

フィリピン共和国  
「国家電力部門資産・  
負債管理公社ALM改善調査」  
事前調査報告書

平成20年11月  
(2008年)

独立行政法人 国際協力機構  
公共政策部

公共
JR
08-04



フィリピン共和国  
「国家電力部門資産・  
負債管理公社 A L M改善調査」  
事前調査報告書

平成20年11月  
(2008年)

独立行政法人 国際協力機構  
公共政策部



## 序 文

日本政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国の電力部門資産・負債管理公社（PSALM: Power Sector Assets and Liability Management Corporation）の財務戦略策定及びユニバーサル・チャージの管理システムを検討するための開発調査を実施することを決定し、独立行政法人国際協力機構（JICA）がこの調査を実施することとしました。

この開発調査は、過去に JICA が実施したプロジェクト形成調査に端を発したものです。フィリピン共和国は、1990 年代後半に発生したアジア通貨危機の影響をさほど受けなかったものの、その後の経済成長が周辺国に比べて見劣りしており、1998 年以降一貫して財政赤字が拡大し、2003 年末の政府債務残高は対 GDP 比で 4.6%に達しました。加えて、政府公社が抱える偶発債務（contingent liability）が電力セクターを中心に大きく拡大し、財政健全性に対する国内外の懸念が高まっている状況にありました。このような状況の中、JICA はフィリピン共和国財政の現状を正確に把握するとともに、今後の協力ニーズの発掘を目的として、2006 年から 2007 年にかけてプロジェクト形成調査を実施しました。同調査の開始当初は、フィリピン共和国の財政全般を対象とした調査・分析を行いました。調査の過程でフィリピン側からは政府公社を含めた債務管理能力強化に関する多くの協力打診がありました。そのため、債務管理に焦点を当てて案件形成を実施することとなり、債務残高の規模、緊急性（債務償還のピークが訪れるタイミング）、先方の現在の債務管理能力、他政府公社への波及効果等を勘案し、PSALM をカウンターパートとする本件開発調査が形成されることになったという経緯があります。

JICA は、この開発調査の枠組みを検討するため、平成 20 年 6 月 29 日から 7 月 12 日まで事前調査団を現地に派遣し、要請元である PSALM をはじめとするフィリピン共和国政府関係当局との協議を行いました。本報告書は、その事前調査の結果を取りまとめたものです。本報告書が、今後の本格調査の円滑な実施に資するのみならず、本件開発調査に対する国内関係各位のご理解・ご協力を得るための一助となることを願うものです。

終わりに、このたびの事前調査にご支援・ご協力を頂いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 20 年 11 月

独立行政法人 国際協力機構  
理事 新井 泉



## 略 語 表

ARMM	Autonomous Region of Muslim Mindanao
BOT	Build, Operate and Transfer
BSP	Bangko Sentral ng Pilipinas (Bangko Sentral) フィリピン中央銀行
CAR	Cordillera Administrative Region
COA	Commission on Audit 会計検査院
DOE	Department of Energy
DOF	Department of Finance 財務省
DU	Distribution Utility
DWS	Default Wholesale Supplier
EC	Electric Cooperative 電力組合
ECA	Energy Conversion Agreement
EPIRA	Electric Power Industry Reform Act of 2001, Republic Act No. 9136 電力産業改革法
ERB	Energy Regulatory Board
ERC	Energy Regulatory Commission
GADS	Gross Annual Debt Service
GOCC	Government Owned or Controlled Company
IPP	Independent Power Producer
IPPA	IPP Administrator
IRR	Implementing Rules and Regulations
ME	Missionary Electrification 地方電化
Meralco	Manila Electric Company
NEA	National Electrification Administration
NPC	National Power Corporation 国家電力公社
ODPS	One Day Power Sales
PPA	Purchase Power Agreement
PPA	Power Purchase Agreement
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation 電力部門資産・負債管理公社
ROL	Rehabilitate-Operate-Lease
ROM	Rehabilitate-Operate-Maintain
SCC	Stranded Contract Costs
SD	Stranded Debt
SPUG	Small Power Utilities Group
STF	Special Trust Fund
TRANSCO	National Transmission Company
UC	Universal Charge ユニバーサル・チャージ
WESM	Wholesale Electricity Spot Market 電力卸売スポット市場



# 目 次

序文  
略語表  
目次

第1章 事前調査団の派遣について .....	1
1-1 調査の背景 .....	1
1-2 事前調査の目的 .....	2
1-3 調査期間・日程 .....	2
1-4 調査団構成 .....	2
1-5 主要協議先機関 .....	2
第2章 調査結果要旨 .....	3
2-1 PSALM との協議結果要旨 .....	3
2-2 本格調査のスコープ .....	5
2-3 団長所感 .....	5
2-4 今後のスケジュール .....	7
第3章 フィリピンの電力セクター改革 .....	7
3-1 電力産業改革法（EPIRA） .....	7
3-1-1 EPIRA 制定の背景 .....	7
3-1-2 EPIRA の概要 .....	11
3-2 現在の電力供給 .....	19
3-2-1 発電設備 .....	19
3-2-2 発電電力量 .....	21
3-2-3 PF による発電の評価 .....	21
3-3 フィリピンの電力料金 .....	23
3-4 マクロ経済視点でのフィリピン電力セクター .....	24
3-4-1 フィリピン経済の現状 .....	24
3-4-2 フィリピン政府の債務 .....	26
3-4-3 大蔵省（DOF）と中央銀行（BSP） .....	27
3-5 フィリピン電力セクター改革の課題 .....	28
第4章 PSALM の資産及び負債 .....	33
4-1 PSALM の資産負債の概要 .....	33
4-1-1 対象とすべき資産と負債 .....	33
4-1-2 PSALM の資産・負債および業務の評価 .....	34
4-1-3 NPC .....	37
4-1-4 PSALM/NPC/TRANSCO の連結財務諸表による分析と評価 .....	42

4-2	PSALM/NPC/TRANSCO の財務管理の課題 .....	46
4-2-1	資産売却 .....	46
4-2-2	PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務 .....	48
4-3	PSALM/NPC/TRANSCO の債務整理 .....	51
4-3-1	債務返済・整理 .....	51
4-3-2	キャッシュフローの予測 .....	51
4-3-3	債務返済・整理計画の立案 .....	53
4-3-4	UC for Stranded Debt and Stranded Contract Costs .....	54
4-3-5	連結会計情報 .....	54
4-3-6	情報開示及び提供 .....	55
4-4	本格調査にあたっての留意事項 .....	55
第5章	ユニバーサル・チャージの概要 .....	58
5-1	ユニバーサル・チャージ (UC) の概念 .....	58
5-2	ユニバーサル・チャージの定義と種類 .....	58
5-3	ユニバーサル・チャージの計算方法 .....	58
5-4	PSALM のユニバーサル・チャージについての問題意識 .....	61
5-5	今後の課題 .....	64

(付属資料)

資料 1-1	詳細調査日程
資料 2-1	署名済みミニッツ (2008年7月4日付け)
資料 2-2	I/A 最終案 (事前調査団帰国後の協議を踏まえて修正したもの)
資料 3-1	Electric Power Industry Reform Act of 2001-Republic Act No.9136(電力産業改革法)
資料 3-2	The New Central Bank Act – Republic Act No.7653
資料 3-3	Meralco 電気料金
資料 4-1	PSALM 財務諸表
資料 4-2	NPC 財務諸表
資料 4-3	PSALM コンサルタント雇用参考 Terms of Reference
資料 5-1	配電事業者 (DU) 別 UC 送金状況
資料 5-2	UC 送金に問題のある配電事業者 (DU) の位置図
資料 6-1	個別協議の議事録

# 第1章 事前調査団の派遣について

## 1-1 調査の背景

フィリピン政府は、1980年代後半に発生した深刻な電力不足に対応するため、1987年に独立電力発電会社（IPP: Independent Power Producer）の発電部門への参入を可能にするとともに、1990年にBOT（Build, Operate and Transfer）法を施行する等、発電事業における規制緩和を進めた。その結果、電力不足は解消の方向に向かったものの、電力料金の高騰、国家電力公社（NPC: National Power Corporation）の負債の増大、政府の財政負担の拡大等の問題が発生した。これらの問題を解決するため、ERC（Energy Regulatory Commission）の設立、NPCの分割民営化、電力産業への競争の導入を柱とした電力産業改革法（RA9136 EPIRA）を2001年に制定したが、同法施行以前にNPCと売買契約が結ばれたプロジェクト以外は電力設備の売却が思うように進まず、NPC民営化の工程は大幅に遅れている。NPCは2005年時点で約1.2兆ペソ（約3兆円）の債務残高を有しているが、これはフィリピンにおける総合公共部門債務残高の約22%に相当する。また、この金額は財務省（DOF: Department of Finance）が管轄する14の政府公社（GOCC: Government Owned and/or Controlled Corporation）（NPCを含む）が抱える債務残高の約8割に相当する。GOCCの借入れは全て政府保証債務であることから、NPCが抱える膨大な債務は政府にとっての偶発債務に他ならず、GOCC、とりわけNPCの財務体質改善は政府の財政運営上の大きな課題の一つとなっている。加えて、このまま電力設備投資が拡大しない状況が続けば、再度電力危機を迎える可能性があることも懸念されている。したがって、NPCが保有する発電設備の売却を進めるとともに、債務を圧縮しつつ適正に管理していくことは、政府財政の改善及び電力セクター改革の双方の観点から急務となっている。

NPCの全ての資産・負債の管理・処分は、EPIRAに基づき2001年7月に設立された電力部門資産・負債管理公社（PSALM: Power Sector Asset and Liability Management Corporation）が担当しているが、PSALMは若い組織であり、資産・負債管理（ALM管理）に関するキャパシティが極めて不足している状況にある。かかる状況を改善するため、PSALMの中期的な財務戦略策定を支援するとともに、ユニバーサル・チャージ<sup>1</sup>の管理システムを検討することを目的とした開発調査<sup>2</sup>がPSALMより要請された。今回の事前調査は、この要請が日本政府により採択されたことを受けてJICAが実施したものである。

---

<sup>1</sup> 用途を特定目的に限定した上で電力料金の一部として全ての電力需要家に転化され徴収される資金。採算のとれない地方電化や環境対策等の原資として使用されている。

<sup>2</sup> 今次事前調査を通じ、案件名称を要請時点の「国家電力公社財務管理マスタープラン調査」から「国家電力部門資産・負債管理公社ALMマスタープラン調査」に変更することで先方と合意。更に、その後の日本国内での関係機関との協議を踏まえて「国家電力部門資産・負債管理公社ALM改善調査」に変更すること先方に提案し、合意を得た（英文案件名も同様に変更）。

## 1-2 事前調査の目的

- (1) カウンターパートである PSALM を中心としたフィリピン側関係省庁・機関及び現地ドナー等との協議を通じ、本格調査の枠組み（調査の対象範囲、内容、期間、工程、要員計画等）につき関係者間での基本的合意を形成するとともに、PSALM との間で実施細則（IA: Implementing Arrangement）案を添付したミニッツに署名する。
- (2) 本格調査の業務指示書の作成に資する関連情報を収集する。

## 1-3 調査期間・日程

2008年6月29日（土）～7月12日（土）（14日間：詳細日程は別添資料 1-1 参照）。

## 1-4 調査団構成

担当分野	氏名	所属・肩書	派遣期間
団長/総括	押切 康志	JICA 公共政策部ガバナンスグループ 財政・金融課 課長	6/29～7/5
調査企画	森原 克樹	JICA 公共政策部ガバナンスグループ 財政・金融課 副主任	6/29～7/5
財務戦略 (コンサルタント)	秋月 貞造	エーシーエス株式会社 代表取締役社長	6/29～7/12
電力料金課金制度 (コンサルタント)	青山 透	株式会社国際開発アソシエイツ パーマネントエキスパート	6/9～7/12

## 1-5 主要協議先機関

- (フィリピン側) PSALM、NPC、エネルギー省 (DOE)、財務省 (DOF)、中央銀行 (BSP)、  
現地コンサルティング会社 (監査法人等) 等
- (日本側) 大使館、JBIC マニラ支店、日系金融機関マニラ支店 等
- (その他) 世界銀行、アジア開発銀行 等

## 第2章 調査結果要旨

### 2-1 PSALM との協議結果要旨

#### (1) PSALM の支援ニーズの確認

先方からの要望は、①PSALM の財務管理戦略の策定、②UC 管理システムの検討、の2つに大別される。それぞれについての PSALM の現状は以下のとおり。

#### ア. PSALM における財務管理の現状

##### (ア) 資産サイド

- ・ 2007 年に大型発電所 2 件の売却<sup>3</sup>が完了したこともあり、資産売却は比較的順調に進んでいる (1,850MW、発電容量ベースで約 50%売却済み)。2008 年中に EPIRA が定める目標 (「ルソン、ビサヤスにおける NPC 所有発電所の 70%を売却する」) を達成すべく入札を継続中。2008 年、2009 年の 2 年間で 18 発電所 (計 1,876MW) の売却を目指している。
- ・ 帳簿上、基本的に全ての資産 (Transco の送電資産含む。) が NPC に残っており、PSALM は帳簿上移管されていない資産の売却を実行しているという極めていびつな構造になっている。PSALM は資産の移管を妨げられてきた要因として債権者の同意が得られなかった点を挙げていたが、世銀、ADB はそれぞれ 2006 年、2007 年に同意を表明しており、JBIC も近日中に同意する予定であることから、問題はむしろ NPC の帳簿の整理に伴う様々な困難にあるのではないかと推察される。また、組織・人員の移管が必要なことも問題の一つと思われる。
- ・ PSALM、NPC 及び Transco の 3 社の連結財務諸表は、DOF の Corporate Affairs Group が取り纏める IMF 向けの報告資料の一部として 4 半期ごとに PSALM が作成しており、それを内部の財務管理ツールとしても活用している由。ただし、PSALM に対する財務データの提供に NPC が十分な協力を行っているか否かは定かでない。

##### (イ) 負債サイド

- ・ 調査団が収集した資料によれば、2007 年 12 月時点での債務残高 (3 社連結ベース) は約 83 億米ドル。PSALM によれば、このうち約 40%の償還が 2009 年から 2011 年に集中している由。現在の見通しでは、発電資産の売却収入で賄える返済額はこの 3 年間の償還額の 2/3 に留まるため、残り 1/3 の債務を如何に管理するかを早急に検討する必要性が生じているとのこと。
- ・ PSALM によれば、上記債務の約 90%が外貨建てとなっており (米ドル 55%、円 33%、ユーロ 3%、韓国ウォン 1.5%)、PSALM は為替リスクのヘッジに多大な関心を持っている。ただし、PSALM が為替スワップを含めたデリバティブを活用する際には中央銀行及び財務省の承認を得る必要がある、大きな障害として認識されている。
- ・ なお、資産の売却収入は債務返済に充当することが義務付けられている。

<sup>3</sup> Masinloc 発電所 (600MW) 及び Calaca 発電所 (600MW)。落札額は、Masinloc が 930 百万米ドル、Calaca が 786.5 百万米ドル。

## イ. UC の管理システム

- (ア) 「計算、課金、徴収、配分、記帳、モニタリング」という一連のサイクルのうち、特に問題となっているのは徴収とモニタリングの部分。UC のエンドユーザーからの徴収及び PSALM への送金を担当する 150 の配電事業者 (DU: Distribution Utility、うち 119 は Electric Cooperative) のうち、およそ 30 程度が送金の滞納や遅延等の問題を抱えている<sup>4</sup>。滞納の理由は PSALM も正確には把握していない。罰則として 5%/月の遅延金を課しているが、DU に期限どおりの送金を促すインセンティブとしては全く機能していないのが現状であり、PSALM としては新たな仕組みが必要と考えている。
- (イ) DU から PSALM への送金額は DU の報告ベースで決まっているため、DU が実際の売り上げに正確に対応した UC 額を報告しているか否かが不明である点も問題。
- (ウ) 資金管理を効率的に実施するため、マクロを含めたスプレッドシートの機能に関する知識の向上を図りたいとの要望あり。
- (エ) なお、新たに導入を検討している Stranded Contract Costs (SCC) 及び Stranded Debts (SD) 分の UC については、2007 年 2 月に ERC で承認されたルール<sup>5</sup>に沿って試算が行われている。現在、SCC 分 (0.20 ペソ/KWh) については PSALM Board において ERC への上程の可否を検討中。SD 分については、試算においてマイナスの数字が算出されたため ERC への上程を控えている。したがって、調査団が当初想定していた SCC 及び SD 分の UC の計算方法の改善・確立のための支援は特に必要ないとのこと。

## (2) I/A 当初案に対する主な要望事項

### ア. 調査期間

当初提示した 13 ヶ月に対し、3 ヶ月から 6 ヶ月程度に短縮するよう要望あり。主な理由は以下の 2 点。

- (ア) 上記 (1) ア. (イ) にあるとおり、債務返済の bunching が 2009 年から始まるため早急に債務管理戦略が必要とされている。
- (イ) 上記次第もあり、債務管理に関する分析を行うコンサルタントを直接雇用することが決まっており、2008 年 11 月または 12 月に報告が纏められる予定。このコンサルタントの報告と JICA 開発調査をうまく連携させるためには、JICA 開発調査の提言 (債務管理部分) が本年 12 月からあまり間を空けずに纏められる必要がある。
- ⇒【対応】 要望どおりの期間短縮は難しいが、調査の質を損なわずにどこまで期間短縮が図れるか調査団内で再検討することとした。

### イ. NPC から PSALM への資産移管に関する作業

NPC から PSALM への資産移管を促進するための帳簿の整理 (資産・負債の洗い直し及び仕分け) を 2008 年 12 月までに完了させたいと考えているところ、それに対する支援を調査の範囲に含めて欲しいとの要望あり。

⇒【対応】 財務管理戦略策定とは若干性質が異なる作業である上、想定される作業量が事前に特定し難いことから、受け入れないこととした。

<sup>4</sup> 2007 年 12 月末現在、2 ヶ月以上の滞納金の総額は約 2.1 億ペソ (うち 1 年以上の滞納金は 3700 万ペソ)。

<sup>5</sup> "A Resolution Adopting Rules for Recovery of NPC Stranded Contract Costs and Stranded Debts Portion of the Universal Charges", Energy Regulatory Commission, the Republic of the Philippines (February 6<sup>th</sup>, 2007).

## 2-2 本格調査の範囲

上記を踏まえ、調査の範囲を以下のとおり設定し、先方と合意した（合意内容の詳細は別添資料 2-1・M/M 参照<sup>6</sup>）。

### （1）調査の目的

- ア. PSALM の資産・負債管理（NPC から PSALM に今後移管される資産・負債、及び Transco の資産・負債を含む）に関する包括的なマスタープランを策定する。
- イ. UC 資金の管理方法（特に徴収及びモニタリング）に関する改善策を取り纏める。

### （2）調査期間

10.5 ヶ月。

### （3）主なステップ

#### 【コンポーネント 1：ALM マスタープラン】

- ① PSALM、NPC、Transco の連結財務諸表及び個別の財務諸表をレビューする。
- ② 3 社の連結財務諸表に基づき、既存のキャッシュフロー予測を評価する。
- ③ 外貨の持ち高管理方法をレビューする。
- ④ デリバティブの活用を含めた債務再構築計画を策定する。
- ⑤ PSALM における資産・負債管理のためのガイドライン（為替リスク、デリバティブポジションの管理を含む）を策定する。
- ⑥ PSALM の資産・負債管理マスタープランを策定する。
- ⑦ 関係者向けにワークショップを開催する。

#### 【コンポーネント 2：UC 管理】

- ① 一連の UC 管理サイクルに関する制度・現状をレビューする。
- ② UC 資金の徴収及びモニタリングに関する現在の状況を評価する。
- ③ DU に対するサンプル調査を実施し、DU のパフォーマンスや財政能力に関する情報を直接収集する。
- ④ UC 資金の管理を改善するために必要な対策を取り纏める。

### （4）想定される投入

#### ア. コンサルタント

（日本人コンサルタント）財務・会計、金融、地方電化

（現地コンサルタント）財務・会計、地方電化

#### イ. 本邦研修（債務管理中心）

## 2-3 団長所感

### （1）電力セクター改革の進捗状況について

フィリピンにおける電力セクター改革は、発電・送電・配電・小売といった機能ごとに自由化を進めるとの大方針に基づき、01 年に制定された電力産業改革法（EPIRA）により進められている。

<sup>6</sup> ただし、事前調査団帰国後の日本国内での議論を踏まえ、I/A 案の一部修正を PSALM に提案し、2008 年 8 月末に先方の合意を取り付けた。この修正を踏まえた I/A の最終案を資料 2-2 として添付する。

右改革に関し、全体的には発電所の売却の実施、電力市場の創設など、EPIRAの方針に則り進捗しているものと評価できる。他方、以下のとおり必ずしもEPIRAの想定どおり進捗していない部分があることが確認できた。

ア. 電力部門資産・負債管理公社 (PSALM) への資産・負債の移管遅延

EPIRAによれば、従来国家電力公社 (NPC) が保有していた資産・負債を、新たに設立されたPSALMに移管し、PSALMが資産売却を進めることとなっている。しかしながら債権者 (世銀、JBICなど援助機関と市場ベース貸付の民間金融機関が混在) からの負債移管に係る同意取付が遅れるなどの理由により、現時点においてまだ移管は実施できていない。

他方、資産売却は進めており、結果としてPSALMが別法人であるNPCの資産を売却し、負債を返還する、という状況になっている。

イ. ユニバーサルチャージ (UC) の未徴収

EPIRAによれば、地方電化や環境保全を目的として、PSALMがUCを徴収することになっているが、①各配電会社からの徴収が不完全、②資産売却に伴う財務上の損失をカバーする目的のUC金額が未決定、という状況であることが判明した。

(2) JICAによる支援の必要性について

電力セクター改革全体については、上記1のとおりEPIRAの方針に則り進捗しているものと評価できる。他方、一部想定外の事態も生じていることから、JICAの支援により、こうした問題点を解決・回避する方策を提示することは、電力セクター改革の進捗に対し大きな貢献となると考えられる。

また、電力セクターにおける負債総額が国家債務の2割以上を占めていることを勘案すれば、公共財政管理の観点からも案件実施のインパクトは大きいものと目される。

(3) 案件実施において留意すべき事項について

実際に案件を実施するにあたっては、以下諸点に留意する必要があると考えられる。

ア. 連結ベースでの対応

要請書によれば今回の案件のカウンターパートはPSALMとなっているが、上記(1)のとおりNPCからPSALMへの資産移管が進んでいないことから、PSALMに加え、NPC及び国家送電公社 (TRANSCO) が保有する資産・負債との連結ベースでの対応が不可欠である。

他方、右3社の関係については、EPIRAにおいては明示的に定められておらず、3社の上下関係については留意が必要である。

イ. 案件の早期実施

2007年以降、大型の発電所売却が進んでいること、他方で2009年から2011年にかけて負債の償還が集中しており債務の借換につき早期に検討する必要があること、という状況を勘案すれば、本案件を早期に実施し、提言を行う必要がある。

ウ. 他機関との連携

電力セクター改革支援については世銀・ADBも関与していること、また、NPCに対してはJBICも円借款部門・国際金融部門双方からの貸付が実行されていることから、これらドナー間での連携・協調を念頭において案件を実施すべきである。

## 2-4 今後のスケジュール

2008年7月11日まで	事前調査実施
7月末まで	現地運営委員会 (Steering Committee) の構成に関する先方案の取り付け
8月	I/A 署名
10月上旬	コンサルタント契約締結、国内作業開始
中旬～	第一次現地調査開始

## 第3章 フィリピンの電力セクター改革

### 3-1 電力産業改革法 (EPIRA)

#### 3-1-1 EPIRA 制定の背景

フィリピンにおいては、1980年代後半に電力供給力不足が始まり、電力不足は1992-3年頃に最も深刻な事態となり、1日7時間停電の事態も多く発生した。<sup>7</sup> 1987年大統領令215号 (Executive Order No. 215 : EO No. 215) により、それまで National Power Corporation (NPC) の独占であった発電事業に民間参入が可能とされた。更に、1990年にインフラ整備民間参入基本法 (Act 6957)<sup>8</sup> が制定され、この基本法が BOT 法とも呼ばれる Act 7718 により 1994年に改正がされた。なお、Act 7718 は、BOT (build-own-and-transfer) のみを定めているのではなく BT(build-transfer)、BOO(build-own-and-operate)、BLT(build-lease-and-transfer)、BTO(build-transfer-and-operate)、ROT(rehabilitate-own-and-transfer)等種々の民間参入プロジェクトの仕組みを定めている。

結果、フィリピンは世界的にも BOT プロジェクト等によるインフラ整備への民間参入プロジェクトが多い国となった。1990年以降ルソン系統 (Luzon Grid) において電力供給を行う新規主要発電所の建設プロジェクトのうちで、NPC による発電所は 1,070MW であったが、IPP により建設された発電所は NPC による電力買取 IPP が 5,520MW で、Manila Electric Company (Meralco) による電力買取 IPP が 2,363MW の合計 7,883MW であり、増設された総合計 8,953MW のなかで IPP が 88% を占めている。表 3-1 に、その詳細を記載したが、NPC が建設したのは Calaca 2 号基と Masinloc 1-2 号基の石炭火力発電所計 900MW 及び Bac Man と Mak Ban における地熱発電所増設の 170MW の合計 1,070MW であった。

<sup>7</sup> World Bank Report No. 13313-PH Philippines Power Sector Study November 30, 1994

<sup>8</sup> Republic Act No. 6957 An Act authorizing the Financing, Construction, Operation and Maintenance of Infrastructure Projects by the Private Sector, and for the Other Purposes

