

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開発調査  
ファイナルレポート(要約版) 目次

第1章 調査の概要 .....	1
1.1 調査の背景 .....	1
1.2 電力政策 .....	2
1.3 電力需要予測 .....	4
1.4 電力開発計画 .....	10
1.5 電力系統計画 .....	14
1.6 地方電化計画 .....	22
1.7 投資促進 .....	25
第2章 電力政策分野 .....	28
2.1 フィリピンの電力価格の現状 .....	28
2.2 電力改革の現状と課題 .....	28
2.2.1 NPC民営化の進捗 .....	28
2.2.2 電力卸売市場(WESM) .....	30
2.3 DOEの役割と組織 .....	30
2.3.1 DOE組織図と現在の配員 .....	30
2.3.2 EPIRAに定められたDOEの役割と課題 .....	31
2.3.3 現在のPower Bureauの課題 .....	31
2.4 DOEのキャパシティビルディング状況 .....	33
2.5 電力政策に関する提言 .....	34
2.5.1 NPC民営化 .....	34
2.5.2 電力セクターへの民間投資促進 .....	35
2.5.3 PDP作成プロセスの妥当性 .....	35
第3章 電力需要予測分野 .....	37
3.1 フィリピン経済・電力需要の調査・分析結果 .....	37
3.1.1 フィリピンの過去の国勢 .....	37
3.1.2 過去の電力需要の経緯 .....	37
3.1.3 フィリピンの今後の経済見通し .....	39
3.2 需要予測モデル .....	40
3.2.1 PDP2002-2011における需要予測モデルの分析 .....	40
3.2.2 PDP2004-2013における需要予測モデル .....	42
3.3 需要予測結果と考察 .....	45
3.3.1 需要予測結果 .....	45
3.3.2 需要予測結果の考察 .....	49
3.4 今後のデータ収集・需要予測での課題 .....	51
第4章 電力開発計画分野 .....	55

4. 1	既設設備の現状	55
4. 2	シミュレーション結果	56
4.2.1	開発決定プロジェクト	56
4.2.2	前提需要	56
4.2.3	地域別開発計画	57
4.2.4	必要開発量	64
4. 3	技術的課題	64
4.3.1	天然ガス価格の影響評価	64
4.3.2	連系線拡充計画	64
4. 4	電力開発計画策定に関わる課題	65
4.4.1	データ収集・蓄積システム	65
4.4.2	策定のスケジュール	65
4.4.3	DOE内部の教育システム	65
4. 5	PDP下位計画との統合	66
4.5.1	関連下位計画と統合の基本的考え方(PDP2004-2013)	66
第5章	電力系統計画分野	67
5. 1	TRANSCOのTDP策定状況	67
5. 2	TDP策定にあたっての拡充基準	67
5. 3	主要な送変電設備拡充計画	67
5. 4	TDPに係わる課題および提言	69
5. 4. 1	審査体制	69
5. 4. 2	スケジュール	69
5. 4. 3	電源開発計画との整合	70
5. 4. 4	島間連系線の計画	71
第6章	地方電化計画	73
6. 1	既存地方電化計画(O-I LAW Program)の調査分析結果	73
6. 1. 1	O-I LAW Programの概要	73
6. 1. 2	これまでの地方電化推進の経緯	73
6. 2	地方電化計画の枠組み	74
6. 2. 1	地方電化計画の構成	74
6. 2. 2	計画策定のためのワークフロー	74
6. 2. 3	MEDPの概念と役割	75
6. 2. 4	Barangay電化推進計画	76
6. 2. 5	DDPの概念と役割	77
6. 2. 6	DDPの概要	77
6. 3	地方電化推進体制	80
6. 4	データベース	80

6.5 SPUGの運営状況と課題 .....	82
6.5.1 既存設備の運転や運営の現状.....	82
6.5.2 Universal Charge .....	83
6.5.3 SPUGの課題 .....	84
6.6 地方電化分野の課題と対応策.....	84
第7章 投資促進分野 .....	86
7.1 フィリピンにおける電力投資促進策の現状.....	86
7.1.1 フィリピン電力セクターの構造 .....	86
7.1.2 フィリピン電力セクターへの投資プロセスの現状と問題点 .....	86
7.1.3 電力セクターへの投資優遇措置の現状と問題点 .....	89
7.2 フィリピンにおける電力投資促進策のあり方.....	90
7.2.1 投資プロセスの改善に向けた提言.....	90
7.2.2 税制等優遇措置の改善に向けた提言 .....	90
7.3 エネルギー投資促進室 .....	92
7.3.1 エネルギー投資促進室の現状.....	92
7.3.2 電力産業への投資に関する情報整備の現状.....	93
7.3.3 エネルギー投資促進室の役割・今後に向けた提言.....	93
7.4 電力投資促進室情報流通システムの概要.....	95
7.4.1 趣旨および期待される効果.....	95
7.4.2 主たる機能 .....	96
7.4.3 システム環境 .....	97

## 図リスト

図1. 1 ルソンにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	6
図1. 2 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	6
図1. 3 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	7
図1. 4 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	7
図1. 5 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	8
図1. 6 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	8
図 3.1 GDP成長率の推移 .....	37
図 3.2 各国のセクター別電力販売量の比 .....	38
図 3.3 電力需要の成長率の推移 .....	39
図 3.4 過去におけるフィリピンの電力セクターにおける電力流通の構造 .....	41
図 3.5 PDP2002-2011とPDP2003-2012の需要予測の違い(ルソン) .....	42
図 3.6 需要予測の概要 .....	43
図 3.7 ルソンにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	46
図 3.8 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	47
図 3.9 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値降下ケース) .....	47
図 3.10 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	48
図 3.11 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	48
図 3.12 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース) .....	49
図 3.13 GDP弾性値の比較 .....	51
図 3.14 アメリカ合衆国連邦での需要想定体制 .....	52
図 3.15 自由化以降の事業者間の物理的電力の流れと把握ポイント .....	53
図4. 2. 1 ビサヤス各島(セブ・ネグロス・パナイ・ボホール)の需給状況(2006) .....	61
図4. 2. 2 レイテ・サマルの需給状況(2006年) .....	62
図4. 2. 3 連系線のパワーフロー(2006年) .....	62
図4. 2. 4 PDP(2004-2013)のkWバランス(フィリピン計) .....	64
図4. 4 データ収集・蓄積システム .....	65
図5. 1: 主要な送変電設備拡充計画 .....	68
図5. 2: TDP策定・審査承認スケジュール(2003年) .....	70
図 6.1 地方電化計画の構成 .....	74
図 6.2 計画策定のワークフロー .....	75
図 6.3 組織毎のBarangay電化予定数 .....	76
図 6.4 各組織と各計画の構成 .....	77
図 6.5 需要と供給のバランス比較 .....	78
図 6.6 DDP作成スケジュール .....	78
図 6.7 ワークショップの様子 .....	79

図 6.8 地方電化関連組織.....	80
図 6.9 ECs毎, Municipality単位での電化率管理用地図サンプル.....	81
図 6.10 Barangay単位での電化率管理用地図.....	81
図7. 1. 1 民間プロジェクトにおける投資プロセス.....	87
図7. 1. 2 NPC (GENCO)資産売却の投資プロセス(スーカット発電所を例に想定).....	88
図7. 3. 1 現在のエネルギー投資促進室の構想.....	92
図7. 3. 2 電力セクター関連機関の連携イメージ.....	94
図7. 5. 1 投資家のログイン後の画面.....	96
図7. 5. 2 プロジェクトデータの登録に関するフロー.....	97

## 表リスト

表1. 1 既設発電設備容量.....	10
表1. 2 シミュレーションで用いた需要(低GDP、弾性値低下).....	11
表1. 3 セブ - ネグロス - パナイ相互関連強化について経済評価結果.....	12
表1. 4 ルソン島北部方面の230kV送電線増強計画(TDP2003当初計画).....	15
表1. 5 ルソン島北部方面送電計画 検討結果.....	16
表1. 6 バタンガス方面電源 送電対策.....	17
表1. 7 ミンダナオ系統 検討ケース.....	19
表1. 8 ミンダナオ系統 検討結果まとめ.....	20
表2. 1:電力小売価格の比較(2001年度) US cent/kWh.....	28
表2. 2: NPCの地域別平均卸売り電力単価の推移 ペソ/kWh.....	28
表2. 3: パワービューロー各ディビジョンの役割.....	30
表2. 4: 実際の配員と要員計画の比較.....	31
表2. 5: 座標軸の定義.....	33
表2. 6:各国政府機関が需要予測に果たす役割 2003年9月現在.....	36
表 3.1 NEDAおよびDOEが想定したGDP予測.....	40
表 3.2 需要予測モデルの比較.....	44
表 3.3 需要予測結果から得られた今後 10年間の平均成長率と実績の比較.....	49
表 4.1 定格出力、可能出力.....	55
表4. 2. 1 開発決定プロジェクト一覧.....	56
表4. 2. 2 シミュレーション需要(Low_GDP, Declined_Elasticity).....	56
表4. 2. 3 電源開発計画(ルソン).....	57
表4. 2. 4 電源開発計画(ビサヤス).....	60
表4. 2. 5 電源開発計画(ミンダナオ).....	63
表5. 1 : 主要な送変電設備拡充計画および検討結果.....	67
表5. 2: 島間連系線立案に関する役割分担.....	71

表 6.1 地方電化推進の経緯 .....	74
表 6.2 2003-2006 年のBarangay電化計画                      Source : SONA As of Jun 2003 .....	76
表 6.3 SPUGの運営実績と予想 .....	82
表 6.4 承認されたUniversal Charge .....	83
表 6.5 SPUGの販売電力量と収入他の推移 .....	84

## 第1章 調査の概要

本報告書は、独立行政法人 国際協力機構 (JICA) との契約に基づき、2002年10月から2004年3月にかけて、中部電力と三菱総合研究所が共同で実施した「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開発調査」の結果をまとめたものである。

### 1. 1 調査の背景

フィリピン国では、2001年6月8日に電力産業改革法 (EPIRA、Republic Act 9136) が施行された。同法においては、電力部門の再構築、NPC の分割民営化、電力分野に関与している行政機関 (エネルギー省 (DOE)、国家電化庁 (NEA)、電力規制委員会 (ERC) と改名されたエネルギー規制局 (ERB)) の再編成について規定されている。

EPIRA では、競合原理の導入、効率化、サービス向上を目的として、電力分野を4つの部門 (発電、送電、配電、供給) へ分割するとともに、国有の電力株式会社 (NPC) を民営化することが定められている。

電気事業における規制緩和に伴い、電力開発計画 (PDP) の策定主体がNPCからDOEに移転されるなど、これらの政府機関は、より重要な責務を担うこととなったことから、権限、機能が強化された。

これらの改革が成功するかどうかは、電気事業に係る組織が、EPIRA に規定されたそれぞれの役割をいかに実行するかにかかっている。特に、監督官庁であるエネルギー省 (DOE) の強化が最も重要である。

このような状況の中、フィリピン政府は、PDP 策定に必要な専門的知識と技術を強化するために、日本政府に対し、ドナー会議及び経済産業大臣宛レターにより、DOEへの支援を要請した。

このため、JICAは、2001年9月に経済産業省タスクフォースと共同でプロジェクト選定確認調査を行うとともに、2002年5月に予備調査団をフィリピンに派遣し、DOE の組織力と計画能力の向上を目的とする開発調査の必要性を確認した。

これを受け、国際協力機構(JICA)は、DOE が援助を必要としている以下の4分野について、技術協力を通じて DOE への支援を実施した。

- 1) 電力開発計画(PDP)の策定支援(関連下位計画との調整含む)
- 2) 地方電化計画(MEDP)の策定支援
- 3) 国営送電公社(TRANSCO)作成の送電計画(TDP)の審査・承認支援
- 4) エネルギー分野投資促進室の立ち上げ支援

## 1. 2 電力政策

本分野では、改革された電力分野における様々な関係者の新たな役割を理解するために、EPIRA 施行前後の電力産業の政策と構造を調査するものである。

### フィリピンでの電気料金

現在のところフィリピンでの電気料金は、日本に次いで2番目に高いレベルにあり、アジアでは電気料金が高いグループに入っている。電気料金の急速な上昇は、80代後期から90代初期に発生した電力危機から生じた。フィリピンでは電力危機を脱するために、比較的成本が高いものの建設期間が短いディーゼル発電所やガスタービン発電所が短期間に複数建設された。しかし、電力不足が解決して代わりに、電力価格が高騰する結果となった。

### EPIRA 実行の状況

EPIRA が施行されて、2年以上が経過した。しかしながら、法律に定められたいくつかの義務は、まだ計画段階にある。特に、フィリピンの政府は、国営送電会社(TRANSCO)に関する公共入札を2回実施したが、売却出来ていない。その代わりに、PSALM は NPC 資産を送電設備売却の後に行うという当初計画を変更して、NPC の発電資産売却を並行して進めることに決定した。電力卸売スポット市場(WESM)の設立は、TRANSCO 売却と同様に、資金援助の承認が滞っているため、その運用開始が遅れている。WESM の設立と運用は、発電部門で競合を促進して、長期に結局は価格を下降させると期待されている。

EPIRA の施行により、NPC が私有化されるので、電力供給力の拡大は、今後、市場原理に任せられる。EPIRA には、政府は電力供給が逼迫したときのみ、NPC を介して新しい発電プロジェクトに関与できると具体的に定めている。しかしながら、旺盛な電力需要の伸びがあるにもかかわらず、民間の電力部門への投資が進まないため、フィリピンは、どのように潜在的投資家を誘導したら、新規発電設備を建設させたり、必要な送電線を拡大したりさせることができるか、方策を探している。



## ERCとDOEのそれぞれの役割

新しい電力産業を監督、政策立案、実施する機関として、DOEは拡大された機能を満足するために、構造的、組織的な改革を行っている。

電気事業を管理するのと同様、電力改革をあと押しするために、新しい部局、電力産業管理局(EPIMB)が編成された。けれどもEPIMBは莫大な仕事があるにも関わらず、人員配置がまだ完了していない。局の新しい機能、特に電力開発計画(PDP)、系統開発計画(TDP)、未電化地域電化計画(MEDP)の策定は、DOEスタッフの技術援助と能力発達を必要としている。

一方、ERCは、法律の実行を監督する組織である。例えば、PDP、TDPとMEDPで記載された電力計画の実施を承認する機関としてERCは、重要な役割をになっている。

## 各ドナーの活動

エネルギー部門は、国際的な援助機関から技術協力や資金援助を受けている部門の1つである。けれども全部で211の無償援助プロジェクト(2002年12月の時点でのNEDAデータ)のうち、16のプロジェクトがDOEもしくは、エネルギー部門に関係がある。DOEに提供された技術援助の大部分がEPIRAの実行と関係があるが、PDPの策定と関係があるのは唯一本調査だけである。

## 電力政策に関する提言

将来の送電設備所有者に電力システムを運用し、送電線を拡充・修復する権限を与えるTRANSCOフランチャイズビルのフィリピン国会での成立は、TRANSCO資産に市場性を持たせる上で重要な要素の1つである。しかしながら、法案の議会通過が遅れているため、TRANSCO民営化に好ましくない影響を与えている。TRANSCO入札に可能性がある投資家の懸念を取り払うべく、NPCの発電・送電資産売却と負債管理に責任を持つPSALMは、国会の同法に対する承認条件およびコンセッションネア(将来の送電設備所有者)の義務について明確にするべきである。

TRANSCOの民営化はまだ滞っているが、その施行から3年以内にNPC資産の70%の売却を完了するというEPIRAの義務を満足するために、PSALMはNPCの資産売却を進めるべきである。

フィリピン政府は、NPC資産の売却に対して、どのような形にしる保証を提供しない意向であるので、老朽化している発電所売却(競争力のあるベースロードプラントを除き)は、難しいと思われる。もし資産売却が最優先事項であると考えのなら、政府は何らかの形で部分的な保証をするべきである。また、フィリピン政府は、発電資産売却に伴う投資回収方法も明確に示すべきである。

### 1. 3 電力需要予測

本調査では、需要に影響を与えている要因を分析し、併せてフィリピンでの電力需要予測がどのように行われてきたか検証している。また、規制緩和が進んでいる国々で、どのように需要予測をしているかも概説している。さらに、本調査は、DOE がどのように既存の需要予測手法を改善すべきかも提言している。

#### 経済成長とフィリピンの電力重要の経済指標

NSO によれば、フィリピン人の住民はすでに2000年に7千5百万人以上に達している。1975年-2000年の人口データによれば、国の人口はおおよそ毎年2%増加している。

他方、経済成長に関しては、アジアの金融危機の期間のマイナス成長期以外は、3 - 4%の年間のGDP成長レートを維持している。

電力消費における非産業部門の割合が他国に比べて高いとすることを考慮しながら、本調査では、これら経済指標によって説明できるフィリピン電力需要動向を検証した。

#### 需要予測モデル

過去においては、NPC が外部変数と目標変数の対数値を利用した需要予測のための回帰式を作成し、需要予測を行ってきた。

本調査では、JICA チームとして、人口と1人あたりGDPの重回帰分析を用いて、住宅の部門の需要予測を行った。また、地域(Region)のGDPデータによる単回帰分析を行って、非住宅部門の需要予測を行った。この新しい予測スキームの下で、地域ごとに配電会社の販売実績を予測し、これに基づいてルソン、ビサヤ、ミンダナオの需要予測を行った。

#### 需要予測結果

新しい予測のモデルを使った需要予測結果であるが、ルソンでは、GDP弾性値が低下することを仮定した場合、3種類の予測曲線が PDP 2003-2012のものに近くなった。また、高GDP成長シナリオの場合に限って PDP 2003-2012のカーブより高くなった。弾性値が一定であると仮定した場合、需要曲線は、PDP 2002-2011とPDP 2003-2012の予測曲線の間にGDP成長率の3シナリオの結果が位置した。

Visayas に対する結果について言えば、GDP弾性値が下降すると仮定した場合、需要成長カーブは PDP 2003-2012の結果に非常に類似している。他方、弾性値一定を仮定した場合、GDP 成長率の3シナリオの予測曲線は PDP 2002-2011でのカーブと PDP 2003-2012に位置した。

ミンダナオの場合、GDP弾性値が減少するとした場合、予想された結果は全て PDP 2003-2012の下にある。GDP弾性値一定を仮定すると、低GDP成長シナリオの場合、ほとんど PDP 2003-2012結果と同じとなる。

図1. 1 ルソンにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

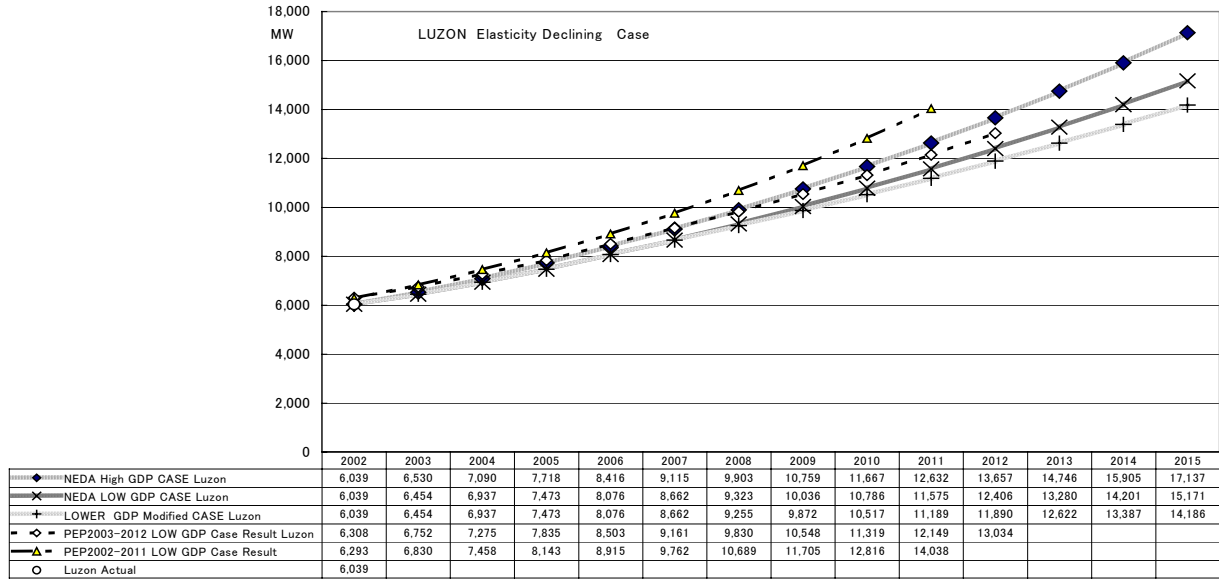


図1. 2 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

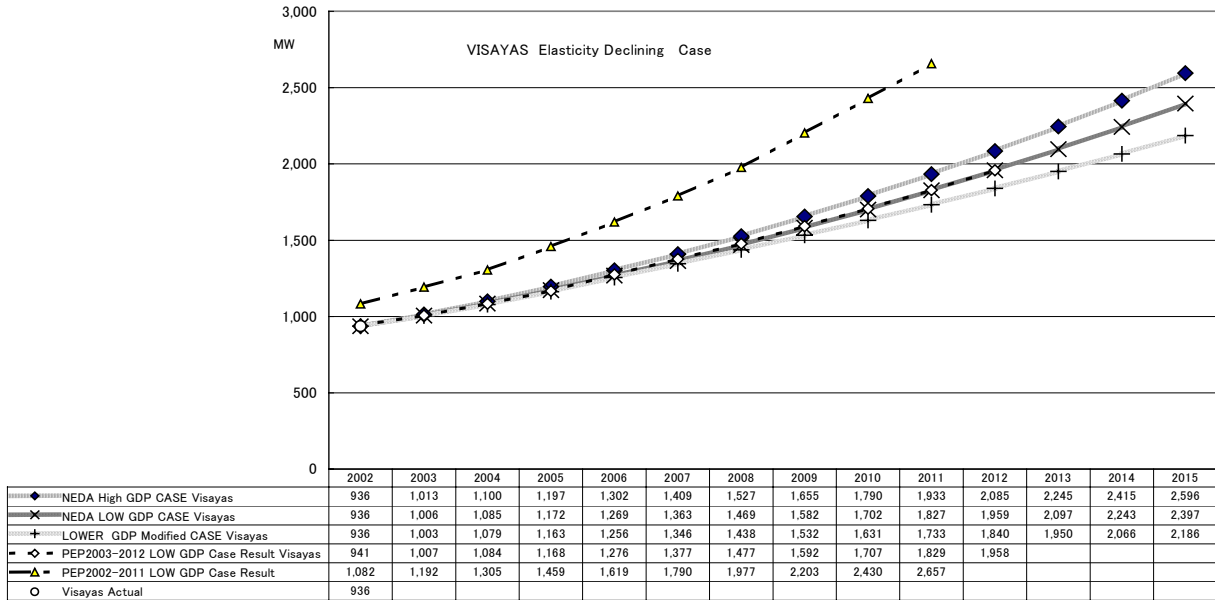


図1. 3ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値低下ケース)

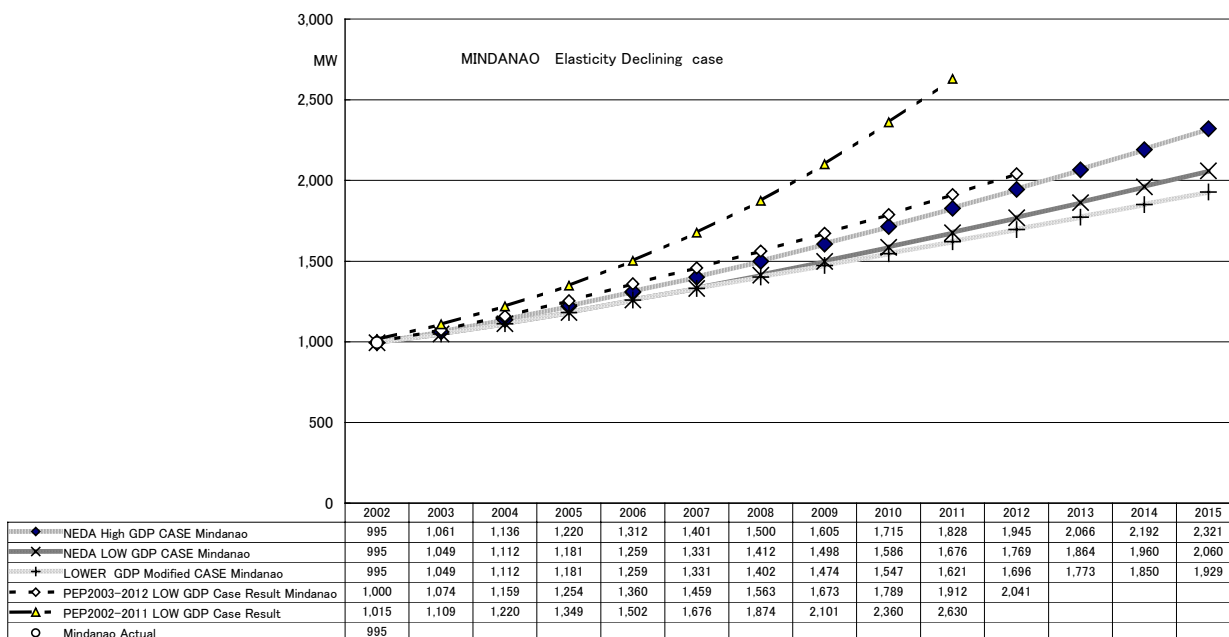


図1. 4 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

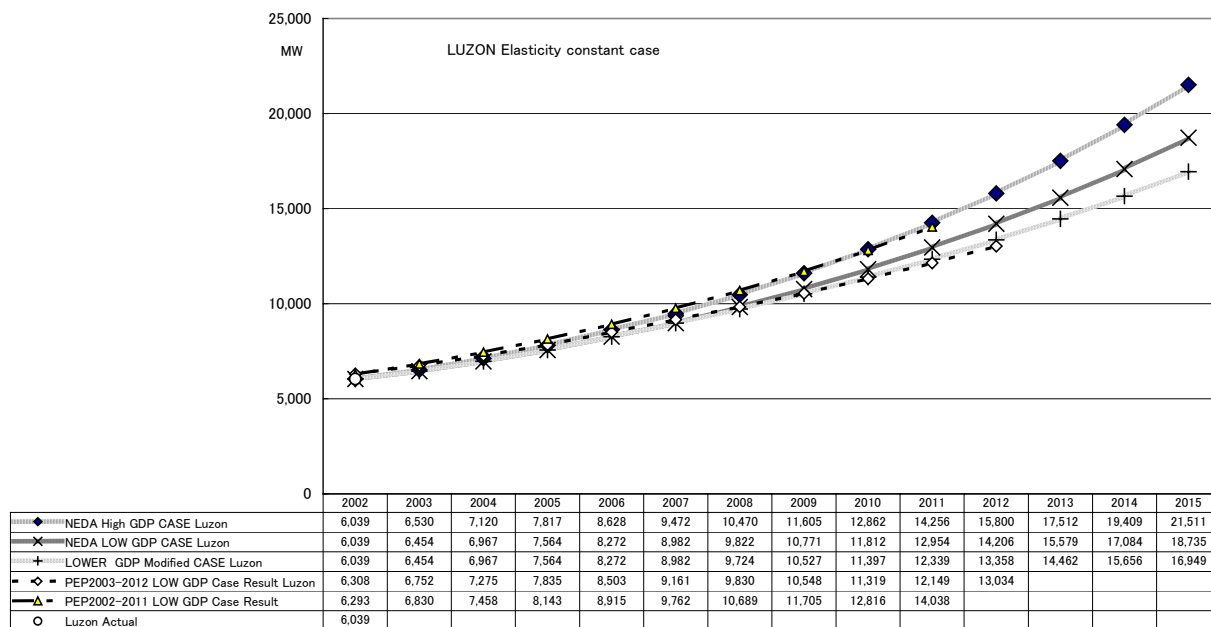


図1. 5 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

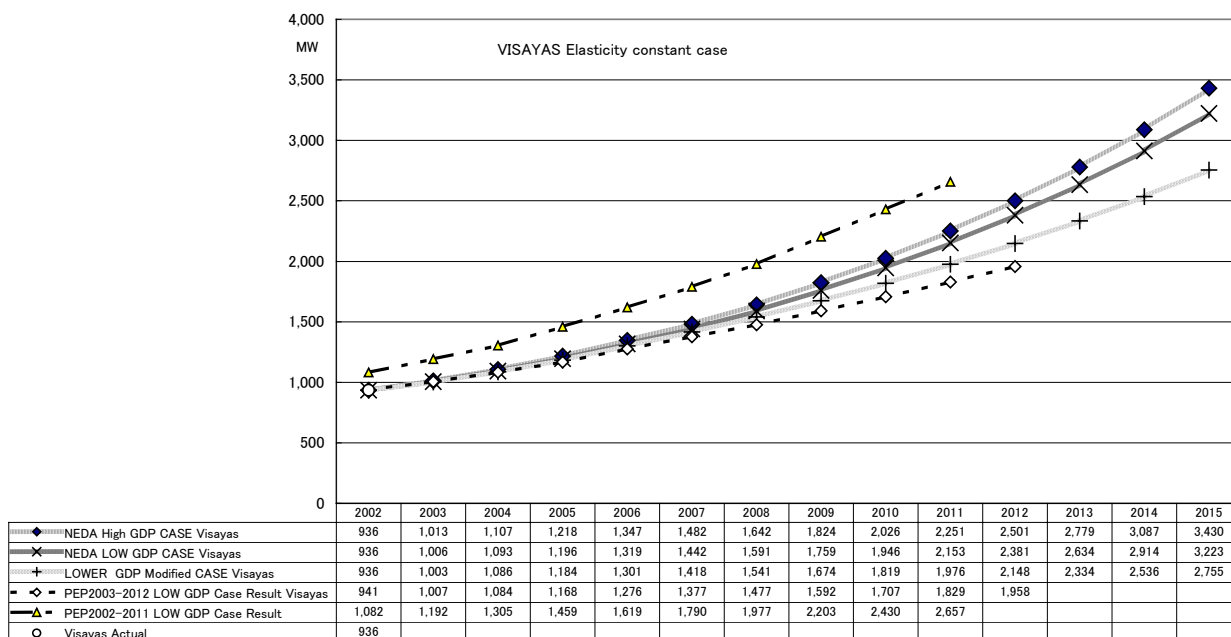
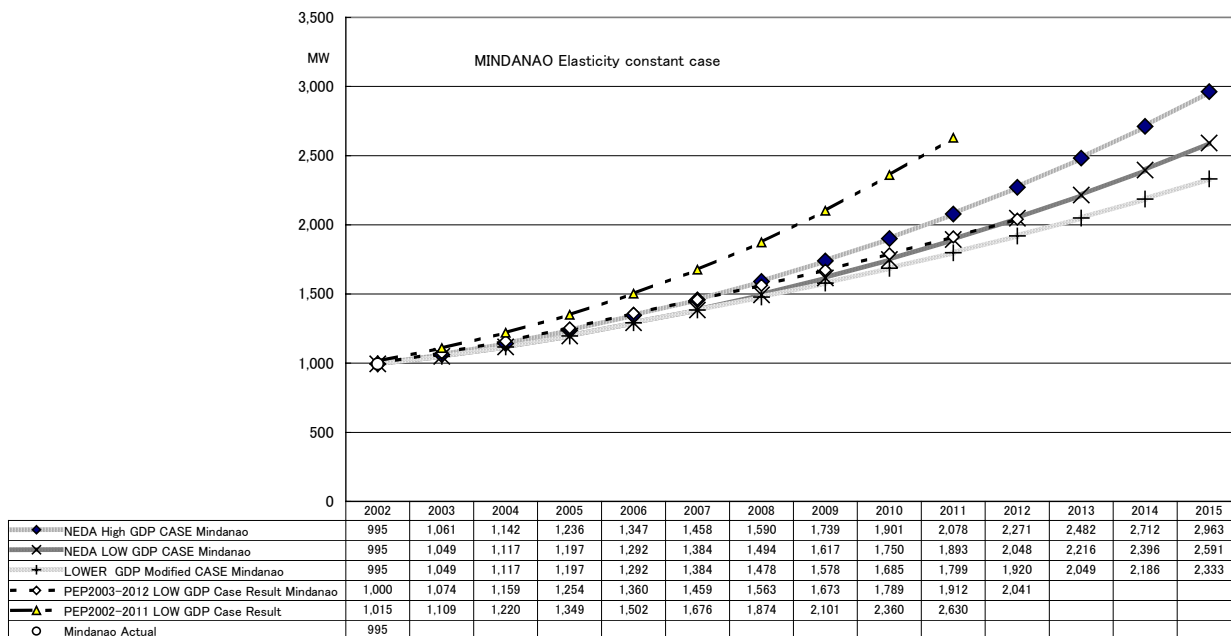


