

第 3 章 電力需給の現状

3-1 電力一般事情

ガイアナの電力供給は電気事業者である Guyana Electricity Corporation(GEC) と同国の重要産業であるボーキサイトの鉱山をもつ Guyana Mining Enterprise (GUYMINE)、砂糖の生産を担当する砂糖エステートや精米工場によって所有運営され、僻地では Ministry of Works and Housing が電気供給の任に当たっていると云う特殊な状況下にある。

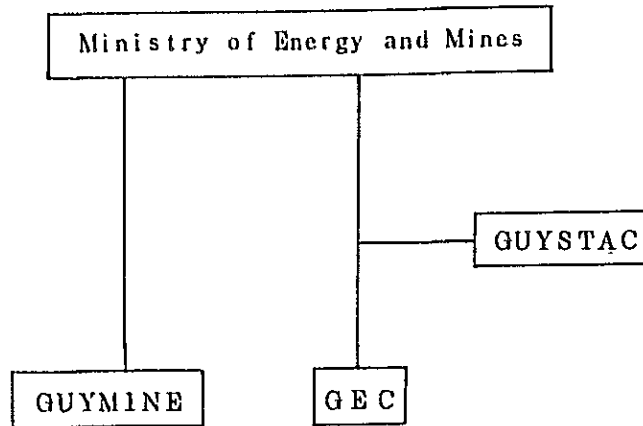
3-1-1 GECの設立の背景

英領ギアナ時代は British Guiana Electricity Corporation が首都ジョージタウン及びその周辺農村地域に電力を供給していた。その後1950年代には、Demerara Electric Co. Ltd. がジョージタウン周辺地域の電力の供給を行うようになった。この Demerara Electric Co. Ltd. の他に Linden 鉱山とその周辺地域に電力を供給する Demerara Bauxite Co., 又、Reynold Bauxite Co. や New Amsterdam Municipality システムその他、砂糖エステートや個人所有の小規模自家発電業者が散在していた。

1960年ガイアナ政府は発電設備の増強、配電網の拡充、近代化の意図のもとに、Demerara Electric Co. Ltd. の事業を買収し、1962年12月24日 Electricity Act にもとづき、新しい公共事業体として、Guyana Electricity Corporation (GEC) を正式に発足させた。

3-1-2 GECの組織

GEC は8名からなる理事会 (Board of Directors) の管理下におかれ、Ministry of Energy and Mines (エネルギー・鉱山省) および Guyana State Corporation (GUYSTAC) の監督をうけている。



(1) GECの組織はGeneral Manager（総裁）のもとに、技術部、経理部、その他、総務人事、研修等の各部がある。1983年9月14日現在の組織図は添付資料-5に示す通りである。

(2) 1983年9月現在、GEC職員数は1,288名で、その内訳は以下の通りである。

総務部門	80名
土木部門	85名
電気部門	90名
経理部門	256名
その他	777名
計	1,288名

なお、上記職員中、幹部職員7名が主として英国籍をもつ外国人職員である。

3-1-3 ガイアナ電力供給におけるGECのシェア

1983年現在におけるGECおよびGEC以外の諸機関の所有する発電設備と年間発電電力量は次表に示す通りである。

表3-1-3 ガイアナ全国発電設備

GEC 所有 設備		GEC 以外の 設備		ガイアナ全土の設備	
設備出力(MW)	発電量(百万kWh)	設備出力(MW)	発電量(百万kWh)	設備出力(MW)	発電量(百万kWh)
105.7	228,880	68.4	132,067	174.1	360,947
(61%)	(63%)	(39%)	(37%)	(100%)	(100%)

上記の表から判るように、GECの所有する発電設備および年間発電電力量はガイアナ全土の発電設備および年間発電電力量の60%以上を占めている。

また、ガイアナ全土の1982年の発電電力量は360,947kWhであるので、国民1人当りの発電電力量は453kWhとなる。ちなみに南米大陸諸国の1980年における国民1人当りの発電電力量は次表に示すように、隣国のベネズエラ、スリナムおよびブラジルに比べ遙かに少く、また南米大陸12ヶ国の平均(1,172kWh)の半分以下であり、このことからガイアナ国の産業並びに近代化の立ち遅れと国民所得の低さが伺える。

表3-1-3 南米大陸諸国の国民1人当りの発電々力量

Year Country	1 9 8 0				1 9 8 2			
	Population 1000 Persons	Installed Capacity (MW)	Annual Generation (GWH)	KWH Per Person	Population 1000 Persons	Installed Capacity (MW)	Annual Generation (GWH)	KWH Per Person
Argentina	27,710	11,795	40,600	1,465				
Bolivia	5,600	430	1,510	270				
Brazil	118,610	31,735	137,383	1,158				
Chile	11,100	3,771	11,500	1,036				
Colombia	27,090	4,860	20,645	762				
Ecuador	8,350	1,125	3,155	378				
Guyana	793	170	416	524	797	174	361	453
Paraguay	3,170	370	810	256				
Peru	17,780	3,192	9,805	551				
Surinam	390	420	1,610	4,128				
Uruguay	2,910	835	3,331	1,145				
Venezuela	13,910	7,807,335	33,349	2,397	16,111	9,794,323	36,417	2,260

3-1-4 電力系統と供給区域

ガイアナの電力系統および供給区域は添付資料-6に示すように次の系統からなっている。

表3-1-4(1) G E C の電力系統

電力系統名	発電所名	供給区域
Georgetown 連系系統	Kingston 発電所 Garden of Eden 発電所 Versailles 発電所 Ruimveldt 発電所	Georgetown 市内、East Coast of Demerara、East Bank of Demerara、West Bank of Demerara、West Coast of Demerara
West Berbice 系統	Onverwagt 発電所	West Berbice (Mahaiaca 川から Berbice 川に至る大西洋岸地域)
East Berbice および Corentyne 系統	New Amsterdam 発電所 Canefield 発電所	New Amsterdam から Corriverton に至る大西洋岸沿い 60km の地域
Essequibo Coast 系統	Anna Regina 発電所	Essequibo 西部の大西洋岸沿いの 50 km の地域
Bartica 系統	Bartica 発電所	Bartica 地域
Wakenaam 系統	Wakenaam 発電所	Wakenaam 島

表3-1-4(2) G U Y M I N E の電力系統

電力系統名	発電所名	供給区域
Linden 系統	Linden 発電所	Linden 鉱山およびその周辺地域
Kawakani 系統	Kawakani 発電所	New Amsterdam から 15.0 km Berbice 川をのぼった所にあるボーキサイト鉱山と周辺地区
Everton 系統	Everton 発電所	Everton 地区の小鉱山地帯

3-1-5 発電設備 (GEC)

GECは1983年9月現在、6ヶ所の供給区域内に添付資料-7に示すように発電所数10ヶ所、ユニット数30台を有している。

設備出力合計は108.69MWである。うち汽力3台(10MW×3)、ガス・タービン2台(10MW×2)、残る25台はすべてディーゼル発電機であり、その殆んどが1970年代に商業運転に入ったものである。1977年以降国際収支の悪化に伴なう外貨不足により、予備品の調達が困難となり、発電設備を十分に整備することが不可能となり、現在12台が運転不能の状態にあり、残る発電機も十分な機能を発揮できず、最大可能出力は45.43MWにとどまり、総設備出力の約42%になっている。

また、同表からわかるように、50Hz発電所と60Hz発電所が混在し、首都圏のジョージタウン電力系統内の50Hz系発電所と60Hz系発電所とは、Sophiaの周波数変換装置で連系されている。

3-1-6 送配電設備

送配電設備は添付資料-8に示すようにLinden発電所からSophia周波数変換所までの69KV送電線がある。さらに同周波数変換所から#53Villageまでの69KV送電線の工事が現在進められており、1985年末に完成が予定されている。

各送電線の諸元は以下の通りである。

表3-1-6 送電線一覽

区 間	電 圧 (KV)	亘 長 (Km)	回線数	備 考
Linden - Garden of Eden	69	81.6	1	
Garden of Eden - Sophia	69	28.8	1	
Sophia - Onverwagt	69	73.6	1	建設中
Onverwagt - Canefield	69	41.6	1	建設中
Canefield - #53Village	69	56.0	1	建設中

配電電圧は60Hz系では13.8KVに統一されているが、50Hz系では11KV、4KV、4.16KVの3種類がある。

3-1-7 電気料金

GECの1983年9月現在有効な電気料金料率は以下に示す通りである。

(単位：G\$)

(a) CATEGORY A—電灯需要家	
月額料金	2.30
最初の50kWhまで	0.39/kWh
51kWh以上	0.68/kWh
(b) CATEGORY B—商業需要家	
月額料金	2.30
kWh料金	0.84/kWh
(c) CATEGORY C—軽工業需要家	
基本料金(kVA当り)	12.00
最初の200kWhまで	0.73/kWh
201kWh以上	0.63/kWh
(d) CATEGORY D—重工業需要家	
基本料金(kVA当り)	11.00
最初の200kWhまで	0.63/kWh
201kWh以上	0.53/kWh

1982年のGECの総売電量は、172GWhで、その売電収入は97,618,000G\$であるので、kWh当りの平均売電料金は0.57G\$(約46円)で、ガイアナの国民所得水準からみて非常に高いと云える。

3-2 電力需給の現状(GEC)

3-2-1 全電力系統の電力需給状況

GEC全体の各電力系統内における電力需給の合計は、次の通りである。

表 3-2-1 G E C 全系統電力需給状況

年次	需 要 端 消費電力量 (GWh)	送電端電力量 (GWh)	発電端電力量 (GWh)	所内および 系統ロス (GWh)	所内および ロス率 (%)	最大電力 (MW)
1970	129	147	157	28	17.8	31.4
1971	136	153	164	28	17.1	31.3
1972	144	157	168	24	14.3	33.7
1973	159	171	182	23	12.6	36.8
1974	158	172	184	26	14.1	37.3
1975	165	180	192	27	14.1	39.0
1976	176	213	227	51	22.5	38.7
1977	163	232	249	86	34.5	43.9
1978	170	210	223	53	23.8	44.1
1979	179	225	236	57	24.2	45.2
1980	183	228	240	57	23.7	
1981	190	243	255	65	34.2	
1982	172	219	229	57	24.9	
年平均 増加率	2.43%	3.38%	3.20%			

