直轄の組織となっている。それ以外に、部長職として Vice President (VP)があり、彼らは取締役（局長）から指示された特命業務を担当する。以前の組織では、燃料調達は発電および一次エネルギー部が担当していた。

P3B（Jawa Bali Transmission and Load Dispatching Center (Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali)）は、中央系統計画・指令所であり、PLN の内部組織である。インドネシア国全体の系統計画と日々および長期の電力運用を担当する。ジャマリ系統では、JCC で需給バランス調整および基幹系統 500 kV の運用管理を実施し、その下の系統 150 kV の運用管理は、各地域制御所：RCC1（ジャカルタ）、RCC2（バンドン）、RCC3（スマラン）、RCC4（スラバヤ）で実施している。RCC1 は Banten 州とジャカルタ特別州、RCC2 は西ジャワ州、RCC3 は中部ジャワ州とジョグジャカルタ特別州、RCC4 は東部ジャワ州とバリ州（バリ島）の運用管理をしている。以前は、P3B は全て送配電部の下部組織であったが、今回の組織変更で計画と運用は分離した。P3B の中央系統計画は計画部の管理下になった。運用はジャマリ地域とそれ以外の外島に別れ、ジャワ・マドゥラ・バリ島ではジャマリ担当部、それ以外の島では外島担当部の管理下となる。

PT. Indonesia Power と PJB は PLN の子会社である。Indonesia Power は、発電所の運転とその関連ビジネスを実施し、発電は PLN に売却している。会社は 1995 年 10 月 3 日に設立され、当初は PJB I と称されたが、2000 年 9 月 1 日に PT. Indonesia Power に改名された。PJB も発電所の運転とその関連ビジネスを実施し、発電は PLN に売却している。会社は 1995 年 10 月 3 日に設立され、当初は PJB II と称されたが、2000 年 9 月 1 日に PT. PJB に改名された。

#### 2.4.2 電力需給状況

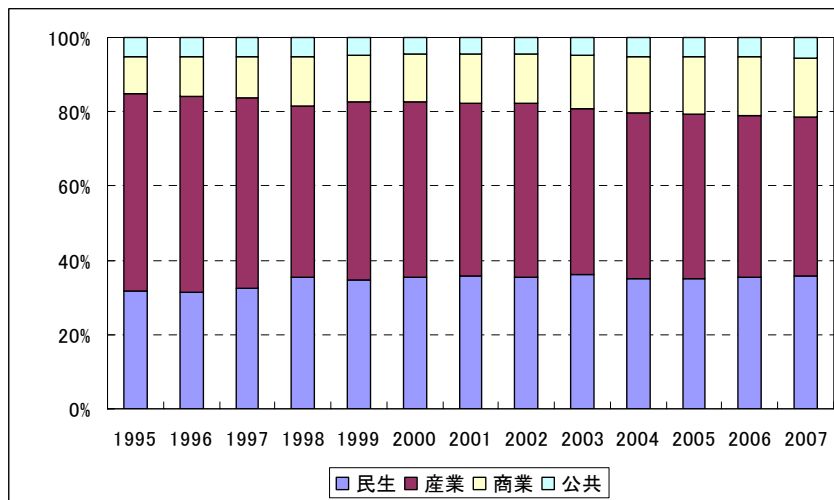
ジャマリ地域では、社会経済発展を背景に、近年堅調に電力需要が伸び続けている。図 2.4-2 にジャマリ地域の販売電力量の推移を示す。1997 年に発生した経済危機の影響により一時的に販売電力量の伸びが鈍化しているものの、近年は堅調な伸びを記録している。2003 年から 2007 年の平均伸び率は 6.5% となっており、2007 年における販売電力量はジャマリ地域全体で 95,624 GWh となっている。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-2 販売電力量

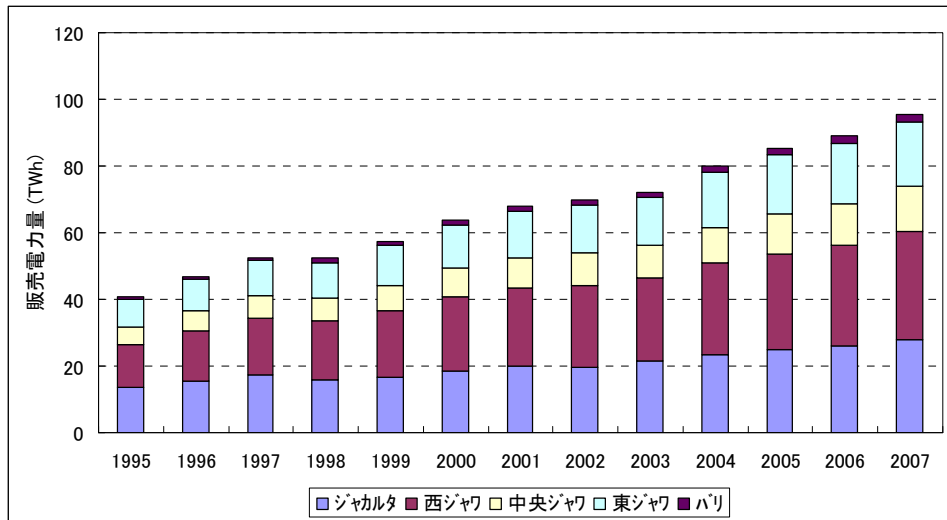
セクター別の販売電力量比率の推移を図 2.4-3 に示す。インドネシア国では、電力需要は民生 (Residential)、産業 (Industrial)、商業 (Commercial)、公共 (Public) に分類されている。2007 年における各セクターの割合は、民生が 35.9%、産業が 42.6%、商業が 16.2%、公共が 5.4%となっている。近年は産業需要の割合が低下する一方、商業需要の割合が大きくなっている。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-3 セクター別の需要比率

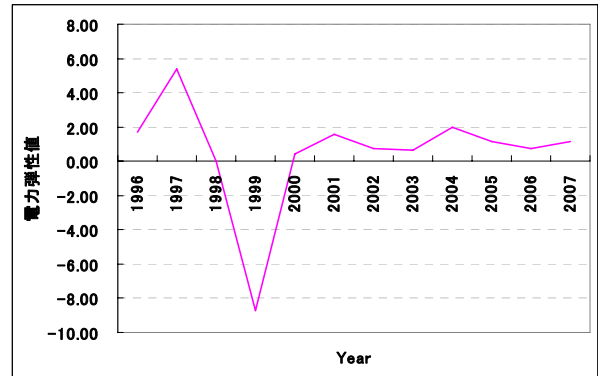
地域別に分類した販売電力量を図 2.4-4 に示す。2007 年現在、西ジャワ、ジャカルタ、東ジャワ、中央ジャワ、バリの順に販売電力量が多く、近年はいずれの地域でも年平均 6%程度の伸びを記録している。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-4 地域別販売電力量

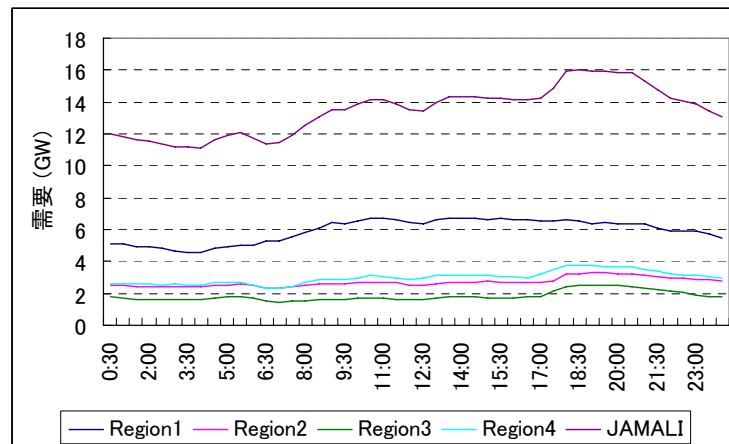
GDP 伸び率に対する電力需要の伸び率を表す電力弾性値の推移を図 2.4-5 に示す。電力弾性値は 1997 年の経済危機前後に大きく値が変化しており、GDP 伸び率と電力需要の伸び率にかい離がみられる。2000 年以降は、0.5 ~ 2.0 の間で比較的安定して推移している。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-5 電力弾性値

ジャバリ系統全体および各地域の日負荷曲線の例を図 2.4-6 に示す。ジャカルタを含む Region 1 では、ピーク負荷は昼間に発生している。ジャバリ全体では、現在は 19 時頃の夜間時間帯にピーク負荷を記録しているが、近年は 14 時前後の昼間需要が伸びており、近い将来、夜間ピークから昼間ピークへの移行が起きると考えられる。

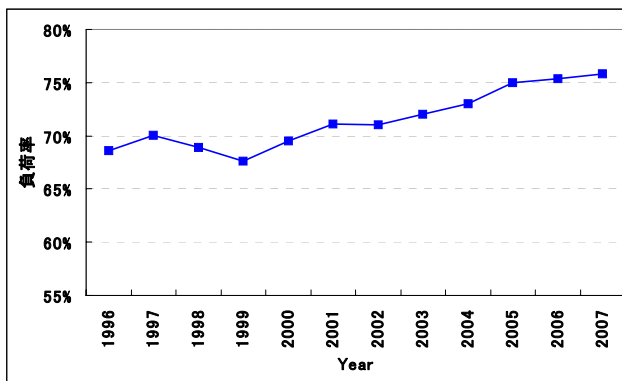


出典：PLN 資料より作成

図 2.4-6 各地域の日負荷曲線



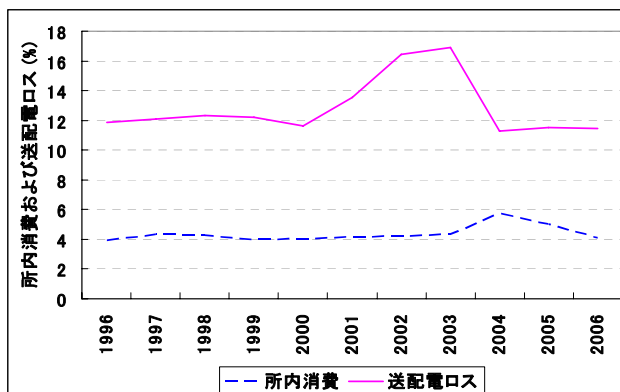
負荷率の推移を図 2.4-7 に示す。負荷率は、近年少しずつ増加しており、現在は約 75% になっている。これは、従来は夜間ピーク時間帯の電灯需要の比率が高かったのに対し、近年は昼間時間帯の冷房需要や産業需要が増加しており、夜間需要と昼間需要の差が小さくなっているためと考えられる。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-7 負荷率

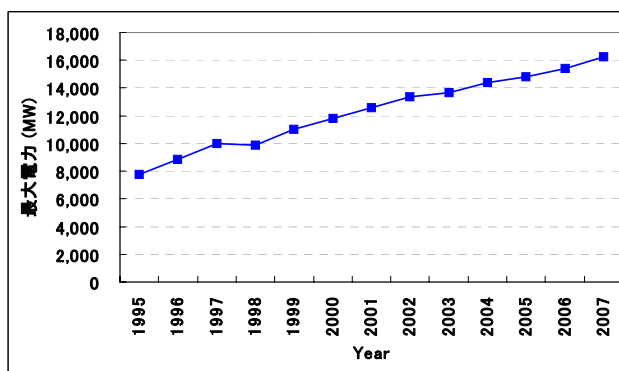
1995 年以降の所内消費および送配電ロス率の推移を図 2.4-8 に示す。所内消費は 4% 程度で推移している。送配電ロス率については、一時的なデータの乱高下が見られるものの、近年は 11% 前後で推移しており低下傾向にある。



出典：RUPTL

図 2.4-8 所内消費および送配電ロス率

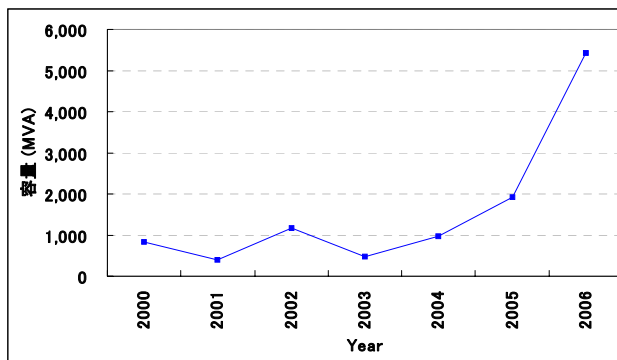
近年の最大電力の推移を図 2.4-9 に示す。経済危機以前は年 10% 以上の高い伸びを記録していたが、2000 年以降は伸びが鈍化している。2007 年の最大電力は 16,251 MW に達している。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-9 最大電力の推移

近年は供給力不足のため、電力系統への新規接続要請に対し、PLN が電力供給を開始することができない事態が発生している。これらの接続待ち顧客は Waiting List として管理されており、図 2.4-10 に近年の推移を示す。2006 年における Waiting List の総容量は約 5,500 MVA に達している。



出典：PLN Statistics

図 2.4-10 接続待ち顧客 (Waiting List)

### 2.4.3 既存の発電設備の現状

表 2.4-1 にジャマリ系統の既設発電設備の概要を示す。設備容量 110 MW × 1 基の Drajat 地熱発電所（IPP 開発）が 2007 年 6 月に 運転を開始した。

2007 年時点のジャマリ系統の総設備容量は 22,421 MW で、その内 82% が PLN 設備、残り 18% が民間設備である一方、発電可能な定格出力は設備容量を約 10% 下回る 20,309 MW となっている。

2006 年時点の石炭火力が PLN 発電量に占める比率は 43% で、前年度より 5% 増加している。ちなみに PLTU の設備容量は同 3% 増加である。

添付資料 5 に既設発電所の運転実績を示す。

表 2.4-1 ジャマリ地域の既存発電設備の概要

Year	Installed Capacity		Rated Capacity		Total for Jamali	
	PLN	Out of PLN	PLN	Out of PLN	Installed Capacity	Rated Capacity
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Year 2005	16,356	N.A	14,225	N.A	N.A	N.A
Year 2006	18,416	3,895	16,990	3,837	22,311	20,827
**Year 2007	18,416	4,005	16,362	3,947	22,421	20,309

Year	Energy Production by Type of Fuel						PLN Total Production GWh
	HSD	MFO	Coal	Natural Gas	Geothermal	Hydro	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Year 2005	18,880	7,133.0	29,439	12,902	2,870	6,247	77,471
Year 2006	16,575	7,717.0	34,526	13,434	2,975	4,682	79,909

Year	Energy Production Share by Type of Fuel						PLN Total Production %
	HSD	MFO	Coal	Natural Gas	Geothermal	Hydro	
	%	%	%	%	%	%	
Year 2005	24.4%	9.2%	38.0%	16.7%	3.7%	8.1%	100.0%
Year 2006	20.7%	9.7%	43.2%	16.8%	3.7%	5.9%	100.0%

Year	Installed Capacity (MW)						PLN Total Installed MW
	Steam	Gas Turbine	Combined C.	Geothermal	Diesel	Hydro	
	PLTU	PLTG	PLTGU	PLTP	PLTD	PLTA	
Year 2005	6,000	2,065.0	5,403	375	103	2,409	16,355
Year 2006	7,320	2,065.0	6,143	375	103	2,409	18,415

Year	Energy Production Share by Type of Fuel (%)						PLN Total Installed %
	Steam	Gas Turbine	Combined C.	Geothermal	Diesel	Hydro	
	PLTU	PLTG	PLTGU	375	PLTD	PLTA	
Year 2005	36.7%	12.6%	33.0%	2.3%	0.6%	14.7%	100.0%
Year 2006	39.8%	11.2%	33.4%	2.0%	0.6%	13.1%	100.0%

Note: \* (75.65) is quoted from "Evaluasi Operasi System Jawa Bali 2007", P3B

\*\* Source "Evaluasi Operasi System Jawa Bali 2007", P3B

Source : PLN Statistics 2005, 2006

## 2.4.4 電源開発計画

表 2.4-2 (1) (既存の電源開発計画) に RUPTL (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik) の 2006 年版および 2007 年版に記載されている電源開発計画を示す。2008 年 2 月 6 日時点で、5 プロジェクトが既に運開している。

### (1) ジャマリ地域石炭火力 6,900 MW ファストトラックプログラム

ジャマリ地域の石炭火力 6,900 MW ファストトラックプログラムは 2009 年から 2010 年にかけての運開を予定している。図 2.4-11 にジャマリ地域のファストトラックプログラムで進められている 10 プロジェクトの位置を示す。

表 2.4-2 (1) に 2008 年 2 月時点の進捗状況を、表 2.4-2 (2) に 2008 年 11 月時点の進捗状況を示す。最新の情報によれば、10 プロジェクトの内、8 プロジェクトが着工済み。但し着工済みの 8 プロジェクトの内、3 プロジェクトは PLN 前途金の支払い範囲内での工事のため、工事進捗率は低く抑えられている。また、未着工の 2 プロジェクトの完成予定は 2011 年から 2012 年と見込まれている。

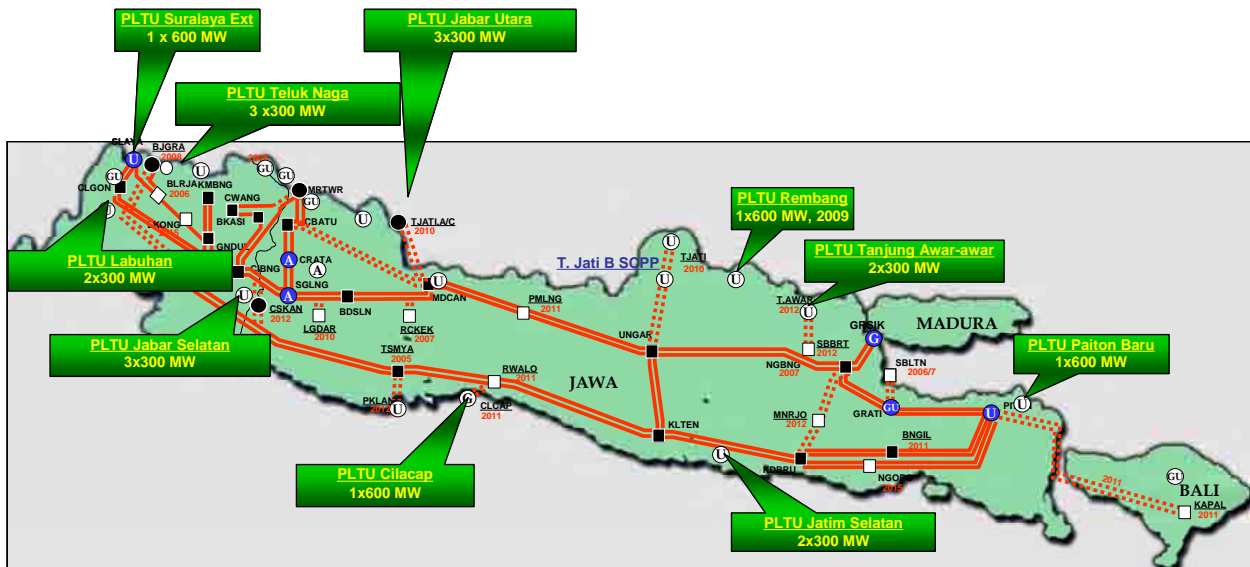


図 2.4-11 ジャマリ地域 6,900 MW ファストトラックプログラムの位置図

表 2.4-2 (1) 既存の電源開発計画 (2008 年 2 月 6 日現在)

S.N	Power Plant/Project Name	General type	Installed capacity	Owner	Fuel	Location	Expected Operation (Year)	Financial procurement	Financial Source (if already prepared)	Total Investment (US\$ million)	Construction and Land Acquisition			EIA		Approval of BAPEDAL/DAG/Environment			RUPTL			Remark		
											PLN (MW)	Private (MW)	Foreign (Million USD)	Already started	Planned but not on-going	Not yet started	Already finished	Not yet finished	Approved	On-going	Not yet finished		2006-10	2006-10
<b>Already Completed / Canceled Projects</b>																								
1	Cilegon	PLTGU	740	PLN	NG	Banten	Op.2005																Already start the operation in 2005	
2	Tanjung Jati-B	PLTU	660	PLN	Coal	C.J	Op.2006																Lease Project / Already start the operation in 2006	
3	Cilecap	PLTU	300	IPP	Coal	W.J	Op.2006																Already start the operation in 2006	
4	Darat #3	PLTP	110	IPP	Geo	W.J	Op.2007																Already start the operation in 2007	
5	Komolang #4	PLTP	60	IPP	Geo	W.J	Op.2008																Already start the operation in February 2008	
5	Beasara	PLTGU	60	PLN	Coal	Bali	Canceled																Canceled due to environmental restriction	
<b>On-going and Committed Projects (PLN &amp; IPP)</b>																								
7	Mudra Karang	PLTGU	750	PLN	NG	Banten	2011		JIBC															
8	Mudra Tawar	PLTGU	750	PLN	NG	Banten	2011		JIBC															
9	Tanjung Pinak Extension	PLTGU	750	PLN	NG	Banten	2012		JIBC															
10	Suralaya Baru	PLTU	300	PLN	Coal	Banten	2009 APLN		China Exim Bank \$330.8 Million	951	368												PLN signed a loan agreement on Jan. 30, 2008 (Jakarta Post). International finance source has not yet prepared.	
11	Lubuhan	PLTU	300	PLN	Coal	Banten	2009 APLN		Bank Central Asia	1,538	372													
12	Teluk Naga	PLTU	300	PLN	Coal	Banten	2010 APLN			2,078	602													
13	Jabar Selatan/Peabuhuan Baru	PLTU	300	PLN	Coal	W.J	2009 APLN		B. MANDIRI, B. BNI, B. BCA	1,647	796													Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara, Indonesia and Bank Central Asia
14	Jabar Utara/Indramayu	PLTU	300	PLN	Coal	W.J	2009 APLN		B. MANDIRI, B. BNI, B. BCA	2,428	624													Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara, Indonesia and Bank Central Asia
15	Rembang	PLTU	300	PLN	Coal	C.J	2009 APLN		B. MANDIRI, B. BNI, B. BCA	2,474	339													Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara, Indonesia and Bank Central Asia
16	Jatin Selatan/Pesatan	PLTU	300	PLN	Coal	E.J	2010 APLN			1,354	393													Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara, Indonesia and Bank Central Asia
17	Paloh Baru	PLTU	600	PLN	Coal	E.J	2009 APLN		China Exim Bank \$280 Million	777	428													PLN signed a loan agreement on Jan. 30, 2008 (Jakarta Post). Under selection of EPC Contractor. Expected date of completion of EPC Contractor is the end of March 2009.
18	Tanjung Jati Baru/Cilecap	PLTU	600	PLN	Coal	C.J	2010 APLN																	Under selection of EPC Contractor. Expected date of completion of EPC Contractor is the end of February.
19	T Awar-awar	PLTU	300	PLN	Coal	E.J	2010 APLN																	Looking for investors
20	Paluh # 1, 2, & 3	PLTP	60	IPP	Geo	W.J	2010																	On schedule
21	Wayang Windu #2	PLTP	110	IPP	Geo	W.J	2008		Sumitomo Shoji (Japan)															Looking for investors
22	Dieng #2 & 3	PLTP	60	IPP	Geo	C.J	2010																	Behind schedule, year of commercial operation might be 2010.
23	Bali Utara / Calukmbawang	PLTU	130	IPP	Coal	Bali	2008																	Looking for investors. Ministry of Forest has not yet approved because the site is located in National Park.
24	Bestugul	PLTU	10	IPP	Geo	Bali	2008																	Financial case is expected to be the mid of 2008.
25	Cislon (Ete-Cesep)	PLTU	600	IPP	Coal	W.J	2010		JBC and Korean Exim															EIA was already prepared in 2002 - 2003. However, due to response of the project, EIA needs to be re-prepare.
<b>PLN Planning Projects</b>																								
26	Upper Cioekan	PLTA	500	PLN	LNG	W.J	2013		WBJBC															
27	LNG-1 (Bojonegara)	PLTGU	1,500	PLN	LNG	Banten	2014																	
28	Komolang #5	PLTP	60	PLN	Geo	W.J	2012																	
29	PLTU Baru	PLTU	60	PLN	Geo	W.J	2012																	
<b>IPP Planning Projects</b>																								
30	Clarang Ext.	PLTGU	150	IPP	PLN	W.J	2010																	Site under negotiation with the original owner
31	Ayyer	PLTU	300	IPP	Coal	W.J	2008																	
32	Pasuruan	PLTGU	500	IPP	PLN	W.J	2011																	
33	Madura	PLTU	100	IPP	Coal	E.J	2011																	
34	Tj. Jati A	PLTU	300	IPP	Coal	W.J	2014																	
35	Tj. Jati C	PLTU	300	IPP	Coal	W.J	2014																	
36	Tj. Jati B	PLTU	300	IPP	Coal	W.J	2014																	
37	Bali Timur	PLTU	100	IPP	Coal	Bali	2011																	
38	PLTU Jawa Tengah	PLTU	600	IPP	Coal	C.J	2014																	
39	Clarang Leirindo	PLTG	150	IPP	NG	W.J	2012																	
40	Rajamanada	PLTA	47	IPP	Geo	W.J	2011																	
41	Mulur Tambang	PLTU	2,400	IPP	Sumatera	2012																		
<b>Potential Projects</b>																								
42	LNG-2	PLTGU	2,250	PLN/IPP	LNG	Banten	2015																	
43	Cilecap Ext. (III)	PLTU	600	IPP	Coal	W.J	2011																	
44	Paloh Block III - IV	PLTU	800	IPP	Coal	E.J	2011																	
45	Tanjung Jati-B Ext	PLTU	660	IPP	Coal	C.J	2011		JIBC															
46	PLTGU Baru	PLTU	600	IPP	Coal	C.J	2011																	
47	PLTN	PLN	900 or 1,000	PLN			2019/19																	EIA is almost finished but not yet submitted for approval.
<b>Planning Projects by MEMR (Note: The Following projects are notified in RUPTL)</b>																								
48	Telaga Ngabel	PLTP	120	IPP	Geo	E.J	2012																	
49	Gunning Ungaran	PLTP	50	IPP	Geo	C.J	2012																	
50	Gunning Tomposas	PLTP	50	IPP	Geo	W.J	2012																	
51	Copak-Ciakrame	PLTP	45	IPP	Geo	W.J	2012																	

Source : PLN Project and Cash Program (PLN system Planning Division), IPP Project (PLN Primary Energy Division), Cash Program (PLN Coal Fired Steam Power Plant 10,000 MW Fast Track Project) Planning projects by MEMR are informed by Investment Development Section (Government and Coal) in MEMR.

表 2.4-2 (2) ファストトラックプログラムの進捗状況

(As of November 06, 2008)

S.N	Power Plant/Project Name	Expected Operation Year (of the 1st unit)	Financial Procurement			Progress of Construction
			PLN Advance Payment	Foreign Bankers	Local Bankers	
<b>Fast Track Program (6,900 MW Crash Program in Jamali)</b>						
10	Suralaya Baru	2009	Already Paid	Finance Close (China Exim Bank)	Finance Close	Under construction
11	Labuhan	2009	Already Paid	No Foreign Bankers	Finance Close (Bank Central Asia)	Under construction
12	Teluk Naga	2010	Already Paid	Under negotiation with Bank of China (Interest and Government concerned)	Determination of loan amount by foreign bankers first, then negotiation with local bankers.	Under construction but progress is slow due to the progress payment is covered by Advance Payment.
13	Jabar Selatan/ Pelabuhan Baru	2010	Already Paid	Looking for foreign bankers	Determination of loan amount by foreign bankers first, then negotiation with local bankers.	Under construction but progress is slow due to the progress payment is covered by Advance Payment.
14	Jabar Utara/ Indramayu	2009	Already Paid	Finance Close (Bank of China)	Finance Close (B. MANDIR, B. BNI, B. CA )	Under construction
15	Rembang	2009	Already Paid	Finance Close (Barclays Bank)	Finance Close (B. MANDIR, B. BNI, B. CA )	Under construction
16	Jatim Selatan/Pacitan	2010	Already Paid	Under negotiation with China Exim Bank (waiting signing and governments approval)	Determination of loan amount by foreign bankers first, then negotiation with local bankers.	Under construction but progress is slow due to the progress payment is covered by Advance Payment.
17	Paiton Baru	2009	Already Paid	Finance Close (China Exim Bank)	Finance Close	Under construction
18	Tanjung Jati Baru /Cilacap	2011/12	Not yet	Looking for foreign bankers	Not yet proceeded	Not yet start construction due to waiting for the official approval for EPC Contract
19	T Awar-awar	2011/12	Not yet	Looking for foreign bankers	Not yet proceeded	Not yet start construction due to waiting for the official approval for EPC Contract

Source: PLN

(2) 地熱発電 (PLTP) 開発

Drajat 3号機 (1 × 110 MW, IPP) と Kamojang 4号機 (1 × 60 MW, IPP) が 2007 年および 2008 年にそれぞれ運開した。他にコミット済みの 4 プロジェクトが、進行中であり、2009 年もしくは 2010 年の運開が予定されている。しかし、4 プロジェクトの内、2 プロジェクトが未だ投資家を募集中であり、将来の地熱発電開発は全て IPP 開発を計画している。RUPTL とは別に MEMR はジャマリ地域で独自<sup>9</sup>に総設備容量 265 MW の 4 箇所の地熱開発を計画しており、運開年は 2012 年<sup>10</sup>を予想している。

MEMR は地熱エネルギーの開発促進を目的として 2008 年に省令を施行した。新たな省令によれば、55 MW 超の地熱開発の場合、開発者はその地域の燃料使用発電所の平均発電コストの最高で 80% で PLN に売電できるとしており、10 MW ~ 55 MW の地熱開発の場合、同 85% で売電できるとなっている。

表 2.4-3 は 2006 年の資料から、55 MW 規模の地熱開発を例にとり、新規規則が地熱開発にどの程度有効かを概観したものである。表に見られる様に、ジャマリ地域では火力発電所の発電コストの 85% では地熱発電所の 2006 年発電コストより安く、逆に外島部では 85% コストは地熱発電所の発電コストより遥かに高くなっている。以上から新規規則はジャマリ地域よりむしろ外島部での地熱開発促進に効果的と考えられる。

<sup>9</sup> 2008年2月6日現在、PLNのシステム計画部局にはこの開発計画がMEMRから伝えられていない。

<sup>10</sup> 2008年6月7日付けのジャカルタポスト紙によれば、Tampomas (50 MW), Cisolok Sukarame (45 MW) およびTangkuban Perahu (220 MW) の入札が既実施され、2011年の運開を予定している。

表 2.4-3 PLTP の発電コストと 85%コストの比較

Plant Type	PLN Generation cost in 2006 for Whole Indonesia (Rp/kWh)						PLN Production (GWh)		Generation Cost (Million Rp)		
	Fuel	Maintenance	Depreciation	Salary	Others	Total	Jamali	Out of Jamali	Jamali	Out of Jamali	
PLTA	9	17	95	17	5	143	4,682	4,076	670,369	583,602	
PLTU	314	18	50	5	2	389	42,964	4,801	16,733,189	1,869,845	
PLTD	1,429	99	60	35	8	1,631	123	5,928	200,656	9,670,643	
PLTG	1,791	119	77	10	2	1,999	3,471	1,560	6,939,015	3,118,658	
PLTGU	808	34	42	3	3	889	25,691	5,227	22,847,777	4,648,528	
PLTP	506	8	53	11	3	580	2,976	166	1,725,306	96,237	
						Total	79,907	21,758	49,116,312	19,987,513	
						Average Total Production Cost (Rp/kWh)		615	919		
						85 % of total Generation Cost (Rp/kWh)		523	781		
						85 % of Thermal Generation Cost except PLTP (Rp/kWh)		550	937		

Source : PLN Statistics 2006, Table 23 &amp; Table 38

**(3) 複合発電 (PLTGU) 開発.**

IPP によるコンバインド・サイクルプラント開発計画、例えば Cikarang Extension (150 MW) や Pasuruan (500 MW) は最新の開発計画 (RUPTL 2007 年版) では消滅しており、コンバインド・サイクルの将来開発計画は現在 JBIC の融資で進められているプロジェクトを除き、PLN による LNG 焚きの Bojanegara (2 × 750 MW) だけである。

**(4) 水力 (PLTA) 開発**

ジャバリ地域における水力開発可能地点の少なさ (特に貯水池型水力) から、水力開発については 2013 年運開予定の Upper Cisokan 揚水発電所 (2 × 500 MW) しか計画されていない。Upper Cisokan 揚水発電所の建設期間として 5 年が必要であり、もし、PLN が 2013 年の運開を守ろうとすれば、2008 年には既に着工していなければならない。残念ながら世銀や他の国際融資機関が資金提供の意思を表示しているにも拘らず、資金調達がまだ決まっておらず、現在の進捗状況を勘案すると、運開は 2 年遅れの 2015 年にずれ込む可能性が大きい。

PLN の開発計画とは別に、公共事業省 (PU) は多目的ダムである Jatigede (発電容量 2 × 55 MW) の建設を進めており、完成は 2015 年が予想されている。また、IPP として Saguling ダムの下流に流れ込み式の Rajamandala ダム (発電容量 47 MW) の開発が進められており、RUPTL では 2011 年の完成予定となっているが、進捗状況が若干遅れている。現時点では 2012 年の完成予定となっている。