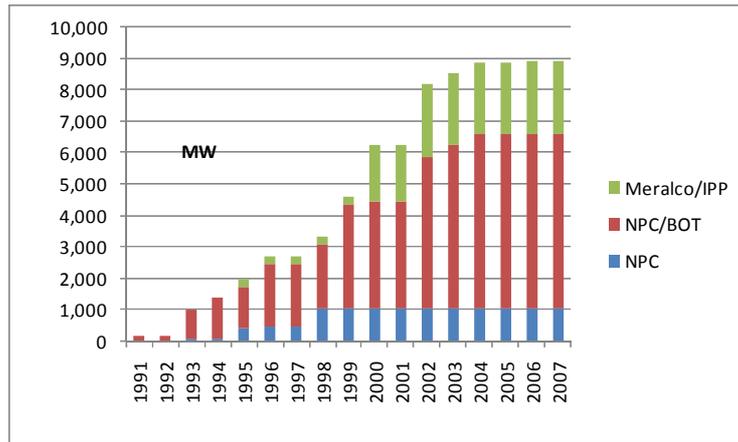


図 3-1 Luzon Grid における 1991 年以降の新規運転開始した発電所の累計設備容量

表 3-1 Luzon Grid における 1991 年以降運転開始の主要発電所

	Plant and Unit	Project Type	Plant Type	容量 (MW)	運転開始
1	Navotas 1-3	BOT/ECA 2003	GT	210	1991
2	Navotas 4	BOT/ECA 2005	GT	100	1993
3	Limay CCGT	ROT/ECA 2009	CC (Oil)	620	1993
4	Bac Man I-1/2	NPC	Geo	110	1993
5	Enron Subic 2	BOT/ECA 2009	Diesel	116	1994
6	MakBan Ormat	BTO 2004	Geo	16	1994
7	Bauang Diesel	BOT/ECA 2010	Diesel	235	1994
8	Mak Ban 7/8	NPC	Geo	40	1995
9	Calaca 2	NPC	Coal	300	1995
10	Duracom 1/2	Meralco IPP	Diesel	133	1995
11	Duracom 3/4	Meralco IPP	Diesel	109	1995
12	Pagbilao 1/2	BOT/ECA 2025	Coal	728	1996
13	Mak ban 10(E)	NPC	Geo	20	1996
14	Masinloc 1/2	NPC	Coal	600	1998
15	Sual 1/2	BOT/ECA 2024	Coal	1,294	1999
16	Bakun	BOT/PPA 2026	Hydro	70	2000
17	Quezon Power	Meralco IPP	Coal	511	2000
18	Sta. Rita	Meralco IPP	Gas	1,060	2000
19	San Lorenzo	Meralco IPP	Gas	500	2002
20	Ilijan	BOT/ECA 2022	Gas	1,271	2002
21	Casecnan (NIA BOT)	BOT/PPA 2022	Hydro	165	2002
22	San Roque	BOT/PPA 2030	Hydro	345	2003
23	Karayaan II	BROT/PPA2025	Hydro	350	2004
24	APEC	Meralco IPP	Coal	50	2006
合計				8,953	

(出所) DOE (21 の Casecnan は、National Irrigation Administration との BOT)

なお、表 3-1 以外の IPP として新設ではなく ROT (rehabilitate-own -and-transfer)の形態で実施された Malaya 火力発電所 (重油 650MW) があり、また Luzon Grid においては運転を休止し廃止発電所となった Bataan 火力(225MW)、Manila 火力(200MW)及び Sucat 火力(850MW)があることから、NPC の発電所の合計設備容量としては、減少している。

フィリピン全体の発電所の合計設備容量を図3-2に示したが、1992年までは、設備の増加は少なく、表3-1の1-2行目にある Navotas の IPP 以後、IPP が主体となって発電設備の拡充がされていった。

表 3-2 フィリピンの事業形態別の発電設備容量 (2007 年末現在)

	NPC	NPC-IPP	Meralco-IPP	Non-NPC	合計
発電設備(MW)	2,988	7,678	2,363	2,908	15,937

(出所) DOE

2007 年末における事業形態別の発電設備容量を表 3-2 に示したが、NPC-IPP が 7,678MW であり、Meralco-IPP の 2,363MW を合わせると IPP の合計は 10,041MW であり、全発電設備の 63% を IPP が保有している。なお、表 3-2 における Non-NPC には、Meralco 以外の配電会社 (Distribution Utility : DU) 向けの IPP や表に記載した PSALM が民間売却を実施した元 NPC 発電所等を含む。また、Non-NPC には North Window Power による風力発電設備 25MW も含まれている。(表 3-2 で、Casecnan<sup>9</sup>は便宜的に Non-NPC とした。)

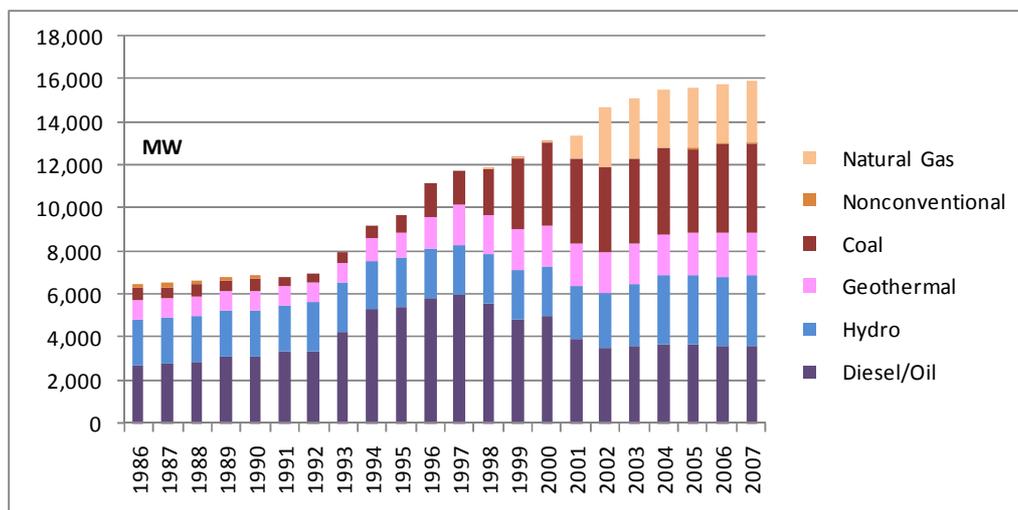


図 3-2 フィリピンの発電設備容量の過去 20 年の推移

(出所) DOE

<sup>9</sup> Casecnan は、National Irrigation Department との BOT

事業形態別の 2005 年から 2007 年の 3 年間の発電量は図 3-3 の通りである。

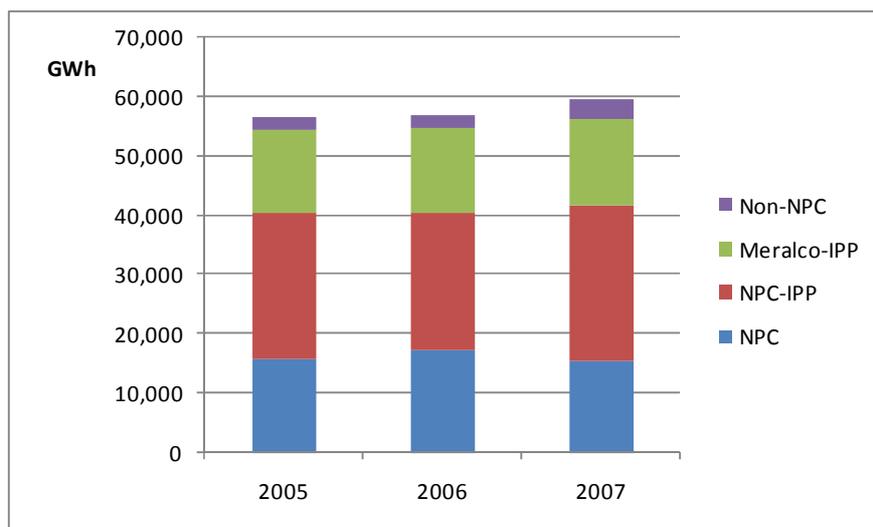


図 3-3 フィリピンにおける事業形態別の発電電力量 (2005 年から 2007 年)  
(出所) DOE

IPP 事業形態での民間による発電事業においては通常、IPP が発電設備のアベイラビリティを条件に固定費の支払いを継続的に受け、発電量に応じた変動費の支払いを受ける契約が多い。しかし、実際の買電契約において、その権利・義務の規定は多様であり、フィリピンにおいては Take-or-Pay と表現されているように、発電者側が有利になっている場合が多いと考えられる。

香港華僑 Mr. Gordon Wu の Hopewell 社がディベロパーとして開発したフィリピンの第 1 号 BOT プロジェクトである表 3-1 の 1 行目に記載の Navotas は、電力供給不足下において契約通りの期日に発電を開始したこともあり、又その後のフィリピン IPP プロジェクトが、Hopewell 社の案件が多かったこともあり、Navotas を参考として同様手法で開発されていった面がある。需要が逼迫し、緊急事態でプロジェクトを立ち上げる場合には、ディベロパー側・出資者側に有利な条件でディールが成立することが多い。

外国法人がインフラを保有し続けることを懸念して、一定期間経過後所有権がフィリピン GOCC (Government Owned or Controlled Company) に移転することを規定とした BOT 条件のプロジェクトとしたことも、逆に政府の手厚い電力買取保証を与えることにつながったり、IPP 会社による設備保有期間が限定されていることから期間経過後も見通したメンテナンス・補修・改修・設備改善が実施されなかったりする危険性を持つこととなった。NPC が電力購入を行う IPP は、全て燃料を NPC が供給義務を負う ECA (Energy Conversion Agreement)<sup>10</sup> となり、本来は石炭の調達、輸送、貯蔵、燃焼を総合的に管理することにより効率的な運営を計り、発電コストの低減を目指すべき石炭火力発電所も ECA が締結された。

IPP については、国営企業による電力供給事業の非効率性を解消する手段として導入し、国営企業

<sup>10</sup> 水力発電 IPP と地熱の場合は、NPC が供給する燃料がなく、ECA ではなく PPA となっている。

と一種の市場競争が生じ、国営企業の分社化や民営化・株式一般公開等への改革に発展している国も多い。フィリピンにおいては、IPP が多くを占める状態に達していた中、合理的な電力競争市場の導入を目指して電力産業改革法（EPIRA）が 2001 年に制定された。なお、表 3-1 のプロジェクトの 19 行以降は EPIRA 制定後の運転開始であるが、プロジェクト開発と建設のリードタイムがあることから、全てのプロジェクトは EPIRA 制定前に決定していたと考えられる。

EPIRA が描いたフィリピンの電力市場は NPC がもはや存在しない姿であり、発電所は直接 DU に電力販売を行うかフィリピン電力取引市場 WESM（Wholesale Electricity Spot Market）に販売し、市場原理が電力卸売り段階において働き、PPA は DU に対して電力卸売りをを行う場合に存在する契約である。

### 3-1-2 EPIRA の概要

現状の発電所からの電力が DU に対して販売される販売ルートと EPIRA 完全実施後（但し、NPC-IPP が解消していない前段階）における電力の DU に対する流れを図 3-4 に掲げる。

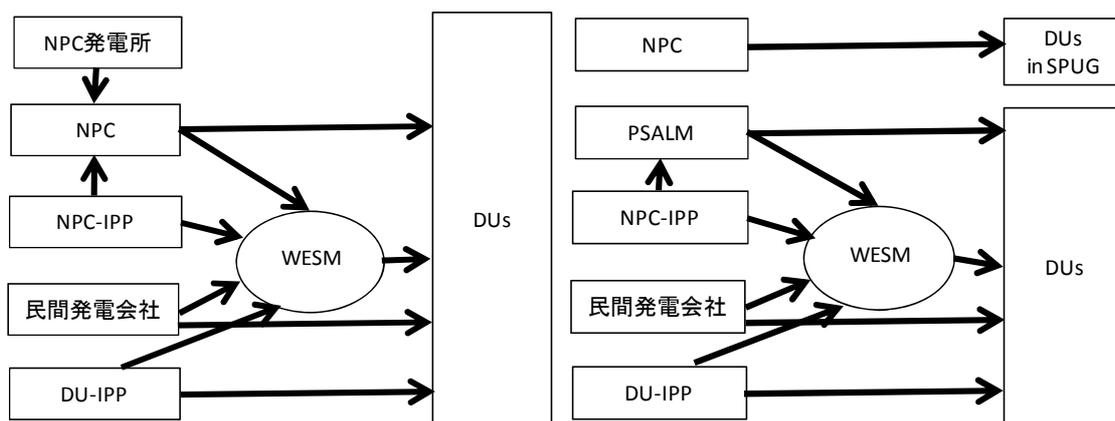


図 3-4 電力の販売ルートの現状（左）と EPIRA 完全実施後（右）

（注）NPC-IPP が BOT 期間満了し消滅した場合には、右図の NPC-IPP は消滅する。

EPIRA の概要を主要項目別に以下に記載する。なお、EPIRA は資料 3-1 として添付する。

#### (1) 水平分割

フィリピンの電気事業は、NPC が発電と送電を行い、配電は配電企業（DU）が行ってきた。このことから、NPC の発電と送電を分割し、発電所を更に一定の単位で再分割を行うことにより水平分割による電気市場が創設できる。配電会社が国営の発電・送電会社とは独立して存在し 1990 年に水平分割を実施した英国の分割民営化<sup>11</sup>による電力競争市場の創設と似ている部分がある。

DU のなかでの最大の事業者が Meralco であり、2007 年の販売電力量 26,219GWh は、フィリピン全体の販売電力量 48,009GWh の 55%を占める。Luzon Grid（販売量 35,435GWh）でのシェアは、74%で

<sup>11</sup> 正確には、England と Wales であり、IPP は余り存在していなかった。発電所毎に分割したのではなく、火力発電 2 社と原子力 1 社に分割し、水力発電は送電会社に所属させた。又、英国の場合の民営化は資産売却ではなく、国営企業を分社化し、その上で各企業の民間への株式売却、株式上場の手法を採った。

ある。DU はフィリピン全土で 150 程度の数となるが、このうちで最も多いのが Electric Cooperative (EC) であり、EU の平均像は需要家数 60,000、電力使用量 60-120kWh/月、従業者数 200 である。<sup>12</sup> 残る 30 の DU には、一般企業としての DU や、経済特区に電力供給を行う DU も存在している。

## (2) 電力卸取引市場 (WESM)

EPIRA30 条は、施行後 1 年以内の DOE による WESM (Wholesale Electricity Supply Market) の設立を定めている。WESM は、2005 年 4 月 18 日から試験運用が始まり、2006 年 6 月 23 日に Luzon での本格運用が開始された。WESM に参加しているのは、電力売手として NPC (NPC 保有発電所からの電力)、PSALM (NPC-IPP からの購入電力)、First Gas、Quzon Power、First Gene Hydro、Aboitiz、Masinloc、North Wind 等であり、一方買手としては Meralco を含め民間配電会社 3 社、13 の EC、ユーザー直接 1 社がある。

図 3-5 は、2007 年 12 月から 2008 年 5 月までの毎月の WESM における電力取引量とその価格である。WESM を通しての取引量は Luzon の全取引量の 10% から 20% 程度である。WESM を通さない電力卸販売は、Bilateral Contract を通じて販売される。

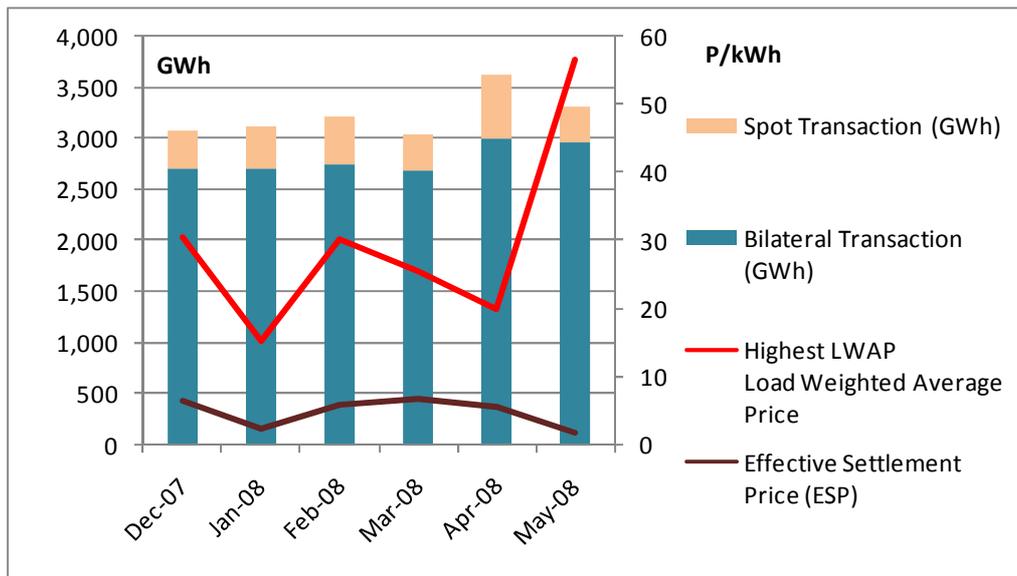


図 3-5 電力の販売ルート of 現状 (左) と EPIR 完全実施後 (右)

(出所) WESM Monthly Report

EPIRA6 条は、発電会社からの電力販売価格は Energy Regulatory Commission (ERC) による規制対象外と定めているが、電力託送の自由化 (Open Access) の実現前は例外であり、ERC が承認した Transition Supply Contract に従い NPC が DU に対して電力供給義務を有する。(EPIRA67 条)

WESM での取引価格は、図 3-5 のように需給によりピーク時に相当高くなっている場合もある。図 3-6 は、2008 年 7 月 14 日から 7 月 20 日までの WESM 取引価格のチャートであり、価格変動の大きさが読み取れる。

<sup>12</sup> ADB Paper: Project No. 41067 Dec 2007 Electric Cooperatives Development Project

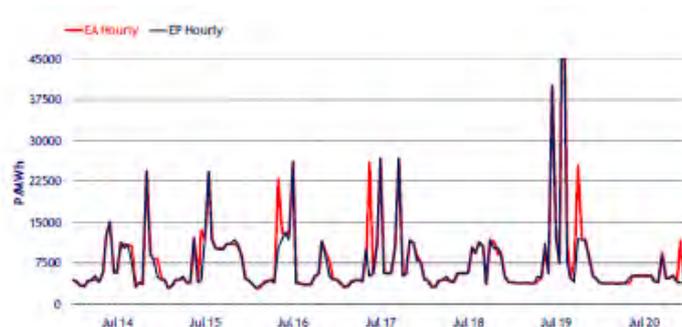


図 3-6 WESM の取引価格 (2008 年 7 月 14 日～7 月 20 日)

(出所) WESM Weekly Summary Report

### (3) 監督機関 ERC

EPIRA は、電力卸売買については、自由取引を原則としているが、発電事業者、配電事業者あるいは自らは設備を保有せずに電力売買を行う事業者 (Supplier) は全て ERC が発行するライセンス制又は承認制 (EPIRA6 条、22 条、29 条) とし、配電事業者による小売価格は、ERC の規制対象としている。(EPIRA25 条) 送電託送料金についても同様である。(EPIRA24 条)

ERC の任務は、EPIRA43 条に定められており EPIRA に関する省令 (Implementation Rules and Regulations : IRR) の施行、電力系統運用基準 (Grid Code) や配電技術基準 (Distribution Code) の制定、罰則金・反則金の決定、免許・許可の取消等を含め広い範囲に及んでいる。第三者としての公正・公平な判断が必要であるとして、政府の行政機関ではなく中立機関である Commission とし、会長 1 名及び委員 4 名は大統領による任命制としているが、弁護士 1 名と公認会計士 1 名が委員であることを要件としている。(EPIRA38 条)

### (4) 送電部門 TRANSCO

EPIRA は、送電については、EPIRA 施行後 6 ヶ月以内に、NPC の送電設備を引き継ぐ National Transmission Company (TRANSCO) を設立し、TRANSCO を PSALM 子会社とすることを定めている。(EPIRA8 条)

送電業務は、DU の需要に応じて発電所の発電をコントロールし、送電を行う中央電力指令系統運用が含まれる。EPIRA9 条(e)項の central dispatch が、この業務と理解される。一方で、それ以外の送電施設の維持補修、取替、拡張、新規増設等に関しては、民間委託をした方が、EPIRA が目指している民間活力導入による経済合理性の追求につながることを期待され、民間企業への売却もしくは委託が定められている。(EPIRA21 条)

送電部門の民間売却/委託は PSALM が窓口となり進められており、2007 年 7 月に発表された送電設備の事業権 (Concession) 方式による民間委託の入札が 2007 年 12 月 12 日に実施され、Monte Oro Grid のコンソーシウムが US\$3,950 百万の事業権費用の最高値を提出した。他の参加社は、San Miguel Energy コンソーシウム US\$3,905 百万であった。

2008年1月17日に PSALM と Monte Oro Grid コンソーシアム間の Direct Agreement（事業権による委託契約）等3通りの契約が締結された。事業権付与に関しては、議会両院の承認が必要であり、下院は終了しているが、上院は承認待ちである。事業権付与の期間は25年間で、受託者は送電設備の使用料金、電力送電料金を発電会社、DU、Direct Customer あるいは電力売買事業者（Supplier）から徴収し、送電設備の維持補修、取替、拡張、新規増設等を実施する義務を負う。事業権費用は、契約発効（Conditions Precedent の達成）時にその25%が支払われ、残75%は以後15年間の分割払いとなる。

契約の詳細は、上院承認が未完了であることから、入手できていないが、送電設備の所有権は TRANSCO であるものの、使用収益権は契約発効から25年間は受託者にあり、さらには必要な設備更新や新規設備投資も受託者の義務となっており、25年経過時の無償買戻権付きで売却したことと同等である。なお、受託者が徴収する送電設備の使用料金や電力送電料金は、ERC の承認事項である。（EPIRA43条(f)）

PSALM は、2008年末頃の契約発効を予想しており、25%の支払いは発行条件の一つでもあり、発行時にはUS\$1,000百万弱の金銭がPSALMに支払われる。

#### (5) NPC 発電所資産の民間売却

本3.1.2節の冒頭に述べたように、フィリピンの電力改革は水平分割による発電事業者の市場競争を改革方針としている。この方針に従い、次(6)項の SPUG を除き NPC の発電関連資産は公開入札により民間売却され、売却実施機関として PSALM が売却案を作成すると共に、その手続きを含め売却行為を実施する。（EPIRA47条）

表3-3に、売却済 NPC 発電所を記載した。売却スケジュールとして、EPIRA は Luzon Grid と Visayas Grid にある NPC 発電所の70%以上の売却と Open Access を、法律発効後3年以内に実施することを定めている。（EPIRA47条(i)）この対象となる NPC 発電所の総合計容量を PSALM は、3,860.3MW としており、表3-3の現在までの売却1,850.4MW（Mindanao Grid の設備を除外）で、48.99%を達成したと発表している。しかし、70%売却はEPIRAが定めた期日より3年以上遅延することは確定的であり、更なる遅延が予想される。

なお EPIRA は、SPUG 以外に非売却発電所として、Mindanao の Agus 水力発電所群と Pulangui 水力発電所を当面の非売却資産とし（EPIRA47条(f)）、Luzon の CBK 揚水発電所の RBOT の資産返還は PSALM になされると定めている。（EPIRA47条(h)）これら水力発電所を例外としたのは、政府機関の管理の方が適切とされる特別な理由（水管理や電力アンシラリーサービスの確保）があるからと考えられる。

表 3-3 NPC 売却済 NPC 発電所

Grid	発電所	種別	入札	譲渡	容量 (MW)	売却額 (US\$)	売却先
Mindanao	Talomo	Hydro	Mar-04	Jan-05	3.5	1,370,000	Hydro Electric Devt
Mindanao	Agusan	Hydro	Jun-04	Mar-05	1.6	1,528,000	First Gen Hldg
Luzon	Barit	Hydro	Jun-04	Jan-05	1.8	480,000	Peoples Engy Srvc
Luzon	Cawayan	Hydro	Sep-04	Apr-06	0.4	410,000	Soreco II EC
Visayas	Loboc	Hydro	Nov-04	Apr-06	1.2	1,420,000	Sta. Clara
Luzon	Pantabangan と Masiway	Hydro	Sep-06	Nov-06	112.0	129,000,000	First Gen Hldg
Luzon	Magat	Hydro	Dec-06	Apr-07	360.0	530,000,000	Aboilitz
Luzon	Masinloc	Coal	Jul-07	Apr-08	600.0	930,000,000	Masinloc Power
Luzon	Calaca	Coal	Oct-07	Aug-08	600.0	786,530,000	Calaca Hld Co
Luzon	Ambuklao と Binga	Hydro	Nov-07	Jul-08	175.0	325,000,000	Aboilitz
合計					1,855.5	2,705,738,000	

(注) Calaca 発電所は本表作成時点では、譲渡未完了であった。

#### (6) 系統外電力供給 (Small Power Utilities Group : SPUG)

フィリピンは大小 7000 以上の島からなる国であり、Luzon、Visayas、Mindanao の各電力系統 Grid<sup>13</sup> からの電力供給がされていない離島が存在する。これら、離島における電力供給は、需要量は小さくビジネスとして採算性の成立が困難であるが、電力供給は人々の生活に重要である。

従い EPIRA は、系統につながっていない離島における DU への系統外電力供給 (SPUG: Small Power Utilities Group) は、国家の義務として実行する必要性ありとして、GOCC である NPC の義務であると定めている。(EPIRA70 条 Missionary Electrification) この系統外電力供給の赤字は、ERC が決定する Missionary Electrification に係わる Universal Charge から補填するとしている。

#### (7) IPP Administrator

NPC はその発電資産を売却することから、NPC が買取義務を負っている IPP から電力を購入し、その電力を DU または WESM に販売する業務を NPC に残すことは EPIRA の改革方針と矛盾が生じる。従い、EPIRA は、PSALM が IPP Administrator を公開入札により選定し、IPP との契約を IPP Administrator が管理することを定めている。(EPIRA47 条(c)、51 条(c)、4 条(ff))

PSALM は第 1 段階として Luzon と Visayas における IPP を対象として IPP Administrator を選定する

<sup>13</sup> Visayas Grid は、Cebu、Negros、Leyte、Samar、Bohol、Panay の 6 島とその周辺小島にまたがり、海底送電線 5 ルートを含む電力系統である。Luzon Grid と Visayas Grid は、350kV 直流海底送電線 (容量 440MW) によりつながっている。

