

フィリピン共和国  
電力公社

アゴス河水力発電開発計画  
フィージビリティ調査

概要報告書

1981年3月

国際協力事業団

鉦計資

81-10

フィリピン共和国電力公社





JICA LIBRARY



1045946191



フィリピン共和国  
電力公社

アゴス河水力発電開発計画  
フィージビリティ調査

概要報告書

1981年3月

国際協力事業団

國際協力事業団	
受入 月日 584. 8. 30	118
登録No. 14497	643
	MPN

# アゴス河水力発電開発計画フェージビリティ調査

## 概 要 報 告 書

### 目 次

	頁
位 置 図	
1. は し が き .....	1
2. 計 画 地 域 .....	1
3. アゴス河開発比較案 .....	2
4. 調査・試験作業 .....	2
5. 水文調査・解析・計画 .....	3
6. 比較案諸元の選択 .....	5
7. 経済性・社会性より推奨される計画 .....	9
8. アゴス水力発電計画 .....	9
9. 内部収益率及び財務償還計画の検討 .....	10
10. 結 論 .....	11
アゴス水力発電計画の主要諸元 .....	12

## 表

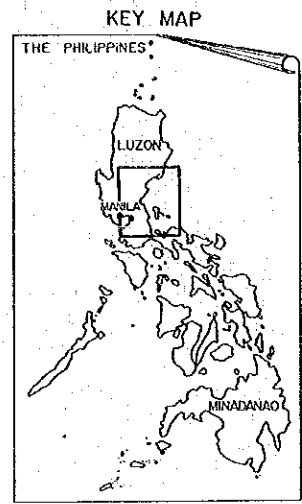
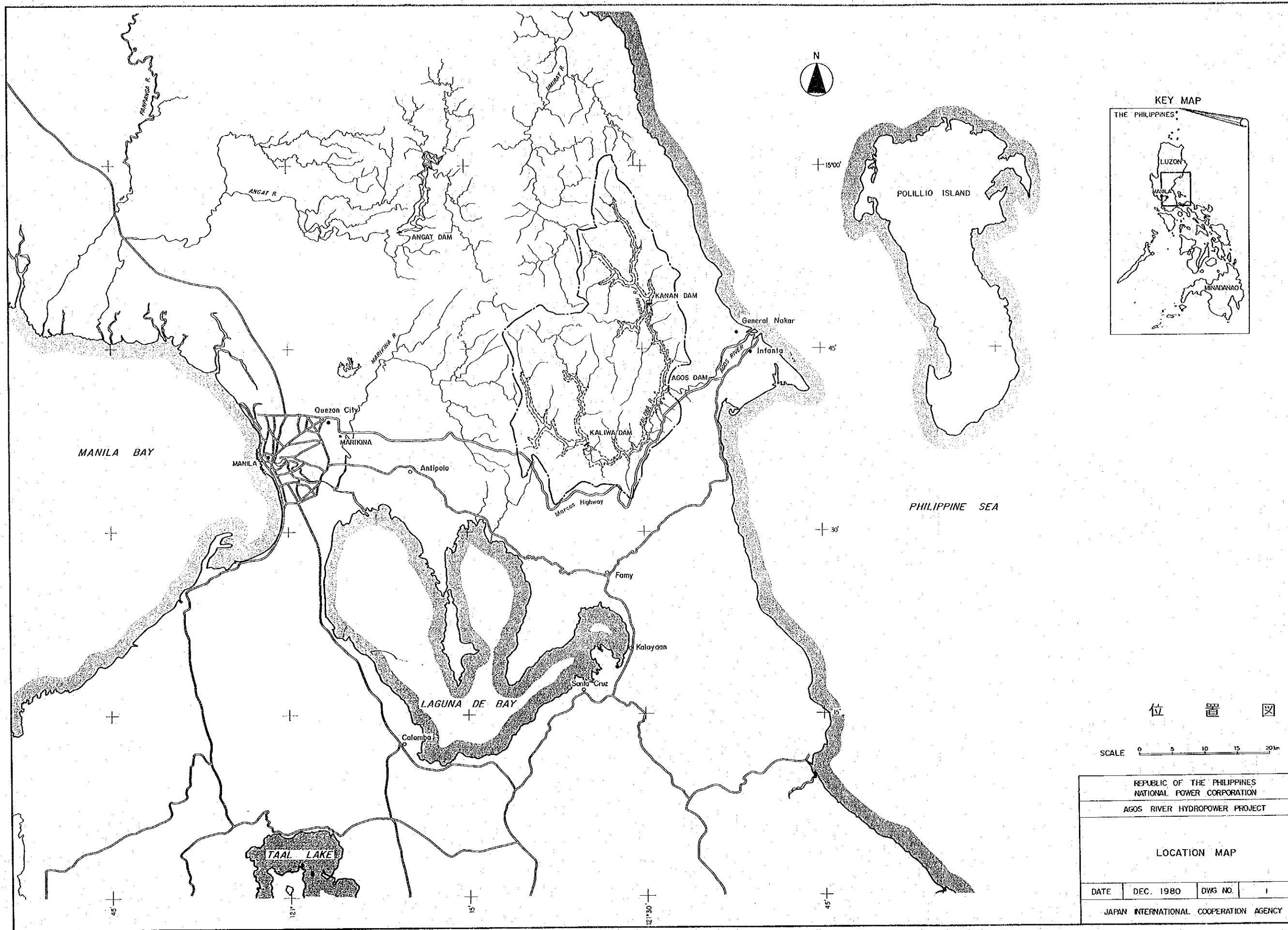
- 第1表 ルソン系統の販売電力量とピーク負荷
- 第2表 ルソン系統の消費電力量とピーク負荷予測
- 第3表 建設工事費
- 第4表 資金繰表

## 図

- 第1図 ピーク負荷需給予測
- 第2図 既設及び推奨される雨量観測所
- 第3図 アゴス河水系の開発案
- 第4図 カリワ・カナンダムの水道用水供給量
- 第5図 工事工程表
- 第6図 一般平面図







位置図

SCALE 0 5 10 15 20km

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES			
NATIONAL POWER CORPORATION			
AGOS RIVER HYDROPOWER PROJECT			
LOCATION MAP			
DATE	DEC. 1980	DWG NO.	I
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			



## 1. は し が き

比国は1960年代より漸く工業化の段階に入り、電力消費量の伸びも1969年までの間に年率13.5%で増加するに至った。その後1978年までの間ではオイル・ショックもあり、年率約8%の増加に止まっているが、貿易収支の改善・国民所得の増加のためには一層の産業振興が必要となっている。また人口の都市集中の弊を緩和し、所得の地域格差を是正するために地方の電化の必要性が近年次第に高まって来た。

従来比国の電力事業は戦前からマニラ市周辺の供給を主として来た「マニラ電力株」(MERALCO または MECO と略称)が火力発電を推進して供給しており、遠隔地の水力開発や長大送電の開発は全額国庫出資の「国家電力公団」(NAPOCOR または NPC と略称)が行って来たが、1950年代より次第にNPCによる開発に重点が置かれるようになって来た。また両者の統合が1970年代に提唱されるようになり、1972年11月に発布された大統領令第40号では、将来の発送配電は一貫してNAPOCORが行うこととされ、実際にMERALCO下の相当の火力発電所が1978年以降順次買収されつつある。

他方オイル危機に端を発した1974～75年の原油価格急騰、更に1979～80年の急上昇は、重油発電所に79%も頼っていた発電コストを急速に押し上げ、電力販売価格の急上昇を招き、一般産業界のみならず家庭用電力需要者にも極めて大きな負担を与えるようになった。

このため重油以外のエネルギー源への転換が1978年より強く要請され、水力・地熱・石炭火力を早急に開発し、輸入原油量の節減を計る計画が立案された。また電力価格急騰のため工業化計画の実現の遅れ・一般家庭用電力の節減の傾向を生じたので、1980年3月には長期電力需要想定伸び率もこの当分年率7%と、以前より低く見積って改訂された。(第1表に過去の消費の伸びを、第2表に1980年3月のNAPOCORの需要想定を示す)

アゴス河水力開発の原型はNAPOCORが1977年に策定した「10カ年長期開発計画」に取上げられたもので、NAPOCORの要請によりJICAが1979年及び1980年にそのフィージビリティ調査並びに計画を行ったものである。

## 2. 計 画 地 域

アゴス河はルソン島中央部太平洋岸側に流入する流域面積940km<sup>2</sup>の河で、マニラ市の真東に直線で約9.0kmの地点にあるインファンタ市とジェネラルナカール市の間を流れて太平洋に流入している。(北緯14°-32'より15°-0', 東経121°-18'より121°-40')

の間にある。位置図参照)

河口より約10km遡ると山岳地帯に入り、更に13km上流で二つの支流に分れる。北へ入っている支流がカナン河で合流点で流域面積は393km<sup>2</sup>ある。一方西へ入る支流はカリワ河と呼ばれ合流点までの流域面積は473km<sup>2</sup>である。

