昭和57年度

レイテ・ミンダナオ送電線計画
事前調査報告書

（フィリピン共和国）

1982年 8 月

国際協力事業団

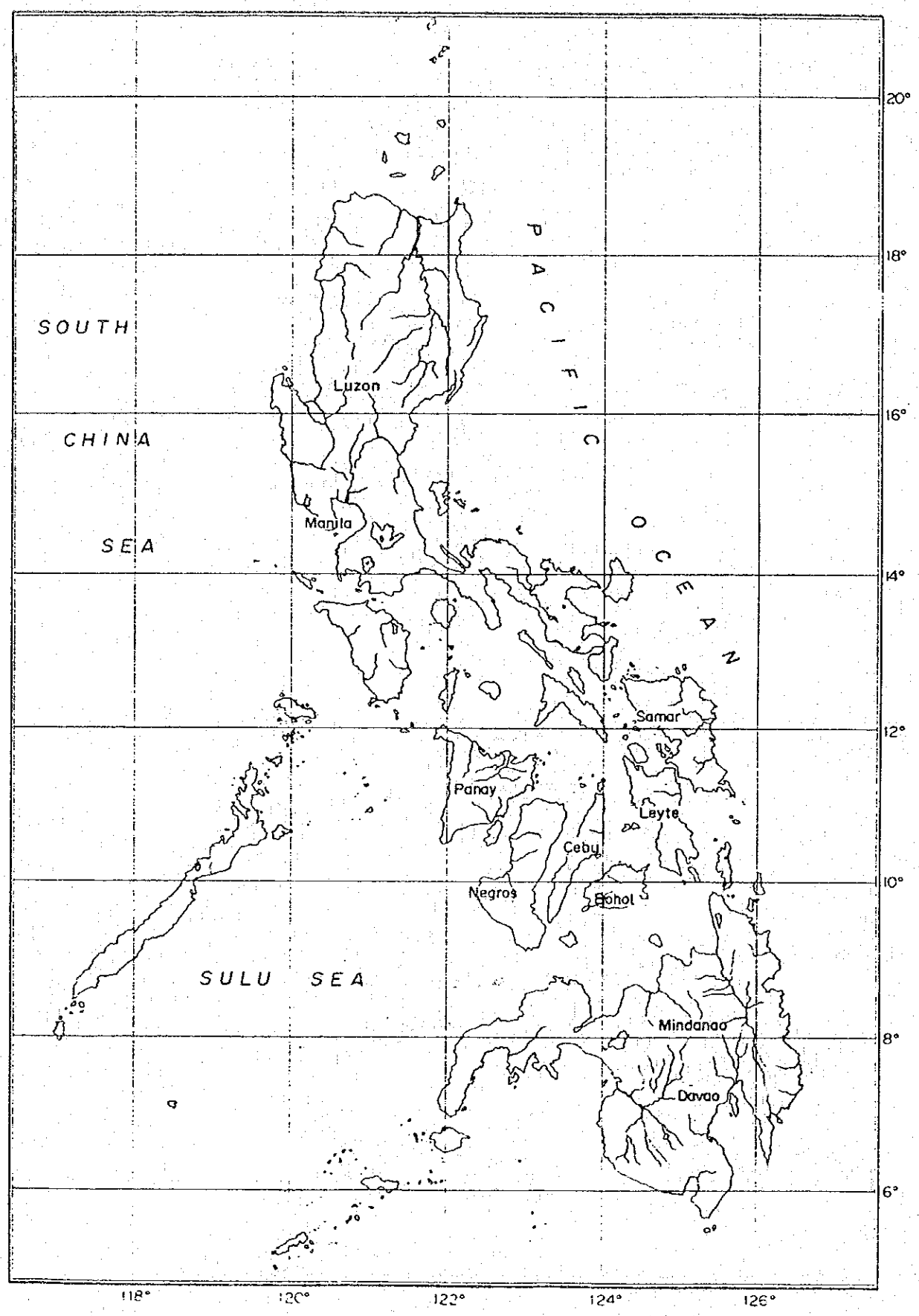
昭和57年度

レイテ・ミンダナオ送電線計画
事前調査報告書

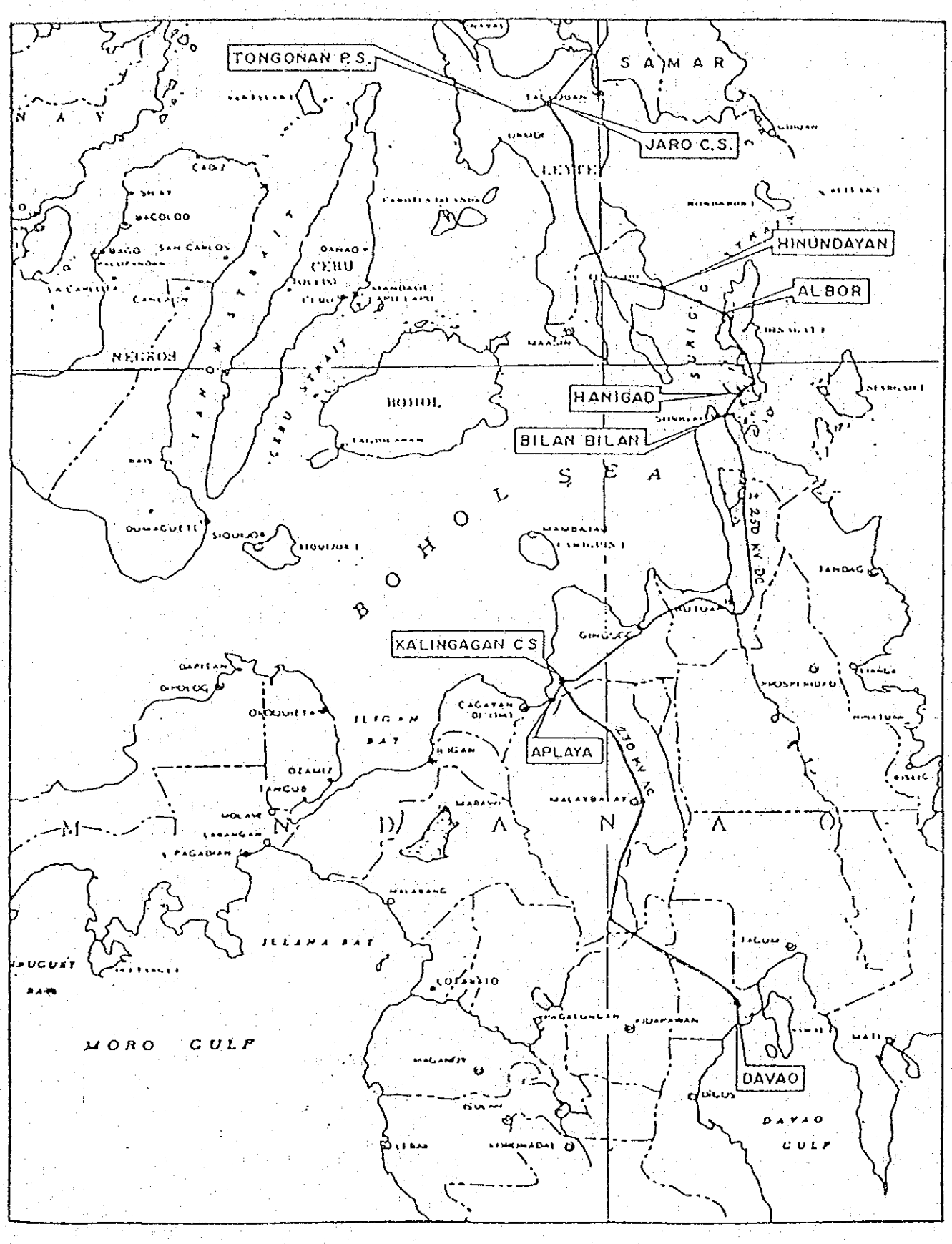
（フィリピン共和国）

1982年8月

国際協力事業団


SOUTH
CHINA
SEA
PACIFIC
OCEAN
SULU SEA
Luzon
Manila
Samar
Panay
Leyte
Cebu
Negros
Bohol
Mindanao
Davao
20°
18°
16°
14°
12°
10°
8°
6°
118°
120°
122°
124°
126°

LEYTE-MINDANAO TRANSMISSION PROJECT



目　　次

I. 調査団の構成

団　長	飯村圭司	国際協力事業団鉱工業計画調査部
団　員	高橋三千雄	社団法人　海外電力調査会
〃	松下孝吉	同　上
〃	秋山定広	同　上

II. 調 査 日 程

日順	月 日	曜日	行 程	調 査 内 容
1	7月27日	火	成田→マニラ	高橋，松下，秋山 マニラ到着。 団長と合流，打合せ。
2	28日	水	マニラ	日本大使館，JICA事務所，NAPOCOR表敬。NAPOCORにて現地調査日程打合せ，I/A原案提示。
3	29日	木	マニラ	NAPOCORにて質問書討議，関係資料要請，現地日程取り決め。
4	30日	金	マニラ→セブ	NAPOCORビサヤス地域支店訪問 現地調査ルート（ヘリコプター経路）取り決め
5	31日	土	セブ→パサール→トンゴナン→ハロ→ヒナンダヤン→アルボ→スリガオ	銅製錬所建設所，地熱発電所 変換所，送電線，ルート空中視察 別班陸路視察
6	8月 1日	日	スリガオ→カリンガガン→タゴロアン→カガヤンデオロ	送電線ルート空中視察，別班陸路視察 アブラヤディーゼルプラント見学
7	2日	月	カガヤンデオロ→→イリガン	NAPOCORミンダナオ地域支店訪問 アグス水力発電開発 空中視察
8	3日	火	イリガン→カガヤンデオロ→マニラ	移動 内部会議
9	4日	水	マニラ	NPCにてI/Aおよび調査結果の検討 議事録のまとめ
10	5日	木	マニラ	〃 NAPOCORより関係資料受領
11	6日	金	マニラ	I/Aおよび議事録の署名 JICA事務所へ内容説明および挨拶
12	7日	土	マニラ→成田	帰 国

Ⅲ. 調査結果の要約

本計画は、レイテ島Tongonan地区で開発推進中の地熱発電々力をミンダナオ島需要中心地に供給するため、超高圧直流送電線によりミンダナオ基幹送電系統に連系する送電線計画である。

本調査はこの計画の目的、内容および対象地域の電力系統、関連情報を予備的に調査し、次におこなうべきフィージビリティスタディに関し、先方政府とスコープオブワーク等を協議するとともに本格調査の立案を目的として行われた。

調査にあたっては、事前にフィリピン電力系統の現状および将来計画ならびにレイテ・ミンダナオ送電計画に関する質問事項を準備した。現地ではこの質問書をNAPOCORに提示して、各項につき、NAPOCORカウンターパーツと十分に意見交換をおこなうとともに現地調査をおこない関係データも多数入手した。

調査結果は、次章以降で詳述するが結論として、

1. 本計画は、上記の目的以外に結果として、ルソングリッド、レイテ・サマールグリッド、ミンダナオグリッドの縦貫幹線連系が完成される。これにより、
   (1) 供給信頼度の向上（産業の立地・振興のための基礎条件）
   (2) 3電力系統間の電力相互融通（経済融通、異常時融通）
   (3) 水力および地熱資源の有効活用（石油の節約）
   (4) 電源の経済開発と予備力の節減

   などが可能となり、経済効果の高いプロジェクトであると考えられた。
2. 本計画の実施については、さらに詳細な調査を要するが、一部を除き、ほぼ計画の送電ルート、交直交換所地点は妥当であり、かつ実施上特に問題はないと思料された。

上記結果にもとづき今後フィリピン側と日本側でそれぞれ実施すべき調査事項、分担、スケジュール、現地における便宜供与等の協議をおこない別紙のとおり合意書を調印し、予定どおりの日程で調査を終了した。