準備中であり、その IPP 契約は表 3-4 に記載の通りである。

表 3-4 IPP Administrator に管理委託実施予定の Luzon と Visayas における IPP

Grid	IPP プロジェクト	契約	発電種別	容量 (MW)	契約満期	IPP 事業者
L	Buang Diesel	BOT/ECA	Diesel	235.2	2010	First Private Power
V	Leyte B	BOT/PPA	地熱	440.0	2022	PNOC-EDC
L	Casecnan	BOT/PPA	Hydro	165.0	2022	National Irrigation Dept
L	Ilijan	BOT/ECA	Gas	1,271.0	2022	Team Energy
L	Sual 1/2	BOT/ECA	Coal	1,294.0	2024	Team Energy
L	Pagbilao 1/2	BOT/ECA	Coal	728.0	2025	Team Energy
L	Bakun	BOT/PPA	Hydro	70.0	2026	Luzon H/HEDCOR
L	San Roque	BOT/PPA	Hydro	345.0	2028	San Roque Power
V	Naga Salcon	BOT/ECA	Diesel/GT	185.8	2009	Salcon Power
				4,734.0		

(出所) PSALM

EPIRA31 条(e)では、IPP Administrator に対する管理委託を法発効から 3 年以内を目途とすることを定めているが、IPP Administrator の入札に対する公表もできていない。IPP との電力売買契約については、その料金が低いと判断された場合は、PSALM が IPP 発電会社と値下げ交渉を行うことと定められており (EPIRA68 条、69 条) 既にこの交渉は終了している。例えば、2005 年 4 月に IPP との交渉結果を当時の現在価値で US\$1,035 百万の値引きと発表している。これは、2004 年末の NPC リース債務が US\$12,885 百万であることから、平均約 8%の値引きと想定される。

IPP Administrator が経験豊富な民間業者であったとしても、既に値引き交渉が終了している契約を再度交渉して得られる値引き幅は非常に小さいと思われ、一方 2007 年末におけるリース債務が US\$10,136 百万であった。もし、IPP Administrator が、その責任により IPP からの電力購入をし、DU または WESM に販売するならば、その価格見通しが 10%外れただけで 10 億ドルの損益が動くこととなる。もともと、IPP からの電力購入価格が安いのであれば、再交渉は不要であったし、フィリピン電力問題も生じなかった可能性もある。一方で、IPP Administrator の業務は単に管理業務にのみ限定し、損益が PSALM に帰属するとの条件で起用すると IPP Administrator に委託する意味はほとんどなくなる。

## (8) 補助金等やユニバーサルチャージ (UC)

EPIRA は、電力セクター改革に関連しての様々な補助金やユニバーサルチャージ (UC) を定めており、次のような補助金やユニバーサルチャージが存在する。

### (a) UC for Stranded Debt and for Stranded costs (EPIRA34 条(a))

NPC は、EPIRA により SPUG を除き資産が消滅し、その時点で残る負債は返済不可能と予想される。また、前(7)項で述べたように IPP が潜在的な負債である可能性がある。最終的には、電気料金で回収せざるを得ず、UC として 15 年から 20 年の期間で回収することとしている。(EPIRA32 条) なお、EPIRA32 条には、政府が 2000 億ペソを負担すると記載があるが、第 4 章 4.1.3 (1)に記載

のように、2004年に政府はNPCに対する債権2000億ペソ（4千億500億円、US\$3,554百万相当）を放棄することにより負担した。

(b) UC for Missionary Electrification (EPIRA34条(b))

(6)項で、離島におけるDUへの系統外電力供給(SPUG)に関するNPCの義務を述べたが、このSPUG維持のためのUCである。

(c) UC for Water Shed (EPIRA34条(d))

環境維持のためのUCとして定められており、ダム湖水環境保全のために使われている。

(d) EC借入金返済免除(EPIRA60条)

事業規模が小さいECも多く、財政基盤も弱いことから、NEA(National Electrification Administration)他から資金借入をしているECも存在した。この借入金全額を免除しPSALMがその返済義務を肩代わりした。PSALMが、2003年にECのNEAからの借入金約180億ペソ（約400億円、US\$320百万相当）を肩代わりして引き継ぎ、PSALMが現在返済中である。

(e) Lifeline Rate 導入(EPIRA73条)

低所得者への恒久的電力料金割引制度としてEPIRAを機会に導入された。Meralcoの場合、月50kWh以下の電力使用の家庭は50%の料金割引が適用されており、月100kWh以上使用の家庭はP0.1039/kWhを負担して、その財源を負担している。

(f) EPIRA電力料金値引き(EPIRA72条)

家庭用電力については、EPIRA制定による値引きP0.30/kWhを定めた。

EPIRAは、電力自由化改革を実施するための手段として上記のような各種補助政策を定めた。

## (9) PSALM

EPIRAによる電力自由化改革は、NPC発電資産の民間売却、TRANSCOに移転した送電資産の民間委託ならびにIPP契約の処分または管理委託を行い、複数の民間企業による競争市場を作り、市場競争による電力セクターの発展を図ることを目指している。売却、委託、処分によって得られる資金は、負債の整理に充当する。この業務は、在来組織ではなく新規組織により実行される方が望ましいとの考えでPSALMがその任務を負うとして設立された。(EPIRA50条)

一方で、過去の取引または事象の結果が現在の状態であり、EPIRAにおいて想定された通りに進まないことが多数発生しているのも事実である。PSALMやNPCを初めとした関係者の尽力にも拘わらず、期待通りに進んでいないことも多い。EPIRAが、IPP契約の処分と簡単に定めても、IPP発電会社の見地からは契約不履行についての不当な主張となるのである。PSALMに対する支援にあたっては、表面的な事象のみではなく、その事象の背景として存在する根本的な問題も理解する必要があると考える。

## (10)電力セクターの政府特殊法人

前(10)項に述べたように、PSALMが資産売却の業務を遂行するのであり、電力改革における中心的役割と考えられる。さらにはTRANSCOをPSALMの子会社(EPIRA8条)とし、TRANSCOの純利益のみならずNPCの純利益もPSALMに帰属すると定めている。(EPIRA55条(e),(f))

NPCは1936年のCommonwealth Act No. 120により設立され、存続しており、PSALMがEPIRA 49

条により 2001 年 6 月 26 日に設立され、TRANSCO は EPIRA 8 条により設立された。各社とも Corporation という名称であるが、一般株式会社ではなくフィリピン政府保有の特殊法人である。このことから、理事会 (Board of Directors) が法人としての意志決定機関となっている。また、定款は存在せず、設立法の該当関連条文が、そのまま各法人の定款となっている。

PSALM、NPC、TRANSCO の主要業務及び Board に関し表 3-5 にとりまとめた。

TRANSCO の純利益と NPC の純利益が PSALM に帰属すると EPIRA は定めているが、一方で独立した法人であり Board Member も構成が異なっている。その結果、非効率な運営となっている可能性が考えられると同時に、電力セクターの 3 社 GOCC グループとしての連結財務諸表もないと思われ、(仮にあったとして業務に生かされていない) その結果が、リスク認識・把握の困難、判断の誤り等になっている可能性も懸念される。

表 3-5 PSALM、NPC 及び TRANSCO

PSALM の主要業務：NPC 資産売却と債務処理 (EPIRA51 条)		
Board の機能	Board Members	
PSALM shall be administrated, and its powers and functions excised, by a Board of Directors (EPIRA52 条)	1	Secretary of Finance (Chairman)
	2	President of PSALM
	3	Secretary of Budget and Management
	4	Secretary of Department of Energy
	5	Director-General of the National Economic and Development Authority
	6	Secretary of the Department of Justice
	7	Secretary of the Department of Trade and Industry
NPC の主要業務：発電等 (Act No. 120 の 2 条)		
Board の機能	NPC Board Members	
All corporate powers of the National Power Corporation shall be vested in a board to be known as the National Power Board (Act No. 120 の 3 条)	1	Secretary of Finance (Chairman)
	2	President of NPC
	3	Secretary of Department of Energy
	4	Secretary of Budget and Management
	5	Secretary of Agriculture
	6	Director-General of the National Economic and Development Authority
	7	Secretary of Environment and Natural Resources
	8	Secretary of Interior and Local Government
	9	Secretary of the Department of Trade and Industry

TRANSCO の主要業務：送電線設備の System Operator (EPIRA9 条)		
Board の機能	TRANSCO Board Members	
All the powers of the TRANSCO shall be vested in and exercised by a Board of Directors (EPIRA11 条)	1	Secretary of Finance (Chairman)
	2	President of TRANSCO
	3	Secretary of Department of Energy
	4	Secretary of Environment and Natural Resources
	5	a member appointed by the President to represent Luzon
	6	a member appointed by the President to represent Visayas
	7	a member appointed by the President to represent Mindanao

### 3-2 現在の電力供給

#### 3-2-1 発電設備

2007 年 12 月 31 日現在のフィリピンにおける発電設備を表 3-6 として掲げる。

表 3-6 フィリピンの発電設備（離島独立電源（SPUG）を除く）2007 年 12 月末現在

	Grid	Type	Plant	Fuel	Operation 又は売却	Capa (MW)	Remarks
1	L	Sld	Masinloc	Coal	2007	600.0	Asset Soled at US\$930,000,000
2	L	Sld	Calaca	Coal	2007	600.0	Asset Soled at US\$786,530,000
3	L	IPP	Pagbilao	Coal	1996	728.0	BOT-ECA Expire in 2025
4	L	IPP	Sual	Coal	1999	1,218.0	BOT-ECA Expire in 2024
5	L	IPP	Quezon Power	Coal	2000	460.0	PPA with MERALCO
6	L	IPP	APEC	Coal		50.0	
7	L	IPP/Pld	Malaya	C Heavy	1995 ( R)	650.0	1995 ROM by KEPCO expire in 2010
8	L	IPP/Pld	Subic	C Heavy	1994	116.0	Enron BOT Diesel Expire in 2009
9	L	IPP/Pld	Limay	C/Diesel	1993	620.0	ABB Power BTO C.C expire in 2009
10	L	IPP/Pld	Navotas I & II	GT	1991-93	310.0	第 1 号 BOT expired 2003
11	L	IPP	Bauang Diesel	Diesel		215.0	BOT February 1995 - February 2010
12	L	IPP	Ilijan	Gas	2002	1,200.0	BOT Expire 2022 KEPCO Team Energy
13	L	IPP	Santa Rita	Gas	2000	1,000.0	First Gas Power PPA with MERALCO
14	L	IPP	San Lorenzo	Gas	2002	500.0	First Gas Power PPA with MERALCO
15	L	NPC/Pld	Mak-Ban	Geothml	1979-94	457.0	Chevron
16	L	NPC/Pld	Tiwi	Geothml	1979-82	289.0	Chevron
17	L	NPC/Pld	Bac-Man	Geothml	1993-98	150.0	PNOC-EDC
18	L	Sld	Barit	Hydro	2004	1.8	Asset Soled at US\$480,000
19	L	Sld	Cawayan	Hydro	2004	0.4	Asset Soled at US\$410,000
20	L	Sld	Pantabangan and Masiway	Hydro	2006	112.0	Asset Soled at US\$129,000,000
21	L	Sld	Magat	Hydro	2006	360.0	Asset Soled at US\$530,000,000
22	L	Sld	Ambuklao-Binga	Hydro	2007	175.0	Asset Soled at US\$325,000,000
23	L	NPC/Pld	Angat	Hydro	1967-93	246.0	Dam functions as major water supply source for Metro Manila
24	L	IPP	San Roque	Hydro		345.0	BOT 2005-2030
25	L	IPP	Bakun	Hydro		70.0	BOT 2001-2026
26	L	IPP	Casecnan	Hydro		140.0	Multipurpose Dam BOT 2002-2022

27	L	IPP/Res	CBK	Pump Hyd	2000 (R)	755.5	ROT 25 years (EPIRA 47(h))
28	L	IPP	Other Hydro	Hydro		95.0	Other about 20 Hydro
29	L	IPP	Wind Power	Wind		24.8	North Wind Power
30	L		Others			683.5	
<b>Luzon Total</b>						<b>12,172.0</b>	<b>Actual Dependable 10,028.8MW</b>
31	V	IPP	Naga	Coal		109.3	
32	V	NPC/Pld	Panay	Diesel	1979-2005	146.5	Diesel Generators 11 units
33	V	NPC/Pld	Bohol	Diesel	1978-1996	22.0	Diesel Generators 4 units
34	V	NPC/Pld	Naga	Diesel		55.0	Land Based GT
35	V	IPP	Naga	Diesel		92.8	Diesel&GTG
36	V	NPC	Power Barge	Diesel		96.0	PB101/102/103
37	V	IPP	Leyte A	Geothml		200.0	PNOC-EDC BOT 1996-2021
38	V	IPP	Leyte B	Geothml		440.0	PNOC-EDC BOT 1996-2021
39	V	NPC/Pld	Palinpinon	Geothml	1983-1995	192.5	PNOC-EDC
40	V	NPC/Pld	Tongonan/Leyte	Geothml	1983	112.5	PNOC-EDC
41	V	Sld	Loboc	Hydro	2004/11/10	1.2	Asset Soled at 1,420,000
42	V	NPC/Pld	Amlan	Hydro		0.8	
43	V		Others			363.0	
<b>Visaya Total</b>						<b>1,831.6</b>	<b>Actual Dependable 1,493.8MW</b>
44	M	IPP	Mindanao Coal	Coal		210.0	
45	M	IPP/Pld	PB 117	C Heavy	1994	100.0	BTO Operation Expire in 2009
46	M	IPP/Pld	PB 118	C Heavy	1994	100.0	BTO Operation Expire in 2009
47	M	NPC/Pld	Iligan	Diesel		114.7	
48	M	IPP	General Santos	Diesel		59.0	BOO 1997-2015
49	M	IPP	Zamboanga	Diesel		100.0	Western Mindanao Power
50	M	NPC	Power Barge	Diesel		32.0	PB104
51	M	IPP	Mt. Apo 1&2	Geothemal		108.0	PNOC-EDC BOT 1997-2024
52	M	Sld	Talomo	Hydro	2004/3/25	3.5	Asset Soled at US\$1,370,000
53	M	Sld	Agusan	Hydro	2004/6/4	1.6	Asset Soled at US\$1,528,000
54	M	NPC/Res	Agus	Hydro		727.1	6 Hydro Plants (EPIRA 47(f))
55	M	NPC/Res	Pulangui	Hydro		255.0	(EPIRA 47(f))
56	M		Small Hydros	Hydro		15.6	
57	M		Others			106.9	
<b>Mindanao Total</b>						<b>1,933.4</b>	<b>Actual Dependable 1,682.1MW</b>
<b>Philippines Three Grids Total</b>						<b>15,937.0</b>	<b>Actual Dependable 13,204.7MW</b>

(出所) DOE 他各種資料

Type として使用した略号

- Sld PSALM により資産売却完了
- IPP IPP 発電所
- NPC NPC 保有発電所
- Pld PSALM による資産売却途上または計画中
- Res EPIRA に規定された売却禁止資産
- NPC/Pld NPC 保有発電所で PSALM による資産売却途上または計画中
- IPP/Pld IPP 発電所で PSALM による資産売却途上または計画中
- IPP/Res IPP 発電所で EPIRA に規定された売却禁止資産
- NPC/Res NPC 保有発電所で EPIRA に規定された売却禁止資産

### 3-2-2 発電電力量

図 3-3 に過去 3 年間の事業形態別の発電電力量のチャートを示したが、2007 年の発電実績について Grid 別の燃料毎の発電量と発電量を設備容量と年間時間で除した Power Factor (PF：平均名目稼働率) を表 3-7 として示す。なお、表 3-7 の右半分には事業形態別の発電量と推定設備容量並びに参考 PF を示す。

表 3-7 発電燃料別及び発電事業形態別の発電電力量と Plant Factor (2007 年)

燃料別発電量と PF					事業形態別発電量と PF				
	燃料	発電量 MWh	MW	PF		事業形態	発電量 MWh	MW	PF
Luzon	Coal	14,417,796	3,783	43.5%	Luzon	NPC	8,753,565	2,877	34.7%
	Combined	652,834	620	12.0%		NPC-SPUG	323,106	-	-
	Diesel	1,348,033	783	19.7%		NPC-IPP	18,186,606	6,602	31.4%
	GT	0	310	0.0%		Meralco IPP	14,413,361	2,010	83.2%
	Oil	191,182	650	3.4%		Non-NPC	1,943,274	234	
	Gas	18,789,414	2,834	75.7%		合計	43,619,912	11,723	42.2%
	Geothermal	3,600,503	886	46.4%	Visayas	NPC	2,380,146	529	51.3%
	Hydro	4,562,309	2,281	22.8%		NPC-SPUG	24,185	-	-
	Window	57,842	25	26.4%		NPC-IPP	4,254,623	640	75.9%
	合計	43,619,913	12,172	40.9%		Non-NPC	1,442,640	211	78.0%
				合計		8,101,594	1,381	66.8%	
Visayas	Coal	848,428	198	48.9%	Mindanao	NPC	4,017,307	1,097	41.8%
	Diesel	1,334,868	604	27.8%		NPC-SPUG	90,082	-	-
	GT	9,045	55	1.9%		NPC-IPP	3,714,700	672	63.1%
	Oil	133,176	Diesel に含む			Non-NPC	68,195	21	37.6%
	Geothermal	5,746,878	964	68.0%		合計	7,890,284	1,789	49.8%
	Hydro	29,197	11	31.4%		合計	NPC	15,151,018	4,503
	合計	8,101,592	1,832	50.5%	NPC-SPUG		437,373	-	-
Mindanao	Coal	1,570,872	232	77.3%	NPC-IPP		26,155,929	7,913	37.7%
	Diesel	1,478,775	594	28.4%	Meralco IPP		14,413,361	2,010	82.4%
	Oil	93			Non-NPC		3,454,109	466	
	Geothermal	867,308	109	91.3%	合計		59,611,790	14,892	45.4%
	Hydro	3,971,927	998	45.4%					
	Solar	1,309	1	14.9%					
	合計	7,890,284	1,934	46.6%					

(出所) DOE 事業形態別の設備容量及びそれを使用するの PF は推定である。

### 3-2-3 PF による発電の評価

PF は、稼働時間が 100% であっても出力が 50% であれば、50% となり、出力が 100% の場合でも稼働時間が 50% であれば、50% となる。しかし、発電コストが低い発電機が最優先で使用されるのが通常と考えられる。高い PF を表 3-3 のなかで選ぶと、燃料別では、Mindanao 地熱の 91.3%、Mindanao 石炭の 77.3% と Luzon 天然ガスの 75.7% が高い。地熱の場合、熱源から蒸気が供給される限りは発電し、エネルギー回収を試みることとなる。

Mindanao 石炭の PF が高いのは、Mindanao の場合は石炭が他の燃料より安いことがその理由と考え

られる。Luzon では、天然ガスが最も安いことが、PF の評価の上では考えられるが、燃料の Take-or-Pay による引取義務が関係している可能性もあり、断言はできない。

なお、水力発電についても地熱と同様のことがあてはまる面はあるが、水管理との関係や水力発電のピーク対応の容易さ、アンシラリーサービスの提供能力も関係する。このことから、水力発電の PF は 50% より低いことがほとんどである。

事業形態別の PF を見ると、Meralco の PF (Meralco の IPP は発電全量の Meralco 買取ではないと理解され、Non-NPC との区分が困難な部分がある為、PF は Non-NPC も合算計算した。) が高いのが目立つ。その理由は、Meralco IPP に First Gas Power の Santa Rita (1,000MW) と San Lorenzo (500MW) の天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電所や 2000 年に稼働を開始した Quezon Power (460MW) の石炭火力発電所があるからと考えられる。

なお、2007 年の発電実績においては、PSALM が売却する前の Masinloc と Calaca の石炭火力発電所合計 1,200MW による発電が、NPC に含まれているが、売却後は Non-NPC に入ることとなる。Masinloc と Calaca の双方の発電所とも引渡後に改修工事・改良工事を行うことから、引渡の直後から発電が開始されるわけではないが、Luzon においては Non-NPC 及び Meralco-IPP の範疇の発電量が増加し、電力自由化による電力取引の活発化が予想される。

個別の発電所についての PF として、表 3-8 に主要発電所の 2000 年から 2002 年の発電実績 (送電電力量) 及び PF を示す。なお、PF の計算にあたっては、各発電所の所内動力は推定計算による。

表 3-8 主要発電所の過去の発電量と PF 実績

Grid	発電所		Gross Capa (MW)	Net Power Output (GWh)			Plant Factor		
				2000	2001	2002	2000	2001	2002
L	Calaca	Coal	600.0	2,246.0	2,574.0	1,999.0	46.5%	53.3%	41.4%
	Calaca2005-07		600.0	1,688.9	2,066.4	1,096.6	35.7%	42.8%	22.7%
	Masinloc	Coal	600.0	2,740.5	3,516.6	2,985.7	56.8%	72.9%	61.9%
	Masinloc2004-06		600.0	2,866.3	2,492.2	2,141.4	59.4%	51.7%	44.4%
	Mak-Ban	地熱	410.0	2,267.4	1,998.6	1,697.2	70.1%	61.8%	52.5%
	Bac-Man	地熱	150.0	555.5	419.4	314.5	47.0%	35.5%	26.6%
	Tiwi	地熱	289.0	1,095.7	396.9	443.9	48.1%	17.4%	19.5%
	Limay	軽油 CC	620.0	1,459.0	1,714.0	634.0	29.8%	35.1%	13.0%
	Malaya	C 重油	650.0	1,112.8	1,605.9	580.3	21.7%	31.3%	11.3%
	Navotas I	GT	210.0	10.5	18.7	34.0	0.6%	1.1%	2.1%
V	Tongonan/Leyte	地熱	112.5	555.6	622.8	627.3	62.6%	70.2%	70.7%
	Palinpinon	地熱	192.5	1,227.7	1,177.1	1,120.1	80.9%	77.6%	73.8%
M	Iligan	Diesel	114.7	17.0	9.8	75.4	1.9%	1.1%	8.3%
	P. Barge 118	C 重油	100.0	629.0	177.0	246.9	75.6%	21.3%	29.7%

(出所) PSALM、ADB

(注) Calaca2005-07 および Masinloc2004-06 は、それぞれ 2005 年から 2007 年および 2004 年から 2006 年の発電量と PF であり、資産売却に係わる ADB 民間セクター支援の資料からの発電実績を記載している。

表 3-8 からは、次のことが言えると考えられる。

- ✓ Calaca、Masinloc の 2 つの NPC 石炭火力発電所は主力発電所であるが、PF は高くない。
- ✓ Luzon の地熱発電所 (Mak-Ban、Bac-Man、Tiwi) の PF は表 3-8 の 3 年間では減少傾向である。地熱蒸気量の経年減衰と思われるが、その後生産井を新規に掘削し、蒸気量の増産となっているか、埋蔵熱源量等については確認しておらず、不明である。
- ✓ Navotas I は、フィリピンの第 1 号 IPP であり、1991 年に運転を開始したが、そもそも低い PF でしか運転されておらず。このことは、他の IPP にもあてはまる可能性がある。Navotas I を含む、Hopewell-Mirant-Team Energy の IPP の PF を表 3-9 として掲載する。(一般的に、同種の発電所と比較して低い PF での運転である。)

表 3-9 フィリピン IPP 発電所の運転状況の例 (Plant Factor %での表示)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Navotas I	33.89	45.8	53.6	30.7	7.27	3.33	2.37	3.59	0.57	1.01	1.85	0.82	0	-
Navotas II	-	-	60.68	48.85	16.91	6.27	5.07	6.52	0.96	1.93	3.05	1.64	0.4	0.03
Pagbilao	-	-	-	-	-	63.3	65.76	67.11	62.62	61.65	55.91	39.13	39.41	33.79
Sual	-	-	-	-	-	-	-	-	72.1	58.17	61.04	53.21	45.23	51.43
Ilijan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/a	*40.46	*36.54

(出所) Report by Erick J Woodhouse on the IPP Experience in Philippines, Working Paper #37 September 2005 (Stanford University)

### 3-3 フィリピンの電力料金

フィリピンの電力料金は、安くはなく、むしろ高いのである。資料 3-3 に Meralco の電力料金表と一般家庭向け電気料金の価格計算表を添付する。他国との電気料金の比較は表 3-10 に Meralco 平均販売電力単価の他国との比較を記載した。

表 3-10 Meralco 平均販売電気料金の他国との比較

	対象期間	年間販売電力 GWh	年間売上高	平均販売単価 /kWh	米セント /kWh	対米ドル換算レート
Meralco	2007 年	26,219	196,171 百万ペソ	7.48 ペソ	18.1	41.401 ペソ
	2006 年	25,078	186,576 百万ペソ	7.44 ペソ	15.1	49.132 ペソ
	2005 年	24,806	170,846 百万ペソ	6.89 ペソ	13.0	53.067 ペソ
東京電力	2007 年度	297,397	4,909,739 百万円	16.51 円	16.5	100.10 円
	うち電灯消費	97,600	2,091,254 百万円	21.43 円	21.4	100.10 円
	うち電力消費	199,797	2,818,485 百万円	14.11 円	14.1	100.10 円
	2006 年度	287,622	4,704,610 百万円	16.36 円	13.9	117.47 円
	うち電灯消費	93,207	1,983,498 百万円	21.28 円	18.1	117.47 円
うち電力消費	194,415	2,721,112 百万円	14.00 円	11.9	117.47 円	
PLN* <sup>1</sup>	2006 年	112,609	104,726 十億ルピア	930 ルピア	10.3	9,020 Rp
TNB* <sup>2</sup>	2007 年度	86,545	22,384 百万 RM	0.26 RM	7.4	3.51 RM
PEA* <sup>3</sup>	2006 年	245,637	822,203 百万バーツ	3.35 バーツ	9.18	36.46 バーツ

