

No. 11

マイケル
フィッシュ作成

フィリピン共和国

レイテ送電線計画

事前調査報告書

1981年1月

国際協力事業団

鉦計資

J R

81-11D



フィリピン共和国

レイテ送電線計画

事前調査報告書

JICA LIBRARY

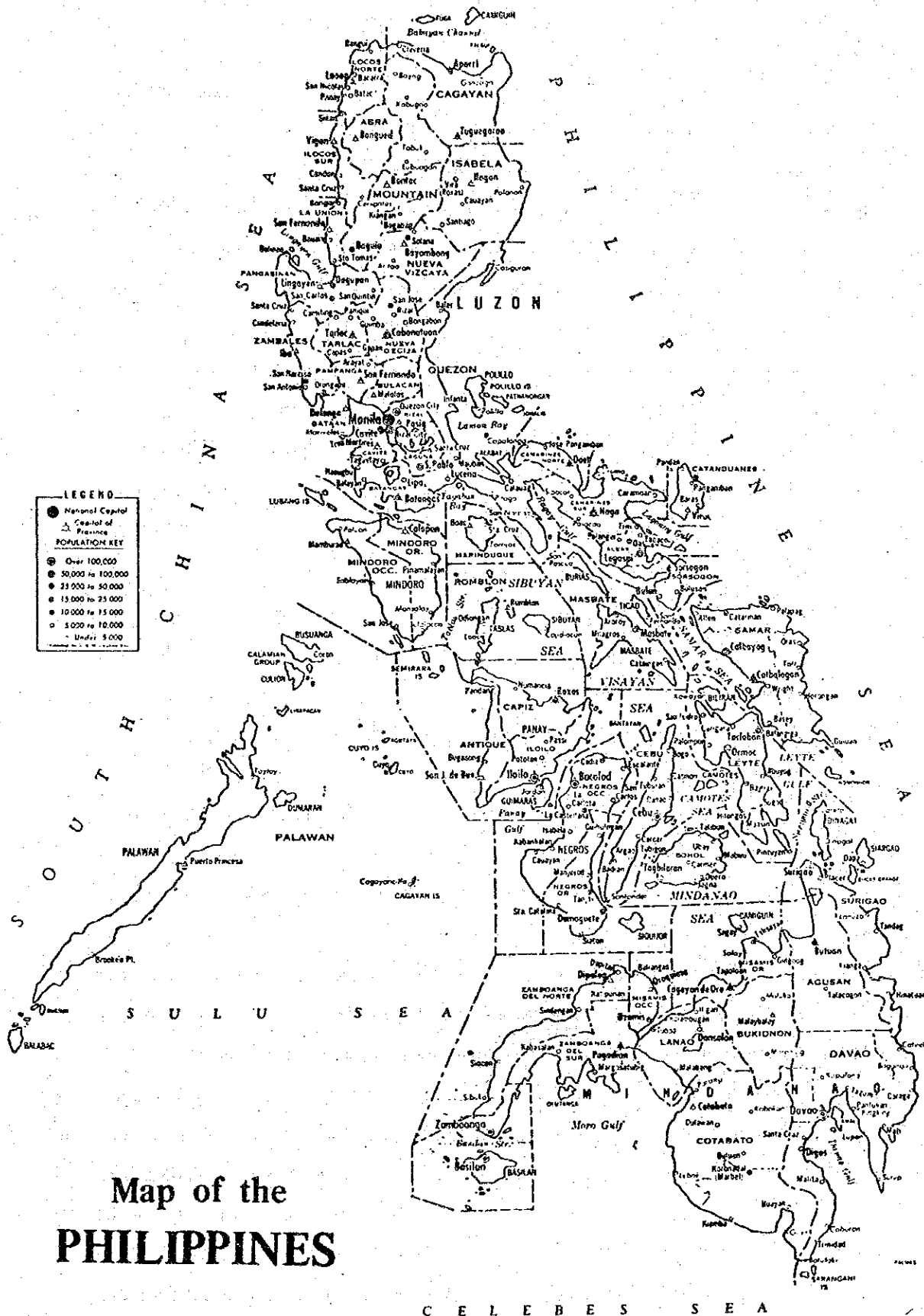


1045989[9]

1981年1月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'84. 3. 22	1/8
		64.4
登録No.	01374	MPN



Map of the
PHILIPPINES

C E L E B E S S E A

目 次

フィリピン共和国地図	
I. 調査団の構成	1
II. 調査日程	2
III. 調査結果	3
1. フィリピン共和国のエネルギー事情	3
2. ルソン島並びにレイテ, サマル島の電力需給	3
(1) 電力需要の現状と将来予想	3
(2) 電源設備の現状と将来計画	4
(3) 電力系統の現状と将来計画	6
3. レイテ送電線計画の内容	8
4. 本送電線計画の評価	10
(1) 需給関係	10
(2) 技術関係	10
(3) 経済性	11
(4) 送電線ルート	11
(5) その他	12
5. フィージビリティ (F/S) 調査項目	14
IV. 添付資料	15
1. Implementing Arrangement	17
2. Summary Report	33
3. Report on the Reconnaissance Trip	38
V. 参考資料	47
1. National Energy Consumption (1978, 1979)	49
2. Exploration, Development and Production Expenditure (1978, 1979)	50
3. Number of Establishment by Major Industry Division and by Region (1975)	51
4. Population and Land Area by Region (1976)	54
5. Visaya Grid Generation Expansion Program	55
6. Luzon Grid Generation Expansion Program	56
7. Luzon Grid Revised Accelerated Program	57
8. 送電系統展開図 (1979~1988)	58
9. Transmission Line Expansion Program (Leyte, Samar, Luzon)	75

I. 調査団の構成

団 長	高橋三千夫	国際協力事業団	鉱工業計画調査部		
団 員	松島健	東電設計株式会社	電気本部	電気第3部	部長
"	河村正剛	東電設計株式会社	電気本部	電気第2部	部長
"	大内田敏行	東電設計株式会社	電気本部	電気第3部	部長代理

Ⅱ. 調 査 日 程

日順	月 日	曜日	行 程	調 査 内 容
1	12月 7日	日	新東京→マニラ	松島, 河村, 大内田マニラ到着
2	8	月	マニラ	日本大使館, JICA事務所, NPC表敬. NPCにて負託条項取り決め 現地調査日程打ち合せ
3	9	火	#	関係資料要請 現地調査日程取り決め
4	10	水	#	情報収集
5	11	木	マニラ→セブ→ トンナゴン→オルモック	NPC (National Power Corporation) ピサヤスオフィス訪問 トンゴナン地熱発電所見学
6	12	金	オルモック→レガスビ	地熱発電所, 変換所, 送電線ルート空中視察 NPC南ルソンオフィス訪問
7	13	土	レガスビ→マニラ	移動 内部会議
8	14	日	マニラ	高橋団長到着 内部会議, 現地調査に関する報告書作成
9	15	月	#	JICA, NPC に対して現地調査に関する報告書提出. I/A 原案をNPCに提示
10	16	火	#	I/A に関する打合せ
11	17	水	#	日本大使館及びJICAとI/A 打合せ I/A 調印 (JICAマニラ事務所立会い)
12	18	木	#	マクバン地熱発電所見学
13	19	金	#	NPCより関係資料受領, 及び挨拶 日本大使館, JICA, 内容説明及び挨拶
14	20	土	マニラ→新東京	帰国

Ⅲ 調 査 結 果

1. フィリピン共和国のエネルギー事情

原油価格の高騰に加えて原油輸入確保の困難さが増し、非産油国であるフィリピン政府当局が現在最も真剣に対策を練っているのはエネルギー問題である。

1979年に於ける同国のエネルギー消費量を用途別、種類別に大別し、石油百万バレル換算で示せば表3.1の通りとなる。

表 3.1 エネルギー消費量

単位 石油百万バレル換算

	水 力	石 油	石 炭	地 熱	原 子 力	計
電 力 用	4.8	22.2	0.3	1.1	—	28.4
非電力用	—	60.4	0.5	—	—	60.9
計	4.8	82.6	0.8	1.1	—	89.2

(注) 四捨五入により合計不合。

表3.1より分る通り全エネルギー消費量の92.6%は石油に依存しており、更にその90.7%は輸入に頼らざるを得ぬという状況に追い込まれている。(参考資料1)

同国の今後のエネルギー需要の増加率はGNPの伸長率の1.5倍に当る8%とみられており、これ以上輸入石油に依存することは困難であるとの見地から、政府は国内油田の開発と国産代替エネルギー開発に多大の努力を払い(参考資料2)、開発油田に関してはNidoに於て日産4万バレルの産出をみている。その他石炭、地熱、水力の資源開発にも多大の努力を払っているが、現在開発効果の最も早いと思われる地熱に対して大きな期待を寄せている。既にMarikban, Tiwi では合計440MWを目標に開発推進中である。

2. ルソン及びレイテ、サマルの電力需給

(1) 電力需要の現状と将来予想

現在のルソン島とレイテ、サマル島の電力需要を比較すると、前者が後者の100倍以上であり、これはルソン島マニラ都市圏に人口が集中し、また同圏内及び近郊に工場が多いことによる。(参考資料3, 4)

これにたいし、レイテ、サマル島には現在のところみるべき大口消費者は無い。

将来に関しても電力需要はルソン島のマニラ都市圏並びにその近郊に集中する傾向が続くことが予想される。

レイテ、サマル島の将来需要としては、Tongonanの南西30KmのIsabel地区にお

いて、110,000トン1年の銅精錬所が1982年8月より稼動し、更に同地区に肥料工場の建設が1983年稼動の予定で進められているが、他に特に大きい需要はない。

ルソン及びレイテ、サマル島の1990年までの電力需要予想を表3.2に掲げる。この表に示す通り、両地区の電力需要の比較倍率は年とともに減少するが、隔差は益々大きくなる。(参考資料5, 6, 7)

表3.2 ルソン及びレイテ、サマル島の電力需要予測

年	ルソン島		レイテ、サマル島	
	最大電力 MW	需要電力量 GWh	最大電力 MW	需要電力量 GWh
1979	1.960	12.010	15	49
1980	2.100	12.850	17	56
1981	2.240	13.750	19	64
1982	2.400	15.080	22	73
1983	2.565	16.140	50	188
1984	2.745	17.240	70	274
1985	2.940	18.420	80	343
1986	3.145	19.680	90	388
1987	3.365	21.030	95	430
1988	3.600	22.475	100	459
1989	3.850	24.020	110	517
1990	4.120	25.675	120	557

(2) 電源設備の現状と将来計画

NPC所管のルソン及びレイテ、サマル島の電源設備を表3.3に示す。(参考資料5,6,7)

表3.3 ルソン及びレイテ、サマル島NPC所管電源設備
(定格MW表示)

	ルソン島						レイテ、サマル島		
	水力	地熱	石炭	原子力	石油	計	地熱	バージ	計
1980	541	440	-	-	2155	3136	3	-	3
1985	1393	1045	600	620	2155	5813	453	32	485
1990	1993	1045	600	620	2155	6413	453	32	485

フィリピン政府は、国内産エネルギー資源開発の一環としてレイテ島トンゴナン地区の地熱開発をPNOC（Philippine National Oil Company）の手を進めており、NPCはPNOCが開発した蒸気による発電を分担している。

当地区では現在3 MWのパイロットプラントが稼動中であり、最大電力1.6 MW（これ以上の負荷がない）を支障なくオルモック市に供給している。

NPCは現在37.5 MW発電機3台の据付工事を進めており、第1号機は1982年8月、第2号機は同年11月、3号機は1983年2月に稼動の予定である。

PNOCに既に31本の蒸気井を掘削済みで、これについては圧力測定、蒸気の分析等を行っており、更に有望地点の掘削を鋭意推進中である。

現在までの調査結果から、NPCはトンゴナン地区のみで最終500 MW以上の電力が得られることを言明している。

NPCは、蒸気ポテンシャルを確認後、現在建設中の1～3号機に引続いて4号機から9号機までの発電設備建設を表3.4に示すスケジュールを進める予定である。

表 3.4 トンゴナン地熱発電所4～9号機建設スケジュール

	単体容量	合計出力	建設決定時期	建設開始	稼動開始
4～5号機	55MW	110MW	1981年1月	1982年1月	1984年7月
6～9号機	55MW	220MW	1982年1月	1983年1月	1985年7月

なおルソン島の今後の発電設備計画は表3.5の通りである。

表 3.5 ルソン島NPC発電設備計画

電 源	名 称	出 力 MW	稼動開始時期
石 油	Masiway (修復)	1 2 MW (1 × 1 2)	1 9 8 1年3月
水 力	Kalayaan 1 ~ 2	3 0 0 MW (2 × 150)	1 9 8 2年3月
地 熱	Tiwi 5	5 5 MW (1 × 5 5)	1 9 8 2年4月
"	Tiwi 6	5 5 MW (1 × 5 5)	1 9 8 2年7月
水 力	Magat 1 ~ 4	3 6 0 MW (4 × 9 0)	1 9 8 3年
石 炭	石炭火力 I	3 0 0 MW	1 9 8 4年
"	石炭火力 II	3 0 0 MW	1 9 8 5年
水 力	Magat 5, 6	1 8 0 MW (2 × 9 0)	"
原子力	PNPP 1	6 2 0 MW	"
地 熱	Manito 1, 2	1 1 0 MW	"
"	Tiwi 7 ~ 1 0	2 2 0 MW	"
"	Mak-Ban 5, 6	1 1 0 MW	"
"	Daklan	5 5 MW	"

(3) 電力系統の現状と将来計画

NPCの送電系統は、ルソングリッド、ビサヤグリッド及びミンダナオグリッドの三ブロックに分れており、夫々のグリッドで現在採用されている電圧階級は

ルソングリッド : 230 KV, 115 KV, 69 KV

ビサヤグリッド 138 KV, 69 KV

ミンダナオグリッド 138 KV, 69 KV

となっている。

ビサヤグリッドに属するレイテ島、サマル島のNPC送電設備としては、レイテ島のTongonan地熱発電所からOrmoc市方面に伸びている138 KV, 69 KV各1線路があるのみで、サマル島には送電線は設置されていない。(但し配電事業者Coopの69KV送電設備はある)

今後、北部ルソンの水力発電、南部ルソン並びにレイテ島の地熱発電の開発が進むにつれて、現状の送電系統では対処が困難になり、1985年~1988年にかけて、ルソングリッドに於ては基幹送電線として南北を縦断する500KV送電線の建設が計画されている。また1985年には、レイテ島の地熱発電所の電力をルソングリッドに送電する本事前調査に関連の±250KV直流送電線の建設が計画されている。

ルソン並びにレイテ、サマール系統の具体的年度展開は、参考資料8及び9に示すが、その主なものは次の通りである。

1) ルソン系統

イ. 北部系統

• 1983年

Magat水力(90 MW×4)に対応して230 KV送電線新設、並びに北部ルソン地区を既設230 KV系統に連結させるための230 KV送電線新設。

• 1985年

Magat水力増設(90 MW×2)に対応し、マニラ市周辺への送電ルート増強のため、Solano-San Manuel-San Jose間に500 KV送電線2回線新設。

• 1988年

Gened発電所(600 MW)の新設に合わせてGened-Lubuagan-Solano間に500 KV送電線2回線新設。

ロ. 南部系統

• 1980年

Tiwi地熱発電所3,4号(1980年110 MW), 同5,6号(1982年110 MW)に対応し、Legaspi-Gumaca-Malaya間の既設230 KV送電線2回線化、Tiwi-Naga間230 KV2回線送電線新設並びにKalayan変電所の新設とLegaspiからの230 KV送電線の同変電所への導入。

• 1985年

Manito地熱発電所(110 MW)並びに本計画によるTongonan地熱発電所からのマニラへの送電に対応して、Naga-Gumaca-Kalayaan間に500 KV送電線2回線の新設。

ハ. 中部系統

南、北電源の開発並びに両地区500 KV系統の拡充に対応して、San Jose-Kalayaan間に500 KV送電線2回線を新設し、南北の500 KV系統連系。

2) レイテ、サマール系統

• 1981年

Isabelのバージ発電所(32 MW)に対応し、同発電所-Isabel-Tongonan-Tunga間並びにIsabel-Palompon間に69 KV送電線1回線新設(但しIsabel-Tongonan間は138 KV設計)

• 1982年

Tongonan地熱発電所(37.5 MW×2)に対応して、Tongonan-Pasar-Isabel間

に 138KV送電線1回線並びにOrmoc-Baybay, Tongonan-Naval間に69KV送電線1回線新設。

• 1983年

Tongonan地熱発電所3号(37.5MW)に対応して、Tunaよりサマル島Wrightまで138KV送電所1回線新設(230KV2回線設計)及びWright周辺2次送電系統の整備

• 1985年

Tongonan地熱発電所増設(55MW×6)に対応して、本計画によるTongonan-サマル島経由-ルソン島Legaspi間±250KV直流送電線の新設。

3. レイテ送電線計画の内容

本計画は、レイテ島トンゴナン地区で開発推進中の地熱発電々力をルソン島需要中心地に供給するため、超高圧直流送電線により、ルソン島基幹送電系統に連系するものであり、NPCの計画概要は次の通りである。

