利用に重点がおかれている。

この計画の実現によって，フィリピンの電源構成は，現在の非石油燃焼設備比率30%を1987年には78%にもっていくことができるであろう。しかし，エネルギー源が不足する地域については，一部石油燃焼設備の建設が続けられるであろう。

(4) 需給バランス

NAPOCORが策定した長期電力拡張計画と，長期電力需要想定にもとづき，フィリピン国全体の需給バランスの将来を展望してみるとTable 3—12が得られる。

Table 3-8 NAPOCOR's Electric Rates Schedules for The Different Grids as of Feb. 1980

Item	SCHEDULE I LUZON GRID		SCHEDULE II CEBU and PANAY GRIDS		SCHEDULE III BOHOL and NEGROS GRIDS		SCHEDULE IV MINDANAO GRIDS		SCHEDULE V GENERAL SANTOS SUB-GRID
UTILITIES									
Demand charge									
1st.	500 kW	P.12.00/kW/mon.	100 kW	P.14.00/kW/mon.	200 kW	P.12.00/kW/mon.	500 kW	P.10.00/kW/mon.	
Next	19,500	P.16.00/kW/mon.	900 kW	P.17.00/kW/mon.			4,500 kW	P.14.50/kW/mon.	
Next									
Over	20,000 kW	P.22.00/kW/mon.	1,000 kW	P.20.00/kW/mon.	200 kW	P.10.00/kW/mon.	5,000 kW	P.18.00/kW/mon.	
Energy charge									
1st	200 kWh/kW	P.0.2900/kWh	100 kWh/kW	P.0.3160/kWh	100 kWh/kW	P.0.2400/kWh	100 kWh/kW	P.0.0900/kWh	P.0.4000/kWh
Next	200 kWh/kW	P.0.3100/kWh	150 kWh/kW	P.0.3476/kWh	150 kWh/kW	P.0.2600/kWh	200 kWh/kW	P.0.1200/kWh	
Next									
Over	400 kWh/kW	P.0.3320/kWh	250 kWh/kW	P.0.3822/kWh	250 kWh/kW	P.0.3000/kWh	300 kWh/kW	P.0.1400/kWh	
INDUSTRIES and NON-UTILITIES									
Demand charge									
1st.	1,000 kW	P.18.00/kW/mon.	100 kW	P.23.00/kW/mon.	200 kW	P.12.00/kW/mon.	1,000 kW	P.18.00/kW/mon.	
Next	9,000 kW	P.19.00/kW/mon.					4,000 kW	P.19.00/kW/mon.	
Next							10,000 kW	P.21.00/kW/mon.	
Over	10,000 kW	P.20.10/kW/mon.	100 kW	P.20.00/kW/mon.	200 kW	P.10.00/kW/mon.	15,000 kW	P.23.00/kW/mon.	
Energy charge									
1st.	200 kWh/kW	P.0.3650/kWh	300 kWh/kW	P.0.4000/kWh	100 kWh/kW	P.0.2400/kWh	100 kWh/kW	P.0.1500/kWh	P.0.4000/kWh
Next	250 kWh/kW	P.0.3300/kWh			150 kWh/kW	P.0.2600/kWh	150 kWh/kW	P.0.1400/kWh	
Next							200 kWh/kW	P.0.1300/kWh	
Over	450 kWh/kW	P.0.3000/kWh	300 kWh/kW	P.0.3896/kWh	250 kWh/kW	P.0.3000/kWh	450 kWh/kW	P.0.1200/kWh	

FUEL COST ADJUSTMENT CLAUSE

Adjustment charge per kwh $= \frac{A \times B}{C}$

A : Weighted average price increase above (or decrease below) the base price of fuel oil per liter actually burned during the billing period.
B : Liters of fuel oil actually burned in the grid during the billing period.
C : Kilowatt-hour sales of NAPOCOR in the grid during the billing period.

Where the base price of fuel is :

Luzon	P.30.290 per MMBTU	
Cebu	P. 1.204 per liter	
Panay	P. 1.218 per liter	
Negros	P. 1.213 per liter	
Bohol	P. 1.230 per liter	
G. Santos	P. 1.227 per liter	
Mindanao	P. 1.220 per liter	(Agus Grid)

Table 3-9 Energy Consumption at User End
Total-Philippines

Unit: GWh

	Residential	Commercial	Industrial	Others	Total
1969	1,518	1,372	2,361	134	5,385
1970	1,581	1,350	2,609	134	5,673
1971	1,642	1,520	2,897	259	6,319
1972	1,747	1,618	2,987	384	6,736
1973	1,885	1,760	3,349	444	7,437
1974	1,749	1,747	3,544	505	7,545
1975	1,944	1,949	3,830	586	8,309
1976	2,043	2,112	4,291	619	9,065
1977	2,241	2,350	4,546	524	9,661
1978	2,477	2,533	4,927	588	10,525

Data Source : NAPOCOR

Note : Based on NAPOCOR and MECO only

Table 3-10 Peak Load and Energy Requirement Forecast
Total-Philippines

Generation Level

	Peak Load (MW)	Energy Requirement (GWh)	Lead Factor (%)
Actual			
1974	1,567	9,338	68
1975	1,738	10,209	67
1976	1,908	11,110	66
1977	2,021	11,989	68
1978	2,129	13,259	71
'74 to '78	(8.0%)	(9.2%)	
Forecast			
1979	2,234	13,712	70
1980	2,515	15,374	70
1981	2,749	16,714	69
1982	3,109	18,778	69
1983	3,464	21,005	69
'79 to '83	(11.8%)	(11.7%)	
1984	3,844	23,250	69
1985	4,184	25,505	69
1986	4,551	27,909	70
1987	4,902	30,175	70
1988	5,272	32,617	70
1989	5,640	35,116	71
1990	6,021	37,510	71
'84 to '90	(7.8%)	(8.3%)	

Data Source : NAPOCOR's Power Expansion Program

Note : (%) indicates compound annual average increase ratio during the period

Table 3-11 Power Expansion Program - Total Philippines
Installed Capacity at the End of Year

Unit: MW

	Hydro	Geoth.	Coal Th.	Nuclear	Conv. Th.	Total
1979	928	223			2,448	3,599
1980	928	443	10		2,574	3,955
1981	940	446	65		2,720	4,171
1982	1,074	631	65		2,810	4,580
1983	1,609	781	65		2,491	4,946
1984	1,939	856	420		2,132	5,347
1985	2,194	1,114	475		2,073	5,856
1986	2,374	1,151	980	620	1,573	6,698
1987	2,949	1,189	980	620	1,573	7,311
1988	3,367	1,336	1,035	620	1,558	7,916
1989	4,053	1,411	1,035	620	1,358	8,477
1990	4,563	1,486	1,185	620	1,350	9,204

Data Source: NAPOCOR's Power Expansion Program

Table 3-12 Demand and Supply of Electricity Forecast
Total-Philippines

	Peak Demand (MW)	Dependable Capacity (MW)	Reserve (MW)	Energy Requirement (GWh)	Energy Capacity (GWh)	Surplus (GWh)
1979	2,234	3,199	965	13,712	19,470	5,758
1980	2,515	3,483	968	15,374	22,544	7,170
1981	2,749	3,783	1,034	16,714	25,634	8,920
1982	3,109	4,155	1,046	18,778	27,451	8,673
1983	3,464	4,642	1,178	21,005	24,195	3,190
1984	3,844	5,024	1,180	23,250	30,989	7,739
1985	4,184	5,856	1,672	25,505	33,997	8,492
1986	4,551	6,698	2,147	27,909	36,775	8,866
1987	4,902	7,311	2,409	30,175	39,783	9,608
1988	5,272	7,916	2,644	32,617	43,808	11,191
1989	5,640	8,477	2,837	35,116	44,277	9,161
1990	6,021	9,204	3,183	37,510	46,559	9,049

Data Source : NAPOCOR's Power Expansion Program

Note : GWh is based on generation level

3.1.4 系統連系の必要性

フィリピン国の主要電力系統は，その群島的地形上の制約から，各島にそれぞれ独立した電力系統，すなわち，ルソン系統，ミンダナオ系統ならびにセブ，パナイ，ネグロス，サマール，レイテおよびボホール島の6系統からなるビサヤス地域系統群によって構成される。

各系統は，変動する系統需要に対して，一定の電圧や周波数を保つなど質的にも，また量的にも，安定した信頼性の高い電気を供給する責任を負っており，国の要請によって，系統出力の15％内至20％，または，系統の最大ユニット相当のいずれか大きい方の予備出力を備えねばならないことになっている。この予備出力は，通常，i) 発電ユニットの不測の事故停止，ii) 電力需要予測の誤謬などによる緊急需要増，iii) 電力設備拡張計画の思わぬ遅延および iv) 発電ユニットの定期点検停止などによる供給力不足をおぎなう性格のものである。

