

インドネシア国  
国有電力会社

インドネシア国  
離島マイクログリッドシステムに係る  
情報収集・確認調査  
ファイナルレポート

平成 24 年 8 月  
(2012 年)

独立行政法人 国際協力機構  
(JICA)

株式会社ニュージェック

東 大
CR (5)
12-053

**インドネシア国離島マイクログリッドシステムに係る情報収集・確認調査  
ファイナルレポート**

**目 次**

**要 約**

**第 1 章 調査の目的と背景**

1.1	調査の背景.....	1 - 1
1.1.1	「イ」国の電力事情と電化状況.....	1 - 2
1.1.2	「イ」国島嶼地域における PV 設置の動向.....	1 - 5
1.2	調査の目的.....	1 - 6
1.3	調査の対象地域.....	1 - 7
1.4	相手国関係機関.....	1 - 7
1.5	調査の基本方針.....	1 - 9

**第 2 章 太陽光発電普及に係る目的、内容等の確認**

2.1	「イ」国における太陽光発電導入に係る政策および法制度.....	2 - 1
2.1.1	「イ」国の概要.....	2 - 1
2.1.2	太陽光発電に係る利害関係者.....	2 - 2
2.2	太陽光発電普及計画及び現状.....	2 - 12
2.2.1	「イ」国東部の島に太陽光発電を導入する計画.....	2 - 12
2.2.2	離島を対象とした太陽光発電の現在の進捗状況.....	2 - 18
2.2.3	その他先行事例等の関連情報.....	2 - 19
2.3	PLN の太陽光発電における計画、予算、組織体制、維持管理能力.....	2 - 29
2.3.1	PLN の役割.....	2 - 29
2.3.2	実施体制.....	2 - 31
2.3.3	維持管理能力.....	2 - 32

**第 3 章 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題とモデルケース選定**

3.1	「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題の分析（調査開始時）.....	3 - 1
3.2	モデルケースとする調査対象島の選定.....	3 - 3
3.2.1	選定の考え方.....	3 - 3
3.2.2	対象とする離島.....	3 - 3

**第 4 章 対象島に係る現状確認、問題分析**

4.1	電源設備機器構成、グリッド構成等現状の施設およびその運用状況.....	4 - 1
4.1.1	Sebatik 島の調査結果.....	4 - 1
4.1.2	Derawan 島の調査結果.....	4 - 5
4.1.3	Lembata 島の調査結果.....	4 - 8
4.1.4	3 島の調査結果のまとめ.....	4 - 12

4.2	対象島の電力測定等	4 - 14
4.2.1	対象島の電力測定方法	4 - 14
4.2.2	電圧・周波数の測定結果（島の電力品質）	4 - 18
4.2.3	太陽光・ディーゼルの出力変動測定	4 - 27
4.2.4	電力負荷実績	4 - 31
4.3	その他関連する調査・情報収集	4 - 34
4.4	対象島における頻発する停電原因分析	4 - 36
4.4.1	各島の停電原因	4 - 36
4.4.2	停電原因の整理	4 - 42
<b>第5章 対象島における停電防止策の検討</b>		
5.1	対象島における頻発する停電に対する防止策の提案	5 - 1
5.1.1	オングリッドタイプにおける停電防止に係る提案	5 - 2
5.1.2	ハイブリッドタイプにおける経済運用・自動制御に係る提案	5 - 5
5.1.3	長寿命バッテリーに係る提案	5 - 12
5.1.4	配電電圧の設定	5 - 17
5.1.5	維持管理に係る提案	5 - 17
5.2	防止策の導入効果に係る技術比較検討	5 - 19
<b>第6章 太陽光発電導入に係る経済的比較検討</b>		
6.1	検討方針	6 - 1
6.2	比較検討ケースの選定	6 - 3
6.3	PV、バッテリーのコスト実態調査結果	6 - 6
6.4	ディーゼル発電のコスト実態調査結果	6 - 10
6.5	各タイプ別 PV システムと DG 単独システムとの経済的比較検討	6 - 15
6.5.1	基準ケースの分析	6 - 15
6.5.2	感度分析	6 - 17
6.6	需要に応じた PV システムの導入	6 - 19
6.6.1	ハイブリッドタイプによる無電化島の電化	6 - 19
6.6.2	需要パターンに応じた発電コスト試算	6 - 19
6.7	温暖化ガス削減効果	6 - 22
<b>第7章 提言</b>		
7.1	PV を導入するマイクログリッドシステムの設計	7 - 1
7.2	PV 導入のマイクログリッドシステムの経済運用	7 - 4
7.3	信頼性の高い蓄電設備の選択	7 - 4
7.4	系統構成の最適化	7 - 5
7.5	全般的な推奨事項	7 - 5

## 添付資料

- 1 関係者リスト
- 2 現地調査行程
- 3 収集資料リスト
- 4 電力測定データ
- 5 ディーゼル発電所運転実績
- 6 現地調査 面談記録



## 図リスト

図 1.1-1	一次エネルギーの内訳および変化.....	1 - 2
図 1.1-2	「100 島」の位置関係.....	1 - 6
図 1.4-1	PLN 本社の組織図 (2011.11 現在) .....	1 - 8
図 2.1-1	「イ」国地図及び人口密度 (2010 年の国勢調査) .....	2 - 1
図 2.1-2	MEMR の組織図 (2012 年 3 月) .....	2 - 5
図 2.1-3	2025 年のエネルギー構成.....	2 - 6
図 2.1-4	「イ」国国家予算に占める化石燃料への補助金の比率と変遷.....	2 - 7
図 2.2-1	オフグリッドタイプの設備構成 (例) .....	2 - 13
図 2.2-2	未電化地域への PV 設置における容量設定基準.....	2 - 13
図 2.2-3	ハイブリッドタイプの設備構成 (例) .....	2 - 14
図 2.2-4	オングリッドタイプの設備構成 (例) .....	2 - 14
図 2.2-5	電化地域への PV 設置における設備形態・容量設定基準.....	2 - 15
図 2.2-6	離島への PV システム適用の考え方.....	2 - 15
図 2.2-7	当面の PV 導入計画における PV 容量別サイト数.....	2 - 16
図 2.2-8	当面の PV 導入計画における電源構成別サイト数.....	2 - 17
図 2.2-9	運開済み PV の離島の位置.....	2 - 19
図 2.2-10	地方・民間・国際支援の PV プロジェクト.....	2 - 25
図 2.2-11	「イ」国の太陽光導入設備容量の目標値.....	2 - 26
図 3.1-1	設備運用面での課題イメージ (Gili Trawangan 島) .....	3 - 2
図 3.2-1	既設 PV 設備の設置例.....	3 - 4
図 4.1-1	Sebatik 島の PV 設備単線結線図.....	4 - 3
図 4.1-2	Sebatik 島の 20kV 配電系統.....	4 - 4
図 4.1-3	Derawan 島の PV 単線結線図.....	4 - 7
図 4.1-4	Derwan 島の 20kV 配電系統.....	4 - 7
図 4.1-5	Lembata 島の PV 単線結線図.....	4 - 10
図 4.1-6	Lembata 島の配電系統図.....	4 - 11
図 4.2-1	Derawan 島の電力計測ポイント (PV およびディーゼル発電設備) .....	4 - 16
図 4.2-2	Lembata 島の電力計測ポイント (PV 設備) .....	4 - 16
図 4.2-3	Lembata 島の電力計測ポイント (ディーゼル発電設備) .....	4 - 17
図 4.2-4	Sebatik 島の電力計測ポイント (PV 設備) .....	4 - 17
図 4.2-5	Sebatik 島の電力計測ポイント (ディーゼル発電設備) .....	4 - 18
図 4.2-6	Derawan 島の周波数測定結果 計測点: PMP3 .....	4 - 19
図 4.2-7	Derawan 島の電圧測定結果 計測点: PMP3 .....	4 - 20
図 4.2-8	Lembata 島の周波数測定結果 1 (拡大) 計測点: PMP2.....	4 - 22
図 4.2-9	Lembata 島の周波数測定結果 1 計測点: PMP2.....	4 - 22
図 4.2-10	Lembata 島の電圧測定結果 計測点: PMP2.....	4 - 23
図 4.2-11	Sebatik 島の周波数測定結果 計測点: PMP1.....	4 - 25
図 4.2-12	Sebatik 島の電圧測定結果 計測点: PMP1.....	4 - 26

図 4.2-13	Derawan 島の出力変動測定結果 (太陽光・蓄電池)	計測点 : PMP1	4 - 27
図 4.2-14	Derawan 島の出力変動測定結果 (ディーゼル)	計測点 : PMP2	4 - 28
図 4.2-15	Lembata 島の出力変動測定結果 (太陽光)	計測点 : PMP1	4 - 29
図 4.2-16	Lembata 島の出力変動測定結果 (ディーゼル)	計測点 : PMP3	4 - 29
図 4.2-17	Sebatik 島の出力変動測定結果 (太陽光)	計測点 : PMP1	4 - 30
図 4.2-18	Sebatik 島の出力変動測定結果 (ディーゼル)	計測点 : PMP3	4 - 31
図 4.2-19	Derawan 島の電力負荷 (実測結果)	計測点 : PMP3	4 - 32
図 4.2-20	Lembata 島の電力負荷実績		4 - 32
図 4.2-21	Sebatik 島の電力負荷実績		4 - 33
図 4.4-1	負荷 (有効電力)		4 - 37
図 4.4-2	インバータ出力 (有効電力)		4 - 37
図 4.4-3	DG 出力 (有効電力)		4 - 37
図 4.4-4	系統周波数		4 - 38
図 4.4-5	系統周波数		4 - 38
図 4.4-6	負荷 (有効電力)		4 - 38
図 4.4-7	インバータ出力 (有効電力)		4 - 38
図 4.4-8	DG 出力 (有効電力)		4 - 38
図 4.4-9	変圧器潮流 (有効電力)		4 - 39
図 4.4-10	変圧器潮流、PV 出力および系統周波数		4 - 40
図 4.4-11	Sebatik 島の電圧測定結果		4 - 41
図 4.4-12	太陽光出力変動測定結果		4 - 41
図 4.4-13	電力負荷実績		4 - 41
図 4.4-14	周波数の測定結果		4 - 42
図 4.4-15	一般的に想定される停電事故の原因		4 - 43
図 5.1-1	オングリッドタイプにおける PV 設置容量の考え方		5 - 2
図 5.1-2	PV 比率の向上		5 - 3
図 5.1-3	周波数リレーによる需給バランス均等化の概念図		5 - 3
図 5.1-4	小容量バッテリーの設置による出力変動の補償		5 - 4
図 5.1-5	ハイブリッドタイプの運用パターン例 1		5 - 7
図 5.1-6	ハイブリッドタイプの運用パターン例 2		5 - 8
図 5.1-7	ハイブリッドタイプの運用パターン例 3		5 - 9
図 5.1-8	ハイブリッドタイプにおける経済負荷配分・自動運転制御		5 - 10
図 5.1-9	レドックスフロー電池のシステム例 (1000kW/5000kWh)		5 - 15
図 5.1-10	バナジウム系レドックスフロー電池の原理図		5 - 16
図 5.2-1	基本ケース		5 - 19
図 5.2-2	PV 出力急減時の系統周波数変化		5 - 20
図 5.2-3	発電機リアクタンスの影響		5 - 21
図 5.2-4	発電機の慣性定数の影響		5 - 21
図 5.2-5	発電機の制動係数の影響		5 - 22
図 5.2-6	発電機端子電圧の変化		5 - 23
図 5.2-7	調速系モデル		5 - 24
図 5.2-8	調速系の影響		5 - 25

図 5.2-9	発電機の電気出力と機械入力.....	5 - 25
図 5.2-10	調速系の影響 (PV の出力変動 : 3%) .....	5 - 26
図 5.2-11	周波数リレーの効果検証 (1 段リレー) .....	5 - 26
図 5.2-12	周波数リレーの効果検証 (2 段リレー) .....	5 - 27
図 5.2-13	Lembata 島の配電系統図.....	5 - 28
図 5.2-14	電圧降下の確認.....	5 - 28
図 6.4-1	設備規模と発電効率の関係.....	6 - 11
図 6.4-2	Kalimantan East Region 発電所のディーゼル燃料費、燃料運搬費実績 (2012 年 5 月) .....	6 - 13
図 6.4-3	Nusa Tenggara East Region 発電所の燃料費、燃料運搬費実績 (2011 年 5 月) .....	6 - 13
図 6.5-1	オフグリッドタイプ 1 耐用年平均発電コスト比較.....	6 - 15
図 6.5-2	オフグリッドタイプ 2 耐用年平均発電コスト比較.....	6 - 15
図 6.5-3	ハイブリッドタイプ 耐用年平均発電コスト比較.....	6 - 16
図 6.5-4	オングリッドタイプ 耐用年平均発電コスト比較.....	6 - 16
図 6.6-1	オフグリッドタイプ 2 とハイブリッドタイプの比較.....	6 - 19
図 6.6-2	需要パターン検討ケース.....	6 - 20
図 6.6-3	ハイブリッドタイプ 需要パターンに応じた発電原価比較 (ピーク需要 80kW) ...	6 - 21

## 表リスト

表 1.1-1	第1次クラッシュプログラムと第2次クラッシュプログラムの比較	1 - 3
表 1.1-2	PV 導入計画と担当部署	1 - 5
表 2.1-1	「イ」国の概要	2 - 1
表 2.1-2	新・再生可能エネルギーの導入目標	2 - 6
表 2.1-3	エネルギー関連法規の一覧	2 - 11
表 2.2-1	当面の PV 導入計画における電源構成と PV 容量の関係	2 - 17
表 2.2-2	離島の PV 導入状況および直近の導入計画	2 - 18
表 2.2-3	SHS 導入プログラム	2 - 22
表 2.2-4	新・再生可能エネルギーの小型発電所の開発計画	2 - 27
表 2.3-1	PLN の関連企業	2 - 32
表 3.1-1	PV 設備の運用に関する課題	3 - 1
表 3.2-1	PV 導入済の離島	3 - 3
表 3.2-2	モデルケースとする調査対象島の選定結果	3 - 4
表 4.1-1	Sebatik 島の発電設備運用状況 (2012 年 4 月)	4 - 2
表 4.1-2	Sebatik 島の PV 設備仕様	4 - 3
表 4.1-3	Derawan 島の電源構成	4 - 6
表 4.1-4	Derawan 島の PV 設備仕様	4 - 6
表 4.1-5	Lembata 県内の行政区分と PLN 事務所との関連	4 - 9
表 4.1-6	Lembata 島の PV 設備仕様	4 - 10
表 4.2-1	電力測定スケジュール	4 - 14
表 4.2-2	電力測定方法 (3 島共通)	4 - 15
表 4.2-3	各島の電力計測ポイントおよび期間	4 - 15
表 4.2-4	Dewawan 島の日別周波数最大・最少	4 - 18
表 4.2-5	Dewawan 島の日別電圧の平均・最大・最少	4 - 19
表 4.2-6	Lembata 島の日別周波数最大・最少	4 - 21
表 4.2-7	Lembata 島の日別電圧の平均・最大・最少	4 - 21
表 4.2-8	Sebatik 島の日別周波数最大・最少	4 - 24
表 4.2-9	Sebatik 島の日別電圧の平均・最大・最少	4 - 24
表 4.2-10	Derawan 島のインバータ出力 (一日の供給実績量)	4 - 27
表 4.2-11	Derawan 島のディーゼル発電設備の給電量およびピーク値	4 - 28
表 4.2-12	Lembata 島の太陽光の発電量、ピーク値	4 - 28
表 4.2-13	Lembata 島のディーゼル発電設備の給電量およびピーク値	4 - 29
表 4.2-14	Sebatik 島の太陽光の発電量、ピーク値	4 - 30
表 4.2-15	Sebatik 島のディーゼル発電設備 (単機) の給電量およびピーク値	4 - 30
表 4.2-16	Derawan 島の日負荷およびピーク負荷	4 - 31
表 4.3-1	100 島計画 (東ヌサトゥンガラ地方オフィス管内の状況)	4 - 35
表 4.4-1	Derawan 島の停電実績	4 - 36
表 4.4-2	Lembata 島の停電実績	4 - 39

表 4.4-3	Sebatik 島の停電実績.....	4 - 40
表 4.4-4	停電発生タイミングの整理.....	4 - 43
表 4.4-5	オングリッドにおける PV 容量比.....	4 - 45
表 5.1-1	PLN のニーズと適合技術との関連.....	5 - 6
表 5.1-2	経済運用による効果の試算.....	5 - 12
表 5.1-3	電力貯蔵用蓄電池比較表.....	5 - 13
表 5.1-4	リチウム電池価格の推移予測.....	5 - 14
表 5.1-5	「イ」国を想定した日本製と Derawan 島で採用された蓄電池の比較.....	5 - 14
表 5.1-6	レドックスフロー電池を用いた場合の 20 年ライフサイクルコスト.....	5 - 16
表 5.2-1	系統および発電機諸定数等の条件.....	5 - 20
表 5.2-2	調速系モデルのパラメータ標準値.....	5 - 24
表 6.2-1	PV システム導入タイプ.....	6 - 3
表 6.2-2	経済性比較検討ケース.....	6 - 5
表 6.3-1	Derawan 太陽光設備工事費用.....	6 - 6
表 6.3-2	PV、バッテリーの設備導入費用算定.....	6 - 7
表 6.3-3	PLN の PV システム導入コスト計画（オフグリッドタイプ対応）.....	6 - 8
表 6.4-1	設備規模別発電効率.....	6 - 11
表 6.4-2	ディーゼル発電所 O&M 費用実績（Berau Sub-Region）.....	6 - 12
表 6.4-3	経済分析の前提一覧表.....	6 - 14
表 6.5-1	耐用年平均コスト比較検討結果.....	6 - 15
表 6.5-2	設備導入コスト・耐用年数を変化させた場合の感度分析結果.....	6 - 17
表 6.5-3	ピーク需要に対する PV 最大出力比率変更 感度分析結果.....	6 - 18
表 6.6-1	ピーク電力、需要パターンに応じた発電原価.....	6 - 21
表 6.7-1	AMS-I.L による温暖化ガス削減原単位.....	6 - 22
表 6.7-2	AMS-I.F による温暖化ガス削減原単位.....	6 - 23
表 6.7-3	各 PV システム導入タイプによる温暖化ガス削減量.....	6 - 23
表 7-1	PV 導入計画における課題・対策および提言.....	7 - 1
表 7.1-1	需要家数 200 程度を対象とした電化方法による平均発電コスト （PV+バッテリー）.....	7 - 2
表 7.1-2	需要家数 200 程度を対象とした電化方法による平均発電コスト （PV+バッテリー+ディーゼル発電機）.....	7 - 2
表 7.1-3	PV システムが有利となる燃料費と平均発電コスト.....	7 - 3
表 7.1-4	PV 導入比率を変化した場合の平均発電原価試算.....	7 - 3

## 略語集

略語	正式名	和名
ADB	Asia Development Bank	アジア開発銀行
AfD	French Development Agency	フランス開発庁
APBN	State Budget Revenue and Expenditure	国家予算
ASEAN	Association of South-East Asian Nations	東南アジア諸国連合
AusAID	The Australian Agency for International Development	オーストラリア国際開発庁
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整機能
BAU	Business as Usual	GHG 排出の対策を何も行わない場合
BBM	Fuel Oil	石油燃料
BPPT	Agency for the Assessment and Application of Technology	技術応用評価庁
Bappenas	State Ministry of National Development Planning	国家開発企画庁
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CMEcon	Coordinating Minister for Economic and Industry	経済産業大統領補佐大臣室
COP15	Fifteenth Session of the Conference of Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change	第 15 回気候変動枠組条約締約国会議
DAK	Specific Allocation Fund	特別配分金
DEN	National Energy Council	国家エネルギー審議会
DME	Energy Self-Sufficient Village	エネルギー自給村
EKUIN	Coordinating Ministry for Economic and Industry	経済担当調整大臣府
ESDM	Minister of Energy and Mineral Resources	エネルギー・鉱物資源省
F/S	Feasibility Study	事業可能性調査
FIT	Feed-In Tariff	固定買取制度
GEF	Global Environment Facility	地球環境基金
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)	ギガワット
GWh	Gigawatt – hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)	ギガワットアワー
Hz	Hertz	周波数
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
ICCTF	Indonesia Climate Change Trust Fund	気候変動信用基金
IIGF	Indonesia Infrastructure Guarantee Fund	インドネシア・インフラ保証基金
IPP	Independent Power Producer	独立発電時豪奢
KDN	Ministry of Home Affair	内務省
KfW	Reconstruction Credit Institute	ドイツ復興金融公庫
km	Kilometer	キロメートル
km <sup>2</sup>	square kilometer	平方キロメートル
KPDT	Ministry of Development of Disadvantaged Region	僻地開発促進省
kV	Kilo Volt	キロボルト
kVA	Kilo Volt Ampere	キロボルトアンペア
kW	kilowatt	キロワット
kWh	Kilowatt - hour	キロワットアワー
LIMAR	Independent Electricity for People	人民独立電力
MW	Megawatt (= 1,000 kW)	メガワット

略語	正式名	和名
MWh	Megawatt – hour (= 1,000 kWh)	メガワットアワー
Migas	Oil and Gas	石油ガス総局
m	meter	メートル
mm	millimeter	ミリメートル
NEC	National Energy Council	国家エネルギー評議会
NGO	Non-Governmental Organizations	非政府組織
OBKD	Village-owned Financial Institutions	村落金融機関法
OMS	Organisasi Masyarakat Setempat	ローカルの社会組織
PLN	PT. PLN (Persero)	国有電力会社
PLTA	Hydro Power Plant	水力発電所
PLTD	Diesel Power Plant	ディーゼル発電所
PLTG	Gas Power Plant	ガス発電所
PLTP	Geothamal Power Plant	地熱発電所
PLTS	Solar Power Plant	太陽光発電所
PLTU	Steam Power Plant	蒸気発電所
PPA	Power Purchase Agreement	売(買)電契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PV	Photovoltaic	太陽光発電
RPJMN	National Medium-term Development Plan 2010~2014	国家中期開発計 2010~2014
RUPTL	Long Term Electricity Development Plan 2011-2020	電力供給総合計画
Rp	Indonesian Rupiah	インドネシアルピア
s	second	秒
SET	Solar Energy Technology	太陽エネルギー技術
SHS	Solar Home System	家庭用太陽光発電システム
SLS	Solar Lighting Systems	太陽照明システム
SWH	Solar Water Heaters	太陽熱温水器
TA	Technical Assistance	技術供与
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
UNEP	United Nations Environment Programme	国際連合環境計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
USD	United States Dollar	米ドル
V	Volt	ボルト

# 要 約



## 第1章 調査の目的と背景

### 1.1 調査の背景

インドネシア国（以下「イ」国）は、5つの主要な島（ジャワ島、スマトラ島、ニューギニア島、カリマンタン島、スラウェシ島）と17,000以上の中小の島から成り立つ島嶼国家であり、総勢2億3,000万人もの人口を誇っている。国有電力会社（PLN：PT.PLN (Persero)）作成の電力供給総合計画2011-2020（RUPTL：Long Term Electricity Development Plan）によると、「イ」国全体の電化率は67.5%で同じ東南アジア諸国連合（ASEAN：Association of South-East Asian Nations）域内諸国に比して低い割合に留まっており、いまだ6,000万人以上が電気のない暮らしを送っている。RUPTLは、2020年には電化率を94.4%にすることを目標に掲げ、地方の電化率向上に取り組んでいる。

一方、「イ」国では、温室効果ガス（GHG：Greenhouse Gas）削減に関し、2020年時点でのGHG排出量を、対策を何も行わない場合に対して26%削減し、さらに2025年までに一次エネルギー消費のうち、再生可能エネルギーの割合を15%まで高めることを大統領令により定めている。現状の「イ」国の離島における電力は主にディーゼル発電によって供給されており、電化率の向上にあたっては、GHG排出量削減も同時に達成する必要がある。

電化率向上とGHG削減を同時に達成するため、PLNは、島嶼部の電化率向上の手段として、「イ」国東部の1,000島に太陽光発電（PV：Photovoltaic）を導入することを計画（LAPORAN TIM REMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU：1,000島計画）している。PVによる離島の電化は、ディーゼル発電を抑制し、燃料費の削減にも寄与することが期待されている。

しかしながら、PVを始めとする再生可能エネルギーは自然条件により出力が変動しやすく、電力の安定供給のための系統の構成・運用が課題となっている。

「イ」国における離島の電化と再生可能エネルギー普及促進に資するため、このような問題の解決に向けた現時点での情報収集と現状の確認が必要となっている。

### 1.2 「イ」国島嶼地域におけるPV設置の動向

上記方針により、PLNは、下表に示すように「イ」国全域の1,000島を対象にPVの導入を計画している。一方、近時点計画として「イ」国東部地域の100島を対象にした導入計画（100% Solar Energy for 100 Island：100島計画）も存在する。なお、この100島計画はPLNの自己資金で行っている。ただし、導入予定時期は、当初計画に対し遅れている。

表 1.2-1 PV 導入計画と担当部署

対象	対象	導入予定時期	PLN 担当部署
1,000 島計画	1,000 島	2013～2015 年	Construction 局 New and Renewable Energy
100 島計画	東部の 100 島 (近時点計画)	2012 年	Operation of East Indonesia Region 局

出典：調査団作成

### 1.3 調査の目的

本調査では、「イ」国東部の島嶼部での電化率向上および GHG 削減に寄与する PV の導入状況ならびに当該地域離島マイクログリッドの現状につき情報収集を行うとともに、すでに PV システムが導入されているものの、電力の安定供給に関して問題を有している「イ」国東部の 3 箇所の離島をモデルケースとして、その問題の分析と解決策について提案を行うことを目的とする。また、この検討をもとに他島への PV システムの展開について提言を行い、再生可能エネルギー普及促進に寄与するとともに離島マイクログリッドの安定運用に資する。具体的には、以下に示す項目を実施する。

- 1) 離島における PV の導入状況、マイクログリッドについて関係機関に対する情報収集及びレビューを行い、本調査で検討すべき課題を抽出する。
- 2) 抽出した課題を改善すべく、必要により本邦技術等（製品、技術、経験等）も活用し、問題解決が図られ、当該地域要望を満足する、効果的な対応策を提案する。その特徴、長所、短所、方法、留意点についても整理する。
- 3) 提案内容について関係機関との協議により、「イ」国東部の島嶼部での PV 普及を図ることができる実施可能な最適案について提言する。

### 1.4 調査の対象地域

第 1.1 節「調査の背景」、第 1.3 節「調査の目的」を踏まえ、その目的達成のため、PV に関連した「イ」国島嶼部特有の問題を明らかにするため、すでに PV により電化された島嶼の調査を行うものとする。

- ・調査対象地域：「イ」国 東部「イ」国島嶼部

## 1.5 調査の基本方針

本調査の実施事項は、前述目的を達成すべく大きく次の2つに分類される。

- ① 情報収集と問題分析
- ② 停電防止策と他島展開戦略の提案

最終的な成果である『②停電防止策と他島展開戦略の提案』では、現地における PV の現状、問題点など情報をベースに、『①情報収集と意見交換』の中で実施) 特に調査対象地域に沿った電力品質要望に即し、今後の効果的な PV 促進が図れるべく様々な観点から当該国・当該地域に受け入れられる現実的な解決策と他島展開戦略の提案に留意する。

## 第 2 章 太陽光発電普及に係る目的、内容等の確認

### 2.1 太陽光発電普及計画及び現状

#### (1) 離島に導入する PV システムの形態

PLN の「イ」国離島に PV を導入する計画（1,000 島計画）では、導入する離島の状況により設備形態を考慮しており、以下の 3 種類に分類される。

なお、この 3 種類の分類は PLN の定義<sup>1</sup>による。また、この導入形態は「イ」国東部の 100 島計画にも適用されている。

種 類	設備形態	適用箇所
オフグリッド タイプ	PV + バッテリー	未電化地域に適用される。1 日あたりの運用時間は 12 時間の場合と 24 時間の場合がある。
ハイブリッド タイプ	PV+ バッテリー + ディーゼル発電	比較的小規模な電化地域に適用される。PV とディーゼル発電とはシリーズで運転される。
オングリッド タイプ	PV + ディーゼル発電	比較的大規模な電化地域に適用される。日中の負荷に対する PV 容量は 20% 以下としている。

未電化の離島では、オフグリッドタイプが適用される。既にディーゼル発電機が設置されており電化されている離島では、需要が小規模（需要家数約 200 以下）であればハイブリッドタイプを、比較的大規模（需要家数約 300 以上）であればオングリッドタイプを適用する。

#### (2) 100 島計画のサイト情報

100 島計画として 114 候補サイト（導入済サイト含む）がリスト化されている。内訳は 49 サイトが業者と契約済または契約中であり、残りは、入札中または入札準備中である（2012 年 4 月時点）。

提供された情報の主な項目とサイト数を以下に示す。

- |    |            |         |
|----|------------|---------|
| 1. | サイト名       | 114 サイト |
| 2. | 地域名        | 114 サイト |
| 3. | PV 容量      | 114 サイト |
| 4. | 電源構成       | 72 サイト  |
| 5. | 給電時間（導入前後） | 67 サイト  |

上記項目について、統計的な整理を行った。

1) PV 容量別の分類

PV容量は、最低 50kWpから最大で 600kWpである。平均値は 181kWpである。PLNの基準<sup>1</sup>に従い、PV容量別に整理したものを図 2.1-1 に示す。PV容量別では 99kW以下が全体の 19%、100kW～299kWは 58%、300kW以上は 23%となっている。

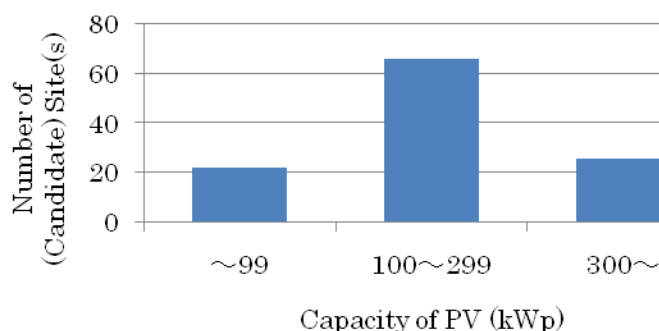


図 2.1-1 当面の PV 導入計画における PV 容量別サイト数

2) 電源構成について

電源構成について整理した。結果を図 2.1-2 に示す。オフグリッドタイプは 23 サイトで全体に対し 32%、ハイブリッドタイプは 43 サイトで 60%、オングリッドタイプは 6 サイトで 8%の構成比率である。

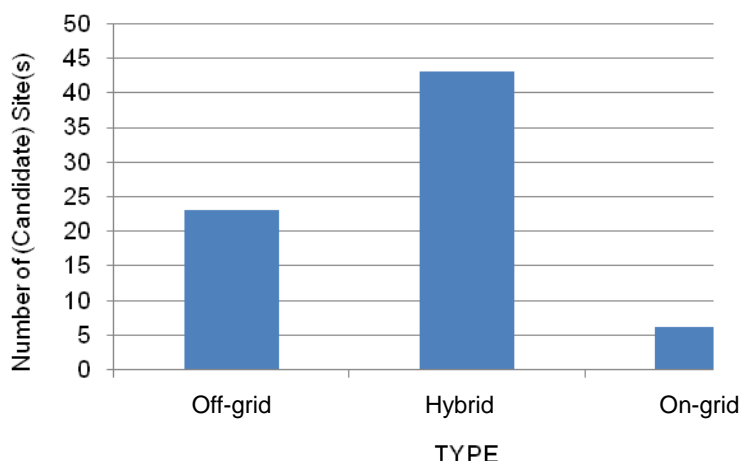


図 2.1-2 当面の PV 導入計画における電源構成別サイト数

1 「LAPORAN TIM PEMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU」 収集資料リストの資料 NO.4 が該当

### 3) 未電化地域の特徴

給電時間に関する情報は 67 サイト分提供された。これらのサイトの内訳は「業者と契約済または契約中 (49 サイト)」と「入札中または入札準備中 (26 サイト)」である。

「業者と契約済または契約中」の 49 サイトの内、未電化地域への PV 設備導入が確認できたのは 12 サイト (24%) である。これらのサイトは全てオフグリッドタイプでの導入が検討されている。

また、「入札中または入札準備中」のサイトの内、給電時間の情報がある 26 サイト中 10 サイト (38%) が未電化地域からの電化である。

### 4) まとめ

本計画における電源構成と PV 容量の関係を表 2.1-1 に示す。本計画は、PV 容量は 100 ~299kWp 規模、システム構成はハイブリッドタイプが最も普及が期待できるパターンと想定される。また、本傾向は 1,000 島計画においても、離島選定のクライテリアが基本的に同じであることより、同じ傾向であると想定する。

**表 2.1-1 当面の PV 導入計画における電源構成と PV 容量の関係**

PV 容量 (kWp)	設備構成 (TYPE)		
	Off-grid	Hybrid	On-grid
~99	8% (6Sites)	4% (3Sites)	1% (1Site)
100~299	22% (16Sites)	43% (31Sites)	4% (3Sites)
300~600	1% (1Site)	13% (9Sites)	3% (2Sites)

### (3) 1,000 島計画のサイト情報

同計画の具体的な候補サイトの資料についてはオーソライズされておらず開示されていない (2012 年 6 月現在)。

## 第 3 章 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題とモデルケース選定

### 3.1 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題の分析(調査開始時)

本調査でのモデルケースとする調査対象島の選定のため、調査開始直後(2012年3月)に PLN と協議を行った。PLN は、運開済みの PV 設備において現在具体的な課題を抱えているサイトとして Gili Trawangan 島と Bunaken 島との 2 島を紹介した。具体的な課題を表 3.1-1 に示す。

**表 3.1-1 PV 設備の運用に関する課題**

Gili Trawangan 島	Bunaken 島
<p>急激な PV 出力変動による周波数変動の問題により、PV は 200kW の発電能力があるものの、100kW に抑制して運用している。ディーゼル発電の総出力は 1MW、昼間の最大負荷は約 500kW である。</p> <p>Gili Trawangan 島はリゾート地であり観光客が多いが、観光客の数は季節によって変動する。そのため、ピークの季節とオフピークの季節では、電力需要が異なる。PV 設備の設計時、ピークの季節で負荷想定を行ったため、問題になったと想定される。蓄電池がないシステムなので、PV の供給過剰を吸収することが出来ないための不具合である。<sup>2</sup></p>	<p>Bunaken は、蓄電池を設置し無停電での 19 時間給電を前提に設計した。</p>

### 3.2 モデルケースとする調査対象島の選定

#### 3.2.1 選定の考え方

選定の方針については、PV が導入された離島から、停電が頻発する島等運用に支障が出ている島の中から、人口規模、地理条件、電力需要の状況、電源構成等について、異なる島を選定し、多様な状況に対応し得る解決策の検討が可能となるよう、可能な限り配慮した。

既に運開している前述 9 地点より、

- 1 重複調査回避 [別案件調査の Gili Trawangan, Bunaken, Sumba<sup>3</sup> の 3 島は対象外]
- 2 電源設備形態の相違 (PV、バッテリー、ディーゼル発電等)

<sup>2</sup> PLN (Division of New and Renewable Energy) との 3 月 28 日の協議。詳細は面談記録参照。

<sup>3</sup> Sunba 島には、PV は導入されておらず、マイクロ水力が導入されている。

- 3 発電容量
- 4 PV容量が 100kWp以上<sup>4</sup>
- 5 ディーゼル電源が入っていること<sup>5</sup>

等を考慮し最終的に、将来のモデルケースとなり得る離島として、相手国実施機関（PLN）とも協議を重ね、以下に示す 3 島を選定した。

**表 3.2-1 モデルケースとする調査対象島の選定結果**

離島名	電源構成	PV 規模	課題
Derawan	ハイブリッドタイプ (PV + Battery + DG)	100 kW to 300kW (170kW)	PV と DG の 並列運転不可
Lembata	オングリッドタイプ (PV + DG)	100 kW to 300kW (200kW)	既存最大規模 PV で課題確認中
Sebatik	オングリッドタイプ (PV + DG)	More than 300kW (340kW)	

4 1,000 島への PV 導入計画において候補サイトが豊富。

5 発電コスト及び GHG 排出量削減のため。



## 第 4 章 対象島に係る現状確認、問題分析

### 4.1 3 島の調査結果のまとめ

インドネシアの離島にかかる設備状況・運用状況をそれらの評価・課題とともに以下に示す。

#### (1) ディーゼル発電設備

##### 1) 調査結果

効率のよいものをベース運転しており、効率の悪いものはピーク時の運転、もしくは緊急用として普段は用いられていない。旧式のものには基本的に効率が悪く、予算が許せば順次取替える計画である。

##### 2) 評価・課題

運用状況として、効率のよいディーゼル発電機から運転する方法は正しいといえる。PV と組み合わせた場合において、さらに効率のよい運転、信頼性のある運転を実現できるよう、第 5 章にハイブリッドタイプおよびオングリッドタイプにおける改善提案を示す。

#### (2) PV 設備

##### 1) 調査結果

PV 設備の設置は PLN の自己資金で行われており、すべてインドネシアコントラクターが受注している。PV およびバッテリーは中国製で、インバータに一部ドイツ製が使用されている。新設後日も浅く、特に大きな問題は発生していない。また、メーカ設計による耐用年数は PV パネル：20 年、バッテリー：5 年、インバータ：20 年とのことである。

##### 2) 評価・課題

現状設備としての致命的な問題は発生していないものの、第 5 章において高い信頼性、保守運用の簡素化、ライフサイクルコストの低減が期待できるバッテリーの提案を行う。

#### (3) 配電系統

##### 1) 調査結果

どの系統も 20kV 配電を基本としている。導体種類は AAAC (All Aluminum Alloy

Conductor) でほとんどの箇所では径は 70mm<sup>2</sup> が用いられており、支持物はパンザマストを適用している。配電線の雷対策として、変圧器にアレスタが設置されている。これらは PV が設置されている離島に限らず、東カリマンタン地方事務所、東ヌサトゥンガラ地方事務所でも共通の仕様である。

## 2) 評価・課題

設備の信頼性としては問題ないが、統一仕様を使用しており、過大な設備投資をしている場合もあるため、第 5 章で配電電圧の考え方を提案する。

## (4) 系統制御

### 1) 調査結果

継電器は過電流保護継電器、地絡保護継電器のみを設置している。落雷等の事故時は過電流継電器で 2 秒後に自動遮断を行う。復旧は手動で実施するが、ディーゼル発電の再起動は約 10 分で可能とのことである。

電圧・周波数変動に対しては自動電圧調整器・ガバナで調整し、それぞれの大きな逸脱を防ぐとともに、運用員が目視で変動を監視し出力調整を行う対応も行っている。

### 2) 評価・課題

現状の設備によるシミュレーション結果ならびにその考察を第 5 章に述べる。

## (5) 運用・保守

### 1) 調査結果

運用員が 1 名以上、現地離島の事務所に駐在しているが、補修や定期的な保守は支店が担当している。なお、運用コストとして、PLN 要員の人件費は約 3～5 百万 Rp/月とのことである。

### 2) 評価・課題

PLN の運用員だけでの補修、トラブル時の対応には限界があり、サプライヤの支援体制の充実など、第 5 章に提案する。

## 第 5 章 対象島における停電防止策の検討

### 5.1 対象島における頻発する停電に対する防止策の提案

これまでの PLN 本店ならびに PLN 地方事務所への聞き取り結果、PLN の離島電化にかかるニーズを纏めると、優先度順に以下のとおりとなる。

- (1) 電化率の向上
- (2) 経年しているディーゼル発電機のリプレース
- (3) 燃料焚き減らしを含むオペレーションコストの削減
- (4) 設備利用率の向上
- (5) 運転保守の容易化
- (6) 供給信頼度の向上

特に電化率向上への期待が大きいのは、島全体が未電化の離島が多いだけでなく、既に電化されている離島においても電化地域が一部のみであるところが多く、未電化地域は数多く存在するためである。そのために、電源として既設のディーゼル発電だけでなく PV を設置しているほか、系統面の増強という観点から、配電線の延伸が随時進められている。配電線の増強は、今回調査対象であった Sebatik 島、Lembata 島においても適宜実施されている。

上記(2)にも示すように既存のディーゼル発電機での経年の問題も踏まえると、新規電源としての PV への代替も期待される場所である。さらに、燃料費の高い地域では(3)の問題が顕著となっているため、新型のディーゼル発電機への取替や PV への転換を狙っている。また、(4)に示す設備利用率については、特に PV のエネルギー利用率を向上する方策が望まれている。

一方で、(5)に示す運転保守の容易化という側面では、現在手動で実施している操作を極力自動化するというニーズもあるが、このニーズは先に示した電化率向上やオペレーションコストの削減、といった課題に比べ、優先順位が低い。しかし、手動運転が適正にできないことが原因で停電に発生する頻度も無視はできない。また、PV 発電設備は建設後、日が浅くまだ大きなトラブルや問題には至っていないものの、今後の経年によるトラブル、耐用年数経過後の取替方策に関しては潜在的な問題を抱えている。

こうした電化率向上方策に対応し、オングリッドタイプでの PV 比率向上は PV によるアワー増大に寄与し、ハイブリッドタイプへの EMS 適用は、最適運転によるアワー増大、ならびにピーク時間帯への PV による供給に寄与すると考え、第 7 章で提言する。これらの周波数・電圧制御や経済負荷配分制御といった EMS の適用は、同時に保守運用の容易化・停電頻度の減少にも寄与することができる。

## 第 6 章 太陽光発電導入に係る経済的比較検討

### 6.1 各タイプ別 PV システムと DG 単独システムとの経済的比較検討

PV システム、DG 単独システムに関する実態を踏まえた条件により、各 PV システムのタイプについて、20 年間のキャッシュフローモデルにより、現時点における NPV を年間発電量で除すことにより、平均発電コストを算定した。

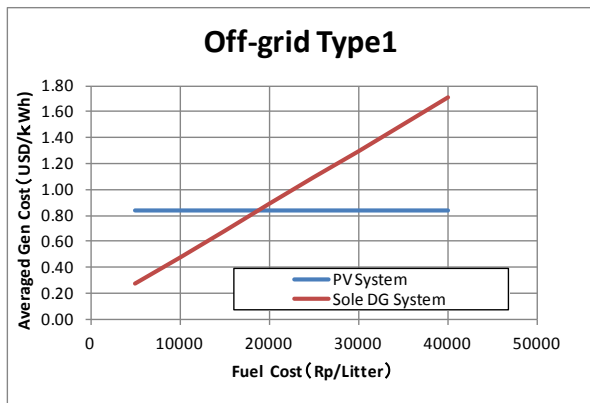


図 6-1 オフグリッドタイプ 1  
耐用年平均発電コスト比較

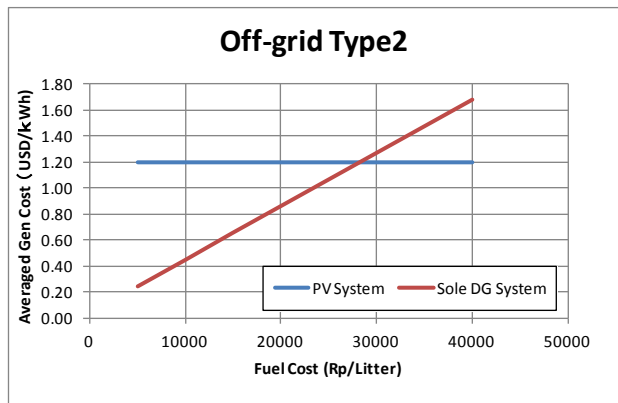


図 6-2 オフグリッドタイプ 2  
耐用年平均発電コスト比較

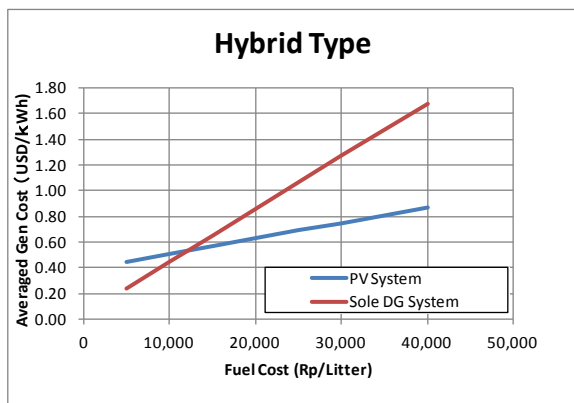


図 6-3 ハイブリッドタイプ  
耐用年平均発電コスト比較

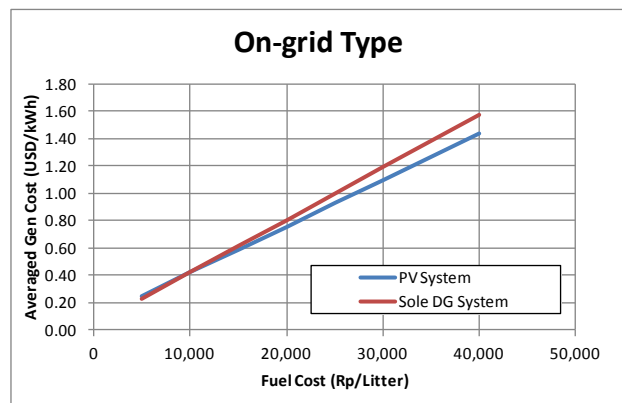


図 6-4 オングリッドタイプ  
耐用年平均発電コスト比較

以上の検討より、以下の内容が明らかとなった。

- 1) オフグリッドタイプ 1 に関しては、運搬費用を含めたディーゼル燃料コストが 19,000Rp/Litter 程度が採算分岐点となり、それ以上の燃料コストが必要な離島に関し、PV システムの導入が経済的に有利となる。なお、採算分岐点での平均発電コストは約 0.84USD/kWh である。

- 2) オフグリッドタイプ 2 に関しては、採算分岐点が 28,000Rp/Litter 程度となり、DG を含まない PV システム (PV+バッテリー) のみで離島の 24 時間電化が可能な離島はかなり限定されると考えられる。採算分岐点での平均発電コストは約 1.19USD/kWh である。
- 3) ハイブリッドタイプに関しては、燃料コストが 12,000Rp 程度以上であれば PV システムの導入が経済的に有利となる結果となった。ただし、燃料費が上昇するにつれて PV システムの効果が大きく発現することになるため、現状すでに DG 単独システムで電化されている島への PV システム導入は、ディーゼル燃料費の変動を考慮すると、燃料費負担の変動を防止する意味で、一定の効果があると考えられる。採算分岐点での平均発電コストは約 0.53USD/kWh である。
- 4) オングリッドタイプに関しては、PV システムの規模が小さいことから、DG 単独システムに対して大きな経済的メリットは期待できないが、燃料コストが 10,000Rp/Litter 以上であれば、小規模 PV システムを既存の系統に接続することで、ある程度の経済効果が期待できることがわかった。採算分岐点での発電コストは約 0.42USD/kWh である。

**第 7 章 提 言**

これまでの調査結果を踏まえ、今後、「イ」国における円滑な PV 導入計画を推進していくために、「イ」国政府や PLN が特に認識すべき課題と取るべき対策としては、表 7-1 の通りである。この中で特に、一層の導入促進を図るため、長期視点に立った経済性・信頼性評価に基づき設計・設備構築として主に下記事項を提言する。

**表 7-1 PV 導入計画における課題・対策及び提言**

課 題	対 策	提 言
■ DG 発電コストが高い	■ PV 導入による発電コスト低減 [通常 20%以下]	■ PV システム導入の経済性評価
■ オングリッドタイプにおいて PV 設備容量が日中負荷に対して大きい場合、PV 出力を抑制して運転	■ 周波数リレーの設置による需給バランスの均衡化 ■ バッテリーの設置による出力変動分の補償	■ 経済性を追求した PV 導入比率の増加
■ PV の出力が負荷に供給される割合が低い ■ 発電機の手動切替時に停電発生	■ ハイブリッドタイプ における 経済運用・自動運転 [EMS]	■ PV 導入のマイクログリッドシステムの経済運用
■ 蓄電池の寿命・品質に対する懸念	■ 長寿命で品質の高い日本製バッテリーの採用検討	■ 信頼性の高い蓄電設備の選定
■ 小規模離島における配電電圧の設定	■ 配電電圧の設定 [400V 配電の採用]	■ システム構成の最適化
■ 現地運用員だけの維持管理の困難性	■ 予備設備の設置 ■ 問題発生時のサプライヤの支援	■ インバータ関係のパッケージ化
■ その他	■ 離島電力需要予測の適正化他	■ 全般的な推奨事項

**7.1 PV を導入するマイクログリッドシステムの設計**

**(1) PV システム導入の経済的評価**

- 離島の電化にあたり、ディーゼル発電単独システムに替えて PV システム (PV、バッテリー、ディーゼルの組み合わせ) を導入することで、より経済的となる場合があり、燃料費の削減、温暖化ガス排出抑制を図ることができる。特に燃料運搬費用が高くなる離島に関しては、その効果が顕著に表れる。

**(2) 経済性を追求した PV 導入比率の増加**

- 既にディーゼル発電が導入されている離島に PV を導入する場合、系統安定の観点からピ

ーク需要に対する PV 最大出力は 20%程度が限度であるとされている。ここで、系統コントロールシステムを高度化することにより、PV 出力比率を高めることができる可能性がある。この場合、下記試算に示す通り、輸送費用を含めたディーゼル燃料費が高い離島では、PV 導入比率をさらに増加することにより、急激ではないがマイクログリッドシステム全体の発電コスト低減が期待される。また、化石燃料消費削減・GHG 削減への寄与が期待される。

### (3) インバーター関係のパッケージ化

- PV 出力電圧設定を含むインバーター関係設計を統一・量産化することにより、PV システム設計の効率化・低廉化を図ることを推奨する。
- 室温・耐塩及び防塵等の機器環境を保持するため、建屋建設が必要である。各離島で個別設計するよりは、信頼性、建設容易性及び低廉化等を目指しコンテナによるパッケージ化の検討を推奨する。
- また、実現化・推進策として一定規模の一括発注も考慮すべきである。

## 7.2 PV 導入のマイクログリッドシステムの経済運用

- 特に、PV 発電、蓄電池及びディーゼル発電機を併用したマイクログリッドシステムの発電運用については、電圧もしくは周波数制御を用いた需給調整システムの適用を推奨する。
- ディーゼル発電機の台数制御も考慮した効率運転は、相当の化石燃料削減効果が期待でき、経済運転制御システムの適用を推奨する。これは EMS を用いることで PV、蓄電池、ディーゼル発電機それぞれの出力を調整することで可能であるが、通信設備を伴わない設計等に配慮すれば安価なシステム構築が可能である。

## 7.3 信頼性の高い蓄電設備の選択

- PV 導入する系統状況によっては、蓄電池の併用が必要である。現行の蓄電池については、鉛蓄電池が主流であるが、その性能・耐久性には製品バラツキが認識されている。特に、他構成設備と比較して寿命も短く取り替え頻度も多い。そのため、このバラツキは長期視点での経済評価への影響を与える。それゆえ、蓄電池の採用に当たっては、特に長期視野に立った実態の信頼性・コンパクト及び O&M も含めた経済性評価を推奨する。
- 蓄電池については、実態把握のため、必要に応じ、経年後のサンプリングによる性能評価等も推奨する。

## 7.4 系統構成の最適化

### (1) 400V 配電系統の設計・検討

- 電化対象離島の需要家密度・分布状況によっては、将来需要状況も考慮のうえ 20kV 配電線構築でなく、未電化地域で計画されているように、限定地域への 400V 配電送電も比較検討されるべきである。

将来的には、限定地域通しの 20KV 配電線連系も考慮し、個別離島毎に無駄のない系統構築を考慮すべきと考える。

## 7.5 全般的な推奨事項

### (1) 離島電力需要予測の適正化

- 系統へ過度な影響を与えることなく導入 PV 設備の有効活用を図るためには、設計時点で単に需要家数をベースにするのではなく、離島内の需要家分類、聞き取り等も参考に需要予測精度の向上を図ることを推奨する。

この課題は、既に次のように「イ」国側で考慮されている。

ー オフグリッドタイプおよびハイブリッドタイプについては、既に電化されている地域がある場合、PV 容量は需要家数でなく需要特性によって計画されている。

### (2) 予備品の整備

- 前述の、インバーター関係のパッケージ化に伴い、遠隔地での設備事故障害時の早期復旧のため、地域共有の予備パッケージ有効活用の検討を推奨する。

### (3) 蓄電池の回収、リサイクル

- 離島電化に伴い蓄電池設備の拡大が予想される。また、比較的寿命も短く、多くの取り替えも必要となる。
- 現状での適用としては鉛蓄電池が主流と考えられるが、廃棄に伴う環境問題の発生が懸念され、取り替え蓄電池の回収・リサイクルシステムの構築検討を推奨する。

以上、効率、経済性の向上により円滑な PV 導入による電化率向上、化石燃料消費削減の向け「イ」国関係者自身による、認識・評価されることを期待する。



# 第1章

## 調査の目的と背景

## 第1章 調査の目的と背景

### 1.1 調査の背景

インドネシア国（以下「イ」国）は、5つの主要な島（ジャワ島、スマトラ島、ニューギニア島、カリマンタン島、スラウェシ島）と17,000以上の中小の島から成り立つ島嶼国家であり、総勢2億3,000万人もの人口を誇っている。国有電力会社（PLN：PT.PLN (Persero)）作成の電力供給総合計画2011－2020（RUPTL：Long Term Electricity Development Plan）によると、「イ」国全体の電化率は67.5%で同じ東南アジア諸国連合（ASEAN：Association of South-East Asian Nations）域内諸国に比して低い割合に留まっており、いまだ6,000万人以上が電気のない暮らしを送っている。RUPTLは、2020年には電化率を94.4%にすることを目標に掲げ、地方の電化率向上に取り組んでいる。

一方、「イ」国では、温室効果ガス（GHG：Greenhouse Gas）削減に関し、2020年時点でのGHG排出量を、対策を何も行わない場合に対して26%削減し、さらに2025年までに一次エネルギー消費のうち、再生可能エネルギーの割合を15%まで高めることを大統領令により定めている。現状の「イ」国の離島における電力は主にディーゼル発電によって供給されており、電化率の向上にあたっては、GHG排出量削減も同時に達成する必要がある。

電化率向上とGHG削減を同時に達成するため、PLNは、島嶼部の電化率向上の手段として、「イ」国東部の1,000島に太陽光発電（PV：Photovoltaic）を導入することを計画（LAPORAN TIM REMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU：1,000島計画）している。PVによる離島の電化は、ディーゼル発電を抑制し、燃料費の削減にも寄与することが期待されている。

しかしながら、PVを始めとする再生可能エネルギーは自然条件により出力が変動しやすく、電力の安定供給のための系統の構成・運用が課題となっている。

「イ」国における離島の電化と再生可能エネルギー普及促進に資するため、このような問題の解決に向けた現時点での情報収集と現状の確認が必要となっている。

### 1.1.1 「イ」国の電力事情と電化状況

#### (1) 「イ」国のエネルギー消費状況

東西 5,000 km にもおよぶ広い国土と海洋をもつ「イ」国は、石油や天然ガスの輸出国である。ASEAN 10 カ国中最大の人口を抱える「イ」国では、経済成長に伴いエネルギー消費が 1985 年以降の 20 年間に 3 倍以上に増大し、国内のエネルギー事情は大きく変貌している。モータリゼーションが進行し、石油消費が増加を続ける一方で、石油生産は 1995 年以降減少に転じている。バイオマスを除く一次エネルギーは 2000－2010 年の期間では年率 5% で増加してきたが、エネルギーの大半は石油・天然ガス（2010 年で 71%）が占めている。

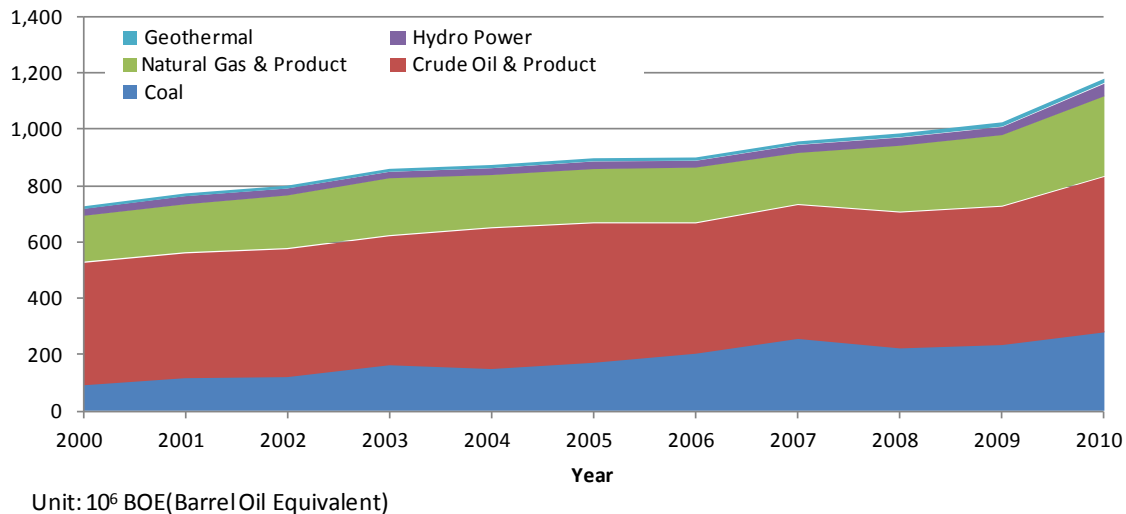


図 1.1-1 一次エネルギーの内訳および変化

出典：2011 Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia, MEMR<sup>1</sup>

旧来より電力不足が指摘されている中、PLNは、今後の経済成長を踏まえ、2010年から2019年における全土の電力需要の伸びは年平均9.2%と予想している。電力不足解消のため、「イ」国政府は、2006年7月に第1次クラッシュプログラムを、2010年1月に第2次クラッシュプログラム<sup>2</sup>（第2次クラッシュ）を策定している。

電源開発促進は急務の課題であり、その政策は推進されているものの、「イ」国政府の予算は限られていることから、独立発電事業者（IPP：Independent Power Producer）の促進が期待されており、第2次クラッシュでは半分以上がIPP事業となっている。

<sup>1</sup> エネルギー鉱物資源省：Ministry of Energy and Mineral Resources

<sup>2</sup> 第2次クラッシュプログラムは、2012年1月に改訂されている。

「イ」国政府は、電力分野を含めたインフラ全般の民間投資を促進するため、官民連携（PPP：Public Private Partnership）事業を推進しており、その第1号案件として「中部ジャワ石炭火力発電所（超々臨界または超臨界技術を活用した 1,000MW×2 基の石炭火力発電所）」は、2011年10月に日本企業との間で売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）が締結されている。

「イ」国政府はインドネシア・インフラ保証基金（IIGF：Indonesia Infrastructure Guarantee Fund）を設立し、PPP事業に係る政府保証を担う機関として位置付けているものの、IIGFの資本規模は限定的であるため、中部ジャワ石炭火力発電事業については財務大臣との共同保証という形を取っている。

表 1.1-1 第1次クラッシュプログラムと第2次クラッシュプログラムの比較

	第1次クラッシュプログラム	第2次クラッシュプログラム <sup>3</sup>
開発計画年	2006－2009	2010－2014
開発方式	PLN: 100%	PLN：44.3%、IPP：55.7%
電源開発量	約 10,000MW	9,500MW（約 10,000MW）
目的	緊急電源開発 脱石油政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 緊急電源開発</li> <li>・ 電源の多様化</li> <li>・ 新・再生可能エネルギー導入</li> </ul>
電源種別	石炭：100%	地熱：41.7%、水力：12.6% 石炭：35.6%、ガス：1.1% ガスコンバインドサイクル：9.0%
法的根拠	大統領令 2006 年第 71 号	大統領令 2010 年第 4 号 エネ鉱大臣令 2010 年第 2 号 同大臣令 2010 年第 15 号により改正 2012 年 1 改訂

出典：調査団作成

## (2) 「イ」国の電化状況

「イ」国の電化率は 67.5%と周辺国に比べ低く、特に山間僻地や離島には 6,000 を超える未電化貧困村落があると言われている。地方電化事業は、社会インフラ整備の一環として中央政府からの補助金を用いて PLN や MEMR、協同組合省などがこれを推進してきた。その結果、1993年に30%程度であった電化率は通貨危機直前の1997年には50%を超えたが、それ

3 2次クラッシュプログラムは、2012年1月に改訂された。開発方式は PLN 37.4%、IPP 62.6%；電源開発量は約 10,000MW；電源種別は、地熱：51.7%、水力：18.4%、石炭：31.9%、ガス：2.9%、その他 0.6%である。

以降は中央政府からの補助金が期待できなくなり、地方電化事業は進展していないのが現状である。なお、PLN の配電線の届かない離島の電化事業（オフグリッド）では、多くのディーゼル発電が導入されている。「イ」国は、RUPTL により、地域間格差の是正や貧困削減の観点から 2020 年には電化率を 94.4%まで引き上げる政策目標を掲げている。

また、「イ」国政府は再生可能エネルギーを積極的に活用し、2025 年までに全体の 15%にすることとしており、今後は環境負荷が少ない再生可能エネルギーによる地方電化を推進する方針である。既存のディーゼル発電を再生可能エネルギーに置き換える事業は、温室効果ガスの削減等地球環境保全に寄与しクリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development Mechanism）の対象にもなる可能性がある。

現状の地方電化推進には、具体的に以下のような課題を抱えており、そのための支援が必要となっている。

#### (i) 資金調達と地方電化事業モデルの構築

社会インフラ事業である地方電化事業は採算性が低く、現状では住民が支払う電気料金収入だけでは一般的に運転維持管理費を賄うことが精一杯で、設備更新の費用を積み立てることもままならない。このために、事業には、何らかの公的資金の投入が必要である。

