

No. 6

パナマ共和国

石炭火力発電開発計画
調査報告書

1987年3月

国際協力事業団

パナマ共和国 石炭火力発電開発計画調査報告書

87.3 国際協力事業団

618
643
MPN

蔵書
CR3
87-61

612

JICA LIBRARY



1029974[1]

16184

パナマ共和国

石炭火力発電開発計画
調査報告書

1987年3月

国際協力事業団

国際協力事業団	
納入 年月 87.4.13	618
	643
登録No. 16184	MPN

序 文

日本国政府は、パナマ共和国政府の要請に基づき、同国パナマ石炭火力発電開発計画のフィジビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、電源開発株式会社 三国雅士氏を団長とする各分野の専門家からなる調査団を編成した。

調査団は、1986年 6月16日から1987年 2月15日までの間、調査工事や弾性波探査の技術指導を含む現地調査を2次にわたり実施し、現地調査で得られた現地の諸情報ならびに収集した資料の検討、解析などの国内作業をおこなった。

本報告書は、これらの成果をとりまとめたものである。本報告書がパナマ共和国における電源開発の推進に役立つとともに、同国の社会的、経済的発展に寄与し、ひいては、同国と我が国の経済交流、友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

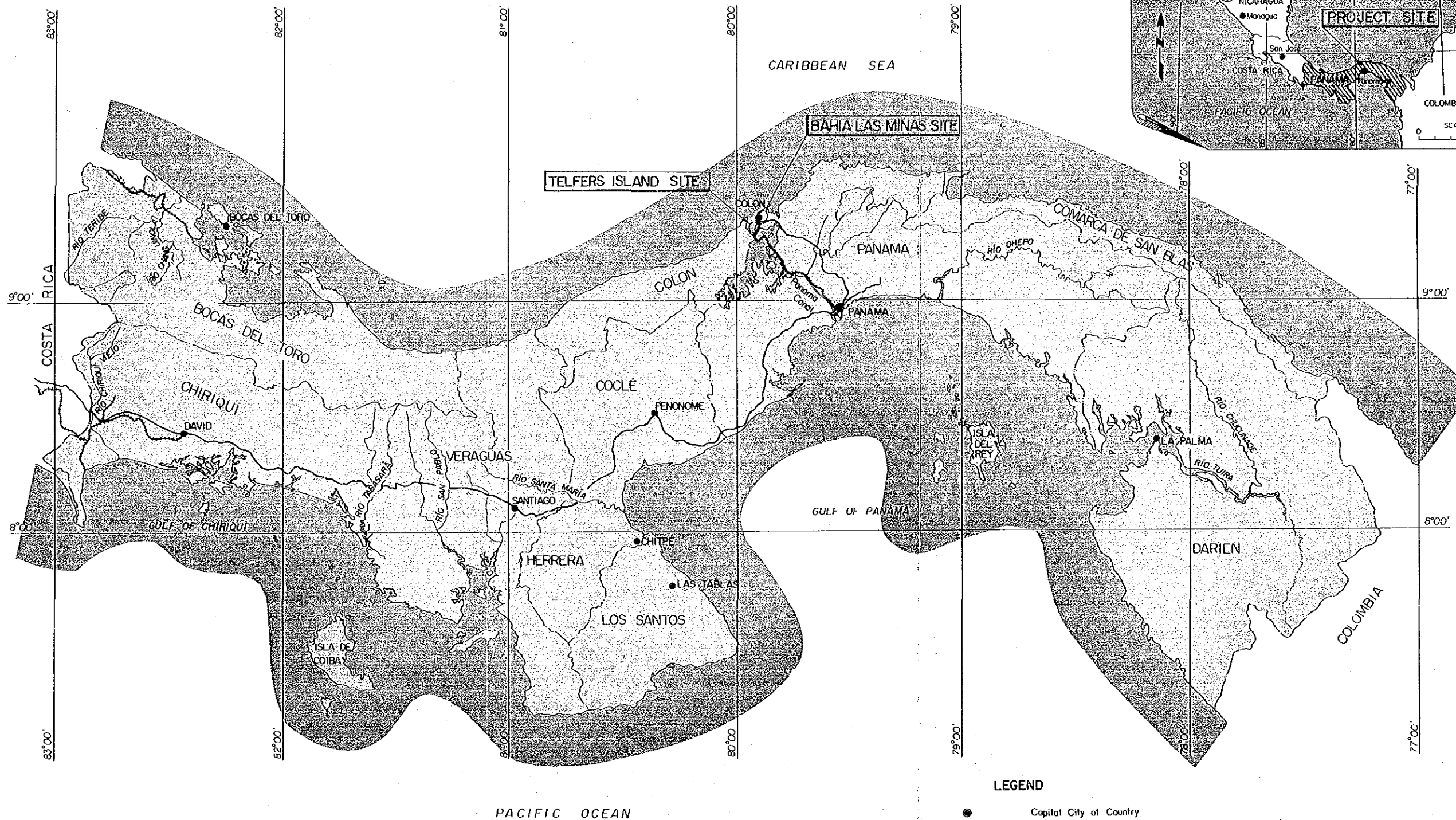
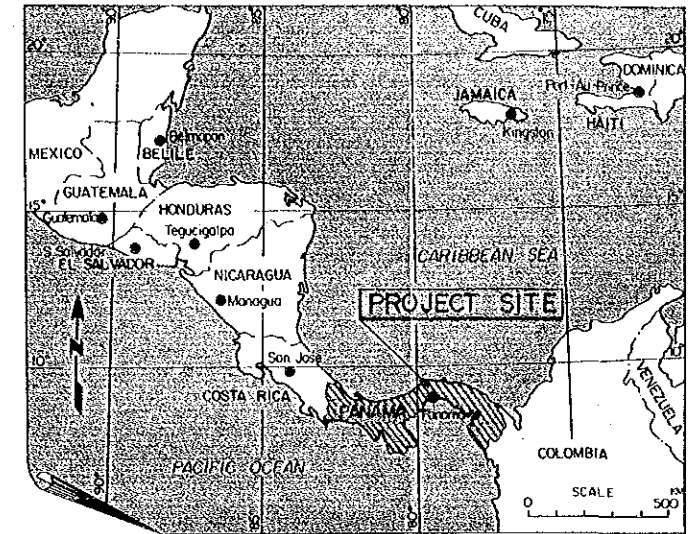
最後に、本調査の任に当たられた団員各位の御努力に敬意を表すとともに、調査に際し多大の御協力をいただいたパナマ共和国政府、水資源電力公社、在パナマ日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表すものである。

1987年3月

国 際 協 力 事 業 団

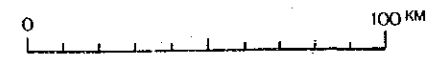
総 裁 有 田 圭 輔

KEY AND LOCATION MAP

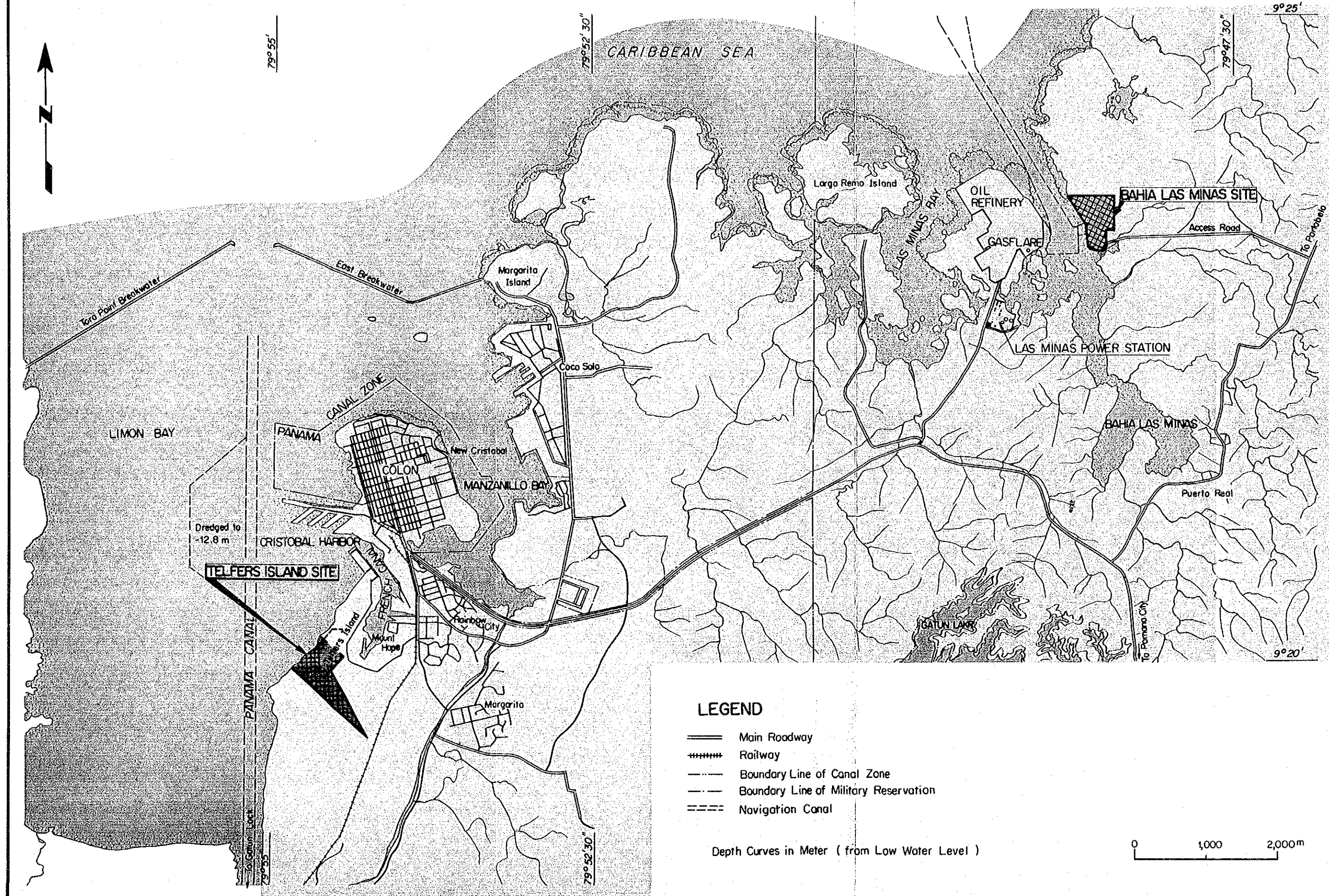


LEGEND

- Capital City of Country
- Capital City of Province
- Boundary Line of Country
- - - Boundary Line of Province
- == Highway
- ++++ Railway



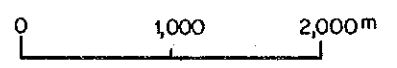
GENERAL MAP OF TELFERS ISLAND SITE AND BAHIA LAS MINAS SITE



LEGEND

- ==== Main Roadway
- +++++ Railway
- - - - Boundary Line of Canal Zone
- Boundary Line of Military Reservation
- Navigation Canal

Depth Curves in Meter (from Low Water Level)





TELFERS ISLAND SITE



BAHIA LAS MINAS SITE

目 次

第1章 要約および勧告

1.1	プロジェクトの背景と実施の必要性	1 - 1
1.2	電力需要予測および計画発電所の所要運転開始時期	1 - 1
1.2.1	電力需要予測	1 - 1
1.2.2	既存発電所の常時出力	1 - 2
1.2.3	電力需給バランスと計画発電所の所要運転開始時期	1 - 3
1.3	発電所建設地点の選定	1 - 5
1.3.1	地点選定基準	1 - 5
1.3.2	比較結果	1 - 6
1.4	プロジェクトの概要	1 - 6
1.4.1	発電所出力および発電計画	1 - 6
1.4.2	石炭調達計画	1 - 7
1.4.3	地質および地形条件	1 - 8
1.4.4	構造物の概要	1 - 9
1.4.5	環境対策上の考慮	1 - 17
1.4.6	実施工程	1 - 23
1.4.7	概算工事費	1 - 24
1.4.8	経済評価	1 - 25
1.4.9	財務分析	1 - 26
1.5	勧告	1 - 26
1.5.1	発電所建設地点の使用許可取得	1 - 27
1.5.2	金融機関との折衝に必要な諸資料の準備	1 - 27
1.5.3	石炭調達に対する指針	1 - 27
1.5.4	送電線ルート選定に対する指針	1 - 28
1.5.5	詳細地形測量および地質調査の実施	1 - 28