1982年の電力消費の内訳は、

- 家庭用 63.64GWh (37%)
- 商業用 41.28GWh (24%)
- 工業用 60.20GWh (35%)
- 街路灯用 6.88GWh (4%)

で、家庭用と商業用の構成比は61%を占め、工業は僅か35%を占めるにすぎない。これは、ボーキサイト、砂糖、精米等の大企業が自家用発電設備をもっているため上記のように工業負荷の構成比が少ない。

3-2-2 ジョージタウン電力系統内の電力需給の現状

(1) 発電設備の現状

GECの電力供給の約80%を占める首都ジョージタウン電力系統内の各発電設備の現状は、下表に示す通りである。

表3-2-2(1) ジョージタウン系統内の発電設備

(As of September 1983)

Power Plant	No. of Unit	Frequency (Hz)	Rated Capacity (MW)	Type	Commissioning Year	Max. Capacity (MW)	Remarks
Kingston B	1	50	10.0	Steam	1963	9.0	Out of Order
	2	50	10.0	Steam	1963	-	
	3	50	10.0	Steam	1963	9.0	Out of Order
	1	50	10.0	Gas	1978	-	
	2	50	10.0	Gas	1978	-	
Ruimveldt	1	50	1.0	Diesel	1959	-	Out of Order
	2	50	1.0	Diesel	1959	0.9	
Versailles	1	50	2.0	Diesel	1972	-	Out of Order
	2	50	2.0	Diesel	1972	-	
	3	50	2.0	Diesel	1972	1.0	Out of Order
	4	50	2.0	Diesel	1972	0.8	
Garden of Eden	2	60	5.7	Diesel	1975	4.0	Out of Order
	3	60	5.7	Diesel	1975	4.0	
	4	60	5.7	Diesel	1976	-	
	5	60	5.7	Diesel	1976	4.0	
Total			82.8			32.7	

ジョージタウン電力系統内には4ヶ所の発電所があり、発電ユニットは15台で、定格最大出力の合計は82.8MWである。しかし、前に述べたように、予備品の補充困難で、現在、7発電ユニットが運転出来ず、同系統内の可能最大出力の合計は32.7MWで、総設備出力の40%に止まっている。

(2) 電力需給の現状

1975年から1982年までのジョージタウン電力系統内の、電力需給の現状は、下表に示す通りである。

表 3-2-2(2) ジョージタウン系統内の電力需給状況

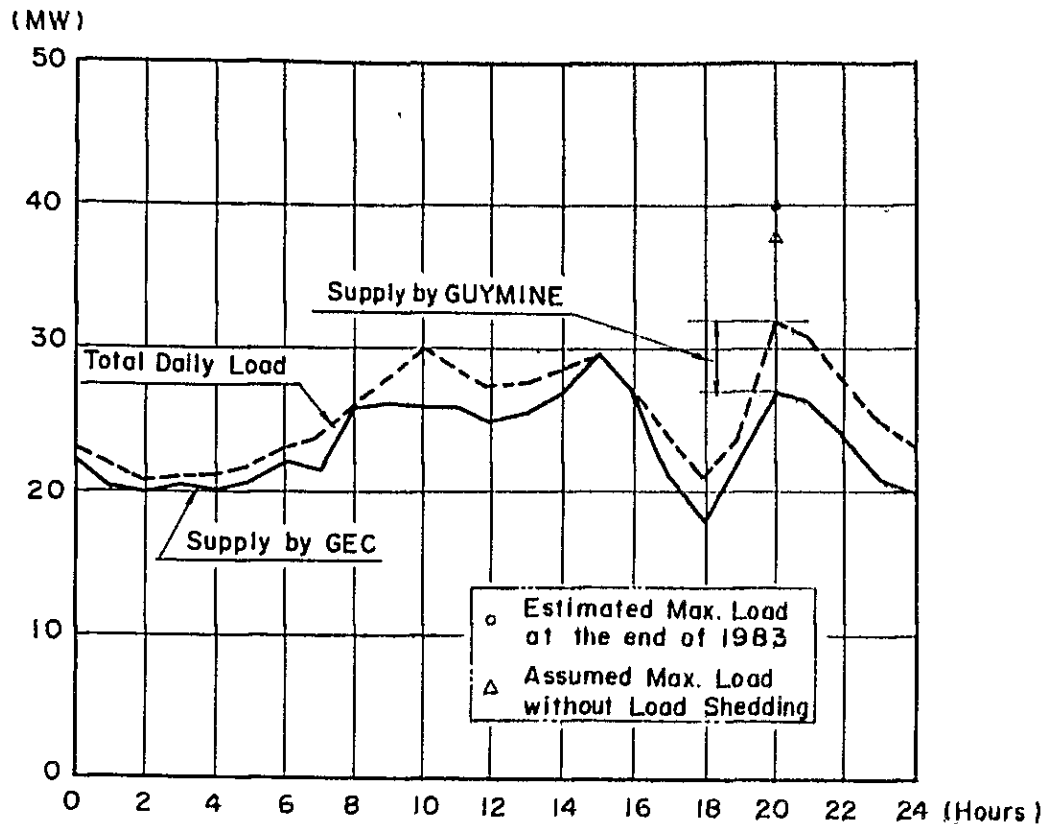
年次	需要家数	消費電力量 (GWh)	所内および 流通ロス (%)	発電端 電力量 (GWh)	負荷率 (%)	最大需要 電力 (MW)
1975		144.8	24.8	192.4	64.8	33.9
1976		144.7	25.0	192.9	66.7	33.0
1977	59,066	(0.13) 165.69	25.3	(0.17) 221.9	67.4	(0.03) 37.6
1978	60,828	(2.9) 150.39	24.8	(3.8) 200.0	61.9	(0.7) 36.9
1979	62,709	(0.7) 155.07	23.8	(0.92) 203.5	63.8	(0.2) 36.9
1980	64,649	(0.7) 155.82	23.8	(0.92) 204.4	64.4	(0.2) 36.2
1981	66,649	162.64	23.8	213.4	67.5	36.1
1982	68,710	143.17	23.4	186.8	61.5	34.7

() 数値はロード・シェディングによる数値で外数である。

この電力系統内では、需要家数は毎年3%増加しているにも拘わらず、消費電力量は毎年減少傾向にある。この原因は、電力供給力の不足により、1977年以降、計画停電が行われている為である。

1983年9月現在、この系統内の負荷状況は次の日負荷曲線の通りである。

図 3-2-2 日負荷曲線 (1983年9月7日)



この系統の最大電力は午後8時(点燈時)の32 MWであり、このピーク時には他社(GUYMINE)のLinden発電所から電力の供給を受けている。この最大電力(32 MW)も添付資料9に示すような計画停電によって制限された結果の値であり、また、この系統内の最大電力は、米の刈り入れ時期である12月に発生し、その増加分は約2 MWである。従って、現在実施されている計画停電を解消するための最大電力の増加分約6 MW(GECの試算)と、上期12月の増加分を考慮すると、1983年末のジョージタウン系統の最大需要電力は約4.0 MWと想定される。

3-3 最大需要電力の予想と発電設備の整備計画

3-3-1 最大需要電力の予想

1985年末にジョージタウン電力系統と、West Berbice 電力系統およびCorentyne 電力系統が、69 kV 送電線によって連系される。連系後は電力の潮流が変わるので、1983年末から1985年末までのジョージタウン電力系統内の最大需要電力を予測すると、1982年9月に作成されたBEI レポート(註)には、1982年か

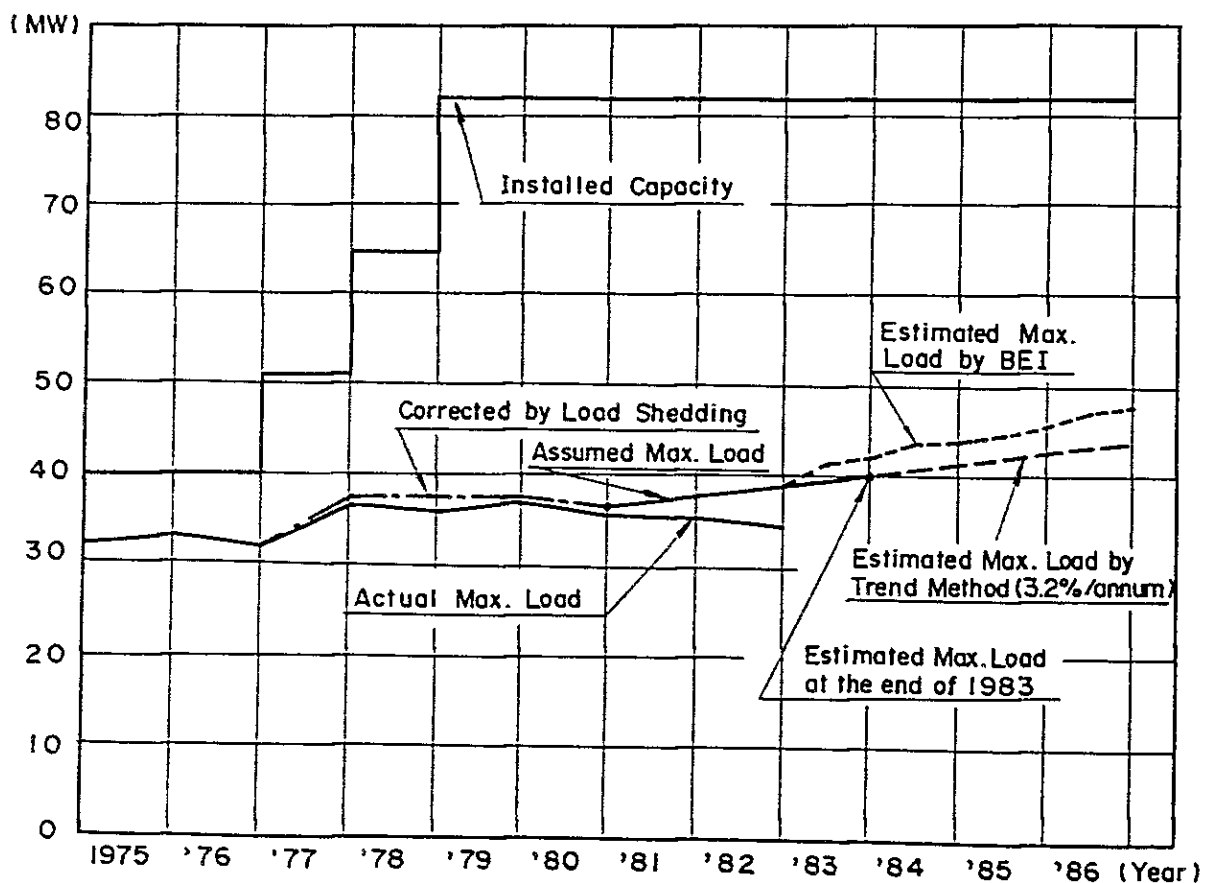
ら1987年までの予想最大需要電力を積み上げ方式によって次のように想定されている。