(1) 所要送電容量

NPCは、トンゴナン地区地熱発電として最終500MWの計画を進めており、所要送電容量を400MWとしている。

(2) 送電区間

レイテ島トンゴナン地熱発電所〜ルソン島レガスビ変電所

(3) 送電線規模

1) トンゴナン地熱発電所〜ハロー交直変換所

交流 138KV 2回線 約15Km

2) ハロー交直変換所〜レガスビ交直変換所

直流±250KV 約330Km

この間San-Bernardino海峡(サマル島〜ルソン島間)約25Kmの海底ケーブル横断部がある。

3) レガスビ交直変換所〜レガスビ変電所

交流 500KV 2回線(極めて短い)

(4) 変直変換所

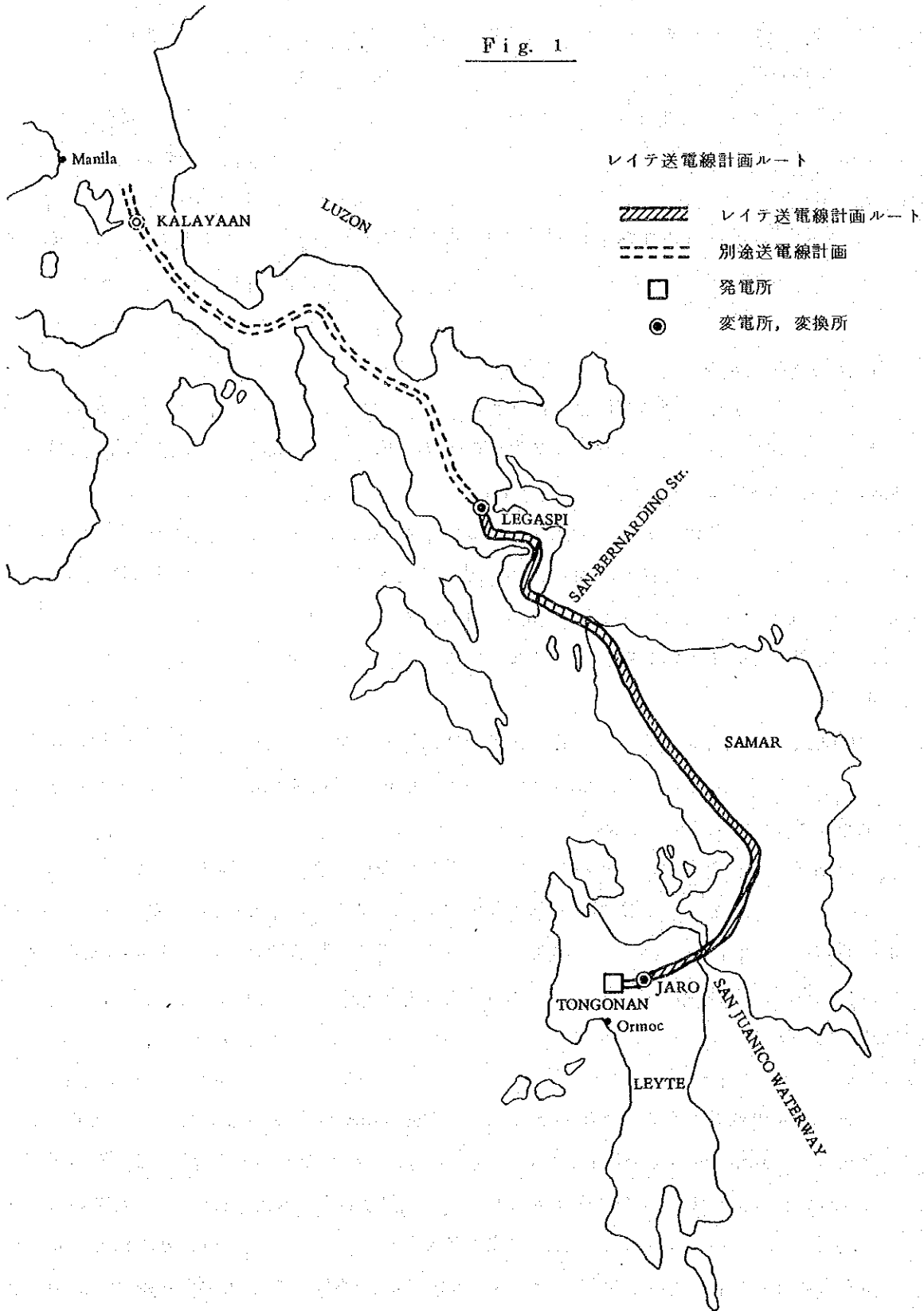
1) ハロー変換所

イ. 予 positioning: トンゴナンの東方約15Km

ロ. 電圧: AC 138KV→DC ±250KV

ハ. 変換容量: 400MW

Fig. 1



2) レガスビ変換所

- イ. 予定位置：既設レガスビ変電所構内または隣接地
- ロ. 電 圧：DC \pm 250KV \rightarrow AC500KV
- ハ. 変換容量：400MW

(5) 送電線ルート

Fig 1の通り

(6) 予 定 工 期

NPCは、トンゴナン地熱発電所4～9号の稼働予定である1985年7月迄に完成させたいとしている。

4. 本送電線計画の評価

Tongonan 発電所の最終発電規模、並びにルソン、レイテ、サマールの電力需要予測からみて、貴重な国産エネルギーの地熱余剰電力を需要中心地マニラに送電する本送電線計画は、優先度の高いものと判断する。

なおルート踏査並びにNPCより収集した資料を基に検討した結果、電気方式としては、約25Kmの海底ケーブル部分もあることを考慮して、NPC計画通り直流方式が望ましいと考える。

本送電計画にたいする検討内容は次の通りである。

(1) 需 給 関 係

項目2.(1)に示す通り、レイテ、サマールの電力需要予測は、1990年120MW程度であり、大口需要としては1982年稼働予定のIsabel銅精錬所のみであり、将来とも大きい発展は見られないと予想される。

一方首都マニラを中心としたルソン島の需要は、今後も急激な増大が見込まれている。

このため、Tongonan地熱発電所開発(最終500MW)に伴う余剰電力を、ルソン島基幹系統に送電し、ベースロード供給を行なう本計画は、“石油エネルギーから国産エネルギーへの転換”という国策にマッチしたものと見える。

(2) 技 術 関 係

1) 安 定 度

NPCが予備的に行なった計算によると、Tongonan 発電所から交流500KVで送電した場合、Tongonan-Kalayaan間が約700Kmと長距離のため、Tongonan 発電所とKalayaan 変電所間の位相角は36°となり、一般に安定度の限界の目安とされている35°を超過している。最終的には過渡安定度計算を行ないチェックしないと結論は出せないが、非常に余裕のない状態であろう。従って安定度の面からは、DC送電方式が望ましい。

2) 信 頼 度

NPCの予備的経済比較検討では、交流500KVの場合、Jaro変電所(レイテ島)～Legaspi変電所(ルソン島)間を1回線送電線とし、これを直流±250KVと比較している。この場合、交流1回線では事故時、全容量ストップするのに対し、直流±250KVは、1線事故時も残りの1線により健全時の $\frac{1}{2}$ 容量の送電が確保され、信頼度上は、DC送電方式が有利である。

3) 通信線に対する電磁誘導障害

本送電線は工事並びに保守面を配慮して可能な限り既存の道路に近接して設置した方が有利であり、この面から特にサマル島内は国道と並行して設置されることになろう。通信線が道路に沿って施設される場合(将来を含めて)、送電線との並行区間が長くなるため、交流送電にたいしては、この影響について十分な対策を講じる必要があるが、直流送電の場合は電磁誘導障害の問題は発生しない。

4) 架空線による海峡横断

レイテ島からサマル島に渡る部分で、San Jnanico海峡を横断する必要があるが、横断地点として海峡巾約1200mのGwntinguan Pointを選定することにより、設計上特別な配慮が必要とされるが、架空線による横断が可能である。

この場合、交流方式に比較して導体数の少ない直流方式が設備規模が小さく有利である。但し塩分汚損による絶縁特性の低下に対し、直流方式の場合慎重に実施する必要がある。

(3) 経 済 性

NPCの予備的検討のデータに基づいてTongonan～Legaspi間の建設費を交流、直流両者について概算した結果、直流の方が有利であるとの結論を得た。

この場合、交流は2導体1回線で検討されており、信頼度及びコロナ対策上、4導体、2回線として比較すると直流方式の経済的優位性は更に高くなり、例えば、交直変換器など直流設備の建設費に相当変動があっても、その優位性は変わらないと考えられる。

(4) 送電線ルート

ヘリコプターによりNPCで構想中の概略ルート沿いに調査した結果、建設上並びに保守上からみて特に困難な要因はなく、送電線ルートとして適切と判断される。なお調査結果の概要は次の通りである。

1) 陸 上 部 分

イ. 地形的にはレイテ島の一部(Tongonan～Jaro間)に標高700～1,000mの山脈を横過する地域があるが、その他の地域は平地ないし200～400mの丘陵地帯となっている。

ロ. 植物は平地、丘陵地は殆どココナツが植生されており、湿地帯に一部水田が点在して

いる。

- ハ、ルートは一部を除いて道路に接近しており、特にサマール島では数Km 離れて国道1号線並びに主要幹線道路が並行している。
- ニ、サマール島の経過地は、台風の影響の少ない西側海岸沿いに選定されている。
- ホ、人家密集地は避けてルート選定が可能である。

2) 海峡横断部分

海峡横断部分は、San Juanico海峡（レイテ～サマール間）とSan Bernardino 海峡（サマール～レイテ間）の2ヶ所である。

1) San Juanico海峡

項目4、(2) 4) で述べた通り架空線横断が可能である。

ロ) San Bernaidino 海峡

この部分は約25 Km 巾があり、海底ケーブルによって横断せざるを得ないが、NPC 理想ルートのカable Landing Point 及び架空線とケーブルを接続する用地は充分確保可能である。

またケーブル埋設ルートとなる海底の状況についても、NPCの概略調査結果によれば、最大水深150 m、最大斜度17°、海流3～4ノットとなっており、ケーブル敷設計画立案に当っては更に詳細な調査を要するが、一応ケーブル敷設可能なルートと考えられる。

(5) その他

今回のルート調査の結果、今後技術的に検討を進めるべき事項として次の点が掲げられる。

1) 汚損設計

1) 塩分汚損

海峡横断部並びにサマール島の海岸接近部分については、耐塩設計を十分配慮する必要がある。特に直流方式の場合は慎重な調査、検討を行なうべきである。

ロ) 地熱蒸気汚損

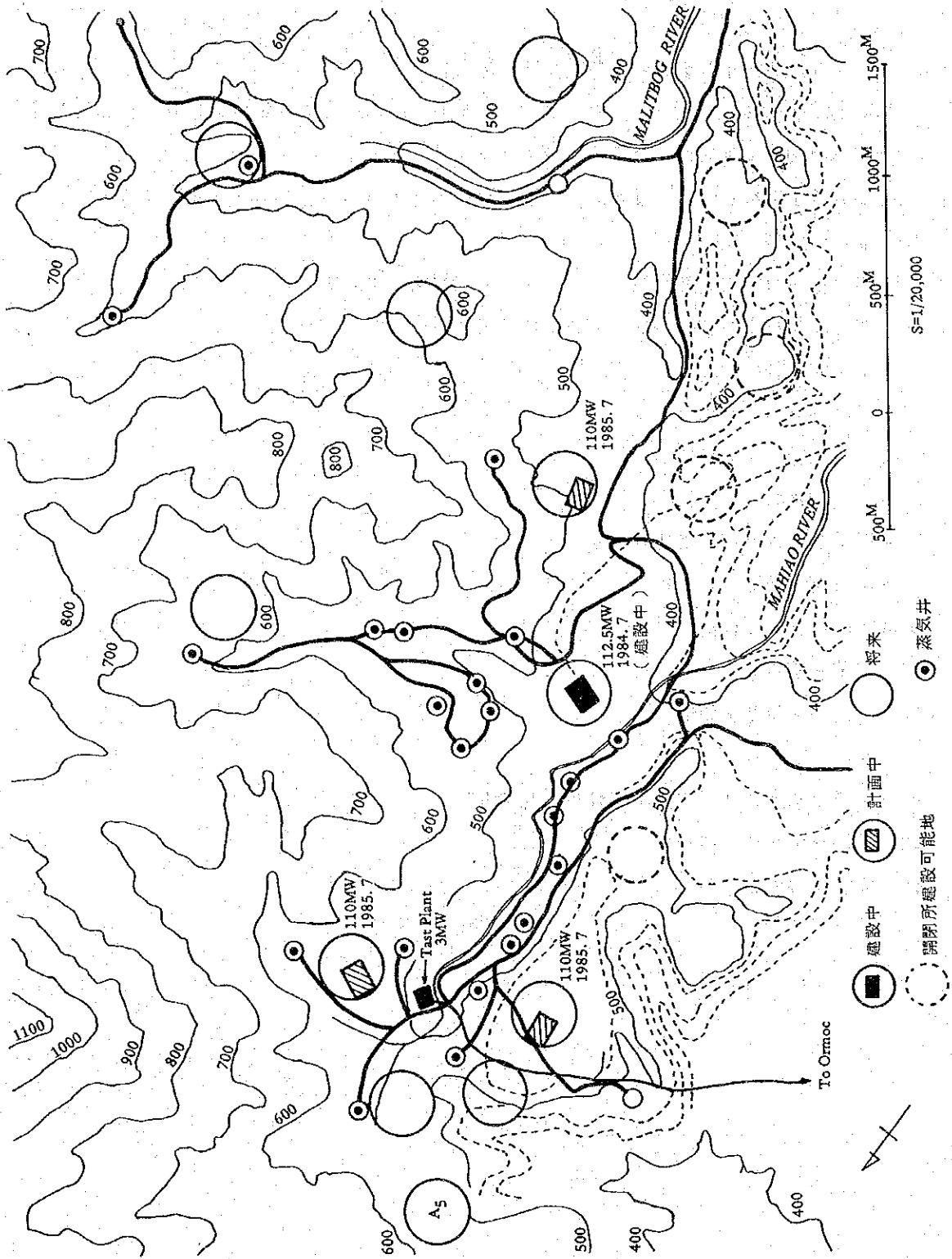
Tongonan 発電所付近の送電線は、地熱蒸気によって汚損される恐れがあるので（電線、碍子、支持物）設計上、慎重な調査、検討が必要である。

2) Tongonan 発電所ユニットと送電線との接続

発電所ユニットは蒸気井の付近に設置され、各発電所周辺の開閉所に集められ、この開閉所からJaro 交直変換所及びレイテ、サマールの各需要地に送電される計画になっている。

この開閉所の設置位置は、各発電ユニットの分布や、需要地への送電線ルートの方など総合勘案して選定することが望ましい。特にTongonan 発電所からJaro 変換所方面

Fig. 2



への送電線については、極力ルート数を減らす配慮が必要である。(Fig 2 参照)

3) San Juanico海峡架空横断部の設計

この部分は、約1.200mの長径間となるため、支持物、電線、碍子装置の設計に当たっては、一般地域とは別に特別な設設上の配慮が必要である。

5. フィージビリティスタディ (F/S) 調査項目

本調査の目的は、レイテ島地熱発電々力をルソン島に送電する超高圧(DC)送電計画の確立と関連設備の基本設計を行なうものである。

その概要を次に示す。(なお詳細は添付資料 Implementing Arrangement の通り)

(1) 需 要 想 定

関連地域の需要実態を把握し、適切な需要想定を確立する。

(2) 電源及び電力系統の現状確認並びに将来計画の見直し、検討。

(3) 本送電計画の策定

1) 既存計画の見直し

2) 送電線ルートの調査選定

3) 系統解析

4) 保護方式及び通信方式の検討

5) 制御、運転方式の検討

6) 給電方式の検討

(4) 送電線基本設計

(5) 交直変換所基本設計

(6) 建設計画策定

(7) 建設工事費及び保守、運転費用の見積り

(8) 経済評価及び財務評価

(9) 本計画の総合評価

IV 添 付 資 料

IMPLEMENTING ARRANGEMENT ON THE TECHNICAL COOPERATION

BETWEEN

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AND

NATIONAL POWER CORPORATION

FOR

THE FEASIBILITY STUDY ON THE LEYTE POWER TRANSMISSION PROJECT

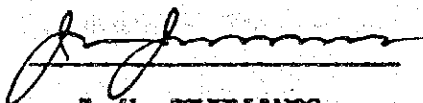
AGREED BETWEEN

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AND

NATIONAL POWER CORPORATION

DATED: December 17, 1980



J. U. JOVELLANOS
Sr. Vice President
National Power Corporation



MICHIO TAKAHASHI
Team Leader, Japanese Survey Team
Japan International Cooperation Agency

1. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Republic of the Philippines, the Government of Japan has agreed to provide technical assistance through Japan International Cooperation Agency (hereinafter called JICA) in carrying out a feasibility study on the Leyte transmission project in close cooperation with the Government of the Republic of the Philippine through the National Power Corporation (hereinafter called NAPOCOR).

2. BACKGROUND

The Philippines largely relies on imported oil for its energy supply, and the tight situation due to the world-wide trend in oil prices is anticipated to rise year by year in the foreseeable future.

In order to cope with such a situation, the Government of the Philippines has adopted policies directed towards self-sufficiency in energy resources. Such policies are embodied in the five-year Energy Development Plan which emphasizes on the exploitation and development of indigenous energy resources such as geothermal, hydro and coal. The main aim is to reduce the country's oil dependence to the minimum in the next five years.