**(5) 原子力発電 (PLTN) 開発**

原子力発電開発計画は最新の RUPTL 2007 からは消えているが、依然計画は進行している。但しインドネシア政府は未だ開発地点を決めていない。

**2.4.5 送変電系統開発計画**

インドネシア国全体の系統は、ジャバリ地域とそれ以外の地域に分割される。系統開発計画は、今後 10 年間を対象とし、結果は RUPTL に反映され、毎年見直されている。

## (1) ジャマリ系統の概要

現状、ジャマリ電力システムの基幹および負荷供給系統は、500 kV および 150 kV で構成されており全地域をカバーしている。

500 kV 系統はジャワ島南北を走る 2 ルートの送電線で構成されており、東西約 900 km の亘長を有している。また、南北送電線は、2 ヶ所で接続されている。

ジャワ島ーバリ島間は、150 kV 海底ケーブルで連系されており一括運用されている。

ジャマリ系統は、構成および基幹潮流面から下記の特徴を有している。

- 500 kV 基幹系統は、東部に位置する Paiton 発電所から負荷中心の西部に送電可能な南北の長距離送電線で構成される。
- 大規模負荷地域はジャカルタに代表されるように島の西側に集中している。
- Paiton 等に代表される大規模火力発電所は、島の東側にも位置している。
- ジャワ系統とバリ系統は 150 kV 海底ケーブルで連系されており、現在の送電容量約 200 MW は、十分とは言えない。また海底ケーブルは直接埋設方式であり、支障が多発している。
- バリ系統の需給バランスは、ジャワ系統からの電力供給に大きく依存している。

したがって、幹線は西向きに重潮流を呈している。また、送電容量は安定度および送電線熱容量で制限されている。



出典：Sistem Tenaga Listrik Jamali, Jawa-Madura-Bali, PLN

図 2.4-12 ジャマリ系統構成概要

## (2) 送変電設備拡張計画

送変電設備拡張計画は、需要想定および電源開発計画に基づいて PLN 本店および PLN P3B が一体となって立案している。開発計画の基本となる系統解析は、P3B で実施されている。

最新の PLN 計画による、今後 10 年間に必要とされる基幹系統の送電線および変電所の拡充計画を示す。

### 1) 送電線拡充計画

今後の高い需要増加に対応して、基幹送電線は大幅に拡張される計画である。500 kV 送電線については、2006 年時点で合計 3,128 km であるが、今後 10 年間で合計 2,557 km と大幅に拡充される計画である。

#### *Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Transmission Line (km)*

送電線	2006 <sup>*)</sup>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
500kV	3,128	129	165	773	462	622	56	20	100	210	20
150kV	11,055	1,759	2,358	1,767	445	184	534	388	382	46	45

\*) 2006 年での既設送電線長

出典：RUPTL 2007-2016

### 2) 変圧器拡充計画

基幹変電所における変圧器容量についても、今後 10 年間で 500/150 kV 変圧器 22,164 MVA および 150/70 or 20 kV 変圧器 28,530 MVA と現存設備容量を超える増設が計画されている。70 kV 系統は縮小傾向にあり、将来的には 20 kV で統一されるものと考えられる。

#### *Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Transformer (MVA)*

変圧器	2006 <sup>*)</sup>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
500/150kV	15,500	1,832	2,832	1,500	4,000	1,500	2,000	1,500	1,500	3,000	2,500
150/70kV	3,579	480	220	100	-	180	100	30	-	-	-
150/20kV	24,470	5,220	4,470	2,700	3,090	2,160	2,610	2,010	2,430	1,860	870

\*) 2006 年での既設送電線長

出典：RUPTL 2007-2016

### 3) 変電所の新設

地域電力需要の増加に伴い、電力供給地点となる新規の変電所も計画されている。新規基幹変電所としては下表に示す通り、今後 10 年間で 500kV 変電所 12 ヶ所および 150 kV 変電所 111 ヶ所と相当数が計画されている。

#### *Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Substation (Number)*

変電所	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
500kV	1	3	-	3	-	1	1	-	2	2
150kV	21	16	17	11	6	12	11	14	2	1

出典：RUPTL 2007-2016



#### 4) 系統計画基準

現状の系統計画の基準としては、いずれか一つの設備脱落が生じても残っている他設備でカバー出来るように拡充計画されている。基本となる系統解析は N-1 ルールによる潮流解析が主体で、過負荷防止および適正電圧維持 (500 kV 系統 : 500 kV  $\pm$ 5%) を目標に計画している。したがって、現状は過渡安定度に対する系統評価は実施しておらず、基準もない。今後、供給信頼度向上要請に応じ順次整備していくことが推奨される。

### (3) 主要プロジェクトの計画概要

本調査で対象としている将来基幹系統に影響を与えるであろう主要プロジェクトとしては、以下がある。

- 大規模石炭火力開発計画 (ファストトラックプログラム)
- ジャワースマトラ系統連系計画
- 大規模原子力発電導入計画
- 揚水発電所導入計画

そのうち、RUPTL (2007-2016) の中で計画されている主なプロジェクトとしては、1) ジャワースマトラ連系線プロジェクト、2) ジャワバリ連系線プロジェクトの2つの送変電拡張計画がある。計画概要は以下の通りである。

#### 1) ジャワースマトラ連系線プロジェクト

スマトラの山元の Bangko に 600 MW  $\times$  4 台、Musi Rawas に 600 MW  $\times$  2 台の石炭火力を建設し、600 MW をスマトラ島内に供給し、残りの 3,000 MW をジャマリ系統に送電する計画がある。

現在計画としては、2012 年に 1,200 MW、2013 年に 2,400 MW 送電し、最終的に 2014 年に 3,000 MW 送電する計画である。しかし、現実的な工期等を考えると厳しい状況である。ジャワ島への供給方法においては現在計画されている案の一つとして以下のような案がある。

##### (a) 送電方式

直流双極方式により 500 kV で Mine Mouth および Musi Rawas の発電電力の 3,000 MW を Muara Enim よりジャワ島の Depok 変電所まで送電する。

##### (b) 送電線

送電線の概要を次表に示す。

**Transmission Line of Java-Sumatera Interconnection**

Section	Transmission	Length (km)
South Sumatera Minemouth ~ Ketapang	Overhead Line	400
Ketapang ~ Salira	Submarine Cable	37
Salira ~ Depok III	Overhead Line	250-280

出典：RUPTL (2006-2015)

## (c) 交直変換所

交直変換所は、スマトラ島サイドの Muara Enim S/S およびジャワ島サイドの Depok S/S に計画しており、送電計画に合わせて交直変換所装置を設備する。

また流動的な面はあるが、既存 Keramasan 発電所の発電機増設 (600 MW × 2 台) 等の計画もあり、ジャマリ需給バランスによっては、スマトラ島からさらに 3,000 MW の追加送電計画の構想もある。

今後は、ジャワ島内の電源計画とも協調をとり、実現に向けてさらに検討していく必要がある。

## 2) ジャワ-バリ連系線プロジェクト

RUPTL によるとバリ島の供給力として既設発電所容量、新規発電所容量、ジャワ島からの総供給容量として 2008 年には 874 MW が確保される予定であるが、需要の伸びが大きく将来的には需要量がこの供給量を上回る状況が予想される。バリ島は、ジャマリ連系線を通してのジャワ系統からの電力供給に大きく依存している。

ただし、既存連系線 (海底ケーブル 150 kV、2 cct) の送電可能容量は 200 MW と低い。また、海底ケーブル支障も多発しており、バリ島の供給信頼性や系統運用への影響が懸念される。

そのため供給力強化としてジャワ島の Paiton 変電所とバリ島の新設 Kapal 変電所間を 2016 年までに 500 kV で連系し、ジャワ島との連系を強化する計画があり、期待されている。

ただし、500 kV 送電線ルート選定では保護区や景観影響等の課題を克服する必要がある。今後は、既設発電所のリパワリングなど、バリ島内の電源計画や送電計画とも協調をとり、検討を進める必要がある。

**2.4.6 系統運用の現状**

P3B 中央給電制御所 (JCC: Jawa Control Center) および各地方制御所 (RCC: Regional Control Center) における調査、入手した既存資料のレビュー、および協議を通じ、ジャマリ地域の系統運用面の現状を把握し、課題と考えられる要因について P3B と共有化を行った。

ジャマリ系統の給電制御地域区分を図 2.4-13 に、電圧区分を図 2.4-14 に、SCADA の体系を図 2.4-15 にそれぞれ示す。JCC では、ジャマリ系統全体の需給調整ならびに 500 kV の基幹系統に関する監視制御を行っているのに対し、RCC では 150 kV 系統および 70 kV 系統の監視制御を行っている。また、20 kV 以下は PLN の配電ユニットによって管理されている。地方制御所は Region 1 (RCC1)、Region 2 (RCC2)、Region 3 (RCC3)、Region 4 (RCC4) に分類され、Region 4 はさらに East Jawa と Bali に細分化される。なお、図 2.4-16 に示すように JCC では 2006 年に SCADA が取替えられ、各地方制御所においても至近年に SCADA の取替が予定されている。



図 2.4-13 ジャマリ系統の制御地域区分

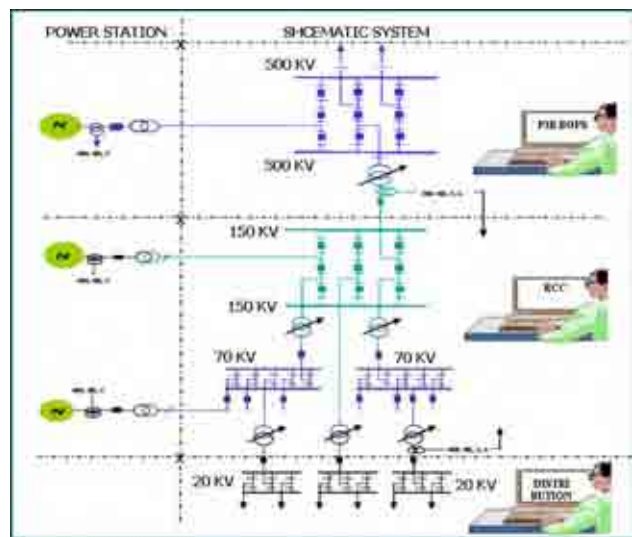


図 2.4-14 ジャマリ系統の制御電圧区分

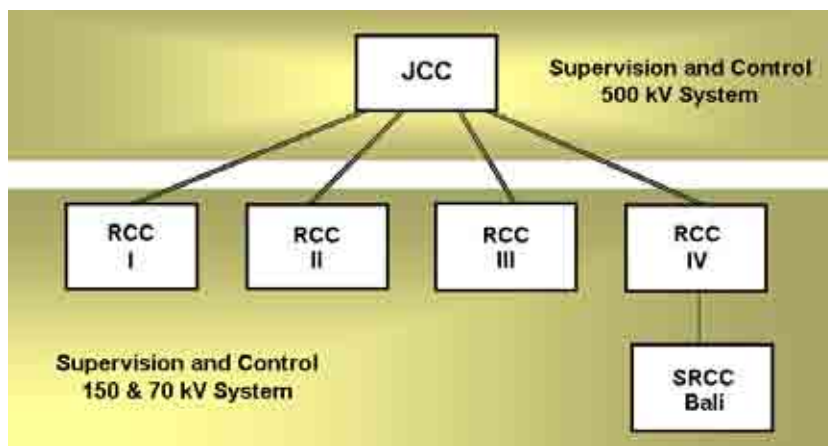


図 2.4-15 ジャマリ系統の SCADA 体系



図 2.4-16 JCC の新 SCADA

P3B では、RAPSODI (Report Application of Power System Operation & Data Integration) という PLN が直営で構築した html ベースのシステムにより、

- ・運用報告書、マニュアル等のドキュメント類（電子化）
- ・作業情報、停電情報
- ・リアルタイムの系統運用情報（SCADA システムと連係）

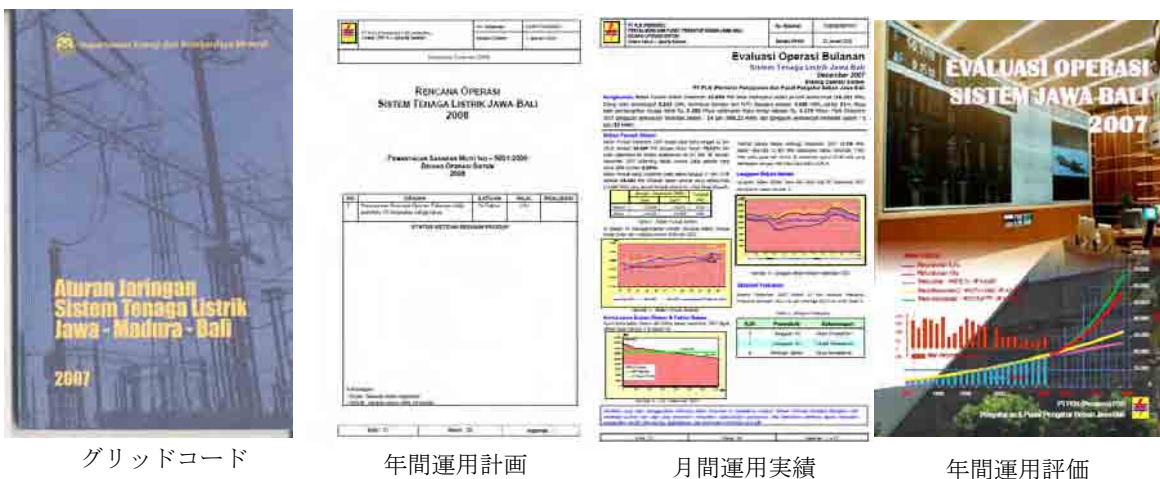
といったものが、関係者内で共有されている。システムへのアクセスにはユーザーID およびパスワードが必要であり、セキュリティも確保されている。日々の需給状況など、情報の一部は図 2.4-17 に示す P3B のウェブサイト上で一般に公開されている。



図 2.4-17 P3B ウェブサイト

系統運用に関するルールとしては、MEMR の下、PLN、IP、PJB、IPP で構成されるチームによって既存のグリッドコードのレビューが行われ、2007 年に MEMR 大臣規則 3 号として改訂版が発行された。

また、P3B においては、毎年 12 月に翌年 1 年分の運用計画を発行している。運用実績については、月毎にレポートとしてとりまとめられ P3B より発行されるほか、年間運用実績に関する評価も発行されている。



グリッドコード

年間運用計画

月間運用実績

年間運用評価

図 2.4-18 PLN 系統運用関係書類の例

このように、PLN では、系統運用のための体制、運用設備およびルールともによく整備されているといえる。しかし、電圧や周波数等の電力品質に問題が見られ、これは根本的に

設備の不足が大きな要因と考えられる。系統運用上の問題は、電圧、周波数、停電およびロスに分類することができる。以下にそれぞれの面から分析した系統運用の現状を記す。

**(1) 電 圧**

1) 現状分析

ジャマリ地域における電圧運用幅の基準は、以下に示すように、グリッドコード CC2.1(b) によれば、500 kV 系統で±5%、150 kV 系統および 70 kV 系統で+5%、-10% となっている。

-----  
 CC2.1 P3B と全ての系統使用者は、各連系点において下記の事項を満たすよう最大限の努力をしなければならない

b 系統の電圧は、以下のような運用幅で維持されなければならない

公称電圧	標準状態
500 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
70 kV	+5%, -10%
20 kV	+5%, -10%

-----  
 しかしながら、近年はこの基準幅を逸脱する回数が非常に多くなっている。至近年の電圧低下の実績を表 2.4-4 に示す。表中の数字は、各年において電圧低下が発生したのべ変電所数を表す。基準値以下の電圧低下が非常に多く記録されているものの、2006 年の 500 kV 南回り送電線の運開等により一時的に改善傾向がみられる。

**表 2.4-4 基準値以下の電圧低下が発生したのべ変電所数**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
500 kV (S/S)	103	158	149	145	75	60	50
150 kV (S/S)	566	551	407	479	288	153	435
70 kV (S/S)	319	248	198	207	169	252	153

\* 2008/9 まで

出典：PLN 資料より作成

2007 年に電圧別・地域別に電圧低下が発生した変電所数を表 2.4-5 に示す。同表によれば、多くの変電所で基準値を下回っており、500 kV 系統では 9 月に 461 kV という値を記録したほか、150 kV および 70 kV 系統でも慢性的に電圧低下が発生している。

表 2.4-5 ジャマリ系統における電圧低下実績(2007 年)

月	500 kV		150 kV					70 kV				合計
	箇所	電圧 (kV)	RCC1	RCC2	RCC3	RCC4	小計	RCC1	RCC2	RCC4	小計	
1	0	0	2	8	8	11	29	4	1	12	17	46
2	0	0	2	8	34	8	52	4	1	16	21	73
3	4	472	2	10	4	0	16	4	0	5	9	29
4	9	466	2	9	4	0	15	4	0	5	9	33
5	4	466	2	6	15	0	23	4	0	8	12	39
6	1	473	2	7	2	0	11	4	0	6	10	22
7	11	466	2	11	1	0	14	4	0	2	6	31
8	3	469	2	9	2	0	13	4	1	3	8	24
9	10	461	2	21	7	0	30	4	3	13	20	60
10	2	469	2	16	0	0	18	4	4	8	16	36
11	8	462	2	17	0	0	19	4	1	7	12	39
12	8	463	2	10	0	0	12	4	0	9	13	33

出典 : Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2007

2008 年の計画においては、500 kV 変電所では電圧は適正範囲に維持される見込みであるものの、150 kV および 70 kV の下位系統において電圧低下が予想されている。2008 年の運用計画において、ピーク時に電圧基準を逸脱する見込みの変電所数を表に記す。予想されている箇所数は少ないものの、実際には表 2.4-4 に示すように、2008 年 3 月までに既に多くの電圧低下が確認されている。

表 2.4-6 ピーク時の電圧低下変電所数想定(2008 年)

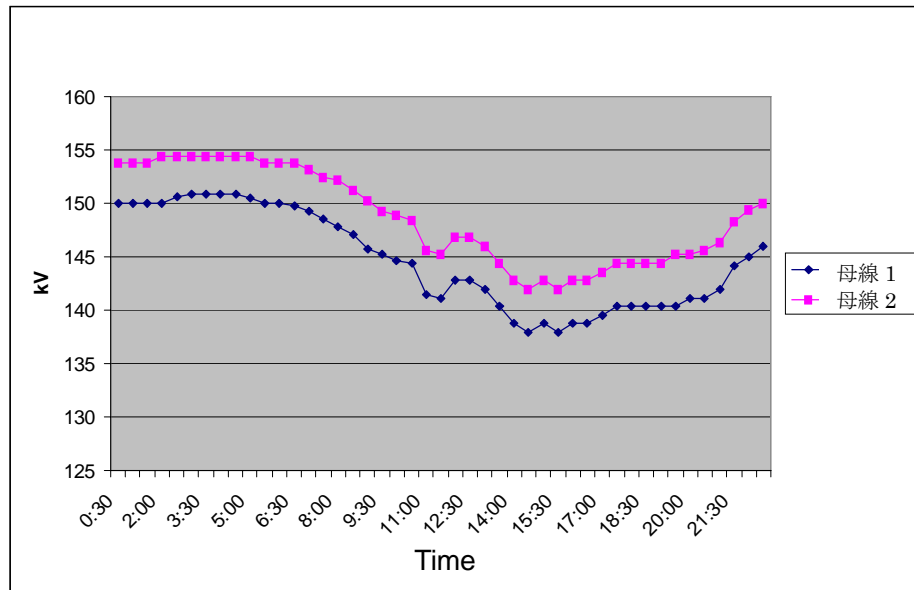
	RCC1	RCC2	RCC3	RCC4	合計
500 kV (S/S)	0	0	0	0	0
150 kV (S/S)	1	11	0	0	12
70 kV (S/S)	4	0	-	6	10

出典 : RENCANA OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-BALI 2008

Region1 における 2007 年の電圧低下事例を図 2.4-19 に示す。150 kV の基準電圧に対して、-10%である 135 kV には達していないものの、ピーク時間帯に数%の電圧低下が発生していることがわかる。今後、需要の伸びとともに、さらなる電圧低下が懸念される。

電圧低下への対策として、Region 1 の電圧低下に対しては、コンデンサが設置予定である。しかしながら、他の地域では、具体的な対策は立案されていない。また、夜間ピーク時だけではなく、昼間の時間帯にも多くの問題があり、特に大需要地である Region 1 での問題が大きい。





出典：PLN 資料

図 2.4-19 Region1 電圧低下事例

## 2) 考えられる要因

電圧を適正に維持するためには、系統に対して無効電力を適切に供給する必要がある。一般的に、無効電力供給源としては、発電機の無効電力、調相設備、送電線路の充電容量などが考えられる。

インドネシア国における電圧問題の根本的な要因として、これら無効電力供給源の不足が挙げられる。本来、電圧を適正に維持していくためには、長期的な観点から無効電力の需給バランスを考察し、これに基づきコンデンサやリアクトルなどの調相設備を計画的に導入していく必要がある。しかしながら、インドネシア国では、長期的に有効電力を想定し電源計画を立案することは実施されているものの、無効電力を考慮した設備計画はなされていない。このため、調相設備が不足し、電圧低下の問題を引き起こしていると考えられる。

また、系統の電圧を適正に維持するためには、発電機から供給される無効電力も活用する必要があるが、現状では発電機の無効電力供給力を使いきれていない可能性がある。これはグリッドコードとして機能要求不足が考えられるほか、発電機が給電指令に追従できていないことが考えられる。

Region1 における電圧低下の原因としては、地域の無効電力不足とともに、ジャワ島東部から西部への重潮流による無効電力ロスの増大がある。P3B の年間運用計画によると、中央から西側への潮流が 2500MW を超えると、ジャカルタの 500kV 系統の電圧が 475kV 未満となる。



## (2) 周波数

### 1) 現状分析

ジャマリ地域における周波数の基準は、グリッドコード CC2.1(a) において、以下のよう  
に規定されている。

-----  
 CC2.1 P3B と全ての系統使用者は、各連系点において下記の事項を満たすよう最大限  
 の努力をしなければならない

- a 公称周波数 50 Hz は、49.5 Hz 以下または 50.5 Hz 以上にならないようにする。  
 緊急時および障害が起きた場合は、発電機が運用から外れることを認められ  
 る前に、47.5 Hz まで下がるか、あるいは 52.0 Hz まで上がってもよい。

-----  
 上記のような周波数基準範囲を遵守するため、周波数制御に関して、現在定められ  
 ているルールや、最近の状況は以下のとおりである。

- GF 容量

原則としてすべての発電機が確保するよう、以下のようにグリッドコードに規定  
 されている。ただし、確保すべき量に関する規定はない。GF 容量はオンラインで  
 総量を確認することができる。

-----  
 OC 3.3 発電機ガバナーの動作

全ての発電機は、P3B より許可された場合を除いて、GF で運用されなければ  
 ならない。全ての発電機は、他の水準に合わせるために、P3B によって  
 許可された場合を除いて、5%の垂下特性に合せなければならない。

-----  
 ジャマリ系統では、Paiton 5-8 号機、Muara Karang、Tambak Lorok、Gresik といった  
 LFC 対象外発電機のほとんどの石炭火力では、常時フル出力運転で運転されている。  
 このため、GF 余力を残した運転は実施していない。

- LFC 容量

グリッドコードに規定はないが、必要な LFC 容量は P3B の会議によって決定され、  
 P3B の定める 2008 年の運用計画には系統容量の 5%を確保することが規定されてい  
 る。LFC 容量は設定出力から調整可能な容量をオンラインで確認できる。

2008 年の計画断面でピーク時に確保されている LFC 容量を表 2.4-7 に示す。同表に  
 よれば、必要とされる LFC 容量 850 MW に対し、410 MW しか確保されていない。  
 さらに、本調査時点では、表 2.4-8 に示すように、LFC 対象発電機のうち実際に確  
 保されているのはわずか 30 MW であった。このような状況は当面の間続くと考え  
 られ、周波数品質の改善は困難と予想される。

表 2.4-7 予定されている LFC 確保量(2008 年)

No.	Plant	Capacity (MW)	LFC Capacity (MW)	Notes
1	PLTU Suralaya	1800	3 × 10	Normal
2	PLTA Saguling	700	4 × 25	Normal
3	PLTA Cirata	1000	8 × 20	Normal
4	PLTGU Gresik	1030	2 × 10	Normal
5	PLTU Paiton	800	0	Out of Control
6	PLTGU Grati	300	15	Normal
7	PLTGU Muara Tawar	400	0	Not Operated
8	PLTGU Priok Baru	1100	2 × 10	Out of Control
9	PLTGU Muara Karang Baru	400	10	Normal
10	PLTGU Tambak Lorok	208	2 × 7.5	Normal
11	PLTGU Gresik Baru	500	10	Normal
12	PLTU Tanjung Jati B	1320	2 × 15	Normal
13	PLTU PEC	1290	0	Not Operated
14	PLTU Java Power	1220	0	Not Operated
15	PLTGU Cilegon	740	0	Not Operated
16	PLTU Cilacap	562	0	Not Operated
合 計			<b>410</b>	

出典：RENCANA OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-BALI 2008

表 2.4-8 LFC 容量の実態

No	Generator	Unit	Capacity (MW)	Status (last Updated May 26, 2008)
1	SURALAYA	#6	5	Active
2	SURALAYA	#7	5	Active
3	SAGULING	#3	20	Active
4	SURALAYA	#5	5	Not Active
5	SAGULING	#1	20	Not Active
6	SAGULING	#2	20	Not Active
7	SAGULING	#4	20	Not Active
8	CIRATA	#1	20	Not Active
9	CIRATA	#2	20	Not Active
10	CIRATA	#3	20	Not Active
11	CIRATA	#4	20	Not Active
12	CIRATA	#5	20	Not Active
13	CIRATA	#6	20	Not Active
14	CIRATA	#7	20	Not Active
15	CIRATA	#8	20	Not Active
16	GRESIK	PLTGU 2	20	Not Active
17	GRESIK	PLTGU 3	15	Not Active
18	PAITON	#1		Out Of Service
19	PAITON	#2		Out Of Service
20	GRATI	PLTGU 1	20	Not Active
21	PRIOK BARAT	PLTGU 1		Out Of Service
22	PRIOK BARAT	PLTGU 2		Out Of Service
23	MUARAKARANG BARU	PLTGU 1		Out Of Service
24	GRESIK	PLTGU 1	20	Not Active
25	CILACAP	#1		Out Of Service
26	CILACAP	#2		Out Of Service
27	TAMBAKLOROK	Block 1	10	Not Active
28	TAMBAKLOROK	Block 2	10	Not Active
合計 (Active)			<b>30</b>	

出典：PLN 資料

- 予備力

電源脱落時には、周波数低下に対して他の発電機の出力を上昇させて周波数を回復させるため、適切な予備力を確保する必要がある。グリッドコード OC.2.0 に記述されている、PLN における予備力の分類と確保すべき量を表 2.4-9 に示す。瞬動予備力のうち、50%は発電機容量、50%を負荷遮断で確保している。

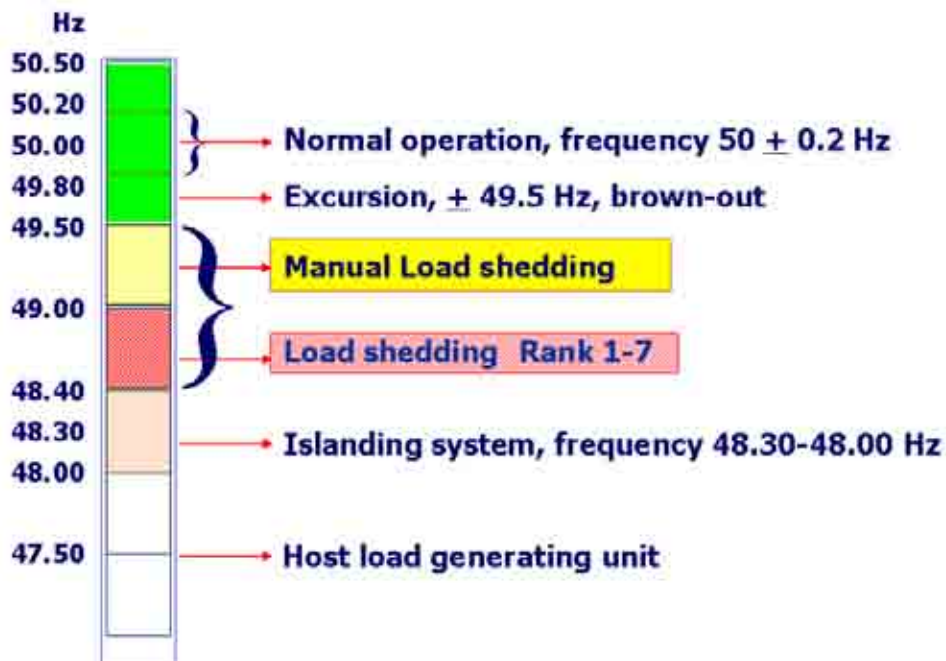
表 2.4-9 予備力の分類と確保すべき量

予備力の分類	確保すべき時間	必要確保量
瞬動予備力	10 分以内	最大単機容量
瞬動予備力+待機予備力	4 時間以内	最大単機容量 × 2
瞬動予備力+待機予備力+長期予備力	2 日以内	最大単機容量 × 2+マージン

- 緊急時負荷遮断

緊急時の自動負荷遮断リレーは、電源脱落事故時の周波数低下実績をもとに算出される系統周波数特性をもとに負荷遮断量の整定がされる。

ジャマリ系統の周波数体系を図 2.4-20 に示す。常時の周波数運用目標幅は  $50 \pm 0.2$  Hz とされており、周波数がこの範囲に納まるよう、発電機の出力変化により需給制御が行われる。電源脱落の事故等により 49.5 Hz を下回ると手動負荷遮断が行われ、さらに周波数が低下する場合、周波数低下度合いに応じて自動負荷遮断が実施される。周波数がさらに低下し、48.3 Hz 以下となると単独系統へ移行する。



出典：PLN 資料

図 2.4-20 ジャマリ系統の周波数体系

このように、GF 容量や LFC 容量など、周波数品質の維持に必要となるルールは比較的整備されている。しかしながら、近年の実績を考察すると、表 2.4-10 のように毎年のように基準周波数を逸脱している。

表 2.4-10 基準周波数逸脱回数

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
逸脱回数 (回)	108	361	338	239	741	510	956

\*2008/9 まで

出典：PLN 資料より作成

2007 年の周波数逸脱実績のうち、約 37%にあたる 189 回は周波数が 50.5 Hz 以上となったものであり、そのうち 179 回が負荷変動によるものであった。

一方、周波数逸脱実績の約 63%にあたる 321 回は周波数が 49.5 Hz 以下になったものである。このうち、69 回が発電機のトリップ等による発電支障であり、9 月に Tanjung Jati 発電所 1 号機 (660 MW) がトリップした際には、この年最低の 48.92 Hz を記録した。残りの 252 回は負荷の変動に発電機が追従できなかった結果発生したものである。これは、発電機の負荷変動追従能力 (容量および速度) が不足していることを示唆している。

2007 年における発電支障実績を表 2.4-11 に示す。発電支障は、事故停止 (Forced Outage)、補修停止 (Maintenance Outage)、事故出力低下 (Forced Derating)、計出力低下 (Scheduled Derating) に分類できる。補修停電とは、年初には計画されていなかった補修目的のための停電である。同表によれば、発電支障の総電力量 (Energy Not Served ; ENS) は 18,933 GWh に達し、年間の発電電力量の約 2 割相当の大きな値となっている。2008 年には供給力不足のために、貯水池式の水力をピーク時の夜間に確保する一方、昼間には数百 MW 単位の負荷制限を複数回実施している。

表 2.4-11 発電支障実績 (2007 年)

分 類	発電支障 (GWh)
事故停止	8,959
補修停止	2,987
事故出力低下	6,553
計出力低下	434
合計	18,933

出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2007

## 2) 考えられる要因

周波数基準逸脱の大きな要因として、必要となる設備や容量が確保できていないことが考えられる。常時および異常時の周波数制御について、考えられる要因としてそれぞれ以下のようなものが考えられる。

### a) 常時の周波数制御

- GF 容量の不足

システムの負荷変動のうち、数分程度までの周期のものは変動が小さく、発電機の GF 運転により調整するのが一般的である。しかし、GF 容量が不足していると、負荷の変動に対して周波数が大きく変動することになる。

