

	Sec.37	第 2 次送電線設備
	Sec.38	社会的弱者対応料率
	Sec.39	交互補助の保留
	Sec.40	配電規則
	Sec.41	料率の個別明細化
	Sec.42	電力供給契約
	Sec.43	政府機関との電力購入契約
	Sec.44	水力および地熱発電系の私企業化と再編成の延期
第 5 部		最終計画
	Sec.45	環境保護
	Sec.46	財政援助
	Sec.47	議会への報告
	Sec.48	規則，規定の実施
	Sec.49	行政罰則
	Sec.50	分離条項
	Sec.51	廃止条項
	Sec.52	有効条項

2.2. 電力事業経営

2.2.1. 電力部門の体制・機関

(1) 電力供給体制

現在のフィリピン国の電力供給体制は図 2.2-1 の通りである。

オムニバス電力法案が施行されると、NPC の発電部門は GENCO 1 から GENCO 7 までの発電会社²に分割（民営化）され、卸電気料金については ERB の規制対象から外れる予定である。図 2.1-1 には新たに創設される卸電力市場（ADB 案）も示す。

(2) DOE (Department of Energy)

DOE の組織図を図 2.2-2 に示す。DOE はフィリピンのエネルギーの総所轄省庁であり、同国の中期エネルギープラン (Philippine Energy Plan :PEP)を作成している。

² GENCO 7 は既にアルゼンチン企業が買収している。また、GENCO 5（ミンダナオ地域）は国営企業として残る可能性もある。

また、オムニバス電力法案施行後の具体的な機構改革方法、改革に伴う規制・ルール化等の準備（海外援助機関からの支援を含めて）も全て DOE が対応している。

地方電化についても、その直接省庁は国家電化庁（NEA）であるが、NEA の最高会議（Board of Administration）の議長は DOE 次官（Secretary）が自動的に指名されることになっており、実質的には DOE の管轄内と言える。

電力部門の機構改革後は電力セクターの育成・規制等、その職務権限は拡大する予定である。（詳細は第 2.1 章参照）

資金面から見た将来（2000 年- 2009 年）のエネルギー関連開発を表 2.2-1 に示す。2009 年までに要するエネルギー関連の資金需要は 1,300,000 百万ペソ（325 億ドル、1ドル=40ペソ換算）と見込まれおり、その内、政府資金は 10%で残りの 90%を内外民間会社の投資を期待している。エネルギー関連部門で特に資金需要が高いのは、石油・ガス開発、地熱開発、電力の 3 部門で、この 3 部門で全体資金需要の 80%を占める。電力部門では政府資金を 30%投入する予定であり、残りの 70%は民間資金を当て込んでいる。オムニバス電力法案が発効後、NPC の発電部門は民営化される予定であり、ここでの政府資金は専ら送電線拡張・増強資金と思われる。

地方電化については政府投入資金が 78%で民間資金は 22%にしか過ぎず、これは地方電化が商業ベースにのらないためであり、政府もその点を十分把握している証左と思われる。

エネルギープラン全体として、73%の外貨資金を期待しているが、表 2.2-1 の下表に見られる通り、対外債務の GNP 比率は 1998 年以降 60%を超えており、外国機関からの資金融資は今後も必要なものの、その融資効率の追求が一層求められるものと思われる。

2.2.2. 電力料金制度

(1) ERB (Energy Regulatory Board)

ERB は 1971 年に石油産業委員会（Oil Industry Commission）として創設され、石油製品の価格承認が主要職務であったが、1992 年の法令制定（Republic Act No.7638）に伴って電力セクターの料金査定権限が附与された。

現在の ERB の電力セクターに係る職務権限は以下の通り。

NPC, 民間配電会社および電化協同組合の電気料金と費用調整の査定と規制

民間配電会社の電力メーター検査

民間配電会社の営業および営業圏に係る各種証明書発行

ERB 規制の違反事項に係る行政処分

NPC および民間配電会社が IPP と取り交す電力買取契約(PPA)のレビュー

DSM (Demand-Side Management)の評価と承認および DSM に係る費用回収の査定

上記職務権限で見られるように、IPP は ERB の規制対象外である。しかし、IPP から電力を購入する NPC、民間配電会社、電化協同組合が規制対象であるので、実質的にはその効力は IPP にも及ぶ。但し、工業団地内の電力売買は ERB の規制対象外で PEZA (経済区庁) が規制を行っている。

ERB の組織を図 2.2-3 に示す。ERB はエネルギー省とは独立した機関で大統領府直轄機関である。

オムニバス電力法案が施行後、ERB は卸市場 (競争市場) の監視役として、その職務権限が拡大される予定である。(詳細は第 2.1 章参照)

(2) 電気料金設定

ERB の規制対象は NPC、配電会社、EC であり、この三者の料金設定は以下の方法で行われている。

NPC および配電会社

この 2 者は営利団体であり、電力投資額に対する妥当な収益率を基に設定されている。この場合の妥当な収益率とは RORB (Return on Rate Base)で計算され、最高 12%の収益率が認められている。

RORB の計算方法は以下の通り。

$$RORB = \text{営業利益} \div \text{Rate Base}$$

ここで、 $\text{営業利益} = \text{営業収入} - \text{営業費用}$

$$\text{Rate Base} = \text{共益中電力設備の当該年の平均資産評価額} + \text{建設仮勘定}$$

電気料金は固定料金と変動料金からなり、その構成は以下の通り。

$$\text{認可収入} = \text{認可営業費用} + (\text{認可収益率} \times \text{Rate Base})$$

$$\text{認可収入} / \text{予想売上} = \text{固定料金}$$

$$\text{固定料金} + \text{変動料金} = \text{電力料金}$$

補正料金は電力購入費および為替レートの変動から自動的に計算される項目である。

固定料金中で注目されるのは送配電ロスの上限 (Cap on System Losses) 制度である。これは NPC、配電会社の供給効率の向上を図るための奨励策で、一定以上の送

配電ロスは需要家への費用転嫁が出来ない制度である。

この制度は“Anti-Pilferage of Electricity and Theft of Electric Transmission Lines/ Materials Act 1994 (Republic Act No.7832)”に基づくもので、具体的には送配電システムロスの上限を1998年は11.75%、1999年は9.5%と規定されている。

例えばMERALCO 1999年資料からMERALCOが負担するシステムロスの概算費用は表2.2-2の通りである。

表 2.2-2 MERALCO が負担する配電損失額

項 目	単 位	数 量
購入電力量	GWh	23,174
購入電力額	M. Peso	65,159
平均購入単価	P/kWh	2.81
配電損失量	%	11.8
販売電力量	GWh	20,433
配電損失上限値	%	9.5
許容購入電力量(販売量/(1-上限値))	GWh	22,578
許容購入電力額(許容購入量×購入単価)	M.Peso	63,444
MELACO 負担額(購入電力額 - 許容購入額) ³	M.Peso	1,715