図1. 6 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)



## 将来のデータ収集と需要予測の問題点

電力規制緩和が進んだ国(特にアメリカ)で使用されているデータ収集構造や手法を適用して、フィリピン政府は規制緩和以前と比べて、従来 NPC が行っていた電力計画、需要予測により責任を持ち、積極的に動かなければならない。フィリピンの政府機関は、それらの新しい役割を遂行する際には規制緩和構造の複雑さを考慮する必要がある。

規制緩和された環境の下で、多様な電力取引形態(例えばマーケット取引、相対取引、スポット、先物、先渡し、など)が入り混ざってくる。

需要予測で必要とされるデータを種々の政府機関や電力セクターの組織から入手することについての今後の困難を考えると、新しいデータ収集手法が採用される必要がある。この新しいスキームには、次のような新たな項目を含めるべきである。

DDPを介して収集する、配電会社(PIOU、EC)がIPPから購入した電力量、あるいは第三者の事業者  
者に販売した電力量

WESM から収集する、実際に系統上で取り引きされた電力量

TRANSCO から収集する、年間ピークデータ

DOE はまた、需要予測で分析される過去の実績期間の拡大、説明変数の追加、あるいは、電力市場価格の履歴を解析することで決定できる価格弾性値の導入などを、将来の予測精度向上のため検討するべきである。

究極的には、DOE はさらに詳細な需要構造分析を適用したエンドユースモデルを採用するような、需要予想モデルをアップグレードすることを検討するべきである。いくつかの先進国では、個人所得あるいは電力平均価格をマクロ需要予測の外部変数として取り込み、より複雑なモデルを作成している。

## 1. 4 電力開発計画

本調査では DOE の新しい責務であるPDP策定プロセスについて幅広く検討を実施した。なお、EPIRA 施行以前は、NPC が PDP と TDP を策定していた。

### PDP 2003-2012 のレビュー

PDP は低GDP(国内総生産)成長シナリオに基づく需要予測に基づいて策定された。一方で、JICA チームは高いGDP成長シナリオに基づく電源開発計画も策定している。

PDP 2003-2012に基づけば、フィリピン全体で7,150MWの追加設備容量(計画が決定しているもの、および潜在的なプラントの合計容量をいう)が必要となる。この追加設備容量は、計画期間を通じ、電力需要を供給するために必要なものであり、2003-2012から設備廃止(およそ1,145MW)を考慮したものである。廃止設備の大部分が20年以上運転されているディーゼル発電設備である。

2002年時点のフィリピン全体の発電設備予備率(GRM)は、56%であるが、Visayas グリッド、特にパナイとネグロス島では電力危機が迫っている。この地域の設備率は危機的なレベルにある。

フィリピンの政府は、エネルギー政策の立案に際して、国産エネルギーの効率的な利用と開発を優先事項としている。しかしながら、国産エネルギーとしての天然ガス利用の大きな課題は、主に500キロのパイプラインを介してバタンガスに輸送するコストと Malampaya フィールドを開発するための莫大な初期投資コストのために比較的ガス価格が高いことである。

### 既存の発電所

2003年現在、フィリピンの離島など単独系統分も含んだ合計発電設備容量は15,132MWであり、そのうち発電可能容量は設備容量の87.6%で13,263MWである。

表1.1 既設発電設備容量

	Philippines		Luzon		Visayas		Mindanao	
	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable
Oil-based	3,615	3,120	2,514	2,236	530	416	570	468
Coal	3,958	3,691	3,769	3,551	189	140	0	0
Geothermal	1,932	1,564	907	604	916	856	108	104
Hydro	2,865	2,186	1,856	1,426	12	12	997	748
Natural Gas	2,763	2,703	2,763	2,703	0	0	0	0
Total	15,132	13,263	11,810	10,520	1,647	1,647	1,675	1,321

出典:PDP2004-2013



## 発電電力量

フィリピン発電電力量の1/2は、石炭プラントと地熱プラントによるものである。しかしながら、発電への国産燃料の、使用と開発を推し進めるという政策により、今後は、天然ガス焼きプラントの発電電力量増加が予想される。

## PDP (2004-2013)のためのシミュレーション前提条件とツール

WASP は最少コストによる電源開発を決定するために使われ、GTMax は、電源の最適な配置と島間関係線の分析に使われた。シミュレーションは2つの需要のシナリオ;高GDP成長シナリオ、低GDP成長シナリオについて行われた。低GDPシナリオは PDP 策定に採用された。

表1. 2 シミュレーションで用いた需要(低GDP、弾性値低下)

	Luzon	Visayas	Visayas Islands (Coincident Peak)					Mindanao
			Cebu	Panai	Negros	Bohol	Leyte-Samar	
2002	6,039	936	379	170	184	37	166	995
2003	6,454	1,006	406	182	194	41	182	1,049
2004	6,937	1,085	438	196	205	46	200	1,112
2005	7,473	1,172	472	212	218	51	220	1,181
2006	8,076	1,269	510	229	232	56	242	1,259
2007	8,662	1,363	547	246	244	62	264	1,331
2008	9,323	1,469	588	264	258	69	289	1,412
2009	10,036	1,582	633	284	273	76	317	1,498
2010	10,786	1,702	679	305	288	83	346	1,586
2011	11,575	1,827	728	327	303	92	378	1,676
2012	12,406	1,959	779	350	318	100	411	1,769
2013	13,280	2,097	833	374	333	110	447	1,864
2014	14,201	2,243	889	400	349	120	486	1,960
2015	15,171	2,397	948	426	365	131	527	2,060
2016	16,285	2,576	1,016	457	384	144	575	2,178
2017	17,480	2,770	1,089	490	404	159	627	2,304
2018	18,764	2,977	1,168	525	426	174	685	2,436
	7.3%	7.5%	7.3%	7.3%	5.4%	10.1%	9.3%	5.8%

## WASPによる電源開発計画策定結果

ルソンにおいて上記需要に見合う、必要追加設備容量は4,950MWとの計算結果となった。燃料タイプに基づいて、ベースロード発電所(石炭: CL30)そしてピークロード発電所(オイルガスタービン: GT15)が計画される。天然ガスの高い価格という条件のもとでは、ミドルロード発電所(コンバインドサイクル: CC30)は、プロジェクト候補には入らなかった。

Visayas 系統全体の発電設備率は2003年時点で50%以上である。しかしながら、地域的にみると、特に パナイとネグロス島系統で 系統制約のために理想的なレベルを下回っている。WASPの計算結果、現在必要な追加容量は、2003年にそれぞれの島に約50MWであった。したがって、予想される電力不足への対応については、早急に策定を決定、実施しなければならない。

次の計画済プロジェクトは既存設備として検討されている。

➤	Pinamucan Transfer from Luzon	110 MW(2004)
➤	Mirant Diesel	40 MW(2004)
➤	Northern Negros Geothermal	40 MW(2005)
➤	PNOC Palimpinon Geothermal	20 MW(2005)
➤	Victorias Biomass	50 MW(2006)

ミンダナオでは、ベースロード発電所(CL05)とピークロード発電所(GT05)が、最少のコストを達成するために必要である。

また本調査では、フィリピン政府のさらなる天然ガスの有効利用と開発の一助とするため、天然ガス対 石炭の価格感度分析を行った。現在の天然ガス価格では、シミュレーションによると、天然ガス 焚き発電所の建設は経済的でないという計算結果を得た。本調査では、ガス価格が現行価格の80%と90%に引き下げられた場合の可能性について評価した。その結果、もしガス価格が現行価格の90%に設定されることができれば、合計1,500MWのコンバインドサイクル発電所の開発が経済的であることが分かった。他方、ガス価格を現行価格の80%に引き下げるとは、全ての石炭焚き発電所を天然ガスに置き換えることになる。天然ガスの価格を引き下げるとは、しかしながら、デリケートな問題である。

さらに、本調査では既に計画されているセブ島- ネグロス島 - パナイ島間のインターコネクションプロジェクトのコスト分析を行った。このプロジェクトは、Visayas 地域における電力供給状況を長期的に改善すると考えられているが、経済性の面からは、この連系線の強化は経済的でないという結果を得た。

表1.3 セブ - ネグロス - パナイ相互関連強化について経済評価結果

(単位: Million US \$)

設備運用開始年	正味現在価値
2005	-31.5
2006	-31.1
2007	-30.7

島間連係線のプロジェクトは電源開発計画から強い影響を受ける。もし電力供給の問題が発電容量の追加によって解決しているのであれば、シミュレーション結果、あまりにも高価なこれらの連係線プロジェクトを行う必要はないであろう。

### **PDP 策定における技術課題**

PDP 策定のタイトなスケジュールを遵守するために、DOE は、政府機関や民間組織から得るデータの収集、整合性確認とデータリクエストの配信を容易にするデータ収集システムを構築すべきである。また、PDP策定担当者に対し、マニュアルの使用とOJTを組み合わせた、体系的な研修プログラムを実施することは、PDP策定に関する技能を向上することに役立つと考えられる。

### **下位計画の統合**

DOE は、PDPも含めた下位計画が、発電コストおよび環境問題を考慮に入れつつ、フィリピンの将来の供給必要量に見合う電源開発計画となるように、PDP 準備の過程で TDP、DDP と MEDP を統合する必要がある。

## 1. 5 電力系統計画

電力系統計画分野においては、経済性および信頼度の観点から最適な送電計画(TDP)を立案するため、DOEに対するTDP評価の支援および TRANSCO に対するTDP策定の支援を実施するとともに、TRANSCOが策定したTDPの評価を行った。

### TDP2003 のレビュー

フィリピンの電力系統は、大きくルソン系統、ビサヤス系統、ミンダナオ系統の三つに分けることができる。現在、ルソン系統とビサヤス系統は 350kV 直流送電(レイテ・ルソン連系、容量440MW)により連系されている。一方、ミンダナオ系統については、他系統と連系されていないが、2011年に計画されているレイテ・ミンダナオ連系により、ルソン系統およびビサヤス系統と連系される予定である。

ビサヤス系統は、更にレイテ・サマール、セブ、ネグロス、パナイ、ボホールボホールの5つのシステムに分けられる。これらのシステムは 230kV および 138kV の海底ケーブルにより連系され、系統の骨格を形成している。

TRANSCO は、TDP策定にあたり、グリッドコードを遵守するため、N-1基準を採用している。これは、常時の運用状態において、送電線や変圧器の潮流がその定格容量以内であるとともに、発電機、送電線、変圧器の単一故障が発生した場合にも電力供給に支障がないことを原則としている。しかし、実際のTDP策定にあたっては、故障時の影響や建設費も考慮の上、故障確率の高い設備を優先し、順次設備を拡充していくことが望ましい。

ルソン系統の主な送電計画には、ルソン島北部方面の 230kV 送電線の増強や、バタンガス方面の 8つの送電線増強計画、ルソン島南部方面の発電所計画に対応するための送電対策がある。

TDP2003の当初案では、ルソン北部方面の送電線増強は、表1. 4に示す対策が計画されていた。

表1.4 ルソン島北部方面の230kV送電線増強計画(TDP2003当初計画)

プロジェクト	工事概要	運開
Luzon T/L Upgrading Projects-1	- San-Manuel-Concepcion T/L 230kV ST-DC 2-795MCM TACSR,80km - Concepcion-Mexico T/L 230kV SP-DC 2-795MCM TACSR, 37km	2006/12
Luzon T/L Upgrading Projects-2 (500kV 設計、230kV 運用)	- Labrador-Botlan T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 116km - Botlan-Olongapo T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 68km - Olongapo-Hermosa T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 26km	2008/ 6
Luzon T/L Upgrading Projects-3	- San Manuel-Pantabangan 230kV ST-DC 2-795MCM, 66km - Pantabangan-Cabanatuan 230kV ST-DC 2-795MCM, 53km - Cabanatuan-Mexico 230kV ST-DC 2-795MCM, 67km	2010/12

しかし、TRANSCO は、建設費の削減のため TDP2003 の見直しを実施し、プロジェクト2 (Labrador-Botolan、Botolan-Olongapo、Olongapo-Hermosa の増強)を当初から 500kV で建設するとともに、プロジェクト1およびプロジェクト3を取り止めとした。

今回のスタディでは、当初計画および見直し後のTDPについて、系統解析および経済比較を実施し、経済性および信頼性の観点から検討を実施した。

潮流解析の結果、TDP2003計画において、想定されていなかった San Manuel 変電所での 500/230kV 変圧器設置や、230kVHermosa～Mexico 間の送電線増強が必要となることが判明した。

一方、経済性については、投資額を現在価値で比較したところ、従来計画が TDP2003 計画よりも経済的となった。また、従来計画は、電源開発に合わせた送電線の増強が可能であるのに対し、TDP 2003 計画では 500kV 送電線を先行して建設するため、初期投資が非常に大きくなっている。以上の理由により、ルソン北部方面の電源開発への対応については、従来計画通り、電源開発の進展に合わせ、230kV 送電線を3ルート、順次増強することが望ましい。

なお、230kV Labrador-Botolan-Hermosa 間の送電線については、海岸線を通過しており、将来更なる電源開発が予想されるため、従来計画通り、500kV 設計とすることが望ましい。

表1.5 ルソン島北部方面送電計画 検討結果

		従来計画	TDP2003
計画概要		230kV 送電線を3ルート増強	230kV 送電線を1ルート増強 (Labrador-Botolan-Heromsa :当初から 500kV 運用)
対策	2006	•230kV San Manuel- Concepcion-Mexico 増強	•230kV Labrador-Botolan- Heromsa 増強 (500kV 運用) •Heromsa 500/230kV 変圧器設置(3x600MVA) •San Manuel 500/230kV 変圧器設置(2x600MVA) •230kV Hermosa-Mexico 増強
	2008	•230kV Labrador-Botolan- Heromsa 増強 (500kV 設計)	—
	2010	•230kV San Manuel- Pantabangan- Cabanatuan-Mexico 増強	•San Manuel 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA) •San Jose 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA)
	2012	•Labrador-Botolan-Heromsa 500kV 昇圧 •Heromsa 500/230kV 変圧器設置(3x600MVA)	•Heromsa 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA)
経済性	初期投資	1, 666MP	11, 660MP
	総工事費	14, 574MP	14, 566MP
	NPV	10, 571MP	13, 520MP
長所		ルソン北部方面の電源開発に合わせ、順次対応が可能	—
短所		—	230kV 送電線を放射状運用するため、供給信頼度が低下する。
備考			230kV 系統を放射状運用とした場合でも、230kV 系統の短絡容量はほとんど改善されない。

バタンガス方面には、Ilijan 発電所(1,200 MW:天然ガス)、Sta. Rita 発電所(1,000 MW : 天然ガス)、San Lorenzo 発電所(500 MW、天然ガス)、Calaca 発電所(600 MW:石炭)の4つの発電所が位置している。現在、同方面においては、既設送電線の熱容量不足のため、発電制約が発生していることから、TDP2003において、表1. 6の通り8つのプロジェクト工事が計画されている。

表1. 6 バタンガス方面電源 送電対策

プロジェクト名	工事概要	運開
San Pascual-Batangas 新設	230kV ST-DC 4-795MCM,6.5km 230kV SP-DC 4-795MCM,1.5km	2004/ 1
San Pascual-San Lorenzo 新設	230kV SP-DC 4-795MCM,1.2km	2004/ 1
New Makban-Binan 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,32km	2004/11
New Batangas- New Makban A 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,35km	2005/ 2
New Makban A-Makban C 新設	230kV ST-SC 1-795MCM, 2.0km	2004/12
Binan-Dasmarinas 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,14.5km	2004/ 9
Kalayaan-Calauan 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,27.5km	2006/12
Calauan-Makban 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,14.4km	2006/12

また、これらの計画に加え、TRANSCOは2006年を目途に、500kV Alaminos 開閉所を建設する計画である。

これらのプロジェクトについて検討を実施した結果、送電線の過負荷を防止し、同方面の発電所をフル発電するためには、以下の対策が必要である。

- Sta. Rita 発電所と Batangas 変電所間の 230kV 送電線新設
- Batangas 変電所と Makban A 発電所間の 230 kV 送電線増強
- Makban 発電所と Binan 変電所間の 230 kV 送電線増強
- Binan 変電所と Dasmarinas 変電所間の 230 kV 送電線増強
- Makban 発電所と Kalayaan 発電所間の 230 kV 送電線増強

なお、Makban 発電所と Kalayaan 発電所間の送電線の Calauan 変電所への2回線  $\pi$  引き込みは必要ない。

また、500kV Alaminos 開閉所については、潮流解析および安定度解析の結果、現時点において Ilijan 発電所付近で具体的な電源開発計画がないことから、新設の必要性はなく、延期が可能である。

ルソン島南部においては、Tiwi 地熱発電所(275MW)および Bacman 地熱発電所(150MW)が位置している。TRANSCOは、2004年を目途に、Naga 変電所に 500/230kV 変圧器を設置し、Tayabas 変電所と Naga 変電所間の送電線を500kV昇圧する計画であるため、その必要性について検討を実施した。この結果、送電線故障時にも送電線に過負荷は発生しないため、このプロジェクトについては、現時点では必要ない。

レイテ島においては、大規模な地熱発電所が位置しており、現在、電源が過剰な状況である。このため、この余剰電力を、需要の中心であるセブ島へ供給するため、レイテ・セブ連系線を1回線から2回線に増設し、連系容量を現状の200MVAから400MVAへ増強する計画である。一方、TDP2003において、レイテ・セブの2回線化の代わりに、マクタン島経由でボホール島とセブ島の新たな連系線の新設について提案されていることから、この2案について検討を実施した。

潮流解析の結果、ボホール島とセブ島の新たな連系線を新設しても、この連系線に潮流はほとんど流れず、既設のレイテ・セブ連系線が過負荷となる。このため、ボホール島とセブ島の新たな連系線は、レイテ島の電源をセブ島へ送電するための対策としては無効である。

パナイ島においては、現在電力不足が深刻な状況であり、Pinamucan 発電所の発電機(110MW)を Dingle 変電所に移設する計画や、ディーゼル発電所の新設が計画されている。しかし、環境面から、パナイ島における電源開発は難航していることから、パナイ島での電源開発に柔軟に対応するため、138kVループシステムを構築することが望ましい。

ミンダナオの需要想定については、今後10年間で倍増することが予想されている一方、電源開発計画については、ミンダナオ北部方面に集中している状況にある。このため、ミンダナオ系統においては、北部方面から南部方面への送電が主な問題となっている。

こうした状況の中、TRANSCOは、ミンダナオの北部にある Abaga 変電所から、ミンダナオ南部にある Bunawan 変電所へ至る230kV送電線の建設を計画していた。このため、今回、この新規230kV送電線の必要性について、表1. 7に示す4つのケースについて検討を実施した。



表1.7 ミンダナオ系統 検討ケース

	電源開発計画	138kV Agus2-Kibawe 送電線
ケース1	すべての新規発電所は、ミンダナオ島北部に建設 (1) 2006 ・石炭(200MW): 北部	稼働
ケース2	(2) 2012 ・水力(Agus3,225MW): 北部 ・石炭(200MW): 北部 ・HVDC(500MW): 北部	除外
ケース3	ミンダナオ島南部に470MWの発電所が建設 (1) 2006 ・石炭(100MW*): 北部 ・GT(70MW): 南部	稼働
ケース4	(2) 2012 ・水力(Agus3,225MW): 北部 ・石炭(200MW): 北部 ・Davao(200MW): 南部 ・Bunawan(100MW): 南部 ・General Santos(100MW): 南部	除外

\* 2006年において、ミンダナオ南部に70MWのGTが設置された場合、ミンダナオ島における需給バランスから、北部の石炭火力200MWは必要ないため、100MWとした。

検討結果のまとめは、表1.8の通りである。いずれのケースも138kV送電線の新設により対応できるが、将来の更なる需要増加と電源開発の偏在に対応可能とするため、これらの送電線は230kV設計とし、当初は138kV運用とすることが望ましい。

また、Leyte-Mindanao 連系線が新設された場合に、Leyte 方面から重潮流が流れ込むと、ミンダナオ系統で電圧面の問題が発生する可能性があるため、230kV昇圧についての詳細検討が必要である。

表1.8 ミンダナオ系統 検討結果まとめ

年	ケース	ミンダナオ南部での電源開発	Agus2-Kibawe送電線	必要対策
2006	Case 1	なし	稼働	138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 2	なし	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 3	70MW	稼働	なし
	Case 4	70MW	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe
2012	Case 1	なし	稼働	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 2	なし	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 3	470MW	稼働	なし
	Case 4	470MW	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe

### 島間連系線

パナイ島での需要増加への対策としては、パナイ島での電源開発、またはセブ・ネグロス連系線およびネグロス・パナイ連系線の2回線化の2つが考えられるため、比較検討を実施した。

セブ島、ネグロス島、パナイ島については、すでに海底ケーブル1回線で連系されていることから、各系統のピーク時間のずれによるピーク需要の削減効果や、予備力の共有化による削減効果は見込めない。このため、連系によるメリットは燃料費の削減効果のみとなる。

このため、GTM<sub>ax</sub> を使用し、燃料費の削減額を計算するとともに、連系線新設にともなう資本費を考慮し、経済比較を実施した。

この結果、すべてのケースについて、NPVがマイナスとなり、セブ・ネグロス・パナイ連系線の2回線化よりも、パナイ島およびネグロス島で電源開発を進めたほうが経済的となった。(ただし、経済性の検討にあたっては、電源開発等の前提条件によって、結果が大きく変わりうることを考慮しておく必要がある。)

しかし、パナイ島およびネグロス島において、計画確定分しか電源が開発されなかった場合には、2008年にパナイ島で再び電力危機が発生することが予想されるため、その回避のため、セブ・ネグロス・パナイ連系線の2回線化は必要である。

また、ミンダナオ系統とルソン・ビサヤス系統を連系するレイテ・ミンダナオ連系についても検討を実施した。

経済検討の結果、レイテ・ミンダナオ連系は経済的ではないとの結論となったが、連系線の建設により、予想外の需要増加や電源開発の遅延への対応が可能となり、ルソン系統またはビサヤス系統から、レイテ・ミンダナオ連系線を通じて、ミンダナオ系統に電力を送電することが可能となる。

また、連系により供給信頼度が向上する効果もあるとともに、今後フィリピンにおいて導入が予定されているスポットマーケットを、フィリピン系統全体で運用できるというメリットもある。

## **課題と提言**

要員に関しては、DOEにおいてTDP担当のスタッフが不足していることから、早急にTDPの担当者を増員するとともに、DDP専門の担当者を設置する必要がある。

スケジュールに関しては、今年度のTDP作成が遅延したことを踏まえ、EPIRAにより規定された期限を遵守するため、5月末には需要を確定し、6月中旬には電源開発計画を確定するとともに、TRANSCOは7月中旬には、TDPをDOEへ提出する必要がある。

データ収集に関しては、作業を容易にするため、DOEとTRANSCOの緊密な協調関係が必要である。

## 1. 6 地方電化計画

本調査では、フィリピン地方電化計画、その要素、地方電化に関係している政府機関の役割と作業行程、そして電化計画実行の状況を調査した。

地方電化計画の主要なコンポーネントである MEDP と DDP の策定を支援することを目指して、MEDP のためのGISデータベースと DDP のデータ収集システムを作成した。

### O - Ilaw プログラムの概要

2000年のO - Ilaw プログラムチーム(省庁横断的な地方電化を加速するという使命を持ったタスクフォース)の設立のあと、バラングイレベルの電化の状態は飛躍的に改善した。

1999年にはたった755のバラングイしか電化されていなかった状況から、電化バラングイ数は、2002年には1,699へ増加した。2002年12月時点では、未電化バラングイはたった5,409しかない。

O - Ilaw プログラムは2006年までに国の41,995のバラングイを100%電化することを目標としている。そして2017年までに全家屋のおよそ90%を電化することを次の目標としている。種々の行政機関、LGUs、PIOUs、RESCOsと私企業の地方電化プロジェクトを調整することによって、目標達成を目指している。

### 地方電化計画のための枠組み

フィリピンにおける地方電化計画は、3つの活動領域に沿って実施されている。1番目は系統の延長によるもの。2番目は、SPUGによってカバーされている遠隔地域における既存の発電設備の運用管理および新規電源設備の設置と国会により分配されたDOEの予算からの資金を活用して進められる遠隔地域への独立分散型電源システムの導入。そして最後は、SPUGの民営化を通して進められるものである。

地方電化計画は、これら3つのプログラムを調整するものである。地方電化の要素は、SPUGの運営、その設備の運営、独立分散型電源システムの導入に関する報告を含むMEDPと既存の配電線系統とNEA/ECとPIOUによる配電線延長による地方電化計画に関するレポートを含むDDPから構成される。

## 地方電化促進に関与する関係者

地方電化には複数の行政機関が関与しているが、地方電化を監督することについての責任はNEAにある。NEAはECがそのフランチャイズエリアに配電サービスを提供している状況を監督する。一方で、EC電化計画の必要資金の大部分を提供するなど、NEAは政府金融機関の役割も持っている。

EPIRAはNPCの民営化を義務としているが、主な役割が小さい島で電気を提供することであるNPC-SPUGは継続して存在することを保証している。

EPIRAは地方電化を促進することにおけるDOEの中心的役割を繰り返し説くとともに地方電化計画に対してPIOU、LGUの参加を奨励している。さらに、EPIRAはQTPの地方電化への参加を認め、さらに奨励している。

地方電化のための多額の資金は、将来QTPによってまかなわれることが期待される。

## データベース

地方電化で考慮する必要がある主な問題は、電化計画によってカバーされる地域の選択と優先順位付けである。そのために、実際の電化率や未電化地域の正確な場所、数などに関するデータを含めて、特定の地域のための電化計画立案に必要なデータの運用管理を十分に注意しておこなわなくてはならない。

電化計画を立案するうえで、計画に含まれるデータの正確さを保証するために、DOEは電化計画の推進、実施、管理を促進するデータベースを確立すべきである。

本調査では、行政区や市のレベルで電化率と電化計画実施の状況を視覚的に反映できる地図を用意した。調査団は、地方電化計画の実施、促進、管理を支援するために、これらの地図をDOEに移管して、DOEがこれら地図をデータベースとして使えるように完成させることを依頼した。

## SPUG 運営の状況

SPUGによる運営状況の予測によると次の3年(2003-2006)の間は、売上と収入は増加する。

けれども収入と売上高が増加するにもかかわらず、運営費と維持管理出費がより速く増大することが予想されている。2006年までに、営業経費が三倍になって、2002年の62億ペソから161.7億ペソになると予想されている。

それで、SPUG の運営を維持するために、2006年には93.6億ペソもの補助金が必要になる。2002年には、実際に39.8億ペソの補助金が SPUG に投入された。

運営費、特に燃料費が SPUG の出費の大きい部分を占めている。2006年の燃料費は 69.9億ペソに達すると見込まれている。これは、2002年の実支出 21.0 億ペソの三倍に該当する。

経費を減らす方法と手段を見いだすために、SPUG 設備の現状を見定める必要がある。

### 地方電化への分散型電源の適用性

現在、フィリピンの未電化地域はアクセスが大変難しく、そして田舎の家庭毎の需要は一般に非常に小さくて、通常100ワット程度である。これらのエリアでは、電灯、白黒TV、ラジオのような消費電力の小さい電化製品のために電気を使うことが多いためである。

そのために、発電設備としてディーゼル、太陽光、マイクロ水力、国内産エネルギーを活用するような効率的なシステム(例えば、バイオガス、天然ガス)などを代替発電設備として積極的に検討すべきである。孤立している地域に関して分散型システムと系統延長の最も良い組み合わせを考えることは利点も多い。

また、既存設備は新たな電化対象地域に移転して再使用するか、あるいは個々のシステムを新しい系統線に接続することによって、新しい全体のシステムを形成するために有効活用できる可能性がある。