表 3-3-1 BEI による予想最大需要電力

YEAR	1982	1983	1984	1985	1986	1987
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
最大電力	39.83	43.18	44.29	46.50	48.83	51.27

また、1975年から1982年までの実績最大需要電力はTable 3-2-2(2)の通りである。また、1981年及び1982年の計画停電による供給支障電力量の記録がないため、1980年の実績最大需要電力を36.4MWとし、前項で述べたように1983年末の最大需要電力を40MWとすると、1981年、1982年の実績最大需要電力は、次の表から37.5MW, 38.6MWという値が想定される。

図 3-3-1 ジョージタウン系統の予想最大需要電力



この電力系統内の過去5年間の年平均需要家数の増加率は3%であり、1981年、1982年の想定最大需要電力の増加率は3.2%であるので、1983年から1986年までの予想最大需要電力の増加率も同じと仮定すると(傾向法)、1984年、1985年、1986年の予想最大需要電力は41.3MW、42.6MW、43.9MWと予測することが出来る。

BEI レポートによる積み上げ法、および上記の傾向法の2つの予測値から、1984年、1985年、1986年の予想最大需要電力はこの2種類の予測値内の数値になるものと思われる。

(註) British Electricity International(BEI)はイギリスの電力コンサルタントである。同社は世銀の借款で、GECの既設送配電網の容量、既存発電設備の整備復旧、将来における電力系統の形成等に関する調査等を行った。

報告書は“The Rehabilitation and Development of GEC System, 1982-87”と題し、1982年9月にGECに提出され、正式に承認されたものである。

3-3-2 発電設備の整備計画

1983年9月現在、既に供給力の不足から計画停電が行われているジョージタウン電力系統内で、将来需要に対し十分な電力の供給を行うには、前節3-3-1で述べた予想最大電力に見合う発電設備の新設、或るいは既設発電設備の整備が必要である。

GECの所有するこの系統内の発電設備の合計定格出力は82.8MWであるので、ガイアナ政府ならびにGECは、火力発電設備の新設を行わず、Ruimvelt発電所(1.0MW×2, 1959年建設)を除く、すべての既設火力発電設備の整備によって、予想最大需要電力に対処しようと、次のような整備計画を立て、現在鋭意同計画の推進に努力している。

(1) Kingston 発電所2号機(Steam)の整備

1984年6月未完了予定

(2) Garden of Eden 発電所4号機(Diesel)の整備

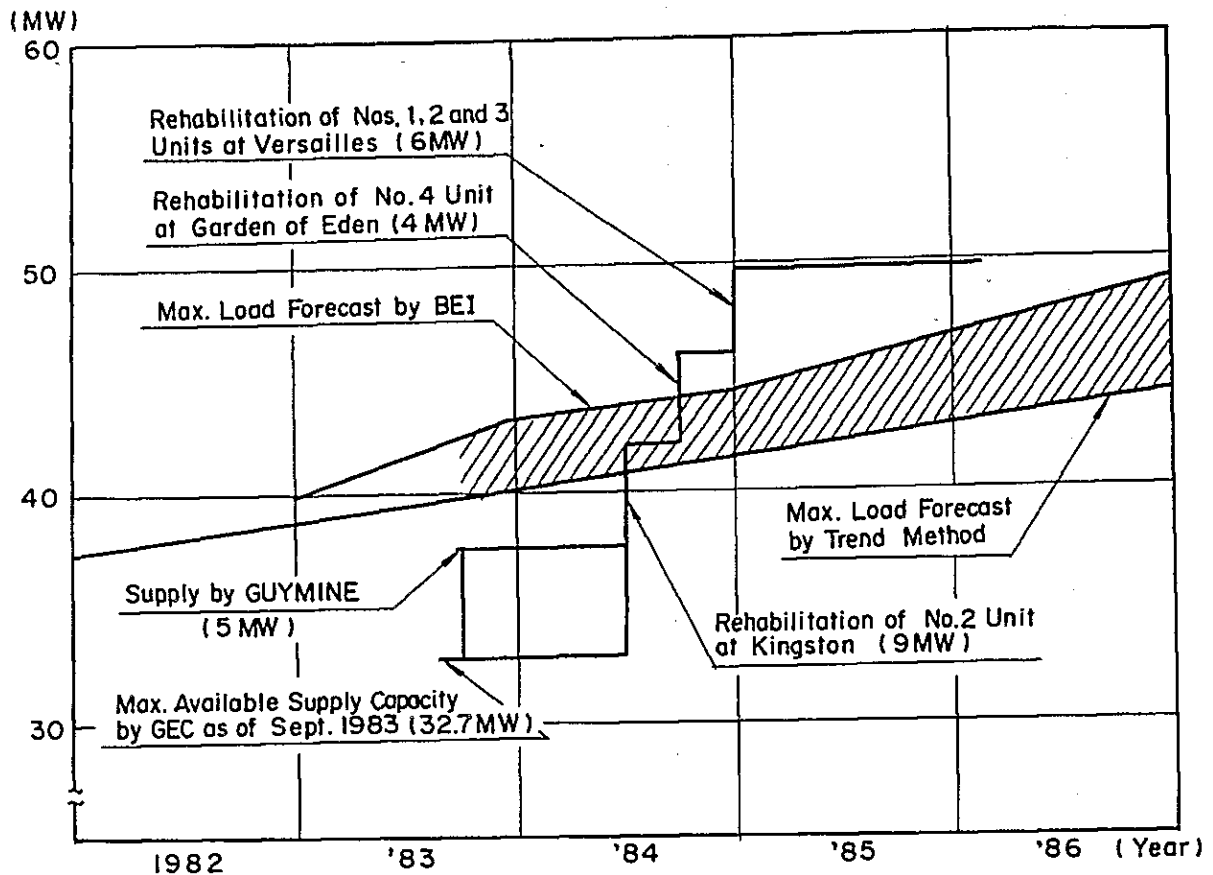
1984年9月未完了予定

(3) Versailles 発電所1, 2, 3号機(Diesel)の整備

1984年未完了予定

上記整備後の電力需給バランスは図3-3-2に示す通りである。

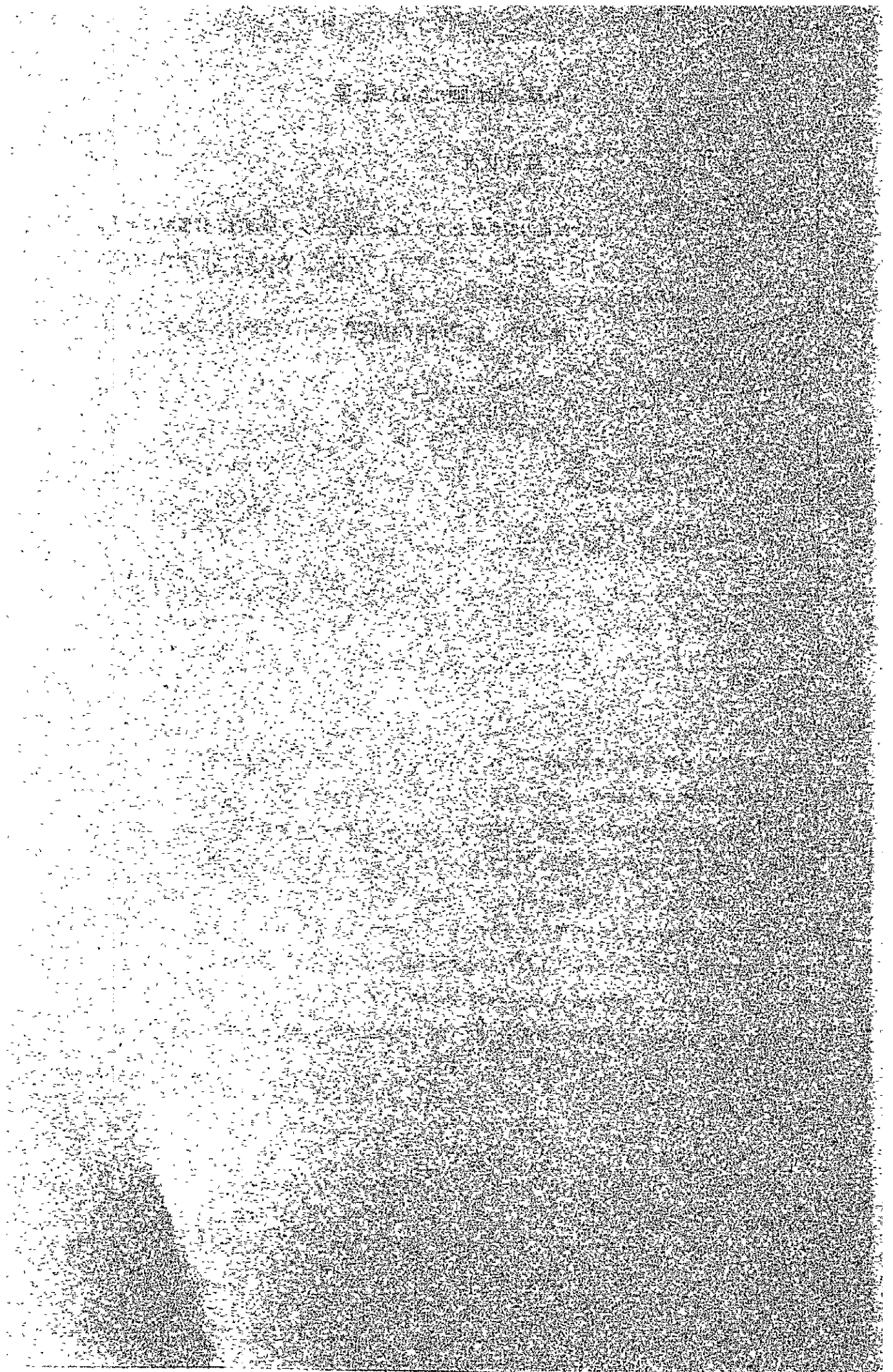
図 3-3-2 電力需給バランス



一般的に需給バランスを考える場合、その電力系統内の最大発電ユニットの定期点検或るいは事故停止時等を考慮して、それに見合う予備供給力をもつ必要がある。従って1984年9月末、Kingston 発電所の2号機及びGarden of Eden 発電所の4号機の整備が予定通り完了すると、GEC 所有の発電設備の可能最大電力が予想最大需要電力を上回ることになるが、この系統内の最大ユニット出力は9.0MWであるので、その最大ユニットの停止時には予想最大需要に対する供給力は不足する。