Pursuant to the above national goals, the NAPOCOR, in cooperation with Philippine National Oil Company (hereinafter called PNOC) and other agencies concerned with energy development, has been exerting

utmost efforts to develop geothermal energy reserves throughout the country. One of these geothermal reserves is located in Tongonan, Leyte Island, with a 500 MW potential having already been identified. First deep exploratory well was drilled in October 1976 with the first 3.0 MW geothermal pilot plant inaugurated in July 1977 to supply power to Osmoc City. NAPOCOR stated that the construction of the 112.5 MW (3 x 37.5 MW) geothermal power plant is presently ongoing with completion date planned to coincide with the commissioning in 1982 of the copper smelter plant to be built at Isabel. NAPOCOR indicated that construction programs for additional six (6) units of 55 MW each have been prepared. With this development, NAPOCOR is convinced that it will be able to have more than 300 MW surplus after considering the demand for the copper smelter and the local market. NAPOCOR executed a preliminary feasibility study and identified the technical and economic feasibility of transmitting the Tongonan surplus power to the Luzon Grid.

Based on the above, NAPOCOR is now intending to proceed to the next stage of the Project by conducting a feasibility study of the transmission of Tongonan Geothermal power to Legaspi in order to interconnect to the Luzon Grid (hereinafter called the Study).

3. OBJECTIVES

The main objective of the Study is to determine the technical and economic feasibility of the transmission of the Tongonan surplus power to Legaspi.

4. SCOPE OF WORK

The works required for the feasibility study will include, but not limited to, the following:

4.1 Review and analysis of relevant information on the growth of power consumption, available forecasts of power demand and characteristics of power consumption pattern for each power grid.:

- 1) Analysis of past load increases and economic growth.
- 2) Study of the National Economic Development Plan, i.e., industrialization, rural electrification, etc.
- 3) Study of population increases and movements.
- 4) Study of macroscopic and microscopic load forecasts.
- 5) Forecast of required total and regional energy consumption.
- 6) Study of daily, seasonal and yearly load curves.
- 7) Forecast of peak demand.
- 8) Survey of privately owned power plants and consumption.

4.2 Review and study of the present power systems and future programs for power generation, transmission and substations.

- 1) Evaluation of system reliability applied to previous plans on power sources, transmission systems and transformation facilities.
- 2) Determination of optimum power development plan.

- i) Study of system reliability
- ii) Study of possible sources of power
- iii) Study of reserve capacity
- iv) Study of maximum power unit capacity and retirement schedule of power source.

4.3 Development planning of the Bulk Transmission System

- 1) Review of previous bulk transmission system plans
- 2) Survey and selection of transmission line routes including submarine cable routes, substations and converter stations sites, and submarine cable landing facilities.
 - i) Geological survey
 - ii) Sea bed topography and soil for submarine cable routes
 - iii) Marine conditions including wave tidal current, fishery activities, navigation conditions and other related matters which may affect the installation and operation of submarine cables
 - iv) Meteorological conditions of the project area
- 3) System analysis
 - i) Reliability of transmission system
 - ii) Optimum transmission voltage levels
 - iii) Power flow and voltage fluctuation range
 - iv) Frequency
 - v) Stability

- vi) Short circuit current
 - vii) Neutral grounding system
-
- 4) Study of protective relaying and telecommunication system
 - 5) Study of control and operation systems
 - 6) Study of load dispatching systems
 - 7) Determination of the Projects system plans and its commissioning year.

Technical services to be performed by NAPOCOR relating to above items 4.1, 4.2 and 4.3 are as follows:

- (1) Provisions of all previous reports relating to Luzon power system development plans
- (2) Provision of previous data on load forecasts
- (3) Provision of planned sites for generating plant expansion
- (4) Provision of all data concerning system analysis
- (5) Provision of planning criteria and operating standards

4.4 Basic design for transmission lines

- 1) Study of design criteria for:
 - i) Overhead transmission lines
 - ii) Submarine power cables
 - iii) Submarine power cable landing sites

- 2) Determination of transmission routes for study of environmental impacts
- 3) Study of insulation level
 - i) Lightning
 - ii) Switching surge
 - iii) Ferranti effect
 - iv) Salt contamination
- 4) Determination of conductor characteristics
 - i) Capacity
 - ii) Corona interference
 - iii) Configuration
 - iv) Ion current
- 5) Determination of structural design for steel towers (EHV) and structures for submarine cable landing sites
 - i) Number of circuits
 - ii) Type of structures
 - iii) Design of foundations
- 6) Determination of laying method for submarine cable

4.5 Basic design of substations and converter stations

- 1) Study of design criteria

- 2) Study of insulation coordination
- 3) Determination on sites and scale
 - i) One-line diagram
 - ii) Layout drawings
 - iii) Control and protective relaying systems
 - iv) Civil and building requirement

Technical services to be performed by NAPOCOR relating to above Items 4.4 and 4.5 are also to provide data on meteorology, load conditions, typhoons, salt contamination, lightning damage, telecommunication line routes, design standards of 230 KV system and transportation of heavy materials.

- 4.6 Preparation of general plan for construction and operation of the Project (Construction Schedule and Implementation Program)

- 4.7 Preparation of estimates of all costs for the construction, operation and maintenance of the Project

Technical services to be performed by NAPOCOR relating to above Items 4.6 and 4.7 are also to provide data/information of technical capabilities of local contractors, local aerographic surveyors and ground surveyors, construction records of 230 KV facilities, labor costs, locally procured materials cost/lists,

transportation costs and facilities, custom duties, etc.

4.8 Assessment of Economic and Financial Feasibility of the Project

Technical services to be performed by NAPOCOR relating to this Item are to provide data on the financial status of NAPOCOR, interest rate of local financing.

4.9 Review of the Optimization Plan of the Project on an integrated view of design, layout, cost estimates and economic analysis.

4.10 Estimated Period of Feasibility Study

The tentative time schedule of the Study is as per Appendix II.

5. REPORTS

The following reports will be prepared in English and submitted to the Government of the Philippines within the time period specified below:

5.1 Inception Report (20 copies)

5.2 Draft System Engineering Report

Draft Engineering Report (20 copies) within 5 months after the commencement of the Study

5.3 Draft Feasibility Report

Draft Feasibility Report (20 copies) within 9 months after the commencement of the Study

5.4 Final Feasibility Report

Final Feasibility Report (50 copies) within two 2 months after completion of discussions on the Draft Feasibility Report.

6. LOCAL COUNTERPART OF THE STUDY

6.1 Projects Development Department (PDD), NAPOCOR

NAPOCOR's Projects Development Department will be responsible for coordinating the JICA Experts' work. PDD will, from time to time, meet and confer with the JICA Experts and be responsible for reviewing targets, approaches, methods, basic assumptions and interim reports.

6.2 In carrying out the Study, NAPOCOR will assign its engineers as listed below, to participate in the study to be done by the JICA Experts for the required period of the Study.

It is the objective of NAPOCOR that these NAPOCOR engineers should gain as much experience as possible during the effective

study period of the Project. The JICA Experts will undertake to assist to the maximum extent in the furtherance of this objective by doing major study work in Manila.

NAPOCOR Personnel to be assigned are:

- 1) Two (2) System Planning Engineers
- 2) Two (2) Relay/Protection Engineers
- 3) Two (2) Transmission Engineers
- 4) Two (2) Substation Engineers
- 5) Two (2) Civil Engineers and one (1) Geologist

7. REQUESTED COOPERATION OF GOVERNMENTS OF THE PHILIPPINES AND JAPAN

7.1 Technical Assistance Necessary for Satisfactory Completion of the Study.

Technical services by the Philippines are given in chapter 4, Scope of Work.

7.2 Cooperation of the Government of the Philippines (through NAPOCOR)

- 1) To provide adequate office accommodation near or in NAPOCOR headquarters
- 2) To provide local transportation facilities for the entire Study period required by the JICA Experts

- 3) To arrange free access to all areas and use of lands required by the JICA Experts in carrying out the Study
- 4) To arrange customs clearance, handling and storage at the port/airport and inland transportation in the Philippines of equipment, machines, instruments, tools and other articles brought into the Philippines for performance of the Study and for the JICA Experts' personal use in connection with the Study.
- 5) To provide the JICA Experts with available data, information and materials necessary for the Study
- 6) To provide local administrative support including clerical, secretarial, and drafting services required by the JICA Experts in carrying out the Study
- 7) To obtain official permission for the JICA Experts to enter into, stay and work in, and depart from the Philippines
- 8) To exempt from any taxes, duties, surcharges and the likes to be imposed on the equipment imported to the Philippines for the survey and on the JICA Experts for their personal belongings carried to or sent to the Philippines. Further, income tax, local tax, sales tax and any taxes to be imposed on income to JICA Experts will be exempted.

9) To take necessary security measures for the JICA Experts.

7.3 Cooperation of the Government of Japan

To send the Japanese Study Team to conduct the Study as outlined in the Scope of Work, Chapter 4 hereof.

THE SCOPE OF STUDYTRANSMISSION LINESLOCATIONDISTANCE-LENGTH

	<u>From</u>	<u>To</u>	
138 KV	Tongonan	Jaro	15 Km
EHV (DC)	Jaro	Legaspi	330 Km

(including 25 Km submarine cable route)

Landing Location for the Submarine Cable

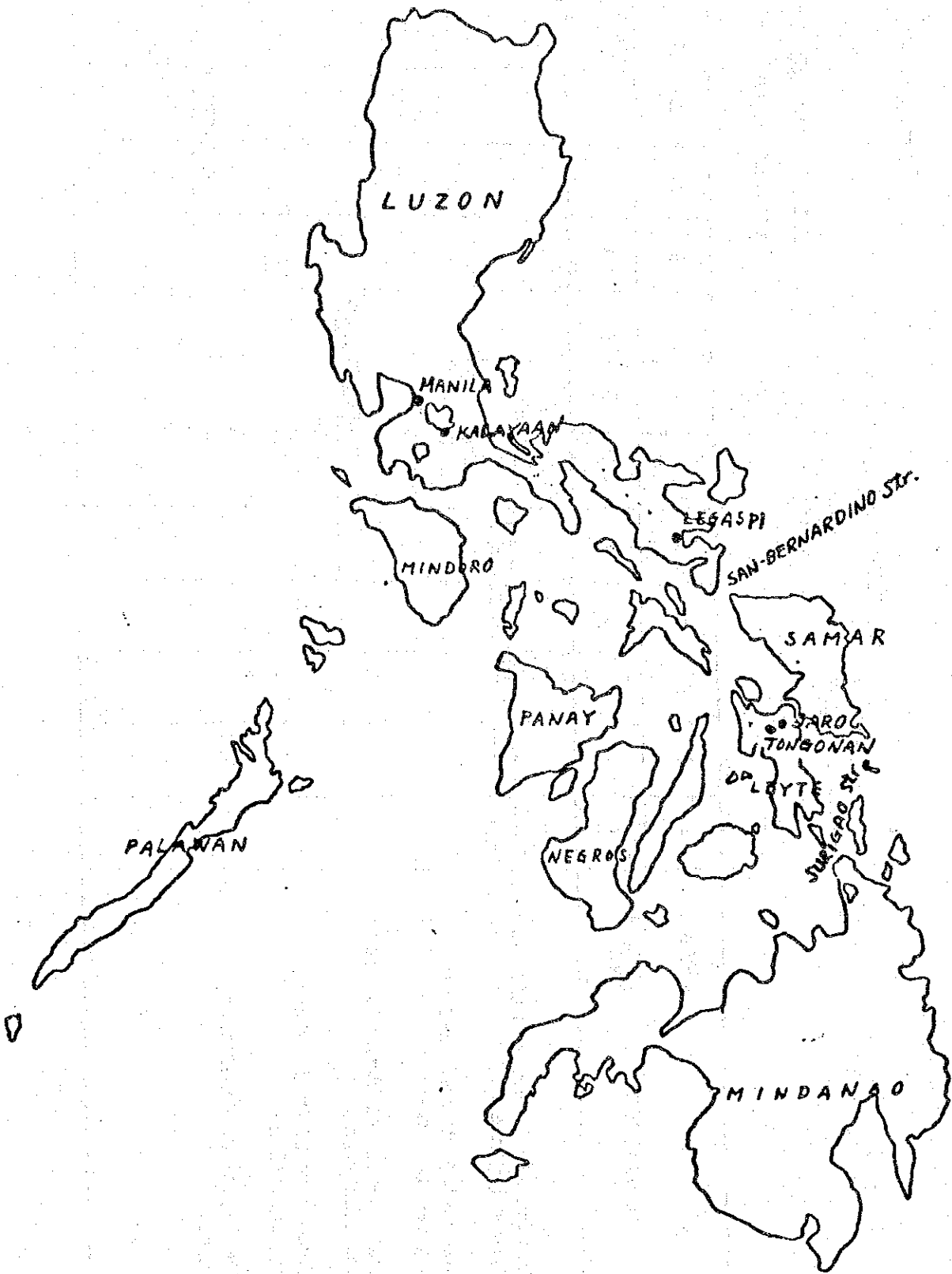
Luzon Side

Samar Side

SUBSTATION

Jaro : AC/DC Converter Station

Legaspi : AC/DC Converter Station



APPENDIX -II

TENTATIVE TIME SCHEDULE

of
STUDY

 Philippines

 Japan

WORKING ITEM	Month		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	Calendar Month	1981	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1982	1	2
Initial Field Investigation and System Engineering																
Discussion of Draft System Engineering Report																
Basic Design of Transmission and Substation																
Discussion of Draft Report On Feasibility																
Completion of Feasibility Report																

SUMMARY REPORT

FOR

PRE-FEASIBILITY STUDY

ON

THE LEYTE POWER TRANSMISSION

19TH DECEMBER 1980

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
(JICA)

1. Japanese survey team and Counterparts prepared by NPC are as follows:

JAPANESE SURVEY TEAM

Mr. M. Takahashi
Team Leader

Mr. K. Matsushima
Substation Engineer

Mr. S. Kawamura
Transmission Engineer

Mr. T. O'uchida
Economic Analysis

NPC COUNTERPART

Mr. Jose U. Jovellanos
Senior Vice-President

Mr. E. P. Abesamis
Manager, Projects Development Dept.

Mr. Ruperto C. de la Cruz
Chief, Electrical Planning Division

Mr. Manuel C. Mariano
Planning Manager,
Visayas Transmission Projects

Mr. Rene V. Guarin
Electrical Planning Engineer

Mr. Jose T. Ramos
Manager of Projects
Visayas Regional Office

Mr. Brigido M. Ordoña
Manager of Tongonan Geothermal Proj.

Mr. Ramon V. Arel
Manager of Southern Luzon Area

Mr. Orlando M. Cruz
Manager of Mak-Ban Geothermal Plants

2. Itinerary of Japanese Survey Team

1980

- Dec. 7 (Sun) - Mr. Matsushima, Mr. Kawamura and Mr. O'uchida
Arriving Manila
- Dec. 8 (Mon) - *Courtesy visit to the Embassy of Japan and
JICA Office
- *Courtesy visit to National Power Corporation (NPC)
- *Determination of Terms of Reference for the
Project
- *Explanation of survey schedule and request of
transportation facilities.
- Dec. 9 (Tue) - *Request of data/informations required for the
project at NPC Office.
- *Determination of reconnaissance trip schedule
- Dec. 10 (Wed) - *Acquisition of data/information prepared by
NPC.
- *Collection of data/information by the team.
- Dec. 11 (Thu) - *Reconnaissance trip (1st day)
- *Visiting Visayas Regional Office
- *Visiting Tongonan Geothermal Plant Site Office
Stayed at Omoc City
- Dec. 12 (Fri) - *Reconnaissance trip (2nd day)
- *Surveying transmission line route by Helicopter
from Tongonan to Legaspi including submarine
cable landing points on the San Bernardino
Strait.
- *Visiting Southern Luzon Area Office
Stayed at Legaspi

- Dec. 13 (Sat) - *Reconnaissance trip (3rd day)
 *Survey around Legaspi Substation
 Arriving Manila
 *Internal Meeting
- Dec. 14 (Sun) - *Internal Meeting and making reconnaissance
 trip report
- Dec. 15 (Mon) - *Report the result of reconnaissance trip to
 JICA and NPC
 *Submitting the draft of Implementing Arrangement
 to NPC
- Dec. 16 (Tue) - *Discussion about the Implementing Arrangement
 with NPC
- Dec. 17 (Wed) - *Meeting with Japanese Embassy and JICA about
 the Implementing Arrangement
 - *Signing of the Implementing Arrangement
- Dec. 18 (Thu) - *Inspection of Mak-Ban Geothermal Plants
- Dec. 19 (Fri) - *Data Collection from NPC
 *Courtesy visit to the Embassy of Japan and
 JICA Office
 *Courtesy visit to NPC
- Dec. 20 (Sat) - *Leaving Manila

3. Data and Information Provided by NPC

- 1) NPC Annual Report (1979)
- 2) NEA Annual Report (1979)
- 3) NEA Cooperative Annual Statistical Report (1979)
- 4) NPC Feasibility Report on the Negros Transmission Priority Project (April 1980)
- 5) Implementation Program of the Visayas Island Grid Interconnection Project
- 6) Power Expansion Program (August 1980)
- 7) Preliminary Feasibility Report on the Leyte Power Transmission Project (April 1980)
- 8) Manila Electric Company Annual Report 1979
- 9) Schedule of Activities Tongonan-Luzon Interconnection
- 10) Steam Confirmation Schedule
- 11) 1980 Leyte Geothermal Pilot Power Plant
- 12) Tongonan Geothermal Project Measurement Data and Interpretations
- 13) Map of the Philippines showing location of NPC Generating Plants (Existing)
- 14) Bicol Area Single Line Diagram
- 15) Planned Transmission Line route map (1/250,000)
- 16) 1/250,000 Maps concerned the planned routes
- 17) 1/50,000 Maps concerned both Straits
- 18) Historical Data and Technical information on the Tiwi Geothermal Plants
- 19) Expansion Program for Luzon and Visayas
- 20) Tide and current tables - Philippines 1980
- 21) Other Informations relevant to the Tongonan-Luzon Interconnected Transmission Line

REPORT
ON THE RECONNAISSANCE TRIP TO
LEYTE, SAMAR AND LEGASPI

Made by JICA Mission
on Dec. 14, 1980

1. Power Demand in Leyte-Samar

In Leyte, the Copper Smelter in Isabel will commence its operation in August of 1982, and the fertilizer factory to be constructed in the same place will start its operation in 1982. The energy to be consumed by these bulk consumers will share about 85% of total energy in Leyte. On the other hand, in Samar it is expected that only domestic use are probable loads as there are no industrial or mining projects yet.