EC

EC の場合は非営利団体であるため、利潤は認められていない。そのため、料金はキャッシュ・フローベースで損益がゼロとなる様設定されている。

但し、上記のシステムロス上限値は EC にも適用⁴(1999年度は16%)されており、1999年現在 EC の平均システムロスは16.9%(9.6% - 28.3%)であるため、システムロスが EC の財務状況を悪化させている要因となっている。

³ MERALCO の年次報告書(1999年度)ではその他収入の部に-1,285 M.Peso を電力購入費として計上している。

⁴ 1997年までは ERB はシステムロスの上制限を EC には適用していない。即ち消費者への料金へ転嫁可。

2.2.3. NPC (National Power Corporation)

(1) NPC の事業経営

表 2.2-3 および表 2.2-4 に NPC の過去 4 年間の損益計算書、貸借対照表を示す。NPC は 1998 年度から、財務報告書を簡素化しており以下の項目等が脱落したため、財務状況の内容がより不透明になった。

稼働中の電力設備（減価償却内訳）

長期負債一覧表

貸借対照表経年比較

電力供給費用経年比較

損益計算書では、1997 年度まで利益を計上していたが、1998、1999 年と損失を出しており、損失額も拡大している。1997 年は東南アジアの経済危機が発生した年であり、フィリピンでは 1998 年にその影響を受けているものと思われる。

事業資産に対する営業利益率 (Return on Rate Base) はアジア経済危機以降半減しており、その原因は発電費用の増加である。発電費用には IPP からの電力購入も含まれおり、電力購入が US\$ で契約⁵されているため、ペソの対 US\$ 為替レート下落により発電費用の増加になったものとの考えられる。またペソの下落は輸入燃料の高騰をもたらし、これも発電費用増の一因になったと推測される。

貸借対照表でも NPC の財務状況の悪化は表れており、自己資本比率が年々低下して来ており、1999 年度初めて資本が減少に転じている。

(2) NPC の卸電気料金

NPC の卸電気料金は表 2.2-5 の通りである。卸料金は一律では無く、各地域(系統)によって異なる。これは政府の互助 (Cross-subsidies) 制度のためであり、ルソン島では全国平均の 7% 高 (1999 年度)、逆にミンダナオ島では 17% 低くなっている。

⁵ 今回入手した “Energy Conversion Agreement, 1200 MW Natural Gas Combined Cycle Power Project, Nov. 5, 1997” では NPC の支払は US\$ 貨幣となっている。

表 2.2-5 NPC の卸電気料金 (各年平均)

(単位: P/kWh)

	1999	1998	1997	1996
フィリピン全国	2.6525	2.5827	2.1468	1.9574
LUZON	2.8442	2.7663	2.2932	2.0827
VISAYAS	2.5182	2.4395	2.1477	2.0244
Ceb-Negros-Panay	2.6063	2.5045	2.1829	2.0548
Leyte-Samar	2.2460	2.1960	1.9527	1.8747
Bohol	2.5776	2.4930	2.4867	2.2426
MINDANAO	1.6558	1.6829	1.3534	1.2490
SMALL ISLAND	2.1896	2.0457	1.9593	1.9723
期中平均為替 (\$/Peso)	40.3130	39.0590	39.9750	26.2880
全国卸料金 (US ¢/kWh)	6.58	6.61	5.37	7.45

出典: NPC Annual Report 1999

マニラ首都圏に電力を供給している民間最大の配電会社 MERALCO の資料によれば、各地域の NPC の卸電気料金と NPC の卸費用は表 2.2-6 の通りであり、VISAYAS、MINDANAO 地域では逆鞘になっており、この逆鞘をルソン島が負担する現状である。

表 2.2-6 NPC の卸料金と卸費用 (1998 年度ベース)

(単位: P/kWh)

	LUZON	VISAYAS	MINDANAO
卸料金	2.9623	2.6642	1.8285
卸費用	2.7033	4.0225	2.3029
料金 - 費用	0.259	-1.3583	-0.4744

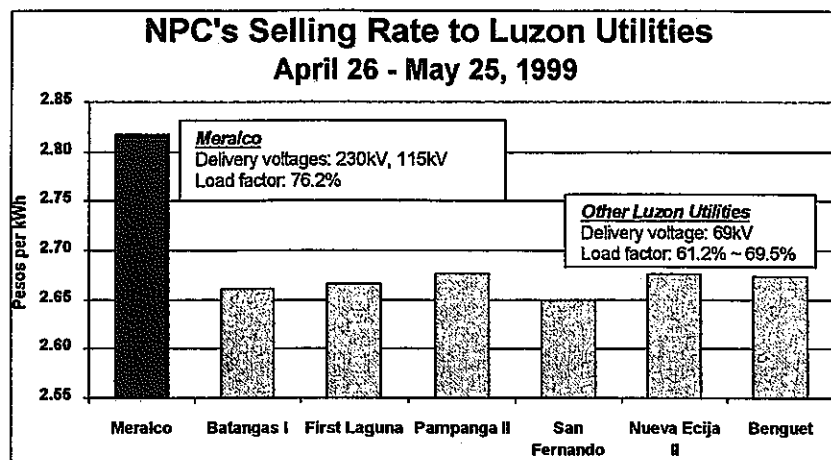
出典: MERALCO 資料

註: 卸料金が表 5.1-3 と異なっている。

同じルソン島内でも互助制度は有効で、各配電会社への卸料金は図 2.2-4 の通りである。MERALCO との面談でも、MERALCO がいかにこの制度で負担が大きいかが不満を示し、互助制度の廃止⁶を強く主張していた。また、NPC の卸料金は同図から分かるように燃料費や為替変動により毎月改定される。

⁶ オムニバス電力法案が施行後は現在の互助制度 (Cross-Subsidies)は徐々に撤廃され、それに伴う一般所帯の電力料金値上げ対策として、互助制度に代わるライフ・ラインレート (社会的弱者対応の料金制度) が ERB 等で検討されている。

図 2.2-4 配電会社への卸料金



出典：MERALCO 資料

2.2.4. EC (Rural Electrification Corporative) の事業経営

(1) 全体概要 (1999 年度)

電化協同組合 (EC) は 2000 年 8 月現在、119 組合存在する。表 2.2-7 は 1999 年度 (財政年度 1 月から 12 月) の 119 組合の収支状況をまとめたものである。EC の年度収支は、520 百万ペソ (円換算 1,352 百万円, 1 ペソ=2.6 円) の赤字で、これは全収入の 2%相当する。

1998 年度の NEA を通じての融資、補助金は全 EC の総投資額の各 5%および 9%であった。フィリピン開発銀行 (The Development Bank of the Philippines)の貸出し額が EC 投資額の占める比率は微少たるものである。

こうした事実は EC の投資財源の殆どを EC が自前で調達していることを意味している。

EC はその経営内容から A+, A, B, C, D, E の 6 グループに分類されており、A+, A グループの EC は年度予算作成およびその執行を自己権限で実施でき、NEA には報告するだけで良い。他のグループの EC は予算作成およびその執行に NEA の査定が要求される。