1984年末、ベルサイユ発電所の整備後は最大ユニットの定期点検時或るいは事故停止時でも、他社(GUYMINE)から電力の不足分を受けることによって、予想最大需要電力を賄うことが出来、現状の計画停電は解消されることになるであろう。

第4章 計画地の概要



第4章 計画地の概要

4-1 計画地域の一般社会・経済状況

ベルサイユ発電所から直接電力の供給をうけている西デメララ地域は、位置図に示すように、デメララ川の西方およびエスキボ川の東方一帯に広がる地域である。同地域の人口は約5万人で、主として大西洋岸と上記両河川沿いに居住している。

デメララ川の対岸は首都ジョージタウンで、同首都との交通には河口近くにあるフェリーボートと、河口から約10km下流にある橋が利用され、ジョージタウンと西デメララ地域間の通勤・通学には主にフェリーボートが使われている。

この地域では米と砂糖が生産され、水田45.7km²、砂糖キビ畑141.6km²が広々と広がっている。また各所にモミ乾燥用のサイロが点在している他、かなりの面積の菜園および家畜農場がある。またこの地域には各住宅地に送る飲料用給水ポンプ施設が15ヶ所以上、病院が2ヶ所、学校が71校が存在する。

4-2 計画地域の電力需給状況

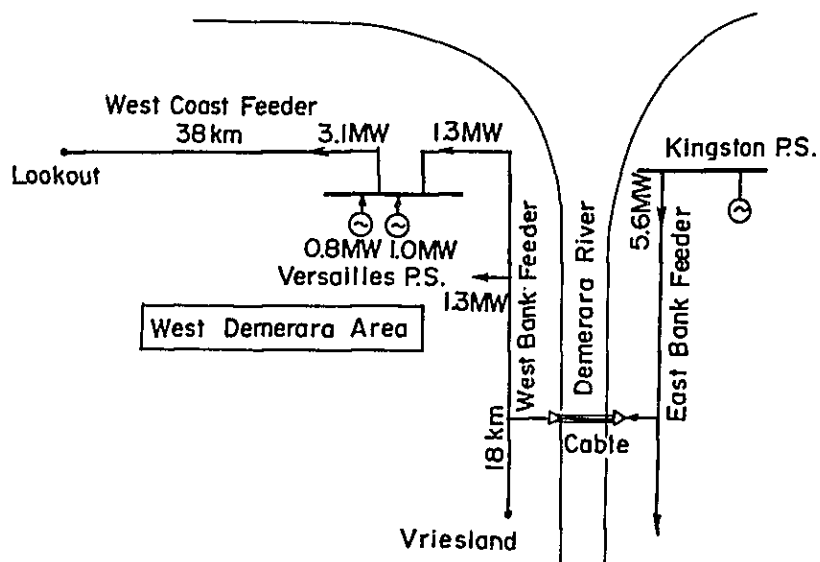
4-2-1 電力需給状況

ベルサイユ発電所は1972年に2MWのディーゼル発電機4台が単独系統として建設され、同発電所から西海岸線(38km)と、西デメララ川線(18km)の2本の11kV配電線によって電力の供給が開始された。

しかし、現在同発電所の4台の発電設備のうち2台のみが運転可能であり、この2台も十分な機能を果たすことができないので、この地域の電力は主として首都圏のキングストン発電所から東デメララ川配電線によって供給をうけている。

現在西デメララ地域のピーク時の電力潮流は下図の通りである。

図 4-2-1 西デメララ地域のピーク時の潮流



4-2-2 最大需要電力の予想

1983年現在、西デメララ地域の最大需要電力は図 4-2-1 に示すように、West Coast Feeder は 3.1 MW、West Bank Feeder は 1.3 MW 合計 4.4 MW である。

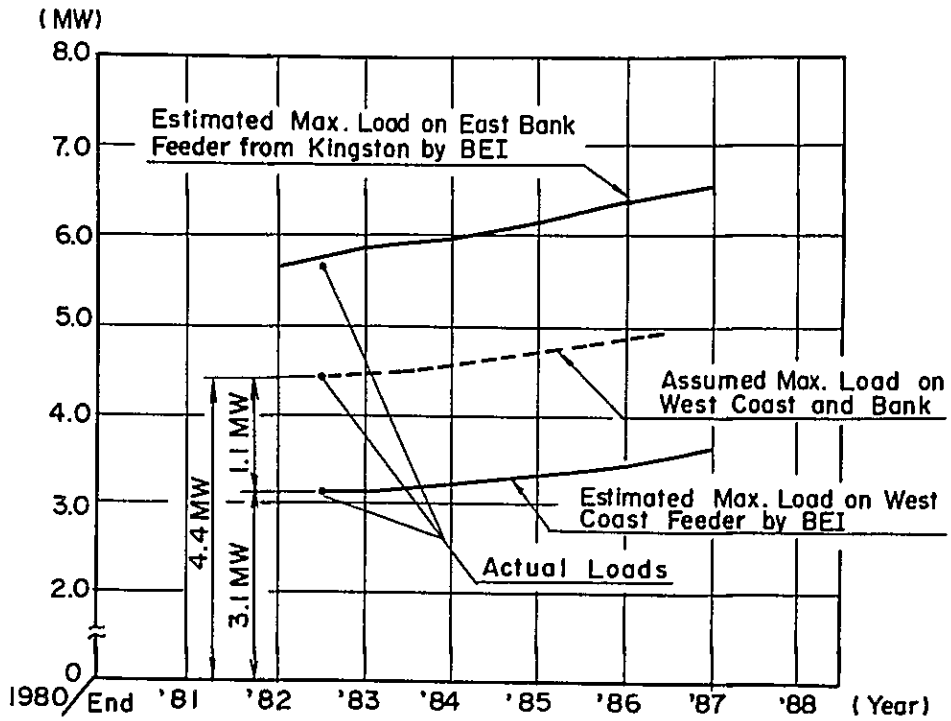
さきに述べた BEI レポートによると、1982年から1987年までのWest Coast Feeder 及び西デメララ地区に電力を供給している首都圏のKingston 発電所の East Bank Feeder の予想最大電力は次の通りである。

表 4-2-2 西デメララ地域の最大需要電力予想

YEAR	1982	1983	1984	1985	1986	1987
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
West Coast Feeder	3.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.6
East Bank Feeder	5.6	5.8	5.9	6.1	6.3	6.5

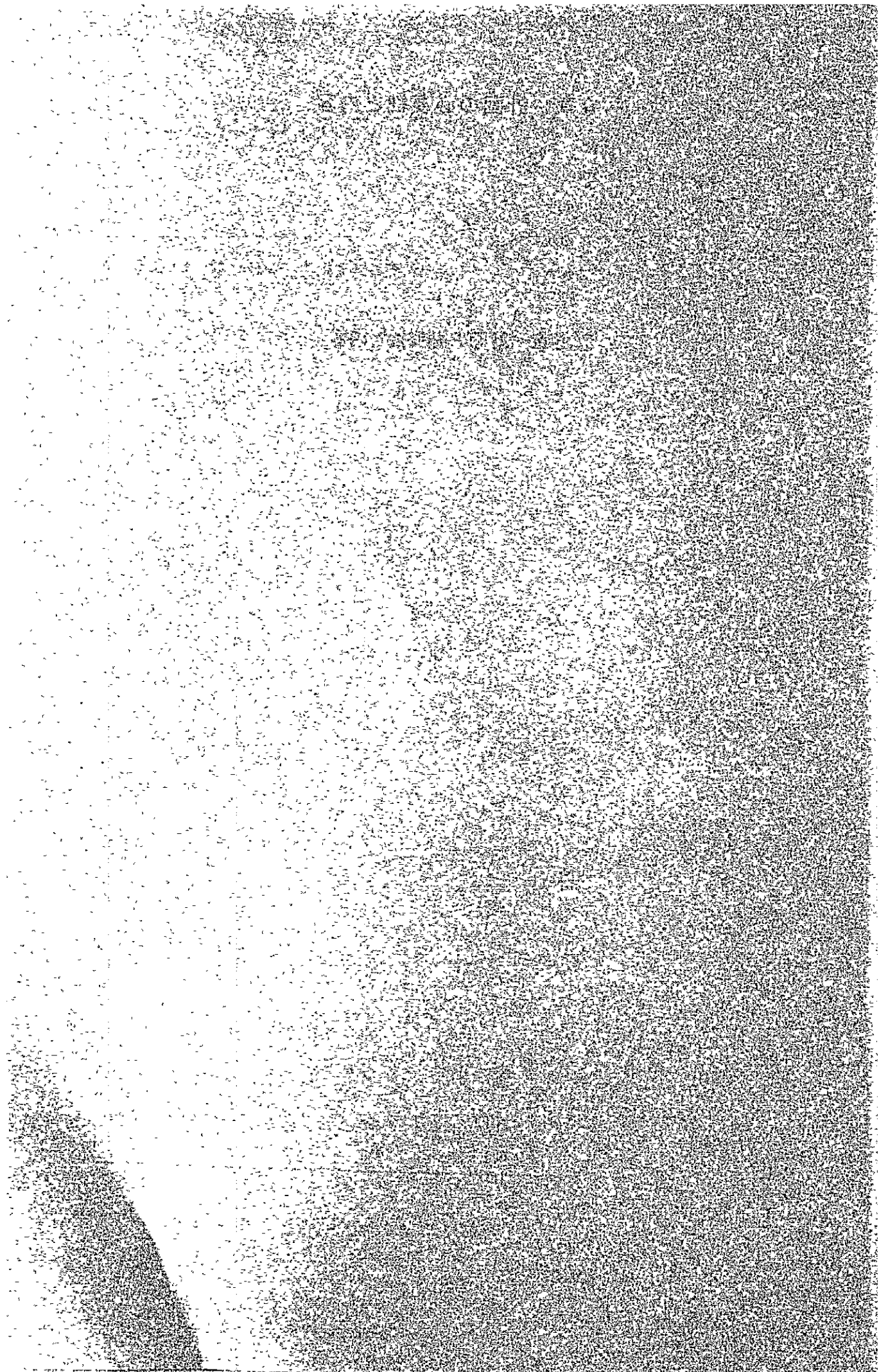
各 Feeder の予想最大需要電力の年平均伸び率は約 2.5% である。上記予想値のうち、1983年のWest Coast Feederの数値が現在の実績値と同じであることから、1984年以降のこの地域の予想最大需要電力は、次の表のように想定することが出来る。

