No. 10

サントメ・プリンシペ、モーリシャス
鉱工業プロジェクト選定確定調査
報告書

1995年7月

JICA LIBRARY
J 1123973 [8]

国際協力事業団
鉱工業開発調査部

鉱調計
JR
95-149

サントメ・プリンシペ、モーリシャス　鉱工業プロジェクト選定確定調査　報告書
1995年7月

525
60
MPP
LIBRARY

サントメ・プリンシペ、モーリシャス
鉱工業プロジェクト選定確定調査
報 告 書

1995年7月

国 際 協 力 事 業 団
鉱 工 業 開 発 調 査 部

1123973 (8)

目　　次

Ⅰ　調査の概要 …… 1
1.　調査の目的 …… 3
2.　調査期間 …… 3
3.　団員構成 …… 3
4.　調査日程 …… 4
5.　主要面会者 …… 5

Ⅱ　サントメ・プリンシペ …… 7
1.　サントメ・プリンシペの概要 …… 9
2.　電力事情 …… 11
3.　案件の背景 …… 12
4.　協議概要 …… 13
5.　現地調査の結果 …… 15
6.　他の援助機関の協力の状況 …… 19

Ⅲ　モーリシャス …… 23
1.　モーリシャスの概要 …… 23
2.　エネルギー事情 …… 24
3.　案件の背景 …… 28
4.　協議の概要 …… 29
5.　モーリシャス政府より提出された要請書 …… 31

Ⅳ　団長所感 …… 37
1.　サントメ・プリンシペ …… 37
2.　モーリシャス …… 39

Ⅴ　資　　料 …… 41
1.　サントメ・プリンシペ政府宛て質問書及びその回答 …… 43
2.　サントメ・プリンシペ「ＥＭＡＥ（水道電力公社）」の組織概要 …… 134
3.　モーリシャス政府宛て質問書及びその回答 …… 155
4.　モーリシャス「National Accounts Estimates (1992 - 1995)」 …… 172
5.　収集資料リスト …… 194

サントメ・プリンシペ「マヌエル・ジョルジⅣダム候補サイト」

サントメ・プリンシペ「ゲゲ（マヌエル・ジョルダンⅠ）ダム」

サントメ・プリンシペ「外務省、社会整備環境省との協議」

モーリシャス「エネルギー・水資源・郵便省との協議」

Ⅰ．調査の概要

Ⅰ．調査の概要

１．調査の目的

鉱工業関係の開発調査を効率的に実施するため、すでにわが国に要請があるプロジェクトにつき、その背景及び経済開発計画における位置付け等、わが国の協力の可能性の検討に資する情報・資料を収集することを目的とした。

今回は、以下の平成７年度要請案件を対象とし、関係機関と協議を行った。

（１）サントメプリンシペ

ミニ水力発電建設

（２）モーリシャス

エネルギーセクターの長期開発計画と必要とされる投資調査

２．調査期間

１９９５年5月１６日～６月２日（１８日間）

３．団員構成

団長・総括	成瀬　猛	ＪＩＣＡ鉱工業開発調査部計画課長代理
技術協力政策（ｻﾝﾄﾒのみ）	高木　慎悟	外務省経済協力局開発協力課外務事務官
電力行政	山本　昭	通産省資源エネルギー庁公益事業部技術課電気工作物検査官
調査企画	名取　智子	ＪＩＣＡ鉱工業開発調査部計画課
通訳（ｻﾝﾄﾒのみ）	渡部　宏昭	日本国際協力センター

4．調査日程

	月　日	調査日程	調　査　内　容
1	5/16火	東京→パリ	■移動　(12:00→17:20)　(AF 275)
2	5/17水	パリ→	■移動　(23:45→　　(AF 7014)
3	5/18木	→リーブルビル	■移動　(　　→5:30) ■在ガボン日本大使館表敬 ■査証取得
4	5/19金	リーブルビル→サントメ	■移動　(10:20→10:40)　(GJ 124) ■外務省及び社会整備環境省天然資源エネルギー局協議
5	5/20土		■現地調査（ミニ水力発電所候補サイト、ゲゲ水力発電所、市内ディーゼル火力発電所）
6	5/21日		■ＥＭＡＥ（電力公社） ■外務省協議
7	5/22月	サントメ→リーブルビル	■移動　(8:00→10:20)　(GJ 121)
8	5/23火	リーブルビル→	■在ガボン日本大使館報告 ■移動　(23:59→　　)　(AF 435)
9	5/24水	→パリ	■移動　(　　→ 7:45)
10	5/25木	パリ→	■移動　(18:35→　)　(MK 051) ■高木団員、渡部団員帰国　(19:30→)　(NH 206)
11	5/26金	→ポートルイス	■移動　(　　→ 8:05) ■外務省表敬 ■経済企画開発省協議 ■エネルギー・水資源・郵便省協議
12	5/27土		■エネルギー・水資源・郵便省協議
13	5/28日	ポートルイス→アンタナナリボ	■移動　(11:00→11:40)　(MK 283)
14	5/29月		■在マダカスカル日本大使館報告
15	5/30火	アンタナナリボ →　　(18:25→　　)　(AF 477、2454)	■移動
16	5/31水	→アムステルダム	■移動　(→ 10:30)
17	6/ 1木	アムテルダム→	■移動　(19:25→　　)　(JL 412)
18	6/ 2金	→東京	■移動　(　　→13:50)

５．主要面会者

５－１　サントメプリンシペ

（１）外務省

Guilherme Posser da Costa	大臣
Carlos Castro	二国間協力局長
Carlos Moreno	アジア担当

（２）社会整備環境省

Alcino Martinho de Barros Pinto	大臣

（３）ＥＭＡＥ（電力公社）

Faustino Neto	技術部長
João Lima	調査・プロジェクト課長

（４）在ガボン日本大使館

川合　智司	特命全権大使
富田　嘉孝	参事官
角田　崇成	専門調査員

５－２　モーリシャス

（１）外務省

Gokulsing Deepak P.	Second Secretary

（２）経済企画開発省

Nakhuda A.H.	Principal Economist
Klabsreeah	Economist

（３）エネルギー・水資源・郵便省

A.S.Kasiwally	Minister
S.Vithilingem	Permanent Secretary
Rajcoomar Bikoo	Acting Secretary for Energy Development
P.M.K.Soonarane	Power Systems Planner

（４）在マダガスカル日本大使館

山崎　允彦	特命全権大使
藤井　柳太郎	参事官
垂井　俊治	三等書記官

Ⅱ．サントメ・プリンシペ

Ⅱ．サントメ・プリンシペ

１．サントメ・プリンシペの概要

(1)政治

９４年に入り、依然として悪化を続ける経済状況を背景に、トロヴォアダ大統領と「民主結集党（ＲＣＤ）」政府との対立が激化し、年央には「サ」内政は深刻な政治的危機に見舞われた。７月「ト」大統領はコスタ・アレグレ首相を更迭するとともに国民議会を強行解散し、１０月総選挙実施を発表した。総選挙では野党の旧単一政党「サ」開放運動（ＭＬＳＴＰ）が５５議席中２７議席を獲得、過半数を制するには至らなかったものの圧勝し、同月末ＭＬＳＴＰ党首ダ・グラサを首班とする新内閣が成立した。この結果「ト」大統領の地位は大幅に強化され、政局は急速に安定化することとなった。

深刻な経済的・社会的状況の下、このように同国にとり最も必要とされる政治的安定が複数政党制選挙により確保されたことは、「サ」に議会政治が順調に根づきつつあり、８９年に始まった「サ」の民主化が徐々に定着しつつあるものと言える。

(2)経済

現在、「サ」における失業率は２２％、インフレ率は２３％、ＧＤＰ成長率は１．５％、人口増加率は２．５％といわれ、国民の生活水準は悪化し続けており、歴代政府とも、８７年以来世銀・ＩＭＦの指導のもと進めている構造調整の促進に全力をあげ、公共分門の縮小、国営企業の民営化等を唱えているものの、見るべき成果は乏しく、他方で構造調整政策が失業、インフレ、購買力の低下等をもたらしている。

なお、９４年１月の仏語圏アフリカ諸国のＣＦＡフラン切下げは、「サ」に著しい物価上昇をもたらし、電力、ガソリンは年間を通じて恒常的な欠乏状態にあり、経済活動、市民生活に多大の支障をもたらした。「サ」経済は、外部からの援助なしには生きてゆけないのが現状であり、このような困難な経済状況下、対外援助への依存度は益々高まっている状況にある。

(3)対外関係

「サ」は「経済再建のための友好諸国との協力」と「旧宗主国ポルトガル及びポルトガル語圏アフリカ諸国との連携の強化」を基本的外交政策としているが、「ト」大統領は９４年前半ポルトガル語圏アフリカ諸国グループ議長としてアンゴラ紛争解決に努め、またポルトガル語圏共同体の設立にも意欲的に働いた。また９３年のイスラ

エルとの外交関係の樹立に続き、５月のマンデラ・南ア大統領就任式への「ト」大統領出席の機会に南アとの外交関係が正式に樹立した。

(4)我が国との関係

我が国は、従来「サ」に対して食料援助、水産援助を中心に経済協力を行ってきた。貿易関係では、我が国の輸出は３０万ドル（自動車等）、輸入は４．５万ドル（いずれも９３年）。在留法人はＪＩＣＡ派遣水産専門家１名を含む５名。

２．電力事情

(1) 概要

サントメ・プリンシペにおいては、同国の水道電気公社（ＥＭＡＥ）が電力の発電・供給を行っている。１９９３年末現在、総発電設備容量は、６，０７０ｋＷ（ディーゼル４，０２０ｋＷ、水力発電２，０５０ｋＷ）となっており、総発電電力量は、約２，０２０万ｋＷｈ程度となっている。（平成５年度末の自家発電を除いた我が国の総発電設備容量は、約１億９千万ｋＷであり、総発電電力量は、約７，９６０億ｋＷｈである。）発電設備、送電設備ともに、サントメ島の北部に集中しており、サントメ市内を中心に電力を供給している。送電線の最高使用電圧は３０ｋＶであり、周波数は５０Ｈｚ、また、一般家庭への供給電圧は２３０Ｖである。

(2) 電力需要

① 同国の１９９３年における総発電電力量は、２，０２０万ｋＷｈ（火力１，３４２万ｋＷ、水力６７７万ｋＷ）となっているが、これに、需要に対して供給できない電力量を加えたものを総電力需要量とすると、これは約２，３００万ｋＷｈである。ここ数年間の電力需要は、年平約２～６％程度の伸びを示している。

電力の需給契約を結んでいる需要家の戸数は、約１２，０００戸となっており、新たに契約を求める需要家は多い。しかし、供給上の制約から需給契約を結べない需要家が、大口需要（ホテル等）を中心としていくつかある。

② 電力需要の用途別構成としては、約５０％が一般家庭を対象とした民生用需要であり、次に医療、保健、教育等の公共用需要が約２１％を占めている。次いで商業用需要が約１３％を占め、工業用需要はわずか６％程度となっており、これは、サントメ・プリンシペに大きな産業がないことを示しているものと考えられる。

③ 同国の電力需要の大半を民生用の電力需要が占めているが、一般家庭における電気機器の普及の状況は、サントメ市内においては、電灯、アイロン、ラジオ等が主となっており、市外においては、電灯などの照明用としての需要が主である。また、テレビ、冷蔵庫、クーラー等の普及はまだ少ないようであり、これからの普及が考えられる。

このような機器の使用により、同国における平均的な家庭の月平均電力需要量は約４０ｋＷｈである。

（３） 電力供給

① １９９３年末における、同国の総発電設備容量は約６，０７０ｋＷであり、火力発電及び水力発電により供給している。電源はサントメ北部に立地しており、主に３０ｋＶ系送電線により市内を中心に電力を供給している。主な電源の構成は、火力発電が主であり約４千ｋＷ、水力発電が約２千ｋＷとなっている。

② 同国においては、現在ＥＭＡＥから電力の供給を希望している需要家が、ホテル等の大口需要を始めとして約２，４００ｋＷ程度あり、現在稼働していない発電所と合わせて、約４，５００ｋＷ程度の供給力が不足している。なお、現在ＥＭＡＥからの電力供給を受けられず、資金力のある大口需要家は、自ら自家発電設備を施設して電力を賄っている。

（４） 電力料金

電力料金の体系は我が国と同様であり、使用量に応じた支払を行っている。ただし、単価は民生用の単価は低く抑えられ、その他、外国人及び外国関係企業には高く設定されている。

同国の、一般的労働者の月平均賃金は約１５，０００ﾄﾞﾌﾞﾗ（約１５ﾄﾞﾙ）であるが、この家庭が１月に支払うべき電気料金は、平均的使用電力量が約４０ｋＷｈ程度であるので、約５，０００ﾄﾞﾌﾞﾗ（４～５ﾄﾞﾙ）となり、実に１月の収入の１／３に当たり、生活を圧迫させる要因となっている。このため、ＥＭＡＥでは電気料金の未徴収、盗電等により本来得られるべき収入の３０％が得られないでいる。

３．案件の背景

同国では、約４，５００ｋＷ程度の電力供給力が不足しているとともに、約２，０００ｋＷ（２基）のディーゼル発電設備がかなり老朽化してきており、新たな電源の確保等が早急に必要な状況となってきている。

しかるに、同国の電気事業は、社会的、経済的様々な情勢により、健全な経営状態とはなっていない。したがって、燃料の購入、資機材の手当等あらゆることに国の援助が必要となるが、同国の年間のＧＮＰが約４５億円程度であることからも分かるように、とても電気事業へ対して充分な支援ができるような状況ではない。

このような状況下、同国では、同国に豊富に存在する水資源（河川）を利用し、建設した後は燃料経費がかからず、また運転に当たっても火力に比べて比較的容易な水力発電所の建設を計画した。この発電所の建設に当たって、我が国に対して協力を要請してきたものである。サントメ・プリンシペ政府としては、今後は水力発電を中心とした電力の供給を行い、乾期の補充を火力発電により供給していく方針である。

４．協議概要

調査団は、ポセル・ダ・コスタ外務大臣、バロス・ピント社会整備環境大臣他「サ」政府関係者と要請案件「ミニ水力発電建設」について協議を行い、候補サイトの踏査を行うとともに、ＥＭＡＥ（電力公社）より「サ」の電力事情を聴取した。

（１）電力事情

サントメ島には３つの発電所（（１）コンタドール水力発電所　（２）ゲゲ水力発電所（３）サントメ火力発電所（ディーゼル発電））があり、全体の発電容量は6,100ＫＷである。潜在需要は8,600 ＫＷと想定しており、３つの発電所をフル稼働しても需要の70%しか供給できない。現在、水力発電所は故障しており、ＥＵ、世銀の援助によりリハビリをおこなっているため、火力のみ運転している。従って、計画停電を余義なくされておりており、毎日平均６～７時間停電している。

一般家庭に普及している電気機器は、電灯、アイロン、ラジオ等であり、テレビ、冷蔵庫等の民生レベルの指標となる機器類の普及率は未だ低い。

ＥＭＡＥ（電力公社）の社長はフランス人で、その他に管理部門に一人、技術部門に二人のフランス人が派遣されている。

（２）協議概要

「サ」側よりわが国に対する要請について、以下のとおり説明した。

現在、「サ」がかかえている最大の問題はエネルギー不足であり、エネルギーに関するプロジェクトを国家の最優先プロジェクトと考えている。「サ」の電力事情は非常に逼迫しており、経済的な発展のためにも、民生の向上のためにも緊急に解決しなければならない。日本には（イ）ミニ水力発電所の建設（ロ）火力発電所の移転に必要な建屋の建設をお願いしたい。

1992年仏が実施した電力Ｍ／Ｐにおいて、いくつかのミニ水力発電所建設のための試算がなされている。このうちABADE Ⅲ（アバーデⅢ）については、建設費用 1,200万ドルのうち 600万ドルをアフリカ開発銀行が融資することが決まっており、日本にはMANUEL JORGE Ⅳ（マヌエル・ジョルジⅣ）に対する協力を期待している。1992年の試算結果では、マヌエル・ジョルジⅣは、最大発電能力 650ＫＷで建設費用（ダム、水

路、発電所を含み、送電線を除く） 350万ドルである。

火力発電所については、現在市内中心部にあるものを将来の増設に備えて郊外への移転を計画しており、その建屋の建設に対する協力を期待している。

これに対し、当方より、現地踏査をふまえ、わが国の協力の可能性について以下のとおり説明した。

マヌエル・ジョルジⅣサイトは、ゲゲ既設水力発電所に比べると、川の上流にあり、流れが急でアクセスも良くない。仏のＭ／Ｐでは建設費用 350万ドルとなっているが、「サ」側が期待しているわが国無償資金協力で実施すれば、1,000 万ドル以上になると想定される。今回の調査団は開発調査の調査団であり、無償資金協力のマンデートはないものの、金額の大きさから、本件資金協力の可能性は極めて小さいと言わざるを得ない。火力発電所の建設についても、緊急性の観点から、協力の可能性は小さいものと思われる。

上記説明に対し、先方は以下のとおり述べた。

プロジェクト実現のためにはまず調査が必要であるので、是非ともＦ／Ｓ調査を実施してほしい。調査結果をもって日本の無償資金協力が困難な場合は、他の援助機関へ資金協力を要請することを検討したい。また、本件とは別に市内の火力発電所の４基の発電機のうち、２基がかなり老朽化しているので、その２基を撤去し、新しいものを設置するための無償資金協力を新たに希望する。

これに対し、わが方は、本調査団は案件の採択についてコミットする立場にないことを説明するとともに、今回の調査結果を持ち帰り日本政府関係者に報告するが、「サ」が両案件を国家の最優先プロジェクトとして真に日本の協力を希望するものであれば、まずは、在ガボン日本大使館を通じて正式要請書を提出するようにと言いおいた。

５．現地調査の結果

（１） 小水力発電所候補サイトの概要

① 位　置

マヌエルジョルジ第４発電所の建設計画地点は、サントメ北部を流れるマヌエルジョルジ川上流、サントメ市内から車で約４０分（直線距離１０ｋｍ）程度の地点に位置している。このマヌエルジョルジ川には、１９４５年にポルトガルの援助により運開したマヌエルジョルジ第１発電所（出力３００ｋＷ）が稼働中である。（調査時は電気系統の故障により停止中であり、部品を手当中であった。）今回の新発電所建設計画地点は、この既設の発電所の更に上流にある。

