

PUBLIC

DOCUMENT OF THE INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK

**COLOMBIA**

**LOAN TO THE CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL DEL CAUCA AND THE  
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL RIO ANCHICAYA LIMITADA**

**(CO0006, CO0026; 175/OC-CO, 13/CD-CO)**

**LOAN PROPOSAL**

**1968**

## COLOMBIA

### LOAN TO THE CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA AND THE CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA LIMITADA

#### Table of Contents

	<u>Page</u>
SUMMARY .....	1
ANALYSIS OF THE PROJECT .....	5
I. INTRODUCTION .....	5
A. Background .....	5
II. THE BORROWERS .....	7
A. Borrowers .....	7
B. Description, Domicile and Date of Establishment .....	7
C. Purpose and Major Lines of Activity .....	8
D. Inter-relationship of Borrowers .....	8
E. Organization and Administration of the Borrower and Executing Agency .....	9
F. Organization and Administration of the Borrower and System Operator .....	11
G. Generation and Sales .....	13
H. Rates .....	13
I. Sources of Income .....	14
J. Financial Position .....	14
K. Reputation of Borrowers and Their Administrations .....	19
L. Reasons for Proposing Two Borrowers instead of One .....	19
M. Legal Capacity .....	20
N. Guarantee .....	20
III. THE PROJECT .....	21
A. Introduction .....	21
B. The Program .....	21
C. The Project .....	23
D. Cost of the Project .....	24
E. Financial Plan .....	25
F. Utilization of the IDB Loans .....	26
G. Local Contribution .....	27
H. Investment Schedule .....	28
I. Execution of the Project .....	29
J. Procurement of Materials and Award of Contracts .....	30
K. IDB Inspection and Supervision .....	31

	<u>Page</u>
IV. JUSTIFICATION OF PROJECT .....	32
A. Technical Feasibilibility .....	32
B. Financial Feasibility .....	33
C. Economic Evaluation .....	33
V. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS .....	40

#### APPENDIXES

- A. Descripción del Proyecto
- B. Organization Chart
- C. Curricula Vitae
- D. Letter from Chief of Administrative Planning  
Department

#### ANNEXES

- I. Informe Técnico-Financiero
- II. Informe Económico
- III. Informe Jurídico

## C O L O M B I A

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA AND CENTRAL  
HIDROELECTRICA DEL ALTO ANCHICAYA, LIMITADA

## SUMMARY

1. The Borrowers: The proposed loans would be granted jointly to the Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) and the Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRAL), which would assume all the resulting obligations as co-debtors. The CVC would also act in the capacity of executing agency for the project and, once the hydroelectric plant which is the subject of this document had been built and equipped, CHIDRAL would take charge of its operation. The CVC is an autonomous regional organization with juridical personality, administrative autonomy and its own capital structure established by Decree 3110 of 1954 and reorganized by Decree 1707 of 1960. CHIDRAL is a corporate utility company established by means of public document 3331 of October 5, 1950, 65% of whose capital stock is owned by CVC. Both organizations have their domicile in the city of Cali, Colombia.
2. Amount and Currencies:<sup>1/</sup> Up to the equivalent of US\$58,800,000. Of this amount up to US\$43,300,000 or the equivalent in other currencies (except Colombia's) that are part of the Bank's ordinary capital resources would be used for the acquisition of goods and services of foreign origin; and up to the equivalent of US\$15,500,000 would be disbursed in Canadian dollars to pay for goods and services from Canada.
3. Source of Funds: Up to the equivalent of US\$43,300,000 from the ordinary capital resources, all in currencies of nonmember countries, and up to the equivalent of US\$15,500,000 from the Canadian Fund administered by the Bank.
4. Terms, Interest Rate, Commissions, Disbursements and Currencies of Payment:
  - a) Ordinary Capital Resources: The loan from the ordinary capital would be amortized in a period of 20 years from the date of the contract in 30 equal and consecutive semiannual installments, the first of which would be payable 5-1/2 years after that date. The basic interest rate would be 7-3/4% per annum, payable semiannually on principal amounts outstanding. A service charge of 1% per annum would also be charged, payable on the same dates and on the same amounts as interest. The interest for the first ten half-years from the date of the contract would be charged to the loan. The commitment fee would be 2% per annum, payable in the currencies committed. This fee would begin to accrue 60 days after the date of the loan contract. The disbursement period would be 5 years.

---

<sup>1/</sup> Unless otherwise indicated, the exchange rates utilized herein are  
16.30 Colombian pesos = US\$1.00 = 1.08 Canadian dollars.



- b) Canadian Government Fund: The loan from this Fund would be amortized over a period of 50 years from the date of the contract in 81 equal and consecutive semiannual installments, payable in Canadian dollars, the first of which would be due 10 years from said date. No interest would be charged. Beginning with the contract date, a 1/2% per annum commission of the Administrator (IDB) would be charged on the unpaid and uncanceled portion of the loan. The disbursement period would be 5 years.
5. Guarantee: Full guarantee of the Republic of Colombia.
6. Description of the Project: Basically, the proposed project would consist of the construction of a reservoir on the upper reaches of the Anchicaya River, in the area of its junction with the Verde River; of a power gallery or tunnel, 9 km. long, and an underground powerhouse with four generating units of 85,000 KW each, which would yield an installed capacity of 340,000 KW. It would also include a 220-KW transmission line from the generating site to the substations at Yumbo and Pance, north and south of Cali, respectively. In all about 100 km. of circuit line would be strung. The 110-km. transmission system would be extended to handle the expected increase in demand on the primary supply system. (A detailed description of the facilities is given in Chapter III and the Technical Report, Annex I.)
7. Total Cost of Project: The total cost of the project, including interest during the construction period, is estimated at the equivalent of US\$88,500,000, as detailed below.

(In thousands of US\$ or equivalents)

Items	Local currency costs	Foreign <sup>1/</sup> currency costs	Total	%
a. Auxiliary works	2,130	100	2,230	2.5
b. Civil Works	16,863	27,515	44,378	50.1
c. Electrical and mechanical equipment	647	10,120	10,767	12.2
d. Transmission system	1,995	4,850	6,845	7.7
I. TOTAL DIRECT COSTS (a+b+c+d)	21,635	42,585	64,220	72.5
e. Engineering and administration	3,500	3,220	6,720	7.6
f. Contingencies	1,513	5,087	6,600	7.5
II. TOTAL CONSTRUCTION (I+e+f)	26,648	50,892	77,540	87.6
g. Interest on ordinary capital	-	7,685	7,685	8.7
h. Commitment fee ordinary capital <sup>2/</sup>	-	2,300	2,300	2.6
i. Commission on Canadian Fund	-	387	387	0.4
III. TOTAL FINANCIAL COSTS (g+h+i)	-	10,372	10,372	11.7
j. Inspection and supervision	-	588	588	0.7
IV. TOTAL COSTS (I+II+III+j)	26,648 (30.1%)	61,852 (69.9%)	88,500 <sup>3/</sup> (100.0%)	100.0

8. Financial Plan: The project would be financed as follows:

(In thousands of dollars or equivalents)

	Origin of funds		Use of funds		Total	%
	Local currency	Foreign currency	Local currency	Foreign currency		
a. IDB						
Ordinary capital resources	-	43,300	-	43,300	43,300	48.9
Government of Canada (CIDA)	-	15,500	-	15,500	15,500	17.5
	-	58,800	-	58,800	58,800	66.4
b. Colombia	26,648	3,052	26,648	3,052	29,700	33.6
TOTAL	26,648 (30.1%)	61,852 (69.9%)	26,648 (30.1%)	61,852 <sup>1/</sup> (69.9%)	88,500 (100.0%)	100.0

<sup>1/</sup> The total represents direct foreign-currency costs.<sup>2/</sup> To be covered exclusively with local contribution resources.<sup>3/</sup> Includes nearly US\$1,600,000 that would be invested up to 1968.

9. Justification:

- a. The proposed hydroelectric plant is part of the National Interconnection System, which encompasses the densest concentration of population and industry in Colombia, since the Departments of Cundinamarca, Antioquia and del Valle account for nearly 71% of Colombia's population and generate approximately 82% of the value added by industry.
- b. The anticipated increase in the demand for electric power from the interconnected system makes it necessary to install additional generating capacity, and the Upper Anchicayá plant is the most suitable means for attaining this aim from the technical and financial standpoint. The comparative analysis made reveals that the proposed project is more favorable than the steam alternative if a 10% discount rate and a plant factor of 80% are utilized.
- c. The amount of investment required is small in comparison to the expected increase in profits. The internal rate of return is deemed highly satisfactory, and so is the cost-benefit ratio, which ranges between 1.74 and 2.21, depending on whether a discount rate of 10% or 8% is used.
- d. The project has been carefully studied by a consulting firm acceptable to the Bank, whose conclusions indicate that the project is economically and technically feasible. With the advisory services of the same firm, it is estimated that the CVC is in a position to execute the works successfully.
- e. The placing of the plant in service would help, thanks to its low operating costs, to improve the earning capacity of operation of the CVC-CHIDRAL system.
- f. The approach of the project is perfectly congruent with the guidelines of the National Electrification Plan, and the Colombian Government attaches high priority to its execution.

10. Conclusions: On the basis of the studies made by the Project Committee, the Operations Department submits this loan document to the President of the Bank for consideration and submission to the Board of Executive Directors of the respective proposed resolutions for approval.

## ANALYSIS OF THE PROJECT

### I. INTRODUCTION

#### A. Background

- 1.01 In October 1967, the Bank authorized a subloan for the equivalent of US\$200,000 to finance part of the cost of feasibility studies of the Upper Anchicayá hydroelectric project. This was granted as part of a technical assistance loan to the Administrative Planning Department in 1961, in the amount of US\$500,000 (No. 23/CC-CO).
- 1.02 In mid-1968, the technical and economic feasibility of the project having been determined in principle, the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) in its capacity as coordinator of the Consultative Group for Colombia, and the Colombian Government agreed on its inclusion in the preliminary list of projects to be presented at the next meeting of that Group, which was then scheduled to be held in December 1968. In August of that year the Colombian Government indicated to the CVC the possibility of requesting the IDB's financial cooperation. As a result, on September 3, 1968, the CVC submitted an application to the Bank for a loan equivalent to US\$50.5 million, attaching some of the basic information for its study.
- 1.03 By resolution of October 1968, the Ministry of Finance and Public Credit of Colombia authorized the CVC, pursuant to Decree 2832 of 1966, to proceed with negotiations to secure the external resources necessary for execution of the project.
- 1.04 The Administrative Planning Department (DAP) informed the Bank in its letters of September 12, and October 16, 1968, that it attached high priority to the construction of the Upper Anchicayá hydroelectric plant and that this was one of the most important projects in the public investment plans because of its impact on Colombia's electrical development.
- 1.05 In examining the application, special attention was given to the possibility of utilizing Canadian resources in financing the proposed project, in accordance with the Bank's operating policy. In view of the nature and characteristics of the operation, and on the basis of the Bank's experience in other member countries, it was deemed feasible and advantageous for the CVC to acquire the equipment and contract the technical services in Canada. After detailed analysis, it was estimated that the cost of this equipment and these services, including contingencies, would come to approximately the equivalent of US\$15,500,000, which is the sum appearing for these items in the financial plan proposed herein.

- 1.06 The Bank's mission that went to Colombia in September 1968 visited the principal offices of the CVC and also the site where the proposed dam and plant would be built. It also studied the technical, administrative and financial aspects relating to the applicant and the project. As a result, the amount of the foreign financing requested was increased to the equivalent of US\$58.5 million, after a detailed review of the project costs and the inclusion of a transmission line not previously considered. This analysis also showed the advisability of making the proposed loans to the CVC and the Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, as joint borrowers, for the reasons set forth in paragraph 2.37. The other conclusions of the mission are reflected in the various chapters of this loan document and its annexes.

## II. THE BORROWERS <sup>1/</sup>

### A. Borrowers

- 2.01 The proposed loans would be granted jointly to the Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) and the Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá Limitada (CHIDRAL), which would contract the resulting obligations under their joint and several responsibility. The CVC would also act as executing agency for the project, and, upon completion of the construction and equipment of the Upper Anchicayá hydroelectric plant, the works would be transferred to CHIDRAL, which would take charge of their operation. In view of the foregoing, and in order to simplify the references in this document to each of the two agencies mentioned above, the term "borrower and executing agency" will be used to refer to the CVC and "borrower and system operator" for designating CHIDRAL.

### B. Description, Domicile and Date of Establishment

#### 2.02 (i) Borrower and executing agency

The CVC is an autonomous regional agency with its own juridical personality, administrative autonomy and assets, whose capital is composed of contributions by the national government and by the department and municipalities, assets acquired without charge and the proceeds of special taxes levied in its favor. The contributors to the CVC do not as such acquire any equity in the agency during its existence nor any right to participate in its administration. The Corporación's domicile is the city of Cali, but, following approval by its Directing Council, it may establish special domiciles in other places. It was established by Decree 3110 of 1954 and reorganized by Decree 1707 of 1960.

#### 2.03 (ii) Borrower and system operator

CHIDRAL, also with domicile in Cali, is a commercial limited-liability company whose corporate capital is represented by 95,500 registered shares of 1,000 Colombian pesos each. According to its statutes, this capital is fully subscribed and paid in and is held, in the ratio of 65%, 17% and 18%, respectively, by the CVC, the municipality of Cali and the public agency Empresas Municipales de Cali (EMCALI). <sup>2/</sup> CHIDRAL was formed by Public Deed 3331 of October 5, 1950. Its statutes, which have been amended in part on several occasions, are currently valid as stipulated in Public Deed 2293 of June 17, 1968.

---

<sup>1/</sup> Paragraph 2.38 outlines the reasons for proposing that the prospective loans be granted to two agencies instead of only one.

<sup>2/</sup> EMCALI has received two loans from the IDB, the first in 1961 (9/TF-CO) for water supply and the second in 1965 (65/SF-CO) for electric power transmission and distribution.

C. Purpose and Major Lines of Activity

2.04 (i) Borrower and executing agency

Pursuant to the provisions of Article 1 of Decree 1707, the primary purpose of the CVC is "to promote the conservation and development of the territories comprising the Upper Cauca hydrographic basin, the adjacent Pacific watershed and the bordering lands related to it or affected by its activities, which are aimed at implementation of an integral plan for utilization of the natural resources of the region". In order to achieve these purposes, the CVC performs various functions of promotion, coordination and execution relating to the development of power resources, flood control, land irrigation and drainage, exploitation of forest and mineral resources, communications, transportation, education, etc.

2.05 (ii) Borrower and system operator

The CHIDRAL statutes establish the following major purposes for the company: a) to utilize the hydraulic resources of the Anchicayá River for the production of light, heat and electric power; b) to set up power transmission systems, and c) to distribute power or sell it as a block. 1/

D. Inter-relationship of Borrowers

2.06 It is evident that the CVC's majority participation in CHIDRAL capital ensures it of a major role in the latter's direction, although, as outlined in paragraphs 2.11 and 2.12, the CHIDRAL statutes stipulate certain acts of special importance which the General Meeting of Partners and the Board of Directors may not carry out without the consent of at least one of the other two company partners (EMCALI and the municipality of Cali). In addition to this relationship, there are other technical and financial ones that make for close collaboration between the CVC and CHIDRAL in the power field. These relationships may be classified into two major categories and the various aspects of each discussed as follows.

a. Technical relationships

Within its sphere of influence

- (i) The CVC plans and directs the design and construction of electrical plants, transmission systems, interconnections and distribution networks; it is responsible for operation and maintenance of the subtransmission systems and distribution networks for the conservation of hydrographic basins.

---

1/ To date, CHIDRAL has not made use of its faculty of distributing power.

- (ii) CHIDRAL engages in operating the generating plants, which currently include the hydroelectric plants at Calima, Anchicaya and Río Cali and the thermal plant at Yumbo, in addition to the transmission systems and primary substations. It also collaborates with the CVC in planning the transmission systems and assembling major equipment for the various plants, lines and networks.

b. Financial relationships

These derive, on the one hand, from block sales of power by CHIDRAL to the CVC, which amounted to Col\$15,742,800 (US\$965,800) in 1967 for 158.5 million KWH. On the other hand, they result from the utilization and repayment of five loans received by CHIDRAL from the World Bank (IBRD) totaling approximately US\$44.6 million, of which two, representing about 75% of that amount, were contracted jointly with the CVC. These loans will be discussed elsewhere in this chapter in describing the financial position of the proposed borrower and again in describing the agencies' experience in the handling of credits from international agencies.

E. Organization and Administration of the Borrower and Executing Agency <sup>1/</sup>

- 2.07 The CVC is administered by a Directing Council composed of seven members, each with an alternate. Three of the seven major positions on the Council are held ex officio by the Minister of Development of Colombia and by the Governors of the Departments of Cauca and Valle; another two directors are appointed by the President of the Republic, and the remaining two members are elected by various agricultural, industrial, banking and professional organizations of the region. The members are appointed to the Directing Council for a term of three years and may be re-elected indefinitely. The Council meets at least twice a month under the direction of a chairman and vice chairman chosen from among its members to serve for a period of one year. In order for its deliberations to be valid, at least four of the directors of the Council must be present and a minimum of four favorable votes is required for all decisions. The most important faculties of the Directing Council are as follows: a) to approve the annual budget of receipts and expenditures; b) to elect and remove the Executive Director (see paragraph 2.08); c) to authorize the signature of contracts amounting to more than Col\$30,000 (US\$1,840); d) to issue the regulations governing services provided by the Corporación and establish their rates, which must, when required by law, be submitted to the competent national agencies for final approval; e) to order the execution of works, and f) to authorize the procurement of loans of any type, either in the country or abroad.
- 2.08 The legal representative of the CVC and chief executive of its administration is the Executive Director, who is elected every three years by the Directing Council. The functions of the Executive Director are, among

---

<sup>1/</sup> The CVC organizational chart is included in Appendix B of this loan document.



others, the following; a) to direct the work of the different sections of the Corporación; b) to enter into all types of contracts, with authorization by the Directing Council required for those amounting to more than Col\$30,000 (US\$1,840); c) to propose to the Directing Council the establishment of the departments, offices or sections required for development of the Corporación's activities, and d) to appoint and remove personnel whose positions have been authorized by the Directing Council.

- 2.09 According to the provisions of Decree 1707 of 1960, the CVC has a Secretary General and an Auditor. The former is responsible for directing secretariat work, including preparation of the minutes of the Directing Council and the issue of authentic copies of all acts of the Corporación. The Auditor is named by the Directing Council and is not subordinate to the authority of the Executive Director but answerable to the Comptroller General of the Republic. His work consists of exercising fiscal control over the CVC, but, as stated in the Technical Report, Annex I, he does not perform all the duties of an internal auditor (see Chapter V, Conclusions and Recommendations).
- 2.10 The Executive Director administers the business of the CVC with the collaboration of the eight main units or offices described below:
- a. Legal Division: Studies legal matters relating to the Corporación, issuing its corresponding opinions and views, and participates in drawing up contracts entered into by the CVC.
  - b. Department of Economic Studies: Conducts the studies assigned to it by the Executive Director and furnishes its specialized services to the various units of the Corporación.
  - c. Finance Division: Takes charge of bookkeeping and control of CVC funds, including budget, treasury, accounting and tax aspects.
  - d. Division of General Services: Responsible for proper supply of the Corporación's warehouses and shops, acquiring the materials and equipment necessary for this purpose. It is also in charge of all matters relating to CVC personnel, including contracting, evaluation, promotions, dismissals, social benefits and training. Finally, it is responsible for organizing and directing the transportation of personnel and freight.
  - e. Water Department: Prepares hydrological and climatological studies, records the corresponding statistics and promotes the construction of flood control works.
  - f. Agricultural Department: Conducts studies to determine soil fertility in the region, provides agricultural extension services and supervises forest conservation.

- g. Engineering Department: Participates in drawing up contracts and bidding documents involving the CVC, including engineering aspects; directs the planning, design, construction and equipment of civil works whose execution is ordered by the CVC, and directly constructs certain civil works. In the power field, this department is concerned with all matters concerning the CVC with respect to engineering of the generating systems and in this capacity would contribute its services to execution of the project described in Chapter III.
- h. Department of Electrical Engineering: Directs the planning, design and construction of power transmission and distribution systems; it is expected to collaborate in the corresponding aspects during execution of the proposed projects. It is also responsible for operation of the subtransmission and distribution systems.

F. Organization and Administration of the Borrower and System Operator <sup>1/</sup>

- 2.11 The executive direction of CHIDRAL is exercised by its Meeting of Partners, currently composed of representatives of the CVC, EMCALI and the municipality of Cali. The meeting is held at least once a year and may be held more frequently at the convocation of the Board of Directors or the Management. A quorum of partners representing at least 70% of total contributions to its corporate capital is required for valid deliberations. If this quorum should not be constituted following an initial convocation, a new meeting is called in which the partners attending, regardless of their number, constitute such a quorum. The decisions of the meeting are adopted by an absolute majority of votes, except those relating to election of the Manager and the Fiscal Adviser and to amendment of the statutes, in which cases more than an absolute majority is required. The most important faculties of the Meeting of Partners are as follows: a) to appoint the Board of Directors; b) to appoint and remove the President; c) to set the salaries of the members of the Board of Directors and the Manager; d) to approve or reject the annual balances; e) to amend the statutes; f) to order the distribution of profits; g) to order total or partial sale of the company or its merger with one or more other companies, and h) to approve the contracting of loans, in the country or abroad, when such operations commit more than 20% of the corporate capital.
- 2.12 The CHIDRAL Board of Directors is composed of five members, three representing the CVC, one the municipality of Cali and the fifth EMCALI. The Meeting of Partners appoints the members of the board for terms of one year. Each director has an alternate appointed in the same way and for the same terms as his principal. The Board of Directors meets at least twice a month, requires a quorum of three members and adopts decisions by majority vote, except for the establishment and amendment of rates.

---

<sup>1/</sup> The CHIDRAL organizational chart is included in Appendix B of this loan document.

The principal functions of the board are as follows: a) to establish the positions, units and sections it deems advisable for optimum development of the company; b) to contract loans, inside or outside of the country, with the consent of the Meeting of Partners when such loans imply obligations exceeding 20% of the corporate capital; c) to contract technical services; d) to purchase machinery and equipment for an unlimited amount in the country or abroad; e) to contract the construction of works with national or foreign companies with or without public bidding; 1/ f) to appoint and remove employees of the company whose salaries exceed Col\$2,000 (US\$120) a month, except those appointed by the Meeting of Partners, and g) to establish and amend rates and prepare the regulations governing the provision of electric power services, which must be submitted to the corresponding agencies for approval. In order for the board to exercise this last function, the presence of at least four of its members and the unanimous vote of those present is required (see paragraph 2.18).

- 2.13 CHIDRAL is directly administered by the Manager, who is the company's legal representative and performs the following main duties: a) enters into contracts authorized by the Meeting of Partners and the Board of Directors; b) carries out and enforces all orders, proposals and resolutions issued by the Meeting of Partners and the Board of Directors, and c) appoints employees whose salaries are less than Col\$2,000 (US\$120) a month.
- 2.14 According to its statutes, CHIDRAL also has a Fiscal Reviewer, whose appointment and duties are similar to those of the CVC Fiscal Auditor.
- 2.15 The Board of Directors and the Manager administer CHIDRAL with the collaboration of a Deputy Manager and a Technical Director, who are in turn assisted by the following employees and units:
- a. Mines Chief: Responsible for exploitation of the La Cascada and La Buitera coal mines.
  - b. Plant Chiefs: Direct the operation and maintenance of generating plants, currently those at Calima, Anchicayá and Termoyumbo.
  - c. Chief of Substations and Minor Plants: Directs operation of the transmission system.
  - d. Operations Coordinator: Responsible for coordinating the operating of generating plants and the transmission system.
  - e. Technical Department: Enforces fulfillment of production and maintenance goals and conducts planning studies aimed at expansion of existing installations.
  - f. Persomnel Chief: Directs the company's relations with its employees with regard to contracting, evaluation, promotions, social benefits, etc.

---

1/ Public bidding will be used in this project, in accordance with the Bank's policy.

- g. Financial Assistant: Prepares the analysis of the financial statements and budgets and directs accounting and internal control operations.
- h. Security Chief: Implements industrial security measures.
- i. Chief of Services: Processes requests for equipment and materials, providing proper supervision until they are delivered to the company warehouse; directs and controls the archives; administers the housing plan for employees, and controls payment of insurance premiums and policies.

G. Generation and Sales

- 2.16 The CVC and CHIDRAL currently operate with an installed capacity of 266 MW. During 1967, they sold 838 million KWH, for an amount equivalent to US\$6.3 million, at an average price equal to US\$0.0075 per KWH. Generally speaking, with the exception of a small percentage generated by CVC for sale to certain rural residents, all power for the system is generated by CHIDRAL and sold in a block, primarily to EMCALI and the CVC itself, which absorb 78% and 20%, respectively, of such sales.
- 2.17 The historical data on operating results of the CVC and CHIDRAL are summarized in Appendix 2 of Annex I, Technical Report. These data indicate that consumption of power produced by the system rose by 60% during the last five years, equivalent to an annual increase of almost 10%.

H. Rates

- 2.18 In Colombia, the rates for sales by all public service companies are subject to approval by the Economic Regulation Authority, a government agency of the Ministry of Development. There is no legal provision whatsoever establishing standards for the determination and adjustment of electric rates. Since decisions in this respect are adopted by the Economic Regulation Authority and are frequently based on nonfinancial considerations, rate adjustments are not approved on time or in the amount required. In the case of CHIDRAL, an additional factor is the statutory requirement indicated in paragraph 2.12, which serves to authorize representatives of the municipality of Cali and of EMCALI to oppose any rate change.
- 2.19 The CHIDRAL statutes themselves establish a suitable principle for the setting of rates, but because of the circumstances noted in the preceding paragraph, such adjustments, except a recent increase of 50%, have been belated or insufficient, which has had an unfavorable effect on the company's financial position (see paragraphs 2.31 and 2.33). It is estimated that the rate situation has been resolved with the increase of 50% mentioned, effective as of December 1, 1968 (see paragraph 2.33). In order to avoid a repetition of these problems in the future, the CVC and CHIDRAL would undertake a quarterly review of the rate system, in accordance with the commitments to be acquired by both institutions and the government with the Bank in the prospective loan and guarantee contracts, designed to ensure that an income return of not less than 9%

per annum would be obtained on the part of the debtors' equity allocated to their electric generating and transmission systems (see paragraphs 4.03 and 4.04, Chapter V, Conclusions and Recommendations, and proposed resolutions).

I. Sources of Income

- 2.20 CHIDRAL and the CVC derive their resources primarily from thier operations, from contributions they receive from the national government and from the collection of certain taxes on beverages and property. Since its establishment in 1954, the CVC has received capital contributions from the government equivalent to US\$11.5 million. Annex I, Technical Report (Appendix 14), contains the consolidated statements of sources and uses of funds for the CVC and CHIDRAL in their dollar equivalents. Examination of these statements reveals that these agencies obtained in 1966 and 1967, respectively, sums equivalent to US\$7 million and US\$3.4 million in government contributions and tax collections. During the first seven months of 1968, the CVC and CHIDRAL received the equivalent of US\$3.2 million from government and tax sources. The internal generation of resources for both agencies is described further on in paragraph 2.32.

J. Financial Position

- 2.21 The financial position of the borrowers from 1965 to July 31, 1968, is shown in the consolidated CVC-CHIDRAL balances summarized below. <sup>1/</sup> In order to convert the items in these balances to their dollar equivalents, all real investments were revaluated on the basis of the rate of exchange prevailing on the date of the investment. The amounts of the debts and credits in foreign exchange have retained their original value; the corresponding items in local currency have been computed at the exchange rate prevailing at the close of each period. The consolidation employed the financial statements of both companies, of which only those of CHIDRAL have been certified by independent public auditors. A recommendation has been included that the statements of the CVC as well as of CHIDRAL be certified by independent public auditors (see Chapter V, Conclusions and Recommendations).

---

<sup>1/</sup> The financial statements are presented in consolidated form owing to the close economic relationship between the two institutions, as described in paragraph 2.06.

(In millions of US\$ or the equivalent)

	<u>12/31/65</u>	<u>12/31/66</u>	<u>12/31/67</u>	<u>7/31/68</u>
<u>Assets</u>				
Current assets	2.5	2.0	3.0	3.3
Net fixed assets	72.6	76.9	77.0	75.9
Studies and miscellaneous investments	6.5	7.1	7.9	8.1
Other assets	<u>7.0</u>	<u>2.4</u>	<u>2.5</u>	<u>3.3</u>
TOTAL ASSETS	<u>88.6</u>	<u>88.4</u>	<u>90.4</u>	<u>90.6</u>
<u>Liabilities</u>				
Short-term liabilities	6.6	6.2	7.9	7.3
Long-term obligations	43.1	42.4	39.6	38.1
Other liabilities	2.8	3.0	3.8	4.3
Minority contributions <sup>1/</sup>	4.5	4.5	4.5	4.7
Capital, reserves and surplus	<u>31.6</u>	<u>32.3</u>	<u>34.6</u>	<u>36.1</u>
TOTAL LIABILITIES	<u>88.6</u>	<u>88.4</u>	<u>90.4</u>	<u>90.6</u>

- 2.22 The current assets include, in the balance to July 31, 1968, an amount approximately equivalent to US\$1.1 million in accounts receivable. Of this amount, the larger sum was owed by EMCALI, equivalent to approximately US\$900,000, representing an average of 96 days of billing to that company for power sales.
- 2.23 The most important asset item is fixed assets, constituting between 80% and 85% of the total for the period under study, which has been invested mainly in the electric power systems.
- 2.24 The most important liability item is represented by short- and long-term obligations payable in foreign exchange for loans obtained primarily from the World Bank. This amount, owed jointly by the CVC and CHIDRAL, was, as of December 31, 1967, equivalent to US\$35.7 million, a figure representing 70% of their total indebtedness. With the other credits obtained by the companies from abroad, mainly from suppliers, the total debt in foreign exchange aggregated, as of December 31, 1967, close to the equivalent of US\$38.4 million. As of the same date, 54% of the short-term obligations consisted of the current portion of installments to be amortized and interest accrued on long-term loans. As of July 31, 1968, service on the long-term debt represented 70% of short-term obligations (see paragraph 2.27).

---

<sup>1/</sup> Corresponds to participations by EMCALI and the municipality of Cali in the corporate capital of CHIDRAL.