- LFC 容量の不足  
システムの負荷変動うち、数分から十数分までの負荷変動については、変動量が大きく、GF 運転だけでは調整できない。このため、負荷 LFC システムにより、周波数偏差や負荷変動量を検出して、周波数調整用発電所の発電機出力を変化させるのが一般的である。しかし、この周波数調整用発電機の LFC 容量が不足していると、負荷変動時に出力を適切に変動させることができず、システムの周波数変動が大きくなる。
- ミドルおよびピーク対応発電機の不足  
適切な周波数制御のためには、基本的に出力一定で運転する石炭火力のようなベース発電機だけではなく、負荷変動に対応できるミドルおよびピーク対応の発電機をバランスよく配置することが必要である。しかし、現在ジャマリ系統にはベース発電機の比率が高く、今後もファストトラックプログラムに代表されるようにベース発電機の導入計画が大半を占める。
- IPP 発電所への給電指令の困難さ  
現在、ジャマリ系統の電源のうち、約 2 割が IPP によるものとなっている。IPP 発電所は出力一定の運転を志向するのが一般的であり、JCC からの出力変更等の指令が難しい。今後 IPP の比率が高まると予想されるうえ、計画されている IPP の多くがベース型であるため、系統全体の調整能力がさらに低下することが懸念される。
- 出力変動が困難なパイプライン式ガス発電所  
ガス発電所のうち、燃料の供給をパイプラインに依存しているものについては、パイプラインのガス圧を大幅に変化させることが難しいため、出力調整能力が低い。このため、出力一定のベース運転をする必要があり、負荷変動時の追従能力が低い。
- ランプレートの低さ  
負荷変動時には、自動もしくは手動により発電機の出力を変動させる必要がある。発電機の出力制御速度（ランプレート）はボイラや機械系の影響により制限を受ける。表 2.4-12 に示すように、ジャマリ系統の発電機の中には、設置された発電機のランプレートが設計値よりも低いものが存在する。負荷の変動に出力変化を追従させることができない場合は、周波数変動の要因となる。

表 2.4-12 ランプレートの設計値と現状

No	Name	Ramping Rate (MW/mn)		
		Designed Value	Status of Actual Value	
1	PLTP DRAJAT	0.55	same	
2	PLTP KAMOJANG	1	same	
3	PLTP SALAK	1	same	
4	PLTGU MUARA TAWAR	GT	5.00	same
		3.3.1	20.00	
		2.2.1	16.00	
		1.1.1	11.00	
5	PLTGU GRESIK	GT	7.00	same
		3.3.1	25.00	
		2.2.1	16.00	
		1.1.1	11.00	
6	PLTGU MUARAKARANG	GT	5.00	same
		3.3.1	22.40	
		2.2.1	16.00	
		1.1.1	11.00	
7	PLTGU TAMBAKLOROK	2	same	
8	PLTGU GRESIK 1&2	1	same	
9	PLTGU GRESIK 3&4	2	same	
10	PLTU MUARAKARANG 1 - 3	2	-	
11	PLTU MUARAKARANG 4 & 5	3	-	
12	PLTU SURALAYA 1 - 4	5	-	
13	PLTU PRIOK	2	-	
14	PLTU PERAK	1	-	
15	PLTU PAITON 1-2	4	-	
16	PLTU PAITON 5-6	10	Slower	
17	PLTU PAITON 7-8	10	Slower	
18	PLTU Tanjung Jati	20	Slower	
19	PLTG GILITIMUR	2	-	
20	PLTG MUARATAWAR	5	-	
21	PLTG GRESIK	5	-	
23	PLTA CIRATA	120	Faster	
24	PLTA SUTAMI	22.5	Faster	
25	PLTA SAGULING	12	Faster	
26	PLTA MRICA	4.5	same	

出典：PLN 資料

## b) 異常時の周波数制御

異常時の周波数制御には、系統の周波数定数を考慮する必要があるが、この値が適切でないと、必要以上の負荷を遮断したり、負荷を遮断しても周波数が低下し続けるといった不具合が発生する。

PLN における系統周波数特性の推移を表 2.4-13 に示す。PLN では、この系統周波数特性を把握する際、系統容量が考慮されていないうえ、過去のデータを二乗平均で処理している。この場合、系統周波数特性が安全側ではないといえる。

表 2.4-13 系統周波数特性

年	2002	2003	2004	2005	2006	2007
系統周波数定数 (MW/Hz)	569	540	543	608	613	696

出典：PLN 統計資料

### (3) 停電

#### 1) 現状分析

年間の一需要家あたりの停電時間や停電頻度を表す指標として、SAIDI (System Average Interruption Duration Index) および SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) がある。一般的な SAIDI および SAIFI の定義は以下の通りである。

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{年間停電時間合計}}{\text{顧客数}}$$

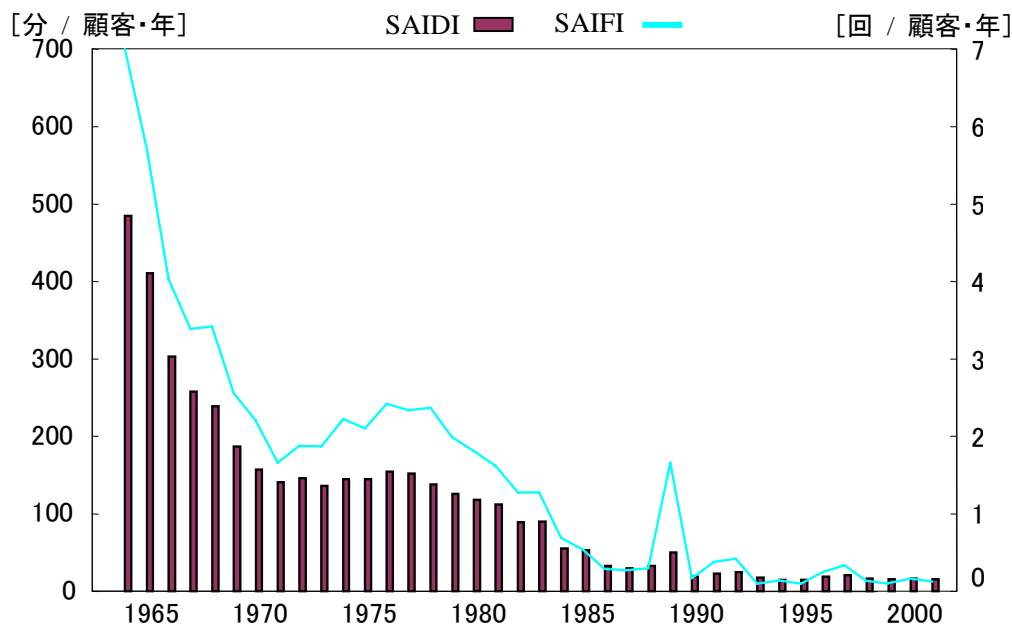
$$\text{SAIFI} = \frac{\text{年間停電回数合計}}{\text{顧客数}}$$

表 2.4-14 にジャワ地域における近年の SAIDI および SAIFI を示す。2006 年における SAIDI および SAIFI は、それぞれ 164.4 (分/顧客・年) および 4.23 (回/顧客・年) となっている。SAIDI や SAIFI の統計に含まれる「停電」の定義が異なるため一概には比較できないが、図 2.4-21 に示す日本の実績や図 2.4-22 に示す先進諸国の実績と比べると、ジャワ地域における値は大きいものとなっている。

表 2.4-14 ジャワ地域の SAIDI および SAIFI

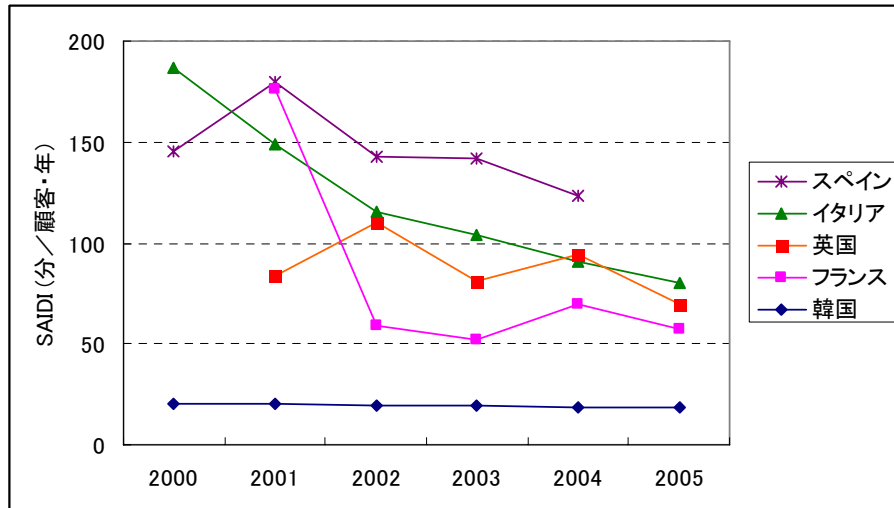
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SAIDI (分/顧客・年)	510.0	499.2	322.2	250.2	224.4	164.4
SAIFI (回/顧客・年)	12.24	9.26	7.90	6.67	5.88	4.23

出典：PLN Statistics



出典：電気事業連合会

図 2.4-21 日本の停電実績



出典：海外電力調査会

図 2.4-22 先進諸国における SAIDI (分/顧客・年)

近年の原因別停電件数を表 2.4-15 に示す。

表 2.4-15 原因別停電件数

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 <sup>*2</sup>
事故	自然現象	68	48	51	54	42	28	25
	設備障害	130	136	114	113	108	95	102
	動物	16	19	7	9	9	9	5
	HF	3	4	11	3	10	3	2
	たこ	21	18	13	7	10	9	4
	過負荷	9	13	6	16	3	0	0
	樹木	3	2	3	1	1	3	0
	リレー誤動作	1	16	11	9	8	9	0
	その他	50	29	31	24	11	3	1
合計		301	285	247	236	202	159	139
制御	負荷制限	18	9	9	26	29	9	92
	手動負荷遮断	19	10	10	34	19	61	146
	OLS <sup>*1</sup>	-	13	6	16	3	9	32
	自動負荷遮断	42	6	15	25	21	15	6
合計		79	38	40	101	72	94	276

\*1 OLS:過負荷時負荷遮断システム \*2 2008/9 まで

出典：PLN 資料より作成

同表のうち、リレー誤動作も設備の問題と考えられ、設備障害と合わせると設備の問題が事故原因の大半を占める。日本では雷撃が事故原因の大半を占めるが、PLN においては主に設備に問題があり、月間運用実績によると、特に PT や CT といった主機以外の要因が目立つ。

また、一般的な事故のほかに、負荷制限による停電が多く、根本的な供給力不足が問題となっている。表 2.4-16 に 2007 年の負荷制限および負荷遮断実績を示す。2008 年



も供給力不足は解消されておらず、負荷制限による停電が多数発生している。

表 2.4-16 負荷遮断および負荷制限実績(2007 年累計)

分類	地域						合計
	Region1		Region 2	Region 3	Region4		
	ジャカルタ	西ジャワ			東ジャワ	バリ	
自動負荷遮断	162	50	562	135	110	100	1,120
手動負荷遮断	11,284	1,396	2,131	198	734	57	15,800
負荷制限	0	0	161	1,276	464	0	1,901
合計	11,446	1,446	2,854	1,609	1,308	157	18,821

単位：MWh

出典：Eavlusi Operasi Sistem Jawa Bali 2007

一方、事故が発生した際の、RCC から JCC を介し本社への事故報告のフローは確立されている。グリッドコードには、以下に示すように、事故の報告手順や、事故後に再発防止に向けての検討を実施することが規定されている。図 2.4-23 に示すように、事故報告書では、事故前後の電圧・周波数などの系統状況や、保護装置の動作状況が記載されている。このように、事故が発生した後の報告や再発防止の仕組みは整備されているといえる。

OC 11.0 事象の報告

系統運用に支障をきたした、あるいは設備の破壊や需要家の負荷の解列を招いたか招く可能性のあった、事故や異常な事態を含む重要な事象は、P3B と影響を受けた系統使用者で共に調査しなければならない。この調査は、系統使用者が系統運用のことをよく理解し、同じようなことが将来繰り返し起きることがないようにできるほど十分なものでなければならない。事故に関する調査の結果は、影響を受けた全ての系統使用者に公開しなければならない。

OC 11.1 事象を報告する手順

重大な事象の深刻度や期間に応じて、その事象に関係する系統使用者は書面で報告を作成しなければならない。その報告には、継続している事象に関する続報詳細や、すでに報告済みの口頭報告の内容も含める。

重大な事象に関わった系統使用者は、事象の後すぐに書面で報告を作成する。報告書の前書き部分の草稿は、事象が起きてから 4 時間以内に届けなければならない。この報告には、少なくとも OC 11.2 で規定されている内容を含むものとする。関係する系統使用者は、24 時間以内にその事象に関する最終報告を出さなければならない。

OC 11.2 重大な事象の報告書

重大な事象の報告書には、以下を含むものとする。ただしこれが全てではない。

- a. 事象の日時。

- b. 事象の説明。
- c. 事象の継続時間。
- d. 事象に直接関わった特定の機器（系統の制御と保護設備を含む）。
- e. 解列した負荷および発電量の総量(MW と MWh)。
- f. 復旧予定日時と、同様の事象が起こらないようにするために必要と思われる処置の計画に関する見解。

OC 11.3 重大な事象の精査

- a. P3B は、系統の信頼性が満足できるレベルを維持するために、系統運用手順の妥当性や系統規則を見直す目的で、事象や系統運用状態について精査を行うことができる。
- b. 全ての系統使用者は、P3B が系統での事象や系統運用状態について精査や分析を行なうのに際し、関連する記録や情報を提供するなどして協力しなければならない。
- c. 全ての系統使用者は、ある事象が起こったりある運用状態になっている間、およびそうなった後に、各々の設備の稼働性能を P3B に対し情報を提供しなければならない。

**KRONOLOGIS GANGGUAN**  
PLTU [REDACTED]  
Jat: [REDACTED] pukul 18.28

**GANGGUAN**  
Sistem [REDACTED] pada kondisi normal tanggal [REDACTED] kul 19.00 ( [REDACTED] )

Sistem [REDACTED] pada kondisi setelah gangguan tanggal [REDACTED] pukul 19.00 ( [REDACTED] )

**IGUAN**  
an

[REDACTED] beban 274 MW/99.6 MVar trip, kerja rele UVR, penyebab gangguan Cooling Water Pump 2 B ( CWP 2 B ) trip. Mengakibatkan trip tegangan di sub sistem [REDACTED] menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] beban 59.8 MW/23 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] beban 61.4 MW/48.6 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] beban 60.8 MW/52.5 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] beban 13.2 MW/3 MVar trip, kerja rele OCR Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] beban 13.2 MW/3 MVar dipas untuk kamanan unit.

[REDACTED] pararel ke sistem.

[REDACTED] beban 10.6 MW/0 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] pararel ke sistem

Pukul 18.47 [REDACTED] pararel ke sistem

Pukul 18.55 [REDACTED] beban 33 MW/0 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

Pukul 19.23 [REDACTED] pararel ke sistem

Dengan adanya gangguan di PLTU [REDACTED] dengan beban 274 MW / 99.6 MVar mengakibatkan beberapa hal yaitu :

- ◊ Tegangan di sub sistem [REDACTED] drop menjadi sekitar 120 kV dan mengakibatkan PLTA [REDACTED] kut trip.
- ◊ Frekuensi system Jawa Bar turun menjadi 49.99 Hz sehingga UFR tahap 1 dan sebagian tahap 2 yang terpasang di sub sistem [REDACTED]

[REDACTED] dan PLTA [REDACTED] beban 13.2 MW/3 MVar dipas

angkut tersebut diatas yang total bebannya sebesar 480 yaitu :

- 1. turan menjadi 48.99 Hz sehingga UFR tahap 1 dan ang di sub sistem [REDACTED] bekerja melepas beban 1/3 selama 68 menit.
- 2. [REDACTED] turan menjadi dibawah 135 kV dan tegangan 1 daya tanggap [REDACTED] pukul 19.00 ). Jumlah Gardu raih 135 kV sebanyak 34 buah
- ngin melepas Pnt 20 kV Incoming trafo yaitu :
  - 2 - 30 MVA dipas jam 19.07 s.d 19.25 dengan beban a 18 menit.
  - 14 - 60 MVA dipas jam 19.08 s.d 19.30 dengan beban ana 22 menit.
  - 1 - 2 - 30 MVA dipas jam 19.13 s.d 19.29 dengan beban 14 menit.
  - 1 - 2 - 20 MVA dipas jam 19.15 s.d 19.29 dengan beban ar 3,2 MW dan [REDACTED] tetap.

W/99.6 MVar trip karena Cooling Water Pump 2 B ( CWP 2 B ) trip

[REDACTED] drop menjadi 120 kV dan beban 59.8 MW/23 MVar trip, PLTA [REDACTED] unit 2 beban [REDACTED] dan PLTA [REDACTED] unit 1 beban 13.2 MW/3 MVar dipas tal pembangkit 480 MW.

[REDACTED] agar pararel ke sistem kembali.

[REDACTED] lar 120 kV maka pada saat pararel PLTA [REDACTED] sering ip beroperasi pada kondisi tegangan yang sangat rendah elosakan beban dengan melepas Pnt 20 kV Incoming

ik dapat dipindahkan ke [REDACTED] karena ada kerusakan IST [REDACTED]

[REDACTED] pararel ke sistem.

[REDACTED] beban 26.2 MW/4.5 MVar trip, kerja rele Under Excitati, sebab gangguan karena tegangan system drop menjadi kurang 130 kV.

[REDACTED] pararel ke sistem

[REDACTED] beban 60 MW/25 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab isian karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] pararel ke sistem

[REDACTED] beban 60 MW/25 MVar trip, kerja rele Under Excitati, penyebab isian karena tegangan system drop menjadi kurang dari 130 kV.

[REDACTED] pararel ke sistem

[REDACTED] pararel ke sistem.

[REDACTED] pararel ke sistem.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA beban 11.3 MW / 4.3 MVar dipas untuk anaman PLTA [REDACTED] agar tidak trip karena tegangan di [REDACTED] 130 m di GI [REDACTED] 110 kV.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA dipas selama 22 menit.

20 kV Trafo 4 - 60 MVA beban 32.8 MW / 4.8 MVar dipas untuk anaman PLTA [REDACTED] agar tidak trip karena tegangan di [REDACTED] 130 m di GI [REDACTED] 110 kV.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA dipas kembali, beban trafo yang m 32.9 MW / 12.063 MWh selama 22 menit.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA beban 16.5 MW / 3.8 MVar dipas untuk anaman PLTA [REDACTED] agar tidak trip karena tegangan di [REDACTED] 130 m di GI [REDACTED] 110 kV.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA dipas kembali, beban trafo yang m 16.5 MW / 4.4 MWh selama 18 menit.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA beban 10 MW / 3.6 MVar dipas untuk anaman PLTA [REDACTED] agar tidak trip karena tegangan di [REDACTED] 130 m di GI [REDACTED] 110 kV.

20 kV Trafo 2 - 30 MVA dipas kembali, beban trafo yang m 10 MW / 2.333 MWh selama 14 menit.

1274 MW/95.6 MVar trip karena Cooling Water Pump 2 B ( CWP 2 B ) trip, sehingga sebagian di sub sistem [REDACTED] drop menjadi 120 kV dan mengakibatkan PLTA [REDACTED] beban 59.8 MW/23 MVar trip, PLTA [REDACTED] beban 61.4 MW/48.6 MVar trip, PLTA [REDACTED] beban 60.8 MW/52.5 MVar trip, PLTA [REDACTED]

図 2.4-23 RCC からの事故報告書例

## 2) 考えられる要因

考えられる主な要因を以下に挙げる。

- 設備老朽化

老朽化により機器が劣化し、障害を引き起こしている。これに対し、PLN では変圧器のガス分析など、メンテナンスの技術を高める努力をしている。また、空気遮断器 (ACB) など一部の古い機器ではスペアパーツがないといった問題が顕在化しており、最新機器への取替を計画しているものの、予算上の問題により取替が進まないことが懸念される。

- 機器の性能不備

機器設置時の性能不足や施工不良のため、運用時に障害を引き起こしている。これは、機器納入時および保守時における製造者側の問題が考えられる。

PLN では、納入される機器の仕様指定のため、IEC をベースにした標準仕様 (SPLN) を制定している。しかしながら、仕様が基本的なものにとどまっている等の理由により、製造者側が品質の低い機器を納入するケースがみられ、納入後数日で障害が発生したこともある。

- 製造者からのサポート不足

機器納入後の製造者による十分なサポートが得られていない問題もみられる。同一の機器に複数回障害が発生し、製造者に問い合わせをしても反応がないといったケースもある。また、特定のプロジェクトで導入された機器は、プロジェクト完成後 PLN へ移管されるものであり、壊れた場合に製造者からのサポートが得られにくい。

このほか、機器のサプライヤーが多岐にわたっていることも問題と考えられる。表 2.4-17 に PLN における変圧器設置数で分類した製造者数を示す。変圧器設置数が 30 台以上である製造者が 8 社あるのに対し、設置数が 10 台未満の製造者が 31 社にもものぼる。この結果、スペアパーツの共有化や機器の流用が難しく、迅速な事故対応などが困難となっている。また、図 2.4-24 に示すように、インドネシア国外の製造者からの機器の設置数が多く、PLN が十分なサポートが得られない一因となっていると考えられる。

表 2.4-17 変圧器設置実績

変圧器設置数	製造者数
30 台以上	8
10 台以上 30 台未満	6
10 台未満	31

出典：PLN 資料より作成

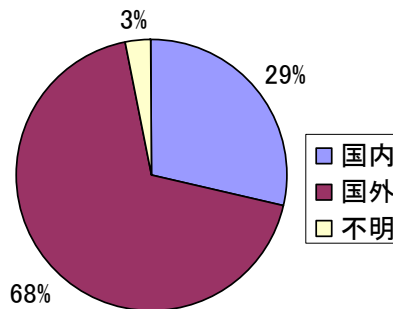


図 2.4-24 製造者国籍別の  
変圧器設置数

- 供給力不足

需要に対して供給力が不足しているため、負荷制限を実施せざるを得ない。根本的な電源不足や既存発電機の停止・出力低下が問題である。

- 必要負荷遮断量の計算方法

自動負荷遮断リレーの負荷遮断量については、系統周波数特性を考慮する必要があるが、現状の算出方法では系統容量が考慮されていないため、負荷遮断量が適切ではない可能性がある。

- N-1 クライテリアの未遵守

表 2.4-15 に示すように、制御による停電事故のうちいくつかは、OLS（過負荷時負荷遮断システム）により引き起こされている。OLS は、常時の送電容量の増加に寄与する一方で、変圧器や送電線の事故の際には、健全な機器の過負荷をさけるために下位系の変圧器やフィーダを開放し負荷遮断するものであり、2003 年以降ジャバリ系統で 50 個所以上に導入されている。

OLS の概要を図 2.4-25 に示す。変圧器 Tr1 に事故が発生した場合、併設されている Tr2 の過負荷を回避するため、下位系のフィーダが開放され負荷が遮断される。本来、Grid Code の OC1.1 に記載されているように、変圧器や送電線などの流通設備は、系統に単一故障が発生した場合でも、他の健全機器には過負荷を発生させないよう、N-1 基準にしたがって計画的に導入されることになっている。しかしながら、PLN では N-1 基準を満たさない系統事故へのやむを得ない対応措置として、OLS によって機器の過負荷を回避することで、常時の送電容量を確保している。

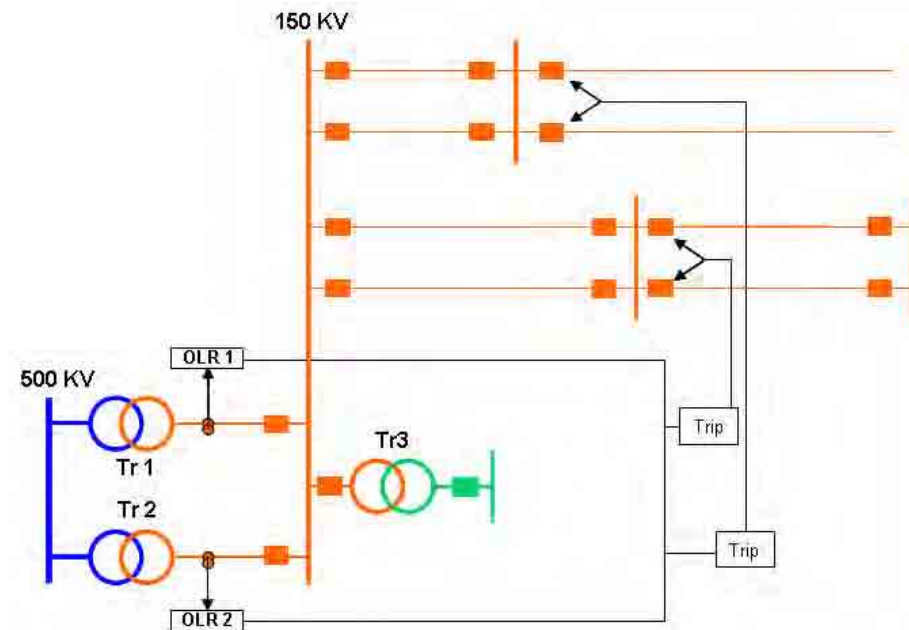


図 2.4-25 OLS の概要

### (3) 送電ロス

近年の送電ロスの推移を表 2.4-18 に示す。

現在、送電ロスは 2%程度で推移しており、大きな問題は見られない。しかしながら、系統全体の電圧低下により、ロスが大きくなることが懸念されるため、電圧低下問題の改善が望まれる。一方、電圧低下の改善策として考えられる基準電圧上昇を適用した場合、さらなるロスの低減を図ることができる。

表 2.4-18 送電ロス

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
送電ロス (%)	2.55	2.42	2.31	2.22	2.11	2.17

出典：PLN 統計資料

## 2.4.7 電力料金および燃料価格

### (1) 電力料金

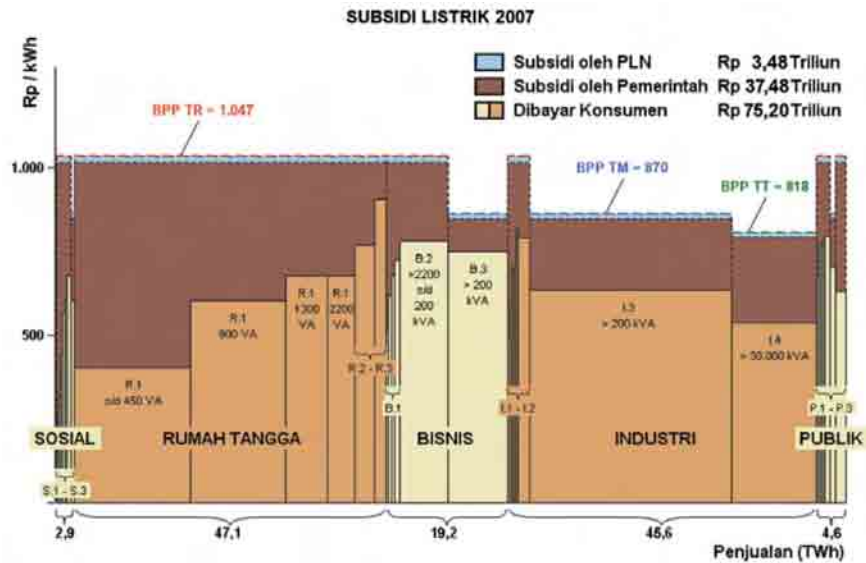
2.1 章で述べた通り、2002 年の新電力法（法 2002 年 20 号）が違憲とされ、1985 年法が有効である現在、電力料金は中央政府が設定することとなっている。現行の電力料金は、TDL 2004（Tarif Dasar Listrik；基本電気料金 2004 年版）と呼ばれるもので、実質的には大統領令 2002 年 89 号<sup>11</sup>で示された 2003 年の料金改定を引き継いだものである。

料金が大幅に改定された 2003 年には、家計や企業収益に対する料金改定の影響を緩和するため、PLN に対する燃料価格の補助が実施され、それを顧客に還元する対策が取られた。

電力料金は、ガソリンなどと同様、政府補助を入れて低廉に抑えられている。PLN に対する補助金の支払は、国有企業に関する法律（法 2003 年 19 号）の 66 条において、国有企業が特定の任務を与えられその結果収入が支出を上回る場合は、期待される利益も含めて政府により補償されることが規定されていることを根拠としている。

PLN の顧客区分別料金収入と PLN に対する補助額の関係は、2007 年を例とすると、図 2.4-26 のように示される。

<sup>11</sup> 国有企業 PLN の電力料金に関する大統領令 2002 年 89 号（Keputusan Presiden Republik Indonesia Nomor 89 Tahun 2002 Tentang Harga Jual Tenaga Listrik Tahun 2003 Yang Disediakan Oleh Perusahaan Perseroan (PERSERO) PT Perusahaan Listrik Negara）



出典: PLN Laporan Tahunan 2007

図 2.4-26 料金収入と政府補助

料金水準は顧客の区分により大きく異なる。また政府補助は、顧客区分別に料金収入と得べき収入との差を埋める形で支給されている。補助額は、年度の政府予算編成時に試算に基づいて定められるが、年度の進捗中に、実情に合わせて見直すことができるようになっている。近年の燃料価格の上昇に対して基本料金体系を変更していないため、PLN の料金収入と営業経費の差は拡大してきており、結果として政府補助額も増大している。

TDL 2004 にある顧客別の料金の差 (例えば、基本契約が小さい R-1 クラスの顧客では、kWh あたりの価格が Rp. 390 であるのに対し、契約が大きい R-3 クラスにおいては Rp. 922 など) は、将来的には圧縮するとの方針が織り込まれている。

現行の料金表は以下の通りである。

表 2.4-19 PLN の電力料金表 (TDL2004)

種別	契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	従量料金 (Rp/kWh)
社会施設区分契約 (学校、病院、宗教施設等)			
S-1/TR	220VA	-	定額 14,800
S-2/TR	450VA	10,000	0 – 30kWh: 123, 30–60kWh: 265, 60–kWh: 360
S-2/TR	900VA	15,000	0 – 30kWh: 200, 30–60kWh: 295, 60–kWh: 360
S-2/TR	1,300VA	25,000	0 – 30kWh: 250, 30–60kWh: 335, 60–kWh: 405
S-2/TR	2,200VA	27,000	0 – 30kWh: 250, 30–60kWh: 370, 60–kWh: 420
S-2/TR	2.2 – 200kVA	30,500	0 – 60 jam nyala: 380, 60– jam nyala:430
S-3/TM	200kVA –	29,500	WBP: K x P x 325, LWBP: P x 325
住宅区分契約			
R-1/TR	– 450VA	11,000	0 – 30kWh: 169, 30–60kWh: 360, 60–kWh: 495
R-1/TR	900VA	20,000	0 – 30kWh: 275, 30–60kWh: 445, 60–kWh: 495
R-1/TR	1,300VA	30,100	0 – 30kWh: 385, 30–60kWh: 445, 60–kWh: 495
R-1/TR	2,200VA	30,200	0 – 30kWh: 390, 30–60kWh: 445, 60–kWh: 495
R-2/TR	2.2 – 6.6kVA	30,400	560
R-3/TM	6.6kVA –	34,260	621
商業区分契約			
B-1/TR	– 450VA	23,500	0 – 30kWh: 254, 30–kWh: 420
B-1/TR	900VA	26,500	0 – 30kWh: 420, 30–kWh: 465
B-1/TR	1,300VA	28,200	0 – 30kWh: 470, 30–kWh: 473
B-1/TR	2,200VA	29,200	0 – 30kWh: 480, 30–kWh: 518
B-2/TR	2.2 – 200kVA	30,000	0 – 100 jam nyala: 520, 100– jam nyala:545
B-3/TM	200kVA –	28,400	WBP: K x 452, LWBP: 452
産業区分契約			
I-1/TR	– 450VA	26,000	0 – 30kWh: 160, 30–kWh: 395
I-1/TR	900VA	31,500	0 – 30kWh: 315, 30–kWh: 405
I-1/TR	1,300VA	31,800	0 – 30kWh: 450, 30–kWh: 460
I-1/TR	2,200VA	32,000	0 – 30kWh: 455, 30–kWh: 460
I-1/TR	2.2 – 14kVA	32,200	0 – 80 jam nyala: 455, 80– jam nyala: 460
I-2/TR	14 – 200kVA	32,500	WBP: K x 440, LWBP: 440
I-3/TM	200kVA –	29,500	0–350 jam nyala & WBP: Kx439, 350– jam nyala & WBP: 439, LWBP: 439
I-4/TT	30,000kVA –	27,000	434
政府施設・街灯区分契約			
P-1/TR	– 450VA	20,000	575
P-1/TR	900VA	24,600	600
P-1/TR	1,300VA	24,600	600
P-1/TR	2,200VA	24,600	600
P-1/TR	2.2 – 200kVA	24,600	600
P-2/TM	200– kVA	23,800	WBP: K x 379, LWBP: 379
P-3/TR	–	–	635

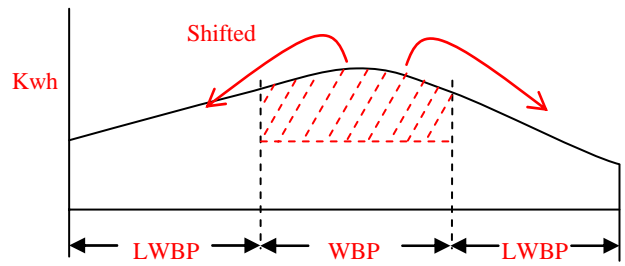
ここで、 K : ピーク時間帯の料金割増係数。1.4 から 2 の値で、PLN が決定することができる。  
P : 純社会的公共的施設では 1、民間施設では 1.17  
WBP : ピーク時間帯、18:00~22:00  
LWBP : オフピーク時間帯。上記以外  
Jam nyala : 月の電力消費量 kWh を契約電力 kVA で除した数字

表 2.4-19 に示した他、バルク契約単価、多目的契約単価、TRAKSI 契約単価などが存在する。

表 2.4-19 からわかるように、電力消費が小さい契約先にはより低い単価、電力量が大きくなるほど高い単価を設定することにより、電力消費の伸びを抑制するとともに収入再配分の効果を持たせてある。また、ピーク時間帯の割増係数は現在 2 が適用（ピーク時は、非ピーク時（基本料金表）の 2 倍の料金）されており、ピーク需要を抑制する料金となっている。