また、持続可能な地方電化事業を実現するためには、村落の自助努力を後押しするとともに、自立運営を前提とした組織体制、資金提供と事業運営に対する支援体制を確立し、透明性及び波及効果のある地方電化事業モデルの構築が必要となっている。

#### (ii) 地方レベルでの積極的な事業参画及び人的資源の能力向上

地方分権に伴い地方政府（州及び県）に権限が委譲されたが、電化事業のノウハウを持つ職員は限られており人材育成が不可欠である。また、持続可能な事業の実現には意欲のある電化事業者（地方政府）を対象とするボトムアップのアプローチが重要である。そのためには、計画段階から村民の参加と合意を促し、事業を通じて村民の意欲を高め能力開発を行う必要がある。

また、小規模で単発的な地方電化事業には限界があるため、地方電化事業を量的かつ地域的に拡大するためには、継続的な維持管理と教育のシステムを持った組織的支援に基づく体制の整備が必要である。

#### (iii) 離島の電化

幹線電力網でカバーされない地方での電力供給は「ディーゼル発電＋ミニ・グリッド」

による電力システムが主流で、かなりの量の石油を使用している。PLNは「系統電源では今後石炭火力、ガス火力を優先する」方針を打ち出しているが、同時に、地方や島嶼部での電源としてはバイオマスや太陽光、小水力、地熱なども検討されている。

### 1.1.2 「イ」国島嶼地域における PV 設置の動向

上記方針により、PLNは、下表に示すように「イ」国全域の1,000島を対象にPVの導入を計画している。一方、近時点計画として「イ」国東部地域の100島を対象にした導入計画(100% Solar Energy for 100 Island : 100島計画)も存在する。なお、この100島計画はPLNの自己資金で行っている。ただし、導入予定時期は、当初計画に対し遅れている。

**表 1.1-2 PV 導入計画と担当部署**

対象	対象	導入予定時期 <sup>4</sup>	PLN 担当部署
1,000 島計画	1,000 島	2013～2015 年	Construction 局 New and Renewable Energy
100 島計画	東部の 100 島 (近時点計画)	2012 年	Operation of East Indonesia Region 局

出典：調査団作成

100 島計画の位置関係を以下に示す。

<sup>4</sup> PLN 資料

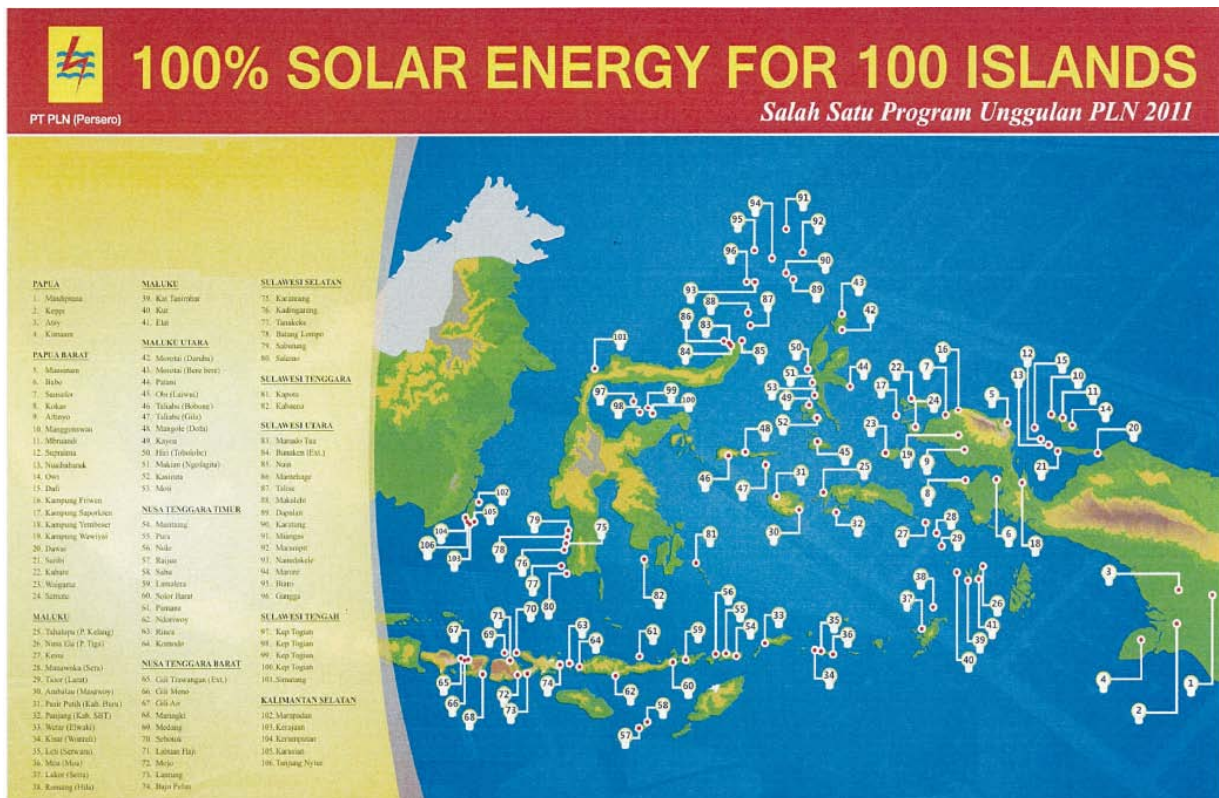


図 1.1-2 「100 島」の位置関係

出典：PLN 提供資料

## 1.2 調査の目的

本調査では、「イ」国東部の島嶼部での電化率向上および GHG 削減に寄与する PV の導入状況ならびに当該地域離島マイクログリッドの現状につき情報収集を行うとともに、すでに PV システムが導入されているものの、電力の安定供給に関して問題を有している「イ」国東部の 3 箇所の離島をモデルケースとして、その問題の分析と解決策について提案を行うことを目的とする。また、この検討をもとに他島への PV システムの展開について提言を行い、再生可能エネルギー普及促進に寄与するとともに離島マイクログリッドの安定運用に資する。具体的には、以下に示す項目を実施する。

- 1) 離島における PV の導入状況、マイクログリッドについて関係機関に対する情報収集及びレビューを行い、本調査で検討すべき課題を抽出する。
- 2) 抽出した課題を改善すべく、必要により本邦技術等（製品、技術、経験等）も活用し、問題解決が図られ、当該地域要望を満足する、効果的な対応策を提案する。その特徴、長所、短所、方法、留意点についても整理する。

- 3) 提案内容について関係機関との協議により、「イ」国東部の島嶼部での PV 普及を図ることができる実施可能な最適案について提言する。

### 1.3 調査の対象地域

第 1.1 節「調査の背景」、第 1.2 節「調査の目的」を踏まえ、その目的達成のため、PV に関連した「イ」国島嶼部特有の問題を明らかにするため、すでに PV により電化された島嶼の調査を行うものとする。

- ・調査対象地域：「イ」国 東部「イ」国島嶼部

### 1.4 相手国関係機関

本調査の相手国関係機関は、PLN である。

但し、本調査での情報収集・協議箇所は、多岐に亘ると想定されるが、上記、相手国関係機関を通じて更なる関係機関の紹介を受け調査を進める。

以下に参考として、PLN 本社の組織図を示す。



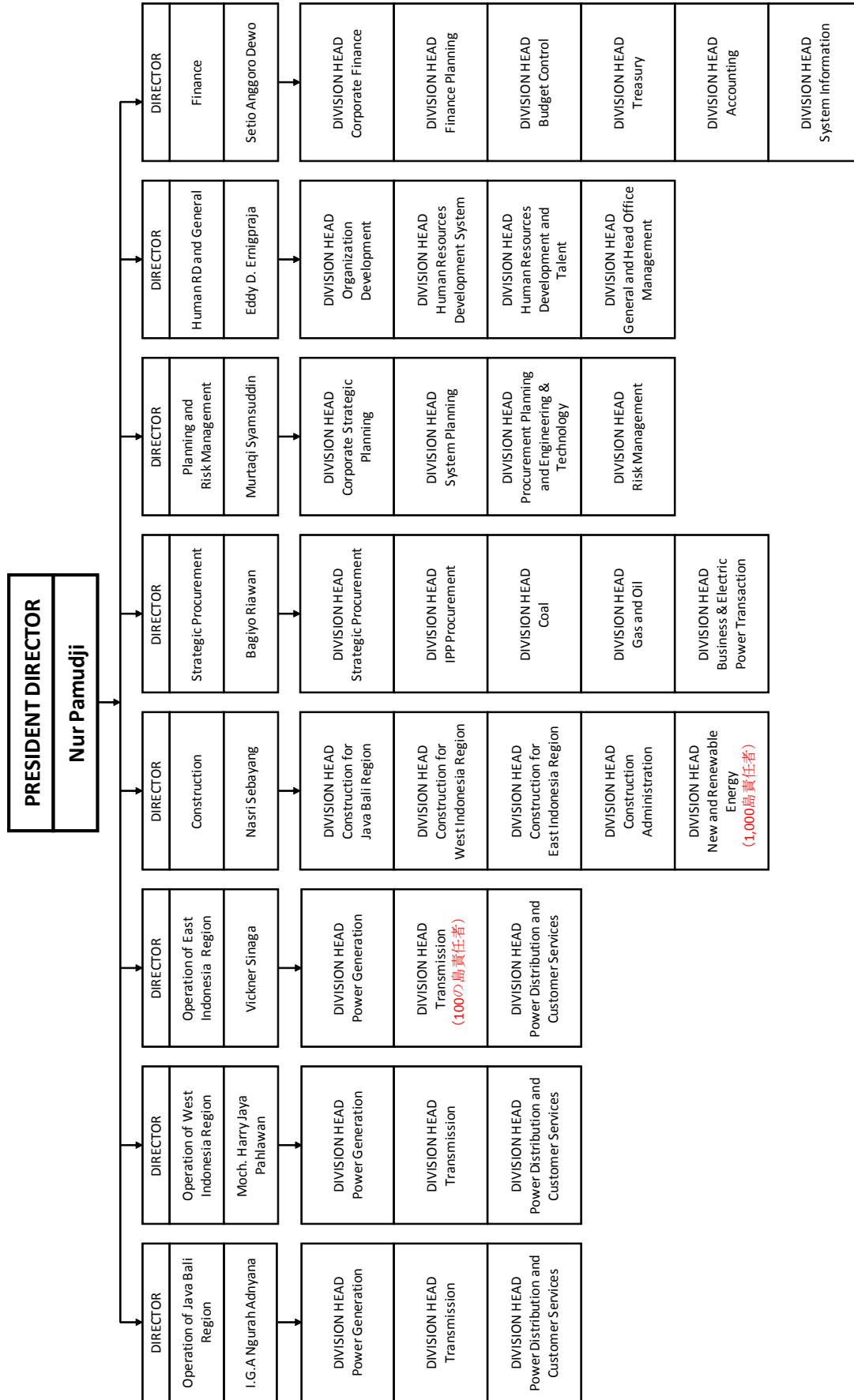


図 1.4-1 PLN 本社の組織図 (2011.11 現在)

## 1.5 調査の基本方針

本調査の実施事項は、前述目的を達成すべく大きく次の2つに分類される。

- ① 情報収集と問題分析
- ② 停電防止策と他島展開戦略の提案

最終的な成果である『②停電防止策と他島展開戦略の提案』では、現地における PV の現状、問題点など情報をベースに、(『①情報収集と意見交換』の中で実施) 特に調査対象地域に沿った電力品質要望に即し、今後の効果的な PV 促進が図れるべく様々な観点から当該国・当該地域に受け入れられる現実的な解決策と他島展開戦略の提案に留意する。

## 第2章

# 太陽光発電普及に係る目的、内容等の確認

**第2章 太陽光発電普及に係る目的、内容等の確認**

**2.1 「イ」国における太陽光発電導入に係る政策および法制度**

**2.1.1 「イ」国の概要**

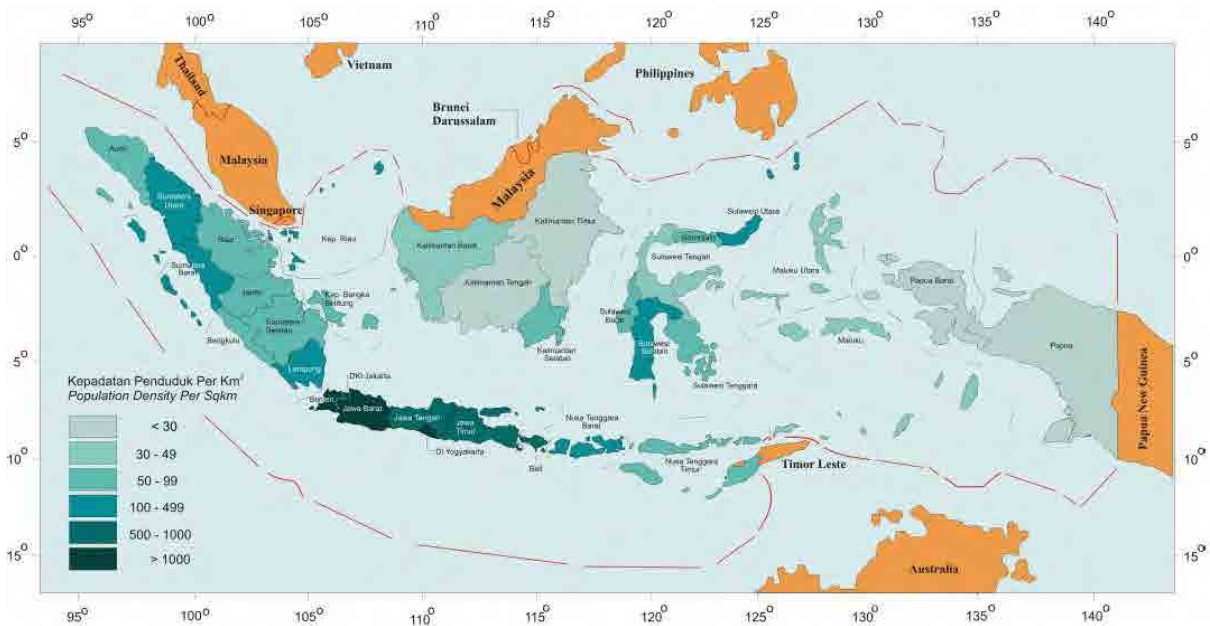
「イ」国の概要を表 2.1-1、人口密度を図 2.1-1 に示す。

**表 2.1-1 「イ」国の概要**

正式国名	インドネシア共和国 (Republic of Indonesia)
人口	2億3,420万人 (2010年国勢調査)
国土面積	1,910,931.32 km <sup>2</sup>
首都	ジャカルタ (Jakarta)
民族	ジャワ人 50%、スンダ人 20%、その他 350以上の言語・民族集団
大統領	スシロ・バンバン・ユドヨノ (2010年10月20日就任)
GDP総額(名目)	3,265億ドル (2010年) *
1人あたりGDP	1,394ドル (2010年) *
GDP成長率	5.93% (2010年)

(注) \*は速報値である。

出典：Statistic of Indonesia 2010、インドネシア統計局



出典：Statistic of Indonesia 2010、インドネシア統計局

**図 2.1-1 「イ」国地図及び人口密度(2010年の国勢調査)**

## 2.1.2 太陽光開発に係る利害関係者

### 1) 国家エネルギー審議会 (DEN : National Energy Council)

2007年のエネルギー法 (Law No. 30/2007) の規定により、DEN の主な役割は、①国家エネルギー政策の設計およびとりまとめ、②国家エネルギー計画の承認、③エネルギーの危機または緊急状況の場合の戦略策定、④各部門における国家エネルギー政策の実施の監督と定められている。現在、DEN は、再生可能エネルギーの固定買取制度 (FIT : Feed-In Tariff) の制定に着手しており、既に地熱の FIT が実施されている。

### 2) エネルギー鉱物資源省 (MEMR : Ministry of Energy and Mineral Resources)

MEMR は、「イ」国における太陽光開発の主要な政策策定および促進機関である。同省の新再生可能エネルギー・省エネルギー総局 (Directorate General of New and Renewable Energy, and Energy Conservation) は、多くのプログラムやプロジェクトを実施しており、太陽光導入活動の主体として重要な役割を担っている。新再生可能エネルギー・省エネルギー総局が、局に昇格になったのは 2011 年初めの行政再編で、それ以前は電力・エネルギー利用総局 (現在は電力総局) の下にある一つの課であり、電力事業の一部として管轄していた。

### 3) 国家開発企画庁 (Bappenas : State Ministry of National Development Planning)

Bappenas は、国家開発計画に重要な役割を持っており、特に農村のインフラ建設において主要なプレーヤーである。Bappenas が持つもう一つ重要な役割は、国際支援関連プロジェクトの協力窓口として国際機関や各国政府と調整を行うことである。例えば、国連開発計画 (UNDP : United Nations Development Programme) による気候変動信用基金 (ICCTF : Indonesia Climate Change Trust Fund) の運用窓口として Bappenas が参画しており、「イ」国の気候変動活動を支援している。

### 4) 経済担当調整大臣府 (EKUIN : Coordinating Ministry for Economic and Industry)

EKUIN はエネルギー自給村 (DME : Energy Self-Sufficient Village) の直接管轄行政機関として、農村のエネルギー利用開発にかかわっている。EKUIN の役割は、実施段階にあるのではなく、実施省庁である MEMR、工業省、農業省、内務省 (KDN : Ministry of Home Affair)、僻地開発促進省 (KPDT : Ministry of Development of Disadvantaged Region) の監督役である。各省庁は特定な DME プログラムを進めており、例えば、農業省ではバイオ燃料による DME プログラム、MEMR では小水力、風力、PV による DME プログラムを推進している。

## 5) 技術応用評価庁 (BPPT : Agency for the Assessment and Application of Technology)

BPPT は、「イ」国における太陽光関連技術の研究開発の主な研究機関である。BPPT の主な役割は、技術の実証、改良、評価などを経て実際に普及可能なようにアシストすることである。BPPT は農村電化のために適用できる再生可能エネルギー技術を考案している。太陽光については、2012年3月から「国家太陽光産業開発の事業可能性調査 (F/S : Feasibility Study)」の新規調査プロジェクトが始まっている。この調査を担当しているのは、同庁の情報・エネルギー・マテリアル技術部である。

## 6) PLN

PLN は、1961年に設立され、「イ」国の近代化プロセスにおいて重要な役割を担ってきた。特に電化事業の実施母体として、国の基盤インフラ建設の一部を担ってきた。電化事業における PV では「イ」国政府より国家予算を受け取って PLN もこれを実施してきた。PLN は 1,000 島計画および、その前段階として自己資金による 100 島計画を実施している。

### (1) 国のエネルギー政策

#### 1) エネルギー政策

##### a. 再生可能エネルギー行政

「イ」国のエネルギー行政は、主に MEMR が所轄している。同省の所轄には、①石油・ガス総局②電力総局③鉱物・石炭総局④新再生可能エネルギー・省エネルギー総局および地質庁、研究開発庁、教育研修庁から成り立っている。

新・再生可能エネルギー行政は、新再生可能エネルギー・省エネルギー総局の下に設置されており、再生可能エネルギーと省エネルギーの法制度、導入計画、目標設定など政策策定を行う。再生可能エネルギーに関しては、貧困対策や農村開発などの政策と深くかかわっており、広く他の省庁に横断している行政が行われているケースも多い。特に地方開発省、農業省、林業局は、バイオマス (バイオガス、バイオ燃料、木質・薪) 開発において個別に実施している政策も少なくない。太陽光導入に関する政策を策定する行政部門は、主に新・再生可能エネルギー部および電源開発企画部である。電源開発企画部の場合は、電力グリッドがカバーできない僻地および離島において農村の電化率を引き上げる目的で太陽光の導入普及を進めている。

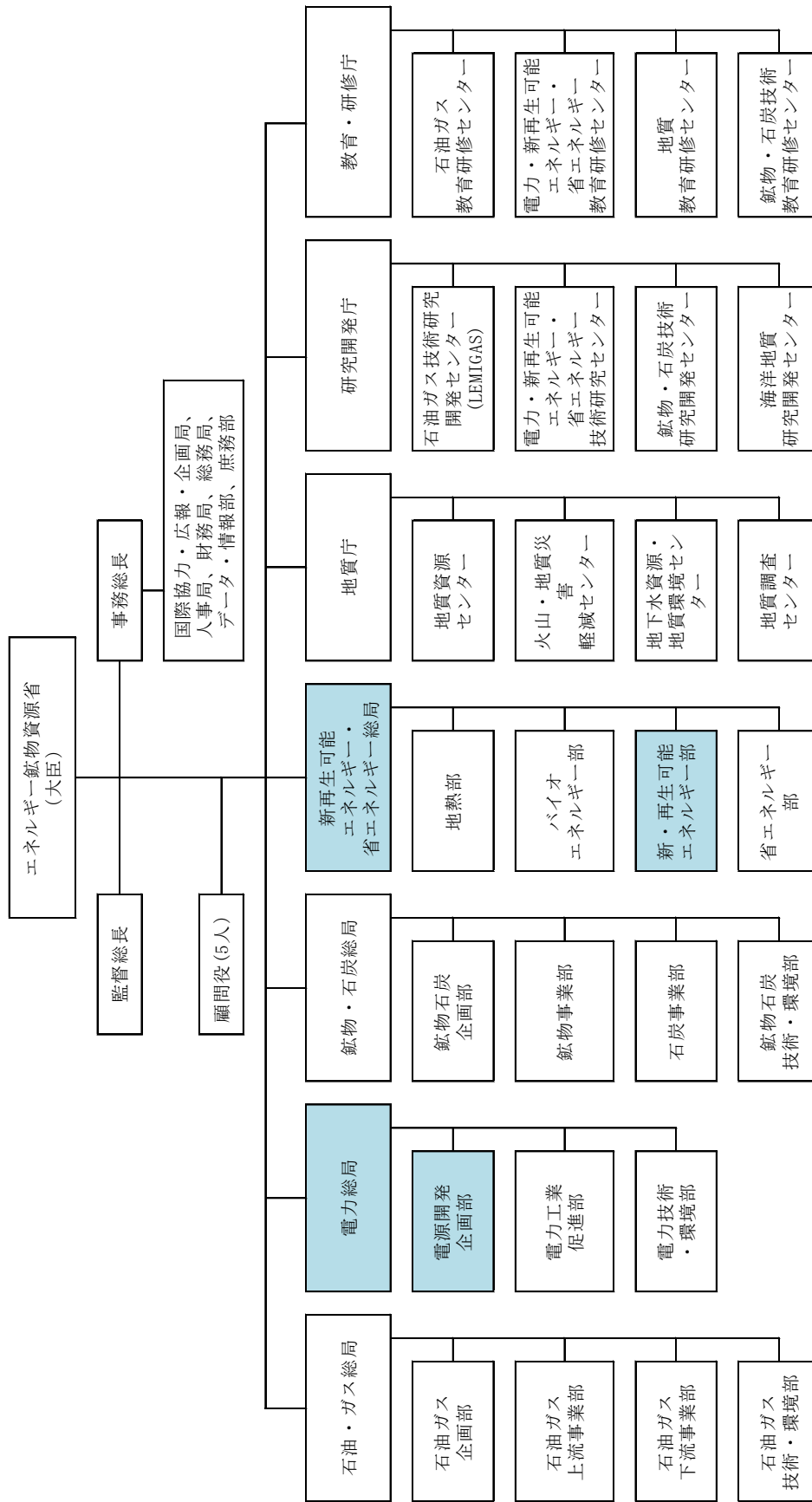
最近では、大統領令に基づいて大統領に直属する専門行政執行チーム (例えば、国

家バイオ燃料チーム) があり、特定分野における行政権限を与え、その普及促進に対応する。また、再生可能エネルギー技術の研究開発を横断的に管轄しているのは、BPPT である。

#### b. 国家エネルギー政策

「イ」国のエネルギー政策は、2006 年 12 月に発表されたユドヨノ大統領の第 5 号大統領法令「国家エネルギー政策 2006～2025」(Presidential Regulation No.5 Year 2006, National Energy Policy) に基づいて実施されている。同政府は化石燃料の資源制約を考慮して、現在の化石資源を主体としたエネルギー需給構造から石油代替及び持続可能な開発の実現を計画している。そのエネルギー政策の目標は以下の通りである。

- ① 国内エネルギー供給の確保
- ② エネルギー資源の付加価値の向上
- ③ 公平かつ持続可能なエネルギー資源の管理
- ④ 国内貧困層へのエネルギー供給およびエネルギー管理分野における人材育成



出典：MEMR ホームページ資料により作成

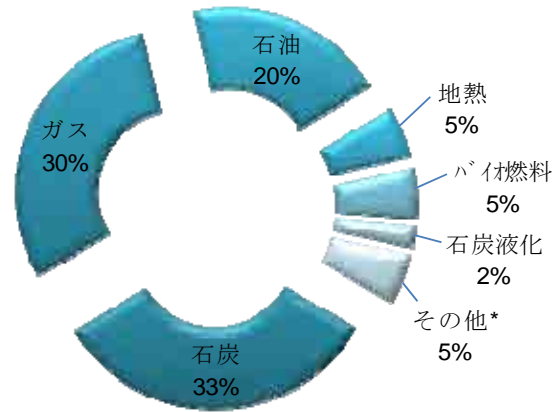
図 2.1-2 MEMR の組織図 (2012年3月)



c. 新・再生可能エネルギー政策

2006年の第5号大統領令の第2条、(b)項によると、新・再生可能エネルギーの一次エネルギー供給に占めるシェアを2025年に17%と設定している。同法令の特徴的な点は、原子力発電の導入とバイオ燃料のシェアをそれぞれ5%と石炭液化を2%に設定したことである。図2.1-3に示

した通り、2025年までに最もシェアが大きく伸びるのは、バイオ燃料(5%)と地熱(5%)の利用である。具体的に、バイオ燃料ではバイオディーゼルが1,022万kl、バイオエタノールが628万kl、バイオオイルが407万klとなっており、地熱では9,500MWとなっている(表2.1-2を参照)。この両分野は、国産エネルギー源としてエネルギー供給の確保において非常に重要な役割を持ち、これから支援される分野となる。



(注) \*その他：原子力、バイオマス、水力、太陽光、風力  
出典：Presidential Regulation No.5/2006 on National Energy Policy, Article 2(b), 2006年12月、により作成。

図 2.1-3 2025年のエネルギー構成

表 2.1-2 新・再生可能エネルギーの導入目標

技術別	単位	推計資源量*	導入実績*	目標値		
			2008	2015	2020	2025
発電						
地熱	MW	28,530	1,138	4,600	6,000	9,500
バイオマス	MW	49,810	935**			
水力	MW	75,670	4,200			
マイクロ水力	MW	500	217	298	488	-
太陽光	MW	4.8kWh/m <sup>2</sup> /日	13.5	50	68	79
風力	MW	9,287	1.8	26	-	255
バイオ燃料						
バイオディーゼル	万kl	156.6万TJ	na.	452	-	1,022
バイオエタノール	万kl		na.	278	-	628
バイオオイル	万kl		na.	180	-	407
発電用バイオ燃料	万kl		na.	74	-	169

出典：\* 推計資源量と導入実績は、MEMRの「Updates on Policies and Regulations Related to New and Renewable Energy in Indonesia」、26~30 July 2010、から作成。

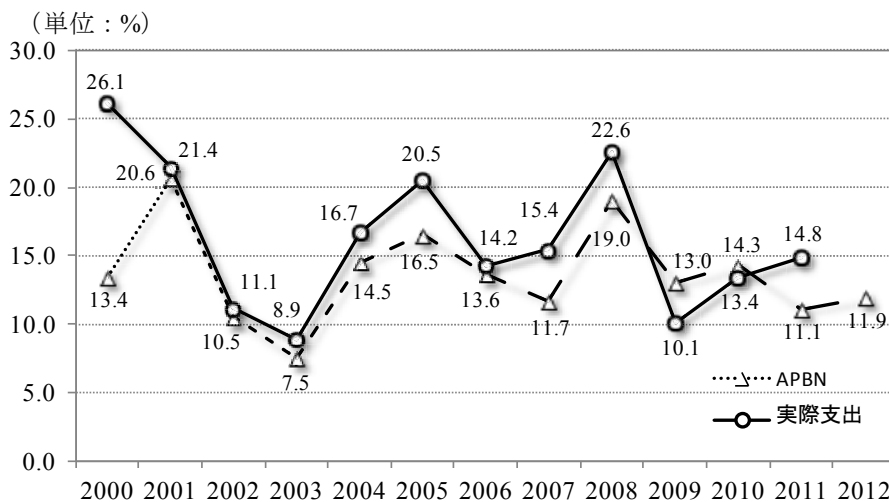
\*\* バイオ燃料を含まれていない。主にパームオイルのミル工場に設置しているオフグリッドの自家発電である。

また、2009年12月7日の第15回気候変動枠組条約締約国会議(COP15:15th Session of the Conference of Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change)では1990年を基準年に2020年までに26%のGHG排出削減目標を公約した。その上、国際支援が得られる場合は目標値を41%に引き上げることも可能として、先進国の支援を引き出す狙いである。この目標を達成するためには、再生可能エネルギーの利用をさらに引き上げることが求められる。

「イ」国の新・再生可能エネルギーに関しては大まかな骨子は存在するものの具体的な優遇政策などは検討中であり、総合的な導入の補助、優遇政策はまだない。しかし、個別な技術に対して促進策が推し進められている。太陽光と小水力は、貧困対策、農村開発のための政策手段として実施されることが殆どである。主な政策手段および法規は次節に取り上げる。

(2) 補助金制度

「イ」国のエネルギー政策の中で最も重要な要素は、補助金である。特に政府によって支えられている化石燃料への補助金は、エネルギー供給安全保障へ影響を及ぼし、場合によっては政権の安定運営まで深刻な打撃を与える。図2.1-4が示すように、化石燃料への補助金は、常に国家予算の中でも高い比率を占めていることが分かる。特に原油市場価格が高めに変動する場合、最初の国家予算額よりも実際の補助金の支出額の方が高くなる。「イ」国の補助金は、主に燃料と電力部門に給付されるが、再生可能エネルギー部門へ直接給付する補助金は、主に資源評価や技術の研究開発などに充てられている。再生可能エネルギー導入に向けた補助金は、小水力や太陽光などを用いた地方電化事業に投入されている。



(注) 2011年は速報値である。 出典：各年度の国家予算（APBN：Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara）

図 2.1-4 「イ」国国家予算に占める化石燃料への補助金の比率と変遷

### (3) エネルギー関連法規

#### a. 一般エネルギー関連法

##### a) MEMR・大臣令 (No.32/2008)

###### <バイオ燃料供給、利用、貿易>

同バイオ燃料開発政策は、貧困と雇用創出を焦点に実施された。実際の施行は、MEMRの大臣令によりバイオ燃料導入義務化の行政令 (No.32/2008)<sup>1</sup>に基づき、石油製品の小売に対し 2009 年 1 月より実施した。バイオ燃料の混合率は、2025 年までにバイオディーゼルが 20%、バイオエタノールが 15%、バイオオイルが 10%とそれぞれ設定され、発電に用いるバイオ燃料の利用量は 169 万klとなっている。バイオ燃料の開発に関しては、大統領の目玉政策として推し進められている。それに関連する二つの重点政策を下記に示す。

- ◆ 大統領令、第 1 号 2006 「代替燃料としてバイオ燃料の供給と導入」<sup>2</sup>
- ◆ 大統領令、第 10 号 2006 「バイオ燃料開発国家チーム」の設置<sup>3</sup>

##### b) 大統領令 No.4/2010

###### <再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用する発電プラント開発の加速を主導することについて指示>

この大統領令 (No.4/2010) は、2010 年 1 月 8 日から 2014 年 12 月までに施行され、中央政府は PLN に対して民間企業と協力できるように現行法に基づいて支援を行う。例えば、財務省は発電所建設の関連設備に対して輸入税免除措置および関連措置が取られている。

##### c) MEMR・大臣令 (No.2/2010) : Fast Track II

###### <系統連系の再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用した発電プラントの建設を加速するプロジェクトリスト>

この大臣令 (No.2/2010) は、2012 年 1 月に改訂され、計約 10,000 MW (その内 70%が地熱発電と水力発電である) の発電設備が再生可能エネルギーによるものである。PLN はこのプロジェクトで 6 カ所の地熱発電所 (計 340 MW) 、3 カ所の水力発電 (計 1,269 MW) の建設に参画しているが、残りの 48 カ所 (計 4,585 MW) の地熱発電所と 8 カ所 (484 MW) の水力発電所については、民間会社の投資向けに一般公募を行っている。

1 Ministerial Regulation No. 32/2008 concerning Supply, Utilization and Marketing of Biofuel as an Alternative Energy

2 Presidential Instruction No.1/2006 for Supply and Utilization of Biofuel as Alternative Fuel

3 Presidential Regulation No.10/2006 for National Team for Biofuel Development

## b. 電力価格に関する法令

## a) MEMR・大臣令(No.31/2009)

〈PLNによる中小規模再生可能エネルギー発電設備(10 MW)または余剰電力の買取価格<sup>4</sup>〉

PLNは、地熱発電以外全ての再生可能エネルギー電力に対して一定の価格で買取る義務があることを規定した。買取価格の水準は、下記 PLN により算出された中低圧の買取水準をベースに行う。各地域毎の違いは係数によって修正する。

- ・ Rp. 656/kWh × F (中圧による系統連系)
  - ・ Rp.1,004/kWh × F (低圧による系統連系)
- (F=各地方の設備条件係数)

ジャワとバリ : F = 1

スマトラとスラウェシ : F = 1.2

カリマンタン、西ヌサ・テンガラ、東ヌサ・テンガラ : F = 1.3

マルクとパプア : F = 1.5

## b) MEMR・大臣令(No.32/2009)

〈PLNによる地熱発電事業者から発電量及び入札価格の買取義務<sup>5</sup>〉

この大臣令は2009年12月4日に施行され、PLNのRUPTLの中に掲げた地熱開発目標を達成するための支援政策である。同大臣令では、地熱発電の売電入札価格は9.7 UScent/kWhを上限に、PLNは入札時に決まった売電価格で買い取ることが義務化され、価格交渉は認められない。また、同大臣令では、全体のプロセスがスムーズに進むようにPLNが締結するPPAのプロセスの標準化が求められた。

## c) MEMR・大臣令(No.1122 K/30/MEM/2002)

〈再生可能エネルギーを利用した小規模発電買取制度<sup>6</sup>〉

発電設備容量が1MW以下の再生可能エネルギーを利用する事業は、優遇買取価格を適用する。実際の買取価格はPLNとの間で決める。

4 Electricity Pricing Purchased by PT.PLN from Small and Medium Scale Renewable Energy Power Plant or Excess Power, Ministerial Regulation No.31/2009

5 Assignment for PT. PLN to purchase prices and electricity generated by geothermal power plant, Minister Regulation: No. 2/2011

6 Small Distributed Power Generation using Renewable Energy, Ministerial Decree: No. 1122 K/30/MEM/2002

d) MEMR・大臣令 (No.002/2006)

<再生可能エネルギーを利用した中規模発電買取制度<sup>7)</sup>>

発電設備容量が 1～10MW までの再生可能エネルギーを利用する事業は、10 年間の優遇買取価格を適用する。実際の買取価格は PLN との間で決める。

c. 電力事業における中央政府と地方政府の行政権限

a) 電力法 (No.30/2009)

この電力法は 2009 年 9 月 23 日に、1985 年電力法 (No.15/1985) の代替法として発行、中央と地方における電力産業に対する義務・権限を明確に提示している。主な条項内容は下記の通りである。

- ◆ 地域の再生可能エネルギー資源を利用した発電を最優先とする。
- ◆ 電力供給は、地方分権の原則に基づき、国が管轄し、中央政府および地方政府の責任のもとで供給される。
- ◆ 国有または地方政府所有の企業に電力供給事業の管理権限を与える。
- ◆ 電力供給を安定させるために、中央政府と地方政府は下記の目的でファンドを設立すべきである。
  - ① 貧困地域社会の団体支援
  - ② 開発が遅れた地域に電力供給の設備を建設
  - ③ 僻地および隣接地域における電力建設
  - ④ 農村電化の建設
- ◆ 中央政府または地方政府は、電力が供給されていない地域に地方政府所有企業、民間企業、あるいは合弁企業による電力供給事業の統合管理を許可する。
- ◆ 地方政府は、国家電力計画に協調する地方電力計画を策定でき、発電設備、電力グリッドおよび配電システムへの許可証を発行する。また、地方政府は、電力グリッドまたは配電システムへの IPP の売電価格を認可する。

d. その他関連政策およびインセンティブ

a) 財務省・大臣令 (No.24/PMK.011/2010)

<税および再生可能エネルギー利用の関連設備>

財務省による税制・投資の補助政策は、再生可能エネルギー技術の種別によって異なるが、同大臣令のもとに実施されているものは下記の通りである。

<sup>7</sup> Medium Scale Power Generation Using Renewable Energy , Ministerial Regulation No. 002/2006

- ◆ 投資税額控除 (Investment Tax Allowance)、投資額の 30%に対して 6 年間の所得課税の控除
- ◆ 一部設備に対する輸入関税の軽減
- ◆ 輸入設備による付加価値税の控除
- ◆ 設備のタイプにより減価償却期間を短縮する (2~10 年間、2.5~50%)
- ◆ 繰越欠損金 (Loss Carried Forward) 控除は 10 年間以内
- ◆ Loss Compensation (5~10%)

b) 財務省・大臣規定 No.117/PMK.06/2006 と No.79/PMK.05/2007

融資担保に関する省令。

表 2.1-3 に、上記のエネルギー関連法規をまとめる。

**表 2.1-3 エネルギー関連法規の一覧**

関連法規	内容
1.一般エネルギー関連法	
a. MEMR・大臣令 (No.32/2008)	バイオ燃料供給、利用、貿易
b. MEMR・大臣令 (No.2/2010)	Fast Track II 系統連系の再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用した発電プラントの建設を加速するプロジェクトリスト
c. 大統領令 (No.4/2010)	再生可能エネルギー、石炭、ガスを利用する発電プラント開発の加速を主導することについて指示
2.電力価格に関する法令	
a. MEMR・大臣令 (No.31/2009)	PLN による中小規模再生可能エネルギー発電設備 (10 MW) または 余剰電力の買取価格
b. MEMR・大臣令 (No.32/2009)	PLN による地熱発電事業者から発電量及び入札価格の買取義務
c. MEMR・大臣令 (No.1122 K/30/MEM/2002)	再生可能エネルギーを利用した小規模発電買取制度
d. MEMR・大臣令 (No.002/2006)	再生可能エネルギーを利用した中規模発電買取制度
3.電力事業における中央政府と地方政府の行政権限	
a. 電力法 (No.30/2009)	中央と地方における電力産業の権限を明確に提示
4.その他関連政策およびインセンティブ	
a 財務省・大臣令 (No.24/PMK.011/2010)	税および再生可能エネルギー利用の関連設備
b.財務省・大臣規定 No.117/PMK.06/2006 と No.79/PMK.05/2007	融資担保に関する省令

## 2.2 太陽光発電普及計画及び現状

### 2.2.1 「イ」国東部の島に太陽光発電を導入する計画

#### (1) 離島に導入する PV システムの形態

PLN の「イ」国離島に PV を導入する計画（1,000 島計画）では、導入する離島の状況により設備形態を考慮しており、以下の 3 種類に分類される。

なお、この 3 種類の分類は PLN の定義<sup>1)</sup>による。また、この導入形態は「イ」国東部の 100 島計画にも適用されている。

種 類	設備形態	適用箇所
オフグリッド	PV + バッテリー	未電化地域に適用される。1 日あたりの運用時間は 12 時間の場合と 24 時間の場合がある。
ハイブリッド	PV+ バッテリー + ディーゼル発電	比較的小規模な電化地域に適用される。PV とディーゼル発電とはシリーズで運転される。
オングリッド	PV + ディーゼル発電	比較的大規模な電化地域に適用される。日中の負荷に対する PV 容量は 20% 以下としている。

未電化の離島では、オフグリッドタイプが適用される。既にディーゼル発電機が設置されており電化されている離島では、需要が小規模（需要家数約 200 以下）であればハイブリッドタイプを、比較的大規模（需要家数約 300 以上）であればオングリッドタイプを適用する。以下に適用の考え方の詳細を述べる。

#### 1) オフグリッドタイプ

未電化地域の電化に適用される。適用の対象は、50 以上の需要家（一般家庭）で構成される集落が分散していない箇所、かつ夜間のピーク需要が 50 需要家あたり 20kW の箇所に適用される。また、1 日あたりの運用時間は 18:00-6:00 の 12 時間を目標とし、配電電圧は 400V もしくは 20kV である。

**Off Grid: PV + Battery**

- Applied at non-electrification island
- 20kV or 400 V distribution line (on small grid, 400V is applied)

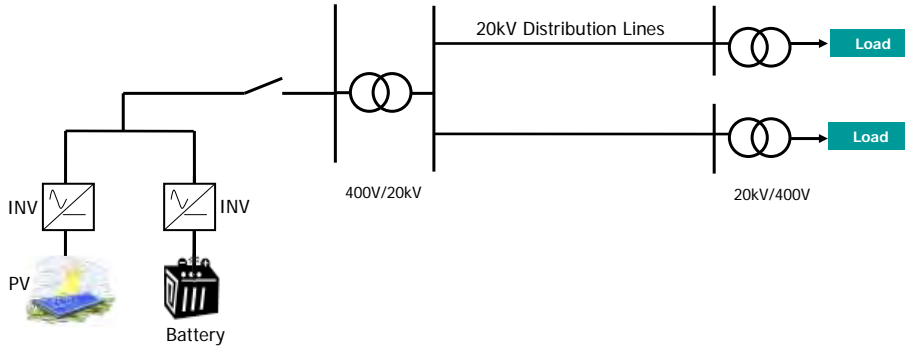


図 2.2-1 オフグリッドタイプの設備構成(例)

50 需要家あたり 50kWp の PV 設置、200kWh のバッテリー設置を 1 単位とし、需要家数により線形比例により PV およびバッテリーの規模を増加させる、という考え方に基づき、PV 容量とバッテリー容量を決定している。たとえば、200 需要家に電化する場合は、200kWp の PV および 800kWh のバッテリーを設置する。

また 1 日あたりの電力供給時間の目標は 12 時間であるが、24 時間電力を供給する計画のある離島では、PV およびバッテリーの規模を 3 倍大きくとり、50 需要家あたり PV150kWp、バッテリー600kWh が設置単位となる。

**Non Electrification Island**

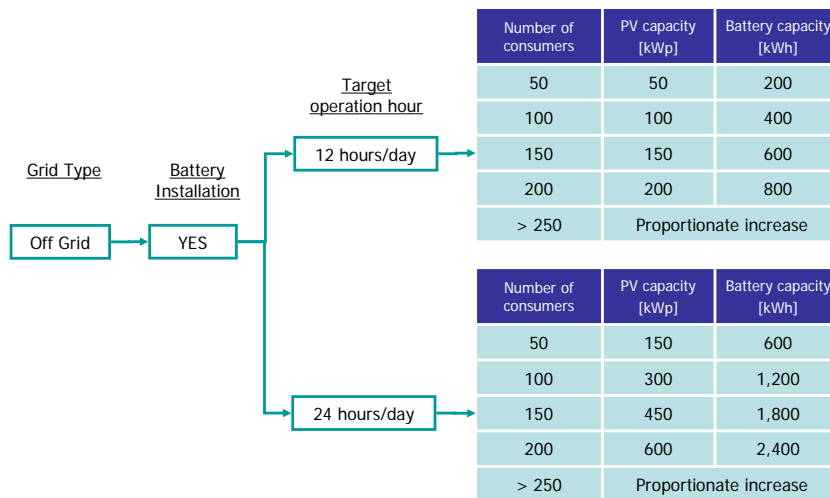


図 2.2-2 未電化地域への PV 設置における容量設定基準



## 2) ハイブリッドタイプ

ディーゼル発電が既に運用されているがピーク需要の低い地域に適用される。負荷に対する PV 容量の比率が高いため、PV とディーゼル発電を同時に運用することは行わず、時間帯によりどちらか一方を稼働させる運用を基本とする。PV により日中の約 12 時間を運用し、夜間のピークをディーゼル発電で運用することで 24 時間運用を実現する。また、バッテリーにより需給調整を行う。

### Hybrid: PV + Battery + DG

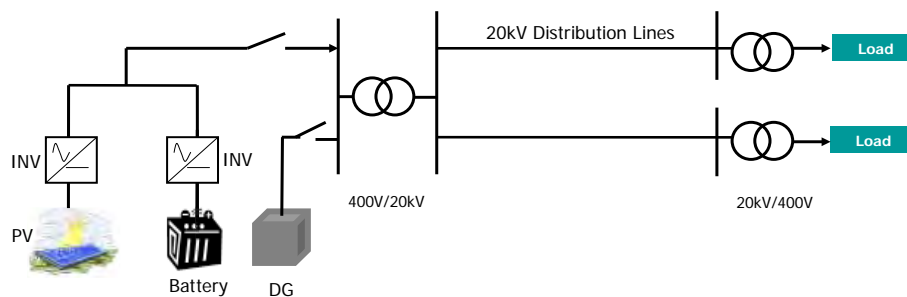


図 2.2-3 ハイブリッドタイプの設備構成(例)

## 3) オングリッドタイプ

ピーク需要が比較的大きい地域に適用し、バッテリーを使用しないため、PV では日中の給電となるが、PV の設置容量は日中負荷の 20%以下とすることで PV とディーゼル発電との同時運用を目指す。PV での発電ができない時間帯はディーゼル発電を利用し、24 時間の運用を行う。

### On Grid: PV + DG

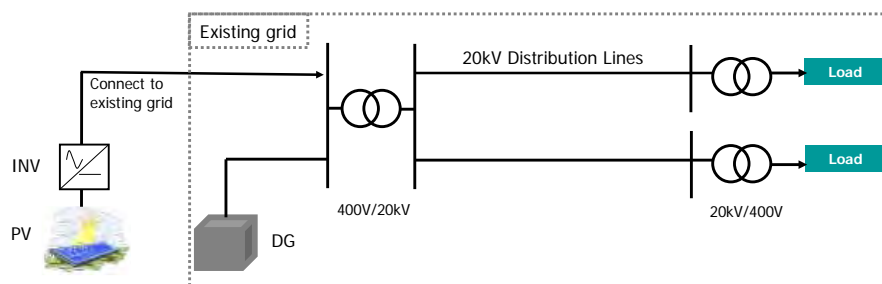


図 2.2-4 オングリッドタイプの設備構成(例)

上記の分類は、対象離島における PV 導入前の電化状況ならびに需要家数（想定需要）により決定される。未電化の離島の場合は、オフグリッドタイプが適用されるが、PV とバッテリーの設置容量の考え方は以下のとおりである。

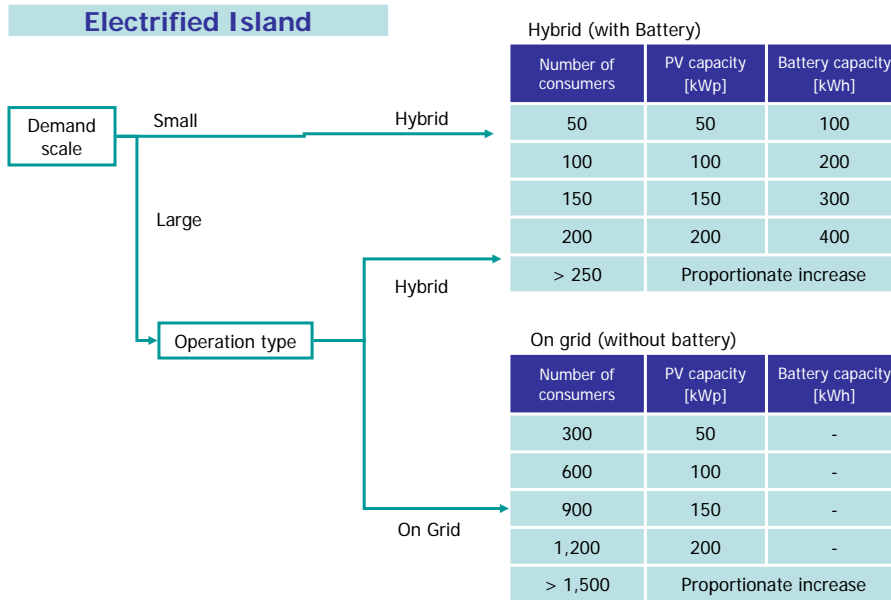


図 2.2-5 電化地域への PV 設置における設備形態・容量設定基準

また、上記の3種の Type 適用の考え方を1枚にまとめると、以下のようになる。

Status	Operating time [h/day]	Nos of consumers								Battery installation	Type
		50	100	150	200	300	600	900	1200		
No electricity	12	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]				Y	Off-grid
		200	400	600	800	Battery Capacity [kWh]					
Electricity available (DG)	24	150	300	450	500	PV installation Capacity [kWp]				Y	Hybrid
		600	1200	1800	2400	Battery Capacity [kWh]					
Electricity available (DG)	24	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]				N	On-grid
		100	200	300	400	Battery Capacity [kWh]					
Electricity available (DG)	24	PV installation Capacity [kWp]				50	100	150	200	N	On-grid
						Battery Capacity [kWh]					

図 2.2-6 離島への PV システム適用の考え方

## (2) 100 島計画のサイト情報

100 島計画として 114 候補サイト（導入済サイト含む）がリスト化されている。内訳は 49 サイトが業者と契約済または契約中であり、残りは、入札中または入札準備中である（2012 年 4 月時点）。

提供された情報の主な項目とサイト数を以下に示す。

1.	サイト名	114 サイト
2.	地域名	114 サイト
3.	PV 容量	114 サイト
4.	電源構成	72 サイト
5.	給電時間（導入前後）	67 サイト

上記項目について、統計的な整理を行った。

### 1) PV 容量別の分類

PV容量は、最低 50kWpから最大で 600kWpである。平均値は 181kWpである。PLNの基準<sup>8</sup>に従い、PV容量別に整理したものを図 2.2-7 に示す。PV容量別では 99kW以下が全体の 19%、100kW～299kWは 58%、300kW以上は 23%となっている。

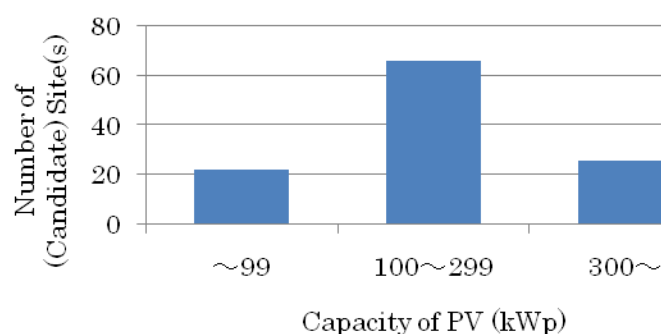


図 2.2-7 当面の PV 導入計画における PV 容量別サイト数

### 2) 電源構成について

電源構成について整理した。結果を図 2.2-8 に示す。オフグリッドタイプは 23 サイトで全体に対し 32%、ハイブリッドタイプは 43 サイトで 60%、オングリッドタイプは 6 サイトで 8%の構成比率である。

8 「LAPORAN TIM PEMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU」 収集資料リストの資料 No.4 が該当

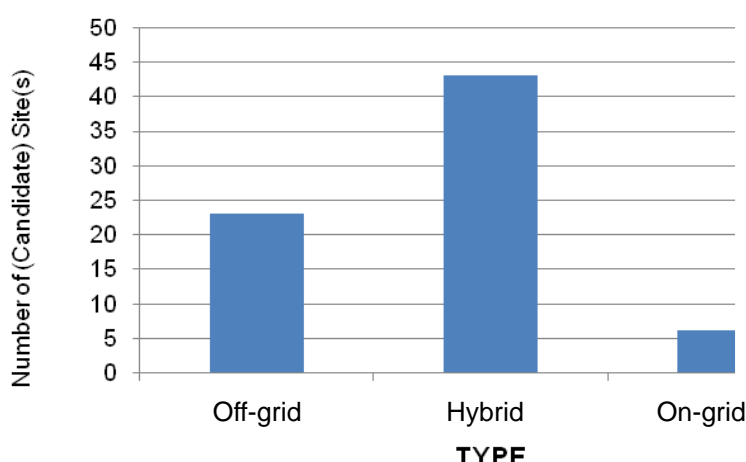


図 2.2-8 当面の PV 導入計画における電源構成別サイト数

### 3) 未電化地域の特徴

給電時間に関する情報は 67 サイト分提供された。これらのサイトの内訳は「業者と契約済または契約中 (49 サイト)」と「入札中または入札準備中 (26 サイト)」である。

「業者と契約済または契約中」の 49 サイトの内、未電化地域への PV 設備導入が確認できたのは 12 サイト (24%) である。これらのサイトは全てオフグリッドタイプでの導入が検討されている。

また、「入札中または入札準備中」のサイトの内、給電時間の情報がある 26 サイト中 10 サイト (38%) が未電化地域からの電化である。

### 4) まとめ

本計画における電源構成と PV 容量の関係を表 2.2-1 に示す。本計画は、PV 容量は 100 ~299kWp 規模、システム構成はハイブリッドタイプが最も普及が期待できるパターンと想定される。また、本傾向は 1,000 島計画においても、離島選定のクライテリアが基本的に同じであることより、同じ傾向であると想定する。

表 2.2-1 当面の PV 導入計画における電源構成と PV 容量の関係

PV 容量 (kWp)	設備構成 (TYPE)		
	Off-grid	Hybrid	On-grid
~99	8% (6Sites)	4% (3Sites)	1% (1Site)
100~299	22% (16Sites)	43% (31Sites)	4% (3Sites)
300~600	1% (1Site)	13% (9Sites)	3% (2Sites)

### (3) 1,000 島計画のサイト情報

同計画の具体的な候補サイトの資料についてはオーソライズされておらず開示されていない  
(2012 年 6 月現在)。

#### 2.2.2 離島を対象とした太陽光発電の現在の進捗状況

PLN本店からの情報提供による、「イ」国東部地域の離島におけるPV導入の現在の進捗状況は、PVが運転されているサイト（離島）は 10 島である。また、直近の運開予定<sup>9</sup>サイトとしては建設中の 2 島（Marampit島・Makalehi島）がある。

現在の運用状況および直近の導入計画を表 2.2-2 に、島の位置を図 2.2-9 示す。

表 2.2-2 離島の PV 導入状況および直近の導入計画

地点名	PLN 管轄 (Region)	PV 容量 [kWp]	蓄電池容量 [kWh]	特記事項
Saonek (Raja Ampat)	Papua and West Papua	50	144	
Miangas	North, Central Celebes and Gorontalo	85	300	
Bunaken	North, Central Celebes and Gorontalo	335	900	Already surveyed by METI
Tomia	South, South East and West Celebes	75	-	
Banda Naira	Maluk and North Maluku	100	-	
Derawan	East Borneo	170	432	
Gili Trawangan	West Nusa Tenggara	200	-	Already surveyed by METI
Lembata	East Nusa Tenggara	200	-	
Sebatik	East Borneo	340	-	
Morotai	Maluku and North Maluku	600	720	Operated on Apr.2012
Sub Total		2,155		
Marampit		125	450	In progress
Makalehi		260	-	In progress
Sub Total		385		
Total		2,540		

出典：PLN 提供資料を調査団編集

<sup>9</sup> 数か月単位の期間は必要と想定

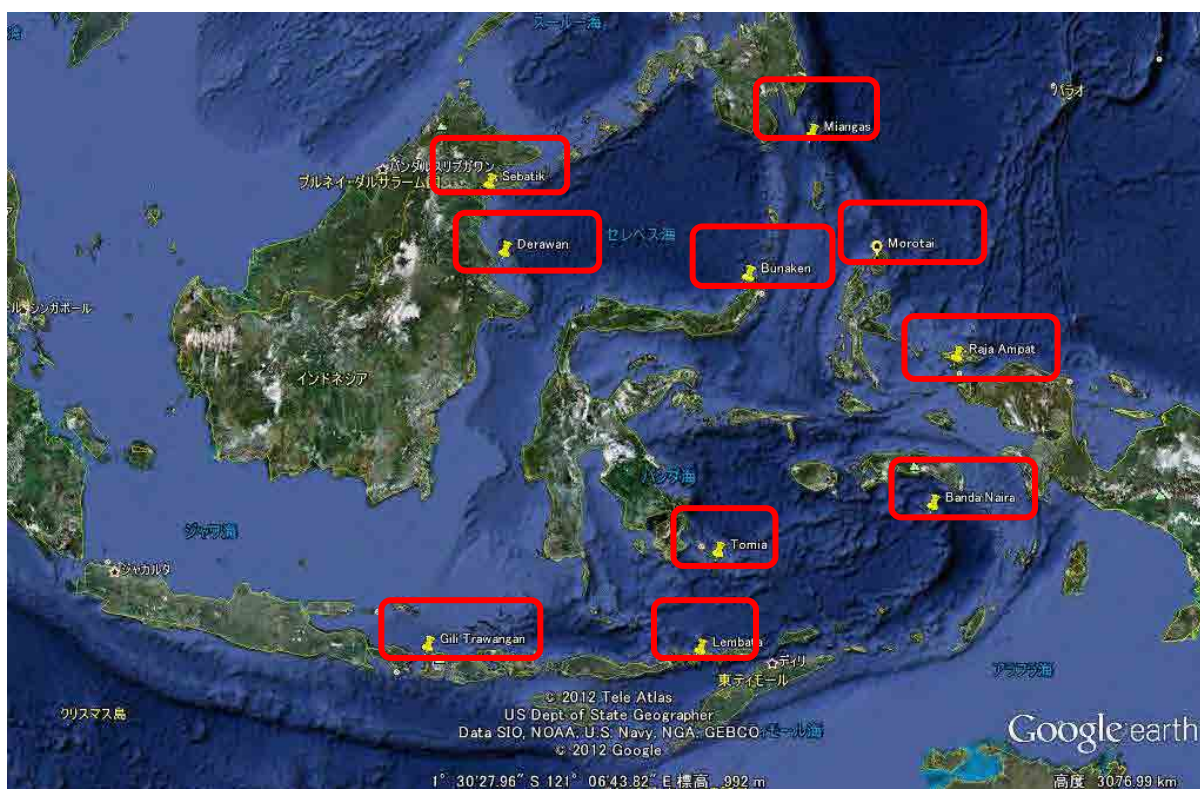


図 2.2-9 運開済み PV の離島の位置

### 2.2.3 その他先行事例等の関連情報（参考）

#### (1) 家庭用太陽光導入プロジェクト

「イ」国の PV による電化率向上に貢献したプロジェクトとして、各種家庭用太陽光発電システム（SHS : Solar Home System）導入プロジェクトがある。SHS は、一般的に未電化の農村部等をターゲットに、小規模（数 kW クラス）の PV 設備である。以下に代表的な SHS 導入プロジェクトを紹介する。

##### 1) 3,445 ユニット SHS 導入

BPPT は、1991 年に大統領の支援プロジェクトで全国 15 の州で 3,445 セットの SHS を導入するプロジェクトを実施した。これらの地域は、PLN の電力供給グリッドではカバーされていないため、地方コミュニティ自らが SHS 投入に必要な財務上および技術上の問題を解決しなければならない。このプログラムの実施により、電力が供給されていない農村から多くの期待が寄せられたため、100 万世帯の SHS 導入プロジェクトにつながった。

## 2) 100 万世帯プロジェクト (1991~2005 年)

このプログラムは 1991~2005 年まで、いくつかの段階とスポンサー別で進められている。この 100 万箇所 (50 MWp) の SHS プログラムを設置するプログラムは、中央政府 (大統領支援プログラム (BANPRES : Presidential Aid Program))、オーストラリア国際開発庁 (AusAID : The Australian Agency for International Development)、世界銀行 (WB : World Bank)、米国国際開発庁 (USAID : U.S. Agency for International Development)、バイエルン国立マッチングファンド (the Bavarian State Matching Fund)、オランダ エネルギー環境庁 (Senter Novem)、世界環境基金 (Global Environment Facility) と現地複数の実施機関などの協力体制で進められている。BPPT は、プログラムの設立および運営に参加しており、実際の SHS の導入や現地設置作業などについて民間会社および非政府組織 (NGO : Non-Governmental Organizations) によって進められている。

AusAID : 1991 年にこのプログラムへ最大規模の SHS 導入の支援を行った AusAID の支援内容は、50 Wp と 70 A のバッテリーの SHS 36,400 セットを提供し、スラウェシ島に 14 箇所のハイブリッドの建設を支援した。この導入計画では、5,000 ユニットの SHS が WB の出資で提供された。

地球環境基金 (GEF : Global Environment Facility) / WB : GEF と WB は、BPPT の協力を得て、1997~2003 年までの期間中、ユニット当たり 50 Wp の SHS を 20 万ユニットを導入することを目標に、GEF と WB がそれぞれ 2,400 万ドルと 2,000 万ドルの規模でマイクロクレジットのファンド設立を支援し、農村への融資が進められた。その仕組みは主に 2 つの部分によって形成されている。

- ① クレジットの構成は、国際復興開発銀行 (IBRD : International Bank for Reconstruction and Development) の 2,000 万ドルの融資と GEF からの 2,400 万 USD 拠出金によって構成されている。
- ② 技術アシスト結果 : 1997~1998 年までの通貨危機により、マイクロクレジットへの需要が減り、当初の導入目標の達成可能性が低くなったため、プログラムの見直しを行った。その主な変更点は下記の通りである。
  - ◆ SHS システムの設備規模は 50 Wp から 10 Wp に引き下げる
  - ◆ 銀行ローンの削減
  - ◆ GEF の支援額を削減 (2,400 万ドルから 1,100 万 USD へ引き下げたが、SHS の需要が伸びず、2003 年 4 月さらに 520 万 USD へ引き下げた)
  - ◆ GEF の支援期間を延長し、設備の買戻しを認める
  - ◆ 補助販売の適正変更
  - ◆ 5 つの対象販売地域を増やした