② 交　通

発電所建設計画地点は、既設第１発電所の４ｋｍ程度上流であるが、この既設発電所を建設した当時の道路と思われる道路及び同様規模の道路により、発電所建設計画地点まで車で行くことができる。しかし、ダムの建設を計画している地点までは道路が整備されていないため、ダムを建設する場合は、新たに数百ｍにわたる道路の建設が必要になると考えられる。

③ 地　形

今回調査時は、河川の水量が少ない時期ではあったが、発電に必要となる流量（０．４ｍ／ｈ）及び発電に必要となる落差（２００ｍ）を得ることは充分可能と考えられる。現実にマヌエルジョルジ第１発電所が１９４５年に運開し、現在も稼動していることからも、現在の技術により新しい発電所を建設することは何等問題ないものと考えられる。

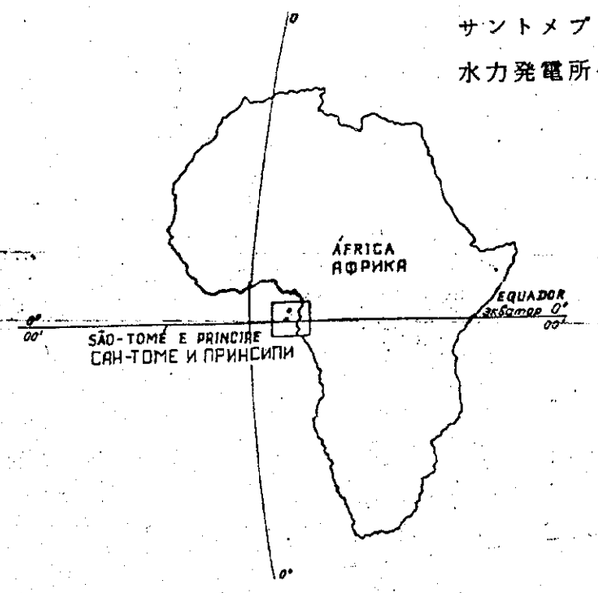
（２） 結論

① 今回対象となったマヌエルジョルジ第４発電所の建設地点は、技術的には建設可能と考えられる。しかし、小水力発電所は一般的に建設コストがかかる傾向があり、我が国においてはｋＷ当たりの建設単価は１８０万円以上（道路等付帯設備を含まず。）の費用を要しているのが現状である。したがって、今回計画の水力発電所（出力６５０ｋＷ）を建設する場合に要する建設費は、少なくとも１０億円を超える資金が必要になるものと考えられる。

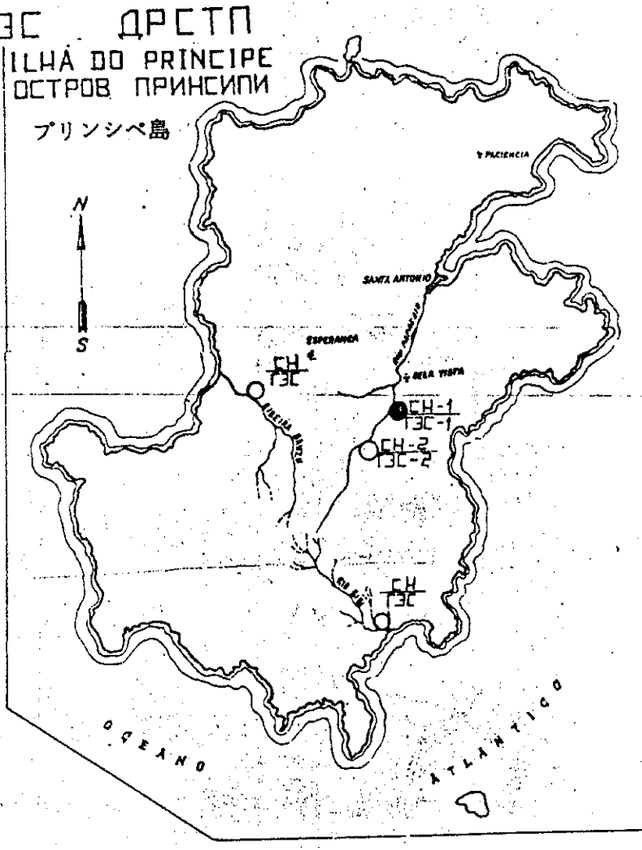
② また、同国には２基の老朽化したディーゼル発電機があるが、仮にこれをリプレースしようとすると、現在我が国において、ディーゼル発電機１基（１，０００KW級）を据え付けた場合、３～４億円程度の費用を要しているのが実態である。したがって、その他の付帯設備の更新等も考えると、かなりの資金が必要になるものと考えられる。

ESBOÇO DA DISPOSIÇÃO DE CH NA R.D.S.P.
СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ГЭС ДРСТП

サントメプリンシペの
水力発電所位置図



ILHA DO PRINCIPE
ОСТРОВ ПРИНСИПИ
プリンシペ島



サントメ島
ILHA DE SÃO TOMÉ
ОСТРОВ САН-ТОМЕ

マヌエルジョルジ川

マヌエルジョルジIV
候補サイト

マヌエルジョルジI
（ゲゲ）水力発電所

サントメ市

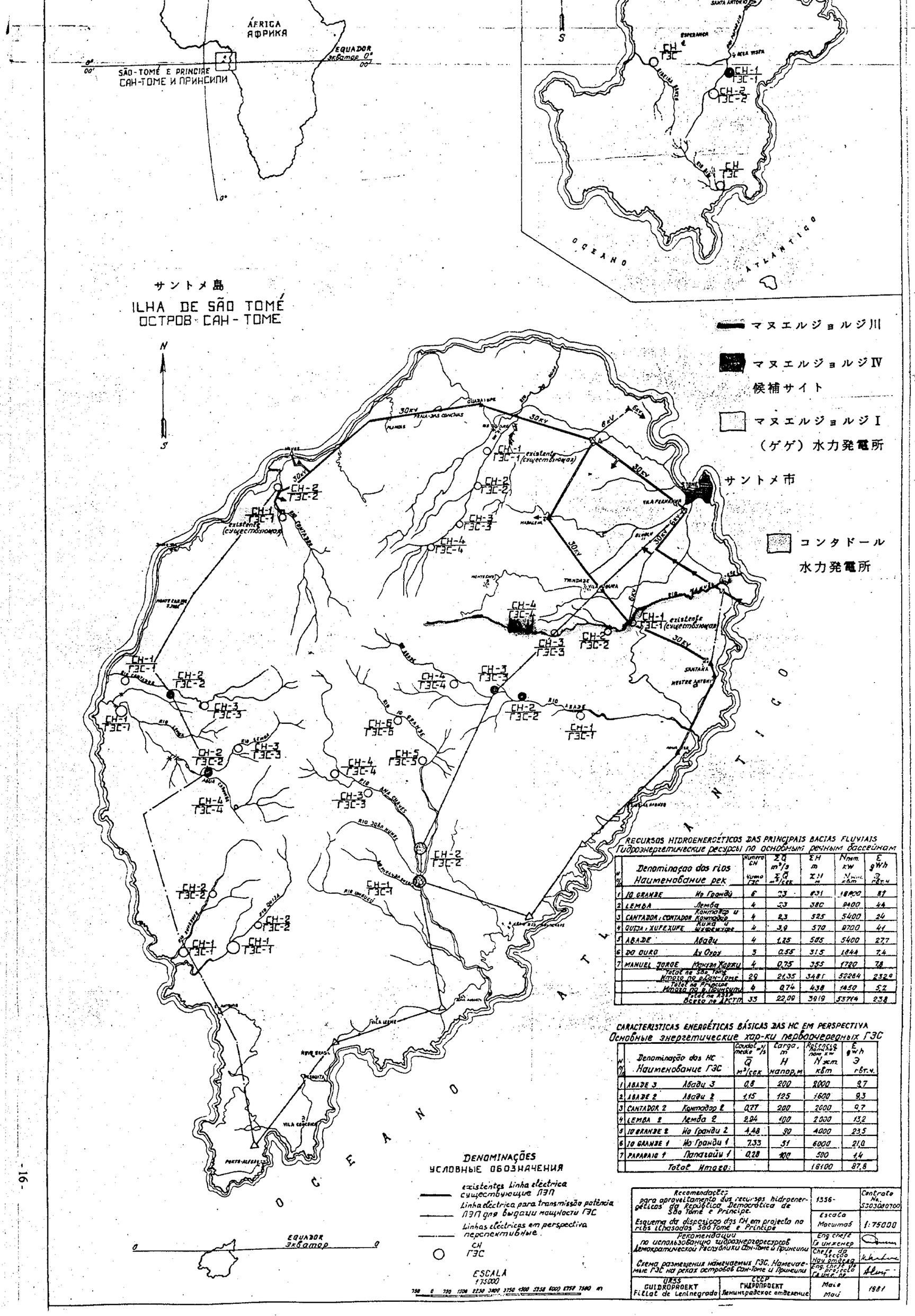
コンタドール
水力発電所

RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DAS PRINCIPAIS BACIAS FLUVIAIS
Гидроэнергетические ресурсы по основным речным бассейнам

Nº п/п	Denominação dos rios / Наименование рек		Número CH / Число ГЭС	ΣQ m³/s / ΣQ м³/сек	ΣH m / ΣH м	$N_{nom.}$ kW / $N_{ном.}$ кВт	E gWh / Э гВт.ч
1	IO GRANDE	Ио Грандэ	6	2.3	831	16900	87
2	LEMBA	Лемба	4	0.3	380	9400	44
3	CANTADOR; CONTADOR	Контадор и Контадор	4	2.3	325	5400	24
4	QUIJA; XUFEXUFE	Кижа и Шуфешуфе	4	3.9	370	9700	41
5	ABADE	Абади	4	1.25	505	5400	27.7
6	DO OURO	Ду Оуру	3	0.55	315	1844	7.4
7	MANUEL JORGE	Мануэл Жорже	4	0.75	355	1720	7.8
	Total na São Tomé / Итого по о. Сан-Томе		29	21.35	3481	52284	232.9
	Total na Príncipe / Итого по о. Принсипи		4	0.74	438	1450	5.7
	Total na RDSP / Всего по ДРСТП		33	22.09	3919	53714	238

CARACTERISTICAS ENERGÉTICAS BÁSICAS DAS HC EM PERSPECTIVA
Основные энергетические хар-ки первоочередных ГЭС

Nº п/п	Denominação das HC / Наименование ГЭС		Caudal médio / Расход среднемн. $\bar{Q}$ m³/сек	Carga / Напор H напор, м	Potência nom. / Мощность ном. $N_{ном.}$ кВт	E gWh / Э гВт.ч.
1	ABADE 3	Абади 3	0.8	200	2000	9.7
2	ABADE 2	Абади 2	1.15	125	1600	9.3
3	CANTADOR 2	Контадор 2	0.77	200	2000	9.7



RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DAS PRINCIPAIS BACIAS FLUVIAIS
Гидроэнергетические ресурсы по основным речным бассейнам

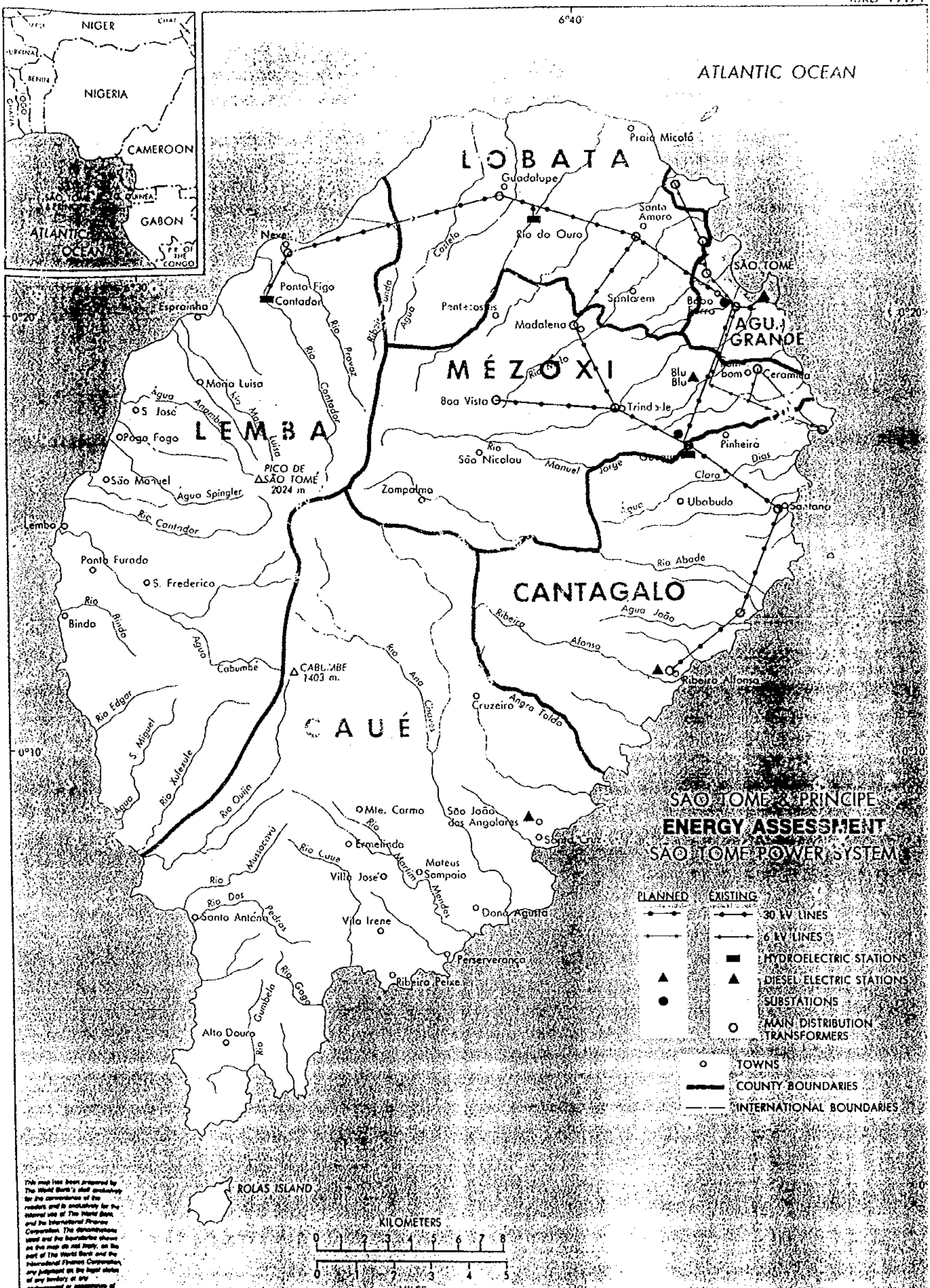
Nº п/п	Denominação dos rios / Наименование рек		Número CH / Число ГЭС	ΣQ m³/s / ΣQ м³/сек	ΣH m / ΣH м	N_{nom} kW / $N_{ном}$ кВт	E gWh / Э гВт.ч
1	IO GRANDE	Ио Гранди	6	7,3	831	18000	87
2	LEMBA	Лемба	4	3,3	380	9400	44
3	CANTADOR e CONTADOR	Контадор и Контадор	4	2,3	525	5400	24
4	QUIJA e XUFEXUFE	Кижа и Шуфешуфе	4	3,9	570	9700	41
5	ABADE	Абади	4	1,25	585	5400	27,7
6	DO OURO	Ду Оро	3	0,55	315	1844	7,4
7	MANUEL JORGE	Мануэл Жоржи	4	0,75	355	1720	7,8
		Total na São Tomé / Итого по о.Сан-Томе	29	21,35	3481	52284	232,9
		Total na Príncipe / Итого по о.Принсипи	4	0,74	438	1450	5,2
		Total na ARSTP / Всего по АРСТП	33	22,09	3919	53734	238

CARACTERISTICAS ENERGÉTICAS BÁSICAS DAS HC EM PERSPECTIVA
Основные энергетические хар-ки первоочередных ГЭС

Nº п/п	Denominação das HC / Наименование ГЭС		Caudal medio m³/s / $\bar{Q}$ м³/сек	Carga, m / H напор, м	Potência nominal kW / $N_{ном}$ кВт	E gWh / Э гВт.ч.
1	ABADE 3	Абади 3	0,8	200	2000	9,7
2	ABADE 2	Абади 2	1,15	125	1600	9,3
3	CANTADOR 2	Контадор 2	0,77	200	2000	9,7
4	LEMBA 2	Лемба 2	2,04	100	2000	13,2
5	IO GRANDE 2	Ио Гранди 2	4,48	90	4000	23,5
6	IO GRANDE 1	Ио Гранди 1	7,33	51	6000	21,0
7	PAPAGAIO 1	Попугайо 1	0,28	100	500	1,4
		Total Итого:			18100	87,8

Recomendações para aproveitamento dos recursos hidroenergéticos da República Democrática de São Tomé e Príncipe. Esquema da disposição das CH em projecto nos rios utilizados São Tomé e Príncipe	1556-		Contrato Nº. S303080700
	Escala / Масштаб		1:75000
Рекомендации по использованию гидроэнергоресурсов Демократической Республики São Tomé и Принсипи. Схема размещения намечаемых ГЭС. Намечаемые ГЭС на реках островов São Tomé и Принсипи	Eng chefe / Гл инженер		
	Chefe da Secção / Нач отдела		
	Eng chefe do projecto / Гл инж. пр.		
URSS GUIDROPROEKT Filial de Leningrado	СССР ГИДРОПРОЕКТ Ленинградское отделение	Maio / Май	1981