海底ケーブルによる各系統の相互連系を実現するためには，多くの調査すべき事項および検討課題がある。そのうち主なものをあげると次のとおりである。

(1) 連系計画の対象となる系統の電力需要が一定水準以上に成長していることが前提となる。

(2) 各電力系統の陸上基幹送電線が，充分に計画されているか建設されていることが必要である。

(3) 海底ケーブルの設置位置は，陸上基幹送電線に連系可能な地点であり，かつ海底ケーブルのルートは，気象条件，潮流，海底の地質・地形状況，上陸地点の地質・地形，船舶航行状況など，海底ケーブル設置に必要な諸条件を満たす場所でなければならない。

(4) 系統が連系された場合に予測される電力潮流，安定度，短絡等の系統解析，同時に，海底ケーブルの諸元・仕様を決定するための諸検討が必要であり，このための基礎データーの収集整理もまた重要な要素である。

(5) 技術的可能性に関する検討を行う一方で，海底ケーブル，系統連系，工事施工計画の策定，工事費の算定，さらに，資金計画など資金面からの検討も必要である。

(6) 最終的には，技術的な面をも含めて，系統連系をした場合としない場合についてのメリット，デメリットの比較検討や経済評価が行われる。

以上概略を述べたように，系統連系の実現には，各種各面からの調査・検討が必要であり，実現のための所要資金の調達源についても考慮しておくべきである。

系統連系の必要性を定性的に述べると次のとおりである。

(1) 系統全体として予備出力を節約できる。

(2) 大型発電ユニットの建設が可能となりスケールメリットが追求できる。

(3) 独立系統間ピーク時差を利用して供給力の融通が可能となる。

(4) 系統の信頼性向上に役立つ。

(5) 地熱など国内エネルギー資源のより有効な利用ならびに系統ごとに相異なる電源構成の総合的運営が可能となり，総体的に発電コストの低減が期待できる。

(6) 全国的な規模で，電力供給責任を有するNAPOCORの任務遂行に貢献すると同時に，地方地域における電化推進や産業振興に役立つ。

3.2 ビサヤス地域の電力事情

3.2.1 発送変電設備の概要

(1) NAPOCOR

1979年末現在のNAPOCORの発電設備は総設備出力92,100 kW，島別の設備出力は次の如くである。

Installed Capacity

	Installed capacity
Cebu	51,100 kW
Bohol	12,200 kW
Negros	11,800 kW
Panay	14,600 kW
Leyte	3,000 kW
Total	92,700 kW

上記発電設備の大部分はディゼル発電設備でレイテ島の地熱発電所（3,000 kW）ネグロス島のAmlan水力発電所（800 kW）およびボホール島のLoboc水力発電所(1,200 kW)が例外である。なおサマール島にはNAPOCORの発電設備は無い。現在建設中の発電所としてはセブ島のNaga石炭火力発電所（55,000 kW）および大規模ディゼル・ユニット（18,000kW）を採用したTalaveraディゼル発電所（54,000kW）およびレイテ島のTongonanに建設中の地熱発電所（112,500kW）がある。さらに1980年中に着工が予定されている発電所としてはネグロス島のPalimpinon地熱地点にパイロット・プラントとして3,000kWの発電所を着工，引続き112,500kWの発電設備の建設が始まる予定である。この外には1981年始めにセブ島のNagaおよびネグロス島のBacolodに32,000kWの発電船が繋留され発電を開始する予定である。

なおNAPOCORは1979年末現在で60kV以上の送電線を428km，変電所5ケ所総設備容量127.7MVAを有している。

(2) 電化組合およびその他電気事業者

1979年末現在の電化組合およびその他電気事業者の設備出力は次の通りである。

Installed Capacity

	Electric cooperative	Other utilities	Total
Cebu	1,782 kW	62,450 kW	64,232 kW
Bohol	2,000 kW	0	2,000 kW
Negros	51,727 kW	2,526 kW	54,253 kW
Panay	17,810 kW	23,404 kW	41,214 kW
Leyte	15,260 kW	1,432 kW	16,692 kW
Samar	5,680 kW	83 kW	5,763 kW
Total	94,259 kW	89,895 kW	184,154 kW

なおその他電気事業者のうちセブ島のVECOの設備出力は59,530kW，パナイ島のPECOの設備出力は23,140kWであり両者でその他電気事業者の発電設備の92%を占める。VECOおよびPECOを除くその他の電気事業者の大部分は市町村が営む電気事業者である。

上表の発電設備のうち，セブ島のVECOが所有する10,000kWのスチーム発電設備を除けば他は全てディゼル発電設備である。これらのディゼル発電設備は老朽化と予備品の不足により設備出力の80%程度が可能供給力である。

(3) 自家用発電設備

ビサヤス地域の自家用発電設備の大部分はかなり老朽化しており銘板の設備出力どおりの出力の可能な設備は少ない。各島別の設備出力および可能出力は次のとおりである。

	Installed capacity	Present capability
Cebu	158,300 kW	142,112 kW
Negros		
Occidental	145,359 kW	120,280 kW
Oriental	22,410 kW	20,170 kW
Panay	20,122 kW	17,610 kW
Leyte	16,180 kW	15,290 kW
Samar	5,040 kW	4,500 kW
Total	367,411 kW	319,962 kW

上述の発電設備のうちセブ島のAtlas銅鉱山が所有する発電設備（103,050kW）とビサ

ヤス地域の製糖工場が所有する発電設備（130,035kW）で全体の63％を占めている。

3.2.2 電気料金

ビサヤス地域の電気料金は一般的に云って，需要家の所得に比較して相対的に電気料金が高く，特に農村地域においては，電気が家庭に引込まれても高い電気料金を支払うことが出来ず，未払いのため電気の供給を停められると云う事例がかなりある。この高い電気料金の原因は1973年の石油危機から1979年に相続いた石油の値上げに起因する。

したがって今後は石油によらない発電方式（石炭，地熱，水力等）によって低廉な電気を供給することが電力需要を喚起し，このことが又発電コストの低減を可能にするという良い循環が可能となる。

事実レィテ島のOrmoc市を中心に電力供給を行っている電化組合のLEYECO Vは NAPOCORのTongonan地熱発電所（3,000kW）より1kWh当り0.040US$/kWh（P0.30/kWh）で購入し平均売電単価1kWh当り0.105US$/kWh（P0.79/kWh）で需要家に売電しており需要家の未払い問題もない。又現在周辺の電化を強力に進めており1980年中に需要家数は2,380軒から7,380軒に増加する予定である。

このような例からみても低廉な電気が強く要望される。

ビサヤス地域の電気料金は，電力需要密度の高いセブ市，Iloilo市と他の地域（主として電化組合によって電力供給が行われている）とでは電気料金に格差がある。一方卸売が主体であるNAPOCORの電気料金も地域によって格差がある。これらの電気料金をTable 3－13およびTable 3－14に示す。

Table 3-13 Tariff Rate of NAPOCOR by Region

Unit : Pesos/kWh

	Utility			Industry and Non-utility		
	100kWh	300kWh	500kWh	500kWh	1000kWh	2000kWh
Luzon	0.410	0.376	0.378	0.413	0.363	0.358
Cebu & Panay	0.456	0.436	0.443	0.488	0.484	0.472
Bohol & Negros	0.360	0.340	0.348	0.324	0.336	0.336
Mindanao	0.190	0.137	0.182	0.208	0.200	0.187

Note: Industrial demands were estimated by 50% load factor.
This tariff rate was applied from February 27, 1980.

NAPOCORの電気料金は第2次石油危機を受けて従来の電気料金を平均31%,ルソン島の値上巾が最も大きく32.6%，ビサヤス地域およびミンダナオ島のそれは11.8%で1980年2月27日からTable 3−13の料金表が適用されている。

一方直接，電力需要家に電力を売電しているVECO，PECOおよび電化組合の電気料金はフィリピン政府が1980年2月に実施した発電用燃料の値上げ前の料金表から算定したものである。したがって現在の電気料金はTable 3−14の15〜20%増しとみるのが妥当である。

Table 3-14　Tariff Rate of Visayas Region

Unit : Pesos/kWh

	Residential		Commercial			Industrial		
	100 kWh	200 kWh	200 kWh	500 kWh	1 000 kWh	50 kW	100 kW	200 kW
LEYECO V	0.883	0.836	0.855	0.851	0.850	0.684	0.679	0.676
VECO	0.714	0.717	0.765	0.747	0.723	0.613	0.530	0.530
PECO	0.835	0.717	0.838	0.788	0.771	0.667	0.633	0.616
SAMERCO II	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090
LEYECO II	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020

第9章の経済評価で述べる如くディゼル発電による1kWh当りの燃料費はP0.416であり，電化組合或いはVECOおよびPECOがディゼル発電設備に頼って発電する限りにおいては現行の電気料金を低減させることは困難と思われる。したがって今後の問題は現在NAPO−CORが進めている石炭火力および地熱発電所の建設によって発電コストの低減を計り，現在，NAPOCORがボホールおよびネグロス島で適用している卸売電気料金程度でこれら電気事業者に卸売することが望ましい。