第2章 経済的背景および電気事業の現況

2.1	自然的、経済的背景	2-1
2.1.1	国土および気候	2-1
2.1.2	国民経済	2-1
2.1.3	エネルギー資源および政策	2-4
2.2	IRHEの組織	2-6
2.2.1	歴史的背景	2-6
2.2.2	組織	2-6
2.3	既存電力設備	2-8
2.3.1	発電設備	2-8
2.3.2	送電設備	2-8
2.4	電力需給	2-12
2.4.1	発電量および尖頭負荷	2-12
2.4.2	電力消費量および電化率	2-12
2.4.3	負荷率および送配電損失率	2-13
2.4.4	平均売電単価	2-13
2.5	負荷変化の特徴	2-16
2.5.1	日負荷曲線	2-16
2.5.2	月尖頭負荷の変動	2-17
2.5.3	年負荷持続曲線	2-18

第3章 電力需要予測および電源開発計画

3.1	電力需要予測	3-1
3.1.1	予測方法	3-1
3.1.2	パラメーターの条件	3-3
3.1.3	需要予測の結果	3-4
3.2	電力開発計画および石炭火力発電所の所要運転開始時期	3-8
3.2.1	電力開発計画	3-8

3.2.2	電力需給バランス	3 - 8
3.2.3	石炭火力発電所の所要運転開始時期	3 - 11
3.3	発電計画および石炭火力発電所の予想設備利用率	3 - 18
3.3.1	水力発電所群の年間負荷持続曲線	3 - 18
3.3.2	発電計画	3 - 19
3.3.3	石炭火力発電所の予想設備利用率	3 - 19
第4章 発電所計画地点の選定		
4.1	候補地点の調査	4 - 1
4.2	発電所地点選定基準	4 - 1
4.3	発電所地点条件比較と発電所地点の決定	4 - 2
4.3.1	地点条件の比較	4 - 2
4.3.2	発電所地点用地の取得	4 - 2
4.3.3	発電所地点の決定	4 - 3
第5章 計画地点の立地条件		
5.1	位置	5 - 1
5.2	アクセス	5 - 1
5.2.1	道路	5 - 1
5.2.2	海上交通	5 - 1
5.3	気象・海象	5 - 1
5.4	地形	5 - 7
5.5	地質	5 - 8
5.5.1	地質概要	5 - 8
5.5.2	計画地点の地質	5 - 9
5.5.3	地質調査結果	5 - 10
第6章 石炭調達計画		
6.1	Panamaの国内炭	6 - 1
6.2	Coal Procurement Mix	6 - 3

6.2.1	石炭の調達	6-3
6.2.2	長期安定的な供給の確保	6-3
6.2.3	経済性を保った供給の確保	6-4
6.2.4	石炭調達関連参考事項	6-4
6.3	海上輸送	6-5
6.4	Recommendation	6-5
6.4.1	石炭	6-6
6.4.2	輸送	6-14

第7章 石炭火力発電所の概念設計

7.1	設計についての基本的考え方	7-1
7.1.1	発電所規模およびユニット規模	7-1
7.1.2	設計基準	7-1
7.1.3	機器設計条件	7-2
7.1.4	基本設計上特に配慮すべき事項	7-2
7.2	発電設備の概要	7-5
7.2.1	発電設備の設計基本諸元	7-5
7.2.2	発電所設備概要	7-6
7.3	発電設備の検討内容	7-33
7.3.1	発電所基本諸元	7-33
7.3.2	構内配置	7-38
7.3.3	本館機器配置	7-39
7.3.4	土木構造物	7-41
7.3.5	発電所用水	7-71
7.3.6	燃料設備	7-73
7.3.7	灰処理および灰捨設備	7-85
7.3.8	ボイラ設備	7-89
7.3.9	タービン設備	7-91

7.3.10	環境対策設備	7 - 107
7.3.11	電気設備	7 - 124
7.3.12	発電所本館	7 - 131
7.3.13	発電所本館および主要設備の基礎	7 - 132
7.3.14	煙突	7 - 132
7.3.15	管理事務所およびその他の建物	7 - 133
7.3.16	送変電設備	7 - 143
第8章 電力系統解析		
8.1	電力系統の概要	8 - 1
8.2	送変電計画	8 - 1
8.3	系統解析	8 - 1
8.3.1	系統計算の条件	8 - 2
8.3.2	解析結果	8 - 7
第9章 石炭火力発電所の工事工程		
9.1	工事工程策定の範囲	9 - 1
9.2	工事着手前の諸スケジュール	9 - 1
9.3	施工工程	9 - 1
第10章 概算工事費		
10.1	工事費算定の基本的考え方	10 - 1
10.2	工事費の算定範囲および条件	10 - 1
10.3	工事費算定の結果	10 - 3
10.4	プロジェクト完成時の発電単価	10 - 11
第11章 経済評価		
11.1	評価の方法	11 - 1

11.2 評価のための前提条件	11-2
11.2.1 価 格	11-2
11.2.2 利 子 率	11-2
11.2.3 燃 料 価 格	11-2
11.2.4 所 内 消 費 率	11-4
11.2.5 定検および事故による発電所の停止率	11-4
11.2.6 ガスタービンの出力低下率	11-4
11.2.7 発電所の熱効率	11-5
11.2.8 発電所の耐用年数	11-5
11.2.9 運転維持・管理費の経費率	11-5
11.3 節分け曲線法による経済評価	11-5
11.3.1 送電端1kW当りの年間固定費	11-5
11.3.2 送電端1kWh 当りの燃料費	11-8
11.3.3 節分け曲線(時間—費用曲線)	11-8
11.3.4 損益分岐点としての設備利用率	11-8
11.4 内部収益率法による経済評価	11-14
11.4.1 発電所建設費	11-14
11.4.2 運転維持・管理費	11-15
11.4.3 燃 料 費	11-15
11.4.4 合計年間費用	11-16
11.4.5 当初13年間の運転に対応する建設費の現価換算額	11-16
11.4.6 当初13年間の運転維持・管理費および燃料費の累積現価額	11-17
11.4.7 各代替発電所の現価換算総費用	11-17
11.4.8 経済的内部収益率(等価割引率)	11-17
11.5 結 論	11-18
第12章 財 務 分 析	
12.1 分 析 方 法	12-1
12.2 前 提 条 件	12-1

12.2.1	建設資金の調達条件	12-1
12.2.2	建設費	12-2
12.2.3	その他費用および収益の価格	12-2
12.3	損益計算および収益率の算定	12-3
12.3.1	年度別工事費および建中利子	12-3
12.3.2	営業収益（売電収入）	12-3
12.3.3	営業費用	12-4
12.3.4	借入金返済計画	12-4
12.3.5	プロジェクトの損益計算	12-5
12.3.6	プロジェクトの収益率	12-5
12.3.7	キャッシュ・フローおよび収支バランス	12-5
12.4	等価割引率（財務的内部収益率）の算定	12-9
12.4.1	キャッシュ・フロー	12-9
12.4.2	現在価値換算	12-9
12.4.3	等価割引率	12-10
12.5	結論	12-10

第13章 環境対策と評価

13.1	環境評価の概要	13-1
13.1.1	環境対策に対する基本的な考え方	13-1
13.2	検討結果	13-1
13.2.1	石炭船運行による影響	13-1
13.2.2	温排水による影響	13-1
13.2.3	大気汚染による影響	13-2
13.2.4	Panama運河浚渫に対する影響	13-2
13.3	環境対策設備の設計値	13-5
13.3.1	世界の環境排出基準	13-5
13.3.2	計画に対する考え方	13-5

13.3.3 Panamaの状況	13-5
13.3.4 環境対策の設計値	13-6
13.4 環境影響評価	13-10
13.4.1 環境影響への予測と評価	13-10
13.4.2 環境影響予測手法	13-10
13.5 環境対策設備の概要	13-17
13.6 環境影響のモニタリング	13-17

Appendix I

Appendix II

第14章 石炭灰の有効利用

14.1 石炭灰の分類	14-1
14.2 石炭灰の有効利用	14-1
14.3 石炭灰の処理施設	14-3

第1章 要約および勧告

第1章 要約および勧告

1.1 プロジェクトの背景と実施の必要性

1980年以降、世界的な経済不況の中にあつてPanama共和国の経済成長は従来よりかなり鈍化した。1980～1985年の電力需要は年平均5.7%の増大を示している。1986年末現在、既存発電所の電力供給能力（渇水期の常時出力）は約427MWであるが、最大電力需要は約436MWであり、これに供給信頼度を確保するために必要な予備力を考慮すると、約75MWの供給力が不足する。このため、水資源電力公社（IRHE）は、1988年に80MWのコンバインドサイクル発電所を運開させ、1990年にFortuna II期計画を完成させる計画を進めている。この結果、1990年には約92MWの供給余力を生ずるが、1993年には再び供給力が約26.3MW不足することが予想されている。

Panama 経済については、恒常的な国際収支の逆調と巨額な対外公的債務の累積が指摘されているが、このような経済事情の中にあつても着実に増大する電力需要に対処するため、Panama政府およびIRHEは、巨額の資金を要する大規模水力開発計画を繰延べると共に、燃料費の割高な石油火力に代えて石炭火力発電の開発を推進する政策を進めている。

本石炭火力発電所開発計画は、1990年代前半における電力系統の要請（電力および電力量）に応える上において各種代案中最も経済的な計画であり、財務的効果も極めて高い。従つて、本計画実施のため、早急に必要な準備にとりかかる必要があると考えられる。

1.2 電力需要予測および計画発電所の所要運転開始時期

1.2.1 電力需要予測

1970～1984年の15年間におけるPanamaの実質GDPと電力需要との相関を求めた結果、重相関係数0.94という回帰式 $Y = a x^2 + b x + c$ が得られた。

上記の回帰式に、今後のGDP成長予測、送配電損失率及び系統負荷率をインプットして、送電端の電力需要を求めることとした。なお、JICA調査団の需要予測は高成長予測、中間予測、低成長予測の3通りについて行われたが、このうち本ステディのベースとして用いたのは中間予測（GDP年平均成長率：1985～1987年は4%、1987～1995年は3.0%）であり、結果は下表に示す通りである。IRHEは毎年電力

需要予測の見直しを行っているが、上記の予測結果は I R H E が 1986 年 4 月に行った予測結果とほぼ等しい。また、この中間予測による 1980～1995 年の年平均需要増加率は 5.9% であり、冒頭に示した 1980～1985 年の年平均増加率 5.7% を僅かに上回る結果となる。

Table 1.2.1 電力需要予測

項 目	1990	1991	1992	1993	1994	1995
<u>J I C A 調査団の需要予測</u>						
送電端需要電力量 (GWh)	3,111	3,299	3,460	3,718	3,905	4,152
尖頭負荷 (MW) (A)	539	571	598	642	676	718
<u>I R H E の需要予測</u>						
送電端需要電力量 (GWh)	3,159	3,346	3,542	3,752	3,973	4,208
尖頭負荷 (MW) (B)	549	581	615	651	690	731
(A) / (B)	0.983	0.982	0.972	0.986	0.980	0.982

1.2.2 既存発電所の常時出力

1986 年末現在、Fortuna, Bayano, Los Valles, La Estrella, Yeguada および Chiriqui 等の既存水力発電所の設備出力は合計 506.0MW であるが、常時出力 (firm capacity) は 209.2MW にすぎない。しかしながら、1990 年には、ダム高を 40m 嵩上げる Fortuna II 期計画の完成が予定されているので、同計画が完成すると水力の合計常時出力は 465.2MW に増大する見込である。一方、1986 年末現在の火力発電所の可能出力 (effective capacity) は、Bahia Las Minas 2 号機 37.5MW がリハビリテーションのため運転休止しているため 217.6MW であるが、1988 年には Bahia Las Minas の 1 号機 22.0MW にガスタービンを組合わせた 80.0MW のコンバインド・サイクル発電所の完成が予定されていること、および 1989 年には Bahia Las Minas 2 号機、3 号機、4 号機のリハビリテーションが全て完了するので、1989 年には火力発電所の合計可能出力は 313.1MW に増大する。しかしながら、この中には燃料費の割高なディーゼル発電所 66.1MW が含まれている。Fortuna II 期計画の完成に伴って電力系統の供給力に可成り