Ⅳ．フィリピン共和国における電力・エネルギー問題の背景

1．フィリピン共和国の政治経済事情

（国土の概要）

フィリピン共和国は、南はボルネオおよびセレベス諸島に相対し、東は太平洋をへだててパラオ諸島を望み、西は南シナ海をへだてて中華人民共和国南部諸省、香港、インドシナ半島を望んでいる。国土の総面積は２９９,４０４Km² である。島の総数は７１０７とも報告されているが、このうち、ルソン島、ミンダナオ島、サマール島、ネグロス島、パナイ島など主要１１島で国土面積の９６％を占めている。

（地　形）

フィリピン郡島は７０００余の島からなり、地形はきわめて複雑である。主な島について述べると、

(1)　ルソン島（面積１０３,４７５Km²）は、マラヤ山脈、バギオ高原、ポリス山脈、イロコス海岸地帯、カガヤン平野、北東部山系、中央山塊、東部山系、西部山系などに区分される。カガヤン平野は、東部山系と中央山系の中間に横たわり、北部地方は、アグノ川、南部地方は、パンパンガ川が広大な三角州を発達させている。

(2)　ミンダナオ島（面積９４,６３０Km²）は、ブキドノン高台、ラナオ台地、アグサン平野、ディウァタ山系等８地区に区分される。ブキドノン高台、ラナオ台地は、起伏のある溶岩台地で、南部には火山がつらなってダバオ高地と接している。北部海岸地帯では、沖積土壌、海岩土壌が大きな割合をしめている。

ダバオ高地には、長距離航行のできるダバオ川が南北に貫流し、三角州地帯には肥沃な沖積土壌が発達している。

(3)　パナイ島（面積１１,３８２Km²）の骨格をなす山地は、東西海岸を南北に走る２つの褶曲山脈で、その間に沖積平野が横たわっている。

(4)　ネグロス島（面積１２,５５４Km²）の主山脈は、東海岸付近を東北より西南に走り、北部は活火山から成り、西北部には海岸平野がひらけている。

(5)　レイテ島（面積７,１３０Km²）は、主に北西より南東に走る中央山脈と東西の海岸平野とからなっている。

(6)　サマール島（面積１２,９２５Km²）の大部分は、石灰岩、砂岩、泥板岩などで、中部、西北部には、火成岩が点在している。西部および南部では海岸平野が拡がっている。

（人口・人種）

１９８０年の人口統計では４,７９０万人と報告されている。種族は４２もあり、マレーインドネシア系が９０％以上を占め、スペイン人との混血などが７％、そのほかミンダナオ、スルー諸島のモロ族となっている。華僑は未登録を含め約３０～５０万人と称される。

フィリピンの人口の各地域別総数（１９８０年）は、ルソン島2,６１０万人、ミンダナオ島1,０７０万人、ヴィサヤス地域1,１１０万人であり、毎年２％の率で増加するものと予想され、１９９０年には、それぞれ、3,１８０万人、1,３００万人、1,３５０万人となり、フィリピン合計で5,８３０万人となるものと予想されている。

表Ⅳ－１　　フィリピンの人口推移予想　　（百万人）

年（西暦）／地域	1978	1980	1985	1990	1981～90 伸び率(%)
フィリピン計	45.5	47.9	53.1	58.3	2.0
ルソン	24.7	26.1	29.0	31.8	2.0
ミンダナオ	10.0	10.7	11.7	13.0	2.0
ヴィサヤス	10.8	11.1	12.4	13.5	2.0

（政　治）

１９４６年７月に初代大統領ロハスの下に、フィリピン共和国が発足した。現大統領はフェルディナンドE．マルコス。

（財　政）

会計年度は歴年である。１９８１年度の歳出は総額５４８億ペソ（約１兆６４４０億円）。うち一般会計２６５億ペソ、財政投融資１３３億ペソ、公共事業費１５０億ペソであった。（国防費は６５億ペソ（１９５０億円）と全支出科目中で最大。）

（通　貨）

ペソ。　1米ドル＝8.４１ペソ（１９８２年７月）

１ペソ＝約３０円弱

（経　済）

農業主体の経済で、１９８０年の国民総生産は２６９億7,８００万ドル（ＩＭＦ）で（約2,１６０億ペソ）、前年に比べ5.４％の伸びにとどまった。国内総生産は2,２１９億2,６００万ペソ（１９７９年世銀）で、産業別比率は、農林水産業２４％、製造業２5.３％、商業１6.４％、建設業7.１％、運輸6.４％、鉱業2.７％、電力0.９％、その他１6.７％となっている。１人あたりの国民所得は約５７６米ドル（１９７９年）。

（産　業）

農業：　ココナッ油、砂糖が主要輸出産品であるが、政府は米の増産計画に着手し、高収量品種の研究と、農地改革、灌漑施設の拡充により増産をはかっている。（米生産量年間約７００万トン）。

森林は全陸地の４０％を占め、木材は主要輸出品の一つである。

漁業従事者は約８０万人。

工業：　従来は、製造業は、ココナッツ精油、精糖、タバコ加工などが主であったが、外資導入が促進された結果、自動車、電機、肥料、セメント、石油精製（４カ所計日量２６万バーレル）、鉄鋼等の工業が増加している。

鉱業：　金、銀のほか、鉄、銅、亜鉛、マンガン、ニッケルなどの埋蔵資源が豊富である。

（貿　易）

主要輸入品は、石油（輸入総額の３０％近くを占める）のほか機械、自動車、消費物資などである。輸出品は、ココナツ油、銅鉱石、砂糖、バナナ等である。

１９８０年の輸出は、前年比２３％増の４６億4,０００万ドル、輸入は前年比１５％増の６３億8,９００万ドルで、貿易収支の赤字は１７億4,９００万ドルであった。総合国際収支でも、１９８０年3億8,０００万ドル、１９８１年上半期2億4,３００万ドルの赤字であった。

（労　働）

労働人口は1,６７０万人（１９７９年）で、うち約５２％が農林漁業に従事している。

2．フィリピン共和国のエネルギー事情

エネルギー省のエネルギー統計によると、フィリピンのエネルギー消費（１９７９年）は、合計９1.９百万バーレル（石油換算）で、内訳は上表の如く、石油が８4.0MBOEと全体の

フィリピンのエネルギー消費　（１９７９年）

フィリピン合計	（MBOE） 91.9	比率(%) 100.0
電力部門	28.2	30.7
水力	5.8	6.4
石油	20.7	22.5
石炭	0.3	0.3
地熱	1.3	1.5
原子力	—	—
非電力部門	63.7	69.3
石油	63.3	68.9
石炭	0.4	0.4

91.4％を占めており、このうち輸入が76.7MBOEで83.5％を占めている。

この高い石油依存率を低下（１９８５年５０～５５％）にさせるため１９８１年から９５億ド

ルを投じてエネルギー５カ年計画が開始されている。この計画は、①カラヤーン群島の油田を中心に油田開発を進め、年間生産量を１９８０年の7.3百万バーレルから１９８５年には約2.5倍の１8.3百万バーレルに上げる。②石炭生産量を１９８０年の年間３１万５０００トンから２３１万トンに増加する。が骨子となっている。

地熱発電はトンゴナンその他に鋭意開発努力をつづけ、原子力発電はルソン島バターン半島に６２万KWを１９８４年完成を目指して工事が行われている。また、石炭火力もセブその他において開発が進められている。

このため、電力公社の発電形態は、１９９０年において、石油火力発電は１８％まで減少し、一方、水力発電のシェアは２８％に、原子力発電は１％に、地熱は３０％に、石炭火力発電は１３％にそれぞれ増加することとなる。

表Ⅳ－2　　NAPOCORにみる石油火力の減少計画

項目 ＼ 年（西暦）	1978（実績）	1980（実績）	1985	1990
発電設備（MW）	2808	4009	6529	7824
発電電力量（10億kwh）	13.3	16.0	24.2	34.6
上記のうち非石油系（〃）	2.8	5.6	16.9	28.4
〃（％）	21.1	35.0	69.8	82.1

表Ⅳ－2に示す如く、総発電電力量のうち非石油系の占める割合が、１９７８年には僅か２１.１％であったものが、１９８０年に３５.０％と漸増し、１９８５年に６９.８％、１９９０年には実に８２.１％と大巾に石油は駆逐されることになる。

（電気事業）

フィリピンにおける電気事業はエネルギー省（ＭＯＥ）によって管轄されており、ＭＯＥのもとに、主として発送電と卸売りを担当する電力公社（National Power Corporation：NAPOCOR）と、配電・農村電化を担当する農村電化事業団（National Electrification Administration：NEA）がある。

NAPOCOR以外に、マニラ電力会社（MECO）、電気協同組合、自家発があり、このうちMECOについては、１９７８年１１月に約１１５０MWの発電設備の運転がNAPOCORへ移管されている。他に、私営電気事業としてDavao市に、Davao Light and Power Co.Inc.（DLPCO）がある。

（NAPOCORの平均電気料金）

NAPOCORの電気料金は、ヴィサヤス地域が最も高く0.４９８ペソ／kwh（約14.94円/kwh）、

次いでルソン地域0.448ペソ／kwh（約13.44円／kwh）で、ミンダナオ地域は0.180ペソ／kwh（約5.4円／kwh）と非常に安い。

フィリピンの全国平均の料率は0.42ペソ／kwh（約12.5円／kwh）である。（いずれも1981年実績）。

3. ルソン島、ヴィサヤス地域、ミンダナオ島の電力需給

(1) 電力需給の現状と将来

NAPOCORの1981年の統計によると、ルソン、ヴィサヤス、ミンダナオの3地域を合計した総発電電力量は159億8,800万kwh で、このうちルソン島が136億6,600万kwhと全国の85.5%を占めている。ヴィサヤス地域は5億300万kwh（3.1%）、ミンダナオ島は18億1,900万kwh（11.4%）でシェアはルソン島に比べると著しく低い。

また、電源種別でみると、フィリピン全国で、石油火力による発電量が94億9,400万kwhと59.4%（1978年78.9%、1980年65%）を占め、水力は37億2,400万kwh、23.3%、地熱27億7,000万kwh、17.3%となっており、石油火力が漸減し、地熱発電の増加が目立ってきている。

NAPOCORおよびMECOの販売電力量でみると、フィリピン合計で149億1,800万kwh、各地域の比率は、ルソン85.0%、ヴィサヤス3.1%、ミンダナオ11.9%となっている。

また、過去4カ年間における年平均伸び率（販売電力量ベース、表Ⅳ－3参照）はフィリピン全国で8.6%、ルソン6.6%、ヴィサヤス72.9%、ミンダナオ19.5%となっている。ヴィサヤス地域の需要の伸びが極端に高いことが分る。次にミンダナオ島の需要増加がめだち、ルソン島とくにMECO供給地区では電力需要の伸びは比較的安定してきたといえよう。

表Ⅳ－3　　フィリピンの販売電力量の伸び率　(%)

区分 / 年（西暦）	MECO	その他ルソン地域	ルソン計	ヴィサヤス	ミンダナオ	フィリピン計
1977－78	7.2	17.7	9.5	319.6	17.2	11.6
78－79	9.0	6.3	8.3	4.7	9.4	8.4
79－80	1.6	13.8	4.4	30.4	41.7	8.1
80－81	4.0	5.4	4.3	56.2	12.4	6.3
77／81 年平均伸び率	5.4	10.7	6.6	72.9	19.5	8.6