IBRD 19171



OCTOBER 198

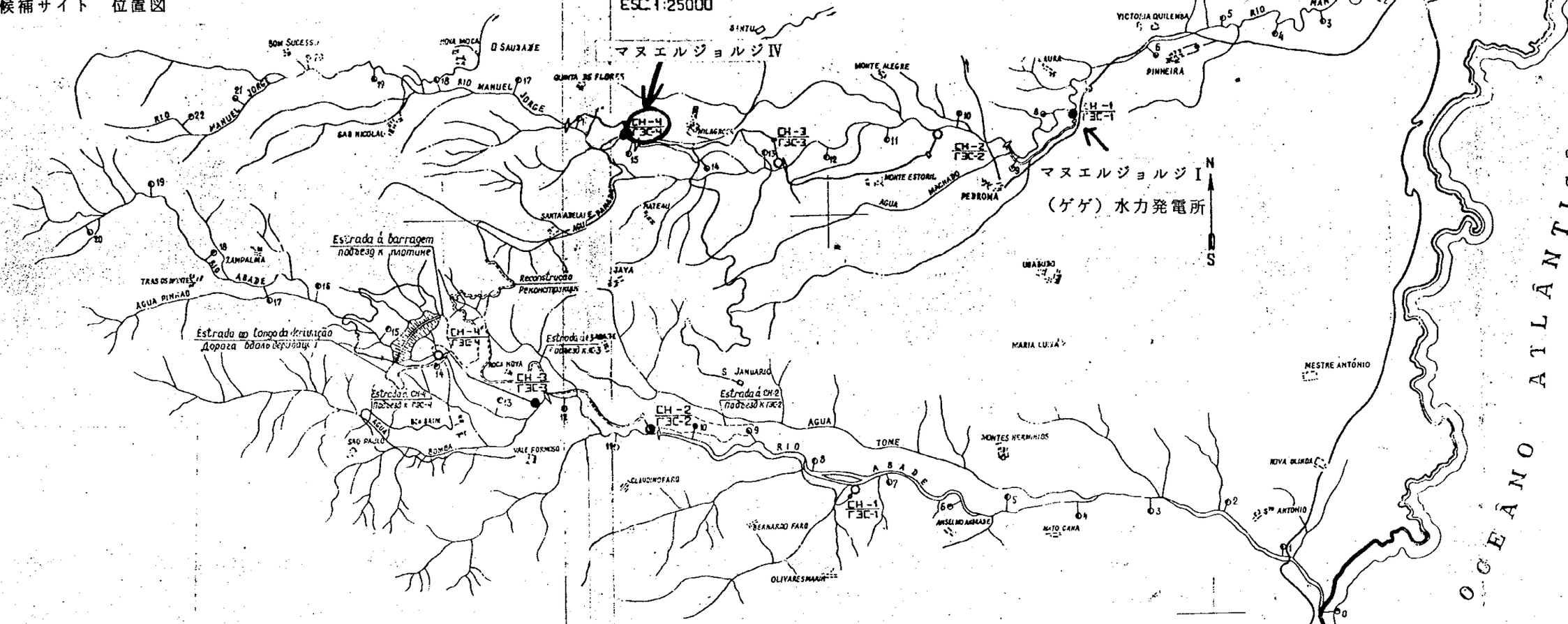
マヌエルジョルジIVミニ水力発電所

候補サイト　位置図

ESQUEMA DA DISPOSIÇAO DA CH NOS RIOS MANUEL JORJE E ABADE

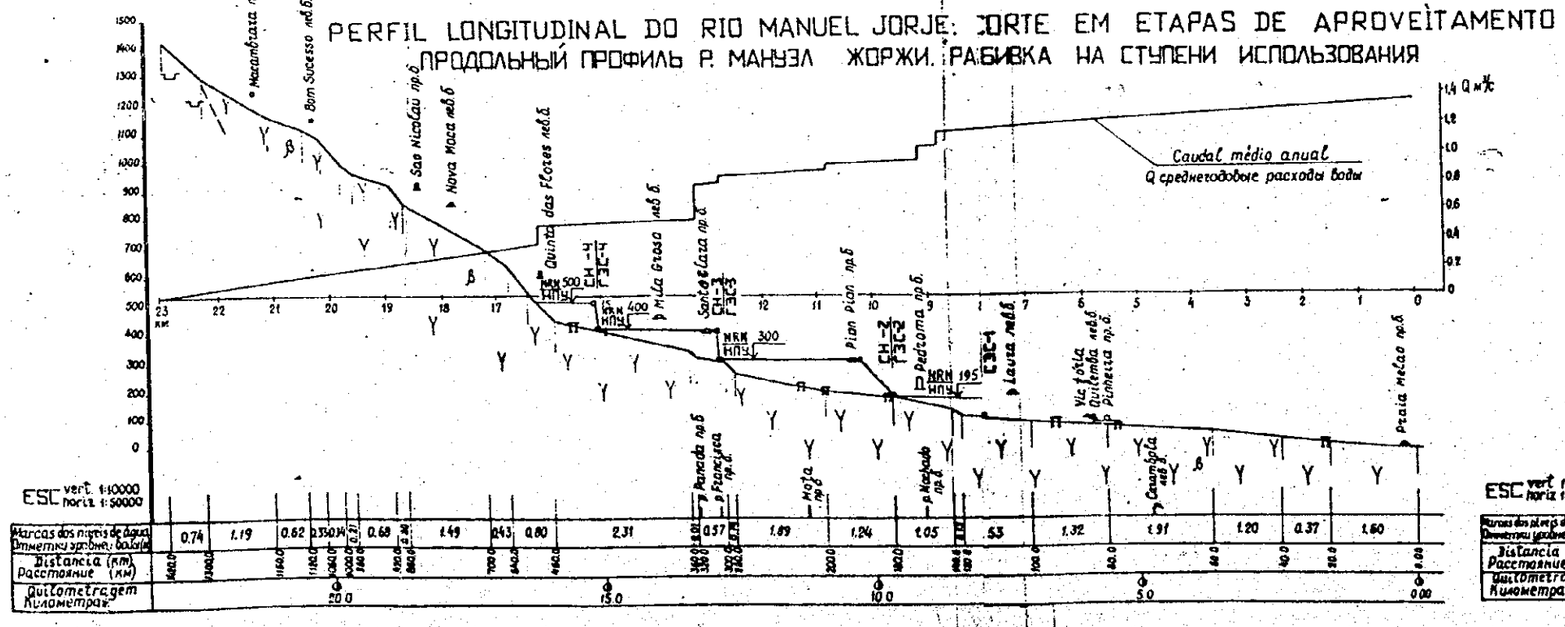
СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ГЭС НА РЕКАХ МАНУЭЛ ЖОРЖИ И АБАДИ

ESC.1:25000



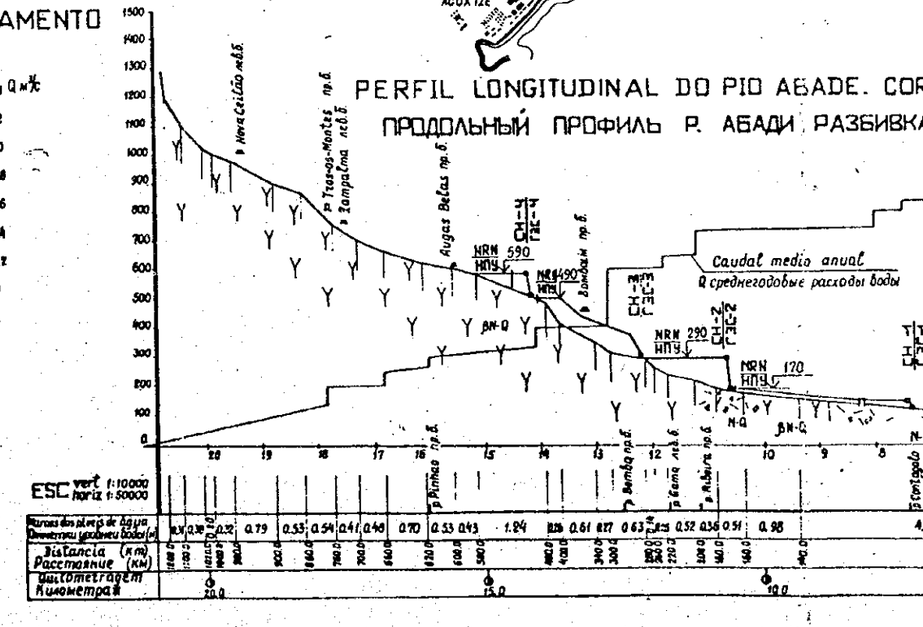
PERFIL LONGITUDINAL DO RIO MANUEL JORJE: CORTE EM ETAPAS DE APROVEITAMENTO

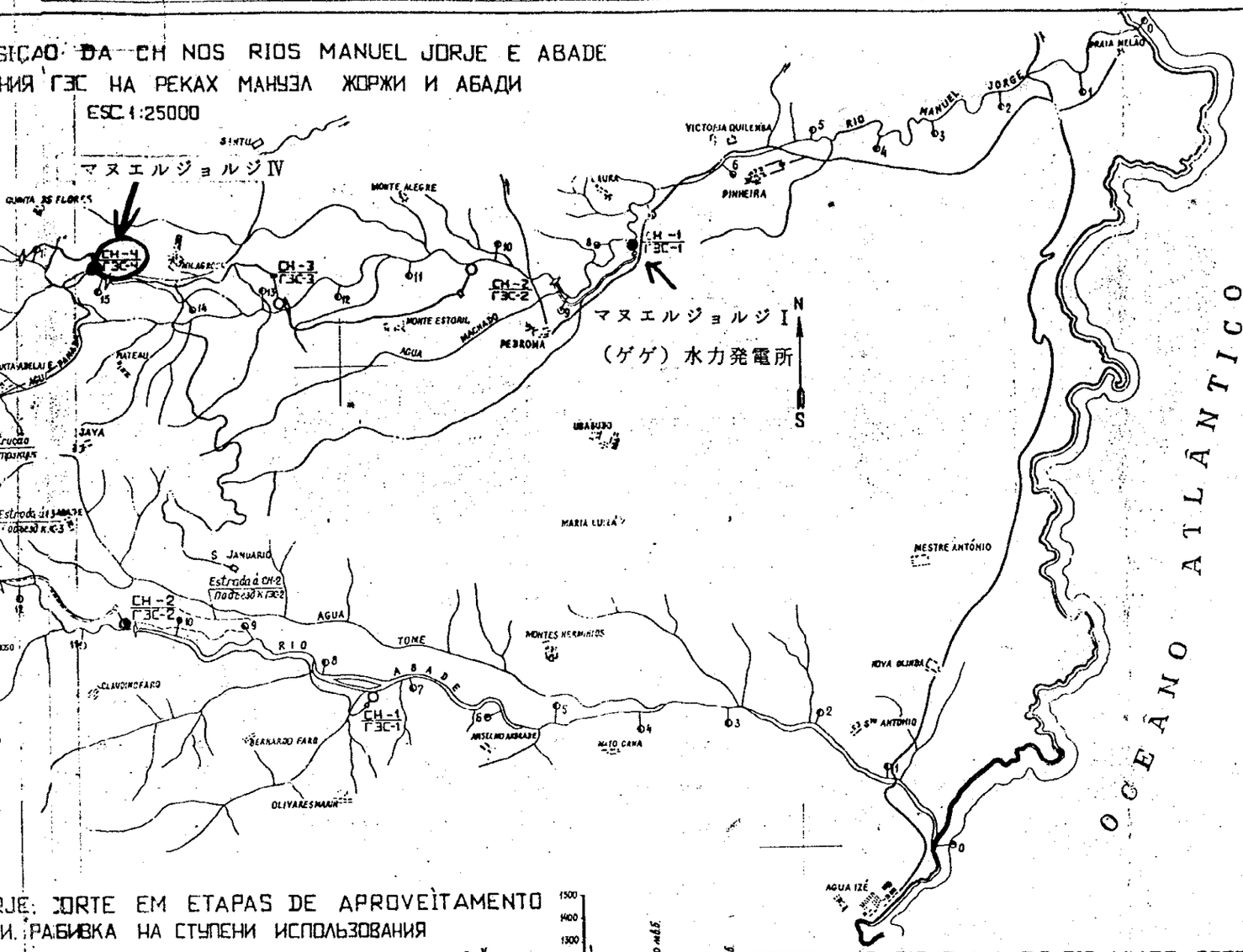
ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ Р. МАНУЭЛ ЖОРЖИ. РАЗБИВКА НА СТУПЕНИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ



PERFIL LONGITUDINAL DO RIO ABADE. COR

ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ Р. АБАДИ. РАЗБИВКА



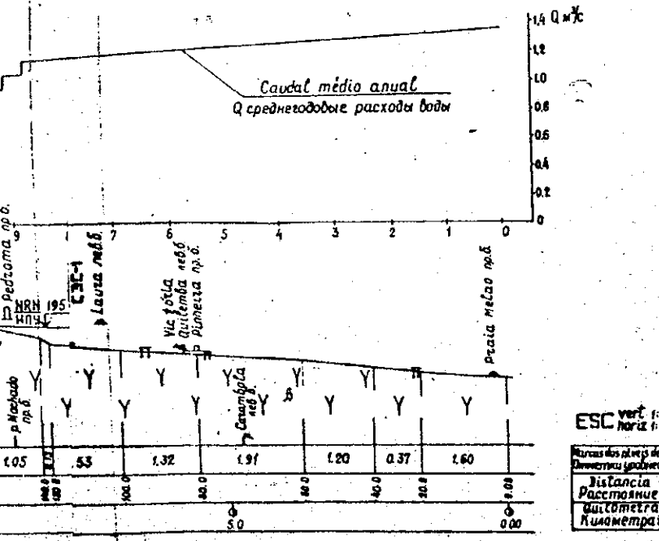


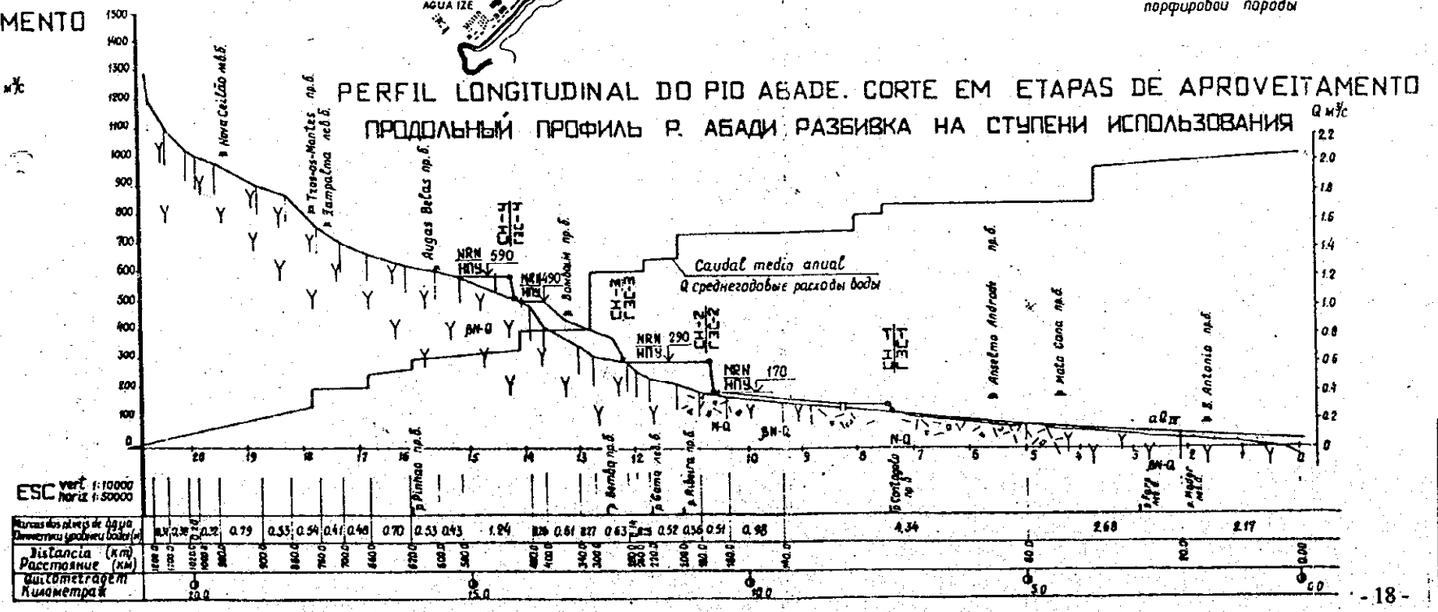
INDICES HIDROENERGETICOS BASICOS DA CH
ОСНОВНЫЕ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭС

Denominação CH / Наименование ГЭС	NRN m / НПУ м	Carga H m / Напор H м	Caudal medio Q m³/s / Среднегодовой расход Q м³/с	Potencia nominal N nom. kw / мощность установ. Nуст. квт	Potencia garantida N gar. kw / мощность гар. N гар. квт	Producão de energia E gwh / Выработка эл. энергии Э гвт.ч
RIO MANUEL JORGE (Р. МАНУЭЛ ЖОРЖИ)						
CH-1 ГЭС-1	190	50	0.75	120 (500)	50	0.9 (2.0)
CH-2 ГЭС-2	300	105	0.56	600	70	3
CH-3 ГЭС-3	400	100	0.38	500	55	2
CH-4 ГЭС-4	500	100	0.35	500	45	1.9
Total Umozo		355	0.75	1720	120	7.8
RIO ABADE (Р. АБАДИ)						
CH-1 ГЭС-1	170	80	1.25	800	30	4.1
CH-2 ГЭС-2	290	125	1.15	1600	340	9.3
CH-3 ГЭС-3	490	200	0.8	2000	300	9.7
CH-4 ГЭС-4	590	100	0.67	1000	140	4.6
Total Umozo		605	1.25	5400	360	27.7

CONVENÇÕES
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- aQ — Sedimentos aluviais-calha: rolado e godo grosso com cascalho arenoso ate 10-15%
  Аллювиальные отложения-валунно-галечниковые с гравийно-песчаным заполнителем до 10-15%
- mQ — Sedimentos maritimos areias finas, cotiaus rolados
  Морские отложения-пески мелкие, галечниковые
- βN Q — Basaltoides-interstratificação de basaltos com tufos aglomerados, tufos vulcânicos, tufobrechas, lavas de brecha e escoria
  Базальтоиды-переслаивание базальтов агломератовыми туфами, туфобреччиями туфами, шлаковыми и брекчиевыми лавами
- N-Q — Tufobrechas densas inclusões dos detritos grandes da rocha porfirica na massa piroclástica
  Туфобреччии крепкие в пирокластической массе включения крупных обломков порфировой породы