## ◆ TA 研修を中止

最終的に、このプログラムによって計 8,054 セットの SHS が導入され、約 3 万 5,000 人に対して電力を供給することとなった。

GEF：上記のプログラムの課題を踏まえて、GEF は新たな支援体制を構築し、新しい支援プログラムを立ち上げた。新しいプログラムは、2001～2003 年まで実施され、4 つの州（Lampung、West Java、Banten、South Sulawesi）およびその周辺地域を対象に SHS の発電設備の 1 Wp 当たりに対して 2 USD の補助金制度を導入した。このプログラムからいくつかの問題点が集約された。

- ◆ この分野における販売業者が少ないため、農村コミュニティに対して融資制度を提供できるネットワークが不足している。
- ◆ 各農村における販売量が低いいため、サービスセンターを設立することができなく、販売の拡大ができない。
- ◆ 農民の収入は天候に左右され、生産量が減少した場合はローンへの返済が時間通りにできない場合が多く発生している。
- ◆ 農村における SHS 導入のための融資制度が存在していない。
- ◆ 販売業者の多くは、政府と PLN の農村電化事業により無償 SHS の取り付けを受けており、健全な SHS 市場の形成を阻害している。

一方、このプログラムを通じて各利害関係者の間で SHS に対する認識がより広まった。特に「イ」国の行政部門において、SHS の重要性が認識され、その後の無償導入計画に反映されるようになったが、上記の問題により、この「イ」国におけるプログラムでは SHS の市場形成への成功にはいたらなかった。

これらの結果より、本調査の対象である離島マイクログリッドは、SHS 導入の主なターゲットである未電化村への導入は対象外とする。

### 3) Solar PV プログラム

「イ」国の国家予算の拠出により進められている導入計画であり、その年によって予算額が一定ではないため、毎年導入量が明確に示されていない。また、このプログラムは基本的には無償で提供されており、MEMR 以外にも、農村開発省など複数の省庁で行われている。

- ◆ MEMR は、1994 年以降国家予算を利用して PV の利用促進を進めてきた。2009 年までに東カリマンタン島に 1 万 4,000 ユニットの SHS を導入した。2009 年には北スラウェシ州に計 3,800 ユニットの SHS を導入した。



- ◆ KPDT では、インフラストラクチャ開発 P2I-PDT プログラムにおける国家予算を利用して、50 Wp の SHS を 4 万 9,651 ユニット、100 Wp の SHS を 161 ユニット、集中型 PV を 163 ユニット導入した。同プログラムでは、2006～2010 年まで全国で実施され、計 1,163 の農村が対象となった。

2011 年 3 月には、南スラウェシ州の Luwu Timur 県・Burau 郡・Lauwo 村の Ujang Tanah 集落に 5 kWp の集中型 PV 設備を導入した。

同年には、Bengkulu 州の Mukomuko 県に計 75 ユニットの SHS を導入した。

表 2.2-3 SHS 導入プログラム

実施年	プロジェクト名	概要
1991 年	3,445 ユニット SHS 導入	全国 15 の州で 3,445 セットの SHS を導入するプロジェクト
1991～2005 年	100 万世帯プロジェクト	100 万箇所 (50 MWp) の SHS プログラムを設置するプログラムの中で、BANPRES、AusAID、WB、USAID、Bavarian State Matching Fund、Senter Novem、GEF と現地複数の実施機関などの協力体制で進められている。
2006～2010 年	Solar PV プログラム	MEMR、農村開発省、僻地開発促進省など複数の省庁が全国各地で SHS 導入プログラムである。

## (2) 地方・民間・国際支援の PV プロジェクト

1990 年代の国家プロジェクトが主導で PV の導入が進められる前は、1980 年代初めに多くの PV プロジェクトが、研究機関、地方政府、民間、国際協力によって進められた。その経験の概略について簡単にまとめた。

### 1) 太陽光村 (Banten 州・Cituis と Picon)

1980 年代初め、BPPT は「イ」国とドイツの協力事業で、木のない Picon の中央部の約 250m<sup>2</sup> の土地に PV を設置し、その電力による水の脱塩および製氷のためのパイロット・プラントを建設した。このプロジェクトに導入された PV 設備の出力が 5.5 kW、その内 2.2 kW はエンジンと水ポンプに消費され、残りの余剰電力は一般家庭に供給される。

### 2) 農村電化およびポンプシステム (ジョグジャカルタ・Kenteng 村)

1980 年代半ばに、日本との協力事業でジョグジャカルタの Kenteng 村における電化プログラムである。このプロジェクトは BPPT により実施された。

### 3) 太陽光村 (Manggala、Palas、Cibinong、Secang)

1982 年 BPPT はドイツの協力事業として、Manggala (北ランブン州)、Palas (南ランブ

ン州)、Cibinong (Cianjur 地区) と Secang (マゲラン地区) に PV 設備のパイロット・プラントを導入した。

#### 4) Sukatani 村 (西ジャワ州、スカブミ)

「イ」国における最初の SHS のパイロット・プロジェクトで、1987 年にオランダとの協力事業で進められ、大きな成果を上げた。このプロジェクトは、大統領の支援プログラムでもあり、BPPT によって、Sukatani 村に 80 ユニットの SHS を導入し、各農家の照明に電力を供給する。

#### 5) PV プロジェクト (西ジャワ州、Garut)

KPDT の主な役割は、開発が遅れた地域の経済開発を促進し、生活水準を向上することである。エネルギー開発は、KPDT の主な役目ではないが、エネルギー事業の促進は目的を達成するために不可欠な政策手段の一つとして進められている。KPDT の活動は、同省庁の社会支援 (Bantuan Sosial) というプロジェクト予算で進められ、同予算で進められた PV 関連プロジェクトは以下のものがある。

##### ◆ 2009 年 10 月、Pamulihan 地区の Linggarjati 村の 100 世帯に SHS 設置

Linggarjati 村には、979 世帯が住んでおり、その 35%の世帯は電力が供給されていない。この村は、4 つの集落 (Cilinggar、Cipeundeuy、Wates、Cikubang) に分かれている。Wates と Cikubang は、PLN の電力グリッドに接続されており、電力を利用できる。Wates 集落では、MEMR と西ジャワ州政府が建設した 3 つのマイクロ水力発電設備により電力が供給されている。電力供給がない 2 つの集落と一部電力供給がある Cikubang は、KPDT が支援した 100 ユニットの SHS を導入した。Wates が電化したことにより周辺の部落のリーダーは、PLN に対して電力を供給するように要求した。

- KPDT はローカルの社会組織 (OMS : Organisasi Masyarakat Setempat) を設立し、その組織が受益者の代表として提案を行う
- SHS を導入した農家の受益者は、SHS の運転および簡単な修理技術について研修を受ける。
- 請負業者は、SHS を調達しそれを設置する
- 各世帯には 3 つ 10 W の電球が提供される

このプログラムでは、すでに活動が中止している SHS が 3 ユニットあるが残りの 97 ユニットは正常に運転している。しかし、電力の品質について詳細な情報がない。この地域の SHS が直面する最も大きな課題は、バッテリー液の補充である。何故なら、ここから最寄りの町まで片道約 74 km も離れており、その運賃は 5 万ルピアかかるため、一般的には村民は 10 世帯のバッテリー液の補充が必要な時にまとめて代表者が

最寄りの町へ出かける。

◆ 2008年、Cisompet地区のMargamulya村に集中型PV設備の導入

Cisompet地区の電化率は分かっていないが、2010年末時点で未だに2,956世帯において電力未供給の状態である。Margamulya村は、2つの集落から成り立っており、集落Karikil/Cikaduは40世帯、集落Bantar Jambuは15世帯が住んでいる。このプロジェクトの導入内容は下記の通りである。

- この集中型PV設備は、5kWpの太陽光パネル、パラボラとテレビ1セットが含まれる。
- 各集落でそれぞれ15世帯へ電力を供給し、Bantar Jambuの場合は、太陽光パネルを設置する建屋、テレビ、お祈り室の3つが公共利用として電気が供給された。
- PT. Azet Surya Lestari社はこの集中型PV設備の請負業者である。

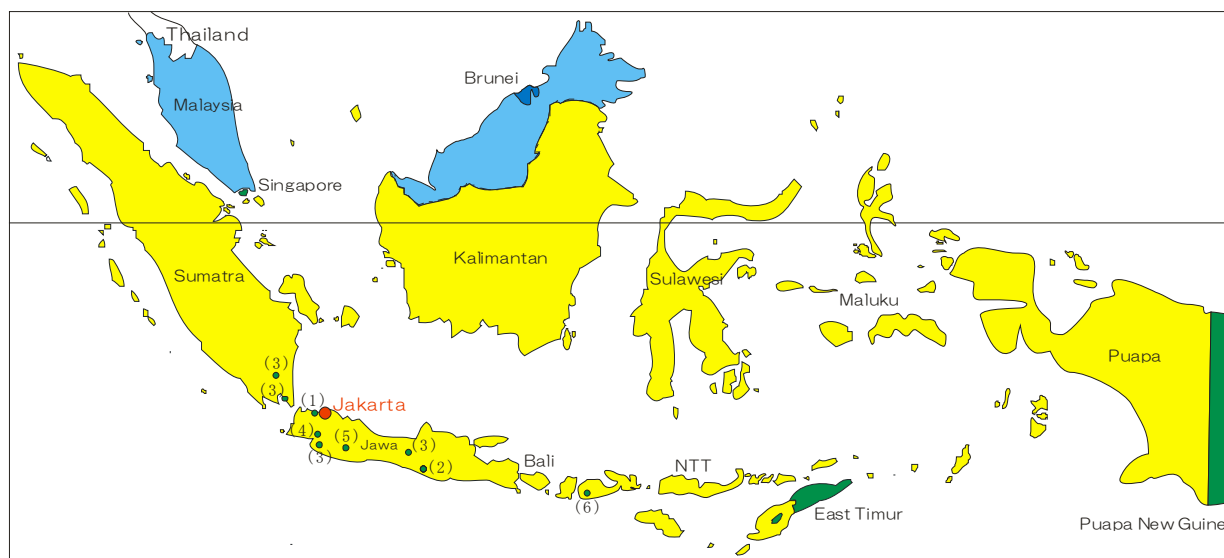
Bantar Jambuの場合は、PT. Azet Surya Lestari社により2010年に無償で一度バッテリーを取り換え、このプロジェクトは、2008年5月に完成して以来正常に稼働している。Cikaduの場合は、そのために設立したOMSによると、送電線の保守管理が行われておらず、電力料金が支払われないため、電力の供給は既に中止している。当初は、1日当たりの電力供給は2～3時間で十分足りるかと考えられてきたが、Cikaduの電力供給が停止したため、今のBantar Jambuでは1日中電気が利用できるようになった。雨期の期間中でもバッテリーだけで3～4日間の電力供給が維持できる。

このような集中型PVシステムを成功裡に運転し続けるには、OMSの存在が大きな意味を持つ。つまりOMSは、PV設備、送電線などの保守維持が行われなければ、継続運転ができない。同プロジェクトでは、今後の設備（主にバッテリー）の入れ替え作業を誰の責任で行うか、そのために発生したコストは誰が負担するか、など未解決な課題が残っており、設備が完成しそれを地元へ引き渡しても不確定的な要素が残る。

## 6) 人民独立電力（LIMAR : Independent Electricity for People）<sup>10</sup>

PLNは西ヌサ・テンガラ島の僻地のコミュニティに小規模PVプラント（PLTS : Solar Power Plant）をパイオニア・プロジェクトとして開発した。このPLTSプロジェクトは、LIMARと呼ばれ、ローカル社会の参加を巻き込み、プロジェクトへの参加により社会責任を負わせる考えで進められている。

<sup>10</sup> <http://www.bumn.go.id/pln/publikasi/siaran-pers/pln-kembangkan-limar-untuk-warga-terpencil-di-ntb/>



- (1) 1979年：太陽光村Picon/Banten（ドイツとBPPT）
- (2) 1987年：農村電化及びポンプシステムKenteng/Yogyakarta（日本NEDOとBPPT）
- (3) 1982年：太陽光村Menggala/Palas/Cibinong/Secang（ドイツとBPPT）
- (4) 1987年：SHSプロジェクト：Sukatani/West Jawa（オランダとBPPT）
- (5) 2008-2009年：太陽光PVプロジェクト：Garut/West Jawa（僻地開発促進省）
- (6) 2010年：人民自立電力（LIMAR）：Nusa Tenggara Barat（PLN）

図 2.2-10 地方・民間・国際支援のPVプロジェクト

### (3) 2国間および多国間の太陽光プロジェクト

#### 1) 「イ」国太陽光ローン<sup>11</sup>

「イ」国太陽光ローンプログラムは、太陽光技術の開発を支援するために競争力のあるクレジット市場を立ち上げ、ローカル融資制度を通じて、商業化した太陽光技術を僻地の農村あるいは低収入層に普及させることが目的である。その着眼点は、太陽光技術とローカル融資機関とのメカニズム形成にあり、ローカルの利害関係者を取り入れることによりプロジェクトの持続性を求めることである。このプログラムは、2010年10月から2011年12月までに実施され、ドイツ政府の支援を得て、国際連合環境計画（UNEP：United Nations Environment Programme）の主導で進められた。

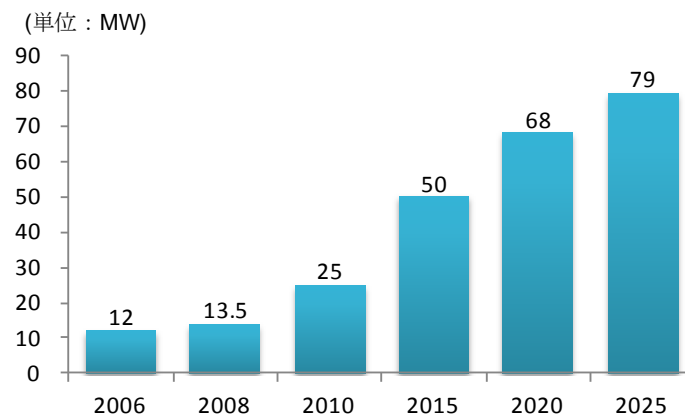
### (4) PV導入促進ロードマップ

PV導入促進政策は、再生可能エネルギーの一つとして進められているが、2006年に発表された「国家エネルギー政策」の中に、PV導入促進のロードマップが作成されており、2025年までの設置目標値が設定されている。同ロードマップによると、2025年までにPV設備の導入量は、79 MWに達している。しかし、この目標値はPLNの電力グリッドに接続する商

11 Indonesian Solar Loan (ISL) Program: Lesson learned for Solar PV project development, GIZ Workshop, 7 March 2012, Berlin - Germany

業ベースの PV 設備を指したもので、農村電化に用いた SHS などの導入とは無関係である。

2008 年時点で、電力グリッドに接続している PV の累積設備容量は、13.5 MW と発表されている。その多くの案件は、研究目的でパイロット事業として実施されているもので、商業ベースの市場はまだ存在していない。近年では、比較的規模が大きな PV 設備が導入され、中央政府も導入促進に必要な政策・制度の作成に着手しているが、電気料金が補助金でまかなわれている現制度の改革を行わない限り、今後の導入拡大は限定的である。



出典：「国家エネルギー政策」2006 による作成

図 2.2-11 「イ」国の太陽光導入設備容量の目標値

#### (5) PV モジュール生産工場開発計画(西ジャワ州、Karawang)

PT. LEN社は、西ジャワ州のKarawang県、西KarawangのTeluk Jambeに年産 60 MWの太陽光パネル生産工場を建設する計画を発表した。2012 年 6 月に建設工事を着工し、4,460 万ドルの投資が必要であると試算された。同計画のF/SはBPPTにより実施され、結晶シリコン系の技術を導入する案となっている。<sup>12</sup>

#### (6) 各地方における PLN 計画

PLN の電源開発目標は、2015 年までに新規発電設備容量の増加量を 30 GW に設定している。この目標を達成するためには、PV も電源の一つとして重要な位置付となっている。具体的には、PLN の新・再生可能エネルギーの電源開発計画は、表 2.2-4 に示すとおりである。

同開発計画をみると、PV の導入量は、2020 年までに累計設備容量が 592 MW に達する目標を設定している。この目標値は、2006 年に発表した「国家エネルギー政策」の中で設定した 2025 年までの目標値 (79 MW) と比べ、遥かに高い数字である。PLN の目標値を達成するには、現在の PV 導入促進制度より強力な制度が必要と考えられるが、現時点では「イ」国政

<sup>12</sup><http://www.esdm.go.id/news-archives/323-energi-baru-dan-terbarukan/5637-pt-len-segera-bangun-pabrik-fotovoltaik-kapasitas-60-mwp.html>

府による PV 導入に向けた新しい政策・制度が発表される気配はない。

表 2.2-4 新・再生可能エネルギーの小型発電所の開発計画

No.	Power Plant - New & Renewable Energy	Unit	Year										Total
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1	Microhydro	MW	23	37	198	126	46	193	203	214	225	235	1500
2	Solar	MWp	2	30	50	60	70	70	75	75	80	80	592
3	Wind	MW	0	0	10	10	15	15	20	20	25	25	140
4	Biomass	MW	16	33	35	35	35	40	40	45	45	50	374
5	Marine	MW	0	0	2	0	0	5	5	5	5	5	27
6	Biofuel	MW	-	10	15	15	14	8	7	7	8	9	93
7	Gas0Coal	MW	6	32	81	43	22	7	22	14	6	10	243
	<b>Total</b>	<b>MW</b>	<b>47</b>	<b>142</b>	<b>391</b>	<b>289</b>	<b>202</b>	<b>338</b>	<b>372</b>	<b>380</b>	<b>394</b>	<b>414</b>	<b>2969</b>

出典：Electricity Supply Business Plan of PT PLN Persero 2011 - 2020

◆ PLTS の開発

PLN の計画では、独立型 PLTS およびハイブリッド型 PLTS の 2 種類を導入する予定である。

◆ SHS の開発

小規模で分散型の SHS の導入計画は、その他の再生可能エネルギー資源量が少なく、今後 5 年間電力グリッドに接続する可能性がない地域を対象に実施される。SHS の導入数は、37 万 7,000 ユニットと計画されている。同開発計画は、蓄電池が内蔵された LED 電球の普及を同時に推進する。

◆ 「スーパー エネルギー効率」 (SEHEN : Super Energy Efficient Lantern)

このプログラムは、主に電化率が低い東部「イ」国の西ヌサ・テンガラ、東ヌサ・テンガラ、パプアなど特定の州に対して集中的に PV 設備を導入する。

(7) その他ドナーからの援助

PV を開発するために PLN は、「イ」国政府より国家予算を受け取る。しかし、この場合は、政府が主導する電化事業に基づいて推進しなければならない。PLN 自身で策定した太陽光導入計画は、その全てを自社資金での調達には困難であるため、WB および各国の開発銀行より融資を受けなければならない。2011 年 PLN の企業年報によると、104 兆 2,668 億 Rp の売上のほか、58 兆 1,084 億 Rp の政府補助金収入が計上された。同年 PLN の経常収入の約 36% が国の補助金によって支えられていることである。

他ドナーによる援助の具体例として WB 及びドイツ復興金融公庫（KfW : Kreditanstalt für Wiederaufbau）による PV プロジェクトへの協調融資計画がある。

概要を以下に示す<sup>13</sup>。

- ・ 融資供与予定額

1st Phase と 2nd Phase から構成され融資供与予定額は下記のとおりである。

1st Phase               :       USD 300 Million

2nd Phase               :       USD 300 Million

- ・ 手続きの現状

融資承認はまだ完了していないが、PLN 地方事務所主幹で各管轄の PV 案件を対象に F/S を実施中である。PLN は、融資承認を 2012 年 10 月頃、L/A 締結を 2012 年末頃と期待している。

その他、WB 及び KfW は関心分野が異なっており、WB は PV、KfW はマイクロ水力に関心を示している。1st Phase の地点選定（136 箇所）の優先度は、電化率向上である。

---

<sup>13</sup> PLN (Foreign Loan and Grant Financing)へのヒヤリング結果（2012年3月）

## 2.3 PLNの太陽光発電における計画、予算、組織体制、維持管理能力

### 2.3.1 PLNの役割

PLNは、1961年に設立され、発電設備容量が小さく主にジャワ島の大都市のみ電力を供給していた。1960年代では、ジャワ島は主力電源が水力発電で、ディーゼル発電はピーク電力として導入され、その他の島はディーゼル発電設備しかなかった。1994年の政令により国営公社から国有会社に転換され、現在まで続いている。2011年のPLN企業年報によると、2010年末同社が所有している発電設備容量は26,895 MW、発電量は123,477 GWh、売上は104兆2,668億Rp、従業員数47,155人である。

PLNは、設立以来国家の開発計画の援助を受けて、発電規模を拡大してきた。PLNの発展は、「イ」国の近代化プロセスにおいて重要な役割を担ってきた。特に電化事業は国の基盤インフラの建設として推し進められている。

しかし1990年代以降は、国際支援とNGO団体の活動が大きく成果を挙げ、「イ」国中央政府による農村開発政策が中心だった支援構造において変化が起きている。「イ」国の農村開発においてNGOの活発な活動は、農村エネルギー分野においても同様である。農村電化事業は、政府、民間・NGO、国際支援と3つの部分に細分化され、PLNの役割も相対的に低下している。

PLNは、2000年の第19号の法律（No.19/2000）に基づき、国営企業として社会の公益性を考慮し電力を供給する義務があると規定している。2009年の電力法（No.30/2009）に基づきPLNは、同社の定款により下記のような事業活動を提供する。

(1) 下記のような条件で電力供給を行う

- 電力発電
- 電力送電
- 電力配電
- 発電所の計画または建設
- 電源開発

(2) エネルギー事業支援を行う

- 電力コンサルティング
- 電力設備の建設および導入
- 電力関連設備の技術開発



### (3) その他活動

- 発電に必要な自然資源利用およびその他資源の管理
- 運用サービスの利用および発電、送電、配電と小売において負荷平準化の管理
- 電力に係る企業活動からハードウェアとソフトウェアを管理
- 国内外の発電事業者と協力し、電力関連の技術、建設、運営、通信など各分野の情報を常に更新し、電力供給サービスを向上する
- 電力サービス

それ以外に、PLN の事業は以下のように分類できる。

### (1) 計 画

配電ネットワークおよび農村電化事業は、マクロ政策に基づいて計画活動が進められ、その他実施計画、地方組織部門および配電部門によって進められる。

### (2) 開発活動

建設組織単位の義務は、発電所のインフラ建設、エネルギー供給、送配電、変電所など主要なプロジェクトの開発活動を進める。一方、送電線の開発は、各地域の組織と配電部門によって実施される。農村開発プロジェクトの活動は、政府による国家予算に基づいて政府の義務として電力総局が遂行する。

### (3) 運営活動

PLN の事業運営活動は、資源別の発電技術により電力を発電することである。資源別とは、石炭・石油・天然ガスなど化石燃料（BBM）による蒸気発電所（PLTU）、水力資源を利用した水力発電所（PLTA）、天然ガスを利用したガス発電所（PLTG）、地熱資源による地熱発電所（PLTP）、石油製品ディーゼルを利用した発電所（PLTD）などである。PLN の運営活動の中は、その他発電事業者により電力を購入する活動である。各種の発電所で発電された電力は、超高压電線（500 kV）および高压電線（150kV と 70 kV）を通して送電され、需要家に供給される。

### (4) 研究および支援活動

研究および支援活動は主に下記の部署によって進められている。

#### ◆ 教育およびトレーニング・センター

このセンターは、同社のエンジニアリング、経営、財務、管理など各方面において教育お

よび研修を提供している。

◆ 電力エンジニアリングセンター

この部署は、主に事業の F/S、設計、エネルギーのインフラストラクチャの工事監督などのサポートを提供する。

◆ 認証サービス

この部署は、主に電気機器のテスト認証、電力品質管理および環境システムの支援を行う。

◆ 建設経営サービス

主に電力セクターでの建設活動を管理し、設備の修復工事を含めて支援を行っている。

◆ サービスと生産支援

主に生産と保守維持サービスを提供している。

### 2.3.2 実施体制

PLN は現在、過半数の株を所有する 9 つの子会社と 1 つの持ち株会社を保有している。いずれの会社も、PLN 本体の発電事業を補完し、相乗効果を提供している。その内では、発電所、エンジニアリング、石炭供給、建設などの分野が主要な業務内容となっている。PLN の会社組織図を図 2.1-2 に示す。

また、PLN は各地方局と支店を持っており、各地域の業務を遂行している。主な支店は下記の 6 箇所に設置している。

- ✓ PLN Java Bali Operations Unit
- ✓ PLN West Indonesia Operations Unit
- ✓ PLN East Indonesia Operations Unit
- ✓ PLN Service Unit
- ✓ PLN Parent Project Unit (UIP)
- ✓ PLN Power (Kit)

表 2.3-1 PLN の関連企業

Company Name	Core Area	Status
PT. Indonesia Power	Electricity Generation and Transmission	Operating
PT. Indonesia Comnets Plus	Information and Communication Technology	Operating
PT. Pembangunan Jawa Bali	Electricity Generation and Transmission	Operating
PT. Pelayanan Listrik Nasional Batam	Electricity Utility	Operating
PT. Prima Layanan Nasional Enjiniring	Engineering and Design Build	Operating
PT. Pelayanan Listrik Nasional Tarakan	Electricity Utility	Operating
PT. PLN Batubara	Batubara Coal Supplier	Operating
PT. PLN Geothermal	Geothermal Generation	Operating
PT. Geo Dipa Energi (PT. GDE)	Geothermal Generation	Operating
Majapahit Holding Bv)	Offshore Bond financing Vehicle	Operating

出典：PLN Sustainability Report 2010

### 2.3.3 維持管理能力

PLN は、「イ」国が独立して以来同国の電力事業の開発と運営を担ってきた。同社は、電源開発だけではなく、送変電設備および配電設備の建設、運転、管理を実施する。近年では、グリッド以外の離島に分散型グリッドの推進、再生可能エネルギー源による地方電化事業、PV 建設事業など多くの経験を積み重ねてきた。特に同社は、現在進行中のプロジェクトで 106 箇所の離島に PLTS の建設を進めており、同様な PV 建設事業を円滑に実施する体制が出来上がっている。

管理能力の中でも最も重要な部分は、PLN が持っている各地方のネットワークを有効活用、事業を推進するための諸手続、用地取得など現地の利害関係者との折衝能力であり、事業の成功には不可欠な要素である。また、計画・設計、プロジェクト調達、現地より資機材購入、据付などの事業推進においては、従来 PLN が利用している信頼ある現地コンサルタントを取り入れることができ、事業が完成した後、設備の運転、維持・管理、環境管理などでは同社が持っている体制で十分に対応できる。

## 第3章

# 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における 課題とモデルケース選定

**第3章 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題とモデルケース選定**

**3.1 「イ」国島嶼部の太陽光発電電化における課題の分析(調査開始時)**

本調査でのモデルケースとする調査対象島の選定のため、調査開始直後(2012年3月)に PLN と協議を行った。PLN は、運開済みの PV 設備において現在具体的な課題を抱えているサイトとして Gili Trawangan 島と Bunaken 島との2島を紹介した。具体的な課題を表 3.1-1 に示す。

**表 3.1-1 PV 設備の運用に関する課題**

Gili Trawangan 島	Bunaken 島
<p>急激な PV 出力変動による周波数変動の問題により、PV は 200kW の発電能力があるものの、100kW に抑制して運用している。ディーゼル発電の総出力は 1MW、昼間の最大負荷は約 500kW である。</p> <p>Gili Trawangan 島はリゾート地であり観光客が多いが、観光客の数は季節によって変動する。そのため、ピークの季節とオフピークの季節では、電力需要が異なる。PV 設備の設計時、ピークの季節で負荷想定を行ったため、問題になったと想定される。蓄電池がないシステムなので、PV の供給過剰を吸収することが出来ないための不具合である。<sup>1</sup></p>	<p>Bunaken は、蓄電池を設置し無停電での 19 時間給電を前提に設計した。</p>

Gili Trawangan 島の課題は、ディーゼル発電設備の出力に対する PV 出力の比率が高い (200kWp / 500kW = 40%) ための不具合と考える。蓄電池無しのシステムでの同比率は一般的に 10%~20%程度であり、この比率が高いため、例えば、ディーゼル発電設備のガバナ調整能力を超える PV 出力急変が起これば、電力品質(今回は周波数)が維持出来なくなり不具合が発生したと想定する。また、この課題が発生した原因は、基本設計時に季節による負荷変動の影響を考慮できなかったことが原因と推測される。

Gili Trawangan の設備運用面での課題のイメージを図 3.1-1 に示す。

なお、上記課題に対する詳細な分析は、先行している別調査で Gili Trawangan 島および Bunaken 島が調査対象となっているため、本調査の対象外とする。

<sup>1</sup> PLN (Division of New and Renewable Energy)との3月28日の協議。詳細は面談記録参照。

ただし、Gili Trawangan 島（オングリッドタイプ）の課題は、今回の調査対象となった Sebatik 島と類似しているため、後述する対象島に係る現状確認、問題分析で述べる。

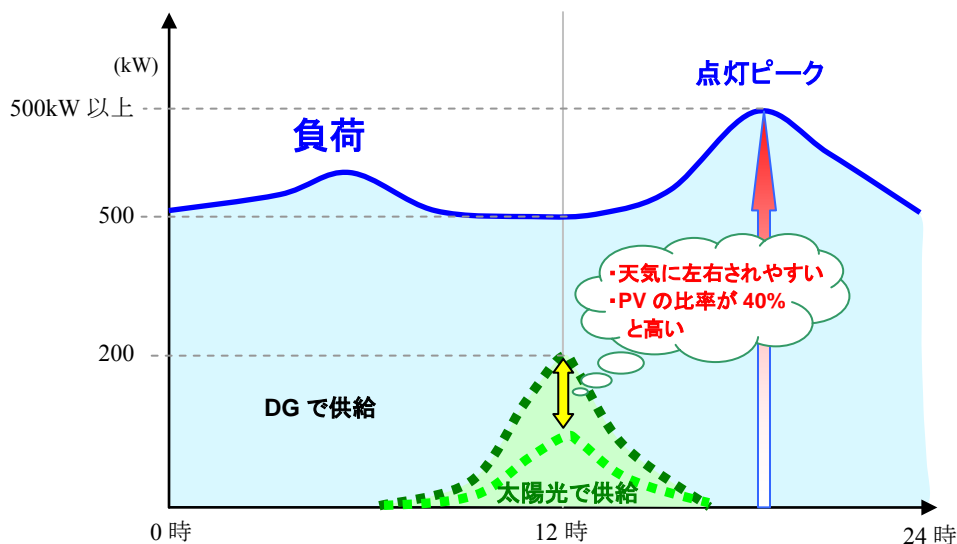


図 3.1-1 設備運用面での課題イメージ(Gili Trawangan 島)

Gili Trawangan 島の対策は、暫定対策として、既に PLN が実施している運用上 PV 出力を 100kW に制限することが、運用上の難易度も低く予算も安価であることから現実的と考える。ただし、設置された PV 設備を最大限活用する前提での長期的な恒久対策は下記が考えられる。

1. 蓄電池を設置する（PLNは、次期ステージで蓄電池の導入を検討している<sup>2)</sup>）。
2. 他島（大規模系統）から海底ケーブルを敷設しPVが連系する系統容量を増強する。<sup>3)</sup>
3. 負荷を増強する（産業育成、模擬負荷設置等）。
4. EMS（Energy Management System）を導入し、①負荷遮断や②PV出力とディーゼル発電機出力との比率制御（PV出力抑制）等の対策を実施する。

Gili Trawangan島で確認されている「蓄電池無しのシステムにおけるPV導入比率が高い」課題は、PLNの1,000島計画資料<sup>4)</sup>で、その比率が20%と示されている。今後の1,000島計画時はこの指針が遵守され、かつ適正な負荷想定が行われたら、本課題が再発する可能性は低いと考えられる。

Bunaken 島の課題は、蓄電池付 PV 設備とディーゼル発電設備の連系運転に関わる課題と推察されるが、検討には、現地調査を含めた詳細情報が必要である。

2 PLN（Division of New and Renewable Energy）との2012年3月の協議。

3 近隣のLombok島（大系統）からGili Trawangan島への海底ケーブル敷設計画有り（PLN資料より）

4 「LAPORAN TIM REMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU」収集資料リストの資料No.4が該当

## 3.2 モデルケースとする調査対象島の選定

### 3.2.1 選定の考え方

選定の方針については、PVが導入された離島から、停電が頻発する島等運用に支障が出ている島の中から、人口規模、地理条件、電力需要の状況、電源構成等について、異なる島を選定し、多様な状況に対応し得る解決策の検討が可能となるよう、可能な限り配慮した。

### 3.2.2 対象とする離島

2012年3月時点でPVが導入され運用されている地点は表3.2-1に示す9島<sup>5</sup>である。

表 3.2-1 PV 導入済の離島

島の名前	州名	PV出力容量 (kWp)	備考
1.Gili Trawangan	西ヌサ・トゥンガラ州 West Nusa Tenggara Nusa Tenggara Barat (NTB)	200	人口:800人 面積:約6km <sup>2</sup> 気候:熱帯モンスーン気候 産業:観光業 アクセス:ジャカルターバリ島-海路:Gili Trawangan
2.Lembata 【別名:Lomblen】	東ヌサ・トゥンガラ州 East Nusa Tenggara Nusa Tenggara Timur (NTT)	200	人口:10万人 面積:1,200km <sup>2</sup> 産業:焼畑農業、捕鯨 アクセス:ジャカルターKupang-Lembata
3.Tomia	南東スラウェシ州 South East Sulawesi Sulawesi Tenggara	75	人口:500~600人(中心地 Waha 人口) 産業:観光業 アクセス:ジャカルターマッカサル-Wanci(Bau Bau 経由)Wanci 空港からタクシーで Pelabuhan Mola へ行き、海路 Tomia
4.Raja Ampat	パプア州 Papua Papua	50	人口:35,000~40,000人 産業:真珠養殖、漁業、鉱業、観光業 アクセス:ジャカルターマッカサル または Menado/Ambon) - Sorong - 海路:Raja Ampat
5.Banda Naira	マルク州 Maluku Maluku	235	人口:6,000人 産業:農業(スパイス)、漁業、観光業 アクセス:ジャカルターAmbon-Banda
6.Miargas	北スラウェシ州 North Sulawesi Sulawesi Utara	85	(情報無)
7.Bunaken	北スラウェシ州 North Sulawesi Sulawesi Utara	335	産業:漁業、農業、観光業 アクセス:シンガポール-Manado-Bunaken
8.Derawan	東カリマンタン州 East Kalimantan Province	170	産業:漁業、農業、観光業 アクセス:ジャカルターBalikpapan-Nunukan-海路:Derawan
9.Sebatik	東カリマンタンチモール East Kalimantan Timor	340	産業:漁業、農業、観光業 アクセス:ジャカルターBalikpapan-Berau-海路 Sebatik

5 Morotai 島は、2012年4月運開のため候補地に含まれていない。

図 3.2-1 に既設の PV 設置写真を示す。



**Gili Trawangan**  
PV+ディーゼル発電機

**Bunaken**  
PV+バッテリー

**図 3.2-1 既設 PV 設備の設置例**

既に運開している前述 9 地点より、

- 1 重複調査回避 [別案件調査のGili Trawangan, Bunaken, Sumba<sup>6</sup>の 3 島は対象外]
- 2 電源設備形態の相違 (PV、バッテリー、ディーゼル発電等)
- 3 発電容量
- 4 PV容量が 100kWp以上<sup>7</sup>
- 5 ディーゼル電源が入っていること<sup>8</sup>

等を考慮し最終的に、将来のモデルケースとなり得る離島として、相手国実施機関 (PLN) とも協議を重ね、以下に示す 3 島を選定した。

**表 3.2-2 モデルケースとする調査対象島の選定結果**

離島名	電源構成	PV 規模	課題
Derawan	Hybrid (PV + Battery + DG)	100 kW to 300kW (170kW)	PV と DG の 並列運転不可
Lembata	On-grid (PV + DG)	100 kW to 300kW (200kW)	既存最大規模 PV で課題確認中
Sebatik	On-grid (PV + DG)	More than 300kW (340kW)	

6 Sunba 島には、PV は導入されておらず、マイクロ水力が導入されている。

7 1,000 島への PV 導入計画において候補サイトが豊富。

8 発電コスト及び GHG 排出量削減のため。



## 第4章

# 対象島に係る現状確認、問題分析

## 第4章 対象島に係る現状確認、問題分析

### 4.1 電源設備機器構成、グリッド構成等現状の施設およびその運用状況

本節では調査を行った離島において、以下の項目を述べる。

- 各島の概要
- 島内の PLN 組織
- 島内の電力需給状況
- 発電機の設備構成
- 配電系統
- 運用パターン

#### 4.1.1 Sebatik 島の調査結果

##### (1) Sebatik 島の概要

Sebatik 島はカリマンタン本島の東、約 1km に浮かぶ島でその総面積は約 452km<sup>2</sup> であるが、その中心を東西に国境が走っており、北はマレーシア領、南はインドネシア領と二分されている。南半分のインドネシア領には約 40,000 人、9,000 世帯（2011 年現在、BPS 統計資料参照）が居住している。主な産業は農業・漁業などの第一次産業が中心で、観光のための宿泊設備や工場等の大規模な需要設備は非常に少ないものの、国境付近のため、軍人の滞在が多いといった特徴がある。

##### (2) Sebatik 島内の PLN 組織

PLN 東カリマンタン地方事務所 Berau 支店の下部組織に相当する Sebatik 事業所 (Unit) が島内にあり、島内全域の電力供給を担当している。顧客サービスおよび運用関係者を含めて全 20 名の PLN 関係者が駐在しているが、うち 3 人が PLN 職員で、その他 17 名は外部委託を活用している。Sebatik 事業所のオフィスが島の中心部に 1 箇所あるが、基本的に顧客サービス（電気料金の収受やトラブル発生時の窓口対応）のみを取り扱っており、電力設備の運用はディーゼル発電サイトを拠点とし、そこに PLN の要員を配置している。なお定期点検・事故時の対応を含めた保守は Berau 支店の要員が対応することとなっている。

##### (3) Sebatik 島の電力需給状況

PLN 提供の Sebatik 島の統計資料によると、3,827 世帯が電化されているため、電化率は約 40% 強である。需要は一般家庭が大半を占める一方、重要な負荷としては、軍隊用設備、小規模

なクリニック、宿泊設備、政府機関などがあるが、事故が発生した場合、系統側での供給対策は特に行わずにそれぞれの負荷側でバックアップ電源の設置を行っている。

PLN の統計資料によると、2012 年 5 月現在の島内の日中負荷は 1,200kW、夜間のピーク負荷は 1,700kW である。この需要に対し、設備容量合計約 4,400kW のディーゼル発電で対応しているが、全 13 台あるディーゼル発電設備の半数以上が老朽化しており、効率の良い設備から稼働させている。なお日中は最大出力 340kWp の PV も稼働することとなるが、日中負荷に対する PV 容量は約 28%で、PLN が指針とする最大比率の 20%を超過することもあり、現状では PV をフル稼働で運用することは困難である。これは前述の Gili Trawangan で見受けた問題と同じであり、この問題点・対策については後述する。

なお、現地を訪問した 5 月 24 日の午前 10 時現在の PV 出力は約 125kWp であり、PLN 統計資料からこの時間の負荷を 1,000kW と想定すると、PV 比率は実運用ベースでは約 12-13%に留まっている。

#### (4) 発電機の設備構成

表 4.1-1 に 2012 年 4 月現在の Sebatik 島におけるディーゼル発電および PV の設置台数・設置容量・発電量を示す。日中は新規で効率のよいディーゼル発電機 4 台 (Unit #8、#9、#11、#13) が主たる発電設備であるが、緊急用発電機で屋外に設置されている。なお夜間のピーク負荷時にはその他の効率の悪いディーゼル発電機も稼働させている。

表 4.1-1 Sebatik 島の発電設備運用状況(2012 年 4 月)

	Installed Capacity	Generation	Fuel Consumption	Fuel Efficiency	Governor type	Status
	kW	kWh	Litter	kWh/litter		
DG #1	100	0	0	-	Not installed	Not Operated
DG #2	220	0	0	-	Unknown (installed)	Not Operated
DG #3	200	4,848	1,680	2.89	Electronic type	Operated
DG #4	250	35,412	11,885	2.98	Electronic type	Operated
DG #5	500	0	0	-	Electronic type	Not Operated
DG #6	500	32,320	10,850	2.98	Electronic type	Operated
DG #7	500	62,840	20,320	3.09	Electronic type	Operated
DG #8	500	168,900	47,825	3.53	Electronic type	Operated
DG #9	500	185,860	53,370	3.48	Electronic type	Operated
DG #10	528	0	0	-	Electronic type	Not Operated
DG #11	500	178,680	52,570	3.40	Electronic type	Operated
DG #12	500	0	0	-	Unknown (installed)	Not Operated
DG #13	500	147,360	42,190	3.49	Electronic type	Operated
PV	340			-		Operated
		825,690	243,405	3.39		

(PV 設備)

表 4.1-2 に Sebatik 島の PV 設備の仕様を、図 4.1-1 に単線結線図を示す。

表 4.1-2 Sebatik 島の PV 設備仕様

PV Array		PV module	
Total output (kWp)	341.88 kWp	Manufacturer' name	Sun Tech
Maximum power of module(W)	220 Wp	Country of origin	China
Connection of PV module	21 Series 74 Parallels	Open Circuit Voltage (Voc)	36.6V
Number of PV module	1,554	Optimum Operation Voltage(Vmp)	29.5V
Number of Junction Box	8	Short Circuit Current (Isc)	8.05A
		Optimum Operation Current (Imp)	7.46 A
		Module Efficiency	13.3%

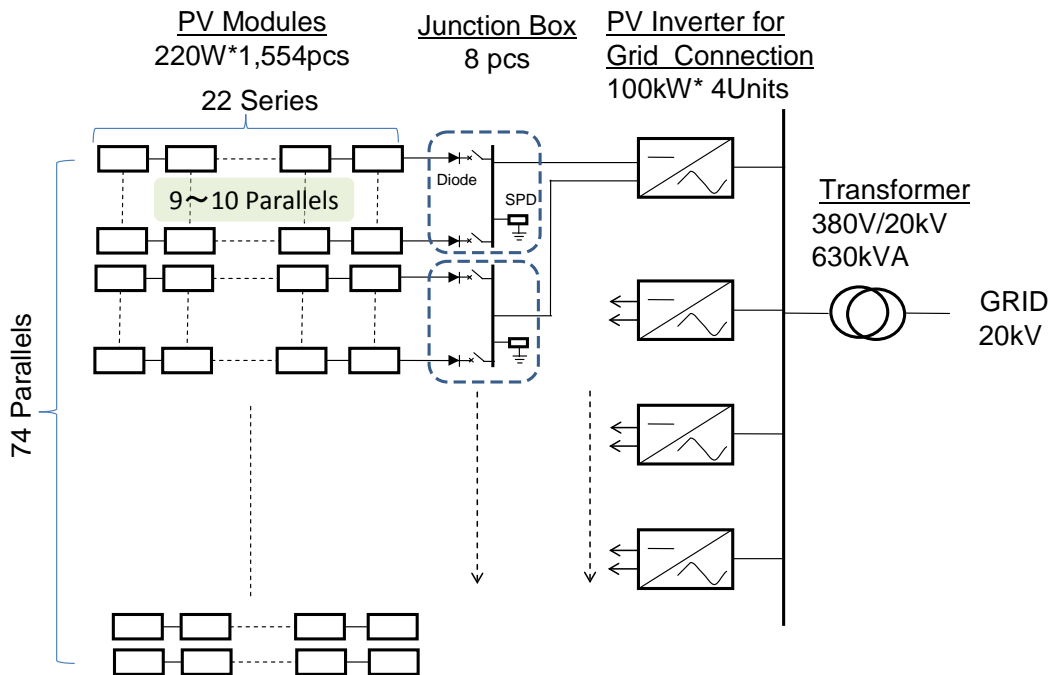


図 4.1-1 Sebatik 島の PV 設備単線結線図

(5) 配電系統

Sebatik 島の配電系統を図 4.1-2 に示す。ディーゼル発電設備から 20kV のフィーダーが 3 本伸びており、それぞれのこう長は 10km、4km、38km である。こう長 38km のフィーダーの途中、ディーゼル発電サイトから約 6km の地点にて PV が設置されている。

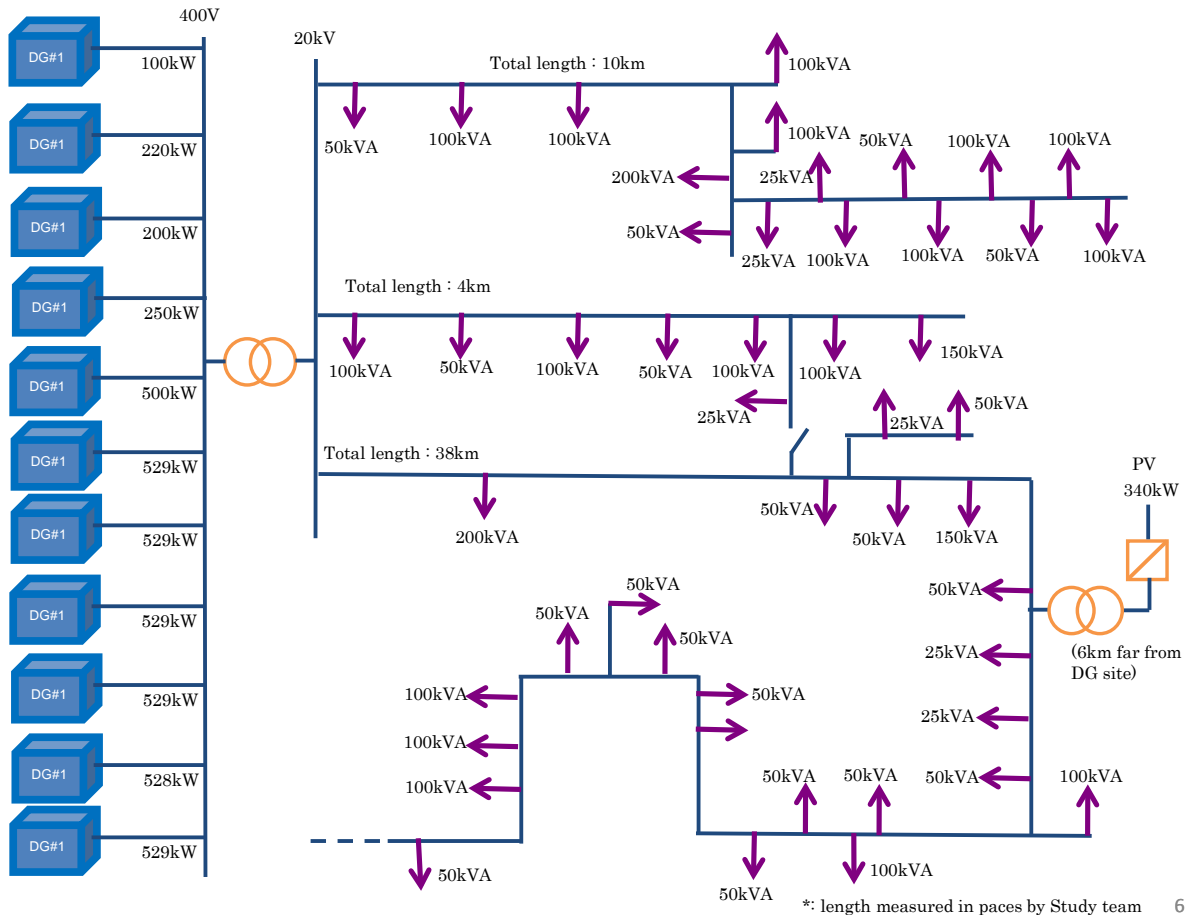


図 4.1-2 Sebatik 島の 20kV 配電系統

(6) 運用パターン

一般的な運用パターンとしては、需給バランスとしては DG をベースに運転しており、配電線の途中に設備している PV 発電を並列運転している。PV 施設には、一人運転・監視員がいるが、通常は日中の PV 発電に伴い自動運転・解列を行っている。基本的に、全体の需給調整は、DG 発電所にて運転員が手動の出力調整にてバランスを図っている。

前述の通り、PV 容量比率が比較的高く、PV 出力変動による影響も無視出来ないと考えられる。

## 4.1.2 Derawan 島の調査結果

### (1) Derawan 島の概要

Derawan 島は東西、南北とも数 100m 程度の非常に小さな島であるが、珊瑚礁でできたダイビングスポットとして有名な島であり、観光業で成り立っている。コテージ 1 軒とダイビング関係の設備があるほかは小学校、交番、観光客用の商店・レストランがある程度で、その他は一般家庭である。コテージには太陽光による自家発電設備も供えている。

島内の人口は 1,000 人程度で PLN の需要家数は 271 世帯である。また、インドネシア本島からの移住者も多く、PLN では年率 7-8% 程度の需要の増加を見込んでいる。

### (2) Derawan 島内の PLN 組織

Derawan 事業所がディーゼル発電・PV 発電サイトに併設されており、PLN の駐在者は顧客サービスならびに設備の保守運用を包含して実施している。設備運用にあたる要員は常時 1 名で点検・運用記録にあたるが、駐在者全 4 名でシフトを組んで対応している。

### (3) Derawan 島の電力需給状況

1 日の負荷カーブは典型的な夜間ピークである。また、年間でピークとなるシーズンは観光客の多い 7-9 月であり、夜間ピーク 170kW、日中のピークが 90kW 程度である。なお、訪問した 2012 年 5 月においては、夜間ピーク 150kW、日中ピーク 80-90kW 程度であった。しかしながら、計画時点では需要は 70kW であった。そのため急速な需要増加があった。

### (4) 発電機の設備構成

表 4.1-3 に示すとおり、ディーゼル発電機は 3 台備えており、設備容量および 2012 年 4 月の発電量を示す。なお普段は燃費がよく、かつ設備容量の大きい発電機#2 を運転しており、補完的に#3 を利用している。#1 は著しく燃費が悪いため (2.5kWh/litter 程度)、普段は用いられていない。

表 4.1-3 Derawan 島の電源構成

	Installed Capacity [kW]	Generation	Fuel Consumption	Fuel Efficiency	Governor type
		[kWh]	[Litter]	[kWh/litter]	
DG #1	125	0	0	-	Not installed
DG #2	275	46,656	13,440	3.47	Electronic Type
DG #3	125	16,737	4,797	3.49	Not installed
PV	172.8	0	0	-	
<b>Total</b>		<b>63,393</b>	<b>18,237</b>	<b>3.48</b>	

(PV 設備)

表 4.1-4 および図 4.1-3 に PV 設備の主要な仕様ならびに単線結線図を示す。PV 容量が 172.8kWp に対し、インバータ容量は 90kW で PV 発電容量すべてが直ちに供給されることはなく、差分はバッテリーに充電される。

なお、現在の日中の負荷ピークはインバータと同じ 90kW であること、また 30 分程度の短時間であれば定格以上の容量も許容できること等の理由で、インバータの容量限界によって現状は運用上の問題が起こっていないと考えられる。ただし、今後は需要の増加でインバータ容量を超過する日中負荷となれば、日中でも恒常的にディーゼル発電を運転しなければならない可能性も孕んでおり、この場合は経済的に非効率となる可能性もある。

しかしながら、上述したように、計画時点では需要は 70kW であった。それゆえ、計画時点での計画は正しいと思われる。

表 4.1-4 Derawan 島の PV 設備仕様

PV Array		PV module	
Total output (kWp)	172.8 kWp	Manufacturer' name	Ever Exceed
Maximum power of module(W)	100 Wp	Country of origin	China
Connection of PV module	4 Series 432 Parallels	Open Circuit Voltage (Voc)	22.4V
Number of PV module	1,728	Optimum Operation Voltage(Vmp)	18V
Number of Junction Box	18	Short Circuit Current (Isc)	6.53A
		Optimum Operation Current (Imp)	5.56 A
		Module Efficiency	16.75%

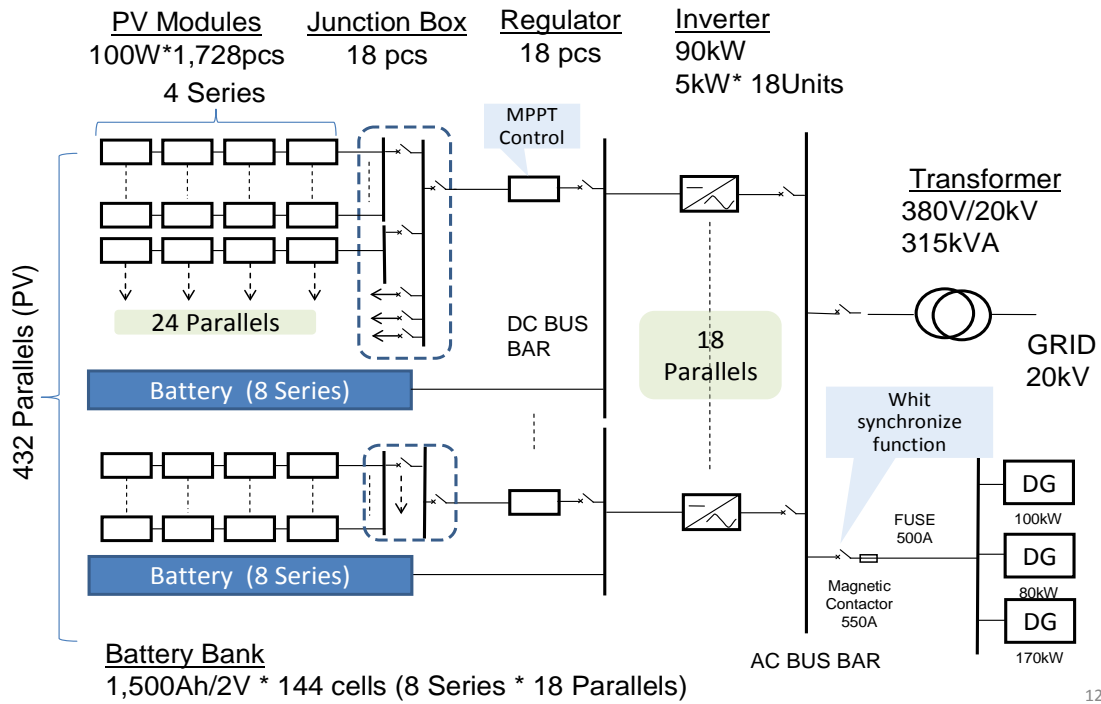


図 4.1-3 Derawan 島の PV 単線結線図

(5) 配電系統

Derawan 島の系統図を図 4.1-4 に示す。20kV 配電線が 1km 敷設されているが、並行して 400V 配電線も敷設されており、400V 配電線の総互長は約 2km である。小さい島で需要密度が高いこともあり、ほぼ全戸が電化されている。

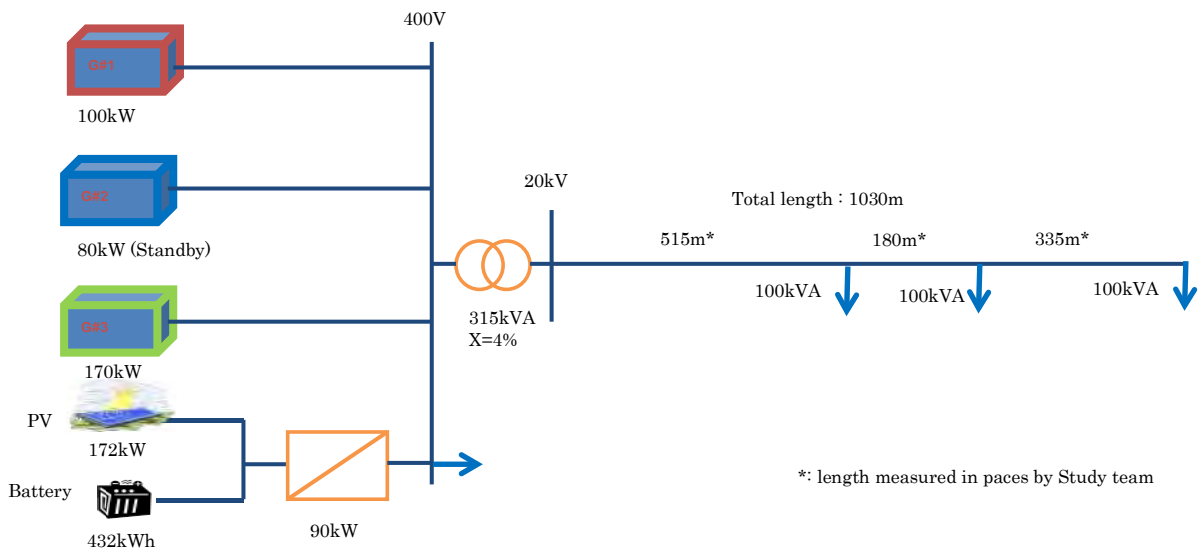


図 4.1-4 Derawan 島の 20kV 配電系統



## (6) 運用パターン

一般的な運用パターンとしては午前中（9時頃）にPVを系統に並列させ、安定後DGを解列させている。基本的に切り換えは負荷が90kW（バッテリー容量）以下になった場合にPVに切り替えを行っている。日中はPVおよびバッテリーで供給し、PV出力が小さくなった夕刻（16時頃）に再びPVとDGを並列運転させ、PVを解列させ、夜間はディーゼル発電のみ運転している。また、バッテリー充電量が少なくなった場合は夕刻のディーゼル並列時間を早めることで対応する。日中の負荷変動はバッテリーで補償しつつも、負荷が90kWを超過しバッテリーで補填できない場合は小容量のディーゼル発電（#3）を起動させる。

夜間のディーゼル発電の運転は、ディーゼル発電（#2）を起動し、負荷変動に応じて発電機の出力を調整させている。

### 4.1.3 Lembata島の調査結果

#### (1) Lembata島の概要

島内の人口は約110,000人で主産業は農業・漁業である。行政区分としてはLembata島全体でひとつの県（Kabupaten）であり、島内は8つの郡（Kechamatan）に分かれている。

島全体の電化率は約57%でPLNの顧客数は12,912世帯である。20kV配電線のこう長は延べ103.33km、400V配電線のこう長は延べ124.59kmにのぼる。

#### (2) Lembata島内のPLN組織

PLNでこの島を管轄するのはPLN東ヌサ・トゥングラ地方事務所に所属するLembata事業所（Unit）であるが、この事業所の下にLewoleba、Ile Ape、Hadakewa、Nagawuton、Lamalena、Atuwai、Omesusiの7つの事務所（Sub District）がある。PV設備はIle Ape事務所管内にあり、Lewoleba、Ile Ape、Hadakewaの事務所の系統がお互いに接続されている。なお、Lewoleba事務所管内で最大の需要を持ち、この3事務所内の系統がLembata事業所内で最も大きいものとなる。他の事務所は、ディーゼル発電を電源とする単独の系統であり、他の事務所の系統とは接続されていない。

表4.1-5にLembata県内の行政区分とPLNの事務所の管轄の関連を示す。Atadei県が未電化であるなど、県全体の電化率はまだ低い一方、PLNが未供給の地域の一部では、地方政府がディーゼル発電を設置して供給している地域もある。

なお、PVが接続されている系統の各事務所（Lewoleba、Ile Ape、Hadakewa）の顧客数はそれぞれ約6,000、2,000、1,000で、合計約9,000の顧客がある。

表 4.1-5 Lembata 県内の行政区分と PLN 事務所との関連

Kabupaten Lembata	PLN's Cabang Lembata	Notes
Kec. Nubatukan	Lewoleba	Grid connected
Kec. Ile Ape	Ile Ape	
Kec. Lebatuikan	Hadakewa	
Kec. Nagawutung	Nagawutung	Sole grid
Kec. Wulandoni	Lamalera	Ditto
	Atawai	Ditto
Kec. Atadei	-	non-electrified
Kec. Omesuri	Omesuri	Sole grid
Kec. Buyasuri		

(3) Lembata 島の電力需給状況

PLN 情報では、電化率は約 57%であり、今後の需要増加が見込まれ、地熱開発による電力確保も考えている。需要は一般家庭が大半を占める一方、木工加工の小さな産業負荷もある。需要は、夜間ピーク負荷で 2,000kW 程度あり、調査島の中では最大需要である。この需要に対し、以下に示すディーゼル発電及び PV に対応している。運転方法は、Sebatik 島と同様、ディーゼル発電をベースとして、日中に PV 発電 [200kWp] を自動運転している。PV 発電比率は日中の最小負荷時（約 750kW）に対しては 27%程度と比較的高いものの、PV 変動ならびに負荷変動が大きく、多くの時間帯では 20%程度以下になると想定され、比較的スムーズな併用運転がなされていると考えられる。

(4) 発電機の設備構成

発電設備としては、ディーゼル発電機及び PV 設備である。ディーゼル発電設備は Lewoleba 郡内の PLN Lewoleba 事務所に隣接して設置されていたが、街中のために騒音の問題で新規地点への移転が必要となり、現在の Ile Ape 郡内に移動がなされたという経緯をもつ。なお、この Ile Ape のディーゼル発電サイトに PV 設備が隣接して建設された。

