

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  
－ 要 約 －

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

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
KA-ANDAL	Term of Reference for Environmental Impact Assessment
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 Plants 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

Abbreviation	Full Description in English (Indonesian)
REC	Regional Electricity Company
RH	Re-heater
RIKEN	Rencana Induk Konservasi Energi Nasional (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 Nasional (National Energy Conservation Plan)
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional (National Energy General Plan)
RUKD	Rencana Umum Ketenagalistrikan. Daerah (General Plan for Regional Electricity)
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (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 Busnis 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</b>
1.1. 調査の背景 .....	1
1.2. 調査の目的 .....	2
1.3. 調査工程 .....	2
<b>2. 電力状況</b> .....	<b>3</b>
2.1. 電力法制度及び政策、組織体制 .....	3
2.2. 一次エネルギー資源に係る国家政策 .....	4
2.3. ジャマリ地域の社会・経済状況および開発計画 .....	5
2.4. ジャマリ地域の電気事業 .....	6
<b>3. 電力需要予測</b> .....	<b>24</b>
3.1. 既存電力需要予測のレビュー .....	24
3.2. 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー .....	25
3.3. DSM および省エネルギー対策可能性評価 .....	25
3.4. 電力需要予測の更新 .....	26
<b>4. 電力開発シナリオの最適化</b> .....	<b>29</b>
4.1. 一次エネルギー需給および開発可能性評価 .....	29
4.2. 電源開発の候補と基本条件 .....	35
4.3. 系統計画手法の評価 .....	38
4.4. 戦略的環境影響評価 .....	39
4.5. 電力開発シナリオ .....	42
4.6. シナリオの最適化 .....	45
<b>5. 最適電力開発計画</b> .....	<b>56</b>
5.1. 最適電源開発計画 .....	56
5.2. 最適系統開発計画 .....	61
5.3. 資金調達および民間投資促進 .....	66
5.4. 環境社会配慮 .....	69
5.5. 系統運用改善策 .....	69
<b>6. 提 言</b> .....	<b>75</b>
6.1. 今後の課題と対策 .....	75

## 表番号一覧

表 2.3-1	ジャマリ各地域の GDP 産業別構成とその成長率 (2002-2006) の比較
表 2.3-2	ジャマリ各地域の人口
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	Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Transmission Line
表 2.4-4	Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Transformer
表 2.4-5	Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Substation
表 2.4-6	基準値以下の電圧低下が発生したのべ変電所数
表 2.4-7	基準周波数逸脱回数
表 2.4-8	原因別停電件数
表 2.4-9	送電ロス
表 2.4-10	2006 年の顧客種別平均販売単価
表 2.4-11	PLN の収入の推移
表 2.4-12	2000 年から 2006 年の PLN 燃料コスト
表 2.4-13	Suralaya 石炭火力発電所での石炭購入価格
表 2.4-14	現行の PPA 価格表
表 4.1-1	石炭の品質別埋蔵量
表 4.1-2	各地域の地熱資源量
表 4.1-3	ジャマリ地域の地熱開発マスタープラン
表 4.1-4	インドネシアの非化石エネルギー
表 4.1-5	ジャマリ地域の水力ポテンシャル
表 4.1-6	風力のポテンシャル
表 4.1-7	太陽光エネルギーのポテンシャル
表 4.2-1	電源開発計画の一般条件・仮定
表 4.2-2	火力発電所候補
表 4.2-3	水力発電所候補
表 4.2-4	揚水発電所候補
表 4.2-5	電源開発計画での燃料価格
表 4.4-1	主要電源の環境性能
表 4.5-1	各シナリオにおける電源別開発目標 (2028 年)

表 4.6-1	シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果比較
表 4.6-2	2028 年時点の石炭消費量予測値
表 4.6-3	2028 年時点の油消費量予測値
表 4.6-4	Estimate of Gas and LNG Consumption in 2028
表 4.6-5	2028 時点の石炭火力発電所の負荷率
表 4.6-6	2028 年時点の原子力発電所の負荷率
表 4.6-7	各シナリオの発電所開発資金
表 4.6-8	各シナリオの発電原価の推計結果
表 4.6-9	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 4.6-10	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CO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 及びSO <sub>x</sub> 排出量
表 5.1-3	揚水発電所の発電量と利用率
表 5.3-1	最適電力計画の資金需要

## 図番号一覧

- 図 2.1-1 MEMR 組織図
- 図 2.2-1 1次エネルギーミックス目標
- 図 2.4-1 PLN の組織図 (2008 年 4 月変更)
- 図 2.4-2 販売電力量
- 図 2.4-3 最大電力
- 図 2.4-4 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 2.4-5 ジャマリ系統の構成概要
- 図 2.4-6 ジャマリ系統の制御地域区分
- 図 2.4-7 世界原油の FOB 価格推移
- 図 2.4-8 ジャワ島の保護区
  
- 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 コンバインドサイクル化による効率向上と増出力
  
- 図 3.4-1 一人あたり GDP と需要ピーク時間
- 図 3.4-2 日負荷曲線の推移 (ジャマリ地域)
- 図 3.4-3 ジャマリ地域の販売電力量
- 図 3.4-4 地域別需要想定結果
  
- 図 4.1-1 石油の需給バランス予測
- 図 4.1-2 インドネシアの天然ガス埋蔵量
- 図 4.1-3 ガス田と埋蔵量
- 図 4.1-4 ジャワ島のガスパイプライン
- 図 4.1-5 ジャワ島での LNG 受け入れ
- 図 4.1-6 CNG のパイプラインガスへの適用
- 図 4.1-7 CNG による運用改善
- 図 4.1-8 インドネシアの石炭埋蔵量
  
- 図 4.2-1 電源開発計画に使用した負荷曲線
  
- 図 4.4-1 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布

- 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 シナリオ 0 のシミュレーション結果
- 図 4.6-4 シナリオ 1 のシミュレーション結果
- 図 4.6-5 シナリオ 2 のシミュレーション結果
- 図 4.6-6 シナリオ 3 のシミュレーション結果
  
- 図 5.1-1 主要国の発電量構成（2004 年）
- 図 5.1-2 ジャワ・スマトラ連系送電線暫定ルート
  
- 図 5.3-1 2028 年までの投資費累計の電源別構成
  
- 図 5.5-1 系統周波数定数の計算例

## 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 Nasional (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、現在ジャワ島において 500 kV の南回りの送電線が建設されたが、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 の大きな財務負担となっている。この状況に対応するため、PLN 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焼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年に終了した開発調査「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、上記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されていることから、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、実施された。

## 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

本調査を以下に示す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）
- 第2段階 最適シナリオ検討段階
- 第3段階 最適電力開発計画作成段階

## 2. 電力状況

### 2.1. 電力法制度及び政策、組織体制

#### 2.1.1 電力法制度及び政策

近年のエネルギー事情を反映して、2005年以降、各種エネルギー法令が制定された。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法令を受けて、電力の供給と利用に関する政令、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。また石炭火力の開発促進(Fast Track Program)のために、各種大統領令が発効されている。改正電力法は国会で審議中である。

エネルギー政策は、「供給強化」・「多様化」・「省エネ」を柱としている。国家エネルギー政策に関する大統領令(2006年5号)では、以下の目標が掲げられた。

- 2025年にエネルギー弾性値を1未満
- エネルギーバランスの最適化：2025年時に石油 20%未満、ガス 30%超、石炭 33%超、地熱 5%超、バイオ燃料 5%超、その他新エネルギーおよび再生可能エネルギー(バイオマス、原子力、太陽光および風力等) 5%超、液化石炭 2%超

原子力開発は、開発反対運動が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。推進チームの発足後、運転開始まで10年間を要する計画のため、一号機の運転開始は2018年以降になると予想される。

#### 2.1.2 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のみを実施するため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。

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。地方電力開発計画(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。



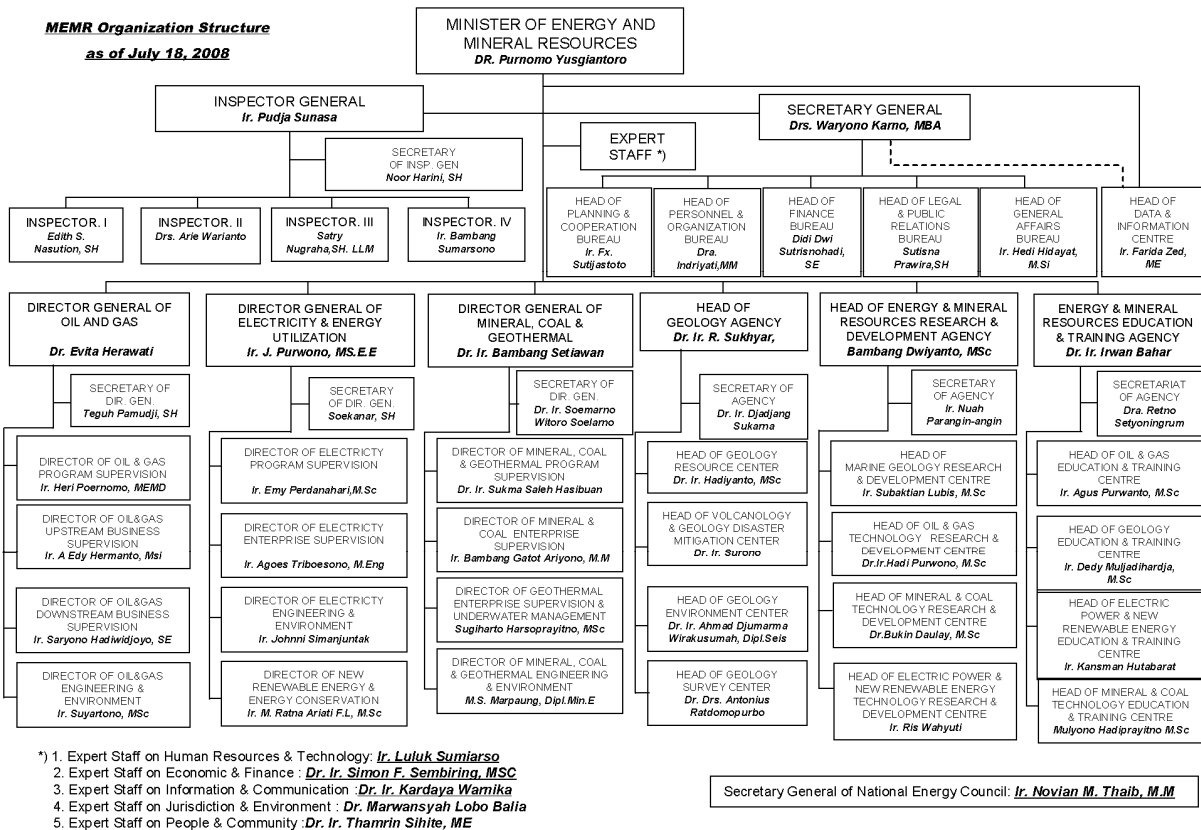


図 2.1-1 MEMR 組織図

## 2.2. 一次エネルギー資源に係る国家政策

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：

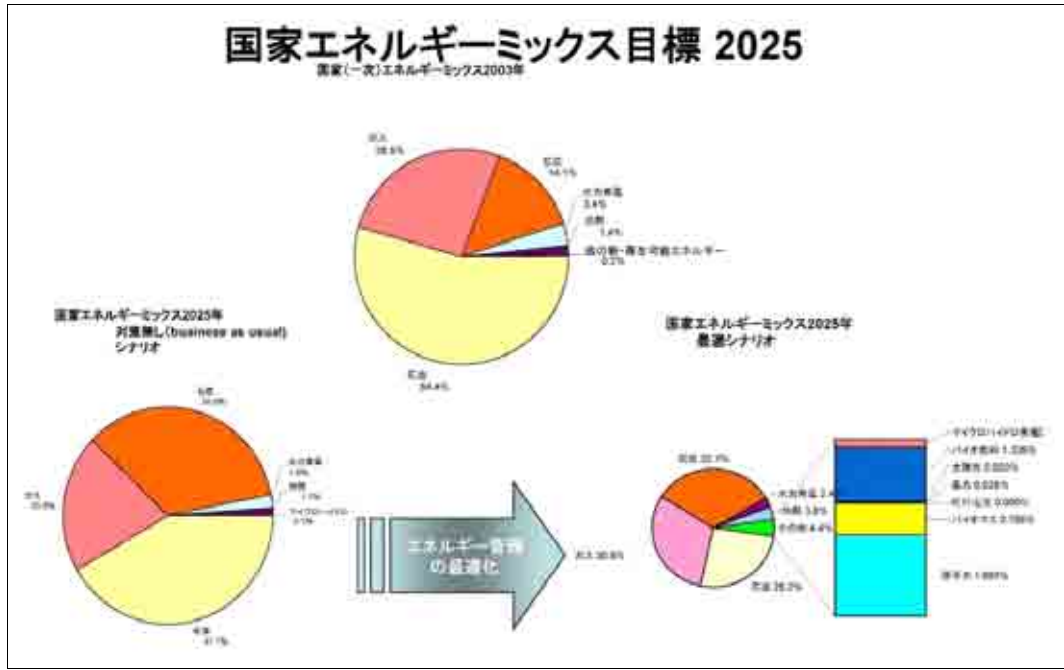
- 国家エネルギー政策 (National Energy Policy: KEN) 2003－2020 (2004年3月)
- 国家エネルギー管理ブループリント(2005-25)
- 国家エネルギー政策に関する大統領令 (2006年5号)
- エネルギー法 (法 2007年30号、2007年8月10日制定)

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)

図2.2-1に示す2025年 国家エネルギーミックス最適シナリオを目標にエネルギー開発が進められている。



出典：国家エネルギー管理ブループリント

図 2.2-1 1次エネルギーミックス目標

2.3. ジャバリ地域の社会・経済状況および開発計画

国家長期開発計画 2005－2025（法 2007 年 17 号）によると、地域開発目標としては、「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。」こととなっている。産業政策的にも同一線上の方針で、ジャワ外島部に成長の中心となる地域を形成して、均衡のある発展を目指している。ジャバリ地域では、大規模な産業開発を行うのではなく、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）を抑える方針である。

表 2.3-1 ジャバリ各地域の GDP 産業別構成とその成長率(2002-2006)の比較

Industrial Origin	Jakarta		West Jawa + Banten		Cent Jawa + DIY		East Jawa		Bali	
	GRDP	Growth	GRDP	Growth	GRDP	Growth	GRDP	Growth	GRDP	Growth
1. Agriculture, Livestock, Forestry & Fishery	292	-4.1%	39,732	2.3%	34,309	2.9%	46,476	3.0%	4,779	3.9%
2. Mining and Quarrying	933	-6.7%	7,079	-3.2%	1,804	7.6%	5,455	5.4%	138	3.8%
3. Manufacturing industry	53,647	5.2%	144,848	5.7%	50,670	5.1%	72,787	4.3%	2,098	4.5%
4. Electricity, Gas and Water Supply	2,076	5.8%	8,266	4.2%	1,409	6.3%	4,610	6.0%	330	4.4%
5. Construction	31,166	5.4%	9,775	9.4%	10,027	8.7%	9,030	2.2%	857	4.0%
6. Trade, Hotel & Restaurant	67,684	7.0%	62,088	5.9%	35,386	4.9%	81,715	9.0%	6,830	5.3%
7. Transport & Communication	26,609	13.2%	16,560	7.3%	9,213	6.4%	15,505	6.1%	2,323	4.0%
8. Finance, Real Estate & Business Services	94,281	4.0%	9,560	6.8%	6,991	4.6%	13,611	7.0%	1,674	5.8%
9. Services	36,012	5.1%	20,945	7.5%	18,408	7.6%	22,048	4.1%	3,155	5.5%
GRDP	312,700	5.7%	318,853	5.3%	168,218	5.1%	271,239	5.6%	22,185	4.8%
GRDP Without Oil and Gas	311,767	5.8%	310,128	5.6%	158,217	4.9%	270,554	5.6%	22,185	4.8%
Total Oil, Gas & Its Products	933	-6.7%	8,725	-3.3%	10,001	8.3%	684	4.5%	0	0.0%

ジャマリ地域は、人口ではイ国全体の60%を占めるが、地域国内総生産（GRDP）の合計では61%と、経済的には人口比よりやや大きい。一方、産業別には、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。

ジャカルタ特別州は、金融の割合が突出している他、商業・流通、サービス業が大きいが、製造業は20%を下回っている。西ジャワ地域は製造業が50%近くを占めており、インドネシアの製造業の中心である。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。

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%を超えて、最も高い。ジャカルタ地域の伸びが最も低く、0.17%となっている。

表 2.3-2 ジャマリ各地域の人口

Year	1971	1980	1990	1995	2000	Growth R(90-00)
Jakarta	4,579,303	6,503,449	8,259,266	9,112,652	8,389,443	0.17
West Jawa	21,623,529	27,453,525	35,384,352	39,206,787	43,828,317	2.03
Cent. Jawa	24,366,496	28,123,702	31,433,697	32,570,045	34,351,208	0.94
East Jawa	25,516,999	29,188,852	32,503,991	33,844,002	34,783,640	0.70
Bali	2,120,322	2,469,930	2,777,811	2,895,649	3,151,162	1.31

## 2.4. ジャマリ地域の電気事業

### 2.4.1 関係機関の組織体制

関係機関の内、PLNは、2008年4月に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。新組織は、主要な6部署：計画部および戦略建設部、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、発電設備および系統、IPP、IT、技術等の計画を担当し、JICAとの担当窓口となる。旧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、コンサルタント選定および建設中の調達と施工管理を担当する。それ以降の発電所の維持管理は、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。

PT PLN ORGANIZATION STRUCTURE

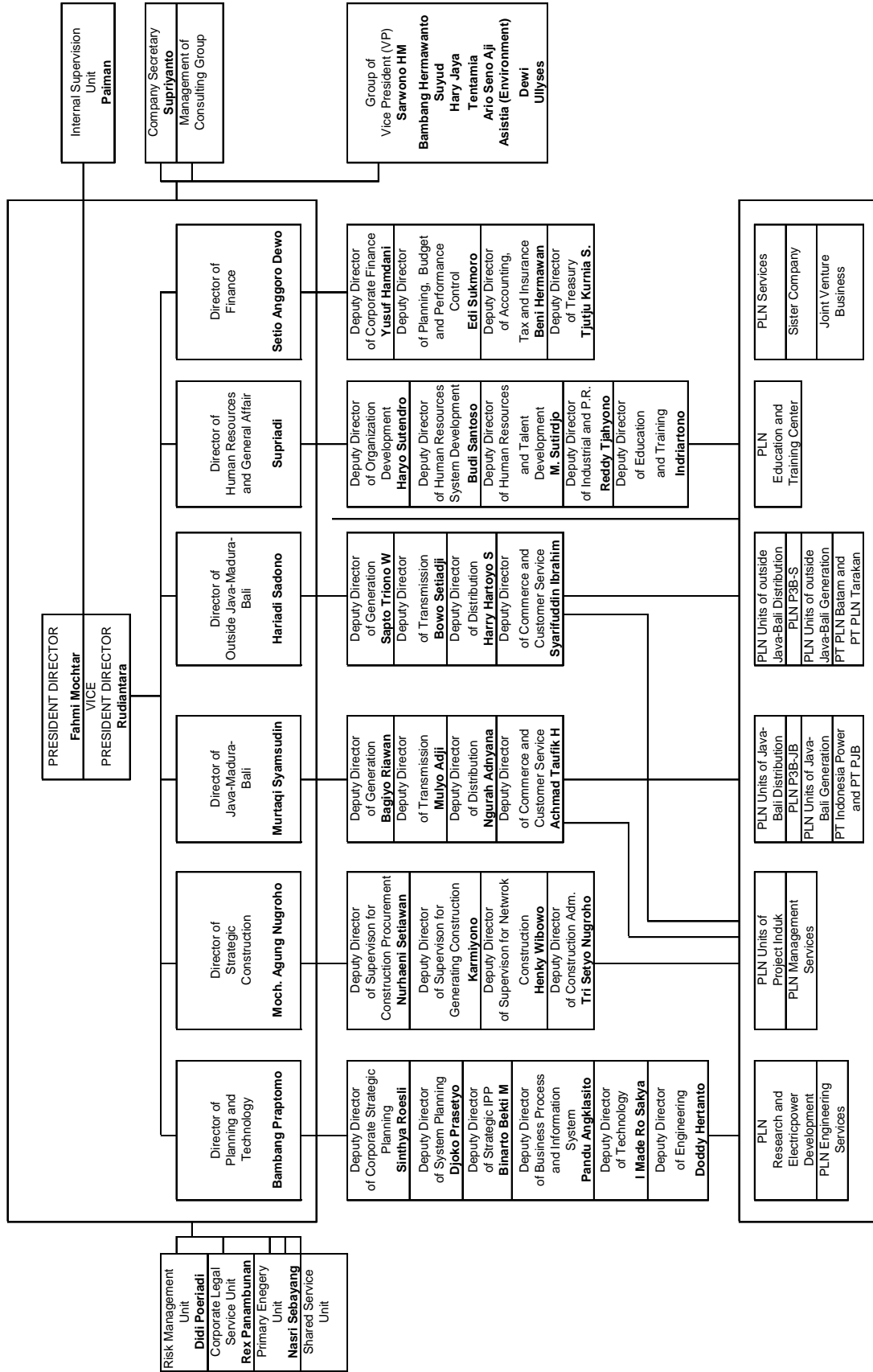
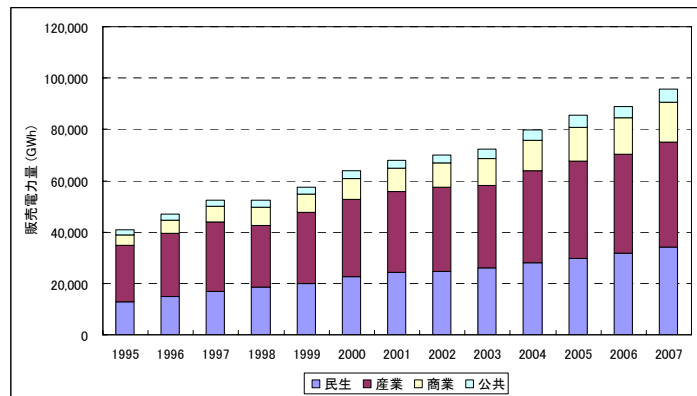


図 2.4-1 PLN の組織図 (2008 年 4 月変更)

## 2.4.2 電力需給状況

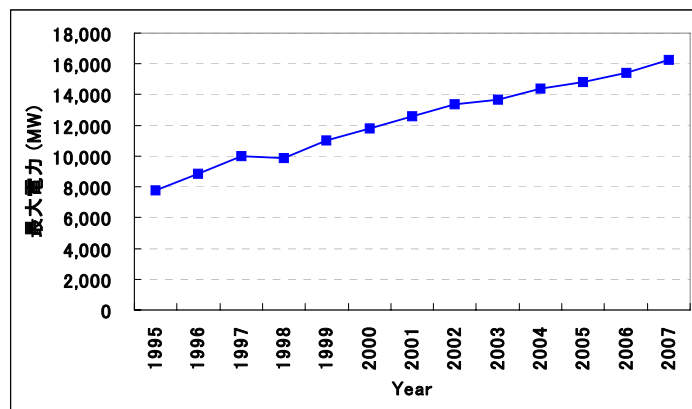
ジャマリ地域では、社会経済発展を背景に、近年堅調に電力需要が伸び続けている。図 2.4-2 にジャマリ地域の販売電力量の推移を示す。1997 年に発生した経済危機の影響により一時的に販売電力量の伸びが鈍化しているものの、近年は堅調な伸びを記録している。2003 年から 2007 年の平均伸び率は 6.5% となっており、2007 年における販売電力量はジャマリ地域全体で 95,624 GWh となっている。



出典：PLN 資料より作成

図 2.4-2 販売電力量

近年の最大電力の推移を図 2.4-3 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 2.4-3 最大電力

## 2.4.3 既存の発電設備の現状

表 2.4-1 にジャマリシステム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 年時点のジャマリシステムの総設備容量は 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。

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 Total Production GWh
	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	77,471
Year 2006	18,416	3,895	16,990	3,837	22,311	20,827	79,909
**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 (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 2.4-4 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である。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。

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	Capacity (MW)	Fuel	Location	Expected Operation Year (Year)	Financial Procurement Status	Financial Source (If already prepared)	Total Investment (Million USD)	Construction and Land Acquisition			EIA		Approval of BA/EDA/D.A./Environment			RUPTL	Remark
									Planned	Already started	Completed	Planned	Not yet started	Not yet started	Not yet approved	Not yet approved		
<b>Already Completed / Canceled Projects</b>																		
1	Cilegon	PLTGU 740	NG	Banten	Op.2005												Already start the operation in 2005	
2	Tanjung Jati-B	PLTU 660	Coal	C.J	Op.2006												Lease Project / Already start the operation in 2006	
3	Cilecap	PLTU 300	Coal	W.J	Op.2006												Already start the operation in 2006	
4	Daratul #3	PLTP 110	Geo	W.J	Op.2007												Already start the operation in 2007	
5	Kamogang #4	PLTP 60	Geo	W.J	Op.2008												Already start the operation in February 2008	
6	Banawa	PLTGU		Bali	Canceled												Canceled due to environmental restriction	
<b>Ongoing and Committed Projects (PLN &amp; IPP)</b>																		
7	Muna Karang	PLTGU 750	NG	Banten	2011	PLN needs already prepared for PLN portion	JIBC											
8	Muna Lawar	PLTGU 725	NG	Banten	2011		JIBC											
9	Tanjung Priuk Extension	PLTGU 750	NG	Banten	2012		JIBC											
10	Surabaya Baru	PLTU 600	Coal	Banten	2009	APLN	Bank Mandiri, Bank Central Asia, Citibank, SSB, MBS	951	368								PLN signed a loan agreement on Jan. 30, 2008 (Jakarta Post)	
11	Labuhan	PLTU 300	Coal	Banten	2009	APLN	Bank Central Asia	1,538	373								International finance source has not yet prepared.	
12	Teuk Naga	PLTU 300	Coal	Banten	2010	APLN		2,079	602									
13	Jabar Selatan/Paleubuhan Baru	PLTU 300	Coal	W.J	2010	APLN		2,426	624									
14	Jabar Utara/Indramayu	PLTU 300	Coal	W.J	2009	APLN	B. MANDIRI, B. BNI, B.CA	1,647	786								Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara Indonesia, and Bank Central Asia	
15	Rembang	PLTU 300	Coal	C.J	2009	APLN	B. MANDIRI, B. BNI, B. CA, J	2,474	339								Syndicate of Banks consisting of Bank Mandiri, Bank Negara Indonesia, and Bank Central Asia	
16	Jatin Selatan/Padian	PLTU 300	Coal	E.J	2010	APLN		1,354	993									
17	Paiton Baru	PLTU 600	Coal	E.J	2009	APLN	China Loan Bank \$265.0 Million	777	428								PLN signed a loan agreement on Jan. 30, 2008 (Jakarta Post)	
18	Tanjung Jati Baru/Cheap	PLTU 600	Coal	C.J	2010	APLN				Bidding procurement							Under selection of EPC Contractor (Expected date of completion of EPC Contractor is the end of March)	
19	T Awar-awar	PLTU 300	Coal	E.J	2010	APLN				Bidding procurement							Under selection of EPC Contractor (Expected date of completion of EPC Contractor is the end of March)	
20	Praha # 1, 2, & 3	PLTP 60	Geo	W.J	2010												Looking for investors	
21	Wayang Winda #2	PLTP 110	Geo	W.J	2009		Sumbawa Shig (Japan)										On schedule	
22	Dieng #2 & 3	PLTP 60	Geo	C.J	2010												Looking for investors	
23	Bali Utara / Cukumbawang	PLTU 130	Coal	Bali	2009												Block schedule, year of commercial operation might be 2010.	
24	Bestugul	PLTP 10	Geo	Bali	2010												Looking for investors, Ministry of Forest has not yet approved because the data located in the National Park.	
25	Creson (Ete-Colege)	PLTU 600	Coal	W.J	2010		JIBC and Korean Exm										Financial close is expected to be the mid of 2008.	
<b>PLN Planning Projects</b>																		
26	Upper Cusakan	PLTA 500	PLN	W.J	2013		WB/JIBC											
27	LNG-1 (Bajansgara)	PLTGU 1,500	LNG	Banten	2014												EIA was already prepared in 2002-2003. However, due to conditions of the project, EIA requires to be re-	
28	Kamogang #5	PLTP 60	Geo	W.J	2012													
29	PLTU Baru																	
<b>IPP Planning Projects</b>																		
30	Charang Ext.	PLTGU 150	Coal	W.J	2010												Site under negotiation with the original owner	
31	Aoyar	PLTU 300	Coal	W.J	2009													
32	Pasuruan	PLTGU 500	Coal	E.J	2011													
33	Madura	PLTU 100	Coal	E.J	2011													
34	T. Jati A	PLTU 300	Coal	W.J	2014												Under negotiation with Developer	
35	Jati-C																T. Jati C is closed out due to adaptation of Financial Close for T. Jati B & J.	
36	Jati-B																T. Jati B is the same project with T. Jati -B Ext.	
37	Bali Timur	PLTU 100	Coal	Bali	2011												Bidding Procurement (selection of Developer) will start in March 2008.	
38	PLTU Jawa Tengah	PLTU 600	Coal	C.J	2014													
39	Charang Lairrado	PLTG 150	NG	W.J	2012												The owner is changed from PLN to IPP in RUPTL Aug. 2007.	
40	Rejanmadia	PLTA 47	Geo	W.J	2011													
41	Munt. Tambang	PLTU 2,400	IPP	Sumatera	2012													
<b>Potential Projects</b>																		
42	LNG-2	2,250	LNG	Banten	2015													
43	Cilecap Ext. (III)	PLTU 600	Coal	W.J	2011													
44	Paiton Block III - IV	PLTU 800	Coal	E.J	2011													
45	Tanjung Jati-B Ext.	PLTU 680	Coal	C.J	2011		JIBC										EIA is almost finished but not yet submitted for approval.	
46	PLTGU Baru	900-1,000	PLN		2010/10													
<b>Planning Projects by MEMR (Note: The Following projects are not listed in RUPTL)</b>																		
48	Telaga Ngabel	PLTP 120	Geo	E.J	2012												MEMR Projects announced by ESDM website saying that the project is not in the list of projects in the Area (Sep. 13, 2007). Provincial governments have already prepared Auction Committee and under preparation of Tender Documents. Tender Documents regional governments (smaller unit than the provincial government) have not yet released Auction Committee	
49	Guning Ungapan	PLTP 50	Geo	C.J	2012													
50	Guning Tampomas	PLTP 50	Geo	W.J	2012												Working Area does not specify the development site. The development site is to be determined by IPP	
51	Ciseok-Ciakrame	PLTP 45	Geo	W.J	2012													