アゴス流域は、その2つの支流カナン河とカリワ河を含めて、年間平均5,000mm以上の降雨に恵まれて、豊富な清流を生み出す密林に覆われている。更にマニラより非常に近いということは、水力発電及びマニラへの水道用水供給の開発を更に魅力的にしている。特にカナン流域は、豊富な雨ばかりでなく、雨の季節分布が非常によい。つまり、はっきりした乾季をもたず、その結果として比較的信頼度の高い流量が一年中利用可能であり、西海岸と比較して雨季が4ヶ月ズレていることである。

### 3. アゴス河開発比較案

1979年当初アゴス河の二大支流カナン河及びカリワ河上にダム候補地点7ヶ所、アゴス河上に2ヶ所の地点を選び、夫々踏査を行い得失を研究したが、カリワ河の上流ライバンに好適な地点がありPICOREM(大統領令によるMarikina河開発再検討委員会)でこのダム地点の調査が開始された。このライバンダムは水道用水不足に悩むマニラ市に原水を供給しようとするもので1986年までに完成する計画である。

従って、これを考慮して技術的・経済的調査・研究・比較を行った結果、

カリワ河上流にライバンダム

カナン河上流にカナン第1ダム

アゴス河上にアゴス第1ダム

を作ることが最適であるとの結果を得た。

この概要は1979年12月に作成・提出した中間報告書(Interim Report)で報告された。またPICOREMでは将来カナン川上流の水もマニラ市水道に転用する計画を持っているので、これ等の計画も考慮すると、アゴス第1ダムで発電するのが最適であり、第一期の計画とすべきことが明らかとなった。

### 4. 調査・試験作業

そのため、1980年の現地調査はアゴス第1ダム及び発電計画に最重点を置き、ダム基礎・主構造物予定地点の基礎・原石山・細粗骨材・土質材料土取場等のコア・ボーリング・

水圧試験・貫入試験・物理探査（震探）等の調査を行った。又同様の調査は逆調整池としてのアゴス第2ダムについても行われた。

また1979年に実施された基本的測量に基づいて各構造物地点の平面測量や、構造物配置の比較研究に必要な補足測量も完了した。三角網はPICOREMが行ったカリワ河・カナン河をカバーする三角網と連結されたのでアゴス河河口まで完全にカバーされた。又水準点測量も連結された。貯水池内平面測量はPICOREM及びNPCが航空写真地図（1/5,000, 5m等高線）をカリワ、カナン、アゴス各貯水池につき完成したので、これにより相当精度の高い貯水量計算が実施された。

比較検討の結果、アゴス第1ダムはロック・フィル型式が最も経済的であるとの結論を得たので、岩石山では物探及びコア・ボーリングを行い、ボーリングで得られた岩石試料の耐圧試験を行った所、破壊強度1,200～1,400 kg/cm<sup>2</sup>と云う極めて堅硬な岩石材料がダムの2km上流で十分に得られることが判明した。また余水吐基礎掘削の岩石も利用する計画であるが、この岩石も400～800 kg/cm<sup>2</sup>の強度を有しており十分良質であることが確認された。

またダムの不透水性心壁用の土質材料調査及び各種試験が行われた結果、ダム近傍の土取場の土は自然含水比が高く、粒度が細粒のものが多く、締固め後の密度が低いので、土層の下の風化材料を1:1で混入使用して高密度のものとするのが推奨される。

ダムのフィルター層の材料は、ダム基礎の砂礫堆積層や下流に多数ある河床の砂礫で賄うことが出来る。

コンクリート用の砂利・砂も下流の河床砂礫を用いて良いが、砂の粒度試験の結果、河床堆積層の砂は0.3mm以下の細粒がやや不足しているため、海砂と適量混合して粒度を改善すればコンクリート強度を増加できることが判明した。従って砂利・砂のスクリーニング・プラントを設備することが推奨される。

各河川（アゴス・カリワ・カナン）の水質分析を行ったが、化学成分は異常なく、飲料・コンクリート混練用・冷却水用・かんがい・発電等の何れの用途に用いても無害であることが確認された。

## 5. 水文調査・解析・計画

アゴス流域には過去の雨量観測記録がインフェンタ市・バヨカン、マタティオー、ダライタン、サントイネスの5カ所にあるが、インフェンタの記録を除いては何れも十年以下の記

録しかない。インフエントの気象観測所では1926~40, 1947~現在までの約30年間の気温・湿度・雨量・風速・気圧等の記録が利用できる。他の4カ所の雨量計は二つがカナン河沿いの低標高の位置に(EL.60~130m), 他の二つがカリワ河沿に(標高180m及び300m)に設置されているが, 何れも柵型雨量計のため, 日雨量記録のみで, 時雨量強度は不明である。

アゴス河流域は4月~9月頃は南西モンスーンの影響を若干受け(特にカリワ河流域), 一方10月~2月には太平洋からの台風が10回以上も来襲する地域である。従って太平洋岸に近いカナン河は年雨量が極めて大きく流域平均で5,890mmにも達する。カリワ河流域は1,000~1,500mの山脈でカナン河と隔てられているため流域平均雨量は年3,550mm程度である。

しかし過去の5カ所の雨量観測所は何れも道路で接近し得る河岸近くの標高の低い所のみ設置されており, 河川流量との関係解析は困難であった。そこで調査団はNPCと協同して新たに6個の自記雨量計(3カ月巻)をジャングルの中の近接できる, 出来るだけ高い標高の地点に設置した。(既設・新設の各観測所の位置は第2図参照)。未だ設置後1年なので完全な資料は得られなかったが, 時雨量強度や, 雨量の標高差についてはかなりの傾向が解りつつある。新設の6カ所の雨量観測所は1カ所を除き総て標高500m以上の地点に設置された。今後詳細設計の時点までに得られる資料で, 更に精度の高い洪水解析等が出来るものと期待される。

各河川の流量については過去4カ所の流量観測所の記録があるが, アゴス河下流のバヌガオ観測所の26年間の日流量記録以外は5~6年の記録しかなく, 流量計による測定回数も少く, 水位-流量曲線も不完全であった。そこで調査団はNPCと協力して, カナン河・カリワ河の合流点の上下流に3カ所の流量観測所を新たに設置した。

特にアゴス・ダム地点とカリワ河には吊箱式ケーブル・ウェイを建設し, 高水時にも安全に流量計で測水できるようにした。この測水の結果と過去の記録とを照合した所, バヌガオの記録は極めて精度が高く, またカリワ河上のドライダン測水所の過去の記録もかなり正確であることが判ったので, この両測水所の記録より流量を算定した。

計画洪水量は, 過去の洪水記録に基く確率洪水量・Probable Maximum Flood(P.M.F.)の手法・Fretcher's手法及びCreagerの包絡線による手法等で解析し, 日本のダム設計基準に基づいて10,600m<sup>3</sup>/secと算定され, これに基づいて余水吐容量は貯水池による調整を考慮せず全流量を安全に排水できるように計画した。またP.M.F.法による最大洪水

流量  $1,7300 \text{ m}^3/\text{sec}$  に対しては貯水池による調整を考慮してダム天端を溢流しないようダム頂標高を定めた。また途上国における溢流門扉の誤操作、或いは開放不可能（停電等による）等の危険性を考慮し、水門のみによる余水吐でなく、水門の両側に固定せき溢流部を設け、計画洪水流量の約40%は自然に排水できる設備を計画した。

また工事中の洪水については、工事期間6年を考慮し、30年確率洪水の  $5,210 \text{ m}^3/\text{sec}$  を二本の排水トンネルによって排水できるように考慮した。上下流の締切ダム及びトンネルの直径については種々の場合の工事費を算定して最も経済的な寸法や高さを選んだ。

## 6. 比較案諸元の選択

第3節に触れたように、アゴス河及びその支流のカリワ河・カナン河に夫々一つのダムを設ける案が経済的にも水資源の有効利用の点からも、最適と言う結果は先に提出された「中間報告書」中に明らかにされたが、各ダムの満水位・低水位等をどの程度に取り発電設備容量はどの程度が最も経済的であるかを更に詳細に検討を行った。

その前にアゴス・ダム及びカナン第1ダム及び発電所等の最適な予備設計を行った。カリワダム等についてはPICOREMの計画をそのまま採用した。アゴス・ダムについては満水位を最高EL. 175 mから10 mづつ下げて、EL. 165 m, EL. 155 m, EL. 145 mとした場合の工事費を夫々算定した。また、カナン第1ダムについても満水位をEL. 300 m, EL. 290 m, EL. 280 mの場合について工事費を算定した。

更にPICOREM案では将来カナンダムより14.5 kmのトンネルで水をカリワ貯水池に引水する計画であるので、この案の場合と、一旦カナンダムで発電して水をアゴス貯水池に落とし、アゴス貯水池よりカリワ貯水池に必要な水道用水をポンプで揚水する案（トンネルは無し）、またこのポンプを揚水式発電所としてピーク発電を行った場合等の組合せについて夫々の工事費・運転維持費等を算定した。

これらの点を考慮の上、アゴス河水系の開発案について次の4つの案が検討された。

Plan A-1 : カリワ水道用水供給計画 + カナン第1とアゴス水力発電計画

Plan A-2 : カリワとカナン第2ダム水道用水供給計画 + アゴス水力発電計画

Plan A-3 : カリワ水道計画（この場合カリワ貯水池とアゴス貯水池の間にポンプ揚水設備を設ける） + カナン第1とアゴス水力発電計画

Plan B : カリワ水道計画 + カナン第5水力発電計画

Plan A-2の場合、1994年以降の水道用水はカリワとカナン貯水池間を結ぶトンネ



ルにより導水され、一方Plan A-3ではアゴスとカリワ貯水池の間に設けられた水路によりポンプ揚水される。Plan A-1とBの両方とも、カナン水道用水供給計画が廃棄された場合にのみ実現可能である。