### 地方電化プロジェクトを実行する場合に考慮する要素

地方電化はビジネスチャンスを創造することに貢献すると見なされているし、人口移動を減らすであろう。さらに、地方電化が情報入手性の改善、教育の機会増加とフィリピン遠隔地域の住民の生活水準を上げるなど民生向上効果につながるドミノ効果を持っている。

地方電化計画を支援するために、EPIRA はユニバーサルチャージの要素の1つとして地方電化を含めることを定めている。しかしながら、現在の実施状況では、地方電化計画への資金を供給において、これらの補助金は十分ではない。増加する燃料費のためにこれを燃料とするディーゼル発電プラントを維持することに困窮しているSPUGがそのいい例である。

同じく、NEAからの補助金が不十分であるので、EC は効果的に電化プロジェクトを実行すること

ができなかった。

そのために、DOE は2006年までにバランガイの完全な電化という目的を達成するために、電化計画に対する民間投資の拡大は欠かせない。

さらに民間投資を押し進めるために、DOE は次の事項を進めるべきである。:

- 未電化バランガイのための適切なデータベースを設立する;
- ECと SPUG のマネージメント改善の実行;
- 可能性がある再生可能エネルギー使用の促進;
- ME・UCからの補助金増加;
- 個人の投資を誘導する新しい方策の創造。

前述の手段とは別に、もし政府がその 電化目標を達成するなら、ER1-94やユニバーサルチャージを利用した政府交付金、EC における経営効率の改善;そして、実行可能な計画を準備するために長期的展望にたった専門的知識の準備などが必要である。

## 1. 7 投資促進

本章では、フィリピン電力セクターの投資家向け投資優遇措置の概要(関連法規・政府機関、投資プロセス)について詳説する。またフィリピンにおける投資上の障害・問題点についての検証を行う。

### フィリピン電力セクターにおける投資促進

本調査では、フィリピン電力セクターにおけるテーマを3つに分け、他のASEAN諸国との比較検証を行った。すなわち:

1. フィリピン電力セクターの構造;
2. フィリピン電力セクターにおける投資プロセスの現状;そして
3. 電力ビジネスにおける投資優遇措置の現状

これらの問題に対する解決策・提言を本報告書において提案する。

フィリピンとの比較検証にあたって、フィリピン同様に電力セクターの自由化が進んでいる3国のASEAN諸国(タイ、インドネシア、ベトナム)を選定した。

## フィリピン電力セクターにおける投資促進政策の状況

現在は法律(EPIRA)に沿って電力セクターの自由化が進んでいる。具体的には (a) NPC 発電資産の売却; (b) TRANSCO の設立;そして (c) WESM の設立である。

残念ながら、電力セクター改革の鍵となる民間投資の参入が停滞しており、電力セクターの民営化は計画通りには進んでいない。

その大きな要因としては、政治リスク、規制リスク、(特にIPPに対する)ビジネスリスクの増大が挙げられる。

フィリピンに進出中の外国企業及び BOI 等の政府機関からのヒアリングの結果、電力セクターの投資手続における問題は以下が挙げられる。:

- 承認期間: 事業許可を取得するまでのスケジュールが不明確、且つ長期に渡る;
- 不透明な承認手続: 承認までに必要な許認可の数・プロセスが体系化されていない;
- 法律とその適用実態との乖離による承認手続きの不明確さ;
- EPIRA による投資優遇装置が限定的である。

## 電力セクターにおける投資優遇)政策・投資手続に関する提言

フィリピン電力セクターにおける民間投資の阻害要因を明らかにし、既存の投資政策・プロセスの改善に向け、投資家のリスク低減と電力セクターにおけるコスト最小化の実現、という観点から提言を行った。

投資プロセスの効率化、投資プロセスに関する効率的な情報提供も投資促進に向けて重要な要素である。

下記に述べる投資優遇措置の導入に関しても考慮すべきである。:

- 所得税免除・減税期間 (ITH) の延長;
- 所得税免除期間の適用時期に関する柔軟な運用;
- 問題が多いVAT免税制度の改善;
- (輸入)関税の免除;
- 配当課税の減免;
- ASEAN域外から輸入された LNG にもASEAN域内諸国同様の関税率を適用
- IPP 事業への投資優遇措置の導入



## エネルギー投資促進室

本章では、DOE エネルギー投資促進室の現在の人員配置状況、機能、責任、能力について取り上げる。

マーケティングと投資促進をになう投資促進室の改善についての提言は次の通り：

- a. 個別のエネルギープロジェクトに関する情報提供；
- b. 潜在的投資家の発掘・投資促進；
- c. 投資情報のアップデートの継続的な実施、ならびに BOI 等の投資促進関連の政府機関とのコーディネート
- d. 投資家との情報交換の場(ウェブサイト等)の提供

EIPO の役割を強化するにあたっては、エネルギー部門への投資に関連する政府機関との緊密な連携に加え、次のような機能も担うべきである：

- (1) (エネルギー投資に関する)“ワンストップ・ショップ”としての機能；
- (2) BOI 等、投資優遇措置・投資プロセスにおける関係政府機関との緊密な連携；
- (3) ウェブ環境を通じた潜在的投資家とのコミュニケーション

付属資料として、ASEAN諸国における電力セクター改革の状況・各国の投資優遇措置に関する情報をまとめた。：

- (1) EPIRA の概要；
- (2) フィリピンにおける外国投資に対する基本的政策；
- (3) フィリピンにおける独立発電事業(IPP)のトラブル実例；
- (4) タイ、インドネシア、ベトナムの電力セクターの構造；
- (5) タイ、インドネシア、ベトナムの電力セクターにおける投資優遇措置。

## 第2章 電力政策分野

### 2.1 フィリピンの電力価格の現状

フィリピンの電力小売価格は、アジア地区では日本について2番目に高い。表2.1に、アジア各国の電力小売価格(2001年度)を示す。

表2.1: 電力小売価格の比較(2001年度) US cent/kWh

	フィリピン	日本	インドネシア	ベトナム	タイ	マレーシア	中国	韓国
電力価格	10.9	13.3	3.2	4.81	5.88	6.05	4.77	5.69
電力会社	MERALCO	10電力平均	PLN	EVN	MEA	TNB	国家電力公司	KEPCO

出典: 海外電力調査会

フィリピンの電力価格は、従来から高かったわけではなく、1980年代から1993年まで続いた電力不足を解消するために、First Track と呼ばれる IPP 誘致促進政策を導入したことにより、1993年以降売電単価の高い IPP が複数導入されて高騰した。

表2.2: NPC の地域別平均卸売り電力単価の推移 ペソ/kWh

地域	1990年	1995年	1999年	2000年	2001年
ルソン	1.20	1.85	2.84	3.34	3.01
ビサヤス	1.24	1.93	2.58	3.23	3.08
ミンダナオ	0.70	1.28	1.67	1.93	2.02
全国平均	1.13	1.77	3.65	3.12	2.90

出典: NPC Annual Report

1ペソ=2.3円

フィリピン政府は、IMF、ADB などの助言を受けて、電力価格の低減、2001年2月時点で2兆円まで膨らんだ国営電力会社 NPC の巨大債務解消のため、電力産業改革法(EPIRA)を2001年6月に発効させ、発送電分離と NPC 資産の売却、電力卸売市場などの導入を決定した。

### 2.2 電力改革の現状と課題

電力産業改革法は、2001年6月の施行から2年余りが経過した。いくつかの項目が実施期限を迎えているが、未だ計画段階にある。中でも、TRANSCO 民営化、NPC 資産の売却、WESM の導入が遅れているため、その実施を前提条件としている小売分野のオープンアクセスなどは実現の見通しが立っていない。

#### 2.2.1 NPC 民営化の進捗

NPC資産の管理会社PSALMは、ERCに2001年11月15日にNPC民営化計画を提出し

た。その民営化計画は、2002年8月29日に両院協議会に了承され、その後2002年10月4日にアロヨ大統領の承認を得た。

NPC民営化計画は、TRANSCO Franchise Bill の国会承認を得たのち、TRANSCO 運営権の民間への売却、発電設備の売却と進む予定であった。

アロヨ大統領が TRANSCO Franchise Bill の必要性を認めているにも関わらず、2003年1月現在で上院通過の見通しが立たなかったことから、PSALMはTRANSCO民営化のプロセスをTRANSCO Franchise Bill とは切り離して行う方針を打ち出した。PSALMは、2003年1月27日にTRANSCO運営権売却の公式通知を内外の新聞を通じて行った。

しかし、2003年7月に行われた TRANSCO 運営権の入札が不調に終わったため、民営化スケジュールに遅れが生じている。

TRANSCO の第二回入札が 2003 年 9 月に予定されているが、2003 年9月現在で1社しか入札の意思を示さなかったため、第二回入札も不調に終わった。TRANSCOの民営化は、入札を希望している企業との随意契約となる可能性が高い。TRANSCO に対する外資の出資比率は、40%までと定められている。一方、発電資産に対する出資は、外資が100%出資することが認められている。コンセッションネア (TRANSCO 運営を引き継ぐ会社) は、送電設備をリースされ、国にリース料を支払う義務を有する。

PSALM は、TRANSCO コンセッションネア選定の入札不調を受けて、当初予定していた TRANSCO コンセッションネア選定後に発電資産売却を行うという方針を変更、2003年8月に発電資産売却に関するインフォメーションメモランダムを配布を開始した。TRANSCO 入札の実績から判断して、第1回に入札までには6ヶ月程度かかると予想される。発電資産の売却は、電力改革法施行当初は、6つにグルーピングして売却する予定であったが、投資家が購入を希望する資産とそうでないものを組み合わせることを避け、発電所単位で売却される見通しである。しかしながら、フィリピン大統領選の 2004 年 5 月までに部分的であれ発電資産の売却がなされるか、微妙なところである。

## 2. 2. 2 電力卸売市場 (WESM)

電力改革法によれば、DOEは電力改革法の施行後1年以内にWESMを設立することになっている。当初は、電力卸売市場を設立して、1年間の試行運用を行ったのち、商用運用を行う予定であった。しかしながら、電力市場設立資金のうち世界銀行による7百万 \$ がキャンセルされ、ADBに引き継がれたため、WESM設立が遅れている。

WESM試行運用が成功することが、ADB および JBIC から提供される電力改革のための Power Sector Reform Loan 6億 \$ のうち、第三期分の2億 \$ 拠出の条件となっている。したがって、WESM設立の遅れは、そのまま電力改革の遅れにつながるため、WESM設立は電力改革実施のクリティカルパスとなっている。

公式には、WESM設立のスケジュールは公表されてはいないものの、DOEは、2003年12月にコンピュータ上でのデモンストレーションを開始する予定である。WESMは、いきなり商用運用されるのではなく試行期間を設ける予定で、2004年6月頃の運用開始を予定している。

したがって、WESM設立は、当初計画から2年以上遅れて設立される見通しである。

## 2. 3 DOEの役割と組織

### 2. 3. 1 DOE 組織図と現在の配員

DOEは、EPIRA 施行に伴う業務範囲の変更と効率的な業務推進のため、組織改革を進めつつある。現在は、組織改革案を Department of Budget Management (DBM) に提出して、設立に伴う予算審査が行われている。電力産業を統括するとともに電力改革を推進するために Electric Power Industry Management Bureau (通称パワービューロー) が設立された。

PDP, MEDP, DDP等の計画作成、TDPの審査承認は、プランニングディビジョンが担当することになっている。しかし、EPIRA施行後2年以上が経過しても、未だに定員の半分程度のスタッフしか配員されていないことが分かる。

表2. 3: パワービューロー各ディビジョンの役割

Power Planning and Development Division	Power Market Development Division	Rural Electrification Administration and Management Division
<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力開発計画</li> <li>・送電開発計画</li> <li>・配電開発計画</li> <li>・ミッションリー電化計画</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力市場開発及び調査</li> <li>・電力改革法のモニタリング及び評価</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地方電化推進及び管理(旧 O-IIaw)</li> <li>・地方電化プロジェクトマネジメント</li> </ul>

Source: DOE

表2.4: 実際の配員と要員計画の比較

	Planning Division	Market Division	Rural Division	Total
Full Capacity	13	12	28	53
Assigned Number	8	N.A.	N.A.	25名程度

Source: DOE

現状の配員は、上級職員が主体で、実務担当者が不足している状況である。

### 2.3.2 EPIRAに定められたDOEの役割と課題

R.A. 9136 Chapter III, Section 37には、DOEの役割17項目がはっきりと述べられている。その中で、DOEはエネルギーセクターに対する計画立案・実施を通じて、エネルギーの効率的な利用および低廉な電力の安定供給を達成することが求められている。この目的達成のために、電源形成や地方電化などの分野において民間投資の導入を促進することが、DOEに求められている。

Section37には、Philippine Energy Plan と Power Development Programを毎年更新することが求められている。このほかに、Section30には、EPIRA 施工後1年以内のWESMの立ち上げが、Section61には年2回(4月、10月)のEPIRA実施状況の報告がDOEに義務付けられている。

IRR Section7には、DUが提出する配電開発計画を取りまとめて、Distribution Development Planを作成することが求められている。IRR Section には、NPC-SPUGが行うUniversal Charge申請の基礎となる向こう5年間を対象としたMissionary Electrification Development Planの作成が義務付けられている。これらの責務のほとんどすべてをEPIMBが担当することになる。以下に、その役割と担当部署をまとめる。

### 2.2.3 現在のPower Bureauの課題

#### (1) 組織体制の確立

DOEパワービューローの新組織はおおむね固まったものの、2003年8月現在でSupervising SRSクラスまでの配員が決定したにすぎない。パワービューローへの配員はディレクター、アシスタントディレクターを除いた定員53名に対して、およそ1/2程度のしかいない。当面の新電力産業改革法でDOEの責務とされた複数の業務を処理していくため、必要人員の確保が望まれる。

また、有能な人材が散逸しないような仕事に対するやりがいの他にインセンティブとなる報奨制度の導入などを検討する必要がある。

## (2) 組織、スタッフの資質向上

DOEパワービューローのスタッフは、電力改革法施行に伴い新たな役割を与えられた。今後DOEパワービューローのスタッフには次のような能力が求められる。

### ・計画立案

投資家は、エネルギー政策が頻繁に変化すると、その市場に対する算入リスクが高いと判断する場合が多い。DOEは、電源開発計画、一次エネルギーの利用方針、環境保護に対するポリシーなどについて、継続性を意識しながら計画を立案する必要がある。

### ・分析力

DOEが行うシミュレーションは、様々な経済指標を利用しているため、これらの値が変化するとシミュレーションの仮定条件がくずれることがあり得る。たとえば、電力需要予測の外部変数として人口、GDPを利用することが妥当ではなくなるかもしれないし、回帰演算の期間は10年間がベストではないかもしれない。また、変数間の相関は、無いものとして計算しているが、今後相関が次第に強くなる可能性もある。現状では、電力消費量の価格弾性値はデータがないが、アジアで日本に次ぐ電力価格のフィリピンでは、電力価格が消費量を制限している可能性もあるため、今後価格弾性値を分析する必要があるかもしれない。

### ・マネジメント能力

DOEは、エナジーファミリーと呼ばれる政府機関の中心的な存在であるし、サテライト機関を管理指導していく立場にある。立案した計画を実施に移すため、DOEには、強力なリーダーシップと交渉力が求められる。

## (3) ERCとDOEの役割明確化

DOEは電力セクターの将来像は描けるが、実施はERCの判断が伴い、DOEの権限が及ぶ範囲は限られたものになる。将来送電線増強の必要性をDOEが訴えても、その計画を実施するのはTRANSCOを引き継いだコンセッションアであるし、その計画はERCが最終的に承認するので、DOEには建設を命ずる権限はない。

ERCという独立した監視機関の存在は、公平な料金設定を維持するためには必要であるが、政策官庁としてのDOEにもそれに対抗するだけの権限が与えられないと、TDP、MEDPの実現は簡単ではないと思われる。

## (4) データベースの整備

PDP作成に必要なデータは、ほとんどがDOE外部から集められるため、まずデータ収集フローを構築することが先決である。本調査で利用したデータ収集フローを今後も確実に使用できるよう、DOEはフォローしていく必要がある。

PDP作成に必要なデータは多岐に渡るため、データ散逸、データ信憑性の面で問題がある。DO

Eパワービューローとして、体系的に貴重なデータを管理して、有効に活用していく必要がある。

地方電化分野においては、これまでに多数の地方電化プロジェクトがフィリピン政府やドナーなどによって実施されたが、そのデータは紙ベースで保存している。そのために散逸していたり、担当ディビジョンごとにデータが保管されているため、導入実績が把握されていない。このような状態であるため、新たなプロジェクトの計画ができなかったり、プロジェクトを実施しても重複が発生したりしている。DOEは、まずDOE内部に残存している地方電化データを集約して、これまでの地方電化実績を電子化するなどして、適切に管理する必要がある。

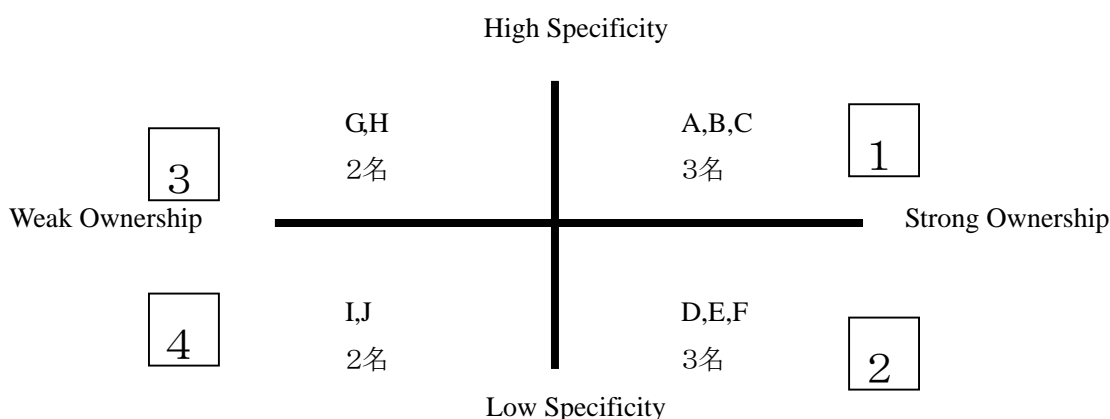
## 2. 4 DOEのキャパシティビルディング状況

本調査カウンターパートは、学習意欲が旺盛で目に見えて成長したカウンターパートと従前レベルにとどまっているカウンターパートに二分された。この結果は、カウンターパートの当事者意識の高さに支配されたと考えられる。本調査カウンターパートの課題認識度、当事者意識の高さを座標軸にとって分類してみた。

表2. 5: 座標軸の定義

座標軸	区分	定義
問題認識度の高さ Specificity	High	問題認識度が高く、技術協力の内容が比較的明確
	Low	問題認識度が低く、技術協力の内容が比較的不明確
相手側の当事者意識の高さ Ownership	Strong	専門家の助力を得て自ら問題を分析し、必要な対策を講じ、関係部局との調整を行う用意がある。
	Weak	専門家の助力は得るが、作業の結果に主に興味があり、技能の向上、組織・体制の改善まで行う意志は固まっていない。

カウンターパートの課題に取り組む姿勢(調査開始時)



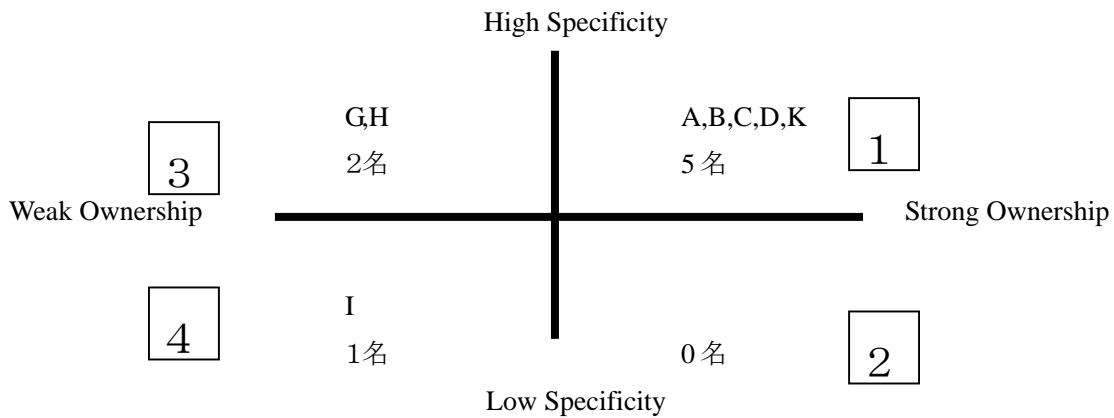
A-Jは、カウンターパート個人を示す。担当分野は以下の通り。

A: 総括、B: 需要・電源、C: 電源、D: 系統、E: 配電、F: 地方電化、G: 総括、H: 専門官、I: 地方電化、J: 地方電化

1

 四角内の数字は、象限の番号を表す。

カウンターパートの課題に取り組む姿勢(調査終了時)



A: 総括、B: 需要・電源、C: 電源、D: 系統、G: 総括、H: 専門官、I: 地方電化、G: 地方電化、K: 投資促進

## 2. 5 電力政策に関する提言

### 2. 5. 1 NPC民営化

#### (1) TRANSCOフランチャイズビルの必要性

TRANSCOフランチャイズビルは、コンセッションエリアに排他的営業エリアとTRANSCO設備の運営を認める代わりに、系統運用、送電線インフラ建設・維持や送電利用料金集金の義務をコンセッションエリアに負わせることを定めている。アメリカ通商代表部などは、フィリピン政府に同法の早期成立を求めているが、投資家の関心は低く、第二次入札でも1社のみが入札した。

TRANSCOの売却手続は現状どおり継続して行いつつ、コンセッションエリアに対するフランチャイズ譲渡の国会承認条件の明確化、コンセッションエリアの義務に対する報酬を定義することによって、潜在的なTRANSCO入札者の不安を取り除いた方がよいと思われる。

#### (2) 発電資産の売却について

売却される発電所は、政府が引き取り保証するわけではないので、競争力のあるベース電源として運用される発電所以外はオフテーカーリスクが高く、売却の難航が予想される。資産売却を第一の課題とするならば、売却が難しいプラントには、一部引き取り保証や投資回収スキームを付加する必要があるかもしれない。

売却される発電資産は、建設後20~30年たったものもあるため、投資家はスクラップアンドビルドも視野に入れると考えられる。発電所の再生を行うためには、新たな燃料インフラを整備することも必要になる場合もある。このような場合は、政府が燃料インフラを建設して、その費用を利用料金で長期に渡って回収することで、発電事業者の負担を減らすことも考えられる。



## 2. 5. 2 電力セクターへの民間投資促進

### (1) 投資家等への情報提供

電力セクターへの投資促進に対して、DOE投資促進室が果たす主な役割として、投資家、プロジェクト開発者に対する情報提供である。情報提供手段としてインターネットが有効であるため、DOEホームページ上に投資促進室情報流通システムを構築した。

投資促進は、ホームページ構築だけで達成できるものではなく、投資促進室情報流通システムのデータ充実、関係者の求めるデータの逐次アップロードを行っていく必要がある。

### (2) 投資関連手続きの明確化

投資窓口としてのDOE投資促進室は、投資タイプ別の投資フローを明確にして、投資家の案内役として機能することが求められる。また、DOEは、投資家の要望に耳を傾け、投資を阻害する制度に対しては、許認可権限を持つ機関に改正を提案していく必要がある。

### (3) 継続性のある政策実施

電力改革法60章には、IPPとの契約見直しが盛り込まれ、2002年6月時点で契約済の35IPPの契約見直しが始まり、現時点でも継続中である。契約見直し内容は公表されていないが、IPPとNPCとの電力卸価格だけでなく、固定費・変動費の支払条件も見直されると予想されている。

電力価格抑制のためには、IPPからの電力買い取り単価を引き下げることが必要であるが、投資家の観点からすると、一旦国営電力会社と締結した契約が、一方的に変更されるわけであり、フィリピンへの電力関連投資が滞るのではないかと懸念される。

DOEなどは、守秘義務に触れない範囲でIPPの契約見直し内容と交渉の過程について公表することによって、ポリティカルリスクが高いというイメージを払拭する必要がある。

## 2. 5. 3 PDP作成プロセスの妥当性

### (1) 計画の実績の比較

本年度PDP作成の実績からして、9月15日までにPDPを作成して、フィリピン国会に提出することは、かなり難しいと言える。

需要予測結果のDOEシニアマネジメントの承認に時間がかかり、それ以降の電源開発、系統計画の策定が2ヶ月以上計画よりも遅れてしまった。

DOE 内の承認プロセスを確立して、5月末までに需要予測を確定するべきであり、それが難しい場合、PDP/PEPの提出を9月15日以降に見直したほうがよい。

(2) 監督機関としての DOE

フィリピン電力セクターでは、電力改革法により DOE が需要予測や電源開発計画の策定を行うこととなった。比較検討のため、電力自由化が進んでいる先進国の状況をまとめてみた。

表2. 6: 各国政府機関が需要予測に果たす役割 2003年9月現在

国	フィリピン	日本	アメリカ	イギリス	ノルウェー	スウェーデン	ドイツ
需要予測機関	政府機関	事業者連合	政府機関	系統運用者	政府機関	政府機関	コンサルタント
名称	DOE	日本電力調査委員会	DOE (EIA)	NGC	Statistics Norway	Energy Administration	Prognos AG
用途	電源開発 流通	流通	政策策定	流通	流通 政策策定	政策策定 CO2 排出量	政策策定
想定頻度	1年毎	1年毎	1年毎	1年毎	1年毎	不定期	3年枚
データ入手先	DU	電力会社	EIA FERC	DU 大口需要家	N.A.	中央統計局	中央統計局
手法	マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ	マイクロ+マクロ
小売り自由化度	0%	30%	0~100% 州による	100%	100%	100%	100%

出典: 日本電力調査委員会「欧米主要国の電力需要想定事例」、日本エネルギー経済研究所「海外諸国の電力改革の現状」

電力自由化先進国では、需要予測はエネルギー政策決定や公共性が高い流通設備の形成のために行われている。欧米各国の電源形成は、事業者の責任によって行われるため、国レベルの電源開発計画を策定している国はない。また、日本においても、電源形成は、各電力会社独自の需要予測に基づく供給計画によっている。

フィリピンのDOEは、政策立案する部署が統計処理、シミュレーションなど分析業務を並行で実施するが、マンパワーが限られるため分析が不十分になる懸念が否めない。この状況を鑑みると、PDP作成業務の多くを新たに創設する専門機関に託して、政策立案や監視業務に特化することが望ましいと思われる。

### 第3章 電力需要予測分野

#### 3.1 フィリピン経済・電力需要の調査・分析結果

##### 3.1.1 フィリピンの過去の国勢

###### (1)人口

フィリピン国は、現状の国勢は以下の通り。

- ・国土総面積約 30 万 km<sup>2</sup>、大小 7000 の島から構成
- ・人口は、2000 年国勢調査では、7500 万人強

近年の人口増加率は2%程度であり、フィリピン国内の統計機関 NSO,NSCB や、国連の人口予測では、2015年から2020年の間の期間において、人口が1億人に達すると見られている。

###### (2)経済成長

90年代のはじめに低成長期があったが、90年代の中盤は、5%前後の成長率を維持している。98年はアジア通貨危機の影響を受けてマイナス成長を記録したが、99年以降は3~4%台の成長率を維持している。なお、人口一人当たりのGDPに当たる、GDP/Capitaの推移を見ると、90年代をほとんど伸びていない。

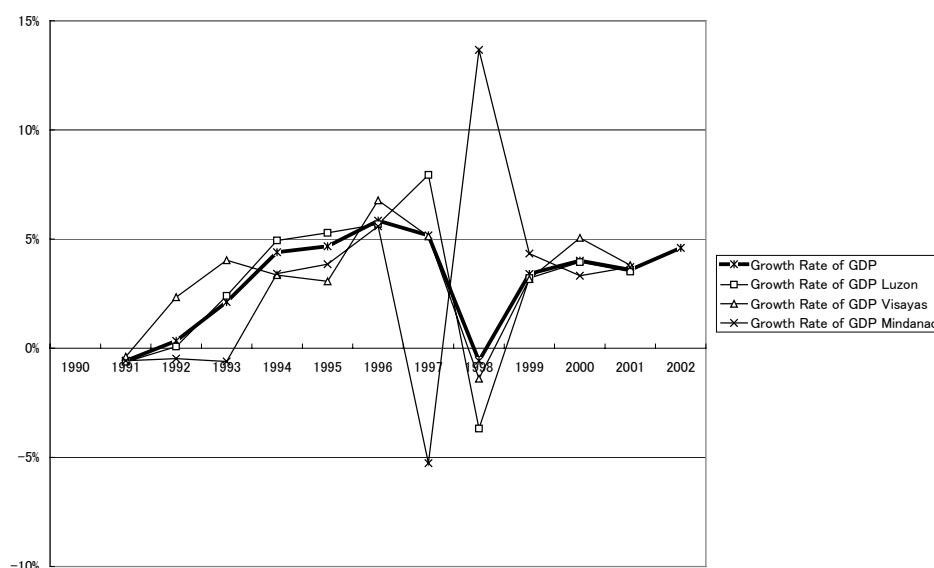


図 3.1 GDP成長率の推移

##### 3.1.2 過去の電力需要の経緯

電力需要の実績については、一般にその国の人口動向や経済状況などの国勢に強く影響を受ける。

###### (1) 電力需要の成長率

1993年頃までは、電力需要の成長率は低く抑えられている。しかし、1994年から1996年に

かけては、10%台の成長率を記録が、1990年代の後半は、通貨危機などの影響を受けて電力需要の伸び率が低下している。

フィリピンの電力需要の特徴は、産業部門での販売量が相対的に少ないことにある。図に示すように各国の部門別販売量の比と比較すると、相対的にすくないことがわかる。フィリピンのケースは MERALCO (おおよそフィリピンの電力販売量の6割以上を占める) の例である。多くの先進国、開発途上国では産業需要が 50% 以上を占めている。MERALCO の場合にはその比率は 30%。この特徴はフィリピン全体に当てはまる。従って、フィリピンの電力セクターの販売は、強く、非産業部門に依存していると言える。

