

平成 22 年度調査報告書

平成 22 年度インフラ・システム輸出促進調査等委託事業

(グローバル市場におけるスマートコミュニティ等の事業可能性調査：
インドネシア島嶼部におけるスマートコミュニティ構築)

調査報告書

平成 24 年 3 月

経済産業省

委託先：株式会社明電舎

【目次】

第1章 提案の趣旨	1 -1
1.1 提案するシステムの概念	1 -1
1.2 システム基本コンセプト	1 -2
1.3 導入の効果	1 -3
第2章 インドネシアにおける電力関連情報	2 -1
2.1 インドネシアの電気事業の体制	2 -1
2.1.1 概要	2 -1
2.1.2 エネルギー鉱物資源省（MEMR）の組織	2 -1
2.1.3 PLN の組織	2 -1
2.1.4 その他関係機関	2 -6
2.2 インドネシアの電気事業の概要	2 -6
2.2.1 電源設備	2 -6
2.2.2 流通設備・電力品質	2 -10
2.2.3 電気料金	2 -11
2.2.4 PLN の収支・経営状況	2 -13
2.3 電気事業の状況	2 -15
2.3.1 需給状況	2 -15
2.3.2 流通設備・電力品質	2 -16
2.3.3 電気料金	2 -20
2.4 電力政策の状況	2 -20
2.4.1 電力自由化の進展、新電力法の制定	2 -20
2.4.2 電力関係の規制	2 -21
2.4.3 電力中長期計画	2 -22
2.4.4 環境・省エネ政策	2 -23
2.4.5 クリーン開発メカニズム（CDM 取引）	2 -25
2.5 インドネシアの電力事情の特徴	2 -25
2.5.1 低い電化率	2 -25
2.5.2 電力需要の急増	2 -26
2.5.3 集中する電力消費	2 -26
2.5.4 集中する人口	2 -28
2.5.5 高騰する化石燃料コスト	2 -29
2.5.6 コスト高なディーゼル発電	2 -30
2.5.7 高価な発電単価と安価な売電単価	2 -30
2.5.8 再生可能エネルギー政策	2 -31

2.5.9 離島電化対策	2-32
第3章 インドネシア現地の電力事情調査状況	3-1
3.1 現地調査概要.....	3-1
3.1.1 現地調査地点	3-1
3.1.2 Bunaken 島調査状況	3-2
3.1.3 Gili Trawangan 島調査状況.....	3-5
3.1.4 Sumba 島調査状況.....	3-12
3.1.5 Bangka 島付近 3 島情報	3-16
3.2 現地状況全般.....	3-17
3.2.1 調査地点の設備運用情報	3-17
3.2.2 燃料コスト	3-18
3.2.3 発電コスト	3-18
3.2.4 太陽光発電システムの運用状況	3-18
3.2.5 交通アクセス、通信手段	3-19
3.2.6 現地輸送業者、工事業者、電気・機械メーカー	3-19
第4章 機器構成とシステム仕様	4-1
4.1 システムの基本的な考え方.....	4-1
4.1.1 現地の電力事情に即したシステム.....	4-1
4.1.2 分散型マイクログリッドシステム.....	4-1
4.1.3 パッケージシステム化による最適化の実現.....	4-3
4.1.4 既設設備へ導入可能な電源.....	4-4
4.2 システムの基本仕様.....	4-5
4.2.1 既設ディーゼル発電設備の運用	4-5
4.2.2 システム構成	4-5
4.2.3 制御システム構成	4-6
4.3 システム構成のパターン化.....	4-7
4.3.1 パターン化の基本概念.....	4-7
4.3.2 パターン化構成モデル.....	4-7
4.4 太陽光モジュール	4-8
4.5 蓄電池.....	4-10
第5章 新規導入設備の評価	5-1
5.1 新規導入設備の特徴.....	5-1
5.2 新規導入設備の効果.....	5-2
5.3 新規導入設備の評価.....	5-3
第6章 市場分析	6-1
6.1 市場動向.....	6-1

6.1.1 対象国、都市、地域等の特定.....	6 -1
6.1.2 現地ニーズに基づくインフラ・システムの特定.....	6 -1
6.1.3 現在の市場規模.....	6 -2
6.1.4 将来の市場規模.....	6 -2
6.1.5 インフラ・システムに求められる特記事項.....	6 -2
6.2 事業環境.....	6 -2
6.2.1 相手国政府、自治体等の政策動向.....	6 -2
6.2.2 現地企業等の動向.....	6 -2
第7章 事業計画	7 -1
7.1 事業計画.....	7 -1
7.1.1 事業内容.....	7 -2
7.1.2 パッケージ型マイクログリッドシステム事業の課題.....	7 -3
7.1.3 現地関係機関.....	7 -4
7.1.4 リスク分析.....	7 -4
7.1.5 政策支援の活用見込み.....	7 -4
7.2 技術戦略.....	7 -4
7.3 事業展開上の課題抽出及び対応策.....	7 -5
7.4 国内経済への波及効果.....	7 -5
第8章 添付書類	8 -1
8.1 略語一覧.....	8 -1
8.2 表一覧.....	8 -2
8.3 図一覧.....	8 -4

第1章 提案の趣旨

1.1 提案するシステムの概念

島嶼部や僻地においては、ディーゼル発電による独立系統の電力供給が一般的である。これら地域での電力供給には不安定で高騰する燃料コスト、永続的な輸送コスト、故障時の緊急対応等の問題が課されているが、代案となる送電線や海底ケーブルなどにより大規模系統からの給電は、投資に対する電力料金での回収が十分でなく、見送られる場合が多い。

本提案は再生可能エネルギーの出力変動を安定化させて電力信頼性を向上させると同時に島嶼部や僻地のディーゼル発電量を低減させることを目的としている。

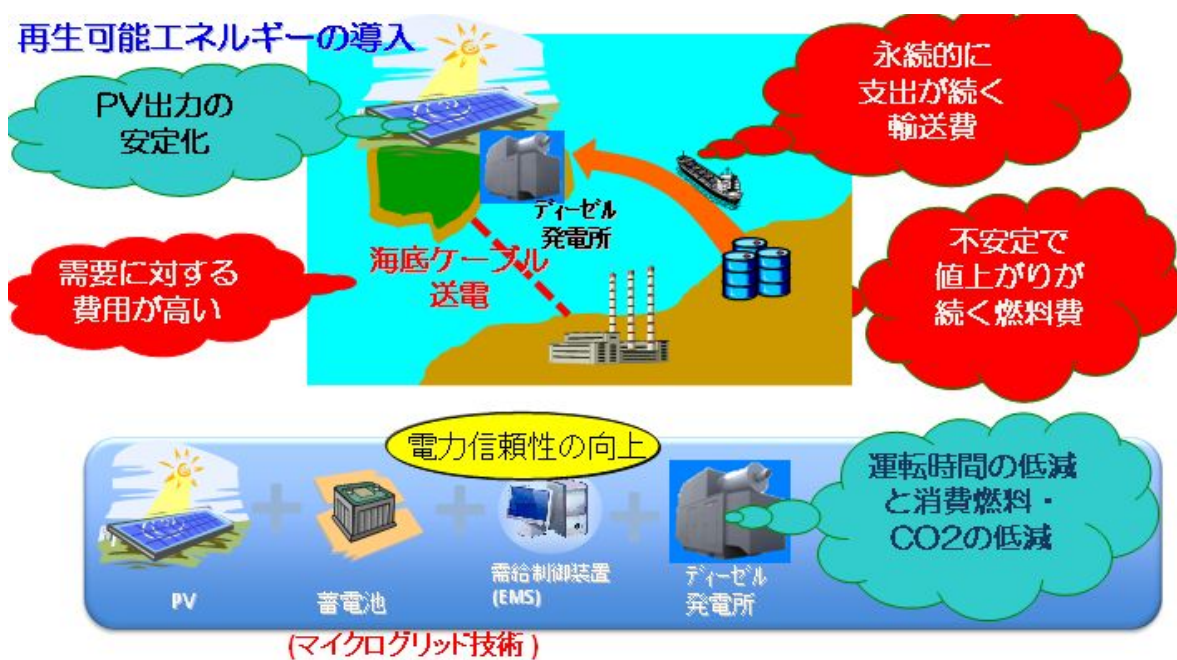


図 1.1-1 システムの概念

1.2 システム基本コンセプト

システムの基本コンセプトとしては、信頼性、耐久性に優れる再生可能エネルギーと二次電池の組み合わせのパターン化およびモジュール化を行い、状況に柔軟に適用可能なシステムを構築することにより、既設のディーゼル発電機の焚き減らし、最適制御などを行なう。

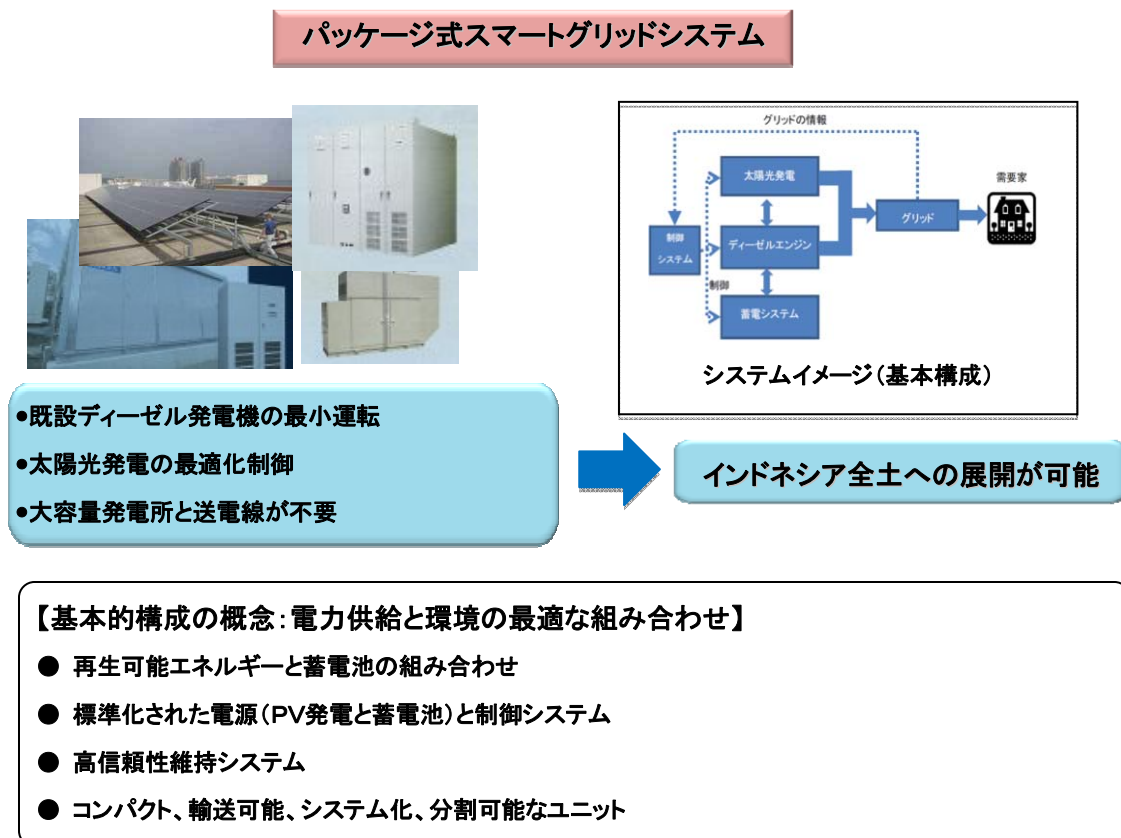


図 1.2-1 パッケージ式スマートグリッドシステム

1.3 導入の効果

太陽光の設置容量を拡大することにより、負荷のピークシフトが可能となり、既設のディーゼル発電機の運転台数、容量の低減が可能となる。

二次電池を使用しない太陽光発電に伴う課題

- ・ 設置容量の制限 = オフシーズンの最低負荷の50%が限界

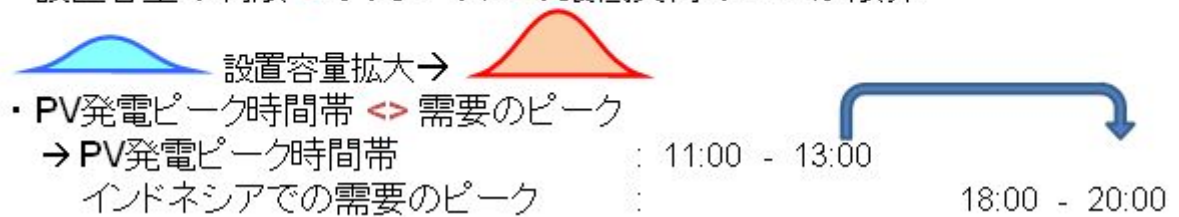
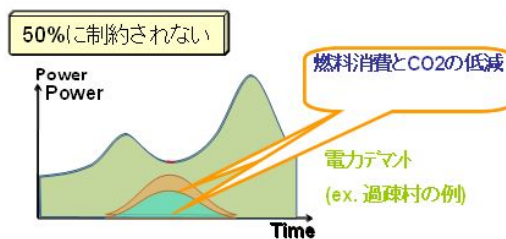


図 1.3-1 二次電池を使用しない負荷のピークシフト

太陽光の設置容量を負荷デマンドより拡大、と同時に二次電池を設置することにより、夜間の負荷ピーク帯への電力シフトが可能となり、既設のディーゼル発電機の運転台数、容量の低減が可能となる。

スマートグリッドシステムの効果 (PV+二次電池+EMS)

1. 設置容量の拡大



2. 需要時間帯へのエネルギーシフト

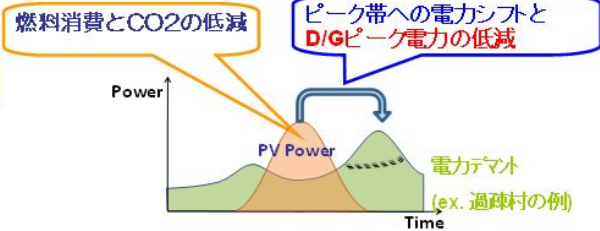


図 1.3-2 二次電池を使用したピークシフト

第2章 インドネシアにおける電力関連情報

2.1 インドネシアの電気事業の体制

2.1.1 概要

インドネシアは 1945 年の独立後、1954 年に電力国有化政策が打ち出され、各地の私有電力会社が次第に公営化されていった。1961 年に電力公社 PLN が設立され、エネルギー・鉱物資源省（MEMR: Ministry of Energy and Mineral Resources）の管轄の下に、全国の発送配電業務を独占的に行ってきた。

1980 年代の世界的な規制緩和の流れおよび急増する需要に対する需給逼迫により、1992 年から IPP（独立系発電事業者）の参入が開始された。また、地方電化に関しては、協同組合・中小企業担当国務大臣府が、PLN が供給していない地域において電化を推進している。

2.1.2 エネルギー・鉱物資源省（MEMR）の組織

エネルギー・鉱物資源省（MEMR）の最新の主要な組織を図 2.1.2-1 に示す。資源・エネルギー分野全般を管轄しており、エネルギー・鉱物資源大臣のもと、石油・ガス総局、電力総局、鉱物・石炭総局および新・再生可能エネルギー・省エネルギー総局の 4 総局等から構成されている。

なお、今回調査のカウンターパートである新・再生可能エネルギー・省エネルギー総局は、2010 年度に新・再生可能エネルギーの開発および省エネルギーの促進のために、旧電力・エネルギー利用総局から独立して設置された。

2.1.3 PLN の組織

2011 年 10 月末までの PLN の組織を図 2.1.3-1 に示す。社長の下に 9 名の取締役があり、6 名は燃料、人事・総務、企画・技術、資材、営業・リスク管理、財務の 6 部門を掌握し、3 名はジャワ・バリ、西インドネシアおよび東インドネシアの各地域担当となっている。

2011 年 10 月、ユドヨノ政権の内閣改造によるダーラン・イスカン前社長の国営企業担当相への就任に伴い、ヌル・パムジ前取締役（一次エネルギー担当）が新社長に就任することとなった。

現在、社長の下には、建設、企画・リスクマネジメント、戦略実施（一次エネルギー兼務）、人事・総務、財務、ジャワ・バリ、西インドネシア、東インドネシアの各担当取締役（8 名）がいる。

発電、送変電、給電、配電・営業の現業組織を表 2.1.3-1 に示す。

表 2.1.3-1 各地域の発電・送変電・給電・配電、営業の概要

〔出所：PLN Annual Report 2009 等から作成〕

	ジャワ島・バリ地域	スマトラ地域	その他の地域
発電	PLN 各発電所 インドネシア・パワー社* ジャワ・バリ発電会社*	北スマトラ発電事業所 南スマトラ発電事業所	9 地域支店 および PLN バタム* PLN タラカン*
送変電	ジャワ・バリ送電・給電センター（P3B Java-Bali）	スマトラ送電・給電センター （P3B Sumatra）	
給電			
配電・営業	5 営業・配電支店	7 地域支店	

