

フィリピン国
電力構造改革のためのエネルギー省
キャパシティビルディング調査
フォローアップ調査
ファイナルレポート

2004年12月

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

経済

JR

04-043

序 文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国の電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング調査フォローアップ調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、2004年7月から2004年12月までの間、5回にわたり中部電力株式会社の榊原洋実氏を団長とし、同社と株式会社三菱総合研究所から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、フィリピン国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の電力セクター改革に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

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

2004年12月

独立行政法人国際協力機構
理事 伊沢 正

独立行政法人国際協力機構

理事 伊沢 正 殿

伝 達 状

「フィリピン国電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング調査フォローアップ調査」報告書をここに提出致します。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および株式会社三菱総合研究所が、2004年7月から2004年12月まで実施して参りました。

本調査は、2002年9月から2004年3月にかけて実施された「電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査」に対して、DOEが自立的に業務を遂行していくための更なる技術移転を目的とした、同調査のフォローアップ調査です。

カウンターパートであるDOEは、調査団の支援のもと、電源開発計画（PDP）策定に関するキャパシティビルディングを達成しました。至近年のPDPのローリングが可能なレベルにまで、DOEスタッフの能力が向上されました。今後、DOE内部で自己研鑽が行われ、本調査の技術移転レベルが維持、向上されるものと信じております。

また、PDP策定に必要なデータ管理システムを構築し、2004年11月に運用を開始しました。同システムは、DOEから出された要請を盛り込んでおり、今後、同システムが、DOEのPDP策定に関するデータ収集ならびに分析の一助になるものと期待しております。

この機会をお借りしまして、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に対して心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行に際して、ご協力、ご支援を頂きましたフィリピン国エネルギー省、在フィリピン日本大使館、JICAフィリピン事務所、その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

2004年12月

フィリピン国
電力構造改革のためのエネルギー省
キャパシティビルディング調査
フォローアップ調査団

団長 榊 原 洋 実

略 語 表

ABB	Asea Brown Boveri
ADB	Asian Development Bank
AF	Adjustment Factor
AGMO	Autonomous Group Market Operator
ASEAN	Association of South East Asian Nations
BOI	Board of Investments
BOO	Build Own Operate
BOT	Build Operate Transfer
CAPEX	Capital Expenditure
CBRED	Capacity Building to remove Barriers to Renewable Energy
DDP	Distribution Development Plan
DENR	Department of Environment and Natural Resources
DOE	Department of Energy
DSM	Demand Side Management
DTI	Department of Trade & Industry
DU	Distribution Utility
EC	Electric Cooperative
EIPO	Energy Investment Promotion Office
EPIMB	Electric Power Industry Management Bureau
EPIRA	Electric Power Industry Restructuring Act
EPRI	Electric Power Research Institute
ERB	Energy Regulatory Board
ERC	Energy Regulatory Commission
EXECOM	Executive Committee
GDP	Gross Domestic Product
GENCO	Generation Company
GRDP	Gross Regional Domestic Product
EIF	Energy Investment Forum
JICA	Japan International Cooperation Agency
IMO	Independent Market Operator
IPP	Independent Power Producer
IRR	Implementing Rules and Regulations
LF	Load Factor
LOLP	Loss of Load Probability
MEDP	Missionary Electrification Development Program
MERALCO	Manila Electric Company
MMS	Market Management System

NEA	National Electrification Administration
NEDA	National Economic Development Authority
NPC	National Power Corporation
OSAC	One-Stop Action Center
PDP	Power Development Program
PEMC	Philippine Electricity Market Corporation
PEP	Philippine Energy Plan
PIOU	Private Investors Owned Utilities
PJM	Pennsylvania – New Jersey – Maryland
P/S	Power Station
PSALM	Power Sector Asset & Liability Management Corporation
PSE	Philippine Stock Exchange
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
SEC	Securities and Exchange Commission
SPS	Special Protection Scheme
SPUG	Small Power Utilities Group
S/S	Sub Station
TRANSCO	National Transmission Company
TDP	Transmission Development Program
TOU	Time of Use
TSC	Transition Supply Contracts
UNDP	United Nations Development Program
WESM	Wholesales Electricity Spot Market

フィリピン国電力構造改革のためのエネルギー省
キャパシティビルディング調査フォローアップ調査

ファイナルレポート（要約）

目 次

第1章 調査の概要	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的	1
1.3 調査の主たる内容、各調査分野の課題と提言	2
1.3.1 PDP 策定支援	2
1.3.1.1 PDP 策定支援	2
1.3.1.2 PDP 策定に関わる共通課題と提言	3
1.3.2 TDP 策定	6
1.3.2.1 TDP 策定支援	6
1.3.2.2 TDP に関わる課題と提言	7
1.3.3 DDP 策定	8
1.3.3.1 DDP 策定支援	8
1.3.3.2 DDP 策定に関わる共通課題と提言	9
1.3.4 PDP データ管理システム	10
1.3.4.1 PDP データ管理システムの構築	10
1.3.4.2 PDP データ管理システムに関わる共通課題と提言	11
1.3.5 投資促進室のコンテンツ充実	12
1.3.5.1 投資促進室のコンテンツ充実	12
1.3.5.2 投資促進室のコンテンツ充実に関わる共通課題と提言	12
1.3.6 DOE の持続的キャパシティビルディング	13
1.3.6.1 DOE のキャパシティビルディング状況	13
1.3.6.2 DOE のキャパシティビルディング状況に関わる共通課題と提言	13
第2章 フィリピン電力産業改革の推移	15
2.1 電力セクターの自由化・民営化状況	15
2.2 電力市場に関する改革	16
2.3 電力卸売市場 (WESM)	16
2.3.1 WESM 規則	16
2.3.2 フィリピン電力市場公社(PEMC)の設立	16
2.3.3 WESM のシステム開発	17
2.3.4 WESM 設立スケジュール	18
2.4 NPC 発電資産の民営化	19
2.5 NPC 送電資産の民営化	20

第3章 電力需要予測.....	22
3.1 昨年度マクロ経済モデルによる需要予測.....	22
3.1.1 マクロアプローチによる需要予測の改訂.....	22
3.1.2 GDPの仮定.....	24
3.1.3 PDP2005におけるマクロアプローチの結果の概要.....	25
3.2 DDPアグリゲーションによる需要想定との比較.....	33
3.2.1 DDPアグリゲーションによる需要想定の方法.....	33
3.2.2 集約手法とマクロ手法の結果の比較.....	33
3.3 検討の将来の発展形に関するリコメンド.....	39
3.3.1 さまざまな目的での需要予測アプローチ.....	39
3.3.2 DSMの扱い方と適用上の課題.....	40
3.3.3 市場運用と需要予測における価格弾性.....	41
3.4 検討を通したリコメンデーション.....	43
第4章 電源開発計画（PDP）.....	45
4.1 既設設備の状況.....	45
4.2 実施が決定しているプロジェクトならびに廃止計画.....	46
4.2.1 実施が決定しているプロジェクト（Committed Project）.....	46
4.2.2 インディカティブプロジェクト（Indicative Project）.....	46
4.3 PDPシミュレーション.....	48
4.3.1 前提条件（PDP2004-2013からの更新データ）.....	48
4.3.2 ユニットデータの更新について.....	49
4.3.3 PDP試算結果.....	50
4.4 技術的課題の解決のための検討手法.....	57
4.4.1 燃料費に関する検討.....	57
4.4.2 湧水に対する検討.....	58
4.4.3 環境特性.....	59
4.4.4 地域分割.....	59
第5章 系統計画（TDP）.....	61
5.1 動的シミュレーションによる安定度解析.....	61
5.1.1 概要.....	61
5.1.2 検討ケース.....	63
5.1.2.1 ルソン系統北部.....	63
5.1.2.2 ルソン系統南部.....	64
5.1.3 前提条件.....	64
5.1.4 ルソン島北部方面検討結果.....	65
5.1.4.1 Case 1.....	65
5.1.4.2 Case 2.....	67
5.1.4.3 まとめ.....	68
5.1.5 ルソン島南部方面検討結果.....	69

5.1.5.1	Case 1	69
5.1.5.2	Case 2 (500kV Alaminos 開閉所新設)	71
5.1.5.3	Case 3 (Ilijan 500kV 送電線二回線 引き込み)	73
5.1.5.4	まとめ	75
5.2	系統拡充優先順位決定方法	75
5.2.1	TRANSCO の CAPEX 削減	75
5.2.2	基本的な考え方	76
5.2.3	優先順位決定方法	77
第 6 章	配電開発計画 (DDP)	78
6.1	DDP の概要	78
6.1.1	EPIRA による規定	78
6.1.2	DDP の内容	79
6.2	DDP の確実な提出	79
6.2.1	本調査における収集フロー	79
6.2.2	第 1 回 DDP 収集	80
6.2.3	DDP ワークショップ	83
6.2.4	第 2 回 DDP 収集	84
6.3	DDP の活用	85
6.3.1	配電会社別需給バランスの作成	85
6.3.1.1	配電会社別需給バランスの作成	85
6.3.1.2	各 DU のサマリー	87
6.3.2	地域別需給バランス	89
6.3.3	電源開発計画の下位計画としての DDP	92
6.4	DDP データの PDP データ管理システムへの取り込み	94
6.4.1	DDP データの出力	94
6.4.2	パフォーマンス指標	95
6.4.2.1	概要	95
6.4.2.2	パフォーマンス指標を用いた比較分析	96
第 7 章	PDP データ管理システム	98
7.1	PDP 管理システムの目的	98
7.2	PDP 管理システムの概要	98
7.2.1	特定範囲	98
7.2.1.1	PDP システム	98
7.2.1.2	TDP システム	101
7.2.2	システム操作の要件	101
7.2.2.1	PDP システム	101
7.2.2.2	TDP データ分析システム	107
7.3	PDP データ管理システムの活用	109

第 8 章 投資促進室の再活性化.....	111
8.1 はじめに	111
8.2 フィリピン電力構造改革と電力セクター投資の現状	111
8.2.1 電力セクター構造改革と投資促進策	111
8.2.2 フィリピン電力投資の現状と課題	112
8.2.2.1 電力セクター向け対内証券投資	112
8.2.2.2 電力セクター向け対内直接投資	113
8.2.2.3 電力セクター向け対内直接投資電力セクター向け投資環境のマクロ分析	114
8.2.3 電力セクター向け投資環境のミクロ分析	116
8.3 フィリピン電力投資の情報仲介システム	119
8.3.1 電力セクター向け投資情報仲介の現状	119
8.3.2 フィリピン電力市場の情報仲介システム	122
8.3.3 電力市場の情報仲介システムと EIPO システム	127
8.4 エネルギー投資促進室の現状と課題	132
8.4.1 現状	132
8.4.2 業務フロー分析	133
8.5 エネルギー投資フォーラム（Energy Investment Forum）	137
8.5.1 開催の目的	137
8.5.2 EIF プログラムの内容	137
8.5.3 講演内容の要旨	137
第 9 章 DOE の持続的キャパシティビルディング	140
9.1 キャパシティビルディングの達成状況	140
9.2 持続的なキャパシティビルディングのために	141
9.2.1 キャパシティビルディングの概念	141
9.2.2 考慮すべきインプット	142
9.3 DOE キャパシティビルディング・プログラムの提案	143
9.3.1 キャパシティビルディングの考え方	143
9.3.2 DOE のキャパシティビルディング・プログラム	144

図 リ ス ト

図 2.1	WESM 実施段階での PEMC の役割	17
図 2.2	WESM 設立スケジュール	19
図 2.3	NPC 発電資産の売却民営化のスケジュール	19
図 3.1	2004 年 9 月発表の新しい GDP 予測	24
図 3.2	2003 年 5 月発表の GDP 予測	24
図 3.3	ルソン地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)	26
図 3.4	ルソン地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)	26
図 3.5	ビサヤス地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)	27
図 3.6	ビサヤス地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)	27
図 3.7	ミンダナオ地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)	28
図 3.8	ミンダナオ地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)	28
図 3.9	昨年(2003 年)と今年(2004 年)のビサヤス各島の需要予測結果の比較	29
図 3.10	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 高成長-弾性値低下ケース)	30
図 3.11	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 低成長-弾性値低下ケース)	30
図 3.12	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 修正低成長-弾性値低下ケース)	31
図 3.13	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 高成長-弾性値維持ケース)	31
図 3.14	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 低成長-弾性値維持ケース)	32
図 3.15	ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 修正低成長-弾性値維持ケース)	32
図 3.16	マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)と DDP からの集約手法による需要予測結果の比較	34
図 3.17	マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)と DDP からの 集約手法による需要予測の成長率の推移の比較	34
図 3.18	ルソン地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値： マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)	35
図 3.19	ルソン地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値：DDP 集約手法	35
図 3.20	ビサヤス地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値： マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)	36
図 3.21	ビサヤス地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値：DDP 集約手法	36
図 3.22	ミンダナオ地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値： マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)	37
図 3.23	ミンダナオ地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均)と予測値： DDP 集約手法	37
図 3.24	ビサヤス各島におけるマクロ手法(NEDA 低成長想定、 弾性値減少ケース)と DDP 集約手法の比較	38
図 3.25	ビサヤス各島における成長率の推移	38
図 3.26	PJM における価格と需要の関係	42
図 4.1	ユニット効率カーブ	49
図 4.2	ビサヤス各島の需給状況(2010 年)	53

図 4.3	レイテ・サマールの需給状況（2010年）	54
図 4.4	インターコネクションのパワーフロー	54
図 4.5	供給力のプロファイル	56
図 4.6	発電電力量のプロファイル	56
図 4.7	燃料費の決定フロー	58
図 4.8	濁水の検討	59
図 5.1	ルソン系統における電源と需要および潮流状況	61
図 5.2	ルソン北部方面検討系統図（Case 1）	63
図 5.3	ルソン北部方面検討系統図（Case 2）	63
図 5.4	ルソン南部方面検討系統図（Case 1）	64
図 5.5	同検討系統図（Case 2）	64
図 5.6	同検討系統図（Case 3）	64
図 5.7	Case 1 安定度解析結果	65
図 5.8	Case 2 安定度解析結果（Labrador ~ San Manuel 間故障）	67
図 5.9	ルソン南部方面検討検討図（Case 1）	69
図 5.10	Case 1 安定度解析結果（Ilijan - Tayabas 間故障）	70
図 5.11	ルソン南部方面検討検討図（Case 2）	71
図 5.12	Case 2 安定度解析結果	72
図 5.13	ルソン南部方面検討系統図（Case 3）	73
図 5.14	Case 3 安定度解析結果	74
図 6.1	各組織と DDP 策定に関する流れ	78
図 6.2	確実な提出へ向けた取組ステップ	80
図 6.3	9つの主要な島とその他の小さな諸島	82
図 6.4	需給バランス	86
図 6.5	Supply-Demand Highlights	88
図 6.6	各 DU におけるサマリー（サンプル）	89
図 6.7	地域分け	90
図 6.8	パナイ島における需要想定と供給力	92
図 6.9	別な地域分け方法	93
図 6.10	PDP データ管理システムを活用した DDP データの流れ	95
図 6.11	パフォーマンス指標を用いた比較サンプル	97
図 7.1	データ収集フォーマット生成のメインホーム	102
図 7.2	メインフォーム：レポート作成	103
図 7.3	DDP 各 EC のサマリーレポート	104
図 7.4	EC の稼働状況比較	104
図 7.5	メインフォーム：検索	105
図 7.6	メインフォーム：インポート・エクスポート	105
図 7.7	メインフォーム：TDP パス	106
図 7.8	メインフォーム：アドミニストレーション	106
図 7.9	アプリケーションにインプットされた旧データ	107

図 7.10	プロジェクトプロファイル比較結果.....	108
図 7.11	プロジェクト進捗状況比較結果.....	108
図 8.1	フィリピン電力セクター向け対内証券投資の推移.....	113
図 8.2	BOI 投資認可額（電力セクター）.....	114
図 8.3	フィリピン国内の電力セクター投資情報仲介システム.....	120
図 8.4	EIPO システムの機能.....	127
図 8.5	EIPO システム・コンテンツ連携の枠組み.....	129
図 8.6	民間プロジェクト投資プロセスと EIPO の役割 政府承認プロセス	130
図 8.7	民間プロジェクト投資プロセスと EIPO の役割 事業実施プロセス	131
図 8.8	エネルギー投資促進室の業務実施体制.....	132
図 8.9	エネルギー投資フォーラムのプログラム（2004 年 12 月 3 日開催）.....	139
図 8.10	永野団員のクロージング・リマークス.....	139
図 8.11	Pérez 長官の講演.....	139
図 9.1	DOE 内部のキャパシティビルディングの必要性.....	141
図 9.2	DOE が実施すべきキャパシティビルディングのフロー図.....	143
図 9.3	キャパシティビルディング・プログラム.....	145

表 リ ス ト

表 1.1	PDP 策定に関する DOE のキャパシティ	3
表 1.2	DOE の内部教育プログラムの達成レベルと達成時期	14
表 2.1	MMS の機能	18
表 2.2	入札結果	20
表 3.1	AF と LF の更新	23
表 3.2	PDP2005 で使用した系統運用者のピークと Embedded な需要	23
表 4.1	フィリピンの既設電源設備 (2003 年末)	45
表 4.2	実施が決定しているプロジェクト (Committed Project)	46
表 4.3	インディカティブプロジェクト (Indicative Project)	47
表 4.4	廃止計画	48
表 4.5	PDP シミュレーションのための更新データ	48
表 4.6	シミュレーション需要 (PDP2005-2014)	50
表 4.7	ルソン地域開発計画	51
表 4.8	ピサヤス地域電源開発計画	52
表 4.9	ミンダナオ地域電源開発計画	55
表 4.10	開発必要量 (PDP2005-2014)	55
表 4.11	PDP 策定に使用した燃料価格	57
表 4.12	シミュレーションの基本的考え方	58
表 4.13	PDP に対する地域分けの要望	59
表 5.1	検討ケース (ルソン系統北部)	63
表 5.2	検討ケース (ルソン系統南部)	64
表 5.3	前提条件	64
表 5.4	Case 1 安定度解析結果	65
表 5.5	Case 1 潮流・短絡電流検討結果	66
表 5.6	Case 2 安定度解析結果	67
表 5.7	Case 2 潮流・短絡電流検討結果	68
表 5.8	Case 1 安定度解析結果	69
表 5.9	Case 1 潮流解析結果	70
表 5.10	Case 2 安定度解析結果	71
表 5.11	Case 2 潮流解析結果	72
表 5.12	Case 3 安定度解析結果	73
表 5.13	Case3 潮流解析結果	74
表 5.14	各系統毎の電圧区分	76
表 5.15	優先順位決定方法	77
表 6.1	DDP の提出状況 (各島)	81
表 6.2	DDP の提出状況 (フィリピン)	81
表 6.3	チェックリスト	83
表 6.4	DDP ワークショップの実施スケジュール	83

表 6.5	前回ワークショップとの比較.....	84
表 6.6	DDP の提出状況（各島）.....	85
表 6.7	DDP の提出状況（フィリピン）.....	85
表 6.8	General Information.....	88
表 6.9	No.of Customers.....	88
表 6.10	Level of Electrification.....	88
表 6.11	Projected Infrastructure Requirements.....	88
表 6.12	Capital Investment Requirements.....	88
表 6.13	地域別需給バランス評価の階層化.....	89
表 6.14	DDP をもとに作成した需給バランス例.....	90
表 6.15	電源情報一覧の一例.....	94
表 6.16	パフォーマンス指標の一例.....	96
表 6.17	パフォーマンス指標の一覧.....	97
表 8.1	投資優遇措置別 B O I 投資認可件数.....	114
表 8.2	電力セクター向け対内株式投資関数の推計結果.....	115
表 8.3	電力セクター向け対内直接投資関数の推計結果.....	116
表 8.4	フィリピン上場電力会社の業績と所有構造.....	117
表 8.5	フィリピン国内情報仲介システムの提供情報に関する分類.....	121
表 8.6	PSALM 売却予定の発電設備.....	125
表 8.7	PSALM より公開されている IPP 一覧表.....	126
表 8.8	EIPO 設立以降のスタッフの業務割当と負荷度.....	134
表 9.1	DOE のキャパシティビルディングの達成状況.....	140
表 9.2	キャパシティビルディングの達成目標.....	143
表 9.3	キャパシティビルディング・プログラムのためのマテリアル.....	146

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

フィリピンでは電力産業改革法(Electric Power Industry Restructuring Act、以下 EPIRA)が、2001年6月26日に施行された。同法はエネルギー省(Department of Energy、以下 DOE)のイニシアチブの下にフィリピン電力セクターを発電、送電、配電、小売りの4つの市場に分離し、発電、小売り分野に競争原理を導入することにより、電力セクターの活性化を推進しようとするものである。

EPIRAには、DOEの役割として17項目が定められているが、この内いくつかのものについては新たにDOEに付加されたものであり、DOEはその責務を果たすために海外からの支援を必要としていた。

このような状況の中、日本政府はDOEからの要請に基づき、JICA(Japan International Cooperation Agency)を実施機関として2002年9月から2004年3月にかけて「電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング調査」を実施し、DOEの新たな業務のうち、以下の要請4項目の調査を行い、DOEの組織力強化およびDOEスタッフの能力開発(キャパシティビルディング)を図った。

- ・電力開発計画(Power Development Program、以下 PDP)の策定支援(関連下位計画との調整含む)
- ・地方電化計画(Missionary Electrification Development Program、以下 MEDP)の策定支援
- ・国営送電会社(National Transmission Company、以下 TRANSCO)作成の系統計画(Transmission Development Program、以下 TDP)の審査・承認支援
- ・エネルギー分野投資促進室の立ち上げ支援

同調査は、技術習得の難しさと確実な技術移転を考慮して、当初は2年間で計画されたが、2004年度のPDPを2003年9月に国会提出しなければならないことを考慮して、調査期間を1年間に短縮して実施された。このため、今後DOEが自立的に業務を遂行していくためには更なる技術移転が必要であり、DOEは同調査のフォローアップ調査を日本政府に要請した。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、以下の通りである。

- ・カウンターパートであるDOEのPDP策定能力の向上を支援する
- ・PDP策定に必要なデータ管理システムを構築する
- ・投資促進室の機能強化を支援する

本調査の最大の目的は、DOEがPDP策定を独力で実施するためのキャパシティビルディングを実施することである。これを考慮し、調査団は、PDP策定はDOE自身が行うこと、調査団はあくまでサポートに徹しすることを基本方針にした。また、恒常的な要員問題が懸念されるDOEにおいて、持続的なキャパシティビルディングを実現するために、次のように、具体的な目標を設定した。

- ・短期目標 : 喫緊の PDP ローリングができる人材と体制を整備すること
- ・中、長期目標 : DOE 自身が組織内部でキャパシティビルディングができる体制を確立すること

今年度(2004年度) DOEには新たに新戦力も加わりモチベーションも非常に高い。DOEが自らの手で PDP 策定を行ったことを自信にして、今後の業務に取り組めるように、調査団としては細心の注意を払いつつ最大限のサポートを実施した。

1.3 調査の主たる内容、各調査分野の課題と提言

1.3.1 PDP 策定支援

1.3.1.1 PDP 策定支援

(1) PDP の策定状況・支援方針

EPIRA には、DOE は毎年 9 月 15 日までに PDP を策定し、国会に提出するものと規定されている。

2004 年度の PDP 策定に関しては、2004 年 5 月の総選挙の支援が第一義的に実施された結果、通常 6 月に NEDA から発表される GDP (Gross Domestic Product) 予想値等のマクロ経済学な諸元の発表、各地域別に開催した DDP の確実な提出に向けたワークショップの開催、などのいくつかの要因により、PDP 策定は予定よりも遅れている。

2004 年度の TDP 審査承認に関しては、フィリピンの現在の経済状況が危機的な状況にあり、送電システムへの設備投資を大幅に削減する方針を政府が打ち出していることが、支配的な要因となっている。送電システムへの設備投資が抑制されるなか、現在、第三者機関により、今後の取り組みにむけた 3 つのシナリオが研究されている。

このような状況で、DU への DDP ワークショップが、6 月の最終週から開始し、7 月中にわたり開催された(ルソン地域の民間電力会社(Private Investors Owned Utilities、以下 PIOU)に対しては、8 月に延期されて開催された)。また、GDP 予想値は、2004 年 9 月に当局から公表されたため、それからの限られた作業時間で、マクロ経済からのアプローチ手法による需要予測が行われた。

DOE は、上位実行委員会(Executive Committee、以下 EXECOM)、関係当局や各ステークホルダーにも PDP を公表し、電源開発計画や需要予測に関する意見集約を行っている。

(2) PDP 策定に関する、DOE のキャパシティ

本調査の主目的は、DOE 自身が将来的に PDP を策定できるようなキャパシティビルディングを実施することである。調査団から見た、DOE の現状の Demand Forecasting / Power Supply Plan の策定能力は、次の通りである。

- ・需要予測 (Demand Forecasting)

PDP(2005-2014)策定に際し、DOE は需要予測について、DDP (Distribution Development Plan) アグリゲーションによる手法、ならびに計量経済学的手法、の 2 種類の方法により

検討している。前者については、2004 度も DOE が独自に実施しており来年度のローリングについても、全く問題はない。後者については、JICA 提案モデルによる策定は可能であると思われるが、統計諸量の理解など自己研鑽が必要である。

・電源開発計画 (Power Supply Plan)

PDP(2005-2014)策定に際し、シミュレーションの Initial Run は調査団が実施して結果を示したが、それ以降のリバイスは DOE が主体的に実施している。既設電源のチェックと修正入力、地域別配分手法等についても DOE は実施できる能力はある。ただし、シミュレーションで重要なことは、結果を算出することではなく、算出された結果が妥当であるか理解することであり、この部分に対する経験不足は否めない。

・最適電源配置、パワーフロー

調査団は、パワーフローの計算ならび最適配置を GTMax で決定する手法を提案してきた。GTMax は、レイテ - ミンダナオ等連系線の必要性の解析に効果的であったが、結果的に操作に慣れたスタッフは 1 名だけであった。長期計画で、パワーフロー等をどこまで精度を上げて計算するかといった割り切りにもよるが、GTMax の入力にはそれなりに時間がかかること、実質的に要員不足が解決されていないことから、DOE で精度を上げたシミュレーションはかなり難しいと言わざるを得ない。

表 1.1 に前述の状況をまとめる。

相対的に見て、DOE は、同様の役割を担う、東南アジア諸国の官庁の中では、意欲・技術力ともに高いレベルである。しかし、実務経験の不足は本件元調査 (前回調査) ・本調査のみでは十分補足することはできない。今後、DOE 自身の自己研鑽が非常に重要である。

表 1.1 PDP 策定に関する DOE のキャパシティ

分野	状況
電力需要予測	<ul style="list-style-type: none"> • DDP アグリゲーションによる需要予測は確実にできる。 • 計量経済学的手法による需要予測は、提案モデルを使用して策定はできるが、将来的にモデルを修正し継続使用していくためには、統計諸量の理解など自己研鑽が必要である。
電源計画 (供給力)	<ul style="list-style-type: none"> • WASP-IV によるオペレーションは実施できる。 • WASP-IV の結果を、予備力を基準に地域別に展開することも可能である。
電源計画 (最適配置・パワーフロー)	<ul style="list-style-type: none"> • これらの検討には、GTMax が必要である。この基本的な操作は可能であるが、十分なモデリングとシミュレーションはかなり難しい。 • GTMax は、系統線プロジェクトの必要性の検討にも必要であることから、更なる研鑽が必要である。

1.3.1.2 PDP 策定に関わる共通課題と提言

(1) DOE の要員不足

前回調査でも提言されていたが、DOE Electric Power Industry Management Bureau (以下、EPIMB)

の Power Planning & Development Division は慢性的な要員不足であり、業務が一部のスタッフにより、遂行されている状況が続いている。短期的には、効率的に業務を回すために、やむを得ない措置であると思われるが、長期的には次のような問題を抱えている。

- ・当該スタッフの異動、退職、長期休暇（疾病等）の場合、サポートできる人材がいない
- ・当該スタッフに自己研鑽する余裕が無い

前者については、前回調査で触れられているため、ここでは、後者について説明を加える。

今回本調査中に、DOEの一部のスタッフは資料作成のため、毎週のように休日出勤をしていた。調査団から見ると、業務が能力の高いスタッフに集中することは理解できる。しかし、キャパシティビルディングの視点からこの状況を客観的に分析すると、当該スタッフは自身の知識の中で業務を進めざるを得ないこと、ならびに、関係資料の分析やシミュレーション技術の習得等自己研鑽のための時間がほとんど無い、という状態であった。

(4)項で述べるが、DOEが持続的にPDPを策定していくためには、何よりDOE内部の自己研鑽が必要である。したがって、DOEの慢性的な要員不足は、短期的のみならず、中・長期的にも深刻な影響を与えると考えられ、早期の解決が望まれる。

(2) PDPの国会への提出時期

PDPの国会提出については、EPIRAに毎年9月15日と明記されているものの、その解釈は曖昧である。DOEはキャビネットへの需要のイニシャルドラフトの説明を実質的な目標としている。これには、NEDA(National Economic Development Authority)からでるGDP予測が毎年6月であり、調整先も多岐に渡ることから、実質的なPDP策定スケジュールがタイトであるという背景がある。

今後、PDPの策定スケジュールを前倒しし、PEP/PDPとして、9月15日までに国会提出をめざすのであれば、各調整を効率的に実施することは必要ではあるが、やはり、一番のネックとなっている需要予測時期を前倒しする必要がある。このためには、NEDAのGDP想定値を事前に入手することが必要となる。

一方で、DDPの提出時期が3月15日であることから、DPPアグリゲーションの結果をPDPの需要予測値として使用するのであれば、需要想定決定時期を3カ月以上前倒しすることができる。DDPの需要予測の前提は、あくまで昨年度GDP予想値となるが、ある程度の割り切りにより効率的にPDPを策定していくことも必要であろう。

(3) 長期エネルギー価格について

第4章で述べるが、DOEは電源計画の策定に関し、足下のエネルギー価格を長期エネルギー価格の指標として使用している。しかし、足下のエネルギー価格は常に変動しており、長期計画を策定する上でこれをそのまま適用することは好ましくない。

PDP(2005-2014)の策定に際し問題になったのが、足下の石炭 - 石油価格の高騰である。高騰の理由は、石炭においては中国の経済活動の活発化、石油においてはイラク戦争後の不安定な供給見通しが挙げられるが、いずれも長期電源計画の前提としてそのまま適用するには理由が乏しい。

原則論を言えば、DOEは、エネルギー価格を安定化するように、エネルギー政策を決定する責務を持っている。確かに、電力産業はエネルギー消費型産業であり、そのインパクトをエネルギー政策決定の資とするという考え方もある。しかし、本来、電源計画はエネルギー政策に即して策定されるべきであり、長期エネルギープライスはDOE内で決定するべきであろう。

(4) 持続的キャパシティビルディングについて

第9章に述べたが、本調査の終了時点でDOEはPDPローリングのための基本的な知識は身につけていると考える。しかしながら、調査団によって、キャパシティビルディングされたスタッフが異動、退職することで、将来的にレベルダウンをしていく危険性が高い。このレベルダウンを防止し、かつレベルアップを図るためには、DOE内部で持続的にキャパシティビルディングをしていく必要がある。

このキャパシティビルディングは、PDP策定業務を通じたOJT、資料に基づく自己研鑽により構成され、2年間程度でPDP策定業務を責任持って実施できるよう目標を定め、システムチックにプログラムされることが望ましい。

1.3.2 TDP 策定

1.3.2.1 TDP 策定支援

(1) TDP2005

TDP2005 については、2004 年 10 月の時点で DOE が需要想定および電源開発計画を最終確定していないこともあり、策定スケジュールが大幅に遅延している。

TRANSCO としても、当面仮の需要想定・電源開発計画で TDP 策定を進めるなど努力しているが、いずれにしても最終案の策定は需要想定・電源開発計画が確定された後となる。

このような状況の中、今回の調査において、JICA 調査団は、TRANSCO からの TDP2005 の提出を待たず、DOE と共同でレイテ・ミンダナオ連系線等の個別プロジェクトについて評価を実施した。

一方、フィリピン政府は、今後予想されている国家財政の破綻回避のため、今後数年間の TRANSCO の設備投資を大幅に削減する方針を打ち出している。

これを受け、TRANSCO は、2004 年から 2009 年までの投資額の合計を、それぞれ 5 億ドル、8.5 億ドル、13 億ドルに抑制するよう、3 つのシナリオを作成している。なお、3 つのシナリオの違いは、TDP2004 における新規プロジェクトを含めるか、除くかによる違いであり、この投資に含まれる項目は、以下の通りである。

A. Transmission lines rehabilitation/expansion/improvement/spares

- Operation & Maintenance
- Head Office/System Operation/Metering Services

B. Projects

- On-going
- New

C. Engineering and Administration

D. Interest During Construction

一方、これとは別に TRANSCO を保有する Power Sector Asset & Liability Management Corporation (以下、PSALM) は、コンサルティング会社に委託し、TRANSCO の投資削減計画を策定中である。その最終レポートは、まだ提出されていないが、ドラフトによれば 8.5 億ドルが採用される見込みである。このような状況下において、TRANSCO は投資の最適化のため、ERC のガイドラインに沿って、プロジェクトの優先順位付けを実施する必要がある。

(2) DOE への技術移転

JICA は前回調査において、潮流解析、短絡容量検討のため DOE へ PSS/E(Power System Simulator for Engineering) を供与するとともに、技術セミナーを実施し、系統基礎知識やプログラム操作について技術移転を実施した。

これに加え、今回の調査においても、前回調査において実施した技術移転のフォローアップを図るため、PSS/E の操作方法について、個別指導を実施した。また、フォローアップにおいては、前回調査時に供与した PSS/E の基本セットに加え、安定度解析を実施するためのセットを追加し

たとともに、安定度に関する技術移転も実施した。

これらの PSS/E の指導にあたっては、できるだけ実際のフィリピンの系統を使うこととし、系統解析の知識を深めるだけでなく、DOE がフィリピンの系統の実態を理解するよう留意した。

しかし、PSS/E の機能が多岐にわたることや、TDP の担当者が、TRANSCO の CAPEX 削減や TDP2004 の個別プロジェクトへの対応等で多忙を極めており、技術移転の時間が限られていたことから、PSS/E の修得には、もうしばらく時間がかかる見込みである。

技術移転にあたって、ルソン北部系統および南部系統で実施した安定度解析に関するケーススタディの結果は、第 5 章において述べる。

1.3.2.2 TDP に関わる課題と提言

(1) 審査体制

DOE において、TDP の審査・承認および TDP の PDP への統合を担当する部署は、EPIMB の Power Planning & Development Division である。

当初、TDP 審査を担当する TDP Section には、4 人の配属が予定されていたが、現在 1 人しか配置されていない。

また、TDP の担当者は、現在 DDP についても担当しているが、今年から、配電会社が策定した DDP の積み上げにより PDP を策定する方式が導入されたことから、DDP のレビューや解析に多くの時間を割いている状況である。これに加え、TDP 担当者は送電線に関する全般事項について、対応する必要があることから、PSS/E を修得する余裕がなく、また、DOE 内の技術移転もほとんどされていない状況である。

このため、DOE 内において、早急に TDP の担当者を増員することが望ましい。

(2) TDP 策定および審査・承認スケジュール

2003 年度、2004 年度の TDP の策定および審査・承認状況を見ると、2 年間ともスケジュールが大幅に遅延している。

これは、2003 年度については、DOE および TRANSCO がそれぞれ PDP および TDP を初めて策定し不慣れであったことが、スケジュールが遅延した大きな理由であると考えられる。

一方、2004 年度については、政府から CAPEX 削減の方針が出された等の外的要因の影響が大きいと考えられる。

しかし、2003 年度、2004 年度における 2 年間の TRANSCO の TDP 策定状況を見ると、もともと PDP 策定を含めた全体のスケジュールが非常にタイトであることが、TDP 策定が遅れた大きな要因のひとつとなっている。

このため、今後可能であれば、フィリピンにおける PDP および TDP 立案の全体スケジュールの見直しを実施することが望ましい。

(3) PDP と TDP の整合

JICA 調査団は、キャパシティビルディング開発調査およびそのフォローアップ調査の実施を通して、DOE と TRANSCO 間の情報係に努めるとともに、レイテ・ミンダナオ連系線の経済性評価について DOE に対する支援を実施するなど、電源計画と系統計画の整合を図ってきた。

JICA 調査団は、来年度以降も、電源計画と系統計画の整合が図られるよう、DOE と TRANSCO の定期的な会合等について提案してきたが、なかなか実施されず、必要の都度担当者どうして連絡を取り合っているのが実状である。

一方、世界的に見ても、電力会社が発電会社、送電会社に水平分割された場合に、発電計画、系統計画をどのように整合させるかについては、はっきりとした答えは出ておらず、各国においてそれぞれのやり方を模索しているのが実情である。

このような状況の中、DOE と TRANSCO は、来年度以降も、発電計画、系統計画の立案にあたって、その整合性を図るため関係を密にし、フィリピンにおけるベストな方法を確立していく必要がある。

一方、現在 TRANSCO は、今後、望ましい地点へ電源開発計画を推進するためのひとつの方策として、送電設備の拡充なしに既設設備で送電できる電源開発量の試算を実施し、TDP2005 に織り込む方針である。このため、DOE は、今後望ましい地点への電源開発促進に向けて、これらの情報を有効に活用して、政策立案すべきである。

(4) TRANSCO の CAPEX 削減

TRANSCO は、TDP 策定にあたって、Philippine Grid Code を遵守するため、N-1 基準を満たす必要がある。しかし、現在、フィリピン政府から TRANSCO の CAPEX を削減する方針が出されていることから、当面投資削減を優先し、今後予定しているプロジェクトの繰り延べ、または取り止めが必要となっている。

このような状況の中、現在、フィリピンにおいては、プロジェクトの優先順位をどのように付けるかが問題となっているが、プロジェクトの優先順位の付け方には、世界的にも確定された手法がないのが実状である。

このため、JICA 調査団は、プロジェクトの必要性（N-0 対策、N-1 対策）、設備故障時の影響度合い等を考慮し、優先順位付けの基本的な考え方について DOE へ提案を行った。

DOE は、これをベースに、DOE のポリシーも反映しつつ、TDP2005 の審査にあたって、独自の評価方法を確立していく必要がある。

1.3.3 DDP 策定

1.3.3.1 DDP 策定支援

EPIRA によると、配電会社は毎年 3 月 15 日までに、DOE に DDP を提出しなければならない。一方、DOE が DDP を取りまとめる義務については、EPIRA に明確な規定はないが、DOE はフィリピン国内にある約 140 の配電会社から提出される個別の配電開発計画(DDP)を取りまとめてフィリピン全体の DDP を策定する意向であった。これを受け、前回調査では、JICA は、データ収集フォーマットの策定支援などその策定プロセスの構築などを支援してきた。その理由は次の通りである。

- ・ DDP は PDP 策定のためのデータギャザリングツールとして重要であること
- ・ DDP を活用することで、その DU で予想される電力危機等を的確に把握できること
- ・ PDP の下位計画の一つとして、DDP 本来の持つ配電設備計画は重要であること

本調査では、特にこの種の施設計画を作成したことがない多数の DU にとっては、作成初年度の戸惑いも少なからず予想されたため、DOE と協力して、データ収集フォーマット記入方法の説明を目的としたワークショップを開催、これに併せて解説マニュアルを整備した。これらの活動を通じ、DDP 策定プロセスを軌道に乗せることを主目的とした。結果的に、DDP 策定を通じて、電力需要予測や供給計画に必要なデータを電化組合(EC)や民営電力会社(PIOU)から集めることができた。

1.3.3.2 DDP 策定に関わる共通課題と提言

(1) DDP 策定に関わる共通課題

電力産業改革法には、配電会社が個別に DDP を策定して DOE に提出するという定めがある。しかし、配電会社では、次のような問題があり、DDP が円滑に策定されないことが予想された。

- ・ DDP の策定を実施した経験がない。したがって、策定方法がわからない
- ・ 未提出 DU に対する制裁や処罰がないため、ほとんどの配電会社が DDP を策定していない

一方 DOE 側においては次のような問題があり、収集した DDP が活用されないことが予想された。

- ・ メラルコ (Manila Electric Company、以下 MERALCO) など大手配電会社は、DDP を策定して DOE に提出したが、DOE は紙で提出された膨大な DDP を活用できなかった
- ・ 仮に全配電会社から DDP が提出されたとしても、その膨大な量を分析する時間や人員が不足している
- ・ 提出された DDP から各 DU の状況、特に需要と供給のバランスや配電設備計画と投資金額のバランス等を分析する方法が確立されていない
- ・ DDP のデータをもとに、各島や地域毎の受給バランスの分析へ活用する方法が確立されていない

これらの事情を鑑み、本件調査では、DDP を確実に提出させ、効率よく収集すること、収集した DDP を活用することを念頭に活動を実施してきた。

については、2004 年度については、DOE と共同でワークショップを開催することで、DU から提出をさせることができたが、今後、DDP の策定と提出が定着するまでの 2~3 年間は、同様の活動をする必要があると考える。

については、2004 年度も PDP の需要想定に、DDP アグリゲーションのデータを使用するなど、一定の効果を上げることができた。また、今年度実施した集計処理等については、PDP データ管理システムに取り込んだことから、来年度以降さらに効率的に集計することが可能となる。

ただし、DDP データの活用範囲はそれだけにとどまらない。今後は、ビサヤス諸島のパナイ-ネグロス島での深刻な電力危機等を、早い時期で予測し対策をするために需給見通しを適切に評価していくなど、DDP データの一層の活用を図っていく必要がある。

(2) DDP 策定に関わる提言

DDP を確実に提出させるためには、DDP の活用方針を明確にして、配電会社に DDP 策定の必要性を認識させる必要がある。DU にとってインセンティブとなりうる DDP 提出の意義は、DDP 提供により DOE から受けられる支援と考えられ、具体的には次のようなものがある。

- ・地域別の需要供給バランスを確認できるので、DOE が適切な電源配置計画を策定できる
- ・配電会社の経営状態がモニタリングできるので、DOE が必要な支援を行える

一方、DOE は提出された DDP を基に各配電会社の状況を把握・分析を進めることができると同時に、これらのデータを集計することで、次の通り、全国的・地域的な状況把握・分析にも活用することができる。

- ・提出された DDP から地域的な需給バランスを把握・分析するため、DDP のデータアグリケーションと GNP や人口データを元に作成したマクロデータとの比較検証を実施する。
- ・提出された DDP データの妥当性を評価するため、各項目の関連性を把握する方法を検討する。

なお、2003 年度の時点では、DDP 電子データの提出が徹底されていないが、これを徹底することで、データの保管・分析に PDP データ管理システムを一層活用することができる。

- ・データ収集フォーマットを活用して、提出された DDP から各 DU の状況を効率よく把握する方法を検討する
- ・DDP のデータから数字の妥当性検証を支援する。特に、地域性や需要動向が近い配電会社における比較分析の方法等を検討する

これらデータを継続的に分析し、蓄積することで、精度の高い配電設備計画の構築、地域に潜在する電力危機の早期発見ならびに対応策の検討や配電セクターにおける投資促進やプロジェクトの立案支援等が効率よく実施できると考えられる。このように、DDP を活用することで得られるメリットは非常に大きい。

1.3.4 PDP データ管理システム

1.3.4.1 PDP データ管理システムの構築

JICA 調査団は、DOE のデータ処理に関する正確性を向上させるとともに、データ処理時間を短縮するために、DOE からの要請に基づいて、PDP データを収集、分析するシームレスなワークフローを実現する PDP データ管理システムを開発した。なお、ここで言う PDP 管理システムとは、

- ・ PDP と TDP のデータを管理するシステム（以下、PDP システム）
- ・ TDP のデータの比較分析を行うシステム（以下、TDP システム）

の 2 種類のシステムから構成されている。

概ね下記スケジュールのもとに開発を行った。

- ・ 2004 年 7 月末まで JICA 調査団と DOE による PDP システムと TDP システムの仕様検討
- ・ 8 月から 9 月 PDP システムと TDP システムの開発、モジュールテスト
- ・ 10 月初旬 両システムのバージョンのリリース、DOE による両システムへのデータインポートによる機能試験
- ・ 11 月 最終バージョンのリリース、マニュアルと仕様書の整備、トレーニング

1.3.4.2 PDP データ管理システムに関わる共通課題と提言

このアプリケーションは、PDP と DDP データの管理、および 2 つの TDP データの分析に必要な、基本的な機能を実装している。

DOE にとって、このようなデータ管理システムの経験は今まで殆どなかった。このようなシステムの構築に当たっては、データフォーマットや様々な機能などのシステム要件定義の検討には時間を要する。JICA 調査団と DOE は、数回のミーティングをもって、この要件定義の具体化を行った。この開発されたアプリケーションは、DOE から出された要請を全て盛り込んだものであるのみならず、DOE からは要請されなかったが JICA 調査団の過去の経験に基づいて、このシステムを長期的に運用するためには必要不可欠と考えられる機能（例えばサーチ機能）も盛り込んだ。

この PDP データ管理システムは、異なる次の 2 種類のアプリケーションから構成されている。

- ・ PDP システム
- ・ TDP システム

PDP システムは、データ収集フォーマットの生成、レポートの生成、データの検索とソート、データのインポートとエクスポート、および管理機能をカバーしている。TDP システムは、フォーマットが同じである 2 つのファイルの相違点を分析するシンプルなアプリケーションであり、TDP プロジェクトのプロファイルデータとプロジェクトの進捗データをサポートしている。

このシステムは、このようにデータの収集フォーム生成、分析、レポート作成、および相違点の分析機能を実装しており、次のような効果が期待できる。

- ・ データ収集に関わる正確性の向上、時間の短縮

- ・データ分析に関わる利便性の向上、時間の短縮
- ・人間による操作の領域の縮小

このシステムを運用するためにはいくつかの留意点がある。たとえば、ディレクトリの管理、セキュリティ、出力結果のカスタマイズ、システムのリカバリー、システム改修などである。これらの留意点の詳細については、7.3節で述べる。

1.3.5 投資促進室のコンテンツ充実

1.3.5.1 投資促進室のコンテンツ充実

EIPOシステムは、投資家とプロジェクトが出会うための「場」であることから、登録投資家数とプロジェクト数が増加すればするほど、情報仲介者としての機能が強化され、さらにそれが利用者を誘発する効果をもたらす。しかし、現状ではEIPOシステムの存在自体が認知されていないこと、EIPOシステムに登録することにより得られるベネフィットの2つの点が、投資家に理解されていないことが、登録投資家数が極めて少ない状況となっているものと考えられる。

一方、EIPOシステムのプロジェクトサイドの閲覧機能は、EIPO自体の管轄がDOEであることから、投資家が閲覧可能なプロジェクト情報の充実は、DOE-EIPO側の努力により進める必要がある。投資家サイドの機能強化が、登録投資家数を増加させることであるのに対して、プロジェクト・サイドの機能強化は、投資家が他の情報源にアクセスする手間を省くことができるほどにコンテンツを集約することである。このサプライ・サイドの機能強化には、DOEが傘下に持つ業界組織の他、関係各省庁の協力が必要とされ、この協力体制の理想型としてOSAC(One-Stop Action Center)があげられる。ただしOSACの場合は、BOI(Board of Investments)と投資家間の双方向のカウンセリングが主たる機能であるため、EIPOシステムは、情報仲介機能としてこの関係各省庁との協力関係を構築して行く必要がある。

1.3.5.2 投資促進室のコンテンツ充実に関わる共通課題と提言

PSALMの提供情報は、ワン・ストップ・ショッピング化を目指すEIPOシステムにとって重要な情報を数多く内包している。PSALM情報が投資家に重宝される理由は、PSALM売却資産の一覧やその詳細情報、また売却スケジュールの一覧表が入手できるためである。またPSALMはIPP(Independent Power Producer)に関する情報提供も詳細に行っており、どのような市場参加者がこれまでに電力市場での投資主体として、資金の出し手となってきたかを容易に理解させることができる。

また規制関連情報に関して、エネルギー規制委員会(Energy Regulatory Commission、以下ERC)との連携も不可欠である。ERCが提供する規制ガイドラインは、投資家にとって有用な情報であることは言うまでもなく、EIPOシステムは、いかに投資家がERCにアクセスせずともEIPOシステムを訪れることによりワン・ストップ・ショッピングが可能となることが、究極の目標である。BOIのOSACとEIPOシステムとの棲み分けは、BOIはカウンセリング機能を中心とするワン・ストップ・ショップであるため、EIPOにより投資の意思決定を行った投資家が、実際に実務的にプロセスを進める際に利用すべき機能であると言えよう。

また上記の将来を展望すれば、EIPO が提供するレポート類のコンテンツの充実も必要とされよう。現在のフィリピン電力市場の情報仲介システムには、分析的なコンテンツを配信する情報生産者が皆無である。ただし、この点は後述するように EIPO 室の人的資源が質量ともに限られていることから、中長期的な課題として指摘しておきたい。

1.3.6 DOE の持続的キャパシティビルディング

1.3.6.1 DOE のキャパシティビルディング状況

1.2 節で述べた、PDP の策定に関する DOE のキャパシティビルディング目標とその達成度は、次の通りである。

(1) 短期目標：

喫緊の PDP ローリングができる人材と体制を整備すること

- ・需要想定、電源開発計画については、来年度のローリングは一通り可能である。ただし、最適配置ならびにパワーフローの計算については、DOE 単独で実施するのはかなり難しいと言わざるを得ない
- ・系統拡充計画審査承認については、その前段となる連系線プロジェクトの評価に時間をとられることから、詳細の系統に関しては十分な審査ができないと思われる
- ・DDP の収集と集計については、全く問題ない

総じて、DOE のスタッフの能力は比較的高いレベルにあるが、スタッフ要員が不足しており、十分な検討ができないことが、一番の問題点である。

(2) 中・長期目標：

DOE 自身が組織内部でキャパシティビルディングができる体制を確立すること

DOE 内部のキャパシティビルディング体制については、提案内容を後の項で述べるが、恒常的なスタッフ不足による、自己研鑽の不足、技術を伝えるべきスタッフの不在は、中・長期を見据えた DOE のキャパシティビルディングにも大きく影響すると考えられる

1.3.6.2 DOE のキャパシティビルディング状況に関わる共通課題と提言

調査団から受けるキャパシティビルディングには限界がある。いくら高度な技能を DOE に技術移転できたとしても、DOE 内部で PDP 策定に関する研鑽をし、スタッフの能力を高めていかなければ、スタッフの異動や退職によりその技術レベルは低下していく。言い換えれば、DOE が本調査により得た、技術や知識を維持していくためには、DOE の内部で持続的キャパシティビルディングを実施していかなければならない。本件調査では、DOE の持続的キャパシティビルディングを目的として、具体的な内部教育プログラムを提言した。表 1.2 に、教育プログラムの達成目標ならび達成時期を示す。

表 1.2 DOE の内部教育プログラムの達成レベルと達成時期

達成レベル	インプット	達成時期
PDP 策定補助業務ができる	PDP 策定補助経験 (OJT) + 1 年次自主学習	1 年目終了時点
PDP 策定業務ができる	PDP 策定経験 (OJT) + 2 年次自主学習	2 年目終了時点

このようなマテリアルを用いた自主学習・実際の PDP 策定業務とで構成される DOE のキャパシティビルディング・プログラムについては、9.3 節で述べる。

第2章 フィリピン電力産業改革の推移

電力セクターの自由化・民営化の方針ならびに制度が規定された電力産業改革法(EPIRA)が、2001年6月8日に成立、同年6月26日に施行され、フィリピンの電力事業は、変革の最中にある。

電力産業改革の最終的な目的は、EPIRAの規範に従い、DOE監督下で電力セクターの自由化・民営化を推進し、競争原理を導入することで、効率的な電力事業の運営ならびに安価な電気料金を実現することである。この章では、電力事業改革の現状について述べる。

2.1 電力セクターの自由化・民営化状況

2004年11月までの、電力セクターの自由化・民営化の状況について述べる。

- ・DOE再編ならびにEPIMB設立：

2001年、EPIRAとその実施細則IRR(Implementing Rules and Regulations、以下IRR)に準拠し、DOEに課せられた新たな責務を果たすため、DOEが再編され、DOE内部にEPIMBが新設された。

- ・ERC設立：

Energy Regulatory Board(以下、ERB)の後任としてERCが新設された。EPIRAの規範より、発電、送電、配電、小売りの4つの市場における全般的な規制権限をERCは有する。

- ・電力部門・負債管理会社(PSALM)の設立：

NPCの発送電資産を引き継ぐPSALMが設立された。PSALMは、NPC債権者の承認に基づき、NPCの発送電資産を所有し、資産売却による民営化プロセスを、透明性のある公正なものにすべく、資産売却を管理主導する。資産売却の状況については、2.4節ならびに2.5節で述べる。

- ・国営電力公社(NPC)の分割民営化：

発送電垂直統合会社であったNPCCを、いくつかの発電会社(GENCOs)と送電会社(TRANSCO)に分割し、売却民営化を実施しようとしている。従来までのNPCは合理化され、水力発電所などの民営化対象外の発電資産を引き続き所有し、運用している。

フィリピン電力事業改革は、電力セクターの組織改革ならびに各ステークホルダーの構造改革の両局面で実施されている。

組織改革に関しては、電力セクターが発電、送電、配電、小売りの4つのセクターに分割された。DOEとERCには、これらの各セクターの政策と規則を策定し、実施してゆく責務が課せられている。

各ステークホルダーの構造改革に関しては、会計処理を含め、発送配電の各セクターへ各ステークホルダーを分割整理することを意図している。この最大の成果は、NPCの分割民営化である。

2.2 電力市場に関する改革

電力市場に関する改革として、次の2つが挙げられる。

- ・ 発電セクターに市場原理を導入することを目的にした、電力卸売市場（Wholesales Electricity Spot Market、以下 WESM）の設立
- ・ 価格弾力性のある電力スポット市場の成立のための、送電系統への十分なオープンアクセスならびに小売分野での市場参加者の競争原理の成立

WESM の設立は、電力セクター改革の主眼の一つであり、電力産業改革の成否を大きく左右する。

2.3 電力卸売市場 (WESM)

電力産業改革の目的は、電力セクターを発送配電の各市場に分離し、発電分野に競争原理を導入することによって、電力セクターを活性化し、競争力のある電気料金を実現することである。