(出所) 各社 Annual Report、統計資料他

(注) 略称は、次の通り。

- 1) PLN: Persahaan Perseroan PT Perusahaan Listrik Negara (インドネシア)
- 2) TNB: Tenaga Nasional Berhad (半島マレーシア)
- 3) PEA: Provincial Electricity Authority (タイの首都圏を除く地域の配電公社)

電気料金は、燃料が国際価格であり、設備も先進国メーカーに依存する部分が多く、途上国が安くなるとは言えないが、Meralco 電気料金は、例えば用地費や補償費が高く、その結果が反映されると思われる日本の電力料金よりも高い。例えば、2007 年の平均販売単価で、日本が 16.5 円/kWh に対して、

フィリピンが 18.1 円/kWh である。TNB や PEA の場合は、国産の天然ガスが発電燃料の相当大きい部分を占めており、有利な部分はあるが、やはりフィリピンの電気料金は相当に高いと思われる。

3.1.2 節(8)項(e)に記載した lifeline rate により、例えば Meralco の場合、100kWh/月の消費量以下の場合には 50%値引きを実施している。表 3-10 は、売上高から計算した平均販売単価であり、VAT (約 10%) や UC は含まれていないと理解する。従い、lifeline rate がないと、貧困層の電気料金の負担は相当大きいと思われる。

### 3-4 マクロ経済視点でのフィリピン電力セクター

#### 3-4-1 フィリピン経済の現状

経済成長率である実質 GDP の対前年増加率は発展中の新興国であり、フィリピンのマクロ経済は悪くはなく、順調である。表 3-11 に ASEAN を含め他国との経済成長率の比較を示す。

しかし、政府債務残高については、フィリピンはアジア新興国の中で GDP 比で最も大きく、対外債務についても同様である。(表 3-9) 一方、国の外貨建て長期債務の S&P 格付けを比較したのが、図 3-7 であり、フィリピンの格付けは 2005 年に下がったままで、上昇していない。

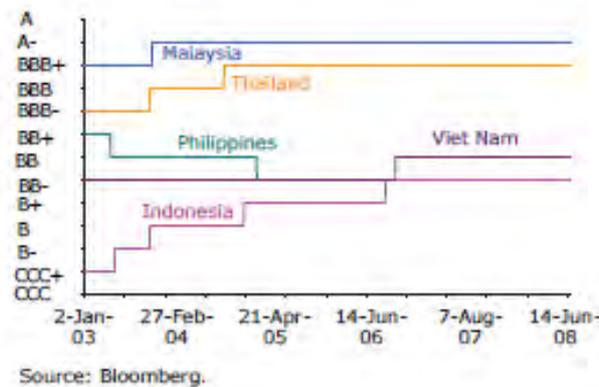


図 3-7 アジア新興国の長期外貨債務格付け比較 (S&P)  
 (出所) ADB Asia Economic Monitor 2008 July 2008 版 19 ページ

表 3-11 フィリピン経済成長率の他国との比較

	Average 1996– 2006								ADB Forecasts	
		2003	2004	2005	2006	2007	2008 Q1	2008 Q2	2008	2009
<b>Emerging East Asia</b> <sup>1,2</sup>	6.6	6.9	8.0	7.8	8.7	9.0	8.5	...	7.6	7.6
<b>ASEAN</b> <sup>1,2</sup>	4.2	5.4	6.5	5.7	6.0	6.5	6.3	...	5.5	5.8
Brunei Darussalam	1.9	2.9	0.5	0.4	4.4	0.6	...	...	...	...
Cambodia	8.6	8.5	10.0	13.5	10.8	9.6	...	...	7.5	7.0
Indonesia <sup>3</sup>	3.1	4.8	5.0	5.7	5.5	6.3	6.3	...	6.0	6.2
Lao PDR	6.4	5.8	6.9	7.3	8.3	8.0	...	...	7.7	7.8
Malaysia <sup>4</sup>	5.0	5.8	6.8	5.3	5.8	6.3	7.1	...	5.4	5.6
Myanmar <sup>5</sup>	10.9	13.8	13.6	13.6	12.7	5.5	...	...	...	...
Philippines <sup>6</sup>	4.3	4.9	6.4	5.0	5.4	7.2	5.2	...	5.5	5.6
Thailand	3.1	7.1	6.3	4.5	5.1	4.8	6.0	...	5.0	5.2
Viet Nam	7.3	7.3	7.8	8.4	8.2	8.5	...	...	6.5	6.8
<b>Newly Industrialized Economies</b> <sup>1</sup>	4.5	3.2	6.0	4.8	5.6	5.6	6.1	...	4.7	4.9
Hong Kong, China	3.8	3.0	8.5	7.1	7.0	6.4	7.1	...	4.9	4.9
Korea, Rep. of	4.6	3.1	4.7	4.2	5.1	5.0	5.8	5.0	4.7	4.9
Singapore	5.6	3.5	9.0	7.3	8.2	7.7	6.9	1.9	4.9	5.8
Taipei, China	4.6	3.5	6.2	4.2	4.9	5.7	6.1	...	4.5	4.8
China, People's Rep. of	9.3	10.0	10.1	10.4	11.6	11.9	10.6	10.1	9.9	9.7
Japan	1.3	1.4	2.7	1.9	2.4	2.1	1.3	...	1.5	1.5
US	3.2	2.5	3.6	3.1	2.9	2.2	2.5	...	1.5	1.6
eurozone	2.2	0.8	2.1	1.6	2.8	2.6	1.7	...	1.8	2.0

... = not available

<sup>1</sup> Aggregates are weighted according to gross national income levels (atlas method, current \$) from *World Development Indicators* (World Bank).

<sup>2</sup> Excludes Brunei Darussalam and Myanmar for all years as weights are unavailable.

<sup>3</sup> GDP growth rates from 1999–2000 are based on 1993 prices, while growth rates from 2001 onward are based on 2000 prices.

<sup>4</sup> Growth rates from 1999–2000 are based on 1987 prices, while growth rates from 2001 onward are based on 2000 prices; 2007 growth rate figure is based on the International Monetary Fund World Economic Outlook Database April 2008.

<sup>5</sup> For FY April–March.

<sup>6</sup> Figures for 2004–2006 are not linked to the GDP figures 2003 backwards due to National Statistics Office revisions for sectoral estimates.

Sources: ADB; government estimates (Brunei Darussalam); Eurostat website (eurozone); Economic and Social Research Institute (Japan); Bureau of Economic Analysis (US).

(出所) ADB Asia Economic Monitor 2008 July 2008 版 33 ページ

表 3-12 アジア新興国の政府債務と対外債務の比較

	2000-2004 Average	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Public Sector Debt</b>						
China, People's Rep. of	19.3	18.5	17.9	17.3 <sup>p</sup>	...	...
Indonesia <sup>1</sup>	70.7	55.2	45.6	38.6	35.7 <sup>p</sup>	33.9 <sup>p</sup>
Korea, Rep. of <sup>1</sup>	21.1	25.2	29.5	32.2	33.3 <sup>p</sup>	33.6 <sup>p</sup>
Malaysia	66.8	66.7	62.5	56.5 <sup>p</sup>	55.6 <sup>p</sup>	...
Philippines <sup>2</sup>	93.2	95.2	86.0	73.9	62.3 <sup>p</sup>	59.0 <sup>p</sup>
Thailand	54.5	49.3	47.3	40.3	37.5	38.2 <sup>p</sup>
<b>External Debt</b>						
China, People's Rep. of	12.9	12.8	12.6	12.7 <sup>p</sup>	...	...
Indonesia	71.8	53.5	46.6	36.6	31.2 <sup>p</sup>	28.6 <sup>p</sup>
Korea, Rep. of	26.5	25.3	23.7	29.7	35.8 <sup>p</sup>	38.3 <sup>p</sup>
Malaysia	48.4	44.6	39.6	35.2 <sup>p</sup>	33.5 <sup>p</sup>	...
Philippines	76.8	70.5	62.4	51.4	43.3 <sup>p</sup>	36.8 <sup>p</sup>
Thailand	49.3	35.7	32.5	32.8	29.4	27.7 <sup>p</sup>

p = projection, e = estimate, ... = not available.  
<sup>1</sup> Central government debt.  
<sup>2</sup> Nonfinancial public sector debt.  
 Source: Article IV Consultations, International Monetary Fund.

(出所) ADB Asia Economic Monitor 2008 July 2008 版 19 ページ

### 3-4-2 フィリピン政府の債務

フィリピンにとって政府債務の減少は重要であるが、この債務の中に電力セクターである NPC/PSALM/TRANSCO の債務が大きな割合を占めている。表 3-11 に、政府債務残高及び保証残高の 2000 年以降の推移を示すと共に、GDP とのパーセント比率も記載した。表 3-12 は、フィリピン政府財務省 (Department of Treasury : DTr) の発表数字から作成した。

フィリピン政府の保証債務は、GOCC が長期借入をする際に政府による保証差し入れが多いと考えられ、逆に一般民間企業の借入に対して政府保証はないはず故、政府保証債務は、ほぼ全て GOCC の債務と考えられる。

従い、政府保証債務は政府保有法人 (GOCC : Government Owned or Controlled Company) の借入債務と考え、PSALM/NPC/TRANSCO の債務残高を財務諸表中の長期借入金および 1 年以内返済期限到達の長期借入金の合計から 3 社の連結ベースを推定計算して表 3-9 に記載した。PSALM/NPC/TRANSCO の電力セクター政府特殊法人の債務が GOCC 債務の中で 60% から 70% を占めていることが読み取れる。なお、2004 年において、50% 以下に下がっているが、これは 3.1.2 節(8)(a) 項に記載した EPIRA34 条(a)の 200,000 百万ペソの借入債務を 2004 年に政府が免除したからであり、実質は 90,308 百万ペソの債務が増加したのである。この債務免除が無かったら 2007 年末の債務残高は 544,767 百万ペソであった。

表 3-13 政府債務と PSALM/NPC/TRANSCO の債務残高の推移

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
単位 百万 ペソ	<b>GNP</b>	<b>3,566,059</b>	<b>3,876,303</b>	<b>4,138,240</b>	<b>4,631,479</b>	<b>5,248,064</b>	<b>5,885,050</b>	<b>6,570,310</b>	<b>7,274,660</b>
	<b>GDP</b>	<b>3,354,727</b>	<b>3,631,474</b>	<b>3,888,230</b>	<b>4,316,402</b>	<b>4,871,555</b>	<b>5,437,905</b>	<b>6,032,624</b>	<b>6,651,320</b>
	<b>Gov Debt</b>	<b>2,648,808</b>	<b>2,880,694</b>	<b>3,407,206</b>	<b>4,063,647</b>	<b>4,645,662</b>	<b>4,474,581</b>	<b>4,421,433</b>	<b>4,196,671</b>
	Direct Debt	2,166,710	2,384,917	2,815,468	3,355,108	3,811,954	3,888,231	3,851,506	3,712,487
	Domestic	1,068,200	1,247,683	1,471,202	1,703,781	2,001,220	2,164,293	2,154,078	2,201,167
	Foreign	1,098,510	1,137,234	1,344,266	1,651,327	1,810,734	1,723,938	1,697,428	1,511,320
	保証債務	482,098	495,777	591,738	708,539	833,708	586,350	569,927	484,184
	Domestic	12,451	23,167	21,065	22,635	33,135	48,183	72,113	64,968
	Foreign	469,647	472,610	570,673	685,904	800,573	538,167	497,814	419,216
(PSALM/NPC Debt)	319,080	315,693	395,794	507,878	398,186	401,664	404,192	344,767	
GDP 比 %	<b>Gov Debt</b>	<b>79.0%</b>	<b>79.3%</b>	<b>87.6%</b>	<b>94.1%</b>	<b>95.4%</b>	<b>82.3%</b>	<b>73.3%</b>	<b>63.1%</b>
	Direct Debt	64.6%	65.7%	72.4%	77.7%	78.2%	71.5%	63.8%	55.8%
	Domestic	31.8%	34.4%	37.8%	39.5%	41.1%	39.8%	35.7%	33.1%
	Foreign	32.7%	31.3%	34.6%	38.3%	37.2%	31.7%	28.1%	22.7%
	保証債務	14.4%	13.7%	15.2%	16.4%	17.1%	10.8%	9.4%	7.3%
	Domestic	0.4%	0.6%	0.5%	0.5%	0.7%	0.9%	1.2%	1.0%
	Foreign	14.0%	13.0%	14.7%	15.9%	16.4%	9.9%	8.3%	6.3%
	(PSALM/NPC Debt)	9.5%	8.7%	10.2%	11.8%	8.2%	7.4%	6.7%	5.2%
(PSALM/NPC Debt の保証債務中の割合)	66.2%	63.7%	66.9%	71.7%	47.8%	68.5%	70.9%	71.2%	

(出所) DTr

フィリピン電力セクター問題は、政府債務問題の側面もある。

### 3-4-3 大蔵省 (DOF) と中央銀行 (BSP)

GOCC の債務問題は、その所有者であり、経営責任を有する政府にとっても関心の高い問題である。表 3-5 は、PSALM、NPC、TRANSCO の Board Members を記載しているが、3 法人全て Chairman は Secretary of Finance となっている。President は実務を執行するが、業務の決定や President の業務執行を監督する Board は Secretary of Finance が Chairman となり、その中心的役割を果たすというガバナンスを採っていると理解する。

フィリピン中央銀行は、Bangko Sentral ng Pilipinas (BSP) であり、その設立法は BSP Charter とも呼ばれている 1993 年制定の新中銀法 (The New Central Bank Act (Act No. 7653)) である。(添付資料 3-2) 新中銀法は、その CHAPTER V の FUNCTIONS AS BANKER AND FINANCIAL ADVISOR OF THE GOVERNMENT の中の 110 条で、次のように BSP が政府及び政府関連の機関の銀行業務を行うと定めている。

*SECTION 110. Designation of Bangko Sentral as Banker of the Government. — The Bangko Sentral shall act as a banker of the Government, its political subdivisions and instrumentalities.*

また、GOCC が保有する現金については、手元に保有すべき運転資金を除き BSP に預金することが新中銀法 113 条で義務となっている。

*SECTION 113. Official Deposits. — The Bangko Sentral shall be the official depository of the Government, its*

political subdivisions and instrumentalities as well as of government-owned or controlled corporations and, as a general policy, their cash balances should be deposited with the Bangko Sentral, with only minimum working balances to be held by government-owned banks and such other banks incorporated in the Philippines as the Monetary Board may designate, subject to such rules and regulations as the Board may prescribe: Provided, That such banks may hold deposits of the political subdivisions and instrumentalities of the Government beyond their minimum working balances whenever such subdivisions or instrumentalities have outstanding loans with said banks.

The Bangko Sentral may pay interest on deposits of the Government or of its political subdivisions and instrumentalities, as well as on deposits of banks with the Bangko Sentral.

表 3-14 に PSALM の 2007 年 12 月末における預金の明細を示しているが、新中銀法 113 条に定められているように、95% 近くは BSP への預金である。

表 3-14 PSALM の 2007 年 12 月末における預金明細

預金先銀行	Peso (百万)	US\$ (千)	Peso (百万)	預金割合
BSP	20,760	501,435	41,520	94.7%
Land Bank of Philippines	1,148	27,731	2,296	5.2%
Development Bank of Philippines	19	447	38	0.1%
	21,927	529,613	43,854	100.0%

(出所) PSALM 財務諸表・・・P41.401/US\$の為替レートで換算

PSALM、NPC、TRANSCO の 3 社のみならず、DOE、BSP も協力して債務減少に取り組んでいると理解する。

### 3-5 フィリピン電力セクター改革の課題

EPIRA によるフィリピンの電力セクター改革は、NPC が買電を行う IPP が半ば無計画に増加し、その結果として合理性に欠ける電力事業形態になってしまったことへの反省があると考えられる。市場競争原理の導入は、市場の需給による決定が、最も合理性のあることとであると考える。市場競争原理の導入は、市場の需給による決定が、最も合理性のあることとであると考える。

法として制定して実行している改革であり、その成功に向けて支援することとなる。しかし、一方であらゆる改革において、その推進に当たり留意すべき事項は存在するし、都度見直しやフィードバックによる修正は必要であるし、時には改革の方向や方針についても評価をすることが必要である。2007 年 11 月の Calaca 発電所売却入札の成立で NPC の発電資産売却が約 50% に達し、2008 年 8 月でその資産譲渡完了が期待される。TRANSCO の送電資産の Concession 方式による民間への委託も上院承認を受けた後は、ファイナンス組成もなされ早い時期に民間委託が開始されると期待される。このような環境下、電力改革の今後の課題について記述する。

#### (1) 今後の発電資産売却

表 3-15 は、今後売却予定として PSALM が発表している発電所である。

表 3-15 今後売却予定の発電所

	系統	発電所	燃料	運転開始	容量 (MW)	Remarks
1	Luzon	Limay	C/Diesel	1993	620.0	軽油の C C 2009 年 ECA 満期
2	Luzon	Malaya	C Heavy	1995 (R)	650.0	KEPCO の IPP 1995 年満期
3	Luzon	Subic	C Heavy	1994	116.0	Enron BOT Diesel 2009 年満期
4	Luzon	Navotas I & II	Diesel	1991-1993	310.0	第 1 号案件 BOT2003 年満期
5	Luzon	Mak-Ban	Geothermal	1979-1994	457.0	Chevron 蒸気供給
6	Luzon	Tiwi	Geothermal	1979-1982	289.0	Chevron 蒸気供給
7	Luzon	Bac-Man	Geothermal	1993-1998	150.0	PNOC-EDC 蒸気供給
8	Luzon	Angat	Hydro	1967-1993	246.0	Metro Manila への水供給水源
9	Visayas	Panay	Diesel	1979-2005	146.5	Diesel Generators 11 units
10	Visayas	Bohol	Diesel	1978-1996	22.0	Diesel Generators 4 units
11	Visayas	Naga	Diesel		55.0	Land Based GT
12	Visayas	Palinpinon	Geothermal	1983-1995	192.5	PNOC-EDC 蒸気供給
13	Visayas	Tongonan/Leyte	Geothermal	1983	112.5	PNOC-EDC 蒸気供給
14	Visayas	Amlan	Hydro		0.8	
15	Mindanao	Iligan	Diesel		114.7	
16	Mindanao	PB 117	C Heavy	1994	100.0	BTO 2009 年満期
17	Mindanao	PB 118	C Heavy	1994	100.0	BTO 2009 年満期
	合計				3,682.0	

(注)1 番から 4 番までの発電所は IPP 発電所であるが、BOT 契約（期間満了時無償譲渡契約）に従いフィリピン国政府に譲渡されることから PSALM 売却発電所となる。

表 3-15 に記載の発電所は、石油が燃料である発電所、地熱発電所、Angat 水力のような、水供給が優先となる発電所がそのほとんどであり、売却難航が予想される。例えば、表 3-15 の 1 番、2 番、4 番の石油を燃料とする発電所の 2002 年における PF は、表 3-8 に記載のように、それぞれ 13%、11%、2%であった。2002 年より更に石油価格が上昇しており、緊急事態でないと運転することにはならないであろうと考えられる。Stand-by をする発電所に、その意味・価値は存在する。しかし、民間への売却においては、通常取引の仕組みでは民間が保有して利益を生み出す資産とはなり難い。

5 番、6 番、7 番の地熱についても、表 3-8 では PF が低下傾向にあった発電設備であり、地熱源の蒸気供給能力の評価がポイントとなると思われる。Angat 水力はマニラ首都圏への水供給水源のダムを利用する水力発電であり、1997 年に Concession 方式により首都圏の水供給を民営化し、料金の上昇と 2003 年に西半分の水供給を行っていた NWSI の倒産問題も発生したこともあり、Angat 水力の資産購入に民間が、どれほど積極的になれるか不明点がある。

なお、表 3-15 の資産に価値がないとする必要はない。むしろ売却を急ぎすぎて、安値で妥協することで以後に問題が生じることを避けねばならない。例えば、石油を燃料とする火力発電所は他の発電所に事故等があれば、バックアップ供給の対応も容易である。政府側が資産の価値の判断を持ち、対応することが望ましいと考える。

将来の PSALM/NPC/TRANSCO のキャッシュフローを検討する際の一つのシナリオとしては、発電

資産の売却は表 3-8 の資産で終了とするシナリオも描いておくべきと考える。

その後、PSALM は、2008 年 7 月 30 日の売却入札で Chevron が蒸気供給を行う Tiwi (表 3-15 の 6 番) と Mac-Ban (表 3-15 の 5 番) について、最低入札成立価格を上回って、最高値 (US\$446,888,008) が Aboitiz Equity Ventures の子会社 AP Renewables により提出されたと発表した。

## (2) 電力セクターの多額長期借入債務

第 4 章に記載のように PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務残高は 2007 年末において 344,767 百万ペソで、同時点の 2007 年期末為替レートで換算すると US\$8,323 百万である。EPIRA は、弁済見込みのない債務について UC for Stranded Debts により補填する考え方である。

発電資産売却および幹線送電設備の Concession 供与は、当該売却し Concession を供与した資産に関わる部分の収入が PSALM/NPC/TRANSCO に帰属しなくなることであり、一方で、残る資産は SPUG のような離島遠隔地の住民の生活インフラの確保の側面が大きくて収益性の低い資産であると思われる。EPIRA の電力セクター改革は市場競争の導入が好ましいとして、市場競争の導入を実施する為の改革であるが、改革のしわ寄せが生じていないかの検証を継続する必要性が存在する。

PSALM/NPC の財務諸表を分析しての長期借入債務の弁済可能性については第 4 章で記述する。なお、EPIRA32 条による政府の 2000 億ペソの負担については、2004 年に 2000 億ペソの債務弁済免除を NPC に政府が供与していることから、本課題は政治問題となる可能性もある。

## (3) NPC-IPP

IPP 問題は、それが長期契約 (最長の Pagbilao は 29 年間) であり、契約の中途解約の権利が NPC にないか、もしくは解約すると莫大な違約金が発生する契約であることに起因する部分が多い。NPC が自ら発電所を保有しても同様な状態にはなるが、IPP は資金調達について金利スプレッドの高いプロジェクト・ファイナンスを利用していることから NPC 資金よりも遥かに高く、発電事業のような設備産業においては、設備稼働率が低い場合にその負担が大きい。

IPP において金利負担が大きく、投資家が高い投資利益を期待する計画であっても、効率的・合理的な運営により NPC が発電設備を保有・運転するよりも低いコストで発電できる可能性はある。しかし、このような結果が期待できるのは、NPC も新規発電所の投資をし、NPC が競争力を保有して IPP と買電契約の交渉他様々な場面で競争状態が存在する時であると考えられる。表 3-1 のなかで NPC の新設発電所は 1,070MW の 12%に過ぎなかった。契約形態も ECA が踏襲され、火力発電における最重要事項である燃料調達を IPP の義務にはならなかった。

Masinloc 発電所や Calaca 発電所の売却により、これら発電所は設備改修後の早い時期に発電・電力供給を開始する。Masinloc 発電所や Calaca 発電所を購入した Masinloc Power Partners (米 AES 出資) と Calaca Holdco (ベルギー-Suez 出資) は、Bilateral Contract で DU に直接、また WESM を通じて電力販売をすることとなり EPIRA の電力改革が目指しているように、電力卸市場の競争が高まり、市場

価格が下がると予想される。NPC-IPP の場合、契約が仕入価格固定であることから、この売値が下がった分の損失は、すべて NPC が負担する。更には、市場競争の結果、NPC-IPP の発電シェアの低下、発電量の減少もあり得、その結果としての固定費の負担も全て NPC に帰属する。

EPIRA は、NPC-IPP について Stranded Contract Costs という概念と、それを UC として小売り電気料金に加算して回収することを定めているが、NPC-IPP 問題の本質については解決策が出せずにいる。3.1.2 節(7)に記載したように IPP との値下げ交渉は一旦 2004 年、2005 年に終了しており、今後再交渉により値下げを実現することや契約解除も容易ではないと思われる。また、IPP Administrator の選定も NPC-IPP 問題の根本的解決には繋がると思えない。

#### (4) WESM

WESM は、2006 年 6 月 23 日から Luzon で本格運用が開始された。WESM は、電力需給調整の相当大きな部分を市場取引で運用する考え方であり、フィリピンで WESM のような市場取引への依存度を高くした制度で問題が生じないのか多少の不安がある。過去の米国 California の電力危機の場合は、SCE、PG&E といった垂直統合していた電力会社を配電部門のみを残し、発電所は個別売却を行い 1998 年に電力市場取引に移行し、2000 年、2001 年に停電と電力市場価格高騰に陥った。逆に一方で、California 電力危機の教訓を生かしてのフィリピン WESM の運用も可能であり、WESM への取組は継続すべきであると考えられる。

WESM で懸念される事項としては、

- (a) 経済成長に必要な電力供給力の確保（送電線も含め）
- (b) 市場価格の公正な決定メカニズム（ベース供給の過剰優遇の可能性）
- (c) アンシラリーサービス<sup>14</sup>の確保（機能しうるか）
- (d) 託送供給の確保

また、Luzon がフィリピン全体の電力需要の 74%を占め、そのうちで Meralco が 74%を占める。このような配電分野の特定の会社のシェアが存続する中で WESM という電力市場取引が、有効であると言えるのか疑問が残る面もある。

いずれにせよ、WESM の正常な発展の為に、多くの課題の克服も存在すると考えられる。

#### (5) UC for Stranded Debts and Stranded Contract Costs

上記 (2) の結果生じるかも知れない Stranded Debts と上記 (3) の結果生じるかも知れない Stranded Contract Costs については、Universal Charge として小売り電気料金の価格を増額して最短 15 年間、最長 25 年間で解消を図るのが EPIRA の考え方である。(EPIRA32 条) しかし、フィリピンの電力料金は 3.3 節に記載のように、既に高い。

もし、UC としないならば、税金により補填することとなるが、電気料金の値上げも現在のエネルギー

---

<sup>14</sup> Load Following and Following Regulation, Spinning Reserve, Backup Reserve, Black Start Service, Reactive Support をアンシラリーサービスとして導入すると理解するが、測定方法や市場取引方法等不明点あり。