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

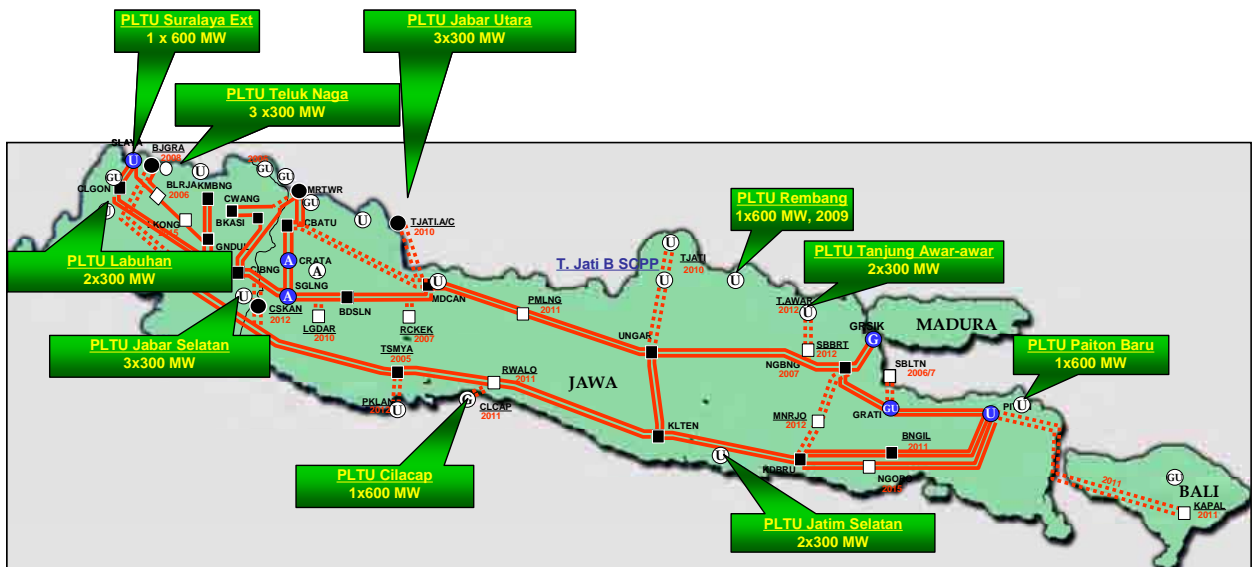


図 2.4-4 ジャバリ地域 6,900 MW ファストトラックプログラムの位置図

(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>1</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>2</sup>を予想している。

### (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

ジャマリ地域における水力開発可能地点は十分に調査されていない (特に貯水池型水力) ため、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。

### (5) 原子力発電 (PLTN) 開発

原子力発電開発計画は最新の RUPTL 2007 からは外されているが、依然計画は進行している。但しインドネシア政府は開発地点を最終決定していない。

## 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、ジャマリ地域とそれ以外の地域に分割し、送変電系統開発計画を実施している。系統開発計画は、10 年間の範囲で実施され、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

現在、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、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。

<sup>1</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>2</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) の入札が既に実施され、2011 年の運開を予定している。



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 年間で大幅な追加延長合計 2,557 km が予定されている。

**表 2.4-3 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
500 kV	3,128	129	165	773	462	622	56	20	100	210	20
150 kV	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 または 20 kV 変圧器 28,530 MVA と既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。

**表 2.4-4 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 500 kV 変電所 12 カ所および 150 kV 変電所 111 カ所と相当数が計画されている。

**表 2.4-5 Expansion Plan of 500 kV & 150 kV Substation (Number)**

変電所	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
500 kV	1	3	-	3	-	1	1	-	2	2
150 kV	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、供給信頼度向上の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

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) ジャワー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。

#### 2) ジャワーバリ連系線プロジェクト

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。

## 2.4.6 系統運用の現状

ジャマリ系統の給電制御地域区分を右図に示す。中央給電制御所 (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、地方制御所 (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。地方制御所は Region1 (RCC1)、Region2 (RCC2)、Region3 (RCC3)、Region4 (RCC4) に分類され、Region4 はさらに East Jawa と Bali に細分化される。



図 2.4-6 ジャマリ系統の制御地域区分

PLN では、系統運用のルールを定めたグリッドコードを 2007 年に改定したほか、次年度の運用計画や月間および年間の運用実績報告書など、各種の運用書類を定期的に発行している。系統運用のための体制、運用設備およびルール共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。

## (1) 電 圧

至近年の電圧低下の実績を下表に示す。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 2.4-6 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

PLN 資料より作成

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。インドネシア国における電圧低下問題の根本的な原因として、コンデンサなどの調相設備不足と、発電機の無効電力を有効に使いきれていないことが考えられる。

## (2) 周波数

PLN では、ガバナフリー容量や 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 2.4-7 のように毎年のように基準周波数を逸脱している。

表 2.4-7 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

PLN 資料より作成

常時および異常時の周波数変動の要因として以下の事項が考えられる。

### < 常時の周波数変動 >

- ・ガバナフリー容量の不足
- ・LFC 容量の不足
- ・ミドルおよびピーク対応発電機の不足
- ・IPP 発電所への給電指令の困難さ
- ・出力変動が困難なパイプライン式ガス発電所
- ・ランプレートの低さ

### < 異常時の周波数変動 >

- ・系統周波数定数の算定手法

### (3) 停 電

PLN の近年の停電事故原因を下表に示す。原因のうち、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。一般的に、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る。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。

一方、事故が発生した際の、地方制御所から中央給電制御所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、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おり、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。

停電が多発している要因としては以下の事項が考えられる。

- ・設備老朽化
- ・機器の性能不備
- ・製造者からのサポート不足
- ・供給力不足
- ・必要負荷遮断量の計算方法
- ・N-1 クライテリアの未遵守

表 2.4-8 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

PLN 資料より作成

### (4) 送電ロス

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、基準電圧を上昇させる場合、更なるロスの低減を図ることができる。

表 2.4-9 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

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 号で示された 2003 年の料金改定を引き継いだものである。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。

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、ピーク時間帯は非ピーク時の 2 倍の料金とされており、ピーク需要を抑制する料金となっている。顧客グループ別 kWh あたり平均販売価格、PLN の料金収入と政府補助金額の推移は以下のとおりである。

表 2.4-10 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

Source: PLN Statistiks 2006

表 2.4-11 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

Source: PLN Statistiks 2006, Laporan Tahunan 2007

さらに、2008 年の補助額は Rp. 60 兆強とされているが、昨今の燃料価格の高騰が続くと、Rp. 68 兆にも到達するとの見方もある（Jakarta Post 2008 年 6 月 3 日）。補助金の膨張に対

する対策として、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>3</sup>、5月の料金請求から適用を開始している。

**(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 2.4-12 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。

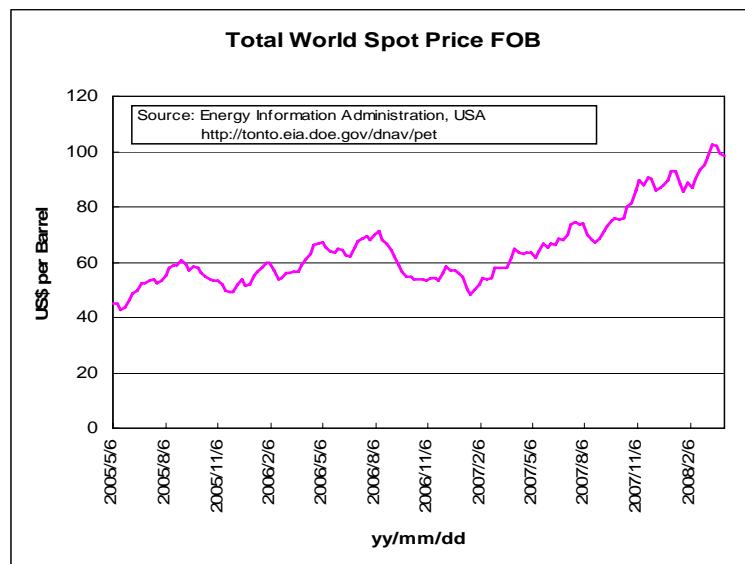
2008 年の油系燃料価格については、図 2.4-7 に 2005 年 5 月 6 日から 2008 年 4 月 4 日までのスポット取引の原油価格（FOB 価格）の推移を示す。その後さらに上昇し、2008 年 7 月 11 日に原油価格（WTI）は史上最高値 147 US\$/bbl を記録した。

**表 2.4-12 2000 年から 2006 年の PLN 燃料コスト**

Year	Ex. Rate	HSD \$/bbl	MFO \$/bbl	Coal \$/ton	Natural Gas \$/MSC	Geothermal \$/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



**図 2.4-7 世界原油の FOB 価格推移**

最近の石炭価格については、表 2.4-13 に Suralaya 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。

<sup>3</sup> SIARAN PERS, 12/HUMAS DESDM/2008, DEPARTEMEN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL



表 2.4-13 Suralaya 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 Suralaya Thermal Plant on June 3, 2008

現状ではLNGは全て日本、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>4</sup>から 12 US\$/MMBTUで、原油価格のエスカレーション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）

インドネシアにおける IPP の取り組みは 90 年代にスタートし、以来 IPP を含む発電許可事業者 PIUKU からの電力購入量は、急激に増大してきている。

PLNは、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。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。IPP事業者の選定は、公開入札で行われるが、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。ただし、地熱発電所の開発にあたっては、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、政府である<sup>5</sup>。当該政府、すなわち大臣、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、その結果を公表して開発の権利を入札にかけ、落札者を地熱鉱業許可者（IUP）に選定する。

電力販売契約 PPA に基づく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。また、燃料費の変動も、直接 PLN に転嫁される。現在有効な PPA 価格は以下の通りである。

<sup>4</sup> 出典：2008 年 6 月 5 日 MEMR の MIGAS より。

<sup>5</sup> 地熱に関する法 2003 年 27 号

表 2.4-14 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

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。

(2) 石炭火力発電所建設計画（ファストトラックプログラム）

2006 年に、全国的に不足する発電容量と石油燃料への依存の課題を一気に解消する突破口として、大統領令 2006 年 71 号が發布された。これにより、国内 35 カ所の発電所を EPC 方式で調達する事業がスタートした。ジャバリ地域内では 10 カ所、6,900 MW の整備を進めている。

制度上特記すべき事項として、以下の 2 点が指摘される。

◆ 事業者選定

同法 2 条(1) PLN が 1 条で意図する発電所開発をアンタイド資金にて実施する場合、公開入札（オープン tender）を経て行わなければならない。

同法 2 条(2) PLN が 1 条で意図する発電所開発をタイド資金にて実施する場合、直接選定を経て行うことができる。

◆ 環境

同法 2 条(3) 1 条で意図する発電所の早急な開発の実施のため、権限を有する関係機関／官吏は、環境影響評価（Environmental Impact Assessment: AMDAL）、送電線ルートの収用・補償および土地取得プロセスに関する全ての許認可を、最初に申請されてから 120 日以内に完了させるものとする。

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を基本とするが、残り 15%は PLN が用意することとなっている。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、大統領令 2006 年 86 号により、政府から PLN の義務支払いに対する保証を行うこととした。同令により、保証なしの場合と比較してより低い金利水準で資金調達を行ったとされる。

## 2.4.9 環境社会配慮

### (1) 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

インドネシアにおいては、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、絶滅危惧種／貴重種／希少種の保護を担当している。森林法 (Forest Act: Law No.41/1999) に基づいて指定される保護区は、Strict Nature Reserves、Wildlife Sanctuaries、National Parks、Nature Recreation Parks、Hunting Game Reserves、Grand Forest Parks の 6 種類である。これらの保護区では、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。2006 年 12 月時点でジャワ島に指定されている保護区の位置を図 2.4-8 に示す。



図 2.4-8 ジャワ島の保護区

ファストトラックプログラムの石炭焚発電所について見てみると、Suralaya Baru 発電所並びに Paiton Baru 発電所、Jabar Utara 発電所、Rebang 発電所、Tanjung Awar-Awar 発電所、Tanjung Jati Baru 発電所、Jatin Selatan 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、発電所の位置図から確認できる。また、残る Teluk Naga 発電所及び Jabar Selatan 発電所についても、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。

インドネシアの国家電源開発計画 (RUPTL) において建設が予定されている発電所について見てみると、その位置から、Cirebon 石炭焚発電所並びに Bali Utara 石炭焚発電所、Patuha 地熱発電所及び Dieng 地熱発電所、Windu 地熱発電所は保護区の外に立地している。貯水

池式の水力発電所としては、Rajamandala 水力発電所並びに Jatigede 水力発電所の運開が確定しているが、これらも保護区には立地していない。RUPTL には掲載されていないものの、貯水池式水力発電開発に有望な地点として、Cimandiri 並びに Muang、Cibuni-3、Cipasang の 4 地点を全ての電源開発シナリオに含めているが、Cipasang を除く 3 地点については、位置図から、保護区内には立地していないことが明らかである。揚水発電に関しても、Upper Cisokan 並びに Matenngeng、Grindulu の 3 地点については、位置図から、保護区内には立地していないことを確認できる。

(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 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しなければならない。なお、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。

### 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 (Residential, Commercial, Industrial, Public) に分類し、20 年間の電力需要を予測している。Simple-E では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、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需要予測が行われている。公表されている 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。

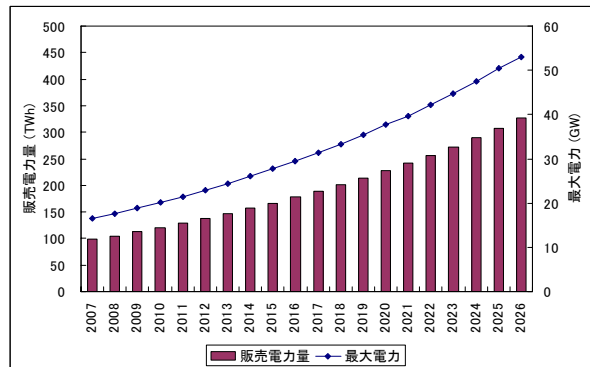


図 3.1-1 電力需要想定 (RUKN 2006-2026)

##### 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 (Jakarta, West Jawa, Central Jawa, East Jawa, Bali) およびセクター別 (Residential, Commercial, Industrial, Public) 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需要予測をおこなっている。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。

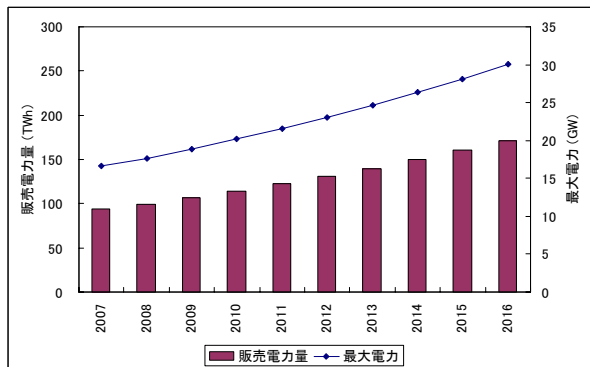


図 3.1-2 電力需要想定 (RUPTL 2007-2016)

##### 3.1.3 JICA 案件における電力需要予測

2002 年に JICA により実施された「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。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。

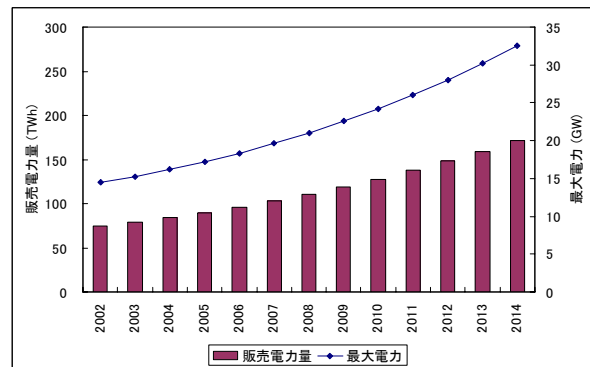


図 3.1-3 電力需要想定 (2002 年 JICA 案件)

### 3.2. 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー

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、失業率を5%に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、実績はこれを下回る結果となっている。

地域開発政策的には、産業が集中するジャマリ地域よりも、開発の遅れている外島部で開発を進める方針である。ジャマリ地域内では、効率を改善することに重点が置かれている。一方需要面からは、回復しつつある石油・石炭・ガスなどの開発に対する投資が効果を現わすには長期間を要し、また外島部が中心となる。高騰する原油価格は、物価全体の上昇圧力や経済全体に対する擾乱要因となり、PLNの電気料金も2009年以降大幅な上昇の改訂がなされるであろう。

国の新たな成長の要素は外島部に存在し、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、今後20年間の開発のシナリオである。

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、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、

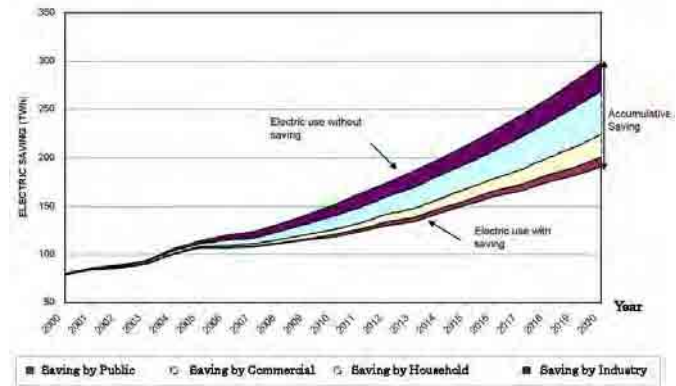
- ① 法制度の整備
- ② ラベリング認証
- ③ 試験設備の充実
- ④ 製品メーカーの支援

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)

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なものが考えられ、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 年を目標に展開中である。

- ・ 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



出典；Electricity Saving Blueprint 2008

図 3.3-1 省エネルギーの期待効果

一方、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り、その中でもオープンサイクル・ガスタービンのコンバインドサイクル化（リパワリング）は燃料消費量の増加なしに、出力増加と効率向上が実現する優れた省エネルギー技術である。

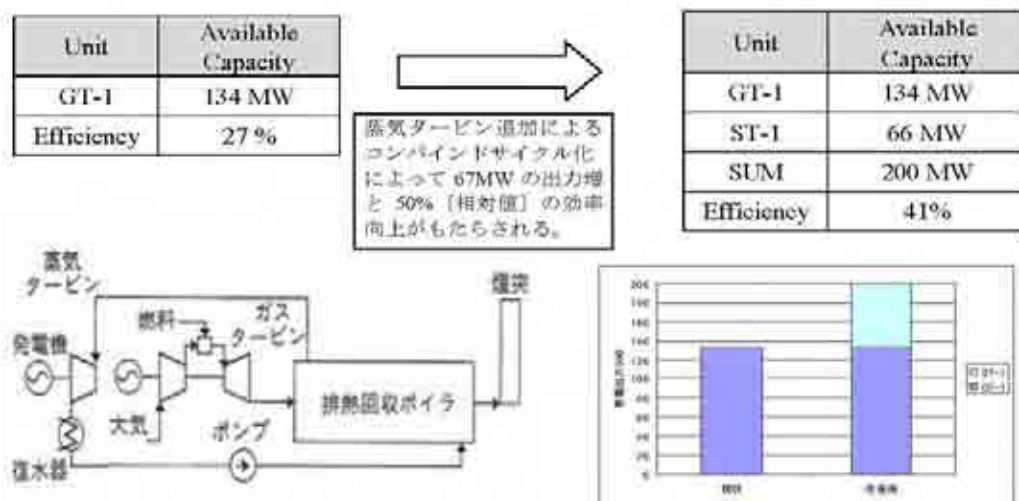


図 3.3-2 コンバインドサイクル化による効率向上と増出力

### 3.4. 電力需要予測の更新

以下に示す手順により、電力需要予測モデルを構築し、2009 年から 2028 年までの 20 年間の電力需要予測を行った。

- ①電力需要に影響を与えるパラメータ（変数）の抽出
- ②電力需要予測モデルの構築（需要と変数の相関分析）及び各変数の推移設定
- ③全体の消費電力量を予測
- ④ロス率を考慮し全体の発電電力量を算出
- ⑤負荷率を考慮し全体の最大電力を算出

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。下図に示す検討によれば、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、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するといえる。これをもとに、今後のジャマリ地域の日負荷曲線の推移を予測した。

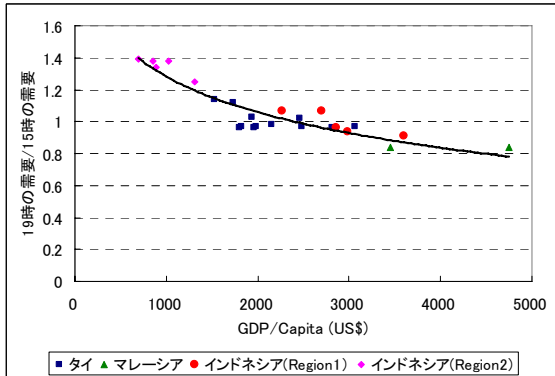


図 3.4-1 一人あたり GDP と需要ピーク時間

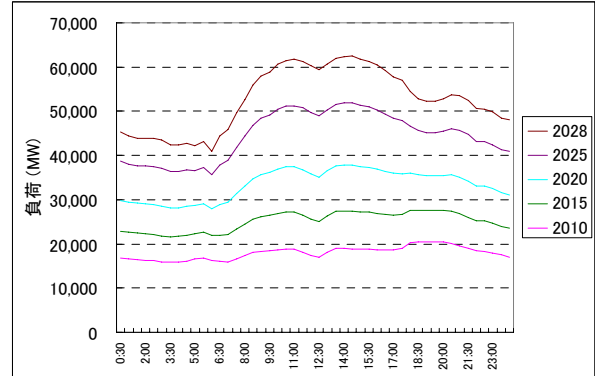


図 3.4-2 日負荷曲線の推移(ジャマリ地域)

需要想定の結果、図 3.4-3 に示すように、ベースケースの販売電力量は年平均 6.5%程度の伸びが予想され、2028年には354,835 GWhに達するものと想定される。また、最大電力は2028年に62,474 MWに達すると想定される。

一方、近年の需要は供給力不足により抑制されたものであると仮定するならば、潜在的な需要はベースケースよりも大きい可能性がある。これを考慮したハイケースでは、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る。

図 3.4-4 に示すように、ジャマリ地域内の各地域についても、それぞれの特徴を踏まえた電力需要予測ならびに日負荷曲線の推移予測をおこなった。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。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の大きな割合を占める。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ため、民生部門の電力需要の割合が高い。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、産業化が進んでおり、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。バリ地域では観光が主要な産業となっており、商業部門の需要の割合が大きい。

