

100.4

パラオ共和国

バベルダウブ島送配電線計画

基本設計調査報告書

昭和60年4月

国際協力事業団

無償設

85-36

JICA LIBRARY



1029151[6]

パラオ共和国

バベルダウブ島送配電線計画

基本設計調査報告書

昭和60年4月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 5. 31	200
登録No. 11513	644
	GRB

序 文

日本国政府は、パラオ国政府の要請に応え、バベルダウブ島送配電計画に協力することを決定し、国際協力事業団が、本件調査を実施した。

当事業団は、昭和60年1月9日より同年1月29日まで、通商産業省資源エネルギー庁公益事業部電気技術専門職黒木利知氏を団長とする、基本設計調査団を現地に派遣した。

調査団は、パラオ国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査及び資料収集等を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。

本報告書が、本プロジェクトの推進に寄与するとともに、パラオ国の経済・社会開発の振興に貢献し、ひいては、両国の友好親善関係の一層の発展に役立つことを願うものである。

最後に、本件調査にご協力とご援助をいただいた関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

昭和60年4月

国際協力事業団

総裁 有田圭輔

要 約

要 約

パラオ共和国は南西太平洋にある大小約 200の礁島より成り、人口は約12,000人である。インフラストラクチャーは、首都のあるコロール島以外は殆ど整備されていない。

パラオ政府は、同国発展のため、コロール島の北に隣接する同国最大の島であるバベルダゥブ島の開発を重要視しており、このための新しい電力供給システムを確立する目的で、発電システムについては英国からの借款により建設し、送配電システムの整備について日本国政府に無償資金協力を要請して来た。これに基づき、国際協力事業団は1984年10月に事前調査団を同国に派遣し、実施すべき計画範囲について協議・決定し、1985年1月本送配電線計画の具体的規模、内容を決定するための基本設計調査団を派遣した。

パラオの電力系統は、コロール島地区の系統のみであるが、この系統の電力の供給源であるマラカル発電所（ディーゼル発電機8台、発電容量約8000KW）は、老朽化が進み故障が多発しているとのことであった。現地調査の時点でも1984年に集中的にオーバーホールが行われた後であったが、ときおり発電設備の事故による停電を経験した。オーバーホールの行われる以前の運転状況については、運転データの未整理、欠如により状況の把握が困難であった。入手した1983年5月より1984年4月までの各月の第3水曜日の同発電所の日負荷曲線の記録より判断すると、恒常的に深刻な供給力の不足状態が指摘される。現時点の最大需要については、パラオ側は4000KWを主張したが、これについてはマラカル発電所における調査で、最大4110KWという数字を確認しており、妥当と判断された。

負荷の内訳は、年間電力量（1984年 16,406MWH）の約30%が政府関係機関の負荷で、残りが一般民家、商業用等の負荷である。発電コストは22セント/KWHといわれており、調査団の試算でも同様な数値が得られている。電力料金は2000KWHまでは9セント/KWHで、発電コストとの差額はパラオ政府が負担しており、その負担額は1984年においては2,133千ドル（5億3千万円）となる。なお、上記発電コストには、パラオでは減価償却費は含まれていない。

本プロジェクトの規模を決定するための電力需要の予測については、計画年次を10年後の1995年とし、現在の最大需要4000KWに基づいて将来の電力量を推定した。現在、自家発電に頼っている負荷の切替1550KW、産業経済開発に伴う需要増1210KW、一般民家の需要増

配電線計画においても、実地調査に基づき最適ルート、規模、配置を決定した。

プロジェクトの概略内容は下記のとおりである。

項 目	主 な 内 容	備 考
昇圧変電所	変圧器10MVA(13.8/34.5KV) 2台 しゃ断器36KV 4台 断路器36KV 7台 保護継電装置 1式 屋外鉄構, 母線他 1式	新発電所地点
降圧変電所	変圧器 10MVA(34.5KV/13.8KV) 1台 しゃ断器36KV 1台 24KV 3台 断路器36KV 1台 24KV 2台 保護継電装置 1式 屋外鉄構, 母線他 1式	K-Bブリッジ地点
送 電 線	34.5KV 1回線 約 8.8km 34.5KV 2回線 約 4.9km 34.5KV/13.8KV 併架 約 5.6km	全長約19.3km
配 電 線	13.8KV 約14.9km 配電用変圧器 34.5KV/13.8KV 10台 " 34.5KV/0.24-0.12KV 2台 " 13.8KV/0.24-0.12KV 47台	
低圧配電用 資機材	低圧配電用電線 約17,000m 積算電力計 約 220台 その他諸材料 1式	木柱を含む工事は パラオ側
通 信 装 置	超短波無線装置 基地局用 4 移動局用 3 ポータブル局 3	
供 与 資 材	建柱車 1 4WD 2 保守工具類	

なお、建設終了後の新発電所の運転維持管理体制については、IPSECO社が責任をもつことになっており、送配電線及び変電所については日本側が、建設中及び運転開始時点で試運転等の技術指導を行い、建設に引きつづき、IPSECO社が運転維持管理に関する技術サービスを行うことになっている。

最後に、本計画の実施にあたっては、パラオ国政府により負担されるべき工事用道路の整備、資機材の輸入にかかわる諸手続き、費用に対する予算措置などへの対応が確実に行なわれることが強く望まれる。

〔注1〕他に発電所に隣接して3000KWのガスタービン発電機1台（IPSECO社より賃借）が臨時に設置されている。

〔注2〕日本では従来より、毎月の第3水曜日の電力汐流データを当月の運転状況を把握するモデルとして使っている。

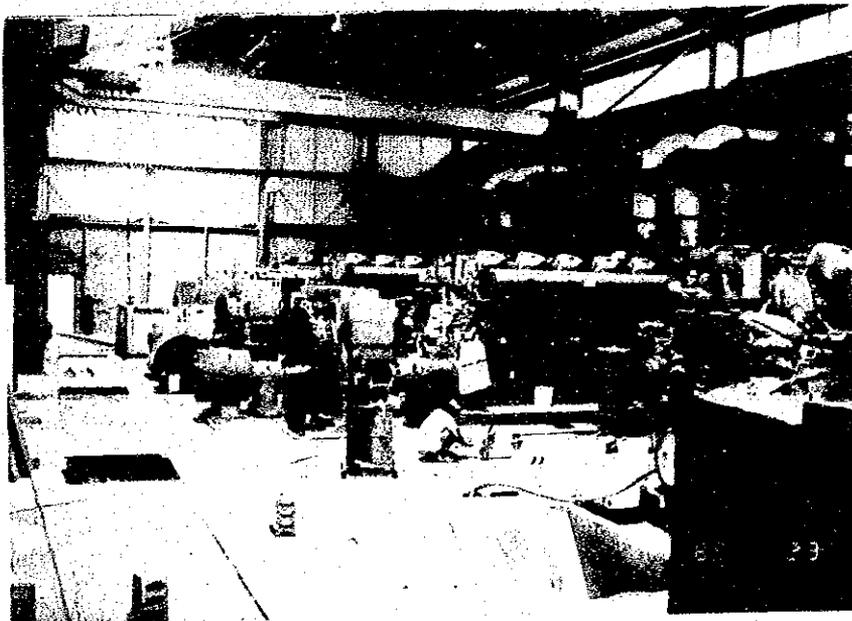
〔注3〕 250円/ドルで換算した。

〔注4〕現在大形のホテル等は自家発電で電力を供給しているが、安定した安価な電力が政府より供給されれば政府の電力に切替えることを希望している。

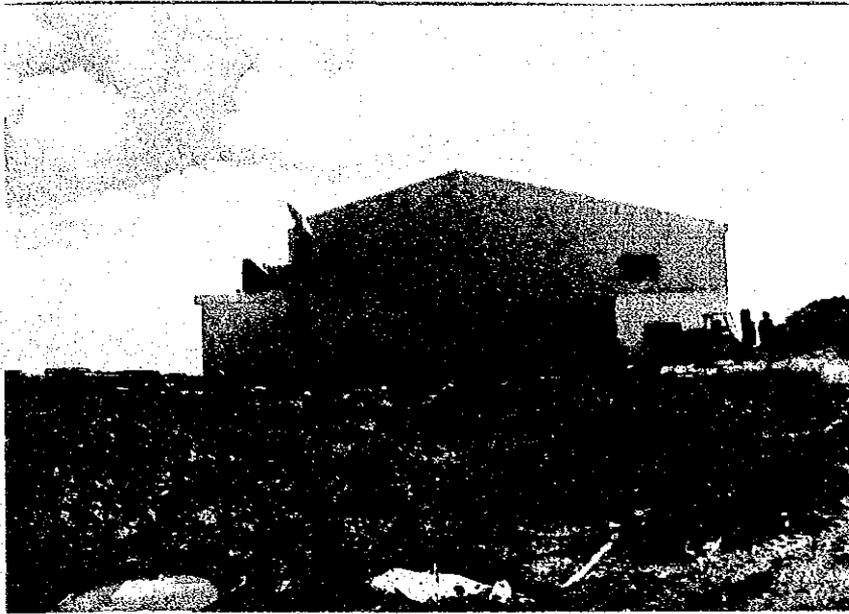
マラカル発電所全景



新設アイメリーク
発電所全景



アイメリーク発電所
内部状況



昇圧変電所地点（建物の手前側）

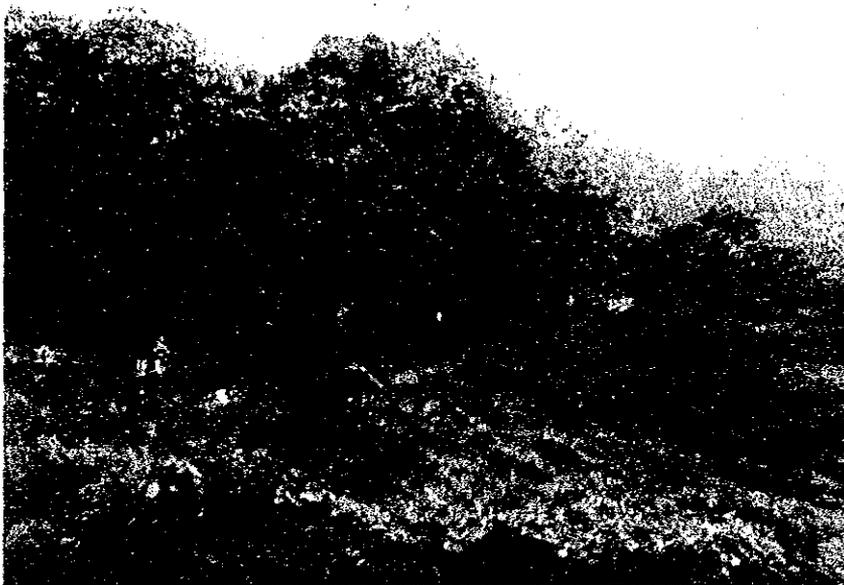


降圧変電所地点（K-Bブリッジ付近）

送電線ルート



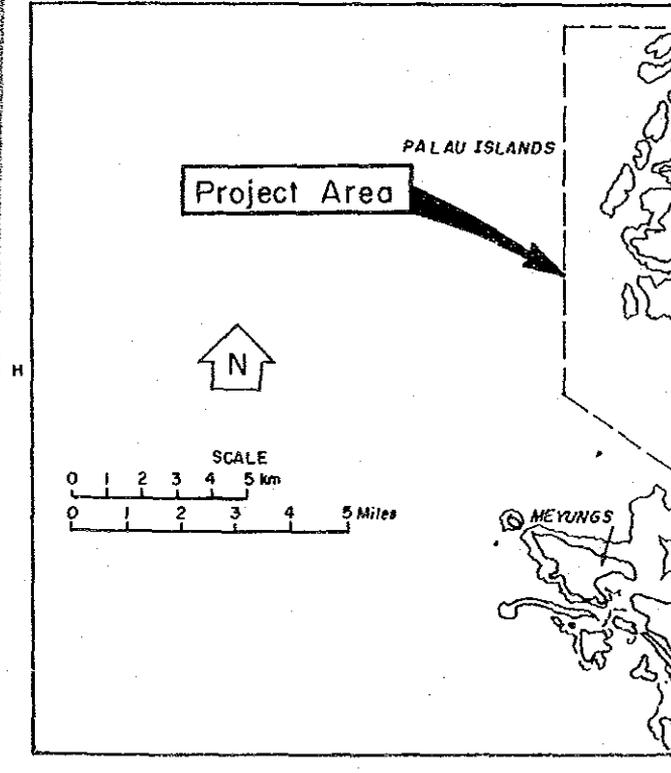
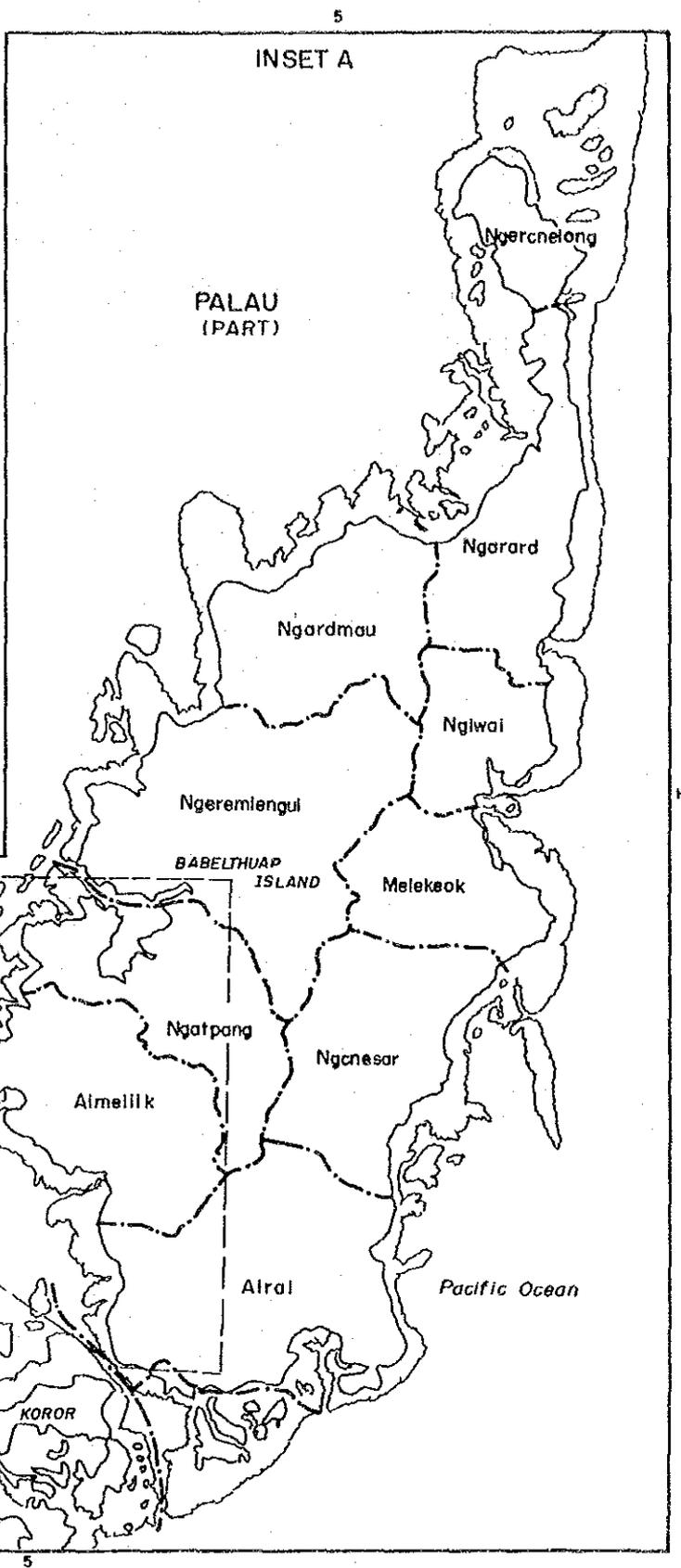
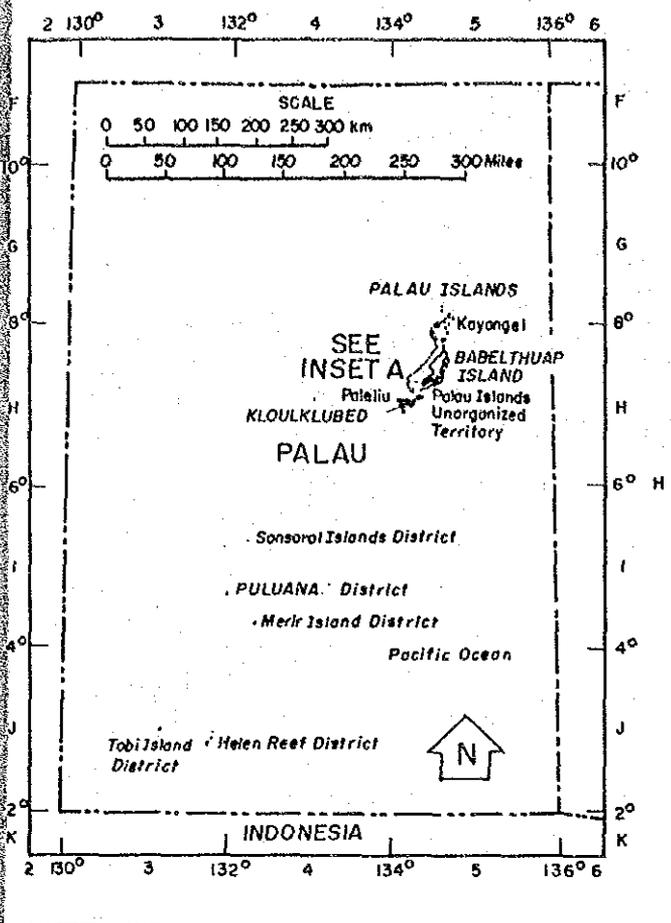
ネッケン付近