のゆとりが生ずるので、これらのディーゼル発電所は待機予備力に回すものと計画する。従って、1990年以降の既存火力発電所の可能出力は 247.0MWとなり、水力の常時出力 465.2MWと合わせた系統全体の常時出力は 712.2MWとなる。

1.2.3 電力需給バランスと計画発電所の所要運転開始時期

発電計画を立案する場合、定期点検や事故による出力低下を補うに足るだけの予備力を考慮しなければならない。IRHEは、内部規定により電力系統の信頼度基準と(注)して、loss-of-load probability (LOLP) が年間2日以上、従って $2/365 = 0.00548$ 以上であってはならないとしている。そして、LOLPとパーセント予備力の関係について、電算機による計算やシミュレーションを行った結果、IRHEの電力系統では、年間2日以下のLOLPに止めるためには、15%の予備力が必要であると1986年4月付の「電力系統増強基本計画書」に報告されている。

上記の信頼度基準に対して、小規模電力系統の場合に、一般に広く用いられている予備力決定の一つの方式として、最大および2番目に大きい単機出力の合計値を採用する方式がある。従って、本studyでは、予備力の基準として、次の2通りの値のうち何れか大きい値を採用することとする。

- 尖頭負荷の15%
- 火力機の最大および2番目に大きい単機出力の合計

(注) LOLPとは、可能発電能力が年間の全ての日または時間毎の負荷を賄うのに不十分であるのが年間に何日間または何時間あるかを示す比率をいう。

以上信頼度基準を適用した場合、本石炭火力発電所が運転開始しないと、下記に示すように1993年に供給力に不足を生ずる。

1993年のバランス (MW)

年間尖頭負荷	642.0
予備力(石炭火力投入前)	96.3 (ピークの15%)
所要出力 (A)	738.3
既存発電所常時出力 (B)	712.2
差 引 (B) - (A)	426.1

また、Panamaでは月別の気温変動がきわめて小さいため、年間尖頭負荷の発生する月を特定することができない。従って、1993年の供給力不足を解消するためには1992年の後半に、本プロジェクトの石炭火力発電所の1号機を運転開始する必要がある。

なお、需給バランスの点だけで見ると、2号機の運転開始を1号機より1年以上遅らせることも考えられるが、1、2号機の運開のタイム・ラグはできるだけ短いのが経済的である。また、熱効率が高く燃料価格の安い石炭火力2号機をできるだけ早く運開させれば、その分だけ燃料費の高いガスタービンやBahia Las Minasの重油火力の稼働をセーブでき経済的である。従って、本プロジェクトの石炭火力発電所は次のようなスケジュールで運転開始することが望ましい。

1号機(設備出力75MW、有効出力70.5MW)：1992年10月運転開始

2号機(設備出力75MW、有効出力70.5MW)：1993年1月運転開始

上記のスケジュールで石炭火力発電所が運転開始した場合、1992年以降の所要予備力は最大2基の出力相当分となり、需給バランスは次表の通りとなる。

Table 1.2.3 電力需給バランス

(MW)

項 目	1990	1991	1992	1993	1994	1995
尖 頭 負 荷	539.0	571.0	598.0	642.0	676.0	718.0
予 備 力	80.9	85.7	110.5	110.5	110.5	110.5
所要供給力 (A)	619.9	656.7	708.5	752.5	786.5	828.5
既存発電所常時出力：						
水 力	465.2	465.2	465.2	465.2	465.2	465.2
火 力	247.0	247.0	247.0	247.0	247.0	247.0
合 計 (B)	712.2	712.2	712.2	712.2	712.2	712.2
バランス (B) - (A) = (C)	+92.3	+55.5	+3.7	-40.3	-74.3	-116.3
本計画発電所出力 (D)	—	—	70.5	141.0	141.0	141.0
バランス (D) + (C)	+92.3	+55.5	+74.2	+110.7	+66.7	+24.7

(注) 計画発電所の所内消費率は6% (kWロス) である。従って、設備出力 150.0MW × 0.94=141.0 MW (送電端出力)

1.3 発電所建設地点の選定

1.3.1 地点選定基準

計画発電所の建設候補地点として I R H E より提示されていたのは Telfers island 地点および Bahia Las Minas 地点の2ヶ地点である。J I C A 調査団は、両地点の踏査を実施すると共に、港湾局、Cristobal 港の Pier No.16 および Pier No.9、Coco Solo 港、Bahia Las Minas 発電所、Colon No.4 および No.5 変電所、Mount Hope および Sabatani の2浄水所、Panama 精油所、Villa Alondra 近傍の公共事業省の採石所等を訪れ、必要な資料、情報を収集した。

両地点を比較し、適地を選定するために調査団が考慮した基準は次の通りである。

- a) 地盤が良好で、敷地造成が容易であること。
- b) 敷地が貯炭および将来の機器増設のために十分な広さを持っており、且つ灰捨場を発電所に近接して設けることができること。
- c) 発電所地点への接近が容易であること。
- d) 冷却用水が良質であり、且つ温排水の再循環を避けることができること。

- e) 石炭の輸送や積卸しが容易であること。
- f) 重量機器の積卸しに問題がなく、且つ積卸し地点から発電所地点までの輸送距離が短いこと。
- g) 充分量の原水が発電所地点の近くから得られること。
- h) 工事用動力が既存配電網から容易に供給できること。
- i) 採石場から発電所地点へのロック材料の搬入が容易であること。
- j) 発電所建設の工期がより短くて済むこと。
- k) 発電所建設費がより安く済むこと。
- ℓ) 需要中心地Panama市までの送電距離がより短くて済むこと。

1.3.2 比較結果

以上の選定基準のうち、ℓ) 項の送電距離については、Telfers island地点が約72 kmであるのに対しBahia Las Minas 地点は55kmなので、後者の方が有利であるが、それ以外 a) ~ k) 項までは全てについてTelfers island地点の方が好条件である。また、1.4.5 項で述べるように、Telfers islandに石炭火力発電所を建設した場合、Panama運河の航行に支障を与えたり、排煙による空気汚染が周辺的环境に悪影響を与えたりするような惧れは考えられない。

従って、以上の比較結果から、計画発電所の建設地点は、“Panama運河委員会”(PCC) および関係当局の承認を得て、Telfers island地点に定めることが適当であると判断される。

1.4 プロジェクトの概要

1.4.1 発電所出力および発電計画

発電所の単機出力は、電力系統との調和が許す限り、できるだけ大きい方が経済的である。計画発電所が全機稼動する1993年の尖頭負荷は642.0MWであり、機器脱落時の系統周波数の低下を1.5 Hz以内に止めるための許容最大単機出力は約75MWである。一方、火力発電所の場合は、機器の定検停止のため複数の機器配置が原則であり、また、当該発電所建設後少なくとも3~4年間は系統の電力需給バランスを安定できることがのぞましい。1.2.3 項の需給バランスに示されるように、1992/93年に150.0 MWの発電所を建設すれば、1996年前半まで約3.5年間、電力系統の電力需給バランスの安定を確保することができる。従って、本石炭火力発電所の設備出力は、設備出力

75MW×2基、計 150.0MWとする。

また、本石炭火力発電所は、他の重油火力やコンバインド・サイクル、ガスタービン発電所等と較べてkWh 当りの燃料費が最も安いため、ベース・ロード運転が計画され、1993～1995年に想定される電力系統の負荷持続曲線と既存発電所群の供給力から見て、次のような運転が計画される。

年間発電量	900GWh	(設備利用率68.5%)
所内ロス	7.1%	(KWhロス)
送電端電力量	836.1GWh	

1.4.2 石炭調達計画

- a) Panamaでは国内炭の生産は行われていない。また、既存資料から判断する限り高品質の石炭とは言い難く、本プロジェクトで設計されるボイラーで専焼させることは困難と思われる。従って本プロジェクトでは国内炭の使用は考えない。
- b) 石炭の調達に当たっては、長期契約とスポット契約との適当なバランス、供給源の分散化を考慮する事により長期間安定した経済的な供給を計る事が肝要である。
- c) Panama近隣の石炭輸出国としてはColombiaおよび米国の2ヶ国があるのでこの2ヶ国から石炭を調達すべきと考える。ColombiaはPanamaの隣国であり、同国北部のCerrejon炭鉱は確定埋蔵量 26 億 t、1985年の生産量は 230万 tであった。同炭鉱は、生産規模を1986年は 619万 t、1987年 900万 t、1988年 1200 万 t 1989年以降 1500 万 tに拡大する計画を進めている。また、同国では、これ以外の炭鉱開発も進められている。米国については、Gulf地区が地理的にPanamaに近い。Colombia炭と米国炭を比較すると米国炭はFOB価格、海上運賃共に割高になるものと考えられる。従って米国炭の調達はスポットベースを主として炭価が安い時を見ながら買う方式とすることが現実的であろう。
- d) 初めて発電用の燃料炭を調達するためには、石炭の国際取引に関する知識、石炭の海上輸送および取扱に関する知識を事前に修得しておく必要がある。

1.4.3 地質および地形条件

(1) 地 形

Telfers island は現在PCCの管理下にあり浚渫残土の土捨場並びにゴミ処理場として使用されている。

計画地点は、一部林がある他はほとんど全面に背の高い草が生い茂った草地となっている。

地形的には、ほぼ平坦であり、計画発電所用地部分で標高約 2.5mから約 5.5mである。

計画地点の西側は海に面しており、沖合約 500mのところ、ほぼ海岸線と並行してPanama運河のための浚渫を行った境界がある。この境界までは陸側から約1/90～1/100の勾配でゆるやかな海底面が続き、境界付近で、この浚渫のために約1/10～1/15の勾配で急激に-12mまで深くなっている。それより沖側は水深-12mから-14mとほぼ一定しており、この水域は現在、小型船舶の碇泊水域 (anchorage area) として使用されている。

また、計画地点の東側にはFrench Canalと称される入江が形成されており、水深は放水口計画位置付近で-1.5 m程度でNo.16棧橋付近では-13m程度まで深くなっている。

(2) 地 質

計画地域の位置するCanal Zoneでは、Gatun 湖の北東側に玄武岩及び安山岩質の火成岩からなる先第三紀の基盤岩が広く分布している。Gatun 湖から太平洋岸にかけては、第三紀中新世の玄武岩及び安山岩を主体とする火成岩が主に分布している。Gatun 湖よりカリブ海側に向かっては、上部漸新世のCamito層、中部中新世の Gatun層、上部中新世あるいは下部更新世のToro LimestoneおよびChagres Sandstone などの堆積岩類が緩い傾斜をなして分布している。

このうち発電所計画地点付近の地質は第三紀中部中新世の Gatun層を基盤岩としている。本層は計画地点付近では主に泥岩から構成されている。

この Gatun層を覆ってシルト、粘土、砂からなる沖積層およびサンゴ礁からなる現世の堆積物が海岸沿いに分布している。

また、計画地点一帯には、これらの在来地盤上にPanama運河の浚渫土が相当量捨土してある。

今回、主要構造物の計画位置付近を選んで陸上7本、海上3本のボーリングを行い、それに伴い標準貫入試験といくつかの室内試験も行った。

また、陸上部では計画地点全域にわたって弾性波探査を行った。

これらの地質調査の結果に基づき以下のことが言える。

本計画地点の地盤構成は、大局的に見て、軟弱な堆積層部とその下部のそれほど深くはないところに存在する Gatun層と呼ばれる基盤層の2層からなり、杭支持構造物とした場合は、その鉛直支持層は Gatun層（栈橋部ではサンゴ碎片層）とすることで問題ない。

しかしながら、貯炭場のような石炭をある程度の高さで積上げるような構造の場合、全体を杭基礎とすることは、その対象の広さから明らかに不経済であり、現状地盤のままでは沈下、地すべり等が生じる恐れがある。本スタディでは、その対策工法として、施工期間に余裕のない地下ベルトコンベア用暗渠周辺はサンドコンパクション工法を、また他の貯炭部分はサンドドレーン工法を施工するものと計画したが、実施設計の段階では更に詳細な地質調査を行い、最終的な対策工法を確立する必要がある。

1.4.4 構造物の概要 (Fig 1.2 参照)