なお、Lewoleba 郡内の発電機も現在は緊急時を除いてほとんど稼動していないが、Ile Ape 郡内の新サイトに移転する予定である。Lewoleba 郡内に設置のディーゼル発電設備は PLN が自身で所有しているものの、新サイトのディーゼル発電に関してはリースされており、燃料費を除くリース費用は 1,000-1,500Rp/kWh である。なお、新サイトに設置の全てのディーゼル発電機には電子式のガバナが装備されている。

(PV 設備)

表 4.1-6 および図 4.1-5 に PV 設備の主要な仕様ならびに単線結線図を示す。

表 4.1-6 Lembata 島の PV 設備仕様

PV Array		PV module	
Total output (kWp)	202.4 kWp	Manufacturer's name	Sun Tech
Maximum power of module(W)	220 Wp	Country of origin	China
Connection of PV module	20 Series 46 Parallels	Open Circuit Voltage (Voc)	36.6V
Number of PV module	920	Optimum Operation Voltage(Vmp)	29.5V
Number of Junction Box	4	Short Circuit Current (Isc)	8.05A
Kind of cell	Poly crystal	Optimum Operation Current (Imp)	7.46 A
		Module Efficiency	13.3%

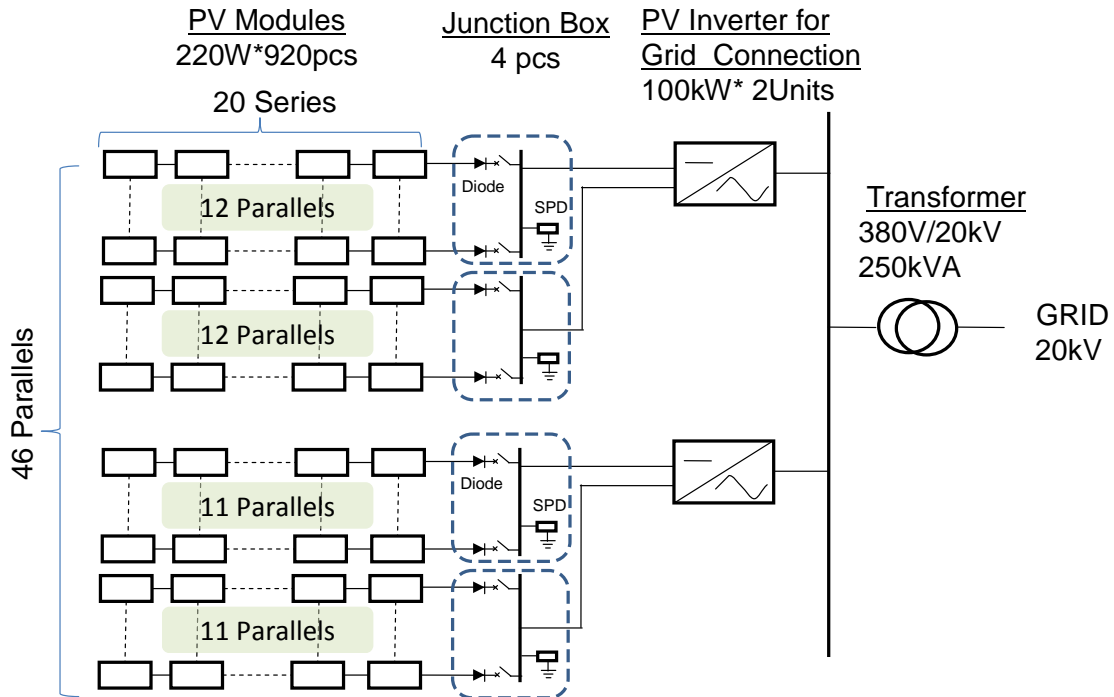


図 4.1-5 Lembata 島の PV 単線結線図

(5) 配電系統

配電系統図を図4.1-6に示す。ディーゼル発電設備から20kVのフィーダーが3本伸びており、それぞれのこう長は28km、13km、14kmである。

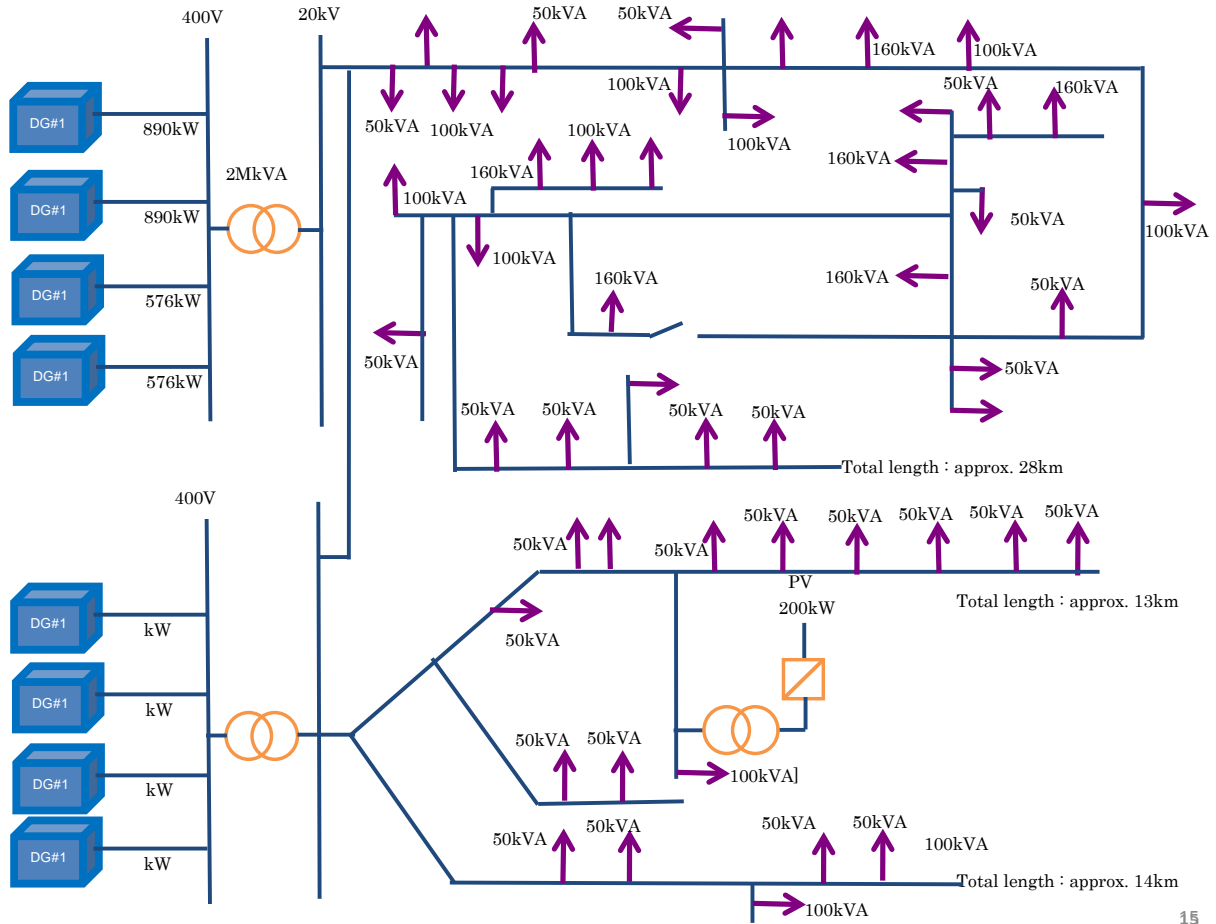


図 4.1-6 Lembata 島の配電系統図

(6) 運用パターン

運用パターンとしては、需給バランスとしては DG をベースに運転しており、配電線の途中に設備している PV 発電を自動並列運転している。基本的に、全体の需給調整は、DG 発電所にて運転員が手動の出力調整にてバランスを図っているが、PV 容量比率が比較的 low [20% 程度以下]、PV 出力変動による影響も比較的少なくスムーズな運転が行われていると考えられる。

#### 4.1.4 3島の調査結果のまとめ

インドネシアの離島にかかる設備状況・運用状況をそれらの評価・課題とともに以下に示す。

##### (1) ディーゼル発電設備

###### 1) 調査結果

効率のよいものをベース運転しており、効率の悪いものはピーク時の運転、もしくは緊急用として普段は用いられていない。旧式のものには基本的に効率が悪く、予算が許せば順次取替える計画である。

###### 2) 評価・課題

運用状況として、効率のよいディーゼル発電機から運転する方法は正しいといえる。PVと組み合わせた場合において、さらに効率のよい運転、信頼性のある運転を実現できるよう、第5.1.1節～第5.1.3節にハイブリッドタイプおよびオングリッドタイプにおける改善提案を示す。

##### (2) PV設備

###### 1) 調査結果

PV設備の設置はPLNの自己資金で行われており、すべてインドネシアコントラクターが受注している。PVおよびバッテリーは中国製で、インバータに一部ドイツ製が使用されている。新設後日も浅く、特に大きな問題は発生していない。また、メーカー設計による耐用年数はPVパネル：20年、バッテリー：5年、インバータ：20年とのものである。

###### 2) 評価・課題

現状設備としての致命的な問題は発生していないものの、5.1.4節において高い信頼性、保守運用の簡素化、ライフサイクルコストの低減が期待できるバッテリーの提案を行う。

##### (3) 配電系統

###### 1) 調査結果

どの系統も20kV配電を基本としている。導体種類はAAAC (All Aluminum Alloy Conductor) でほとんどの箇所では径は70mm<sup>2</sup>が用いられており、支持物はパンザマスト

を適用している。配電線の雷対策として、変圧器にアレスタが設置されている。これらは PV が設置されている離島に限らず、東カリマンタン地方事務所、東ヌサトゥンガラ地方事務所でも共通の仕様である。

## 2) 評価・課題

設備の信頼性としては問題ないが、統一仕様を使用しており、過大な設備投資をしている場合もあるため、第 5.1.3 節で配電電圧の考え方を提案する。

## (4) 系統制御

### 1) 調査結果

継電器は過電流保護継電器、地絡保護継電器のみを設置している。落雷等の事故時は過電流継電器で 2 秒後に自動遮断を行う。復旧は手動で実施するが、ディーゼル発電の再起動は約 10 分で可能とのことである。

電圧・周波数変動に対しては自動電圧調整器・ガバナで調整し、それぞれの大きな逸脱を防ぐとともに、運用員が目視で変動を監視し出力調整を行う対応も行っている。

### 2) 評価・課題

現状の設備によるシミュレーション結果ならびにその考察を第 5.2 節に述べる。

## (5) 運用・保守

### 1) 調査結果

運用員が 1 名以上、現地離島の事務所に駐在しているが、補修や定期的な保守は支店が担当している。なお、運用コストとして、PLN 要員の人件費は約 3～5 百万 Rp/月とのことである。

### 2) 評価・課題

PLN の運用員だけでの補修、トラブル時の対応には限界があり、サプライヤの支援体制の充実など、第 5.1.5 節に提案する。

## 4.2 対象島の電力測定等

### 4.2.1 対象島の電力測定方法

#### (1) 概要

「イ」国内の指定するモデルケース調査対象3島（Lembata 島、Derawan 島、Sebatik 島）を対象に下記を実施し、下記データを10日間程度取得することを目的とし、電力測定を行った。尚、電力測定は再委託業務として実施した。

- ・電圧・周波数変動の測定
- ・太陽光・ディーゼル発電の出力変動の測定

#### (2) 測定スケジュール

各島の電力測定スケジュールを下記に示す。

表 4.2-1 電力測定スケジュール

	MAY				JUNE																							
	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Derawan (TYPE B.PV 172kW)	■	■	■	■																								
Lembata (TYPE C.PV 200kW)								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Sebatik (TYPE C.PV 340kW)																												

#### (3) 電力測定方法

電力測定は、日本から電力測定機材を持ち込み実施した。測定方法を下記に示す。

表 4.2-2 電力測定方法(3島共通)

項目	値
測定ライン	3相4線(一部3相3線)
主な測定項目	電圧、周波数、有効電力、高調波
電圧測定レンジ	AC 600V
測定インターバル	設定1:1秒毎(計測期間は合計2日間程度) 設定2:1分毎(計測期間は8日間程度)
使用機材	HIOKI 3196

各島の電力計測ポイントおよび測定ポイント別測定期間を下記に示す。

電力計測ポイントは、上記目的(①系統の電圧・周波数変動の測定、②太陽光出力変動の測定、③ディーゼル発電の出力変動測定)のため、各島により電源規模および設備形態が異なる環境下で、現地 PLN との運用面、安全面での協議を経て決定した。

測定ポイントの考え方は、①は計測器が設置できる環境での容量が大きい変圧器2次側、②はPV出力全体を計測できる箇所、③はディーゼル発電機の出力端を考慮した。

表 4.2-3 各島の電力計測ポイントおよび期間

島名/ PMP	測定ポイント		測定期間	備考	
	場所	取付位置/主な目的			
Derawan	1	PV 建屋内 (DG 出力も測定)	2012年5月28日 ~6月8日	図 4.2-1 参照	
	2				インバータ出力端 <sup>(*)</sup> /②
	3				DG 発電機出力端/③
	4				変圧器(20kV/400V)の2次側/①
		所内負荷			
Lembata	1	PV 建屋内	2012年6月4日 ~6月15日	図 4.2-2 参照	
	2				変圧器(20kV/400V)の2次側/②
	3	DG 建屋内			変圧器(20kV/400V)の2次側/①
	4				DG 発電機出力端/③
Sebatik	1	PV 建屋内	2012年6月12日 ~6月23日	図 4.2-4 参照	
	2				変圧器(20kV/400V)の2次側/①②
	3	DG 建屋内			DG 発電機出力端/③
	4				

\*1:PV モジュール出力と蓄電池出力が直流側で連系され、その後インバータに接続。

PMP : Power Measurement Point (測定ポイント NO.)



**PMP: Power Measurement Point**

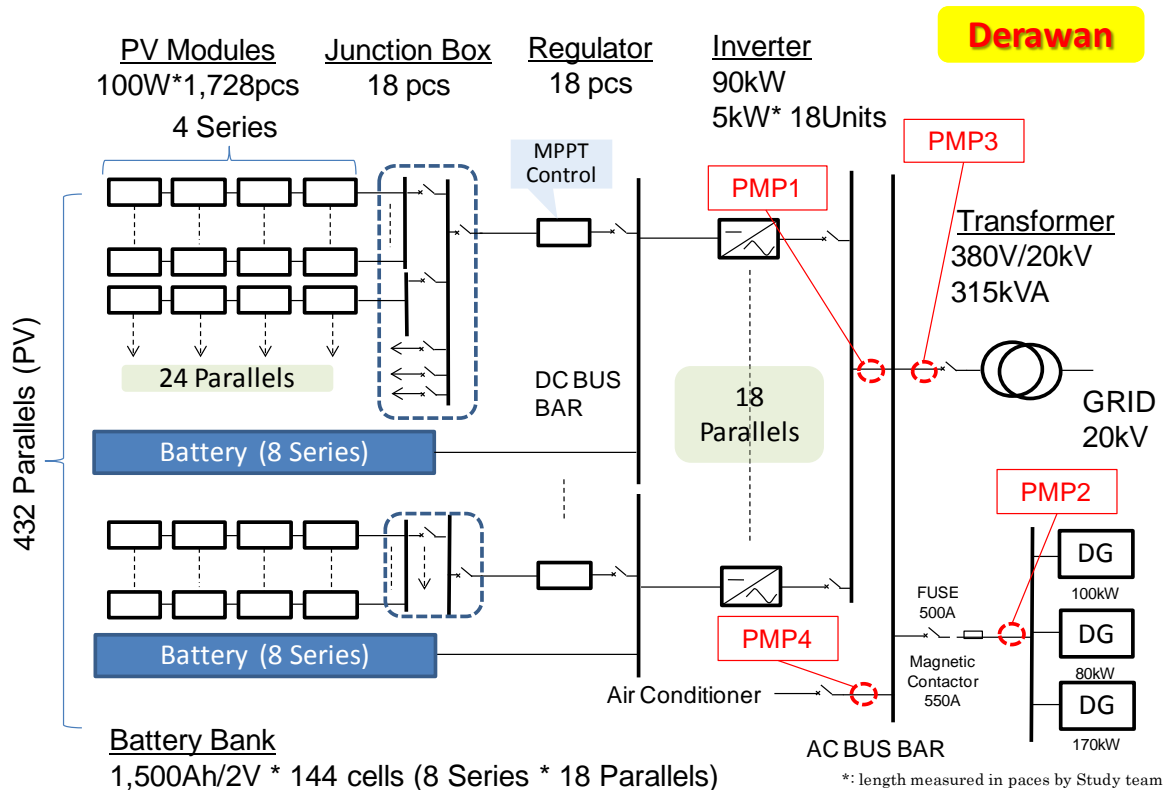
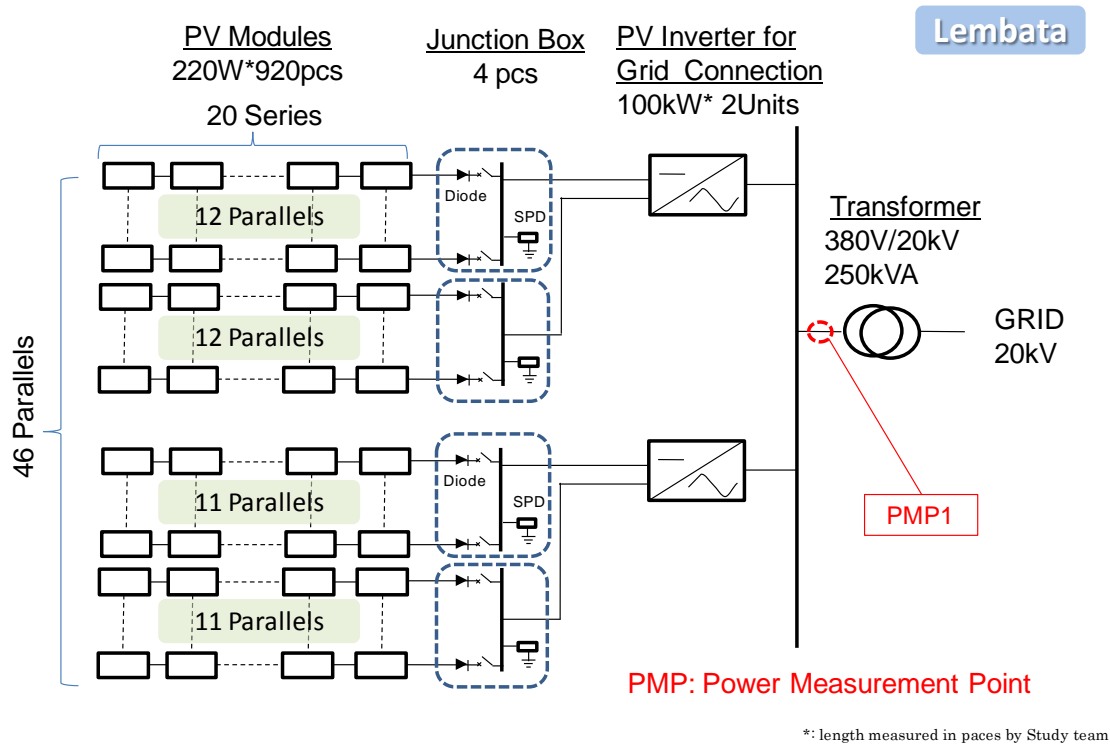


図 4.2-1 Derawan 島の電力計測ポイント(PV およびディーゼル発電設備)



PMP: Power Measurement Point

図 4.2-2 Lembata 島の電力計測ポイント(PV 設備)

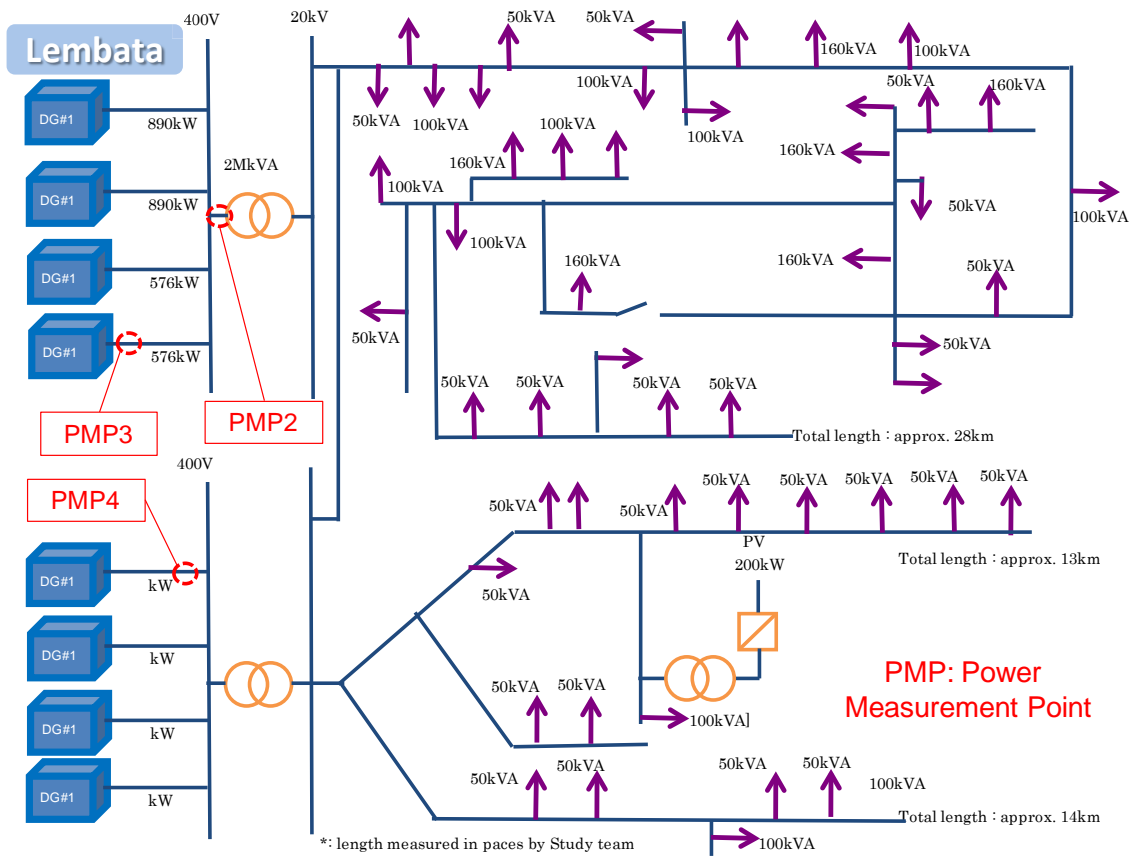


図 4.2-3 Lembata島の電力計測ポイント(ディーゼル発電設備)

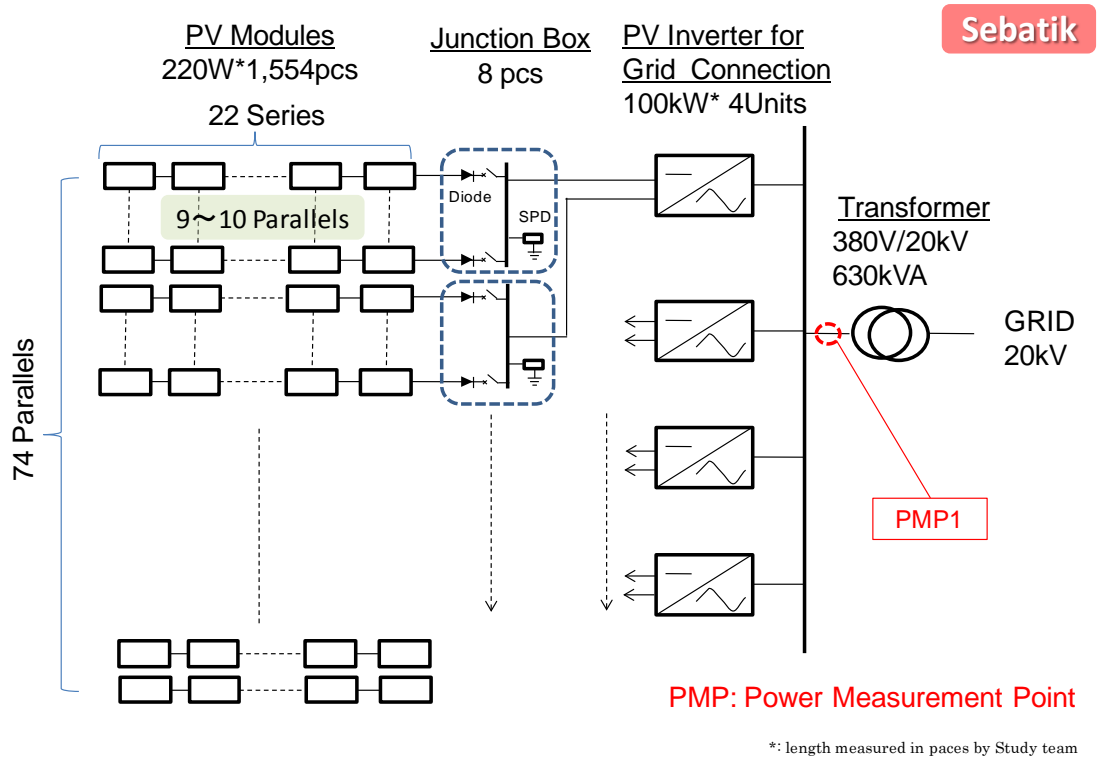


図 4.2-4 Sebatik島の電力計測ポイント(PV設備)

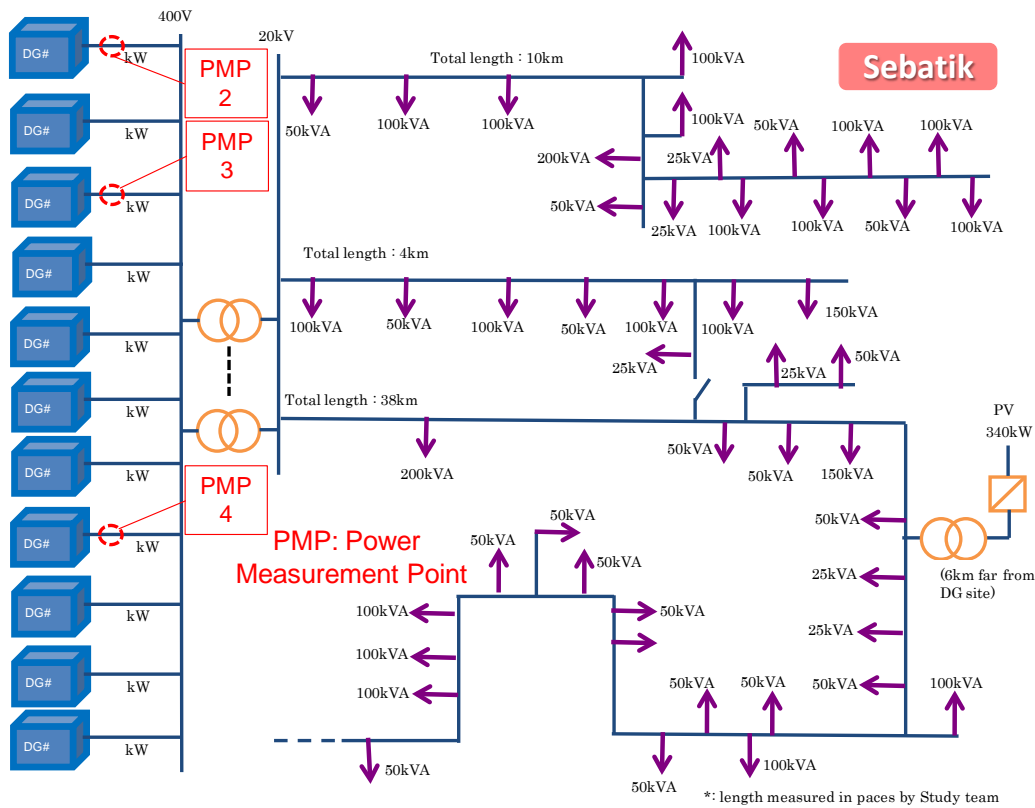


図 4.2-5 Sebatik 島の電力計測ポイント(ディーゼル発電設備)

#### 4.2.2 電圧・周波数の測定結果 (島の電力品質)

各島の電圧・周波数測定結果を下記に示す。各図には PLN の電力基準である周波数 49.0Hz ~50.5Hz (定常時)、電圧 -10%~+5%を赤の波線で参考として示している。

##### (1) Derawan 島

周波数は、最大 51.7 Hz、最少 49.0Hz (1 分間平均値) である。日別の最大最小値を下記に示す。電圧は、平均 210V、最大 229V、最少 0V である。

PLN 基準値 50.5Hz との比較では、周波数は上限を逸脱している日があり、電圧は下限を逸脱した日もある。ただし、周波数・電圧共に PLN の電力品質範囲内で運用できている日もある。

表 4.2-4 Derawan 島の日別周波数最大・最少

	Date	30-May	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun	Remarks
MAX	(Hz)	50.8	51.5	51.7	50.9	50.6	51.0	50.6	51.0	51.0	50.5	①
		102%	103%	103%	102%	101%	102%	101%	102%	102%	101%	①/50
MIN	(Hz)	49.90	49.44	49.38	49.43	49.64	49.31	49.52	49.59	49.38	49.00	②
		100%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	98%	②/50

測定インターバル：1分

表 4.2-5 Derawan 島の日別電圧の平均・最大・最少

R 相

	Date	30-May	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun	Remarks
Average	(V)	208	218	208	181	212	214	210	212	216	215	
MAX	(V)	212	228	226	226	224	226	227	225	227	227	①
		96%	104%	103%	103%	102%	103%	103%	102%	103%	103%	①/220
MIN	(V)	198	114.93	0	0	202	204	0	200	205	198	②
		90%	52%	0%	0%	92%	93%	0%	91%	93%	90%	②/220

S 相

	Date	30-May	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun	Remarks
Average	(V)	210	220	209	182	214	215	211	213	217	216	
MAX	(V)	215	229	228	227	224	228	228	226	228	228	①
		98%	104%	104%	103%	102%	104%	103%	103%	104%	103%	①/220
MIN	(V)	198	115.32	0	0	204	203	0	201	206	198	②
		90%	52%	0%	0%	93%	92%	0%	91%	94%	90%	②/220

T 相

	Date	30-May	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun	Remarks
Average	(V)	209	219	209	182	213	215	212	214	217	216	
MAX	(V)	213	229	227	226	224	227	227	226	227	227	①
		97%	104%	103%	103%	102%	103%	103%	103%	103%	103%	①/220
MIN	(V)	199	115.21	0	0	202	204	0	203	207	198	②
		91%	52%	0%	0%	92%	93%	0%	92%	94%	90%	②/220

測定インターバル：1分

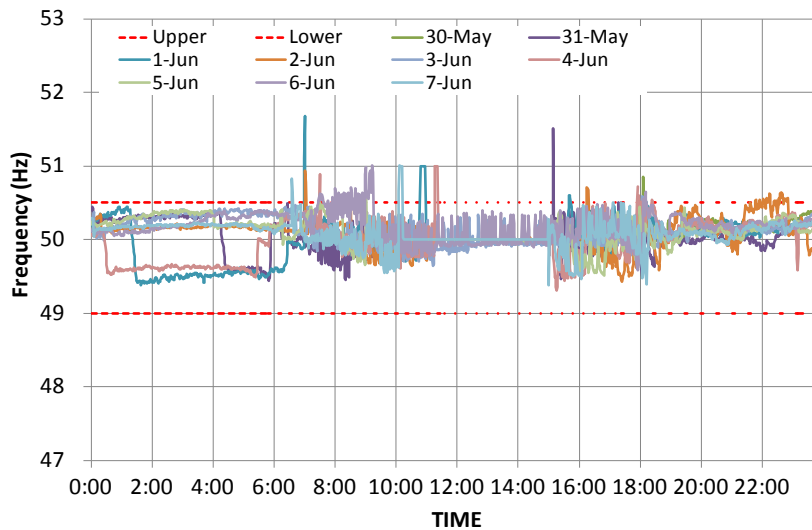


図 4.2-6 Derawan 島の周波数測定結果  
計測点:PMP3

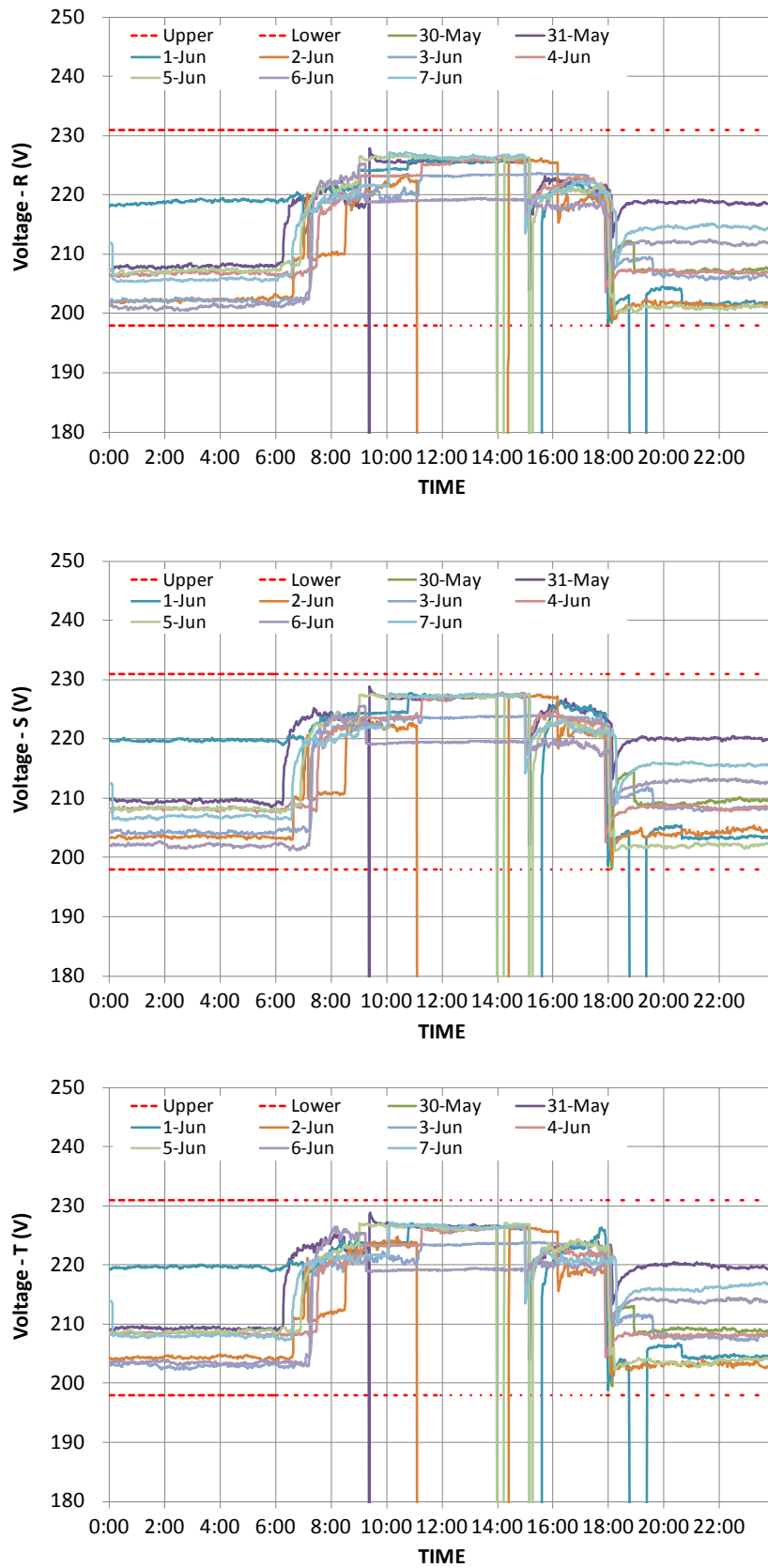


図 4.2-7 Derawan 島の電圧測定結果

計測点:PMP3

(2) Lembata 島

Lembata 島の電圧・周波数測定結果を下記に示す。

周波数は、最大 50.4 Hz、最少 40.5Hz (1 分平均値) である。日別の最大最小値を下記に示す。  
電圧は、平均 396V、最大 400V、最少 0V である。

PLN 基準値との比較は、周波数は下限に逸脱している日があり、電圧は上限・下限共に逸脱した日もある。ただし、周波数・電圧共に PLN の電力品質範囲内で運用できている日もある。

表 4.2-6 Lembata 島の日別周波数最大・最少

	Date	6-Jun	7-Jun	8-Jun	9-Jun	10-Jun	11-Jun	12-Jun	13-Jun	14-Jun	15-Jun	Remarks
MAX	(Hz)	50.1	50.4	50.4	50.3	50.3	50.3	50.3	50.4	50.3	50.2	①
		100.3%	100.7%	100.8%	100.7%	100.6%	100.5%	100.6%	100.8%	100.6%	100.5%	①/50
MIN	(Hz)	49.9	49.7	41.9	40.5	49.9	49.9	49.9	49.9	49.8	49.9	②
		99.9%	99.4%	83.7%	81.1%	99.9%	99.8%	99.8%	99.8%	99.6%	99.9%	②/50

表 4.2-7 Lembata 島の日別電圧の平均・最大・最少

R 相

	Date	6-Jun	7-Jun	8-Jun	9-Jun	10-Jun	11-Jun	12-Jun	13-Jun	14-Jun	15-Jun	Remarks
Average	(V)	396	396	391	392	396	396	396	396	396	397	
MAX	(V)	397	398	398	399	398	398	399	398	398	398	①
		105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	①/380
MIN	(V)	396	392.25	0	0	393	392	392	391	394	396	②
		104%	103%	0%	0%	103%	103%	103%	103%	104%	104%	②/380

S 相

	Date	6-Jun	7-Jun	8-Jun	9-Jun	10-Jun	11-Jun	12-Jun	13-Jun	14-Jun	15-Jun	Remarks
Average	(V)	398	398	392	393	398	398	398	398	398	399	
MAX	(V)	399	399	399	399	399	400	400	400	399	400	①
		105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	①/380
MIN	(V)	397	394.18	0	0	394	394	393	393	396	397	②
		105%	104%	0%	0%	104%	104%	103%	103%	104%	104%	②/380

T 相

	Date	6-Jun	7-Jun	8-Jun	9-Jun	10-Jun	11-Jun	12-Jun	13-Jun	14-Jun	15-Jun	Remarks
Average	(V)	397	396	391	392	396	397	396	397	397	397	
MAX	(V)	398	398	398	398	398	398.6	398	399	398	398	①
		105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	105%	①/380
MIN	(V)	395.81	392.60	0.00	0	393	393	392	392	395	396	②
		104%	103%	0%	0%	103%	103%	103%	103%	104%	104%	②/380

測定インターバル：1分

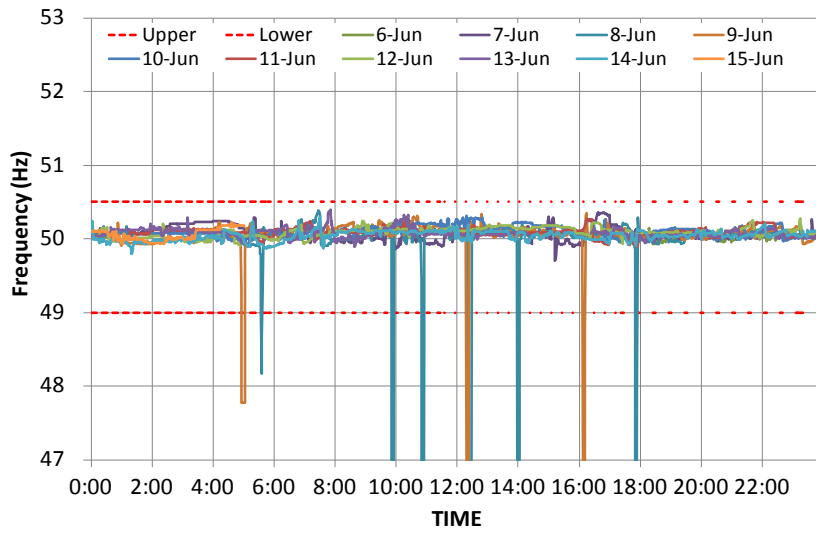


図 4.2-8 Lembata 島の周波数測定結果 1(拡大)  
計測点:PMP2

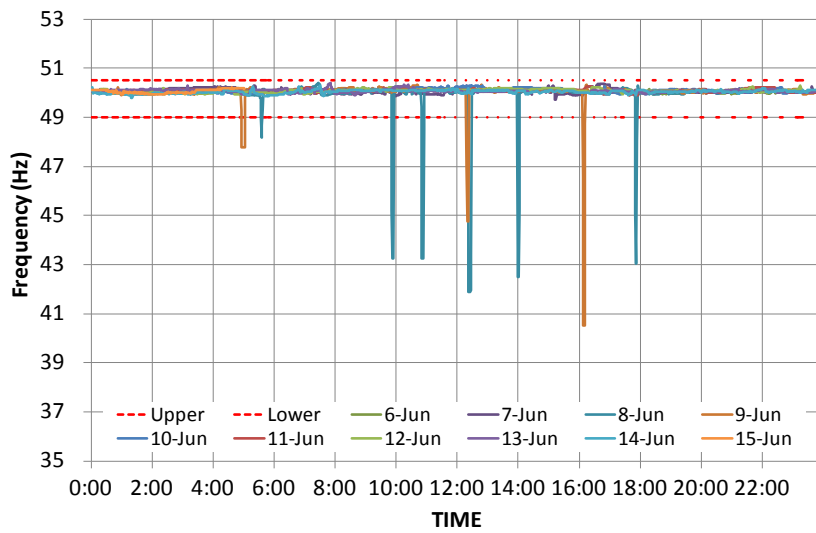


図 4.2-9 Lembata 島の周波数測定結果 1  
計測点:PMP2

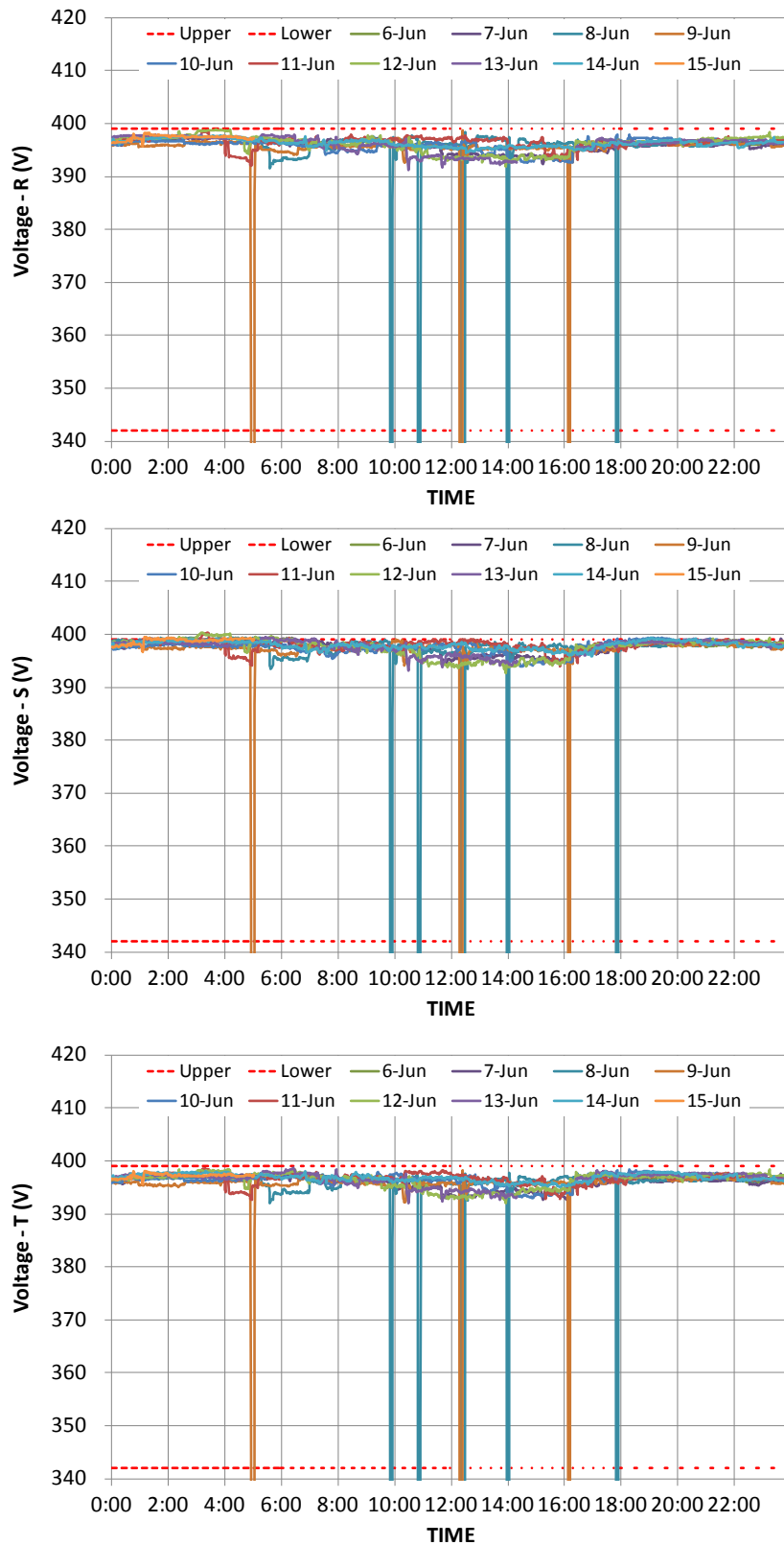


図 4.2-10 Lembata 島の電圧測定結果  
計測点:PMP2



(3) Sebatik 島

周波数は、最大 50.8 Hz、最少 44.5Hz（1 分間平均値）である。日別の最大最小値を下記に示す。電圧は、平均 220V、最大 227V、最少 0V である。

PLN 基準値との比較は、周波数は上限・下限共に逸脱している日があり、電圧は下限を逸脱した日もある。

表 4.2-8 Sebatik 島の日別周波数最大・最少

	Date	14-Jun	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun	23-Jun	Remarks
MAX	(Hz)	50.3	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.5	50.5	50.8	50.3	①
		100.6%	100.9%	100.9%	100.7%	100.7%	100.8%	101.1%	100.9%	101.6%	100.6%	①/50
MIN	(Hz)	50.1	50.0	44.5	50.1	50.1	50.1	49.9	49.8	48.7	50.0	②
		100.2%	100.0%	88.9%	100.2%	100.1%	100.2%	99.8%	99.7%	97.3%	100.1%	②/50

測定インターバル：1分

表 4.2-9 Sebatik 島の日別電圧の平均・最大・最少

R 相

	Date	14-Jun	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun	23-Jun	Remarks
Average	(V)	221	215	216	222	222	221	221	220	212	222	
MAX	(V)	222	224	226	223	224	222	222	222	226	224	①
		101%	102%	103%	101%	102%	101%	101%	101%	103%	102%	①/220
MIN	(V)	220	0.00	0	220	221	220	219	218	0	220	②
		100%	0%	0%	100%	100%	100%	99%	99%	0%	100%	②/220

S 相

	Date	14-Jun	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun	23-Jun	Remarks
Average	(V)	223	217	217	223	224	223	222	222	213	224	
MAX	(V)	224	226	226	224	225	224	224	223	227	225	①
		102%	103%	103%	102%	102%	102%	102%	102%	103%	102%	①/220
MIN	(V)	222	0.00	0	222	223	221	220	220	0	222	②
		101%	0%	0%	101%	101%	101%	100%	100%	0%	101%	②/220

T 相

	Date	14-Jun	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun	23-Jun	Remarks
Average	(V)	221	215	215	221	222	221	220	220	212	222	
MAX	(V)	222	224	224	222	223	222	222	222	226	224	①
		101%	102%	102%	101%	101%	101%	101%	101%	103%	102%	①/220
MIN	(V)	220	0.00	0	221	220	219	218	217	0	220	②
		100%	0%	0%	100%	100%	100%	99%	99%	0%	100%	②/220

測定インターバル：1分

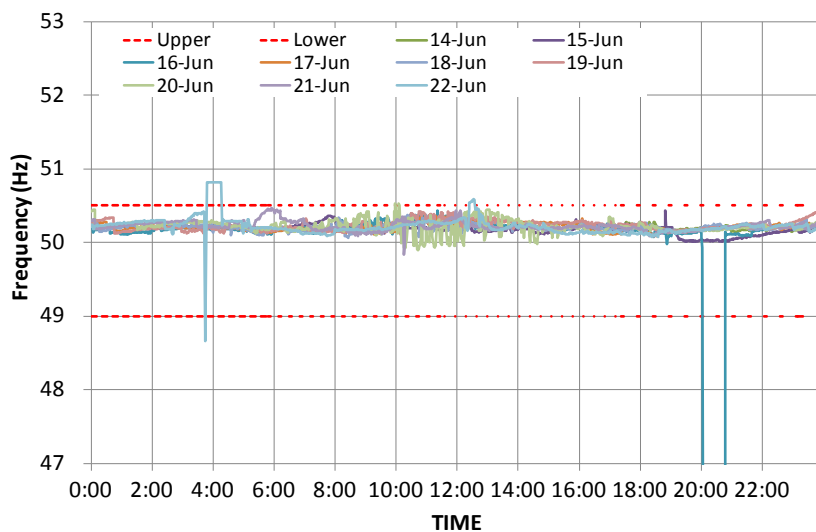


図 4.2-11 Sebatik 島の周波数測定結果  
計測点:PMP1

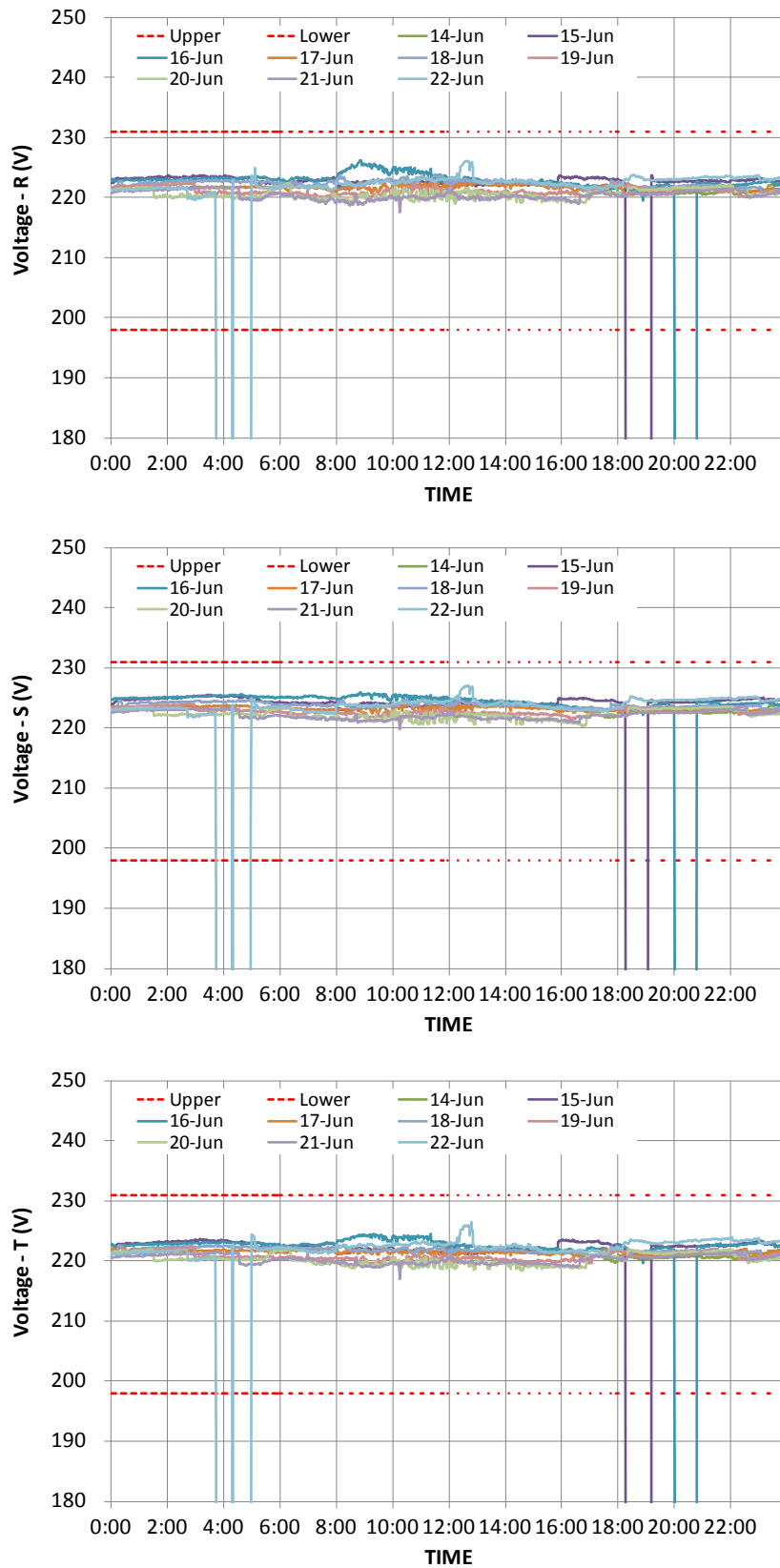


図 4.2-12 Sebatik 島の電圧測定結果  
計測点:PMP1

### 4.2.3 太陽光・ディーゼルの出力変動測定

#### (1) Derawan 島

Derawan島は、太陽光と蓄電池がインバータに直流で接続されており、測定はその合成電力の値を測定した。Derawan島のPV（および蓄電池）からの給電量と、PV想定可能発電量を図4.2-13 および表4.2-10 に示す。表4.2-10 より、Derawan島の太陽光発電設備（170kW）から発電が期待できる電力量<sup>1</sup>（779kWh/day）に対し、実際の給電量は条件の良い日でもその半分程度に留まっている。

Derawan 島の PV と蓄電池は、直流側で接続されており、個々の発電状況等は把握できなかった。

そのため、これ以上の要因特定は困難であるが、バッテリーについては設置後間もなく、要因とは考えにくい。

表 4.2-10 Derawan 島のインバータ出力(一日の供給実績量)

	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	Remarks
PV からの給電量(kWh/日)	439	370	173	148	350	430	34	359	①
PV 想定可能発電量(kWh/日)	779	779	779	779	779	779	779	779	②
PV エネルギー利用率	56%	48%	22%	19%	45%	55%	4%	46%	①/②

測定インターバル：1分

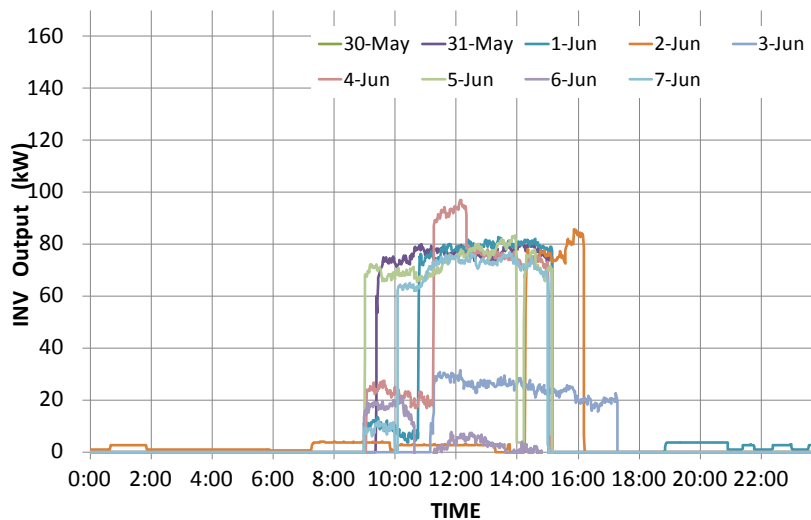


図 4.2-13 Derawan 島の出力変動測定結果(太陽光・蓄電池)  
計測点:PMP1

<sup>1</sup> 日射量は実測していないため、同様の発電条件である Lembata 島の PV 出力実測結果より算出した想定設備利用率 19%から算出 (170kWp × 19.09% × 24H = 799kWh/day)

Derawan 島のディーゼル発電設備の出力変動を表 4.2-11 および図 4.2-14 に示す。

ディーゼル発電設備の発電電力量は平均 1,938kWh、最大 2,148kWh（6月6日）である。ピークは 154kW である。6月6日の発電量が最大になったのは、上述のインバータ（太陽光および蓄電池が接続）からの出力が極端に少なかったからと考える。

表 4.2-11 Derawan 島のディーゼル発電設備の給電量およびピーク値

	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun
一日の発電量 (kWh)	1,931	1,901	2,017	2,291	2,005	1,801	2,148	1,880	1,873
ピーク発電量 (kW)	139	127	154	136	133	139	127	137	147

測定インターバル：1分

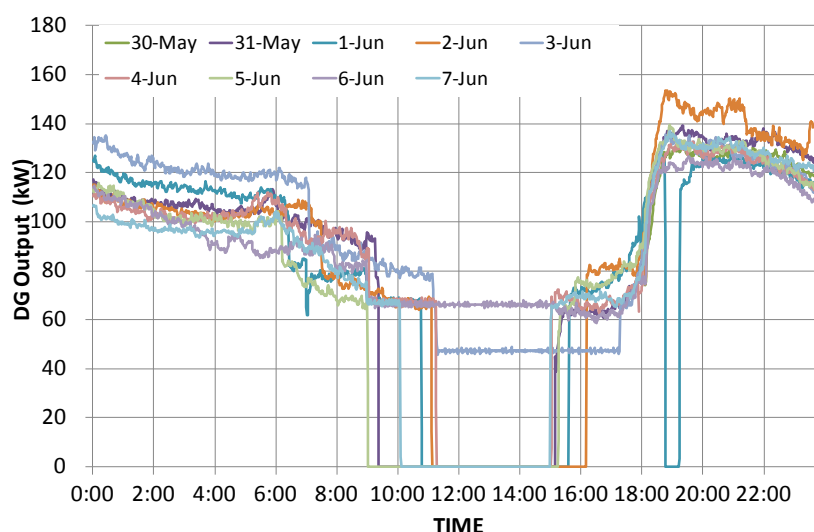


図 4.2-14 Derawan 島の出力変動測定結果(ディーゼル)  
計測点:PMP2

## (2) Lembata 島

Lembata 島の太陽光の出力変動結果を下表および下図に示す。一日の平均発電量は 892kWh/day、最大発電量は 1,064kWh/day、最少発電量は 672kWh/day である。ピークの最大値は 192kW である。

表 4.2-12 Lembata 島の太陽光の発電量、ピーク値

	7-Jun	8-Jun	9-Jun	10-Jun	11-Jun	12-Jun	13-Jun	14-Jun
一日発電量 (kWh)	672	860	760	971	1,064	842	962	1,007
kWh 当り発電量 (kWh/day)	3.36	4.30	3.80	4.85	5.32	4.21	4.81	5.04
ピーク (kW)	153	168	169	174	159	172	180	192

測定インターバル：1分

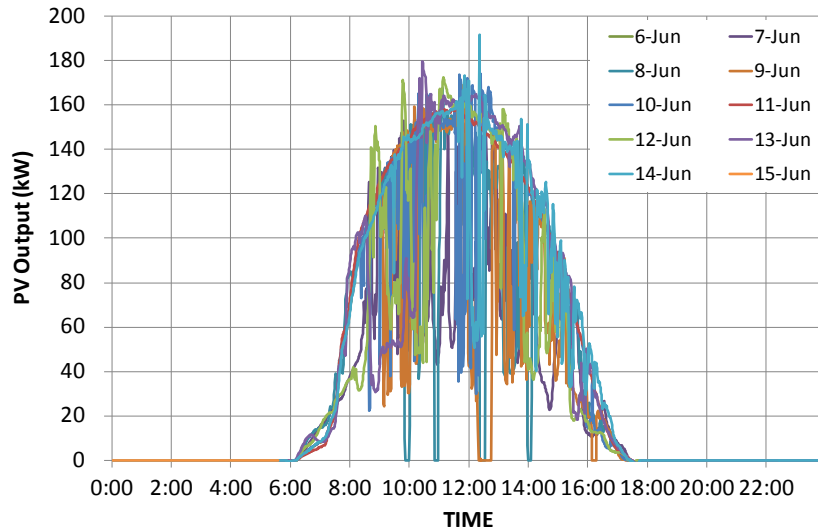


図 4.2-15 Lembata 島の実出力変動測定結果(太陽光)  
計測点:PMP1

Lembata 島のディーゼル発電設備の実出力変動を表 4.2-13 および図 4.2-16 に示す。ディーゼル発電設備の実発電電力量は平均 4,573kWh、最大 7,428kWh (5 月 31 日) である。ピークは 444kW である。Lembata 島のディーゼル発電設備は、8 台のディーゼル発電設備を時間帯により順番に運転しており、ディーゼル発電機の個別の一日の実発電量はバラツキがある。

表 4.2-13 Lembata 島のディーゼル発電設備の給電量およびピーク値

	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun	8-Jun
一日の実発電量 (kWh)	7,428	5,534	2,797	4,893	4,289	5,744	2,608	6,273	1,593
ピーク発電量 (kW)	443	435	389	398	401	444	410	422	376