便益については水道用水はPICOREMの算定した $1/m^3$ をTreatment Plant出口（配水前・浄化剤）で取り、発電については重油専焼火力で、C重油をUS\$28/バレルとし、石炭火力については石炭価格をUS\$45/tとし、ガスタービン火力については、31\$/バレルとして、kW価値、kWh価値を年運転時間毎に算出した。

一方発電設備容量は過去の電力消費記録及び日負荷記録を検討し、負荷持続曲線を作成して検討した結果、水力発電としては1日8時間の発電以上とすることが最も妥当と判断された。

経済計算においては、水車・発電機等の経済的寿命を35年とし、代替費用を算定し、その他の土木・建築施設のそれは50年とした。その他の条件（例えば維持・運転費等）はNPCと打合せた数字に基づいて算定した。

以上の経済比較の結果を各々のプロジェクトについて便益（B）、費用（C）、及び純便益（B-C）や便益・費用比（B/C）で表示すると次に示すようになった。

#### アゴス水力発電計画

HWL	EL. 175 m	165 m	155 m	145 m
便 益 (B)	382.14	352.24	322.41	292.71
費 用 (C)	320.31	286.37	258.23	242.25
B-C (×10 <sup>6</sup> US\$)	61.83	65.87	64.18	50.46
B/C	1.19	1.23	1.25	1.21

カナン水力発電計画

HWL \ TWL	EL. 175 m	165 m	155 m	145 m
EL. 300 m				
B (×10 <sup>6</sup> US\$)	3 1 4 7 6	3 3 8.6 4	3 5 9.3 5	3 8 3.1 0
C ( " )	2 3 4.4 2	2 3 4.9 3	2 4 8.0 1	2 5 5.1 9
B-C ( " )	8 0.3 4	1 0 3.7 1	1 1 1.3 4	1 2 7.9 1
B/C	1.3 4	1.4 4	1.4 5	1.5 0
EL. 290 m				
B (×10 <sup>6</sup> US\$)	2 9 0.1 0	3 1 5.1 9	3 3 4.2 2	3 5 6.5 9
C ( " )	2 0 7.4 4	2 0 9.9 2	2 2 3.4 9	2 3 1.1 3
B-C ( " )	8 2.6 6	1 0 5.2 7	1 1 0.7 3	1 2 5.4 6
B/C	1.4 0	1.5 0	1.5 0	1.5 5
EL. 280 m				
B (×10 <sup>6</sup> US\$)	2 6 3.6 9	2 9 0.6 5	3 0 8.3 4	3 2 9.1 7
C ( " )	1 8 4.7 5	1 8 8.0 0	2 0 1.4 7	2 0 8.9 9
B-C ( " )	7 8.9 4	1 0 2.6 5	1 0 6.8 7	1 2 0.1 8
B/C	1.4 3	1.5 5	1.5 3	1.5 8

カナン水道計画

B (×10 <sup>6</sup> US\$)	9 5 4.0
C ( " )	8 8 8.3
B-C ( " )	6 5.7
B/C	1.0 7

カリワ水道用水ポンプ計画

＼ TWL	EL. 175m	EL. 165m	EL. 155m	EL. 145m
B (×10 <sup>6</sup> US\$)	1,000.76	1,000.76	1,000.76	1,000.76
C ( " )	750.69	762.05	775.35	796.39
B-C ( " )	250.07	238.71	225.41	204.37
B/C	1.33	1.31	1.29	1.26

カリワ揚水発電計画

＼ TWL	EL. 175m	EL. 165m	EL. 155m	EL. 145m
B (×10 <sup>6</sup> US\$)	1,378.30	1,381.28	1,382.55	1,383.82
C ( " )	1,204.13	1,209.08	1,222.34	1,255.59
B-C ( " )	174.17	172.2	160.21	128.23
B/C	1.15	1.14	1.13	1.10

開発案を構成するそれぞれのプロジェクトの比較検討の結果に基づき、4つの開発案の比較がなされ、その結果は以下の通りである。

開発諸案の純便益と便益-費用比

	最適満水位		純便益 (10 <sup>6</sup> US\$)	便益・費用比
	アゴス (m)	カナン (m)		
Plan A-1	165	290	504.07	1.48
Plan A-2	165	295	391.17	1.27
Plan A-3	165	290	504.85	1.33
Plan B	-	260	491.30	1.47

## 7. 経済性・社会性よりの判断と推奨される計画

前表に示したようにアゴス河開発計画では純便益(B-C)の最も大きいものはPlan A-3である。Plan A-3とPlan A-1ではB/CもB-Cも僅かの差でしかないが、水資源の最大限の有効利用という点からいえば、(B-C)の最大のもので推奨される。(B/C比の値の高いものは投資効率が最も高いことを示しているが、その場合は必ずしも水資源を最大限に利用した場合とは一致しない)

従って、上記の結果から次の組合せのProjectが最適であるといえよう。即ち

アゴス水力発電計画 HWL. 165 m

カナン水力発電計画 HWL. 290 m

カリワ水道計画

しかしながら比国水資源委員会(NWRC)は増大するマニラの水道需要に対処するためカリワ水道計画に続き、カナンダムより1.4.5kmのトンネルで水をカリワ貯水池に引水し、マニラへ送水するカナン水道計画を強く望んでおり、他に適当な経済的水道用水水源を得られないため、カナン水道計画が実現の可能性は強く、反対にカナン水力発電計画の可能性は少い。

1979年12月の中間報告書で示されたアゴス河の水力発電開発計画で、第1期に行うべきと提案されたアゴス水力発電計画にとっては、カナンの水も水道用に引水されたものとして計画の方が厳しい条件で現実に近いといえる。この状況において、アゴス水力発電開発計画はアゴス河の水力発電について可能性のある唯一のプロジェクトである。アゴス水力発電計画は、従って、アゴス河水系の他の水力発電計画案のなかから選定され、詳細なフィージビリティー検討が実施されることとなった。

## 8. アゴス水力発電計画

アゴスプロジェクトは、アゴスダム、余水吐、転流工、発電用導水トンネル、設備容量140 MWの発電所とマニラ外周の幹線とを結ぶマラヤ変電所を含む約4.3kmに亘る230 kV送電線工事から成る。(アゴス計画の主要諸元を巻末に、一般平面図を第6図に示す。)

年間発生電力量は、カリワダムによりマニラ市へ水が引水されとした場合、平均で622.6 GWhと見積られる。更にカナン水道用水供給計画が実施され、水が全てそのために使用された場合、年間発生電力量は395.5 GWhに減ずる。

流域面積867km<sup>2</sup>のダムサイトはカリワ河とカナン河の合流点の直下流に位置する。年平

均流量は  $108.2 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。河幅は  $120 \text{ m}$  であり河床標高は  $42 \text{ m}$  である。基礎岩盤は、まれに薄い頁岩が認められるグレイワックと礫岩の互層より成る。

アゴス貯水池の総貯水容量は  $955 \times 10^6 \text{ m}^3$  であり、そのうちの  $570 \times 10^6 \text{ m}^3$  が有効貯水容量である。満水位は標高  $165 \text{ m}$  で低水位は標高  $128 \text{ m}$  で利用水深は  $37 \text{ m}$  である。満水位標高  $165 \text{ m}$  で貯水池の湛水面積は  $21.5 \text{ km}^2$  である。

ダムは中央しゃ水壁型のロックフィルタイプで河床土からのダムの高さは  $130 \text{ m}$  である。仮締切ダムを含む総盛立て量は  $17 \times 10^6 \text{ m}^3$  である。余水吐は4門のテンターゲートと2本の横越流ぜきからなる。発電用導水路は取水塔、長さ  $225.8 \text{ m}$ 、直径  $6.8 \text{ m}$  から  $9.0 \text{ m}$  の導水トンネルと直径  $6.1 \text{ m}$ 、長さ  $350 \text{ m}$  の水圧鉄管よりなる。発電所はダムの下流法尻に位置し、 $70 \text{ MW}$  の水車発電機を2台設置する。

プロジェクトの工費工程は1981年から1988年の8年間を要すると算定され、それは詳細調査・設計に2年と工事の6年である。(工事工程表を第5図に示す)全ての工事は国際指名入札により選定された工事業業者により実施されるであろう。そして1989年の初期に営業運転を開始する。

価格変動に対する予備費を含む全工事費は米ドル456.6百万相当と見積られ、そのうちの外貨分は米ドル374.1百万相当で現地貨分は、米ドル82.5百万相当(またはペソ618.5百万)である。

#### 9. 内部収益率及び財務償還計画の検討

内部収益率 (Internal Rate of Return, I.R.R.) は Economic I.R.R. と Financial I.R.R. につき算定した。又 Sensitivity Analysis として例えば原油価格が15%今後上昇した場合とか、工事費が15%上昇した場合とかの I.R.R. も計算して検討した。その結果は下表に示す如くである。