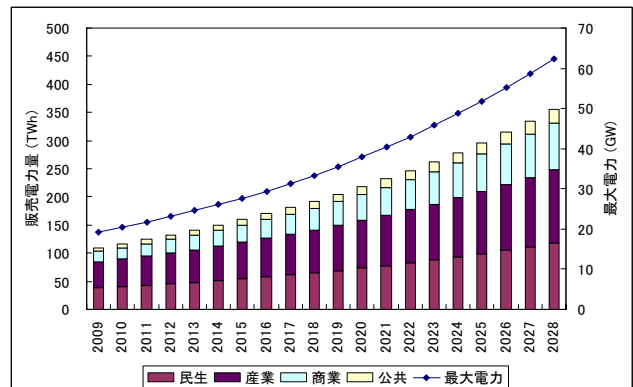


図 3.4-3 ジャマリ地域の販売電力量



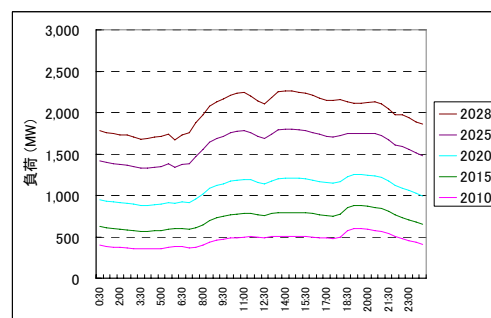
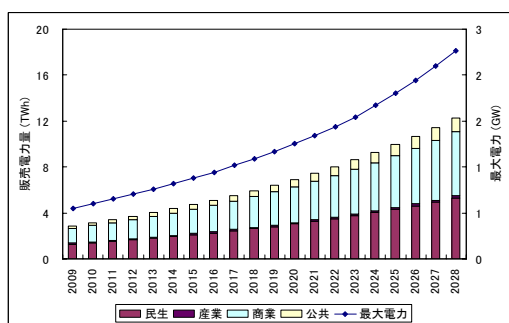
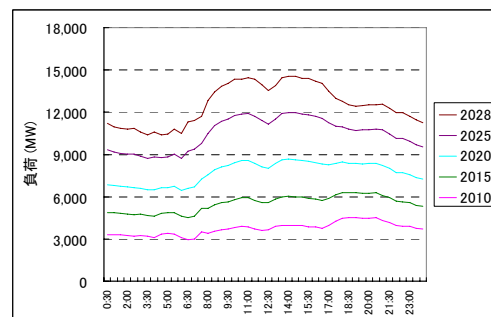
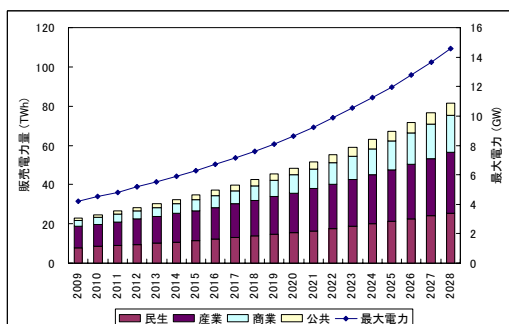
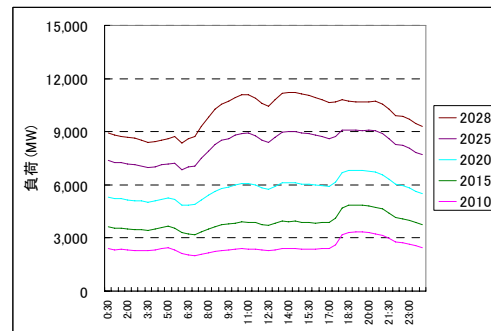
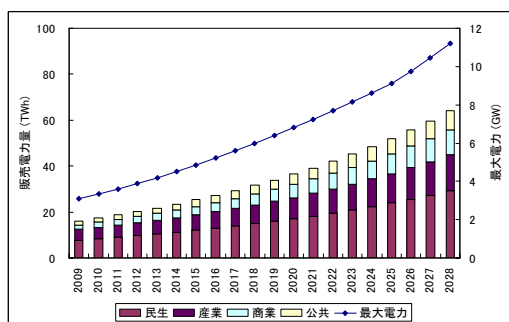
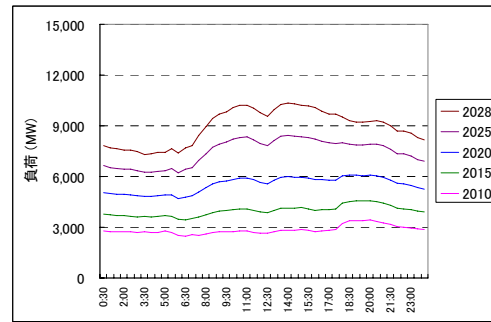
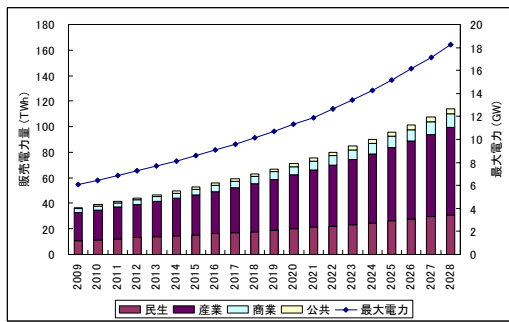
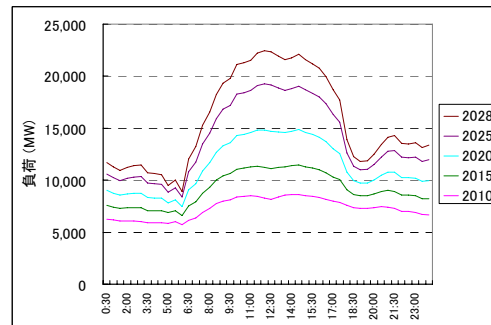
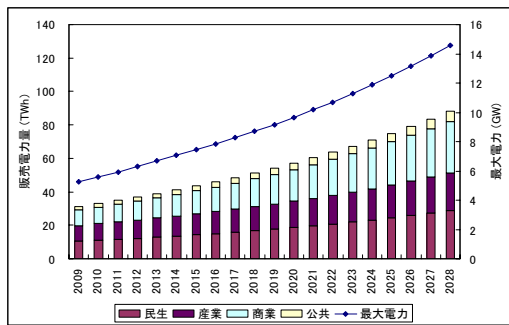


図 3.4-4 地域別需要想定結果

## 4. 電力開発シナリオの最適化

### 4.1. 一次エネルギー需給および開発可能性評価

インドネシア国では、石油および天然ガス、石炭など豊富なエネルギー資源を有していると考えられてきたが、その資源も有限であり、石油については、年々生産量が減少する傾向にあり 2004 年を境に輸入量が輸出量を上回り、このまま推移すると、2013 年頃には、輸入量が生産量を追い抜き、石油の純輸入国になるものと考えられる。一方ガスについては、生産量は 1990 年代より横這いで、大量に消費する国内発電所向けの供給は遅れ気味となっており、急速な電力需要の伸びを満たすために建設されたガスタービン発電所は、多数が HSD を使用しているのが実情である。石炭については、高品位の石炭は貴重な外貨獲得のため輸出に回し、高水分で発熱量の低い低品位炭 (LRC; Low Rank Coal) は国内向けとする国策のもと、1 次エネルギーを大量に消費する発電プラントに対し、近年積極的な導入がはかられている。

また、電力向けの一次エネルギーとしては、世界最大の賦存量を有する地熱エネルギー、河川を利用した水力のほか、大容量電源ではないが、風力、太陽光などの再生可能エネルギーも、その候補としてあげられる。

#### (1) 石油

石油は漸減傾向にあるのに対し、ガスは 1990 年代以降増加傾向にあったが 2005 年になってほぼ横這い状態となっている。最近の情報としてアチェ州南西 Simeulue 島沖合に、大規模な（一説では 1,000 億 bbl 規模）炭化水素源の可能性が報道されており、これが確認されれば、エネルギー政策にも大きな影響を及ぼすものと考えられる。

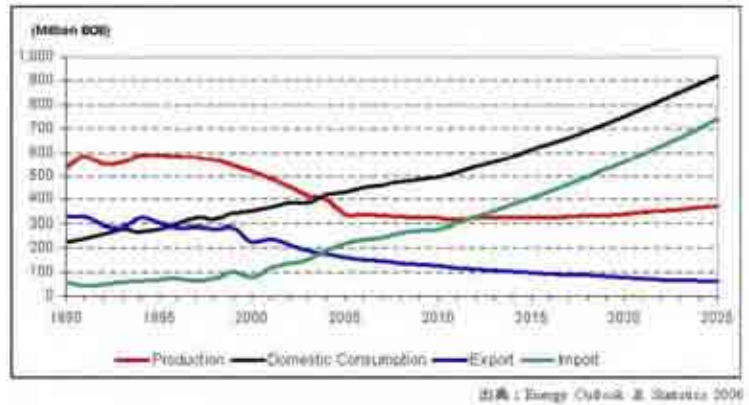


図 4.1-1 石油の需給バランス予測

#### (2) 天然ガス

インドネシア国の天然ガスの埋蔵量は、図 4.1-2 に示す通りであり、可採埋蔵量は漸増の傾向にある。2006 年の可採埋蔵量は 94 tcf であり、もし現状の 3 tcf/year で採掘を続けると可採年数は 31 年となる。最近の探査の結果、新しいガス田の発見も期待できるので、さらに可採埋蔵量は増加するものと思われる。

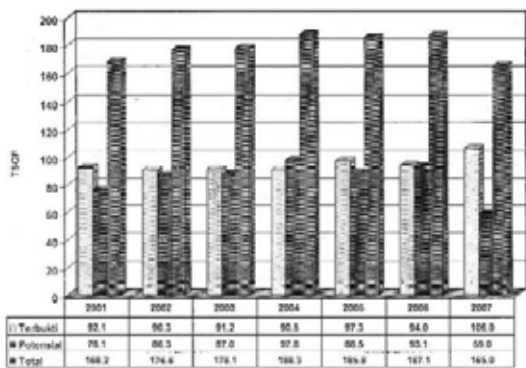


図 4.1-2 インドネシアの天然ガス埋蔵量

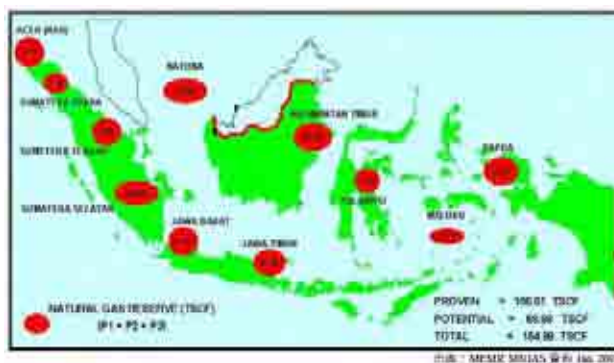


図 4.1-3 ガス田と埋蔵量

PLN の発電所向けのガス供給は、現在ほどの地域も遅れ気味となっており、供給が具体化しているのは、今年完成したスマトラ・ジャワ海底パイプライン (SSWJ 1) を通じ、Muara Tawar 発電所へ供給される 150 MMSCFD (注 ; PLN の要求は 300 MMSCFD であるが現時点では 150 MMSCFD の見込) と、現在価格交渉中の Gresik 向けの Kangean からのガスであり、既設プラントおよび現在建設に着手したプラント以外へのガス供給は、計画されていない。

LNG は今まですべて輸出に廻されていたが、インドネシア政府は今後、国内向けにも使用することを考えており、現在、西ジャワの Bojanegara に LNG 受入基地 (PGN、PLN、PERTAGAS 共同実施の予定) を建設し、2011 年に 150 万トン/年、2014 年には 300 万トン/年受入れる計画である。LNG は韓国、日本との長期契約がこれから順次満了する Bontan LNG 製造プラント (TATOL Indonesia) からの受入を考えており、交渉を開始した段階である。

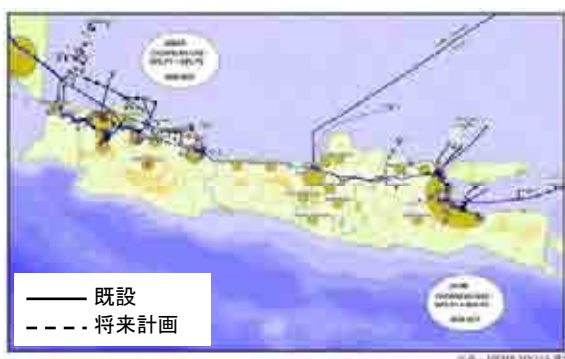


図 4.1-4 ジャワ島のガスパイプライン



図 4.1-5 ジャワ島での LNG 受け入れ

ガスパイプラインで供給される天然ガスは、ガス消費量を自由に変動させるには制約が多い。ガス供給量の変動を可能とする方策としては、次の 2 案が考えられる

- i) LNG の採用
- ii) CNG (Compressed Natural Gas) システムの採用

パイプラインガスに CNG を適用すれば、発電所へのガス供給は定量で継続しつつ、発電設備はピークロード運用を可能とすることが可能となる。

このシステムは、発電所内のガスパイプラインにブランチを設け、圧縮機、CNG 貯蔵圧力容器を組合せたシステムである。

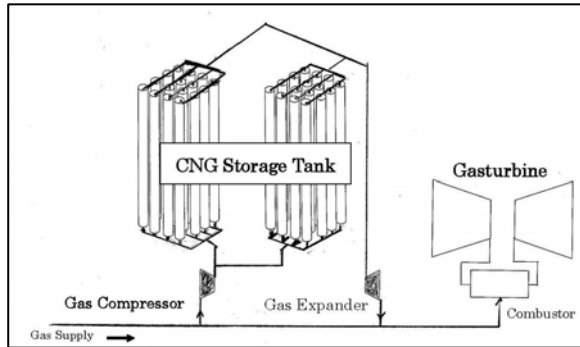


図 4.1-6 CNG のパイプラインガスへの適用

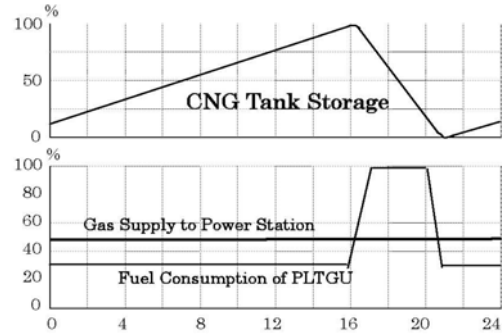


図 4.1-7 CNG による運用改善

### (3) 石 炭

#### (i) 埋蔵量と炭田マップ

インドネシア国には約 610 億トンの膨大な石炭資源があり、図 4.1-8 に示すように、ほとんどはスマトラ (47%) およびカリマンタン (52%) で産出される。2006 年の産出量は 1.9 億トンであり、確認埋蔵量 68 億トンで計算すれば可採年数は 36 年となる。これに推定可採埋蔵量 124 億トンを加えると 101 年となる。

年間生産量 1.9 億トンの内、約 70% は日本、台湾、マレーシア、韓国などに輸出され、残りの約 30% が国内で使用されている。国内向けの 57% は電力用である。

石炭の品質別の埋蔵量で可採埋蔵量の約 80% は中・低品位炭である。低品位炭は、今までは商用ベースに載っていなかったため、実際に使われてきた中品位以上の良質の石炭に絞って可採年数を見た場合には 20 年となる。

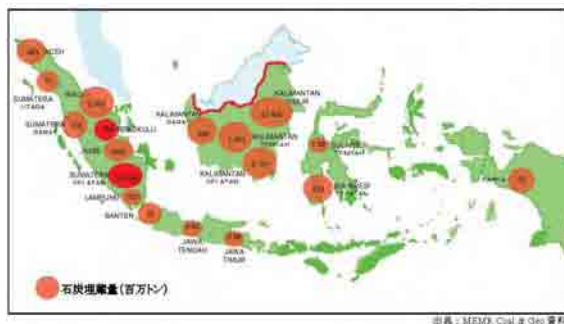


図 4.1-8 インドネシアの石炭埋蔵量

表 4.1-1 石炭の品質別埋蔵量

Coal Rank	HHV (kca/kg) Air Dried Base	Resources		Reserves	
		Billon ton	(%)	Billon ton	(%)
Low	<5100	14.95	(24.4)	2.98	(44.1)
Medium	5100-6100	37.65	(61.5)	2.44	(36.1)
High	6100-7100	7.97	(13.0)	1.22	(18.0)
Very High	>7100	0.67	(1.1)	0.12	(1.8)
Total		61.24	(100.0)	6.76	(100.0)

出典：MEMR Coal & Geo 資料

## (ii) 低品位炭 (LRC ; Low Rank Coal)

低品位炭(LRC)はスマトラやカリマンタンに多く埋蔵している。水分が多く、自然発火し易い石炭については、ボイラ的设计、運転には特別な配慮を必要とし、また水分が多い分ボイラの効率も悪いので、一般炭を焚いた時に比べCO<sub>2</sub>の排出量は増加する。なおインドネシアのLRCは、灰分や硫黄分 (SO<sub>x</sub>成分) は少ないという特徴を有している。

現在、ファストトラックプログラムで建設中の石炭焚き火力プラント(総発電量 10,000 MW) ではLRCを使用するが、PLNは、石炭の消費量 3,190 万トン/年に対し4月末時点で契約に至ったのは 2,849 万トン/年(8社から供給)で、約10%の不足分については引き続き交渉中である。いずれも20年間の長期契約(CIFベース)を考えている。

石炭輸送のインフラが完備しているとは言い難い現在の状況下で、これまで一般流通経路に乗っていないLRCを、ファストトラックプログラムの石炭焚き火力プラントの完成に合わせ大量に輸送可能とするには非常な困難を伴うと言わざるを得ない。今回のように急激に石炭の生産量を増加(国内向け石炭では50%増)させる場合には、炭田の開発計画と連携した総合的なインフラ整備が緊急に必要とされる。

なお、スマトラでの内陸輸送は一部鉄道も使用するが、カリマンタンでは、河川を利用したバージ輸送が主流となる。

## (4) 地 熱

インドネシア国は、27,000 MWを超える発電能力を有する地熱資源を有し、全世界の地熱ポテンシャルの40%を占めると報告されている。インドネシア政府はこれらの資源を有効に活用すべく、2025年までの開発ロードマップを作成し、9,500 MWを開発する計画である。なお2007年時点で運転開始しているのは1,020 MWである。大規模開発できる地域はスマトラとジャワに集中している。

表 4.1-2 各地域の地熱資源量

地方	既設の設備容量	現有計画規模	今後の開発・増設の可能量	合計資源量
スマトラ	2	913	3,605	<b>4,520</b>
ジャバリ	835	785	2,015	<b>3,635</b>
ヌサ・デンガラ	0	9	138	<b>146</b>
スラウェシ	20	140	575	<b>735</b>
マルク	0	0	40	<b>40</b>
合計量 (MW)	<b>857</b>	<b>1,847</b>	<b>6,373</b>	<b>9,076</b>

出典；JICA 2007年調査

表 4.1-3 ジャマリ地域の地熱開発マスタープラン

Red Font : existing geothermal development plan

Legend:

- Preliminary Study (Surface Survey by Government)
- Tendering
- Exploitation Stage
- Exploitation Stage
- Existing Working Area of PABT/ASAS

出典 ; JICA 2007 年調査

(5) その他

石油およびガス、石炭のほか、インドネシアで直接利用できる 1 次エネルギーとしては、水力、マイクロ水力、太陽光、風力、ガソリン代替のバイオエタノール、ディーゼル向けのバイオディーゼル、さらには、廃棄物発電がある。発電用としては、水力、マイクロ水力、太陽光、風力があげられるが、表 4.1-4 に示す通り、水力を除きその設備容量は小さい。これらの開発は、立地が需要の中心から離れていたり、投資額や環境問題等により制限され、ごく限られている。

表 4.1-4 インドネシアの非化石エネルギー

非化石エネルギー	ポテンシャル	設置容量
水力	75,670 MW	4,200 MW
ミニ/マイクロ水力	459 MW	84 MW
太陽光	4.8 kWh/m <sup>2</sup> /日 (1203 TW)	8 MW
風力	3-6m/s (9,290 MW)	0.5 MW

出典 ; Blue print

(i) 水力ポテンシャル

水力のポテンシャルについては、住民移転、自然保護区の問題などで、ジャマリ地域では開発可能地点がそれ程期待できず、PLNが近い将来の建設計画に入れているのは、Rajamandala（流れ込式）、Jatigede（貯水式）、Upper Cisokan-PS（揚水式）のみである。

表 4.1-5 ジャバリ地域の水力ポテンシャル

Location	Project Name	Type	Installed capacity (MW)	Recommended Year of installation
Central Jawa	Maung	RES	360	2004
West Jawa	Cibuni-3	RES	172	2013
	Cipasang	RES	400	2006
	Cimandiri-3	RES	238	2006
	Upper Cisokan-PS	PST	1000	2006
	Cibuni-4	RES	71	2015
	Cijulang-PS-2	PST	1000	2008
Jawa-Bali	Sesayap-1	RES	949	2017
	Boh-2	RES	1120	2018
West Jawa	Cibuni-PS-1	PST	1000	2012
Central Jawa	Klegung-PS	PST	1000	2016
East Jawa	Grindulu-PS-3	PST	1000	2018
West Jawa	Rajamandara	ROR	55	—
	Jatigede	RES	175	—
	Citiman	RES	-	—
	Cikaso-3	RES	29.5	—
Central Jawa	Gintung	RES	19.2	—
	Rawato-1	ROR	0.64	—
East Jawa	Grindulu-2	RES	16.3	—

Note ; RES (Reserved), ROR(Run of River), PST(Pumped Storage)

出典 ; Hydro Inventory Study 1999 by PLN

(ii) 風力、太陽光

インドネシア西部地域のポテンシャルは表 4.1-6, 7 に示す通りであるが、経済面や発電が天候に左右されると言う面で難しい点もあり、再生可能エネルギーの活用政策の一環として今後の開発が求められる。

表 4.1-6 風力のポテンシャル

No	Village/Sub District/Regency	Province	Year of Measurement	Average Velocity at Elevation of 24 m
1	Sabang	Aceh	1994	2.73
2	Meulaboh	Aceh	1994	3.33
3	Polonia Medan	North Sumatera	1994	3.68
4	Sei Dadap Kisaran	North Sumatera	1994	3.06
5	Binaka	North Sumatera	1994	3.06
6	Sicin	West Sumatera	1994	3.86
7	KP. Laing	West Sumatera	1992	3.72
8	Depati Darbo	Jambi	1994	4.01
9	Simpang Tiga Pakanbaru	Riau	1994	3.97
10	Kijang	Riau	1994	4.22
11	Japura Rengat	Riau	1994	2.83
12	Ranal	Riau	1994	2.45
13	Pangkal Pinang	South Sumatera	1992	3.68
14	Buluh Tumbang Tanjung Pandan	South Sumatera	1995	5.56
15	Serang Banten	West Jawa	1992	3.01
16	Cung Tangerang	West Jawa	1994	2.70
17	Tanjung Priok	Jakarta	1993	4.45
18	Cengkareng	Jakarta	1994	3.55
19	Semarang Maritim	Central Jawa	1992	2.94
20	Kledung	Central Jawa	1994	4.08
21	Adi Sumarmo Surakarta	Central Jawa	1995	2.39
22	Iswahyudi Madiun	East Jawa	1994	5.57
23	Surabaya AURI	East Jawa	1994	4.65
24	Surabaya Perak	East Jawa	1994	2.61
25	Kallangit	East Jawa	1994	5.40
26	Sangkapura Bawean	East Jawa	1994	2.96
27	Surabaya Maritim	East Jawa	1994	3.37
28	Ploso	East Jawa	1991	2.39
29	Kp. Tiekung	East Jawa	1994	2.55
30	Denpasar	Bali	1992	2.39

- Small Scale : 2 - 3 (m/sec)
- Medium Scale : 3 - 4 (m/sec)
- Large Scale : > 4 (m/sec)

Source : Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

注 ; 大規模な風力発電には経済性から風速 6m/秒以上が必要

表 4.1-7 太陽光エネルギーのポテンシャル

No	Regency	Province	Year of Measurement	Average Radiation (kWh/m <sup>2</sup> )	Measured by
1	Banda Aceh	Aceh	1980	4.10	LSDE
2	Palembang	South Sumatera	1979-1981	4.95	BMG
3	Mengala	Lampung	1972-1979	5.23	DGEED/BMG
4	Rawasragi	Lampung	1988-1979	4.13	DGEED/BMG
5	Jakarta	Jakarta	1985-1981	4.19	DGEED/BMG
6	Bandung	West Jawa	1980	4.15	LSDE
7	Lembang	West Jawa	1980	6.16	LSDE
8	Ciueu, Tangerang	West Jawa	1980	4.32	LSDE
9	Demage, Bogor	West Jawa	1980	2.56	LSDE
10	Serpong, Tangerang	West Jawa	1991-1995	4.45	LSDE
11	Semarang	Central Jawa	1979-1981	5.49	BMG
12	Surabaya	East Jawa	1980	4.30	LSDE
13	Kanteng, Yogyakarta	Yogyakarta	1980	4.60	LSDE
14	Denpasar	Bali	1977-1979	5.20	DGEED/BMG
15	Pontianak	West Kalimantan	1991-1993	4.55	LSDE
16	Banjarbaru	South Kalimantan	1979-1981	4.80	BMG
17	Banjarmasin	South Kalimantan	1991-1995	4.57	LSDE
18	Samarinda	East Kalimantan	1991-1995	4.17	LSDE
19	Manado	North Sumatera	1991-1995	4.91	LSDE
20	Palu	South East Sulawesi	1991-1994	5.51	LSDE
21	Kupang	West Nusa Tenggara	1975-1978	5.12	DGEED/BMG
22	Waingapu, Sumba Timur	East Nusa Tenggara	1991-1995	6.76	LSDE
23	Maumere	East Nusa Tenggara	1992-1994	5.72	LSDE

Source : Rencana Induk Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 1997, Directorate General of Electricity and Energy Development, Ministry of Energy and Mineral Resources

## 4.2. 電源開発の候補と基本条件

### (1) 一般条件

電源開発計画に使用した一般条件・仮定を表 4.2-1 に示す。

表 4.2-1 電源開発計画の一般条件・仮定

項目	条件	備考
検討期間	20 年間	2009 年から 2028 年までの 20 年間
需要予測	ベースケース	平均年需要伸び率 6.5 %
負荷曲線	図 4.2-1 に示す代表負荷曲線	P3Bから提供された 2006 年の運転記録から作成 (20 年間一定 <sup>6</sup> )
最低供給予備率	30 %	供給予備率= 供給可能容量/最大電力-100% ≥ 30 % (注記 参照)
供給不足確率	≤ 0.274 %	年間を通して最大 1 日以下
水文条件	1 条件	
年の期間数	2 期間	雨期 (6 ヶ月間) 及び乾期 (6 ヶ月間)
最大電力比		雨期 : 乾期 = 1: 0.971 2006 年運転実績より
電力供給不足補償費	なし	PLN には補償費制度が無い。

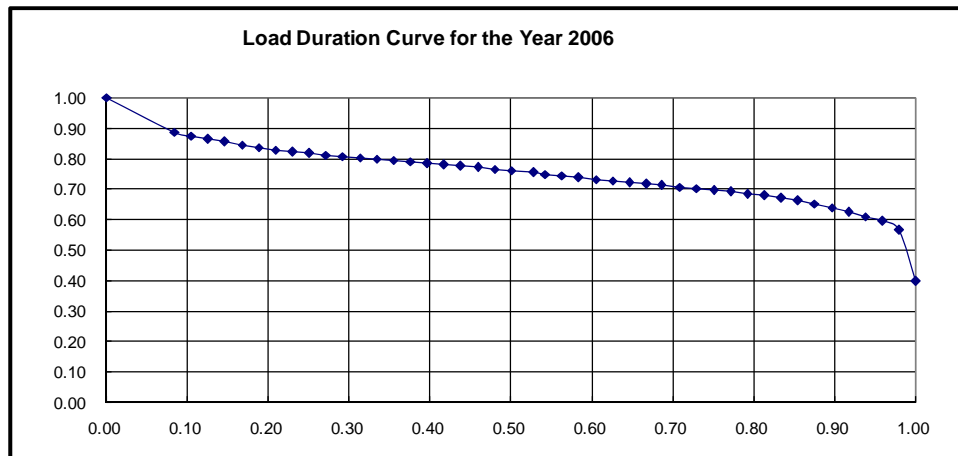


図 4.2-1 電源開発計画に使用した負荷曲線

注 ; 供給予備率

日本の電力会社 (10 社) の近年 (1996 ~ 2005 年) 平均供給予備率は最低 9.3% (2001 年) から最大 16.6%<sup>7</sup> (1999 年) で推移しているのに対し、ジャバリ系統の目標供給予備率は 30% となっている。インドネシアの供給予備率が日本に比べて高いのはインドネシアの場合、以下のように不確定要素が多いためと思われる。

<sup>6</sup> 需要予測結果の発電電力量との差異は、最大で代表負荷曲線の方が 1.7% 多く (2028 年)、殆どは 1% 未満の差で、代表負荷曲線で十分近似されている。

<sup>7</sup> 出典 : "Electric Power Industry in Japan 2007", 海外電力調査会



- 発電機器を全面的に輸入に頼っているため、一旦主要部品が破損した場合交換部品を海外から調達することになり、復旧までの期間が長期に亘る傾向<sup>8</sup>がある。
- 発電所建設資金を国際金融機関からも調達しており、当該金融機関との融資条件等の交渉<sup>9</sup>で建設着工時期が遅れることがある。
- 日本では最大電力は夏場と決まっているため、発電所の定期点検は夏場を避けて実施している。インドネシアでは雨期と乾期しかないので、最大電力発生時期が日本のように特定できず、最大電力発生時に定期点検が実施されている（供給可能容量の低下）こともある。
- インドネシアでは雨期と乾期に別れるため、乾期の水力発電量が雨期から大幅に落ち込む<sup>10</sup>。
- 発電機器が経年劣化<sup>11</sup>しており、また、ガスタービン発電において本来のガス燃料の代わりにHSDを使用しているため、定格出力が出ない発電所がある。

PLN は供給不足確率 0.274 %以内を保持しつつ、2020 年以降供給予備率を低減する考えであるが、上記の不確実性を考慮し、現時点では全計画期間に供給予備率 30%を適用する。