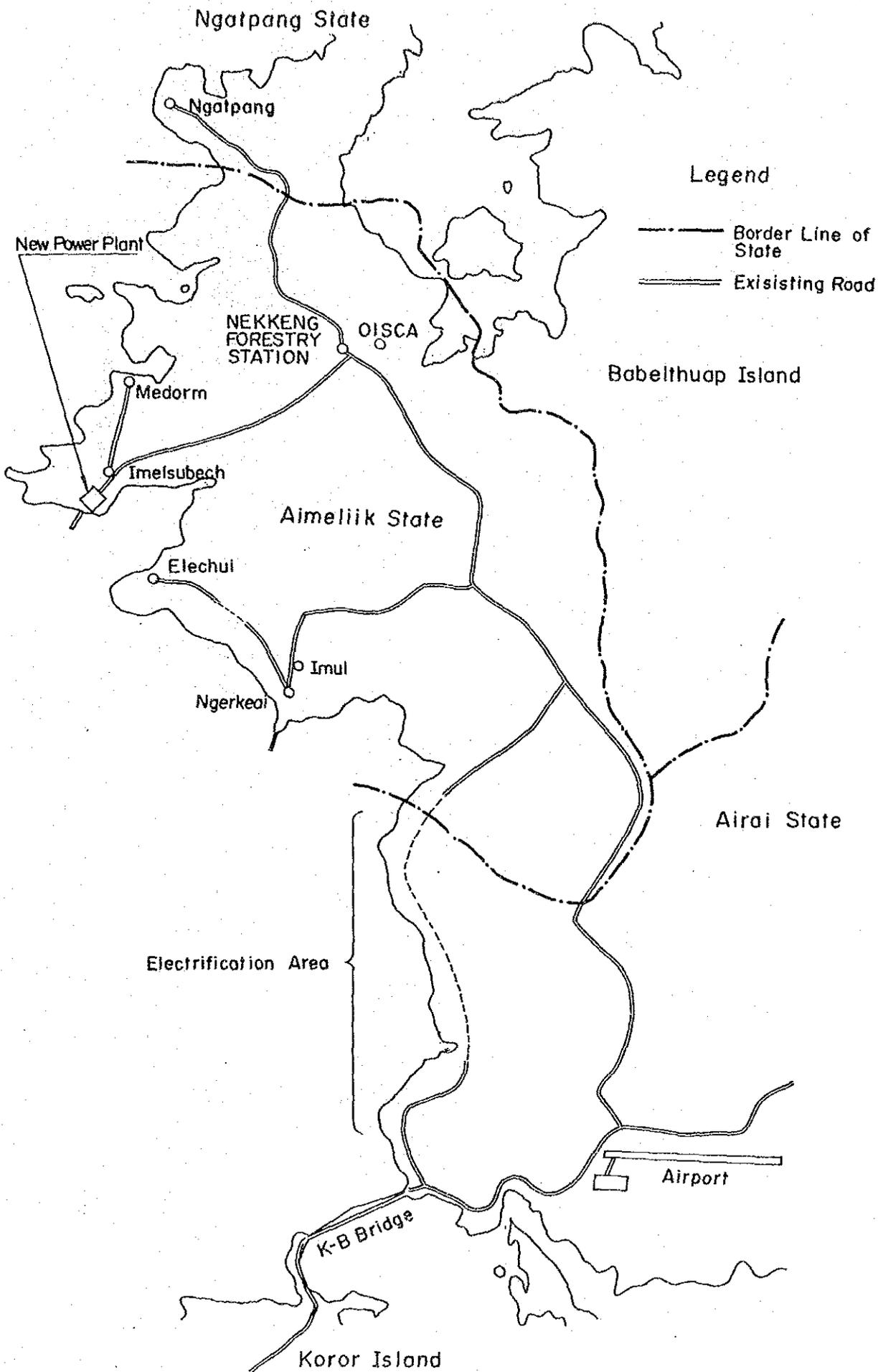
海岸付近



電化地域の例（アライイ州）



Project Area Map



目 次

序文

要約

写真

地図

第1章 緒論	1 - 1
第2章 計画の背景	2 - 1
2 - 1 地理的条件	2 - 1
2 - 2 歴 史	2 - 1
2 - 3 政 治	2 - 1
2 - 4 人 口	2 - 3
2 - 5 産業及び経済	2 - 4
2 - 6 財政状況	2 - 8
第3章 計画地域の概要	3 - 1
3 - 1 位置及び地勢	3 - 1
3 - 2 気 象	3 - 1
3 - 3 地 質	3 - 2
3 - 4 地 震	3 - 2
3 - 5 建設事情	3 - 2
第4章 電力需給の現状	4 - 1
4 - 1 電力供給体制	4 - 1
4 - 2 発電設備	4 - 1
4 - 3 変電設備	4 - 3
4 - 4 送配電設備	4 - 3
4 - 5 配電電圧・周波数等	4 - 4
4 - 6 保守・運転に当る人員数	4 - 4
4 - 7 電力供給能力および電力需要実績	4 - 5
4 - 8 電力料金制度	4 - 6
4 - 9 新発電所計画	4 - 11

第5章 電力需要の想定	5 - 1
5 - 1 需要想定の方法	5 - 1
5 - 2 既設電化地域の電力需要	5 - 1
5 - 3 新規電化地域の需要想定	5 - 3
5 - 4 電力需要の想定	5 - 3
第6章 計画の必要性と内容	6 - 1
6 - 1 計画の必要性	6 - 1
6 - 2 システムの基本設計	6 - 1
6 - 2 - 1 基本設計方針	6 - 1
6 - 2 - 2 設計条件	6 - 2
6 - 2 - 3 適用規格	6 - 3
6 - 2 - 4 電気方式の選定	6 - 3
6 - 2 - 5 送電線ルートを選定	6 - 5
6 - 2 - 6 絶縁設計	6 - 5
6 - 2 - 7 保護方式	6 - 11
6 - 3 送配電線の設計	6 - 12
6 - 4 電化計画	6 - 19
6 - 5 変電所の設計	6 - 20
6 - 6 通信装置の設計	6 - 27
6 - 7 技術的側面	6 - 28
6 - 8 資材供与	6 - 28
6 - 9 パラオ負担分	6 - 29
6 - 10 概算事業費	6 - 29
第7章 事業実施体制	7 - 1
7 - 1 実施主体	7 - 1
7 - 2 実施スケジュール	7 - 1
7 - 3 施工計画	7 - 4
7 - 4 調 達	7 - 5
7 - 5 維持管理計画	7 - 5

第8章 事業評価	8 - 1
8 - 1 経済分析	8 - 1
8 - 2 国家レベルでの便益及び効果	8 - 7
8 - 3 地域および消費者レベルでの便益及び効果	8 - 7
第9章 結論及び提言	9 - 1
9 - 1 結論	9 - 1
9 - 2 提言	9 - 1

資料編

第1章 緒論

第1章 緒 論

パラオ共和国（以下パラオと略す）は南西太平洋の大小約 200の礁島より成り、人口は約12,000人である。1980年11月7日に米国との間の自由連合協定に仮調印（1982年に本署名）し、1981年の1月に独立した新興国であるが、経済的には自立出来ないため、米国の財政援助に頼っているのが現状である。

インフラストラクチャーの整備は、首都のあるコロール島を除けば著しく立遅れており、コロールでの電力供給も既設の発電機の老朽化による大巾な電力制限のため、国民生活に支障を及ぼす一方、発電効率が悪いため発電コストも高く政府の大きな財政負担となっている。

パラオは今後の発展の為の最重要課題として、同国の最大の島であるバベルダウグ島の農業、経済、社会開発を重視しており、新しい電力供給システムを確立する目的で英国よりの政府借款等により発電所を建設中であり、1985年6月末までに完成させ運転開始予定となっている。

政府はこの発電所建設に合わせて、バベルダウグ島の送配電線計画プロジェクトについて、我国へ無償資金協力を要請して来た。

日本国政府はこの要請に応じて事前調査を行うこととし、国際協力事業団が昭和59年10月に事前調査団をパラオに派遣し、実施すべき計画範囲が決定された。その概要は下記に示す通りであった。

- (1) 新発電所内変電所（昇圧変電所と略す）の建設
- (2) 新発電所から既設系統までの33kV送電線（約20km）1回線の建設
- (3) 既設系統連系用の変電所（降圧変電所と略す）の建設
- (4) 電化の為の配電線と配電用柱上変圧器、低圧配電用資機材の供与

引続き当事業団は、本プロジェクトの内容及び規模を決定する為、昭和60年1月9日から1月29日の21日間に亘り基本計画調査団を現地に派遣し、パラオに於いて現地調査、資料収集、同国政府との協議打合せを行なった。

本報告書は現地調査、協議並びに収集資料の解析検討の結果、本計画の実施に必要な基本設計及び実施計画をまとめたものである。

主要面談者、調査団員構成メンバー、調査日程、及び打合せ議事録（写）は資料1-1

～4の通りであり、巻末に示した。

第2章 計画の背景

第2章 計画の背景

2-1 地理的条件

パラオ諸島はカロリン諸島を形成する6大群島の最西端、フィリピンの東方約1,000kmにあって、北緯7度～8度、東経134度～135度の間に散在する大小200以上の島々から成り、その総面積は313km²である。居住人口は1984年現在約12,200人であり、そのうち約60%が首都コロールに居住している。気候は、年間を通じて高温多湿であり、乾期は通常2～4月及び10～12月、それ以外は雨期であるが降雨量の多い時期（5～9月）でも、日照時間もかなりあるようである。熱帯性低気圧の発生・通過頻度は高いが、大型台風の来襲は極く稀のようである。

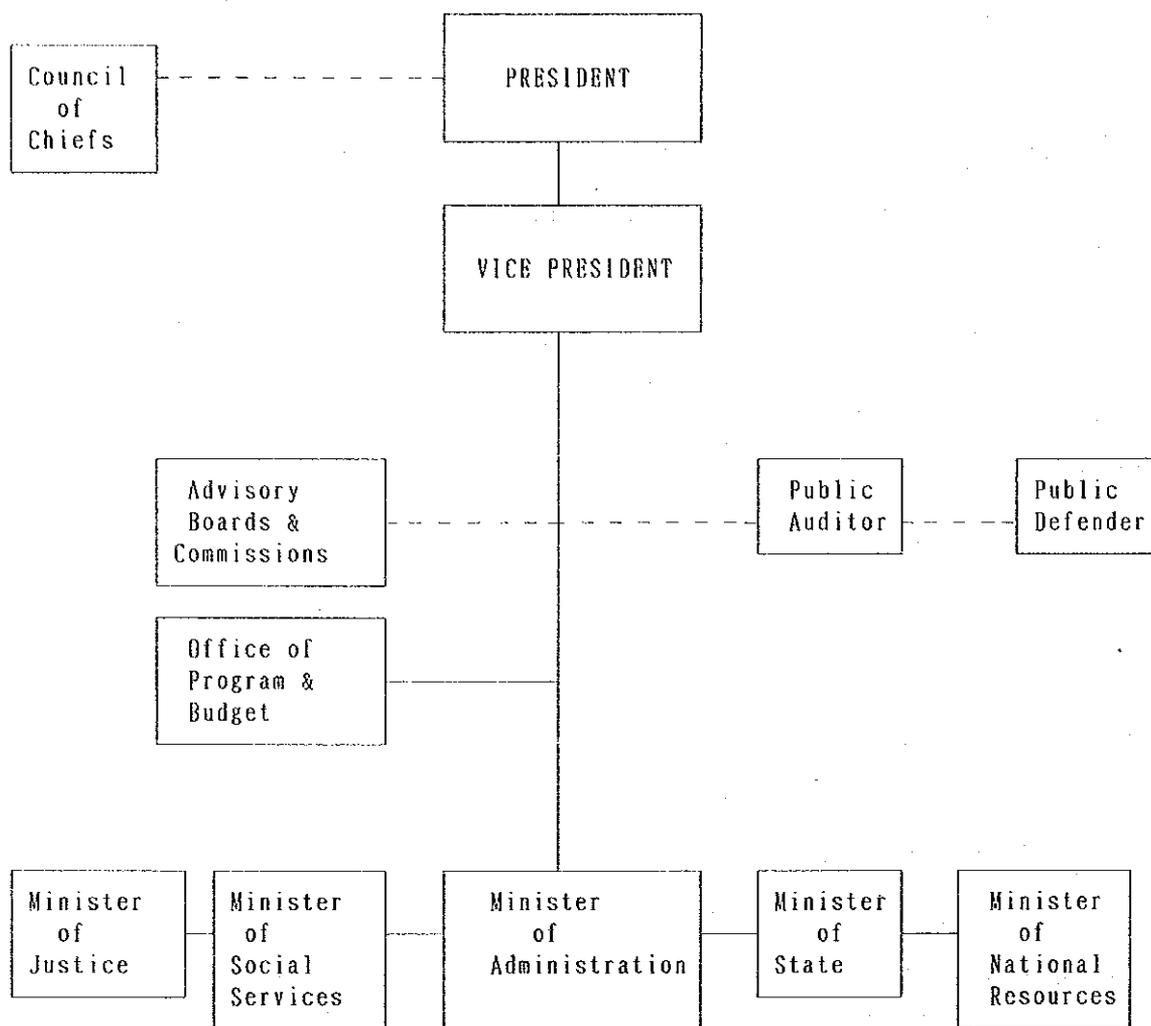
2-2 歴史

パラオ諸島は、1668年からスペイン領、1889年米西戦争後はドイツ統治領となり、1914年第1次世界大戦開始後日本軍のカロリン諸島占領によりドイツ統治は終わり、1921年から国際連盟の委任統治領として日本の支配下におかれた。日本は1922年ここに南洋庁を設置した。第2次大戦後1946年からは国際連合の信託統治領となり、米国（内務省）の施政権下に置かれた。1979年に至り自主憲法制定委員会によりパラオ共和国憲法案が起草され、1980年7月住民投票により同憲法が承認・制定となり、同憲法に基づいて同年11月大統領・副大統領・議会の選挙が実施され、1981年1月1日パラオ共和国自治政府が発足した。

2-3 政治

パラオ憲法は行政・立法、司法の三権分立を建前としている。行政府は、任期4年で直接投票によって選出された大統領が行政の最高責任者である。この大統領を補佐する国務、法務、行政、教育厚生、国家資源の各省大臣から内閣が構成されている（第2-1図参照）。副大統領は大統領同様国民による直接選挙で選ばれ、閣僚の一員として大統領を補佐する。大統領はまた、各州から伝統的方法によって指名された酋長で構成される酋長会議から、因襲的規範、憲法とパラオの法律との関連について助言を受ける。

第2-1図 内閣の構成



また、立法庁はオリビール・エラ・ケルラウと呼ばれ、各州から1名ずつ選ばれた計16名の代議員から成る下院と、上院選挙区（人口数に比例して設定）から選ばれた18議員から成る上院との二院制議会があり、司法権は最高裁判所、高等裁判所、下級裁判所から成っている。

1980年11月パラオは防衛と安全保障に係る権限は引続き米国に委ねるが、外交を含む統治権限はパラオ側に委譲するという米国との自由連合になることを決め、両国間で同協定案に仮調印が行われ、更に1982年には本署名がされている。しかし、1983年1月末及び1984年9月4日の2度に亘って行われた同協定案の賛否を求める住民投票では、第二回目の投票で賛成投票率が67%に増加を示したものの、75%以上の所要得票率を獲得するには未だ至っていない。なお、次回住民投票の実施予定時期は未定である。

両国間の自由連合協定が発効されると、パラオは米国より向う15年間に亘って毎年19

百万ドルの財政援助資金を受けることとなるほか、投資資金（60百万ドル一括）、インフラストラクチャー建設・整備のための投資資金（41百万ドル）、並びに米軍基地及び同関連諸施設建設に係る補償金（5.5百万ドル）が供与されることになっている。また、これら資金援助に加えて米国によりバベルダウブ島内道路網の建設が、発効後5年内に行われることになっている。

2-4 人口

パラオの居住人口は、1980年の人口調査によれば男 6,279人、女 5,837人計12,166人であり、うちコロール州に 7,585人（63%）が居住している。このほか海外居住のパラオ人口は約 5,000人とされている。なお、事前調査実施時点（1984年10月）での推定人口は、パラオ政府より12,176人との説明が行われている。

このうち就業人口は、中央政府役所関係に 1,292人（1983年12月末現在）、民間産業に 1,470人（1983年6月末現在）が従事している。推定労働供給力は 4,500人前後とされて居り、従って約 1,700人は自営労働者、地方政府勤労者及び失業者である。いずれにしても、政府関係勤労者がかなりの割合を占めて居り、産業活動の乏しさを表わしている。

因みに、過去の人口推移は以下のとおりとなっている。

1960年	9,320人
1965年	10,832人
1970年	12,000人
1975年	12,514人
1980年	12,116人
1984年	12,176人

（出所：Abstract of Statistics 1983）

パラオでは産業・経済活動の不活発さから、質量共に満足な求職を行うことが困難であり、若年労働力の海外居住が最近特に著しいようである。相応の能力を有する若者は義務教育を終えるとグアム、ハワイ、米国本土の高校、大学に就学しそのまま帰ることなく職業に就くケースが殆どということである。

将来の人口予想については、パラオ政府Office of Planning and Statistics に派遣

されている国連の専門家によって、1984年6月にまとめられた予測があり、1984年の人口調査における実数をもとに海外移住者の増減を4つのケースに分けて以下のとおり予測している。

	I	II	III	IV
1980年	12,116	12,116	12,116	12,116
1990年	12,238	12,381	12,524	14,400
1995年	12,300	12,725	13,197	15,888

I 海外移住の割合が現在と同程度で継続とした場合

II 海外移住の割合が漸次減少とした場合

III 海外移住の割合が急激に減少とした場合

IV 海外移住ゼロとした場合

上記4つのケースのうち、近い将来における米国との自由連合協定実施による産業・経済の開発を或る程度見込むとすれば、ケースIIが適当な数値であると考えられることから、後述電力需要想定の住宅数予測に際しては調査団はケースIIを採用し、1995年の人口を12,725人とした。

2-5 産業及び経済

パラオの産業・経済活動の中心は、パラオ人口の60%以上が居住するコロール州に集中している。しかしながら、パラオには5軒の観光ホテル或いは小売店がある程度であり、殆ど見るべき産業がないのが現状である。そのため、既述のとおり有能な若年労働力の利用を果たすことが出来ない。有能な若者は義務教育を終えると米国の高等・大学教育を志し、卒業後も彼らはパラオの地に戻ることなく彼の地で職に就くという傾向が顕著になっているようである。

将来のパラオ産業・経済の進展は、現在殆ど未開発となっているパラオ諸島最大の島であるバベルダブ島の開発如何にかかっている。パラオ共和国憲法では、1990年までに首都を現在のコロールよりバベルダブ島に移すことになっているが、既述の米国との自由連合協定発効後供与される米国経済援助により、インフラストラクチャーの造成・整備が図られると共に諸産業の開発が進められることを期待したものであり、この間にパラオは経済的自立の基盤を固めて行かねばならないと言えよう。しかしながら、将

来の開発計画については具体的計画として有用なものはない。1977年に議会の承認を得た開発計画はあるが、今や既に時宜を得ぬものとなり、1981年パラオ政府は米国のコンサルタント会社に委託し、改めて開発計画案を作成せしめた。しかし、これは未だ政府及び議会の承認を得るには至っていない。同開発計画案は、計画というよりもむしろ開発の可能性を踏まえて、自由連合協定発効後におけるパラオの将来像を理想的に描いたといった内容のものであり、現実性・具体性に欠けるものである。今後の産業・経済の開発が米国からの援助に頼らざるを得ない財政状況にありながらも、自由連合協定の発効時期が確定されない現状に於て、開発計画の議論は具体的なものとはなりにくい状況であることが理解される。

具体的な開発計画の有無は別として、パラオの産業・経済の将来については、インフラストラクチャー整備のうえに立てば、観光、農業及び漁業の開発が期待される。

観光は、パラオの持つ天然資源から最も有望である。1979～1983年における外国からのパラオ訪問者の推移は以下のとおりである。

入国目的別パラオ入国者数

年	観光	業務	宗教	就業	※ その他	計
1979	4,589	612	67	248	360	5,876
1980	4,516	685	63	165	211	5,640
1981	3,902	708	62	177	208	5,057
1982	3,995	778	74	236	247	5,330
1983	4,449	1,066	76	406	391	6,388

※その他は、船員、平和部隊等を含む。(出所: Abstract of Statistics 1983)

1981、1982年は観光客の減少により合計入国者数が減少しているが、それ以降増加を示している。最近年の数字は不明であるが基調としては増加傾向を示している様である。

観光客の主要国別内訳は次のとおりである。

主要国別観光客入国者数

年	日本 (%)	米国 (%)	比 国	欧州諸国	そ の 他	計
1979	2,431 (53.0)	1,865 (40.6)	20	142	131	4,589
1980	2,619 (58.0)	1,593 (35.3)	20	143	141	4,516
1981	2,418 (62.0)	1,062 (27.2)	28	162	232	3,902
1982	2,482 (62.1)	1,109 (27.8)	28	131	245	3,995
1983	2,574 (57.9)	1,149 (25.8)	106	228	392	4,449

(出所: Abstract of Statistics 1983)

上掲表にて明らかなおり観光客の60%前後は日本人となっている。現在ある主要観光ホテルは日系資本によるホテル2軒を含め5軒のみである。日系2軒のうち1軒は昨年完成したものであり、近い将来日本との定期直航便が運航されることになれば、観光目的での入国者数は可成りの増加が期待出来よう。現存主要ホテルは以下のとおりである。

- Hotel Nikko Palau (客室数52)
- Grace Hotel (" 60)
- Palau Pacific Resort (" 100)
- New Koror Hotel (" 約20)
- Palau Hotel (" 約20)

既存ホテルの中には設備拡張中のところ、或いは拡張計画を有するところもあり、またこのほか新たなホテルの建設計画もあるようである。今後の観光産業はこれらホテルの整備・建設とも相俟って極めて有望と考えられものであるが、将来飛躍的な発展の為には観光資源の多様化を図ることも必要と考えられる。

農業については、現在は自作農民による自給程度の状況にあって、商業化・産業化は殆ど進んでいない。自由連合協定実施の暁に米国により建設が約束されているバベルダウプ島の道路網が整い、加えて農業技術の導入・市場機能の確立が図られれば、未開発となっている広大かつ肥沃な同島の土地を利用するの農業及び農業関連産業の開発が期

待出来る。具体的には、米、コブラ、ココナッツ、パイナップル、バナナ、及びその他の市場性商品の生産並びに加工、家畜、家禽の飼育及びこれら関連の加工産業が望まれるものであり、これらがその殆どを輸入に依存している現状に取って替るものとなり、また更には将来の輸出産業化を展望することも可能と言えよう。