（* ： PLN 子会社）

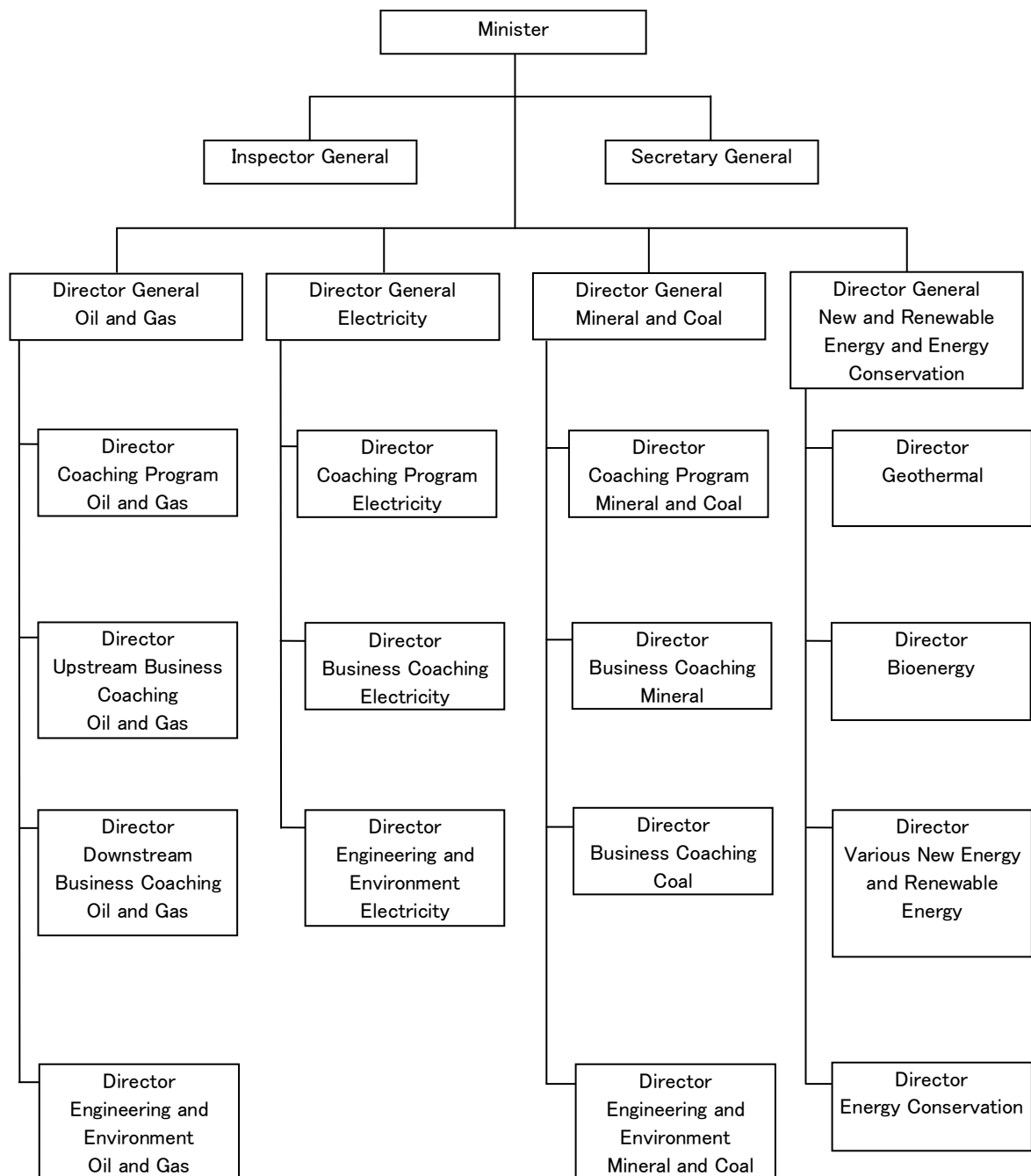


図 2.1.2.-1 エネルギー・鉱物資源省（MEMR）の組織図
〔出所：MEMR ホームページ組織図より作成〕

STRUKTUR ORGANISASI ORGANIZATION STRUCTURE

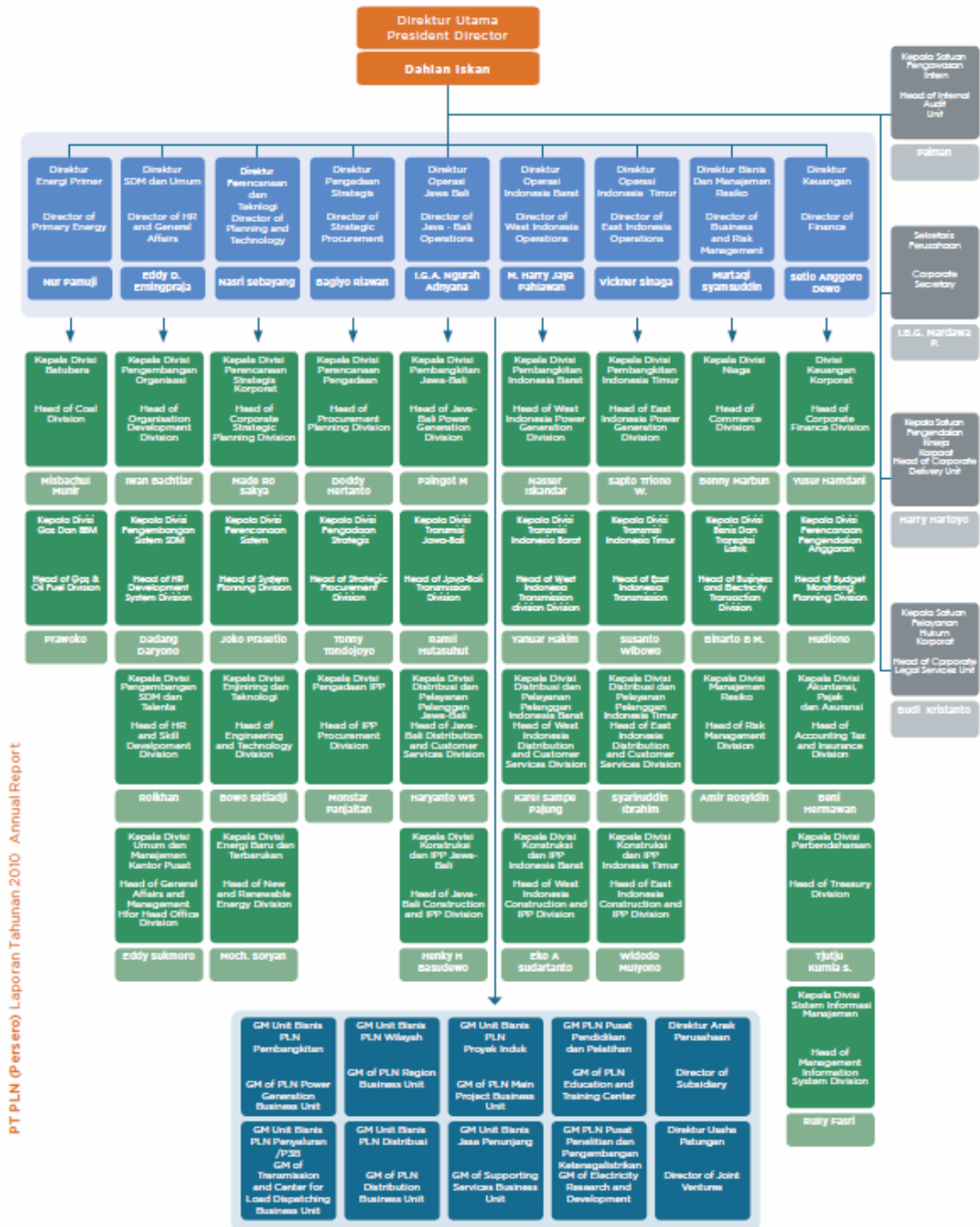


図 2.1.3-1 PLN 組織図

〔出所：PLN Annual Report 2010〕

(1) 発電

ジャワ・バリ地域では PLN 直営の火力・水力発電所等に加えて、PLN の子会社であるインドネシア・パワー社とジャワ・バリ発電会社が、スマトラ地域では北および南スマトラ発電事業所が、その他の地域では 9 箇所の地域支店（発・送・配電および営業の垂直統合型）あるいは PLN の子会社である PLN バタム社、PLN タラカン社が担当している。

(2) 送変電および給電指令

ジャワ・バリ地域ではジャワ・バリ送電・給電センター（P3B Java-Bali）が、スマトラ地域ではスマトラ送電・給電センター（P3B Sumatra）が、他の地域では 9 箇所の地域支店あるいは PLN の子会社である PLN バタム社、PLN タラカン社が担当している。

(3) 配電・営業業務

図 2.1.3-2 に示す通り、ジャワ・バリ地域では 5 箇所の営業・配電支店が、スマトラ地域では 7 箇所の地域支店が、その他の地域では 9 箇所の地域支店あるいは PLN の子会社である PLN バタム社、PLN タラカン社が担当している。

また PLN の子会社は、発電のインドネシア・パワー社およびジャワ・バリ発電会社、特定エリアの電力供給を行う PLN バタム社および PLN タラカン社、通信事業を行う ICON+社等がある。

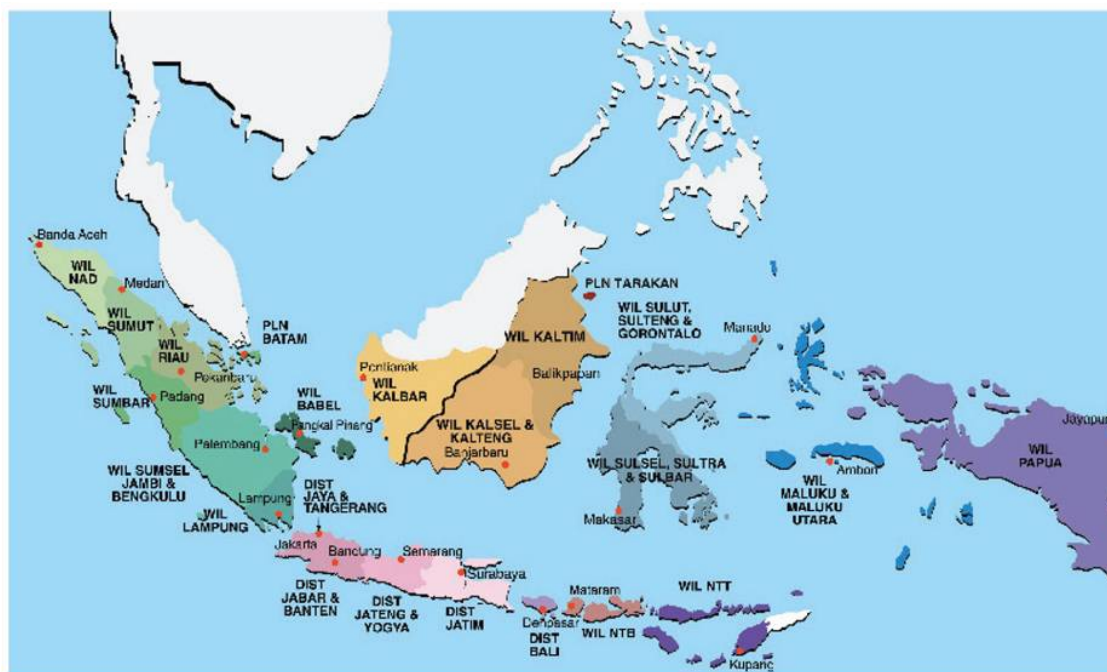


図 2.1.3-2 PLN の営業・配電支店、地域支店 〔出所：PLN RUPTL 2010-2019〕

2.1.4 その他関係機関

電力分野に関する組織としては、図 2.1.4-1 に示すように、PLN を監督・規制するエネルギー・鉱物資源省の他に、PLN を所有・管理する国営企業国務大臣府、予算を承認する財務省、原子力規制庁、地方電化を推進する村落共同組合等がある。

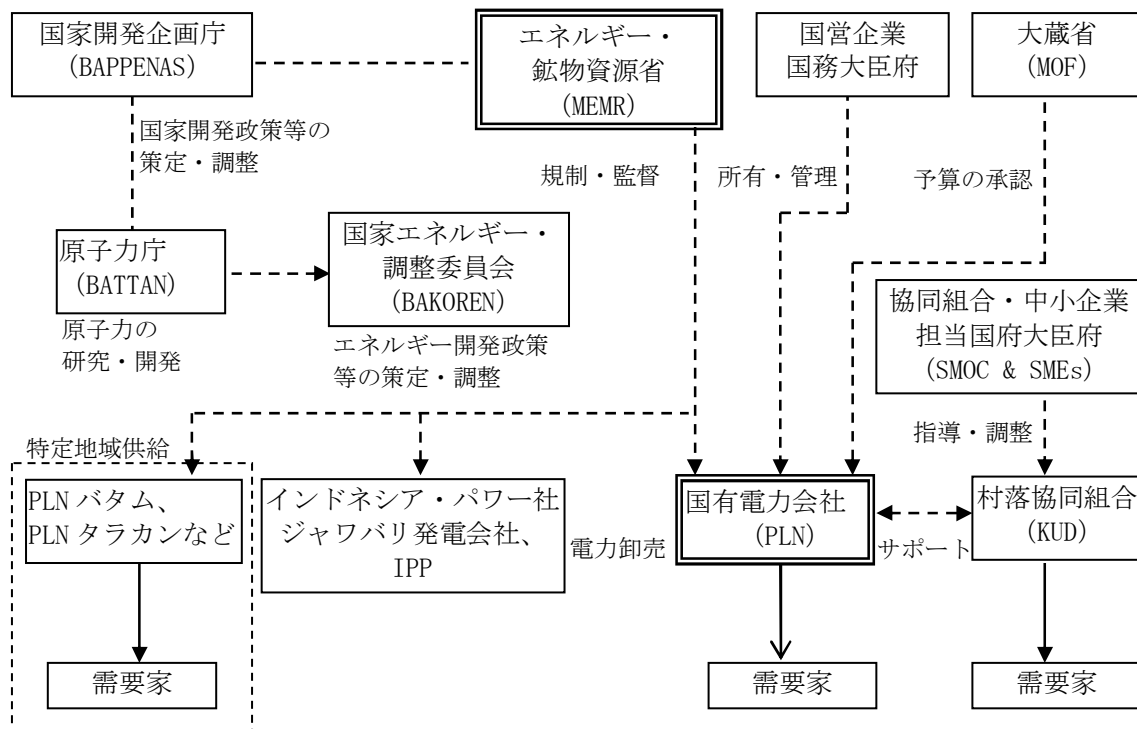


図 2.1.4-1 電気事業に関連した組織相関図
〔出所：海外電力調査会 海外諸国の電気事業 2008〕

2.2 インドネシアの電気事業の概要

2.2.1 電源設備

(1) 販売電力・発電電力

2010 年度の販売電力量は 147,297GWh で 2009 年度から 9.5%増加した。2009 年度は、世界的な経済危機の影響により産業用電力のみ 2008 年度に比して減少したものの、2010 年度は景気回復に伴い増加に転じた。それ以外の電力は 2007 年度以降増加が続いている。2005 年度から 2010 年度の販売電力量の平均伸び率は 6.7%である。

表 2.2.1-1 に顧客種類別の販売電力の推移を示す。

表 2.2.1-1 顧客種類別の販売電力の推移(GWh) [出所：PLN Annual Report 2010]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
家庭	41,182	43,754	47,324	50,184	54,945	59,825
商業	15,980	18,415	20,608	22,926	24,825	27,157
産業	42,453	43,615	45,802	47,969	46,204	50,985
公共	7,417	6,825	7,510	7,940	8,607	9,330
合計	107,032	112,609	121,246	129,019	134,581	147,297
伸び率(%)	6.9	5.2	7.7	6.4	4.3	9.5

2010 年度の契約口数（顧客数）はインドネシア全体で約 424 万件、電化率は 66.5%である。電化率は特に離島が多い地域では低くなっている。

これに対する発電電力量の推移を表 2.2.1-2 に示す。2010 年度の発電電力量の合計は 169,786GWh で、内訳は PLN と PLN の発電子会社分が 123,477GWh（72.7%）、IPP からの購入分が 38,076GWh（22.4%）、借用発電機分が 8,233GWh（4.8%）である。

表 2.2.1-2 発電電力量(GWh) [出所：PLN Annual Report 2010]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PLN・PLN 子会社	98,177	101,664	107,984	113,340	115,434	123,477
IPP 購入電力	26,088	28,639	31,199	36,097	36,169	38,076
借用発電機	3,105	2,804	3,257	4,707	5,194	8,233
合計	127,370	133,108	142,440	149,437	156,797	169,786
伸び率(%)	5.9	4.5	7.0	4.9	4.9	8.3

また、2005 年度から 2010 年度の発電電力量の燃料別内訳の推移を表 2.2.1-3 に示す。石油の比率を下げて、天然ガスへの転換を進めている。

表 2.2.1-3 発電電力量の燃料別内訳(%) [出所：PLN Annual Report 2010]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
石油	30.6	27.7	25.5	27.7	22.1	19.9
水力	7.7	6.6	7.5	7.2	6.6	9.3
石炭	26.1	28.8	29.3	27.6	27.5	27.5
地熱	2.4	2.4	2.2	2.3	2.2	2.0
天然ガス	12.7	13.0	13.5	14.2	18.6	18.9
購入電力	20.5	21.5	22.0	20.9	23.1	22.4

(2) 発電設備

2010年度の最大電力は24,917MWで、2009年度の23,437MWから6.3%増加した。なお、2010年度の負荷率は77.8%、発電設備の年間利用率は55.9%である。これに対し、PLN（子会社含む）の発電設備容量は26,895MWで、内訳は汽力9,452MW（35.1%）、コンバインドサイクル6,951MW（25.8%）、水力3,523MW（13.1%）、ディーゼル3,268MW（12.2%）、ガスタービン3,224MW（12.0%）、地熱439MW（1.6%）となっている。表2.2.1-4にPLNの発電設備容量の推移を示す。

表2.2.1-4 PLN発電設備容量の推移(MW) [出所: PLN Annual Report 2010]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
水力	3,221	3,529	3,501	3,504	3,508	3,523
ディーゼル	2,994	2,941	2,956	3,020	2,980	3,268
ガスタービン	2,724	2,727	2,783	2,496	2,570	3,224
コンバインドサイクル	6,281	7,021	7,021	7,370	7,370	6,951
地熱	395	395	415	415	415	439
汽力	6,900	8,220	8,534	8,764	8,764	9,452
合計	22,515	24,846	25,222	25,571	25,607	26,895
伸び率(%)	4.9	10.3	1.5	1.4	0.1	5.0

(3) IPP (Independent Power Producer)

インドネシアでは電力自由化および需給の逼迫に伴い1990年代よりIPP（独立発電事業者）の導入を積極的に進めており、最初のIPPは1997年度に運転を開始した。2010年度では合計24ヶ所、総発電設備容量4,761MWである。表2.2.1-5にIPPの地域別の内訳を表2.2.1-6にIPPの一覧を示す。2010年度時点で14ヶ所のIPPが建設中である。

表2.2.1-5 IPPの地域別内訳 [出所: PLN Annual Report 2010]

地 域	IPP (箇所)	設備容量 (MW)
ジャワ・バリ地域	10	3,997
スマトラ・バタム地域	10	434
カリマンタン地域	1	45
スラウェシおよび東インドネシア地域	3	285
合計	24	4,761

表 2.2.1-6 IPP の一覧 〔出所：PLN Annual Report 2010〕

PERUSAHAAN Company	PROYEK Project	BAHAN BAKAR Fuel	KAPASITAS (MW) Capacity (MW)
PT Cikarang Listrindo	Cikarang,Jabar/West Java	Gas	150
PT Energi Sengkang	Sengkang,Sulsel/South Sulawesi	Gas	198
Chevron Geothermal Salak Ltd dan/and Dayabumi Salak Pratama Ltd.	Salak,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	165
PT Makassar Power	Pare-pare, Sulsel/South Sulawesi	MFO	60
PT Paiton Energy	Paiton I ,Jatim/East Java	BATTub ara/Coal	1,230
PT Jawa Power	Palton II ,Jatim/East Java	BATTub ara/Coal	1,220
Pertamina,Cevron Drajat Ltd.,Texaco Drajat Ltd.dan/and PT Drajat Geothermal Ind.	Drajat,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	180
Pertamina and Magma Nusantara Limited	Wayang Windu,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	220
PT Geo Dipa Energy	Dieng,Jateng/Central Java	Panas bumi/ Geothermal	60
PT Asrigita Prasarana	Palembang,Sumsel/South Sumatera	Gas	150
PT Sumber Segara Primadaya	Cilacap,Jateng/Central Java	BATTubara/Coal	562
PT Dalle Energy BATTam	Panaran,pulau BATTam/ BATTam Island	Gas	55
PT Mitra Energi BATTam	Panaran,pulau BATTam/ BATTam Island	Gas	55
PT Indo Matra Power	Kawasan Industri Kabil,Pulau BATTam/BATTam Island	Gas	17
PT Jembo Energindo	Panaran,Pulau BATTam/ BATTam Island	Gas	24
PT Metaepsi Pejebe Power Generation	Gunung Megang,Sumsel/ South Sumatera	Gas	80
PT Pusaka Jaya Palu Power	Pale,Sulawesi Tengan/ Central Sulawesi	BATTubara/Coal	27
PT Pertamina Geothermal Energi	Kamojang,Jabar/West Java	Panas bumi/ Geothermal	60
PT Cahaya Fajar Kaltim	Embalut,Kalimantan Timur/ East Kalimantan	BATTubara/Coal	45
PT Dizamatra Poweringo	Sebayak,Sumatera Utara/ North Sumatera	Panas bumi/ Geothermal	10
PT Bajradaya Sentranusa	Sebayak, Sumatera Utara/ North Sumatera	Tenaga air/ Hidro	10
PT Cipta Daya Nusantara	Mobuya,Sulawesi Utara/ North Sulawesi	Tenaga air/Hydro	3
Perum Jasa Tirta	Purwakarta,Jawa Barat/ West Java	Tenaga air/Hydro	150
Aggreko International Project.	Pulau BATTam/BATTam Island	Gas	30

Ltd.	
Jumlah/Total	
Total	4.761

(4) 電源開発

急増する電力需要に対応するため、2006 年の大統領令第 71 号により、2009 年度までに合計 10,000MW（ジャワ・バリ 6,900MW、ジャワ・バリ以外 3,100MW）の電源開発および流通設備の整備を行う第 1 次クラッシュプログラムが示された。しかし、用地取得、資金調達等の理由により計画は大幅に遅れており、2009 年度までに Labuan 発電所の 1 号機 300MW が運転開始したのみであった。

第 1 次に引き続き、2010 年の大統領令第 4 号により、第 2 次クラッシュプログラムが策定され、2014 年までに合計 10,000MW の電源開発を行う計画が示された。第 2 次クラッシュプログラムでは、再生可能エネルギー開発が約半分を占めるとともに IPP を含めた計画としたことに特徴がある。

2.2.2 流通設備・電力品質

インドネシアは島嶼国家であるため、送配電系統は島（地域）単位に構成されている。送変電系統の運用は、ジャワ島およびバリ島がジャワ・バリ送電・給電指令センター（P3B Java-Bali）、スマトラ島がスマトラ送電・給電センター（P3B Sumatra）、その他の地域では各地域支店が担当している。また、配電系統の運用は、各営業・配電支店あるいは地域支店が担当している。（表 2.1.3-1 参照）

(1) 送変電系統

基幹送電線はジャワ島が 500kV、スマトラ島が 275kV で構成され、地方系統は 150kV および 70kV、一部地域では 30kV 級設備より構成されている。2010 年度の送電線の回線延長は、インドネシア全体で 43,641km であり、この内、500kV 送電線が 4,923km、150kV 送電線が 24,380km である。変電所のバンク数は全体で 1,188 箇所、総設備容量は 65,669MVA である。

(2) 配電系統

配電系統は、中圧は 20kV（一部地域では 10kV 級あるいは 6kV 級）で、低圧は 380V/220V である。都市部では地中化されているが、郊外では架空系統が中心である。2010 年度の配電線の回線延長は、インドネシア全体で中圧が 275,541km、低圧が 406,149km である。（地中化率はデータなし）

(3) 送配電損失

2010 年度の送配電損失は 9.9% (配電 7.6%) で、1998 年度の送配電損失 12.3% (配電 10.0%) に比較してノンテクニカルロスの低減（検針業務の品質向上）等により改善されている。

(4) 電力品質

PLN の供給信頼度を 2010 年度の SAIDI（顧客 1 軒当りの年停電時間）、SAIFI（顧客 1 軒当りの年停電回数）で示すと表 2.2.2-1 に示すように、ジャワ島とその他の地域では大きな違いがある。

表 2.2.2-1 SAIDI、SAIF 2010 年度 [出所：PLN Statistics 2010]