## (2) 電源開発計画での電源候補

### 1) 火力発電所の候補

表 4.2-2 に電源開発計画での火力発電所候補を示す。ジャワ・スマトラ連系線や LNG 焚きプロジェクトは確実性が高いプロジェクトで各々2014 年及び 2015 年に運開が予定されている。

表 4.2-2 火力発電所候補

Power Resource	Abbreviation	Unit Capacity
PLTU-Coal	C6H	600 MW / unit
PLTU-Coal	C10H	1,000 MW/unit
LNG-fired PLTG/TGU	LNG	750 MW / unit
PLTP	GE55	55 MW / unit
PLTN	N10H	1,000 MW / unit
PLTG	G150	150 MW / unit
Java-Sumatra Interconnection	JS-IC	600 MW / unit, Max 5 units

### 2) 水力発電所及び揚水発電所の候補

昨今の石油系燃料の高騰下では、水力、特に貯水池式水力は他の火力発電所に比べて

<sup>8</sup> 例えばSuralaya火力発電所 5号機は 2007年に事故により 5784時間(241日)運転が止まっており、JICA調査団が同発電所視察した 2008年6月3日時点でもまだ止まっていた。(添付資料 2-1 参照)

<sup>9</sup> 例えば旧JBIC融資のT.Priok やM.Tawarなどのプロジェクトではガス供給保証が遅れ、プロジェクトの開始が1年以上遅れた。

<sup>10</sup> 例えばSaguling 水力発電所の場合、2003年から2006年までの月平均発電量は雨期で 166.5 GWh、乾期で 66.8 GWhで乾期の発電量は雨期の約 40%まで落ち込む(出典: Indonesia Power からの提供資料)。

<sup>11</sup> 表 2.4-1に見られるように、設備容量と可能出力容量の差異が 2007年の場合約 2,000 MWと推測される。

初期投資額が大きいにも拘らず、十分競争力があると思われる。現時点では Rajamandala (IPP, 47 MW) と Jatigede (PU, 110 MW) の 2 プロジェクトしか動いていない。日本工営(株)が 1999 年 6 月に実施した “Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies” によれば、ジャマリ地域では以下の 4 プロジェクトが詳細設計段階、もしくは実施段階に進むことを提言している。提言されている 4 水力発電所を水力発電候補とする。

表 4.2-3 水力発電所候補

Name	Location	Type	Total Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Annual Energy (GWh)
Cibuni-3	W.J	RES	363.3	172.0	2112.2	568.0
Cipasang	W.J	RES	482.4	400.0	1205.0	751.1
Cimandiri-3	W.J	RES	350.6	238.0	1473.1	600.0
Maung	C.J	RES	511.6	360.0	1421.1	534.9

出典：“Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies”, June 1999, Table 15.1.1(1) & (2)

揚水発電所に関しては、上記の 1999 年報告書では 3 プロジェクトの事前 FS または FS の実施を提言している。3 プロジェクトの中で Upper Cisokan プロジェクトのみが建設に向けて現在動いている。Fast Track Program (ジャマリ地域での 6,900 MW 石炭火力開発) 完了後には、廉価な揚水エネルギーが提供されることを考慮して、残りの 2 プロジェクトを揚水発電所候補とする。

表 4.2-4 揚水発電所候補

Name	Location	Type	Total Cost (M.US\$)	Installed Capacity (MW)	Unit Cost (\$/kW)	Annual Energy (GWh)
Matenggeng	W.J	PST	585	1,000	585	905.2
Gurindulu	E.J	PST	624	1,000	624	905.2

出典：“Hydro Inventory and Pre-feasibility Studies”, June 1999, Table 15.1.1(3) & (4)

前出の表 4.1-5 「ジャマリ地域の水力ポテンシャル」によれば、現在進行中の水力プロジェクト及び上記候補プロジェクトを除けばジャマリ地域の残包蔵水力は約 2,200 MW となる。

### (3) 燃料価格

JICA 調査期間中に油価格は 2008 年 7 月初めに 1 バレルあたり 147 US\$ を記録し、また、ジャカルタポスト紙は「Bukit Asam 社がジャワの Tanjung Jati B 発電所に国内市場では最高のトン当たり 80US\$ で石炭を販売した。」と報じた (JKT Post, 2008.08.12)。

石油系燃料だけでなく、石炭やガスも昨今著しく高騰しており、燃料価格変動が大きい現況下で電源開発計画に使用する燃料価格を設定することは非常に難しい。ただし、BRICs<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Brazil, Russia, India and China

の経済成長に伴う燃料需要の増大から、燃料価格は 2006 年価格レベルには戻らないと言えるかも知れない。

上記の状況を踏まえ、電源開発計画に使う燃料価格を表 4.2-5 に示すように設定した。

**表 4.2-5 電源開発計画での燃料価格**

Kind of Fuel	Price		Heat Content	
	USD	Cents/mKcal		
Coal	80.0	per Ton	1,509	5,300 Kcal/kg
LNG	10.0	per MMBTU	3,968	252,000 Kcal/mmbtu
Gas	5.0	per MMBTU	1,984	252,000 Kcal/mmbtu
HSD	133.0	per Barrel	9,222	9,070 Kcal/l
MFO	81.0	per Barrel	5,437	9,370 Kcal/l
Geothermal	0.0553	per kWh	6,430	
Nuclear			250	

### 4.3. 系統計画手法の評価

系統計画の目的は、系統全体に影響を与える要因を分析し、長期間、安定に電力供給できる最適な送変電系統開発計画を策定することである。そのために必要となるインドネシア国の系統計画手法の評価および系統計画策定の基本方針を以下に示す。

#### 4.3.1 計画手法の評価

##### (1) 系統計画画面での供給電力品質目標

系統計画にあたり、インドネシア国で目標とする電力供給品質は以下のとおりであり、需要家から要求される品質レベルから判断して妥当と考えられる。

##### (a) 電圧維持レベル

系統電圧の許容変動範囲、系統基準電圧±5%範囲内を保持すべく計画する。

(例：500 kV 系統 → 475 kV ~ 525 kV)

##### (b) 周波数維持レベル

系統周波数の許容変動範囲は、50±0.2Hz である。

##### (2) 系統計画の基準

系統計画の基準は、以下の通りであり主に通常及び異常時（送電線一回線 or 変圧器一台停止等）において系統機器の過負荷が解消され、系統電圧も維持できるように計画されている。

インドネシア国の電力供給の実態からは、当面妥当と考えられるが、今後、供給電力の品質向上要請等により、更なる過酷事故想定及び系統安定度基準に基づく基準が推奨される。

### 4.3.2 最適系統開発計画策定の基本方針

安定的に電力供給できる最適系統開発計画を達成するためには、基本的にはインドネシア国の計画基準・解析ツールにしたがう。大事故防止の観点から、代表検討対象年において安定度解析を実施した。今回の検討に追加した事故条件等を以下に示す。

#### (1) 検討期間

系統解析の検討期間は 2009 年から 2028 年である。

系統構成及び幹線潮流予測年度として、2010、2015、2020、2025 及び最終 2028 年度を選定した。

#### (2) 系統計画基準

当検討に適用された追加計画基準は、以下の通りである。

##### 1) 更なる過酷状態（N-2 ルール）

大規模停電事故に発展するおそれがある 500 kV ループ系統内でのルート送電線事故を検討するためより厳しい事故を考慮した。

##### 2) 過渡安定度信頼性基準

現在、インドネシア国では過渡安定度に関する信頼性基準は適用されていない。

しかしながら、大事故停電防止の観点から部分的に過酷事故条件（ルート事故）を適用して系統安定度を検討した。

## 4.4. 戦略的環境影響評価

### 4.4.1 戦略的環境影響評価に係る法制度

インドネシア国には現在、戦略的環境影響評価(SEA)を規定した法令はない。インドネシア環境省では現在、現行の環境管理法を修正して戦略的環境影響評価の実施を規定する条文を挿入した上で、それに基づいて大統領令を公布して、各省や自治体が政策や計画、プログラムを策定する際に戦略的環境影響評価の実施を求めることを目指している。評価すべき要素や評価方法といった具体的な戦略的環境影響評価の実施内容は環境省令で規定する予定である。

### 4.4.2 ジャワ・マドゥラ・バ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

電力開発シナリオの策定では具体的な電源構成は提案されるものの、個々の発電所の立地点については、2017 年以降に関してはほとんど特定されない。一方、2016 年までに建設される発電所は、多くについて建設予定地が特定されているが、全てのシナリオにおいて 2016

年までの部分は同一であり、各シナリオ間で投入される発電所に違いはない。今回の戦略的環境影響評価では、投入される発電所がシナリオ間で異なる 2017 以降については、個々の発電所の立地がほとんど特定されないため、自然環境や社会環境の面からシナリオを定量的に比較評価することは困難である。電源開発シナリオの策定にあたっては、自然環境や社会環境への影響について定性的な検討を行った。

#### 4.4.3 絶滅危惧種／貴重種／希少種の生息地並びに保護区

ジャバリ地域には顕著なマングローブ林は分布していない。インドネシアでは各地でサンゴ礁が見られるが、ジャワの南海岸では、特定の場所にしか裾礁が発達していない。最も大規模にサンゴ礁が発達しているのは、東部ジャワ州のグラジャガン沿岸とワトゥ・ウロからバランバンガン半島にかけての地域である。これに比べてジャワの北海岸は、バンテン湾とジェパラ湾を除くと裾礁が発達していない。



出典：GCRMN 東アジア海地域レポート 2005 に追記  
([http://www.coremoc.go.jp/report/ease2004/02\\_02indonesia\\_j.pdf](http://www.coremoc.go.jp/report/ease2004/02_02indonesia_j.pdf))

図 4.4-1 インドネシアにおけるサンゴ礁の分布

インドネシアの保護区は、林業法 (Forestry Act: Law No.41/1999) に基づいて設定されるが、同法は、保護区内で開発行為を行う場合には、林業大臣に申請を行い許可を得なければならないと規定している。しかしながら、実際の運用にあたっては、保護区内での発電所の建設は、地熱発電所を除いて認められていない。保護区内での開発行為に関する申請がなされた場合の、具体的な審査手続きを定めた規則はない。審査期間についての法的制限も規定されていない。保護区内での地熱発電所の建設申請に関しても、審査結果が出るまでに非常に長い期間が掛かっており、また必ずしも申請が許可されるわけではない。

#### 4.4.4 各種電源の環境上の問題点と対策

主要な電源について環境性能 (Environmental Performance) をまとめたものを下表に示す。なお、発電所立地に完全に依存する項目については、省略してある。

表 4.4-1 主要電源の環境性能

電源種別	石炭焚	石油焚	ガス焚	地熱	水力	原子力
大気汚染	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、粒子状物質	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、粒子状物質	NO <sub>x</sub>	H <sub>2</sub> S	—	—
水質汚濁	貯炭場や灰捨場から	—	—	As、Hg	貯水池水質悪化による	—
温室効果ガスの排出	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	—	貯水池からCH <sub>4</sub> 放出	—
温排水	多量	多量	多量	少量	—	多量
住民移転	可能性有り	可能性有り	可能性有り	—	大規模移転の可能性	大規模移転の可能性
河川水利用	—	—	—	—	影響あり	—
放射能汚染	—	—	—	—	—	リスク有り

各種電源が抱える環境問題及び対策の一例として、ファストトラックプログラムの石炭焚発電所のひとつである Suralaya Baru 発電所（実際には既設の Suralaya 発電所の拡張）について、以下に述べる。

Suralaya Baru 発電所の環境影響評価書には、既設の Suralaya 発電所周辺におけるサンゴの生存状況のモニタリング結果が示されているが、サンゴの生存率の低下や高い海水温が記録されており、新設の発電所からの更なる温排水の排出による周辺海域での海水温の上昇は、サンゴの生存率の一層の低下につながる恐れがあることを示している。サンゴ保護の観点からは、Suralaya Baru 発電所の運転は望ましくない。ジャマリ地域の沿岸にはサンゴ礁が分布している海域があり、今後の火力発電所の立地選定にあたっては、温排水による水温上昇のサンゴの生存への影響も考慮した上で、建設及び運転の可否を判断することが期待される。

既設の Suralaya 発電所からの浮遊粒子状物質の排出モニタリング結果は、Unit #1 が 2005 年の第 2 四半期に、また Unit #3 が 2005 年の第 3 四半期に、排出基準を超過したことを示している。Suralaya Baru 発電所の運転開始後に、大気環境基準の超過が頻繁に発生するようであれば、Suralaya 発電所の電気集塵器を高効率のものに置き換えたり、バグフィルターを追加設置したりする必要があるろう。

既設並びに新設の発電所の環境影響評価書やモニタリング報告書のレビューからは、大気環境基準や大気排出基準といった環境規制がインドネシアにおいては適切に尊重されておらず、大気環境の保護に役立っていない現状が見てとれる。発電所の建設や運転にあたっては、環境規制の遵守が強く望まれる。

#### 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

電源開発シナリオの策定にあたっては、個別の電源が持っている自然環境や社会環境への影響に留意し、特定の環境負荷を過度に生じないように配慮してシナリオの策定を行った。例えば、火力発電や原子力発電は、温排水によって海洋生物や漁業に影響を及ぼす恐れが

ある一方、水力発電所は大規模な住民移転を要する可能性がある。特定の電源に過度に依存しないシナリオを策定することによって、特定の環境影響を繰り返し生じる可能性を排除して、「リスク分散」を図った。

## 4.5. 電力開発シナリオ

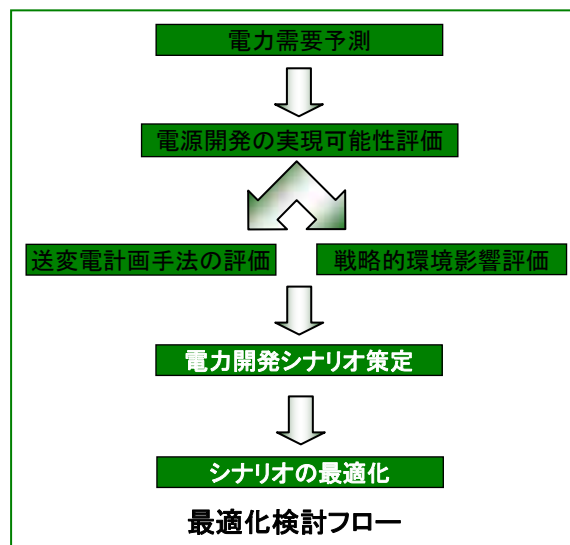
### 4.5.1 シナリオの考え方

#### (1) 方針

電力開発シナリオ策定と最適化検討のフローは右の通りである。

最適電力開発シナリオは、電力供給が、  
①低廉であること、  
②信頼性が高く安定していること、  
③環境影響が少ないことを総合的に満足するように策定される。まず石油燃料使用量の低減を図ることを目的とする。

一方、ガス供給が不安定なことや一般水力開発計画が遅れていることより、石油代替となる燃料や電源の確保も難しい状況にある。そのため、大規模な石炭開発や揚水開発が計画されている。石炭火力を集中的に開発することによる大気汚染や温排水など社会自然環境への影響が懸念される。これらは、脱石油および石炭依存のリスクと捉えられる。



各シナリオは 2028 年における最大電力および発電電力量の予測値に対する各電源や系統の開発目標をシナリオの長期目標とする。ジャマリ系統の容量は 2006 年時には 22.3 GW (PLN 所有容量 18.4 GW、IPP 3.9 GW) であり、発電電力量は、2006 年時には 104.8 TWh (PLN 発電電力量 79.9 TWh、IPP 24.9 TWh) であるが、電力需要予測によると、2028 年には、最大電力は 62.5 GW、発電電力量は 406.6 TWh にそれぞれ達する。予備率 30%を設定すると、2028 年には最大電力に対する電源設備容量として 81.2 GW が必要となる。

#### (2) 電源と系統の開発計画

現状の電源は、ベース負荷用に石炭火力、地熱、小水力、ミドルからピーク負荷用に石油火力、ガス火力、貯水池式水力が用いられている。将来の需要増を満足するための主要な候補電源として、ベース負荷用に石炭、地熱、原子力、ミドルからピーク負荷用にガス (LNG 含む)、貯水池式水力、揚水がある。これ以外の電源として、小水力や風力、太陽光、バイオマス (バイオ燃料) などが上げられる。また、スマトラ島やカリマンタン島からジャワ島に海底ケーブルで送電する計画もある。

### 4.5.2 代替シナリオ

まずいくつかの代替シナリオを策定し、それらを比較評価することによって最適化を進める。すでに、インドネシアでは RUKN や RUPTL など発電用一次エネルギー消費の目標値が検討されている。この目標値を参考にすれば、政府や PLN の既存計画にしたがったシナリオを作成することができる。また、下記に示すような電力供給の優先度に着目する。：

- ① 低廉である（石炭優先）
- ② 信頼性が高く安定している
- ③ 環境影響をできる限り少なくする

これらの政策/計画および優先度の違いから以下のシナリオを策定した：

シナリオ 0：従来計画シナリオ (Policy oriented scenario)

シナリオ 1：石炭開発促進シナリオ (Coal power acceleration scenario)

シナリオ 2：電源多様化シナリオ (Power source diversification scenario)

シナリオ 3：二酸化炭素排出削減シナリオ (CO<sub>2</sub> emission reduction scenario)

燃料別エネルギー消費率について、図 4.5-1 に 2006 年の実績および従来計画シナリオでの 2028 年の予想値を示す。

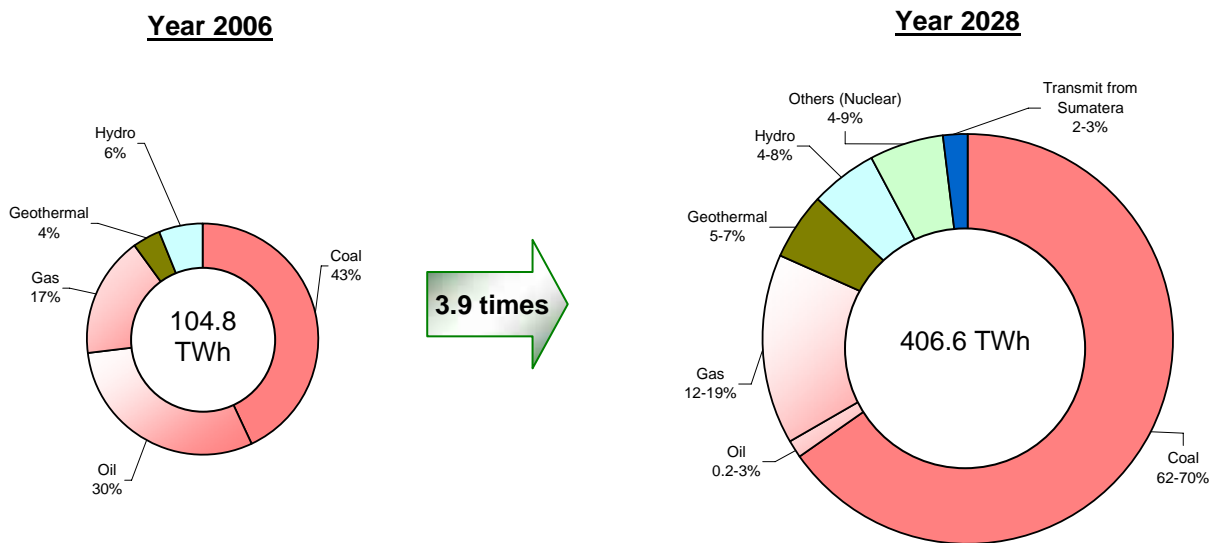


図 4.5-1 一次エネルギー消費率の変化(従来計画シナリオ)

### 4.5.3 各シナリオの比較

長期開発目標(2028年時に、発電電力量 406.6 TWh・最大電力 62.5 GW・総設備容量 81.2 GW)に対する各シナリオの電源別開発目標を表 4.5-1 に整理した。表中の各電源の設備容量比は、総設備容量 81.2 GW に対する予想比率であり、(発生)電力量比は、発電電力量 406.6 TWh に対する予想比率である。



表 4.5-1 各シナリオにおける電源別開発目標(2028年)

電源の種類 シナリオ	石油	石炭	ガス	地熱	水力	揚水	原子力	再生可能
現状 2006	設備容量 比 (%)	29	39	17	3.5	11.5	0	0
	電力量比 (%)	30.4	43.2	16.8	3.7	5.9	0	0
従来計画	PLN目標に従い、電力量比で0.2%。	政策に従い、電力量比で62-70%。	政策および確実な計画から、電力量比で12%。	政策および開発可能性に従い、電力量比で5%。	政策に従い、電力量比で4-8%。	ピーク用に経済性評価(WASP)。	開発ロードマップで容量比5-7% (4-5GW)が限界。	発生電力量を無視。
石炭開発促進	電力量比を0.2%にする。	最も発電原価が安いため、積極開発。結果として電力量比73%程度。	燃料が高いので開発抑制。容量(kW)比で10%程度。	確実性の高い785MWを加え、総容量比1620MW(2%)を開発目標。	初期コスト高く、開発に消極的。電力量比は2%まで低下。	ピーク用に経済性評価(WASP)。	発電原価が安いため開発、容量目標5GW(7%)。	発電コストが高いため開発に消極的。発生電力量は無視。
電源多様化	電源多様化のため2-3%の電力量比に保つ。	他電源開発を優先し、不足分を補う。	LNG主体に積極開発。電力量比で19%目標。	開発可能容量3.6GW、容量比5%まで積極的に開発。	貯水池式を主体に開発。電力量比で4-8%目標。	ピーク用に経済性評価(WASP)。	電源多様化を図るため開発、容量目標5GW(7%)。	太陽光、風力、バイオも電源多様化の点から開発、電力量比で4%目標。
二酸化炭素排出削減	供給安定・信頼性重視案に従う。	他電源開発を優先し、不足分を補う。	環境面からLNGを積極開発、電力量比で19%目標。	開発可能容量3.6GW、容量比5%まで積極的に開発。	中小水力を主体に開発。電力量比で8%目標。	ピーク用に経済性評価(WASP)。	CO <sub>2</sub> 排出がないため積極開発、容量目標5GW(7%)。	電力量比で、太陽光・風力で5%、バイオは2%を目標。

注：表には含まれないが、スマトラからの電力供給(容量3GW、設備容量比3.7%)は各シナリオで共通である。

上記のシナリオ案に基づいて、2028年時点の電源別発生(消費)エネルギー比率を予想した。その結果を図4.5-2に示す。

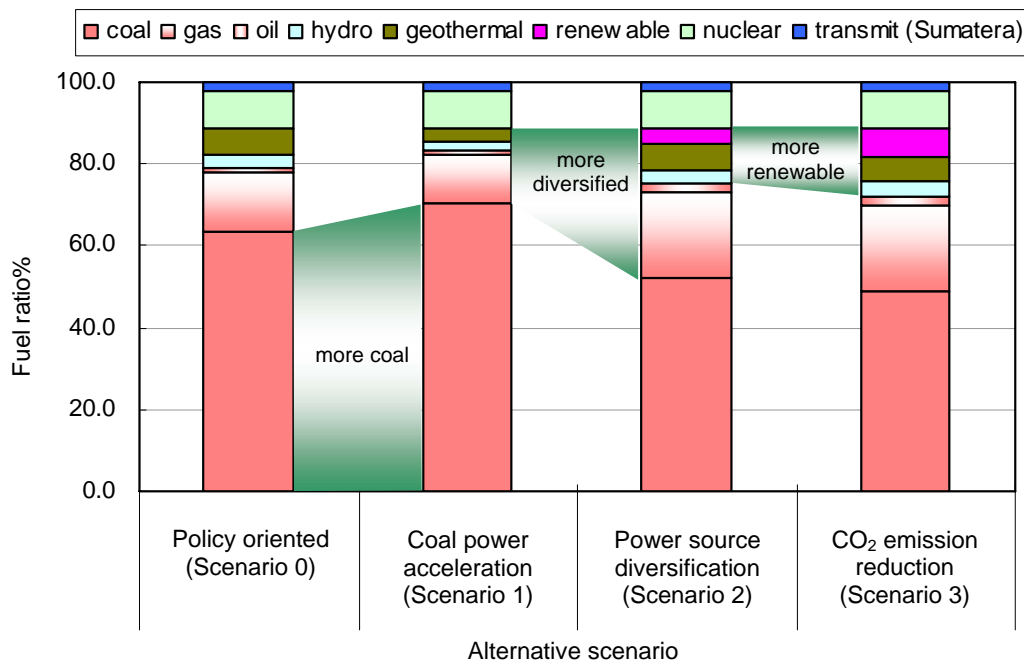


図 4.5-2 各シナリオの電源別消費エネルギー比率 (Total 406.6 TWh, Year 2028)

## 4.6. シナリオの最適化

### 4.6.1 電源開発計画

#### (1) 電源開発計画

##### 1) WASP IV による各シナリオ再現方法

WASP (Wien Automatic System Planning) は IEAE (国際原子力機構) が開発した最小費用法による電源開発計画ソフトで建設費用、残存価格、運転・燃料費及び電力供給不足補償の合計額を目的関数とし、割引率で現在価値に変換して、与条件の範囲内でその累計目的関数値が最小となる電源開発の組み合わせを選ぶソフトである。特に発展途上国の電源開発計画策定に良く使われている。WASP IV は上記のように最小費用法による電源開発計画ツールのため、石炭価格を設定のトン当たり 80 US\$ を使うと石炭価格が他の地熱発電や LNG の燃料価格より安くなるため、4.5 章で提案されている 4 つのシナリオは再現できない。そこで図 4.6-1 に示すように石炭価格をパラメーターとして所定のシナリオを再現させ、その後石炭の運転費用を修正するという方法を使った。

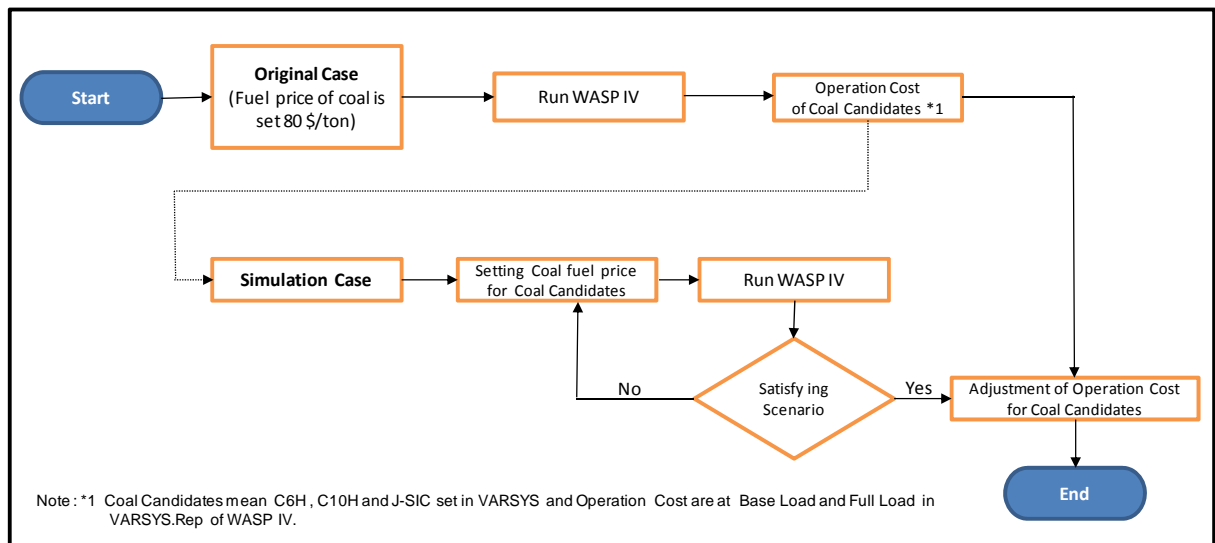


図 4.6-1 WASP IV による各シナリオ再現方法

##### 2) 開発段階

2009 年から 2028 年までの 20 年間の電源開発計画は原則として図 4.6-2 (シナリオ 0 の場合) に示すように、(a) 進行中及び確約プロジェクトの開発段階、(b) 有望プロジェクトの開発段階、そして(c) 可能性プロジェクトの開発段階の 3 段階に区分した。