漁業については、現在は日本、台湾、フィリピン、米国等の領海 200海里内での操業に対する年間 350千ドル程度の入漁料収入を伴う漁業権供与が、その主たるものであり、産業の活動は殆ど見られない。しかしながら、太平洋に囲まれた立地条件から、水産資源は比較的豊富であり、従って漁業及び魚加工産業の開発は市場等の問題が解決されれば可能性がある。数年前まで操業されていたかつおを主とする米国向け魚冷凍・缶詰工場の操業復活を含め魚加工産業、サンゴ礁内での魚養殖、外洋漁業基地と船舶修理基地の建設等が期待される。

以上、各産業共その開発は資金的な問題との関係を極めて多く含むものであるが、潜在的可能性を含めパラオの社会・経済開発において、これら各産業の開発には大きな期待が寄せられるものである。

2-6 財政状況

パラオの財政収支状況は第2-1表のとおりであり、歳入の内訳は次のとおりとなっている。(第2-2表参照)

第2-1表 パラオ政府財政収支状況

(単位:千ドル)

FUNDS	1981年度	1982年度	1983年度	1984年度	1985年度予算
1) DOI GRANT: (注1)					
Revenue	7,651	8,644	9,654	12,883	10,600
Obligations	9,866	11,143	13,899		
Balance at year-end	(2,215)	(2,499)	(4,245)		
2) REIMBURSEMENT:	1,207	1,195	1,136		1,400
Revenue	1,207	1,195	1,136		
Obligations	-0-	-0-	-0-		
Balance at year-end					
3) SUB-TOTAL:	8,858	9,839	10,790		12,000
Revenue	11,073	12,338	15,035		
Obligations	(2,215)	(2,499)	(4,245)		
Balance at year-end					
4) LOCAL REVENUE: (Taxation)	3,575	3,535	4,292		4,800
Revenue	3,412	4,136	5,704		
Obligations	163	(601)	(1,412)		
Balance at year-end					
5) TOTAL REGULAR OPERATIONS 3) + 4):					
Revenue	12,433	13,374	15,082		16,800
Obligations	14,485	16,474	20,739		
Balance at year-end	(2,052)	(3,100)	(5,657)		
Balance Increase over previous year		(1,048)	(2,557)		
6) OTHER FUNDS:					
Revenue	3,797	5,011	3,887		4,000
Obligations	3,160	3,985	2,931		
Balance at year-end	637	1,026	956		
7) CIP (SMALL PROJECTS): (注2)					
Revenue	3,263	2,291	2,125	1,748	5,400
Obligations	972	266	1,021		
Balance at year-end	2,291	2,025	1,104		
8) GRAND TOTAL, 5) + 6) + 7):					
Revenue	19,493	20,676	21,094	24,888	26,200
Obligations	18,617	20,725	24,651	24,193	
Balance at year-end	876	(49)	(3,597)	695	

Source: Unified National Budget FY 1984-1986

1984年度及び1985年度予算についてはパラオ政府より聴取

[注1] DOI ... The Department of the Interior (米国内務省)

[注2] CIP ... Capital Improvement Projects

第2-2表 パラオ共和国政府歳入金の内訳

(単位：1,000米ドル)

	1981	1982	1983	※※※ 1984	1985 (予算)
米国援助資金	14,711 (75.5%)	15,946 (77.1%)	15,666 (74.3%)	不詳	20,000 (76.3%)
(財政補助金)	(7,651)	(8,644)	(9,654)	(12,883)	(10,600)
(CIP Funds) ※	(3,263)	(2,291)	(2,125)	(1,748)	(5,400)
(その他) ※※	(3,797)	(5,011)	(3,887)	(不詳)	(4,000)
税金収入	3,575 (18.3%)	3,535 (17.1%)	4,292 (20.3%)	不詳	4,800 (18.3%)
公共サービス収入	1,207 (6.2%)	1,195 (5.8%)	1,136 (5.4%)	不詳	1,400 (5.3%)
歳入金合計	19,493 (100%)	20,676 (100%)	21,094 (100%)	24,888	26,200 (100%)

※ CIP Funds …… Capital Improvement Projects Funds (道路等インフラ造成・整備のための投資資金)

※※その他 …… Scholarship Funds, Energy Conservation Funds, Power Plant 保守費等を含む

※※※1984年は細目不詳

上記のとおり、パラオの財政は、そのうち75%前後までが米国からの援助資金により賄われており、国内の財源は税収で17~20%、入漁料・電力料金・水道料金の公共事業サービス収入により5~6%という状況にある。即ちパラオの財政は、米国からの援助なくしては成り立たない構造になっている。

また、これら歳出入には、新発電所建設費を賄う英国からの借入金(1983年6月借入実行)及び同返済金は含まれていない。(同借入金及び返済のスケジュールについては資料8-2参照)。右借入金は計32.5百万ドルに達するものであるが、これはパラオ財

政の一年分を遙かに上廻るものであり、パラオにとって、この発電所建設が如何に大規模な事業であるかを物語るものである。パラオとしては、英国からの借入金の返済原資は米国からの財政補助金に依るとしているが、同返済は1985年3月から開始となって、1992年3月まで続くものであり、米国との自由連合協定発効までに長期時日を費すことになれば、パラオにとっては可成りの負担となり、同国の財政を圧迫しかねないものとなる。かかる状況も踏まえ、パラオとしては本送配電プロジェクトを有償ベースの借款なり、国際金融市場からの資金調達を以って建設することの財政的限界から、日本政府に対する無償資金協力の要請に及んだということが理解される。

米国との自由連合協定の発効となれば、米国から安定した援助資金が交付され、これらに基づき上記借入金の返済と共に、種々の社会・経済の開発を促進することが可能であると考えられる。

自由連合協定発効後米国から供与される経済援助内容は次のとおりである。

- (i) 財政補助金 …… 15年間に亘り毎年19百万ドルずつ
- (ii) 投資資金 …… 60百万ドル（一回限り）
- (iii) インフラストラクチャー改善資金 …… 41百万ドル
- (iv) 米軍基地及び同施設のための補償金 …… 5.5百万ドル
- (v) その他 …… バベルダウブ島内道路網の建設（発効後5年以内）

また、8-1で試算した様に、本プロジェクトの完成により、電力事業に於けるパラオ政府の財政負担は長期的には相当程度軽減されることが期待されるものであり、それに加え、本プロジェクトの完成により電気の安定供給が可能となり、産業・経済開発促進の呼び水となって、多くの裨益効果発現が大いに期待されるものである。即ち、本プロジェクトの実施は現在のパラオ政府財政状況に鑑み、必要不可欠と思料されるものであり、この完成が政府財政の負担軽減に直接的効果をもたらすこととなるほか、将来的にはパラオの経済・社会開発の基盤となって、政府財政に大きく貢献することとなるものと考えられる。

なお、過去に於けるパラオへの日本の援助は、次の様なものがある。

- ・ミクロネシア漁業開発事業（技術協力）…………… 2.0億円
- ・小規模漁業振興計画（無償資金協力）…………… 3.2億円
- ・ココナツ農業振興計画（無償資金協力）（地方道農道整備計画を含む）… 2.4億円

第3章 計画地域の概要

第3章 計画地域の概要

3-1 位置および地勢

本プロジェクト地域は、バベルダウブ島南西部のアイライ州、アイメリーク州およびガスパン州の3州にまたがり、海岸沿いに南北約25km、東西約4kmの範囲にある。この地域は、地形および植生より次の3地域に分類できる。

- (1) 海岸地域： 陸上部より流出した微小粒子の堆積層にマングローブが密林化しており、地形は殆んど平らで、海拔ゼロメートル地帯となっている。
- (2) 海岸段丘地域： 海岸部から内陸平原部にかかる地帯で起伏が激しく、植生もマホガニー、チーク、ナラ等の高木が生い茂っている。土壌は農耕に適しているが、平坦地が内陸部に比較すると少なく耕地化は殆んど行われていない。
- (3) 内陸平原地域： 緩やかな起伏の連なる平原部で、植生は疎な低木（灌木）ないしは草地である。土質は火山岩を基岩とした風化堆積物で、酸性が強く耕地には適さない。

この地域の人口は、前述の3州を合わせ約1,100人、人口密度では7.7人/㎢であり、その殆んどが海岸地帯に集中している。商業、工業および農業は全く発達しておらず、住民の大半は、居住地周辺において自給を目的とした果物、タロイモ、タピオカ、ココナッツ等の栽培を行ない、漁をして生計をたてている。

この地域は、首都コロールに隣接し、道路は1車線の砂利道ではあるが、既に建設されているという地理的、物理的優位性を持っている。パラオ政府は、本プロジェクトによって送配電網の整備がなされれば、この地域の経済、社会開発を推進できると考えている。

3-2 気象

パラオ諸島は、南西太平洋に位置するため海洋性気候であり、年間の温度変化は小さく、多雨、多湿の雨期と、比較的雨が少なく湿度が低い乾期とに区分できる。雨期は5月～9月、乾期が2月～4月であるが、この地域は台風発生地域に属しているため、特に月および日降雨量については乾期においても、しばしば記録的な数字を示す。湿度は雨期が約80%、乾期が約70%であり、過去37年間における既往日最大降雨量は、431mmが記録されている（1979年4月）。

風については、12月から4月頃までが北東の風、7月から10月頃までが南西の風が吹いている。風速は、年間を通じ3～5 m / 秒であるが、偏西風が卓越する12月頃と3～4月頃には20～30 m / 秒の強風が記録される。

雷雨については、乾期を除き月に1～2度見られるが、電気設備に大きな被害を与えた記録はない。1978年から1984年の気象統計を資料3-1に示した。

3-3 地質

パラオ群島は二つの地層からなり、その一つは、バベルタウブ島およびコロール島等の玄武岩、安山岩を基岩とする地層、他の一つがマラカル島、ロックアイランドおよびペリリュー島等の石灰岩を基岩とする地層である。

本プロジェクト地域であるバベルタウブ島南西部は、局部的に岩盤の露頭が見られるが、地表の殆んどは火山性の風化堆積物で被われており、その厚さは5～10 m に及ぶ。従って、本プロジェクトの構造物基礎は、この地表堆積層に設けられることとなる。

プロジェクト地域は、安山岩、玄武岩を基岩とし、火山角礫岩、凝灰角礫岩、粗細凝灰岩が見られ、地表部分はいずれの風化堆積物で被われている。計画地域の表層地質は、その地層、土質、粒度より大きく5種類に分けられる(資料3-2参照)。

3-4 地震

地震は小さな地震がある程度で、比較的少ないとのことであった。

電力機器の地震に対する設計値は0.4G (G:重力の加速度 1G = 980cm/sec²) で、我国で一般に使われている0.5Gよりゆるやかであるが、過去地震で電力設備に被害があった経験はないとのことである。

3-5 建設事情

前述の如く、見るべき産業のない現状においては、民間の経済活動も限られ、雇用機会も政府関係機関を除けば、ごく僅かである。

建設業においても、ごく一部の商活動を目的とした建物、設備工事を除けば、すべて政府より発注されている。

(1) 建設業者

現在、パラオ政府が発注し、IPSECO社が建設中の新発電所のサブコントラクターとして土木建築工事を行っている韓国系の業者が、パラオ唯一のゼネラルコントラクターであり、約10年前に設立され、パラオにおける主要な土木、建築工事を手がけてい

る。

工事例：K-Bブリッジ、マラカルブリッジ、M.O.C.ビルディング（学校）、アイメリック発電所土建工事

この他、小規模な土木、建築業者もあるが、2～3階建ての鉄筋コンクリート建物、コンクリート製品製造（生コン、コンクリートブロック）等を手掛けているに過ぎない。

技術水準については、上記韓国系業者においても、設計を含む工事施工の経験はない。

(2) 労働力

技術、熟練を必要としない職種については現地において募集可能であるが技術および熟練を要する職種は、現在進行中の工事においても、フィリピン、台湾、韓国より連れ越している。但し、海外よりの連れ越す労働者については、法令上の制限はないが、パラオ住民の雇用機会促進の観点から、行政指導が行われている。

(3) 建設資機材

パラオの国産品としては、僅かにコンクリート骨材用の砂、砂利が入手可能であるがセメント、木材、鉄筋、鋼材およびガソリン等の燃料類はすべて輸入品である。しかし、特にセメントについては、品質および輸送時、貯蔵における劣化が問題である。

通常の土木工事に使用される建設機械は、現地にて調達可能であるが、維持、修理技術の程度、スペアパーツの不足に問題がある。

(4) 港湾荷揚げ設備および輸送道路

(a) 港湾、荷揚げ設備

本船よりの荷揚げは、コロール島のマカラル港が使用可能である。設備諸元は次のとおりである。

バース長 : 155 m
水 深 : 8 m
荷揚げクレーン: 25トン×2台

この他、変電所用変圧器および送配電線用資機材の荷揚げ用として、次の二つの栈橋設備が利用可能である。

- 新発電所用栈橋（満潮時で水深約2.0m）

- K - Bブリッジ下棧橋（満潮時で水深約2 m）

(b) 輸送道路

コロール島およびバベルダウブ島のコロール空港迄は、道路、橋梁共完備している。

道路有効巾員 : 7.2 m (2車線, アスファルト舗装)

橋梁制限重量 : 45トン (車輛重量を含む)

バベルダウブ島の空港より新発電所に至る道路約16kmは、道路巾員 3.5 m, 1車線の砂利道で巾員, 線形, 縦断勾配共に道路の原形を最小限に満たした程度である。現在建設中の新発電所用資機材の輸送にも, ディーゼルエンジン等の重量物を除き, この道路が使用されており, 本計画の実施においても, 利用可能ではあるが, 積載重量, 容積および運搬車輛の大きさ等に制約を受ける。

第4章 電力需給の現状

第4章 電力需給の現状

4-1 電力供給体制

パラオには電力公社や、電力庁のような電力事業を単独に管轄する独立機関はなく、国家資源省が直接に所管している。

国家資源省の中に公共事業局があって、この局に公益事業部を含む3つの部がある。公共事業局の組織図及び電力行政に直接係わる公共事業部と、設備管理部の組織図と人員数を第4-1～3図に示す。

4-2 発電設備

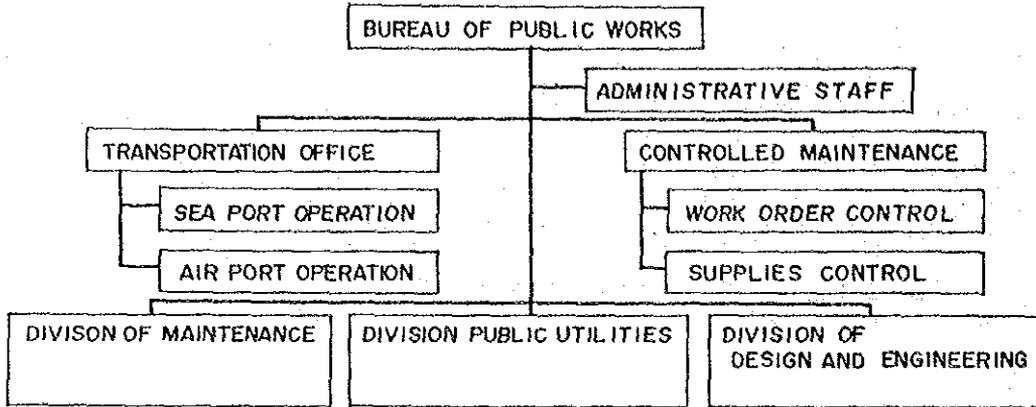
パラオにおける発電所の設置状況及びその出力は第4-1表のとおりである。

第4-1表 発電設備

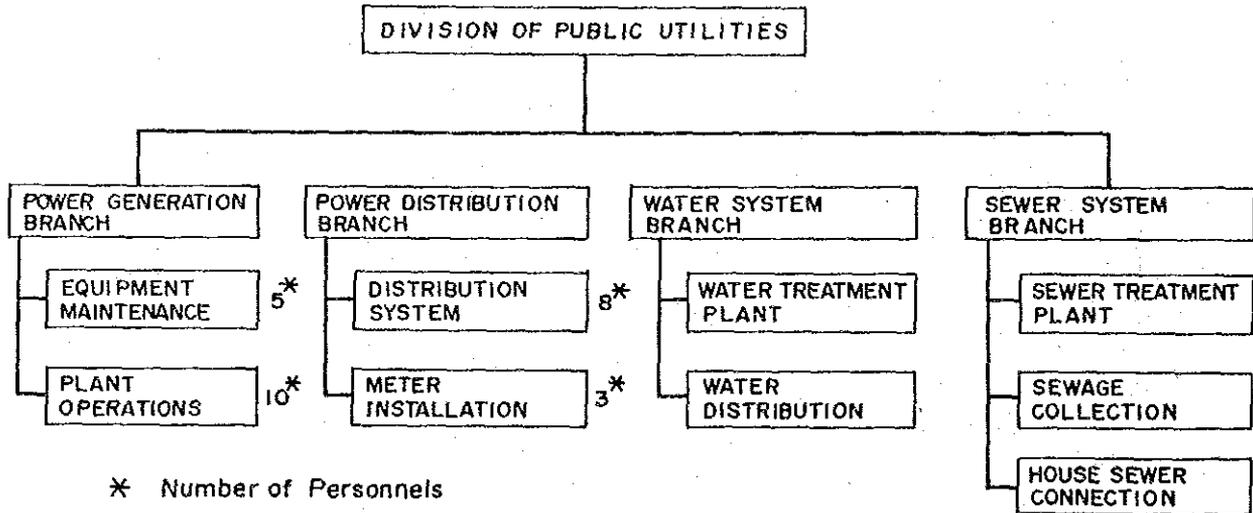
発電所名	場所	出力	備考
Malakal	Koror State	3 × 1250KW 2 × 800KW 2 × 750KW 1 × 1000KW	他に3000KWのガスタービン1台を、臨時設置している
Angaur	Angaur State	2 × 90KW	
Peleliu	Peleliu State	1 × 175KW 1 × 120KW	
Ngeremlengui	Ngeremlengui State	2 × 60KW 1 × 120KW	
Ngiwal	Ngiwal State	2 × 90KW	
Ngkeklau *	Ngkeklau State	1 × 90KW	
Ngerbau	Ngerchelong State	1 × 90KW	
Airai *	Airai State	2 × 5200KW	50Hz発電機

(注) * : 州政府によって運転されている。

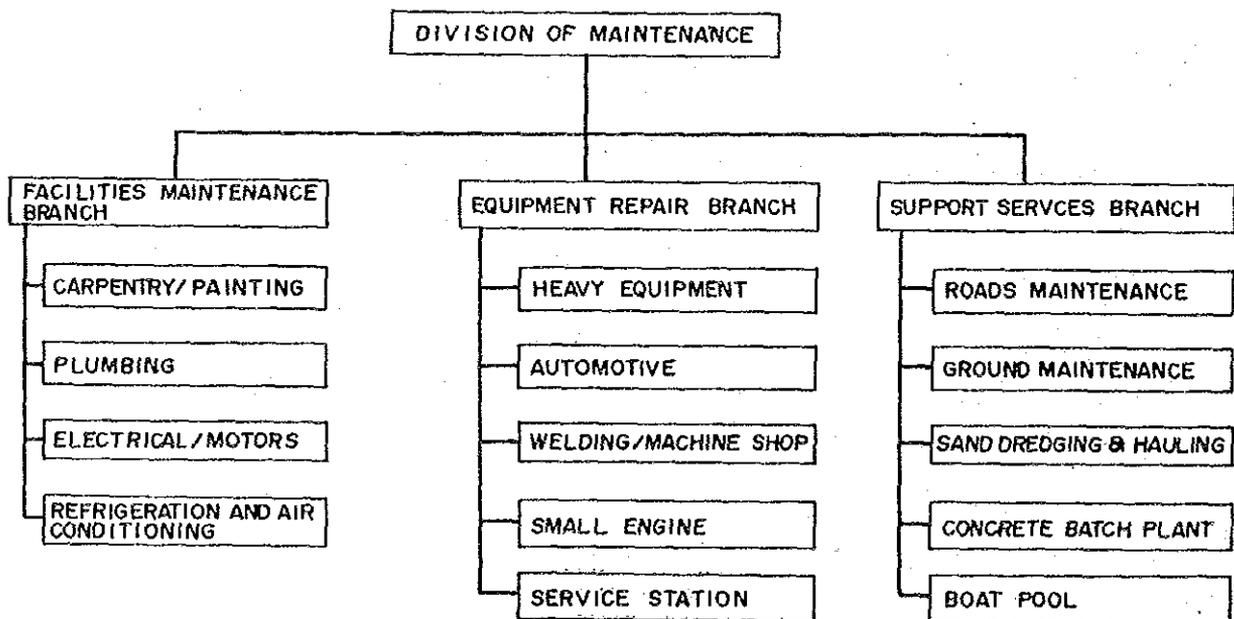
第4-1図 公共事業局の組織



第4-2図 公共事業部の組織



第4-3図 設備管理部の組織



コロール州のマラカル発電所の発電設備の状況は、第4-2表のとおりである。

第4-2表 マラカル発電所の発電設備の状況

設 備 名	出力	運 転 状 況
i) Caterpillar generator	800KW	3ヶ月前0. II その時New Engineに取替え運転中 (出力 700KW) 定格 900KW
ii) " "	800KW	5ヶ月前0. II 終了 定格 900KW 運転中 (出力 700KW)
iii) White superior generator	750KW	2年前0. II やったのみ 運転中
iv) " " "	750KW	現在0. II 中
v) " " "	1000KW	3ヶ月前0. II 終了
vi) ALCO generator	1250KW	3年前に0. II やったのみ, その時New Engineに取替運転中
vii) " "	1250KW	" " "
viii) " "	1250KW	" " "
ix) Gas turbine generator	3000KW	IPSECO社より賃借しているもの。16MW発電所完成後撤去予定運転可