3.2.3　NEAと電化組合

(1)　NEA

NEAは1979年9月現在，フィリピンの72の県（Provinces）に116の電化組合を組織し援助を与えて来た。この結果1970年には国民の23%が電気の恩恵を受けていたが，電化組合の設立によって現在では33%の国民が電気の供給を受けていると云われている。

NEAの授権資本金は10億Pesos，払込済み資本金は5億Pesosで，現在までに世界銀行，日本の経済協力基金および西独政府からの借款額は219.7百万USドルに達している。これらの資金をNEAは，電化組合に低利・長期に貸付け電化組合の経営，技術指導を行っ

ている。又最近 NEA は石油の値上りに対抗するため発電コストの安い小水力および樹木・による火力発電所を建設するための努力を行っており，樹木による火力発電の 1 kWh の発電コストを 0.041 USドル/kWh（P0.30/kWh）と予想している。なお第2次石油危機により，ディゼル発電の発電コストは US$0.066/kWh（P0.48/kWh）と想定される。

(2) 電化組合（Electric Cooperatives）

NEAはビサヤス地域に27の電化組合を組織し，1987年までに農村電化を完成させるべく努力を行っている。NEAの資料によれば，電化組合を設立するまでに最低3年間を必要とし，送電開始時点での電化率は40～50％としている。ビサヤス地域の主要な電化組合のフィジィビリティ調査結果によれば送電開始時点での一般家庭需要家の1ケ月当りの電力需要は30～40kWh，10年後に70～90kWhと想定している。Table 3－15に主要な電化組合の需要家別原単位および電化率を示す。

Table 3-15 Electrification Ratio and Energy Consumption by Sector

Cooperatives	Unit	Residential		Commercial		Irrigation		Pub. Building	
		1st year	10th year	1st year	10th year	1st year	10th year	1st year	10th year
CEBECO II									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	38	91	40	114	2000	2000	25	70
ILECO II									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	38	91	40	114	2000	2000	25	70
CENECO									
Electrification	%	50	86	86	95	10	75	80	89
Consumption	kWh/mon.	35	90	40	105	2000	2000	25	70

3.2.4 地熱発電

ビサヤス地域の地熱調査は1970年代の初めに始まったが，現在調査あるいは蒸気井の掘削が行われている地点はレイテ，ネグロスおよびセブ島の合計8ケ地点にのぼる。このうち最も調査の進んでいるのがTongonan地熱地点ですでに12本の生産井が完成し，蒸気井の平均電気出力も10MWに近く地熱発電に最も有望な地点である。現在Tongonan地点には3,000 kWのパイロット・プラントが1978年より稼動しているが，現在112.5MWの本格的な地熱

発電所の建設が進められており1983年に営業運転開始の予定である。

Tongonan地熱地点に続くものとしては，ネグロス島のPalimpinonおよびMambucal地熱地点がある。この両者ともすでに試験蒸気井が堀られており，Palimpinon地点には1980年中に3,000kWのパイロット・プラントが建設される予定である。

上述の3地熱発電所はいずれもビサヤス地域の主力電源となりこの地域に低廉な電力を供給しうる発電所として大きな期待が寄せられている。

なおTongonan地点はすでに評価済みの蒸気井のポテンシャルは3,000MW－年が確認されているが，今後この地点には400MW以上の発電所建設が考えられている。この電力は現状ではレイテ島およびサマール島の電力需要を大巾に上廻る電力であるのでルソン島あるいはミンダナオ島に超高圧送電線によって送電することが必要となろう。

第4章　電力需要想定

第4章　電力需要想定

第4章　電力需要想定

4.1　電力需要想定の方針

新しい発送変電設備を作る場合には，巨額の費用と3年から5年という長期の期間を必要とする。限りある資金を最も有効に活用するためには将来の電力需要を適確に把握することが必要である。発展しつつある国においては，一般に経済活動も極めて流動的で変化が激しく，電力需要もこれに密接に関連するための正確な想定はかなり難しい問題である。

本プロジェクトの対象地域はいまだ都市部を除いては，配電網が確立されておらず，この地域の電化率は現在18％程度と想定される。このような状況にあるため，過去の電力需要実績をベースとした想定方法では不充分で，電化組合（Electric Cooperative）が実施する農村電化のための配電網拡張計画，又フィリピン政府の工業地方分散化計画によって近い将来に予想される新規工業需要の動向なども考慮する必要がある。

一方 NAPOCOR は，1979年9月にビサヤス地域の詳細な電力需要想定を実施したが，これは都市部の電力需要のみならずNEAの農村電化計画に対応した農村地域の電力需要とさらにビサヤス地域にみられる自家用発電設備（総設備出力367.2MW）を有する需要家の電力需要を各需要家毎にアンケートを行いNAPOCOR電力系統に組込みうる電力需要を想定している。

したがって，調査団は上述のNAPOCORの想定値をクロス・チェックする意味で電力需要想定の基本の一つである人口と電力需要の相関に着目しNAPOCORの想定方法とは異なった方法で想定を行うものとした。又本プロジェクトは送変電計画であり，計画の評価との関連でNAPOCORの電力需要とのクロス・チェックは1985年と1990年の両断面のみを行うこととした。なおNAPOCORの電力需要想定は1979年より1995年までの17年間が想定されている。

4.2　電力需要想定のための前提条件

第1にビサヤス地域の電化は，NAPOCORおよびNEAが両輪となって積極的に進めているが，NEA電化計画が予定通り1987年までに終了し未点灯部落が解消すること，又1990年の電化率は1979年におけるセブ首都圏と同程度（57.7％）まで引上げられること。第2番目には，電気料金が可能な限り低い水準に維持され需要家にとって魅力的なものであること，例えばネグロス島，レイテ島の地熱開発が低廉な電力の供給を可能とし，また，セブ島およびネグロス島の大規模石炭火力の発電設備のスケールメリット等を享受できる範囲が限定されないよう138 kV 主幹送電線および海底ケーブルによる島間の連系が実現すること。第3番目に1978年から1982年までの5ケ年社会経済開発計画に盛られている如く実質的に7.4％程度の経済成長率が継続することである。なお，1978年および1979年の対前年経済成長率は5.8％および6.0％と云われ

ているが，一般需要家の所得向上が，電気の潜在需要を有効需要に変える最も大きな要因である。

4.3 電力需要想定の方法

需要想定における基本は基礎資料（過去の電力需要実績，人口，主要都市および電化組合の1需要家当りの消費電力量等）の入手と，それの比較検討と共に，関係需要地域の実態を調査し，需要予測を出来るだけ現実の姿に立脚させることが必要である。このため調査団は次のような現地実態調査を実施した。

(1) 各島の主要都市に電力供給を行っている電気事業者，すなわちパナイ島のIloilo市に電力供給を行っているPECO，ネグロス島のBacolod市に電力供給を行っているCENECO，セブ島のCebu市に電力供給を行っているVECOおよびレイテ島のTacloban市に電力供給を行っているLEYECOⅡを訪問し，電力需要実績資料の入手，電化の現状，設備拡張計画，電力需要予測，発電設備の実態調査を行った。

(2) ビサヤス地域の代表的な電化組合を訪問し，電化の現状，将来の配電網拡張計画，電力需要実績の現状等の実態調査を行った。訪問した電化組合は，ビサヤス地域24組合のうち11組合に達した。

(3) ビサヤス地域のNAPOCORの主要発変電所を訪問し，電力供給実績，負荷曲線，発電設備の定期点検および事故停止の実態調査を行った。すなわちパナイ島においてはDingleディゼル発電所（29.2MW），Santa Barbara変電所（50MVA），Panitan変電所（30MVA），ネグロス島においてはAmlanディゼル発電所（11MW），セブ島においてはNagaディゼル発電所（51.1MW）およびレイテ島においてはTongonan地熱発電所を訪問し資料の収集に努めた。

(4) 観察による主要地域の比較調査を行った。すなわち調査団は各島の主要都市および農村地域を比較観察することによってビサヤス地域の電化の実態調査を行った。

(5) NAPOCORの発送変電設備の建設状況，運転保守の現状等の調査をとおしての電力需要の把握を行った。

(6) 自家用発電設備を有する大口電力需要家の実態調査を行った。すなわち，調査団はネグロス島最大の精糖工場（Victorias Milling Company Inc.）およびセブ島の世界有数の銅鉱山であるAtlas Consolidated Mining and Development Corporationを訪問し電力需要の現状，発電設備の老朽化にともなうNAPOCOR電力系統からの受電の可能性について調査した。

上記の実態調査とNAPOCORより入手した基礎資料をベースに次の方法により電力需要想定を行った。

4.3.1 電力需要の現状分析

電力は周知のとおり，時代の進展とともにますますその使途を広め，生活・文化・産業など社会全般の諸活動に必要な最大のエネルギー源として，きわめて重要な地位を占めるに至っている。すなわち，フィリピンの主要都市，特にマニラ，セブ等では家庭生活面においては，かっての照明用中心から洗濯機，テレビ，クーラー，さらには電子調理器などへ多様化をともないながら，家庭生活のなかに浸透し，今や瞬時たりとも欠かすことの出来ないエネルギー源として，これら都市の生活ならびに生産活動を根底から支えている。しかし一方農村部には電気の恩恵に接しえない多くの家庭がある。第3章"電気事業の現状"において述べた如く，フィリピン共和国政府が第1優先順位を与えている農村電化が計画どおり，1987年までに完成することが電力需要想定の上での大きな要素の一つであることは明らかである。