図 4-2-2 西デメララ地域の最大需要電力予想



上記の図のように、現在の西デメララ地域の実績値(4.4MW)から2.5%の伸び率で増加するものと想定すると、1984年、1985年及び1986年のこの地域の予想最大需要電力は、4.6MW、4.7MW、4.8MWとなるものと思われる。

第5章 計画の必要性と内容



第5章 計画の必要性と内容

5-1 計画の必要性

5-1-1 ベルサイユ発電所の現状

1972年に建設された、ベルサイユ発電所の発電設備（Ruston製 16 CSV M K III）の現状は次の通りである。

(1) 各号機の現状

1号機：1982年7月、ディーゼルエンジンの心臓部に当たるクランクシャフトが折損し、運転不能となり、部品は主として4号機の修復に使用された。

2号機：1979年、1号機同様クランクシャフトが折損し、運転不能となり、エンジン部品のみならず、発電機まで分解され、3号、4号機の修復に使用され、現在、スクラップ同然の姿になっている。

3号機：燃料ポンプおよびインジェクターの性能が悪く、新品と交換することができず、また全般的に老朽化し、最大可能出力は1MWである。

4号機：燃料および冷却装置のポンプの性能が悪く、3号機同様老朽化が甚だしく、最大可能出力は0.8MWである。

(2) 過去の運転実績

1977年から1983年8月末までの各号機の運転時間は次の通りである。

表5-1-1 運転実績

YEAR	OPERATION HOURS				TOTAL ENERGY GENERATED(KWh)
	#1	#2	#3	#4	
1977	NIL	5479	5918	174	20,170,527
1978	4165	6631	NIL	3615	14,561,373
1979	3646	1958	NIL	5360	9,835,012
1980	4383	NIL	4984	3755	15,144,324
1981	5498	NIL	7049	NIL	12,902,898
1982	3274	NIL	7211	233	9,249,159
1983	NIL	NIL	3720.2	3110.4	—

1972年から1976年までの運転実績のデータは既に廃棄処分され、入手できなかった。しかし、運転実績からみると、1977年から各号機とも満足な運転ができない状態になっていたことが判る。また1981, 1982年には、4台のうち3台は停止している期間があった事実が伺える。現に、当調査団が9月17日現場再確認のためベルサイユ発電所を訪れた時、同発電所の4号機は、事故による小分解作業を実施中で停止していた。

(3) 故障原因

現地調査の際、発電所長から聴取した運転員および補修員の数、オーバーホールの周期およびその作業時間などから判断して、保守は適正に行われたものと思われる。従って、故障の原因は外貨不足による予備品調達が思うように出来ず、他号機より取り外した部品を使用せざるを得なかった事情によるものと推察出来る。

(4) 修復の可能性

1, 2号機はエンジンの心臓部であるクランクシャフト取換が必要であるうえに、付属装置も既に転用されている。従って完全修復には新品購入額に近い費用が必要となろう。また3, 4号機は性能の悪い部品を調達し、一時的に2MWの性能が回復できたとしても、全般的に老朽化が甚だしいので、長期的にその機能が維持出来るとは思われぬ。

また、同発電所の発電設備は50Hz設計であり、GECが現在、この発電所を60Hzに変更しようとして計画しているので、修復のため多額の費用をかけることは得策ではない。

5-1-2 計画地域の電力事情

ベルサイユ発電所から直接電力の供給を行っている西デメララ地域の電力需給状況は、前章4-2-1で述べた通り、ジョージタウン電力系統全体の電力供給不足によって計画停電が行われている。しかし、ベルサイユ発電所の運転可能な2台の発電設備のうち1台が事故停止或るいは点検・修理のため停止した場合、Kingston発電所からの供給量が増大し、West Coast Feederは電圧降下が大きく、そのため送電不能となる。また同発電所の運転可能な2台の発電機の信頼度が低く、修理時間も長いため、West Coast Feederから受電している住民は、計画停電のうえ、更に長期間の停電を余儀なくされているのが現実であり、この地域は、ジョージタウン系統内で電力需給上最悪の状況下におかれている。

5-1-3 電力不足による影響

ベルサイユ発電所の電力供給力の不足と信頼度の低下はその供給区地である西デ

メララ地域の住民に対し、以下のような悪影響を及ぼしている。

(1) 教育面の支障

西デメララ地域の学校では恒常的停電のため、学校放送の設備や視聴覚教材が有効に使用できず、また学童達は家庭で十分な予習、復習を行うことができない。そのため、この地域における学童の学業向上に著しい障害となっている。

(2) 医療面の支障

西デメララ地域の住民は緊急時、停電のため手術その他必要な医療を受けることが出来ない。また、当地域の病院や医療施設は電力不足のため、患者収容のための施設・設備の拡充を手控えており、このことにより、西デメララ地域住民に対する十分な医療活動が著しく阻害されている。

(3) 飲料水供給面の支障

西デメララ地域の飲料水供給用ポンプ所では、電動ポンプで井戸から水を汲みあげ、これを各家庭に配水している。しかし、同ポンプ所では貯水設備がない場合が多く、あっても貯水容量が充分でない。そのため一度停電になると、貯水設備のないポンプ所や小規模貯水容量のポンプ所から配水を受けている家庭では、その主婦が貯水容量の大きい飲料水供給所まで出向き、飲料水を自宅まで運ぶこととなる。この仕事は家庭の主婦にとってかなりの時間と労力を要し、日常の家庭生活に大きな妨げとなっている。

(4) 排水面の支障

西デメララ地域は高汐時には海面より低いため、自然排水が不可能となり、溜った水は田畑、住宅、仕事場に浸水し、その都度被害が発生する。とくに浸水による農産物の被害は大きい。さらに浸水時には、通勤通学にも支障が生ずる。これらの障害を取り除くため、現在農林省は西デメララ地域に 350 馬力の排水用ポンプ所を建設する計画を実施しようとしているが、同地域の電力不足から、当該ポンプ所建設計画の実現は困難視されている。

(5) 治安に対する障害

夜間停電になると窃盗が増え、家庭、農場、仕事場が被害をうける。西デメララ地域は米、砂糖、野菜等の農業地帯でもあり、野菜の生産は主として小規模弱小農家によって行われている。上記窃盗による被害は同農家にとっては深刻であり、その生産活動に著しい支障を及ぼしている。