WESM 設立当初は、毎時計測に基づく電力スポット市場を成立させるため、短期的に電気料金が限界費用に近づくことが予想される。しかし、中長期的には、WESM は、売手（発電事業者）から買手（配電事業者）への、電力スポット市場となり、市場原理に基づく価格決定を可能とし、電気料金に競争力をもたらすものと期待される。

2.3.1 WESM 規則

EPIRA に従い DOE が策定した WESM に関する規則は、ERC により 2002 年 6 月 28 日に承認された。WESM 規則は、電力市場運用に関わる、基本的な規則、要件、および手続を規定するものである。また、WESM 規則は、Philippine Grid and Distribution Codes に準拠して、電力市場が運用され、適切、公平、透明性のある電力市場を実現し、信頼性のある、安定した、効率的な電力系統の運用を実現することを目的としている。

WESM 運用開始後、電力取引は、電力スポット市場を介した発電事業者から配電事業者への取引、電力スポット市場を介さない発電事業者から配電事業者への相対取引の 2 つで形成される。

WESM 運用開始後、順調に電力スポット市場が成熟すれば、市場参加者が売買入札を実施し、売値と買値に基づき決定される入札順位により、発電所がスケジューリングされて運用されることとなる。これは、電力スポット市場での経済性に基づく売買契約が、電力系統運用を決め、中央給電司令の意志決定となることを意図している。

2.3.2 フィリピン電力市場公社(PEMC)の設立

2003 年、DOE は WESM-TWG と協力し、WESM 設立に関する準備作業と設立初期の運用を行うべく、フィリピン電力市場公社(Philippine Electricity Market Corporation、以下 PEMC)を設立した。WESM 準備作業を行っている現状では、PEMC は、TRANSCO が管理監督しているシステムマーケットオペレータを監督している。

PEMC 設立において、ステークホルダーの意見を集約し、それに基づき PEMC の基本定款と付随定款を定めた。2003 年 9 月 4 日、WESM-TWG は、証券取引委員会(SEC)へ提出すべく、PEMC 設立に関わる設立約款を策定した。PEMC は、2003 年 11 月 19 日の証券取引委員会により承認され、現在、非上場非営利的な企業体として運営されている。

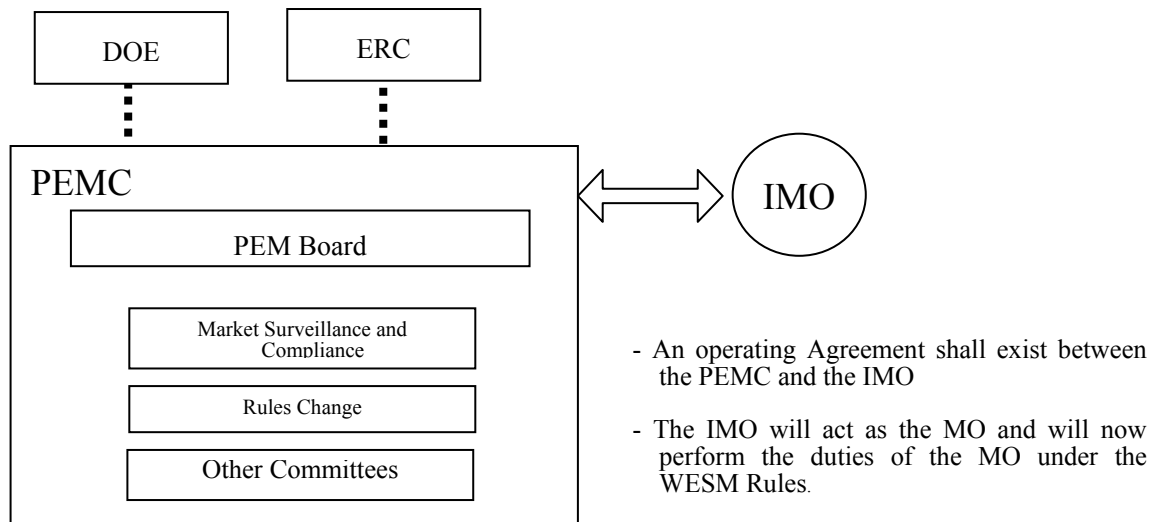


図 2.1 WESM 実施段階での PEMC の役割

Source: WESM

2.3.3 WESM のシステム開発

2004 年 3 月 17 日、Market Management System(以下、MMS)の開発に関する契約を Asea Brown Boveri 社(以下、ABB)と交わした。一方、MMS に関わるコンサルタント業務については、Marketplace 社と契約を交わした。

MMS の開発は、1984 年の ADB 貸付金"Electricity Market and Transmission Development Project"を通じて、ADB から譲許的借款を受けることで可能となった。この ADB のプロジェクトは、コンサルタント業務、MMS のソフトウェアならびにハードウェア開発資金、即ち WESM のシステム開発の全般に資金提供をしている。MMS の機能を表 2.1 に示す。

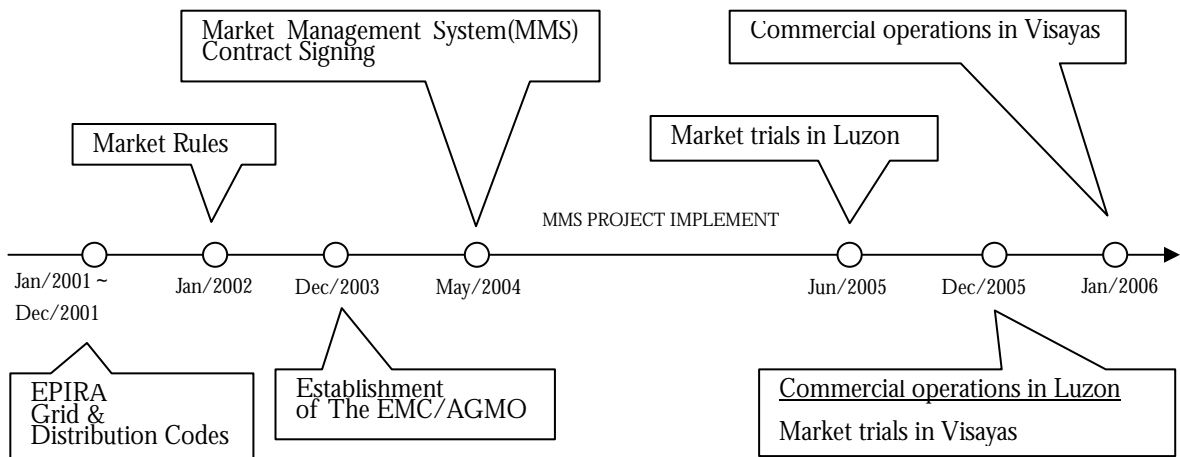


図 2.2 WESM 設立スケジュール

Source: PSALM

2.4 NPC 発電資産の民営化

フィリピン政府は、国営電力公社 NPC をいくつかの発電会社(GENCOs)と送電会社(TRANSCO)に分割し、売却民営化を実施しようとしている。これは、広く民間投資家による新規投資を電力セクターに促すことを意図する。

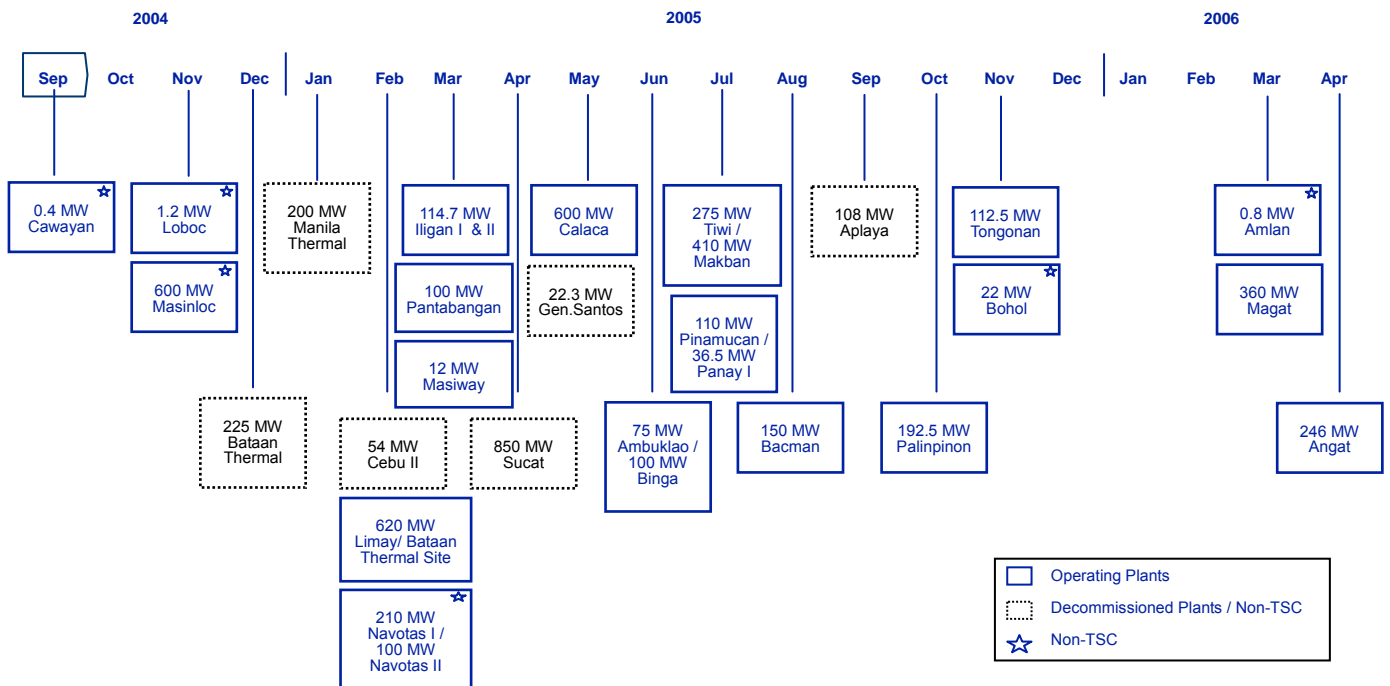


図 2.3 NPC 発電資産の売却民営化のスケジュール

2004年11月現在

Source: PSALM

電力卸の市場成立条件の一つとして、EPIRA には、NPC 発電資産の総設備容量 70%を、競争入札により売却民営化する規定がある。また、市場での競争原理の導入を促進し、有害となる市場占有と市場支配力の乱用を防止するために、EPIRA には、1 つの市場参加者の所有を制限し、系統内の総発電設備の 30%、もしくは、フィリピン全土の 25%以内、とひとつの市場参加者の所有率を規定している。

アロヨ大統領は、PSALM の発電資産の売却民営化計画を是認しており、公開競争入札を開始して以来、6 つの発電資産がすでに売却民間化に成功している。今後、22 の発電所が競争入札にかけられる予定である。

2004 年 3 月から 11 月にかけて行われた、6 つの発電所の民営化売却（合計容量：608.5MW、合計入札額：5.67 億ドル）の入札結果を、表 2.2 に示す。

表 2.2 入札結果

Plant	Plant Type	Location	Size [MW]	Winning Bid [\$000s]	\$ / kW	\$ / kW / Year Rem. Life
Talomo	Hydro	Davao	3.5	1,370	391	20
Agusan	Hydro	Bukidnon	1.6	1,528	955	19
Barit	Hydro	Camarines Sur	1.8	480	267	11
Cawayan	Hydro	Sorsogon	0.4	410	1,026	51
Loboc	Hydro	Bohol	1.2	1,420	1,183	53
Masinloc	Coal	Zambales	600	561,740	936	39
Total			608.5	566,948	-	-
Average weighted by kW size			-	-	932	39

2004 年 11 月現在

Source: PSALM

発電資産の売却目標は、2004 年末までに総発電容量の約 30%、2005 年末までに総発電容量の 70%の売却民営化である。これを達成するために、PSALM は、民間投資家を呼び込み、発電資産の売却を促進しなければならない。

2.5 NPC 送電資産の民営化

EPIRA 9 条によると、NPC の送電資産を引き継いだ TRANSCO は、システムオペレーターとして、全ての発電設備の中央給電指令を実施し、全ての発電事業者や配電事業者に対して、公正で透明性のある送電システムの運用を行う。また、PSALM は、TRANSCO の送電資産（送電設備ならびに付随サービス）の売却民営化を行い、フィリピン政府に売却益をもたらすものとされている。TRANSCO 資産の民営化は、送電資産の 25 年間のリースならびに専売権所有協定に抵触しない範囲での更なる 25 年の自動更新の形式を取る。

第一回目の TRANSCO の公開入札は、2003 年 7 月に実施され、第二回目は、2003 年 8 月に実施された。しかし、いずれも 1 社のみが応札に応じただけであり、入札は失敗に終わったことが Pre-qualification Bids と Award Committee により公表されている。

2 回の公開入札の失敗を経て、PSALM Board は、民間投資家と、初期段階で交渉をすることができるように、PSALM Management にその交渉権限を与えた。この交渉権限に基づき、2004 年 9 月、PSALM は、TRANSCO の公開入札に関心を表明した 5 つの民間投資家と公正に交渉を重ねてきた。これらの民間投資家と TRANSCO 役員との交渉も既に開催されており、PSALM は、交渉対

象となる候補者を選抜し、交渉を続行している。フィリピン政府は、2004年12月までに、最終的な売却候補者を絞り込む予定である。

第3章 電力需要予測

2004年度、DOEにおいては、DDPにおける各配電会社、組合の想定需要をアグリゲートする方法による需要予測に注力し、2003年度の前回調査において開発したマクロ経済からのアプローチ手法に関しては概ねDOE側も理解しているとしていたため、本調査における需要予測のパートでは、次のような項目を主に実施した。

- ・DOEがDDPアグリゲーションによる需要想定に注力する中、DOE側の手が回らない2003年度あるいは2004年度のGDP予測から導き出されるマクロ経済的手法からの需要想定を手法の一部改訂を加えて算定し、DDPアグリゲーションによる需要想定の結果との関係を分析した
- ・あわせて、DOE側の理解がまだ浅い、需要予測の目的別手法の違い、WESM/TRANSCOのような市場・系統運用者からのデータの入手要件の明確化、DSM・市場分析などの新たな需要予測の発展方法についてのインストラクションを行った

以下に、その結果についての説明を行う。

3.1 昨年度マクロ経済モデルによる需要予測

3.1.1 マクロアプローチによる需要予測の改訂

PDP2005の策定作業において用いられているマクロアプローチによる需要予測は、原則的に昨年度(2003年度)開発された方法に依っており、本年度(2004年度)、いくつかの改良が加えられている。これらの改良は以下の通りである。

- (1) リージョン毎のGRDP(Gross Regional Domestic Product)予想値を、2003年度のGRDPの実績を交えて再計算している。ここでは、ミンダナオ地域に関して、Region X, Region XII, Caraga および ARMM の計算を一括化した。これにより、この4リージョンの需要予測は一括して実施することにした。これは、これら4リージョンの個々のGRDP実績値が非常に不安定で、トレンド予測には個別では使いにくいためである
- (2) ミンダナオ地域におけるECの供給地域の定義を見直した。いくつかのデータソースを見ると、供給地域に関する記述は整合性がなく混乱した状況にある。従って、今回の需要予測では、DOEがDDPアグリゲーションによる需要予測に使用した地域の定義を採用した
- (3) 2002年および2003年の配電会社(組合を含む)の電力販売実績をERCとNEA(National Electrification Administration)から収集した。次回のPDP策定プロセスでは、2004年の販売データは、DDPデータ収集システムを通じて取り込むことになる。ある数の電力会社の実績は不正確であると推定され問題であるが、これは同じ年、同じ会社の販売実績が資料により大きく異なることが散見されるためである

- (4) 販売データからグロスの発電電力に変換する AF (Adjustment Factor) および発電電力量からピーク電力を計算するための負荷率 LF (Load Factor) について、各地域の値を NPC の過去 5 年のピーク電力および総発電量の記録から推定し直した。その結果は次表のようになった

表 3.1 AF と LF の更新

	AF		LF	
	ルソン地域	23%	NPC 直接販売の比率 7% 送電ロス 8% 発電所自家消費 8%	62%
ビサヤス地域	33%	NPC 直接販売の比率 15% 送電ロス 10% 発電所自家消費 8%	50%	過去 5 年平均値 49.6%
ミンダナオ地域	40%	NPC 直接販売の比率 20% 送電ロス 10% 発電所自家消費 10%	58%	過去 5 年平均値 57.4%

また、需要予測のカーブの開始点である、2003 年のピークの実績に関しては、DDP のデータ収集のトライアルを通した DOE の独自の分析と、系統運用者 (TRANSCO) から収集した、オンサイトの電源の情報を交えて推定している。システムピークの値は、TRANSCO の系統のピークデータに embedded な需要のピークを加える必要がある。前回の PDP 策定では、この情報は TRANSCO の調査結果に依存したが、PDP2005 の策定においては、DOE 自身と JICA 調査団が協力し、JICA 調査団が DDP のデータ収集によって得た情報と、系統運用者から得た情報から総合して分析している。

表 3.2 PDP2005 で使用した系統運用者のピークと Embedded な需要
(単位：MW)

	系統運用者のピーク	Embedded な需要 (推定値)	合計 (DPD でのシステムピーク)
ルソン地域	6,149	198	6,347
ビサヤス地域	924	108	1,032
ミンダナオ地域	1,131	35	1,166
フィリピン	8,204	342	8,546

3.1.2 GDP の仮定

NEDA は大統領選挙戦の影響もあり、2003 年は 9 月中旬時点で新たな GDP 予想の発表を行っている。この新しい予測は、昨年度(2003 年度)発表のものよりも相対的に高く、2007 年以降に関しては、各シナリオとも昨年度予測よりも 1 ポイントほど高くなっている。従って、このような強気な GDP 予測は、需要予測においても、高い需要成長を予測させるものとなっている。

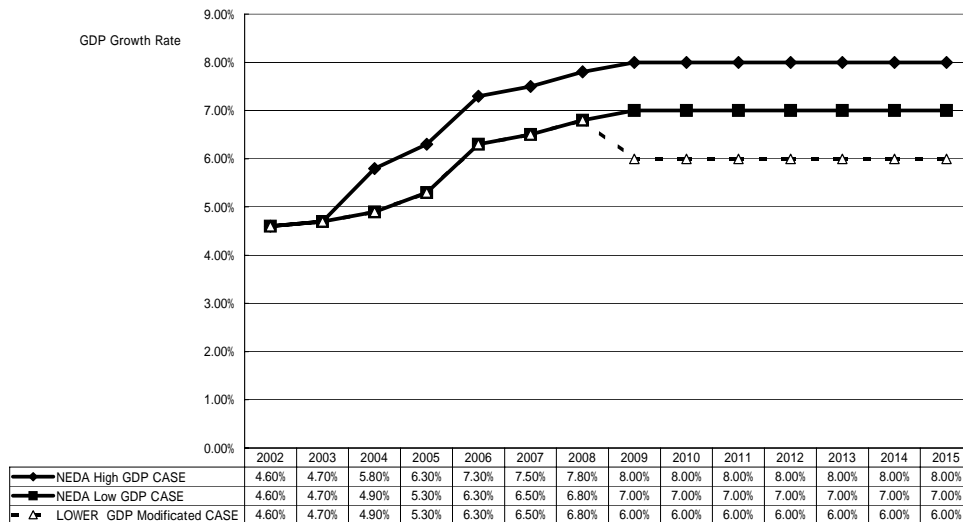


図 3.1 2004 年 9 月発表の新しい GDP 予測

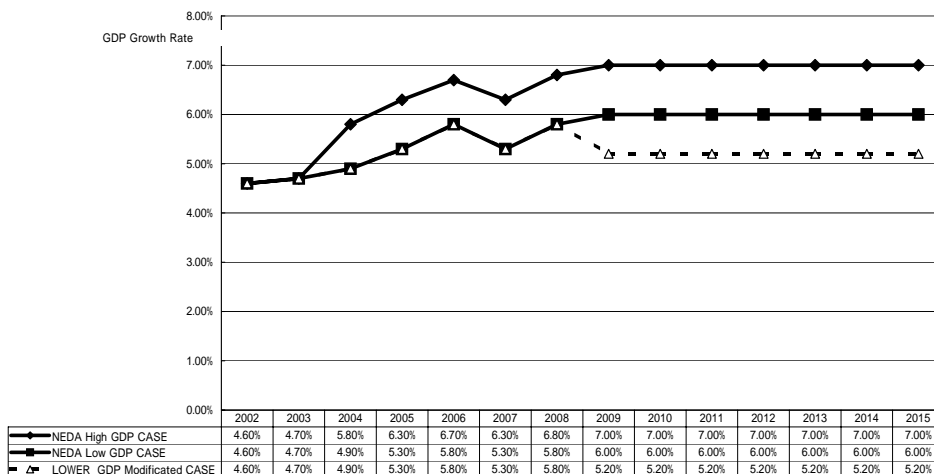


図 3.2 2003 年 5 月発表の GDP 予測

3.1.3 PDP2005 におけるマクロアプローチの結果の概要

(1) 地域別需要成長

先に説明した想定に基づくメイングリッドの需要予測の結果を図 3.3–図 3.8 に示す。これらの結果から、将来の需要成長に関して以下のような特徴が見られる。

(1) ルソン地域

予測された需要 (GDP 低成長, 弾性値低下ケース)は昨年 (2003 年)の結果(PDP2004)よりも少し高い予測となっている。修正 GDP 低成長ケースが、ほぼ昨年の結果と一致している。これは、GDP あたりの消費電力量はあまり変わらず、GDP の想定自体が高くなった分、需要予測の結果が高くなったことを反映するものである

(2) ビサヤス地域

ビサヤス地域においても予測された需要 (GDP 低成長, 弾性値低下ケース)は昨年 (2003 年)の結果 (PDP2004)よりも高いが、その差はルソン地域よりも小さい。これは、2002 年から 2003 年にかけての需要の成長が昨年の予測よりも小さかった影響が出ている

(3) ミンダナオ地域

配電組合の供給地域に関する情報が過去に混乱していた。また、2003 年の需要の成長がミンダナオ地域では著しかったため、ミンダナオ地域の需要予測結果は昨年から見ると大幅に上方修正されている。2003 年の推定ピークである 1,166MW は、前回の予測での 2005 年でのピーク需要の予測にほぼ匹敵する。従って、この需要成長の 2 年前倒しされた効果が、10 年後の需要成長の高さにも大きく影響している

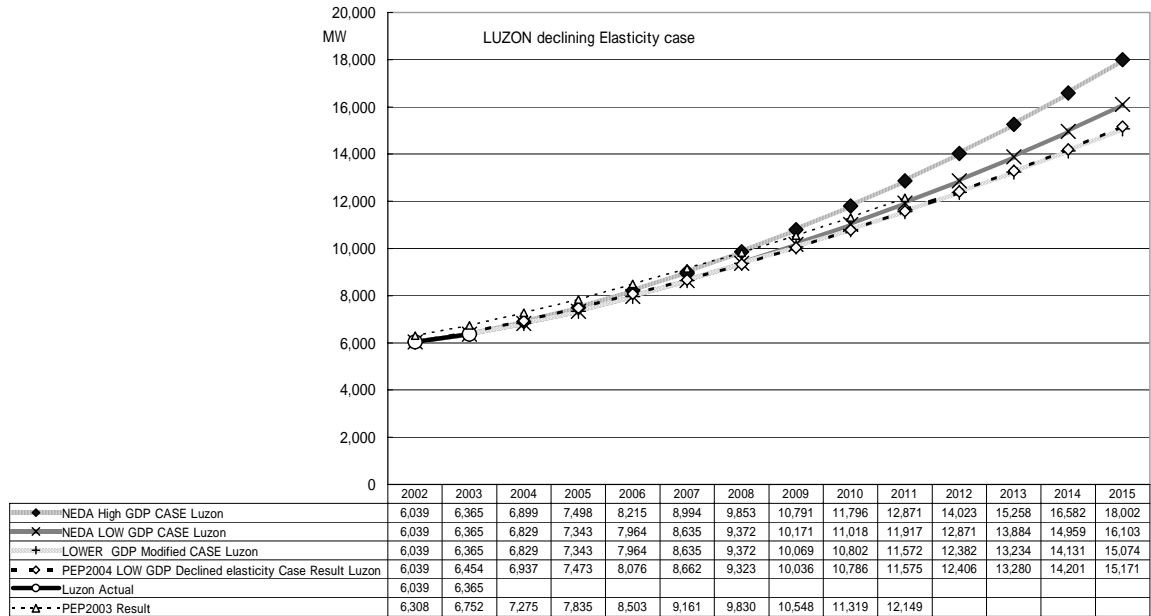


図 3.3 ルソン地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)

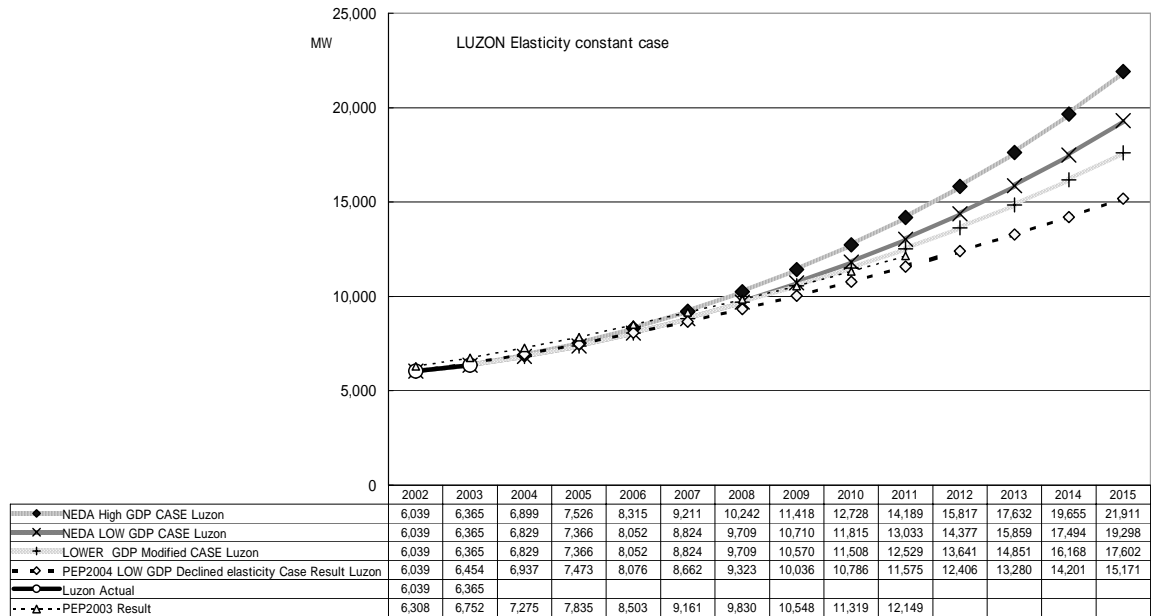


図 3.4 ルソン地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)

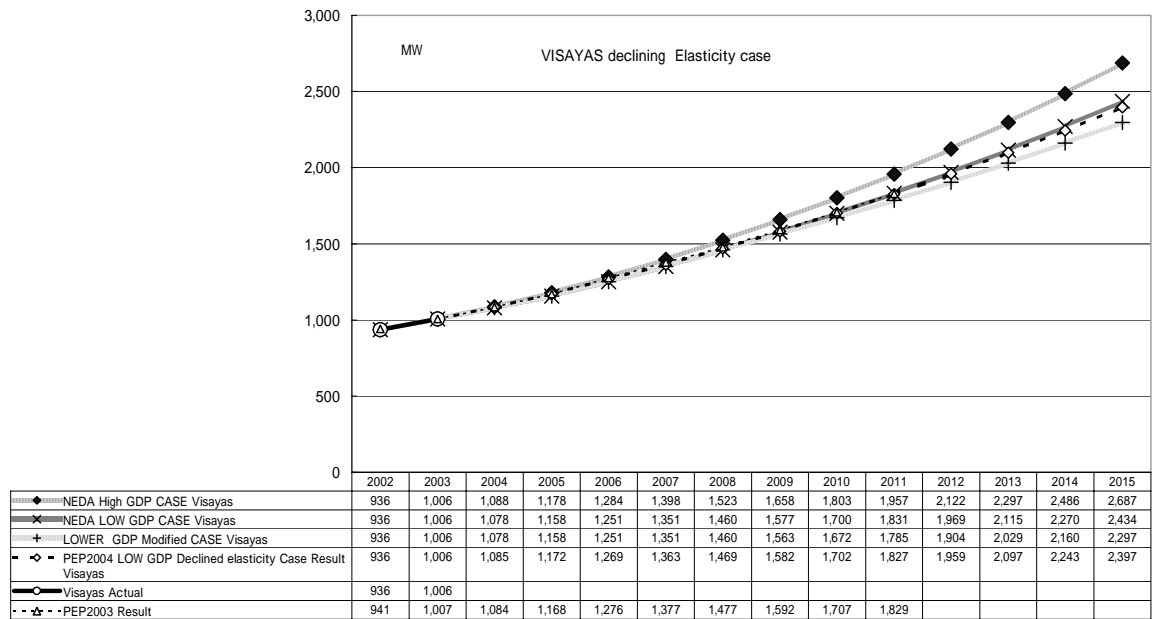


図 3.5 ビサヤス地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)

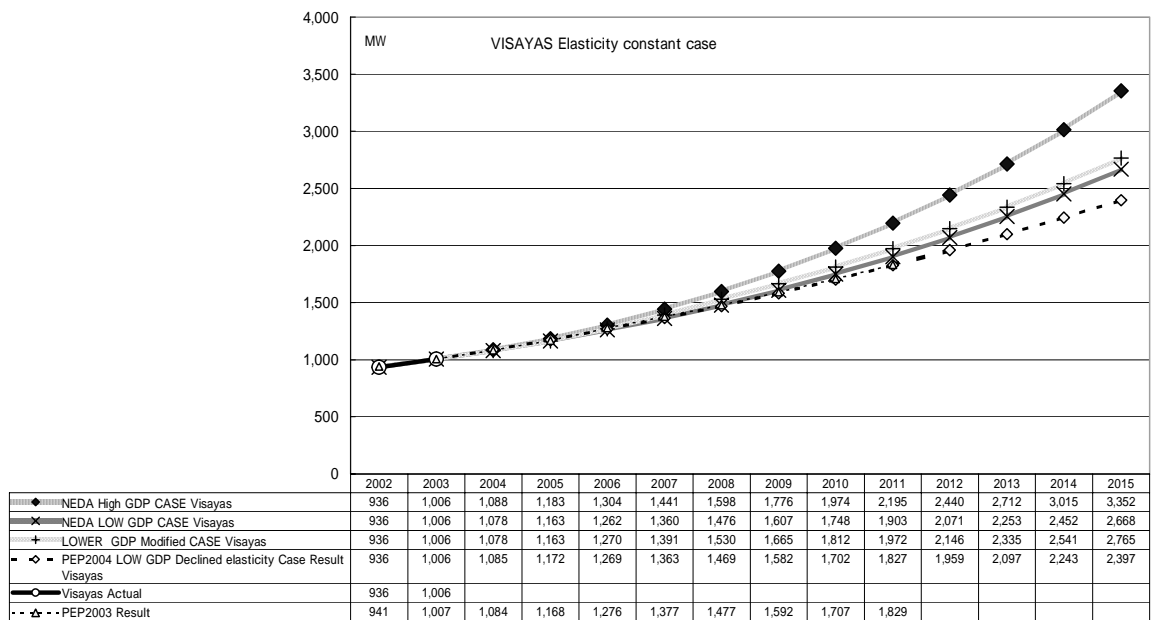


図 3.6 ビサヤス地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)

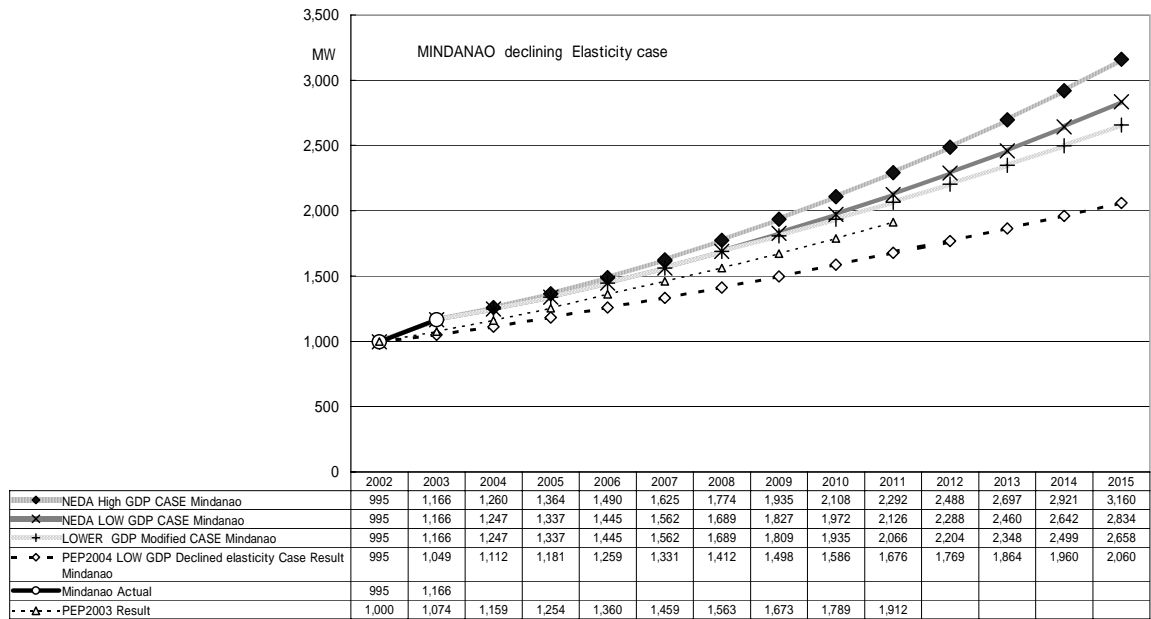


図 3.7 ミンダナオ地域における需要予測結果(弾性値低下ケース)

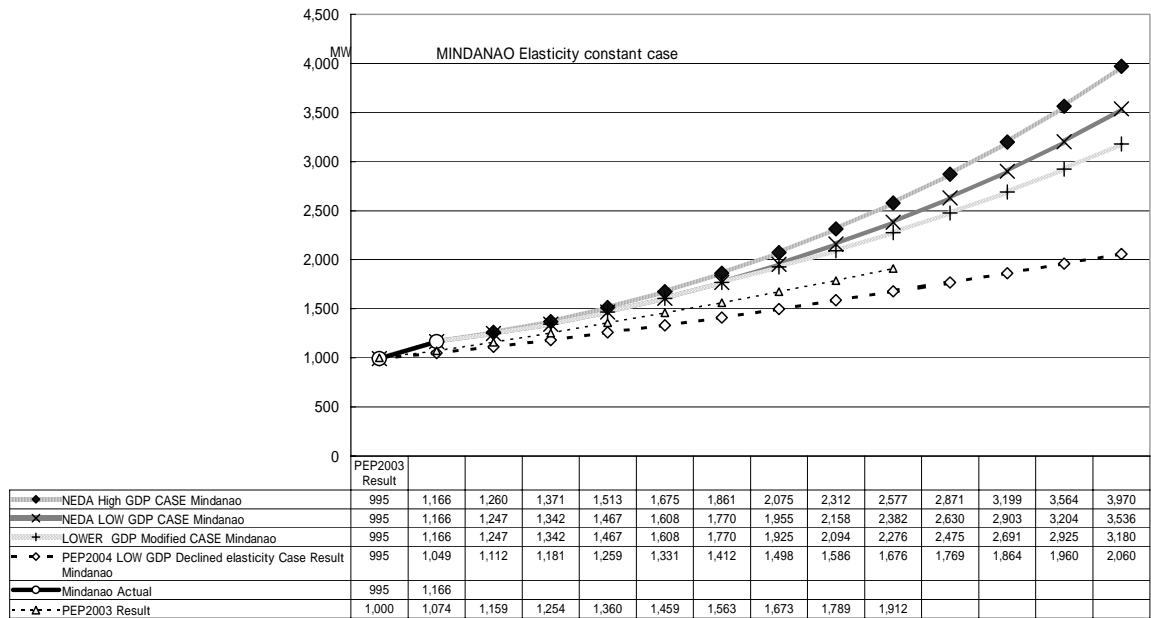


図 3.8 ミンダナオ地域における需要予測結果(弾性値維持ケース)

(2) ビサヤス各島におけるピーク需要

ビサヤス各島におけるピーク需要の予測結果を図 3.10 - 図 3.15 に示す。昨年（2003 年度）の結果と比較を下図に掲載する。3.1.3 節に記したようにビサヤス全体の予測が昨年度と大きく違わないため各島のピーク値も昨年と大きくは変わらない状況にある。しかしながら、セブに関しては、昨年の結果よりも少し高めの結果となっており、レイテ - サマルは昨年度の結果よりも低目となっている。

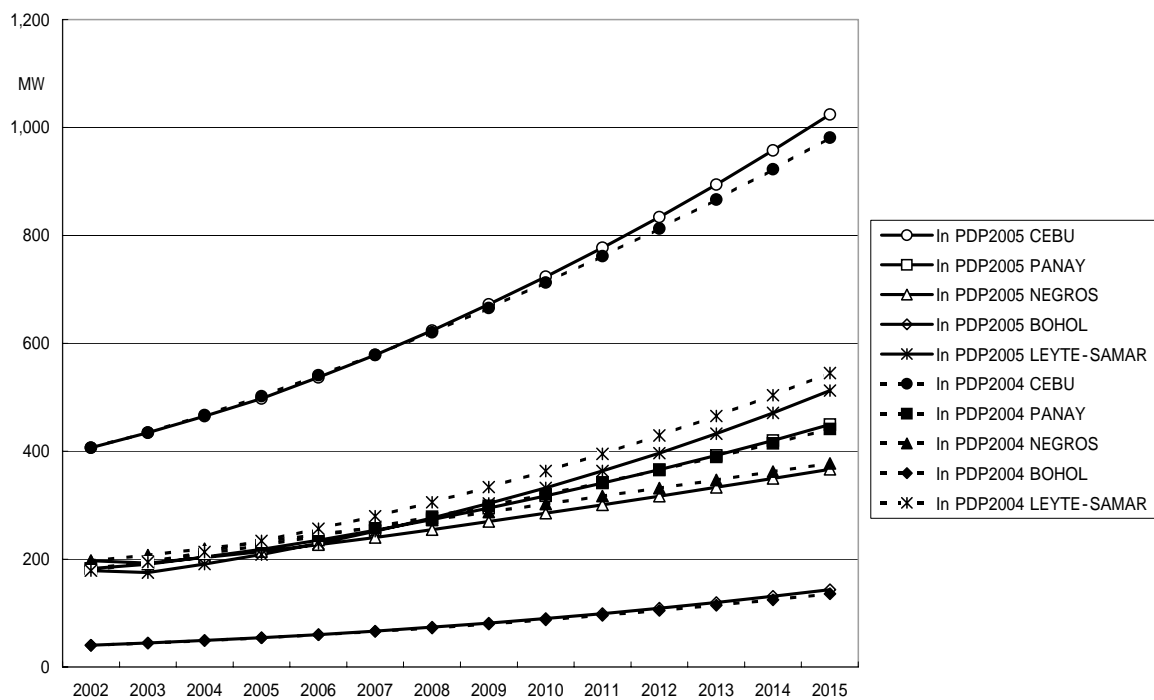


図 3.9 昨年（2003 年）と今年（2004 年）のビサヤス各島の需要予測結果の比較

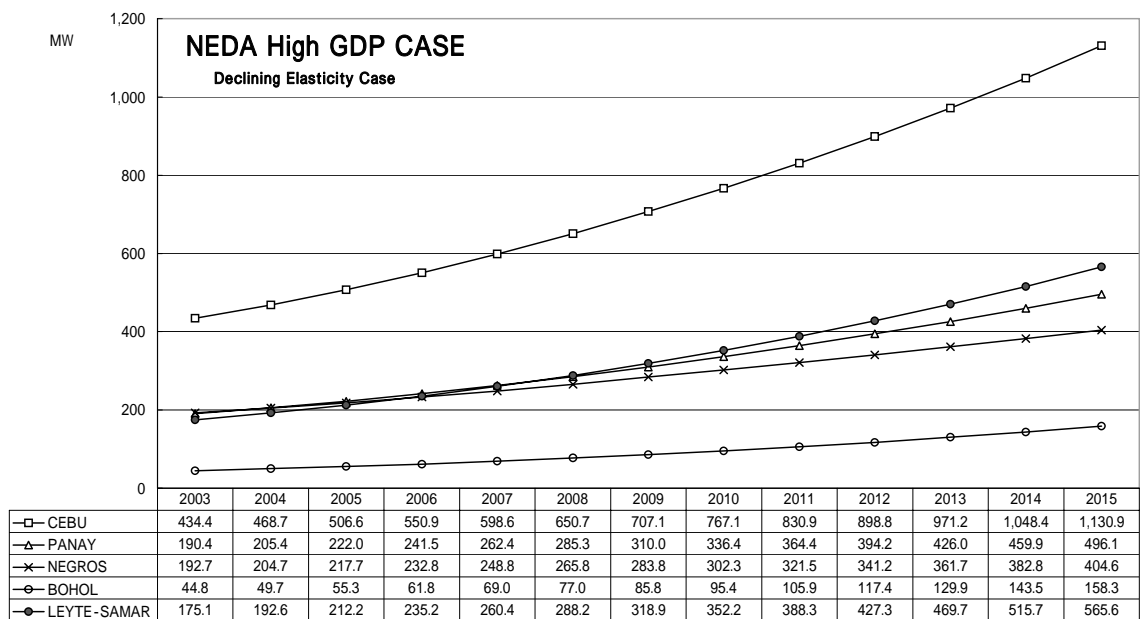


図 3.10 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 高成長-弾性値低下ケース)

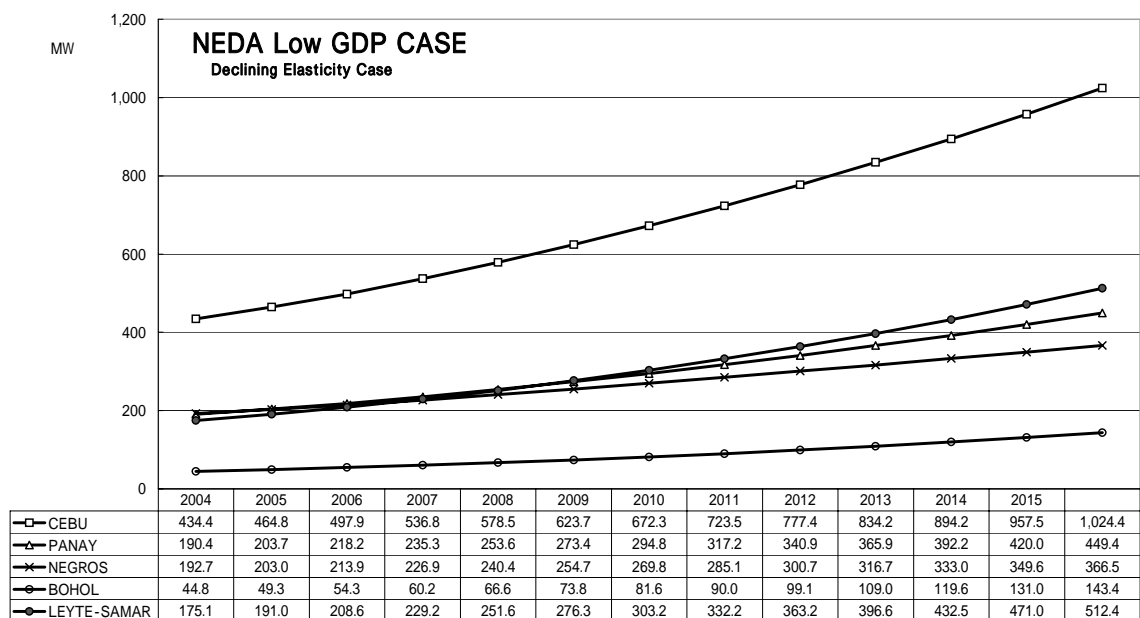


図 3.11 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 低成長-弾性値低下ケース)

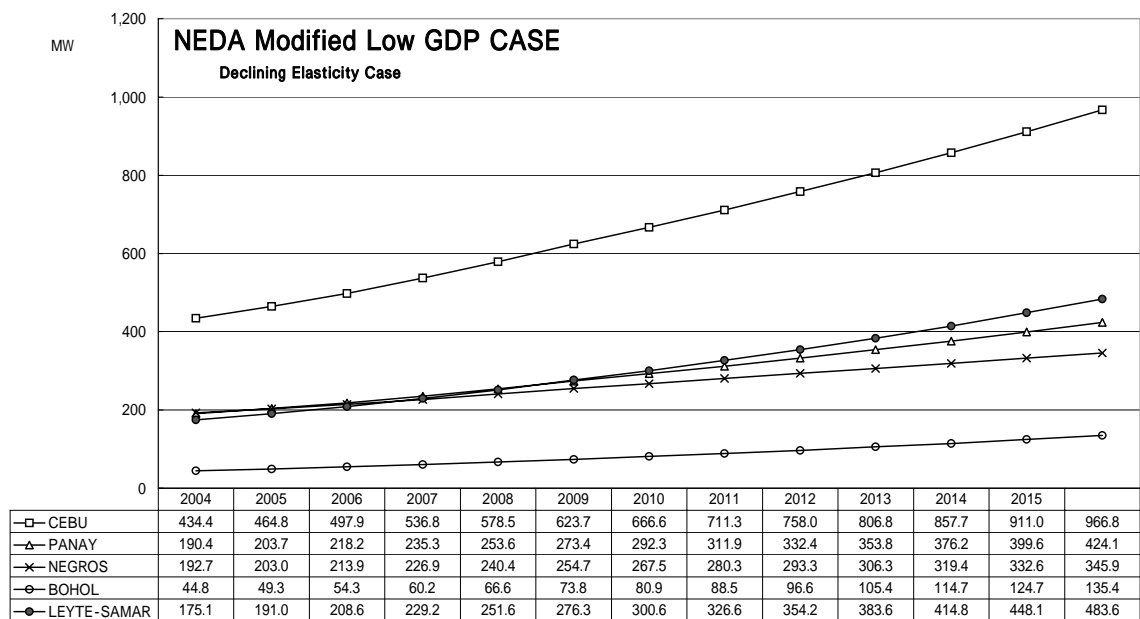


図 3.12 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 修正低成長-弾性値低下ケース)

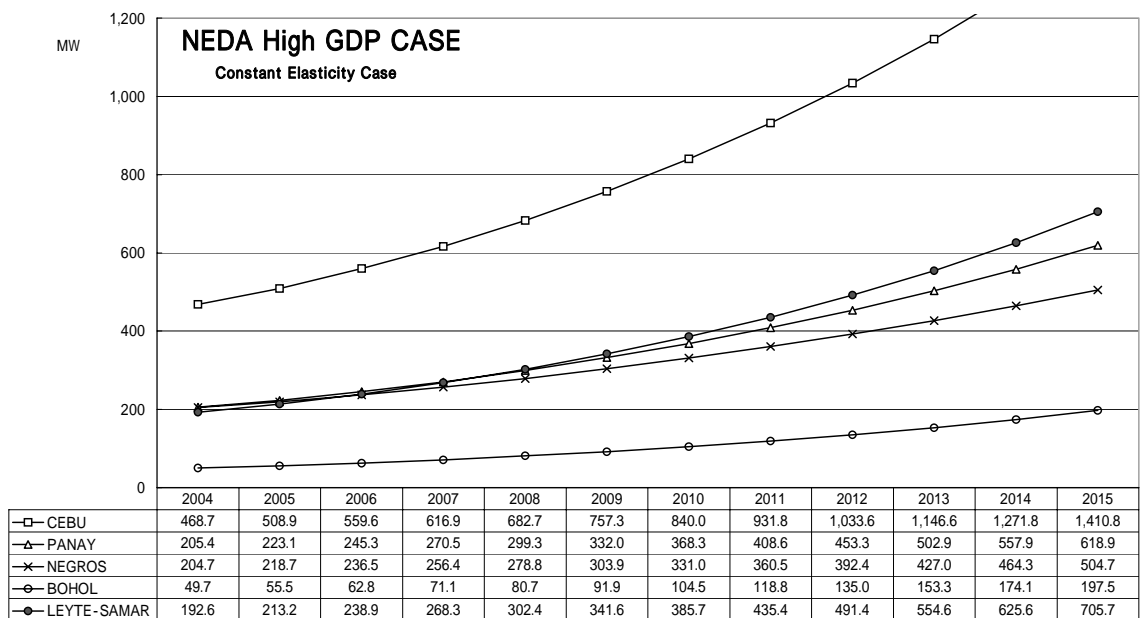


図 3.13 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 高成長-弾性値維持ケース)

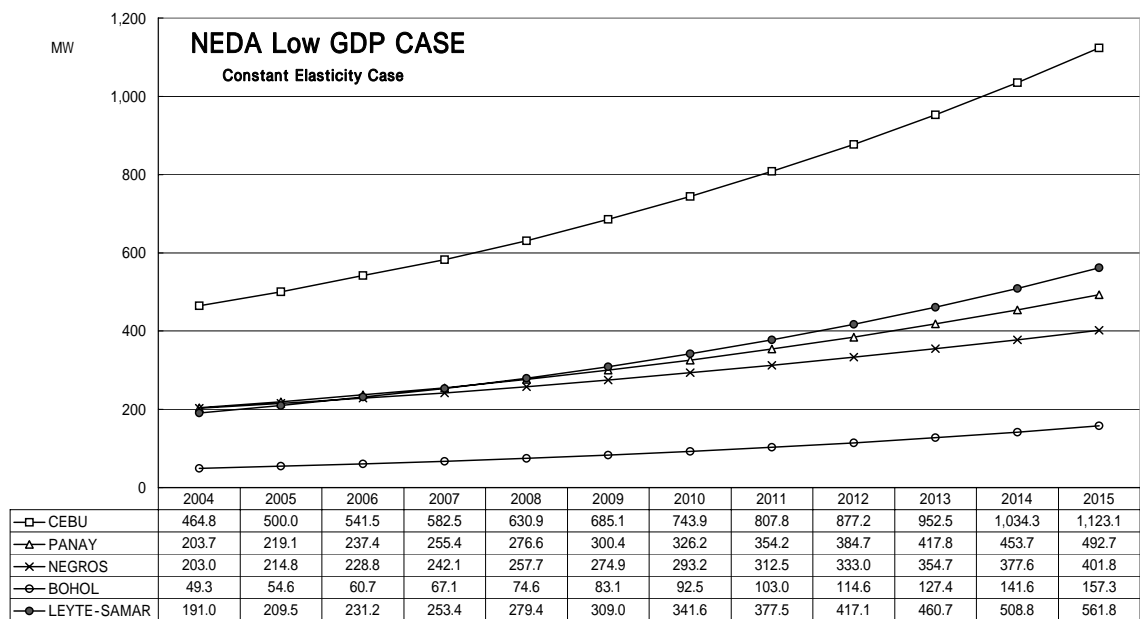


図 3.14 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 低成長 - 弾性値維持ケース)

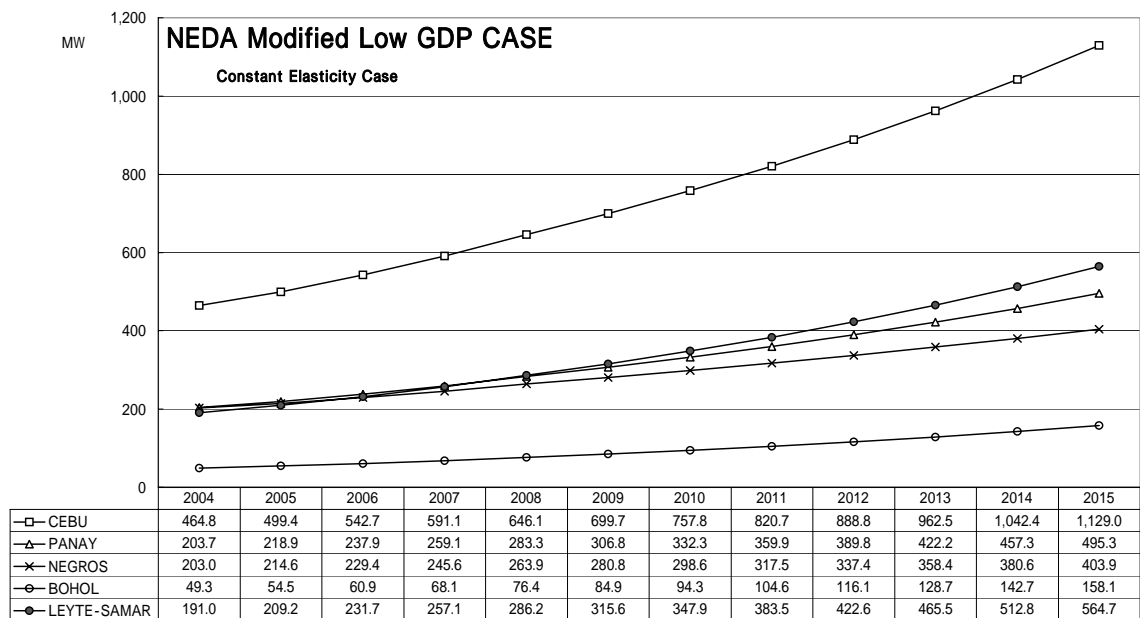


図 3.15 ビサヤス各島の需要予測結果(NEDA GDP 修正低成長 - 弾性値維持ケース)

3.2 DDP アグリゲーションによる需要想定との比較

3.2.1 DDP アグリゲーションによる需要想定の方法

DOE は、PDP2005 策定において、DDP データ収集を実施し、DDP のアグリゲーション(集約)による需要予測を実施した。この算出手順を次に述べる。

・当該地域の DU、RANSCO の大口需要家の最大需要合計値を集計する(受電端値)。地域区分を次に示す。

ルソン地域、ミンダナオ地域：

各 DUs 毎に算出

ピサヤス地域：

各島毎(レイテ-サマル、セブ、ネグロス、パナイ、ボホール)に算出

・ルソン地域ならびにミンダナオ地域の需要想定値については、需要の不等時性・送電損失・発電所内電力等を補正するため、TRANSCO による当該地域の総需要(発電端値)を用いる。

$$\text{補正係数} = \frac{\text{TRANSCOによる当該地域の総需要(発電端値)}}{\text{当該地域のDU、TRANSCO直送の大口需要家の最大需要合計値}} \quad (3-1)$$

