

### 第3章 フィリピン国の電力事情

#### 3-1 電力セクターの現状

フィリピンの電力セクターは2001年6月8日成立し、6月26日から施行された電力産業改革法（Electric Power Industry Reform Act）の実施に向けて、現在関連条例の整備や国有電力設備を民間へ譲渡する準備など構造改革が進められている。本章ではまず電力設備について触れた後、エネルギー省（Department of Energy: DOE）が策定することになった電力開発計画（Power Development Program: PDP）、孤立地域の電化計画（Missionary Electrification Development Program: MEDP）等に関する最近の動きや問題点を中心に記述することにする。

##### 3-1-1 電力需要

2000年の全国販売電力量は約36.6TWhに達し前年比約7%増加している。業種別では産業用が最大で約36%を占めており、住宅用も35%を超え両者が需要の70%以上を占めている。1999年および2000年の実績を表3-1-1-1に示す。

表3-1-1-1 業種別販売電力量実績

単位：GWh

年	1999	2000	増加率 %	2000年の構成比 %
住宅用	11,875	12,891	8.56	35.3
商業用	8,901	9,521	6.97	26.0
産業用	12,444	13,191	6.00	36.1
その他（公共ビル・道路照明など）	921	951	3.26	2.6
合計	34,141	36,554	7.07	100.0

出典：DOE資料

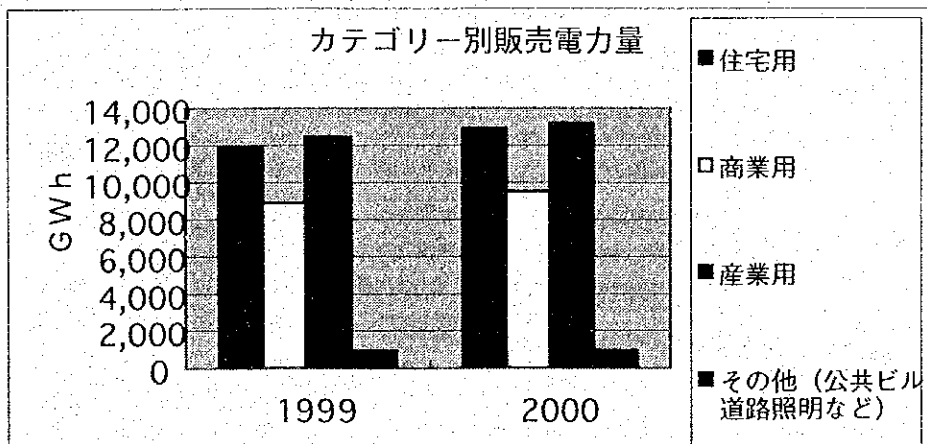


図3-1-1-1 業種別販売電力量

### 3-1-2 電力供給設備

#### (1) 既存電源設備

フィリピンの電力系統は既存電源(2001年12月現在) 1,346万kWの設備により電力供給に当たっている。その内約1,020万kWがルソン島に集中し、残りがほぼ半分づつビサヤスおよびミンダナオ地域に配置されている。全体を電源構成別について見ると図3-1-2-1に示すように石炭およびディーゼルで50%を占め水力、地熱、ガスタービンがこれに続いている。天然ガスに関しては、今開発が進められており、2002年1月天然ガスを燃料とする発電所100万kWが運転に入っており今後も増加が見込まれる。

過去の発電電力量の推移を見ると、1990年代前半の電力不足からIPP(Independent Power Producer)が導入された1994年以降順調に増加してきたが、1999年の停滞から再度増加に転じている。2000年の発電電力量は45.3TWhに達し1999年の発電量41.4TWhより9.3%増加している。2000年の電源構成別発電量は図3-1-2-3に示すように、石炭が36.8%、地熱が25.7%、石油が20.3%、水力17.2%等となっている。

表 3-1-2-1 各系統別電源構成

電源種別	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ	合計
石炭	3,620.0	205.0		3,825.0
ディーゼル	2,082.9	427.8	457.0	2,967.6
天然ガス	3.0			3.0
ガスタービン	1,060.0			1,060.0
地熱	907.2	919.3	104.5	1,931.0
水力	1,511.6	11.6	990.7	2,513.8
石油火力	1,050.0		108.6	1,158.6
合計	10,234.6	1,563.7	1,660.7	13,459.0

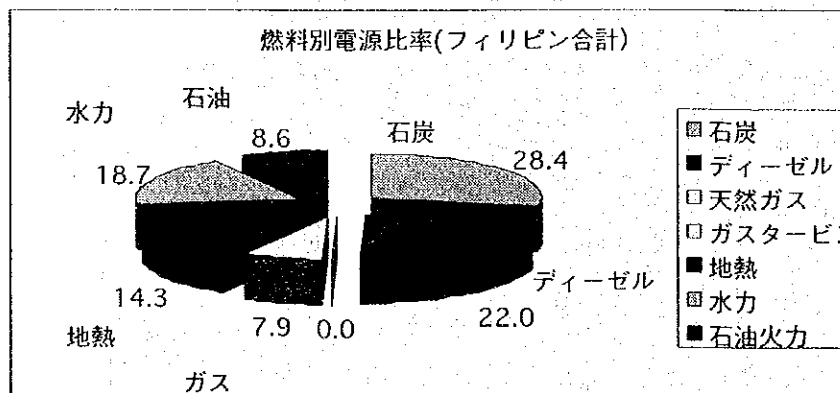


図 3-1-2-1 電源構成の比率

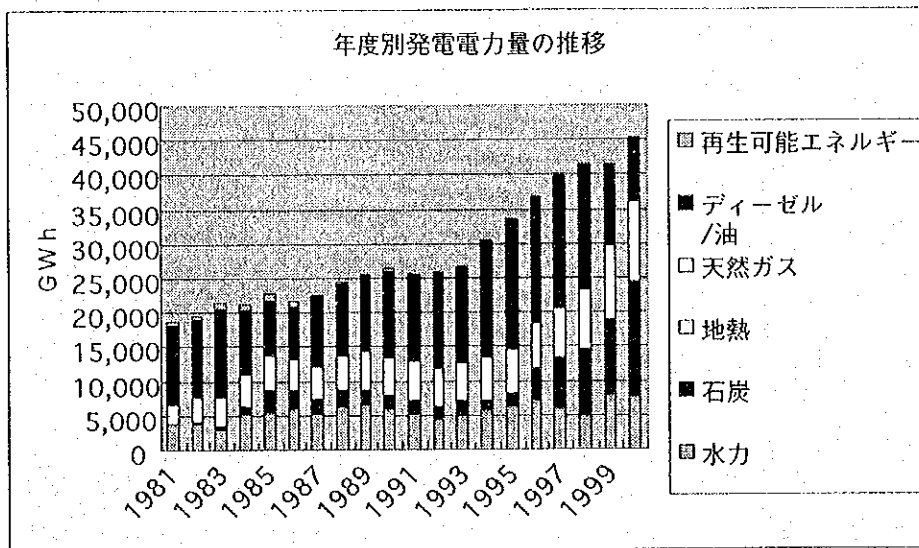


図 3-1-2-2 年度別発電電力量の推移

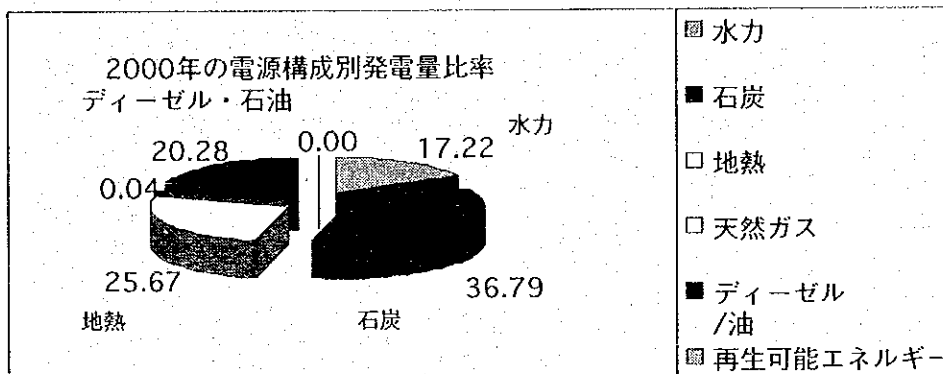


図 3-1-2-3 2000 年度電源構成別発電電力量比率

## (2) 送電・変電設備の増強

表 3-1-2-2 に送電線、変電所の 1999 年と 2000 年末の設備状況を示す。

2000 年末の送電設備は 20,457 km となっている。2000 年に運転開始した主な線路は次の通りである。

ルソンの北南を結ぶ 230 kV 送電線 (Sucat-Araneta-Barintawak) が運転開始した。これによりルソン島のどちら側からも首都マニラへの送電が便利になった。69 kV 送電線ではパラワンのバックボーンとも言われる線路 (Narra-PuertoPrincesa) が運転開始し、これにより独立していた都市間が連系され信頼度が向上した。

ビサヤス地域では合計 150 km の線路が完成した。

表 3-1-2-2 送電・変電設備の強化状況

電圧別	送電設備 (ckt-km)		変電設備 MVA	
	1999	2000	1999	2000
500kV	2,000	2,000	6,420	6,420
350	491	491	880	880
230	4,805	4,870	11,790	12,090
138	4,100	4,402	4,199	4,199
115	633	633	2,205	2,205
69	7,265	7,290	1,382	1,582
69kV未満	755	772	230	230
合計	20,050	20,457	27,106	27,606

ミンダナオ地域では Davao 地区の Maa-Bunawan-Tindao 間の線路が運転開始しメイングリッドに接続された。

また、ビサヤス地域の主要連系プロジェクトの 1 つであるレイテ - ボホール間の連系ステージ 1 工事が完成した。ステージ 2 は 2003 年に完成予定で、これによりボホール - レイテを含むビサヤスグリッドが出来上がることになる。

変電設備は 2000 年度に 500MVA 増加した。230kV Bakun 水力発電所用送電プロジェクトが完成し 300MVA 増加した。またメイングリッドと接続していない孤立地域の電化に係る電源を開発維持する NPC\_SPUG (従来 Strategic Power Unit Group と呼ばれていたが新法では Small Power Unit Group と定義されている) の送電プロジェクトも運転を開始している。

### 3-1-3 エネルギー省 (DOE) の役割と電力政策

#### (1) DOE の役割

DOE の役割は、エネルギー政策の策定のほか、エネルギー関連事業の民営化、エネルギー資源開発計画の策定などがあり、電力産業構造改革法により、さらには電力開発計画 (PDP) の策定、へきち電力開発計画 (MEDP) の作成、関連機関が作成する送電計画等の審査・承認等が新たに加わった。

また監督下にはフィリピン石油公社 (PNOC)、電力公社 (National Power Corporation: NPC)、および村落電化を管理・推進する国家電化庁 (National Electrification Authority: NEA) などが置かれているが、各組織において構造改革が進められている。

特に NPC は IPP の電力を独占的に購入し自社発電と併せて自社の送電線を使ってマニラ電力会社 (MERALCO: Manila Electric Co) を初めとする民間電力会社や地方自治体が経営する電化組合 (Electrification Cooperative) に電力を卸売りして来たが、改革法により自社発電所の多くは新設の電力セクター資産・負債管理公社 (Power Sector Assets and

Liabilities Management Corporation: PSALM) に移管民営化される。また、送電線は将来民営化される TRANS CO と称する新設の 1 社に引き継がれ、わずかに残るものは (a) 地方電化用独立電源を建設運営する部門 (NPC\_SPUG: Small Power Unit Group)、(b) 全国の流域の復興ならびに管理、(c) ミンダナオの 2 水力発電所群(資産は PSALM に移管)の運転、(d) 残された発電所の運営、(e) PSALM との契約に基づき IPP が発電した電力の販売等である。

DOE は、このような改革を監督推進する中心的立場にあり、行なうべき各種活動が改革法およびその細則 (Implementing Rules and Regulations: IRR) に規定されている。