2.25 Capital, reserves and surplus of the companies increased jointly in real terms from the equivalent of US\$31.6 million, as of December 31, 1965, to the equivalent of US\$36.1 million on July 31, 1968. It should be noted that, during the same period, the CVC received contributions to its capital from the national government and from various taxes allocated especially for the purpose, totaling the equivalent of US\$6.7 million (see paragraph 2.32).

2.26 The ratios considered to be most important are shown below:

	<u>12/31/65</u>	<u>12/31/66</u>	<u>12/31/67</u>	<u>7/31/68</u>
Current assets to short-term liabilities	0.38:1	0.33:1	0.38:1	0.45:1
Total debts/net worth	66/34	65/35	60/40	58/42

2.27 The ratio of total debt to net worth can be considered normal for this type of company, but in this case, owing to the previous rate situation, cash requirements resulting from debt service could not be met with operating receipts. It should also be observed that, despite the recent improvement in the current ratio (current assets to short-term liabilities), it is still below the proper level. It should be kept in mind that a very substantial portion (70%) of short-term liabilities is composed of installments payable within the following year on long-term indebtedness, which have been covered partially with the capital contributions which the CVC receives from the national government.

2.28 The consolidated statements of results for the CVC and CHIDRAL are summarized below for 1965, 1966 and 1967, as well as for the first seven months of 1968. These statements were converted to dollar equivalents employing the rate of exchange prevailing during each fiscal year, except for the item on depreciation, which was adjusted in accordance with the revaluation of fixed assets.

(In millions of US\$ or the equivalent)

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u> (7 months)
RECEIPTS				
Operation of electric services	4.6	4.6	6.3	4.4
Other receipts	0.1	0.1	0.1	0.1
TOTAL RECEIPTS	<u>4.7</u>	<u>4.7</u>	<u>6.4</u>	<u>4.5</u>
EXPENDITURES				
Electric services	4.1	4.7	6.8	4.8
Operation	2.8	2.5	3.1	2.0
Depreciation	1.1	1.2	2.2	1.3
Interest	0.2	1.0	1.5	1.5
Other expenditures	0.5	0.7	0.7	0.7
TOTAL EXPENDITURES	<u>4.6</u>	<u>5.4</u>	<u>7.5</u>	<u>5.5</u>
CONSOLIDATED NET PROFIT (LOSS)	0.1	(0.7)	(1.1)	(1.0)
NET PROFIT (LOSS) ON ELECTRIC SERVICES	0.5	(0.1)	(0.5)	(0.3)

- 2.29 The statements contained in the preceding paragraph indicate that electric service operations have shown a deficit in the first seven months of 1968, as well as in the 1967 and 1966 fiscal period, while an operating surplus was recorded in 1965. With reference to the other activities (irrigation and drainage operations and other development programs) in which CHIDRAL does not participate, these have operated at a loss (US\$1.4 million as a cumulative total for the period), since the income perceived on this account is insufficient to cover the respective costs and expenditures.
- 2.30 Although it can be stated that the effects of the devaluation led in the past to an increase in operating costs and expenditures, the size of this increase is difficult to quantify accurately. In the annual statements of results expressed in pesos, expenditures also rose from one year to the next (see the Technical and Financial Report, Annex I).
- 2.31 The main reason for the deficits is CHIDRAL's difficulty in adjusting rates promptly enough to offset increased operating costs and interest payments on the external debt in the peso equivalent, owing to the loss of purchasing power by Colombian currency as compared to the dollar, together with the need to repay its external debt in foreign exchange.
- 2.32 As shown in the following table, internal generation of funds by the two companies has been insufficient to cover amortization of long-term obligations. During 1966, 1967 and the first seven months of 1968, such generation amounted to the equivalent of US\$2.3 million - adding column I (a+b) across - while payment of long-term debts - adding column II (a) across - was equivalent to US\$6 million. To cover this deficit, the CVC and CHIDRAL have had to resort to the use of government contributions and indirect tax collections, since it was difficult for them to readjust rates for the reasons explained in paragraph 2.18.



CVC - CHIDRAL

CONSOLIDATED STATEMENT OF SOURCES AND USES OF FUNDS

(In equivalents of US\$ thousands)

	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u> <u>(7 months)</u>
I. SOURCE			
a. Profit (loss)	(675)	(1,128)	(973)
b. Depreciation	<u>1,374</u>	<u>2,295</u>	<u>1,398</u>
Total internal generation (a+b)	699	1,167	425
c. Capital contributions (government budget and taxes perceived)	1,428	2,588	2,676
d. Bonds and collections on improved lands	266	778	494
e. Long-term loans	1,044	-	-
f. Share dividends	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>170</u>
	<u>3,437</u>	<u>4,533</u>	<u>3,765</u>
II. USE			
a. Amortization of long-term obliga- tions	1,749	2,846	1,453
b. Fixed asset investments	1,218	2,210	828
c. Other investments	549	847	245
d. Increase (decrease) of long-term obligations receivable	(54)	232	254
e. Increase (decrease) of circulating assets	(477)	901	226
f. Decrease (increase) of short-term liabilities	411	(1,727)	609
g. Other assets and liabilities	(1)	34	24
h. Variation in reserves	<u>42</u>	<u>(810)</u>	<u>126</u>
	<u>3,437</u>	<u>4,533</u>	<u>3,765</u>

2.33 The rate situation was recently resolved, inasmuch as an increase of almost 50% in CHIDRAL rates will take effect on December 1, 1968. Application of these new rates will have a very favorable effect on the net operating results of the electric system and the financial position of the companies, in general, beginning in 1969, and during the project construction period operating receipts would cover two to three times

the net interest chargeable to the operation. Moreover, internal generation of funds will be sufficient not only to cover amortization of outstanding loans but also to contribute partly to the cost of the project analyzed (see Appendix 15 of the Technical Report, Annex I).

K. Reputation of Borrowers and Their Administrations

- 2.34 The proposed borrowers, the CVC and CHIDRAL, enjoy sound prestige in official and private circles of Colombia and in the foreign agencies that have collaborated with them. The Bank's representative in Colombia has confirmed this view.
- 2.35 The executive and technical officers of both institutions have the qualifications required to ensure fulfillment of the project goals, with the assistance to be provided by foreign consultants (see paragraph 3.33).
- 2.36 CHIDRAL has obtained five loans from the World Bank (IBRD) for a total of approximately US\$44.6 million. <sup>1/</sup> Three of these loans were granted prior to 1960 for an aggregate of US\$10.8 million to help finance construction of the Anchicayá plant, the Anchicayá-Cali-Yumbo transmission system and the first two generating units at Termoyumbo. The fourth credit, in the amount of US\$25 million, was contracted in 1960 by the CVC and CHIDRAL as coborrowers to finance part of the Calima I plant, the Yumbo-Cartago transmission system, the Calima-Buga transmission line and the CVC sub-transmission and distribution system. In 1963, acting again as coborrowers, the CVC and CHIDRAL obtained an IBRD credit amounting to US\$8.8 million to help complete Calima I, construct the Anchicayá-Buenaventura transmission system, execute works in the Anchicayá coal mines and study new generating projects. Both borrower institutions have complied punctually with their obligations under these loans, for which the balance on December 31, 1967, amounted to the equivalent of approximately US\$35.7 million.

L. Reasons for Proposing Two Borrowers instead of One

- 2.37 It has been considered advisable to follow the same procedure described in the foregoing paragraph employed by the IBRD for the two loans granted jointly in 1960 and 1963 to the CVC and CHIDRAL. The reasons are the following: a) during project execution, the plant under construction and the associated transmission system will be held by the CVC but, upon completion of the works, they will be operated by CHIDRAL and will eventually form part of its assets; b) the contributions of the national government to execution of the proposed project will be assigned, by law, to the CVC, and c) the agency operating the Upper Anchicayá plant and its transmission system, CHIDRAL, will generate the financial resources necessary to service obligations deriving from the proposed loans, in addition to contributing part of the local resources to finance the project.

---

<sup>1/</sup> This amount has been fully disbursed.

- 2.38 Chapter V, Conclusions and Recommendations, outlines the procedures to be adopted for the transfer to CHIDRAL, or administration by that agency, of the works covered by the proposed project, as well as the manner in which each of the prospective borrowers would assume its obligations to the Bank. During the execution period, the CVC will be responsible for preparing the progress reports, disbursement requests and other documents requested by the Bank.

M. Legal Capacity

- 2.39 Since the CVC and CHIDRAL are expressly authorized to contract loans and since their purposes include execution of the works projected with the resources of the proposed loan, the CVC and CHIDRAL are fully empowered to sign the respective loan contracts with the Bank (see Annex II, Legal Report).
- 2.40 However, CHIDRAL's concession for using the water of the Anchicayá River expires July 1, 1969, and CHIDRAL will therefore be required to submit evidence to the Bank that it will continue to have these rights after that date. Moreover, CHIDRAL's term of duration expires in the year 2000 and, since the term of the proposed loan out of Canadian funds extends beyond that time, the Bank will also require proof that the duration of CHIDRAL has been extended by appropriate statutory amendments (see Chapter V, Conclusions and Recommendations, and Legal Report, Annex III.) CHIDRAL is conducting the necessary negotiations to obtain both these extensions.

N. Guarantee

- 2.41 The proposed loans would be guaranteed by the Republic of Colombia (see Annex III, Legal Report).

### III. THE PROJECT

#### A. Introduction

- 3.01 The zone of influence of the project practically coincides with the so-called Cauca Valley region, which encompasses the Departamento del Valle and the northern part of the Cauca Department, an area of approximately 30,000 km<sup>2</sup> with 2.3 million inhabitants. This region, of considerable agricultural importance, covers over 400,000 hectares of very good land whose cultivation has achieved a high degree of development. Cali, the capital of the Departamento del Valle is also one of Colombia's most important industrial centers.
- 3.02 Within the area considered, there are about 180 populated centers of over 1,000 inhabitants with a combined urban population estimated at slightly over 1.5 million. The majority of these urban nuclei and, of course, the principal cities and all the municipal seats of government, have public electrical service. Ninety-eight per cent of this service is provided by the CVC-CHIDRAL system, and the rest comes from the small plants of a number of independent companies, either municipally or privately owned. Self-supply in industrial or agricultural plants is negligible.
- 3.03 The Departamento del Valle plays a highly important role in the Colombian economy as a result of its development in the past fifteen years. The regional gross product represents approximately 15% of Colombia's GDP and the per capita product is 42% higher than the average for the country as a whole. The Departamento del Valle also contributes 22% of the value of Colombia's industrial production and 10% of the agricultural and livestock output.
- 3.04 Furthermore, the region has favorable conditions for balanced development since it has a solid industrial base of good natural resources, and a geographical location affording it comparative advantages over other parts of Colombia. Its infrastructure also is adequate, since it includes the chief port of entry for imports, Buenaventura <sup>1/</sup> and the highway system gives it easy connection with the most important consumer markets, located in the central and southwestern areas.

#### B. The Program

- 3.05 Since its establishment, the CVC has made noteworthy efforts for electrification of the Cauca Valley in programs that include studies and execution of projects for the construction of transmission and

---

<sup>1/</sup> The expansion and improvement of this port was partially financed with loan 77/OC, for the equivalent of US\$10,000,000.

distribution systems. The results of these efforts are tangibly reflected in the rapid growth of installed capacity from 59,300 KW in 1955, when the CVC began its operations, to 270,000 KW in 1968, a 356% increase in 13 years. The total length of the transmission network, also grew, from 50 km. in 1961 to 830 km. in 1968, and the urban area served expanded from 25 to 27 municipal and regional seats of government.

- 3.06 The CVC-CHIDRAL system is interconnected to the north with that of the Caldas Hydroelectric Plant (CHEC), <sup>1/</sup> which has a 70,000-KW capacity and to the south with the Cauca Electrical Plants (CEDELCA), whose installed capacity is 4,000 KW. Thus, the entire region from Manizales to Popayán is currently served by a system with a combined available capacity of 344,000 KW. Within this interconnected network, the CVC-CHIDRAL system buys power from CHEC and sells to CEDELCA.
- 3.07 With the present installed capacity and transmission system, and the purchase of power from the CHEC system, the Valle del Cauca Department could cover its needs up to 1969, estimated at about 995 million KW. To meet the projected demand up to 1971, the surplus power from the El Colegio plant of the Bogotá Company would be brought into the systems through the Ibagué-Zarzal transmission line.
- 3.08 At the end of 1971, the Interconexión Nacional, S.A. (ISA), consisting of the companies of Bogotá, Medellín, CHEC, CVC and ELECTRAGUAS, would begin operations; it would be responsible for the construction and future operation of a 220-KW transmission system that would interconnect the facilities of the different generating plants. Essentially, this system would consist of a double-circuit transmission line to link the cities of Medellín and Cali with an intermediate substation near Manizales, whence a line of the same characteristics would branch off to Bogotá. The first stage of these works, whose cost is estimated at US\$32 million, will begin soon with the financial assistance of the World Bank.
- 3.09 In 1972 and 1973, all the missing links in the CVC-CHIDRAL system would be filled in by ISA which would sell the surplus from the other interconnected companies. The existing 110-KW lines with Bogotá and CHEC would remain open only for emergency cases. The total consumption for these years in the Cauca Valley is estimated at 1,285 KWH in 1972 and 1,400 KW in 1973.
- 3.10 By mid-1973, all the generating sources within the reach of the Interconexión Nacional system would be completely absorbed by the combined networks, so that additional plants would be needed, particularly to fill the shortages in the Valle del Cauca Department. At that time the joint CVC-CHIDRAL system, according to projections of consumption, would depend on external sources for approximately 40% of its normal power demand and nearly 30% of its peak demand.

---

<sup>1/</sup> This company also has received IDB financing through Loan 125/OC in the equivalent of US\$8,100,000.

- 3.11 The upper Anchicayá hydroelectric plant, discussed herein, would begin operation by the end of 1973, and would then be the largest generating plant in Colombia with a salable power capacity of 1,760 GW. The production of this plant, added to that of the other plants in the system, would be more than enough to cover the Cauca Valley's anticipated needs up to 1977. The surplus would be sold to ISA to make up shortages in the other interconnected companies.
- 3.12 Later, in 1977 or 1978, the CHIVOR hydroelectric project, located about 100 km. from Bogotá, would supplement the interconnected system. This plant, to be built and operated by ISA, with an installed capacity of 500,000 KW; would have a surplus for sale to CVC-CHIDRAL, which by then would be operating at full capacity, estimated at about 2,250 million KWH.

C. The Project

- 3.13 In 1957, CHIDRAL engaged the services of a consultant, Robert Allen, to do the first preliminary study for harnessing the Upper Anchicaya. Two years later, a group of consulting firms consisting of OLAP, of Colombia, and GIBBS and HILL & TAMS of the United States, pointed out the economic advantages of a project of this nature. On the basis of their studies, the Engineering Department of the CVC worked out the project in greater detail in a feasibility report that was presented at the end of 1959. In April 1967, the CVC hired a Canadian firm, Acres International, Ltd., to review and complete the work done to that time and prepare a final report on the project's feasibility. The work of Acres International, financed with the IDB subloan mentioned in paragraph 1.01, was accomplished in close cooperation with the technical departments of CVC and resulted in the presentation of a feasibility report, in April 1968, which served as a basis for preparing the loan application analyzed herein.
- 3.14 In that report, the technical and economic aspects of the project are examined, alternative development plans are set forth, and a preliminary project, clearly defined as to physical characteristics, costs and manner of execution, is presented. Since submitting its report, ACRES has continued to analyze the feasibility of certain variations in order to develop the final designs and specifications to serve as a basis for letting the construction contracts and procuring the necessary equipment. (See Technical Report, Annex I.)
- 3.15 Basically, the proposed project would consist of the construction of: a reservoir on the upper reaches of the Anchicayá River, at its junction with the Verde River; a 9-km. power tunnel or gallery, and an underground powerhouse with four 85,000-KW generating units, giving an installed capacity of 340,000 KW. It would also include a 220-KW transmission line from the generating site to the Yumbo and Pance substations, north and south of Cali, respectively. In all,

nearly 100 km. of circuit will be installed. Lastly, the 110-KW transmission system would be extended to meet the increased demands on the primary supply system. (A detailed description of the facilities is given in the Technical Report, Annex I.)

#### D. Cost of the Project

- 3.16 The total cost of the project would come to the equivalent of US\$88,500,000, US\$61,465,000 of which would represent the imported component and the rest, equivalent to US\$27,035,000, would be local costs as shown in the following breakdown:

(In thousands of US\$ or equivalents)

<u>Items</u>	<u>Local currency costs</u>	<u>Foreign currency costs</u>	<u>1/</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
a) Auxiliary works	2,130	100		2,230	2.5
b) Civil works	16,863	27,515		44,378	50.1
c) Electrical and mechanical equipment	647	10,120		10,767	12.2
d) Transmission system	1,995	4,850		6,845	7.7
I. TOTAL DIRECT COSTS (a+b+c+d)	21,635	42,585		64,220	72.5
e) Engineering and administration	3,500	3,220		6,720	7.6
f) Contingencies	1,513	5,087		6,600	7.5
II. TOTAL CONSTRUCTION (I+e+f)	26,648	50,892		77,540	87.6
g) Interest on ordinary capital resources	-	7,685		7,685	8.7
h) Commitment fee on ordinary capital loan <u>2/</u>	-	2,300		2,300	2.6
i) Commission on Canadian Fund loan	-	387		387	0.4
III. TOTAL FINANCIAL COSTS (g+h+i)	-	10,372		10,372	11.7
j) Inspection and supervision	-	588		588	0.7
IV. TOTAL COST (I+II+III+j)	26,648	61,852		88,500 <u>3/</u>	100.0
	(30.1%)	(69.9%)		(100.0%)	

1/ The total represents direct foreign-currency costs.

2/ Will be covered entirely with resources of the local contribution.

3/ Includes nearly US\$1,600,000 to be invested up to 1968.

- 3.17 In estimating the project cost, the studies done by the consulting firm of Acres International and the technical departments of the CVC were taken into account as was the experience acquired in similar work already completed or now under way in Colombia. A reasonable provision was made for contingencies.
- 3.18 In establishing the cost of the civil works, it was assumed that the construction would be done by foreign contractors probably in association with Colombian firms. The foreign-currency cost of this work would include, in addition to imported construction equipment, wages and expenses of personnel from abroad, technical services, transportation, general expenses in foreign currency and contractors' profits. The direct cost of the civil works for the plant is estimated at the equivalent of US\$46.6 million 59% of which would be paid in foreign currency. The cost of the hydraulic control, generation and booster substation equipment, including their installation, is computed at US\$10.8 million, of which 94% is imported component (FOB cost, transportation, marine insurance and technical supervision of the assembly work).
- 3.19 The total cost of engineering and construction supervision is estimated at US\$6.1 million, including US\$3.2 million for payment of foreign consultants. These costs are 9.5% of the direct construction cost, a percentage considered appropriate for a project of the complexity of the Upper Anchicayá plant.
- 3.20 The CVC's general administration costs attributable to the project would be equivalent to US\$600,000, and contingencies would come to slightly over 10% of the direct construction cost. (The costs budget for all parts of the project are shown in detail in Appendix 5 of the Technical Report, Annex I.)
- 3.21 The rest of the cost would be interest and other financial costs payable during the construction period. The total amount of interest and other financial charges on the proposed loans, including the sum allotted to the Bank's Inspection and Supervision Fund, would come to US\$10,960,000.

E. Financial Plan

- 3.22 66.4% of the project cost would be financed with the proposed loans and 33.6% with the national contribution, as shown below:



(In thousands of dollars or equivalents)

	<u>Currencies of Origin</u>		<u>Currencies of Use</u>		<u>Total</u>	<u>%</u>
	<u>Local currency</u>	<u>Foreign currency</u>	<u>Local currency</u>	<u>Foreign currency</u>		
a) IDB						
Ordinary capital resources	-	43,300	-	43,300	43,300	48.9
Government of Canada (CIDA)	-	15,500	-	15,500	15,500	17.5
	-	58,800	-	58,800	58,800	66.4
b) Colombia	26,648	3,052	26,648	3,052	29,700	33.6
TOTAL	26,648	61,852	26,648	61,852 <sup>1/</sup>	88,500	100.0
Percentage	(30.1%)	(69.9%)	(30.1%)	(69.9%)	(100.0%)	

F. Utilization of the IDB Loans

3.23 The loans requested of the Bank would cover only foreign currency costs and would be used for the following purposes:

(In thousands of US\$ or equivalents)

<u>Items</u>	<u>Ordinary Capital</u>	<u>Canadian Fund</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
Auxiliary works	100	-	100	0.2
Civil works	27,515	-	27,515	46.8
Electrical and mechanical equipment	3,310	6,810	10,120	17.2
Transmission system	655	4,195	4,850	8.2
General costs, including contingencies	3,447	4,495	7,942	13.5
Total construction	35,027	15,500	50,527	85.9
Interest on ordinary capital loan	7,685	-	7,685	13.1
Inspection and supervision	588	-	588	1.0
Total Loans	43,300	15,500	58,800	100.0
Percentage	(73.6%)	(26.4%)	(100.0%)	

<sup>1/</sup> The total amount represents direct foreign-currency costs.

- 3.24 As the above table shows, the loan from the Canadian Fund would be used for the acquisition of equipment and payment for technical services from Canada in accordance with the current IDB policy on the use of funds it holds for administration. The ordinary capital loan would cover the foreign-currency costs of construction plus interest on the same loan during the disbursement period and inspection and supervision costs.
- 3.25 While the proportion proposed for financing with the IDB loans might seem to be high, it is considered justified by the fact that, as noted above, the entire amount would be used to cover expenditures in foreign currency and that, in this instance, the size of the project and the country's foreign exchange earning capacity were taken into account. Moreover, the prospective borrowers are public institutions and the project is one of many which the IDB would help, or already has helped, to finance within the public investment program of Colombia. It is felt, therefore, that in assessing a given project, the mobilization of local resources for all of them should be taken into consideration.

G. Local Contribution

- 3.26 The local resources would total US\$29,700,000, including nearly US\$1,600,000 that would have been invested from the beginning of 1967 to the date of the contracts. (See paragraph 3.30) The latter figure includes the US\$200,000 spent on the feasibility study mentioned in paragraph 1.01 and around US\$135,000 spent out of a subloan in the equivalent of US\$654,000 granted by the National Development Projects Fund (FONADE) and financed in turn from the preinvestment loan 11/CI-CO to finance the preparation of final designs. (See paragraph 3.31.) <sup>1/</sup> Although these resources are essentially of external origin, it is deemed reasonable to compute them as part of the local contribution since the total amount - US\$335,000 - would be amortized with the CVC's own funds during the period of the project's execution.
- 3.27 The entire amount of local resources required for the 1969-1973 period is estimated at the equivalent of US\$28.1 million. Of this figure, nearly the equivalent of US\$12.3 million would come from the operating income of the CVC-CHIDRAL primary system (see paragraph 4.04) and about US\$12.0 million from direct governmental contributions which have already been allotted in the public investment-program for the next four years. The other US\$3.8 million would also come from the Colombian Government, pursuant to the commitments it would acquire with the Bank in the guarantee contract. (See Chapter V, Conclusions and Recommendations.) In a letter of

---

<sup>1/</sup> Since this subloan was authorized by the Bank only on November 8, 1968, it was not possible to analyze its results herein.

October 16, 1968, the Chief of the Administrative Planning Department reiterated the government's intention to provide the funds required for total execution of the project if the borrowers were unable to do so. 1/

- 3.28 The funds mentioned in paragraphs 3.25 and 3.26 would be utilized as follows:

<u>Items</u>	(In thousands of US\$ or equivalents)			
	<u>Local currency costs</u>	<u>Foreign currency costs</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
Auxiliary works	2,130	-	2,130	7.2
Civil works	16,863	-	16,863	56.8
Electrical and mechanical equipment	647	-	647	2.2
Transmission system	1,995	-	1,995	6.7
General expenses and con- tingencies	5,013	365	5,378	18.1
Commitment fee on ordinary capital resources and com- mission on Canadian funds	-	2,687	2,687	9.0
TOTAL	<u>26,648</u>	<u>3,052</u>	<u>29,700</u>	<u>2/ 100.0</u>
Percentage	(89.7%)	(10.3%)	(100.0%)	

#### H. Investment Schedule

- 3.29 The investment schedule calls for a total construction period of five years, including a reasonable time for execution of each part of the project and for preparation of the final designs, bidding specifications and contractual documents. According to this schedule, the investments, from the respective sources of funds would be timed as follows:

1/ The text of this letter is given in Appendix D.

2/ Includes nearly US\$1,600,000 to be invested through 1968.

(In thousands of US\$ or equivalents)

Contri- bution	Through 1968	1969	1970	1971	1972	1973	Total
OC	-	2,590	8,920	10,400	12,850	8,540	43,300
CIDA	-	970	2,710	5,220	4,570	2,030	15,500
Colombia	1,600	3,140	6,700	6,460	7,100	4,700	29,700
	<u>1,600</u>	<u>6,700</u>	<u>18,330</u>	<u>22,080</u>	<u>24,520</u>	<u>15,270</u>	<u>88,500</u>
TOTAL	<u>1,600</u>	<u>6,700</u>	<u>18,330</u>	<u>22,080</u>	<u>24,520</u>	<u>15,270</u>	<u>88,500</u>
%	(1.8%)	(7.6%)	(20.7%)	(24.9%)	(27.7%)	(17.3%)	(100.0%)

3.30 The investment made and commitments assumed by the CVC to cover engineering, and administration services and initial work on the proposed project from the beginning of 1967 to the date of the contract is estimated at the equivalent of US\$1,600,000. For technical and economic reasons, this sum has been included as part of the total project cost on which the return on the proposed investment is computed; by so doing a more conservative picture of the project's feasibility is obtained. And for the same reason it is proposed that the expenditures made for the items described be considered part of the national contribution to the project. (See Chapter V, Conclusions and Recommendations.)

#### I. Execution of the Project

3.31 The responsibility for the final specifications and designs for contracting the civil works and procuring the equipment has been entrusted by CVC to the Canadian firm of Acres International, Ltd., which, as noted earlier, did the feasibility studies for the plant. To finance this work the National Development Projects Fund (FONADE) recently approved a subloan in the equivalent of US\$654,000, chargeable to global preinvestment loan 11/CD-CO. As noted earlier, it is recommended that the part of these funds that is spent by the date of the contract be included as part of the local contribution in an amount equivalent to approximately US\$135,000.

3.32 The construction program seems realistic and assumes a 56-month period, from the awarding of the first contract to the completion of installation of all the generating units. Assuming that the foreign financing could be arranged by the close of 1968, and allowing time for prequalification of contractors, preparation of bidding documents and review of proposals, the first generating unit could begin operation in July 1973.

- 3.33 Because of the topographical features and geological structure of the region, the detailed design of the civil works, and also their construction, will require a very high quality of project engineering and technical supervision of the work. In order to cover both these needs properly it is considered essential to delegate all responsibility for engineering and for construction supervision to an independent consulting firm. The CVC has stated its interest in continuing to use the services of Acres International, a company acceptable to the Bank.
- 3.34 Its experience with similar work has enabled the CVC to establish a corps of competent engineers and technicians who can work effectively with the foreign consultants. Accordingly the CVC's ability to execute the project, for which it would have primary responsibility, is deemed satisfactory. On completion of the work, the Alto Anchicayá plant and its transmission system would be turned over to CHIDRAL, an organization which would be responsible for its operation in accordance with the plan set forth in paragraph 2.06 (a). CHIDRAL's organization is quite adequate for the production and sale responsibilities assigned to it.

J. Procurement of Materials and Award of Contracts

- 3.35 The construction included in the program would be done through private companies. The contracts would be let through public bidding among firms registered with the CVC, which has a system of prequalification and simultaneous study of tenders, on which bases it would proceed to select the contractors and the most advantageous bid. This system would be submitted to the Bank for advance approval and would be applicable when the goods and services to be acquired or the contract to be awarded exceeded the equivalent of US\$20,000.
- 3.36 The construction work would be divided into three contracts based on the kind of work to be done, its location and the construction deadline. Contract I, to be awarded first, will include the diversion tunnels, the intake and the conduction tunnel, the flow tunnel, the surge tank and the adit to the powerhouse. Contract II will include the penstock, powerhouse, draft tubes, tailrace tunnel, switching stations and building of the booster substation. Contract III includes the rock-fill dam and the spillway. All of these would be subject to international bidding.
- 3.37 The electrical and mechanical equipment for the generating plant and the transmission system, would be financed with external funds: a combination of ordinary capital resources and the Canadian Fund administered by the Bank. The plan for the use of these funds provides that all the imported equipment and materials for the project, with the exception of the four generators, would be purchased in Canada by means of bids limited to that country. (All the equipment of Canadian origin is specified in Appendix B of the Technical Report, Annex I.) The assembly or installation of such equipment would be done by the respective contractors but under the direct technical supervision of the suppliers.

K. IDB Inspection and Supervision

- 3.38 IDB inspection and supervision of construction would require the appointment of a Project Specialist, whose work in the field would begin six months after signature of the contract for the proposed loan. The cost of these services would be charged to the Bank's Inspection and Supervision Fund. The terms of reference of this specialist are described in detail in the Technical Report, Annex I.

## IV. JUSTIFICATION OF PROJECT

A. Technical Feasibility

- 4.01 In the Technical Report, Annex I, it is concluded that the project is feasible for the reasons set forth below:
- a. The generating capacity of the existing power plants in the area is practically all accounted for, so that in the next few years the CVC-CHIDRAL system would have to receive increasing amounts of electric power from other systems, as long as they had a surplus. An expansion of the region's generating capacity is therefore required.
  - b. Hydroelectric development of the Upper Anchicayá is the most favorable alternative for meeting the anticipated demand over a reasonable time. Production costs in an equivalent thermal plant would be 61% higher, on the average, than those of the proposed hydroelectric plant.
  - c. The project is entirely consistent with the goals and guidelines of the National Electrification Plan.
  - d. The project presents no important problems from the standpoint of design, and the preliminary plan for the plant is completed in all its parts.
  - e. The estimate of costs is reasonable, and the CVC is capable of carrying out the project successfully with the advice of a highly experienced engineering firm. This assistance could be provided by the same Canadian firm that is making the final studies of the project. No other technical assistance of any kind is required for executing the project.
  - f. The top management of CVC and CHIDRAL is in the hands of very able persons who have wide experience in the management of international loans and power projects and are capable of gradually making the improvements needed to raise the level of productivity and efficiency of these organizations.
  - g. The proposed hydroelectric station would help to bring down the operating cost of the primary system as a whole, since its own costs are low.
  - h. No particular problems are anticipated in the procurement of goods and services for the project or of local materials or labor during the period of construction.