将来の電力需要を想定するにあたっては，先づ始めに本プロジェクトの対象地域の現状を把握し，そのうえで電力需要想定を行うことが不可欠である。この意味においてビサヤス地域の電化率，電力原単位，新規工業需要家の動向，電力需要と密接な関係のある人口動向などを分析するものとする。なおこれらの分析は本プロジェクトの対象地域であるパナイ，ネグロス，セブ，レイテおよびサマール島別に行うものとした。

(1) パナイ島

パナイ島の電力需要の中心地はIloilo市とその周辺である。この地域への電力供給はパナイ電力（PECO）が電力供給を行っており，1979年の最大電力は16.4MW，需要家数は21,440軒，至近5ケ年間の電力需要の伸び率は8.3%/年である。

PECO電力会社の1979年の発電実績および需要家別売電々力量をTable 4－1に示す。PECO電力会社は将来の電力需要の増加に対しては，既にNAPOCORのDingle ディゼル発電所と連系しているLa Paz変電所より受電することとしており，発電設備の増設計画はない。

パナイ島はビサヤス地域内の米の生産量の45%を占め，Iloilo県を中心に米作地帯が，又北部には砂糖プランテーションが広がっている。既存の自家用発電設備の大部分は精糖工場のそれであり，設備出力は約20MWである。これら精糖工場の発電設備は老朽化しておりNAPOCORの電力系統よりの受電を希望しているが，NAPOCORによる電力供給は電力コストの比較からみて徐々にしか増加しないと思われる。

Iloilo市を除く地域の電力供給はILECOⅢを除き5ケ所の電化組合によって行われている。この地域の電化率は20%程度と想定され又1需要家当りの消費電力量は52kWh/月と想定される。パナイ島の全人口は1979年時点で2,053千人と想定されておりそのうちIloilo市に271千人（13.2%）が住んでいる。1970年および1975年に実施された国勢調査の結果によれば，Iloilo市の人口増加率は2.7%，その他地域のそれは2.0%である。

Table 4-1 Power Demand of Panay Island in 1979

	Unit	PECO	CAPELCO
Installed capacity	kW	23,174	14,750
Maximum demand	kW	16,400	9,300
Energy production	MWh	85,027	* 28,145
(1) Energy sold	MWh	68,707	11,120
Residential	MWh	22,673	5,847
Commercial	MWh	15,802	2,700
Industrial	MWh	26,795	1,073
Others	MWh	3,435	1,500
(2) No. of customers		21,440	17,968
Residential		18,542	15,792
Commercial		2,670	1,200
Industrial		177	24
Others		51	952
(3) Consumption per customer	kWh	3,205	619
Residential	kWh	1,223	370
Commercial	kWh	5,918	2,250
Industrial	kWh	151,384	44,708
Others	kWh	67,353	1,576

Note : * The figures involve energy demands of 6,281 MWh and 4,554 MWh at Aklan and Iloilo Electric Cooperatives, respectively.

(2) ネグロス島

ネグロス島の電力需要の中心地はBacolod市とその周辺である。この地域への電力供給は，電化組合の一つであるCENECOによって行われており，1979年の最大電力は18.6MW，需要家数は25,020軒，至近5ケ年間の電力需要の伸び率は6.0%/年と推定される。

CENECO電化組合の1979年の発電実績および需要家別売電々力量をTable 4－2に示す。Bacolod市周辺の電力需要の増加に対しては1980年末に現地に繋留されるNAPOCORの発電船（32MW）によって賄われる予定であり，特に発電設備の増設計画はない。

ネグロス島はネグロス・オクシデンタル県とネグロス・オリエンタル県に分けられるが前者は砂糖産業を中心として活況を呈しているのに反して，後者は平地にめぐまれず殆んどみるべきものがないが例外的にBais周辺には砂糖プランテーションがみられる。既存の自家用発電設備の大部分は精糖工場のそれであり設備出力は約117MWである。これら精糖工場の発電設備はかなり古い設備が多いが，NAPOCORによる電力供給は電力コストの比較からみて徐々にしか増加しないと思われる。

ネグロス島は5つの地域に分けられ，夫々電化組合によって需要家に電力供給が行われている。すなわちパナイ島のPECO電力会社，或いはセブ島のVECO電力会社のような私企業の電力会社は存在しない。なおネグロス島にはNAPOCORが所有するAmlan水力（0.8MW）およびAmlanディゼル（11.0MW）があるがこれらの発生電力はNORECO IおよびNORECOII電化組合に卸売されている。

ネグロス島のBacolod市周辺を除く他地域の電化率は10%程度と想定され，又，1需要家当りの消費電力量は115kWh/月と想定される。ネグロス島の全人口は1979年時点で2,324千人と想定されており，そのうちBacolod市とその周辺に427千人（18.4%）が住んでいる。1970年および1975年に実施された国勢調査の結果によればBacolod市の人口増加率は3.8%，その他地域のそれは3.4%である。

(3) セブ島

セブ島の電力需要の中心はCebu市とその周辺である。この地域への電力供給はビサヤス電力（VECO）が電力供給を行っており，1979年の最大電力は70.8MW，需要家数は73,570軒，至近5ケ年間の電力需要の伸び率は8.9%である。

VECO電力会社の1979年の発電実績および需要家別売電々力量をTable 4－3に示す。VECO電力会社は将来の電力需要増に対しては既にNAPOCORのNagaディーゼル発電所と連系しているBanilad変電所より受電することとなっている。（VECOはセブ島の南Argaoに石炭火力55MWの建設を計画しているが，その具体化については，大統領令Presidential Decree No. 40との関係で疑問視する人々が多い。その他には発電設備の拡張計画はない。）

セブ島はビサヤス地域の中心であり，消費物資の集散地，或いはこの地域の主要生産物

Table 4-2 Power Demand of Negros Island in 1979

	Unit	CENECO	NORECO II
Installed capacity	kW	29,750	-
Maximum demand	kW	18,550	2,660
Energy production	MWh	*1 94,792	13,310
(1) Energy sold	MWh	70,655	*2 (12,204)
Residential	MWh	33,876	(5,244)
Commercial	MWh	12,266	(4,932)
Industrial	MWh	20,832	(840)
Others	MWh	3,681	(1,188)
(2) No. of customers		25,022	8,842
Residential		22,009	7,075
Commercial		2,607	1,607
Industrial		146	7
Others		260	153
(3) Consumption per customers	kWh	2,824	1,380
Residential	kWh	1,539	741
Commercial	kWh	4,705	3,069
Industrial	kWh	142,685	120,000
Others	kWh	14,158	7,675

Note : *1 The figures involve energy demands of 6,178 MWh for VRESCO Electric Cooperative.

*2 The figures in parenthesis indicate energy demands estimated based on Dec. '79 billing of NORECO II.

の一つであるココナツの2次生産物であるコプラ，乾燥ココナツ，ココナツオイルおよびココナツミールの加工地でもある。又セブ島の西側すなわちネグロス島側に面する地域に世界でも有数の銅鉱山がある。既存の自家発電設備の総設備出力は約158MWでその大部分は上述のAtlas銅鉱山が所有する火力発電設備（103MW）である。この外にはApoセメント，サンミィーゲル・ビール工場，General Milling製粉工場，Ludo-Luym工場等が自家発電設備を所有している。これらの自家発電設備は全て火力発電設備（ディゼル又

Table 4-3 Power Demand of Cebu Island in 1979

	Unit	VECO	CEBECO I
Installed capacity	kW	59,250	1,000
Maximum demand	kW	*70,800	*1,300
Energy production	MWh	*337,208	*3,264
(1) Energy sold	MWh	282,338	2,448
Residential	MWh	70,937	1,320
Commercial	MWh	47,801	408
Industrial	MWh	152,170	-
Others	MWh	11,430	720
(2) No. of customer		73,578	4,358
Residential		64,511	4,121
Commercial		6,585	166
Industrial		662	-
Others		1,820	71
(3) Consumption per customers	kWh	3,837	562
Residential	kWh	1,100	320
Commercial	kWh	7,259	2,457
Industrial	kWh	229,864	-
Others	kWh	6,280	10,141

Note : * The figures involve demands provided by NPC's Naga Diesel Power Plant.