その中でこの度の調査に大きく関わるものとしては次の事項が挙げられる。

- ・ 現在も策定しているフィリピンエネルギープラン (Philippine Energy Plan: PEP) を総合的なエネルギー政策、エネルギー・電力の自由化、民営化に関する政策などを盛り込んで策定し、毎年 9 月 15 日までに国会 (Joint Congressional Power Commission: JCPC) に提出する。
- ・ 電力開発計画 (PDP) を策定し、毎年更新して PEP に統合 (Integrate) させる。PDP には各機関から DOE に提出される送電、発電、配電計画を統合させることを考える。ただし個別の計画は、エネルギー規制委員会 ((Energy Regulatory Commission: ERC) の制定する電気に関する規則基準類に従う必要がる。
- ・ DOE は TRANS CO が作成した送電計画 (Transmission Development Plan: TDP) を審査・承認した後、配電会社、NPC が作成し DOE に提出する年度計画や DOE にとって有用なデータを統合し PEP に織り込む。
- ・ DOE は PDP に沿って MEDP を地方電化に関係する部門 (SPUG, NEA, 配電会社) と協調して策定し毎年更新する。
- ・ 電力部門の民間投資を奨励し国内エネルギー資源や再生可能エネルギーの開発を促進する。
- ・ 電力産業の関係者と共同して電力の卸売りのスポットマーケット (Wholesale Electricity Spot Market: WESM) を設立し運営の詳細なルールを策定する。
- ・ DOE は半期報告書 (Semi Annual Report) を 4 月と 10 月の最終週の前に国会に提出する。関係機関は必要な報告を遅滞の無いよう DOE に提出する。

## (2) エネルギー政策・電力政策

DOE が策定したフィリピンエネルギープラン (PEP 2002—2011) 中期フィリピン開発計画 (Medium Term Philippine Development Plan) には次のような中期政策目標が掲げられている。

- ・ 安定・確実にして十分なエネルギー供給 (国内産エネルギーの使用率を 2000 年 45% から 2004 年には少なくとも 50% に高める)
- ・ 市場をベースとした公正で合理的なエネルギー価格の形成

- ・ 全部落 (Barangay) の電化 (2004 年までに 95%、2006 年に 100%達成を目標としている)
- ・ エネルギーセクター自由化の進展の中での消費者福祉の向上
- ・ 各種技術やインフラストラクチャを活用したクリーンでエネルギー効率の良い燃料の使用
- ・ 国内および国際市場における技術移転と仕事の創設 (job creation: エネルギー関連小規模産業による雇用や収入の増加策) プログラムの遂行

電力関連の政策として次が挙げられている

国のエネルギー政策に沿って効率、信頼性、品質、安全性の高い電力を消費者に送るために、電力セクターへの民間投資を増加させるとともに、輸入燃料を減らすために国内産エネルギー、新・再生可能エネルギーの開発、使用を推進する。

当面する電力自由化に対処するための基本事項として次をあげている。

- ・ 国の経済政策に沿って電力の効率的な供給と合理的な使用を総合的に推進するための政策の策定
- ・ 環境保全、生態系バランスの維持のための政策の策定
- ・ 政府の各種エネルギープログラムの統合、合理化、整合の推進

### 3-1-4 PDP策定に関する現状と問題点

#### (1) 改革法施行に伴う担当部門の変更

従来NPCが策定していたPDPの内、送電計画はTDPと呼ばれ、新組織 TRANSCO が作成し、DOEの審査・承認を受けることになった。対応策としてPDPの一部となる電源計画はDOEが原案を作成し、TRANSCO はそれを反映してTDPを作成することになっている。

なおPDPならびにTDPはIRRの中で次のように定義されている

- ・ PDPは需要想定からエネルギー効率化プログラム、さらに電源・送電設備の近代化、改善、修理、補修等の管理の指針となる計画であり、発電、送電、配電会社と協調してDOEが策定し毎年改定する。
- ・ TDPはIRRの定義では、送電設備の拡張、格上げ、改善、修理、保守に関する効果的な計画によって送電システムを管理するプログラムであり、DOEが策定 (formulate) しTRANSCOが法に従って実施 (implement) する、となっている。
- ・ 一方送電セクターの条項には進め方が示されている。即ち、(i) TDPはTRANSCOが作成 (preparation) し、実行する；(ii) TRANSCOは関係機関と協調してTDPを作成する責任がある。そしてPDPならびにPEPに統合するためにDOEに提出

し承認(approval)を受ける、となっている。

## (2) 変更に伴う対応策

DOEが電力開発計画を作ることになったので、DOEの担当者がNPCの電源計画経験者から、2ヶ月の研修を受け2002年～2011年の計画はDOEが作成した。そしてそれをDOEが策定するフィリピンエネルギープラン(PEP)に織り込んだ。

関連計画の作成提出のサイクルは次のように考えられている。

- 3月 地方電化計画 NEA、SPUG、配電会社からDOEへ提出
- 5月 発電計画 DOEがまとめてTRANSCOに送られる
- 7月 送電計画 TRANSCOは発電計画を受けて送電計画をまとめDOEへ送付  
DOEはTDPの審査・承認を行なう
- 9月15日までにPEPをJCPC(Joint Congress Power Commission:国会)に提出する。

## (3) 問題点

この計画作成分担の変更に関連して、過渡期の段階ではあるが次のような問題点が明らかになった。

### 1) 2ヶ月の研修では習熟できず担当者が不安を抱えていること

- ・ DOEの中でエネルギープランを作成している部門(Energy Planning and Monitoring Bureau: EPMB)のエネルギー供給部門(Supply Planning & Monitoring Div.: SPMD)と需要部門(Demand Analysis & Planning Div.: DAPD)を担当している6名が、NPCの電源計画作成経験者から2ヶ月のOJT研修を受けながら電力需給計画を作成したが、上記OJTの際の問題点としては次のことがあげられた: (a) コンピュータのメモリー容量が小さくソフトウェアを夜間に動かすよりほかなかったこと。(b) コンピュータによる処理経緯がわからず、何か問題が起こるとNPCに頼らざるを得なかったこと。(c) 2ヶ月間に電力需給計画を作成するだけで精一杯であり、送電計画作成までは実施できなかったこと(従って、2001年版PEPの送電部分のリバイスは不十分)。これらの問題をかかえ、2002年度の計画をDOEが自力で作成しなければならないことについて、不安が伝えられた。
- ・ EGEAS(Electric Generation Expansion Analysis System)と呼ばれるアメリカ製モデルを使用しているがライセンスがNPCにあり、過渡期として特別に使用権を得ているので、これの対処も必要である。

### 2) TDPの提出が遅れていること

TDPは7月にはDOEへ提出されるべきところ6ヶ月後の1月末になってもまだTRANSCOの管理者の承認が得られていない。したがってTDPを反映すべき2002-2011年PEPには従来から進められている主要事項は反映されているが、新たな事項は反映されていない。送電線は時間のかかるものが多いので、PEPが毎年更新されるなかで将来の問題は次回に反映されることにより対処しなければならない、とTRANSCOでは考えているとのことであるが早急に改善が必要であろう。

### 3-1-5 DOEにおけるTDP審査の現状と問題点

#### (1) TDP作成の現状

NPCが作成してきた電源計画にマッチして送電計画をまとめてきたが今回始めてTDPとして独立した形でまとめてトップの承認待ちの状況になっている。

需要想定はNEDA (National Economic and Development Authority) が想定する経済成長 (GDP) をベースに過去の実績と地域の情報を加味して過去から蓄積しているデータベースを活用して負荷予想を地域に配分し変電所計画、送電線計画に反映している。解析にはアメリカ製のPSS Eと言う一般的なソフトを使用している。

#### (2) 送電線計画上、実施上の問題点

線路用地の取得が難しくなってきたり、長期計画で発電所の必要量が示されても地点決定までに長期間かかるので、送電線計画が遅れ勝ちになってしまう。計画全体では地域連系の強化、1回線の2回線化、電圧格上げなど数多くの新設・増設などがあり民営化された場合の強化の継続性などが懸念されている。

#### (3) DOEにおけるTDP審査の現状と問題点

審査をするための組織は提案されているが人の配置も決まっていないなど、まだTDPを審査する段階まで進んでいない。

審査の深さに関してはワークショップの中でも次のような意見交換があり審査方針は浸透していないことが明らかになった。

審査を受ける立場からは「審査にあつたて送電線の技術的問題を深く追求することは仕事が二重になる恐れがある。個別送電計画はERCの承認を受ける必要がある。DOEの審査・承認はどのようなものか。審査基準を明確にしてほしい」などの発言があつた。

DOE側からは審査は技術的な深さは無く複数の計画を統合するためのものである。ERCとの住み分けは今後の課題である旨の回答がなされている。

本格調査に当たってもどのような審査基準が適切か検討課題となろう。



### 3-1-6 地方電化の推進機構

#### (1) 地方電化計画の推進

極貧を削減し経済を活性化するために、地方電化計画はフィリピン政府にとって重要な政策となっている。その推進機関として1969年NEA (National Electrification Administration) が設立された。しかしNEAだけの地方電化には限界があることから、DOEは国の総合的な電化プログラム (O Haw: オーイロウプログラムと呼ばれている) を制定し、これによって地方のBarangay(部落)を2006年(当初の2004年を延長)までに100%電化しようとする目標を定めている。そのための推進はDOE、NEAおよびNPC\_SPUGが主力となりさらに民間配電会社や地方政府の配電事業者などが協力して行なっている。2000年には1,366部落が電化され電化率は1年前の76.9%から80.1%に達した。従来の年間平均500部落の電化ペースに対して2倍以上の電化を進めることができた。それは上記の組織のほか、非政府組織(NGO)民間部門の参加も貢献している。IPPは2000年に89部落を電化したが2006年までにはさらに増加が期待されている。

#### (2) NEAの役割

##### 1) NEAの役割と電化率の向上

NEAは地方電化を促進する目的で設立された組織であり、現在全国の119の電化共同組合(EC: Electrification Cooperative)に対して財政的・技術的支援を行なってECの活向上を図っている。また小規模配電会社や電化共同組合が新たに設立される電力スポットマーケットから電気を購入する場合の保証を引き受けることになっている。

年間5億ペソの資金を国から得て電化を進めているが、これで500部落(Barangai)程度の電化が出来る。NEAはさらに資金を国際援助機関などから得られるよう努力している。そして2001年は11月までの11ヶ月間に871Barangayの電化を達成した。電化率は11ヶ月間に部落で77.3%から約80%に、接続需要数では66.3%から約70%に向上している。

表 3-1-6-1 NEAが管理するECの電化率

	Potential	Dec 2000	2000 電化率	Nov.2001	Nov 2001 電化率
都市	1,454	1,454	100	1,454	100
部落	36,075	27,879	77.3	28,750	79.7
接続需要数	7,993,200	5,300,056	66.3	5,561,321	69.6

##### 2) 全国レベルとの比較

電化の推進にはNEAが大きな役割を果たしている。2000年の電化の値について全国レベルと比較すると次の通りとなり。NEA以外の組織の果たしている役割も大きいことがわかる。

表 3-1-6-2 2000 年末電化達成状況比較

	Barangay Potential	電化済数	電化率 %	Connection Potential	電化済需要家数	電化率 %
NEA	36,075	27,879	77.3	7,993,200	5,300,056	66.3
全国	41,995	33,647	80.1	13,090,730	10,235,797	78.2
NEA/全国%	85.9	82.9		61	51.8	

### 3) ECの配電ロス率

NEA所管のEC別の配電ロス率を見ると、多いところは35.68%に達し、これは発電したエネルギーの3分の1以上が無駄に捨てられることになる。平均は15.48%で常識的な数値であるがロス率の多いところを重点的に取り上げてロス軽減・エネルギーの効率使用を図ることを検討することが望ましい。

表 3-1-6-3 ECのロス率(2001年)

共同組合の数 合計 119 平均ロス 15.48 それ以下は 69 組合

ロス率	0-10	10-14	14-15.48	15.5-20	20-25	25-35.68
共同組合の数	15	34	20	29	15	6

### 4) 経営の厳しさ

・電化をする対象が遠方僻地になりつつあり、だんだん進捗が難しくなっている。  
電化の要求に対して予算上の制約から次のような基準で優先順位をつけて割り当てを行っているが、苦情などは出たことは無いとのことであった。

優先順位をつける基準

- 1 部落(未電化家屋)の数
- 2 送電線からの距離
- 3 受益者の数・効果
- 4 コストの少ないもの
- 5 近隣の部落への影響(近隣の電化に役立つかどうか)

・一方電化共同組合の中で無電化のままで残された部落は一般的に遠距離に位置するかアクセスが困難な場所にある。ある共同組合はそのような場所は効率が悪く長期の経済負担に耐えるか危惧している。いくつかの共同組合では需要密度が非常に低く大きな産業も無いところから経済的な困難に陥っており大きな補助が必要とされている。共同組合の区域(franchise area)だけでも表3-1-6-2からも判るように270万軒に電気が届いていない。このようなことから2006年の目標達成を危ぶむ声も聞かれる。