ESCALA

1:50000

1:25000

1:10000

Recomendações para aproveitamento dos recursos hidro-energeticos da Republica Democratica de São Tomé e Principe. Esquema do aproveitamento rios Manuel Jorge e Abade. Perfis e perfis longitudinais das cascatas da CH	1356-1-5	Contr. Nº 530305
	escala / масштаб	1:500; 1:250; 1:100
Рекомендации по использованию гидроэнергоресурсов Демократической Республики Сан-Томе и Принсипи. Схема использования рек Мануэл Жоржи и Абади. Планы и продольные профили каскадов ГЭС.	Eng. chefe / Гл. инженер	
	Chefe da secção / Нач. отдела	
	Eng. chefe do projecto / Гл. инж. пр.	
URSS GIDROPROEKT Filial de Leningrado / СССР ГИДРОПРОЕКТ Ленинградское отделение	Maio / Май	198

6. 他の援助機関の協力の概要

９３年における対「サ」ＯＤＡ総額は３４百万ドルであり、この内二国間援助はポルトガルが９．５百万ドル（同援助の二国間援助に閉める割合は３５％）、国際機関では国連が５４．０百万ドルで最大のドナーとなっている。

供与額から見た主たる援助機関は、ポルトガル、仏、国連、日本の順。

主たる援助対象分野は、開発政策・計画、農業、インフラ、保健、教育等。

Ⅲ．モーリシャス

Ⅲ．モーリシャス

1．モーリシャスの概要

（1）政治

モーリシャスはマダガスカル東方約800km に位置する島国で、1598年オランダ人が入植した。1710年オランダは「モ」を放棄し、代わって1715年フランスが植民を開始し、軍事根拠地とした。その後1810年英国が占領し、1814年のパリ条約で植民地としたが、1968年独立した。

政体は、1968年に英国から独立して以来、英国女王を元首とする立憲君主制の政体をとっていたが、1991年12月憲法改正案が可決され、1992年 3月に大統領を元首とする共和制へと移行した。実権は首相にあり、議会民主制度が定着して安定している。

（2）経済

「モ」は自然資源に乏しいことから、経済は従来砂糖産業に依存してきた。現在でも砂糖産業はＧＤＰ農業セクターの70%を占めている。しかし、政府はモノカルチャー経済から脱却するため、1971年のＥＰＺ（輸出加工区）の設置、観光の振興等、経済の多様化を図ってきた。その結果、繊維・衣料産業を中心とした製造業が成長し、観光産業は外貨獲得産業第３位となった。ＧＤＰの伸びはここ10年間平均６％と順調に推移している。砂糖産業のＧＤＰに占めるシェアは1979年には13%であったが、1993年には 6%になっている。一人当たりＧＤＰは1992年に2,500 ドルを超えた。

（3）わが国の政府開発援助

わが国は、モーリシャスの一人当たりＧＤＰが比較的高い水準にあることから、通信分野における有償資金協力、水産無償援助及び文化無償援助等の無償資金協力、運輸・交通・水産分野における研修員受入、水供給分野における開発調査等の技術協力を実施してきた。

2．エネルギー事情

(1) 概要

モーリシャスは、人口約１１０万、４つの島から成り面積は１，８７０ｋ㎡である。面積の約９１％を占めている主な島に、約９７％の住民が住んでおり、１９８４年から１９９３年まで年間６．７％の経済成長を遂げている。同国には国産のエネルギー資源は少なく、開発可能な水力発電はおおよそ開発され、残る水資源は給水や灌漑用として使用されている。唯一、国産資源といえるのは、「Ｂａｇａｓｓｅ」と呼ばれ、砂糖製造の時砂糖黍の絞り糟すとして生じる廃棄物であり、一部を熱源又は発電用として有効利用している。

同国の、エネルギー全体に関しては、エネルギー・水資源・郵便省が管轄しており、電気については、ＣＥＢ（Ｃｅｎｔｒａｌ　Ｅｌｅｃｔｒｉｃｉｔｙ　Ｂｏａｒｄ）が発電、送電、変電、配電までを一括して行っている。また、一般企業の自家発電の電力についても、このＣＥＢが一部購入し、供給を行っている。

(2) 一次エネルギーの供給

同国は、国産エネルギーをほとんど有していないため、エネルギーの多くを輸入に頼っている状況である。１９９２年の貯蔵等を除いた、一次エネルギーの供給の現状は、自動車用ガソリン、ディーゼル・燃料油、ケロシン等の石油系エネルギーの全てを輸入しており、この石油系エネルギーが全一次エネルギー供給に占める割合は約５３％（ＬＰＧを含む。）と、全体の半分を占めるに至っている。次に石炭、水力がそれぞれ４～５％を占め、国産エネルギーであるバガスは３８％となっており、バガスが同国のエネルギー供給にとって重要な位置を占めていることがわかる。

一次エネルギーの供給（１９９２年）

	油	石　炭	ＬＰＧ	水　力	バガス	合　計
国内生産	0	0	0	37.1	271.5	308.6
輸　　入	571.3	44.9	31.4	0	0	647.6
貯蔵等	225.6	12.6	0	0	0	238.2
一　次 ｴﾈﾙｷﾞｰ計	345.7	32.3	31.4	37.1	271.5	718.0

(1) 単位は石油換算（ｔ）
(2) 油には、自動車用ガソリン、ディーゼル燃料、燃料油、ケロシンを含む。

１９９２年の同国の一次エネルギーの総供給量は、石油換算で７１．８万ｔであり、国民１人当たり約６６０kgである。１９７６年から１９９２年までの間に約２４万ｔ増加し、年２．６％の伸びを示した。砂糖産業でのバガス利用を除くと、同期間の伸び率は５．８％であり、バガス利用が停滞していることがわかる。

１９９２年の石油製品全体の輸入額は、同国の輸出総額の約２３％を占めた。また、１９７９年から１９９２年にかけて石油製品の輸入は、２１万ｔから約３倍の６０万ｔへと増えた。この６０万ｔのうち約６３％を国内消費しており、残りが再輸出等となっている。同時期の石炭の輸入は、１千ｔから４万５千ｔと大きく増えている。

(3) エネルギー需要

１９９２年におけるエネルギー需要を用途別に見てみると、工業部門での需要が全体の約４５％占めており、主に砂糖産業、繊維産業を中心とした需要である。エネルギー源別には７５％がバガスであり、こうした面からも同国の主な産業が砂糖産業であることが分かる。次に、電力用、輸送その他における需要がそれぞれ２０数％を占めており、民生用の需要は１０％弱と極めて少なく、産業用需要に片寄った需要構造となっている。

エネルギー源別の需要は、石油系エネルギーの４０％を電力用として消費し、５０％弱を輸送その他が消費している。同国では、一次エネルギーの５％程度の石炭を輸入しており、主に電力用として消費している。また、ＬＰＧのほとんどは民生用に使用されている。

電力部門の需要を除いた総エネルギー需要は、１９７９年の４４万ｔから１９９２年には５５万ｔとなっており、年間約１．８％の伸び率であった。同期間の電力エネルギーの需要は年率９％という高い伸びを示し、約３倍となっており、エネルギーの電力シフトがうかがえる。

バガス需要はほぼ一定しており、したがって総需要に占める割合は低下傾向を示しており、６０％程度から４０％程度となっている。

(4) 電力事情

① 同国ににおいては、電力の発送配電をＣＥＢ（中央電力局）が行っており、また、一部砂糖産業においては、バカスを利用した自家発電を行っている。１９９３年のＣＥＢの総発電設備容量は約２４万ｋＷであり、自家発電の総発電設備容量は約４．２万ｋＷである。両者を合わせた同国の総発電設備容量は約２８万ｋＷとなっている。発電種別は、ディーゼル発電及びガスタービン発電の火力発電が約２３万ｋＷ、水力発電が約５万ｋＷとなっており、火力発電主体の電源構成となっている。

水力発電所の出力は一定していない。ここ１０年間の発電電力量は、約６千万ｋＷｈ（１９８４年）から約１億５千万ｋＷｈ（１９８９年）の間で推移し、年間平均発電電力量は約１億ｋＷｈ（石油換算約３４，０００

ｔ）である。中長期的な見通しによれば、水力発電による発電量は、せいぜい年間１億３千万ｋＷｈ程度とみられている。

② １９９３年の発電電力量は、水力発電が約１億ｋＷｈ、火力発電が約７億７千万ｋＷｈ合わせて約８億７千万ｋＷｈとなっている。同国の電力需要は近年極めて高い伸びで推移しており、発電電力量は９０年１４．２％、９１年１０．５％、９２年９．７％、９３年７．５％となっている。

１９７０年代、電力需要は年率１１．４％という極めて高い伸びを示した。１９８０年初期に伸び悩んだものの、１９８５年頃から輸出ブームや好調な産業の需要に支えられ再び高い成長を始めた。現在、伸び率は低くなったものの、なお１０％近い伸びを続けている。

③ １９９２年における産業別の電力需要量は、工業部門約２億５千万ｋＷｈ、商業部門約１億７千ｋＷｈ、民生用約２億５千万ｋＷｈ、輸送その他約３千万ｋＷｈ、送電損失等が約１億２千万ｋＷｈとなっている。

④ 送電線の最高使用電圧は６６ｋＶであり、亘長は約１５２ｋｍである。配電用変電所（６６／２２ｋＶ）は島の西側を中心に１０箇所、２６万ｋＶＡの容量がある。

発電設備容量（１９９３年）

	CEB		自家発電		合　計	
	箇所数	出　力（kW）	箇所数	出　力（kW）	箇所数	出　力（kW）
水　力　発　電	8	53,200	2	300	10	53,500
火力発電合計	5	189,000	15	41,400	20	230,400
うちディーゼル	4	142,000	15	41,400	19	183,400
うちガスタービン	1	47,000	−	−	1	47,000
合　計	13	242,200	17	41,700	30	283,900

(5) バガス

モーリシャスに最も豊富にある国産エネルギー資源として「Ｂａｇａｓｓｅ」（バガス・・砂糖黍絞り糟）がある。年間５８０万ﾄﾝの砂糖の生産に対して、約１７０万ﾄﾝのバガスが発生する。このバガスは、ほとんど砂糖工場での製造工程の熱源又は発電用として使用されている。１９９２年には、２６万５千ｔのバガスから８千５００万ｋＷｈの電力を発電した。

１９９２年の電力部門におけるバガスの需要は、石油換算で４２万ｔであり、その他に工業部門で２２９万ｔ、合わせて２７０万ｔの需要があった。

発電用又はその他目的に使用されるバガスは、砂糖産業の動向と密接な関係がある。最近、工業部門においては、いくつかの産業の伸びが見込め、今後多様化していくものと考えられているが、砂糖生産は引き続き同国にとって重要な産業である。１９９２年の砂糖産業は、総輸出の２７．７％を占め、就業者の約１６％を雇用している。

(6) 新エネルギー

現在、新エネルギーとして風力と太陽光が考えられるが、量的には極めて少ないものである。風力にとって有利な、海岸づたいが多くあり風力発電にとって適地がある。太陽エネルギーは十分ある。しかし、水を暖めるような限られた利用しかされていない。

エネルギー用途別需要（１９９２年）

	油	石　炭	ＬＰＧ	電　力	バガス	合　計
電　　力	127.6	21.2	0	-69.5 (37.1)	42.5	158.9
工　　業	40.7	11.2	0.8	21.0	229.0	302.7
商　　業	0	0	2.2	14.5	0	16.7
民生用	14.5	0	28.4	21.4	0	64.3
輸　送 その他	162.9	0	0	2.3	0	165.2
損　　失	0	0	0	10.3	0	10.3
合　計	345.7	32.4	31.4	37.1	271.5	718.0

(1) 電力欄（　）内は、水力発電による供給を表す。
(2) 単位は石油換算（ｔ）。

３．案件の背景

モーリシャスでは、ここ数年、年平均５％を超える堅調な経済成長を続けている。今後同国では、観光産業を中心とした産業構造の多角化等を図り、引き続き安定した経済成長を目指している。

エネルギーの需給においては、経済の成長に比べて比較的高めの伸びを続けてきた。同国は小さな島国であって、わが国と同様エネルギー資源に乏しく、唯一エネルギー資源といえるバガスについては、一次エネルギー供給において４０％近いシェアを占めてはいるが、砂糖産業の生産動向に左右されるという供給に不安定な要素もあり、エネルギーの安定供給の面における位置づけは、下がる方向にある。

現在同国では、石油系エネルギーがエネルギー供給の５０％以上を占めており、急速にシェアを拡大しきている。また、この石油系エネルギーの全てを輸入に頼るという脆弱なエネルギー供給構造となっている。一方、最近の電力供給は、年率１０％を超えるような大きな伸びを示しており、早い時期に供給力不足が生じる可能性がある。さらに、エネルギー需要全体を見ると、民生部門における需要が極めて低く、今後の人口の増加、経済の成長等により、経済の成長率を上回った大きな伸びが考えられる。このような状況下、モーリシャス政府は、早急にエネルギー需給に関する長期計画を策定し、それに沿った政策を進めるべく、わが国に対してエネルギー需給長期計画の策定を要請してきたものである。

４．協議概要

調査団は、モーリシャス政府より要請越した「エネルギーセクターの長期開発計画と必要とされる投資調査」について、外務省、経済企画開発省、エネルギー・水資源・郵便省（実施機関）と協議を行った。その概要は以下のとおり。

「モ」側より、わが国に対する要請の背景及び内容について以下のとおりの説明があった。

1986年に、スウェーデンの協力により、「電力セクター需要予測調査」及びそれに基づく1986～2010年の電力拡充計画の策定がなされた。この調査では、需要の増加率を4.2％／年としたが、実際はその後１年間に12％の伸びを示し、非現実的なものとなってしまった。新規の発電施設の増設としては、近年ガスタービンによる発電所を日本からの民間融資により建設し、ここ２年間には更なる発電施設の建設を計画中であるが、中・長期的なエネルギーセクターに対する投資計画は見直しが必要な状況になっている。

「モ」は EPZ（輸出加工区）の設置、観光の振興により経済の多様化を図り、GDP の伸びはここ10年間約6.2%／年と順調な経済成長を維持してきた。今後の経済成長、人口の増加によりエネルギー需要は急速に増加していくと思われる。しかも「モ」はエネルギー資源に乏しく、国産エネルギーは水力とバガス（砂糖きびワラを利用したバイオ発電）のみで、第１次エネルギーの約80％を輸入に頼っているため、「モ」としては、エネルギーセクター全体について長期的な見通しをたて、石油、石炭、ガス、バガス、新エネルギー（風力、太陽光）等を含めたエネルギーの最も効果的、経済的なベストミックスを策定し、計画的にプロジェクトを実施していく必要にせまられている。

日本には、現在までのエネルギー需給をレビューし、様々な経済ファクターを分析した上で、1995年～2000年、2000年～2010年、2010年～2025年の３期に分けた現実的な需要予測を行い、最適な供給計画、投資計画を策定することを希望している。「モ」の経済企画開発省ではすべてのセクターの経済統計を保存しているので、調査に必要なデータ、資料等は全て提供する用意がある。（1994年12月にUNDP／世銀が実施した「エネルギー・セクター・レビュー」を入手済。）　また、調査を通じてエネルギーに関する日本の法規制を学び、調査結果をベースにした「モ」国のエネルギー法の改定も意図している旨述べた。

これに対し、当方より以下のとおり述べた。

「モ」はアフリカ諸国の中でも安定した経済成長を遂げており、エネルギーの需要増加に見合った適切なプロジェクトを実施していくためにはまずマスタープランを策定することが望ましいと思われる。しかし、策定した計画は実現されなければ意味がないため、提言されたプロジェクトの実施に必要な資金手当て、人材の確保等が重要である。また、開発調査の目的のひとつは技術移転であるので、調査が実施された場合は適切なカウンターパートの配置が不可欠であり、エネルギーに関する日本の法規制を学びたいと言うことであれば、日本における研修に参加するのが効果的である旨説明した。さらに、本マスタープランの策定は「モ」国経済発展にとって極めて重要な意味をなすことから、協力の実施の際にはエネルギー消費に関わる全てのセクターからの情報収集及び参画が必要であることを協調し、調査実施の際には各セクターからの参画を得たアドバイザリーコミッティの設置を提案した。

「モ」側は、エネルギー計画の策定は国家として最重要と考えている問題であるので、提言されたプロジェクトの実現には既に日本からの民間融資を得ている他、OECFのローンを含め最大限の努力をしていく所存であり、そのためにエネルギー省の組織強化も予定している。また、調査による技術移転は「モ」が最も期待するところであるので、適切な技術者をカウンターパートとして配置したい旨述べた。また、調査が実施された場合は実施機関であるエネルギー・水資源・郵便省のみならず外務省、経済企画開発省もコーディネーターとして全面的に支援する他、アドバイザリーコミッティーの設置についても前向きに検討したいとのことであった。

当方より、今回の調査結果を持ち帰り日本側関係者に報告し、案件の採否については在マダガスカル日本大使館を通じて回答する旨述べた。

5. モーリシャス政府より提出された要請書

JAPANESE MISSION

1.0 Ministry/Department: Ministry of Energy, Water Resources and Postal Services

2.0 Area of Expertise: Technical Assistance to establish a long-term national Energy Plan

3.0 Duration of Assignment: One Year

4.0 Background and Justification

In 1986 with financial assistance from the Swedish Government, a study entitled "Power Sector Demand Forecast Study" was carried out by the Consultants SWECO. Based on this demand forecast study, a least cost expansion plan for the period 1986-2010 was prepared in 1987 by the same Consultants. The main recommendations were as follows:

(i) refurbishment of the Mirlees Engines at Fort Victoria;

(ii) installation of 2 x 10 MW diesel sets at Fort Victoria by late 1988;

(iii) replacement of old diesel engines at St. Louis by a new diesel plant at Nicolay;

(iv) displacement of coal by bagasse at the FUEL thermal Power Station;

(v) harnessing remaining hydropower;

(vi) increasing the reliability and efficiency of the transmission and distribution system; and

(vii) planning for a new plant for bulk power supply at Mer Rouge to be completed by mid 1990.

4.1 Limitations of the SWECO Studies

The forecast from the simple spreadsheet model used by SWECO for the power demand study was unrealistic. The actual annual energy growth experienced in 1987-1988 was about 12% compared to the forecast growth of 4.2%. The options recommended by SWECO had therefore to be reviewed.

4.2 Appointment of EDF (Electricité de France) for the Review

In view of the above, the Consultants Electricité de France were appointed in 1988 to review the medium term generation requirements. Their recommendations were as follows:

(i) immediate installation of a gas turbine of 21 MW at Nicolay;

(ii) erection of a new power station at Fort George with a capacity of 144 MW consisting of 6 diesel sets of 24 MW each as hereunder:

- the first two units to be commissioned in 1991 and 1992 respectively

- should there be any delay in the implementation of the first two units, a second gas turbine of 23 MW capacity to be installed at Nicolay in 1991.