* 各数値は 2003 年実績値

$$\begin{aligned} \text{各年需要} &= (\text{当該地域の DU、TRANSCO 直送の大口需要家の最大需要見通し}) \\ &\times \text{補正係数} \end{aligned} \quad (3-2)$$

件の式により、算出された各年需要を、DDP アグリゲーションによる需要想定値とした。

・ただし、ピサヤス地域については、件の式により、補正係数を算出している。このため、ピサヤス地域の補正係数は、5 つの島のピーク需要不等時性のみが反映されるため、0.981 と 1 に近い値となった。

$$\text{補正係数} = \frac{\text{TRANSCOによる当該地域の総需要(発電端値)}}{\text{各島の最大需要合計値}} \quad (3-3)$$

* 各数値は 2003 年実績値

3.2.2 集約手法とマクロ手法の結果の比較

図 3.16 に示すマクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース) は、3.2.1 節で示した配電会社の需要予測をアグリゲーション(集約)する方法の比較である。各メイングリッドにおいて、両方の結果を比較すると、DDP による集約手法の方がマクロ手法に比べて低い需要予測となっている。2014 年の需要の予測においては、集約による方法はマクロ手法に比べて全般的に 20%低い結果となっている。

成長率の違いを見ると(図 3.17)、ミンダナオ地域の至近 2 年間を除く、各時点ともマクロ手法に比べて、

1-2%成長率が低く見積もられていることが分かる。そのため、その違いが2014年時点で20%もの差になって現れている。もし配電会社が地域のGDP成長率をNEDAの低成長シナリオの予測と同じと考えているとすると、GDP弾性値が低い弾性値を示しているといえる。あるいは、配電会社各社が、NEDAよりも低い経済成長を見越しているとも考えられる。

図3.18-3.23では、弾性値の5年移動平均の実績と、将来の予測値での推定値を示している。NEDAの低成長シナリオ・弾性値減少ケースを基準とすると、DDPからの集約手法は至近年で大きく弾性値が減少する形になることが分かる。

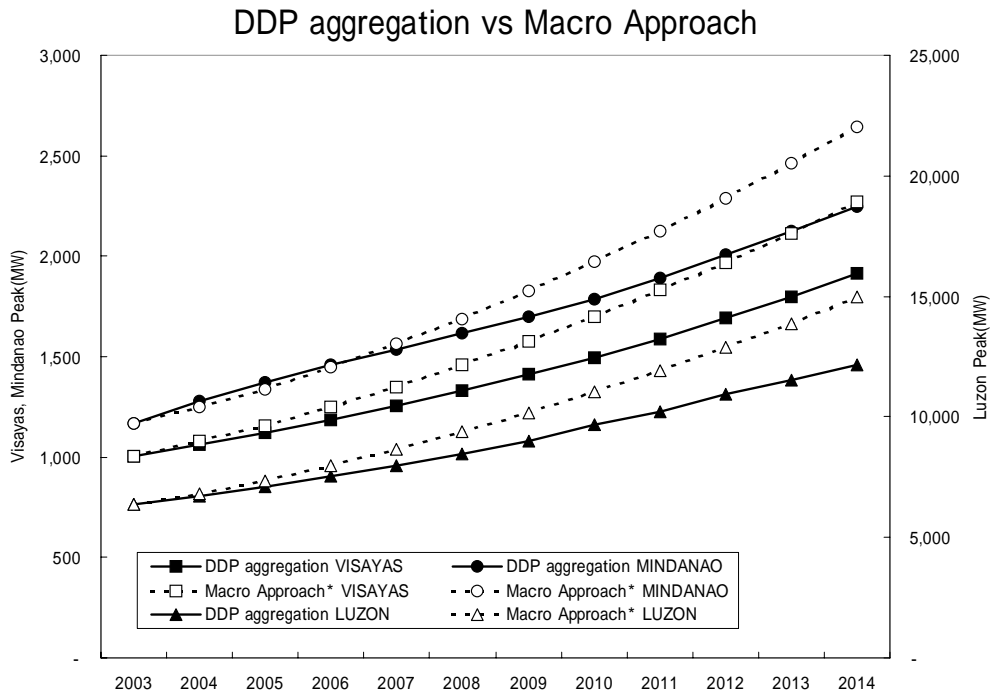


図 3.16 マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)と DDP からの集約手法による需要予測結果の比較

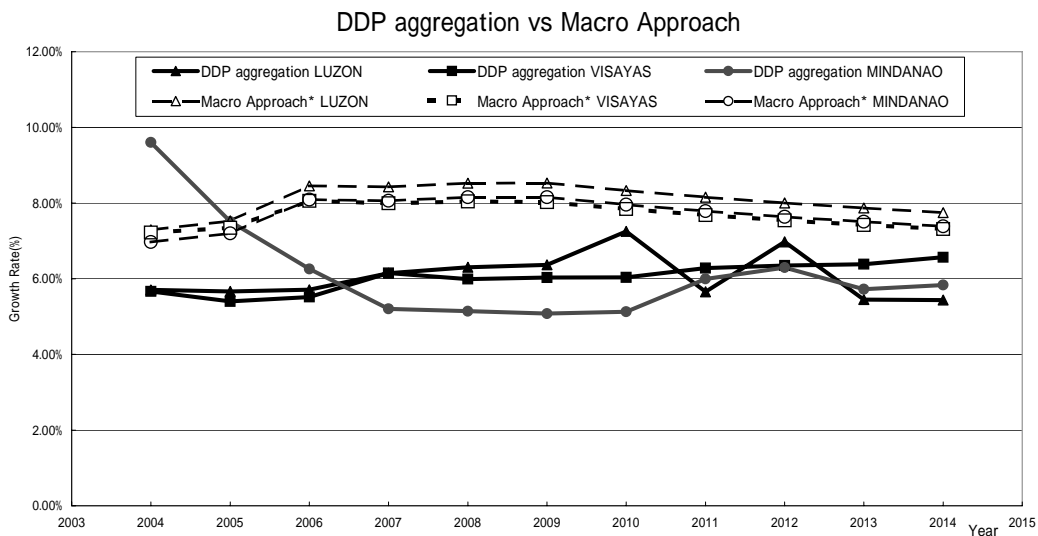


図 3.17 マクロ手法(NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)と DDP からの集約手法による需要予測の成長率の推移の比較

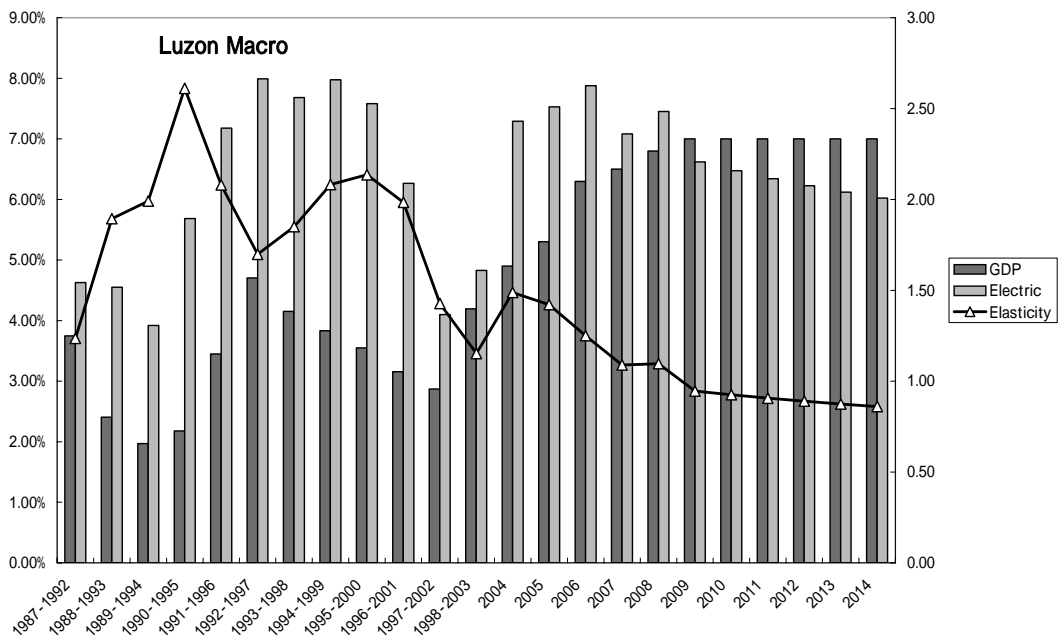


図 3.18 ルソン地域での GDP 弾性値の実績(5年平均)と予測値：マクロ手法 (NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)

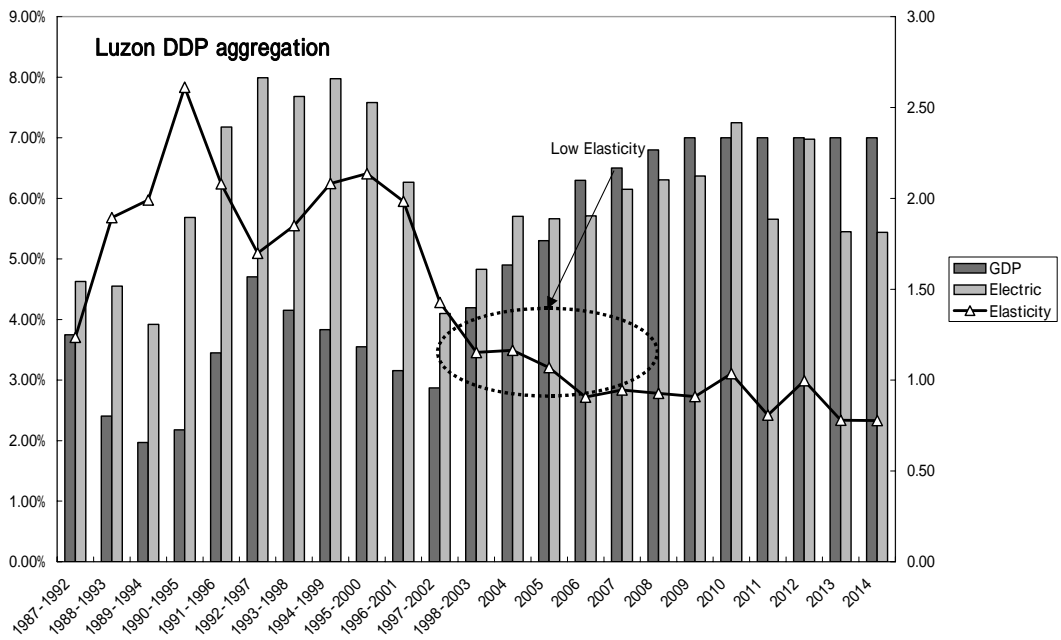


図 3.19 ルソン地域での GDP 弾性値の実績(5年平均)と予測値：DDP 集約手法

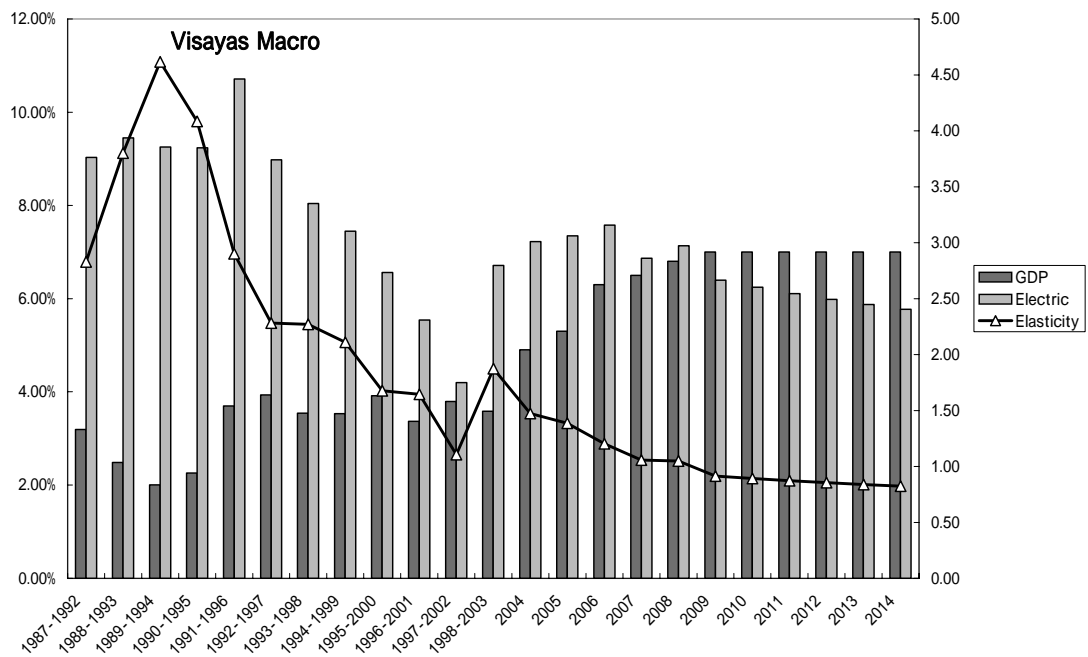


図 3.20 ビサヤス地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均) と予測値 :
マクロ手法 (NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)

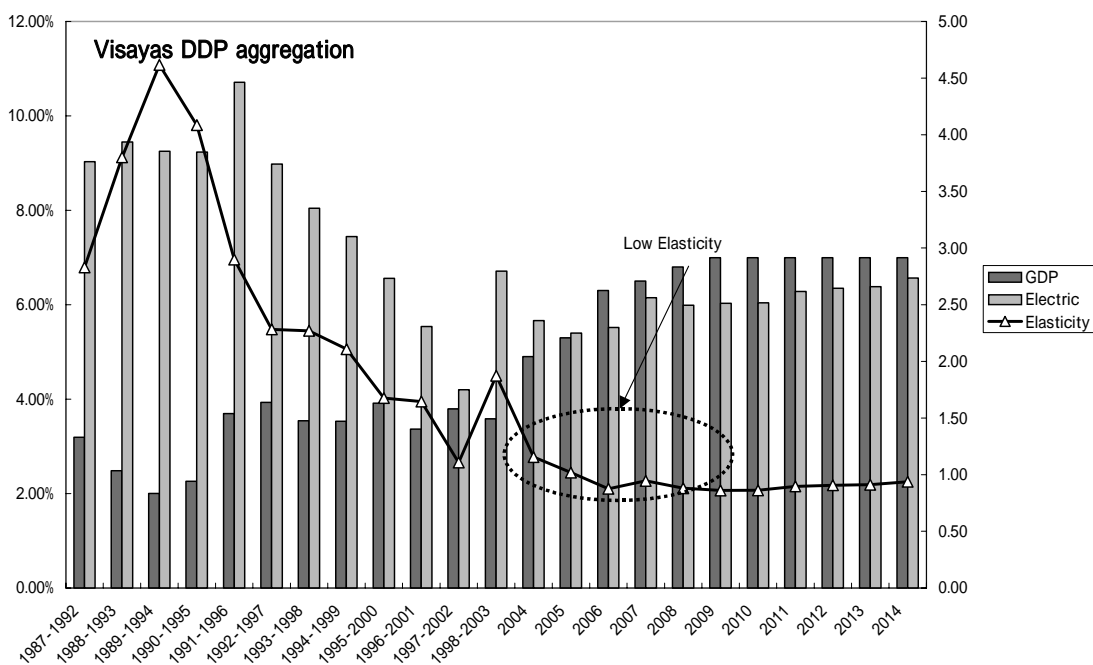


図 3.21 ビサヤス地域での GDP 弾性値の実績(5 年平均) と予測値 :
DDP 集約手法

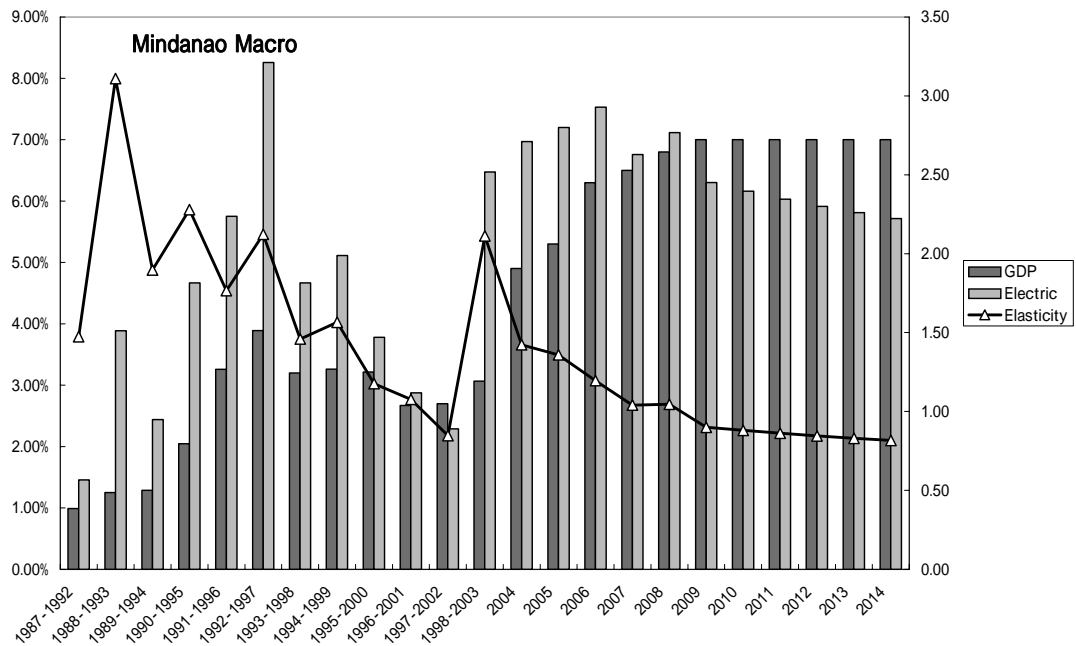


図 3.22 ミンダナオ地域での GDP 弾性値の実績(5年平均)と予測値：マクロ手法 (NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース)

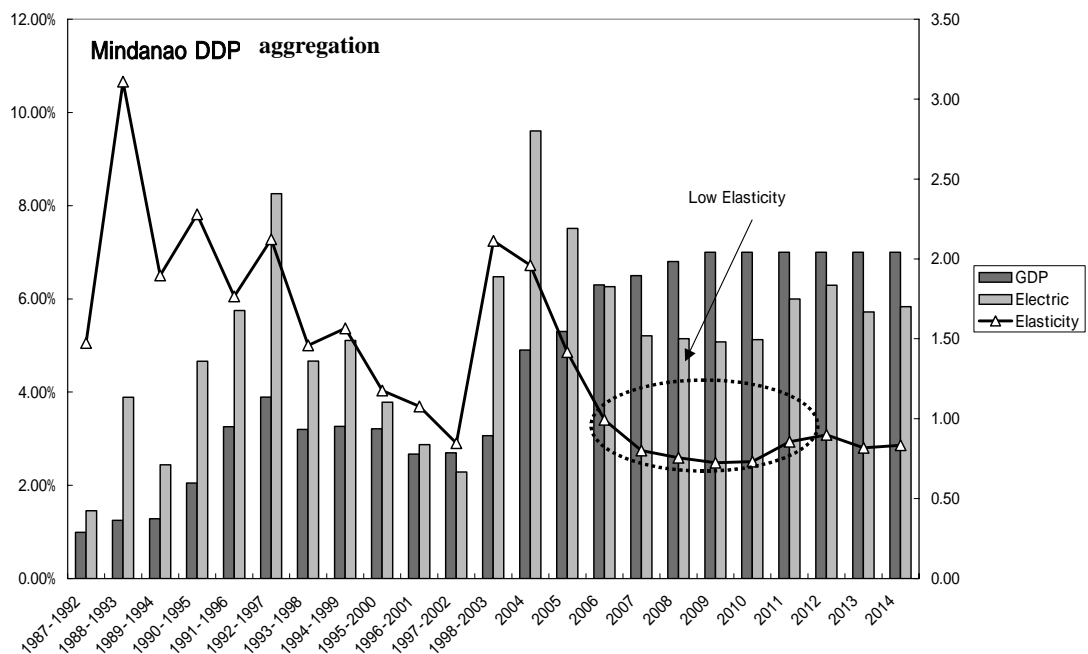


図 3.23 ミンダナオ地域での GDP 弾性値の実績(5年平均)と予測値：DDP 集約手法

ピサヤス各島でのピーク需要予測に関する DDP からの集約手法とマクロ手法の比較も可能である。すなわち、DDP の集約をリージョンや島単位に行えば、DDP からの集約結果は、島やリー

ジョン毎に得ることが可能である。

例えば、ビサヤス地域において、セブ、ボホールでは、マクロ手法の方が高い需要予測を示している。しかし、パナイでは、DDP からの集約結果の方が高い需要予測を示しており、平均的な成長率は 8-9% 近くになっている。従って、予測期間の最後である 2014 年の時点では、逆に DDP からの集約結果がマクロ手法よりも 20% 程度高い値を示している。

このことから、DOE は各電力会社の需要予測の癖、傾向をきちんと把握する必要性が理解できる。

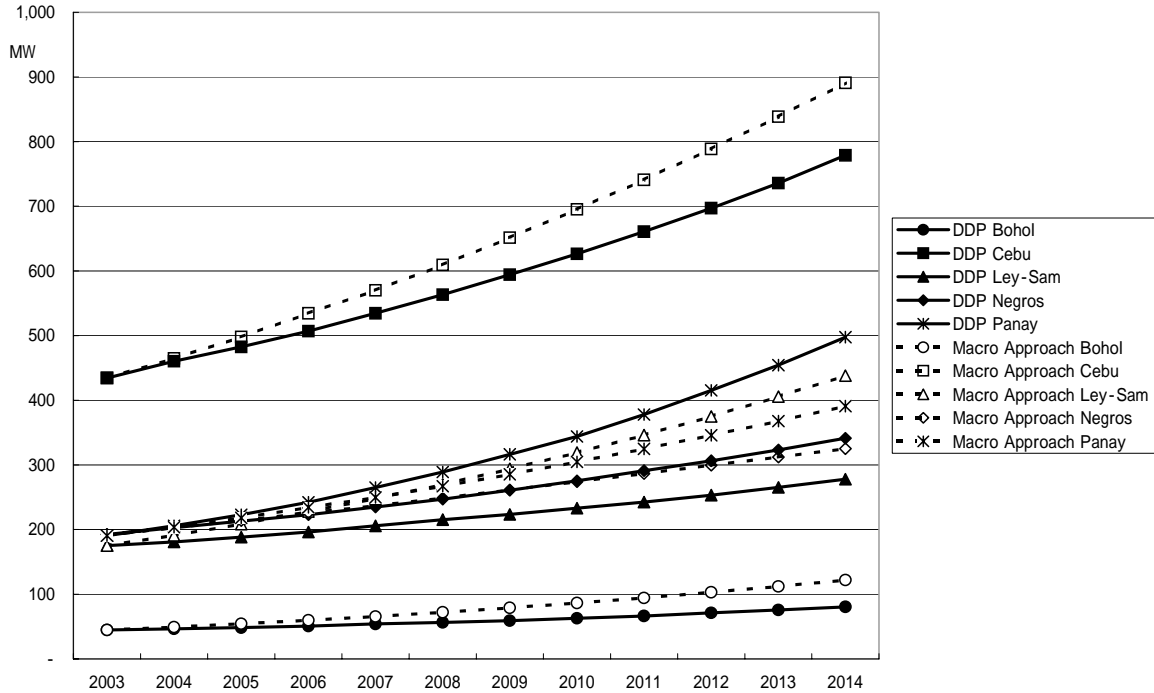


図 3.24 ビサヤス各島におけるマクロ手法 (NEDA 低成長想定、弾性値減少ケース) と DDP 集約手法の比較

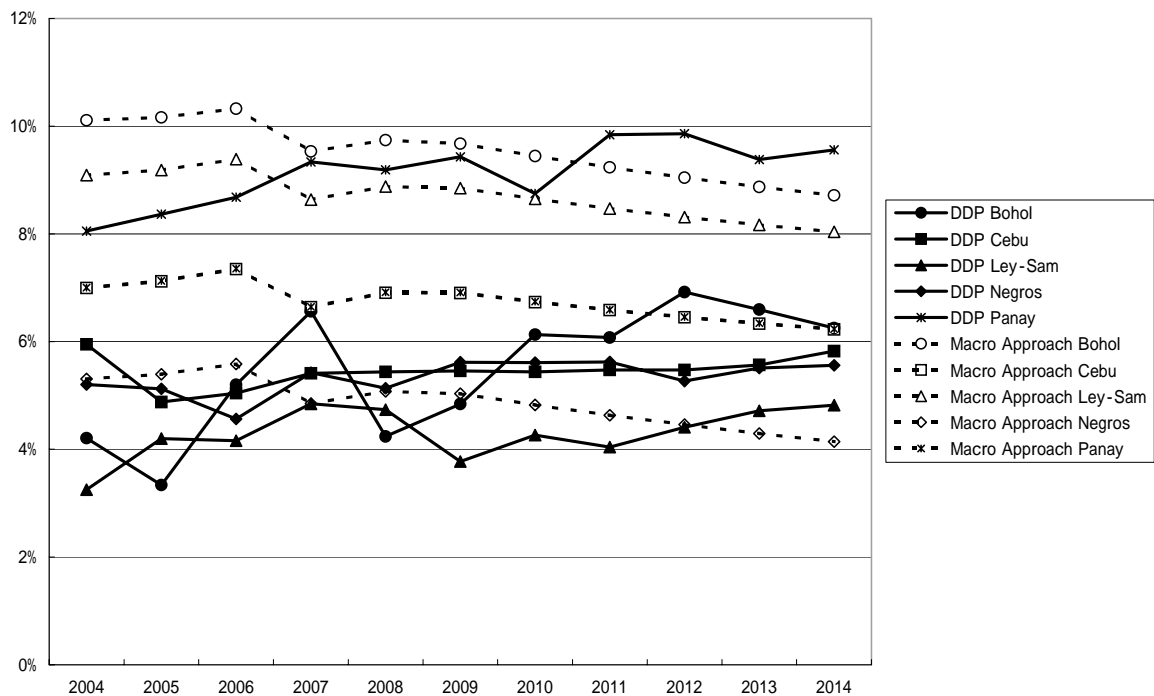


図 3.25 ビサヤス各島における成長率の推移

3.3 検討の将来の発展形に関するリコメンド

3.3.1 さまざまな目的での需要予測アプローチ

電力システムでは、さまざまな予測期間に対応して、異なる需要予測手法が用いられる。それらは次の通りである。

・長期(10 – 20 年間):

通常、長期計画においては、電力会社の投資による料金へのインパクトやエネルギー消費、環境影響などの評価を行う。このコンセプトは、特に電力会社の経営企画において重要であり、政策面での評価として政策官庁側でも有用な方法論である。この方法論では、リソースプランニング・ツールと呼ばれるものが使われ、それらとしては、Newenergy associates-Siemens 社が提供する PROSCREEN や、EPRI(Electric Power Research Institute)社の U-PLAN などのソフトが有名である。これらのツールは電力会社の投資の最適化が可能である

・中期(年間 – 5 年):

通常、中期計画は、系統計画や信頼度評価、補修計画の調整、電力会社の電源運用の料金への影響などの評価目的で使われる。この目的では、Henwood 社の PROSYM や Newenergy Associates-Siemens 社の PROMOD が使われている。これらのツールは発電コスト(プロダクションコスト)や回避コストを計算するのに使われてきた。これらのツールはしばしば、中期の市場分析ソフトとして改良されてきている

・短期(前日 – 週間):

通常、短期計画は週間から、日間の系統や発電設備の運用計画の策定に利用される。この概念は市場管理者や市場参加者には非常に重要で、この目的のためにさまざまな市場解析ツールが導入されてきている

このような計画の時間軸の違いにより、需要予測のアプローチも次のように異なって来る。

・長期:

通常、計画策定において数多くの需給パターンを計算する必要があるため、需要カーブは年間の負荷持続曲線で表現される。そのため、需要予測でも、年間ピークと年間消費電力量(発電電力量)を予測し、それに基づいて負荷持続曲線を調整する

・中期:

通常、典型的な週負荷パターンを用いて計画を立てるのが一般的になってきており、次のような手順で、需要を想定する。

- ・月、季節別典型的需要カーブの形状を作る
- ・月間あるいは週間ピークと電力量を他の方法で推定する
- ・負荷カーブにピーク需要を乗じて、最初の需要カーブを作る
- ・その後、電力量が一致するようにカーブを修正する

・短期:

一般にあるツールを使って、直接日間の負荷カーブや週間の負荷カーブを求める。ARIMモデルのような時系列解析や、ニューロコンピューティングなどの方法が用いられることがある。一般には自社モデルが使われるが、中には、Newenergy Associates-Siemens 社の NOSTRADAMUS のような、汎用パッケージが市販されているケースもある

3.3.2 DSM の扱い方と適用上の課題

デマンドサイド・マネージメント (Demand Side Management, 以下 DSM)は、90年代の前半に先進国において脚光を浴びた方法論である。一般に、DSM は 2つのアプローチがある。ひとつは、省エネルギーの観点からのアプローチ、もうひとつは信頼度の観点からのアプローチである。90年代以前は、ロードマネージメントと呼ばれた手法が電力会社で導入がされていた。これは、直接、間接的にピークカットの目的で需要を制御する方法論である。

例えば、米国では FM ラジオの搬送波を用いて、需要をカットする方法論が用いられた。また、時間帯別料金制度も、間接的な制御方法と考えられた。

90年代に入り、地球温暖化の問題が注目されると、省エネルギーの観点からの DSM が脚光を浴びた。典型的なのは、蛍光灯への置換、高効率エアコンの導入、断熱性の良い温水器の導入、住宅の断熱化などである。DSM を推進するため、需要家や電力会社に対するインセンティブの与え方についても90年代を通して検討された。

しかし、いくつかの DSM は効果がすくないことが分かってきて、90年代後半から DSM のブームは衰退した。これらの経験を通して、次のようなことが言われている。

(1) 需要カーブを用いた DSM 効果評価

一般に、DSM の効果評価は、中期、長期の計画スキームの中で評価される。特に、DSM はプロダクションコストモデルの中で、全体の需要形状から DSM の効果を差し引くことで、評価する場合が多い。それにより、発電コストあるいは発電設備への DSM 導入前、後の影響を分析する。全体の需要カーブから DSM の効果の形状を差し引く方法をとるのは、需要カーブ上でフルのエンドユーズの積み上げが一般に難しいためである。

(2) DSM 効果の推定方法

負荷形状における DSM の効果を推定するためには、エンドユーズの負荷形状を測定する必要がある。例えば、電球を蛍光灯に替えたときの効果を知ろうとするのならば、両者の負荷形状を測定して導入前、導入後の違いを評価する必要がある。一般的に 100 以上の測定サンプルがあれば、典型的な負荷形状を推定するには十分である。この典型的な 需要形状に適用数を乗じれば、負荷形状への影響を推定することが可能となる。

(3) DSM のライフサイクル

典型的な DSM の寿命 (ライフサイクル) は、発電設備のような供給サイドの技術よりも典型的に短いと考えられる。従って、現在価値換算法などにより、経済性の評価などでは、後年度の価値を現在価値に換算して寿命の長さを補正する必要がある。

(4) DSM のインセンティブ

DSM プログラムを推進する上では、電力会社は参加者にインセンティブを払う必要性が出てくる。これは一般的に高効率機器は価格が高い傾向にあり、その価格補償をしてあげる必要性があるためである。しかし、このインセンティブにかかるコストが発電設備などの供給サイドの投資とその運転コストよりも高ければ、DSM は高い対策となってしまう。90 年代の米国では、特にエアコンディショナーに関しては、高効率だが容量の大きなエアコンを導入される傾向が強かったため、コスト効果性の悪いプログラムになった。

また電力会社の視点からは、省エネ型 DSM は収入を減少させる効果があるため、収入が減っても収益のレベルが維持できるようなインセンティブを与えることが行われてきた。例外は、カリフォルニア州で、カリフォルニア州は DSM による逸失利益を補償しなかったため、電力会社と州政府・規制当局の軋轢の原因となり、後のカリフォルニア電力危機の遠因になった。このタイプのインセンティブは、需要家から逸失利益を回収する方法なので、地方電化のためのユニバーサルチャージと同じような構造を持っている。自由化市場では、このような規制が効かないので、電気料金に上乘せする税金の形を採用ような改定が必要である。

(5) DSM における季時別料金

季時別料金 (Time of Use、以下 TOU) は、DSM のオプションにおいては有名な方法論である。従って、ほとんどの世界の電力会社でこのような料金を持っている。適正な TOU 料金を設計するには、時間帯別の価格弾性の計測が重要となる。

80 年代の終わりに、米国の EPRI 社はさまざまな TOU 料金プロジェクトをウイスコンシン州で実施し、価格弾性値を計測しようとした。この研究の中では、価格弾性値を説明するさまざまな形態の式を検討していた。もし、その式の中に 3 つの未知の係数がある場合、4 つの異なる TOU 料金を設定して需要形状を計測し、これらの係数を同定する作業が必要になる。従って、このような価格弾性の計測はしばしば需要家を混乱させる可能性がある。

一方で、米国の有名な住宅セクターの需要予測プログラム Reeps の製作者の一人は、 y 切片がゼロになる簡単な 1 次関数の弾性の式を定義し、たった一つの TOU 料金と一般料金の需要形状の違いから、簡単な価格弾性特性を算定したケースがある。

3.3.3 市場運用と需要予測における価格弾性

近年、さまざまな電力取引市場の運用者や規制当局が市場に価格弾性を持たせようと試みている。これは、電力取引市場の信頼性を上げることを目的に、カリフォルニア危機以降顕在化した動きである。California Energy Commission における Public Interest Energy Research Program で、Consortium for Electric Reliability Technology Solutions が書いた 2004 年 2 月の報告書“Demand-Response Research Plan to Reflect the Needs of the California Independent System Operator (CAISO)”によると、電力需要は価格弾性の観点から 2 つに分けられるとされている。

この報告書の中では、「価格弾性に関して電力需要は 2 種類に分類され、それらは弾性需要 (elastic load) と決定需要 (dispatched load) に分けられる。弾性需要は、連続的に市場価格に反応する需要であり、市場の価格応答のあるレベルを実現するものである。価格信号が、位置的なあるいは時間的な制約が発生した際に、弾性需要は信頼度を上げて価格を下げる効果がある。」としている。また同じ報告書では、

「需要の弾性は、ある需要家が価格が高いときに需要を減らすと言う動きをしたときに競ることができるものである。商品の価格が高いときに需要を減らすとき、需要は弾性を持つと考えることができる」とコメントしている。

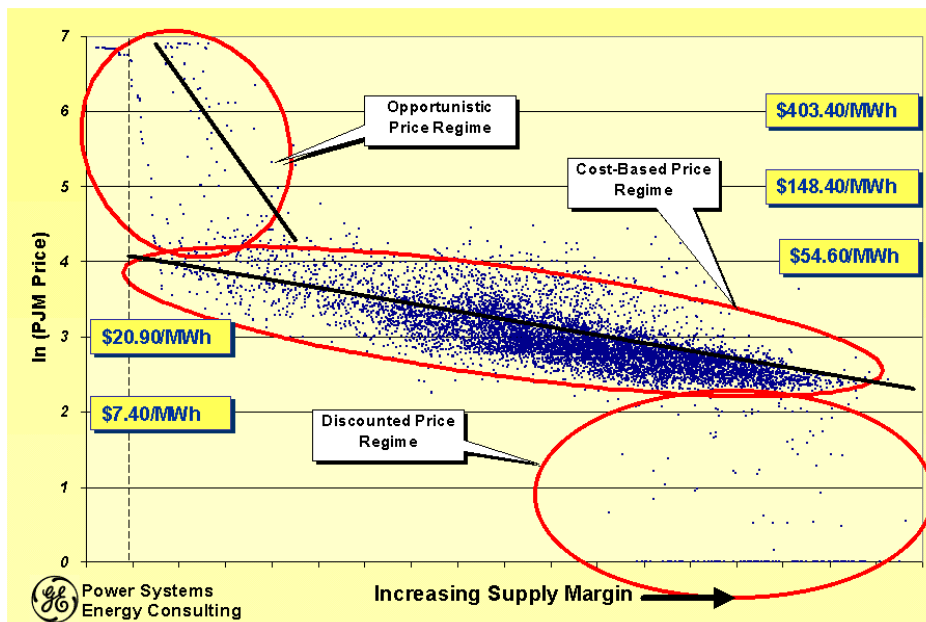


図 3.26 PJM における価格と需要の関係

Source: GE

一般的には、価格変動が大きく、電力市場は価格弾性が少ないといわれている。図 3.26 は、90 年代の PJM における決済価格と需要の関係を示したものである。図では、供給マージンが少なくなると価格が急激に高騰する。この現象は、次のように説明される。

供給マージンが少なくなると、ピーク電源が投入されるが、このような電源は稼動している極短い時間帯に投資回収をしようとする。従って、非常に高いプライスを入札してくることになる。一方で、需要は価格弾性をあまり持っていないため、価格には非常に高い価格が反映されることになる。

米国のプライスパイクやカリフォルニア危機の経験以降、系統運用者は市場にもっと価格弾性を持たせるように努力してきた。しかし、価格変動する市場から電力を調達しフラット価格で小売に販売するとしたら、小売側に価格弾性を期待できなくなる。従って、系統運用者や政策サイドは、卸売市場から電力を直接調達する需要家にデマンドサイド入札を推奨するようになってきた。また、需給調整契約や自家発電も、市場に価格弾性を持たせるために働くようになってきている。先進市場では、このような努力を続けることにより市場に価格弾性を持たせ、価格変動を抑えつつある状況にある。フィリピンの場合、送電系統に接続する大規模需要家は系統の信頼性の低さから自家発電をもっている可能性が高い。それゆえに、根本的に市場の価格弾性が先進国よりも高い可能性はある。

なお、価格弾性は負の値を一般的にはとる。これは、価格が上がると需要が下がるためである。従って、この報告において価格弾性が大きいとは、負の値の絶対値が大きいという意味を表している。

価格弾性の計測については、多くの論文が技術をしており、厳格なエコノメトリック解析による、価格変動時の需要動向の観測で推定すべきであると示唆している。このような調査結果は、多くの論文・文献から参照可能である。

長期計画では、価格弾性をエネルギー価格と GDP の関係からモデル化するのが望ましいと考える。こ

れは、計画における将来の電力価格は、将来の 1 次エネルギー価格の想定に影響を受け、また将来の GDP も、1 次エネルギー価格の影響を受けるためである。従って、将来の 1 次エネルギーの予測と、電力需要を導出する際に用いた経済モデルでのエネルギー価格に対する GDP 弾性値の検討が重要となる。

3.4 検討を通したリコメンデーション

本調査を通じて、以下のような示唆が需要予測の観点から得られた。

(1) WESM 開始後のデータ収集

WESM が動き出した後には、系統運用者から集まる卸売り電力に関わる実績データは WESM を通じて収集することが望ましい。ただし、ミンダナオ地域は、市場がすぐに整備されないため、WESM の代わりに、系統運用者から直接データ収集を続ける必要がある。

WESM や系統運用者から収集すべきデータは次の通りである。

- ・送電系統で送られた総電力量 (MWh)
- ・送電系統の年ピークデータ
- ・送電系統のトータルロス
- ・送電系統の需要家への売電実績 (MWh)

これらのデータを用いて、マクロ手法で使っている AF や LF を改定する。

(2) DDP アグリゲーションのへの別なアプローチの提案

本年、DOE においては、配電会社におけるピーク値ベースの需要想定を集約作業を実施した。しかし、DOE が実施したアプローチとは異なるアプローチを提案することができる。これは、配電会社の販売電力量の予測 (MWh) に基づく方法である。その方法は以下の通りである。

- ・配電会社の購入電力量、embedded な発電機からの発電電力量を評価する。
- ・当該地域の配電会社の購入電力量、embedded な発電機からの発電電力量の予測を集約する。
- ・購入電力量、embedded な発電機からの発電電力量を、マクロ手法と同じ AF と LF を用いて、システムピークに変換する
- ・マクロ手法と同じ方法で成長カーブの開始点を調整する

この方法を用いると、配電系統、送電系統が過去の実績に応じて自動的に考慮されることになる。また、AF と LF の数値の改定方法は、(1) で述べている。

(3) DSM 研究のためのロードサーベイ

DSM をフィリピンの電力セクターで確立するためには、発電コストモデルを用いた、中期計画スキームでの DSM 効果予測が重要になる。このモデルでは、全体の需要形状から DSM 導入前後の需要形状の変化を分析することになる。従って新しい DSM プログラムを評価する場合、次のような手順が必要になる。

・全体の需要カーブ:

このデータは、系統運用者からすでに入手しているが、将来的には WESM からのデータ収集も可能となる。

・エンドユーズ需要形状:

エンドユーズ需要形状の DSM 導入前後の形状の違いを、エンドユーズ・ロードサーベイ(需要形状の計測)から獲得する。一般的には 50 100 以上のサーベイのサンプルがあれば、エンドユーズの需要形状を推定できる。従って、DOE が DSM を推進するのならば、ロードサーベイ・プロジェクトを展開する必要がある。

・参加者の数(エンドユーズ):

DSM のトータルの効果を推定するためには、DSM の導入前後の需要形状の違いを評価するため、併せて参加者の数を推定する必要がある。この際、潜在的な参加者の数と、参加決断 (penetration) モデルを確立する必要がある。このような検討は 90 年代の米国で盛んに行われており、それらを参照することができる。

・発電コストモデルでの評価:

DSM の効果は、しばしば時系列負荷形状を使う発電コストモデルの上で実施される。これにより DSM のマージナルコストが評価できる。長期計画で DSM の WASP のような発電設備計画への影響を評価したいのならば、DSM の効果を将来の需要への影響に焼き直し、ピーク需要と総電力量を修正して評価することになる。このような電源計画ツールにより、DSM の電源導入繰り延べ効果が評価される。

(4) 市場における価格弾性値の検討

電力市場での価格弾性値の確立は、世界的にもいまだに大きな課題である。従って、価格弾性を制御したり、市場を解析するノウハウを確立したりするには非常に長い時間がかかる。特に、フラット料金の需要家の価格弾性を推定するのは非常に難しいため、価格弾性を見せる需要家は送電系統に接続し市場価格に影響を受ける大型需要家のみと割り切る必要がある。フィリピンでは、先に述べたように自家発電を所有し、価格弾性も先進国よりも大きい可能性がある。従って、自家発電の動向調査を行うことで、事前に新たにフィリピンで創設される市場の価格弾性を指定できる可能性もある。成熟市場では、需要側が入札に参加し、価格弾性を高め価格変動を抑える方向にあるため、フィリピンにおいてもこのような検討は将来の課題として捉えるべきである。

第4章 電源開発計画（PDP）

冒頭に述べたように、PDP(2005-2014)における電源開発計画のシミュレーションは DOE が主体となって実施している。本章で述べる数値は、2004年9月時点で調査団 - DOE で確認した試算値であり、その後 DOE は PDP を単独でレビューしていることから、必ずしも PDP(2005-2014)と一致しないことを明記しておく。

4.1 既設設備の状況

表 4.1 に 2003 年度における同国の既設設備の概要¹を示す。

表 4.1 フィリピンの既設電源設備（2003 年末）

(Unit:MW)

Type	Luzon		Visayas		Mindanao		Total		
	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable	(%)
Coal	3,769	3,551	189	140	0	0	3,958	3,691	(28%)
Diesel	964	866	475	366	559	524	1,999	1,755	(13%)
Natural Gas	2,763	2,703	0	0	0	0	2,763	2,703	(20%)
Gas Turbine	900	720	55	50	0	0	955	770	(6%)
Geothermal	907	604	916	856	108	108	1,932	1,568	(12%)
Hydro	1,858	1,428	12	12	998	828	2,867	2,267	(17%)
Oil Thermal	650	650	0	0	0	0	650	650	(5%)
Total	11,812	10,521	1,647	1,424	1,665	1,460	15,124	13,404	(100%)

Source : DOE

表 4.1 より、実際出力可能な電源設備容量（Dependable Capacity）は 13,404MW であり、定格設備容量（Installed Capacity）15,124MW の、88.6%（ $= 13,404 \div 15,124 \times 100\%$ ）程度にとどまっている。

なお、水力機は季節変動があることからこの影響を除き、火力機だけで Dependable Capacity を比較した場合次のようになる。

$$\text{火力機の実行出力} = 90.9\% = (13,404 - 2,267) \div (15,124 - 2,867) \times 100\%$$

すなわち、火力機の実行出力は、定格設備の 90.9%程度であり、定格比で 10%程度出力減をしていることが判る。

この理由として、地熱発電所の経年劣化、Calaca、Sual 等の石炭火力発電所の出力減が挙げられる。前者については、Tiwi および Makban のリハビリ計画が進行しており、2005 年中にはかなり軽減すると思われる。後者については、設備に適合した燃料調達に難しい（低発熱量）等の問題が考えられるが、今後、PSALM による資産売却の際に影響を与えると思われるため、その原因についてはよく把握し、開示していく必要があると思われる。

¹後述する電源開発計画では、WASP-IV の計算値（= 水力 Installed + 火力 dependable）を用いている。

4.2 実施が決定しているプロジェクトならびに廃止計画

4.2.1 実施が決定しているプロジェクト (Committed Project)

表 4.2 に、実施が決定しているプロジェクトを示す (2004 年 8 月現在)。

表 4.2 実施が決定しているプロジェクト (Committed Project)

	Project name	Capacity MW	Commissioning year	Location
Luzon	Northwind Power	25	Feb-05	Ilocos Norte
Visayas	Pinamucan transfer from Luzon	110	Jun-05	Panay
Luzon	PNOC-EDC Wind Power	40	Aug-06	Ilocos Norte
Visayas	Northern Negros Geo	40	Dec-07	Negros
Visayas	PNOC-Palipinon Geo	20	Dec-07	negros
Visayas	Talisay Bioenergy	30	2007	Negros
Visayas	Victrias Bioenergy	50	2008	Panay
Mindanao	Transfer PB101,103&104	75	2005	South Mindanao
Mindanao	Mindanao Coal	210	Jan-07	Misamis Or.
	Total	600		

Source: DOE

ルソン地域については、既設設備の PSALM による資産売却を優先しており、また、投資家もこの動向を見守っていることから、実施が予定されているプロジェクトは、風力発電のみである。

ビサヤス地域については、喫緊の電力危機は避けられない状況であり、その対応策として、ピナムカン発電所のパナイへの移設が予定されているほか、ネグロス地熱の増設が計画されている。ただし、ビサヤス地域は環境破壊に対する地域住民の反対が根強く、前述のピナムカン移設を除き、地熱 バイオマスといったリニューアブルエネルギーに頼らざるを得ないことから、今後とも厳しい状況が続くと考えられる。

ミンダナオ地域については、北ミンダナオ地域に新設石炭発電所の建設が予定されている。しかし、ミンダナオ地域の需要は南ミンダナオ地域に集中していること、北 - 南ミンダナオ地域の送電線容量が十分でないこと、を考慮すると、将来的な南ミンダナオ地域での電源開発ならびにミンダナオ地域内の系統線の強化が望まれる。

4.2.2 インディカティブプロジェクト (Indicative Project)

インディカティブプロジェクトとは、現時点で開発決定がなされていないが、将来的に開発の可能性のあるプロジェクトを言う。インディカティブプロジェクトそのものは PDP には織り込まれていないが、WASP-IV の計算結果、必要開発量に対して期待開発量・可能開発量は適性レベルにあるか確認するために提示されている。次頁、表 4.3 にインディカティブプロジェクトの一覧を示す。

表 4.3 インディカティブプロジェクト (Indicative Project)

	Project name	Capacity MW	Commissioning year	Location
Luzon	Sucac Conversion	450-850	2007	M. Manila
Luzon	Limay Conversion	250	2007	Bataan
Luzon	Limay Conversion	250	2008	Bataan
Luzon	Greenfield Natural Gas Plant	600	2008	Bataan
Luzon	Greenfield Natural Gas Plant	600	2009	Bataan
Luzon	Tarlac Bioenergy	40	2008	Sn. Miguel, Tarlac
Luzon	Pagbilao Coal III	350	Dec.2008	Quezon
Luzon	Tanawon Proj.(Bacman Opt.)	40	2009	Sorsogon
Luzon	North Luzon Phase 2 Wind Proj.	40	2009	Ilocos Norte
Luzon	Malaya Conversion	600	2010	M. Manila
Luzon	Manito-Kayabong Geo Project	40	2011	Manito, Albay
Luzon	Greenfield Plant	900	2011	Northern Luzon
Luzon	Greenfield Plant	600	2012	Northern Luzon
Luzon	Greenfield Plant	900	2013	Northern Luzon
Visayas	San Carlos Wind Farm	30	Jul-06	Negros
Visayas	KEPCO Clean Coal	200	2008	Cebu
Visayas	Tredo Power Exp. Project	100	2008	Cebu
Visayas	BOGO Bioenergy	25	2008	Boao, Cebu
Visayas	Cabalian Geo Phase 1	50	2010	So. Leyte
Visayas	Cabalian Geo Phase 2	40	2011	So. Leyte
Visayas	Dauin Geo Project	40	2012	Negros
Mindanao	Mt. Apo Geothermal Expansion 1	20	2007	North Cotabato
Mindanao	Cabulig Hydro	8	Dec.2007	Misamis Or.
Mindanao	Minergy Expansion	30	Dec.2007	Cag. De Oro
Mindanao	Mt. Apo Geothermal Expansion 2	50	2008	North Cotabato
Mindanao	Tagoloan Hydro	68	2008	Buidnon
Mindanao	Sultan Kudarat Coal	200	2008	Sultan Kudarat
Total		6521		

Source: DOE

表 4.3 の中で、とりわけ、Pagbilao Coal III (Extension)、Kepeco Clean Coal ならびに Sultan Kudarat Coal が目を引く。これは、今後、PSALM による資産売却が計画されており多くの投資家がこれを見守る中で、一部のアグレッシブな投資家は、既に、独自の将来ビジョンによる活動を開始していることを示すものであると考えられる。

4.2.3 廃止計画 (Retirement)

表 4.4 に設備の廃止計画を示す。老朽化したディーゼル発電所は運用コストが非常に高いことから、電源開発を着実に進めることで、設備廃止を計画通り進めていくことが望ましい。

表 4.4 廃止計画

	Project name	Capacity MW	year
Luzon	Hopewell GT	210	2009
Luzon	Malaya 1	300	2010
Luzon	Malaya 2	350	2010
Visayas	PB 101	32	2005
Visayas	Bohol DPP	22	2005
Visayas	Panay DPP	36.5	2007
Visayas	PB 103	32	2009
Visayas	PB 104	32	2009
Visayas	Cebu LBGT	55	2011
Visayas	Cebu DPP 1	43.8	2011
Total		1113.3	

Source: DOE

4.3 PDP シミュレーション

4.3.1 前提条件 (PDP2004-2013 からの更新データ)

表 4.5 に、PDP (2005-2014) の策定に際し、PDP (2004-2013) のデータから更新したデータを示す。

表 4.5 PDP シミュレーションのための更新データ

Items	PDP (2005-2014)	PDP (2004-2013)
Duration Curve	Actual 2003	Actual 1996
Dependable Capacity	Actual at the end of year 2003	Actual at the end of year 2002
Fuel Price	Latest NPC purchase Price (Year 2003 Price)	Latest NPC purchase Price (Year 2002 Price)
Committed Project	Latest plan prepared by DOE	Latest plan prepared by DOE then
Existing Plant	Latest list prepared by DOE (DDP data is reflected on the list)	Latest list prepared by DOE then

- ・デューレーションカーブについては、約 10 年前のデータであったため更新したが、一旦標準データを定めれば、基本的に毎年更新するべきものではない。したがって、今後 5 年程度は更新していく必要がないと思われる。
- ・ディペンダブルキャパシティについては、設備の状況、補修の状況等により、毎年変わることから、来年度のローリングに際しても、確実にローリングしていく必要がある。
- ・燃料価格については、4.4.1 項で詳説するが、現在、NPC の公開買い付け価格を使用している。この結果、PDP(2005-2014)では、昨今の石炭価格ならびに原油価格の高騰を受け、ルソン地域では、一転してガス火力中心の開発計画となっている。
- ・コミットドプロジェクトについては、従来も、毎年 DOE が実施していることから、来年度のローリングも問題なく実施できると思われる。ただし、DOE は電源の運転開始時期について、技術的な妥当性の評価を全ての電源についてしているわけではなく、一部は政治的配慮から決定しているようである。
- ・既設プラントについては、PDP のデータギャザリングツールとして、DDP を活用することで、

今後さらに精度を上げることができると思われる。特に、フィリピン固有の問題として、既設設備がバージの場合、簡単に移設できることから、バージの位置等については確実にフォローしていくことが肝要である。