### 5) DOEへのレポート提出義務付け

改革法にのっとり今年から各 E C は N E A を通じて配電開発 5 年計画を D O E へ提出することになり、N E A は National Electric Cooperatives Distribution Development Plan(NECDDP) を 3 月 15 日までに D O E に提出 (各配電会社は直接 D O E に提出) することが義務付けられた。

### (3) SPUG の役割

NPC\_SPUG (NPC に所属する Small Power Unit Group)は、地方電化の内メイングリッドから離れた地域で、電化しても採算がとれる見込みが無く配電会社などからも供給できない地域の電化を進めるために、その地域供給用電源と送電線を建設し維持している組織である。そして、その地域にある電化共同組合が受電し、家庭などに供給している。改革法では S P U G の資金・費用はその共同組合から得る収入とユニバーサルチャージと呼ばれる政策目的などのため E R C が定める料率により電気料金に上乗せして全消費者から徴収する資金の中から割当てられる。この方式で電化するものを Missionary Electrification と称している。また民間資金や ODA 資金なども使用できる。電源は多くをディーゼルが占めているが、今後は再生可能エネルギーの導入を進めることにしている。

表 3-1-6-4 S P U G が管理している電源および送電設備など(2001 年)

種類	箇所数 など	出力 MW
ディーゼル	86 箇所	109
水力	1	1.8
バージ船	16	93
合計	103	204.8
送電線	66 kV	507 km
供給している電化共同組合等	43	島の数 66 孤立地域 7

改革法のもとでは S P U G が立てる計画は、D O E が作成する M E D P (Missionary Electrification Development Plan) に基づいて行なわれる。

### 3-1-7 MEDP の作成に関する現状と問題点

#### (1) 現状

MEDP は改革法により D O E が S P U G、N E A、配電会社と協議して、P D P と矛盾の無いように作成し毎年更新して行くこととされた。IRR には M E D P に関して次のような事項が記載されている。

- 1) Missionary Electrification の役目は送電系統の届く見込みが無く、配電会社や他の配電有資格者も電気の供給が出来ない地域において M E D P に従って S P U G が行なう。費用は Missionary 地域から得られる収入と E R C が決定するユニバーサルチャージお

よび SPUG 自ら入手できる資金から融資される。

2) DOE は IRR 発効から 90 日以内に有資格配電会社を含む誰でも MEDP に取り上げられたプロジェクトに参加できるように民間資金導入の奨励ガイドラインを作る。

3) MEDP には下記が含まれる

- ・ MEDP には既存の Missionary 地域における出力増加、他の孤立地域のために準備すべき機材、発電・送電設備の改善に関する初期投資額、運営費等を含める。機材はライフサイクルを考慮した最小コストにする。
- ・ MEDP は EC を Missionary 地区として残るものと、自立見込みまたは、系統に接続見込みにより卒業するものに分類する。
- ・ 開発の順位付けには、受電状態、需要増加、運転時間の長さなどを判断材料にする。
- ・ 再生可能エネルギーの使用はプロジェクトサイクルを考慮した最小コストにする。
- ・ MEDP で決定したプロジェクトを引き受けようとする企業 (non SPUG) の資格と必要事項を記載する
- ・ SUPG の Missionary 機能の委譲を希望する民間企業の計画を記載する。

## (2) 問題点

IRR には上記のような事項が規定されているが、DOE へ改革法に基づく長期計画を 3 月 15 日の指定期日までに提出するための準備が十分に出来ていないなど、検討段階にあることがワークショップの質疑で明らかになった。主なものは次の通りであり現場が混乱しないよう早急に軌道に乗せる必要がある。

ワークショップで出された主な意見

- 1) MEDP に関する DOE の役割に対する質問には、NEA と SPUG から上がってきた計画を MEDP として統合し、電力不足部分については third-party の投資を促進し、NEA、SPUG の役割を明らかにすること等であるとの説明があった。
- 2) 建設的な意見としては、地方電化担当から次のような発言があった。地方電化の基本的な考えとしては、採算の取れない地域を viable にして行くことだと考える。そのためには二つの重要な施策が考えられる。第 1 にこの地域の住民に電気の利便性を伝えること。第 2 は産業を育成し、電気の用途を広げて行くことである。これにより電力の使用量が高まり一定の電力施設投資に見合うようになる。
- 3) 希望意見としては、新規再生可能エネルギーをどう開発して行くかの検討も本調査に含めてほしい、提出するレポートの様式を早く決めてほしい等の発言があった。

### 3-2 電源開発計画

#### 3-2-1 電力需要想定

フィリピンの電力需要想定は国家経済開発庁（NEDA）が想定した地域別のGDPの伸び率をベースとしてこれに過去の実績、地域の発展情報などを織り込んで行われている。GDPの低成長予測をベースとした需要想定値（ピーク電力）を地域別に見ると表 3-2-1-1 の上段部分に示す通り 2002 年から 2011 年までの伸び率は年平均ルソン系統で 9.3%、ビサヤス系統で 10.5%、ミンダナオ系統で 11.2%、平均 9.7%を想定している。そして 2011 年のピーク電力は低成長で 1900 万 kW を超え、高成長の場合は同表下段に示すように、これより 5%ほど大きい約 2040 万 kW を想定している。

また需要電力量想定値を表 3-2-1-2 に示す。伸び率はピーク電力とほとんど同じ値を見ている。このことは負荷率（需要カーブ）がほとんど変化しないと見ていることを示している。

低成長の場合、2002 年の総需要 47.9TWh から 2011 年には 110.2TWh に増加する。中でもミンダナオ系統の伸びが大きく全体の中に占める割合は 2002 年の 12.3% から 2012 年では 13.9% に増加すると見ている。

表 3-2-1-1 ピーク電力想定

単位 (MW)

年	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ	フィリピン (地域の合計値)
2001	5,960	996	939	7,895
2002	6,293	1,082	1,015	8,390
2011	14,038	2,657	2,630	19,325
伸び率%2002-22011	9.32	10.50	11.16	9.71
高成長の場合				
2011	14,656	2,951	2,777	20,384
伸び率%2002-22011	9.81	11.34	11.63	10.25

表 3-2-1-2 需要電力量想定

単位 (GWh)

年	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ	フィリピン (地域の合計値)
2001	34,960	4,692	5,469	45,121
2002	36,913	5,088	5,915	47,916
2011	82,340	12,545	15,320	110,205
伸び率%2002-22011	9.32	10.55	11.15	9.70
高成長の場合				
2011	85,968	13,496	16,175	115,638
伸び率%2002-22011	9.81	11.34	11.62	10.22

出典：PEP 2002-2011 DOE

低成長の場合のピーク需要を図 3-2-1-1 に示す

表 3-2-1-3 年度別需要想定 (Base Case: 低成長)

年	ピーク需要 MW				系統別比率 %		
	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ	合計	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ
2001	5,960	996	939	7,895	75.49	12.62	11.89
2002	6,293	1,082	1,015	8,390	75.01	12.90	12.10
2003	6,830	1,192	1,109	9,131	74.80	13.05	12.15
2004	7,458	1,305	1,220	9,983	74.71	13.07	12.22
2005	8,143	1,459	1,349	10,951	74.36	13.32	12.32
2006	8,915	1,619	1,502	12,036	74.07	13.45	12.48
2007	9,762	1,790	1,676	13,228	73.80	13.53	12.67
2008	10,689	1,977	1,874	14,540	73.51	13.60	12.89
2009	11,705	2,203	2,101	16,009	73.12	13.76	13.12
2010	12,816	2,430	2,360	17,606	72.79	13.80	13.40
2011	14,038	2,657	2,630	19,325	72.64	13.75	13.61

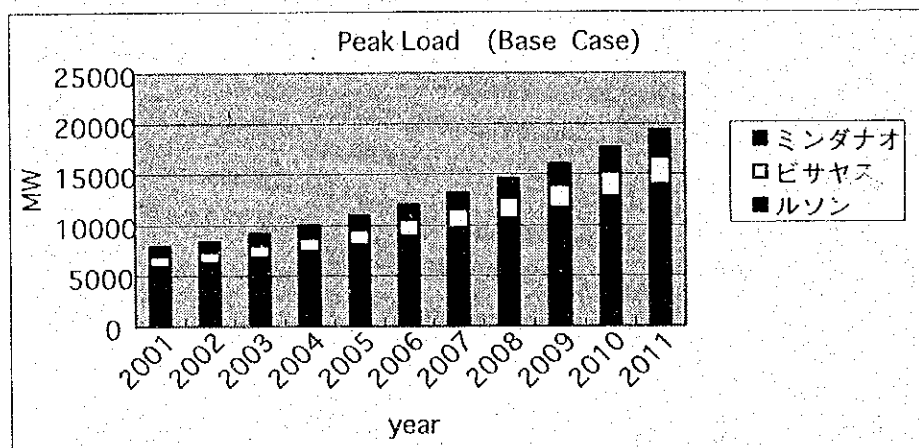


図 3-2-1-1 地域別需要想定

### 3-2-2 電源開発計画

#### (1) 電源開発量

フィリピンエネルギー計画 (PEP) 2002-2011 によれば低成長をベースとした計画の場合 2002 年から 2011 年までに約 1240 万 kW の増加開発を計画している。内 76% がルソン島に集中している。2002 年には天然ガスを燃料とする二つの大型プロジェクトが完成するので大きな増加量となっている。

表 3-2-2-1 年度別電源開発規模 単位：MW

年度	ルソン	ビサヤス	ミンダナオ	合計
2002	1,700			1,700
2003	280	120		400
2004		240	70	310
2005	685	90		775
2006	300	190	200	690
2007	750	170	150	1,070
2008	1,050	70	180	1,300
2009	1,200	190	180	1,570
2010	1,350	250	300	1,900
2011	2,100	370	190	2,660
合計	9,415	1,690	1,270	12,375

### (2) 既認可 (Committed) 開発計画

すでに工事中ないし準備中のものは下表の通り合計 2,935MW で、この内最下段の 200MW を除き 2005 年までの 2,735MW の開発はルソン島に集中している。ミンダナオ島に 200MW 石炭火力の 2006 年新設が認可されている。開発計画必要量 12,375MW のうち既認可の 2,935MW を差し引き約 9,440MW は今後新たに計画して行かなければならない。NPC は今後電源開発を行わないので、全てを IPP に期待しなければならない。

表 3-2-2-2 既認可の発電所の概要

プラント	タイプ	出力 (MW)	完成年	場所
Ilijan	Nat. Gas	1,200	2002	Batangas, Luzon
First Gas	Nat. Gas	500	2002	Batangas Luzon
Kalayaan 3&4	Pump-Hyd	350	2003	Laguna, Luzon
San Pascual Cogen	Nat. gas	300	2005	Batangas, Luzon
San Roque	Hydro	345	2005	Pangasinan, Luzon
Bulacan Biomass	Biomass	40	2005	Bulacan Luzon
Mindanao Coal	Coal	200	2006	Cag. De Oro, Mindanao
合計		2,935		

### (3) 既認可電源の計画概要

ルソン島においては認可されている計画は国内エネルギー資源の開発と利用を目指しており、特に天然ガスはベースロード供給用として Ilijan に 1200MW ならびに San Lorenzo 発電所 500MW が 2002 年に、さらに San Pascual コンバインドサイクル発電所 300MW が 2005 年に計画され、合計 2000MW となっている。これらの燃料は全てパラワン沖で開発が進められている Camago-Malampaya ガス田から供給される。

そのほか 2005 年にバイオマス発電所が計画され、水力は Kalayaan 揚水発電所 350MW が

2003年、ならびに San Roque 発電所 345MWが 2005年に中間およびピークロード用に計画されている。上記のうち 2002年計画の Ijijian 発電所は既に運転開始している。

#### (4) 新規開発計画

新規電源開発量 9,440MW の内、ルソン島では 2006 年以降 2011 年までの計画は表 3-2-2-3 に示すように、新たにベースロード供給用 5,100MW, ピークロード供給用 1,650MW併せて合計 6,750MWの発電力開発が計画されている。ビサヤス、ミンダナオには、2010 年までは中間負荷用とピーク用のみの開発が計画されている。