特にピーク時間帯の需要を抑制することを目的として、過去の実績に基づきピーク時間帯

外への電力利用のシフトを利用者側が約束することにより料金の割引を行う Day Max、あるいは Day Max Plus、より高品質な電力供給を約束する Metro-Light などの契約が存在する。Day Max Plus では、顧客区分 B2, I2, I3, I4 および P2（比較的大規模の商業向け、工業向け、政府施設向け）を対象に、ピーク時の電力利用（電力および電力量）を過去利用実績の 1/2 まで引き下げるよう、顧客に求めるものである。シフトが実現した部分については、料金に割引が適用される。また、引下げレベルを超過した場合は、ペナルティとして、割増料金（非ピーク時料金の 4 倍）が課される。



出典: PLN 資料をもとに JICA チームで作成

図 2.4-27 Day Max Plus によるピーク時電力のシフト

電力料金は、現時点でも TDL 2004 が有効ではあるものの、このようなインセンティブ/ディスインセンティブによりピーク需要を抑制するための個別契約などが追加されてきている。その契約条件は個々のケースに応じ PLN の地域営業所で判断することとなっているため、全体像はきわめてわかりにくいものとなっている。

以上の料金体系による顧客グループ別 kWh あたり平均販売価格は、次のようになっている。

表 2.4-20 2006 年の顧客種別平均販売単価 (Rp./kWh)

	住宅	産業	商業	社会施設	政府施設	街灯	全体
販売単価	571.12	624.23	764.25	585.30	755.53	644.87	628.14

注：上記平均単価には、接続料を含む

出典: PLN Statistiks 2006

一方、PLNの電力販売基準原価は、BPP (Baiya Pokok Penyediaan: cost of provision) という呼称で公表されており、2008 年のジャマリ地域の原価は下表のとおりとされる<sup>12</sup>。

表 2.4-21 PLN の電力販売基準価格(ジャマリ地域)

(単位: Rp./kWh)

地域	高電圧	中電圧	低電圧
DKI Jakarta, Tangerang		850	1,005
West Jawa and Banten		853	1,024
Central Jawa and DI Yogyakarta	783	849	1,011
East Jawa		855	1,030
Bali		859	1,012

<sup>12</sup> Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 269-12/26/600.3/2008



以上のような電力販売単価と基準価格の差が政府補助金となる。近年の料金収入他と政府補助の金額は、次のように推移している。

**表 2.4-22 PLN の収入の推移**

(単位：million Rp.)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
電力販売	28,275,983	39,018,462	49,809,637	58,232,002	63,246,221	70,735,151	76,286,195
接続料	265,858	302,308	342,257	387,083	439,917	479,991	535,269
他収入	82,907	123,510	182,251	184,057	346,226	602,246	616,472
政府補助		4,739,074	4,096,633	3,469,920	12,510,960	32,909,148	36,604,751

出典: PLN Statistiks 2006, Laporan Tahunan 2007

さらに、2008年の補助額はRp. 62.5 trillionとされているが、これは原油価格\$95 per barrel、石炭価格Rp. 521 per kgを前提とした試算であり、燃料価格の高騰が続き仮に年間平均で原油\$ 120 per barrel、石炭Rp. 800 per kgとなった場合には、Rp. 89.3 trillionにも到達する(PLN資料“Operation Outlook 2008”)。

以上のような補助金の膨張に対する対策として、富裕層に対して補助なし料金を適用することが検討されている。PLNは、本年3月に、6,600 VA以上の契約の住宅(カテゴリR)、商業(同B)、政府関係施設(同P)の顧客について、それぞれのカテゴリの顧客あたり平均消費電力量の80%を超える部分については、補助なし料金(現時点ではRp. 1,380/kWhとされる)とするルールが承認され<sup>13</sup>、5月の料金請求から適用を開始している。さらに現在、この対象を2,200 VA以上の契約カテゴリまで拡大することが検討されているが、本報告書作成時点では確認されていない。しかし、補助金の膨張に対する根本的な解決策である料金体系全体(TDL2004)の見直しは、インドネシア国においては大きな政治問題であるため、2009年の大統領選までには実現しないとの見方が一般的である。

## (2) 燃料価格

PLNが公表している2000年から2006年までの燃料価格を表2.4-23に示す。地熱発電の燃料価格はPERTAMINAに支払う蒸気価格を意味する。

<sup>13</sup> SIARAN PERS, 12/HUMAS DESDM/2008, DEPARTEMEN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

表 2.4-23 2000 年から 2006 年の PLN 燃料コスト

Year	HSD	MFO	Coal	Natural Gas	Geothermal
	Rp/liter	Rp/liter	Rp/kg	Rp/MSC	Rp/kWh
2000	593.4	382.2	153.70	21787.67	221.56
2001	878.5	654.7	199.60	26073.78	296.54
2002	1406.8	1127.1	219.75	23496.92	310.36
2003	1740.9	1595.2	230.82	21550.40	316.28
2004	1829.1	1697.7	230.75	21258.05	297.39
2005	2819.2	2418.2	251.55	25323.76	461.70
2006	5629.2	3534.5	335.81	24185.59	505.40

Year	Ex. Rate	HSD	MFO	Coal	Natural Gas	Geothermal
		\$/bbl	\$/bbl	\$/ton	\$/MSC	\$/kWh
2000	8,529 Rp/\$	11.06	7.12	18.02	2.55	0.0260
2001	10,266 Rp/\$	13.61	10.14	19.44	2.54	0.0289
2002	9,261 Rp/\$	24.15	19.35	23.73	2.54	0.0335
2003	8,571 Rp/\$	32.30	29.59	26.93	2.51	0.0369
2004	8,985 Rp/\$	32.37	30.04	25.68	2.37	0.0331
2005	9,751 Rp/\$	45.97	39.43	25.80	2.60	0.0473
2006	9,141 Rp/\$	97.92	61.48	36.74	2.65	0.0553

Note: MSC means 1,000 Standard Cubic Feet

Source: PLN Statistics 2006

表 2.4-24 は PLN の燃料価格が近年どれだけ高騰したかを俯瞰するために US\$ ベースでの価格指標を示している。表 2.4-24 に示すように、HSD (High Speed Diesel Oil) や MFO (Marine Fuel Oil) と呼ばれる油系燃料は 2000 年当時から約 9 倍高騰している一方で、天然ガスは長期（10 年以上の）ガス供給契約のおかげで、2000 年当時とほぼ同じ価格帯で推移している。但し、今後のガス価格については MEMR は 4.5 US\$/MMBTU から 6.0 US\$/MMBTU を予想している。

表 2.4-24 燃料価格指標(2000 年=100)

Year	HSD	MFO	Coal	Natural Gas	Geothermal
2000	100	100	100	100	100
2001	123	142	108	100	111
2002	218	272	132	100	129
2003	292	416	149	98	142
2004	293	422	143	93	127
2005	416	554	143	102	182
2006	885	863	204	104	213

2008 年の油系燃料価格については、図 2.4-28 に 2005 年 5 月 6 日から 2008 年 4 月 4 日までのスポット取引の原油価格 (FOB 価格) の推移を示す。その後さらに上昇し、2008 年 7 月 11 日に原油価格 (WTI) は史上最高値 147 US\$/bbl を記録した。表 2.4-25 は MOPS (Means of Platts Singapore) での原油価格とインドネシア市場での HSD と MFO 価格の関係を示したものであり、2008 年 3 月 31 日から同年 4 月 4 日までの MOPS 原油価格と比べると、インドネシア市場での HSD および MFO 価格はそれぞれ 40% 増、15% 減であることが伺える。

この関係から、もし原油価格が 120 US\$/bbl であれば、インドネシア市場での HSD および

MFO 価格は各 168 US\$/bbl および 102 US\$/bbl と予想され、2000 年当時に比べて HSD は 15 倍、MFO は 14 倍の価格高騰になる。

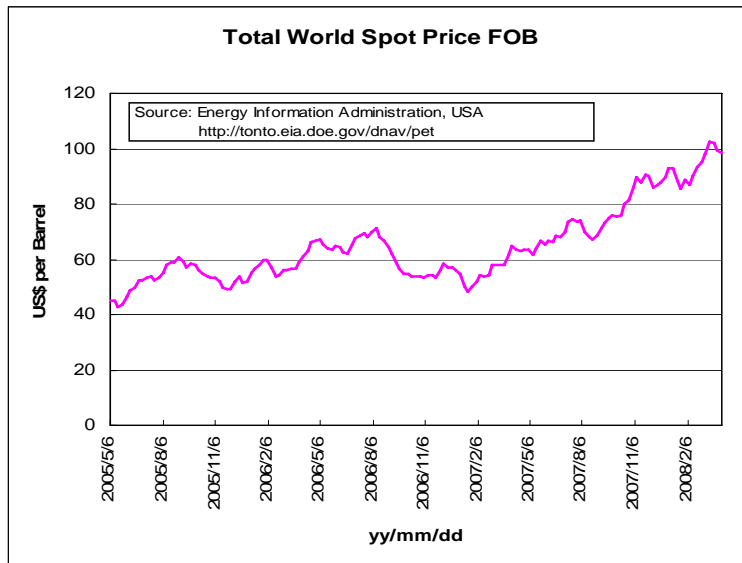


図 2.4-28 世界原油の FOB 価格推移

表 2.4-25 原油価格と HSD および MFO 価格の関係

MOPS (2008/03/31 ~ 2008/04/04)		PERTAMINA Price		Price
		\$/barrel		Index (IP)
High Speed Diesel Oil (0.05%)	132.02	HSD	145.93	1.40
Kerosene	128.36	MFO	89.14	0.85
Crude Oil	104.30	Crude Oil	104.30	1.00

Note: HSD and Kerosene are FOB at Singapore  
MOPS means Mean of Platts Singapore  
Source://www.gu-goon.com/

Note : 1 barrel = 159 liter

New Fuel Prices for Industry in April 2008 released by PERTAMINA on March 31, 2008						
Fuel Type	Economical Selling Fuel Price - Non Tax (Base Price)					
	Region 1		Region 2		Region 3	
	Rp/KL	US\$/KL	Rp/KL	US\$/KL	Rp/KL	US\$/KL
Gasoline	7080.13	768.17	7352.107	797.68	7508.057	814.60
Kerosene	8532.07	925.76	8718.104	945.94	8903.029	966.01
<b>High Speed Diesel</b>	8458.78	<b>917.77</b>	8819.464	956.91	9006.539	977.20
Marine Diesel Fuel	8284.08	898.88	8464.705	918.48	8644.250	937.97
<b>Marine Fuel Oil</b>	5166.53	<b>560.60</b>	5278.949	572.80	5390.924	584.95
Pertamina DEX	8757.37	950.14	-	-	-	-

Source: www.pertamina.com/

Note : Fuel prices released by PERTAMINA depend on MOPS.

表 2.4-26 に Sularaya 石炭火力発電所（設備容量 3,400 MW）での石炭購入価格（CIF 価格）を示す。2008 年 8 月 12 日付けのジャカルタポスト紙は「Bukit Asam 社がジャワの Tanjung Jati B 発電所に国内市場としては最高のトン当たり 80 ドルで石炭を販売した。」と報じている。

表 2.4-26 Sularaya 石炭火力発電所での石炭購入価格

Coal Type	Heat Content	Coal Price (1)	Coal Price (2)	Coming from
Medium Rank Coal	5,100 kcal/kg	540,000 Rp/ton	58.7 US\$/ton	Sumatra
Low Rank Coal	4,500 kcal/kg	420,000 Rp/ton	45.7 US\$/ton	Kalimantan

Note: 1 US\$ = 9,200 Rp. Caloric value is as received base.

Source: Hearing investigation on PLTU Sularaya Thermal Plant on June 3, 2008

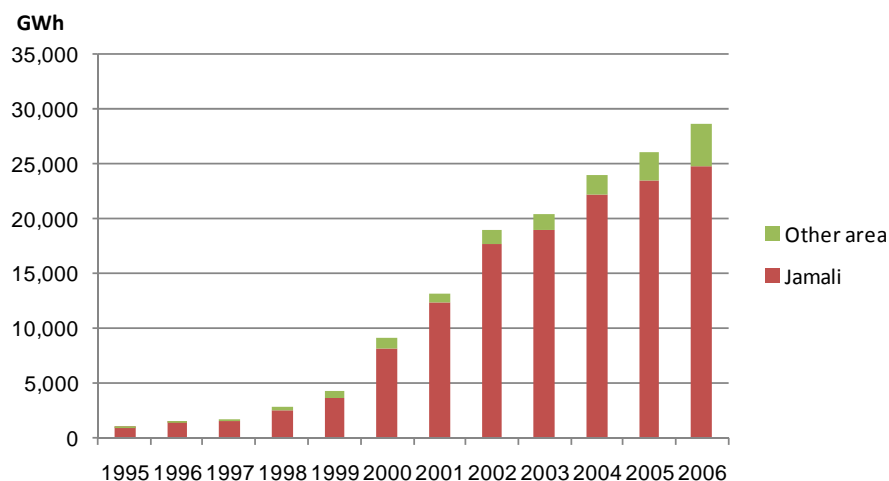
最近のLNG価格については、現状ではLNGが全て日本、韓国、台湾への輸出に回されており、インドネシアでの市場価格は無い。参考として 2008 年の日本への平均輸出価格（FOB 価格）は 9 US\$/MMBTU<sup>14</sup>から 12 US\$/MMBTUで、原油価格のエスカレを反映させる契約となっている。

## 2.4.8 IPP プロジェクトおよびファストラックプログラムに基づく石炭火力発電所建設計画

### (1) IPP（独立発電事業者）

ジャマリ地域では、増大する電力需要に対応するため電力設備の増強が早急に求められており、そのための財政負担は今後も急速に拡大していくこととなる。PLN は、ジャマリ地域唯一の PKUK として地域が必要とする電力を供給する義務を課せられているが、電力自体は PIUKU が発電した電力を購入することができる。購入先は、自家発電設備の余剰電力や協同組合による発電などいくつかの分類があるが、PLN に電力を販売することを目的として発電所を建設、維持運営する民間事業者が IPP である。

IPP の取組みは 1994 年、地熱発電所である Salak、石炭火力の Paiton、コンバインドサイクルの Cikarang などと電力購入契約（Power Purchase Agreement : PPA）を締結することでスタートした。PLN の、IPP を含む PIUKU からの電力購入量は、下図に示すように急激に増大してきている。



出典: Statistics PLN 2006

図 2.4-29 独立発電事業者からの購入電力量の推移

<sup>14</sup> 出典：2008年6月5日MEMRのMIGASより。

PLN は、IPP から電力を購入するための準備プロセスとして、RUPTL において IPP 方式による電源整備の計画を行い、それに基づき事業者の募集、選定、PPA 手続きを行う。一方、IPP に対する電力事業許可の授与および PPA における電力購入価格の承認は、エネルギー鉱物資源大臣が与えることとなっている。

IPP 事業者の選定は、透明性と効率性を担保するため公開入札の方法で行われるが、「2.1.2 電力政策の変遷と現状 (3) IPP 促進 (民間活用) 政策」で述べたように、公開入札による選定が現実的、効率的でない場合は、直接指名で実施される。そのほか、一次エネルギーの多様化として石炭火力へのシフトを進めるため、大臣令 2006 年 44 号に基づいて直接指名を行うことができる。これは、次節で述べるファストトラックプログラムに基づく石炭火力発電所建設において IPP 式の契約が行われる際に有効となる。

以上の IPP 事業の実施手順について、事業者選定方式別に、以下にフローチャートを示した。

一方、地熱発電所の開発にあたっては、地熱が国家の (地域の) 資源であるとの認識から中央および地方政府がその管理を行う立場であり、作業地域をオファーし、事業体に地熱鉱業許可を与えるのは、これら政府である<sup>15</sup>。地方政府、すなわち州知事、県知事/市長は、地熱開発地点について事前調査を行い、結果を公表する。その地点に関して開発の権利を入札にかけ落札者を選定するが、この落札者に地熱鉱業許可を与えるのは、エネルギー鉱業大臣である。地熱鉱業許可者 (IUP) は、探鉱<sup>16</sup> (3 年)、フィージビリティスタディ (2 年)、開発および利用 (30 年) を行う。これらの期限は、制限付きで延長が可能であるが、それぞれの段階で期限が切れてしまうと、地熱鉱業許可は消滅することになる。また、IUP の立場は、電力事業許可 (IUKS) を保証するものではない。一方、PLN は、開発地点の同定から開発権の入札、地熱鉱業許可、フィージビリティスタディ等の実施のプロセスに渡って関係者とのコミュニケーションを続け、適宜RUPTLに地熱事業計画としてリストアップし、電源開発計画の中に位置付けていく。

<sup>15</sup> 地熱に関する法2003 年27 号

<sup>16</sup> 探鉱は、政府が実施することも可能とされている。

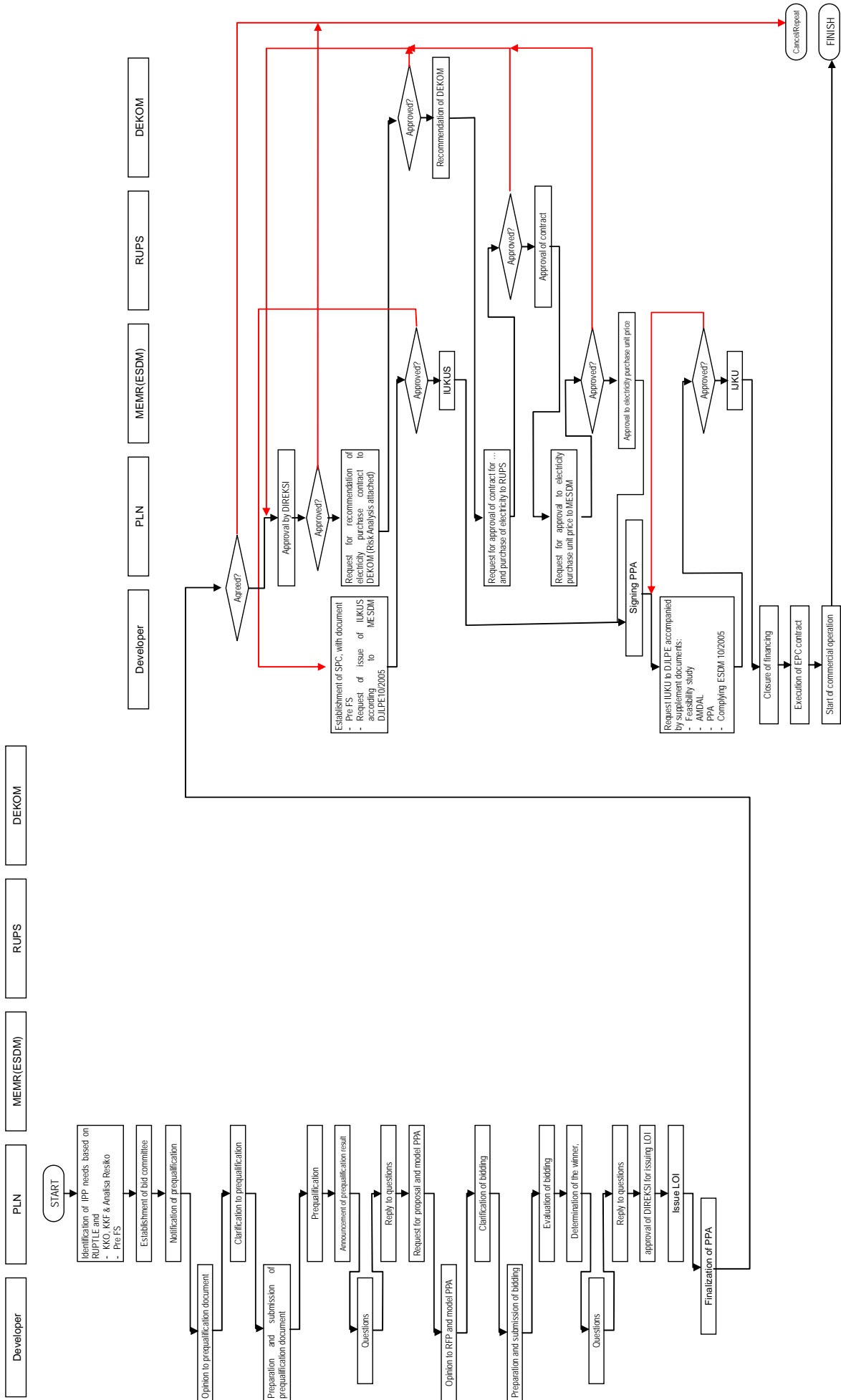


図 2.4-30 公開入札 (General Auction) の際のプロセス

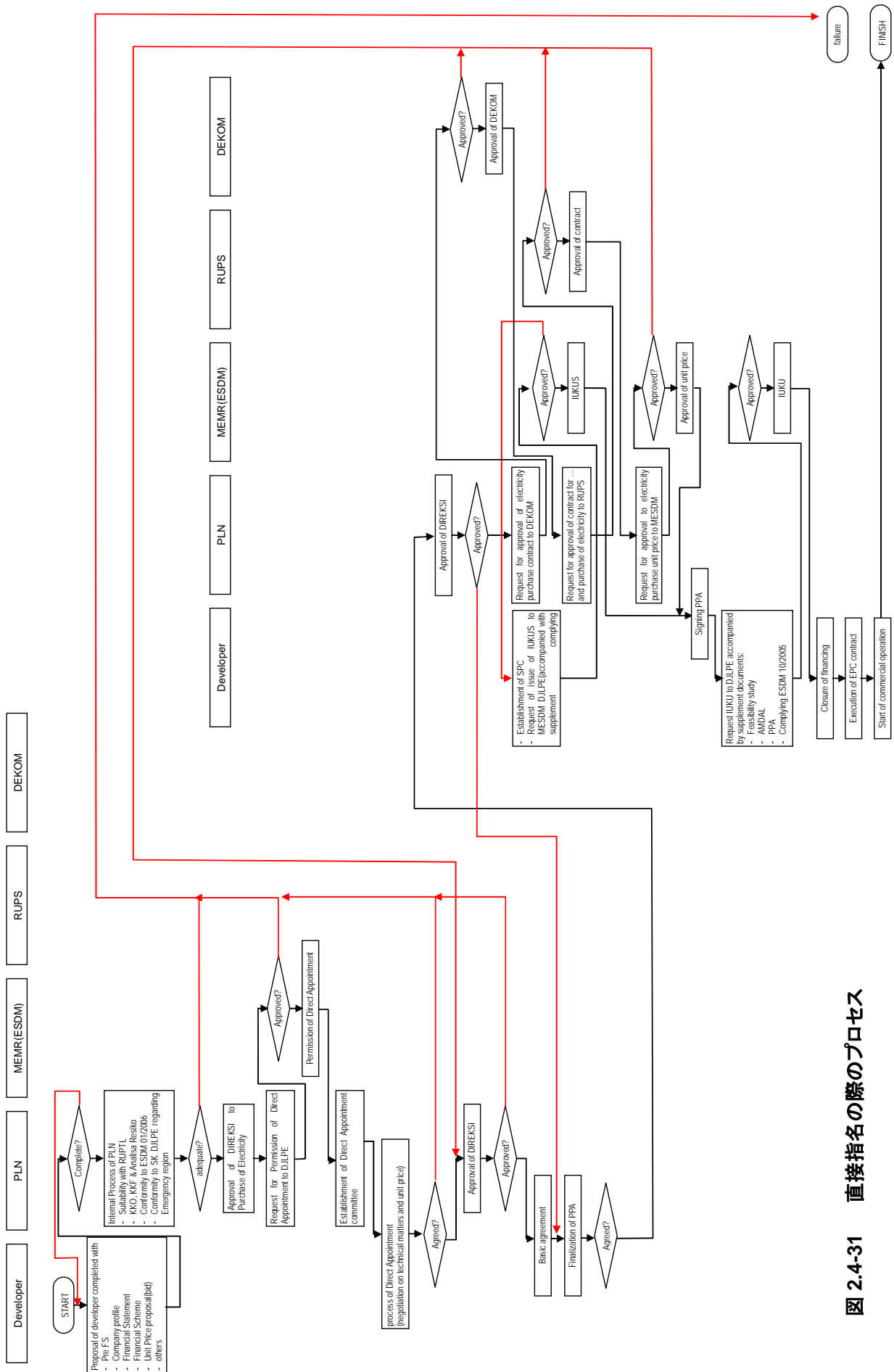


図 2.4-31 直接指名の際のプロセス

電力購入契約である PPA に示される単価は、主に次の 4 つのコンポーネントに分けられている。

Component A : for Capital Cost

Component B : for O & M fixed cost

Component C : for fuel cost

Component D : for O & M variable cost

支払いはドル建てであるため、為替レートリスクは PLN の負担となる。契約期間前半は高い単価とし IPP の債務返済を助ける設定もある。これまでは地熱や石炭火力などでベースロード対応の発電所開発を進めてきたため、最低プラント稼働率を 8 割前後と高く設定してある。

現在有効な PPA 価格は以下の通りである。

表 2.4-27 現行の PPA 価格表

Company	Power Plant	Fuel	Capacity (MW)	Component Unit Rate (sen US\$/kWh)					Ex.R (Rp)	Op year	
				A	B	C	D	E			TOTAL
PT. Paiton Energy Company	PLTU Paiton I	coal	2 × 615	3.5300	0.2936	0.9754	0.1310		4.9300	10,000	40
PT. Jawa Power	PLTU Paiton II	coal	2 × 610	3.2929	0.2848	1.0153	0.0869		4.6799	9,716	30
PT. Dayabumi Salak Pratama	PLTP Gunung Salak	geo	3 × 55						4.4500	8,500	30
Special Purpose Company	PLTU Tanjung Jati B	coal	2 × 660	3.4600	0.3000	1.0750	0.1000		4.9350		20
Amoseas Indonesia	PLTP Darajat	geo	1 × 50						4.2000	8,000	47
Himpurna California Energy	PLTP Dieng	geo	3 × 60						4.4500	8,500	30
Patuha Power Limited	PLTP Patuha	geo	3 × 60						4.4500	8,500	30
PT. Cikarang Listrindo	PLTGU Cikarang	gasCC	1 × 150	2.1296	0.3000	1.9404	0.1000		4.4700	9,000	20
PT. Pertamina (Persero)	PLTP Wayang Windu	Geo	1 × 110						4.4376	8,500	30
PT. Latoka Trimas Bina Energy	PLTP Kamojang	Geo	2 × 30						4.4250	8,500	30
Bali Energy Ltd.	PLTP Bedugul	Geo	1 × 10	70-71.25% of elec. tariff						8,900	30
PT. Sumber Segara Primadaya	PLTU Cilacap	Coal	2 × 300	3.0650	0.3120	1.0920	0.1010		4.5700	8,500	30
PT. Power Jawa Barat	PLTU Serang	Coal	1 × 450	3.4890	0.3000	1.1670	0.1000		5.0560	9,000	30
PT. Bosowa Energi	PLTU Jeneponto	Coal	2 × 100	2.7800	0.3000	1.5300	0.1000		4.7100	9,500	30
PT. Intidaya Prima Kencana	PLTGU Anyer	N Gas	1 × 380	2.0600	0.3000	2.08*	0.1000		4.5400	9,500	20

出典：MEMR

先に述べたように、IPP は 90 年代に入ってからから急速に拡大し、多くの PPA が結ばれたが、1997 年以前に締結された PPA は 97 年の経済危機で実質的に無効化したため、その後契約の再交渉が行われた。それらの交渉が決着したのは 2003 年である。以下の表に、PPA 締結当初の単価と再交渉後に合意された単価を比較する。



表 2.4-28 再交渉の PPA 価格

No.	Project and Company	Former Unit Price		Current Unit Price	
		Comp.	UScent/kWh	Comp.	UScent/kWh
1.	PLTU PaitonI PT.PEC (Paiton Energy Company) 1230MW (2x615MW) AF=85% Masakontrak40tahun	A B C D Total	PPA:12/2/1994 5.8386 0.4350 1.7214 0.2850 8.2800 Hargadasar1998 Tanpaspecialfacility,harga levelized7,5senUSD/kWh	A B C D Total	3.5300 0.2936 0.9754 0.1310 4.9300 PersetujuanMenkoEkonomiNomor: S-23/M.EKON/09/2001,8Okt2001 PersetujuanMESDMNomor: 1722/36/MEM.L/2002,21Mei2002
2.	PLTUPaitonII PT.JawaPower 1220MW(2x610MW) AF=83% Masakontrak30tahun	A B C D Total	PPA:3/4/1995 4.3049 0.4645 1.6304 0.1990 6.5988 Hargadasar1999	A B C D Total	3.2900 0.2800 1.0200 0.0900 4.6800 PersetujuanMenkoEkonomiNomor: S-62/M.EKON/03/2001,13Maret2002 PersetujuanMESDMNomor: 1709/36/MEM.L/2002,20Mei2002
3.	PLTPGunungSalak PT.(DSPL)DayabumiSalakPratama.Ltd 165MW(3x55MW) AF=85% Masakontrak30tahun	StepI StepII Hargadasar1993	AmandESC:16/11/1994 8.4670 4.9420 Hargadasar1993	Listrik (4,5,6) Uap (1,2,3)	4.4500 3.7240 PersetujuanMenkoEkonomiNomor: S-76/M.EKON/04/2001,15Apr2002 PersetujuanMESDMNomor: 3128/36/MEM.L/2002,16September2002
4.	PLTUTanjungJatiB SpecialPurposeCompany(SPC)  1320MW(2x660MW) AF=80% Masakontrak20tahun	Hargadasar1998	PPA 5.7300 Hargadasar1998	2.26s.d3.0 DalamProsesPersetujuanMenkoEkonomi	
5.	PLTPDarajat AmoseasIndonesia 275MW(3x70+1x65MW) Masakontrak30tahun	Hargadasar1995	ESC 6.9500 Hargadasar1995	4.2000 (Uap=3.15) PersetujuanMenkoEkonomiNomor: S-218A/M.EKUI/08/2000,18Ags2000 PersetujuanMESDMNomor: 2232/20/MEM.S/2003,8Juli2003	
6.	PLTGUCikarang PT.CikarangListrindo 150MW(1x150MW) Masakontrak20tahun Renegosiasi: AF=72%	Total	PPA A 2.9775 B 0.4300 C 2.4000 D 0.1900 Total 5.9975	A B C D Total	2.1296 0.3000 1.9404 0.1000 4.4700 PersetujuanMenkoEkonomiNomor: S-338/M.EKON/12/2002,31Des2002 PersetujuanMESDMNomor: 726/36/MEM.L/2003,28Februari2003

出典：MEMR

現在ジャマリ地域において稼働している IPP 発電所は、以下の 8 箇所である。

表 2.4-29 ジャマリ地域で稼働中の IPP 発電所

No	Plant Name	MW	Company Name	COD
1	PLTP Salak 4,5 & 6	3 × 55	PT.Chevron Geothermal Indonesia	OCT1997
2	PLTP Darajat Unit 2, Unit 3	90 + 110	PT.Chevron Geothermal Indonesia	FEB 2000 Aug 2008
3	PLTU Paiton I	2 × 615	PT. Paiton Energy Company	JUL 2000
4	PLTU Paiton II	2 × 610	PT. Jawa Power	NOV2000
5	PLTGU Cikarang	150	PT. Cikarang Listrindo	DEC 1998
6	PLTP Dieng	1 × 60	PT. Geodipa Energi	SEP2000
7	PLTP Wayang Windu unit 1	1 × 110	Magma Nusantara, Ltd	JUN 2000
8	PLTU Cilacap	2 × 281	PT. Sumber Segara Primadaya	FEB 2007

出典：PLN

その他、ジャマリ地域では以下の IPP 発電所が予定されている。

表 2.4-30 ジャマリ地域で今後開発予定の IPP 発電所

No	Plant Name	MW	Company Name	COD
<b>建設中のもの</b>				
1	PLTP Kamojang	1 × 60	PT. Pertamina (PERSERO) 林業大臣の許可が出ず、中止。	<del>JAN 2008</del>
2	PLTP Wayang Windu unit 2	1 × 110	PT. Magma Nusantara Limited	JAN 2009
3	PLTP Bedugul	3 × 55, 10	Bali Energi LTD	NA
<b>finance 中のもの</b>				
1	PLTP Dieng unit 2	1 × 60	PT. Geodipa Energi	2011
2	PLTP Patuha	3 × 60	PT. Geodipa Energi	NA
3	PLTP Cibuni	1 × 10	PT. Yala Tekno Geothermal	NA
4	PLTU Labuan	2 × 6	Kons. Cogindo Daya Bersama - Sutraco Dinamika Kencana	end 2009
5	PLTU Cirebon	1 × 660	Kons. Marubeni - Komipo - Tripatra - Samtan (PT Cirebon Electric Power)	Mar 2011
6	PLTU Paiton Ekspansi	1 × 800	PT Paiton Energy	2011

出典：BAPPENAS PKPS(Direktorat Pengembangan Kerjasama Pemerintah dan Swasta)等の資料をもとに JICA チームで整理