(1) 発電所のレイアウト

a) 発電所地点の位置

発電所地点の位置は北緯 $9^{\circ} 20' 10''$ 、西経 $79^{\circ} 54' 35''$ に位置し、Panama運河のカリブ海側への出入口であり Limon湾に面した Telfers islandである。発電所地点の北側はCristobal 港に面しており、北東に Colon市がある。Colon市の中心から発電所地点までは約3 kmの距離である。

b) サイトの面積

150MW (75MW \times 2 基) の石炭火力発電所を、Orilla株式会社の船舶解体場に隣接して Telfers island地点に建設するに必要な面積は約 620,000 m^2 であり、その主たるものは、発電所の建屋区域として81,000 m^2 、貯炭場として26,000 m^2 、灰捨場として 230,000 m^2 、そして緑地帯その他 283,000 m^2 から成る (将来3, 4号増設分として約58,000 m^2 を含む) 。

c) 石炭荷揚げ用栈橋と貯炭場

石炭荷揚げ用栈橋は発電所地点から約 500m離れた Cristobal港の浚渫境界線にそって建設される。栈橋の前面海域の水深は-12m~13mあるので、Colombiaおよび米国東部炭を積んだ10,000D.W.T.級の石炭運搬船が容易に着岸出来る。石炭は連続アンローダーによりベルトコンベアを経て運搬され、貯炭容量63,600tの貯炭場へ送られ貯炭される。尚、10,000D.W.T.級の石炭船の操船海域はPanama運河の運行に支障ない様配慮した。

d) 冷却水の取水と放水

復水器用冷却水(8m³/sec.)はCristobal港側に建設する取水口から取水し、取水ポンプにより復水器へ送られ、温排水は、French Canal側の放水口へ放水される。コンピュータによる温排水の拡散シミュレーションにより温排水の取水口側への廻り込みがないことが確認されている。

e) 機械、電気設備と建屋

ボイラ、タービン、発電機等の主機は、鉄骨構造からなる本館におさめられるがボイラは経済性の面から屋外型を採用する。鉄筋コンクリート製の煙突は高さ95mもあり、排煙の拡散に寄与する。その他管理棟、石炭輸送制御棟、開閉所、水タンク、油タンク、工作所、倉庫、駐車場等が配置される。

f) 灰輸送と灰捨場

ボイラボトムのクリンカーアッシュはチェーンコンベアからベルトコンベアへ移され灰捨場へ捨てられる。シンダーアッシュおよびフライアッシュ共アッシュホッパに一時貯蔵され、その後加湿されながらベルトコンベアにより灰捨場へ捨てられる。灰捨場の容量はI R H Eが基準としている発電所の耐用年数25年間分とした。

g) 送電線

石炭火力発電所で年間900GWh発生する電力は、新設する230kV、2回線の送電線で約72km離れた新設のPanama II変電所へ送られ需要地へ配電される。

(2) 土木工事

a) 復水器冷却用水設備

取水口は、取水海域がLimon湾内にあり波浪の影響が少ないこと、また放流先をFrench Canal内としている為に温排水の再循環の可能性が無いことから取・放

水方式は、表層取水・表層放流とした。

- ・取水口の構造は、発電所のレイアウト、スペースおよび経済性から取水口・スクリーン室およびポンプ室を一体とした。その規模は、幅10.00m、高さ9.00m～11.20 m、延長 24.00mの鉄筋コンクリート構造とした。
- ・冷却水管は、内径1.20m×2条の地下埋設管とし、沈下を防止する為に杭支持の鉄筋コンクリート造支台上に設置することとした。
- ・放水路は、放水槽から放水路暗渠を経て放水口に至る水路からなる鉄筋コンクリート構造物とした。

放水槽の規模は、幅6.40m、高さ8.40m、延長 13.40m、放水路暗渠は、内幅2.00m、内高2.00m、延長約 120m×2連、放水口は、幅6.40m～ 12.40m、高さ 6.00m、延長 18.60mとした。

b) 石炭荷揚げ用栈橋

栈橋は、10,000D.W.T.級の石炭船および1,000D.W.T.級の石油タンカーの接舷が可能であること、また、石炭荷揚げ用のアンローダーの設置および走行が可能なスペースを持ち、かつ、その荷重を支持できることが必要である。

この条件を満足する構造として、鋼管杭 (φ900mm)により支持された栈橋構造とした。その規模は長さ 150m、幅17m、水深9 mの本体と、係船用の綱取りドルフィン2基である。

c) 貯炭場

- ・貯炭場は長さ 160m、幅 160mのスペースを持った野積式であり、貯炭容量は約1.5ヶ月分、63,600tである。
- ・貯炭場から発電所本館へ石炭を運搬する払出しコンベアは鉄筋コンクリート製の地下暗渠内に設置される。
- ・貯炭場地点の地質条件は調査の結果、軟弱であり、貯炭時に地盤がすべり崩壊する可能性がある為に、サンドパイル等による地盤改良を必要とする。

d) 灰捨場

- ・灰捨場は、環境対策及び経済性からも有利な陸上部に計画した。灰捨場の面積は約23万㎡で、その周囲には灰の流出を防止する為の高さ1.50m、天端幅4.50m程度の築堤を行うこととした。
- ・灰捨容量は、約25年分 128万㎡である。

(3) 建築設備

a) 発電所本館

発電所本館は機器区域、制御区域、バンカーより構成され、建築面積は合計で3,020 m²である。

機器区域にはタービン発電機、補機類が設置され、タービン発電機のある3階には点検整備用の天井走行クレーンが設置される。

制御区域には中央制御室、リレー室、運転員控室が機能性と運転員の快適さを考慮してレイアウトされている。

バンカー区域には石炭バンカー、ミル等の給炭設備が設置される。

構造は主架構を鉄骨造とし、基礎は鉄筋コンクリート造でコンクリート杭によって強固な地盤に支持されている。

屋根、外壁の仕上はスレート板を採用する。

建築設備としては、換気空調設備、給排水、衛生設備、照明設備等がある。

b) 管理事務所およびその他の建物

管理事務所は機器の運転員を除く管理職員50名を対象としている。

1階には化学分析室、食堂、休憩室等、2階には事務室、会議室、所長室等が設置される。

構造は鉄筋コンクリート造2階建、基礎はコンクリート杭による。

その他の建物としては修理工場、倉庫、揚運炭制御室、危険物倉庫、水処理室、揚炭詰所、自動車車庫、守衛所がある。

c) 煙突

煙突の高さは排出されるばい煙の拡散が充分に行われる様95mとした。この時の地上に達する硫黄化合物の最大濃度はPanamaと地域環境が良く似ている日本の沖縄地区の規制値以下となる。

構造は鉄筋コンクリートの外筒、鋼製の内筒よりなり、内筒には腐食防止の為の耐酸耐水性セメントコーティングを行う。

(4) 機械および電気設備

機械および電気設備の主要諸元は次のとおりである。

I t e m s	D e s c r i p t i o n
(1) Boiler system	
a) Boiler	
Type	Single drum, natural circulation, outdoor type
Evaporation (M ²)	240 t/h
Steam pressure	105 kg/cm ² g
Steam temperature (SH/RII)	541/541 °C
b) Coal pulverizer	
Type	Vertical, balls and race type
Capacity	16 t/h x 3 sets
(2) Coal handling facilities	
a) Coal storage capacity	1.5 month for 2 units 63,600t (AR)
b) Coal consumption	55.8 t/h (AD) for 2 units 318,100 t (AD) for 2 units
c) Coal unloader	250 t/h x 2 sets
d) Coal stacker	Stationary type with tripper
e) Coal belt conveyor	600 t/h - 250 t/h
(3) Ash handling facilities	
a) Bottom ash	Chain conveyor draw out and belt conveyor carrying system
b) Fly ash	Pneumatic vacuum conveyor collection and belt conveyor carrying system
(4) Turbine facilities	
a) Turbine	
Type	Tandem compound, impulse type two-cylinder, single flow, exhaust reheat condensing turbine type
Rated output	75 MW (as generated power)

I t e m s	D e s c r i p t i o n
Main steam pressure (MSV inlet)	102 kg/cm ² g
Main steam temperature (MSV/RSV)	538/538 °C
Exhaust vacuum	700 mmHg
Rotating speed	3,600 rpm
b) Condenser	
Type	Double pass, divided water box type, surface condenser
Kind of cooling water	Seawater
Quantity of cooling water	4 m ³ /sec.
Temperature of cooling water (inlet/outlet)	29/36 °C
(5) Generator	
Type	Horizontal shaft, 3 phase, totalling enclosed, hydrogen cooled type
Rating	
Capacity	75,000 kW, 88,250 MVA
Voltage	13,800 V
Current	3,692 A
Power factor	0.85
Short circuit ratio	0.58 (minimum)
Frequency	60 Hz
(6) Main transformer	
Type	Outdoor, 3 phase, oil circulating air cooled type
Rating	
Capacity	85,600 kVA
Voltage	13.8/230 kV

I t e m s	D e s c r i p t i o n
<p>(7) Control and instrumentation system</p> <p>a) Major control</p> <p>b) System control</p> <p>c) Computer</p> <p>d) Supervisory television purpose</p>	<p>Automatic boiler control (ABC)</p> <p>Automatic load regulator (ALR)</p> <p>Turbine governing system</p> <p>Generator automatic synchronizer</p> <p>Unit interlock system</p> <p>Automatic burner control</p> <p>Turbine automatic start-up control</p> <p>Digital type computer</p> <p>Drum level monitoring</p> <p>Finance monitoring</p> <p>Stack monitoring</p>
<p>(8) Environmental protection facilities</p> <p>a) Electrostatic precipitator type</p> <p>Type</p> <p>Gas flow</p> <p>Dust concentration (BP outlet)</p> <p>Dust removal efficiency</p> <p>b) Waste water treating facilities</p> <p>Power plant area</p> <p>Coal storage yard</p> <p>Ash disposal area</p>	<p>Outdoor, dry, horizontal gas flow type</p> <p>$282 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (dry)</p> <p>0.1 g/Nm³ or less</p> <p>99.25% or more</p> <p>Type</p> <p>Sedimentation, filtration and neutralization type</p> <p>Gravity sedimentation type</p> <p>Gravity sedimentation type</p>

(5) 送変電設備

a) 接続変電所の検討

本プロジェクトで発生する電力を受電する負荷側の変電所としては、(i) Panama II 変電所、(ii) Bahia Las Minas 発電所の開閉所、(iii) Panama 変電所が考えられるが、経済性、信頼度、I R H E の系統増強計画との整合性などの観点から Panama II 変電所が最適であるという結論に達した。

Panama の電力系統は、Chiriqui 電源地帯からの電力を 230kV 送電線で Panama 変電所に統合し、その後 Panama 変電所をキーステーションとして 115kV で周辺の各変電所に給電するという構成となっている。

しかしながら、230kV 送電線は雨期の一時期において電撃によるトリップが頻繁に発生しており、電力の安定供給上問題がある。このため、I R H E は、将来 Changuinola 発電所系統の完成に伴い、400 ~ 500kV の新系統を計画している。

I R H E はこの超高圧送電線に接続する Panama 市近傍の変電所として、拡張スペース、Panama 変電所に集中している電力夕流の分散、信頼度の向上などの点から Panama II 変電所の建設を計画している。本プロジェクトで発生する電力の受電変電所として Panama 変電所を考えたばかり、現在 Panama 市で消費している電力のほぼ 100% が Panama 変電所を通過している現状を改善できないばかりか、さらに電力の集中が進み供給信頼度が低下する。また Bahia Las Minas 発電所の開閉所に接続した場合、Bahia Las Minas 発電所から Panama 変電所までの既存送電線が過負荷になる。さらに、Bahia Las Minas 発電所の開閉所に接続したとしても、本プロジェクトで発生する電力のほとんどは、Panama 変電所に送電されることになり、やはり供給信頼度は低下する。以上の事から信頼度、I R H E の系統増強計画との整合性で最も有利な Panama II 変電所を受電変電所とした。

b) 変電所設備

変電所のブス構成は、2 回線あたり 3 台のしゃ断器を置いた供給信頼度の高い 1 ½ しゃ断方式とした。送電線の保護方式として電力線搬送方向比較リレーを採用した。また変電機器のコントロール等は電力線搬送を用い Panama 変電所に隣接する中央給電指令所からリモートコントロールできるものとした。

c) 送電々圧

送電々圧については、115kV、230kVが考えられるが、供給信頼度、経済性の比較およびIRHEの系統増強計画との整合性から230kVを採用した。

d) その他

電線、回線数、碍子、ルートについては、IRHEの標準を参考とし、送電距離72km、ACAR 750MCM、2回線、250mm 標準懸垂碍子14個連とした。

ルート図をFig. 1.3に示す。

1.4.5 環境対策上の考慮

本プロジェクト計画に当たって、環境対策上、最も考慮しなければならない点は、

- 石炭火力発電所がPanama運河の運行に悪影響を与えない事
- 石炭火力発電所が周辺地域の環境に悪影響を与えない事

である。

JICA調査団は、上記の基本的な考えを基に、発電所の計画を行った。

具体的には、Fig. 1.1に示す通り発電所のレイアウト上、石炭荷揚げ用栈橋をPanama運河から遠くに配置し、また、冷却水をFrench Canalに放水する等の対策で、Panama運河の運行に支障のない様配慮した。