表 3-2-23 新規電源の用途別内訳

単位：MW

年	ルソン	ベース用	ピーク用	ビサヤス	ベース用	中間用	ピーク用	ミンダナオ	ベース用	中間用	ピーク用
2003				120			120				
2004				240		180	60				
2005				90		90					
2006	300	300		190		70	120				
2007	750	300	450	170		110	60	150		150	
2008	1,050	900	150	70		10	60	180		150	30
2009	1,200	900	300	190		130	60	180		150	30
2010	1,350	900	450	250		70	180	300		300	
2011	2,100	1,800	300	370	100	120	150	190	100	0	90
合計	6,750	5,100	1,650	1,690	100	780	810	1,000	100	750	150

ビサヤス地域の供給に関しては、詳細に記載した表 3-2-2-4 に見られるように、2002 年は発電用バージ船をセブ島からネグレス島へ、ミンドロ島からパニー島へと、重負荷地域に移動させて対処する計画となっている。

2003 年にはネグロス、パニー両島にそれぞれピーク用電源 60MWの開発を計画している。また同年には、レイテ-セブ島間の送電線が容量 100MWから 300MWに強化され、またレイテ-ボホール間の連系線も 35MWから 100MWに強化され、地域内の電力流通が改善されることが期待されている。2004 年にはパニー、ボホール、セブ島にはそれぞれ 50、30、100MWの中間用電源とネグロス、パニー両島にピーク供給用としてそれぞれ 30MWの電源を計画している。

2005 年にはセブ-ネグロス間の送電線が送電容量 100MWから 200MWに強化される予定である。2005 年以降 2011 年までにビサヤス地域の開発量は 1,330MWであるが各島に分散していることから 100MWから 10MWまで小型機が多い。増設総台数 28 ユニット平均の出力は 47.5MWとなっている。

ミンダナオ地域では 2004 年に 70MWガスタービンをルソンから移設する。

2005 年にはレイテ-ミンダナオ連系線（送電容量 500MW直流±350 kV）が運用を開始する計画であり、この連系でミンダナオ地域の発電力 350MW分は延期可能であると説明されている。



表3-2-2-4 発電設備増設計画(低成長:ベースケース)

Year	Luzon				Visayas				Mindanao				Philippine CUM. Total
	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW	
2001	Feb	BAKUN A/C HYDRO CASECNAN HYDRO	70 140	210									210
2002	Jan	ILJAN NATGAS FIRST GAS POWER B	1,200 500	1,910	Jan	NEGROS PB 102(from Cebu) PANAY PB 104 ( from Mindro)		32 32		Jan	PB 104 (to Pany)		1,942
2003	Jan	KALAYAAN 3&4 PS Hopewell GT 1X70 (to Mindanao)	350 -70	2,190	Jan	UPRATING LEYTE-CEBU, TL UPRATING LEYTE-BOHOL INTER.II NEGROSPEAKING PANAY PEAKING			60 60 120				2,310
2004				2,190	Jan	NEGROSPEAKING PANAY MIDRANGE BOHOL MIDRANGE CEBU MIDRANGE PANAY PEAKING		30 50 30 100 30	360	Jan	Hopewell GT 1X70 (to Mindanao)	70 70	2,620
2005	Jan	SAN PASUCAL COGEN SAN ROQUE HYDRO BULACAN BIOMASS	300 345 40	2,875	Jan	UPRATING CEBU-NEGROS TL PANAY MIDRANGE BOHOL MIDRANGE			450 50 40	Jan	LEYTE-MINDAO INTERC	70	3,395
2006	Jan	BASE LOAD PLANT	300	3,175	Jan	CEBU PEAKING BOHOL MIDRANGE PANAY PEAKING NEGROSPEAKING CEBU MIDRANGE		60 20 30 30 50	640	Jan	MINDANAO COAL	200 270	4,085
2007	Jan	BASE LOAD PLANT PEAKING PLANT	300 450	3,925	Jan	CEBU PEAKING NEGROS MIDRANGE PANAY MIDRANGE BOHOL MIDRANGE		60 50 50 10	810	Jan	MINDANAO MIDRANGE	150 420	5,155
2008	Jan	BASE LOAD PLANT PEAKING PLANT	900 150	4,975	Jan	CEBU PEAKING BOHOL MIDRANGE		60 10	880	Jan	MINDANAO MIDRANGE MINDANAO PEAKING	150 30 600	6,455
2009	Jan	BASE LOAD PLANT PEAKING PLANT	900 300	6,175	Jan	CEBU PEAKING PANAY MIDRANGE NEGROS MIDRANGE BOHOL MIDRANGE		60 50 50 30	1,070	Jan	MINDANAO MIDRANGE MINDANAO PEAKING	150 30 780	8,025
2010	Jan	BASE LOAD PLANT PEAKING PLANT	900 450	7,525	Jan	CEBU PEAKING PANAY PEAKING BOHOL MIDRANGE NEGROSPEAKING CEBU MIDRANGE		60 60 20 60 50	1,320	Jan	MINDANAO MIDRANGE	300 1,080	9,925
2011	Jan	BASE LOAD PLANT PEAKING PLANT	1,800 300	9,625	Jan	CEBU BASELOAD CEBU PEAKING CEBU MIDRANGE NEGROSPEAKING PANAY PEAKING BOHOL MIDRANGE		100 60 100 60 30 20	1,690	Jan	MINDANAO BASELOAD MINDANAO PEAKING	100 90 1,270	12,585

2006年にはすでに述べた認可済計画 200MW石炭火力が運転開始する。

2007年から2011年までの間に1,000MWの増加が計画されている。総ユニット数は8台で20MWが2台含まれているものの後は90,150,300と比較的大型が計画されている。

### (5) 老朽発電設備廃止計画

本長期計画期間中に経済運転の寿命を超えるものなど合計1,905MWの老朽石油火力、石炭火力等の廃止計画を次の通りとしている。ルソンでは6箇所1,481MW、ビサヤスでは6箇所423.8MWを計画している。政府はこれら施設をよりクリーンな燃料技術を使った発電施設にリプレースしようとしている。しかしこれは時間がかかると考えて需給バランスでは廃止分は出力減として扱っている。

表 3-2-2-5 発電設備廃止計画

発電所名	運転開始	出力MW	廃止年	
ルソン				
Sucat 2&3	1971, 72	2 x200	2002	Oil Thermal
Edison Global	1994	58	2004	Diesel
Magellan Cogen	1994	63	2005	Diesel
Hopewell GT	1990, 91	210	2009	Gas Turbine
Navotas	1996	100	2011	Gas Turbine
Malaya 1& 2	1975, 79	1 x300 1x350	2011	Oil thermal
ルソン計		1,481		
ビサヤス				
Toledo Power		55	2003	Diesel
Panay Diesel 1	1979, 83	37	2004	Diesel
Power Barge Dsl	1985, 86	128	2005	Diesel
Naga Land Based GT	1991	55	2011	Diesel
Naga Coal 1 & 2	1981, 86	1x50 1x55	2011	Coal
Cebu Diesel 1	1978, 89	43.8	2011	Diesel
ビサヤス 計		423.8		

出典：PEP、現地調査時入手資料から編集

### 3-2-3 需給バランス

#### (1) 需給バランス

長期需要想定と電源開発計画、老朽設備廃止計画を用いて需給バランスを検討した。その結果を図 3-2-3-1 から 3-2-3-4 に示す。発電所の点検、事故停止などを考慮し供給力が80%に低下した場合の供給力カーブを併せて描いてみた。フィリピン系統全体で見た場合、2002年、2003年に天然ガス、水力の開発が集中することから大きなゆとりが生ずる。80%供給力カーブとピーク電力カーブを比較すると、全系統では2008年頃からはほぼ重なったようになり、80%の供給力に低下してもバランスが保てることがわかる。