The power demand forecast in Leyte-Samar by 2,000 is as follows:

The Power Demand Forecast in Leyte-Samar

1981		1985		1990	
MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
19	64	80	343	120	557

2. Tongonan Geothermal Plant

2.1 The 3 MW Pilot Plant

The operation of the 3 MW pilot plant is now almost going well supplying a maximum 1.6 MW power to Ormoc City.

2.2 3 x 37.5 MW Units

Installation of 3 x 37.5 MW units is now progressing, and the scheduled commissioning dates are anticipated as below:

No. 1 unit	August 1982
No. 2 unit	November 1982
No. 3 unit	February 1983

2.3 Expectation

31 wells have been successfully drilled and PNOC is making every effort in cooperation with KRTA for discovering new hopeful wells. Judging from the up-to-date result NPC is convinced that there will be more than 500 MW potential energy in Tongonan geothermal area.

NPC is programming to make the decision of construction of additional units after steam confirmation, and the schedule is as below:

No. 4 and 5 unit decision ;	the end of December 1980
Construction period ;	Jan, 1982 - June 1984

No. 6 - No. 9 unit decision ;	the end of December 1981
Construction period ;	Jan, 1983 - June 1985

3. Circumstances along the Transmission Line Route

Circumstances along the transmission line route which was planned by NPC are as follows.

3.1 Land portion

- (1) Almost all area along the route are level ground or 200-400 m hilly tracts except for the 700-1,000 m mountain range located east of Tongonan.
- (2) Regarding the plant, almost all area are of level ground and hilly tracts covered by coconut palm, and a few paddy field can be found in marsh area.
- (3) Most part of the routes can be accessible from the road especially in Samar where it is parallel to the No. 1 national road.

- (4) In Samar the route is running along the west coast where the effect of typhoon is considered minimal.
- (5) It is possible to select the route avoiding the thickly-clustered place.

3.2 Crossing the strait portion

(1) San Juanico Strait

The overhead transmission line can be constructed across the strait if it crosses the 1200 m width part passing Guintiguian Point.

(2) San Bernardino Strait

It is necessary to lay submarine cable in this portion as the strait has 25 km width and there are availability of the area to pull out the cable from the sea and to install connection facilities to the overhead transmission line.

And it is considered to be possible to lay the submarine cable crossing the strait although more detailed investigation will be required.

3.3 Summary

As mentioned above, there seems to be no problem difficult to solve in regard to the construction and maintenance of the line on the route planned by NPC. In conclusion, it is feasible.

4. Conversion Station in Legaspi

The location for the conversion station in Legaspi is most appropriate to be in the range of the Legaspi Substation, because the land is relatively flat and extension of the estate is easy.

5. Reference

(1) Contamination

a) Salt Contamination

b) Geothermal steam containing harmful material.

(2) The layout of wells and power plant

The interconnection between all the power plant units and Jaro Station.

Also mutual relation between above two problems.

(3) Counter-measure to electro-magnetic induction influence

over communication facilities in case of AC.

(4) Wind velocity for designing the transmission line span across

San Juanico Strait.

COMPARISON OF AC and DC SYSTEM

Study conducted on the basis of existing data indicates that DC system is preferable to AC system for the following reasons:

1) STABILITY

The difference in phase angle of 36° between the generator and the bus at Kalayaan Substation exceeds the 30° standard of NPC. In such situation, there seems to be very little room for improvement in stability. So it is desirable in this case to adopt the DC system in order to attain greater stability.

2) IN CASE OF LINE FAILURE

NPC studied comparing 1 cct. 500 KV AC with 1 cct \pm 250 KV DC. In the case of 1 cct 500 KV AC, failure of the circuit will result in the total stoppage of the transmission of power from Leyte to Luzon. On the other hand, in the case of 1 cct, \pm 250 KV DC, it is still possible to transmit half of the total power through one conductor even if the other one has failed. So DC system is preferable from the point of view of stability, flexibility and reliability.

3) THE ELECTRO-MAGNETIC EFFECT TO COMMUNICATION FACILITIES

As the transmission line route will be installed along the main road, where there will possibly be communication facilities, the occurrence of large interference to communication

by electromagnetic effect should be expected and anticipated when AC transmission line is grounded. In the case of DC such problem will not occur.

4) ON ECONOMY

The result of comparing AC with DC Construction Cost of the line between Tongonan and Legaspi on the basis of NPC report is shown below (refer to Annex):

AC 500 KV	\$ 101 x 10 ⁶
DC <u>+250</u> KV	\$ 78 x 10 ⁶

So, again, DC system is apparently profitable than AC system.

ANNEX

Comparison AC with DC

1. AC 500 KV system

$$\text{AC Transmission Line} = \$ 97.6 \times 10^6 \times \frac{322 \text{ KM}}{656 \text{ KM}} = \$ 48 \times 10^6$$

$$\text{AC Submarine Cable} = \$ 35.5 \times 10^6$$

$$\text{Substation (Tongonan)} = \$ 36.4 \times 10^6 \times 1/3 = \$ 12 \times 10^6$$

$$\text{Reactor} = \$ 7.4 \times 10^6$$

$$\text{Saving Substation} = \$ -1.0 \times 10^6$$

$$\text{TOTAL} = \underline{\underline{\$ 101 \times 10^6}}$$

2. DC \pm 250 KV system

$$\text{DC Transmission Line} = \$ 20.2 \times 10^6$$

$$\text{DC Submarine Cable} = \$ 15.3 \times 10^6$$

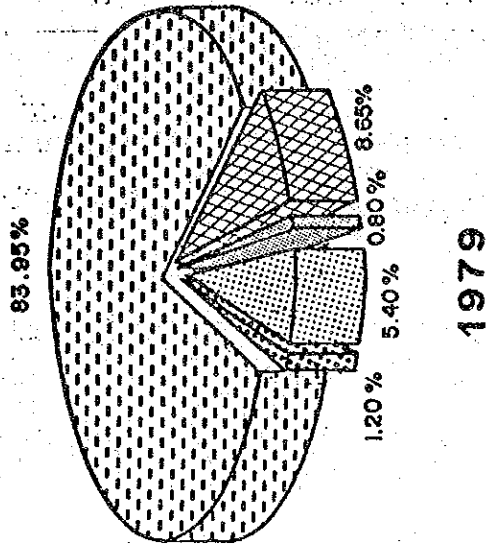
$$\text{AC/DC Converter Station} = \$ 42.0 \times 10^6$$

$$\text{TOTAL} = \underline{\underline{\$ 78 \times 10^6}}$$

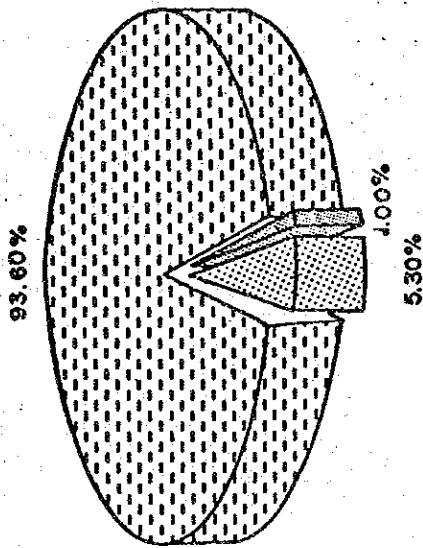
V 参 考 资 料

1979 PHILIPPINE DEVELOPMENT REPORT

NATIONAL ENERGY CONSUMPTION MIX, BY SOURCE, 1978-1979
(percent shares)



1979



1978

- Oil (Imported)
- Oil (Domestic)
- Coal
- Hydro
- Geothermal

Source: Ministry of Energy.

1979 PHILIPPINE DEVELOPMENT REPORT

**EXPLORATION, DEVELOPMENT AND PRODUCTION
EXPENDITURES**
(million pesos at current prices)

	<i>1978</i>	<i>1979</i>
Oil and gas ¹	486.00	1,340.00
Coal ²	53.85	72.85
Geothermal ²	135.00	300.00
Uranium	6.90 ³	7.60
	<u>681.75</u>	<u>1,720.45</u>

1. Exploration expenditures only.

2. Exploration and development costs only.

3. Includes Bureau of Mines funding.

Source: Ministry of Energy.

-NUMBER OF ESTABLISHMENTS BY MAJOR INDUSTRY DIVISION AND BY REGION, CY 1975

Region and Provinces	All Establishments	Logging	Mining and Quarrying	Manufacturing	Electricity Gas and Water	Construction	Wholesale Retail	Transport and Storage and Communication	Financing, Insurance, Real Estate, Business Services	Community Social and Personal Services
Philippines	525,610	3,116	820	79,910	593	718	348,281	25,191	8,091	39,101
National Capital Region (NCR)	35,421	38	64	4,506	4	120	23,814	909	1,950	3,896
Region I	47,180	91	49	8,754	43	31	28,736	8,003	348	3,112
Abra	1,485	1	1	373	3	—	856	143	15	83
Benguet	4,794	36	18	802	3	23	3,850	132	71	370
Ilocos Norte	6,765	36	12	2,608	9	2	2,846	823	35	389
Ilocos Sur	6,517	2	1	1,284	1	1	2,111	2,788	24	305
La Union	6,448	10	8	1,138	4	1	3,832	1,207	45	404
Mt. Province	873	8	1	184	1	—	590	44	12	33
Pangasinan	20,277	8	8	2,685	22	4	12,374	3,538	140	1,518
Region 2	24,290	101	6	3,878	14	9	14,449	4,546	147	1,339
Batanes	139	—	—	6	1	—	142	3	1	4
Cagayan	9,606	78	—	1,893	4	3	5,099	2,417	61	391
Ifugao	538	—	—	45	3	—	408	41	3	36
Isabela	9,383	14	2	1,273	2	2	6,009	1,367	59	856
Kalanga-Apayao	1,526	3	4	383	—	4	875	96	13	70
Nueva Vizcaya	2,596	7	—	307	4	—	1,509	588	21	162
Quirino	484	—	—	80	—	—	338	38	—	20
Region 3	64,584	142	95	8,795	54	32	40,354	9,150	587	5,345
Bataan	3,883	32	1	509	5	10	2,588	390	27	351
Bulacan	11,352	49	83	2,583	16	11	7,153	211	127	1,220
Nueva Ecija	13,550	25	3	1,695	10	7	8,485	2,263	97	935
Pampanga	17,544	18	2	2,016	12	3	11,828	2,363	174	1,398
Tarlac	8,421	13	—	1,118	3	—	4,502	2,069	83	653
Zambales	9,804	5	7	874	8	1	6,118	1,694	109	888
Region 4	129,548	605	244	21,247	108	370	79,326	7,932	2,307	10,421
Batangas	14,325	86	4	1,998	14	9	9,333	1,685	114	872
Cavite	9,111	65	46	1,024	9	3	6,472	684	77	731
Laguna	14,624	38	12	2,243	17	9	9,405	1,050	147	1,180
Marinduque	1,832	2	3	183	9	2	1,370	281	13	79
Occ. Mindoro	2,333	83	45	453	8	1	1,452	366	18	119
Or. Mindoro	5,439	19	3	643	4	—	5,517	921	38	298
Palawan	2,092	60	12	308	1	—	1,456	127	10	118
Quezon	12,114	65	8	1,618	15	—	8,501	246	142	918
Rizal	58,194	216	103	11,988	23	348	38,324	1,305	—	5,932
Rommel	1,824	1	2	186	4	—	1,496	162	1,748	75

-NUMBER OF ESTABLISHMENTS BY MAJOR INDUSTRY DIVISION AND BY REGION, CY 1975 (Continued)

Region, Province	All Establish- ments	Logging	Mining and Quarrying	Manufactur- ing	Electricity, Gas and Water	Construction	Wholesale and Retail	Transport, Storage and Communication	Financing in- stances, Real Estate, Busi- ness Serv- ices	Community, Social and Personal Services
Region 5	37,143	184	21	5,754	25	18	36,055	2,531	315	2,240
Albay	11,784	31	5	2,776	5	6	7,421	766	100	612
Camarinan Norte	3,983	11	9	415	3	4	2,973	161	41	366
Camarinan Sur	12,863	42	2	1,590	10	3	9,613	929	113	791
Catanduanes	1,781	1	1	140	3	2	1,414	110	8	83
Marikina	2,953	88	4	437	1	—	2,070	197	17	149
Sorsogon	4,439	11	—	434	3	3	3,364	368	36	240
Region 6	35,379	275	47	7,195	56	21	22,120	2,307	642	2,718
Abilan	2,882	5	—	415	4	—	1,065	520	45	210
Aniague	1,865	—	3	701	10	—	876	106	31	138
Capiz	4,372	21	—	1,086	3	2	2,518	413	47	290
Ibaho	11,649	128	26	3,176	15	4	6,368	745	262	963
Negros Occ.	15,231	121	18	1,615	26	15	11,273	823	317	1,125
Region 7	33,340	381	34	4,433	119	33	22,486	2,185	412	2,047
Bohol	7,002	23	2	958	34	1	5,375	268	33	277
Cebu	19,057	270	27	2,840	56	29	13,019	1,095	314	1,407
Negros Or.	5,942	266	4	591	25	3	3,862	768	65	338
Siquilor	339	2	1	44	4	—	230	33	—	25
Region 8	23,458	353	15	2,345	30	9	17,322	1,249	124	948
Eastern Samar	2,028	18	—	151	1	—	1,631	175	5	47
Leyte	12,031	253	3	1,444	13	4	9,153	462	128	571
Northern Samar	2,579	30	10	223	2	1	1,934	263	18	88
Samar	2,787	43	2	264	8	3	2,158	140	16	133
Southern Leyte	3,051	9	—	263	6	1	2,446	209	17	100
Region 9	20,206	122	5	2,254	18	15	14,632	1,654	183	1,113
Badian	1,047	25	—	118	2	—	780	41	5	78
Sulu	1,231	—	—	94	1	—	850	215	5	53
Tawi-Tawi	513	1	—	53	—	—	344	102	1	12
Zamboanga del Norte	4,626	22	1	428	4	1	3,053	779	57	281
Zamboanga del Sur	12,799	74	4	1,563	11	13	9,805	517	125	687

by: 1979 Philippine Statistical Year Book

REGION NO. 1 -- NO. 12



OFFICE OF THE ASSISTANT
SECRETARY FOR STATISTICS
NATIONAL OFFICE OF STATISTICS
GENERAL SERVICES ADMINISTRATION
WASHINGTON, D.C. 20540