現在、Panamaには周辺環境保全に関する法規制が制定されていない。また、世界各国の規制値も国各々によって異なり、各国共通のInternational Standardはない。

そこでJICA調査団は、IRHEと協議の結果、U.S.A., Japan, West Germany, France, Sweden等の排出規制値(National Emission standard)、環境規制値(Ambient air quality standard)を参考に世界的に通用する規準として日本の排出規準値を採用する事とした。

これらの設計値をTable 1.4.5 (I)に示す。この設計値を用いて、周辺インパクトの予測評価を行った結果、排煙の最大着地濃度地点でも世界、特にU.S.A.およびJapanの環境規準を大きく下廻る。また、最大着地濃度発生地点は、発電所より6.4kmでありCristobol港およびColon市の外側となるため、周辺環境に対して悪影響はないと想定される。

周辺への環境インパクト予測の結果

	環境へのインパクト (各ユニット)	環境規準 (Ambient air quality standard)	
		U. S. A.	Japan
S o x	0.009 ppm (D)	0.14 ppm (D)	0.04 ppm (D)
N o x	0.004 ppm (D)	0.05 ppm (A)	0.04~0.06 ppm (D)
D u s t	0.001 mg/Nm ³ (D)	0.26 mg/m ³ (D)	0.1 mg/m ³ (D)

注 (D) 日平均値

(A) 年平均値

尚、環境対策設備の概要をTable 1.4.5 (2)に示す。

環境影響のモニタリング

発電所運転に伴う周辺環境への予測は、前述の通りである。しかしながら、直接発電所運転にたずさわらない周辺住民および関係官庁から見れば、これら予測値に対する実証が望まれるであろう。

上記の事から、IRHEは、これら関係者に対する理解と信頼を得るために、発電所運転開始前と後の周辺環境のモニタリングを行い、その変化、影響度を調査する事が望ましい。

望ましいモニタリングの項目、周期、場所をTable 1.4.5 (3)に示す。又、モニタリングの開始は、発電所運転開始前、後の比較を行う必要から1号機運転開始の18ヶ月前 (Initial firingの約1年前) から行う事が望ましい。

モニタリング項目の内、大気汚染測定は、予測着地濃度、風向、および人口密度を考慮してFig 1.7 に示す地点とし、又、測定は1台の自動車に全項目のモニタリング装置を搭載した、移動測定局により、1週間毎4ヶ地点をそれぞれ測定する方法が経済的である。

尚、全てのモニタリング地点は、自動車の排ガス影響を受けない所で、かつ、測定値の変化を見る事から、固定した場所を選ぶべきである。

Table 1.4.5 (1) Environment Protection Design Values

(1) Air Pollution Countermeasures

(a) SO_x

Control method: Ground level concentration control
Maximum ground level concentration = 0.015 ppm
(It is called K-value control method in Japan.)

Therefore, the value corresponds to K = 9.0
(C_{max} = K x 1.72 x 10⁻³)

(b) NO_x

Control method: Emission concentration control (at top of stack)
Maximum concentration = 300 ppm

(c) Dust

Control method: Emission concentration control (at top of stack)
Maximum concentration = 0.1 g/Nm³

(2) Water Pollution Countermeasures

Control method: Emission concentration control (at outlet)

(a) Maximum waste water concentration

SS (Suspended Solids)	= 200 mg/lt
COD (Chemical Oxygen Demand)	= 160 mg/lt
Normal Hexane Extract (oil)	= 5 mg/lt
PH (Hydrogen Ion concentration)	= 5 - 9

(b) Heated effluent for cooling water

Maximum temperature rise = 7°C

(3) Noise Countermeasures

Control method: Impact level control (at the boundary)

Maximum impact level: Day time = 65 dB (A)
Night time = 60 dB (A)

(4) Vibration Countermeasures

Control method: Impact level control (at the boundary)

Maximum impact level: Day time = 65 dB
Night time = 65 dB

Table 1.4.5 (2) Main Features of Environment Countermeasure Equipment

(1) Air Pollution Countermeasure

(a) For SO_x

- Coal blending system to average sulfur content
- High and fast gas speed stack: 95 m and 30 m/s to reduce ground level concentration

* A desulphurization system is not needed.

(b) For NO_x

- Two stage combustion systems
- Flue gas mixing system
- Low NO_x burner
Boiler outlet NO_x concentration: less than 300 ppm
- High and fast gas speed stack: same as SO_x

* A denitrification system is not needed.

(c) For Dust

- Electrostatic precipitator (low temperature gas type 140°C)
Outlet gas concentration : less than 0.1 g/Nm³
Dust collecting efficiency: more than 99.25%
- High and fast gas speed stack: Same as SO_x

* A bag-filter is not needed.

(2) Water Pollution Countermeasure

(a) For Waste Water

- SS : Sedimentation and filtration equipment
Outlet SS concentration: less than 200 mg/lt
- Oil: Oil separator equipment
Outlet oil concentration: less than 5 mg/lt
- PH : PH-Neutralization equipment
Outlet PH value: 5 - 9

* A COD-Removal system is not needed.

(b) For Heated Cooling Water Effluent

- Large cooling area condenser
Maximum temperature : 7°C
Cooling water quantity: 4.0 m³/s for each unit
- Outlet of cooling water will be located at French Canal to diffuse well.

(3) Noise Countermeasure

- Main equipment will be installed in powerhouse located far from boundary to reduce noise level.
- Low noise equipment will be used.
Impact noise level at boundary will be:
Day time (Coal unloader operation) : less than 65 db (A)
Night time (Coal unloader stop) : less than 60 db (A)

(4) Vibration Countermeasure

- Main equipment will be installed far from boundary.
Impact vibration level at boundary: less than 65 db (all the time)

(5) Miscellaneous

- Water sprays will be installed at coal storage yard and coal unloader to restrain dust emission.
- Outdoor belt conveyer will be covered.
- Dry ash will be wetted by water spray and disposed ash will be covered with soil to restrain dust emission.

Table 1.4.5 (3) モニタリング項目

区 分	項 目	場 所	周 期	備 考
大 気	SOx NOx Dust 風 向 風 速 気 温	別図の4地点	各地点各々 1回/月 各地点毎 1週間連続 記録	移動測定局によ る
水 質	P. H SS 水 温	取水口 放水口 French Canal (中 央) 灰捨場排水	1回/月	手分析
騒 音	—	発電所敷地境界 10地点	1回/月 昼間および (夜間)	同 上
振 動		同 上	1回/年	同 上
排ガス	SOx NOx Dust ガス温度	煙突又は煙道	連続記録	発電所にて 常時監視

1.4.6 実施工程

IRHEの技術関係人員が極めて限られているため、本発電所の建設は、設計および施工を含めた一括請負のフル・ターンキー・ベースで行われるものと計画した。プロジェクト実施の所要期間は、本フィージビリティ報告書が提出されてから、IRHEが行う資金源へのアプローチ、DEPATを通じてのPanama運河委員会（PCC）への用地取得のアプローチ、融資協定、信用状開設、用地使用許可、コンサルタントの選定、コントラクターの選定のための手続き、工事施行、試験運転開始を経て最終支払まで5年9ヶ月の期間が必要と思われる。Fig. 1.4 に示すように、全体工程を左右する主要 events は次の通りである。

F/S Report 提出	1987年3月
詳細設計開始	1988年4月
見積提出	1989年7月
土木工事開始	1990年3月
本館工事開始	1990年9月
ドラム揚	1991年7月
受電	1992年2月
火入れ	1992年5月
#1 Unit 運転開始	1992年10月
#2 Unit 運転開始	1993年1月

1.4.7 概算工事費

本プロジェクトの工事費は、機器については、日本国内で最近完成した石炭火力発電所の機器価格や最近日本から輸出された電気、機械設備の輸出価格を、また、土木工事についてはPanama国内の工事単価を参考とし、且つ主要各国通貨に対するUS\$為替レートの過去2年間における変動率を勘案し、国際価格として見積られた。この見積り結果と、これに基づいて算定された発電原価は Table 1.4.7の通りである。

Table 1.4.7 概算工事費及び発電原価 (百万B/.)

		発 電 所	送 配 電 設 備	合 計
1986 価格	外貨	109.20	8.69	117.89
	内貨	38.08	6.03	44.11
	計	147.28	14.72	162.00
物価上昇見込総価格	外貨	139.36	11.55	150.91
	内貨	82.40	11.57	93.97
	計	221.76	23.12	244.88
発 電 単 価		4.92 c/kwh	—	5.19 c/kwh

(注) 通貨交換率 : 1US\$ = 1Balboas (1B/.)

1986年価格は建中利子、輸入税を含まず。

物価上昇見込価格は、物価上昇、建中利子および輸入税を含む。

工事費積算は、下記の条件によった。

- a) 予備費は直接工事費の5%
- b) 管理費は直接工事費の1.5%
- c) エンジニアリングフィーは、直接工事費の2.5%
- d) エスカレーションは、1986年を基準に、内貨分3.5%/年、外貨分2.0%/年
- e) 建中利子は内貨分8%/年、外貨分10%/年
- f) 輸入税は輸入する機器価格の35%

又、発電単価の試算は次の条件によった。

- a) 年間利用率68.5%
- b) 減価償却は、発電設備25年、送変電設備35年
- c) 支払金利は建中利子と同一利率で、返済期間は運転開始後、内貨分10年、外貨

分25年

- d) 運転保守、管理費は、各々建設工事費の発電設備 4.5%、送変電設備 2.3%
- e) 石炭価格は、42\$ / t (C. I. F)
- f) 石炭に対する輸入税は含まない。

1.4.8 経済評価

発電設備の経済評価は、燃料価格がプロジェクトにおよぼす影響を見るため、US\$ 18.50/barrelの予想原油価格をベースとして成立している1987年1月現在の燃料価格体制（石炭価格はUS\$ 42.0/ton）を前提とした場合の評価（基本study）と、将来、原油価格が1984～85年の価格水準、すなわちUS\$ 29.10 /barrelとなった場合に想定される燃料価格体制（石炭価格はUS\$ 48.40 /ton）のもとにおける評価（感度分析）の2通りの評価を行った。また、経済評価の際に用いられる金利または割引率について I R H E は12%という数字を用いているので、この率を本経済評価に適用した。この結果、得られた結論は次の通りである。

- a) 本石炭火力発電所と同じ送電端電力供給能力を有する重油火力、コンバインド・サイクルおよびガスタービン発電所と、金利12%のもとに電力供給費用の比較を行うと、基本study の場合には設備利用率65.6%以上、感度分析の場合には設備利用率約32.4%以上ならば、下記に示すように、本石炭火力発電所が最も経済的である。

損益分岐点の設備利用率

	基本study	感度分析
石炭火力 対 重油火力	65.6%	26.5%
石炭火力 対 コンバインド・サイクル	62.9%	27.8%
石炭火力 対 ガスタービン	62.5%	32.4%

- b) 本石炭火力発電所は発電端電力量900GWh（設備利用率68.5%）、送電端電力量836.16Whの運転が期待される。これと同じ送電端電力量を他の代替火力発電所が供給する場合に、本石炭火力発電所の総費用の現在価値換算額と代替火力発電所の総費用の現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（経済的内部収益率）を求めると、下記に示すように、基本study の場合には12.60～13.40%、感度分析の場合には29.10～39.30%となり、Panamaにおいてプロジェクト評価の基準とされている12%よりも高い。

本石炭火力の経済的内部収益率

	基本Study	感度分析
石炭火力 対 重油火力	12.60%	39.30%
石炭火力 対 コンバインド・サイクル	13.25%	34.30%
石炭火力 対 ガスタービン	13.40%	29.10%