B. Financial Feasibility

- 4.02 As shown in Appendix 10 of the Technical Report, Annex I, the rate of annual return on the investment tied up in the system would be satisfactory, rising from 8.2% in 1969 to more than 13% in 1978. The rate of return in 1974 would be 9.3%, in spite of the substantial rise in capital investment that year as a result of the addition of the Upper Anchicayá Plant to the system.
- 4.03 The cash flow projection in Appendix 15 of the Technical Report indicates that the new rates to be imposed in the last quarter of 1968 will have a favorable effect on the net earnings of the CVC-CHIDRAL system. Beginning this year, and up to 1973, the year of completion of the proposed project, net operating income would almost triple, rising from the equivalent of US\$2.4 million to US\$7 million.
- 4.04 During the construction period the primary system would yield sufficient resources to meet the payments on the outstanding World Bank loans and provide an additional amount equivalent to some US\$12.3 million to cover part of the local contribution to the project. The rest of the local contribution would, as noted in paragraph 3.26, come primarily from governmental appropriations. Once the Upper Anchicayá power plant is in operation, the system is expected to generate enough funds to cover the service of all obligations, including possible IDB loans, and produce cash surpluses for carrying out other projects.

C. Economic Evaluation

The Electric Power Sector

- 4.05 In 1967, the Empresa de Energía Eléctrica, the Empresas Públicas de Medellín, the CVC-CHIDRAL system and ELECTRAGUAS, a national decentralized agency, had 95% of the installed capacity in the country, estimated at 1,681 MW, of which 1,164 MW was hydroelectric capacity. Since the statistical information for the rest of the power sector is spotty or unreliable, only the data for the four companies mentioned above will be used in following discussion.
- 4.06 Installed capacity expanded steadily from 492 MW in 1956 to 900 MW in 1960 and 1,681 MW in 1967. During the period from 1960 to 1967 Colombia increased its installed capacity at an average rate of 12.1% a year, as compared to 9.2% per annum for the rest of Latin America. The country uses an average of 104 watts per inhabitant, which is 80% of the average for Latin America as a whole, but since the GDP per capita in Colombia is only 75% of the regional average, Colombia's ratio of GDP to power consumption is slightly higher than that of the other countries, a fact probably explained by the lower cost of electricity in Colombia.



- 4.07 Despite the rapid growth of installed capacity, available information indicates that Colombia's economically usable hydroelectric potential is somewhere between 40 and 50 million KW, which means that only 2% of the available potential is being used and there is ample margin for future expansions. As a result of this limited utilization of hydroelectric sources, there are many alternative sites available for the construction of dams and the investment per KW of installed capacity - less than US\$200 - is one of the lowest in Latin America.
- 4.08 Taking into account the projects currently under construction and those on which construction is scheduled to start in 1969, the installed capacity in the entire country can be projected to rise by an average of 11.6% a year until 1971. During the same period, approximately 2,500 kilometers of transmission lines will be strung, improving the service in many localities and, by permitting the use of existing facilities, averting the need to construct less economical plants. The most important of these transmission systems is the National Interconnection, in the central part of the country, which, as mentioned above, will go into service in 1972.

#### The National Interconnection System

- 4.09 The region to be interconnected has 80% of Colombia's installed capacity and accounts for an equal percentage of the country's power production. It also contains the country's principal concentration of industry, population and cities, as the Departments of Cundinamarca, Antioquia and El Valle have close to 71% of the national population and account for approximately 82% of the total value added by industry (see Economic Report, Annex II).
- 4.10 The interconnection project will provide such benefits as more rapid utilization of the capacity of the large plants, lower production costs, reduced reserve-capacity requirements, and a larger load factor for the system. It will also make it possible to take advantage of Colombia's widely varying water conditions, as the interconnection system will be served by the Upper Anchicayá plant and by practically all the stations now under construction in different parts of the country. The following table shows the projected growth of the system's installed capacity, based on the facilities under construction at present.

	<u>1967</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Installed capacity (MW)	1,449	1,643	1,778	2,118	2,169	2,169	2,169
Generating capacity (MW)	6,941	8,374	8,943	9,425	9,688	9,688	9,688
Consumption <sup>1/</sup> (GWH)	5,368	6,496	7,145	7,860	8,645	9,511	10,462

<sup>1/</sup> An annual growth of 10% is projected.

Source: La Electrificación en Colombia. ELECTRAGUAS, 1968, and IDB estimates based on data obtained from the Departamento Administrativo de Planeación.

- 4.11 In addition to the plants under construction, two small gas turbine plants would be installed and put into operation in 1971-1972, increasing the installed capacity by 30 MW. Based on the figures above, the entire capacity of the system would be absorbed by 1972 if the demand increased at a rate of 13.6% a year; by 1973, if it grew by 11.2%, and by 1974 if the annual growth of demand was 9.5%. According to various estimates the demand for electric power is expected to grow by 10% per year in 1968-1976, so that the system will require new sources of power in 1974. The only important hydroelectric station that could go into service by that time is the Upper Anchicayá plant, since the Chivor and Guatapé II stations would not be operative until 1976 and 1978, respectively.
- 4.12 The effects of the interconnection on localities where service is now rationed or restricted in one way or another, as well the changes that may occur in the relationship between the level and structure of electric power rates and the level of domestic prices, make it extremely difficult to project future demand. It is reasonable to assume that the entry into service of the proposed plants will make it possible to supply electricity at lower prices than now prevail and that this could result in a larger increase in consumption than is projected. Moreover, since the power production of the interconnected systems rose by an average of 11.2% in 1960-1967, it is possible that the consumption of power will expand by more than 10% per year.

The Market for CVC and CHIDRAL Electricity

- 4.13 CVC and CHIDRAL serve the Departamento del Valle and also, through their transmission lines to Popayán and Pasto, the Departments of Cauca and Nariño. In 1965, Cali had the highest industrial product per capita of any city in the country and the Departamento del Valle had the highest average level of industrial wages, all of which indicates that the per capita income of this region is among the highest in the country.
- 4.14 In 1960-1967, power consumption grew at a rate of 16% a year. In the city of Cali, where consumption increased by 12% per year, more than 40% of the electricity is used by industry, which is a higher percentage than that for other parts of the country. The demand projections are based on a growth rate of 10% per year in 1968-1980, which is in line with other estimates and is regarded as conservative. If power consumption increased more slowly, part of the capacity of Upper Anchicayá could be used to replace other, more costly, sources of power.
- 4.15 The rated capacity of the system would prove insufficient to meet the demand by 1969. In fact, since the power produced by all the facilities other than hydroelectric plants of the system is higher in cost, it is reasonable to assume that, from a strictly economic point of view, there is already sufficient demand to absorb the entire output of the CVC-CHIDRAL system, working at full capacity, and there is a substantial

market for any source of power that will operate at reduced cost. In 1977, for instance, total consumption would exceed the output of the presently existing hydroelectric plants by some 1,856 GWH, without counting the possible sales to the National Interconnection System to cover its shortage between 1974 and 1976, when the Chivor station would go into service, and again between 1978 and 1979, when the Guatapé II plant is scheduled to go into operation.

- 4.16 The following table shows the power demand in excess of the hydroelectric output of the presently existing plants in the area of influence of the CVC-CHIDRAL system and the deficit of the rest of the National Interconnection System for the period 1974-1978, without taking into consideration the power to be generated by Chivor and Guatapé II.

<u>Year</u>	<u>Excess power demand (GWH)</u>	<u>Deficit for inter-connection (GWH)</u>	<u>Total deficit <sup>1/</sup> (GWH)</u>
1974	1,205	60	1,265
1975	1,901	870	2,271
1976	1,618	1,758	3,376
1977	1,856	2,737	4,593
1978	2,042	3,813	5,855

<sup>1/</sup> Transmission losses in the interconnection system not taken into account.

- 4.17 Assuming an average output of 1,760 GW by Upper Anchicayá, it is extremely likely that the production of that plant would be fully absorbed by 1975.

#### Rates

- 4.18 Based on available information, the rates charged by CHIDRAL are slightly higher than the cost per KWH of operating the steam plant at Yumbo, whose production costs are the highest of any plant in the system with the exception of a small diesel plant which will be withdrawn from service. This level of rates is close to the optimum level from the standpoint of social benefits. The future criterion should continue to be that of fixing the rates at a level slightly higher than the cost per KWH at the least efficient plant.
- 4.19 The largest user of electricity is the Empresa Municipal de Cali (EMCALI), which purchased 78% of the power sold by CVC-CHIDRAL in 1967; it is also the buyer whose purchases show the slowest rate of increase. EMCALI's schedule of power charges is divided into four principal rates for as many types of consumers: residential, commercial, industrial and "others". Industrial users are charged on a progressive basis, with the rate increasing as consumption goes up.
- 4.20 The level of charges by EMCALI, deflated by the general price index, was subject to wide fluctuations which affected the growth of total demand to

some extent and which also influenced the pattern of consumption, as shown by the following table:

<u>Class of consumer</u>	<u>% of increase in 1957-1967</u>	
	<u>Rate</u>	<u>Consumption</u>
Industrial	446	318
Commercial	249	345
Residential	231	373
Others	190	604

Source: Empresas Municipales de Cali.

- 4.21 Industrial consumption seems to be the most sensitive to rate changes. When the industrial rate declined in 1958-1964, industrial consumption rose by an annual average of 17.5%. Conversely, the rate increases in 1965 had an adverse effect on consumption, which increased by only 7.5% a year in 1964-1967. It should be noted that the industrial rate increased from 80% of the average rate for all power supplied, at the beginning of the period to 120% at the end. In the residential line, the uneven rise in the power rates - with a greater burden falling on the larger users and a smaller part of the increase on the smaller users - encouraged a faster growth in the number of household connections and held down the growth of consumption per user.

#### Analysis of Project Benefits

- 4.22 The analysis of project benefits is made in two parts. In the first part, the cost-benefit ratio is analyzed, and in the second an attempt is made to determine whether the proposed investment is the best of the known alternatives for meeting the power requirements of the CVC-CHIDRAL system. The rate of return of the project was analyzed on the basis of two alternative rates: the prices charged by the CVC until November 1, 1968, and the prices it is charging at present, both stated in dollars.
- 4.23 It is important to stress that the rate of internal return for the project is more than 10% with either of the two rate alternatives and close to 15% with the higher rate structure. And if the potential rise in consumption - measured by the expansion of power output, which would avert rationing of service and rate increases - were also taken into account, the rate of internal return would range between 15% and 20%, which indicates the highly remunerative nature of the project and its contribution to the Colombian economy. The cost-benefit ratio would be 1.74 or 2.21, depending on whether a discount rate of 8% or 10% was used.
- 4.24 The next step was to demonstrate that the Upper Anchicayá project was the cheapest known source of power that could meet the requirements of

the CVC-CHIDRAL system. To make this determination, a comparison was made, first of all, between the stream of costs for the construction and operation of Upper Anchicayá and those for a steam plant alternative, based on the data provided in the Technical Report, Annex I. It is important to note that while the steam plant could be built in only two years, its useful life would be shorter than that of the hydroelectric plant; for this reason, the cost of replacing it after 30 years of service was included in the stream of operating costs. Two alternative discount rates were used, and three plant factors 1/ were taken into account, namely, 80% (based on the capacities of the present thermal plants), 70% and 60%. The findings are shown in the table below.

Proportion between present costs of construction and  
operating a steam plant and of constructing and  
operating the Upper Anchicayá plant

Discount Rate		<u>8%</u>	<u>10%</u>
<u>Plant Factor</u>		(In thousands of US\$)	
80%	<u>Steam plant</u>	<u>92.092</u> = 1.27	<u>77.106</u> = 1.13
	Upper Anchicayá	72.211	68.134
70%	<u>Steam plant</u>	<u>98.426</u> = 1.36	<u>80.589</u> = 1.18
	Upper Anchicayá	72.211	68.134
60%	<u>Steam plant</u>	<u>106.318</u> = 1.47	<u>88.761</u> = 1.30
	Upper Anchicayá	72.211	68.134

4.25 When a discount rate of 10% and a plant factor of 80% are used, the cost of constructing and operating a steam plant is only 13% more than that for the Upper Anchicayá plant, in relative terms; it should be kept in mind, however, that in absolute terms this represents a saving of US\$9 million. The rate of internal return ranges from 10% to 15% in all cases. The table shows a strong sensitivity of results to variations in plant factor, the most realistic plant factor being around 70%. The cost of fuel is one of the critical variations. When a plant factor of 80% is used, a variation of 10% in the cost of fuel changes the present value of costs by 6%. This variation is 5% if the plant factor is 60%.

4.26 Since the case presented above presupposes that the thermal plant at Yumbo will be retired from service, a second step was to compare the

---

1/ Proportion of utilization of the capacity of each plant.

stream of costs, at present value, for Upper Anchicayá, with the present costs of operating the steam plant at Yumbo assuming a plant factor of 60%, plus the stream of costs, also at present value, of operating another steam plant, at a plant factor of 70%, whose output, along with that of the Yumbo plant, would be equal to that projected for the Upper Anchicayá plant. The cost of operating these two thermal plants would be 32% or 13% higher than that of operating Upper Anchicayá, depending on whether a discount rate of 8% or 10% were used. In this case, the decision regarding the source of power to be used is even more sensitive to variations in the discount rate, since the rate of internal return is barely above 10%.

- 4.27 If, instead of using the prices for fuel in Cali, the prices in Bogotá were used, the thermal plant would be somewhat more economical than it is, but a hydroelectric plant in the Upper Anchicayá would still be the best alternative. Moreover, a thermal plant in Bogotá would not be feasible because there are serious problems of coal supply in that part of the country.
- 4.28 A comparison between Upper Anchicayá and another hydroelectric alternative is difficult to make because no other hydroelectric plants of comparable size are planned for initial operation in the same year. However, to be sure that this aspect was being properly examined, a rough comparison was made with the Chivor hydroelectric station, which would be the first to go into service after Upper Anchicayá. Using a discount rate of 10%, it was found that the cost of building and operating the Chivor plant, at current values, would be approximately US\$38 million more than that for the Upper Anchicayá plant, which shows that the latter was designed and planned along sound economic lines.

## V. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

- 5.01 Given the importance of the project for the economic development of Colombia and since there exist no technical, financial, economic or legal obstacles for its execution; the fact that the Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) and the Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRAL) have a satisfactory organization and qualified technical and administrative personnel; and that the loans would have the full guarantee of the Republic of Colombia, it is recommended that the CVC and CHIDRAL, as co-debtors, be granted a loan up to the equivalent of US\$43,300,000, from the ordinary capital resources of the Bank, and a loan up to the equivalent of US\$15,500,000, from the Canadian Fund which the Bank administers, to assist in the financing of the construction of a dam and a hydroelectric generating plant in the upper section of the Anchicayá River, situated in the Departamento del Valle, and the expansion of the electric transmission system in that zone of the country.
- 5.02 Furthermore, it is recommended that there be included in the loan and guarantee contracts, as may be appropriate, in addition to the conditions contained in the draft resolutions, the following conditions, which shall be complied with to the satisfaction of the Bank:
- (a) Before the first disbursement, the debtors shall present to the Bank:
- i. A communication in which the competent authorities of Colombia express their intention to grant such import permits as may be necessary for the acquisition abroad of the goods and services payable in foreign exchange necessary for the execution of the project;
  - ii. Evidence that the loan contracts have been recorded in the appropriate foreign exchange registry office of the Colombian Government;
  - iii. A contract with a firm experienced in construction acceptable to the Bank, to advise the CVC in the design and construction of the works included in the project. The debtors shall have received prior approval from the Bank of the terms of reference describing the work which such firm will perform;
  - iv. Proof that CHIDRAL has modified its by-laws in order to extend the term of its duration to the full period of the life of the loan contract with the longest maturity, and
  - v. Proof that the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) has assented to the contracting of the loans from the Bank in accordance with the contract signed on June 3, 1963, between the debtors and the IBRD.

- (b) The CVC shall be the entity responsible for the execution of the project and, therefore, the one responsible for preparing the requests for disbursement, submitting the progress reports and, in general, serving as the medium of communication with the Bank during the period of execution.
- (c) Within three years following the date of the loan contracts, the debtor shall present for the approval of the Bank a plan by which CHIDRAL takes charge of the operation and maintenance of the works of the project before they are put into service. Once the plan is approved by the Bank it shall be put into execution within the period which it provides.
- (d) Within four years following the date of the loan contracts, the debtors shall present for the approval of the Bank the procedure which it is proposed to follow in order to transfer to CHIDRAL the property rights in the works of the project. Once such procedure is approved by the Bank, it shall be put into execution within the periods indicated therein.
- (e) To attain the results stipulated in the clauses 8(e) of the Resolution DE- / and 7(e) of the Resolution DE- / , the debtors shall review their tariffs periodically and at least each semester after the date of the contracts, informing the Bank of the respective results. If from any of these reviews it appears that the tariffs for their energy services will not produce for the 12-month period following the respective semester sufficient income to cover the items referred to in paragraphs (i) and (iii) of the above-mentioned clauses and to yield a return of at least 9% per year on that part of the net worth of the debtors corresponding to their generating and primary transmission systems, the debtors shall request the approval of the guarantor for new tariffs which will produce the resources necessary to fulfill the indicated purposes.
- (f) The guarantor shall commit itself to approve in due time tariffs which shall produce the revenues necessary to accomplish the purposes indicated in paragraph (e). Once the new tariffs are approved the debtors shall put them into effect immediately.
- (g) The debtors and the guarantors shall commit themselves to study, in conjunction with EMCALI, the tariff structures of the latter and their relation to demand by type of consumer, for the purpose of determining if the tariffs tend to reflect the costs of distribution or, on the other hand, an excessive subsidy to one category at the expense of others.



- (h) Prior to starting the construction of each of the principal civil works of the project, the debtors shall present for the approval of the Bank the relative plans and specifications as well as the budgets, and the bases for bidding and contracting of the respective work.
  - (i) Prior to July 1, 1969, CHIDRAL shall prove its rights to utilize after that date and for as long as the life of the loan contract with the longest maturity, the waters of the Río Anchicayá for the generation of electrical energy.
  - (j) Within 12 months following the signing of the loan contract, CVC shall establish an internal audit unit which shall operate under systems and procedures satisfactory to the Bank.
  - (k) The Bank may recognize as part of the local contribution to the financing of the project the amounts invested therein before the date of the loan contracts but after January 1, 1967, up to the equivalent of US\$1,600,000, for preliminary works, engineering services, and technical and administrative management, provided that the requirements substantially similar to those set forth in the resolutions and the loan contracts have been fulfilled and that the investments have been carried out in accordance with the description of the project.
  - (l) The guarantor shall commit itself to allocate not less than the equivalent of US\$3,800,000 as part as the local contribution to the project, without prejudice to its general responsibility as guarantor.
  - (m) During the life of the loan contracts, the debtors shall present to the Bank their financial statements and other pertinent financial information audited by a firm of independent auditors acceptable to the Bank.
- 5.03 For the respective Fund for Inspection and Control, the sum of US\$588,000 shall be provided from the resources of the loan chargeable to the ordinary capital of the Bank.
- 5.04 The loan contracts shall include as an annex a description of the project substantially similar to that contained in Appendix A of this loan document.
- 5.05 In the loan from the ordinary capital resources of the Bank, monies of non-member countries to which Resolution DE-49/62 amended applies, shall be used in the equivalent of US\$43,300,000.

## DESCRIPCION DEL PROYECTO

### 1. Propósito

Básicamente, el proyecto consiste en la construcción de un embalse en la parte alta del río Anchicayá, en el área de confluencia con el río Verde; de una galería o túnel de presión de 9 kms. de largo y de una casa de máquinas subterránea con cuatro unidades y generadoras de 85.000 KW cada una, que darían una capacidad instalada total de 340.000 KW. Incluirá, asimismo, una línea de transmisión a 220 KV del lugar de generación a las subestaciones de Yumbo y Pance, al norte y sur de Cali, respectivamente. Se ampliará, por último, el sistema de transmisión de 110 KV. Los principales rubros que compondrán el proyecto son los siguientes: a) construcción de las obras civiles de la presa, de la tubería de presión, de los túneles de desviación, conducción y de descarga, así como de la central subterránea, patios y edificios de la subestación elevadora; b) compra e instalación de los equipos eléctricos y mecánicos; c) compra e instalación de líneas, subestaciones y equipos para el sistema de transmisión; y, d) dirección técnica, administración y contratación de servicios de ingeniería.

### 2. Financiamiento

El costo total del proyecto se estima en el equivalente de US\$88.500.000 y se financiará de la siguiente manera :

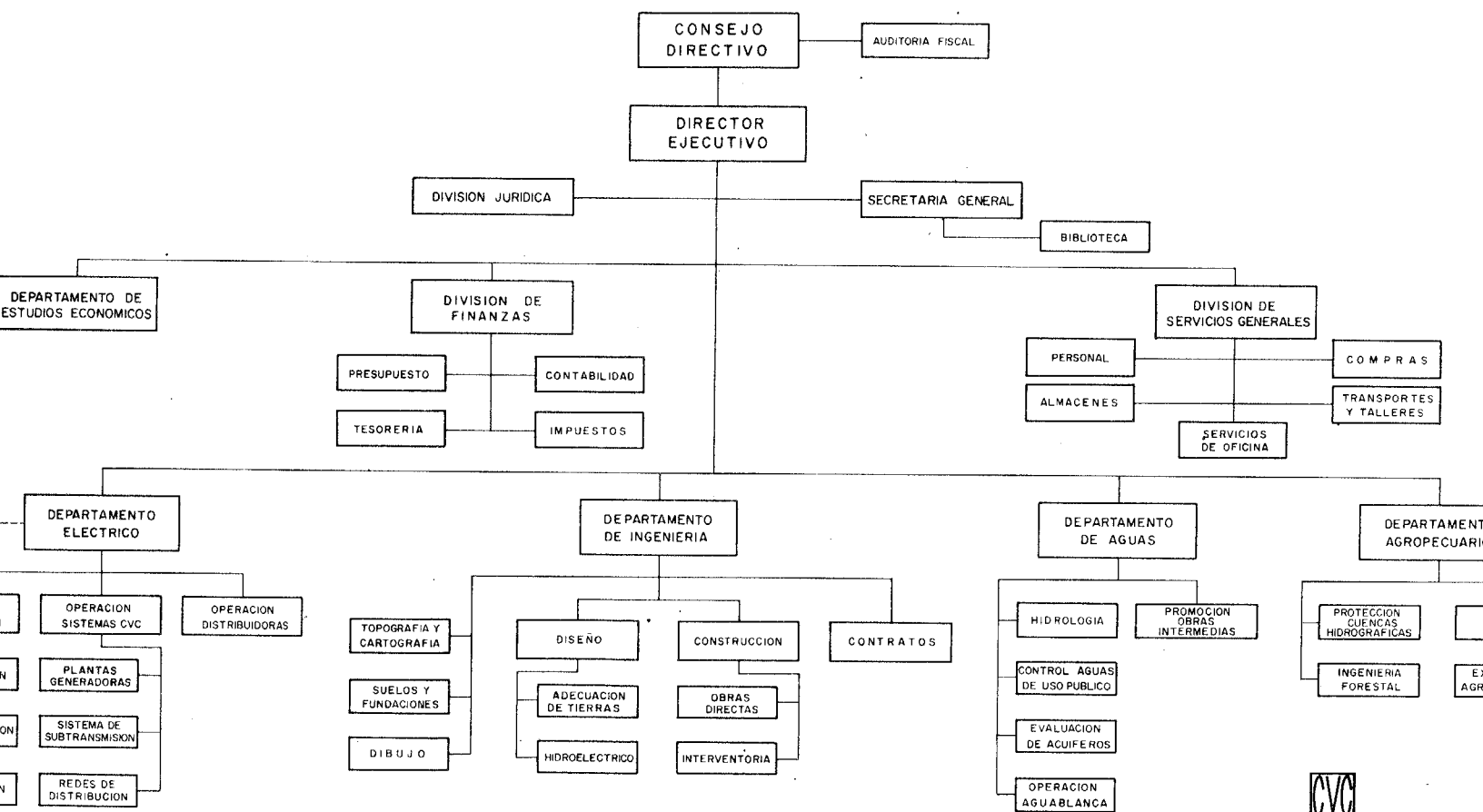
## APENDICE A - 2

(en miles de dólares o su equivalente)

	Origen de Fondos		Uso de Fondos		Total	%
	Moneda		Costos	Costos		
	Local	Divisas	Locales	Divisas		
a) BID						
Capital Ordinario	---	43.000	---	43.300	43.300	48,9
Gobierno del						
Canadá (CIDA)	---	15.500	---	15.500	15.500	17,5
	---	58.800	---	58.800	58.800	66,4
b) CVC-CHIDRAL	26.648	3.052	26.648	3.052	29.700	33,6
TOTAL	26.648	61.852	26.648	61.852 <sup>1/</sup>	88.500	100,0
	(30,1%)	(69,9%)	(30,1%)	(69,9%)	(100,0%)	

---

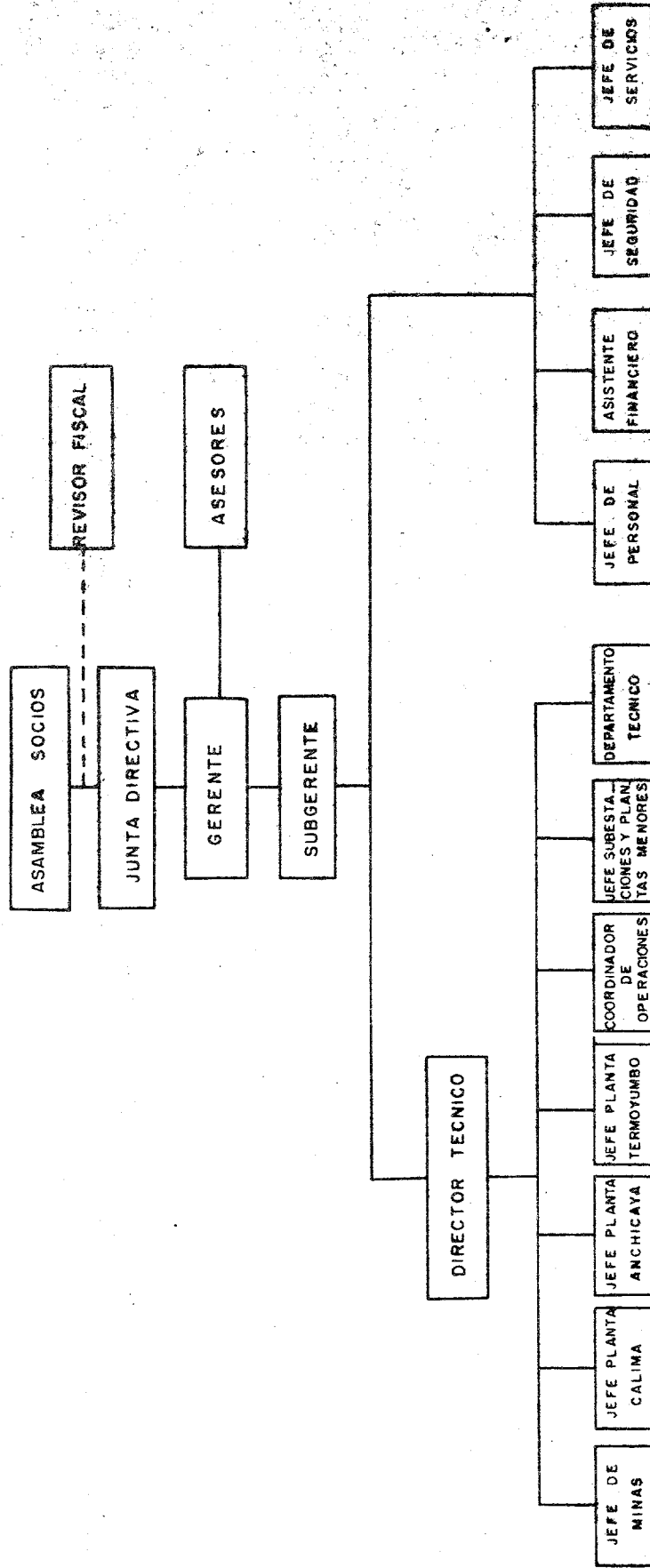
<sup>1/</sup> La totalidad representa costos directos en moneda extranjera.



CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA  
CUADRO DE ORGANIZACION GENERAL

1968

APENDICE B-2  
Asesores-B-2



CENTRAL DE ANCHICAYA LTDA

ORGANIGRAMA GENERAL

Fecha: Oct. /68

Rev:

INGENIERO HENRY JAMES EDER CAICEDO

Fecha de nacimiento: Agosto 7, 1935

Estudios:

Secundarios: The Choate School, Wallingford, Conn., U.S.A.

Universitarios: William College B.A. en Física  
Massachusetts Institute of Technology  
B.Sc. en Ingeniería Eléctrica  
London School of Economics  
Cursos en Economía

Cargos: Manuelita S.A.: Asistente del Presidente 1962-1965  
Vicepresidente 1966-1967  
Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC:  
Director Ejecutivo 1967 a la fecha

Juntas Directivas Actuales:

Cementos del Valle, S.A.  
Sucroquímica Colombiana S.A., Presidente Junta  
Central de Anchicayá Ltda., Presidente Junta  
Establecimiento Público Empresas  
Municipales de Cali - EMCALI  
Manuelita, S.A.

INGENIERO VICENTE ARAGON AMPUDIA

Fecha de nacimiento: 14 de noviembre de 1903

Identidad: Cédula de ciudadanía #2.422.044 de Cali  
Libreta Militar #44892-767 de Cali.

Estudios Universitarios: Facultad de Ingeniería Civil Universidad del Cauca  
Matrícula de Ingeniero Civil #938 del Consejo Nacional Profesional de Ingeniería.

1931 - Terminó estudios de Ingeniero Civil.

Cargos desempeñados: 1932-1933 Ingeniero Residente del Alcantarillado de Popayán.  
1934: Ingeniero Residente obras Acueducto y Alcantarillado de Buenaventura  
1935: Secretario de Obras Públicas del Departamento del Valle del Cauca.  
1936-1945: Obras de Ingeniería Civil como contratista de la Nación -Departamento del Valle y con entidades particulares.  
1945-1949: Gerente de Eternit Pacífico, S.A.  
1949-1958: Socio de las firmas Otero & Aragón y Pavimentos Unidos Ltda.  
1958-1960: Oficina Particular de estudios y construcción de obras de Ingeniería.  
1960 hasta la fecha: Asistente Técnico de la Dirección en la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC .

Juntas Directivas Actuales: Ferrocarriles Nacionales -División Pacífico  
Central de Transportes -Presidente Junta  
Oficina de Valorización Departamental  
Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda.  
Centro Administrativo.

INGENIERO JOSE E. OTOYA R.

Lugar y fecha de nacimiento: Cali, Julio 26, 1916

Estudios Universitarios:

Facultad de Ingeniería Civil Universidad del Cauca.  
Graduado en Abril 22, 1944.

Cargos y obras realizadas:

- 1940/43      Ingeniero de cálculo, diseño y proyectos de ingeniería civil y sanitaria en obras ejecutadas en varias ciudades y poblaciones del Departamento del Valle del Cauca, como empleado de la firma Aragón & Domínguez, de Cali.
- 1943/49      Oficina de Ingeniería propia, donde realizó trabajos de diseño, construcción, acueductos, alcantarillados, plantas eléctricas, puentes, etc. en ciudades y poblaciones del Valle del Cauca y del Departamento del Cauca.
- Perito Avaluador por el Municipio de Cali, nombrado por el Juez en el juicio de expropiación de los bienes de la Compañía Colombiana de Electricidad.
- 1949/51      Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda. Ingeniero Jefe del Departamento Técnico.
- 1951/58      Construcciones Civiles Ltda. - Organización y gerencia - (firma constructora de obras de ingeniería civil, especializada en movimiento de tierra para pavimentaciones, puentes, etc.)
- 1958/65      Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda. - Gerente
- 1965          Presidente de la firma Construcciones Civiles Ltda., puesto que desempeña actualmente.

Banco Francés e Italiano para la América del Sud  
Consejo Superior Universidad del Valle  
Siderúrgica del Pacífico - Presidente Junta



Ingeniero José E. Otoya R. (Cont.)

Construcciones Civiles Ltda. Presidente Junta  
Ingeniería Colombo - Francesa Ltda. INCOFRAN  
Botero Salazar & Cía.  
Unidad Acción Vallecaucana  
Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda.  
Sigdo Koppers Colombiana - Presidente Junta  
y otras más de la empresa privada.

Miembro de la Sociedad Colombiana de Ingenieros  
y Arquitectos del Valle del Cauca y de  
American Society of Civil Engineers - U.S.A.

ARQUITECTO ANTONIO GARCES-SINISTERRA, actual Gerente General EMCALI

Lugar y fecha de nacimiento: Buga, Enero 17, 1926

Identidad: Cédula de Ciudadanía No. 2'872.424 de Bogotá.

Estudios Universitarios:

Universidad Nacional de Colombia - Arquitecto -  
Diciembre 16, 1948

University of Harvard - Planeación Regional.

Cargos Desempeñados:

Universidad del Valle - Profesor de Diseño  
Instituto de Crédito Territorial - Gerente General  
Departamento del Valle - Secretario de Agricultura y  
Ganadería

Departamento del Valle - Alcalde Mayor de Cali.

Unidad de Acción Vallecaucana - Director Ejecutivo

Empresas Municipales de Cali - Gerente General -

Abril 10. de 1968 hasta la fecha.

En los intervalos se ha dedicado al ejercicio de  
su profesión en Arquitectura y Construcción

Juntas Directivas actuales:

Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda.

Unidad de Acción Vallecaucana

Centro Administrativo

Promotora de Abastecimientos

Planeación Municipal

Valorización Municipal

Seguros del Pacífico.

ABOGADO JAIRO H. CRUZ , actual Personero Municipal de Cali.

Fecha de nacimiento: 24 de Agosto de 1939.

Estudios Universitarios:

Universidad Santiago de Cali, Cali.

Grado en Derecho y Ciencias Políticas y Sociales.

Cargos desempeñados:

Banco de Colombia	-	Jefe de Relaciones Industriales
Alcaldía Municipal	-	Abogado
Alcaldía Municipal	-	Secretario de Educación Municipal
Municipio de Cali	-	Personero Municipal de Cali.

Juntas Directivas actuales:

Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda.

Comité Departamental de Cafeteros.

INGENIERO JAIRO LIBREROS VARELA

Cargo: Subgerente

Lugar y Fecha de nacimiento: Zarzal (V), Julio 15, 1932

Estudios Universitarios:

Universidad del Valle  
Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de  
Monterrey, México

Título: Ingeniero Mecánico Electricista  
Fecha: Diciembre 1956

Especialización Técnica:

Centrales Eléctricas: 1959-1960  
Electricité de France

Especialización académica:

Universidad del Valle: Magister en Administración  
Junio 1967

Posiciones desempeñadas:

Empresas Municipales de Cali:  
Asistente de Ingeniero - 1953  
Instituto Tecnológico de Monterrey:  
Profesor de Laboratorio de Máquinas - 1956

Central de Anchicayá, Ltda.: Ingeniero Electricista 1957  
Jefe Planta Termoyumbo - 1958  
Asistente Técnico de Gerencia - 1960-65

Comité de Interconexión: Secretario Ejecutivo 1965-66

Central de Anchicayá Ltda.: Subgerente 1966-68

INGENIERO MARIO HORMAZA ZOTA

Lugar y fecha de nacimiento: Cali, Noviembre 2, 1911

Título :           Ingeniero Civil otorgado en la Universidad del Cauca  
Fecha de grado: Octubre 12 de 1935  
Matrícula de ingeniero Civil No. 866 del Consejo Nacional  
Profesional de Ingeniería

Cargos desempeñados:

Ferrocarriles Nacionales -División Pacífico  
Ingeniero de construcción  
Ingeniero de Conservación de Vías  
Ingeniero Jefe Depto. de Transportes  
Ingeniero Jefe Depto. de Explotación.

Catastro Nacional del Valle del Cauca  
Ingeniero Jefe

Instituto de Crédito Territorial del Valle del Cauca  
Gerente de la Seccional

Central de Anchicayá Ltda.  
Ingeniero Ayudante de Interventoría  
Ingeniero Superintendente de Construcción  
Subgerente y  
actualmente Gerente

También trabajó durante dos años con Compañías particulares de construcción.  
Juntas Directivas actuales:

Unidad de Acción Vallecaucana  
Caja de Compensación Familiar -ASIA

REPUBLICA DE COLOMBIA

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO  
DE PLANEACION

AL CONTESTAR CITAR ESTE NUMERO

GPE/1/1572/68

RECEIVED IDS  
COMM. SECTION

6833581 OCT 24

WORKING COPY

BOGOTA, D. E., 21 OCT. 1968

Ref.: Solicitud de Préstamo Central  
Hidroeléctrica Alto Anchicayá

Estimados señores:

En referencia a la solicitud formulada por la misión, encabezada por el señor Leopoldo Carnevali, que visitó Colombia para evaluar el proyecto hidroeléctrico del Alto Anchicayá, tengo el agrado de reafirmarles los aspectos siguientes:

1. Por medio de la presente el gobierno confirma que el proyecto de la Central Hidroeléctrica del Alto Anchicayá ha sido estudiado y aprobado por el Consejo Nacional de Política Económica, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Administrativo de Planeación, encontrándolo consistente con los programas de desarrollo eléctrico del país.
2. El gobierno confirma al Banco que ha tomado las medidas del caso para asegurar a la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) las contribuciones siguientes en 1968:
  - a) Asignado en el presupuesto de inversiones

Col. \$62,4 millones

Banco Interamericano de Desarrollo  
Atn. Señor Antonio Casas-González  
Director  
División de Préstamos  
Zona Andina  
Washington, D.C.

PRE	
EVP	
AUG	
INT	
PAD	
OPS	X
LAD	
FRA	
FIN	
TRE	
TEC	
ECO	
TAS	
TRG	
LEG	
OPA	
ADM	
OD	
MA	
US	
TR	
IS	
PER	
SEC	
INF	
LI	
A. J.	0

-2-

b) En etapa D para distribución de contrapartida

Col. \$10,0 millones

3. El gobierno reafirma por medio de la presente la posición expuesta en la carta GIP/23/299 del Jefe del Departamento Administrativo de Planeación al señor Henry Eder, Director Ejecutivo de la C.V.C., carta esta que refleja el estudio y la determinación del Consejo Nacional de Política Económica. Sin embargo, como consta en dicha comunicación, es política del gobierno que las entidades de servicios públicos recauden a través de tarifas rentables los fondos necesarios para sus programas de expansión. Es por esta razón que el compromiso con el sistema eléctrico C.V.C. - CHIDRAL se hizo sobre la base de un esfuerzo conjunto de la región y el Gobierno Nacional. Este consiste, por parte de la región, en un alza de tarifas para la electricidad en bloque de tal magnitud que su producido hasta el año 1972 sobrepase la suma de \$300 millones de pesos y, por parte del Gobierno Nacional, en aportes de capital fundamentalmente por un valor total aproximado de \$255 millones de pesos en el período de 1968 a 1972.

Por consiguiente, el Gobierno Nacional reafirma su intención de dar fiel cumplimiento a dichos compromisos, siempre y cuando las entidades participantes en el sistema eléctrico C.V.C.-CHIDRAL tomen las medidas pertinentes para que el esfuerzo regional a que me refiero en el párrafo anterior se realice completamente.

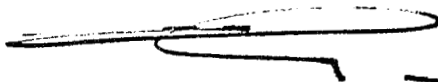
4. El gobierno servirá de garante del eventual préstamo que otorgue el Banco para la financiación de este proyecto. En tal virtud, como es usual en los contratos de garantía con el BID, el Gobierno se compromete a que siempre que haya motivos razonables para creer que los fondos a disposición de la C.V.C. serán inadecuados para satisfacer los gastos calculados para la cabal ejecución del proyecto, to-

-3-

mar las medidas pertinentes para suministrar a la C.V.C., o para hacer suministrar a la C.V.C., los fondos que se necesiten para la realización total del proyecto.

5. Los compromisos anteriores fueron asumidos por el Gobierno ante el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, mediante nuestra carta GPE/1/1410/68 del 18 de septiembre de 1968, con motivo de las negociaciones con dicha entidad para el préstamo a la Sociedad Interconexión Eléctrica S.A.

Con toda consideración,



EDGAR GUTIERREZ CASTRO  
Jefe del Departamento

cc. Doctor Abdón Espinosa Valderrama  
Ministro de Hacienda

Doctor Henry Eder  
Director Ejecutivo C.V.C.



ANEXO I

INFORME TECNICO-FINANCIERO

PROYECTO CENTRAL HIDROELECTRICA ALTO ANCHICAYA  
Y OBRAS DE TRANSMISION

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA (CVC):

C O L O M B I A

Sección Energía Eléctrica  
Sección Análisis Financiero  
Subgerencia Análisis de Proyectos

Noviembre 1968

## INDICE

## Página

1.	<u>RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	I-1
1.1	Resumen y Conclusiones	1
1.2	Recomendaciones	3
1.21	Condiciones del Contrato de Préstamo	3
1.211	De cumplimiento previo al primer desembolso	3
1.212	De cumplimiento durante la vigencia del préstamo	4
1.22	Otras Recomendaciones	5
2.	<u>ABASTECIMIENTO ELECTRICO EN LA REGION DEL VALLE DEL CAUCA</u>	6
3.	<u>CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA (CVC) CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA, LTDA. (CHIDRAL)</u>	8
3.1	Antecedentes	8
3.2	Instalaciones en Servicio y en Construcción	11
3.3	Resultados Operativos	13
3.4	Aspectos Financieros	14
3.41	Recursos	14
3.42	Administración Financiera	16
3.43	Funciones de Control	16
3.5	Situación Financiera	18
3.51	Información	18
3.52	Análisis de Cuentas	20
3.53	Resultados Consolidados - Apéndice 13	25
3.54	Fuentes y Usos de Fondos Consolidados	26
3.55	Observaciones Generales	26
4.	<u>PLAN DE DESARROLLO ELECTRICO DE LA REGION</u>	28
5.	<u>PROYECTO ALTO ANCHICAYA Y OBRAS COMPLEMENTARIAS</u>	30
5.1	Antecedentes	30
5.2	Descripción de las Obras	31
5.3	Costo Estimado de Construcción	36
5.4	Ejecución del Proyecto	39
6.	<u>INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO</u>	40
7.	<u>FACTIBILIDAD ECONOMICA</u>	43
7.1	Mercado	44
7.2	Régimen de Operación del Sistema Primario	45
7.3	Comparación con Alternativa Térmica	45

	<u>Página</u>
7.	
7.4 Tarifas	I- 46
7.5 Pronóstico de Resultados de Explotación	47
8. <u>PROYECCIONES FINANCIERAS</u>	48
8.1 Sistema eléctrico primario CVC-CHIDRAL	48
8.2 Proyecciones financieras consolidadas CVC-CHIDRAL	49

APENDICES

1. Plano de Ubicación - Sistema Eléctrico CVC-CHIDRAL	51
2. Resultados de Explotación - Sistema Interconectado Primario CVC-CHIDRAL	52
3. Plano de Ubicación - Central Generadora Alto Anchicayá	53
4. Resumen Costo Estimado de Construcción	54-55
4.1 Detalle de Estimación de Costos	56 al 64
5. Cronograma de Construcción - Central Alto Anchicayá	65
6. Equipos y Servicios que se adquirirían con Fondos Canadienses	66-67-68
7. Inversiones y Plan de Financiamiento	69
8. Programa de Inversiones y Disponibilidad de Recursos	70
9. Sistema Primario CVC-CHIDRAL - Pronóstico de Consumo y Producción	71
10. Sistema Primario CVC-CHIDRAL - Pronóstico de Resulta- dos de Explotación	72
11. Sistema Primario CVC-CHIDRAL - Proyección de la Inversión Inmovilizada	73
12. Balances Generales Consolidados	74
13. Cuadro Comparativo de Resultados Consolidados	75
14. Estado de Fuentes y Usos de Fondos Consolidados	76
15. Proyección de Flujo de Fondos - Sistema Eléctrico Primario CVC-CHIDRAL	77
16. Proyección de Flujo de Fondos, Consolidado	78

INFORME TECNICO-FINANCIEROPROYECTO CENTRAL HIDROELECTRICA ALTO ANCHICAYAY OBRAS DE TRANSMISION - COLOMBIA1. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES1.1 Resumen y Conclusiones

La Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) ha solicitado al BID el financiamiento de las inversiones en moneda extranjera que se requieren para la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico de Alto Anchicayá y obras complementarias de transmisión. Las obras de este Proyecto formarán parte del sistema eléctrico abastecedor primario desde el cual se suministra energía, a través de gran número de empresas distribuidoras, en toda el área del Departamento del Valle y en el Sector Norte del Departamento del Cauca. Esta región, que es una de las más ricas de Colombia por su desarrollo agrícola e industrial, cuenta en la actualidad con 2.3 millones de habitantes y cerca de 200 000 consumidores eléctricos.

La capacidad de producción de las centrales generadoras existentes en la Región está prácticamente copada, de modo que en los próximos años el Sistema del Valle deberá recibir energía eléctrica, en cantidades cada vez mayores, de otros sistemas externos (Caldas, Bogotá y Medellín), mientras éstos dispongan de excedentes. Frente a esta perspectiva, se necesita ampliar la capacidad generadora del Sistema Regional, para lo cual CVC proyecta realizar las obras de aprovechamiento hidroeléctrico del curso superior del Río Anchicayá, a unos 50 Km de la ciudad de Cali. La central generadora comprende una presa de enrocado, con un embalse de 45 millones m<sup>3</sup>, una galería o túnel de presión de 9 Km de largo, una casa de máquinas subterránea con cuatro grupos generadores de 85 MW, y una subestación elevadora, de donde arranca una línea de transmisión a 220 KV hacia Cali y Yumbo. La central, con 340 MW instalados, podrá generar, en promedio, unos 1 750 millones de KWH al año.

El anteproyecto de la central, elaborado por CVC con el asesoramiento de la firma de ingeniería Acres International, de Canadá, está definido en todas sus partes, con costos razonablemente estimados y un margen adecuado para imprevistos. El período de construcción, hasta la puesta en servicio del último grupo, se ha estimado en 56 meses, de modo que si las obras se inician a mediados de 1969 la central podría estar

en plena producción a comienzos de 1974. Simultáneamente con la construcción de la central, CVC deberá realizar diversas ampliaciones en el sistema de transmisión a 110 KV existente.

El costo estimado de construcción del Proyecto, incluidos gastos generales e imprevistos, asciende a unos 77.5 millones dólares, de los cuales 50.9 millones corresponden a gastos en moneda extranjera.

Al agregar los gastos del financiamiento externo solicitado, la inversión total que requiere la ejecución del Proyecto llega al equivalente de 88.5 millones dólares, de los cuales 61.9 millones (69.9%) serían en moneda extranjera. El BID financiaría 58.8 millones dólares para gastos en moneda extranjera (la diferencia corresponde a comisión de compromiso y a gastos de ingeniería incurridos hasta fines 1968); el saldo de la inversión, por el equivalente de 29.7 millones dólares, casi todo en moneda nacional, sería cubierto por CVC con recursos propios y aportes del Gobierno Nacional. El financiamiento del BID se enteraría con un préstamo de 15.5 millones dólares de Fondos Canadienses, y uno de 43.3 millones dólares de Capital Ordinario.

El Proyecto sería ejecutado por CVC, pero una vez terminado, las obras se transferirían a la Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda. (CHIDRAL), empresa filial de CVC, encargada de la explotación del sistema abastecedor primario del Valle. Considerando que una entidad sería responsable de la ejecución (y del financiamiento complementario), y otra, de la explotación del Proyecto (y del servicio de las deudas), los préstamos se harían conjuntamente a las dos entidades.

De acuerdo con los pronósticos del mercado de energía se prevé que desde el comienzo de su operación normal la central podrá colocar prácticamente toda su producción. Con base en las tarifas de venta recientemente aprobadas, y siempre que se mantengan en el futuro en su nivel real, se estima que los ingresos de explotación del Sistema Primario permitirían obtener una rentabilidad del orden de 8 por ciento de la inversión en 1969, rentabilidad que iría en aumento en los años siguientes, aun con la fuerte adición de activo que representa la puesta en servicio de Alto Anchicayá. Por otra parte, se estima que los costos de producción en una central térmica equivalente serían, en promedio, un 61 por ciento superiores a los de la Hidroeléctrica.

La construcción del Proyecto requerirá un cuidadoso trabajo de ingeniería para la elaboración de los diseños finales así como una dirección técnica muy eficiente de las obras, responsabilidades que tendrían que encargarse a una firma de ingeniería

de vasta experiencia. Las proyecciones financieras indican que con las disponibilidades de fondos de CVC y CHIDRAL, y aportes adicionales del Gobierno Nacional, se podrían cubrir las inversiones que requiere el Proyecto y, al mismo tiempo, atender el servicio de todas las deudas y obligaciones de ambas entidades. Esto exige, particularmente durante el período de construcción del Proyecto, que CVC reciba oportunamente los aportes del Gobierno, calculados con el equivalente de unos 16 millones dólares, y que se mantenga el nivel actual de las tarifas en su valor real.

En resumen, el Proyecto de Alto Anchicayá se considera técnica y económicamente justificado. Siempre que se cumplan en la práctica las condiciones antes mencionadas, los requisitos financieros inherentes a su ejecución aparecen debidamente satisfechos.

## 1.2 Recomendaciones

Para lograr una adecuada ejecución del Proyecto y asegurar los recursos que deben aportar los Prestatarios, según el programa expuesto en el presente Informe, conviene que al otorgar el financiamiento solicitado se tomen en cuenta las siguientes recomendaciones:

### 1.21 Condiciones del Contrato de Préstamo

#### 1.211 De cumplimiento previo al primer desembolso

- a) CVC deberá haber contratado los servicios de una firma de ingeniería aceptable al BID para que elabore las especificaciones, diseños finales y documentos de licitación de obras civiles y equipos electromecánicos; asesore a CVC en el estudio de ofertas y en la preparación de los respectivos contratos; se encargue de la dirección de las obras, hasta su recepción final; inspeccione la fabricación y despacho de los equipos; realice, en general, todas las labores de ingeniería que se requieran durante la ejecución de las obras. El costo de estos servicios técnicos se financiaría con Fondos Canadienses. De conformidad con las normas establecidas, CVC deberá someter a la aprobación previa del Banco:
  - 1) Los "términos de referencia" o especificación del trabajo de los ingenieros consultores;
  - 2) El procedimiento que empleará en la selección de la firma consultora;
  - 3) La nómina de las firmas que se propone invitar a presentar propuestas de trabajo.

Al aprobar el Banco los numerales anteriores, CVC solicitará propuestas, sin cotizaciones, por lo menos a tres de las firmas de la lista aprobada, seleccionando aquella que presente la propuesta más favorable, y sometiendo al Banco para aprobación el contrato negociado con dicha firma. Cualquier modificación del contrato o posterior cambio de firma consultora requerirá la aprobación previa del Banco.

- b) Los Prestatarios deberán haber establecido un sistema contable que permita:
  - 1) Identificar el origen y la aplicación de los fondos que se destinen al Proyecto;
  - 2) Confeccionar los estados financieros relativos al Proyecto;
  - 3) Demostrar los aportes complementarios que fueren necesarios para la ejecución del Proyecto.

1.212 De cumplimiento durante la vigencia del Préstamo

- a) Dentro de los 90 días subsiguientes al cierre de cada ejercicio económico, y durante la vigencia de los contratos de préstamo, la CVC y CHIDRAL presentarán al Banco sus estados financieros dictaminados por una firma de contadores públicos independiente aceptable al Banco. Los requisitos de auditoría e información financiera se ajustarán a las normas establecidas por el Banco.
- b) Para que CHIDRAL declare o pague dividendos, salvo que sea en sus propias acciones, debería haber cumplido los siguientes requisitos, a menos que el Banco lo autorizase de otra manera:
  - 1) Que esté al día en el cumplimiento de todas sus obligaciones con el Banco;
  - 2) Que haya comprobado que dispondrá oportunamente de recursos suficientes para cumplir sus obligaciones exigibles dentro de los siguientes 12 meses;
  - 3) Que después de deducir lo que representa la declaración o pago de dividendos, la diferencia entre activos y pasivos corrientes no sea inferior al 17% de las ventas de energía del ejercicio anterior;
  - 4) Que no utilice para el pago de dividendos más del 50% de sus utilidades netas acumuladas al 31 de diciembre de 1968, sin embargo podrían pagarse dividendos que representen un porcentaje superior a dicho 50%, siempre que haya aplicado el pago anticipado de las cuotas pendientes del capital del

préstamo una cantidad igual al monto de los dividendos por distribuirse en exceso a tal porcentaje.

- c) Dentro de los 12 meses posteriores a la firma del contrato, la CVC y CHIDRAL deberán establecer una unidad de auditoría interna con un programa de trabajo satisfactorio al Banco.
- d) Tanto los Prestatarios como el garante deberán tomar las medidas que a juicio del Banco fueren necesarias para que las tarifas de venta de energía eléctrica, de CVC y de CHIDRAL, (i) produzcan, por lo menos, ingresos suficientes para cubrir todos los gastos de explotación del sistema abastecedor incluidos los de administración, depreciación, intereses y amortización de partidas no depreciables, (ii) proporcionen una rentabilidad razonable del patrimonio, y (iii) si el flujo de fondos por concepto de lo anterior no fuere suficiente para cubrir la oportuna amortización de las obligaciones de la empresa, generen las cantidades adicionales que sean necesarias con este propósito. Adicionalmente, los prestatarios deberán comprometerse a derogar, dentro de los 12 meses posteriores a la suscripción de los Contratos de Préstamo, la disposición existente en los Estatutos de CHIDRAL (Art.36 letra K) relativa al número de votos de la Junta Directiva que se requiere para modificar las tarifas de energía eléctrica.

#### 1.22 Otras Recomendaciones

Para supervigilar en el terreno el desarrollo del Proyecto, velar por el cumplimiento de los Contratos de Préstamo, y colaborar con la Sede en las tareas de control, se estima necesario contratar los servicios de un Especialista de Proyecto, el que debería iniciar sus labores unos seis meses después de suscritos dichos contratos.



## 2. ABASTECIMIENTO ELECTRICO EN LA REGION DEL VALLE DEL CAUCA

La zona de influencia del Proyecto Hidroeléctrico del Alto Anchicayá, materia del presente informe, coincide prácticamente con la llamada Región del Valle del Cauca, que abarca el Departamento del Valle y la parte norte del Departamento del Cauca, con un área de alrededor de 30 000 Km<sup>2</sup> y una población de 2.3 millones de habitantes. La Región comprende el valle del curso superior del Río Cauca, de considerable importancia agrícola, con más de 400 000 has. de tierra de muy buena calidad, cuya explotación ha alcanzado un alto grado de desarrollo. La ciudad de Cali, capital del Departamento del Valle con cerca de 850 000 habitantes, y sus localidades vecinas, constituyen uno de los núcleos industriales más importantes del país (papel, celulosa, siderúrgica, llantas, cemento, textiles, etc.).

Dentro del área considerada, incluida la parte norte del Departamento del Cauca existen alrededor de 180 centros poblados de más de 1 000 habitantes, lo que representa una población urbana calculada en poco más de 1.5 millones de personas. La mayoría de estos núcleos urbanos, y desde luego las ciudades principales y todas las cabeceras de municipio (más de 50 en toda la Región), cuentan con servicio público eléctrico.

Si se exceptúan los servicios aislados de poca importancia, toda la energía eléctrica suministrada en el Departamento del Valle y parte del sector norte del Cauca, proviene de un sistema interconectado en que participan diversas entidades productoras y distribuidoras. La importancia de los consumos en el Departamento del Cauca es muy pequeña frente a los del Departamento del Valle, de modo que para los fines de este análisis se consideran sólo como marginales.

La estructura institucional de la industria de servicio público en el Departamento del Valle es bastante compleja, consecuencia de situaciones transitorias que no se han normalizado oportunamente. Para facilitar su descripción baste decir que alrededor del 98 por ciento de la energía de servicio público que se suministra es producida o controlada por dos entidades: Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) y su filial, Central Hidroeléctrica de Anchicayá, Ltda. (CHIDRAL). El resto de la producción corresponde a centrales pequeñas de algunas empresas independientes, de propiedad municipal o privada. La autoproducción, en plantas industriales o agrícolas (ingenios de azúcar), es muy pequeña comparada con la de servicio público.

CHIDRAL es la empresa operadora del sistema abastecedor primario, que comprende las principales centrales generadoras y las instalaciones de transmisión a 110 KV. La mayor parte de la energía producida por CHIDRAL se vende a Empresas Municipales de Cali (EMCALI) y el resto se entrega a CVC para su reventa a empresas distribuidoras.

CVC opera un sistema de subtransmisión a 33 KV y a 13.2 KV, a través del cual suministra energía en bloque a cierto número de empresas distribuidoras, casi todas filiales de dicha entidad. Además, CVC administra actualmente, por cuenta del Gobierno Nacional, algunos servicios de distribución, con pequeñas centrales generadoras locales, que pertenecieron a la Compañía Colombiana de Electricidad, filial de American & Foreign Power.

La distribución de la energía eléctrica producida por CHIDRAL y CVC se hace por las siguientes entidades:

- EMCALI, sistema distribuidor municipal en Cali y Yumbo, que absorbe el 76 por ciento de la energía total producida.
- CVC, en administración delegada de los servicios de Palmira, Buga y Buenaventura, donde se consume un 14 por ciento de la producción total.
- Empresas distribuidoras filiales de CVC en 27 municipios.
- Empresas varias, municipales o particulares, una cooperativa de electrificación rural, y servicios menores atendidos directamente por CVC.

La capacidad generadora total instalada en el Departamento del Valle es de unos 270 MW, despreciando pequeñas plantas aisladas. De este total, 266 MW corresponden a las Centrales operadas por CHIDRAL y CVC, y el resto, a dos empresas distribuidoras independientes, interconectadas al sistema primario. A través de una interconexión con Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) el sistema del Valle recibe energía complementaria de esta empresa.

La producción de energía en el Departamento del Valle (incluida la compra a CHEC), se estima para 1968 en cerca de 1 100 millones de KWH, lo que representa aproximadamente el 20 por ciento de la producción total del país.

El aumento de producción ha sido bastante intenso, habiendo alcanzado una tasa de crecimiento de más del 15 por ciento en el período 1960-1964; sin embargo, en los últimos cuatro años, hasta 1968, el incremento medio anual no pasa de un 10 por ciento.

Las cifras de producción y de consumo en el Valle están fuertemente influenciadas por el sistema distribuidor de EMCALI, y dentro de esta empresa, por el desarrollo del consumo industrial, que en los últimos dos años (1967 y 1968) ha permanecido estacionario, como consecuencia de restricciones económicas que han sido ya superadas.

En general, la capacidad y el estado de las instalaciones abastecedoras son adecuados para atender la demanda actual de potencia y energía dentro de todo el sistema interconectado. El grado de cubrimiento de las localidades abastecidas, medida por la relación entre

el número de servicios conectados y el número de habitantes, indica que aparentemente un 30 por ciento de la población urbana en esas localidades no cuenta aun con servicio eléctrico. Esta situación ha venido mejorando gradualmente, al observarse que el número de consumidores aumenta más rápidamente que la población urbana. En el área de EMCALI la población ha subido en los últimos 8 años en alrededor del 65 por ciento, mientras que el número de consumidores ha aumentado en un 80 por ciento en el mismo período.

En la actualidad el número total de consumidores de servicio público en el Departamento del Valle llega a cerca de 200 000, de los cuales 103 000 pertenecen a la empresa EMCALI. El precio de la energía vendida en bloque por CHIDRAL y CVC se ha mantenido en los últimos años en un nivel relativamente bajo debido a las dificultades de ajustar oportunamente las tarifas, lo que se ha traducido en un índice de rentabilidad inadecuado para la buena marcha de dichas entidades.

En términos generales, conviene señalar dos aspectos que tienen importancia para el desarrollo futuro de los organismos de electrificación de la Región. En primer lugar, se destaca la conveniencia de regularizar la situación institucional existente entre CHIDRAL, CVC y las empresas que ésta administra por cuenta del Gobierno Nacional (COEDFC). En segundo lugar, se observa la ausencia de un instrumento legal que prescriba normas para la determinación y ajuste oportuno de las tarifas de venta de energía. No basta que los contratos de préstamo de los organismos financieros obliguen, a prestatarios y garantes, a mantener tarifas de nivel adecuado. Ocurre con frecuencia que el prestatario es responsable sólo de una parte del proceso producción-distribución, en que intervienen diversas otras empresas sobre las cuales el prestatario no tiene control. Este es el caso de una entidad mayorista, como CVC-CHIDRAL, que vende a empresas municipales. Según informaciones obtenidas, el Gobierno de Colombia ha iniciado la elaboración de una ley reguladora de tarifas eléctricas, con el fin de corregir las anomalías existentes.