MAP
OF THE
PHILIPPINES

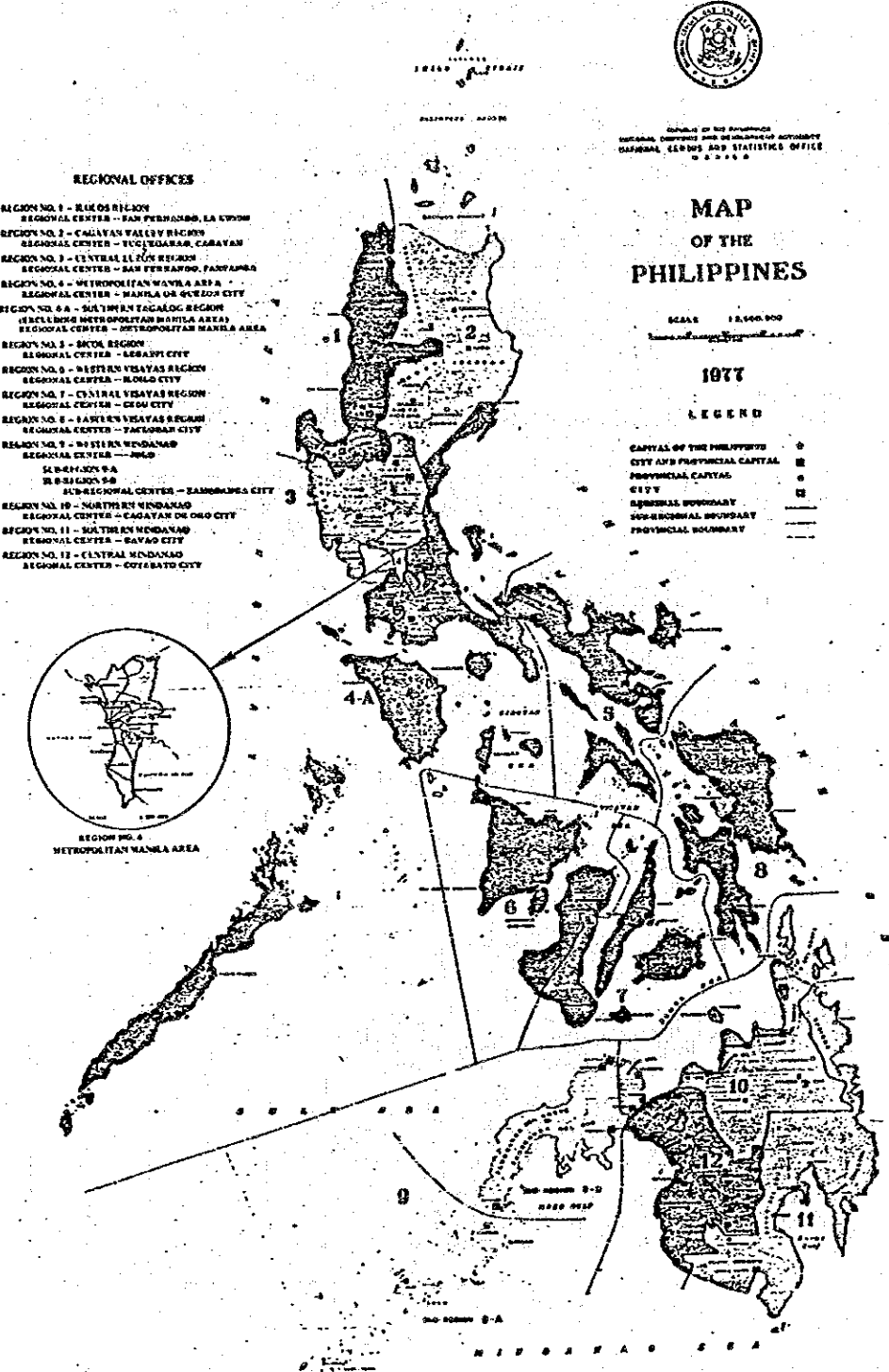
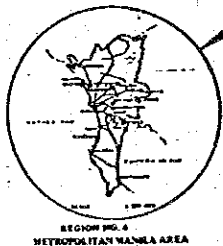
SCALE 1:2,000,000

1977

LEGEND

- CAPITAL OF THE PHILIPPINES
- CITY AND PROVINCIAL CAPITAL
- PROVINCIAL CAPITAL
- CITY
- REGIONAL BOUNDARY
- SUB-REGIONAL BOUNDARY
- PROVINCIAL BOUNDARY

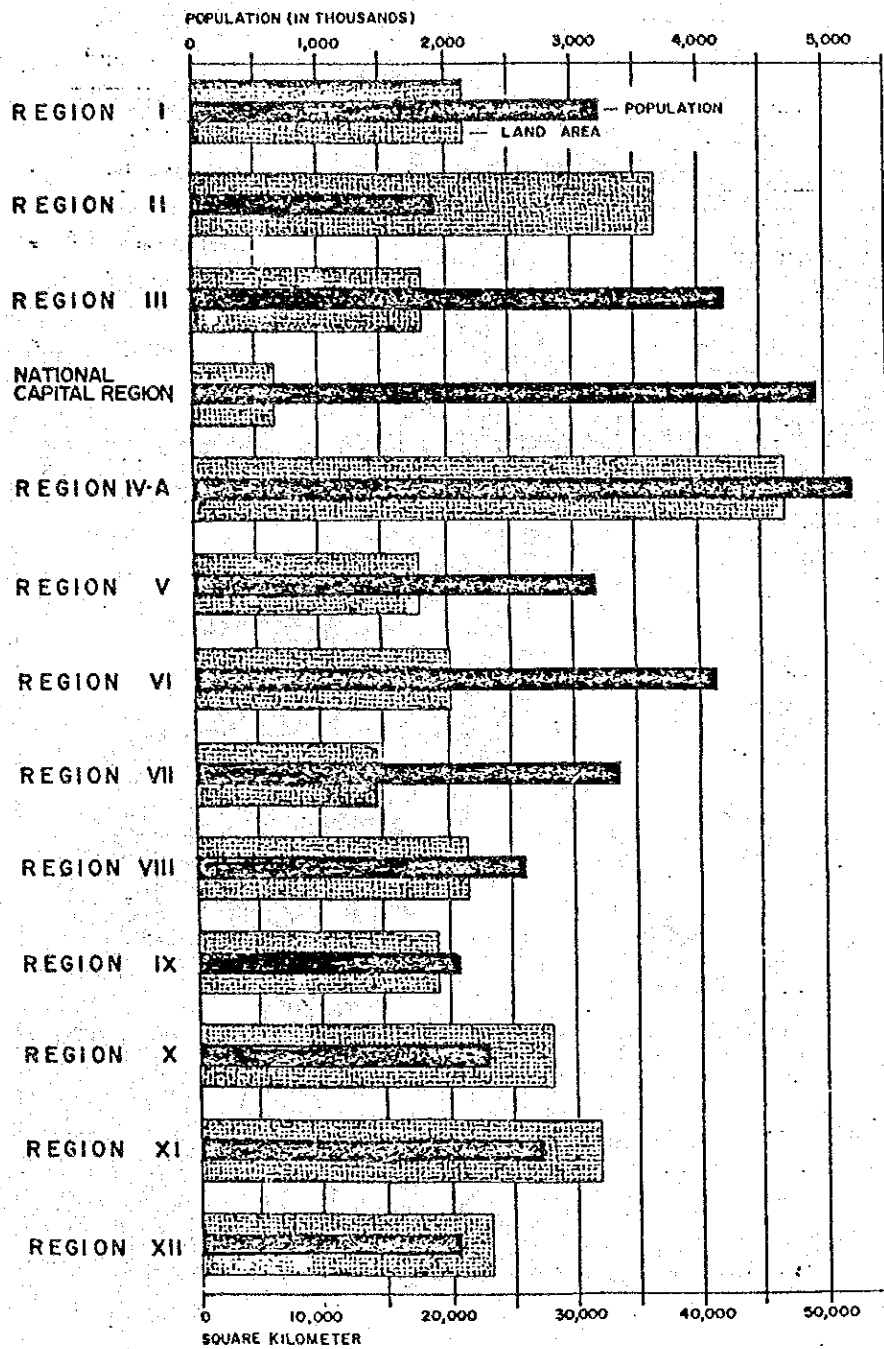
- REGIONAL OFFICES**
- REGION NO. 1 - ILOILO REGION
REGIONAL CENTER - SAN FERNANDO, LA UYON
 - REGION NO. 2 - CALAYAN VALLEY REGION
REGIONAL CENTER - TUGUEGARAO, CAGAYAN
 - REGION NO. 3 - CENTRAL LULUY REGION
REGIONAL CENTER - SAN FERNANDO, PANGASINAN
 - REGION NO. 4 - METROPOLITAN MANILA AREA
REGIONAL CENTER - MANILA OR QUEZON CITY
 - REGION NO. 4-A - SOUTHERN TAGALOG REGION
(EXCLUDES METROPOLITAN MANILA AREA)
REGIONAL CENTER - METROPOLITAN MANILA AREA
 - REGION NO. 5 - SICOT REGION
REGIONAL CENTER - LEGASPI CITY
 - REGION NO. 6 - WESTERN VISAYAS REGION
REGIONAL CENTER - BLOAO CITY
 - REGION NO. 7 - CENTRAL VISAYAS REGION
REGIONAL CENTER - CEBU CITY
 - REGION NO. 8 - EASTERN VISAYAS REGION
REGIONAL CENTER - TAGBORAN CITY
 - REGION NO. 9 - WESTERN MINDANAO
REGIONAL CENTER - DAVAO
 - REGION NO. 9-A
SUB-REGION 9-A
SUB-REGIONAL CENTER - ZAMBOANGA CITY
 - REGION NO. 10 - NORTHERN MINDANAO
REGIONAL CENTER - CAGAYAN DE ORO CITY
 - REGION NO. 11 - SOUTHERN MINDANAO
REGIONAL CENTER - DAVAO CITY
 - REGION NO. 12 - CENTRAL MINDANAO
REGIONAL CENTER - COTABATO CITY



Source: National Census and Statistics Office.

by: 1979 Philippine Statistical Year Book

POPULATION AND LAND AREA BY REGION: 1976



by: 1979 Philippine Stastical Year Book

VISAYAS GRID GENERATION EXPANSION PROGRAM
LEYTE-SAMAR POWER GRID REVISED ACCELERATED PROGRAM

Year of Comm.	Plant Condition	Installed Capacity (MW)						Depend. Cap.	Peak Demand	Res. Cap.	Avail. Energy (GWH)	Energy Capability and Requirement (GWH)					
		Hydro			Coal Ther.							System Capability			Total	Generation Level	Surplus (DEF)
		Hydro	Geo.	Coal Ther.	Power Barge	Diesel	Total					Geo.	Coal Ther.	Power Barge			
1979	Tongonan Pilot (3)		3				3	2.5	15	(15)	20				20	49	(29)
1980			3				3	2.5	17	(17)					20	56	(36)
81/8	Power Barge 2 (4 x 8)					32		30.5	19	4.5	24	196		81	101	64	37
82/8	Tongonan Geo. 1 (37.5)	78				32		101.5	22	44	200	245		196	359	73	286
82/11	Tongonan Geo. 2 (37.5)											245					
83/2	Tongonan Geo. 3 (37.5)	115.5				32		137.0	50	51.5	103	245		196	931	188	743
1984		115.5				32		137.0	70	31.5	45			196	951	274	677
1985	Tongonan Geo. (337.5)	453.0				32		456.0	80	341	51*	2,205		196	3,156	343	2,813
1986		453.0				32		456.0	90	331	34*			196	3,156	430	2,728
1987		453.0				32		456.0	95	326	27*			196	3,156	430	2,728
1988		453.0				32		456.0	100	321	21*			196	3,156	459	2,697
1989		453.0				32		456.0	110	311	10*			196	3,156	517	2,639
1990		453.0				32		456.0	120	301	1*			196	3,156	557	2,599

Note: * 300 MW / 1960 GWH will be available to Mindanao Power Grid starting 1985.

Issued by NPC

LUZON GRID GENERATION EXPANSION PROGRAM
REVISED ACCELERATED
(WITH TONGONAN INTERCONNECTION)

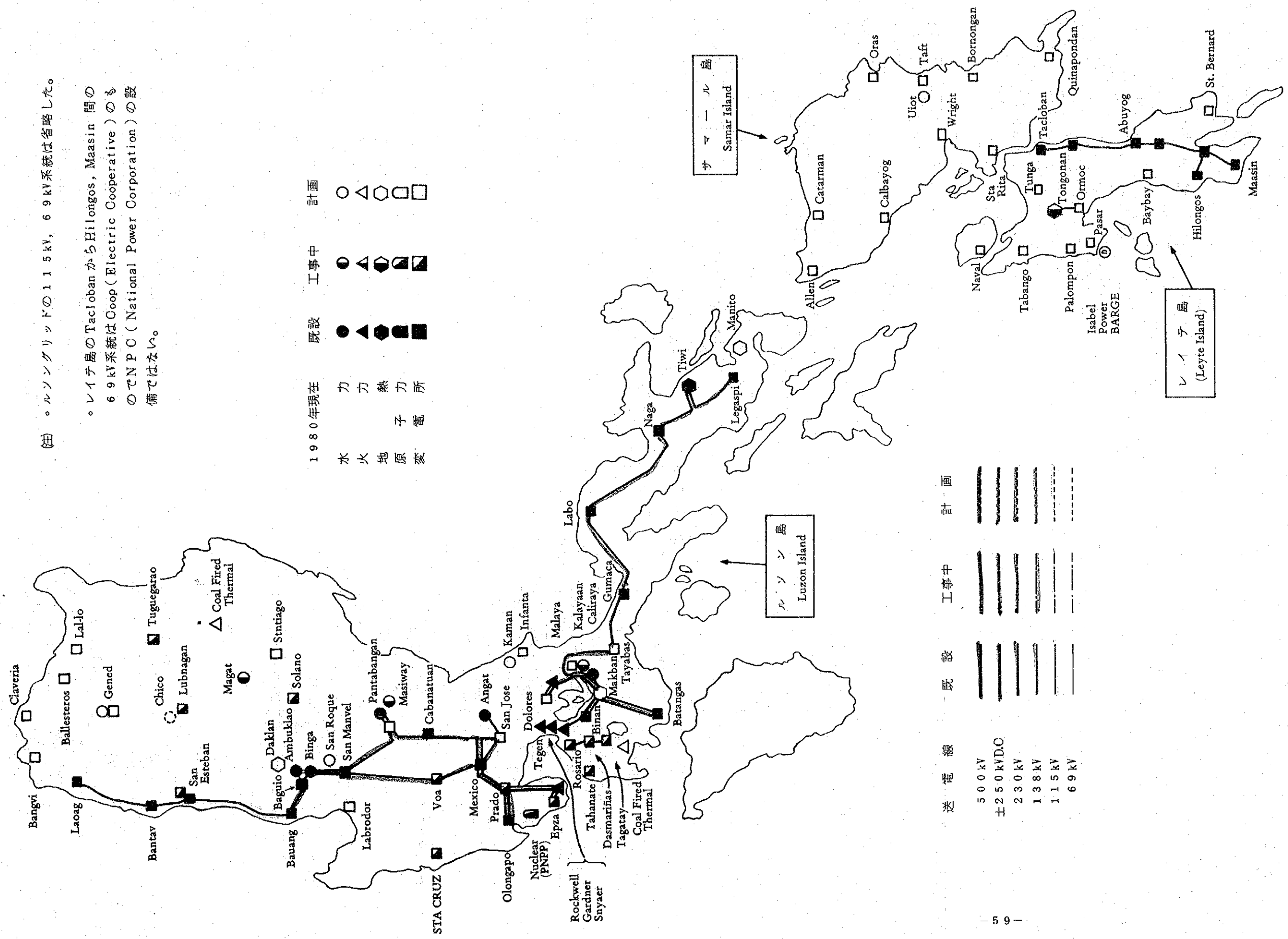
Year of Comm.	Plant Condition	Installed Capacity (MW)						Total Depend. Cap.	Peak Demand	Net. Cap.	Ret.	Avail-able Energy (GWH)	Energy Capability and Requirement (GWH)					Sur- plus (DEF)				
		Hydro		Geo.		Coal Ther.							Nud.		Oil Ther.		Total		Gen-eration Level			
		Hydro	Geo.	Coal Ther.	Nud.	Oil Ther.	Hydro						Geo.	Coal Ther.	Nud.	Oil Ther.						
1978	Existing Plant	541					1,880	2,421	2,231	1,780	301	17	13,430	2,050				11,380	13,430	11,223	2,207	
1979	Malaya 2 (1 x 150)		220								395	20	2,491	2,050	959			13,871	16,830	12,010	4,870	
79/1	Tiwi 1 (1 x 55)												397									
79/2	Tiwi 2 (1 x 55)												397									
79/3	Mak-Ban 1 (1 x 55)												397									
79/4	Mak-Ban 2 (1 x 55)												397									
80/3	Tiwi 3 (1 x 55)	541	440				2,155	3,136	2,714	2,100	440	21	397	2,050	2,283			13,571	17,904	12,850	5,054	
80/6	Tiwi 4 (1 x 55)												397									
80/10	Mak-Ban 3 (1 x 55)												397									
80/12	Mak-Ban 4 (1 x 55)												397									
1981	Manitay (1 x 12)	533	440				2,155	3,148	2,843	2,240	477	21	48	2,098	3,176			13,571	18,845	13,750	5,093	
1982	Kalyaan 1 (1 x 150)	853	550				2,155	3,558	3,293	2,400	681	28	150	2,373	3,671			14,769	20,813	15,080	5,733	
82/3	Kalyaan 2 (1 x 150)												150									
82/4	Tiwi 5 (1 x 55)												397									
82/7	Tiwi 6 (1 x 55)												397									
1983	Magr 1-4 (1 x 90)	1,213	550				2,155	3,918	3,490	2,565	898	35	1,103	3,501	3,970			14,769	22,240	16,140	6,100	
1984	Coal Thermal I (300)	1,213	550	300			2,155	4,218	3,818	2,745	963	35	1,989	3,501	3,970	1,989		14,769	24,229	17,240	6,989	
1985	Coal Thermal II (300)	1,393	1,345	600	520		2,155	6,113	5,670	2,940	2,328	79	1,989	3,501	9,748	3,978	1,684	14,769	33,680	18,420	15,260	
	Magr 5 & 6 (180)																					
	PNPP 1 (620)												3,910									
	Manitay 1-2 (110)												794									
	Tiwi 7-10 (4 x 55)												1,588									
	Mak-Ban 5-6 (2 x 55)												794									
	Daklan Geo. (1 x 55)												597									
	Tongonan (300)												2,205									
1986		1,393	1,345	600	620		2,155	6,113	5,650	3,145	1,865	59		3,501	9,748	3,978	3,367	14,769	35,363	19,680	15,683	
1987		1,393	1,345	600	620		2,155	6,113	3,654	3,365	1,866	55		3,501	9,748	3,978	3,639	14,769	35,635	21,030	23,235	
1988	Gened 1-6 (600)	1,993	1,345	600	620		2,155	6,713	6,116	3,600	2,171	60	1,153	4,654	9,748	3,978	3,356	14,769	37,005	22,475	24,680	
1989		1,993	1,345	600	620		2,155	6,713	6,034	3,850	2,118	55		4,654	9,748	3,978	3,910	14,769	37,059	24,020	13,019	
1990		1,993	1,345	600	620		2,155	6,713	6,090	4,120	1,846	45		4,654	9,748	3,978	3,910	14,769	37,059	25,675	11,384	