以上により、本石炭火力発電所は経済的に極めて有利な計画であると判断される。

1.4.9 財務分析

本プロジェクトは、建設費の調達条件を、外貨建て工事費については金利10%、内貨建て工事費については金利8%（返済期間は運転開始後それぞれ25年および10年）という現在の金融市場の実勢から見てやゝ厳しい条件を仮定してみても、その財務的效果は以下に示すように極めて高いものとなると考えられる。

- a) 収益率（稼働固定資産に対する営業利益の率）は、運開当初10年間で平均13.1%、耐用年数25年全期間平均で20.5%となる。
- b) 純利益率（稼働固定資産に対する純利益の率）は、運開当初10年間で平均3.3%、25年全期間平均で11.1%となる。
- c) 年毎の収支バランスは運開初年度から全期間黒字となり、運開前の建中利子を含めた累計でも、赤字は運開後3年目までで、4年目からは黒字に転ずる。

また、本プロジェクトから得られる総売電収益の現価換算額が、プロジェクトの着手段階から耐用年数終期に至るまでに生ずる総費用の現価換算額と等しくなるような割引率（財務的内部収益率）は13.5%という高い値になる。

従って、本プロジェクトは財務的にもファイジブルな計画であると判断される。

1.5 勧告

1.4.6項に述べたように、計画発電所の1号機を1992年10月、2号機を1993年1月に運転開始するためには、1988年に実施設計を始めなければならない。この所定工期を確保するため、下記に示す外交面、資金面、技術面の手続または事前準備を可及的速やかに開始する必要がある。

1.5.1 発電所建設地点の使用許可取得

Telfers islandは“Panama運河委員会”の管轄下にあり、また、石炭輸送船が接舷する棧橋の前面海域は小型船舶の指定停泊区域に含まれている。従って、プロジェクト実施の第1条件として、先ず最初に同委員会から発電所建設地点の使用許可を得ると共に、石炭輸送船接舷に必要な棧橋前面海域を小型船舶の指定停泊区域から外さなければならない。このため、Panama政府の所管官庁である対外関係省、条約事項実施局(DEPAT)を通じて、早急に所要手続をとることが必要である。

1.5.2 金融機関との折衝に必要な諸資料の準備

IRHEの現在の財務状況、本プロジェクトを含めた今後の具体的プロジェクトの実施計画およびこれに伴う将来の財務見通し等、本プロジェクトのための融資折衝に必要な諸資料を準備し、早急に金融機関と予備折衝を始める必要がある。

1.5.3 石炭調達に対する指針

Panama石炭火力発電所に使用する石炭の量は1)年間約30万トンで、輸入炭量としては小規模に属するため、石炭の調達は困難ではないと思われる。2)最近では重油の低価格安定に伴い、輸入炭市況は弱含みであり、需要家に有利に展開している模様である。

以上の状況を考慮し、石炭の調達に先立って、事前に下記について十分な知識を得ておく必要がある。

a) 石炭の国際取引に関する知識

- 産炭国の鉱山、内陸輸送、積出港の状況
- 石炭売買契約
- 石炭の需給状況および価格

b) 石炭の海上輸送に関する知識

c) 石炭の受入、および貯炭管理に関する知識

これ等の知識の習得のためには石炭、海運市場、産炭国の調査及び経験豊富な石炭輸入国に於ける技術者の研修あるいは専門家の招致等が考えられるので、これ等について検討するべきである。

1.5.4 送電線ルートに対する指針

送電線路の建設は、調査、支持物の建設および架線工事に区分される。一般に、調査費用の総工事費に対する割合は数%程度であるが、調査結果により送電線の良否が決定づけられるほど重要なものであるから、詳細設計の段階では、本F/Sで選定したルートを含め多くの比較ルートを検討する必要がある。

また、地図上だけでルートの決定をしかねる点が多いので、地上の調査およびヘリコプタによる空中からの調査などの現地調査を行う必要がある。さらに以上の現地調査により、基本ルートが決定されたあとには、測量および必要なボーリング調査を行い、各鉄塔の建設地点を定めるとともに、実施に必要な図面の作成及び各種工事数量の決定を行う必要がある。

1.5.5 詳細地形測量および地質調査の実施

1.5.1項の用地取得が確実になった時点で将来実施される詳細設計に供するため Fig. 1.5 に示す範囲についてTopographic SurveyおよびFrench Canalの放水口地点のSoundingを実施すること。また、詳細な地質調査を行い、構造基礎、特に1.4.3(2)項で述べた貯炭場基礎について適切な工法を確定する必要がある。

Fig. 1.1 Power Plant Layout

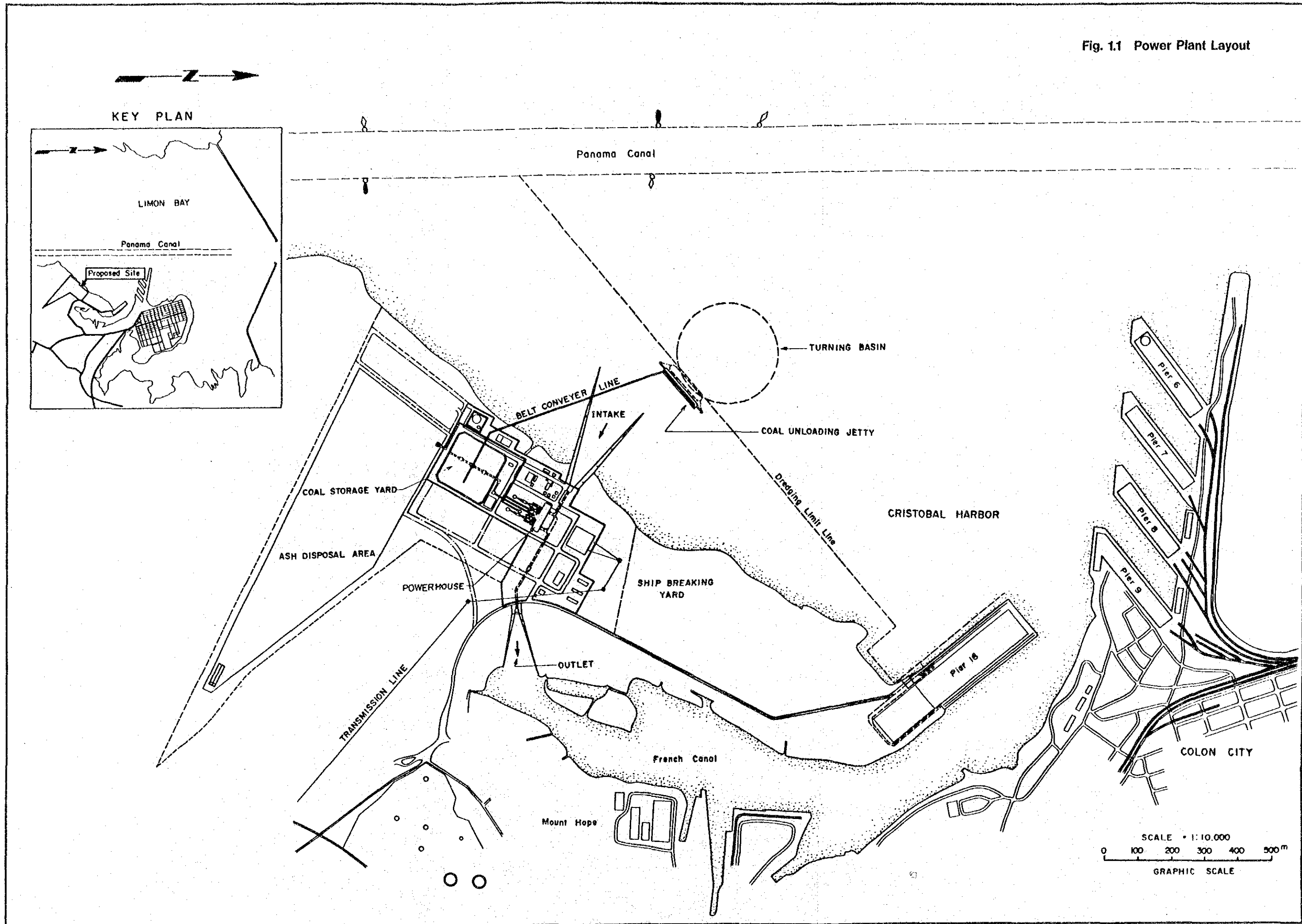
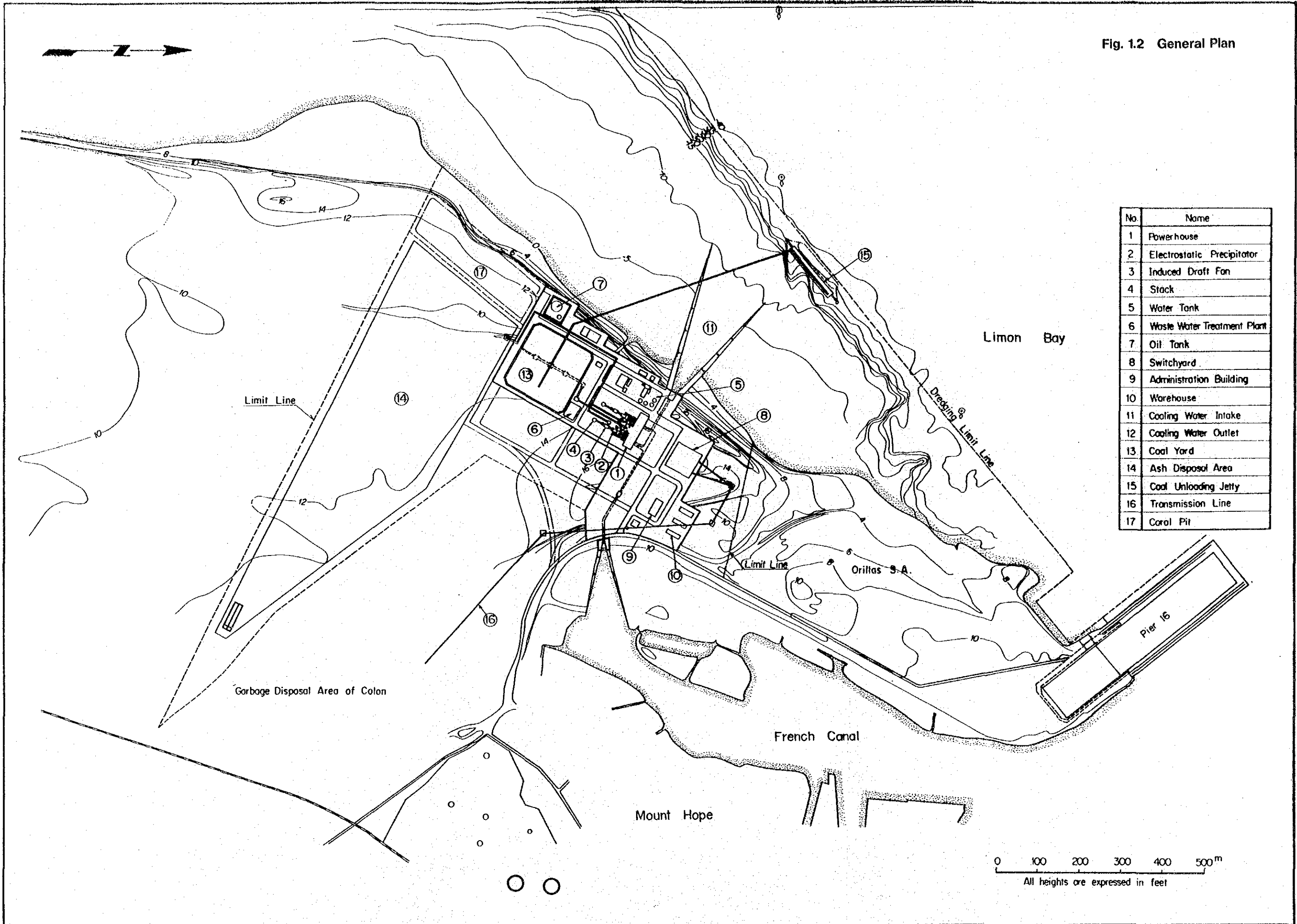