4.3.2 ユニットデータの更新について

今回の PDP(2005-2014)では、ディペンダブルキャパシティならびに燃料費を除いて、ユニットの性能データを更新していない。それは次の理由による。

(1) ユニット効率カーブ

ユニット効率については、TRANSCO が策定している、System Performance Report により、リバイスは可能である。しかしながら、

ユニットの平均熱効率はその年のユニットの運用によること
ユニット効率カーブは極端に変化しないと考えられること

等から今回リバイスはしていない。ただし、ディペンダブルキャパシティを変更していることから、最大出力での熱効率は自動的に修正されている。次頁にその概要を示す。

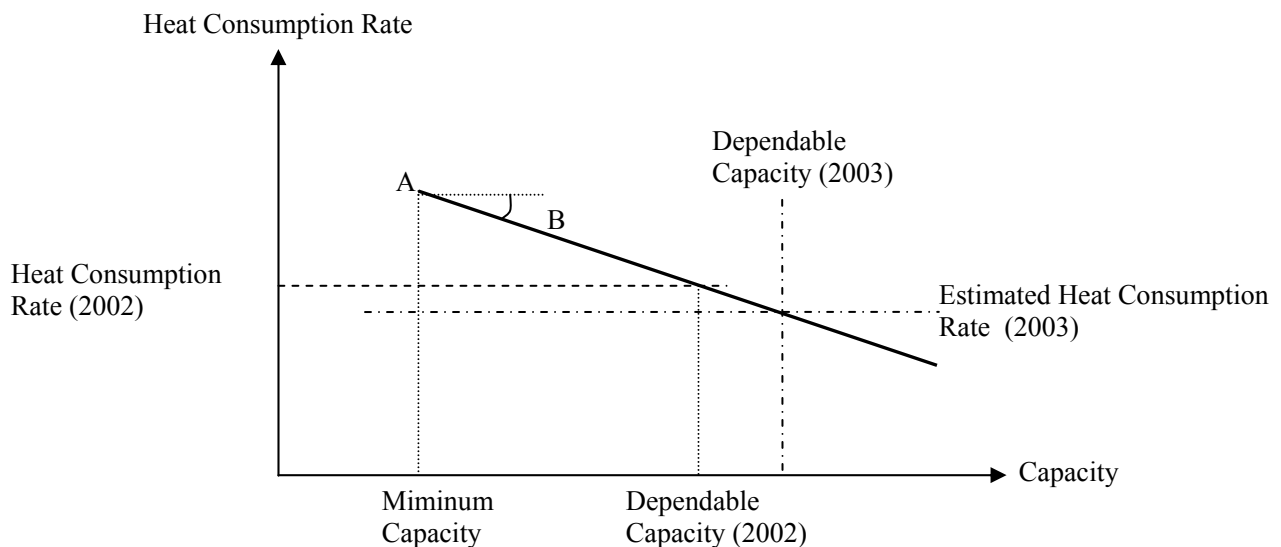


図 4.1 ユニット効率カーブ

図 4.1 は、WASP-IV 中の効率計算プログラムを示す。WASP-IV は既に 2002 データを元に、性能カーブ(直線)を内部で持っており、このカーブはあまり変化しない。したがって、Dependable Capacity を変更することで、最大出力での熱消費率は自動的に変更されることとなる。一方、実運用では、運転状態のユニットは最大出力で運転されているケースが多いことから、シミュレーション上では、Dependable Capacity を変更すれば、十分であると考えられる。

もちろん、そのユニットの経年劣化、補修の状況によりこの性能カーブは変化していくため、2~3 年に一度程度は修正していくことが望ましい。しかし、性能曲線の変更による影響は、経験的にせいぜい 1%

であると考えられるのに対して、燃料価格の変動は非常に大きいことから、長期電源計画においては、後述のように、燃料価格を慎重に設定することに注力すべきであると考えられる。

(2) ユニット事故率

DOE は PDP の策定に際し、必要供給力のクライテリアを LOLP (Loss of Load Probability) = lday/year としている。したがって、ユニットの事故率は、必要供給力の算定に非常に大きな影響を与える。

ただし、ユニット故障の頻度はそれほど多くないことから、一旦あるユニットに事故が発生すると、当該年のそのユニットの事故率は極端に上昇する。したがって、事故率のデータは、複数年度に渡り統計処理をしたものが望ましい。

昨年度 (2003 年度) の PDP (2004-2013) では、この事故率の算定に 3 力年平均を使用していることから、PDP (2005-2014) 算定に際し、2003 年の事故率実績に差し替えることは不合理であり実施しなかったが、今後は、毎年の事故率を適切に管理し、必要に応じてデータを差し替えることが必要である。

4.3.3 PDP 試算結果

(1) 前提需要

DOE はシミュレーションの前提となる需要は、DDP アグリゲーションによる需要想定手法、計量経済学的手法の 2 種類で実施している。

ここで、DOE は PDP に使用する需要を、信頼性のような技術的側面のみではなく、経済的なインパクトからも慎重に検討して決定した。結果として、ルソン系統には従来型の計量経済学的手法を採用し、ビサヤス-ミンダナオ系統には DDP アグリゲーションによる需要を採用した。ルソンにおける電力不足が国家経済に与える影響を考慮すると、この選択は十分合理的であると考えられる。表 4.6 に、PDP(2005-2014)で使用された需要を示す。

表 4.6 シミュレーション需要 (PDP2005-2014)

Year	Luzon	Visayas	Visayas Island(Coincident Peak)					Mindanao	Philippine Total
			Cebu	Panai	Negros	Bohol	Leyte-Samar		
2003	6,365	1,006	414	187	189	44	172	1,166	8,537
2004	6,829	1,060	439	199	199	46	177	1,271	9,160
2005	7,343	1,113	460	212	209	47	185	1,371	9,827
2006	7,964	1,170	483	226	219	50	193	1,458	10,592
2007	8,635	1,238	509	243	231	53	202	1,535	11,408
2008	9,372	1,308	537	262	242	55	211	1,615	12,295
2009	10,171	1,383	566	283	256	58	219	1,697	13,251
2010	11,018	1,463	597	305	270	62	229	1,784	14,265
2011	11,917	1,550	630	331	286	65	238	1,883	15,350
2012	12,871	1,644	664	360	301	70	249	2,001	16,516
2013	13,884	1,742	701	389	317	74	260	2,124	17,750
2014	14,959	1,849	742	420	335	79	273	2,256	19,064

ルソン系統の需要は、計量経済学的手法で算定している。

ビサヤスとミンダナオ系統の需要は、DDP アグリゲーションで算定している。

(2) ルソン地域電源開発計画

電源開発計画は昨年同様、ルソン地域 - ビサヤス地域 - ミンダナオ地域の 3 地域に分けて実施した。表 4.7 にルソン地域における開発計画を示す。なお、前述のコミットドプロジェクトは Existing Capacity として計上してある。このコミットドプロジェクトを除くと、新規に計画、決定していかなければいけないプロジェクトの必要開発量 (2005-2014)は 7200MWとなる。

表 4.7 ルソン地域開発計画

Luzon								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			GT15	CC30	CL30	Acc		
2004	6,829	9570				0	9570	40.1%
2005	7,343	11436				0	11436	55.7%
2006	7,964	11438				0	11438	43.6%
2007	8,635	11438				0	11438	32.5%
2008	9,372	11438	150			150	11588	23.6%
2009	10,171	11258	450	600		1200	12458	22.5%
2010	11,018	10608	150	1500		2850	13458	22.1%
2011	11,917	10608	450	600		3900	14508	21.7%
2012	12,871	10608	150	900		4950	15558	20.9%
2013	13,884	10608	150	900		6000	16608	19.6%
2014	14,959	10608		1200		7200	17808	19.0%

Here GT15: Gas Turbine (150MW)
 CC30: Combined Cycle (300MW / Gas)
 CL30: Coal (300MW)

電源開発の種別に着目すると、昨年度は石炭火力中心の開発であったが、2004年度は一転して、天然ガス焚きコンバインド中心の開発計画となっている。これは、足下の石炭・石油価格が高騰したことにより、石炭火力の優位性が無くなったことによる。

ただし、長期計画では、足下の燃料価格の変動を、どの程度将来価格に転嫁することが良いのか、今後検討が必要である。

(3) ビサヤス地域電源開発計画

表 4.8 にビサヤス地域における開発計画を示す。

ビサヤス地域のうち、パナイ-ネグロス地域は、昨年度電力危機が予測され、喫緊の電源開発計画が必要であるとされた。この結果、Mirant のディーゼル発電機等、電源が緊急手当されることとなり、この地域の電力不足は、ある程度緩和される見込みである。なお、前述のコミットドプロジェクトは Existing Capacity として計上してある。このコミットドプロジェクトを除くと、新規に計画、決定していかなければいけないプロジェクトの必要開発量(2005-2014)は 600MWである。昨年度(2003年度)の開発計画では、この必要開発量(2004-2013)は 900MWであった。これは、需要予測の低下による。

系統計画では、同地域の需給を緩和するため、セブ・ネグロス・パナイ送電線の建設が決定している。図 4.2、図 4.3 ならびに図 4.4 に、送電線建設を考慮した、2010年のビサヤス各島の需給状況を示す。送電線増強の結果、レイテ・サマールの地熱が深夜帯に有効活用されていることが判る。

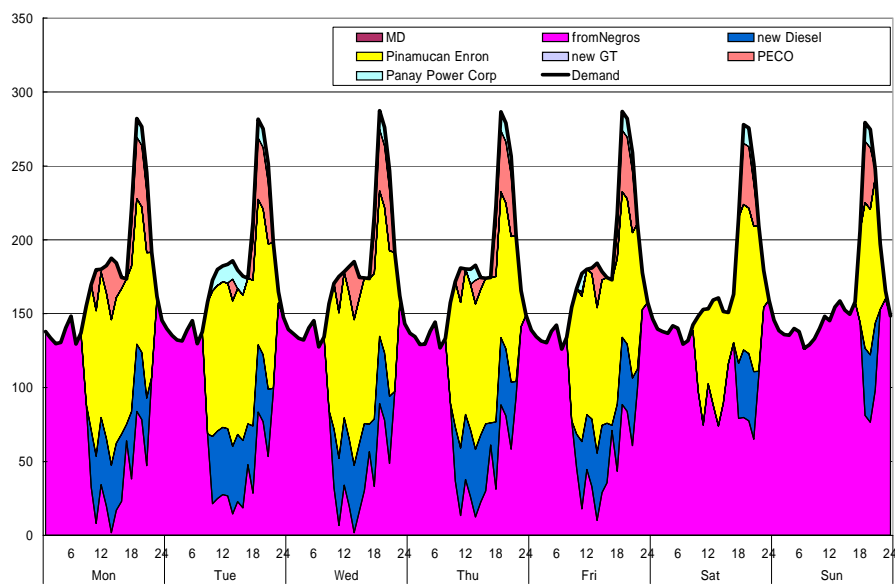
表 4.8 ビサヤス地域電源開発計画

Visayas Grid

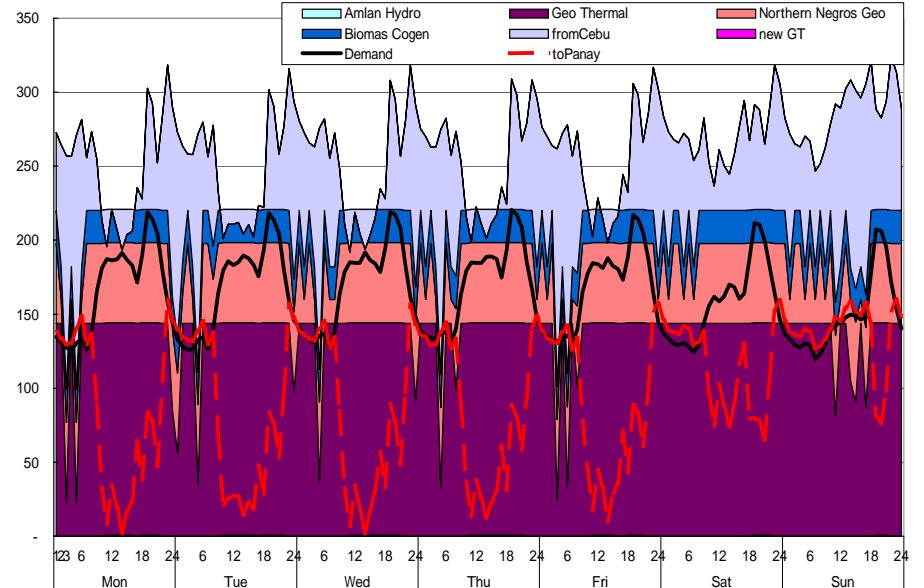
	Leyte-Samar Grid								Bohol								Cebu Grid												
	Demand	Ex.Cpa	Install	Acc	I.C. Out	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.		Total	G.R.M	TL
											DS	GT05	CL05	acc							DS	GT05	CL05	acc	in	out			
2004	177	639		0	-209	430	142.3%	440	46	48				0	9	57	25.0%	35	439	376.0				0	200	-30	546	24.4%	200
2005	185	639		0	-253	386	108.8%	440	47	6				0	53	59	25.0%	100	460	376.0				0	200	-5	571	24.0%	200
2006	193	639		0	-320	319	65.9%	440	50	6				0	56	62	25.0%	100	483	376.0				0	264	-35	604	25.0%	400
2007	202	639		0	-319	320	58.5%	440	53	6				0	60	66	25.0%	100	509	376.0				0	259	2	637	25.0%	400
2008	211	639		0	-245	394	86.3%	440	55	6				0	63	69	25.0%	100	537	376.0				0	182	113	671	25.0%	400
2009	219	639		0	-317	322	46.8%	440	58	6				0	66	72	24.0%	100	566	376.0				0	251	75	702	24.0%	400
2010	229	639		0	-321	318	39.1%	440	62	6				0	66	72	17.3%	100	597	376.0				0	255	70	700	17.3%	400
2011	238	639		0	-315	324	36.2%	440	65	6		50		50	19	75	15.2%	100	630	296.0		100		100	296	34	726	15.2%	400
2012	249	639		0	-304	335	34.8%	440	70	6				50	24	80	14.7%	100	664	296.0		100		200	280	-14	762	14.7%	400
2013	260	639		0	-292	347	33.2%	440	74	6				50	29	85	14.0%	100	701	296.0		50		250	264	-10	799	14.0%	400
2014	273	639		0	-274	365	33.8%	440	79	6				50	35	91	15.5%	100	742	296.0		100		350	239	-28	857	15.5%	400

	Negros									Panay									Total												
	Demand	Ex.Cpa	Install Cap.				I.C.		Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install Cap.				I.C.	Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cpa	Install				I.C.	Total	G.R.M	
			DS	GT05	CL05	Acc	in	out						DS	GT05	CL05	Acc							DS	GT05	CL05	acc				
2004	199	180			50	30	-11	249	25.0%	80	199	237.2				0	11	249	25.0%	80	1,060	1,480					0	0	1,480	39.7%	
2005	209	180				50	5	26	261	25.0%	80	212	290.8				0	-26	265	25.0%	80	1,113	1,492					0	0	1,492	34.0%
2006	219	180				50	35	8	273	25.0%	80	226	290.8				0	-8	283	25.0%	80	1,170	1,492					0	0	1,492	27.5%
2007	231	270				50	-2	-30	288	25.0%	160	243	274.2				0	30	304	25.0%	160	1,238	1,565					0	0	1,565	26.4%
2008	242	320				50	-113	47	303	25.0%	160	262	274.2		100	100	-47	328	25.0%	160	1,308	1,615			100	100	0	0	1,715	31.1%	
2009	256	320				50	-75	23	317	24.0%	160	283	274.2			100	-23	351	24.0%	160	1,383	1,615				100	0	0	1,715	24.0%	
2010	270	320				50	-70	17	317	17.3%	160	305	274.2			100	-17	357	17.3%	160	1,463	1,615				100	0	0	1,715	17.3%	
2011	286	320				50	-34	-7	329	15.2%	160	331	274.2			100	7	381	15.2%	160	1,550	1,535		150		250	0	0	1,785	15.2%	
2012	301	320				50	14	-39	345	14.7%	160	360	274.2			100	39	413	14.7%	160	1,644	1,535		100		350	0	0	1,885	14.7%	
2013	317	320				50	10	-19	361	14.0%	160	389	274.2		50		150	19	443	14.0%	160	1,742	1,535		100		450	0	0	1,985	14.0%
2014	335	320				50	28	-11	387	15.5%	160	420	274.2		50		200	11	485	15.5%	160	1,849	1,535		150		600	0	0	2,135	15.5%

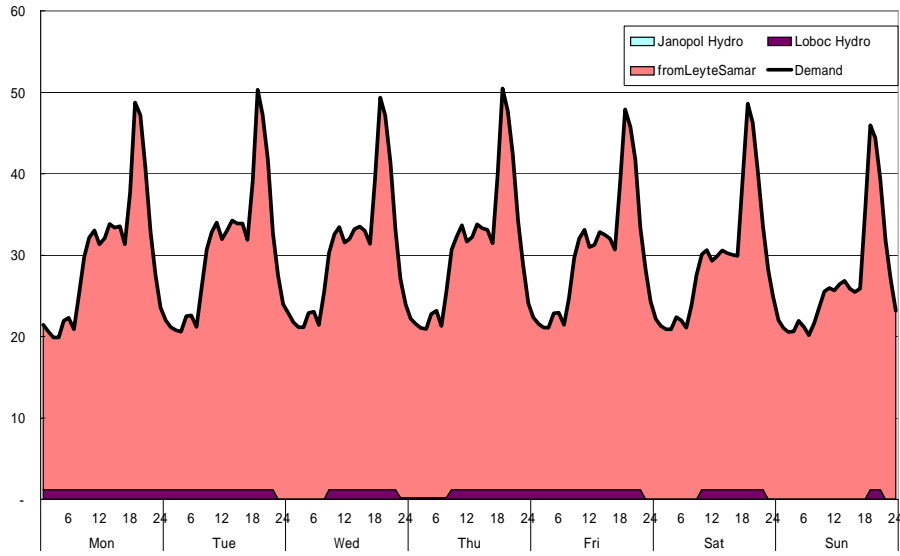
Here DS: Diesel(50MW)
 GT05: Gas Turbine(50MW/Oil)
 CL05: Coal(50MW)



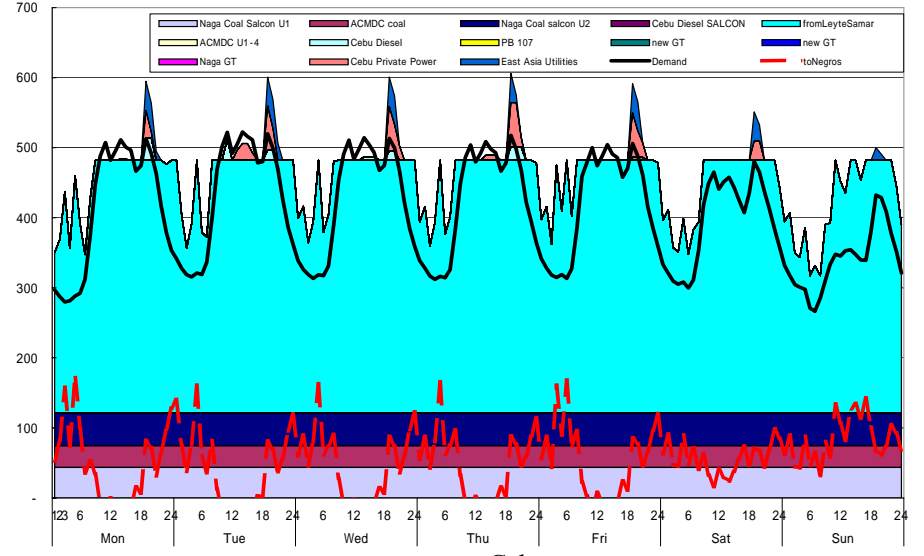
Panay



Negros



Bohol



Cebu

図 4.2 ビサヤス各島の需給状況 (2010年)

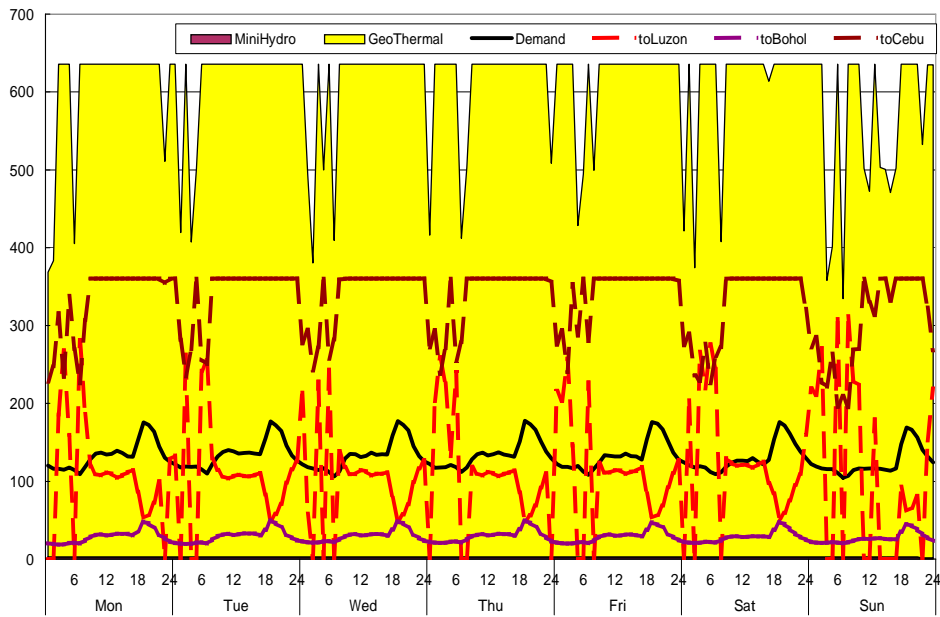


図 4.3 レイテ・サマールの需給状況 (2010年)

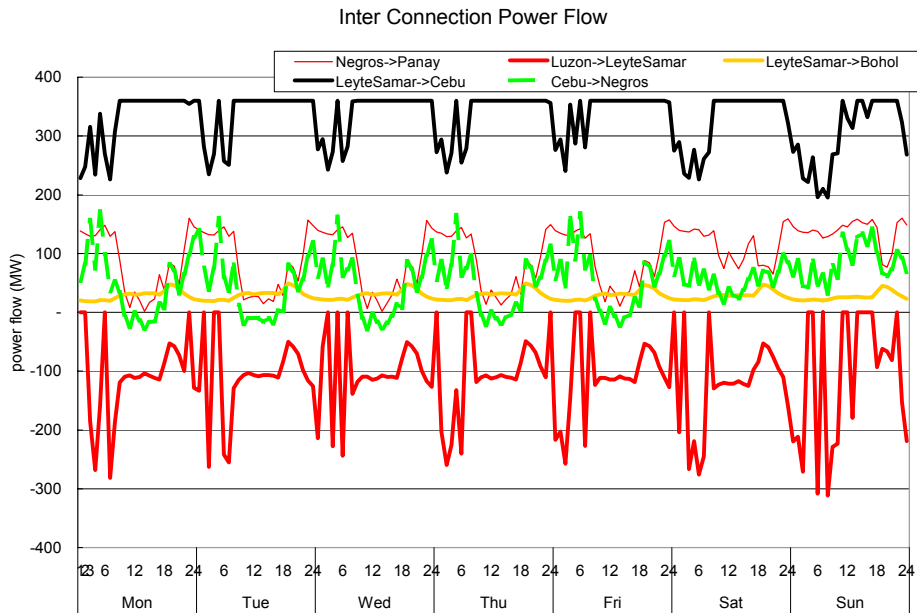


図 4.4 インターコネクションのパワーフロー

(4)ミンダナオ地域の電源開発計画

表 4.9 にミンダナオ地域の電源開発計画を示す。

ミンダナオ地域については、2003 年の需要実績が極端にのびたため、需要の大幅な見直しを実施している。この結果、必要開発量（2003-2014）は極端に増加している。なお、前述のコミットドプロジェクトは Existing Capacity として計上してある。このコミットドプロジェクトを除くと、新規に計画、決定していかなければいけないプロジェクトの必要開発量（2005-2014）は 850MW である。昨年度（2003 年度）の開発計画では、この必要開発量（2004-2013）は 550MW であった。

第 3 章で説明したとおり、ミンダナオについては、足下の、需要が極端に増加したことから、需要が大幅に前倒しとなったことが影響している。

表 4.9 ミンダナオ地域電源開発計画

Mindanao								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	Acc		
2004	1,278	1629				0	1629	27.5%
2005	1,374	1704		150		150	1854	34.9%
2006	1,460	1679		100		250	1929	32.1%
2007	1,536	1889			100	350	2239	45.8%
2008	1,615	1889			50	400	2289	41.7%
2009	1,697	1839			50	450	2289	34.9%
2010	1,784	1839			50	500	2339	31.1%
2011	1,891	1839			50	550	2389	26.3%
2012	2,010	1839			100	650	2489	23.8%
2013	2,125	1839			50	700	2539	19.5%
2014	2,249	1839			150	850	2689	19.6%

Here DS: Diesel(50MW)
GT05: Gas Turbine(50MW/Oil)
CL05: Coal(50MW)

(5) 供給力、発電電力量

表 4.10 に必要開発量を示す。総計 9225MW の開発が必要であり、内 575MW が開発決定設備、8650MW が開発未決定な設備である。

表 4.10 開発必要量 (PDP2005-2014)

	Luzon	Visayas	Mindanao	Philippines
Comitted Projects	65	225	285	575
Indicative Requirement	7,200	600	850	8,650
Base Load		100	600	700
Midrange	5,700			5,700
Peaking	1,500	500	250	2,250
Total	7,265	825	1,135	9,225

図 4.6 に供給力の推移を示す。

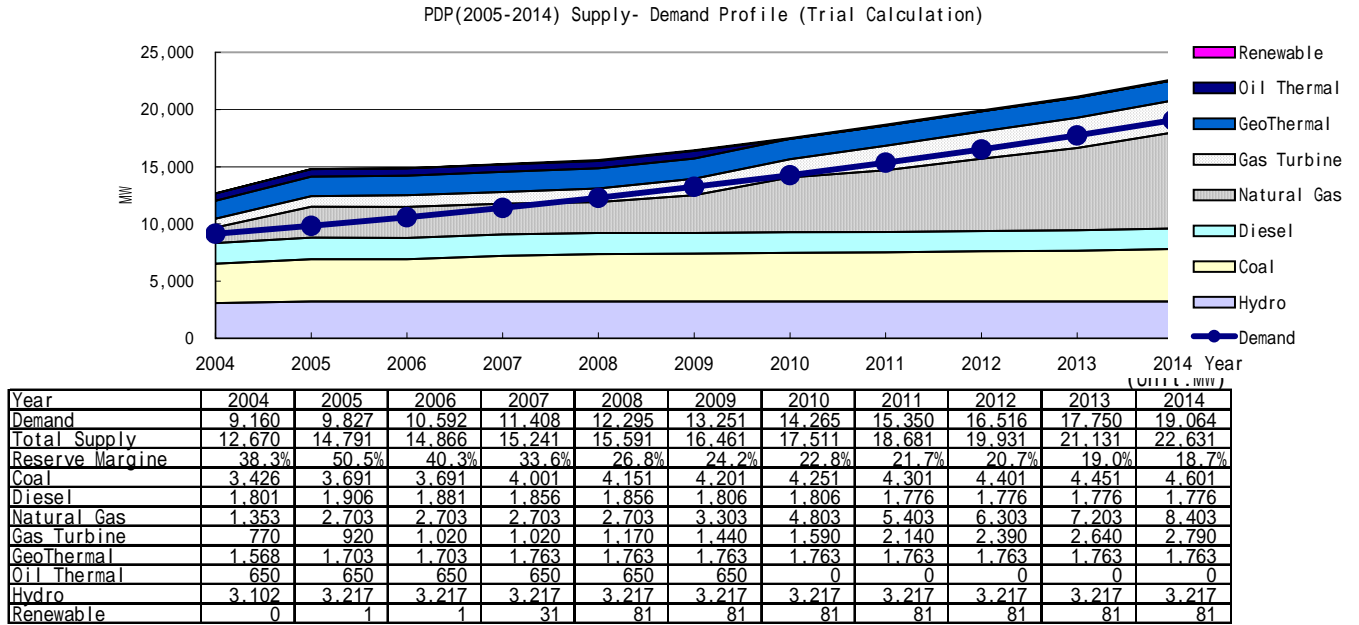


図 4.5 供給力のプロファイル

また、図 4.6 に発電電力量の推移を示す。2005、2006 年度に石炭火力の運用減により、同電力量が減少する。これは、足下の石炭価格の高騰が反映された結果である。

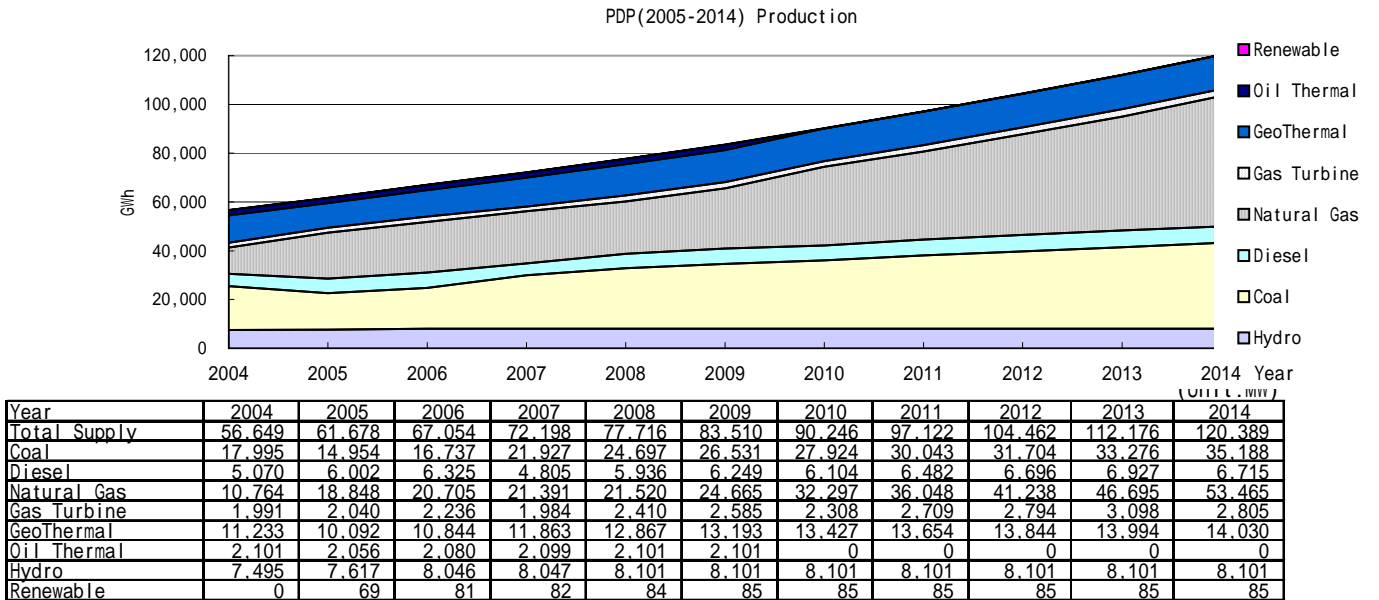


図 4.6 発電電力量のプロファイル

4.4 技術的課題の解決のための検討手法

先に述べた、電源計画の策定に際して、DOE は、長期的燃料価格や環境負荷等、様々な感度分析を実施し、政策決定していかなければならない。ここでは、DOE から検討の要請のあった内容について、その検討手法を概説する。

4.4.1 燃料費に関する検討

(1) 検討の背景

前述のように DOE は、至近の NPC の買い付け価格を参考に長期計画の燃料費としている。表 4.11 に、PDP (2005-2014) ならびに PDP (2004-2013) で、使用した燃料価格を示す。

表 4.11 PDP 策定に使用した燃料価格

Type of Fuel	PDP (2005-2014)	PDP (2004-2013)
Coal	US\$38-52MT	US\$25-30MT
Natural Gas	Contract Price	Contract Price
Oil	13.8-19.5Php/L	9.2-13.0 Php/L

なお、至近の NPC の調達価格は、輸入炭で US\$70MT、Oil で 20Php/L 程度である。実勢価格に比較すると、石油に関しては概ね妥当であるが、石炭価格はさらに高騰していることが判る。この至近のエネルギー価格高騰の理由として：

- ・石炭については、中国の旺盛な経済活動に加え、中国黒龍江の炭坑爆発（2004/2）による供給力の低下
- ・原油価格については、イラク戦争後の供給力の不足等による、世界的な原油価格の高騰

が挙げられる。しかしながら、石炭、石油とも現状の価格は、一時的なものであり、長期的に見るともう少し安価な状態に落ち着くと言う専門家も多く、PDP を策定するという視点から次の通り取り扱われなければならない。

- ・毎年のエネルギー価格を前提に PDP を策定することで、開発計画が極端に変動する可能性がある。投資家の指標としての PDP は足下のエネルギー価格によって変動すべき種類のものではない
- ・原則論で言えば、エネルギー省は同国の長期エネルギーを策定していなければならない。また、PDP の電源開発計画は、この長期エネルギー見通しによるもので無ければならない

(2) 検討のフロー

具体的シミュレーションは、燃料費を変更することとなるが、その際、運転順位（ローディングオーダー）に配慮しなければならない。すなわち、燃料費を変更することにより、当該ユニットの運転順位が変わるが、WASP-IV への入力については、それを十分認識しなければならない。

図 4.7 は、WASP-IV 内部の計算フローである。燃料費は、FIXSYS ならびに VARSYS で入力されるが、DYNPRO で、燃料費の倍率が入力できることから、多くの WASP-IV の技術者は、簡易的に燃料費の倍率を、DYNPRO に入力し計算をする。

しかしながら、図 4.7 に示す通り、DYNPRO への入力では、ユニットのローディングオーダーは変更されない。その結果、開発計画は変更されず、コストのみ修正されることとなる。

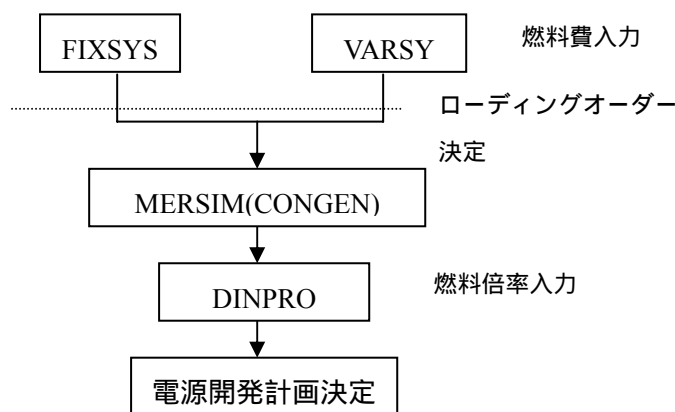


図 4.7 燃料費の決定フロー

したがって、今回のように、石炭 - ガスなど、ローディングオーダーの変更があると予想される場合は、DYNPRO データの変更ではなく、FIXSYS・VARSYS データを直接変更しなければならない。また、石油価格の上昇については、ローディングオーダーの変更が無いことから、DYNPRO への簡易入力で問題はない。表 4.12 にこの考え方をまとめておく。

表 4.12 シミュレーションの基本的考え方

燃料種別	運転順位 (ローディングオーダー)	基本的考え方	データ修正箇所
石炭	1 (優先運転)	ローディングオーダーが1であるため、ローディングオーダーの修正が必要。	FIXSYS、VARSYS
天然ガス	2	(テイクオアペイ契約)	変更無し
石油	3 (ピーク時運転)	ローディングオーダーが3であり、価格上昇に際し、変更はない。	FIXSYS、VARSYS (DYNPRO でも良い)

4.4.2 湯水に対する検討

(1) 背景

2003 年の後半にフィリピンは異常湯水に見舞われた。とりわけ、ミンダナオ地域では水力発電所が供給力の半分程度を占めることから、湯水による出力減は供給力に大きな影響を与えた。

今回の調査では、DOE から、湯水状況を長期計画にどのような織り込むべきか検討してほしいとの要望があったことから、ここでは、WASP-IV を使用した湯水状況の検討方法について述べる。

(2) 検討のフロー

図 4.8 に湯水に関する検討フローを示す。検討の方法は実に単純である。

実は WASP-IV は既に内部に湯水時のユニットデータを持っており、内部的には湯水時の運用も計算している。昨年度の電源開発計画は、平水年 / 湯水年の運用コストをそれぞれ 66% / 34% の比で加重平均し、決定されている。

この荷重平均の比率は、Common Data Input Screen で自由に決定できることから、渇水年の試算は、この比率を平水年 66%→0%、渇水年 34%→100%として設定することで対応できる。

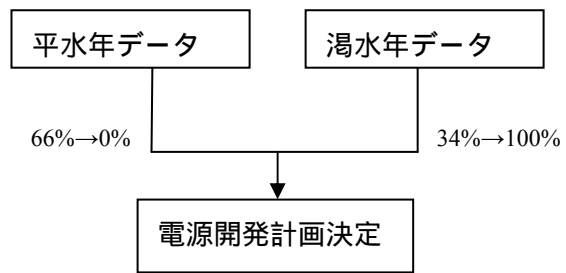


図 4.8 渇水の検討

4.4.3 環境特性

環境特性については、DOE からインパクトを知りたいとの要望があった。この対応方法については、前回調査で述べている通り、CO₂ 排出量の計算値を知りたいのであれば、シミュレーション結果、燃料消費量に排出量原単位をエクセル上で乗ずることが望ましいとした。

ただし、CO₂ のクレジットに際し、具体的な単価設定ができるので有れば、それを燃料費に転嫁する事で、開発計画に反映することが可能である。この手法については、4.4.2 節で述べた通りである。

4.4.4 地域分割

PDP の策定は、ルソン 1 地域 - ビサヤス 5 地域 - ミンダナオ 1 地域の合計 7 地域にわけ実施している。今回、PDP(2005-2014)の策定に際し、DOE から、ルソン 3 地域、ビサヤス 5 地域 ミンダナオ 2 地域に分割できないかという相談があった。表 4.13 に現状の地域分けと、DOE の要望する地域分けを示す。

表 4.13 PDP に対する地域分けの要望

地域	現行 PDP (2005-2014)	DOE の要望
ルソン地域	1 地域 (ルソン全域)	3 地域 (北ルソン、メトロマニラ、南ルソン)
ビサヤス地域	5 地域 (レイテ、セブ、ボホール、ネグロス、パナイ各島)	5 地域 (レイテ、セブ、ボホール、ネグロス、パナイ各島)
ミンダナオ地域	1 地域 (ミンダナオ全域)	2 地域 (北ミンダナオ、南ミンダナオ)

ルソン地域・ミンダナオ地域の地域分けを現状より細分化したいとする理由は次の通りである。

- ・ルソン地域については現状もパタンガスからメトロマニラへの系統線の送電容量が不足している。加えて、将来的に北ルソン地域に電源が入ってきた場合の、送電線増強の必要性を検討したい
- ・ミンダナオ地域についても、最大の需要地(ダバオ)が南ミンダナオに位置しているが、電源は北ミンダナオ地域に位置しており、この間の送電容量は不足している

この要望に対して、調査団は、検討精度に問題が残ること、間違っただガイドラインを与えたくないことから、検討を見送ることとし、次の通り DOE に説明した。

- ・検討の必要性については理解できるが、例えば、南ルソン - メトロマニラ間の送電線容量は、送電線の増強により、2006 年には緩和され、検討は不要となる
- ・そもそも、分割地域に対応するデュレーションデータが無い。これを、最大電力比で仮定することは可能であるが、産業中心であるメトロマニラと、その他の地域のデュレーションカーブが同じであるはずは無い。したがって、検討結果は信頼性に乏しいものとなる
- ・この分割の検討を毎年実施することで、PDP 策定の負担が非常に増えることとなる。増分負荷に対して、検討の効果は限定的であることから、要員が少ない現状で検討すべきでない

なお、類似検討は WESM 導入により必要となることから、将来的にこのような検討が必要となる場合は、WESM データを流用しつつ、効率的に実施することが望ましい。

第5章 系統計画（TDP）

第5章では、TDP2005の審査に向けて、本調査においてJICA調査団が実施した、ルソン系統の安定度解析の結果について述べる。

また、TDP2005策定にあたって課題となっているTRANSCOのCAPEX削減に向け、JICA調査団が提案した系統拡充優先順位決定方法についても述べる。

5.1 動的シミュレーションによる安定度解析

5.1.1 概要

現在、ルソン系統においては、一次エネルギー供給地点の制約・電源立地問題等により、図5.1に示す通り、ルソン島北部および南部に電源が集中しており、需要の中心地であるマニラ首都圏に向かって大電力が送電されている。現状においては、安定度は問題となっていないが、今後更にルソン島北部・南部地域に大規模電源が集中した場合、系統安定度の問題¹が発生することが懸念される。

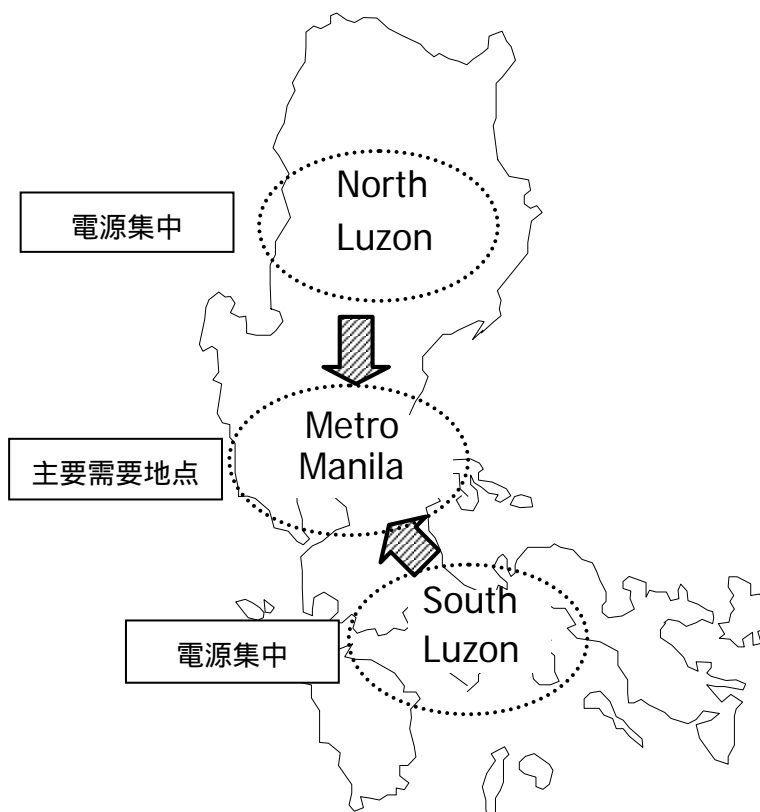


図 5.1 ルソン系統における電源と需要および潮流状況

¹ 安定度問題とは、長距離大容量送電を行った場合、発電機相互間の電氣的な連係が弱くなり、落雷等の外乱により発電機が同期をとれなくなり、最悪の場合系統全体が停電する現象である。

このため、本調査では、前回供与した PSS/E の基本セット（潮流解析、短絡容量計算）に加え、DOE へ安定度解析のための動的シミュレーションセットを供与するとともに、

TDP2005 審査に向けた、ルソン系統における安定送電限度の確認

動的シミュレーションセットに関する DOE への技術移転

の 2 つを目的として、ルソン系統北部（Labrador 周辺）および南部（Ilijan 周辺）において、安定度解析を中心に Case Study を実施した。

5.1.2 検討ケース

5.1.2.1 ルソン系統北部

表 5.1、図 5.2、図 5.3 に、ルソン系統北部（Labrador 周辺）における検討ケースを示す。

表 5.1 検討ケース（ルソン系統北部）

	説明
Case 1	Labrador - Hermosa 230kV 運用 (TDP2004)
Case 2	Labrador - Hermosa 500kV 昇圧

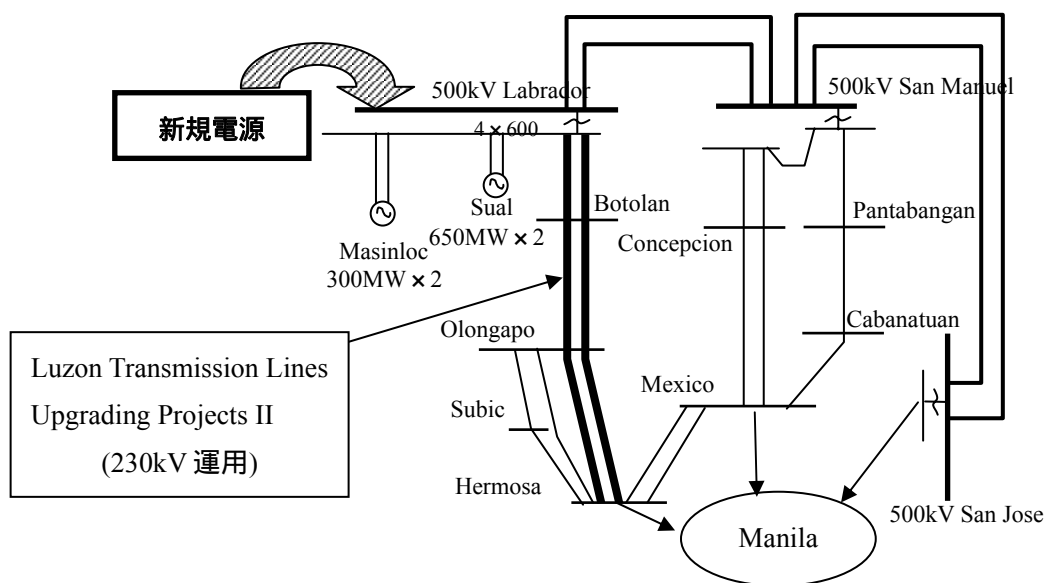


図 5.2 ルソン北部方面検討系統図（Case 1）

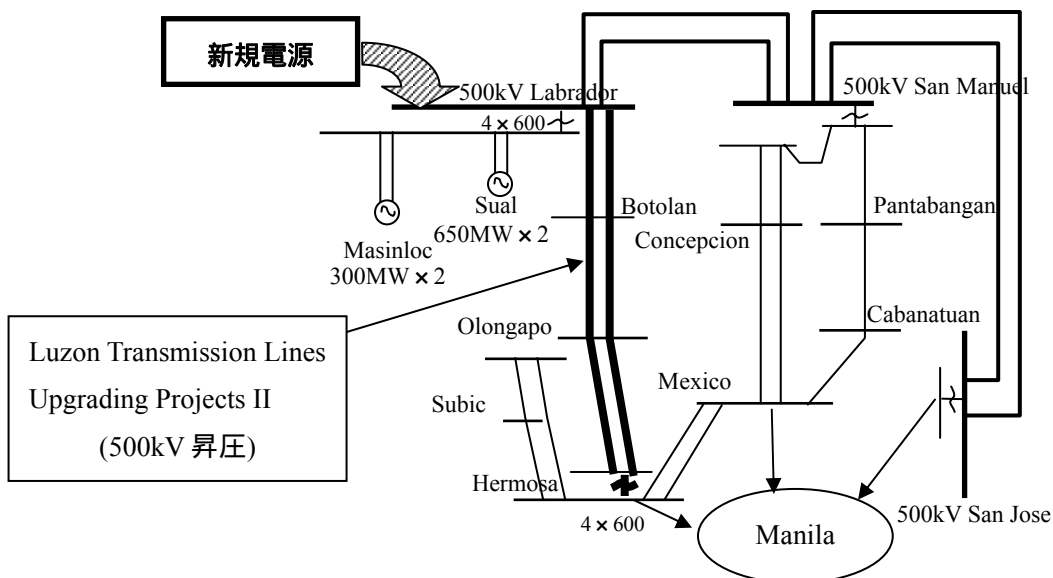


図 5.3 ルソン北部方面検討系統図（Case 2）

5.1.2.2 ルソン系統南部

表 5.2、図 5.4、図 5.5、図 5.6 に、ルソン系統南部（Ilijan 周辺）における検討ケースを示す。

表 5.2 検討ケース（ルソン系統南部）

	説明
Case 1	既設 500kV 系統
Case 2	500kV Alaminos 開閉所新設
Case 3	500kV 送電線 Ilijan 発電所二回線 引き込み

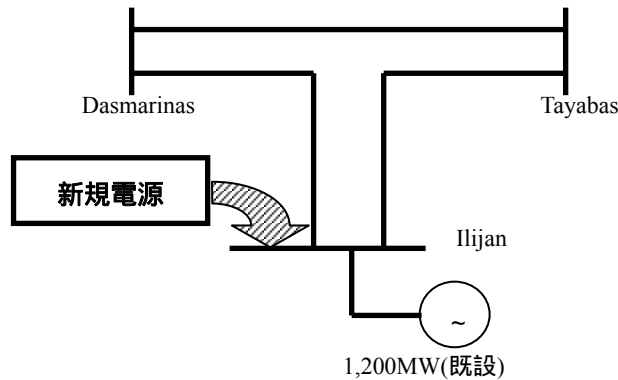


図 5.4 ルソン南部方面検討系統図（Case 1）

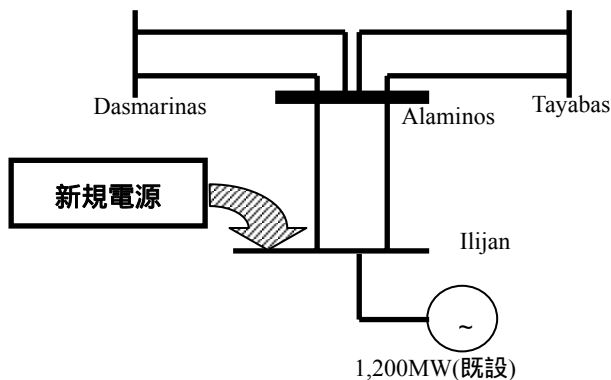


図 5.5 同検討系統図（Case 2）

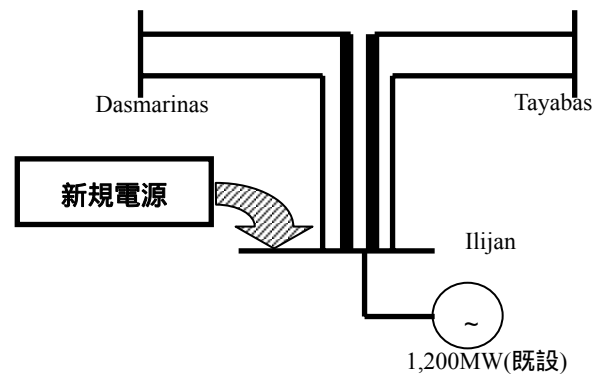


図 5.6 同検討系統図（Case 3）

5.1.3 前提条件

安定度解析にあたっての前提条件を表 5.3 に示す。

表 5.3 前提条件

	説明	備考	
需要	約 11,000MW	TDP2004 における 2010 年ピーク	
送電線故障区分	3 3LG-O		
故障除去時間	230kV	0.1 sec	Grid Code より
	500kV	0.085 sec	
負荷の電圧特性	有効電力：定電流特性 無効電力：定インピーダンス特性		
系統拡充計画	TDP2004 による		

5.1.4 ルソン島北部方面検討結果

5.1.4.1 Case 1

Labrador 周辺 (Sual、Masinloc 付近) で、1,800MW ~ 2,200MW の電源が、新規に開発された場合の安定度解析結果を表 5.4 および図 5.7 に示す。

これによると、2,200MW 程度の新規電源が開発された場合でも安定度問題は発生しない。

表 5.4 Case 1 安定度解析結果

電源投入量 (MW)	500kV Labrador ~ 500kV San Manuel (Labrador 変電所側) 故障時の安定度
1,800	安定
2,000	安定
2,200	安定

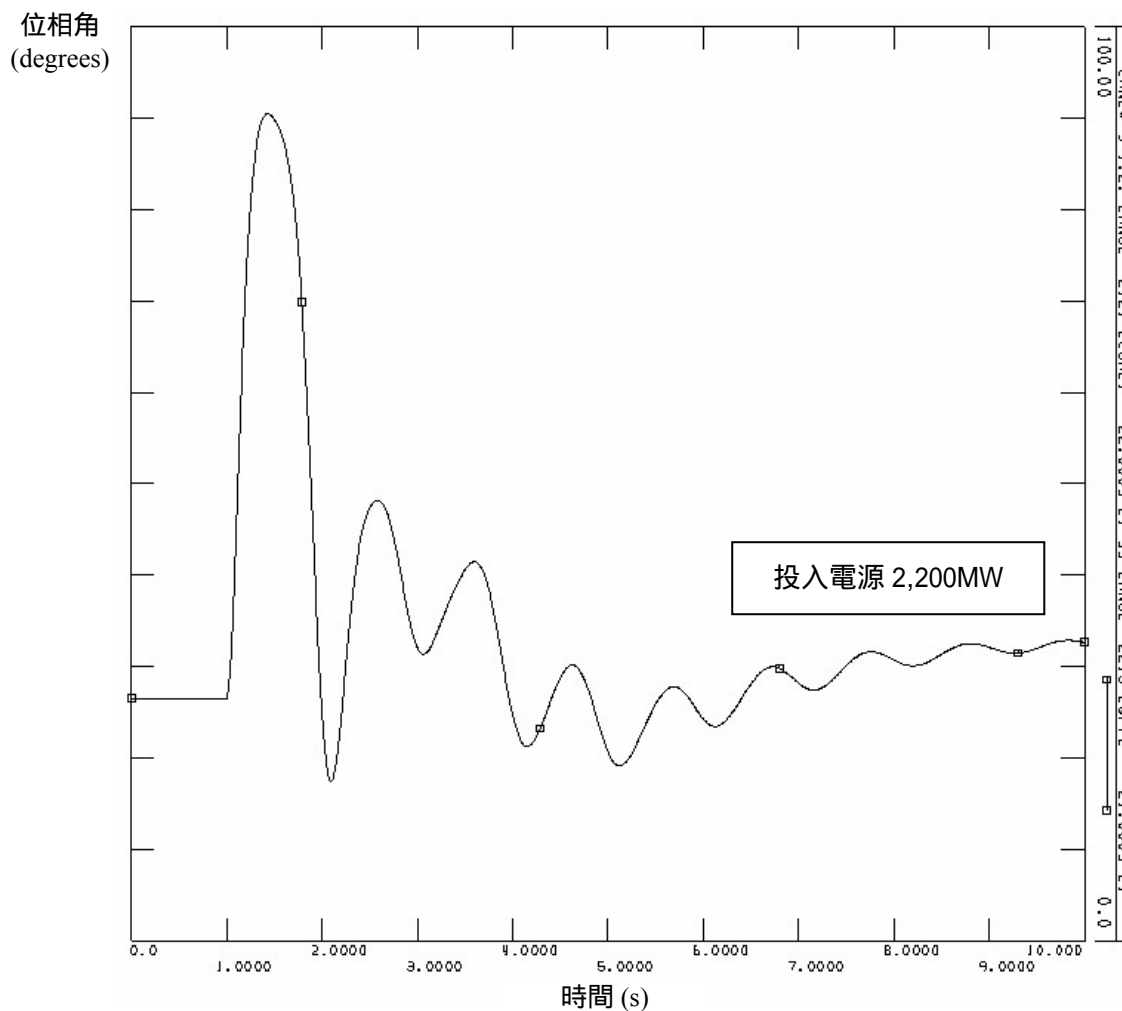


図 5.7 Case 1 安定度解析結果

一方、同一条件における潮流解析結果および、短絡電流の計算結果を表 5.5 に示す。

表 5.5 Case 1 潮流・短絡電流検討結果

電源投入量 (MW)	500kV Labrador ~ 500kV San Manuel 潮流 (上記区間一回線故障時)		Labrador (230kV) 短絡電流 (kA)	
1,200	78%	OK	31	OK
1,400	84%	OK	33	一部超過
1,600	90%	OK	33	一部超過
1,800	96%	OK	33	一部超過
2,000	103%	N.G.	35	一部超過
2,200	109%	N.G.	35	一部超過