また、事業実施に向けて交渉、調査中の IPP 発電所は以下のとおりである。

表 2.4-31 ジャマリ地域で交渉、調査中の IPP 発電所

入札/契約交渉中のもの				
1	PLTU Madura Kategori: Daerah Krisis	2 × 100	Pengembang: PT Madura Energy	Op.2011
2	PLTG Cikarang Kategori: Ekspansi	1 × 150	Pengembang: PT Cikarang Listrindo	Op.2010
3	PLTU Bali Kategori: Infra.Summit	2 × 100		PQ done temporarily postponed
4	PLTU Tj. Jati B Kategori: Ekspansi	2 × 660	Pengembang: PT Sumitomo Corp.	Nego. finished
5	PLTA Rajamandala Kategori: Energi Terbarukan	47	Pengembang: PT Indonesia Power dan Kansai Electric Power Co. Inc	Op.2010
6	PLTU Tj. Jati A Kategori: Ex. 27 IPP	2 × 660	Pengembang: PT TJ Power Company	Op.2015
評価・スタディ中のもの				
1	PLTP Salak unit 7 & 8 Kategori: Ekspansi	2 × 65	PT.Chevron Geothermal Indonesia	-
2	PLTU Cilacap 3 & 4 (Ekspansi) Kategori: Ekspansi	1 × 600	Pengembang: PT Sumber Segara Primadaya	Proposal open Op.2011
3	PLTU Serang Kategori: Ex. 27 IPP	2 × 300	Pengembang: PT Power Jawa Barat	Op.2013
4	PLTU Jawa Tengah Kategori: Infra.Summit	2 × 600		Model PPP 2015
5	PLTU Anyer	1 × 330	PT Intidaya Primakencana & Lestari Listrik Pte Ltd.	Mid 2011

出典 : BAPPENAS PKPS(Direktorat Pengembangan Kerjasama Pemerintah dan Swasta)等の資料をもとに JICA チームで整理



出典 : PLN

図 2.4-32 ジャワ島の IPP 発電所位置図



出典 : PLN

図 2.4-33 バリ島の IPP 発電所位置図



また、次の大統領令により「発電所開発加速調整チーム」が設立され、プログラムの進捗を監督している。

#### 発電所開発加速調整チームに関する大統領令 2006 年 72 号

- a. 委員長 : 経済担当調整大臣
- b. 委員 : 1. 財政大臣  
2. エネルギー・鉱物資源大臣  
3. 国有企業担当国務大臣  
4. 国家開発企画担当国務大臣/国家開発企画庁長官

調整チームは、次の任務を有する：

- a. エネルギー多様化のために石炭を使用した PLN の発電所開発のための資金調達、送電線ルート土地取得・収用・補償、許認可、税、関税、AMDAL に関連する問題を解決するために必要な措置を講じること
- b. 民間の発電所からの電力購入の許認可、プロセスの問題解決に必要な措置を講じること
- c. 発電所開発用の石炭調達のための政策措置を講じること
- d. プロジェクト運転スケジュール調整のための政策措置を講じること

さらに、同プログラムにより建設される発電所のうち IPP 方式で PLN が電力を購入するものについては、以下の大臣令により購入単価が規定されている。

#### 直接選定による石炭へのエネルギー多様化促進のための電力購入に関するエネルギー・鉱物資源大臣令 2006 年 044 号

石炭へのエネルギー多様化促進のため、直接選定を通じ、公益の PIUKU である協同組合、公営企業、民間、市民団体および個人から石炭を利用した電力を購入できるとし、その契約単価について、以下のような規定を設けた。

非山元石炭火力の電力購入平準価格 (levelized price) は以下の規定により、書面による契約の中に記載される：

- a. 価格が Rp. で設定される場合には、単位あたりの最高基準価格は以下の通り：
  - 1. 容量 25MW までは Rp.520/kWh
  - 2. 容量 25MW 超 150MW までは Rp.495/kWh
  - 3. 容量 150MW 超は Rp.485/kWh
- b. 価格が US\$ で設定される場合には、単位あたりの最高基準価格は以下の通り：
  - 1. 容量 25MW までは 4.95 US¢/kWh
  - 2. 容量 25MW 超 150MW までは 4.75 US¢/kWh
  - 3. 容量 150MW 超は 4.50 US¢/kWh
- c. 購入価格が PLN の平均電力販売価格あるいは TDL に基づき設定される場合には、最高基準価格は以下の通り：
  - 1. 容量 25 MW までは TDL の 70%
  - 2. 容量 25 MW 超 150 MW までは TDL の 65%
  - 3. 容量 150 MW 超は TDL の 60%

- d. 上記 c にある平均販売価格は 3 ヶ月に一度 PLN が発表する。
- e. 上記 a, b, c にある基準価格は、石炭価格トンあたり 30 US\$、為替レート 1 US\$ = 9,200 Rp.を準拠した、発電所母線 (Bus bar)での価格である。

上記 2a, b にある電力購入価格は、両者の合意がある限り、指標、インフレ、発電所設備利用率、石炭価格の変更による調整が可能である。

初期投資に必要な資金のうち 85%は EPC コントラクターにかかる輸出金融等により手当てされるが、残り 15%は PLN が内貨で用意する。また、資金調達を容易にし、より有利な条件を得ることを目的として、特例的に債務に対する政府保証を供与することが定められた。

#### **石炭利用発電所開発加速のための政府保証提供に関する大統領令 2006 年 86 号**

本来、外国借款受入に関する大統領決定 1972 年 59 号により政府保証は行わないことが決められているが、石炭を利用する発電所開発加速のため、ファストトラックプログラムを特例として、政府はエクスポートクレジット資金を提供する金融機関へ PLN の義務支払いに対する保証を供与することができるとされた。

同令により、PLN は必要な資金の調達を、保証なしの場合と比較してより低い金利水準で行ったとされる。

### **2.4.9 環境社会配慮**

#### **(1) インドネシアにおける環境関連の法的枠組み**

##### **1) 環境影響評価制度**

環境影響評価を実施するための具体的な措置を定めなければならないことは、環境影響評価に係る政府規則（政府規則 1999 年 27 号）に規定されている。これを受けて、環境影響評価の対象プロジェクトや手続きが、環境省令等に規定されている（環境影響評価の手続きについては 2006 年環境大臣令 8 号に、対象プロジェクトについては 2006 年環境大臣令 11 号に、国と州の審査委員会及びそれぞれの権限については 2000 年環境大臣令 40 号、住民参加及び情報公開については 2000 年環境影響管理庁 (BAPEDAL) 長官命令 8 号に規定）。

2006 年環境大臣令 11 号に定められている電気事業関連の環境影響評価の対象施設、並びに環境影響評価の所轄機関を表 2.4-33 に示す。

表 2.4-33 電気事業関連の環境影響評価の対象施設並びに所轄機関

対象施設	規模	所轄機関
原子炉の建設及び廃炉	商用は全て	環境省
原子力発電所 以外の発電所	火力発電所	出力 100MW 以上
	地熱発電所	出力 55MW 以上
	水力発電所	ダム高 15m 以上 貯水池面積 200ha 以上 出力 50MW 以上
	再生可能エネルギー発電所	出力 10MW 以上
送電線	電圧 150kV 超	県・市（県・市をまたがる場合は州、州をまたがる場合は環境省）

出典：環境省令 Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 11 Tahun 2006

環境影響評価に関する全般的なガイドラインを環境省が公布する一方で、各省が所轄の事業に対して個別の環境影響評価ガイドラインを出している。電気事業関連では、エネルギー・鉱物資源省が、火力発電所及び水力発電所、ディーゼル発電所、地熱発電所並びに送電線それぞれについて実施すべき環境影響評価の内容を示した個別のガイドラインを、Ministerial Decision で定めている。これらの施設については、環境影響評価 (AMDAL) を実施して、環境影響評価書 (ANDAL) 並びに環境管理計画書 (RKL)、環境モニタリング計画書 (RPL) を作成しなければならない。より小規模な施設には、ANDAL や RKL、RPL に代わって、簡易な環境管理方針書 (Upaya Pengelolaan Lingkungan: UKL) および環境モニタリング方針書 (Upaya Pemantauan Lingkungan: UPL) の作成が求められる。

上の表に示したように、2006 年環境大臣令 11 号では、商用の原子炉は、規模に関わらず環境影響評価の対象になっているが、原子力発電所に対する環境影響評価の内容を示したガイドラインはまだない。環境省では、来年中を目途に、原子力発電所の環境影響評価ガイドラインを制定することを目指している。また、原子力発電所の安全基準もまだ策定されていないが、国際基準を参考に策定されるものと思われる。

なお、インドネシアでは、環境影響評価を所轄してきた環境管理庁 (BAPEDAL) が 2006 年末に当時の環境省と合併したため、現在では、環境省が環境影響評価の所轄官庁となっている。環境省内で環境影響評価を担当しているのは、環境影響評価課 (Asisten Deputi Urusan Perencanaan Lingkungan: Assistant Deputy Director of Environmental Impact Assessment) である。

エネルギー・鉱物資源省内で電気事業に係る環境影響評価に関与しているのは、電力エネルギー利用局・電力エンジニアリング環境部・電力環境保全課 (Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering & Environment, DGEEU) である。発電所に係る環境影響評価は、同課の発電所環境保全係 (Section of Power Plant Environmental Protection) が担当しており、送電線に係る環境影響評価は、同課の送電線環境保全係 (Section of Transmission Line Environmental Protection) が担当している。エネルギー・鉱物資源省は、国レベルや複数の州にまたがる電力関連プロジェクトの環境影響評価の内容について意見を提出したり勧告を行うのみで、自らが環境影響評価を実施したり、環境影響評価の手続きを取り仕切ることではない。

## 2) 保護区

インドネシアにおいては、保護区を所轄しているのは、環境省ではない。林業省の保護区部 (Ministry of Forestry, Directorate of Protected Areas)が保護区の指定や管理を担当している。

森林法 (Forest Act: Law No.41/1999) に基づいて指定されている保護区は、下記の 6 種類である。

ジャワ島およびバリ島の全ての保護区は官報で告示済である。なお、マドゥラ島には保護区は設定されていない。

- 1) **Strict Nature Reserves (Cagar Alam)** : 生態系の保全や希少生物の保護にとって極めて重要な地域で、特に厳しい管理を必要とする。
- 2) **Wildlife Sanctuaries (Suaka Margasatwa)** : 生態系の保全や希少生物の保護にとって重要な地域で、厳しい管理を必要とする。
- 3) **National Parks (Taman Nasional)** : 生態系の保全や希少生物の保護にとって重要な地域ではあるが、リクリエーションを目的に住民に開放する。
- 4) **Nature Recreation Parks (Taman Wisata Alam)** : 生態系の保全や希少生物の保護にとっての重要性は比較的小さい。リクリエーションを目的に住民に開放する。
- 5) **Hunting Game Reserves (Taman Buru)** : 生態系の保全や希少生物の保護にとっての重要性は小さい。指定された動物 (イノシシ、シカ、魚類) の狩猟・捕獲を認める。
- 6) **Grand Forest Parks (Tama Hutan Raya)** : 集水域の保全のために森林保護が必要な地域。

これら 6 種類の保護区については、開発行為に対して同様の厳しい規制が課せられており、これらの保護区内での発電所の建設や送電線の敷設は、原則として認められない。地熱発電所等が例外的に建設を認められた事例はあるが、建設許可の取得に多くの時間を費やす必要があるし、時間を掛けても建設が許可される可能性は低い。なお、建設許可申請の審査手続きには、時間制限は設けられていない。

2006 年 12 月時点でジャマリ地域に指定されている保護区を表 2.4-34 に、また、これら保護区の位置を図 2.4-34 (1/2)および図 2.4-34 (2/2) に示す (出典: CONSERVATION AREAS IN INDONESIA BY PROVINCE AS OF DECEMBER 2006 - Directorate General of Forest Protection and Nature Conservation, Ministry of Forestry of Republic Indonesia, the Indonesian Institute for sustainable environment management, Japan International Cooperation Agency)。

2006 年 12 月以降 2008 年 5 月 16 日までにジャマリ地域で新たに指定された国立公園はない。



表 2.4-34 ジャバリ地域の保護区一覧

No.*	保護区の種別	保護区名	面積 (ha)
<b>ジャカルタ特別州 (DKI Jakarta)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Pulau Bokor	18.00
2	Wildlife Sanctuary	Muara Angke	25.02
3	Wildlife Sanctuary	Pulau Rambut dan perairan sekitar	90.00
4	Nature Recreation Park	Angke Kapuk	99.82
5	National Park	Kepulauan Seribu (海域含む)	107,489.00
<b>バンテン州 (Banten)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Rawa Danau	2,500.00
2	Strict Nature Reserve	Gunung Tukung Gede	1,700.00
3	Strict Nature Reserve	Pulau Dua	30.00
4	Nature Recreation Park	Pulau Sangiang	528.15
5	Nature Recreation Park	Pulau Sangiang (海域含む)	720.00
6	Nature Recreation Park	Carita	95.00
7	National Park	Ujung Kulon	120,551.00
8	National Park	Gunung Halimun Salak	51,981.25
<b>西ジャワ州 (Jawa Barat)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Telaga Patengan	21.18
2	Strict Nature Reserve	Gunung Tilu	8,000.00
3	Strict Nature Reserve	Malabar	8.30
4	Strict Nature Reserve	Cigenteng Cipanyi I/II	10.00
5	Strict Nature Reserve	Junghunh	2.50
6	Strict Nature Reserve	Gunung Simpang	15,000.00
7	Strict Nature Reserve	Gunung Tangkuban Perahu	1,290.00
8	Strict Nature Reserve	Cadas Malang	21.00
9	Strict Nature Reserve	Bojonglarang Jayanti	750.00
10	Strict Nature Reserve	Takokak	50.00
11	Strict Nature Reserve	Sukawayana	30.50
12	Strict Nature Reserve	Cibanteng	447.00
13	Strict Nature Reserve	Tangkuban Prah Pelabuhanratu	22.00
14	Strict Nature Reserve	Dungus Iwul	9.00
15	Strict Nature Reserve	Yaniapa	32.00
16	Strict Nature Reserve	Telaga Wama	368.25
17	Strict Nature Reserve	Arca Domas	2.00
18	Strict Nature Reserve	Gunung Burangrang	2,700.00
19	Wildlife Sanctuary	Cikepuh	8,127.50
20	Nature Recreation Park	Cimanggu	154.00
21	Nature Recreation Park	Telaga Patengan	65.00
22	Nature Recreation Park	Kawah Gunung Tangkuban Perahu	370.00
23	Nature Recreation Park	Jember	50.00
24	Nature Recreation Park	Sukawayana	16.00
25	Nature Recreation Park	Telega Wama	5.00
26	Nature Recreation Park	Gunung Pancar	447.50
27	Nature Recreation Park	Cibungur	51.00
28	Grand Forest Park	Pancoran Mas Depok	6.00
29	Grand Forest Park	Ir. H. Djuanda	590.00
30	Strict Nature Reserve	Talaga Bodas	261.15
31	Strict Nature Reserve	Leuweung Sancang	2,157.00
32	Strict Nature Reserve	Gunung Papandayan	6,807.00
33	Strict Nature Reserve	Kawah Kamojang	7,536.00
34	Strict Nature Reserve	Leuweung Sancang (海域含む)	1,150.00
35	Strict Nature Reserve	Gunung Jagat	126.60
36	Strict Nature Reserve	Nusa Gede Panjalu	16.00
37	Strict Nature Reserve	Pananjung Pangandaran	419.30
38	Strict Nature Reserve	Pananjung Pangandaran (海域含む)	470.00
39	Wildlife Sanctuary	Sindangkerta	90.00
40	Wildlife Sanctuary	Gunung Sawal	5,400.00
41	Nature Recreation Park	Talaga Bodas	23.53
42	Nature Recreation Park	Gunung Papandayan	225.00
43	Nature Recreation Park	Kawah Kamojang	481.00

No.*	保護区の種別	保護区名	面積 (ha)
44	Nature Recreation Park	Gunung Guntur	250.00
45	Nature Recreation Park	Gunung Tampomas	1,250.00
46	Nature Recreation Park	Pananjung Pangandaran	37.70
47	Nature Recreation Park	Linggarjati	11.51
48	Grand Forest Park	Gunung Palasari	35.81
49	Game Hunting Park	Masigit Kareumbi	12,420.70
50	National Park	Gunung Halimun Salak	61,375.75
51	National Park	Gunung Gede Pangrango	21,975.00
52	National Park	Gunung Ciremai	15,500.00
<b>中部ジャワ州 (Jawa Tengah)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Kecubung Uloalang	69.70
2	Strict Nature Reserve	Peson Subah I	10.40
3	Strict Nature Reserve	Peson Subah II	10.00
4	Strict Nature Reserve	Curug Bengkawah	1.50
5	Strict Nature Reserve	Moga	3.50
6	Strict Nature Reserve	Bantarbolang	24.50
7	Strict Nature Reserve	Sub Vak 18C & 19B Jatinegara	6.60
8	Strict Nature Reserve	Vak 53 Comal	29.10
9	Strict Nature Reserve	Gebugan	1.80
10	Strict Nature Reserve	Sepakung	10.00
11	Strict Nature Reserve	Getas	1.00
12	Strict Nature Reserve	Pringombo I/II	58.00
13	Strict Nature Reserve	Telogo Dringo	26.10
14	Strict Nature Reserve	Telogo Ranjeng	48.50
15	Strict Nature Reserve	Pager Wunung Darupono	33.20
16	Strict Nature Reserve	Guci	2.00
17	Strict Nature Reserve	Karang Bolong	0.50
18	Strict Nature Reserve	Nusakambangan Timur	277.00
19	Strict Nature Reserve	Nusakambangan Barat	675.00
20	Strict Nature Reserve	Wijaya Kusuma	1.00
21	Strict Nature Reserve	Cabak I/II	30.00
22	Strict Nature Reserve	Bekutuk	25.40
23	Strict Nature Reserve	Gunung Celering	1,328.40
24	Strict Nature Reserve	Keling IA, B, C	6.80
25	Strict Nature Reserve	Keling I/II	61.00
26	Strict Nature Reserve	Kembang	1.80
27	Strict Nature Reserve	Gunung Butak	45.10
28	Strict Nature Reserve	Donoloyo	8.30
29	Strict Nature Reserve	Telogo Sumurup	20.10
30	Strict Nature Reserve	Pantodomas	7.10
31	Wildlife Sanctuary	Gunung Tunggangan	103.90
32	Nature Recreation Park	Gunung Selok	126.20
33	Nature Recreation Park	Tuk Songo Kopeng	6.50
34	Nature Recreation Park	Telogo Wamo/Telogo Pengilon	39.60
35	Nature Recreation Park	Sumber Semen	17.10
36	Nature Recreation Park	Grojogan Sewu	64.30
37	Grand Forest Park	Ngargoyoso	231.30
38	National Park	Kepulauan Karimun Jawa (海域のみ)	111,624.70
39	National Park	Gunung Merapi	4,567.93
40	National Park	Gunung Merbabu	5,725.00
<b>ジョグジャカルタ特別州 (DIY Yogyakarta)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Teluk Baron	2.40
2	Wildlife Sanctuary	Paliyan	615.60
3	Grand Forest Park	Gunung Bunder	4,567.93
4	Strict Nature Reserve	Gunung Batu Gamping	1.05
5	Nature Recreation Park	Gunung Gamping	0.04
6	National Park	Gunung Merapi	1,842.07
<b>東ジャワ州 (Jawa Timur)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Manggis Gadungan	12.00
2	Strict Nature Reserve	Besowo Gadungan	7.00
3	Strict Nature Reserve	Gunung Picis	27.90

No.*	保護区の種別	保護区名	面積 (ha)
4	Strict Nature Reserve	Gunung Sigogor	190.50
5	Strict Nature Reserve	Pulau Saobi	430.00
6	Strict Nature Reserve	Goa Nglirip	3.00
7	Strict Nature Reserve	Pulau Noko Nusa	725.00
8	Strict Nature Reserve	Pulau Bawean	725.00
9	Wildlife Sanctuary	Pulau Bawean	3,831.60
10	Strict Nature Reserve	Pancur Ijen I/II	3.95
11	Strict Nature Reserve	Sungai Kolbu Iyang Plateau	18.80
12	Strict Nature Reserve	Ceding	2.00
13	Strict Nature Reserve	Janggangan Ronggojampi I/II	7.51
14	Strict Nature Reserve	Pulau Sempu	877.00
15	Strict Nature Reserve	Curah Manis Sempolan (I-VIII)	16.80
16	Strict Nature Reserve	Pulau Nusa Barung	6,100.00
17	Strict Nature Reserve	Watangan Puger I-VI	2.00
18	Strict Nature Reserve	Gunung Abang	50.40
19	Wildlife Sanctuary	Dataran Tinggi Yang	14,177.00
20	Nature Recreation Park	Tretes	10.00
21	Nature Recreation Park	Gunung Baung	196.50
22	Grand Forest Park	Raden Suryo	27,868.30
23	Strict Nature Reserve	Kawah Ijen	2,468.00
24	Nature Recreation Park	Kawah Ijen	92.00
25	National Park	Alas Purwo	43,420.00
26	National Park	Meru Betiri	58,000.00
27	National Park	Baluran	25,000.00
28	National Park	Bromo Tengger Semeru	50,276.20
<b>バリ州 (Bali)</b>			
1	Strict Nature Reserve	Batukau I/II/III	1,762.80
2	Nature Recreation Park	Danau Buyan-Danau Tamblingan	1,336.50
3	Nature Recreation Park	Panelokan	540.00
4	Nature Recreation Park	Sangeh	13.97
5	Grand Forest Park	Ngurah Rai	1,373.50
6	National Park	Bali Barat	19,002.89

\* 図 2.4-34(1/2)および図 2.4-34(2/2)上の番号



図 2.4-34(1/2) ジャバリ地域の保護区(概要)



図 2.4-34(2/2) ジャワ島の保護区(詳細)

### 3) 環境基準並びに排出基準

環境法 (Environment Act: Law No.23/1997) 第 14 条は、「全ての事業活動は環境に関する基準に違反してはならない」と規定している。

#### 【大気環境基準】

大気質に関する環境基準は、1999 年規則 41 号により、二酸化硫黄や、一酸化炭素、窒素酸化物、オゾン、粒子状物質、鉛、硫化水素、アンモニア、炭化水素、フッ素、塩素等の物質に対して規定されている。

#### 【大気排出基準】

固定排出源に関する大気排出基準は、1995 年環境大臣令 13 号により、石炭発電所やセメント製造、紙・パルプ製造、製鉄所、その他の 5 分野を対象に規定されている。

#### 【水質基準】

陸水に関する環境基準は、2001 年環境大臣令 82 号により、利水目的別に 4 つの類型ごとに規定されている。一方、海水に関する環境基準は、2004 年環境大臣令 179 号により修正された 2004 年環境大臣令 51 号により、3 つの類型に分類された海水に対して規定されている。

#### 【排水基準】

産業施設全般からの排水に関する排水基準は、1995 年環境大臣令 51 号によって規定されている（地熱発電所に対する排水基準は、2007 年環境大臣令 4 号により別途規定）。

### 4) 有害・有毒廃棄物管理

有害・有毒廃棄物の管理は、1999 年環境大臣令 85 号で修正された 1999 年環境大臣令 18 号で求められている。有害・有毒廃棄物は、発生時から最終保管・廃棄に至るまで規制される。事業者は、事前処理を行わずに有害・有毒廃棄物を環境の中に廃棄してはならない。

## (2) 保護区および絶滅危惧種／貴重種／希少種へのファストトラックプログラムからの影響

JICA 調査団に開示された Suralaya Baru 発電所、Paiton Baru 発電所、Rembang 発電所、Tanjung Jati Baru 発電所、Jatin Selatan 発電所、Labuhan 発電所並びに Jabar Selatan 発電所の 7 ヶ所の発電所の環境影響評価書には、発電所の建設予定地が保護区内に立地しているか否かについての記述はない。しかしながら、図 2.4-34(2/2)に示した保護区の位置図と、下記の図 2.4-35 に示したファストトラックプログラムの石炭発電所の建設予定地を比べてみると、Suralaya Baru 発電所並びに Paiton Baru 発電所、Jabar Utara 発電所：別名 Jabar Indramayu 発電所、Rembang 発電所：別名 Jateng Rembang 発電所、Tanjung Awar-Awar 発電所、Tanjung Jati



Baru 発電所：別名 Jateng Cilacap Baru 発電所、Jatin Selatan 発電所：別名 Jatim Pacitan 発電所、Labuhan 発電所の 8 発電所については、保護区内やその近傍には立地しないことを確認できる。残る Teluk Naga 発電所：別名 Banten Lontar 発電所及び Jabar Selatan 発電所：別名 Jabar Palabuhanratu 発電所についても、ファストトラックプログラムの事業者である PLN の同プログラム担当者並びに環境担当者によれば、保護区内やその近傍には立地していない。従って、ファストトラックプログラムにおいて建設予定の 10 ヶ所の石炭焚発電所のいずれもが、保護区には立地していない。



注：運開予定年は参考

出典：P3B 2007年10月

図 2.4-35 ファストトラックプログラム石炭焚発電所の建設予定地

なお、ファストトラックプログラムの 10 ヶ所の発電所において、それぞれの発電所の環境影響評価書 (Environmental Impact Statement : ANDAL) は、所轄する州政府の環境管理局 (Badan Pengendalian Dampak Lingkungan Daerah : BAPEDALDA) からの承認を取得済みである。

JICA 調査団に開示された Suralaya Baru 発電所、Paiton Baru 発電所、Rembang 発電所、Tanjung Jati Baru 発電所、Jatin Selatan 発電所、Labuhan 発電所並びに Jabar Selatan 発電所の 7 ヶ所の発電所の環境影響評価書には、「建設予定地には、絶滅危惧種/貴重種/希少種の生息は認められなかった」、「建設予定地には、保護種は発見されなかった」等の記述はない。従って、これらの文書から、建設予定地に絶滅危惧種/貴重種/希少種が生息していないことは確認できない。しかしながら、事業者である PLN の同プログラム担当者並びに環境担当者によれば、「ファストトラックプログラムの全ての発電所について動植物調査が実施されたが、立地予定地並びにその周辺において絶滅危惧種や貴重種、希少種の生息は認められなかった」とのことである。

ファストトラックプログラムでは 10 ヶ所に石炭焚発電所が建設されるが、このうち Suralaya Baru 発電所と Paiton Baru 発電所は既設発電所の増設であり、残りの 8 発電所 (Teluk Naga 発電所：別名 Banten Lontar 発電所、Jabar Utara 発電所：別名 Jabar Indramayu 発電所、Rembang 発電所、Tanjung Awar-Awar 発電所、Jatin Selatan 発電所：別名 Jatim Pacitan 発電所、Tanjung Jati Baru 発電所：別名 Jateng Cilacap Baru 発電所、Jabar Selatan 発電所：別名 Jabar Palabuhanratu 発電所、Labuhan 発電所) は新規に建設されるものである。

### (3) 大気汚染へのファストトラックプログラムの影響

事業者である PLN のファストトラックプログラム担当者並びに環境担当者によれば、「ファストトラックプログラムにおいて建設予定の 10 ヶ所の石炭焚発電所全てについて、AMDAL の一環として発電所からの大気汚染物質の排出が周辺の大気質に与える影響を予測評価しており、これらの発電所が運転を開始した後も、発電所周辺の大気中の汚染物質濃度は環境基準値以下に収まる」ことを確認済みである。

PLN のファストトラックプログラム担当者から JICA 調査団に開示された Jabar Utara 発電所 (別名 Jabar Indramayu 発電所) 並びに Jabar Palabuhanratu 発電所 (別名 Jabar Selatan 発電所) の ANDAL の大気汚染の予測においては、発電所の建設予定地の周辺で現況の大気汚染物質濃度を実際に測定した後、発電所の煙突の高さ並びに大気汚染物質の排出濃度および排ガスの排出速度、(風向や風速等の) 気象データ、地形データに基づいてシミュレーションによって算出した (発電所からの) 大気汚染物質の最大着地濃度を加え、発電所の運開後に周辺地域で予想される環境大気中の大気汚染物質の最大濃度を予測して環境基準値と比較し、「基準値を超えることはない」と評価している。

発電所からの大気汚染物質の拡散シミュレーションの結果を、Jabar Utara 発電所については図 2.4-36 に、Jabar Palabuhanratu 発電所については図 2.4-37 に示す (出典：各発電所の ANDAL)。



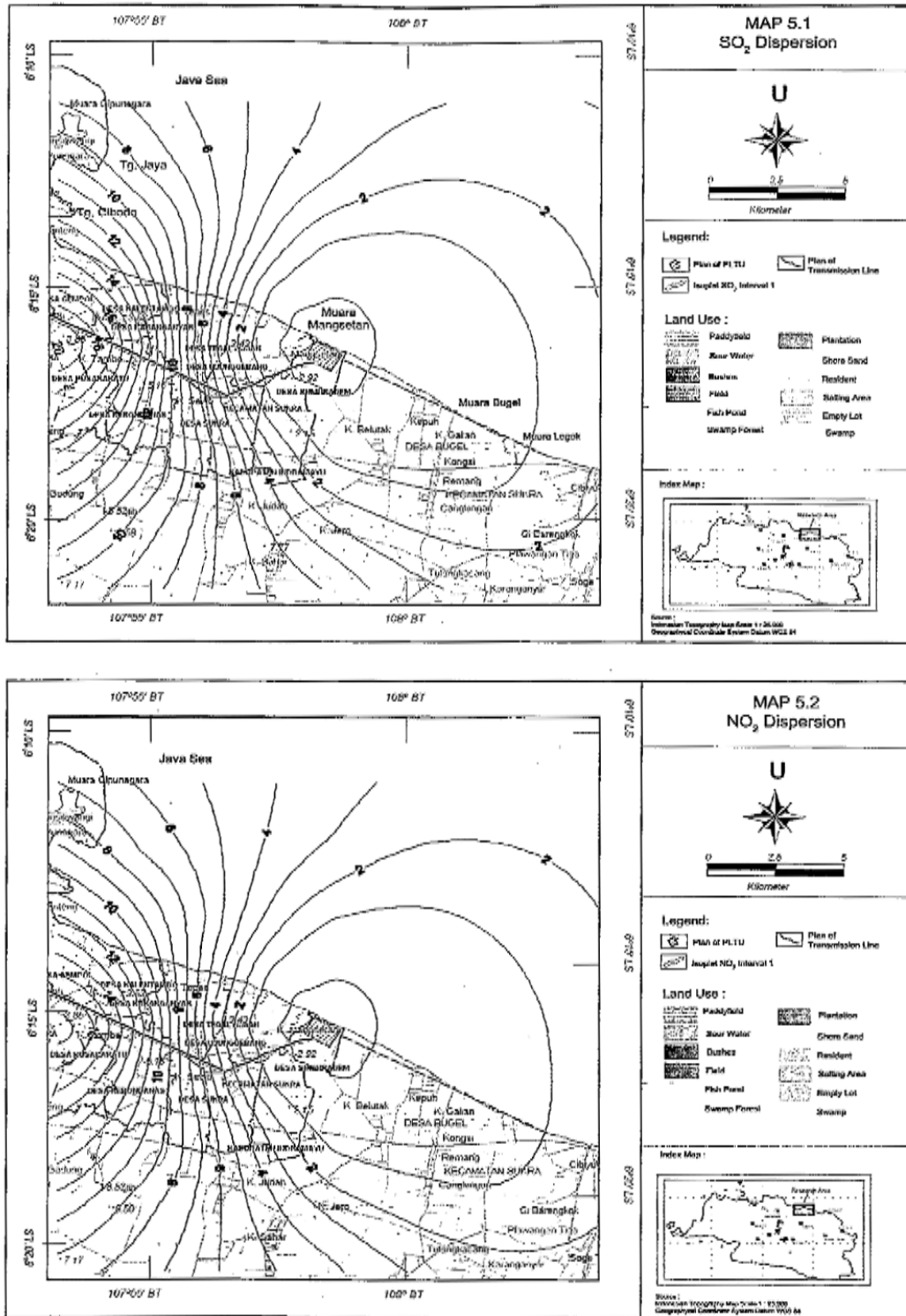


図 2.4-36 (1/2) Jabar Utara 発電所:大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(上段 : SO<sub>2</sub>、下段 : NO<sub>x</sub>)