	SAIDI (時間／軒)	SAIFI (回／軒)
ジャワ島	4.0	5.1
ジャワ島以外	12.5	10.0
全域	7.0	6.8

2.2.3 電気料金

(1) 現在の料金体系

PLN の電気料金は、2010 年 7 月にエネルギー鉱物資源大臣令により改定された。料金体系を表 2.2.3-1 (PLN 電気料金表 2010 年 7 月) に示す。

基本的に電気料金はインドネシア全土で統一されているが、経済特区であるバタム島においては、個別の料金設定が可能である。顧客の種別毎に、契約電力に応じた基本料金と使用電力量に比例する電力量料金から構成されるとともに、大口の顧客に対しては、低力率に対する割増し料金がある。また、プリペイドメータの導入により基本料金がないプリペイド料金制度も導入された。

表 2.2.3-1 PLN の料金体系 [出所：PLN 電気料金表 2010 年 7 月]

種別	適用	契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	電力量料金(Rp/kWh)、 無効電力費用(Rp/kVarh)	プリペイド (Rp/kWh)
S-1	小口	220VA	-	月契約 14,800	-
S-2	社会 サービス	450VA	10,000	ブロック 1: 30kWh まで: 123 ブロック 2: 30kWh 超 60kWh まで: 265 ブロック 3: 60kWh 超: 360	325
		900VA	15,000	ブロック 1: 20kWh まで: 200 ブロック 2: 20kWh 超 60kWh まで: 295 ブロック 3: 60kWh 超: 360	455
		1,300VA	☆	605	605

種別	適用	契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	電力量料金(Rp/kWh)、 無効電力費用(Rp/kVarh)	プリペイド (Rp/kWh)
S-3		2,200VA	☆	650	650
		3,500VA-200kVA	☆	755	755
		200kVA 超	☆☆	最大負荷時ブロック: $K \times P \times 605$ 最大負荷時以外のブロック: $P \times 605$ kVarh=650 ☆☆☆☆	-
R-1	家庭用	450VA	11,000	ブロック 1: 30kWh まで: 169 ブロック 2: 30kWh 超 60kWh まで: 360 ブロック 3: 60kWh 超: 495	415
		900VA	20,000	ブロック 1: 20kWh まで: 275 ブロック 2: 20kWh 超 60kWh まで: 445 ブロック 3: 60kWh 超: 495	605
		1,300VA	☆	790	790
		2,200VA	☆	795	795
		3,500VA-5,500VA	☆	890	890
R-2		3,500VA-5,500VA	☆	890	890
R-3		6,600VA 超	☆☆	ブロック 1: $H1 \times 890$ ブロック 2: $H2 \times 1,380$	1,330
B-1	業務用	450VA	23,500	ブロック 1: 30kWh まで: 254 ブロック 2: 30kWh 超: 420	535
		900VA	26,500	ブロック 1: 108kWh まで: 420 ブロック 2: 108kWh 超: 465	630
		1,300VA	☆	795	795
		2,200VA-5,500VA	☆	905	905
B-2		6,600VA-200kVA	☆☆	ブロック 1: $H1 \times 900$ ブロック 2: $H2 \times 1,380$	1,100
B-3		200kVA 超	☆☆☆	最大負荷時ブロック: $K \times 800$ 最大負荷時以外のブロック: 800 kVarh=905 ☆☆☆☆	-
I-1	産業用	450VA	26,000	ブロック 1: 30kWh まで: 160 ブロック 2: 30kWh 超: 395	485
		900VA	31,500	ブロック 1: 72kWh まで: 315 ブロック 2: 72kWh 超: 405	600
		1,300VA	☆	765	765
		2,200VA	☆	790	790
		3,500VA-14kVA	☆	915	915
I-2	産業用	14kVA-200kVA	☆☆	最大負荷時ブロック: $K \times 800$ 最大負荷時以外のブロック: 800 kVarh=875 ☆☆☆☆	-
I-3		200kVA 超	☆☆	最大負荷時ブロック: $K \times 680$ 最大負荷時以外のブロック: 680 kVarh=735 ☆☆☆☆	-
I-4		30,000kVA 超	☆☆☆	最大負荷時・最大負荷時以外: 605 kVarh=605 ☆☆☆☆	-
P-1	政府機関	450VA	20,000	575	685
		900VA	24,600	600	760
		1,300VA	☆	880	880
		2,200VA-5,500VA	☆	885	885
		6,600VA-200kVA	☆☆	ブロック 1: $H1 \times 885$ ブロック 2: $H2 \times 1,380$	1,200
P-2		200kVA 超	☆☆☆	最大負荷時ブロック: $K \times 750$ 最大負荷時以外のブロック: 750 kVarh=825 ☆☆☆☆	-

種別	適用	契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	電力量料金(Rp/kWh)、 無効電力費用(Rp/kVarh)	プリペイド (Rp/kWh)
P-3	公衆街路灯	-	☆☆	820	820
T	運輸	200kVA 超	25,000	最大負荷時ブロック: K×390 最大負荷時以外のブロック: 390 kVarh=665 ☆☆☆☆	
C	バルク用	200kVA 超	30,000	最大負荷時ブロック: K×445 最大負荷時以外のブロック: 445 kVarh=595 ☆☆☆☆	
M	特別サービス用	-		1,450 (最大料金: 1を超えない係数を乗じる)	

(備考)

- ☆ 最低請求額(RM)を採用: $RM1=40(\text{利用時間}) \times \text{接続容量(kVA)} \times \text{使用料}$
- ☆☆ 最低請求額(RM)を採用: $RM2=40(\text{利用時間}) \times \text{接続容量(kVA)} \times \text{ブロック 1 使用料}$
- ☆☆☆ 最低請求額(RM)を採用: $RM3=40(\text{利用時間}) \times \text{接続容量(kVA)} \times \text{最大負荷時以外の使用料}$
- ☆☆☆☆ 無効電力(kVarh)利用超過費用 毎月の平均力率が 0.85 を下回った場合に課される
- K: 負荷の地域特性により決まる最大負荷時の価格と最大負荷時以外の価格との比 ($1.4 \leq K \leq 2$)
- P: 純社会的施設の場合 1、商業的施設の場合 1.3

(2) PLN の電気料金の特徴

1997 年に発生したアジア通貨危機の影響により、インドネシアルピア (Rp) が暴落し、PLN は IPP との取引を米ドルベースで行っていたことから、販売単価よりも購入電力単価の方が高くなる逆ザヤ状態に陥り、多大な負債を抱えることとなった。

その後、経済は次第に回復したが、2000 年になってもルピアの対米ドルレートは元の水準まで回復しなかったため、政府は 2000 年 3 月に段階的な料金値上げを承認した。その結果、平均単価は次第に上昇したが、貧困層に配慮した料金設定や家庭用と産業用との格差是正等が行われた。

2010 年度の平均発電単価は 796Rp/kWh で、平均販売単価 699Rp/kWh よりも高く、逆ザヤの状況になっている。

2.2.4 PLN の収支・経営状況

2008～2010 年度の PLN の損益計算書を表 2.2.4-1 に示す。

表 2.2.4-1 損益計算書 [出所: PLN Annual Report 2010]

	金額 (百万 Rp)		
	2010 年度	2009 年度	2008 年度
営業収益	162,375,294	145,222,144	164,208,510

電気量収入	102,973,531	90,172,100	84,279,726
政府補助金	58,108,418	53,719,818	78,577,390
顧客接続料	760,837	651,716	589,622
その他	532,508	678,510	791,772
営業費用	149,108,071	135,275,969	160,597,751
燃料	84,190,727	76,235,072	107,782,838
購入電力料金	25,217,765	25,447,786	20,742,838
修繕費	9,900,622	7,964,512	7,619,854
人件費	12,954,417	9,758,314	8,344,224
減価償却費	12,558,537	11,834,746	11,372,849
その他	4,286,003	4,035,539	4,735,081
営業利益（損失）	13,267,223	9,946,175	3,640,759
その他収益(費用)	(1,867,363)	2,257,175	(15,801,927)
税引前利益(損失)	11,399,860	12,203,347	(12,191,168)
当期純利益(損失)	10,086,686	10,355,679	(12,303,716)

収益は電気事業収益、政府からの補助金、顧客の接続料金、その他から構成され、政府からの補助金は平均販売単価と料金種別毎のコストの差分から決定される。2010年度の政府からの補助金は、燃料費の上昇傾向に伴い2009年度に対して増加した。PLNは今後石油燃料の削減や経営効率化の推進等により、政府からの補助金を減らす方針である。

2010年度のPLNの貸借対照表を表2.2.4-2に示す。

表 2.2.4-2 貸借対照表 〔出所：PLN Annual Report 2010〕

項目	金額（百万 Rp）
	2010 年度
資産	369,560,490
固定資産	324,417,296
流動資産	45,143,194
負債および資本	369,560,490
資本	149,585,568
固定負債	164,655,176
流動負債	55,319,746

2.3 電気事業の状況

2.3.1 需給状況

ジャワ・バリ系統の 2011 年の日負荷曲線（11 月 30 日時点での最大および最小負荷日）を図 2.3.1-1 に示す。

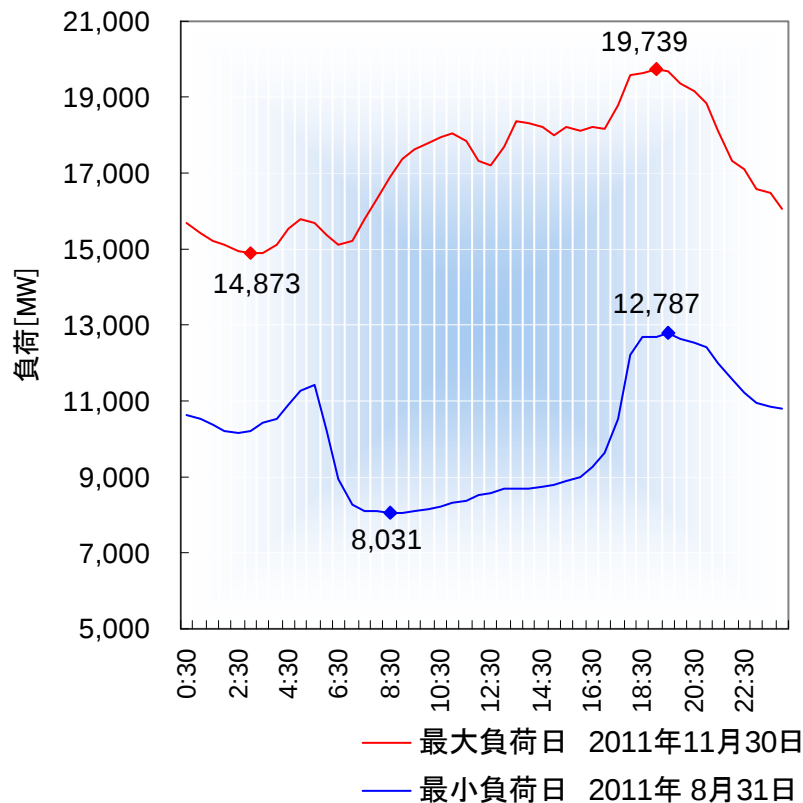


図 2.3.1-1 ジャワ・バリ系統の 2011 年の日負荷曲線
〔出所： PLN P3B Java-Bali〕

2011 年のジャワ・バリ系統の発電設備容量は 20,332MW で、最大需要 19,739MW（11 月 30 日）より大きい。2006 年に策定された第 1 次クラッシュプログラムでは資金調達や建設工事などの大幅な遅延により慢性的な電力不足が解消されずにいる一方、電力需要の伸びは高く需給逼迫が発生したため、ジャカルタを含め計画停電が行われた。

2010 年のジャワ・バリ系統の最大需要は、10 月 22 日に 18,100MW を記録したが、通年は 5 月末に終了する雨季が異常気象により乾季の間も継続して降雨があったため、水力の稼働率が高く、ジャワ・バリ系統では計画停電は行われなかった。

ジャカルタ・タンゲラン支店および西ジャワ・バンテン支店では、産業用、業務用負荷が多く昼ピークだが、他支店管内では、家庭用負荷の割合が高く夜間ピークとなっている。

なお、ジャワ・バリ送電・給電指令センター（P3B Java-Bali）では、インターネットのホームページにより、毎日の需給状況を公開している。

（１）IPP の状況

各 IPP は、近傍の PLN 変電所において PLN 系統に連系（常時閉）し、系統連系に際しては Java-Bali Grid Code の技術要件に従っている。IPP は、PLN との PPA(Power Purchase Agreement)に基づいて、P3B Java-Bali からの給電指令に従い、発電量を制御している。なお、一部 IPP は PLN への売電に加えて独自送配電網により特定地域へ直接電力供給を行っている。

2.3.2 流通設備・電力品質

（１）基幹系統

図 2.3.2-1 にジャワ・バリの系統図を示す。

ジャワ島の送電系統は 500kV、150kV、70kV から構成されている。1999 年に東西約 1,000km を結ぶ 500kV 送電線が完成した。電力需要は東地域のスラバヤを除くとジャカルタのある西側に偏っており、電源は東側および西側が多いため、電力潮流は東から西側の向きである。



図 2.3.2-1 ジャワ・バリ系統図

〔出所： PLN P3B Java-Bali〕

(2) 給電・配電指令

ジャワ・バリ系統の需給コントロール、発電所(PLN および PLN 子会社 5 発電所、IPP6 発電所) への運転指令および基幹送変電系統の制御は、ジャワ・バリ送電・給電センター (P3B Java-Bali) が行っている。2005 年に現在のシステムを導入した。

下部組織として、4 ヶ所の地域センター(Jakarta & Banten, West Java, Central Java, East Java & Bali) があり、150kV 以下の送変電系統への運転指令・制御を行っている。

なお、20kV 以下の配電系統は、各配電支店のコントロールセンターが管轄している。

(3) 配電系統

地中配電系統は図 2.3.2-2 に示すように、150kV or 70kV/20kV の変電所から 4～6 回線と末端連系用 1 回線 (Express Feeder : 常時は無負荷) の合計 5～7 回線が引き出される形式が基本である。

地中系統の各回線は、リングメインユニット (開閉器) にて需要家間が連系され、末端にはスイッチングステーション (開閉所) が設置されて各回線間が連系されている。配電線事故時には、変電所の二次側遮断器が動作して当該回線を停止した後、線路途中のリングメインユニットおよびスイッチングステーションの開閉器を操作することにより健全区間の送電を行う。

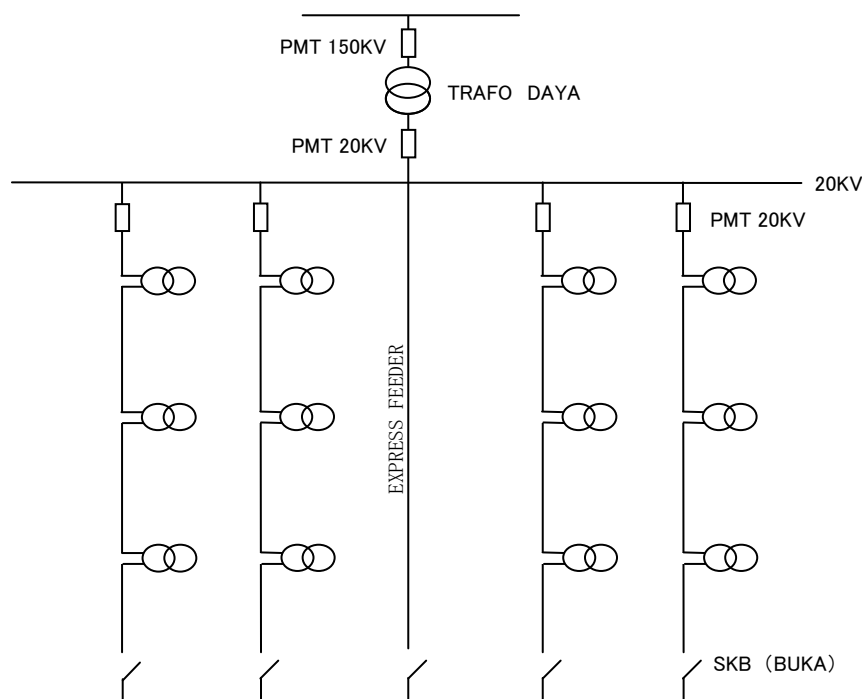


図 2.3.2-2 地中配電系統の基本構成図 [出所: PLN ジャカルタ・タンゲラン支店]

架空系統は図 2.3.2-3 に示すように、放射状で線路末端に同一回線の連系があるオープンループタイプ（末端開閉器は常時開）が基本であるが、郊外では末端の連系がない系統もある。

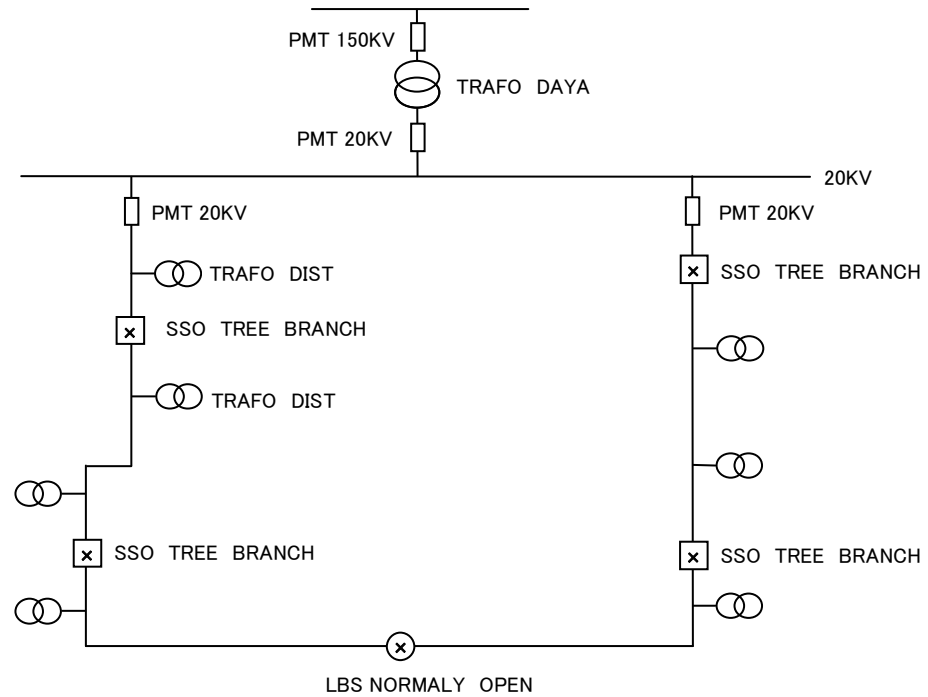


図 2.3.2-3 架空配電系統の基本構成図
〔出所：PLN ジャカルタ・タンゲラン支店〕

(4) 通信設備

給電所と各発電所・変電所等との通信手段は、Hot Line（直通電話）、Home Communication（ICON+の設備を利用）および光ファイバーの3種類である。

制御用回線は、光ファイバーとマイクロ無線あるいはPLCの2系統で、SDH+E1を使用している。

(5) 配電自動化

ジャカルタ・タンゲラン支店では、地中系統に対して配電自動化システムが導入され、リングメインユニットの状態監視、スイッチングステーションの開閉器制御・監視等の機能がある。ただし、配電自動化システムは、P3B Java-Bali の給電システムと連系していないので、送変電系統の情報は伝達されず上位系統事故発生時にも連絡がない。

(6) 自動検針

ジャカルタ・タンゲラン支店では、管内全域にて中圧の顧客全数および低圧の53kVA以上の顧客の合計11,000件を対象に自動検針を実施している。スマートメータとの通信はGPRSあるいは低圧線PLCを使用している。

西ジャワ・バンテン支店管内のカラワン営業所では、中圧は200kVA以上の325件、低圧は41.5kVA以上の顧客を対象に自動検針を実施している。スマートメータは15分毎にデータを蓄積し、コンセントレータとの通信はGPRSを使用している。

(7) 電力品質

ジャワ島の各エリアにおける2010年度のSAIDI（顧客1軒当りの年停電時間）、SAIFI（顧客1軒当りの年停電回数）を表2.3.2-4に示す。

表 2.3.2-1 ジャワ島各地域における SAIDI、SAIFI [出所：PLN Statistics 2010]

地域	SAIDI (時間/軒)	SAIFI (回/軒)
東ジャワ	1.7	2.8
中ジャワ・ジョグジャカルタ	7.6	9.8
西ジャワ・バンテン	2.0	3.5
ジャカルタ・タンゲラン	6.7	4.5
ジャワ島全体	4.0	5.1

2.3.3 電気料金

(1) プレミアム料金

プレミアム料金は、表 2.2.3-1 の PLN 電気料金表に記載されていない制度で、2009 年にスルヤチプタと KIIIC の 2 ヶ所の工業団地を対象に、PLN としてはじめて西ジャワ・バンテン支店内のカラワン営業所にて試験的に導入された。

200kVA 以上の中圧供給の産業用需要家に適用され、電気料金は PLN と顧客の交渉により決まり、以下の特徴がある。

ドルベースでの料金調停のため現地通貨の為替変動の影響を受けない。20kV 配電系統は専用の連系線を新たに設置するため、事故時でも健全区間は短時間に復旧可能である。電力不足の際、通常料金の顧客は予告なしに遮断（停電）されるが、プレミアム料金の顧客は、最大限に停電回避の努力が行われ優先的に供給される。また、プレミアム料金の顧客にのみ停電補償制度がある。