これによると、2,000MW 以上の電源が開発された場合には、500kV Labrador ~ 500kV San Manuel 送電線が一回線故障時に過負荷になる。また、1,400MW 以上の開発では、Labrador (230kV) の短絡電流が遮断器の遮断容量 (40kA, 一部 32kA) を一部超過する。

これらの対策として、次節において、230kV Labrador ~ Hermosa 送電線の 500kV 昇圧について検討を実施した。

5.1.4.2 Case 2

表 5.6、図 5.8 に安定度解析結果を示す。Case 1 と同様に全ての場合で安定となった。

表 5.6 Case 2 安定度解析結果

故障箇所	電源投入量 (MW)	解析結果
500kV Labrador ~ 500kV San Manuel (Labrador 変電所側)	1,800	安定
	2,000	安定
	2,200	安定
500kV Labrador ~ 500kV Botolan (Labrador 変電所側)	1,800	安定
	2,000	安定
	2,200	安定

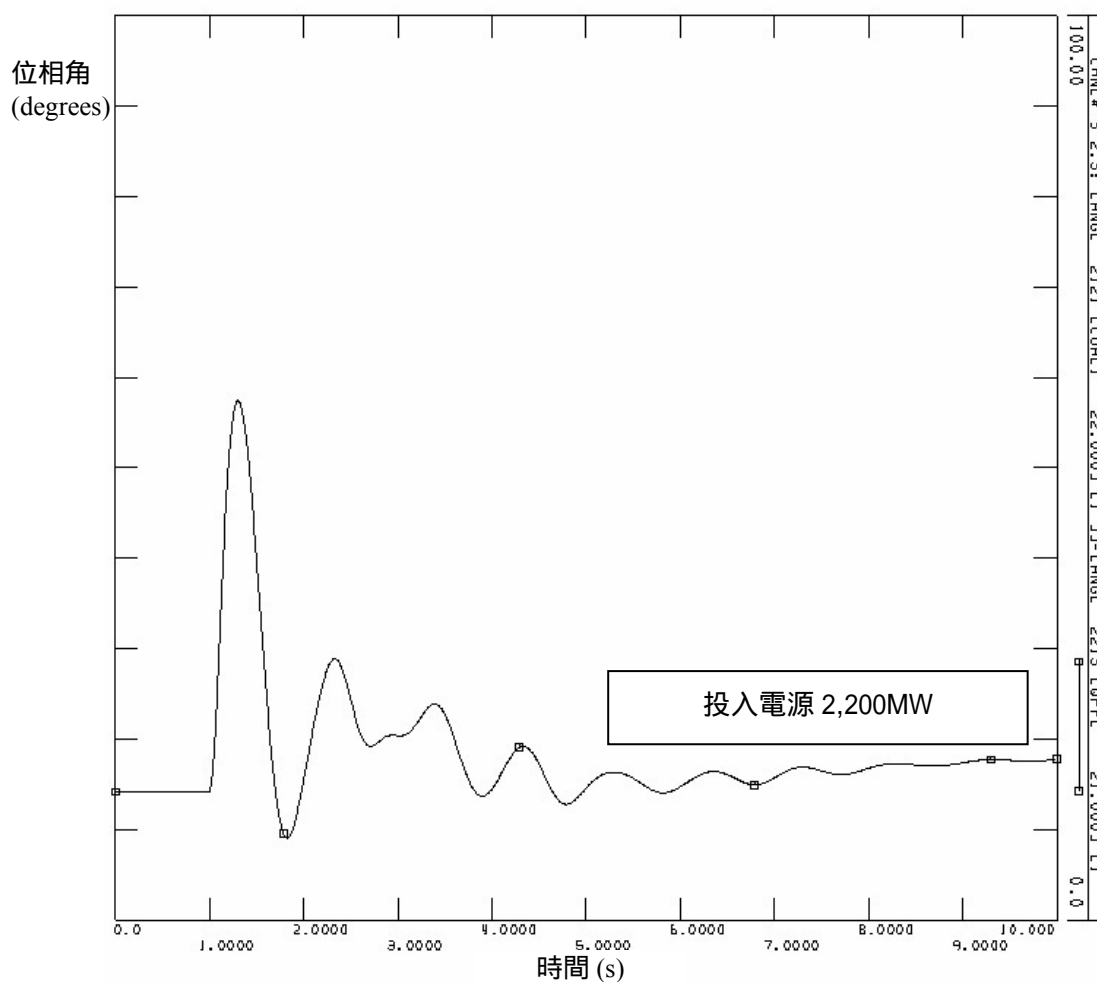


図 5.8 Case 2 安定度解析結果 (Labrador ~ San Manuel 間故障)

また、表 5.7 に潮流計算結果および短絡電流計算結果を示す。これによれば、Labrador - Hermosa 間送電線 500kV 昇圧により、熱容量問題が解消されることがわかる。しかしながら、Labrador 変電所の 230kV 遮断器の短絡容量超過問題については、改善があまりみられず、一部遮断器の 40kA への格上げ、または 230kV 系統の分割等の対策が必要である。

表 5.7 Case 2 潮流・短絡電流検討結果

電源投入量 (MW)	500kV Labrador ~ 500kV San Manuel 潮流 (上記区間一回線故障時)		Labrador(230kV)短絡電流 (kA)	
1,200	63%	OK	31	OK
1,400	68%	OK	33	一部超過
1,600	72%	OK	33	一部超過
1,800	77%	OK	33	一部超過
2,000	81%	OK	34	一部超過
2,200	86%	OK	34	一部超過

5.1.4.3 まとめ

Labrador 周辺において 2,200MW 程度の新規電源が開発された場合でも、安定度上の問題は発生しない。

ただし、この場合、電源集中による送電線熱容量問題および短絡容量超過問題が生じる可能性がある。送電線熱容量問題に対しては、500kV 設計で増強が予定されている 230kV Labrador - Hermosa 送電線の 500kV 昇圧が有効である。一方、短絡容量超過問題に対しては、一部遮断器の格上げ、または系統分割が有効である。

5.1.5 ルソン島南部方面検討結果

5.1.5.1 Case 1

Case 1 では、Ilijan 発電所周辺に電源が集中して開発された場合を想定し、安定度の検討を実施した。図 5.9 に本検討系統図を示す。

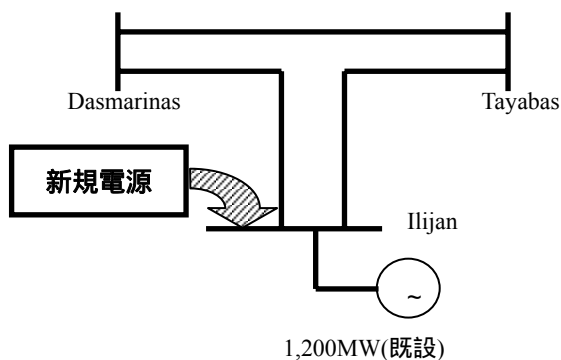


図 5.9 ルソン南部方面検討検討図 (Case 1)

表 5.8、図 5.10 に検討結果を示す。

表 5.8 Case 1 安定度解析結果

故障箇所	電源投入量 (MW)	解析結果
Ilijan - Tayabas (Ilijan 変電所側)	1,100	安定
	1,200	安定
	1,300	安定
	1,400	安定
	1,500	不安定
Ilijan - Dasmarinas (Ilijan 変電所側)	1,100	安定
	1,200	安定
	1,300	安定
	1,400	安定
	1,500	不安定

これによると 1,400MW 程度までは安定度の問題は発生しないが、1,500MW 程度以上の電源が開発された場合は安定度の問題が発生する。

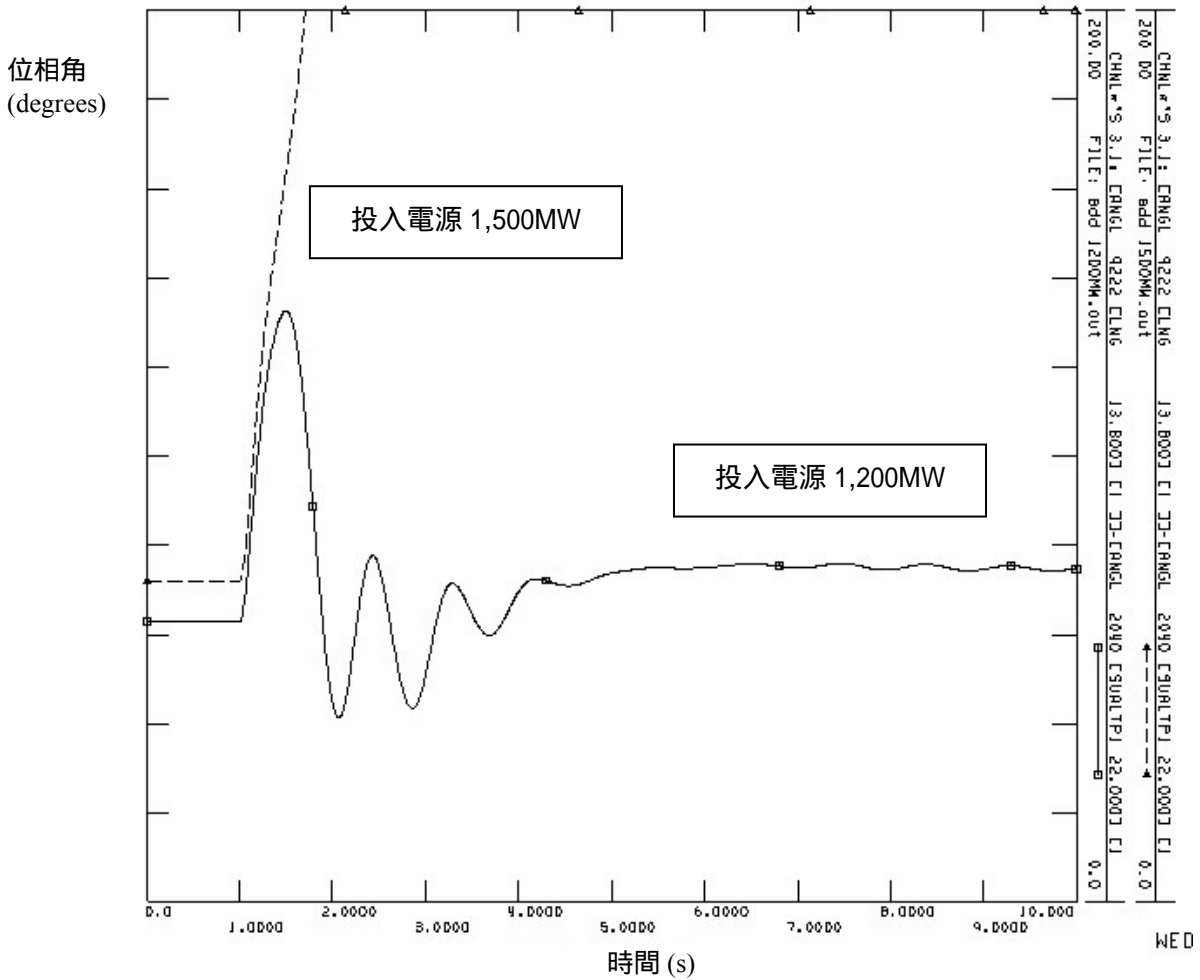


図 5.10 Case 1 安定度解析結果 (Ilijan - Tayabas 間故障)

また、表 5.9 に潮流計算結果を示す。

表 5.9 Case 1 潮流解析結果

電源投入量 (MW)	Ilijan - Dasmariñas 故障時				Ilijan - Tayabas 故障時			
	Ilijan - Tayabas		Dasmariñas - Tayabas		Ilijan - Dasmariñas		Dasmariñas - Tayabas	
1,100	86%	OK	48%	OK	86%	OK	15%	OK
1,200	90%	OK	49%	OK	90%	OK	17%	OK
1,300	94%	OK	49%	OK	94%	OK	19%	OK
1,400	98%	OK	50%	OK	97%	OK	21%	OK
1,500	101%	N.G.	50%	OK	101%	N.G.	24%	OK

これによると 1,500MW 程度以上開発された場合、Ilijan - Tayabas 送電線、あるいは Ilijan - Dasmariñas 送電線の一回線故障時に過負荷が発生し、発電抑制が必要となる。

5.1.5.2 Case 2 (500kV Alaminos 開閉所新設)

Case 2 では安定度向上対策として、500kV Alaminos 開閉所を新設した場合について検討した。図 5.11 に本検討系統図を示す。

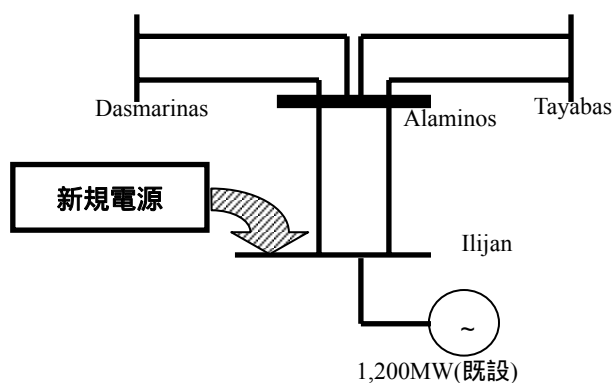


図 5.11 ルソン南部方面検討検討図 (Case 2)

表 5.10、図 5.12 に安定度解析結果を示す。

表 5.10 Case 2 安定度解析結果

故障箇所	電源投入量 (MW)	解析結果
Ilijan - Alaminos (Ilijan 変電所側)	2,000	安定
	2,100	安定
	2,200	安定
	2,300	安定

これによると、2,300MW 程度の電源開発に対しても系統は安定となり、系統安定度が大幅に改善されていることが分かる。

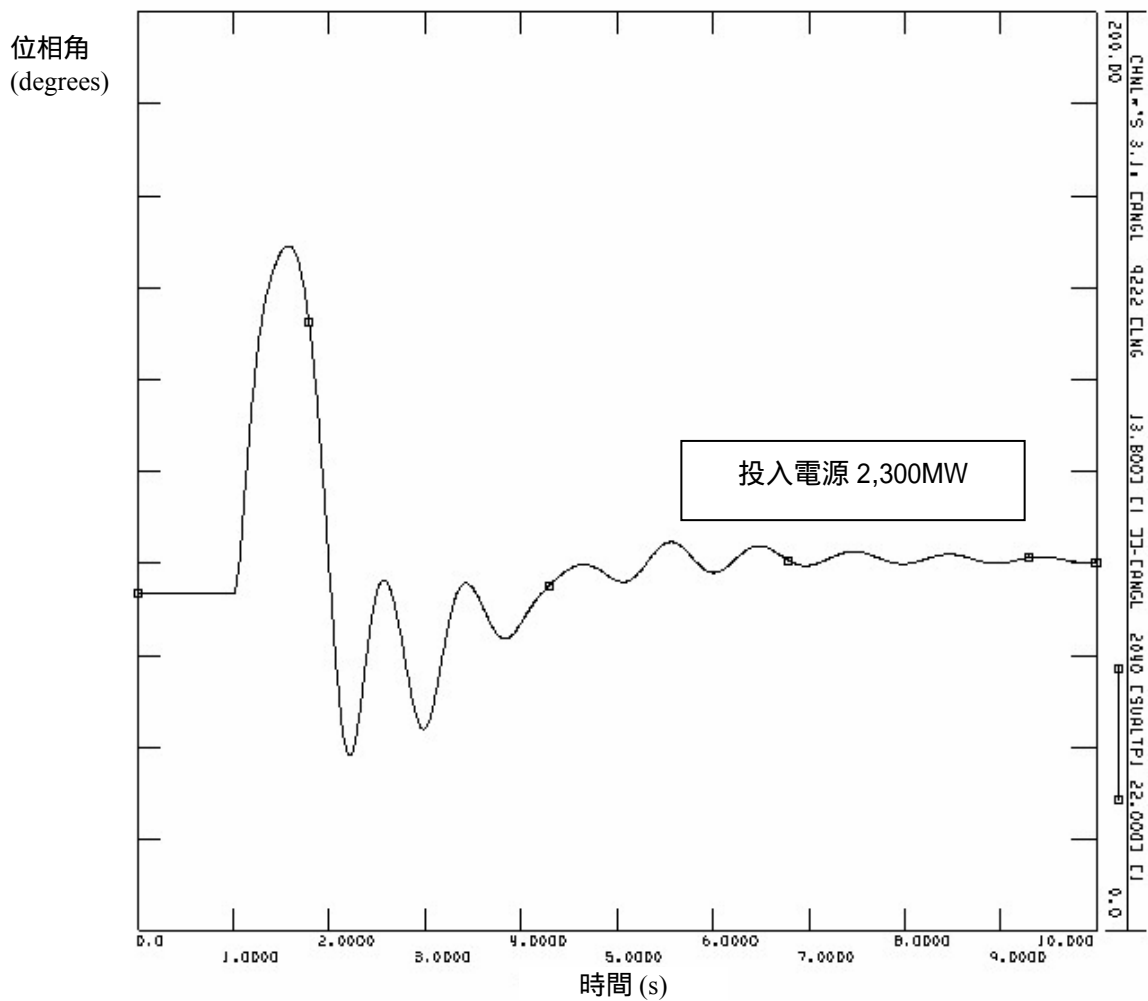


図 5.12 Case 2 安定度解析結果

一方、表 5.11 に潮流計算結果を示す。

表 5.11 Case 2 潮流解析結果

電源投入量 (MW)	Ilijan - Alaminos 故障時					
	Ilijan - Alaminos		Alaminos - Dasmaringas		Alaminos - Tayabas	
1,500	103%	N.G.	33%	OK	18%	OK
2,000	122%	N.G.	36%	OK	25%	OK
2,100	126%	N.G.	36%	OK	26%	OK
2,200	130%	N.G.	37%	OK	28%	OK
2,300	133%	N.G.	38%	OK	29%	OK

これによると、Case 1 と同様に 1,500MW 以上の開発で、Ilijan - Alaminos 送電線一回線故障時に過負荷が発生することが分かる。このように、Alaminos 開閉所新設は、送電線の熱容量超過に対しては効果がない。

5.1.5.3 Case 3 (Ilijan 500kV 送電線二回線 引き込み)

Case 3 では、500kV 送電線を Ilijan 発電所に二回線 引き込みした場合を検討した。図 5.13 に本検討系統図を示す。

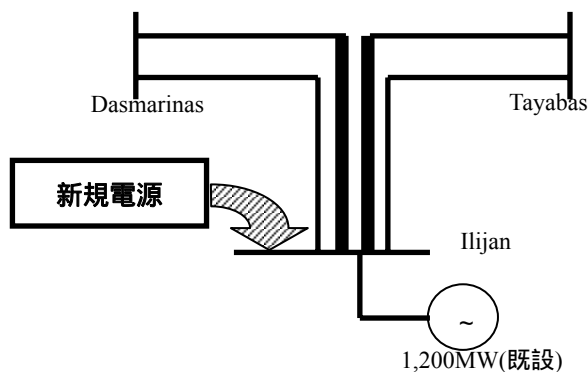


図 5.13 ルソン南部方面検討系統図 (Case 3)

表 5.12、図 5.14 に安定度解析結果を示す。これによると Case 2 と同様、Case 1 に比較して安定度が大幅に改善されていることが分かる。

表 5.12 Case 3 安定度解析結果

故障箇所	電源投入量 (MW)	解析結果
Ilijan - Tayabas (Ilijan 変電所側)	1,500	安定
	2,000	安定
	2,100	安定
	2,200	安定
	2,300	安定
Ilijan - Dasmarinas (Ilijan 変電所側)	1,500	安定
	2,000	安定
	2,100	安定
	2,200	安定
	2,300	安定

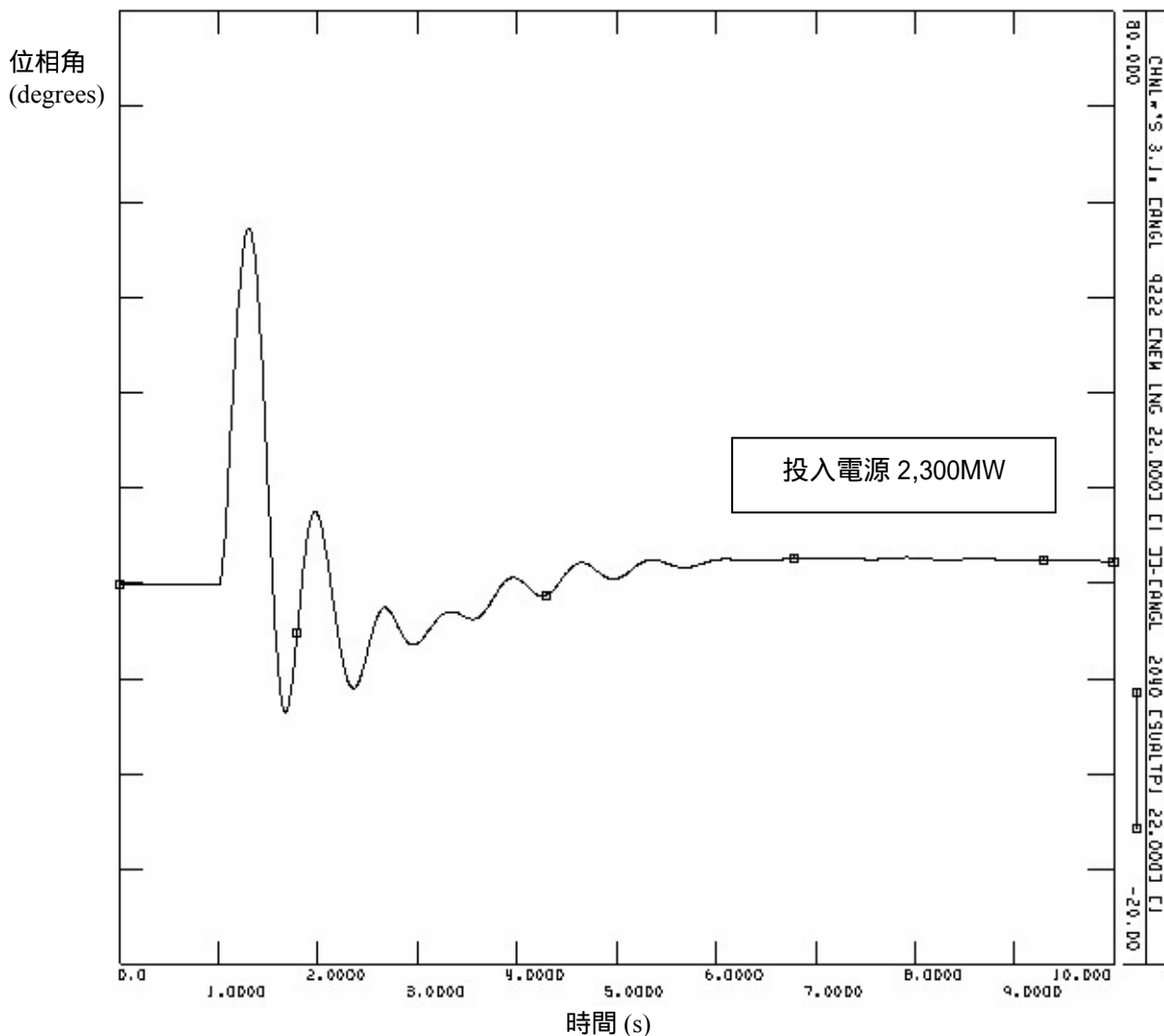


図 5.14 Case 3 安定度解析結果

また表 5.13 に潮流計算結果を示す。

表 5.13 Case3 潮流解析結果

電源投入量 (MW)	Ilijan - Dasmariinas 故障時				Ilijan - Tayabas 故障時			
	Ilijan - Dasmariinas		Ilijan - Tayabas		Ilijan - Dasmariinas		Ilijan - Tayabas	
1,500	52%	OK	25%	OK	33%	OK	38%	OK
2,000	58%	OK	32%	OK	37%	OK	50%	OK
2,100	59%	OK	34%	OK	37%	OK	52%	OK
2,200	60%	OK	35%	OK	38%	OK	54%	OK
2,300	61%	OK	37%	OK	39%	OK	57%	OK

これによると、Ilijan - Dasmariinas 送電線、Ilijan - Tayabas 送電線一回線故障時にも過負荷が発生せず、送電線の熱容量対策としても有効であることがわかる。

5.1.5.4 まとめ

今後 Ilijan 発電所周辺において電源が新規開発された場合、1,400MW 程度以下の規模であれば、安定度の問題は発生しないが、1,500MW 程度以上の電源が開発された場合には安定度が問題となる。

この場合、

Alaminos 開閉所新設

Ilijan 発電所への 500kV 送電線二回線 引き込み

等の安定度対策が有効である。

一方、1,500MW の電源が新規開発された場合、Ilijan 発電所の既設分 (1,200MW) と合わせ、電源のトータルが 2,700MW となり、Ilijan からの 500kV 送電線 (4 × 795MCM) の一回線容量 (約 2,600MVA) を超過する。このため、Alaminos 開閉所新設案の場合には、送電線一回線故障時に過負荷が発生し、発電抑制が必要となる。

一方、Ilijan 発電所への 500kV 送電線二回線引き込みの場合、送電線一回線故障時にも過負荷は発生しない。このため、今後 Ilijan 発電所周辺で、1,500MW 程度以上の電源が開発された場合には、Ilijan 発電所への 500kV 送電線二回線引き込みで対処することが望ましい。

5.2 系統拡充優先順位決定方法

5.2.1 TRANSCO の CAPEX 削減

TRANSCO は、TDP 策定にあたって、Philippine Grid Code を遵守するため、N-1 基準を満たす必要がある。しかし、現在、フィリピン政府から TRANSCO の CAPEX を削減する方針が出されていることから、当面投資削減を優先し、今後予定しているプロジェクトの繰り延べ、または取り止めが必要となっている。

このため、現在、フィリピンにおいては、プロジェクトの優先順位をどのように付けるかが問題となっている。

通常、系統計画に立案にあたっては、N-1 基準などの確定論的手法が採用されることが多い。確定論的手法は、設備に故障 (単一故障、重故障) が起こった場合の影響を評価し、計画を立案するものであり、系統計画の立案にあたり世界的に採用されている手法である。

しかし、確定論的手法では、プロジェクトの優先順位をつけることができないことから、世界各国において、電源開発計画で採用されている LOLP (見込み不足日数) 等を使った確率論的手法を、系統計画に適用し、信頼度を確率で評価することも試みられている。しかし、確率論的手法は、専用のプログラムが必要であること、検討に非常に手間がかかること、適用が負荷供給系統に限られ、基幹系統への適用が難しいなど問題が多く、あまり使われていないのが実情である。

このように、プロジェクトの優先順位の付け方には、確定された手法はなく、世界各国の電力会社も、設備故障時の影響度合い、投資額、会社のポリシー等を総合的に判断して、

独自の方法で優先順位付けしているのが実状である。

これらの状況を考慮の上、JICA 調査団は、DOE に対して、5.2.2 および 5.2.3 に述べる通り、優先順位付けの基本的な考え方、および優先順位決定方法について提案を行った。

DOE は、これをベースに、DOE のポリシーも反映しつつ、TDP2005 の審査にあたって、独自の評価方法を確立していく必要がある。

5.2.2 基本的な考え方

以下に、TDP2005 審査のために、DOE に提案した系統拡充優先順位決定にあたっての基本的な考え方を示す。

- (1) 系統全体の停電を防止するため、系統安定度維持対策（過渡安定度、電圧安定度）は、最優先とする
- (2) 新規発電所から既設系統までの新規送電線建設については、供給力確保のため、最優先で新設する。なお、既設系統における対策は、(4)に基づき、順位付けする（ただし、自由化後は、基本的に電源送電線は Proponent が実施）
- (3) 作業員の安全、機器の損傷に直結する工事は、優先的に実施する。具体的には、短絡故障時の遮断容量が不足する場合の遮断器取替、過電圧による機器の損傷、高調波発生によるキャパシターの加熱爆発等の対策は優先的に実施する
- (4) 常時（N-0 時）に供給支障が発生する場合は、N-1 故障時に供給支障が発生する場合よりも優先的に実施する。また、基幹系統は、負荷供給系統よりも系統に与える影響が大きいことから、基幹系統のプロジェクトを優先する

フィリピンの基幹系統は基本的にループ系統のため、送電線過負荷量と供給支障量が一對一で対応していない。このため、送電線過負率の高いものを優先して実施する。

一方、放射状運用している負荷供給系統については、供給支障量が多いものを優先して実施する。

表 5.14 各系統毎の電圧区分

Grid	基幹系統		負荷供給系統	
	送電線	変圧器	送電線	変圧器
ルソン系統	500kV,230kV	500/230kV	69kV	230/115kV 230/69kV
ビサヤス系統	230kV,138kV	230/138kV	69kV	138/69kV
ミンダナオ系統	138kV (230kV)	(230/138kV)	69kV	138/69kV

注：()内は将来

- (5) N-1 故障時に供給支障が発生する場合、基幹系統は、負荷供給系統よりも系統に与える影響が大きいことから、基幹系統のプロジェクトを優先する
優先順位の付け方は、N-0 時と同一とする

- (6) 電力品質（電圧等）に関する工事は、作業員の安全、機器の損傷に直結しない場合、優先順位は最も低いものとする
- (7) 系統計画の前提となる電源開発計画については、Committed Project を基本とし、Indicative Project は考慮しない

5.2.3 優先順位決定方法

表 5.15 に、DOE に提案した優先順位決定方法を示す。

表 5.15 優先順位決定方法

優先順位	区 分	備 考
1	系統安定度維持（過渡安定度対策）	S P S（Special Protection Scheme）等による安定化対策も考慮する
	系統安定度維持（電圧安定度対策）	送電線新設、電源新設・移設、S V C等による対策を総合的に比較する
	新規電源送電線	新規発電所から、既設系統までの新設区間のみ。 （今後は基本的に Proponent により実施） 既設系統における対策は、別途順位付けして対応。
2	短絡電流対策	系統分割による対策も考慮する
	機器損傷対策	過電圧、高調波対策等
3	供給支障発生（N-0、基幹系）	優先順位は、過負荷率により決定
4	供給支障発生（N-0、負荷供給系統）	優先順位は、供給支障量により決定
5	供給支障発生（N-1、基幹系）	優先順位は、過負荷率により決定
6	供給支障発生（N-1、負荷供給系統）	優先順位は、供給支障量により決定 （放射状運用の場合）
7	電力品質維持	電圧維持対策等

第 6 章 配電開発計画 (DDP)

第 6 章では、本調査の中で実施した DDP 策定に関する支援について、DDP を確実に提出させ、効率よく収集すること、収集したデータを活用すること、について述べる。

DDP はいわば、各 DU の需給計画および設備計画であり、フランチャイズエリアを持つ DU は、そのエリア内の供給責務を負う。従って需要と供給に関して長期的な視点に立ってそのエリアの需給計画を立案する必要がある。需給計画の立案にあたり、各 DU は、各フランチャイズエリアのデータに基づき、長期的に安定した需給を実現するよう、需要に見合う供給計画を策定し、必要に応じて需給バランスの分析を実施しなければならない。しかし、多くの DU はこれら長期的な需給バランス計画を作成した経験がないため、今回の DDP の作成には多くの困難が予想された。このため、調査団は DOE による DDP 収集および DDP 分析を支援した。

6.1 DDP の概要

6.1.1 EPIRA による規定

EPIRA の実施細則 IRR (Implementing Rules and Regulations : Rule7 Section4)によれば、配電会社 (DU) は 5 年間の施設計画を毎年作成し、3 月 15 日までに DOE に提出することと規定されている。具体的には、地方電化組合 (EC) は、11 月頃までに DDP を国家電化庁 (NEA) へ提出する。NEA は、提出された DDP の評価、とりまとめならびに調整を行い、NEA/ECs の配電線延長による計画 (NECDDP) にして DOE へ提出する。一方、民営配電会社 (PIOUs) は、DDP を直接 DOE へ提出する。図 6.1 は、各組織と DDP 策定に関する流れを表している。

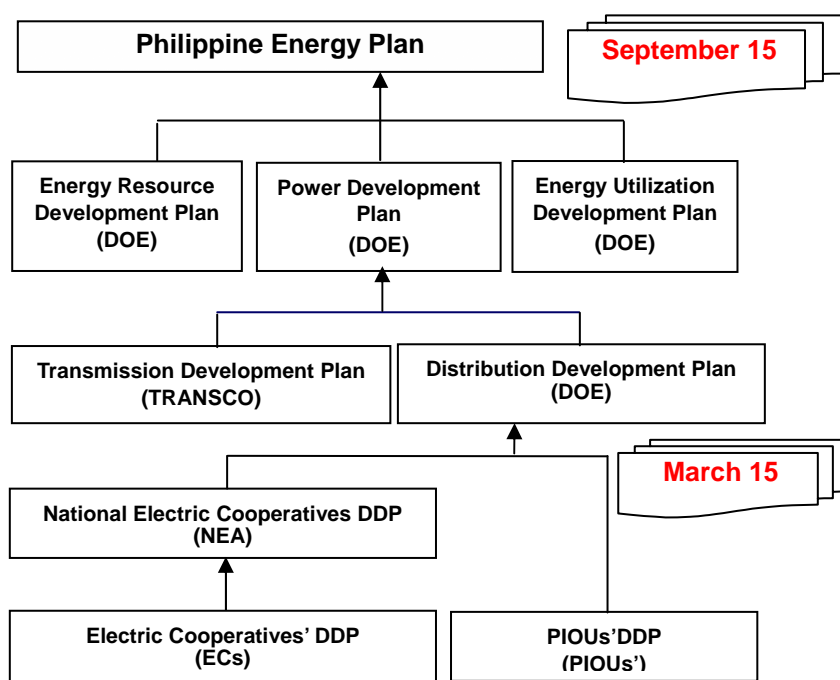


図 6.1 各組織と DDP 策定に関する流れ

DOE はこれらのデータを全て集約し、国の DDP として整理する。その中で特に重要な需要と供給に関する情報は PDP と PEP に統合されることとなる。

なお、PDC(Philippine Distribution Code 6.2.5)によれば、DU は供給地域内のお客さまの需要計画を把握し、的確な需要想定を実施すると規定されている。その需要計画をもとに設備施設計画を毎年作成し、DMC (Distribution Management Committee)および DOE に提出することとなっている。

6.1.2 DDP の内容

DDP には、以下の内容について記載する必要がある。

- ・ 需要と供給の予測
- ・ 配電線上位系統の拡充計画
- ・ 配電用変電所建設地点および容量に関する計画
- ・ 配電線建設ルートおよび容量に関する計画
- ・ 配電線電圧補償装置の設置計画
- ・ 配電設備に関する改修計画
- ・ 施設計画の根拠となる技術的分析および経済性分析の概要

前回調査において、これら幅広いデータを効率的に収集するためにデータ収集フォーマットを作成した。データ収集フォーマットは、これらの必要項目を踏まえ、主に以下の 5 つによって構成されている。

- ・ 需要想定
- ・ 供給設備計画
- ・ 配電設備施設計画
- ・ クリティカルポイント
- ・ 予算、助成金計画

これらの項目について、DOE は 5 年間の計画を作る必要がある。特に、需要と供給に関しては長期的な視点が必要であるとの観点から 10 年間の計画を作ることとしている。

6.2 DDP の確実な提出

6.2.1 本調査における収集フロー

DOE は、2004 年 DDP の確実な提出へ向けた取り組みとして、JICA と協力し、DDP ワークショップの開催ならびに DU 各社からの 2 回の DDP 提出を実施している。図 6.2 は、その取り組みステップを表している。

1 回目に提出された DDP では、データ収集フォーマットを用いた初めての DDP 提出であることから、各 DU が DDP の内容を十分理解し、提出できるかどうか見極める必

要があった。最終的に DOE が確認した DDP 提出率は、フィリピン全体で 92%となったが、提出は大幅に遅延した。

DDP ワークショップは、第 1 回目に提出された DDP には提出の遅延、記入ミスなどの問題が含まれていたため、これらの修正や具体的な策定方法の指導を目的として実施した。さらに、DDP の提出率を向上させるため、DDP の目的や提出の意義を各 DU に改めて説明し、確実な提出を再依頼した。

2 回目に提出された DDP では、DDP ワークショップの効果として、データ精度の向上ならびに DDP 提出率の向上を確認した。その結果、DDP 提出率は、フィリピン全体で 96%へ改善された。

DDP の活用では、需給バランスへの評価として、提出された DDP を用いた配電会社別の需給バランスや DDP データの統合による地域別の需給バランスへの活用等について検討した。さらに、DDP の効率的な評価、分析手法についても検討した。

これらの各取り組みの詳細については、以下の 6.2.2 節以降で述べる。

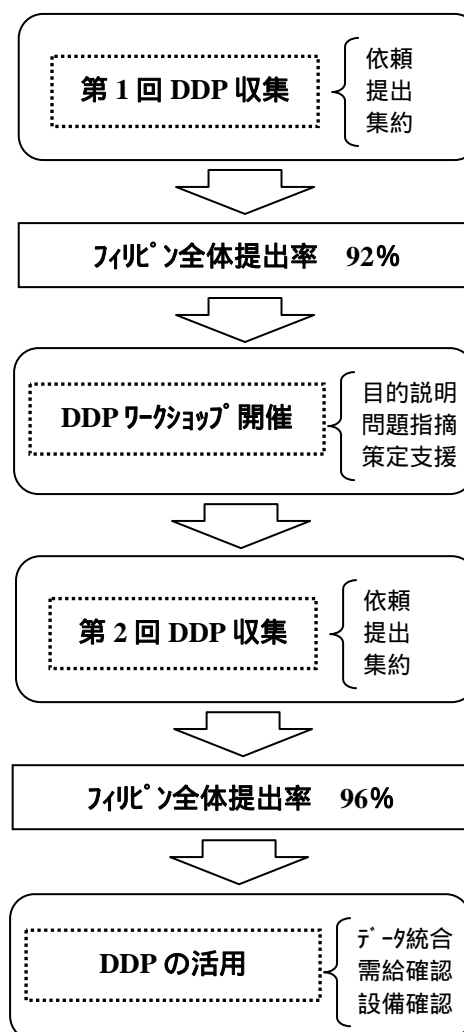


図 6.2 確実な提出へ向けた取組ステップ

6.2.2 第 1 回 DDP 収集

第 1 回 DDP 収集では、6.1.2 節で述べた項目を含むフォーマットを用いて、DOE が主体となって、各 DU から DDP の提出を行った。その結果を表 6.1 に示す。ここで、集約におけるフィリピンの各島の区切りは送電系統の接続状況から、図 6.3 に示す 9 つの主要な島とその他の小さな諸島に分けて実施した。表 6.2 に示す通り、特に周辺の小さな島(1 つの島に 1 つの EC が管理している島)では、82%と提出率が低かった。フィリピン全土では、92%の提出率であった。

表 6.1 DDP の提出状況（各島）

Island	Luzon		Mindoro	Panay		Negros	Cebu		Bohol		Leyte	Samar	Mindanao	
	EC	PIOU	EC	EC	PIOU	EC	EC	PIOU	EC	PIOU	EC	EC	EC	PIOU
提出した DUs	41	8	2	6	0	5	4	1	2	1	7	4	25	4
全ての DUs		9	2	6	1	5	4	2	2	1	7	4	26	4
提出率	93%	89%	100%	100%	0%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	100%	96%	100%

表 6.2 DDP の提出状況（フィリピン）

Island	Main Island		Other small Island		All Philippines		
DU	EC	PIOU	EC	PIOU	EC	PIOU	Total
提出した DUs	96	14	18	-	114	14	128
全ての DUs	100	17	22	-	122	17	139
提出率	95%	82%	82%	-	93%	82%	92%

提出された DDP の中身を確認すると、以下ようなデータの不足や不整合が見られた。

- ・最新の Chronicle（NEA の公式記録）の値と需要想定や電化計画等の値が異なる
- ・供給設備計画、配電設備計画や予算・助成金計画のデータが一部もしくは全て未入力である
- ・予算、助成金計画のデータが配電設備計画データと不整合である

これらの原因としては以下のような項目が考えられる。

- ・各 DU にとって初めての試みであるため、DDP 策定自体に不慣れである
- ・インターネットの環境が不安定であることから、データの受け渡しを主にフロッピーディスクで実施している。このため、何らかの原因でファイルが開けない場合やウイルスに感染している場合等の IT 特有のトラブルが発生している
- ・1.3.3 節でも述べたが、未提出 DU に対する制裁や処罰がないため、ほとんどの配電会社が DDP を策定していない

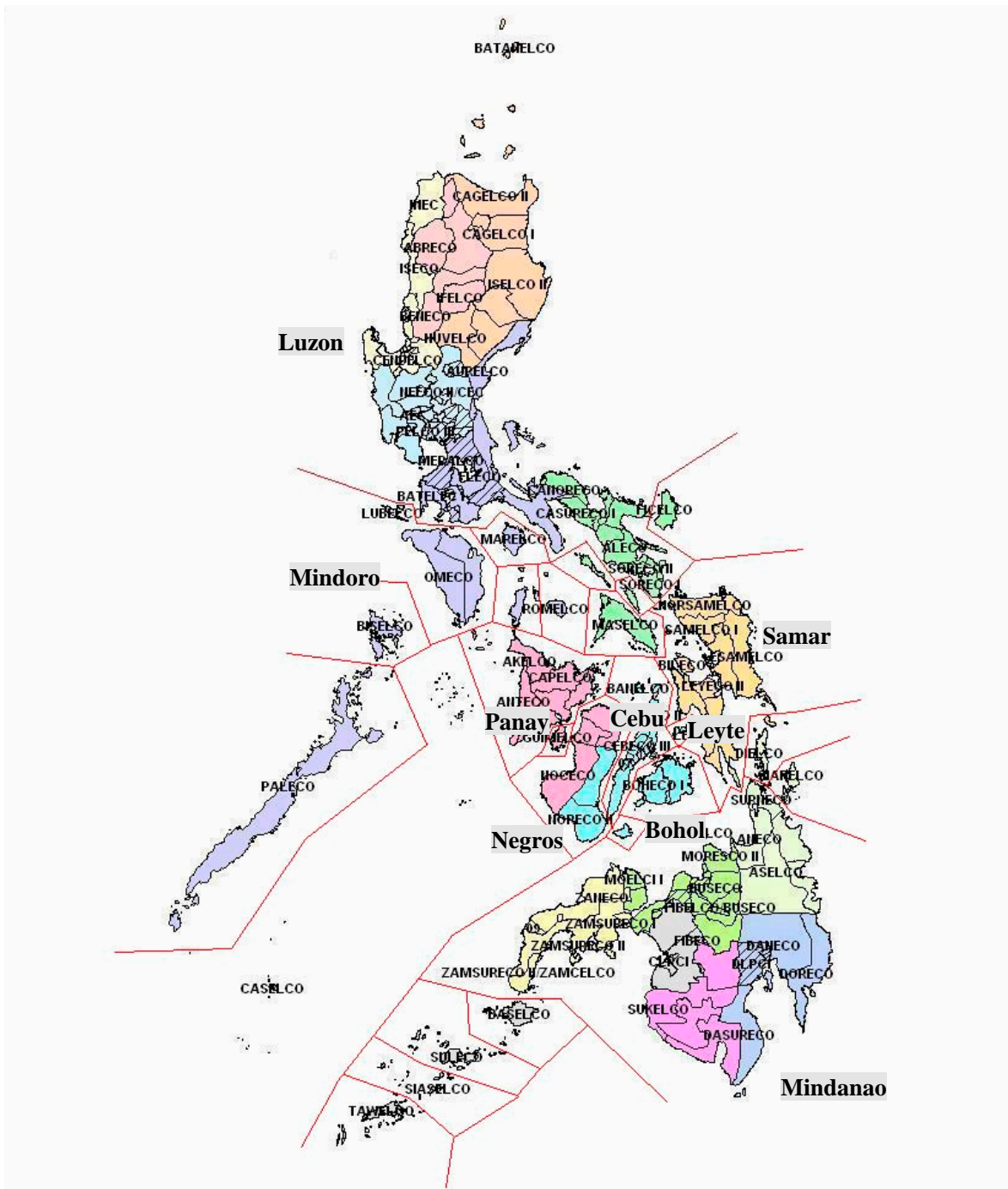


図 6.3 9つの主要な島とその他の小さな諸島

これらの膨大なデータの確認を実施する作業は容易ではない。そこで、表 6.3 のようなチェックリストを作成し、効率よく確認作業を進めることとした。さらに、DOE はこれら DDP の未提出や内容の不足を解消するため、次節 6.2.3 節で述べるワークショップを自発的に開催し、改善を試みた。

表 6.3 チェックリスト

No	Electrical Utilities	Area (REGION)	File Name	Style of Documents	Contents			
					General Provision			
					1-4 info of Dus	5a-5b Brief description	6 Electrification level (Barangay)	7 Electrification level (Household)
LUZON								
1	Ilocos Norte -Dingras	Region 1	Revised DDP INEC	Electronic data	Complete	Complete	Complete	Complete
2	Ilocos Sur -Santiago	Region 1	REVISED-DDP03ISECO	Electronic data	Complete	5b is blank	Complete	Over 100%
3	La Union -Aringay	Region 1	Revised LUELCO DDP	Electronic data	Complete	Complete	Complete	Complete
4	PangasinanI -BanI	Region 1	No data					
5	C.Pangasinan -San Carlos City	Region 1	No data					
6	PangasinanIII -Urdaneta City	Region 1	No data					
1	Batanes -Basco	Region 2						
2	CagayanI -Solana	Region 2						
3	CagayanII -Aparri	Region 2	revised DDPO CAGELCO2	Electronic data	Complete	Complete	Complete	Complete
4	Isabelal -Aliia	Region 2						
5	IsabelalI -Ilagan	Region 2	Revised DDP-ISELCO 2-REP	Electronic data	Complete	Complete	Complete	Complete
6	Nueva Vizcaya -Dupax del sur	Region 2	DDPNUVELCO revised	Electronic data	Complete	Complete	Complete	Complete

6.2.3 DDP ワークショップ

前節 6.2.2 節で述べた通り、各 DU から提出された DDP はいくつかの問題があり、提出率が低い地域も散見された。そこで、次に示す項目を目的とした DDP ワークショップを、DOE が主体となって地域毎に開催した。

- DDP の目的や提出意義を各 DU へ浸透させるため
- DDP の提出内容（需要、供給や配電設備等）の精度向上のため
- 配電レベルにおいて、供給信頼度を維持するために必要な設備投資の要否判断として DDP を活用する方法を説明するため

DDP ワークショップの実施スケジュールを表 6.4 に示す。

表 6.4 DDP ワークショップの実施スケジュール

地域	開催時期
Davao	6月
Cagayan	7月
Cebu	7月
Iloilo	7月
Metro Manila 1	7月
Metro Manila 2	7月
Luzon PIOUs	8月

ワークショップでの主な内容を以下に示す。

- Power Development Plan Framework
- Salient Features
- Legal Basis

- Pertinent DOE Issuances
- Flow of Work in the Preparation of DDP
- Information Requirements of DDP
- Methodology in Assessing the DDP

また、各 EC に対するワークショップでは、NEA と協調を図り、DDP 提出改善へ向けた取り組みがなされた。以下にその具体的内容を示す。

- (1) DDP 未提出の会社や提出した DDP の内容が不十分である会社に対しては、本ワークショップにおいて、社名を読み上げて、改善要求を行った
- (2) NEA の公式記録である Chronicle との整合を図るため、1 項目ずつ DDP との比較結果を示した
- (3) 各 EC が DDP を作成できるように、DOE と NEA のスタッフが各 EC のテーブルへまわり、データの作成方法等を個別に指導した
- (4) 需給計画を効率的に策定するため、未確定な供給部分を考慮しつつ、需給計画をシミュレーションする方法を示した。

ワークショップの最後に、各 DU に対して、ワークショップ終了後、翌金曜日を締め切りとして DDP の再提出を依頼した。

表 6.5 は、各地で開催した今回のワークショップと前回調査団（2003 年 7 月）が中心となって開催したワークショップを比較したものである。

表 6.5 前回ワークショップとの比較

DDP ワークショップ	主体	主な内容
前回のワークショップ	JICA	<ul style="list-style-type: none"> • DDP の提出依頼 • データ収集フォーマットの説明 • フォーマットの記入方法（記入例）
今回のワークショップ	DOE (NEA)	<ul style="list-style-type: none"> • DDP の提出結果 • DDP の目的、活用方法（活用例） • DDP の具体的データ作成方法

今回のワークショップでは、この種の計画を策定したことが無い多くの DU にとって、実際の DDP 策定方法を学ぶ良い機会となった。また、活動主体が JICA から DOE へ移行されてきたことは、キャパシティビルディングの成果である。

6.2.4 第 2 回 DDP 収集

今回の DDP ワークショップ開催後に提出された、第 2 回 DDP 収集の状況を表 6.6、表 6.7 に示す。前回未提出の DU が提出したため、フィリピン全体の提出率が改善され、96% の提出率を達成することができた。これら DDP の高い提出率は、National グリッドレベルや各島での需給バランスの評価等に活用できるレベルと言える。

また、提出された DDP の内容を確認した結果、以下の改善が見られた。

- ・ ワークショップにて具体的な入力方法を示したため、1 回目の提出では空欄だった部分が入力された。
- ・ 記入ミスや入力単位の違い等が改善された。
- ・ 入力フォーマットの書式 (Cumulative data or Yearly data) に合わせた表記へ改善された。

しかし、提出期限を超過した DU がみられたことと、一部の DDP には依然として空欄や入力ミスが見られるため、今後、DDP の策定と提出が定着するまでの 2~3 年間は、DDP の提出に合わせてワークショップの開催等同様の活動を継続して実施していく必要がある。

表 6.6 DDP の提出状況 (各島)

Island	Luzon		Mindoro	Panay		Negros	Cebu		Bohol		Leyte	Samar	Mindanao	
	EC	PIOU	EC	EC	PIOU	EC	EC	PIOU	EC	PIOU	EC	EC	EC	PIOU
提出した DU s	43	8	2	6	1	5	4	2	2	1	7	4	25	4
全ての DU s	44	9	2	6	1	5	4	2	2	1	7	4	26	4
提出率	98%	89%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	100%

表 6.7 DDP の提出状況 (フィリピン)

Island	Main Island		Other small Island		All Philippines		
	EC	PIOU	EC	PIOU	EC	PIOU	Total
提出した DU s	98	16	20	-	118	16	134
全ての DU s	100	17	22	-	122	17	139
提出率	98%	94%	91%	-	97%	94%	96%

6.3 DDP の活用

6.3.1 配電会社別需給バランスの作成

6.3.1.1 配電会社別需給バランスの作成

フランチャイズエリアを持つ DU は、そのエリア内の供給責務を負っている。したがって、需要と供給に関して長期的な視点に立ってそのエリアの需給計画を立案する必要がある。需給計画の立案には、各 DU は、各フランチャイズエリアのデータに基づき長期的に安定した需給を実現するよう、需要に見合う供給計画を策定し、必要に応じて需給バランスの分析を実施しなければならない。しかし、多くの DU はこれら長期的な需給バランス

計画を作成した経験がないため、今回の DDP 作成には多くの困難が予想された。

一方、DOE は、各 DU が提出した DDP が妥当なものであるか判断し、必要に応じて指導するため、各 DU が提出した需要と供給のバランス分析、ならびに長期的なデータ分析を実施し、各 DU へ示すこととした。実際に DOE が作成した需要と供給のバランスデータを図 6.4 に示す。

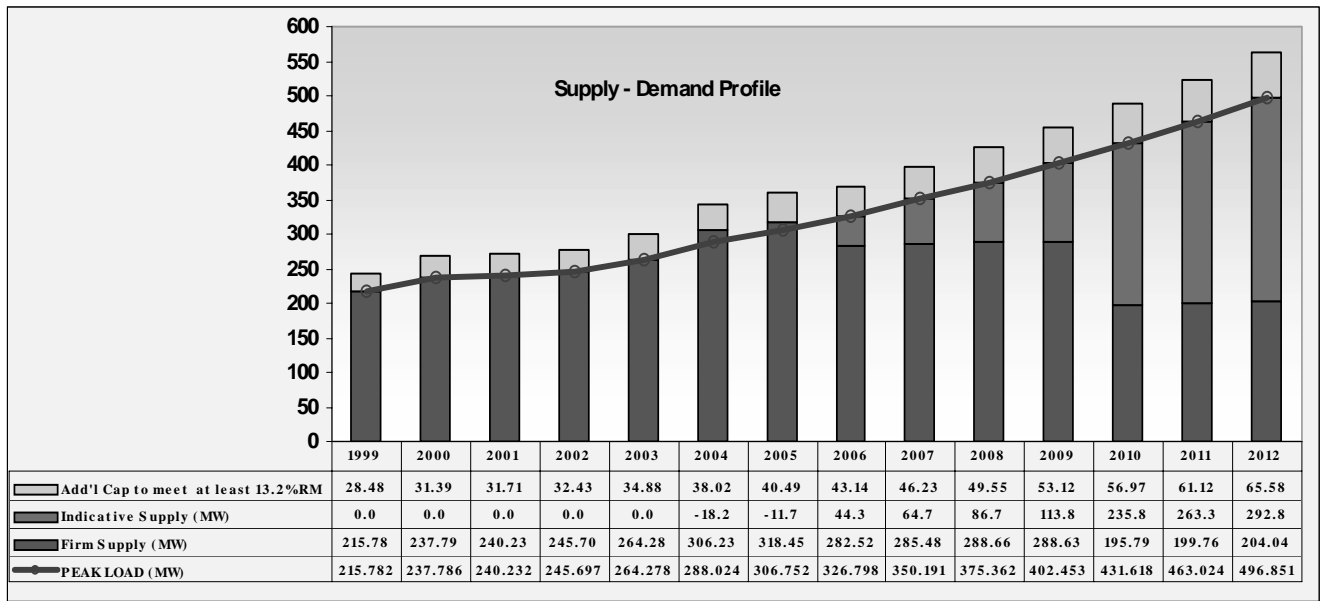


図 6.4 需給バランス

6.2.3 節で述べたワークショップにおいて、DOE は、このサマリーを各 DU に策定させ、かつプレゼンテーションを実施させた。また、この内容を踏まえ、各 DU へサマリーを含む DDP 再提出を依頼した。これは次の事項を目的としている。