表Ⅳ－4　　MECOを含むNAPOCORの販売電力量の推移（Gwh）

区分 / 年（西暦）	MECO	その他ルソン地域	ルソン計	ヴィサヤス	ミンダナオ	フィリピン計
1977	7630	2182	9812 (91.4%)	51 (0.5%)	868 (8.1%)	10731 (100%)
1978	8181	2568	10749 (89.7%)	214 (1.8%)	1017 (8.5%)	11980 (100%)
1979	8914	2731	11645 (89.7%)	224 (1.7%)	1113 (8.6%)	12982 (100%)
1980	9055	3108	12163 (86.7%)	292 (2.1%)	1577 (11.2%)	14032 (100%)
1981	9415	3275	12690 (85.0%)	456 (3.1%)	1772 (11.9%)	14918 (100%)

表Ⅳ－5　　NAPOCORの発電電力量の推移（MECOを含む）（Gwh）

区分 / 年（西暦）	1977	1978	1979	1980	1981
石油火力	9164	9702	10368	9507	9494
ルソン	9110	9467	10120	9173	8894
ヴィサヤス	42	216	231	304	464
ミンダナオ	12	19	17	30	136
水力	2279	2792	2868	3502	3724
ルソン	1270	1755	1731	1873	2033
ヴィサヤス	12	11	8	9	8
ミンダナオ	997	1026	1129	1620	1683
地熱	1	3	657	2077	2770
ルソン	—	—	653	2069	2739
ヴィサヤス	1	3	4	8	31
ミンダナオ	—	—	—	—	—
合計発電量	11444	7	13893	15086	15988
ルソン	10380	2	12504	13115	13666
ヴィサヤス	55	0	243	321	503
ミンダナオ	1009	5	1146	1650	819

以下、フィリピンの電力需給の現状をルソン、ヴィサヤス、ミンダナオの３地域に分けて考察する。

（ルソン島の電力需給）

ルソングリッドにおける電力需給は表Ⅳ－６の如く、１９８０年実績でみると、ピーク電力需要２０７０ＭＷ、発電電力量13113Gwhで年負荷率は７２.０％と高い。

表Ⅳ－6　　ルソングリッドの電力需給

項目 / 年（西暦）	ピーク需要 (MW)	発電電力量 (Gwh)	L・F (%)	販売電力量（Gwh） NAPOCOR	MECO	ルソン計
1980（実績）	2070	13113	72.0	3087	9095	12182
1985	2940	18420	70.0	4230	12495	16725
1990	4120	25675	70.0	5610	16309	21919
1995	5645	35030	70.0	7330	21781	29111
2000	7555	46740	70.0	9720	28872	38592

また、同年における販売電力量はNAPOCOR分３１０８Gwh、ＭＥＣＯ分９０５５Gwhで、ルソン島合計で１２１６３Gwh となっており、マニラ周辺に配電するＭＥＣＯ分の大きいことは、マニラ市周辺に電力需給が集中する傾向が将来も続くものとみられている。将来の販売電力予想は１９９０年において２１９１９Gwh、２０００年において３８５９２Gwhとされ、それぞれ１９８０年実績の１.８０倍（年平均増加率６.１％）および３.１７倍（同じく５.９％）の伸びとなる。

（ヴィサヤス地域の電力需給）

１９８０年のヴィサヤス地域の総電力需要は表Ⅳ－７のとおり、ピーク電力需要１７６ＭＷ、電力量（発電端）８６５Gwhである。１９９０年にはピーク電力需要５２５ＭＷ、電力量（発電端）で２７４５Gwhと想定されており、１９８１～１９９０年の増加率はピーク電力需要で１１.５％、電力量（発電端）で１２.２％と見込まれている。

表Ⅳ－7　　ヴィサヤス地域の電力需要

グリッド / 項目 / 年（西暦）	セブ ピーク (MW)	セブ 発電 (Gwh)	ネグロス ピーク (MW)	ネグロス 発電 (Gwh)	パナイ ピーク (MW)	パナイ 発電 (Gwh)	レイテ・サマール ピーク (MW)	レイテ・サマール 発電 (Gwh)	ボホール ピーク (MW)	ボホール 発電 (Gwh)	ヴィサヤス計 ピーク (MW)	ヴィサヤス計 発電 (Gwh)
1980（実績）	95	505	33	155	26	135	17	56	4.8	13	176	865
1985	165	929	145	835	45	230	70	344	8.4	22	433	2360
1990	165	929	145	835	75	385	125	557	14.8	39	525	2745

一方、供給力は表Ⅳ－８のとおりで、１９８０年発電容量２３４.１ＭＷが１９９０年には１１３０.１ＭＷに増大するものとされている。下表の内、１９９０年の地熱にはTongonan発電所分の５５７.８ＭＷが含まれており、同発電所は更に１９９１年２２０ＭＷ、１９９２年２２０ＭＷ、１９９３年１１０ＭＷを開発し、最終（合計）出力は１１０５.５ＭＷとなる計画

表Ⅳ－8　　ヴィサヤス地域の供給力

区分 / 項目 / 年（西暦）	水力		地熱		石炭火力		ディーゼル		合計	
	ピーク（MW）	発電（Gwh）	ピーク（MW）	発電（Gwh）	ピーク（MW）	発電（Gwh）	ピーク（MW）	発電（Gwh）	ピーク（MW）	発電（Gwh）
1980（実績）	2	12	3	20	10	61	219.1	735	234.1	828
1985	2	12	231	1099	65	398	337.1	851	635.1	2360
1990	2	12	671	1312	120	735	337.1	686	1,130.1	2745

注）１９９０年時点では、レイテ・サマールグリッドの発電は全て地熱となる。

である。

（ミンダナオ島の電力需給）

ミンダナオ・グリッドの１９８０年の電力需給は表Ⅳ－９に示す様にピーク電力需要２６４ＭＷ、発電端電力量１７０５Gwh（うちＮＡＰＯＣＯＲ分１６２０Gwh）、ＮＡＰＯＣ－ＯＲの販売電力量１５６８Gwhである。ちなみに１９７０年の販売実績は３５６Gwh、１９７５年の販売実績は５６０Gwhであるから、１９７０～１９８０年の年平均増加率は１６.０％、また近年度１９７５～１９８０年の年平均増加率は更に高く、実に２２.９％となっている。

１９９０年の電力需給は、ピーク需要１０２５ＭＷ、発電端電力量６１５０Gwhと想定されている。すなわち１９８０～１９９０年の年平均増加率はピーク需要で１４.５％、発電端電力量で１３.７％と相当に高い。（これは低目の想定であって、別に１９９０年におけるミンダナオの電力需要（発電端）を７７０６Gwhとか１１０００Gwh、すなわち年平均増加率にして１６.３％ないし２０.５％という需要想定があることを付記する。）

販売電力量でみても、この関係は同様で１９８０年実績１５６８Gwhに対して１９９０年の想定値は５８４５Gwhで、１９８０～１９９０年の年平均増加率は１４.１％となっている。

このように、ミンダナオ島における将来の電力需要の増加は極めて旺盛である。更に若干の工業、例えばNatinal Steel Corporationは１９９０年ピーク需要２５４ＭＷ、電力量２０２２Gwh、１９９５年ピーク需要３１５ＭＷ、電力量２４８１Gwhの計画がある。（参考資料６参照）またPhilippines Aluminumの負荷は、ピーク需要６０ＭＷ、電力量５１８Gwhと見込まれており、２２０ＭＷまで工場能力を拡大する計画も検討されている。

(2) 電源設備の現状と将来計画

（ミンダナオ島）

１９８１年におけるミンダナオ島の発電設備容量は水力３８５ＭＷ、ディーゼル火力１５２ＭＷ、合計５３７ＭＷである。（表Ⅳ－１０）

表Ⅳ－１０　　ミンダナオ・グリッドの発電設備（１９８１年現在）

区　分	名　称	ユニット	容量（ＭＷ）	計（ＭＷ）
ミンダナオ・グリッド				
水　力	Agus Ⅳ	№１～№５	200	
〃	Agusan	№１～№２	1.6	
〃	Agus Ⅱ	№１～№３	180	381.6
火　力	Aplayaディーゼル Ⅰ	№１～№２	11.04	
〃	〃 Ⅱ	№１～№６	93.25	104.29
孤立系統				
火　力	General Santos ディーゼル	№１～№３	21.84	21.84
ダバオ電灯電力				
水　力	Talomo2	№１～№３	0.6	
〃	〃 2A	№１～№２	0.65	
〃	〃 2B		0.3	
〃	〃 3	№１～№２	1.92	3.47
火　力	Talomoディーゼル	№23～№26	25.7	25.7
			水力小計	385.07
			火力小計	151.83
			合　計	536.9

表Ⅳ－１１　　ミンダナオの電力開発計画

名　称	区　分	容量（ＭＷ）	運開年	累計（ＭＷ）
Aplaya	ディーゼル増設	18	1982	18
Agus Ⅶ	水　力	2×27	1983	72
Agus Ⅰ	〃	2×40	1984	152
Agus Ⅴ	〃	2×27.5	〃	207
Agus Ⅳ	〃	3×50	1985	357
Pulangi	〃	3×85	〃	527

また、１９９０年までのミンダナオにおける電源開発計画はNAPOCORのExpansion Program１９８１～１９９０（Oct.１９８１）によると、ミンダナオの１９９０年のピー

ク需要１０２５MWに対して合計容量１１７５MW、保証出力１０５９MWで、予備力は３４MWにすぎず、１９９０年のピーク需要想定値１０２５MWに含まれていない前述のNational Steel Corporation(２５４MW)、Philippines Aluminum (６０M)の追加があれば極めて電力需給はひっ迫することになろう。

(ルソン島)

１９８０年におけるルソン・グリッドの発電設備容量は(表Ⅳ－１２参照)水力５４４MW、地熱５５０MW、石油火力２２３０MW、合計３３２４MWである。(しかし１９８１年には石油火力の出力減少１２５MWがある。一方完成予定電源はMasiway水力１２MWのみで地熱電源は０であるので、総設備容量は１０３MWだけ減少することとなる。

ルソン・グリッドの電源開発計画は、表Ⅳ－１３の通り、１９９０年までに水力２ケ所、原子力１ユニット、石炭火力２ユニット、地熱発電４ユニット、累計２１９０MWが見込まれている。

表Ⅳ－１２　　ルソン・グリッドの発電設備(１９８０年現在)

区分	名称	ユニット，容量(MW)	計(MW)
水力	Ambuklao	３×２５	
	Binga	４×２５	
	Angat	４×５０	
		３×　６	
	Pantabangan	２×５０	
	Caliraya	４×　８	
	Botocan	３×　5.65	
	Barit	１×　1.8	
	Cawayan	１×　0.4	544.15
	Masiway	２×　６　(1981)	
	Kalayaan	２×１５０(1982)	
火力	Bataan	１×　７５	
		１×１５０	
	Malaya	１×３００	
		１×３５０	
	Gardner	１×１５０	
		１×２００	
	Snyder	１×２００	
		１×３００	
	Tegen	２×１００	
	Rockwell	１×３０５	２２３０
地熱	Tiwi №１～№６	６×５５５	
	Makban №１～№４	４×５５５	５５０

表Ⅳ－１３　　ルソン・グリッドの電源開発計画

区　分	名　　称	ユニット，容量（ＭＷ）	完成予定年	累　計（ＭＷ）
水　力				
	Magat	４×　９０	１９８４	
	San Rogue	３×１３０	１９９０	７５０
原子力				
	Battan	１×６２０	１９８５	６２０
石炭火力				
	Batangas Ⅰ	１×３００	１９８４	
	〃　　Ⅱ	１×３００	１９８７	６００
地　熱				
	Makban №5, 6	２×５５	１９８４	
	Tiwi №7, 8	２×５５	１９８５	２２０

（ヴィサヤス地域）

ヴィサヤス地域の主要６島のうち、レイテ島とサマール島は地理的にも極めて近く、レイテ島トンゴナン地熱発電所よりサマール島Wright 変電所までを連系する１３８ＫＶ架空送電線が計画されており、１９８３年完成の見通しとなっているのでレイテ・サマールサブグリッドと呼ばれている。他の島は単独系統である。各グリッドの発電設備は表Ⅳ－１４の通りである。