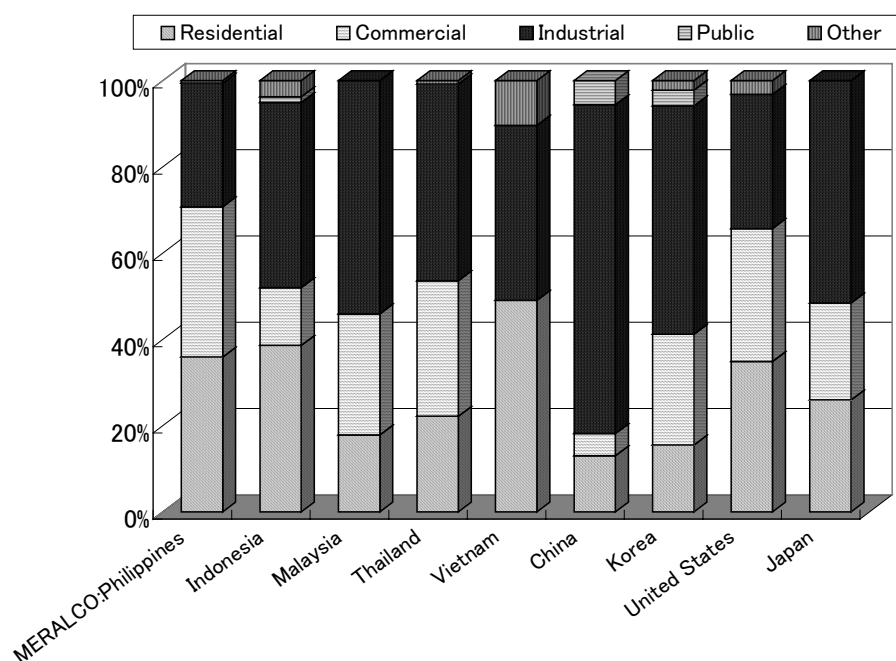


図 3.2 各国のセクター別電力販売量の比

この特徴は、過去の GDP と電力需要の伸びの関係にも影響している。1990年代の半ばでは、その直前の供給力不足の反動で、需要成長率は相対的に高かった。このため、90年代は全般に GDP 弾性値が下がる傾向を示すことになる。

また、電力の信頼性や品質も成長率に影響するファクターである。特に、フィリピンでは過去 15 年間、大口の産業需要が伸びていない。

## (2) 人口当たりの電力需要

電力セクターを通じた電力消費量の人口当たりの原単位は、1993 年以降、比較的順調に伸びている。

### (3) 負荷率

フィリピン全体、各メイングリッドの負荷率(=需要電力量/(ピーク電力×8760 時間))の推移は次の図の通りである。フィリピンの産業は構造が一次産業、三次産業に強く依存し、近年新たに投資されてきたエレクトロニクスなどの産業需要は自家発などの導入により電力セクターの需要として入り込まないことが理由と考えられる。

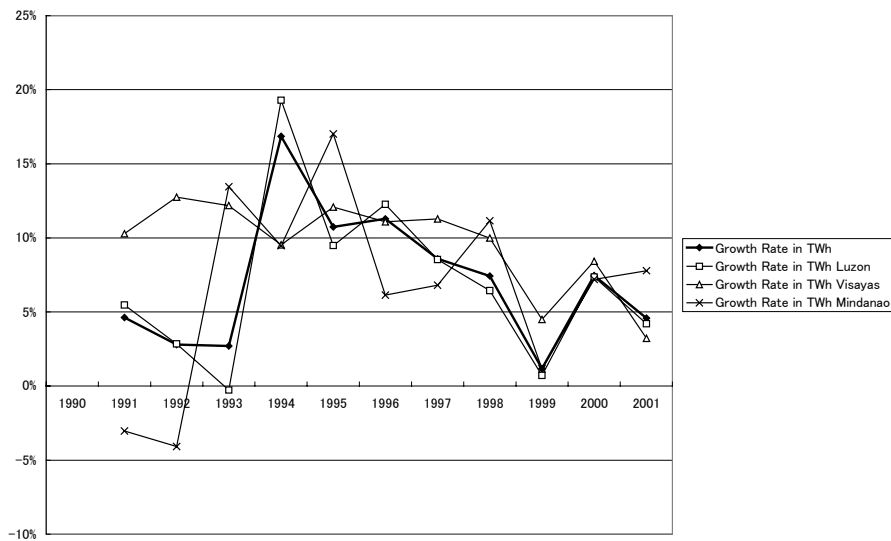


図 3.3 電力需要の成長率の推移

### (4) 送電系統での直接販売実績

NPC のデータによると、NPC の送電レベルにおける直接販売の実績は量的には 90 年代を通して増加しておらず、需要成長に伴って比率を落とす傾向にある。これは最近、NPC の販売が IPP にとって代わられる傾向を反映しているものと思われる。

## 3. 1. 3 フィリピンの今後の経済見通し

### (1) フィリピンの各種短期経済見通し

2003 年5月に発表されたフィリピン政府(NEDA)の予測は以下の通りである。

NEDA : 2003 年 4.2 - 5.2 % 2004 年 4.9 - 5.8%

これに対して、フィリピン国外の公的、私的機関の 2003/4 期に発表されている新しい経済見通しの例は以下の通りで、ASEAN 平均に近い 4.0%程度の成長率を確保すると見通している。

IMF	: 2003 年 4.0%	2004 年 4.0%
アジア開発銀行	: 2003 年 4.0%	2004 年 4.5%
UFJ 銀行(日本)	: 2003 年 3.9%	2004 年 4.3%
みずほ銀行(日本)	: 2003 年 4.3%	2004 年 4.5%

野村総合研究所(日本) : 2003年 3.8% 2004年 4.1%

三菱総合研究所(日本) : 2003年 4.2% 2004年 3.9%

両者を比較すると、NEDAの発表する想定では、当該年の予測で高位予測が1%程度高め、また、2004年の予測は、低位予測で0.5%、高位予測は1.5%以上高く予測されている。

## (2) フィリピンの各種長期経済見通し

2003年5月に発表されたNEDAの見通しは次表のHigh GDP、Low GDPの2通りである。

表 3.1 NEDA および DOE が想定したGDP予測

In %			
	NEDA High GDP	NEDA Low GDP	Modified Low GDP
2002	4.6	4.6	4.6
2003	5.2	4.2	4.2
2004	5.8	4.9	4.9
2005	6.3	5.3	5.3
2006	6.7	5.8	5.8
2007	6.3	5.3	5.3
2008	6.8	5.8	5.1
2009	7.0	6.0	5.1
2010	7.0	6.0	5.1
2011	7.0	6.0	5.1
2012	7.0	6.0	5.1
2013	7.0	6.0	5.1
AAGR(%)	6.6	5.6	5.1

定性的には、4~5%程度の堅実な経済成長を行うポテンシャルを持っているというのが経済分析の大勢で、日本のシンクタンクなどの予測では、フィリピンを含む ASEAN 諸国は 4.5%~5.5%程度の成長率を 2010 年までは維持できると見ている。なお、長期 GDP についてのフィリピン政府の予測は、外部機関に比較して 1.5~2ポイントほど高い。

## 3. 2 需要予測モデル

### 3. 2. 1 PDP2002-2011 における需要予測モデルの分析

#### (1) フィリピン電力セクターの過去の構造

フィリピンにおける過去の電力セクターの構造は、卸売りを NPC が管轄し、配電における小売りを私営配電会社、配電組合が管轄する構造となっている。一部、大口需要家に対しては、直接 NPC から電力が供給されている。1990 年代の後半から、NPC が登場してきた。また、電力売買取引における構造も、電力セクターの構造に沿っており、販売実績を需要予測に利用する上でさほど困難は少ない構造となっていた。

現在は、NPC が TRANSCO、GENCO に分割されて、IPP が需要家に直接販売する形態に

移行している途上であり、この電力の物理的流れの構造と、売買取引関係の構造が乖離する方向にある。

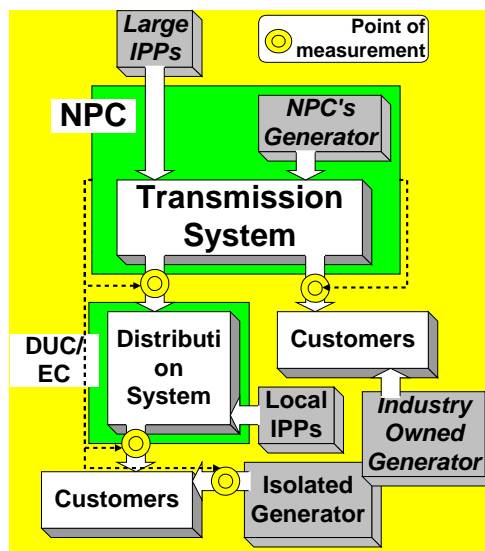


図 3.4 過去におけるフィリピンの電力セクターにおける電力流通の構造

### (2) PDP2002-2011、PDP2003-2012 における需要予測方法

PDP2002-2011、PDP2003-2012 における需要予測では、基本的には次のような予測を構築して実施してきたと見られる。

- ・メイングリッドの需要予測は、ルソン、ビサヤス、ミンダナオの3地域別を実施している。
- ・ルソンに関しては、マニラ電力とそれ以外に分けて需要予測を実施している。
- ・原則的には、住宅、産業、商業の3つのセクターに分けて回帰式を作っている。
- ・マニラ電力の想定モデルでは、PDP2002-2011 におけるモデル式は以下の構造となっている。

各地域の需要想定では、説明変数、非説明変数の対数をとって線形の単回帰、重回帰式を求める方法を用いている。なお、需要については、NPC がモデルを作った関係で、送電システムレベルの直接販売分を含めた総販売量を計算している。

### (3) 内外機関による過去のフィリピン電力需要予測に対する意見

PDP2002-2011 は、GDPの想定を NEDA の低成長ケースの予測において後年度5年間については前半年度5年の平均値に置き換えた修正シナリオを用いているが、弾性値が 1.5~2.0 と高く想定したモデルとなっており、その結果として出てきた予測が高すぎるという批判があっ

た。日本の経済産業省が実施した 2001 年度のタスクフォースでも、投資環境を判断する上でフィリピンの PDP の需要想定が高め想定になっているため、「強気想定を止めて、より実態に近い需要想定を行うべきである」という提言を行っている。

PDP2003-2012 については発行部数が少なかったため認知度が低いですが、PDP2002-2011 の想定に比べて、ルソンの需要予測では、2011 年時点で 20%弱、予測が下方修正され、ビサヤス、ミンダナオは 30%近い下方修正がされている。また、ルソンで需要の成長率が、9.5%から 7.3%に 1.2ポイントも落としているほか、ビサヤス、ミンダナオについては 10~12%の成長率を 7%前後まで落とした形になっている。

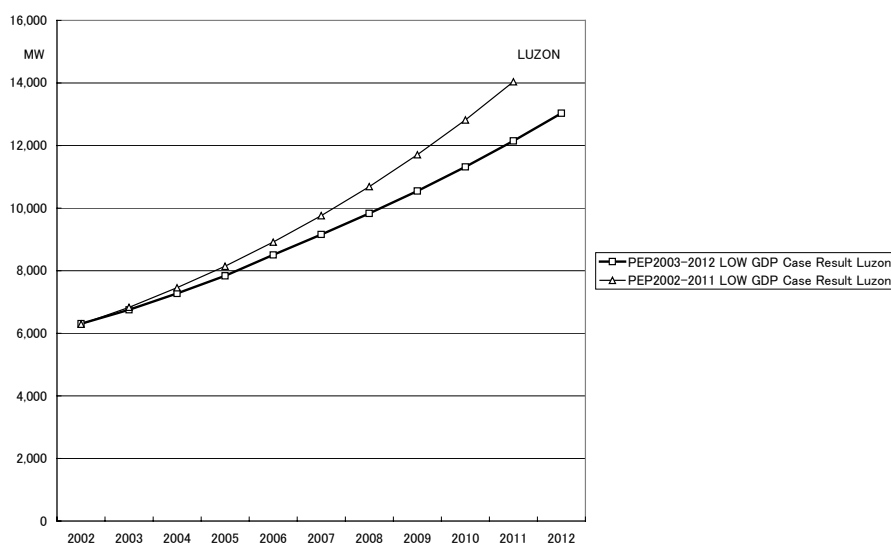


図 3.5 PDP2002-2011 と PDP2003-2012 の需要予測の違い(ルソン)

### 3. 2. 2 PDP2004-2013 における需要予測モデル

#### (1) PDP2004-2013 における予測モデルの概要

本プロジェクトで実施した PDP2004-2013 における需要想定は次の通り。

- ・従来、NPC が把握していた送電レベルの電力売買実績に基づく需要想定が今後困難となるため、配電レベルの販売実績をベースにした需要想定を実施
- ・配電の販売実績に基づく需要想定は、人口予測、GDP の予測を Region 単位に落とし、Region 単位で需要予測を行うモデルとする
- ・需要予測は住宅セクターと非住宅セクターの2つに分けて実施する

需要予測の大まかな流れは次図に示すとおりである。需要予測は、配電会社の販売実績および TRANSCO レベルのピーク需要から推定されているシステムピーク値の実績値を内部変数とし、Regional のGDPおよび人口予測を外部変数として実施している。需要予測はルソ



ン、ビサヤス、ミンダナオの3地域のメイングリッド(図の PROCESS I)と、ビサヤスの島毎のサブグリッド(図の PROCESS II)に対して実施している。

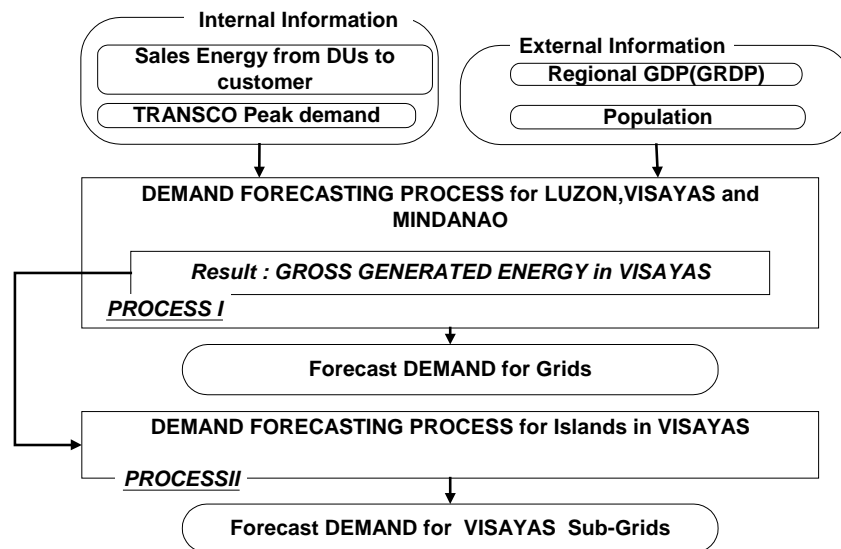


図 3.6 需要予測の概要

このモデルは、PDP2003-2012 や PDP2002-2011 で採用したのと同様な、一種のエコノメトリック(計量経済)モデルである。しかし、モデルそのものには違いがある。このモデルでは、リージョンごとの配電会社の販売予想モデルがベースになっており、その点では過去のモデルとは異なる。

次の表は、過去の PDP との違いを示したもので、あわせて先進国で使われている理想的な需要モデルとの違いを比較したものである。自由化した市場では、たとえば価格弾性モデルを使って価格の影響を分析したりする必要性が出てくる。

表 3.2 需要予測モデルの比較

Model	Past PDP	PDP2004-2013	Idealized and well developed forecasting model
Implementing agencies	Utilities (NPC)	Government (DOE)	Outsourcing to special organization
Forecasting models	Econometric	Econometric	Hybrid (Combination of Econometric and end-use model)
Data collection regarding	GDP related indicator, Sales at whole sales and Number of customer	GDP related indicator, Sales at retail and social data such as population	More detail economic indicators, Sale at end-use level, penetration of end-use equipment, data such as number of household or flower space.
Competition model	Not considered	Not considered	Including penetration model and price elasticity model.

(2) データの収集について

PDP2004-2013 における需要予測に必要なデータは、以下のような方法で収集を行った。

人口データ:実績、予測とも、NSO,NSCB によるデータを用いている。

GDP データ:実績データに関してはセクター別、Region 別とも NSO が毎年発行している統計データを用いる。予測に関しては、NEDA が需要予測用にエネルギー省に開示するものを使用する。

配電需要実績:私営電力会社に関しては、ERC が承認した実績データに基づいている。また配電組合に関しては、NEA が発行している Chronicles を参照してデータを整備した。データとしては 1990—2001 年の実績を確保している。

ピーク需要:ピーク需要の実績は、送電系統の実際のピークである TRANSCO ピークおよび、配電レベルの IPP 等による供給を含めたシステムピークとも TRANSCO より情報を入手した。配電レベルの販売実績とグロス発電量の比率は 1999-2001 年の実績を用いた。

(3) 需要予測の手法各論

a) 配電レベルの販売需要予測

Region 毎に、配電会社、配電組合の販売実績に基づき、統計ツールを用いて回帰分析を行って回帰式を作成し、将来の販売量を予測する。この際には、販売量は住宅セクター、非住宅セクターに分けて分析をしている。回帰式の構造は次の通りである。

$$\text{住宅セクター販売量} = a \times \text{人口} + b \times \text{GDP/Capita} + c$$

$$\text{非住宅セクター販売量} = a \times \text{Regional GDP} + b$$

ここで、人口と GDP/Capita は相関のない独立な変数として考えている。

b) メイングリッドの販売量への変換

次いで、メイングリッドに接続していない島嶼の販売量予測分を除く。

c) Gross 発電量への変換

メイングリッド毎に、配電レベルの販売量予測を合算する。次に過去3年間のGross発電量と配電レベルの販売量の乖離を示す Adjustment Factor (AF)を用いて、メイングリッド毎のGross発電量を算定する。

$$\text{Gross 発電量} = (1 + \text{AF}) \times \text{配電レベルの販売量}$$

d) MW値への換算

負荷率を用いて、グリッド毎のGross発電量予測をピーク需要値に変換する。

e) ピーク需要の足下値の調整

この段階では2002年の実績と予測結果が一致していないため、各結果の後年度の成長率を維持して、2002年のMW値を実績に一致させ、後年度の予測結果を調整する処理を行う。

f) サブグリッドの需要想定

ビサヤ地域島の島毎のサブグリッドに対する需要予測は、ほぼメイングリッドに対する手順と同じである。ただし、需要予測はビサヤのメイングリッドでのGross発電量の予測を島毎に分けて実施する。

d) 発電、送電計画に向けた需要量の算定

将来のピーク需要(MW)の予測結果から、Gross発電量を算定する。原則的には、各島の負荷率を用いて発電量に戻す作業を行うが、島毎のGross発電量の合計がビサヤ全体の予測値と少しずれるため、それを調整する工程が加えられる。

### 3. 3 需要予測結果と考察

#### 3. 3. 1 需要予測結果

需要予測は、以下の3つのGDPシナリオに対して実施した。

- NEDAによるGDP高成長シナリオ
- NEDAによるGDP低成長シナリオ
- NEDAによるGDP低成長シナリオのうち2008以降の成長率を2003-2007.の平均としたケース

今回の需要予測モデルでは、結果としてGDP弾性値が下がる傾向を示す。それに対して、上記3つのシナリオにおいてGDP弾性値が2003年以降下降しないとした場合のシナリオも別途検討した。従って、メイングリッド、ビサヤのサブグリッドレベルで、それぞれ6つの需要予測結果が計算されている。

ルソン:

弾性値が低下したケースでは、予測結果は3つの GDP シナリオとも、PDP2003-2012 の結果に近い。弾性値が一定とした場合には、PDP2002-2011、PDP2003-2012 の結果の間に、3つの GDP シナリオのケースが位置する。

ピサヤス:

PDP2003-2012 の結果が、弾性値低下ケースにおける GDP 低成長ケースとほぼ同じである。弾性値を一定と仮定したケースではルソン同様、PDP2002-2011、PDP2003-2012 の結果の間に、3つの GDP シナリオのケースが位置する。PDP2002 の予測は過大であるが、PDP2003-2012 の予測は比較的妥当性が高いものと思われる。

ミンダナオ:

ミンダナオの予測結果は、弾性値低下ケースにおいては全ての GDP シナリオにおいて PDP2003-2012 のケースを下回った。また、弾性値一定ケースにおいても、GDP 低成長ケースが PDP2003-2012 の結果とほぼ同値である。従って、下方修正されている PDP2003-2012 の予測結果も、まだ過大な推定になっていると思われる。

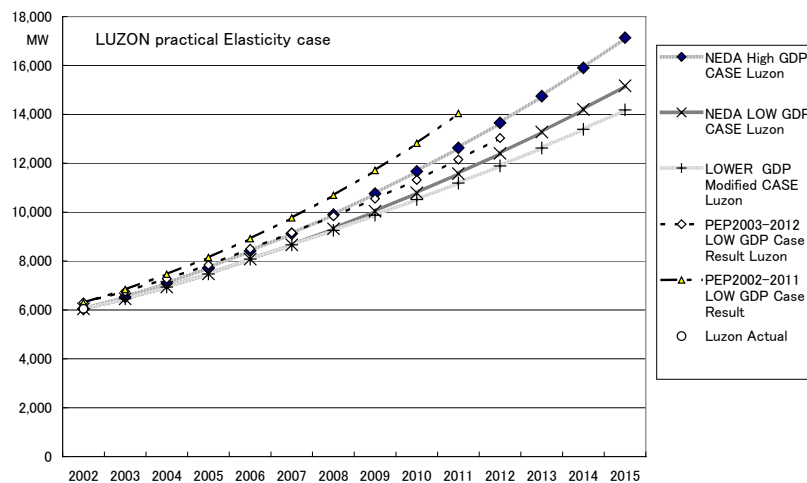


図 3.7 ルソンにおける需要予測結果(弾性値低下ケース)

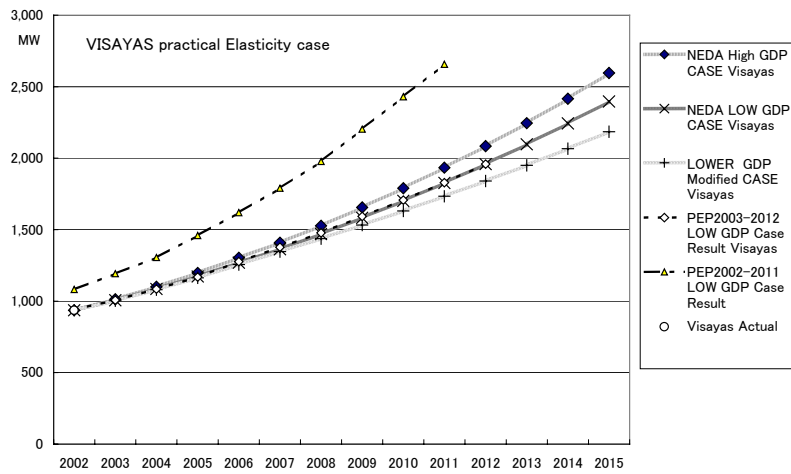


図 3.8 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

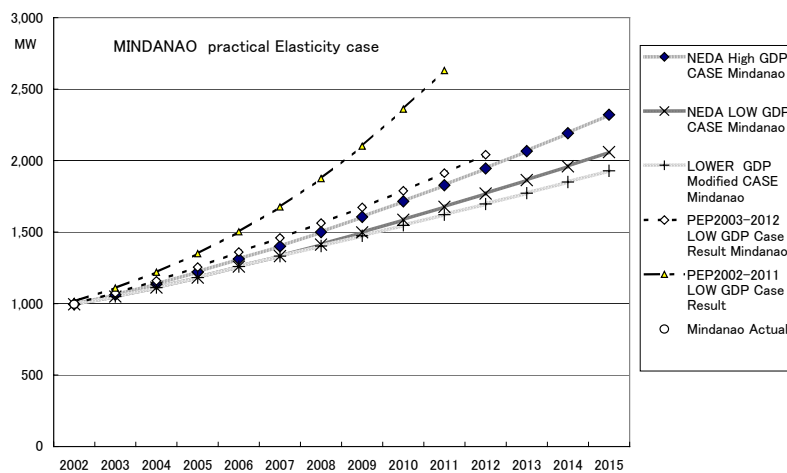


図 3.9 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値降下ケース)

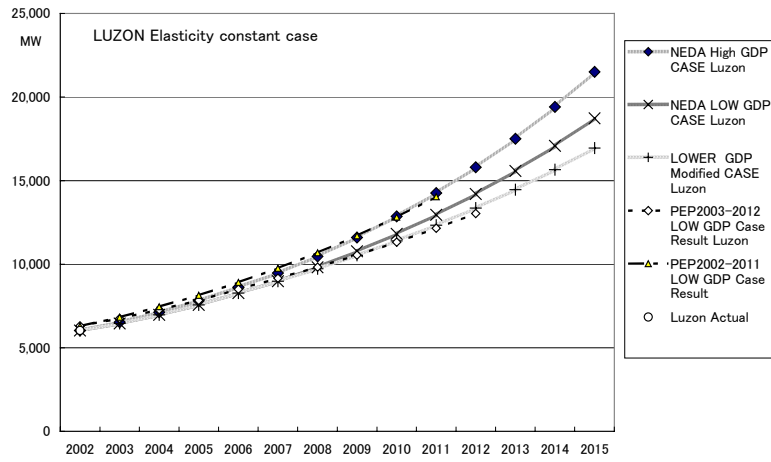


図 3.10 ルソンにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

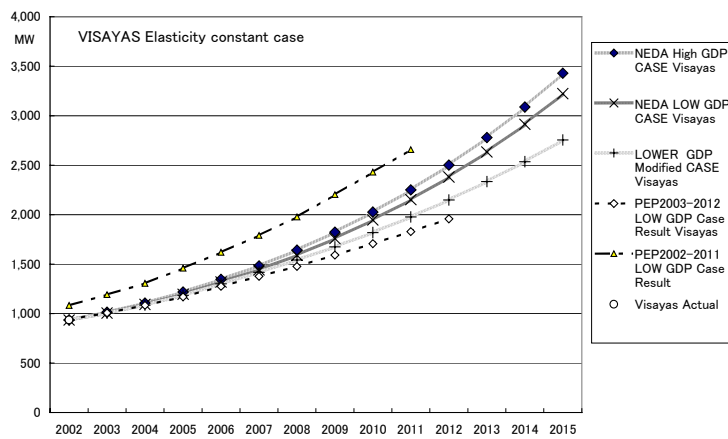


図 3.11 ビサヤスにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

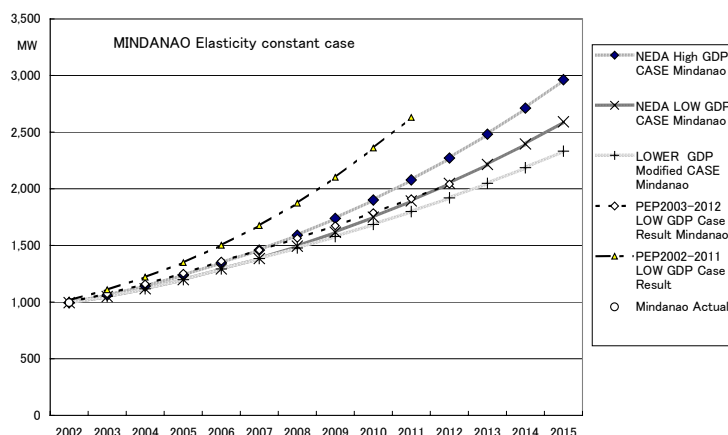


図 3.12 ミンダナオにおける需要予測結果(弾性値一定ケース)

### 3. 3. 2 需要予測結果の考察

#### (1) 成長率の観点からの考察

過去のフィリピンの経済情勢、社会情勢が続き、電力需要成長のトレンドが現状程度とすると、弾性値が今後も下降する場合の Lower GDP Modified CASE がほぼ現状の成長率を維持する。この結果が今後の需要成長のとりうる最低ラインと見ることが出来る。

電力需要の GDP 弾性値の下降傾向が今後止まり、さらに経済成長が NEDA のシナリオ通りに推移するとすれば、例えば弾性値が現状維持する場合の NEDA Low GDP CASE がそのシナリオに当てはまり、このシナリオに基づく需要成長が将来の上限の需要成長の推移と考えられる。このケースは、現状の需要増加カーブを維持した場合に比べて、2013 年時点で需要成長が 1.5～2.5 年程度早まると見られる。

最終的には、フィリピン・エネルギー省は、弾性値が今後も下降する場合の NEDA Low GDP CASE、すなわち現状の需要の成長率よりも各地域で 0.2%～1.2%程度高くなる予測を最もあり得る需要成長と判断した。

表 3.3 需要予測結果から得られた今後 10 年間の平均成長率と実績の比較

	Average Growth Rate of Forecasted Result for 2003-2013						Actual Average Growth Rate for 1992-2002
	Declining Elasticity Case			Constant Elasticity Case			
	NEDA High GDP CASE	NEDA LOW GDP CASE	LOWER GDP Modified CASE	NEDA High GDP CASE	NEDA LOW GDP CASE	LOWER GDP Modified CASE	
Luzon	8.5%	7.5%	6.9%	10.4%	9.2%	8.4%	6.3%
Vusayas	8.3%	7.6%	6.9%	10.6%	10.1%	8.8%	7.1%
Mindanao	6.9%	5.9%	5.4%	8.9%	7.8%	6.9%	5.7%

各地域の需要成長率の観点から検証する。

ルソン:

需要想定結果の将来の成長率は、過去 10 年の平均的な実績よりも高めの 6～9% 台を推移する結果となっている。

ビサヤス:

至近年の成長率は、8～10%を維持すると見られるが、GDP弾性値が低下する傾向を維持する場合、10年後の成長率は6～8%程度の値になると見られる。

ミンダナオ:

従来の GDP 弾性値の低下の傾向が続けば、10年後の成長率は5%前後まで下がり、2014年までにビサヤスの需要より低くなる可能性が出てくる。

## (2) GDP 弾性値の観点からの考察

GDP 弾性値は、GDP 成長率に対する電力需要の成長率の比を示したもので、次のような特徴を持っている。GDP 弾性値は他の東南アジア諸国に比べて低い傾向にある。一般的に、GDP 成長率が高いと弾性値は小さくなる傾向を示す。しかし、フィリピンの弾性値の低さは、むしろ産業需要の比率の少なさが影響していると考えられる。特に、エネルギー消費の大きな産業の比率が少ないことも理由と考えられる。このような弾性値の分析と、電力消費の内訳の分析は、国内産業の状況や電力市場の特性を知る上で重要である。



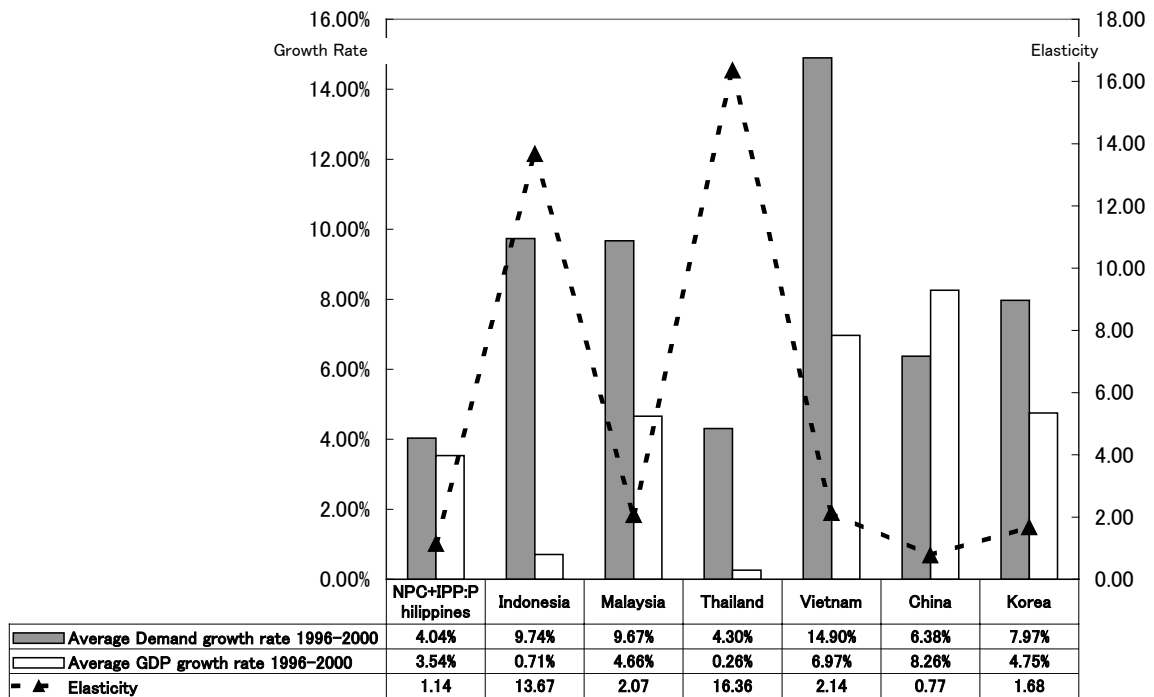


図 3.13 GDP 弾性値の比較

GDP弾性値に関する検討結果を以下に示す。フィリピン国の電力需要の GDP 弾性値は伝統的に、他の東南アジア国からみて低く、1.0~2.0 程度の数字となっている。また、1990 年代のはじめの供給力不足直後は高めの弾性値となっているが、その後漸減する傾向を見せている。今後、ルソン、ビサヤス、ミンダナオとも、弾性値が 1.0 に近づく方向で減少する可能性が強いと見られる。

### 3. 4 今後のデータ収集・需要予測での課題

#### (1) 自由化先進国における規制体制からの考察

自由化に伴い電力需要予測にどのような問題が発生するかを、自由化先進国であるアメリカ合衆国の事例を引き合いに検討する。

図のように Federal Energy Regulatory Commission(FERC)が電力会社から10年間の需要想定を含むデータのファイリングを受け取り、これに基づき、エネルギー省(DOE)が、その中の組織である Energy Information Agency(EIA)を使って、エネルギー政策を決定するための需要予測を検討させている。実際の予測作業は、エネルギー省配下の研究機関である Lawrence Berkeley 国立研究所が、NEWS と呼ばれるツールで需要想定を実施している。

フィリピン PDP2004-2013 での需要予測の体制は、FERC がフィリピンの ERC、米国 DOE がフィリピン DOE、EIA がフィリピン DOE の中のカウンターパート部局、Lawrence Berkley National Lab.が JICA チームとすると、全く同じスキームで動いたことになる。ただし、米国でも

自由化の進展に伴い FERC のデータ収集が困難になっていった状況を考えると、今回、PDP2004-2013 に向けて実施したデータ収集スキームは、将来次第に難しさを増すことが予想される。また、フィリピンでは Lawrence Berkley National Lab. のような専門性を継承できる組織がないため、予算の確保の問題があるものの、専門家を抱え込める外部組織に需要予測の実践を委託できる体制を採ることが望ましい。

また、代表的な州における自由化前後の需要想定体制を見ると、ニューヨーク州の場合には、自由化に伴い New York Power Pool がそのまま New York ISO に改組された経緯から、電力会社が、20年計画を提出するスキームは自由化前後で不変である。一方、カリフォルニアでは、かつて州政府に提出していた 20 年計画を 90 年代に電力会社が提出を拒むようになり、カリフォルニア州政府は電力販売実績に基づく独自の需要想定を余儀なくされている。このミッションは、California Energy Commission に課せられている。

以上の事例を見ると、自由化後において従来電気事業が行ってきた需要想定や電源計画が行政側に移行せざるを得ないことがわかる。そのため、需給の実績を把握する機関として、NYISO のような系統運用、市場管理者が重要になる。また、カリフォルニアのように全ての市場参加者からもれなく実績を提出させる仕組みを作る必要が出てくる。フィリピンでは、今後の計画策定において、フィリピン・エネルギー省による、市場管理者の WESM や、Distribution Development Plan (DDP) による配電会社からの直接データ収集スキームを今後重視する必要がある。

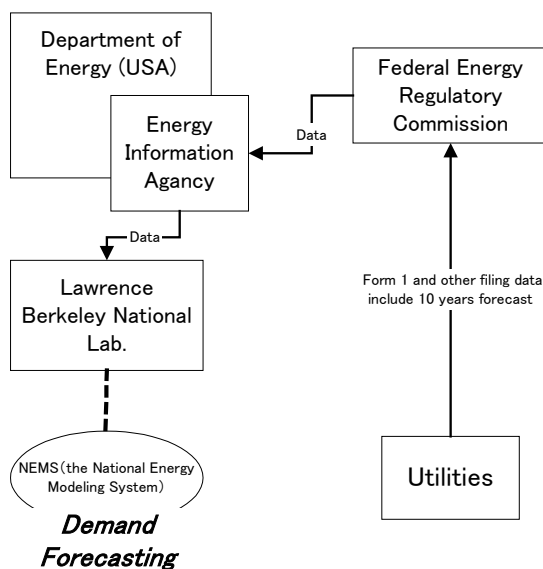


図 3.14 アメリカ合衆国連邦での需要想定体制

## (2) フィリピン電力セクターの体制変革からの考察

フィリピン電力セクターの自由化以前は、卸売りを NPC が一手にしていた。また、NPC が Power Development Plan を作成する関係上、配電会社や配電組合の小売り側の販売実績も把握し

ていた。しかし、自由化以降は、NPC の分割により、卸売りの実績を旧 NPC 関連の組織が把握できなくなる。また、時々刻々の電力の流れは TRANSCO が把握しているものの、誰から誰へ電力が取り引きされたかは把握出来ない状況になる。

さらに、自由化以降の電力の売買取引関係は、WESM によるスポット取引と相対取引が混在し、リアルタイムの取引と、先物、先渡しが存在することになる。従って、需要想定観点からは、今後、電力売買実績を把握する際には、バーチャルな取引を排除し、リアルタイムの電力取引量のみを記録した実績値を集めることが必要である。

なお、TRANSCO が基幹送電網の計画、運用、管理に特化することで、NPC により一部把握出来ていた配電会社レベルの Embedded な発電設備から供給されていた需要を含むシステムピークを把握しにくくなる。従って、これについては DOE 自身が PDP のデータ収集スキームを使って独自調査する必要性が出てくる。

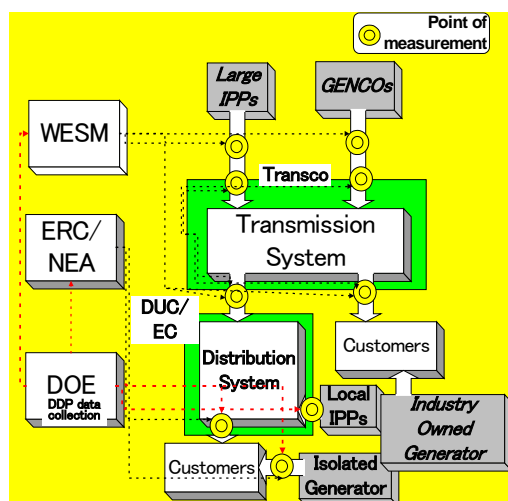


図 3.15 自由化以降の事業者間の物理的電力の流れと把握ポイント

### (3) 次回PDP作成のためのデータ収集体制についての提案

次年度以降の需要想定作業では、これらのデータ収集について新しいスキームを実行する必要がある。それらは次の通りである。

- DDP データ収集スキームによる配電販売実績、IPP 直販データ収集

第1四半期中に、配電会社、配電組合の前年の販売実績と、契約している IPP 等の直接購入先電源の供給負荷を収集する必要がある。前者は、配電レベルの需要予測の新しいデータとして加えるものであり、後者は TRANSCO ピークからシステムピークを推定するために用いるデータである。

- WESM からの送電レベルの実電力取引量データの収集

送電レベルの電力の実取引量は、今後 WESM の相対取引を含む実取引の実績から収集する必要がある。これは、送電レベルの取引量と配電レベルの販売量を換算する Adjustment Factor

(AF)を更新する上で必要となる。

•TRANSCOからのピークデータの収集

これは、システムピークを算定する上でのベースとなる数字で、PDP2004-2013の策定作業ではTRANSCOはシステムピークの実績を用意してくれたが、今後はその保証が無く、原則TRANSCOから入手できるのは、TRANSCOが物理的に把握できるTRANSCOピークであることを留意する必要がある。

## 第4章 電力開発計画分野

### 4.1 既設設備の現状

表 4.1 定格出力、可能出力

(Unit:MW)

Type of Plant	Total Philippine		Luzon		Visayas		Mindanao	
	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable	Installed	Dependable
Hydro	2,530	2,225	1,535	1,342	7	7	987	876
Pumped Storage	300	300	300	300	0	0	0	0
Coal	3,927	3,699	3,738	3,517	189	183	0	0
Oil	650	633	650	633	0	0	0	0
Diesel	2,003	1,713	987	935	458	366	558	412
GT	675	584	620	529	55	55	0	0
Combined Cycle	2,790	2,790	2,790	2,790	0	0	0	0
Geothermal	1,880	1,396	856	427	916	860	108	108
Total	14,756	13,340	11,477	10,472	1,626	1,470	1,654	1,397
*WASP-IV	-	13,644	-	10,666	-	1,470	-	1,508

\*WASP-IV = Hydro Install + Thermal Dependable

Source: Transco 資料、配電会社へのアンケート、NPC 資料より JICA Study Team が策定

定格と可能出力の差が大きい、これは次の理由による。

- ディーゼル発電については、経年20年以上の設備が多い。
- 地熱発電については設備上の理由で長期停止している。(リハビリ計画あり)

系統線制約により、バタンガス地域の電源(サンタリタ、サンロレンゾおよびイリハンガス火力ならびに、カラカ石炭火力)が有効活用されていない。

## 4. 2 シミュレーション結果

### 4.2.1 開発決定プロジェクト

表4. 2. 1 開発決定プロジェクト一覧

Plants	Inst. Capacity (MW)	Com. Year	Location
<b>Luzon</b>			
CBK (Kalayaan 3&4)	350	2004	Laguna
PNOC-EDC Wind Power	40	2006	Ilocos Norte
Northwind Power	25	2006	Ilocos Norte
	<b>415</b>		
<b>Visayas</b>			
Pinamucan transfer from Luzon	110	2004	Panay
Mirant Diesel	40	2004	Panay
Northern Negros Geo	40	2005	Negros
PNOC- Palinpinon Geo	20	2005	Negros
Victorias Bioenergy	50	2005	Negros
	<b>260</b>		
<b>Mindanao</b>			
Transfer of PB103 & 104	64	2004	Misamis Or.
Mindanao Coal (2 x 100)	200	2006	
<b>Total</b>	<b>939</b>		

Source: DOE

### 4.2.2 前提需要

表4. 2. 2にシミュレーションで使用した需要を示す。

表4. 2. 2 シミュレーション需要(Low\_GDP, Declined\_Elasticity)

	Luzon	Visayas	Visayas Islands (Coincident Peak)					Mindanao
			Cebu	Panai	Negros	Bohol	Leyte-Samar	
2002	6,039	936	379	170	184	37	166	995
2003	6,454	1,006	406	182	194	41	182	1,049
2004	6,937	1,085	438	196	205	46	200	1,112
2005	7,473	1,172	472	212	218	51	220	1,181
2006	8,076	1,269	510	229	232	56	242	1,259
2007	8,662	1,363	547	246	244	62	264	1,331
2008	9,323	1,469	588	264	258	69	289	1,412
2009	10,036	1,582	633	284	273	76	317	1,498
2010	10,786	1,702	679	305	288	83	346	1,586
2011	11,575	1,827	728	327	303	92	378	1,676
2012	12,406	1,959	779	350	318	100	411	1,769
2013	13,280	2,097	833	374	333	110	447	1,864
2014	14,201	2,243	889	400	349	120	486	1,960
2015	15,171	2,397	948	426	365	131	527	2,060
2016	16,285	2,576	1,016	457	384	144	575	2,178
2017	17,480	2,770	1,089	490	404	159	627	2,304
2018	18,764	2,977	1,168	525	426	174	685	2,436
	7.3%	7.5%	7.3%	7.3%	5.4%	10.1%	9.3%	5.8%

ルソン、ビサヤス、ミンダナオの各エリアの数値については、前述の Low\_GDP ケースと同じである。しかし、ビサヤス島別需要については、ピーク発生時刻が島ごとに異なるため各島の需要合計とビサヤスエリア需要が一致しない。このためシミュレーションでは、島ごとのピーク (non-coincident peak) を、需要比率で圧縮してビサヤスエリア需要と一致させた島ごとの需要 (coincident peak) を使用した。また、電源開発計画は DOE 内部の調整では計 15 年間 (2004-2018) 計算しており、そのうちの 10 年間 (2004-2013) を公表し計算結果としている。これは、WASP-IV 等動的計画の終端効果の影響を防ぐとともに、将来必要なインフラ設備の見通しを立てるために非常に有効である。

#### 4.2.3 地域別開発計画

##### (1) ルソンエリア電源開発計画

表4. 2. 3に、ルソン地域における開発計画を示す。

表4. 2. 3 電源開発計画(ルソン)

Luzon								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			GT15	CC30	CL30	Acc		
2003	6,454	10667				0	10667	65.3%
2004	6,937	11017				0	11017	58.8%
2005	7,473	11017				0	11017	47.4%
2006	8,076	11020				0	11020	36.4%
2007	8,662	11020				0	11020	27.2%
2008	9,323	11020	150			150	11170	19.8%
2009	10,036	11020	150		600	900	11920	18.8%
2010	10,786	10387	150		1200	2250	12637	17.2%
2011	11,575	10387			900	3150	13537	16.9%
2012	12,406	10387	150		600	3900	14287	15.2%
2013	13,280	10387	150		900	4950	15337	15.5%

Here GT15: Gas Turbine (150MW) Ex.Cap Existing Capacity  
 CC30: Combined Cycle (300MW / Gas) Acc: Accumulation  
 CL30: Coal (300MW) G.R.M: Generation Reserve margin

なお、次にあげる開発決定プロジェクトは既設設備(Existing Capacity) に含まれているが、このうち PNO Wind、Northern Windpower については、風力発電であることから、その 5%相当を供給力として計上している。

- Kalayaan 3&4 350MW (2004 年)
- PINOC Wind 40MW (2006 年)
- Northwind Power 25MW (2006 年)

なお、開発候補電源の必要量は 4,950MW である。電源種別としては、ベース電源(石炭火力:CL30)ならびにピーク電源(ガスタービン:GT15)が全てであり、ミドル電源(CC30)は計画されない。これは、ガス価格が比較的高いことによる。これについては、感度分析のセクションで後述する。

なお、供給信頼度のしきい値は LOLP=1day/year であり、これを満足する発電設備率は可能出力で15.5%もしくは、定格設備で21.3%以上必要である。

必要設備率(定格出力基準)

$$[15,337 + (11,477 - 10,666)] - 13,280 \div 13,280 = 21.3\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

## (2) ビサヤスエリア電源開発計画

表4.2.4にビサヤスエリアの電源開発計画を示す。ルソン島同様に、次にあげる開発決定プロジェクトは既設設備(Existing Capacity)に含まれているが、このうち Victorias Bioenergy はバイオマス発電であり、17MW相当を供給力として計上している。

- Pinamucan Transfer from Luzon 110MW (2004年) ルソン島からの移設
- Milant Diesel 40MW (2004年)
- Northern Negros Geothermal 40MW (2005年)
- PINOC Palinpinon Geothermal 20MW (2005年)
- Victorias Bioenergy 50MW (2006年)

2003年の供給力を確認すると、ビサヤス全体では設備率が50%を超えているが、連系線運用制約により、地域的にはパナイおよびネグロスの設備バランスが供給力不足である。WASP-IVで島別の必要供給力を確認したところ、2003年度で既に、パナイ-ネグロス両島でそれぞれ50MW相当の発電設備が必要であるとの計算結果になり、同地域で予想されている電力危機については、喫緊の問題として解決していかなければならない。

また、開発候補電源は、主にピーク(GT05)およびミドル(DSL)であり、ベース電源は2013年頃必要となる。これは、現状ベース電源である地熱設備が十分であることを意味する。

なお、ビサヤス地域の系統線連系線開発計画は次のように取り扱った。

- レイテ-ボホール(増強) 35→100MW (2005年)
- レイテ-セブ(2回線化) 200→400MW (2005年)
- セブ-ネグロス-パナイ(2回線化) 80MW→160MW (2005年)



なお、ビサヤス地域の供給信頼度のしきい値も他と同じ  $LOLP=1\text{day/year}$  である。一方、系統運用者が必要とする設備率は13.2%であり、これを下回ることはできない。ビサヤス地域の発電設備率は、13.7%であり、ルソン島の15.0%より小さい。これは、ビサヤスには水力設備がほとんど無いことから、季節による出水変動を考慮しなくても良いからである。

なお、供給信頼度のしきい値を満足する発電設備率は、可能出力で13.7%、もしくは定格設備基準で21.1%以上必要である。

必要設備率(定格出力基準)

$$[2,385 + (1,625 - 1,470) ] - 2,097] \div 2,097 = 21.1\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

表4. 2. 4 電源開発計画(ビサヤス)

	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			
2003	182	695		0	-155	540	196.7%	440	41	49				0	2	52	25.0%	35	406	427.5			0	153	-72	508	25.0%	200	
2004	200	695		0	-134	561	180.8%	440	46	49				0	8	57	25.0%	35	438	427.5			0	126	-6	547	25.0%	200	
2005	220	695		0	-184	510	132.5%	440	51	6				0	57	64	25.0%	100	472	427.5			0	127	36	590	25.0%	400	
2006	242	695		0	-227	468	93.5%	440	56	6				0	64	71	25.0%	100	510	427.5			0	163	47	637	25.0%	400	
2007	264	695		0	-343	352	33.1%	440	62	6				0	72	78	25.0%	100	547	427.5			0	271	-15	684	25.0%	400	
2008	289	695		0	-355	340	17.4%	440	69	6				0	75	81	17.5%	100	588	427.5			0	280	-17	691	17.5%	400	
2009	317	695		0	-329	365	15.3%	440	76	6				0	81	87	15.4%	100	633	427.5	100		100	248	-46	730	15.4%	400	
2010	346	695		0	-293	402	16.0%	440	83	6		50		50	41	97	16.1%	100	679	427.5		50	150	252	-41	789	16.1%	400	
2011	378	695		0	-264	431	14.1%	440	92	6				50	48	105	14.1%	100	728	336.7	150		300	215	-21	831	14.1%	400	
2012	411	695		0	-225	469	14.1%	440	100	6				50	58	115	14.1%	100	779	336.7	50		350	167	35	889	14.1%	400	
2013	447	695		0	-186	508	13.7%	440	110	6				50	69	125	13.7%	100	833	336.7		50	400	117	93	947	13.7%	400	

	Negros									Panay									Total											
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				I.C.		Total	G.R.M	TL	Demand	Ex.Cap	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			
2003	194	166		50		50	72	-45	242	25.0%	80	182	132.6		50		50	45	228	25.0%	80	1,006	1,470		100		100	0	1,570	56.1%
2004	205	166				50	6	35	257	25.0%	80	196	230.5				50	-35	246	25.0%	80	1,085	1,567				100	0	1,667	53.6%
2005	218	243				50	-36	16	273	25.0%	80	212	230.5				50	-16	265	25.0%	80	1,172	1,602				100	0	1,702	45.2%
2006	232	243				50	-47	44	290	25.0%	160	229	230.5	50			100	-44	286	25.0%	160	1,269	1,602	50			150	0	1,752	38.1%
2007	244	243				50	15	-2	306	25.0%	160	246	204.8				100	2	307	25.0%	160	1,363	1,576				150	0	1,726	26.6%
2008	258	243				50	17	-6	304	17.5%	160	264	204.8				100	6	311	17.5%	160	1,469	1,576				150	0	1,726	17.5%
2009	273	243				50	46	-23	315	15.4%	160	284	204.8				100	23	328	15.4%	160	1,582	1,576	100			250	0	1,826	15.4%
2010	288	243				50	41	0	334	16.1%	160	305	204.8		50		150	0	354	16.1%	160	1,702	1,576		150		400	0	1,976	16.1%
2011	303	243				50	21	32	346	14.1%	160	327	204.8	50			200	-32	373	14.1%	160	1,827	1,485	50	150		600	0	2,085	14.1%
2012	318	243	50			100	-35	55	363	14.1%	160	350	204.8	50			250	-55	399	14.1%	160	1,959	1,485	150			750	0	2,235	14.1%
2013	333	243	50			150	-93	79	379	13.7%	160	374	204.8			50	300	-79	426	13.7%	160	2,097	1,485	50	50	50	900	0	2,385	13.7%

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

Ex.Cap Existing Capacity  
Acc: Accumulation  
G.R.M: Generation Reserve margin  
IC: Inter Connection

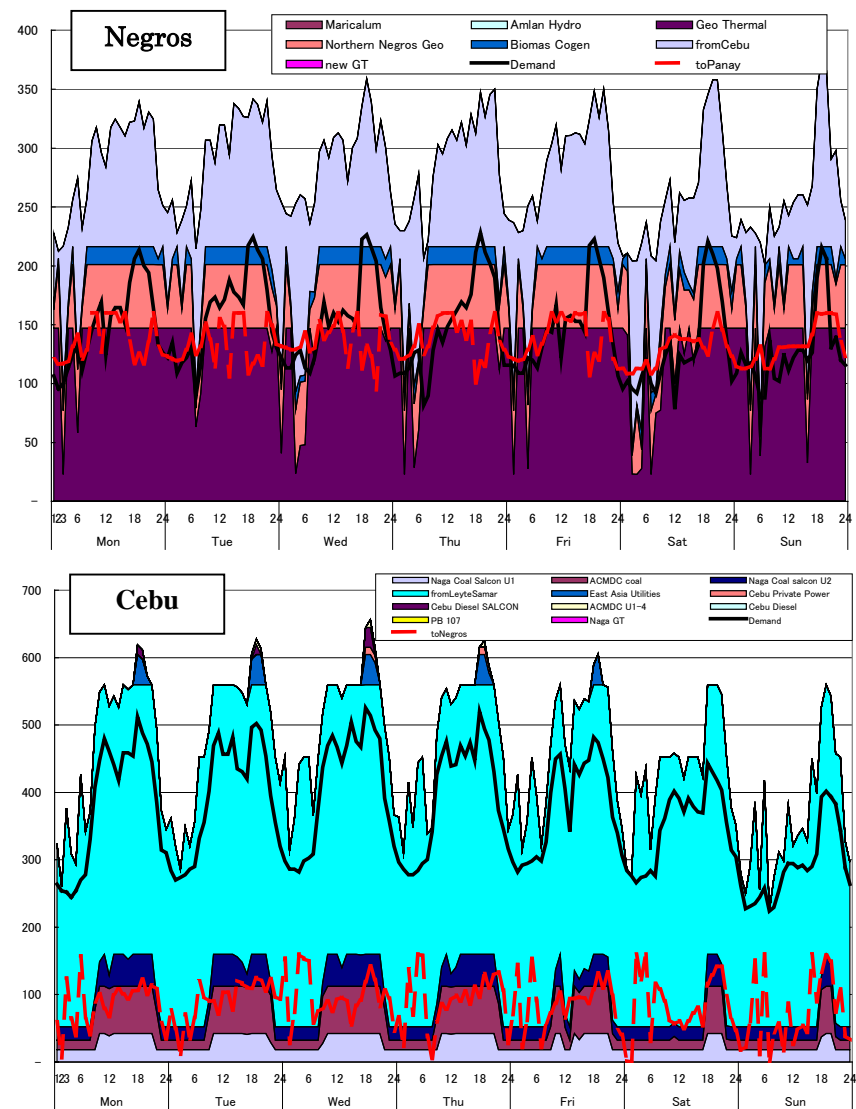
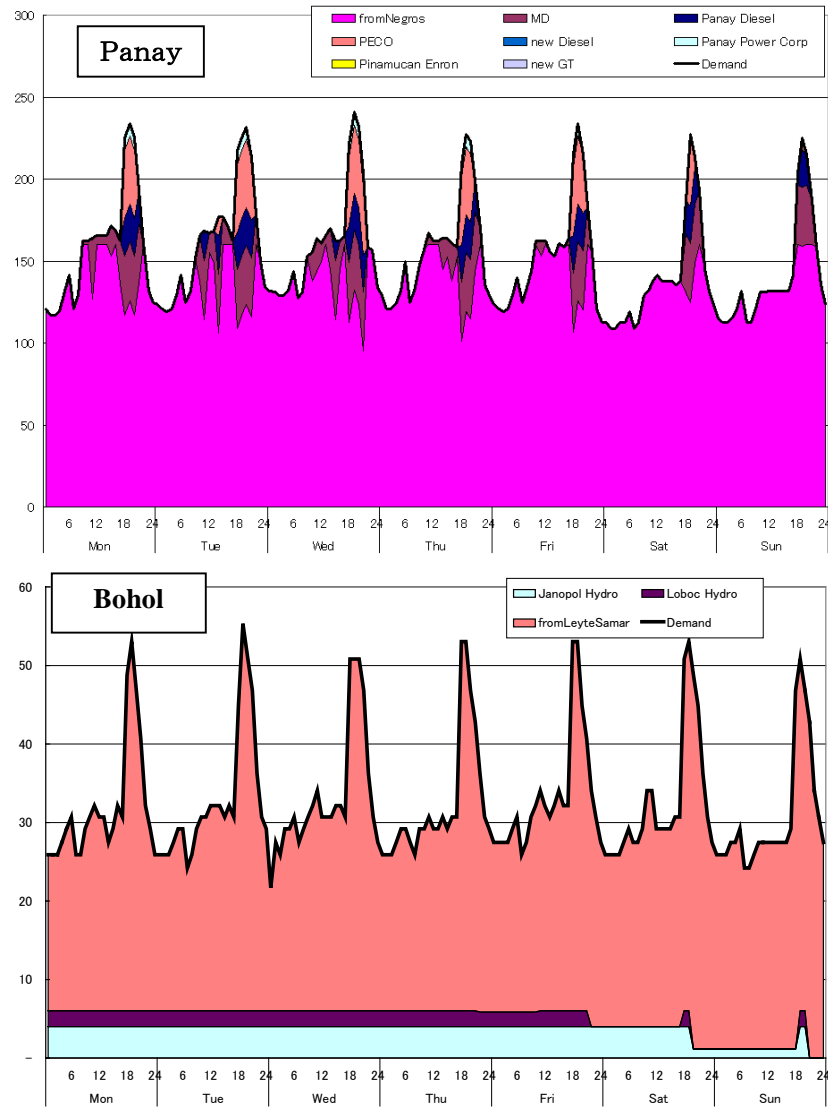


図4. 2. 1 ビサヤス各島(セブーネグロスーパナイーボホール)の需給状況(2006)

図4. 2. 1 に、2006年におけるビサヤスエリアの代表島(セブ、ボホール、パナイおよびネグロス島)の需給状況を示す。PDP(2004-2013)が実現できれば、2006年におけるパナイならびにネグロスの需給は確保でき電力危機は発生しない。また、島別では、ボホール島、セブ島においては、レイテ・サマルからの安価な地熱の電力により需給がなされているということが判る。図4. 2. 2はレイテ・サマルの需給状況であり、安価な地熱の余剰電力がセブ、ボホールならびにルソンに供給されていることが判る。

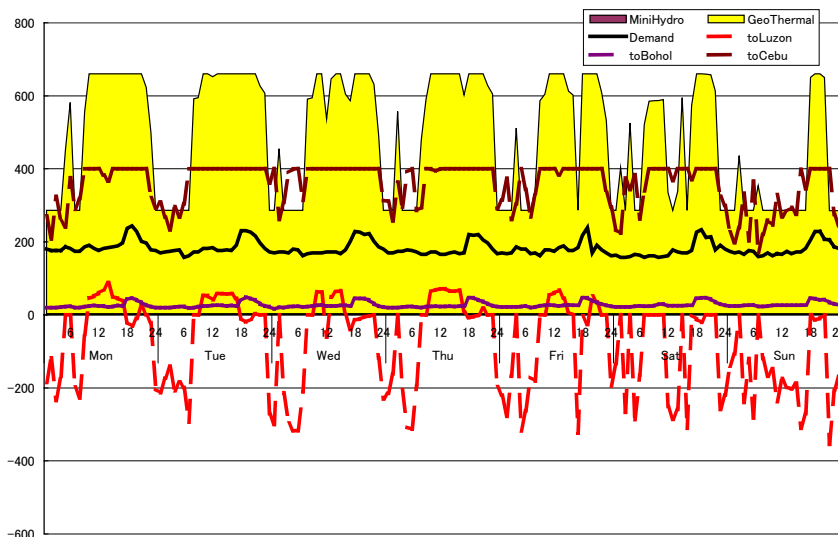


図4. 2. 2 レイテ・サマルの需給状況(2006年)