###### (a) 進行中及び確約プロジェクトの開発段階 (2009 ~ 2015)

現在進行中及び RUPTL で確約されているプロジェクトはこの段階で開発される。

(b) 有望プロジェクトの開発段階 (2016～2020)

有望プロジェクトとは関連の調査検討で、具体的な開発地点が明示されているプロジェクトであり、開発に向けて今から EIA を含め事前 F/S、F/S または D/D を開始する。

(c) 可能性プロジェクトの開発段階 (2021～2028)

可能性プロジェクトとは具体的な開発地点が明示されていないプロジェクトであり、特に水力や地熱を除く再生可能エネルギーを対象に、地点調査や奨励策を今から検討・準備する。

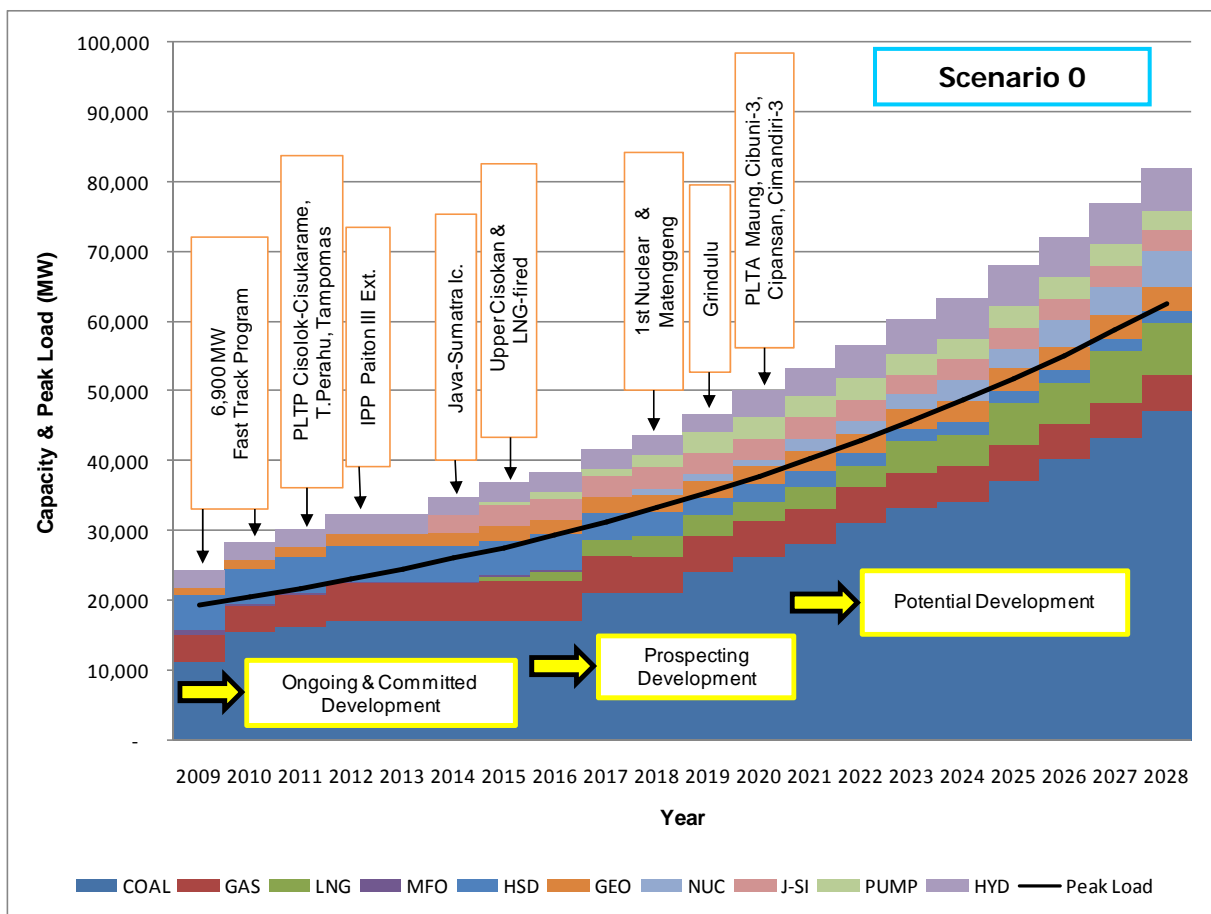


図 4.6-2 開発段階(従来計画シナリオ)

(2) 電源開発計画の結果

WASP IV によるシミュレーションの主要結果を図 4.6-3 ~ 図 4.6-6 に示す。

1) シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果の比較

4.5 章で設定された各シナリオと WASP IV によるシミュレーション結果の関係を表 4.6-1 に示す。

表 4.6-1 シナリオ目標と WASP IV シミュレーション結果比較

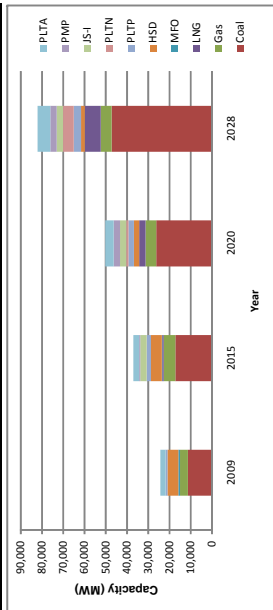
Scenario		Oil	Coal	Gas	Geothermal	Hydro	Pumped Storage	Nuclear	Other Renewable
Base Scenario	Target in 2028	Energy rate 0.2 %	Energy rate 56 ~ 66 %	Energy rate 12 %	Energy rate 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 5 ~ 7 %, 4 ~ 5 GW	Negligible
	Results in 2028	Energy rate 1.1 %	Energy rate 65.7 %	Energy rate 14.5 %	Energy rate 9 %	Energy rate 3.3 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	None
Scenario 1	Target in 2028	Energy rate 0.2 %	Energy rate 70 %	Capacity rate 10 %	Capacity 1,620 MW	Energy rate 2 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Negligible
	Results in 2028	Energy rate 1.1 %	Energy rate 72.3 %	Capacity rate 10.8 %	Capacity 1,696 MW	Energy rate 2.2 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	None
Scenario 2	Target in 2028	Energy rate 2 ~ 3 %	Cover power shortage	Energy rate 19 %	Available capacity 3.6 GW, 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Energy rate 4 % by solar, wind and biomass
	Results in 2028	Energy rate 2.2 %	Energy rate 54.1 %	Energy rate 21.0 %	Available capacity 3.5 GW, 4.2 %	Energy rate 3.3 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	Energy rate 4 %
Scenario 3	Target in 2028	Energy rate 2 ~ 3 %	Cover power shortage, at least 18 % capacity after FTP	Energy rate 19 %	Available capacity 3.6 GW, 5 %	Energy rate 4 ~ 8 %	Up to WASP IV economic development	Capacity rate 7 %, 5 GW	Energy rate 5% by solar, wind and 2 % by biomass
	Results in 2028	Energy rate 2.2 %	Energy rate 51.0 %	Energy rate 20.8 %	Available capacity 3.5 GW, 4.2 %	Energy rate 3.5 %	Negligible	Capacity rate 6.1 %, 5 GW	Energy rate 7 %

上記表に見られるように、各電源の目標値は WASP IV シミュレーションで達成されている。

1 Base Scenario (Policy Oriented)

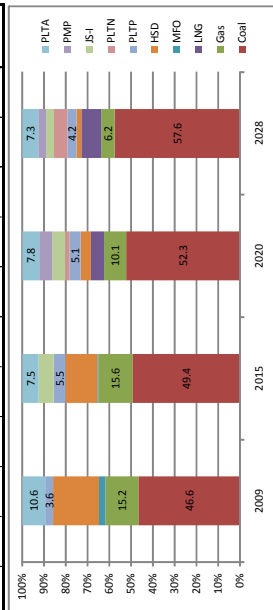
(1) Power Components (MW)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JS-I	PMP	PLTA	SUM
2009	11,371	3,713	0	718	5,128	886	0	0	2,574	24,380	
2015	17,261	5,438	790	192	5,078	2,026	0	3,000	500	2,731	36,975
2020	26,261	5,072	3,000	0	2,394	2,576	1,000	3,000	3,901	50,194	
2028	47,261	5,072	7,500	0	1,779	3,456	5,000	3,000	6,001	82,068	



(2) Power Components (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JS-I	PMP	PLTA	SUM
2009	46.6	15.2	0.0	2.9	21.0	3.6	0.0	0.0	10.6	100	
2015	49.4	15.6	0.0	0.6	14.5	5.5	0.0	6.9	6.0	7.5	100
2020	52.3	10.1	6.0	0.0	4.7	5.1	2.0	6.0	6.0	7.8	100
2028	57.6	6.2	9.1	0.0	2.2	4.2	6.1	3.7	3.7	7.3	100



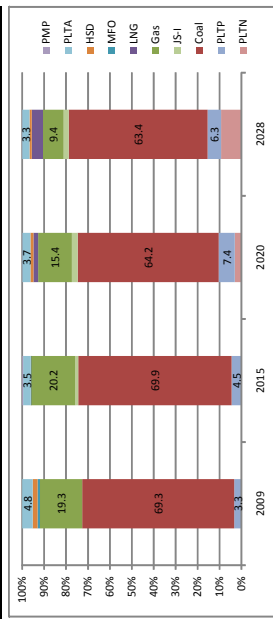
(3) Generation Energy (1000 GWh)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JS-I	PMP	PLTA	SUM
2009	87.34	24.29	0.00	1.41	2.86	4.17	0.00	0.00	6.00	126.07	
2015	126.72	36.58	0.07	0.02	0.13	8.12	0.00	2.51	0.70	6.43	181.28
2020	156.91	38.04	5.34	0.00	3.32	18.25	7.52	6.68	0.24	9.13	247.43
2028	258.15	38.25	20.79	0.00	4.40	25.52	37.62	9.23	0.02	13.47	407.46



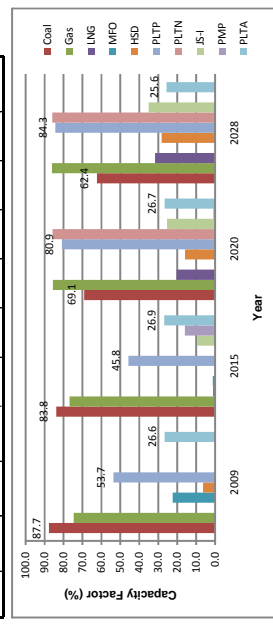
(4) Generation Energy (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JS-I	PMP	PLTA	SUM
2009	69.3	19.3	0.0	1.1	2.3	3.3	0.0	0.0	4.8	100	
2015	69.9	20.2	0.0	0.0	1.1	4.5	0.0	1.4	0.4	3.5	100
2020	64.2	15.4	2.2	0.0	1.3	7.4	3.0	2.7	0.1	3.7	100
2028	63.4	9.4	5.1	0.0	1.1	6.3	9.2	2.3	0.0	3.3	100



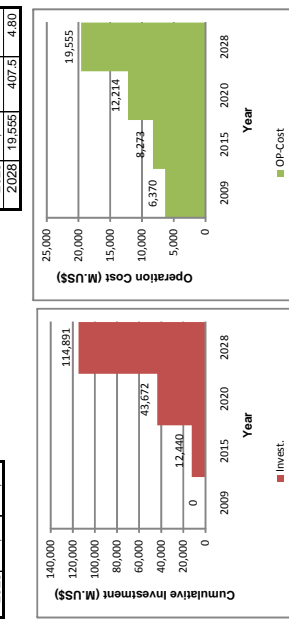
(5) Capacity Factor (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JS-I	PMP	PLTA	SUM
2009	87.7	74.7	0.0	22.4	6.4	53.7	0.0	0.0	0.0	26.6	
2015	83.8	76.8	1.1	1.2	0.3	45.8	0.0	9.6	16.0	26.9	
2020	69.1	85.6	20.3	0.0	15.9	80.9	85.8	25.4	0.9	26.7	
2028	62.4	86.1	31.6	0.0	28.2	84.3	85.9	35.1	0.1	25.6	



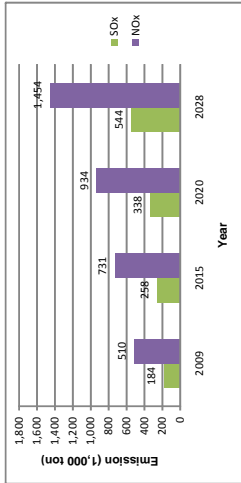
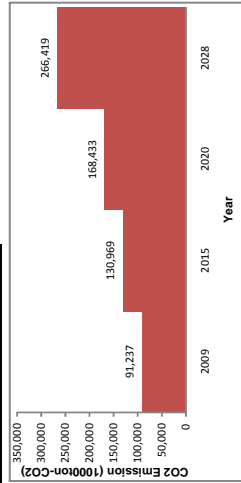
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (M.U.E (7) Operation Cost (US\$/kWh))

Year	Invest.	OP-Cost	Invest.	OP-Cost
2009	0	6.370	0	6.370
2015	12,440	8,273	12,440	8,273
2020	43,672	12,214	43,672	12,214
2028	114,891	19,555	114,891	19,555



(8) Annual Emission (1000 t)

Year	CO2	SOx	NOx
2009	91,237	184	510
2015	130,989	258	731
2020	168,433	338	934
2028	286,419	544	1,454



(9) Annual Fuel Consumption

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00
2015	66.4	331.6	3.38	0.00	0.00
2020	83.2	381.4	1.10	0.00	0.00
2028	129.2	496.0	1.70	0.00	0.00

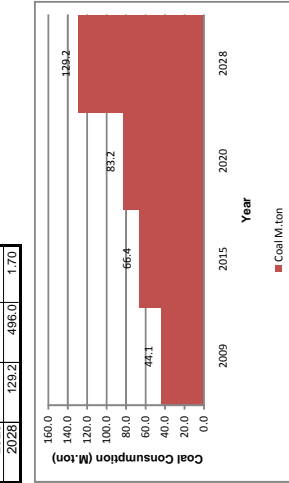
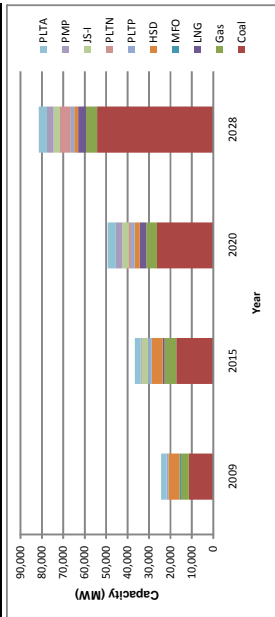


図 4.6-3 シナリオ 0 のシミュレーション結果

2. Scenario 1 (Coal Power Acceleration)

(1) Power Components (MW)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	SUM
2009	17,371	3,713	0	718	5,128	888	0	0	2,574	24,390	
2015	17,281	5,438	750	192	5,078	1,696	0	3,000	500	36,646	
2020	26,281	5,072	3,000	0	2,384	1,686	1,000	3,000	3,901	49,314	
2028	54,281	5,072	3,750	0	1,779	1,686	5,000	3,000	3,901	81,459	



(2) Power Components (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	SUM
2009	46.6	15.2	0.0	2.9	21.0	3.6	0.0	0.0	10.6	100.0	
2015	49.8	15.7	0.0	0.6	14.6	4.9	0.0	6.9	0.0	7.6	
2020	53.3	10.3	6.1	0.0	4.8	3.4	2.0	6.1	6.1	7.9	
2028	66.6	6.2	4.6	0.0	2.2	2.1	6.1	3.7	3.7	4.8	



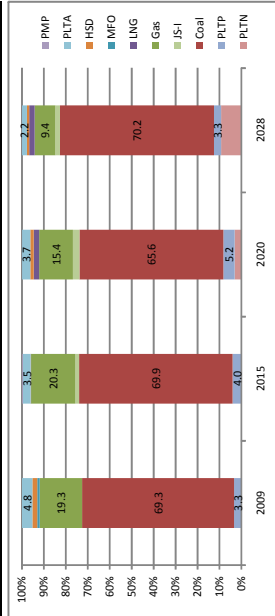
(3) Generation Energy (1000 GWh)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	SUM
2009	87.34	24.29	0.00	1.41	2.86	4.17	0.00	0.00	6.00	126.07	
2015	126.85	36.77	0.14	0.03	0.17	7.27	0.00	2.97	0.81	181.44	
2020	162.33	38.07	6.05	0.00	3.99	12.84	7.52	7.33	0.24	247.50	
2028	286.01	38.23	10.00	0.00	4.49	13.30	37.62	8.64	0.01	407.43	



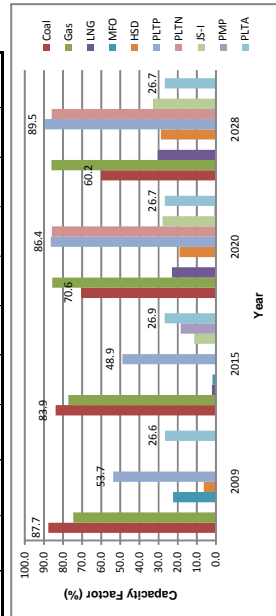
(4) Generation Energy (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	SUM
2009	69.3	19.3	0.0	1.1	2.3	3.3	0.0	0.0	4.8	100.0	
2015	69.9	20.3	0.1	0.0	0.1	4.0	0.0	1.6	0.4	3.5	
2020	65.6	15.4	2.4	0.0	1.6	5.2	3.0	3.0	0.1	3.7	
2028	70.2	9.4	2.5	0.0	1.1	3.3	9.2	2.1	0.0	2.2	



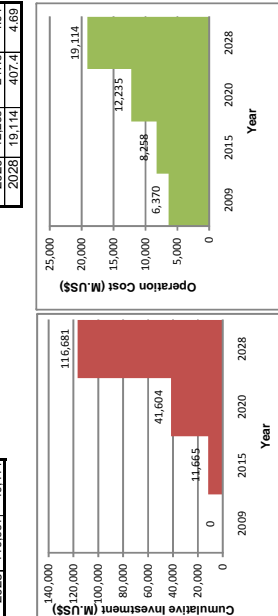
(5) Capacity Factor (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	SUM
2009	87.7	74.7	0.0	22.4	6.4	53.7	0.0	0.0	0.0	26.6	
2015	83.9	77.2	2.1	1.8	0.4	48.9	0.0	11.3	18.5	26.9	
2020	70.6	85.7	23.0	0.0	19.1	86.4	85.8	27.9	0.9	26.7	
2028	60.2	86.0	30.4	0.0	28.8	89.5	85.9	32.9	0.0	26.7	



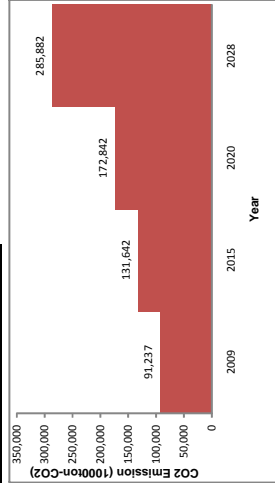
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (M.US\$)

Year	Invest	OP-Cost	Gene.	OP-Cost	Gene.	OP-Cost
	M.US\$	M.US\$	1000 GWh	M.US\$	1000 GWh	M.US\$
2009	0	6,370	0	6,370	0	6,370
2015	11,665	8,258	11,665	11,665	126.1	5,055
2020	41,604	12,235	41,604	11,665	181.4	4,555
2028	116,681	19,114	116,681	11,665	407.4	4,689



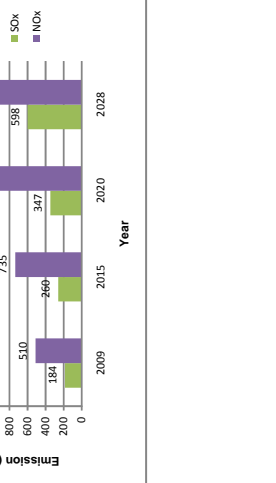
(8) Annual Emission (1000 t)

Year	CO2	SOx	NOx
2009	91,237	184	51.0
2015	131,642	260	73.5
2020	172,842	347	96.0
2028	285,882	598	1,528



(9) Annual Fuel Consumption

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD
	M.ton	M.ton	M.ton	M.ton	M.ton
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00
2015	66.8	334.3	0.00	0.00	0.00
2020	85.0	386.9	1.40	0.00	0.00
2028	141.5	417.4	1.70	0.00	0.00



(9) Annual Fuel Consumption

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD
	M.ton	M.ton	M.ton	M.ton	M.ton
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00
2015	66.8	334.3	0.00	0.00	0.00
2020	85.0	386.9	1.40	0.00	0.00
2028	141.5	417.4	1.70	0.00	0.00

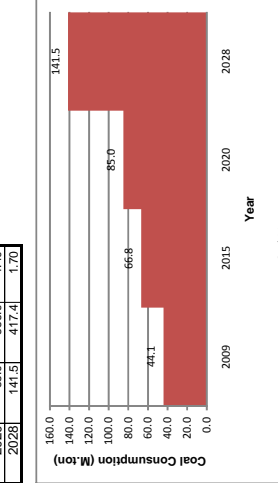
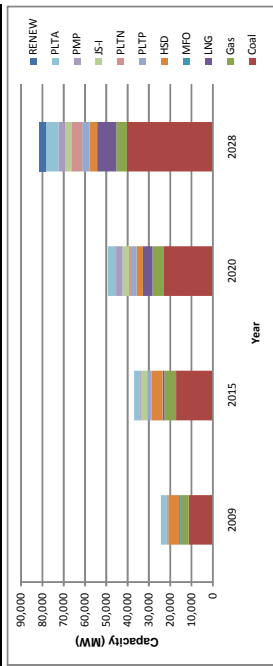


図 4.6-4 シナリオ 1 のシミュレーション結果

3 Scenario 2 (Power Source Diversification)

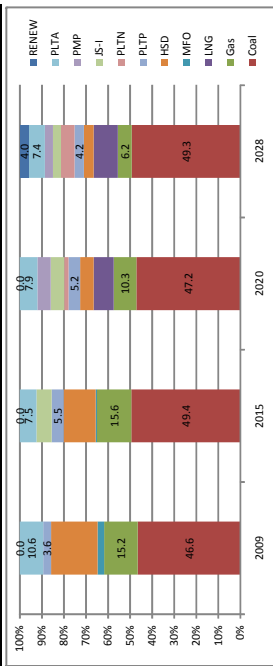
(1) Power Components (MW)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	11,371	3,713	0	718	5,128	886	0	0	2,574	0	24,390	
2015	17,261	5,438	750	192	5,078	2,026	0	3,000	500	2,731	0	36,976
2020	23,261	5,072	4,500	0	2,994	2,576	1,000	3,000	3,901	0	49,294	
2028	40,261	5,072	9,000	0	3,579	3,456	5,000	3,000	6,001	3,250	81,619	



(2) Power Components (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	46.6	15.2	0.0	2.9	21.0	3.6	0.0	0.0	10.6	0.0	100.0	
2015	49.4	15.6	0.0	0.6	14.5	5.5	0.0	6.9	0.0	7.5	0.0	
2020	47.2	10.3	9.1	0.0	6.1	5.2	2.0	6.1	6.1	7.9	0.0	
2028	49.3	6.2	11.0	0.0	4.4	4.2	6.1	3.7	3.7	7.4	4.0	



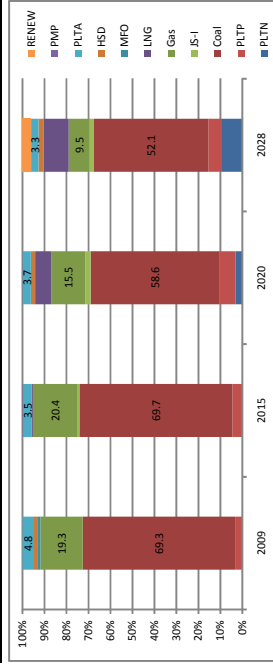
(3) Generation Energy (1,000 GWh)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	87.34	24.29	0.00	1.41	2.86	4.17	0.00	0.00	0.00	6.00	0.00	126.07
2015	126.52	37.00	1.02	0.02	0.13	8.12	0.00	1.41	0.90	6.43	0.00	181.55
2020	145.03	38.45	18.11	0.00	4.70	18.32	7.52	5.93	0.24	9.13	0.00	247.43
2028	212.14	38.79	46.79	0.00	8.96	25.41	37.62	7.95	0.02	13.47	16.27	407.42



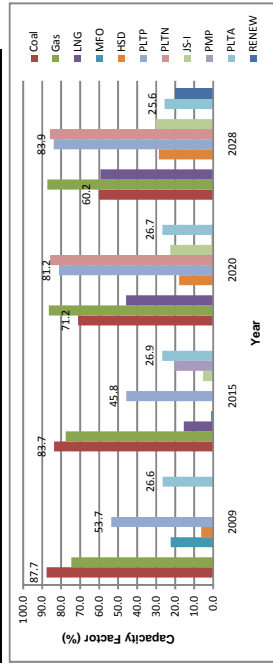
(4) Generation Energy (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	69.3	19.3	0.0	1.1	2.3	3.3	0.0	0.0	0.0	4.8	0.0	
2015	69.7	20.4	0.6	0.0	0.1	4.5	0.0	0.8	0.5	3.5	0.0	
2020	58.6	15.5	7.3	0.0	1.9	7.4	3.0	2.4	0.1	3.7	0.0	
2028	52.1	9.5	11.5	0.0	2.2	6.2	9.2	2.0	0.0	3.3	4.0	



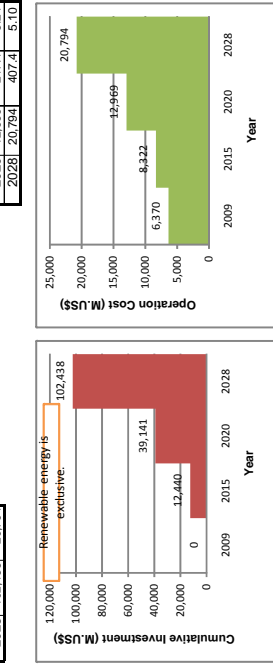
(5) Capacity Factor (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	87.7	74.7	0.0	22.4	6.4	53.7	0.0	0.0	0.0	26.6	0.0	
2015	83.7	77.7	15.5	1.2	0.3	45.8	0.0	5.4	20.6	26.9	0.0	
2020	71.2	86.5	45.9	0.0	18.0	81.2	85.8	22.6	0.9	26.7	0.0	
2028	60.2	87.3	59.4	0.0	28.6	83.9	85.9	30.3	0.1	25.6	20.0	



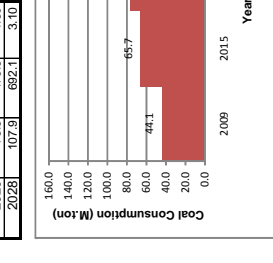
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (M.US\$)

Year	Invest	OP-Cost	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	0	6,370	0	6,370	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,370
2015	12,440	8,322	12,440	8,322	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,762
2020	38,141	12,969	38,141	12,969	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51,110
2028	102,438	20,794	102,438	20,794	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123,232



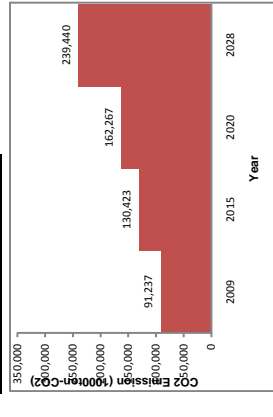
(7) Operation Cost (US\$/kWh)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	44.1
2015	65.7	343.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65.7
2020	76.5	479.8	5.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.5
2028	107.9	692.1	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.9



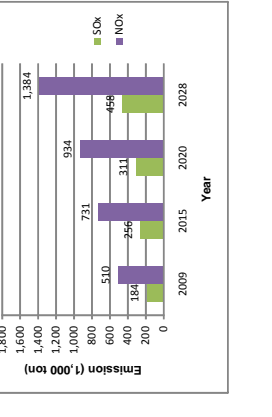
(8) Annual Emission (1,000 t)