### 3. CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA (CVC) CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA, LTDA. (CHIDRAL)

#### 3.1 Antecedentes

Debido a las múltiples vinculaciones y acuerdos operativos que existen entre CVC y CHIDRAL en cuanto se refiere a la producción y suministro de energía eléctrica, es indispensable tratar a ambas entidades en su conjunto.

CHIDRAL es una empresa operadora que tiene a su cargo la explotación del sistema de abastecimiento primario del Valle,

o sistema CVC-CHIDRAL, constituido por bienes que actualmente pertenecen a las dos empresas. Esta situación es transitoria, pues está decidido transferir los bienes de CVC (en el sistema primario) a CHIDRAL.

CHIDRAL es una sociedad limitada, creada en 1950 con la finalidad de desarrollar los recursos de energía del Río Anchicayá y de otras fuentes, "para suministrar servicio eléctrico a la ciudad de Cali y a otras ciudades del Valle o del país" (Art. 2o. de los Estatutos). El capital de CHIDRAL asciende en la actualidad a 95 millones pesos col. y pertenece en un 65 por ciento a CVC y en un 35 por ciento a la Municipalidad de Cali (directamente o a través de EMCALI).

La dirección superior de CHIDRAL está a cargo de una Junta Directiva compuesta por cinco miembros, tres de los cuales representan a CVC, uno a la Municipalidad de Cali y el otro a EMCALI. Todos los acuerdos de la Junta se toman por mayoría de votos, con excepción de los referentes a fijación y modificación de tarifas de venta, en que se requiere el voto unánime de por lo menos cuatro miembros. En otras palabras, dada la constitución de la Junta, no se pueden modificar las tarifas sin el voto favorable del representante de la Municipalidad o del de EMCALI, que es el principal cliente de CHIDRAL. Si bien los Estatutos de ésta (Art. 52) establecen que "la Empresa debe tener una orientación estrictamente comercial con tarifas de suministro de energía tales, que rinda productos suficientes para atender..... gastos de explotación", compromisos financieros, reservas y demás fines sociales, en la práctica no se ha logrado cumplir con oportunidad este objetivo, por dificultades de obtener la anuencia de los representantes del Municipio.

Con la participación de CVC en el capital de CHIDRAL, que data de 1959 (por transferencia de aportes hechos originalmente por el Gobierno Nacional), la planeación, estudio y ejecución de las obras mayores del sistema primario ha quedado a cargo de CVC. En consecuencia, CHIDRAL sólo se ocupa de la explotación del sistema y de las mejoras o adiciones menores.

CHIDRAL actúa como una empresa operadora mayorista, toda la energía que produce o controla se vende a EMCALI, que consume actualmente el 78 por ciento de dicha producción, y el saldo se suministra y se registra como venta a CVC, la que a su vez revende casi toda esta energía a numerosas empresas distribuidoras (un pequeño remanente lo distribuye directamente).

La organización de CHIDRAL es bastante sencilla, adecuada a las funciones de producción y venta al por mayor que le corresponden, con una dotación de 510 empleados.<sup>1/</sup> Su gestión se realiza en forma satisfactoria y sus gastos de explotación son razonables, no así sus ingresos, que se han visto afectados por dificultades en la aplicación oportuna de ajustes tarifarios.

CVC es un organismo público de administración autónoma encargado de promover el aprovechamiento racional de los recursos de "la hoya hidrográfica del Alto Cauca, las vertientes del Pacífico vecinas a ésta y los terrenos aledaños que le están relacionados" (Art. 10. del Decreto 1707 del 18 de julio 1960). En tal carácter, le corresponden diversas funciones de fomento, coordinación o ejecución, relacionadas con el aprovechamiento de recursos energéticos, control de inundaciones, irrigación y drenaje de terrenos, explotación de bosques y recursos minerales, comunicaciones y transporte, educación, etc.

La dirección y administración de la Corporación está a cargo del Consejo Directivo y de la Dirección Ejecutiva (Art. 27). El Consejo Directivo está formado por siete miembros, uno de los cuales es el Ministro de Fomento, dos son los Gobernadores de los Departamentos del Cauca y del Valle del Cauca, dos son nombrados directamente por el Presidente de la República, y los otros dos son elegidos por diversas entidades agrícolas, industriales, bancarias y profesionales de la Región.

El capital de CVC, que en la actualidad asciende a 462 millones pesos col., está constituido por aportes de la Nación, los Departamentos y los Municipios, y ciertos impuestos especiales (licores, sobretasa predial y otros) con destino específico a la Corporación (Art. 11).

En lo que a actividades de energía eléctrica se refiere, CVC es propietaria de la central hidroeléctrica de Calima (120 MW) y de una parte de las instalaciones de transmisión a 110 KV, obras que forman parte del sistema primario, entregadas a la explotación de CHIDRAL. La Corporación es, además, dueña de algunas instalaciones de subtransmisión y distribución que opera directamente. Finalmente, CVC administra por cuenta del Gobierno Nacional un conjunto de bienes que pertenecieron a la

---

<sup>1/</sup> Aparte del personal de las minas de carbón, para abastecimiento de combustible a la Central Térmica de Yumbo.

Compañía Colombiana de Electricidad, en las ciudades de Buga, Palmira y Buenaventura. Si a los bienes que posee o administra, se agregan las inversiones de capital en CHIDRAL y en un grupo de compañías distribuidoras de carácter mixto, se observa que, según el balance de la Corporación, alrededor del 80 por ciento de sus activos está relacionado directamente o indirectamente con las actividades de energía eléctrica.

De acuerdo con la organización de CVC, adecuada a las múltiples funciones que le corresponden, hay tres Departamentos Técnicos <sup>1/</sup> que colaboran en las tareas de planeación, diseño, construcción y explotación de obras eléctricas. Las labores de planeación y estudio de proyectos mayores (como el de Alto Anchicayá) corresponden al Departamento de Ingeniería, con el cual colaboran los otros Departamentos a través de sus secciones especializadas. Una de las Divisiones del Departamento Eléctrico es responsable de la operación de los sistemas de subtransmisión y distribución que tiene a su cargo CVC. Además, el Departamento Eléctrico da asesoramiento técnico a CHIDRAL en problemas de explotación del sistema primario a cargo de esta empresa. Trabajan en los Departamentos Técnicos unas 180 personas, de las cuales cerca de 150 se ocupan de labores de investigación, diseño, e intervención de proyectos eléctricos, en que participan unos 80 Ingenieros (profesionales) y técnicos especializados (subprofesionales). Para el estudio y ejecución de sus proyectos principales (p.e. Central Hidroeléctrica de Calima), CVC ha contado con el asesoramiento técnico de firmas consultoras de ingeniería nacionales y extranjeras, con resultados ampliamente satisfactorios.

La experiencia de las obras realizadas ha permitido a CVC formar un cuerpo de ingenieros y técnicos competentes que colaboran en forma efectiva con las firmas consultoras externas. Los problemas de ejecución de la Central de Calima, terminada en 1966 con más de dos años de atraso, fueron exclusivamente de carácter financiero, derivados de la inflación y de la falta de recursos complementarios de capital local.

### 3.2 Instalaciones en Servicio y en Construcción

Las obras de generación que son actualmente propiedad de CVC y CHIDRAL, representan una capacidad instalada total de 250 MW. Si a esto se agrega la potencia de las Centrales menores que

---

<sup>1/</sup> De Ingeniería, Eléctrico y de Aguas.

CVC administra por cuenta del Gobierno (COEDEC), la capacidad generadora del sistema CVC-CHIDRAL llega a 266 MW. El 90 por ciento de esta potencia está representada por tres Centrales mayores (Hidro Anchicayá, Hidro Calima y Térmica Yumbo), interconectadas en 110 KV con el resto del sistema. El detalle de capacidad instalada es el siguiente:

<u>Central</u>	<u>Tipo</u>	<u>Capacidad Instalada MW</u>	<u>Propietario Actual</u>
Anchicayá	hidráulica	64	CHIDRAL
Yumbo	térmica-vapor	53	CHIDRAL
Otras CHIDRAL	hidro y diesel	12	CHIDRAL
Calima	hidráulica	120	CVC
Otras CVC	hidro y diesel	1	CVC
Otras COEDEC	hidro y diesel	16	Gobierno (Adminis- trada por CVC)
Total		266 MW	

El sistema de 110 KV está alimentado, además, en su extremo norte (Cartago) por la Empresa de Caldas (CHEC) a través de una interconexión con capacidad de 25 a 30 MW.

Las instalaciones de transmisión comprenden 280 Km de líneas de 110 KV, de dos circuitos en su mayor parte, desde las cuales se alimentan 8 subestaciones rebajadoras con 268 MVA de capacidad en transformadores de 115/34.5 KV (6 S.E.) y 115/13.8 KV (2 S.E.). Desde estas subestaciones se abastecen los sistemas distribuidores interconectados, utilizándose líneas de 33 KV de propiedad de CVC o administradas por ésta. Desde estas líneas se alimenta también la parte norte del Departamento del Cauca para suplir sus faltantes de energía (en esta zona hay unos 4 MW de capacidad generadora).

La inversión neta actual que representan todos los bienes en servicio del sistema primario CVC-CHIDRAL se calcula en el equivalente de 65.5 millones dólares.

CVC construye actualmente una línea de interconexión a 110 KV (Ibagué-Zarzal) con la Empresa Eléctrica del Tolima, para recibir energía del sistema de Bogotá, a comienzos de 1969. Además, ha iniciado la construcción de una línea de 110 KV de Yumbo a Palmira, con una subestación rebajadora en esta localidad. Aparte de estas obras de transmisión, las adiciones más importantes del sistema primario corresponden a un refuerzo de la alimentación de Cali (línea 110 KV Yumbo-Juanchito;

ampliación de 20 MVA en subestaciones Yumbo y San Antonio; y subestación Juanchito con 80 MVA), que se realiza actualmente dentro de un programa de EMCALI financiado por el BID (Préstamo 65-SF). Una vez terminadas, EMCALI transferirá estas obras a CHIDRAL, como un aporte adicional de capital.

El Apéndice 1 muestra esquemáticamente la ubicación de las instalaciones existentes.

### 3.3. Resultados Operativos

En el Apéndice 2 se muestran los datos de explotación del sistema abastecedor primario operado por CHIDRAL, correspondiente a los últimos 6 años, incluida estimación para 1968. Obsérvase que el consumo total de energía habrá aumentado en el período en un 60 por ciento, equivalente a un incremento acumulativo anual de cerca de 10 por ciento. La mayor parte de la energía se suministra a EMCALI (78 por ciento en la actualidad), aun cuando la proporción ha venido disminuyendo, por un mayor aumento relativo del consumo de las otras empresas, seguramente debido al mejoramiento general de los sistemas distribuidores en el resto del Valle. Se observa que, a pesar del aumento del consumo, los ingresos por venta de energía expresados en dólares disminuyen en valor absoluto entre 1963-66, por efecto de la devaluación de la moneda local y de la insuficiencia de ajustes de las tarifas de venta, situación que se ha corregido parcialmente en el curso de los últimos dos años.

Para expresar los resultados de explotación en su equivalente en dólares, se ha ajustado la provisión anual para depreciación, tomando en cuenta la revalorización en dólares del Activo Fijo. Finalmente se ha determinado la Inversión Inmovilizada de cada año para establecer la rentabilidad resultante. Puede comprobarse el descenso gradual de este índice, del 6 por ciento en 1963 hasta anularse prácticamente en 1966. En 1967 se observa una recuperación, que continúa en el presente año, en que se lograría una rentabilidad de 3.6 por ciento, todavía muy escasa.

Debido a la excesiva sedimentación que se ha presentado en la Central Hidroeléctrica de Anchicayá, los gastos de operación de esta Central están afectados por el costo del dragado del embalse, que ocupa bastante personal. Por otra parte, con la disminución apreciable del volumen total de embalse se ha perdido la capacidad de regulación de esta Central, la que trabaja actualmente como planta de pasada (run-of-river), suministrando energía de base, mientras la hidroeléctrica de Calima, con amplia capacidad instalada y gran volumen de embalse, provee la energía y la potencia de punta (peak) del



Sistema. Parte del resto de la energía se recibe de la interconexión con CHEC, cuyos excedentes son actualmente limitados, y el saldo se genera con la Central Térmica de Yumbo (aparte de 2 pequeñas plantas hidroeléctricas de CHIDRAL).

La capacidad del sistema abastecedor primario, incluida la interconexión con CHEC, es amplia para atender la demanda máxima de potencia, con un margen adecuado de reserva; pero la disponibilidad de energía tiende a coparse. Esta situación mejorará en 1969, al entrar en servicio la línea de 110 KV Ibagué-Zarzal, que permitirá a CHIDRAL recibir energía excedente del sistema de Bogotá. Además, se espera que a mediados de 1969 comience a operar la Central Hidroeléctrica de San Francisco de CHEC, con lo cual aumentará el suministro de energía a través de la interconexión existente. Con estas dos alimentaciones externas, con capacidad de 50-60 MW continuos, el sistema CHIDRAL puede recibir unos 400 millones KWH anuales, lo que asegura el abastecimiento exigido en los próximos tres años, hasta la entrada en servicio de nuevas obras actualmente en proyecto.

### 3.4 Aspectos Financieros

#### 3.41 Recursos

##### (a) CVC

Los estatutos de la CVC establecen que la Corporación debe procurar que el costo de las obras que construya y los servicios que preste se recuperen, por lo menos con una utilidad razonable.

En el Capítulo II de los Estatutos se establece que:

"El capital de la Corporación está constituido por los aportes hechos por la Nación, los Departamentos y Municipios; las donaciones y legados recibidos; los impuestos especiales que las leyes vigentes o las que se dicten en el futuro, establezcan para la Corporación; los terrenos y edificios, equipos e instalaciones, materiales de diversa índole y demás bienes que posee actualmente".

"El capital de la Corporación se incrementará con los bienes que adquiera durante su existencia, con las utilidades que capitalice y con los aportes extraordinarios, en dinero o en especie que obtenga del gobierno, con su previa autorización".

Desde su creación en 1954 (Decreto No. 3110), la CVC ha obtenido los siguientes aportes de capital:

	En miles pesos	Equivalente en miles US\$	%
Donaciones	6 793	687	2.7
Gobierno Nacional	130 079	11 460	44.3
Departamento del Valle	2 328	309	1.2
Impuesto sobre Licores	20 735	2 304	8.9
Impuesto sobre Propieda- des Inmuebles	102 074	11 125	42.9
	<u>262 009</u>	<u>25 886</u>	<u>100.0</u>

Como puede observarse, los aportes mayores provinieron del Gobierno Nacional y de los impuestos sobre propiedades inmuebles.

Además de efectuar obras con sus propios recursos, y con financiamientos internos y externos, la CVC ha administrado y ejecutado obras por cuenta de terceros.

(b) CHIDRAL

Los recursos de CHIDRAL son:

- (i) el capital suscrito y pagado, y
- (ii) las utilidades que se reinviertan.

Al 31 de julio de 1968 el capital de CHIDRAL suscrito y pagado por sus tres accionistas era el siguiente:

	(En miles de Ps)	%
CVC	62 316	65.3
EMCALI	16 975	17.8
MUNICIPIO DE CALI	<u>16 209</u>	<u>16.9</u>
	<u>95 500</u>	<u>100.0</u>

Durante el período 1962/1967 no se declararon ni pagaron dividendos.

De las utilidades acumuladas hasta el 31 de diciembre de 1967 se repartieron en 1968, dividendos en acciones por un monto de Ps. 8 millones.

3.42 Administración Financiera(a) CVC

Las funciones de administración financiera están a cargo del Jefe de la División de Finanzas, quien es responsable directamente ante el Director Ejecutivo de la Corporación.

La División, que cuenta con 53 empleados, se subdivide en 4 Secciones, a saber:

- |       |              |
|-------|--------------|
| (i)   | Contabilidad |
| (ii)  | Tesorería    |
| (iii) | Presupuesto  |
| (iv)  | Impuestos    |

Cada puesto en esta División tiene una "Descripción de Trabajo" que especifica las funciones y tareas que deberá cumplir el que ocupa el cargo.

(b) CHIDRAL

La administración de las finanzas de esta compañía está a cargo del Asistente Financiero, quien es responsable directamente ante el Subgerente.

La División Financiera, con 33 empleados, está subdividida en seis secciones, como sigue:

- |       |                 |
|-------|-----------------|
| (i)   | Compras         |
| (ii)  | Caja y Bancos   |
| (iii) | Contaduría      |
| (iv)  | Secretaría      |
| (v)   | Importaciones   |
| (vi)  | Control Interno |

3.43 Funciones de ControlControl Interno

En ambas entidades las funciones de Contabilidad y de Tesorería están separadas. Con respecto a los procedimientos de compras y adquisiciones por contrato existen los siguientes límites de autorización:

CVC

Jefe de Servicios Generales:	Hasta Ps 5 000
Director Ejecutivo:	De Ps 5 000 hasta Ps 30 000
Consejo Directivo:	De Ps 30 000 hasta Ps 200 000

CHIDRAL

Gerente General:	Hasta Ps 60 000
Junta Directiva:	Desde Ps 60 000 y hasta el 20% del capital social de la empresa

Por montos superiores se requiere la autorización previa de la Asamblea General de Socios.

Las funciones de control interno en la CVC son responsabilidad del Jefe de la Sección Contable, quien cuenta con 3 funcionarios para cumplir esta tarea. El alcance del trabajo es algo limitado, ya que solamente se controla la documentación correspondiente a las Cuentas a Pagar.

El movimiento de Caja y Bancos se controla directamente en la Sección Tesorería. Durante la misión se discutieron estos aspectos con el Jefe de la División de Finanzas, quien opinó que el alcance de los trabajos de control interno debería ser ampliado y la responsabilidad para estas funciones elevada a nivel de Sección para que quede subordinada directamente al Jefe de la División de Finanzas.

Con respecto al control interno de CHIDRAL, éste también es limitado debido a que solamente se cumplen tareas de inspección y control de Almacenes.

En este caso también se informó a la misión que se estaba programando ampliar las funciones de esta Sección.

Sistemas Contables

En ambas entidades el sistema contable es adecuado. Ambos sistemas operan con Plan de Cuentas. La CVC posee un Manual de Instrucciones preciso sobre el uso que se le debería dar a cada una de las cuentas de dicho plan, lo que no ocurre en el caso de CHIDRAL.

Tanto la CVC como CHIDRAL preparan estados financieros mensuales y éstos se presentan al Director Ejecutivo de la CVC, por lo general dentro de 18 días subsiguientes al cierre de cada mes.

Las operaciones contables se realizan manualmente, con excepción del movimiento de Bancos para el que se utiliza una máquina Burroughs.

### Presupuestos

Ambas empresas elaboran presupuestos anuales, que se preparan en abril del año anterior y luego son modificados en noviembre del mismo año.

Estos presupuestos se descomponen por mes y se comparan mensualmente con los resultados de operaciones de cada mes.

### Auditoría Interna

Ambas entidades cuentan cada una con una auditoría fiscal nombrada por la Asamblea General de una terna que entrega la Contraloría General de la República, de acuerdo con la ley vigente.

El período de ejercicio del revisor fiscal es de un año contado a partir del 1o. de marzo de cada año, y puede ser reelegido indefinidamente.

La revisión fiscal no cumple las funciones propias de una auditoría interna en todos sus alcances, sino más bien verifica que las Cuentas a Pagar estén debidamente autorizadas antes de su cancelación. Además, efectúa arqueos de Caja, reconciliaciones bancarias e inventarios físicos parciales de los Almacenes.

### Auditoría Externa

Los estados financieros de la CVC no son revisados por una firma de auditores independientes, mientras que los de CHIDRAL han sido dictaminados por la firma Price Waterhouse durante varios años.

## 3.5 Situación Financiera

### 3.51 Información

Con el objeto de analizar la situación financiera de las entidades - CVC y CHIDRAL - se han utilizado los estados financieros y otra documentación pertinente de ambas empresas desde 1962 hasta el 31 de julio de 1968.

Solamente los estados financieros de CHIDRAL han sido dictaminados por una firma de auditores públicos independientes, hasta el ejercicio económico terminado el 31 de diciembre de 1967 inclusive.

Los importes en pesos reflejados por los mencionados estados han sido convertidos a dólares. A tal efecto se ha efectuado

una revaluación de todas las inversiones inmovilizadas, determinando su valor en dólares al tipo de cambio vigente a la fecha en que se realizó la inversión.

Todos los importes a cobrar y a pagar en divisas se han tomado directamente de su valor equivalente en dólares.

Con respecto a los activos y pasivos que representan valores a liquidar en moneda local, éstos han sido convertidos a dólares al tipo de cambio de cierre del período.

Para los fines del presente análisis, los estados financieros de ambas empresas se muestran en forma consolidada. En consecuencia, las cuentas entre empresas han sido eliminadas.

En los Apéndices 12, 13 y 14 se presentan respectivamente la comparación del Balance General Consolidado, el Cuadro Comparativo de Resultados y un estado de Flujo de Fondos para 1966, 1967 y los primeros 7 meses de 1968.

A continuación se presenta un resumen del Balance General Consolidado de ambas empresas:

CVC - CHIDRAL

(en miles de US\$)

Balance Consolidado

	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
<u>ACTIVO</u>				
Activo Corriente	3 306	2 980	2 014	2 515
Activo Fijo Neto	75 886	76 937	76 929	72 544
Estudios e Inversiones				
Varias	8 152	7 907	7 060	6 511
Otros Activos	<u>3 207</u>	<u>2 529</u>	<u>2 428</u>	<u>6 994</u>
TOTAL ACTIVO	<u>90 551</u>	<u>90 353</u>	<u>88 431</u>	<u>88 564</u>
<u>PASIVO</u>				
Pasivo a Corto Plazo	7 275	7 884	6 157	6 568
Obligaciones a Largo Plazo	38 099	39 552	42 398	43 103
Otros Pasivos	4 311	3 798	3 027	2 755
Aportes Minoritarios	4 706	4 536	4 536	4 536
Capital Reservas y Superávit	<u>36 160</u>	<u>34 583</u>	<u>32 313</u>	<u>31 602</u>
TOTAL PASIVO	<u>90 551</u>	<u>90 353</u>	<u>88 431</u>	<u>88 564</u>

3.52 Análisis de Cuentas(i) Activo Fijo

El rubro más importante del activo del Balance General consolidado es representado por las inversiones en los activos fijos, que representan el 83.8% del total del activo de las empresas y corresponden principalmente a bienes relacionados con actividades del sector eléctrico. A continuación se presenta un resumen de estas inversiones:

	(En miles US\$)			
	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
<u>1. Energía Eléctrica</u>				
Sistema Primario	77 488	77 400	75 630	33 630
Otros Sistemas	<u>1 545</u>	<u>1 476</u>	<u>1 442</u>	<u>1 374</u>
Activo Fijo Bruto	79 033	78 876	77 072	35 004
Menos: Depreciación Acumulada	<u>11 459</u>	<u>10 131</u>	<u>7 956</u>	<u>6 702</u>
Activo Fijo Neto	67 574	68 745	69 116	28 302
Construcciones en Curso	<u>884</u>	<u>744</u>	<u>604</u>	<u>37 016</u>
Total Energía Eléctrica	<u>68 458</u>	<u>69 489</u>	<u>69 720</u>	<u>65 318</u>
<u>2. Terrenos Bienes Raíces y Servidumbre</u>	<u>713</u>	<u>713</u>	<u>520</u>	<u>472</u>
<u>3. Otros Activos Fijos</u>	4 091	4 068	4 020	4 043
Menos: Depreciación Acumulada	<u>990</u>	<u>920</u>	<u>800</u>	<u>680</u>
Otros Activos Fijos Netos	<u>3 101</u>	<u>3 148</u>	<u>3 220</u>	<u>3 363</u>
<u>4. Otros Activos en Construcción</u>	<u>3 614</u>	<u>3 587</u>	<u>3 469</u>	<u>3 391</u>
Total Activo Fijo Neto	<u>75 886</u>	<u>76 937</u>	<u>76 929</u>	<u>72 544</u>
Tasa de cambio: Pesos Col./dólar	16.30	16.30	16.30	13.50

Los activos fijos netos utilizados en el sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en todos los años señalados han representado entre el 90 y 91% del total del activo fijo neto.

Estas inversiones inmovilizadas en activos fijos para el sector energía eléctrica han sido financiadas en gran parte con créditos otorgados a largo plazo por el Banco Mundial, por un total de US\$ 44 630 000.

(ii) Estudios de Ingeniería e Inversiones Varias

En el conjunto de valores invertidos en los activos de CVC-CHIDRAL, le siguen en orden de importancia al activo fijo, los estudios de ingeniería e inversiones varias.

El detalle de estas inversiones es el siguiente:

	(En miles de US\$)			
	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
Inversiones en empresas de distribución de energía eléctrica	1 070	1 070	1 047	1 047
Inversiones Interconexión S.A.	301	60	-	-
Estudios Ingeniería				
Sistemas Eléctricos	3 794	3 594	3 040	2 698
Estudios Ingeniería				
Recuperación Tierras	289	270	270	270
Estudios Ingeniería				
Proyectos Múltiples	1 940	2 179	2 104	2 135
Estudios Generales	<u>758</u>	<u>734</u>	<u>599</u>	<u>361</u>
	<u>8 152</u>	<u>7 907</u>	<u>7 060</u>	<u>6 511</u>

Como se observará del cuadro anterior las inversiones de mayor importancia se han efectuado en estudios de ingeniería para sistemas eléctricos. En los períodos analizados estas inversiones han representado entre el 41 y 47% de la inversión total en estudios y otras inversiones varias.

En lo referente a estudios de ingeniería para los sistemas de energía eléctrica por un monto total de US\$ 3 794 000 al 31 de julio de 1968, dicho monto se ha invertido principalmente en los proyectos hidroeléctricos Calima II US\$ 1 437 000, Alto



Anchicayá US\$ 991 000 y el saldo de US\$ 1 366 000 en sistemas de transmisión y distribución. Los valores acumulados en las cuentas correspondientes son transferidos a los activos fijos respectivos, cuando se terminan las obras. En caso de que no se ejecute un proyecto los costos y gastos incurridos son cargados contra el patrimonio de CVC.

(iii) Inversiones de capital en distribuidoras de energía

La CVC ha efectuado inversiones de capital en 27 empresas distribuidoras de energía en distintas localidades del Departamento del Valle. Al 31 de julio de 1968 esta participación era por un monto de Ps 8 138 526 que revaluado representa el equivalente de US\$ 1 070 000 (ver (ii) anterior). También han contribuido con aportes de capital a estas empresas, el Departamento y los respectivos Municipios.

La composición de capital total invertido en estas empresas al 31 de julio de 1968 era la siguiente:

(En Pesos)

	<u>Total</u>	<u>CVC</u>	<u>Departamento</u>	<u>Municipios</u>
	12 691 000	8 139 000	1 902 000	2 650 000
%	100.0	64.1	15.0	20.9

Como se observará, la CVC ha aportado el 64.1% al capital de dichas empresas, como promedio.

La participación menor de la CVC en una de las empresas representa el 51% del capital pagado, y el aporte mayor en otra el 80%.

El costo total contabilizado de estos sistemas de distribución es de Ps 13 572 715.

(iv) Cuentas a Cobrar - Servicios Eléctricos

Con el objeto de determinar el período de cobro de la facturación por los servicios eléctricos, se efectuó un análisis de las cuentas a cobrar por este concepto. Como se observará del cuadro siguiente, con excepción de algunas cuentas de poca importancia el período de cobro es razonable. El importe mayor es adeudado por EMCALI (US\$ 901 000).

Esta deuda representaba al 31/7/68, 98 días como promedio de la facturación a esa empresa por ventas de energía por valor de

US\$ 3 369 000 que le efectuó CHIDRAL durante los primeros 7 meses de 1968.

ANTIGUEDAD DE LAS CUENTAS

	<u>31/7/68</u>		<u>31/12/67</u>	
	<u>Ctas.a Cobrar</u>	<u>Prom. Días</u>	<u>Ctas.a Cobrar</u>	<u>Prom. Días</u>
	(En miles US\$)		(En miles US\$)	
<u>CHIDRAL</u>				
EMCALI	901	96	858	60
COEDEC	<u>42</u>	48	<u>19</u>	39
Sub-Total	<u>943</u>		<u>877</u>	
<u>CVC</u>				
Empresas filiales	67	96	72	88
Cooperativas	5	60	2	30
Otras Empresas				
Distribuidoras <sup>1/</sup>	103	66	108	66
Municipios	9	30	15	30
Particulares	<u>17</u>	30	<u>11</u>	30
Sub-Total	<u>201</u>		<u>208</u>	
TOTAL	<u>1 144</u>		<u>1 085</u>	

(v) Pasivo a Corto Plazo

Las obligaciones a corto plazo representan la porción corriente de cuotas a amortizar e intereses devengados sobre préstamos a largo plazo.

Las cuentas a pagar a corto plazo corresponden principalmente a compromisos con proveedores locales.

Dentro del pasivo a corto plazo, una parte muy importante (70%)

<sup>1/</sup> De los montos señalados al 31 de julio de 1968, US\$ 76 000 y al 31 de diciembre de 1967, US\$ 68 000 representaban cuentas a cobrar por un período de hasta 30 días. Los saldos corresponden a cuentas vencidas entre 30 y 240 días.

corresponde a las cuotas a pagar dentro del año siguiente del endeudamiento a largo plazo, las cuales se han venido pagando con los aportes de capital que percibe la CVC del Gobierno Nacional.

(vi) Deudas a Largo Plazo

El rubro de mayor importancia del pasivo está representado por las obligaciones a pagar por préstamos obtenidos, principalmente con el Banco Mundial, que como se ha mencionado anteriormente ha financiado varios proyectos de sistemas de energía eléctrica.

Al 31 de diciembre de 1967, el monto adeudado al Banco Mundial conjuntamente por la CVC y CHIDRAL era de US\$ 35 677 000 lo que representaba el 70.2% del total de US\$ 50 795 000 adeudado por préstamos obtenidos a esa fecha por ambas empresas.

Las entidades también han obtenido otros créditos en el exterior por lo que adeudaban al 31 de diciembre de 1967 US\$ 2 677 913. El saldo de la deuda, de US\$ 12 440 087, está constituido por créditos que son amortizables en moneda local.

Por lo tanto, en caso de una devaluación del peso colombiano, las empresas están expuestas al riesgo cambiario sobre un monto de US\$ 38 354 913 al 31 de diciembre de 1967.