また、図4. 2. 3は連系線の潮流状況である。レイテ→セブについては、連系線のアップグレードにもかかわらず、潮流は上限リミット相当を流れていることが判る。

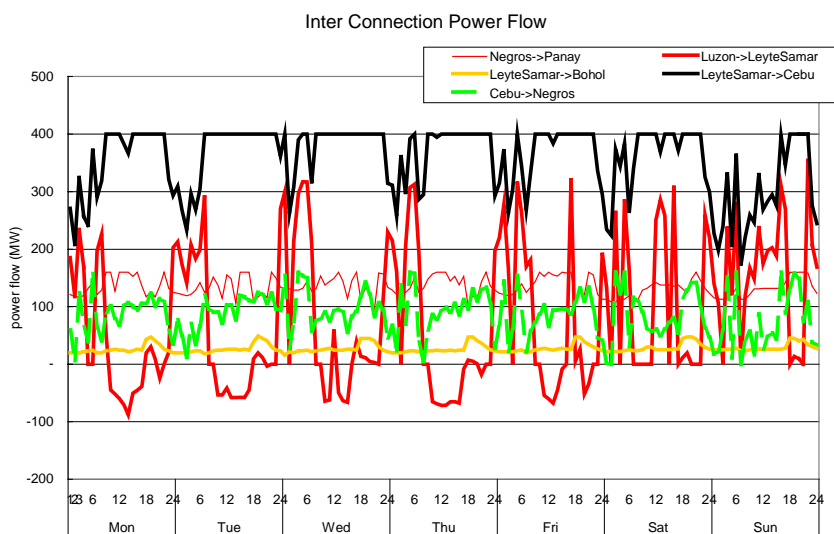


図4. 2. 3 連系線のパワーフロー(2006年)

(3) ミンダナオエリア電源開発計画

表4. 2. 5に、ミンダナオ地域における開発計画を示す。

表4. 2. 5 電源開発計画(ミンダナオ)

Mindanao								
	Demand	Ex.Cap	Install Cap.				Total	G.R.M
			DS	GT05	CL05	Acc		
2003	1,049	1509				0	1509	43.9%
2004	1,112	1561				0	1561	40.4%
2005	1,181	1561		50		50	1611	36.4%
2006	1,259	1761				50	1811	43.9%
2007	1,331	1761				50	1811	36.0%
2008	1,412	1761				50	1811	28.2%
2009	1,498	1709		100	50	200	1909	27.4%
2010	1,586	1709			100	300	2009	26.7%
2011	1,676	1709			50	350	2059	22.8%
2012	1,769	1709			100	450	2159	22.1%
2013	1,864	1709		50	50	550	2259	21.2%

Here DS: Diesel (50MW)

GT05: Gas Turbine (50MW/Oil)

CL05: Coal (50MW)

Ex.Cap Existing Capacity

Acc: Accumulation

G.R.M: Generation Reserve margin

なお、次にあげる開発決定プロジェクトは既設設備(Existing Capacity)に含まれている。

- PB103,104 Transfer 52MW(Dependable) / 64MW(Install) (2004年)  
ビサヤスエリアから移設
- Mindanao Coal 200MW (2006年)

電源種別としては、ベース電源(石炭火力:CL05)ならびにピーク電源(ガスタービン:GT05)が全てであり、ミドル電源(DSL)は計画されない。ミンダナオでは、既設ディーゼルの占める割合が比較的大きいことから、ベース電源およびピーク電源を優先的に導入する方が最少コストに資するであろう。なお、ミンダナオ地域の供給信頼度のしきい値も他と同じ LOLP=1day/year である。一方、同地域の発電設備率はルソンやビサヤスより比較的高い。これは、ミンダナオには水力設備が多く、季節による出水変動の影響が大きいためである。

なお、供給信頼度のしきい値を満足する必要発電設備率は、可能出力で21.2%もしくは、定格設備基準で29%以上必要である。

必要設備率(定格出力基準)

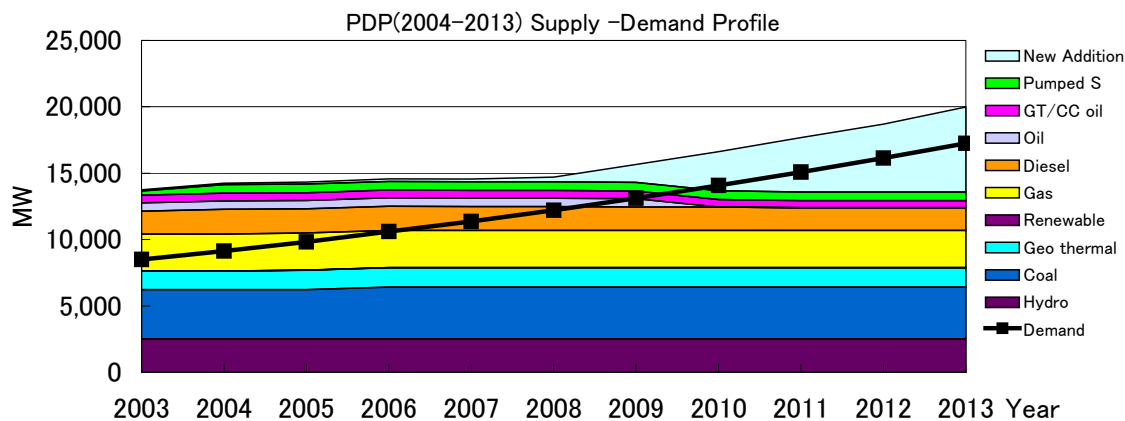
$$[2,259 + (1,654 - 1,509)] - 1,864 \div 1,864 = 29.0\%$$

(可能出力合計) (2003年における定格出力と可能出力の差分) (総需要) (総需要)

#### 4.2.4 必要開発量

PDP(2004-2013)のフィリピン計の kW バランスを示す。2013 年までに必要な開発は、開発決定プロジェクトを除き、約 6,400MW となる。

図4. 2. 4 PDP(2004-2013)の kW バランス(フィリピン計)



Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Demand	8,508	9,134	9,827	10,604	11,357	12,204	13,117	14,074	15,079	16,133	17,241
Total Supply	13,746	14,246	14,330	14,583	14,557	14,707	15,655	16,622	17,681	18,681	19,981
New Addition	100	100	150	200	200	350	1,350	2,950	4,100	5,100	6,400
Hydro	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529	2,529
Pumped S	300	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Coal	3,700	3,700	3,700	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
Oil	633	633	633	633	633	633	633	0	0	0	0
Diesel	1,714	1,864	1,821	1,821	1,795	1,795	1,743	1,743	1,707	1,707	1,707
GT/CC oil	584	584	584	584	584	584	584	584	529	529	529
Gas	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790
Geo thermal	1,396	1,396	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456	1,456
Renewable	0	0	17	20	20	20	20	20	20	20	20
Reserve Margine	61.6%	56.0%	45.8%	37.5%	28.2%	20.5%	19.4%	18.1%	17.3%	15.8%	15.9%

### 4. 3 技術的課題

#### 4.3.1 天然ガス価格の影響評価

天然ガス利用の拡大のため、ガス価格の電源計画への影響を試算した。その結果、ガス価格を現状の90%~80%程度に下げることができれば、他燃料より比較有利となり、投資家にとっての魅力は大きくなることから、ガスインフラの整備については政府主導で実施するなど、ガス価格の引き下げの努力は今後継続的になされるべきである。

#### 4.3.2 連系線拡充計画

セブ-ネグロス-パナイおよびレイテ-ミンダナオ連系線拡充の必要性を検討。これらの連系は電源開発計画に強く影響され、必要な電源が理想的な配置で開発されていた場合、経済的な必要性は無い。しかし、現実には、立地上の問題もあり、必ずしも理想的な時期に理想的な配置で電源開発がなされるわけではなく、最終的には政策的な判断を伴い決定されるべきである。

#### 4. 4 電力開発計画策定に関わる課題

##### 4.4.1 データ収集・蓄積システム

PDP(2004-2013)の策定にあたり、電子フォーマットによるデータ収集・蓄積を実施。この結果を考慮し、PDP(20050-2014)の策定にあたって、再度データ収集・蓄積システムを構築・確認しなければならない。その概要は次の通りである。

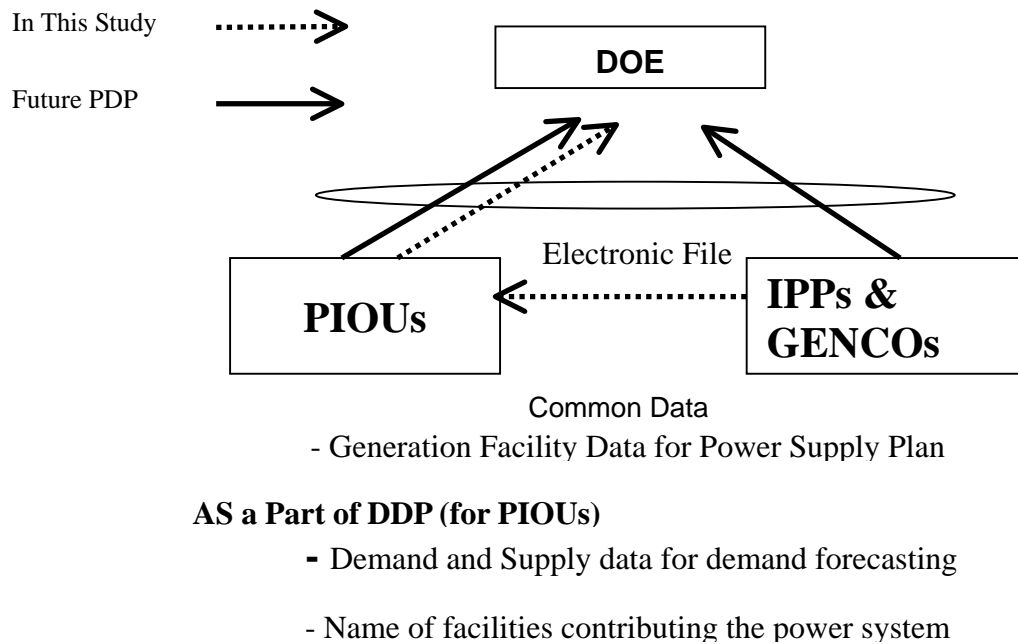


図4. 4 データ収集・蓄積システム

##### 4.4.2 策定のスケジュール

- NEDA から GDP 予想値のリリースが非常に遅く、電力需要想定も遅くなる。
- 需要確定の遅れに加えて、PDP(2004-2012)では確定需要の変更が2回程度あった。
- 電力需要-電源開発計画の承認システムが明確になっていないことに起因すると思われる。
- 上層部への電力需要-電源開発計画の事前スタディーを徹底する必要がある。

##### 4.4.3 DOE 内部の教育システム

- 電源開発計画の担当レベルは比較的高く、経験不足を除けばある程度の計画立案が可能。
- 特定の担当に作業が集中することからマンパワーが不足。
- 人員補充を行うことで、マンパワー不足の解消ならびに技術伝承はある程度解決可能。
- 需要想定－電源開発計画の技術の取得には、OJT による経験と教育が有効であるが、スポットマーケットを除けば、むしろクラシカルな技術である。
- DOE 内部の担当者教育を、OJT のみに依存せず、カリキュラムベースの教育システムを構築することが可能であり、持続的発展に効果的であると考えられる。

## 4. 5 PDP 下位計画との統合

### 4.5.1 関連下位計画と統合の基本的考え方（PDP2004-2013）

#### - TDP:プロジェクト統合

新規に計画される、全ての電源開発および系統拡充プロジェクト(系統連系含む)の整合をはかる。

#### - DDP:データ統合

PDP 策定に必要な、フランチャイズエリアの需要、電源設備データを収集するためのツールとして使用し、基本データを PDP に反映する。

#### - MEDP:報告書統合

ナショナルグリッドを対象にする PDP と、未電化地域を対象にする MEDP とは性格が全く異なるため、データ等の統合の必要性は少ない。

理想的には、MEDP は PDP シミュレーションに統合されるのが望ましいが、そのフローと方法論はまだ確率されていない。

したがって、現状は別々に計画し、報告書として統合するのみとする。将来的には、効率的な系統拡充による地方電化等について統合していく可能性は残る。



## 第5章 電力系統計画分野

### 5.1 TRANSCOのTDP策定状況

2001年6月に制定された電力産業改革法に基づき、2003年度版のTDPについては、2002年9月にTRANSCOからDOEに提出された。しかし、TDPは、TRANSCO売却を視野に入れたPSALMから委託を受けたコンサルタント会社により修正された後、TRANSCOから再度提出され、2003年3月にDOEにより正式に承認されている。

一方、2004年度版のTDPについては、DOE側の需要想定・電源開発計画立案の遅れの影響を受け、策定が大幅に遅延し、TRANSCOからの提出が2003年10月となった。

### 5.2 TDP策定にあたっての拡充基準

TRANSCOは、TDP策定にあたり、グリッドコードを遵守するため、N-1基準を採用している。これによれば、常時の運用状態において、送電線や変圧器の潮流がその定格容量以内であるとともに、発電機、送電線、変圧器の単一故障が発生した場合にも電力供給に支障がないことを原則としている。一方、多重故障時に対しても、負荷遮断や電源制限は許容するが、電圧崩壊やカスケード停電は許容しないこととしている。

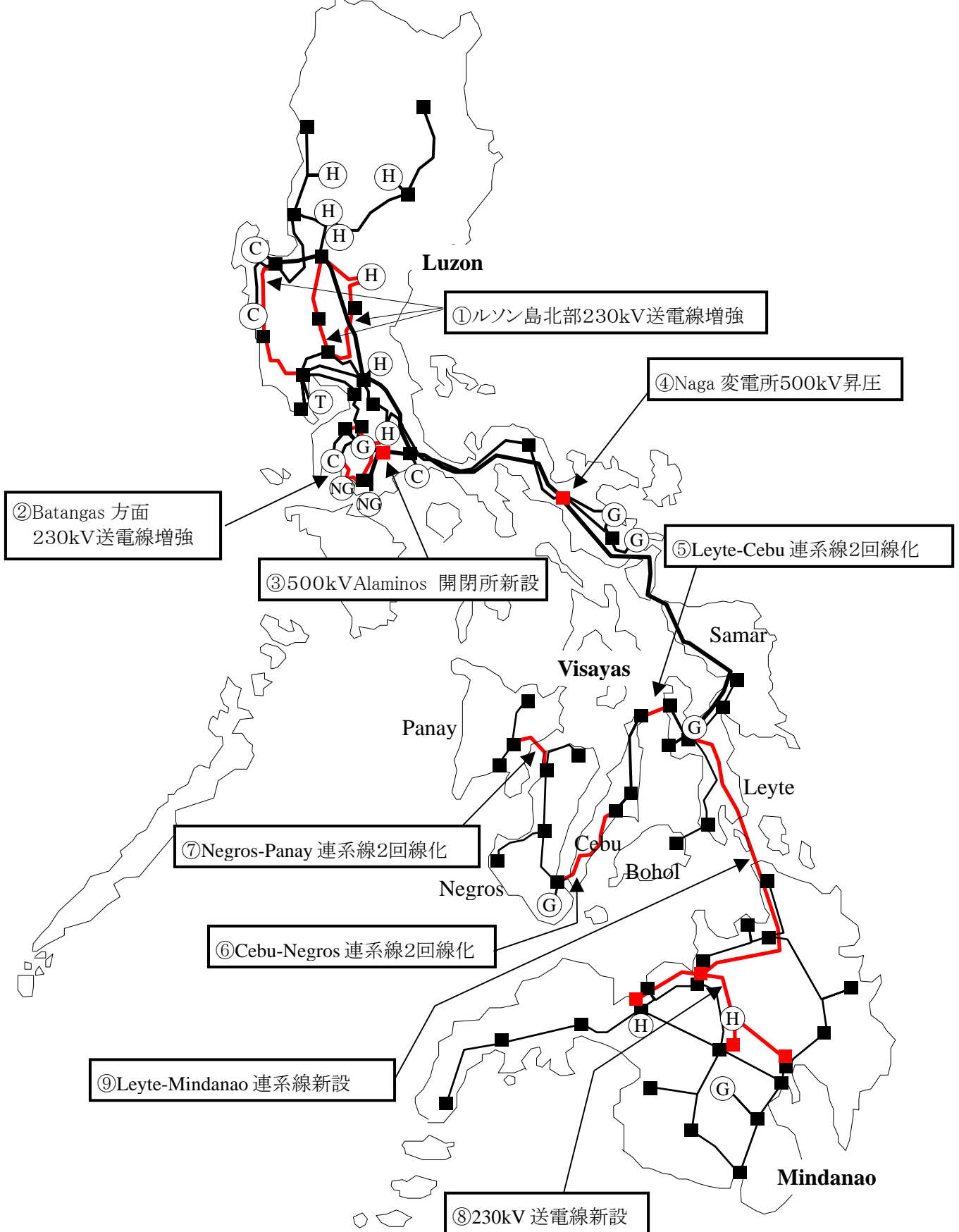
### 5.3 主要な送変電設備拡充計画

フィリピンにおける主要な送変電設備拡充計画、およびレビューの結果は表5.1の通りである。

表5.1 : 主要な送変電設備拡充計画および検討結果

	拡充計画	レビュー結果
ルソン系統	①Luzon 島北部 230kV 送電線増強	ルソン島北部の電源開発に合わせて、230kV 3 ルートを増強するのが経済的
	②Batangas 方面 230kV 送電線増強	TDP2003の計画通り
	③500kV Alaminos 開閉所新設	繰り延べが望ましい
	④Naga変電所 500kV 昇圧	繰り延べが望ましい
ビサヤス系統	⑤Leyte-Cebu 連系線2回線化	TDP2003の計画通り
	⑥Cebu・Negros連系線2回線化	経済的ではないが、パナイ電力危機対応のため、推進することが望ましい
	⑦Negros・Panay 連系線2回線化	
ミンダナオ系統	⑧230kV 送電線新設	ミンダナオ島南部の電源開発推進状況、および反政府ゲリラによりたびたび破壊される送電線を除外して計画するかどうかによる
	⑨Leyte-Mindanao 連系線新設	経済的ではないが、予備力の削減効果、信頼度、需給変動リスク、託送料金へのインパクト、スポットマーケットの動向等の総合的判断が必要

図5.1: 主要な送変電設備拡充計画



## 5. 4 TDPに係わる課題および提言

### 5. 4. 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、Electric Power Industry Management Bureau (EPIMB)の Power Planning & Development Division である。

TDP審査を担当する TDP Section には4人の配属が予定されているが、現在1人しか配置されていないのが実状である。

TDP担当の業務としては、TDPの審査(内容のチェックおよびPSS/Eによる系統解析)、島間連系線計画の立案(主にGTMaxを使用)、TDPのPDPおよびPEPへの統合(ドキュメンテーション等)、パブリック・コンサルテーション、個別問題の対応(パナイ電力危機対応、ミンドロ島供給対策)、需要想定担当者や電源開発担当者との調整業務など、非常に多岐にわたっており、担当者に非常に負荷がかかっている状況である。また、担当が1人では、技術継承ができないという問題もある。

これに加え、現在、TDPの担当者がDDPも合わせて担当しているため、早急にTDPの担当者を増員するとともに、DDP専門の担当者も設置すべきである。

### 5. 4. 2 スケジュール

TDPについては、DOEが策定する需要想定および電源計画を元に、TRANSCOが計画を策定し、DOEに提出することになっている。その後、DOEがTDPを審査・承認し、PDP、PEPに統合することになるため、当初から、スケジュールが非常に厳しいことが想定されていた。

このため、個別送電計画の審査については、2003年度版のTDPについて解析を実施し、今年度版の審査については、昨年のTDPから変更となった点を中心に審査することとしていた。

当初のスケジュールでは、DOEが5月末に需要想定を、6月第3週に電源開発計画を確定し、TRANSCOは、7月中旬にTDPをDOEに提出する予定であった。その後、DOEがTDPを審査・承認し、PDP、PEPに統合して、9月15日に国会提出する予定であった。

しかし、実際には、DOEの需要の確定が7月中旬にずれこんだとともに、9月初旬に需要の修正を行ったため、TRANSCOのTDP策定作業が大幅に遅延し、PEPの国会提出についても9月15日に間に合わず、遅延した。

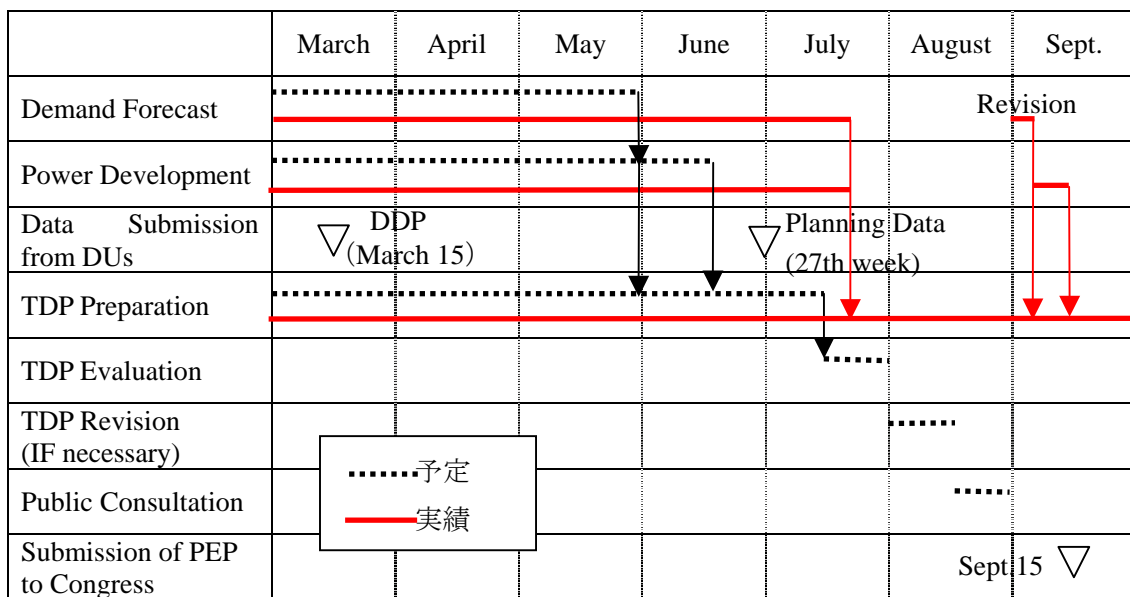
今年度の状況を踏まえ、来年度については、当初計画通り、5月末には需要を確定し、6月中旬には電源開発計画を確定するとともに、TRANSCOは7月中旬には、TDPをDOEへ提出する必要がある。

一方、配電会社を含むすべてのGrid Userは、Grid Code6.2.2.2に基づき、毎年27週目(7月)までに5ヶ年間のTDP作成に必要なデータをTRANSCOに提出することが義務づけられている。しかし、この時点でのデータ提出は、TDP作成スケジュールから見て、遅すぎることから、データ提出時期を早める必要がある。

配電会社は IRR Rule7. Section4.(P)により、3月15日までにDOEに対しDDPを提出することを義務づけられているため、TDP作成に必要なデータをこの時点でTRANSCOに提出することは可能である。

このため、TRANSCOは、TDP作成に必要なデータを27週目を待たず、集めるように努めるとともに、配電会社等のGrid User は、TRANSCOに対して、データの早期提出について協力する必要がある。

図5. 2: TDP策定・審査承認スケジュール(2003年)



#### 5. 4. 3 電源開発計画との整合

送電計画は、電源開発計画と密接に関係しており、電源開発計画と切り離して単独で計画を立案することは不可能である。

あるエリアの需要増加対策については、電源開発を推進する案と、送電線を新設または増強して供給する案の2つが考えられるため、TDP策定にあたっては、DOEとTRANSCOは協調をとって、どちらで対応するのかを決定する必要がある。

具体的には、TRANSCOがTDPを策定するにあたっては、DOEは計画確定した電源計画についての情報をTRANSCOに提示するとともに、計画確定されていない電源開発地点についても、電源開発の可能性等も考慮しつつ、政策的に電源計画に織り込むべき地点については、TRANSCOに提示する必要がある。DOEからTRANSCOへ示すべき情報としては、地点、燃料種別、容量、運開年などがある。

また、DOEは、TRANSCOからの情報を元に、どの地点で電源開発を推進するのが送電線計画から見て望ましいかを判断し、電源誘致に役立てる必要がある。

一方、TRANSCOは、DOEから提示された電源計画をTDPに確実に織り込むとともに、その他未確定分の電源開発計画については、TRANSCOが直接IPP等から入手した情報を元に、電力システムの将来構想等も考慮しつつ、電源開発地点を想定し、TDPを立案することになる。

なお、TRANSCOがTDP策定にあたって想定した電源開発地点に関する情報については、TDP提出に合わせ、DOEに提出し、DOEの審査を受ける必要がある。

電源開発計画と送電計画の整合を取るためには、DOEとTRANSCO間で前提条件等の多くのデータをやりとりする必要があるとともに、検討結果をお互いにフィードバックしながら計画を立案していく必要がある。このため、DOEとTRANSCO間で連絡体制を確立するとともに、TDP策定期間中は定期的に連絡会議を開催する必要がある。なお、この会議には必要に応じて、NPCやIPP等の発電会社や、MERALCO等の配電会社も参加させることが望ましい。

また、次に述べる島間連系線の立案についても、DOEとTRANSCO(場合によっては、発電会社および配電会社)間で調整が必要となるため、連絡会議で合わせて検討することが望ましい。

#### 5. 4. 4 島間連系線の計画

島間連系線の立案にあたっては、その島での電源開発が良いのか、あるいは島間連系が良いのかを、信頼性、経済性、環境面、立地状況等を総合的に検討する必要がある。

従来は、NPCが電源開発計画・建設、送電線計画・建設のすべてを担当していたため、NPC内部で電源開発および連系線計画の立案・調整を行っていたが、TRANSCOがNPCから分離し、送電計画のみを担当することとなったため、今後は、電源開発計画を担当するDOEと送電線計画を担当するTRANSCOが協調をとって、島間連系について検討する必要がある。

島間連系については、島毎の需要想定、電源開発計画の立案が必要となるとともに、既設連系線がある場合には、その潮流状況をチェックする必要があるなど、非常に多岐に渡る検討が必要となる。

島間連系に関する役割分担は表5. 2の通りである。

表5. 2: 島間連系線立案に関する役割分担

DOE	TRANSCO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 需要想定(島毎)</li> <li>• 電源開発計画立案(島毎)</li> <li>• 経済性比較(GTMax等を使用)</li> <li>• 政策立案</li> <li>• 電源開発遅延対策</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 潮流解析(PSS/E)</li> <li>• フィージビリティ・スタディ</li> <li>• スケジュール策定</li> <li>• コスト算定</li> <li>• 信頼度チェック(N-1基準等)</li> </ul>

ただし、今後の電源開発については、計画はDOEが立案するものの、建設はIPPが実施することとなるため、当初計画していた電源開発が、IPP側の都合で遅延または中止となる事態も想定される。その場合はDOEが中心となって、対応策を立案する必要がある。

なお、島間連系線立案のスケジュールについては、TDP策定のスケジュールに合わせていたのは間に合わないため、TDP策定のスケジュールとは別に、事前に検討を進める必要がある。

## 第6章 地方電化計画

2001年6月の電力産業改革法(EPIRA)および2002年2月の施工規則・基準(IRR)の成立を受け、DOEは、Gridに接続されていない遠隔地域での新規電化推進や既存設備の維持管理等に係る地方電化計画(MEDP)の作成と各配電事業者が作成する既存配電線の維持管理等に係る配電計画(DDP)のとりまとめを実施し、PDPへ統合することとなった。今回の調査では、まず最初に今まで作成された地方電化計画の評価を行い、これを通じて、計画作成のワークフローを描き、関係する諸機関の役割などを明らかにした。さらに、MEDP作成に有効なツールとなるGIS利用地図データベースを構築するとともに、DDP作成のためのデータ収集フォーマットを作成しDOEおよびNEAと配電事業者へ送付した。

### 6.1 既存地方電化計画(O-I LAW Program)の調査分析結果

#### 6.1.1 O-I LAW Programの概要

O-I LAWプログラムは、2006年までに全国に41,995ある全Barangayを電化することを目標とし、大きく分けて次のような構成となっている。

##### 1)政府機関によるプログラム

DOE 新／再生可能エネルギーを使った地方財源による電化

Grant in Aids Programによる電化

ER1-94による電化

NEA/ECsによる電化

NPCによる島嶼部電化(Island Electrification)

PNOCによるEnvironmental Improvement for Economic Sustainabilityプロジェクト

PNOC-EDCによる電化(Community Relations)

DAR (Department of Agrarian Reform)による電化

Solar Power Technology Support (SPOTS) Project for Agrarian Reform Communities

##### 2)MERALCO等PIOUsによる電化

##### 3)LGUsによる電化

##### 4)IPPによる電化プロジェクト

このプログラムは配電線延長と新／再生可能エネルギー導入による電化の両方を含んでいる。このうち、配電線延長はNEA/ECsやPIOUs/LGUsにより、太陽光発電、小水力、風力等独立型電源による電化はNPC-SPUGを中心として実施される。

#### 6.1.2 これまでの地方電化推進の経緯

O-I LAWチームが発足してから2002年12月時点までのBarangay電化推進の状況を表6.1に示す。この表によれば2002年末時点で5,409のBarangayが未電化のまま残っている。

表 6.1 地方電化推進の経緯

Year	Target Number of Electrified Barangays	Actual Number of Electrified Barangays	Cumulative Number of Electrified Barangays	Remaining Number of Electrified Barangays	Barangay Electrified Level (%)
1999	900	755	32,281	9,718	76.9
2000	1,621	1,366	33,647	8,352	80.1
2001	1,353	1,244	34,891	7,103	83.1
2002	1,636	1,699	36,590	5,409	87.1