カラワン営業所では、基本料金 Rp.39,214/kVA、従量料金 Rp.894/kWh を標準としていた。単価は契約電力量に関係なく、ピークおよびオフピークの区分もない。

2.4 電力政策の状況

2.4.1 電力自由化の進展、新電力法の制定

1980 年代以後の世界的な規制緩和の流れを受けて、インドネシアにおいても公営企業の自由化が電力供給の逼迫化の背景もあり進められた。1992 年に民間資本による電気供給事業に関する大統領令（第 37 号）が交付され、IPP の参入が外国資本を含めて認められた。その後、1997 年にアジア通貨危機が発生し、インドネシアにおいてもルピアが暴落、IPP との取引を米ドルベースで行っていた PLN は供給コストが販売単価を上回る逆ザヤの状況となった。

そうした中、政府は 1998 年に電力部門の構造改革政策を発表し電気事業の改革に着手した。2002 年に電気事業に関する法令（新電力法）が制定され、電気事業の分割・民営化を進めることが決定した。なお、島嶼国家であるインドネシアにおいては地域による経済・インフラ整備の状況が大きく異なるため、国内を競争地域と非競争地域に区分し、非競争地域においては国営企業による供給体制が引き続き優先されることとなった。

新電力法では競争地域においては発電および販売部門に競争原理が導入されるとともに、競争地域への監督機関として電力市場監督機関（BAPEPTAL）が設置されることとなった。その後、競争原理導入に反対する PLN の労働組合等が 2004 年に新電力法を違憲として憲法裁判所に提訴し、2004 年 12 月に憲法裁判所により新電力法が無効であるとの判決が下され、1985 年制定の旧電力法に従うこととなった。違憲判決を受け

て、政府による電気料金の決定、国民への電力供給の保証を明確とした新・新電力法案が2006年に国会に提出され、2009年9月によりやく可決された。

電力法2009年30号（新電力法）と電力法1985年15号（旧電力法）との主な内容の比較を表2.4.1-1に示す。

表 2.4.1-1 新電力法と旧電力法との比較

	電力法 2009 年 30 号(新電力法)	電力法 1985 年 15 号(旧電力法)
電力開発計画	中央政府が国会の承認のもと電力総合計画(RUKN)を策定 地方政府は RUKN を基に地方電力総合計画(RUKD)を策定	中央政府が RUKN を策定
事業責任	中央政府の管理下ではあるが、中央政府と地方政府が分担	中央政府の管理下で PLN が実施
事業認可	国の認可 (ただし、系統が州をまたがなければ州、県をまたがなければ県の認可)	国の認可
事業の実施	PLN の他に、公営企業、民間企業、協同組合、市民団体が実施可能だが、PLN が優先	PLN が実施、例外として PLN の系統がない 地域では協同組合等が実施可能
地方電化	公営企業、民間企業、協同組合等が実施できない時は、PLN に実施を義務付け	中央政府の責任として原則 PLN が実施
電気料金	中央政府は、国会承認のもと電気料金を規定 地方政府は、地方議会の承認のもと当該地域の電気料金を規定することが可能 (地方毎に異なる電気料金の設定が可能)	全国一律、国(大統領)の認可

2.4.2 電力関係の規制

(1) 技術的規制

送変電系統に関する技術要件は、ジャワ・バリ系統規定（エネルギー鉱物資源大臣令 2007 年第 3 号）により、周波数・電圧制御、系統保護等が規定されている。IPP および自家発電設備の PLN 系統への連系に際しても、この規定が適用される。周波数および電圧に関しては、以下の通り。

周波数	49.5Hz～50.5Hz （定常時） 47.5Hz～52.0Hz （事故時等）
電圧	-10%～+5% （20kV、70kV、150kV） -5%～+5% （500kV）

配電系統に関する技術要件は、配電規定（エネルギー鉱物資源大臣令 2009 年第 4 号）により、電力品質、計量等について規定されている。電圧に関しては定常時に

-10%~+5%である。

(2) 自家発電設備の逆潮流連系に関する規制

自家発電設備から PLN の送配電線を用いて、第三者へ電力を供給（託送）することは、電力法 2009 年第 30 号の第 5 条により可能である。ただし、実際には省令・政令が未制定であるため事例はないとのこと。

なお、特定地域において、自家発電設備から事業者が設置した送配電線により、エリア内の第三者に電力供給することは、エネルギー鉱物資源省からビジネスライセンスを取得すれば可能である。この場合、電源が再生可能エネルギーの場合は、ライセンス取得が容易とのこと。

<参考：電力法 2009 年第 30 号第 5 条(1)の一部（原文と日本語訳）>

Pasal 5

(1) Kewenangan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan meliputi:

- j. penetapan tarif tenaga listrik untuk konsumen dari pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik yang ditetapkan oleh Pemerintah;
- k. penetapan persetujuan harga jual tenaga listrik dan sewa jaringan tenaga listrik dari pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik yang ditetapkan oleh Pemerintah;
- l. penetapan persetujuan penjualan kelebihan tenaga listrik dari pemegang izin operasi yang ditetapkan oleh Pemerintah;

第 5 条

(1) 政府機関の電力セクターに関する権限は以下を含む

- j. 政府により認可を得た電力供給事業の顧客向け電気料金の決定
- k. 政府により認可を得た電力供給事業ライセンス保有者からの買電価格および電力ネットワーク借用の規定
- l. 政府により認可を得たライセンスを保有する事業者の余剰電力販売の規定

2.4.3 電力中長期計画

電力中長期計画は、エネルギー鉱物資源省が 20 年間の電力総合計画（RUKN）を作成する。基本的に毎年作成（改定）を行っている。これは、経済成長率をもとに電力需要を想定し、電源・流通設備の拡張計画、新・再生可能エネルギーの導入計画、投資見通し、電化率の目標等を設定したものである。

RUKN を下に、PLN は 10 年間の電力供給計画（RUPTL）を作成する。この中で需

要予測、IPP を含む電源・流通設備の拡張計画、燃料の最適バランス、再生可能エネルギーの導入計画、投資の必要性等を設定する。なお、PLN では RUPTL に加えて、単年度計画（RKAP）も作成している。

表 2.4.3-1 に RUPTL2010-2019 の概要を示す。また、RUPTL2010-2019 による販売電力量・最大電力の見通しを表 2.4.3-2 に、燃料バランスの変化を表 2.4.3-3 にそれぞれ示す。

表 2.4.3-1 RUPTL 2010-2019 の概要 〔出所： PLN RUPTL 2010-2019 〕

経済成長率見通し	年 6.1%
電化率目標	2009 年度 65%→2019 年度 91%
新規開発電源(合計)	PLN 31,958MW、IPP 23,525MW、合計 55,484MW
新規開発電源(ジャワ・バリ)	PLN 23,095MW、IPP 13,127MW、合計 36,222MW
新規送電線建設(合計)	43,455km
新規変電所建設(合計)	116,722MVA
新規中圧配電線建設(合計)	172,459km
年平均投資額	97 億米ドル

表 2.4.3-2 販売電力量および最大電力 〔出所： PLN RUPTL 2010-2019 〕

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
販売電力量(TWh)	147.8	161.1	176.4	193.6	212.7	233.7	256.3	280.7	306.9	334.4
最大電力 (MW)	26,246	28,796	31,692	34,813	38,206	41,916	45,938	50,270	54,896	59,863

表 2.4.3-3 燃料バランス (構成比率 %) 〔出所： PLN RUPTL 2010-2019 〕

	石油	ガス	石炭	地熱	水力
2009 年	23	22	43	6	7
2019 年	3	22	58	13	4

2.4.4 環境・省エネ政策

インドネシアでは、過去 10 年間のエネルギー消費量の伸びは平均年 7%と大きいですが、原油への依存率が依然として高く、再生可能エネルギーの開発および省エネの推進が喫緊の課題となっている。

(1) 再生可能エネルギーの開発促進

インドネシアでは、石油代替資源の確保および CO₂ 削減等の環境対策として、再生可能エネルギーの推進を進めている。インドネシアには、水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギーが豊富にあるが、ほとんどが未開発である。

第 2 次ユドヨノ政権（2009 年 10 月発足）によって設立された新・再生可能エネルギー及び省エネルギー総局の「ヴィジョン 25/25」では、2025 年度までに再生可能エネルギーの割合を 25%に増加する目標を掲げた。

PLN の 2010-2019 年の設備計画によると、2010 年から 2019 年までの 10 年間に合計 1,702MW の再生可能エネルギーの開発を計画している。内訳は、小水力 1,000MW、石炭ガス化 207MW、太陽光 187MW、バイオマス 184MW、風力 74MW 等となっている。

(2) 再生可能エネルギー購入に関するエネルギー鉱物資源大臣令

再生可能エネルギーの促進のため、「PLN による中小規模再生可能エネルギーからの電力購入価格に関するエネルギー鉱物資源大臣令（2009 年 31 号）」が規定され、PLN は国営企業、公営企業、民間事業者等による 10MW までの中小規模再生可能エネルギー電力の購入義務を負うこととなった。PLN の電力購入価格は以下の通り。

中圧連系の場合 $Rp.656/kWh \times F$

低圧連系の場合 $Rp1,004/kWh \times F$

（F は電力購入場所に応じた係数で、ジャワ・バリ地域では 1、スマトラ・スラウェシ地域では 1.2 等）

なお、PLN は協議により上記価格よりも高い価格で電力購入を行うことができる。

(3) エネルギーに関する法律 2007 年第 30 号

「エネルギーに関する法律 2007 年第 30 号」は、再生可能エネルギーの開発および省エネ推進を主眼としている。再生可能エネルギーの推進および省エネの推進に対するインセンティブについても規定されている。

(4) 省エネルギーに関する政令 2009 年第 70 号

省エネルギーを推進するため、「省エネルギーに関する政令 2009 年第 70 号」が制定された。年間エネルギー消費量が 6000TOE 以上の大口消費者を対象として、エネルギー管理者の選任、省エネプログラムの作成、定期的なエネルギー使用実績の報告等を義務付けるもので、日本の省エネ法に類似した内容となっている。

同政令第 20 条において、インセンティブとして、省エネ設備に対する優遇税制お

よび低金利融資が規定されている。

2.4.5 クリーン開発メカニズム（CDM 取引）

CDM（Clean Development Mechanism：クリーン開発メカニズム）は、先進国が開発途上国に技術・資金等の支援を行い、温室効果ガス排出量の削減または吸収量を増加する事業を実施した結果、削減できた排出量の一定量を支援元の国の温室効果ガス排出量の削減分の一部に充当することができる制度である。京都議定書の第 12 条に規定されており、温室効果ガスの削減を補完する京都メカニズム（柔軟性措置）の 1 つである。

インドネシアでは、2003 年 4 月に環境大臣令により気候変動対策委員会が設置され、その後 2004 年 7 月に京都議定書批准法が国会で可決され、2005 年 7 月には CDM の指定機関（DNA）として CDM 国家委員会が組織された。CDM 国家委員会では、二カ国間 CER（認証排出削減量）購入協定の締結や各種の CDM プロジェクトを推進している。

2010 年 11 月現在、CDM 理事会に登録されているプロジェクトは 49 件。その内訳は、バイオガス 20 件、バイオマス 7 件、メタン回収・利用 6 件と続き、省エネは 2 件となっている。また、合計の年間削減量は 128,743t-CO₂、発行済み CER は 346,164t-CO₂ である。地域別では、スマトラ島 31 件、ジャワ島 12 件、その他 4 件で、省エネの 2 件はジャワ島である。

CDM の仕組みは、国連による統一的な審査を経る必要があり、準備から登録までには 2 年間以上を要するとともに、我が国が得意とする省エネ製品の普及や高効率石炭火力等は実質的に対象外となっている等の課題がある。

そこで、二国間の約束のもと、低炭素技術による海外での排出削減への貢献を独自に評価することで、クレジット獲得を目指す制度として、二国間クレジット制度の導入が進められている。この仕組みは、京都議定書では認められない仕組みであるが、コペンハーゲン合意により各国独自の制度設計の可能性が開かれた。現在、我が国では、インドネシア、ベトナム、タイ等の東南アジア各国との協定交渉をはじめている。

インドネシア政府とは「二国間クレジット制度・二国間約束」に向けた政府間協議を開始し、2010 年 7 月 29～30 日に 1 回目の 10 月 18～19 日に 2 回目の協議をエネルギー鉱物資源省、経済担当調整大臣府、国家気候変動協議会、環境省と実施している。

2.5 インドネシアの電力事情の特徴

2.5.1 低い電化率

2010 年の PLN 統計によると 66.5%と低い電化率が上げられる。2011 年 12 月 4 日付” Jakarta Post” によれば 10 月現在 71.3%と報じられている。島毎の電化率格差が非常に大きい。電力を必要とする多くの人は大都市ではなく郊外や農村、離島に点在しているため大型発電所や大規模送電網の建設はなじまない。

需要の伸びに対応して電力システムが安定して動作することが最優先課題である。また、

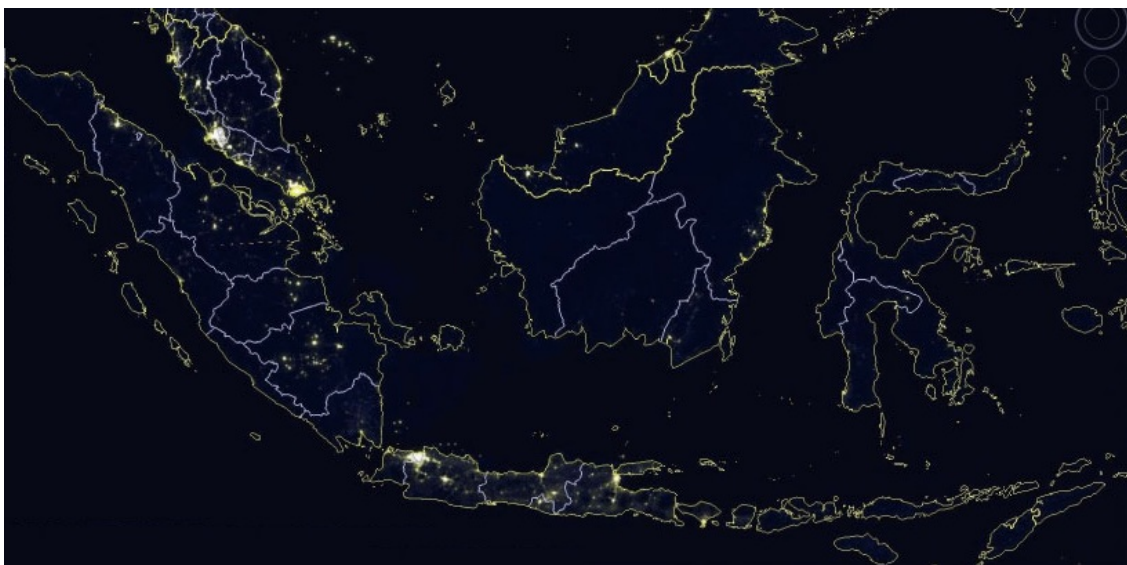


図 2.5.3-1 Java 島都市部が輝くインドネシア（夜間衛星写真）

（出典: SIO NOAA US Navy NGA GERCO）

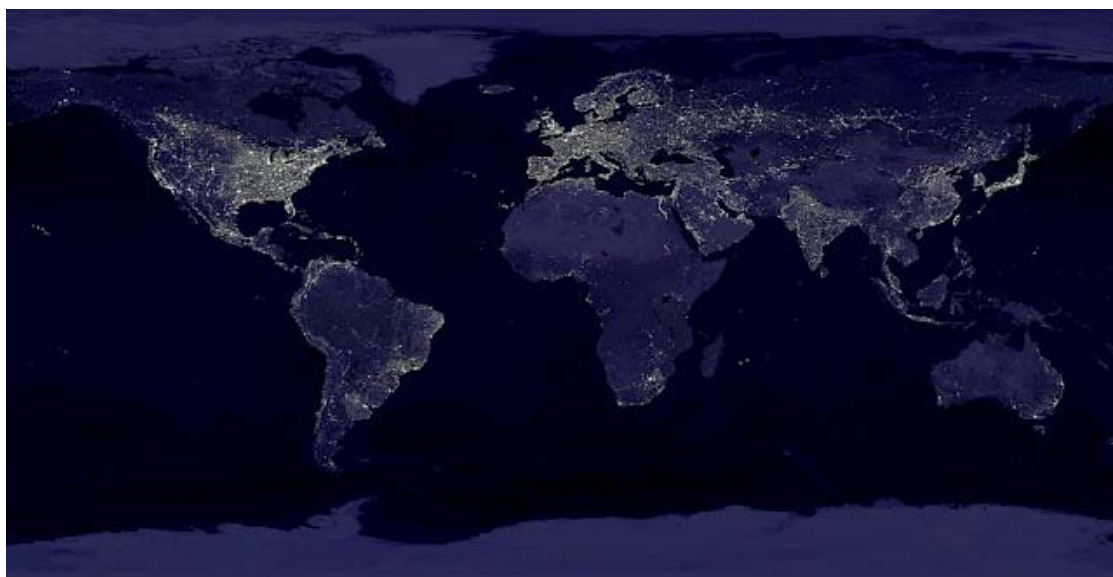


図 2.5.3-2 インドネシア含む全世界（夜間衛星写真）

（出典: SIO NOAA US Navy NGA GERCO）

2.5.4 集中する人口

Java 島内のジャカルタなど色の濃い都市部に人口が集中している。また、世界的な人口分布では、東南アジア、欧州、アフリカに集中しているのがわかる。

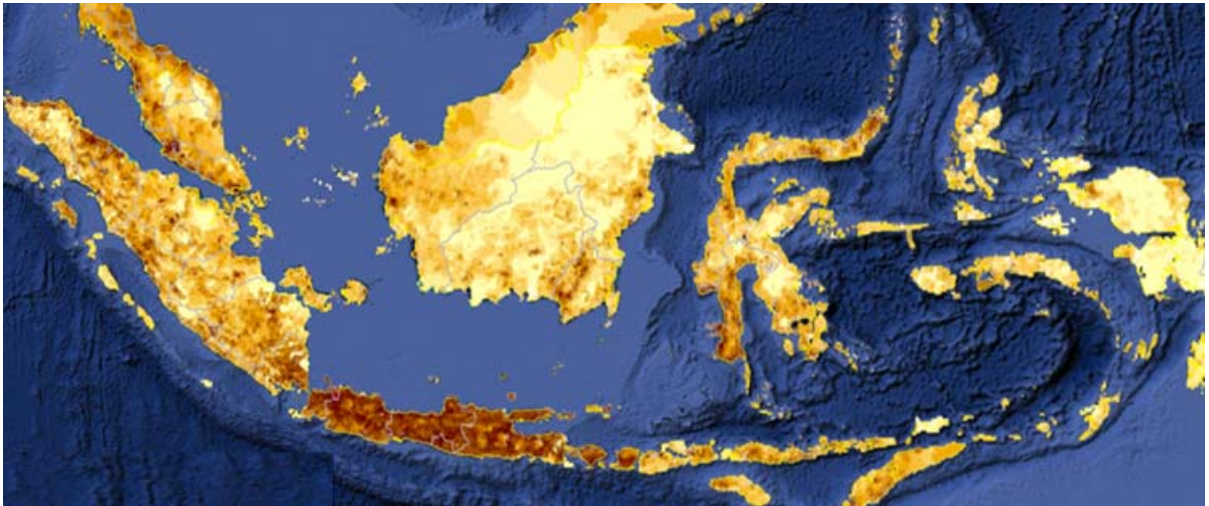


図 2.5.4-1 Java 島内都市部に人口が集中するインドネシア

(出典: SIO NOAA US Navy NGA GERCO)

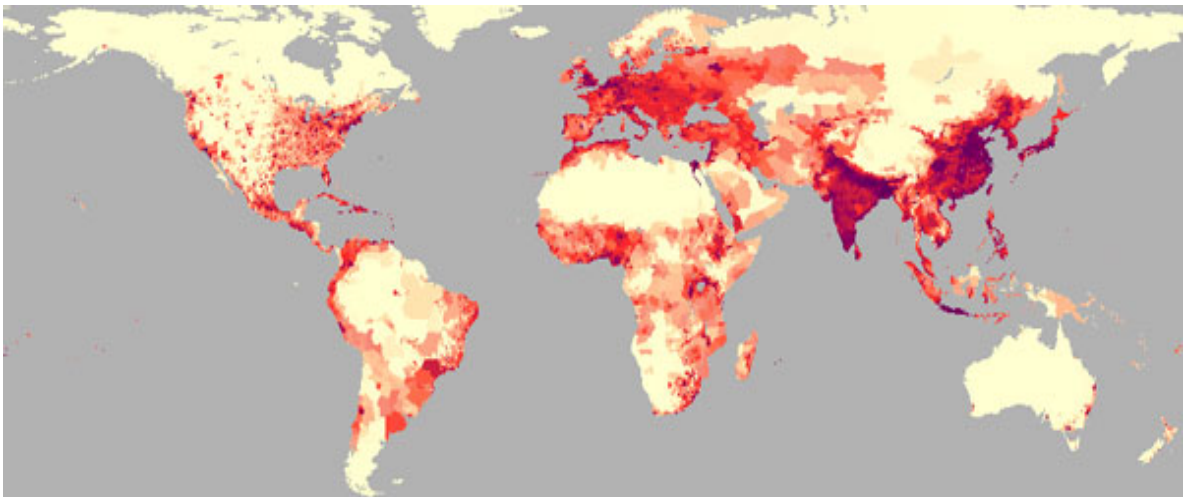


図 2.5.4-2 インドネシア含む全世界の人口分布

(出典: SIO NOAA US Navy NGA GERCO)