ーコスト全般の上昇を考えれば、UC for Stranded Debts and Stranded Contract Costs の導入は容易ではないと思われるし、 放置しても負債が増加する可能性がある。深刻な課題であると言える。

#### (6) Subtransmission Line

EPIRA7 条は、Subtransmission Line を Luzon Grid においては、210kV 未満の送電設備、Visayas Grid においては 69kV 未満、そして Mindanao Grid において 138kV 未満と定めている。そして、Subtransmission Line は、EC が優先買取権を保有するとし、Subtransmission Line から電力供給が行われる DU のみに売却が可能と定められている (EPIRA8 条)。表 3-16 は、フィリピンの送電線設備を記載しているが、EPIRA7 条の電圧基準で分類すると、多くの Subtransmission Line が存在する。

表 3-16 フィリピンの送電線設備 (2004 年 12 月現在)

	送電線	Substation	送電線 (亘長 km)		Substation (容量 MVA)	
	亘長 km	容量 MVA	Transmission	Subtransmission	Transmission	Subtransmission
<b>LUZON</b>	<b>10,493.73</b>	<b>20,040.75</b>	<b>6,634.58</b>	<b>3,859.15</b>	<b>18,801.00</b>	<b>1,239.75</b>
500kV	1,233.66	9,400.00	1,233.66		9,400.00	
350kV	389.76	516	389.76		516.00	
230kV	5,011.16	8,885.00	5,011.16		8,885.00	
115kV	3,859.15	615		3,859.15		615.00
69kV	0	624.75		0.00		624.75
<b>VISAYAS</b>	<b>5,072.40</b>	<b>2,571.20</b>	<b>5,072.40</b>	<b>0.00</b>	<b>2,571.20</b>	<b>0.00</b>
350kV	564	516	564.00		516.00	
230kV	375.06	630	375.06		630.00	
138kV	1,784.25	1,362.70	1,784.25		1,362.70	
115kV	0	0	0.00		0.00	
69kV	2,349.09	62.5	2,349.09		62.50	
<b>MINDANAO</b>	<b>5,752.69</b>	<b>1,697.20</b>	<b>3,211.35</b>	<b>2,541.34</b>	<b>1,645.00</b>	<b>52.20</b>
138kV	3,211.35	1,645.00	3,211.35		1,645.00	
115kV	0	0				
69kV	2,541.34	52.2		2,541.34		52.20
<b>PHILIPPINES</b>	<b>21,318.82</b>	<b>24,309.15</b>	<b>14,918.33</b>	<b>6,400.49</b>	<b>23,017.20</b>	<b>1,291.95</b>
500kV	1,233.66	9,400.00	1,233.66		9,400.00	
350kV	953.76	1,032.00	953.76		1,032.00	
230kV	5,386.22	9,515.00	5,386.22		9,515.00	
138kV	4,995.60	3,007.70	4,995.60		3,007.70	
115kV	3,859.15	615	0.00	3,859.15	0.00	615.00
69kV	4,890.43	726.95	2,349.09	2,541.34	62.50	676.95

(出所) TRANSCO TDP (2005-2014)

TRANSCO の 2006 年 Annual Report には、送電線亘長 20,236km との記載があり、表 3-16 の送電線亘長とほぼ等しいが、PSALM が発表した TRANSCO の Concession 方式による民間への委託についての送電線亘長は 6,000km 以上との表現になっており、Subtransmission Line が含まれていないと考えられる。Subtransmission Line の維持管理および保守ならびに必要な投資に関しては EC のレベルで実施するには財政的な面でも技術的な面でも困難が予想される。

## 第4章 PSALMの資産及び負債

### 4-1 PSALMの資産負債の概要

#### 4-1-1 対象とすべき資産と負債

PSALMは、第3章3.1.2節(9)項に記載したように、フィリピン

電力セクター改革を実施するGOCCとしてEPIRAにより設立された。EPIRAによるフィリピン電力セクター改革においては、第3章の図3-4の右図のように、最終段階においては、NPCの業務は、政府が政策として実施するNPCの業務を離島におけるDUへの系統外電力供給(SPUG)のみとする姿である。

現状においては、第3章の図3-4の左図の状態であり、第3章の図3-3記載のNPC発電資産の部分が売却となった状態である。この状態で、Luzon GridとVisayas GridのNPC発電資産の50%売却となったのであり、EPIRAが改革実行の第1段階として法律施行後3年以内と掲げるLuzon GridとVisayas GridのNPC発電資産の70%売却およびIPP Administratorの選任は、6年を経過した現状においても、第3章3.5(1)および3.1.2(7)に記載したように、それぞれ困難な事態があり、PSALM他関係者により尽力中ではあるが、その実施についての目途はついていない。

EPIRAが掲げる第1段階の自由化は、EPIRA31条に記載ある小売り自由化、電力仲介業(Supplier)、電力託送自由化(Open Access)であり、これらは資産売却により阻害されるものではないことから、EPIRAを改正して、第1段階の自由化を実施することも検討されている。

配電部門を除き電力セクターは、IPP参入前はNPCによる独占であり、EPIRAによりPSALMとTRANSCOが設立され、現在は3社のGOCCが電力セクターに存在する。PSALMは、資産売却を実施し、電力セクター改革を実行するGOCCであることからPSALM単独の財務諸表を作成し、Commission on Audit(COA)の監査を受けている。NPCは、従来よりその財務諸表を作成し、COAの監査を受けている。一方、TRANSCOは、元来NPCの一部であったことから、EPIRA8条によりPSALMの子会社として設立されたものの、実体としては従来通りNPCの管理体制の中で業務を実施していると理解され、NPCの財務諸表でその資産・負債ならびに収支・収益が認識されている。

EPIRAが掲げる電力セクター改革を成功させ、モニターを行うには、PSALMの資産売却のみを対象として資産・負債の管理を実施しても意味はなく、電力セクターにおけるGOCC3社を対象として、資産・負債の管理を実施すべきである。

なお、EPIRA49条はNPCの資産・負債のPSALMによる法承認後180日以内の譲渡を定めているが、一方でNPCはSPUGの業務を実施することや、EPIRA47条(h)のようにNPCが売却前の資産により発電業務を行うことを認める定めもある。

また、EPIRA8条は、TRANSCOをPSALM子会社と規定しているものの(財務諸表を読んだ限り

では) PSALM は TRANSCO に出資をしているわけではなく、Board Member の選任権もなく、Board Member は、第 3 章表 3-5 の通りであり、PSALM の役員、従業員は Member に就任していない。このことからすると、連結会計における子会社に該当せず、PSALM の連結財務諸表の対象子会社ではないとの疑問も生じる。なお、TRANSCO が NPC 子会社として財務報告がなされていても特段の不都合はないようにも思える。

電力供給に支障を来すことは避けねばならず。現状を認識した上で、EPIRA55 条の定めもあることであり、PSALM、NPC、TRANSCO の企業集団を単一の組織とみなして EPIRA 推進の管理や政府関係者、PSALM、NPC、TRANSCO の内部管理を目的とした連結財務諸表を作成することが適切と考える。

#### 4-1-2 PSALM の資産・負債および業務の評価

##### (1) 貸借対照表

PSALM の設立以後の毎年末の貸借対照表<sup>15</sup>を表 4-1 に掲げる。この貸借対照表の資産・負債の推移により、その業務内容が読み取れる。2007 年末において大きな金額となっている科目とその内訳等は次の通りである。(PSALM の 2007 年監査済み財務諸表及び注記表は、資料 4-1 として添付する。)

##### (a) Long Term Debt (P30,812 百万) :

2002 年 12 月 12 日発行の Nomura Bond (P22,412 百万) と PSALM が肩代わりした EC の NEA に対する長期借入金<sup>16</sup> (P7,907 百万) が主体である。Nomura Bond は、フィリピン政府元利保証の下で ADB が元本保証した野村証券引受社債で、発行総額 617.5 億円、満期日 2020 年 12 月 247.5 億円と 2022 年 12 月 370 億円である。

Nomura Bond の資金は NPC の赤字の補填に使用され、借入と同時に NPC への社債投資として実行された。この NPC 社債は随時償還可能であると理解され、2007 年までに 368 億円が償還され 2007 年末の残高は約 250 億円 (P9,069 百万) である。

2003 年に Long Term Debt が増加したのは、2003 年に EC の借入金肩代わりをした為である。

##### (b) Assumed AEP Loans (P9,049 百万) :

肩代わりした EC 向けの貸付金であり、EPIRA 及び EC 貸付金に関する Executive Order 等に従って償却を行っている。

##### (c) Investment in Bonds (P9,069 百万) :

(a) に記載の Nomura Bond の資金による NPC への貸付金

##### (d) Cash and Cash Equivalent (P29,411 百万)及び Due to Government Agencies (P11,253 百万) :

PSALM の 2007 年末までの発電資産売却 (表 3-3 の Magat まで) に関わる売却収入とそれに係わる NPC への未払債務がその主体である。

<sup>15</sup>本章において表として掲げる PSALM、NPC の貸借対照表を初めとする財務諸表は、対象とする期間において会計方針の変更等もあり、比較対象を容易とする為、組み替えや推定による変更を行っている部分があり、各社の監査済み財務諸表と一部分では一致しない箇所もある。

<sup>16</sup> 3 章 3.1.2 節(8)(d)項参照

表 4-1 PSALM の設立以後毎年 12 月 31 日の貸借対照表 (単位 : 百万ペソ)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Assets</b>						
<b>Current Assets</b>						
Cash and Cash Equivalent	368	4,871	6,235	6,784	11,846	29,441
Receivables	47	22	5,888	5,309	4,065	5,740
Inventory	0	0	1	2	1	3
Electricity Trading				3	0	8
Universal Charge		935	448	1,719	583	850
Employee's Program				0	0	2
Other Current Assets		0	2	2	4	4
<b>Total Current Assets</b>	<b>415</b>	<b>5,828</b>	<b>12,574</b>	<b>13,819</b>	<b>16,499</b>	<b>36,048</b>
<b>Non-Current Assets</b>						
Asset Sales Receivable		0	0	0	3,430	2,538
Investment in Bonds	28,138	25,842	20,149	14,738	10,299	9,069
Property & Equipment	20	90	83	69	69	71
Assumed AEP Loans	0	17,950	17,788	17,582	10,845	9,049
Other Non-Current Assets		1,524	248	124	107	94
<b>Total Non-Current Assets</b>	<b>28,158</b>	<b>45,406</b>	<b>38,268</b>	<b>32,513</b>	<b>24,750</b>	<b>20,821</b>
<b>Total Assets</b>	<b>28,573</b>	<b>51,234</b>	<b>50,842</b>	<b>46,332</b>	<b>41,249</b>	<b>56,869</b>
<b>Current Liabilities</b>						
Current Portion of LT Debt	0	1,356	1,970	2,568	2,604	2,614
Due to Government Agencies			1,013	1,748	8,539	11,253
Electricity Trading			0	0	0	8
Universal Charge		935	448	1,719	583	850
Employee's Program			0	0	0	2
Other Current Liabilities	856	1,355	843	119	123	210
<b>Total Current Liabilities</b>	<b>856</b>	<b>3,646</b>	<b>4,274</b>	<b>6,154</b>	<b>11,849</b>	<b>14,937</b>
<b>Non-Current Liabilities</b>						
Long Term Debt	27,951	48,949	47,757	39,460	35,368	30,812
<b>Total Liabilities</b>	<b>28,807</b>	<b>52,595</b>	<b>52,031</b>	<b>45,614</b>	<b>47,217</b>	<b>45,749</b>
<b>EQUITY</b>	<b>-234</b>	<b>-1,361</b>	<b>-1,189</b>	<b>718</b>	<b>-5,968</b>	<b>11,120</b>
<b>Total Equity and Liabilities</b>	<b>28,573</b>	<b>51,234</b>	<b>50,842</b>	<b>46,332</b>	<b>41,249</b>	<b>56,869</b>

## (2) キャッシュフロー計算書

PSALM の主たる業務は、資産売却と EC 向け融資の肩代わりと Nomura Bond に関連した動きと言える。従い、損益計算書よりキャッシュフロー計算書の方が、PSALM の業務の内容をよく表しており、表 4-2 として掲げる。

表 4-2 PSALM の設立から 2007 年末までのキャッシュフロー計算書 (単位：百万ペソ)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	合計
資産売却による収入	0	0	0	0	2,570	26,295	28,865
NPC の負債支払いによる支出	0	0	0	0	0	-3,896	-3,896
PSALM 業務活動費用	-123	-540	-363	-314	-269	-324	-1,934
その他利息収入等					1,017	754	1,771
<b>事業活動によるキャッシュフロー</b>	<b>-123</b>	<b>-540</b>	<b>-363</b>	<b>-314</b>	<b>3,319</b>	<b>22,829</b>	<b>24,807</b>
NPC の Bond 投資による支出	-21,073	0	0	0	0	0	-21,073
NPC からの Bond 償還収入	0	5,548	6,797	2,118	2,000	0	16,463
その他投資	-22	-76	-5,073	478	-16	-6	-4,714
<b>投資活動によるキャッシュフロー</b>	<b>-21,095</b>	<b>5,472</b>	<b>1,725</b>	<b>2,596</b>	<b>1,984</b>	<b>-6</b>	<b>-9,324</b>
Nomura Bond 発行収入	20,977	0	0	0	0	0	20,977
利息の支払い	0	-686	0	0	0	0	-686
REC Loan の返済額			-1,401	-1,700	-1,760	-1,800	-6,662
その他投資活動	608	215	-148	-25	1,640	0	2,290
<b>財務活動によるキャッシュフロー</b>	<b>21,586</b>	<b>-471</b>	<b>-1,549</b>	<b>-1,725</b>	<b>-120</b>	<b>-1,800</b>	<b>15,920</b>
<b>現金・現金同等物に係る為替換算差額</b>	<b>-0</b>	<b>42</b>	<b>1,552</b>	<b>-7</b>	<b>-121</b>	<b>-3,428</b>	<b>-1,962</b>
<b>現金・現金同等物の増加額</b>	<b>368</b>	<b>4,503</b>	<b>1,364</b>	<b>551</b>	<b>5,061</b>	<b>17,595</b>	<b>29,441</b>
<b>現金・現金同等物の期首残高</b>	<b>0</b>	<b>368</b>	<b>4,871</b>	<b>6,235</b>	<b>6,785</b>	<b>11,846</b>	<b>0</b>
<b>現金・現金同等物の期末残高</b>	<b>368</b>	<b>4,871</b>	<b>6,235</b>	<b>6,785</b>	<b>11,846</b>	<b>29,441</b>	<b>29,441</b>

PSALM の設立から 2007 年末までの収入は資産売却による収入が P28,865 百万と Nomura Bond 発行による収入が P20,927 百万あり、そして NPC から償還を受けた P16,473 百万の合計 P66,265 百万が PSALM の入金である。これに対して、支出は NPC への社債投資(P21,073 百万)、REC Loan の返済(P6,662 百万) 及び NPC の負債の期限前返済等(P3,896 百万)に加え業務費用等 (P2,193 百万) の合計が P33,824 百万であり、その結果の差引 P29,441 百万が現金及び現金同等物の残高である。

## (3) PSALM の資産売却キャッシュフロー

表 4-1 および 4-2 の貸借対照表とキャッシュフロー計算書は、PSALM 設立以来を示しているが、2007 年末までであり、2008 年に入ってから動きは含まれていない。一方、2008 年には、Mainloc の売却代金全額 US\$930 百万が 2008 年 4 月 16 日に入金し、Ambukalao-Binga についても 7 月 10 日に US\$227.5 百万の代金が入金した。一方、8 月以降には Calaca の入金も予想され、TRANSCO Concession に関わる 10 億米ドル近い入金もあり得る。PSALM 資産売却収入の推定を行ったのが、表 4-3 である。

表 4-3 PSALM の資産売却収入の推定 (単位：000US\$)

	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年 7 月まで	2008 年 8 月 -12 月予想	合計
Talomo	1,370					1,370
Agusan	1,528					1,528
Barit	480					480
Cawayan		410				410
Loboc		1,420				1,420
Pantabangan-Masiway		51,600	11,057	5,529	5,529	73,714
Magat			530,000			530,000
Masinloc				930,000		930,000
Calaca					786,530	786,530
Ambuklao-Binga				227,500		227,500
TRANSCO Concession					987,500	987,500
合計	3,378	53,430	541,057	1,163,029	1,779,559	3,540,452
ペソ換算(単位:P Mill)	179	2,570	26,295	48,847	74,741	152,633
推定為替レート P/US\$	53	48	49	42	42	42

(出所) PSALM 財務諸表や他の資料等からの推定

表 4-3 の推定における 2008 年 1 月から 7 月末までの入金合計額が US\$1,163 百万であり、過去の入金合計額 US\$598 百万の 2 倍近くであることから、更に 8 月から 12 月の入金予想が表 4-3 の推定通りになった場合は、2008 年の入金額は US\$2,943 百万となると予想される。

#### 4-1-3 NPC

##### (1) 貸借対照表

NPC の貸借対照表を表 4-4 として掲げる。期間は、ある程度の長期間を比較しつつ一覧可能とする為に、2000 年から 2007 年までの 8 年間とする。なお、表示は NPC 財務諸表と同じ固定性配列で表示をしている。(NPC の 2007 年末貸借対照表、2007 年損益計算書ならびに 2006 年の監査済み財務諸表を資料 4-2 として添付している。)

この期間の NPC 貸借対照表 (TRANSCO を含む。本節において同じ。) を見ると 2003 年から 2005 年までの 3 年間にわたり債務超過であったことに気づく。債務超過額については、2003 年の 327,194 百万ペソが、2004 年に 137,256 百万ペソへと、189,938 百万ペソ減少しているが、2004 年にフィリピン政府からの借入金 (社債として認識) について、第 3 章 3.1.2 の(8)(a)項記載の 200,000 百万ペソの債務免除を受けたことがある。従い、200,000 百万ペソの債務免除がなかったなら、長期借入金の債務額は 2007 年 12 月末で 520,410 百万ペソであり、120 億米ドルを超えていることとなる。

表 4-4 NPC の貸借対照表 (2000年から2007年まで) 単位：百万ペソ

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Assets</b>								
<b>Non-Current Assets</b>	<b>948,609</b>	<b>965,179</b>	<b>1,092,662</b>	<b>916,619</b>	<b>881,333</b>	<b>909,889</b>	<b>915,206</b>	<b>875,151</b>
Plant	243,805	242,759	232,646	232,326	225,747	281,049	275,425	256,403
Constctn in Progress	29,721	27,311	36,290	35,942	37,038	28,416	22,571	26,849
Plant under Lease	360,034	367,173	454,721	552,531	528,311	503,504	505,593	480,637
Investment	148	163	134	5	8	10	10	8
Deferred Charge	259,646	264,913	288,960	23,162	16,893	21,543	28,937	25,409
Other Non-current Assets	55,255	62,860	79,911	72,653	73,336	75,367	82,670	85,845
<b>Current Assets</b>	<b>41,165</b>	<b>40,806</b>	<b>60,348</b>	<b>73,380</b>	<b>174,219</b>	<b>168,858</b>	<b>202,346</b>	<b>207,854</b>
Cash & Equivalent	2,752	1,648	1,984	2,534	22,087	20,190	33,565	39,495
Power Receivable	20,828	19,654	37,596	45,204	118,438	111,387	112,236	93,357
Other Receivable	2,868	5,318	8,345	11,370	12,935	15,845	32,725	41,133
Materials	13,201	13,053	10,669	11,793	17,410	18,967	20,200	21,005
Other Current Assets	1,516	1,133	1,754	2,479	3,349	2,469	3,620	12,864
<b>TOTAL ASSETS</b>	<b>989,774</b>	<b>1,005,985</b>	<b>1,153,010</b>	<b>989,999</b>	<b>1,055,552</b>	<b>1,078,747</b>	<b>1,117,552</b>	<b>1,083,005</b>
<b>EQUITY</b>	<b>111,131</b>	<b>93,514</b>	<b>60,833</b>	<b>-327,194</b>	<b>-137,256</b>	<b>-21,410</b>	<b>55,648</b>	<b>179,964</b>
<b>Non-Current Liabilities</b>	<b>780,209</b>	<b>799,301</b>	<b>973,757</b>	<b>1,183,553</b>	<b>1,040,758</b>	<b>954,250</b>	<b>902,108</b>	<b>731,418</b>
Long Term Debts	292,001	290,135	376,315	461,120	348,580	345,994	360,645	306,412
Lease Obligations	485,806	505,037	595,108	715,986	680,691	596,058	536,110	419,649
Deferred Credit	2,402	4,129	2,334	6,447	11,487	12,198	5,353	5,357
<b>Current Liabilities</b>	<b>98,434</b>	<b>113,170</b>	<b>118,420</b>	<b>133,640</b>	<b>152,050</b>	<b>145,907</b>	<b>159,796</b>	<b>171,623</b>
Account Payable	35,720	33,385	49,508	52,561	74,179	99,553	91,649	111,198
Lease Payable	25,828	30,392	35,250	41,229	44,040	41,012	38,920	33,479
Interest Payable	5,651	6,469	7,540	10,434	12,830	8,773	12,122	11,385
Current Prtn LT Debts	27,079	25,558	19,666	22,295	20,028	28,380	15,874	13,998
Other LT Debts	4,156	17,366	6,456	7,121	973	-31,811	1,231	1,563
<b>TOTAL EQUITY and DEBTS</b>	<b>989,774</b>	<b>1,005,985</b>	<b>1,153,010</b>	<b>989,999</b>	<b>1,055,552</b>	<b>1,078,747</b>	<b>1,117,552</b>	<b>1,083,005</b>

なお、割引発行を行った社債があり、額面との差額を Deferred Charge の中の項目として社債発行差金を計上し、期間の経過により社債利息として処理している。長期借入金、社債、社債発行差金の残高推移は表 4-5 の通りである。

2004 年は、政府より社債 200,000 百万ペソの債務免除を受けた年である。

表 4-5 NPC の長期借入金、社債、社債発行差金の残高推移 (単位：百万ペソ)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 推定
長期借入金	231,876	204,702	213,535	221,857	211,494	188,460	159,325	110,000
社債	75,919	100,043	174,971	253,939	145,130	171,868	196,845	196,000
社債発行差金	228	478	582	906	6,640	11,110	19,451	16,451
発行差金／社債	0.3%	0.5%	0.3%	0.4%	4.6%	6.5%	9.9%	8.4%
その他長期負債	11,285	10,948	7,475	7,619	11,984	14,046	20,349	14,410

2006 年 12 月末における有形固定資産 (Plant) P275,425 百万の内訳を表 4-6 に記載する。簿価においては、発電設備は 38.6% であり、最大の金額は送電設備で、50% 近くを占める。

表 4-6 NPC2006 年 12 月末の有形固定資産の内訳 (単位：百万ペソ)

	一般火力 発電設備	水力発電 設備	DG、GT、CC 等発電設備	送電設備	配電設 備	その他有 形固定資 産	合計
原価	166,560	91,901	59,965	220,957	365	42,265	582,013
減価償却累計額	101,586	67,658	42,774	84,561	165	9,844	306,588
簿価	64,974	24,243	17,191	136,396	200	32,421	275,425
資産の割合	23.6%	8.8%	6.2%	49.5%	0.1%	11.8%	100.0%

## (2) 損益計算書

NPC の損益計算書と資本変動計算書を表 4-7 として掲げる。純利益に関しては、2003 年に 117,014 百万ペソという大幅赤字を計上している。この原因は 2003 年から新会計基準の適用により外貨差損益を全額当該期の利益として認識することに変更したことによる。2003 年の為替差損は、IPP リース債務の外貨建て認識をしたこともあり 77,840 百万ペソである。

なお、外貨建て資産及び負債については、2003 年より以前から洗い替えをして期末レートで認識していた。但し、長期債権・債務に係わるレート差は繰延処理をしていたことから、表 4-4 の Deferred Charge として長期債務に係わる為替差損益は繰り延べていた。この繰り延べていた為替差損益については、2003 年の期間損失とせず、資本直入法により処理をした。結果、2003 年において Deferred Charge は 265,798 百万ペソ減少し、逆に資本変動計算書において資本の Other Changes<sup>17</sup>が 271,013 百万ペソの減少となった。

また、2004 年の資本変動計算書において資本の Other Changes が 219,839 百万ペソ増加しているが、このうち 200,000 百万ペソは、政府が債務返済免除を行った金額であり、資本直入法により直接利益剰余金を変動する会計処理をしている。

<sup>17</sup> Other Changes は、本来の名称ではないが、資本変動計算書を簡略表示する為に、損益計算書を通さないで、資本・純資産の金額を変動した時の表示をするために便宜的に使用した。実際には、包括利益には含まれない過年度修正損益、有形固定資産評価替え評価差額等が計上されている。

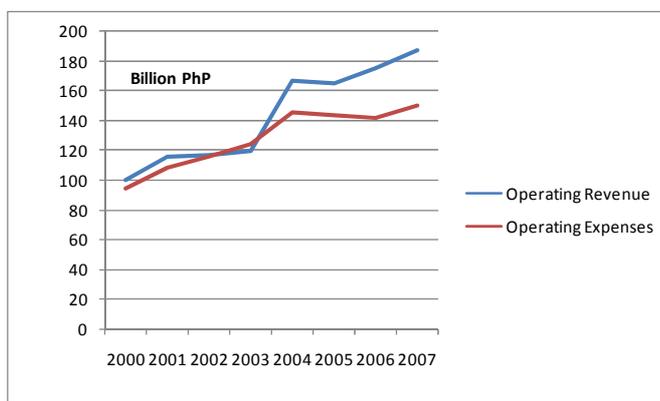
表 4-7 NPC の損益計算書及び資本変動計算書 (2000年から2007年まで)