En vista de las demoras que se presentaron para obtener los acuerdos correspondientes a fin de elevar las tarifas, haciéndolas suficientes para generar recursos para atender al servicio de deudas en divisas que fueron agravadas por las devaluaciones del peso, las empresas tuvieron que obtener subsidios del Gobierno Nacional.

(vii) Bonos

De acuerdo con la ley la CVC recibe el producido del impuesto sobre propiedades inmuebles en el Departamento del Valle que recaudan las tesorerías municipales.

De una parte del monto recibido que varía según la localidad, la CVC deberá entregar bonos a los contribuyentes.

Estos bonos no devengan intereses y se amortizan en 20 años. La porción recaudada por la cual no se emiten bonos se utiliza para incrementar el capital de la CVC.

Como promedio se han emitido bonos por el equivalente de US\$ 3 794 452, valor que representa el 38% de las recaudaciones totales por este concepto, y el resto se ha capitalizado.

(viii) Recaudaciones sobre tierras mejoradas

La CVC ha ejecutado obras de recuperación de tierras en Aguablanca.

Se han construido canales, diques, puentes y presas e instalado estaciones de bombeo y control. Estas obras que costaron el equivalente de US\$ 1 684 000 se han revalorizado por la CVC al equivalente de US\$ 1 934 100. Este monto será cobrado a largo plazo a los propietarios de los terrenos de la localidad.

Al 30 de julio de 1968 la CVC había recaudado un monto equivalente a US\$ 600 000.

(ix) Aportes minoritarios en CHIDRAL

El monto del equivalente a US\$ 4 706 000 que aparece bajo el rubro "Aportes Minoritarios en CHIDRAL" corresponde a la participación en esta empresa por EMCALI y el Municipio de Cali.

3.53 Resultados Consolidados - Apéndice 13

Todos los renglones de los ingresos y egresos de operaciones reflejados en los estados financieros elaborados por las empresas fueron convertidos a dólares al tipo de cambio vigente durante cada gestión, con excepción del renglón Depreciación, que fue ajustado de acuerdo con la revalorización que se practicó sobre los activos fijos.

Con respecto a los resultados de las operaciones de los servicios eléctricos se observa que han sido deficitarios en los primeros 7 meses de 1968, y durante los ejercicios 1967 y 1966, mientras que en 1965 se produjo un superávit de operación.

Si a dichos resultados se agrega la provisión de depreciación en cada una de las gestiones, se puede apreciar que la explotación de los servicios eléctricos generó fondos que contribuyeron a aliviar, aunque solamente en parte, la necesidad de recursos para atender a las cuotas de amortización de los préstamos a largo plazo que vencieron en el correspondiente período (Ver Apéndice 14). Por esta razón y para asegurar que los sistemas sean autofinanciables, es que después de prolongadas negociaciones con las autoridades locales se logró obtener un aumento en las tarifas que entrarán en vigencia progresivamente entre octubre y diciembre de 1968.

Referente a las demás actividades de CVC -en las que no participa CHIDRAL- éstas se están desarrollando a pérdida, ya que los ingresos que percibe por ellas no son suficientes para cubrir los respectivos costos y gastos.

#### Efectos de la inflación

Aun cuando puede afirmarse que los efectos de la inflación causaron, en el pasado, un incremento en los costos y gastos de operación, la magnitud de dicho incremento no puede ser determinada con entera exactitud. Al comparar los estados de resultados anuales, expresados en pesos, se observa que los costos y gastos incurridos aumentaron de un año a otro.

Sin embargo, también en cada año, se nota un mayor volumen de ventas (KWH), lo que representa mayor producción y ha influido en los gastos de explotación (combustible y energía comprada). Por otra parte, la devaluación monetaria tuvo un efecto desfavorable sobre los resultados de operación, ya que los gastos financieros de intereses devengados sobre obligaciones por préstamos en moneda extranjera, requirieron una mayor cantidad de pesos colombianos.

Estos factores negativos pudieron haber sido corregidos mediante una elevación adecuada y más oportuna de las tarifas, condición que no ocurrió debido al proceso muy dilatado al que está sometida cualquier modificación de la estructura tarifaria.

Por estas razones, para atender a sus compromisos por préstamos, frente a la falta de recursos propios generados por sus operaciones, las empresas tuvieron que recurrir a subsidios gubernamentales.

### 3.54 Fuentes y Usos de Fondos Consolidados

En el Apéndice 14 se presenta el uso que le dieron las empresas a las disponibilidades de efectivo que tuvieron tanto de la generación interna de recursos por el resultado de sus operaciones como así también de los aportes de capital, emisión de bonos y recaudaciones sobre tierras mejoradas.

### 3.55 Observaciones Generales

Con respecto a la administración financiera y el sistema contable de ambas empresas se puede señalar que éstas son adecuadas. Sin embargo, se nota que el control interno debiera ser reforzado mediante el establecimiento de una unidad de auditoría interna.

En lo referente a los resultados de operaciones de las actividades de la CVC no relacionadas con los sistemas eléctricos, el Gobierno ha permitido cubrir los déficits con recursos de capital, ya que estas actividades se han considerado de carácter de fomento.

Según se desprende del Apéndice 14 (Fuente y Uso de Fondos) la generación interna de recursos en ninguno de los períodos fue suficiente para cubrir el pago de la porción corriente de las obligaciones por préstamos a largo plazo. No obstante, se contó con aportes de capital que suplieron estas deficiencias, y además hicieron posible a las empresas realizar inversiones en activos fijos y otros activos.

Esta necesidad de contar con recursos adicionales para atender al servicio de las deudas puede observarse también del cómputo del índice de liquidez, que ha sido desfavorable durante los últimos años.

	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
Activo Corriente a Pasivo a Corto Plazo	0.45 : 1	0.38 : 1	0.33 : 1	0.38 : 1

La deuda total de ambas empresas en relación al Patrimonio ha mejorado paulatinamente en los períodos analizados, debido por una parte a los aportes anuales al Capital y por otra a la amortización de las obligaciones a largo plazo.

La relación entre la deuda y el patrimonio, que se podría considerar razonable en este tipo de empresa, no lo ha sido en el caso bajo estudio, en vista de que la generación de recursos internos no ha alcanzado niveles razonables hasta el presente, como resultado de las tarifas inadecuadas que se han aplicado para la venta de energía eléctrica.

	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
Deuda Total/Patrimonio	58/42	60/40	61/39	62/38

En 1967 y los primeros 7 meses de 1968, los intereses sobre préstamos para servicios eléctricos no han sido cubiertos por los ingresos netos de explotación más los otros ingresos por servicios eléctricos. En 1967 estos ingresos solamente alcanzaron a cubrir el 95% de los intereses y en los primeros 7 meses de 1968 el 93%.

En 1965 y 1966 éstos fueron cubiertos por los mismos conceptos; sin embargo, se debe aclarar que parte de los intereses fueron imputados al costo de los activos fijos.

#### 4. PLAN DE DESARROLLO ELECTRICO DE LA REGION

Con la transferencia de la Central Calima y las instalaciones de transmisión a 110 KV de CVC a su filial CHIDRAL, deberá normalizarse dentro de poco la existente dualidad de propiedad del sistema eléctrico primario. La transferencia de estos bienes implicará la de los correspondientes activos, deudas y aportes de capital de CVC. CHIDRAL continuará como la única entidad propietaria del sistema abastecedor primario, responsable de su explotación.

Por su parte, CVC seguirá a cargo de todas las labores de planeación, diseño y ejecución de las nuevas obras del sistema eléctrico primario (aparte de sus actividades de distribución eléctrica y demás funciones de organismo regional de desarrollo).

La formulación del plan de desarrollo del sistema abastecedor primario, elaborado por CVC con asistencia de diversos consultores, se basa en las siguientes premisas:

- a) Existencia, dentro del territorio del Valle, de importantes recursos hidroeléctricos económicamente aprovechables (uno de ellos, ya debidamente definido, es el proyecto hidroeléctrico de Alto Anchicayá).
- b) Conveniencia de interconectar el sistema eléctrico del Valle con los otros grandes sistemas de la Región Central del país (Medellín, Bogotá y CHEC) para aprovechar en forma racional las disponibilidades de potencia y energía del conjunto.
- c) Conveniencia de ampliar los medios de generación del Valle, vecinos a los centros de consumo, con el fin de limitar la dependencia del sistema regional del abastecimiento externo, desde centrales muy distantes (Medellín y Bogotá).
- d) El sistema primario del Valle necesitará aumentar su disponibilidad de energía, de modo que al cabo de los próximos 10 años deberá contar con una producción adicional de unos 1 400 millones de KWH anuales, con respecto a la producción actual. Para esto el sistema requerirá un aumento de capacidad (potencia) de por lo menos 300 MW.

(Nota: Estas cifras son inferiores a las adoptadas por CVC, y se han derivado de una estimación propia del mercado de energía del área).

Siguiendo estas orientaciones, CVC ha realizado en el curso de los últimos años las investigaciones y estudios del aprovechamiento del Río Alto Anchicayá, del que existe ya un anteproyecto bien definido para cuya ejecución se ha solicitado financiamiento al BID. Según el programa formulado, la Central del Alto Anchicayá, con 340 MW de capacidad

instalada, podría entrar en operación el segundo semestre de 1973.

Por otra parte, CVC ha constituido con las Empresas de Medellín, Bogotá, Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), una sociedad anónima denominada "Interconexión Eléctrica, S.A." (ISA), que se encargará de la construcción y futura explotación de un sistema de transmisión a 220 KV que interconectará las instalaciones de las diversas empresas. Esencialmente, este sistema consistirá en una línea de transmisión de doble circuito que ligará las ciudades de Medellín y Cali (aproximadamente 360 Km), con una subestación intermedia cerca de Manizales (interconexión con CHEC), de donde arrancará una línea de las mismas características a Bogotá (aproximadamente 200 Km). Estas obras, cuyo costo se estima en el equivalente de 32 millones dólares, serán iniciadas en breve por ISA, con un financiamiento por 23 millones dólares del Banco Mundial. Los costos locales serán financiados por las empresas interesadas, correspondiendo a CVC una contribución equivalente a 2 millones dólares. De acuerdo con el programa de construcción, esta interconexión empezará a operar a fines de 1971; a partir de esa fecha, el sistema CVC-CHIDRAL comprará a ISA la energía que requiera para complementar su generación propia. Las interconexiones existentes a 110 KV con CHEC y Bogotá, quedarían abiertas para operar sólo en casos de emergencia.

En resumen, el desarrollo del sistema eléctrico primario del Valle en los próximos diez años se visualiza así:

- Hasta 1971 inclusive, la generación en las plantas de CVC y CHIDRAL se complementa con compras a las empresas CHEC y Bogotá, en cantidades crecientes, hasta copar la capacidad de la respectiva interconexión. (Se ha adoptado como base el suministro de 50 MW continuos).
- En 1972 y 1973 todos los faltantes en el sistema CVC-CHIDRAL se comprarán a ISA, la cual dispondrá de excedentes de las otras empresas interconectadas.
- A fines de 1973 entraría en funcionamiento la nueva Central Hidroeléctrica del Alto Anchicayá, cuya producción, sumada a la de otras centrales hidroeléctricas del Sistema (Anchicayá, Calima y plantas menores), será más que suficiente para atender la demanda de energía prevista hasta 1976-77; los excedentes se venderían a ISA para suplir déficits previstos en las otras empresas interconectadas de la Región Central.
- Hacia 1977-78 se prevé la entrada en servicio de la nueva Central Hidroeléctrica de Chivor (500 MW iniciales), unos 100 Km al noroeste de Bogotá, central que será construida y operada por ISA. A contar de esa fecha, el sistema de ISA tendrá excedentes para vender a CVC-CHIDRAL, que para esa época habrá copado su capacidad de generación hidráulica.



Las obras de la interconexión a 220 KV de la Región Central serían ejecutadas por ISA, la que realizaría el intercambio de energía con CHIDRAL (compras o ventas) en una subestación de 230/115 KV que se ubica en Yumbo.

Las obras que ejecutaría CVC dentro del Sistema Primario del Valle incluyen la central generadora Alto Anchicayá y su transmisión hasta Cali y Yumbo, más diversas ampliaciones del sistema de transmisión a 110 KV existente. El conjunto de estas obras, que representan una inversión del orden de 90 millones dólares, se realizaría en un período de 5 años, entre 1969 y 1973.

## 5. PROYECTO ALTO ANCHICAYA Y OBRAS COMPLEMENTARIAS

### 5.1 Antecedentes

El primer estudio de carácter preliminar de aprovechamiento del Alto Anchicayá fue realizado en 1957 por el Consultor Mr. Robert Allen, contratado al efecto por CHIDRAL. Con base en los estudios e investigaciones preliminares efectuados, en el año 1966 el Departamento de Ingeniería de CVC llevó a cabo una elaboración más completa del proyecto, con un estudio de factibilidad que se presentó al Consejo Directivo a fines de ese año. En abril de 1967, CVC contrató a la firma consultora canadiense Acres International, Ltd., de Niagara Falls, para revisar y completar los estudios realizados y preparar un informe final de factibilidad del proyecto. El trabajo de Acres se llevó a cabo con la cooperación estrecha de los Departamentos Técnicos de CVC y se completó un año después, en abril de 1968, con la presentación del Informe de Factibilidad <sup>1/</sup> que ha servido de fundamento a la solicitud de financiamiento presentada al BID por CVC. En dicho informe se analizan los aspectos técnicos y económicos del aprovechamiento, y se exponen los esquemas alternativos de desarrollo que se examinaron y compararon, para concluir con la formulación de un anteproyecto cuyas características físicas, costo y forma de ejecución están debidamente definidas. Con posterioridad a la presentación del Informe, Acres ha continuado examinando la viabilidad de ciertas variantes con el fin de adelantar en la preparación de los diseños finales y especificaciones que servirán de base para la contratación de las obras civiles y la adquisición de los equipos.

---

<sup>1/</sup> Alto Anchicayá Project - Feasibility Report - April 1968 - 2 Vol.

El proyecto de la Central Hidroeléctrica se localiza en una zona del curso superior del Río Anchicayá, en la vertiente del Pacífico de la Cordillera Occidental, unos 50 Km al poniente de la ciudad de Cali. En esencia, el proyecto consiste en una presa que embalsaría las aguas del Río Alto Anchicayá inmediatamente después de su confluencia con el Río Verde; una galería o túnel de presión de 9 Km de largo, y una casa de máquinas subterránea con 4 unidades generadoras de 85 Mw cada una, que descarga en la cabecera del embalse de la actual Central Anchicayá.

La precipitación media anual en la zona del Alto Anchicayá alcanza a 4 800 mm y el área del drenaje en el sitio de la presa es de 520 Km<sup>2</sup>. El caudal promedio del río en este sitio es de 54.8 m<sup>3</sup>/seg. 1/. Con este caudal más una captación adicional (Quebrada Murrupal), y una caída media desarrollable de 400 m, se puede lograr una generación media anual de unos 1 750 millones Kwh (equivalente a 200 Mw continuos). Habiendo amplia capacidad en el sistema para suplir picos de carga (Calima 120 Mw y Yumbo 53 Mw), el aprovechamiento de Alto Anchicayá se concibe con un factor de planta relativamente elevado, de alrededor de 60 por ciento, lo que justifica la instalación de unos 340 Mw.

A continuación se detallan las características principales de las obras de la central generadora, así como de las demás instalaciones de transmisión a 220 y 110 Kv, que en conjunto constituyen el Proyecto por financiar. El Apéndice 3 muestra la ubicación y disposición general de las obras de la Central Generadora.

## 5.2 Descripción de las Obras

Presa y Embalse: Después de un estudio detallado de las posibles soluciones en cuanto al tipo y altura de la presa, en que participaron diversos especialistas de vasta experiencia, 2/ se ha decidido que, tanto desde el punto de vista técnico como del económico, la presa que mejor se adapta a las condiciones del sitio, es una de enrocado con pantalla de hormigón en su cara de aguas arriba.

La altura de la presa sobre el lecho del río sería de 140 m, de modo que la cresta quedaría a la cota de 650. La impermeabilización se efectúa con una pantalla de hormigón de un espesor medio de 0.50 m, vaciada directamente sobre la cara de aguas arriba. Para acomodar los asentamientos del cuerpo del enrocado sin dañar la pantalla, se ha diseñado una junta perimetral a lo lar-

- 
- 1/ Los datos de precipitación y de caudal se derivan de observaciones directas de 3 años y su correlación con registros de 26 y 22 años, respectivamente, en el Río Anchicayá 18 Km más abajo (Danubio).  
2/ Barry Cooke y John Trantina de los Estados Unidos; Alfred Falconnier de Suiza.

go de los estribos. De este modo la pantalla puede admitir movimientos o deformaciones en cualquier dirección, con relación a los estribos rígidos.

El embalse creado por la presa tiene un volumen de 45 millones m<sup>3</sup>, con un almacenamiento útil de 30 millones m<sup>3</sup>. Se estima que, por efecto de la sedimentación, el volumen útil podría llegar a reducirse en un 10 por ciento en un plazo de 20 años.

El volumen total de enrocado sería de 2.3 millones m<sup>3</sup>; el de hormigón para la pantalla y las estructuras de los estribos se estima en 22 000 m<sup>3</sup>. Se ha previsto un volumen considerable de inyecciones para la impermeabilización del estribo izquierdo de la presa.

Túneles de Desviación: En la margen izquierda, aprovechando la curva que forma el río, antes de la presa, se excavarían dos túneles de 6.50 m de diámetro y 300 m de largo que descargarían inmediatamente aguas abajo de la presa, con una capacidad de evacuación de 1 000 m<sup>3</sup>/seg. Ambos túneles serían revestidos con hormigón. El túnel bajo, con entrada a la cota 545, será taponado al término de la construcción; el más alto, a la cota 551, se utilizaría posteriormente como desagüe de fondo del embalse, para lo cual tendrá rejas gruesas a la entrada y una estructura subterránea con conducto y válvulas de cierre.

En la construcción de estos túneles deberán excavar-se unos 37 000 m<sup>3</sup> de roca y colocarse 6 000 m<sup>3</sup> de concreto.

Vertedero: Por encima de los túneles de desviación, en un corte del cerro en la margen izquierda, queda la estructura del vertedero o aliviadero superficial con su descarga. Tendrá una capacidad máxima de evacuación de 4 270 m<sup>3</sup>/seg, y estará controlado por tres compuertas Taintor automáticas de 9.50 m de alto por 15.00 m de ancho.

Su construcción requiere la excavación superficial de unos 28 000 m<sup>3</sup> de tierra y roca, y la colocación de 50 000 m<sup>3</sup> de concreto.

Bocatoma: La bocatoma se ubica en la margen izquierda del río, cerca de 1 Km más arriba de la presa. Consta de una estructura en forma de torre, de 45 m de alto, protegida por una reja en todo su frente, con una compuerta de servicio y otra de emergencia, de aproximadamente 5.50 m por 4.50 m. La plataforma de la bocatoma, donde se instalan los mecanismos de operación de las compuertas y del dispositivo limpia-rejas, está unida a la carretera de acceso por un puente de 30 m de largo.

Para esta obra hay que excavar en roca y tierra unos 4 600 m<sup>3</sup> y colocar 2 600 m<sup>3</sup> de concreto estructural.

Túnel de Conducción: Este túnel se localiza dentro de la montaña, por el lado izquierdo del Río Anchicayá. Tiene una sección de 24 m<sup>2</sup>, con una longitud de 8.3 Km hasta el punto de arranque de la tubería inclinada de presión. En su recorrido atraviesa formaciones de roca diorita y esquistos, de regular calidad para la excavación. Para evitar la zona de contacto entre ambas formaciones geológicas, se revisa actualmente el trazado con el fin de que en la mayor parte posible de su recorrido, el túnel quede dentro de la zona de diorita. El túnel está revestido de hormigón en toda su longitud, previéndose la necesidad de soportes de acero para la construcción de gran parte de su recorrido. Se ha previsto además, un volumen importante de inyecciones de contacto y de consolidación. Para la construcción, se excavarían dos galerías de acceso de corta longitud, una en la Quebrada Murrupal, a 3 Km de la bocatoma, y la otra, en el extremo final, vecina a la chimenea de equilibrio. En la construcción de este túnel, incluidos los accesos, deberán excavarse alrededor de 300 000 m<sup>3</sup> de roca, colocarse 93 000 m<sup>3</sup> de concreto en revestimiento y varios, e inyectarse unas 4 400 toneladas de cemento.

Captación Murrupal: Para captar las aguas del Río Murrupal, afluente del Anchicayá, que pasa por encima del túnel de conducción, se proyecta construir una pequeña presa de gravedad con una toma y un pozo vertical conectado con el túnel. El caudal medio del Murrupal es de 4 m<sup>3</sup>/seg. y la capacidad máxima del pozo vertical de toma es de 25 m<sup>3</sup>/seg.

Esta obra requiere hacer excavaciones abiertas y subterráneas de unos 9 000 m<sup>3</sup> de tierra y roca; además se deben colocar unos 7 500 m<sup>3</sup> de hormigón.

Chimenea de Equilibrio: La chimenea de equilibrio sería del tipo de orificio restringido, con un pozo vertical de aproximadamente 8 m de diámetro, que termina en una cámara cilíndrica de 32 m de diámetro, excavada en la superficie del cerro.

En esta obra hay que excavar aproximadamente 19 000 m<sup>3</sup> de roca y emplear unos 7 000 m<sup>3</sup> de hormigón, principalmente para revestimiento y refuerzo.

Tubería de Presión: Está constituida por una galería subterránea de sección circular, con un tramo inclinado (55°) que sigue la pendiente del perfil escarpado de la montaña, en la margen izquierda del Anchicayá, y un tramo final horizontal hasta la entrada a la casa de máquinas. La longitud de esta galería es de unos 730 m y su sección varía entre 4.50 m y 4.00 m en su

parte final. El tramo inclinado va revestido con hormigón; el horizontal lleva un blindaje de acero autosoportante. En su extremo final la tubería blindada se divide en cuatro ramales para la alimentación de cada turbina. La parte superior de la tubería inclinada atraviesa roca fracturada, y el resto, una formación de contacto, para lo cual se ha previsto un margen amplio de refuerzo y tratamiento de la roca.

Se requiere excavar unos 19 000 m<sup>3</sup> de roca y colocar 8 000 m<sup>3</sup> de concreto, en revestimiento y refuerzo. Para el blindaje de acero, incluidas las bifurcaciones para entrada a la casa de máquinas, se emplearían aproximadamente 1 000 toneladas.

Casa de Máquinas y Equipo de Generación: La casa de máquinas subterránea está constituida por una caverna de aproximadamente 73 m de largo por 19 m de ancho y 21 m de alto, excavada en roca de buena calidad (diorita). Se localiza en la margen izquierda del Río Anchicayá, unos 130 m al interior del carro, frente a la cabecera del embalse de la Central Anchicayá.

Para las obras civiles se requiere excavar unos 3 200 m<sup>3</sup> de roca y colocar cerca de 5 000 m<sup>3</sup> de hormigón, principalmente para el revestimiento de la bóveda.

En la casa de máquinas se instalarán 4 turbinas Francis de eje vertical de 118 000 HP, 514 r.p.m., cada una controlada por una válvula esférica de 1.70 m de diámetro. El salto medio de operación es de 400 m. Cada turbina va acoplada a un generador de 85 Mw, 13.8 Kv.

El equipo de la casa de máquinas comprende, además, todas las instalaciones eléctricas y mecánicas auxiliares, incluido un puente grúa de 90 toneladas. La elección de la cota de instalación de las turbinas y el tipo de éstas, es resultado de un análisis de la sedimentación en el embalse actual de la Central Anchicayá. Es necesario protegerse contra eventuales inundaciones en la casa de máquinas y en el túnel de acceso, en caso de que continúe el proceso de depósito de materiales en el lecho del Río. A este efecto, los consultores han recomendado diversas medidas correctivas a corto y largo plazo. 1/

Túnel de Acceso a Casa de Máquinas: El acceso a la casa de máquinas, principalmente para la construcción, se realiza con un túnel de aproximadamente 6 x 6 m, cuyo desarrollo en curva es de unos 300 m. La entrada al túnel y la carretera que a él accede, por la margen izquierda del río, está unos 20 m más alta que el nivel del agua en el embalse, como protección contra posibles

---

1/ Report on the Sedimentation of the CHIDRAL Reservoir - Acres International Ltd. - April 1968.

inundaciones que pudieran ocurrir en el futuro por las razones antes indicadas. El volumen total de excavación en corte y subterránea se estima en 9 000 m<sup>3</sup>.

Descarga: Las cuatro salidas de la tubería de aspiración de las turbinas están protegidas por compuertas, después de las cuales sigue un corto túnel colector de las descargas, que conduce las aguas hasta el embalse existente en el río. Para esta obra deben excavarse alrededor de 11 000 m<sup>3</sup> de roca y colocar unos 3 000 m<sup>3</sup> de concreto.

Subestación Elevadora: Por encima de los tubos de aspiración, en la falda del cerro, junto a la carretera de acceso a la casa de máquinas, se instalará el patio de transformadores, que consta de cuatro transformadores trifásicos 13.8/230 Kv, 94.5 MVA, conectados directamente a los generadores.

Debido a lo escarpado del terreno, el patio de conexiones (switch yard) se ubica a unos 400 m del banco de transformadores en un sitio despejado, siempre en la margen izquierda del río. La subestación es del tipo de doble barra, con cuatro paños para los transformadores, uno de transferencia de barras y dos de salida de líneas. El control y comando de la subestación se efectúa en un edificio ubicado junto al banco de transformadores, por encima de la casa de máquinas, con la que se comunica mediante un pozo con ascensor.

Transmisión a Cali y Yumbo - 220 KV: Del patio de conexiones arrancará una línea de doble circuito a 220 Kv, en torres de acero. Al llegar al valle, la línea se divide, con un ramal hasta una nueva subestación en Pance, en la zona sur de Cali, y el otro hasta la subestación de Yumbo, unos 20 Km al norte de Cali. Ambas subestaciones quedarán unidas por una línea del mismo voltaje. En total, deben instalarse aproximadamente 100 Km de circuito a 220 Kv.

La subestación de Pance tendrá un autotransformador de 230/115 Kv, 130 MVA, y demás equipos de protección, control y comando, con dos paños de salida de líneas de 220 Kv y cuatro paños para líneas de 110 Kv (a subestaciones San Antonio y Juanchito). En Yumbo, la línea de Alto Anchicayá llegará a las barras de 220 Kv de la subestación que, hacia 1971, habrá montado la empresa de Interconexión Eléctrica (ISA). Esta subestación deberá ampliarse con dos paños para la salida de las líneas a 220 Kv (Alto Anchicayá y Pance).

Ampliación del Sistema de Transmisión de 110 KV: Para hacer frente al aumento de la demanda en el sistema abastecedor primario, simultáneamente con la construcción del proyecto Alto Anchicayá CVC deberá realizar diversas obras de ampliación de

subestaciones transformadoras y líneas de transmisión a 110 Kv. El programa de ampliaciones comprende la instalación de: 6 transformadores trifásicos de 115/34.5 Kv, 40 MVA (subestaciones San Antonio, Pance, Juanchito, Yumbo y Buga); 2 transformadores trifásicos de 115/13.8 Kv, 20 MVA (Cartago y Buenaventura); 28 Km de línea a 110 Kv de dos circuitos, para el cierre de un anillo en torno a Cali (San Antonio-Pance-Juanchito); 45 Km de líneas a 110 Kv de un circuito (incl. 35 Km de circuito en línea existente Anchicayá-Buenaventura).

### 5.3 Costo Estimado de Construcción

El cálculo de los costos del proyecto Alto Anchicayá se ha hecho cuidadosamente por los consultores Acres International Ltd. y los Departamentos Técnicos de CVC, tomando principalmente como base la experiencia en obras similares ejecutadas o en construcción en el país (Proyectos Calima y Guatapé). Además, se han dejado márgenes adecuados para cubrir imprevistos.

Para establecer el costo de las obras civiles y su composición en moneda extranjera y nacional, se ha previsto que la construcción se contratará con firmas extranjeras (en asociación con firmas locales). Por lo tanto, prácticamente todo el equipo para la construcción sería importado (su valor residual se considera nulo). El componente en moneda extranjera de los costos de obras civiles incluirá, además, salarios y gastos del personal extranjero, servicios técnicos, transporte y gastos generales externos, y utilidad de los contratistas. El costo directo de construcción de las obras civiles de la Central (incluidas obras preliminares) se estima en el equivalente de 46.6 millones dólares, de los cuales 27.6 millones (59%) corresponden a gastos en moneda extranjera y 19.0 millones (41%) a gastos en moneda nacional.

El costo de todos los equipos de control hidráulico, generación y subestación elevadora, incluido su montaje, se estima en 10.8 millones dólares, de los cuales 10.1 millones serán en moneda extranjera (costo FOB, flete y seguro marítimo, dirección técnica de montaje) y 0.7 millones en moneda nacional.

El costo directo de las obras de transmisión a 220 Kv y 110 Kv se estima en unos 6.8 millones de dólares, de los cuales 4.8 millones serán en moneda extranjera y 2.0 millones en moneda local.

De acuerdo con las cifras anteriores, el costo directo de construcción de todas las obras del Proyecto llegaría al equivalente de 64.2 millones dólares.

Los costos generales de construcción se han clasificado en tres grupos: Ingeniería y Dirección de Obra (incluidas investigaciones preliminares y estudios de factibilidad); Administración y

Gastos Generales de CVC; Imprevistos Generales. Los gastos totales de Ingeniería y Dirección de Obra se estiman en 6.1 millones dólares, de los cuales 3.2 millones corresponden a servicios de consultores extranjeros, y el resto, a gastos locales (personal, movilización, materiales varios). El costo de Ingeniería y Dirección de Obra, incluidos los gastos en investigaciones y estudios preliminares, resulta equivalente al 9.5 por ciento del costo directo de construcción, lo que puede considerarse normal para un proyecto de la complejidad de Alto Anchicayá.

Los gastos propios de administración general de CVC asignables al Proyecto se estiman en el equivalente de unos 600 mil dólares.

En cuanto a los imprevistos generales del Proyecto, las cifras adoptadas representan en total poco más del 10 por ciento del costo directo de construcción. En el Apéndice 4 y sus anexos, se muestra el detalle de los presupuestos de costo para todas las partes del Proyecto.

De acuerdo con el programa de construcción elaborado, las obras civiles de la Central se han clasificado en tres contratos principales, definidos según la localización y fecha de inicio de las obras respectivas.