はスチーム)であり，NAPOCORより低廉な電力が供給されれば，これら需要家の電力需要をNAPOCORの電力需要として組込むことは可能であるが，電力コストとの比較および自家発電設備の現状からみて徐々に組込むことが妥当である。

セブ市およびその周辺を除く地域の電力供給は，地域を3ケ所に分け夫々電化組合によって電力供給が行われる。現状ではNAPOCORの電力系統と接続されているCEBECO Iのみが電力供給を行っている。CEBECO Iの供給対象地域の電化率は10%で，1需要家当りの消費電力量は47kWh/月である。

セブ島の全人口は1979年時点で1,580千人と想定されており，そのうちCebu市とその周辺に778千人(49.2%)が住んでいる。1970年および1975年に実施された国勢調査の

結果によればセブ市の人口増加率は2.5％，その他地域のそれは1.7％である。

(4) レイテ島

レイテ島の電力需要の中心はTacloban市とその周辺である。この地域への電力供給の責任はLEYECOⅡ電化組合が有しているが，電力需要の大部分は隣接するDORELCO（旧名称はLEYECOⅠ）電化組合が有するディゼル発電所の電力によって賄われており，1979年の最大電力は4.1MW，需要家数は12,350軒，至近5ヶ年間の電力需要の伸び率は推定7.0％／年である。

LEYECOⅡ電化組合の1979年の発電実績（大部分はDORELCOよりの購入電力）および需要家別売電々力量をTable 4－4に示す。LEYECOⅡ電化組合は将来の電力需要増に対してはDORELCO電化組合からの受電および1983年に完成するTongonan地熱発電所（112.5MW）からの受電を予定しており発電設備の拡張計画はない。

レイテ島にはレイテ県と南レイテの2県があるが，南レイテの開発は比較的遅れている。レイテ島の経済活動は前述の3島のような米，砂糖の生産，加工および消費物資の集散地といったような顕著なものはない。しかしOrmoc市周辺の平野に広がる砂糖プランテーションが例外的にみられる。既存の自家発電設備の総設備出力は約16.2MWでBIOPHIL，FILMAG，Ormocの砂糖工場等が所有している。これらの自家発電設備は全て火力発電設備（ディゼル又はスチーム）であり，NAPOCORより低廉な電力が供給されればこれら需要家の電力需要を将来NAPOCORの電力系統に徐々に組込むことは可能である。

レイテ島は全島を7つの電化地域に分け電化が進められている。最大の電力需要地であるLEYECOⅡ電化組合のフランチャイズの電化率は58％に達するが他地域のそれは9％程度と想定され，又1需要家当りの消費電力量は61kWh／月と想定される。

レイテ島の全人口は1979年時点で1,456千人と想定されており，そのうちTacloban市とその周辺に127千人（8.7％）が住んでいる。1970年および1975年に実施された国勢調査の結果によればTacloban市の人口増加率は2.0％その他地域のそれは1.4％である。

(5) サマール島

この島の面積は，ほぼネグロス島と同じであるが，平野部が少なく又台風がしばしば襲来するといった自然環境のため経済活動も停滞ぎみである。

サマール島の電力需要は特にみるべきものはなく，サマール島最大の都市で推定15千人のCatabaloganですら最大需要は900kW程度と想定される。このCatabaloganを含めた地域への電力供給はSAMELCOⅡが行っているが，1979年の最大電力は1.1MW，需要家数は4,150軒，1978年から1979年までの電力需要の伸び率は推定7.0％である。SAMELCOⅡは現在隣接するSAMELCOⅠのCalbayog市および東サマールのTaftまで69kV送電線を建設中であり，これら地域への電力供給は1980年の中頃には可能となる。サマール島の電化計画はSAMELCOⅡ電化組合が有する2,500kWのディーゼル発電設備2

Table 4-4 Power Demand of Leyte and Samar Islands in 1979

	Unit	Leyte Island		Samar Island
		LEYECO II	LEYECO V	SAMELCO II
Installed capacity	kW	4,760	1,000	5,000
Maximum demand	kW	*4,035	*1,200	1,130
Energy production	MWh	*20,755	*2,386	2,358
(1) Energy Sold	MWh	15,878	2,052	1,869
Residential	MWh	5,508	695	892
Commercial	MWh	4,864	464	588
Industrial	MWh	3,521	724	89
Others	MWh	1,985	169	300
(2) No. of customers		12,347	2,784	4,153
Residential		9,769	2,329	3,526
Commercial		1,409	329	335
Industrial		125	35	1
Others		1,044	91	291
(3) Consumption per customer	kWh	1,286	737	450
Residential	kWh	564	298	253
Commercial	kWh	3,452	1,410	1,755
Industrial	kWh	28,168	20,685	89,000
Others	kWh	1,901	1,857	1,031

Note : * The figures involve demands provided by DORELCO's Power Plant

台，計5,000kWが電源設備の核となり69kV送電線が拡張される予定であるが，発電設備の拡張計画はない。

サマール島は4つの電化組合に分け電化が進められているが，SAMELCOⅡの電化率は13.7%，全島では僅か4.5%と想定される。なおSAMELCOⅡの1人当り消費電力量は38kWh/月である。サマール島の全人口は1979年時点で1,084千人と想定されており，1970年および1975年の国勢調査の結果によれば人口増加率は1.8%である。

4.3.2 電力需要想定

電力需要の現状分析をもとに算定された各島別の電化率，人口の増加傾向，需要家数とその原単位（1需要家当りの消費電力量）および将来NAPOCOR電力系統に組込まれる既存の自家用発電設備を有する需要家ならびに新規工業需要家の電力需要を考慮し下記の想定を行った。

(1) 電 化 率

1979年の各島の電化率はその島の経済活動および地勢的な条件を良く反映している。すでに述べた如くビサヤス地域の電化計画の大部分は電化組合の手で進められており，従ってこの電化計画の現状をふまえながら各島の1985年および1990年の電化率を都市部と農村部とに分けTable 4－5の如く想定した。各島の電化率にかなりの差がみられるが，

Table 4-5 Estimated Electrification Ratio in %

	1979 (Actual)	1985	1990	Annual increase
Panay				
Urban	47.8	55.0	60.0	2.1
Rural	19.9	30.0	40.0	6.6
Total	23.6	33.5	42.9	5.6
Negros				
Urban	35.1	60.0	80.0	3.3
Rural	10.0	55.0	70.0	19.4
Total	14.6	55.9	71.8	15.6
Cebu				
Urban	56.8	70.0	85.0	3.7
Rural	4.4	45.0	70.0	28.6
Total	30.2	57.4	77.7	9.0
Leyte				
Urban	58.0	65.0	70.0	1.7
Rural	8.5	40.0	60.0	19.4
Total	12.0	42.2	61.1	15.9
Samar				
Urban	13.7	25.0	30.0	7.4
Rural	2.8	15.0	20.0	19.6
Total	4.5	16.7	21.7	15.4

NEAが進めている電化組合の設立時期および電化対象地域の需要家の分布（５万分の１の地形図より）等より想定したものである。なお農村地域の電化率が５％相違することによる全体の電力需要に与える影響は各島によって異るがセブ島の場合は1.0％，サマール島の場合は4.1％である。

1990年における５島全体の電化率は1979年におけるCebu島の都市圏の電化率56.8％とほぼ同じ57.8％となる。

(2) 人口の増加

NAPOCORは1970年および1975年の人口調査をもとに農村部および都市部の人口増加率を想定し，さらにPECOおよびVECOのような私企業の電力会社および電化組合の供給範囲別に将来の人口予想を行っている。詳細はAppendix A－２に示されている。Table 4－６に各島の人口増加率を示す。

なおフィリピン共和国全体の1970年から1975年までの人口増加率は2.7％／年，ボホール島を除くビサヤス地域の人口増加率は2.1％／年であったが，今後はやゝ増加率は減少するものとNAPOCORは予想している。

(3) 需要家数および単位消費電力量

1970年および1975年の人口統計資料より地域の１戸当りの家族数を算出すると次の如くなる。

中央ビサヤス地域	：	5.71人／家
西ビサヤス地域	：	6.28人／家
東ビサヤス地域	：	5.57人／家

すなわちビサヤス地域の平均はほぼ6.0人／家とみて良い。このように地域によって多少の違いがみられるが，電力需要想定のための需要家数を算定するにあたっては将来の１需要家当りの家族数を６人と仮定し上述の人口予測と電化率との関係より1985年および1990年の需要家数を算定した。なお上述の人口統計資料によればフィリピン全体の１戸当りの家族数は5.74人でビサヤス地域はフィリピン平均よりはやゝ家族数が多いといえる。

各島の需要家数の詳細はAppendix A－２に示すが，各島別の人口と電化率および需要家数はTable 4－７の如くなる。

Table 4-6 Projection of Population by Franchise Area

Unit : 10^3

	Estimated population			Annual increase (%)
	1979	1985	1990	
a) Panay				
PECO	271	314	347	2.27
Other cooperatives	1,782	1,910	2,007	1.09
Total	2,053	2,224	2,354	1.25
b) Negros				
CENECO	427	453	471	0.90
Other cooperatives	1,897	2,031	2,132	1.06
Total	2,324	2,484	2,603	1.03
c) Cebu				
VECO	778	883	952	1.85
Other cooperatives	802	890	921	1.26
Total	1,580	1,773	1,873	1.56
d) Leyte				
LEYECO II	127	134	139	0.82
Other cooperatives	1,329	1,400	1,454	0.82
Total	1,456	1,534	1,593	0.82
e) Samar				
SAMELCO II	255	273	292	1.24
Other cooperatives	829	878	937	1.12
Total	1,084	1,151	1,229	1.15
f) Grand total	8,497	9,166	9,652	1.16