また実際の借款で実施した場合の償還計画も各年毎に計算した。(第4表参照)

経済的内部収益率	12.5%
財務的内部収益率	11.4%
感度分析結果	<u>E I R R</u>
1. Cost 15% up	9.8%
2. Agos project 5年遅れ	11.5%

3. Kanan W/S project 1.0年遅れ	1 3.1%
4. (2+3)	1 2.5
5. Coal price 15% up	1 3.6

収入-債務 比率 1.54

---

これ等の指標で明らかのように、何れの場合も経済的にも財務的にも健全である。また債務-収入比率から見ても無理はないと判断される。償還計画で最高額の負債を生ずる年は1988年であり、その後実際に収入累計と差引して0となる年は1993年であり、建設開始年より勘定して5年目である。

## 10. 結 論

- a) 上記のようにアゴス河全体の開発は、カリワ河上のライバダム、カナン河上流に将来できる予定のカナンダム、アゴス河上のアゴスダムの夫々を単独で実施しても何れも経済的・財務的に十分利益の挙るプロジェクトである。
- b) またマニラ市の給水のためにPICOREMの現計画の如く、カリワダム・カナンダムから必要なだけの水道用水を差引いても、アゴスダムによる発電の利益は十分健全な範囲内にある。しかもこの発電による便益は1980年初頭の原油価格でやや低い値を取っている。(例えば、C重油をUS\$28/バレルとしてあるが、既にUS\$32/バレル程度である)現在の世界の情勢から考えると、数年先には更に15~20%原油価格が上昇する可能性が強い。従って実際の内部収益率はこの報告書の数値より、もっと高くなることこそあれ、下ることはないと思われる。
- c) アゴス・ダム発電計画は何時から実施して何時完成しても、他の二つの計画、即ちカリワダム・カナンダム計画に影響を何等及ぼすことは無く、全く独立的に実現できる。また送電距離が既設のマラヤ変電所まで僅かに43kmで連結できる。また工事中のマニラ-インファンタ間の国道が1981年完成すれば、自動車で2.5時間で結ばれると共に、建設用重量物や多量の資材の輸送が極めて容易・迅速・低廉に出来る。
- d) 若し予定通りカリワダムが先に出来れば、洪水調節の効果をアゴスダムは受けることが期待され、工事は更に容易・低廉となろう。
- e) 従って引続き詳細設計を行い、早期実現を計ることが強く推奨される。

## アゴスプロジェクトの計画諸元

### 水 文

流域面積	867 km <sup>2</sup>
年平均流入量	108.2 m <sup>3</sup> /sec
余水吐設計洪水流量	10,600 m <sup>3</sup> /sec
転流工設計洪水流量	5,210 m <sup>3</sup> /sec

### 貯 水 池

満水位	165 m
低水位	128 m
洪水位	169.7 m
利用水深	37 m
総貯水量	955 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
有効貯水量	570 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
死水量	385 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
満水位湛水面積	21.5 km <sup>2</sup>

### 転 流 工

#### 仮排水トンネル

型式	円型コンクリート巻き
本数	2
直径	9 m
延長	816 / 817 m
門扉	9 m(H) × 4.5 m(H) × 2門

第1トンネルの1部は発電用トンネルに利用される

#### 仮縮切ダム

上流縮切ダム頂部標高	93 m
下流縮切ダム頂部標高	51 m

### ダ ム

型式	中心遮水壁型ロックフィル
----	--------------

堤頂標高	172 m
基礎上堤高	172 m
堤頂長	762 m
堤頂幅	12 m
ダム法面勾配	上流面 1:2.5
	下流面 1:1.9
ダム体積	
	コア材 $2.2 \times 10^6 m^3$
	フィルター材 $1.44 \times 10^6 m^3$
	外部シェル材 $1.23 \times 10^6 m^3$
余水吐	
型式	ゲートとゲート無し開水路
ゲート部	
ゲート	14.5 m (H) × 1.4 m (W) × 4門
越流頂	15.4 m
ゲート無し部	
延長	210 m × 2条
越流頂	16.5 m
延長(頂部よりフリップエンドまで)	425 m
発電用導水トンネル	
取水工	
型式	コンクリート塔
敷標高	11.4 m
導水トンネル	
型式	円型コンクリート巻
直径	6.8 / 9.0 m
延長	225.8 m
水圧鉄管	
型式	鉄管
直径	6.1 m



延 長	3 5 0 m
発 電 所	
型 式	半 地 下 式
幅, 長さ, 高さ	3 0 m × 5 6 m × 3 9 m
総 落 差	1 2 3. 4 m
最低有効落差	8 3. 5 m
発 電 機 器	
水 車	
型 式	立 て 軸, フ ラ ン シ ス 型
ランナー中心標高	3 8 m
定格落差(貯水池水位146.5m)	1 0 2 m
定 格 流 量	8 1. 5 m <sup>3</sup> / sec
設 備 容 量	7 2, 0 0 0 kW × 2
水車定格速度	2 2 5 rpm
年平均出力(1994)	6 2 2. 6 G W h
最大流量時の放水路水位	4 1. 5
発 電 機	
型 式	立 て 軸, 準 か さ 型
容 量	7 8, 0 0 0 k V A × 2
電 圧	1 3, 8 0 0 V
周 波 数	6 0 H z
力 率	0. 9
主 変 圧 器	
型 式	3 相 屋 外, 油 入, 風 冷 式
電 圧	1 3. 8 k V / 2 3 0 k V
容 量	7 8, 0 0 0 k V A × 2
送電線及び変電所	
送 電 線	2 回 線 単 導 体
電 圧	2 3 0 k V
電 線	7 9 5 m <sup>2</sup> A C S R