4-3 変電設備

変電設備の電圧、容量は、第4-3表のとおりでいずれも良好な状態にある。

第4-3 変電設備

変電所名	トランスの容量又は電圧	容 量
Malakal	4.160 V入力側 13.8 kV出力側	7,500KVA
Angaur	75KVA × 3台	225KVA
Peleliu	167KVA × 3台	501KVA
Ngeremlengui	37KVA × 3台	111KVA
Ngiwal	50KVA × 3台	150KVA

4-4 送配電設備

送配電線の電圧、長さ及び導体の種類等は、第4-4表のとおりである。

第4-4表 送配電設備

発電所名	電圧(V)	長さ(km)	導体径〔注〕
Malakal	13,800	6.4	* #6 (7本より)
		5.1	* #2 (7本より)
		3.2	** #6 (単線)
		4.8	** 2/0 (")
		1.6	** #2 (")
Angaur	2,400	3.0	* #2 (7本より)
Peleliu	2,400	3.6	* #2 (7本より)
Ngaremlengui	2,400	1.14	* #2 (7本より)
Ngiwai	2,400	1.5	* #2 (7本より)
Ngerchelong	120-240	1.05	* #2 (7本より)
Ngkeklau	120-240	0.96	* #2 (7本より)

〔注〕 * : アルミニウム
 ** : 銅
 #2 : 13.30mm²
 #2 : 33.62mm²
 #2/0 : 67.42mm²

4-5 配電電圧、周波数等

マラカル発電所の電力は、コロール州に供給されているが、この配電電圧は、13.8kV、60Hzであり一般家庭等需要家には120V、60Hzで供給されている。

13.8kVはスター結線の3相4線式であり、中性点は電柱ごとにアースする方式である。一般家庭等の需要家へは、13.8kVの1相を柱上に設けられた降圧変圧器により120Vの電圧としている。

なお、電圧変動、周波数変動に対する供給規定はない。

4-6 保守・運転に当たる人員数

マラカル発電所等の運転、管理に当たる人員は、第4-5表のとおりである。マラカル発電所以外の発電所には運転者のみが配置されており、事故発生等の折は、政府の公益事業部から保守用職員が派遣される制度となっている。

第4-5表 運転管理等に当たる人員数

発電所名	役 割	人員数	備 考
Malakal	管理事務所	1	2人1組 3交代
	運転員	9	
	保守員	4	
	配電作業員	8	
	その他	2	
Angaur	運転員	1	
Peleliu	〃	1	
Ngiwal	〃	1	
Ngeremlengui	〃	1	
Ngkekiau	〃	1	

4-7 電力供給能力および電力需要実績

1980年から1984年までの5年間における電力供給能力の推移は、第4-6表のとおりである。

第4-6表 電力供給能力の推移

年	最大電力 (KW)	力 率
1984年 (予想)	4,000	.8
1983	4,000	.8
1982	3,800	.8
1981	3,000	.8
1980	2,800	.8

また、電力需要の推移は、第4-7表のとおりである。

第4-7表 電力需要の推移

年	電力需要量 (KWH)
1984 (予想)	16,406,520
1983	16,406,120
1982	16,405,100
1981	16,390,800
1980	16,380,560

第4-4-5図に現地調査時に調査したマラカル発電所の日負荷曲線を示す。これは1984年に集中的に実施されたオーバーホールが終了し、発電機及び送配電設備が順調に運転している状態で、これより既設のコロール地区の電力負荷の特性は、

週日	最大 約4000KW	負荷率 80%
	(確認した最大電力 4110KW 1985年1月21日11時)	
休日	最大 約2500KW	負荷率 90%
週平均		負荷率 70%

となっていることが判る。

不十分であるが入手したデータのうち1983年5月より1984年4月までの第3水曜日のデータに基づいた日負荷曲線は第4-6図に示すとおりであるが、これによれば週日の必要とする1日の平均電力は3200KW($4000\text{KW} \times 0.8$)と読みとれ、これに対し発電機出力(ピーク)のあったのは1983年の6月と9月のみで、他の月は40~70%程度しか発電実績がなく、いかに供給力の不足が深刻であったかが推測出来る。

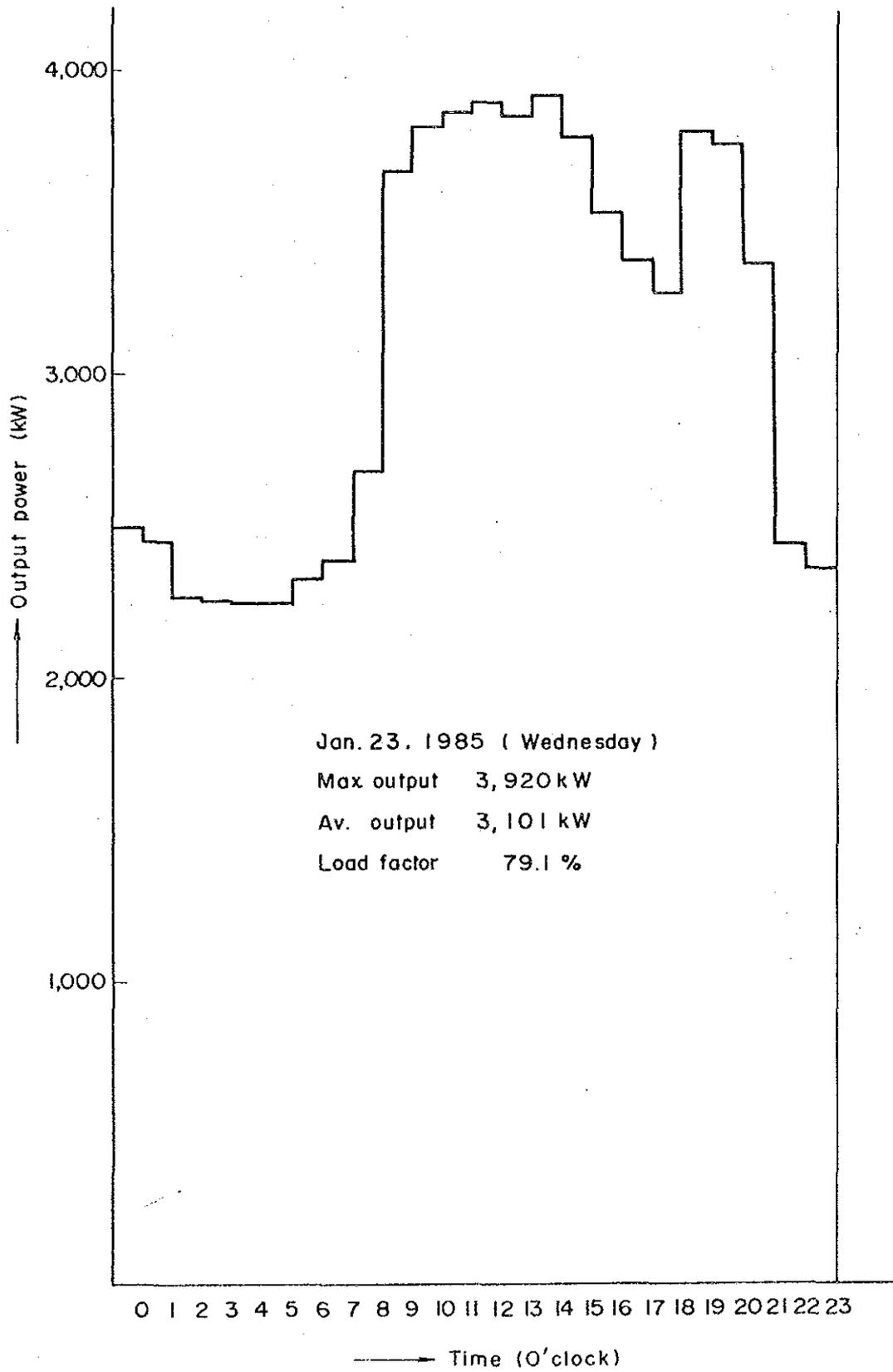
また1980~1984年の年間の電力需要の推移(第4-7表)を見ても、本来24,000MWH($4000\text{KW} \times 0.7 \times 24\text{時間} \times 365\text{日} = 24,500\text{MWH}$)程度と推定される潜在需要が、16,400MWHしかなく、これも供給力不足のために需要が抑制されたためと考えられる。

4-8 電力料金制度

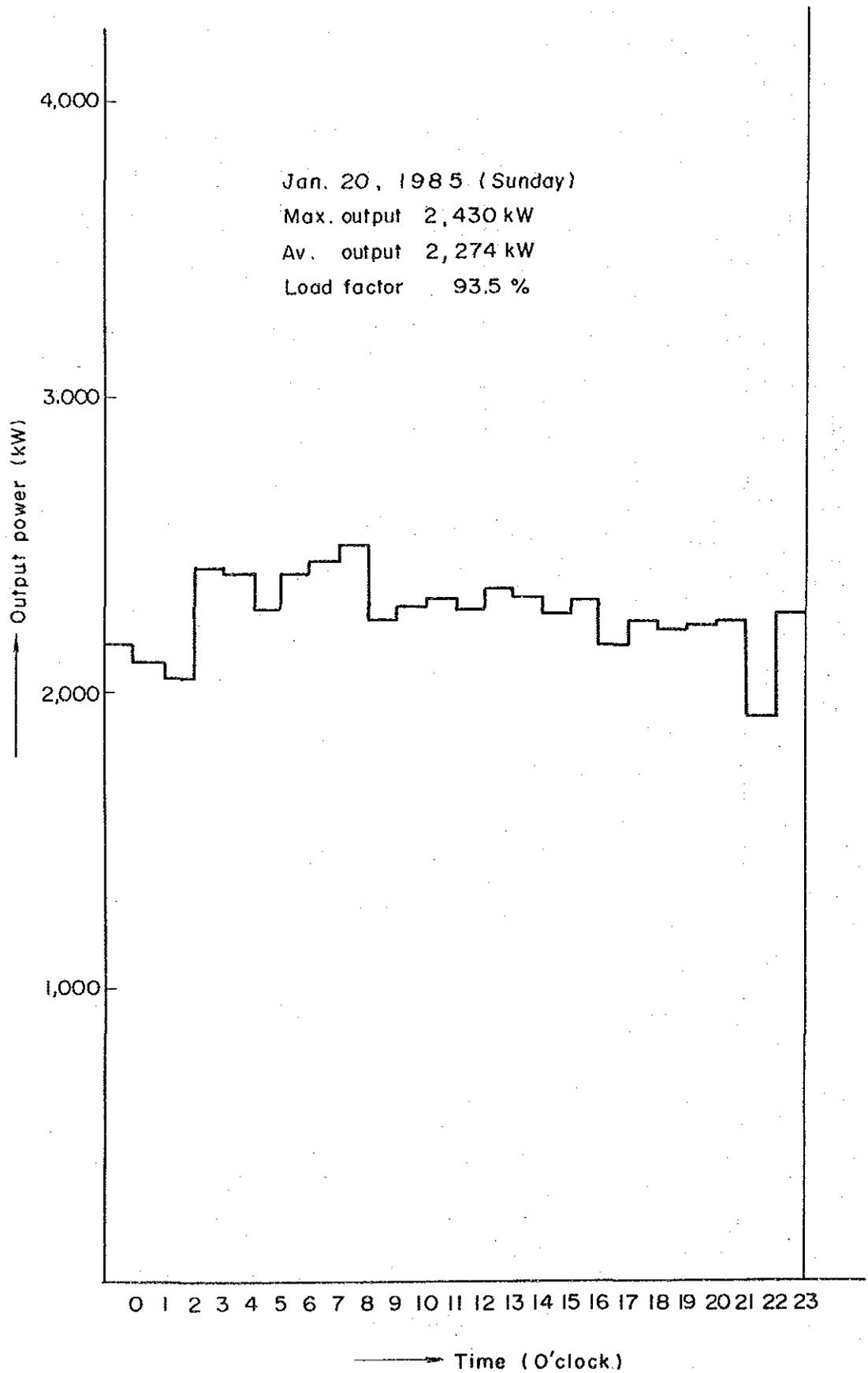
パラオの電力料金体系は、電力消費者の形態を問わず一律に設定されており、現行料金は月毎に2,000KWHまでの使用が9セント/KWH、それ以上の使用が10セント/KWHとなっており、またメーターが設置されていないところについては、一律45ドル/月を徴収することになっている。但し、教員等公務員宿舎以外の政府使用電力については、メーターの設置もなく料金徴収も行われていない。これら政府使用の電力量は発電量全体の30%程度、即ち1984年実績値で見れば年間約5,000MWH($16,406\text{MWH} \times 30\%$)ということである。

1980年度以降の電力料金体系は以下のとおりである。

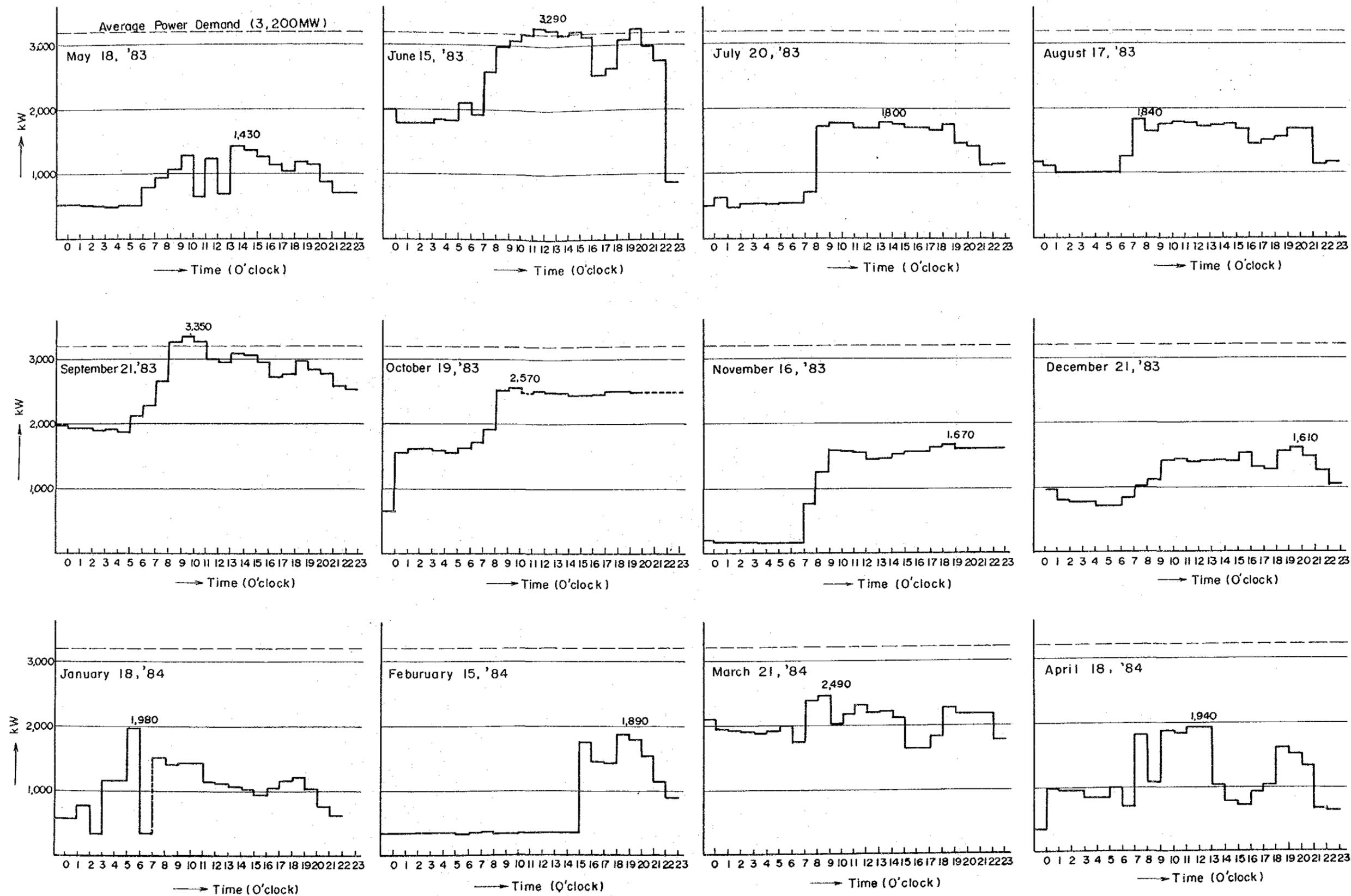
第4-4図 日負荷曲線(週日)



第 4 - 5 圖 日負荷曲線 (休日)



第4-6图 第3水旺·日负荷曲线
(1983年5月~1984年4月)



	電 力 料 金 体 系	
	従 量 制	定 額 制
1980年度	5セント/KWH	60ドル/月
1981 "	6 "	30 "
1982 "	6 "	30 "
1983 "	2千KWH まで… 9セント/KWH 2千KWH 超 …10 "	45 "
1984 "	同 上	45 "

4-9 新発電所計画

(1) 建設の背景

パラオ政府は、英国IPSECO社との契約により、アイメリーク州に新たな発電所を建設中であり、これの竣工と本要請の送配電プロジェクトの完成をまって既存マラカル発電所を閉鎖撤去する計画としている。その理由および背景については、以下の諸点に依るものとしている。

(a) マラカル発電所閉鎖の理由

- i) 設備の老朽化が進んでいて故障が頻発し、電力需要に対する安定した電力供給が困難な状況にあること。
- ii) 修繕費及び燃料費が高むこと。
- iii) 同型の機械・部品は既に生産されておらず、従って補修のためにこれらの調達を必要とする場合は、新たに発注を行う必要があり、また品物受取りまでに長い時日を要すること。

(b) 新発電所建設及び16MW (3.2MW 5基) の設備とした背景

- i) 既存需要家に対し、信頼性の高い安定した電力供給を可能にすることと、そのために予備発電機の設置も必要である。
- ii) 将来の新規需要に備えるためであり、またバベルダウプ島の経済・社会開発を図る前提となるインフラストラクチャーを造成する必要がある。
- iii) 設備・機械類の製造する他国が遠隔地であることから、故障時に於ける補修用機器部品類の調達は大きな問題であり、この対策として設備に余裕を持たせておく必要がある。

iv) 経済性を考慮した場合、3 MW級の発電機設置が適当であると考えられ、また IPSECO社がマーシャル諸島に建設した設備がこれと同規模の設備であることから、同じ標準設計を採用出来た。

(2) 発電所の概要

(a) 一般概要

位置 バベルダupp島アイメリーク州 イメルスベツチ

発電所総出力 16.0MW

単機出力 3270KW

台数 5台

発電方式 ジーゼルエンジン発電機

発電所工事着工年月 1984年2月

“ “ 終了 “ No.1 1985年2月22日(予定, 以下同じ)

No.2 “ 3月22日

No.3 “ 4月19日

No.4 “ 5月17日

No.5 “ 6月28日

工事施行契約者 IPSECO International Power Systems Ltd. (IPSECO)

英国, London, Jermyn street 103-105

◎ エンジン製作会社

NEI-A. P. E. Ltd. Crossley Engines

英国, Manchester

◎ Gen. その他電気機器製作会社

Brush Electrical Machines Ltd.