グループ分けは以下の財務指標を使っている。

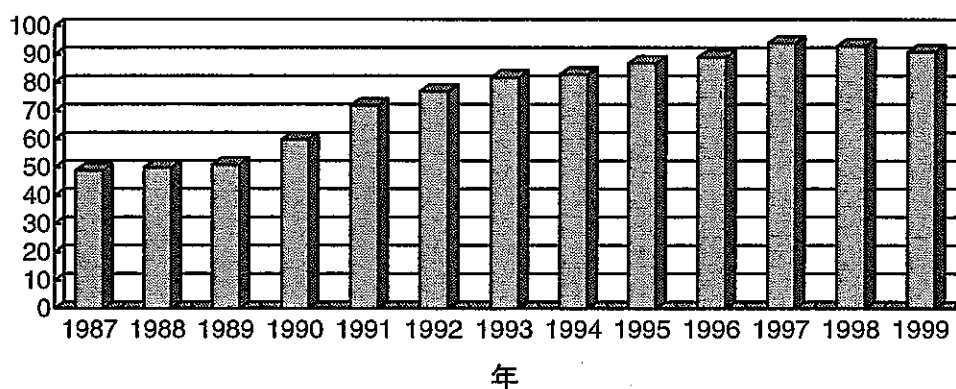
- 債務返済指数 (Debt-service coverage ratio) 最低 1.5 倍
- 自己資金比率 (Self-financing ratio) 最低 25%
- 負債比率 (Debt-equity ratio) 70%以下

1997年および1998年では35～36のEC（約29%）が上記3つの基準を満足している状態である。

逆に1998年では34のECが債務返済指数が1を下回り、23のECが自己資金比率が負と報告されている。その一方で41のECがNEAからの補助金を受け取っておらず、77のECが自己資金比率が25%以上で、その内19のECが自己資金比率100%と報告されている。

NEAに対するECの返済率は過去10年間に改善されて来ており、1987年の49%から1999年では91%までに向上⁷している。

図 2.2-5 ECのNEAへの債務返済率（%）



出典：”Philippines Rural Power Sector Policy Note”, June 29, 2000, World Bank

但し、世銀レポートによれば、債務返済指数はNEAへの債務を対象にしており、ECがフィリピン開発銀行（DBP）や他の地方銀行（額的にはNEAからのローンに比べて小額）からの借入債務について対象としていないとのことである。この記述から上図のNEAへの債務返済率にもDBPや他の地方銀行の返済は含まれていないと見るべきであり、このことは、DBPや他の地方銀行からの借入についてはNEA直接関与してないと推測される。

ECの財務状況を概括する為に、フィリピンで最大の民間配電会社であるMERALCO（マニラ電力会社）との比較を下表に示す。

⁷ この主な理由はこの間に最終需要家への料金が3倍になったのと、NEAからのローンのリスクによるものである。

表 2.2-8 EC と MERALCO の財務比較

比較項目	単 位	EC	MERALCO	注
総 収 入	百万ペソ	25,653	84,431	EC の営業費用には減価償却が含まれていない。
営 業 費 用	百万ペソ	24,351	80,196	
営 業 利 益	百万ペソ	1,302	4,235	
税 引 後 利 益	百万ペソ	-520	3,310	EC は非営利団体で法人所得税は支払免除
買取・発電電気量	GWh	7,722	23,174	
内非接続	GWh	72	-	
系統接続	GWh	7,650	23,174	
販売電気量	GWh	6,333	20,433	
所 内 消 費	GWh	25	-	
平均電気料金	Peso/kWh	4.05	4.13	
配電損失量	GWh	1,292	2,741	
配電損失	%	16.9	11.8	
未 収 料 金	百万ペソ	-	6,670	
料金徴収率	%	93	92	
需要家総数	個数	4,524,851	3,496,984	
雇用者総数	人	22,784	6,945	
需要家 / 雇用者	個数 / 人	199	504	
営 業 費 用	百万ペソ	24,351	80,196	
売電当りの費用	Peso/kWh	3.85	3.92	
営 業 利 益 率	%	5.1	5.0	
税 引 後 利 益 率	%	-2.0	3.9	

上記の比較表から、以下の事実が読み取れる。

EC の平均販売電気料金は MERALCO と同等か或は若干安い。

EC の料金徴収率は MERALCO と同等である。

EC の販売電気量当たりの費用は MERALCO とほぼ同等である。

EC の雇用者当たりの需要家数は MERALCO より 40%少ない。

EC の配電損失は MERALCO の配電損失より約 40%多い。

以上の比較から、EC の経営効率は全体として眺めれば、MERALCO と同等であり、必ずしも経営効率が悪いとは思われないが、個々の EC で経営のばらつきが大きいと考える⁸。MERALCO の営業利益率が EC より高いのは MERALCO の場合、営利企業ということで報酬率ベースで料金が算定されているのに対し、EC は非営利団体なので損益ゼロを基準にキャッシュフローベースで料金が算定されている為である。

⁸ このばらつきの要因は主にそのフランチャイズに起因するもので、僻地等で人口密度が希薄で電化効率が悪い EC は当然、経営内容も苦しいと思われる。

キャッシュフローベースで EC が認められている回収費用は以下の通り。

- 電力販売の為の電力購入費
- システムロスの引当て（但し 1997 年まで）
- 配電の O&M 費用，消費者関連費用，一般管理費
- ローン返済
- 利子支払
- 再投資資金引当て（総収入の 5%）

営業利益から、前述のシステムロスの自己負担分、利子支払等の支出により最終利益が損失に転じているものと推測する。年初当初は収支ゼロで予算が組まれている筈であり、電力購入の為替レート，外貨ローン返済の為替レート等の変動，事故による収入減から最終的に損失に転じたものと推測する。

為替レートの変動は EC の管轄外の要因であり、事故率の低下と配電損失の低下が EC の経営改善の大きな課題と思われる。（残念ながら今回、事故率の資料を入手できなかった。）

(2) CEBU I 電化協同組合の財務状況（2000 年 6 月現在）

今回の現地調査で CEBU I 電化協同組合⁹の財務資料を入手した。CEBU I は 6 月時点で 43,102 の組合員（消費者）を有し、5.2 GWh（6 月）の電力を平均料金 4.05 P/kWh で供給している。

電化協同組合は毎月の以下の財務状況等を NEA に報告し、その指導を仰いでいる。

- 損益計算書(Statement of Operation)
- 貸借対照表 (Balance Sheet)
- 料金徴収状況 (Consumer Accounts Receivable)
- 運転状況 (Operation Report)
- 資金繰り計算書 (Actual Cashflow Statement)
- 供用設備費用総計 (Gross Utility in Service)
- 運転費用内訳書 (Detailed of Operating Expenses)
- 現金収支 (Cash Balance)

表 2.2-9 は損益計算書¹⁰を示す。損益計算書では年初予算との差異を明示して予算管理を行っているが、差異で計算値と一致しない箇所が幾つかあり予算管理が実効を伴っている

⁹ CEBU I は A+（1998 年度）である。

¹⁰ 原本では“Statement of Operations”