表Ⅳ－１４　　ヴィサヤス地域の発電設備

名　　称	ユニット，ＭＷ	ＭＷ
セブ・グリッド		
Cebuディーゼル	７×７.３	５１.１
Naga石炭火力	１×５０　（１９８１）	５０
ネグロス・グリッド		
Palimpinon地熱	２×１.５　（１９８１）	３
Amlanディーゼル	２×５.５	１１
Amlan水　力	１×０.８	
Talisayディーゼル	２×５.５ １×３.５	１４.５
Bacolodバージ	４×８	３２
Bacolodディーゼル		２２.４５
パナイ・グリッド		
Dingleディーゼル	４×７.３	２９.２
Panitanディーゼル	２×５.５	１１.０
Pecoディーゼル	２×４ １×５ １×６.５	１９.５
ボホール・グリッド		
Loboc水　力	３×０.４	１.２
Bohol ディーゼル	２×５.５	１１.０
イテーサマール・グリッド		
Tongonan地熱	１×３	３
Isabelバージ	４×８	３２

また、ヴィサヤス地域の電源開発計画は表Ⅳ－１５の如くで、レイテ島Tongonan地熱、ネグロス島Palimpinon地熱、セブ島Cebuディーゼル、Naga石炭火力、Nagaのバージ発電、パナイ島のバージ発電などがある。

表Ⅳ－１５　　ヴィサヤス地域の電源開発

名　　称	ユニット，MW	MW	完成年
セブ・グリッド			
Cebuディーゼル	３×１８	５４	１９８３
Naga火　力	１×５５	５５	１９８６
Nagaバージ	４×　８	３２	１９８７
ネグロス・グリッド			
Palimpinon地熱№１～№３	３×３７.５	１１２.５	１９８４
パナイ・グリッド			
Iloiloバージ	４×　８	３２	１９８６
レイテ・サマール・グリッド			
Tongonan地熱№１～№３	３×３７.５	１１２.５	１９８４
〃　　№４～№１１	８×５５	４４０	１９８６

(3)　電力系統の現状と将来計画

フィリピンの電力系統は、ルソン島のルソン系統、レイテ島、サマール島、セブ島等のヴィサヤス島　地域のヴィサヤス系統およびミンダナオ島のミンダナオ系統の３ブロックに分かれている。

送電線の電圧階級は、

ルソン系統　：　２３０ＫＶ，１１５ＫＶ，６９ＫＶ

ヴィサヤス系統　：　１３８ＫＶ，　６９ＫＶ

ミンダナオ系統　：　１３８ＫＶ，　６９ＫＶ

となっている。

１９８１年においてNAPOCORは２３０ＫＶ、１３８ＫＶ、１１５ＫＶ、６９ＫＶの各送電線合計６０５６.８cct・kmを有している。（表Ⅳ－１６参照）

表Ⅳ－１６　　送電線回線延長

地　　域	電圧（ＫＶ）	延　　長　（Km）
ルソン	２３０	１３８９.４
	１１５	４４４.８
	６９	２００５.６
ヴィサヤス	１３８	１７１.５
	６９	５１７.２
ミンダナオ	１３８	７８８.９
	６９	７３９.４
合　　計		６０５６.８

ルソン系統においては、北部の水力電源および南部の地熱電源の開発に応じて、２３０ＫＶ系統が拡張され、また５００ＫＶ超高圧送電線とＤ.Ｃ.±１７５ＫＶ（最終Ｄ.Ｃ.±３５０ＫＶ）レイテ送電線によるレイテ－ルソン（Tongonan地熱－Naga(変)）連系も計画されており、１９８０年１２月から１９８２年２月にかけて、日本がＦ/Ｓを行った経緯がある。

（ルソン島の電力系統）

ルソン島では、大マニラ首都圏に人口が集中し、その近郊に工場も多く、これらの需要に応ずるための供給力は、ルソン島北部の水力電源と南部地熱発電所ならびにマニラ都市圏周辺の旧ＭＥＬＡＬＣＯ所有の石油火力に依存している。

ルソン島においては、将来においてもマニラ都市圏を中心として電力需要が増大していくものと想定されており、遠隔地電源よりマニラ周辺への電力輸送ならびに地方電化促進のための基幹送電線として北部および南部マニラを結ぶ２３０ＫＶ外輪系統を含めて、２３０ＫＶルソン基幹系統が構成されつつある。そして更に現在、１９８６年以降の電力需給に備えTiwi、Manitoの南部電源とレイテ地熱電源の開発に対処してＡ.Ｃ.５００ＫＶ送電線およびＤ.Ｃ.±１７５ＫＶ（最終Ｄ.Ｃ.±３５０ＫＶ）送電線の建設が計画されている。

（ヴィサヤス地域の電力系統）

ヴィサヤス地域には、レイテ－サマール・サブグリッドとセブ、ボホール、パナイ、ネグロスの各グリッドが存在する。

ヴィサヤス系統の拡張、連系強化については既にＪＩＣＡにより、フィージビリティ調査が行われているが、レイテ－サマール・サブグリッド（レイテ島とサマール島との間のサン・ジュアアニコ海狭を１３８ＫＶ送電線により横断、連系してレイテの豊富な地熱をサマール島に供給してサマール島の電化を促進するため）には、あまり大口の消費は期待できず、レイテ島の包蔵する地熱（１９９３年までに１０５.５ＭＷという開発プログラムがある）は

本レイテ　ミンダナオ送電線プロジェクトには色々の意味があるが、①供給信頼度の向上②ルソン・グリッド、レイテ　サマール・サブグリッド、ミンダナオ・グリッド3者間の電力相互融通（経済融通もしくは不足時および異常時の融通を含む）　③特に、水力および地熱資源の有効、最大限の活用を可能にし、できうる限り石油の節約をはかる。④当然のことながら、系統連系により予備設備の節減を期待しうる。など意義は大きいものがある。

ルソン島およびミンダナオ島の供給力として活用する計画となっている。

（ミンダナオ島の電力系統）

ミンダナオ島における送電電圧の最高は現在１３８ＫＶであり、ミンダナオ・グリッドとGen. Santos系統の２系統に分かれている。ミンダナオ島の中央部および南部にまたがるGen. Santos系統はミンダナオ・グリッドと連系のない孤立系統であるが（Gen. Santos ディーゼル（３×7.２８ＭＷ）によるピーク電力約１２.７ＭＷの系統である。）Kibawe−Kabacan−Tacurong 間の１３８ＫＶ送電線およびTacurong変電所の完成に伴いミンダナオメイングリッドと連系される。

ミンダナオ島における１３８ＫＶおよび６９ＫＶ送電線を既設、工事中ならびに計画中の３カテゴリーに分けて記すと表Ⅳ－１７の通りである。

表Ⅳ－１７　　ミンダナオの主要送電線

既設系統（主要なもののみ）

１３８KV

Abaga(変)———Aurora(変)———Naga(変)———Sangal(変)

Abaga(変)———Kibawe(変)———Davao(変)

Abaga(変)———Aplaya(変)———Butuan(変)

Tacurong(変)———Gen.Santos(変)　（孤立系統）

６９KV

Surigao(変)———Butuan(変)

工事中

１３８KV

Tagoloan(変)———Kibawe(変)

計画中

１３８KV

Surigao(変)———Butuan(変)———Bislig(変)

Bislig(変)———Manat(変)

Kibawe(変)———Kabacan(開)———Tacurong(変)

本レイテ　ミンダナオ送電線プロジェクトのSurigao Butuan Kalingagan間のＤ.Ｃ.部分は既設および計画中の１３８ＫＶ送電線に沿って山側に、Kalingagan Davao 間のＡ.Ｃ.２３０ＫＶ部分は、工事中および既設の１３８ＫＶ送電線に沿ってルートが選定されることとなろう。

V. レイテ・ミンダナオ送電線計画の概要

本計画は、レイテ島 Tongonan 地区で開発推進中の地熱発電電力をミンダナオ島需要中心地に供給するため、超高圧直流送電線により、ミンダナオ島基幹送電系統に連系するとともに、レイテ・サマール・ルソン電力系統との連系により、事故時の電力相互融通を可能とし、全系統の供給信頼度向上をはかるものである。

NAPOCOR の計画概要は次のとおり

1. 送電線ルート

Fig.1のとおり

2. 所要送電容量

Jaro交直変換所～Kalingagan交直変換所

直流±250KV区間　400MW

Kalingagan交直変換所～Davao変電所

交流　230KV区間　200MW

3. 送電線規模

(1) Jaro交直変換所～Kalingagan交直変換所

直流±250KV　約422.8Km

この間、Surigao海峡（レイテ島～ディナガット島間）約32.5KmおよびHinatuan水道（ハニガット島～ミンダナオ島間）約12.5Km、計45Kmの海底ケーブル横断部がある。

(2) Kalingagan交直変換所～Davao変電所

交流230KV　約220Km

(3) Kalingagan交直変換所～Aplaya開閉所

交流230KV　約　5　Km

4. 交直変換所

(1) Jaro変換所

イ. 予定位置：　Tongonan の東方約15Km、既計画のJaro交直交換所構内または隣接地

ロ. 電　　圧：　AC　138KV⇄DC　±250KV

ハ. 変換容量：　400MW

(2) Kalingagan変換所

イ．予定位置： Aplaya変電所の北東約5Km

ロ．電　　圧： DC±250KV⇆AC 230KV

ハ．変換容量： 400MW

5．予定工期

工期は3ケ年間を予定している。

運転開始年は未定（検討中）とのことであった。

VI. 本送電計画の評価

フィリピンの電力系統は大別して、ルソン電力系統、ヴィサヤス電力系統、ミンダナオ電力系統の3系統に分割されているが、既にルソン・レイテ送電計画により、ルソン電力系統とヴィサヤス電力系統の一部であるレイテ・サマール系統は連系される計画となっており、本計画の実施によりフィリピンの二大電力消費地マニラ・ダバオを結ぶ縦貫送電幹線が完成する。

このことは、産業開発の基盤となる電力供給の信頼度向上はもとより電源の経済的な開発が可能となるほか、給電運用で貴重な国産エネルギーである地熱、水力および石炭火力発電による発電々力を有効に送電線にのせ、石油消費、削減の国策に沿った電力系統運用をはかることができるので、その経済的な期待利益は多大であると考える。この意味で本送電計画は、優先度の高いものと判断する。

なお、本送電線の電気方式は亘長が４２３Kmと長く、全長約４５Kmの海底ケーブルを含み、かつ連系するＡＣ系統が長大であることからＶＡＰＯＣＯＲ計画のとおり直流方式が望ましいと考える。

本送電線計画に対する検討内容は次のとおりである。

1. 需給計画

Ｔｏｎｇａｎａｎ地熱発電所は、調査の結果、現時点では予定どおり開発が進んでいると見受けられた。しかし最終開発規模は同地点では１９９３年累計1.105.5ＭＷで、ルソン、レイテ、サマールの電力需要予測からみて、余剰電力をミンダナオへ送電することは多くを期待できないとみられる。

一方、ミンダナオ系統ではＡｇｕｓ河水力開発９４４ＭＷ

（Ａｇｕｓ Ⅱ １８０ＭＷ 運転中

Ａｇｕｓ Ⅵ ２００ＭＷ 運転中、Ａｇｕｓ Ⅲ ２２５ＭＷ 未着工、その他４発電所計３３９ＭＷ建設中、現地空中視察確認）およびその他の開発を進めている。しかし、大国産業需要の立地も活発で、１９９０年総需要１０２５ＭＷに対し、電源容量は１０５９ＭＷで、需給はバランスしている。したがってミンダナオ系統からレイテ系統への潮流逆送は常時的にはないが、大容量ユニットのトリップ時にその影響緩和の効用は大きい。