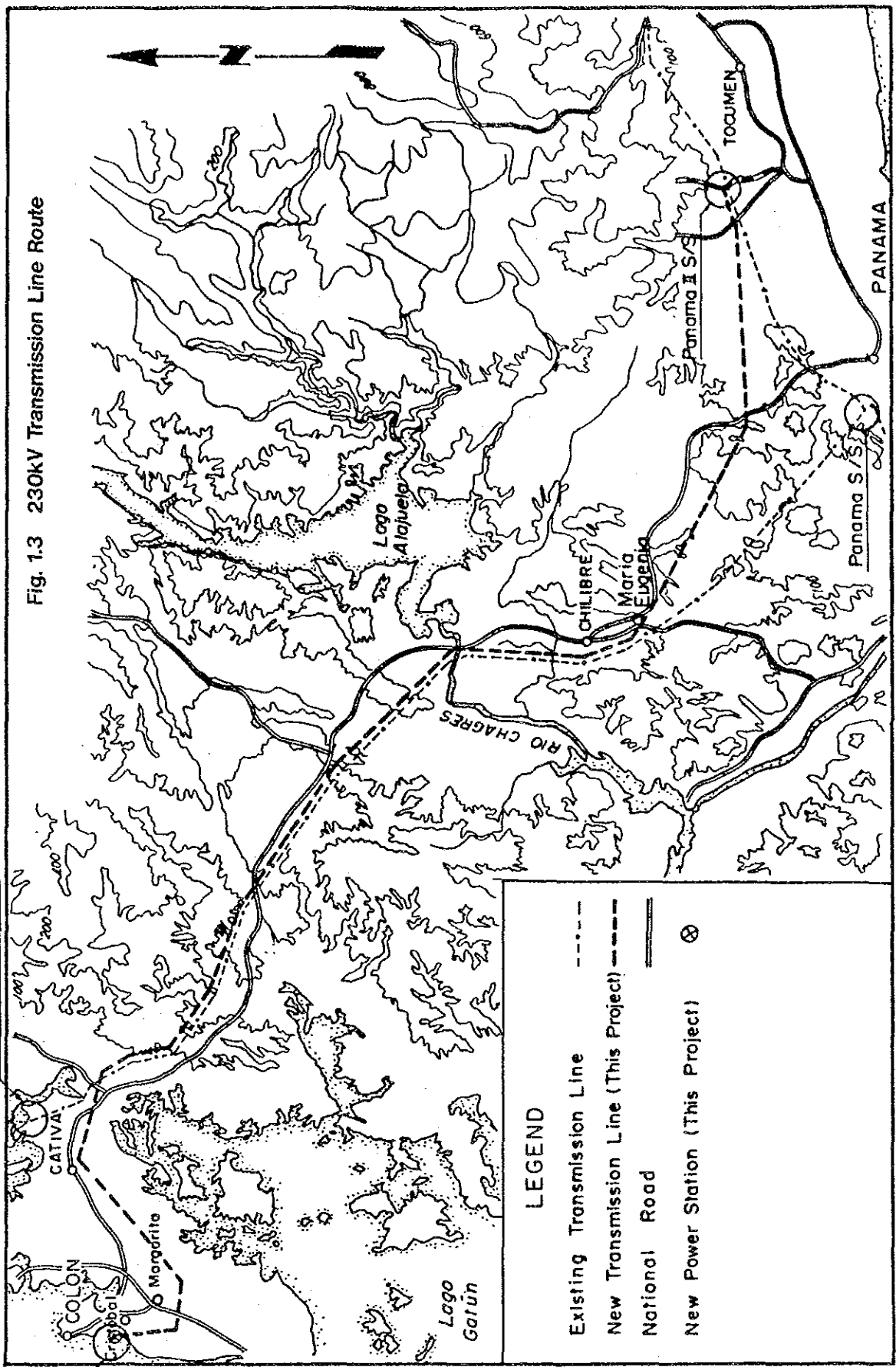
Fig. 1.2 General Plan



No	Name
1	Powerhouse
2	Electrostatic Precipitator
3	Induced Draft Fan
4	Stack
5	Water Tank
6	Waste Water Treatment Plant
7	Oil Tank
8	Switchyard
9	Administration Building
10	Warehouse
11	Cooling Water Intake
12	Cooling Water Outlet
13	Coal Yard
14	Ash Disposal Area
15	Coal Unloading Jetty
16	Transmission Line
17	Coral Pit