- the four remaining units to be installed over the period 1995-1997 as and when the need arises.

(iii) installation of a third gas turbine of 23 MW at Nicolay.

4.3. Projects Implemented

1988: The first gas turbine of 21 MW capacity was commissioned at Nicolay in 1988 as an emergency measure in line with EDF recommendation (i) at paragraph 4.0 above.

1989: SWECO recommendations (i) and (ii) as at paragraph 4.0 were implemented, that is the two Mirlees units at Fort Victoria were refurbished and 2 diesel units each of 10 MW capacity were installed at Fort Victoria.

1991: a second gas turbine was commissioned at Nicolay in 1991 as per recommendation (ii) made by EDF - vide paragraph 4.2.

1992/1993: The first two diesel units of 24 MW capacity each were commissioned in December 1992 and May 1993 respectively in line with EDF recommendation (ii) - vide paragraph 4.2.

4.4 Future Projects

Furthermore, EDF also recommended that three additional units each in the range of 28-32 MW capacity be installed at Fort George. Arrangements for the procurement of one unit with two other units as options are currently underway. The purchase of the two optional units will depend on the implementation of the coal/bagasse plants at Union St. Aubin and Belle Vue Sugar Estates.

4.5 Long Term National Energy Plan

There is now a pressing need to review the energy sector globally (not the electricity sector only). This should include a forecast of energy (electricity, solid and liquid fuels) requirements over the period 1995-2025. Accordingly a review of the current energy policies is necessary that should help to establish a long-term national energy plan with proposals for appropriate investment programmes over the period 1995-2025.

5.0 Terms of Reference

A technical adviser will be required to perform the following duties:

(i) carry out an analysis of 1984-1994 trends in energy demand, supply and investments in the electricity, solid and liquid fuels sub-sectors.

(ii) make projections of energy demand for the period 1995-2000 and indicatively for the periods 2000-2010 and 2010-2025 based on realistic and consistent scenarios of macroeconomic and sectoral growth, population trends and demand management

(iii) identify the least-cost investment programme to meet the energy requirements under each economic growth and policy scenario.

(iv) make an assessment of the costs benefits and risks of proposed energy investment and fuel imports.

(v) review of policy measures and of (World Bank is currently dealing with this also) institutional framework.

(vi) establish a priority ranking of investment and policy measures consistent with (a) least-cost expansion of energy supplies and (b) optimal reliability of supplies.

(vii) train the Technical Staff of the Ministry of Energy, W.R. & P.S. in energy planning and policy analysis and in the application of the analytical tools used in the study of similar tasks in the future.

(viii) assist the Technical Staff of the Ministry of Energy in developing monitoring techniques for the implementation of policy measures and projects.

(viii) review of the current legal framework on energy matters with recommendations for changes to keep pace with development in the sector.

The Technical Adviser will be responsible to the Permanent Secretary, Ministry of Energy, Water Resources and Postal Services.

BLUE DISK SG/POWER

Ⅳ. 団長所感

Ⅳ．団長所感

１．サントメプリンシペ

（１）わが国は「サ」に対し、これまで食糧援助、水産分野等の無償資金協力及び研修員受け入れ等の技術協力を中心に援助してきた。無償資金協力は年間３億円程度と少額ながら、同国の人口が１２万人と少ないことから、１人当たりの援助額は約2,500 円／人とアフリカの中では極めて高い水準にある。今後も、同国は地理的に遠隔地にあること、また、経済上も我が国との関係は希薄であることから、今後援助規模が増大することは考えにくい状況にある。

一方、「サ」は小国ながら、1990年の新憲法制定以降、複数政党下で国会議員選挙、大統領選挙等を実施し、民主化を順調に進めている他、経済面においても、前途多難なるも、カカオのみのモノカルチャーから脱却すべく構造調整にも取り組む等、経済改革も進めている。

こうした状況の中、わが国としては、今後の多国間外交の場におけるわが国への支持・協力へつなげるものという観点より、同国の政治・経済面での改革の努力に対し、現行の小規模の援助においても、同国のニーズにあつた、また、タイムリーな援助を実施していくことが肝要であると思料される。

本調査団は、電力分野の調査団であり、他の分野に関しては必ずしも全ては把握していないものの、電力事情の改善が民生の向上、経済発展のためには同国の最大の課題としており、その改善に向けて真剣に取り組もうとする態度が感じられたこと。また、電力不足の深刻さについては、18日夜の外務省及び社会整備環境省との協議の際、約30分程度の停電があり、暗闇の中で行ったこと等により調査団員も、電力不足の状況を肌で感じ、わが国の協力の分野として、同分野を最重要として検討する必要があると思われる。

（２）本調査団は、「サ」政府より要請越した開発調査案件「ミニ水力発電建設」について、わが国の協力の可能性の検討に資する情報・資料を収集することを目的として派遣されたが、残念ながら、本件については規模的に大きいことから、わが国の資金協力を念頭にした開発調査の実施は困難と判断された。

これに対して、前述のとおり、先方政府からは、日本からの資金協力は不可能としてもアフリカ開発銀行等他の資金協力の可能性は残されていること、また、技術協力という観点からも、是非Ｆ／Ｓ調査を実施して欲しい旨発言があった。

現在、具体的な事業を想定する開発調査の採択に関しては、資金協力との連携を重視しており、従って本件のように資金協力の可能性が薄い場合には、開発調査の実施も困難と判断されるところであるが、Ｆ／Ｓ調査の中で技術協力という形で同国に貢献できること、技術協力を通じて今まで疎遠であったサントメ人と日本人との交流が深められること、また、「サ」に関する種々情報が整理されることにより、優良案件の発掘につながる可能性が高まること等の観点より、本件の実施につき検討してみることも意義があるものと思慮される。

（３）今回の調査において、ディーゼル発電機の無償供与についても新たに要望された。本調査団は、開発調査の調査団であり、無償資金協力のマンデートはないものの、同国の電力需要から判断すると、例えば、２～３億円（数百ＫＷ）の発電機１基で、供給能力が大幅に改善されること、また、現在の逼迫した電力事情においては、極めてインパクトが高いこと等を考慮すると一考してみる意義はあるのではないかと思慮される。

2．モーリシャス

短期間の滞在ではあったが、「モ」側政府関係者の前向きな対応のおかげで集中的な協議を行うことができた。このことから、先方側の本協力に対する熱意のみならず、行政そのもののモラルの高さ、及び技術レベルの高さをうかがい知ることができた。

「モ」国は、経済政策の成功に並行して、世界的にも有名になりつつある自然に恵まれた環境資源についても格別の配慮を払っており、将来のエネルギー政策においては、この経済発展と環境を調和させていくことが非常に重要である。従って、本マスタープランの策定に我が国が協力する際には、「モ」国そのものの将来像を正確に見極めた上で、環境を含めた幅広い見地からのアプローチが求められることになろう。

調査団の得た結論としては、本マスタープラン実施の意義は非常に高く、また時宜を得ていることから、本件採択を前向きに検討すべきである。

なお、あくまでも採択された場合との仮定のもとで、「モ」側にはＳ／Ｗ締結のための事前調査団を年内後半に派遣し、日本側予算の事情にもよるが、本格調査開始は来年早期（1995年度第４四半期）からもあり得る旨説明し、「モ」側実施体制の整備を示唆した。

Ⅴ．資料

1．サントメプリンシペ政府宛て質問書

小水力発電建設に係る質問書

1．経済指標（５年分）

ＧＤＰ、１人当たりＧＤＰ、工業生産指数、民間消費支出、等

2．人口の推移（５年分）

(1) 人口の構成（男女・年代別）

(2) 今後の見通し

3．電力事業の概要

(1) 電力担当行政組織

(2) 電力会社

事業内容、財務諸表、発電原価（発電所の建設費、維持管理費、燃料代）、売電単価、料金の徴収方法

(3) 電力関係の法規制

4．電力計画

国家開発計画における位置付け、ターゲット年

5．電力需給状況

(1) 現在までの需要の推移（５年分）と今後の予測（部門別：産業、民生、商業等）

(2) 今後の供給計画

6．既存の電力設備の概要

(1) 発電設備量の推移

(2) 発電量の推移（５年分）

全体及び発電機ごと

(3) 発電所

発電所の名前、種類（水力、火力）、出力、運転開始年月、現在の運転状況、維持管理体制、問題点等

運転休止状態の場合はその理由と再運転計画

(4) 送配電設備

送配電網図、受益者分布図

7．電力供給契約戸数、電化率の推移（５年分）

8．主要電気機器の普及状況（普及率）

9．他の援助機関による協力の状況
　他の援助機関が実施した調査の概要とその実行性
　他の援助機関が実施した資金協力の概要

10．小水力発電
　(1) 小水力発電所の建設候補河川
　(2) 上記河川を含む地形図、地質図
　(3) 上記河川の流量
　(4) 周辺地域の降水量（月毎）
　(5) 建設資金手当ての見込み
　(6) 建設候補地の概要と環境

11．一次エネルギー供給量（５年分）
　石油、石炭、新エネルギー等

12．エネルギー消費量（５年分）
　石油、電力、等

13．その他
　(1) 建設材料の調達方法、建設物価、建設技術レベル（建設会社の有無）
　(2) 環境法
　(3) その他電力・エネルギー関係の統計があれば

サントメ・プリンシペ政府宛質問書の回答

「フランスの協力により策定した電力マスタープランの抜粋」

まとめと結論

本調査は1991年から2010年までのサントメ島電力供給基本計画を作成することを目的とする。

これまでの段階では下記のことが行われた

- さまざまな仮説に基づいた過去、現在、将来のエネルギー需要の分析。

- 最良の経済条件においてエネルギー需要に対応し得る発電方法の研究。

- 機械的な信頼性および電気容量といった角度からの配電網の研究。

- 電力導入計画案の費用見積りおよびkWhあたりの料金への影響評価を行うための財政上のシミュレーション。

I -1.0.1 - 需要の分析

現況：

配電網は主要な活動と人口の大部分が集中する島の北部および東部で発達している。発電量は約20 000MWhで、そのうち技術面もしくは非技術面で生ずる損失率を20%として、実質的に16 000MWhが供給されている。

消費量は計数システムの信頼性が低いため見積りが難しい。計量システムは現在、改良中である。これまでの消費量見積りは、損失率を約20%とする発電量の数字に基づいて行われた。発電量は安定していると見ることができる。

EMAE網が配電する電力消費量は1982年から1991年までの間で年平均4.7%の伸びを示している。同時期の人口増加率は2%であり、消費量はそれに伴って伸びている。消費量が頭打ちになるのは、発電手段が飽和状態になるためである。

経済活動分野における電力消費量は全体の65%で、サントメおよびネヴといった都市圏に主に集中している。

サントメ島の1991年度の人口は111 900人で、そのうちの60%（住宅の46%）が電力を利用している。その電力の大部分はEMAE網から配電される電力である。現在、9264世帯が電力使用加入者となっているが、それは電力を使用している人口の総数ではない。ある者は共同加入によって、あるいは個人の発電装置によって電力を使用している。

1991年の電力使用ピーク時の消費量は4259kWであった。消費構造を考えると、電力使用のピークは雨季のウイークデイの18時から19時の間であった。

電力需要の推移予測：

推移は下記の2つの期間に基づいて予測される。

- 第2期計画が終了する1994年までの短期予測。発電手段の不備が原因の負荷遮断が除去され、EMAE網へ大規模消費者が接続され、世帯もしくは商店などの小規模消 費者など

の待機状態にある電力使用希望者の需要が満たされる。第2期計画終了時の消費量は、発電ピーク出力7242KWに対して28 236MWhとなるであろう。

- 1994年から2010年まで中長期予測。消費量はすでに配電されている地域では人口推移と相関的に変化し、またこの期間に配電網へ接続される消費者の需要も増加するはずである。その時点での数字は電力消費者の増加率予想および配電地域の拡大予想に基づくと下記のようになるであろう。

・消費量は39 537MWhから88 938MWhとなる。
・発電ピーク出力は10 141kWから23 161kWとなる。

予測では、すでに配電されている地域の消費量増加率は年4%、また配電網へ接続して電力使用加入者となる住民数は50%増となる。

2010年には下記のようになる。

・消費量は61 453MWh。
・発電ピーク出力は15 937kW。

I -1.0.2 - 発電手段に関する調査

I -1.0.2.1 - 現状

EMAEが所有する発電手段は下記の通りである。

サントメ火力発電所にはISO規格に適合する1000kVAのCUMMINS発電装置2基1200kVAのABC発電装置1基がある。

- セラミカ火力発電所には950kVAのCUMMINS発電装置1基がある。

- コンタドール水力発電所には1200kVAのタービン2台がある。

- ゲゲ水力発電所には150kVAのタービン1台があるが、止まっており、修理・拡張計画が予定されている。

これら3ヵ所の発電所は系統連係網に配電している。

また同様に：

- ミコロ火力発電所には31kVAの発電装置1基がある。

- アンホラレス火力発電所には75kVAの発電装置1基がある。

この2ヵ所の発電所は僻地へ電力を供給している。

これらの施設の詳細説明は本報告書の第II巻 - 1に記載されている。

ABC発電装置は1990年10月に運転が開始された。1992年の運転時間は15, 600時間で、おそらく運転時の温度が上がりすぎたために、何回も故障にみまわれた。EMAEは1992年4月に装置に変更を加え、それにより温度を下げることができた（掃気時は60℃、排気時は380℃）。それ以来、大きな問題もなく運転されている。

この発電装置の交換部品はまったくない。

CUMMINS発電装置は1989年に世界銀行の出資しよる完全修理計画の対象となった。この発電装置の運転時間数はわからない。最近、交流発電機が故障した。それ以来、定期的にオーバーホールが行われている。唯一残っている交換部品はシリンダヘッドが2セットだけである。

コンタドール発電所には毎分1000回転する1500馬力のPELTON製タービン2台がある。

この発電所はEMAEによって一部修理された。しかし運転中に縦方向の正常でないクリアランスが生ずることが認められた。この発電所は完全修理を行う必要がある。

一般的に、発電装置（電動機および交流発電機）は、1987年以降、保守の対象となっているが、電気装置の不良や発電設備に電気的保護が欠如していることを特筆しなければならない。このため配電網に故障が発生すると、CUMMINS交流発電機にも故障が生ずるのである。

系統連係網に送られる実際の電力量は、“サイト”条件によりABC発電装置の出力が制限を受け、また変圧器のせいでCUMMINS発電装置の出力が制限を受けているため、わずか4760kWでしかない。

I - 1.0.2.2 - <u>緊急時の作業</u>

1981年から1991年までの間の需要の推移を見ると、年間増加率は約7%であることがわかる。

それにより下記のことがわかる。

- 現在、設置されている発電手段は1992年度の需要をカバーするには不十分である。

- すべての発電装置を最大負荷で100%フル稼働させる必要があり、保守作業ができない。そのため発電設備の劣化が急速に進む。

- 貯水池の容量が小さいにもかかわらず、水力発電量はピーク時間に集中する。水の供給が少ないことがエネルギーの不足になる。ピーク時間を避けて、負荷遮断を実施する。

需要の推移および待機状態の電力使用希望者の需要を考慮にいれない場合、N - 2（N：発電装置の台数、2：2台の強力な発電装置）もしくは設備出力の20%の予備の法則を適用することによって、“保証”出力は約2900kWとなり、この段階での不足は1350kWである。

直ちに満たされるべき追加需要（接続工事待ち分の需要あるいは実施中のプロジェクト分の需要）は3028kWと見積られている。つまりピーク出力は4250＋3028＝7278kWとなる。

上記のレベルに持っていくことが緊急を要することを考えると、追加需要は火力発電装置によってしか満たすことはできないし、また下記が必要となる。
- コンタドール発電所およびゲゲ発電所の修理。
- 現在の発電所の出力の増大。
- 発電所の新設。

現在の発電所の敷地の狭さや市の中心部との位置関係を考えると、発電所の出力増加は既存のABC発電装置と同様の1200kVAの発電装置でしか行うことができない。この発電所の再整備の一環として、運転していない発電装置(GENERAL MOTOR製およびPOYAUD製)を撤去し、セラミカ発電所の発電装置を持って来るようにすることが望ましい。セラミカ発電所は遠く、運転が容易でない。

利用可能な出力は下記のようになるであろう。

ABC発電装置2基.....1920kW
CUMMINS発電装置2基.....1400kW
CUMMINS発電装置1基.....700kW
ゲゲ発電所のタービン1台.....130kW
コンタドール発電所のタービン1台.....1920kW
合計 6070kW

ピーク時を補うにはまだ不十分である。

したがってブルブルに発電所を新設することを検討する必要があると思われる。

予備の法則の適用：この1000kWの発電装置4基を持つ発電所が強力な発電機2台分もしくはピーク出力の20%の予備電力量を確保できるようにする。

しかしすでに電力が供給されているか、もしくはこれから供給される加入者の一部のために、また難しい状況の中でピーク需要をカバーするために既存の発電装置の利用が可能であることも考慮する必要がある。

これは料金の値上げや強制的な計画化により実現可能となり得る。料金を値上げすることによって、電力使用者は時間によっては多くの電力を消費するとしても、ピーク出力を抑えるような方向にもっていくことはできる。こうすることで、必要とされる予備電力量を強力な発電装置1基分もしくはピーク出力の10%以内に抑えて大幅に少なくすることができる。それにはブルブルに発電装置3基を設置するだけで十分であり、その出力は下記のようにする。

6070＋3000＝9070kW

このうちの予備電力量は：

強力な発電装置1基分の予備電力量：1000kW
10%以内の予備電力量：728kW
つまり“保証”出力は8070kWとなる。

Ⅰ- 1.0.2.3 - <u>中長期的推移</u>

下記を含む3つのシナリオが詳細に検討された。

A：火力発電の普及。

B：第1段階の終了後、アバーデ3水力発電所の水力発電整備、次に火力発電の普及。

C：第1段階の終了後、アバーデ3、マヌエル・ジョルジ4、マヌエル・ジョルジ3といった水力発電所の水力発電整備、次に火力発電の普及（普及が中程度に止まった場合2002/2003年にも再び行う）。