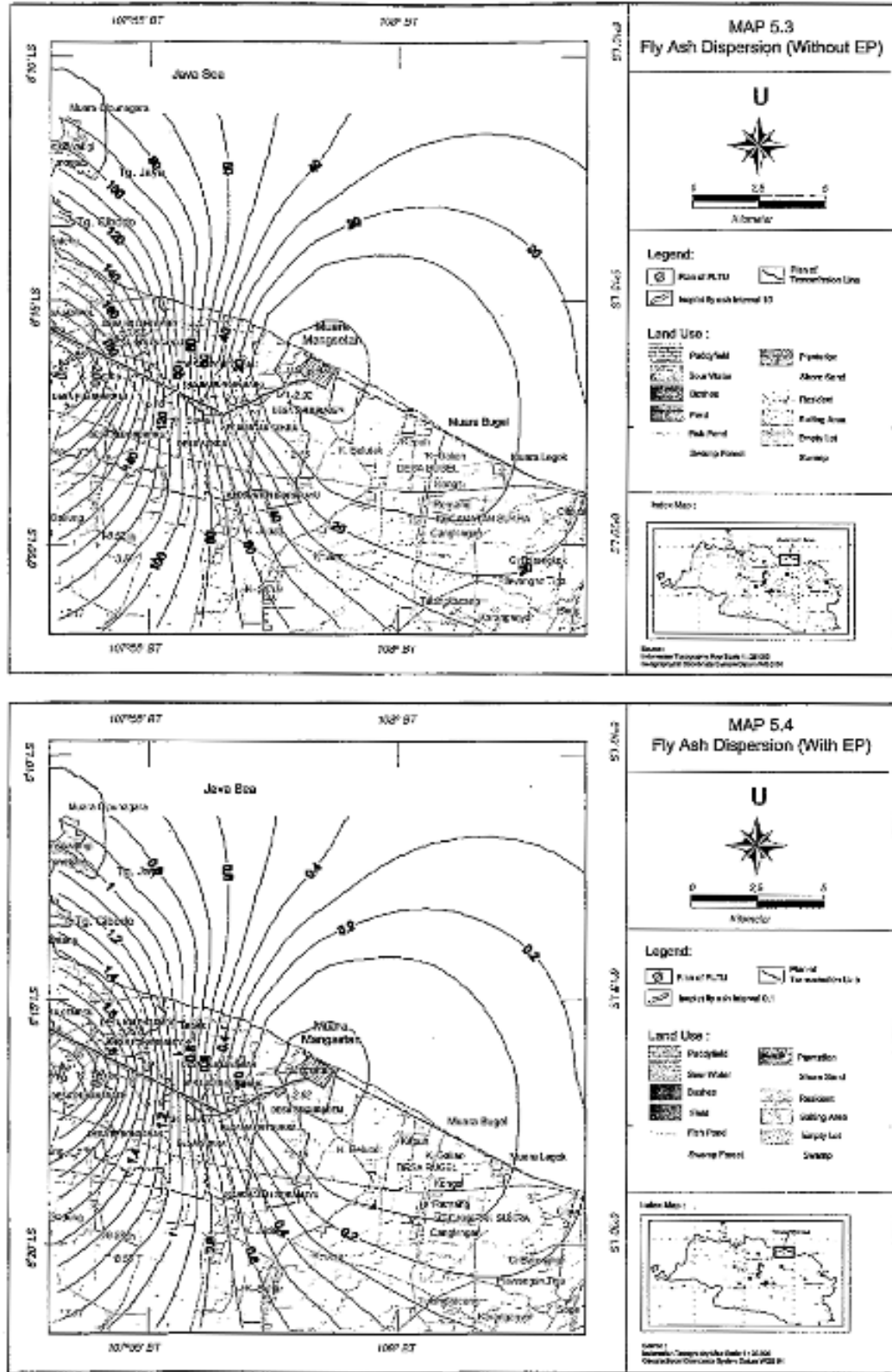


図 2.4-36 (2/2) Jabar Utara 発電所:大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(粒子状物質: 上段は電気集塵機なし、下段は電気集塵機あり)

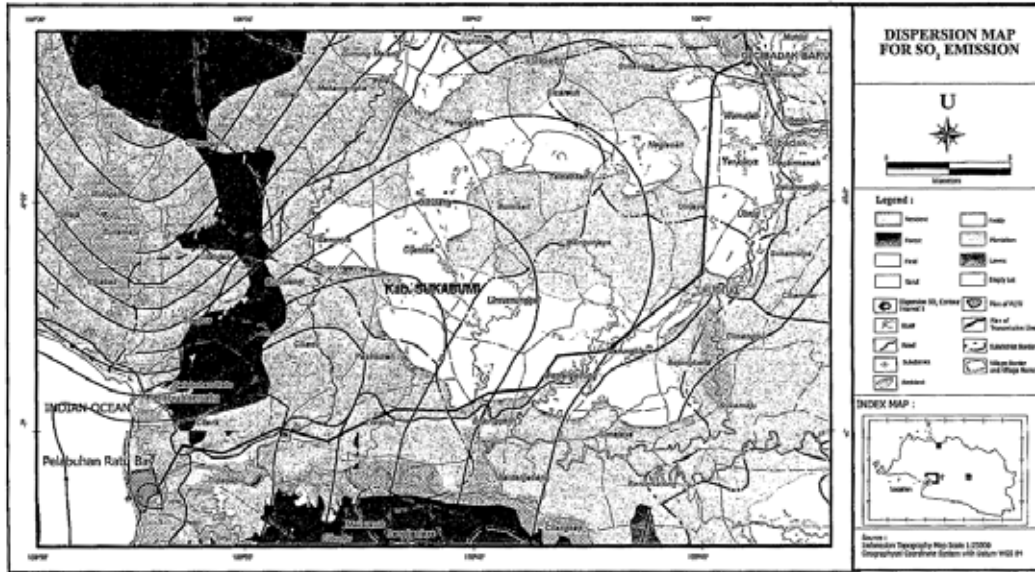


Figure 5.12 Dispersion Map for SO<sub>2</sub> Emission

図 2.4-37 (1/3) Jabar Palabuhanratu 発電所: 大気汚染物質拡散シミュレーション結果 (SO<sub>2</sub>)



Figure 5.13 Dispersion Map for NO<sub>2</sub> Emission

図 2.4-37 (2/3) Jabar Palabuhanratu 発電所: 大気汚染物質拡散シミュレーション結果 (NO<sub>x</sub>)

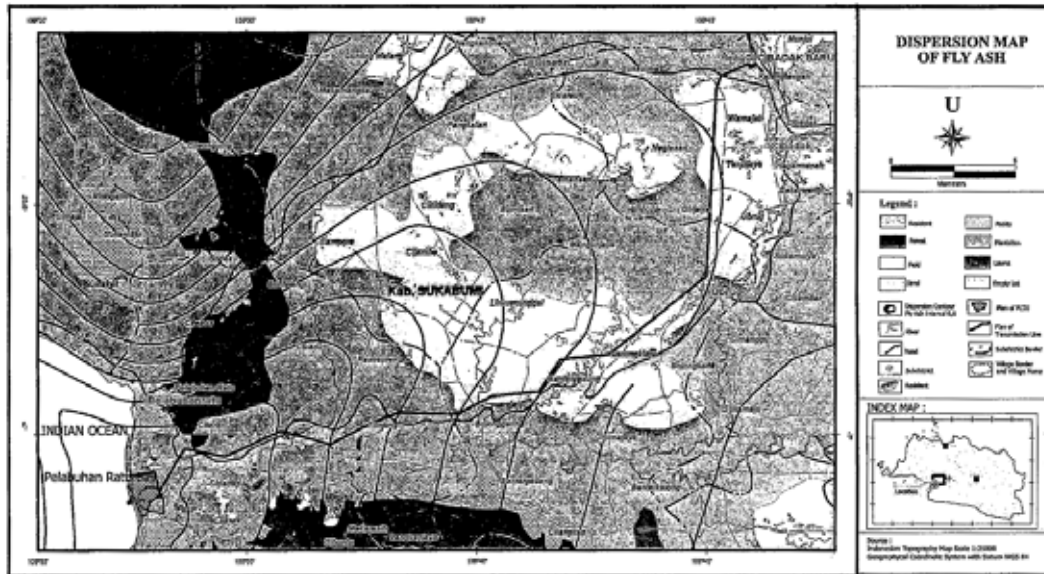


Figure 5.11 Dispersion Map for Fly Ash Emission

**図 2.4-37 (3/3) Jabar Palabuhanratu 発電所:大気汚染物質拡散シミュレーション結果  
(粒子状物質)**

上記の予測評価方法は一般的に行われているもので、基本的には正しい。しかしながら、Jabar Utara 発電所の建設予定地周辺では 2006 年 10 月の 1 回のみ、Jabar Palabuhanratu 発電所の建設予定地周辺では 2006 年 9 月の 1 回のみ、スポット的に大気汚染物質濃度を測定しているだけである。「測定したデータが建設予定地周辺の大気環境を代表しているかどうか」については疑問が残る。因みに日本では、発電所の建設予定地並びにその周辺地域において 1 年以上に亘って連続測定を行い、測定したデータの中から最も大気汚染が深刻な状況における測定値を選び出して、発電所の運転による周辺の大気質への影響の予測に用いている。

MEMR の発電事業に係る環境影響評価の担当者並びに PLN のファストトラックプログラム担当者および環境担当者によれば、「発電所の建設に先立つ環境影響評価に際しての大気汚染物質の現況濃度の測定は 1 回だけ行う」のがインドネシア国では一般的である。「産業施設等の大規模排出源がまだ少ないインドネシア国では、大気汚染物質の環境濃度はそもそも低くて変動が少なく、また、発電所の建設予定地周辺では道路交通も少ないのが通常で、それに起因する大気汚染も限られているため、1 回の測定値でも地域の大気環境を十分に代表することが可能である」との説明がなされている。

日本において一般的に行われているように、発電所の建設予定地およびその周辺において大気汚染物質の現況濃度のモニタリングを 1 年以上実施し、(発電所の運転なしで) 大気汚染が最も悪化する場合の大気汚染物質の環境濃度を把握した上で、新たな発電所の運転による大気質への影響予測を行って、「現状で最も大気汚染が悪化する状況においても、発電所の運転に伴う大気汚染物質の濃度の上昇にもかかわらず、大気汚染物質濃度が環境

基準値を上回ることはない」ことを確認する方が、より確度の高い予測評価を行うことができる。しかしながら、インドネシア国においても、発電所運開後の排ガス中の大気汚染物質濃度および周辺地域における環境大気中の大気汚染物質濃度のモニタリング並びに監督官庁 (MEMR) への定期的な報告は実施されており、発電所の運転による周辺の大気質への影響予測が実際と大きく異なっていたことが分かった場合には、その時点で必要な対策を講じることが可能である。

#### (4) 住民移転に係る法令並びに住民からの同意の取得手続き

(発電所や送電線等の) 公共施設の建設のための土地取得に伴う非自発的住民移転に際しては、国土庁 (National Land Agency) 所轄の土地収用法 (大統領令 2005 年 65 号により修正された大統領令 2005 年 36 号) に従って住民からの同意を取得し、同法に従って補償を実施する。インドネシア国では、移転対象住民からの同意取得に向けた具体的な手続きを定めた規則はない。

PLN の環境担当者によれば、移転対象住民からの実際の同意取得の方法は地域や移転世帯数等によって異なり、標準的な方法と言うものはない。移転人数が少ない場合には、戸別訪問や非公式の集会を行ってプロジェクトの内容を説明して同意を求めたり、移転人数が多い場合には、正式な住民協議会を開催して同意を得たりする。移転対象世帯の全てに移転同意文書への署名を求めることもあるが、移転対象コミュニティーの長が「住民全員からの同意を取り付ける」ことを約束している場合には、当該のコミュニティー長の同意のみを得ることもある。

#### (5) 主要国際開発金融機関における住民移転への対応

ジャマリ地域における発電所や送電線の建設に際しては、国際開発金融機関からの融資が必要になると思われる。各国際開発金融機関における住民移転への対応は異なっているため、どの機関から融資を受けるかによって、インドネシア側の事業者の負担も違ってくる。世界銀行並びにアジア開発銀行、及び我が国の国際協力銀行における住民移転に関連する現行のガイドラインの内容を表 2.4-35 に示す。

表 2.4-35 主要国際開発金融機関における住民移転への対応

	世界銀行	アジア開発銀行	国際協力銀行
住民移転計画書の公開	ドラフト及び最終版を公開。	ドラフト及び最終版（並びに改訂版）を公開。	明確な規定なく、実態としては非公開。
住民移転計画に関する協議	協議を義務付け。	影響住民との協議に基づく住民移転計画の作成が要件。	明確な規定なし。
再取得価格による補償	再取得価格による補償が要件。	再取得価格による補償が要件。	移転住民が少なくとも以前の生活水準を回復できるだけの補償を求めているが、補償水準については規定なし。
移転前の補償	移転前の補償が要件。	移転前の補償が要件。	補償時期は「適切な時期」。
苦情申し立て手続き	土地の収用を伴う場合には、苦情申し立て手続きの設置を義務付け。	土地の収用を伴う場合には、苦情申し立て手続きの設置を義務付け。	苦情申し立てメカニズムに関する規定なし。
融資金の住民移転への使用*	住民移転や補償に係る費用も融資金で賄える。	住民移転や補償に係る費用も融資金で賄える。	融資金は、住民移転や補償に係る費用には使用不可。

\* 国際協力銀行より

出典：環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン改訂に向けた NGO 提言書（2007年11月26日）

なお、PLN の関係者によれば、プロジェクトを実際に実施するにあたって、住民移転計画書を作成するのは、世界銀行やアジア開発銀行から融資を受けるためであり、インドネシアの法令上は、住民移転計画書の作成は求められない。また、世界銀行やアジア開発銀行の場合には、PLN は、移転対象者のために移転先の土地を必ず用意しなければならない。移転先は、PLN の所有地でも良いが、それ以外に移転する場合には、PLN が土地を購入しなければならない。一方、インドネシアの法令の要件は、それほど厳しくなく、PLN は、生活を維持するための補償金を移転住民に支払えばよく、（補償金の用途について PLN は指導を行うものの）補償金をどのように使うかは、移転住民の自由である。従って、移転住民は、補償金を必ずしも新たな土地の購入に使わなくても良い。

世界銀行やアジア開発銀行の場合には、PLN が事業者として、移転住民の生活の維持に最後まで責任を持ち、移転後も生活レベルが維持されていることを自ら確認しなければならない。一方、インドネシアの法令上は、（厚生省や文部省、林業省、農業省といった）他の省庁の主導のもと、PLN は住民移転計画を進めていく。また、世界銀行やアジア開発銀行が、移転前の補償金の支払いを求めるのに対して、インドネシアの法令上、補償金の支払い時期は規定されていない。

PLN 所有地に不法に居住している人々の移転に関しては、世界銀行やアジア開発銀行の要求とインドネシアの法令の要件とは大きく異なる。世界銀行やアジア開発銀行が、不法居住者に対しても「完全な補償」の実施を PLN に求めるのに対して、インドネシアの法令上、PLN は、何がしかの金銭を支払えば良いことになっている。

### 3. 電力需要予測

#### 3.1. 既存電力需要予測のレビュー

##### 3.1.1 MEMR における電力需要予測

MEMR では「Simple-E」を使用し、ジャマリ地域全体をセクター別（民生、商業、産業、公共）に分類し、20年間の電力需要を予測している。Simple-EはExcelベースのソフトウェアであり、説明変数および被説明変数の間の回帰式を設定することができる。MEMRでは、顧客当たりのGDPなどの説明変数と、被説明変数である販売電力量との回帰分析によって販売電力量を予測し、ロス、所内消費および負荷率を考慮して最大電力を算出している。

RUKN2006-2026における販売電力量および最大電力の想定結果を、図3.1-1に示す。

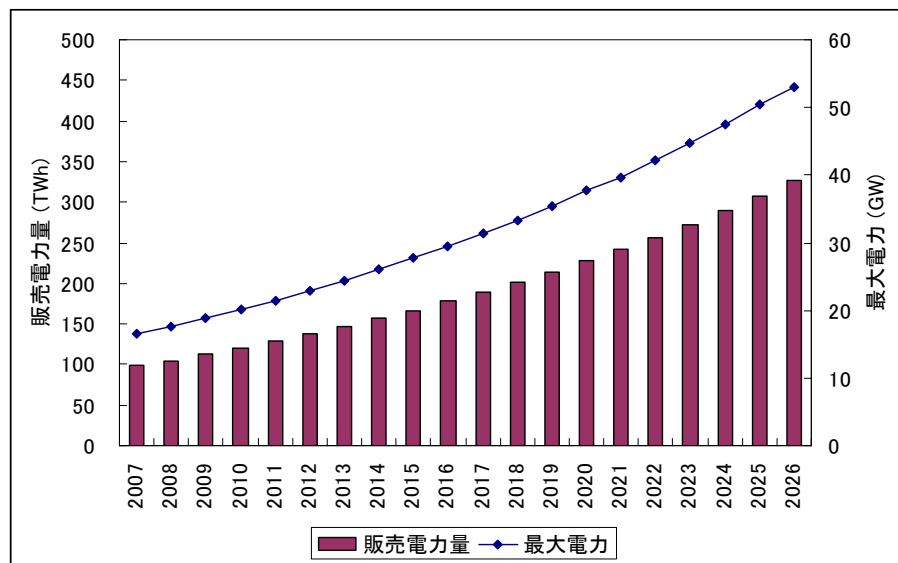


図 3.1-1 電力需要想定 (RUKN 2006-2026)

RUKN 2006-2026によれば、2026年までのジャマリ地域の電力需要は年6~7%程度の伸びが見込まれている。この結果、ピーク需要は2015年には27,846 MW、2026年には52,900 MWになると想定されている。

##### 3.1.2 PLN における電力需要予測

PLNでは「DKL」を使用し、地域別（ジャカルタ、西ジャワ、中央ジャワ、東ジャワ、バリ）およびセクター別（民生、商業、産業、公共）に10年間の需要予測を行っている。DKLはPLNによって開発されたExcelベースのソフトウェアであり、GDP伸び率に対する電力

需要の伸び率を表す電力弾性値を用いて電力需要の想定を行っている。想定された販売電力量にロス、所内消費および負荷率を考慮して最大電力を算出している。

RUPTL 2007-2016 における販売電力量および最大電力の想定結果を図 3.1-2 に示す。

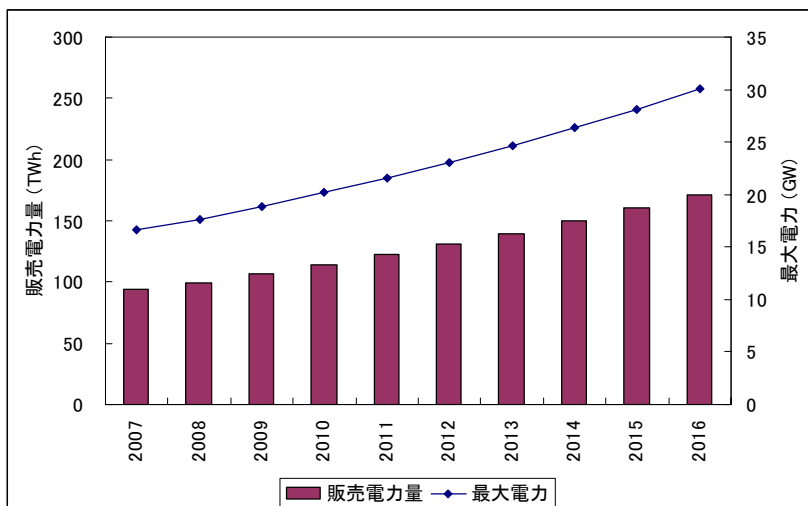


図 3.1-2 電力需要想定 (RUPTL 2007-2016)

RUPTL 2007-2016 によれば、2016 年までのジャマリ地域の電力需要は年 6~7%程度の伸びが見込まれている。この結果、ピーク需要は 2016 年には 30,072 MW に達すると想定されている。

### 3.1.3 JICA 案件における電力需要予測

2002 年にジャマリ地域を対象として実施された JICA 案件「最適電源開発のための電力セクター調査」においては、経済活動 (RGDP) 等を説明変数とした需要予測モデルが構築され、電力需要が予測されている。需要予測モデルは、セクター別 RGDP 等の説明変数を用い、回帰分析によりセクター別に販売電力量を想定しており、想定された販売電力量にロス、所内消費および負荷率を考慮して最大電力が算出されている。また、2005 年にインドネシア国において実施された JICA 案件「スマトラ系統電力開発運用強化計画調査」においても、同様の電力需要予測方法が適用されている。

JICA 案件「最適電源開発のための電力セクター調査」におけるジャマリ地域の販売電力量および最大電力の想定結果を図 3.1-3 に示す。



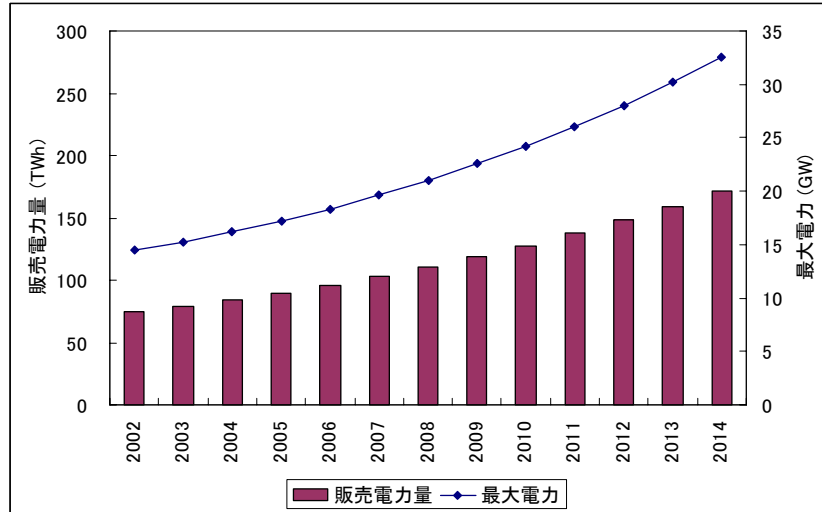


図 3.1-3 電力需要想定(2002 年 JICA 案件)

同調査報告書によれば、2015 年までのジャマリ地域の電力需要は年 7%程度の伸びが見込まれている。

## 3.2. 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー

### 3.2.1 ジャマリ地域の開発と経済成長

現時点で有効な 2009 年までの中期経済開発計画 National Medium Term Development Plan (大統領令 2005 年 7 号、2005 年 1 月 19 日) では、10%を超える現状の失業率を、今後労働市場に参入する労働人口を考慮して 5%にまで低下させるための経済成長率として、6-7%を目標としている。しかし、これまでの実績としてはこれをやや下回る結果となっている。

2.3.2 章で述べた通り、国の開発政策としては、産業が集中し過密や環境面での問題が生じているジャマリ地域よりも、開発が遅れている外島部において積極的に開発を進める方針が示されている。また、ジャマリ地域内における今後の開発の内容からは、生産量を拡大することよりも、交通インフラの整備等により効率を改善することに重点が置かれていることが読み取れる。

一方、需要の面からは、資本投資の水準はいまだに 1990 年代の水準には到達しておらず、特に石油・石炭・ガスなどの開発に対する投資不足からこれらの貴重な産業の生産が低迷している問題他が指摘される。資本投資は、2004 年ごろからわずかな回復が見られ、今後のさらなる増加も可能性として考えられるが、それらが生産に結びつくためにはかなりの長期間を要すること、投資先となる地域は、これらの資源を産出するスマトラ島やカリマンタン島となることを考えると、ジャマリ地域の生産を直接的に押し上げる効果は小さい。さらには、過去数年は安定成長を続けている経済であるが、2004 年から急激に上昇し始めた原油価格は、2005 年の石油製品価格改定（補助削減）、2008 年 5 月の価格改定を経て、今後さらに値上げが議論される可能性があり、物価全体の上昇圧力、経済全体に対する擾乱要因となっている。燃料の値上がりを受けて、PLN の電気料金も 2009 年には大幅に上向きの改訂がなされるであろう。

これまでのジャマリ地域は、国全体の経済成長の核であり、全国水準より高い成長を遂げてきた。そのポジションが短期間で変化するとは考え難いが、今後の新たな成長の要素はむしろ外島部に存在する。すなわち、外島部に豊富に賦存する資源の開発が特に外貨獲得と国内エネルギー供給の面で経済の下支えをしながら、ジャマリ地域は効率性を追求する経済成長の次の段階へと進む、という姿が、インドネシア国が描く、そして実現可能な今後 20 年間の開発のシナリオではなかろうか。

以上のことから、需要予測にあたっての基本的な考え方は以下の通りとする。

- ジャマリ地域の経済成長は、地域により多少差はあるが、過去 5 年程度の間全体として 5.5-6.5%程度の成長を示しており、それを大きく変化させる内部要因は見いだせない。
- 外部要因として、特に石油をはじめとするエネルギー価格の高騰と、それによるインフレが考えられる。

### 3.3. DSM および省エネルギー対策可能性評価

省エネルギー対策については、現在 JICA で「インドネシア国省エネルギー普及促進調査」を別途推進中であり、その詳細については、そちらに委ねるが、今回のマスタープランの検討にあたっては、その成果を反映することとした。

#### 3.3.1 DSM および省エネルギー政策

インドネシア国では、1980 年代初頭より省エネルギーを目的とした国家政策が策定され、省エネに対する啓蒙活動が実施されてきた。1987 年には、省エネルギーの推進を目的とした国有会社、PT. Konservasi Energi Abadi (KONEBA) が、世銀の支援により設立され、データ整備や人材育成、広報活動を始め、工場に対するエネルギーコンサルティングサービスを実施してきた。また、1992 年には、USAID (U.S. Agency for International Development) の支援により、電力コストの削減、電力の質の向上を目的とした DSM (Demand Side Management) アクションプログラムが策定された。

こうした省エネの取組みは 1997 年のアジア通貨危機により一時中断されたが、インドネシア国では、石油をはじめとする天然資源の消費削減が課題となっている。2005 年 7 月には「省エネルギーに関する大統領令」およびそれを受けた「省エネルギーガイドライン」が発令され、省エネに対するニーズが強まっている状況にある。

このように、インドネシア国では、エネルギー法の制定や省エネに関する大統領令・政令等の政策を背景として、DSM を含む省エネルギーに関する検討が実施され、電球型コンパクト蛍光灯 (Compact Fluorescent Lamp: CFL) の普及や高効率道路照明の導入が検討されてきた。かかる状況下で、インドネシアにおける省エネを取り巻く環境の調査、および省エネ推進に関する制度・組織・個人のキャパシティ・ビルディングの検討を目的として、2007 年 9 月より「省エネルギー普及促進調査」が実施されている。

表 3.3-1 法制度・計画等のまとめ

政策名	内容
電力省エネ ブループリント	電力分野の省エネアクションプラン2008-2009およびロードマップ（目標）を提示
エネルギー法 2007年8月 Law No.30/2007 on Energy	省エネルギーについては、政府・地方政府・事業者・国民の責任であることを謳っている。「国家エネルギー審議会」を設置する。（6ヶ月以内）、実施規定を1年以内に策定する。
大統領令No.5/2006 Presidential Regulation On National Energy Policy	エネルギー弾性率を2025年までに1以下とする。一次エネルギー構成比の最適化（2025年まで） 国家エネルギー管理ブループリントの内容を規定；石油を20%以下、天然ガスを30%以上、石炭を33%以上、バイオ燃料を5%以上、地熱を5%以上、原子力及び再生可能エネルギーを5%以上、液化石炭(liquefied coal) は2%以上
大臣令 No.100.K/48/M.PE/1995 National Master plan of Energy Conservation (RIKEN 1995 & 2005)	原油換算12,000 t/年* 以上の消費、または6,000 kVA受電の事業者に対する、「エネルギー管理者の指名」「省エネルギーの計画策定と実施」「エネルギー診断の定期的な実施」「省エネルギー実施の定期的報告」の義務付けをマスタープランに含めた。（* 2007年4月の工業省ヒアリングでは1,200 t/年）
大統領令No.10/2005 Presidential Instruction on Energy Efficiency	行政機関等公共施設での省エネルギー徹底 国民への啓発 大統領への活動報告
MEMR規則 No.0031/2005 Procedure of Energy Efficiency Implementation	庁舎、商業ビル、産業、運輸、家庭等での省エネルギー実施手順を規定。 省エネルギー実施のモニタリングを行う。
国家エネルギー政策 2004年3月制定	国家としてのエネルギー政策の根幹をなす。国家の発展を支援する目的で、持続的なエネルギー供給を確保するとしている。
MEMR規則 No.30.K/48/MPE/1993	エネルギー管理士、省エネルギープログラム、診断の運用ガイドライン
DGEEU規則	エネルギー管理士、省エネルギープログラム、診断に関する技術指針
大統領令 No.15-12/48/600.1/1994	政府機関の省エネルギーを指示
大臣令 No.43/1991	省エネ政策の指示；啓発、宣伝、教育、訓練、パイロットプロジェクト、研究開発、省エネ診断、エネルギー効率の標準化

### 3.3.2 DSM および省エネルギーに関する取組みの現状

インドネシア国は石油、天然ガス、石炭等の一次エネルギー産出国であり、国内のエネルギー価格は歴史的・政策的に低く抑えられている。このため国民の省エネルギーに対する意識は未だ低い。一方、近年インドネシア国内の石油流通量が短期間に激減したことから、石油資源の国内消費量の削減が喫緊の課題となっており、2005年7月には「省エネルギーに関する大統領令」およびそれを受けた「省エネルギー実施手続きに関するエネルギー鉱物資源省大臣令（省エネルギーガイドライン）」が発令された。これにより、省エネルギー、特に石油消費の削減に対するニーズは以前よりも更に強まってきている。

インドネシア国における省エネルギーへの取組みは、MEMRが2005年公布した布告No.31/2005「省エネルギー実施ガイドライン」に基づいて実施される。この布告には、電力供給を受け持つPLNのプログラムも含まれ、CFL普及およびエネルギー診断が含まれている。政府とPLNが取りまとめた長期／中期プログラムと短期対策は以下の通りである。

表 3.3-2 PLN の DSM 目標と対策

分類	内容	期待効果	備 考
長期目標	毎年エネルギー原単位を1%/年削減		
中期目標	2005-2010年の省エネルギー	累積14.3 TWh	年間総需要の2.9%相当 (14.3÷98.31×100÷5)
短期対策	ピーク負荷削減	600-900MW	ピーク負荷の3.6-5.4%相当 JavaでのCFLへの交換200MW

省エネルギー目標達成のための具体的な取組みとして、

- ① 法制度の整備
- ② ラベリング認証
- ③ 試験設備の充実
- ④ 製品メーカーの支援

が JICA 支援のもとに進められており、また、PLN は DSM 戦略として次の取組みに着目している。

- ① 一次および二次産業：省エネルギー技術・管理導入
- ② 住宅および商業：省エネルギー設備の導入
- ④ 発電：省エネルギー技術・管理導入
- ⑤ 電気料金調整戦略 (TDL)

### 3.3.3 DSM および省エネルギー対策導入可能性評価

インドネシア国における省エネルギーとして、今後実現可能性の高いものとして以下のようものが考えられる。

- ・ CFL の普及
- ・ 高効率蛍光灯安定器の普及
- ・ 高効率街灯の普及
- ・ 冷蔵庫の効率改善
- ・ エアコン（家庭用・業務用）の効率改善
- ・ 電動機の効率改善
- ・ テレビの効率改善

もっとも効果が見込まれ、またピークロードの低減にも大きく寄与すると考えられる電球形蛍光灯については、2008年に PLN が 5100 万個無償配布することにしており、その効果が注目されている。それぞれの省エネルギー技術の適用にあたっては、効果の大きいものから順次着手し、図 3.3-1 に示す通り 2025 年に向けて展開中である。

インドネシア国では省エネにより最終的に 30%程度の電力需要が削減されると想定されている。これらの導入可能性については、制度や社会環境によって大きく異なるため、DSM を含む省エネルギーの効果についてはローケースにおいて検討に含むものとした。

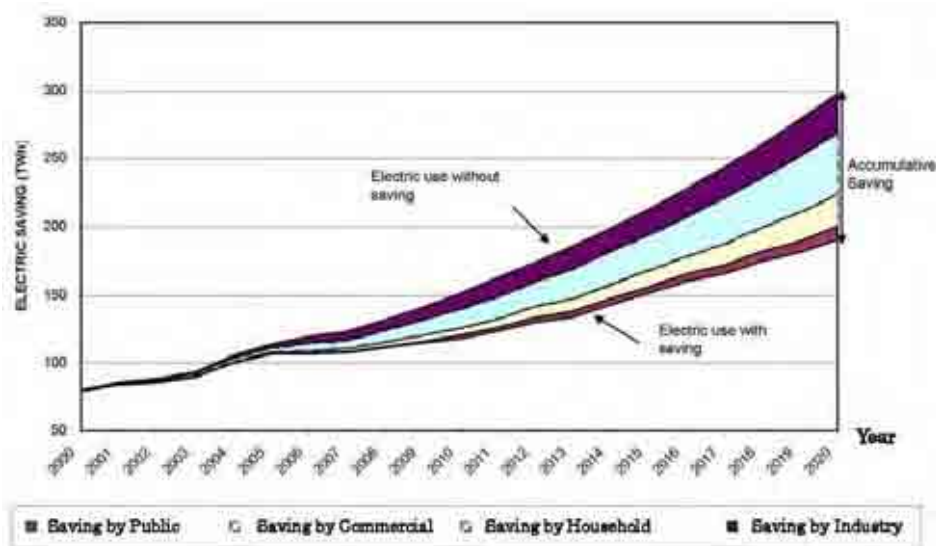


図 3.3-1 省エネルギーの期待効果

3.3.4 発電プラントにおける省エネルギー

電力消費における省エネルギーの取組みについては、以上に述べた通りであるが、電力を発生する、発電サイドにおける省エネルギーも重要である。発電プラントの省エネルギーとしては、①発電設備の効率改善により、一次エネルギーを有効に電気エネルギーに変換する方法、②発電設備内で使用する電力消費を節減する方法があげられる。