Table 4－1 から Table 4－4 にみられる如く都市部の 1 需要家当りの消費電力量と農村部のそれとではかなりの差がみられる。これは都市部の電力需要家の中には大口の工業需要家或いは一般需要家と比較して電力消費の多い商業需要家の需要家数が農村地域と比較して多いことに起因する。調査団は各島を代表する都市部および農村部に電力を供給している電力会社或いは電化組合の 1 需要家当りの消費電力量を算定し，上述の予想需要家数（都市部と農村部とに需要家数は区分した）に乗じて需要家端の消費電力量を算定した。詳細は Appendix A－2 参照され度い。

Table 4－8 に各島別の都市部および農村部の 1 需要家当りの消費電力量を示す。

Table 4-7 Number of Customers by Island

		1979 (Actual)	1985	1990	Annual increase (%)
Panay					
Population	(10^3)	2,053	2,224	2,354	1.25
Elec. ratio	(%)	23.6	33.5	42.9	5.6
No. of customers	(10^3)	80.7	124.3	168.5	6.9
Negros					
Population	(10^3)	2,324	2,484	2,603	1.03
Elec. ratio	(%)	14.6	55.9	71.8	15.6
No. of customers	(10^3)	56.5	231.5	311.5	16.8
Cebu					
Population	(10^3)	1,580	1,773	1,873	1.85
Elec. ratio	(%)	30.2	57.4	77.7	9.0
No. of customers	(10^3)	79.5	169.7	242.4	10.7
Leyte					
Population	(10^3)	1,456	1,534	1,593	0.82
Elec. ratio	(%)	12.0	42.2	61.1	15.9
No. of customers	(10^3)	29.2	107.8	162.1	16.9
Samar					
Population	(10^3)	1,084	1,151	1,229	1.15
Elec. ratio	(%)	4.5	16.7	21.7	15.4
No. of customers	(10^3)	8.4	32.1	44.4	16.3
Total					
Population	(10^3)	8,497	9,166	9,652	1.16
Elec. ratio	(%)	18.0	43.6	57.7	11.2
No. of customers	(10^3)	259.3	665.4	928.9	12.5

原単位（１需要家当りの消費電力量）の都市部の伸び率については過去の実績を参考とし又農村部については，第３章"電気事業の現状と将来"において述べた如く，電化組合の運転開始初年度の１ケ月の１需要家当りの消費電力量 38kWh（１年間で 408kWh）は10年後に 91kWh（１年間で 1,092kWh）に増加するものとして算定した。なおネグロス島の農村部の原単位は他島のそれと比較して高いが，これは農村電化の歴史が他島と比較して古く，かつ電力需要家の平均収入が高いことによるものと思われる。

Table 4-8 Energy Consumption per Customer

Unit : kWh/year

	1979 (Actual)	1985	1990	Annual increase (%)
Panay				
Urban	3,205	3,310	4,220	2.5
Rural	619	890	1,170	5.9
Negros				
Urban	2,824	3,780	4,820	4.9
Rural	1,380	1,850	2,360	5.0
Cebu				
Urban	3,837	5,140	6,560	5.0
Rural	562	830	1,090	6.2
Leyte				
Urban	1,286	1,720	2,190	4.9
Rural	737	990	1,260	5.0
Samar				
Urban	450	800	1,150	8.9
Rural	–	710	1,090	8.9

(4) 新規工業需要家

NAPOCOR電力系統に新しく組込まれる工業需要家については年度別，各島別にNAPOCORにより調査されている。その詳細はAppendixA－2に示されるが，一部の電力需要（特にレイテ島のPasar工業地域に進出が予定されている銅精錬工場或いはネグロス島の銅鉱山開発に伴う電力需要等）は2～3年の遅れが予想される。しかし新規工業需要家の電力需要は1985年の時点では全てNAPOCOR電力系統に組込むことが可能と判断した。

なおこれらの電力需要のうち一部は既存の工業需要家（砂糖工場等）で発電設備の老朽化に伴ないNAPOCORの電力需要に徐々に組込むことは可能である。Table 4－9に各島別の新規工業需要を示す。

Table 4-9 New Industrial Demand by Island

	1985		1990	
	MW	GWh	MW	GWh
Panay	9.6	49.9	—	55.7
Negros	60.5	251.3	—	282.1
Cebu	34.0	138.7	—	156.5
Leyte	29.4	77.4	—	97.6
Samar	3.9	23.1	—	26.4
Total	137.4	540.4	—	618.3

1985年にNAPOCOR電力系統に組込まれる新規工業需要の操業率の向上による増加および1985年以降にも何らかの工業需要が予想されるが現状では具体的な資料が乏しくこの想定は困難である。しかし1985年にNAPOCOR電力系統に組込まれた新規工業需要の伸び率を2～3％想定することは妥当である。

4 電力需要想定の結果

以上述べた如く電力需要の現状分析を行って対象地域の人口動向，電化計画の現状および新規工業需要の動向等を考慮した結果次のような結論が得られた。

Table 4-10 Comparison of Power Demand Projection

Unit: GWh

	Panay		Negros		Cebu		Leyte		Samar	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
(1) Customers end										
JICA estimate	230	359	766	1,172	723	1,158	194	317	47	75
NPC estimate	260	337	1,171	1,507	1,033	1,531	519	964	55	84
JICA/NPC	0.88	1.06	0.65	0.77	0.70	0.76	0.37	0.33	0.85	0.89
(2) Generating end										
JICA estimate	307	422	1,021	1,563	904	1,448	259	422	59	94
NPC estimate	283	366	1,301	1,674	1,123	1,664	561	1,041	60	91
JICA/NPC	1.08	1.15	0.78	0.93	0.81	0.87	0.43	0.41	0.98	1.03

上表に示す如く調査団とNAPOCORの想定値との間には相違がある。需要家端での相違は電

力需要の計量地点の相違によるものである。すなわち調査団の想定した電力需要は個々の需要家の積算電力計の取付地点における電力需要であるのに対し，NAPOCORの電力需要は卸売業者として売電するための1次変電所の69kV側の電力需要である。したがって1次変電所より電力需要家までの送配電損失は含まれておらず発電端から1次変電所までの損失率を9％～10％として算定している。一方調査団の想定値は電力需要家端の電力需要であるので需要家端から発電端を想定するに当っては，現状での実績を考慮し20～25％の送配電損失を考慮した。この結果発電端におけるNAPOCORの想定値と調査団の想定値はレイテ島を除き近似となり，NAPOCORの電力需要想定値はほぼ妥当と判断される。すなわち送変電計画の立案のために必要な1985年および1990年断面の電力需要は送変電計画の立案に当って安全側であるNAPOCORの想定値を採用するものとした。

なお以上は電力量の想定結果であるが，最大電力については過去の年負荷率および新規工業需要の動向を考えるとNAPOCORの想定値は妥当と判断される。第5章 連系送変電計画および第7章 電力系統解析で用いられる最大電力はTable 4－11に示す値であり，1次変電所或いは2次変電所の電力需要は上述の最大電力から送電損失および火力発電所の所内損失を差引いて決められたものである。

レイテ島の電力需要想定値が調査団とNAPOCORとでは大巾に違うが，この主たる原因はPasar工業団地の竣工時期の相違によるものである。Table 4－11にNAPOCORが想定した各島別および年度別電力需要を示す。