El costo total de construcción del Proyecto, que asciende a 77.6 millones dólares (excluidos gastos de financiamiento), se puede resumir así:



<u>CENTRAL GENERADORA Y SUBESTACION</u>	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
	Miles U.S. Dólares		
- Obras auxiliares para la construcción	100	2 130	2 230
- Obras Civiles - Contrato I (Túneles de Desviación, Conducción, Acceso Casa de Máquinas, etc.)	11 615	7 995	19 610
- Obras Civiles - Contrato II (Casa de Máquinas, Tubería presión, Descarga, etc.)	2 266	1 756	4 022
- Obras Civiles - Contrato III (Presa y Vertedero)	13 634	7 112	20 746
- Equipos e Instalaciones Hidromecánicas	2 270	145	2 415
- Equipo Generación e Instalación Auxiliar Casa de Máquinas	5 656	362	6 018
- Equipo e Instalación S.E. Elevadora	2 194	140	2 334
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total Central Generadora y Subestación	37 735	19 640	57 375
<u>SISTEMA DE TRANSMISION</u>			
- Líneas y Subestaciones 220 KV y 110 KV	4 853	1 994	6 847
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total Costo Directo de Construcción	42 588	21 634	64 222
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
<u>COSTOS GENERALES Y ASOCIADOS</u>			
- Ingeniería y Dirección de Obra	3 220	2 900	6 120
- Administración y G.G. de CVC	-	600	600
- Imprevistos Generales	5 098	1 512	6 610
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total Costos Generales y Asociados	8 318	5 012	13 330
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total Costo de Construcción del Proyecto	50 906	26 646	77 552
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

En las cifras anteriores se incluyen los gastos incurridos hasta fines de 1968, en Ingeniería y obras preliminares para la construcción (camino de acceso), por un monto total de cerca de 1.6 millones dólares. Puede verse que aproximadamente el 66 por ciento del costo total de construcción representa gastos en moneda extranjera. De acuerdo con el concepto establecido por el

Banco, en el costo de este Proyecto no existe un "componente indirecto en moneda extranjera".

#### 5.4 Ejecución del Proyecto

La responsabilidad de elaboración de las especificaciones y de diseños finales necesarios para la contratación de las obras civiles y la adquisición de equipos, ha sido encomendada por CVC a la firma canadiense Acres International Ltd., que realizó los estudios de factibilidad de la Central. En todas las fases de esta labor colabora estrechamente el personal técnico de CVC.

El programa de construcción que se ha preparado parece realista y supone un período de ejecución de 56 meses, desde la adjudicación del primer contrato hasta el término de la instalación de todos los grupos generadores. Tomando en cuenta el plazo para precalificación de contratistas, preparación y estudio de ofertas, y suponiendo que el financiamiento externo quede resuelto a fines de 1968, la primera unidad generadora podría comenzar a funcionar en julio de 1973 y la última, en abril de 1974.

Según el programa de construcción, la obra que requiere más tiempo para su ejecución, y la que fija el plazo para la puesta en servicio de la Central, es el túnel de conducción de 8.3 Km de largo. En el Apéndice 5 se muestra un cronograma de construcción de las obras de la Central.

Según la naturaleza, ubicación y plazo de construcción de las diferentes faenas, se ha estimado conveniente dividir el conjunto de obras civiles en tres grupos o contratos separados. El contrato I, que deberá resolverse en primer término, incluye los túneles de desviación, la bocatoma, el túnel de conducción, la chimenea de equilibrio, y el túnel de acceso a la casa de máquinas. El contrato II incluye la tubería de presión, la casa de máquinas, tubos de aspiración, túnel de descarga, patios y edificio de la subestación elevadora. El contrato III comprende la presa de enrocado y el vertedero.

Todos los contratos de obras civiles serán materia de licitación internacional, con calificación previa de las firmas constructoras. Para la adquisición del equipo eléctrico y mecánico de la central generadora y de la transmisión, se ha debido considerar el esquema de financiamiento externo, que comprende recursos de Capital Ordinario y Fondos Canadienses. Según el plan de utilización de estos recursos, todos los equipos de importación para el Proyecto, con excepción de los cuatro generadores, tendrán que adquirirse en el Canadá, mediante licitaciones limitadas a este país. 1/ Se ha previsto que el montaje de los equipos se

---

1/ En el Apéndice 6 se da un detalle de todos los equipos de procedencia canadiense.

hará con personal y elementos de los respectivos contratistas de obras civiles, pero bajo la supervisión técnica directa de los proveedores.

Dadas las características topográficas y la estructura geológica de la zona, tanto el diseño de detalle de las obras civiles como su construcción requerirán alta calidad de ingeniería de proyecto, así como de supervisión técnica de la ejecución. Para cubrir ambos aspectos en forma adecuada será indispensable centralizar la responsabilidad de toda la Ingeniería y de la Dirección de Obra (interventoría) en una firma consultora independiente. Para el desarrollo de sus labores, el grupo de especialistas de la firma responsable se complementaría con personal técnico de CVC.

Para el control y fiscalización del desarrollo del Proyecto por parte del BID será necesario designar un Especialista de Proyecto, el que debería iniciar sus labores en el terreno (probablemente con sede en Cali) unos seis meses después de suscrito el contrato de préstamo. Para cubrir el costo de estos servicios y otros gastos que eventualmente tuviere el Banco durante el período de ejecución del Proyecto, se ha previsto la suma de 558 000 dólares, equivalente al uno por ciento del total del financiamiento que haría el BID. El costo probable se estima del orden de 300 000 dólares.

## 6. INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO

Para establecer el monto total de las inversiones que exige el Proyecto, es necesario agregar al costo de construcción de las obras los intereses y demás gastos financieros que sean exigibles durante el período de ejecución, de acuerdo con las modalidades de financiamiento. El esquema convenido en principio con CVC para el financiamiento externo, que asumiría el BID, es el siguiente:

- Préstamo de Fondos Canadienses, por 15.5 millones dólares, para la adquisición de equipos y pago de servicios técnicos procedentes de Canadá.
- Préstamo de Capital Ordinario para cubrir todos los demás gastos en moneda extranjera relacionados con la construcción, más los intereses del mismo préstamo durante el período de desembolso y el costo de inspección y vigilancia.

En consecuencia, los préstamos del BID financiarían exclusivamente gastos en moneda extranjera. Para el cálculo de los gastos financieros durante la construcción, se supone que los préstamos respectivos estarán sujetos a los siguientes términos:

Préstamo de Fondos Canadienses:

Monto: equivalente a 15.5 millones dólares

Intereses: no hay

Comisión de Servicio BID: 0.5% anual sobre el total del préstamo hasta su desembolso; después, sobre la parte no amortizada.

Período de Desembolso: 5 años a contar de la fecha del Contrato de Préstamo.

Amortización: en 81 cuotas semestrales (40 años), la primera pagadera 10 años después de la firma del Contrato de Préstamo.

Préstamo de Capital Ordinario:

Monto: 43.3 millones U.S. dólares

Intereses: 8.75% anual sobre el saldo deudor

Comisión de Compromiso: 2% sobre el saldo no desembolsado.

Período de Desembolso: 5 años a contar de la fecha del Contrato de Préstamo.

Amortización: en 30 cuotas semestrales iguales (principal más intereses), la primera de las cuales se paga 5 1/2 años después de la firma del Contrato de Préstamo.

De acuerdo con el programa de desembolsos para la construcción, se han determinado los diversos gastos del financiamiento del BID durante el período de ejecución del Proyecto, 1969 a 1973 inclusive, como sigue:

	Moneda Extranjera <u>Miles U.S. Dólares</u>
- Intereses del Préstamo de Capital Ordinario	7 685
- Comisión de Servicio, Fondos Canadienses	388
- Comisión de Compromiso, Préstamo de Capital Ordinario	2 302
- Gastos de Inspección y Vigilancia BID	588
	<hr/>
Total Gastos de Financiamiento BID	10 963
	<hr/>

Sumando estos gastos de financiamiento a los de construcción (con sus correspondientes gastos generales), resulta que la inversión total que representa la ejecución del Proyecto llega al equivalente de 88.5 millones dólares, de los cuales 61.5 millones serían en moneda extranjera y 27 millones en moneda nacional.

El Apéndice 7 muestra el detalle del financiamiento propuesto para el Proyecto, que se resume así:

	Costo Estimado			Financiamiento BID		Recursos CVC y Gobierno	
	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>	<u>C.Ordin.</u> <u>M.E.</u>	<u>F.Can.</u> <u>M.E.</u>	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>
Millones U.S.Dólares							
<u>Inversiones en Construcción</u>							
Central Generadora y Subestación	37.74	19.64	57.38	30.92	6.81	-	19.64
Sistema de Transmisión	4.85	1.99	6.84	0.65	4.20	-	1.99
Gastos Generales, incl. Imprevistos	8.32	5.01	13.33	3.45	4.49	0.38	5.01
Total Construcción	50.91	26.64	77.55	35.03	15.50	0.38	26.64
<u>Gastos de Financiamiento</u>							
Comisión Compromiso	2.30	-	2.30	-	-	2.30	-
Intereses, Inspección y Vigilancia	8.27	-	8.27	8.27	-	-	-
Comisión Servicio Fondos Canadienses	0.39	-	0.39	-	-	0.39	-
Total G.Financiamiento	10.96	-	10.96	8.27	-	2.69	-
Total Inversiones y Recursos	61.87	26.64	88.51	43.30	15.50	3.07	26.64
				<u>58.80</u>		<u>29.71</u>	

Según este esquema, el BID financiaría gastos en moneda extranjera por un total de 58.8 millones dólares (66.4% de las inversiones), con un préstamo de Fondos Canadienses por 15.5 millones dólares, y uno de Capital Ordinario por 43.3 millones dólares.

El aporte de CVC alcanzaría al equivalente de 29.7 millones dólares (33.6% de la inversión total). Hasta fines de 1968, la Corporación habrá hecho gastos por el equivalente de cerca de 1.6 millones dólares, en Ingeniería y parte de la carretera de acceso. Por consiguiente, en el período 1969-1973 la contribución local sumaría el equivalente de 28.1 millones dólares, que CVC deberá enterar con recursos propios y aportes especiales del Gobierno Nacional.

En el Apéndice 3 se indica el programa de inversiones anuales durante el período de construcción, y los correspondientes aportes de fondos, según fuentes de recursos, que se resume así:

<u>Año</u>	<u>Recursos BID-Moneda Extranjera</u>			<u>Recursos Locales (CVC y Gobierno)</u>		
	<u>C.Ordinario</u>	<u>F.Canadá</u>	<u>Total</u>	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
Millones U.S. Dólares						
Hasta 1968	-	-	-	0.38	1.20	1.58
1969	2.59	0.97	3.56	0.69	2.48	3.17
1970	8.92	2.71	11.63	0.83	5.78	6.61
1971	10.40	5.22	15.62	0.53	5.91	6.44
1972	12.85	4.57	17.42	0.41	6.79	7.20
1973	8.54	2.03	10.57	0.23	4.48	4.71
Total	43.30	15.50	58.80	3.07	26.64	29.71

De acuerdo con la proyección de flujo de fondos de CVC-CHIDRAL, en el período de 1969-1973 (Ver Apéndice 15), los recursos propios de ambas entidades permitirían financiar unos 12.3 millones dólares. El resto de la contribución local, que asciende al equivalente de 15.8 millones dólares, tendría que provenir de aportes específicos del Gobierno Nacional a CVC. Se supone que al conceder los préstamos, el Banco contará con las seguridades de disponibilidad de estos aportes en el monto y oportunidad requeridos.

#### 7. FACTIBILIDAD ECONOMICA

Con base en un pronóstico realista del desarrollo del mercado de energía eléctrica en la Región del Valle, la factibilidad económica del aprovechamiento hidroeléctrico del Alto Anchicayá debe demostrarse mediante una comparación con otras posibles alternativas de abastecimiento primario de energía. Adicionalmente, deberá verificarse que los ingresos de explotación del sistema CVC-CHIDRAL permitirán cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones, de modo que con los excedentes de caja producidos puedan atenderse todos los compromisos financieros, con un margen adecuado para ampliaciones corrientes y eventualidades.

## 7.1 Mercado

En el curso de los últimos 10 años el consumo de energía abastecido por el Sistema CVC-CHIDRAL ha crecido con una tasa acumulativa media de alrededor del 12 por ciento anual. Sin embargo, en los cinco años recientes, de 1963 a 1968, el aumento anual ha sido un poco inferior al 10 por ciento en promedio.

La influencia del consumo de EMCALI es muy grande y representa en la actualidad un 78 por ciento del total suministrado por el sistema primario; de modo que un pronóstico a mediano plazo debe considerar fundamentalmente el desarrollo del mercado de dicha empresa.

El consumo de EMCALI ha aumentado en los últimos cinco años con una tasa de aproximadamente 8 por ciento anual, mientras en las demás localidades abastecidas el consumo ha crecido con el doble de intensidad. Esto se explica por el bajo nivel de consumo y la ampliación constante de los servicios en estas localidades, de manera que los aumentos relativos resultan mucho mayores que en un sistema más grande y desarrollado.

Tiene gran importancia en EMCALI el consumo del sector industrial, que representa un 40 por ciento del total distribuido. Este consumo ha tenido un aumento medio de alrededor de 7 por ciento en los últimos cinco años, índice que está afectado por un estancamiento en los dos años recientes. Por otra parte, el consumo residencial ha tenido un aumento constante de casi 10 por ciento, y prácticamente iguala ya al industrial.

Con base en un aumento anual de 5 por ciento de la población urbana, 6.5 por ciento en el número de consumidores, y 3.5 por ciento del consumo específico, se puede estimar el crecimiento del consumo residencial de EMCALI en alrededor del 10 por ciento para los próximos años. En cambio, no hay antecedentes para justificar un aumento superior al 7 por ciento anual del consumo industrial. Con tasas intermedias de crecimiento para las otras categorías de consumo, el promedio general de incremento de EMCALI se puede estimar en alrededor de 8.5 por ciento anual.

Para el resto de los servicios abastecidos por el sistema primario, incluido cierto consumo marginal en la zona norte del departamento del Cauca, puede estimarse prudentemente un crecimiento medio del orden del 11 por ciento anual en los próximos 10 años.

De lo anterior resulta una tasa promedia global de crecimiento para el sistema interconectado de 9 por ciento acumulativo anual, índice que se ha adoptado en el presente análisis. (Las estimaciones de CVC y los consultores del Proyecto de Interconexión Nacional son más elevadas).

La energía total suministrada por CVC-CHIDRAL en subestaciones del sistema primario llegará en 1968 a unos 910 millones KWH. Con la tasa de crecimiento adoptada, en 1974, primer año de operación de la Central Alto Anchicayá, el sistema deberá suministrar 1 530 millones KWH, y hacia 1978, cerca de 2 200 millones KWH.

## 7.2 Régimen de Operación del Sistema Primario

En el Apéndice 9 se ha determinado para el período 1968-1978 la producción total necesaria para atender los consumos anuales previstos. Se ha supuesto, de acuerdo con el plan de desarrollo vigente, que el sistema de transmisión a 220 Kv de Interconexión Eléctrica (ISA) comenzará a operar en 1972 y suplirá los faltantes de energía en el sistema del Valle, con excedentes de las empresas de Medellín, Bogotá y CHEC. En 1974 entraría en servicio Alto Anchicayá, con lo cual la generación en las centrales hidroeléctricas del sistema CVC-CHIDRAL sería más que suficiente para atender la demanda de energía prevista hasta 1977. Los excedentes se entregarían a ISA para atender déficits de energía que se prevén hacia esa época en los otros sistemas interconectados, principalmente en Medellín.

En conclusión, se estima que la Central Hidroeléctrica Alto Anchicayá podrá colocar prácticamente toda su producción ya en el segundo año de operación. Si llegaren a sobrepasarse las estimaciones de consumo más bien moderadas que se hacen en este informe, ello sólo significaría que el sistema CVC-CHIDRAL tendría menores excedentes para entregar a ISA.

## 7.3 Comparación con Alternativa Térmica

La inversión total estimada en la Central Alto Anchicayá y su transmisión hasta Cali, incluidos los gastos de financiamiento, se calcula en el equivalente de 83 millones dólares. Esto representa un costo de 244 dólares por Kw instalado.

La determinación del costo medio por KWH neto entregado por Alto Anchicayá en las subestaciones de Yumbo y Cali, se basa en los siguientes supuestos:

Vida útil: 50 años

Rentabilidad de la inversión: 9% anual

Gastos de operación, mantenimiento y administración: 1.50 dólares al año por Kw instalado

Reemplazos de elementos depreciados y seguros: 0.3% anual de la inversión

Energía neta anual entregada en subestaciones: 1 700 millones KWH.



Resulta de aquí el siguiente costo anual:

- Amortización e interés (9%)	7.57 millones dólares
- Operación, mantenimiento y administración:	0.51
- Reemplazos y seguros:	0.25

---

Total costo anual	8.33 millones dólares
-------------------	-----------------------

Costo medio por KWH: 0.49 U.S. centavos

En una central térmica de potencia y producción anual similares, el costo por Kw instalado puede estimarse en 150 dólares, lo que da una inversión total de 51 millones dólares. En este caso, las bases para determinar el costo medio por KWH neto generado son las siguientes:

Vida útil: 30 años

Rentabilidad de la inversión: 9% anual

Gastos en combustible y lubricantes: 4.2 U.S. mills por KWH neto.

Otros gastos de operación, mantenimiento y administración: 3.00

U.S. dólares por Kw al año.

Reemplazos y seguros: 0.6% anual de la inversión

Generación neta anual: 1 700 millones KWH.

Con estas bases, el costo total anual sería:

- Amortización e interés (9%)	4.96 millones dólares
- Combustible y lubricantes:	7.14
- Otros gastos operación, mantenimiento y administración	1.02
- Reemplazos y seguros:	0.31

---

Total costo anual	13.43 millones dólares
-------------------	------------------------

Costo medio por KWH: 0.79 U.S. centavos

Resulta de la comparación que el costo medio por KWH producido en la central térmica sería un 61 por ciento más elevado que el de la generación hidroeléctrica en Alto Anchicayá. El costo de producción en esta central, referido a las subestaciones de entrega, se compara, también, favorablemente con el precio previsto de compra a ISA, que sería equivalente a 0.6 U.S. centavos por KWH (aparte de un cargo fijo, independiente del consumo).

#### 7.4

##### Tarifas

En Colombia las tarifas de venta de las empresas de servicio público en general están sujetas a la aprobación de la Superintendencia de Regulación Económica, entidad gubernamental depen-

diente del Ministerio de Fomento. No existe una disposición legal que establezca normas para la determinación y ajuste de las tarifas eléctricas. Las decisiones quedan al criterio de la Superintendencia, en que intervienen con frecuencia consideraciones extra-financieras, con el resultado de que las tarifas no se aprueban con la oportunidad o en el monto requerido. A esta circunstancia se suma, en el caso de la empresa CHIDRAL, la exigencia estatutaria del voto favorable de un representante del Municipio de Cali para aplicar cualquier modificación de tarifas.

Los propios Estatutos de CHIDRAL establecen un principio adecuado para la fijación de las tarifas, pero por la circunstancia mencionada, los ajustes han sido tardíos o insuficientes. Desde 1959 hasta la fecha se han hecho los siguientes ajustes:

	Ctvs. col./KWH	Equiv.U.S. ctvs./KWH	Tasa de cam- bio pesos/dól
Aprobado en diciembre 1959 (vigente enero 1960)	6.1	0.9	6.70
Aprobado en febrero 1964 (vigente enero 1965)	9.0	1.0	9.0
Aprobado en febrero 1967 (vigente junio 1967)	13.5	0.8	16.30
Aprobado en mayo 1968 (vigente diciembre 1968)	19.5	1.2	16.30

Los aumentos aplicados hasta el presente año han sido insuficientes para producir ingresos de explotación satisfactorios. Solamente con el ajuste aprobado en mayo de 1968, que estará en pleno vigor en diciembre (se aplica gradualmente entre octubre y diciembre), se lograría un nivel adecuado de rentabilidad. Este último ajuste representa un aumento de 44.4% en el precio vigente desde 1967.

De acuerdo con el nuevo nivel de tarifas, de 19.5 centavos col/KWH, la proyección de ingresos de explotación para los próximos 10 años se han hecho con base en el precio unitario equivalente de 1.2 U.S. centavos. (Tasa de cambio actual de 16.30 pesos colombianos/dólar).

Como se ha mencionado, el Gobierno Nacional ha iniciado la preparación de una ley sobre tarifas eléctricas, que se espera permitirá corregir la anómala situación existente en esta materia. Con todo, en el caso de CHIDRAL subsistirá el obstáculo ya mencionado, impuesto por los Estatutos de la empresa.

Mientras se mantenga esta disposición estatutaria no habrá seguridad de que se haga efectiva una modificación de las tarifas, por bien justificada que estuviere.

#### 7.5 Pronóstico de Resultados de Explotación

La estimación de los resultados de explotación considera al sistema alimentador primario en su conjunto, el que sería operado por CHIDRAL.

La venta de energía primaria comprende el suministro a EMCALI y a las demás empresas o sistemas distribuidores de la Región. A contar de 1975 se incluyen también las ventas a ISA, en la subestación de Yumbo (se supone que en 1974 ISA no requiere comprar energía).

Los precios de venta en bloque a las empresas de la Región se han basado en la nueva tarifa que estará en vigencia en diciembre 1968, a razón de 1.2 U.S. centavos por KWH (19.5 centavos colombianos). La venta a ISA se calcula a un precio medio equivalente a 0.6 centavos de dólar por KWH.

Los gastos de operación, mantenimiento y administración se han estimado con base en los datos actuales, con cierto incremento, más los costos calculados de explotación de Alto Anchicayá. Los gastos de producción de la Central Yumbo incluyen combustible a razón de 0.55 U.S. centavos por KWH neto generado, hasta 1972; después de ese año, la Central se mantendría como reserva. El precio de compra a ISA sería de 0.6 centavos por KWH, más un pago fijo anual equivalente a 450 mil dólares.

Para el cálculo de la depreciación se ha partido del monto revalorizado del Activo Fijo en servicio en 1968, con todas las adiciones subsiguientes (Ver Apéndice 11).

El pronóstico de resultados de explotación para los próximos 10 años se detalla en el Apéndice 10. Puede verse que, siempre que se mantenga el nivel inicial de las tarifas en su equivalente en dólares, el índice de rentabilidad anual sería ampliamente satisfactorio, ya que fluctuaría, con tendencia creciente, desde 8.2 por ciento en 1969 hasta más de 13 por ciento en 1978. A pesar del fuerte incremento de la Inversión Inmovilizada que produce la incorporación de la Central Alto Anchicayá en 1974, la rentabilidad en ese año sería de 9.3 por ciento.

En conclusión, la puesta en servicio de la Central Alto Anchicayá contribuiría, por su bajo costo de operación, a mejorar la economía de la explotación del sistema primario, de modo que sería posible en el futuro rebajar el nivel real de las tarifas, para no exceder un límite razonable de rentabilidad.

## 8. PROYECCIONES FINANCIERAS

### 8.1 Sistema eléctrico primario CVC - CHIDRAL

Como se puede observar de la proyección del flujo de fondos para el sistema eléctrico primario (Apéndice 15), a partir de 1969 las nuevas tarifas que se aplicarán durante el último trimestre de 1968 tendrían un efecto favorable sobre los resultados netos de operación del sistema.

A partir de ese año en adelante los ingresos netos de explotación cubrirían de 2 a 3 veces los intereses netos imputables a la operación durante el período de construcción del proyecto Alto Anchicayá.

Una vez que entre en operación este sistema en 1974, esta relación se mantiene en aproximadamente 3 veces al comienzo y se incrementa hasta 4.1 veces en 1978.

Con respecto a los requerimientos de caja para atender a la amortización de préstamos vigentes, durante el período de construcción el sistema primario generaría recursos de caja que serían suficientes para atender a estas obligaciones, y además permitiría contar con recursos para destinar al financiamiento parcial del costo del proyecto correspondiente a la contribución local.

No obstante lo anterior, el proyecto requeriría una contribución de capital del Gobierno Nacional para complementar los recursos locales necesarios para el financiamiento de las obras, por un monto que se estima en US\$ 15.8 millones entre 1969 y 1973.

Una vez en operación el proyecto Alto Anchicayá, se estima que la generación de recursos sería adecuada para atender a la amortización de todos los préstamos vigentes y el préstamo solicitado al BID.

Por otra parte esta situación de caja permitiría a las empresas destinar recursos al financiamiento de otras obras.

Se debe señalar que, a pesar de que las proyecciones han sido elaboradas en base a un tipo de cambio de 16.30 pesos por dólar, cualquier presión inflacionaria interna y/o devaluación del peso colombiano deberá ser considerada inmediatamente, y en consecuencia, si fuere del caso las tarifas deberían ser ajustadas sin mayor demora.

## 8.2 Proyecciones financieras consolidadas CVC - CHIDRAL

En el Apéndice 16 se presentan las proyecciones de caja consolidadas, que contemplan todas las actividades de CVC y CHIDRAL. En la estimación de las ampliaciones y mejoras a los sistemas de distribución, se han incluido solamente aquellas inversiones que se efectuarían a los sistemas que opera directamente la CVC, excluyéndose por tanto, cualquier obra futura que se realice en los sistemas que la CVC administra por cuenta de terceros, como así también cualquier inversión que se efectúe en los sistemas en los cuales la CVC participa en carácter de accionista.

Para cubrir los requerimientos de caja necesarios para financiar programas de desarrollo del Departamento del Valle, la CVC cuenta con varias fuentes de recursos, entre las que se encuentran el impuesto predial que se estima representaría entre el 82% y 88% de dichos recursos anuales desde 1969 a 1973 inclusive.

Como se puede observar en el mismo período, que corresponde al de construcción del proyecto Alto Anchicayá, el total de disponibilidades de caja no cubre totalmente los requerimientos de recursos para financiar el conjunto de las actividades programadas por la CVC.

Por ello, para lograr estos objetivos con recursos adecuados, se ha estimado que en dicho período sería necesario contar con una partida adicional del equivalente de US\$ 2.2 millones.

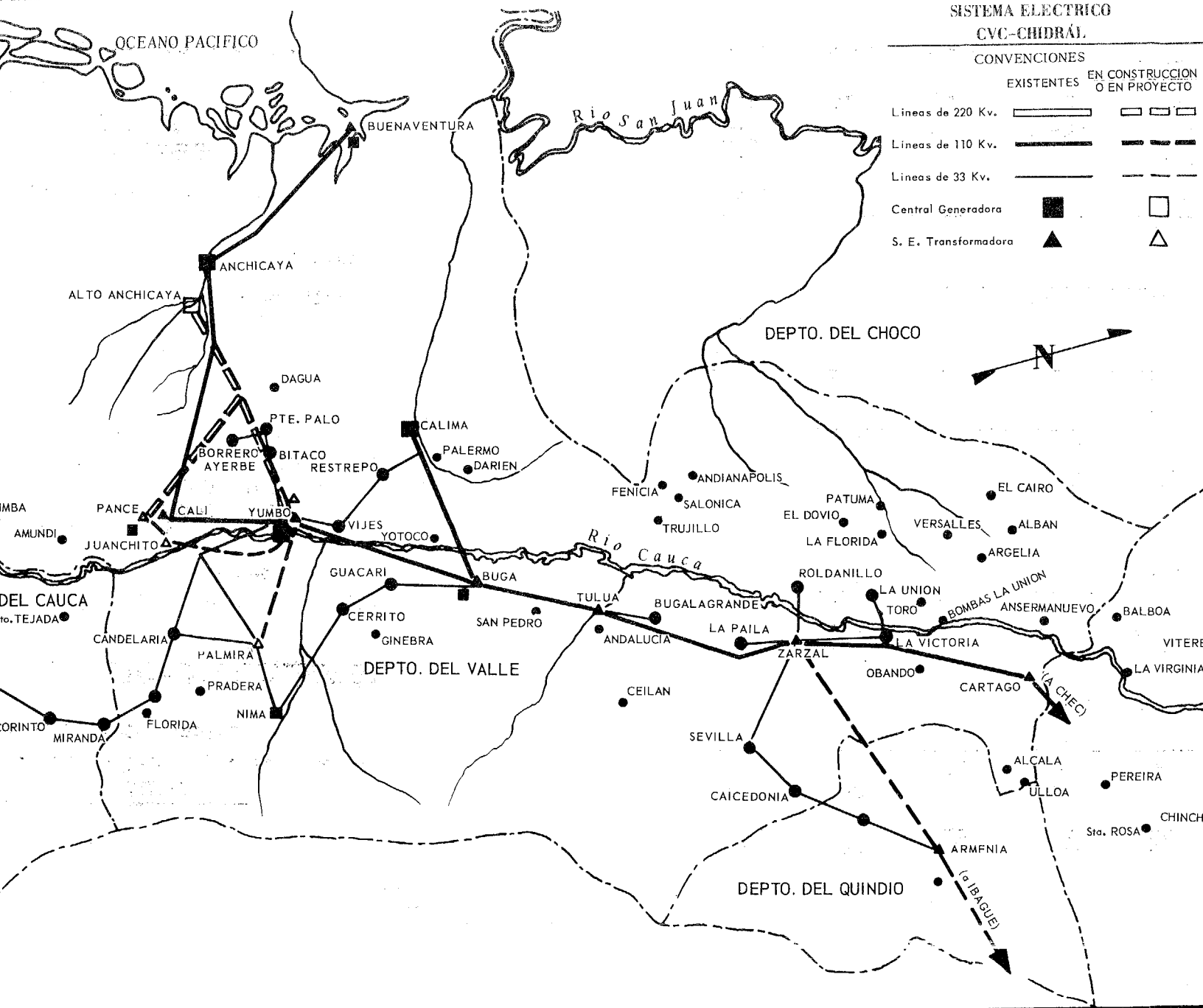
En consecuencia sería imprescindible que la CVC cuente con recursos adicionales del orden de los US\$ 18.0 millones y que incluye la partida de US\$ 15.8 millones para el financiamiento del proyecto Alto Anchicayá. Estas necesidades de fondos, se ha supuesto que serían aportadas por el Gobierno Nacional.

En 1970, el de mayores requerimientos financieros, el aporte del Gobierno se estima que tendría que ser de aproximadamente US\$ 5.6 millones (incluyendo US\$ 5.2 millones para el proyecto Alto Anchicayá).

En comparación con el Presupuesto General de la Nación, se debe señalar que este monto de US\$ 5.2 millones solamente representaría el 1.3% de dicho presupuesto para 1967 que fue el equivalente de US\$ 410 millones (Pesos 6 675 millones).