LUZON GRID REVISED ACCELERATED PROGRAM
(WITH TONGNAN INTERCONNECTION)
PERCENTAGE INSTALLED CAPACITY AND GENERATION MIX

Calendar Year	Hydro Capacity MW	Hydro Energy GWH	Geothermal Capacity MW	Geothermal Energy GWH	Nuclear Capacity MW	Nuclear Energy GWH	Coal-Fired Thermal Capacity MW	Coal-Fired Thermal Energy GWH	Oil Thermal Capacity MW	Oil Thermal Energy GWH	Total Installed Capacity	Total Energy Required	Equivalent Barrel of Oil x 10 ⁶
1979	541 18%	2,050 17%	220 7%	959 8%					2,230 75%	9,001 75%	2,991	12,010	20.02
1980	541 18%	2,050 16%	440 14%	2,283 18%					2,155 68%	8,517 66%	3,136	12,850	21.42
1981	553 18%	2,098 15%	440 14%	3,176 23%					2,155 68%	8,476 62%	3,148	13,750	22.35
1982	853 24%	2,373 16%	550 15%	3,671 24%					2,155 60%	9,036 60%	3,558	15,080	25.13
1983	1,213 33%	3,501 22%	550 15%	3,970 24%					2,155 52%	8,869 54%	3,918	16,140	26.90
1984	1,213 29%	3,501 20%	550 13%	3,970 23%			300 7%	1,989 12%	2,155 51%	7,780 45%	4,218	17,240	28.73
1985	1,393 23%	3,501 19%	1,345 22%	9,748 41%	620 10%	1,684 9%	600 9%	3,487 22%	2,155 36%	0 0	6,113	18,420	30.70
1986	1,393 23%	3,501 18%	1,345 22%	9,748 38%	620 10%	3,367 17%	600 10%	3,064 20%	2,155 35%	0 0	6,113	19,680	32.80
1987	1,393 23%	3,501 17%	1,345 22%	9,478 43%	620 10%	3,639 17%	600 10%	3,978 19%	2,155 35%	164 11%	6,113	21,030	35.05
1988	1,993 30%	4,654 21%	1,345 20%	9,748 43%	620 9%	3,856 17%	600 9%	3,978 18%	2,155 32%	239 1%	6,713	22,475	37.46
1989	1,993 30%	4,654 19%	1,345 20%	9,748 41%	620 9%	3,910 16%	600 9%	3,978 17%	2,155 32%	1,730 7%	6,713	24,020	40.03
1990	1,993 30%	4,654 18%	1,345 20%	9,748 38%	620 9%	3,910 15%	600 9%	3,978 15%	2,155 32%	3,385 13%	6,713	25,675	42.79

Issued by NFC

第1図 現状の送電系統図(1979年)



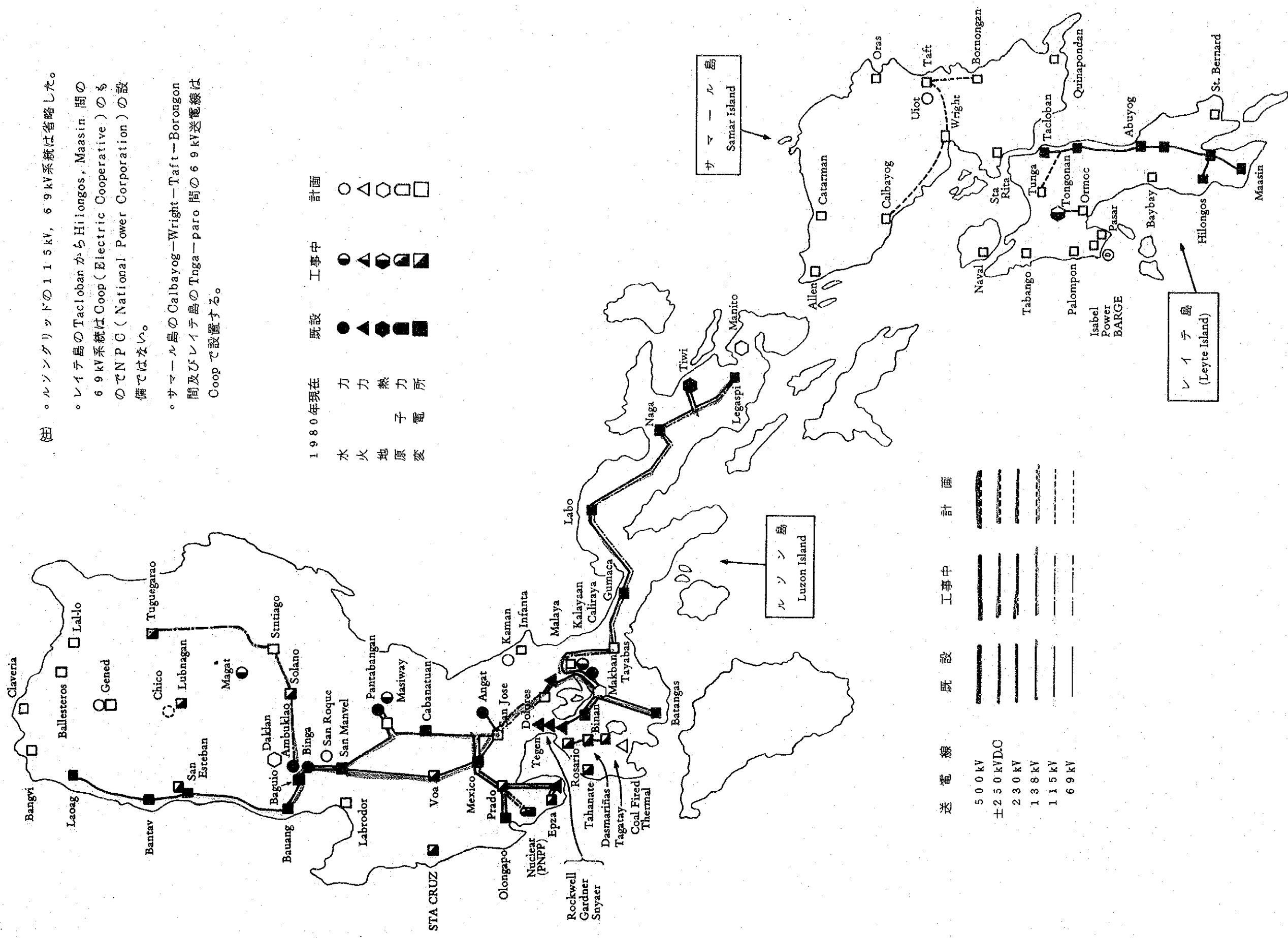
(注) 。ルソングリッドの115kV, 69kV系統は省略した。
 。レイテ島のTaclobanからHilongos, Maasin間の69kV系統はCoop(Electric Cooperative)のものでNPC(National Power Corporation)の設備ではない。

1980年現在
 水 火 地 原 変
 力 力 熱 力 所
 子 電
 既設 工事中 計画

送電線 既設 工事中 計画

500 kV	———	———	———
±250 kVDC	———	———	———
230 kV	———	———	———
138 kV	———	———	———
115 kV	———	———	———
69 kV	———	———	———

第2図 送電系統展開図(1980年)



(注) ルソングリッドの115 kV, 69 kV系統は省略した。
 ・レイテ島のTaclobanからHilongos, Maasin間の69 kV系統はCoop (Electric Cooperative) のものでNPPC (National Power Corporation) の設備ではない。
 ・サマル島のCalbayog-Wright-Taft-Borongan間及びレイテ島のTnga-paro間の69 kV送電線はCoopで設置する。

1980年現在 既設 工事中 計画

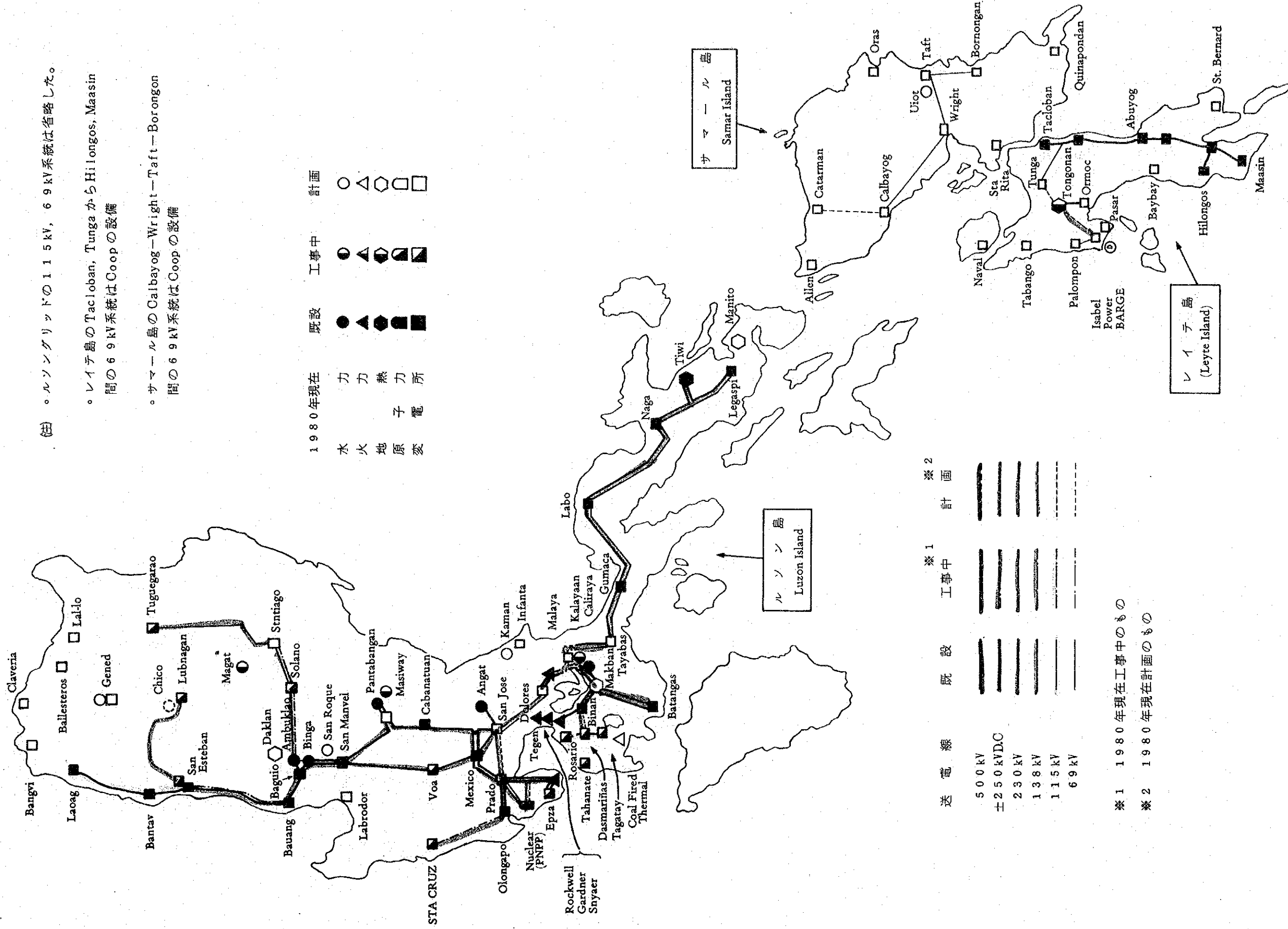
水 火 地 原 変
 子 電

○ △ ◻ □

送電線 既設 工事中 計画

500 kV
 ±250 kVDC
 230 kV
 138 kV
 115 kV
 69 kV

第3図 送電系統展開図(1981年)



(注) ・ルソングランドの115kV, 69kV系統は省略した。
 ・レイテ島のTacloban, TungaからHilongos, Maasin間の69kV系統はCoopの設備
 ・サマール島のCalbayog-Wright-Taft-Borongan間の69kV系統はCoopの設備

1980年現在 既設 工事中 計画

水力 火力 地熱 原子力

○ ▲ ● □

○ ▲ ● □

○ ▲ ● □

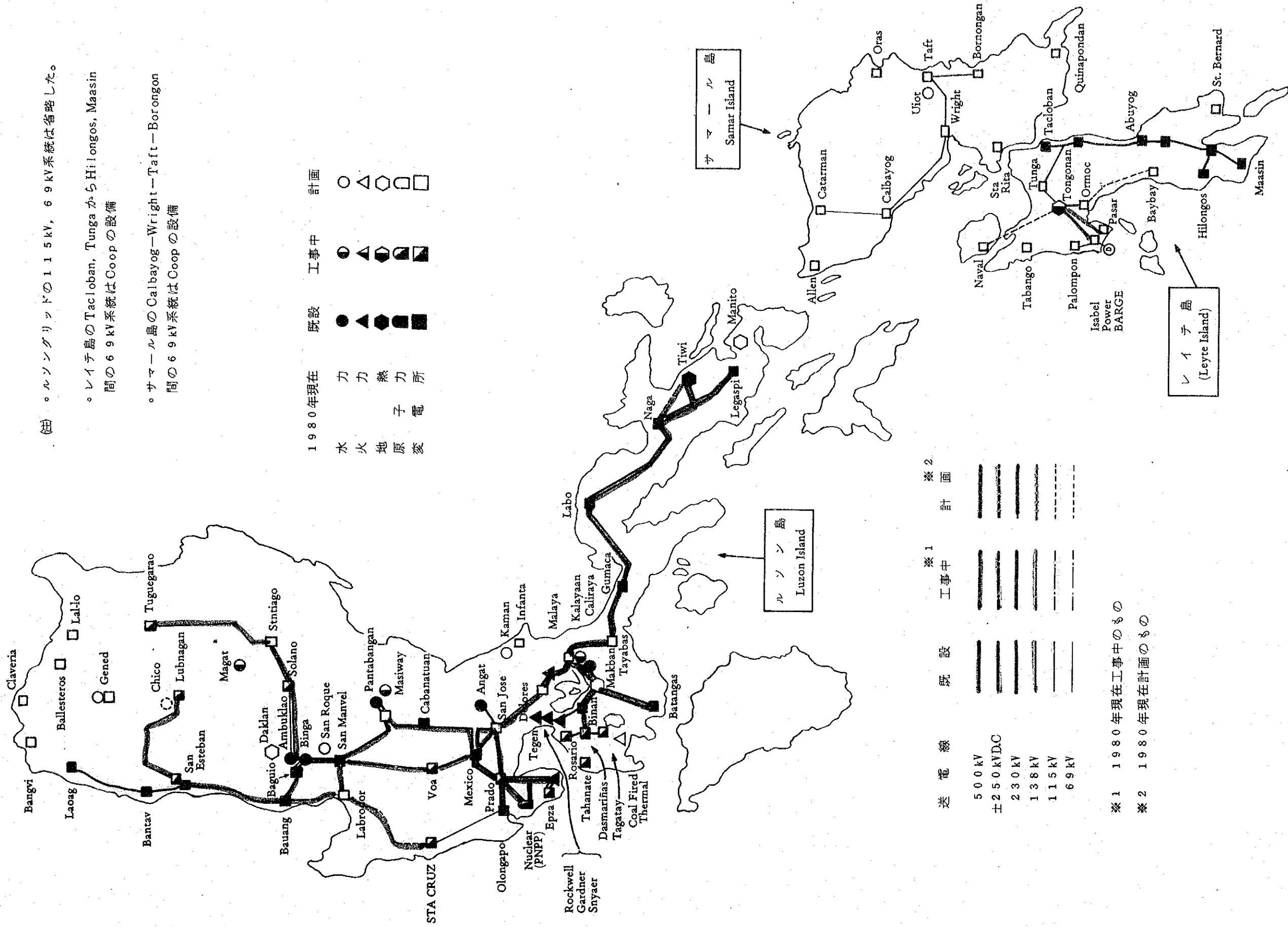
送電線 既設 工事中 計画

※1 500kV 230kV 138kV 115kV 69kV

※2 ±250kVDC

※1 1980年現在工事中のもの
 ※2 1980年現在計画のもの

第4図 送電系統展開図(1982年)



(注) 。ルソングリッドの115kV, 69kV系統は省略した。
 。レイテ島のTacloban, TungaからHilongos, Maasin間の69kV系統はCoopの設備
 。サマル島のCalbayog-Wright-Taft-Borongan間の69kV系統はCoopの設備