Table 4-11-(1) Load Pick-up Forecast of Panay-Negros-Cebu Grid

Year	Panay Grid				Negros Grid				Cebu Grid				Total				
	Customer level	Generation level			Customer level	Generation level			Customer level	Generation level			Customer level	Generation level			
	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	
1974	58.5	9.5	63.6	76	98.0	19.6	105.7	62	168.5	37.8	208.9	63	325.0	66.9	378.2	65	Actual record
1975	66.2	10.6	71.9	77	107.6	20.9	115.9	63	181.9	40.5	220.8	51	355.7	72.0	408.6	65	
1976	73.8	13.9	80.2	66	109.3	20.8	117.8	65	191.4	43.6	238.5	62	374.5	78.3	436.5	64	
1977	83.5	18.7	90.7	55	90.0	16.8	97.5	66	249.0	64.0	301.6	54	422.5	99.5	489.8	56	
1978	97.1	20.5	105.5	59	125.8	26.1	139.6	61	389.0	72.0	452.6	72	611.9	118.6	697.7	67	
1979	105.0	23.0	114.0	57	134.0	27.0	145.0	61	389.6	73.0	453.0	71	628.6	121.0	712.0	67	
1980	183.0	41.0	199.0	55	146.0	28.0	160.0	65	438.0	80.0	509.0	73	767.0	146.0	868.0	68	
1981	199.0	43.0	216.0	57	196.0	42.0	214.0	58	571.0	105.0	621.0	68	966.0	186.0	1,051.0	65	
1982	215.0	46.0	234.0	58	410.0	83.0	445.0	61	757.0	137.0	823.0	69	1,382.0	261.0	1,502.0	66	
1983	232.0	49.0	252.0	59	745.0	141.0	827.0	67	873.8	152.0	950.0	71	1,850.8	335.0	2,029.0	69	
1984	245.0	51.0	266.0	60	958.0	177.0	1,064.0	69	948.9	164.0	1,031.0	72	2,151.9	384.0	2,361.0	70	
* 1985	260.0	54.0	283.0	60	1,171.0	215.0	1,301.0	69	1,032.7	180.0	1,123.0	71	2,463.7	440.0	2,707.0	70	
1986	275.0	57.0	299.0	60	1,238.0	226.0	1,375.0	69	1,123.0	192.0	1,221.0	73	2,636.0	466.0	2,895.0	71	
1987	290.0	59.0	315.0	61	1,305.0	238.0	1,450.0	70	1,215.9	208.0	1,322.0	73	2,810.9	495.0	3,087.0	71	
1988	305.0	61.0	332.0	62	1,370.0	249.0	1,521.0	70	1,316.8	225.0	1,431.0	73	2,991.8	525.0	3,284.0	71	
1989	322.0	64.0	350.0	62	1,439.0	261.0	1,598.0	70	1,419.6	240.0	1,543.0	73	3,180.6	554.0	3,491.0	72	
* 1990	337.0	67.0	366.0	62	1,507.0	276.0	1,674.0	69	1,530.6	255.0	1,664.0	74	3,374.6	586.0	3,704.0	72	
1991	350.0	70.0	381.0	62	1,567.0	287.0	1,741.0	69	1,622.4	270.0	1,763.0	74	3,539.4	614.0	3,885.0	72	
1992	364.0	74.0	396.0	61	1,630.0	299.0	1,811.0	69	1,719.8	287.0	1,870.0	74	3,713.8	647.0	4,077.0	72	
1993	379.0	78.0	412.0	60	1,695.0	310.0	1,883.0	69	1,823.0	304.0	1,982.0	74	3,897.0	678.0	4,277.0	72	
1994	394.0	81.0	428.0	60	1,763.0	323.0	1,958.0	69	1,932.3	322.0	2,101.0	74	4,089.3	712.0	4,487.0	72	
1995	410.0	86.0	445.0	59	1,833.0	336.0	2,037.0	69	2,048.3	341.0	2,227.0	74	4,291.3	748.0	4,709.0	72	
Annual increase (%)																	
'74 to '78	13.5	21.2	13.5	-	7.2	7.4	7.2	-	23.3	17.5	21.3	-	17.1	15.4	16.5	-	
'78 to '95	8.8	8.8	8.8	-	17.1	16.2	17.1	-	10.3	9.6	9.8	-	12.1	11.4	11.9	-	

Note : Source : SPD-CORPLAN 9-7-79/tgi of NPC Report

Integration of Negros, Panay, Cebu by 1984

Diversity factor = 1.02

* Power demand and energy for 1985 and 1990 were crossly checked by JICA Survey Team (Refer to Table A-1).

Table 4-11-(2) Load Pick-up Forecast of Leyte-Samar Grid

Year	Leyte Grid				Samar Grid				Total				
	Customer level	Generation level			Customer level	Generation level			Customer level	Generation level			
	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	Energy (GWh)	Demand (MW)	Energy (GWh)	L. F. (%)	
1974													
1975													
1976													
1977	3.1	0.6	3.3	60					3.1	0.6	3.3	60	Actual record
1978	3.2	0.6	3.3	60					3.2	0.6	3.3	60	
1979	5.1	1.1	6.0	60					5.1	1.1	6.0	60	
1980	7.1	1.5	7.7	59					7.1	1.5	7.7	59	
1981	109.8	20.8	118.6	65					109.8	20.8	118.6	65	
1982	119.1	24.6	128.6	60					119.1	24.6	128.6	60	
1983	265.2	63.5	286.4	51					265.2	63.5	286.4	51	
* 1984	404.2	66.1	436.5	75	33.1	6.2	35.8	66	437.3	72.3	472.3	75	
1985	519.2	77.9	560.7	82	55.3	12.3	59.8	55	574.5	90.2	620.5	79	
1986	536.5	80.8	579.4	82	59.4	13.4	64.2	55	595.9	94.2	643.6	78	
1987	624.5	93.1	674.5	83	65.8	14.1	71.0	57	690.3	107.2	745.5	80	
1988	714.2	105.7	771.3	83	71.5	15.8	77.3	56	785.7	121.5	848.6	80	
* 1989	803.1	118.1	867.3	84	77.6	17.1	83.9	56	880.7	135.2	951.2	80	
1990	963.5	139.8	1,040.6	85	84.2	18.5	90.9	56	1,047.7	158.3	1,131.5	81	
1991	1,053.6	152.8	1,137.9	85	91.3	20.0	98.6	56	1,144.9	172.8	1,236.5	82	
1992	1,147.7	166.1	1,239.5	85	99.2	21.6	107.2	57	1,246.9	187.7	1,346.7	82	
1993	1,173.8	170.6	1,267.7	85	107.4	23.4	116.0	57	1,281.2	194.0	1,383.7	81	
1994	1,196.0	174.5	1,291.7	84	116.8	25.2	126.1	57	1,312.8	199.7	1,417.8	81	
1995	1,220.3	178.5	1,317.9	84	126.7	27.1	136.9	57	1,347.0	205.6	1,454.8	81	
Annual increase (%)													
'78 to '95	41.8	40.2	42.2	-	-	-	-	-	42.7	41.0	43.1	-	
'84 to '95	10.6	9.5	10.6	-	13.0	14.3	13.0	-	10.8	10.0	10.8	-	

Note : Source : Revised SPD-CORPLAN 9-1-79/eah of NPC Report

* Power demand and energy for 1985 and 1990 were crossly checked by JICA Survey Team (Refer to Table.A-1).

第5章　連系送変電計画

第 5 章　連系送変電計画

第5章　連系送変電計画

5.1　電力系統の現状と基本的考察

ビサヤス地域の電力系統は各島それぞれ独立した小規模な系統からなっている。それらの系統は小容量のディゼル発電機で69kVあるいは13.8kVの送電線を介して近傍の市町村へ供給するのが一般的な形となっている。島内のこれら送配電系統の大部分は連系されていない。したがって電力原価は割高にならざるを得ず，このことが大型産業の立地は勿論，一般電力需要の伸びもあまり期待できない理由となっている。

しかしながら，さいわいビサヤス地域は地熱エネルギーに恵まれているので，この開発によって安定かつ低廉な電力が得られれば，この地域の飛躍的な発展が期待できる。水力の開発計画（ボホール島を含む）は1993年までに145MWであり，石炭については5.1億トンの推定炭量があるが，その開発の経済性についてはまだ充分立証されていない。

電源の開発にあたっては極力大型化してスケールメリットを追求すること，またビサヤス全体で国産エネルギー（地熱，水力，石炭）を有効活用し，石油の消費を節約することが基本的に重要なことである。その為には系統規模を大きくし各系統間で電力の輸送が自由にできることが必要である。すなわち島内及び島間を強固に連系することがそれである。

連系をすれば上記の効果のほか，供給予備力の節減，定期補修時期の合理的選定，運転予備力（Spinning Reserve）の節減，周波数及び電圧変動巾の縮少などの効果がある。そして各島を電気的に結ぶことは経済的な効果だけでなく島民の心を結ぶ効果もあるといえよう。事実この線にそってNAPOCORは大容量の地熱及び石炭火力の建設を推進するとともに，パナイ・ネグロス・セブ連系の早期実現を目指している。レイテ・サマール連系については，NAPOCORは木柱1回線送電線を計画しており，日本からの借款が供与されることになっている。

5.2　パナイ・ネグロス・セブ電力系統

5.2.1　電力需給

1985年および1990年における3島の需給状況を概観すると以下の通りである。

(1)　パナイ電力系統

パナイの需要は1985年に54MW，1990年に67MWと比較的小さく3島合計の10％強にすぎない。精糖工場を除けば特に目立つ産業需要もなくIloilo市及び海岸線に点在する市町村の電灯負荷が主体である。

一方電源は1985年までDingle及びPanitanのディゼル発電所のみであり，これだけでは需要を充足できず，連系線でネグロス側より受電する予定である。

すなわち，すでにネグロスとの連系を見込んでPanitan-Dingle-Sta.Barbara間は138 kV送電線（木柱1回線）が建設され，このうちPanitan-Sta.Barbara間は69kVで運用されている。

3島連系が完成すれば1980年代後半はパナイ島の石炭火力および水力の開発により他島へ電力を送電することができる。

(2) ネグロス電力系統

ネグロスの需要は1985年に215 MW，1990年に276 MWとセブの電力需要規模にほぼ等しい。このうちSipalayにおけるMarinduque Mining and Industrial Corporation(MMIC), Lepanto Consolidated Mines（LCM）およびConstruction & Development Corporation of the Philippines Mining Co.（CDCP）のMining需要が約100 MWを占めている。次いでBacolod市の需要が多い。この様にネグロス・オクシデンタルに需要が集中するのに対し，ネグロス・オリエンタルは海岸線に点在する市町村の負荷のみで，ネグロス全体の10％以下にすぎない。