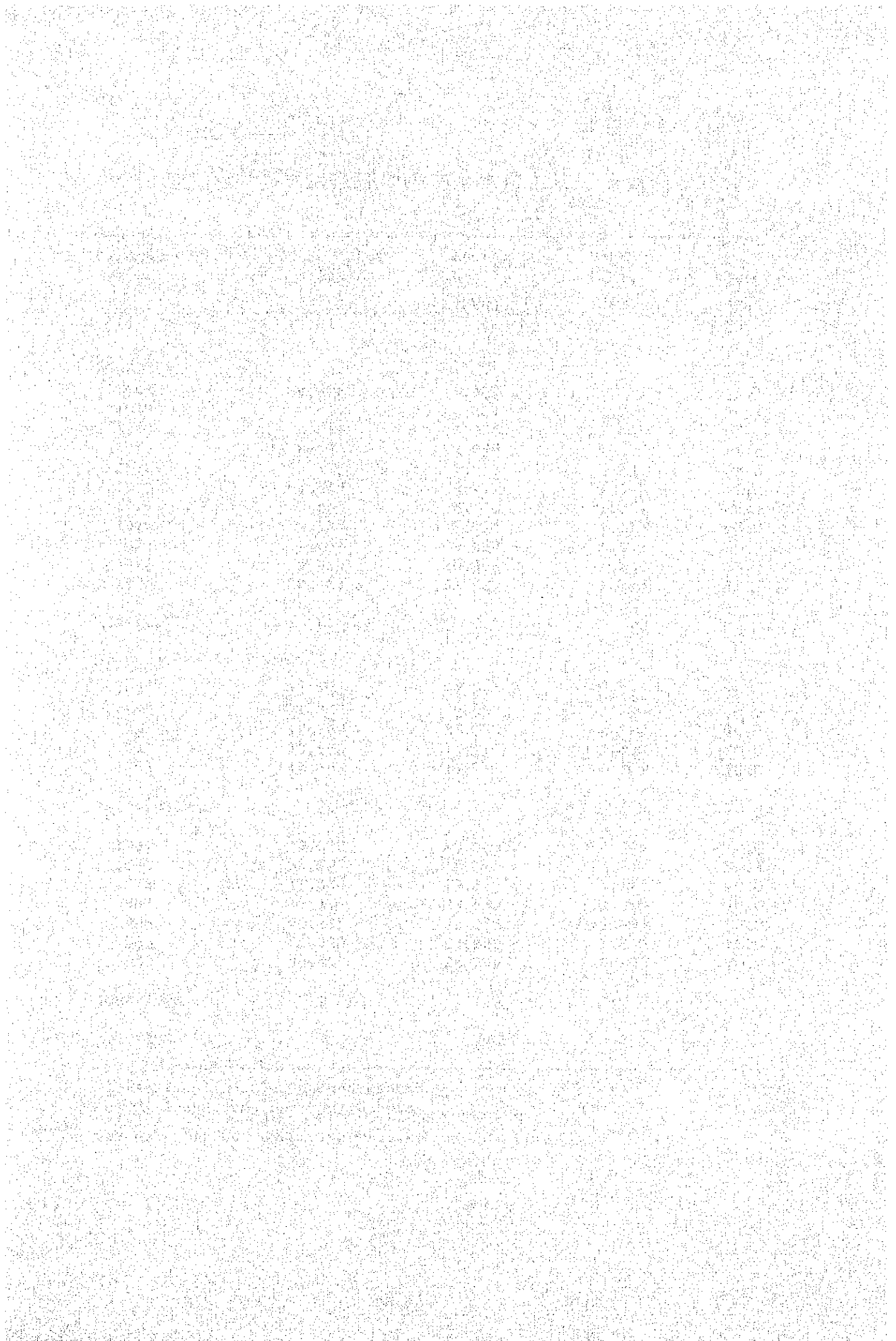
延 長

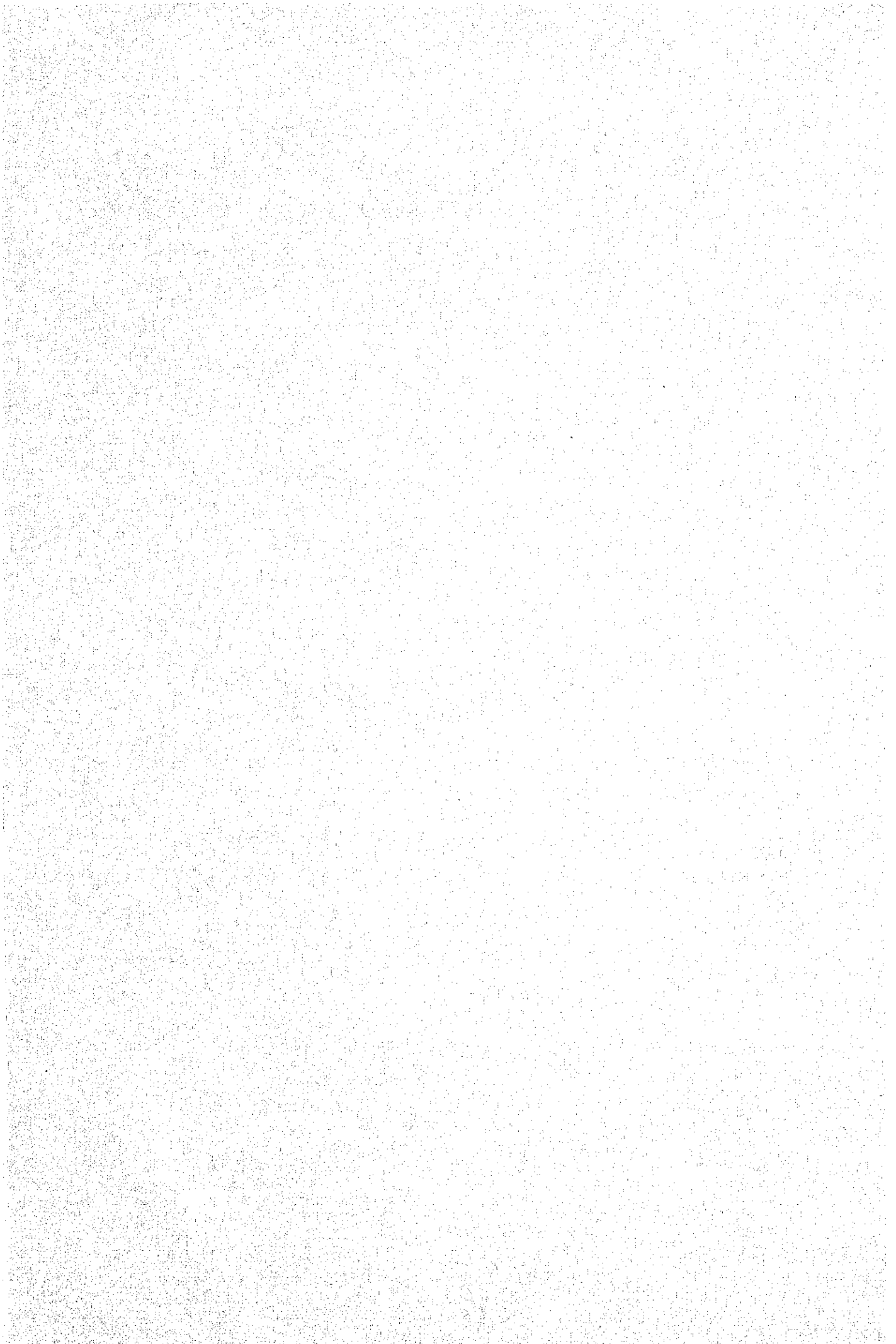
4.3 km

マラヤ変電所

アゴス線はマラヤ変電所に変圧器を設置しないで230kV送電線によりルソン系統に連結可能である。







第1表 ルソン系統の販売電力量とピーク負荷

Calendar Year	Consolidated Sales	Energy Req't	Peak Load	Load Factor
(1)	(GWh) (2)	(GWh) (3)	(MW) (4)	(%) (5)
<u>Actual</u>				
1968	4,996	5,387	903	68.1
1969	5,639	6,087	1,020	68.1
1970	6,046	6,386	1,111	65.6
1971	6,596	7,048	1,205	66.8
1972	7,131	7,555	1,331	64.8
1973	7,723	8,212	1,335	70.2
1974	7,804	8,240	1,379	68.2
1975	8,585	9,014	1,513	68.0
1976	9,453	9,626	1,659	66.2
1977	9,813	10,357	1,709	69.2
1978	10,414	11,223	1,780	71.9
1969-1978 <sup>/1</sup>	7.6%	7.6	7.0	
<u>Forecast</u>				
1979	11,140	12,010	1,960	70.0
1980	11,925	12,850	2,100	70.0
1981	12,760	13,750	2,240	70.0
1982	13,650	14,710	2,400	70.0
1983	14,605	15,740	2,565	70.0
1979-1983 <sup>/1</sup>	7.0%	7.0	7.6	70.0
1984	15,630	16,840	2,745	70.0
1985	16,725	18,020	2,940	70.0
1986	17,900	19,280	3,145	70.0
1987	19,145	20,630	3,365	70.0
1988	20,485	22,075	3,600	70.0
1989	21,920	23,620	3,850	70.0
1990	23,455	25,275	4,120	70.0
1984-1990 <sup>/1</sup>	7.0%	7.0	7.0	
1979-1990 <sup>/1</sup>	7.0	7.0	7.0	

<sup>/1</sup> Average annual compound growth  
Excludes pumping requirements

Source: NAPOCOR Expansion Program on June 1980

第2表 ルソン系統の消費電力量とピーク負荷予測

Year (1)	Consolidated Sales (GWh) (2)	Loss (%) (3)	Net Energy Production (GWh) (4)	Load Factor (%) (5)	Peak Power Demand (MW) (6)
1979	10,963	7.5	11,850	69	1,960
1980	11,760	7.5	12,710	69	2,100
1981	12,600	7.5	13,620	69	2,250
1982	13,490	7.5	14,580	69	2,410
1983	14,610	7.0	15,710	70	2,560
1984	15,830	7.0	17,020	70	2,780
1985	17,140	7.0	18,430	70	3,000
1986	18,540	7.0	19,940	70	3,250
1987	20,070	7.0	21,580	70	3,520
1988	21,690	6.5	23,200	70	3,780
1989	23,450	6.5	25,080	70	4,090
1990	25,350	6.5	27,110	70	4,420
1991	27,320	6.5	29,220	70	4,760
1992	29,460	6.5	31,510	70	5,140
1993	31,750	6.5	33,960	70	5,540
1994	34,230	6.5	36,610	70	6,970
1995	36,900	6.5	39,460	70	6,430

第3表 建設工事費

(million US dollars)

Work Item	F.C.	L.C.	Total
1. Land acquisition	-	2.70	2.70
2. Preparatory works	11.44	2.01	13.45
3. Diversion tunnels	7.70	3.75	11.45
4. Cofferdams	9.23	1.05	10.28
5. Main dam	109.53	19.32	128.85
6. Spillway	29.84	2.48	32.32
(Sub total 1-6)	167.74	31.31	199.05
7. Power tunnel	2.37	0.57	2.94
8. Powerhouse and tailrace	5.02	0.54	5.56
9. Switchyard	0.40	0.05	0.45
10. Architectural works	1.94	0.77	2.71
(Sub total 7-10)	9.73	1.93	11.66
11. Generating equipment	22.02	2.93	24.95
12. Transmission line and substation	5.81	2.04	7.85
13. Hydro-mechanical equipment	7.83	2.15	9.98
(Sub total 11-13)	35.66	7.12	42.78
14. Physical contingency	21.31	4.04	25.35
15. Engineering and administration	14.07	2.66	16.73
16. Price contingency	125.60	35.40	161.00
Total	374.11	82.46	456.57