2.5.5 高騰する化石燃料コスト

石油だけではなく石炭や天然ガスなどの化石燃料全体が高騰している。特に石油の単価の高騰が著しく、年率 20.3%の高騰（2002 年～2010 年）となっている。



図 2.5.5-1 化石燃料単価の推移
(出典：PLN STATISTICS 2010 T58,T59)

表 2.5.5-1 発電用の燃料使用量及び燃料費単価推移
(出典：PLN STATISTICS 2010 T58,T59)

発電用の燃料使用量及び燃料費単価推移						
年次	石油		石炭		天然ガス	
	使用量 (千ℓ)	Rp/ℓ	使用量 (千トン)	Rp/kg	使用量 (10³m³)	Rp/10³m³
2002	6,966.8	1,314	14,054.4	220	192,927	23,497
2003	7,613.5	1,680	15,260.3	231	184,304	21,550
2004	8,506.4	1,740	15,412.7	231	176,436	21,586
2005	9,912.6	2,574	16,901.0	252	143,050	25,324
2006	9,998.5	4,838	19,084.4	336	157,894	24,186
2007	10,689.0	4,881	21,466.3	339	171,209	23,481
2008	11,320.5	7,906	20,999.5	489	181,661	29,128
2009	9,408.9	5,186	21,604.5	732	266,539	37,998
2010	9,324.9	5,816	23,958.7	656	283,275	42,287

2.5.6 コスト高なディーゼル発電

ディーゼル発電量は2010年5,099GWhでIPPを除く総発電量の4%であるにもかかわらず、ディーゼル発電コストが発電総費用の23%を占める。

ディーゼル発電単価は2010年においてRp.4,315/kWh、水力発電と比べて44倍、蒸気発電と比較すると約8倍、ガス発電と比較すると約3倍、地熱発電と比較すると約6倍である。下図に示すようにディーゼル発電のコストが、水力など他の電源に比べ極めて高いことがわかる。

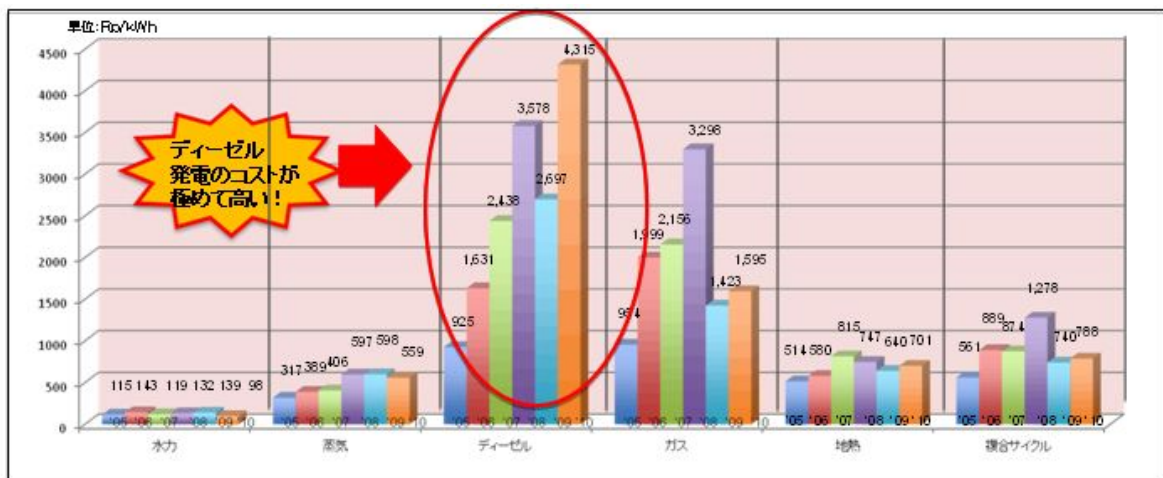


図 2.5.6-1 電源別発電単価の推移

(出典：PLN STATISTICS 2010 T57、T67、T68)

2.5.7 高価な発電単価と安価な売電単価

PLNはPertaminaとの調達協定によりシンガポール原油取引市場価格(MOPS)に一定の率を乗じた価格で燃料を調達しており、調達コストは大きく変動する。

売電単価が平均発電単価を下回る水準に設定されていることにより、石油の調達コストが回収できない(ディーゼル発電ではkWhあたりRp.3,616の損失)。

表 2.5.7-1 発電単価の推移（出典：PLN STATISTICS 2010 T49・T68）

*：ディーゼルガス発電を含む

単位：Rp/kWh

年次	水力	蒸気タービン	ディーゼル 発電*	ガスタービン	地熱	複合 サイクル	平均	売電単価	差額
2005	115	317	925	954	514	561	470	591	121
2006	143	389	1,631	1,999	580	689	706	628	▲78
2007	119	406	2,438	2,156	815	874	707	629	▲78
2008	132	597	3,578	3,298	747	1,278	1,052	653	▲399
2009	139	598	2,697	1,423	640	740	768	670	▲98
2010	98	559	4,315	1,595	701	788	795	699	▲96

2.5.8 再生可能エネルギー政策

政府は再生可能エネルギーを拡大させる政策を持ち、2006 年に 2025 年の数値目標を 17%に定めた。

2.5.9 離島電化対策

PLN は離島における電化率向上のため、2012 年までに太陽光発電所によって離島を電化する「100 島プロジェクト」(2012 年完了目標)を推進する一方で、さらに対象の島を拡大する「1000 島プロジェクト」(2015 年完了目標)を計画している。

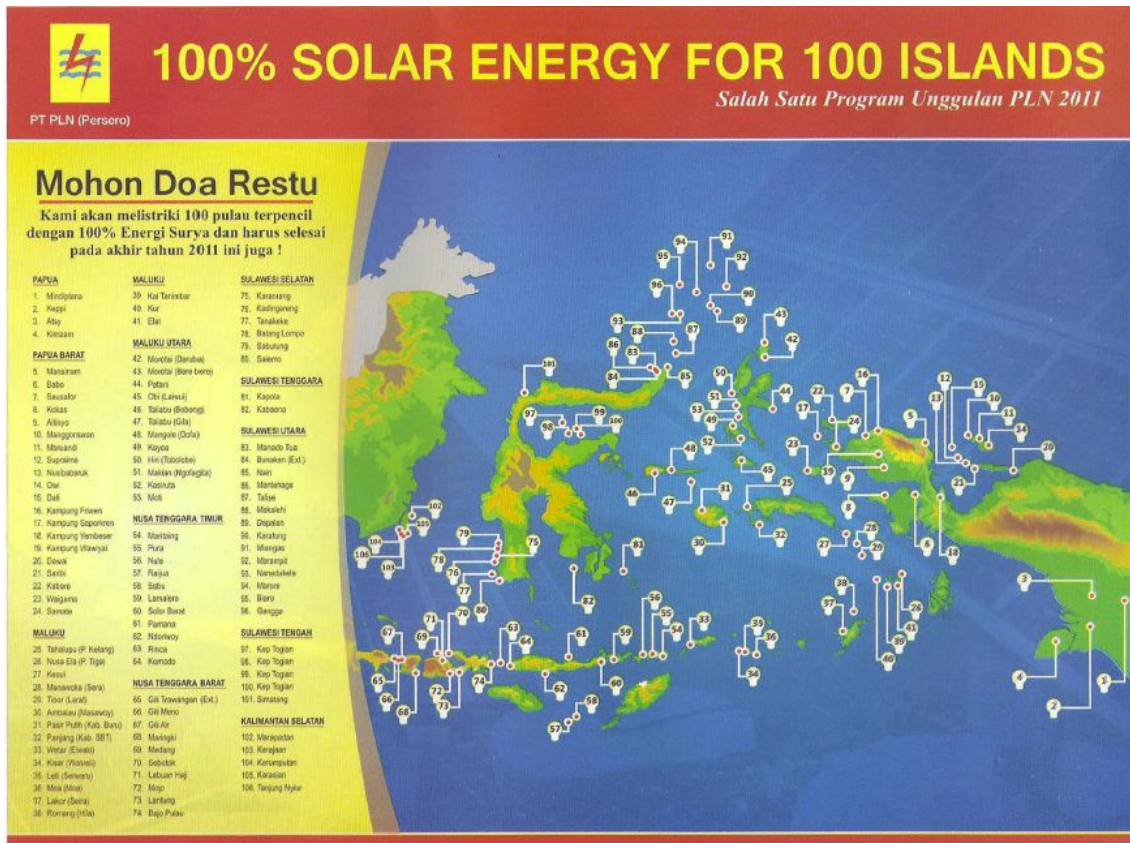


図 2.5.9-1 PLN100 島太陽光導入計画 (出典: PLN)

第3章 インドネシア現地の電力事情調査状況

3.1 現地調査概要

3.1.1 現地調査地点

既設のディーゼル発電所のある下記の地点を調査した。

(1) Bunaken 島：Sulawesi 島の北部の都市 Manado から船で渡航する。

既設のディーゼル発電所と太陽光発電所が稼働中である。

(2) Gili Trawangan 島：Lombok 島の北部の都市 Mataram から船で渡航する。

既設のディーゼル発電所と太陽光発電所が稼働中である。

(3) Sumba 島：島東部の町 Waingapu が調査地点

既設のディーゼル発電所が稼働中である。太陽光発電所の将来の建設候補地がある。

(4) Bangka 島（付近の3島 DG 発電所情報）

現地訪問はしていないが、PLN Bangka 事務所から、付近の3箇所の既設 DG 発電所の設備情報、運用情報を入手した。



図 3.1.1-1 現地調査場所の地図

現地調査地点の状況をまとめた一覧表を表 3.1.1-1 に示す。

表 3.1.1-1 現地調査地点の状況一覧表

PLN 支局	Manado	Mataram	Waingapu
主島名	Sulawesi 島 面積 174,600km ²	Lombok 島 面積 4,725km ²	Sumba 島 面積 11,153 km ²
調査地点	Bunaken 島(8km ²) Manado 港から 13km	Gili Trawangan 島(7km ²)	Waingapu 町
緯度	1° 62′	-8° 35′	-9° 66′
経度	124° 75′	116° 0′	120° 33′
人口	約 3500 人	約 2,000 人	約 11,000 人

3.1.2 Bunaken 島調査状況

Bunaken 島の南部にはディーゼル発電所と太陽光発電所が稼働中である。



図 3.1.2-1 Bunaken 島の発電所の位置図

<既設ディーゼル発電所の運用状況>

- ・ ディーゼル発電機(250kW 2台)のうち 1 台が運転可能。夜間(18:00 から 03:00)のみ運転し、夜間の蓄電池への充電も実施している。



図 3.1.2-2 Bunaken 島のディーゼル発電所の外観図（発電機と制御盤）

表 3.1.2-1 ディーゼル発電機仕様(機器銘板)

仕様		備考
出力(kVA/kW)	325/250	
電圧(V)	400/230	
周波数(Hz)	50	
力率	0.8	
回転速度(min-1)	1500	
閉鎖階級	IP44	
絶縁階級	F	
製造者	Stamford	
台数	2	1 台メンテナンス休止中

＜既設太陽光発電所の運用状況＞

- ・ 日中（03：00～18：00）は PV と蓄電池で給電。
- ・ 維持管理は PLN が実施。
- ・ PV パネルは地下水で表面を洗浄（2 週間ごと）。
- ・ 停電は 1～2 か月に 1 度程度と、稼働率が高い。
- ・ 太陽光発電所の設置により、24 時間給電が実施され、結果的に洗濯機・炊飯器など家電導入で需要が 30%増加した。



図 3.1.2-3 Bunaken 島の太陽光発電所の外観図

表 3.1.2-2 太陽光発電所設備仕様（出典：PLN Manado Office パンフレット抜粋）

設備	出力(kW)	稼働日	工事期間	備考
出力・工事期間	335kW	-	2010 年 9 月 8 日～ 2011 年 2 月 9 日	
設備仕様				
太陽光モジュール	多結晶タイプ	モジュール容量 235W	メーカー Chint(China)	モジュール数 1440
インバータ	双方向形	容量 200kW	メーカー OPS(Australia)	
太陽光充電器		容量 2X180kW	メーカー OPS(Australia)	
蓄電池	鉛	容量 2500Ah、900kWh	メーカー Exide(Germany)	

＜年間稼働状況＞（Bunaken 発電所パンフレットによる）

- ・ 太陽光発電所年間発電量：400,000 k Wh
- ・ ディーゼル発電所年間発電量：270,000 k Wh
- ・ 年間燃料低減量：140,000liter
- ・ 年間 CO2 削減量：370,000kg

＜設置環境＞

- ・ 通信手段としては携帯電話が普及している。
- ・ 機器の搬入経路は栈橋から1 k m、幅員 2.5m以下と狭く、コンテナによる運搬は困難。
- ・ 温度・湿度：日中 33.6℃、60%程度（屋外日陰）。

3.1.3 Gili Trawangan 島調査状況

Gili Trawangan 島の北部にはディーゼル発電所、中部には太陽光発電所が稼働中である。

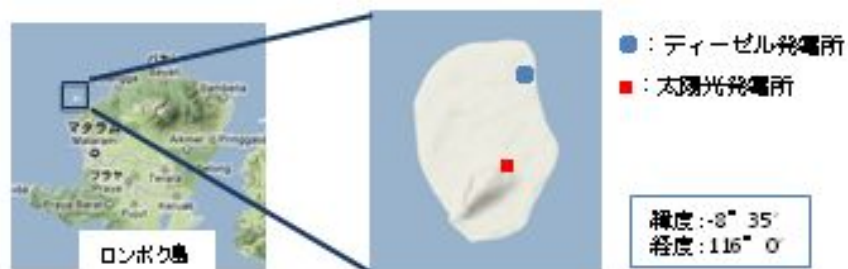


図 3.1.3-1 Gili Trawangan 島の発電所の位置図

＜既設ディーゼル発電所の運用状況＞

既設は複数台のディーゼル発電機が運転している。



図 3.1.3-2 Gili Trawangan 島のディーゼル発電所外観

<既設太陽光発電所の運用状況>

- ・計画停電はないが系統安定化のためPV 定格容量 200 kW に対して、運転容量を 150kW に低減して運転中。今後の安定化対策が課題である。
- ・維持管理は PLN が実施
- ・PV パネルの清掃は水がないため 2 日に 1 度モップ乾拭きを実施。
- ・搬入経路: 栈橋からコンクリートまたは未舗装 1 km 余り幅員 2~3m、その後幅員 1m、コンクリート製急坂 200m を人力搬入。
- ・負荷に合わせてディーゼル発電機を手動にて台数制御、出力制御を実施。
- ・PLN にて Mataram から Bunaken 島を含む周辺の島を海底ケーブルで連系する計画があり、2012 年導入を目標にて PLN 北ロンボク地区でアセスメントが進められている。
(出典: PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat)



図 3.1.3-3 Gili Trawangan 島の太陽光発電所外観

<設置環境>

- ・温湿度 31.6℃、63% (屋外日陰)
- ・島内は観光地のため、車両・バイクは使用禁止

<現地設備の詳細情報>

(1) 人口、電化率(%)、売電量(MWh/年)

人口、電化率(%)、売電量(MWh/年)は下記の通りである。2010 年に比べ 2011 年は電化率が 2 倍に上昇しているが、これは太陽光発電所が 2 月に稼動したためである。

表 3.1.3-1 人口、電化率（％）、売電量(MWh/年)（出典：PLN Mataram Office）

年	島の面積(ha)	人口	電化率(%)	売電量(MWh/年)
2011	332.5	1933	53.15	3949.36
2010		1905	27.59	5888.85
2009		1878		5153.05
2008		1851		4627.12
2007		1825		4280.86
2006		1799		3782.18
2005		1733		1924.42

（注）2011 年は途中までのデータ。

（２）ピークシーズン、オフシーズンにおける負荷需要曲線（出典：PLN Mataram Office）

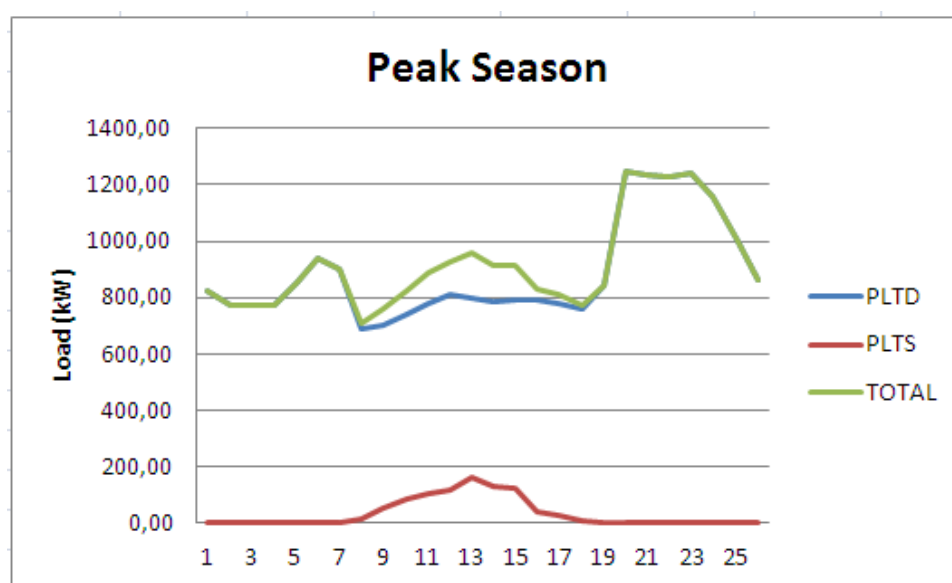


図 3.1.3-4 ピークシーズンの負荷需要曲線

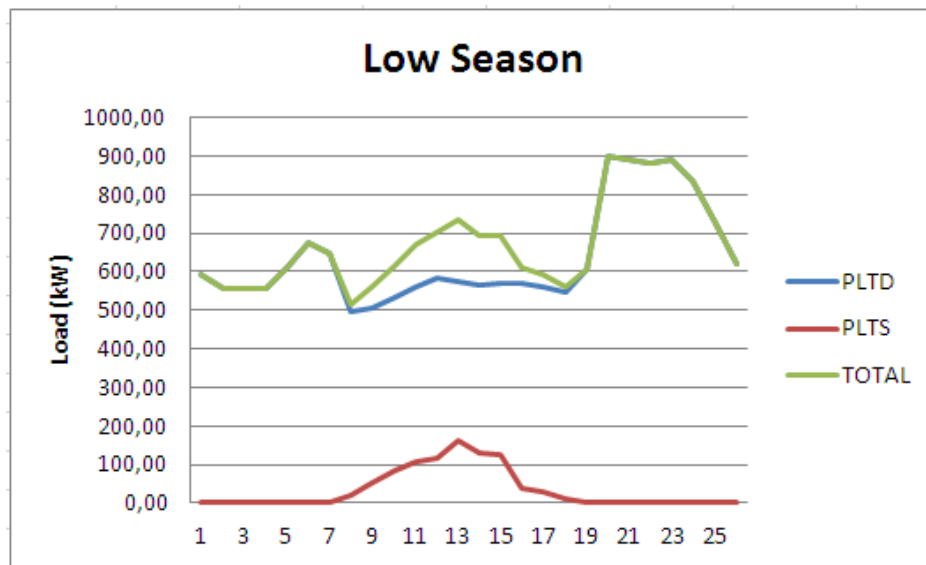


図 3.1.3-5 オフシーズンの負荷需要曲線

凡例：

PLTD : Diesel Power Plant

PLTS : Solar Power Plant

Total : PLTS + PLTD (kW)

(3) 燃料コスト

燃料コストは下記の通りである。

表 3.1.3-2 燃料コスト（出典：PLN Mataram Office）

燃料	
価格(Rp./liter)	輸送 (Rp.liter)
8,700	296

(4) 発電設備状況

ディーゼル発電設備と太陽光発電設備の状況は下記の通りである。老朽化した単機容量の小さい発電機が運転しているので、負荷追従性が悪く故障による停止頻度が多い。レンタル発電機も一部設置されている。

表 3.1.3-3 発電設備状況 *) (出典：PLN Mataram Office)