単位：百万ペソ

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>損益計算書</b>								
Operating Revenue	100,119	115,698	116,433	119,179	167,276	165,443	175,117	187,423
Operating Expenses	94,682	108,861	115,911	124,527	145,127	143,558	141,716	149,868
Net Operating Income	5,437	6,837	522	-5,348	22,149	21,885	33,401	37,555
Other Income	16,474	21,048	14,539	6,323	9,501	88,357	81,796	128,942
Interest and Other Charges	34,875	38,263	48,797	117,989	61,551	24,249	25,198	23,775
Net Income Before Tax	-12,964	-10,378	-33,736	-117,014	-29,901	85,993	89,999	142,722
Income Tax	0	0	0	0	0	0	0	6,651
Net Income	-12,964	-10,378	-33,736	-117,014	-29,901	85,993	89,999	136,071
<b>資本変動計算書</b>								
Beginning	24,094	11,130	93,514	60,833	-327,194	-137,256	-21,411	55,648
Profit for the Year	-12,964	-10,378	-33,736	-117,014	-29,901	85,993	89,999	136,071
Other Changes		92,762	1,055	-271,013	219,839	29,852	-10,340	-11,756
Dividend							-2,600	
Ending	11,130	93,514	60,833	-327,194	-137,256	-21,411	55,648	179,963

図 4-1 NPC の Operating Revenue と Operating Expenses

コストに対して適切な収入が確保されているかの大枠的な確認の為に、Operating Revenue と Operating Expenses のみを図 4-1 として、グラフした。2003 年までは、営業段階で収支であり、余裕はなく財務費用を捻出し、金返済をすることはおぼつかなかつ考えられる。



され  
で表  
同額  
借入  
たと

### (3) キャッシュフロー計算書

NPC のキャッシュフロー計算書を表 4-8 として掲げる。2007 年については、キャッシュフロー計算書を入手していないことから、2006 年までの 7 年間とする。

表 4-8 NPC のキャッシュフロー計算書 (2000 年から 2006 年まで) 単位：百万ペソ

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
発電・送電収入	100,119	116,872	98,491	111,571	94,042	171,187	186,568
事業活動支出等	-89,413	-113,180	-113,411	-163,617	-143,692	-141,753	-144,373
<b>営業活動によるキャッシュフロー</b>	<b>10,706</b>	<b>3,692</b>	<b>-14,920</b>	<b>-52,046</b>	<b>-49,650</b>	<b>29,434</b>	<b>42,195</b>
有形固定資産の取得等	-9,712	-13,824	-14,583	-8,225	-8,856	-6,151	-6,046
利息の収入						290	468
その他投資活動	46	-140	-89	31	451	-248	-725
<b>投資活動によるキャッシュフロー</b>	<b>-9,666</b>	<b>-13,964</b>	<b>-14,672</b>	<b>-8,194</b>	<b>-8,405</b>	<b>-6,109</b>	<b>-6,303</b>
<b>資産売却収入</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>
借入による収入	9,010	6,855	4,766	3,747	3,575	0	99
社債発行による収入	20,157	23,088	69,934	64,261	92,355	7,492	34,910
社債・借入金返済支出	-28,016	-24,183	-25,070	-19,895	-28,784	-18,873	-18,418
利息の支払い						-17,691	-13,647
配当金の支払い						0	-2,600
その他財務活動	-2,927	3,409	-19,703	12,670	10,457	3,885	-22,790
<b>財務活動によるキャッシュフロー</b>	<b>-1,776</b>	<b>9,169</b>	<b>29,927</b>	<b>60,783</b>	<b>77,603</b>	<b>-25,187</b>	<b>-22,446</b>
<b>現金・現金同等物に係る為替換算差額</b>	<b>-736</b>	<b>-1,103</b>	<b>335</b>	<b>543</b>	<b>19,548</b>	<b>-1,862</b>	<b>13,463</b>
<b>現金・現金同等物の増加額</b>			<b>0</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>-35</b>	<b>-88</b>
<b>現金・現金同等物の期首残高</b>	<b>3,488</b>	<b>2,752</b>	<b>1,648</b>	<b>1,983</b>	<b>2,534</b>	<b>22,087</b>	<b>20,190</b>
<b>現金・現金同等物の期末残高</b>	<b>2,752</b>	<b>1,649</b>	<b>1,983</b>	<b>2,533</b>	<b>22,086</b>	<b>20,190</b>	<b>33,565</b>

2002 年から 2004 年にかけての 3 年間は営業活動によるキャッシュフローは、赤字であった。このため、当該 3 年間は巨額の社債発行を行って、支払い不能を回避することに懸命であったと想像される。

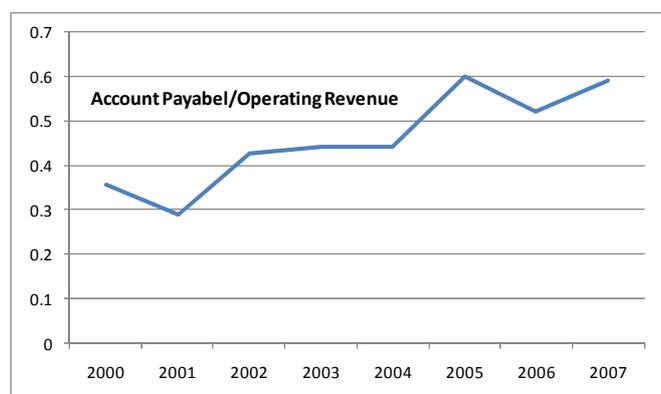
当該 3 年間の、社債発行による収入と返済支出の差額は、百万ペソ、48,113 百万ペソ、67,146 ソであり、合計 164,889 百万ペソに達

図 4-2 は、売上高と買掛金の比率

表示したものであるが、売上高と買掛金の比率

買掛金の増加の方が大きいことから、支払いも長期化していったと思われる。

社債発行が急激に増加したのは 2002 年からであり、EPIRA 制定後である。EPIRA 制定の一方で、



借入金 49,630 百万ペソする。

をグラ 4- 2

その当時 NPC は 3 年間で 312,387 百万ペソの社債を発行せざるを得ない資金不足の状態、火の車であったことがうかがえる。しかし、一方で、PSALM が Nomura Bond を発行したのが、2002 年であり、翌年の 2003 年から NPC は PSALM に償還を行っている。金額的には Nomura Bond は、約 200 億ペソであり、NPC が発行した社債は毎年 1,000 億ペソであり、金額に大きな隔たりはあるが、NPC の社債発行収入を使用して PSALM に償還する意味があったのか不明である。

なお、借入金、社債に関する更なる検討は、PSALM/NPC/TRANSCO の連結ベースでの残高と収支を押さえて検討した方が、適切であることから、次節で行う。

#### 4-1-4 PSALM/NPC/TRANSCO の連結財務諸表による分析と評価

##### (1) キャッシュロー計算書

PSALM/NPC/TRANSCO の連結キャッシュフロー計算書を表 4-9 に掲げる。

表 4-9 PSALM/NPC/TRANSCO の連結キャッシュフロー計算書 (単位：百万ペソ)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
発電・送電収入	100,119	116,872	98,491	111,571	94,042	171,187	187,585
事業活動支出等	-89,413	-113,180	-113,411	-163,617	-143,692	-142,067	-144,642
営業活動によるキャッシュフロー	10,706	3,692	-15,043	-52,586	-50,013	29,120	42,944
有形固定資産の取得等	-9,712	-13,824	-14,583	-8,225	-8,856	-6,151	-6,046
利息の収入	0	0	0	0	0	290	468
その他投資活動	46	-140	-111	-45	-4,622	230	-741
投資活動によるキャッシュフロー	-9,666	-13,964	-14,694	-8,270	-13,478	-5,631	-6,319
資産売却収入	0	0	0	0	0	0	2,587
借入による収入	9,010	6,855	4,766	3,747	3,575	0	99
社債発行による収入	20,157	23,088	69,839	64,261	92,355	7,492	34,910
社債・借入金返済支出	-28,016	-24,183	-25,070	-14,347	-23,388	-18,455	-18,178
利息の支払い	0	0	0	0	0	-17,691	-13,647
配当金の支払い	0	0	0	0	0	0	-2,600
その他財務活動	-2,927	3,409	-19,095	12,199	10,309	3,860	-21,150
財務活動によるキャッシュフロー	-1,776	9,169	30,440	65,860	82,851	-24,794	-20,566
現金・現金同等物に係る為替換算差額	-736	-1,103	703	5,004	19,360	-1,305	18,645
現金・現金同等物の増加額			-0	49	1,556	-42	-209
現金・現金同等物の期首残高	3,488	2,752	1,649	2,352	7,405	28,321	26,974
現金・現金同等物の期末残高	2,752	1,649	2,352	7,405	28,321	26,974	45,410

連結財務諸表作成の前提として、PSALM/NPC/TRANSCO の 3 社は政府が支配する GOCC であるとの考えで、政府を主体とする GOCC3 社の連結財務諸表を考えることとした。

表 4-2 の PSALM のキャッシュフロー計算書と表 4-8 の NPC キャッシュフロー計算書の連結キャッシュフロー計算書として作成した。財務諸表の連結に関する詳細情報は得ていないが、下記取引につ

いては連結財務諸表作成の際の連結会社当事者間の相殺又は消去すべき取引として推定した金額についての相殺又は消去を行った。

- (a) Nomura Bond の資金の PSALM から NPC への貸付（社債投資）
- (b) NPC から PSALM への会社設立時の貸付金<sup>18</sup>（P823 百万）
- (c) 資産売却に係わる PSALM と NPC の当該資産の売買取引及びそれに伴う PSALM と NPC の債権債務

連結ベースの営業活動によるキャッシュフローについては、営業活動が NPC のみであり、PSALM の活動は基本的に経費支出のみである。

社債発行・借入金増加が多かった 2002 年から 2004 年にかけての 3 年間を、連結ベースと NPC 単独（TRANSCO も含む）の数字でキャッシュフローを比較すると、連結ベースが 175,738 百万ペソの収入増（借入増）である。一方、NPC 単独（TRANSCO も含む）では 164,889 百万ペソの収入増（借入増）であり、連結ベースのほうが 10,849 百万ペソ大きい。2002 年 1 月 1 日と 2004 年 12 月 31 日の現金及び現金同等物の増加額を比べると、連結ベースでは 26,673 百万ペソの増加であり、NPC 単独の 20,438 百万ペソより 6,235 百万ペソ多い。手元流動性資金の確保もあるので、一概には言えないが、連結ベースにおいて不要な借入・社債発行額が増加し、PSALM と NPC が別個の管理体制となり、資産・負債管理が十分にできていない可能性がある。

## (2) 連結貸借対照表

表 4-10 は、連結貸借対照表であり、連結ベースの資産・負債の動きを示している。対象期間は PSALM 設立第 1 期を含む 2002 年からとした、2007 年末の連結貸借対照表も NPC から入手した NPC の貸借対照表から推定して作成した。なお、連結貸借対照表については PSALM の貸借対照表と同じ流動性配列とした。このため、NPC の表 4-4 の貸借対照表（固定性配列）と配列が異なっている。

---

<sup>18</sup> PSALM は、設立に当たり NPC から資金を受領。これを政府出資金として扱っていたが、2005 年からは NPC に対する債務として認識している。PSALM/NPC 間の取引には融資、資産売却、負債肩代わり、利息（前払い、後払い、割引による社債発行の調整も含め）、その他の取引が存在し、正確な残高や明細は事前調査においては把握できておらず、設立時資金の残高金額 P823 百万についても確認する必要がある。

表 4-10 PSALM/NPC/TRANSCO の参考連結貸借対照表 (単位：百万ペソ)

Assets	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Current Assets</b>						
Cash and Cash Equivalent	2,352	7,405	28,322	26,974	45,411	68,936
Accounts Receiv-Power	37,596	46,139	118,886	113,109	112,819	94,215
Other Receivables	8,392	11,392	18,823	20,866	28,786	15,898
Materials and Suppliers	10,669	11,793	17,411	18,969	20,200	21,005
Other Current Assets	1,754	2,479	3,351	2,471	3,624	12,873
<b>Total Current Assets</b>	<b>60,763</b>	<b>79,208</b>	<b>186,793</b>	<b>182,389</b>	<b>210,840</b>	<b>212,927</b>
<b>Non-Current Assets</b>						
Plant	232,646	232,326	225,747	281,049	275,425	256,403
Construction in Progress	36,290	35,942	37,038	28,416	22,571	26,849
Plant under Capital Lease	454,721	552,531	528,311	503,504	505,593	480,637
Investment	134	5	8	10	10	8
Assumed REP Loans	0	17,950	17,788	17,582	10,845	9,049
Deferred Charges	288,960	23,162	16,893	21,543	28,937	25,409
Other Non-Current Assets	79,108	73,444	72,844	74,737	85,454	87,725
<b>Total Non-Current Assets</b>	<b>1,091,859</b>	<b>935,360</b>	<b>898,629</b>	<b>926,841</b>	<b>928,835</b>	<b>886,080</b>
<b>Total Assets</b>	<b>1,152,622</b>	<b>1,014,568</b>	<b>1,085,422</b>	<b>1,109,230</b>	<b>1,139,675</b>	<b>1,099,007</b>
<b>Liabilities</b>						
<b>Current Liabilities</b>						
Accounts Payables	49,508	53,496	75,640	70,020	92,705	112,816
Lease Payable	35,250	41,229	44,040	41,012	38,920	33,479
Interest Payable	7,540	10,434	12,830	8,773	12,122	11,385
Current Portion of LT Debts	19,666	23,651	21,998	30,948	18,478	16,612
Other Debts	6,490	7,654	994	486	1,354	1,775
<b>Total Current Liabilities</b>	<b>118,454</b>	<b>136,464</b>	<b>155,502</b>	<b>151,239</b>	<b>163,579</b>	<b>176,067</b>
<b>Non-Current Liabilities</b>						
Long Term Debts	376,128	484,227	376,188	370,716	385,714	328,155
Lease Obligations	595,108	715,986	680,691	596,058	536,110	419,649
Deferred Credits	2,334	6,447	11,487	12,198	5,353	5,357
<b>Total Non-Current Liabilities</b>	<b>973,570</b>	<b>1,206,660</b>	<b>1,068,366</b>	<b>978,972</b>	<b>927,177</b>	<b>753,161</b>
<b>Total Liabilities</b>	<b>1,092,024</b>	<b>1,343,124</b>	<b>1,223,868</b>	<b>1,130,211</b>	<b>1,090,756</b>	<b>929,228</b>
<b>Equity</b>	<b>60,598</b>	<b>-328,556</b>	<b>-138,446</b>	<b>-20,981</b>	<b>48,919</b>	<b>169,779</b>
<b>Total Equity and Liabilities</b>	<b>1,152,622</b>	<b>1,014,568</b>	<b>1,085,422</b>	<b>1,109,230</b>	<b>1,139,675</b>	<b>1,099,007</b>

NPCの個別貸借対照表の勘定科目の金額がPSALMと比較して大きいことから、連結貸借対照表は、NPCの個別貸借対照表と大きくは変わらない。重要点の一つである長期借入金については、PSALMにNomura Bondの債務(617.5億円)とEC向け融資の肩代わり債務(2007年末で残高10,768百万ペソ)が存在することから、連結ベースでの長期借入債務の方が金額として大きい。(一部の金額について、NPCのBond投資分の相殺後。)PSALM、NPCそれぞれと連結ベースの長期借入金を表4-11に示す。

表 4-11 PSALM/NPC の長期借入金（1年以内返済分を含む）単位：百万ペソ

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PSALM の長期借入金	27,951	50,305	49,727	42,028	37,972	33,426
NPC の長期借入金	395,981	483,415	368,608	374,374	376,519	320,410
連結ベースの長期借入金	395,794	507,878	398,186	401,664	404,192	344,767
米ドル相当額（百万 US\$）	7,454	9,140	7,077	7,569	8,227	8,328
期末為替レート（P/US\$）	53.096	55.569	56.267	53.067	49.132	41.401

2003年から2004年にかけて長期借入金は連結ベースで109,686百万ペソ減少しているのは、政府による200,000百万ペソの債務免除を受けたからである。減少額が200,000百万ペソより小さいのは約90,000百万ペソを政府保証で更に社債発行し、資金調達を行って資金不足を解消したことが主要因である。もし、200,000百万ペソの債務免除を受けていないとすれば、2004年末の長期借入残高は6000億ペソを超過していたこととなる。

### (3) 連結損益計算書

PSALMは、資産売却業務が主体であることから、損益計算書では経費と利息収支、為替差損益がほとんどであり、NPCの損益計算書が連結損益計算書と大差はない。2006年には、第3章の表3-3の通り、PantabanganとMasiwayの水力発電所（売却金額US\$129百万）の、2007年には、Magat水力発電所（売却金額US\$530百万）の資産売却引渡があることから、この資産売却に係わる損益を連結ベースで評価するには、連結ベースの損益把握が必要である。従い、2006年と2007年については、表4-12の連結損益計算書を作成した。

NPCの2007年については注記表を入手していないが、損益計算書においては有形固定資産の売却益を計上し、2006年については、注記表から判断して資産の売却債権をPSALM（PSALM入金分）と売却先（未入金分）に計上している。一方、PSALMは、売却額とNPCの負債引継ぎ債務弁済額との差を単純に当期利益として計上している。表4-12は、このような会計処理がなされていると想定して、損益の連結修正を行った。但し、詳細情報を入手していないことから、推定を含む連結損益計算書である。

2006年も2007年も為替差益が利益の中で大きな部分を占めている。米ドルの期末為替レートは2005年、2006年、2007年の年末においては、それぞれ、PhP53.067/US\$、PhP49.132/US\$、PhP41.401/US\$であり、フィリピンペソが2007年と2008年においては期首から期末に対してフィリピンペソの為替高であり、米ドル建ての場合はペソ表示の債務額が7.4%、15.7%減少した。このため、外貨建て債務が大きいNPCは、巨額の為替差益を計上した。なお、この利益の大部分はキャッシュフローが伴わない為替レート変動に伴う評価益である。

表 4-12 PSALM/NPC/TRANSCO の連結損益計算書 (単位：百万ペソ)

	2007 年	2006 年
Utility Revenue	144,764	136,721
Fuel Cost Adjustment	0	-311
Other Demand Energy Adjustment	-8,142	-6,632
FOREX Adjustment	0	-6
Transmission Service Revenue	33,699	29,568
Ancillary Service Charge	18,341	17,162
Universal Charge	1,340	1,340
<b>Total Operating Revenue</b>	<b>190,002</b>	<b>177,842</b>
Prompt Payment Discount etc	-2,579	-2,725
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>187,423</b>	<b>175,117</b>
Generation	100,955	94,799
Depreciation	14,144	15,196
Amortization of Capital Lease	25,113	24,263
Transmission & Distribution	3,002	2,672
Amortization of REP Loans etc	1,822	1,824
Administrative and General Expenses	3,297	2,484
Other Operating Expenses	2,804	1,824
Bad Debts	907	800
<b>Operating Expenses</b>	<b>152,044</b>	<b>143,862</b>
<b>Net Operating Income</b>	<b>35,379</b>	<b>31,255</b>
Interest Income	5,035	3,552
FOREX Gain/Loss	122,651	71,385
Gain Fuel Transfer	39	9
Gain on Retirement Asset	32	6,372
Miscellaneous Income	450	1,883
<b>Total Other Income</b>	<b>128,207</b>	<b>83,201</b>
Interest Expenses	19,852	20,703
Depreciation Other Property	1,726	1,759
Finance Charges	2,183	2,206
Privatization & Subsidization Expense	8	3
Miscellaneous Expenses	504	986
<b>Total Interest and Other Charges</b>	<b>24,273</b>	<b>25,657</b>
<b>Net Income Before Tax</b>	<b>139,313</b>	<b>88,799</b>
<b>Income Tax</b>	<b>6,651</b>	<b>0</b>
<b>Net Income</b>	<b>132,662</b>	<b>88,799</b>

## 4-2 PSALM/NPC/TRANSCO の財務管理の課題

### 4-2-1 資産売却

第3章 3.5(1)に記載のように、2008年7月30日にPSALMはTiwiとMac-Banの地熱発電所(合計746MW)の最高入札価格はUS\$447百万であったとして、売却成立の見込みを発表した。同様な金額単価(US\$600/kW)で他の地熱発電所も売却に成功するとすれば、残る地熱発電所がUS\$500百万に近い売却額となり、地熱発電所で総額約US\$1,000百万で売却されることとなる。残っている売却資産は、第3章 3.5(1)の表3-15であるが、地熱発電所以外の発電所の売却の見込みは相当厳しいと思われるものの、仮に、表3-15の資産が総額US\$2,000百万で売却に成功したとした仮定した場合、売却収入額の試算を表4-13として示す。

表 4-13 NPC 資産売却収入予想（単位：000US\$、但し下 2 行は百万ペソとペソ）

NPC 資産	2005	2006	2007	2008	2009	2009 年ま での合計	2010 年 以降	総合計
Talomo	1,370					1,370	0	1,370
Agusan	1,528					1,528	0	1,528
Barit	480					480	0	480
Cawayan		410				410	0	410
Loboc		1,420				1,420	0	1,420
Pantabangan-Masiway		51,600	11,057	11,057	55,286	129,000	0	129,000
Magat			530,000			530,000	0	530,000
Masinloc				930,000		930,000	0	930,000
Calaca				786,530		786,530	0	786,530
Ambuklao-Binga				227,500	97,500	325,000	0	325,000
TRANSCO Concession				987,500	158,000	1,145,500	2,804,500	3,950,000
Geothermal					500,000	500,000	500,000	1,000,000
Other Plants					500,000	500,000	500,000	1,000,000
合計 (000US\$)	3,378	53,430	541,057	2,942,587	1,310,786	4,851,238	3,804,500	8,655,738
ペソ金額	179	2,570	26,295	123,589	55,053	207,686	159,789	367,475
為替換算レート	53	48	49	42	42	42	42	42

（注）2007 年までは実績値。2008 年以降は予想値である。

表 4-13 に記載の 2008 年以降の売却収入予想額は 338,431 百万ペソ（総合計 367,475 百万ペソから 2007 年までの入金額 29,044 百万ペソを差し引いた額）であり、これに 2007 年末の現金預金の額 68,936 百万ペソを合計すると 407,367 百万ペソとなる。その結果は、PSALM/NPC/TRANSCO の社債を含む長期借入金の 2007 年末残高 344,767 百万ペソ（表 4-9 参照）より 62,600 百万ペソ大きく、問題はなさそうに思える。しかし、以下のような懸念事項は存在する。

(a) 低い精度の予測

事前調査での情報・資料に基づいている為、精度は低く、傾向の把握を目的とした仮定計算であり、PSALM、NPC、TRANSCO より情報を得て、議論をして予想精度を高める必要がある。

(b) 2010 年以降の TRANSCO の Concession の収入

TRANSCO の Concession は、為替レートを P42.75/US\$ に固定していると聞いている。更に、TRANSCO の Concession に関しては入手している情報は少なく、US\$2,804 百万を借入金返済資金として考えてよいのか等不明点多い。

(c) 厳しい見通しのシナリオ

今後の売却見通しを、楽観的見通しの総額 US\$2,000 百万と見込んでおり、Tiwi と Mac-Ban の地熱発電所 US\$447 百万で終了する場合のような厳しい見通しのシナリオや表 4-11 の 2010 年以降の売却収入が無い場合も、想定して対策を考える必要があると考えられる。このシナリオでは、長期負債の減少額は 2007 年末に対して 158,000 百万ペソに止まり、2007 年末残高 344,767 百万ペソは、186,767 百万ペソに減少するのみで、54%の長期負債が残ることとなる。

(d) IPP、SPUG、未売却保有発電所の発電事業、Subtransmission Line

PSALM は、Luzon と Visayas における NPC 発電所の 70%の資産売却を当面の目標としているのであり、この達成ができたとしても Luzon と Visayas の 30%と Mindanao、それらに加えて SPUG

が残り、(IPP Administrator に全てのリスクを押しつけることができないとすれば) IPP から電力購入をし、DU に対して Bilateral または WESM による電力販売を行う業務が残る。TRANSCO の Concession についても、その収支やキャッシュフローは不明であり、借入金返済のためのキャッシュフローを生み出せるか不明な部分がある。また、Subtransmission Line に関する義務や収支も見えていない。これらの業務が負のキャッシュフローとなるなら、問題は大きい。入札しても、最低入札成立価格に届かず売却できない発電所について、別の観点から見れば、応札価格より高くても、将来の正のキャッシュフローを生み出せないことを意味する。売却せずに、PSALM/NPC が保有してもキャッシュフローの面では民間保有と基本的に違いはなく、事故や緊急事態の為に将来の電力不足に備える為に保有するとすれば、政策目的の保有であり、ビジネスキャッシュフローを生み出す力は弱い。

資産売却の点からのみで、負債の解消を検討できない部分がある。正味キャッシュフローが負となるビジネスは、UC や補助金で埋め合わせできないなら、負債の増加を生み出すこととなる。

#### 4-2-2 PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務

##### (1) 長期借入債務の内容

PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務は、表 4-11 の通り、2007 年末においては、344,767 百万ペソである。2008 年において、PSALM は、3 月 2 日に円借款 169 億円、6 月 2 日に Miyazawa Scheme Tranche B 272 億円 (JBIC 保証での一般銀行による貸付と理解する。) の期限前返済の実施を発表しており、現在は 18,000 百万ペソ以上残高が減少しているはずである。

しかし、正確なデータを手に入れていることから、COA 監査済み財務諸表に附属している 2006 年 12 月末の長期借入債務の明細<sup>19</sup>をチェックすることとする。PSALM/NPC/TRANSCO 連結ベースにおける 2006 年 12 月末の長期借入債務の借入債務と社債債務の通貨毎の内訳は、表 4-14 の通りである。

表 4-14 PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務の内訳 (2006 年 12 月末現在)

	通貨	当初借入・ 発行額 (源通貨)	返済累計額 (源通貨)	残高 (源通貨)	残高 (百万ペ ソ)	割合	
一般借入 等	USD	2,023,104	656,101	1,367,003	67,164	34.9%	16.6%
	JPY	353,424	148,385	205,039	84,701	44.1%	21.0%
	EUR	229,920	63,537	166,383	10,749	5.6%	2.7%
	KRW	13,732	3,262	10,470	554	0.3%	0.1%
	PHP	29,112	50	29,062	29,062	15.1%	7.2%
	小計	290,090	97,861	192,230	192,230	100.0%	47.5%