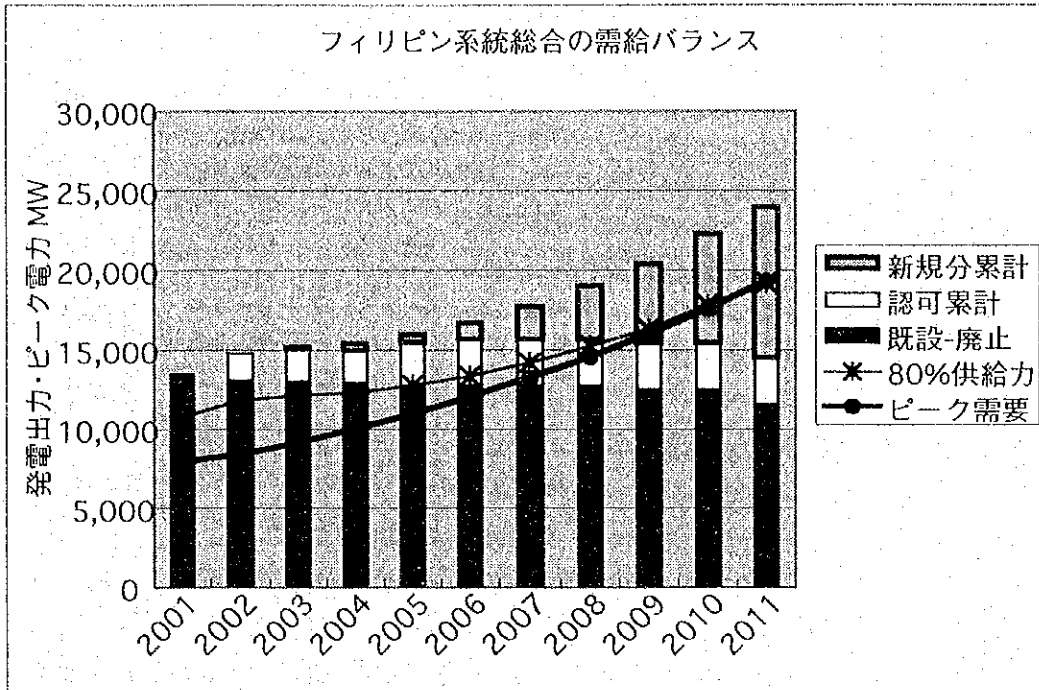


図 3-2-3-1 フィリピン系統の総合需給バランス

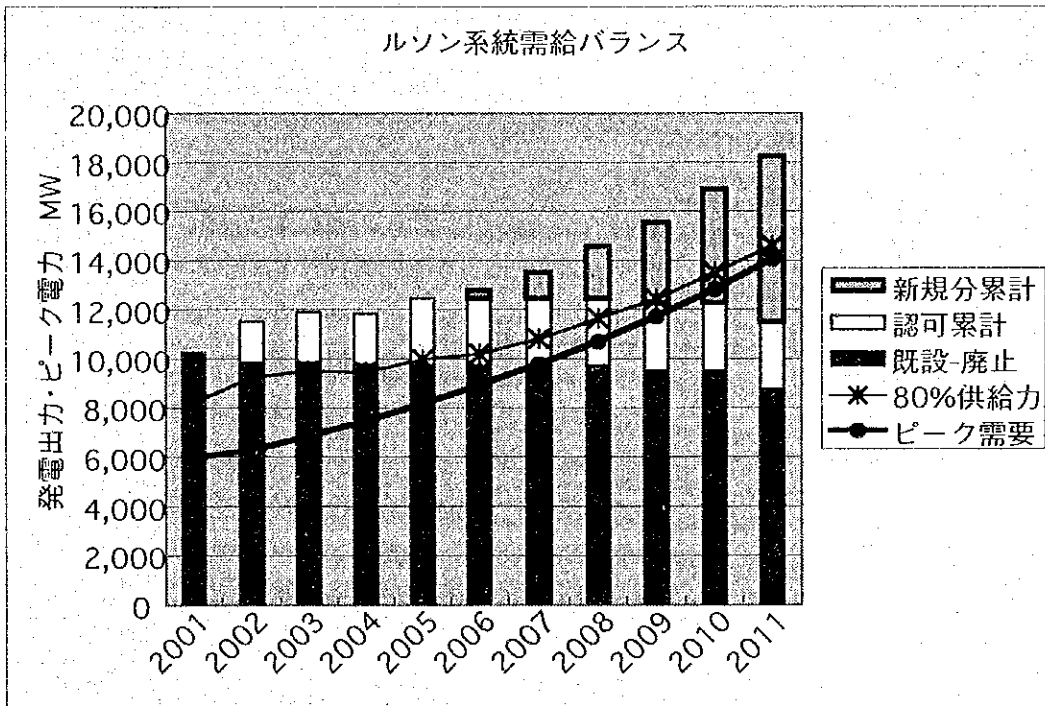


図 3-2-3-2 ルソン系統の需給バランス

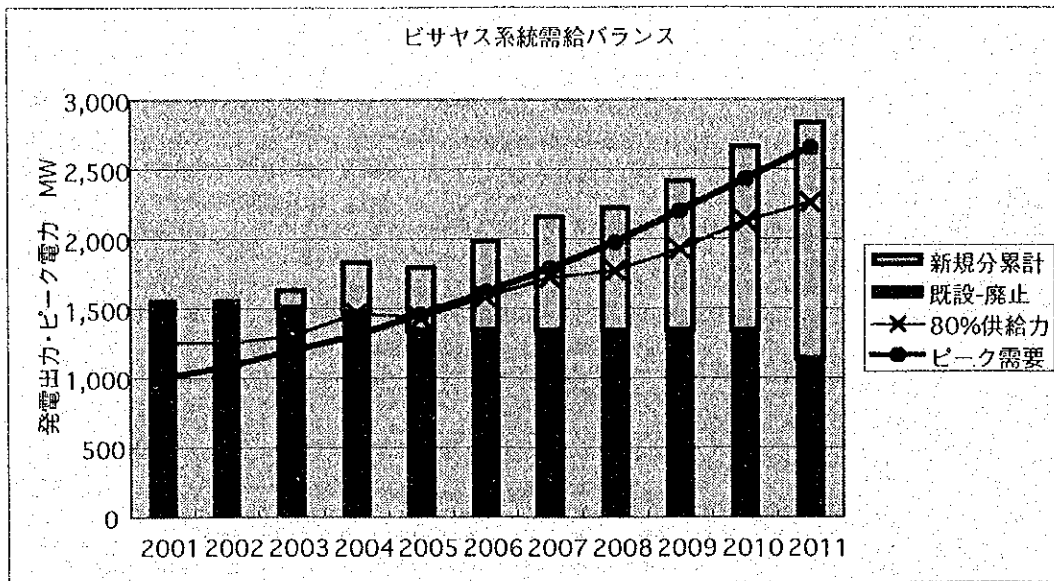


図 3-2-3-3 ビサヤス系統の需給バランス

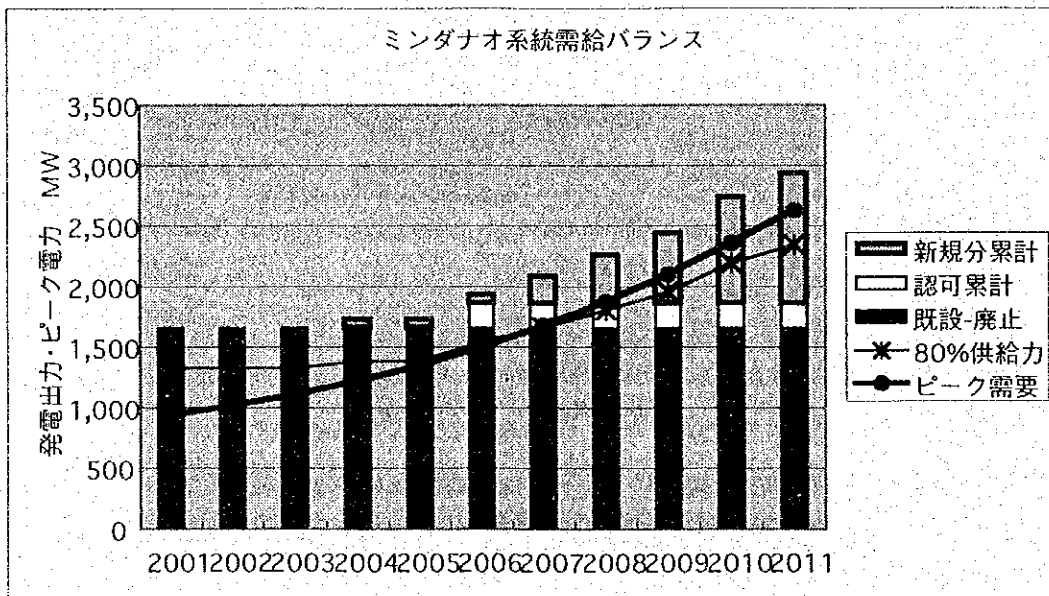


図 3-2-3-4 ミンダナオ系統の需給バランス

一方ビサヤス、ミンダナオ系統ではそれぞれ 2005 年、2008 年から 80% 供給力はピーク需要を下回るようになる。

しかしその差は計画最終年でも 300MW 程度となっている。2005 年にはレイテーミンダナオ間の連系線が運転開始するので、350MW の電源開発延期可能と言われている連系線の効果が発揮できることになる。

## (2) 予備率の推移

予備率で見ると図 3-2-3-5 および表 3-2-3-1 に見られるように系統総合では大型開発が行なわれる 2002 年に最高 75.9% になり後は低下を続け、2011 年には 24.2% になる。ビサヤス系統では 2008 年には予備率が 20% を下回り 2011 年には 6.5% になっている。ミンダナオでは 2009 年に 20% を下回り 2011 年には 11.4% となる。

また全系総合で見た場合 2007 年には現在の設備だけでは供給力が不足となり、既認可分を開発しても 2009 年には供給力が不足になる。

発電所出力の 20% が保守点検や事故により低下すると考えた場合には、認可済分を開発をしても 2007 年に供給力は不足となる。新たな電源の開発により需給バランスを保っている。

ルソン系統でも同様に 2007 年には全発電所が運転した場合でも既存電源だけでは供給力が不足になる。仮に発電所出力の 20% が保守点検や事故により低下すると考えた場合には、認可済分を開発をしても 2009 年に供給力は不足となる。

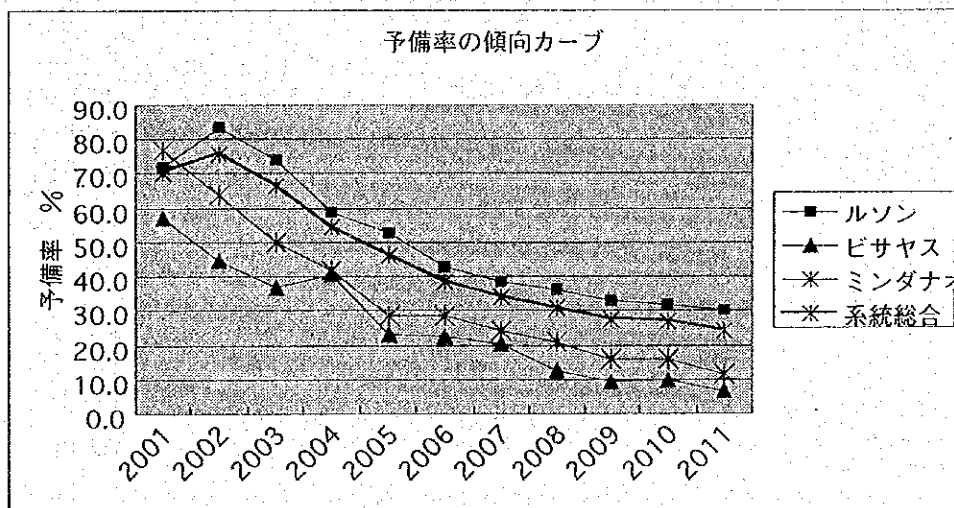


図 3-2-3-5 予備率の傾向

表 3-2-3-1 地域別需給バランス

単位MW

フィリピン										
年	既設 -廃止	廃止	認可 累計	既認可 分	新規分 累計	新規分	ピーク 需要	累計 出力	予備率 %	80% 供給力
2001	13,459						7,895	13,459	70.5	10,768
2002	13,059	400	1,700	1,700			8,390	14,759	75.9	11,808
2003	13,004	55	2,050	350	120	120	9,131	15,174	66.2	12,140
2004	12,909	95	2,050		430	310	9,983	15,389	54.2	12,312
2005	12,718	191	2,735	685	520	90	10,951	15,973	45.9	12,779
2006	12,718		2,935	200	1,010	490	12,036	16,663	38.4	13,331
2007	12,718		2,935		2,080	1,070	13,228	17,733	34.1	14,187
2008	12,718		2,935		3,380	1,300	14,540	19,033	30.9	15,227
2009	12,508	210	2,935		4,950	1,570	16,009	20,393	27.4	16,315
2010	12,508		2,935		6,850	1,900	17,606	22,293	26.6	17,835
2011	11,555	954	2,935		9,510	2,660	19,325	24,000	24.2	19,200
ルソン										
年	既設 -廃止	廃止	認可 累計	既認可 分	新規分 累計	新規分	ピーク 需要	累計 出力	予備率 %	80% 供給力
2001	10,235						5,960	10,235	71.7	8,188
2002	9,835	400	1,700	1,700			6,293	11,535	83.3	9,228
2003	9,835		2,050	350			6,830	11,885	74.0	9,508
2004	9,777	58	2,050				7,458	11,827	58.6	9,462
2005	9,714	63	2,735	685			8,143	12,449	52.9	9,959
2006	9,714		2,735		300	300	8,915	12,749	43.0	10,199
2007	9,714		2,735		1,050	750	9,762	13,499	38.3	10,799
2008	9,714		2,735		2,100	1,050	10,689	14,549	36.1	11,639
2009	9,504	210	2,735		3,300	1,200	11,705	15,539	32.8	12,431
2010	9,504		2,735		4,650	1,350	12,816	16,889	31.8	13,511
2011	8,754	750	2,735		6,750	2,100	14,038	18,239	29.9	14,591
ピサヤス										
年	既設 -廃止	廃止	認可 累計	既認可 分	新規分 累計	新規分	ピーク 需要	累計 出力	予備率 %	80% 供給力
2001	1,564						996	1,564	57.0	1,251
2002	1,564						1082	1,564	44.5	1,251
2003	1,509	55			120	120	1192	1,629	36.6	1,308
2004	1,472	37			360	240	1305	1,832	40.4	1,465
2005	1,344	128			450	90	1459	1,794	22.9	1,435
2006	1,344				640	190	1619	1,984	22.5	1,587
2007	1,344				810	170	1790	2,154	20.3	1,728
2008	1,344				880	70	1977	2,224	12.5	1,779
2009	1,344				1,070	190	2203	2,414	9.6	1,931
2010	1,344				1,320	250	2430	2,664	9.6	2,131
2011	1,140	203.8			1,690	370	2657	2,830	6.5	2,264
ミンダナオ										
年	既設 -廃止	廃止	認可 累計	既認可 分	新規分 累計	新規分	ピーク 需要	累計 出力	予備率 %	80% 供給力
2001	1,661						939	1,661	76.9	1,329
2002	1,661						1015	1,661	63.6	1,329
2003	1,661						1109	1,661	49.7	1,329
2004	1,661				70	70	1220	1,731	41.9	1,385
2005	1,661				70		1349	1,731	28.3	1,385
2006	1,661		200	200	70		1502	1,931	28.5	1,545
2007	1,661		200		220	150	1676	2,081	24.1	1,665
2008	1,661		200		400	180	1874	2,261	20.6	1,809
2009	1,661		200		580	180	2101	2,441	16.2	1,958
2010	1,661		200		880	300	2360	2,741	16.1	2,198
2011	1,661		200		1,070	190	2630	2,931	11.4	2,345

### (3) 最近の日常ベースの予備率

2002年1月に行なわれたMETI調査団によるNPCの系統運用の実態調査レポートによれば、日々の運用ベースにおける予備力の考え方は以下の通りで、大きな予備力を見込んでいる。新鋭設備の増加と老朽設備の廃止によって発電機事故率の低下も期待されるので保持すべき予備力も徐々に低下するものと思われる。

表 3-2-3-2 保持すべき予備力

瞬動予備力	負荷追随、周波数制御	バックアップ予備	合計
10.4%	2.8%	19.6%	32.7%

表 3-2-3-3 発電機事故実績 (トリップ回数)

年	1995	2000	2001
発電機トリップ回数	125	60	64

### 3-2-4 高成長の場合の電源開発

2011年のピーク電力想定値について高成長と低成長の差を見るとつぎのように約1,060MW大きくなっている。

2011年 高成長予測	20,384MW
同 低成長予測	19,325MW
差分	1,059MW

電源開発計画も高成長需要に合わせて検討され、その開発量は1,080MW多くなっている。高成長の場合の発電設備増設計画を表 3-2-4-1 に示す。既認可電源の開発は低成長の場合と同じく2,935MWである。新規電源に関しては、低成長の開発計画量9,440MWに比較し、ルソン系統で750MW、ピサヤス系統で120MW、ミンダナオ系統で210MW 合計1,080MW 開発量が増加している。高成長の場合の新規電源の用途別内訳を表 3-2-4-2 に示す。