5-2 計画内容およびその検討

5-2-1 計画内容

GEC は西デメララ地域の恒常的停電の解消策としてベルサイユ発電所の整備を

行い際、ジョージタウン電力系統内の周波数と電圧の統一を同時に行い計画をもっている。

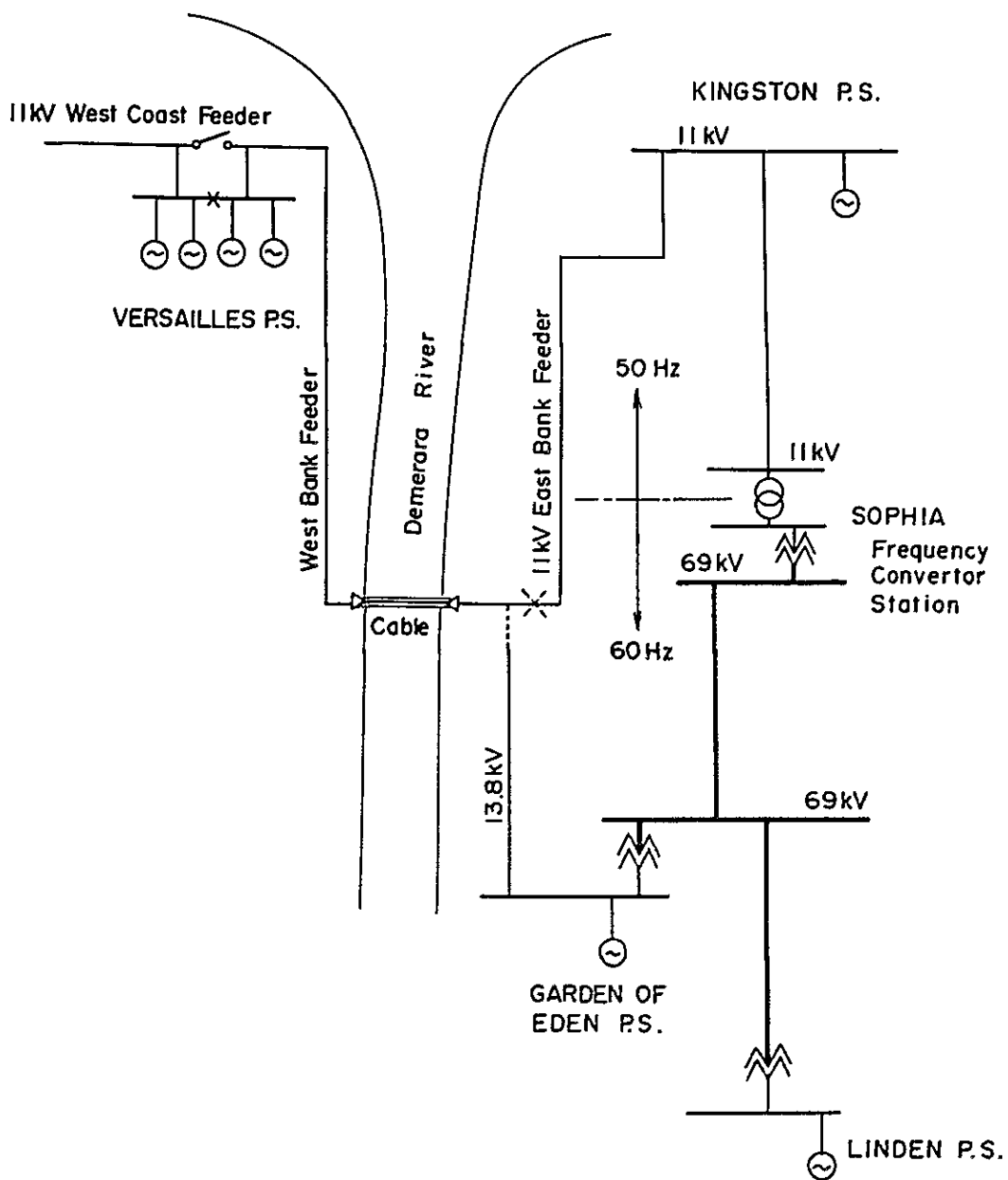
(1) 発電所の整備計画

前節 5-1-2 で述べたように、ベルサイユ発電所の発電設備の供給力不足と、信頼度の低下による西デメララ地域の恒常的停電を解消するため、GEC は西デメララ地域の 1984 年末の予想最大需要電力は前章 4-2-2 で述べたように、4.6 MW に達するものと想定し、本計画で少なくとも 4.6 MW 以上の発電設備の整備を行いより計画を立てている。

(2) 周波数・電圧の統一計画

第 3 章 3-2-2 で述べたように、ジョージタウン電力系統内には、50Hz 系電力系統と 60Hz 系電力系統がある。GEC は電力の経済運用を行いため、ジョージタウン系統をすべて 60Hz 系に統一しようとする計画を数年前から実施しており、現在約 20% が完了している。従って、GEC はベルサイユ発電所の既設 50Hz 用発電設備を 60Hz 用発電設備に整備し、同発電所の供給区域である西デメララ地域全部を 60Hz 化するため、図 5-2-1 に示すような計画を立てている。

図 5-2-1 周波数変更計画系統図



GEC は本案件で、ベルサイユ発電設備を 60Hz 化するため、次のような工事を同時に行う予定である。

- (a) West Coast 配電線 (38 km) と West Bank 配電線 (18 km) に設置されている 50Hz, 11kV/220V 用の柱上変圧器を、全て 60Hz, 13.8kV/220V 用に変更する。
- (b) 西デメララ地域の需要家の電力設備を 60Hz 用に変更する。

(c) 既設 60Hz, 13.8kV 配電線と既設 50Hz, 11kV 配電線 (West Bank 配電線) との連絡用配電線の新設 (図 5-2-1 点線部分)。

(d) West Bank 配電線と、East Bank 配電線の切り離し (図 5-2-1 の点線部分)。
GEC の積算によると、上記の工事費は約 5 億円 (1980 年単価) とされている。
また本計画が実施されることにより、ジョージタウン電力系統内の周波数統一計画は、約 35% 達成されることになる。

5-2-2 計画内容の検討

単なる電力の供給力増加対策は、現在需要と将来の需要予測に従って段階的に発電設備の型式、容量及び投入時期を検討し、決定することができる。しかし、本案件のように同時に周波数の変更を行う場合には、さらに経済的、技術的検討が必要となる。

(1) 発電設備の整備地点

ジョージタウン電力系統内で、現在最悪の電力需給状況下におかれている西デメララ地域に電力を供給する場合、周波数の統一計画ならびに既設建物の利用等の諸条件を考慮すると、既設ベルサイユ発電所の発電設備を整備するという GEC 案が最も経済的、かつ妥当な計画である。

(2) 発電設備の内容

GEC は前項 5-2-1 (1) で述べたように、ベルサイユ発電所の整備すべき設備容量は少なくとも 4.6MW (60Hz) 必要であるという計画をもっている。また、次節 5-3-2 で述べるように、本案件で整備すべき発電設備の仕様は、50Hz, 60Hz 両用機であるため、もし GEC が独自で施工する周波数変更に伴う諸工事が遅延した場合、同発電所は 50Hz で運転しなければならない。60Hz 設計の発電設備を 50Hz で運転する場合、その設備の最大出力は約 80% に低下するので、同発電所の整備容量は 5.8 MW 以上にする必要がある。

従って、本案件で整備すべき発電設備の台数は、既設建物及び基礎が利用出来る点で、既設と同じ 2.0 MW の発電設備が適当であるため、台数は 3 台必要となる。

5-3 基本設計

5-3-1 基本計画の内容

(1) 本案件の整備計画に関する、ガイアナ国政府からの要請機材は次の通り。

(a) 発 電 機 3 台
電 圧 : 13.8KV 絶縁Bクラス
周波数 : 60Hz
容 量 : 2000KW
力 率 : 0.8
励 磁 : ブラシレス

(b) エ ン ジ ン 3 台
冷却器別置
計器盤付
燃料サービスタンク別置
バッテリー(30V)
燃料: ガスオイル又は高質重油

(c) 保 護 装 置 3 台
各種計器、保護リレー、指示計、抵抗器

(2) 計画内容の一部仕様変更

GECの計画は最も好ましい内容であるが、既に述べたように、GECは周波数変更に伴う諸工事に多額の外貨、内貨を準備し、またその諸工事の完成を、当該発電機整備計画の完了に合わせなければならない。

GECは、既に首都圏のジョージタウン電力系統の周波数変更のため相当量の柱上変圧器などを用意しておるので問題はないとしているが、前述したように国際収支の悪化の状況下で、万一工事が遅延した場合、本案件で設置された発電設備は全く使用できなくなる恐れがある。従ってその対策として、本計画の供与機材の仕様の一部を50Hz、60Hzの両用機に変更した。

(a) 発 電 機 3 台
電 圧 : 11KV/13.8KV
周波数 : 50Hz, 60Hz
容 量 : 2,000KW(60Hz)
力 率 : 0.8
励 磁 : ブラシレス

(b) エ ン ジ ン 3 台
連続定格
2 速 度
燃料サービスタンク付

(c) 配電盤	3台
計器, 保護リレー, 指示計	
(d) 発電機用変圧器	3台
(e) 所内用変圧器	2台
(f) しゃ断器	7台
(g) その他必要機材	1式
(h) スペアーパーツ	3年分

5-3-2 設計条件

(1) 設置場所および地理的条件

首都ジョージタウンの西南約30km、デメララ川の西岸フェリー場より約3kmの既設ベルサイユ発電所内に設置する。同発電所は海岸より近距離にあるので建物外に設置される電力用機器は塩害の対策が必要である。

(2) 気象条件

気温	年間平均最高気温 30.8℃
	年間平均最低気温 23.2℃
気圧	1,013.9mbar
湿度	78%
雨量	2,538mm

なお、1970年から1979年までの10年間の気象データは添付資料-10の通りである。また地震に対する設計上の考慮は必要がない。

(3) 基礎条件

既設エンジン本体のコンクリート基礎にはバイリング施工されており、また現地調査の結果、何ら異常が認められず、再使用が可能であるので、既設のアンカーボルトに合わせた本体ベースを設計するのが望ましい。また本体以外の基礎は新設する必要がある。

(4) 燃料組成

現在ベルサイユ発電所で使用されている GAS OIL の組成は次の通り。

比重:	0.9741
粘度:	33秒 104°F REDWOOD No 1
引火点:	170°F
発熱量:	19,324 BTU/lb
硫黄:	0.489%

水分： 0.05% V以下

沈殿物： 0.229% M

(5) 冷却水

現在ベルサイユ発電所で使用している冷却水の温度は30℃、また冷却水の組成は次の通り。

P.H : 6.5

Mアルカリ： 55 ppm

電導度： 110 M Mho/cm

塩化物： 13 ppm

硬度： 20 ppm

シリカ： 5.8 ppm

5-3-3 適用規格

設計に関する規格は次に示す日本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 (JIS)

日本電気規格調査会標準規格 (JEC)

日本電機工業会標準規格 (JEM)

日本電線工業会標準規格 (JCS)

5-3-4 設備の仕様

(1) 発電機

開放空気冷却型

容量： 2,000 KW (60Hz 運転時)