エンジン	設備容量(kW)	運転容量(kW)
Yanmar 6SN 165-SN	305	200
MAN D2840 LE201	400	250
Komatsu SAA6D125	250	155
Cummins NTA-855-G4	250	180
Deutz	250	175
Daihatsu	500	300
Rental PT Wahana Adyawarna**)	800	500
Solar Power Plant	200	200
TOTAL	1,955	1,405

凡例：

*) Cumulative year of 2010

***) Cumulatif August of 2011

(5) 配電線系統

島内の東部は 20 kV 配電線が敷設されており、北部のディーゼル発電所と中部の太陽光発電所が連系され、電力供給を行っている。



図 3.1.3-6 配電線系統図

凡例:

-  Overhead medium voltage (20 kV) power line total 4,28 kms
-  Overhead low voltage (380/220 volt) power line total 8,40 km
-  Step down transformer (20 kV / 380 line-line volt)
-  Step up transformer (6,8 kV / 20 kV)
- PLTD Diesel Power Plant
- LBS Load Break Switch

Inverter



Solar Power Plant:

Installed Capacity : 202,4 kWp (220 Wp x 920 mono cristalline Photovoltaic)

Inverter : 1 x 250 kW

Step up transformer : 250 kVA (380 line-line volt / 20 kV)

Type : On Grid without Battery

(6) 系統連系要件

PLN の制定する系統連系要件は適用していない。

(7) 利用可能な通信手段

下記に示すような通信手段が利用可能である。

表 3.1.3-4 利用可能な通信手段（出典：PLN Mataram Office）

No.	データ、通信 プロバイダー	サービス	品質
1	XL (GSM)	音声, GPRS, EDGE, 3G, HSDPA	良
2	Telkomsel (GSM)	音声, GPRS, EDGE, 3G, HSDPA	普通
3	Indosat (GSM)	音声, GPRS, EDGE, 3G, HSDPA	不可

3.1.4 Sumba 島調査状況

Sumba 島の東部を調査した。Waingapu の東部には既設ディーゼル発電所と新規太陽光発電所の候補地がある。

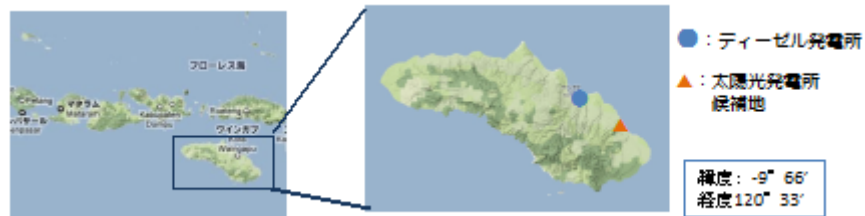


図 3.1.4-1 Sumba 島の状況

<既設発電所の運用状況>

- ・ Sumba 島の電力供給系統は東西 2 系統あり、それぞれ独立している
- ・ Sumba 島の負荷需要は東部ピーク時 5.7MW（夜間 3.6MW）、西部ピーク時 4.1MW（夜間 3.6MW）。
- ・ Waingapu の港にはブルタミナ燃料受け入れ設備が岸壁付近に設置されている。
- ・ 機材の岸壁での荷卸しは容易であり、アクセス道路も利用に支障は無い。

<設置環境>

- ・ 発電所は建屋内に設置されており、設置環境としての問題はない



図 3.1.4-2 Waingapu ディーゼル発電所

＜太陽光発電所導入候補地＞

- ・ 候補地は岩石が多く、一部低草があるが平坦な土地で見晴らしが良く日射をさえぎるものはないので、候補地としては可能性が高い。しかし、地表は岩石で覆われているので、接地抵抗が高く接地が困難なことが予想される。また基礎工事の方法も検討が必要と考えられる。
- ・ 海岸より3 km程度はなれているので、塩害対策は不要と考えられる。
- ・ 道路が近くにあるので、新たな搬入道路の建設は不要、機材の搬入に問題ないと考えられる。



上) 設置候補地への道路

下) 岩石に覆われた平坦な土地

図 3.1.4-3 太陽光発電所の候補地全景

＜調査地点の特徴＞

◆再生可能エネルギーの供給が行われてない

- ・ Sumba 島東部では現在ディーゼル発電によって電力が供給されている。

◆安定した昼間電力需要（下図参照）

- ・ 昼間の電力需要がピーク時の約70%程度で安定していることから、昼間の電力需要を太陽光発電に置き換えることが可能

◆平坦な土地と小高い丘の存在（写真参照）

- ・ Sumba 島東部のシステム設置候補地は海岸より 3km の小高い丘であり、日射を遮るものがない。

◆農耕地に不適な土地利用が可能

- ・ 岩石に覆われた土地であり、農耕地には適さない広大な未利用地の有効利用が可能である。

◆設置候補地までの道路の存在（写真参照）

- ・ 港からシステム設置候補地までの道路は幅員が 3m ほどあり、搬入機器や建築資材の輸送に支障はない。

<候補地点の特徴>

- ・ 広大な用地（10ha）
- ・ 用地調達コストが不要
- ・ 台風の影響なし
- ・ 樹木伐採は不要
- ・ 薄膜 PV で最大 3MW の太陽電池が設置可能
- ・ 搬入路：幅員 3m
- ・ 既設 20kV 配電線まで 500m
- ・ 地盤が硬く、農耕地に適さない

<負荷需要曲線>

季節の変化はあるが Waingapu の代表例を図 3.1.4-4 に示す。典型的な夜間ピークとなる電灯負荷である。

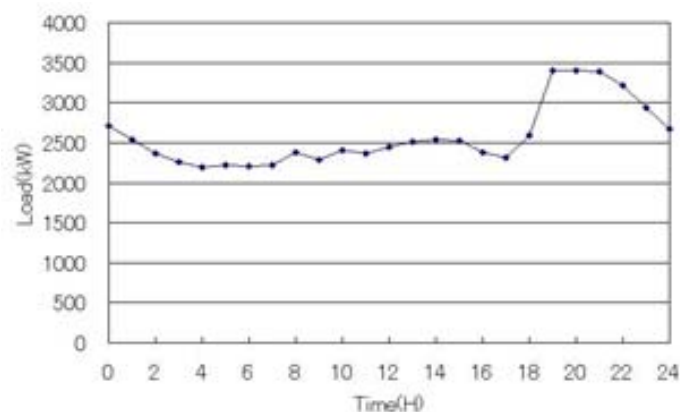


図 3.1.4-4 Waingapu 負荷曲線（代表例）

<Waingapu 発電所設備データ>

表 3.1.4-1 Waingapu 発電所設備（出展：PLN Waingapu Office 2010 年 1 月）

Engine	設備容量(kW)	運転容量(kW)
SWD DRO216	336	210
YANMAR 6ML-HTS	270	190
DEITZ BA6M816U	250	145
DEITZ BA6M816U	250	130
SWD DRO216	336	200
SWD DRO216	336	250
SWD DRO216	336	-
CATERPILLAR C32	700	500
合計	2,814	1,625

<Waingapu 気象統計データ>

表 3.1.4-2 Waingapu 気象統計データ（1991-2010）

（出展：Stasiun Meteorologi Kelas III Mau Hau Waingapu April 2011）

項目	最小値	最大値	備考
日照率(%) (日照時間/昼間時間)	31% 1991 年 2 月	100% 1997 年 9 月、 2006 年 9 月	
風速(knot)	1(knot) 1994 年 3 月、 2001 年 1 月	10(knots) 2007 年 8 月	10(knots) =5.14(m/s) 風速不足のため風力発電に不適
蒸発量(mm)	76(mm) 2004 年 1 月	262(mm) 1993 年 11 月	
気温(°C)	24(°C) 1994 年 7 月	29.7(°C) 2002 年 11 月	年々上昇の傾向
湿度(%)	67(%) 1994 年 8 月、9 月	88(%) 2006 年 4 月	年々上昇の傾向
月降水量(mm)	0	322(mm) 1999 年 12 月	
月降水日数(日)	0	26(日) 1991 年 2 月	

3.1.5 Bangka 島付近 3 島情報

Bangka 島付近 3 島の既存設備の情報を以下に示す。

今回は現地調査していないが、PLN からの情報として、発電所設備、及び負荷曲線の提供を受けた。

産業は漁業が主のため、昼間の電気需要は無く、発電所は昼間停止している。

表 3.1.5-1 Bangka 付近 DG 発電所の状況（出展：PLN）

発電所	Tanjung Labu	Selat Nasik	Seliu
配電線電圧	20kV		
発電機電圧	400/230V		
DG 設置容量 (運転容量/設置容量)	310/578kW	300/682kW	120/120kW
発電機の運転時間	夜間のみ運転、昼間停止		

表 3.1.5-2 Bangka 付近 DG 発電所設備（出展：PLN）

場所	Engine	設備容量 (kW)	運転容量 (kW)
Tanjung LABU	Deutz F10L413F	129	80
	Deutz F10L413F	220	50
	Deutz BF12L313F	100	100
	Deutz F10L413F	129	80
	合計	578	310
SELAT NASIK	Deutz F10L413F	100	100
	Deutz F10L413F	100	–
	Deutz F10L413F	100	100
	Deutz F10L413F	100	100
	Cummins NT855G6	282	–
	合計	682	300
SELIU KAB	Deutz F6L912	40	40
	Deutz F6L912	40	40
	Deutz F6L912	40	40
	合計	120	120

3.2 現地状況全般

3.2.1 調査地点の設備運用情報

調査地点（Bunaken 島、 Gili Trawangan 島、 Sumba 島、 Bangka 島）の調査内容を記載したが、PLN としては停電の無い安定供給を主眼としており、技術的規則（前述 2.4.2 参照）に定められた電圧変動、周波数変動の許容範囲を超過している状況である。

表 3.2.1-1 系統運用状況（出典：PLN Data）

地点 項目	Gili Trawangan	Sumba	Bunaken	Bangka TJ Labu	Bangka Selat Nasik	Bangka Seliu
電源品質 (電圧)	380～400V	379～400V	367～381V	—	—	—
電源品質 (周波数)	48.5～ 52.5Hz	48～51Hz	50～ 51.6Hz	—	—	—
電源線	20kV 配電線(島内独立系)					
最大負荷 (夜間)	1,250kW	3,400kW	160kW	310kW	200kW	56kW
最大負荷 (昼間)	950kW	2,500kW	0	0	0	0
電力量(1 日)	15,705kWh	62,227kWh	2,157kWh	2,000kWh	2,360kWh	558kWh
合計 DG 容 量(運転/ 設置容量)	合計: 1,205/1,755 kW 最大機: 500/800kW 最小機: 155/250kW	合計: 5,690/7,726 kW 最大機: 640/700kW 最小機: 220/250kW	160/250 kWx2 (1 台修理中)	合計: 310/578kW 最大機: 100/220kW 最小機: 50/100kW	合計: 300/682kW 最大機: 100/282/kW 最小機: 100/100kW	合計: 120/120kW 最大機: 40/40kW 最小機: 40/40kW
PV 容量	200kW	なし	335kW	なし	なし	なし
BATT 容量	なし	なし	360kW 900kWh (鉛)	なし	なし	なし
配電規定(エネルギー鉱物資源大臣令 2009 年第 4 号) 許容電圧: -10～+5% 許容周波数: 49.5～50.5Hz						

3.2.2 燃料コスト

燃料コストは場所によりばらつきがある。PLN 2010 統計及び現地ヒアリング情報。

表 3.2.2-1 燃料コスト（出典：PLN）

燃料単価 Rp/L	HSD 軽油相当
PLN 2010 統計	6,050
Gili Trawangan, NTB	8,996
Sumba, NTT	8,598
Mataram, NTB	8,700
Bomba Is., Sul-Utara	8,996
SElat Nasik, Ba-Bel	8,427
Tanjung Labu, Ba-bel	8,888

3.2.3 発電コスト

PLN のディーゼル発電コストは全国平均で Rp.4,315/kWh である。

（PLN 2010 統計）

3.2.4 太陽光発電システムの運用状況

調査地点（Bunaken、Gili Trawangan）の調査内容を示す。現地機器銘版による。

表 3.2.4-1 太陽光発電システムの運用状況比較（出典：PLN データ）

項目	Gili Trawangan	Bunaken
PV 容量(kW)	200	335
仕様	多結晶タイプ	多結晶タイプ
メーカー	Suntech	Chint Solar
モジュール構成	220W×920	235W×1440
インバータ	200kW	200kVA-240VAC
メーカー	Leonics (Thailand)	OPT (Australia)
蓄電池容量(kW)	なし	2500Ah、900kW
蓄電池仕様	－	鉛
メーカー		Excide (Germany)

3.2.5 交通アクセス、通信手段

インドネシアは携帯電話などの無線通信システムが充実しており、空港のある島、または大きな都市の近郊の島ではほとんどの場所で利用が可能である。通信用のワイヤケーブル、光ファイバーの敷設はほとんど見られなかった。

利用可能な現地への交通アクセス、および通信手段の一覧は下記に示す。

表 3.2.5-1 現地の交通アクセス、通信手段、産業

項目	Bunaken	Gili Trawangan	Sumba
航空の便	空港なし	空港なし	空港あり
海上の便	小規模波止場	小規模波止場	中規模港湾設備
陸上の便	搬入道路狭い、 コンテナ搬入困難	搬入道路狭い、コンテナ 搬入困難	通常の2車線道路、コンテナ、 トレーラ搬入可能
機器搬入路	幅 2.5m 以下 (コンテナ搬入困難)	幅 2.5m 以下 (コンテナ搬入困難)	幅 2.5m 以上 (コンテナ搬入可能)
通信環境	携帯電話、 インターネット	携帯電話、 インターネット	携帯電話、 インターネット
主な産業	観光	観光 (車、バイク乗入禁止)	農業、漁業、観光

3.2.6 現地輸送業者、工事業者、電気・機械メーカー

調査の結果、現地には設計・施工のスキルを持つ業者はいない。したがって、施工能力を持つ業者を探すことが必要である。

第4章 機器構成とシステム仕様

4.1 システムの基本的な考え方

4.1.1 現地の電力事情に即したシステム

現地の発電事情を勘案して最適な組み合わせとしての導入システムのバリエーションを考える。



図 4.1.1-1 パッケージ型マイクログリッドシステム仕様

4.1.2 分散型マイクログリッドシステム

ディーゼル発電機・蓄電池システム・太陽光発電システムを連携する制御システムをトータルで提供する。

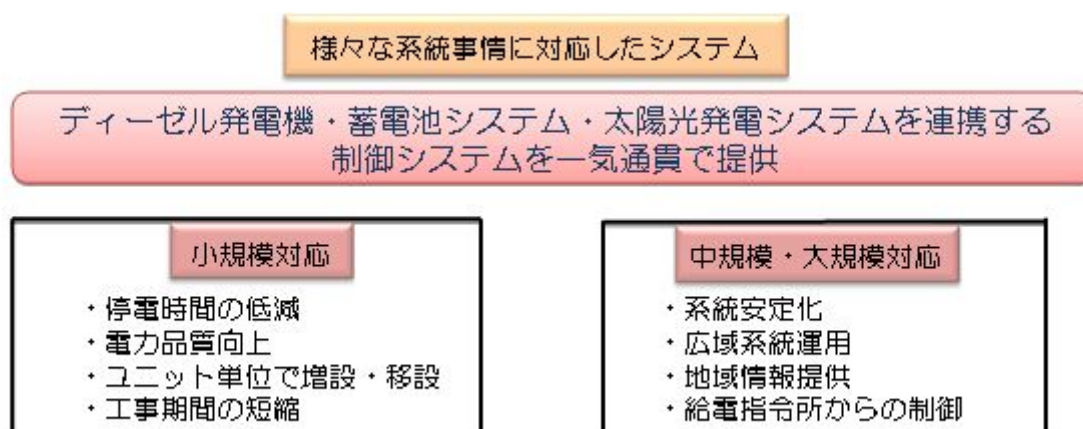


図 4.1.2-1 系統事情に対応したシステム

また、エネルギー政策などに合致した対応が可能である。

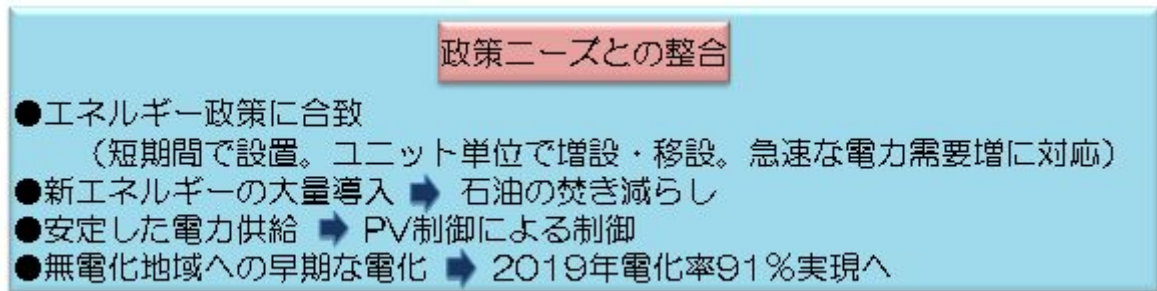


図 4.1.2-2 政策ニーズとの整合

4.1.3 パッケージシステム化による最適化の実現

導入するシステムはパターン化及びパッケージシステム化により、最適なシステム導入を可能とする。

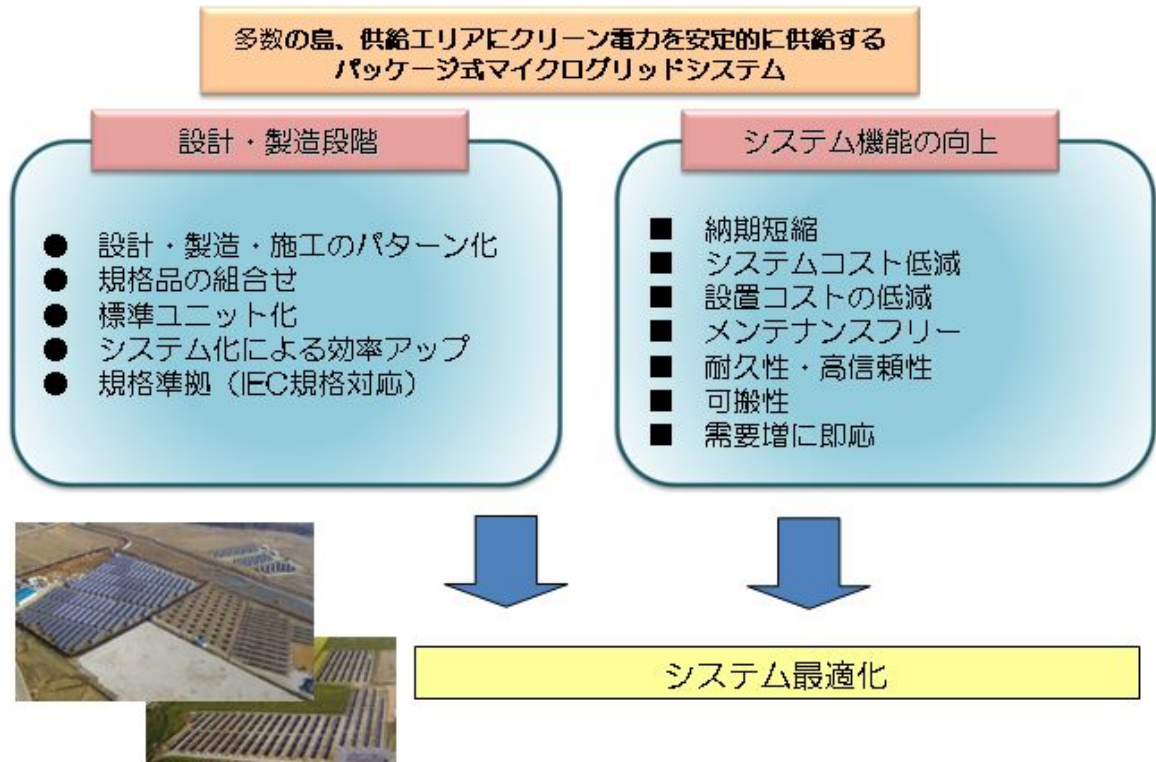


図 4.1.3-1 パッケージシステム化による最適化の実現

4.1.4 既設設備へ導入可能な電源

導入する電源の組み合わせとしては、ディーゼル発電、太陽光発電、蓄電池のほか、風力発電、小水力発電などが考えられるが、現地調査の結果では既設ディーゼル発電設備への太陽光発電設備、および蓄電池の導入の可能性が高いと考えられる。

現地調査の状況から、各電源の可能な組み合わせと導入可能性を下記に示す。

表 4.1.4-1 電源の組み合わせと特徴

	ディーゼル発電	太陽光発電	蓄電池	風力発電	小水力発電
ディーゼル発電	-	◎	◎	○	○
太陽光発電	◎	-	◎	○	△
蓄電池	◎	◎	-	○	△
風力発電	○	△	○	-	△
小水力発電	○	△	△	△	-