測定インターバル: 1分

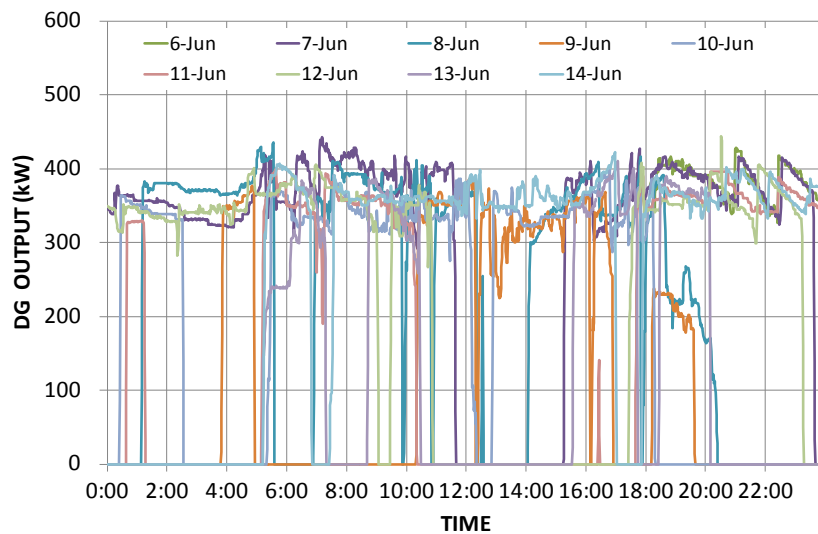


図 4.2-16 Lembata 島の実出力変動測定結果(ディーゼル)  
計測点:PMP3

(3) Sebatik 島

Sebatik 島の太陽光の出力変動結果を表 4.2-14 および図 4.2-16 に示す。一日の平均発電量は 1,006 kWh/day、最大発電量は 1,264 kWh/day、最少発電量は 669 kWh/day である。ピークの最大値は 294kW である。

表 4.2-14 Sebatik 島の太陽光の発電量、ピーク値

	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun
一日発電量 (kWh)	669	1,173	1,178	1,129	1,156	1,264	731	749
kW 当り発電量 (kWh/day)	1.97	3.45	3.46	3.32	3.40	3.72	2.15	2.20
ピーク (kW)	161	218	210	228	215	294	281	207

測定インターバル：1分

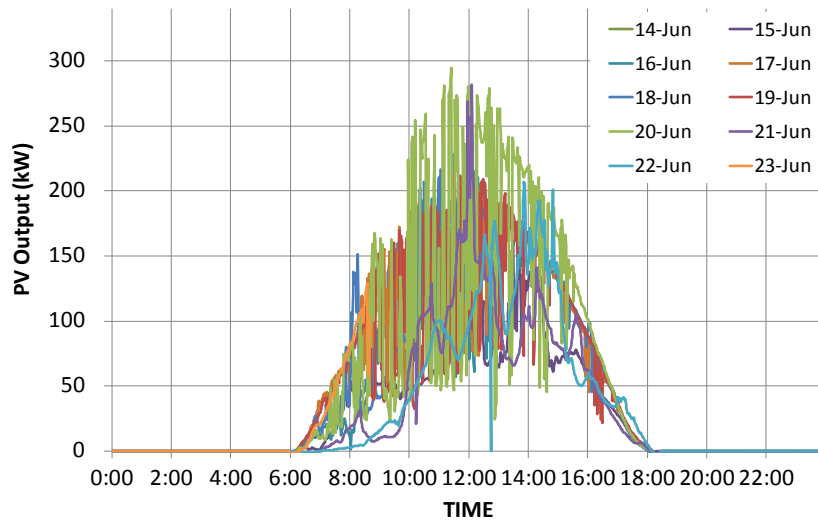


図 4.2-17 Sebatik 島の出力変動測定結果(太陽光)

計測点:PMP1

Sebatik 島のディーゼル発電設備の出力変動を表 4.2-15 および図 4.2-18 に示す。

ディーゼル発電設備の発電電力量は平均 5,259kWh、最大 7,836kWh (6月17日) である。ピークは 487kW である。Sebatik 島のディーゼル発電設備は、複数台のディーゼル発電設備を時間帯により順番に運転しており、ディーゼル発電機の個別の一日の発電量はバラツキがある。

表 4.2-15 Sebatik 島のディーゼル発電設備(単機)の給電量およびピーク値

	15-Jun	16-Jun	17-Jun	18-Jun	19-Jun	20-Jun	21-Jun	22-Jun
一日の発電量 (kWh)	7,482	6,745	7,836	1,926	5,611	2,222	4,372	5,878
ピーク発電量 (kW)	409	487	428	358	412	398	342	389

測定インターバル：1分

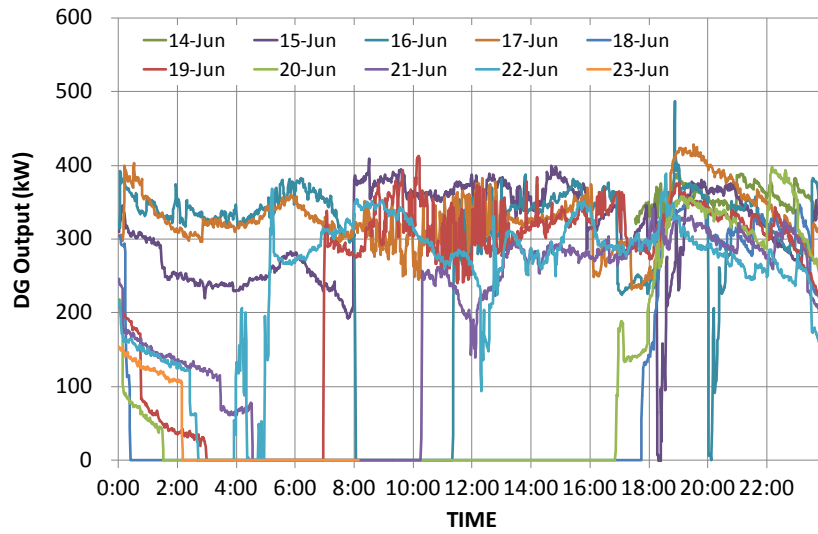


図 4.2-18 Sebatik 島の実出力変動測定結果(ディーゼル)  
計測点:PMP3

4.2.4 電力負荷実績

電力負荷実績は、負荷の規模が他の 2 島に比べ比較的小さい Derawan 島は全体負荷を実測した。他の 2 島 (Lembata 島、Sebatik 島) は、PLN 提供の系統の負荷実績データを用いた。

(1) Derawan 島

Derawan 島の電力負荷の測定結果を下記に示す。Derawan 島の一日の負荷量は平均 2,222kWh でピークは 149kW である。

表 4.2-16 Derawan 島の日負荷およびピーク負荷

	31-May	1-Jun	2-Jun	3-Jun	4-Jun	5-Jun	6-Jun	7-Jun
一日の負荷量 (kWh)	2,305	2,183	2,126	2,381	2,288	2,170	2,142	2,182
ピーク (kW)	136	127	149	134	129	136	125	133



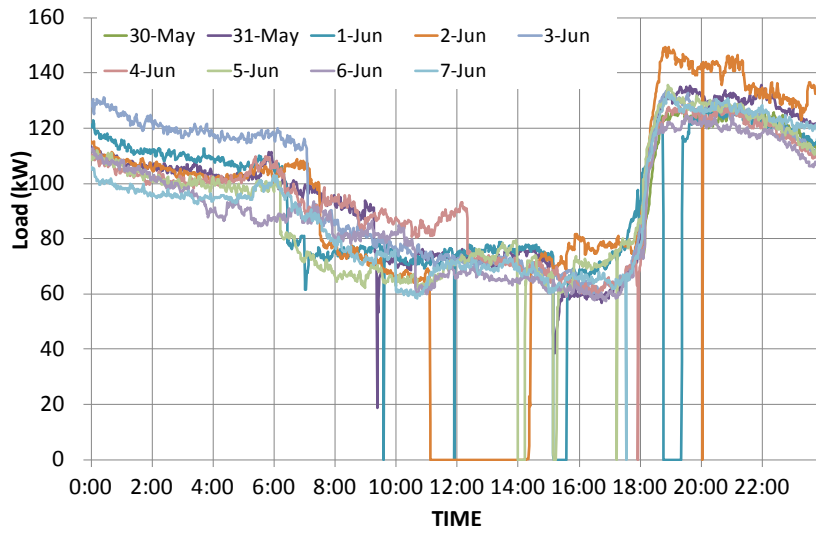


図 4.2-19 Derawan 島の電力負荷(実測結果)  
計測点:PMP3

(2) Lembata 島

Lembata 島の電力負荷実績を下図に示す。一日の負荷量は 32,170kWh でピークは 2,189kW である。

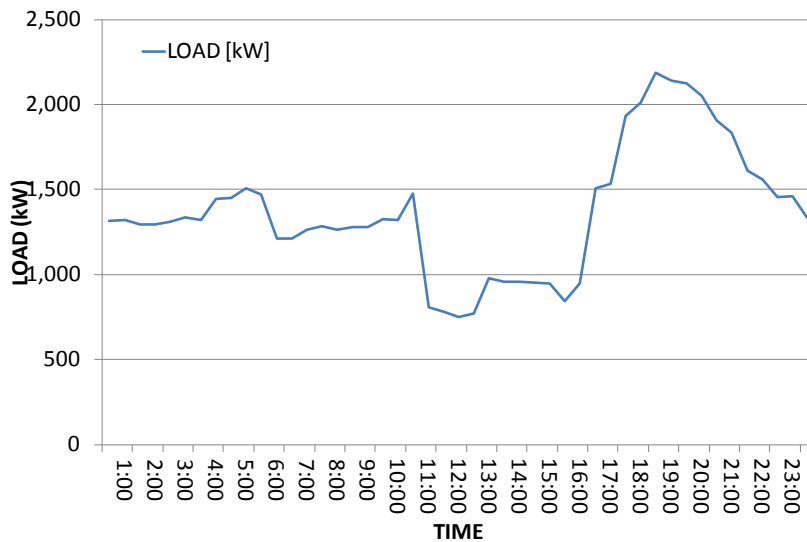


図 4.2-20 Lembata 島の電力負荷実績

出典：PLN 提供資料

(3) Sebatik 島

Sebatik 島の電力負荷実績を下図に示す。一日の平均負荷量は 29,423kWh でピークは 1,710kW である。

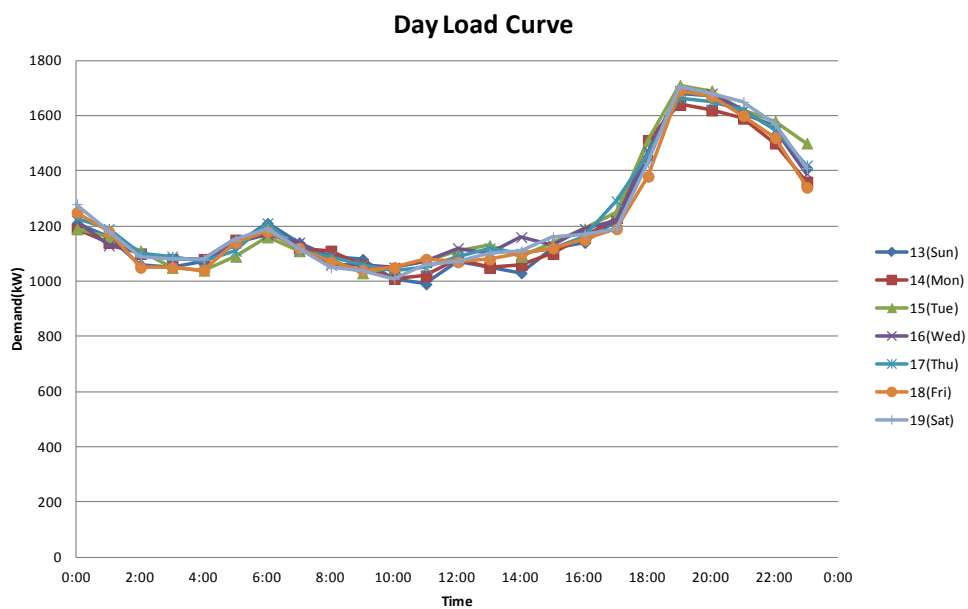


図 4.2-21 Sebatik 島の電力負荷実績

出典：PLN 提供資料

### 4.3 その他関連する調査・情報収集

関連する情報として、特に今後の計画等について情報収集した。調査結果概要を以下に記す。

#### (1) 各島の今後の電力開発計画

##### 1) Sebatik 島の電力開発計画

現在、島内で約 500 世帯から電化の要請を受けており、順次電化に向けた対応を行っているとのことである。また適宜 20kV 配電線の増強が行われており、図 4.1-2 に示す最も長いフィーダーも配電線の延伸、降圧変圧器の設置が適宜行われているところである。

(単純計算で 500 世帯が増加すると電力需要は現在の約 13%増加することとなり、日中負荷は約 1,360kW、夜間ピークは約 1,920kW となる。この場合でも PV の容量比率は 25%程度で、PV のフル稼働の運用は難しいと推察する。)

また、現在 PLN では Nunukan 島を経由してカリマンタン本島と Sebatik 島を海底ケーブルで接続する構想をもっている。本島にガスタービン発電所 (8MW × 2) を設置し、そこで発電した電力を Nunukan 島および Sebatik 島に送電する計画である。Sebatik 島同様、Nunukan 島もディーゼル発電が主体であるため、この計画により燃料コストの削減が期待できるとともに、系統が増強されることによる信頼度の向上が期待される。

##### 2) Derawan 島の電力開発計画

Derawan 島では現在ディーゼル発電・PV 設備とも大きな問題なく稼働しているが、今後ディーゼル発電機の耐用年数を過ぎた後は、これを取替するのではなく、PV を増強させる意向である。

なお、東カリマンタン地方事務所管内では、100 島計画でリストアップされている地点は Sebatik、Derawan 以外にはない。したがって、PV の新規地点に関する入札・建設の行われている箇所は現在ないものの、1,000 島計画に即して今後も離島や系統と接続されていない地域を中心に PV を採用する計画であり、主な計画としては以下の地点が挙げられている。

###### a. Maratua 島

Derawan 島からボートで 30 分程度に位置する離島で約 3,000 人が居住している。地方政府管理の小規模のディーゼル発電設備があるものの、PLN の設備がないため、PV 設備を設置を検討している。

b. Talisayan

カリマンタン島内で Berau から車で 2.5 時間程度のところに位置する。ディーゼル発電で電力供給する単独グリッドである。燃料コストを下げたいため PV 導入を検討しているところである。

3) Lembata 島他の電力開発計画

100 島計画で、東ヌサ・トゥンガラ管内からは他に 6 箇所エントリーしているが、これらはいずれも現在建設中の段階である。なお、いずれのサイトも、インドネシアコントラクターで製品は中国製のものが用いられている。いずれも 2011 年 8 月に工事契約が締結され、コントラクターの調達の遅れで予定どおりには進んでいないとのことであるが、今年中の竣工を目指している。これら 6 箇所の計画概要を表 4.3-1 に示す。

表 4.3-1 100 島計画(東ヌサトゥンガラ地方オフィス管内の状況)

Location	PV capacity [kWp]	Battery capacity [kWh]	Status before PV installation	Commencement of construction	Scheduled COD
Nule	250	1186	Electrified with DGs	August 2011	December 2012
Pura	175	1186	Electrified with DGs	August 2011	August 2012
Solor Barat	275	1186	Electrified with DGs	August 2011	December 2012
Semau	450	1186	Electrified with DGs	August 2011	December 2012
Salura	150	(no data)	Non-electrified	August 2011	December 2012
Raijua	150	1186	Electrified with DGs	August 2011	August 2012

1,000 島計画に対しては東ヌサ・トゥンガラ地方オフィス管内から本店に 88 島を提案しており、本店側で優先度の検討がなされている。また、Lembata 島内で 30MW 程度の地熱発電開発を計画中で現在 FS を実施しているとのことである。

(2) 保守運用

各島とも、同様の保守点検を実施しているが、特に遠隔地である Derawan 島の保守点検については、PV 設備（パネルおよびバッテリー）の点検は 1 回/月、現地に駐在する PLN 職員によって実施されている。ディーゼル発電機、配電線についても都度異常がないか確認されている。なおディーゼル発電機の点検は稼働時間によって定まるメーカー推奨の保守間隔で実施しており、配電線に関しては線下の樹木伐採などを都度実施しているとのことである。

## 4.4 対象島における頻発する停電原因分析

### 4.4.1 各島の停電原因

#### (1) Derawan 島

測定期間内における Derawan 島の停電実績を表 4.4-1 に示す。単純に平均すれば、2 日に 1 回弱の停電が発生していると捉えることができる。

表 4.4-1 Derawan 島の停電実績

測定期間	2012 年 5 月 30 日～2012 年 6 月 8 日、9 日間
停電頻度	5 回

図 4.4-1、図 4.4-2 および図 4.4-3 に、それぞれ、測定期間全体の負荷、インバータ出力およびディーゼル発電機出力の有効電力 1 分平均値を示す。図中の赤線は、停電開始時刻を示しており、これらの図から、停電発生時（負荷の有効電力がゼロとなっている時）には、インバータが稼働していることがわかる。さらに、インバータとディーゼル発電機の切り替え時の場合が多いこともわかる。したがって、今回の計測結果からは、Derawan 島における停電発生は、インバータ運転とディーゼル運転の手動切り替え方法に起因するものであると推察できる。

図 4.4-4 に系統周波数 1 分間平均値を示す（図中の赤線は停電開始時刻を示す）。この系統周波数の変動は、最大 51.75Hz、最小 49Hz 程度であり、PLN の周波数変動許容範囲から逸脱している。なお、図 4.4-5 から図 4.4-8 に系統周波数、系統負荷、インバータ出力およびディーゼル発電機出力を示し、比較すると、負荷変動により、周波数が変動していることはもちろんであるが、インバータ運転とディーゼル発電機運転の切り替え時に大きな周波数変動が発生していることがわかる。

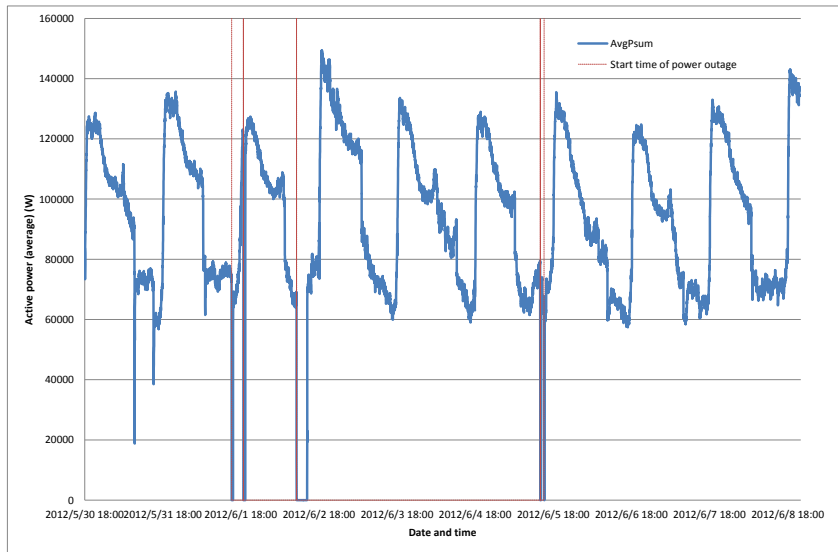


図 4.4-1 負荷(有効電力)

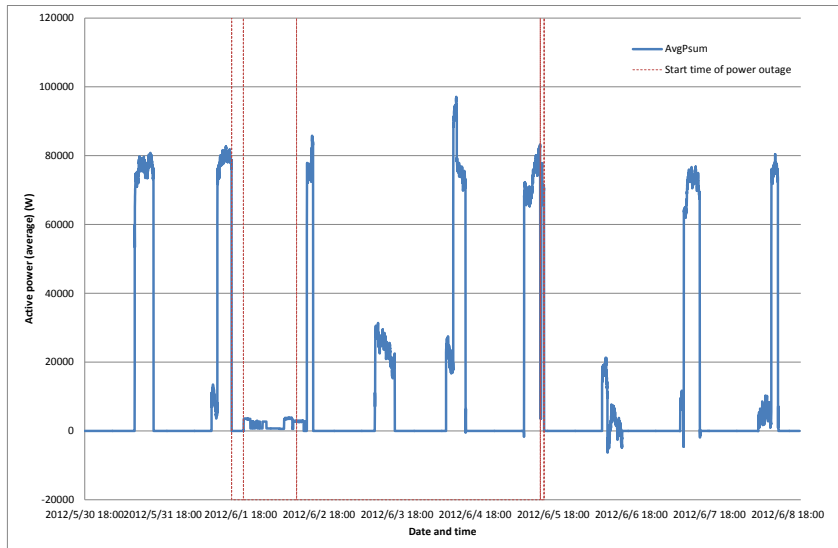


図 4.4-2 インバータ出力(有効電力)

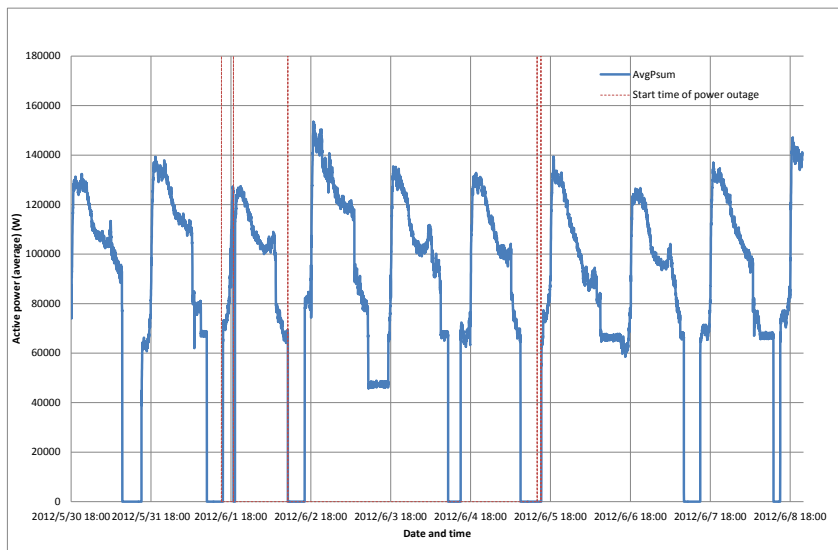


図 4.4-3 DG 出力(有効電力)

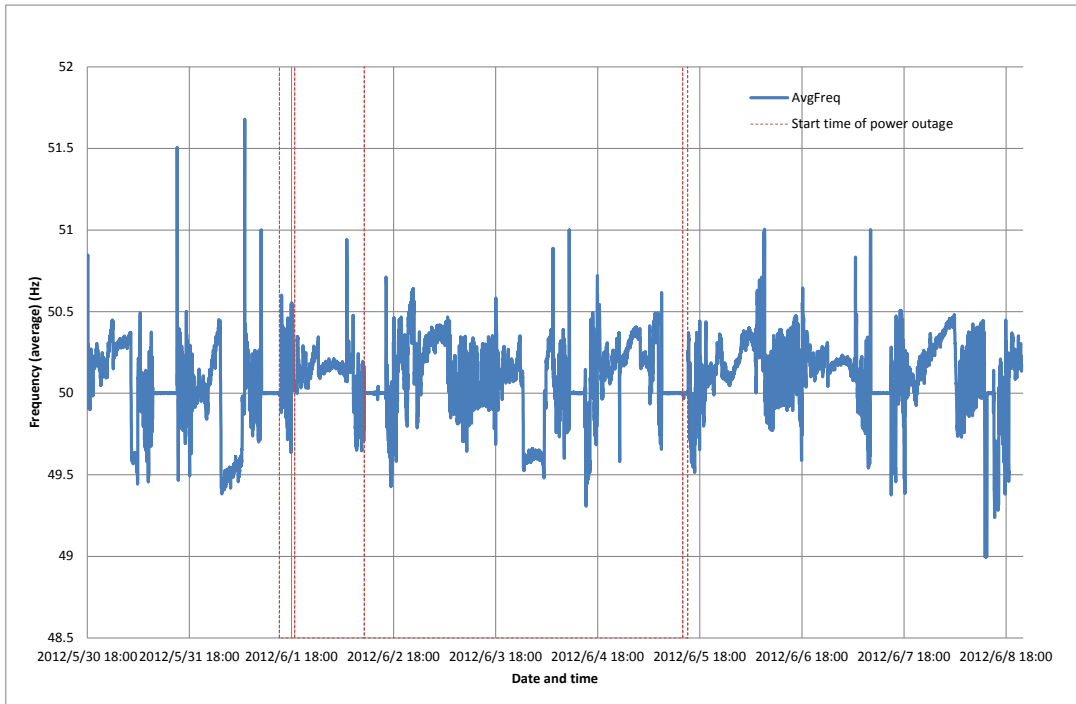


図 4.4-4 系統周波数

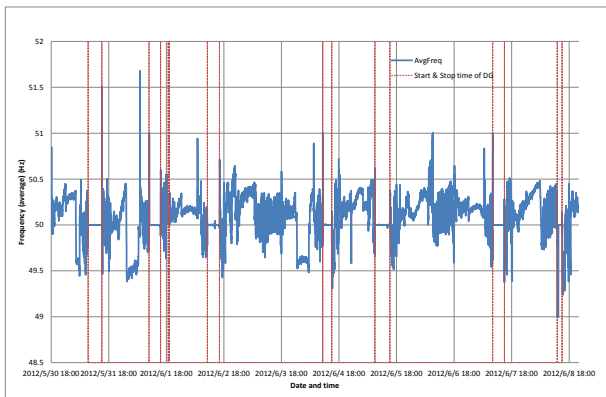


図 4.4-5 系統周波数

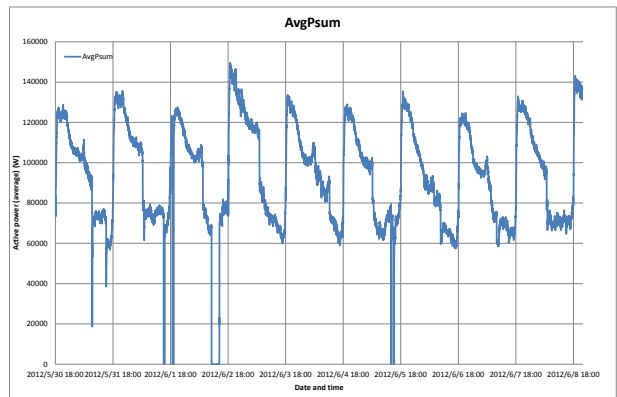


図 4.4-6 負荷(有効電力)

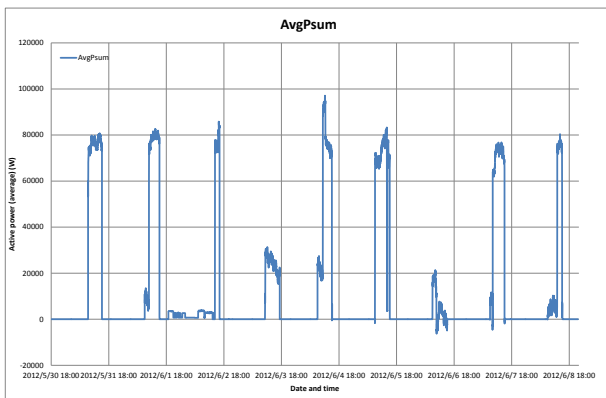


図 4.4-7 インバータ出力(有効電力)

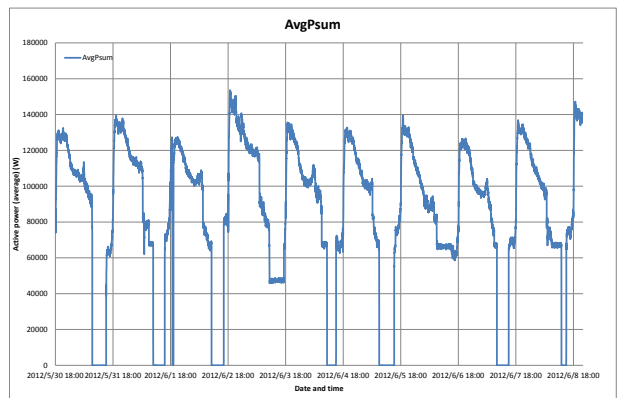


図 4.4-8 DG 出力(有効電力)

(2) Lembata 島

測定期間内における Lembata 島の停電実績を表 4.4-2 に示す。単純に平均すれば、1 日に 1 回、程度の停電が発生していると捉えることができるが、図 4.4-9 に示す変圧器潮流（有効電力）からわかるように、特定の日に集中して停電が発生している。

表 4.4-2 Lembata 島の停電実績

測定期間	2012 年 6 月 6 日～2012 年 6 月 15 日、8 日間
停電頻度	8 回

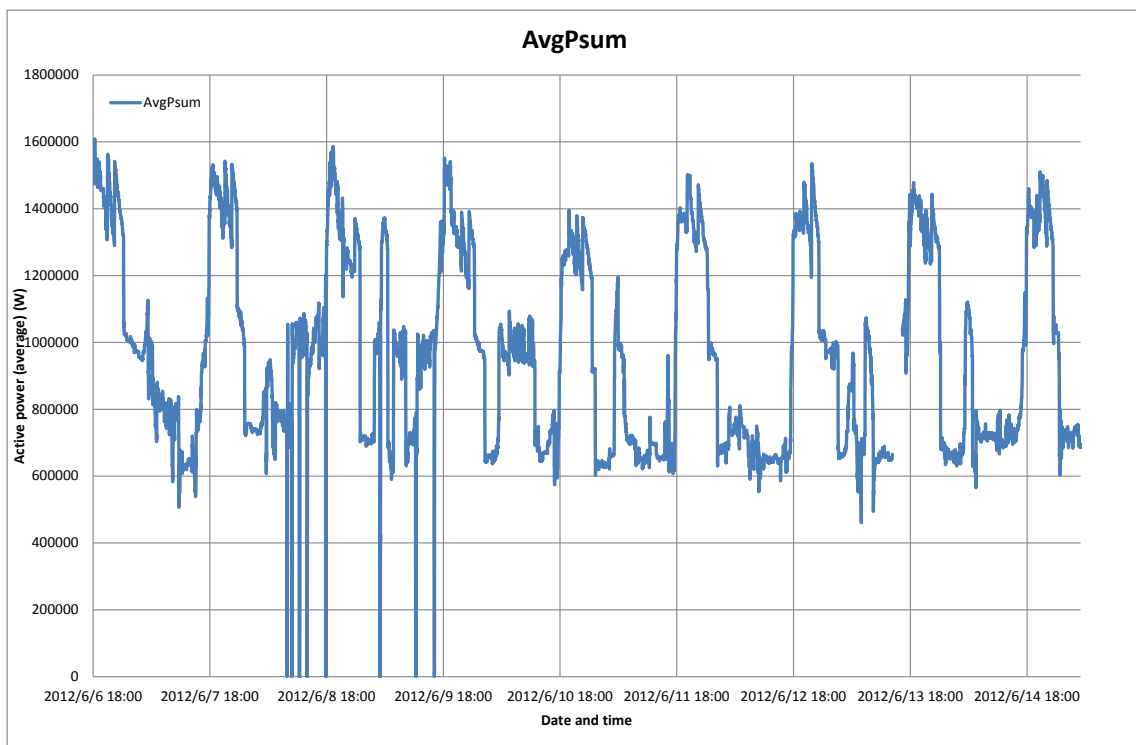


図 4.4-9 変圧器潮流(有効電力)

停電が集中して発生している 6 月 8 日 4 時から 19 時の変圧器潮流、PV 出力および系統周波数を図 4.4-10 に示す。この間、時刻 A、B、C、D および E において、5 回停電が発生している。時刻 A、B、C および D の場合、変圧器潮流が数分から 10 分の間、ゼロとなり、その約 2 倍の時間、PV 出力がゼロとなっている。一見、PV 出力の急減により、周波数変動が発生し、そのためにリレー動作等で停電が発生したように思えるが、線路潮流と PV 出力は、ほぼ同時にゼロとなっており、また、時刻 E においては、PV 出力がゼロであるにも関わらず、同様な停電が発生しており、PV 出力の急減が停電の原因ではないと考えられる。これらの停電は、特定の日に起こっていることから、手動による操作ミス等が原因ではないかと推察される。



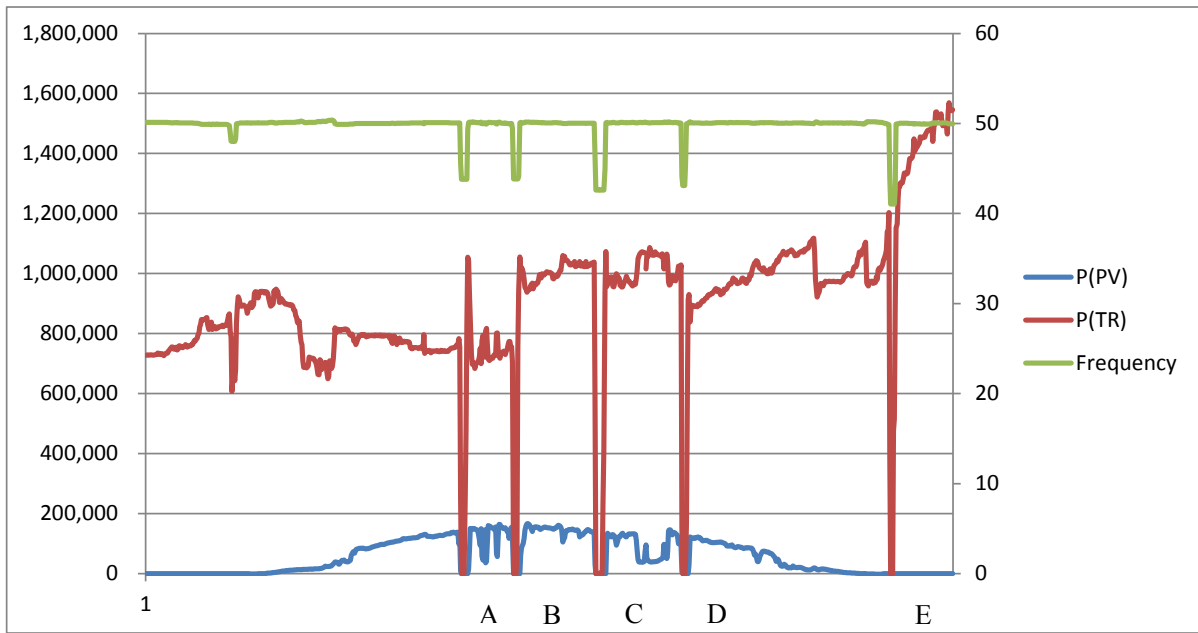


図 4.4-10 変圧器潮流、PV 出力および系統周波数(6 月 8 日 4 時から 19 時)

(3) Sebatik 島

測定期間内における Sebatik 島の停電実績を表 4.4-3 に示す。単純に平均すれば、1 日に 1 回程度の停電が発生していると捉えることができる。図 4.4-11 に示すとおり停電が発生している時間帯は、早朝及び夜間点灯時間帯に集中している。

表 4.4-3 Sebatik 島の停電実績

測定期間	2012 年 6 月 14 日～2012 年 6 月 23 日 [9 日間]
停電頻度	7 回

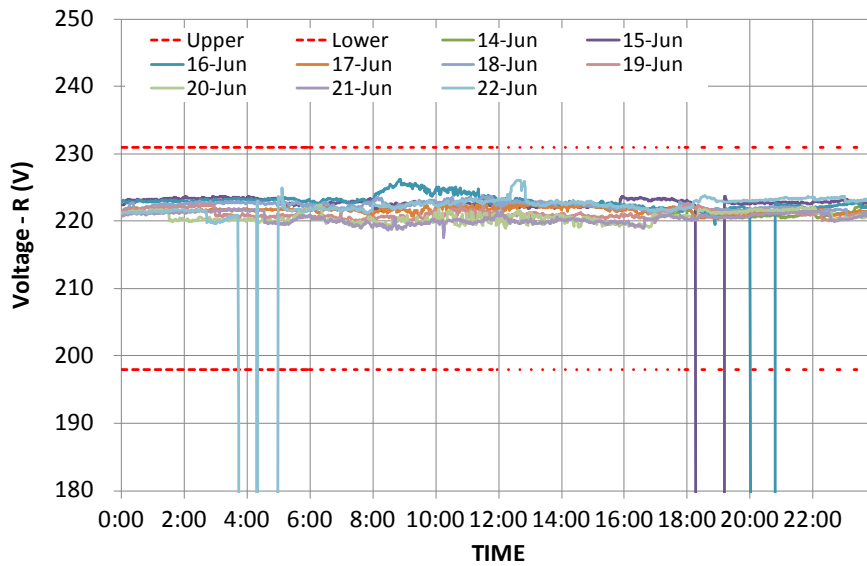


図 4.4-11 Sebatik 島の電圧測定結果

図 4.4-12、図 4.4-13 にそれぞれ測定期間全体の太陽光出力変動及び 電力負荷実績を示す。これらの図から、太陽光の発電時間である昼間には、太陽光の出力変動はあるもののこの時間帯での停電は発生していない。それゆえ、今回の測定期間中での停電要因は太陽光の出力変動が要因でないかと推察できる。Lembata 島と同様に特定の日に発生していることから、手動による操作ミスが、一因として考えられる。

また、測定期間中の停電は、系統容量の低い早朝時間帯での負荷変動時間帯及び点灯ピーク帯の急峻な負荷変動に起因しており、気象条件或いは機器障害・事故による停電では無いと推察できる。

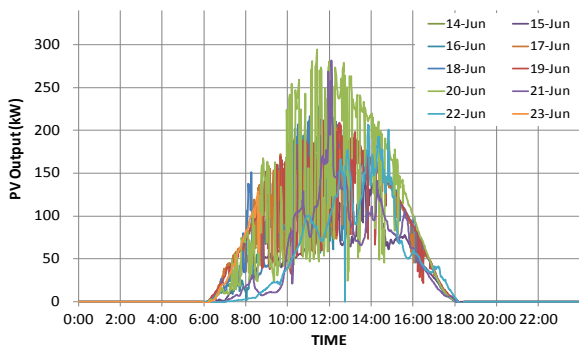


図 4.4-12 太陽光出力変動測定結果

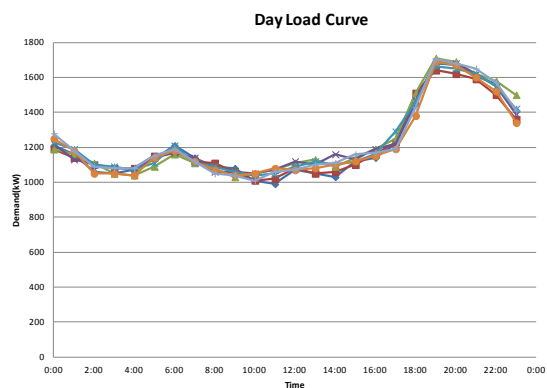


図 4.4-13 電力負荷実績

図 4.4-14 周波数の測定結果に見られる通り、PV 発電を行っている昼間帯は、太陽光出力変動に伴い系統周波数は少し荒れている。但し、全体としては PV 設備比率も高くなく PV 出力が変動しても系統信頼度は維持され課題は低いと推察される。

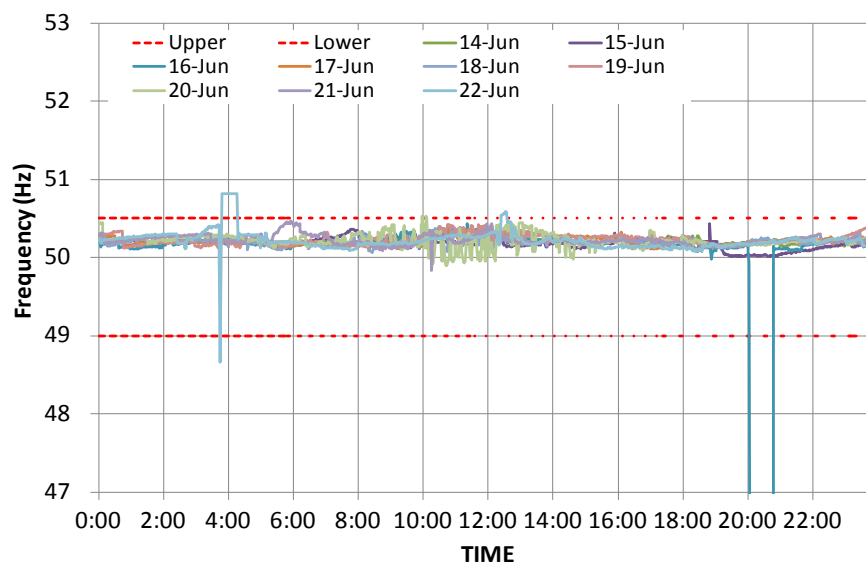


図 4.4-14 周波数の測定結果

上述の通り、今回の停電要因としては、早朝及び点灯ピーク帯の負荷変動に対して、手動にてディーゼル発電機出力変更での需給バランス調整を実施している。このため、この手動でのディーゼル発電機出力変更運転での需給アンバランスが発生し大きな周波数変動が発生していると推察できる。UFR の設定が 48Hz となっているので、この需給バランス調整時の周波数変動により、UFR が作動し、停電が発生したことも推察できる。

#### 4.4.2 停電原因の整理

##### (1) 停電原因の分析

図 4.4-15 に一般的に想定される停電事故の原因を纏めている。また、今回の測定期間中の停電の起こったタイミングを表 4.4-4 に示し、今回の測定中の停電事故原因の分析を行う。

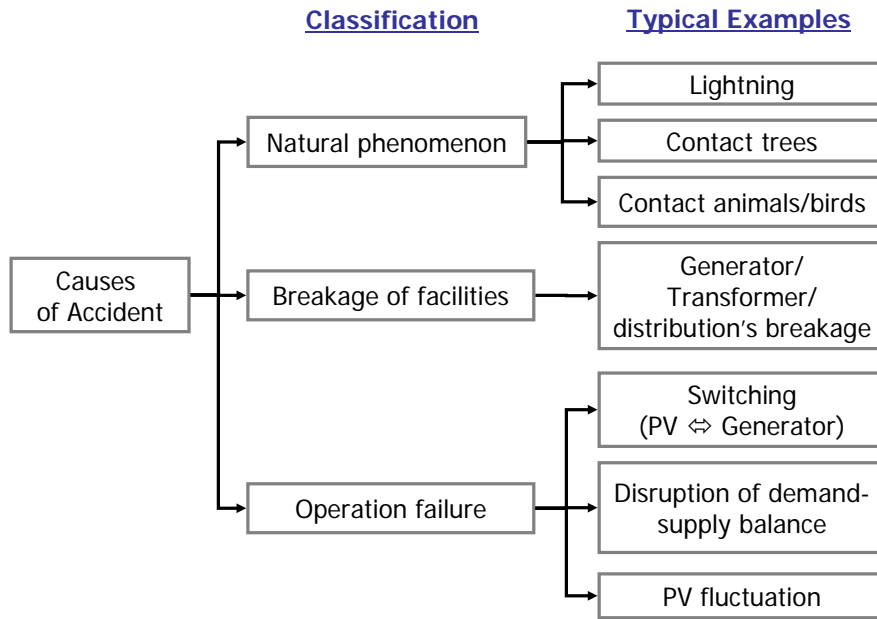


図 4.4-15 一般的に想定される停電事故の原因

表 4.4-4 停電発生タイミングの整理

Type	Island	Times of power outage			Measurement duration
		Switching (DG⇔PV)	During PV operation	During DG sole operation	
Hybrid	Derawan	5	0	0	9 days
On Grid	Lembata	-	5	3	9 days
	Sebatik	-	0	7	8 days

図 4.4-15 では、停電事故は①自然現象に起因するもの、②設備故障に起因するもの、および③運用に起因するものに分類している。

自然現象に起因するものとしては、落雷・樹木の接触・鳥獣の接触が考えられる。停電原因としては設備への落雷による停電がもっとも確率が高いが、今回の調査期間中の停電発生

時に雷が発生しているという事実は確認されなかった。設備への樹木や鳥獣の接触による地絡停電は、原因となる樹木・鳥獣を除去しなければ事故が長期的・断続的に継続することが多いため、可能性としては低い。よって、今回確認した停電の多くは自然現象である確率は低いと考える。

また、設備故障についても、故障箇所の復旧まで再送電ができない可能性が高いため、この可能性も除外して考えてよい。

以上も踏まえ、今回の調査結果で確認した停電の多くは、以下の理由により運用によるものであると仮定する。

#### ① Derawan 島（ハイブリッドタイプ）における停電原因分析

ハイブリッドタイプの Derawan 島の停電 5 回はすべてディーゼル発電と PV との切り替え時に発生したものである。また、図 4.4-1 に示す 6 月 2 日の夕刻の切り替えのように、インバータが出力されない時間が長期化すると、停電時間が長くなる傾向にあるが、長時間停電に至った理由は不明である。なお、この切り替え時の停電対策については、5.1.2 節に示す。

#### ② Lembata 島および Sebatik 島（オングリッドタイプ）における停電原因分析

オングリッドタイプの Lembata 島と Sebatik 島との停電が起こった時間は、15 回中 10 回が PV の起動していない、早朝もしくは夜間であった。PV の出力の有無に関わらず、負荷の急変時に停電が発生していることが多いことから、負荷に対して供給力の変化が追従できていないものと思われる。これは PV 出力変動のような短周期変動ではなく、比較的長周期な需要変動に対する問題であるが、本事象への対策は、第 5.1.3 節に示す。

なお、Lembata 島で PV 稼動中に起こった停電については、PV 変動が原因であることについて否定できない一方、特定の日に停電が集中していることから、自然現象を含めた別の原因であるかもしれない。なお、原因を追究するには、サイトでの事故原因箇所を発見する、周波数や三相電流・短絡電流のより緻密なデータを取得する、などより詳細な検討が必要となる。

### (2) PV の出力変動による停電分析の整理

オングリッドタイプの今回調査であった Lembata 島と Sebatik 島、さらには PLN への聞き取り調査で入手した Gili Trawangan 島の 3 島における日中の PV 容量比を表 4.4-5 に示す。

表 4.4-5 オングリッドタイプにおける PV 容量比

	Installation Capacity [kWp]	PV Maximum output [kW]	Daytime Minimum Load [kW]	PV ratio
Gili Trawangan	200	200	500	40%
Lembata	200	200	750	27%
Sebatik	340	280	1,100	25%

Gili Trawangan 島では、200kWp の容量で運転すると、PV 出力変動で停電に至ることから、実際は PV 出力を 100kW に減じて運転しているとのことであった。PV 設置容量の設定段階で問題があるものとする。

Lembata 島では PV 出力比率が最大で 27%程度に到達することがあるが、日中の負荷変動は 750~1,000kW 程度と他島に比べて変動幅が大きいという特殊要因がある。多くの時間帯では PV 出力比率が 20%以下となること推察されるため、系統に与える影響は少ないと考える。

Sebatik 島では測定結果に基づくと、極力 PV の出力比率を増大させた運転をしており、PV 出力比率が最大で 25%に達していても直ちに停電には至っていないことがわかる。しかし、周波数の変動が大きいなど、停電に至るリスク自体も多いと考えておくべきである。

なお、Derawan 島に代表されるハイブリッドタイプに関してはバッテリーが出力補償を行うため、PV の出力変動に起因する停電は起こらないと考えてよい。

## 第5章

# 対象島における停電防止策の検討

## 第5章 対象島における停電防止策の検討

### 5.1 対象島における頻発する停電に対する防止策の提案

これまでの PLN 本店ならびに PLN 地方事務所への聞き取り結果、PLN の離島電化にかかるニーズを纏めると、優先度順に以下のとおりとなる。

- (1) 電化率の向上
- (2) 経年しているディーゼル発電機のリプレース
- (3) 燃料焚き減らしを含むオペレーションコストの削減
- (4) 設備利用率の向上
- (5) 運転保守の容易化
- (6) 供給信頼度の向上

特に電化率向上への期待が大きいのは、島全体が未電化の離島が多いだけでなく、既に電化されている離島においても電化地域が一部のみであるところが多く、未電化地域は数多く存在するためである。そのために、電源として既設のディーゼル発電だけでなく PV を設置しているほか、系統面の増強という観点から、配電線の延伸が随時進められている。配電線の増強は、今回調査対象であった Sebatik 島、Lembata 島においても適宜実施されている。

上記(2)にも示すように既存のディーゼル発電機での経年の問題も踏まえると、新規電源としての PV への代替も期待される場所である。さらに、燃料費の高い地域では(3)の問題が顕著となっているため、新型のディーゼル発電機への取替や PV への転換を狙っている。また、(4)に示す設備利用率については、特に PV のエネルギー利用率を向上する方策が望まれている。

一方で、(5)に示す運転保守の容易化という側面では、現在手動で実施している操作を極力自動化するというニーズもあるが、このニーズは先に示した電化率向上やオペレーションコストの削減、といった課題に比べ、優先順位が低い。しかし、手動運転が適正にできないことが原因で停電が発生する頻度も無視はできない。また、PV 発電設備は建設後、日が浅くまだ大きなトラブルや問題には至っていないものの、今後の経年によるトラブル、耐用年数経過後の取替方策に関しては潜在的な問題を抱えている。

こうした電化率向上方策に対応し、オングリッドタイプでの PV 比率向上は PV によるアワー増大に寄与し、ハイブリッドタイプへの EMS 適用は、最適運転によるアワー増大、ならびにピーク時間帯への PV による供給に寄与すると考え、第 5.1.1 節および第 5.1.2 節で提言する。



これらの周波数・電圧制御や経済負荷配分制御といった EMS の適用は、同時に保守運用の容易化・停電頻度の減少にも寄与することができる。

調達に関しては、今後のトラブル・取替えも視野に入れるだけでなく、ライフサイクルコストを鑑みることによってトータルコストの低減を目論み、EMS 技術等をより活用しやすい方向性を模索する。

### 5.1.1 オングリッドタイプにおける停電防止に係る提案

#### (1) PV 容量設定

今回の調査対象であった Sebatik 島や事前に情報を入手していた Gili Trawangan 島では、PV の最大出力の日中負荷に対する比が 20%を超過しているが、PV 出力をあげることによる出力変動での停電を回避するために、PV の出力を負荷の 20%以内に抑える運転するのが望ましい。今後の需要増加や系統増強により、負荷自体が大きくなり、PV 最大出力が適正な値となる可能性もあるが、設計段階においては図 5.1-1 に示すように現状の日中負荷に対して PV の最大出力を 20%以下にする、という基本方策を確実に実施する方策が望まれる。

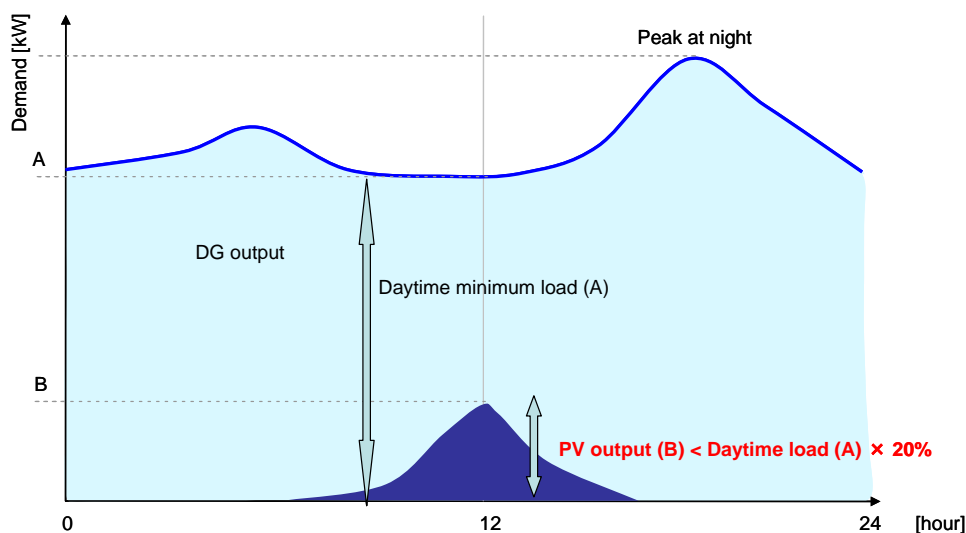


図 5.1-1 オングリッドタイプにおける PV 設置容量の考え方

#### (2) PV 比率を向上させる提案

オングリッドタイプでは PV の設備容量を抑える必要がある一方で、PLN からは、PV による発電量を増大させて燃料焼き増し減による運用コスト減が要望としてあがっている。これは、輸送費を含めた燃料費自体が高騰しているのに加え、特に旧式のディーゼル発電機がまだ運

用されている場合の燃費の悪さ等により、さらにコストがかかってしまうのを抑えるためでもある。これに対処すべく図 5.1-2 のように PV 出力の比率を 20%以上に高めた場合においても安定的に運用できるようにすべく、以下の2点を提案する。

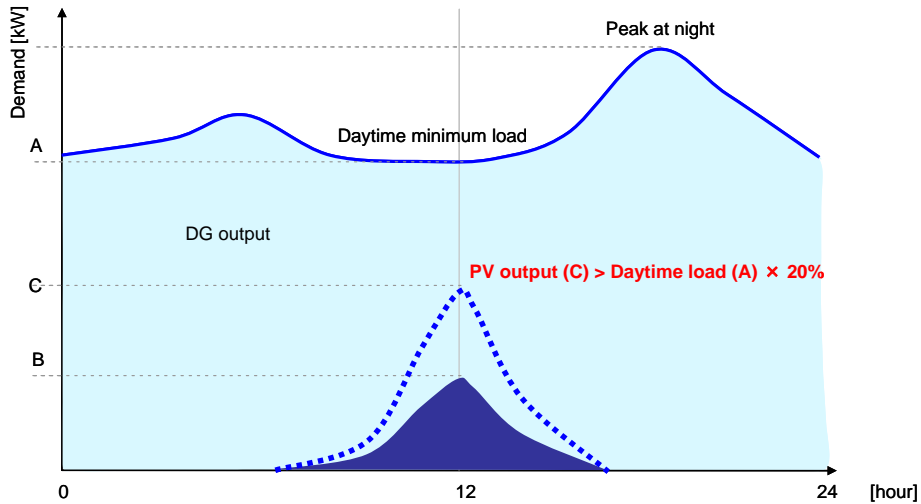


図 5.1-2 PV 比率の向上

1) 周波数リレーの設置による需給バランスの均衡化

PV 出力の急激な変動などで短時間に需給バランスが崩れ、供給が減少し需要が過多となった場合は周波数が低下する。周波数が大幅に低下した場合は発電機が脱調し、系統全体が停電になる可能性も秘めている。

そこで、周波数の低下程度に見合った負荷を系統から切り離すことで、需給バランスの回復を図り、系統全体の停電の防止を目指す。また、これを利用することにより一部の負荷への停電はやむをえないものの重要負荷への供給は継続できるために島内の主要な経済活動には支障にならないことを主眼に置いている。この概念を図 5.1-3 に示す。

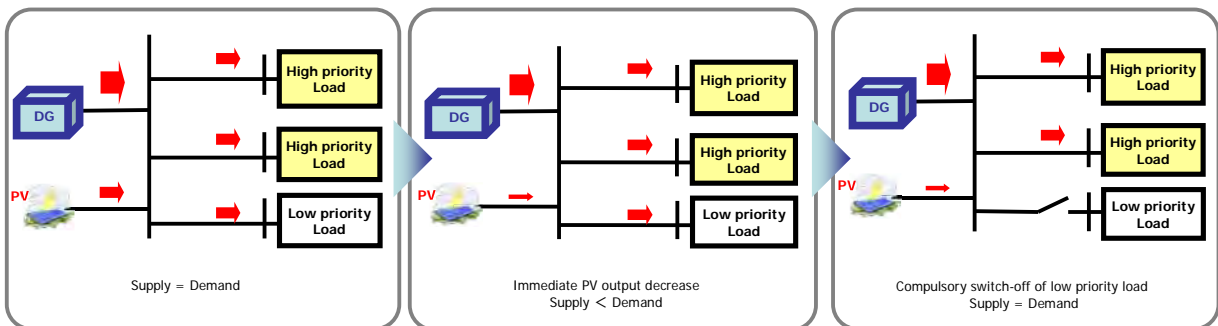


図 5.1-3 周波数リレーによる需給バランス均等化の概念図

この周波数リレー設置の考え方は、日本の電力会社でも周波数負荷制限リレーとして、系統周波数維持のうえで全系統停電の防止策として用いられているものであり、応動周波数やタイマーを数ランクに分類し設置保護している。保護装置だけの構成で設置費用も安価であるために対策案のひとつとして提案を行っている。

なお、本方策はオングリッドタイプでの PV 比率が高い場合だけでなく、周波数変動が停電を誘引する可能性の高い系統への適用も有効である。

## 2) バッテリーの設置による出力変動分の補償

バッテリーを設置し、PV による大きな出力変動が生じた際にはバッテリーから補填し、需給バランスを確保する方策を提言する。バッテリーの役割は出力変動の補償用であるため、極力小容量のバッテリーを設置することで設備コストの低減が可能である。

最もシンプルな方法として、電圧もしくは周波数変動を読み取り、これらの数値が大きく変動した場合にはバッテリーの放電により出力を担保する方策がある。この概念図を図 5.1-4 に示す。

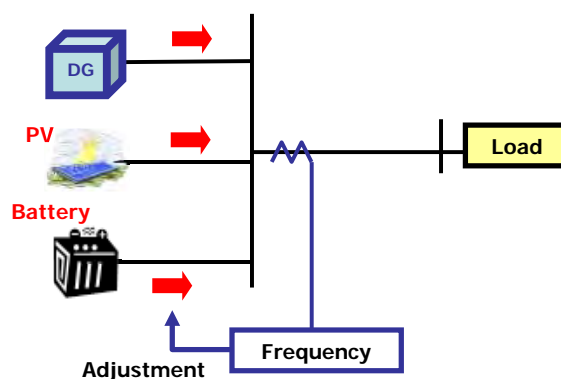


図 5.1-4 小容量バッテリーの設置による出力変動の補償

設置するバッテリーの容量は、PV 容量が 50kWp (最小ユニット) の場合は、80%の出力変動 (=40kW) があり、これを DG が起動するまでの

30 分間補填すると計算すると 20kWh (=40kW×0.5h) が必要となる。なお、1 日あたりの変動補償回数等も鑑み、バッテリー容量を設置する必要がある。

なお、ここで提案するバッテリーはあくまで短時間の PV 出力の変動を補償するためのものであり、PV の出力を常時補償するハイブリッドタイプへのバッテリー設置とは目的が大きく異なる。必要なバッテリー設置容量もハイブリッドタイプに比べ遥かに小さく、バッテリーは付加的な設備である。よって本提案はハイブリッドタイプとして分類されずにあくまでオングリッドタイプに対する提案と位置づける。

## (3) 負荷変動に対する提案

第 4.4 節の測定結果による停電分析では、Lembata および Sebatik 島における停電原因の過半数が PV の稼動していない時間帯による停電であった。これらは需要変動の大きい時間帯での停電であることから、上述の PV 出力変動への対策だけでなく、負荷変動への対処につい

でも検討を行う。

需要の増加に対しては、ディーゼル発電を追加で起動しているが、この起動は運用員が計器を確認し、手動で行っているため、ディーゼル出力がうまく負荷に追従できなかったことが原因であり、その対策として、以下が挙げられる。

- 運用員の運転能力の問題が考えられることから、運用員のトレーニングを実施する。
- 負荷追従運転の自動化システムを導入する。

後者の対策については、5.1.2(3)節で示すようなマイクログリッドコントロールシステムを構築することが解決のひとつである。

### 5.1.2 ハイブリッドタイプにおける経済運用・自動運転に係る提案

#### (1) 提案にかかる背景

Derawan 島の PV システムに代表されるハイブリッドタイプは、比較的小容量の離島に適用される。日中を PV で、夜間をディーゼル発電で負荷に電力を供給する形態であるが、過不足分をバッテリーで補填するという運用を基本としている。

Derawan 島における測定結果によると、問題点と基本対策として以下が挙げられる。

- ディーゼル発電と PV との運転の切り替えは手動で行われており、この際に停電が発生する。測定期間中の停電原因はすべて切り替えによるものと想定されることから、切り替え時の停電を防止することで、停電の確率が大きく減少すると考える。
- PV の出力が負荷に供給される比率が低く、経済的に最適な運転には改善の余地がある。PV 出力が全量バッテリーに充電されたと考えても、70%~80%程度の利用率が期待されるが、実際は 50%程度に留まっている。バッテリー残量等を監視した運転をおこなうことで、利用率の向上に繋がる。

つまり、「経済運用運転」および「自動運転」の機能を付加したマイクログリッドコントロールシステムを導入することで、本章冒頭に示す PLN のニーズにも整合が取れることから、ハイブリッドタイプにおいては EMS 導入の提案に主眼を置く。なお、PLN のニーズと提案する機能との関連を表 5.1-1 に示す。

表 5.1-1 PLN のニーズと適合技術との関連

PLN's Requirement	Solution by EMS	
	Economic Operation	Automatic Operation
(1) To improve electrification ratio	X	
(2) To replace old and aging diesel generators with new ones	X	
(3) To reduce operation cost including reduction of fuel consumption	X	
(4) To improve utilization ratio of generators	X	
(5) To simplify operation and maintenance		X
(6) To improve supply reliability		X

X: concurrence PLN's requirement with solution

## (2) 経済運用に係る提案

経済運転を目的として EMS を適用するため、運用パターンの事例を以下に示す。

### 【事例 1】ディーゼル発電の単体容量がピーク負荷より大きい場合

図 5.1-5 に示す Derawan 島に近いタイプであるが、1 日あたりの運用パターン例を以下のとおりとする。

夜間：ディーゼル発電を定格近くで運転し、余剰出力はバッテリーに充電

午前：PV 出力が小さい段階では、その出力はバッテリーに充電し、PV の一定以上の出力が確保できた段階でディーゼル発電から PV に運転を切り替え（場合によっては、経済性を損なわない範囲で同時運転することも考慮）。