1980年現在 既設 工事中 計画

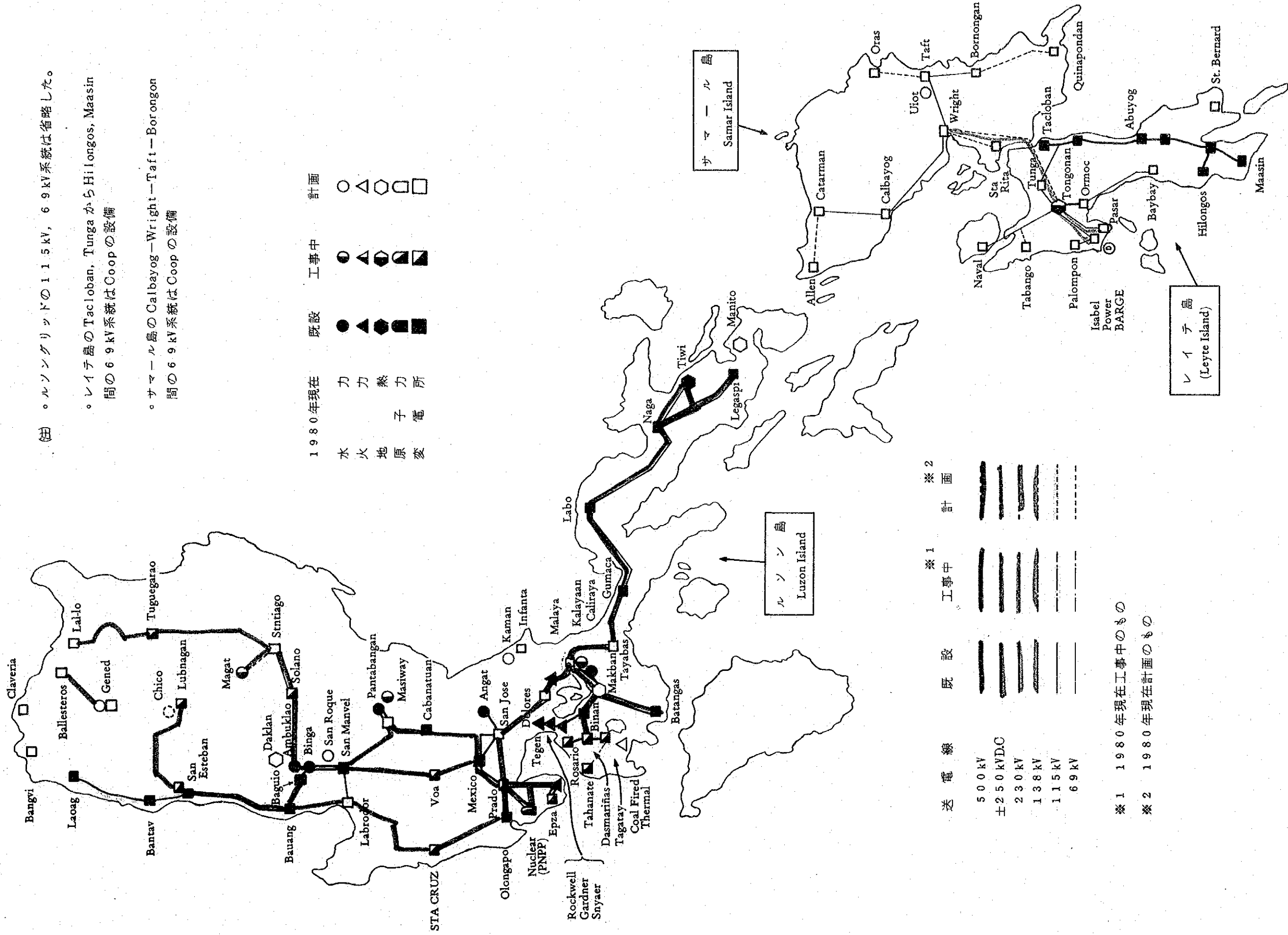
水 火 地 原 変

力 力 熱 力 所
子 電

送電線	既設	工事中	計画
500kV	———	———	———
±250kVDC	———	———	———
230kV	———	———	———
138kV	———	———	———
115kV	———	———	———
69kV	———	———	———

※1 1980年現在工事中のもの
 ※2 1980年現在計画のもの

第5図 送電系統展開図(1983年)



(注) 。ルソングリッドの11.5kV, 6.9kV系統は省略した。
 。レイテ島のTacloban, Tunga からHilongos, Maasin間の6.9kV系統はCoopの設備
 。サマール島のCalbayog-Wright-Taft-Borongan間の6.9kV系統はCoopの設備

1980年現在 既設 工事中 計画

水 火 地 原 変
 子 電 電 電 電

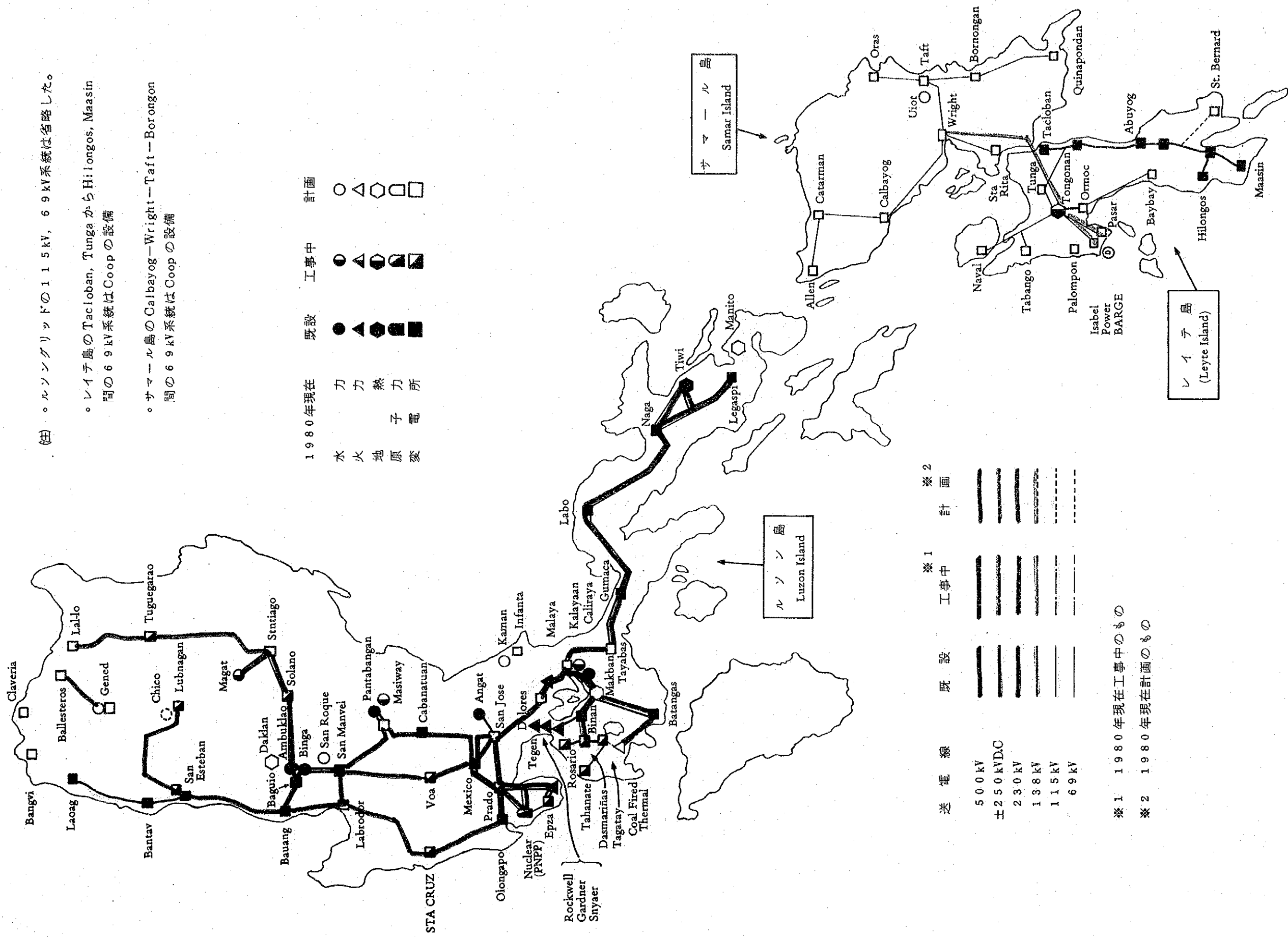
● ▲ ◆ ■ □ ○ △ ◇ ▢

送電線 既設 工事中 計画

※1 1980年現在工事中のもの
 ※2 1980年現在計画のもの

500kV
 ±250kVDC
 230kV
 138kV
 115kV
 69kV

第6図 送電系統展開図(1984年)



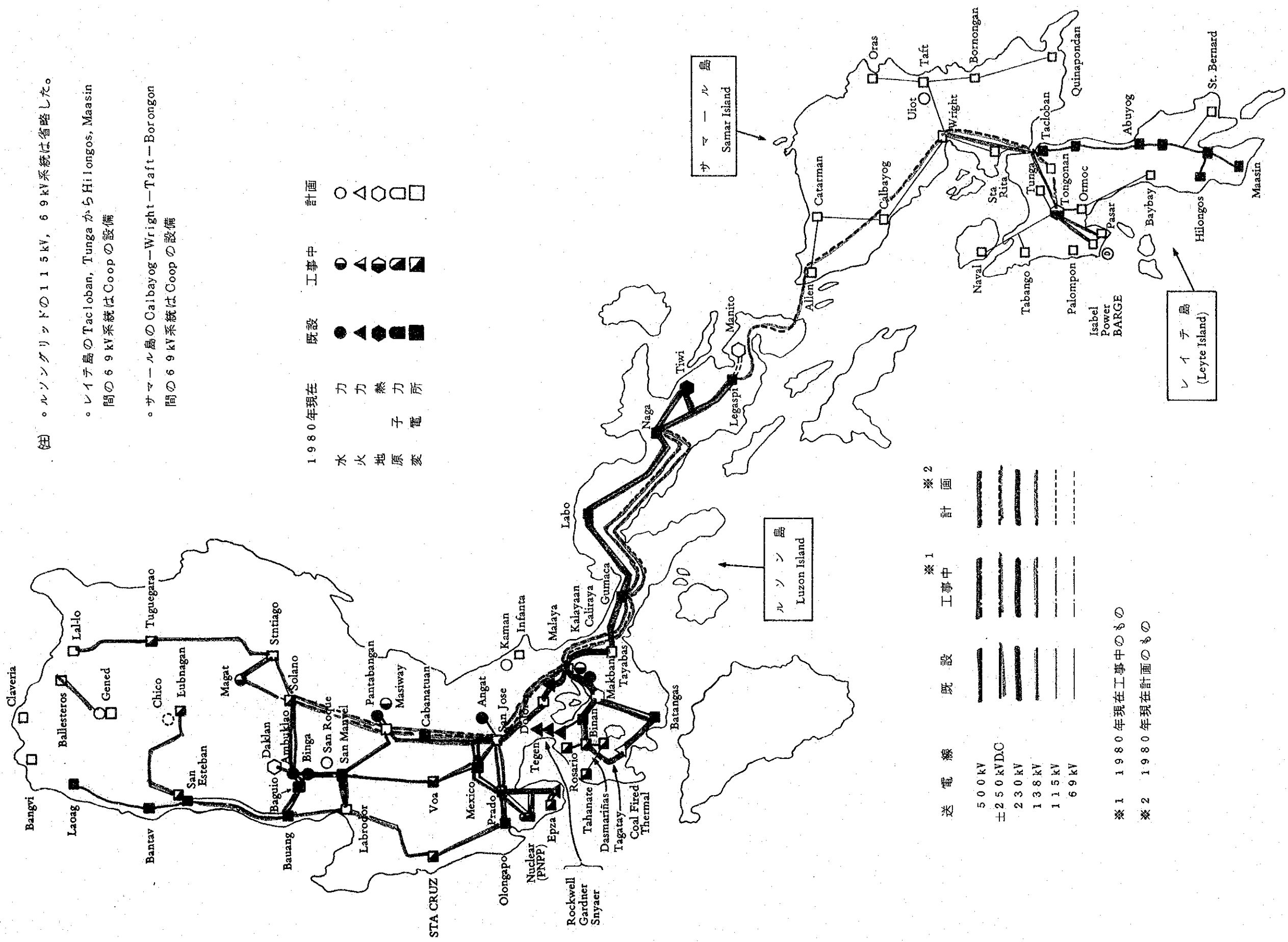
(注) ・ルソングリッドの115kV, 69kV系統は省略した。
 ・レイテ島のTacloban, TungaからHilongos, Maasin間の69kV系統はCoopの設備
 ・サマール島のCalbayog-Wright-Taft-Borongan間の69kV系統はCoopの設備

1980年現在
 水 火 地 原 変
 力 力 熱 力 所
 子 電
 既設 工事中 計画

送電線	既設	工事中	計画
500 kV	———	———	———
±250 kVDC	———	———	———
230 kV	———	———	———
138 kV	———	———	———
115 kV	———	———	———
69 kV	———	———	———

※1 1980年現在工事中のもの
 ※2 1980年現在計画のもの

第7図 送電系統展開図(1985年)



(注) ・ルソングリッドの115kV, 69kV系統は省略した。
 ・レイテ島のTacloban, Tunga からHilongos, Maasin間の69kV系統はCoopの設備
 ・サマール島のCalbayog-Wright-Taft-Borongon間の69kV系統はCoopの設備

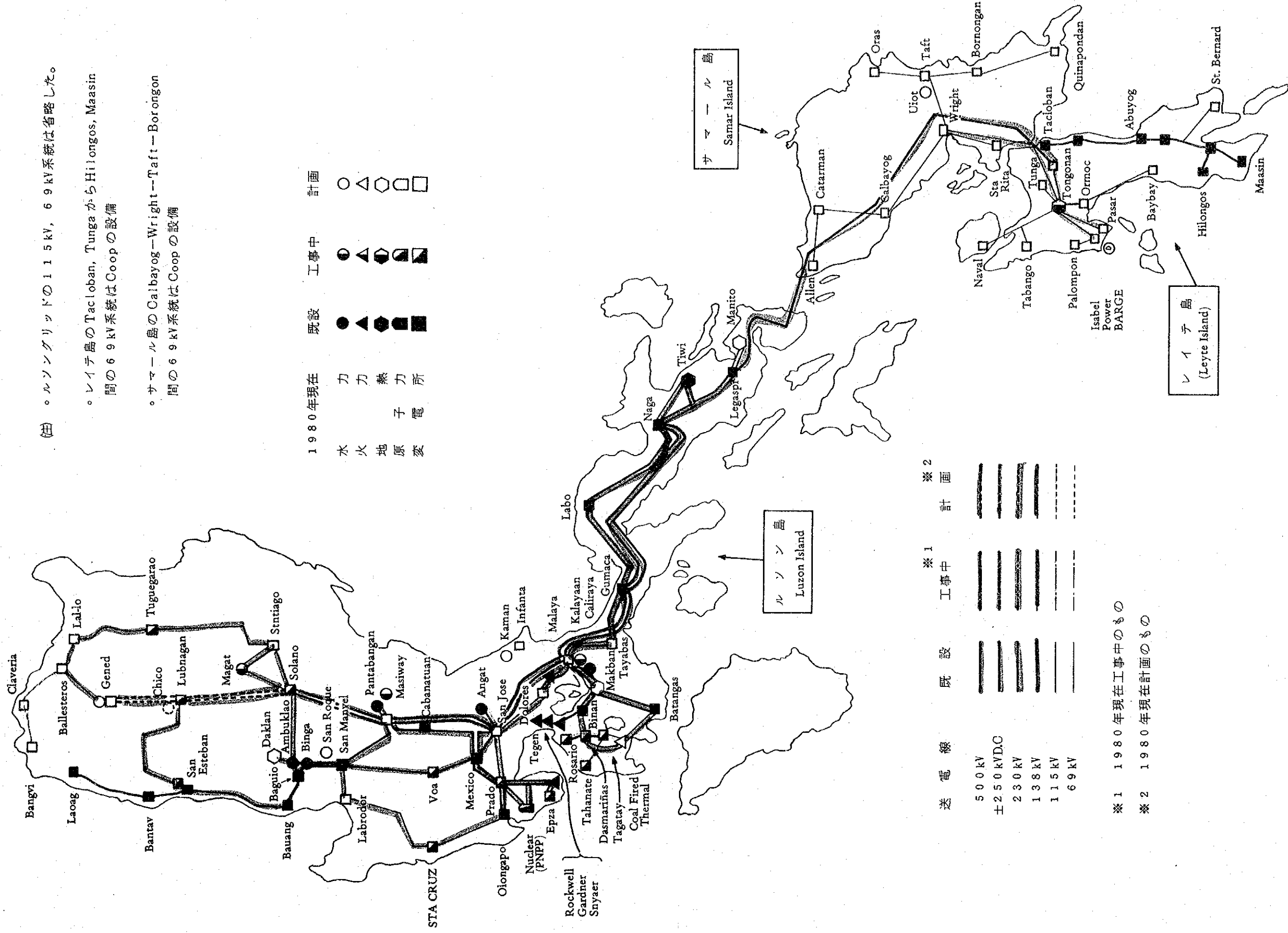
1980年現在 既設 工事中 計画

水 火 地 原 変
 力 力 熱 力 所
 子 電

送電線	既設	工事中	計画
500kV	———	———	———
±250kVDC	———	———	———
230kV	———	———	———
138kV	———	———	———
115kV	———	———	———
69kV	———	———	———