第4表 資金繰表

Year	Cash Inflow				Total	Cash Outflow			Total	Surplus	Cumulated Surplus
	External Sources		Internal Cash Generation Operation Income	Cash Generation Depreciation		Investment Cost	Debt Service				
	Loan A & B Contribution	Government Contribution					Interest	Principal			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
1981	2.25	0.47			2.71	2.71			2.71		
1982	4.01	2.06			6.06	6.06			6.06		
1983	19.23	10.82			30.06	30.06			30.06		
1984	31.85	15.18			47.03	47.03			47.03		
1985	53.02	18.14			71.16	71.16			71.16		
1986	91.09	35.00			126.09	126.09			126.09		
1987	96.03	44.97			140.99	140.99			140.99		
1988	76.63	41.12			119.75	119.75			119.75		
1989			71.69	10.88	82.57		31.80	7.73	39.53	43.05	43.05
1990			69.56	10.88	80.44		31.14	8.39	39.53	40.91	83.96
1991			67.43	10.88	78.31		30.43	9.10	39.53	38.78	122.74
1992			65.30	10.88	76.18		29.65	9.88	39.53	36.65	159.39
1993			63.17	10.88	74.05		28.82	10.72	39.53	34.53	193.92
1994			61.05	10.88	71.92		27.90	11.63	39.53	32.39	226.31
1995			57.90	10.88	68.78		26.92	12.62	39.53	29.25	255.56
1996			54.75	10.88	65.63		25.84	13.69	39.53	26.10	281.66
1997			51.61	10.88	62.48		24.68	14.85	39.53	22.95	304.61
1998			48.46	10.88	59.34		23.42	16.11	39.53	19.82	324.43
1999			45.31	10.88	56.19		22.05	17.48	39.53	16.66	341.09
2000			42.17	10.88	53.04		20.56	18.97	39.53	13.51	354.60
2001			40.86	10.88	51.73		18.95	20.58	39.53	12.20	366.80
2002			39.55	10.88	50.42		17.20	22.33	39.53	10.89	377.69
2003			38.23	10.88	49.11		15.30	24.23	39.53	9.59	387.28
2004			36.92	10.88	47.80		13.24	26.29	39.53	8.27	395.55
2005			35.61	10.88	46.49		11.01	28.53	39.53	6.96	402.51
2006			35.03	10.88	45.91		8.58	30.95	39.53	6.38	408.89
2007			34.45	10.88	45.33		5.95	33.58	39.53	5.80	414.69
2008			33.87	10.88	44.75		3.10	36.44	39.53	5.23	419.92
2009			33.29	10.88	44.17					44.17	464.09
2010											
2011											
2012			33.29	10.88	44.17					44.17	1,038.32
2013			33.29	10.88	44.17	78.69			78.69	-34.51	1,003.81
2014			33.29	10.88	44.17					44.17	1,047.98
2015											
2016											
2017											
2018			33.29	10.88	44.17					44.18	1,666.39
Total	374.11	169.75	1,991.72	543.85	3,079.42	622.39	416.54	374.11	1,413.03	1,666.39	

Note: (5) = (1) + (2) + (3) + (4)

(9) = (6) + (7) + (8)

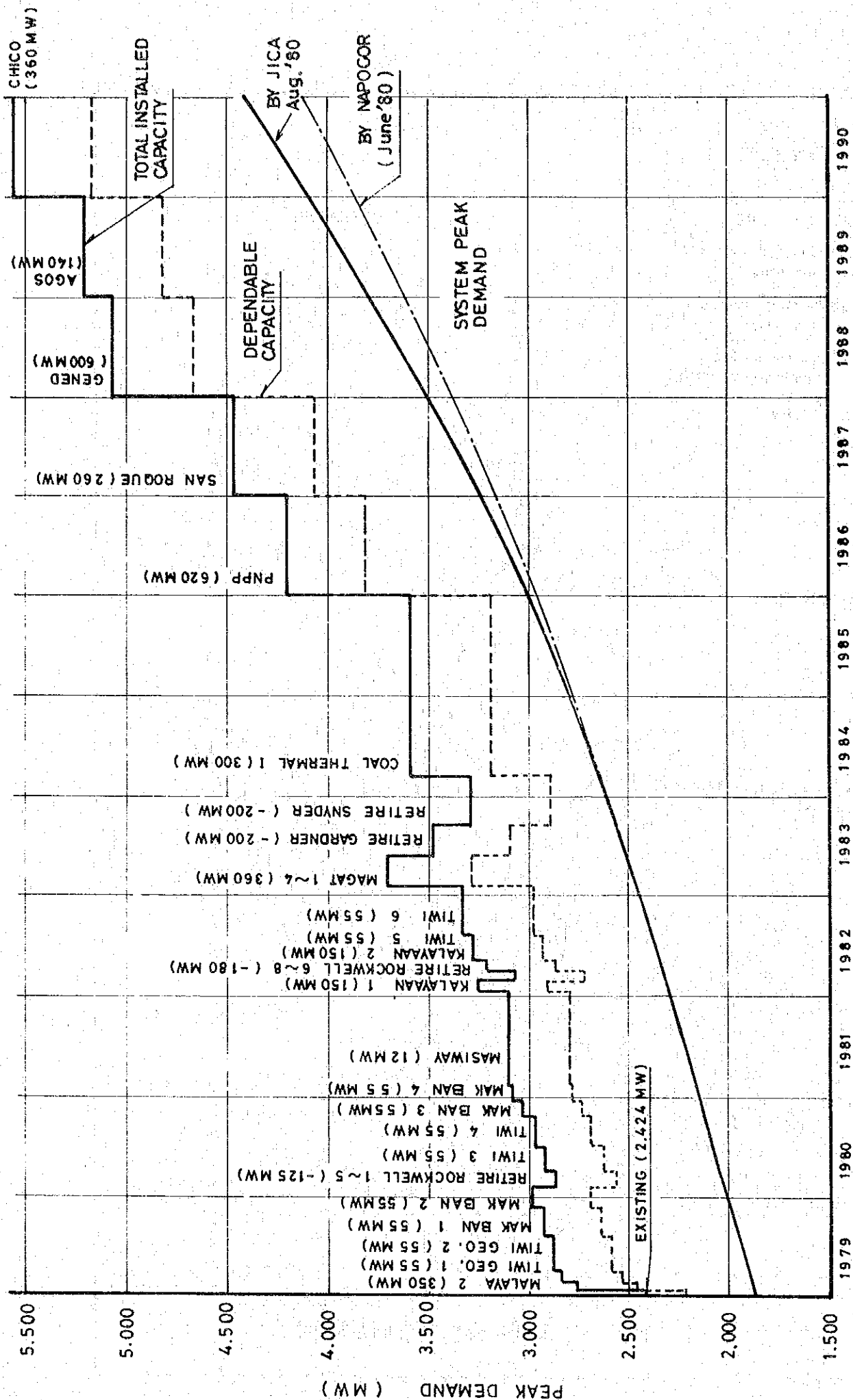
(10) = (5) - (9)

Debt service ratio (D.S.R.):

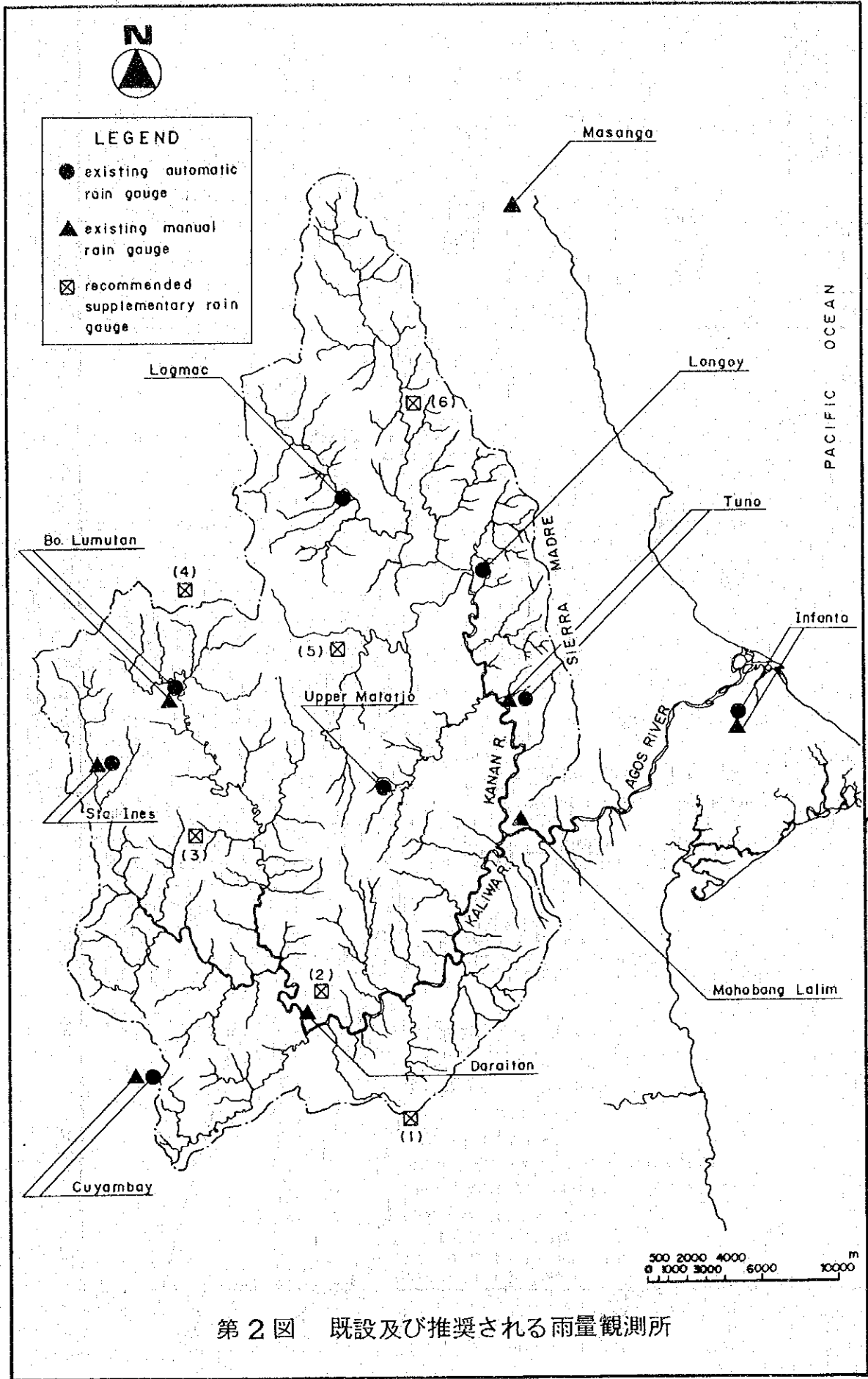
- D.S.R. = ((3) + (4)) / ((7) + (8))

- D.S.R. in 1989 is 2.09 while 1.13 in 2008.