6%、8%、10%という年別の実現率によってシナリオの経済性を比較すると、これらシナリオはA、B、Cの順番で分類される。それぞれのシナリオの総費用の格差は比較的小さく、実現率の増加とともにしだいに減少する。燃料価格が上昇する可能性があり、そのためこの順位が変ることもある。

水力発電設備を建設するにあたって獲得可能な融資の条件の年利率は6%以下である。このような融資が得られると、もっとも低い総費用額を求めるために行う経済性の比較は完全に無意味となり、上記のA、B、Cのシナリオに基づいて水力発電の普及に重点が置かれるようになる。同様に乾季における需要をカバーするために必要な最低限の火力発電は別にして、水力発電設備を中心にした発電システムの普及が行われるようになる。

ブルブル発電所が設置されると、発電システムの77%は火力発電となる。水力発電の割合を増やすというシナリオに従うと、第1期計画の実施後、再び火力発電の需要が出てくるのは可能性が低い場合で2010年、可能性が高い場合で2007年ということになる。

水力発電設備は14ヵ所のサイトのデータから見積られた生産手段費用の比較に基づいて順序が付けられた。中期的予想では、7ヵ所の発電所で2010年までに運転が開始される。これら7ヵ所の水力発電所の建設費用は、一般的な条件での融資を受ければ、生産手段費用はディーゼル発電装置の設備費用と競合し得るし、また予測される能力も競合し得るものになる。

下記のような普及計画が検討された（中程度の普及予想および強力な発電装置もしくはピーク出力の10%という予備の法則）

緊急プラン	ブルブルの1000kWのディーゼル発電装置3基
1996	アバーデ3
2000	マヌエル・ジョルジ4
2001	マヌエラ・ジョルジ3
2003	アバーデ1
2005	マヌエル・ジョルジ2
2006	レンバ
2007	オウロ6＋2000kWのディーゼル発電装置1基 （CUMMINS発電装置の廃止）

Ⅰ-1.0.2.4 - <u>発電に関する工事一覧</u>

発電のための投資一覧表が次ページに記載されている。

生産投資一覧表

年度 投資（単位：1000フランスフラン）	1 994	1 995	1 996	1 997	1 998	1 999	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010
既存施設																	
サントメ発電所修理	3 600																
コンタドール発電所修理	13 500																
ゲゲ発電所修理	5 500																
新設施設																	
サントメ発電所新規ABC発電装置	7 000																
ブルブル発電所の発電装置（1MW）4基	36 000																
ブルブル発電所の5基目の発電装置		7 500															
ブルブル発電所の6基目の発電装置				7 500													
港湾整備						20 000											
新規発電所の第1発電装置（2MW）						35 500											
新規発電所の第2発電装置（2MW）										14 500							
新規発電所の第3発電装置（2MW）													14 500				
新規発電所の第4発電装置（2MW）																14 500	
通信システムの設置	700																
生産投資額合計	66 300	7 500	0	7 500	0	55 500	0	0	0	14 500	0	0	14 500	0	0	14 500	0

③

Ⅰ - 1.0.3 - 送配電網についての調査

Ⅰ - 1.0.3.1 - 現状

送配電網は中電圧網、変電所、低電圧網の3つの観点から検討することができる。

- 中電圧網は機械的に許容できる状態にあるが、3点の例外がある。

・コンタドール - サントメ間のライン（30kVラインが25km）には脆弱な箇所が複数あり、島の主要な配電線であるため工事仕直しを検討する必要がある。

・サントメ - ゲゲ間のライン（6kVラインが6.6km）は鉄柱に架線されている旧式のものであり、工事を仕直す必要がある。

・特に《モロ》変電所、《アグァ・アローズ》変電所、《キンタ・デ・サン＝アントニオ》変電所の供給ラインは状態が非常に劣悪な鉄材に架線されており、人身事故につながる危険性が大きい（6kVラインが1km）。

電気設備に関しては現在のところ特に問題はないが、この配電網では特に都市部においては負荷を大きく増やすことは無理である。

さらに6kVおよび30kVの配電網の保護システムを再考し、修理する必要がある。なぜならその保護システムはまったく効果がないからである。それは発電装置の不良に原因している可能性が高い。

- 変電所の状態は良いが、電気設備は劣化がかなり激しい。いずれにしても変圧器室と電柱上の変圧器の低電圧盤は交換する必要があり、またいずれ交換するとしても中電圧遮断装置をまず元の状態に戻す必要がある。

電気設備に関しては37台の変圧器のうち12台が過負荷状態にある。

外気温が原因の中空線の変圧器の過電圧対策には避雷針が用いられているが、それは効果があるようである。変圧器の過負荷対策はヒューズが用いられているが、農村部に設置されている変圧器に関しては、その有用性と効果を明確にする必要がある。

- 一般的に中空低電圧線（100km）は力学的に見てかなりひどい状態である。支柱の50%は早急に交換する必要がある。また裸電線の断面は脆弱であり、樹木が頻繁に接触し、多くの事故の原因となる。

地下埋設低電圧線（20km）も同様に全線にわたって多くの事故の原因となる要素がある。事故は力学的に脆弱な紙製の絶縁材を用いたケーブルや過剰なエネルギーが通過して脆弱になった部分で生ずる。

低電圧網の電気設備の状態は満足できるものではない。配電装置で多発する過負荷は地下埋設網の項で述べたように、機器の耐久性にとって有害である。また15%以上の電圧降下は電力使用加入者にとって許容し難いうえに、低電圧網上での損失も大きい。

当然のことながら、中空接続線も低電圧網と同様の状態である。

Ⅰ - 1.0.3.2 - 第1期工事計画

第1期計画は下記の目標に対応するものでなければならない。

- 新規発電装置で生産される電力の搬送

ブルブルに新たな発電所が開設される。目標達成のための基本構想に基づいて、サントメ市方面および島南部の農村部方面に向けて電力の搬送を行わなければならない。

電力消費量が少ない地域への電力搬送のために、発電所の中空に架かっている《ボボ フォロ》への配電線を再使用してもよいが、通過電力は3MWに制限される。また都市部へ多くの電力を搬送したり、多くの送電線が接続される配電網にとって有害であり、事故の原因となり得る。

このためブルブル発電所の配電装置のケーブル断面を2倍にしたほうが良く、そのために35mm2銅線で30kVラインの再工事を行うことを提案する。ゲゲの配電網から引いている16mm2の現在のラインも老朽化しているため、30kV用35㎜2銅線で工事を仕直すようにする。

サントメ発電所は改造する必要があり、また変電所も全面的に改修する必要がある。これらの工事は《発電》緊急計画の枠内で行われる。配電網同士を接続する機能をSE1変電所に移すことを提案する。SE1変電所の変圧出力30/6kVは増大する。

- 新たに配電網と変電所を設置することによる待機状態の電力使用希望者の需要の満足

発電量が保証されると、特に都市部において中電圧網を現状に適合させ、普及させることにより即座の需要に対応することが可能となる。またそれには8ヵ所の変電所を接続する必要があり、それには下記が含まれる。

- 病院の近くに新たな30/6kVの変電所を設置する。サント・アモロ - 変電所2ヵ所の上流地点 - 空港（変電所 1015）［35mm2銅線で2070m］を結ぶ30kVラインへの通過。
- アルファンデガ - ミラマール区間の設置。
- いくつかの区間の補強および6kVを電源とする花弁状の配電網の組織化。
- サント・アモロ変電所の適合化。
- 変電所の設置（P24）

- 不十分であったり、劣化している電気設備の更新もしくは補強による機械の故障および人身事故の防止：

中電圧網の老朽化している区間の撤去、中電圧/低電圧変電所設備の修理、低電圧網の補強と更新（多くの場合、補強と更新は結びついている）を行う必要がある。

第1期工事の総工費は4900万フランスフランとなる。

最終的な配電網：

2010年までの最終的な配電網の設置は電力エネルギー需要の拡大にもっとも適したかたちで対応するため研究された目標計画の中に組み込まれている。

検討した結果、計画実施期間中、現在の電圧30kVおよび6kVは維持できることがわかっている。しかし6kVの地域面積を縮小する必要があり、さらにこの地域に設置すべき機器（変圧器を除く）はアダプターなしで10kVで使用できるものでなければならない。

目標達成のための基本計画では、島に電力を供給するため30kVの配電網を設置し、電力搬送を行う。この配電網の途中には変電所が置かれ、区間ごとに区切られる。また農村部への配電は樹枝状の配電網によって行われる。都市部への配電は必要な保護装置が付いた2ヵ所の変電所から自動バックアップ機能を持つ花弁状の配電網を通じて行われる。配電網の保護装置は発電装置の保護装置とは完全に分離される。

基本計画は第1期計画が実施された後、基本計画の主な原則に基づいて実施される。配電網の拡大は最終的に決定される配電網拡大のためのシナリオに基づく。

新たに配電される地域のために下記の平均値が定められた。
- 住民一人当りの平均消費量：227kWh
- ピーク出力の使用時間：4250時間
- 住民一人当りの分岐線の本数：0.24
- 分岐線ごとの低電圧線の長さ：12m

1994年から2010年までの期間に割当てられる投資額は下記の通りである。

- 配電網がかなり拡大すると仮定して：5554万フラン。

配電工事一覧表

配電網が飛躍的に拡大するという仮説

章	第1期	MT網の長さ 中空 m	MT網の長さ 地下 m	変電所 CB nb	変電所 PO nb	変電所 HP nb	出力 kVA	BT網の長さ 中空 m	BT網の長さ 地下 m	分岐線 nb	その他 kF	総工費 kF	工期 de travaux
1.3.4	変電所										7 046	7 046	1994 - 1995
1.3.4	電圧変更6-30kV										500	500	1994 - 1995
1.3.4	MT網の拡張（変電所の新設）	5 250	3 050									1 643	1994 - 1995 - 1996
1.3.4	MT網の補強	14 190	23 740									7 586	1994 - 1995
1.3.4	変電所の新設			13		9	2 340					3 576	1994 - 1995 - 1996
1.3.4	BT網の拡張							67 500	2 240	4 400		17 200	1995 - 1999
1.3.4	BT網の補強							33 890	6 220	1 510		8 700	1995 - 1999
1.3.4	変圧室の修理			40	4	14						2 770	1994 - 1995 - 1996
1.3.4	リモートコントロールによる管理										14	14	1 994
	合計	19 440	26 790	53	4	23	2 340	101 390	8 460	5 910	7 560	49 035	

章	事後段階	MT網長さ 中空	MT網長さ 地下	変電所 CB	変電所 PO	出力 kVA	BT網長さ 中空 m	BT網長さ 地下 m	分岐線 nb	その他 kF	総工費 kF	工期 de travaux
1.3.4	MT網の補強	6 400	1 000			1200-->3000 5 000					2 005	1995 - 2003
1.3.4	MT網の更新	24 580									4 500	2 000
	合計	30 980	1 000			6 800					6 505	

総計	5554万	フラン

*MT：中電圧
BT：低電圧

II - EMAE（電力公社）の商業活動実績

1. 1993年

	エネルギー	水道	合計
契約件数	10 867	4 314	15 181
成立件数	874	456	1 330
解約件数	248	200	448
差	+ 626	+ 256	+ 882
新規接続線	386	175	561
取り外した本数	1 208	0	1208
使用されていない接続線 (継続者がいないための契約解除)	359	162	521

2. センターごとの顧客分布

Centre		顧客数		変化
Identification informatique	地域名	au 31/12/92	au 31/12/93	%
10	São-Tomé	7 872	8 353	6.1
20	Trindade	916	949	3.6
30	Santana	543	561	3.3
40	Neves	381	395	3.7
50	Guadalupe	193	203	5.2
60	Madalena	100	105	5.0
	Sto Amaro	99	103	4.0
	Conde	56	65	16.1
	Micolo	53	59	11.3
70	Angolares	142	160	12.7
80	Ribeira Afonso	99	110	11.1
90	Principe	450	518	15.1
	Total	**10 904**	**11 581**	**6.2**

3.メーター設置

6月から9月までに技術部と営業部が共同で行った活動によって、5438個の電力メーターが設置された。電力料金が消費量と比べて低く見積られることがなくなるように、大部分のケースで上流側および下流側に保護装置を付けないでメーターを取り付けるというオプションが設定された。
しかし、まだ739本の接続線を敷設しなければならない。
上水道網の修復工事が終了するまでに、水道使用加入者の要望により水道メーターが取り付けられる。

1993年12月

	契約総数	%	メーターなし	%	メーター付き	%	新規設置メーター
電気	10 867	100	1 367	13	9 500	87	6 248
水道	4 314	100	3 410	79	904	21	904

メーターなしの電力使用契約件数1367件は下記のように分けられる。
628件は料金未払いで供給停止、
また739件は新規契約、また訪問しても住人がドアを開けなかったり、技術的に不可能であるもの。

4.料金回収率

今年度のプラン契約の目標は達成されたが、特に技術的な問題以外の不正行為による損失率を見落とすわけにはいかない。

最近行ったメーター検針の際、199個のメーターが止まっていたり、壊れていた。また63個が逆方向に回っていた。年間で1541件の不正行為が確認された。その結果、869本の接続線が取り外された。

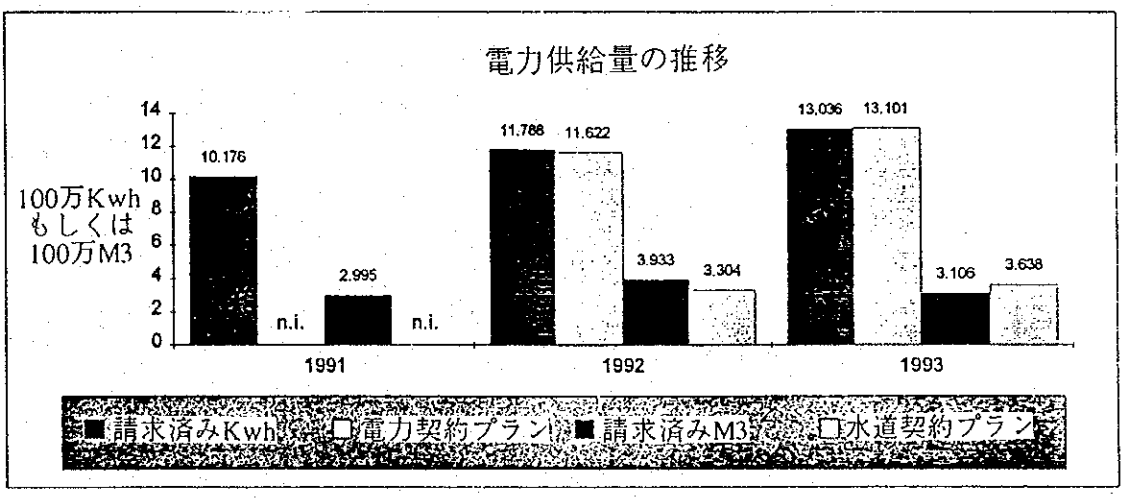
これは不正行為のほんの一部でしかない。こうした現象を抑えるには、チェックを強化・増強することが唯一の方法である。

年度	発電量(Mwh)	年間供給量(Mwh)	収益率	契約プラン目標
1991	不明	10 176		
1992	18 719	11 788	63.0%	65.5%
1993	19 216	13 036	67.8%	67.0%

5. 請求率

年度	請求記録件数	請求書送付件数	率
1992	2 877	59 803	4.8%
1993	2 167	64 524	3.4%

6. 電力供給量の推移



7. 料金請求額

		OBJECTIF CONTRAT-PLAN
1993年度の料金請求額		
水道	25,600 M dbs	54,552 M dbs
電気	571,128 M dbs	799,155 M dbs
その他	17,255 M dbs	
メーター付き電力および水道	66,471 M dbs	19,593 M dbs
1993年度総売上高	**680,454 M dbs**	
追加料金	298,798 M dbs	
1993年度の総発電量	**979,252 M dbs**	**873,300 M dbs**
料金請求額/前年度		
水道	- 6,128 M dbs	
電気	45,401 M dbs	
その他	- 0,150 M dbs	

1993年度の総売上高における外貨の割合					
	100万Dbs				Kフランス フラン
	エネルギー	水道	その他	合計	
料金請求額	142,235	6,244	4,900	153,379	1958,114
メーター付き電力および水道	16,683	0,131	0	16,814	197,408
合計	158,918	6,375	4,900	170,193	2155,522

1993年度電力使用加入者管理 - 営業比率

加入者カテゴリー	水道 水量 %	電気 電力量 %	水道 電気契約 %	水道 電気料金 請求額 %	1993年度 取立て率 %
行政機関および官舎	**26**	**20.8**	**6.0**	**26.6**	**100**
国営企業	**9.6**	**8.4**	**0.6**	**9.2**	**100**
工業関連企業	**11.1**	**6.4**	**1.0**	**8.0**	**51.5**
商業関連企業	**8.9**	**13.3**	**6.5**	**18.2**	**83.5**
個人、国際機関、民間組織、EMAE職員	**44.3**	**50**	**85.7**	**38.0**	**98**
EMAEの権利	**0.1**	**1.1**	**0.2**	**0.0**	**100.0**
上記のうち外貨で料金請求された加入者	**8.8%**	**11.2%**	**1.7%**	**26.4%**	**89.9%**

8.集金

本社建物で整備工事が行われ、1993年3月以降、集金はコンピュータ処理されている。

サンタナ市およびネヴ市の集金は月毎の集金に制度化され、1994年には僻地全体でその制度が一般化される。

現在のところ月毎の集金であるが、1994年末にオフラインのレジスター搭載車輌を取得した後は、集金はコンピュータ処理されることが望ましい。

9.取立て率

10月から12月までかなりの供給停止を行ったために、取立て率は93%になった（契約プランでの目標は90%であった）。

1994年初めまでに車輌やはしごなどの取得、技術部職員の営業部への移動などを行って“供給停止”担当課を補強することが予定されている。

1993年12月31日現在における主な債券

セラカ.....2200万Dbs
E.N.A.S.A.....2900万Dbs
アグァ・イゼ.....1050万Dbs
C.S.T.....1080万Dbs＋19500フランスフラン
ポルトガル大使館.....130万Dbs＋61000フランスフラン
ロゼマ.....730万Dbs

10.料金設定

契約プランの第11.1条に反して、料金表は1993年9月1日からしかその適用許可が下りない。1993年1月1日から8月31日までの総売上高の損失は298 790 000Dbsに上る。補填のための補助金が政府に申請された。