- ・各 DU が、需要・供給力実績を再確認することができる。
- ・将来の需要に対し、確保すべき供給力を明確にすることで供給力確保のための意識付けができる。
- ・DU が供給力確保のための手段、電源調達のリスク管理について検討する礎となる
- ・DOE はサマリーを島別・地域別に集約し、地域別需要バランスを策定することが容易にできる。これは、地域需給バランスからみた電源開発の最適化の基礎データとなる。
- ・従来使用してきた、マクロ経済指標に基づいた需要想定は、NEDA から例年 6 月に公表される GDP 予測値を元に策定される。このため PDP の国会提出期限である 9 月 15 日まで 3 ヶ月程度しか作業期間が残されていない。これに対し 3 月 15 日を提出期限とする DDP を用いれば 6 ヶ月程度の作業を確保することができる。

長期的な需給バランス評価の一例として、本サンプル(図 6.4)からは以下のことがわかる。

- ・2002 年までピークデマンドの伸びが鈍いが、その後 2003 年からピークデマンドが再

び伸びている

- ・ 2005 年までは需要に見合った供給力が確保されているが、需要の伸びに伴い 2006 年から受給が決定している供給力だけでは不足してくる
- ・ 2010 年以降は、受給が決定している供給力が大幅に不足となる

ワークショップで各 DU に確認したところ、多くの DU が数年程度の短期契約で供給力確保をおこなっていることがわかった。契約相手は主に NPC であり、万一供給力が不足しても現実には NPC が供給してくれるとの意識が強い。このため I P P との長期契約等による積極的な供給力確保を行っている DU は少数であり、このような需給バランス分析を DU 自ら実施させることは、非常に有効である。

今後、パナイ島等での電力危機の再発を防止するには、DU の意識を改革し、自ら判断して危機回避をできるようにすること、および DOE が、DU の需給バランスチェックを適切に実施し、DU に対し、ここで述べたような指導を行っていくことは重要である。

6.3.1.2 各 DU のサマリー

前節では、需要想定と供給計画のバランスについて述べたが、需要想定は、配電設備施設計画や、それにとまなう予算・助成金計画との関連も強い。

そこで、需要と供給のバランスデータのほか、以下の内容を 1 ページにまとめた各 DU の概要を策定することとした。

- (1) General Information (表 6.8)
- (2) Supply-Demand Highlights (図 6.5)
- (3) No. of Customers (表 6.9)
- (4) Level of Electrification (表 6.10)
- (5) Projected Infrastructure Requirements (表 6.11)
- (6) Capital Investment Requirements (表 6.12)

図 6.6 は、これらをまとめた各 DU におけるサマリー（サンプル）である。

これにより、各 DU の特徴を容易に把握することが出来る。また、各 DU の供給データと配電設備施設計画等の関連性が高いデータを一覧で把握することが出来るため、国内ばかりではなく海外の投資家による投資分析資料としても活用できる可能性がある。

表 6.8 General Information

General Information	
Address	
Contact Person	
Position	
Tel. No:	
Fax No:	
E-mail Address	
Franchise Area	775 sq. kms.
Franchise Coverage	Our franchise area covers the whole city of Iligan, part of Lanao del Norte province located in the northwestern part of Mindanao, comprising of forty-four (44) barangays

Supply-Demand Highlights

- Provide the methodology and assumptions used in load forecasting
- Cite whether there are indicative plans for commercial and industrial sectors

图 6.5 Supply-Demand Highlights

表 6.9 No. of Customers

No. of Customers	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Residential	33,863	34,864	35,895	36,956	38,048	39,173	40,331	41,523	42,751	44,015
Commercial	6,021	4,756	3,757	2,968	2,345	1,852	1,463	1,156	913	721
Industrial	14	14	17	17	17	17	17	17	17	17
Others	475	484	490	495	500	505	510	515	520	525
Total	42,377	40,119	40,159	40,436	40,910	41,547	42,321	43,211	44,201	45,278

表 6.10 Level of Electrification

Level of Electrification	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Barangay Level (%)	89%	91%	93%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%
No. of Barangays Energized (On-Grid)	39	40	40	40	40	40	40	40	40	40
No. of Barangays Energized (Off-Grid)	-	-	1	2	3	4	4	4	4	4
Total	39	40	41	42	43	44	44	44	44	44
Household Level (%)										
No. of Household Energized (On-Grid)	33,863	34,864	35,895	36,956	38,048	39,173	40,331	41,523	42,751	44,015
No. of Household Energized (Off-Grid)	-	-	114	319	400	474	488	503	518	533
Total	33,863	34,864	36,009	37,275	38,448	39,647	40,819	42,026	43,268	44,548

表 6.11 Projected Infrastructure Requirements

Projected Infrastructure Requirements	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribution/Sub-transmission Facilities		1,673.70	1,715.91	1,722.13	1,764.23	1,811.10	1,863.09	1,920.62	1,984.23	2,054.51
Expansion	319	358	400	406	448	495	547	605	668	739
Rehabilitation/Upgrading	1316	1316	1316	1316	1316	1316	1316	1316	1316	1316
Substation Capacity (MVA) Expansion	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Substation Capacity (MVA) Retirement		10	10	30	-	-	-	-	-	-
Reactive Power Compensation Plan (KVAR)	8,250	9,450	9,450	9,450	10,650	10,650	10,650	10,650		

表 6.12 Capital Investment Requirements

Capital Investment Requirements (in Million PhP)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribution/Subtransmission Facilities	64.50	183.24	154.88	242.60	85.14	93.77	94.03	165.85	174.88	181.22
Expansion	35.46	155.33	69.65	68.42	59.64	78.91	77.69	87.87	95.11	99.47
Rehabilitation/Upgrading										
Substation Capacity	29.04	27.91	85.23	174.18	25.50	14.86	16.34	77.97	79.77	81.75
Electrification Projects	50.24	43.00	209.30	52.03	57.24	62.96	69.26	76.18	83.80	92.18
Total	179.25	409.49	519.06	537.23	227.52	250.49	257.32	407.87	433.56	454.62

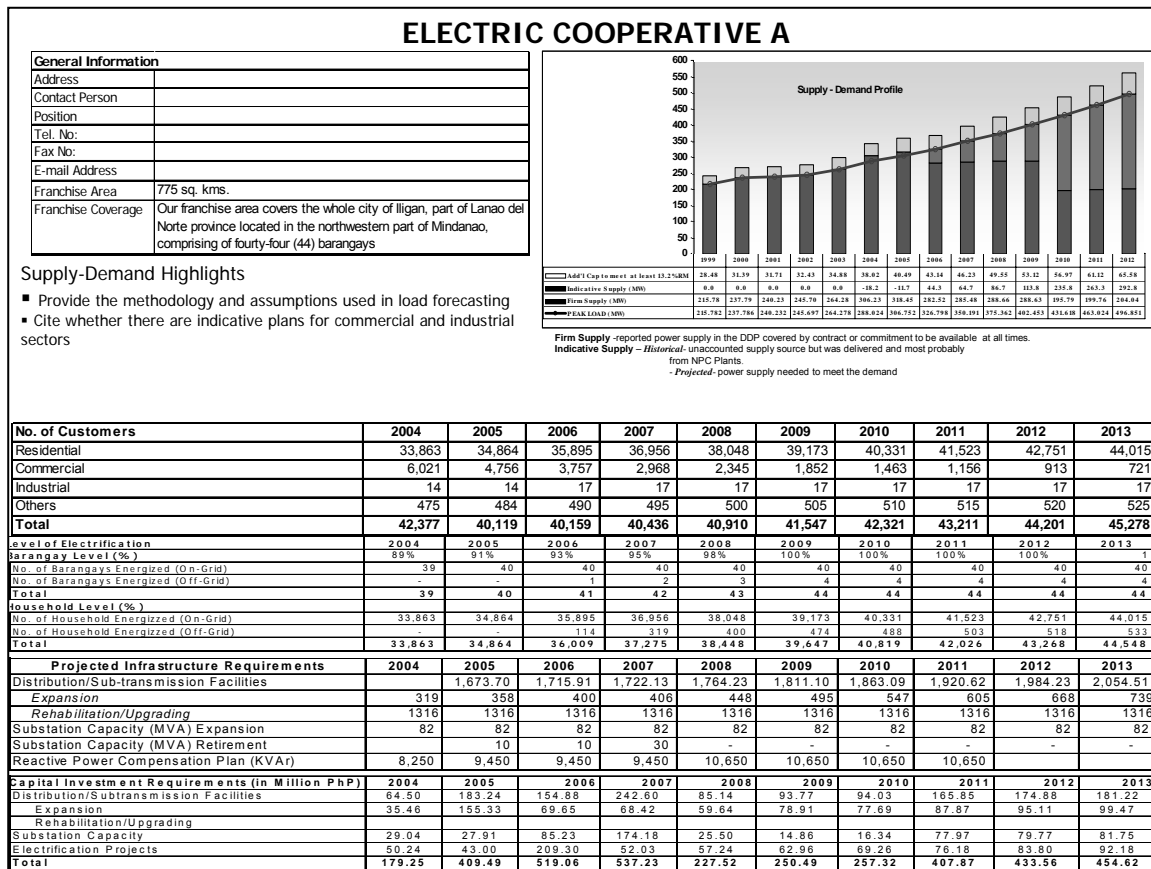


図 6.6 各 DU におけるサマリー (サンプル)

6.3.2 地域別需給バランス

JICA 調査団は、DU が提出した DDP から島別・地域別の需給バランスを算定・評価することで電力危機のシグナルを見出すことを提案した。この地域別需給バランス評価は、表 6.13 に示すように階層化して評価することとしている。各島・地域の地理的關係を図 6.7 に示す。

表 6.13 地域別需給バランス評価の階層化

	需要	供給力	電源
フィリピン	全国の DU 需要想定を合算	全国の DU 確保供給力を合算	全国の電源を合算 (Indicative 含み・除き)
地域別 ルソン、ビサヤス、 ミンダナオ	地域内の DU 需要想定を合算	地域内の DU 確保供給力を合算	地域内の電源を合算 (Indicative 含み・除き)
島別 セブ、ネグロス、パナイ、 ボホール、レイテ・サマール	島内の DU 需要想定を合算	島内の DU 確保供給力を合算	島内の電源を合算 (Indicative 含み・除き)

地域分けについては、第4章でも触れたが、当初 DOE よりルソン地域・ミンダナオ地域において地域内での分割を行い、電源開発計画にもある程度反映するようを要請があった。

しかしながら、異電圧階級を含むメッシュ構成での送電線運用をおこなっているルソン地域・ミンダナオ地域では、地域間の連系線容量定義に詳細かつ膨大な系統解析業務を要すること、解析に必要な時間に比べ、効果が限定されることから、本調査では地域内での分割をおこなわないこととした。

表 6.14 は、表 6.9 の階層化をもとに、実際に各 DU から提出された DDP (第1回目ならびに第2回目) のうち、供給データとピークデマンドデータを用いて作成した受給バランスの一例である。

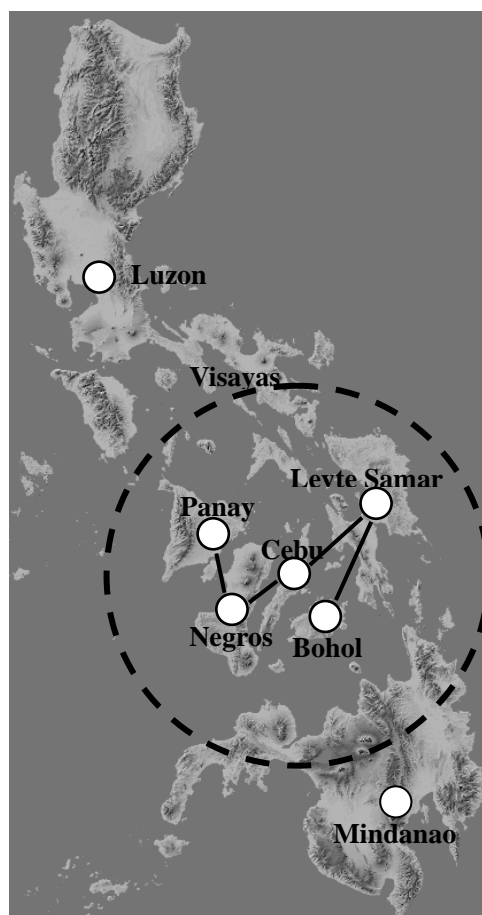


図 6.7 地域分け

表 6.14 DDP をもとに作成した需給バランス例

Demand / Supply balance from DDP in Luzon

EC or PIOUS	DU name	Region	Source	data	Name	Contents	unit	1998	1999	2000	
EC	INEC	Region 1	1st Submission	Supply data	?(Blank)	Installed Capacity	KW	2,000	2,000	2,000	
						Net Dependable Capacity	KW	1,600	1,600	1,600	
						Supply from NPC	Contracted Demand	KW	24,050	25,350	26,650
						Supply from NPC's Transition Supply Contract	Contracted Demand	KW	6,000	6,000	6,000
						Supply Total	Contracted Demand	KW	31,650	32,950	34,250
					Demand data	Peak Demand	KW	24,785	26,522	28,741	
	balance data	balance	KW	6,865	6,428	5,509					
EC	ISECO	Region 1	1st Submission	Supply data	Supply from NPC	Contracted Demand	KW	17,667	18,800	19,800	
					Supply Total	Contracted Demand	KW	17,667	18,800	19,800	
					Demand data	Peak Demand	KW	22,623	23,531	25,423	
	balance data	balance	KW	-4,956	-4,731	-5,623					
EC	LUELCO	Region 1	2nd Submission	Supply data	Amburayan Mini-Hydro Plant	Installed Capacity	KW				
						Net Dependable Capacity	KW	160	160	180	
						Supply from NPC	Contracted Demand	KW	17,392	17,392	18,150
						Supply from NPC's Transition Supply Contract	Contracted Demand	KW			
						Supply Total	Contracted Demand	KW	17,392	17,392	18,150
					Demand data	Peak Demand	KW	17,552	17,552	18,330	
	balance data	balance	KW	17,683	18,104	20,123					
	balance data	balance	KW	-131	-552	-1,793					
EC	PANELCO	Region 1	No DDP								
EC	CENPELCO	Region 1	No DDP								
EC	PANELCO 3	Region 1	2nd Submission	Supply data	Supply from NPC's Transition Supply Contract	Contracted Demand	KW	11,000	11,000	11,000	
					Supply Total	Contracted Demand	KW	11,000	11,000	11,000	
					Demand data	Peak Demand	KW	29,022	29,106	31,971	
					balance data	balance	KW	-18,022	-18,106	-20,971	
PIOU	DECORP (Dagupan Electric Corporation)	Region 1	1st Submission	Supply data	Supply from NPC	Contracted Demand	KW	0	0	0	
					Supply Total	Contracted Demand	KW	0	0	0	
					Demand data	Peak Demand	KW		29,365	35,273	
					balance data	balance	KW	0	-29,365	-35,273	

一般に、至近年においては、DU が確保している供給力と必要な供給力の乖離が少なく、

将来分は電力供給契約が結ばれていないため、DU が確保している供給力と必要な供給力との乖離が大きくなっていく。実際には DU が確保している供給力は、地域により異なるものの至近年においても想定需要に満たない地域が多い。

表 6.14 は各 DU の提出した需要実績および将来需要の想定値である。DU は、主に TRANSCO から地域内の変電所にて電気を計量し購入しており、この値は受電変電所で計測したいわゆる受電端での値である。

これに対して、PDP の前提となる想定需要は、電力を供給する発電機の出力を合計した、いわゆる発電端での値（Gross Demand）がベースとなっている。このため DU 需要を従来から用いられている総需要として扱うためには、発電端から受電端までの間での電力損失（システムロス）を補正しなければならない。なお、ここで言うシステムロスとは、発電所で必要な所内電力、送電網を電力が流れる間に導体が発熱することで電力が減少する送電損失等を言う。また、一般に、各 DU でピーク需要が発生する時刻は異なっており（ピーク需要の不等時性）各島あるいは各地域ごとのピーク需要と各 DU のピーク需要の合計は必ずしも一致しない。DU 需要合計を各島あるいは地域需要に集計する際には、これらの要素を一つずつ補正する必要があるが、それぞれ具体量を個別に定量的に示すのは困難である。

今回、地域別需給の評価は、表 6.4 で述べたようにその地域内の DDP アグリゲーション需要を基に実施した。なお、評価に際して、従来 PDP 策定に使用してきた需要想定値と整合を取るため、先に述べたシステムロスを次の通り補正し、各島または各地域の需要想定とすることとした。

$$\text{補正係数} = \frac{\text{TRANSCOによる当該地域の総需要（発電端値）}}{\text{当該地域のDU、TRANSCO直送の大口需要家の最大需要合計値}} \quad (6-1)$$

* 各数値は 2003 年実績値

$$\text{各年需要} = (\text{当該地域の DU、TRANSCO 直送の大口需要家の最大需要見通し}) \times \text{補正係数} \quad (6-2)$$

パナイ島で起きたような電力危機は、図 6.8 に示すように島別または地域別の必要供給力の不足により予測することができる。例えば、地域外からの供給力が系統制約等により限定される場合は、地域内で全ての供給力を確保することから、電源開発の所要期間（実際の建設工期 + 建設着手までの準備期間）を 5 年程度と仮定すると、現時点から 5 年先の電源（Indicative 除き）で所定の予備力を満たせない場合、既設および計画決定済み電源のみでは供給力不足で電力危機を招くおそれがあることとなる。

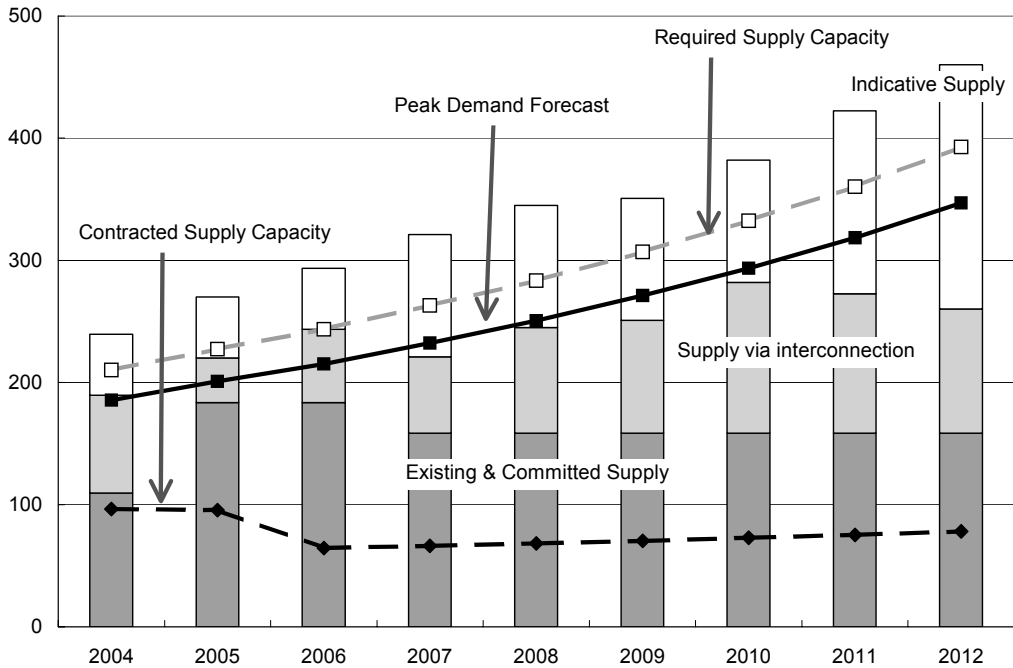


図 6.8 パナイ島における需要想定と供給力

(注) 説明の簡素化のため図 6.8 では必要予備率を一定と仮定しているが、実際の PDP では見込み不足日数 (LOLP=1day) を使用している。

なお、図 6.8 の例では、受給契約が確定している供給力 (Contracted Supply Capacity) は、短期的には需要の半分程度、長期的には需要の 1/3 程度にとどまっている。

現状、DU の需給に対する意識は、DU の規模により大きく異なっており、大規模 DU はしっかりした需要分析・供給力確保・DDP 作成に関する能力を有しているが、小規模 DU は需要分析・供給力確保・DDP 作成に今後もサポートが必要である。例をあげると、DU は、将来の供給力を想定需要とまったく同一としたプレゼンテーションを実施し、受給契約の位置づけを質問された際に「従来 NPC が必要なだけ供給してくれていたのだから、今後も NPC が供給してくれると考えている」との極めて楽観的な見通しを述べていた。このような根拠のない DDP が提出された場合、DU および当該地域の需給バランスを適切に評価することができなくなることから、今後も適切な DDP 策定が定着するまで十分な指導が必要である。

6.3.3 電源開発計画の下位計画としての DDP

PDP は前に述べたように Luzon、Visayas、Mindanao の地域別に策定している。

PDP の下位計画としての DDP の利用方策として、(1)最適電源配置の評価、ならびに(2)データギャザリングツールとしての利用等が挙げられる。

(1) 最適電源配置の評価

最適電源配置については、昨年(2004)の PDP において、ビサヤス地域を対象として、WASP-IV による地域全体での最適電源開発計画と、GTMax による島間連系線を考慮した運用コスト比較とを用いて策定した。

今後、このような手法で策定した最適電源配置と、DDP と突き合わせることで、地域ごとの需給を評価し、的確な新規電源の誘導方策を検討することができると考えられる。

また、需要について、従来 PDP では地域ごとのマクロ経済指標、NEA 資料および TRANSCO 資料に基づき、地域別の想定を実施してきた。しかし、DDP を活用することで、より細かく区分された地域毎、あるいは個別の大口需要家の契約状況を考慮した需要想定が可能となる。このように、DDP は PDP 策定にあたって、需要想定などの基礎データとして重要な下位計画として位置づけられる。

なお、DOE からは今年度、ルソン地域・ミンダナオ地域についても地域分割して最適電源配置する手法を移転してほしいとの要望があった。しかし、ビサヤス地域の島間連系線に比べ、ルソン・ミンダナオ系統は複雑であり、しかも増分作業に対し、効果は限定的であることから、今年度の PDP 策定にあたり、計画策定の中で取り扱わないこととした。

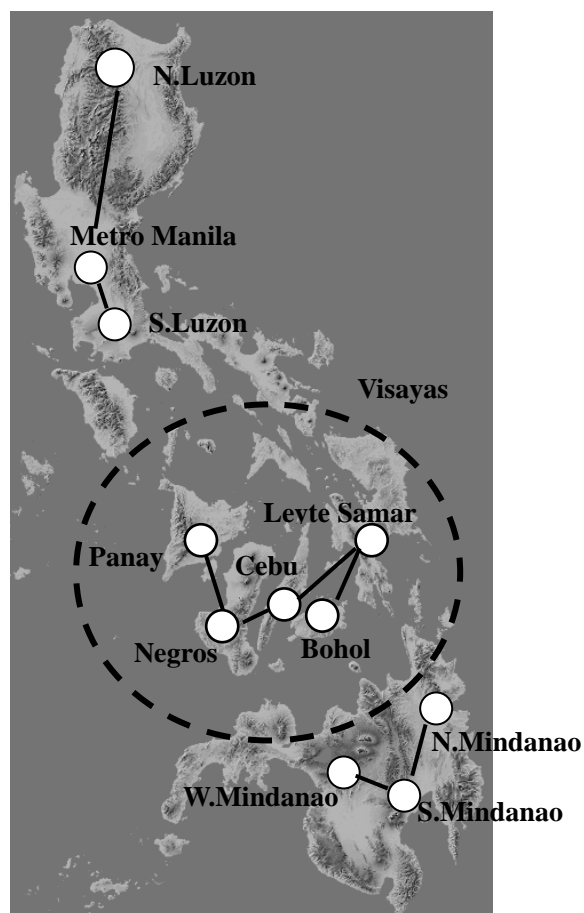


図 6.9 別な地域分け方法

これについては、ルソン北部あるいはルソン南部に新たな電源開発が行われた場合、発生した電力を最大の消費地であるマニラ首都圏(Metro Manila)に送電するために新たな流通設備(送電線・変電所等)が必要となる。このため電力セクターへの投資総額を抑制したい DOE は、新たな流通設備投資が比較的小さくなる可能性の高いルソン中部地域(マニラ近郊)に電源を誘導したい意向であり、将来的に電源計画の進捗状況によっては、ルソンならびにミンダナオの地域分割が必要となる可能性が残る。この場合には、PDP 策定に DDP を更に有効に活用できると考えられる。

(2) PDP データギャザリングツールとしての利用

従来 DOE では自家用電源(Embedded 電源)について把握することは困難であり、TRANSCO データからその存在量を推測して PDP に織り込んでいた。

これを踏まえ、DDP データ収集フォーマットで「Owned Production Facilities」と「Supply from other sources」の項目を盛りこんだ結果、今年度の PDP の策定にあたっては、DU から

提出された Embedded 電源の情報を反映しつつ電源開発計画に織り込むことができた。

表 6.15 は、実際に提出された DDP から抽出したデータリストの例である。

表 6.15 電源情報一覧の一例

No	DU's	Area (REGION)	Area (Island)	Plant name		
				Owned Production Facilities (15a)	Supply from other sources (15B)	
VISAYAS						
EC	Aklan -Kalibo	AKELCO	Region 6	PANAY		
EC	Antique -SanJose	ANTELCO	Region 6	PANAY		
EC	Capiz -Panlitan	CAPELCO	Region 6	PANAY		
EC	IloiloI -Tigbauan	ILECO 1	Region 6	PANAY		IPPI MIRANT
EC	IloiloII -Pototan	ILECO 2	Region 6	PANAY		
EC	IloiloIII -Sara	ILECO 3	Region 6	PANAY		
PIOU	Panay Electric Company	PECO	Region 6	PANAY	English Electric Vulcan IH 103	PPC-1
					English Electric Vulcan IH 107	MIRANT(AVON)
					Mirrless Blackstone 16KV Major	MIRANT 2(AVON 2)
					IHI Pielstick 16 PC-2V	
					Worthington S E H	
EC	Gujaras -Jordan	GUIMELCO	Region 6	Other Small Island		
EC	V-M-C Rural -Manapla	VRESCO	Region 6	NEGROS	Sipaway Generating Set	

これら抽出作業ならびに分析は、今回エクセルを用いて実施したが、DOEの限られたスタッフと時間の中において、毎年これら膨大な DDP のデータを用いて分析・評価を実施することは困難である。このことからこれらの作業の一部を第 7 章で説明する PDP データマネジメントシステムに取り込むこととした。これにより、来年度は、効率的にデータ集計、分析ができることとなる。

電源開発期間が十分確保できる将来分の Indicative 電源は投資家に対する市場参入へのシグナルであるが、至近年次における Indicative 電源の必要性は電力危機の危険シグナルと見なすことができる。

6.4 DDP データの PDP データ管理システムへの取り込み

6.3 節で述べたように各 DU の概要を把握する上で、DDP からサマリーを作成することは有効である。DOE はこのサマリーを毎年作成し、分析に活用することを考えている。そこで、DOE と協議した結果、提出された DDP から自動的にこのサマリーを作成する機能を、PDP データ管理システムの一機能として整備することとした。

6.4.1 DDP データの出力

PDP データ管理システムの出力に際し、業務の一貫性を重視し、出力するサマリーは DOE が自ら作成したものをを用いることとした。

しかし、このサマリーだけでは、需要想定と配電設備施設計画や配電設備施設計画と予算・助成金計画等の関連を定量的かつ効率的に把握・分析することや、各 DU 同士（同規模の DU 同士）での比較検討を効率的に進めることは困難である。

そこで、これらの相関を効率的に把握・分析するため、パフォーマンス指標(Performance Index) を DU 毎作成し、評価・分析へ活用することとした。これらの詳細は次節 6.4.2 節

で述べることにする。図 6.10 は、PDP データ管理システムを活用した DDP データの流れを表している。

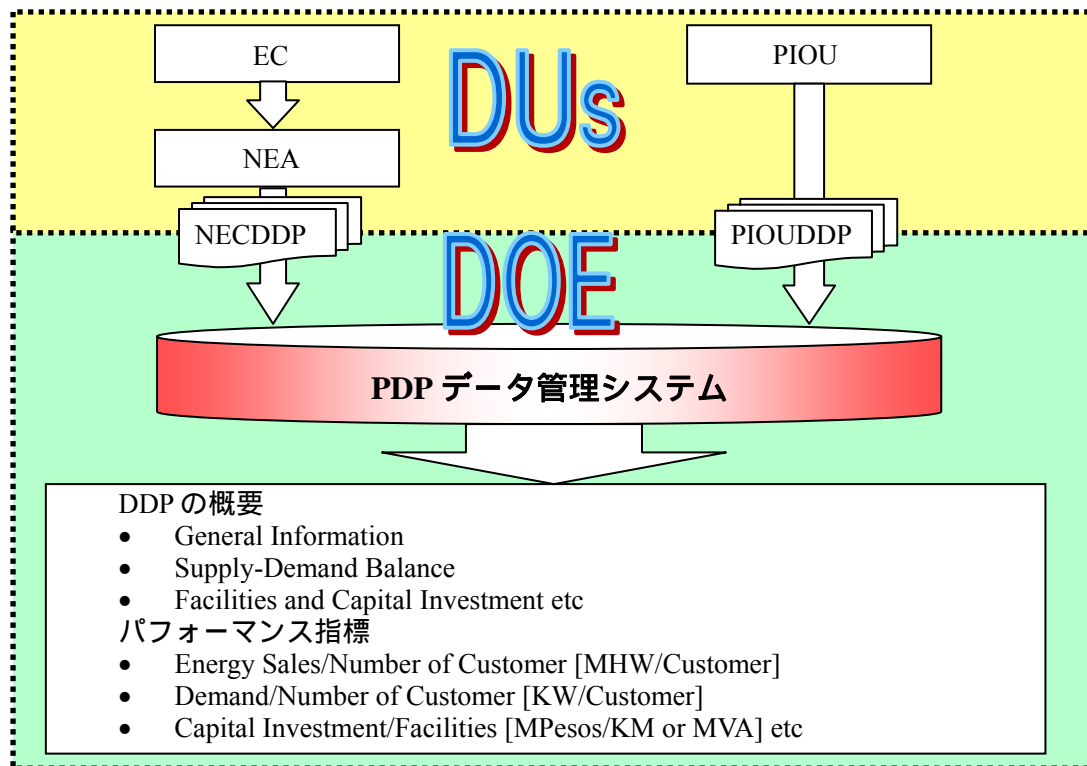


図 6.10 PDP データ管理システムを活用した DDP データの流れ

6.4.2 パフォーマンス指標

6.4.2.1 概要

パフォーマンス指標では、各 DU における、各提出データの相関関係を効率的かつ定量的に把握・分析することを目的としている。具体的なパフォーマンス指標は以下のデータによって構成されている

(1) エネルギー（消費電力）・需要の予測における整合性の確認

- Energy Sales/ Number of Customer
 - Demand/ Number of Customer
- （これらは、需要家の種別毎に作成する）

(2) 設備施設計画における有効性の確認

- System Peak Demand/ Aggregate substation Capacity

(3) 効率評価

- Total Investment Cost / Total Customer
- Total Investment Cost / Total Energy Sales

(4) 設備施設コスト評価

- Capital Investment / Total ckt-km
- Capital Investment / Total MVA
- Capital Investment / Total KVar

各指標を用いて、年度毎の連続性を確認することにより、需要想定と配電設備施設計画や配電設備施設計画と予算・助成金計画のバランスを分析することから、入力された数字がミスしていなかどうかといった確認作業に至るまで効率的に実施することができる。

表 6.16 は、パフォーマンス指標のサンプルを示す。

表 6.16 パフォーマンス指標の一例

Performance Index									
Forecast/Planning Results	Units	Historical					average		
		1999	2000	2001	2002	2003		2004	2005
Sales/No of customers									
Residential	MHW/Custmr	1.34	1.38	1.44	1.49	1.57	1.44	1.57	1.59
Commercial	MHW/Custmr	10.4	11.1	11.2	11.2	12.4	11.27	12.2	11.4
Industrial	MHW/Custmr	1,008	959	964	1,102	1,163	1,039	1,169	1,176
Others	MHW/Custmr	132	162	213	254	340	220	440	438
TOTAL Customer Sales	MHW/Custmr	3.15	3.21	3.35	3.51	3.66	3.37	3.82	3.84
Peak Demand/No of customers									
Residential	KW/Custmr	0.25	0.25	0.26	0.30	0.32	0.28	0.32	0.33
Commercial	KW/Custmr	1.92	2.01	2.02	2.06	2.56	2.11	2.52	2.36
Industrial	KW/Custmr	183	174	175	189	203	185	202	201
Others	KW/Custmr	25.4	29.8	39.6	44.3	57.6	39.3	61.3	60.4
TOTAL Customer demand	KW/Custmr	0.59	0.59	0.61	0.65	0.70	0.63	0.69	0.70

6.4.2.2 パフォーマンス指標を用いた比較分析

提出された値が妥当であるのか、一つの DU のデータを分析しても妥当性を把握することは困難である。そこで、DDP として提出されたデータを分析するため、データをマクロ的に確認することが必要である。例えば、需要に対する投資金額が妥当であるのか、もしくは、お客さま数の伸びに対する需要の伸びが妥当であるのかといった内容である。

DOE と協議した結果、上記パフォーマンス指標の主要な項目の平均値(5年分の Historical データの平均値と 10年分の Forecast データの平均値)を用いて、各 DU を横並びにした一覧で比較することとした。

比較では、同程度の地域性や需要密度をもっている DU 同士を比較することが肝要である。そこで、今回は、NEA が各 EC に対して行っているランク付けをデフォルトとして用いることとした。

表 6.17、図 6.11 にこれらパフォーマンス指標を用いた比較サンプルを示す。

今後は、これらのデータ分析を進めていくことで、NEA のランク付けデータを用いることなく、DOE 自らの蓄積した分析結果を用いて各 DU をグループ分けし、比較検証を実施することが望ましい。

表 6.17 パフォーマンス指標の一覧

No		Classification	Average of Historical 5 years	
			Residential (SAMPLE DATA) (Sales/No of customers)	Residential (SAMPLE DATA) (Demad/No of customers)
1	INEC	A+	3.690437305	0.195014509
2	ISECO	A+	1.997009857	0.153196205
3	LUELCO	A+	2.800217939	0.092760159
4	PANELCO 1	Deferred	0.161280783	0.050350577
5	CENPELCO	E	0.149893804	0.04584704
6	PANELCO 3	Deferred	0.318371787	0.066610879
1	BATENELCO	A+	2.869029995	0.238273881
2	CAGELCO 1	A+	2.627717381	0.140620341
3	CAGELCO 2	B	2.274432465	0.085203951
4	ISELCO 1	C	1.963426518	0.090831105
5	ISELCO 2	D	0.940644021	0.10511662
6	NUVELCO	A+	4.439626421	0.153156711
7	QUIRELCO	B	2.464070915	0.20488911
1	AURECO	A+	2.586130027	0.018785299
2	TARELCO 1	A+	1.056565471	0.043255901
3	TARELCO 2	A+	4.009265852	0.119034519
4	NEECO 1	Deferred	0.276258105	0.090844234
5	NEECO 2	E	0.342173355	0.234055703

Sample of Performance Index output(Average of Historical 5 years)

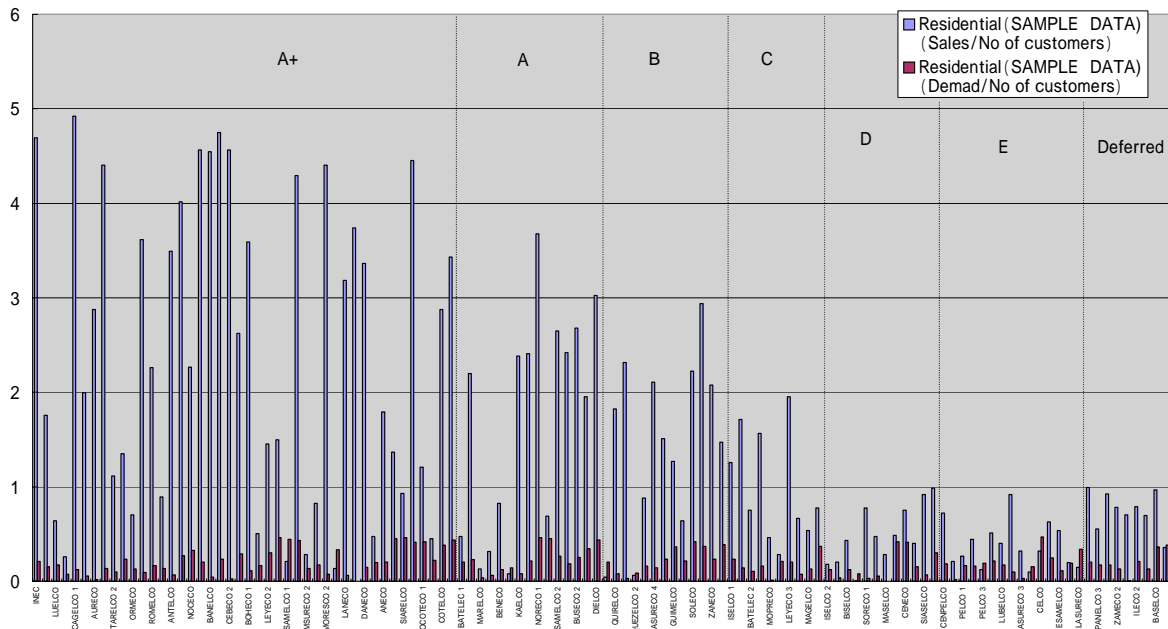


図 6.11 パフォーマンス指標を用いた比較サンプル

第7章 PDP データ管理システム

7.1 PDP 管理システムの目的

本調査以前は、フィリピン DOE は PDP に関するデータを、紙、FAX から収集し、人間の手作業でデータをシステムに入力し、処理していた。そのため、以下のような問題点が生じていた。

- ・ データ収集に時間がかかる
- ・ 手作業によるミスが生じる
- ・ 分析に時間がかかり、結果も不正確な場合がある

Del Callar 次官および DOE 職員はこの問題を解決するために、PDP のデータ収集・分析を自動的に行うことの出来るシステム開発を要請してきた。

当 PDP データ管理システムは、以下の二つのシステムから構成されている。

- ・ PDP システム
- ・ TDP システム

PDP システムは、PDP と DDP データを対象としており、データ収集フォーマットの自動作成、レポート作成、サーチ機能、データのインポート・エクスポート機能、管理機能を備えている。TDP システムは、同じフォーマットで書かれた 2 つのデータの相違点を比較分析するシステムである。

両システムは、DOE の要求に対応するため、データ収集・データ分析・レポート作成を一貫して行えるシステムであり、データ処理の正確さの向上と時間短縮に資するものである。

7.2 PDP 管理システムの概要

7.2.1 特定範囲

7.2.1.1 PDP システム

PDP システムの担当する範囲は以下の通りである。

- ・ PDP データ収集フォーマット生成
- ・ PDP データのレポート作成
- ・ PDP データのサーチ
- ・ 管理機能

PDP データ管理システムは、PDP データのみでなく DDP データもカバーする。このアプリケーションは、上記の範囲内において以下のいくつかの機能を有する。

(1) PDP データ収集フォーマット生成

PDP および DDP へのデータは、発電事業者や EC のプロフィール、月別と年度別のデータから構成される。プロフィールは、PDP および EC の様式から構成されている。

DOE は、PDP データを月別、年度別に収集することとしている。月別のデータフォーマットの作成において、DOE は PDP 名、月・年度を指定することが可能であり、指定された条件に基づくデータ収集用のフォーマットが自動的に生成される。データ収集フォーマットは、既に当該 PDP が DOE に報告済みの前月・前年度のデータも表示されるようになっている。前月、前年のデータが表示されているために、PDP はデータ入力時において前回のデータを参照できるため、入力する際にデータをチェックできるので、入力ミスを防止することができる。

データ収集フォーマットには、EC や PDP を特定する識別子が付けられており、埋め込まれていた識別子により、データのインポート、挿入、更新の際に間違った入力を防ぐことが出来るように工夫されている。

(2) PDP データのレポート作成

DOE 職員は現在、資料は手書きで作成しており、時間と労力のかかる作業で、処理のミスもあるとのことであった。この機能により、DOE 職員の資料作成は、正確かつ迅速に行われることとなる。

作成されるレポートの種類は以下の通りである。

(PDP)

- ・ 特定年度の既存プラントのリスト
- ・ 特定年度の発電統計
- ・ 特定年度の設備の稼働能力
- ・ 通年、半年、月別の稼働能力
- ・ 通年、半年、月別の発電量

(DDP)

- ・ 各 EC の毎年のサマリーレポート
- ・ 操業指標のサマリーレポートと各 EC 個別の個別指標
- ・ 各 EC の月別操業レポート

(3) PDP データのサーチ

蓄積されるデータ量が増えてくると、特定のデータをサーチするのに手間取ることになることが予想される。本システムのユーザーは、特定の視点から、データを検索し、ソートして表示する必要が出てくると考えられる。例えば、稼働能力、発電量、顧客数などである。この検索機能は DOE から要求されてはいないが、JICA 調査団の経験から、長期的視点でこの機能が不可欠であろうという判断に基づき、本機能を加えることとした。

本機能により、以下の検索が可能とある。

(PDP)

- | | |
|------------|------------------------------|
| ・地域別 | ルソン地域、ビサヤス地域、ミンダナオ地域およびその他全土 |
| ・グリッド別 | 全グリッド |
| ・リージョン別 | 14のリージョン |
| ・プラントのタイプ別 | ディーゼル式、タービン式、地熱発電等 |
| ・燃料別 | ディーゼル、バンカーC、地熱、天然ガス |
| ・プラント名別 | 各プラント名から検索 |

また、比較機能を用いると、特定の期間において最も発電量の大きかった PDP を、発電量の大きさに基づいてソートして表示する、といった分析も可能となる。データは稼働能力、安定供給能力、発電量ごとにソートして表示することが可能である。

(DDP)

- | | |
|---------|------------------------------|
| ・地域別 | ルソン地域、ビサヤス地域、ミンダナオ地域およびその他全土 |
| ・グリッド別 | 全グリッド |
| ・リージョン別 | 14のリージョン |
| ・施設のタイプ | EC、民間会社 |
| ・施設名 | 各名称から検索 |

同様に、比較機能を用いると、特定の期間において最も販売量の大きかった EC を、販売量の大きさに基づいてソートして表示する、といった分析も可能となる。顧客数、電化されたバラングイの数、システム・ロス、顧客への直接販売、電力購入量、発電量、総供給量ごとにソートして表示することが可能である。

(4) インポート・エクスポート

この機能は、DOE が各電力会社や EC から寄せられたデータを、本アプリケーションにインポートする際に使われる。DOE はインポートの前に、データのフォーマットや入力された値が適切かを個別にチェックする必要がある。

またエクスポート機能は、G T Max および W A S P- の両分析ツールに入力可能なデータを、CSV フォーマットの様式で、ローカルの PC にエクスポートする機能である。

(5) TDP ディレクトリへのリンク

「TDP ディレクトリを開く」をクリックすると、TDP ディレクトリにフォーカスしたエクスプローラーが開く。この機能を使う際には、事前にアドミニストレーション機能で、そのパスを設定しておくことが必要である。

(6) 管理機能

次の3つの機能が実装されている。

第一に、DOE は自らもデータを修正できる。DOE が新規のデータや修正データを、フロッピーその他のメディアから得たデータを、(4)のインポート機能を使わずに入力、修正することが可能である。

第二に、ユーザー・コントロールのツールである。このシステムのユーザーは、管理者（アドミニストレーター）と一般のユーザーという2種類がある。セキュリティの観点から、管理者のみが、ユーザー・メンテナンス、ユーザー・モニタリング、TDP パスの設定を扱うことができる。新規ユーザーの登録、既存ユーザーのプロフィール変更の場合には、ユーザー・メンテナンス機能で変更することが可能である。管理者は、他のユーザーの行動をモニタリングすることも可能である。一般ユーザーは、同じPCを使っている、ユーザーが変わったらIDを変更する運用を行うことが求められる。

第三に、統計データの入力、更新機能である。PDP/TDP の分析には、統計データが必要になる。DOE はこれらのデータを入力・更新できる。

DOE は、まずはこのシステムの操作を習得する必要がある。このアプリケーションは、現時点でクリアになった基本的な機能を備えている。しかし例えば、生成されたフォームやレポート類をどのフォルダで管理するか、といった文書管理方法などは、今後 DOE が運用の過程で検討すべき課題である。JICA は、DOE がこのアプリケーションの運用経験を積むことにより、膨大な量のデータを効率的に管理していくことを期待している。

7.2.1.2 TDP システム

TDP は同じフォーマットで書かれたデータの相違点を分析でき、二つのデータの相違を正確に対比させることを可能とするシステムである。

TDP システムは、次の二種類のデータを入力して分析することが可能である

- ・ TDP プロジェクト・プロファイル
- ・ TDP プロジェクトの進捗状況

分析結果は Excel ファイルとして生成され、相違点のみが見やすい形で表示される。

7.2.2 システム操作の要件

このアプリケーションには次のような特色がある。各機能の詳細は、別途制作する操作マニュアルによって説明する。

7.2.2.1 PDP システム

トップページには6種のタブがある。

(1) PDP データ収集フォーマット生成

期間(月、年度) および PDP ないしは EC を指定して、データ収集フォーマット(Excel)を生成する。PDP データ・コントロールパネルは画面の上部に、DDP データ・コントロールは下部に配置されている。必要項目をチェックし、任意の期間を選び、下部の「データ・エントリーの起動」をクリックすると、データ収集フォーマットである Excel ファイルが同じディレクトリに生成される。

PDP と DDP データは、各月、各年で収集されていく予定である。

EU はウェブ上に置かれたデータ収集フォーマットをダウンロードするか、DOE からの E メールを受信することにより、入手する。データを入力した Excel ファイルは、メールないしはフロッピーディスク等で DOE に送られることになる。

The screenshot shows the 'PDP Data Management System' interface. At the top, there's a navigation bar with 'Data Gathering', 'Report Generation', 'Search', 'Import / Export', 'TDP', 'Administration', and 'Help'. The main content area is titled 'Data Gathering' and shows the date '24 September 2004'. It is divided into two sections: 'Generation Sector' and 'Distribution Sector'. Each section has three columns: 'PROFILE', 'MONTHLY', and 'ANNUAL'. Under 'Generation Sector', 'PROFILE' has checkboxes for 'Power Plant' and 'Proponent' with dropdown menus. 'MONTHLY' has a 'Monthly Data' checkbox and dropdown. 'ANNUAL' has an 'Annual Data' checkbox and a dropdown set to 'Hydro'. Under 'Distribution Sector', 'PROFILE' has a 'Distribution Utility' checkbox and dropdown. 'MONTHLY' has a 'Monthly Operations' checkbox and dropdowns for 'Utility', 'Year', and 'Month'. 'ANNUAL' has an 'Annual Data' checkbox and dropdowns for 'Utility' and 'Year'. A 'Generate Data Entry' button is located at the bottom right.