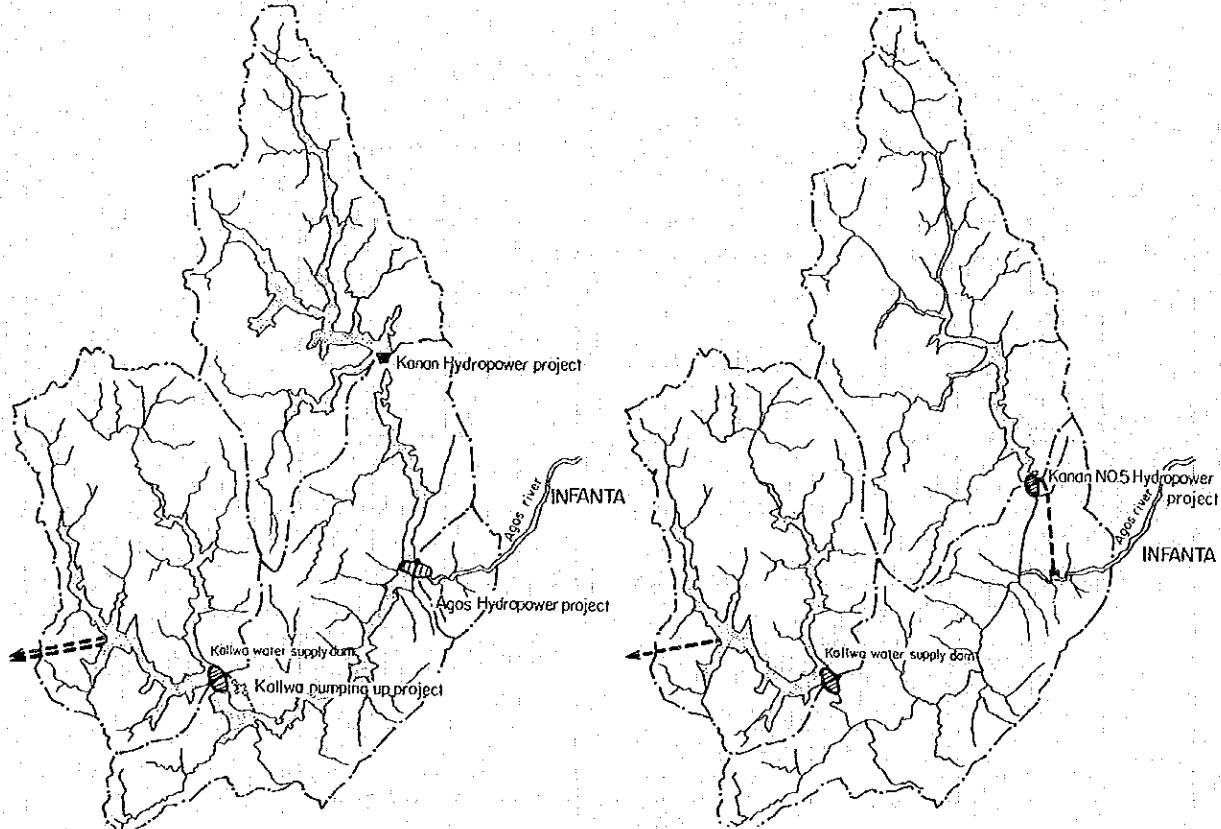
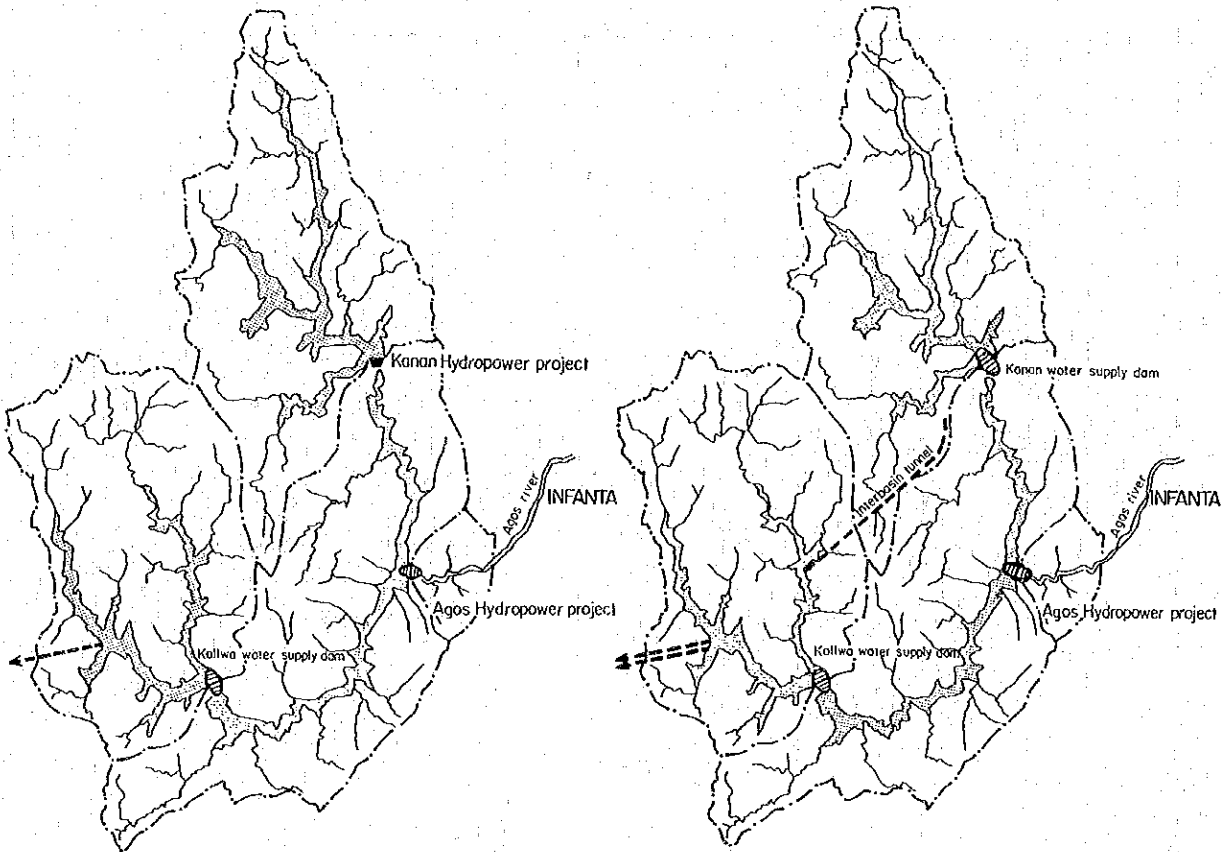
- Average D.S.R. is 1.53 for the 20 years' debt service period.