英国, Loughborough Leiceslshire

(b) 設備概要

ディーゼル機関

(i) 種類 Clossley Pielstick Turbo-changed

4 cycle Diesel Engine

形式 10pc2V, MK2

定格出力 4660MHP(30℃)
燃 料 BS 2869, Class Aor B 3,500 Seconds Redwood No. 1 at
37.8 ℃

(ii) 発電機

種 類 凸極, ブラシレス, 自冷形
容 量 4087.5KVA, 力率 0.8PF
出 力 3270KW, 回転数 450rpm
電 圧 13.8kV, 回転数 60Hz

(iii) 発電機中性点接地方式

各発電機とも共通接地方式 40Ω
定格電流 200 A (10秒間)

(iv) シャ断器

Gen.用 13.8kV, 400 A, シャ断電流20.9KA
Bulk Oil-CB-引出し形 5台
母線用 1200 A, 1台 他は上に同じ
所内用 400 A, 2台 “
燃料タンク用 400 A, 2台
開閉所用 13.8kV, 800 A, シャ断電流20.9KA
Bulk Oil-CB-引出し形 2台

(v) 所内変圧器 1500KVA, 13.8kV/440V, Δ-Y, 2台

(c) 運 転

新発電所の運転, 保守についてはIPSECO社がパラオ政府との契約に基づいて行う
ことになっている。

(d) 燃料 (バンカーオイル)

当発電所が使用する燃料はパラオ政府と, IPSECO社の合弁の燃料販売会社より購
入することとなっている。

(e) 主回路接続図

主回路接続図, 及び一般平面図を資料4-1~2に示した。

第 5 章 電力需要の想定

第5章 電力需要の想定

5-1 需要想定の方法

将来の電力需要の想定については、送変電設備の規模の決定に必要な計画年次を1995年と考え、4-7に述べた如く、現在の最大電力4000KWをベースとし

- (1) 既設電化地域
- (2) 新規電化地域

について既存設備及び電化対象地域の踏査を含む実地調査を行い、電力需要を想定した。

5-2 既設電化地域の電力需要

(1) 一般家庭以外の既存電力需要

既存電力需要 4,000KWの内訳は、当該地区の一般住宅戸数を 1,420戸、使用電力量を1戸当り不等率を含め平均1KW計 1,420KWとし、その他政府、商・産業等の使用はこれを差引いた残りの 2,580KWとした。

(2) 一般家庭の電力需要

上記既存一般家庭の所要電力 1,420KWをベースにして、今後10年間の人口増加に伴う一般住宅数の増加、未電化地域の電化に伴う一般住宅の新規需要及びこれらの使用電力量の伸びを勘案し、一般家庭の電力需要を計 2,920KWとした。

(算定内訳)

a. 人口増加による需要増

パラオ政府Office of Planning and Statistics の人口予測モデルのうちから、標準値を採用、1995年の人口を12,725人と想定し、現在人口(12,180人)からの増加値 545人を現在の1戸当り平均住人数 5.4人で除し、住宅数増加を 110戸、うち当プロジェクト対象地域内として75戸、このうち40戸をコロール州、35戸を電化地域とした。尚、コロール州内既存住宅数は上記のとおり、1,420戸であり、電化地域の既存住宅数は事前調査時のデータに基づき95戸とした。

b. 将来の需要の伸び

一般家庭の電力需要の伸びを織り込み、都市部家庭の将来需要を不等率を含み 2KW/1戸、農村部 1KW/1戸とした。

c. 以上より一般家庭の電力需要については

都市部（コロール州）： $(1,420 + 40) \times 2 \text{ KW} = 2,920 \text{ KW}$

と想定することとした。

(3) 新規，追加需要

一般家庭以外の新規需要・追加需要については以下を対象とし，合計 3,370KWの需要想定とした。

- (a) 政府電力系統に依らず，自家発電機を所有している既存事業（信頼度が高まれば低廉な政府電力系統の配電を受けたいとしている）…… 1,550KW
- (b) 現在建設中乃至増改築を含む建設計画が確定済の事業・設備…… 610KW
- (c) 産業・経済開発に伴う将来の新規需要・追加需要，その他…… 1,210KW

上記各項目の需要詳細は次のとおりである。

項 目	推定負荷 (KW)	既 設 自家発電 設備 (KW)
Palau Pacific Resort (客室 100室)	350	1800
Grace Hotel (客室60)	250	520
Van Camp Sea Foods Company	500	800
Micronesia Industrial Corp (MIC)	450	900
	計 1,550	

尚，上記のうちVan Camp及びMIC は現在操業休止中であるが，産業としての将来性が高いことを勘案したパラオ政府の見込みを考慮し，休止中のこれら事業の復活を含めることとした。

Airport Terminal (建設中)	300
Macdonald Memorial Hospital 増改築 (計画)	200
下水処理基地 (建設中及び計画)	110

計 610KW

将来の産業・経済開発に伴う新規需要及び追加需要については，その他の需要発生要因も含め 1,210KWとした。

(4) 既設電化地域の想定需要

1995年に於ける既設電化地域の電力需要は、前述(1)～(3)の合計8870KWと想定する。

5-3 新規電化地域の需要想定

バベルダupp島内の電化対象地域の既存住宅数を事前調査時のデータに基づき95戸、人口増による住宅数の増加を35戸と想定し、1戸当り1KWとすれば、新規電化地域の需要は130KWとなる。

なお、実地調査の結果を資料5-1に示したが、これによれば一般家庭の他に非住宅設備の負荷が130KW程度が上乘せされるものと考えられる。

5-4 電力需要の想定

上記の如く、本プロジェクトの目標年に於ける電力需要は、既設電化地域8870KW、新規電化地域130KWの合計9000KWとすることで、本プロジェクトの設計を進めることとした。(議事録 ANNEX-I 参照)

第6章 計画の必要性と内容

第6章 計画の必要性と内容

6-1 計画の必要性

1984年10月の事前調査及び今回の基本計画調査を通して

- (1) 新発電所から既設系統を連系する送電線を建設すれば、既設負荷への安定的な電力供給が可能となると共に、自家発電負荷の切替、新しい産業開発に伴う新規需要の拡大、発電コストの低減が可能となる。
- (2) 新しく建設される送電線近傍の未電化地域の電化が進められ、住民の福祉、産業の開発が期待出来ること。
等を考えれば、このプロジェクト効果は非常に大きく、推進する必要性があるものと判断される。

6-2 システムの基本設計

6-2-1 基本設計方針

本プロジェクトの設計に当たっては、下記の方針で設計を進める。

(1) 設備の信頼度

送変電設備はパラオに於ける基幹送変電設備となるものであり、その重要性を考
えて、自然環境条件に対して、充分安全な設備設計をすることは勿論、関連する発
電所設備とも協調のとれた高信頼度設計とする。特に長期的な供給支障を回避す
るため必要な予備品等についても配慮する。

配電線については、既設配電設備と協調のとれた設備とする。

(2) 保守の容易性

安全面を含めた保守のしやすい設備とする。また油の流出防止等を含めた公害防
止対策についても、現地の状況に合わせた設計を採用する。

(3) 経済的設計

上記(1)(2)を考慮の上、可能な限り日本の標準規格、設計手法を採り入れた経済設
計とする。

(4) 無人化設備

降圧変電所は常時は無人とし、異常発生時は警報を監視所に表示する。

(5) 電圧変動率の制限

最終需要家の電圧変動率を±10%以下におさえる事を原則とする。

(6) 標準化の適用

柱上変圧器等機器の標準化を行い、製品の低コスト化と保守面での予備品の合理化を図る。

(7) 耐久性

塩害等環境条件の悪い場所に施設することから、耐久性のある材料を採用する。

6-2-2 設計条件

(1) 標高 1,000 m 以下

(2) 気象条件

a) 気温 最高 35℃

最低 20℃

平均 28℃

b) 相対湿度 100%

c) 風速 10分間平均 40 m / s
(瞬間 52 m / s)

d) 降雨量 年間平均 4100mm

e) I K L 37日 / 年

(3) 塩害条件

送電設備については、高信頼度が要求されること及び、海岸に隣接して設置される事を考慮し急速汚損 0.5mg/cm² (事故条件なし) に耐える事を目標とする。

配電設備については既設設備と協調のとれた設備とする。

(4) 地震条件

変電機器 水平 0.4G 垂直0.25G

変電機器基礎 水平 0.2G

6-2-3 適用規格

既設設備は米国のRural Electrification Administration's Standard が適用されている事も十分配慮した上で、次に示す日本の国内規格を適用するものとし、これに相当する国際規格の適用も可能とする。

日本工業規格 (J I S)

日本電気規格調査会標準規格 (J E C)

日本電気工業会標準規格 (J E M)

日本電線工業会標準規格 (J C S)

電気設備に関する技術基準

特に安全に関する条項については、米国の安全基準 (National Electrical Safety Code-NESC) を参考とする。

6-2-4 電気方式の選定

送電線及び配電線の電気方式の選定にあたっては、経済性、保守上の技術力及び既設設備との調和を考慮して決定する必要がある。

現在、コロール島で供給されている配電線の電気方式は、次のとおりである。

(i) 公 称 電 圧 ; 13.8 (kV)

(ii) 配 電 方 式 ; 3 相 4 線 式

(iii) 周 波 数 ; 60 (Hz)

(iv) 中性点接地方式 ; 多重接地方式

本プロジェクトにおける送配電線の電気方式は、次の考え方により計画設計した。

(a) 送電線の電気方式

小規模送電線の経済的な送電電圧の目安を得る方法として、一般的に Still の公式が用いられている。

この Still の公式によれば、本プロジェクトの経済電圧は 56kV となる。従って標準電圧としては、経済電圧 56kV 前後の値である、34.5kV 及び 66kV が考えられる。

Stillの公式

$$V = 5.5 \times \sqrt{0.6 \times L + \frac{P}{100}}$$

V ; 送電電圧 [kV]

L ; 送電亘長 [km] (= 20km)

P ; 送電電力 [kW] (= 9000kW)

$$\begin{aligned} V &= 5.5 \times \sqrt{0.6 \times 20 + 9000/100} \\ &= 56 \text{ [kV]} \end{aligned}$$

34.5kV、66kVの電圧について経済比較すると、送電線の資材費のみ比較しても 100万円/km程度66kVの方が高く、工事費変電機器まで考えれば34.5kVの方が更に経済的である。

送電電圧を34.5kVにすることについては、その他の面より考慮すると、次のようなメリットがある。

- 既設送電線の最高電圧が13.8 [kV] であるため、34.5kVは1ステップ上の電圧となり、従来よりも多少高度の運転・保守の技術力が必要となるが、若干の技術研修を行う事により、従来技術の延長で対応可能である。
- 送電電圧が34.5kV程度までは、道路に面した建設が可能であり、従って工期が短かくてすむ。

以上、経済性、保守上、工事上の理由より送電電圧を34.5kVと決定した。また、配電方式、周波数、中性点接地方式については、既設設備との調和をはかり、次のとおりとした。

(i) 公 称 電 圧 ; 34.5kV (最高電圧36.5kV)

(ii) 配 電 方 式 ; 3相4線式

(iii) 周 波 数 ; 60Hz

(iv) 中性点接地方式 ; 多重接地方式

(b) 配電線の電気方式

配電線の電圧については、保守性、予備品の活用等を考慮し既設設備と同一とし、次のように決定した。

(i) 公 称 電 圧 ; 13.8kV (最高電圧 14.52kV)

(ii) 配電方式；3相4線式

(iii) 周波数；60Hz

(iv) 中性点接地方式；多重接地方式

(c) 低圧配電線の電気方式

低圧配電線の電気方式は、既設設備と同一とした。

(i) 電灯負荷；単相3線式 120 - 240V

(ii) 動力負荷；3相4線式 208V ($\sqrt{3} \times 120V$)

6-2-5 送電線ルートを選定

送電線ルートについては、第6-1図に示したようにA・B・Cの3つの案が考えられる。これら3つの案について経済性、保守、施工性と、発展性（電化地区との関係及び送電線の延長性）について、比較したものを第6-1表に示す。この結果適当と判断されるルートB案を採用することとした。

6-2-6 絶縁設計

絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域に亘って、線路及び機器の絶縁レベルの協調をとることにより、設備の保護することを目的として設計した。その基本的考え方は次のとおりである。

— 内部異常電圧（開閉サージ 持続性異常電圧）

機器自体の絶縁性能により保護する。

— 外部異常電圧（雷サージ）

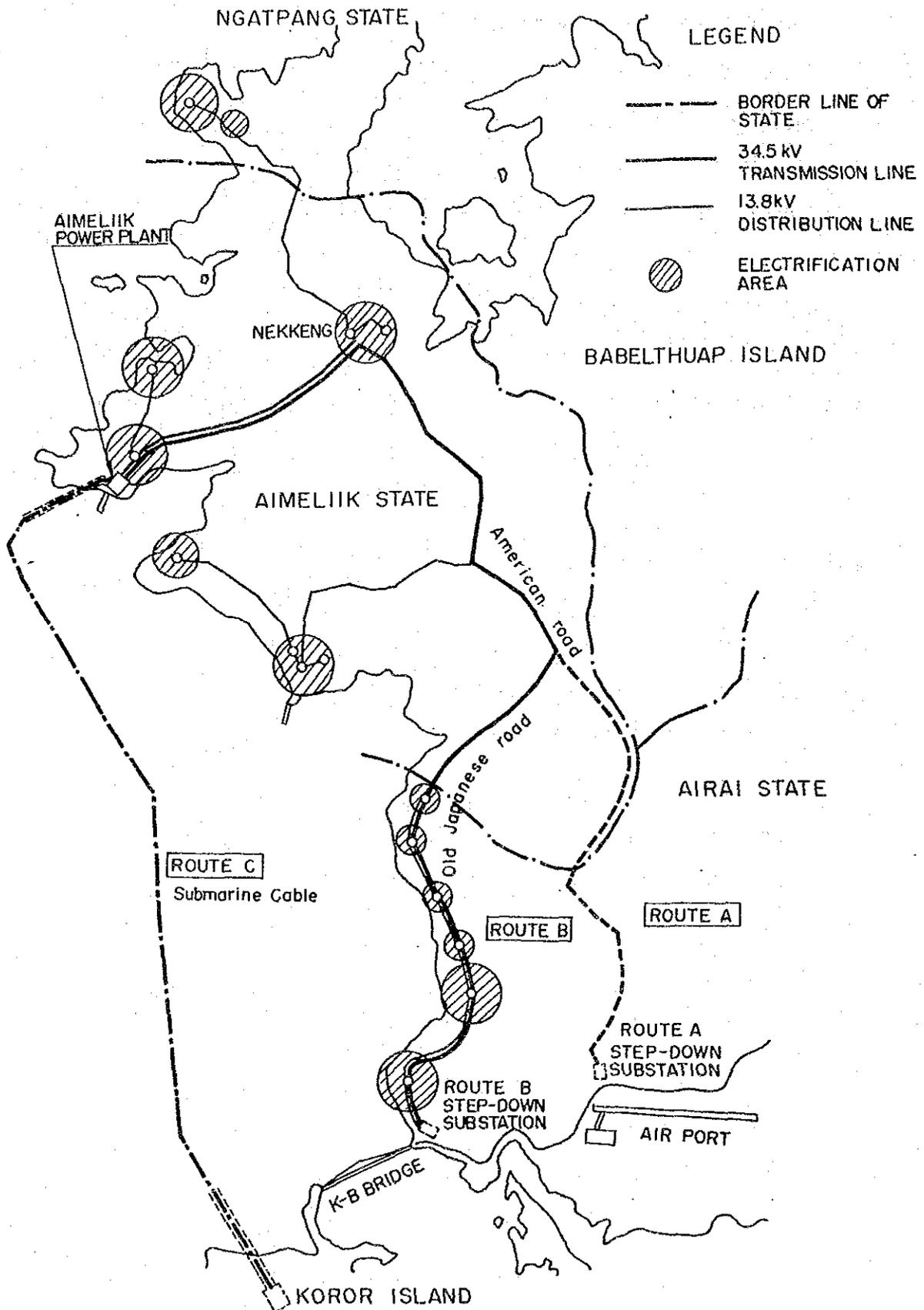
避雷器により保護する。

なお中性線を架空地線として使用する事を考慮する。

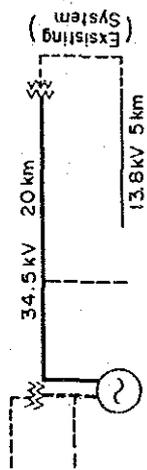
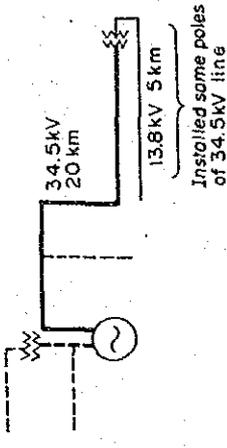
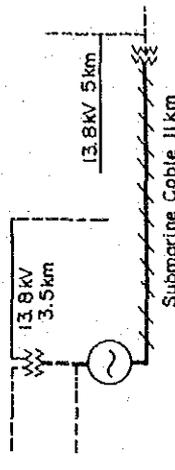
(I) 基本条件

基本条件を次表に示す。

第6-1図 比較した送電線ルート



第6-1表 送電線ルートA, B, Cの比較

ル	A	B	C
ルート概要	新発電所よりネッケンを経由し、アメリカン道路を 通って既設と接続するルート	新発電所よりネッケンを経由し、アメリカン道路 及び旧日本道を通して既設と接続するルート	新発電所より海陸ケーブルによって、既設に接続 するルート
設備概要 (<small>は比較に 含まない</small>)			
建設コスト	185.0百万円	172.5百万円	550百万円
保守上の問題	道路沿いに建設されるため容易である。	全 左	海水による保守となり困難である。
保修上の問題	比較的容易である。	全 左	海陸ケーブルの保修の例が少なく、高度の技術を 必要とし、困難である。
施工性	比較的容易である。	全 左	ケーブルトラフの施工時に水中土木機械を必要と し、困難な作業となる。
電化地区との関係	一部の電化地区については、独立の配電線が必要 なる。	併架等の考え方により、容易である。	独立の配電線が必要となる。
送電線の延長性	容易である。	全 左	将来のパベルダウプ島内の開発に対して、追従が 困難である。
総合判断	2	1	3
備考			

(注) 総合判断欄の数字は、有利さの順位を示す。

項 目	単 位	回 路	
公称電圧 U _o	kV	34.5	13.8
最高許容電圧 U _m	kV	36.50	14.52
同上対地電圧 V _m	kV	21.07	8.38
開閉サージ倍数	—	2.8	2.8
相間サージ倍数	—	4.5	4.5
持続性異常電圧倍数	—	0.8	0.8

(2) 耐開閉サージ設計

上記基本条件をもとにして耐開閉サージ設計した結果を第6-2表に示す。

第 6 - 2 表 耐開閉サージ設計

公称電圧	(kV)	34.5	13.8		
最高許容電圧	U_m (kV)	36.5	14.52		
全上対地電圧波高値	(kV)	29.80	11.27	$U_m \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	
開閉サージ倍数	n	2.8(4.5)	2.8(4.5)	()内は相間用	
開閉サージ電圧	(kV)	84(135)	34(54)	$U_m \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times n$	
所要がいし個数 [ヶ]	補正係数	1.2	1.2	標高, その他補正	
	所要絶縁強度 (kV)	101	41		
	が い し	250φS 1ヶ	75(0.74)	(1.83)	注水特性 耐電圧値 ()値は裕度
		" 2ヶ	155(1.54)	(3.78)	
		" 3ヶ	220(2.18)	——	
		" 4ヶ	290(2.87)	——	
		LP 30号	180(1.78)	——	
" 10号	——	95(2.31)			
最小絶縁間隔	補正係数	1.10	1.10	標高補正	
	所要絶縁強度 (kV)	93	38		
	全上クリアランス (cm)	16	7.5		
	最小絶縁間隔 (cm)	20	10		
最小相間 絶縁間隔	補正係数	1.10	1.10	標高補正	
	所要絶縁強度 (kV)	149	60		
	全上クリアランス (cm)	28	12		
	最小絶縁間隔 (cm)	30	15		