※1 1980年現在工事中のもの
 ※2 1980年現在計画のもの

第8図 送電系統展開図(1988年)



(注) ・ルソングリップの115kV, 69kV系統は省略した。

・レイテ島のTacioban, TungaからHilongos, Maasin間の69kV系統はCoopの設備

・サマール島のCaiabayog-Wright-Taft-Borongan間の69kV系統はCoopの設備

1980年現在 既設 工事中 計画

水 火 地 原 変

力 力 熱 力 所

子 電

送電線	既設	工事中	計画
500 kV	———	———	———
±250 kV D.C.	———	———	———
230 kV	———	———	———
138 kV	———	———	———
115 kV
69 kV	- - - - -	- - - - -	- - - - -

※1 1980年現在工事中のもの

※2 1980年現在計画のもの

TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM

AUG. 1980, ISSUED BY NPC

LEYTE - SAMAR GRID TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM
REVISED ACCELERATED PROGRAM

Year of Comm.	Transmission Lines	Volume (KV)	Circuit and Structure	No. of Size of Cond. (mm)	Length (km)	Project Identification	1979 Direct Cost		
							Foreign (km)	Local (km)	Total (km)
1980	Wright - Calbarog	69	WP/SC	1-336.4	70	NEA			
	Wright - Taft	69	WP/SC	1-336.4	70	NEA			
	Taft - Borongan	69	WP/SC	1-336.4	35	NEA			
	Tunga - Palo	69	WP/SC	1-336.4	24	NEA			
1981/7	Power Barge - Isabel	69	WP/SC	1-336.4	10	Asso. w/Power Barge	0.09	0.92	1.00
	Tonganan - Tunga	69	WP/SC	1-336.4	45	Asso. w/Tonganan Geo.	0.40	4.12	7.12
	Isabel - Palipan	69	WP/SC	1-336.4	15	- do -	0.13	1.37	2.35
	Isabel - Tonganan ¹⁾	138	WP/SC	1-336.4	36	- do -	0.46	6.03	9.48
	Calbayog - Catarman	69	WP/SC	1-336.4	55	- do -	0.48	5.04	8.64
1982/7	Tonganan - Pasat	138	WP/SC	1-336.4	41	Asso. w/Tonganan	0.52	6.87	10.77
	Isabel - Pasat	138	WP/SC	1-336.4	5	- do -	0.06	0.84	1.29
	Omnoc - Baybay	69	WP/SC	1-336.4	45	- do -	0.40	4.12	7.12
	Tonganan - Navul	69	WP/SC	1-336.4	55	- do -	0.48	5.04	8.64
1983	Tonganan - Wright ²⁾	138	ST/DC-1	1-795	110	Asso. w/Tonganan Geo.	4.15	33.60	64.73
	Wright - Sta. Rita	69	WP/SC	1-336.4	45	- do -	0.40	4.12	7.12
	Catarman - Allen	69	WP/SC	1-336.4	40	- do -	0.35	3.67	6.30
	Taft - Oras	69	WP/SC	1-336.4	30	- do -	0.26	2.75	4.70
	Borongan - Quinjuandan	69	WP/SC	1-336.4	55	- do -	0.48	5.04	8.64
	Tap - Tabango	69	WP/SC	1-336.4	20	- do -	0.18	1.83	3.18
1984	Tap - St. Bernard	69	WP/SC	1-336.4	40	NEA			
1985	Tonganan - Luzon T/L	250/DC	ST/SC	1-24,795	352		Included in the Luzon T/L Program		

1) To be energized initially at 69 KV.

2) Insulated at 230 KV.

LUZON GRID TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM, MAY, 1980
BASED ON THE REVISED ACCELERATED PROGRAM

Year of Comm.	Transmission Lines	Volume (KV)	Circuit and Structure	No. of Size of Cond. (mm)	Length (km)	Project Identification	1979 Direct Cost			
							Foreign (km)	Local (km)	Total (km)	
1980	Malaya - Gurnaca	230	ST/DC-2	1-795	138	7th Power Project	2.14	2.35	18.40	
	Gurnaca - Labo	230	ST-DC-2	1-895	89	- do -	1.38	1.51	11.86	
	Labo - Naga	230	ST-DC-2	1-795	97	- do -	1.50	1.65	12.90	
	Naga - Legaspi	230	ST-DC-2	1-795	71	- do -	1.10	1.21	9.46	
	Legaspi - Baguio	230	ST-DC-2	1-795	11	6th Power Project	0.17	0.19	1.47	
	Baguio - Benguet	69	ST-DC	1-336.4	24	- do -	0.30	2.76	5.01	
	Benguet - Guinsong	69	ST-DC	1-336.4	46	- do -	0.71	5.93	11.26	
	BCI - Balaon	69	WP-SC	1-336.4	14	- do -	0.16	1.32	2.52	
	Balaon - San Fernando	69	WP-SC	1-336.4 (R)	5	7th Power Project	0.03	0.10	0.33	
	San Fernando - BCI	69	WP-SC	1-336.4 (R)	21	- do -	0.13	0.42	1.40	
	Bongbon Tap - Balat	69	WP-SC	1-336.4	53	- do -	0.59	4.98	9.41	
	10/80	Naga - Tinambac	69	WP-SC	1-336.4	32	7th Power Project	0.41	3.01	6.09
		Laconoy - Caramon	69	WP-SC	1-336.4	45	- do -	0.50	4.23	7.98
		Cabanatuan - Suez-na-Daan	69	WP-SC	1-336.4 (R)	42	- do -	0.26	0.84	2.79
11/80	Doloros - San Jose*	230	ST-DC	4-795	38	6th Power Project	5.82	22.20	68.85	
	Buaan - Sucat	230	ST-DC	2-795	17	Special Project	1.51	7.22	18.55	
	PNPP - Prado	230	ST-DC	2-795	46	PNPP Trans. Line	4.08	19.54	50.14	
	Sorsogon Tap - Cubat	69	WP-SC	1-336.4	8	7th Power Project	0.09	0.75	1.43	
	Ambukdao - Solano	230	ST-DC-1	1-795	63	Cag. Valley Elec-5th Year	2.52	17.29	36.19	
12/80	Solano - Santiago	230	ST-DC-1	1-795	44	- do -	1.76	12.07	25.27	
	Santiago - Tuguegarao	230	ST-SC	1-795	118	- do -	3.86	20.65	49.60	
	Santiago - Cauayan	69	WP-SC	1-336.4	41	- do -	0.46	3.86	7.31	
	Cauayan - Ilagan	69	WP-SC	1-336.4	27	- do -	0.33	2.73	5.21	
	Tuguegarao - Camalanagan	69	WP-SC	1-336.4	71	- do -	0.80	6.68	12.68	
	Santiago - Jones	69	WP-SC	1-336.4	27	7th Power Project	0.30	2.54	4.79	
	Jones - Saguday	69	WP-SC	1-336.4	13	- do -	0.15	1.72	2.35	
	Cauayan - Roxas	69	WP-SC	1-336.4	37	- do -	0.41	3.48	6.56	

LUZON GRID TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM, MAY, 1980 (2)

Year of Comm.	Transmission Lines	Voltage (KV)	Circuit and Structure	No. of Size of Cond. (mm)	Length (km)	Project Identification	1979 Direct Cost		
							Foreign (km)	Local (km)	Total (km)
1/81	Paniqui - Carmen	69	WP-SC	1-336.4	30	Special Project	0.34	2.82	5.37
2/81	Dasmarias - Bihari ¹⁾	230	ST-DC	1-795	14	7th Power Project	0.78	4.08	5.93
	TAP - Kalayaan ²⁾	230	ST-DC	1-795	1.5	- do	0.15	0.94	2.07
	Guguegato - Capisan	69	WP-SC	1-336.4	27	- do -	0.30	2.54	4.79
4/81	Otoncayo - Sta. Cruz	230	ST-SC	1-795	116	7th Power Project	3.79	20.30	48.75
	Banquet - Licuan	69	WP-SC	1-336.4	34	7th Power Project	0.38	3.20	6.05
5/81	TAP - Manabo	69	WP-SC	1-336.4	23	- do -	0.26	2.16	4.11
	Tuguegato - Solana	69	WP-SC	1-336.4	10	- do -	0.11	0.94	1.77
	Solana - Calingsingan	69	WP-SC	1-336.4	13	- do -	0.15	1.22	2.35
	TAP - Baguio	69	WP-SC	1-336.4	10	7th Power Project	0.11	0.94	1.77
6/81	Camalagan - Gonzaga	69	WP-SC	1-336.4	33	- do -	0.37	3.10	5.88
	Sititan - Batus	69	WP-SC	1-336.4	24	- do -	0.27	2.26	54.05
	Batang Buhay Mines	230	ST-DC-1	1-795	94	7th Power Project	3.76	25.85	54.05
7/81	San Esteban - Lubuagan	230	ST-DC-1	1-795	94	7th Power Project	3.76	25.85	54.05
	Sititan - Infanta	69	WP-SC	1-336.4	49	7th Power Project	0.55	4.61	8.74
8/81	Dasmarias - Rosario	115	WP-SC	1-336.4	15	- do -	0.26	2.25	4.20
	PNPP - Balanga Tap	230	ST-DC	1-795	34	PNPP Trans. Line	1.89	9.90	24.08
	Prado - San Jose	230	ST-DC	2-795	76	- do -	6.75	32.28	82.91
	Binga - Antukino	230	ST-SC	1-795	10	7th Power Project	0.33	2.12	4.60
10/81	Ambuklao - Solano	230	ST-DC-2	1-795	63	Cagayan Valley Elec. 6th Year	0.97	1.07	8.35
	Solano - Santiago	230	ST-DC-2	1-795	44	- do -	0.68	0.75	5.85
	Solana Tap - Piat	69	WP-SC	1-336.4	27	- do -	0.41	2.54	5.62
	Guguegato - Tabuk	69	WP-SC	1-336.4	45	- do -	0.50	4.23	7.98
	Lala - Lucban	69	WP-SC	1-336.4	16	- do -	0.18	1.50	2.85
	Lucban - Abulog	69	WP-SC	1-336.4	30	- do -	0.34	2.82	5.37

LUZON GRID TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM, MAY, 1980 (3)

Year of Comm.	Transmission Lines	Voltage (KV)	Circuit and Structure	No. of Size of Cond. (mm)	Length (km)	Project Identification	1979 Direct Cost				
							Foreign (km)	Local (km)	Total (km)		
12/81	Guinaocung - Bontoc	69	WP-SC	1-336.4	47	7th Power Project	0.53	4.42	8.40		
	Bontoc - Lagawe	69	WP-SC	1-336.4	39		- do -	0.44	5.67	6.97	
	Malaya - Kahayan	230	ST-DC	4-795	27		8th Power Project	4.29	16.36	48.54	
4/82	Tiwi 5 & 6 - Tiwi 3 & 4	230	ST-DC	1-795	2	Tiwi Project	0.11	0.58	1.41		
	Tiwi 3 & 4 - Tiwi Switchyard	230	ST-DC-2	1-795	1		- do -	0.02	0.02	0.17	
6/82	San Manuel - Labrador	230	ST-DC-1	1-795	62	8th Power Project	2.48	17.01	35.61		
	Labrador - Sta. Cruz	230	ST-SC	1-795	56		- do -	1.83	9.80	23.53	
	Bantay - Cibusao	69	WP-SC	1-336.4	27		- do -	0.30	2.54	4.79	
	Laosig - Pasigini ⁷⁾	115	WP-SC	1-336.4	15		- do -	0.23	1.95	3.68	
	Pasuguin - Durabog ⁷⁾	115	WP-SC	1-336.4	37		- do -	0.56	4.81	9.01	
	San Esteban - Sta. Cruz	69	WP-SC	1-336.4	30		- do -	0.34	2.82	5.37	
	Laosig - Currimco	69	WP-SC	1-336.4	28		- do -	0.31	2.63	4.96	
	Moulog - Sanchez Mira	69	WP-SC	1-336.4	29		- do -	0.33	2.73	5.27	
	Solano - Bambang	69	WP-SC	1-336.4	19		- do -	0.21	1.79	3.37	
	Labrador - Duroc	69	WP-SC	1-336.4	29		- do -	0.33	2.73	5.21	
	Baso Tap - Balatan	69	WP-SC	1-336.4	23		- do -	0.26	2.16	4.11	
	Oas Tap - Pio Duran	69	WP-SC	1-336.4	38		- do -	0.43	3.57	6.80	
	Junction - Punitao	69	WP-SC	1-336.4	14		- do -	0.16	1.32	2.52	
	Labrador - Bauang	230	ST-DC-1	1-795	92		- do -	3.01	16.10	38.68	
	Barangas - Cuencia-Alitagug	69	WP-SC	1-336.4	18		- do -	0.20	1.69	3.19	
	Naga - Tiwi ³⁾	230	ST-DC	2-795	60.58		- do -	5.38	25.73	66.08	
	1983	Magat - Santiago	230	ST-DC	1-795		19	Fagat Loan	1.06	5.53	13.48
		Tuguegao - Lalo	230	ST-SC	1-795		65	8th Power Project	7.12	11.38	27.28
		Baguio - Manayun	230	ST-DC-1	1-795		10 (Bal)	- do -	0.40	2.75	5.75
		Ternate - Tagaytay	115	WP-SC	1-336.4		38	- do -	0.58	4.94	9.19
		Genad - Ballesteros	230 ⁷⁾	ST-SC	1-795		52	Genad Project	1.70	9.10	21.85

LUZON GRID TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM, MAY, 1980 (4)

Year of Comm.	Transmission Lines	Voltage (KV)	Circuit and Structure	No. of Size of Cond. (mm)	Length (km)	Project Identification	1979 Direct Cost		
							Foreign (km)	Local (km)	Total (km)
1984	Coal I - Batangas	230	ST-DC	1-795	43	Coal I Project	2.39	12.79	30.72
	Coal II - Tagaytay	115	WP-SC	1-336.4	29	8th Power Project	0.44	3.77	7.07
	Talavera Tap - Quezon	69	WP-SC	1-336.4	14	- do -	0.16	1.32	2.52
	Cruz-Na-Daan - Pinarid	69	WP-SC	1-336.4	19	- do -	0.22	1.79	3.44
	Rita Tap - Naguilan	69	WP-SC	1-336.4	12	- do -	0.13	0.13	2.11
	Tayabas - Sampaloc	69	WP-SC	1-336.4	18	- do -	0.20	1.69	3.19
	Trayaba - Candeharia	69	WP-SC	1-336.4	22	- do -	0.25	2.06	3.94
	Naga - Magarao	69	WP-SC	1-336.4	7	- do -	0.08	0.66	1.26
	San Jose - Kalyaan	500	ST-DC	1-795	97	EHV South Project	23.38	133.66	309.21
	Kalyaan - Grace	500	ST-DC	1-795	120	- do -	28.92	165.60	382.50
1985	Grace - Naga	500	ST-DC	1-795	117	- do -	28.20	161.46	372.96
	Manito - Legaspi	230	ST-DC	1-795	43	Manito Geothermal Project	3.82	18.26	46.91
	Daklan - Ambaklao	230	ST-SC	1-795	17	Daklan Geothermal Project	0.56	2.98	7.18
	Coal II - Pasaminas	230	ST-DC	1-795	50	Coal II Project	2.78	14.57	35.42
	Magat - Solano	230	ST-DC	1-795	58	Magat 5 & 6 Project	2.93	14.39	36.37
	Solano - Muñoz	500	ST-DC	1-795	95	EHV North Project	22.90	131.10	302.85
	Munoz - San Jose	500	ST-DC	1-795	115	- do -	27.72	158.70	366.60
	Tongonan - Lagundi	250	ST-SC	2-795	231.4	Tongonan Interconnection	8.89	45.51	112.19 ⁽³⁾
	Lagundi - Sta. Magdalena	250	Sub-Cable	500 mm ²	24.5	- do -	14.80	3.70	114.70 ⁽³⁾
	Sa. Magdalena - Legaspi	250	ST-SC	2-795	96.3	- do -	3.70	18.94	46.69 ⁽³⁾
1988	Gened - Tuguegaro	500	ST-DC	4-795	83	Gened Project	21.21	121.44	280.52
	Tuguegaro - Solano	500	ST-DC	4-795	144	- do -	34.70	198.72	458.97
	Ballesteros - Lala	230	ST-SC	1-795	40	9th Power Project	1.31	7.00	16.83
	Ballesteros - Claveria	115	ST-SC	1-795	49	- do -	1.46	7.92	18.67
	Claveria - Bangui	115	ST-SC	1-795	45	- do -	1.34	7.28	17.33

NOTES :

- 1) To be initially energized at 115 KV.
 - 2) Two (2) double circuits or a total of four (4) circuits.
 - 3) To replace existing Naga – Tiwi Line DC-STC, 1-795 MCM, ACSR.
 - 4) Turned key cost of Nippon Koei Co., Ltd. of Japan.
 - 6) Will replace existing Malaya – Kalayaan, DC-ST, 1-795 MCM ACSR.
 - 7) To be initially energized at 59 KV.
 - * Previously programmed to be completed in 1979.
 - ** Previously programmed to be completed in 1980.
- DC-1 Double circuit, 1st circuit strung.
DC-2 Double circuit, 2nd circuit stringing only.
R. Reconductoring only.
1US\$ ₱ 7.50

JICA