電圧： 11KV/13.8KV

周波数： 50Hz, 60Hz 両用

力率： 0.8

励磁： ブラシレス

(2) エンジン

4サイクル定置型発電用ディーゼル内燃機関

出力： 3,000 BHP (60Hz 時) 連続定格

冷却方式： 水循環冷却

(3) 配電盤

屋内キュービクル型

計器，保護リレー，開閉器，インジケーター

その他必要なもの

(4) 変圧器

油入空冷式

電圧：13.8KV/11KV/6KV, 13.8KV/11KV/230V

容量：2500KVA, 500KVA

周波数：50Hz/60Hz

5-4 概算事業費

5-4-1 事業費算出の基礎

本案件の事業費算出の積算時点、外貨換算率及び予備費は下記の通りとした。

(1) 積算時点：昭和58年10月

(2) 外貨換算率：1US\$ = 240円

1US\$ = 3G\$

1G\$ = 80円

(3) 予備費：本案件が実施される場合、入札が昭和59年3月末に行われるものとし、昭和58年11月より59年3月までの5ヶ月間の物価の変動分を計上した。

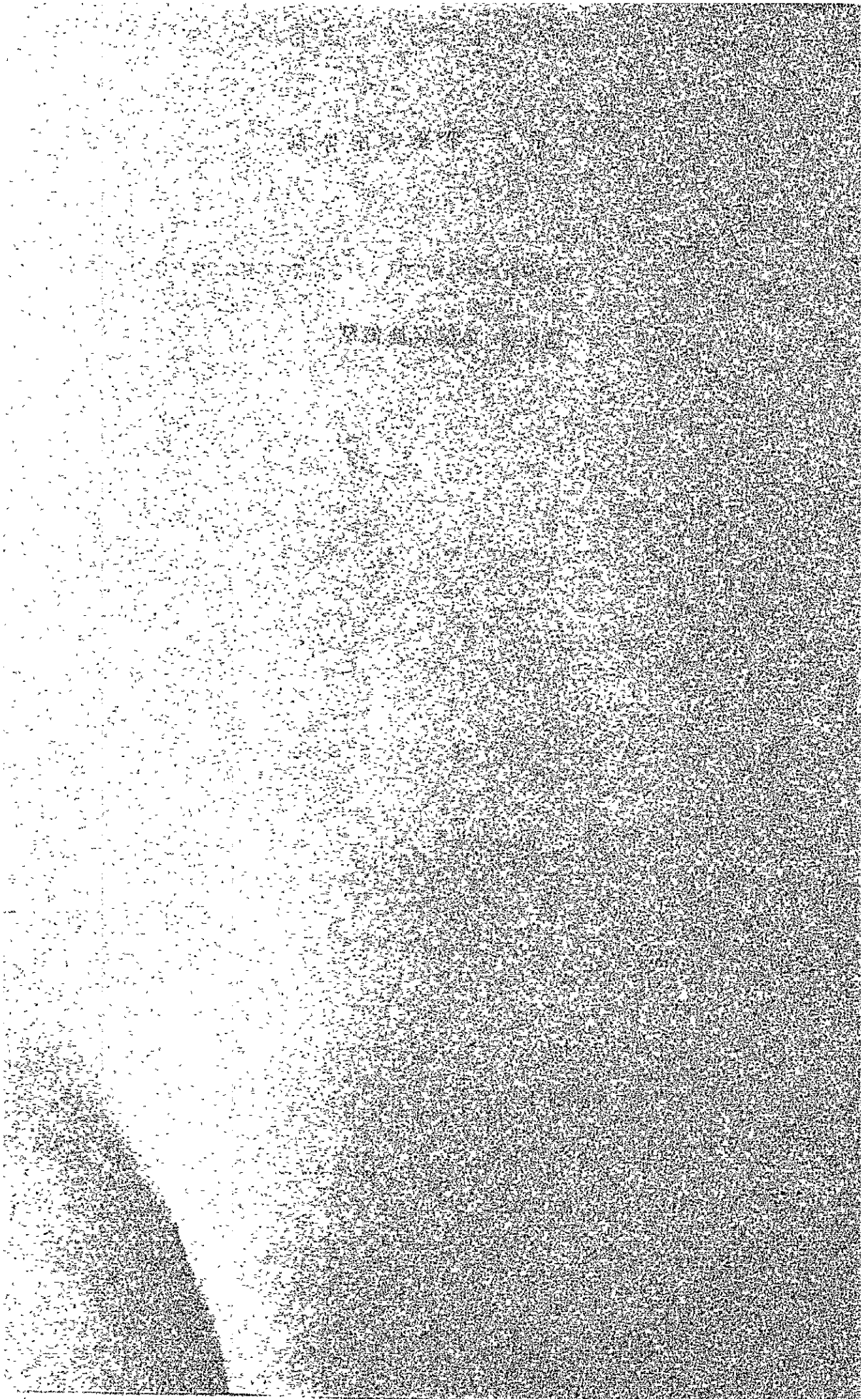
5-4-2 概算事業費

本計画の実施に際し、両国政府が負担すべき概算事業費は次の通り。

(1) 日本国政府負担分	単位：円
1. 機材費(CIF)	526,000,000
2. 陸上運送費	11,900,000
3. 基礎工事費	2,000,000
4. 据付費	38,800,000
5. 設計監理費	35,000,000
6. 予備費	14,300,000
計	628,000,000

(2) ガイアナ国政府負担分	単位：円
1. 既設発電設備の撤去	2,000,000
(2,000KWディーゼル 発電設備 3台)	
2. 既設建物の補修	0
(補修の必要が生じた場合)	
3. 周波数・電圧変更に伴う工事	512,000,000
(西デメララ地域の配電線の柱上変圧器の取替)	
(西デメララ地域の需要家の電力設備の取替)	
計	514,000,000

第6章 事業実施体制

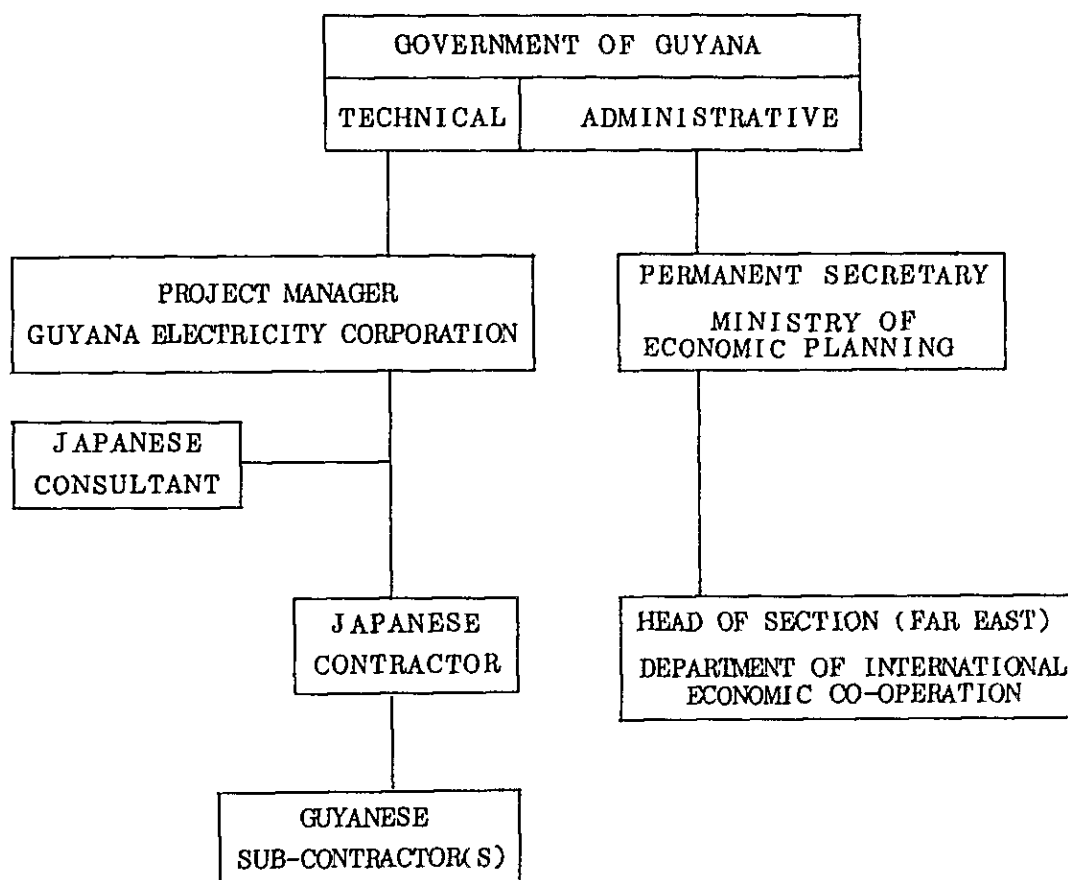


第 6 章 事業実施体制

6-1 実施主体

本案件のディーゼル発電機整備計画の実施に際しては、両国政府間の折衝ならびに必要な諸手続き等は経済企画省が、また実施設計ならびに据付工事等の技術的諸業務は直接GECが実施機関となる。

施工監理は GEC のプロジェクト・マネージャーの下で GEC の技師の補佐により、日本のコンサルタントが行なう。本プロジェクトの組織図は次の通り。



6-2 工事範囲

本案件の整備計画で日本国政府およびガイアナ国政府が行なう工事範囲は次の通り。

- (1) 日本国政府側が行なう工事範囲
 - (a) 5-3-1(2)記載の供与機材の製作
 - (b) 上記機材の海上および陸上輸送

- (c) 基礎工事、たゞしエンジン本体の基礎工事を除く
 - (d) 据え付け、調整および試運転
- (2) ガイアナ国政府が行なう工事範囲

- (a) 既設ディーゼル発電設備および付属装置の撤去
- (b) 既設建物の補修
- (c) 周波数・電圧変更に伴う工事

なお、日本よりの機材納入に關しての銀行諸手数料、ならびに免税措置等については打合せ議事録記載の通りとする。

6-3 施工計画および実施スケジュール

6-3-1 施工計画

本事業は、日本、ガイアナ両国政府間の交換公文の締結後、コンサルタントにより実施される業務、供与機材製作・据付工事業者により実施される業務およびガイアナ政府により実施される業務によって遂行され、これらの業務の内容は大略次の通りである。

コンサルタントにより実施される業務

- (1) 実施設計のための現地調査ならびに打合せ
- (2) 実施設計
- (3) 入札書類の作成ならびに入札準備
- (4) 入札説明会の立会い
- (5) 入札の立会いならびに入札評価
- (6) 製作承認図・設計計算書の検討
- (7) 工場試験立会い
- (8) 据付工事の施工監理

供与機材製作・据付工事業者により実施される業務

- (1) 供与機材の製作・工場試験
- (2) 供与機材の海上・陸上輸送
- (3) 供与機材の据付工事ならびに試運転
- (4) 供与機材の据付完了後、施主への引渡し

ガイアナ政府により実施される業務

- (1) 既設ディーゼル発電設備および付属装置の撤去
- (2) 既設建物の補修
- (3) 周波数・電圧変更に伴う工事

6-3-2 実施スケジュール

本プロジェクトの実施業務は、日本政府無償資金協力の手順に基づき、日本国とガイアナ国の両政府間で交換公文締結が行われた後の、実施設計業務から始まる。実施設計業務に要する期間は約3ヶ月を見込む。実施設計業務完了後、工事施工業者決定までに少なくとも2ヶ月を見込む。その後、機器の製作、輸送、据付・試運転ならびに引渡しまで約11ヶ月と予想される。これに基づき実施スケジュールを立てると図6-3-2(1)の通りとなり、交換公文締結後から工事完了まで約16ヶ月が必要となる。

しかし本プロジェクトは日本政府の予算制度により、1985年3月31日までに完成することが求められており、このため図6-3-2(2)に示したスケジュールの通りの変則的な手順をとらざるを得ない。その主な事項は、工程を逆算すると次の通りである。