図 7.1 データ収集フォーマット生成のメインホーム

(2) PDP データのレポート作成

DOE は、このアプリケーションをインポート機能を使ってインポートした後、所要のデータを選んで、分析結果のレポートを自動的に作成することができる。このレポートも Excel ファイル形式で作成され、アプリケーションと同じディレクトリに置かれる。

この機能は、DOE が現在人の手で作成しているいくつかのレポートを自動的に作成できる。DOE は、施設名、年度、活動概要、稼働指標その他の必要とされるレポートを選択するだけで、瞬時のレポートが作成、表示される。それぞれのレポートのヘッダーには、JICA のロゴマークが付けられている。

この機能は、DOE が本アプリケーションにおいて最優先した機能である。

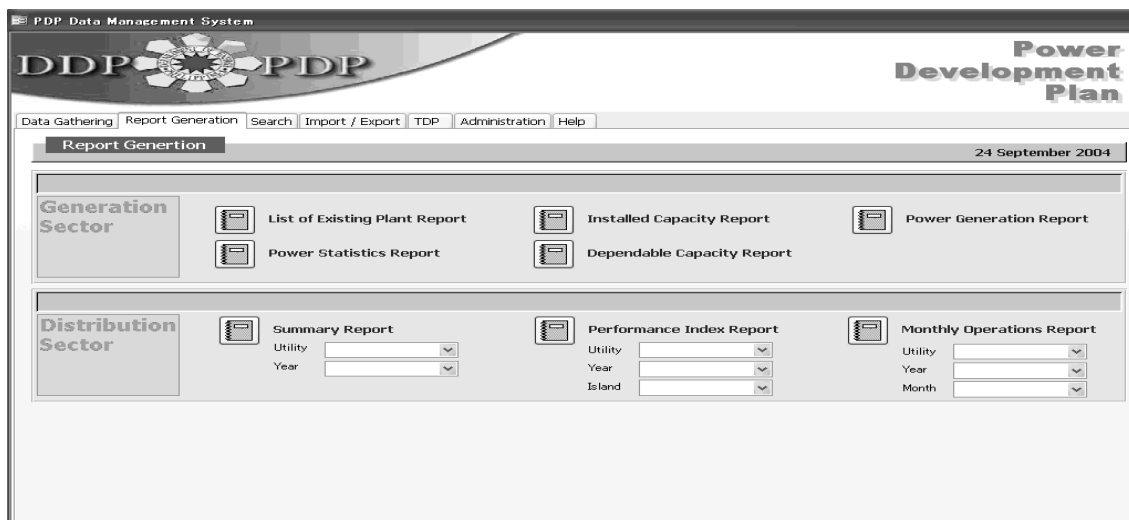


図 7.2 メインフォーム：レポート作成

次に、自動的に起動されたレポートの 2 例を挙げる。

最初のレポートは、特定の EC の年間操業のサマリーデータである。過去のデータ、予測データ、電化率、インフラストラクチャーの水準、投資額の基準が表にまとめてあるとともに、右上にはこの表をグラフしたものが配置されている。これは手で作成すると、相当の手間を要するレポートである。このレポートにより、ユーザーは、一目でデータの傾向を読み取ることが出来る。このレポートは、EC 名と年を指定だけで、瞬間的に生成される。

次のレポートは、各 EC 間の操業状態の比較である。これも手で作成すると、相当の手間を要するレポートである。このレポートにより、一目で、各 EC の操業の状況の違いを把握することが可能であり、操業状態の優れた EC がどこなのかすぐに識別することが可能である。

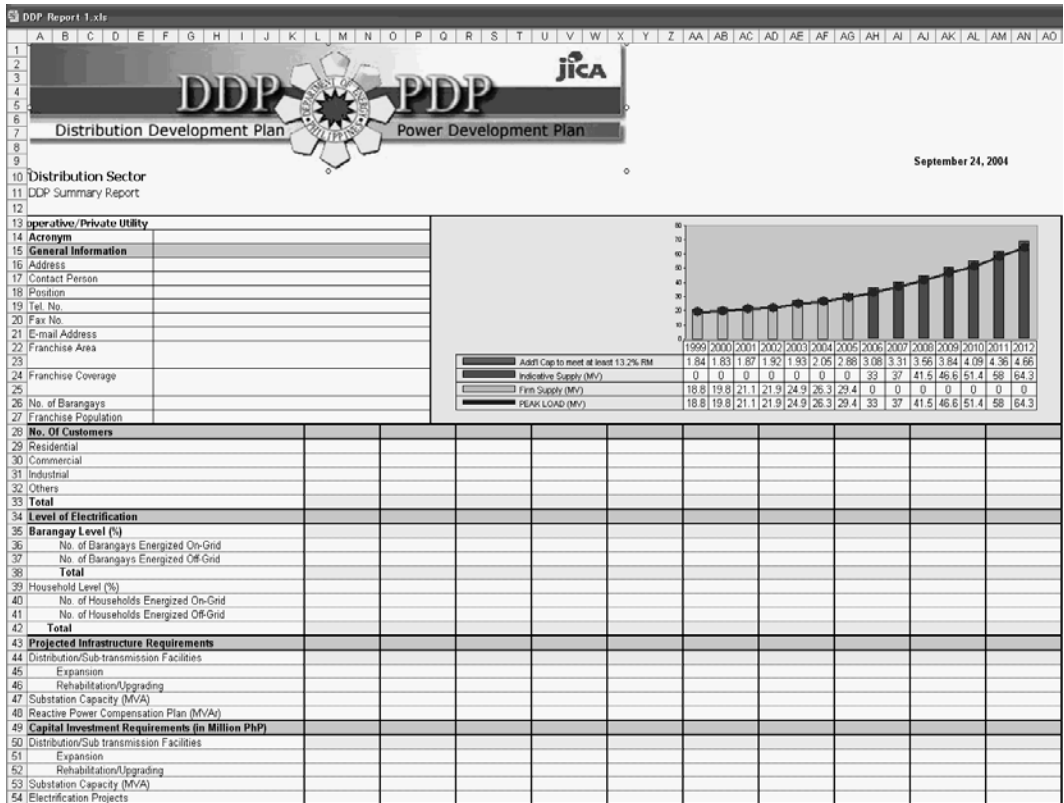


図 7.3 DDP 各 EC のサマリーレポート

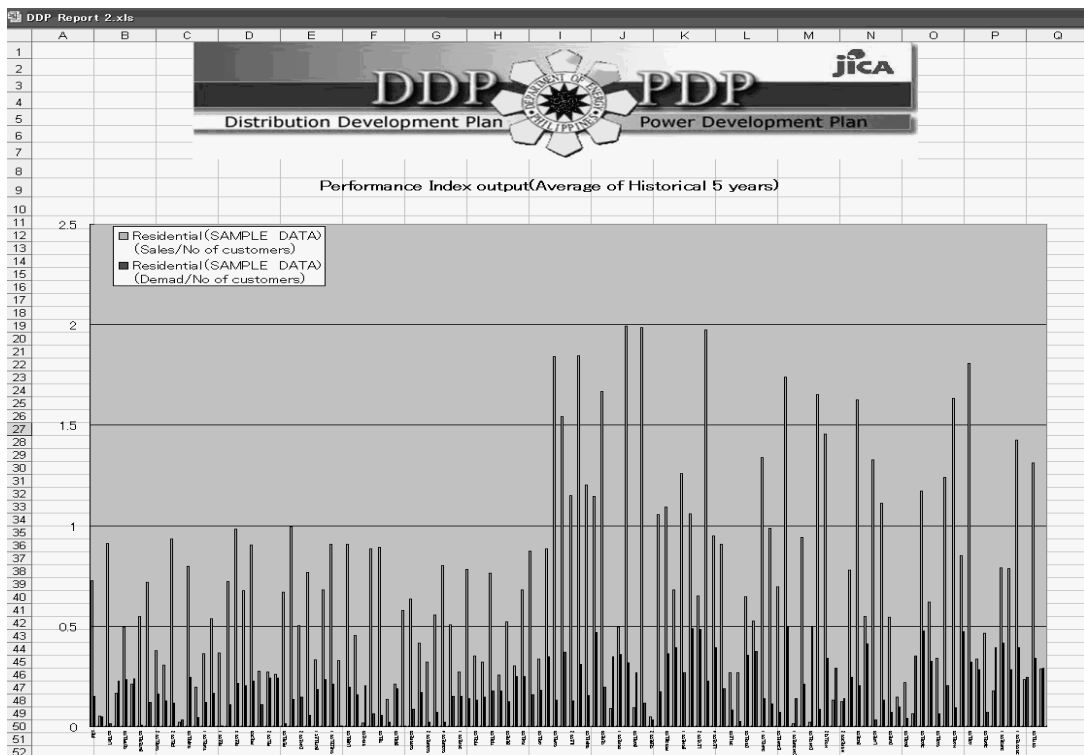


図 7.4 EC の稼働状況比較

(3) PDP データのサーチ

この機能により、DOE は格納された PDP、DDP データに対する様々な種類の検索が可能となる。場所、期間、施設名、稼働能力、燃料の種類等、必要と考えられる検索項目が整備されている。データの蓄積量が増大すれば、この機能はより効果を発揮すると考えられる。

図 7.5 メインフォーム：検索

(4) インポート・エクスポート

DOE に送られてきた PDP、DDP の Excel データを、このアプリケーションにインポートする機能が、画面上部に配置されている。また、GTMax および WASP- の処理用に必要とされるデータを、本データベースから CSV ファイルの形でエクスポートする機能が画面下部に配置されている

図 7.6 メインフォーム：インポート・エクスポート

(5) TDP ディレクトリへのリンク

真中のボタンをクリックすると、TDP フォルダのエクスプローラーが別画面で開く。これは DOE が、本アプリケーションとは別途、管理する TDP フォルダへのジャンプを一発で実現するために実装された機能である。



図 7.7 メインフォーム：TDP パス

(6) 管理機能

本管理機能は、このアプリケーションの管理に必要なユーザー・メンテナンス機能（ID / パスワード管理）、ユーザーの利用記録が実装されており、管理者のみが操作することが可能である。また DOE は、PDP/DDP のプロファイルデータを自ら変更することも可能である。各ユーザーの行動履歴もこの管理機能でモニタリング可能であり、履歴の Excel ファイルへの出力も可能である。

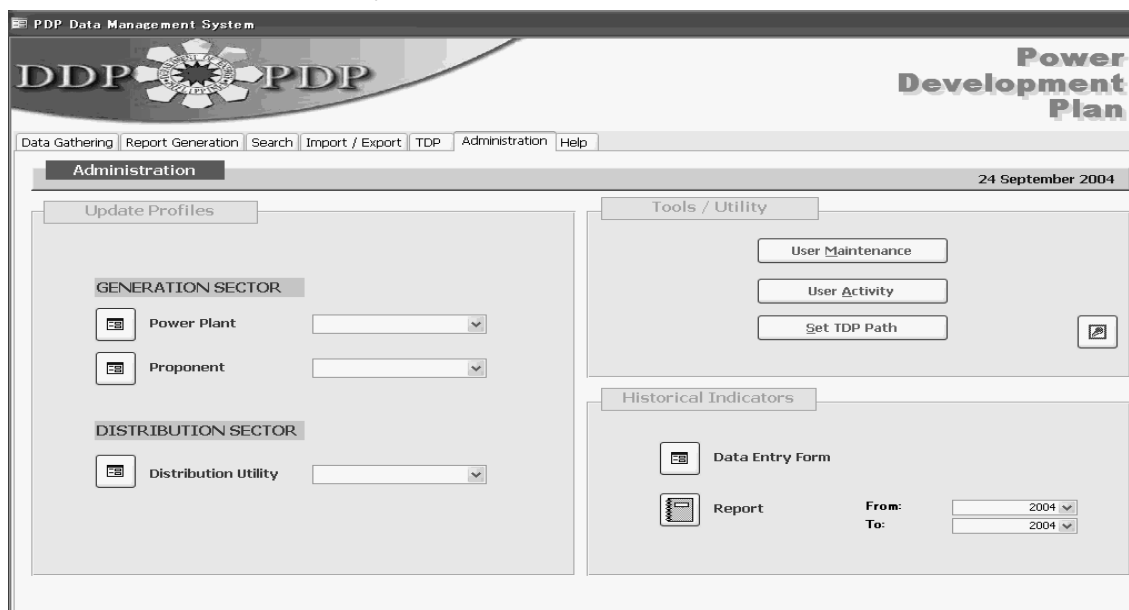


図 7.8 メインフォーム: アドミニストレーション

7.2.2.2 TDP データ分析システム

このアプリケーションは、同じフォーマットで書かれた2つのデータの差異を容易に比較分析すること機能を有しており、DOEはプロジェクトの記録や進捗状況を比較することが可能である。

比較対象となる前データと現データの間で、一箇所でも違うところがあれば、その違う部分のみを現データのエントリーと前データのエントリーが並列して表示されると共に、相違点は赤字で表示されるので、ユーザーにとって識別しやすい配慮がなされている。

下の画面は、旧データがこのアプリケーションにインポートされた時の画面である。新データも同じようにインポートされる。

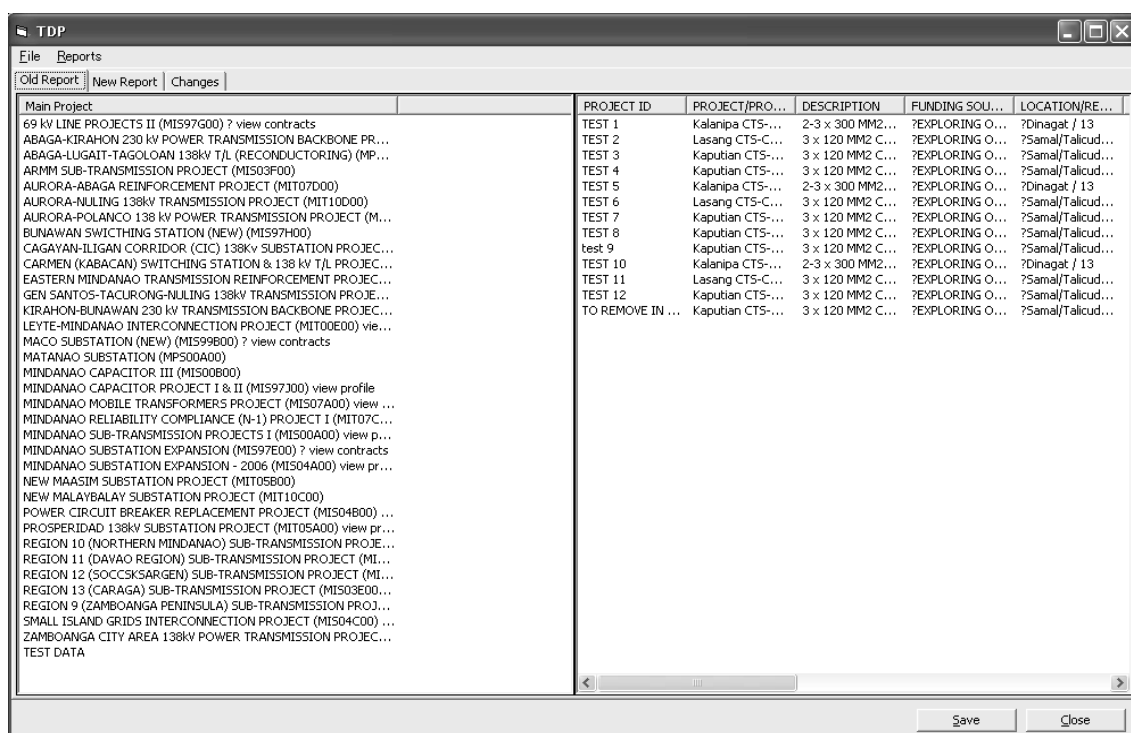


図 7.9 アプリケーションにインポートされた旧データ

全てのプロジェクトグループが左枠に表示され、それぞれのプロジェクトの内訳が右枠に表示されている。新旧のデータがインポートされた後、下の「保存」をクリックすると、差異の分析結果が Excel ファイルとして生成され、異なるデータがあるエントリーの二つのデータが比較ビュースタイルによって表示される。このファイルは、TESTData ディレクトリの中に生成される。

下の図は、データ比較分析の画面である。プロジェクト記録とプロジェクトの進捗状況が表示されている

Different points between the last report and this report

PROJECT ID	PROJECT/COMPONENT	DESCRIPTION	FUNDING SOURCE	LOCATION/		ESTIMATED COST (in M)			Comm. Date		REMARKS
				REGION	STAGE	OREX(\$)	TOTAL(PhP)	TDP	IMP.SCHED.		
CEBU-MACTAN INTERCONNECTION PROJECT (VIT00C00) view profile view contracts						503.170	29.270	2,054.320			
Last report											
VIT00C01	Banilad-Mandaue GIS	138 kV 6-1400 MM2 XLPE Cables, 7.2 kms. Including 2 Fiber Optic Cable	MIYAZAWA (T)	Cebu / 7	Cons	05-Mar-04			May 2005	Oct 2005	Checking of manufacturer's drawings ongoing.
This report											
VIT00C01	Banilad-Mandaue GIS	138 kV 6-1400 MM2 XLPE Cables, 7.2 kms. Including 2 Fiber Optic Cable	MIYAZAWA (T)	Cebu / 7	Cons	05-Mar-04			May 2006	Oct 2006	Checking of manufacturer's drawings ongoing.
Last report											
VIT00C04	Mactan GIS (New)	2-100 MVA 138/69/13.8 kV Power Transformer 5-138 kV GIS PCB + Accs. 4-69 kV GIS PCB + Accs. 2-1 MVAR 13.8 kV Shunt Reactor	MIYAZAWA (T)	Cebu / 7	Cons	11-Apr-04				Oct 2005	Checking of manufacturer's drawings ongoing.
This report											
VIT00C04	Mactan GIS (New)	3-100 MVA 138/69/13.8 kV Power Transformer 7-138 kV GIS PCB + Accs. 4-69 kV GIS PCB + Accs. 2-1 MVAR 13.8 kV Shunt Reactor	MIYAZAWA (T)	Cebu / 7	Cons	11-Apr-04				Oct 2005	Checking of manufacturer's drawings ongoing.
NEGROS V TRANSMISSION PROJECT (VIS00B00) view profile view contracts						3.49	60.26	206.98			
Last report											
同様に他のプロジェクトについても表示を繰り返していきます。プロジェクトは大件名(下の桁が****00となっているもの)ごとに区切ります。											
This report											

図 7.10 プロジェクトプロフィール比較結果

Different points between the last report and this report

ACTIVITY CODE	ACTIVITY DESCRIPTION	SCHEDULE				ACCOMP.(%)			REMARKS	REPORT DATE
		TARGET		ACTUAL		TARGET	ACTUAL	VARIANCE		
		START	FINISH	START	FINISH					
Banilad-Mandaue GIS (VIT00C01)										
Last report										
10_0300_2.6	Prepare Work Orders (Materials Investigation)	16-Oct-03	30-Oct-03	16-Oct-03	24-Oct-03	0	0	0	W.O. approved 10/30/2003	February 2004
This report										
10_0300_2.6	Prepare Work Orders (Materials Investigation)	16-Oct-03	30-Oct-03	16-Oct-03	24-Oct-03	20	15	-5	W.O. approved 10/30/2003	June 2004
Last report										
10_06	ROW ACQUISITION	1-Oct-00	30-Dec-04	1-Oct-00		88.81	83.22	-5.59	***	May 2004
This report										
10_06	ROW ACQUISITION	1-Oct-00	30-Apr-04	1-Oct-00		90	90	0	***	June 2004
Mandaue GIS-Mactan GIS (VIT00C02)										
Last report										
10_1000_2	Bidding & Contracting	18-Nov-03	31-Mar-04	18-Nov-03		78.9	78.9	0	Awaiting L/C opening for Schedule I (S/S Equipments). For Schedule II (XLPE/FO cables) L/C opened on Feb. 26, 2004.	February 2004
This report										
10_1000_2	Bidding & Contracting	18-Feb-04	30-Jun-04	18-Feb-04		78.9	78.9	0	Some new reason why original contract day will be postponed is written down here	June 2004
Last report										
This report										
Some new topic written down in this line										
NEGROS V TRANSMISSION PROJECT (VIS00B00)										
Last report										
同様に他のプロジェクトについても表示を繰り返していきます。プロジェクトは大件名(下の桁が****00となっているもの)ごとに区切ります。										
This report										

図 7.11 プロジェクト進捗状況比較結果

7.3 PDP データ管理システムの活用

このシステムは、PDP・DDP データの収集フォーマット生成、サーチと自動レポート作成の機能を有しており、DOE が従来手作業で行っていたこれらの業務を自動化するものである。本システムによって、次のような成果が期待される。

- ・データ収集の精度の向上、作業時間の節約
- ・データ分析、レポート作成の利便性向上、作業時間の節約
- ・人間の手作業領域の縮小

このシステムの運用にあたり、想定される留意点は次の通りである。

(1) ディレクトリの管理

PDP データ管理システムによって生成される、データ収集フォーマット、レポートおよび TDP システムの結果比較ファイルは、全て各アプリケーションのデフォルト・ディレクトリ内に置かれることになっている。両アプリケーションともに、MSOffice アプリケーションであるため、誰でも簡単に自分の PC のディレクトリ上に、このアプリケーションならびにデータをコピーできる。したがって、各ユーザーは、本アプリケーションの操作に習熟した段階で、自分の PC 上の使い勝手によりディレクトリで、生成されるデータを管理することが求められる。

(2) セキュリティ

両アプリケーションともに MSOffice アプリケーションであるため、Oracle アプリケーションである EIPO システムとは異なり、(1)に記述した通り、基本的にアプリケーションのコピーは自由に行うことが出来る。DOE は、このアプリケーションやデータは、特定の PC でのみ使用することとし、許可されていない者がデータにアクセスしたり、コピーしたり、削除、変更できないように十分留意することが求められる。このアプリケーションの管理者は、定期的に、管理機能のうちのユーザーの行動履歴管理機能を活用して、他のユーザーの操作をチェックし、誤った操作やトラブルを防ぐように努めていくことも求められる。

(3) アウトプットのカスタマイズ

両アプリケーションの出力である各種レポート、検索結果のダウンロードファイルは、Excel ファイル形式である。Excel には、それ自身に豊富なデータの編集機能を有しているために、DOE は Excel の操作に習熟し、これらの機能を有効に活用することにより、本アプリケーションではカバーしていないレポート形式も Excel の編集機能を活用して作成する等の取り組みをすることが望ましい。

(4) システムの修復

DOE の PDP/DDP/TDP データ管理者、およびシステム管理の担当者は、トラブル発生時

のシステムのリカバリーを習得しておく必要がある。このシステムは MSOffice アプリケーションであるので、基本的には、単に他の PC に定期的にデータをバックアップしておくだけで、容易にトラブルを避けることが可能である。

(5) システム改修

システムの使用開始後、システムの改修や、テクニカル・トラブルを修復する必要があるときに備え、DOE はシステムを開発した企業とメンテナンス契約を結ぶことが望ましい。

第8章 投資促進室の再活性化

8.1 はじめに

2001年6月以降、フィリピンの電力産業改革法（EPIRA）が施行されたことにより、フィリピン電力セクターは発電、送電、配電、小売りの4つの市場に分離し、発電、小売り分野に市場メカニズムが導入されている。この新市場が意味するところは、フィリピンの電力構造改革では、民間資本の参入が安定的電力供給に際して不可欠であることであり、巨大な国内需要に対して供給サイドにいかん民間投資家を惹きこむかということが、電力構造改革後のフィリピン電力市場の成否を握る課題となっている。

2002年10月から2004年3月にかけて実施された前回調査では、民間投資誘致を妨げる要因として、政治・規制リスク、IPP事業における事業リスク、投資プロセスの3つのリスクを指摘している。特に政治・規制リスクは、事業承認期間の長期化、許認可プロセスの不透明性、制度と運用の不整合性が指摘されており、エネルギー投資促進室（EIPO）はこれらの課題を解決すべく設立された経緯を持つ。したがって、今回の本調査では、EIPOの業務フローが、現在、いかなる状況にあるのかを確認した上で、EIPOが投資家に対して提供する各種情報が、国内外投資家にとって上記のリスクを軽減することに貢献しているのか否か、また投資家が、現在EIPOが行っている情報提供の他に、必要としている情報の有無を確認することが重要となる。

今回の本調査では、この民間投資誘致の鍵を握るEIPOシステム利便性、活用度改善を目的として、次の業務を実施した。第一に、EIPOスタッフの現在の業務フローを確認し、EIPOが適切に投資関連情報を投資家に提供するためのマンパワー量を、客観的に計測、今後のEIPOの体制のあるべき姿について検討した。第二にフィリピン電力セクターに投資を行う投資家が、どのような投資情報を必要としているのか、またそれは、EIPOシステムの現状から鑑み、適切なコンテンツが配信されているのかを検討した。第三にEIPO情報への投資家のアクセス改善と投資家への告知を目的として、ワークショップを開催し、投資家側から見た投資関連情報の今後の整備と課題について意見集約を行い、今後のEIPOのあるべき姿について考察を行った。

8.2 フィリピン電力構造改革と電力セクター投資の現状

8.2.1 電力セクター構造改革と投資促進策

前回調査で分析される通り、東アジア諸国では通貨危機後の1998年以降、相次いで電力セクターの民営化法案が可決され、民営化を中心とする構造改革が進められている。フィリピン、タイ、インドネシアなど多くのケースでは、発電、送電、配電を分離民営化する過程で国営電力会社の民営化を進めており、所有権と固定資産の売却が近年行われてきた。この民営化プロセスでは国内投資家の資本力に限界があることから、外国人投資家の参入を前提とした改革が進められており、フィリピン、タイ、インドネシア、ベトナムでは、一連の民営化で外国資本の参入が認められている。

東アジアにおける電力セクター民営化プロセスでは、以下の特徴が顕在化している。まず、

第一に、無数の投資家が市場に参加することを前提とする国営企業の民営化では、供給者である国営電力会社の発電資産売却が、各国ともスケジュール面での遅れをともなっている。このひとつの理由は、東アジア諸国では、通貨危機の発生により、各国のカントリーリスクが低位な状態（リスクが大）が続いていることから、投資家の参入が規制緩和の導入にもかかわらず、進んでいないためである。このため、1980年代から90年代前半にかけての債務削減計画の中で、東アジア諸国はもともとエネルギー部門の開発予算削減を進め、電力セクターの民営化を進めてきたが、実際には投資家および投資資金が不足している状況にある。

ASEAN(Association of South East Asian Nations)諸国の多くの国営電力会社が民営化を目指す背景には、各国財政収支面での事情も影響を与えている。ASEAN諸国では、1990年代を通じた慢性的な政府債務残高の増大が、通貨危機後、さらに悪化したことから、債務削減計画の推進を余儀なくされている。フィリピンやインドネシアでは、こうした債務削減計画が進められる中で、電力セクターに対する政府補助金を国営企業の民営化によりゼロ化することが、そもそもの構造改革の趣旨であった。自由化された電力市場への投資リスクを請け負う投資家が、フィリピン市場への投資にはリスク回避的になっていることから、民営化を進めながらも、国営企業を買う投資家が見当たらないということが、現在、最大の問題となっている。

特に状況が深刻であるのが、民間企業、地方自治体により構成される配電市場である。この配電市場はフィリピン全土で60%のシェアを有するMERALCOと140の中小配電会社により構成されている。こうした140の中小配電会社の信用リスクをモニターすることは、極めて難しく、配電会社自身も自らの情報開示に消極的であることから、こうした配電市場への投資誘致が極めて難しい状況となっている。

8.2.2 フィリピン電力投資の現状と課題

8.2.2.1 電力セクター向け対内証券投資

1990年代半ばよりIPP導入を積極的に進めてきたフィリピンであるが、近年の電力セクター向け対内証券投資は、減少の一途を辿っている。図8.1に示されるように、フィリピン電力セクター向け対内証券投資は、1998年には月次ベースで一時1億USドルを超える規模にまで拡大した。しかしこの対内投資額はその後、減少トレンドを描き、特に2003年以降は極端な低迷が続いている。

対内証券投資の動向を政治リスクの変遷とともに確認してみると、1998年エストラダ大統領就任、2001年アロヨ大統領就任と、新政権誕生後に大きな伸びを示していることがわかる。したがって、2004年5月の大統領選挙においてアロヨ大統領が再選されたことから、今後は再び対内証券投資の一時的な拡大が見込まれる。ただしエストラダ政権下の1999—2001年と第一次アロヨ政権下の2001-2003年間で大きく異なるのは、後者の落ち込みが著しいことであり、特に2002年12月から2003年6月には月次で80万ドルまで対内投資は下落した。したがって、新政権誕生により一時的に電力セクター向け対内証券投資の回復は見込まれるものの、中長期的なトレンドからすれば、海外機関投資家のフィリピン電力セクターへの証券投資は、減少傾向にあると解釈すべきであろう。

フィリピンへの対内証券投資の減少が、電力セクターに限定される傾向であるのか、それとも全てのセクターを通じて状況であるのかを確認するため、電力セクター向け対内投資の対内投資総額に対する比率を確認してみても、この投資抑制傾向は、電力セクターに顕著な傾向が表れていることが分かる。

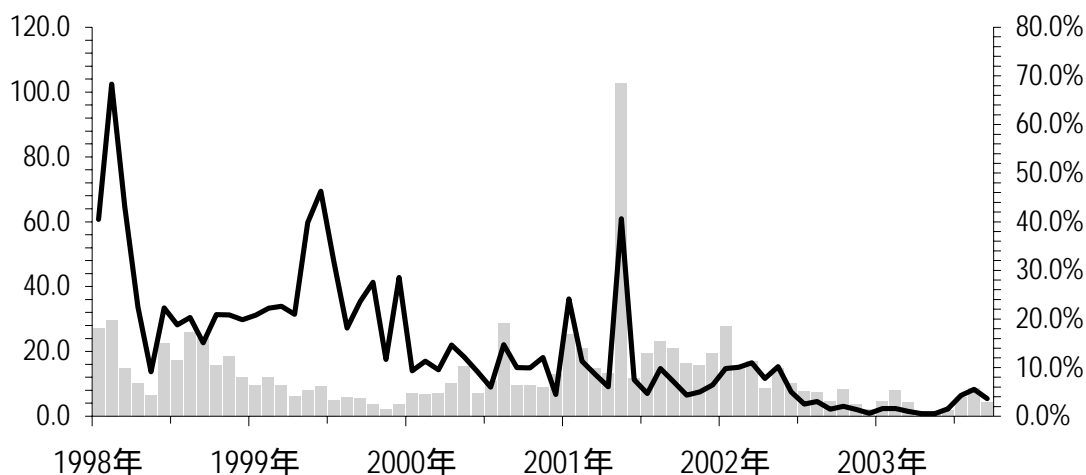


図 8.1 フィリピン電力セクター向け対内証券投資の推移

資料 : Bangko Sentral ng Pilipinas

単位 : 左軸 電力対内投資額百万 US ドル、右軸 電力対内投資 / 対総投資%

8.2.2.2 電力セクター向け対内直接投資

フィリピン電力セクターへの投資の減少は、証券投資のみならず実物投資面でも顕著である。同国の海外からの実物投資を BOI 投資認可額のデータをもとに確認してみると、次の傾向が確認される。第一に、電力セクター向け実物投資は、1996 年の 171 億ペソから 1998 年には 363 億ペソにまで拡大した。しかしエストラダ政権下の 1998 年以降、この投資額は減少の一途を辿り、2001 年のアロヨ大統領就任後もその減少はさらに先鋭化傾向にある。

フィリピン国内への実物投資は、投資優遇措置が付与されるか否かが、外国人投資家にとってひとつの重要なファクターとなっている。1990 年代後半以降の BOI の対内直接投資認可の 9 割は何かしらの投資優遇措置が付与される案件である。しかし近年の問題は投資優遇措置の有無に関わらず、実物投資自体の件数が大きく落ち込んでいることであり、このことが、電力セクターへの投資低迷へと直結していることが分かる。

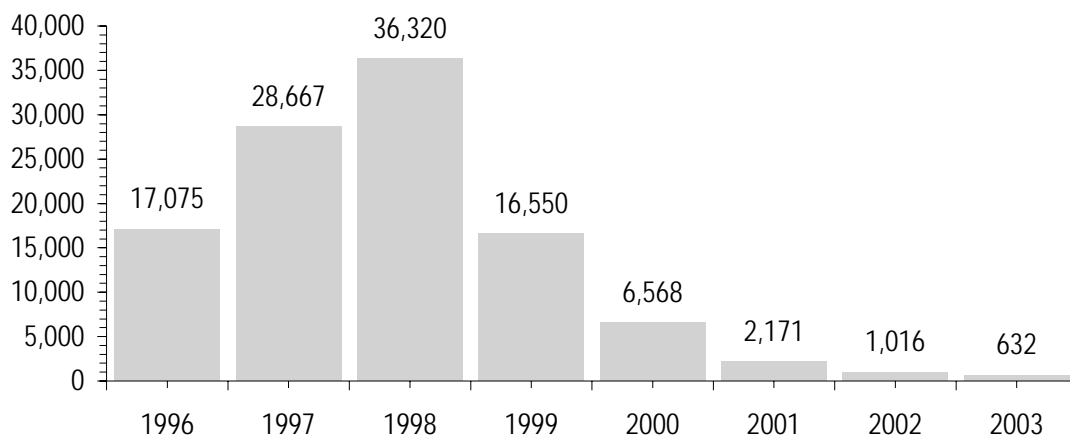


図 8.2 BOI 投資認可額（電力セクター）

資料：Board of Investments より MRI 作成
 単位：百万ペソ

表 8.1 投資優遇措置別 B O I 投資認可件数

	BOI投資認可件数(計)	BOI投資認可件数:投資優遇措置付き	BOI投資認可件数:投資優遇措置なし
1995	480	476	4
1996	460	446	14
1997	490	482	10
1998	252	250	2
1999	231	227	4
2000	172	166	6
2001	230	223	5

資料：Board of Investments より MRI 作成
 単位：件

8.2.2.3 電力セクター向け対内直接投資電力セクター向け投資環境のマクロ分析

前節までで概観した、フィリピン電力セクター向け証券投資、実物投資（直接投資）の現状についての考察は、以下のようにまとめられる。第一に、証券投資、実物投資ともに近年、フィリピン市場は大きな落ち込みを示している。第二にこの対内投資の落ち込みは、電力セクター向けに対してのみではないが、全体的な対内投資の落ち込みの中でも、特に電力セクター向け投資の落ち込みが著しい。第三に実物投資では、対内投資のほとんどが投資優遇措置付きの案件であり、逆に言えば、投資優遇措置がない対内投資案件はごくわずかである。

本節では、こうしたフィリピン電力セクター向け対内証券投資、直接投資の落ち込みが、何により影響を受けているのか、この影響をより精緻に確認するため、本節では、電力セクター投資関数を推計し、この投資関数の説明変数のうち、どのような要因が、対内投資に有意に影響し、またその効果の大きさはどの程度であるのかを検証した。投資関数は、対

内証券投資関数と対内直接投資関数の2種類の関数を推計し、それぞれのパフォーマンスを考察した。具体的に推計した投資関数の形状は以下の通りである。

$$\ln FSI_t^{Elect} = const + \alpha_1 \ln EC_t + \alpha_2 \ln CR_t + \alpha_3 \ln MC_t^{PSE} + \alpha_4 Dum1 + \alpha_5 Dum2 + \alpha_6 Dum3 + \alpha_7 Dum4 + \mu_t \quad (8.1)$$

$$\ln FDI_t^{Elect} = const + \beta_1 \ln GDP_t + \beta_2 \ln EC_t + \beta_3 \ln CR_t + \beta_4 \ln MC_t^{PSE} + \beta_5 Dum1 + \beta_6 Dum2 + \beta_7 Dum3 + \beta_8 Dum4 + v_t \quad (8.2)$$

FSI : 電力セクター向け対内証券投資 (BSP 公表ベース) *FDI* : 電力セクター向け対内直接投資額 (BOI 認可ベース) ; *EC* : 国内電力消費量、*CR* : フィリピン外貨建て国債格付け (スタンダード&プアーズ社) *MC* : フィリピン証券取引所時価総額

上段式は、フィリピン中央銀行から公表される電力セクター向け対内証券投資額が、国内電力需要、国債格付け、国内株式市場時価総額の3つの変数のうち、いずれの影響が大きいかを検証するための推計式である。尚、国の信用度を示す外貨建て国債格付けは、S&Pのデフォルト・スタディ・データより、格付けごとの倒産確率データを説明変数として採用している。推計区間は、1998年1月から2003年9月までの月次データである。

下段式は、対内直接投資に対して、同様の変数がどのように影響を及ぼしているかを検討するためのモデルであり、採用データが四半期データであることから、説明変数に景気循環の代理変数である実質GDP成長率を付与している。推計区間は1996年第一誌半期から2004年第I四半期までの四半期データである。

また(8.1)、(8.2)式ともに、4種類のダミー変数を加えている。ひとつはタイムトレンドダミーであり、残りの3つは政権ダミーである。政権ダミー変数は、ラモス政権ダミー(1996~97年)、エストラダ政権ダミー(1998~2000年)、アロヨ政権ダミー(2001年~)の3種類のダミー変数を用いている。

表 8.2 電力セクター向け対内株式投資関数の推計結果

	係数値	t値
α_1	-8.569 ***	-6.060
α_2	-0.141 *	-2.320
α_3	0.625 ***	9.060
定数項	124.000 ***	6.240
R ²	0.689	
標本数	69.000	

表 8.3 電力セクター向け対内直接投資関数の推計結果

	係数値	t値
β_1	1.150	0.130
β_2	19.776 **	2.390
β_3	0.274 **	2.440
β_4	-3.760	-0.990
β_5	1.850	0.570
定数項	314.780	0.090
R2	0.513	
標本数	33.000	

8.2.3 電力セクター向け投資環境のミクロ分析

本節の目的は、フィリピン電力セクターの投資環境の現状を微視的視座から検討することにある。前節では、マクロ的側面から電力セクターを巡る内外資本フローの動きを確認したが、本節では投資対象となる電力事業が、近年、どのようなパフォーマンスを示しているのかを、財務情報の公開度が高い上場企業の業績動向、企業構造を確認することで明らかとすることを目的としている。

フィリピン証券取引所（Philippine Stock Exchange、以下 PSE）では、現在、5社の発電、送電、配電会社が上場している。直近の決算は、各企業の決算期の違いにより、2003年12月の場合と2002年12月のケースがあるが、5社に共通しているのは、2002年年末時点で、5社中4社の純利益が赤字化していることである。このことから、近年の電力セクター向け投資の減少が、必ずしもカントリーリスクのようなマクロ環境の悪化だけではなく、電力事業の収益性の低迷もその理由のひとつであることがわかる。ただし、売上高規模を見てみると、2003年の財務データを公表している企業では、事業は拡大傾向にあり、特にフィリピン最大の配電会社である MERALCO では、2002年の12月から2003年12月にかけて、売上高規模は、1,200億ペソから1,350億ペソに拡大している。こうした2002年から2003年にかけての電力需要の回復は、いずれの企業においても見られる傾向であり、今後の課題は、費用効率性をいかに改善して行くかが鍵となる。

他方、所有構造を確認してみると、情報開示が徹底していないことに加え、依然として、閉塞的な所有構造になっていることがわかる。ファースト・フィリピン・ホールディングスのように、所有構造において情報開示がなされていない上場企業は、世界の株式市場ではごく稀であり、こうした点が、電力向け対内株式投資の促進を阻んでいると考えられる。またフィリピンでは、外国人投資家の投資誘致を目的として、決済振替機構による証券投資信託勘定が設けられ、この決済振替機構の所有比率が MERALCO や East Asia Power Resources の上位に出現している。MERALCO の決済振替機構の所有比率は 23.1%と、極めて高い比率を示しており、外国人投資家に対する積極的な投資誘致の姿勢が表れている。しかし、他社ではこの比率はいずれも 1%未満に留まっており、発電事業を実施する国内電力会社の投資誘致の姿勢は、いまだ途上プロセスにあると言えよう。

また売電事業を中核とする Alsons 社では、持株会社の所有が、41%を占めており、こうし

た持株会社による事業支配をどのように、海外投資家へ開放してゆくかも今後の課題となろう。

表 8.4 フィリピン上場電力会社の業績と所有構造

1.ALSONS CONSOLIDATED RES INC

企業業績		2000年12月	2001年12月	2002年12月
	売上高	3,591	4,061	4,204
	営業利益	1,394	1,694	1,526
	純利益	106	-417	-10
	E P S	0.02	-0.066	-0.002
事業内容		2000年	2001年	2002年
1	ENERGY FEE	2,545	286	2,888
		70.9%	7.0%	68.7%
2	SALE OF GOODS	621	621	888
		17.3%	15.3%	21.1%
3	POWER SALES & SERVICE	-	158	205
		0.0%	3.9%	4.9%
株主		持ち株比率		
1	Alsons Corporation	41.2%		
2	Alsons Power Holdings Corp.	19.9%		
3	Alsons Development and Investment Corporation	18.9%		
4	PCD Nominee Corporation(Filipino)	14.1%		
5	Niacor Corporation	2.5%		

資料：Bloomberg より MRI 作成 単位：百万ペソ

2.FIRST PHILIPPINE HOLDINGS, INC.

企業業績		2000年12月	2001年12月	2002年12月	2003年12月
	売上高	9,091	16,778	24,125	38,424
	営業利益	3,359	7,280	6,946	9,567
	純利益	1,090	3,862	-3,025	7,367
	E P S	2.040	7.135	-5.540	6.995
事業内容					
1	POWER	15,181	23,358	37,171	
		90.5%	96.8%	96.7%	
2	OTHER	1,597	787	1,253	
		9.5%	3.3%	3.3%	
株主					
1	N.A.				
2	N.A.				
3	N.A.				
4	N.A.				
5	N.A.				

資料：Bloomberg より MRI 作成 単位：百万ペソ

3.MANILA ELECTRIC COMPANY

企業業績	2000年12月	2001年12月	2002年12月	2003年12月
売上高	107,038	132,710	120,044	135,035
営業利益	6,213	5,587	1,492	5,998
純利益	2,490	1,481	-28,181	907
E P S	2.400	1.400	-28.276	0.825
事業内容	2001年12月	2002年12月	2003年12月	
1 POWER DISTRIBUTION	129,367	117,791	131,987	
	97.48%	98.12%	97.74%	
2 REAL ESTATE	1,877	977	2,235	
	1.41%	0.81%	1.66%	
3 SERVICES	1,466	1,276	813	
	1.10%	1.06%	0.60%	
株主				
1 PCD Nominee Corporation(Foreign)				23.1%
2 First Philippine Union Fenosa, Inc.				23.0%
3 PCD Nominee Corporation				14.5%
4 Meralco Pension Fund				8.8%
5 Republic of the Philippines				4.8%

資料：Bloomberg より MRI 作成 単位：百万ペソ

4.EAST ASIA POWER RESOURCES

企業業績	2000年12月	2001年12月	2002年12月	
売上高	5,766	3,804	3,647	
営業利益	249	-84	-447	
純利益	-1,784	-3,007	-1,162	
E P S	-0.5	-0.85	-0.33	
事業内容	2000年12月	2001年12月	2002年12月	
1 POWER GENERATION	5,766	3,804	3,647	
	100.00%	100.00%	100.00%	
2	-			
株主				
1 EPHE Philippines Energy Company, Inc				91.70%
2 PCD nominee Corporation(Nopn-Filipine)				3.90%
3 PCD Nominee Corporation(Filipine)				1.50%
4 Victor S. Chiongbian				1.10%
5 JMJ Holdings corporation				0.60%

資料：Bloomberg より MRI 作成 単位：百万ペソ

5.SALCON POWER CORP

企業業績	2000年12月	2001年12月	2002年12月	2003年12月
売上高	978	1,189	1,399	1,467
営業利益	490	868	792	788
純利益	703	862	567	854
E P S	0.5	0.61	0.39	0.57
事業内容	2000年12月	2001年12月	2002年12月	2003年12月
1 GENERATION		1,184	1,179	1,248
		99.56%	84.30%	85.08%
2 DISTRIBUTION		135	219	219
		11.36%	15.65%	14.92%
3 OTHER		5	1	-
		0.44%	0.04%	0.00%
株主				
1 Salcon Philippines, Inc.				39.33%
2 JAD Holdings, Inc.				18.72%
3 Interpid Holdings, Inc.				18.72%
4 Rayfield Holdings, Inc				5.12%
5 ATC Engineering Sdn Bhd				4.47%

資料：Bloomberg より MRI 作成 単位：百万ペソ

8.3 フィリピン電力投資の情報仲介システム

8.3.1 電力セクター向け投資情報仲介の現状

現在、EIPO が目指す電力投資関連情報は、BOI、ERC、UNDP（United Nations Development Program）など、様々な機関が情報提供を行っている。しかし、BOI の情報仲介は、投資に係る優遇措置などの情報、ERC は電力セクター資産の売却、購入に関する情報、UNDP が開発中の CBRED（Capacity Building to remove Barriers to Renewable Energy）は風力・地熱発電などの自然エネルギーに限られている。さらに電力セクターの資産管理情報は PSALM、電力卸売市場に関する情報は WESM と、電力セクター民営化が進捗するのにもない、投資関連情報が各機関に分散しているのが実情である。

こうした投資関連情報が分散し、投資家が投資に際してアクセスすべき情報仲介者が定まらない状況に加え、さらに投資活動の阻害要因となっているのが、投資プロセスの複雑さである。投資家は電力セクターへの投資を行う際、許認可申請届出先、承認期間、許認可手続きの進め方が不明瞭である点が、投資を消極化させてきたと言われている。また投資ルールに関する制度と運用の乖離が、特に地方において見られることも、一層、投資の呼び込みを冷却化させる要因となってきた。こうした投資促進のための許認可手続きのイントロダクションは、BOI が”One –Stop Action Center”の中で、”Investor Roadmap”と称されるフローチャートを HP 上で提示し、投資家への理解を促している。しかし、フィリピン現地に拠点を置く投資家によれば、こうした BOI の許認可申請手続き資料は、内容が中央省庁レベルの主要な許認可に留まっており、地方における事業の許認可手続きを進めるには、投資家が改めて手続きの進め方を調査することから始めなければならないと述べている。

したがって、EIPO ウェブサイトのコンテンツの充実を図るためには、まず現在、電力市場の投資家に対して、どのような情報仲介機能が存在し、それぞれの長所、短所が何であるかを整理することが重要であると考えられる。電力構造改革の投資促進策において欠落している議論は、情報仲介を誰がどのように行うかという論点である。金融資本市場、財・サービス市場、いずれの市場においても、供給者と需要者との間の情報非対称性を埋め合わせるシステムが存在して、初めて市場は成立することとなる。この点から考えると、今後の EIPO システムが担う情報仲介者としての役割は、電力構造改革において、極めて重要であることがわかる。

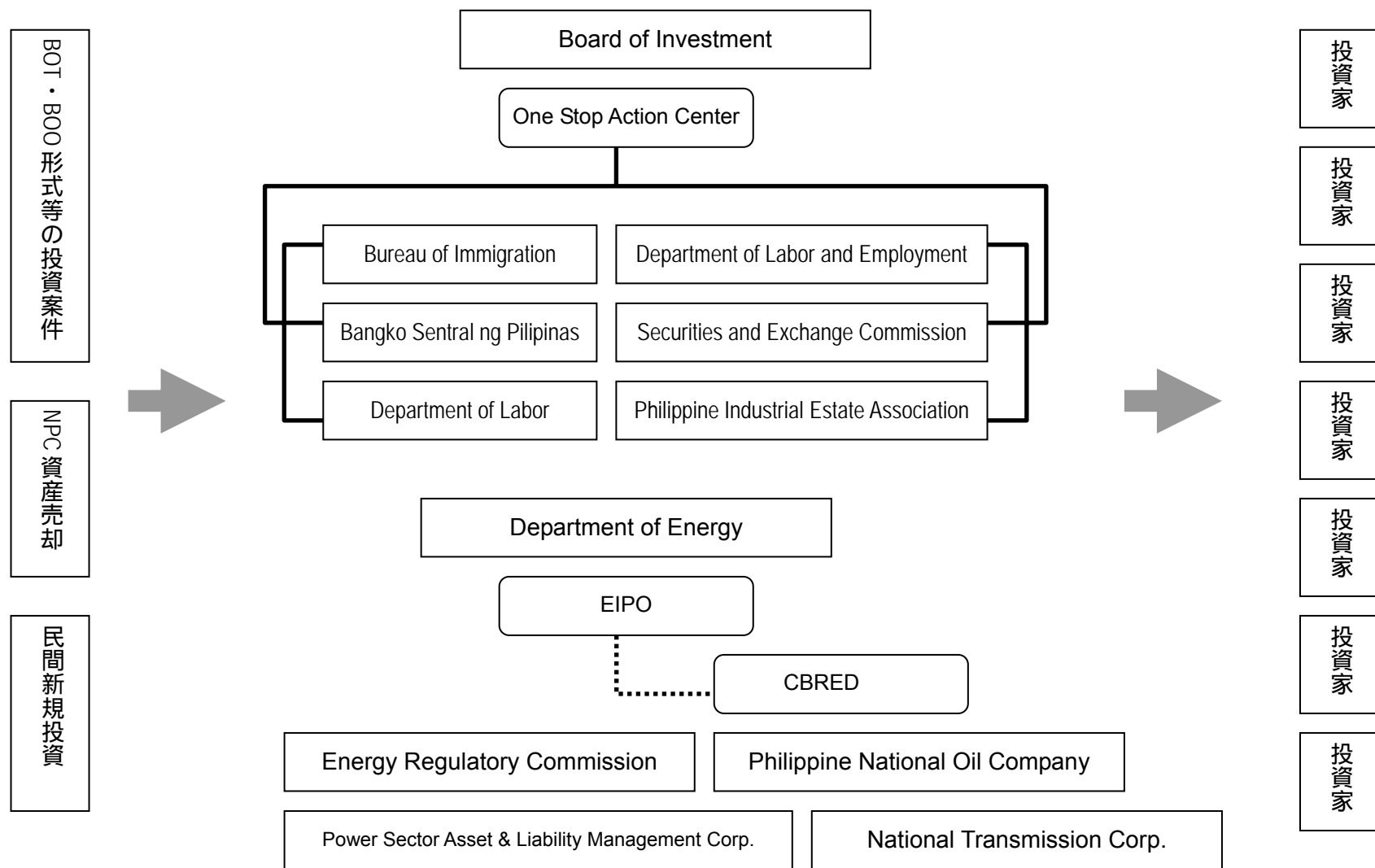


図 8.3 フィリピン国内の電力セクター投資情報仲介システム

表 8.5 フィリピン国内情報仲介システムの提供情報に関する分類

	所管	プロジェクト情報	投資家情報	投資優遇措置に関する情報	事業承認手続きのガイダンス		
					中央政府	地方政府	制度運用に関する情報
ワンストップ型	DOE-EIPO	DOE					
	BOI-OSAC	BOI					
	C-Bred	DOE、UNDP					
各機関HP	ERC HP	ERC					
	DENR HP	DENR					
	PSALM HP	PSALM					
	Transco HP	Transco					

8.3.2 フィリピン電力市場の情報仲介システム

(1) BOI - ワンストップ・アクション・センター

BOIのワンストップ・アクション・センター（OSAC）は、電力市場の投資家向けに設立された支援機能ではなく、フィリピンに対する投資全般に関する情報提供機能である。その仕組みは、全般的な情報提供という一方向の機能から、実際にビジネスを行う際のカウンセリングまで行うという投資家との双方向の支援機能を有している。特にフィリピンでは事業を行う際の許認可の取得が多岐に渡り、複雑であるため、OSACはこの申請届出手続きがどのようなステイタスにあるかをモニターし、認可取得期間の示唆まで提供することができる。

OSACの主な情報提供機能、カウンセリング機能は、以下の内容について実施されている。

- 多国籍企業がフィリピン国内での支店・駐在事務所開設の際のライセンス取得
- 外国人がフィリピン国内で就労する際の許認可
- 韓国ビザから特別非移民ビザ、ワーキングビザ、特別投資居住ビザへの転換の許認可取得
- フィリピン国内開設支店・駐在事務所の税制優遇措置の取得
- その他のフィリピン国内投資に関する情報提供

上記5点に示されるように、OSACの情報仲介システムとしての位置づけは、投資家が直面する困難ごとにカウンセリング、情報提供を個別的に与えることにある。このため、それぞれの投資家にとっては、許認可手続きの取得やその他の問題が発生した場合に、OSACのカウンセリングを受け、情報提供を受けることになる。

EIPOとOSACの相違点は、第一にEIPOでは電力市場の投資家を対象とする情報提供機能を指向しているに対し、OSACはフィリピン対内投資全般であること、第二にEIPOにはカウンセリング機能は存在しないのに対しOSACはむしろカウンセリング機能が主たる機能として位置づけられていることである。またOSACは対内投資に関する許認可権限を有するBOIが設立しているため、許認可手続きのステイタス等は容易に確認することが可能であるが、EIPOを設立したDOEはフィリピン国内エネルギー事業の主管ではあるものの、対内エネルギー投資案件に関する許認可権限を広く有しているわけではない。

これらの点を総合的に考えると、カウンセリング機能を今後とも付与する予定がないEIPOシステムは、電力関連資産情報、許認可手続きに関する情報、電力市場規制動向など、OSACの前段階の情報提供システムとして、電力セクター向け投資に関する情報を広範に投資家に提供し、実際の投資を実施する場合に、OSACが投資家のカウンセリングを行うという手順が、情報仲介のあり方として理想的であると考えられる。

(2) CBRED

CBRED は国連開発計画（UNDP）が、化石燃料の使用により発生する温室効果ガスの排出削減を目指し、再生可能エネルギー開発促進の障害を取り除くための技術援助である。技術援助プログラムの内容は、

健全な新再生可能エネルギー導入政策を進めるための DOE のキャパシティ・ビルディング

新再生可能エネルギー市場育成のための、潜在的市場参加者への情報提供システムの構築

新再生可能エネルギーに関与するフィリピン国内各関係機関の調整

新再生可能エネルギー利用の地域社会への浸透

新再生可能エネルギーに関する技術開発

の5つを任務とする。

このプログラムは、以下の6つのサブプログラムに分割され、実行フェーズに移されている。

- (1) 企画・政策・法制度のキャパシティ・ビルディング
- (2) マーケット・サービスの法制度化
- (3) 情報提供サービス
- (4) 配電および資金調達メカニズムの確立
- (5) 人材育成トレーニング
- (6) テクニカル・サポート

この6サブプログラムのうち再生可能エネルギーに関する投資促進は、3)情報提供サービスのサブプログラムのもとで実施されており、現在、フィリピン地場コンサルティング会社、soluziona 社が情報提供ウェブサイトの製作に携わっている。

現時点では、soluziona 社が製作する情報提供ウェブサイトは、EIPO システムとは、別個のウェブサイトとして開発されているが、DOE 内での CBRED サイトの管轄は、EIPO が担当している。

将来の CBRED サイトのコンテンツは、開発担当者である Ruben R. Lambuson 氏によれば、投資促進に限定しない再生可能エネルギーに関する一般情報が中心とされている。この背景には、再生可能エネルギー・プロジェクトではまず市場の確立と、地域社会への浸透が重要であり、サブプログラムの中で準備されているためである。このため、投資促進を任務とする EIPO が管轄しながらも、当面は市場育成段階での情報提供をゴールに情報提供を進めてゆくことが望ましい。

(3) ERC ホームページ

エネルギー規制委員会（ERC）は、電力産業に関する規制当局として HP 上で、規制のガイドライン、許認可取得の手続きの情報提供を行っている。投資家が電力セクターへ投資する場合の ERC の関与は、民間企業による新規投資の場合に、DOE、ERC との協議が最初に進められ、後に地方政府、DENR（Department of Environment and Natural Resources）との協議へと進むこととなる。こうした手続きを進めるに際し、ERC の許認可手続きワークフローのガイドラインは、投資家にとって有益な情報提供の場となっている。

ただし ERC ホームページは、規制ガイドラインについて、全般的な情報提供を行っているものの、個々のプロジェクトの許認可手続きなど、投資家が個別の案件ごとのどのように対処すべきかという双方向型のコンサルティングは行っていない。こうした状況を考えると、双方向型のコンサルティングを OSAC から受ける前段階の情報仲介システムとして位置付けられ、同様に OSAC の前段階の情報仲介システムを指向する EIPO システムとの間で、今後いかなる役割分担を行うかが検討されるべきである。

(4) PSALM ホームページ

ERC が投資家に対する規制動向、電力価格データの提供を、ホームページを通じて行っているのに対し、PSALM ホームページでは、民営化プロセスにおいて売却予定の PSALM 保有資産の情報提供を行っている。PSALM の売却資産情報は、例えば発電プラント資産では、ルソン、ビサヤス、ミンダナオ島別に、それぞれ水力、石炭、地熱、ディーゼル等の燃料別に、それぞれのプラントが、どのような発電能力を有するかが、建造年データとともに公開されている。

売却資産情報は、発電プラントの他、配電設備、IPP の 3 種類が情報提供されており、また定期的に TRANSCO や GENCO（Generation Company）などの民営化スケジュール情報がアップデートされている。PSALM ホームページで提供される売却資産情報は、EIPO では現在、網羅されていない情報を数多く含んでおり、今後の EIPO コンテンツ充実の課題として、PSALM との連携をいかに進めて行くかということがあげられる。

表 8.6 PSALM 売却予定の発電設備

都市名	種別	プラント名		建造年	最大発電能力	残存年数(2001/12/31時点)
ルソン	水力	Angat	Angat Hydroelectric Power Plant	1967-1992	245MW	50
		Barit	Barit Hydroelectric Power Plant	1957	1.8MW	14-25
		Caliraya	Caliraya Hydroelectric Power Plant	1942-1950	32MW	-
		Magat	Magat Hydroelectric Power Plant	1984	360MW	32
		Masiway	Masiway Hydroelectric Power Plant	1980	12MW	-
		Pantabangan	Pantabangan Hydroelectric Power Plant	1977	10MW	25
	地熱	Bac-Man	Bac-Man Geothermal Power Plant	1993-1998	150MW	21-26
		Mak-Ban	Mak-Ban Geothermal Power Plant	1979-1996	40MW	11-26
		Tiwi Plant	Tiwi Geothermal Power Plant	1979-1982	275MW	11
	石炭	Batangas	Batangas Coal-Fired Thermal Power Plant	1984-1995	600MW	23-34
		Masinloc	Masinloc 1 & 2 Coal-Fired Thermal Power Plant	1998	600MW	26
	ディーゼル	Bataan GT	Bataan Gas Turbine Power Plant	1989	120MW	Under Preservation
		MALAYA GT	Malaya Gas Turbine Power Plant	1989	90MW	Under Preservation
		Sucut GT	Sucut Gas Turbine Power Plant	1992	30MW	Under Preservation
バンカー	Bataan	Bataan Termal Power Unit	1972	75MW	Under Preservation	
	Sucut	Sucut Termal Power Unit	1968-1972	850MW	Under Preservation	
	Manila	Manila 1&2 Termal Power Plant	1965-1966	200MW	Under Preservation	
ピサヤス	水力	Amlan	Amlan Hydroelectric Power Plant	1962	0.8MW	20
		Loboc	Loboc Hydroelectric Power Plant	1957-1967	1.2MW	50
	地熱	Leyte I	Leyte I Geothermal Power Plant	1983	112.5MW	13
		Palinpinon	Palinpinon Geothermal Power Plant	1980-1995	195.5MW	18
	バンカー	Bohol	Bohol Diesel Power Plant	1978-1996	22MW	15
		Panay	Panay Diesel Power Plant	1979-1983	36.5MW	5-10
Power Barges		Power Barges	1981-1992	128MW	-	
ミンダナオ	水力	Agus	Agus Hydroelectric Power Plant	1979-1994	727.1MW	-
		Agusan	Agusan Hydroelectric Power Plant	1957	1.6MW	50
		Pulangui IV	Pulangui IV Hydroelectric Power Plant	1985-1986	255MW	-
		Talomo	Agusan Hydroelectric Power Plant	1998	3.52MW	NA