かは疑問である。

表 2.2-10 は貸借対照表を示す。負債の部の組合員出資は電化協同組合のため、会員出資制度¹¹を採用している為である。会員出資額は全資産の僅か 1%にも満たない。総資産に占める自己出資比率は 6 月末時点で 35%となっている。

表 2.2-10 CEBU I 貸借対照表
(2000 年 6 月現在)

単位：1000 Peso

資産の部		負債及び資本の部	
プラント機器	166,067	組合員出資	219
その他資産及び投資	797	建設援助 *1	42,983
現金及び現金投資	28,179	非承認余剰金	41,528
受取手形及び売掛金	29,484	長期負債	90,884
材料及び消耗品	10,598	短期負債	18,865
その他流動資産	8,544	流動負債	40,608
		その他流動負債	1,439
繰延借方	-4,578	繰延貸方	2,565
資産の部合計	239,091	負債及び資本の部合計	239,091

出典：NEA 資料

註：原本は小数点第二位まで明示してあるが、簡易化して 1,000 ペソ単位で記載

*1: Contribution in Aid of Construction

2.2.5. EDC (Energy Development Corporation)の事業経営

(1) EDC の事業内容

EDC は PNOC (Philippine National Oil Company) の子会社で PNOC から独立した事業経営を行っている。EDC は PD¹² 1442 に基づき 7 地点の地熱資源の開発および利用権を EDC 付託する代わりにそれから生じる純益を政府と折半するというサービス契約を DOE との間で締結している。サービス契約では純益の 60%を DOE と地方政府(LGU) に支払、残りの 40%が EDC の配分となっている。60%の政府出資比率の内訳は、権利金 (Royalty Fee)と所得税からなり、権利金は DOE (60%)と LGU (40%)が分担し、所得税は DOE が EDC に代わって国内収入局 (Bureau of Internal Revenue)に支払っている。

EDC の事業収入は電力販売、地熱蒸気販売、ボーリング調査および技術サービスから得

¹¹ 出資金 5 ペソ。

¹² PD: President Declare

ている。現在 EDC が行っている（販売）契約は下記の通り。

蒸気販売契約

蒸気販売契約（EDC 所有発電所で NPC が運転）については現在下記の 5 契約を行っている。

- (a) Tongonan I
契約先：NPC （Take or Pay） 1984 年 6 月契約 25 年契約
- (b) Palinpinon I
契約先：NPC （Take or Pay） 1988 年 12 月契約 20 年契約
- (c) Palinpinon II
契約先：NPC （Take or Pay） 1996 年 6 月契約 25 年契約
- (d) Bacon-Manito I
契約先：NPC （Take or Pay） 1993 年 5 月契約 25 年契約
- (e) Bacon-Manito II
契約先：NPC （Take or Pay） 1996 年 6 月契約 25 年契約

BOT 契約

EDC は 1994 年 5 月の修正 BOT 法に基づき、以下のエネルギー変換契約（Energy Conversion Agreement）を民間事業者との間で取り交わしている。EDC が蒸気を提供し、民間事業者が発電し、発電電力を EDC に売っている。

- (a) Leyte-Cebu, Leyte-Luzon
契約先：California Energy 536 MW (Take and Pay) 1996 年 10 年契約
- (b) 47 MW Mindanao I
契約先：Oxbow Power & Marubeni Corporation (Take and Pay)
1988 年 10 年契約
- (c) 48.25 MW Mindanao II
契約先：Oxbow Power & Marubeni Corporation (Take and Pay)
1999 年 10 年契約

電力買取契約 (Power Purchase Agreement)

上記の 3 BOT 契約で得られる電力を NPC との間で電力買取契約を結び、EDC は NPC に販売している。

(2) EDC の経営状況

EDC との面談で、EDC は不当に高い税率を負担しているとの EDC 総裁の不満が示された。EDC の年次財務報告書 (1999) の概要にも「EDC は総額 18 億ペソを権利金、所得税・その他諸税、および配当という形で政府財源に寄与している。その内、14 億ペソが所得税、付加価値税および他の諸税として国内収入局へ、4 億ペソが権利金として DOE と地方政府に、また、0.3 億ペソが配当として財務局に支払っている。」との表記がある。

財務表 5.5-1 に EDC の損益計算書を示す。この表中で特に所得税率に注目すると 1998 年度から 1999 年度で所得税率が倍近く増えている。この理由は 1998 年 1 月に施行された “An Act Amending the National Internal Revenue Code, As Amended, and For Other Purposes” の為で、現行の税制に対して以下の変更等が盛られている。

法人所得税率を 1998 年度は 34% ,1999 年度は 33% ,2000 年およびそれ以降は 32% に変更

最小法人所得税 (総収入の 2%) の課税

1999 年度から DOE とのサービス契約でそれまで免税であった蒸気事業が課税対象となったため課税額が増加したものである。

MERALCO と法人所得税率を比較するとほぼ同等で、不当な税率を負担しているというよりは、将来の EDC の民営化に備えて法人所得税を民間企業に合わせたと見るのが妥当と考える。

表2.2-1 国家エネルギープログラムに係る資金需要と対外支払指標
フィリピン エネルギー プラン 2000-2009
(単位:百万ペソ 1999価格)

部門	政府			民間			合計		対総計 比率
	内貨	外貨	計	内貨	外貨	計	内貨	外貨	
エネルギー開発	0	0	0	63,339	295,827	359,166	63,339	295,827	27%
石油・ガス	0	0	0	51,168	280,648	331,816	51,168	280,648	25%
地熱	0	0	0	5,489	5,156	10,645	5,489	5,156	1%
石炭	0	0	0	6,682	10,023	16,705	6,682	10,023	1%
下流部門	0	0	0	73,516	171,536	245,052	73,516	171,536	19%
電力	19,214	50,994	70,208	62,706	254,210	316,916	81,920	305,204	29%
電化	30,648	11,844	42,492	11,851	0	11,851	42,499	11,844	4%
新及び再生可能	2,447	1,422	3,869	16,414	24,099	40,513	18,861	25,521	3%
需要管理(DSM)	3,301	95	3,396	8,762	0	8,762	12,063	95	1%
環境	208	300	508	63,660	148,540	212,200	63,868	148,840	16%
総計	55,818	64,655	120,473	300,248	894,212	1,194,460	356,066	958,867	100%
対総計比率	4%	5%	9%	23%	68%	91%	27%	73%	100%

出典: "Philippine Energy Plan 2000 - 2009", DOE

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1. 外貨保有高 \$ Billion	7.1	7.8	11.7	8.8	10.8	14.6(Oct)
2. 対外債務支払率 %	17.4	15.8	12.7	11.7	11.7	12.5(as of Aug)
3. 対外債務率 %	58.9	51.7	48.6	53.1	70	65.0(as of Jun.)