一方80年代前半に開発されるPalimpinon地熱発電所はネグロス・オリエンタルに位置している。ネグロス・オクシデンタルにも地熱火力，水力，石炭火力の計画があるがその開発予定は80年代の後半である。この様にネグロスの需要分布および電源分布ならびに電源の開発順序からみてもオクシデンタルとオリエンタルの連系を急ぐ必要があると同時に，非石油の余剰エネルギーを他島，特にセブ島へ送ることが重要である。

(3) セブ電力系統

セブの需要は，1985年に180 MW，1990年に255 MWと想定されており，ネグロスと同程度の規模である。主な需要はセブ市地域とSigpitのAtlas Consolidated Mining & Development Coroporation（ACMDC）で全体の70％程度を占めている。

セブはビサヤスでは最も古くから発展してきたところで電力系統もすでに138 kVが導入されている。しかし電源は需要の増加に合わせて小容量のディゼルを主体に開発されてきた。またネグロスのように地熱エネルギーにも恵まれていない。その結果1990年においてもディゼルの占める割合は50％を超えている。他島との連系によって非石油エネルギーを受ければディゼルを予備力化でき，石油を節約することができる。

(4) 3島連系電力系統

パナイ，ネグロスおよびセブの3島間の連系は138 kV海底ケーブルおよび138 kV架空送電線によって連系され3島の電力系統は単一の電力系統として運用される。パナイ，ネグロスおよびセブを合計した需要は1985年に約450MW，1990年に約600MWに達するものと予想される。

電源は銘板出力で1985年に約600MW，1990年に約840MWである。このうち非石油エネルギー電源（地熱，石炭，水力）は1985年に約290 MW，1990年に約550MWあり，80

年代後半にはディゼル発電所の運転を減らすことができディゼルユニットを予備力にまわすことができる。2台ある発電船は3ケ所の繋留点すなわちBacolod（ネグロス島），Naga（セブ島），Isabel（レイテ島）から適宜に電力系統へつながれビサヤス共通の供給力としてその効果を発揮することになろう。

Table 5－1に発電設備の年度別投入計画を，Teble 5－2に1985年および1990年における発電所の種類別出力を示す。

5.2.2 連系容量

連系の必要容量の決定にあたっては下記事項に留意した。

i） 5.2.1で述べた各島の需要分布と電源分布から138 kV基幹架空送電線および各島を連系する海底ケーブルに流れる電力潮流の大きさ。

ii） ある信頼度レベルにおける連系容量の大きさと必要供給予備力の関係。（各島の電力系統の系統容量からみて経済的な連系容量の大きさがある。）

iii） 常時の電力潮流に対し，各島の最大ユニット容量が脱落した場合の短時間過負荷に対しても充分な容量を有する海底ケーブルの選定を行う。

iv） その他考慮すべき事項として将来の不確定要素に対してフレキシビリティを持たせる意味で大きめの連系容量を見込み設備形成を指向することも重要である。

(1) 電力潮流

138 kV主幹架空送電線および138 kV海底ケーブルを流れる電力潮流の大きさと方向は設備事故を考えなくても需要の季節的，時間的な変動，発電機ユニットの定期補修あるいは電源開発の遅れなどによってかなり変化するが，連系線の送電容量を決めるために，1985年と1990年における需要想定と電源開発計画をもとに電力潮流を算出した。

電力需要は3時点すなわちピーク負荷，平均負荷，オフ・ピーク負荷を想定し，これに対応する供給力としては燃料費の安いユニットから順次負荷分担していくものとした。すなわちピーク負荷に対しては，水力，地熱，石炭火力の順に負荷分担し，それでも供給力に不足が生じる場合は，ディゼル又は発電船を運転する。

オフ・ピーク負荷に対しては，kWhに制約のあるピーク用水力が利用できないので，負荷分担の優先順位は，地熱，石炭火力，ディゼルまたは発電船の順とした。

上記の基準によって算定された潮流をFig 5－1に示す。これによると潮流の大きさと方向がかなり変化することがわかる。

パナイ－ネグロス間の電力潮流は，1985年でネグロスからパナイ向けに約30 MW，1990年では逆向けに同じく30 MW程度である。ネグロス・セブ間のそれはいずれもネグロスからセブ向けに，1985年では約10 MW，1990年で約80 MWである。

上記の潮流は海底ケーブルを流れることになる。一方ネグロス島を横断する138 kV架

Table 5-1 Generation Expansion Program (Panay-Negros-Cebu Grid)

(MW)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Panay	Dingle Diesel 4 x 7.3 MW Panitan Diesel 2 x 5.5 MW						Panay Thermal 1 x 55 MW				Aklan Hydro 2 x 10 MW
Negros	Amlan Hydro 2 x 0.8 MW Amlan Diesel 2 x 5.5 MW Talisay Diesel 2 x 5.5 MW 1 x 3.6 MW CENECO pick up 22.45 MW	Palimpinon Geothermal 2 x 1.5 MW Power Barge 4 x 8 MW	Sipalay Diesel 2 x 18 MW	Palimpinon Geothermal 3 x 3.75 MW	CENECO Retire (-) 9 MW	Negros Thermal I 1 x 55 MW		Bago Hydro 1 x 10 MW 1 x 50 MW	Negros Thermal II 1 x 55 MW	Mambucal Geothermal 1 x 37.5 MW	Mambucal Geothermal 1 x 37.5 MW CENECO Retire (-) 8 MW
Cebu	Cebu Diesel I 7 x 7.3 MW VECO Pick up 59.3 MW	Cebu Diesel II 3 x 18 MW Power Barge 4 x 8 MW Naga Thermal I 1 x 55 MW VECO Retire (-) 9 MW		VECO Retire (-) 13.5 MW	Naga Thermal Thermal II 1 x 55 MW				VECO Retire (-) 15 MW		
Total Installed Capacity (MW)	199.45	366.45	402.45	501.45	547.45	602.45	657.45	717.45	757.45	794.95	844.45

Table 5-3 Generation Expansion Program (Leyte-Samar Grid)

(MW)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Leyte	Tongonan Geothermal 1 x 3 MW	Power Barge 4 x 8 MW	Tongonan Geothermal 3 x 37.5 MW		Tongonan Geothermal 1 x 37.5 MW		Tongonan Geothermal 1 x 37.5 MW			Tongonan Geothermal 1 x 37.5 MW	
Samar								Catubig Hydro 2 x 15 MW			
Total Installed Capacity (MW)	3	35	147.5	147.5	185	185	222.5	252.5	252.5	290	290

Table 5-2 Installed Capacity devided into Type of Power Plants in 1985 and 1990 in Panay-Negros-Cebu Grid

Unit: MW & ( ) in %

Year	Grid	Hydro	Geothermal	Coal-fired thermal	Diesel	Total
1985	Panay	-	-	-	40.2	40.2 (6.7)
	Negros	0.8	115.5	55.0	107.05	278.35(46.2)
	Cebu	-	-	120.0	163.9	283.9 (47.1)
	Total	0.8(0.1)	115.5(19.2)	175.0(29.0)	311.15(51.7)	602.45(100.0)
1990	Panay	20.0	-	55.0	40.2	115.2 (13.6)
	Negros	60.8	190.5	110.0	99.05	460.35(54.5)
	Cebu	-	-	120.0	148.9	268.9 (31.8)
	Total	80.8(9.6)	190.5(22.6)	285.0(33.7)	288.15(34.1)	844.45(100.0)

空送電線である Pulupandan－Kabangkalan－Amlan 送電線 Kabangkalan～Amlan 間に最大潮流がみられ，その値は 90 MW と想定される。

(2) 連系容量と必要保有予備力

系統の必要予備力は，その電源構成がわかれば供給信頼度の考え方によって決めることができる。NAPOCOR の基準は必要予備力として系統の最大ユニット又は系統規模の 15～20％に等価な量のいずれか大きい方を保有することとしている。

ここでは連系系統における必要予備力が単独系統におけるそれと比較してどの程度連系容量の大きさによって節減できるかを算定することとした。その為供給信頼度として供給力の不足確率を採用した。計算結果によれば 1.0 day/month（最大需要を示す月の供給不足日数）が NAPOCOR の基準に近いのでこれをもって目標信頼度とした。くわしくは第7章系統解析を参照されたい。

第7章の結果からもわかる様に連系容量が 50 MW 以上（小系統側系統容量の 20 ％）になると予備力節減量は飽和する傾向にあることがわかる。従ってこの観点から見る限り，連系に要する設備投資を考えて 50 MW 程度が経済的な連系容量と考えた。

(3) 各島間の海底ケーブルの連系容量

i)，ii) から連系容量としては，パナイ～ネグロス間は 50 MW 程度までを，ネグロス～セブ間は 100 MW 程度までを考えておけばよいことになる。138 kV 海底ケーブルの容量はこの連系容量を確保できるものでなければならない。