Year	CO2	SOx	NOx	SUM
2009	91,237	184	510	91,831
2015	130,423	256	731	131,410
2020	162,267	311	934	163,512
2028	238,440	458	1,384	239,282



(9) Annual Fuel Consumption (M.ton)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	266.3
2015	65.7	343.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	409.2
2020	76.5	479.8	5.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	561.5
2028	107.9	692.1	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	803.1



(10) Annual Fuel Consumption (M.ton)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	44.1	221.1	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	266.3
2015	65.7	343.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	409.2
2020	76.5	479.8	5.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	561.5
2028	107.9	692.1	3.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	803.1

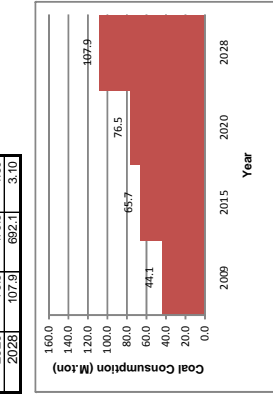
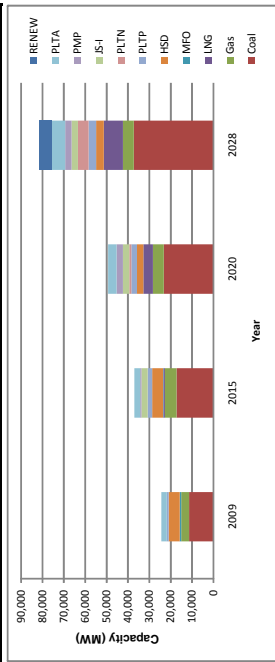


図 4.6-5 シナリオ 2 のシミュレーション結果

4. Scenario 3 (CO2 Emission Reduction)

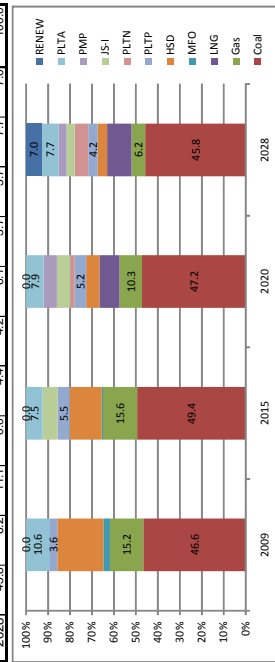
(1) Power Components (MW)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	11,371	3,713	0	5,128	886	0	0	0	2,574	0	24,900	
2015	17,261	5,438	750	182	5,078	2,026	0	3,000	500	2,731	36,976	
2020	23,261	5,072	4,500	0	21,884	2,576	1,000	3,000	3,901	0	49,294	
2028	37,261	5,072	9,000	0	3,579	3,456	5,000	3,000	6,301	5,886	81,355	



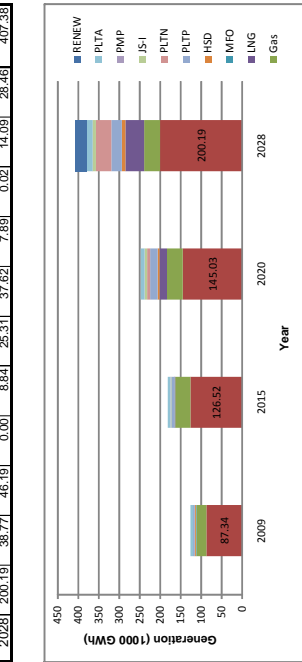
(2) Power Components (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	46.6	15.2	0.0	2.9	21.0	3.6	0.0	0.0	10.6	0.0	100.0	
2015	49.4	15.6	0.0	0.6	14.5	5.5	0.0	6.9	0.0	7.5	100.0	
2020	47.2	10.3	9.1	0.0	6.1	5.2	2.0	6.1	6.1	7.9	100.0	
2028	45.8	6.2	11.1	0.0	4.4	4.2	6.1	3.7	3.7	7.7	100.0	



(3) Generation Energy (1000 GWh)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	87.34	24.29	0.00	1.41	2.86	4.17	0.00	0.00	6.00	0.00	126.07	
2015	126.52	37.00	1.02	0.02	0.13	8.12	0.00	1.41	0.90	6.43	181.55	
2020	146.03	38.45	18.11	0.00	4.70	18.32	7.52	5.93	0.24	9.13	247.43	
2028	200.19	38.77	46.19	0.00	8.84	25.31	37.62	7.89	0.02	14.09	407.38	



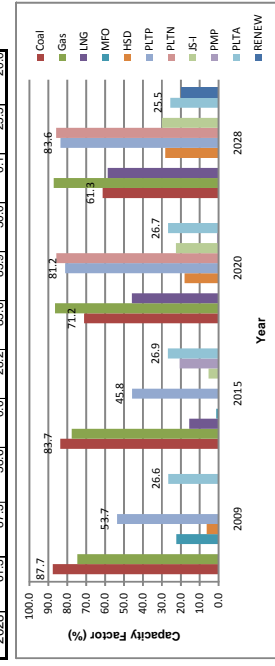
(4) Generation Energy (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	69.3	19.3	0.0	1.1	2.3	3.3	0.0	0.0	4.8	0.0	100.0	
2015	69.7	20.4	0.6	0.0	1.1	4.5	0.0	0.8	0.5	3.5	100.0	
2020	58.6	15.5	7.3	0.0	1.9	7.4	3.0	2.4	0.1	3.7	100.0	
2028	48.1	9.5	11.3	0.0	2.2	6.2	9.2	1.9	0.0	3.5	100.0	



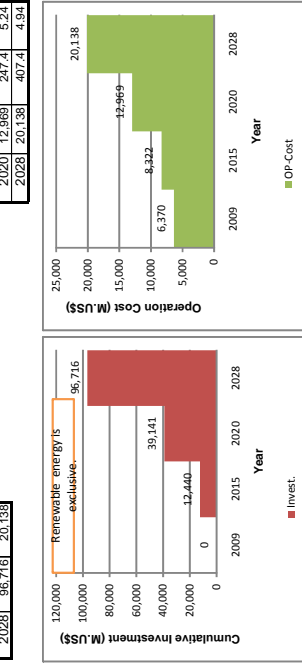
(5) Capacity Factor (%)

Year	Coal	Gas	LNG	MFO	HSD	PLTP	PLTN	JSI	PMP	PLTA	RENEW	SUM
2009	87.7	74.7	0.0	22.4	6.4	53.7	0.0	0.0	0.0	26.6	0.0	
2015	83.7	77.7	15.5	1.2	0.3	45.8	0.0	5.4	20.6	26.9	0.0	
2020	71.2	86.5	45.9	0.0	18.0	81.2	85.8	22.6	0.9	26.7	0.0	
2028	61.3	87.3	58.6	0.0	28.2	83.6	85.3	30.0	0.1	25.5	20.6	



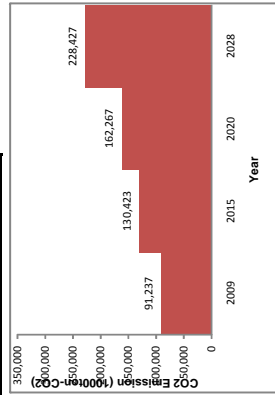
(6) Cumulative Investment Cost & Annual Operation Cost (M.US\$)

Year	Invest	OP-Cost	Coal	Gas	LNG	M.US\$	1000 GWh	OP-Cost	Coal	Gas	LNG	M.US\$	1000 GWh	OP-Cost
2009	0	6,370	0	6,370	126.1	126.1	5.05	0	6,370	126.1	126.1	5.05		
2015	12,440	8,322	12,440	8,322	181.6	181.6	4.58	12,440	8,322	181.6	181.6	4.58		
2020	35,141	12,969	35,141	12,969	247.4	247.4	5.24	35,141	12,969	247.4	247.4	5.24		
2028	96,716	20,138	96,716	20,138	407.4	407.4	4.94	96,716	20,138	407.4	407.4	4.94		



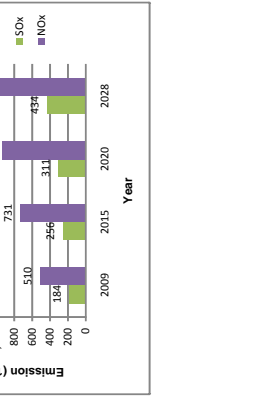
(8) Annual Emission (1000t CO2)

Year	CO2	SOx	NOx
2009	91,237	184	510
2015	130,423	256	731
2020	162,267	311	934
2028	228,427	434	1,329



(9) Annual Fuel Consumption

Year	Coal	Gas+LNG	MFO	HSD
2009	44.1	221.1	1.20	0.00
2015	65.7	343.5	0.00	0.00
2020	76.5	478.8	1.60	0.00
2028	102.4	687.7	3.10	0.00



(9) Annual Fuel Consumption

Year	Coal	Gas+LNG	MFO	HSD
2009	44.1	221.1	1.20	0.00
2015	65.7	343.5	0.00	0.00
2020	76.5	478.8	1.60	0.00
2028	102.4	687.7	3.10	0.00

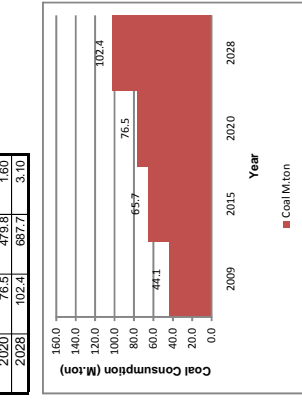


図 4.6-6 シナリオ 3 のシミュレーション結果



2) 結果検討

(a) 石炭消費量

表 4.6-2 に 2028 年時点での石炭消費量予測値を示す。

**表 4.6-2 2028 年時点の石炭消費量予測値**

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Coal (Million ton)	129.2	141.5	107.9	102.4

注：熱容量は約 4,800 kcal/kg また、熱消費率は最大負荷時平均 2,450 kcal/kWh の条件

(b) 油消費量

表 4.6-3 に 2028 年時点の油消費量予測値を示す。

**表 4.6-3 2028 年時点の油消費量予測値**

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Oil (Million Kilo Liter)	1.7	1.7	3.1	3.1

(c) ガスと LNG 消費量

表 4.6-4 は 2028 年時点のガスと LNG 消費量予測を示す。

**表 4.6-4 Estimate of Gas and LNG Consumption in 2028**

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Gas & LNG (MM BTU)	496	417	692	688
Gas & LNG (Billion ft <sup>3</sup> )	496	417	692	688

注: 1000 Cubic Feet はほぼ 1 mmbtu に相当。

(d) 石炭火力発電所の負荷率

表 4.6-5 は 2028 年時点での石炭火力の負荷率予測を示す。

**表 4.6-5 2028 年時点の石炭火力発電所の負荷率**

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Capacity Factor (%)	62.4	60.2	60.2	61.3

(e) 原子力発電所の負荷率

表 4.6-6 は 2028 年時点の原子力発電所の負荷率予測を示す。

**表 4.6-6 2028 年時点の原子力発電所の負荷率**

Scenario	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Capacity Factor (%)	85.9	85.9	85.9	85.9

## 3) 結 論

- (a) いずれのシナリオでも石炭火力発電所（ジャワ・スマトラ連系統送電線を含む）が 2028 年までの必要発電量の 50%以上を占める結果となり、石炭火力発電所の将来の電源開発計画に占める重要性が確認された。
- (b) 2028 年時点の最大石炭消費量は 2006 年石炭生産量 190 百万トンの 75%に達すると予想される。今後石炭の増産が無ければ、石炭輸出量は大幅に低下することになる。
- (c) 石炭火力発電所の運転パターンは現在のベース負荷対応からベース負荷・中間負荷対応に変わることが予想される。
- (d) 原子力発電所は高額な初期投資額にも拘らず、運転費用が最も安いのでいずれのシナリオでもフル稼働することになる。
- (e) 油焼き火力発電所の発電量は 2028 年時点でも全発電量の 1%から 2%を占め、ピーク負荷対応発電所として運転される。
- (f) ガス及び LNG 焼き火力発電所は 2028 年時点で全発電量の 15%から 21%を占め、ピーク負荷及び中間負荷対応発電所として運転される。

## 4.6.2 開発資金と発電原価

4 つのシナリオについて、発電所開発資金と 4 時点における発電原価の推計結果を以下の表にまとめた。開発資金が最も高くなるのは石炭火力を積極的に開発するシナリオ 1 であるが、シナリオ 0 との比較では 2028 年までの累計でたかだか 2%強上回っているのみである。累計投資額はシナリオ 2、3 と低くなって行くが、これは太陽光発電の設備投資を多数の民間に分散させる想定で計上していない場合で、これを含めれば、シナリオ 2、3 は 0、1 と比較してかなり大きな投資費を必要とすることになる。

表 4.6-7 各シナリオの発電所開発資金

YEAR	Scenario 0	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 2 with Solar	Scenario 3	Scenario 3 with Solar
2009	3,893	3,893	3,893	3,893	3,893	3,893
2010	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355	5,355
2011	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539	2,539
2012	2,764	2,764	2,764	2,764	2,764	2,764
2013	-	-	-	-	-	-
2014	5,243	4,755	5,243	5,243	5,243	5,243
2015	2,873	2,629	2,873	2,873	2,873	2,873
2016	1,409	3,200	1,409	1,409	1,409	1,409
2017	9,134	6,854	9,134	9,134	9,134	9,134
2018	5,121	6,912	5,121	5,121	5,121	5,121
2019	7,181	6,937	5,146	5,146	5,146	5,146
2020	7,316	5,037	4,744	4,744	4,744	4,744
2021	7,611	9,402	8,241	13,211	8,241	13,211
2022	8,659	8,141	6,124	6,424	6,124	6,424
2023	5,812	4,819	7,103	13,038	5,776	17,296
2024	7,885	9,402	7,435	8,120	7,480	8,515
2025	7,848	8,141	7,241	14,271	8,090	21,820
2026	9,646	11,437	7,222	8,392	7,319	9,249
2027	8,617	9,680	8,178	16,528	7,917	24,182
2028	11,681	11,437	11,902	13,642	10,033	13,078
Total	120,589	123,334	111,668	141,848	109,202	161,997

Unit : US\$ million

kWhあたりの発電原価は、シナリオ0と1ではほとんど変わらない。シナリオ2と3では、2015年時点以降高くなるが、これはまず石炭をLNGで代替しているからである。また2028年時点で大きく差が出るのは、太陽光発電による電力をkWh当たり30セントで購入しているためである。

表 4.6-8 各シナリオの発電原価の推計結果

年	シナリオ0	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
2009	614	614	614	614
2015	649	643	650	650
2020	725	720	734	734
2028	733	732	852	914

Unit : Rp. per kWh

#### 4.6.3 環境社会配慮

シナリオ0～3それぞれについて、ジャマリの地域の電気事業からのCO<sub>2</sub>並びにSO<sub>x</sub>及びNO<sub>x</sub>それぞれの2028年時点における排出量の予測を以下に示す。

CO<sub>2</sub>並びにSO<sub>x</sub>及びNO<sub>x</sub>全てにおいてシナリオ3が最も排出量が少なく、続いてシナリオ2及びシナリオ0の順で排出量が少ない。シナリオ1は全てにおいて最も排出量が多い。地球温暖化や大気質への影響の観点からはシナリオ3が最も望ましく、

次いでシナリオ2ということになる。最も望ましくないのはシナリオ1である。

表 4.6-9 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

(単位 : 1,000 ton/year)

	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>
シナリオ0	266,419	544	1,454
シナリオ1	285,882	598	1,528
シナリオ2	239,440	458	1,384
シナリオ3	228,427	434	1,329

#### 4.6.4 最適シナリオ

各シナリオについて、電源開発計画および開発資金と発電原価、環境社会配慮の点から比較評価し、最適シナリオを選定した。比較評価した主な結果を、表 4.9-10 に示す。表中の数値はいずれも2028年時の予想（目標）値を示している。

電源開発計画および開発資金と発電原価、環境社会配慮の観点から、各シナリオを比較評価した結果では、シナリオの優劣は各視点で異なる。しかし、シナリオ2および3はコストだけでなく、供給信頼性や環境社会にも配慮しているため、総合的にバランスの取れたシナリオになっていると考えられる。これらのシナリオについて、カウンターパートとも協議した結果、シナリオ3の電力量比7%の再生可能エネルギー開発はリスクが大きいと判断された。したがって、インドネシア政府の電力開発計画の長期目標として、供給信頼性と発電コスト、環境社会配慮のバランスが最も優れていると判断された電源多様化シナリオ（シナリオ2）が最適シナリオとして選定された。

表 4.6-10 各シナリオの主要な比較結果(数値は 2028 年時点)

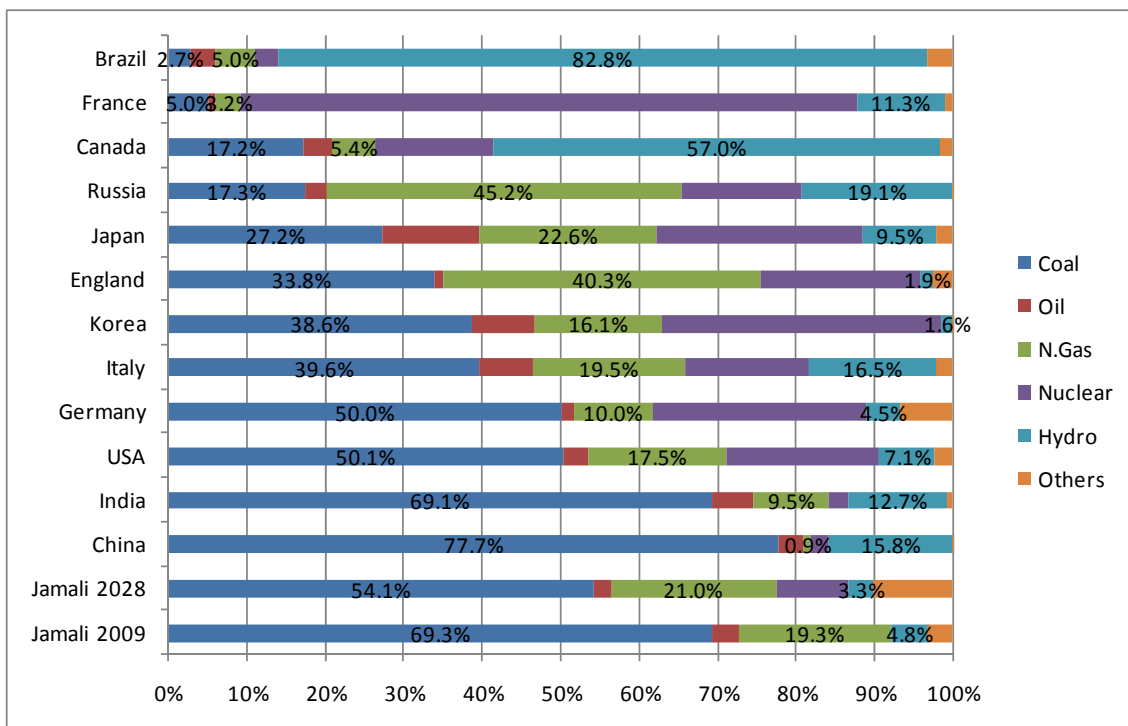
項目	信頼性		コスト	環境社会配慮
	電源 (燃料)	系統		
シナリオ 0 (従来計画)	化石燃料電力量比率 81%。その内、石炭は 66%。 再生可能はゼロ。	石油・ガス・貯水池式水力・揚水のみドル/ピーク用電源の電力量比率 19%。 石炭超臨界で負荷変動対応	発電原価は 733Rp/kWh (100%)。	CO <sub>2</sub> ならびにNO <sub>x</sub> ・SO <sub>x</sub> の排出量は 2 番目に多い。
シナリオ 1 (石炭開発促進)	化石燃料電力量比率 84%。その内、石炭は 72%。 再生可能はゼロ。	ミドル/ピーク用電源の電力量比率 15%。 石炭超臨界で負荷変動対応	発電原価は 732Rp/kWh (100%)。	CO <sub>2</sub> ならびにNO <sub>x</sub> ・SO <sub>x</sub> の排出量は最も多い。
シナリオ 2 (電源多様化)	化石燃料電力量比率 77%、石炭は 54%に低下。 再生可能は 4%、容量 3.3 GW。	ミドル/ピーク用電源の電力量比率 26%。	発電原価は 852Rp/kWh (116%)。 再生可能のコスト大。	CO <sub>2</sub> ならびにNO <sub>x</sub> ・SO <sub>x</sub> の排出量は 2 番目に少ない。 石炭の環境影響を低減。
シナリオ 3 (二酸化炭素排出削減)	化石燃料電力量比率 74%、石炭は 51%に低下。 再生可能は 7%、容量 5.7 GW。	ミドル/ピーク用電源の電力量比率 26%。	発電原価は 914Rp/kWh(125%)。 再生可能のコスト大。	CO <sub>2</sub> ならびにNO <sub>x</sub> ・SO <sub>x</sub> の排出量は最も少ない。 石炭の環境影響を低減。

## 5. 最適電力開発計画

### 5.1. 最適電源開発計画

#### 5.1.1 最適電源開発計画とその特徴

4.6.4 章で検討した結果、電源多様化のシナリオ 2 がジャマリの最適電力計画に選ばれた。図 5.1-1 は主要国の 2004 年の発電量構成を示し、ジャマリの 2009 年及び 2028 年の発電構成も示している。



出典: IEA Electricity Information 2006 版

図 5.1-1 主要国の発電量構成(2004 年)

#### 5.1.2 最適電源開発計画の実現に向けて

##### (1) 石炭火力発電所

###### 1) 候補地点の準備

石炭火力発電所のジャマリ最適電源開発計画における役割は電源多様化シナリオでも最も重要である。6,900 MW のファストトラックプログラムを除いても 29,000 MW の石炭火力発電所が必要となる。用地買収の可能性も含めて候補地点の抽出を速やかに開始すべきである。

## 2) 超臨界圧石炭火力発電所の導入

現状では既設の石炭火力発電所はベース負荷対応として運転されている。しかし、将来はベース負荷対応の地熱発電所が多量に投入され、また、原子力も投入されるため、石炭火力発電所はベース負荷対応だけでなく中間負荷対応の運転が期待される。超臨界圧石炭火力発電所の場合、部分負荷運転の安定領域は最大連続負荷の 35% ~ 100%<sup>13</sup> であり、熱効率も 40% 以上<sup>14</sup>で、既設の PJB Paiton や IP Suralaya の亜臨界圧石炭火力発電所 30% ~ 37% の熱効率と比べて高い熱効率を示す。

高熱効率は燃料消費量削減や大気汚染物質の排出量削減にも繋がるので、既に技術的にも実証されている超臨界圧石炭火力発電所の導入の検討を推奨する。

## 3) 石炭クリーン技術の導入

### (a) FGD（脱硫装置）と低 NOx バーナ（低窒素酸化物バーナ）

超臨界圧石炭火力発電所の導入とは別に、ジャマリの的大気汚染を避けるために脱硫装置や低窒素酸化物バーナの導入などの石炭クリーン技術の導入を図るべきである。

### (b) IGCC（ガス化複合発電）

IGCC も最新の石炭クリーン技術の一つであり、40% 以上の高熱効率を期待できる上、IGCC は石炭から変換したガスを燃焼するので、燃料の柔軟性も期待されている。

## 4) 低品位石炭(LRC)の有効利用

4.1.3 章で述べたように、可採埋蔵量の約 80% が中・低品位炭である。低品位炭の有効利用は PLN だけでなくインドネシア政府にとっても重要な課題と思われる。

低品位炭の有効利用するために、以下の利用方法を提案する。

(a) 4.1.3 節に述べたように、低品位炭は含有水分量が多く、また化学変化して自然発火する恐れのある酸化物が多く、長期の保管・輸送には適さないため、Kalimantan や Sumatra の山元に石炭火力発電所を開発し、LRC を燃料として使用する。

(b) Suralaya 火力発電所のように一般炭と混合して低品位炭を使用し、また IGCC のようにガス化して LRC を使用する。

(c) LRC の有効利用という面からだけでは無く、現状では同熱量当たりの LRC 価格は HSD や MFO より安く、しかも LRC は国内で調達できるため、運転費削減という面からも HSD 及び MFO 焚きの火力発電所を解体し、LRC 焚き火力発電所を建設する。

<sup>13</sup> 出典：“Latest Experience of Coal Fired Supercritical Sliding Pressure Operation Boiler and Application for Overseas Utility”, Babcock-Hitachi

<sup>14</sup> 出典：“Latest Experience of Coal Fired Supercritical Sliding Pressure Operation Boiler and Application for Overseas Utility”, Babcock-Hitachi

## (2) ガス焼き火力発電所 (Gas-fired Thermal Power Plant)

第4章で既に提言されている CNG (Compressed Natural Gas) システムの採用を改めて提言する。CNG システムの採用により、発電所でのガス貯蔵が可能となり、ガス焼き火力発電の柔軟な運転（具体的にはピーク対応発電）が可能となる。

## (3) 地熱発電所

### 1) PLN の参画

最適電源開発計画では 2010 年から 2028 年にかけて約 2,600 MW の地熱発電所を開発することになり、その全てが IPP で開発される予定である。

現在は中央政府が入札図書を売り出し、関係地方政府<sup>15</sup> が事前審査 (PQ) や入札審査を行い、PLN は、実質的には、電力購入合意 (PPA) 交渉段階しか参画していない。PLN は地方政府向けの評価基準を作成し、また、利害関係者として何らかの形で計画段階や評価段階に参画すべきである。

### 2) リスク低減

開発者のリスク低減のためにも有望な潜在地点について PLN が事前 FS レベル調査を実施することが望ましい。

## (3) ジャワ・スマトラ連系送電線

ジャワ・スマトラ連系送電線の基本概念は南スマトラの山元に IPP 石炭火力発電所を開発し、3,000 MW の余剰電力を超高压直流送電線で需給バランスが逼迫しているジャマリシステムに送電しようとするものである。

ジャワ・スマトラ連系送電線には以下の利点があると思われる。

- (a) 石炭輸送が不要
- (b) ジャマリ地域での発電所の代替
- (c) 山元での石炭火力発電所開発は社会基盤整備を通じて地方の活性化に寄与

この考えはインドネシアで最大の石炭生産量を誇り、且つ多量の石炭埋蔵量を有する中・南カリマンタンとの ジャワ・カリマンタン連系送電線計画にも通じるものがある。

図 5.1-2 は暫定的なジャワ・スマトラ連系送電線のルートを示す。

<sup>15</sup> 2.2.2 節に述べているように電力販売収入の一部(2.5%)が当該州政府に支払われる。



図 5.1-2 ジャワ・スマトラ連系送電線暫定ルート

#### (4) その他の再生可能エネルギー

##### 1) 太陽光発電<sup>16</sup>

太陽光発電はインドネシアのように多量の太陽エネルギーを享受出来る国ではその他の再生可能エネルギー（太陽光発電、風力発電、バイオマス発電）の中では最も適した発電システムと思われる。最適電源開発計画では向こう 20 年間で約 6,000 MW の太陽光発電が開発されることになる。

現状のエネルギー法は将来の一次エネルギーの目標構成比に視点が置かれており、その具体的実現方策は今後の政策に期待される。MEMR は太陽光発電の普及及び投資への具体的な奨励策を策定する必要がある。

##### 2) 風力発電

インドネシアではこれまで 0.5 MW<sup>17</sup> の風力発電が設置されている。最適電源開発計画では向こう 20 年間で約 3,200 MW の風力発電を開発することになっており、また、風力発電設備を設置する場合、以下の環境問題が伴う。

- (a) 景観の観点から国立公園や保安林内での設置をの許可
- (b) 金属製風車による電波障害

<sup>16</sup> この項で示されている数値は “Cloudy German unlikely hotspots for solar power”, Reuters, July 29, 2007 (www.boston.com/news/science/articles/2007/07/30/cloudy\_german\_unlikely...) を参照した。

<sup>17</sup> 出典：Presentation material “Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse Gas Abatement in Indonesia”, at Manila 5-8 October 2004 by MEMR