以上のとおり本送電線計画は供給信頼度の向上に主目的があると考える。そのほか、需給は通例変動要因をもっているので、需給がアンバランスになった場合の電力不足対策面からも、早期完成が望まれる。

2. 技術関係

(1) 安定度

NAPOCOR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、Ｋａｌｉｎｇａｇａｎまで約４２３Kmと長距離のためＴｏｎｇｏｎａｎ発電所とＫａｌｉｎｇａｇａｎ変電所間の位相角は３５°となり、一般に安定度の限界の目安とされている３５°の限度に達している。最終的に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る。また大容量のシャントリアクターが必要で、その運転にも問題がある。従って安定度の面からＤＣ送電方式が望ましい。

(2) 信頼度

NAPOCOR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）～Ｋａｌｉｎｇａｇａｎ変電所（ミンダナオ島）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では、１線事故時も残りの１線により健全時の1/2 容量の送電が確保され、信頼度の面からも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

本送電線は工事なら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、NAPOCORもこの方針でルートを選定している。通信線が道路に沿って施設される場合、送電線との並行区間が長くなると交流の場合は電磁誘導について十分な対策を講じる必要がある。

直流ではこの問題は発生しないので有利である。

3. 経済性

(1) 交流・直流　両方式の比較

交・直両方式の建設費は、本計画のような長大な海底ケーブルを含む長距離送電の場合、一般的に直流送電方式が有利で、その先例も多い。NAPOCORの予備的検討結果も同様の結論となっている。将来相当の物価変動があっても直流方式有利の結論は変らないと考えられる。

(2) 本送電計画の経済性

本プロジェクトの経済性については、供給信頼度の向上など金額計算が困難な要因もあり、また産業開発計画の不確実要素とも関連して、現在時点では検討未了であった。

他の代替電源開発計画とも比較するなど今後検討を要する問題と考える。

4. 送電線ルート

NAPOCORで構想中の概略ルート沿いに、ヘリコプター班と車班とに別れ空陸両面から調

査を行った。その結果、一部次回調査において別ルートも併せ検討を要するが、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可能と判断される。道路、交通事情もよく治安上も特別な問題はないと考えられた。

調査結果の概要は下記のとおりである。

(1) Jaro ～ Hinundayan

イ．地形的にはHinundayanの手前40Km付近で標高1,000m程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丘陵地帯である。

ロ．山脈を横過する地域において、小さな山すべりの跡が数ケ所見られる。ルート選定にあたっては、この点に留意すれば原案ルートでも建設可能であるが、原案ルートの東側ルートは山すべりはなく、両案について次回調査において検討を要する。

ハ．平地および丘陵地においては大部分がココナツ林であり、一部バナナ畑、水田が見られる。山地においては一部ラワンの大木地帯があるが建設上は問題はない。

ニ．ルートは一部を除いて道路に接近しており建設上有利である。

(2) Hinundayan ～ Albor (Fig 2. 次頁参照)

イ．ケーブル引揚点は両岸とも適当な遠浅砂地で、架空部との接続部も内陸で広い平地がある。

ロ．海峡部の最深部分は海図から判断すると最深部160m程度で起伏も少なく、原案ルートで建設可能である。

(3) Albor ～ Hanigad

イ．なだらかな丘陵が続きルートは適切である。

ロ．クリーフの横断部も上空からの視察で定かでないが、径間500m程度の架空横断となり、特別な長径間でなく横断可能である。

(4) Hanigad ～ Bilan Bilan

Fig. 3 (次頁)に示す如くNAPOCORにて構想中のルートはAlternative Ⅰ～Ⅲの3ルートがある。この3ルートにつきヘリコプターで空からの視察を行った。

イ．Alternative Ⅰ

Nonoc側において原案ルートの東にNiのMine Productがあり、これに接して専用のAirportがあるが、原案ルートから十分離れており、又 飛行機の進入ルートと原案ルートとが平行しているので問題はない。海底部はAlternative Ⅰ～Ⅲの内で最短であるがMindanao側のケーブル引揚予定地点は湿地帯であり、建設上、保守上から問題がある。

ロ．Alternative Ⅱ

Nonoc、Bilan Bilanの両岸ともにケーブル引揚地点は確保できる。海底部分は起伏が多い様であり、原案ルートの中央付近に渦が見られるなど潮流は早そうであるが、技

Fig.2 SURIGAO STRAIT
LEYTE / DINAGAT ISLAND
CABLE ROUTE AND ECHO-SOUNDING RESULT

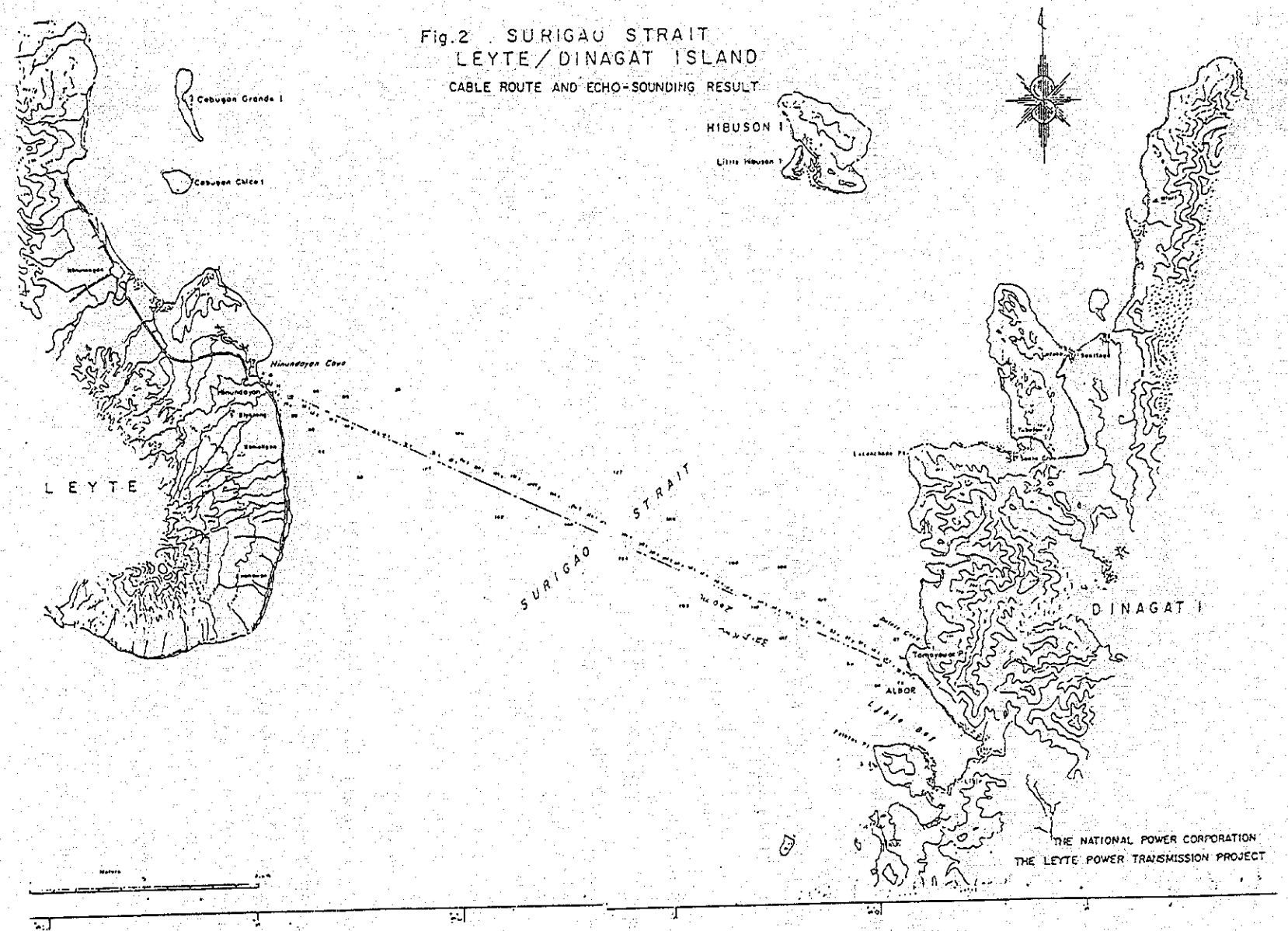


Fig. 3 · HINATUAN PASSAGE
SURIGAO / NONOC ISLAND
. ALTERNATIVE — I
· ALTERNATIVE — II
ALTERNATIVE — III
CABLE ROUTE AND ECHO-SOUNDING RESULT