As of December, 2002

出典: O-I LAW Program Team Terminal Report

## 6. 2 地方電化計画の枠組み

### 6. 2. 1 地方電化計画の構成

現在、地方電化計画を構成する大きな要素として、主に SPUG の運営、既存設備の運転管理や独立型電源の導入等を大きな柱とした MEDP (Missionary Electrification Development Plan)と民営配電会社や NEA/ECs を中心とした既存配電線の管理運営や配電線延長による新規電化を推進する DDP (Distribution Development Plan)の2つがある。大まかな区分けを次の図に示す。

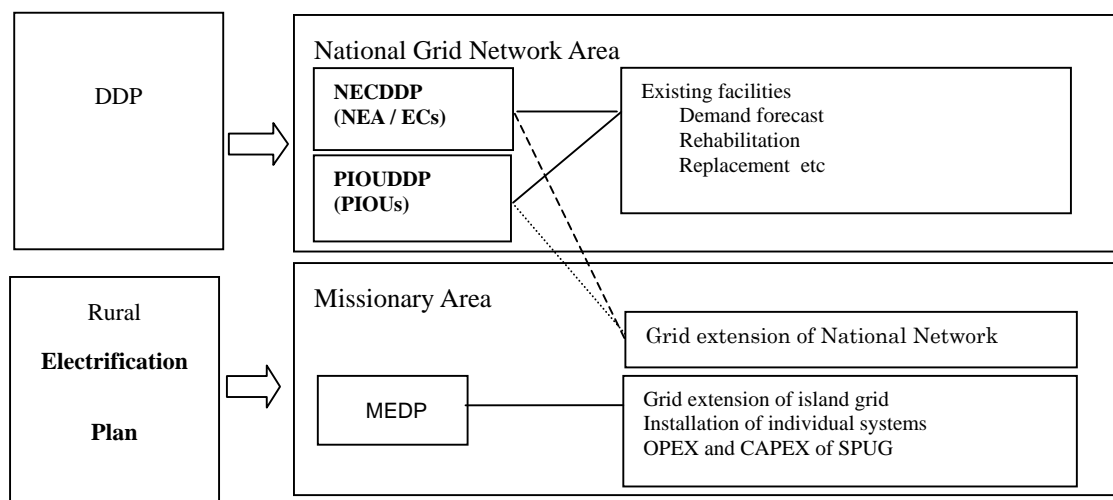


図 6.1 地方電化計画の構成

### 6. 2. 2 計画策定のためのワークフロー

今回作成する電化計画は 2004-2008 年までの5年間の計画である。この5年間に、まず大きな目標の「2006 年に Barangay100%電化」達成ための計画を考えるとともに、これを達成した後、将来の電化推進に向かっの課題をあげておく必要がある。一方、地方電化は配電線延長と独立型導入の双方で進められていること等を考慮し、双方の計画をも網羅することを考える必要がある。地方電化計画を作成するためのワークフローを次の図 6.2 に示す。





#### 6. 2. 4 Barangay 電化推進計画

前項にも記載したように、2002年12月末時点で5,409のBarangayが未電化のまま残されている。地方電化計画として、2006年までに100%Barangay電化達成を目標としているので、まず、これを達成するための年次計画を次の表6.2に示す。

表 6.2 2003-2006年のBarangay電化計画

Source : SONA As of Jun 2003

Year	Target Number	Remaining Number	Cumulative Number	Rate (%)
2003	1,619	3,790	38,209	92.4
2004	1,258	2,532	39,467	94.4
2005	1,304	1,228	40,771	97.2
2006	1,228	0	41,999	100.0

また、5,409の未電化Barangayに対して、地方電化に関する各組織ごとに実施するBarangay数を次の図6.3に示す。この図によれば、現時点の計画ではNEAの配電線延長による電化が最も多い。

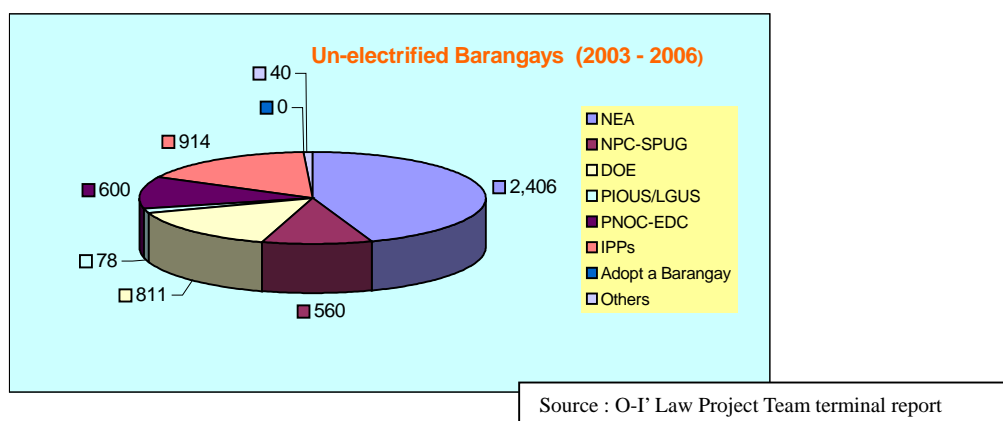


図 6.3 組織毎のBarangay電化予定数

## 6. 2. 5 DDP の概念と役割

2001 年に制定された実施細則 IRR (Rule7 Section4) によれば、DU (Distribution Utility) は5年間の施設計画を毎年作成し、3月15日までにDOEに提出することとなっている。それら提出されるデータはERCとDOEに規定されている報告事項に対応している。その中で特に重要な情報はPDPとPEPに統合されることとなる。さらに PDC (Philippine Distribution Code 6.2.5) によれば、DUは供給エリア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。その需要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。

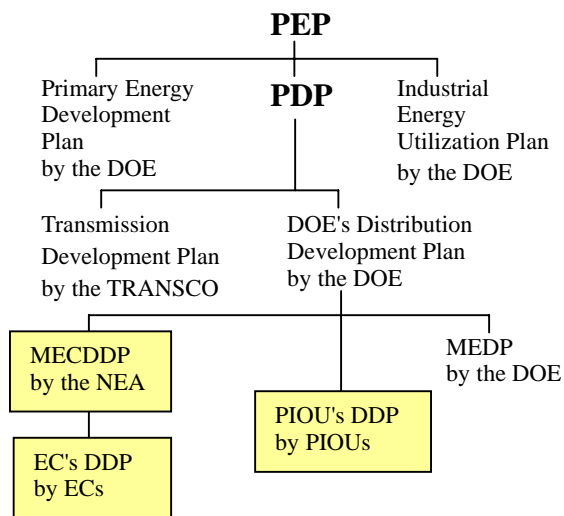


図 6.4 各組織と各計画の構成

DDP には、「需要と供給の予測」、「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」、「配電設備に関する改修計画」等の施設計画に必要な情報について記載する必要がある。これらのデータを効率的に収集するために後述するデータ収集フォーマットを作成した。さらに、DUの施設計画における責任事項は以下のとおりである。

- ・需要想定に適合した配電線拡充計画を作成する
- ・配電線における電力品質、送電ロス、供給信頼度などの課題を認識し、対応策を検討する
- ・新しく連系される設備が系統に与える影響を分析する

各組織がそれぞれの役割を果たすにはかなりの労力を要すると思われる。スケジュールを遵守したうえで、関係各所と綿密に調整し施設計画作成にあたることが望まれる。

DDP は PDC に掲載されている必要項目を反映したうえで、「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」で構成される予定である。これら項目について、DOE は5年間の計画を作る必要がある。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. 6 DDP の概要

### (1) DDP の構成

今回作成する DDP は基本的には 2004-2008 年までの5年間の計画である。この5年間の施設計画の作成では、

- 「需要に基づいた適正な設備工事」
- 「その工事に見合った資金計画」

の2点が重要であり、これらを達成するための各社の自助努力が必要である。年次ごと、地域ごとに需要と供給のバランスをチェックするため、下図のような比較グラフを使用することを推奨した。

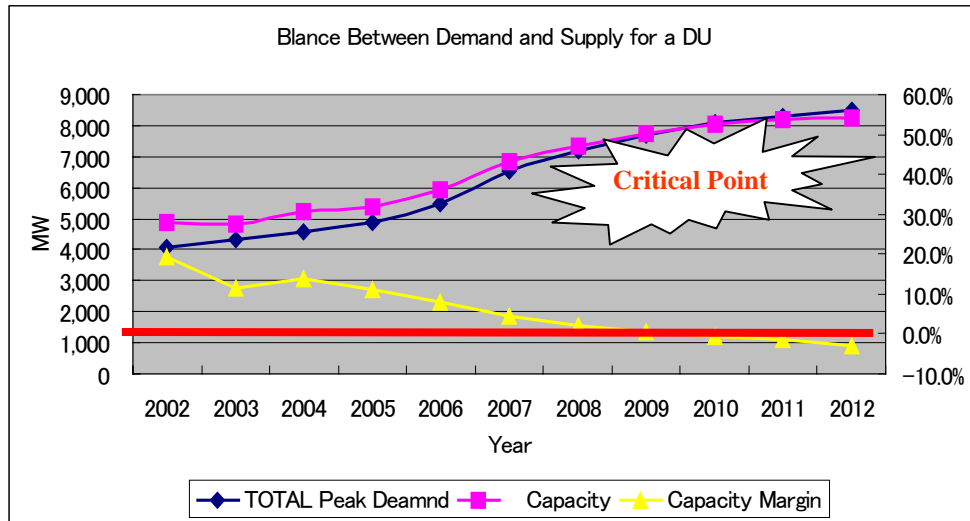


図 6.5 需要と供給のバランス比較

さらに、将来の適正な電力供給に向かつての課題をあげ、検討しておく必要もある。配電設備（配電線延長、配電用変電所容量等）の規模を地域別（LUZON,VISAYAS,MINDANAO）に需要とのバランスをマクロ的にチェックするため、比較表を使用することを推奨した。

一方、配電線延長による地方電化はDDPの中に組み込まれるため、当然のことながらMEDPとのリンクも望まれる。これら双方の計画を網羅することを考える必要がある。こういったことから、できる限り年次展開、地域格差等比較検討できる計画とするような DDP を提案した。さらに、各法律で定められた内容を盛り込んだうえで、理解しやすい構成となるよう心がけた。それをもとに DDP 作成マニュアルを作成し、DOE に提出した。

(2) データ収集フォーマット

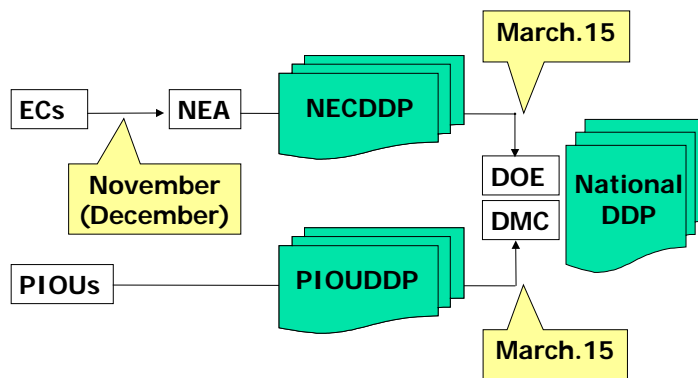


図 6.6 DDP 作成スケジュール

図 6.6 に示すように、EC は11月頃までに各 EC 単位で DDP を作成し、NEA に提出する。NEA はそれらを統合し、3月15日までに DOE および DMC に提出する。また、PIOU は独自の DDP を作成し、3月15日までに直接 DOE および DMC に提出することとなる。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。このステップを毎年繰り返すことにより、データベースを構築することができる。

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る。そのため、データ収集フォーマット記入方法の説明と DDP 提出の依頼を兼ねて、フィリピンの全配電会社19社および NEA、EC の地区代表(約100名)をマニラに集めて、ワークショップを2003年7月7日に開催した。参加者は皆熱心に聴講し、質疑も活発に実施された。



図 6.7 ワークショップの様子

データ収集フォーマットに関して、皆が納得するものに仕上げるためにはかなりの時間と労力を要したことを付記しておく。関係各所に意見を求めてから収集するまでに思いのほか時間がかかったのもその一因である。さらに、NEA が使用している EC に馴染みが深いフォーマットと大きく変わらないよう配慮し、受け入れやすくしたにもかかわらず、種々の意見(たとえば賛否両論)が提起され、全体の合意を得るのに困難を極めた。度重なる変更による修正点をわかりやすく説明し理解を促進するため、様々な工夫を行った。

### 6. 3 地方電化推進体制

地方電化推進に関わる組織をピックアップして次の図に示す。地方電化は、DOE が中心となって積極的に進めているが、DOE だけでなく NEA や ECs および民営配電会社 (PIOUs : Private Investors Owned Utilities) 等多くの機関が関わっている。なお、QTPs (Qualified Third Parties) とは、特にミッションナリー地域での地方電化を推進するため、DOE が定めた基準をクリアした民間企業である。今後、地方電化を推進していくうえで、財源確保等の面から見ても重要な位置づけとなる。

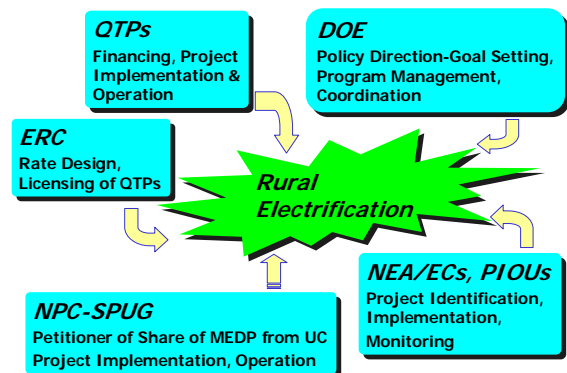


図 6.8 地方電化関連組織

なお、本年5月に、これまで地方電化を推進してきた「O-I LAW Project Team」に代わり地方電化プロジェクトの推進管理業務が、新しく発足した組織横断的な「Expanded Rural Electrification Team (ER Team)」に引き継がれた。ER Team には Oversight Committee と Technical Working Group の2つのグループがあり、主な業務は次の通りである。

- (a) EPIRA に沿った公的機関や民間とのより強力なパートナーシップによる地方電化の加速推進
- (b) より効率的な運営や配電線による電力供給地域でのサービスの持続のための革新的なアプローチや新しいメカニズムの実施
- (c) 新／再生可能エネルギーのよりコスト効果の高い発電への活用推進やゴールを達成するための技術面、管理面での専門性や財源の供給による民間参入の促進
- (d) 地方電化プログラムの実行に関する政策やガイドライン等に対する提言
- (e) 2006 年の 100% Barangay 電化達成と 2017 年の 90%家屋レベルでの電化達成に向けての努力とイニシアティブの発揮

### 6. 4 データベース

地方電化推進プロジェクトは、基本的に未電化地域の電化が目的であり、国内の未電化地域全てが候補地域となりうる。この中からどのように電化候補地域を絞り込むかが課題となる。また、その時点では未電化地域でも近年中に電化されるケースもあり、計画の重複や延期等はさげなくてはならない。一方、実際に推進しているプロジェクトの状況等を管理するのも重要である。

#### (1) データベースの現状

現状での Barangay の数について、2000年の国勢調査では41,999であり、また、統計局の公式データでは 41,945 となっており、それぞれで数字に違いがあり現在調査中である。このため、未電化



Barangay リストに含まれた Barangay が実際にはすでに電化済み等の現象が生じている。一方、地方電化推進のため、2000年末時点で41の小水力発電や様々な型式の4,416の太陽光発電が導入されている。しかし、設置場所リストや導入後の運転管理状況等が十分に把握しきれていないのが現状である。従って、より正確な計画を効率よく策定していくためには、もととなるデータベースを確立することが欠かせない。

(2) プロジェクト管理用地図

地方電化プロジェクトは、将来の計画検討／作成を行うと同時に、並行して進められている実際の電化プロジェクトの進捗状況なども管理していかなくてはならない。こういった観点からも、視覚的にわかりやすい電化率等を含めたプロジェクト管理用の地図を作成することは、有効なツールとなるとともに、DOE のデータベースとして活用できる。これらの地図を活用しデータベースとして保有することにより、具体的な地方電化プロジェクト管理のみでなく、Barangay 電化終了後の将来の電化計画検討に大きく貢献できる。

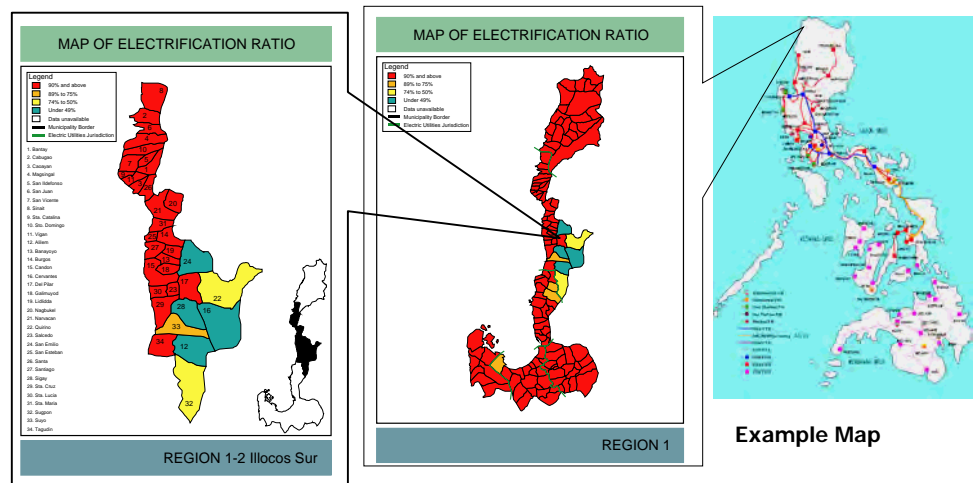


図 6.9 ECs 毎, Municipality 単位での電化率管理用地図サンプル

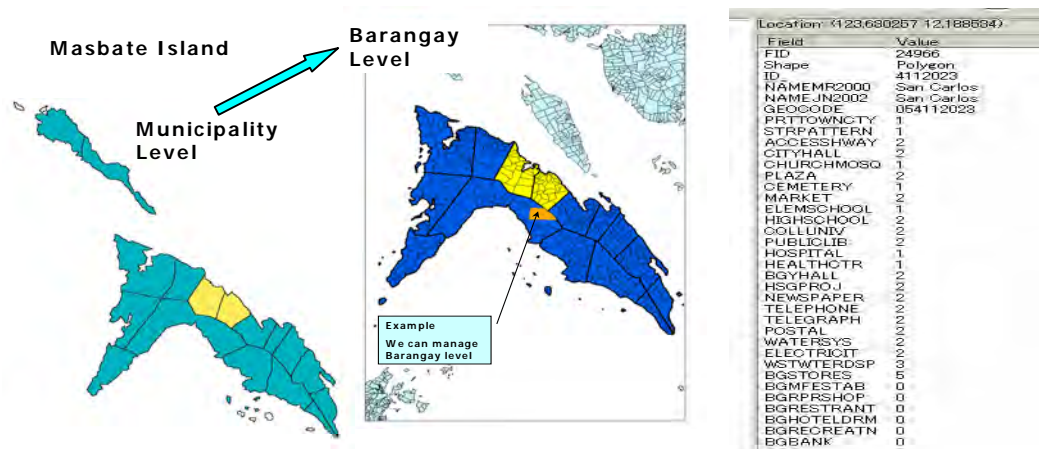


図 6.10 Barangay 単位での電化率管理用地図

(3) 再生可能エネルギーの賦存量

フィリピンの遠隔地域は島嶼部や山岳地帯等が多くアクセスが困難なため、将来は配電線延長による電化推進が難しくなる地域が多数残されることが考えられる。こういった地域の電化には再生可能エネルギーを利用した独立型電源の導入が有効になってくる。

- 日射量については、フィリピン全土で年平均 4.5～5.5kWh/m<sup>2</sup>と日本の平均値より約 50% 以上多い日射量が得られる。また、太陽エネルギーには、地域の偏りがなく、配電線系統から離れた遠隔地域のBarangay電化に、太陽光発電システムが有効な手段の一つとなる。
- 降雨量については、ミンダナオ地域およびパラワン島の南部でやや少ないが、それ以外は平均的に多く、地形や地勢によって小水力発電導入の可能性が有ると思われる。
- 風力については、ルソン島北部やパラワン島で特に大きい発電可能電力量が期待でき、風力発電に有効な適地と考えられる。しかし、ミンダナオ地域は適地が少ないと考えられる。

6. 5 SPUG の運営状況と課題

6. 5. 1 既存設備の運転や運営の現状

NPC-SPUG から ERC へ提出した Universal Charge 申請書(02/Jan/2003)によれば、2002 年の運営実績と 2003 年以降の予想は、次の表 6.3 のようになっている。

表 6.3 SPUG の運営実績と予想

Items \ Year	2002	2003	2004	2005	2006
Phil. Energy Sales, GWh	47,917.00	52,093.00	56,978.00	62,459.00	68,625.00
SPUG Energy Sales, GWh	548.63	669.66	820.94	986.95	1,135.53
Projected Revenue (Million PHP)	2,225.28	3,146.09	4,199.46	5,462.61	6,808.03
Total Cash Expenses	6,208.09	8,169.05	9,031.74	11,983.58	16,173.16
Operating Cost	3,451.32	4,817.57	6,184.81	7,942.27	9,914.65
Fuel	2,106.23	3,095.81	4,188.61	5,523.11	6,990.84
Lube	105.01	136.56	175.41	218.79	259.59
Purchased Power	484.72	647.02	856.96	1,177.21	1,592.06
Personnel Services	473.19	497.20	498.31	523.81	550.70
Other O&M	282.16	440.98	499.35	499.35	521.39
Capital Expenditure	2,756.78	3,351.49	2,846.93	4,041.31	6,258.51
Generation					
Grid Project	1,783.76	1,809.85	1,328.42	2,487.51	4,745.76
Off-grid Project	296.51	321.31	348.42	376.11	408.02
Transmission	327.21	598.23	532.33	485.36	384.44
Operations	349.30	622.10	637.76	692.33	720.29
Cash Subsidy (Million PHP)	3,982.81	5,022.96	4,832.28	6,520.97	9,365.13
Total Levy (PHP/kWh)	0.0831	0.0964	0.0848	0.1044	0.1365
Operating Cost(OPEX)	0.0256	0.0321	0.0348	0.0397	0.0453
Capital Expenditure(CAPEX)	0.0575	0.0643	0.0500	0.0647	0.0912

Source : In the Matter of the Petition for the Availments from the Universal Charge the Share for Missionary Electrification



この表から、SPUGの現状は収入よりも補助金の方が上回る状態が続いている。これは、SPUGの所有する設備の運転管理費支出のうち、とくに燃料費が大きく占めており、2006年には、2002年の費用の約3倍まで増加すると予想しているためである。SPUGによる地方電化がディーゼル発電導入主体で進められてきたことに大きく関連している。

## 6. 5. 2 Universal Charge

SPUGから、2002年度分の Universal Chargeとして「0.0831PHP/kWh」をERCに申請した。この中には、140Barangayの新規電化費用 CAPEX 分として 0.0575PHP/kWhも含まれていた。しかし、ERCが認めた UCは「0.0373PHP/kWh」である。これは、SPUGが優先順位付けした88のプロジェクトのうち、44のプロジェクトを2003年度の残りの期間で実施するための費用であり、140の未電化 Barangayの新規電化分として計上していた費用は認められなかった。ERCとして、全需要家から Universal Chargeを徴収するため、需要家に対して情報公開を行う必要があり、優先順位づけ等透明性を確保するとともに UC以外の財源を手当てする必要性を示唆している。

表 6.4 承認された Universal Charge

Items	Year		
	2002 Required	2002 Approved	2003 Required
Phil. Energy Sales, GWh	47,917.00	47,197.00	52,093.00
Total SPUG Revenue (Million PHP)	2,225.28	2,223.04	3,146.09
Total Cash Expenses (Million PHP)	6,208.09	3,566.35	8,169.05
Operating Cost	3,451.32	2,966.59	4,817.57
Fuel	2,106.23	2,106.23	3,095.81
Lube	105.01	105.01	136.56
Purchased Power	484.72	-	647.02
Personnel Services	473.19	473.19	497.20
Other O&M	282.16	282.16	440.98
Capital Expenditure (Million PHP)	2,756.78	599.76	3,351.49
Generation			
Grid Project	1,783.76	599.76	1,809.85
Off-grid Project	296.51	-	321.31
Transmission	327.21	-	598.23
Operations	349.30	-	622.10
Estimated UC-ME (Million PHP)	3,982.81	1,343.31	5,022.96
UC-ME for OPEX		743.55	
UC-ME for CAPEX		599.76	
<b>Estimated UC-ME (PHP/kWh)</b>	<b>0.0831</b>	<b>0.0373</b>	<b>0.0964</b>
Operating Cost (OPEX)	0.0256	0.0143	0.0321
Capital Expenditure (CAPEX)	0.0575	0.0230	0.0643

### 6. 5. 3 SPUG の課題

2002年にDOEからERCへ提出されたMEDPによれば、SPUGの1990年から2000年までの販売電力量や運転／投資に関する推移は次の表6.5のようになっている。

表 6.5 SPUG の販売電力量と収入他の推移

Year	Energy Sales (GWh)	Net Revenue (Million PHP)	Subsidy (Million PHP)		
			Operating	Capitalized	Total
1990	83.70	113.50	59.29	122.78	182.07
1991	94.10	151.50	146.80	1,276.88	1,423.68
1992	119.40	213.40	193.46	1,518.10	1,711.56
1993	144.60	266.60	197.52	511.49	709.01
1994	165.30	325.10	292.57	785.83	1,078.40
1995	196.80	378.00	481.32	552.71	1,034.03
1996	224.10	432.00	616.50	147.51	764.01
1997	265.60	512.30	814.58	494.36	1,308.94
1998	310.60	605.00	1,183.53	250.35	1,433.88
1999	318.50	658.80	1,065.32	273.53	1,338.89
2000	347.40	773.90	1,905.90	287.34	2,193.24

出典: 2002 Missionary Electrification Development Plan

この状況から、販売電力量とこれに伴う収入は年度とともに増加しているが、各年度とも収入よりも補助金額が大きく上回っている。しかも、1996年を境に新規電源への投資補助額が減少し、変わって維持運転費用に要する補助額が大きく上回っている。これは、SPUGが推進するBarangay電化がディーゼル発電設備を主とし、かつ設備の運転時間が長時間化する傾向にあり、燃料費や設備維持管理費が増加しているためと考えられる。表6.5の5カ年間のSPUG資金計画概要を見ても、今後5年間で収入を上回る補助金を投入しなくてはならない。従って、OPEXを削減するためにも、まずSPUG設備の現状を分析する必要がある。

### 6. 6 地方電化分野の課題と対応策

既存配電線延長による電化や新／再生可能エネルギー利用等を含めた中長期的な地方電化計画を促進するためには、次のような視点からの検討が必要である。

#### (1) データベースの構築と充実

現時点における地方電化推進の当面の目標として、「2006年にBarangayレベルでの100%電化達成」があり、達成した後「2017年で需要家レベル90%」の目標が掲げられている。これら目標設定と計画立案の基本として、データベースを整備することは重要な事項であり、かつ早急には実施しなくてはならない業務である。調査団として地方電化プロジェクト管理用の地図を作成し、DOEでこれらをベースに、すでに導入した再生可能エネルギー利用システムの現状やSitiosの数等社会調査結果などを併せて、早急に計画作りに必要なデータベースを確立することを提案する。

#### (2) 導入時の組織体制

今後の地方電化促進を図るためには、新／再生可能エネルギー利用発電の位置づけを考慮し全国展開をにらんだ導入を行う必要がある。遠隔地域の村落を対象に導入された新／再生可能エネルギー

ギー利用等発電設備に対して、設備を維持管理しかつ料金徴収や故障修理等を実施するためには、Local Authority や村落住民委員会等のような組織の協力も得なくてはならない。従って、導入後のできるだけ長期にわたる Sustainability 確保等も考慮した中央と地方が一体となった組織体制を構築する必要がある。一方、新／再生可能エネルギーの導入普及を促進するには、政府機関のみならず地方自治体などに対しても広く PR や啓蒙活動をおこなうことが重要である。

### (3) 技術開発の推進

新／再生可能エネルギー利用発電は比較的新しい技術を応用した発電方式である。これらに的確に追従するため、DOE は積極的に導入した設備の運営管理にも参画し、必要に応じて民間企業ともタイアップしながら技術開発を推進しコスト低減をはかることが必要である。また、技術を継承し発展させていくためにも人材育成は不可欠であり、技術トレーニングセンター等建設することも検討する必要がある。

### (4) 地方電化への民間投資の導入

現状では、地方電化推進に必要な財源の一部を UC から充当することが決まっている。しかし、ディーゼル発電設備の燃料費増加等 SPUG の維持運営費にかなりの部分を充当しなければならず、新規電源設置に充分資金が回らない。一方、EC でも NEA からの補助金が充分でなく配電線延長による電化も実施できない状況である。現在 DOE が掲げる電化目標を達成するためには、EC や SPUG の運営状況改善や UC の一部補助金化および投資促進のためのツール作成等民間投資による資金を導入活用する方策を検討する必要がある。

### (5) 実際のプランづくりをより具体化するための長期専門家派遣員の要請

## 第7章 投資促進分野

本章では、1.フィリピン電力セクターの構造、2.電力事業への投資プロセスの現状、3.電力セクターへの投資優遇措置の現状という3点について他国との比較検討を交えながら分析、最後に問題点解決に向けた提言を行う。

### 7. 1 フィリピンにおける電力投資促進策の現状

#### 7. 1. 1 フィリピン電力セクターの構造

2001年6月8日、電力産業改革法案(EPIRA- Electric Power Industry Reform Act)が成立した(6月26日施行)。現在は当法案の具体化をはかるべく電力セクターの活性化を目指した取り組みが進められているが、2003年7月に実施されたTRANSCOの売却入札が不調に終わるなど、民営化に向けた具体的な取り組みも当初スケジュールから大幅な遅れを見せており、今後のセクター構造改革の進捗は不透明な状況となっている。