(c) バードストライクに代表される鳥類や渡り鳥への被害

MEMR には環境省と協力して環境評価ガイドラインや基準を作成することが求められる。

### 5.1.3 新規電源の開発検討

インドネシアではじめての発電設備である原子力発電所と揚水発電所についてその投入妥当性を検討する。

#### (1) 原子力発電所

最適電源開発計画では、容量 1,000 MW の原子力発電所が 2018 年に初投入され、2028 年には総量 5,000 MWになる予定である。現在の進捗状況<sup>18</sup>を見ると、現時点では原子力発電所の投入が遅れる、もしくは延期される可能性は否定できない。

##### 1) 原子力発電が投入されない場合の電源開発計画

原子力発電が投入されない場合の電源開発計画への影響は以下のケースで検討した。単機容量 1,000 MW の石炭火力発電所を追加し、同 1,000 MW の原子力発電所を肩代わりする。2018 年以降供給予備力 30%は確保される。

##### (a) 目的関数の現在価値 (NPV)

表 5.1-1 は割引率 12%で 2009 年価格に割り戻した 2028 年の累加目的関数を示す。

表 5.1-1 原子力発電所有無の累加目的関数

Case	Investment Cost (Million US\$)	Salvage Value (Million US\$)	Operation Cost (Million US\$)	Objective Function (Million US\$)	Ratio
With Nuclear	26,429	-9,505	73,001	89,925	1.000
Case	25,091	-8,834	74,857	91,114	1.013

##### (b) CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 及び SO<sub>x</sub> 排出

表 5.1-2 は 2028 年の CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 及び SO<sub>x</sub> 排出量を示す。

表 5.1-2 2028 年の CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> 及び SO<sub>x</sub> 排出量

(百万トン)

Case	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>
With Nuclear	239.4	1.4	0.5
Case	269.6	1.5	0.5

##### (c) 結 論

原子力発電所が投入されない場合、目的関数（総費用）、燃料消費量及び CO<sub>2</sub> 排出量が増加することが WASP シミュレーションで確認された。

<sup>18</sup> 国家チームはまだ編成されておらず、編成が予定より 1 年から 2 年遅れている。

(2) 揚水発電所

表 5.1-3 は石炭の燃料費を元々の 80 US\$/トンの場合の揚水発電所の発電量と利用率を示す。2020 年以降、廉価な揚水原資を提供する石炭火力や原子力発電所の導入により、揚水発電所が稼働（日平均 4 時間）で運転されていることが分かる。揚水発電所の開発促進を行うべきである。

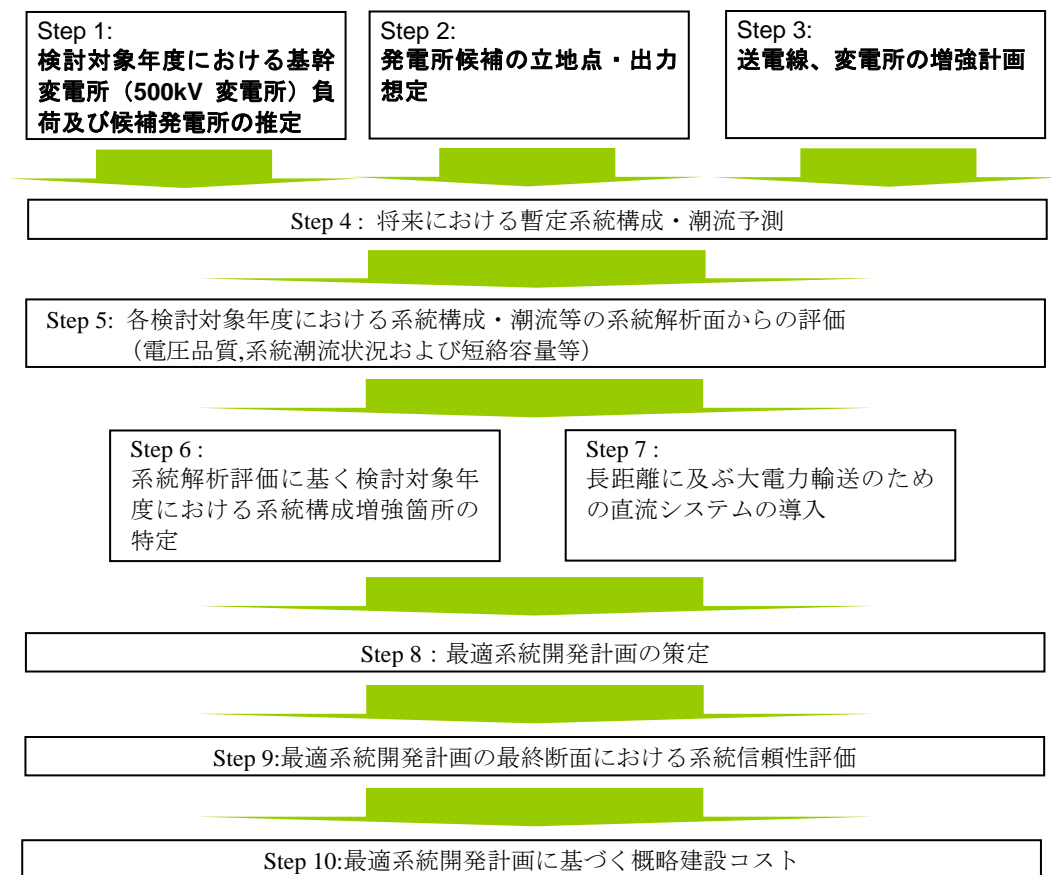
表 5.1-3 揚水発電所の発電量と利用率

Year	2015	2018	2020	2022	2024	2026	2028
Capacity (MW)	500	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
G.Energy (GWh)	751	2,853	4,200	4,200	4,200	4,200	4,200
C.Factor (%)	17.12	16.27	15.98	15.98	15.98	15.98	15.98

5.2 最適系統開発計画

本調査での系統解析の最終目標は、ジャマリ系統の電源開発計画に対応して信頼性を保ちながら技術・経済性を考慮して最適系統開発計画を策定することにある。

下記 Step を順を追って実施し、長期間（20 年間）の最適系統開発計画を策定した。



最適系統開発計画の策定フロー

### 5.2.1 検討対象年度における基幹変電所負荷及び発電所候補の推定

将来、系統へ導入される発電所候補の立地点・出力は系統構成・幹線潮流状況に大きく影響を与える。500 kV 系統に接続される有望な主要発電所候補とそのサイトを定めた。

まず、2016 年までの新設発電所は RUPTL の計画に従う。それ以降については、原子力発電を含む新しいタイプの発電所も主な電力供給源として期待されている。しかしながら、新設発電所のサイトは、公式にはまだ決まっていない。新規発電所の位置は、PLN の情報等により次のように想定した。

- 揚水発電所（三ヶ所） Upper Cisokan、Matenggeng 及び Grindule 地点
- 地熱発電所 地熱ポテンシャルから西ジャワの中央地域 [150 kV 系統に接続]
- ジャワースマトラ連系 送電容量 3,000 MW で Parung 変電所へ接続予定
- 原子力発電所 中部ジャワ北部地域 5,000 MW [1000 mw\*5 units]
- 火力発電所 西ジャワ北部地域 2 発電所（含む Suralaya）  
中部ジャワ北&南部 2 発電所 東ジャワ北部 2 発電所
- 一般水力発電所 自国エネルギー活用の観点からジャワ島全体で広く開発され  
150 kV 系統以下に接続される。

### 5.2.2 暫定系統開発計画

2016 年以降は、最適電源開発計画および PLN の送変電開発計画案に従った暫定系統開発計画を立案した。

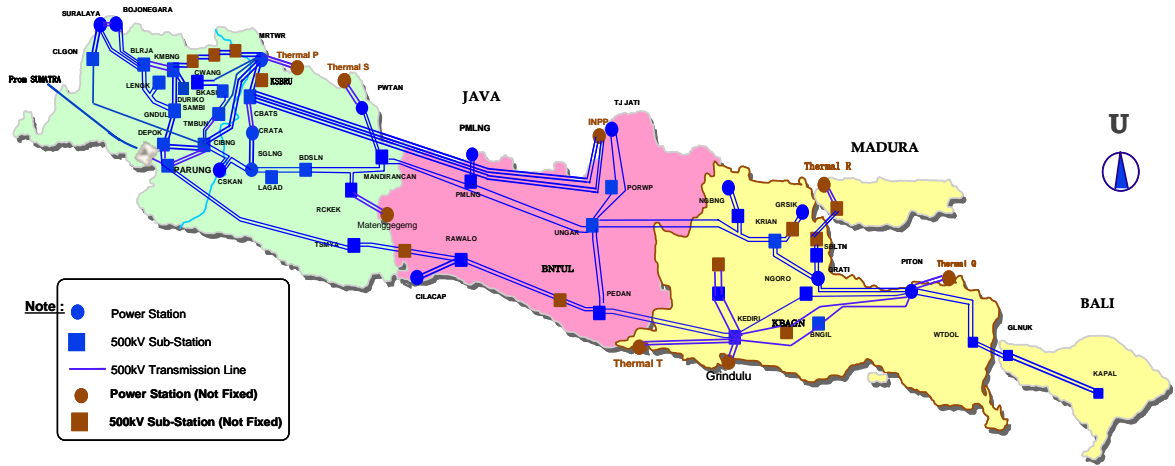
### 5.2.3 系統解析

代表年の暫定系統開発計画に対して、潮流解析によって、系統構成機器の負荷および電圧維持状況を調べた。まず、基幹送電線の負荷状況と変圧器の負荷状況から、具体的な補強方法を指摘した。また、電圧を維持するための調相設備の必要量を概算した。

短絡容量を評価した結果では、必要に応じ、現在の 500 kV 系統における遮断器の能力 40 kV を 50 kV 以上に増強することが有効である。過渡安定度解析では、系統が不安定になるケースを抽出した。

### 5.2.4 増強箇所の特定

系統解析結果に基づいて、将来における 500 kV 系統の増強箇所および時期を分析した。その結果に基づいて、送電線および変電所の具体的な増強および新設を提案した。特に、中部ジャワから負荷中心の西ジャワへの電力輸送が大きな課題となる。交流 500 kV 送電線では、約 500 km 長距離に渡り最低 2 ルートの建設が必要となる。



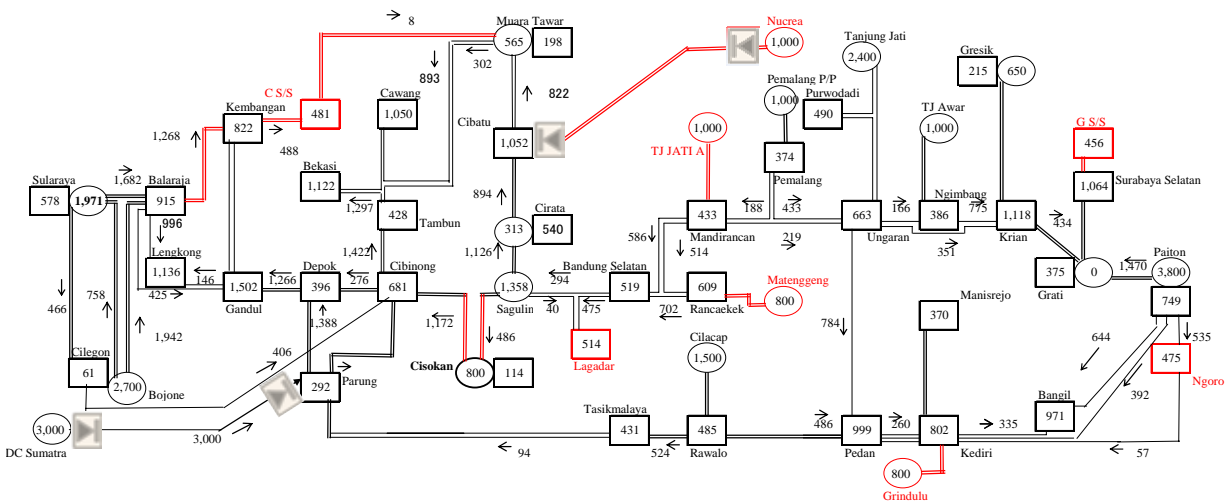
### 5.2.5 長距離大電力送電輸送として直流システムの導入提案

拡大する電力システムの基幹系統構成においては、経済性以外に系統の状況変化に対応するために柔軟性を確保することが望まれる。中部ジャワから負荷中心の西ジャワへの電力輸送について、交流送電システムと直流送電システムを国内での知見をもとに比較した。その結果、建設コストや将来系統の柔軟性の点で直流送電システムが有利になることを確認した。

### 5.2.6 最適系統開発計画の策定

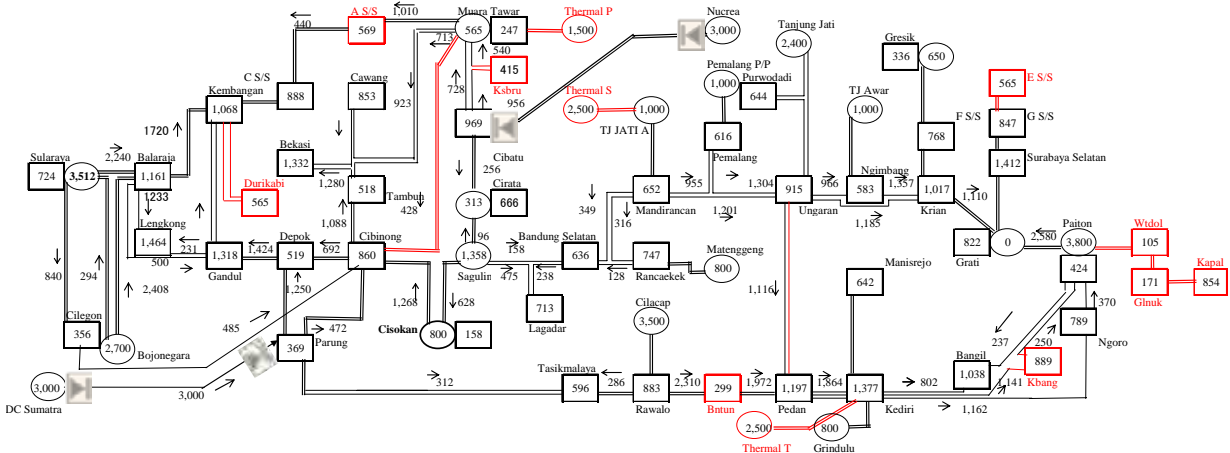
最適電源開発計画及び系統解析結果を踏まえ、下記の最適系統開発計画を策定した。

### 2020 年最適系統構成



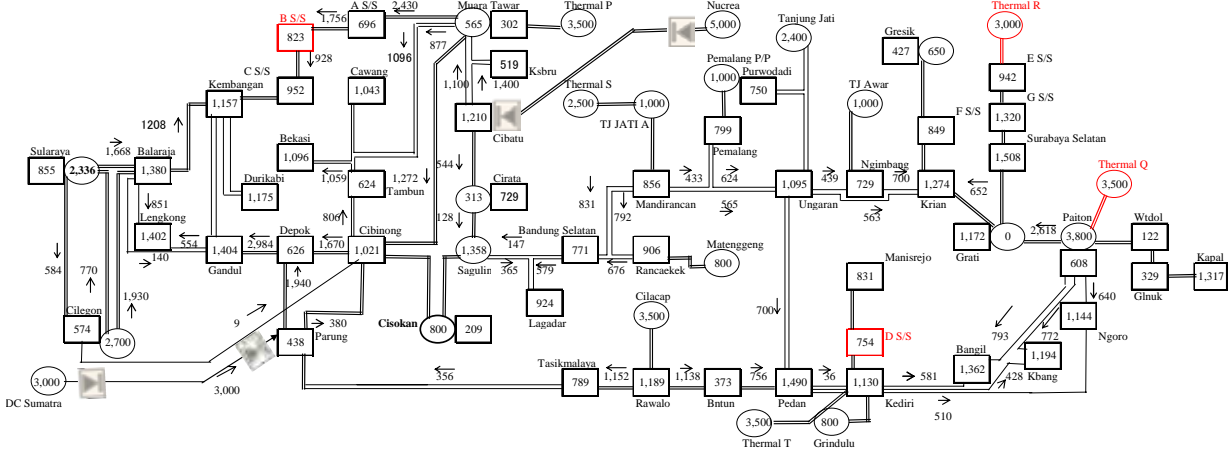
赤表示は 2016-2020 年間の系統増強箇所

### 2025 年最適系統構成



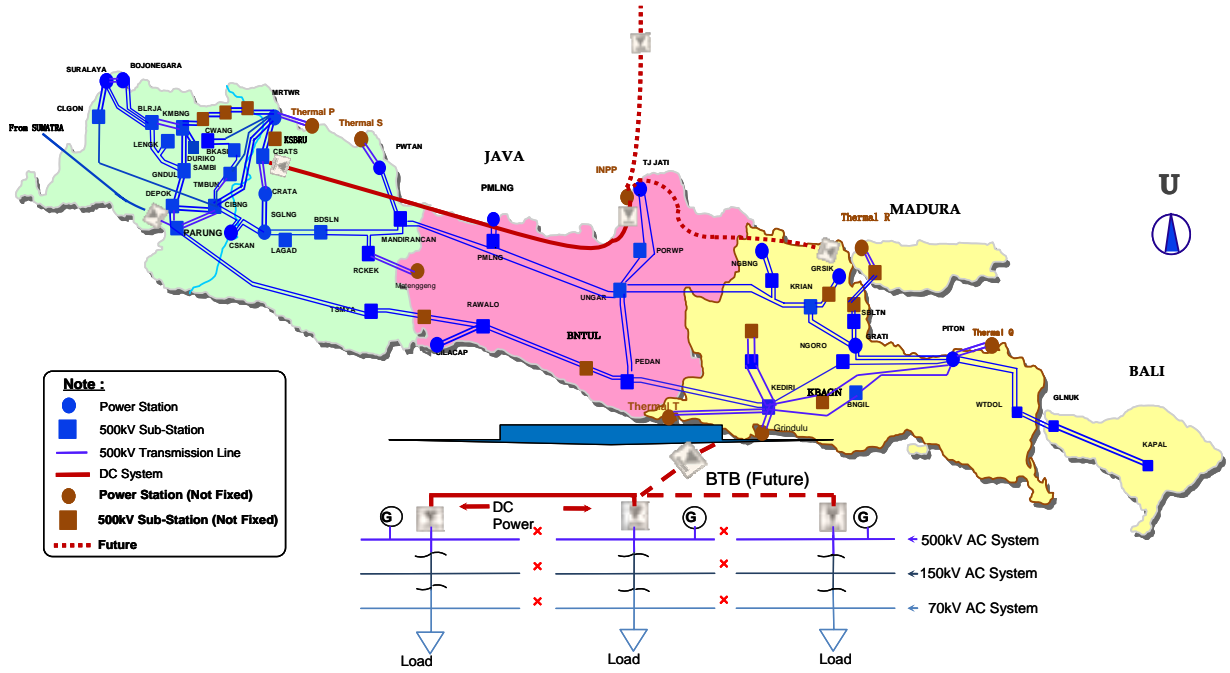
赤表示は 2021-2025 年間の系統増強箇所

### 2028 年最適系統構成



赤表示は 2026-2028 年間の系統増強箇所

### 最適系統開発計画に基づく 500 kV 基幹系統構築ステップと想定潮流図



ジャバリ系統 2028 年における直流システム導入イメージ(系統容量:約 60GW)

5.2.7 最適系統開発計画に基づく建設コストの概算

最適系統構築にあたり、必要となる資金を概算した。

----	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2028
ピーク需要 (MW)	20535 (2010 年)	27657 (2015 年)	37895 (2020 年)	51840 (2025 年)	58712 (2028 年)
500 kV 送電線 (km)	1529	1008	890	570	110
500 kV 変圧器 (MVA)	10164	9500	13650	18593	9162
新設変電所 500kV	7	4	4	10	2

その他、最適系統構築にあたり 500 kV 系統以下の設備増強・更新、交直変換器、調相設備、通信設備関係費用が必要

	Million US\$				
建設コスト	3276	1238	2357	2838	932

### 5.3. 資金調達および民間投資促進

インドネシア国の電力セクターにおいては、セクターの自由化や競争原理の導入を目指した新電力法（法 2002 年 20 号）が、憲法が定める国民福祉の保障を国家が放棄することにつながるとして 2004 年 12 月に憲法違反であるとの判決が下っている。したがって、現状の体制、すなわち、PLN が IPP を含めた発電所から電力を購入し、唯一の総配電会社として末端の電力需要者に供給する姿は基本的に当面変わらないものと想定する。

#### 5.3.1 最適電力開発計画の資金需要

最適電力開発計画（シナリオ 2）においては、電源の増強として、2028 年までに約 US\$ 112 billion の投資が必要とされる。これを電源別に見ると以下のようにになっている。

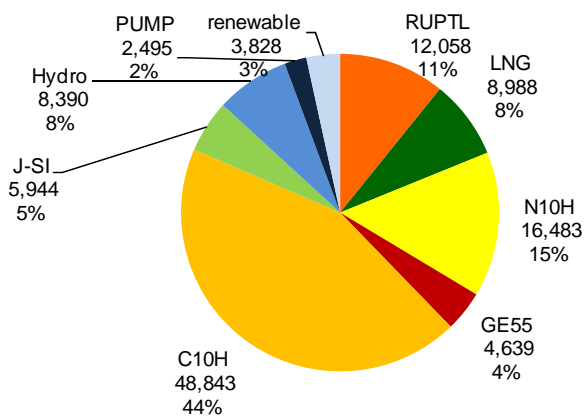


図 5.3-1 2028 年までの投資費累計の電源別構成

また、各年の投資費を、外貨、内貨に分けて、次頁の表に示した。各電源種別では、投資時期を含め、次のような投資が行われる。

LNG 火力：2015 年からほぼコンスタントに US\$ 750 million の投資

原子力：2018 年から 3 年置きに US\$ 3,300 million

地熱：2011 年、14 年に US\$ 500 million 前後の投資があるが、2015 年以降コンスタントに約 US\$ 250 million の投資

石炭火力：2012 年に US\$ 2,000 million、2017 年以降、各年度の変動はあるが、平均的には年 US\$ 3,900 million

Jawa-Sematra 送電線および Sematra の山元石炭火力：2014、15 年の 2 年間に、合計 US\$ 6,000 million の投資

水力：2020 年以降断続的に発生するが、平均的には年 US\$ 900 million の投資

揚水：2015 年から 2019 年の 5 年間に US\$ 2,500 million の投資

表 5.3-1 最適電力計画の資金需要

Description	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	total		
<b>Power Plant</b>	F/C	3,115	4,284	1,445	583	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,647	
	L/C	779	1,071	361	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,412
	total	3,893	5,355	1,807	729	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,058
LNG	F/C	0	0	0	0	0	637	637	637	637	637	1,273	0	0	1,273	0	1,273	0	1,273	0	0	0	7,640
	L/C	0	0	0	0	0	112	112	112	112	112	225	0	0	225	0	225	0	225	0	0	0	1,348
	total	0	0	0	0	0	749	749	749	749	749	1,498	0	0	1,498	0	1,498	0	1,498	0	0	0	8,988
Nuclear	F/C	0	0	0	0	0	0	0	2,967	0	0	0	2,967	0	0	2,967	0	2,967	0	2,967	0	0	14,835
	L/C	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	330	0	0	330	0	330	0	330	0	0	1,648
	total	0	0	0	0	0	0	0	3,297	0	0	0	3,297	0	0	3,297	0	3,297	0	3,297	0	0	16,483
Geo	F/C	0	0	549	0	0	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	0	3,480
	L/C	0	0	183	0	0	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	0	1,160
	total	0	0	733	0	0	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	0	4,639
Coal	F/C	0	0	0	1,730	0	0	0	6,919	0	3,460	0	3,460	0	1,730	0	5,190	1,730	5,190	0	6,919	0	41,517
	L/C	0	0	0	305	0	0	0	1,221	0	611	0	611	0	305	0	916	305	916	0	1,221	0	7,327
	total	0	0	0	2,035	0	0	0	8,141	0	4,070	0	4,070	0	2,035	0	6,105	2,035	6,105	0	8,141	0	48,843
S-J Interconnectio	F/C	0	0	0	0	4,280	1,070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,350
	L/C	0	0	0	0	476	119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	594
	total	0	0	0	0	4,755	1,189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,944
Hydro	F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,651	0	1,270	0	1,270	0	0	0	0	0	0	4,614
	L/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,351	0	1,039	0	1,039	0	0	0	0	0	0	3,775
	total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,002	0	2,309	0	2,309	0	0	0	0	0	0	8,390
Pump	F/C	0	0	0	0	0	229	229	0	457	457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,372
	L/C	0	0	0	0	0	187	187	0	374	374	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,123
	total	0	0	0	0	0	416	416	0	832	832	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,495
Renewable	F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	473	28	565	65	669	111	794	165	165	0	2,871	
	L/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	158	9	188	22	223	37	265	55	55	0	957	
	total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	630	38	754	87	892	148	1,059	220	220	0	3,828	
(Solar)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,970	300	5,935	685	7,030	1,170	8,350	1,740	1,740	0	30,180	
<b>Substation</b>	F/C	413	319	519	256	225	186	186	186	186	186	186	186	349	349	349	349	215	215	215	215	5,409	
	L/C	73	56	92	45	40	33	33	33	33	33	33	33	62	62	62	62	38	38	38	38	955	
	total	486	375	611	301	265	219	219	219	219	219	219	219	411	411	411	411	253	253	253	253	6,364	
<b>Transmission Line</b>	F/C	299	719	851	90	39	22	215	215	215	215	215	133	133	133	133	133	49	49	49	49	3,989	
	L/C	53	127	150	16	7	4	38	38	38	38	38	24	24	24	24	24	9	9	9	9	704	
	total	351	846	1,001	106	45	96	26	253	253	253	253	157	157	157	157	157	58	58	58	58	4,693	
<b>Distribution Line</b>	F/C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	L/C	579	529	553	539	559	595	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	11,987	
	total	579	529	553	539	559	595	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	11,987	
<b>Total</b>	F/C	3,826	5,322	3,365	2,659	264	4,913	2,532	1,449	8,140	4,645	4,501	3,508	7,565	4,967	6,420	6,241	6,524	6,529	6,854	10,499	100,723	
	L/C	1,483	1,783	1,340	1,051	605	1,240	1,186	1,048	2,082	1,565	1,733	2,324	1,861	2,341	1,867	2,378	1,901	1,621	2,251	2,330	33,989	
	total	5,309	7,105	4,705	3,710	869	6,153	3,718	2,497	10,222	6,209	6,234	5,832	9,425	7,308	8,287	8,619	8,425	8,150	9,105	12,829	134,712	
(Total with Solar)	5,309	7,105	4,705	3,710	869	6,153	3,718	2,497	10,222	6,209	6,234	5,832	14,395	7,608	14,222	9,304	15,455	9,320	17,455	14,569	164,892		