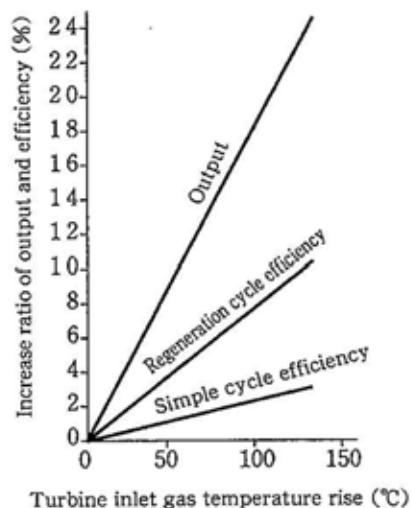
① 発電設備の効率改善

i) ガスタービンの効率向上

- ガスタービンの入口ガス温度の向上

ガス温度の向上は、図 3.3-2 の例で示す通り、ガスタービンの効率向上に大きく寄与する。既設のガスタービンのほとんどは、ガスタービンの入口ガス温度が 1,150 ~ 1,200°C クラスのガスタービンであり天然ガスの供給が遅れ、HSD を燃焼する場合には、高温腐食防止の点からガス温度を低く抑える必要があり、効率、出力の両面において能力を十分発揮できてない。天然ガスの早期供給が望まれる。

今後新規に導入が計画されている、LNG 焼きプラントにおいては、ガスタービンの入口ガス温度 1,350 ~ 1,450°C の F 型、または G 型の採用が考えられる。



出典；火力原子力発電必携

図 3.3-2 入口ガス温度と出力、効率

● オープンサイクル・ガスタービンのコンバインドサイクル化

ガスタービンをオープンサイクルで運転した場合には、500～600℃の排ガスのエネルギーは回収されることなく、大気に放出される。この熱を排熱回収ボイラで回収し、発生した蒸気で蒸気タービンを廻す(コンバインドサイクル化)ことにより、燃料消費量を増やすことなく、約50%の増出力を得ることができる。図3.3-3はコンバインドサイクル化の例である。

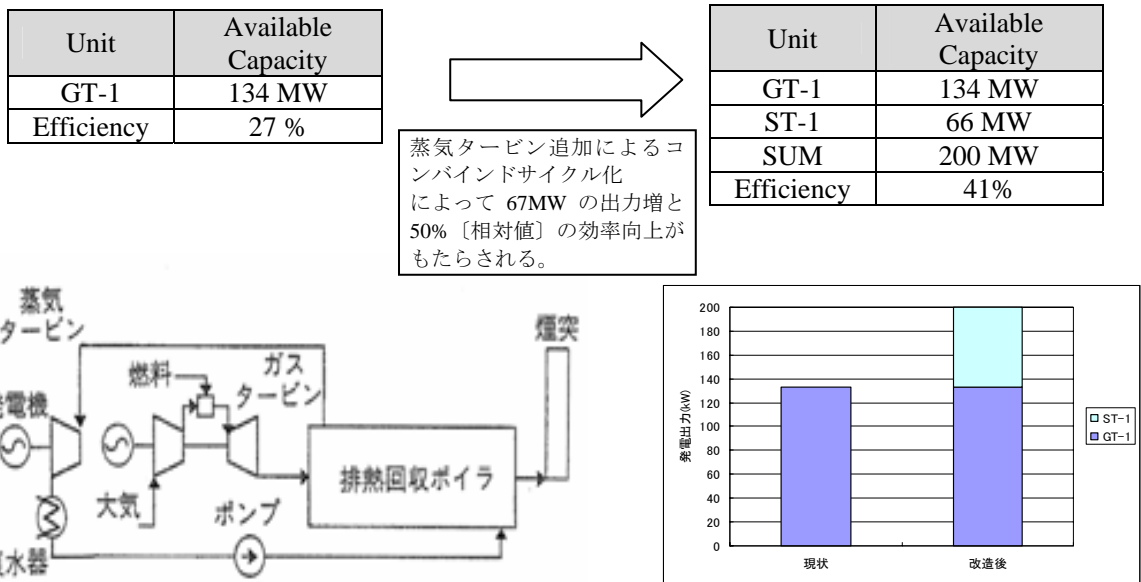


図 3.3-3 コンバインドサイクル化による効率向上と増出力

ii) 蒸気タービンの効率向上

低圧タービンの高性能翼への換装や、シュラウド部のリーク低減翼の採用が上げられる。

iii) 通常型火力プラントの効率向上

● 蒸気温度、圧力の向上

大容量の火力発電設備は最適な経済効果を発揮する為、通常高い蒸気条件が採用される。最近の300-600 MW級の通常火力では次のような高い蒸気条件が採用されている。

- 圧力は160-300bar
- 温度は540-700℃

図3.3-4は蒸気条件と正味熱消費率の試算例であり、高い蒸気条件はサイクルの効率を上昇させて燃料費が削減できる。超臨界圧と亜臨界圧との経済面と技術面(効率)での得失

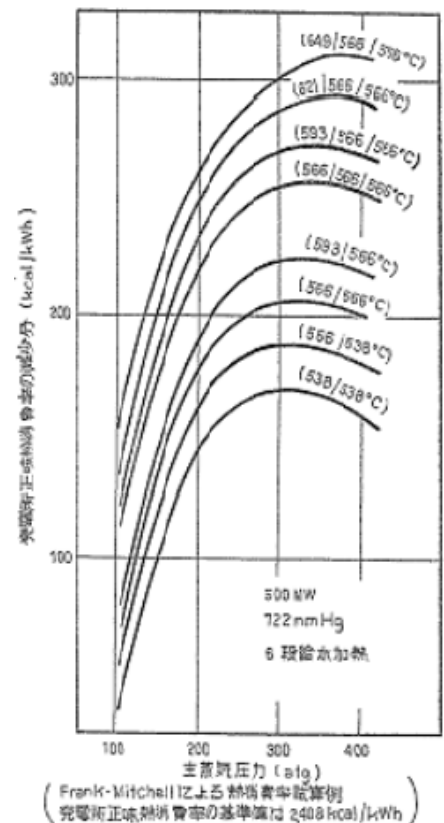


図 3.3-4 蒸気条件と正味熱消費率

は表 3.3-3 の通りである。

**表 3.3-3 超臨界圧と亜臨界圧の比較**

項 目	効 果
プラント効率	約 2%向上
タービン呑込み量	約 5%増加
ボイラ, タービンの材料	高温部のグレードアップ必要
起動時間	ボイラドラム (熱容量大) が無くなり短縮可能
負荷応答	急激な変化に追従可能
高圧力に対する対応	ボイラ給水ポンプの高圧化, 熱交換器等の肉厚さ増加。
水質, 蒸気純度	厳密な管理が必要
技術の差	タービンの抽気段数や量が違うだけでさほど差のある技術ではない。

## ② 所内率の改善

発電設備の補機の運転で消費される電力 (所内率) は、発電方式、燃料の種類、環境対策などにより異なるが、多いものでは発電電力の 6~7%の電力を消費するプラントもある。これらは次に述べる改善により 10~30%の低減が見込まれる。

### i) 補機の回転数制御

モータに直結したポンプ、通風機などは一定回転で回転し、水や空気の流量は弁、ダンパーを絞ることにより調整される。これらの調整を、回転数を変える (インバータによるモータの制御や、流体継手による回転数制御) ことにより、絞りによるエネルギーのロスが軽減がはかれる。

また、ユニットを部分負荷で運転する場合には、運転する補機の台数を減らすのも効果的である。

### ii) 高効率の機器の採用

大型ファンでは軸流ファンの採用、高効率モータ、省エネルギー型照明、表示灯の LED 化などの高効率機器への換装や、性能診断装置によるオンラインでの性能劣化の監視も所内率低減には効果的である。



### 3.4. 電力需要予測の更新

#### 3.4.1 電力需要予測方法

##### (1) 電力需要予測モデル

最適な電力需要予測方法の選定にあたっては、MEMR、PLN および過去の JICA 案件での手法を考慮する必要がある。前述のように、いずれも GDP 等の経済指標を用いて販売電力量を想定し、所内消費、送配電ロスおよび負荷率を考慮して最大電力を算出する手法を適用している。本案件においても、セクター別 GDP を用いて回帰分析によりセクター別に販売電力量を想定し、所内消費、送配電ロスおよび負荷率を考慮して最大電力を算出する方法を採用した。

電力需要予測は図 3.4-1 に示す概略フローのように、以下の手順で想定される。

- ① 電力需要に影響を与える説明変数の抽出
- ② 電力需要予測モデルの構築およびパラメータの推移設定
- ③ セクター別に消費電力量を予測し、合計消費電力量を算出
- ④ 所内消費とロス进行考慮し発電電力量を算出
- ⑤ 負荷率を考慮し最大電力を算出

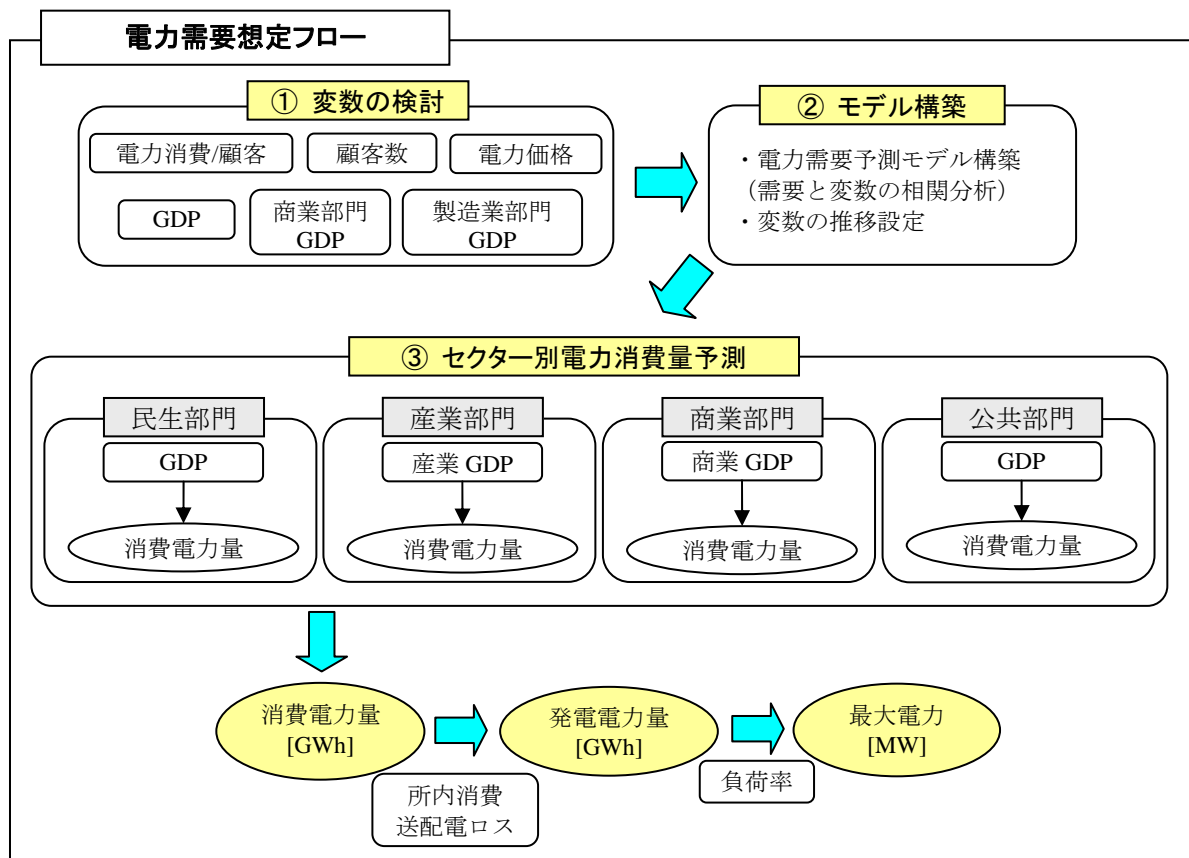


図 3.4-1 電力需要予測フロー

適用する説明変数としては、セクター別 GDP、人口、世帯数、電化率、電気料金など種々のものが考えられる。考えられる複数のパターンにより回帰分析を実施し、最適な説明変数を抽出した。ジャマリ地域においては、近年、上記のような複数の説明変数間の相関性が高く、複数の説明変数を同時に使用することは多重共線性の問題が懸念されるため、これに配慮して説明変数を選択した。セクター別に表 3.4-1 に記すように説明変数を選択し、電力需要予測モデルを回帰式にて構築した。同表において、産業部門 GDP および商業部門 GDP とは、セクター別に細分化された GDP のうち、産業部門および商業部門に関連の深いセクター別 GDP の合計を表す。

**表 3.4-1 セクター別説明変数**

セクター	説明変数
民生 (Residential)	GDP
産業 (Industrial)	産業部門 GDP
商業 (Commercial)	商業部門 GDP
公共 (Public)	GDP

## (2) 検討シナリオ

上記のように電力需要予測モデルを構築したのち、パラメータの推移設定、すなわち今後のシナリオの検討を行った。説明変数となる GDP およびロス率や負荷率等のパラメータの将来推移については、過去のデータおよび PLN など関係組織の想定を参考に、今後のシナリオを想定した。検討は、ベースケースのほかに、潜在需要を考慮したハイケース、および省エネ効果等を考慮したローケースの検討を実施した。それぞれのケースにおける説明変数およびパラメータの考え方を以下に記す。

### <ベースケース>

最も実現可能性の高い想定であり、電源開発計画および系統計画に用いられる。

GDP 成長率は、近年の実績および PLN の想定を考慮し 6.0%とした。所内消費については大幅に変化する性質のものではないことから一定とし、ロス率は近年の減少傾向が今後も継続すると仮定した。負荷率については、後述するような日負荷曲線の推移に関する検討を実施し、夜間ピークから昼間ピークへの推移を考慮して想定した。

### <ハイケース>

近年の需要は、供給力不足により近年の需要は本来記録されるはずであった需要よりも抑制されたものであるとする見方がある。1997年の経済危機以前は、堅調な経済の伸びを背景に、10%を超える高い需要の伸びを記録しており、このような高い需要の伸びが今後再び記録される可能性もある。

このため、ハイケースにおいては、経済危機以前のデータを考慮して回帰分析を実施するとともに、GDP 伸び率をベースケースよりも高い 6.5%に設定した。また、“Waiting List”に示されるように、近年、PLN に対して接続待ちの顧客が急増しており、供給力が回復した場合に需要が急増する要因となる可能性がある。このため、図 2.4-10 に示す “Waiting List” の設備容量ならびにジャマリ系統の需要率（50%程度）から、将来需要を押し上げる可能性のある潜在需要を算出した。所内消費、送配電ロスおよび負荷率に関してはべ

ースケースと同様の考え方とした。

### <ローケース>

ローケースでは、GDP 伸び率をベースケースと同様に 6.0% に設定する一方、今後インドネシア国では DSM を含む省エネルギー方策が進む可能性があるため、これを考慮した。省エネルギー効果については、MEMR による Energy Saving Blueprint 案および JICA 調査「省エネルギー普及促進調査」における想定結果を参考に消費エネルギー削減効果を想定した。所内消費、送配電ロスおよび負荷率に関してはベースケースと同様の考え方とした。

負荷率の推移については、今後の日負荷曲線の推移を予想し、夜間から昼間へのピークシフトを反映した。インドネシア周辺諸国のこれまでの経験則から、当該地域の経済状況と需要ピーク時間帯との間には相関性があると考えられる。インドネシア国内の Region 1 地域、Region 2 地域および周辺国の、一人あたり GDP と需要ピーク時間帯との相関を図 3.4-2 に示す。経済の発展に伴い、ピーク発生時間帯が夜間から昼間へ移行していることがわかる。

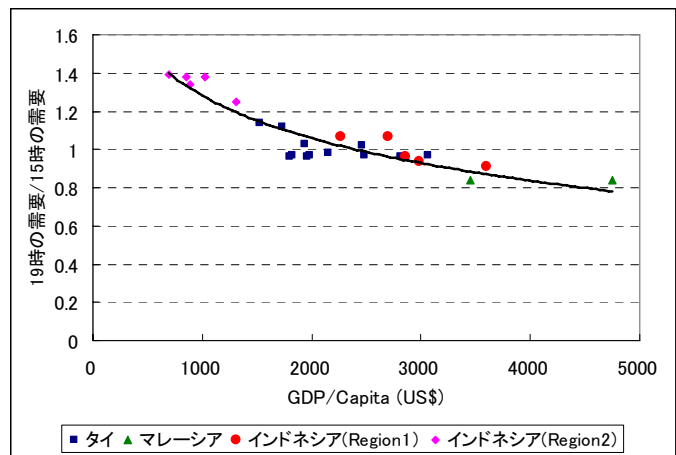


図 3.4-2 一人あたり GDP と需要ピーク時間

インドネシアでは、ジャカルタを含む Region 1 ではすでに 14 時頃の昼間時間帯にピークが発生している。ジャマリ地域全体でも今後、経済成長とともに夜間ピークから昼間ピークへ移行することが想定され、これは以下の手順で予測することができる。

- ① ジャマリ地域における現在の一人あたり GDP および今後の予想成長率をもとに、一人あたり GDP が現在の Region 1 と同等のレベルに達する年を想定する。
- ② 想定年においてジャマリ地域の日負荷曲線が、現在の Region 1 の日負荷曲線と同様の形になると仮定する。
- ③ 想定年における需要曲線をもとに、中間年および将来の需要曲線を想定する。

以上の手順で求めた今後の日負荷曲線の推移を図 3.4-3 に示す。ジャマリ地域全体の一人あたり GDP は、2020 年頃に現在の Region 1 と同等レベルに達するものと予想され、日負荷曲線もそれに応じて変化する。ジャマリ地域では、昼間の負荷の増加により、2015 年頃に昼間と夜間の負荷が同等となり、以降は昼間ピークとなる。

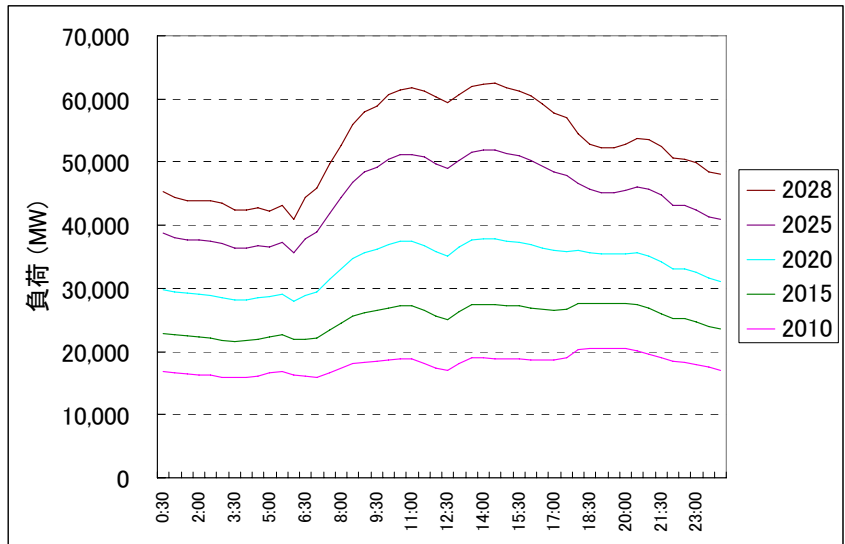


図 3.4-3 ジャマリ地域の日負荷曲線

### 3.4.2 電力需要予測結果

#### (1) ジャマリ地域 電力需要予測

2009年から2028年までのジャマリ地域の電力需要予測結果を表3.4-2に示す。また、ベースケースの販売電力量および最大電力の推移を図3.4-4に示す。

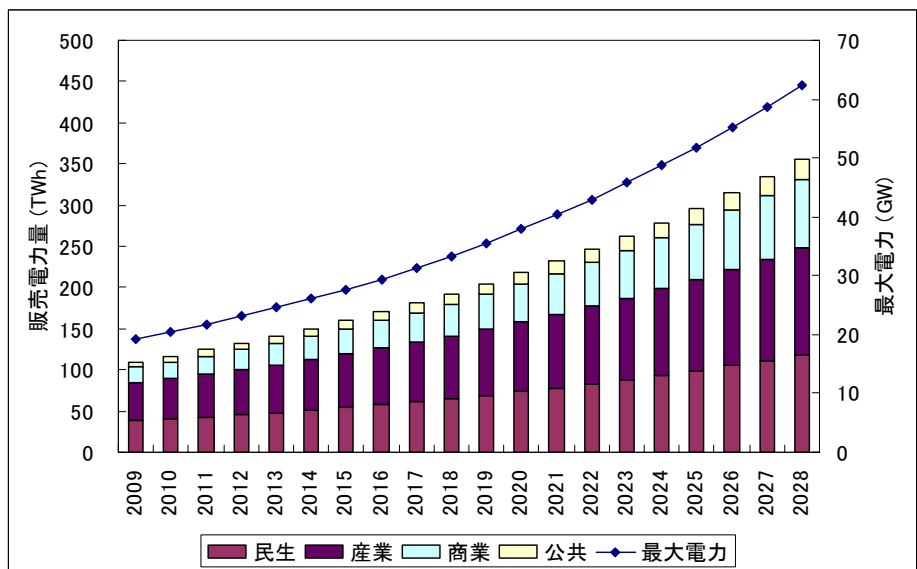


図 3.4-4 販売電力量および最大電力(ベースケース)

ベースケースでは、販売電力量は年平均6.5%程度の伸びが予想され、2015年に159,838 GWh、2028年には354,835 GWhに達するものと想定される。一方、最大電力は、2015年に27,657 MW、2028年に62,474 MWに達すると想定される。

ハイケースでは、販売電力量は向こう 10 年間、年平均 9%程度の高い伸びが予想され、2015 年に 199,334 GWh、2028 年には 487,725 GWh に達するものと想定される。また、最大電力は、2015 年に 34,491 MW、2028 年に 85,871 MW に達すると想定される。

ローケースでは、DSM を含む省エネの効果により、最終的に 30%程度の消費電力量の低減が見込まれる。電力需要の伸び率は 4.5%程度で推移すると考えられ、販売電力量は 2015 年に 135,862 GWh、2028 年には 230,643 GWh に達するものと想定される。また、最大電力は、2015 年に 23,508 MW、2028 年に 40,608 MW に達すると想定される。

表 3.4-2 ジャバリ地域の電力需要予測結果

単位	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	<b>(1) ベースケース</b>																			
<b>販売電力量</b>	37,960	40,348	42,879	45,563	48,407	51,422	54,618	58,006	61,597	65,403	69,438	73,715	78,248	83,054	88,148	93,547	99,271	105,338	111,768	118,585
- 民生部門	6,209	6,739	7,301	7,897	8,529	9,199	9,909	10,661	11,459	12,304	13,201	14,151	15,158	16,225	17,357	18,556	19,827	21,175	22,603	24,117
- 公共部門	18,701	20,421	22,259	24,226	26,329	28,579	30,984	33,557	36,309	39,252	42,399	45,765	49,365	53,216	57,334	61,738	66,448	71,485	76,872	82,634
- 産業部門	46,357	48,972	51,729	54,634	57,697	60,924	64,326	67,912	71,692	75,676	79,875	84,302	88,967	93,884	99,067	104,550	110,289	116,358	122,755	129,498
<b>販売電力量合計</b>	109,227	116,480	124,169	132,320	140,962	150,124	159,838	170,137	181,057	192,636	204,913	217,933	231,738	246,379	261,905	278,371	295,834	314,355	333,999	354,835
(伸び率)		6.64%	6.60%	6.56%	6.53%	6.50%	6.47%	6.44%	6.42%	6.40%	6.37%	6.35%	6.33%	6.32%	6.30%	6.28%	6.27%	6.26%	6.25%	6.24%
- 所内消費	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
- 送配電ロス	11.00%	10.90%	10.80%	10.70%	10.60%	10.50%	10.40%	10.30%	10.20%	10.10%	10.00%	9.90%	9.80%	9.70%	9.60%	9.50%	9.40%	9.30%	9.20%	9.10%
<b>発電電力量</b>	127,841	136,177	145,003	154,349	164,246	174,725	185,923	197,576	210,023	223,206	237,168	251,957	267,821	284,213	301,790	320,409	340,133	361,029	383,167	406,622
負荷率	75.5%	75.7%	75.9%	76.1%	76.3%	76.5%	76.7%	76.7%	76.5%	76.3%	76.1%	75.9%	75.7%	75.5%	75.3%	75.1%	74.9%	74.7%	74.5%	74.3%
<b>最大電力</b>	19,329	20,535	21,809	23,153	24,573	26,073	27,657	29,406	31,340	33,395	35,577	37,995	40,357	42,973	45,751	48,703	51,840	55,172	58,712	62,474
(伸び率)		6.24%	6.20%	6.17%	6.13%	6.10%	6.07%	6.02%	6.32%	6.38%	6.36%	6.33%	6.30%	6.28%	6.26%	6.24%	6.22%	6.20%	6.18%	6.16%
<b>(2) ハイケース</b>																				
<b>販売電力量</b>	42,262	46,051	50,087	54,386	58,964	63,839	69,031	74,561	80,450	86,722	93,402	100,515	108,092	116,160	124,753	133,905	143,652	154,032	165,086	176,860
- 民生部門	6,268	6,859	7,488	8,158	8,872	9,632	10,442	11,304	12,222	13,200	14,242	15,351	16,533	17,791	19,131	20,558	22,078	23,696	25,420	27,260
- 公共部門	20,178	22,487	24,970	27,641	30,512	33,589	36,919	40,489	44,327	48,455	52,893	57,666	62,797	68,315	74,249	80,629	87,489	94,866	102,798	111,328
- 産業部門	47,365	50,488	53,794	57,294	60,999	64,921	69,071	73,466	78,117	83,041	88,293	93,770	99,601	105,917	112,335	119,261	126,593	134,354	142,570	151,266
- 滞在需要	0	2,269	4,555	6,858	9,178	11,516	13,870	16,464	19,221	22,157	25,271	28,567	32,048	35,717	39,573	43,616	47,943	52,554	57,450	62,632
<b>販売電力量合計</b>	116,071	128,154	140,895	154,337	168,525	183,507	199,334	214,284	230,138	246,993	264,917	283,990	304,258	325,631	348,786	373,215	399,214	426,990	456,354	487,725
(伸び率)		10.41%	9.94%	9.54%	9.19%	8.89%	8.63%	7.50%	7.40%	7.32%	7.26%	7.20%	7.14%	7.09%	7.05%	7.00%	6.97%	6.93%	6.90%	6.87%
- 所内消費	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
- 送配電ロス	11.00%	10.90%	10.80%	10.70%	10.60%	10.50%	10.40%	10.30%	10.20%	10.10%	10.00%	9.90%	9.80%	9.70%	9.60%	9.50%	9.40%	9.30%	9.20%	9.10%
<b>発電電力量</b>	135,851	149,825	164,595	180,031	196,361	213,579	231,741	249,844	268,957	288,190	308,617	329,316	351,389	375,866	401,901	429,575	458,994	490,273	523,534	559,907
負荷率	75.5%	75.7%	75.9%	76.1%	76.3%	76.5%	76.7%	76.7%	76.5%	76.3%	76.1%	75.9%	75.7%	75.5%	75.3%	75.1%	74.9%	74.7%	74.5%	74.3%
<b>最大電力</b>	20,541	22,593	24,746	27,006	29,378	31,871	34,491	37,036	39,836	42,818	45,995	49,379	52,986	56,831	60,928	65,297	69,955	74,923	80,220	85,871
(伸び率)		9.99%	9.53%	9.13%	8.78%	8.48%	8.22%	7.38%	7.56%	7.49%	7.42%	7.36%	7.30%	7.26%	7.21%	7.17%	7.13%	7.10%	7.07%	7.04%
<b>(3) ローケース</b>																				
<b>販売電力量</b>	37,960	40,348	42,879	45,563	48,407	51,422	54,618	58,006	61,597	65,403	69,438	73,715	78,248	83,054	88,148	93,547	99,271	105,338	111,768	118,585
- 民生部門	6,209	6,739	7,301	7,897	8,529	9,199	9,909	10,661	11,459	12,304	13,201	14,151	15,158	16,225	17,357	18,556	19,827	21,175	22,603	24,117
- 公共部門	18,701	20,421	22,259	24,226	26,329	28,579	30,984	33,557	36,309	39,252	42,399	45,765	49,365	53,216	57,334	61,738	66,448	71,485	76,872	82,634
- 産業部門	46,357	48,972	51,729	54,634	57,697	60,924	64,326	67,912	71,692	75,676	79,875	84,302	88,967	93,884	99,067	104,550	110,289	116,358	122,755	129,498
<b>販売電力量合計</b>	109,227	116,480	124,169	132,320	140,962	150,124	159,838	170,137	181,057	192,636	204,913	217,933	231,738	246,379	261,905	278,371	295,834	314,355	333,999	354,835
(伸び率)		6.64%	6.60%	6.56%	6.53%	6.50%	6.47%	6.44%	6.42%	6.40%	6.37%	6.35%	6.33%	6.32%	6.30%	6.28%	6.27%	6.26%	6.25%	6.24%
- 所内消費	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
- 送配電ロス	11.00%	10.90%	10.80%	10.70%	10.60%	10.50%	10.40%	10.30%	10.20%	10.10%	10.00%	9.90%	9.80%	9.70%	9.60%	9.50%	9.40%	9.30%	9.20%	9.10%
<b>発電電力量</b>	124,005	129,368	134,853	140,458	146,179	152,011	157,950	163,998	170,119	176,393	182,820	189,468	196,363	201,792	211,253	221,082	231,290	241,889	252,890	264,305
負荷率	75.5%	75.7%	75.9%	76.1%	76.3%	76.5%	76.7%	76.7%	76.5%	76.3%	76.1%	75.9%	75.7%	75.5%	75.3%	75.1%	74.9%	74.7%	74.5%	74.3%
<b>最大電力</b>	18,749	19,509	20,282	21,070	21,870	22,683	23,508	24,407	25,386	26,382	27,394	28,421	29,461	30,511	32,026	33,605	35,251	36,965	38,750	40,608
(伸び率)		4.05%	3.97%	3.88%	3.80%	3.72%	3.64%	3.82%	4.01%	3.92%	3.84%	3.75%	3.66%	3.56%	3.47%	3.38%	3.29%	3.21%	3.13%	3.05%

## (2) 地域別 電力需要予測

地域別の電力需要予測は、ジャマリ地域全体の需要予測と同様の方法で、地域別・セクター別の GDP を用いて実施した。ジャマリ地域は PLN の供給地域区分に基づき、ジャカルタ、西ジャワ、中央ジャワ、東ジャワおよびバリに分類される。地域別の電力需要予測結果を表 3.4-3 に示す。また、以下にそれぞれの地域の特徴を示す。

### 1) ジャカルタ地域

ジャカルタ地域のセクター別販売電力量および最大電力の推移を図 3.4-5 に示す。インドネシアの政治経済の中心であるジャカルタは、多くの人口を背景とした民生部門の需要および活発な商業活動による商業部門の需要の占める割合が大きい。

ジャカルタ地域を含む Region 1 における日負荷曲線の推移を図 3.4-6 に示す。Region 1 地域では既にピークが昼間時間帯に発生しており、今後も堅調な電力需要の伸びが期待される。

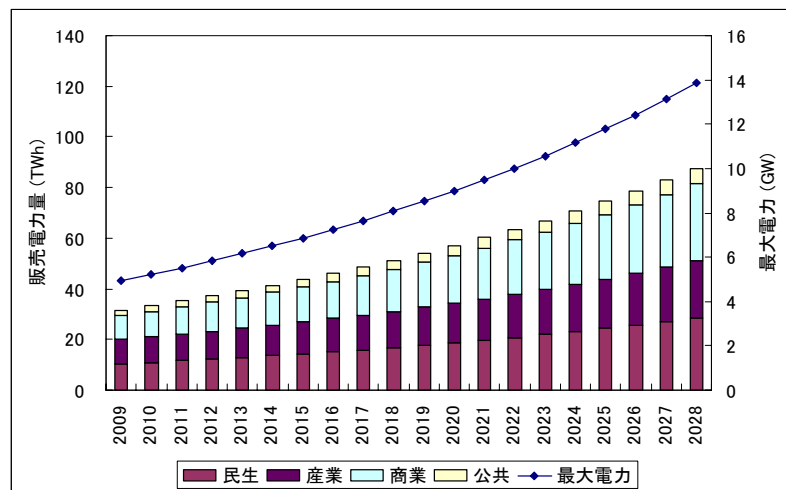


図 3.4-5 販売電力量および最大電力(ジャカルタ)

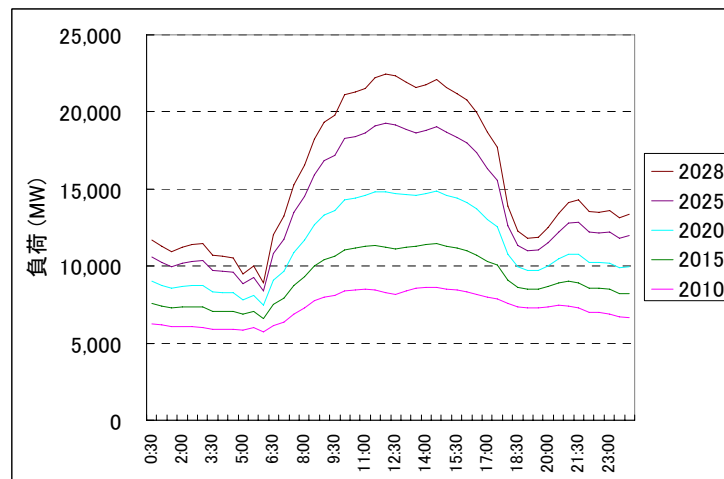


図 3.4-6 日負荷曲線 (Region 1)