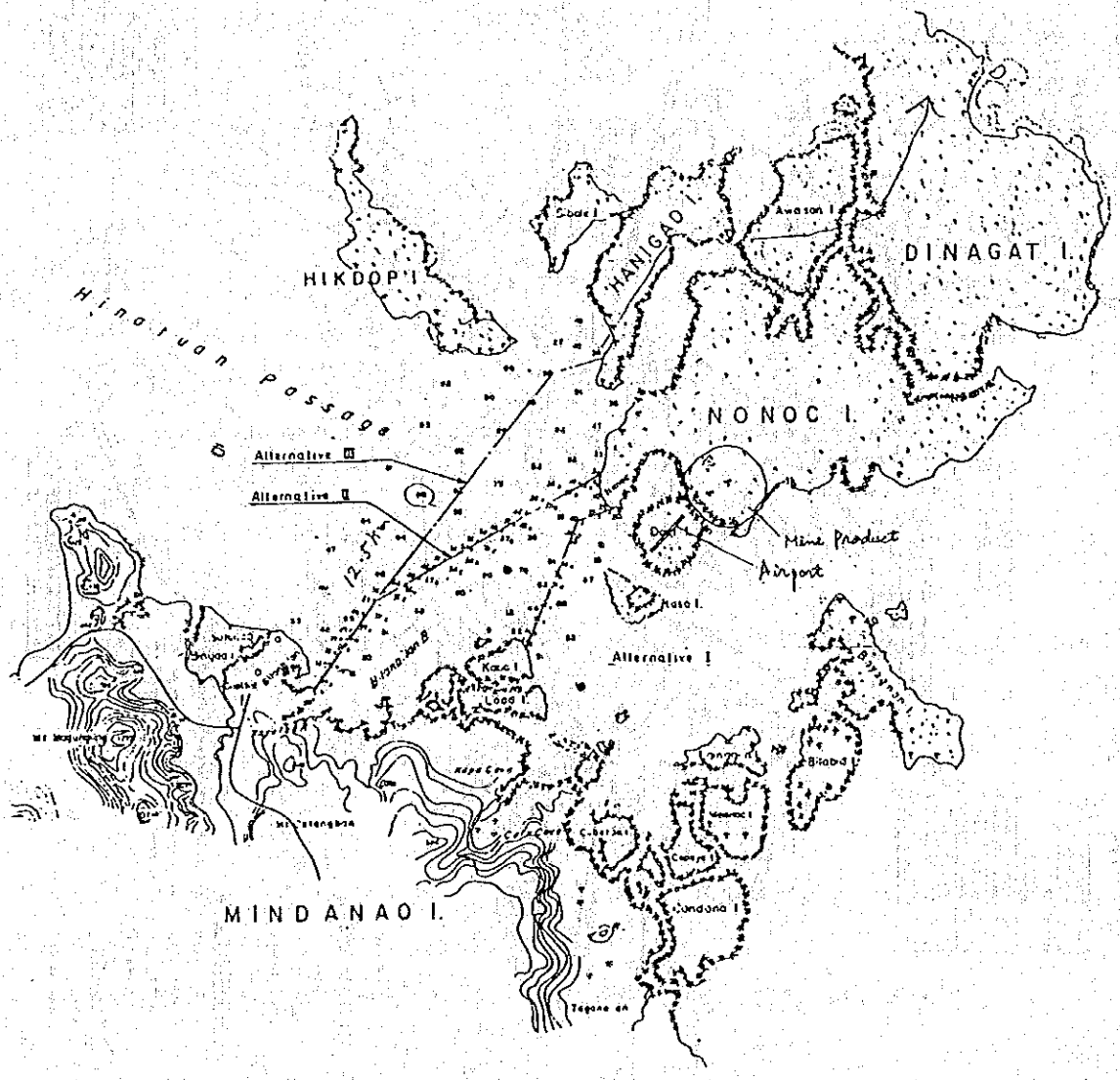
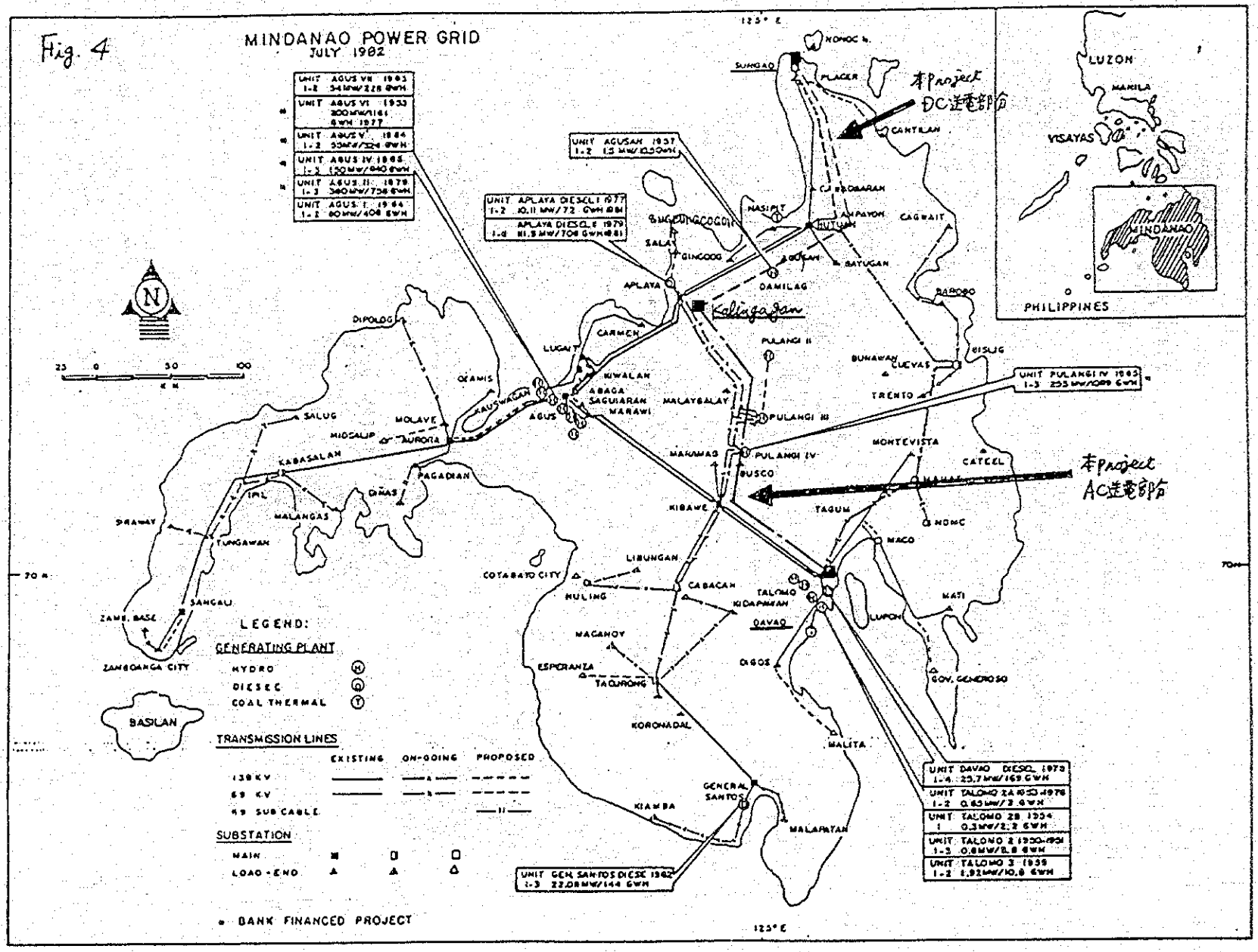


Fig. 4

MINDANAO POWER GRID
JULY 1982



術的には、可能である。

ハ. Alternative Ⅲ

両岸ともにケーブル引揚地点は十分な用地がある。海底ケーブル部分は12.5Kmと Alternative Ⅰ～Ⅲの内では最長であるが、海底の起伏も少く、技術的には最も無難なルートである。

上記3ルートの水深は最深部でも80m程度である。3案のうちAlternative Ⅱ、Ⅲの何れかがよいと思われるが選択にあたっては、海底地質、付近の漁労方法、投錨の有無等さらに詳細な調査検討を行う必要がある。

(5) Bilan Bilan ～ Kalingagan (Fig.4)

イ. 原案ルートは既設の69KV、138KV送電線路(一部138KV計画ルートを含む)と平行して計画されており、山脈通過地域の一部を除いては主要道路に近いルートが予定されている。このルートは既設ルートと交叉しないよう山側で計画されているが並設可能な広い用地があり、新ルートの確保は十分可能である。

ロ. 地形的にはKalingagan手前に標高1000m程の山脈を通過するが起伏はなだらかである。その他の部分は丘陵および平地である。

ハ. 上記の山脈地帯は山頂まで伐木開発が進んでいる模様で樹木も少なく既設の138KVが直線に近く建設されている点からみて、本Projectの建設も容易と判断される。

丘陵および平地部分はココナツが植生されており、湿地帯には水田も見られる。この部分についても建設は容易である。

ニ. Surigao ～ Butuan 間は、現在、既設の69KV送電線路に平行して138KV送電線路が計画されており、これに更に本Project送電線路が平行していることになるが、用地上の問題はない。

(6) Converter Station

イ. Jaro C.S.は十分に広い平地があり、拡張は可能である。

ロ. Kalingagan C.S. 予定地はMindanao工業地帯に近く、又、海岸線に平行して走る幹線道路から2～3Kmの位置にある。

予定地付近には数戸の人家が見られるが、人家の移転は容易で建設可能である。

(7) Kalingagan ～ Dauao (Fig.4)

原案ルートは1983年運開予定で建設中(Aplaya ～ Kibuwe間138KV)および既設(Kibawe ～ Davao間138KV)の送電線ルートと平行して予定されている。NAPOCOR側には、本ルートは建設経験をもっており建設は十分可能であると判断している。今回は日程上の理由により、現地調査の対象外とせざるをえなかったがこの確認が必要である。

5. そ の 他

今回の調査の結果、今後検討を進めるべき事項についてはScope of Work に示すとおりであるが、特に技術的に留意すべき事項として次の点が考えられた。

(1) 汚損設計

海峡横断部およびKalingagan交直変換所近傍での塩分汚損以外、特に経過地で汚損要因となる排出物はないと思われた。ただし台風時の塩分飛散を考慮すると、かなりの地域で、耐塩設計を要するものと考えられる。このため、予め測定地点を設け、その範囲、程度を明確にし、設計Dataを取得することが必要である。

(2) Tongonan発電所～Jaro交直変換所

Tongonan発電所～Jaro交直変換所については、前回調査のレイテ送電線計画に基き、建設されることになると思われるが、ミンダナオ向けの電力が重畳されるので送電容量並びに増架の要否について再検討が必要である。

(3) Kalingagan交直変換所～Davao変電所間AC230KV送電線NAPOCORは既設138KV区間および現在建設中の工事経験から建設工事には何ら支障はないといっているが、未確認のため確認を要する。

なお、本送電線はAC230KVでDavao変電所に200MVA変圧器増設の計画であるが、安定度上より期待どおり200MW送電可能であるか検討が必要である。

(4) 本送電線の運開年度

産業開発計画等の関連もあり運用年度は最終的に決定していないがNAPOCORとの協議のなかで明確化しなければならない事項である。

VII. 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・ミンダナオを連系する超高圧（ＤＣ）送電計画ならびにミンダナオ島内２３０ＫＶ、ＡＣ 送電計画の確立と関連設備の基本設計を行うものである。

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、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

Ⅷ　S／W協議及び合意内容

1. Implementing Arrangement
2. Minutes of Discussion

IMPLEMENTING ARRANGEMENT
ON
THE FEASIBILITY STUDY
ON
THE LEYTE-MINDANAO
POWER TRANSMISSION PROJECT
AGREED BETWEEN
NATIONAL POWER CORPORATION
THE REPUBLIC OF THE PHILIPPINES
AND
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AUGUST 1982

Manila, Philippines

In response to the request of the Government of the Republic of the Philippines, the Government of Japan has decided to extend technical cooperation to undertake a Feasibility study (hereinafter referred to as "the Study") on The Leyte-Mindanao power transmission project (hereinafter referred to as "the Project"), in accordance with laws and regulations in force in Japan, and exchanged the Note Verbales on the study with the Government of the Republic of Philippines.

The Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of technical cooperation programs of the Government of Japan, dispatched the Survey Team (hereinafter referred to as the "Team") headed by Mr. Keiji IIMURA from 27th of July to 7th of August, 1982, to discuss the Implementing Arrangement of the Study of the Project with the Government of the Republic of the Philippines and the executing organization for the Project, National Power Corporation (hereinafter referred to as "NAPOCOR"). As a result of a series of discussions, the Team and NAPOCOR hereto agreed upon the Scope of Work of the Study on 6 th of August, 1982.

Mr. Keiji IIMURA
Team Leader of the Preliminary Survey Team
Japan International Cooperation Agency

M. S. BOCANEGRA
Sr. Vice President
National Power Corporation

1. 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 confirmed. 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 Ormoc City. The construction of the

112.5 MW (3 × 37.5 MW) geothermal power plant is presently on-going with completion date planned to coincide with the commissioning in 1982 of the copper smelter plant to be built at Isabel. The 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 either Luzon or Mindanao.

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 Davao in order to interconnect to the Mindanao Grid (hereinafter called the Study). This will supplement a feasibility study, also JICA assisted, for the interconnection of Leyte-Samar to Luzon.

2. OBJECTIVE

The main objective of the Study is to determine the technical and economic feasibility of power transmission between the Leyte-Samar grid and the Mindanao grid in consideration of connection with Luzon grid.

3. SCOPE OF WORK

The works required for the feasibility study will include the following and projected plan for location of submarine cables and converter stations are stipulated in Appendix-I.

3.1 Review and analysis of relevant information on the growth of power consumption, available forecasts of power demand and characteristics of power consumption patterns 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.

3.2 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 maximum power unit capacity and retirement schedule of power source.

3.3 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, sub-stations 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 telecommunications 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 3.1, 3.2 and 3.3 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

3.4 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

3.5 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 3.4 and 3.5 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.

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

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

Technical service to be performed by NAPOCOR relating to above Items 3.6 and 3.7 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.

3.8 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.

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

4. SCHEDULE AND REPORTS

(1) Work schedule

The periods required for Study of Power Supply Program and Initial Field Investigation are one (1) month, two (2) months respectively to prepare System Engineering Report.

The whole period of the study is about seventeen (17) months including home office work.

Tentative Time Schedule of the study is as per Appendix-II .

(2) During and after the study, JICA will prepare and submit to NAPOCOR the following documents in English.

a. Draft System Engineering Report within five (5) months after the completion of Initial Field Investigation ..... 50 copies

b. Draft Feasibility Report within ten (10) months after the completion Initial Field Investigation ..... 50 copies

c. Feasibility Report within twelve (12) months after the completion of Initial Field Investigation .....