資料：PSALM より MRI 作成

表 8.7 PSALM より公開されている IPP 一覧表

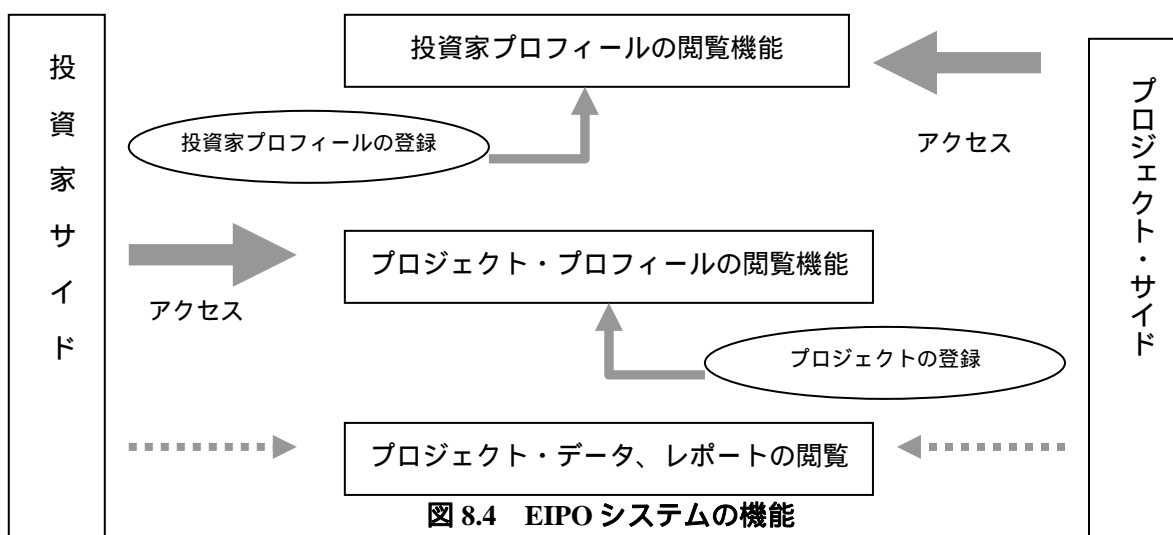
都市名	種別	プラント名	投資家	操業年	設備容量	契約終了年
ルソン	水力	Ambuklao Hydro Power Plant	MIESCOR	1995	75MW	October 2000
		Binga Hydro Power Plant	Chiang Jiang Energy Corp.	1993	100MW	August 2008
		Casecnan HydroElectric Plant	National Irrigation Administration	2002	140	April 2022
		Caliraya-Botokan-Kalayaan Hydroelectric Plants	IMPISA	2002-2004	650MW	25years
		Bakun Hydroelectric Power Plant	Northern Mini-Hydro Corp., etc.	2000(I),2001(II)	70MW	2026(I),2025(II)
		Benguet Province Mini-Hydro	HEDCOR, NMHC	1993	30.6MW	January 201
		San Roque MultiPurpose Project	Marubeni Corp, Sithe Energy	2004	345MW	February 2004
	地熱	Mak-Ban Binary Cycle Geothermal Power Station	Ormat Inc.	1994	15.73MW	March 2004
	石炭	Pagbilao Coal - Fired Thermal Power Station	Hopewell Project Mgt., Mirant	1996	700MW	August 2025
		Sual Coal - Fired Thermal Power Plant	CEPA Pangasinan Electric Ltd, Mirant	1999	1000MW	October 2024
	バンカー	Bataan EPZA Diesel Plant	Edison Global Electric Ltd, etc.	1994	58MW	June 2004
		Bauang Bunker - Fired Diesel Generator Power Station	First Private Corp, Bauang Private Power Corp.	1995	215MW	February 201
		Cavite Diesel Cogeneration Power Plant	Magellan Cogen Inc. Covanta Energy Phil.	1995	63MW	December 2005
Malaya Thermal Power Plant		KEPCO	1995	650MW	September 2010	
Pinamucan Bunker Fired Diesel Generator Power Station		ENRON	1993	105MW	June 2003	
Subic Bunker - Fired Diesel Generator Power Station II		ENRON	1994	108MW	March 2009	
ディーゼル	Limay Bataan Combined Cycle GTPP(Block A & B)	ABB Power GenerationLtd., Alstom	1993-1995	600MW	A:Oct2004,B:Jan 2010	
	Navotas Gas Turbine Power Stations Units 1-3 & Unit 4	Hopewell Project Mgt., Mirant	1991(1-3),1993(4)	310MW	1-3:Jan 2003,4:Mar2004	
天然ガス	Ilijan Natural Gas Combined Cycle Power Project	KEPCO	2002	1200MW	20years	
LSWR	San Pascual Cogeneration Power Production Facility Project	San Pascual Cogeneration	2004	304MW	January 2002	
ビサヤス	地熱	Leyte Geothermal Power Plant(Leyte A & Leyte B)	Philippine National Oil Company, etc.	1997(A), 1998(B)	640MW	A:Nov 2022,B:Apr 2023
	石炭	Naga Power Plant Complex (Cebu Thermal Power Plant I & II)	SALCON Consortium	1997(I), 1995(II)	106.8MW	May 2009
		Toledo Cebu Coal Thermal Power Plant	Atlas Consolidated Mining & Dev't Corp.	1993	80MW	February 2003
	バンカー	Naga Power Plant Complex (Land Based Gas Turbine I & II)	SALCON Consortium	1994	55MW	May 2009
ディーゼル	Naga Power Plant Complex (Cebu Diesel Power Plant)	SALCON Consortium	1995	36MW	May 2009	
ミンダナオ	地熱	Mindanao I Geothermal Plant (Mt. Apo)	Philippine National Oil Company, PNOC-EDC	1997	47MW	February 2022
		Mindanao II Geothermal Power Plant (Mt.Apo)	Philippine National Oil Company, PNOC-EDC	1999	48.25MW	June 2024
	バンカー	Iligan Bunker - Fired Diesel generationg Power Station (I & II)	ALSONs International Inc.	1993	98MW	Jul 2003(I), Dec 2004(II)
		General Santos Bunker C Fired Diesel Power Plant	The Consortium of Alsons Power Holdings Corp, Tomen Corp.	1998	50MW	March 2016
		Mindanao Diesel Power Barges(PB 117 & PB 118)	Mitsui & Co., Mitsui Eng'g & Shipbulding, Burmeister Wain Scandinavian	1994	200MW	July 2009
Zamboanga Bunker C Fired Diesel Power Plant	The Consortium of Alsons Power Holdings Corp, Tomen Corp.	1997	100MW	December 2015		

資料: PSALM より MRI 作成

8.3.3 電力市場の情報仲介システムと EIPO システム

(1) EIPO システムの機能と役割

電力市場における投資家と売り手との間の情報仲介を行い、コミュニケーションを緊密化することが、EIPO システムの設立の目的である。前節まででは、フィリピン電力市場における既存の情報仲介者を概観したが、EIPO システムは、シンプルに投資家を EIPO システムに登録し、同時にプロジェクトのプロフィールを恒常的に公開することで、この接点を円滑化することを目指している。したがって、この EIPO システムのユーザーは投資家とプロジェクト主体という 2 種類の市場参加者ということになる。



資料 : Department of Energy 資料より MRI 作成

(2) EIPO システムの必要条件

上図に示されるように、EIPO システムは、投資家とプロジェクトが出会うための「場」であることから、登録投資家数とプロジェクト数が増加すればするほど、情報仲介者としての機能が強化され、さらにそれが利用者を誘発する効果をもたらす。しかし、現状では EIPO システムの存在自体が認知されていないこと、EIPO システムに登録することにより得られるベネフィットの 2 つの点が、投資家に理解されていないことが、登録投資家数が極めて少ない状況となっているものと考えられる。

一方、EIPO システムのプロジェクトサイドの閲覧機能は、EIPO 自体の管轄が DOE であることから、投資家が閲覧可能なプロジェクト情報の充実は、DOE-EIPO 側の努力により進める必要がある。投資家サイドの機能強化が、登録投資家数を増加させることであるのに対して、プロジェクト・サイドの機能強化は、投資家が他の情報源にアクセスする手間を省くことができるほどにコンテンツを集約することである。このサプライ・サイドの機能強化には、DOE が傘下に持つ業界組織の他、関係各省庁の協力が必要とされ、この協力体制の理想型として OSAC があげられる。ただし OSAC の場合は、BOI と投資家間の双方向のコンサルティングが主たる機能であるため、EIPO システムは、情報仲介機能としてこの関係各省庁との協力関係を構築して行く必要がある。

(3) EIPO システムの課題

前節でとりあげた PSALM の提供情報は、ワン・ストップ・ショッピング化を目指す EIPO システムにとって重要な情報を数多く内包している。PSALM 情報が投資家に重宝される理由は、PSALM 売却資産の一覧やその詳細情報、また売却スケジュールの一覧表が入手できるためである。また PSALM は IPP に関する情報提供も詳細に行っており、どのような市場参加者がこれまでに電力市場での投資主体として、資金の出し手となってきたかを容易に理解させることができる。

また規制関連情報に関して、ERC との連携も不可欠である。ERC が提供する規制ガイドラインは、投資家にとって有用な情報であることは言うまでもなく、EIPO システムは、いかに投資家が ERC にアクセスせずとも EIPO システムを訪れることによりワン・ストップ・ショッピングが可能となることが、究極の目標である。BOI の OSAC と EIPO システムとの棲み分けは、BOI はカウンセリング機能を中心とするワン・ストップ・ショップであるため、EIPO により投資の意思決定を行った投資家が、実際に実務的にプロセスを進める際に利用すべき機能であると言えよう。

また上記の将来を展望すれば、EIPO が提供するレポート類のコンテンツの充実も必要とされよう。現在のフィリピン電力市場の情報仲介システムの中には、分析的なコンテンツを配信する情報生産者が皆無である。ただし、この点は後述するようにエネルギー投資促進室の人的資源が質量ともに限られていることから、中長期的な課題として指摘しておきたい。

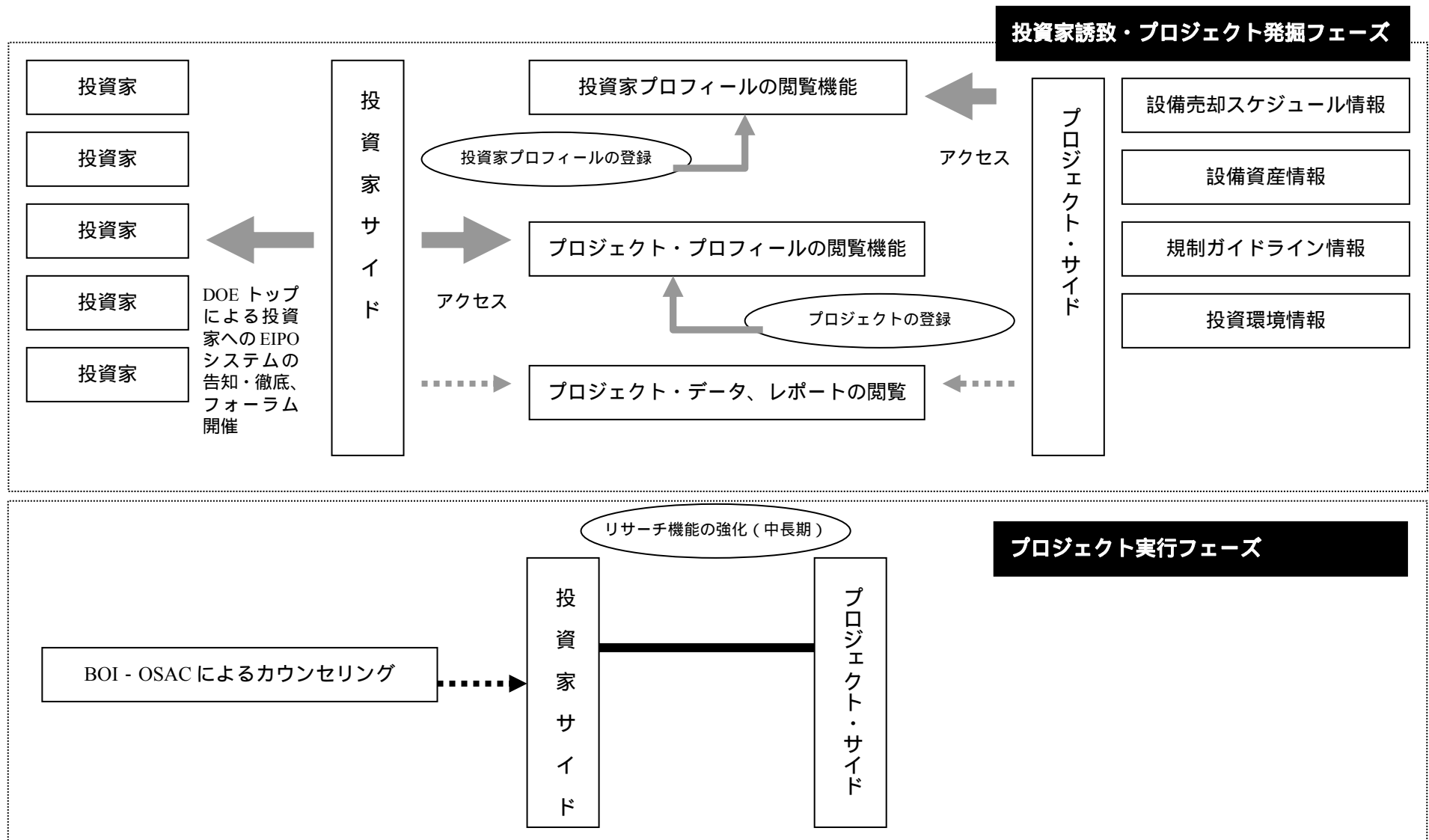


図 8.5 EIPO システム・コンテンツ連携の枠組み

(4) 事例研究：NPC 資産売却の投資プロセスと EIPO システム

前回調査で示されたように、電力事業への投資プロセスは BOT (Build Operate Transfer)・BOO (Build Own Operate) 事業における投資、民間企業による新規投資、NPC 資産売却による投資と、大別すれば 3 つの投資形態区分が可能である。この 3 つのタイプのうち、今後は民間企業による新規投資 (配電会社との相対契約、プール市場向けマーチャントプラント) が主流となることが予想されている。本節では民間企業による新規投資に EIPO がいかなる役割を果たすべきかについて、過去の国有資産売却のケースから事例研究を行う。

民間企業が発電事業に参入する場合には、環境審査、地方自治体からの許認可が必要とされ、併せて DOE、ERC と協議の上、事業計画を策定する。その後、証券取引委員会 (SEC) において登記を行い、DTI (産業貿易省) への事業体設立認可を経て、事業が可能となる。この DOE、ERC との協議前に行わなければならない地方自治体、環境審査の申請は、投資家によく知られていない投資プロセスであり、個別案件ごとにこの投資プロセスの案内の徹底を図ってゆく必要がある。また投資案件によっては、許認可手続きに要する時間、コストも重要な情報となるため、これらの情報提供も追加的に行う必要がある。BOI から受け得る投資に際する優遇措置は、このプロセスの後に手続きを進めることになる。

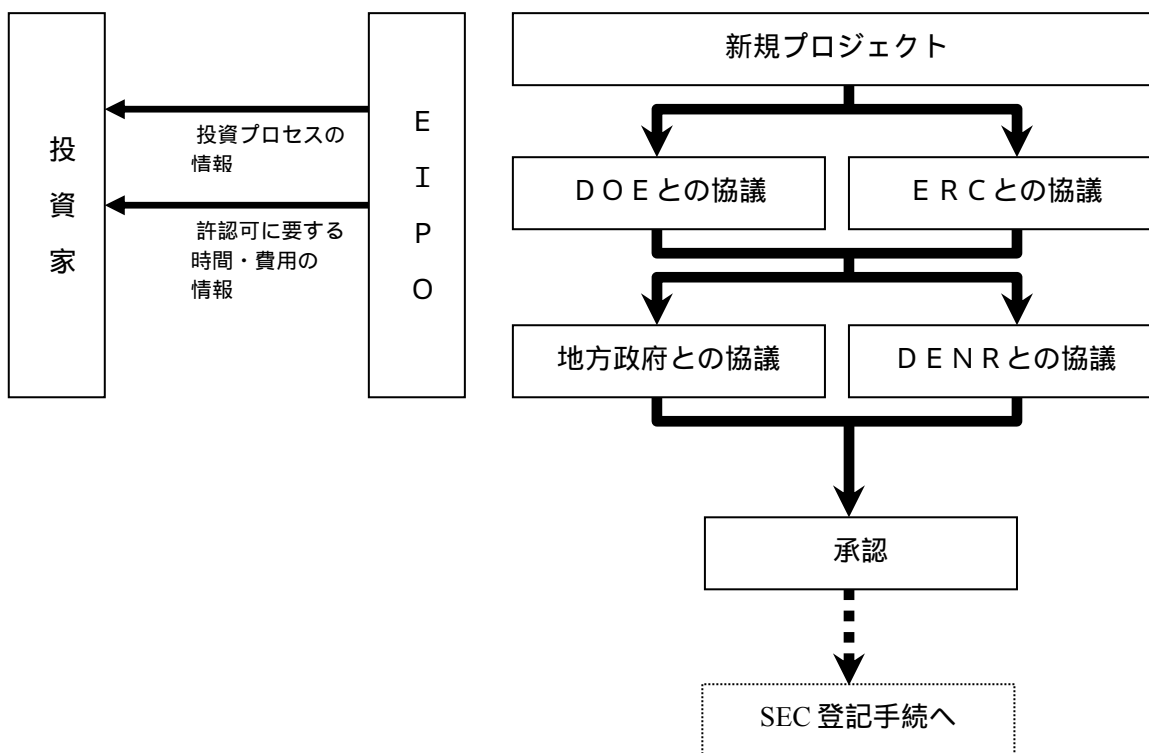


図 8.6 民間プロジェクト投資プロセスと EIPO の役割 政府承認プロセス

資料：三菱総合研究所作成

許認可手続きの複雑さ、不透明性が海外からの投資の妨げの一因となっていることは、各種投資家に対するヒアリング調査からも明らかにされた点であるが、EIPO のコンテンツの充実化により、この問題には対処することが可能である。また、EIPO システムのような一方向の情報提供でも円滑に許認可手続きが進められない場合には、BOI-OSAC によるカウンセリングを受けるという手順となる。

一方、政府承認までの手続きにおいて売却が決定されてからは、投資家は EIPO に異なるコンテンツを期待する。政府承認後は、証券取引委員会において登記を行い、DTI に事業登録を行った後に、BOI において投資優遇措置の申請を行うこととなる。このとき、40%以上の外国人所有者が存在する企業が事業を行う場合に要する登記の期間、DTI、BOI における手続き申請に要する期間の情報提供も、投資家にとって重要な情報である。また GENCO 資産売却におけるスーカット発電所への投資事例では、特別目的会社 (SPCC) 設立後に SEC への登記が進められる手順となっている。

売却決定から事業実施までのプロセスにおいてもう一点、重要な情報は、売却資産に関する情報である。売却資産の質が、投資家の将来収益の規定要因となるためである。この売却資産に関する情報は、すでに述べたように、PSALM が極めて有用な情報提供をすでに同社のホームページを通して進めており、資産のクォリティに関する情報提供は、PSALM 等との連携を進めてゆくべきである。

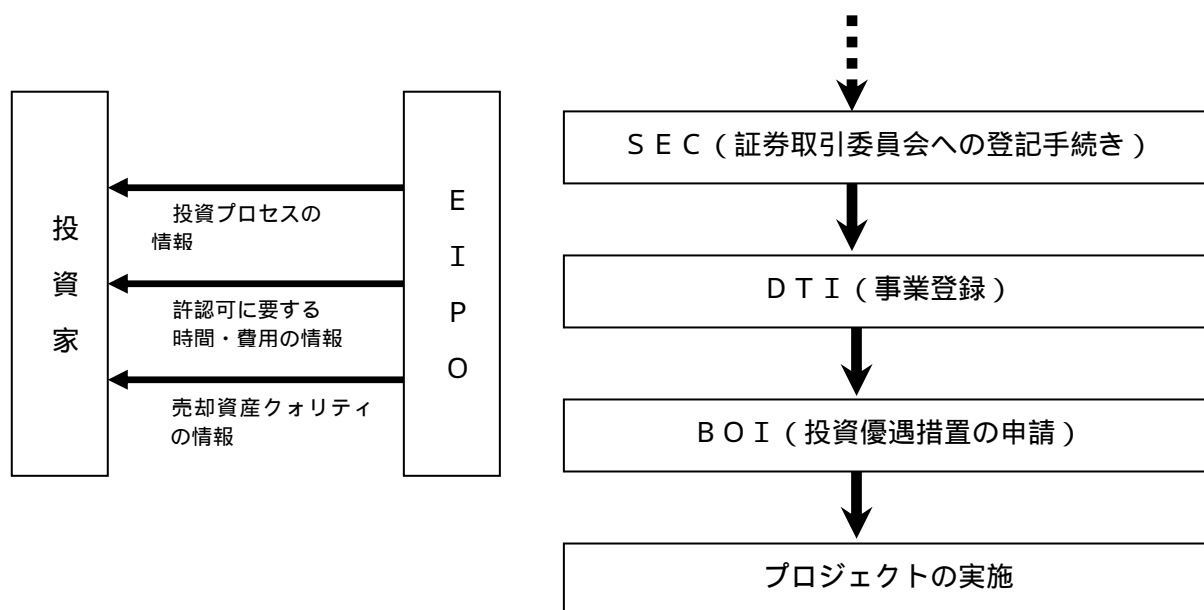


図 8.7 民間プロジェクト投資プロセスと EIPO の役割 事業実施プロセス

8.4 エネルギー投資促進室の現状と課題

8.4.1 現状

エネルギー投資促進室は実質的には、2004年の3月よりスタッフが配置され、EIPO システムのデータメンテナンス、コンテンツに関わる情報収集などの業務を通じて、投資家への情報提供が行われている。スタッフは、投資室においてマネージャー的役割を担う Supervising Investment Specialist の Lisa S. Go 氏の他、2名の Senior Investment Specialist (Lisa V. Pangilinan, Amparo A. Valera)と1名の Generarist(Juliето O. Ariate)により構成されている。

Senior Investment Specialist が行う業務は、大別すれば、EIPO ウェブサイトのメンテナンス、データの更新、他省庁・機関との連携推進、情報コンテンツの収集、DOE エネルギー・プログラムの支援の5点である。この5つの業務のうち、2人の Senior Investment Specialist が最も要する任務が EIPO ウェブ・システムのメンテナンスであり、次に他省庁・機関との連携推進となっている。また Generarist が毎月の業務において最も時間を要する任務が、DOE エネルギー・プログラムの支援であり、コンピュータの専門性を有する2名の Senior Investment Specialist と、Generarist との間の業務分担が明確に分かれていることがわかる。

他方、毎月の業務の中で、変動が著しいのが他省庁・機関との連携推進である。この業務は DOE が単独で推進するのではなく、他省庁の繁簡度とも関連することから、このような結果として表れているものと考えられる。

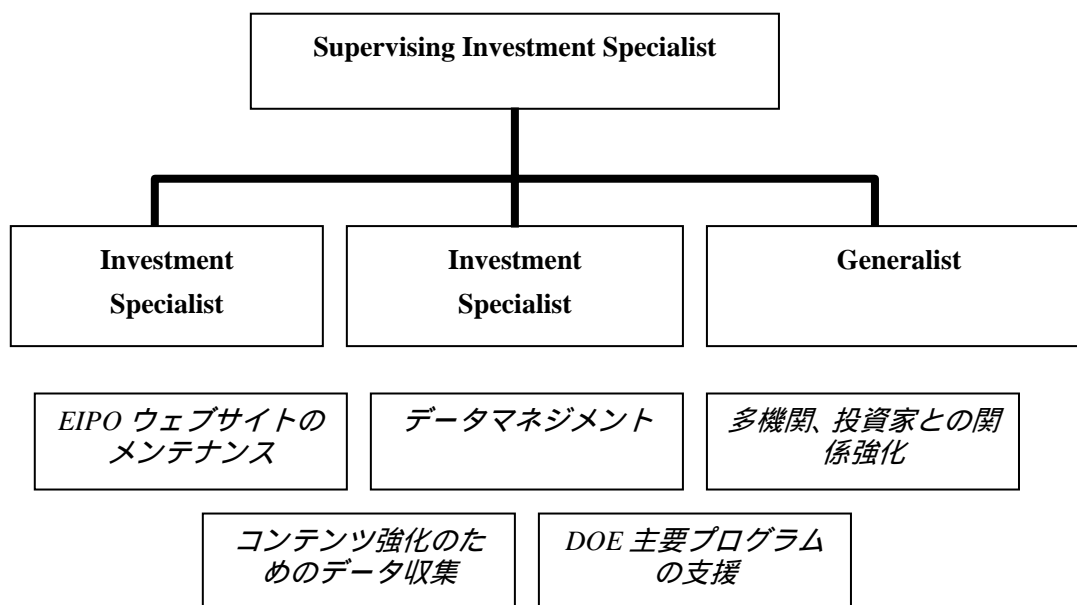


図 8.8 エネルギー投資促進室の業務実施体制

8.4.2 業務フロー分析

今回の本調査において得られたひとつの結論は、EIPO が強化しなければならない業務が、コンテンツの充実、他機関との関係強化であることを明確にしたことである。現状では EIPO ウェブサイトのメンテナンスが、2名の Senior Investment Specialist にとって最も業務フローのシェアが高く、5月から7月にかけてこの業務が全体の3割程度を占める。したがって、EIPO ウェブシステムの強化のためには、これらの Senior Investment Specialist を増員し、現在の2名のウェブサイトメンテナンスの業務比重を軽減し、他機関との業務連携にマンパワーを投入する必要がある。

一方、他機関との関係強化に際して、最も EIPO システムが追加すべきコンテンツを有しているのが、ERC、PSALM などの DOE が管轄する組織である。しかし DOE エネルギー・プログラムへの EIPO の関与は、現在では極めて限定的であり、これが DOE のエネルギー政策から EIPO が独立した形で業務を遂行する経緯の背景と考えられる。

投資家との関係強化についても、現状では EIPO スタッフがヶ月間の業務の中で、この業務にほとんど時間を割くことがない。他機関の関係強化が EIPO ウェブサイトの情報供給サイドの強化とすれば、電力市場の需要者である投資家との関係強化も今後は重要な課題である。2004年12月のフォーラム開催により、多数の投資家との接点生まれる中で、今後、彼らとの接点をどのように改善し、登録者数を増加させるかが EIPO システムの重要なテーマである。こうした観点からも、人員強化により、投資家との関係強化にも業務を割り当てるべきである。

表 8.8 EIPO 設立以降のスタッフの業務割当と負荷度

1 . Senior Investment Specialist 1

AFFAIRS(major division)		AFFAIRS(minor division)		AMOUNT (people*day)	2004						Month			Months that One Process takes		
No.		No.			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	First		Mid	Late
1	EIPO Website Maintenance	1-1	Review and improve the			0.0	8.3	6.7	5.1	6.9						
		1-2	Link up with the UNDP-			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		1-3	Promote the website			0.0	0.0	3.3	2.6	3.4						
		1-4	Respond to inquiries,			0.0	8.3	13.3	12.8	17.2						
		1-5	Others			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
								0.0	16.7	23.3	20.5	27.6				
2	Data Management	2-1	Create a database of			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		2-2	Create a database of			10.0	8.3	13.3	10.3	13.8						
		2-3	Others			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		2-4														
								20.0	16.7	26.7	20.5	27.6				
3	Establish Linkages with Donor Agencies, Private Sector/Investment Association, Gos, etc.	3-1	Coordinate with BOI,			15.0	8.3	10.0	7.7	3.4						
		3-2	Conduct Conferences,			5.0	20.8	3.3	7.7	13.8						
		3-3														
		3-4														
		3-5														
		3-6														
		3-7														
		3-8														
								20.0	29.2	13.3	15.4	17.2				
4	Packaging of Investment kits and other Info Materials	4-1				30.0	12.5	16.7	25.6	0.0						
		4-2				0.0	0.0	0.0	0.0	10.3						
		4-3				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
						30.0	12.5	16.7	25.6	10.3						
5	Assist/Promote DOE Major Energy Program	5-1	Power Development			10.0	8.3	10.0	7.7	3.4						
		5-2	Energy Resource			20.0	16.7	10.0	10.3	13.8						
		5-3	Others			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		5-4														
						30.0	25.0	20.0	17.9	17.2						

2 . Senior Investment Specialist 2

AFFAIRS(major division)		AFFAIRS(minor division)		AMOUNT (people*day)	2004						Month			Months that One Process takes		
No.		No.			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	First		Mid	Late
1	EIPO Website Maintenance															
		1-1	Review and improve the			0.0	10.0	8.0	6.9	6.9						
		1-2	Link up with the UNDP-			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		1-3	Promote the website			0.0	0.0	4.0	3.4	3.4						
		1-4	Respond to inquiries,			0.0	10.0	16.0	17.2	17.2						
		1-5	Others													
				0.0	20.0	28.0	27.6	27.6								
2	Data Management															
		2-1	Create a database of			10.0	10.0	16.0	13.8	13.8						
		2-2	Create a database of			10.0	10.0	16.0	13.8	13.8						
		2-3	Others													
		2-4														
				20.0	20.0	32.0	27.6	27.6								
3	Establish Linkages with Donor Agencies, Private Sector/Investment Association, Gos, etc.															
		3-1	Coordinate with BOI,			15.0	10.0	12.0	10.3	3.4						
		3-2	Conduct Conferences,			5.0	15.0	4.0	10.3	13.8						
		3-3														
		3-4														
		3-5														
		3-6														
		3-7														
		3-8														
				20.0	25.0	16.0	20.7	17.2								
4	Packaging of Investment kits and other Info Materials															
		4-1				30.0	15.0	0.0	0.0	0.0						
		4-2				0.0	0.0	0.0	0.0	10.3						
		4-3														
				30.0	15.0	0.0	0.0	10.3								
5	Assist/Promote DOE Major Energy Program															
		5-1	Power Development			10.0	10.0	12.0	10.3	3.4						
		5-2	Energy Resource			20.0	10.0	12.0	13.8	13.8						
		5-3	Others													
		5-4														
				30.0	20.0	24.0	24.1	17.2								

3 . Generalist

AFFAIRS(major division) No.	AFFAIRS(minor division) No.	AMOUNT (people*day)	2004						Month			Months that One Process takes				
			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	First		Mid	Late		
1	EIPO Website Maintenance															
		1-1	Review and improve the			9.8	10.4	10.2	11.8	11.5						
		1-2	Link up with the UNDP-			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
		1-3	Promote the website			4.9	4.2	6.1	5.9	7.7						
		1-4	Respond to inquiries,			9.8	10.4	10.2	9.8	9.6						
		1-5	Others													
					24.4	25.0	26.5	27.5	28.8							
2	Data Management															
		2-1	Create a database of			9.8	10.4	10.2	9.8	9.6						
		2-2	Create a database of			9.8	8.3	10.2	9.8	9.6						
		2-3	Others													
		2-4														
					19.5	18.8	20.4	19.6	19.2							
3	Establish Linkages with Donor Agencies, Private Sector/Investment Association, Gos, etc.															
		3-1	Coordinate with BOI,			9.8	10.4	10.2	9.8	9.6						
		3-2	Conduct Conferences,			9.8	10.4	8.2	9.8	9.6						
		3-3														
		3-4														
		3-5														
		3-6														
		3-7														
		3-8														
					19.5	20.8	18.4	19.6	19.2							
4	Packaging of Investment kits and other Info Materials															
		4-1				12.2	10.4	10.2	9.8	9.6						
		4-2														
		4-3														
					12.2	10.4	10.2	9.8	9.6							
5	Assist/Promote DOE Major Energy Program															
		5-1	Power Development			12.2	12.5	12.2	11.8	11.5						
		5-2	Energy Resource			12.2	12.5	12.2	11.8	11.5						
		5-3	Others													
		5-4														
					24.4	25.0	24.5	23.5	23.1							

8.5 エネルギー投資フォーラム (Energy Investment Forum)

8.5.1 開催の目的

前節までの議論で示された通り、情報仲介システム EIPO が直面する最大の問題のひとつに、投資家登録者数があげられる。11 月末時点で、EIPO ウェブシステムには 46 件のプロジェクトが登録されているのに対し、投資家登録者数は非常に少ない。こうした状況を踏まえ、2004 年 12 月 7 日、エネルギー関連投資家を中心とする 125 名の参加者を募り、マンダリン・オリエンタルホテル・マニラにおいて「エネルギー投資フォーラム」(Energy Investment Forum、以下 EIF)を開催し、フィリピン電力セクターの近況に関するプレゼンテーションを行った。

なお、Pérez 長官のプレゼンテーション内で、本フォーラムはエナジーウィークの最初の非常に重要なフォーラムであること、EIPO 設立の目的とウェブサイトの紹介等があり、フォーラム参加者に EIPO への参加を促す旨説明があった。

8.5.2 EIF プログラムの内容

プログラムは 3 つのセッションより構成されている。第一セッションは「エネルギー市場動向と投資環境」と題し、G.J.G. Bausa 次官補のオープニング・リマークスの後、2 つの講演を行った。ひとつは Pérez 長官による”Overview on the Energy Situation and Investment Opportunities in the Philippines”であり、もうひとつは ERC の R.A. Tan 委員長による”Energy Regulatory Environment”である。

第二セッションは”Energy Investment Opportunity”と題され、当初は 再生可能エネルギー、石油・ガス・地熱エネルギー、電力セクター、電力卸売市場の 4 つの講演が予定されていたが、スケジュール調整上の都合により、 のみの講演が PEMC の President、Lasse A. Holopainen より提供された。第三セッションは、エネルギー・ファイナンスに関するセッションであり、フィリピン開発銀行、Reynaldo G. David 社長、LGU 保証機構、Jesus G.Tirona 社長、国際金融公社 V. Bhagat カントリー・マネージャーの 3 名からプレゼンテーションがなされた。

以下ではこのプレゼンテーションそれぞれの内容について、その概要を紹介し、エネルギー投資促進に対するインプリケーションについて考察する。

8.5.3 講演内容の要旨

Section I (1): Overview on the Energy Situation and Investment Opportunities in the Philippines” Vincent S. Perez, Secretary of Department of Energy

Pérez 長官の講演では、まず電力セクターにおける需給環境の現状、2005-2014 年までの長期電力需給見通しに関する説明がなされ、このシナリオに沿った形で、今後の民営化スケジュールと有望投資先に関する説明がなされている。続いて”Energy Independence Package”と題される、今後の電力セクターにおける改革推進策が発表され、個々の具体案が紹介されている。この改革推進策は具体的には、

石油・ガス備蓄の増強策について
再生可能エネルギーの開発政策について

将来の代替エネルギー供給の開発可能性について
電力セクター改革に関する多国間協定の推進について
エネルギー供給効率の改善策について

の5点の説明がなされている。

Section I (2): Energy Regulatory Environment, Rauf A. Tan, Commissioner of Energy Regulatory Commission

R.A.Tan 委員長が行ったプレゼンテーションでは、ERC 設立の経緯、設立の目的、現在のエネルギー関連投資に関する規制動向の3点が報告内容であった。ERC 設立の経緯に関する説明の中では、EPIRA 施行までに存在した規制監督機関である ERB との相違点が強調されている。またユニバーサル・チャージの導入についても言及し、将来の料金規制動向の展望についても併せて触れられている。

Session II: Energy Investment Opportunities: Wholesale Electricity Spot Market (WESM), L. A. Holopainen, President, Philippine Electricity Market Corporation

第二セッションでは、フィリピン WESM 社長 L. A. Holopainen 氏より、フィリピン電力卸売市場についての説明がなされている。Holopainen 社長のプレゼンテーションは、電力構造改革後のフィリピン電力市場の概況を説明した後、規制緩和後の市場が、いかなる仕組みにおいて卸売市場での売買を行うかという説明を行っている。

Session III: Eenergy Financing Facilities

エネルギー市場での投資に対する資金の出し手にはいかなる機関が存在するのか、第三セッションでは、フィリピン開発銀行、LGU 保証公社、国際金融公社という3機関のトップを招いて講演を行った。まずフィリピン開発銀行 R. G. David 社長のプレゼンテーションでは、まず同行のローンポートフォリオを概観した後で、電力セクター向け投融資に対してどのような実績を有しているかが説明されている。併せて、各ドナー国からのツーステップローンなど、フィリピン開発銀行がどのような資金源を携えているかに触れ、今後の市場改革では積極的な金融供給を行うことが述べられている。

フィリピン開発銀行や国際金融公社とは異なり、融資に対する保証業務を生業とする LGU 保証公社においても、Tirona 社長の講演では、同社がこれまでエネルギー関連融資保証に対してどのような実績を有しているかが触れられ、今後の保証政策において電力市場改革案件を積極支援していくことが述べられている。

国際金融公社 Bhagat 氏の講演では、1980 年代より世界銀行、国際金融公社が注力してきた電力セクター向け融資の経験が述べられ、最近の世界銀行グループが電力セクター向け投融資に対してどのような見方をしているのか、また今後、同行がどのような投融資政策を行って行くかが述べられている。

Energy Investment Forum	
December 3, 2004	
Mandarin Oriental Hotel, Ballroom 1	
PROGRAM	

8:30 - 9:00 am	Registration
9:00 - 9:10 am	Opening Remarks ASEC Griselda J. G. Bausa
9:10 - 9:25 am	Overview on the Energy Situation and Investment Opportunities in the Philippines Hon. Vincent S. Pérez, Jr. Secretary, Department of Energy
9:30 - 9:45 am	Incentives in the Energy Sector Director Rafaelito H. Taruc, Board of Investments
9:45 - 10:00 am	Energy Regulatory Environment Commissioner Rauf A. Tan, Energy Regulatory Commission
	Working Coffee Break
	ENERGY INVESTMENT OPPORTUNITIES:
10:00 - 10:15 am	Renewable Energy Undersecretary Peter Anthony A. Abaya, Department of Energy
10:15 - 10:30 am	Oil, Gas and Geothermal Undersecretary Guillermo R. Balce, Department of Energy
10:30 - 10:45 am	Power Sector Undersecretary Cyril C. del Callar, Department of Energy
10:45 - 11:00 am	Wholesale Electricity Spot Market (WESM) Lasse A. Holopainen President, Philippine Electricity Market Corporation
	ENERGY FINANCING FACILITIES:
11:00 - 11:15 am	Raynaldo G. David President, Development Bank of the Philippines (DBP)
11:15 - 11:30 am	Jesus G. Tirona President, LGU Guarantee Corporation (LGUGC)
11:30 - 11:45 am	Vipul Bhagat Country Manager, International Finance Corporation
11:45 - 12:00 pm	Closing Remarks Mr. Mamoru Nagano, JICA representative

図 8.9 エネルギー投資フォーラムのプログラム
(2004年12月3日開催)



図 8.10 永野団員のクロージング・リマークス



図 8.11 Pérez 長官の講演

第9章 DOEの持続的キャパシティビルディング

9.1 キャパシティビルディングの達成状況

本調査の主目的は、DOEがPDPの策定を独力で実施するためのキャパシティビルディングを実施することである。とりわけ、来年度のPDPのローリングについては喫緊の課題であり、この視点から、現状のDOEのPDP策定能力を適正に評価する必要があった。

このため、調査団は次の方針を掲げ、2004年度のPDP策定については、あくまでサポートに徹することとした。

調査団はキャパシティビルディングに徹する。計画を自ら策定しない

DOEから要請があった質問事項については、確実に返答・フォローする

表9.1に、PDP(2005-2014)の策定状況からみた、DOEのキャパシティビルディングの達成状況を示す。

表9.1 DOEのキャパシティビルディングの達成状況

分野	PDP(2005-2014)の策定状況	技術的な評価
需要想定	<ul style="list-style-type: none"> DDP アグリゲーションによる需要想定については、DOEが独自で実施した 計量経済学的手法については、JICA調査団がデータハンドリングを補助。需要想定自身はDOEで実施 	<ul style="list-style-type: none"> DDP アグリゲーションについては、DOEは確実に実施できる 計量経済学的手法については、供与したモデルで需要想定はできる。 統計パッケージの操作については、若干不安が残る
電源開発計画	<ul style="list-style-type: none"> WASP-IVについては、データリパイアについてもDOEが実施 最適電源配置についても、基本的な配置はDOEで決定 GTMaxを用いた、電源の最適配置、パワーフローの確認については、調査団の補助が必要である 	<ul style="list-style-type: none"> WASP-IVについては、DOEで操作できる 予備率を基準とした、電源配置についてもDOEで実施できる GTMaxについては、DOEが操作する事は可能であるが、計算結果の妥当性を評価できないと思われる
系統計画評価	<ul style="list-style-type: none"> 担当者が、個別プロジェクトの評価にかなりの時間を費やす必要があり、TDP審査に割く時間が十分とれなかった TDPの審査に限定すれば、PSS/EのモデルがTRANSCOから提供されることを前提に、担当者は技術的な評価はできると考えられる 	<ul style="list-style-type: none"> TDPの審査を実施することは可能と思われるが、付随検討が非常に多く、人数不足が極めて顕著である
DDP取り纏め	<ul style="list-style-type: none"> DOEが独力でDDPのアグリゲーションを実施 DDPのアグリゲーションに必要なフォーマットについても、PDPデータ管理システムに的確に反映している 	<ul style="list-style-type: none"> DDPのインテグレーションに全く問題はない データギャザリングツールとして、将来的に一層活用する場合も、DOE内部で検討できるとと思われる

表 9.1 から、来年度の PDP ローリングのための DOE の能力は、次のように評価できる。

需要想定、基本的な電源開発計画は何とかできる

系統計画審査については、付随検討が極端に多く時間もかかるため、現実的には、要員の補強が無ければ対応できない

DDP アグリゲーションについては確実に実施できる

また、PDP ローリングを確実に実施するために、次の事項が望まれる。

系統計画審査スタッフの増強については、必要条件である

需要想定、電源開発計画については必要の都度アドバイスをする体制があることが望ましい

9.2 持続的なキャパシティビルディングのために

9.2.1 キャパシティビルディングの概念

9.1 節に示す通り、本調査の終了時点で DOE は PDP ローリングのための基本的な知識は身に付けていると考える。しかしながら、調査団によって、キャパシティビルディングされたスタッフが異動、退職することで、将来的にレベルダウンをしていく危険性が高い。このレベルダウンを防止し、かつレベルアップを図るためには、DOE 内部で持続的にキャパシティビルディングをしていく必要がある。

図 9.1 に、DOE 内部のキャパシティビルディングの必要性についての概念図を示す。

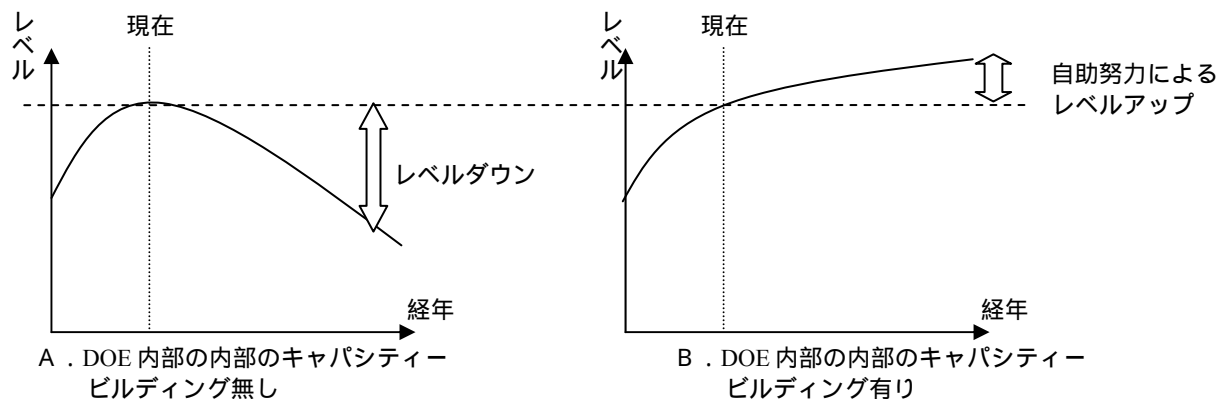


図 9.1 DOE 内部のキャパシティビルディングの必要性

9.2.2 考慮すべきインプット

DOE 内部でキャパシティビルディングを実施していくためには、次のインプットを考慮すべきであると考ええる。

(1) 教育教材

DOE 内部で教育を実施していく場合、次のようなマテリアルが利用可能である。

- ・ シミュレーションソフトウェアの操作マニュアル
通常これらのマニュアルには、ソフトウェアの操作方法のみならず、基本的な計算の理論が解説されている場合が多い。
- ・ 前回調査で策定した、PDP 策定マニュアル
ソフトウェアマニュアルに記載されていない、ソフトウェア使用上の TIPS などが詳細に解説されている。一般的に陥りやすいバグ等、操作者の視点から記載されているため、非常に有効である
- ・ PDP データ根拠
PDP で使用したデータの根拠を確認することは、非常によいキャパシティビルディングである。また、常にデータを確認していくことによって PDP 策定のスケジュールを緩和することができる
- ・ 一般書籍ならびに文献
需要想定ならびに電源開発計画（最小費用計画）の策定は、いわばクラシカルな手法であり、一般書籍ならびに文献も多い。このような、書籍・文献の情報は専門家以外には良く知られていないが、電源計画の技術を基礎から理解するためには必要である

(2) PDP 策定を通じた OJT

PDP は毎年 1 回ローリングしていくこととなるが、PDP 策定作業は、新人など未経験者を教育する絶好の OJT の機会である。一方で、経験の豊富な者が毎年 PDP を策定し、経験の少ない者が毎年単純作業をしていたのでは、DOE 全体の組織力の向上にはならない。

これに対し、計画的に OJT を行うことで、次のような効果を期待できる。

- ・ 経験の少ない技術者については、責任ある業務を遂行することでレベルアップが期待できる
- ・ 経験豊富な技術者については、他人に教えることで自分の技術レベルを確認できる

(3) 専門家のアドバイス

DOE は、PDP のローリングを実施する最低限の能力を保有していると考えられる。しかしながら、今後、スポットマーケットの導入に伴い、未知の対応を迫られるケースが増えていくと考えられる。

これについては、DOE のみで適切な解決をしていくことは不可能に近いことから、必要に応じて専門家のアドバイスを得ることのできる仕組みがあることが望ましい。

9.3 DOE キャパシティビルディング・プログラムの提案

本セクションでは、9.2 節を踏まえ、DOE 内部で実施すべきキャパシティビルディング・プログラムを提案する。

9.3.1 キャパシティビルディングの考え方

(1) 達成目標

表 9.2 にキャパシティビルディングの達成目標を示す。PDP 策定業務を責任持って実施するためには、OJT 管理下での PDP 策定経験が必要である。したがって、目標設定にあたっては、達成時期を 2 年目終了時とすることで、PDP 策定業務を 2 回経験させることとした。

表 9.2 キャパシティビルディングの達成目標

達成レベル	インプット	達成時期
PDP 策定補助業務ができる	PDP 策定補助経験 (OJT) + 1 年次自主学習	1 年目終了時点
PDP 策定業務ができる	PDP 策定経験 (OJT) + 2 年次自主学習	2 年目終了時点

(2) キャパシティビルディングの基本的フロー

図 9.2 に、表 9.2 であげた達成目標を実現するための基本フローを示す。

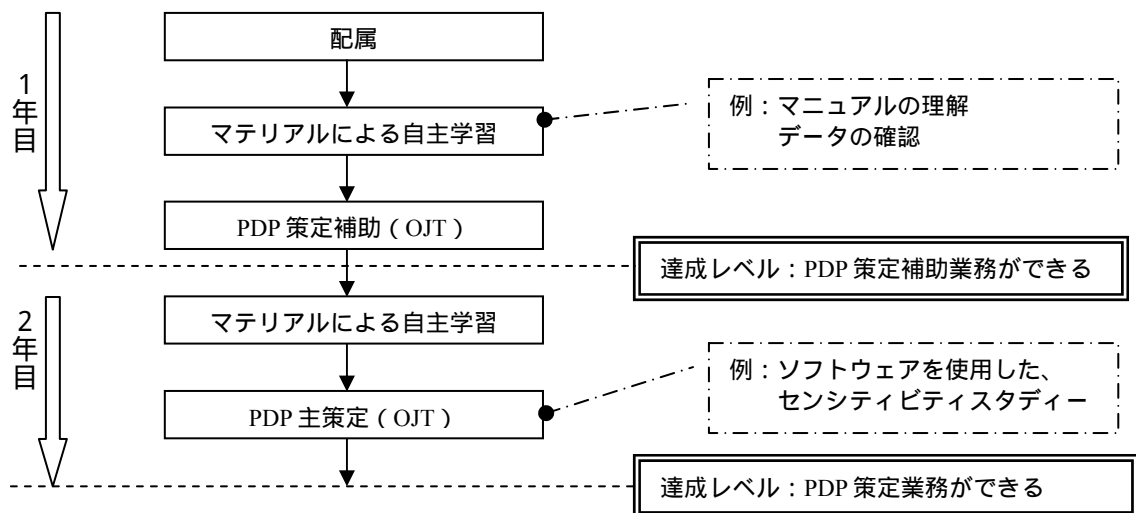


図 9.2 DOE が実施すべきキャパシティビルディングのフロー図

9.3.2 DOEのキャパシティビルディング・プログラム

図 9.3 に DOE のキャパシティビルディング・プログラムを示す。プログラムは、表 9.3 に示すマテリアルを用いた自主学習と、実際の PDP 策定業務における OJT とで構成されている。

持続的なキャパシティビルディングのためには、DOE が、これらのプログラムを自ら運用し、内部教育を実施していくことが重要である。

(1) 第 1 年次で修得すべき事項

- ・ レベル A (ベーシック) マテリアルによる自主学習
 - シミュレーションソフトウェアマニュアル
 - PDP 策定マニュアル
 - 一般書籍
- ・ データ根拠の確認
 - PDP データ根拠となった実績資料
 - データ入手先
- ・ シミュレーションソフトウェアの動作確認
 - デモンストレーションデータを使用した動作確認
 - 昨年度 PDP データを使用した動作確認
 - 入力データのチェック
- ・ PDP 策定補助業務 (OJT として)
 - データリバイス作業
 - その他説明資料策定

(2) 第 2 年次で修得すべき事項

- ・ レベル B (応用) マテリアルによる自主学習
 - 検討資料、文献
 - シナリオ策定のための根拠資料
- ・ 検討シナリオの策定とその対応
 - シナリオの決定、対応方針の策定
- ・ センシティブィータースタディー
 - シナリオに基づく
- ・ PDP 策定業務 (OJT として)
 - シミュレーションの実施
 - シミュレーション結果の評価の実施

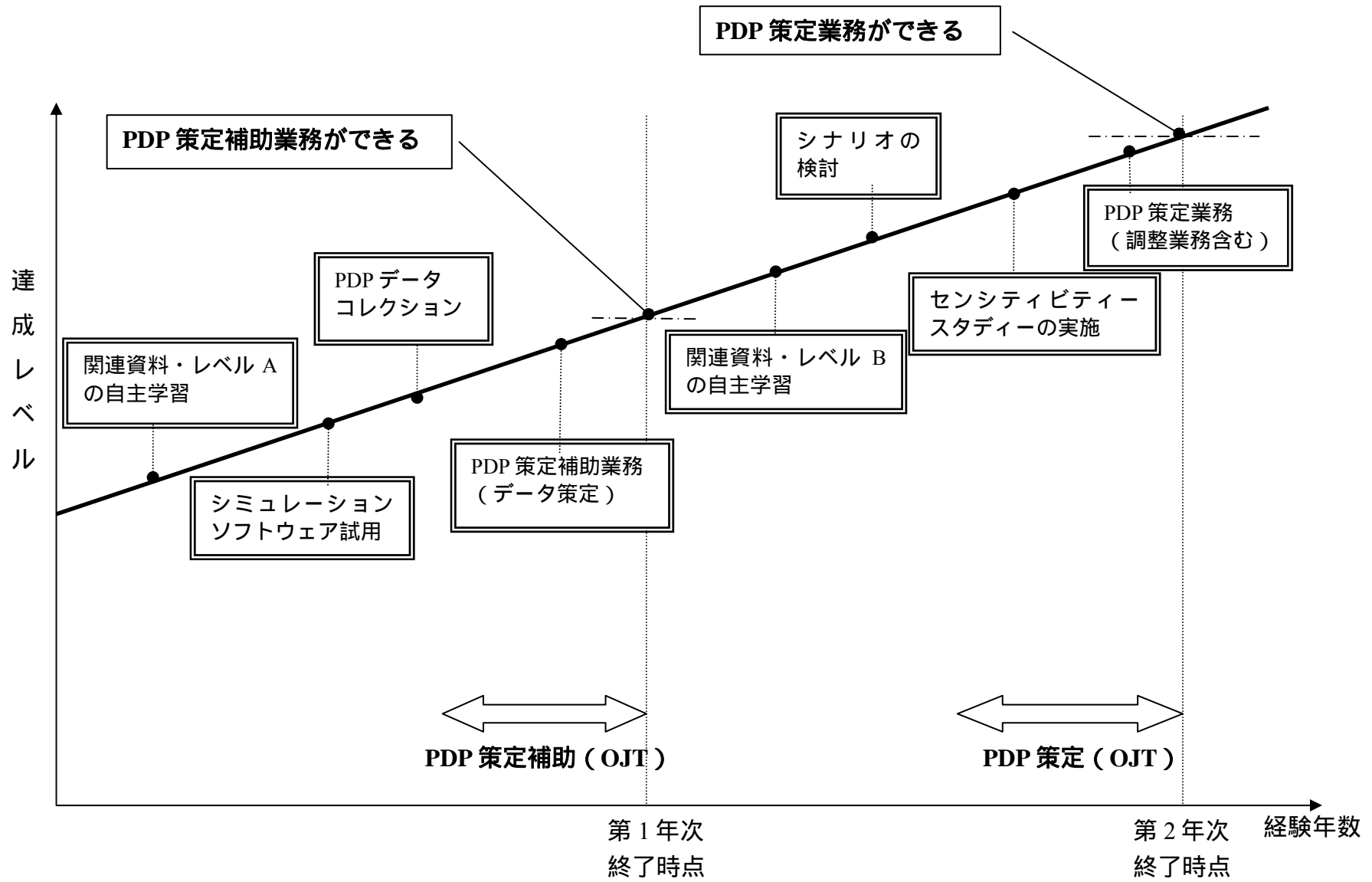


図 9.3 キャパシティビルディング・プログラム

表 9.3 キャパシティビルディング・プログラムのためのマテリアル

教育年次	教材名
第 1 年次	<p>(共通)</p> <ul style="list-style-type: none"> - PDP 策定マニュアル (JICA) - PDP データ管理システムマニュアル (JICA) <p>(需要想定)</p> <ul style="list-style-type: none"> - STATISTICA マニュアル <p>(電源計画)</p> <ul style="list-style-type: none"> - WASP-IV マニュアル - GTMax マニュアル <p>(系統計画)</p> <ul style="list-style-type: none"> - PSS-E マニュアル - Elements of Power System Analysis (Mc.Graw-Hill)
第 2 年次	<p>(需要想定・電源開発計画)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Least Cost Electric Utility Planning / Harry G. Stoll (John Wiley & Sons) <p>(電源計画)</p> <ul style="list-style-type: none"> - WASP-III plus マニュアル <p>(系統計画)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Power System Analysis / Hadi Saadat (Mcgraw-Hill)