表3-2-4-1 発電設備増設計画(高成長の場合)

Year	Luzon				Visayas				Mindanao				Philippine CUM. Total	
	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW	Month	Plant Addition	MW Cap	Inst MW		
2001	Feb	BAKUN A/C HYDRO CASECNAN HYDRO	70 140	210									210	
2002	Jan	ILIJAN NATGAS	1,200	1,910	Jan	NEGROS PB 102(from Cebu) PANAY PB 104		32		PB 104 (to Pany)			1,942	
		FIRST GAS POWER B	500		Jan	( from Mindro)		32						
2003	Jan	KALAYAAN 3&4 PS	350	2,190	Jan	UPRATING LEYTE-CEBU TL							2,310	
		Hopewell GT 1X70 (to Mindanao)	-70		Jan	UPRATING LEYTE-BOHOL INTER.II								
					Jan	NEGROS PEAKING	60	120						
					Jan	PANAY PEAKING	60							
2004				2,190	Jan	CEBU PEAKING	30	310		Hopewell GT 1X70 (to Mindanao)	70	70	2,570	
					Jan	PANAY MIDRANGE	50							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	30							
					Jan	CEBU MIDRANGE	50							
					Jan	PANAY PEAKING	30							
2005	Jan	SAN PASUCAL COGEN	300	2,875	Jan	UPRATING CEBU-NEGROS TL		480		Jan	LEYTE-MINDAO INTERC		100	3,455
	Jan	SAN ROQUE HYDRO BULACAN BIOMASS	345 40		Jan	PANAY MIDRANGE	50			Jan	MINDANAO PEAKING	30		
					Jan	NEGROS PEAKING	30							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	40							
					Jan	CEBU MIDRANGE	50							
2006	Jan	BASE LOAD PLANT	300	3,175	Jan	CEBU PEAKING	60	620		Jan	MINDANAO COAL	200	300	4,095
					Jan	BOHOL MIDRANGE	20							
					Jan	PANAY PEAKING	30							
					Jan	NEGROS PEAKING	30							
2007	Jan	BASE LOAD PLANT	600	4,225	Jan	CEBU PEAKING	60	840		Jan	MINDANAO MIDRANGE	150	450	5,515
	Jan	PEAKING PLANT	450		Jan	NEGROS MIDRANGE	50							
					Jan	PANAY MIDRANGE	50							
					Jan	SEBU MIDRANGE	50							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	10							
2008	Jan	BASE LOAD PLANT	600	5,275	Jan	CEBU PEAKING	60	990		Jan	MINDANAO MIDRANGE	150	600	6,865
	Jan	PEAKING PLANT	450		Jan	NEGROS MIDRANGE	50							
					Jan	PANAY PEAKING	30							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	10							
2009	Jan	BASE LOAD PLANT	900	6,625	Jan	CEBU PEAKING	60	1,200		Jan	MINDANAO MIDRANGE	300	900	8,725
	Jan	PEAKING PLANT	450		Jan	PANAY MIDRANGE	50			Jan				
					Jan	NEGROS PEAKING	60							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	40							
2010	Jan	BASE LOAD PLANT	1,200	8,125	Jan	CEBU PEAKING	60	1,440		Jan	MINDANAO MIDRANGE	150	1,050	10,615
	Jan	PEAKING PLANT	300		Jan	PANAY PEAKING	60							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	10							
					Jan	NEGROS PEAKING	60							
					Jan	CEBU MIDRANGE	50							
2011	Jan	BASE LOAD PLANT	1,800	10,375	Jan	CEBU BASELOAD	100	1,810		Jan	MINDANAO BASELOAD	100	1,480	13,665
	Jan	PEAKING PLANT	450		Jan	CEBU PEAKING	60			Jan	MINDANAO PEAKING	30		
					Jan	CEBU MIDRANGE	100			Jan	MINDANAO MIDRANGE	300		
					Jan	NEGROS MIDRANGE	50							
					Jan	PANAY PEAKING	30							
					Jan	BOHOL MIDRANGE	30							



表 3-2-4-2 新規電源の用途別内訳(高成長の場合) 単位：MW

年	ルソン	ベース 用	ピーク 用	ビサヤ ス	ベース 用	中間用	ピーク 用	ミンダ ナオ	ベース 用	中間用	ピーク 用
2003	0			120			120				
2004	0			190		130	60				
2005	0			170		140	30	30			30
2006	300	300		140		20	120	0			
2007	1,050	600	450	220		160	60	150		150	
2008	1,050	600	450	150		60	90	150		150	
2009	1,350	900	450	210		90	120	300		300	
2010	1,500	1,200	300	240		60	180	150		150	
2011	2,250	1,800	450	370	100	180	90	430	100	300	30
合計	7,500	5,400	2,100	1,810	100	840	870	1,210	100	1,050	60
参考：低成長の場合の合計	6,750	5,100	1,650	1,690	100	780	810	1,000	100	750	150

### 3-2-5 スモールアイランド系統の電源開発

フィリピン主要系統から離れた地域にある小規模電源はおもにSPUGが地方電化計画の一環として担当しているがこれに関する計画は表 3-2-5-1 に示すとおり長期計画期間中に294.4MWの建設を行なうことにしている。その内石油燃料(ディーゼル)が241MW、水力33.4MW、地熱20MWとなっている。

表 3-2-5-1 スモールアイランド系統の電源開発計画 単位：MW

形態	既設 (2001年)	増加分 (2002-2011)	合計	構成比 %
石油ベース	221.5	241.0	462.5	88.9
地熱	-	20.0	20.0	3.8
水力	4.4	33.4	37.8	7.3
合計	225.8	294.4	520.3	100

表 3-2-4-2 新規電源の用途別内訳(高成長の場合) 単位：MW

年	ルソン	ベース 用	ピーク 用	ビサヤ ス	ベース 用	中間用	ピーク 用	ミンダ ナオ	ベース 用	中間用	ピーク 用
2003	0			120			120				
2004	0			190		130	60				
2005	0			170		140	30	30			30
2006	300	300		140		20	120	0			
2007	1,050	600	450	220		160	60	150		150	
2008	1,050	600	450	150		60	90	150		150	
2009	1,350	900	450	210		90	120	300		300	
2010	1,500	1,200	300	240		60	180	150		150	
2011	2,250	1,800	450	370	100	180	90	430	100	300	30
合計	7,500	5,400	2,100	1,810	100	840	870	1,210	100	1,050	60
参考：低成長の場合の合計	6,750	5,100	1,650	1,690	100	780	810	1,000	100	750	150

### 3-2-5 スモールアイランド系統の電源開発

フィリピン主要系統から離れた地域にある小規模電源はおもにSPUGが地方電化計画の一環として担当しているがこれに関する計画は表 3-2-5-1 に示すとおり長期計画期間中に294.4MWの建設を行なうことにしている。その内石油燃料(ディーゼル)が241MW、水力33.4MW、地熱20MWとなっている。

表 3-2-5-1 スモールアイランド系統の電源開発計画 単位：MW

形態	既設 (2001年)	増加分 (2002-2011)	合計	構成比 %
石油ベース	221.5	241.0	462.5	88.9
地熱	-	20.0	20.0	3.8
水力	4.4	33.4	37.8	7.3
合計	225.8	294.4	520.3	100

### 3-3 参考事項

#### 3-3-1 GDP 想定と需要想定の関係

##### (1) 実績と想定と比較

需要想定は人口動向や経済成長をベースとして行なわれるがフィリピンの場合は NEDA が想定する 5 年間の GDP 予測値をベースとして、それ以降は DOE で想定している。そこで過去の GDP と需要の実績およびその弾性値(電力量の伸び率/GDP の伸び率)、並びにそれぞれの予測値を表 3-3-1-1 に示す。連結してグラフにすると図 3-3-1-1 のようになる。

経済状態の変遷に伴い実績値は大きく変動しているが 1989 年から 2000 年までの年平均伸び率は 1991 年と 1998 年の大きな落ち込みの影響もあって GDP が 2.87%、電力量が 5.33% 弾性値は 1.9 となっている。これに対して 2001 年から 2011 年までの伸び率は GDP が 5.97%、電力量で 9.34% と大きな伸びを見込んでいる。

##### (2) 2000 年 PDP 需要想定との比較

2000 年 PDP と 2002—2011 年 PEP の需要予測を比較すると図 3-3-1-2 に示すように、2004 年までは後者がやや下回っているもののその後大きめの想定になり 2010 年では電力量で約 9000GWh (9.8%)、ピーク電力で 1,800MW(11.5%) 大きな想定となっている。

経済発展を見込んで大きな想定をしているが、過去の経験では想定値を下方修正することが多かったといわれている。今後の経済動向、需要動向を的確に把握しつつ弾力的に対応することが必要であろう。

表 3-3-1-1 エネルギー - 経済指標

エコノミックパラメータ(実績)									
年度	GDP (billion pesos)	GDP 伸び率 (%)	電力量 (GWh)	電力量 伸び率 (%)	弾性値 (電力量 /GDP)	人口 (百万人)	人口 伸び率 (%)	1人当り 電力量 (kWh)	1人当り 電力量 伸び率(%)
1989	699.45	6.21	25,573	4.22	0.7	59.28	2.35		
1990	720.69	3.04	26,327	2.95	1.0	60.70	2.40		
1991	716.52	-0.58	25,649	-2.58	4.4	62.11	2.32	413.0	
1992	718.91	0.33	25,870	0.86	2.6	63.55	2.32	407.1	-1.42
1993	734.16	2.12	26,579	2.74	1.3	65.03	2.33	408.7	0.40
1994	766.37	4.39	30,459	14.60	3.3	66.54	2.32	457.8	12.00
1995	802.22	4.68	33,554	10.16	2.2	68.62	3.13	489.0	6.82
1996	849.12	5.85	36,708	9.40	1.6	69.95	1.94	524.8	7.32
1997	892.86	5.15	39,797	8.42	1.6	71.54	2.27	556.3	6.01
1998	887.91	-0.55	41,578	4.48	-8.1	73.15	2.25	568.4	2.18
1999	917.38	3.32	41,432	-0.35	-0.1	74.8	2.26	553.9	-2.55
2000	955.00	4.10	45,290	9.31	2.3	76.35	2.07	593.2	7.09
平均伸び率・弾性値		2.87		5.33	1.9				

長期計画予測値 (低成長)

年度	GDP (billion pesos)	GDP 伸び率 (%)	電力量 (GWh)	電力量 伸び率 (%)	弾性値 (電力量 /GDP)	人口 (百万人)	人口 伸び率 (%)	1人当り 電力量 (kWh)	1人当り 電力量 伸び率(%)
2001	986.55	3.30	45,121	-0.37	-0.11	77.93	2.07	579.0	-2.39
2002	1,028.70	4.27	47,917	6.20	1.45	79.50	2.01	602.7	4.10
2003	1,084.25	5.40	52,093	8.72	1.61	81.08	1.99	624.5	3.61
2004	1,146.19	5.71	56,979	9.38	1.64	82.66	1.95	689.3	10.38
2005	1,216.27	6.11	62,459	9.62	1.57	84.24	1.91	741.4	7.56
2006	1,293.43	6.34	68,625	9.87	1.56	85.76	1.80	800.2	7.93
2007	1,375.66	6.36	75,396	9.87	1.55	87.30	1.80	853.9	6.70
2008	1,463.31	6.37	82,861	9.90	1.55	88.87	1.80	932.4	9.19
2009	1,556.73	6.38	91,169	10.03	1.57	90.47	1.80	1,007.7	8.08
2010	1,656.32	6.40	100,257	9.97	1.56	92.10	1.80	1,088.6	8.02
2011	1,762.49	6.41	110,210	9.93	1.55	93.76	1.80	1,175.5	7.93
平均伸び率・弾性値		5.97		9.34	1.56		1.87		7.33