5. UNDERTAKING OF JICA

(1) JICA dispatches the survey team including following experts and conducts the study in accordance with the Scope of the Study,

- Chief Engineer
- Power Economist
- Electrical Engineer(s)
- Civil Engineer(s)

(2) To transfer the knowledge and technology to NAPOCOR counterparts during the period of site survey.

(3) To submit the reports and documents mentioned in Item 4 "Schedule and Reports" hereof.

6. UNDERTAKINGS OF NAPOCOR

The following support should be made available to JICA experts by the NAPOCOR.

(1) To provide liaison in connection with work which requires the cooperation of Government, local government or other public agencies and ensure that the survey mission have access to all relevant information required for the completion of the survey.

(2) To provide the JICA team promptly with a necessary entry and exit visas, residence permits, work permits and travel permits, if required, for their stay in the Philippines.

(3) To exempt the members of JICA team from any taxes (income tax, local tax, sales tax, etc.) and charges of any kind imposed on and from any import and export duties imposed on the member's personal effects, instruments, equipment and materials brought into the Philippines necessary for the survey which will be re-exported after completion of the work.

(4) To provide all available data, reports and any other relevant information deemed necessary for the interpretation of the work in Japan.

(5) To assign qualified Filipino counterparts to assist JICA team and to enable those counterparts to acquire the techniques of the study.

(6) To facilitate prompt clearance through customs and inland transportation of equipment, materials and supplies required for the site survey and of the personal effects of the JICA experts.

(7) To provide the following facilities/services

a. The suitable office accommodation with necessary office supplies and equipment at NAPOCOR head office in Manila and at each power station.

b. The suitable warehouses for machinery, equipment, materials, etc., if necessary.

c. The permission of free access and use of land required for the survey.

d. The permission to use transceivers at each power station.

e. Security clearance at the site.

f. Domestic transportation of the equipment and materials and others which are brought into the Philippines by JICA team.

(8) To provide the following facilities/services

a. Necessary vehicles with drivers, fuel and spare parts for the survey.

b. Any other transportation facilities such as boats and helicopters, if necessary.

c. Necessary laborers for the study.

d. Communication facilities such as telephone, telex, transceivers, etc.

(9) To bear claims against the members of the study team occurring in the course of or otherwise in

connection with the discharge of their official functions in the Philippines except those claims arising from the willful misconduct or gross negligence of the members of the study team.

PROJECTED PLAN FOR THE SCOPE OF STUDY

TRANSMISSION LINES	LOCATION		DISTANCE-LENGTH
	From	To	
138 KV	Tongonan	Jaro	15 Km
*EHV (DC)	Jaro	Kalingagan	400 Km
230 KV	Kalingagan	Davao	200 Km
			*(including submarine cable route and over-sea route)

LANDING LOCATION FOR THE SUBMARINE CABLE

LEYTE side	Hinundayan
DINAGAT side	Albor
HANIGAD side	Hanigad
MINDANAO side	BilanBilan

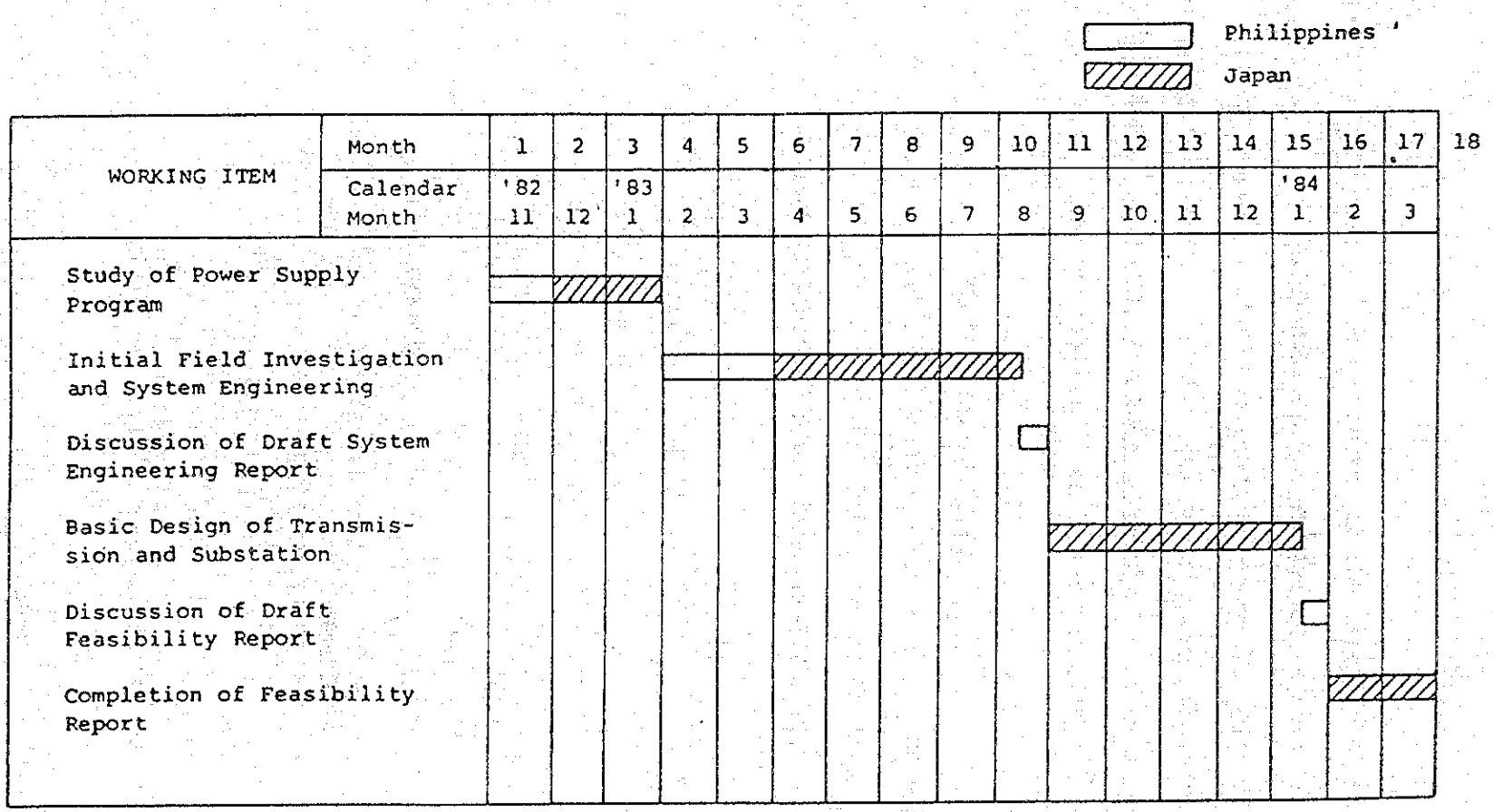
SUBSTATION

Jaro : AC/DC Converter Station

Kalingagan : AC/DC Converter Station

APPENDIX-II

TENTATIVE TIME SCHEDULE OF THE STUDY



MINUTES OF DISCUSSION

ON

THE PRELIMINARY SURVEY

FOR

THE FEASIBILITY STUDY

OF

THE LEYTE-MINDANAO POWER TRANSMISSION PROJECT

DATE	:	6TH AUGUST 1982
PLACE	:	NAPOCOR
ATTENDANCE	:	Attached Paper

At the request of the Government of the Republic of the Philippines, the Government of Japan has agreed to conduct a preliminary survey on the Leyte-Mindanao Power Transmission Project and dispatched a survey team headed by Mr. Keiji Iimura and 3 other experts as indicated on Appendix I from July 27th to 6th August 1982 through the Japan International Cooperation Agency.

The team had a series of reconnaissance surveys, discussions and exchange of views with NAPOCOR Officials and Engineers concerned with the Project.

The following are the summaries of the discussions:

1. The facilities required, sites, routes and capacity, etc. were confirmed as described in Appendix II.

2. The development plan of Tongonan and other geothermal power plants in Leyte Island. (see Appendix III)

3. Capacity of the transmission project is 400 MW.

4. Summary Results of Reconnaissance Survey.

The project is one of the power transmission projects that consists important trunk transmission line necessary for the ultimate interconnection of the whole country into a single grid system.

Interconnection of each grid has a great significant meaning for economic development of power sources and improvement of supply reliability which are the fundamental conditions for the purpose of industrial development.

By this field survey, we had recognized the effectiveness of the project, considering the geothermal energy development in Tongonan, hydropower development in Agus River basin, industrial development in northern Mindanao, etc.

After the survey based on the planning proposed by NAPOCOR, we considered that the project will be feasible and suitable but a detailed survey will be necessary.

1. Overhead Transmission Line

Almost all areas along the route are hilly tracts, plain, coconut wood, rice field, which will not pose problem in the implementation of the project.

But partially, crossing over about a 1000 m high mountain range in Leyte Island, we found some landslides so that another route will have to be studied.

2. Submarine Cable

Regarding submarine cable, it is needed to investigate further the bottom of the sea, tidal current, sea-route, etc. in details.

1) The landing point and strait crossing route at Surigao Strait appear to be in good condition and so construction work will be feasible.

2) For the Hinatuan Passage, there are three (3) alternative routes. We believe, however, that only two (2) of them merit further investigation. The best route will be decided in the feasibility stage.

3. Converter Station

1. Jaro Converter Station

We can find adequate land area required for the expansion of facilities.

2) Kalingagan Converter Station

It is possible to acquire the necessary land area for the construction of facilities.

飯村圭司

Mr. KEIJI IIMURA
Team Leader
Preliminary Survey Team
JICA

Mr. E. P. ABESAMIS
Manager
Projects Development Department
NAPOCOR

THE LEYTE-MINDANAO POWER TRANSMISSION PROJECT
6 AUGUST 1982
CONFERENCE ROOM

ATTENDANCE:

Japanese Survey Team

Mr. K. Iimura
Team Leader

Mr. M. Takahashi
System Engineer

Mr. T. Matsushita
Submarine Transmission Engineer

Mr. S. Akiyama
Overhead Transmission Engineer

NPC Counterpart

Mr. Eduardo P. Abesamis
Manager, Projects Dev. Dept.

Mr. Ruperto C. de la Cruz
Manager, Electrical Planning Div.

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

Mr. Dominador S. Geonzon
Planning Manager, Mindanao Transmission Projects

Mr. Feliciano Saguiped
Principal Engineer
Geodesy & Cartography Div.

Mr. Rene V. Guarin
Supervising Engineer
Electrical Planning Div.