日中：PV 出力による過不足分はバッテリーで充放電し、出力調整を行う。また、天候が悪いなど PV 出力とバッテリー充電量が不足した場合は、日中であってもディーゼルを起動させる。

夕方：PV 出力が一定以下になった段階で PV からディーゼル発電に運転を切り替えし、夜間はディーゼル発電のみで運転する。

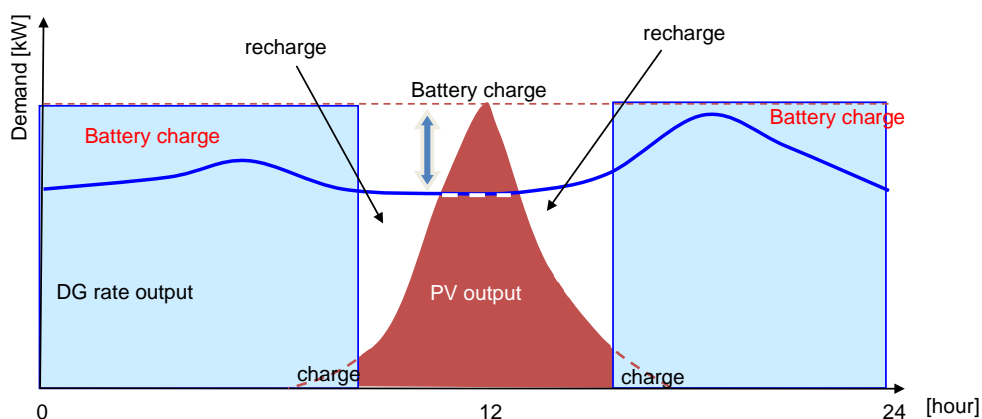


図 5.1-5 ハイブリッドタイプの運用パターン例 1

【事例 2】 ディーゼル発電の単体容量がピーク負荷より小さい場合

図 5.1-6 に示すように夜間のピーク負荷をバッテリーで賄おうとする考え方である。ただし、ディーゼル発電の効率とバッテリーの効率を比較し、バッテリーで賄うほうが経済的に優位な場合にはこの方法を採用する。バッテリーの利用は夜間のピーク供給を主目的とするが、日中の PV 出力の変動等にも対応できるようにする。1 日の運用パターン例は以下のとおりである。

夜間： ディーゼル発電を定格近くで運転し、余剰出力はバッテリーに充電。ただし、負荷がディーゼル発電の出力を超過した場合はバッテリーからの電力で補う。

午前： PV 出力が小さい段階では、その出力はバッテリーに充電し、PV の一定以上の出力が確保できた段階でディーゼル発電から PV に運転を切り替え（場合によっては、経済性を損なわない範囲で同時運転することも考慮）。

日中： PV 出力による過不足分はバッテリーで充放電し、出力調整を行う。また、天候が悪いなど PV 出力とバッテリー充電量が不足した場合は、日中であってもディーゼルを起動させる。

夕方： PV 出力が一定以下になった段階で PV からディーゼル発電に運転を切り替えし、夜間はディーゼル発電およびバッテリーで電力供給する。

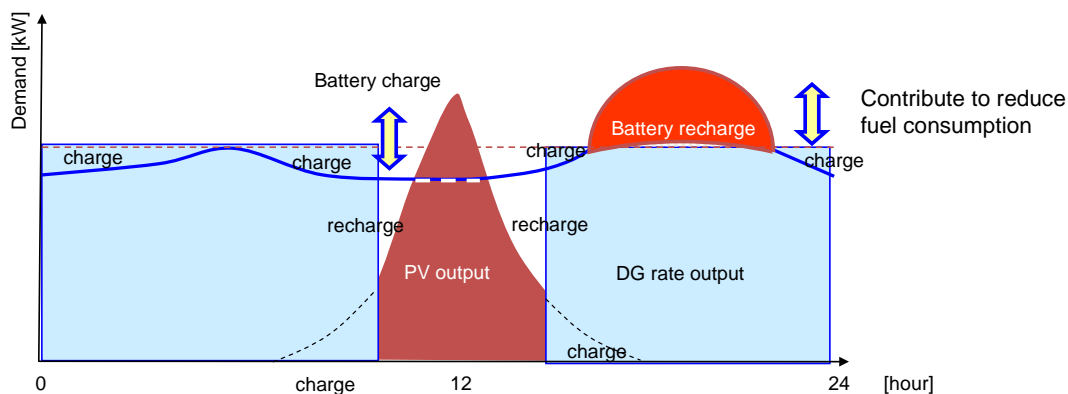


図 5.1-6 ハイブリッドタイプの運用パターン例 2

**【事例 3】 ディーゼル発電の単体容量がピーク負荷より小さく、複数台のディーゼル発電を運転する場合**

図 5.1-7 に示すとおり、ディーゼル発電機を複数運転する場合の事例であるが、運転パターン例は以下のとおりである。

夜間： 複数のディーゼル発電を定格近くで運転し、余剰出力はバッテリーに充電。（ただし、負荷がディーゼル発電の出力を超過した場合はバッテリーからの電力で補う）

午前： PV 出力が上昇した段階で、ディーゼル発電をまず 1 台（#2）停止し、残りの 1 台（#1）と PV を並列運転させる。

日中： PV 出力がさらに上昇した場合は、すべてのディーゼル発電を停止し、PV で供給する。変動補償分はバッテリーを利用する。なお、天候が悪いなど PV 出力とバッテリー充電量が不足した場合は、ディーゼル発電の起動により出力を補填する。

夕方： PV 出力が一定以下になった段階でディーゼル発電を順次起動し、夜間はディーゼル発電のみで運転する。

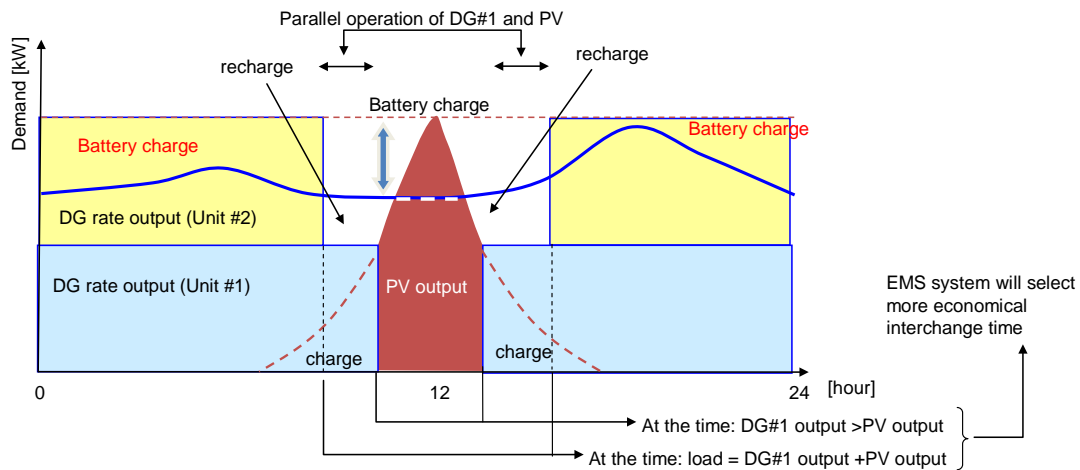


図 5.1-7 ハイブリッドタイプの運用パターン例 3

(3) ディーゼル発電と PV の切り替えにかかる提案

第 4.4 節の停電原因分析結果、Derawan 島においては、ディーゼル発電と PV の切り替え時に停電が発生することがわかっている。運転員が手動で切り替えをおこなうことで、ディーゼル発電と PV が系統に並列せずに停電に至ったことが原因と考えられ、その対策を以下に示す。

- 運用員の運転能力の問題が考えられることから、運用員のトレーニングを実施する。
- 切り替え運転の自動化システムを導入する。

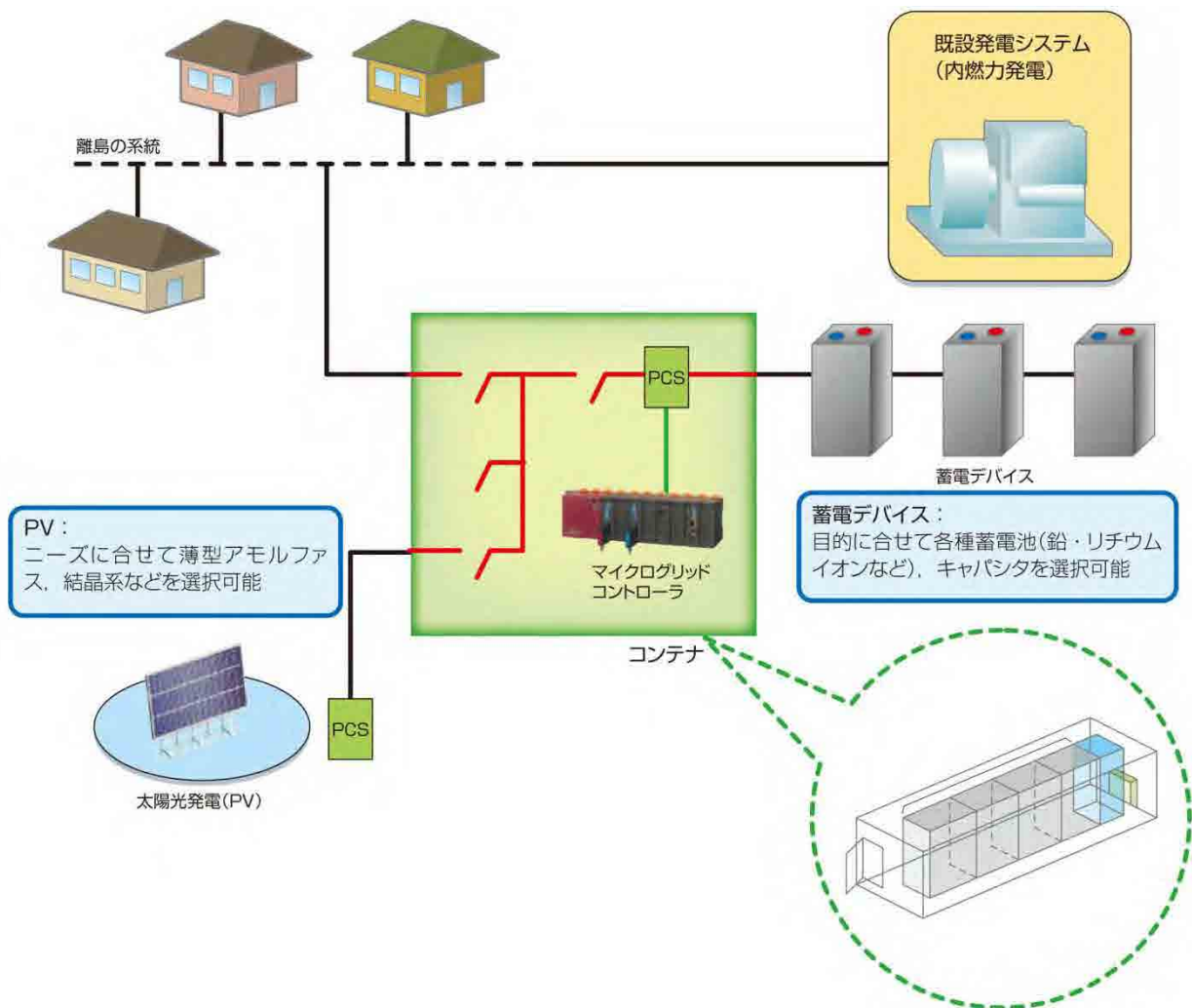
後者の対策については、次の(3)項でシステム構築の一例を示す。

(4) システム構築の一例

バッテリーを用いることによる経済配分制御・自動化運転を目指したシステム構築を提案する。システムの提案にあたっては、既往の技術が利用可能であること、設置や保守が容易であること、を特に考慮した。

ハイブリッドタイプのディーゼル発電機と PV、バッテリーを組み合わせたグリッドに対するシステム構成例を図 5.1-8 に示す。





出典：富士電機株式会社パンフレットより

図 5.1-8 ハイブリッドタイプにおける経済負荷配分・自動運転制御(例)

このシステム例における経済運転・自動運転にかかる機能を以下に示す。

◆ ピークシフト運転機能

再生可能エネルギー発電を需要の低い時間帯に蓄電池に充電し、需要が高い時間帯に放電させる。これにより既設発電機の無駄な運転を回避するとともに、需要に応じた電力を供給する。

この機能によりディーゼル発電の運転台数を抑制でき、燃料代の削減に寄与できるほか、常にディーゼル発電を定格出力で運転させることができれば効率的な運転ができるだけでなく、発電機の長寿命化にも寄与し、システム全体のライフサイクルコストが向上するという利点もある。

- ◆ 出力自動切換機能系統の周波数・電圧のバランスを調整しながら、停電に至らないようにディーゼル発電とPVの運転切り替え運転を行う。

また、以下の機能を付加することで系統の信頼性を高めることが可能である。

- ◆ 出力変動抑制機能  
再生可能エネルギー発電の出力変動を蓄電デバイスによる充放電電力で補償し、島内系統の連系点での出力変動を既設発電機の出力制御による変動調整可能な範囲に抑制する。

- ◆ 周波数変動抑制機能  
再生可能エネルギー発電の出力変動を含めた離島内の周波数変動を高速に検出し、蓄電デバイスによる充放電電力で抑制し、離島系統周波数の安定化を図る。

このシステムではディーゼル発電機出力とインバータ出力のデータ収集が必要なため、通信システムの敷設省略を考慮する場合には、PVサイトはディーゼル発電機と同じ場所に設置することが望ましい。

#### (5) システム導入にかかる経済分析

経済運用にかかる制御装置の価格<sup>1</sup>（日本製）は、サイトの環境にも依存するが、量産時は約1千万円から2千万円と想定される。

また、経済運用を「イ」国の1,000島計画へ適用した場合、想定される成果の一つとして太陽エネルギーの有効利用がある。

Derawan島の太陽光発電設備の電力測定の結果（表4.2-10）、太陽エネルギーの利用率は条件の良い日でも6割程度と非常に低い値になっている。この太陽エネルギーの利用率は、上記経済運用を行うことで7割から8割程度への改善が期待できる。

太陽エネルギーの利用率が6割から7割に改善された場合、この増加分に相当するディーゼル発電機発電量の削減効果がある。経済運用による効果の試算を表5.1-2に示す。

<sup>1</sup> エネルギー制御装置の価格で、発電量予測等の機能無。

表 5.1-2 経済運用による効果の試算

PV 容量	太陽光発電設備（蓄電池含）から 系統への給電量(kWh/day)			10 年間で 期待できる効果
	利用率 50%(A)	利用率 70%(B)	差 (B) - (A)	ディーゼル発電の削減量 (MWh/10year)
170kWp	387 (*1)	542 (*2)	155	565
300kWp	684 (*3)	957 (*4)	273	996

\*1:  $170\text{kWp} \times 19\% \times 24\text{H} \times 50\% = 387\text{kWh/day}$

\*2:  $170\text{kWp} \times 19\% \times 24\text{H} \times 70\% = 542\text{kWh/day}$

\*3:  $300\text{kWp} \times 19\% \times 24\text{H} \times 50\% = 684\text{kWh/day}$

\*4:  $300\text{kWp} \times 19\% \times 24\text{H} \times 70\% = 957\text{kWh/day}$

ディーゼル発電の削減量:  $155\text{kWh/day} \times 365\text{day} \times 10\text{ year} = 565\text{ MWh} / 10\text{ year}$

ディーゼル発電の削減量:  $273\text{kWh/day} \times 365\text{day} \times 10\text{ year} = 996\text{ MWh} / 10\text{ year}$

### 5.1.3 長寿命バッテリーに係る提案

代表的な長寿命バッテリーとして(1) 鉛蓄電池、(2) レドックスフロー電池、(3) NAS 電池、および (4) リチウム電池がある。このうち、参考として表 5.1-3 に示すが、NAS 電池は蓄電池容量がメガクラスとなっており、離島の系統規模とマッチしない。また、リチウム電池は、鉛蓄電池に比べ現状では価格が非常に高い。

しかし、リチウム電池に関しては、今後の価格見通しとして表 5.1-4 に示すように価格低下が期待され選択肢として導入時点によっては検討・比較することが望ましい。

表 5.1-3 電力貯蔵用蓄電池比較表

No.	比較項目	リチウムイオン電池		NAS電池		鉛蓄電池		レドックス・フロー電池	
		正極:リチウム化合物 負極:炭素等	正極:硫黄 負極:ナトリウム	正極:硫酸鉛 負極:鉛	正極:二酸化鉛 負極:鉛	正極:硫酸 負極:鉛	正極:二酸化鉛 負極:鉛	正極:硫酸鉛 負極:鉛	正極:二酸化鉛 負極:鉛
1	反応物質	有機溶媒	ペーダアルミナ	希硫酸(ガラス繊維に含浸)	イオン交換膜	常温(電解液循環用ポンプ)	瞬間稼働可能(ただし完全停止からはポンプ起動に2~3分要す)	任意(kWとkWhが独立)	10,000サイクル以上
2	電解質	常温	280°~350°(加熱ヒーター)	常温(補機不要)	常温	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能
3	運転温度(主要な補機)	瞬間稼働可能	運転前に加熱を要す	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能
4	運転動作容易性	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能	瞬間稼働可能
5	連続放電特性 C=電池容量	3C放電、1C充電 大電力仕様時は10C	標準で0.1C(1/7.2C) 軽断熱仕様時は0.2C	0.4C放電 0.2C充電	0.4C放電 0.2C充電	0.4C放電 0.2C充電	0.4C放電 0.2C充電	0.4C放電 0.2C充電	0.4C放電 0.2C充電
6	寿命	3,500~6,000サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル	4,500サイクル
7	保守管理(定期点検)	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	毎年の法定点検 3年毎の設備休止点検 数日間冷却後にメンテ	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要	半年毎の自主点検(電圧と内部抵抗計測)設備休止は不要
8	保守者の資格	・小規模設備は資格不要 ・大規模設備は危険物資格	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)	危険物保安監督者資格(甲種又は乙種第2、3類)
9	設置時規制	電解液量1,000リットル以上時は危険物保管場所の届け出が必要	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可	用途地域により住民設置同意、特定行政庁、所轄の消防署の許可
10	重量エネルギー密度 電池モジュール(Wh/kg)	90(2.7kWh/30kg)	124(42.1kWh/3.4t)	25(12kWh/485kg)	25(12kWh/485kg)	25(12kWh/485kg)	25(12kWh/485kg)	25(12kWh/485kg)	25(12kWh/485kg)
11	設置面積(4MWh時)	108m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=9m×D12m×H2m))	148m <sup>2</sup> (保守用地=3m(W=21m×D8m×H5m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))	138m <sup>2</sup> (保守用地=1m(W=12m×D14m×H2m))
12	設備重量(4MWh時)	59t(収納箱含)(電池=45t)	84t(収納箱含)	162t(鉄架台含む)	162t(鉄架台含む)	162t(鉄架台含む)	162t(鉄架台含む)	162t(鉄架台含む)	162t(鉄架台含む)
13	効率(直流端)	90%、PSOC時効率は95%以上	87%(待機時加熱約5%は含まず)	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上	85%(満充電時) PSOC時効率は90%以上
14	熱損失	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱とヒーター加熱損	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱	充放時のジュール熱
15	価格(電池のみ、INV等周辺機器等除く)	電池価格はNAS電池と比べ高	電池価格はリチウムイオン電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い	電池価格はNAS電池と比べ安い

(出典:メーカー資料No.7、8、9は日本国内の場合、No.6はメーカー推奨環境の場合)

表 5.1-4 リチウム電池価格の推移予測

年度	現状 (2010 時点)	2020 年頃	2030 年頃
カレンダー寿命	5~8 年	15 年	20 年
価格	100~200 円/wh	20~60 円/wh	15 円/wh

出典：二次電池技術開発ロードマップ (Battery RM2010) 【平成 22 年 5 月 NEDO】

ここでは、マイクルグリッドシステムにおいて実績のある鉛蓄電池および将来において価格の低下が期待できるレドックスフロー電池について検討する。

### (1) 実績に裏付けられた鉛蓄電池

現地調査の結果 Derawan 島 (ハイブリッドタイプ) は中国製鉛蓄電池が採用されている。Derawan 島の蓄電池設備は 2011 年に運開後、現時点では品質に関する具体的な不具合は顕在化していないが、近い将来蓄電池の寿命 (品質) に関する懸念を完全に排除することは困難と想定する。

今後の展開として、日本で実績のある蓄電池採用もある。Derawan 島で採用された鉛蓄電池と日本で実績のある蓄電池の比較を下表に示す。表 5.1-5 より Derawan 島での実績価格と日本製蓄電池価格との kWh 当たりの設備費単価はほぼ同等と考えられ、実績のある日本製鉛蓄電池導入採用の可能性はある。

表 5.1-5 「イ」国を想定した日本製と Derawan 島で採用された蓄電池の比較

項目	Derawan の実績	導入を検討している製品 (日本製)	備考
定格容量	1,500Ah	1,500Ah	
想定寿命	不明	10 年	
サイクル数	1500 cycles at 80% DOD (depth of discharge)	3,000	
種別	制御弁据置鉛蓄電池	制御弁据置鉛蓄電池	
参考価格 (kWh 当たりの単価)	100%	100 ~ 120%	Derawan 実績を 100%

(出典：調査団作成)

(日本製蓄電池算出条件)

給電容量=600kWh。電池容量=1.15MWh。

電池価格=30 百万円 (税抜)、参考単価=25,000 円/kWh (300 ヲ所程度への普及時価格)。

特殊基礎工事、日本からの輸送費、特殊条件下仕様は含まれない。

(欧州製蓄電池関係)

欧州製メーカーの蓄電池仕様書・価格情報等の入手は困難であるが、PLN 情報では、「イ」国へも欧州製蓄電池は導入されており、価格はバルク購入で 220USD/kWh 以下とのことである。

(2) 保守容易性・ライフサイクルコストの低減のためのレドックスフロー電池

現段階実用化されておらず、即時の適用はできないものの、各メーカーでは技術開発を日進月歩で進めているため、今後有用な技術についても触れておく。ここで提案するバナジウム系レドックスフロー電池は日本メーカーが開発を進めており、概観写真を図 5.1-9 に、原理図を図 5.1-10 に示す。

このレドックスフロー電池は、以下の特徴を有している。

- 設計の自由度が大きく、増容量も容易
- 電解液活物質は半永久的に使用が可能で長寿命
- 正極・負極の電解液が同じ物質のため、保守が容易なうえ、正負混合しても安全
- 電解液の起電力モニタで、充電状態の正確なモニタリングが可能
- 電解液はバナジウムでリサイクル可能

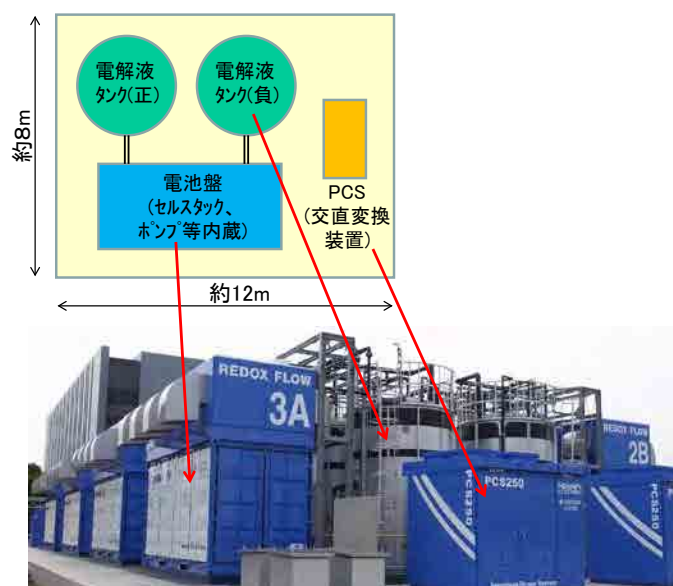


図 5.1-9 レドックスフロー電池のシステム例(1000kW/5000kWh)

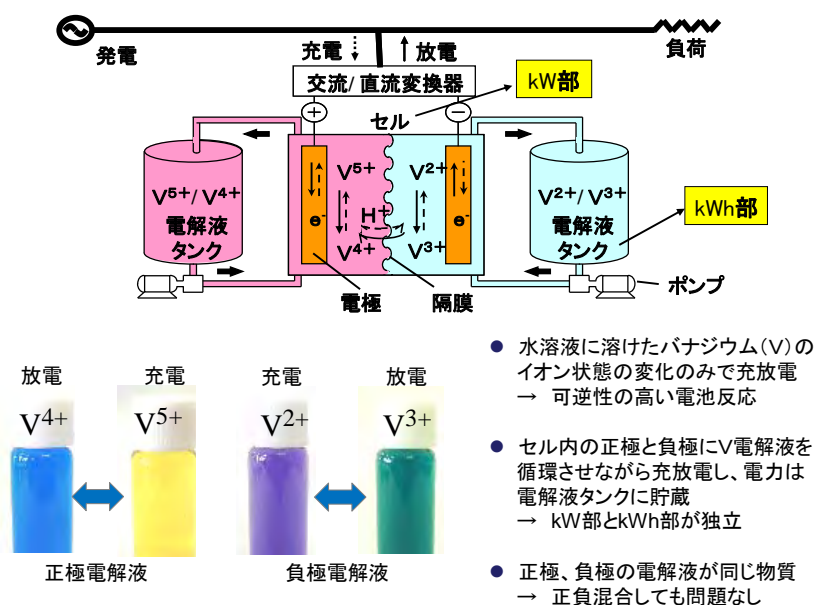


図 5.1-10 バナジウム系レドックスフロー電池の原理図

離島におけるバッテリー設置を想定した場合、これらの特徴のうち保守の容易性・安全性といった側面から、運用員の省力化を期待できる。また、長寿命であり、設置環境にも左右されるが、およそ20年の耐用年数が期待できる。一方、技術的な課題としては、他の電池と較べてエネルギー密度が低く、装置サイズが大きくなることに留意が必要となる。

本製品は2014年の製品販売開始を目指しているが、PVモジュール、バッテリー、インバータを耐用年数20年で試算した場合の想定コストは表5.1-6のとおりである。ただし、これらのコストには基礎工事や高温・多湿・塩害等による特殊仕様は含まれていない。

表 5.1-6 レドックスフロー電池を用いた場合の20年ライフサイクルコスト

	金額
初期費用	約70百万円
O&M費用	約12.5百万円
合計	約82.5百万円
1年あたりの費用	約4.1百万円

(算出条件)

- PV容量125kW、バッテリー容量500kWh
- PV、バッテリー、インバータの耐用年数：20年
- 基礎工事、特殊条件下仕様は含まれない
- 資材輸送費を除く

2015年以降においては、量産化されているとすれば初期費用は2014年の30%以上低減が可能である。また、より低廉なコストで提供するためにはメーカー・サプライヤによる現地でのO&M支援体制の整備が必要となる。

#### 5.1.4 配電電圧の設定

Derawan島のように規模の小さい島では、系統電圧を20kVに昇圧することなく、400Vで配電するほうが経済的に優位になる場合がある。この400V配電方策は、以下のような利点がある。

- ① ディーゼル発電やPVの出力電圧と同一のため、系統構成上、変圧器が不要となる。(送電損失としては、400V配電で損失が増加するものの、変圧器損失がなくなるので結果として小規模系統では損失は低くなる可能性が高い)
- ② 20kV配電設備が不要となるため、がいしが不要となるなど、配電設備も簡素化される。
- ③ 裸電線であるAAACを用いている20kV配電線が無くなるので、樹木や鳥獣の接触による事故率が低下する。

400V配電には三相3線式の屋外用架橋ポリエチレン電線を使用したとすると、電線の許容電流200A(断面積38mm<sup>2</sup>相当の電線を使用)として約130kW、許容電流400A(断面積100mm<sup>2</sup>相当の電線を使用)として約260kWの配電が可能である。フィーダーを複数設置し、1フィーダーあたりの送電容量を抑えるなどの対応をとればDerawan島相当の需要地には十分対応が可能である。

#### 5.1.5 維持管理に係る提案

PVシステムが設置された後においても、故障・トラブル、耐用年数等でさまざまな側面から問題に直面することが考えられる。前述のように、現地でPVを運用するPLNの運用担当者は数名程度で、トラブル発生時の現地での即時対応は難しいほか、管轄するPLN地方事務所であっても単独の対応は難しく、コントラクターやメーカーの支援が必要であるというのが実情である。これらの現状を踏まえ、維持管理体制としては以下の方策を提案する。

- ◆ 予備の設備を設置しておくことで、1箇所故障に対しても継続運転が可能なシステムの構築
- ◆ 現場にはPLNのオペレータが1人駐在するだけで、問題発生時にサプライヤからの支援ができるO&M体制の構築
- ◆ EMS導入も含め運転・障害対応マニュアルの整備及び運転員教育の充実



なおサプライヤの拠点を現地の離島から近い場所に据えることが O&M 支援体制の強化という意味では望ましい。サプライヤ側としては、適切な箇所に拠点を置くためにも、まとまったボリュームの設備数が必要との要望がある。そこで、調達時には発注のロットを多くする、つまり複数のサイト（例えば地方支店内のサイト）を一括発注することでサプライヤの参入障壁も小さくなる。副次的に、ロットが大きくなることで単価が下がることもあり、ライフサイクルコストとしても低減が期待できる。

## 5.2 防止策の導入効果に係る技術比較検討

第 5.1 節で、対象島で起こる停電防止策について述べた。本節では、PV の出力変動による系統周波数変化をシミュレーションするためのモデルを提示し、シミュレーションを実施することにより、それらの停電防止策のうち、第 5.1.1 節で示した PV 容量の設定方針および周波数リレーの設置による PV 比率向上効果の検証を行う。また、Lembata 島の配電系統を対象に配電系統の末端における電圧降下がどの程度であるかを確認する。

### (1) PV の出力変動による系統周波数変化

PV の出力が急激に変動すると、系統の需給バランスが崩れ、周波数が変化する。ここでは、系統の需給バランスに着目したモデルを用い、PV の出力変動による系統周波数の変化をシミュレーションする。なお、各島の発電機の定数や制御系の情報は入手できなかったため、ここでは、代表的な値に仮定し、基本ケースとして PV の出力変動と系統周波数の変化の関係を確認した上で、発電機各定数をパラメータとした感度分析を実施した。

#### 1) 基本ケース

図 5.2-1 に示すように発電機、PV および負荷がそれぞれ 1 設備存在し、1 母線に接続する系統とし、PV は負の負荷として模擬した。系統および発電機諸定数等の条件を表 5.2-1 に示す。

PV の出力変動による系統周波数の変化が問題になるのは、オフグリッドタイプ、ハイブリッドタイプおよびオングリッドタイプの形態のうち、ハイブリッドタイプおよびオングリッドタイプのようにディーゼル発電機と PV が共存する場合であり、オングリッドタイプの場合、本モデルをそのまま適用することができる。ハイブリッドタイプの場合には、バッテリーが PV の出力変動（急減）分を補償するので、PV の出力変動量からバッテリーの利用可能容量（kW 容量）を減ずることによって、本モデルを適用することができる。なお、より詳細な検討を実施する場合には、バッテリーの応答遅れの考慮が必要となる。

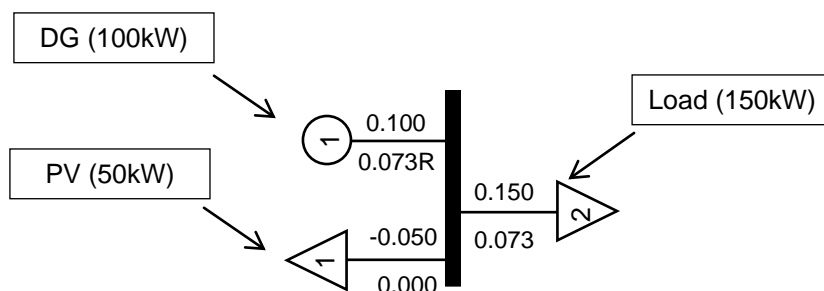


図 5.2-1 基本ケース

表 5.2-1 系統および発電機諸定数等の条件

説 明	諸定数等
PV 出力	50kW
負荷	150kW (力率 90%)
発電機	—
容 量	200kVA
出 力	100kW
端子電圧	1pu
X'd	0.1pu (発電機容量ベース)
D	3.75
H	2.0sec

これらの条件の下、シミュレーション開始 0.2 秒で PV の出力を系統容量の 10%、15%、20%および 25%、急減させた場合の系統周波数の変化を図 5.2-2 に示す。この図から代表的な発電機定数を用いた基本ケースでは、PV 出力が、系統容量の 20%以上急減すると、系統周波数が 48Hz 以下に変化することがわかる。

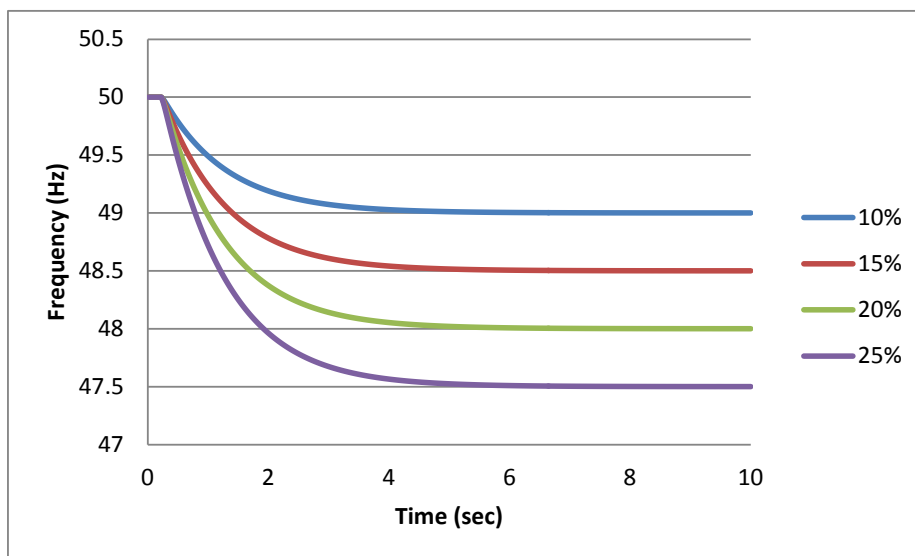


図 5.2-2 PV 出力急減時の系統周波数変化

## 2) 発電機リアクタンスの影響

PV 出力を系統容量の 25%急減させたケースにおいて、発電機リアクタンスを 0.1pu の場合と 0.2pu の場合を比較した。比較結果を図 5.2-3 に示す。この図から、系統周波数の変化に発電機リアクタンスの影響は、ないことがわかる。

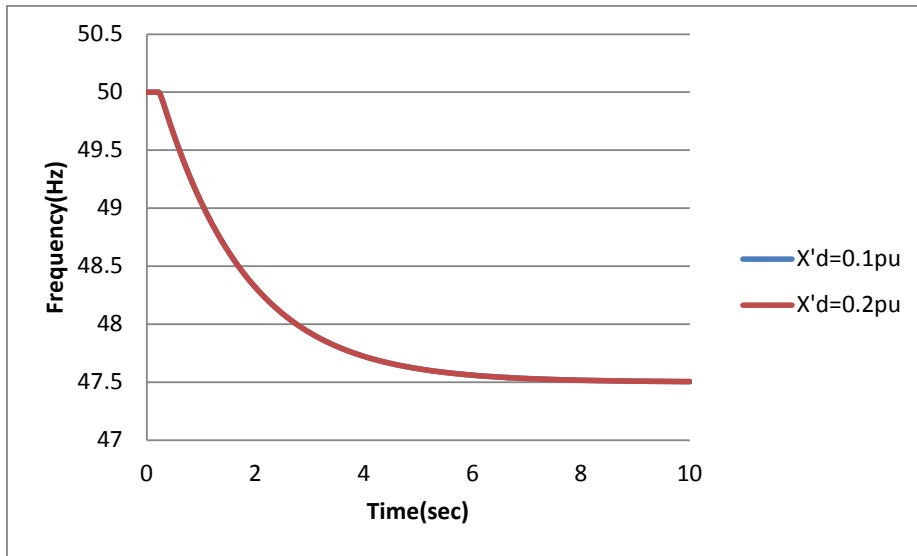


図 5.2-3 発電機リアクタンスの影響

3) 慣性定数 H の影響

PV 出力を系統容量の 25%急減させたケースにおいて、発電機の慣性定数 H が 1sec、2sec および 3sec の場合を比較した。比較結果を図 5.2-4 に示す。この図から、慣性定数の値によって、系統周波数の変化速度に相違が出るが、周波数の変化幅に影響はないことがわかる。

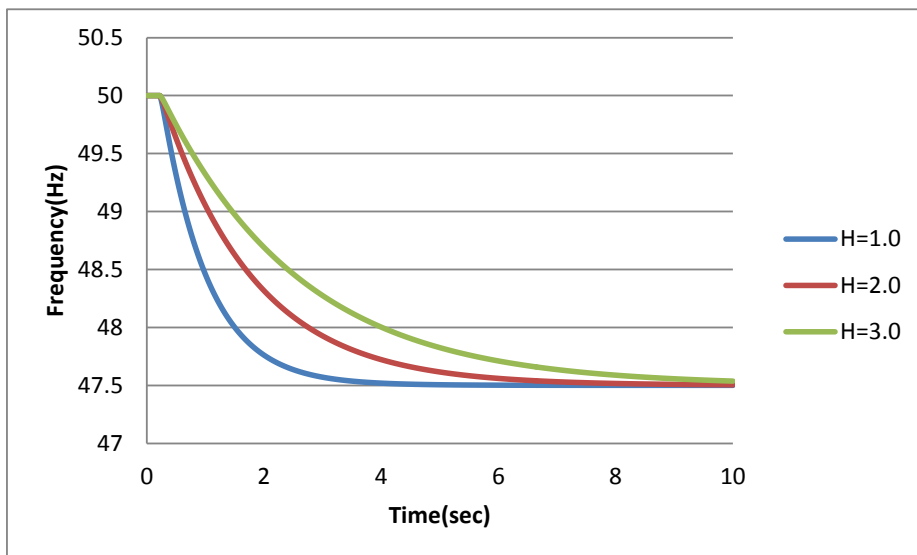


図 5.2-4 発電機の慣性定数の影響

#### 4) 制動係数 D の影響

PV 出力を系統容量の 25%急減させたケースにおいて、発電機の制動係数 D が 2.5、1.0 および 0.0 の場合を比較した。比較結果を図 5.2-5 に示す。この図から、制動係数の値は、系統周波数の変化に大きな影響を持っていることがわかる。

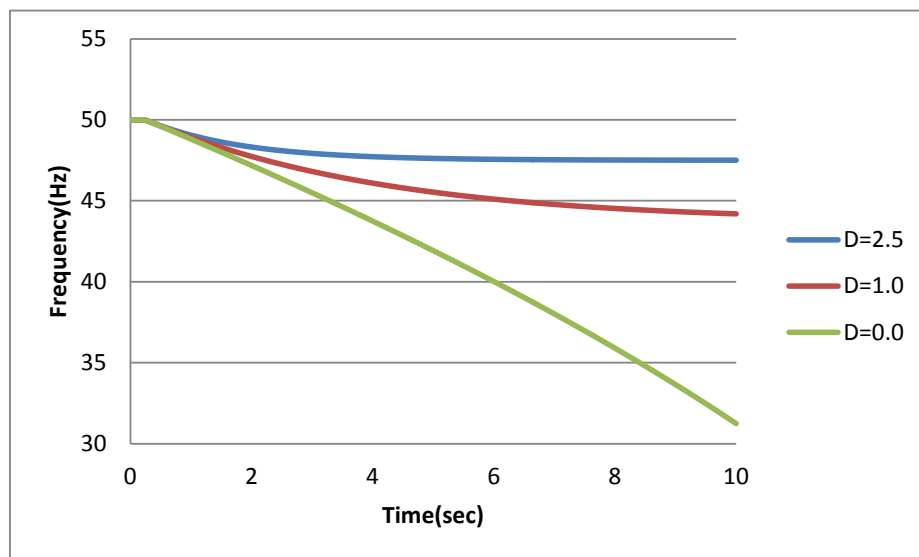


図 5.2-5 発電機の制動係数の影響

#### 5) 自動電圧調製機能 (AVR : Automatic Voltage Regulator) の影響

1) に示した基本ケースで、PV 出力の急減量が 25%の場合の母線電圧(発電機端子電圧)の変化を図 5.2-6 に示す。この図から、今回の条件の下においては、発電機端子電圧の変化は非常に小さいことがわかり、系統周波数の変化に対する発電機の自動電圧調整機能、AVR (Automatic Voltage Regulator) の影響はほとんどないといえる。

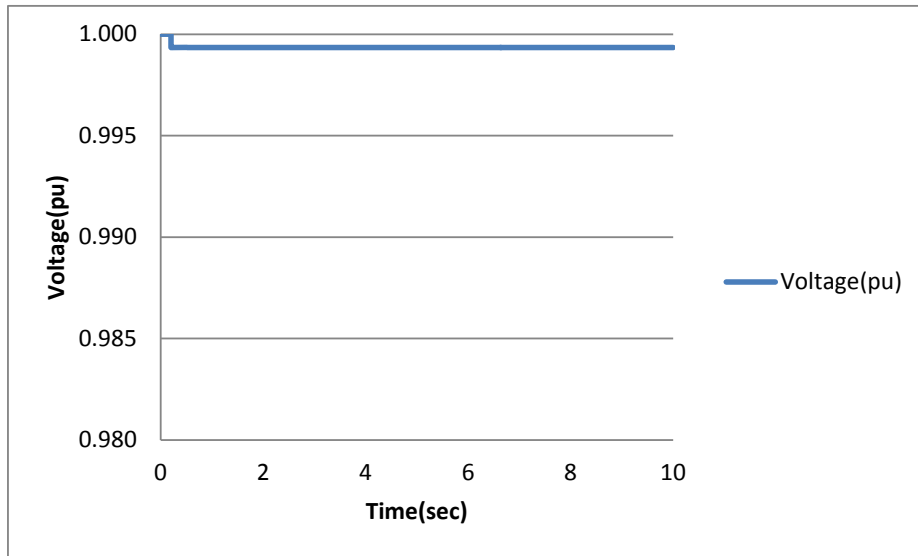


図 5.2-6 発電機端子電圧の変化

6) 調速系の影響

発電機の制御系として、調速系の影響を確認する。調速系の標準モデルを図 5.2-7 に示し、このモデルの各パラメータを表 5.2-2 に示す。ただし、今回のシミュレーションの対象としている時間領域では、調速系は、ガバナーフリー領域であり、その動作幅（ガバナーフリー容量）は、一般的に発電機出力の 3~5% 程度である。そこで、ガバナーフリー容量が 3% または 5% の場合、表 5.2-2 中の VMAX、VMIN をそれぞれ、次のように設定した。VMAX = (PMECH の初期値 × 1.03 または 1.05)、VMIN = (PMECH の初期値 × 0.97 または 0.95)。1) に示した基本ケースで、PV 出力の急減量が系統容量の 25% の場合と、調速系を考慮した場合の比較を図 5.2-8 に示す。図 5.2-8 から、PV の出力変化量がガバナーフリー容量に比べて大きい場合、周波数の変化に対するガバナーの影響は、小さいことがわかる。これは、図 5.2-9 に示すように、発電機の機械入力 Pm (図 5.2-7 の PMECH に相当) が、電気出力 Pe の変化に追従できないことが原因である。次に PV の出力の急減量が、系統容量の 3% の場合について、調速系 (ガバナーフリー容量、5%) がない場合とある場合との比較を図 5.2-10 に示す。この場合、調速系によって周波数の変化は小さくなっており、PV の出力変化がガバナーフリー動作領域内の小幅変化の場合 (このケースでは、PV の出力の変動量が 4.5kW、ガバナーフリー容量が 5kW)、調速系の影響が大きいことがわかる。

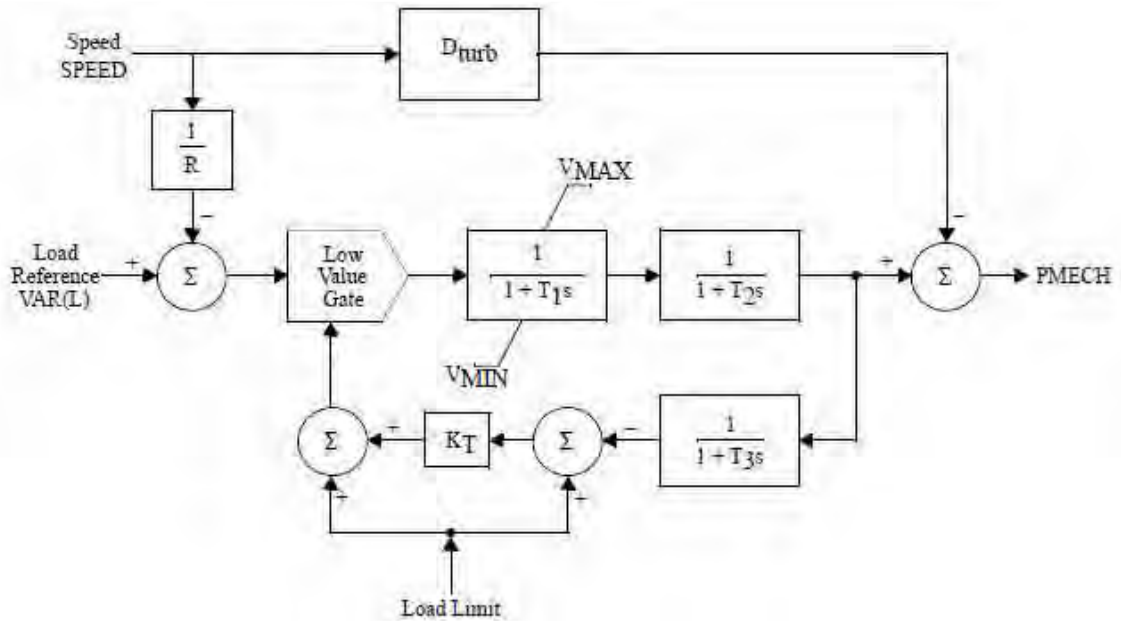


図 5.2-7 調速系モデル<sup>2</sup>

表 5.2-2 調速系モデルのパラメータ標準値<sup>3</sup>

パラメータ	標準値
R	0.05 pu
T1	0.4 sec
T2	0.1 sec
T3	3.0 sec
Vmax	1.0 pu
Vmin	-0.05 pu
Ambient temperature load limit	1.0 at 80degF(rated)
KT	2.0
Dturb	0.0

<sup>2</sup> 出典：PSS/E 32.0.5, PSS/E Model Library

<sup>3</sup> 出典：PSS/E 32.0.5, Program Application Guide Volume II

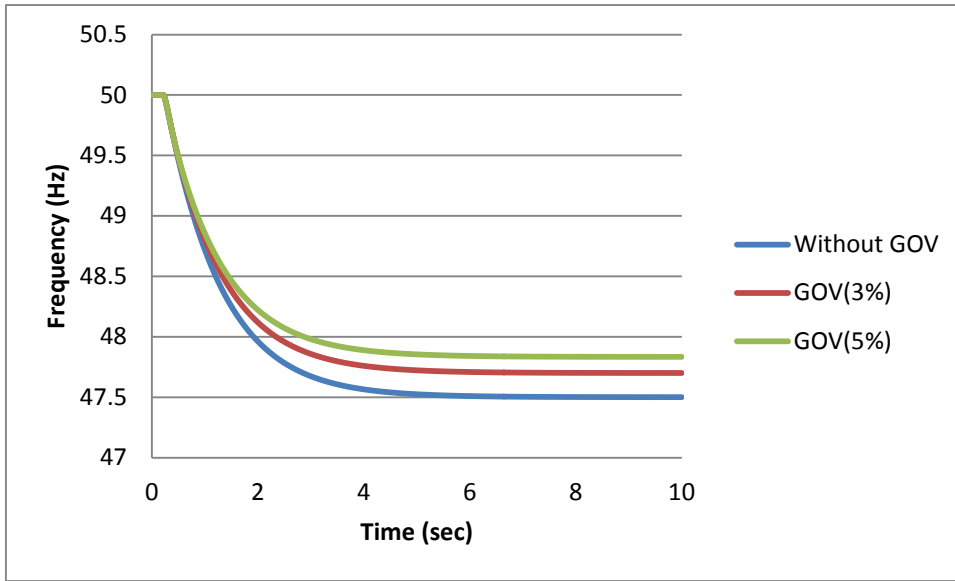


図 5.2-8 調速系の影響

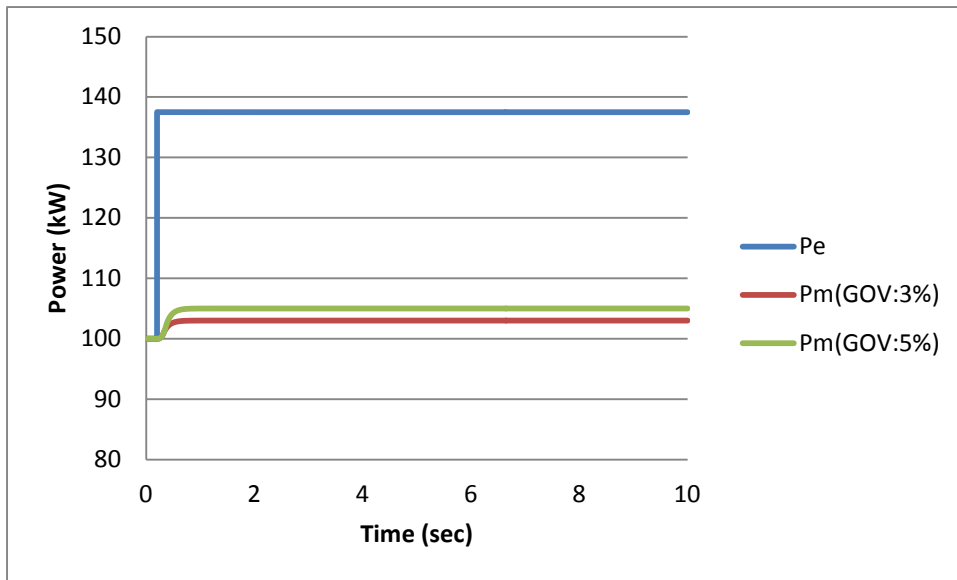


図 5.2-9 発電機の電気出力(Pe)と機械入力(Pm)



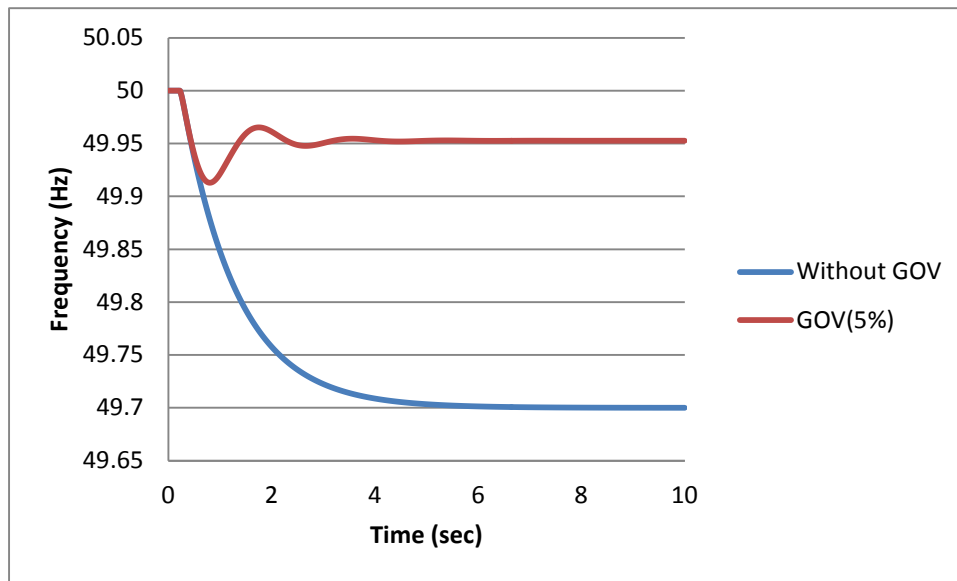


図 5.2-10 調速系の影響(PV の出力変動:3%)

(2) 周波数リレーの効果検証

(1) に示した基本ケースを用いて、周波数リレーの効果を検証した。図 5.1-3 に示したように負荷が何系列かに分割されているものとし、PV の出力急減が系統容量の 25%のケースにおいて、周波数リレー（UFR）が、49Hz、時限 1 秒で動作した場合（転送遮断を想定）のシミュレーション結果を図 5.2-11 に示す。なお、ここでは、PV の出力変動が 37.5kW であり、負荷が 150kW であることから、負荷は、4 分割されていて、37.5kW 相当の負荷が遮断されるとした。図 5.2-11 から、このケースでは、系統周波数が 48Hz 以下になる前に上昇しており、周波数リレーによる負荷遮断が、PV の出力急減時の系統周波数の変化による停電防止策となり得ることがわかる。

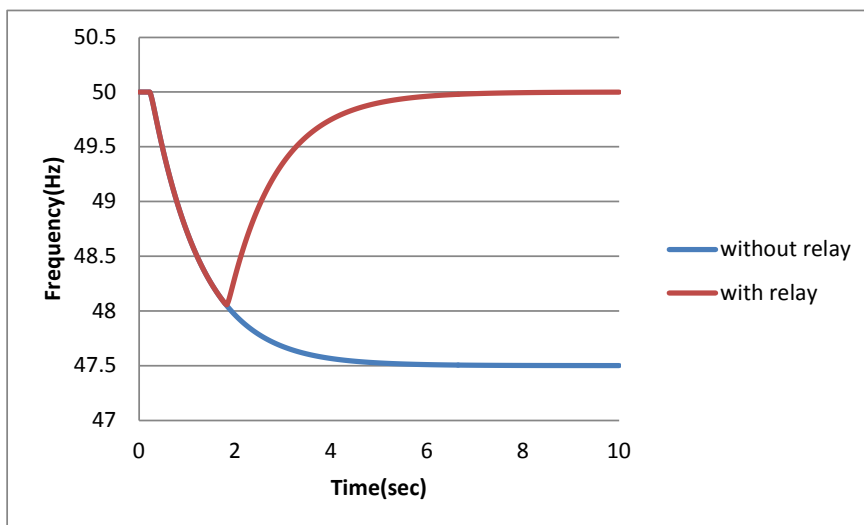


図 5.2-11 周波数リレーの効果検証(1 段リレー)

次に、自端検出の周波数リレーの動作例として、2段階遮断のケースを示す。このケースでは、負荷の優先度を2段階に分け、系統容量の10%の負荷が49Hz、20%の負荷が48Hzで遮断されるとした(時限は、それぞれ0秒)。シミュレーション結果を図5.2-12に示す。図5.2-12には、周波数リレーによる負荷遮断なしのケース、系統容量10%の負荷遮断のケースを合わせて示している。この図から、自端検出の周波数リレーによる負荷遮断もPVの出力急減時の系統周波数の変化による停電防止策となり得ることがわかる。

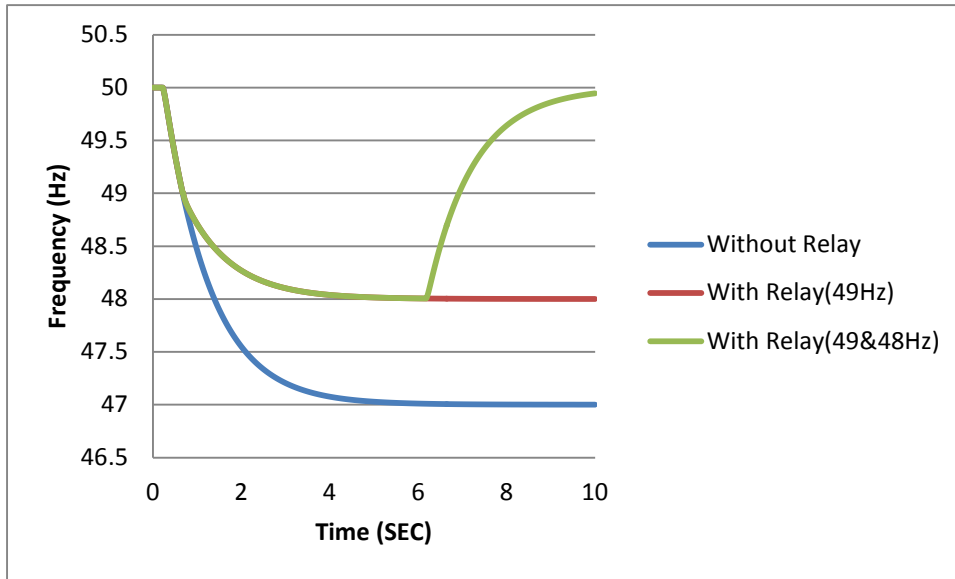


図 5.2-12 周波数リレーの効果検証(2 段リレー)

### (3) 電圧降下の確認

図 5.2-13 に Lembata 島の配電系統図 (図 4.1-6) を再掲する。この配電系統には、50 の負荷 (変圧器) が存在し、そのうちの 37 負荷が、28km の配電線に接続されている。また、同島のピーク負荷は、2,000kW であることから、1 負荷を平均値である 40kW (力率 90%) であるとし、1 区間長 760m、37 区間、全長約 28km の 1 配電線として模擬し、各区間の負荷が 40kW、合計負荷が 1,480kW である配電系統の末端の電圧を計算した。計算結果を図 5.2-14 に示す。この結果から、末端電圧は、21.6kV 程度であり、変圧器タップの設定により、低圧電圧 (400kV) を基準値内に十分保てることがわかる。

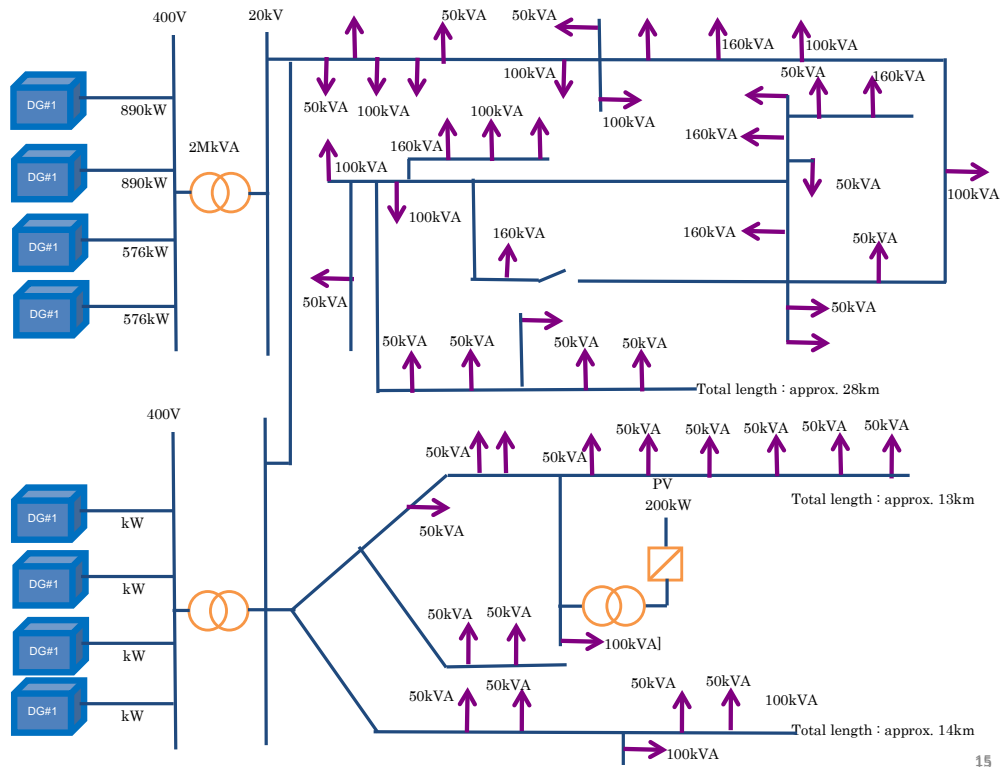


図 5.2-13 Lembata 島の配電系統図(図 4.1-6 の再掲)

1	101	201	301	401	501	601	701	801	901	1001										
1.85	-1.85	1.79	-1.79	1.74	-1.74	1.69	-1.69	1.64	-1.64	1.58	-1.58	1.53	-1.53	1.48	-1.48	1.43	-1.43	1.38	-1.38	1.33
0.72	-0.71	0.70	-0.69	0.68	-0.67	0.66	-0.65	0.64	-0.63	0.62	-0.61	0.60	-0.59	0.58	-0.58	0.56	-0.56	0.54	-0.54	0.52
0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
1.000	0.999	0.998	0.997	0.996	0.996	0.995	0.994	0.993	0.993	0.992	0.992	0.991	0.990	0.989	0.988	0.987	0.986	0.985	0.984	0.983
22.00	21.98	21.96	21.94	21.92	21.90	21.89	21.87	21.85	21.84	21.82	21.81	21.79	21.78	21.77	21.76	21.75	21.74	21.73	21.72	21.71
2001	1901	1801	1701	1601	1501	1401	1301	1201	1101											
0.83	-0.88	0.88	-0.93	0.93	-0.98	0.98	-1.03	1.03	-1.08	1.08	-1.13	1.13	-1.18	1.18	-1.23	1.23	-1.28	1.28	-1.33	
0.32	-0.34	0.34	-0.36	0.36	-0.38	0.38	-0.40	0.40	-0.42	0.42	-0.44	0.44	-0.46	0.46	-0.48	0.48	-0.50	0.50	-0.52	
0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
0.986	0.986	0.987	0.987	0.987	0.988	0.988	0.988	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989
21.70	21.70	21.71	21.72	21.73	21.74	21.75	21.77	21.78	21.79	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81	21.81
2101	2201	2301	2401	2501	2601	2701	2801	2901	3001											
-0.83	0.78	-0.78	0.73	-0.73	0.68	-0.68	0.63	-0.63	0.58	-0.58	0.53	-0.53	0.48	-0.48	0.44	-0.44	0.39	-0.39	0.34	
-0.32	0.30	-0.30	0.29	-0.28	0.27	-0.27	0.25	-0.25	0.23	-0.23	0.21	-0.21	0.19	-0.19	0.17	-0.17	0.15	-0.15	0.13	
0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
0.986	0.986	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.983	0.983	0.983	0.983
21.69	21.69	21.68	21.67	21.66	21.66	21.65	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.64	21.63	21.63	21.63	21.63
3701	3601	3501	3401	3301	3201	3101														
-0.05	0.05	-0.10	0.10	-0.15	0.15	-0.19	0.19	-0.24	0.24	-0.29	0.29	-0.34								
-0.02	0.02	-0.04	0.04	-0.06	0.06	-0.08	0.08	-0.09	0.09	-0.11	0.11	-0.13								
0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04								
0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02								
0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982								
21.61	21.61	21.61	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62	21.62								

図 5.2-14 電圧降下の確認

#### (4) まとめ

##### 1) PV の出力変動による系統周波数の変化

PV 出力の急激な変動による系統周波数の変化をシミュレーションで検証した。シミュレーションでは、発電機定数および制御系の詳細が不明なため、代表的な値を発電機定数とした基本ケースを実施した。その結果、第 5.1.1 節で述べたように、PV の設計段階においては、現状の日中負荷に対して PV の最大出力を 20%以下にする、という基本方針を確実に実施することが望ましいと言えることがわかった。

次に、発電機定数をパラメータとして変化させてその影響を確認した。また、制御系なしの状態を基本ケースとし、制御系の影響を確認した。その結果、発電機の制動係数が、系統周波数の変化に大きく影響する重要なパラメータであることがわかった。また、調速系が系統周波数の変化を改善することがあり、特に PV 出力の変動量が、ガバナーフリー動作領域範囲内（発電機出力の 3~5%程度）であれば、その影響は大きいですが、今回のように PV 出力の変動量が、ガバナーフリー動作領域範囲外の場合には、系統周波数の変化に対する調速系の影響は小さいので、モデル化の必要性も低いことがわかった。

第 4.2 節に示した計測結果から、Lembata 島、Sebatik 島共にピーク出力の 60%程度の出力変動があることがわかり、この値は、それぞれの系統容量に対して、10 数%の変動に相当する。また、計測結果の周波数が一分間平均であり、瞬時的には数倍程度の周波数変動が推定されるので、ここで示したシミュレーション結果を全体的に捉えると両者の整合はあると推測される。

なお、特定の島において PV の最大可能設置容量を想定する場合、検討対象の島の発電機データや制御系の情報を準備し、シミュレーションを実施することによって、PV の出力変動の系統周波数への変化に対する影響度を検討すれば、その想定値を改善できる可能性がある。この場合、本項の感度分析の結果からわかるように、特に発電機の制動係数に注意する必要がある。不明な場合には、今回、用いた 3.75 前後の値が推奨される。

##### 2) 周波数リレーの効果検証

PV の出力急変時の系統周波数変化による停電防止策として提案した周波数リレーによる負荷遮断の効果をシミュレーションで確認した。その結果、周波数リレーによる負荷遮断が、PV の出力急減時の系統周波数の変化による停電防止策となり得ることがわかった。

##### 3) 電圧降下の確認

Lembata 島の配電系統の電圧計算を実施し、変圧器タップの設定により、低圧電圧 (400kV) を基準値内に十分保てることがわかった。

## 第6章

# 太陽光発電導入に係る経済的比較検討

## 第6章 太陽光発電導入に係る経済的比較検討

### 6.1 検討方針

PLN は離島の電化率向上を目的として、従来のディーゼル発電機に代わり、PV 導入を積極的に進めることを計画している。PV 導入により、以下の効果を期待している。

- ① PV より、変動の大きい燃料費コストを抑制する。
- ② ディーゼル発電に代わり PV を導入することで、温暖化ガスの排出を抑制する。

上記①の目的に関しては、既にディーゼル発電機が導入されている離島に対し、PV を導入することにより燃料コストを低減することも検討されている。また、未電化地域の電化のために、PV 単独ではなく、ディーゼル発電との組み合わせることによってディーゼル単独発電よりも経済的に有利となり、温暖化ガス排出を抑制する場合も検討対象としている。

PV 導入に係る経済性の検討については、上記 PLN の PV 導入方針から、以下の PV システム導入による経済性分析による PV システムの優位性確認、および比較対象としてのディーゼル発電の経済性分析を実施するものとする。

#### ◆ 電化の比較検討

未電化地域の電化のために PV を導入する場合、ディーゼル発電による電化よりも長期的にみて経済的に優位である必要がある。ディーゼル発電のみによる場合と、PV システムを組み合わせる場合を比較検討することにより、PV システムによる電化が有利となる採算分岐点をディーゼル燃料の単価を変動要因として明らかにする。特に離島の場合、燃料運搬費によりディーゼル発電のコストが高くなることから、PV システムの導入が有利となる場合が想定できる。

#### ◆ 既電化地域への PV 導入検討

既に電化されている離島に対し PV システムを導入することにより、トータルの発電コストが低下する場合がある。この場合に関しても、ディーゼル燃料の単価を変動要因として、PV システム導入が経済的に有利となる採算分岐点を明らかにする。

#### ◆ 温暖化ガス削減効果検討

PV システム導入による温暖化ガス削減効果について評価する。

検討にあたっては、PVシステムとディーゼル発電の特性を考え、耐用年数間の平均的発電コストを、キャッシュフローモデルにより現在価値に割り引くことで比較評価するものとする。なお、以下の検討においては、PV または PV とディーゼルを組み合わせる場合を総称して「PVシステム」、ディーゼル単独での電力供給を「DG 単独システム」と呼ぶ。

なお、本レポートは下記為替レート（2012年5月末のT.T.S）を使用した。

US Dollar : 79.92 円/USD

Indonesia Rupiah (100unit) : 0.97 円/Rp.