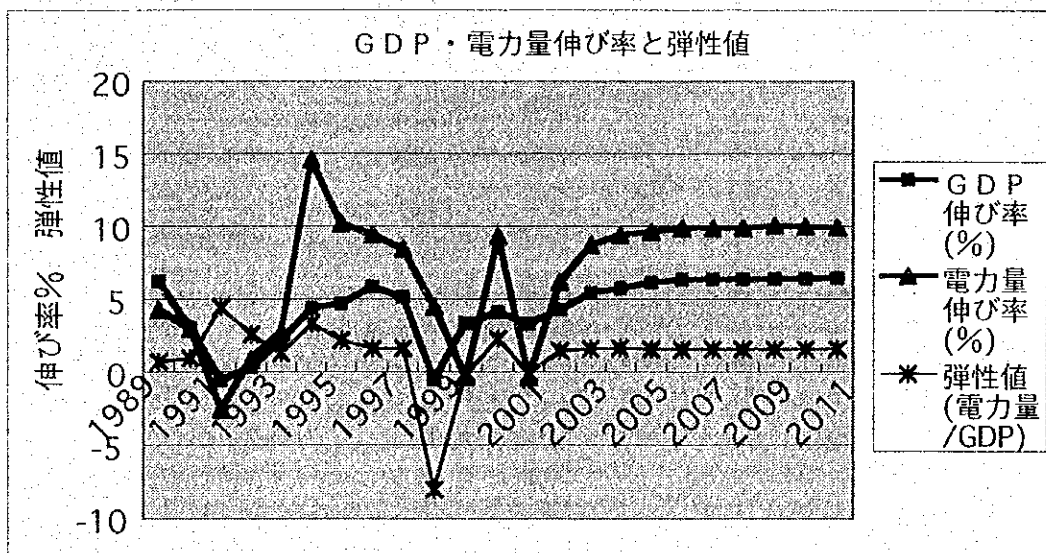


図 3-3-1-1 GDP電力量伸び率と弾性値

表3-3-1-2 2000年PDP需要想定との比較

年	需要電力量 GWh			ピーク電力 MW		
	2000PDP	2001PEP	差	2000PDP	2001PEP	差
1999	39,603			6,905		
2000	42,344			7,320		
2001	44,963	45,121	158	7,772	7,895	123
2002	48,564	47,916	-468	8,396	8,390	-6
2003	52,961	52,093	-868	9,159	9,131	-28
2004	57,746	56,978	-768	9,986	9,983	-3
2005	62,289	62,458	169	10,773	10,951	178
2006	67,225	68,624	1,399	11,627	12,036	409
2007	72,577	75,396	2,819	12,555	13,228	673
2008	78,333	82,859	4,526	13,552	14,540	988
2009	84,543	91,166	6,623	14,626	16,009	1,383
2010	91,284	100,253	8,969	15,794	17,606	1,812
2011		110,205			19,325	

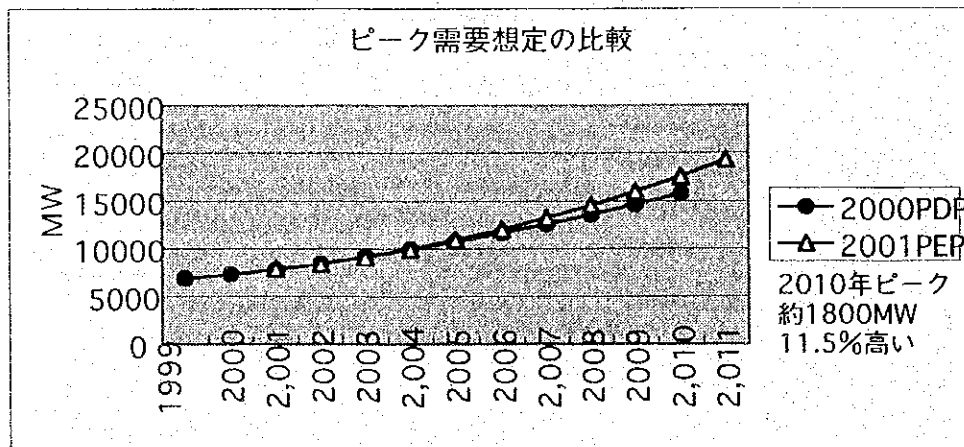
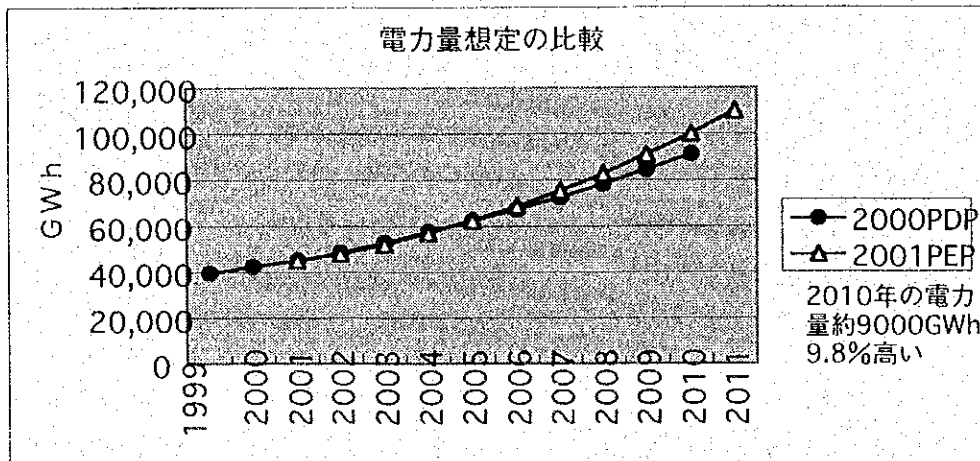


図 3-3-1-2 需要想定値の比較

### 3-3-2 電源開発計画策定に求められる技術力

#### (1) 従来の PDP 作成の流れ図

図 3-3-2-1 はフィリピンで使われてきた PDP 作成までの各種検討過程を示した流れ図である。各種データをもとに需要を想定し、電源計画を検討し、送電系統の検討をして投資規模や財政政策を勘案して PDP として纏め上げて行く課程を表している。

この中で送電線関連の技術的検討や投資計画等が分離されて TRANSCO で実施されることになった。この図から見ても一連の検討過程で相互の連係が重要なことがわかる。

#### (2) 電源開発計画策定に求められる技術力

DOE における PDP の策定は単なる電力会社の電力計画でなく、政策官庁としてこれを作ることはその目的も大きく変わってくる。NPC が解体し発電力確保が IPP 主体になる状況のもとでは、電力需要を想定し将来不足すると見られる電源開発を政策的に誘導し電力の安定供給確保をはかって行かなければならない。このような状況を考慮し PDP の枠組み全体を構築することは重要であるが、PDP 策定を実際に担当する DOE 職員の能力向上も急務である。

需要想定に関しては 1996 年から 2000 年まで 5 年間に DOE 職員 12 名（大部分が Science Research Specialist）が日本のエネルギー経済研究所の研修に参加しており、需要想定の高力はあるものがあると思われるが、PDP の基本となる電源開発計画に関しては、過渡期ではあるが計画検討過程が担当者にとってブラックボックス的なものとなっていることが調査の過程で伺えた。

民営化に伴い IPP など小規模民間発電会社が多くなると予想される中でエネルギーの効率的な使用、電源のベストミックスなどを考慮して最適な電源開発計画をまとめて行かなければならない DOE の立場からは、少なくとも電源計画の基礎的事項に関して技術的裏づけが必要である。くわえて代替案の検討が出来ることは勿論、電源計画と送電計画の協調、さらには系統運用面から見た安定供給（電圧、周波数の維持）、フィリピンの特徴としての島嶼間連系による最経済化（電源開発を行うのが経済的か、電源開発を行わず島嶼間を連系した方が経済的か）などの検討が重要になってくる。

このような考え方に沿ってフィリピンの実情を十分調査して、技術的に凝ったものよりも、使いやすく、諸案の比較検討が容易で、かつ検討過程が良く分かるソフトウェアを構築し毎年のローリングプラン検討にも使用できるものとするのが望ましいと考える。このような考え方のもとに本格調査に当たることが、DOE に対する電源開発計画支援の Institutional Capability Building の一部をかなえるものであろう。

### 3-3-3 国際協力銀行（JBIC）によるルソン系統送電線の調査

この調査は JBIC の SAPI (Special Assistance for Project Implementation) して実施されるもので、送電セクターの設備実態、技術力レベルなどに対する総合評価により、送電セクターの技術的問題の解明および今後の技術改善のための支援策を検討し、これら調査結果を民営化プロセスにフィードバックすることにより、スムーズな民営化の実現を図ることを目的としている。このため DOE の電源開発計画策定支援を目的とする本件調査と深い関係があるものと考えられる。

#### 業務内容

- (a) 民営化の進捗状況、及び、これまでの国際援助機関による TA のレビュー
- (b) 信頼性、安定性、効率性の観点から送電セクターに関して計画、設計、運用、保守の各部門毎に分析し現行の問題点を摘出する。これには導入が予定されている WESM へ対応するための技術的課題を含むものとする。
- (c) 上記の分析によって判明した技術的問題点に対して複数の解決策を提示するとともにそれらの優位性問題点のさまざまな基準からの比較検討を実施する。
- (d) 送電セクターの民営化の影響に関してアジア、大洋州および民営化先進事例としての欧米各国との比較を踏まえ電力経営の観点から重点的な事項の分析を行なう。

受け入れ窓口機関 DOE

#### 工程

1 月に委託先を決定、調査を開始した。4 月完了目途に早急な中間報告が求められている。

## 第4章 フィリピン国の電力セクター構造改革の進捗状況

フィリピン電力産業改革法 (EPIRA<sup>1</sup>) は2001年6月8日に成立・大統領署名が行われ、同月11日公布、26日で施行された。これにより、フィリピンの電力セクター構造改革の実施が決定した。この法律を受け、所轄政策官庁であるエネルギー省 (DOE<sup>2</sup>) は詳細を決める施行令 (IRR<sup>3</sup>) の作成と改革の要となる電力公社 (NPC) の分割民営化を進めつつある。

### 4-1 電力セクター構造改革の進捗状況

#### 4-1-1 施行令 (IRR) の成立

IRR 案作りは、DOE と上下両院合同電力委員会 (JCPC<sup>4</sup>) との共同作業で2002年1月の第四週末までにはほぼ終了し、1月24日段階で JCPC の条件付き了解が得られている。この後、2月7日に JCPC、DOE および関連省庁による承認が得られた段階で IRR として正式に成立する (法律と異なり、大統領の署名は行われない)。これまでの経緯は表1に示すとおりである。

表 4-1-1：施行令案作成に向けてのこれまでの経緯

• 第一回施行令案作成	2001年9月11日
• 関連産業界の意見を含め、(9/11版) 施行令案を修正。	2001年11月14日
• (11/14版) 施行令案を協議修正。	2002年1月17～24日
• JCPC は条件付きで施行令案を了解。	2002年1月24日
• JCPC、DOE および関連省庁による承認を予定。	2002年2月7日

(出所) DOE

<sup>1</sup> Electric Power Industry Reform Act of 2001 (Republic Act 9136:)

<sup>2</sup> Department of Energy

<sup>3</sup> Implementing Rules and Regulations

<sup>4</sup> Joint Congressional Power Committee：上院と下院より各7名ずつ、合計14名の議員が参加し、上下両院の当該各委員会の議長二人が共同で議事に当たる (共同議長となる)。



#### 4-1-2 NPC 分割民営化の実施スケジュール

ERIRA の成立後の NPC 分割民営化に向けた大まかなスケジュールは表 2 に示すとおりであり、NPC の民営化計画の提出は法成立後 6 カ月までと決められている。

基本的には、施行令案作りと並行して民営化計画案作りの作業が行われており、すでに案は JCPC に送られている。最終的な承認は施行令と同じく 2 月上旬が予定される。

表 4-1-2-1：NPC 分割民営化に向けてのスケジュール

EPIRA 施行 ～6 カ月	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ NPC の債務を電力セクター資産負債管理公社 (PSALM<sup>5</sup>) へ移管。</li> <li>・ NPC 送電資産と機能を TRANSCO へ移管。</li> <li>・ PSLM は民営化計画を JCPC に提出。</li> <li>・ DOE は IRR を JCPC に提出。</li> </ul>
～1 年	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 卸スポット市場の成立</li> </ul>
～2 年	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 下位送電線資産を認定された配電会社に売却。</li> </ul>
～3 年	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ルソンおよびピサヤス地区にある発電設備容量 (NPC 発電所および IPP) の 70% は民営化。</li> </ul>