## 2) 西ジャワ地域

西ジャワ地域のセクター別販売電力量および最大電力の推移を図 3.4-7 に示す。西ジャワ地域は、地理的にジャカルタに近いこともあり、工場などの産業需要が電力需要を牽引してきた。今後もこの傾向は続くと考えられ、引き続き産業部門が需要の大きな割合を占めることが予想される。

西ジャワ地域のうち、Region 2 における日負荷曲線の推移を図 3.4-8 に示す。Region 2 では、昼間の負荷の増加により、2021 年頃に昼間と夜間の負荷が同等となり、以降は昼間ピークとなる。

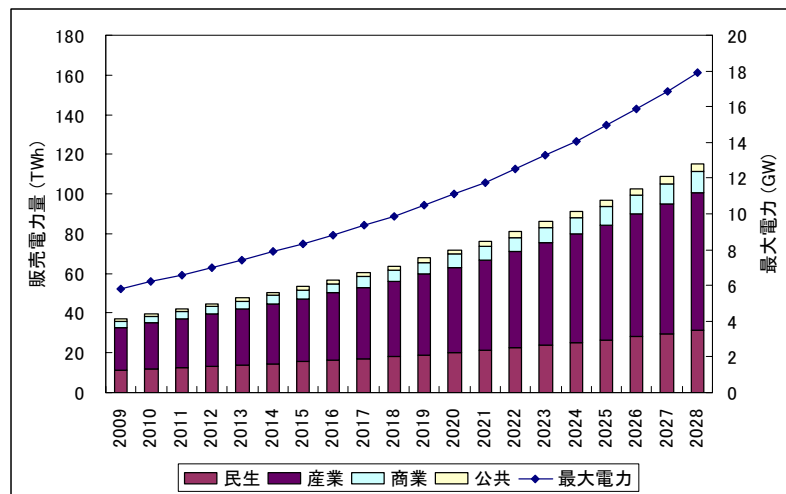


図 3.4-7 販売電力量および最大電力(西ジャワ)

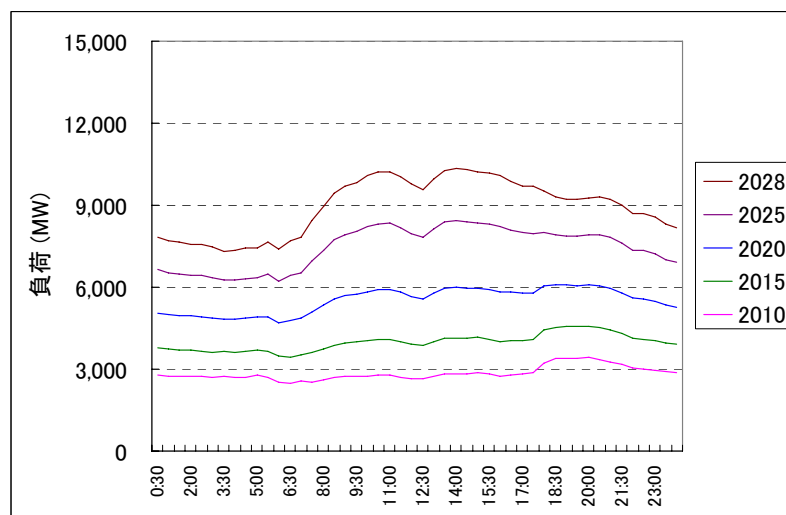


図 3.4-8 日負荷曲線 (Region 2)



### 3) 中央ジャワ地域

中央ジャワ地域のセクター別販売電力量および最大電力の推移を図 3.4-9 に示す。中央ジャワ地域には大都市はなく、他の地域と比較すると産業や商業の発達が遅れている。このため、民生部門の電力需要の割合が高く、今後もこの傾向は続くと思われ。

中央ジャワ地域の日負荷曲線の推移を図 3.4-10 に示す。中央ジャワ地域では、引き続き電灯など夜間負荷が大きい状況が続くと想定され、ピークシフトは緩やかなペースで進むと考えられる。

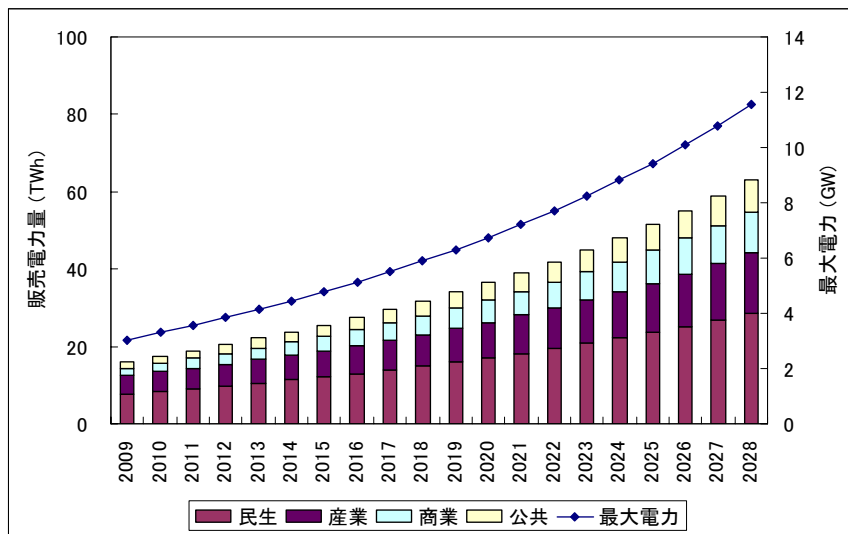


図 3.4-9 販売電力量および最大電力(中央ジャワ)

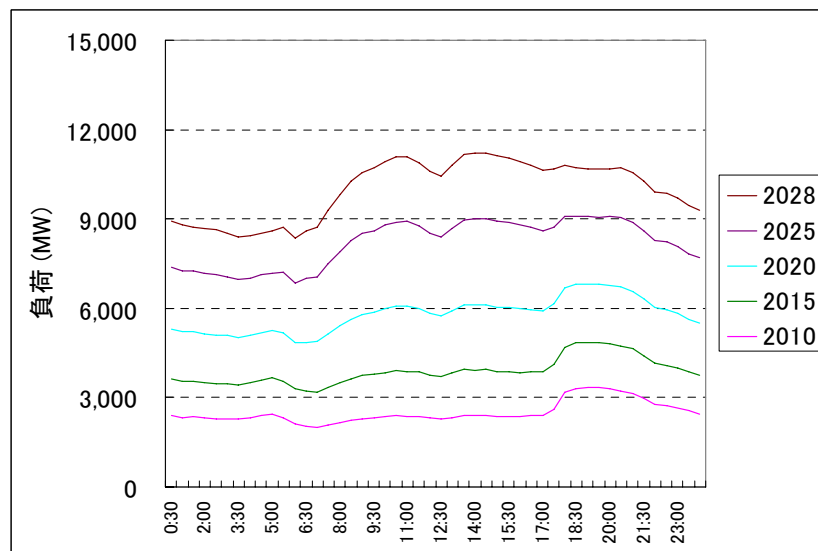


図 3.4-10 日負荷曲線 (Region 3)

#### 4) 東ジャワ地域

東ジャワ地域のセクター別販売電力量および最大電力の推移を図 3.4-11 に示す。東ジャワ地域では、ジャワ島第二の都市スラバヤに代表されるように、比較的都市化、産業化が進んでいる。このため、いずれのセクターも堅調な電力需要の伸びが予想される。

東ジャワ地域の日負荷曲線の推移を図 3.4-12 に示す。東ジャワ地域では、都市や産業の発展を反映し、他の地域と比較して早い 2018 年頃にピークシフトが起こると想定される。

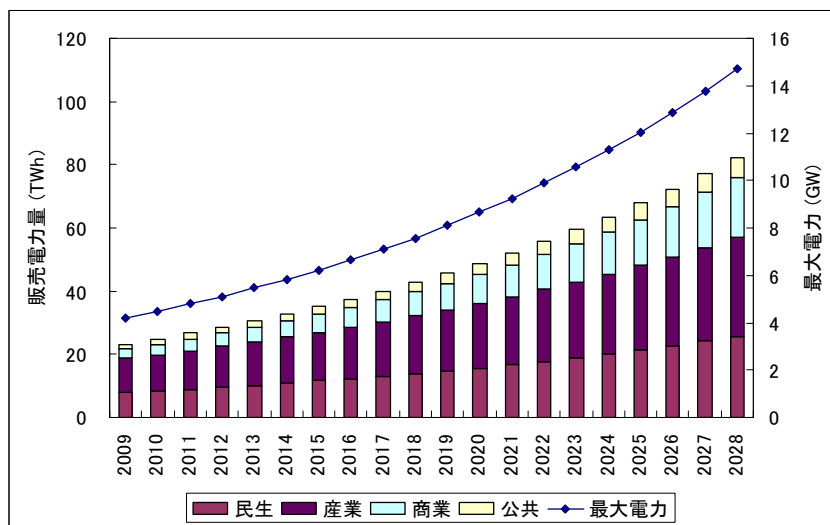


図 3.4-11 販売電力量および最大電力(東ジャワ)

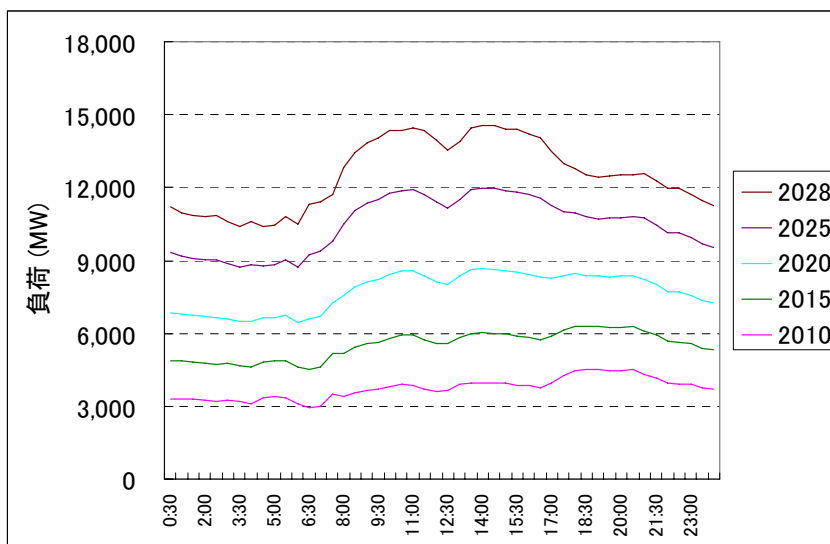


図 3.4-12 日負荷曲線(東ジャワ)

5) バリ地域

バリ地域のセクター別販売電力量および最大電力の推移を図 3.4-13 に示す。バリ地域では、観光が主要な産業となっており、電力需要の伸びにもこれが反映されている。他の地域と比較して商業部門の需要の割合が大きく、今後も商業部門の需要は拡大し続けることが予想される。

バリ地域の日負荷曲線の推移を図 3.4-14 に示す。バリ地域では、2022 年頃にピークシフトが起こると想定される。

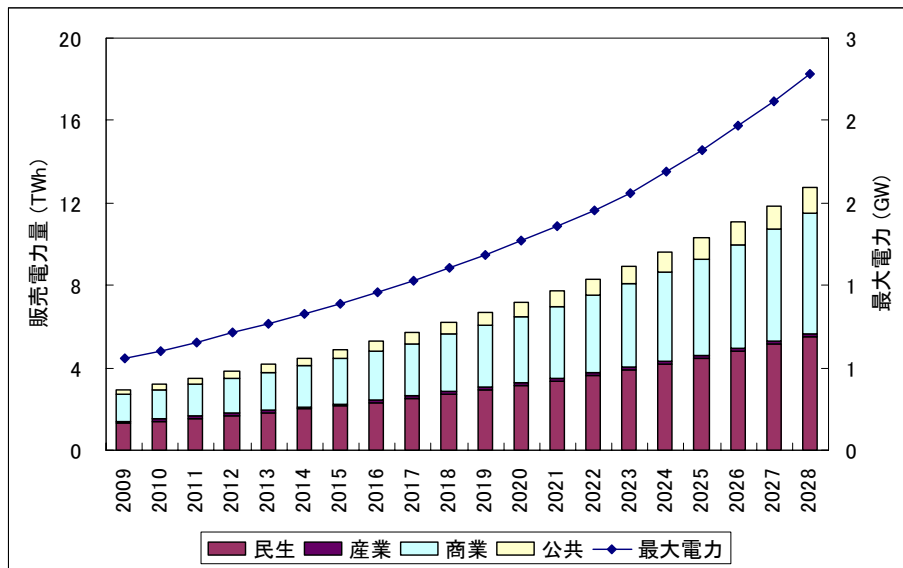


図 3.4-13 販売電力量および最大電力(バリ)

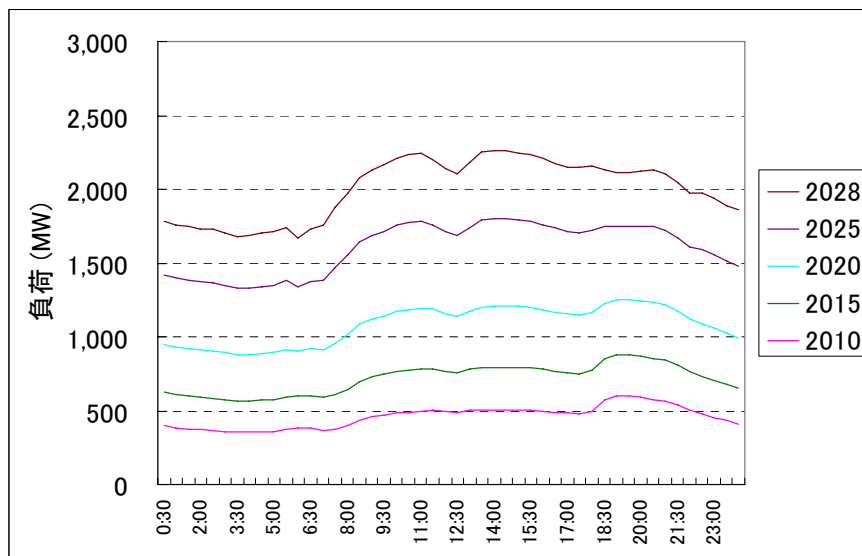


図 3.4-14 日負荷曲線(バリ)

なお、地域別の電力需要予測は、前節のジャマリ系統全体の電力需要予測と整合がとれている必要がある。前節で求めたジャマリ系統全体の合成最大電力と、各地域の日負荷曲線を合算して得られる地域別合計最大電力とを比較したものを図 3.4-15 に示す。前者が送配電ロスおよび所内消費を含む発電端最大電力を表しているのに対し、後者が上位系ロスおよび所内消費を含まない地域レベルでの最大電力を算出しているため、両者には数%の差異があるものの、整合性がとれているといえる。

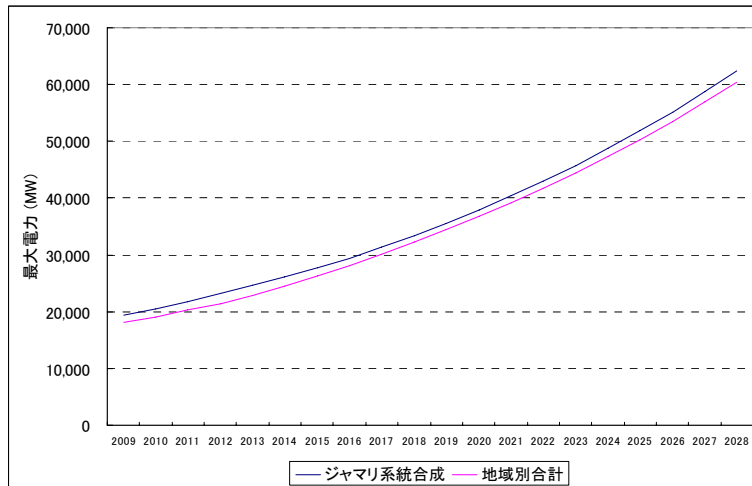


図 3.4-15 ジャマリ系統合成最大電力と地域別合計最大電力

表 3.4-3 (1/2) 各地域の電力需要予測結果

単位	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>(1) ジャカルタ</b>																				
<b>販売電力</b>																				
- 民生部門	10,311	10,886	11,493	12,133	12,808	13,521	14,273	15,066	15,902	16,785	17,716	18,699	19,735	20,829	21,982	23,199	24,483	25,838	27,267	28,775
- 公共部門	2,107	2,228	2,355	2,490	2,632	2,782	2,940	3,106	3,282	3,468	3,663	3,870	4,088	4,317	4,560	4,816	5,086	5,370	5,671	5,988
- 商業部門	9,261	9,902	10,381	11,301	12,064	12,873	13,731	14,639	15,602	16,623	17,705	18,852	20,067	21,356	22,721	24,168	25,702	27,328	29,051	30,877
- 産業部門	9,575	10,012	10,470	10,948	11,449	11,973	12,522	13,095	13,695	14,323	14,980	15,667	16,386	17,138	17,925	18,748	19,609	20,510	21,452	22,438
<b>販売電力合計</b>	<b>31,253</b>	<b>33,027</b>	<b>34,889</b>	<b>36,872</b>	<b>38,954</b>	<b>41,149</b>	<b>43,464</b>	<b>45,908</b>	<b>48,482</b>	<b>51,199</b>	<b>54,065</b>	<b>57,087</b>	<b>60,276</b>	<b>63,639</b>	<b>67,188</b>	<b>70,931</b>	<b>74,890</b>	<b>79,046</b>	<b>83,441</b>	<b>88,078</b>
(伸比率)	5.68%	5.68%	5.64%	5.66%	5.64%	5.64%	5.63%	5.62%	5.61%	5.60%	5.59%	5.59%	5.59%	5.58%	5.58%	5.57%	5.57%	5.56%	5.56%	5.56%
- 所内消費	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%
- 送配電ロス	11.80%	11.60%	11.40%	11.20%	10.90%	10.60%	10.30%	10.00%	9.70%	9.40%	9.10%	8.80%	8.50%	8.20%	7.90%	7.60%	7.30%	7.00%	6.70%	6.40%
<b>発電電力</b>	<b>35,571</b>	<b>37,508</b>	<b>39,541</b>	<b>41,683</b>	<b>43,887</b>	<b>46,204</b>	<b>48,640</b>	<b>51,201</b>	<b>53,893</b>	<b>56,724</b>	<b>59,700</b>	<b>62,830</b>	<b>66,121</b>	<b>69,592</b>	<b>73,221</b>	<b>77,048</b>	<b>81,074</b>	<b>85,307</b>	<b>89,780</b>	<b>94,443</b>
負荷率	77.0%	76.5%	76.0%	75.5%	75.1%	74.8%	74.6%	74.5%	74.5%	74.4%	74.4%	74.3%	74.3%	74.2%	74.2%	74.1%	74.1%	74.0%	74.0%	73.9%
<b>最大電力</b>	<b>5,274</b>	<b>5,597</b>	<b>5,939</b>	<b>6,302</b>	<b>6,671</b>	<b>7,051</b>	<b>7,443</b>	<b>7,845</b>	<b>8,263</b>	<b>8,703</b>	<b>9,166</b>	<b>9,653</b>	<b>10,166</b>	<b>10,705</b>	<b>11,273</b>	<b>11,870</b>	<b>12,498</b>	<b>13,160</b>	<b>13,856</b>	<b>14,589</b>
(伸比率)	6.13%	6.13%	6.12%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%	6.11%
<b>(2) シジャヤ</b>																				
<b>販売電力</b>																				
- 民生部門	10,965	11,580	12,230	12,915	13,639	14,404	15,212	16,064	16,965	17,916	18,920	19,980	21,100	22,283	23,531	24,850	26,242	27,713	29,266	30,906
- 公共部門	1,066	1,152	1,243	1,340	1,442	1,549	1,663	1,784	1,911	2,046	2,188	2,338	2,497	2,665	2,843	3,030	3,229	3,438	3,660	3,894
- 商業部門	2,890	3,127	3,378	3,641	3,920	4,214	4,524	4,851	5,196	5,559	5,943	6,348	6,776	7,226	7,702	8,204	8,733	9,291	9,880	10,502
- 産業部門	2,1817	23,170	24,807	26,135	27,758	29,482	31,314	33,261	35,329	37,526	39,861	42,342	44,978	47,779	50,754	53,916	57,275	60,844	64,637	68,666
<b>販売電力合計</b>	<b>36,738</b>	<b>39,029</b>	<b>41,458</b>	<b>44,031</b>	<b>46,759</b>	<b>49,648</b>	<b>52,717</b>	<b>55,960</b>	<b>59,400</b>	<b>63,047</b>	<b>66,913</b>	<b>71,009</b>	<b>75,351</b>	<b>79,953</b>	<b>84,890</b>	<b>90,000</b>	<b>95,479</b>	<b>101,287</b>	<b>107,443</b>	<b>113,967</b>
(伸比率)	6.24%	6.22%	6.21%	6.22%	6.19%	6.18%	6.17%	6.16%	6.15%	6.14%	6.13%	6.12%	6.11%	6.11%	6.10%	6.09%	6.09%	6.08%	6.08%	6.07%
- 所内消費	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
- 送配電ロス	8.16%	8.12%	8.08%	8.04%	8.00%	7.96%	7.92%	7.87%	7.82%	7.77%	7.72%	7.67%	7.62%	7.57%	7.52%	7.47%	7.42%	7.37%	7.32%	7.27%
<b>発電電力</b>	<b>40,002</b>	<b>42,479</b>	<b>45,102</b>	<b>47,881</b>	<b>50,825</b>	<b>53,943</b>	<b>57,247</b>	<b>60,740</b>	<b>64,440</b>	<b>68,359</b>	<b>72,510</b>	<b>76,908</b>	<b>81,566</b>	<b>86,501</b>	<b>91,728</b>	<b>97,286</b>	<b>103,192</b>	<b>109,346</b>	<b>115,929</b>	<b>122,902</b>
負荷率	75.2%	75.3%	75.4%	75.5%	75.6%	75.7%	76.0%	76.3%	76.6%	76.9%	77.2%	77.7%	78.1%	78.0%	77.9%	77.8%	77.6%	77.4%	77.2%	77.0%
<b>最大電力</b>	<b>6,072</b>	<b>6,440</b>	<b>6,828</b>	<b>7,240</b>	<b>7,674</b>	<b>8,135</b>	<b>8,599</b>	<b>9,087</b>	<b>9,603</b>	<b>10,148</b>	<b>10,722</b>	<b>11,306</b>	<b>11,922</b>	<b>12,680</b>	<b>13,442</b>	<b>14,272</b>	<b>15,171</b>	<b>16,127</b>	<b>17,142</b>	<b>18,221</b>
(伸比率)	6.05%	6.03%	6.03%	6.02%	6.01%	6.00%	5.71%	5.68%	5.68%	5.67%	5.66%	5.45%	5.45%	6.19%	6.18%	6.17%	6.30%	6.30%	6.30%	6.29%
<b>(3) 中央ジャワ</b>																				
<b>販売電力</b>																				
- 民生部門	7,782	8,389	9,036	9,723	10,455	11,233	12,062	12,943	13,880	14,878	15,940	17,069	18,271	19,550	20,910	22,358	23,898	25,537	27,280	29,136
- 公共部門	1,553	1,743	1,946	2,163	2,392	2,637	2,897	3,174	3,469	3,783	4,116	4,471	4,849	5,250	5,678	6,133	6,617	7,132	7,680	8,263
- 商業部門	1,960	2,196	2,449	2,720	3,010	3,321	3,654	4,011	4,393	4,803	5,242	5,712	6,216	6,756	7,334	7,954	8,617	9,329	10,091	10,907
- 産業部門	4,647	4,931	5,236	5,564	5,916	6,294	6,700	7,137	7,605	8,109	8,650	9,231	9,855	10,525	11,246	12,019	12,850	13,743	14,702	15,732
<b>販売電力合計</b>	<b>15,942</b>	<b>17,860</b>	<b>19,667</b>	<b>21,169</b>	<b>22,773</b>	<b>24,485</b>	<b>26,313</b>	<b>27,265</b>	<b>29,348</b>	<b>31,572</b>	<b>33,947</b>	<b>36,483</b>	<b>39,190</b>	<b>42,081</b>	<b>45,168</b>	<b>48,463</b>	<b>51,963</b>	<b>55,740</b>	<b>59,753</b>	<b>64,008</b>
(伸比率)	8.27%	8.15%	8.05%	7.95%	7.86%	7.86%	7.78%	7.71%	7.64%	7.58%	7.52%	7.47%	7.42%	7.38%	7.33%	7.30%	7.26%	7.23%	7.20%	7.17%
- 所内消費	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
- 送配電ロス	7.95%	7.90%	7.85%	7.80%	7.75%	7.70%	7.65%	7.55%	7.45%	7.35%	7.25%	7.15%	7.05%	6.95%	6.85%	6.75%	6.65%	6.55%	6.45%	6.35%
<b>発電電力</b>	<b>17,319</b>	<b>18,740</b>	<b>20,257</b>	<b>21,876</b>	<b>23,602</b>	<b>25,444</b>	<b>27,410</b>	<b>29,491</b>	<b>31,710</b>	<b>34,077</b>	<b>36,601</b>	<b>39,292</b>	<b>42,163</b>	<b>45,224</b>	<b>48,489</b>	<b>51,971</b>	<b>55,686</b>	<b>59,647</b>	<b>63,873</b>	<b>68,390</b>
負荷率	64.1%	64.2%	64.2%	64.3%	64.3%	64.4%	64.4%	64.5%	64.7%	65.0%	65.4%	65.9%	66.5%	67.2%	68.0%	68.9%	69.8%	70.8%	71.8%	72.8%
<b>最大電力</b>	<b>3,084</b>	<b>3,335</b>	<b>3,602</b>	<b>3,887</b>	<b>4,190</b>	<b>4,514</b>	<b>4,859</b>	<b>5,219</b>	<b>5,595</b>	<b>5,985</b>	<b>6,389</b>	<b>6,806</b>	<b>7,238</b>	<b>7,682</b>	<b>8,140</b>	<b>8,611</b>	<b>9,107</b>	<b>9,755</b>	<b>10,461</b>	<b>11,215</b>
(伸比率)	8.13%	8.01%	8.01%	7.90%	7.81%	7.72%	7.64%	7.43%	7.19%	6.97%	6.75%	6.54%	6.34%	6.14%	5.96%	5.78%	5.77%	5.77%	5.77%	5.74%

表 3.4-3 (2/2) 各地域の電力需要予測結果

単位	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
	(4) 東ジャワ																				
<b>総発電力量</b>																					
- 民生部門	7,823	8,423	9,521	10,123	10,764	11,446	12,171	12,943	13,765	14,638	15,568	16,557	17,610	18,730	19,921	21,189	22,538	23,973	25,501		
- 公共部門	1,401	1,538	1,837	2,001	2,175	2,361	2,559	2,769	2,993	3,231	3,484	3,753	4,040	4,345	4,670	5,015	5,382	5,773	6,189		
- 商業部門	3,015	3,361	3,739	4,151	4,599	5,088	5,622	6,203	6,836	7,526	8,279	9,099	9,983	10,967	12,029	13,186	14,448	15,823	17,321	18,955	
- 産業部門	10,720	11,400	12,112	12,859	13,640	14,460	15,318	16,217	17,160	18,147	19,181	20,265	21,401	22,591	23,837	25,143	26,512	27,946	29,448	31,022	
<b>総発電力量合計</b>	<b>23,060</b>	<b>24,722</b>	<b>28,489</b>	<b>30,384</b>	<b>32,468</b>	<b>34,747</b>	<b>37,150</b>	<b>39,708</b>	<b>42,430</b>	<b>45,329</b>	<b>48,416</b>	<b>51,704</b>	<b>55,207</b>	<b>58,941</b>	<b>62,920</b>	<b>67,163</b>	<b>71,680</b>	<b>76,516</b>	<b>81,687</b>		
(伸び率)		7.21%	7.15%	7.08%	7.04%	6.99%	6.95%	6.92%	6.88%	6.85%	6.83%	6.81%	6.79%	6.78%	6.76%	6.75%	6.74%	6.74%	6.73%	6.73%	
- 所内消費	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
- 送配ロス	8.27%	8.22%	8.17%	8.12%	8.07%	8.02%	7.97%	7.92%	7.82%	7.72%	7.62%	7.52%	7.42%	7.32%	7.22%	7.12%	7.02%	6.92%	6.82%	6.72%	
<b>発電力量</b>	<b>25,141</b>	<b>26,839</b>	<b>28,849</b>	<b>30,877</b>	<b>33,033</b>	<b>35,324</b>	<b>37,760</b>	<b>40,350</b>	<b>43,081</b>	<b>45,985</b>	<b>49,073</b>	<b>52,358</b>	<b>55,854</b>	<b>59,574</b>	<b>63,534</b>	<b>67,751</b>	<b>72,242</b>	<b>77,027</b>	<b>82,129</b>	<b>87,559</b>	
(伸び率)		68.2%	68.2%	68.2%	68.3%	68.3%	68.4%	68.6%	68.8%	69.2%	69.1%	69.1%	69.0%	69.0%	68.9%	68.9%	68.8%	68.8%	68.7%	68.7%	
<b>最大電力</b>	<b>4,211</b>	<b>4,510</b>	<b>4,827</b>	<b>5,165</b>	<b>5,523</b>	<b>5,903</b>	<b>6,301</b>	<b>6,718</b>	<b>7,147</b>	<b>7,590</b>	<b>8,056</b>	<b>8,555</b>	<b>9,099</b>	<b>9,682</b>	<b>10,295</b>	<b>11,232</b>	<b>11,995</b>	<b>12,798</b>	<b>13,644</b>	<b>14,588</b>	
(伸び率)		7.10%	7.04%	6.99%	6.95%	6.92%	6.88%	6.85%	6.82%	6.80%	6.79%	6.77%	6.75%	6.74%	6.72%	6.71%	6.71%	6.70%	6.70%	6.69%	
(b) バリ																					
<b>総発電力量</b>																					
- 民生部門	1,287	1,402	1,523	1,653	1,790	1,937	2,093	2,258	2,435	2,623	2,822	3,035	3,261	3,501	3,757	4,030	4,320	4,628	4,956	5,305	
- 公共部門	217	245	274	306	340	375	414	454	497	543	592	644	699	758	821	888	959	1,034	1,114	1,200	
- 商業部門	1,293	1,408	1,531	1,663	1,804	1,955	2,116	2,289	2,475	2,673	2,886	3,114	3,357	3,619	3,898	4,198	4,518	4,862	5,230	5,623	
- 産業部門	90	92	94	97	100	103	106	109	113	116	120	124	129	133	138	143	149	154	160	167	
<b>総発電力量合計</b>	<b>2,887</b>	<b>3,148</b>	<b>3,423</b>	<b>3,718</b>	<b>4,033</b>	<b>4,370</b>	<b>4,728</b>	<b>5,111</b>	<b>5,500</b>	<b>5,955</b>	<b>6,420</b>	<b>6,917</b>	<b>7,446</b>	<b>8,011</b>	<b>8,615</b>	<b>9,258</b>	<b>9,945</b>	<b>10,678</b>	<b>11,460</b>	<b>12,295</b>	
(伸び率)		8.98%	8.68%	8.63%	8.47%	8.35%	8.21%	8.10%	7.99%	7.86%	7.71%	7.56%	7.42%	7.33%	7.24%	7.17%	7.12%	7.07%	7.03%	7.00%	
- 所内消費	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
- 送配ロス	7.75%	7.70%	7.65%	7.60%	7.55%	7.50%	7.45%	7.40%	7.35%	7.30%	7.25%	7.20%	7.15%	7.10%	7.05%	7.00%	6.95%	6.90%	6.85%	6.80%	
<b>発電力量</b>	<b>3,130</b>	<b>3,409</b>	<b>3,707</b>	<b>4,024</b>	<b>4,363</b>	<b>4,724</b>	<b>5,109</b>	<b>5,520</b>	<b>5,957</b>	<b>6,424</b>	<b>6,922</b>	<b>7,453</b>	<b>8,020</b>	<b>8,624</b>	<b>9,268</b>	<b>9,955</b>	<b>10,688</b>	<b>11,469</b>	<b>12,303</b>	<b>13,192</b>	
(伸び率)		64.6%	64.9%	65.2%	65.6%	66.1%	66.4%	66.7%	67.0%	67.3%	67.6%	67.9%	68.2%	68.5%	68.8%	69.1%	69.3%	69.5%	69.7%	69.9%	
<b>最大電力</b>	<b>553</b>	<b>600</b>	<b>649</b>	<b>701</b>	<b>757</b>	<b>816</b>	<b>878</b>	<b>945</b>	<b>1,015</b>	<b>1,090</b>	<b>1,169</b>	<b>1,253</b>	<b>1,342</b>	<b>1,437</b>	<b>1,545</b>	<b>1,669</b>	<b>1,802</b>	<b>1,945</b>	<b>2,099</b>	<b>2,265</b>	
(伸び率)		8.42%	8.24%	8.07%	7.92%	7.78%	7.66%	7.55%	7.45%	7.36%	7.27%	7.20%	7.13%	7.06%	7.01%	6.94%	6.87%	6.80%	6.73%	6.66%	