出典: Adian Development Bank "Country Economic Review, Philippines", December 1999

Note: 2. 対外債務支払率は対輸出額

3. 対外債務率は対GNP

表2.2-3 損益計算書

Unit : Million Peso

項目	ITEM	1999	1998	1997	1996
営業収入	OPERATING REVENUE				
電気事業収入	Utility Operation Income	65,229	62,207	62,999	57,114
燃料費調整	Add: Fuel Cost Adjustment	24,401	24,654	15,832	7,927
需要・エネルギー調整	Other Demand and Energy Adjustment Income	68	93	54	133
外貨調整	Foreign Exchange Adjustment	1,615	1,542	55	-28
送電サービス収入	Transmission Services Operation Income	280	22		
営業収入計	Total Operating Revenue	91,593	88,518	78,940	65,146
減額：支払割引	Less : Prompt Payment Discount	-730	-773	-771	-648
電圧割引	Voltage Discount	-570	-543	-543	-479
為替レート調整等	Foreign Exchange Adjustment/Power Adjustment	-607	-591	-482	-384
純営業収入計	NET OPERATING REVENUE	89,686	86,611	77,144	63,635
営業費用	OPERATING EXPENSES				
発電	Generation	51,861	53,864	42,555	32,624
減価償却及び廃止	Depreciation and Depletion	14,193	12,593	8,781	7,920
除却	Amortization -Elec. Plant Under Capital Lease	8,947	7,282	7,282	4,562
一般管理費	Administrative & General	1,609	1,531	2,539	1,923
その他営業費用	Other Operating Expenses	1,988	1,950	1,987	1,612
送配電	Transmission & Distribution	1,981	2,081	1,520	1,329
不良債権	Bad Debts	618	395	855	348
営業費用計	Total Operating Expenses	81,197	79,696	65,519	50,318
営業利益	OPERATING INCOME	8,489	6,915	11,625	13,317
その他収入	OTHER INCOME				
補助金	Subsidy - Tax Credit Certificate	69	604	1,758	6,286
補助金 (PAGCO & 政府)	Subsidy from PAGCO & Nat'l Govt.	-	163	470	401
利息収入	Interest Income (Net)	465	439	359	362
リース収入	Revenue from Lease of Electric Plant	165	194	170	156
除却割引	Discount Amortization - Debt Buy Back	119	119	119	119
外貨為替回復	Forex Recovery	8,206	7,053	-119	23
為替変動	Loss/ (Gain) on Forex Fluctuation	-	-	-	-
燃料移転	Gain of Fuel/Diesel Transfer	31	36	33	43
固定資産退役収入	Gain on Retirement of Asset-Net	0	10	9	3
その他収入	Miscellaneous Income	403	2,479	169	1,875
その他収入計	Total Other Income	9,458	11,097	2,968	9,268
その他費用	OTHER EXPENSES				
利息費用	Interest Expense	12,955	11,005	7,380	6,607
補助金	Subsidy - Tax Credit Certificate	69	604	1,758	6,286
為替変動	Loss/ (Gain) on Forex Fluctuation	325	-359	966	-613
減価償却	Depreciation - Other Plants/Property	854	1,012	686	582
財務・銀行手数料	Finance and Other Bank Charge	1,718	1,034	402	479
民営化費用	Privatization and subsidiarization Expense	449	84	163	1,002
除却-為替繰延	Amortization- Deferred Forex Differential	7,345	7,458	-247	2,038
その他費用	Miscellaneous Expenses	185	790	429	663
その他費用計	Total Interest & Other Charges	23,900	21,628	11,537	17,044
純利益 (損失)	NET INCOME / (LOSS)	(5,953)	(3,616)	3,056	5,541

出典：NPC Annual Report

註：原本は1ペソ単位で表示されているが、簡易化のため百万ペソ単位で表示

財務指標

営業利益/事業資産	Return on Rate Base (World Bank Formula)	3.37%	3.22%	7.25%	8.24%
参考：MERALCO	出典：MERALCO資料	5.5%	7.1%	8.5%	10.5%

註：世界銀行は8%を指導している。

表2.2-4 NPC貸借対照表

単位:百万ペソ

		1999	1998	1997	1996
資産の部					
電気事業固定資産	Utility Plant at Appraised Values	277,607	287,087	259,893	213,957
電力設備設備リース	EPS Under Capital Lease	350,860	166,338	173,621	180,903
投資及び他の資産	Investment & Other Assets	46,653	22,363	16,607	22,377
流動資産	Current Assets	33,946	36,342	32,958	31,991
繰延費用	Deffered Charges	151,609	132,491	134,313	5,519
臨時資産	Contingent Assets	1,421	1,471	1,679	2,935
資産の部合計	Total Assets	862,096	646,092	619,071	457,682
負債及び資本の部					
資本の部					
資本金	Capital Stock	27,049	26,457	26,457	25,649
寄付資本金	Donated Capital	4,028	2,970	2,910	2,842
利益余剰金	Retained Earnings	-2,829	3,197	8,603	7,762
評価資本	Appraisal Capital	95,703	96,454	73,973	62,680
臨時余剰金	Contingent Surplus	1,421	1,471	1,679	2,935
資本の部合計	Total Proprietary Capital	125,372	130,549	113,622	101,868
負債の部					
長期負債	Long-Term Debts	238,825	214,488	197,814	130,737
リース義務	Lease Obligation-BOT	406,201	230,498	243,967	169,543
流動負債	Current Liabilities	90,245	69,391	63,049	54,937
負債の部合計	Total Current Liabilities	735,271	514,377	504,830	355,217
繰延貸方勘定	Deffered Credits	1,453	1,166	619	597
負債及び資本部合計	Total Proprietary Capital & Liabilities	862,096	646,092	619,071	457,682

出典: NPC Annual Report

註: 簡便化の為、百万ペソ単位で表記

財務指標

自己資本比率	Capital / Total Capital & Liabilities	14.5%	20.2%	18.4%	22.3%
参考: MERALCO	出典: MERALCO Annual Report	59.0%	60.7%	62.9%	66.2%
参考: 関西電力	出典: Current Information 1998	-	15.9%	15.8%	-

表 2.2-7 Financial and Statistical Report
(January to December 1999)