(出所) PSALM

#### (1) 送電会社 (TRANSCO<sup>6</sup>) の民営化

民営化の方法として、現在二つの選択肢が与えられているが、そのどちらとなるかはまだ決定していない。一つは、25 年間の事業権契約 (25 年で更新可能) であり、TRANSCO の資産について資金調達、運転、設備拡張、維持および事業運営を行う。もう一つは完全な売却である。対象となる送電線資産には、送電線の連係点、アンシラリーサービスを行うための設備が含まれる。

ただしこの送電線の民営化を決定するためには、表 3 に示す前提条件を満たさなければならない。

表 4-1-2-2：TRANSCO 民営化を進める上での前提条件

前提条件	現状
・ 民営化計画の承認	提出済み
・ IRR の公布	提出済み
・ アンシラリーサービスに関わるスポット市場運営規定の承認	産業界との協議案
・ TRANSCO 料金の認可	2001 年 12 月 ERC 申請
・ 送電開発計画 (CAPEX プログラム) 案の準備	2001 年 PDP <sup>7</sup> 審査中
・ 下位送電線資産の分離	ほぼ終了
・ 営業管轄地域に関わる問題点の解決	

(注) 2002 年 1 月末現在

<sup>5</sup> Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation

<sup>6</sup> National Transmission Company

(出所) PSALM

## (2) 発電資産の民営化

PNC が所有していた発電所は発電会社 (GENCO<sup>8</sup>) として民営化される。これについては、表 4 に示すようないくつかの条件を満たすことが ERIRA により求められる。

表 4-1-2-3：法が定める民営化の条件

<b>ERIRA が定める要件</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• 民営化の価値の最適化</li><li>• 分割する資産について、市場競争、手続き、投資家の関心という点でバランスのとれたものにする。</li><li>• 民族資本の参加を鼓舞する。</li><li>• 公明正大な入札を行う。</li><li>• 各地熱発電所は地熱蒸気のサイトと発電プラントを一体化して売却する。</li></ul>
<b>その他の要件</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• 外国資本による土地所有の制限。</li><li>• 外国資本による地熱蒸気利用の制限。</li></ul>

(出所) PSALM

発電所資産のグループ分けは、基本的に次のことがらを満たすことが求められる。

- 競争的な市場を形成すること
- 投資家を引きつける内容となること
- プラントの経済性、そして価値の最大化を図ること

なお、現在想定される資産分割形態は表 5 に示す 6 グループで構成される案である。

表 4-1-2-4：GENCO 資産の分割案

<u>Luzon Calaca</u>		<u>Luzon Masinloc</u>	
Calaca (Coal)	600MW	Masinloc (Coal)	600MW
Pinamucan (Bunker C)	105MW	Bataan sites (na)	NA
Malaya I & II (Bunker C)	650MW	Total	600MW
Total	1,355MW	ルソンの市場占有率 (kWh)	9.7%
ルソンの市場占有率 (kWh)	12.7%		
<u>Luzon Angat (水力)</u>		<u>Luzon Magat (水力)</u>	
Angat	245MW	Magat	360MW
Pantabangan	100MW	Benguet	22MW
Masiway	12MW	Total	382MW

<sup>7</sup> Power Development Program

<sup>8</sup> Generation Company

Binga	100MW	ルソンの市場占有率 (kWh)	5.1%
Ambuklao	75MW		
Total	532MW		
ルソンの市場占有率 (kWh)		5.0%	
<u>地熱</u>		<u>その他</u>	
Bacman	150MW	13 small hydro, diesel and fuel oil plants, and sites	Total
Palinpinon	193MW		
Tiwi	220MW		
MakBan	330MW		
Tongonan	113MW		
Total	1,141MW	1,017MW	

(出所) PSALM

TRANSCO の場合と同様に GENCOs についても、最終的に民営化を実施するためには表 6 に示すいくつかの前提条件を満たさなければならない。

民営化計画と IRR については、前述のとおりすでにその案は JCPC に提出されている。料金申請についても、昨年 12 月にエネルギー規制委員会 (ERC<sup>9</sup>) に提出済みである。今後残された作業は、スポット市場の運営のテストと独立系発電事業者 (IPP<sup>10</sup>) との間で結ばれている既存の買電契約 (PPA<sup>11</sup>) を束ねて管理する IPP 管理者の決定である。

表 6: GENCOs 民営化を進める上での前提条件

前提条件	現状
・ 民営化計画の承認	提出済み
・ IRR の公布	提出済み
・ 料金の認可	2001 年 12 月 ERC 申請
・ 供給契約を移行する際の配分	作業開始
・ スポット市場運営の実施とテスト	作業中
・ IPP 管理者の任命	スポット市場開始後
実施中の準備作業	
・ スポット市場運営規則 (DOE および関連産業)	
・ 給電指令シミュレーション・モデリングと感度分析	

(注) 2002 年 1 月末現在

(出所) PSALM

<sup>9</sup> Energy Regulatory Commission

<sup>10</sup> Independent Power Producer

<sup>11</sup> Power Purchase Agreement

#### 4-2 電力セクターへの投資審査の現状

電力セクターへの投資案件については、インフラ投資の一環として通商産業省（DTI<sup>12</sup>）のなかの投資庁（BOI<sup>13</sup>）から優遇措置を受けることができる。

これまでの独立系発電事業者（IPP）の典型的なスキームである BOT プロジェクトについては、BOI に相談する以前に国家経済開発庁（NEDA<sup>14</sup>）の投資調整委員会<sup>15</sup>で案件の承認を受ける必要がある。ここで承認を受けた後、BOI に登録することになる。BOT 以外のスキームであれば NEDA の承認は必要ない。

DOE においてエネルギー投資促進室ができることについて、BOI は DOE と協調してプロジェクト投資を推進していくという立場を示している。しかし、BOI はプロジェクトに対する優遇措置（税金の免除など）を与える権限が BOI にあることを明言しており、投資家が優遇措置を望むのであれば、将来においても BOI の審査と登録が必要という立場は崩していない。

---

<sup>12</sup> Department of Trade and Industry

<sup>13</sup> Board of Investments

<sup>14</sup> National Economic and Development Authority

<sup>15</sup> Investment Coordinate Committee

## 第5章 調査実施上の留意点

### 5-1 電力開発計画 (PDP) の位置づけについて

PDP はこれまで国有電力公社 (NPC<sup>16</sup>) が作るものであり、いわば電力会社の長期施設計画という性格を持っていた。しかし、今後政府である DOE がこれを作るということは、その目的も大きく変わることを意味する。

まず PDP のアウトプットをどのように使うかという点で、そこに数値化されて示される予測値あるいは見通しについては、DOE が政策決定する際のベースとなる基本情報を集約して提示するものであり、予測を作ることだけが最終的な目的とはならない。

需要側から見て地域別にどの程度の電力需要の伸びが見込まれるのか、そして供給側から見てその潜在需要がどこまで満たされるのかを分析・定量化するという作業を通して、DOE は電力需給安定化の可能性を判断し、将来不足するとみられる電源開発への投資を政策的に誘導し、国民に対して安定した電力供給を保障していかねばならない。

この点で、さまざまな市場への参加者、例えば、GENCOs、既存 IPP、新規参入するマーチャントプラント、自家発電、さらには地方電化を進める公的な部門である小規模発電事業者グループ (SPUG<sup>17</sup>) などがそれぞれに計画している開発計画を積み上げることで、どの程度まで供給力が確保できるのか、あるいはその裏にどの程度の不確実性を含むものであるのかをシミュレートし、かつそれを確認することで、将来の電力投資の市場に関わる正確な情報を社会に提供するものでなければならない。加えて、その情報が当該市場に投資をしようとする者にとって正しいシグナルとなるべきであることは言うまでもない。

以上の点で、DOE が作成する PDP の目的は、政府の電力開発政策を表明すると同時に、かつ将来の電力市場の見通しとして公平なデータを提供することであろう。

### 5-2 PDP と僻地電力開発計画 (MEDP<sup>18</sup>) との仕分け

PDP と MEDP との仕分けをどのようにするかについては、きわめて曖昧な部分がある。

PDP は全国ベースの電力需給を把握しなければならない。この点で MEDP より上位の概念となる。

しかしながら、PDP が電力需給をかなりマクロ的に見るのに対して、他方、MEDP は非常にミクロ的なアプローチを取っている。MEDP の一部を構成する国家電化庁 (NEA<sup>19</sup>) が統括する電化組合 (EC<sup>20</sup>) の配電線拡張計画の積み上げ (NECDDP<sup>21</sup>)、SPUG が進める僻地離島用電源設備建設計画の積み上げ (MEP<sup>22</sup>)、さらにオイラオ (O Ilau) 計

<sup>16</sup> National Power Corporation

<sup>17</sup> Small Power Utility Group

<sup>18</sup> Missionary Electrification Development Program

<sup>19</sup> National Electrification Administration

<sup>20</sup> Electric Cooperative

<sup>21</sup> National Electric Cooperatives Distribution Development Plan

<sup>22</sup> Missionary Electrification Program

画の下で進めるソーラ・ホーム・システム (SHS<sup>23</sup>)、マイクロ水力システムなどの分散型電源導入プロジェクトの個別積み上げにより、MEDPの全体像が構成されている。

ところがオイルオ計画そのものがビジョンとして決定されており、未電化地区を必ずしも整合性がないまま個別のプロジェクトの積み上げで埋めていくといったアプローチを取っているため、マクロ・レベルでとらえた地方部の電力需要予測 (PDP の需要予測) との間でずれが生じる可能性がある。というよりも、MEDP (またはオイルオ計画) には現状では個別のプロジェクトの積み上げという事実があるだけであり、全体枠が必ずしも明確となっていない。例えば、EC が進める配電線の拡張計画と別枠で進めている分散型電源の設置計画の間で、投資の効率性などの点で合理的な判断が行われているのか否か、かなりの疑問が残る。

このような状況から、PDP で取り扱う MEDP への関与は、電力予測の作業を通して地方電化に必要な潜在需要の大枠を与え、それをどのような形で SPUG、NEA に役割を分担させ、さらにそこから漏れた分野でいかに投資を促進していくべきかをマクロ・レベルで検討することに絞るべきであろう。言葉を換えれば、PDP 内の地方電化の検討はマクロ・レベルでの地方電化に関わる需給想定地値の策定と地方電化戦略の方針を与えるまでとし、それ以降の詳細な検討は、別途、MEDP の策定作業に任せることで、個別の地方電化プロジェクトの選定、所要となる資金調達を検討するという二段階の構造にすることが望ましい。

したがって、後段の作業となる詳細な MEDP 策定については、当該開発調査の枠外とすべきであろう。

### 5-3 PDPで使用する予測モデル

電力需給計画の策定に使うモデルは先進国の電力会社が開発したものがパッケージとして広く販売されている。基本的にはそのようなモデルを活用すべきであるが、冒頭で述べたようにそのモデルを使う者は、電力会社の専門家でなく、政府機関に働くアナリストであることを理解しておかねばならない。この点で、技術的に凝ったものよりも、アナリストあるいはエコノミストの立場から使いやすいものとする必要がある。

これまで、NPC は米国の電力会社が開発した EGEAS を使ってきた。これをそのまま使うことは、過去のデータ蓄積がそのまま使えるというメリットがある。しかしその反面、PDP で別途取り込むべき MERALCO の需要想定は異なったモデルで作られるという別の問題も抱えている。

本格調査に当たっては、このような状況を考慮した上で使用するモデルを決定する必要がある。

---

<sup>23</sup> Solar Home System

#### 5-4 エネルギー投資促進室<sup>24</sup>

現状のエネルギー投資促進室にはスタッフが一人だけ任命されているにすぎない。

その半面で、DOE には、ここが大型の民間電力プロジェクトの投資促進窓口となり、さらには将来電源として使う天然ガスの投資促進にも結びつけたいという意欲的な目論見もある。

ひるがえって、フィリピンにとってエネルギー・電力分野への民間投資、とりわけ外国資本による投資が今後ますます重要となるであろうことは容易に想像できる。当然のことながら、当該分野への投資の促進については、他の関連官庁との権益争いにつながる可能性は否定できない。現状でも投資庁（BOI）の役割と明らかに重複しており、その他、大蔵省（DOF<sup>25</sup>）、国家経済開発庁（NEDA）など、関与する機関はかなりの数に上ることが予想される。

この点で、エネルギー投資促進室の役割と持つべき機能を決める上で、他所官庁との棲み分け、あるいは協調について、根拠法も含めてどのような形で可能となるかを十分検討しなければならない。

---

<sup>24</sup> Energy Investment Promotion Office

<sup>25</sup> Department of Finance