### 5.3.2 民間投資の促進

最適電力計画の実現に向けた民間投資の促進について、以下を提言する。

テーマ	課題	対応策
<b>一般事項</b>		
1)小売電力料金の設定	急速な電源と送配電設備の拡張に備え、PKUK としての PLN の財務体質の強化、および政府補助の膨張を抑制する必要	補助対象カテゴリーの R-1 限定による、料金収入の増大と政府からの補助額の削減 BPP 算出方法見直しによる、PLN の投資資金確保支援 政府の料金設定責任の下で、燃料価格変動を電力料金に反映する仕組みの確保
2)民間事業者選定プロセス	民間投資促進のため、事業者選定プロセスがオープンで公正なものであることがきわめて重要	独立機関による入札プロセスの監視 入札プロセスの継続的な改善。特に地方政府の実施する入札や新規参入の促進への配慮
3)事業スケジュールの遵守	プロジェクトの遅延は、民間事業者の入札意欲低下、追加的コスト発生、以降の事業実施に影響	遅延発生事例の分析とその問題の解消 特に海外からの融資に係る手続きのストリームライン化
4)事業用地の確保に係る政府、PLN の関与	発電所、送電線の用地取得は外国資本にとって極めて困難なため、政府、PLN の関与を高める	用地取得における入札実施者のより積極的な関与と事業者との責任の分担
5)長期的な視点と状況に応じた柔軟な事業化	長期的な持続性に関する配慮 需要の変化、システム運用上の技術的条件にも適合した発電所の確保を行える入札上の考慮	入札条件設定における持続性への配慮 システム運用を踏まえた入札での技術要件設定、例えば 運用パターン別入札 ミドル及びピーク対応 PPA 価格の設定 キャパシティフィーの導入 発電機の負荷追従能力の規定 発電所運用に配慮した PPA 単価の基準価格の見直し
6)国内の資源の利用促進と投資費中内貨割合の増加	外貨の調達リスクの低減と自己資金割合の上昇	より高い内貨比率を評価する入札の実施
7)外資出資規制の検証	外資出資比率 95%以下とする投資法の制限の有効性が不明	発電事業における外資出資規制（ネガティブリスト）の有効性の検証
<b>発電方式別事項－石炭火力</b>		
1)燃料の確保	立地の面から山元発電が選択される場合、海底送電の投資	山元発電は海底送電の大きな投資費を必要とし、その費用はジャワ島内の立地の困難さや系統連携の利点、地域開発など、総合的な社会経済的メリットから評価
2)環境の保全	環境性能の低い石炭火力の開発は、社会的受容性の観点から、IPP の持続性を損なう	今後の石炭火力発電所整備において、要求する環境性能を高度化
<b>発電方式別事項－地熱</b>		
1)地熱開発関連制度	新地熱法に対応する関連制度整備の遅れ	地熱開発にかかる関連制度の早急な整備が必要
2)入札実施主体によるパイロットボーリング（探鉱）の実施の拡大	入札実施前の情報が不足し、応札者のリスクが大きい	リボルビングファンドなどの設立により、ボーリング実施に係る地方政府の資金調達を容易化
3)応札者の技術的知識をより活用した入札	応札者の技術的知識を活用し、より効率の良い開発を進めるべき	複数の候補地から応札者が地点を選択する入札の実施
4)森林保護区内の地熱開発可能性	森林保護区内の計画は、林業大臣の許可に左右される	森林保護区内の計画について、入札後に開発不可となる可能性がないよう、事前に確認できるような制度改善が必要
5)地熱 PPA 単価の制限	地熱の開発費用は地点によりユニークで、長期的には上昇する	IPP 地熱発電所の PPA 単価の制限が、地域の発電基準コストや地熱開発コストの面から開発の制約とならないよう、モニタリングを実施
6) PLN における地熱開発技術の集約・蓄積と進化	世界最大の地熱資源賦存国だが今後の開発は IPP が中心となる	PLN への地熱開発技術の集約・蓄積とそれによる進化、必要に応じ技術的、財政的支援の提供が必要
<b>発電方式別事項－新エネルギー</b>		
1)高価な新エネルギーの整備促進	整備費用、および発電原価が他の電源等と比較し相当以上に高い場合には、促進策が必要	化石燃料の輸出関税等を原資とした新エネ促進ファンド創設と、新エネ発電設備整備者への補助の支給 PV 電力の PLN による買価価格保証や買取りの義務化 新エネ設備投資者への無利子融資や税制上の優遇策

## 5.4. 環境社会配慮

シナリオ 2 においても、石炭火力発電が主要な電源であることには変わりはなく、大気汚染が懸念される。石炭発電所の立地選定にあたっては、建設候補地における現状の大気汚染レベルを把握した上で、更なる汚染負荷の受容が可能かどうかを判断すべきである。大気汚染が進んでいる地域に発電所を建設する場合には、脱硫装置や脱硝装置、電気集塵機等の導入を検討すべきである。

同シナリオでは、火力発電や原子力発電といった大量の温排水を排出する電源が過半数を占めている。ジャマリ地域にはサンゴ礁が発達している海域が多いため、温排水のサンゴへの影響については特に留意しなければならない。

インドネシアは京都議定書の非附属書I国であるため温室効果ガスの排出削減目標を課されていない。シナリオ 2 では、CO<sub>2</sub>を多量に排出する火力発電が主電源となっているため、将来、法的拘束力を持った温室効果ガスの排出削減目標がインドネシアに設定された場合には、火力発電の発電効率を上げてCO<sub>2</sub>発生量を削減したり、植林を行って大気中のCO<sub>2</sub>を固定したりすることが必要になるだろう。

以前、CO<sub>2</sub>を放出せず地球環境に優しいと言われていた水力発電は、貯水池の水質が悪化した場合には、温室効果の強いメタンを放出することが分かっている。貯水池周辺からの生活排水の垂れ流しによる富栄養化の発生を防止し、貯水池の水質悪化を防ぐための取り組みが求められる。

## 5.5. 系統運用改善策

2.4.6 章で言及した系統運用面での現状分析結果および原因に対して、電圧・周波数・停電それぞれの観点からみた系統運用改善策の提言を以下に記す。

### 5.5.1 電圧

ジャマリ地域における系統電圧低下の原因は、電圧を適正に維持するための無効電力供給源の根本的な不足、ならびに既存の無効電力供給源を有効に活用しきれていないことにある。このような要因に対して、次のような改善策が考えられる。

#### <短期的対策>

##### 1) 系統基準電圧上昇

500 kV などの上位系の基準電圧を上げることにより、系統全体の電圧を上昇させることができ、下位系の電圧低下を解消できる。上位系の基準電圧上昇は、発電機の端子電圧を上昇させることにより実現できる。

## 2) 無効電力供給に関するインセンティブやペナルティの導入

一般的に、IPP にとっては、有効電力と異なり無効電力は供給しても利益とならないため、無効電力の供給については消極的になる。これに対し、系統電圧を適正に維持するための無効電力供給に対し、報酬を支払う制度の導入が考えられる。一方、発電機端子電圧を上げるなどの給電指令に従わない場合にはペナルティを与えることが考えられる。

### <長期的対策>

## 3) 調相設備計画

電圧問題の根本的な解決のためには、コンデンサやリアクトルなどの調相設備を設置していく必要がある。これには、以下の手順に示すように、長期的な観点から無効電力バランスを考察し、無効電力の過不足に応じて調相設備の設置を検討する長期的計画が必要である。

- a) 計画断面の検討
- b) 無効電力需要想定
- c) 地域毎の需給バランス検討
- d) 調相設備必要量の計算
- e) 単機容量の選定
- f) 潮流計算

## 4) 昇圧用変圧器のオンロードタップ化

発電所の昇圧用変圧器のタップを操作することにより、発電機の無効電力の出力調整ができる。昇圧用変圧器の変圧比が固定の場合、AVR による電圧一定制御の場合は発電機端子電圧の制約をうけ、無効電力を有効に活用することができない場合が多い。しかし、タップ機構がある場合はタップを操作することにより変圧比を変え、発電機端子電圧の制約をうけずに無効電力調整能力を上げることができる。

PLN では、すでに一部の発電所において、オフロードタップを使用して、系統電圧を上げるよう試みている。しかしながら、オフロードタップの場合、タップ変更のためには停電が必要であるため、電圧変動に対して適切にタップを調整することが難しい。このため、系統の電圧・無効電力の状況に応じて適切にタップを変更し、発電機の無効電力余力を活用するためには、昇圧用変圧器のオンロードタップ化による無停電でのタップ変更が必要となる。

## 5) PSVR (Power System Voltage Regulator) の導入

通常発電所に用いられる AVR では、発電機端子電圧を検出し、これを一定値に保つように発電機からの無効電力を制御する。この方式の場合、系統電圧が低下した場合でも、発電機の無効電力出力は限界まで達していないことが多い。これに対し、PSVR では、系統側により近い発電所昇圧用変圧器の高圧側送電電圧を一定に保つよう制御する。このため、発電機無効電力の余力を速やかに活用でき、変化の速い需要変動に対しても系統電圧の維持を図ることができる。

## 5.5.2 周波数

周波数変動に対する改善策は、常時の周波数制御に関するものと、異常時の周波数制御に関するものに分類することができる。

### <常時の周波数制御>

#### 1) ペナルティの設定

ランプレートが設計値よりも低い場合や、発電所が給電指令に従わない場合、周波数制御に支障をきたすため、このような場合に発電所にペナルティを課すことが考えられる。

#### 2) 運用パターン別入札

通常の IPP 入札では、収益性の観点から一般的にベース型の発電機が有利となるため、周波数調整能力に優れたミドル型やピーク型の発電機が導入されにくい。これに対し、発電所の運用パターンを考慮したタイプ別の入札を実施することにより、ミドルやピーク対応の発電機に競争力をもたせることができる。

#### 3) ミドルおよびピーク対応料金の設定

これまでインドネシア国で実施されてきた IPP 入札では、買電料金はベース型の運転を前提としていた。しかし、ミドルおよびピーク時に稼働する電源は稼働時間が短いほか、燃料費も高いため、ベース型を前提とした安価な買電料金では収益を確保するのは困難である。

一方、他国では、発電所の運用タイプを考慮したミドルおよびピーク対応料金が設定されている。そのような料金体系の適用により、ミドルおよびピーク型の発電所は、短い運転時間にもかかわらず収益を確保しやすくなると考えられる。

#### 4) キャパシティフィーの導入

今後の堅調な電力需要の伸びに対し、十分な供給力を確保するためには、PLN の電源だけでなく、IPP 事業者の投資を活用することが重要となる。通常、IPP からの買電契約は電力量 (kWh) ベースでの取引が一般的であるが、この方式では買電電力量に応じて IPP の収益が変動するため、特にピーク型やミドル型では固定費を回収できないリスクが伴う。これに対し、実際の発電量にかかわらず、最低限の固定費の支払いを保証するキャパシティフィーの導入により、IPP 事業者が固定費を回収しやすくなり、IPP 事業者のピーク型やミドル型への投資を促すことができると考えられる。

<異常時の周波数制御>

5) 系統周波数特性の計算手法改善

緊急時の周波数制御のためには、電源脱落のような大幅な出力変化に対する周波数の変化、すなわち系統周波数特性を把握する必要がある。系統周波数特性を考えるにあたっては、電源脱落量そのものの値 (MW/Hz)ではなく、事故発生時の系統容量を考慮し、電源脱落量を系統容量に対する割合 (%MW/Hz)で表わす必要がある。また、過去の電源脱落時のデータをもとに系統周波数性を計算する際、PLNの電源脱落事故実績に対してデータ処理を実施した下図に示すように、データを二乗平均(RMS)で処理する場合と、ワーストケースで処理する場合には大きな違いがある。系統周波数定数を定める際には、RMSにより算出された値そのものではなく、メーター誤差や過去の実績データを参考にして、一定の裕度をもった値を採用する必要がある。

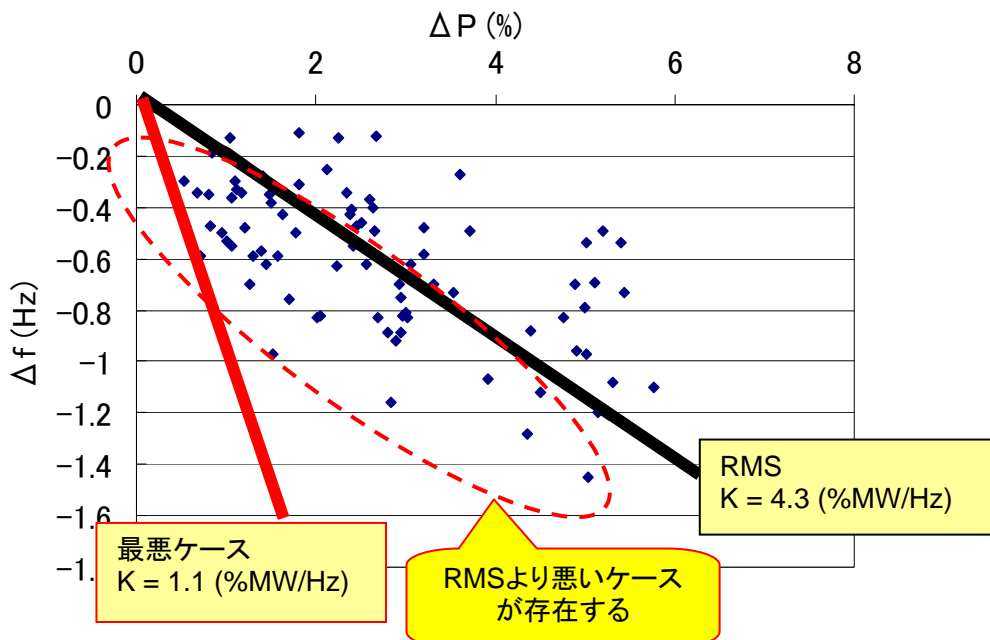


図 5.5-1 系統周波数定数の計算例

6) 系統周波数特性における $K_G$ と $K_L$ の考慮

系統周波数特性を厳密に把握しようとする場合、電源脱落量に応じたガバナフリー容量の影響を考慮する必要がある。電源脱落時のような大幅な周波数低下時には、ガバナフリー発電機は周波数低下に応じて出力を増加するが、さらに周波数が低下するとガバナフリー発電機は上限に達し、運転余力をすべて出し切ってしまう。したがって、系統周波数特性( $K$ )は、ガバナフリー発電機が運転余力を出し切るまでは、 $K = K_L + K_G$  ( $K_L$ : 負荷周波数特性、 $K_G$ : 発電機周波数特性)で表され、運転余力を出し切った後は、 $K = K_L$ となる。

より適正な負荷遮断量の検討を行うためには、実際に保有しているガバナフリー容

量を考慮した系統周波数特性を算出し、適正量を検討する必要がある。

### 5.5.3 停 電

2.4.6 章で言及したように、ジャマリ地域において停電が頻発している主な原因は、設備の問題によるものである。停電に関する改善策としては、以下の項目を挙げることができる。

#### (1) 同機種対策

設備の故障に対しては、同機種対策が有効である。ある機器に故障が発生した場合、健全である同種の機器にも近い将来、同様の故障が発生する可能性がある。このため、故障の原因究明の後、故障の発生した機器自体だけではなく、同機種全体に対策を実施することが肝要である。

#### (2) 品質管理システムの構築

設備の故障の原因として、設備納入時での性能不足も考えられる。入札仕様書の要求事項を高めるとともに、故障率の高い製造者を把握して入札評価時に考慮することにより、品質の高い製造者による納入を促すことが考えられる。現状では、品質の悪いメーカーを入札から直ちに排除していくことは難しいと考えられるが、納入された機器に関する事故実績や品質を管理していくことにより、品質の悪い製造者を把握していくことが重要である。

製造者の品質を高く維持するためには、品質管理システムの構築が求められる。品質管理システムにおいては、機器の採用に際して、技術部門が製造者から提出される社内試験成績書および品質管理計画書を審査し、必要に応じて工場での立会試験を実施する。この結果に基づき、購買部門ではなく技術部門が機器の新規および継続的な採用を判断するため、機器の品質を高く保つことができると考えられる。

#### (3) 製造者との協力

PLN に納入実績のある製造者は極めて多数にのぼっており、PLN は全ての製造者からは十分なサポートを得られていない。納入される製品の品質を高めるとともに、製造者からの継続的なサポートを得るためには、製造者との協力関係を保つことが欠かせない。現在は多数の機器が海外から納入されているが、将来的には高品質な製品がインドネシア国内から調達されることが望ましく、そのためにはインドネシアに工場や事業所がある製造者との協力が不可欠となる。

製造者との協力体制を築くためには、電力会社と製造者と共同での研究や技術開発が有効と考えられる。日本では従来から、製造者との共同開発により電力会社のニーズに応じた数多くの新技術が開発されるとともに、製造者との協力関係が構築されてきた。

#### (4) N-1 基準違反箇所への計画的設備導入

PLN では、N-1 基準を満たさない箇所へのやむを得ない措置として、OLS（過負荷時負荷遮断システム）が使用されており、その結果 OLS による停電が多数発生している。本来は N-1 基準を満たすよう、電源設備や流通設備を計画的に導入していく必要がある。

#### (5) 系統周波数定数の適切な計算

負荷制限については、十分な供給力を確保する一方、前述のように系統周波数定数の適切な計算を通じて負荷遮断量を検討する必要がある。

#### (6) 事故波及防止リレーの導入

系統に重大な事故が発生した場合、事故の影響範囲を最小限にとどめることも重要である。ジャマリ地域には周波数低下時負荷遮断リレーなど基本的な保護装置は導入されているが、事故波及防止という観点では改善の余地があり、日本で既に実用化されている事故波及防止リレーの導入が推奨される。

## 6. 提 言

### 6.1. 今後の課題と対策

これまでの調査結果を踏まえ、今後最適電力開発計画を推進していくために、インドネシア政府や発電会社が特に認識すべき課題と取るべき対策は以下のようにまとめられる。特に、至近年の計画については、今からその準備に取りかかる必要がある。

#### 6.1.1 電源の開発

##### (1) 石炭火力

- 新規に 29 地点が必要となる。用地買収の可能性も含めて候補地点の抽出を速やかに開始すべきである。
- 中間負荷対応の運転が期待されるほか、高熱効率は燃料消費量削減や大気汚染物質の排出量削減にも繋がるので、既に技術的にも実証されている超臨界圧石炭火力発電の導入の検討を推奨する。
- 低品位炭の有効利用。低品位炭は長期の保管・輸送には適さないため、Kalimantan や Sumatra の山元石炭火力発電所を開発する。低品位炭での制約を緩和するため、一般炭と混合して低品位炭を利用することが考えられる。
- 同熱量当たりの LRC 価格は HSD や MFO より安く、しかも LRC は国内で調達できるため、運転費削減という面からも HSD 及び MFO 焚きの火力発電所を解体し、LRC 焚き火力発電所を建設することも検討する。
- 石炭火力は今後大気汚染が懸念されるため、「6.1.2 章 環境 (1) 大気汚染」で指摘されるような対策が必要となる。

##### (2) ジャワ・スマトラ連系送電線

- ジャワ・スマトラ連系送電線が予定通り 2014 年にジャマリ系統に接続されるよう、PLN は IPP 石炭火力の実施スケジュール管理を徹底する必要がある。

##### (3) 地 熱

地熱に関しては、インドネシア国は世界最大の地熱資源の賦存量を有し、政府はエネルギー政策上も今後の地熱開発を重要視している一方で、関連施行規則等の整備が遅れており、地熱事業への民間参入は極めて不確実性の高い状態にある。今後の地熱開発を促進する上で、早急な制度の整備とそれによる民間投資リスクの軽減が求められる。



### 制度の整備

- 地熱資源の開発は地方政府の主導により推進されるが、地熱開発免許の入札にかかる標準手続きは定められておらず、制度リスクが存在する。入札プロセス、入札者の審査基準、入札図書で提供される情報等、標準手続きを作成すべきである。
- 上記の制度整備において、事業計画や評価基準等に対し地熱事業のノウハウを有する PLN が技術的支援を行うことが有益であると考えられる。
- 森林保護区内の計画について、入札後に開発不可（事業中止）となる可能性がないよう、計画初期段階で開発の可否が確認できるような横断的な調整機関の設置などの制度改善が必要である。
- 低リスク、低開発コストの地点開発を促進するためには、複数の候補地から応募者が地点を選択して入札する方式が有効である。

### リスクの軽減

- 地熱開発リスクのなかでも民間開発者が負担している探査のリスクが大きく、民間開発者の地熱事業への関心を削ぐ結果となっている。入札前に PLN 或いは地方政府等が事前 F/S レベルの調査を実施することが望ましい。
- 入札前の事前調査が特に地方政府にとって財政上の負担となる場合は、リボルビングファンドなどの設立により、調査公示に係る地方政府の資金調達を容易にすることが有益である。

### 地熱開発技術の蓄積

- PLN は地熱事業のノウハウを有しており、今後とも地熱開発の技術的中核は PLN に存在すべきである。必要に応じ PLN に対して最新技術の導入支援や財政的支援を検討すべきである。

## **(4) 原子力**

- 原子力発電所の遅延・延期の場合の対応として、代替火力発電所の検討もすべきである。

## **(5) ガス火力**

- パイプラインガスによる発電所の負荷能力を向上する（圧縮天然ガス(CNG)貯蔵システムにより、ミドルおよびピークロード対応を可能とする）。
- 輸出が困難な中小規模ガス田（LNG に適しない）の開発を促進し、CNG 輸送船による中短距離のガス輸送と HSD 焚き PLTG のガス焚き化および PLTGU（排熱回収ボイラの追加設置によるコンバインドサイクル）化を図る。

## **(6) 水力**

- 国産エネルギーとしての水力ポテンシャルの再評価を行う必要がある。

- 2020年以降、廉価な揚水原資を提供する石炭火力や原子力発電所の導入により、揚水発電所がフル稼働で運転されていることが分かる。揚水発電所は建設に長期間要することから早期に調査開始すべきである。

## (7) 太陽光・風力

- MEMR は太陽光・風力発電の普及及び投資への具体的な奨励策を策定する必要がある
- MEMR には環境省と協力して環境評価ガイドラインや基準を作成することが求められる。
- 化石燃料の輸出関税等を原資とした新エネ促進のためのファンド（特別会計）の創設と、そこからの新エネ発電設備整備者への補助の支給が考えられる。
- その他、無利子融資や税制上の優遇策などが考えられる。

## (8) 電源全般

- 気候変動に対応するため、省エネ促進や、再生可能エネルギー促進に取り組む（補填対応他）。
- 電源立地のため補助金制度等を導入することによって開発地点の地域振興を図る。
- 用地取得における入札実施者のより積極的な関与と事業者との責任の分担を図る。
- 独立機関により入札プロセスを監視する。
- 入札プロセスの継続的な改善。特に地方政府の実施する入札や新規参入の促進へ配慮する。
- 遅延発生事例を分析しその問題を解消する。
- 系統運用での改善策を踏まえて入札時の技術要件を設定する。

## 6.1.2 環 境

### (1) 大気汚染

- 石炭火力発電所の立地選定にあたっては、建設候補地における現状の大気汚染レベルを把握した上で、更なる汚染負荷の受容が可能かどうかを判断すべきである。
- 大気汚染が進んでいる地域に発電所を建設する場合には、脱硫装置や脱硝装置、電気集塵機等の導入を検討すべきである。
- 連続監視モニタリングを実施する。

### (2) 温排水と海洋環境

- 火力発電や原子力発電といった大量の温排水を排出する電源が過半数を占めている。ジ

ヤマリ地域にはサンゴ礁が発達している海域が多いため、温排水のサンゴへの影響については特に留意しなければならない。

- 冷却水の放水温度を 2°C（日本では 6°C 程度）に制限しており、現実性に乏しく、温排水拡散シミュレーションによる評価制度などへの移行が望まれる。

### (3) CO<sub>2</sub>の排出

- 将来、法的拘束力を持った温室効果ガスの排出削減目標がインドネシアに設定された場合には、火力発電の発電効率を上げてCO<sub>2</sub>発生量を削減したり、植林を行って大気中のCO<sub>2</sub>を固定したりすることが必要になる。

### (4) 水力の貯水池環境管理

- 貯水池式水力発電は、貯水池の水質が悪化した場合には、温室効果の強いメタンを放出することが分かっている。貯水池周辺からの生活排水の垂れ流しによる富栄養化の発生を防止し、貯水池の水質悪化を防ぐための取り組みが求められる。

### (5) 原子力産業廃棄物

- 原子力発電に使用した使用済み核燃料を適切に処理することが求められる。

## 6.1.3 民間投資促進

### (1) 小売電力料金の設定

- 補助対象をカテゴリ-R-1 に限定するなどの方法で、料金収入の増大と政府からの補助額を削減する必要がある。
- 投資資金需要の増加に備えるため、BPP 算出方法見直し等によって PLN の収入増大を図る必要がある。
- 政府の料金設定責任の下で、燃料価格等の価格変動を速やかに電力料金に反映させられる仕組みの確保等を検討し、早急に実現する必要がある。

### (2) 事業スケジュールの遵守

- 過去の事業遅延の原因について調査を行い、対策をとることが必要である。
- 特に海外からの融資に係る手続きのストリームライン化が必要である。

### (3) IPP の基準価格

- 発電所運用に配慮した PPA 単価の基準価格の見直しが必要である。
- IPP 地熱発電所の PPA 単価の制限が、地域の発電基準コストや地熱開発コストの面から開

発の制約とならないようモニタリングを行い、必要により調整を行うことが重要である。

#### (4) 国内の資源の利用促進と投資費における内貨割合の増加

- より高い内貨比率を評価する入札方式の導入を検討する。

#### (5) 外資の出資制限にかかる制度の評価

- 発電事業を行う外国資本に対する出資比率制限が外資の投資意欲を低下させていることが懸念されるため、同制度が、電源整備における民間投資の促進および国内産業の振興の双方に対して有効であるかどうかの検証が求められる。

### 6.1.4 送電線の増強計画

#### (1) 用地の確保

- 送変電設備の建設（工程）に支障が発生しないように、送変電設備の用地を事前に確保する。

#### (2) 大規模停電事故の回避策

- 簡易転送負荷遮断等の導入による周波数低下防止強化策を検討する。
- 系統分離装置の導入による全系統停電事故の防止策を検討する。

#### (3) 送電・配電系統への上位電圧導入

#### (4) 深夜のガバナフリー容量の確保

- 原子力発電導入等でベース電源硬直化、深夜電力の品質向上要請等に対応するため、可変速揚水発電機導入等によるガバナフリー容量の確保を検討する。

#### (5) 負荷集中地域（ジャカルタ特別州）への電力供給方式の検討

- 負荷の高密度集中地域については、中間電圧上昇あるいは 500 kV 電圧直接導入検討を含め、総合的に経済的な供給方法の検討を推奨する。

#### (6) ジャワ・スマトラの連系

- ジャワースマトラ連系線がルート遮断された場合、スマトラ系統の周波数上昇が懸念されるため、周波数上昇抑制対策を検討しておく必要がある。

#### (7) その他

- 今後相当量の調相設備導入が必要であり、全体及び地域からみた調相設備バランス・設

置位置等を検討する必要がある。

- 150 kV 以下の負荷供給設備について、手動操作による回避は時間的に不可能であるため、特定箇所への自動電圧制御装置（SVC 等）や電圧低下リレーによる遮断装置の設置を検討する。

## 6.1.5 系統運用改善策

### (1) 系統運用面での現状分析結果

- 電圧・周波数・停電が系統運用面での主な課題であり、それぞれの観点からみた系統運用改善策は下記のようにまとめられる。

### (2) 電 圧

- ジャマリ地域における系統電圧低下の原因は、電圧を適正に維持するための無効電力供給源の根本的な不足、ならびに既存の無効電力供給源を有効に活用しきれていないことにある。このような要因に対して、短期および長期の改善策が考えられる。
- 短期的対策としては、既存の発電機の無効電力供給能力を活用するため、系統基準電圧上昇および無効電力供給に関するインセンティブやペナルティの導入がある。
- 長期的対策としては、調相設備計画の立案が必要となる。また、電圧変動への対応としては、a) 昇圧用変圧器のオンロードタップ化、および b) PSVR の導入が考えられる。

### (3) 周波数

- 周波数変動に対する改善策は、常時の周波数制御に関するものと、異常時の周波数制御に関するものに分類することができる。
- 常時の周波数制御に関しては、a) ペナルティの設定、b) 運用パターン別入札、c) ミドルおよびピーク対応料金の設定、および d) キャパシティブの導入が挙げられる。
- 異常時の周波数制御に関しては、系統周波数特性の計算手法改善および系統周波数特性における  $K_G$  と  $K_L$  の考慮が挙げられる。

### (4) 停 電

- ジャマリ地域において停電が頻発している主な原因は、設備の問題である。
- 停電に関する改善策としては、a) 同機種対策、b) 品質管理システムの構築、c) 製造者との協力、d) N-1 基準違反箇所への計画的設備導入、e) 系統周波数定数の適切な計算、および f) 事故波及防止リレーの導入が考えられる。