凡例：◎可能性大、○可能性あり、△可能性小

表 4.1.4-2 現地調査地点への設備導入可能性

	Sumba	Gili Trawangan	Bunaken
ディーゼル発電	◎ 設置済	◎ 設置済	◎ 設置済
太陽光発電	◎ 可能性大	◎ 設置済・増設計画有	◎ 設置済
蓄電池	◎ 可能性大	◎ 可能性大	◎ 設置済
風力発電	△ 風速不足	△ 風速不足	△ 風速不足
小水力発電	○ 水源あり	△ 水源なし	△ 水源なし

凡例：◎可能性大、○可能性あり、△可能性小

4.2 システムの基本仕様

4.2.1 既設ディーゼル発電設備の運用

既設のディーゼル発電設備は、手動により制御している場合が多く、負荷分担装置などによる自動制御は実施していない。今回調査した発電所はいずれも単機容量の小さい複数の発電機から構成されているので、負荷変動による周波数の変動が大きく、系統の安定化が期待される。

4.2.2 システム構成

前述 4.1.4 で述べた、接続可能な各種電源を想定して設備構成を構築する。下記に既設ディーゼル発電設備がある場合の新規導入設備の接続イメージを示す。電源の組み合わせとしては風力、水力も考えられるが、今回は新規導入設備としてEMSと蓄電池を組み合わせた太陽光発電設備とする。

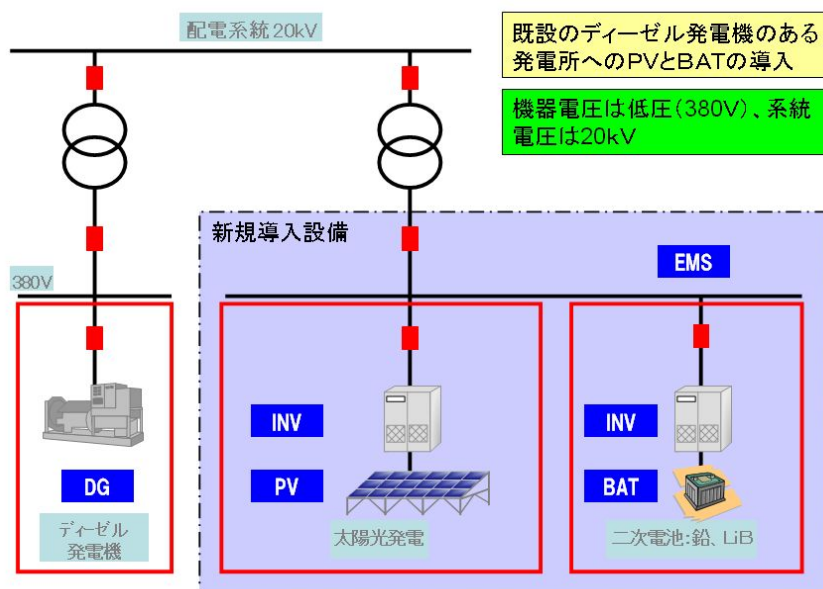


図 4.2.2-1 システム構成例

4.2.3 制御システム構成

既設ディーゼル発電所と新規導入設備は配電線に接続される。太陽光発電と蓄電池が、ディーゼル発電出力の平準化を支援する。既設発電所と新規導入設備とは必要に応じて監視・制御信号の授受が行われる。ただし、システムの制御方式によっては、予測制御などの適用により、連動を必要としない運転も可能である。

INV のローカル制御と EMS の予測制御機能との連携により最適な運転を行う。下図に示すように複数の INV を EMS から統括制御を行う。

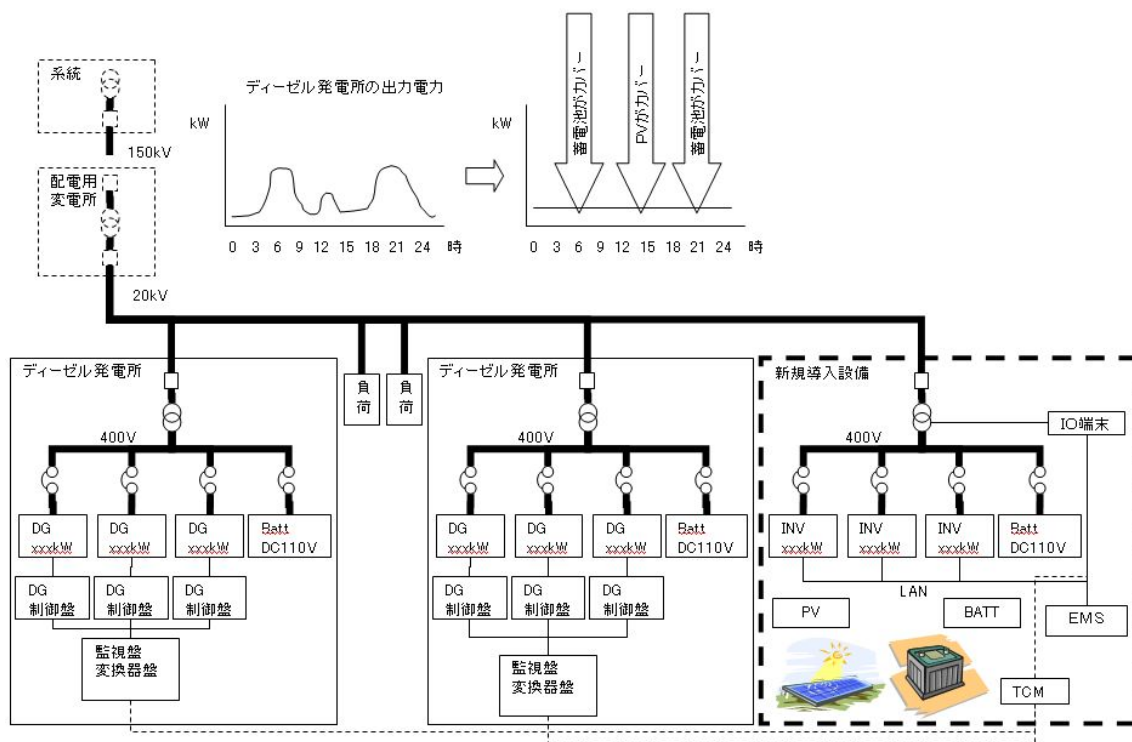


図 4.2.3-1 制御システム構成例

4.3 システム構成のパターン化

4.3.1 パターン化の基本概念

現地への適用設備の汎用性を考慮して、PV 容量 250 kW、蓄電池容量 200 kWh を最小基本単位として「×N」でシステムを構成する。天候変動による日射量の瞬時変動、日変動を低減するために蓄電池の併設が推奨される。容量については現地の状況を勘案して最適なものを検討する必要がある。

日照量のデータをベースに太陽光モジュールと蓄電池の容量を計算する。蓄電池の種類は蓄電池の性能、経済性を勘案して、鉛電池と LiB のハイブリッドも考えられる。

4.3.2 パターン化構成モデル

パターン化構成モデルについては、現地調査により輸送条件、設置条件、出力などの条件を勘案して、構成する必要がある。

今回の現地調査結果では、小さな離島においては、搬入路が狭く機器の搬入が困難な地点があり、標準的なコンテナでは搬入が困難で、機器を分解して搬入し、プレハブ建屋へ設置することも考えられる。搬入路、運搬手段の事前調査が重要と考えられる。

パターンについては、下表の通りである。

表 4.3.2-1 標準化によるシステム容量代表パターン

パターン	DG	PV	蓄電池(鉛)	蓄電池(LiB)
A(中規模)	500kW	250kWp	200kW/1,000kWh	200kW/kWh
B(大規模)	2,000kW	1,000kWp	800kW/4,000kWh	800kW/800kWh
C(極大規模)	6,000kW	3,000kWp	2,400kW/12,000kWh	2,400kW/2,400kWh

4.4 太陽光モジュール

(1) 太陽光モジュールの動向

太陽電池は、シリコン系としては結晶系と薄膜系がある。結晶系はシリコンを溶かして固め結晶化した後、スライスした基板（ウエハ）を用いて作るが、薄膜系はガラスなどの上にプラズマなどを利用して非常に薄いシリコンの膜を成膜して作る。結晶系はモジュール効率が高いが、セル接続にハンダ接続をするので、工程数が多くなる。薄膜系は製造工程が簡素で大きな面積のものを大量に作ることができ、最近はシリコン使用量の少ない薄膜系の需要が増加している。

(2) 太陽光モジュールの特徴

太陽光 PV（モジュール）と PV 用 INV は組み合わせて最適な運用を行う。

PV セルの特性にあったパラメータを設定することにより対応する。

今回適用が考えられる太陽電池の基本的な性能比較を示す。

今回調査した高温低緯度の地点では、シリコン薄膜系のモジュールが適している。

表 4.4-1 太陽電池の基本的な性能比較（出典：Sharp）

種類	シリコン薄膜系	シリコン結晶系	備考
モジュール効率	9-10%	14-20%	参考値
温度係数	-0.24%/°C	-0.485%/°C	参考値
導入地域性	低緯度	高緯度	
セル構造	薄膜シリコン (ガラス基板蒸着)	シリコンウエハ	
セル接続	一体構造	ハンダ接続	
構造の相違	最初に基板 1 面に発電層を作り、後からレーザーで多セルに分割し、モジュール化	最初にシリコンウエハを複数並べ、後からハンダ接続で直列配線を施し、モジュール化	

(3) 太陽光モジュールの選定

今回適用する太陽光モジュールの仕様を下記に示す。

表 4.4-2 太陽光モジュールの仕様

太陽電池容量	重量(kg)		設置面積 (㎡)	太陽電池数 (枚)	架台数 (台)
	太陽電池	架台			
250kW	50,232	8,134	6,246	1,932	28
500kW	100,464	16,268	12,492	3,864	56
1MW	200,928	32,536	22,037	7,728	112
3MW	602,784	97,608	66,110	23,184	336

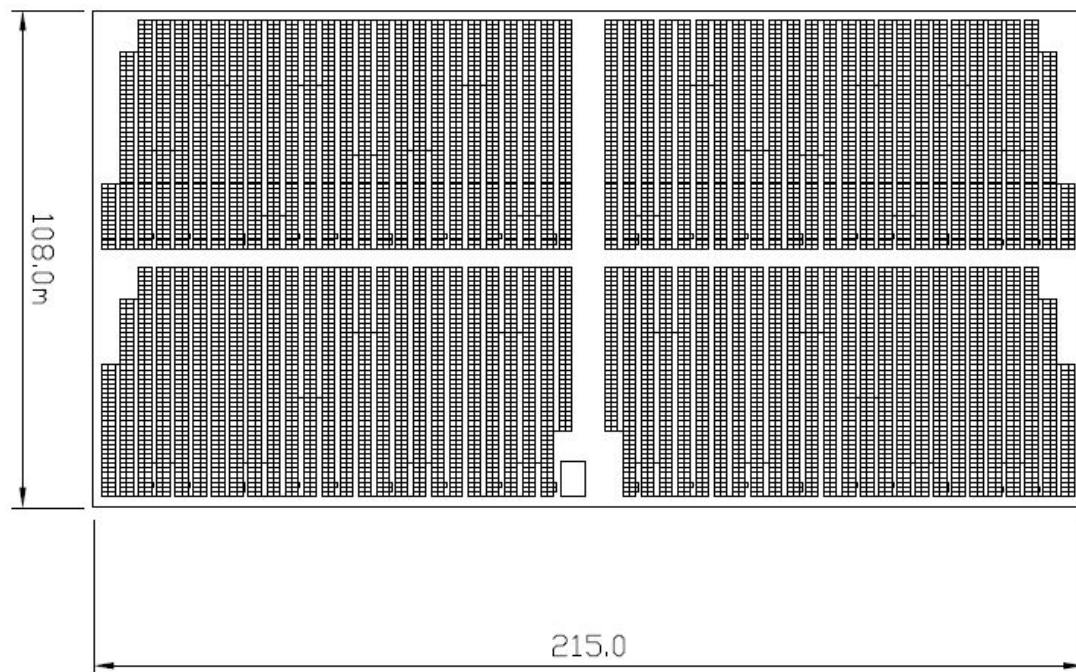


図 4.4-1 1MW アレーの寸法図 (250kW x 4)

4.5 蓄電池

(1) 蓄電池の動向

鉛電池については、百年以上の歴史を持ち様々な用途に広く使用されており、近年では電力貯蔵用途の蓄電システムに採用される数 100kW～数 10MW 級のものまで実績がある。電力貯蔵用途に適用される製品向けには、長サイクル寿命化など特徴を備えた高機能タイプのものが開発されているが、将来、技術面で飛躍的に現状から大きく改善される可能性は大きいとはいえない。

LiB（リチウムイオン電池）については、これまで小型民生用(容量：数十ワット時)が主であったが、現在、HEV 向け・EV 向け(容量：数十キロワット時)へ適用が拡がり、LiB 市場は急拡大傾向にある。更にその特性を活かした電力貯蔵用途の蓄電システムへの適用に向け、大容量化や低コスト化を目的とした研究開発が進められている。大量生産、また低コスト化技術の進展に因る大幅な低価格化が進めば、鉛電池と比較して省スペース・高出力、また長寿命が強みとなる領域の他、現在、鉛電池が適用されている用途へも代替となる形で適用されていくと考えられる。

尚、太陽光発電システムに併設される蓄電システムでは、主に電力需要の少ない時間帯の発電量をピーク時にシフトさせる用途、および周波数や出力の変動を抑制する電力平滑化用途が検討されている。

(2) 蓄電池の仕様比較

蓄電池と蓄電池用 INV は組み合わせて最適な運用を行う。
適用する蓄電池の充電・放電特性にあったパラメータを INV に設定することにより対応する。

表 4.5-1 蓄電池の基本的な性能比較

種類	リチウムイオン蓄電池 (LiB)	鉛蓄電池	NAS蓄電池	備考
構成	マンガン酸リチウム (+)/グラファイト(-)	二酸化鉛(+)/鉛 (-)	硫黄(+)/ナトリウム (-)	
単位電圧(V)	3.7	2.0	2.1	参考値
エネルギー密度 (Wh/kg)	90~160	10~40	100	参考値
出力密度(W/kg)	400~2,500	50~130	15	参考値
充放電効率(総 合効率)	95%(80%)以上	75~87%(75%)	90%(78%)	参考値
サイクル寿命	4,000 回	200~2,000 回	4,500 回	参考値
カレンダー寿命	10 年	3~5 年	15 年	参考値
電池制御特性	セル毎の状態監視要	制御無し	運転温度の制御要 (280~350℃動作)	
環境性	○	×(鉛)	△	

(補足)“リチウムイオン蓄電池”が総合的に優位にある

（３）LiB 輸送上の制約

LiB については国際連合（UN）の「危険物輸送に関する勧告」により危険物に指定され輸送上の制約があるため、事前に詳細を検討して、問題なく輸送ができる事を確認する必要があります。尚、輸送方法については、国際規則（危険物輸送に関する勧告（UN Recommendation）、国際海上危険物規定（IMDG Code））、及び日本の法令を遵守した海上輸送を想定する。

第5章 新規導入設備の評価

5.1 新規導入設備の特徴

下記に示すように、新規導入設備は島嶼国インドネシアにフィットした実践的・経済的エネルギーシステムである。



図5.1-1 島嶼国インドネシアに合致した実践的・経済的エネルギーシステム

5.2 新規導入設備の効果

システム導入の効果について、下記効果が期待される。

表 5.2-1 システム導入の効果

無電化地域への電力供給	停電の減少
●電力供給による生活レベル向上を通じた衛生面、治安面、教育水準向上などインドネシアの社会・経済的な発展に貢献。 ●地域政情安定化に資する。	●安定した電力供給により、新たな産業立地が可能 ●病院・通信施設などライフラインへの安定的な電力供給
電力供給・資源セキュリティの向上	メンテナンスフリー
●停電発生時に安定的な電力供給が可能。 ●必要最小限の電源確保 ●ディーゼル油に依存した発電量が削減され、電力価格の高騰が抑制される。	●太陽光発電およびディーゼル発電の信頼性向上により、部品交換・保守作業がほとんど発生せず。 ●従来の発電所に必要とされるスキルドエンジニアを常駐させる必要なし。

5.3 新規導入設備の評価

ここでは新規導入設備が普及した場合のメリットについて評価する。

(1) 各パターンの導入比率の検討

代表例として、各パターンの DG 容量、PV 容量、BATT 容量を想定し、現在 PLN にて稼働中のディーゼル発電機の容量、台数から導入比率を検討する。

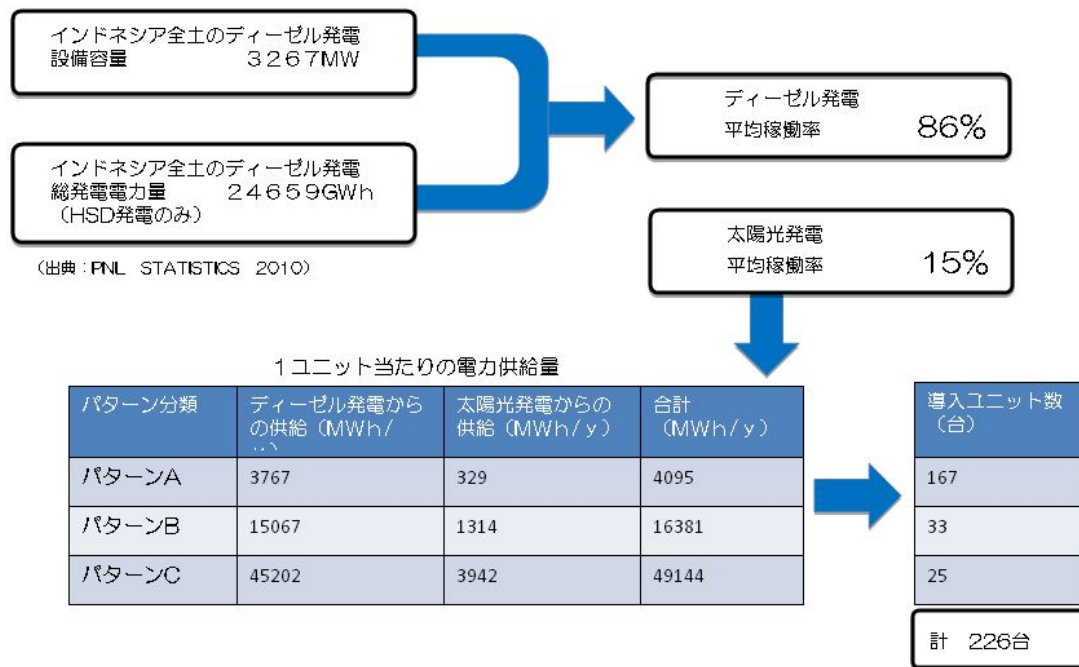
表 5.3-1 導入パターン分類と導入比率の想定例

パターン (kW)	PLN の導入 比率 (%)	DG 容量クラス (kW)	PV 容量 (kW)	蓄電池容量 (kW)	蓄電池容量 (kWh)
A (100-500)	74	500	250	200	1,000
B (500-1500)	15	2,000	1,000	800	4,000
C (1500-4000)	11	6,000	3,000	2,400	12,000

(2) ユニットあたりの電力供給量と導入ユニット数の検討

ディーゼル発電機による発電電力量 5,097GWh (2010 年) をベースに、この容量の 10%相当を太陽光発電に転換したものと想定して導入ユニット数を検討した。

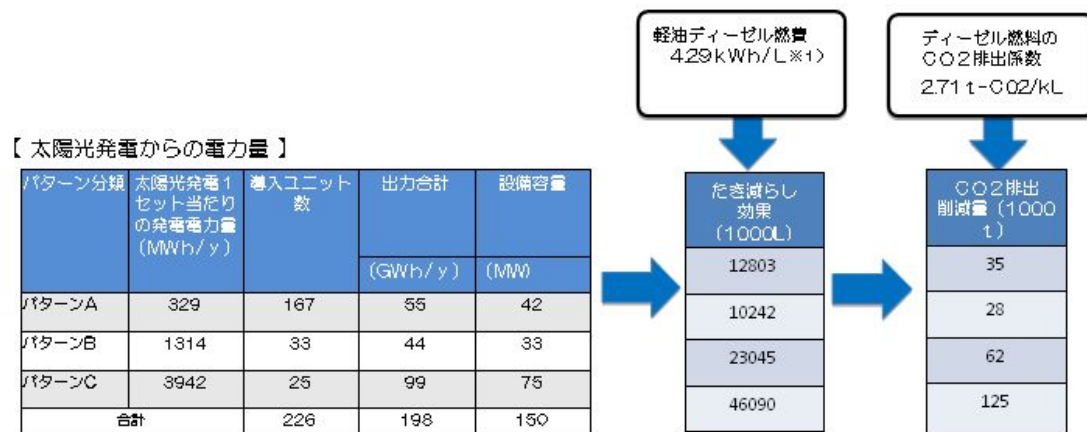
表 5.3-2 導入ユニット台数



(3) 焚き減らしと CO2 削減量の評価

太陽光発電に転換した発電電力量相当分の DG の焚き減らしによる燃料削減量と CO2 削減量を検討した。

表 5.3-3 燃料削減量と CO2 削減量



注1) 国産原動機メーカーM社のスペックによる評価
定格出力275kW、75%負荷時の燃料消費(軽油)48L/hより4.29kWh/L

第6章 市場分析

6.1 市場動向

6.1.1 対象国、都市、地域等の特定

本システムが狙う対象地域は、発電設備や送電・配電システムが十分に整備されていない離島や地方都市である。インドネシアにおいては、電力システムが整備されているジャワ・バリ地域ではなく、主体となるのはスラウェシ島、ヌサテンガラ地区、カリマンタン、マルク、パプアなどのインドネシア東部がメインとなる。