<sup>19</sup> 当該長期借入金明細の合計を計算すると、US\$500,000,000 少なく、2006 年 11 月 2 日発行の Citi/Deutsche Bank Bond が明細から落ちていると判断し、これを加えることとした。結果、財務諸表上の数字と一致し、本報告書の推定連結財務諸表とも一致する。

社債	USD	3,110,000	200,000	2,910,000	142,974	67.4%	35.4%
	JPY	73,750	-	73,750	30,466	14.4%	7.5%
	PHP	38,613	-	38,613	38,613	18.2%	9.6%
	小計	221,880	9,826	212,053	212,053	100.0%	52.5%
合計	USD	5,133,104	856,101	4,277,003	210,138	52.0%	52.0%
	JPY	427,174	148,385	278,789	115,168	28.5%	28.5%
	EUR	229,920	63,537	166,383	10,749	2.7%	2.7%
	KRW	13,732	3,262	10,470	554	0.1%	0.1%
	PHP	67,725	50	67,675	67,675	16.7%	16.7%
	合計	511,970	107,687	404,283	404,283	100.0%	100.0%

(注) - 通貨毎の金額単位および各通貨の2006年12月末現在の換算は次のレートによる。

USD:	000 米ドル	P49.132/US\$
JPY:	百万円	P0.4131/円
EUR:	000 ユーロ	P64.6037/EUR
KRW:	百万韓国ウォン	P0.0529/KRW

- 合計残高 404,283 百万ペソが表 4-11 や表 4-10 の連結財務諸表の長期借入金残高(1年以内返済を含め)の 404,192 百万ペソより 91 百万ペソ大きいのは、社債を割引発行した Nomura Bond について本表 4-14 では社債金額表示をしていることによる。<sup>20</sup>

(出所) 2006年 NPC 財務諸表附属書類他

## (2) 長期借入金

一般の長期借入金等についての主要貸出機関別、通貨毎の表を表 4-15 として掲げる。

表 4-15 PSALM/NPC/TRANSCO の長期借入債務の主要貸出機関別、通貨毎の内訳

(2006年12月末現在)

貸出機関	通貨	当初借入・発行額(源通貨)	返済累計額(源通貨)	残高(源通貨)	残高(百万ペソ)	割合
世銀	USD	700,765	329,027	371,737	18,264	9.5%
	JPY	3,078	904	2,173	898	0.5%
	小計	35,701	16,539	19,162	19,162	10.0%
ADB	USD	363,569	85,865	277,703	13,644	7.1%
	JPY	63,037	39,985	23,052	9,523	5.0%
	小計	43,903	20,737	23,167	23,167	12.1%
JBIC	USD <sup>21</sup>	200,000	52,251	147,749	7,259	3.8%
	JPY	238,266	107,147	131,118	54,165	28.2%
	小計	108,254	46,830	61,424	61,424	32.0%
KFW	EUR	180,568	45,028	135,540	8,756	4.6%
	小計	11,665	2,909	8,756	8,756	4.6%
その他	USD	758,770	188,957	569,813	27,996	14.6%
	JPY	49,044	348	48,696	20,116	10.5%
	EUR	49,352	18,509	30,843	1,993	1.0%
	KRW	13,732	3,262	10,470	554	0.3%
	PHP	29,112	50	29,062	29,062	15.1%
	小計	90,567	10,846	79,721	79,721	41.5%

<sup>20</sup> 割引発行した社債について、NPC は社債金額表示で、社債発行差金を計上している。一方、PSALM は償却原価法を採用して表示している。4.1.4 節の連結財務諸表作成において、NPC の償却原価法の採用に関するデータを入手していないので、修正していない。

<sup>21</sup> JBIC の米ドル貸付は、San Roque として記載されている。

合計	USD	2,023,104	656,101	1,367,003	67,164	34.9%
	JPY	353,424	148,385	205,039	84,701	44.1%
	EUR	229,920	63,537	166,383	10,749	5.6%
	KRW	13,732	3,262	10,470	554	0.3%
	PHP	29,112	50	29,062	29,062	15.1%
	合計	290,090	97,861	192,230	192,230	100.0%

(注) 通貨毎の金額単位および各通貨の換算レートは表 4-14 と同じ。

(出所) 2006 年 NPC 財務諸表附属書類他

社債以外の長期借入債務の貸出機関別では、JBIC が 32%を占め、金額的に最大の貸付を行っている。なお、その他の長期借入債務の円貨建ての大部分(48,000 百万円)は Miyazawa Scheme による JBIC 保証に関わる借入債務であり、2008 年 7 月末現在の債務残高は 20,800 百万円である。

その他の長期借入債務のペソ建てには、EC 向けの貸出金の PSALM による返済義務の引継ぎ 12,554 百万ペソを含む。(第 3 章 3.1.2 (8)(d))

### (3) PSALM/NPC/TRANSCO の社債

表 4-14 に記載のように、社債の占める割合が全長期借入債務のうちの 52.5%と非常に多い特徴がある。しかも、この社債のほとんど全てが、2002 年以降に発行された。(表 4-9 PSALM/NPC/TRANSCO の連結キャッシュフロー計算書の「社債発行による収入」を参照。)表 4-16 に PSALM/NPC の社債明細を記載する。2006 年 12 月末現在であるが、2008 年 7 月現在においても、ほとんど移動はなく、同一と思われる。

表 4-16 PSALM/NPC の社債明細 (2006 年 12 月末現在)

	社債	通貨	社債金額(発行通貨)	社債金額(ペソ換算)
1	ING Zero Coupon	PHP	3,752,000,000	3,752,000,000
2	ING Zero Coupon	PHP	8,800,000,000	8,800,000,000
3	ING Zero Coupon	PHP	11,000,000,000	11,000,000,000
4	Power Band 7th	PHP	3,000,000,000	3,000,000,000
5	Power Band 5th	PHP	2,061,000,000	2,061,000,000
6	HSBC Tranche A	PHP	3,680,000,000	3,680,000,000
7	HSBC Tranche B	PHP	6,320,000,000	6,320,000,000
8	Eurobonds	USD	100,000,000	4,913,200,000
9	Solomon	USD	160,000,000	7,861,120,000
10	Solomon Smith Barney	USD	300,000,000	14,739,600,000
11	Lehman Brothers	USD	500,000,000	24,566,000,000
12	Goldman Sachs Inttern'l	USD	300,000,000	14,739,600,000
13	Goldman Sachs Upsizing	USD	400,000,000	19,652,800,000
14	OPIC	USD	250,000,000	12,283,000,000
15	Bear Stearns	USD	300,000,000	14,739,600,000
16	Bear Stearns	USD	100,000,000	4,913,200,000
17	Citi/Deutsche	USD	500,000,000	24,566,000,000
18	JP Morgan	JPY	12,000,000,000	4,957,200,000
19	Nomura Tranche A	JPY	24,750,000,000	10,224,225,000
20	Nomura Tranche B	JPY	37,000,000,000	15,284,700,000
合計				212,053,245,000

(出所) 2006 年 NPC 財務諸表附属書類他

表 4-16 の中で、17 番の Citi/Deutshce Bond については発行時の目論見書から、19/20 番の Nomura Bond については PSALM の財務諸表注記表から抜き出して、概要を表 4-17 に記載する。

表 4-17 Citi/Deutch Bank Bond と Nomura Bond

	Citi/Deutch Bank Bond	Nomura Bond
発行者	NPC	PSALM
発行額	US\$500 百万	Yen61,750 百万
保証人	フィリピン政府	フィリピン政府と ADB
発行日	2006 年 11 月 2 日	2002 年 12 月 10 日
満期	10 年	Tranche A 18 年、B 20 年
社債金利（年率）	6.875%	Tranche A 3.20%、B 3.55%
発行時の国債金利（参考）	10 年米国債 4.70%	10 年日本国債 1.00%

14 番の OPIC Bond を除き、他の社債についても、ほぼ Citi/Deutshce Bond や Nomura Bond と同一であると思われる。即ち、金利については、国債金利に 2% p.a.強が上乘せとなり、フィリピン政府保証を得て満期までの期間が 10 年で発行するのが通常で、更に ADB 保証が得られれば、マーケットで 20 年の調達が可能となる。

満期期日については、11 番と 12 番の Goldman Sachs の Bond が 2009 年、15 番と 16 番の Bear Stearns Bond が 2010 年と 2009 年と聞いた。2002 年以降に発行された 10 年社債の満期が 2012 年から集中する可能性がある。

Citi/Deutshce Bond の目論見書には、その表紙に“The Notes are not subject to redemption prior to maturity.”と記載して、満期前返済がないことを宣言しており、他の社債も満期償還を前提に発行されているはずと理解する。

### 4-3 PSALM/NPC/TRANSCO の債務整理

#### 4-3-1 債務返済・整理

EPIRA の電力セクター改革の大きなテーマは NPC 発電資産の売却による電力卸売市場の創設にある。資産売却は、同時にその売却資金により負債を返済し、債務整理にあたることとなる。資産売却および債務返済・整理は、EPIRA において PSALM の任務であると 51 条(a)に定められている。事業継続中の NPC の債務整理も EPIRA では PSALM の任務としている。(51 条(k))

但し、この債務返済・整理は会社や法人の清算業務としての債務返済・債務整理とは異なる。現実に電力供給に関する発電と送電業務を実施している NPC をはじめするフィリピン電力セクター GOCC の債務整理である。おそらく Visayas と Mindanao においては、現状とほぼ同一の姿が続くと思われるし、Luzon においても IPP との契約を履行する必要があることから存続をせざるを得ない。NPC が、その任務を PSALM に移管したとしても、PSALM が任務を果たすのであり変わりはない。

債務返済・整理も将来の事業計画、事業予想を念頭に描いて実施しないと将来の事業が成立しなくなり、EPIRA 改革は失敗に終わる可能性があると思われる。

#### 4-3-2 キャッシュフローの予測

債務返済・整理の計画においては、個々の債務の内容を把握するのみならず、将来キャッシュフロ

一が把握できていないと不可能である。発生済みの借入債務から生じるキャッシュフローは、支払いキャッシュフローのみであり、キャッシュの受け取りの予測をある程度の精度で作成する必要がある。PSALM/NPC/TRANSCO の借入金債務関係以外のキャッシュフローには、次の業務がある。

- (a) 発電資産売却収入
- (b) 送電線 Concession 収入
- (c) 発電事業（Luzon での未売却発電資産、Visayas と Mindanao（非売却発電所 Angus と Pulangui を含む）での発電事業、）の純キャッシュフロー
- (d) IPP の電力購入と販売からの差額の純キャッシュフロー
- (e) IPP との ECA 契約に基づく燃料の支払いキャッシュフロー
- (f) SPUG に関わる電力供給に関する純キャッシュフロー（EC for Missionary Electrification による収入も考慮する。）
- (g) Subtransmission Line 関係の純キャッシュフロー
- (h) PSALM/NPC/TRANSCO の本社機能に関連する管理費等の支払いキャッシュフロー

(a)及び(b)については、表 4-13 に想定される一つの予測を記載したが、想定される幾つかのシナリオを描いて、キャッシュフローを予測すべきである。多少細部になるが、PSALM は発電資産売却の決済を米ドル建てで、引渡時 40%、残額 60%を 7 年間延べ払い利息年率 12%としているが、現実には米ドル建ての利息年率 12%は市場金利より高い為、引渡時一括や、中途全額決済が行われている。

(c)については、NPC のキャッシュフローの詳細が入手できていない為、本報告書では分析していない。現状、NPC から DU への卸電力供給は自由化前であることから、EPIRA67 条の Transition Supply Contract (TSC) によらねばならず、TSC の卸電力料金は ERC の認可が必要である。現状の TSC 電力料金は Luzon が高く、Mindanao が安い。この TSC 電力料金体系はコスト積算からの料金ではなく、Luzon 以外の遠隔諸島に対する地域支援・開発支援からの電力政策から来ていると理解する。TSC 料金には、燃料費の高騰があっても、電力料金への反映にはタイムラグを意図的に設定する等の、電力が生活と産業の基盤であることからの配慮も働いていると理解する。ERC の料金決定は、公聴会等の手続きも必要と考えられ、(c)の部分のキャッシュフロー予測に関しては、このような要素を盛り込むことも必要と思われる。

(d)と(e)に関するキャッシュフローは、金額が大きいと同時に困難な要素が含まれる。即ち、EPIRA は市場競争を目指しているにも拘わらず、IPP は市場競争と隔離されるからである。第 3 章の表 3-7 にあるように、NPC-IPP の割合は、Luzon で 2007 年において 56%を占める。Masinloc を購入した Masinloc Power Partners（米 AES 出資）や Calaca の発電所を購入した Calaca Holdco（ベルギーSuez 出資）は、燃料である石炭を安く調達し、設備は改造を行い、高いエネルギー価格でも競争しうるように高い熱効率で運転できるようにし、設備利用率を上げて発電単価を下げるというような戦略で電力卸売市場競争に出てくると予想される。即ち、NPC-IPP の Pagbilao や Sual に競争で勝ちうるとの判断で、Masinloc や Calaca を購入する判断が働いたと考えられる。同様なことは、天然ガスの NPC-IPP である Ilijan と First Gas の St. Lita/San Lorenzo やあるいは水力の NPC-IPP である San Roque と Aboilitz が買収した Magat、Ambuklao、Binga の発電所についても言える可能性がある。NPC-IPP 発電所は、

競争市場で敗北となっても、IPP 発電会社には利益が生じる構造であり、巨額の損失は PSALM/NPC に発生する。この部分の、構造を分析する必要があり、利益が発生するような安易な IPP キャッシュフローで計画を考えると大きなリスクがある。

(e)に関しては、NPC の資産であるが、IPP 発電会社に寄託をした燃料在庫の管理問題もある。貸借対照表に計上された燃料が存在するのか。その実査はどうなっているか。ECA という特殊な契約になっているフィリピン IPP の問題の一つであるが、万一燃料使用、管理、在庫に関して問題がある場合は、PSALM/NPC/TRANSCO の資産金額に影響する。

(f)の SPUG については、現状の UC では赤字であるとの話もある。SPUG 地域の DU の小売り電力料金は、ERC の認可料金であるので、極端な地域差を設定できない。小売り料金から卸売り料金が決定し、その小売り料金で採算が成立するように卸売り料金を設定せざるを得ないと考えられ、SPUG は赤字と想定される。不足するキャッシュフロー額を予想する必要があると思われる。

(g)の Subtransmission Line の部分は、関係者に問いあわせても明確な回答が得られなかった部分である。しかし、送電線の Concession 関係の契約書をチェックすれば、送電線 Concession で抜け落ちている部分が判明することから、TRANSCO が保有する部分で、Concession 契約でカバーされない部分の収支を予測し、キャッシュフローを予想すれば、(g)の Subtransmission Line の部分が判明すると考えられる。

#### 4-3-3 債務返済・整理計画の立案

4.3.2 のキャッシュフローの予測が得られた後に、債務返済・整理計画の立案が進むこととなるが、社債についての期限前早期償還はおそらく困難と予想される。しかし、利息は社債が高く、輸出金融、ODA 開発金融の順序で低くなるはずである。債務返済・整理の通常の方針からすれば、高い資金コストの返済の消滅を優先することになるが、PSALM の現状を見ると、資金コストの観点よりも、返済に応じる債務を安易に返済している可能性がある。

PSALM 関係者にデリバティブ取引を債務返済・整理に活用したいとの話を聞く。しかし、デリバティブ取引を活用しなければならない必然性がないならリスクの増大を招き、結果として更なる損失の拡大となる。為替リスクについては、PSALM が BSP に米ドルと円の外貨預金が可能であることから、ユーロ以外の主要外貨については、預金を利用して債務ポジションを相殺しての為替ヘッジが可能である。社債の期限前早期償還と同一効果を得ようとするなら、国債保有によるデッドアサンプションが確実であり、リスクはないと考えられる。デリバティブ取引は、それを使って、あらゆることを作り出すことが可能である反面、手数料が発生し、リスク評価を困難とする。最近の多くの金融機関における米国サブプライム・ローンによる損失発生はデリバティブ取引とも言える CDO (Collateral Debt Obligation) の評価が、専門家である金融機関にさえ不可能であったことを物語っている。

第 3 章 3.4.3 に記載のように、PSALM/NPC/TRANSCO は、手元に保有すべき運転資金を除き BSP に預金する義務がある。預金金利と社債金利には大きな隔りがあるが、一方で社債資金は政府保証により獲得した資金であり、PSALM/NPC/TRANSCO の都合のみで債務返済・整理計画を考えてよい

のかの疑問も残る。BSP に預金をしても、その結果がフィリピン全体に対して好影響を与えるなら、BSP 預金も悪いとは言えない。負担としわ寄せが PSALM/NPC/TRANSCO に偏っているかもしれない問題はあつものの、EU の借入債務を PSALM が負担しているように、改革に伴う一部分の負担はやむを得ない部分があるとも言える。

PSALM/NPC/TRANSCO の債務返済・整理問題は、PSALM/NPC/TRANSCO 各社の問題に止まらず政府を含めた問題であり、政府を含めてその計画を決定すべきである。PSALM/NPC/TRANSCO 各社の Board Members には第3章の表 3-5 に記載のように Secretary of Finance と Secretary of Department of Energy が3社全てに就任し、PSALM と NPC には Secretary of Budget and Management も就任している。

4.2.1 節において、債務が資産売却により完済できる可能性も記載したが、その(c)において 186,767 百万ペソ (US\$4,400 百万) 以上残る可能性も記載した。実際は、4.3.2 に記載したような他の業務のキャッシュフローも入ってくるのであり、場合によっては毎年債務が増加する危険性も存在する。何らかの対策が必要であると同時に、不足するキャッシュフローを補填する為の新規資金も必要である。その際の、資金ソースについても、考慮しておく必要がある。

低利で有利な条件で資金を引き出せるのは、融資契約の Covenant で縛られることも多いであろうが、世銀、ADB のような多国間援助機関や 2 国間援助機関のはずである。社債のように、政府保証があることを全面に押し出して Covenant に縛られない資金調達もあるが、少しでも安い資金を調達し、健全な電力セクターを作り出すことを目指さす必要がある。将来の資金援助を受ける可能性も考慮して、債務返済・整理計画の立案をすることが重要である。

#### 4-3-4 UC for Stranded Debt and Stranded Contract Costs

4.3.2 節(a)の発電所資産売却額及び(b)の送電線 Concession 収入が債務返済額に満たない場合は UC for Stranded Debts として小売り電気料金に上乗せし、4.3.2 節(d)や(e)の IPP の純キャッシュフローがマイナスである場合は UC for Stranded Contract Costs として小売り電気料金に上乗せするのが EPIRA の考え方である。(34条(a))

EPIRA32条に従い200,000百万ペソの債務免除を政府は行い、EPIRAによる改革を実行中であるが、問題を先送りしている部分は存在する。第3章3.3節に記載したように、フィリピンの電気料金は現状でも高い。その電気料金を更に高くする UC が簡単に実施できない側面がある。無計画に NPC-IPP を拡大した結果が、NPC-IPP による高コストであるとするなら、そのための資金不足を補填する為に現存する膨大な金額の社債発行に繋がったこととなり、高コスト体質が未だに温存されている可能性がある。高コストの原因究明がなされずに、UC for Stranded Debts and Stranded Contract Costs の導入は容易ではないと思われる。事実、UC for Stranded Debts and Stranded Contract Costs については、未だ導入されておらず、政治的問題であると発言する関係者もいた。

#### 4-3-5 連結会計情報

会計情報は、事業のモニターとして、評価として、決定を行う為の判断基準として、欠かせないものである。EPIRA の電力セクター改革のモニター、評価、決定の為には、民間部門を含む全てに亘る必要があると言えるが、最低限 GOCC に関しては、連結ベースの会計情報が必要であるが、現実には適切な連結会計情報が無い状態で、評価や決定がなされていると理解される。

例えば、PSALM は NPC の社債を含む長期借入債務の明細を把握しているが、NPC/TRANSCO の事業キャッシュフローから債務弁済に充当可能な額を補足していないと考えられ、EPIRA が定めている PSALM による債務のリストラクチャリングは適切に行えていないと考えられる。

PSALM は、PSALM 単独の会計については毎月 Trial Balance Sheet を作成している。NPC が、TRANSCO を含めた Trial Balance Sheet を作成している頻度や基準締め切り日から完成に要している時間等について事前調査の期間中に把握できていないが、管理目的の連結会計情報はタイムリーに必要であり、管理目的であれば一部不完全な部分があるなら、その不完全な程度、その誤差範囲等が把握できていれば、目的の達成は可能であり、相当の進歩が得られると考えられる。

#### 4-3-6 情報開示及び提供

会計情報を初め事業活動に関する情報開示は、公正を確保し、ガバナンスを高め、利害関係者に必要な情報を提供する為に重要である。COA の Web で、PSALM 単体の個別財務諸表と NPC/TRANSCO の連結財務諸表は公表されているが、PSALM/NPC/TRANSCO の連結財務諸表が公表されていないので、誤解を生じせしめる恐れもある。例えば、4.1.1 節(4)項に記載したような内部取引情報は全く伝わってこないことから、PSALM が 2007 年に計上している 20,544 百万ペソの利益を計上しているが、連結消去され消滅する。2007 年に PSALM は 1,539 百万ペソの為替差損を計上しているが、NPC は 123,657 百万円という巨額の為替差益を計上している。ペソ為替レートが期首 P49.132/US\$から期末 P41.401/US\$に動いた影響であるが、PSALM は外貨建て資産が多く、NPC は外貨建て債務が多いからである。

EPIRA による電力セクター改革を成功させる為には、適切な会計情報の開示は欠かせないとする。

会計情報は、PSALM/NPC/TRANSCO のそれぞれの Board、Board Member 及び各社の社内関係当事者に提供される必要があり、そのための管理会計である。また、援助機関からの資金援助をスムーズに受ける為には、必要な情報を援助機関に対しては提供することを継続することも重要である。

#### 4-4 本格調査にあたっての留意事項

##### (1) 連結財務諸表

PSALM/NPC/TRANSCO の会計については、連結会計のみならず 4.3.2 節の(a)から(h)までの部門を会計単位とする部門会計も必要であるが、現状において NPC は会計単位をどうしているか不明である。部門会計がなければ、具体的な問題点の把握が困難であり、連結財務諸表作成にあたっては、NPC の会計調査が必要なことから、NPC の会計に関しても少しは支援も実施すべきと考える。

事前調査において、管理目的の連結財務諸表の必要性について DOF、DOE、NPC とも議論をしたが、全員その必要性について同意し、協力する旨の言葉があった。それは、同時に関係者全員が入手したい情報であるからとも言える。これら関係者に連結会計情報のアウトプットを適切に提供する仕組みを構築することにより理解と支持を得られると考えられる。また、内部関係者への情報提供に関しての、提供する情報の内容とその頻度等ガイドラインの作成は重要と考える。

連結会計情報は、Trial Balance Sheet のレベルでよいから、月次ベースが望ましいと考える。会計情報について PSALM/NPC/TRANSCO がそれぞれ他社の内容を電子情報アクセスにより、どの程度入手

可能か調査をしていないが、少なくとも最低限度の情報アクセスは必要と考える。

重要なことは、PSALM/NPC/TRANSCO が自ら連結財務諸表を作成し、活用することができるように支援することである。そのためには、有用性について実感させることも必要と考える。また、余り細部に捕らわれず重要性を考慮して支援を実施することが重要と考える。

連結会計情報は全ての基礎となる部分であり、本格調査の全期間を通じての支援を実施することが重要と考える。

## (2) 債務返済・整理計画

連結財務諸表等からキャッシュフローの予測を導き出した後に、債務返済・整理計画を検討することになると予想される。その際に安易な方向の選択に向かわず、基本を押さえた計画を立案せねばならない。PSALM の Board が債務返済・整理計画の決定者になると予想されるが、Financial Advisor である BSP、PSALM の Chairman がその Secretary である DOE の関係者とも債務返済・整理計画については十分な打ち合わせをすることが必要と考える。

## (3) 機密保持・情報開示

PSALM は、資産売却に公平性を維持する必要がある、公開していない情報に接することもある可能性から、本格調査コンサルタントは機密保持契約を締結することになると予想される。その結果、作成した連結財務諸表を含む様々な会計・財務情報も機密保持義務の対象になると予想される。

しかし、一方で必要な情報の公開と必要な相手先に対する適切な情報提供は実施しなければならない。いかなる情報を公開するか、情報提供を実施すべき相手先はどこであり、その提供する範囲はどこまでか等 PSALM と議論し、必要な情報公開と情報提供を PSALM に実施せしめるようにすべきと考える。

## (4) ガバナンス・内部統制

PSALM は定款がなく、EPIRA が定款という特殊法人であり、社内ルールは Implementation Rules and Regulation (IRR) であり、自ら作成する自らのための規則は Guideline であると主張する。呼称は、何でもよいが、ガバナンス・内部統制の確立には、組織の各人が業務を実施する上での遵守すべき規則と体制は必要である。

会計に関連しても、会計業務のチェック体制や報告すべき事項とその時期等様々な規則や体制が必要と考えられる。現状においても、備わっているものが多いと思うが、抜けている部分や足りない部分がないか調査する必要があると考える。

例えば、PSALM の内部でデリバティブ取引の活用を望む声もあるが、そのためのポジション把握や報告の体制、契約締結後の時価評価とその報告体制、取引開始にあたっての内部承認手続き体制、万一の場合の損切り体制等が整備されていない状況で実施することは極めて危険である。

実情にあわせたガバナンス・内部統制体制の整備に関して助言することが重要と考える。

## (5) PSALM 起用コンサルタント

事前調査の際に、PSALM がコンサルタントの起用を決定し、早い時期にコンサルタントに活動を開始させ 2007 年末には結果を受領する旨 PSALM から発言あり、その起用に関する Terms of Reference として資料 4-3 として添付している。