(3) 耐商用周波設計

最悪の気象条件においても、商用電圧による線路の地絡は生じない設計とする。

その設計は第6-3表の通りとなる。

第6-3表 耐商用周波設計

	公称電圧	(kV)	34.5	13.8	
	最高許容電圧	(kV)	36.5	14.52	
	全上対地電圧	(kV)	21.1	8.4	
異絶 常縁 時間 間隔	補正係数		1.1	1.1	標高補正
	所要耐電圧	(kV)	24	10	
	全上に対するクリアランス	(cm)	9	4	0.35V
	異常時絶縁間隔	(cm)	9	4	
異絶 常縁 時間 相間 間隔	補正係数		1.1	1.1	標高補正
	所要耐電圧	(kV)	41	16	
	全上に対するクリアランス	(cm)	15	6	0.35V
	異常時相間絶縁間隔	(cm)	15	6	

(4) 耐汚損設計

本プロジェクトにおける経過地は、海岸より数kmの範囲内にある。また同経過地は数m/sの風が常時あることより海塩の汚損が考えられるが、同時に雨量も年間4000mm以上あるため、累積汚損については特段考慮する必要はない。基本設計調査時においても、累積汚損の兆候は見られなかった。(資料6-1参照)しかしパオ付近は年に巨り台風が発生しているため、急速汚損を考える必要がある。急速汚損についてのデータは、現地調査では得られなかったが、本プロジェクトにおける耐汚損設計は急速汚染を考慮することとし、その設計は日本で標準的に採用されている手法を使い250mm懸垂碍子下面の塩分付着密度を0.5mg/cm²とする。また、汚損時の耐電圧として常規商用周波電圧とする。

上記をもとにして計算した結果を第6-4表に示す。

第6-4表 耐汚損設計

公称電圧	(kV)	34.5	13.8		
最高許容電圧	(kV)	36.5	14.52		
全上対地電圧	(kV)	21.1	8.4		
等価塩分付着密度	(mg/cm ²)	0.5	0.5	250φ下面基準	
海岸よりの距離	(km)	0~5	0~5		
碍子の耐電圧	250φ 1ヶ	(kV)	6.7(0.32)	6.7(0.80)	()は裕度
	" 2ヶ	(kV)	13.4(0.64)	13.4(1.60)	
	" 3ヶ	(kV)	20.1(0.95)	—	
	" 4ヶ	(kV)	26.8(1.27)	—	
	LP 10号	(kV)	—	16.0(1.90)	表面漏れ距離 370mm
	LP 30号	(kV)	29.8(1.41)	—	" 840mm

(5) 耐雷サージ設計

当該地区の雷は年間を通して発生しており、その日数は統計上15日以上ある。また既設設備はIKLは37(議事録 Appendix-V)で設計されている。

この為、直撃雷を防止する為、中性線を架空地点として使用すると共に、変電所の入口、変圧器には避雷器を設置して外部サージの侵入を防止する。

(6) BILの設定

BILの設計にあたっては、既設設備との協調、及び日本の規準を参考にして次のように決定した。

13.8kV BIL ; 110kV

34.5kV BIL ; 200kV

(7) 適用碍子

上記条件により選定した碍子は6-3, 6-4に夫々示す。

6-2-7 保護方式

変電所の内部または送配電線路に故障が発生した場合、迅速かつ確実に検出し該当のしゃ断器をしゃ断したりまた警報を行って、機器の損傷や故障範囲の拡大を防ぐために適正な保護継電器を設ける。

(1) 主要変圧器(以下MTrという)

電気故障に対しては差動継電器，機械故障に対してはブッフホルツ継電器，圧力上昇継電器および温度上昇検出器等によって保護する。

(2) 送電線路

(a) 線路の短絡，地絡故障について過電流継電器，過電流接地継電器により速やかに故障を除去する。

(b) 上記の事故により自動しゃ断した場合，再閉路継電器により一定時間（1～2分間程度）後に自動的に再閉路をさせ強行送電を行なう。良好ならばそのまま送電を継続し，不良の場合は再びしゃ断させる方式を行なう。

(3) 暫定送電時

(2) (b)項に全じ，但し短期間の運転であるため自動再閉路方式は採用しない。

6-3 送配電線の設計

(1) 支持物の種類

本プロジェクトにおける送配電線は前述したように海岸の近くを通過するため，海塩による腐食対策を行う必要がある。

送配電線の支持物として，木柱，鋼板組み立て柱，コンクリート柱が考えられる。これらの種類について腐食の面より考慮するに，木柱（クレオソート柱入柱），鋼板組立柱（コールタール塗）の耐用年数は25年程度であり，コンクリート柱の腐食に対する耐用年数は非常に長く50年程度（実質半永久）である。

本プロジェクトにおける送配電線は，重要度，信頼度ともに高度なものが必要と思われるので，支持物の種類は腐食対策の面よりコンクリート柱を採用することとした。

なお，コンクリート柱の建柱にあたっては，建柱車の導入が必用であり，支持物の位置は道路沿い等の限られた範囲となる。

また，実施設計にあたっては，車輛の通行のできない個所等については鋼板組立柱の採用の可否についても検討する。

(2) 電線の種類

(a) 送電線

送電亘長20km，容量9,000KW，（力率0.9）を電圧34.5KVで送電する場合，電線種類は次表のものが考えられる。ただし電圧降下は10%の範囲内とした。

送電線用に検討した電線

種 別	太 さ	電線の許 容電流	最大送電 容量	電圧降下	最小引張荷重	単価比率
ACSR〔注1〕	120mm ²	388A	20,900KW	6.6%	5,550kg	100%
AAC〔注2〕	150mm ²	431A	23,200KW	6.0%	2,270kg	90%
Cu〔注3〕	75mm ²	347A	18,700KW	6.7%	2,910kg	140%

これら3種の電線は、送電容量、引張荷重、電気特性を満足するものである。

耐腐食性の面より考慮すると、ACSRは若干の不安があるが、AAC、Cuについては耐腐食性は強い。

AAC 150 mmとCu 75mm とでは、AAC 150mmの方が多少引張荷重が小さいが、送電容量、電圧降下及び経済性の面で優れている。これらを総合的に判断し AAC 150mmを採用することとした。

新発電所よりネッケンまでの送電線の線種については、送電容量的には当面は小さいのものでよいと考えられる。しかし次の(i)(ii)の理由により同サイズのAAC 150mm²を採用することとした。

- (i) 将来のバベルグワフ島開発による電力需要の伸びを考慮しておく必要がある。
- (ii) 線種を増すことは、保守上望ましくないこと。

中性線については、1線地絡時の瞬時電流に耐えられる電線を選定することとした。瞬時電流の条件は次のとおりとした。

想定電流；約1500A

通電時間；1.0秒

この条件に見合う電線として種々考えられたが、引張強度が大きいといった機械〔注4〕特性がよく、経済的なAC 38mm²（瞬時電流4600A）を採用することとした。この線種は後に述べる13.8km配電線の線種とも一致するため、電線種類が少なくなり、保守上有利となる。

〔注1〕 ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced. (鋼心アルミより線)

〔注2〕 AAC: All Aluminium Conductor (全アルミ燃線)

〔注3〕 Cu :Hard Copper Conductor (硬銅より線)

〔注4〕 AC :Aluminium Clad Steel Conductor (アルミ被鋼より線)

(b) 配電線

配電線の電線についても、送電線の場合と同様の検討を行なった。しかしながら電圧(13.8kV)に比し、容量が小さい(最大でも150kVA程度)のため、電線は機械的強度の面より決定することとなる。

既設13.8kV線に使用されている電線サイズは、AWG ゲージで#2である。

これと同等の性能を有する電線を選ぶと、下表の如くなる。

配電線用に検討した電線

種別	太さ	電線の許容電流	最大送電容量	電圧降下率(注1)	最小引張荷重	単価比率
Cu	38mm ²	220A	4733KW	0.3%	1,480kg	100%
ACSR	32mm ²	160A	3442KW	0.4%	1,140kg	65%
AC	38mm ²	195A	4195KW	0.6%	2,340kg	85%

(注1) 亘長6km, 電流6Aで計算した。

これらの3種の電線の内、ACSR線は耐腐食性の面より不安があるため除外すると、AC線が最も経済的である。従って配電線の線種は38mm²AC線を採用することとした。なお、中性線については多少細いサイズの線種を選ぶことができるが、機械的強度を満足するものがないため、電力線と同じAC38mm²を採用することとした。

(c) 電線の性能

第6-5表に電線の性能を示す。

第6-5表 電線の性能

公称断面面積		150mm ² AAC	38mm ² AC
より線 構成 (本/mm)	アルミ	19/3.2	—
	AC	—	7/2.6
計算 断面 面積 (mm ²)	アルミ	152.8	—
	AC	—	37.16
引張荷重(kg)		2270	2340
外径(mm)		16.0	7.8
重量[kg/m]		0.4187	0.1184

(3) 碍子

適用する碍子は引通し柱にはLP碍子，角度柱には懸垂碍子とLP碍子を組み合わせて使用し，経済性をはかった。

碍子の種類と個数は前述した6-2-6により，次のように決定した。

適 用 碍 子

電 圧	使用箇所	LP 10号	LP 30号	250φ 懸垂碍子
34.5kV	引 通 し	—	○	—
	角 度	—	○	4 個
13.8kV	引 通 し	○	—	—
	角 度	○	—	2 個

(4) 標準径間と地上高

(a) 標準径間

本プロジェクトにおける支持物は，コンクリート柱を採用することとしている。従って柱の標準仕様の長さは10m～15m程度であるため，電線の引張強度，弛度及び地上高より柱の標準径間は，20m～120mの範囲内に決めるのが一般である。しかし，コンクリート柱はその価格が高いため，標準径間はできるかぎり大きくするのが経済的であるが，本プロジェクトにおける地形のような蛇行が激しい，高低差が大きい等といった悪条件下では，支持物位置は地形に合わせて決定するもので，標準径間は地形要素で決定される。

以上より，本プロジェクトにおける標準径間として，道路の整備状況及び地形要素を配慮し，

送電線 ——— 60m，80m

配電線 ——— 40m，60m，80m

を設定し，地形により使いわけることとした。

(b) 送配電線の地上高

(i) 送配電線の地上高は、NESC規準により第6-6表のとおりとする。

第6-6表 地上高 (NESC 23節 232) (単位 m)

	ワイヤー電線の下方の条件	支線	架空地線	中注線	引込線 (150V 以下)	13.8kV 34.5kV
交差又は張り出し	道路	5.5 〔注1〕	5.5	5.5 〔注1〕	5.5	6.1
	住宅街の道路でトラック (高さ2.5m以上) の交通のない道路	3.0	3.7	3.0	3.6	6.1
	農地、牧場、森林等で車輛が通る場合	5.5	5.5	5.5	5.5	6.1
	歩行者のみが立入る場所又は道路	2.45	3.6	2.45	3.6	4.6
道路と沿っている場合	都市部の道路	5.5	5.5	5.5	5.5	6.1
	車輛が線下を通行しない道路	4.3	4.3	4.3	4.6	5.5

〔注1〕 道路の端において 4.9m

〔注2〕 電線の最高使用温度が50℃未満の時、75mを超える径間長については、3m毎に30mmを加える。ただし支線を除く。

〔注3〕 電線の最高使用温度が50℃以上の時は、上表の値は最高温度時の弛度とする。

(ii) 支持物上の機器の充電部に対する大地との垂直離隔距離は第6-7表のとおりとする。

第6-7表 支持物上の機器の地上高 (単位m)

	充電部下方の 条件	引込線 (150V)	13.8kV 配電線	34.5kV 送電線
道路に張り出している場合	道路	4.9	5.5	5.8
	住宅街の道路でトラック(高さ2.5m以上)の交通のない道路	3.0	5.5	5.8
	農地, 牧場, 森林	4.9	5.5	5.8
	歩行者のみが立入る場所又は道路	3.0	4.0	4.3
張り出さない場合	都市部の道路	4.9	5.5	5.8
	車輛が線下を通行しない道路	4.0	4.9	5.2

(5) 離隔距離

(i) 送配電線の離隔距離は、NESC規準により第6-8表のとおりとする。

第6-8表 離 隔 距 離 (単位 m)

離 隔 距 離		支線, 架空地線 中性線	引込線 (150V以下)	13.8kV 配電線	34.5kV 送電線	
照明, 交通, 他の 送電線の支持物	水平	1.5 m	1.5	1.5	1.5	
	垂直	1.2	1.2	1.2	1.43	
建 物	水平	0.9	1.5	1.5	1.5	
	垂直	歩行者が接近 できない屋根又は 突出物	0.9	3.0	3.0	3.0
		歩行者が接近 できる屋根	2.45	3.6	4.6	4.6
		トラックの接 近できる屋根	5.5	5.5	6.1	6.1
	トラック以外 の車輛が接近で きる屋根	3.0	3.6	6.1	6.1	
その他	水 平	0.9	1.5	1.5	1.8	
	垂 直	0.9	1.5	2.45	2.45	

[注1] 上記の離隔が、確保できない時電力線には防護処置をとる。

[注2] 橋の上部を通過する場合は3 m以上とする。

[注3] 径間長, 電線温度による増加は, 地上高と同一の考え方とする。

(ii) 支持物位置の道路との離隔,

消火栓 ——— 0.9 m 以上

縁石のある道路 ——— 150mm 以上

とし, いずれの場合も車輛と接触しないよう離隔をとる。

(iii) 異なる支持物上に張られている電線との離隔は, 水平で 1.5 m 以上とする。

垂直については, 第6-9表のとおり

第6-9表 垂直離隔距離
(単位 m)

上方 下方	支線 中性線 架空地線	引込線 (150V以下)	13.8kV 配電線 34.5kV 送電線
支線 中性線 架空地線	0.6	0.6	1.2
引込線	0.6	0.6	1.2
13.8kV 配電線 34.5kV 送電線	1.2	1.2	1.2

(6) 装柱図

代表的装柱図を資料6-2に示す。

6-4 電化計画

5-3新規電化地域への電力供給は、下記の方針で行うこととする。

- (1) 配電用変圧器の配置は、需要家の負荷の分布に合わせて配置することとし、電流のアンバランスによる中性線電流を極力抑制するため、変圧器の容量を限定し、三相平衡させる様にする。
- (2) 保守の容易さ、予備品の数量を減らすため、変圧器の種類はなるべく少なくなる様にする。
- (3) 34.5kV送電線の信頼度を維持するため、34.5kV回路に接続される変圧器には、区分開閉器を取付け、必要ある時は配電用の負荷を切離す様にする。
- (4) 変圧器には避雷器を取付ける。
- (5) 変圧器の低圧側には保護用フューズを介して端子台(ケース付)を取付け、パラオ負担分の低圧線の引出し工事が容易になる様に考慮する。
- (6) 需要家への低圧引込線はDV線とし、電圧降下は10%以内になる様線種を選定し、パラオ側に供給する。
- (7) 各需要家取付の積算電力計を供給する。

上記方針による配電用変圧器の設置計画を、第6-2図の単線結線図に示した。

又所要資材の概要を第6-10表に示した。

第6-10表 電化計画用資材

品名	定 格 等	数 量	予備	計	備 考
柱上変圧器	34.5kV/13.8kV 50kVA 1φ	9台	1台	10台	
”	34.5kV/240-120V 20kVA 1φ	1台	1台	2台	
”	13.8kV/240-120V 20kVA 1φ	44台	3台	47台	
気中開閉器	345kV	4台	1台	5台	
避雷器	34.5kV回路用	10台	2台	12台	
”	13.8kV回路用	53台	5台	58台	
積算電力計	120V 30A 1φ	159台	47台	206台	
	120V 120A 1φ	3台	3台	6台	
	220V 120A 3φ	2台	2台	4台	Ice Plant
低圧引込線		約17,000m	—	17,000m	
その他碍子等		1式		1式	

尚必要により優先順位をつける場合は

- プライオリテイ 1… 現在、居住人口のある地区
- プライオリテイ 2… 現在、居住人口があり、工事が困難な地点
- プライオリテイ 3… 将来の計画地域
- プライオリテイ 4… 低圧配電用資材

とする。

6-5 変電所の設計

(1) 主回路

(a) 送電線路は既設系統に合わせて3相4線式の中性点多重直接接地方式とする。

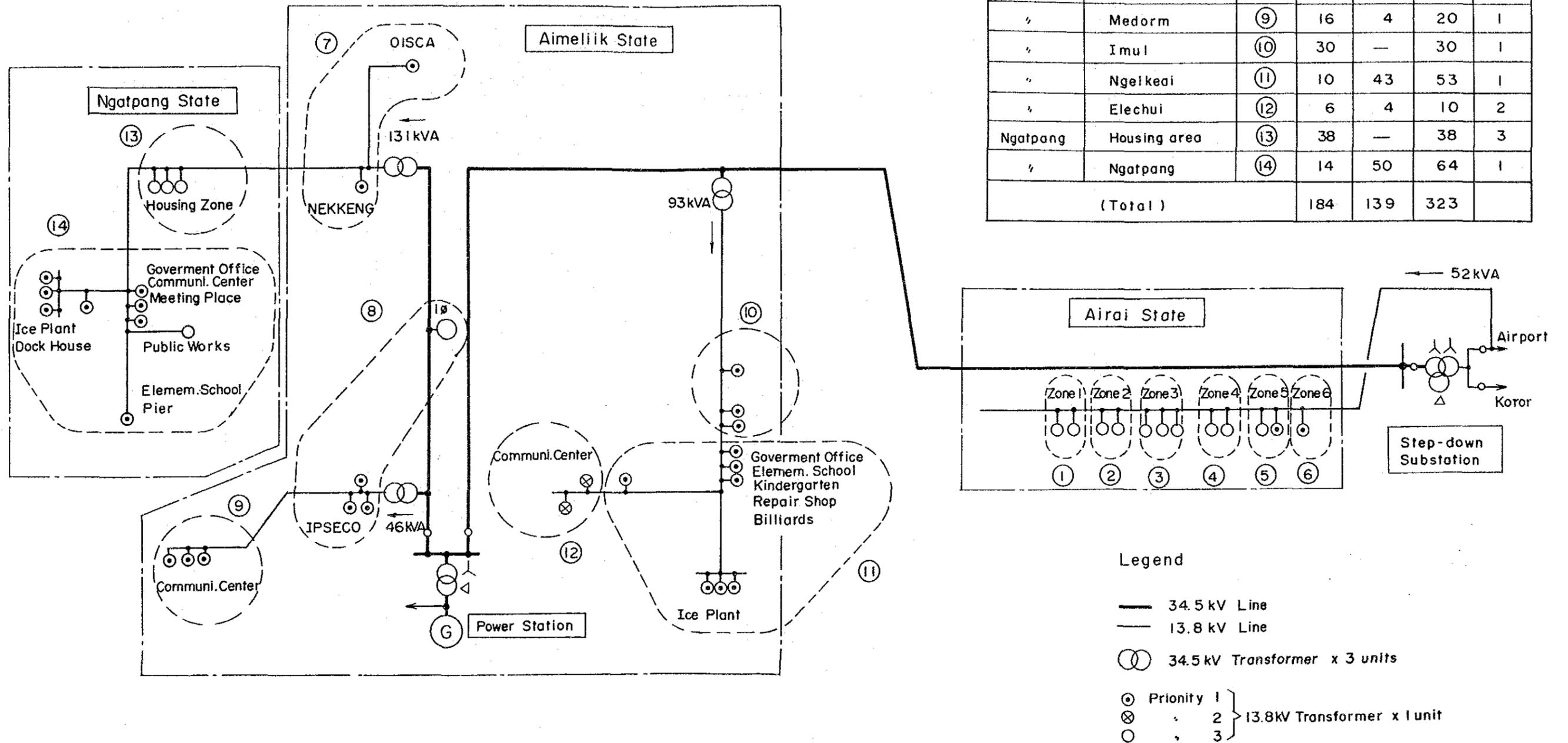
(b) 主要変圧器の接続方式は下記とする。

(i) 昇圧用変電所 Δ -Y, 中性点直接接地

(ii) 降圧用 “ Y-Y- Δ , “

3次巻線の Δ は安定巻線であり外部への端子は出さない。

第 6 - 2 図 電化計画 単線結線図



State	Area	No.	Estimated Load (kVA)			Priority
			Houses	Others	Total	
Airai	Zone 1	①	13	—	13	3
"	" 2	②	6	—	6	3
"	" 3	③	13	—	13	3
"	" 4	④	13	—	13	3
"	" 5	⑤	4	—	4	1
"	" 6	⑥	3	—	3	1
Aimeliik	NEKKENG	⑦	4	25	29	1
"	Imelsubech	⑧	14	13	27	1
"	Medorm	⑨	16	4	20	1
"	Imul	⑩	30	—	30	1
"	Ngelkeai	⑪	10	43	53	1
"	Elechui	⑫	6	4	10	2
Ngatpang	Housing area	⑬	38	—	38	3
"	Ngatpang	⑭	14	50	64	1
(Total)			184	139	323	