また、インドネシア以外の島嶼部や、内陸部の自立電源に依存する地域などにも活用することができる。

また、電力システムが存在する地域においても、系統停電時の地域電力供給システムとして活用できる。

6.1.2 現地ニーズに基づくインフラ・システムの特定

導入の対象は下記のカテゴリーが考えられる。

表 6.1.2.-1 導入対象

導入対象	概要	備考
DG が設置された場所 (離島等の独立電源)	-DG 燃料消費量低減 -PV&BATT+EMS を既設電源系統に導入 -DG 運転と配電線制御のソリューション	メインターゲット
無電化地域	-無電化地域への新規開発 -PV&BATT+EMS の最適化した組み合わせ -現地の需要に合致したパッケージシステム	DG 単独で導入するよりも経済性が高い

(1) DG が設置された場所

メインターゲットである。既設 DG の安定運転と、導入される PV の出力変動抑制が課題である。

(2) 無電化地域

リゾート地域、新規開発地点など無電化地域の低減は PLN 使命のひとつである。

PV+BATT+EMS による最適なパッケージシステムの導入が、そのソリューションとなる。

6.1.3 現在の市場規模

インドネシアでは再生可能エネルギーとして、地熱発電所、水力・小水力発電所、のほかに PLN の 100 島 PV 拡大構想、1000 島 PV 拡大構想があり、今後、太陽光発電の大幅導入計画がある。しかしながら系統の安定化という課題は残されたままであるため、蓄電池と EMS を活用して、系統の安定と自然エネルギーの大幅導入を両立させることが求められると考えられる。

6.1.4 将来の市場規模

今回提案するシステムによって、系統の安定と自然エネルギーの大幅導入を両立させることが実証され、広く知られることにより、既に市場として考えられる離島や僻地のほか、潜在的な問題を抱える地区や地域からの需要が表面化すると考えられる。

その結果、実際には都市部の特定地域などに対しても、本エネルギーシステムの需要が伸びていくことが期待できる。

6.1.5 インフラ・システムに求められる特記事項

インドネシア島嶼部の電力インフラ・システムに求められる地域特性としては、供給が維持されることが最優先され、電力品質を求める段階には至っていない。

6.2 事業環境

6.2.1 相手国政府、自治体等の政策動向

インドネシアの新エネルギー政策としては、2006 年の大統領令により、2025 年の新エネルギー比率を 17% に引き上げる方針である。しかしながら、再生可能エネルギー促進のための電力固定価格買取制度をはじめとする支援策は整備されていない。詳細については本書 2. 4 項（電力政策の状況）を参照されたい。

6.2.2 現地企業等の動向

PLN が実施する 100 島 PV 調達プロジェクトに対して、応札を行う現地業者は数社存在する。しかし、求められている設備は小規模な太陽光発電設備である。

第7章 事業計画

7.1 事業計画

本システムの事業計画につき、以下の項目に関して検討した。

本システムの適用先に適用可能なプラント容量を下表にまとめる。

システムの容量として、小規模（250kW）、中規模（250～3MW）、大規模（3MW以上）の3種類、適用先として、無電化地域、人口数千人の小都市、人口数千人～数万人の中都市、ジャワバリ系統に存在する大都市等の4種類に分け、それぞれの適用の可能性を検討した。

システム容量及び適用先の分類を下表 7.1-1 想定されるビジネス分類 に示す。

表 7.1-1 想定されるビジネス分類

適用先 \ PV 容量	小規模 ～250kW	中規模 250～3MW	大規模 3MW～
無電化地域	△	－	－
小都市地域	○	○	－
中都市地域	－	○	○
大都市地域	×：発電コストが安い発電システムと大規模送電線を導入済み		

- ・ 無電化地域は、電力がまだ供給されていない地域であり、電化されたとしても当座の需要が小さいため、まずは小規模設備が求められている。負荷は電灯が主体であり、電力の品質は求められない。しかしながら無電化地域が電化されてからの電力需要の伸びは非常に大きく、将来性を考慮すると拡張可能なシステムを導入することが望ましい。
- ・ 小都市では、既にディーゼルエンジン発電所によって電力が供給されている。人口は数千人程度の規模になる。導入するシステム容量は小規模から中規模であり、中規模になるとディーゼル発電所が複数個所に存在するケースが想定されるため、配電システムを安定化させるために、電力品質に対しても、ある程度配慮が求められる。マイクログリッドシステムは電源品質を維持することに大変有効であり、マイクログリッド化することにより、導入可能な新エネルギーの容量を増やすことが可能になる。

- ・ 中都市の多くは配電線網に複数のディーゼルエンジン発電所を持ち、電力が供給されている。人口は数千人以上の規模になる。

これらの地域へ導入するシステム容量は中規模以上であり、電力品質に対しても配慮が求められる。マイクログリッドシステムは電源品質を維持することに変有効であり、マイクログリッド化することにより、導入可能な新エネルギーの容量を増やすことが可能になる。

- ・ Java-Bali 系統に存在する大都市等では、既に電力系統が十分に整備されており、安定した電力が供給されている。そのため、ある程度大きな太陽光発電システムが導入されても、電力系統に対して及ぼす影響は少ないと考えられる。しかしながら、既に発電コストの安い大型発電所が設置されており、本システムのような、系統の安定化効果を伴う太陽光発電設備を導入するインセンティブは低い。

以上の考察により、本システムのターゲットとしては、小都市、中都市が対象となる。

7.1.1 事業内容

本事業の形態としては、大きくパッケージ化されたシステムを電力会社に販売する EPC 事業と IPP（Independent Power Producer）としての電力を販売する IPP 事業との 2 種類が考えられる。それぞれの事業形態と課題について、以下で説明する。

（１） EPC 事業

EPC 事業の事業スキームを下記に示す。EPC 事業は、システムの設計、調達、施工、トレーニングを含めたフルターンキーでのシステムを提供する事業である。

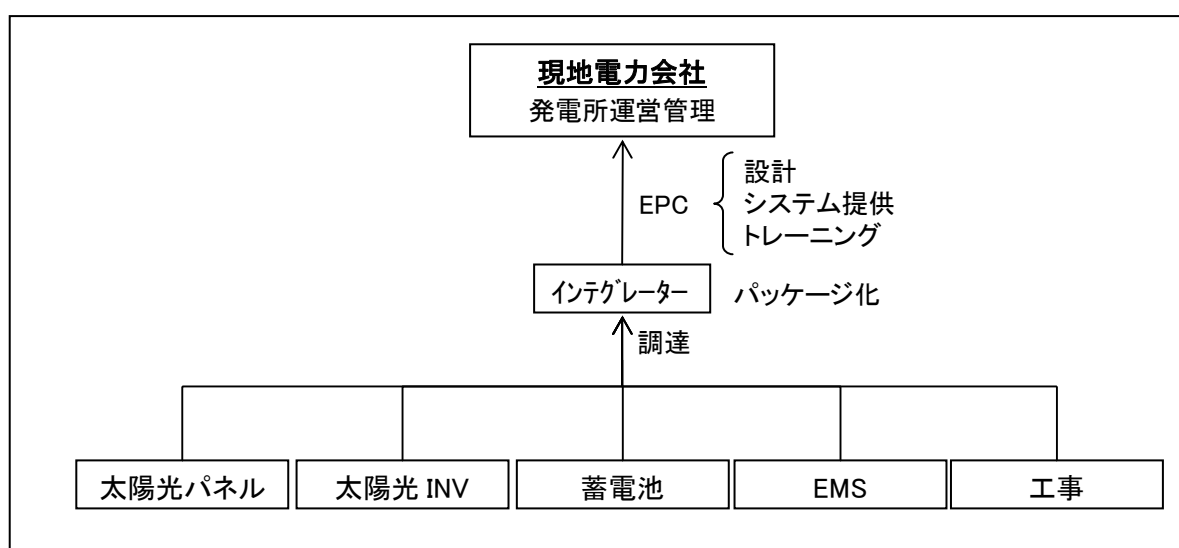


図 7.1.1-1 EPC 事業の事業スキーム

(2) IPP 事業

IPP 事業の事業スキームを下記に示す。IPP 事業は IPP 事業者が現地の電力会社と売電契約を結び、電力を販売する事業である。EPC 事業とは異なり、発電設備の運営・管理を IPP 事業者が行うほか、IPP 事業者に出資する投資家や事業に資金を融資する金融機関や保険会社など、多くの関係者が関与するため、運営に調整やノウハウが必要である。

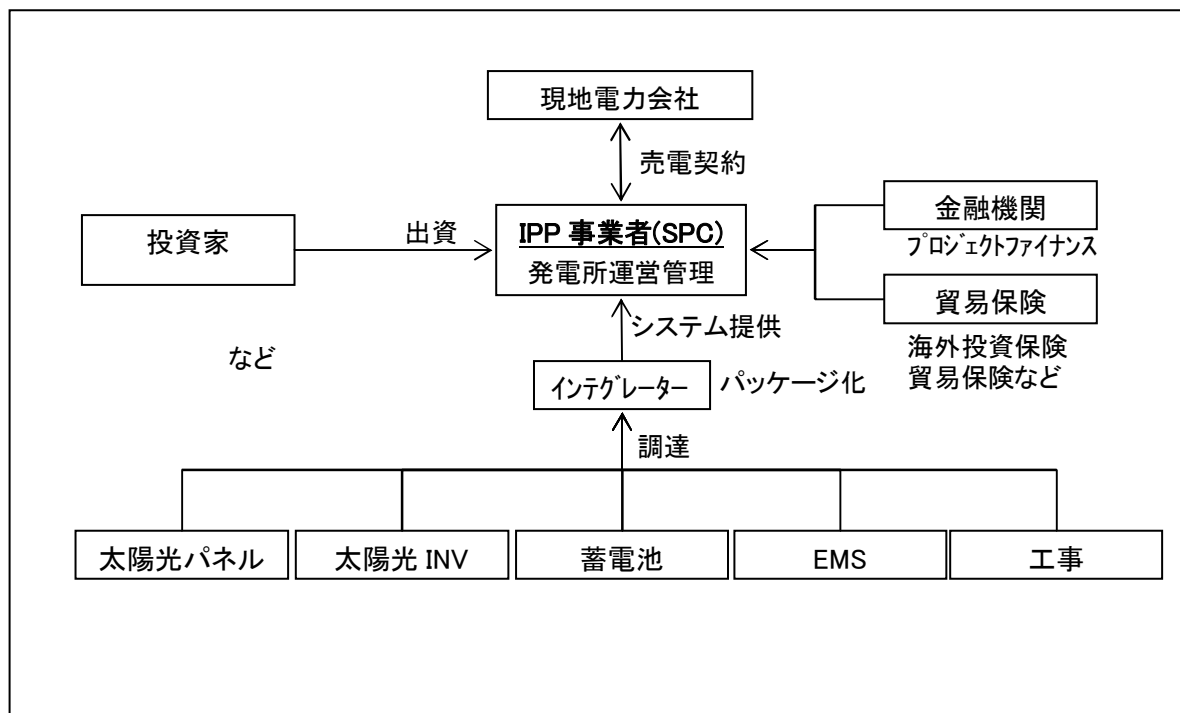


図 7.1.1-2 IPP 事業による事業スキーム

IPP 事業の成否は、長期間な安定収入を確保できる売電契約が締結できるかどうかにかかっている。

7.1.2. パッケージ型マイクログリッドシステム事業の課題

EPC 事業では電力会社がシステムを購入した上で運用するため、メンテナンスの方法や運用コストなどを含め、実際の現場での技術的、実践的有効性を示すことが必要である。

IPP 事業では、電力固定価格買取制度などの支援制度が課題となる。

7.1.3 現地関係機関

今回のインドネシア現地調査において、下記の関係先の協力を頂いた。

(1) PLN 関係機関

PLN 本局、Bangka 支局、Manado 支局、Mataram 支局、Sumba 事務所

(2) 現地日本政府関連機関

日本大使館、JICA、JBIC

7.1.4 リスク分析

以前脆弱と言われていた政治、法整備、社会システムも、現在では力強い内需に支えられたユドヨノ政権下での政治・経済の安定によって支えられ、海外からの投資も呼び込み、カントリーリスク軽減の方向に向かっていると言える。

7.1.5 政策支援の活用見込み

日本政府とインドネシア政府において、2011 年 11 月 25 日「日本国政府とインドネシア政府との間の気候変動に関する二国間協力」が取り交わされた。今後、日本政府とインドネシア政府の間で、二国間オフセット・クレジット制度が取り交わされれば、本システム導入の推進につながる。

また、資金面からは本システムが再生可能エネルギーを利用したものであることから、JICA や JBIC の環境関連の融資を利用することも検討しうる。

7.2 技術戦略

本システムの導入当初はディーゼル発電の焚き減らしによる環境改善、経済性向上を主目的としているが、以下の高度化・複合化による優位性、インフラ拡大が考えられる。

(1) システム適用の優位性

- ・ 電圧・周波数の安定化機能（系統安定化装置）追加による停電時間の低減、及び電力品質の向上が可能となる。
- ・ 自然エネルギー（太陽光発電等）の出力変動を緩和することで、送電網の系統安定化に寄与できる。また、さらなる自然エネルギー導入も可能となる。

(2) 国際規格の適用

スマートグリッド分野でも世界的な標準規格策定の検討が進められており、標準規格に

従ったシステムを構築する。

7.3 事業展開上の課題抽出及び対応策

現地の関連制度、技術制約、資金面での課題など、それに応じた対応が必要。

7.4 国内経済への波及効果

（１）国内複数の製造業の連携による新たな付加価値の創造

関連する製品を統合・複合化し、さらに情報通信ネットワークによる効率的な運用を展開することにより新たな連携システムを提案し、輸出するものである。

（２）エネルギー産業以外への波及

今後の新興国のエネルギー事情が改善される。

新興国での家電・医療・ＩＴ産業の振興はエネルギー供給（電力供給）が安定化・品質改善されることにより大きく進展するものと期待される。

（３）国内の離島への展開とエネルギーセキュリティー

インドネシアをはじめアジアの島嶼国での当該システムの経験を通じて我が国の離島での類似システムの展開を想定できる。

（４）地球温暖化対策への貢献

インドネシアは京都議定書の CDM による日本の温暖化ガス排出の削減の可能性あり。

特に経済産業省が推進する二国間クレジットの対象となり得る。

第8章 添付書類

8.1 略語一覧

項目	内容
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
BATT	Battery
CDM	Clean Development Mechanism
CO2	Carbon dioxide
DG	Diesel Generator
EMS	Energy Management System
ESDM	Energi dan Sumber Daya Mineral
FS	Feasibility Study
HSD	High Speed Diesel Oil
ICT	Information and Communication Technology
INV	Inverter
LAN	Local Area Network
IPP	Independent Power Producer
LiB	Litium-ion Battery
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
PLN	PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)
PV	Photovoltaic

8.2 表一覧

項目	タイトル
表 2.1.3-1	各地域の発電・送変電・給電・配電、営業の概要
表 2.2.1-1	顧客種類別の販売電力の推移(GWh)
表 2.2.1-2	発電電力量(GWh)
表 2.2.1-3	発電電力量の燃料別内訳(%)
表 2.2.1-4	PLN 発電設備容量の推移(MW)
表 2.2.1-5	IPP の地域別内訳
表 2.2.1-6	IPP の一覧
表 2.2.2-1	SAIDI、SAIFI 2010 年度
表 2.2.3-1	PLN の料金体系
表 2.2.4-1	損益計算書
表 2.2.4-2	貸借対照表
表 2.3.2-1	ジャワ島各地域における SAIDI、SAIFI
表 2.4.1-1	新電力法と旧電力法との比較
表 2.4.3-1	2010-2019 の概要
表 2.4.3-2	販売電力量および最大電力
表 2.4.3-3	燃料バランス (構成比率 %)
表 2.5.5-1	発電用の燃料使用量及び燃料費単価推移
表 2.5.7-1	発電単価の推移
表 3.1.1-1	現地調査地点の状況一覧表
表 3.1.2-1	ディーゼル発電機仕様(機器銘板)
表 3.1.2-2	太陽光発電所設備仕様
表 3.1.3-1	人口、電化率(%）、売電量(MWh/年)
表 3.1.3-2	燃料コスト、発電コストなど
表 3.1.3-3	発電設備稼働状況
表 3.1.3-5	利用可能な通信手段
表 3.1.4-1	Waingapu 発電所設備
表 3.1.4-2	Waingapu 気象統計データ(1991-2010)
表 3.1.5-1	Bangka 付近 DG 発電所の状況
表 3.1.5-2	Bangka 付近DG発電所設備
表 3.2.1-1	系統運用状況
表 3.2.2-1	燃料コスト
表 3.2.4-1	太陽光発電システムの運用状況比較
表 3.2.5-1	現地の交通アクセス、通信手段

表 4.1.4-1	電源の組み合わせと特徴
表 4.1.4-2	現地調査地点への設備導入可能性
表 4.3.2-1	標準化によるシステム容量代表パターン
表 4.5-1	太陽電池の基本的な性能比較
表 4.5-2	太陽光モジュールの仕様
表 4.6-1	蓄電池の基本的な性能比較
表 5.2-1	太陽光システム導入の効果
表 5.3.1-1	ケース内訳
表 5.3.1-2	試算結果
表 5.3.2-1	導入パターン分類と導入比率の想定例
表 5.3.2-2	導入ユニット台数
表 5.3.2-3	燃料削減量と CO2 削減量
表 6.1.2-1	導入対象
表 7.1-1	想定されるビジネス分類
表 7.1.4	事業計画例

8.3 図一覧

項目	タイトル
図 1.1-1	システムの概念
図 1.2-1	パッケージ式マイクログリッドシステム
図 1.3-1	二次電池を使用しない負荷のピークシフト
図 1.3-2	二次電池を使用したピークシフト
図 2.1.2-1	エネルギー鉱物資源省(MEMR)の組織図
図 2.1.3-1	PLN 組織図
図 2.1.3-2	PLN の営業・配電支店、地域支店
図 2.1.4-1	電気事業に関連した組織相関図
図 2.3.1-1	ジャワ・バリ系統の 2011 年の日負荷曲線
図 2.3.2-1	ジャワ・バリ系統図
図 2.3.2-2	地中配電系統の基本構成図
図 2.3.2-3	架空配電系統の基本構成図
図 2.5.1-1	電化率
図 2.5.2-1	電力を用いる人口の急増
図 2.5.3-1	Java 島都市部が輝くインドネシア(夜間衛星写真)
図 2.5.3-2	インドネシア含む全世界(夜間衛星写真)
図 2.5.4-1	Java 島内都市部に人口が集中するインドネシア
図 2.5.4-2	インドネシア含む全世界の人口分布
図 2.5.5-1	化石燃料単価の推移
図 2.5.6-1	電源別発電単価の推移
図 2.5.8-1	再生可能エネルギーの目標
図 2.5.8-2	再生可能エネルギーの比率
図 2.5.9-1	PLN100 島太陽光導入計画
図 3.1.1-1	現地調査場所の地図
図 3.1.2-1	Bunaken 島の発電所の位置図
図 3.1.2-2	Bunaken 島のディーゼル発電所の外観図(発電機と制御盤)
図 3.1.2-3	Bunaken 島の太陽光発電所の外観図
図 3.1.3-1	Gili Trawangan 島の発電所の位置図
図 3.1.3-2	Gili Trawangan 島のディーゼル発電所外観
図 3.1.3-3	Gili Trawangan 島の太陽光発電所外観
図 3.1.3-4	ピークシーズンの負荷需要曲線
図 3.1.3-5	オフシーズンの負荷需要曲線
図 3.1.3-6	配電線系統図

図 3.1.4-1	Sumba 島の状況
図 3.1.4-2	Waingapu ディーゼル発電所
図 3.1.4-3	太陽光発電所の候補地全景
図 3.1.4-4	Waingapu 負荷曲線
図 4.1.1-1	導入の適用
図 4.1.1-2	パッケージ型マイクログリッドシステム仕様
図 4.1.2-1	系統事情に対応したシステム
図 4.1.2-2	政策ニーズとの整合
図 4.1.3-1	パッケージシステム化による最適化の実現
図 4.2.2-1	システム構成例
図 4.2.3-1	制御システム構成例
図 4.5-1	1MW アレーの寸法図(250kWx4)
図 5.1-1	島嶼国インドネシアに合致した実践的・経済的エネルギーシステム
図 7.1.1-1	EPC 事業の事業スキーム
図 7.1.1-2	IPP 事業による事業スキーム

/end