ELECTRIC COOP	Gross Revenue (P'000)	Non- Power		Total		Net Margin (P'000)	MWH Purchased	MWH Sold	EC Cons Systems (MWH)	Peak Load (Kw)	Cell Load (Kw)	Conn/ Emp Ratio	Conn (Actual Billed)	Ave Sys Rate	Reprmts Rate				
		Cost (P'000)	Expense (P'000)	Operating Expense (P'000)	Operating Margin (P'000)											Factor	Eff Rate	Emp (P/KwH)	
REGION I	2421755	1756723	443944	2200667	221088	21393	613466	492965	9226	2089	17.94%	136502	51%	96%	238	487839	1964	4.91	104%
REGION II	1429930	1101287	323016	1424303	5527	-33507	385803	308629	1133	1013	19.50%	87869	50%	95%	202	289383	1434	4.63	105%
CAR	806741	600066	165399	765465	41276	29149	222317	186701	3750	344	14.42%	45031	36%	96%	206	140365	680	4.32	91%
REGION III	3903759	3210389	633132	3843521	60238	-117989	1136856	871982	11792	4064	22.13%	229416	57%	89%	223	603438	2701	4.48	67%
REGION IV	3033151	2276140	597823	2873963	159188	-59286	836634	708736	310	3334	14.86%	194221	49%	95%	168	469310	2799	4.28	91%
REGION V	2258304	1699007	517459	2216466	42038	-210457	607653	446623	9173	2317	24.65%	131033	53%	88%	163	395567	2420	5.03	69%
REGION VI	3198983	2330912	693700	3026612	172371	-42729	876732	748131	2242	2834	14.13%	197920	51%	96%	190	479572	2518	4.28	97%
REGION VII	1591154	1122235	329584	1451819	139335	30503	446559	402003	369	1380	9.59%	104419	49%	97%	209	329034	1575	3.96	100%
REGION VIII	1354861	934477	332482	1266959	87902	-40861	374247	311125	4488	1381	15.48%	86316	49%	95%	210	278444	1326	4.35	91%
REGION IX	1362384	987389	296263	1283654	78730	-20299	571105	457797	12691	1383	17.77%	107883	60%	94%	192	221552	1134	2.98	111%
REGION X	873109	562092	229675	811767	61342	-13642	321401	273187	6767	1252	12.78%	70306	52%	94%	226	228065	1011	3.20	101%
REGION XI	1969280	1425368	408572	1833940	155340	18064	798106.0	691015	978	1283	13.15%	164659	55%	97%	209	285389	1368	2.88	104%
REGION XII	282384	178390	91808	270198	12186	-4864	100079	83823	1519	508	14.44%	22690	50%	100%	287	82229	287	3.37	111%
ARMM	280361	203400	80095	283495	-3134	-39431	109405	77194	477	882	28.32%	29034	46%	73%	121	62172	514	3.63	63%
CARAGA	865931	574231	223969	798200	67731	-36298	321435	271187	6831	336	13.69%	68792	53%	96%	186	192492	1033	3.19	96%
Grand Total	25652187	18982106	5368923	24351029	1301158	-520254	7721838	6333098	71748	25200	16.89%	1678091	53%	93%	199	4524851	22784	4.05	91%

Note: Collection Efficiency from Accounts Management Department

表2.2-9 損益計算書 (2000年6月現在)
(CEBU I ELECTRIC CORPORATIVE INC.)

単位: 1000 Peso

項目	Items	今月	先月	今月まで 累計 ①	予算 今月累計 ②	差異 ②-①	備考
1 電力営業収入	Utility Operating Revenue	21,574	21,335	125,055	124,696	(359)	原本では差異は249,752
1.1 営業収入	Operating Revenues	731	813	4,737	10,700	5,963	原本では差異は 15,437
1.2 その他収入	Other Operating Revenues	22,305	22,148	129,792	135,396	5,604	原本では差異は265,189
1.3 営業収入計	Total Operating Income						
2 電力費用	Power Cost						
2.1 発電費用	Power Production Cost	0	0	0	0	0	
2.11 燃料及びオイル	Fuel And Oil	891	892	5,598	4,875	(723)	
2.12 その他	Others	15,322	15,795	86,963	85,682	(1,281)	ミニ水力(3台)発電費用
2.2 電気購入費	Purchased Power	16,213	16,687	92,561	90,557	(2,004)	
2.3 電力費用計	Total Cost of Power						
3 送電線費用	Transmission Expense	0	0	0	0	0	
4 配電費用	Distribution Expense						
4.1 運転	Operation	364	504	2,712	3,353	641	
4.2 維持・管理	Maintenance	1,488	1,135	7,133	7,480	347	
4.3 配電費用計	Total Disbursement Expense	1,852	1,639	9,845	10,833	988	メータ一費、配電接続費、変電所費等
5 消費者口座費用	Consumer Accounts Expenses	942	821	5,487	5,159	(328)	
6 販売管理費及び一般費	Administration & General Expens	941	949	5,603	9,286	3,683	
7 営業費用計	Total Operating Expenses	19,948	20,096	113,496	115,835	2,339	
8 営業利益	Operating Margin	2,357	2,052	16,296	19,561	3,265	原本では差異は262,849
9 減価償却及び除却	Depreciation & Amortization	861	861	5,120	8,786	3,666	
10 支払利息	Interest Expense	832	887	5,243	5,272	29	
11 営業純益	Net Operating Margin	664	304	5,933	5,503	(430)	原本では差異は259,154
12 非営業収入	Non-Operating Revenue	0	0	380	300	(80)	原本では差異は 680
13 非営業費用	Non-Operating Expenses	72	68	511	516	5	
14 特別項目	Extraordinary Items	0	0	0	0	0	
15 純益(損失)	Net Margin (Deficit)	592	236	5,802	5,287	(515)	原本では差異は 11,089

註: 原本は少数第2位まで表示されているが、簡易化のため、1000ペソ単位に表示修正。

出典: NFA資料

表2.2-11 NPC-EDCの損益計算書

(単位:百万円)

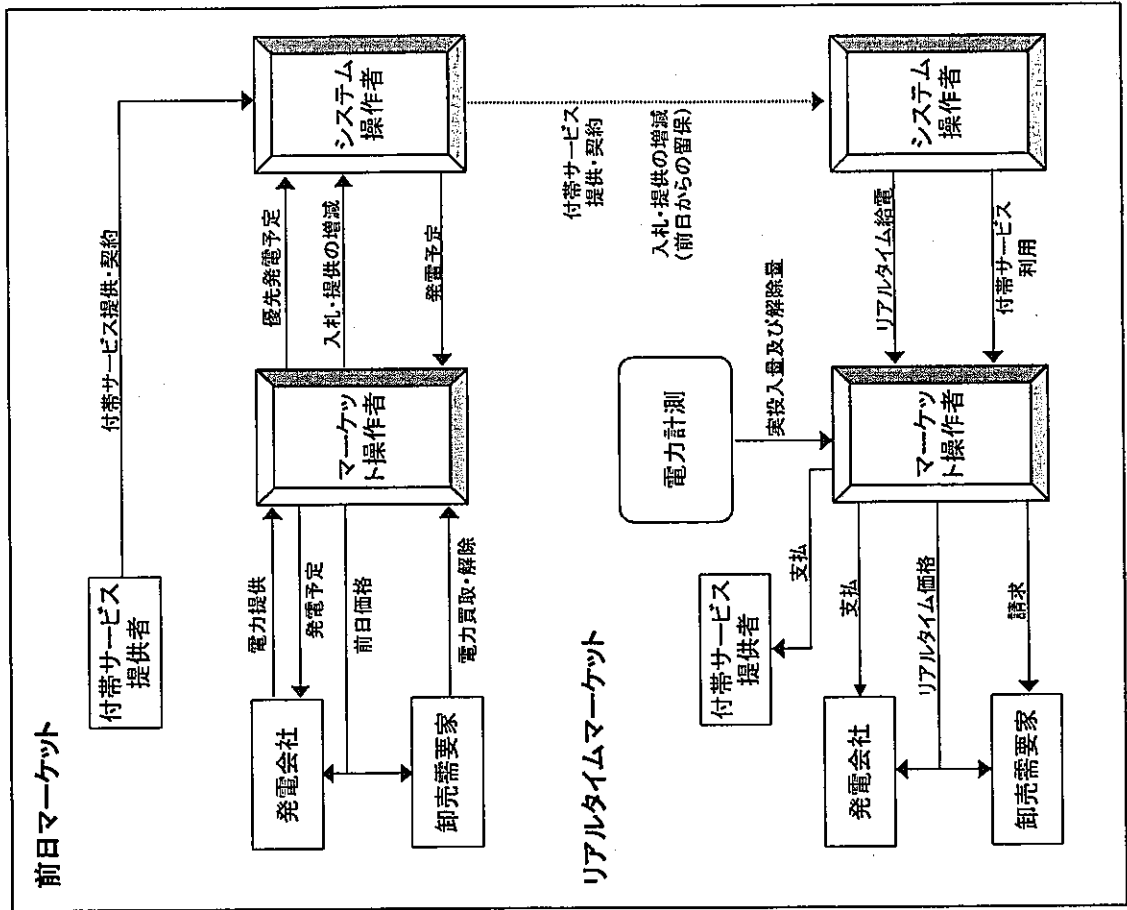
項目	Items	NPC-EDC		MERALCO		MERALCO備考
		1999	1998	1999	1999	
純売上	Net Sales	15,418	12,014	84,431		
売上原価	Cost Of Sales	11,279	8,517	-		
総利益	Gross Profit	4,139	3,497	84,431		
営業費用	Operating Expenses	1,657	1,416	75,499		購買:65,159、保守:6,861、減償:3,479
事業利益	Income From Operations	2,482	2,081	8,932		
その他費用	Other Charges					
純利息	Interest - net	1,101	889	1,680		
外貨為替損失(回収)	Foreign exchange loss (gain)	-21	140	-		
雑費用	Miscellaneous	448	407	1,135		所得税外諸税:1,890、非事業所得税:-946 その他:191
税引き前利益	Income before Income Tax	954	645	6,117		
所得税	Provision for Income Tax	316	110	2,807		事業所得税:2,807(内繰越分620を含む)
(所得税率)	所得税 / 税引き前利益	33.1%	17.1%	35.8%		MERALCOの所得税率は繰り越し分を除く
純利益	Net Income	638	535	3,310		