PSALM が起用するコンサルタントとも有効に働くように本格調査を実施する必要がある。但し、それ以上に、資料 4-3 の Terms of Reference から懸念されるのは、社債を含む長期借入金の管理のみに焦点が当たっている感じがあることである。4.3.2 節の(a)から(h)までの分析が無いにも拘わらず、長期借入金のみ焦点が当たると 4.3.3 に記載した懸念事項が配慮されないことになる可能性がある。

また、前 (4) 項に記載したガバナンス・内部統制に関しては、コンサルタントが PSALM の発注担当関係者を配慮して、ガバナンスや内部統制が余り働かない提案を行う可能性もある。

PSALM 起用コンサルタントについては、そのコンサルテーション結果を利用して、本格調査の有効性を高める面と、もう一つの面として、コンサルテーション結果の不適切な部分を是正することも極めて重要と考える。

## (6) その他

2007 年の場合、NPC 期末売掛金 (93,357 百万ペソ) は売上 (144,764 百万ペソ) の 235 日相当であり、大きな金額である。原材料・保守部品 (Materials & Supplies for Operation) も 21,005 百万ペソあり、期末在庫実査の信頼性も懸念される部分がある。例えば、NPC-IPP は ECA であるが故に、燃料は IPP 発電会社への寄託となっている。その在庫管理、受け払い管理に問題がないかも懸念される。ちなみに、2006 年末における NPC から IPP 発電会社に対する寄託燃料金額は 4,944 百万ペソ (約 US\$100 百万) であった。

本格調査において、細部にまでは入っていくことは困難と思うが、金額が大きいことから、現状の管理手法、金額、資産性等で問題はないかを含め妥当性についての確認は実施した方がよいと考える。

PSALM と NPC の貸借対照表には退職給付引当金が計上されていない。2003 年 2 月に NPC 従業員は一旦解雇され、現在は退職給付を受けた後の再雇用であるとして、退職給付引当金が計上されていないと理解する。しかし、資産売却は、退職給付の支払い義務を発生させるのが通例であることから、労働債務についても念のため確認は必要と考える。

## 第5章 ユニバーサル・チャージの概要

### 5-1 ユニバーサル・チャージ (UC) の概念

ウェブサイトで UC を検索すると、米国等では電話において Universal Service Charge というような概念の料金もある。しかし、フィリピンの電力は別にこのような例を元にしていないだけでなく、PSALM 担当者によれば、議会で電力について、どうしようもないコストをこうむった場合の費用を消費者から取る手段として考えられたものであるとのことである。

### 5-2 ユニバーサル・チャージの定義と種類

EPIRA は UC について、「行き詰った (stranded) 費用及びその他の第 34 項に従って提案される料金」と定義している。第 34 項では、この法律発効から 1 年以内に UC を決定して ERC の承認を受けて、全ての消費者に課すものとしているが、以下の 5 つの目的のために課すとしている。

- ① 電力産業改革のため中央政府の想定した額を超えた処理不能の負債 (Stranded Debt : SD) 及び NPC と配電事業体 (Distribution Utility : DU) の処理不能の契約費用 (Stranded Contract Costs : SCC)
- ② 地方電化 (Missionary Electrification : ME)
- ③ 輸入エネルギー燃料に対して原産あるいは再生可能なエネルギー資源に適用される税及び特許使用料を等しくする額
- ④ 流域再建・管理のためだけに使われる環境基金への kWh 当たり 0.0025 ペソ
- ⑤ 3 年を超えない範囲での全内部補助に当たる料金

全電力消費者が対象であるため、自家発電消費者も支払わなければならない。毎月ベースで、DU あるいは TRANSCO により徴収された UC は PSALM に送金されること、PSALM は特別信託基金 (Special Trust Fund : STF) を創り、基金を管理し、上記の目的のためだけに公開された透明な方法で基金から支払うことが規定されている。

現在徴収されているのは②の地方電化のための UC と④の流域水環境のための UC である。②の地方電化のための UC は 2003 年 7 月 26 日の ERC 令で 0.0373 ペソ/kWh とされている。この 2 種の UC の徴収は 2003 年から始まっている。

PSALM では現在①の処理不能の負債と契約費用についての UC を徴収するための試算を行っている。この徴収は ERC、さらに公聴会で承認されれば、来年から始まることになる。

### 5-3 ユニバーサル・チャージの計算方法

環境のための UC=0.0025 ペソ/kWh は法律で定められており、また地方電化のための UC=0.0373 ペソ/kWh は ERC 令で定められており、PSALM は関知していない。地方電化のための UC は NEA で算定したものであるが、NPC によれば、実際には不足しており、NPC が内部補助しているという。

現在 PSALM で試算中の UC は処理不能の負債 (SD) と契約費用 (SCC) である。UC の計算方法等は ERC の 2007 年第 4 号決議 (Resolution No. 4) “A Resolution Adopting Rules for Recovery of NPC Stranded Contract Costs and Stranded Debts Portion of the Universal Charge”の Annex 1 に示されている。その内容は以下のとおりである。

## ① UC-SCC の計算方法 (Article IV)

Stranded Contract Costs とは 1990 年代前半の電力危機の頃に電力不足を解消するために導入した IPP の BOT (Build-Operate-Transfer)、ROL (Rehabilitate-Operate-Lease)、ROM (Rehabilitate-Operate-Maintain) 等の契約である Purchase Power Agreements (PPAs) や Energy Conversion Agreements (ECAs) 等により NPC が購入している電力価格が高いため、逆ザヤとなっている赤字により発生しているものである (Article III)。

その計算方法は次のように示される。

### i) 年間契約総費用 (Gross Annual Contract Costs) (Section 3)

PSALM は全 IPP (ERB により資格があると承認されたもののみ) の全固定料金、変動料金、ECA に基づく燃料消費費用、償却 (amortization) 支払い、発電施設減価償却費用、その他 IPP 契約の買収 (buy-out) や減額 (buy-down) 等の費用を計算

### ii) IPP の契約電力売買収入 (Section 4)

全 IPP の WESM での電力売却収入、契約料金収入、1 日電力売却 (One Day Power Sales : ODPS) や初期設定卸売供給者 (Default Wholesale Supplier : DWS) 等の電力売却収入、送電付属 (Ancillary) サービス等の収入を計算

### iii) IPP 契約の民営化 (Section 5)

適用可能な場合 IPP 契約の売却 (民営化) の前払い金及び IPP 契約の債務引受け計画から生じる流入キャッシュフロー

### iv) SCC (Section 6)

年間 SCC は i) から ii) と iii) 及び前年の STF の余剰額と翌年の不足額の合計を引いた差で計算される。

### v) 供給契約、WESM、ODPS、DWS、Ancillary サービス等のために売却された時間当たり kWh 量 (Section 7)

NPC により発電された時間当たりの電力量を PSALM は ERC に提出する。

### vi) 自家発電がある場合とない場合の NPC の SCC (Section 8)

(a) 全グリッドの発電能力 (自家発電のない最終消費者) と (b) ERC と PSALM に登録した自家発電施設能力の間で、 $a/(a+b)$  と  $b/(a+b)$  で UC を配分する。ただし、実施規則 Rules and Regulations to Implement (IRR) の Rule 18 (Universal Charge)、Section 7 (Deferment : 猶予) により UC 課金開始から 4 年間は自家発電施設消費者の UC 課金は免除される。

### vii) 自家発電施設がない最終消費者に対する kWh 当たりペソで課される UC-SCC (Section 9)

自家発電施設がない最終消費者に対して、その年に適用される UC-SCC は各グリッドで vi) で計算された額を前年の自家発電施設がない最終消費者への売却量で割って求められる。この売却量は、TRANSCO の送電グリッドを通して流れる電力量 (直接顧客接続)、住宅・商業・工業 (政府・公共建物、灌漑システム、特別照明、その他を含む) への DU の実質売却電力量、経済特区内の拝殿サービス事業主体の実質売却電力量、EPIRA に従って ERC により指定されたその他主

体の実質売却電力量を含む。

viii) 自家発電施設の最終消費者に対する UC-SCC (Section 10)

自家発電施設の最終消費者に対して、その年に適用される UC-SCC は vi) で示された配分の SCC を自家発電施設の年間総発電量の kWh 値で割って求められる。

② UC-SD の計算方法 (Article V)

NPC の SD とは 1990 年代前半の電力危機の頃に電力不足を解消するために必要となった NPC の長期債務で、アジア通貨危機によるペソの為替レートの下落等もあって、その返済等が困難になったため、その返済を全電力最終消費者から UC を徴収して当てることになったものである。SD を計算するのは PSALM の責任とされている。その計算方法は次のように示される。

i) 財務上の債務の総額 (Section 2)

PSALM は NPC の全財務証書の詳細な勘定と関連する借入金費用、その他の情報を含む未払い債務の完全な目録を ERC に提出しなければならない。債務は EPIRA 発効時の NPC の未払い債務、EPIRA 発効後の NPC が契約した新借入金、NPC のために PSALM が受けた借入金、民営化前の TRANSCO が契約した借入金を含む。ただし、NPC-SPUG に関連する全借入金(地方電化 UC に含まれる債務)、TRANSCO の営業権者による契約借入金、TRANSCO のために PSALM が受けた借入金、その他全ての PSALM の借入金、政府が引き受けた全債務は除かれる。

ii) 実質年間金利、元本返済額その他債務返済にかかわる支出 (Gross Annual Debt Service : GADS) (Section 3)

毎年 PSALM は i) で明らかにされた NPC の債務から発生する各年の実質年間金利、元本返済額その他債務返済にかかわる支出を見積もる。

iii) キャッシュフロー見積り (Section 4)

流入するキャッシュフローの見積りは資産売却あるいは民営化による資産純価格からの収益、NPC (SPUG と PSALM を除く) と TRANSCO の運営・投資活動から生じる純キャッシュフローを含む。NPC の SD を回収するための UC の増加を防ぎ、緩和するため、STF に入ってくる収入を PSALM が管理すること、あるいは GADS を相殺するような安定した収入を上げ、容易にし、創り出す利益を生む手段を管理することが許される。

iv) 政府の吸収 (Section 5)

PSALM は政府により引き受けられる財務的手段の完璧な詳細リストを ERC に提出する。なお、NPC の SD については、EPIRA の Section 32 で 2000 億ペソを超えない額を政府が引き受けるとしている。

v) NPC の SD (Section 6)

年間 NPC の SD は上記の ii)、iii)、iv) 及び前年の STF の余剰額と翌年の不足額から計算される。

vi) 最終消費者への UC-SD (Section 7、8、9)

自家発電施設がある場合、ない場合の最終消費者の UC-SD の計算方法は SCC の場合と同様である。

以上は ERC の議決による計算方法であるが、PSALM 担当者から聞き取った計算方法の画略を示すと以下のとおりである。

#### ①処理不能の負債 (UC-SD)

SD の UC はまず、全債務額から政府が吸収した 2000 億ペソを差し引く。この債務は 2004 年に NPC のボンドとしてあった。この差し引かれた残りの債務額はさまざまな償還期間のものがあるので、毎年の支払額を計算する。25 年とか、長いものは PSALM の存続予定機関より長いものもある。この毎年の支払額からその年の発電等の資産を売却した額 (cash) を差し引く。これがプラスなら UC を取ることになる。マイナスなら取らない。取る場合は電力量で割って料金を計算する。PSALM が試算して結果、マイナスだったので、2009 年は取らない。なお、IRR の Rule 18、Section 7 により UC を徴収し始めてから 4 年間は自家発電関係が UC から免除されるが、その免除も終了する。電力量で割る前の自家発電との配分は自家発電以外の発電能力 (a) と自家発電の発電能力 (b) で  $a/(a+b)$  と  $b/(a+b)$  で配分する。グリッドにつながっていない自家発電については UC を免除する EPIRA 改正案もあるが、その実現性は不明である (PSALM 担当者は免除の方が合理的と考えているが)。

#### ②処理不能の契約費用 (UC-SCC)

SCC の UC は IPP による売電売上額から IPP の固定 (Fixed) 及び変動 (Variable) コストを差し引いて、これがプラスであれば、SCC の UC はない。マイナスであれば、UC を取ることになる。ルソンでグリッドにより売られた電力量で割って求める。なお、16 の IPP の内、ECR に eligible として認められた 7 つの IPP だけが対象である。自家発電のエンド・ユーザーの UC の計算は上記と同様に配分される。PSALM の試算結果によれば、UC-SCC は 0.2 ペソ/kWh になると言う。

### 5-4 PSALM のユニバーサル・チャージについての問題意識

PSALM を訪問して、PSALM は UC に関して何を問題としているかをインタビューした結果、PSALM の UC に対する問題意識は UC の算定手法等でもなく、また社会的に UC を受け入れてもらう PR 手法でもないことが把握できた。計算方法は上記のように法律・規則・決議等で示されているので、それに従って計算すればできるようである。また社会的な UC 受入はある意味で政治的な問題でもあり、JICA への要請に必要な事項としてはとらえていないようである。

PSALM の UC に対する問題意識は次の 2 点である。

#### ① UC 徴収・送金の未達

UC は最終消費者が支払うことになっているが、徴収は DU が行い、徴収した UC は毎月 PSALM に送金される仕組みになっている。しかし、DU、特に地方の EC (Electric Cooperative) で、消費電力量から算定される UC より少ない額しか送金されなかったり、送金が遅れたりするケースが見られる。法律上必ず支払わなければならないのに、納付されていないのは法施行上問題として認識されている。

会計検査院：Commission on Audit (COA) の PSALM に対する 2007 年末会計検査報告の Schedule B では、これまでの UC の送金されるべき金額に対する送金額の実態が示されているので、それをまとめてみると表 5-1 のようになる。

表 5-1 UC(ME 及び Environment)のバランス (単位：ペソ)

Year	BILLINGS	REMITTANCES	BALANCE
2003	81,345,309.75	74,239,489.32	7,105,820.43
2004	134,509,627.85	133,189,669.63	1,319,958.22
2005	131,673,786.81	117,836,782.40	13,837,004.41
2006	134,411,903.98	122,194,195.88	12,217,708.10
2007	117,044,139.00	111,434,740.66	5,609,398.34

注：2007 年は 10 月まで (送金期限は 1 ヶ月遅れのため)

出所：COA, “State Auditor’s Report (PSALM), March 2008

2003～2007 年までの全不足額は約 4 千万ペソとなる。これは同期間の徴収・送金されるべき金額約 6 億ペソの 7%に当たる。

これを DU 別にみると、上述の COA 報告の Schedule A が団体別のバランスを示している (付属資料 5-1 参照)。PSALM の意見では、全部で約 150 ある DU のうち、この徴収・送金が未達の問題 DU は約 32 団体あり、ほとんどが地方の EC が多いとのことである。ただし、EC 以外にも民間企業も 3 団体ある (セブも含む)。PSALM の問題 DU は表 5-2 に示すとおりである。

同表で、Region が CAR となっているのは、Cordillera Administrative Region と言ってルソンの北部である。ARMM は Autonomous Region of Muslim Mindanao で、調査には危険が伴う可能性があると考えられる。

まずルソン地域についてみると、1 の Aringay はルソン島北部西海岸、2 の Urdueta City は 1 よりやや南でかつ内陸に入ったところ、3 の Nueva Vizcaya は 2 の東北方向、4 の Bangued はルソン島北西端のやや南、5 の Baler は 2 の東で東海岸にある。6 の Pampanga はクラーク空港もある地域で、マニラからは日帰り圏である。32 は EC でなく、民間企業であるが、Olongapo City で、スービックのすぐ近くである。7 の San Jose はその東で、マニラに対し真北に近い。9 の Laguna はマニラ南の日帰り圏、8 及び 30 (民間企業) の Batangas はさらにその南になる。10 から 13 はルソン地域といっても島で、10 の Lubang は Batangas の西にある島、11 の Romblon は Mindoro 島 (Batangas の南の比較的大きな島) の東方向に 2 つ目の島、12 の Masbate 島は、ルソン地域とはいえ、かなり南東になる。13 の Ticao Island は Masbate 島の北東の島でルソン島南端との間にある。

次にビサヤス地域については、14 が Bohol で、Cebu 島の東隣の島、31 の民間企業ではあるが、Lapulapu City は Cebu 島の Cebu City の隣、15 の Tolosa は Leyte 島北部東海岸、16 の Eastern Samar は Leyte 島の東北隣の Samar 島東海岸 Borongan、17 Northern Samar は北部海岸 Catarman、18 Samar I は西海岸中部 Calbayog City、19 の Samar II は西海岸をさらに南の Paranas、20 Maripipi は Leyte 島北部の Biliran である。

表 5-2 UC 徴収・送金に問題のある DU

Collecting Entities		Region	Address
<b>Electric Cooperatives</b>			
<b>LUZON</b>			
<b>Main Grid</b>			
1	luelco	La Union Electric Cooperative, Inc.	I Aringay, La Union
2	panelco3	Pangasinan III Electric Cooperative, Inc.ec	I Urdaneta City, Pangasinan
3	nuvelco	Nueva Vizcaya Electric Cooperative, Inc.	II Gabut, Dupax del Sur, Nueva Vizcaya
4	abreco	Abra Electric Coop., Inc.	CAR Bangued, Abra
5	aurelco	Aurora Electric Cooperative, Inc.	III Brgy. Reserva, Baler, Aurora
6	pelco3	Pampanga III Electric Cooperative, Inc.	III San Vicente, Apalit, Pampanga
7	sajelco	San Jose Electric Cooperative, Inc.	III Maharlika Hi-way, San Jose City
8	batelec1	Batangas I Electric Cooperative Inc.	IV-A Calaca, Batangas
9	fleco	First Laguna Electric Cooperative Inc.	IV-A Lumban, Laguna
<b>Island</b>			
10	lubelco	Lubang Electric Cooperative Inc.	IV-B Tiliik, Lubang
11	romelco	Romblon Electric Cooperative, Inc.	IV-B Romblon, Romblon
12	maselco	Masbate Electric Cooperative, Inc.	V Pinamarbuan, Mobo, Masbate
13	tiselco	Ticao Island Electric Cooperative, Inc.	V San Jacinto, Masbate
<b>VISAYAS</b>			
14	boheco2	Bohol II Electric Cooperative, Inc.	VII Cantagay, Jagna, Bohol
15	dorelco	Don Orestes Electric Cooperative Inc.	VIII San Roque, Tolosa, Leyte
16	esamelco	Eastern Samar Electric Cooperative, Inc.	VIII Borongan, Eastern Samar
17	norsamelco	Northern Samar Electric Cooperative, Inc.	VIII Catarman, Northern Samar
18	samelco1	Samar I Electric Cooperative, Inc.	VIII Brgy. Carayman, Calbayog City
19	samelco2	Samar II Electric Cooperative, Inc.	VIII Paranas, Samar
20	MMPC	Maripipi Multi-purpose Cooperative	VIII Maripipi, Biliran
<b>MINDANAO</b>			
<b>Main Grid</b>			
21	laneco	Lanao del Norte Electric Cooperative, Inc.	IX 9209 Tubod, Lanao del Norte, Min.
22	zaneco	Zamboanga del Norte Electric Cooperative, Inc.	IX Dipolog City
23	moelci1	Misamis Occidental I Electric Cooperative, Inc.	X Calamba, Misamis Occidental
24	moresco2	Misamis Oriental II Electric Cooperative, Inc.	X Medina, Misamis Oriental
25	lasureco	Lanao del Sur Electric Cooperative, Inc.	ARMM Marawi City
<b>Island</b>			
26	baselco	Basilan Electric Cooperative, Inc	ARMM Isabela City, Zamboanga Peninsula
27	caselco	Cagayan de Sulu Electric Cooperative, Inc.	ARMM Mapun, Tawi-Tawi
28	siaselco	Siasi Electric Cooperative, Inc	ARMM Poblacion, Siasi, Sulu
29	tawelco	Tawi-tawi Electric Cooperative, Inc.	ARMM Bongao, Tawi-Tawi

**Private Utilities**

30	leec	Ibaan Electric and Engineering Corporation	Don Pedro Subdivision, Ibaan, Batangas
31	meco	Mactan Electric Company	Sangi, Lapu-Lapu City, Cebu
32	pud_olgp	Public Utilities Department - Olongapo	City Hall Complex, Rizal Ave., West Bajac-Bajac, Olongapo City

出所：PSALM 内部資料

ミンダナオ地域については、21 の Lanao del Norte は Mindanao 島西部とのつなぎ目の北側 Tubod、22 Zamboanga del Norte はミンダナオ西部の北部海岸 Diplog City、23 Misamis Occidental I はミンダナオ島北西部で 21 より北で、24 Misamis Oriental II はミンダナオ島北西部海岸沿いの Medina にある。ARMM では 25 Lanao 湖北の Marawi City や 26 の Zamboanga (Mindanao 島西端) 南の Basilan 島 Isabela 等がある。

以上のように、これらの 32 団体はマニラ南のバタンガスや北など日帰り圏にもある他、ルソン島北部、ルソン島より南の島、またビサヤスの島 (セブも含む)、ミンダナオ島 (調査が困難な ARMM も含むが、それ以外の EC もある) に分布している。

これらの DU から 20~25 団体を調査し、問題の原因を探り、改善することが課題である。また、優良団体の調査もベスト・プラクティスとして探ることも考えられる。

#### ② UC 徴収・送金の未達を把握する情報システム

DU ごとに消費電力量から得られる UC の総額に対して、送金された UC 額を把握するシステムを作成するのに、PSALM 職員は Excel を利用する能力はあるが、マクロ等が使えないので、その能力をつけるような能力開発を必要としている。情報ネットワークを利用した、送金・納入基金管理システムのような大掛かりなシステムの必要性は考えていないようである。また DU の方でも、地方では PC 等が使いこなせるかの問題もあり得る。現在は郵便等で送られてくるデータを PSALM では手入力しているのが、現状である。

### 5-5 今後の課題

PSALM の UC に関する問題意識は非常に実用的な問題意識ではあるが、UC 全体からみて問題がないかどうかに関しては、十分吟味する必要がある。新たな UC-SCC が試算で 0.2 ペソ/kWh と従来の 0.04 ペソ/kWh の 5 倍になる場合の消費者側の反応等は政治の問題として、PSALM では JICA 調査に要請していないが、もしこの金額が ERC や公聴会で承認されず、大幅に減額された場合の負債管理等への影響も考えられる。

また、今年の試算では UC-SD は発電施設の売却等で、課金の必要がないことになったが、今後売却資産もなくなったり、売却が進まなかったりする場合も考えられ、その場合に UC-SD を課金することになるとすると、さらに UC は増大する。その場合の実現可能性と減額の場合の影響等を検討しておく必要もある。PSALM 極秘資料の将来予測では UC-SD は資産売却がない場合 UC-SCC の 2 倍から 3 倍以上になる、即ち 0.6 ペソ/kWh になる可能性もあるようで、他の UC とあわせれば、0.85 ペソ/kWh に近くなることも考えられる。

ちなみに、現在の電力料金は EPIRA の Section 36 によって、一括料金ではなく個別料金ごとに表示される規定である。ERC の Web site で示されている料金例を示すと、表 5-3 のとおりである。

この例では、地方電化の UC のレートが 0.0168 ペソ/kWh と ERC 令で定められた 0.0373 ペソ/kWh の 45% である。PSALM 担当者によると、0.0168 ペソ/kWh は 2002 年 12 月に ERC により承認されたが、0.0373 ペソ/kWh は 2003 年 6 月に改定されたとのことである。したがって、この例は 2003 年 6 月の改定より前の古いものであると考えられるが、それほど現在と変わらないと想定し、地方電化 UC を 0.0373 ペソ/kWh とすると、UC は全体料金の 0.6% を占めるだけであるが、もし 0.85 ペソ/kWh の UC であれば、約 274 ペソとなり、全体 2274 ペソの 12% を占めることになり、大きな割合と認識される可能性がある。

表 5-3 電力料金例

ELECTRIC BILL				
METERING INFORMATION				
Meter Number	Previous Reading	Present Reading	Multiplier	Registered
3302ZN92097	9337	9659	1	322 kWh
RATE: Residential				
Generation Charge	322 X 3.4029		1,095.73	
Transmission Charge	322 X 0.9605		309.28	
System Loss Charge	322 X 0.5493		176.87	
Distribution Charge	322 X 1.1628			
METERING CHARGE				
Retail Customer Charge	5 X 1 mo		5.00	
Metering System Charge	322 X 0.2435		78.41	
Supply Charge	322 X 0.5271		169.73	
Lifeline Rate Subsidy	322 X 0.0761		24.50	
Interclass Subsidy	322 X -0.7130		-229.59	
Power Act Reduction	322 X 0.3000		-96.60	
CERA	374.42 X 11.87%		44.44	
FRANCHISE TAX				
National	1952.19 X 2%		39.04	
UNIVERSAL CHARGES				
Missionary	322 X 0.0168		5.41	
Environmental Fund	322 X 0.0025		0.81	
OTHER CHARGES				
Feb-Mar Missionary Electrification Charges (MEC)	546 kWh X 0.0168		9.15	
<b>TOTAL CURRENT AMOUNT</b>				<b>P 2,006.60</b>

出所：ERC ([http://www.erc.gov.ph/pdf/812\\_pub-unbundled.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/812_pub-unbundled.pdf))

さらに、UC 徴収・送金未達の DU 調査においては、原因は DU にも問題があるかもしれないが、一方遠隔地方の貧困な消費者の問題の存在も十分予想される (NPC の意見では両方が組み合わさっているであろうとの見解であった)。そのような貧困層から徴収することが可能なのか、あくまでも徴収にこだわり、支払いできない消費者の電力を差し止めるのか (IRR Rule 18 Section 8 により罰金を科すことは可能であるが、制裁権限は PSALM にはない)、あるいは社会保障 (福祉) として別立ての方法を政府に求めるのか、あるいは別の方法を考えるか (EPIRA 改定は困難、あるいは問題があるかもしれないが、最終消費者でなく発電側に課金する) など、単に未達だけの問題として捉えることはできないのではないかと考えられる。

以上は現状把握した限りであり、財務マスタープランのための財務将来予測によってより明確な問題の把握が可能となると考えられる。