この補助金が取得できれば、電気の累積請求金額は8億8368万8千Dbs（契約プランでの予定金額は7億9900万Dbsである）に達するはずである。

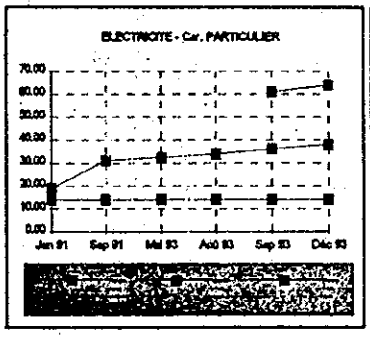
さらに“社会”カテゴリーの第1カテゴリーに入る個人電力使用者の40kWhを除いて、契約プランの第11.2条で規定されているように、水道および電気の料金スライド制が適用された。

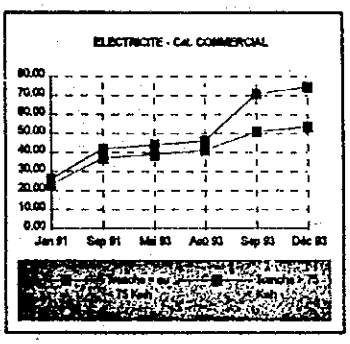
電気	1993年5月1日からのスライド率	4.70%
	1993年8月1日からのスライド率 （9月1日：新料金表の適用）	3.3 %
	1993年12月1日からのスライド率	5.0 %
水道	1993年5月1日からのスライド率	12.4 %
	1993年8月1日からのスライド率	6.2 %
	1993年11月1日からのスライド率	11.7 %

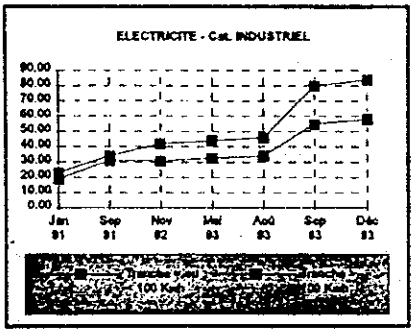
11. 料金表 1993

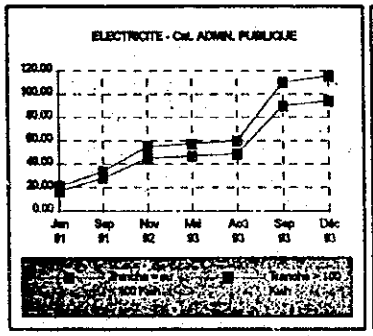
電力料金　93. 12. 31		ドブラ DBS/kwh	フラン FRF/kwh
個人	< 40 kwh/mois social	14.0	--
	< 40 kwh/mois	--	1.04
	> 40 et < 300 kwh/mois	38.0	1.41
	> 300 kwh/mois	64.0	1.41
商業	< 75 kwh/mois	53.5	1.69
	> 75 kwh/mois	74.5	1.91
工業	< 100 kwh/mois	58.0	1.42
	> 100 kwh/mois	84.0	1.69
Moyenne tension	Tranche unique	64.0	1.55
公共施設	< 100 kwh/mois	94.5	--
	> 100 kwh/mois	115.5	--
国営企業	< 100 kwh/mois	73.5	--
	> 100 kwh/mois	94.5	--
ＥＭＡＥ関連	< 40 kwh/mois	7.0	0.29
	> 40 kwh/mois	19.0	0.67
外国	< 40 kwh/mois	64.0	--
	> 40 kwh/mois	90.5	--
水料金　93. 12. 31		**DBS/m3**	**FRF/m3**
particulier et commerce facturé en dobras	< 20 m3/mois	7.0	0.30
	> 20 m3/mois	11.0	0.39
Commerce	< 40 m3/mois	--	0.39
	> 40 m3/mois	--	0.48
Industriel	< 150 m3/mois	11.0	0.39
	> 150 m3/mois	13.0	0.48
Administration Publique Entreprise d'Etat	Tranche unique	11.0	--
Agent de l'EMAE	Tranche unique	5.5	0.20
Particulier Etranger	< 20 m3/mois	16.0	--
	> 20 m3/mois	23.0	--

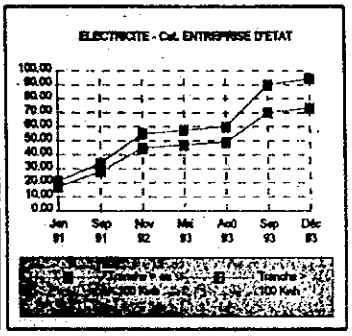
1991 年 1 月以降の電気料金の推移

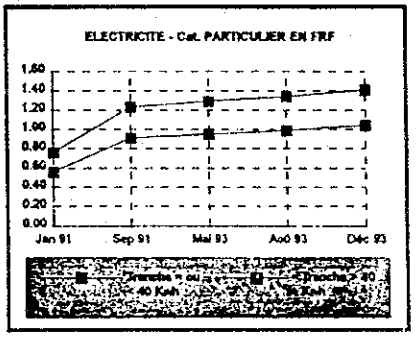




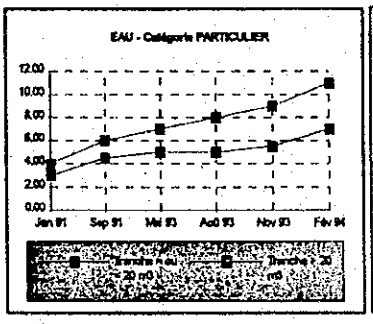


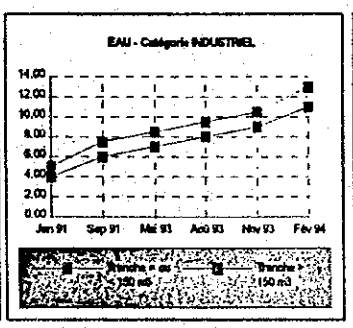


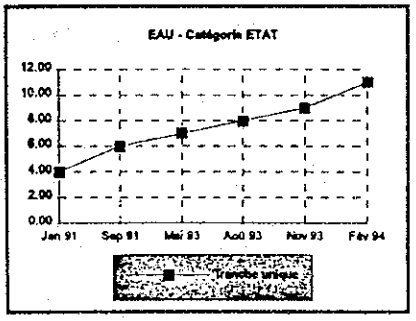


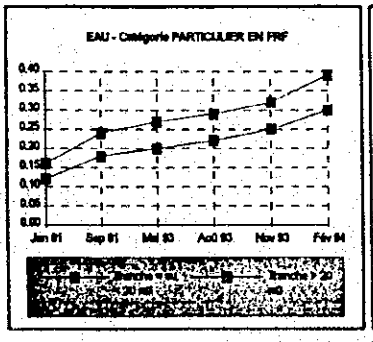


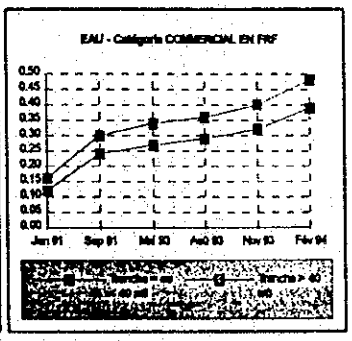
1991 年 1 月以降の水料金の推移

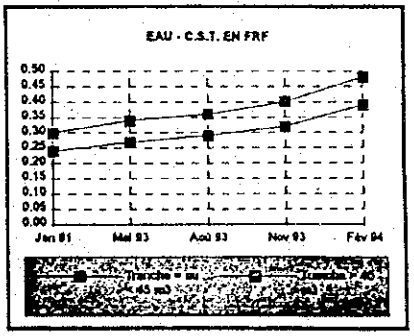












12.接続申請

1993年現在で満たしていないエネルギー需要

	申請出力	顧客数	料金カテゴリー	料金請求時の通貨
個人および平均的消費者	420	1200	個人/商業	Dbs
ミラマール・ホテル	400	1	商業	外貨
テレビ局（スタジオ）	100	1	行政機関	Dbs
テレビ局（放送局）	15	1	行政機関	Dbs
UNDP（新本部および住居）	320	1	国際機関	外貨
キロンボ地区	220	55	個人	Dbs
プサダ・ホテル	250	1	商業	外貨
サンタナ休暇クラブ	200	1	商業	外貨
負荷遮断の除去	300		その他	Dbs：90% 外貨：10%
合計	2225	1261		

13.職員の能力

職員の能力

年度	顧客数		年間供給量	職員数		実績	契約プラン予定
1991	電気	9935	10176Mwh	296	職員1人当たりの顧客数	33.6	
					職員1人当たりのエネルギー販売量	58.6	
	水道	3929	2995Km3	67	職員1人当たりの顧客数	34.4	
					職員1人当たりの水販売量	44.7	
1992	電気	10241	11788Mwh	279	職員1人当たりの顧客数	36.7	33.6
					職員1人当たりのエネルギー販売量	52.0	58.6
	水道	3933	3933Km3	78	職員1人当たりの顧客数	42.3	40.9
					職員1人当たりの水販売量	50.4	51.8
1993	電気	10867	13036Mwh	262	職員1人当たりの顧客数	41.5	37.5
					職員1人当たりのエネルギー販売量	49.8	66.7
	水道	4314	3106Km3	72	職員1人当たりの顧客数	49.9	47.0
					職員1人当たりの水販売量	43.1	58.9

I - 1.2 - 発電に関する調査

I - 1.2.1 - 基本パラメータ

I - 1.2.1.1 - 投資費用

水力発電設備に関しては、それぞれの構造物固有の調査を行って投資費用額が定められる。

ディーゼル発電装置に関しては、下記のような価格一覧表が用いられる。サイト開設時に建設される設備は一般的な基盤設備、管理棟、修理工場、倉庫、機械室の一部、燃料積下ろし場、燃料貯蔵場の一部など発電装置8基までの施設に適合するものである。

単位：100万フラン	発電装置の出力		
	1000kW	2000kW	4000kW
回転速度 t.p.m	1000	750	600
軽油による発電装置			
サイト開設 単位：100万フラン	6.0	10.5	18.0
各発電装置 単位：100万フラン	7.5	13.0	22.5
軽油および混合燃料による発電装置			
サイト開設 単位：100万フラン	7.5	13.1	22.5
各発電装置 単位：100万フラン	7.7	13.3	23.1
軽油および重油による発電装置			
サイト開設 単位：100万フラン	12.0	21.0	36.0
各発電装置 単位：100万フラン	8.5	14.5	25.5

発電所の30kV用の断面117mm2のアルメレック線の送電ラインの費用は200フラン/kmと見積られている。

I - 1.2.1.2 - 耐用年数

耐用年数は下記の通りである。

- 水力発電設備の土木構造物：50年
- 送電ライン：33年
- その他の設備：20年

上記の“その他の設備”には発電装置の耐用年数が終った時に再利用できないと判断されるディーゼル発電所の変圧器および土木構造物が含まれる。さらに水力発電所の変圧器も含まれる。この変圧器の耐用年数は、その構造が簡単であることから、その他の電気機械設備の耐用年数と同じである。それらの設備全体に占める割合は小さい。

Ⅰ- 1.2.1.3 - 燃料

ディーゼル発電装置の燃料の平均消費量は下記のように見積られる。

消費量：g/kWh	軽油	混合燃料	重油
1000kWの発電装置	225	267	270
2000kWの発電装置	250	262	265
3000kWの発電装置	245	257	260
価格：フランスフラン/トン	1400	1100	1000

ここで言う混合燃料とは軽油と重油の混合燃料であり、予熱せずにポンピングおよび使用が可能なものである（それぞれの割合は軽油20%と重油80%である）。

軽油の価格は1400フランスフラン/トンで、それはEMAEの現行販売価格である75.56ドブラス/リットルに相当する。

上記の3種類の燃料のうち、現在、軽油だけが輸入されている。重油もしくは混合燃料の輸入は、タンカーからの積下ろし・運搬のための特殊設備が必要であるが、いまのところそうした設備はない。そうした設備は燃料供給システム拡張の一環として建設される可能性がある。現在のところは可能性があるというだけである。したがって下記の2つのケースが検討される。

- ケース1：こられの設備は発電費用に含まれる。
- ケース2：燃料供給システム費用に含まれる。

燃料輸送には3000トンタンカーが使用され、燃料積下ろし設備には特に4500m3の上水槽、ポンプ、防火システム、さらにボイラー、重油の予熱システムが含まれるということがあらかじめ考えられる。

これらの設備の投資費用および年間費用（減価償却＋保守＋運転）は下記のように見積られる。

		混合燃料	重油
投資費用	単位：100万フランスフラン	12	20
年間費用	単位：100万フランスフラン	1700	2800

Ⅰ- 1.2.1.4 - 潤滑油

ディーゼルエンジンの潤滑油の価格は軽油価格の10%、もしくは重油あるいは混合燃料を用いる発電装置による発電で軽油を用いる場合の軽油価格の10%と見積られる。その他の機械の潤滑油の費用は“運転および保守費用”の項目に組み込まれる。

Ⅰ- 1.2.1.5 - 運転および保守費用

この費用は主に交換部品の購入、外部の業者による保守作業、その他の物資（水、油、グリース、化学薬品など）購入のための費用である。

この費用は2タイプに分けられる。

- 投資費用をパーセンテージで表す年間固定費用。
- 発電量と比例する費用。

この2タイプの費用の数値は下記の通りである。

	投資費用の年間 パーセンテージ（%）	電力生産量と 比例する費用（フラン/kWh）
水力発電所		
土木構造物	0.5	0.00
電気機械設備	2.0	0.01
軽油によるディーゼル発電装置	3.0	0.05
混合燃料による発電装置	3.3	0.06
重油による発電装置	4.0	0.08

I - 1.2.1.6 - 人件費

人件費は1991年度に支払われた給与総額に基づいて見積られる。この給与総額には社会保険料として11%が上乗せされ、職員一人あたり年間約4000フランスフラン相当となる。

今後、数年間の人件費は、生活水準の向上を考慮して見直され、年間3%が上乗せされた。

I - 1.2.1.7 - 発電装置の使用可能率

1991年を含む15ヵ月間および1992年の3ヵ月間の統計を見ると下記のことがわかる。

- ABC、CUMMINS1、CUMMINS2、セラミカ、ミコロ、サン・ホアン・ドス・アンホラレスのディーゼル発電装置全体についての平均的な使用不能率は定期的な保守を行った場合は2%となり、不測事態による使用不能は20%となる。この比率は発電装置の使用時間数に基づいて割りだされたものである。

- コンタドール発電装置の使用不能率は定期的に保守を行った場合は0.1%をわずかに下回り、不測事態による使用不能は約1%となる。

これらのパーセンテージは統計から割りだしたもので、下記のような説明を付けることができる。

- ディーゼル発電装置に関しては、使用不能率が使用可能なkW数に基づいて計算されたものだとすれば、不測事態による使用不能は20%から25%以上となる。このパーセンテージは高出力から中出力までセラミカ発電装置が長期間にわたって使用不能な状態にあることに原因する。

- 修理のための長期にわたる停止状態にあるPoyaudおよびGMディーゼル発電装置、またゲゲ水力発電所は、この統計で考慮に入れられていない。PoyaudおよびGM発電装置はすでに廃棄と見なされている。ゲゲ発電所を除外するというのは、かなり微妙である。水力発電装置の台数が非常に少なく、その使用不能率は平均値に基づく数値にすぎない。こう考えると、ゲゲ発電所を計算に入れると、不測事態による使用不能は30%（使用時間/発電装置台数の比率に基づいて計算したパーセンテージ）を越える。

- 定期的な保守のための停止と不測事態による使用不能とを区別する場合、運転シミュレーションを作成する際に特に興味深いものがある。しかしこの2タイプの停止の頻度および間隔をまったく別にして考えることはできないため、理論的に困難な状態に陥ってしまう。例えば保守工事のために強制的に停止するとする。これだけだと普通だが、理由のいかんいかかわらず、故障するまで保守工事が延期された場合、それは特殊なケー

スとなる。つまり“保守のための停止”と“不測事態による使用不能”との間には明確な区別は付けにくく、停止時間の配分も曖昧で任意なものとなる。これにより、この2つのタイプの停止に非常に大きなアンバランスがあることの説明がつく。

発電基地が改修されたと仮定した場合は下記のような使用不能率となる。最近、保守のための停止および不測事態による使用不能とバランスを取りながら割り出された使用不能率よりもわずかに低いパーセンテージとなる。

使用不能率（%）	保守のための定期的停止	不測事態による使用不能	（全体）
水力発電装置	1	2	3
軽油による発電装置	8	12	19
混合燃料による発電装置	9	13	21
重油による発電装置	10	15	23.5

Ⅰ - 1.2.2 - 水力資源

Ⅰ - 1.2.2.1 - 前置き

ここでは以前に行われた下記の調査が援用される。それぞれの調査には［*x］という番号が付けられ、それが参照番号として用いられる。

［*1］1981年のGUIDROPROJECT調査：島の水力発電の潜在性に関する一般調査。
［*2］サントメ・プリンシペ民主共和国発電基本計画：1989年7月Hydro Quebec Internationalが実施。
［*3］サントメ・プリンシペにおける新たな水力発電資源の開発のための基本計画：1989年9月にUNIDOが実施（調査を担当した専門家の名前を取ってLIMAEKレポートとも云う）。
［*4］イオ・グランデ1水力発電所の事前詳細調査：1986年にTechnopromexprtが実施。
［*5］ボンバム水力発電設備のための事前詳細調査：1992年3月にISLが実施。
［*6］エネルギー部門における開発方針と特徴：1992年7月にサントメの協力省の“エネルギー円卓会議”の一環として発行された資料。

［*2］および［*3］は水力発電の潜在性に関して現在入手できるデータを基本とする［*1］に基づいている。［*1］の調査現場の呼称で、その後の調査でも用いられた呼称は、ここでも用いられている。［*5］で扱われているボンバム水力発電設備とは［*1］のアバーデ3と同じである。