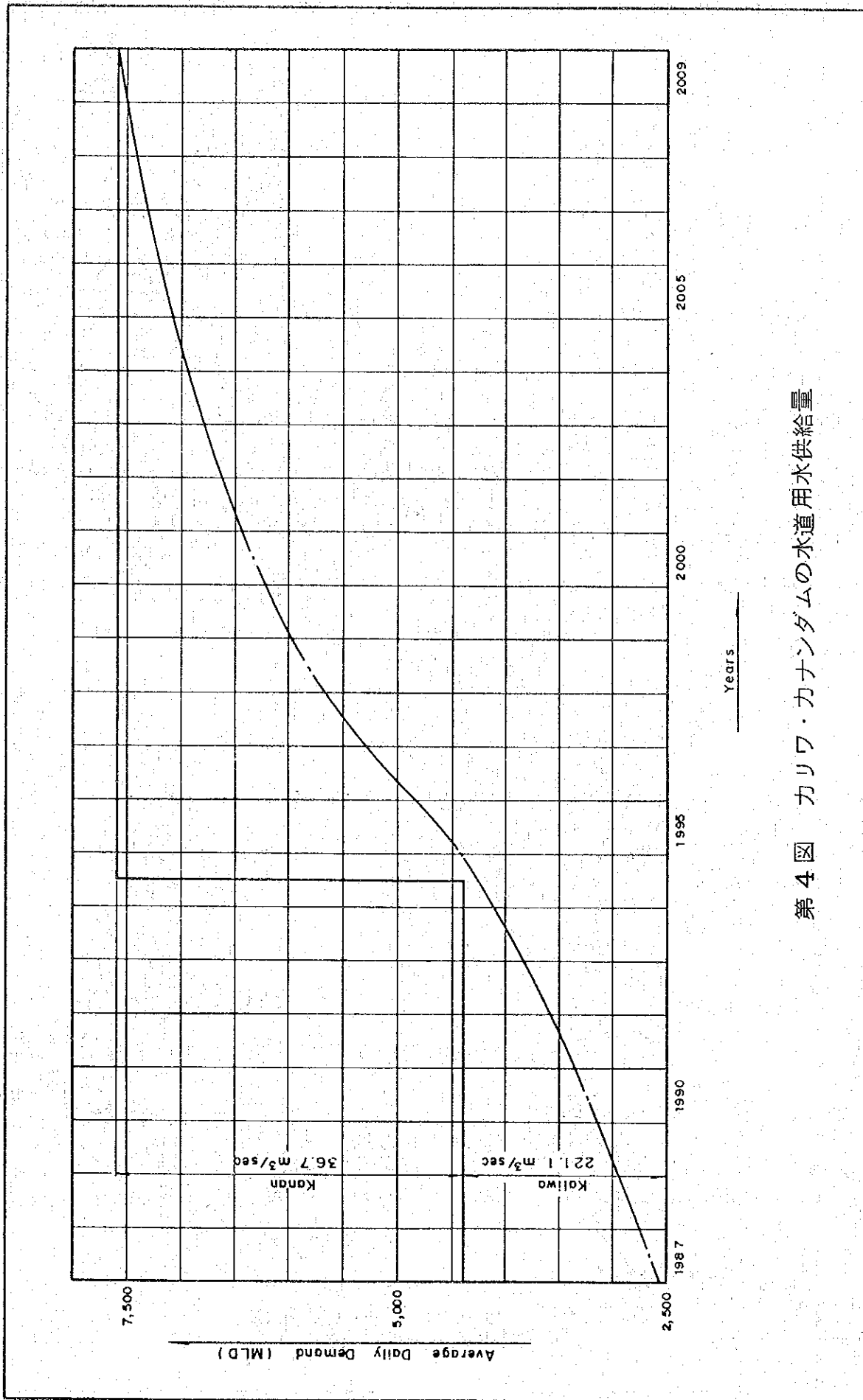
第1図 ピーク負荷需給予測



第 2 図 既設及び推奨される雨量観測所



第3図 アゴス河水系の開発案



第4図 カリワ・カナンドムの水道用水供給量

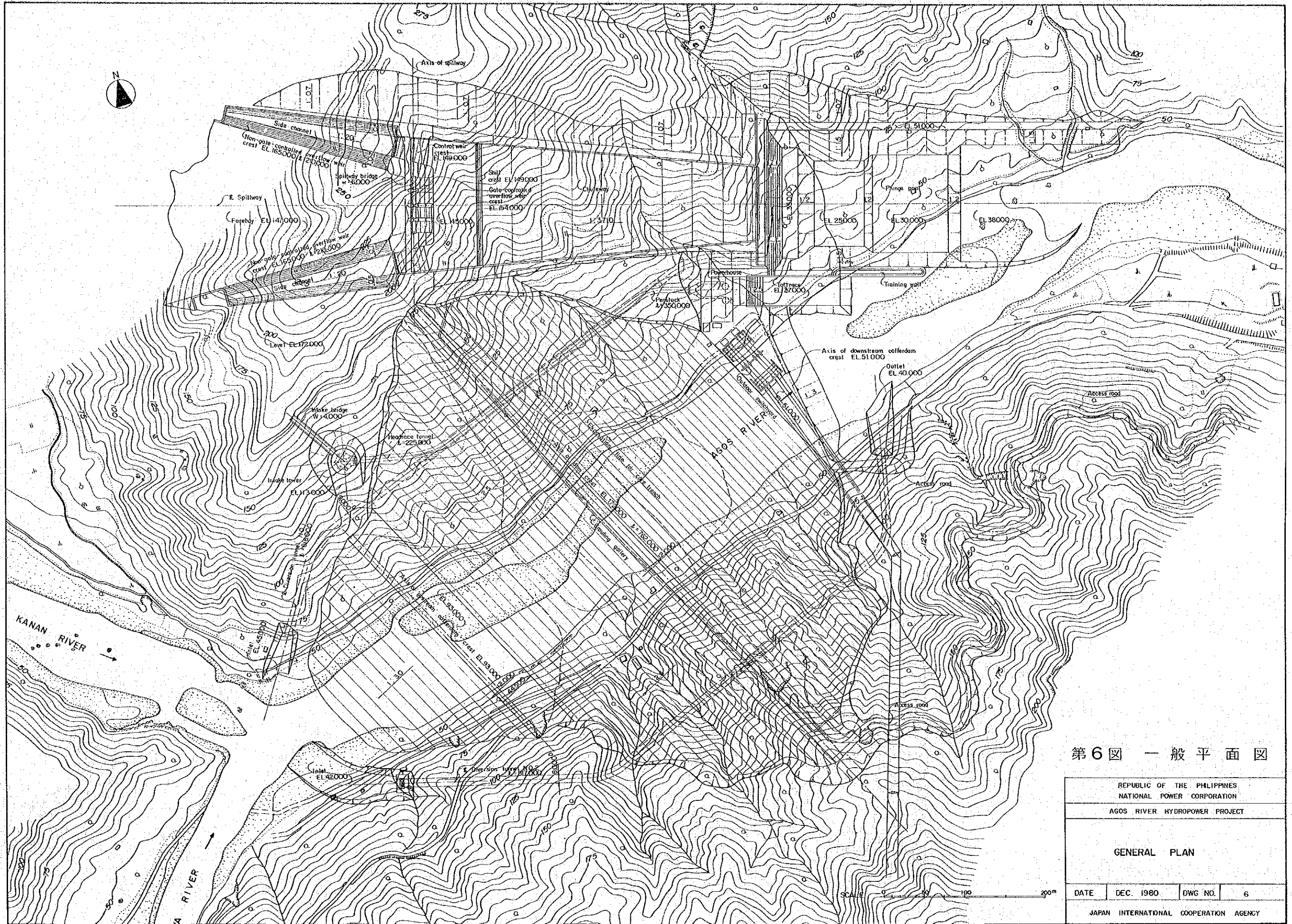
ITEM	UNIT	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
DETAILED DESIGN										
TENDERING AND CONTRACT										
PREPARATORY WORK										
ACCESS AND HAULING ROADS	km									
TEMPORARY BUILDINGS	m <sup>2</sup>									
WATER SUPPLY SYSTEM	m									
POWER SUPPLY SYSTEM	m									
TELECOMMUNICATION SYSTEM										
AGGREGATE AND BUTCHER PLANTS										
QUARRY AND BORROW PITS (STRIPPING)	m <sup>3</sup>									
DIVERSION WORKS										
DIVERSION TUNNEL NO. 1										
Excavation	m <sup>3</sup>		72,980							
Concrete tunnel	m <sup>3</sup>		72,850							
Excavation dam	m <sup>3</sup>		26,600							
DIVERSION TUNNEL NO. 2										
Excavation tunnel	m <sup>3</sup>		72,850							
Concrete dam	m <sup>3</sup>		26,600							
UPSTREAM COFFERDAM	m <sup>3</sup>		152,000							
DOWNSTREAM COFFERDAM	m <sup>3</sup>		93,000							
MAIN DAM										
Excavation	m <sup>3</sup>		2,944,000							
Inspection gallery	m		900							
Curbin grouting	m		34,120							
Blanket grouting	m		23,720							
Embankment core	m <sup>3</sup>		194,000							
Filter	m <sup>3</sup>		12,000							
rock and riprap	m <sup>3</sup>		12,266,700							
SPILLWAY										
Excavation	m <sup>3</sup>		8,407,200							
Concrete	m <sup>3</sup>		195,000							
Gates	ton		1,460							
POWER WATERWAY										
INTAKE										
Excavation	m <sup>3</sup>		82,030							
Concrete	m <sup>3</sup>		12,875							
PIERAGE TUNNEL										
Tunnel	m		44							
Excavated tunnel	m		66							
Tunnel	m		56							
PENSTOCK TUNNEL										
Tunnel	m		94							
Metal works, gates and trackbars	ton		869							
Penstock line	m		350							
POWER HOUSE AND TAILRACE										
Excavation	m <sup>3</sup>		182,000							
Concrete in power house, substructure	m <sup>3</sup>		23,900							
Concrete in powerhouse	m <sup>3</sup>		2,720							
Concrete in tailrace	m <sup>3</sup>		16,000							
Generating equipment	ton		270,000							
Tailrace gates	ton		69							
SWITCHYARD										
Excavation and backfill	m <sup>3</sup>		19,000							
Concrete	m <sup>3</sup>		3,000							
Electrical equipment	ES									
TRANSMISSION LINE AND SUBSTATION										
Transmission line	km		45							
Separation	LS									

第5図 工事工程表









第6图 一般平面图

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES NATIONAL POWER CORPORATION			
AGOS RIVER HYDROPOWER PROJECT			
GENERAL PLAN			
DATE	DEC. 1980	DWG. NO.	6
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			





JICA