その主な要因としては、以下が考えられる。

- ① 投資家にとって現行の投資促進政策が十分に機能していないこと
- ② 電力セクター民営化後のIPP事業における事業リスクの増大(オフテイカーリスクなど)
- ③ 投資プロセスの複雑さ

#### 7. 1. 2 フィリピン電力セクターへの投資プロセスの現状と問題点

- ① 承認期間:事業承認までの期間が不定期且つ長期にわたっている
- ② 許認可プロセスの不明確さ:クリアすべき許認可の件数・フローが明確に体系化されていない。
- ③ 法律上の規定と許認可プロセスの運用実態との乖離
- ④ EPIRA 法案下での限定的な投資家支援

##### (1) 電力事業への投資プロセスの類型

- ① BOT(Build Operate Transfer)形式・BOO(Build Operate Own)形式等公的セクターが事業に関与する投資形態(但し、この方式は今後なくなる)
- ② 民間企業による新規投資(配電会社との相対契約向け、またはプールマーケット向けのマーチャントプラント)
- ③ スーカット(Sucacat)・リマイ(Limay)の発電所等、NPCによる資産売却のケース

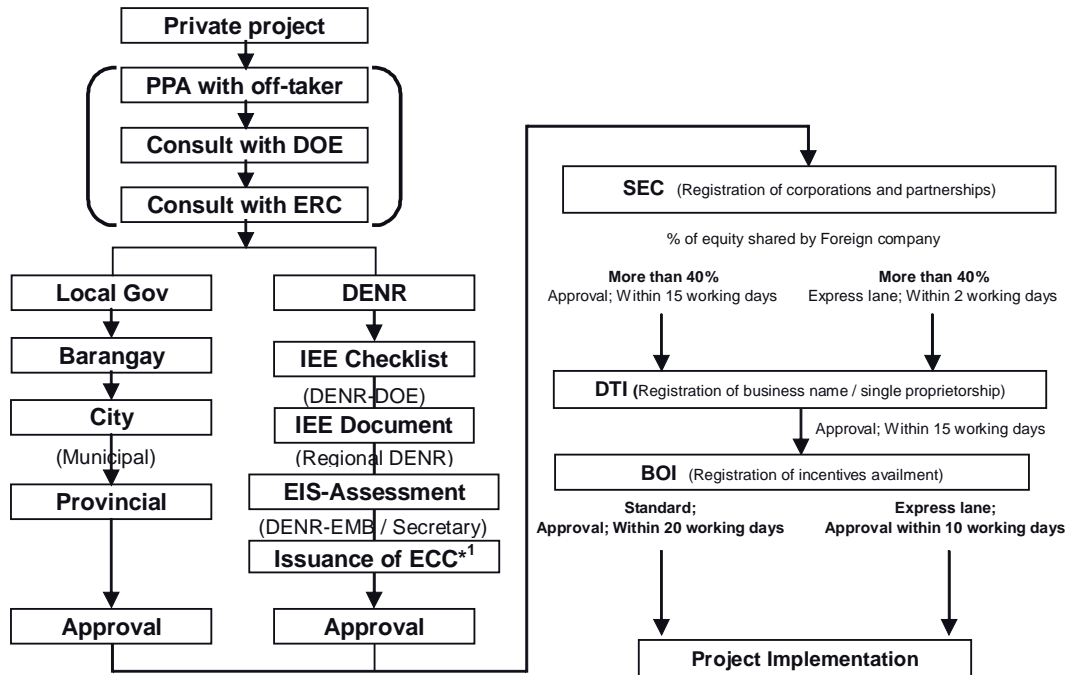
##### (2) BOT・BOO 事業における投資プロセスの現状

BOT 事業において承認プロセスの中心となるのは、NEDA(国家経済開発庁)による承認プロセスで

ある。NEDA は公的セクターが関与する重要プロジェクトの承認にかかわる組織であるが、審査期間が一定しておらず、事業によっては承認まで多大な時間を費やすといった問題点が指摘されている。

(3) 民間セクターへの投資プロセスの現状

NPC の民営化に伴い、今後の電力セクターへの投資形態は民間による新規投資(配電会社との相対契約・プール市場向けのマーチャントプラント)が主流となることが想定される。



\*1 = Environment Compliance Certificate

図7. 1. 1 民間プロジェクトにおける投資プロセス

出典:BOI・DENR 資料・現地企業へのヒアリングを元に作成

#### (4) NPC (GENCO) 資産売却の投資プロセスの現状

基本的な構造としては、前半＝政府承認までのプロセスと後半＝売却決定から事業実施までの 2 つのプロセスに分類され、いわば上述した 2 つの承認プロセス (BOT/BOO 事業と民間プロジェクト) をミックスした形に近いものとなることが想定される。

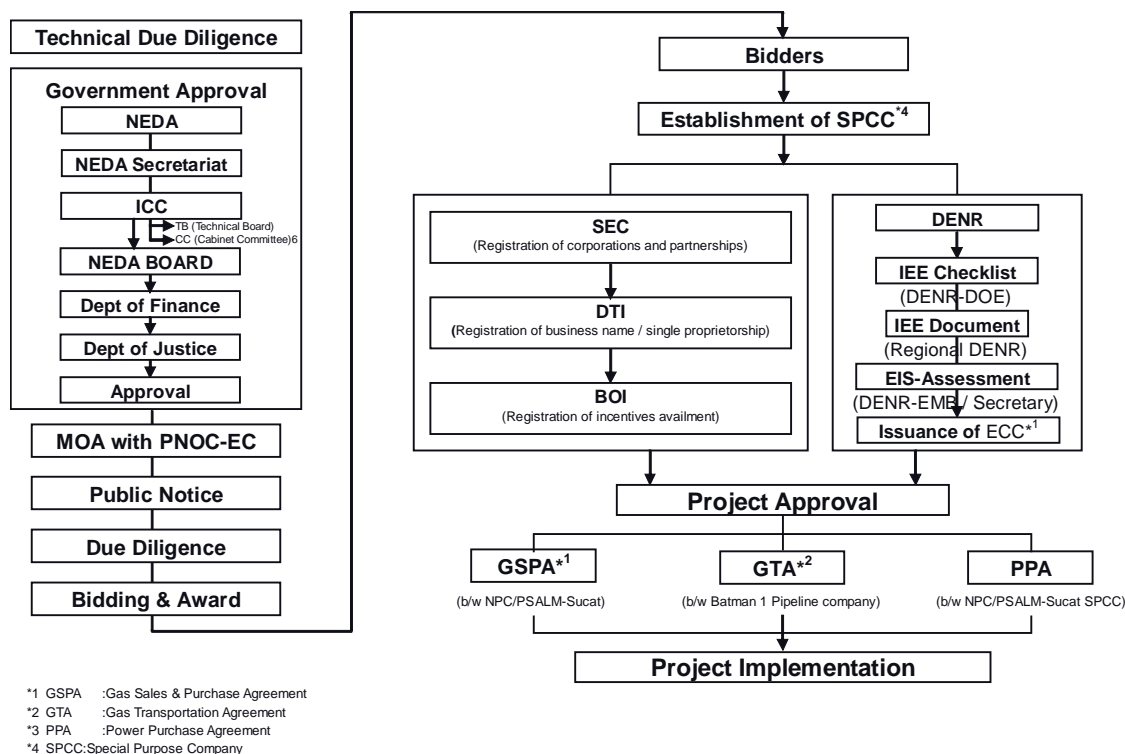


図7. 1. 2 NPC (GENCO) 資産売却の投資プロセス (スーカット発電所を例に想定)

出典: PSALM・BOI・DENR 資料・現地企業へのヒアリングを元に作成 (想定)

#### (5) 環境審査プロセスの現状

エネルギー分野のプロジェクトは、その形態・規模によって求められる環境アセスのプロセス・種類が異なってくるが、事業実施にあたって最終的には全て ECC (Environmental Compliance Certificate) を取得する必要がある。

#### (6) 地方政府の許認可プロセスの現状

フィリピン電力セクターへの投資プロセスにおいて大きな問題としてしばしば指摘されるのは、

- ① 地方自治体レベルでの許認可件数が数多く存在する
- ② これらの許認可は投資家自身が全て申請・取得する必要があり、投資申請段階での事業リスク (事業実施スケジュールの遅延等) が大きくなること
- ③ 承認プロセス (特に地方でのプロセス) に関する投資家向けのガイドラインがほとんど整備されておらず、投資家向けの支援サービスが不足していること

といった地方政府レベルでの事業申請プロセス上の問題がある。

### 7. 1. 3 電力セクターへの投資優遇措置の現状と問題点

#### (1) 電力セクターにおける税制面の優遇措置の現状と問題点

##### 1) 法人所得税免除 (ITH-Income Tax Holiday)

電力セクターにおける ITH 規定の問題点としては、

- ① 免除期間が最長で 6 年と短い(タイ・ベトナム等では 8 年)
- ② 免除期間後の減税措置が存在しない(ベトナムでは 2~4 年の間 50%減税)
- ③ 事業実施の遅延等の原因で実際には 6 年間の免除期間が短縮される
- ④ 利益の再投資にあたっての税還付等、法人税の負担軽減に係る選択肢が少ない
- ⑤ 一般的な規定だけでは電力セクターの特質等から適用されない

といった問題点が指摘される。

##### 2) 付加価値税減免 (VAT / Value-Added Tax)

NPC 関連事業では VAT の免除が認められているが、その形式は一度納税した上で還付申告を行う形になっており、実際の還付までには申請手続きが煩雑であること、非常に時間がかかることなど問題が多い。

##### 3) 輸入関税免除 (Import custom)

現状では発電事業に伴う資本財(機械等)の輸入は適用外となっており、3~5%程度の税金がかかることになっているため、事業者は VAT と合わせると 13~15%もの税率を課せられることとなる。

##### 4) 配当所得税 (Dividends Tax Ratio 非居住外国法人への配当所得税率)

フィリピンにおける外国企業に対する標準税率は 32%となっているが、日本国籍の企業による投資の場合、15%の税率が適用される。(当該国間で租税条約が締結され、当該租税条約に規定がある場合軽減税率等の適用が受けられる。

##### 5) 天然ガスに関する優遇措置

現状では ASEAN 域内からの輸入に関しては、関税率が 3%と設定されている。(標準税率は 5%)  
しかしながら、現地企業へのヒアリングでも、インドネシア等 ASEAN 諸国からのガス輸入より、価格競争力があるクウェート等の中近東諸国からのガス輸入を希望する声が多く聞かれた。

#### (2) 電力セクターにおけるその他の優遇措置の現状・問題点

##### 1) IPP 事業への優遇・保証措置

IPP 事業では今後の電力セクター改革によって(=NPC の民営化後)公的保証がなくなることが予測される。このような状況下での投資促進に関しては、どのような形で投資家の投資リスクを回避す

るかが肝要となってくる。

(a) IPP 事業運営時の問題点

現在 IPP 事業の運営環境としては、電力料金決定方式の変更による配電会社(オフテイカー)の財務体質の悪化・既存 PPA の見直し(=値下げ)交渉といったネガティブな要素が増加しており、様々な課題を抱えた状況にある。

(b) 今後の見通し

IPP 事業の投資判断においては、発電所設備の資産価値そのものに関する情報に加え、5～10年の中長期的なスパンでの燃料調達先および売電先の安定的な確保が重要となるが、現状では情報が未整備であり、投資判断を下すだけの根拠を揃えることができない状況となっている。それに加え、前述のような売電価格の変動リスクを最終消費者にタイムリーに転嫁するシステムが未整備であることや、それによる配電会社の財務体質の悪化が懸念されることなど、投資判断にブレーキをかけるような状況が顕在化している。

こうした投資家心理の改善も念頭に置いた対策をフィリピン政府が進めない限り、純民間の IPP 事業投資は、可能性が低いと考えられる。

## 7. 2 フィリピンにおける電力投資促進策のあり方

### 7. 2. 1 投資プロセスの改善に向けた提言

(1) 投資プロセスの効率化

大前提として、投資誘致にあたってフィリピン政府側が主体的に関与し、投資家の負担を軽減するという考え方を確立する必要がある。もっとも望ましい形としては、地方・環境面等含めた許認可プロセスをパッケージ化し、フィリピン側での調整を進めた上で投資家に提供することで事業リスクを軽減するなどの形が考えられる。

(2) 投資プロセス等情報提供の効率化

事業実施に必要な承認プロセスのチェックリストのようなものと非常に便利であると考えられる。このような情報サービスを強化することで投資家負担を出来るだけ軽減することも重要であると考えられる。

### 7. 2. 2 税制等優遇措置の改善に向けた提言

(1) Income Tax Holiday – ITH(法人所得税免除)

電力セクター民営化が進む中、投資家が負うことになるリスクは現状よりも多大なものとなることが予想されるため、税制面等の優遇措置を拡大することでリスク軽減を図る等の措置が肝要であろう。



ITH の適用期間に関しては 10 年程度に拡大すべきであると考えられる。このほか ITH(所得税免除)の開始時期の柔軟な運用等、優遇措置の実効を高める措置も必要である。

このほか、投資利益の再投資に関する法人税免除等の優遇措置の導入も検討すべきである。

## (2) VAT(Value Added Tax)

現在の免除規定(還付申告制度)がスムーズに機能していないため、優遇措置の効果が有効なインセンティブとなっていない。VAT に関しては還付制度ではなく、免除規定を明確に設けることが必要であると考えられる。

## (3) 輸入関税率

現状では燃料・発電事業に伴う資本財等(プラント建設時の機械設備等)への輸入関税が 3~5% 程度かかっており、VATとあわせると総計で 13~15%程度の重い税負担を伴うものとなっている。輸入関税の免税規定の創設は検討すべき課題であると考えられる。

## (4) 配当課税

フィリピンでは租税条約による特例適用後も依然として税率は高いものとなっているため、税率の引き下げも検討課題とすべきであろう。一方で企業の内部留保への免税等の優遇措置を作るといった案も同様の効果を挙げるにあたっては有効であると考えられる。

## (5) 天然ガス輸入関税率

LNG の輸入に関しては、ASEAN 域内からのガス輸入に優遇税率(3%)が適用されており、中東等その他地域からの輸入に不利な条件となっているが、フィリピン国内での今後の LNG 需要増大に伴いより安価な LNG を調達する必要がある、ASEAN 域内外で差別性はなくすべきであろう。

## (6) IPP 事業への優遇措置

### 1) 政府による支援姿勢の明確化

政府保証がない状態での IPP 事業の運営に関しては、現状では投資家にとってのリスクが大きいと考えられ、外資導入が予定通り進むか懸念される。その最大の要因は、政府の売却案件へのコミットが不十分であることにあると考えられる。

例えば現在注目されている、スーカット(Sucut)やリマイ(Limay)等の売却案件に関しては、BATMAN 1、BATMAN 2 パイプラインの敷設が予定通り進むかどうかといった不確定要素が大きい。今後の資産売却にあたっては、これらの不確定要素をクリアすることで投資リスクを軽減する必要がある。

### 2) 資産売却の方向性の検討

資産売却が当初の想定通りに進んでいない現状では、より投資しやすい資産売却(石炭火力発電

所や、これら石炭課力発電所の輸入炭から国内炭活用への転換事業、重油・ディーゼル発電所等)による成功事例を積み上げていくことで、今後の資産売却に向けた投資家心理を改善させるといった現実的な案が必要となってくるのではないかと考えられる。

3) 投資家向けの情報提供サービス等間接支援の拡充

DOE が周辺の需要予測データ等を提供することで売電収入の見通しをはっきりさせるといった協力を行えば、投資家の事業リスクが軽減され则认为られる。

7. 3 エネルギー投資促進室

7. 3. 1 エネルギー投資促進室の現状

当初エネルギー投資促進室は、a. 石油・天然ガス部門、b. 再生可能エネルギー部門、c. 在来型発電部門の3部門で構成され、各部門2名ずつの専任者を置く予定で計画が策定されていた。しかしながら人員の不足等の問題から、計画に一部修正が入っている。現在の計画では、Assistant Secretary を長として、Chief Officer 1名、2名の Senior Supervisorと1名のサポートスタッフという総計5名を人員配置する予定となっている。(2003年12月現在)

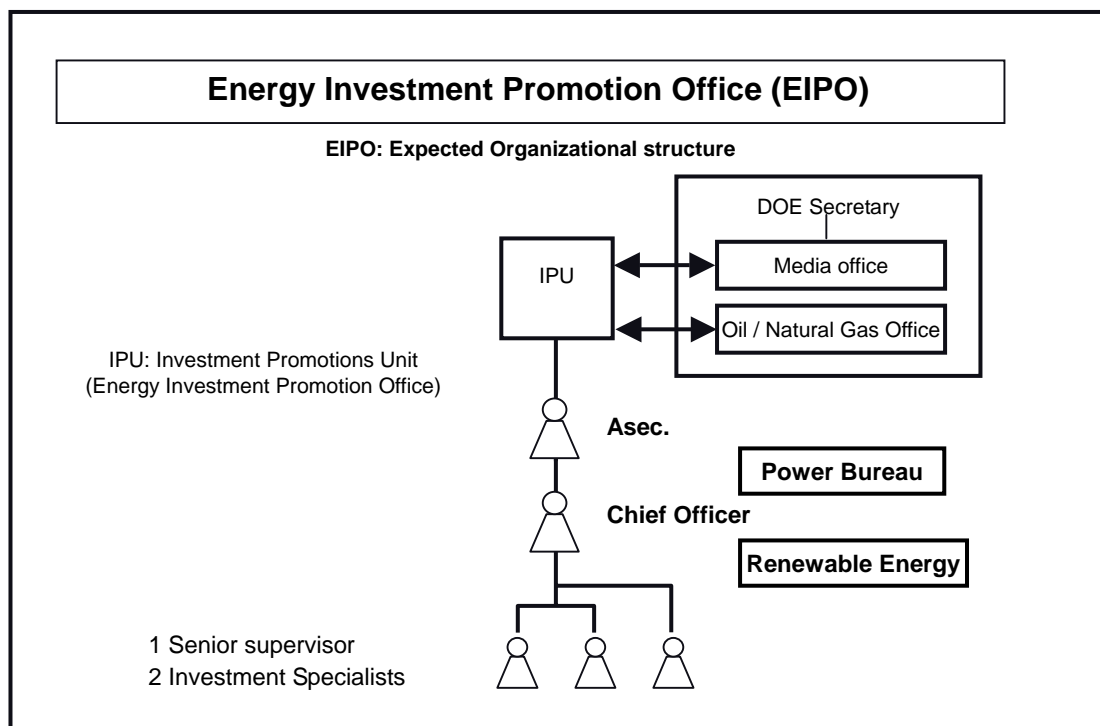


図7. 3. 1 現在のエネルギー投資促進室の構想

出典:エネルギー投資促進室へのヒアリングを元に作成

### 7. 3. 2 電力産業への投資に関する情報整備の現状

DOE ではホームページにおいて各種情報の提供を行っており、現在進行中のプロジェクト情報のステータスレポート、といった情報の閲覧が可能となっている。しかしながら、これらの情報を管理・外部へ発信するためのツールは整備されておらず、また組織・人員等運営体制面の未整備もあり、有効に機能していないのが実情となっている。

### 7. 3. 3 エネルギー投資促進室の役割・今後に向けた提言

エネルギー投資促進室の機能は、エネルギー分野における投資促進分野において、窓口的機能を果たすことにある。具体的には、以下のような機能を整備することが必要となる。

- ① エネルギープロジェクト個別情報の提供
- ② 潜在的投資家の発掘、マーケティング
- ③ 投資家への継続的な情報提供、フォローアップ・BOI をはじめとする投資関係諸機関との調整、コーディネーション等
- ④ 投資家との情報交信を可能とする環境(ウェブシステム)の整備

#### (1) エネルギー投資促進室のワンストップ・ショップ化

投資促進室は投資家に対してすべての情報をまとめて提供できるような組織(ワン・ストップ・ショップ)として機能することが望まれる。

投資家としては、所管省庁である DOE を起点として投資判断へと進むのが自然な形であり、今後は DOE = 投資促進室が BOI との連携を積極的に進める必要がある。

#### (2) BOI 等関係機関との連携の強化

##### (a) 省庁間連携の現状

現地でのヒアリング結果によれば、現在は BOI の担当官が個別に各省庁との人的ネットワークを構築し、その人間関係に基づいた形での活動が主を占めている。このため人事異動等があると、また 1 からネットワークを作り直すことになるなどの問題点が指摘されている。今後は連携のあり方をより恒常的な制度として確立することが必要と考えられる。

##### (b) エネルギー投資促進室と BOI との連携

投資家が投資インセンティブについて具体的な情報の入手・協議をしたい場合、エネルギー投資促進室と BOI との連携により、投資家はスムーズに交渉に進むことができる。

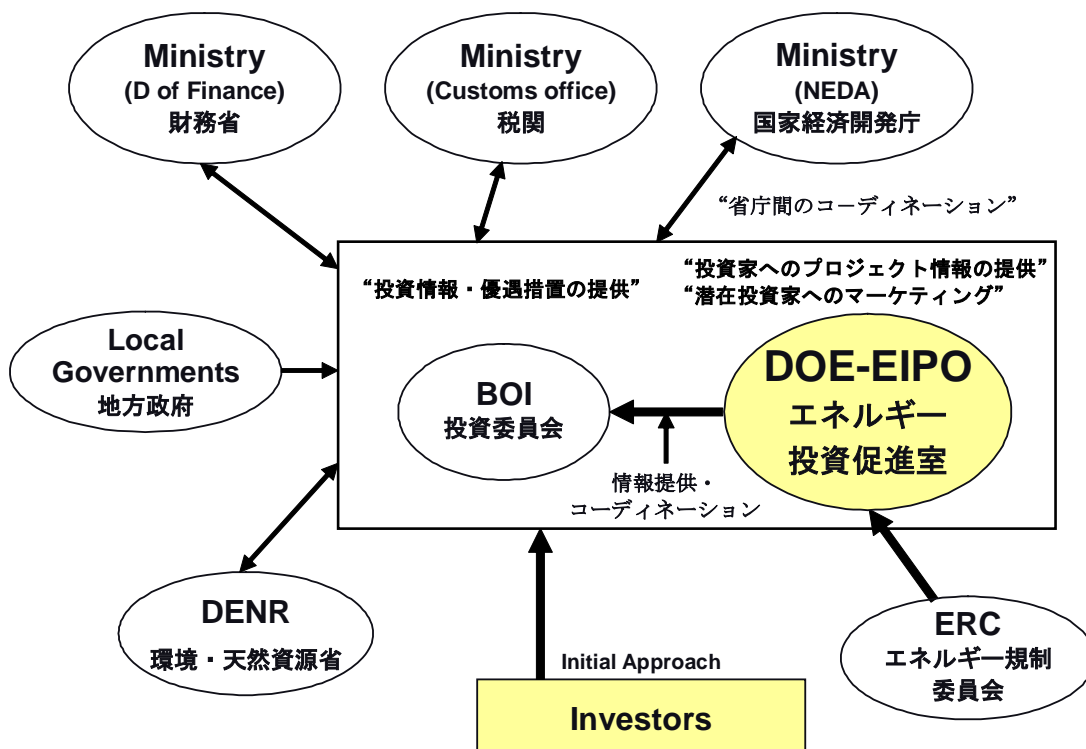


図7.3.2 電力セクター関連機関の連携イメージ

出典:エネルギー省投資促進室・投資委員会(BOI)からのヒアリングを元に作成

(3) WEBを通じた投資家とのコミュニケーションツールの整備

投資促進室としては、世界中の投資家を対象として、より効率的に情報を発信する必要があり、不特定多数の投資家との効率的なコミュニケーションを図る上で、時間的・距離的制約が存在せず、且つ投資家との双方向のコミュニケーションを可能とするウェブ環境を整備する事が重要であると考えられる。

## 7. 4 電力投資促進室情報流通システムの概要

### 7. 4. 1 趣旨および期待される効果

#### (1) 趣旨

現状ではエネルギー関連プロジェクトを個別に紙で管理していること、閲覧可能な者が限定されており、閲覧の際に時間がかかる他、媒体の劣化および紛失の恐れ等が存在している。本システムの導入により、民間投資家およびプロジェクトのデータ管理を、最新の IT 技術を使って効率的に管理するとともに、Web を通じて民間投資家との円滑なコミュニケーションを実現することにより、今後のエネルギー分野への投資の促進をはかることが出来る。

#### (2) 期待される効果

##### 1) エネルギー省内部事務の合理化

- ・データ登録の正確性向上、スピードの短縮
- ・データ閲覧の便宜向上、スピードの短縮
- ・エネルギー省内部における情報共有の促進
- ・ドキュメントの長期保存可、媒体劣化・紛失可能性の低減を実現する

##### 2) エネルギー省と投資家とのコミュニケーションの円滑化

Web を通じたデータの登録、更新等により

- ・投資家の意思の迅速かつ正確な管理
- ・投資家に対する便宜向上
- ・投資家に対するエネルギー省の意思の迅速かつ正確な伝達を実現する

## 7. 4. 2 主たる機能

本システムでは、データベースに登録されているデータの検索、閲覧、登録、修正、削除を行うことが可能である。

DOE 担当者が利用できる機能	民間投資家が利用できる機能
<p>DOE 内のデータ管理、検索、ダウンロード、プリント</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1) プロジェクトおよび民間投資家のプロフィールデータの検索</li><li>2) 民間投資家プロフィールデータの登録、修正、削除</li><li>3) プロジェクトプロフィールデータの登録、修正、削除</li><li>4) 各エネルギープロジェクトへの関心表明</li><li>5) データの管理、検索、ダウンロード、プリント</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. 一般ユーザー 登録されているプロジェクトのプロファイルデータの検索・閲覧</li><li>2. ログインユーザー(民間投資家)<ol style="list-style-type: none"><li>1) プロジェクトおよび民間投資家のプロフィールデータの検索</li><li>2) 民間投資家プロフィールデータの登録、修正、削除</li><li>3) プロジェクトプロフィールデータの登録、修正、削除</li><li>4) 各エネルギープロジェクトへの関心表明</li></ol></li></ol>

サンプルとして、以下に、

- ユーザーインターフェイス(画面)の一例としての投資家のログイン後のページイメージ
- プロジェクトデータの登録フローを示す。

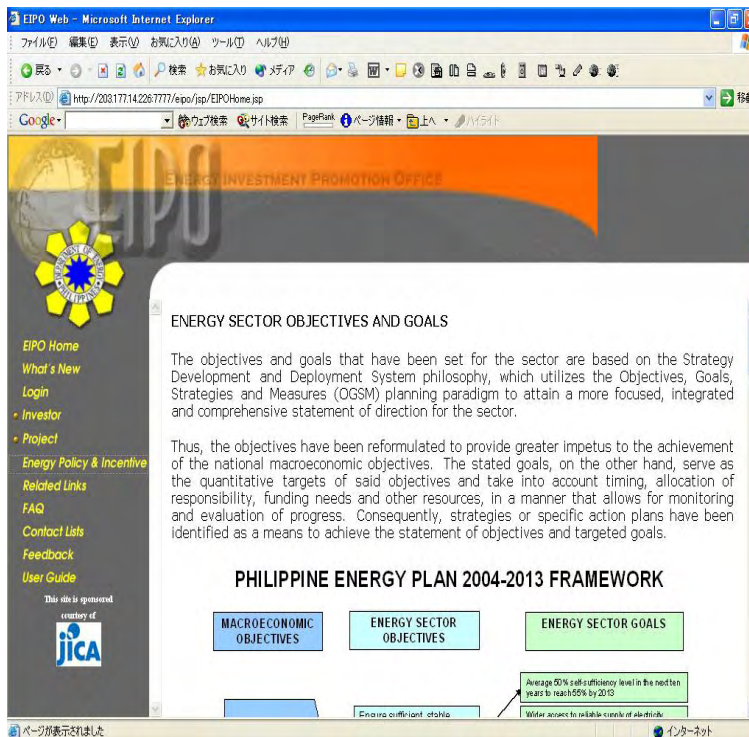


図7. 5. 1 投資家のログイン後の画面

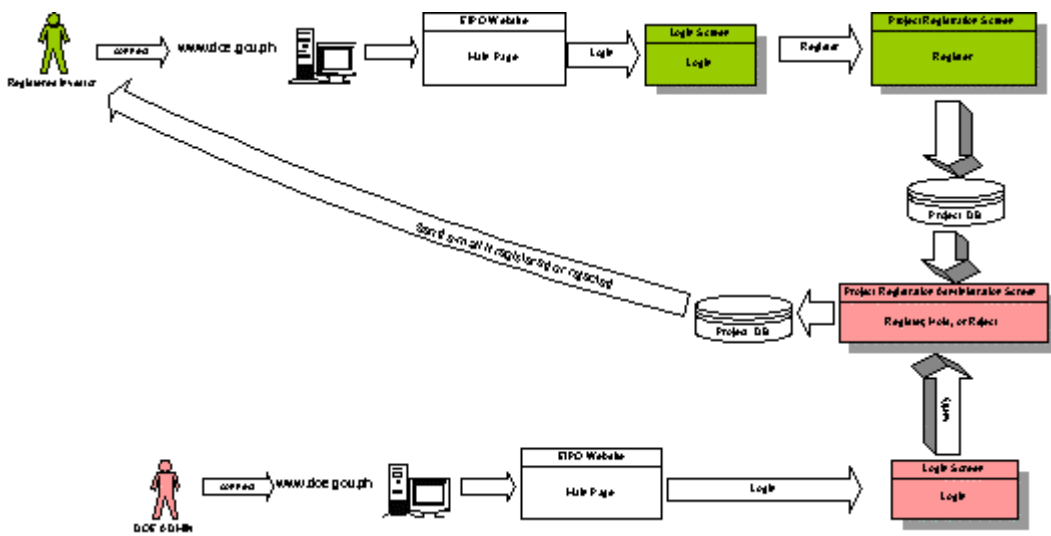


図7. 5. 2 プロジェクトデータの登録に関するフロー

#### 7. 4. 3 システム環境

- ハードウェア Proliant ML370 T03 (HP)
- OS Windows2003 Advanced Server
- データベース Oracle9i、ライセンスはプロセッサライセンス
- アプリケーションサーバー Oracle9iAS、ライセンスはプロセッサライセンス