出典:PNOC-EDC Annual Report 1999, MERALCO Annual Report 1999

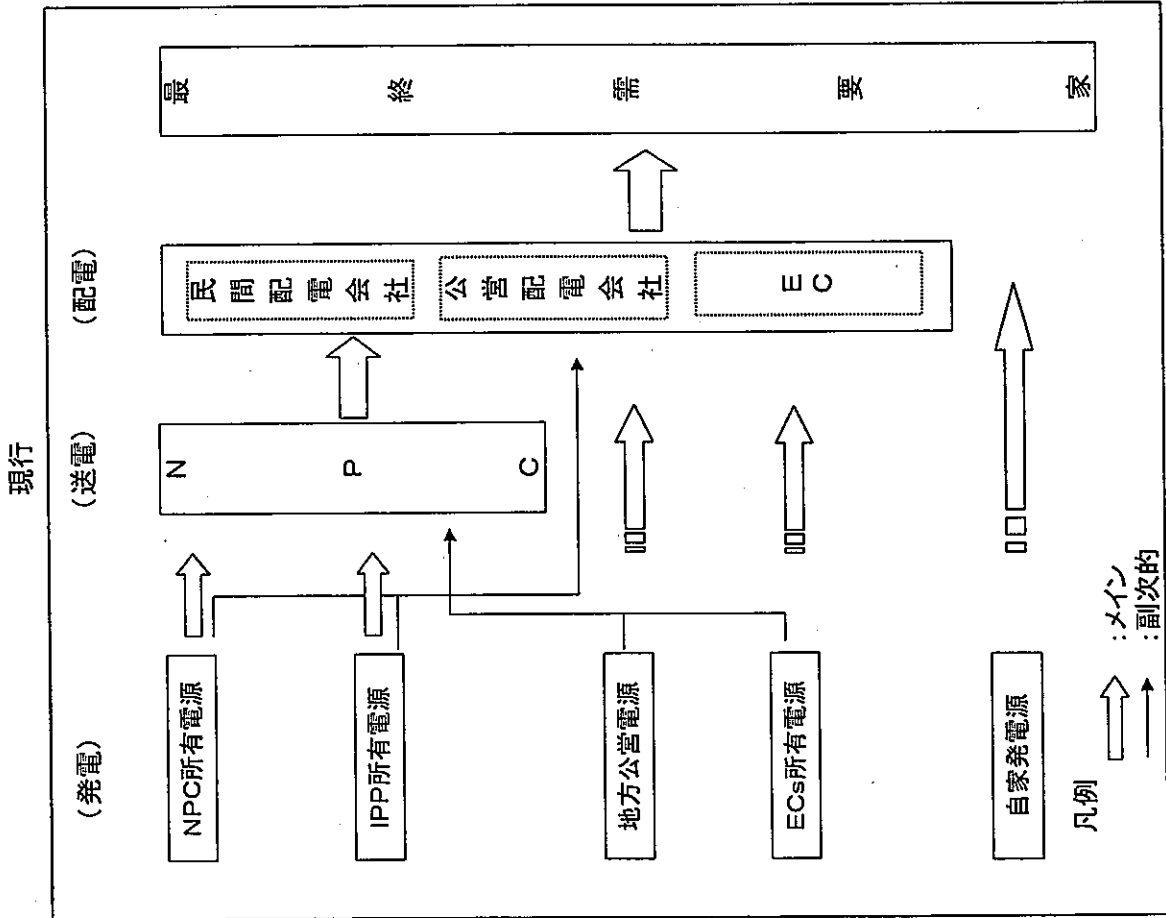
註:原本は両社との1000ペソ単位で表記されているが、簡易化のため、百万ペソ単位で表記
MERALCOの損益計算書の内訳はPNOC-EDCと大幅に異なっているため、EDCの項目に合わせて費用項目を調整している。

図 2.2-1 電力供給体制

電力部門構造改革後の電力市場(ADB構想案)