- (1) 供与機材は、1984年5月初めに製作開始する必要がある。
- (2) 入札見積り期間、評価ならびに契約書の認証は、1984年3月、4月をこれに当てる。
- (3) 実施設計および入札書類の作成は、書類の承認および入札準備を含め、1984年2月末までに完了する。
- (4) 基本設計の終了が1983年11月30日であり、その後日本政府の実施決定および政府間での交換公文が締結される。しかし、実施設計が1984年2月末日に終了するためには、交換公文締結を待つことができず、両国政府の了解のもとに、1983年12月初旬には実施設計に着手する必要がある。

6-4 調達

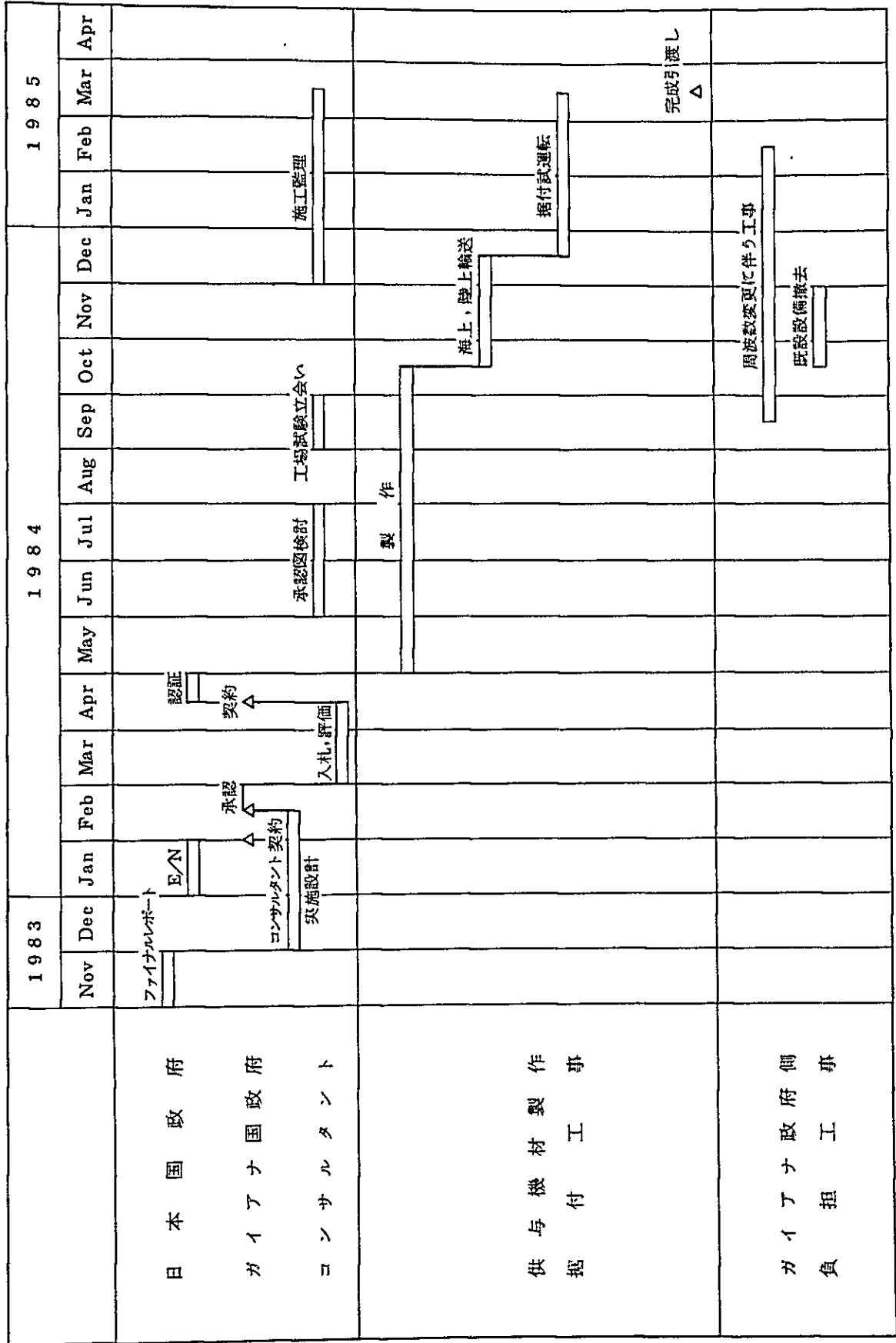
本計画で供与される機器材は総て製作者の工場で作成され、工場試験まで行われるため、現地調達の機材はない。また陸上輸送、据付および補機の基礎コンクリート施工等に必要な資材および労働力は現地調達する。

また、ガイアナ国政府は本件の供与機材は全て日本のコントラクターによって日本製品が供与されることに合意している。

図 6-3-2(1) 実施スケジュール(1)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
日本国政府 ガイアナ国政府 コンサルタント	E/N ↑ コンサルタント契約 実施設計	承認 入札・評価	承認 入札・評価	入札・評価	契約 ↑ 評価	契約 ↑ 評価	製作承認図検討	製作	製作	工場試験立会い	工場試験立会い	施工監理					
供与機材製作及び 据付工事												海上、陸上輸送		据付試運転			完成引渡し △
ガイアナ国政府側負担工事														周波数変更対策工事			既設設備撤去

図6-3-2(2) 実施スケジュール(2)



6-5 維持管理計画

6-5-1 GECの維持管理体制

1983年9月現在、ベルサイユ発電所の維持管理のため、GECは発電所長のもとに補修要員としてスーパーバイザー1名、機械担当5名、電気担当1名計7名、運転要員として直勤務者9名、運転スーパーバイザー5名計14名(1直は3名から構成)を配置している。

また、GECは維持管理のためのオーバーホールを“Top Overhaul”と“Major Overhaul”とに分類している。“Top Overhaul”は発電設備10,000時間運転後のオーバーホールを指し、“Major Overhaul”は運転時間30,000時間経過後の一大オーバーホールを指す。これらは機器製造業者の推奨した点検基準によるものである。発電設備の日常点検も綿密に行われている。

以上述べたGECの維持管理のための補修員の数および運転員の数は本案件のディーゼル発電機整備計画によって調達が期待されている、2MW3台の発電設備の維持管理には充分であると判断される。

また、GECの点検周期は日本の点検周期よりやゝ長いと思われるので、当該発電設備の製造を担当する日本製造業者の推奨する点検基準に従うことが望ましい。また将来当ベルサイユ発電所の運転保守に従事する技術要員を、当該発電設備の据付工事に、可能な限り参画せしめ、日本製造業者から派遣される技術指導員やコンサルタントから、On-the-job trainingによる技術習得に努めさせることが必要である。

6-5-2 維持管理費

ディーゼル発電機整備計画完成後におけるベルサイユ発電所の維持管理費は以下の通りである。

(1) 減価償却費

GECのディーゼル発電設備の減価償却基準 — 定額方式、耐用年数15年、残存価格零、金利5% — に従って計算すると、当該ディーゼル発電設備の各年における減価償却額は次表に示す通り6,050万円と算定する。

(2) 運転維持費

ディーゼル発電設備の耐用年数間における発電所の人件費、修繕費を含む平均年間運転維持費は建設費の2.5%程度と推定されるので、当ベルサイユ発電所の平均年間運転維持費は1,570万円になるものと思われる。

(3) 燃料費

ベルサイユ発電所の年間発電電力量はジョージタウン電力系統内の発電設備の運転状況ならびに1986年以降、他の電力系統との連系後における電力系統の経済運用に左右されるが、当該ベルサイユ発電所が西デメララ地域の電力需要をすべて賄うものと仮定すれば、1984年末の同発電所の年間発電電力量は次表に示す通り、26,722MWhとなり、年間の燃料費は5億4,286万円となる。

(4) 売電収入からみた維持管理費

上述のベルサイユ発電所の年間発電電力量のうち、GECが売電可能と思われる年間電力量は、ジョージタウン電力系統の総合損失率24%をとると、20,309MWhとなる。他方、1982年のGECの売電実績から得られる1KWh当たりの平均売電料金46円を採用すると、GECは年間9億3,400万円の売電収入をあげることができることになる。

次表に示すように、ベルサイユ発電所の維持管理に必要な年間の減価償却費、運転維持費および燃料費の合算額は6億1,900万円であり、同金額に加えて、本社経費分担分、租税公課ならびに送配電設備の維持管理費を負担しても、GECは上述の売電収入の中から当ベルサイユ発電所の維持管理費を充分賄い得るものと判断される。

項 目	金 額 (万円)	備 考
(1) 減 価 償 却 費	6 0,5 0 1	総工事費628,000万円×0.09634=60,501万円
(2) 年間運転維持費	1 5,7 0 0	総工事費628,000万円×0.025=15,700万円
(3) 年 間 燃 料 費	5 4 2,8 6 3	年間送電電力量4.6MW×8760時間×0.63=25,386MWh 負荷率63% 年間発電電力量25,386MWh× $\frac{1}{0.95}$ =26,722MWh 所内率5% KWh 当り所要燃料：ガスオイル 0.246ℓ 潤滑油 0.0016ℓ 年間燃料消費量 ガスオイル0.246ℓ×26,722MWh=6,573,612ℓ 潤滑油 0.0016ℓ×26,722MWh= 42,755ℓ Liter 当り燃料単価：ガスオイル 80円 潤滑油 397円 年間燃料費 ガスオイル：80円×6,573,612ℓ=525,888,960円 潤滑油 : 397円×42,755ℓ=16,973,735円
合 計	6 1 9,0 6 4	

6-5-3 燃料の確保

石油の輸入はMinistry of Trade (商務省)とGuyana National Energy Authority (ガイアナ国家エネルギー庁)との協議・決定によって行われる。現在、

GEC はベルサイユ発電所を含む火力発電所の燃料輸入については上記の 2 機関との間に特別協定がある。従って、少なくともベルサイユ発電所用の燃料調達には事欠かないものと考えられる。

なお、ガイアナはカリブ沿岸諸国共同体 (CARIBBEAN COMMUNITY AND COMMON MARKET) の加盟国であり、発電所用燃料は、同共同体の加盟国であるトリニダードトバコから輸入し、その代金決済は共同体の決済機関により行われている。

第7章 事業評価