Legend

- 34.5 kV Line
 - 13.8 kV Line
 - ⊗ 34.5 kV Transformer x 3 units
 - ⊙ Priority 1
 - ⊗ 2
 - 3
- } 13.8kV Transformer x 1 unit

(c) 適性な送電電圧を維持するために、変圧器の高圧側にタップ切替器を設ける。

(i) 昇圧用変電所 無電圧タップ切替器
36.5kV, 34.5kV, 32.8kV, 31.0kVの4ステップ

(ii) 降圧用変電所 負荷時タップ切替器
36.5kV～29.0kVに対して19タップ

(d) 両変電所の単線結線図及び概略機器配置図を資料6-3～6に示す。

(e) 暫定送電時

電力系統図と単線結線図は資料6-7～8に示す。この場合、既設発電所は直接接地、新設発電所は発電機中性点の抵抗(40Ω)接地方式のため、1線地絡故障時の健全相の電圧上昇対策として、柱上変圧器を使用した仮設の中性点・接地回路を考慮する。

(2) 機器の選定

主要機器の概略仕様は次の通りである。

(a) 昇圧変電所

(i) 変圧器 2台(常用1, 予備1)
定格容量 10MVA, 相数3相, 周波数60Hz
定格電圧 13.8kV/34.5kV
 無電圧タップ切替器付(36.5kV, 34.5kV, 32.8, 31.0kVタップ)
結線方式 Δ-Y
冷却方式 油入自給式

(ii) しゃ断器 4台
定格電圧 36kV, 定格電流 600A, 定格しゃ断電流 12.5KA
定格しゃ断時間 5サイクル, 絶縁階級30号A
定格投入, 引はずし電圧DC 100V(電磁操作式)
種類 油入式

(iii) 断路器 7台(線路側2台は接地装置付)
定格電圧 36kV, 定格電流 600A
定格短時間電流 12.5kA
操作方式 3相1括手動操作式

(iv) 避雷器 4組

定格電圧 30kV, 定格周波数 60Hz

公称放電電流 10000A

(v) 母線, 碍子

母線: ①新設 p/sのFeeder用CBから変圧器1次側までの母線……CVケーブル×1C
15kV, 250mm²

②変圧器2次側から送電線まで H-Al 150mm²

碍子: 取付け個数は 250mm標準碍子5ヶとする。

ブッシング及び支持碍子は送電線と協調をとり決める。

(vi) 配電盤 2面

新設 p/sの制御室の制御盤に寸法, 色を合せるものとする。

(vii) 充電器, バッテリー 1組, キュービクル収納

充電器: 20A, バッテリー: 100AH/10HR

新設 p/sの制御電源はDC30Vのため, 上記のDC 100V用を設けるものである。

(viii) 接地方式 mesh方式 (目標接地抵抗値: 1Ω以下)

新設 p/s側の接地線 (建屋の鉄骨柱に接地棒を付けてある) と接続する。

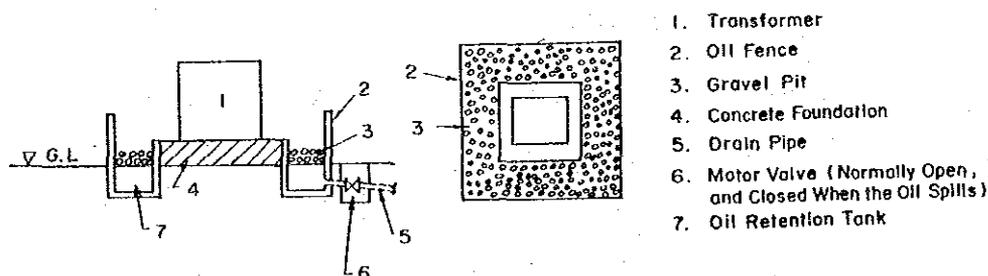
(ix) 公害, 安全対策

外柵: 変電所の周囲に新設発電所周囲の外柵と同様なものを設ける。

外灯: 変電所用の外灯を送電線引出鉄構に設けると共に, 作業用照明を保有する。

油流出防止設備

概略下图の施行を行なう。



排水管に電動バルブ (常時開) を設け, 変圧器油の流出事故時はその該当動作

継電器 (DfRy+ブッフホルツRy) により, 電動バルブを閉とさせ油水を排油水槽に一時貯蔵する。

(b) 降圧変電所

(i) 変圧器 1 台

定格容量 10MVA , 相数 3 相, 周波数 60Hz

定格電圧 34.5kV/13.8kV

負荷時タップ切替器付

(36.5kV~29.0kVに対して19タップ)

結線方式 Y-Y-△

冷却方式 油入自冷式, 活線浄油機付き

(ii) しゃ断器

高压側 1 台, (2)-(a)-(ii)に同じ

低压側 2 台, キュービクル収納

定格電圧 24kV, 定格電流 600 A, 定格しゃ断電流 20KA

定格しゃ断電流 5 サイクル, 絶縁階級 20号 A

定格投入, 引はずし電圧DC 100 V

(iii) 断路器

高压側 1 台, (2)-(a)-(iii)に同じ, 接地装置付

低压側 2 台, キュービクル収納

定格電圧 24kV, 定格電流 600 A

定格短時間電流 20kA

操作方式 3 相 1 括手動操作式

(iv) 避雷器

高压側 1 組 (2)-(a)-(iv)に同じ

低压側 1 組 キュービクル収納

定格電圧12kV, 定格周波数 60Hz

公称放電電流 10000 A

(v) 母線, 碍子

母 線 送電線から変圧器 1 次側迄 H-A1 150mm

碍子 高圧側：取付け個数 5ヶ

低圧側： ” 3ヶ

(vi) 充電器，バッテリー 1組 (2)-(a)-(vii)に同じ，
キュービクル収納

(vii) 接地方式 mesh方式（目標接地抵抗値：1Ω以下）

(viii) 公害，安全対策 (2)-(a)-(ix)に同じ

(c) 暫定送電時

原則として本設備時にも下記の機器は，再利用するものとする。

(i) しゃ断器

昇圧変電所側：1台，(2)-(a)-(ii)に同じ

(ii) 断路器 昇圧変電所：1台 (2)-(a)-(ii)に同じ

(iii) 避雷器 ” : 1組

降圧変電所：1組

(iv) 仮設接地装置

13.8kV/120V 柱上変圧器：3組

(v) 気中負荷開閉器

降圧変電所側：2台 柱上，手動操作耐塩形

定格電圧 24kV，定格電流 300A

(d) 予備品

両変電所とも適正な予備を保有するものとする。

(3) 運転方式

(3-1) 昇圧変電所

(a) 発電所内に設けられた制御室から，しゃ断器（以下CBという）の開閉操作及び各種計器の監視を発電所の常時勤務の運転員が行なうものとする。

(b) 断路器（以下DSという）は，現場での直接操作方式とする。

(c) 新発電所（以下新設 p/sという）と既設マラカル発電所（以下既設 p/sという）の両系統は，並列運転を行なうものとする。

この場合，新設，既設 p/sの発電機用C.Bで並列することが，可能であるが新設 p/sの送電用C.Bとも系統並列が可能なものとする。

(d) 線路側及び変圧器のC.B とD.S はインターロックを行なうものとする。

(3-2) 降圧変電所

(a) 監視制御は簡易監視方式とし、常時は無人とする。即ち、技術員が必要に応じて変電所に出向き、変電所の監視、巡視及び機器の操作を行なう。

(b) 必要な故障要素を技術員駐在所に伝送、表示する。

機器の操作、監視は屋外のキュービクルより行なうものとする。

(c) 低圧側の機器は屋外のキュービクルに収納する。

(d) (3-1)-(d)と同様に、C.B とD.S はインターロックを行なうものとする。

(e) 新設系統と既設系統の並列は、この変電所では行なわない。

(3-3) 暫定送電時(1期)

(a) 34.5kV送電線を13.8kVで暫定的に運転するものとする。即ち主要変圧器を設けず発電機電圧で送電するものとする。

(b) 送電線路の電圧降下(10%以内)に対処するために、新設 p/sの送電電力は約3000KW程度におさえられる。また事故時の電圧上昇を抑制するため新設、既設両 p/sの並列運転が必要である。

6-6 通信装置の設計

本プロジェクトを円滑に運転するためには、給電連絡、保守運用(事故の復旧を含む)を目的として、発電所地点及び送配線ルート地点相互に、通話連絡を可能にする必要がある。本プロジェクトでは範囲が割合限定され、日常の連絡も割合少ないと考えられるので、150MHZ帯の超短波無線方式(片通話)を採用する。

設備としては、下記とする。

基地局：新発電所、降圧変電所、マラカル発電所、保守基地とし、将来マラカル発電所は予備扱とする。工事を含む。

移動局：保守用自動車(2局)

ポータブル局：保線パトロール用(2局)

移動局、ポータブル局は予備各1を考える。

6-9 パラオ側負担分

本案件に於いて、パラオ側の負担分については打合せ議事録 ANNEX-VIに記載されているが、その主な内容は下記の通りである。

- (1) 工事に関係する用地の取得及びRight of wayの確保
- (2) 工事に必要な道路（橋を含む）の整備及び支障木の伐採
- (3) 変電所用地の整地
- (4) 電化工事の内低圧配電線の工事（木柱を除く資材は無償資金協力に含める）
- (5) 既設コロール送電系統の整備

6-10 概算事業費

本プロジェクトの規模、内容より、これの建設工事に要する費用は概ね下記のとおりと見込まれる。

(1) 積算条件

- | | |
|-------------|--|
| (a) 積算時点 | 昭和60年2月 |
| (b) 外国為替交換率 | 1 US \$ = 250円 |
| (c) 工事期間 | 工事着手後 約9ヶ月 |
| (d) 施工業者 | 日本法人 |
| (e) その他 | 日本政府無償資金協力範囲での現地に於ける建設用資機材の輸入に関する関税及び日本法人施工会社にかかる事業税等の免除事項を含む。 |

(2) 日本側負担工事費

日本側負担工事の概算事業費総額は756,000千円と見込まれる。

(3) パラオ側負担工事費

パラオ側負担工事の主なものは工事用道路の整備費で18,070千円と見込まれる。

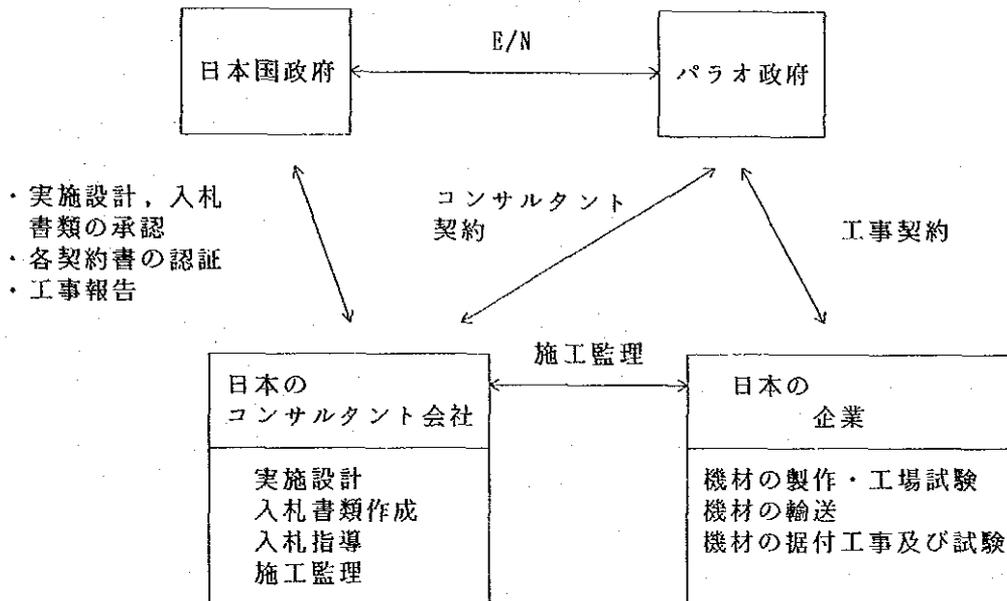
第7章 事業実施体制

第7章 事業実施体制

7-1 実施主体

(1) 実施組織

本計画は日本の無償資金協力により実施され、実施組織の全体的な関係を図示すると下図の様になる。



(2) パラオ政府の実施組織

本プロジェクトの事業実施に際しての両国政府間の折衝、ならびに必要な諸手続き等はパラオ政府行政省が、また実施設計ならびに据付工事等の技術的業務は、国家資源省が実施機関となる。工事完了迄は公共企業庁の設計技術部が担当し、その後、運転に移行した後は公益事業部が担当することとなる。

7-2 実施スケジュール

本プロジェクトの実施業務は、日本とパラオ両国の政府間の交換公文の締結後、日本政府の無償資金協力の手順に基づき、実施される。

本プロジェクトについては送配電設備を一括して実施することが望ましいが、日本政府の予算制度の関係及び現地に於いて、新しい発電所が1985年6月には完成すること等を総合的に勘案し、下記の通り2期に分けて実施することとする。

(1) 第1期

1985年4月交換公文の締結、1986年3月迄に工事完了としてこの間に新設アイメリック発電所よりK-Bブリッジ間の送電線を建設し、新発電所の電力を工事上時間のかかる変電所を経由せず、直接既設系統へ送電する。

- (a) 1985年4月より実施設計を始め、入札書類の作成、入札を行い、1985年8月迄にコントラクターを決定する。
- (b) 機材の製作は9月に開始し、12月より現地据付を開始し1986年2月末工事完了目途とする。
- (c) 準備工事としての送電線ルートの測量、工事用道路の整備は1985年11月頃を目途とする。

(2) 第2期

第2期の交換公文の締結は1985年6月頃と想定されるので、第1期より若干遅れて第2期が進行する。

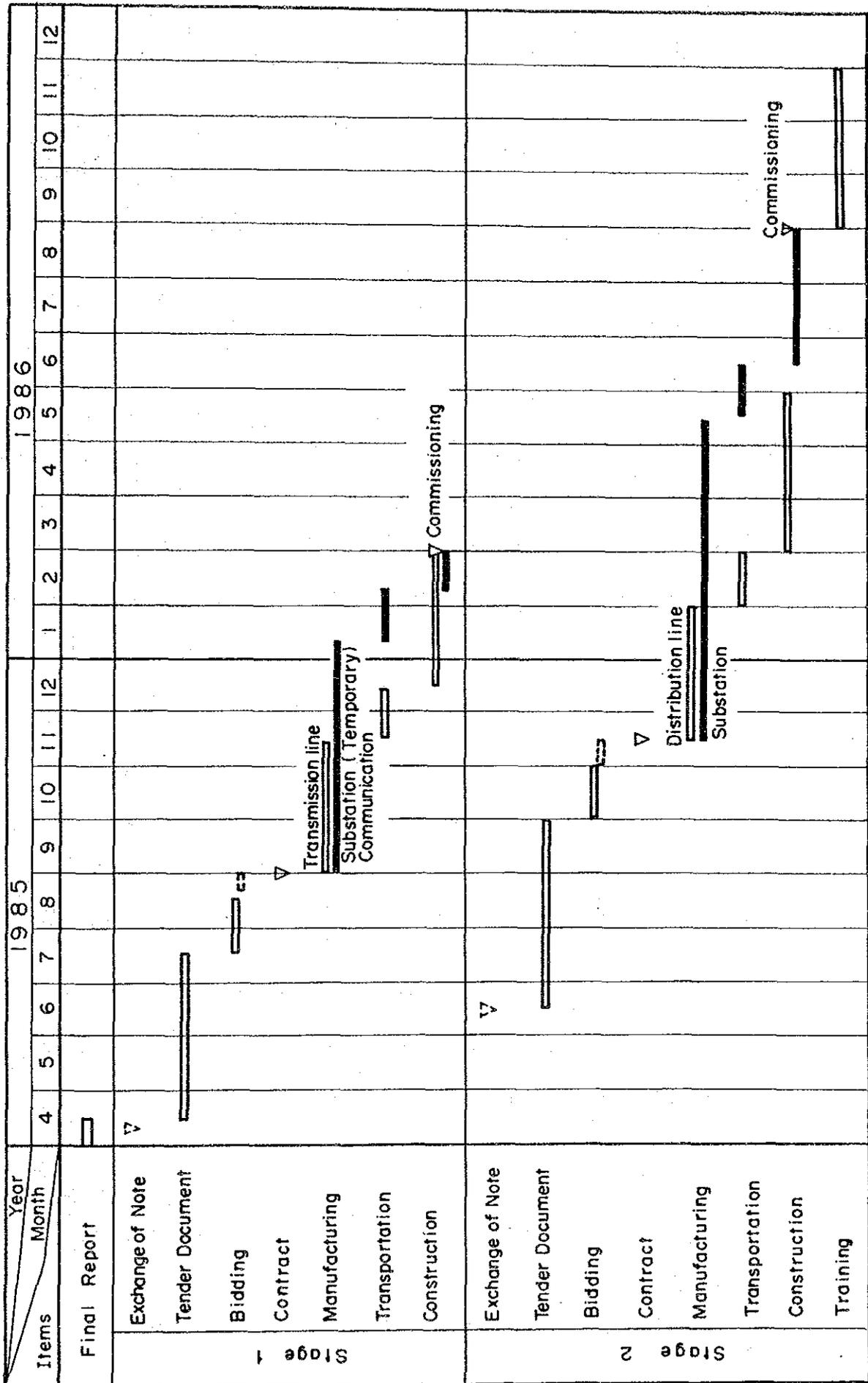
第2期は送電線の両端に接続される2箇所の変電所と、送電線の近傍の配電線の建設である。

- (a) 1985年6月より実施設計を始め、入札書類の作成、入札を行い、11月にコントラクターを決定する。
- (b) 第2期に於いて最も製作期間の必要なものは、降圧変電所に設置されるタップチェンジャー付の変圧器（製作期間約6ヶ月）で、これにより運転開始時期が決定される。
- (c) 配電線については第1期の送電線工事に継続して、工事が実施出来る工程を考慮する。
- (d) 上記各項を考慮して運転開始は1986年8月末とする。
- (e) 1986年9月より11月にかけて送配電設備についての保守及び運転技術の研修を行う。

(3) 実施スケジュール

上記第1期、第2期の実施工程を第7-1図に示した。

第7-1図 実施スケジュール



7-3 施工計画

(1) 施工方式

本プロジェクトの建設工事はパラオ政府と日本国籍を有する企業との間で締結される契約に基づき、総合請負方式で行なわれる。手続きとしては、入札、入札書類の審査等の手続きを経て、請負業者が選定されパラオ側閣議の承認をまって、工事契約が締結される。

(2) 施工工事の概要

(a) 送配電線

(i) 第1期

本工事着工前に送配電線ルート沿いに測量工事を行い、建柱位置を決定した後建柱工事を行う。この場合、工事期間が極めて限定されている為、2班編成で時間の短縮を考える。建柱後腕金、碍子取付等の装柱工事、電線の架線工事を行う。建柱工事の時期（12月～1月）は雨期から乾期への移行時期にあたり、雨天が続いた場合、能率の低下は否めない為、天候条件についても考慮しておく必要がある。