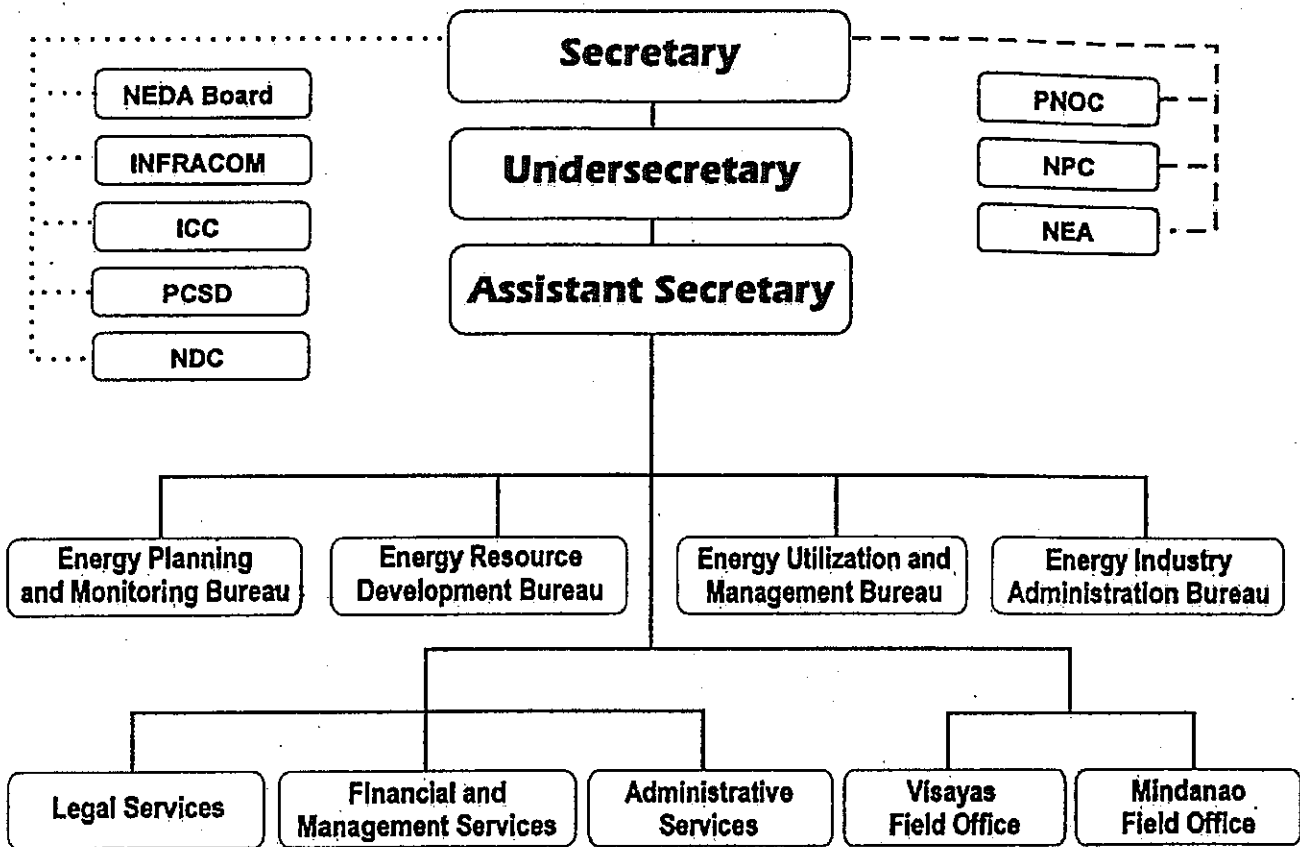


出典: ADB



2.2-2

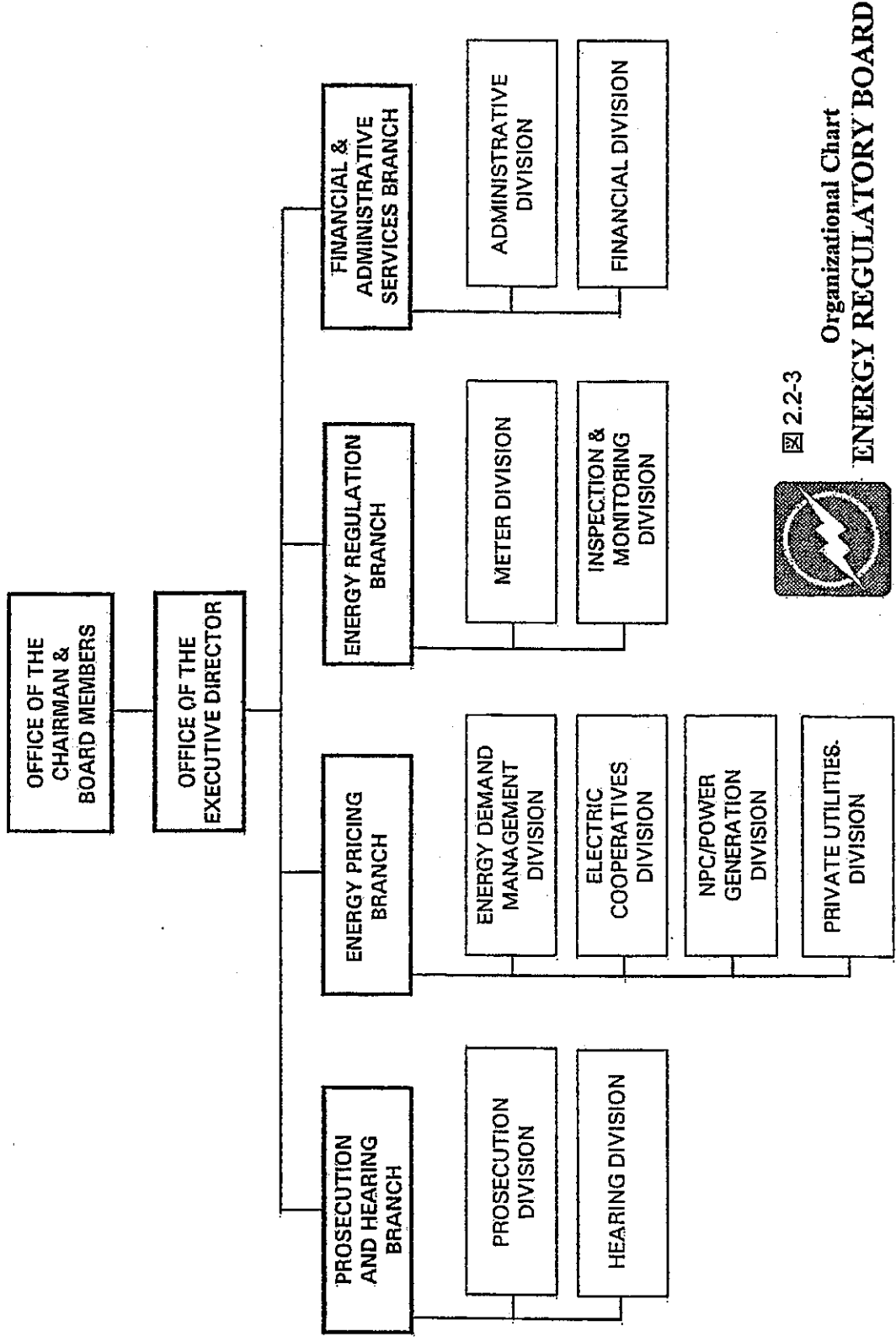
DEPARTMENT OF ENERGY Organizational Chart



- Supervision and Control
- - - - Attached for policy and program coordination
- Additional membership in governing boards

NEDA - National Economic Development Authority
 Infracom - Infrastructure Committee
 ICC - Investment Coordination Committee
 PCSD - Phil. Council for Sustainable Development
 NDC - National Development Company

PNOC - Phil. National Oil Company
 NPC - National Power Corporation
 NEA - National Electrification Administration



2.2-3



Organizational Chart
ENERGY REGULATORY BOARD