Indonesia Rupiah/USD : 8240Rp/USD

## 6.2 比較検討ケースの選定

第 2.2 節で述べたように、PLN は PV システムの導入に関し、需要家数、必要とされる電化の程度により、表 6.2-1 に示す 3 つのタイプに場合分けしている。

表 6.2-1 PV システム導入タイプ

Status	Operating time [h/day]	Nos of consumers								Battery installation	Type
		50	100	150	200	300	600	900	1200		
No electricity	12	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]				Y	Off Grid
		200	400	600	800	Battery Capacity [kWh]					
	24	150	300	450	500	PV installation Capacity [kWp]					
		600	1200	1800	2400	Battery Capacity [kWh]					
Electricity available (DG)	24	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]				Y	Hybrid
		100	200	300	400	Battery Capacity [kWh]					
	24	PV installation Capacity [kWp]				50	100	150	200	N	On Grid

PLN 情報をもとにコンサルタントが作成

オフグリッドタイプは無電化地域の電化に適用され、電力需要の程度により、12 時間のみの電力供給とする場合（以下「オフグリッドタイプ 1」）、24 時間の電力供給とする場合（以下「オフグリッドタイプ 2」）に分かれる。ハイブリッドタイプ、オングリッドタイプはすでにディーゼル発電が導入されている島への PV システムの導入を想定しており、ハイブリッドタイプは比較的少数の需要家を対象に、PV、バッテリーの組合せと既存のディーゼル発電による PV システムを構築する場合、オングリッドタイプは比較的大規模な既存のグリッドに対して、PV パネルの導入により、PV システムを構成しようとするもので、PV システムとしては PV と既存のディーゼル発電から成る。

以下の検討においては、それぞれのタイプ（オフグリッドタイプ 1、オフグリッドタイプ 2、ハイブリッドタイプ、オングリッドタイプ）について、PV システムと DG 単独システムを比較検討するものとする。



それぞれのタイプの検討ケースを表 6.2-1 から選定し、システムの緒元、及び比較対象とする DG 単独システムの緒元を以下のように定めた。

### オフグリッドタイプ 1

- ▶ PV システムとして、PV の最大発電力を 200kW、バッテリーの容量を 800kWh の場合を選定する（需要家数 200 口に相当）
- ▶ オフグリッドタイプ 1 の場合、点灯ピークである夜間の 12 時間に電力を供給することを目的とするため、昼間に PV により発電した電力をバッテリーに蓄電しておき、夜間に放電することを計画している。よって、日必要電力量をバッテリー容量の 800kWh に蓄電、放電の電力ロスをそれぞれ 10%見込み、648kWh とする。 $(800\text{kWh} \times 0.9 \times 0.9 = 648\text{kWh})$
- ▶ 必要ピーク電力は、50 需要家あたり 20kW とする PLN の考え方（第 2.2 節参照）に従い、80kW とした。
- ▶ 比較対象の DG 単独システムの規模は必要ピーク電力を供給できる規模として、最大出力を 80kW とした。

### オフグリッドタイプ 2

- ▶ PV システムとして、オフグリッドタイプ 1 と同様、需要家数 200 口に相当する、PV 出力 500kW、バッテリー容量 2,400kWh の場合を選定する。
- ▶ オフグリッドタイプ 1 が 12 時間の電力供給を目的としていることに対し、オフグリッドタイプ 2 は 24 時間供給を目的とすることから、日必要電力量をオフグリッドタイプ 1 の 2 倍として、1,296kWh とした。
- ▶ 必要ピーク電力はオフグリッドタイプ 1 と同様、80kW とした。

### ハイブリッドタイプ

- ▶ オフグリッドタイプ 2 と同様、需要家数 200 口に相当する、PV 200kW、バッテリー容量 400kWh の場合を選定する。
- ▶ 日必要電力量、必要ピーク電力はオフグリッドタイプ 2 と同じく、それぞれ 1,296kWh、80kW とする。
- ▶ PV システムに組み入れられるディーゼル発電機は、特に夜間のピークに対応することが求められるが、バッテリーからの電力供給を補助する形で運用されると想定した。ただし、ディーゼル発電機単独でもピーク電力に対応できるよう、80kW とした。
- ▶ 比較対象としての DG 単独システムの規模は、必要ピーク電力を供給できる必要から、80kW とする。

### オングリッドタイプ

- ▶ 需要家数 600 口の場合を対象とし、PV の発電力 100kW を既存のグリッドに接続するケースを検討する。
- ▶ 需要家数がハイブリッドタイプの 3 倍であることから、日必要電力量をハイブリッドタイプの 3 倍として、3,888kWh とする。
- ▶ 必要ピーク電力は、50 需要家あたり 20kW として 240kW とした。
- ▶ 比較対象としての DG 単独システムの発電規模として、必要ピーク電力を供給できる 240kW 規模とした。

以上をまとめると、検討ケースは表 6.2-2 となる。

**表 6.2-2 経済性比較検討ケース**

タイプ	PV 導入ケース (PV システム)				DG 単独システム
	PV 容量	BT 容量	供給電力量	DG 容量	DG 容量
Off-grid1	200kW	800kWh	684kWh	なし	80kW
Off-grid2	500kW	2,400kWh	1,296kWh	なし	80kW
Hybrid	200kW	400kWh	1,296kWh	80kW	80kW
On-grid	100kW	なし	3,888kWh	240kW	240kW

### 6.3 PV、バッテリーのコスト実態調査結果

#### (1) 設備導入費実績

今回の現地調査において、Sebatik、Derawan に導入された PV、バッテリーの導入コストに関する情報を PLN から入手した。Sebatik は総事業費 16,897.2 百万 Rp、Derawan は 8,295.5 百万 Rp である。Derawan については、バッテリー設備費用を含んでいるので、一定の仮定のもと、PV 本体とバッテリーの価格を分離し、PV 設備費を 6,805.0 百万 Rp、バッテリー設備費を 1,490.5 百万 Rp と算定した。算定の根拠を表 6.3-1 に示す。

表 6.3-1 Derawan 太陽光設備工事費用

(単位：百万 Rp)

		Construction Cost	Breakdown	
			PV	Battery
Material	PV System	4,310.6	4,310.6	
	Inverter	195.0	97.5	97.5
	Solar Charge Controller	103.5	103.5	
	Battery	1,008.0		1,008
	Sub-total	5,617.1	4,511.6	1,105.5
			80.32%	19.68%
Monitoring System		632.3	632.3	
Civil Works	Building	300.0	241.0	59.0
	Air Conditioner	20.0	10.0	10.0
	Support and Others	55.0	55.0	
Installation		917.0	736.5	180.5
Sub-total		7,541.4	6,186.4	1,355.0
PPN (10%)		754.1	618.6	135.5
<b>Total</b>		<b>8,295.5</b>	<b>6,805.0</b>	<b>1,490.5</b>

PLN 資料を基にコンサルタントが算定

経済性比較検討に使用する設備費として、単位あたりの価格を用いる。表 6.3-2 に示す計算の結果、PV 設備建設費として 44,864,000 Rp/kW (8,240 Rp/USD として 5,326 USD/kW)、バッテリー設備導入費として 3,822,000 Rp/kWh (同じく 454 USD/kWh) を用いるものとする。

表 6.3-2 PV、バッテリーの設備導入費用算定

		Derawan	Sebatik	Average
PV System	(million Rp)	6,805.0	16,897.2	
Max. Output	(kW)	170	340	
PV System Unit Cost	(million Rp/kW)	40.03	49.70	<b>44.86</b>
Battery	(million Rp)	1,490.5		
Charge Capacity	(kWh)	390		
Battery Unit Cost	(million Rp/kWh)	<b>3.82</b>		

(2) 設備導入費用(計画)

PLN より、設備導入費用に係る計画を聴取した。表 6.3-2 に計画値を示す。計画値はオフ・グリッド対応の PV+バッテリーの組合せを示しているが、分析のため、PV 分とバッテリー分の設備導入費用を一定の仮定のもとに配分し、算定した。この表からわかるように、PV で 2,919USD/kW、バッテリーで 243USD/kWh と、Sebatik、Derawan の実績値を大幅に下回る導入費用を検討の前提としている。この導入コスト計画についても、感度分析の対象とする。

なお、PLN からは、バッテリー価格について、一括発注等による工夫により、220USD/kWh まで下がっている（主にヨーロッパ製のバッテリー）との情報を得ている。

表 6.3-3 PLN の PV システム導入コスト計画(オフグリッドタイプ対応)

Unit: USD

Items	PLN Data for Offgrid	Assumed Breakdown	
		PV	Battery
1 Solar Module (PV)	1,600.0	1,600.0	
2 Battery	212.0		212.0
3 Charge Controller/MPPT	113.0	113.0	
4 Inverter	891.0	445.5	445.5
5 PV Cable and Power Cable			
6 Panel output Inverter collector			
7 Panel Control Input DC to inverter	245.0	196.0	49.0
8 Field Panel Termination			
9 HMI (Human Machine Interface) for Local Scada and Remote Scada			
10 Site Lighting, Ligthning Arrester, and Grounding System			
11 Solar Module Supporting and Fundation	242.0	161.3	80.7
12 Battery Bank Base			
13 Fence (BRC min. 6mm) set /kWp	113.0	75.3	37.7
14 Control Room (Operator room and Battery room and computer room)			
15 PV Panel installation			
16 Solar Charge Controller, Inverter and Panels installation	151.0	100.7	50.3
17 Battery Installation			
18 Testing & Commisioning			
19 Training of PV System Operation and Maintenance	91.0	72.8	18.2
20 Operation Recommendation Certificate			
21 Maintenance and Operation Garranty for 2 years			
22 Transportation cost	232.0	154.7	77.3
Total Cost per kWp	3,890.0	2,919.3	970.7
Battery Cost per kWh*			242.7

\*Battery capacity assumption: 4 kWh battery for each 1 kWp PV (PLN plan for electrification, type A plan)

Reference: Actual Unit Cost of PV system installation in 2011

Dearawan PV system (PV 170kWp, Battery 390kWh)	5,922.0	4,857.9	
Battery Cost per kWh			463.8
Sebatik PV system (PV 340kWp)	6,031.3	6,031.3	

### (3) 運転・保全費用

Sebatik、Derawan とも、2011 年に設備が導入されたのち、2012 年 5 月時点まで目立った運用上の不具合は生じていない。Derawan についてはインバーターが一部破損したが、保証期間中であり、無償で取り替えたとのことであった。

日本においては、再生可能エネルギーの全量買取制度の法制化に向け、政府のコスト等検証委員会が O&M 費用として建設費の 1.6%、一般管理費として O&M 費用の 14%を提案しており、日本太陽光協会もこれに同意しているため、この比率を採用し、建設費の 1.824%を年間設備運営費用として見込むものとする。

保全コストとして土地費用、管理費用を計上する。第 6.4 節(4)項で後述する、Berau 地域の費用実績から、8.4 Rp/kWh として見込むものとした。

#### (4) PV の設備利用率

PV とディーゼル発電を組み合わせるハイブリッドタイプ、オングリッドタイプの検討には、PV が受け持つ発電量を設定する必要がある。ここでは Lembata の実測値から算定した 19% を用い、導入された PV が 19% の設備利用率で必要供給量の一部を受け持ち、残分をディーゼル発電により供給するものとした。

## 6.4 ディーゼル発電のコスト実態調査結果

経済性比較検討の精度を高めるためには、PV システムに関するコスト評価と同時に、PV システムとの比較検討対象としてのディーゼル発電、または PV システムに組み入れられるディーゼル発電の条件を設定する必要がある。ディーゼル発電は運転条件によって発電効率に大きく影響が出るため、今回の調査において、今後 PV システムが導入される予定の離島を有する PLN の Kalimantan East Region (Sebatik、Derawan の PV システムを有する) 及び Nusa Tenggara East Region (Lembata の PV システムを有する) のディーゼル発電設備に関し、運転実績、O&M コストに関する情報を入手したので、それらの情報から経済性比較検討に用いるコストを算定するものとする。

### (1) Kalimantan East Region

カリマンタン島東部の Kalimantan Timur 州の電力供給を管轄しており、Balikpapan、Samarinda、Berau、Bontang、Mahakam の 5 区域に Sub Region Office を有する。PLN Statistics 2010 によると、2010 年の年間発電量は 1,818.24GWh、他社からの電力購入量が 379.86GWh を合わせ、販売電力量は 1949.49GWh に達する。発電設備として 610.94MW、うち 394.20MW、64.5%がディーゼル発電であり、他にガスタービン、重油焚火力発電所を有する。管轄地域全体の電化率は 59.3%である。管轄範囲が広いことから、カリマンタン本島であっても、独立の小規模系統が多数存在する。

### (2) Nusa Tenggara East Region

フロレス諸島、ティモール島を含む Nusa Tenggara Timur 州の電力供給を管轄しており、Flores Bagian Barat、Flores Bagian Timur、Kupang、Sumba の 4 区域に Sub Region Office を有する。PLN Statistics 2010 では、年間発電量 475.15GWh、販売電力量 435.13GWh、発電設備容量 57.60MW であり、うち 52.69MW、91.5%がディーゼル発電である（他に地熱、小水力を有する）。1,300 あまりの島を管轄内に含むことから、区域の電化率は 24.26%と、PLN の Region の中でも最も低い。

### (3) 発電実績による効率の算定

Nusa Tenggara East Region の 341 ユニットに関する 2011 年の発電実績から、設備規模による発電効率を算定した。

表 6.4-1 設備規模別発電効率

Installed Capacity (kW)	Average Efficiency (Litter/kWh)	Number of Units
IC <= 30	0.355	42
30 < IC <= 100	0.339	92
100 < IC <= 300	0.306	88
300 < IC < 500	0.294	89
IC > 500	0.280	30
Average/Total	0.315	341

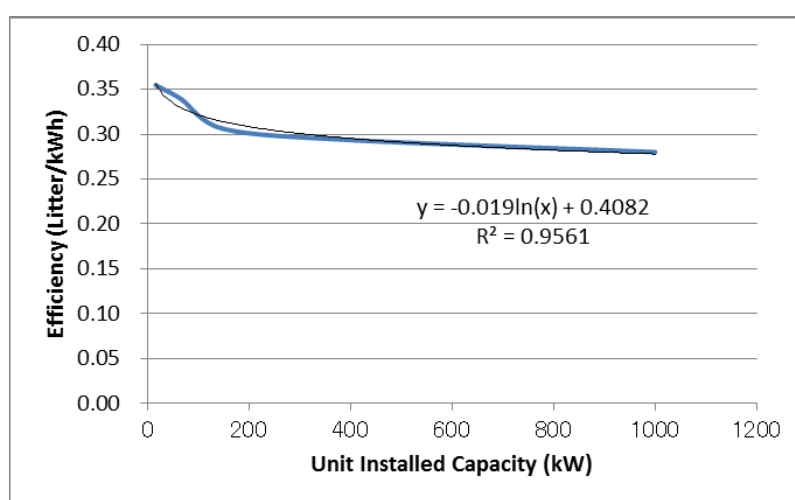


図 6.4-1 設備規模と発電効率の関係

上記発電効率（0.280～0.355Litter/kWh）は、ディーゼル燃料の一般的な定位熱容量（LHV）である 36.3MJ/Litter により換算すると、28%～35%に相当し、定置式ディーゼル発電機の一般的な効率が 35%～40%程度であることを考えると、若干燃料効率が悪い結果となった。この原因としては、設備の経年劣化や、需要に応じた運転とするための部分負荷運転が考えられる。Kalimantan East Region、Nusa Tenggara East Region とも、1980 年代～1990 年代に導入されたディーゼル発電設備が多数稼動しており、ディーゼル発電機の一般的な耐用年数である 15 年を大きく超過しており、O&M 費用の高騰にもつながっている。また、Derawan 島に見られるように、ディーゼル発電設備が需要設備と直結している場合、負荷変動に応じて発電機の出力を変動させる必要があり（Derawan 島では周波数の変動を確認して手動で実施）、設備効率低下の一因となる。今後新たに導入されるディーゼル発電機も、比較的小規模な系統の中で運転されるため、同様の効率低下を考える必要がある。

なお、Kalimantan East Region のディーゼル発電所の 317 ユニットのデータ（2012 年 1 月～4 月）も同様の傾向を示しているが、データ期間が限られていることから上記分析対象には含めなかった。Kalimantan East Region の発電実績を添付資料 5-1 に、Nusa Tenggara East Region の発電実績を添付資料 5-2 に示す。



#### (4) O&M 費用実績

Kalimantan East Region の Berau Sub-Region における 2012 年第一四半期の発電コスト実績から、ディーゼル発電設備の O&M 費用を算定した。結果を表 6.4-2 に示す。発電コスト実績を添付 5-3 に示す。なお、ディーゼル発電に関わる O&M コスト算定のため、発電コストに石炭火力を含む Sambaliung 発電所のデータは除外している。

また、土地コスト、管理コストについては、償却費用の 10%を土地費用として考慮し、これに管理コストを加えて算定した。

**表 6.4-2 ディーゼル発電所 O&M 費用実績 (Berau Sub-Region)**

Installed Capacity	(kW)	39,007
Generation	(kWh)	20,875,198
Fixed O&M Cost / 3 months	(million Rp)	5,213.1
Variable O&M Cost / 3 months	(million Rp)	320.6
Land/Admin Cost / 3 months	(million Rp)	175.0
Fixed O&M Cost	(Rp/kW-month)	44,549
Variable O&M Cost	(Rp/kWh)	15
Land/Admin Cost	(Rp/kWh)	9

#### (5) ディーゼル発電所設備費用

PLN からの聞き取りによると、一般的なインドネシアにおけるディーゼル発電設備導入費用として 1,000～1,100USD/kW との情報を得たので、1,100USD/kW を用いるものとする。なお、日本での 6700kW クラスのディーゼル発電機の 2011 年時点での見積り実績から、10 万円/kW 程度 (79.92 円/USD では 1,251USD/kW) となり、インドネシアでの設置費用に係る人件費が日本より安価なことを考えると、妥当な範囲であると考えられる。

#### (6) ディーゼル燃料単価

Kalimantan East Region と Nusa Tenggara East Region のディーゼル燃料単価を調査した。両 Region とも、ディーゼル燃料はプルタミナより購入している。Kalimantan East Region では、82 発電所のデータによると、燃料基本単価 (プルタミナ基地渡し) が 5,384～7,130Rp/Litter であり、運搬費用 (PLN 負担) が発電所により 23～699Rp/Litter と変動している (2012 年 4 月時点)。Nusa Tenggara East Region では、66 発電所について、燃料基本単価が 5,663～10,815Rp、運搬費用が 24～323Rp/Litter である (2011 年 5 月時点)。燃料基本単価の差は、プルタミナ受け渡し地点でのプルタミナが負担する燃料運搬費用に起因しているものと考えられる。また、第一次調査において PLN からは、運搬費のみで 10,000～20,000Rp/Litter となる離島もあ

るとの情報を得ている。

燃料費用は PV システム導入との比較検討において、パラメーターとして変動させることで、PV システムと DG 単独システムの経済性を比較し、PV システム導入が経済的に有利となる燃料費用（運搬費を含む）を算定するものとする。図 6.4-2、図 6.4-3 に Kalimantan East Region（2012 年 4 月実績）、Nusa Tenggara East Region（2011 年 5 月実績）各発電所の燃料費、燃料運搬の実績を示す。

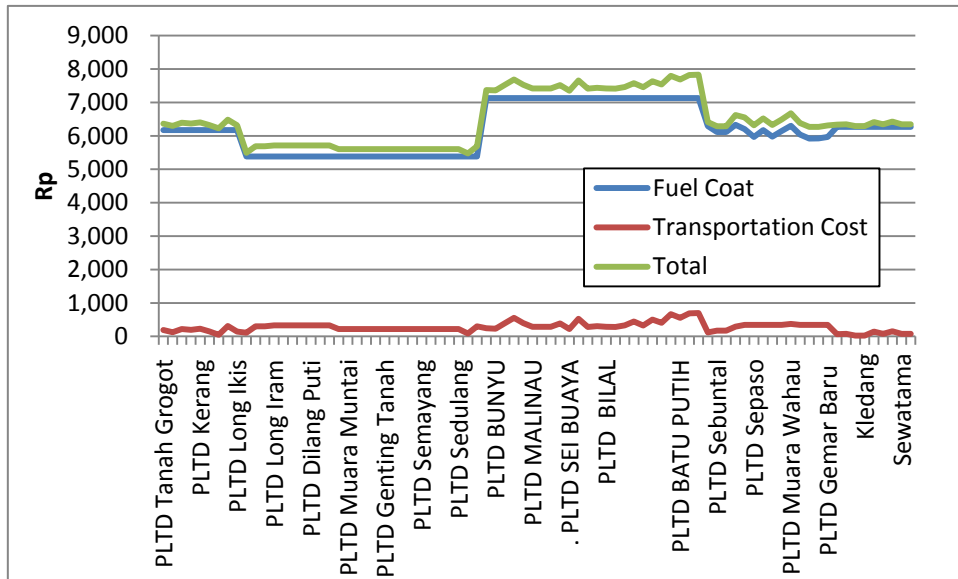


図 6.4-2 Kalimantan East Region 発電所のディーゼル燃料費、燃料運搬費実績  
(2012 年 5 月)

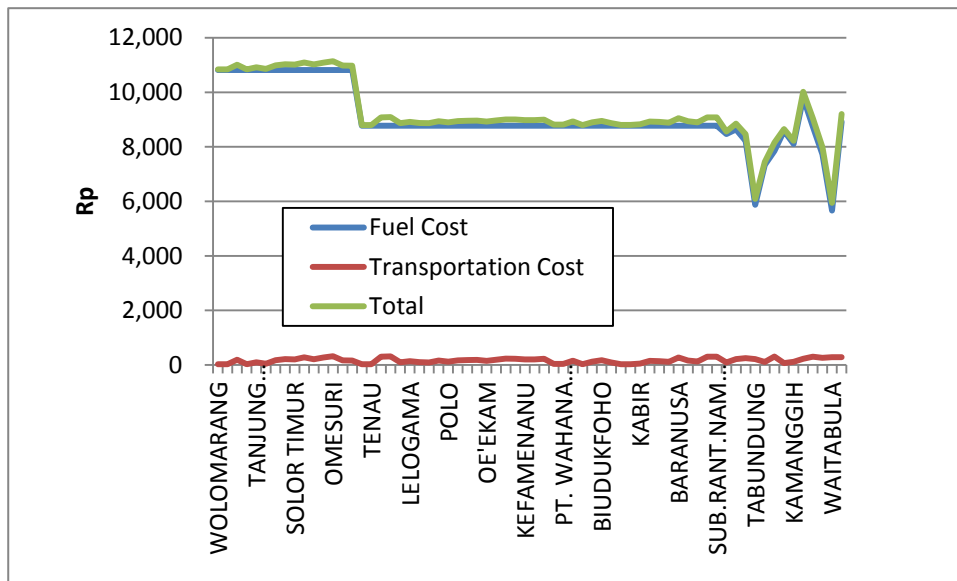


図 6.4-3 Nusa Tenggara East Region 発電所の燃料費、燃料運搬費実績  
(2011 年 5 月)

### (7) 耐用年数

それぞれの設備の耐用年数を PLN からの聞き取り及び一般的な情報から、以下のように定めた。

PV 設備	20 年
バッテリー	5 年
ディーゼル設備	15 年

バッテリーの耐用年数について、10 年に延長された場合の感度分析を実施する。

### (8) 割引率

PV システムと DG 単独システムの比較検討にあたっては、耐用年数のキャッシュフローから、割引率を用いて現時点価値としての両システムの発電コストを算定し、比較する。この目的から、割引率としては「イ」国の物価上昇率程度として、8%を用いるものとする。

以上の検討の前提を以下の表にまとめる。

表 6.4-3 経済分析の前提一覧表

Items		Assumption	Note
Installation Cost	PV	5,445 USD/kW	Subject to sensitivity
	Battery	464 USD/kWh	Subject to sensitivity
	Diesel	1,100 USD/kW	
Service Life	PV	20 years	
	Battery	5 years	Subject to sensitivity
	Diesel	15 years	
PV Capacity Factor		19%	
Diesel Efficiency		$-0.019\ln(x)+0.4082$ liter/kWh Where x: installed capacity of the unit	
Fixed O&M Cost	PV	1.824% of installation cost	
	Diesel	64.9 USD/kW/year	
Variable O&M Cost	PV	0.0011 USD/kWh	Land & Admin Cost
	Diesel	0.0029 USD/kWh	Including Land & Admin
Discount Rate		8%	

## 6.5 各タイプ別PVシステムとDG単独システムとの経済的比較検討

### 6.5.1 基準ケースの分析

第6.4節で述べたPVシステム、DG単独システムに関する実態を踏まえた条件により、各PVシステムのタイプについて、20年間のキャッシュフローモデルにより、現時点におけるNPVを年間発電量で除すことにより、平均発電コストを算定した。結果を表6.5-1および図6.5-1から図6.5-4に示す。

**表 6.5-1 耐用年平均コスト比較検討結果**

(単位：USD/kWh)

Off-grid Type 1 (12 hour operation, PV 200kW, Battery 800kWh; Compared DG 80kW, Daily supply 684kWh)

Fuel Cost (Rp/L)	5000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
PV System	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
Sole DG System	0.27	0.48	0.68	0.89	1.09	1.30	1.71

Off-grid Type 2 (24 hour operation, PV 500kW, Battery 2400kWh; Compared DG 80kW, Daily supply 1,296kWh)

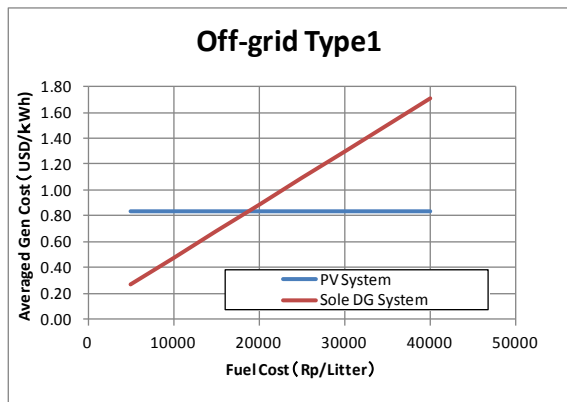
Fuel Cost (Rp/L)	5000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
PV System	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
Sole DG System	0.24	0.45	0.65	0.86	1.06	1.27	1.68

Hybrid Type (PV 200kW, Battery 400kWh, DG80kW; Compared DG 80kW, Daily supply 1296kWh)

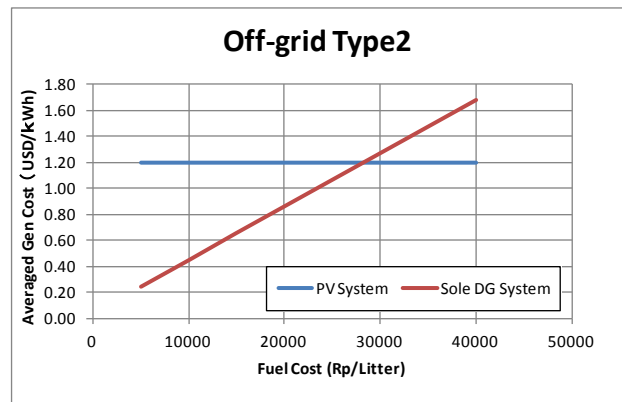
Fuel Cost (Rp/L)	5,000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
PV System	0.45	0.51	0.57	0.63	0.69	0.75	0.87
Sole DG System	0.24	0.45	0.65	0.86	1.06	1.27	1.68

On-grid Type (PV 100kW, No battery, DG 240kW; Compared DG 240kW, Daily supply 3888kWh)

Fuel Cost (Rp/L)	5,000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
PV System	0.25	0.42	0.59	0.76	0.93	1.10	1.44
Sole DG System	0.23	0.42	0.61	0.81	1.00	1.19	1.58



**図 6.5-1 オフグリッドタイプ1  
耐用年平均発電コスト比較**



**図 6.5-2 オフグリッドタイプ2  
耐用年平均発電コスト比較**

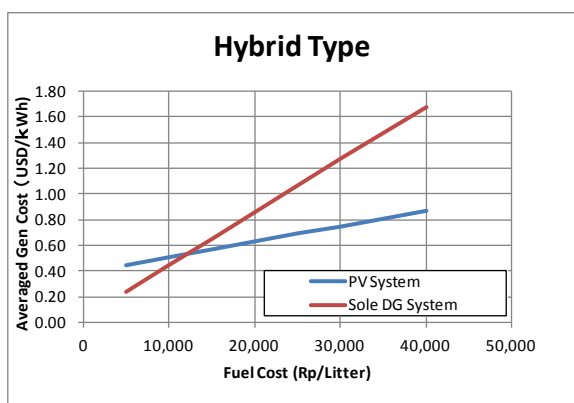


図 6.5-3 ハイブリッドタイプ  
耐用年平均発電コスト比較

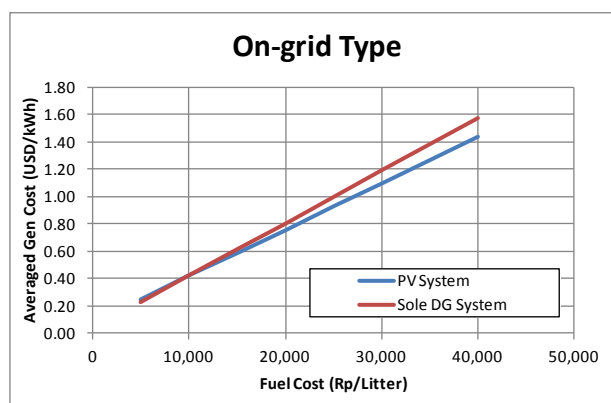


図 6.5-4 オングリッドタイプ  
耐用年平均発電コスト比較

以上の検討より、以下の内容が明らかとなった。

- 1) オフグリッドタイプ 1 に関しては、運搬費用を含めたディーゼル燃料コストが 19,000Rp/Litter 程度が採算分岐点となり、それ以上の燃料コストが必要な離島に関し、PV システムの導入が経済的に有利となる。なお、採算分岐点での平均発電コストは約 0.84USD/kWh である。
- 2) オフグリッドタイプ 2 に関しては、採算分岐点が 28,000Rp/Litter 程度となり、DG を含まない PV システム (PV+バッテリー) のみで離島の 24 時間電化が可能な離島はかなり限定されると考えられる。採算分岐点での平均発電コストは約 1.19USD/kWh である。
- 3) ハイブリッドタイプに関しては、燃料コストが 12,000Rp 程度以上であれば PV システムの導入が経済的に有利となる結果となった。ただし、燃料費が上昇するにつれて PV システムの効果が大きく発現することになるため、現状すでに DG 単独システムで電化されている島への PV システム導入は、ディーゼル燃料費の変動を考慮すると、燃料費負担の変動を防止する意味で、一定の効果があると考えられる。採算分岐点での平均発電コストは約 0.53USD/kWh である。
- 4) オングリッドタイプに関しては、PV システムの規模が小さいことから、DG 単独システムに対して大きな経済的メリットは期待できないが、燃料コストが 10,000Rp/Litter 以上であれば、小規模 PV システムを既存の系統に接続することで、ある程度の経済効果が期待できることがわかった。採算分岐点での発電コストは約 0.42USD/kWh である。

### 6.5.2 感度分析

上記の基準ケースに対し、感度分析による採算分岐点の変動傾向及び平均発電コストの変動傾向を確認した。前提条件の変更項目としては、PV 導入コスト、バッテリー導入コスト、バッテリー耐用年数とする。また、オングリッドタイプにおいて PV の比率を高めた場合についても平均発電コストの変動傾向を分析した。

設備導入コストまたは耐用年数を変化させた場合の感度分析の結果を表 6.5-2 に示す。

**表 6.5-2 設備導入コスト・耐用年数を変化させた場合の感度分析結果**

Case	PV Cost (USD/kWp)	Battery Cost (USD/kWh)	Battery Service Life (Years)	Breakeven Fuel Cost (Rp/Litter)				Note
				Average Generation Cost at Breakeven Point (USD/kWh)				
				Off-grid Type1	Off-grid Type2	Hybrid Type	On-grid Type	
Base	5,445	464	5	19,000	28,000	12,000	10,000	
				0.84	1.19	0.53	0.42	
1	5,000	464	5	18,000	28,000	12,000	7,000	
				0.80	1.14	0.51	0.31	
2	4,500	464	5	17,000	26,000	11,000	7,000	
				0.75	1.08	0.47	0.31	
3	4,000	464	5	16,000	24,000	10,000	6,000	
				0.71	1.02	0.44	0.27	
4	5,445	400	5	18,000	27,000	12,000	10,000	
				0.79	1.12	0.52	0.42	
5	5,445	350	5	17,000	25,000	12,000	10,000	
				0.75	1.06	0.51	0.42	
6	2,919	243	5	9,000	15,000	7,000	5,000	PLN indicative cost
				0.44	0.63	0.31	0.23	
7	5,445	464	10	16,000	23,000	11,000	10,000	
				0.7	0.97	0.48	0.42	

この検討により、以下の内容が明らかとなった。

- 1) PV またはバッテリーの設備導入コストが削減されると、ディーゼル発電に対して採算分岐点となる燃料単価が下がる。その程度は PV システムのタイプにより異なる。
- 2) PV 設備導入コストが約 74% となった場合（ケース 3）、採算分岐点となる燃料単価はオフグリッドタイプ 1、オフグリッドタイプ 2 でそれぞれ 19,000 Rp/Litter から 16,000 Rp/Litter、28,000 Rp/Litter から 24,000 Rp/Litter と低下するが、両タイプにより電化することが採算的に成り立つ島は限られている。これに対し、ハイブリッドタイプでは 12,000 Rp/Litter から 10,000 Rp/Litter と低下し、かなりの数の島の PV による電化が採算的に成り立つ可能性がある。
- 3) バッテリー設備コストが約 75% となった場合（ケース 5）においても、オフグリッドタイプ 1、オフグリッドタイプ 2 では同様の傾向が認められる。

- 4) バッテリーの耐用年数が 10 年に延びた場合（ケース 7）、ハイブリッドタイプでは採算分岐点となる燃料単価が 11,000 Rp/Litter まで低下し、その際の発電コストは 0.48 USD/kWh となり、耐用年数延長の効果は設備導入コストの低下と比べて比較的大きい。
- 5) PLN が計画している PV、バッテリーの設備導入コスト（ケース 6）では、大幅に PV による発電コストが低下し、採算分岐点となる燃料単価も低下することから、より多数の島の PV による電化が採算的に成り立つこととなる。

オングリッドタイプにおいて、PV のピーク出力のピーク需要に対する比率を変化させた場合の平均発電コストの比較を表 6.5-3 に示す。この表からわかるように、燃料費が高くなるにつれ、PV の最大出力を大きくすることにより、発電コストが低下する。

**表 6.5-3 ピーク需要に対する PV 最大出力比率変更 感度分析結果**

Unit: USD/kWh

Fuel Cost (Rp/Litter)			10,000	20,000	30,000	40,000
PV System PV Output	20%	48 kW	0.421	0.784	1.148	1.511
	30%	72 kW	0.420	0.773	1.125	1.478
	40%	96 kW	0.420	0.762	1.103	1.445
	50%	120 kW	0.419	0.750	1.081	1.412
Sole DG System			0.422	0.807	1.192	1.577

## 6.6 需要に応じたPVシステムの導入

ここでは、電化の形態及び電力需要に応じた最適な PV システムの導入について検討する。

### 6.6.1 ハイブリッドタイプによる無電化島の電化

第 6.5 節の分析において、検討対象の燃料費の幅においては、ハイブリッドタイプはオフグリッドタイプ 2 より経済的に有利であることがわかる。ハイブリッドタイプは既にディーゼル発電が導入されている離島へ PV システムを導入する場合を想定しているが、この結果によると、無電化の離島電化にハイブリッドタイプの PV システムを導入することも検討の余地がある。図 6.6-1 にオフグリッドタイプ 2 とハイブリッドタイプとの比較を示す。この結果によると、燃料コストが 70,000Rp/Litter 以下の場合には、ハイブリッドタイプの PV システムを導入し、PV で不足する発電を一部ディーゼル発電で置き換えることが経済的に有利となる。

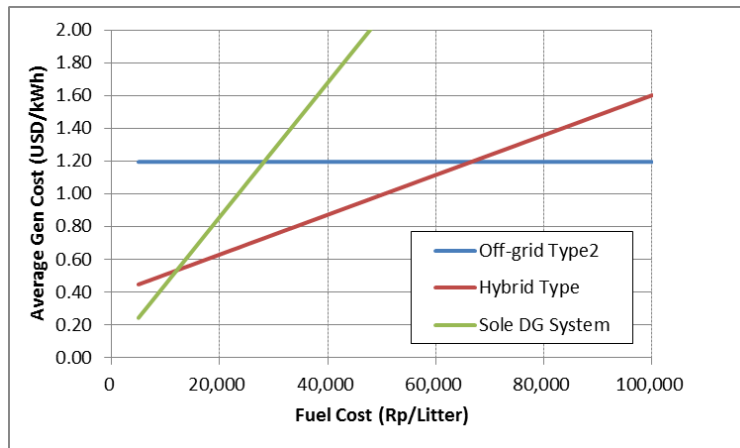


図 6.6-1 オフグリッドタイプ 2 とハイブリッドタイプの比較

### 6.6.2 需要パターンに応じた発電コスト試算

ここでは、需要パターンに応じた比較検討を実施する。ハイブリッドタイプを例として、電力需要パターンに応じた PV システムの導入の優位性について検討した。第 6.5 節の検討では、ピーク電力を 20 軒あたり 50kW とし、日需要量 (kWh) を固定して DG 単独システムとの経済比較を実施したが、実際にはピーク電力と日需要量のパターンは対象島の電力消費動向や産業形態により異なることが考えられる。ここでは、ハイブリッドタイプについて、ピーク電力 (kW) と日平均電力需要量 (kWh) の比率を変化させ、PV システムの優位性を評価した。図 6.6-2 に検討対象範囲を模式的に示す。ピーク電力需要を 40kW、80kW、120kW とし



て分析したが、これは、それぞれ 100 軒、200 軒、400 軒の需要規模に相当する (20kW/50 軒とした場合)。

Status	Operating time [h/day]	Nos of consumers								Battery installation	Type	
		50	100	150	200	300	600	900	1200			
No electricity	12	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]					Y	Off-grid
		200	400	600	800	Battery Capacity [kWh]						
	24	150	300	450	500	PV installation Capacity [kWp]						
		600	1200	1800	2400	Battery Capacity [kWh]						
Electricity available (DG)	24	50	100	150	200	PV installation Capacity [kWp]					Y	Hybrid
		100	200	300	400	Battery Capacity [kWh]						
	24	PV installation Capacity [kWp]				50	100	150	200	N		

Study Cases of Section 6.5

Study Cases of Section 6.6

図 6.6-2 需要パターン検討ケース

日電力需要量 (kWh) はピーク電力に対し、ピーク・オフピーク比率を変化させて想定した。

分析結果を表 6.6-1 に示す。また、図 6.6-3 に、ピーク電力需要が 80kW の場合の比較各パターン及び DG 単独システムとの耐用年発電原価を示す。この結果から、いずれの需要パターンであっても燃料費 12,000Rp/Litter 以上となると PV システムが有利となり、その発電原価はピーク電力の日平均需要に対する比率が高いほど安くなることがわかった。これは比率が高いほど日平均需要電力量が下がり、燃料費の影響を受けにくくなることによる。なお、他の検討ケース (ピーク電力需要が 40kW、120kW の場合) も同様の傾向を示している。

表 6.6-1 ピーク電力、需要パターンに応じた発電原価

PV System

Peak Demand	kW	40				80				120			
Peak/Off-peak Ratio		1.2	1.5	1.8	2.0	1.2	1.5	1.8	2.0	1.2	1.5	1.8	2.0
Daily Demand	kWh	800	640	533	480	1,600	1,280	1,067	960	2,400	1,920	1,600	1,440
PV Capacity	kW	100	100	100	100	200	200	200	200	300	300	300	300
Battery Capacity	kWh	200	200	200	200	400	400	400	400	600	600	600	600
DG Capacity	kW	40	40	40	40	80	80	80	80	120	120	120	120
Fuel Price													
Rp/Litter	5000	0.405	0.452	0.499	0.530	0.401	0.449	0.498	0.530	0.399	0.448	0.497	0.530
	10,000	0.496	0.513	0.530	0.541	0.489	0.508	0.528	0.540	0.485	0.506	0.526	0.540
	20,000	0.680	0.636	0.592	0.562	0.666	0.626	0.587	0.561	0.658	0.621	0.584	0.560
	40,000	1.046	0.881	0.715	0.605	1.019	0.862	0.706	0.602	1.003	0.852	0.701	0.600

Sole DG System

Capacity (Peak Demand)	kW	40				80				120			
Daily Demand	kWh	800	640	533	480	1,600	1,280	1,067	960	2,400	1,920	1,600	1,440
Fuel Price													
Rp/Litter	5000	0.244	0.251	0.257	0.262	0.236	0.243	0.249	0.254	0.231	0.238	0.245	0.249
	10,000	0.457	0.464	0.471	0.475	0.441	0.448	0.455	0.459	0.431	0.438	0.445	0.450
	20,000	0.883	0.890	0.897	0.901	0.851	0.858	0.865	0.870	0.832	0.839	0.846	0.851
	40,000	1.736	1.743	1.750	1.754	1.672	1.679	1.686	1.690	1.634	1.641	1.648	1.653

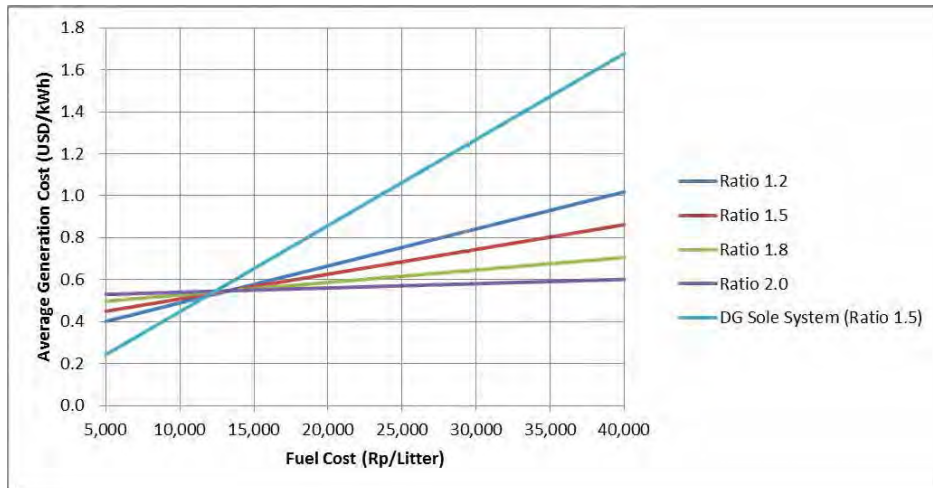


図 6.6-3 ハイブリッドタイプ 需要パターンに応じた発電原価比較(ピーク需要 80kW)

## 6.7 温暖化ガス削減効果

離島の電化により、家事等に使用していた自然燃料（木材、炭等）から発生する温暖化ガスを削減することができる。また、電化に太陽光発電を導入することにより、ディーゼル発電による電化の場合に発生する温暖化ガスの発生を防止することができる。すでにディーゼル発電が導入されている小規模システムに太陽光発電を導入することにより、ディーゼル燃料の使用量を削減することで温暖化ガスの削減につながる。以下、温暖化ガス削減による経済効果について検討する。

国連気候変動枠組条約（UNFCCC）は、再生可能エネルギーによる電化または小規模システムへの再生可能エネルギーの導入による温暖化ガス削減効果について、CDM を適用する際の方法論（Methodology）を以下のとおり提供している。

- 1) AMS-I.L; Electrification of rural communities using renewable energy
- 2) AMS-I.F; Renewable electricity generation for captive use and mini-grid

今回検討したオフグリッドタイプについては無電化地域の電化を目的としたものであるため、AMS-I.L が、ハイブリッドタイプ、C についてはすでにディーゼル発電により電化されている地域の電化であるから、AMS-I.F が適用される。なお、AMS-I.F は発電容量 15MW 以下のシステムに適用される。今回検討の対象としている PV システムの導入を目論む最大のシステム規模は、表 6.2-1 に示すように 200kW の太陽光発電設備が導入されるシステムであり、太陽光発電がシステム全体の発電容量の最大 20%を占めるとした場合、システム全体では 1MW の発電容量となるため、AMS-I.F の規定が適用できる。

### (1) AMS-I.L 再生可能エネルギーによる無電化地域の電化 方法論

再生可能エネルギー発電量あたりの年間温暖化ガス削減量（Baseline emission factor）は表 6.7-1 を基準とすることが定められている。

表 6.7-1 AMS-I.L による温暖化ガス削減原単位

再生可能エネルギーの年間発電量	Baseline emission factor
最初の 55kWh 相当分	6.8 tCO <sub>2</sub> /MWh
55kWh 超 250kWh 以下の部分	1.3 tCO <sub>2</sub> /MWh
250kWh 超の部分	1.0 tCO <sub>2</sub> /MWh

出典: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for small-scale CDM project activity categories, I.L/Version 01.0, UNFCCC CDM- executive board

(2) AMS-I.F 自家発電または小規模システムへの再生可能エネルギー発電 方法論

15MW 以下のシステムに再生可能エネルギーによる発電設備を導入する場合の年間温暖化ガス削減量は、表 6.7-2 を基準とすることが定められている。

表 6.7-2 AMS-I.F による温暖化ガス削減原単位

Emission Factors for diesel generator systems (in kg CO <sub>2</sub> e/kWh*) for three different levels of load factors**			
Cases:	Mini-grid with 24 hour service	(i) Mini-grid with temporary service (4-6 hr/day); (ii) Productive applications; (iii) Water pumps	Mini-grid with storage
Load factors [%]	25%	50%	100%
<15 kW	2.4	1.4	1.2
≈15 <35 kW	1.9	1.3	1.1
≈35 <135 kW	1.3	1.0	1.0
≈135 <200 kW	0.9	0.8	0.8
> 200 kW***	0.8	0.8	0.8

\*A conversion factor of 3.2 kg CO<sub>2</sub> per kg of diesel has been used (following revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)  
 \*\*Values derived from figures reported in RETScreen International's PV 2000 model retrieved from: <http://retscreen.net/>  
 \*\*\*Default values

出典: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories I.F/Version 02, UNFCCC CDM-Executive board

第 6.5 節で検討した、PV システムが単独 DG システムより経済的に優位となる場合の各ケースについて、上記 AMS-I.L、AMS-I.F を適用し、年間の CO<sub>2</sub> 削減量を試算した結果を表 6.7-3 に示す。

表 6.7-3 各 PV システム導入タイプによる温暖化ガス削減量

	Annual Generation (kWh)	Annual Reduction (tCO <sub>2</sub> /年)
Off-grid Type1	249,660	250.1
Off-grid Type2	473,040	473.7
Hybrid Type	332,800	266.2
On-grid Type	160,440	208.6

PV システムのうち、太陽光発電設備による発電量が最も大きくなるオフグリッドタイプ 2 が、最大の温暖化ガス削減効果が見込める。CDM としての価値としては、CER の市場価格により大きく変動する。5 月末時点の EU-ETS 市場における CER スポット価格は、3~4 ユーロ/tCO<sub>2</sub> で取引されているので、この値を参考とすれば最大のケースでも年間 2,000 ユーロ程度となり、経済的效果として考慮する程度に至らない結果となった。ただし、PLN は 1,000 島への PV 導入を考えており、すべてのケースをパッケージとして CDM が認められれば、相当の価値が期待できることとなる。

# 第7章 提言

**第7章 提 言**

これまでの調査結果を踏まえ、今後、「イ」国における円滑な PV 導入計画を推進していくために、「イ」国政府や PLN が特に認識すべき課題と取るべき対策としては、表 7-1 の通りである。この中で特に、一層の導入促進を図るため、長期視点に立った経済性・信頼性評価に基づき設計・設備構築として主に下記事項を提言する。

**表 7-1 PV 導入計画における課題・対策及び提言**

課 題	対 策	提 言
■ DG 発電コストが高い	■ PV 導入による発電コスト低減 [通常 20%以下]	■ PV システム導入の経済性評価
■ オングリッドタイプにおいて PV 設備容量が日中負荷に対して大きい場合、PV 出力を抑制して運転	■ 周波数リレーの設置による需給バランスの均衡化 ■ バッテリーの設置による出力変動分の補償	■ 経済性を追求した PV 導入比率の増加
■ PV の出力が負荷に供給される割合が低い ■ 発電機の手動切替時に停電発生	■ ハイブリッドタイプ における 経済運用・自動運転 [EMS]	■ PV 導入のマイクログリッドシステムの経済運用
■ 蓄電池の寿命・品質に対する懸念	■ 長寿命で品質の高い日本製バッテリーの採用検討	■ 信頼性の高い蓄電設備の選定
■ 小規模離島における配電電圧の設定	■ 配電電圧の設定 [400V 配電の採用]	■ システム構成の最適化
■ 現地運用員だけの維持管理の困難性	■ 予備設備の設置 ■ 問題発生時のサプライヤの支援	■ インバータ関係のパッケージ化
■ その他	■ 離島電力需要予測の適正化他	■ 全般的な推奨事項

**7.1 PVを導入するマイクログリッドシステムの設計**

**(1) PV システム導入の経済的評価**

- 離島の電化にあたり、ディーゼル発電単独システムに替えて PV システム (PV、バッテリー、ディーゼルの組み合わせ) を導入することで、より経済的となる場合があり、燃料費の削減、温暖化ガス排出抑制を図ることができる。特に燃料運搬費用が高くなる離島に関しては、その効果が顕著に表れる。表 7.1-1 に、24 時間供給のオフグリッドタイプ (PV+バッテリーによる電化、Off-grid Type2) のシステム、表 7.1-2 にハイブリッドシステムを導入した場合とディーゼル発電単独システムの場合について、耐用年数間 (20 年) の平均発電コストの試算結果を例示する。この表からわかるように、需要家数 200 程度でピー

ク電力需要が 80kW 程度の離島の電化に関しては、オフグリッドタイプの電化方式による場合、燃料費（運搬費を含む）が 28,000Rp/Litter 以上であればディーゼル発電単独システムより PV システムが経済的に有利となり、ハイブリッドタイプによる電化の場合は、燃料費が 12,000Rp/Litter 以上で PV システムが有利となる。分析はディスカウント・キャッシュフローモデルにより実施した。PV、バッテリー設備導入費用は Derawan、Sebatik での実績値を用いた。

**表 7.1-1 需要家数 200 程度を対象とした電化方法による平均発電コスト(PV+バッテリー)**

Fuel Cost (Rp/Litter)		5,000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
Life-cycle Average Generation Cost (USD/kWh) <sup>*1)</sup>	PV System <sup>*2)</sup>	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
	Sole DG System <sup>*3)</sup>	0.24	0.45	0.65	0.86	1.06	1.27	1.68

- 1) Analyzed by discounted cash flow mode with assumption from actual operational record of PLN
- 2) Target island to be electrified: 200 customers, peak demand 80kW  
PV System consists of PV (500kWp) and Battery (2,400kWh)
- 3) 80kW capacity for accommodating peak demand

**表 7.1-2 需要家数 200 程度を対象とした電化方法による平均発電コスト  
(PV+バッテリー+ディーゼル発電機)**

Fuel Cost (Rp/Litter)		5,000	10,000	15,000	20,000	25,000	30,000	40,000
Life-cycle Average Generation Cost (USD/kWh)	PV System <sup>*1)</sup>	0.45	0.51	0.57	0.63	0.69	0.75	0.87
	Sole DG System <sup>*2)</sup>	0.24	0.45	0.65	0.86	1.06	1.27	1.68

- 2) Target island to be electrified: 200 customers, peak demand 80kW  
PV System consists of PV (200kWp), Battery (400kWh) and Diesel Generator (80kW)
- 3) 80kW capacity for accommodating peak demand

同様の分析を 12 時間供給のオフグリッドタイプ (Off-grid Type1)、オングリッドタイプについても実施した。また、PV の導入コスト、バッテリーの導入コスト、バッテリーの耐用年数を変化させた場合の、PV システムがディーゼル発電単独システムより経済的に有利となる燃料費と、その燃料費での平均発電コストの試算結果を表 7.1-3 に示す。

表 7.1-3 PV システムが有利となる燃料費と平均発電コスト

Case	PV Cost (USD/kWp)	Battery Cost (USD/kWh)	Battery Service Life (Years)	Breakeven Fuel Cost (Rp/Litter)				Note
				Average Generation Cost at Breakeven Point (USD/kWh)				
				Off-grid Type1	Off-grid Type2	Hybrid Type	On-grid Type	
Base	5,445	464	5	19,000	28,000	12,000	10,000	
				0.84	1.19	0.53	0.42	
1	5,000	464	5	18,000	28,000	12,000	7,000	
				0.80	1.14	0.51	0.31	
2	4,500	464	5	17,000	26,000	11,000	7,000	
				0.75	1.08	0.47	0.31	
3	4,000	464	5	16,000	24,000	10,000	6,000	
				0.71	1.02	0.44	0.27	
4	5,445	400	5	18,000	27,000	12,000	10,000	
				0.79	1.12	0.52	0.42	
5	5,445	350	5	17,000	25,000	12,000	10,000	
				0.75	1.06	0.51	0.42	
6	2,919	243	5	9,000	15,000	7,000	5,000	PLN indicative cost
				0.44	0.63	0.31	0.23	
7	5,445	464	10	16,000	23,000	11,000	10,000	
				0.7	0.97	0.48	0.42	

PV システムの導入にあたっては、対象となる島の電力需要状況や燃料費（運搬費を含む）を考慮し、PV システムの導入コスト実態やバッテリーの耐用年数を考慮のうえ、上記で示す経済分析により、ディーゼル発電単独システムとの経済性を比較検討することを提唱する。

(2) 経済性を追求した PV 導入比率の増加

- 既にディーゼル発電が導入されている離島に PV を導入する場合、系統安定の観点からピーク需要に対する PV 最大出力は 20%程度が限度であるとされている。ここで、系統コントロールシステムを高度化することにより、PV 出力比率を高めることができる可能性がある。この場合、下記試算に示す通り、輸送費用を含めたディーゼル燃料費が高い離島では、PV 導入比率をさらに増加することにより、急激ではないがマイクログリッドシステム全体の発電コスト低減が期待される。また、化石燃料消費削減・GHG 削減への寄与が期待される。

表 7.1-4 PV 導入比率を変化した場合の平均発電原価試算

Unit: USD/kWh

Fuel Cost (Rp/Litter)			10,000	20,000	30,000	40,000
PV System PV Output	20%	48 kW	0.421	0.784	1.148	1.511
	30%	72 kW	0.420	0.773	1.125	1.478
	40%	96 kW	0.420	0.762	1.103	1.445
	50%	120 kW	0.419	0.750	1.081	1.412
Sole DG System			0.422	0.807	1.192	1.577



- PV 導入比率増加に伴う、全停事故確率増加に対しては、必要により同様の周波数低下リレー等での緊急時需給バランス制御対策の併用の検討も推奨する。

### (3) インバーター関係のパッケージ化

- PV 出力電圧設定を含むインバーター関係設計を統一・量産化することにより、PV システム設計の効率化・低廉化を図ることを推奨する。
- 室温・耐塩及び防塵等の機器環境を保持するため、建屋建設が必要である。各離島で個別設計するよりは、信頼性、建設容易性及び低廉化等を目指しコンテナによるパッケージ化の検討を推奨する。
- また、実現化・推進策として一定規模の一括発注も考慮すべきである。