しかし、言うまでもないことだが、各調査ごとに、そのつどプロジェクトの技術面での構想および費用見積りが立てられたり、見直されたりした。

Ⅰ - 1.2.2.2 - 技術特性

Ⅰ - 1.2.2.2.1 - プロジェクト一覧

表2.2.A（次ページ）にはプロジェクト・リストとそれらの主な技術特性が記載されている。

この表を作成する際に採用された技術特性は、最近行われた設備に関する調査の時に定めたものである。それらの参照番号は表に記載されている。

TABLEAU 2.2.A

発電所の技術特性

	Z	Hp m	Hr m	H m	Qm m3/s	Vr m3	Ta h	Qe m3/s	Tv h	kQ	n n	Pu kW	Pt kW	kE MJ/m3	Ea MWh/an	Ez MWh	Pg kW
ABADE 1	A	95	15	105	1.80	2900000	447.5	1.80	447.5	1.00	1	1500	1500	833	7200	671.3	1100
ABADE 2	B	290	120	170	1.15	20000	4.8	1.15	4.8	1.00	1	1500	1500	1304	7300	7.2	440
ABADE 3	B			187	0.85	9000	2.9	1.25	2.0	1.47	2	870	1740	1392	8500	3.5	450
MANUEL JORGE 1	ce nom est affecté à la centrale existante de GUEGUE																
MANUEL JORGE 2		305	174	131	0.70	1000	0.4	0.72	0.4		1	750	750	1048	3100	0.3	190
MANUEL JORGE 3		500	290	210	0.65	5000	2.1	0.65	2.1	1.00	1	1100	1100	1692	5700	2.4	330
MANUEL JORGE 4	B	705	510	195	0.41	3000	2.1	0.41	2.0	1.01	1	650	650	1585	3100	1.3	185
OURO 1				23	1.20	6000	1.4	1.36	1.2		1	250	250	184	1250	0.3	80
OURO 2				45	1.15	8000	1.9	1.25	1.8		1	450	450	360	1800	0.8	120
OURO 3				85	1.10	1000	0.3	1.10	0.3		1	750	750	680	3200	0.2	225
OURO 4 (1)				58	1.05						1	295	295	464	1000		
OURO 5				145	0.75	1000	0.4	0.74	0.4		1	860	860	1160	3800	0.3	270
OURO 6				250	0.50	3000	1.7	0.50	1.7		1	1000	1000	2000	4600	1.7	330
IO GRANDE	A			95	7.30	22000000	837.1				3	3100	9300	760	31000	4644.4	2400
LEMBA	A												3000		13200		1000
CANTADOR 2	A	85	5	80		600000					2	1000	2000	640	9700	106.7	750

Z 設備タイプ (2)を参照すること。
Hp 取水口の高さ
Hr 放水口の高さ
H 落差高
Qm 平均流量
Vm 上水槽の容量もしくは貯水池の容量
Ta 上水槽の容量/平均流量
Qe 設備流量
Tv 上水槽の容量/設備流量

kQ 設備流量/平均流量
n タービン台数
Pu タービン1台の出力
Pt タービン全体の総出力
kE エネルギー係数
Ea 年間平均発電量
Ez 上水槽に蓄積されるエネルギー
Pg 保証出力

(1)既存、配電網には接続されていない。
(2)A:取水口付き上水槽 B:取水口あり、しかし上水槽および中間貯水池なし

グレーの下地にxxxは既存調査結果の中にない数値および推定値

下記の2つの定義に注意する必要がある。

- "保証出力" の定義。Ⅰ- 1.2.2.2.3で定義されている。
- "予備容量" の定義。時間で表わされる。一般的には上水槽の有効容量と設備流量の比に等しい。この比率にはある一定期間の時間的空間が含まれ、単位は時間で表される。その数値を見ると、設備には1日単位の水を確保する上水槽と季節単位の水を確保する上水槽が設置されていることがわかる。

Ⅰ- 1.2.2.2.2 - 流量の変化

設備の大部分は1日単位の予備貯水量に関連するものである。

[*4] のいくつかの統計データを見るとわかるように、流量は日によって大きく変化し得る。

したがって発電をシミュレーションするためには、月別平均流量のみではなく、すべての流量曲線を参考とする必要がある。

[*4] および [*5] にはイオ・グランデ川とアバーデ川の流量曲線が記載されている。調査の対象となった発電所においては、川の年平均流量の曲線はだいたいの感じでしか重なり合わない。特にもっとも多い流量ともっとも少ない流量の曲線の重なり具合は最悪である。われわれはその他の河川の流量曲線を持っていない。シミュレーションのために、イオ・グランド発電所およびアバッド3発電所の流量の平均流量データを使用する。その平均流量は調査対象となる発電所すべてに対してほぼ有効であると思われる。

コンサルタントはハイドロリシティを少ない、中程度、多いといった3例を通年に適用するよう提案した。1日単位で考えなければならないため、3例では非常に大雑把となる。結局、8例が適用された。それぞれの例で12.5%という同じ確率となった。

各例に相当する平均流量は下記の通りである。単位はユニットである。

例	雨季	乾季
1	3.80	2.28
2	1.55	0.85
3	1.13	0.48
4	0.86	0.38
5	0.68	0.34
6	0.57	0.30
7	0.48	0.26
8	0.36	0.24
平均	1.18	0.64

Ⅰ- 1.2.2.2.3 - 保証出力

系統連係網に電力を送る水力発電装置の保証出力は補助火力発電装置の最大出力と同等のものである。補助火力発電装置を用いると節約が可能になる（図2.2.Baを参照すること）。保証出力は下記に左右される。

- 保証エネルギー。
- 負荷曲線もしくは負荷直線の形状（図2.2.Baに記載されている）。

新規の設備によってもたらされる水力発電装置の保証出力の増加幅は図2.2.Bbに示されているような既存の設備の出力に拠る。

設備の有効性は保証エネルギーによって決る（1日単位の水を確保する上水槽を持つ設備については1日単位、季節単位の水を確保する上水槽については季節単位）。

しかし設備の有効性を評価するには、保証エネルギーを保証出力で置き換えるほうがわかり易い。したがって負荷直線の中で設備がどこに位置するかを見るには便宜上の仮説を立てる必要がある。1日あたり10時間で割ると、保証出力は95%の割合で保証エネルギーに等しくなるため、表2.2.Aに記載されている値を割り出すのに、以前行われた調査で用いられた変換の仮説がそのまま用いられた。

Figure 2.2.B.a

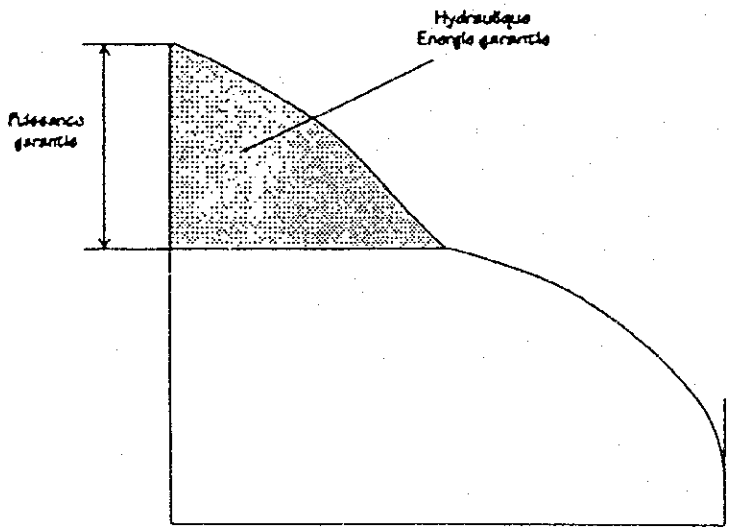
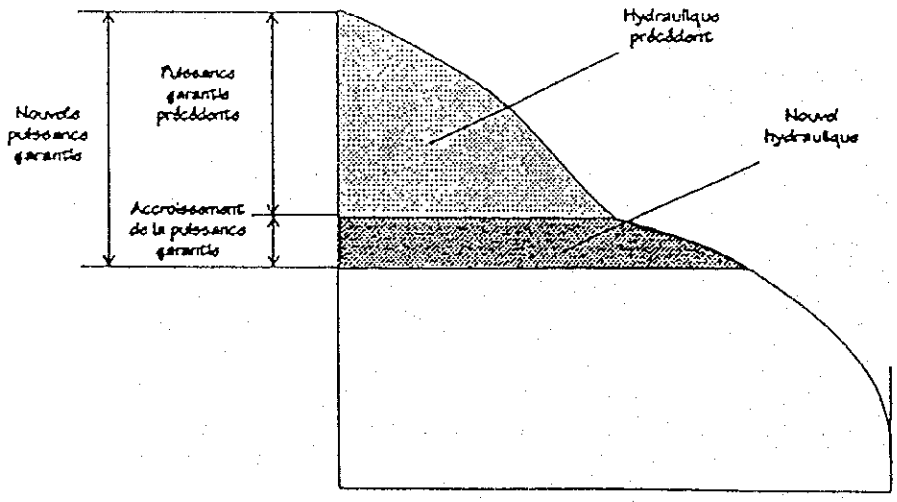


Figure 2.2.B.b



注記1

上記の考察にはいくつかの条件が満たされることが前提となる。その条件とは下記である。

- 下流側での放水に制約を設けない。こうすることで最大出力が必要な時期に発電を集中させることができる。

- 1日単位で貯水する上水槽を持つ設備の場合、同時期の1日のタービン運転に必要な水量を集めるため、貯水容量が十分でなければならない。

- 保証出力は設備容量によってではなく、流量によって決る。

ここで対象となっている設備の場合、これらの条件が満たされなければならない。

注記2

イオ・グランデ発電所の場合のように、1日単位で貯水する上水槽と季節単位で貯水する上水槽の両方がある場合、季節単位で貯水する上水槽の容量が1日単位で貯水する上水槽全体の容量よりも大きいとすれば、乾季の保証出力は下記の和を求めて割りだすことができる。

- 季節単位で貯水する上水槽を持つ設備の保証出力。

- 乾季の期間を通じて、1日単位で貯水する上水槽を持つ設備のピーク時に発電可能な出力の平均値。

(季節単位で貯水する上水槽を持つ設備は、その他の設備の発電量に応じて、多かれ少なかれ毎日、使用される)。

I - 1.2.2.3 - 経済面

I - 1.2.2.3.1 - 前置き

本章は調査後に作成されたシナリオに基づく建設計画に組み入れられる水力発電所を選定することを目的としている。

主に技術面および経済面でのメリットに基づいて、あらかじめサイトを分類する。

そのためには平均的なkWh発電費用、設備出力生産費用、保証出力生産費用など多くの基準がある。

特に下記の2つの基準が重要である。

- 同等の能力を持つ火力発電所の燃料費に対するkWh当たりの平均発電費用。
- 投資の経済性と発電所の運営固定費用を定める保証出力生産費用。

ある特定の数値だけで設備の特性を見る時、保証出力と送配電網のピーク出力の割当て分の差(これは平均発電エネルギーに相当する)を埋めるために必要な火力発電によるkW数の予想費用に対して、kWhの割当てを上乗せしたkWh当たりの平均発電費用の数値を用いる。

方法の詳細は第Ⅱ巻 - 1の中で説明されている。

平均原価はここでは“予備火力発電出力”と呼ばれる（表2.2.Cでは略して“puis.compl”）。

Ⅰ - 1.2.2.3.2 - 投資費用

Ⅰ - 1.2.2.1の調査結果の中で述べられている投資費用は、ある1ヵ所の設備が複数の調査で扱われている場合、調査ごとに著しく違っていることがある。これはプロジェクトの構想に変更が生じているためである。特にアバーデ3のケースでそれが顕著である。この件は第Ⅱ巻 - 1を参照することができる。

調査はさまざまな時期に行われ、投資費用は［*5］を除いて、その時期のUSドルの相場で記載されている。調査時期のUSドルを1992年のフランスフランに換算するために下表のような換算係数を用いる。

調査参照番号	見積り日	調査時期の1USドルのフランスフランの交換レート	フランスフランの現在価値化係数	換算係数
a	b	c	d	c x d
[*1]	1981	5.5	1.73	9.5
[*2]	1989	6.4	1.09	7.0
[*3]	1989	6.4	1.09	7.0
[*4]	1986	7.0	1.20	8.4

1991年のフランスフランで表記される［*5］の調査費用を1992年のフランスフランに換算する際に1.03を掛けた。

下記のようなもっとも最近の見積りを採用した。

- アバーデ2、レンバ、コンタドール2については［*1］の内容に基づいて［*5］で再度行った見積りを採用した。

- アバーデ3についてはプロジェクトの詳細調査に基づいて［*5］で行った見積りを採用した。

- その他のプロジェクトについては、［*3］で行った見積りを採用した。

投資価額は表2.2.Cに記載されている。

Ⅰ - 1.2.2.3.3 - 結論

表2.2.Cには対象となる水力発電設備の主要な経済パラメータが記載されている。

この表では、（予備火力発電出力の修正概念を導入する前）kWhあたりの平均費用の中の設備“固有の費用”に基づいて下記のように分類される。

1　マヌエル・ジョルジ4
2　アバーデ3
3　マヌエル・ジョルジ3
4と5　前アエクォ：マヌエル・ジョルジ1とマヌエル・ジョルジ2

6と7　前アエクォ：レンバとオウロ6

このプロジェクト調査の進捗状態から、後に比較されるシナリオにはまずアバーデ3が導入される。

水力発電設備の次の段階にはマヌエル・ジョルジ4を据えるのが当然である。しかしこの設備のための予算が少ないことから、アバーデ3の後、水力発電設備を含むシナリオとしてマヌエル・ジョルジ3＋マヌエル・ジョルジ4が考慮される。

TABLEAU 2.2.C. CARACTERISTIQUES TCHNICO-ECONOMIQUES DES SITES REPERTORIES

技術的特性					経済的特性（1992年現在のフランスフラン）							
年間生産量 MWh	保証出力 kW	設備出力 kW	予備火力発電 kW		投資費用 当初の見積り額（100万USドル）	換算係数	1992年度の見積り額（100万フラン）	土木構造物の割合（%）	工期（年数）	kWhあたりの平均費用 固有の費用 F/kWh	追加出力 F/kWh	合計 F/kWh
7200	1100	1500	385	ABADE 1	10,20	7,0	71,4	80	3	1,042	0,084	1,126
7300	440	1500	1065	ABADE 2	tiré de [*5]		101,7	70	3	1,519	0,229	1,748
8500	450	1740	1303	ABADE 3	tiré de [*5]		56,7	59	3	0,756	0,241	0,997
（マヌエル・ジョルジ1という名称は既存のゲゲ発電所に与えられている）												
3100	190	750	449	MANUEL JORGE 2	3,56	7,0	24,9	65	3	0,893	0,228	1,120
5700	330	1100	845	MANUEL JORGE 3	6,25	7,0	43,8	66	3	0,849	0,233	1,082
3100	185	650	454	MANUEL JORGE 4	2,25	7,0	15,8	53	3	0,588	0,230	0,819
1250	80	250	178	OURO 1	2,00	7,0	14,0	65	3	1,243	0,223	1,467
1800	120	450	251	OURO 2	3,00	7,0	21,0	65	3	1,295	0,219	1,514
3200	225	750	435	OURO 3	5,00	7,0	35,0	65	3	1,214	0,213	1,427
1000		295		OURO 4	既存のものであり、配電網に接続されている場合もある							
3800	270	860	514	OURO 5	5,32	7,0	37,2	65	3	1,088	0,212	1,300
4600	330	1000	618	OURO 6	5,52	7,0	38,6	65	3	0,933	0,211	1,144
31000	2400	9300	3992	IO GRANDE	49,60	7,0	347,2	80	5	1,261	0,202	1,463
13200	1000	3000	1722	LEMBA	tiré de [*5]		113,9	65	2	0,924	0,205	1,129
9700	750	2000	1250	CANTADOR2	tiré de [*5]		130,6	65	3	1,494	0,202	1,697

47%

	G.C.	équip.
耐用年数	50	20
減価償却の年賦償却金:	0,082	0,102
保守の年賦償却金	0,005	0,020
年賦償却金合計	0,087	0,122
その他の費用 (F/kWh)	0,001	

グレーの下地にxxxは既存の調査結果の中に見つからない値および予想値

現在価値化率	0,08
ディーゼル費用（フラン/年/kW）	1570
運転時間	4850

ディーゼル発電所4基 1000kW

			軽油	混合燃料	重油
	固定値				
aa	"保証" 出力	kW	1.000	1.000	1.000
ab	使用不能率	%	19.0	21.0	23.5
ac	設備出力（aa/ab）	kW	1.235	1.266	1.307
ad	kWあたりの費用	FF/kW	9000	9575	11500
ae	投資額	FF	11111	12120	15033
af	中間利益（ae*4%）	FF	444	485	601
ag	耐用年数	an	20	20	20
ah	利率	%/an	8	8	8
aj	年賦率	%/an	10.2	10.2	10.2
ak	減価償却 {(ae＋af)*aj}	FF/an	1177	1284	1592
al	保守固定パーセンテージ	%/an	3.0	3.3	4.0
am	年間保守固定費用	FF/an	333	400	601
an	人件費	FF/an	60	60	60
A	年間固定費用合計	FF/an	1570	1744	2254
	比例値				
ba	燃料消費量	g/kWh	255	267	270
bc	燃料価格	FF/ℓ	1400	1100	1000
bd	燃料費	FF/kWh	0.357	0.2937	0.27
be	潤滑油費	FF/kWh	0.043	0.043	0.043
bd	保守費	FF/kWh	0.050	0.060	0.080
B	比例価格の合計	FF/kWh	0.450	0.397	0.393
	kWhごとの平均費用				
ca	運転時間：1500時間	FF/kWh	1.497	1.559	1.895
cb	運転時間：3000時間	FF/kWh	0.973	0.978	1.144
cc	運転時間：4850時間	FF/kWh	0.774	0.756	0.858
cd	運転時間：5600時間	FF/kWh	0.730	0.708	0.795
	港湾積下ろし設備の使用に伴う費用				
da	年間負担	kFF/an	0	1700	2800
	*kWhあたりの費用				
db	運転時間：1500時間	FF/kWh	0.000	0.283	0.467
dc	運転時間：3000時間	FF/kWh	0.000	0.142	0.233
dd	運転時間：4850時間	FF/kWh	0.000	0.088	0.144
de	運転時間：5600時間	FF/kWh	0.000	0.076	0.125
	*kWhあたりの総費用				
df	運転時間：1500時間	FF/kWh	1.497	1.842	2.362
dg	運転時間：3000時間	FF/kWh	0.973	1.119	1.377
dh	運転時間：4850時間	FF/kWh	0.774	0.844	1.002
dj	運転時間：5600時間	FF/kWh	0.730	0.784	0.920