PROJECT HIGHLIGHTS
LEYTE-MINDANAO TRANSMISSION PROJECT

1. Location : Leyte Island-Mindanao Island
2. Target Commissioning : Not yet included in the program
3. Construction Period : Three (3) years
4. Project Features :

230 KV AC Overhead Lines	-	225.0 Km
250 KV DC Overhead Lines	-	377.8 Km
250 KV DC Submarine Cable	-	45.0 Km
		647.8 Km

5. Project Components

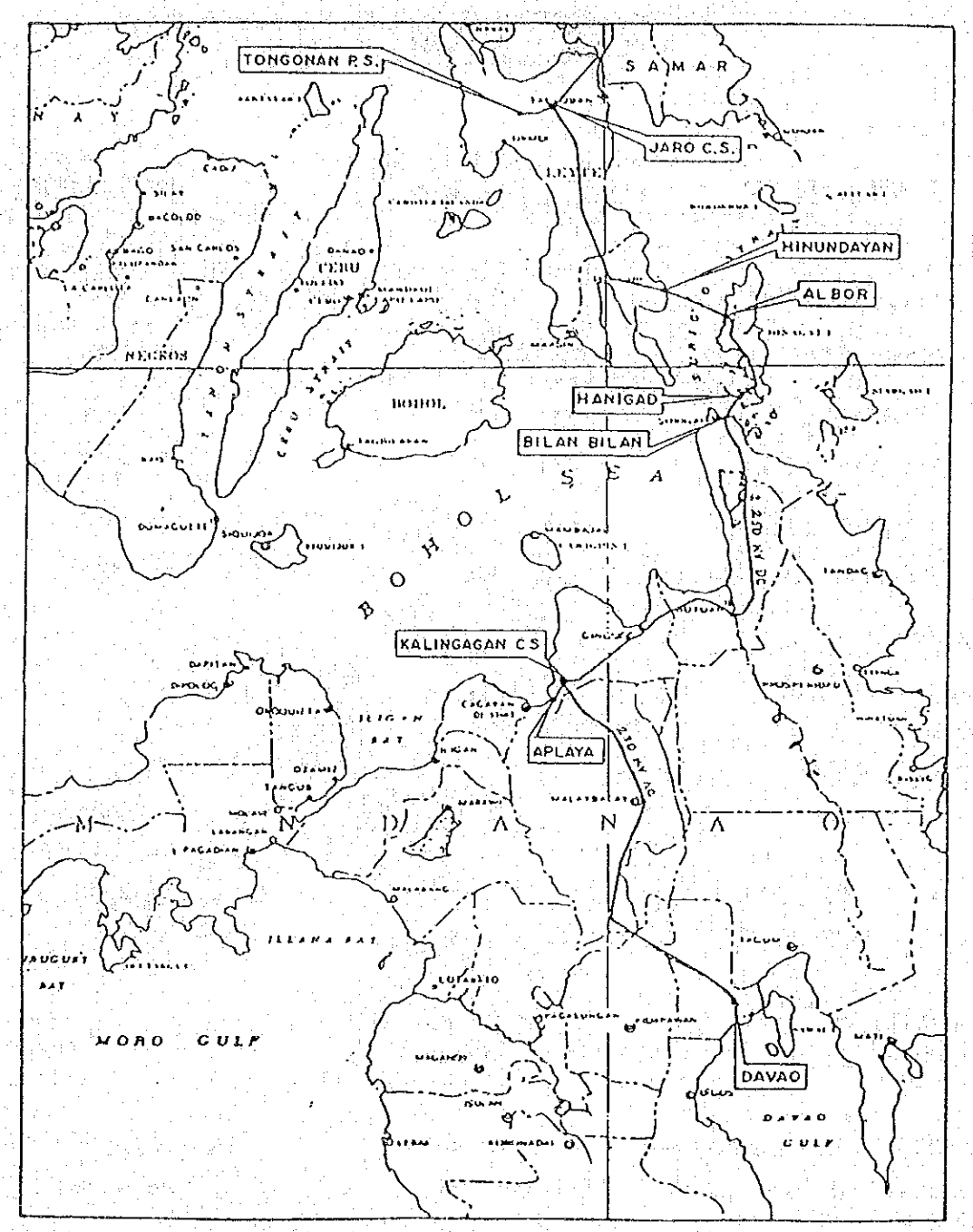
Transmission Lines	Voltage (KV)	Circuit & Structure	Conductor & Size	Length (KM)
1. Jaro-Hinundayan	± 250 DC	SC/ST	2 x 795 MCM	120.2
2. Hinundayan-Albor	± 250 DC	SC Sub.Cable	OF 500 MM^2	32.5
3. Albor-Hanigad	± 250 DC	SC/ST	2 x 795 MCM	52.0
4. Hanigad-Bilanbilan	± 250 DC	SC Sub.Cable	OF 500 MM^2	12.5
5. Bilanbilan-Butuan	± 250 DC	SC/ST	2 x 795 MCM	113.7
6. Butuan-Kalingagan	± 250 DC	SC/ST	2 x 795 MCM	91.9
7. Kalingagan-Aplaya	230 AC	DC/ST	1 x 795 MCM	5.0
8. Kalingagan-Davao	230 AC	DC/ST	1 x 795 MCM	220.0

Converter Station	Transformation Capacity	Substation	Transformation Capacity
1. Kalingagan (new)	400 MW	1. Davao(expansion)	200 MVA
2. Jaro (expansion)	400 MW	2. Aplaya(expansion)	(additional switching)

TONGONAN GEOTHERMAL PLANTS DEVELOPMENT PROGRAM

PLANT ADDITION	INSTALLED CAPACITY	COMMISSIONING
Tongonan Pilot	3 MW	1978
Tongonan 1-3	112.5 MW	1984
Tongonan 4-11	440 MW	1986
Tongonan 12-15	220 MW	1991
Tongonan 16-19	220 MW	1992
Tongonan 20-21	110 MW	1993
TOTAL	1105.5 MW	

LEYTE-MINDANAO TRANSMISSION PROJECT



Ⅸ 参考資料

1. 現地収集資料リスト
2. Questionare
3. Power System Development Map
4. On-Going Generation Projects
5. Historical and Projected Energy Generation and Peak Demand
6. Major NPC Industrial Project in Mindanao
7. Load Forecast and KW/KWH Balance (Leyte - Samar Grid)
8. Potential Load Forecast (Mindanao Grid)
9. System Peak Demand and Capability Curve (Mindanao Grid)
10. Agus River Power Development

参考資料1

現地収集資料リスト

国名	フィリピン
プロジェクト名	レイテ～ミンダナオ送電計画
収集年月	昭和57年7月～8月

No.	資料の名称	形態	収集先名称	購入・贈与者名
1	Rules on the Sale of Electricity	ゼロックスコピー	NPC	贈 高橋
2	Notice to NPC Power Customers and the General Public	〃	〃	〃 〃
3	Philippine Motorist's Road Guide		マニラ市内	購入 〃
4	National Power Corporation Power Expansion Program 1981-1990 (October 1981)	ゼロックスコピー	NPC	贈 〃
5	Marine Chart (Surigao Strait and Leyte) (Hinatuan Passage) (Harbors on Dinagat, Siargao, and Bucas Islands)	〃	〃	購入 松下
6	Planned route map for the project	ゼロックスコピー	〃	贈 〃
7	Tide and Current Tables Philippines 1982	〃	〃	〃 〃
8	Annual Report 1981	〃	〃	〃 〃
9	Agus River Power Development	青焼	〃	〃 〃
10	Statistical Yearbook on the Philippine Electric Power Industry (1980)	〃	〃	〃 〃
11	Generation Expansion Program	ゼロックスコピー	〃	〃 〃
12	1981 Philippine Statistical Yearbook	〃	〃	購入 高橋
13	Electric Power Demand Record and Forecast of Electric Power Demand List of Existing NPC Customers List of Prospective NPC Customers Method of Power Demand Forecast Gross Domestic Product, Actual and Forecast	ゼロックスコピー	〃	贈 松下
14	Electric Power Development Plan Existing Power Plants of NPC Future Power Plants of NPC	〃	〃	〃 〃
15	Electric Power System Power System Plan Transmission Route Map Impedance Map Load Flow Diagram	〃	〃	〃 〃
16	Surplus Power Supply in Leyte-Samar Grid	〃	〃	〃 〃
17	Development Schedule of Tongonan Geothermal Plant	〃	〃	〃 〃
18	Generation Expansion Program for Mindanao Grid	〃	〃	〃 〃
19	Potential Load Forecast (Mindanao Grid)	〃	〃	〃 〃
20	General Design Data	〃	〃	〃 〃

参考資料 2

QUESTIONAIRE

ON

LEYTE-MINDANAO POWER TRANSMISSION PROJECT

JULY 1982

PRELIMINARY SURVEY TEAM

OF

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

Contents of Questionnaire

A. Existing situation and future view of electric energy supply in whole country

A-1. Electric Power Demand

A-2. Electric Power Development Plan

A-3. Development of Energy Resourse

A-4. Cost Data

A-5. Electric Power System Plan

B. Related terms to Leyte-Mindanao Power Transmission Project

B-1. Objective of the Project

B-2. Outline of the Original Plan

B-3. Questions for the Original Plan

B-4. Miscellaneous Data

A. Existing situation and future view of electric energy supply in whole country

ITEM	DESCRIPTION	AVAILABILITY
A-1. Electric Power Demand	1. Record and forecast of electric power demand - Annual consumption (GWH) by category, by district - Peaks demand (MW) of power system in each year, in each grid	OK
	2. Economic indices in national development program - G D P - Industrial production - Agricultural production - Electrical plan - Main industrial factories existing (by category, location) future plan (by category, location)	OK
	3. Method of power demand forecast 4. Other datas referring to power demand	OK
A-2. Electric Power Development Plan	1. Existing power plants data - Hydraulic, oil-burn, coal-burn, geothermal, nuclear - Annual generating energy (GWH) - Facilities data type capacity (MW) number of unit	OK
	2. Future plan of power plants - Hydraulic, oil-burn, coal-burn, geothermal, nuclear - Facilities data type capacity (MW) number of unit - Year of completion - Location of plants	OK
A-3. Development of Energy Resources	1. Existing situation of oil production - Annual production	OK

ITEM	DESCRIPTION	AVAILABILITY
	- Impot-Export of oil - Consumption of oil Future plan of oil development - Main projects of oil development - Implementation schedule 2. Existing projects of coal development - Annual productipn - Import-Export of coal - Consumption of coal Future plan of coal development - Main projects of coal development	
A-4. Cost data	Construction oost data for each type of power generation facilities - Actual record - Estimation in future	OK
A-5. Electric Power System	1. Power system plan coping with power demand described in A-1 and A-2 - System voltage - AC/DC - Transmission capacity 2. Load flow diagram - Present status - Future plan - Including impedande map and transmission route map	OK OK
A-6. Miscellaneous	1. Annual report of NPC 2. Map of Philippine (regions, provinces) 3. Population statistics by region 4. Land area data by region 5. Tariff regulation of NPC	OK OK OK OK OK

B. Related terms to Leyte-Mindanao power transmission project

ITEM	DESCRIPTION	AVAILABILITY
B-1. Objective of the Project	Explanation of objective of the project, based on existing situation and future view of power demand, power generation plan in each power grid	OK
B-2. Outline of the original plan	1. Required capacity of the projected transmission line	OK
	2. Location of sending terminal and receiving terminal	OK
	3. Transmission line - System voltage (KV) - Length of route (KM) - Number of circuit - Transmission capacity (MW/CCT) - Expected route	OK
	4. Converter station - Location - Voltage (MV) - Converting capacity (MW)	OK
	5. Constrcution work schedule	OK
	6. Economic evaluation	
B-3. Questions for the original plan	1. Surplus supply power in Leyte grid Each year in future	OK
	2. Final generating capacity of the Tongonan geothermal plant (MW)	OK
	3. Development of hydraulic power plant in Mindanao, and consumption of the generated power	OK
	4. Reason of choice of DC system, in view of stability, reliability and economic condition etc.	
	5. Reason of choice of DC ±250 KV system. (In the feasibility study of Leyte-Luzon power transmission project, DC ±175 KV and DC ±350 KV are adopted)	OK
	6. Explanation for appropriateness of path route of transmission line and location of converter station	OK
	7. Status for acquisition of land for facilities. Concerned regula-	OK

ITEM	DESCRIPTION	AVAILABILITY
	tion or law (right of way, required clearance between conductor and road or water face, etc.)	
B-4. Miscellaneous datas	1. Meteorological data - Wind velocity - Air temperature - I K L - Earthquake - Salt contamination - Typhoon, etc.	
	2. Marine data - Tide - Geographical features of strait (site of marine cable) - Depth - Sea route (Shipping course) - Anchoring - Fishing method, fishing devices - Necessity of mine sweeping operations	OK
	3. Related maps and diagrams	OK
	4. Other concerned datas	