## 7.2 PV導入のマイクログリッドシステムの経済運用

- 特に、PV 発電、蓄電池及びディーゼル発電機を併用したマイクログリッドシステムの発電運用については、電圧もしくは周波数制御を用いた需給調整システムの適用を推奨する。
- ディーゼル発電機の台数制御も考慮した効率運転は、相当の化石燃料削減効果が期待でき、経済運転制御システムの適用を推奨する。これは EMS を用いることで PV、蓄電池、ディーゼル発電機それぞれの出力を調整することで可能であるが、通信設備を伴わない設計等に配慮すれば安価なシステム構築が可能である。

## 7.3 信頼性の高い蓄電設備の選択

- PV 導入する系統状況によっては、蓄電池の併用が必要である。現行の蓄電池については、鉛蓄電池が主流であるが、その性能・耐久性には製品バラツキが認識されている。特に、他構成設備と比較して寿命も短く取り替え頻度も多い。そのため、このバラツキは長期視点での経済評価への影響を与える。それゆえ、蓄電池の採用に当たっては、特に長期視野に立った実態の信頼性・コンパクト及び O&M も含めた経済性評価を推奨する。
- 蓄電池については、実態把握のため、必要に応じ、経年後のサンプリングによる性能評価等も推奨する。

## 7.4 系統構成の最適化

### (1) 400V 配電系統の設計・検討

- 電化対象離島の需要家密度・分布状況によっては、将来需要状況も考慮のうえ 20kV 配電線構築でなく、未電化地域で計画されているように、限定地域への 400V 配電送電も比較検討されるべきである。

将来的には、限定地域通しの 20kV 配電線連系も考慮し、個別離島毎に無駄のない系統構築を考慮すべきと考える。

## 7.5 全般的な推奨事項

### (1) 離島電力需要予測の適正化

- 系統へ過度な影響を与えることなく導入 PV 設備の有効活用を図るためには、設計時点で単に需要家数をベースにするのではなく、離島内の需要家分類、聞き取り等も参考に需要予測精度の向上を図ることを推奨する。

この課題は、既に次のように「イ」国側で考慮されている。

- ー オフグリッドタイプおよびハイブリッドタイプについては、既に電化されている地域がある場合、PV 容量は需要家数でなく需要特性によって計画されている。

### (2) 予備品の整備

- 前述の、インバーター関係のパッケージ化に伴い、遠隔地での設備事故障害時の早期復旧のため、地域共有の予備パッケージ有効活用の検討を推奨する。

### (3) 蓄電池の回収、リサイクル

- 離島電化に伴い蓄電池設備の拡大が予想される。また、比較的寿命も短く、多くの取り替えも必要となる。
- 現状での適用としては鉛蓄電池が主流と考えられるが、廃棄に伴う環境問題の発生が懸念され、取り替え蓄電池の回収・リサイクルシステムの構築検討を推奨する。

以上、効率、経済性の向上により円滑な PV 導入による電化率向上、化石燃料消費削減の向け「イ」国関係者自身による、認識・評価されることを期待する。

## 添付資料

- 添付資料 1 関係者リスト
- 添付資料 2 現地調査行程
- 添付資料 3 収集資料リスト
- 添付資料 4 電力測定データ
- 添付資料 5 ディーゼル発電所運転実績
- 添付資料 6 現地調査 面談記録

**添付資料 1**

**関係者リスト**

## 添付資料 1: 関係者リスト

### PT. PLN (Persero)

#### Directorate of Construction

Mr. Moch. Sofyan	Head of New and Renewable Energy Division
Mr. Anang Yahmadi	Senior Manager, New and Renewable Energy Division
Mr. Winner Sianipar	New and Renewable Energy Division
Mr. Rizky	New and Renewable Energy Division
Mr. Andrew Cahyo Adhi	Renewable Energy Project Assessor, New and Renewable Energy Division

#### Directorate of Planning and Risk Management

Mr. Djoko Prasetyo	Head of System Planning Division
Mr. Suroso	Manager, System Planning Division
Mr. Anindita Satria	System Planning Division
Mr. Andrey Kennedy	Foreign Loan and Grant Financing, Corporate Planning Division
Mr. Zainal Arifin	Strategic Procurement Planning, Engineering and Technology Division

#### Directorate of Operation of East Indonesian Region

Mr. Imam Sutehyono	Power Generation Division
Mr. Muchamad Chaliq Fadli	Transmission Division

#### East Kalimantan Regional Office

Mr. Djunaedi	Planning Manager
Mr. Sukarno	Planning Division
Mr. Martin	Planning Division

#### East Nusa Tenggara Regional Office

Mr. Delmon	Deputy Manager of System Planning
------------	-----------------------------------

#### Lembata Unit

Mr. Tursis
Mr. Simon

Ministry of Energy and Mineral Resources

Mr. Tomosaburo YANO

Advisor, Directorate General of Electricity/ Directorate General  
of New Energy and Renewable Energy Conservation

PT. Indonesia Power

Mr. Yudianto Permono

Manager of Business Development Division

日本大使館

慶野 吉則

Second Secretary

JICA インドネシア事務所

村田 卓弥

Representative

## 添付資料 2

### 現地調査行程

第1次現地調査行程

月日	曜日	総括／電力供給計画	系統運用計画	発電設備運用計画	系統制御技術	業務調整
		田中 愁佳夫 (1) ニュージェック	丸岡 義郎 (2) 関西電力	八木 建一郎 (3) ニュージェック	内田 貢一 (4) 三菱総研	木村 友一 (5) ニュージェック
1 26 March	Mon	Move to Jakarta Osaka- Singapore by SQ619 (11:00 – 17:05) Singapore – Jakarta by SQ966 (18:40 – 19:25)			Move to Jakarta Narita- Jakarta by JAL725 (11:20 – 17:20)	Move to Jakarta Narita- Singapore Singapore – Jakarta by SQ966 (18:40 – 19:25)
2 27 March	Tue	09:00 Meeting with JICA JKT : (1),(2),(3),(4) PM Data collection (statics data etc.) : (3),(5) PM Preparation of presentation: (1),(2),(4)				
3 28 March	Wed	09:00 Kick-off Meeting with PLN : (1),(2),(3),(4),(5) 14:00 Discussion with PLN (Foreign Loan and Grant Financing, Corporate Planning Division) : (5) 14:20 Discussion with PLN (Division of New and Renewable Energy) : (1),(2),(5) 14:30 Discussion with PLN (Department of Operation of East Indonesian Region) : (3),(4)				
4 29 March	Thu	11:00 Meeting with Mr. YANO: (1),(2),(5) 13:30 Discussion with PLN (System Planning): (1),(2),(3),(4),(5) 14:20 Discussion with PLN (Division of New and Renewable Energy) : (1),(2),(5) 15:00 Discussion with PLN (Department of Operation of East Indonesian Region) : (1),(2),(3),(4),(5) 15:40 Discussion with PLN (Strategic Procurement Planning) : (1),(2),(3),(4),(5)				
5 30 March	Fri	09:00 Meeting with Indonesia Power: (2) 10:00 Exchange of opinion on PV development (Japanese company) : (3),(5) 11:30 Meeting with Mr. Sofyan : (1),(3),(4),(5) 13:30 Meeting with (Division of New and Renewable Energy) : (1),(3),(4),(5) PM Data collection : (1),(2),(3),(4),(5) 18:00 Reporting to JICA JKT: (1),(2),(3),(4),(5)				
6 31 March	Sat				Reporting	
7 1 April	Sun				Reporting	
8 2 April	Mon	10:00 Discussions with PLN (System Planning Division) : (2),(4) 11:30 Discussion with PLN (Division of New and Renewable Energy) : (2),(4) 14:30 Discussion with PLN (Department of Operation of East Indonesia Region) : (1),(2),(5) 17:00 Reporting to JICA JKT: (1),(2),(3),(4),(5)				
9 3 April	Tue	09:30 Reporting the Result of 1 <sup>st</sup> Survey to EoJ: (1),(3) Data Collection : (1),(2),(3),(4),(5)				Leave Jakarta
10 4 April	Wed					Return to Japan

EoJ : 在インドネシア日本国大使館、JICA JKT : 国際協力機構ジャカルタ事務所



第二次現地調査行程

月日	曜日	総括／電力供給計画	系統運用計画	発電設備運用計画	系統制御技術	経済分析
		田中 惣佳夫 ニュージェック	丸岡 義郎 関西電力	八木 建一郎 ニュージェック	内田 貢一 三菱総研	山本 純也 ニュージェック
1	May 21	Mon	Move to Jakarta Osaka- Singapore by SQ619 (11:00 – 17:05) Singapore – Jakarta by SQ966 (18:40 – 19:25)			
2	May 22	Tue	09:00 Meeting with PLN Head Office 14:00 Meeting with JICA Indonesia		Move to Jakarta Narita- Jakarta by JAL725 (11:20 – 16:35)	Move to Jakarta Osaka- Singapore by SQ619 (11:00 – 17:05) Singapore – Jakarta by SQ966 (18:40 – 19:25)
3	May 23	Wed	Move to Balikpapan by Air(GA 512, Dep 6:55 – Arr10:05) 14:00 Meeting with PLN Wilayah (Balikpapan)			
4	May 24	Thu	Move to Nunukan by Air Balikpapan-Berau by Kal.Star (Dep.11:00-Arr.12:02) Berau-Tarakan by Kal.Star (Dep.12:15-Arr.12:38) Tarakan-Nunukan by Kal.Star (Dep.13:05-Arr.13:20)		Reporting	
5	May 25	Fri	Site Survey (PV site in Sebatik) Visit PV station,DG station PLN Sebatik office and Transmission survey. Nunukan-Sebatik by Boat (25minutes)		10:00 Meeting with PLN Wilayah (Balikpapan)	
6	May 26	Sat	Data Collection		Data Collection	
7	May 27	Sun	Nunukan – Tarakan by Kal.Star (Dep.13:35 – Arr.13:50) Tarakan – Berau by Kal.Star (Dep.14:15 – Arr.14:50) Move to Derawan by Boat		Balikpapan – Berau by Kal.Star (Dep.11:00-Arr.12:10) Move to Derawan by Boat	
8	May 28	Mon	Site survey (PV site in Derawan) Visit PV station, PLN Derawan office and Transmission survey.			
9	May 29	Tue	Move to Berau from Derawan by Boat (2 hours) Move to Balikpapan from Berau by Air (Kal.Star Dep.9:40 – Arr 10:40)			
10	May 30	Wed	Move to Jakarta by Air (GA 513, Dep 9:40 – Arr.10:40)		Move to Jakarta by Air (GA 513, Dep 9:40 – Arr.10:40) Return to Japan Jakarta – Narita by JAL726 (22:15 - - 07:15)	Move to Jakarta by Air (GA 513, Dep 9:40 – Arr.10:40)
11	May 31	Thu	9:00 Meeting with PLN Head Office			9:00 Meeting with PLN RE,PLN Plan
12	June 1	Fri	Data Collection			Data Collection

第二次現地調査行程

		総括／電力供給計画		系統運用計画	発電設備運用計画	系統制御技術	経済分析
月日	曜日	田中 惣佳夫 ニュージェック		丸岡 義郎 関西電力	八木 建一郎 ニュージェック	内田 貢一 三菱総研	山本 純也 ニュージェック
13	June 2	Sat		Move to Kupang by GA 438 (Dep. 7:30 – Arr.12:40)			
14	June 3	Sun		Move to Lembata by Susi Air (Dep.7:00 – Arr.7:50) Visit PV station			
15	June 4	Mon		Site survey (PV site in Lembata) Visit PV station, DEG station, PLN Lembata office			
16	June 5	Tue		Site survey (PV site in Lembata) Transmission survey, Date collection from PLN Lembata			
17	June 6	Wed		Move to Kupang from Lembata by Susi Air (Dep.15.30 – Arr.16:20)			
18	June 7	Thu		9:00 Data Collection at PLN Kupang Move to Jakarta by GA 439 (Dep. 13:30 – Arr.16:35)			
19	June 8	Fri		13:30 Report to PLN 15:00 Report to EoJ Move to Singapore Jakarta - Singapore –by SQ967 (20:20 – 22:55)		Report to PLN & EoJ	
20	June 9	Sat		Return to Japan Singapore - Osaka by SQ618 (01:30 – 08:40)			
21	June 10	Sun		Move to Nurukan by Air Baikpapan-Berau by Kal.Star (Dep.11:00-Arr.12:02) Berau-Tarakan by Kal.Star (Dep.12:15-Arr.12:38) Tarakan-Nurukan by Kal.Star (Dep.13:05-Arr.13:20)		Data Collection Move to Balikpapan by Air (GA 512, Dep 6:55 – Arr10:05)	
22	June 11	Mon		Site Survey (PV site in Sebatik) Nunukan- Sebatik by Boat (25 minutes)			
23	June 12	Tue		Return to Japan Singapore - Osaka by SQ618 (01:30 – 08:40)			

第二次現地調査行程

		第二次現地調査行程				
月日	曜日	総括／電力供給計画	系統運用計画	発電設備運用計画	系統制御技術	経済分析
24	June 13	田中 愨佳夫 ニュージエック	丸岡 義郎 関西電力	八木 建一郎 ニュージエック	内田 貢一 三菱総研	山本 純也 ニュージエック
25	June 14					
26	June 15					
27	June 16					
28	June 17					
29	June 18					
30	June 19					

Eq1 : 在インドネシア日本国大使館、JICA JKT : 国際協力機構ジャカルタ事務所

第三次現地調査行程

	月日	曜日	総括／電力供給計画	系統運用計画	系統制御技術	経済分析
			田中 愁佳夫 ニュージエック	丸岡 義郎 関西電力	内田 貢一 三菱総研	山本 純也 ニュージエック
1	July 8	Sun	Move to Jakarta Osaka- Hong Kong by CX 503 (10:05 – 13:00) Hong Kong – Jakarta by CX719 (16:00 – 19:50)	Move to Jakarta Tokyo - Hong Kong by CX501 (11:00 – 14:50) Hong Kong – Jakarta by CX966 (16:00 – 19:50)	Move to Jakarta Osaka- Hong Kong by CX (11:00 – 17:05) Hong Kong – Jakarta by CX966 (18:40 – 19:25)	
2	July 9	Mon	Meeting with JICA Indonesia Meeting with PLN Head Office			
3	July 10	Tue	Reporting			
4	July 11	Wed	Courtesy Call for Embassy of Japan Meeting with JICA Indonesia Reporting			
5	July 12	Thu	Move to Japan Jakarta - Hong Kong by CX718 (08:20 – 14:10) Hong Kong - Osaka by CX502 (16:20 – 21:05)	Move to Japan Jakarta - Hong Kong by CX718 (08:20 – 14:10) Hong Kong - Tokyo by CX500 (15:10 – 20:35)	Move to Japan Jakarta - Hong Kong by CX718 (08:20 – 14:10) Hong Kong - Osaka by CX502(16:20 – 21:05)	

EOJ : 在インドネシア日本国大使館、JICA JKT : 国際協力機構ジャカルタ事務所

## 添付資料 3

### 収集資料リスト

### 添付資料3：収集資料リスト

番号	資料の名称	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
1	当面の PV 導入計画の一览 (100 サイト前後)	電子データ	コピー	PLN	2012
2	LAPORAN TIM PEMBANGUNAN PLTS KELISTRIKAN 1000 PULAU	電子データ	コピー	PLN	2011
3	各分野別の最新電気料金表	紙	コピー	PLN	2011
4	Sebatik 一般情報の詳細	電子データ	コピー	地方統計 局等	2010
5	系統図 (Sebatik)	電子データ	コピー	PLN	2012
6	日負荷 (Sebatik)	電子データ	コピー	PLN	2012
7	PV 設備の Operation Manual(Sebatik)	電子データ	コピー	SEI	2011
8	ディーゼル発電設備一覧 (Sebatik)	電子データ	コピー	PLN	2012
9	Derawan および周辺地域一般情報の詳細	電子データ	コピー	地方統計 局等	2011
10	PV システム構成図 (Derawan)	電子データ	コピー	PLN	2012
11	PV 設備のカタログ等 (Derawan)	電子データ	コピー	PLN	2011

### 添付資料3：収集資料リスト

番号	資料の名称	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
12	Lembata 一般情報の詳細	電子データ	コピー	地方統計 局等	2011
13	Lembata 島一般情報 2	電子データ	コピー	PLN	2011
14	デーゼル発電設備一覧 (Lembata)	電子データ	コピー	PLN	2012
15	系統図 (Lembata)	電子データ	コピー	PLN	2011
16	需要家数内訳 (Lembata)	電子データ	コピー	PLN	2012
17	PV システム図面等 (Lembata)	電子データ	コピー	業者	2011
18	支店管内計画中の離島 PV 一覧 (カリマタン)	電子データ	コピー	PLN	2012
19	Berau Sub-Region の発電コスト実績 (2012 年 1～3 月)	電子データ	コピー	PLN	2012
20	East Kalimantan Region 各発電所の運転実績 (2012 年 1～4 月)	電子データ	コピー	PLN	2012
21	East Kalimantan Region の 2011 年損益計算書	電子データ	コピー	PLN	2011
22	East Nusa Tenggara Region 各発電所の運転実績 (2011 年)	電子データ	コピー	PLN	2011

### 添付資料3：収集資料リスト

番号	資料の名称	形態 (図書・ビデオ 地図・写真等)	オリジナル・ コピーの別	発行機関	発行年
23	East Nusa Tenggara Region の燃料消費実績 (2011 年)	電子データ	コピー	PLN	2011
24	East Nusa Tenggara Region の 2011 年損益計算書	電子データ	コピー	PLN	2011



## 添付資料 4

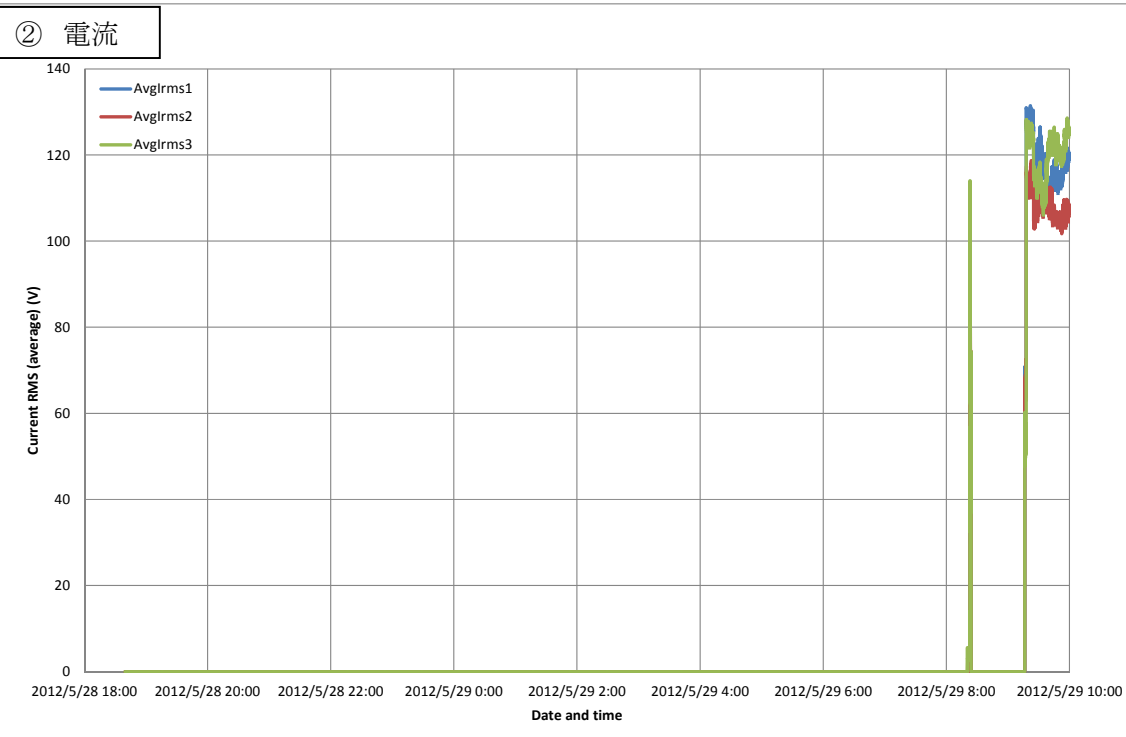
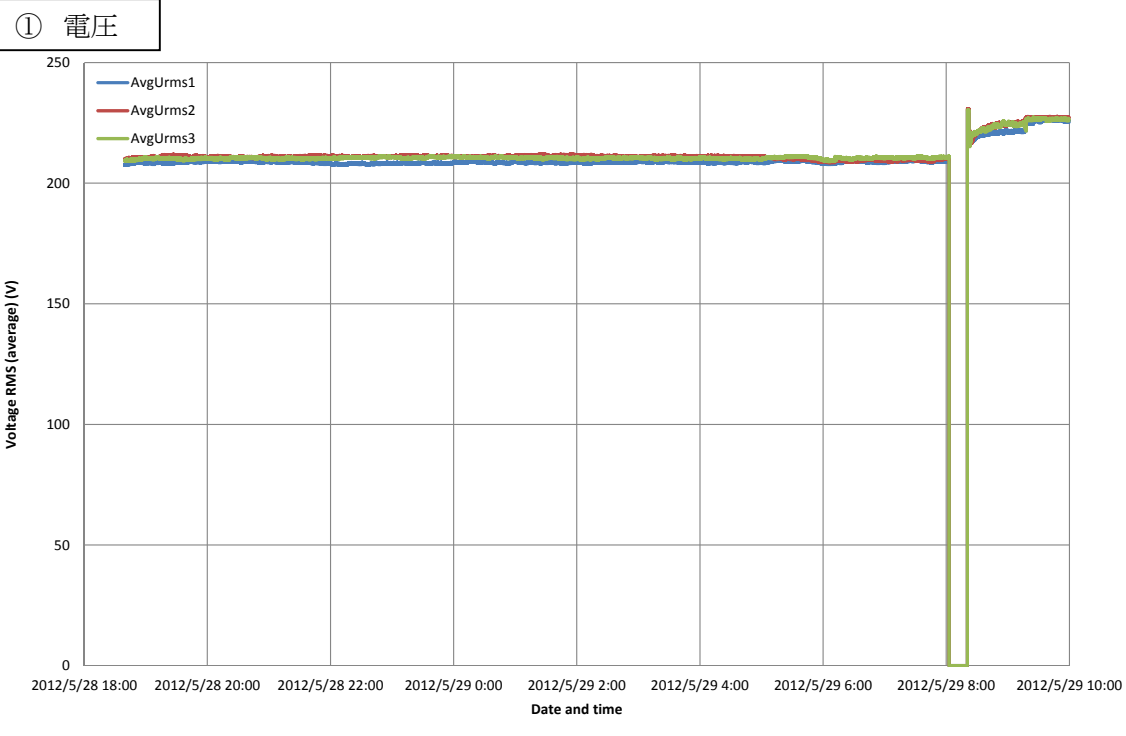
### 電力測定データ

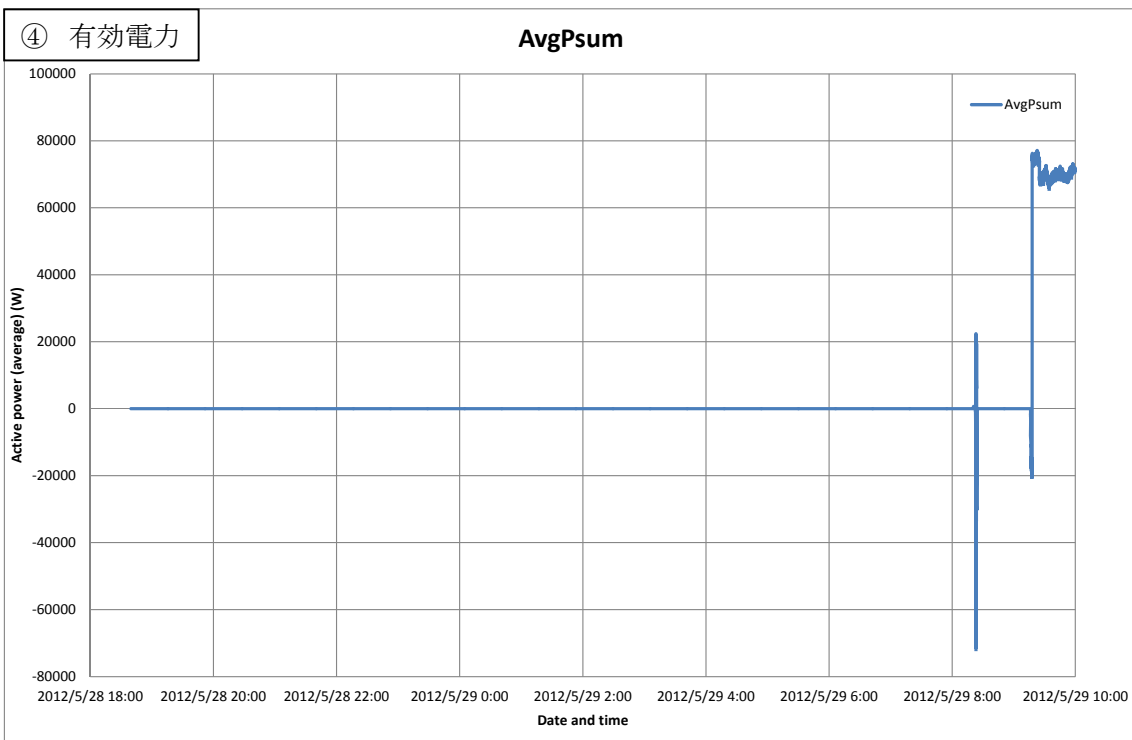
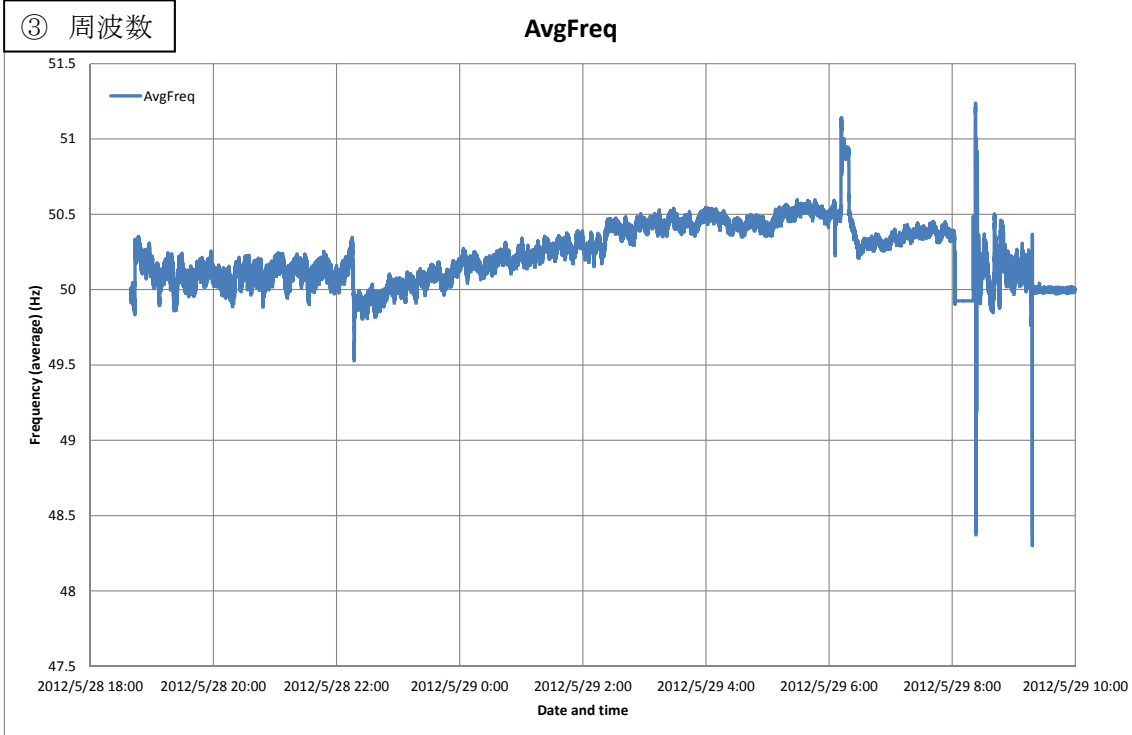
## Derawan 島

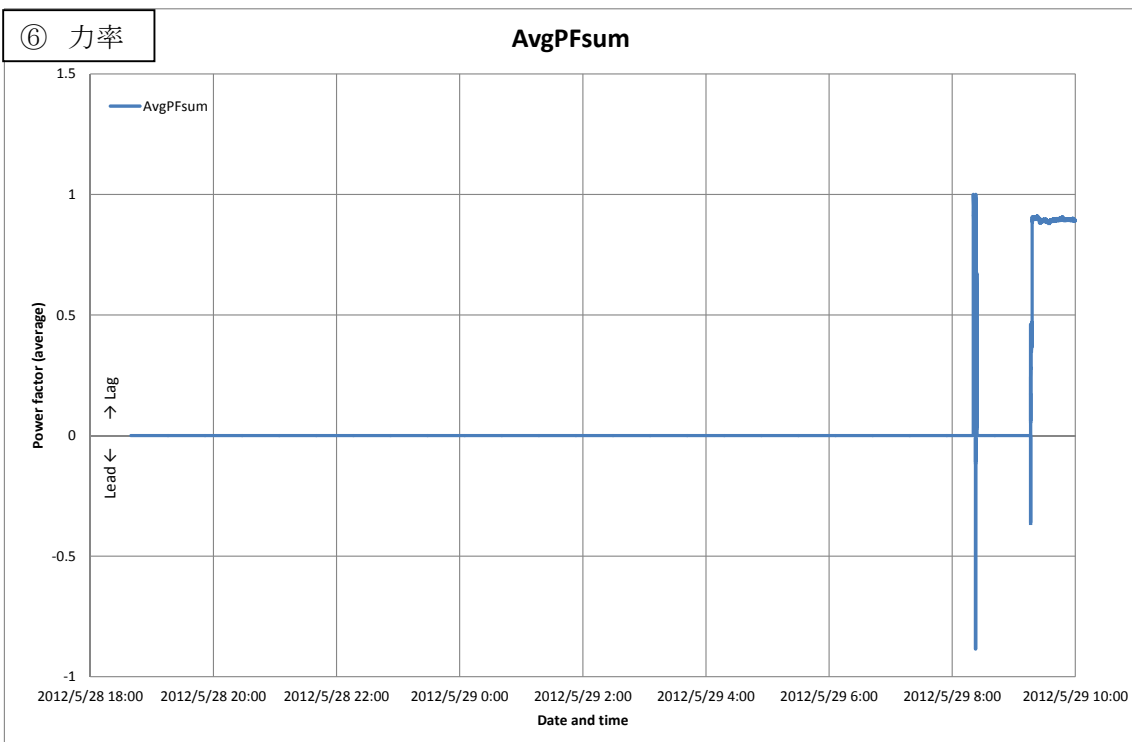
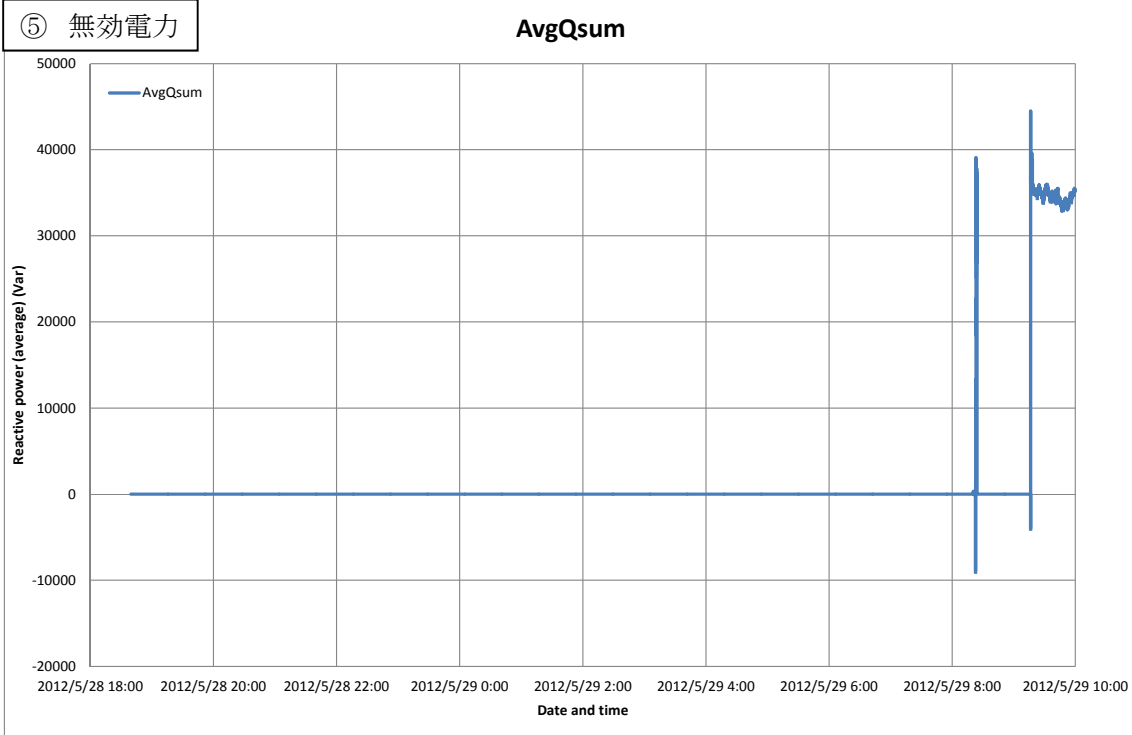
測定ポイント：インバータ設備（太陽光＋蓄電池）交流出力 [INV]

計測インターバル：1 秒

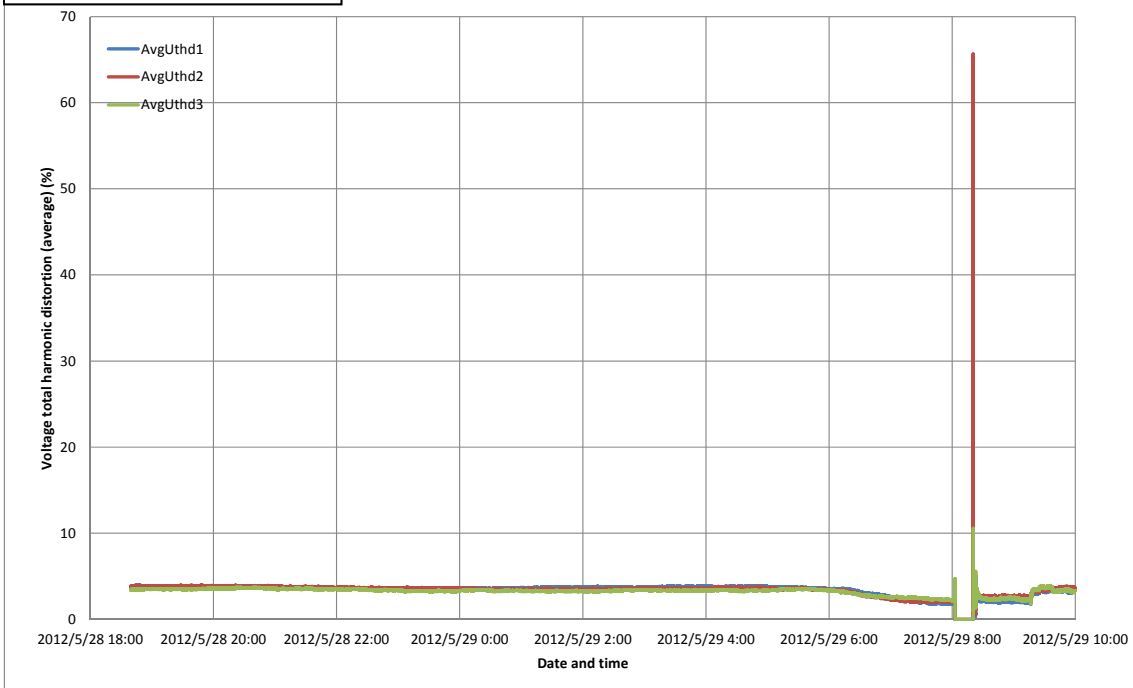
計測期間：2012/5/28 18:39:40～2012/5/29 9:59:21



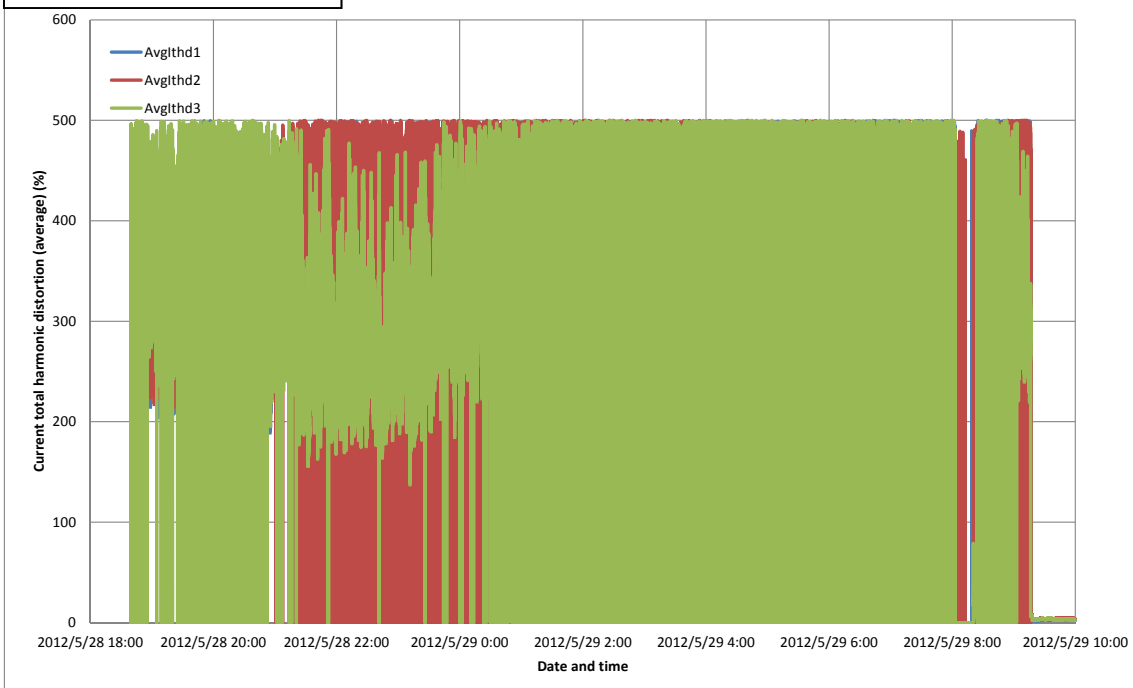




⑦ 総合高調波電圧歪率

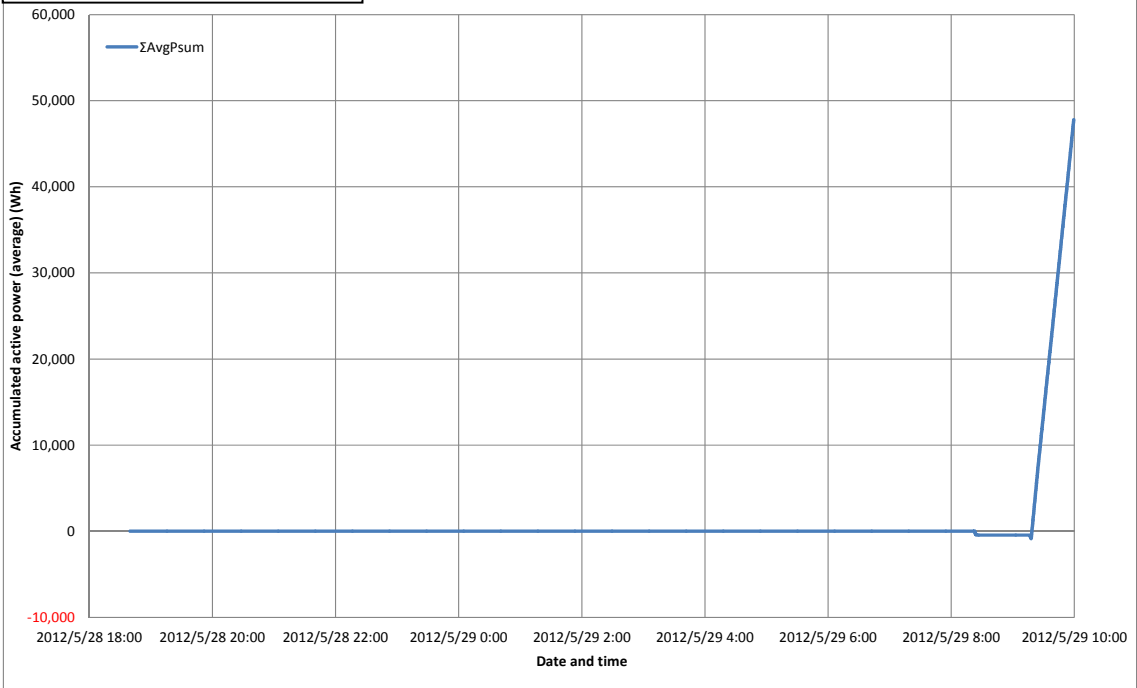


⑧ 総合高調波電流歪率



⑨ 有効電力量 (積算値)

$\Sigma$ AvgPsum

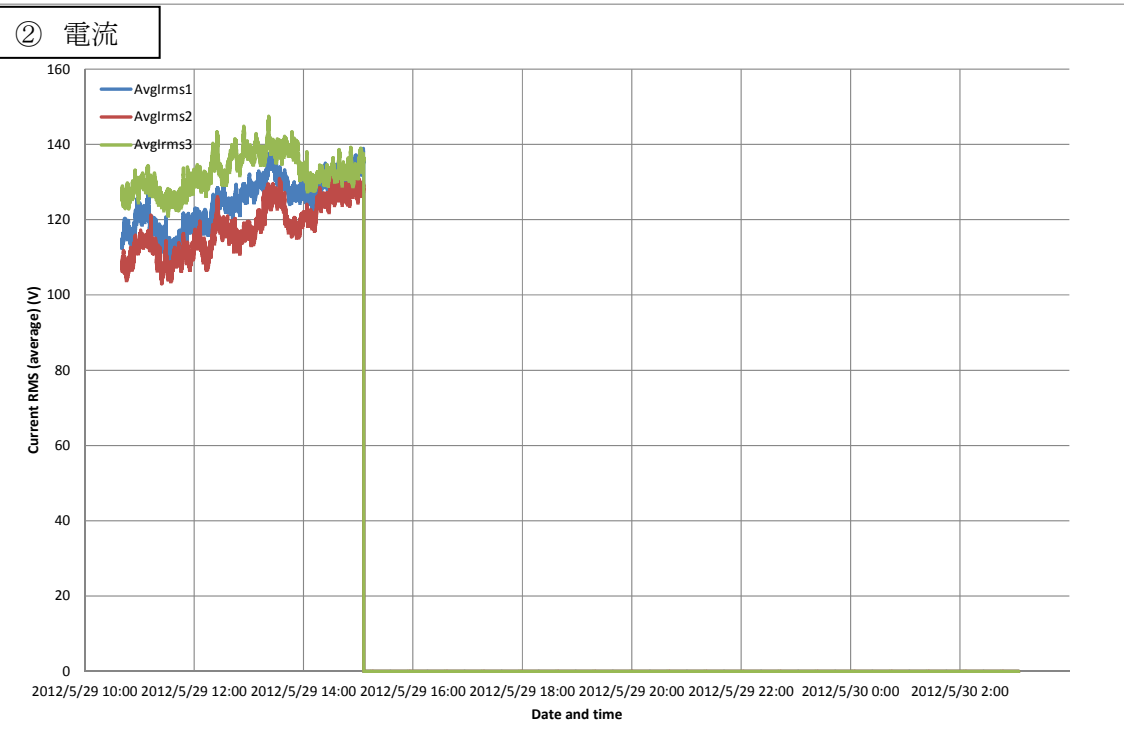
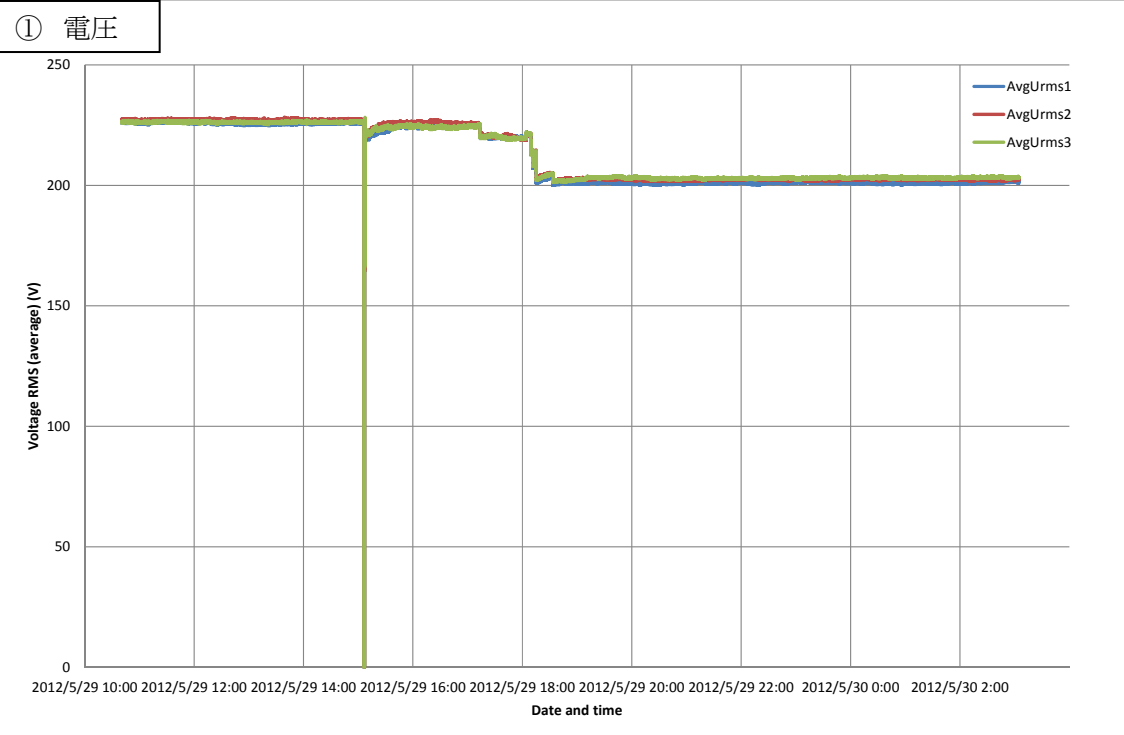


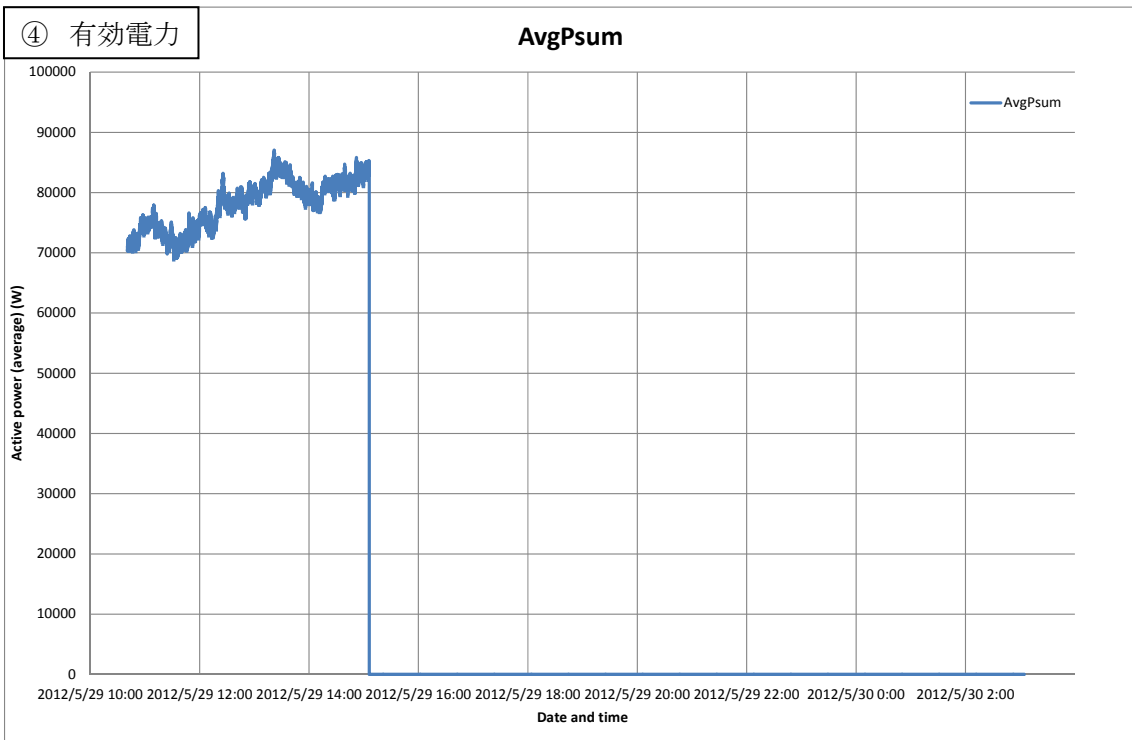
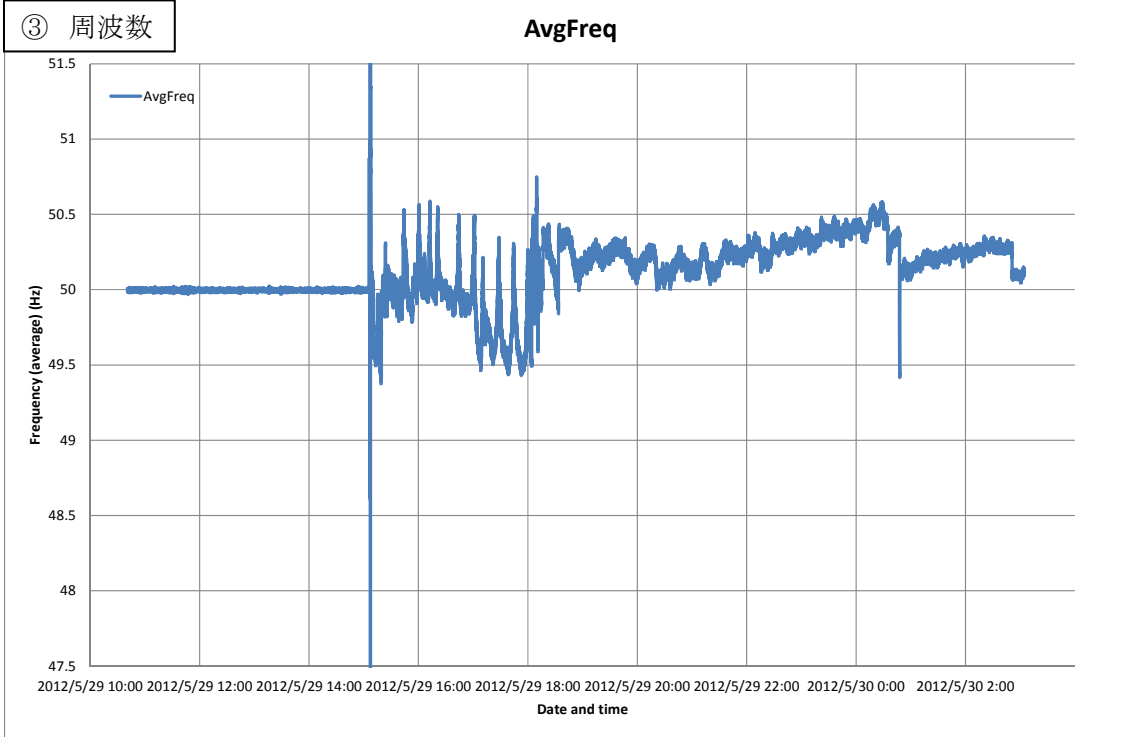
## Derawan 島

測定ポイント：インバータ設備（太陽光＋蓄電池）交流出力 [INV]

計測インターバル：1 秒

計測期間：2012/5/29 10:40:48～2012/5/30 3:04:22

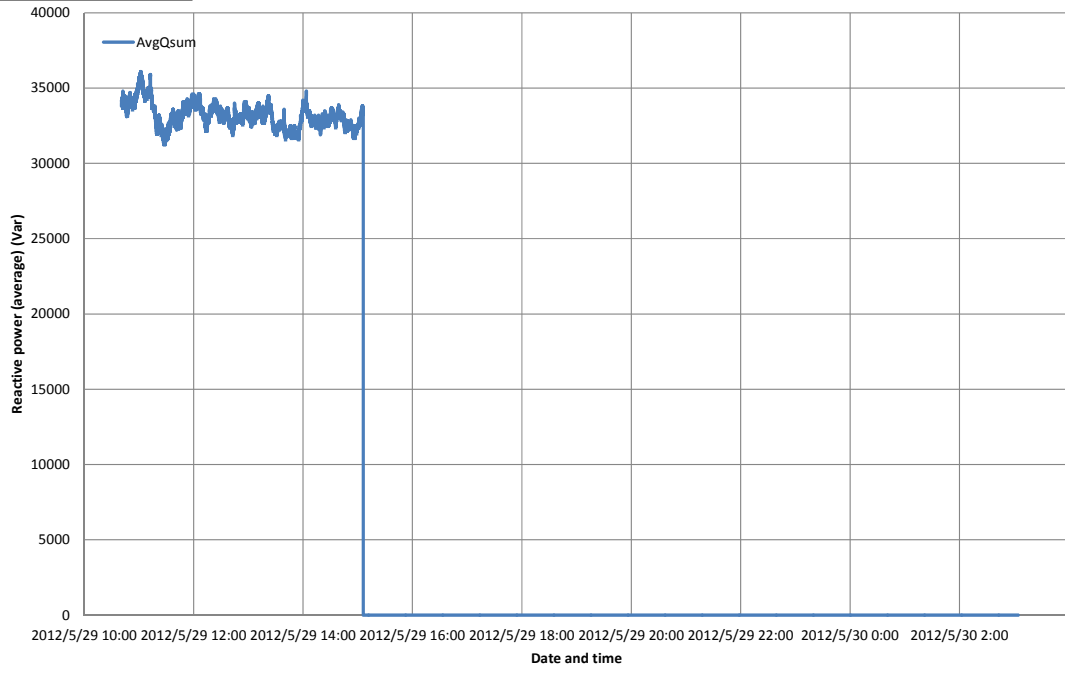






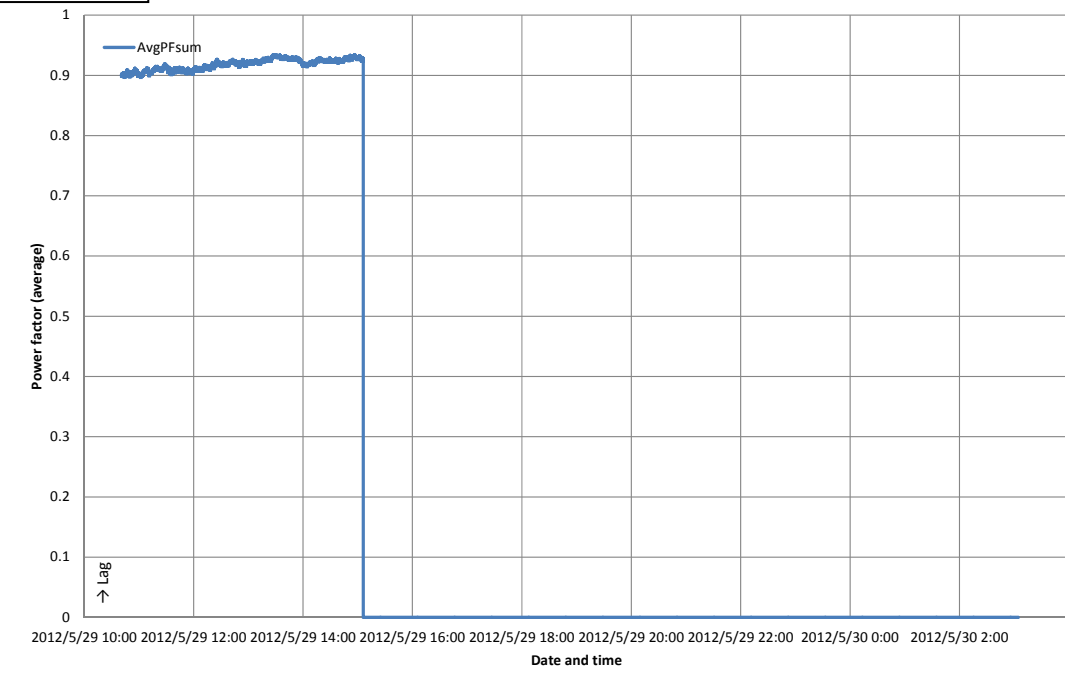
⑤ 無効電力

AvgQsum

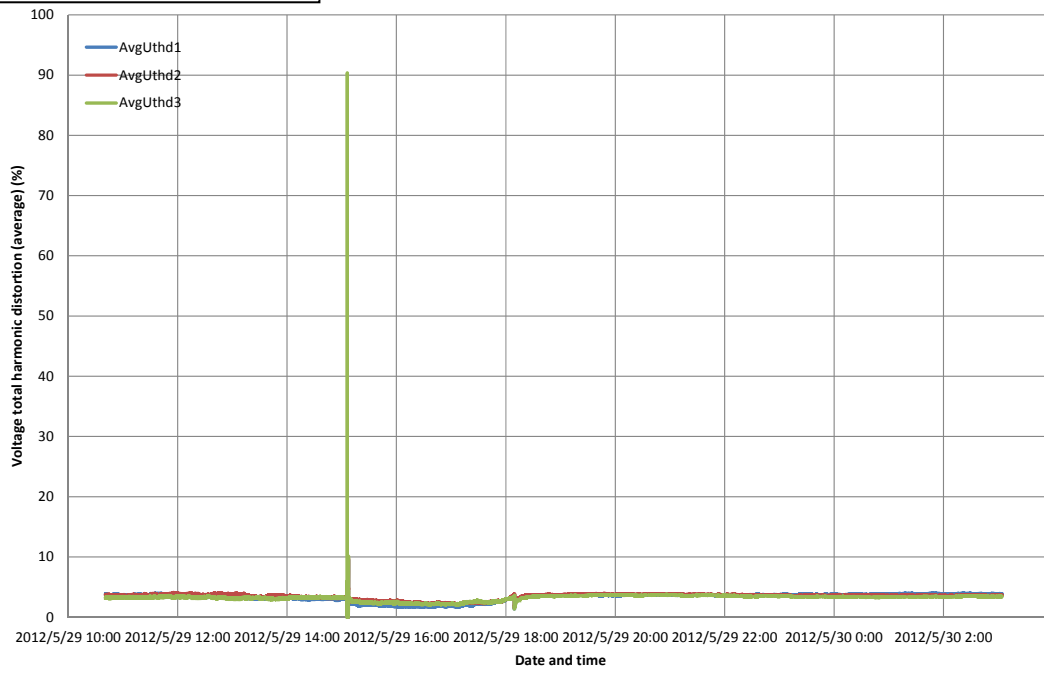


⑥ 力率

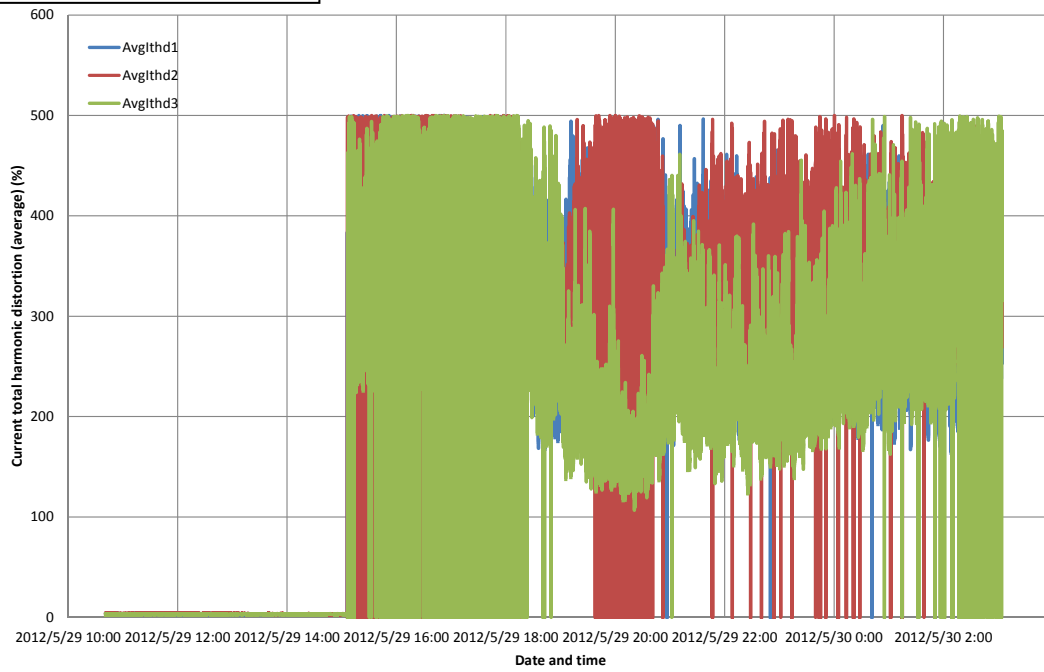
AvgPFsum



⑦ 総合高調波電圧歪率



⑧ 総合高調波電流歪率



⑨ 有効電力量 (積算値)

$\Sigma$ AvgPsum