(ii) 第2期

第1期の送電線の工事に引続き継続して配電線工事を行う。手順としては送電線と同様であるが、送電線工事に比べ、配電用の柱上変圧器の設置工事が追加される。

技術的には一部道路の整備が必要な箇所を除けば、特に問題はないと思われる。

(b) 変電所

(i) 第1期

第1期の変電所関係の工事は新発電所の発生電力を、直接送電線に仮継続する工事である。この仮設備に使用する機器は、原則として、第2期の変電所の本設備に転用することで考えている。

(ii) 第2期

変電所の工事は機械基礎工事、機器据付工事、ケーブル布設、接続工事、各種試験の手順を経て運用開始となる。

変電所機器の内の最重量物は主要変圧器であり、今回の現地への搬入は海上輸

送を主として考える。

(c) 通信装置

(i) 第1期

第1期では基地局の内、新発電所、既設マラカル発電所局を設置し、自動車に取付ける移動局、パトロールの使用するポータブル局を含め運転、保守上の情報の交換に使用すると共に、各種試験及び工事の連絡等にも使用し、有効活用を図る。

(ii) 第2期

降圧変電所の運転開始時に、降圧変電所及び保守管理事務所（保守基地）にも基地局を設置し、運転保守の一層の円滑化を図る。

7-4 調達

本計画で供与される機材は総て日本で製作される為、現地調達の機材はない。

現地調達を予定しているものは、コンクリート用の骨材、陸上輸送及び据付工事の労務作業員程度である。特殊技能者については、日本或いはフィリピン等からの調達が必要となる。

7-5 維持管理計画

(1) 維持管理体制

パラオ政府は本プロジェクトが完成し、試運転が終了した時点で既設マラカル発電所を停止して、新発電所より電力を供給する計画である。

この為の運転及び保守の人員は、現在既設設備の運転保守担当者と若干の新規卒業者を採用して当らせることとなり、これに必要な技術研修については6-7で述べた様な送変電設備の研修と共に、その後についてもIPSECO社が運転保守の技術指導サービスを行うこととなっている。

(2) 運転維持管理費

本計画の送配電設備が完成した後の経済分析については、8-1に於いて試算を行っているが、これによれば、現在のマラカル発電所を運転した場合と比較し、発電所をふくめた維持管理費の大巾な政府負担の減少が期待出来る。

(3) 燃料の調達

本プロジェクトの円滑な運用の為には、新設発電所の燃料の確保が重要な問題となるが、パラオ政府は別途IPSECO社との合弁で、燃料油の販売を行う計画があり、新発電所もこの合弁会社より購入する事となっており、円滑な燃料の調達が必要条件である。

第 8 章 事業評価

第8章 事業評価

8-1 経済分析

(1) マラカル発電所における発電コスト

既設マラカル発電所は、既述のとおり老朽化し、発電コスト負担が大きいとパラオ政府は説明しているが、同政府算定によるKWH当りの発電コストは、1983年度の数値を根拠として、以下のとおり22セント/KWHになるとの説明であった。

パラオ政府の発電コスト試算（1983年度）

単 位：千ドル

人件費： 326.3	}	費用計 3,376.1 …… A
油 代： 2742.6		
燃料費 2,637.0		
潤滑油代 105.6		
修繕費： 307.2		

発電量（1ヵ月分の発電量×12） 1,284.6MWH×12=15,415MWH …… B

発電コスト（A/B）= 0.219ドル/KWH⇒22セント/KWH

上記算定には設備・機器の減価償却費、支払利息といった資本費が含まれていない。発電コストの実証には適正な資料が欠如しており、厳密な発電コスト算定は困難であるが、1984年の数値に引直して発電コストを試算しても、前記と同じ22セント/KWHという数値が得られた。

1984年度発電コスト推定値

単 位：千ドル

人件費： 342.6	}	費用計 3,574.4… A
油 代： 2726.7		
燃料費（0.98ドル/gallons 2,592千gal）… 2,540.2		
潤滑油代（5.18ドル/gallons 36千gal）… 186.5		
修繕費： 505.1		

発電量：16,406.5MWH …… B

発電コスト（A/B）= 0.218ドル/KWH⇒22セント/KWH

なお、減価償却費については設備・機器の原価が不明であり、ここでは含めないこと

とし、また使用数値は人件費については1983年の5%増、その他については1984年度の実数によった。但し、修繕費については、オーバーホールを通常の場合を引用して3年半に1度行うこととし、パラオ政府の説明により、通常年は307.2千ドル(1982年実績)、オーバーホール実施年は1,000千ドル(1984年実績)であり平均505.1千ドル $\left[=(307.2千ドル \times 2.5年 + 1,000千ドル) \div 3.5年\right]$ とした。

(2) 新発電所における発電コスト

新発電所は、既述のとおり英国のIPSECO社との契約に依るものであり、1985年6月に完成予定となっている。本建設コストは合計28,965.8千ドルであるが、これは油タンク(8基、容量計6百万ガロン)の建設費を含むものである。同油タンクの建設費は6百万ドルと推定される。

本建設費用は英国ECGD(Export Credits Guarantee Department, 輸出信用保証局)保証に基づく借款24.3百万ドル及びLIBOR(London Interbank Offered Rate: ロンドン銀行間取引ルート)ベースの借入8.2百万ドル計32.5百万ドルにより賄われている。(建設費と借入金との差額約3.5百万ドルは、借入利息及びIPSECO社との間で契約予定の発電所保守管理費・技術指導費に充当する資金であるとのこと。)上述建設費に含まれている油タンク基地は、当発電所及び洋上航海船舶に対する販売用燃料油備蓄タンク基地であり、パラオ政府はIPSECO社との共同出資により(出資比率75%:25%)、これら燃料油の購入・販売オペレーションのための合弁会社を設立し、同合弁会社がこれを運営する計画となっている。同合弁会社の具体的事業計画については、パラオ政府よりその内容を聴取し得なかったが、タンク基地の事業運営が電力事業とは別個に行われることから、後述発電コスト試算に於いては、タンク基地に関連する数値は算定ベースから除外することとした。

パラオ政府説明による新発電所発電コストについては、同じくIPSECO社によって建設されたマーシャル諸島の発電所が、新発電所と同仕様、同規模のものであり、同発電コストが7~8セント/KWHであることから、新発電所における発電コストはこれと同等になる筈であるとの説明がなされたのみであり、算出根拠となる資料等は特になくして詳細な情報は入手し得なかった。従って、新発電所における発電コストの試算を精緻に行なうことは困難であるが、日本における標準的な方法に従って平均発電コストを試算した結果は、次表のとおりである。

算出根拠については、資料8-1を参照されたい。

年間発生電力量 (15ヶ年間平均)	48,287,700KWH …… A
建設費	22,965,800ドル …… B
年間経費	(単位：米ドル)
資本費	2,363,500
直接費	1,115,100
(修繕費)	(459,300)
(諸費)	(91,900)
(人件費)	(447,600)
(潤滑油費)	(116,300)
燃料費	2,241,600
年間総経費	5,720,200ドル …… C
資本費を除く総経費	3,356,700 “ …… D
発電コスト	
資本費を含む場合 (C/A)	12セント/KWH
資本費を除く場合 (D/A)	7セント/KWH

新発電所における平均発電コストは、上表のとおりであり、パラオ政府説明によるマーシャル諸島発電所の発電コスト7～8セント/KWHに対しては、資本費を含めない場合において結果的に7セント/KWHというほぼ同値が得られた。また資本費を含めた場合の発電コストは12セント/KWHとなり、既設電力系統の発電コスト22セント/KWHより安価な数値となった。

なお、新発電所電力系統における発電コスト試算に際し、パラオ政府に減価償却の概念がなく、これを組み入れることは不可能であるが、発電所建設にかかわる借入金に対する元本返済は、当事業のためにパラオ政府が負う直接的費用であり、いわば減価償却に相当するものとして、支払利息と共に資本費に組入れることが適当かつ実際的であると思料されるものである。パラオ政府は借入金の返済原資は米国からの財政援助資金によるとしているが、これは、例年の援助資金に加えて同借入金返済用資金

が別途供与されるというものではない。

従って、平均発電コストを12セント/KWHとすれば、既設マラカル発電所電力系統の発電コストとの比較が可能である。これにより、パラオ政府財政府の負担度の検討を行うこととする。

(3) 新旧電力系統の発電コスト比較

既述試算により、既設電力系統から新設電力系統への移行による発電コストの減少は、KWH当り10セント(22セント/KWH-12セント/KWH)となり、1984年の年間発電量実績値16,406.5MWHに基づいて発電コストを比較すれば、既設電力系統の発電コストより年間約1,640千ドル安く済むということになる。

年間発電コスト比較：

既設ベースでの年間発電コスト：16,406.5MWH × 22セント = 3,609.4千ドル

新設ベースでの年間発電コスト：16,406.5MWH × 12セント = 1,968.8千ドル

△ 1,640.6千ドル

また機械設備の耐用年数を15年として、今後15年間の平均年間発電量に基づいて発電コストを比較すれば、次のとおり年間約4,170千ドルの改善が図れることになる。

平均年間発電量：・前掲新設発電所の発電コスト内訳における平均年間発電量を、

48,287.7MWH とする。

・既設発電所の最大発電量は41,697.6MWH とする。

(根拠) 8台のうち常時使用を7台、平均負荷率を70%とすると

$(8,000 - 1,200) \text{ KW} \times 70\% \times 24 \times 365 = 41,697.6 \text{ MWH}$

・41,697.6MWH以上の既設による発電コストは、新設と同じ12セント/KWHを用いることとする。

年間発電コスト比較：

(既設ベースでの年間発電コスト)

41,697.6MWH × 22セント = 9,173.5千ドル

6,590.1MWH × 12セント = 790.8 "

} 9,964.3 千ドル

(新設ベースでの年間発電コスト)

48,287.7MWH × 12セント

= 5,794.5千ドル

△ 4,169.8千ドル

以上のとおり、既存発電量を新設発電所の発電で行えば年間約1,640千ドル発電コストが削減されることになり、また今後15年間に於ける平均発電量を既設発電所で発電

するとすれば、年間約 4,170千ドルの発電コストが新設電力系統による場合より多く高むということになる。

即ち、新発電所電力系統への移行により、発電コスト面からパラオ政府の財政負担度は相当程度削減されることになり、加えて本事業がもたらす産業・経済の開発その他諸々の裨益効果により政府財源を潤すことが期待出来る。

(4) 政府財政負担への影響

(a) 電力料金を含めた場合の政府財政負担度比較

1980年度以降の電力料金収入は以下のとおりである。

	電力料金収入 (千ドル)
1980年度	632.4
1981 "	696.1
1982 "	705.1
1983 "	不詳
1984 "	不詳

1983年度以降の電力料金は不詳であるが、1984年の発電量16,406.5MWH から政府使用分5,000MWHを差引き後の数値で試算すると、1984年度の料金収入は1,026.6千ドル { $(16,406.5\text{MWH} - 5,000\text{MWH}) \times 9\text{セント}$ } となる。

従って、1984年度の電力料金収入は、年間約 1,000千ドルと推定することが出来る。以上から1984年度の電力事業における政府財政負担額（ネット）は約 2,610千ドル { $= \text{年間発電コスト}(16,406.5\text{MWH} \times 22\text{セント}) - \text{電力料金収入}(1,000\text{千ドル})$ } ということになる。これに対し、これを新設発電所電力系統の発電コストに置換えた場合は、約 970千ドル { $= \text{年間発電コスト}(16,406.5\text{MWH} \times 12\text{セント}) - \text{電力料金収入}(1,000\text{千ドル})$ } となり、政府財政負担額は約 1,630千ドル減少する計算となる。

また、パラオ政府に電力料金改訂の意向なきことから、現行料金据置のまま、今後15年間における平均年間発電量(48,287.7MWH)に基づき、政府財政負担を比較すれば、次の通りとなる。

政府使用電力量は、既述算定のとおり1985年の使用を全体の30%、即 $4,000\text{KW} \times 0.7 \times 0.3 = 840\text{KWH/h}$ 、10年後の需要値を + 610KW (= 平均負荷率を70%として

427KWH/h, 年間増加量 = 42.7KWH/h)とし, その後15年までは $3.4\% \left(= \frac{42.7}{840+427} \right)$ の増加率として15年間平均使用量を945.7KWH/h⇔年間 8,284.3MWH/年とする。また既設発電所の最大発電量は既述のとおり, 41,697.6MWH/年とし, それ以上については新設発電所発電コスト = 12セント/KWHによるものとする。

新設電力系統発電コストをベースとした場合

収入: $(48,287.7\text{MWH} - 8,284.3\text{MWH}) \times 9 \text{セント} = 3,600.3 \text{千ドル}$

発電コスト: $48,287.7\text{MWH} \times 12 \text{セント} = 5,794.5 \text{千ドル}$

政府財政負担額: 2,194.2千ドル/年

既設電力系統発電コストをベースとした場合

収入: 3,600.3千ドル

発電コスト: $41,697.6\text{MWH} \times 22 \text{セント} + (48,287.7 - 41,697.6) \text{MWH} \times 12 \text{セント}$
 $= 9,964.3 \text{千ドル}$

政府財政負担額: 6,364.0千ドル/年

以上により, 新発電所電力系統による今後の発電量を仮に, 既設発電所により送配するとすれば政府の財政負担は年間約 4,170千ドル(6,364.0千ドル - 2,194.2千ドル) 多く嵩むこととなる。

また, 既設による1984年度の発電量16,406.5MWH の財政負担額が計約 2,610千ドルであって, 新設による今後15年間の平均年間発電量48,287.7MWH の財政負担がネット約 2,190千ドルであることから, 発電量が約 2.9倍となる一方政府財政負担は逆に 420千ドル = 16% 減少することになり, 政府財政負担は相対的に削減されることが出来る。

以上のとおり, 既設発電所電力系統と新発電所電力系統とにおけるパラオ政府の財政負担への影響は, 発電規模が異なることから単純な比較は困難であるが, 今後15年間の平均電力需要量に基づいて試算すれば, 年間 4,170千ドルの負担減少となり, また発電量増加に対し政府負担額は減少していくことになるということが言える。

(b) 今後10年間の電力事業収支面の政府財政負担度比較

次に, 1995年までの政府財政における電力事業収支の推移を, 今後10年間の発電量をもとに新発電所電力系統による場合と既設発電所電力系統を使用した場合とで比較・検討する。

新電力系統による場合と既設電力系統による場合とでの今後10年間のパラオ政府の電力事業収支の推移は、第8-1表のとおりである。

同表にあるとおり、新発電所電力系統による場合の電力事業収支は、借入金の返済を主因として、当面相当の財政負担を強いられることになるが、年を追うに従って財政負担幅は減少し、1993年度から同収支はプラスに転じることになる。

一方、既設電力系統を使用した場合には、発電費用が高いことから発電量の追加と共に電力事業収支の逆転、即ち政府負担額は次第に増加することとなり、新設電力系統と比較した場合、1986年度までは既設系統による場合の方が政府負担は少なく済むが、1987年度以降は新規系統による場合の方が負担額は軽くなり、その額は年を追うに従ってその差は広がってくる。

以上のとおり電力事業収支面で政府財政の負担度を比較した場合、新発電所電力系統に依る場合の方が、明らかに政府財政にとってプラスであるということが出来る。

8-2 国家レベルでの便益及び効果

本プロジェクトを通して、新発電所の電力を安定に供給することにより、国家的レベルでの便益及び効果としては下記の諸点が考えられる。

- 現在の自家用発電の発電コストの高い電力が、国からのコストの安い電力を受ることによる経営の安定化、活性化が図られる。
- 電化地域への電力の供給と民生の安定化
- 新規需要の開発に伴う経済社会活動の活発化

といった直接的な電力需要の創出効果を通して、長期的に見た場合の規模のスケールメリット等による発電コストの大巾な低下が可能となり、政府の財政負担の軽減が可能となる。また電気の安定供給及び低廉価格より、産業開発、民生、教育面への支出増等の相乗効果により、下記の如き間接的な効果が期待される。

- 経済開発に伴い雇用創出効果が期待され、併せて労働生産性、所得水準の向上が期待される。
- 人口の移動が進められた過密過疎の解消につながる。

8-3 地域および消費者レベルでの便益及び効果

本プロジェクトの地域及び消費者レベルでの便益及び効果としては、下記の諸点が考

第8-1表 新旧発電所の財政への負担
比較 (1985年~1995年)

(Unit: US\$ 1,000.-)

	Annual Amount Generated Power	Annual Gov. Consumption	Revenue from the Power Project		The Burden to the Finance by usage of new Power Plant				The Burden to the Finance		(E) - (G) The Comparison in the Burden to the Finance (X 3) by New and Existing System
	(A) (MWH)	(B) (MWH)	Amount of Power sold (MWH)	(C) Revenue	Generation Cost (%) (B x 7 cents)	Repayments to the loan	Total Cost to (D) Generate Power	The Burden to Gov. (E) (C - (D))	(F) (X 2) Generating Power Cost	(G) (C - (F)) The Burden to the Fin	
FY 1985	0 24,528.0	7,358.4	0 17,169.6	0 1,545.3	0	Δ 7,066.2	7,066.2	Δ 7,066.2	5,396.2	Δ 3,850.9	Δ 3,215.3
1986	13,797.0 27,594.0	3,866.3 7,732.5	9,930.8 19,861.5	893.7 1,787.5	965.8	6,172.6	7,138.4	Δ 6,244.7	6,070.7	Δ 4,283.2	Δ 1,961.5
1987	30,660.0	8,106.5	22,553.5	2,029.8	2,146.2	4,168.5	6,314.7	Δ 4,284.9	6,745.2	Δ 4,715.4	430.5
1988	33,726.0	8,480.6	25,245.4	2,272.1	2,360.8	3,872.5	6,233.3	Δ 3,961.2	7,419.7	Δ 5,147.6	1,186.4
1989	36,792.0	8,854.6	27,937.4	2,514.4	2,575.4	3,569.4	6,144.8	Δ 3,630.4	8,094.2	Δ 5,579.8	1,949.4
1990	39,858.0	9,228.7	30,629.3	2,756.6	2,790.1	3,269.8	6,059.9	Δ 3,303.3	8,768.8	Δ 6,012.2	2,708.9
1991	42,924.0	9,602.7	33,321.3	2,998.9	3,004.7	2,801.2	5,805.9	Δ 2,807.0	9,320.6	Δ 6,321.7	3,514.7
1992	45,990.0	9,976.8	36,013.2	3,241.2	3,219.3	1,296.2	4,515.5	Δ 1,274.3	10,117.8	Δ 6,876.6	5,602.3
1993	49,056.0	10,350.8	38,705.2	3,483.5	3,433.9	0	3,433.9	49.6	10,792.3	Δ 7,308.8	7,358.4
1994	52,122.0	10,724.9	41,397.1	3,725.7	3,648.5	0	3,648.5	77.2	11,466.8	Δ 7,741.1	7,818.3
1995	55,188.0	11,098.9	44,089.1	3,968.0	3,863.2	0	3,863.2	104.8	12,141.4	Δ 8,173.4	8,278.2

Assumptions

(X 1) New Power Plant System will be operated in April 1986.

(X 2) The Generating Power Cost by the use of the Existing Power Plant System

- Average load factor as 70%. the Maximum amount of power will be generated by 7 units of plant out of 8 (8,000-1,200) kW x 70% .
x 24 x 365 = 41,697.6 MWH / year
- Therefore cost will be 22 cents/kWH up to 41,697.6 MW. for Exceeding amount of 41,697.6 MWH, the cost is 12 cents/kWH which
obtained from the averag generating power cost of new Power Plant System.

(X 3) The Comparison in the Burden to the Government Financial Affiers by the New and Existing Power Plant System (E)-(G) for the cost of
the Burden to the Finance

- Δ indicate in Case of the New Power Plant System Exceeds Amount of cost to the Burden to the Finance Compare to the one from the Existing Power Plant System
No- mark indicate less amount of Burden to the Finance by Comparison in the New and Existing Power Plant System

えられる。

- (1) 需要家に対し、信頼性の高い安定した電力を供給することが可能となり、日常生活からの不便、焦燥からの解放。
- (2) 未電化地域の電化が可能となり、日常生活面での生活、教育、医療、治安面でのレベル向上。
- (3) 地域住民の文化生活導入及び効果的な情報伝達等による社会の活性化。