Bahia Las Minas P/S

Fig. 1.3 230kV Transmission Line Route



Telfers Island Site

Fig. 1.4 Implementation Schedule of Coal-Fired Power Plant

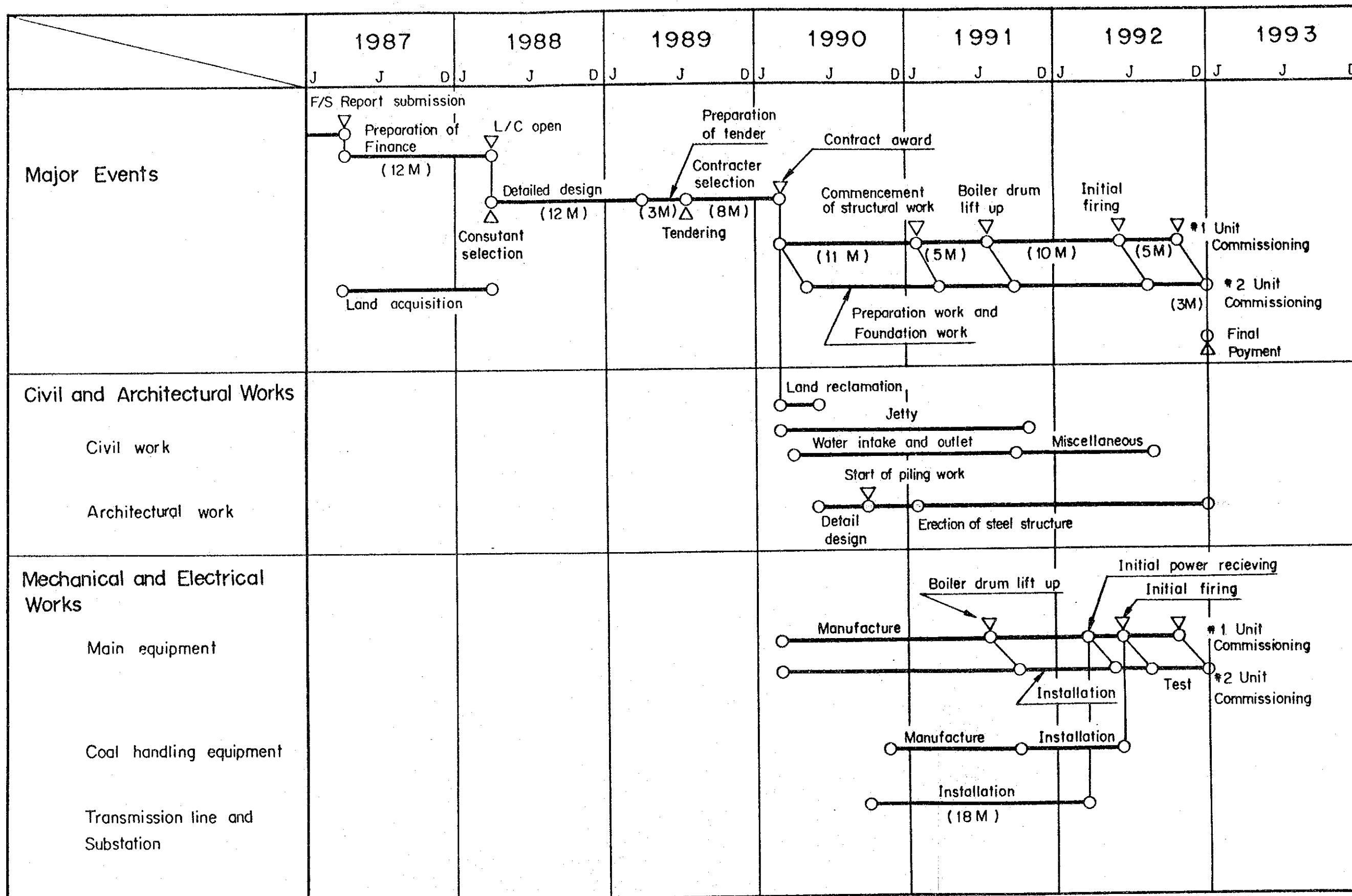


Fig. 1.5 The Areas for Topographic and Sounding Survey

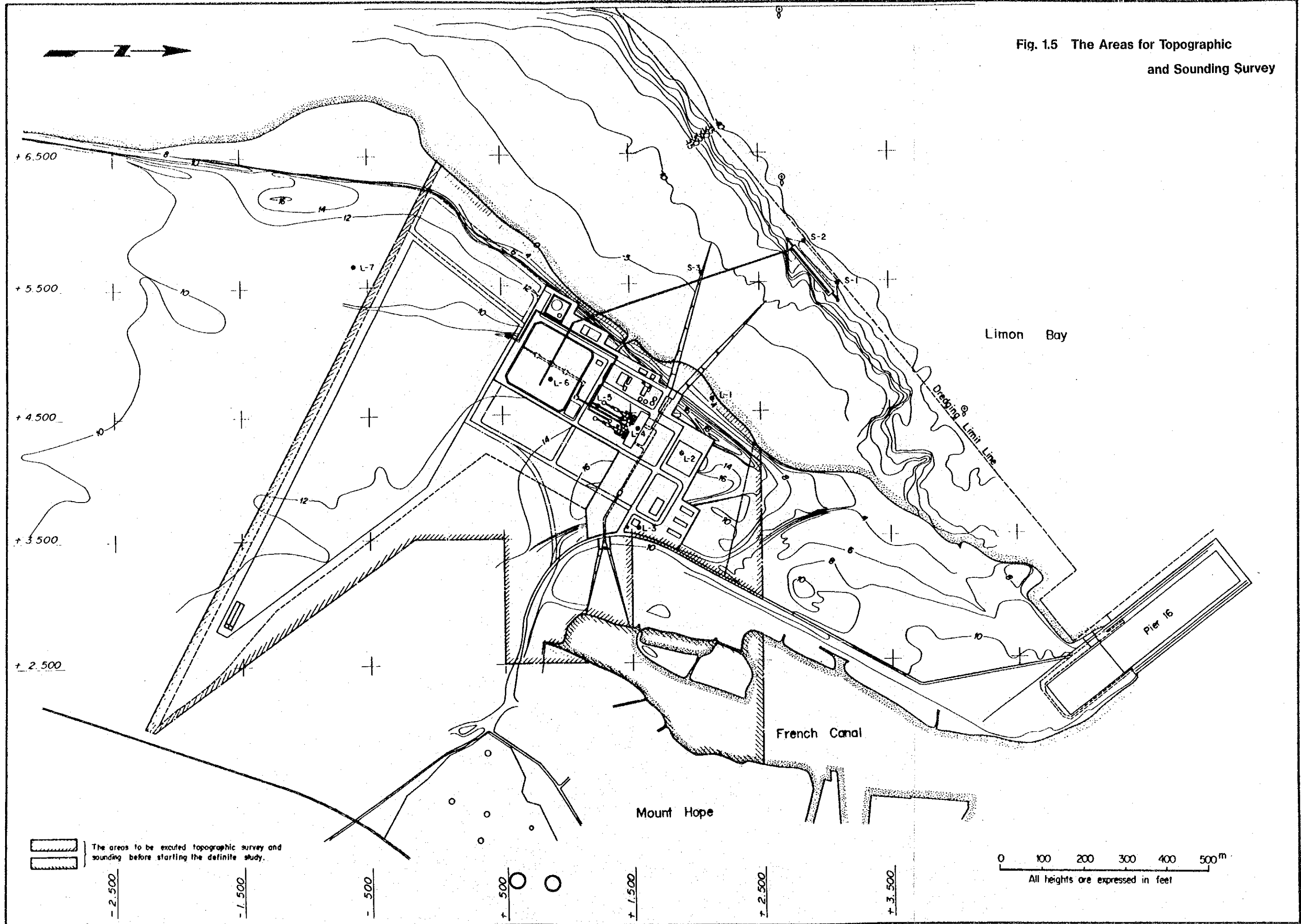


Fig. 1.6 Detailed Plant Layout

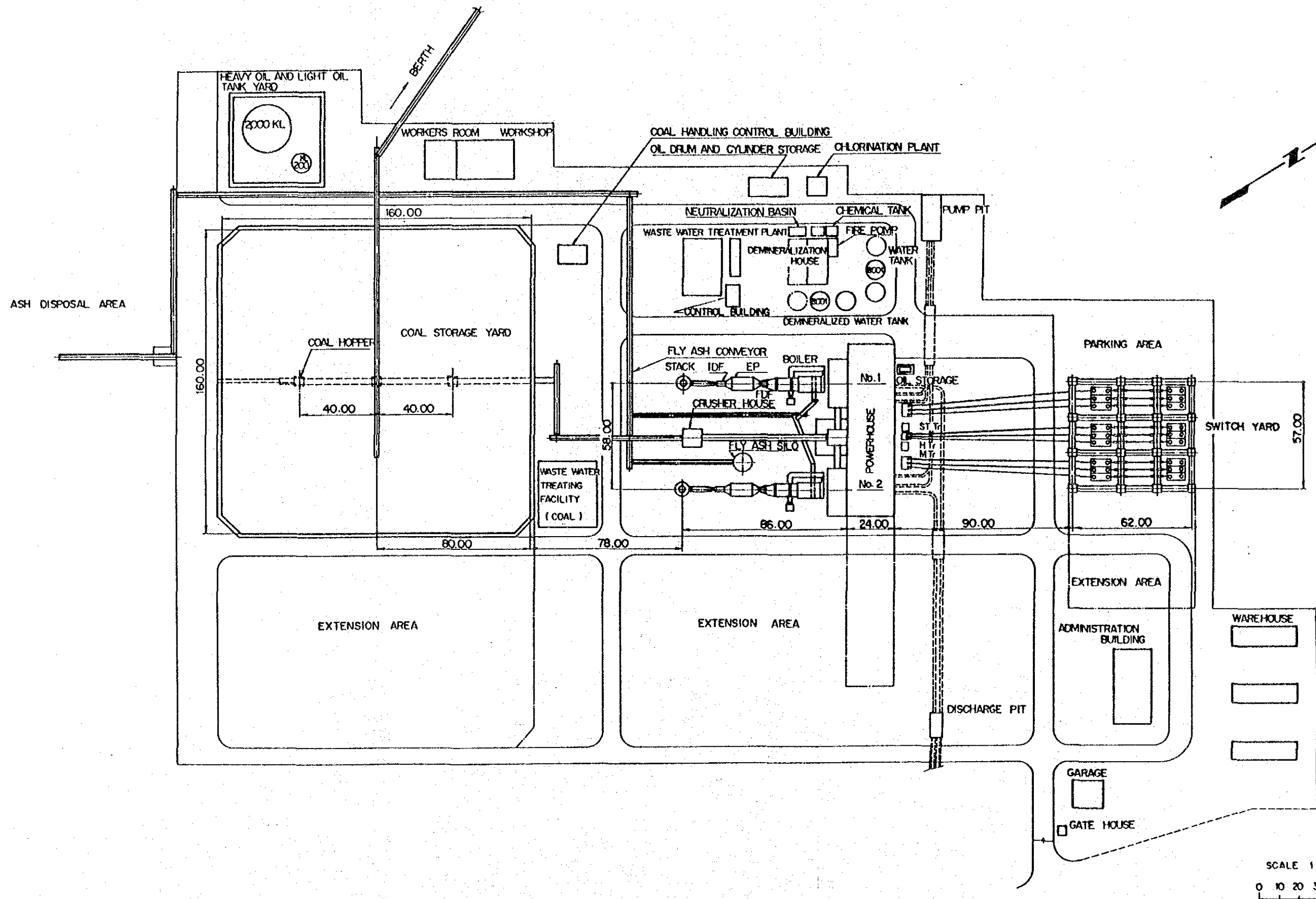
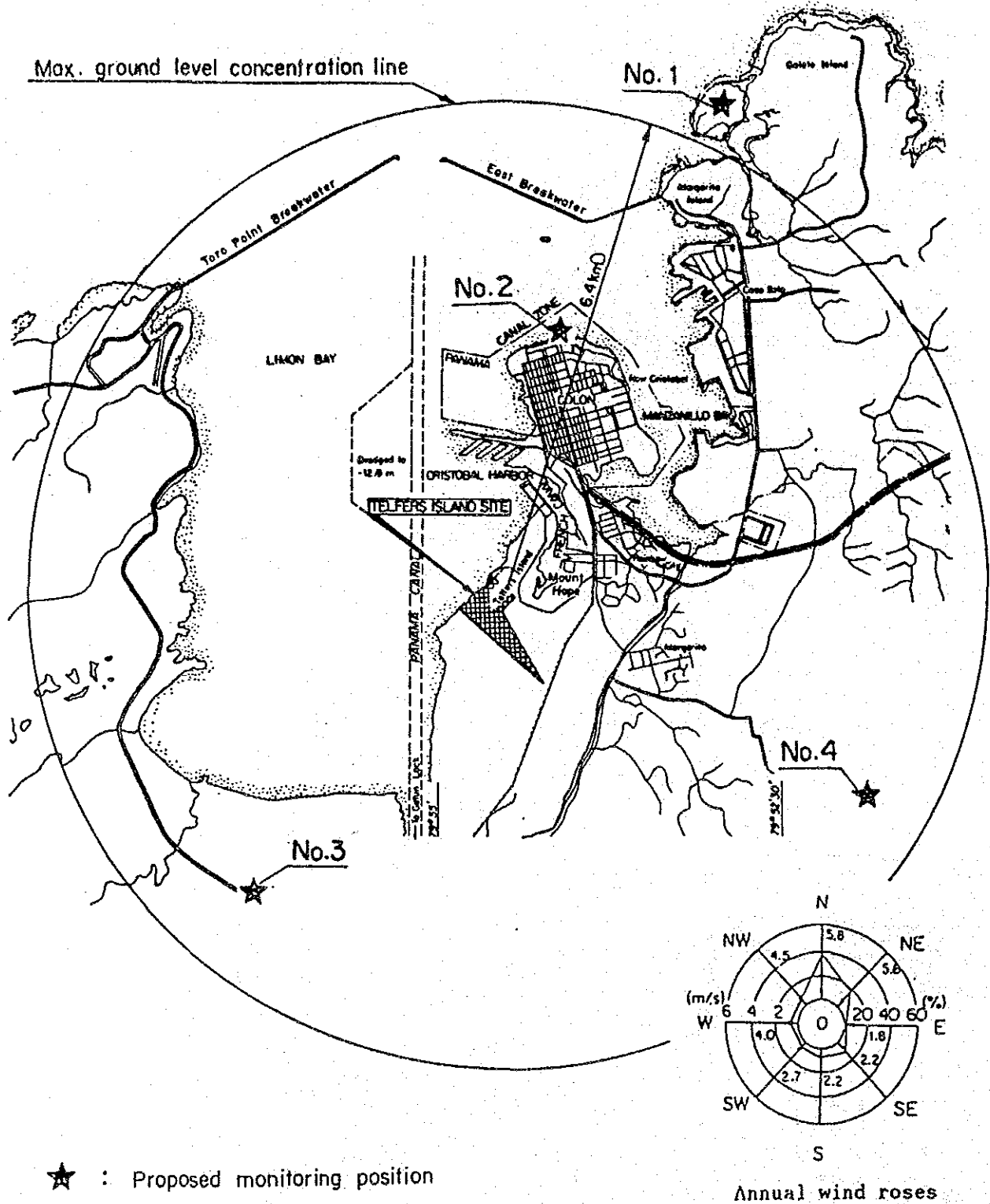


Fig. 1.7 Monitoring Position for Air Pollution



第2章 経済的背景および電気事業の現況

第2章 経済的背景および電気事業の現況

2.1 自然的、経済的背景

2.1.1 国土および気候

(1) 位置

Panama共和国は中米の南端に位し、北緯約7度20分から9度60分、西経約77度から83度に亘って広がり、東側はColombia共和国と、西側はCosta Rica共和国と国境を接しており、総国土面積は77,082km²である。

(2) 地理

国土の大部分は山岳地帯であり、北側のカリブ海岸沿いと南側の太平洋岸沿いに狭く長い低地帯が続いている。Costa Ricaに近い西部には高標高の山岳が連なり、最高峰のVolcan Barは標高3,475mである。Panama地方からColombia国境に至る東部地方は殆ど未開発であるが、Panama市からCosta Rica国境に至る国土の西半分には肥沃な盆地平野が散在している。

(3) 気候

亜熱帯海洋性気候で、気温、湿度ともに高い。雨期は5月から12月までの8ヶ月間で、時々激しい降雨があるが、1月から4月までの乾期は気候は可成り穏やかで、特に朝晩は爽快である。年平均降雨量はカリブ海岸地方で約4,000mm、太平洋沿岸地方で約2,500mmである。年平均気温は山岳地帯で摂氏19度、海岸地帯で約28度である。湿度は可成り高く、年平均約82%である。

(4) 人口

総人口は1984年末で約2,130,000人と推定され、このうち約510,000人が首都Panama市に、122,000人がColon市に居住している。

2.1.2 国民経済

(1) 経済構造

部門別のGDPおよび労働人口によって国の経済構造を可成り端的に知ることができるが、現在におけるこれらの部門別シェアは概ね次の通りである。

産業部門	GDPのシェア	労働人口のシェア
一次産業	10%	25%
二次産業	18%	15%
三次産業	72%	60%
合計	100%	100%

上記で明らかなように、Panama経済の特徴は第三次産業（サービス部門）の比重が極めて高いことである。即ち、GDPの70%以上、総労働人口の約60%がサービス部門によって占められている。Panama運河と Colon自由貿易地帯を背景とし、また米国通貨がその俣自由に通用することから、Panama国は国際金融センターとして、また国際貿易基地として着実な発展を続けており、この点が、Panama経済の最大の特色であり、また他の中南米諸国と異なる点でもある。

反面、第一次産業および第二次産業は発展がおくれており、Table 2.1.2 に示すように、1984年のGDPにおけるこれら部門のシェアは、それぞれ10.1%および17.5%にすぎなかった。

(2) 主要生産物

主要生産物は、バナナ、えび、砂糖、コーヒー等の農・海産物と精油である。GDPに占める農業、漁業、牧畜業等のシェアは低いけれども、輸出額の約50%はこれら農・海産物によって占められている。

工業については、石油精製が主なもので、その他は食料品や清涼飲料、金銀細工、衣料、繊維、家具、木工品、セメント・ブロック、床材等の製作を行う小規模加工業があるだけである。

(3) 経済成長

1976～80年にかけて、政府の経済政策は、道路、発電所、通信システム、住宅等のインフラ部門の整備と、貿易振興、工業開発の重点が置かれ、その結果、GDPの実質成長率は年平均6.3%を記録し、1970年代前半の年平均4.7%に較べて経済成長は著しく加速された。

しかしながら、1980年以降は、第二次石油危機に続く世界的不況と他の中南米諸国の経済的混乱の余波を受けて国の経済成長は鈍化し、また、増大する対外累積債務は経済的困難を助長する深刻な問題となっている。このようにして、1980～83年のGDP成長率は年平均3.3%に落込み、1984年は対前年比1.2%のマイナス成長を記録す

るに至った。因みに、1970～84年の名目および実質GDPは以下の通りである。

年次	GDP (時価) (百万B/.)	GDP (1980年価格) (百万B/.)
1970	1,021.2	2,081.7
1975	1,840.8	2,620.9
1976	1,956.3	2,664.5
1977	2,069.8	2,693.7
1978	2,452.5	2,957.4
1979	2,800.2	3,091.0
1980	3,558.8	3,558.8
1981	3,878.0	3,707.6
1982	4,278.9	3,911.1
1983	4,379.4	3,926.7
1984	4,429.0	3,878.4

年平均成長率：

1970～75	—	4.7%
1975～80	—	6.3%
1980～83	—	3.3%
1983～84	—	-1.2%

(4) 経済の現況と見通し

対外累積債務の増大と国際金利の上昇によって1982年の政府の財政赤字はGDPの11%に増大し、公的対外債務残高は3,100百万US\$ (GDPの72%) に達したため、1983年に政府はIMFから1983年および1984年分についてスタンド・バイ・クレジットを受けると共にIMFの財政調整策を受入れた。爾来、政府は年度財政、支出の大幅削減、公共投資計画の繰延べ等によって財政状況の改善に努めている。この結果、財政赤字の対GDP比は1982年の11%から1983年は5.2%、1984年は5.9%に減少している。しかしながら、公的対外債務は依然1983年は3,400百万US\$、1984年は3,600百万US\$と増大を続けている。

将来の予測は困難であるが、国際金融センターとして、また貿易基地としてのPanamaの恵まれた経済環境を考慮すると、当面の財政困難は漸次解消され、遠からず国民経済は過去の長期成長トレンドを回復するものと思われる。