Se ha calculado que a fines de 1973, la relación de deuda a capital de ambas empresas sería de 53/47, lo que en comparación con la correspondiente proporción de 58/42 al 31 de julio de 1968 mejoraría, ya que para ese entonces las empresas habrían amortizado un monto de US\$ 23.4 millones de sus deudas vigentes a esa fecha, y se habrían producido utilidades y aportes adicionales al capital como consecuencia de la ejecución del proyecto Alto Anchicayá.

# APENDICE I



RESULTADOS EXPLOTACIONSISTEMA INTERCONECTADO PRIMARIO CVC-CHIDRAL

	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>
Energía Vendida - Millones Kwh					
CHIDRAL (por CHIDRAL)	479	528	547	625	652
E.Distribuidoras y otros (por CVC)	91	110	114	155	186
Total Energía Vendida	570	638	661	780	838
	(Millones U.S.Dólares)				
Ingresos Explotación - Venta de Energía					
CHIDRAL	4.55	3.89	3.70	3.50	5.00
Distribuidoras (por CVC)	0.60	0.78	0.67	0.81	0.94
Consumidores (por CVC y CHIDRAL)	0.36	0.26	0.19	0.24	0.37
Total Ingresos Explotación	5.51	4.93	4.56	4.55	6.31
Gastos de Explotación					
Y Mantenim. Centrales Hidráulicas	0.35	0.30	0.22	0.32	0.33
Y Mantenim. Central Térmica - Combustible	1.26	1.49	1.31	0.97	1.06
Y Mantenim. Central Térmica - Otros Gastos	0.58	0.52	0.39	0.41	0.47
Y Mantenim. Centrales Menores	0.36	0.19	0.20	0.15	0.12
Total Generación	2.55	2.50	2.12	1.85	1.98
Pérdida de Energía	0.12	0.23	0.18	0.21	0.28
Total Producción	2.67	2.73	2.30	2.06	2.26
Y Mantenim. Transmisión	0.09	0.11	0.09	0.10	0.13
Administración y Gastos Generales	0.23	0.16	0.12	0.13	0.16
Total Gastos Directos de Explotación	2.99	3.00	2.51	2.29	2.55
Depreciación	0.92	0.97	1.05	1.70	2.13
Total Gastos Explotación	3.91	3.97	3.56	3.99	4.68
Exceso Neto de Explotación	1.60	0.96	1.00	0.56	1.63
Valor Inmovilizado	26.62	27.02	27.22	50.70	68.20
Productividad %	6.0	3.5	3.7	1.1	2.4
Tipo de Cambio: pesos col./dólar	6.71	9.00	13.50	16.30	16.30





PROYECTO ALTO ANCHICAYARESUMEN - COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION

(Precios de septiembre 1968)

<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
-------------	-------------	--------------

(Equivalente Miles de U.S.Dólares)

I. Central Generadora y S.E. Elevadora

## 1. Obras Preliminares y Auxiliares

1.1 Carretera de Acceso	-	1 850	1 850
1.2 Suministro Eléctrico (línea 13.2 Kv y subestaciones)	100	30	130
1.3 Campamento CVC	-	250	250
Total Item 1	100	2 130	2 230

## 2. Obras Civiles - Contrato I

2.1 Túneles de Desviación	698	499	1 197
2.2 Túnel de carga	9 617	6 283	15 900
2.3 Chimenea de Equilibrio	688	667	1 355
2.4 Bocatoma y Torre de Compuertas	170	219	389
2.5 Captación Río Murrupal	294	214	508
2.6 Túnel de acceso-Casa de Máquinas	148	113	261
Total Item 2	11 615	7 995	19 610

## 3. Obras Civiles - Contrato II

3.1 Casa de Máquinas	649	644	1 293
3.2 Tubería de Presión	942	609	1 551
3.3 Tubos Aspiración y Túnel de Descarga	237	216	453
3.4 Patio Transf. y Conexiones; Edificio Control	438	287	725
Total Item 3	2 266	1 756	4 022

## 4. Obras Civiles - Contrato III

4.1 Presa (incl. Cortina inyec- ciones)	12 240	5 809	18 049
4.2 Vertedero	1 394	1 303	2 697
Total Item 4	13 634	7 112	20 746

./.

	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
	(Equivalente Miles de U.S.Dólares)		
5. Equipos e Inst. Hidromecánicos	2 270	145	2 415
6. Equipo de Generación (Casa de Máquinas)	4 200	268	4 468
7. Instalaciones y Equipos Mecánicos Auxiliares	579	37	616
8. Instalaciones Eléctricas Auxiliares Casa de Máquinas	877	57	934
9. Equipo e Inst. S.E. Elevadora	2 194	140	2 334
Total Central Generadora y S.E.	<u>37 735</u>	<u>19 640</u>	<u>57 375</u>
 <u>II. Sistema de Transmisión</u>			
1. Líneas de Transmisión 220 Kv, 50 Km	717	643	1 360
2. S.Estaciones 220 Kv	1 113	241	1 354
3. Líneas 110 Kv (100 Km de circuito)	393	530	923
4. S.Estaciones 110 Kv	2 630	580	3 210
Total Sistema de Transmisión	<u>4 853</u>	<u>1 994</u>	<u>6 847</u>
 <u>III. Costos Generales y Asociados</u>			
1. Ingeniería y Dirección de Obra (incl. estudio factibilidad e investigaciones preliminares)	3 220	2 900	6 120
2. Administración y G.Generales CVC	-	600	600
3. Imprevistos Generales	5 098	1 512	6 610
Total G.Generales y Asociados	<u>8 318</u>	<u>5 012</u>	<u>13 330</u>
 Total Costo Estimado Construcción Proyecto (excl. Intereses durante construcción)			
	<u>50 906</u>	<u>26 646</u>	<u>77 552</u>

PROYECTO ALTO ANCHICAYADETALLE DE ESTIMACION DE COSTOS

				Precio Unit.		Totales		
				M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	Total
				(U.S.Dólares)		(Miles U.S.Dólares)		
<u>I - Central Generadora</u>								
<u>Obras Civiles - Contrato I</u>								
2.1	<u>Túneles de Desviación</u>							
	Obras de acceso	lote	--	-	-	15	5	20
	Excavación en roca, abier.	m3	10 000	4.70	3.00	47	30	77
	Excavación en roca, sub- terránea	m3	27 000	13.00	9.00	351	243	594
	Revestimiento concreto incl. inyecciones	m3	1 200	32.00	35.70	38	43	81
	Portales, tapones y otras estructuras, concreto	m3	4 800	51.00	37.00	247	178	425
	Total Item 2.1					698	499	1 197
2.2	<u>Túneles de Carga (8.3 Km secc. 24 m2)</u>							
	Excavación en roca, sub- terránea, incl. galerías de acceso	m3	300 000	13.25	8.25	3 975	2 475	6 450
	Revestimientos y tapones, concreto	m3	93 000	20.00	24.00	1 860	2 320	4 180
	Soportes de acero y per- nos de anclaje	ton	2 300	590.00	310.00	1 357	713	2 070
	Inyecciones, incl. perfo- raciones, cemento	ton	4 400	517.00	164.00	2 275	725	3 000
	Bombeo	lote	--	-	-	150	50	200
	Total Item 2.2					9 617	6 283	15 900
2.3	<u>Chimenea de Equilibrio</u>							
	Excavaciones incl. estabi- lización y cortes	m3	19 500	14.00	12.00	273	234	507
	Soportes de acero y pernos de anclaje	ton	140	590.00	310.00	83	44	127
	Revestimiento concreto e inyecciones	m3	7 200	46.00	53.50	331	385	716
	Barandas y varicos	lote	--	-	-	1	4	5
	Total Item 2.3					668	667	1 355

		Unidad	Cant.	Precio Unit.		Totales		
				M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	Total
				(U.S.Dólares)		(Miles U.S.Dólares)		
2.4	<u>Bocatoma y Torre de Compuertas</u>							
	Excavaciones, roca y tierra	m3	4 600	4.00	2.50	19	11	30
	Estructuras de concreto varias	m3	2 600	58.00	80.00	151	208	359
	Total Item 2.4					170	219	389
2.5	<u>Captación Murrupal</u>							
	Excavaciones roca y tierra, abierta	m3	4 200	4.00	2.50	17	10	27
	Excavaciones roca, subterránea	m3	1 000	22.00	16.00	22	16	38
	Estructuras de concreto, revestimiento e inyecciones	m3	7 500	34.00	25.00	255	188	443
	Total Item 2.5					294	214	508
2.6	<u>Túnel de Acceso Casa de Máquinas</u>							
	Excavaciones en roca y otros	m3	9 000	10.40	8.20	94	74	168
	Revestimientos techo inc. gunita y otros concr.	m3	400	59.00	57.00	24	23	47
	Soportes de acero y pernos de anclaje	ton	50	590.00	310.00	30	16	46
	Total Item 2.6					148	113	261
<u>Obras Civiles - Contrato II</u>								
3.1	<u>Casa de Máquinas</u>							
	Excavación en roca, subterránea	m3	32 000	11.00	4.00	352	128	480
	Estructuras concreto y terminaciones	m3	4 900	46.00	76.00	226	372	598
	Tratamiento de roca (pernos anclaje, inyecciones, bombeo)	lote	--	-	-	71	144	215
	Total Item 3.1					649	644	1 293

	Unidad	Cant.	Precio Unit.		Totales		
			M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	Total
			(U.S.Dólares)		(Miles U.S.Dólares)		
3.2 <u>Tubería de Presión</u>							
Excavación en roca	m3	19 000	16.30	12.00	310	228	538
Revestimiento concreto	m3	8 000	31.30	31.00	250	248	498
Soportes de acero y pernos anclaje	ton	96	590.00	310.00	57	30	87
Inyecciones, cemento	ton	630	515.00	163.00	325	103	428
Total Item 3.2					942	609	1 551
3.3 <u>Tubos Aspiración y Túnel de Descarga</u>							
Excavación en roca, abierta	m3	3 200	4.00	2.50	13	8	21
Excavaciones en roca, subterránea	m3	8 100	12.20	9.80	99	80	179
Concretos	m3	3 000	30.00	32.70	90	98	188
Inyecciones y pernos de anclaje	lote	--	-	-	35	30	65
Total Item 3.3					237	216	453
3.4 <u>Patio Transformadores y Conexiones;Edificio Control</u>							
Excavación tierra y roca, abierta	m3	100 000	4.00	2.50	400	250	650
Estructuras varias, concreto	m3	420	18.60	17.20	8	7	15
Edificio de Control (300 m2)	lote	--	-	-	30	30	60
Total Item 3.4					438	287	725
<u>Obras Civiles - Contrato III</u>							
4.1 <u>Presa y Cortina de Inyecciones</u>							
Excavación tierra,abier.	m3	132 000	0.30	0.30	40	40	80
Excavación en roca, "	m3	63 000	2.00	1.50	126	95	221
Cuerpo de enrocado	m3	230 000	3.00	1.00	6 900	2 300	9 200
Pantalla y estructuras varias, concreto	m3	22 000	37.00	37.00	814	814	1 628
Atagüías	m3	200 000	1.80	1.20	360	240	600

	<u>Unidad</u>	<u>Cant.</u>	<u>Precio Unit.</u>		<u>Totales</u>		
			<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
			(U.S.Dólares)		(Miles U.S.Dólares)		
Cortina de Inyecciones- Perforaciones	ml	125 000	26.40	6.60	3 300	825	4 125
Cortina de Inyecciones- Inyección	m3	36 000	12.50	37.50	450	1 350	1 800
Pernos de anclaje	ml	14 000	10.00	8.00	140	112	252
Drenaje-Perforaciones	ml	4 000	24.00	6.00	96	24	120
Drenaje-Excavación subterránea	m3	1 300	11.00	7.00	14	9	23
Total Item 4.1					12 240	5 809	18 049
<hr/>							
4.2 <u>Vertedero</u>							
Excavación común, des- capote y limpieza	m3	28 000	0.35	0.35	10	10	20
Estructuras de concreto	m3	50 000	23.00	23.00	1 200	1 200	2 400
Inyecciones (inc.cemen.)	m3	1 200	100.00	50.00	120	60	180
Drenaje-Perforaciones	ml	1 400	24.00	6.00	34	9	43
Pernos de anclaje	ml	3 000	10.00	8.00	30	30	60
Total Item 4.2					1 394	1 309	2 703

## APENDICE 4.1

Página 5.-

Equipos e Instalaciones Hidromecánicas

T o t a l e s		
<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
(Miles U.S.Dólares)		

5.1	<u>Túnel de Desviación</u> (válvula, compuerta, reja, mecanismos)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	350(c)	-	350
	- Trans. mar. y local, montaje	61	27	88
	Total Item 5.1	411	27	438
5.2	<u>Vertedero</u> (Compuertas Taintor, de emergencia y mecanismos)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	591(c)	-	591
	- Trans. mar y local, montaje	104	44	148
	Total Item 5.2	695	44	739
5.3	<u>Bocatoma</u> (Rejas, limpia rejas, compuertas y mecanismos)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	257(c)	-	257
	- Trans. mar. y local, montaje	45	19	64
	Total Item 5.3	302	19	321
5.4	<u>Captación Murrupal</u> (Compuerta, válvula y mecanismos)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	28(c)	-	28
	- Trans. mar. y local, montaje	5	2	7
	Total Item 5.4	33	2	35
5.5	<u>Túnel de Carga</u> (Puerta de acceso, drenaje)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	10(c)	-	10
	- Trans. mar. y local, montaje	2	1	3
	Total Item 5.5	12	1	13
5.6	<u>Tubería de Presión</u> (Blindaje y pieza de distribución)			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	615(c)	-	615
	- Trans. mar. y local, montaje	108	46	154
	Total Item 5.6	723	46	769

T o t a l e s		
M.E.	M.N.	Total
(Miles U.S.Dólares)		
5.7 <u>Tubos de Aspiración</u> (Compuertas y mecanismos)		
- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	80(c)	- 80
- Trans. mar. y local, montaje	14	6 20
Total Item 5.7	94	6 100
Total Equipos e Instalaciones Hidromecánicas	2 270	145 2 415
<u>Equipo de Generación</u> (Casa de Máquinas)		
6.1 <u>Turbinas Francis (4) 118 000 HP</u> Acces., incl.blindaje tubo aspiración		
- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	1 376(c)	- 1 376
- Trans. mar. y local, montaje	241	103 314
Total Item 6.1	1 617	103 1 720
6.2 <u>Válvulas Esféricas (4)</u> - Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	395(c)	- 395
- Trans. mar. y local, montaje	69	30 99
Total Item 6.2	464	30 494
6.3 <u>Generadores (4) 85 Mw y accesorios</u> - Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	1 803	- 1 803
- Trans. mar. y local, montaje	316	135 451
Total Item 6.3	2 119	135 2 254
Total Equipo de Generación	4 200	268 4 468
<u>Instalaciones Mecánicas Auxiliares</u> (Casa de Máquinas y Edificio Control)		

Aire comprimido, tratamiento y almacenamiento aceite; drenaje; refrigeración; ventilación y aire acondicionado; serv. contra incendio; puente grúa; ascensor; taller; etc.



		T o t a l e s		
		M.E.	M.N.	Total
		(Miles U.S.Dólares)		
7.1	<u>Equipos y Maquinarias</u>			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	390(C)	-	390
	- Trans. mar. y local, montaje	68	29	97
	Total Item 7.1	458	29	487
7.2	<u>Conductos y Cañerías</u>			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	103(C)	-	103
	- Trans. mar. y local, montaje	18	8	26
	Total Item 7.2	121	8	129
Total Instalaciones Mecánicas Auxiliares		579	37	616
<u>Instalaciones Eléctricas Auxiliares</u>				
(Casa de Máquinas)				
Barra de fase aislada; paneles de control; interruptor automático auxiliar; sistema de tierra; iluminación; etc.				
8.1	<u>Equipos</u>			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	623(C)	-	623
	- Trans. mar. y local, montaje	109	47	156
	Total Item 8.1	732	47	779
8.2	<u>Cables y Conductores</u>			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	88(C)	-	88
	- Trans. mar. y local, montaje	15	7	22
	Total Item 8.2	103	7	110
8.3	<u>Conductos y Soportes de Cables</u>			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	36(C)	-	36
	- Trans. mar. y local, montaje	6	3	9
	Total Item 8.3	42	3	45
Total Instalaciones Eléctricas Auxiliares		877	57	934

T o t a l e s		
<u>M.E.</u>	<u>M.N.</u>	<u>Total</u>
(Miles U.S.Dólares)		

Equipo e Instalaciones S.E. Elevadora

9.1	<u>Transformadores Trifásicos (4) 13.8/230 Kv,</u> 94.5 Mva y accesorios			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	1 107(C)	-	1 107
	- Trans. mar. y local, montaje	194	83	277
	Total Item 9.1	1 301	83	1 384
9.2	<u>Equipos Varios, Patio de Conexiones</u> Interruptores automáticos; desconectadores; pararrayos; transformadores de corriente y potencial; estructuras, barras, aisladores, etc.			
	- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje	760(C)	-	760
	- Trans. mar. y local, montaje	133	57	190
	Total Item 9.2	893	57	950
	Total Equipo y S. E. Elevadora	2 194	140	2 334

II - Sistema Transmisión
1. Línea 220 Kv (2 Circ. 50 Kms)

1.1	Conductores, aisladores y elementos de suspensión			
	- Costo FOB, seg.marítimo	642(C)	-	642
	- Trans. mar. y local	75	23	98
		717	23	740
1.2	Torres y otros materiales, montaje y supervisión	-	620	620
	Total Item 1	717	643	1 360

2. S.Estaciones 230/115 Kv

- 2.1 Equipo (Autotransformador 230/115 Kv,  
130 Mva; equipo de protección, control  
y comando, estructuras, barras, aisla-  
dores, etc.)

## APENDICE 4.1

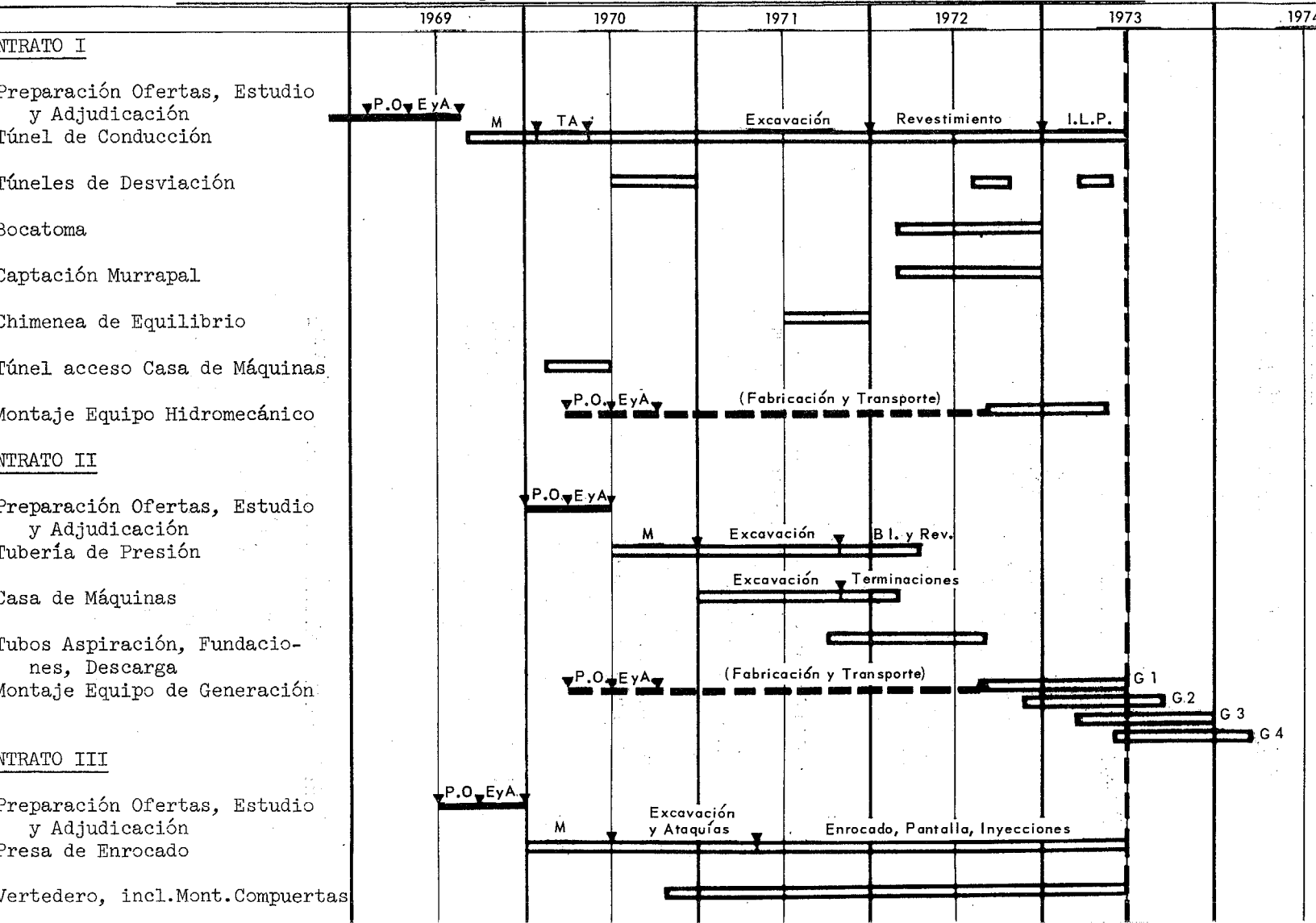
Página 9.-

		T o t a l e s		
		M.E.	M.N.	Total
		(Miles U.S.Dólares)		
- Costo FOB, seg.marít., sup.montaje		947(C)	-	947
- Trans. mar. y local, montaje		166	71	237
2.2 Obras Civiles (Contratos loc.) Total		1 113	71	1 184
Total Item 2		-	170	170
		1 113	241	1 354
3. <u>Líneas de 110 Kv (100 Km de Circuito)</u>				
- Costo FOB, seg.marít., (material importado)		357(C)	-	357
- Trans.mar.y local; estruct.y mat.local; montaje		36	530	566
Total Líneas 110 Kv		393	530	923
4. <u>Sub-Estaciones 115 Kv</u>				
(6 Transformadores 115/3.45 Kv 40 Mva; 2 Transformadores 115/13.8 Kv 20 Mva; equipo auxiliar control, protección y comando)				
- Costo FOB, seg.marítimo		2 250(C)	-	2 250
- Trans.mar. y local, obras civiles, montaje		380	580	960
Total Sub-Estaciones		2 630	580	3 210

NOTA: (C) indica adquisición en Canadá, financiable con Fondos Canadienses.

**APENDICE 5**  
**PROYECTO ALTO ANCHICAYA**

**Central Generadora - Cronograma de Construcción - Obras Civiles y Montaje de Equipos**



Movilización y Preparación de Equipo y Rev. = Blindaje y Revestimiento

Ta = Túneles de acceso

ILP = Inyecciones, Limpieza y Pruebas

PROYECTO ALTO ANCHICAYAEQUIPOS Y SERVICIOS QUE SE ADQUIRIRIAN CON FONDOS CANADIENSES

Costo FOB más  
Seguro Marítimo  
 (Miles U.S. Dólares)

I. Equipos Hidromecánicos

1. En Túneles de Desviación	
-Válvula (circular gate) 2.50 m. diámetro;	
compuerta (bulkhead gate) aprox. 4.00x3.00 m.;	
mecanismos; reja (rack).	350
2. En Vertedero (spillway)	
-3 Compuertas Taintor 9.50x15.00 m.; mecanis-	
mos.	591
3. En Bocatoma	
-Compuerta de toma (intake, vertical lift roller	
gate) 6.00x4.50 m; compuerta de emergencia	
(bulkhead gate, vertical sliding gate) 6.00x	
4.50 m; mecanismos, reja y dispositivo limpia	
rejas.	257
4. En Tubería de Presión	
-Blindaje de acero, incluida pieza de distribu-	
ción con 4 salidas. Aprox. 1000 ton.	615
5. Compuertas y Dispositivos Varios	
-Compuerta, válvula y mecanismos para captación	
Quebrada Murrupal; puerta de acero y dispositi-	
vos para drenaje en túnel de carga; compuertas	
(4) y mecanismos, en tubos de aspiración.	118
Total Grupo I	<hr/> 1 931

II. Equipo de Generación (en Casa de Máquinas)

1. Turbinas Francis (4) 118 000 HP, 514.3 rpm y	
accesorios, blindaje tubos aspiración.	1 376
2. Válvulas esféricas (4) 1.70 m. diámetro	
	395
Total Grupo II	<hr/> 1 771

Costo FOB más  
Seguro Marítimo  
(Miles U.S. Dólares)III. Instalaciones Auxiliares Eléctricas y Mecánicas

1. Equipos para: aire comprimido, tratamiento y almacenamiento de aceite, drenaje, refrigeración, ventilación, aire acondicionado, servicio contra incendio; puente grúa 90 tons.; ascensor	390
2. Tubos, cañerías y "fittings" para las instalaciones indicadas en III. 1	103
3. Equipo Eléctrico: Barra de fase aislada, paneles de control, interruptor automático auxiliar, sistema de tierra (grounding), iluminación	623
4. Cables y conductores; ductos, tubos y soportes para los mismos	124
Total Grupo III	1 240

IV. Subestación Elevadora

1. Transformadores trifásicos (4) 13.8/230 Kv, 94.5 Mva, y accesorios	1 107
2. Equipos varios del Patio de Conexiones Interruptores automáticos; desconectadores; pararrayos; transformadores de corriente y potencial; estructuras, barras, aisladores, etc.	760
Total Grupo IV	1 867

V. Sistema de Transmisión

1. Conductores ACSR, aisladores y ferretería (hardware) para líneas de 220 Kv (100 Km de circuito) y 110 Kv (100 Km de circuito)	999
--	-----

Costo FOB más  
Seguro Marítimo  
(Miles U.S. Dólares)

2. 1 Autotransformador 230/115 Kv 130 Mva (S.E. Pance); 1 paño (bay) para el transformador; 4 paños salida líneas 220 Kv y 4 paños salida líneas 110 Kv; equipo auxiliar de control, protección y comando (subestaciones Pance y Yumbo)

947

3. Transformadores (6) de 115/34.5 Kv 40 Mva y (2) de 115/13.8 Kv, 20 Mva; equipo auxiliar de control, protección y comando en 7 subestaciones

2 250

Total Grupo V

4 196

#### Resumen, Equipo y Materiales

Grupo I	Equipos Hidromecánicos	1 931
Grupo II	Equipo de Generación	1 771
Grupo III	Instalaciones Auxiliares en Casa de Máquinas	1 240
Grupo IV	Equipo Eléctrico Subestación Elevadora	1 867
Grupo V	Equipo y Materiales Sistema Transmisión 220 y 110 Kv	4 196

Total Equipo y Materiales

11 005

Ingeniería y Dirección de Obra (pagos a la firma de ingeniería canadiense, excluido lo gastado hasta el 31 de diciembre de 1968)

2 850

Imprevisto General (eventual elevación de costo del equipo canadiense, posibles gastos adicionales de ingeniería)

1 645

Total Inversión de Fondos Canadienses

15 500

PROYECTO ALTO ANCHICAYA - INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO

(en miles U.S.Dólares)

	Costo Estimado			Financiamiento BID		Recu y G M.E.
	M.E.	M.N.	Total	C.Ordin. M.E.	F.Can. M.E.	
<u>Inversiones en Construcción</u>						
Costos Preliminares y Auxiliares	100	2 130	2 230	100	-	-
Costos Civiles (Contratos I, II y III)	27 515	16 863	44 378	27 515	-	-
Equipos Eléctricos y Mecánicos						
Central y S.E.)	10 120	647	10 767	3 311	6 809	-
Costo de Transmisión 220 Kv y 110 Kv	4 853	1 994	6 847	657	4 196	-
Costos Generales, incl. Imprevistos	8 318	5 012	13 330	3 448	4 495	375
Total Construcción	50 906	26 646	77 552	35 031	15 500	375
<u>Gastos de Financiamiento</u>						
Costo de Servicio Fondos Canadienses	388	-	388	-	-	388
Intereses Capital Ordinario	7 685	-	7 685	7 685	-	-
Inspección y Vigilancia BID	588	-	588	588	-	-
Costo de Compromiso Préstamo Capital						
Ordinario	2 302	-	2 302	-	-	2 302
Total Gastos Financiamiento	10 963	-	10 963	8 273	-	2 690
<u>INVERSIONES Y RECURSOS</u>	<u>61 869</u>	<u>26 646</u>	<u>88 515</u>	<u>43 304</u>	<u>15 500</u>	<u>3 065</u>



PROYECTO ALTO ANCHICAYA

PROGRAMA DE INVERSIONES Y DISPONIBILIDAD DE RECURSOS  
(en miles de U.S.Dólares)

	Hasta 1968		1 9 6 9		1 9 7 0		1 9 7 1		1 9 7 2		1 9 7 3		T O T
	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.
es en Construcción													
Preliminares y Auxiliares	-	700	100	700	-	730	-	-	-	-	-	-	100
Civiles (Contratos I, II y III)	-	-	2 200	800	7 300	3 780	6 720	4 520	7 720	4 920	3 575	2 843	27 515
Eléctrico y Mecánico (Central y SE)	-	-	-	-	1 610	-	3 910	50	3 290	300	1 310	297	10 120
Transmisión 220 Kv y 110 Kv	-	-	190	180	935	270	1 500	340	1 962	750	266	454	4 853
Generales, incl. Imprevistos	375	500	850	800	1 100	1 000	1 900	1 000	2 000	820	2 093	892	8 318
tal Construcción	375	1 200	3 340	2 480	10 945	5 780	14 030	5 910	14 972	6 790	7 244	4 486	50 906
Financiamiento BID													
Servicio Fondos Canadienses	-	-	77	-	78	-	77	-	78	-	78	-	388
ses Capital Ordinario	-	-	88	-	584	-	1 391	-	2 354	-	3 268	-	7 685
ción y Vigilancia BID	-	-	100	-	122	-	122	-	122	-	122	-	588
ón Compromiso Capital Ordinario	-	-	640	-	728	-	536	-	308	-	90	-	2 302
tal Gastos Financiamiento	-	-	905	-	1 512	-	2 126	-	2 862	-	3 558	-	10 963
TOTAL INVERSIONES	375	1 200	4 245	2 480	12 457	5 780	16 156	5 910	17 834	6 790	10 802	4 486	61 869
no Fondos Canadienses	-	-	970	-	2 710	-	5 220	-	4 570	-	2 030	-	15 500
no Capital Ordinario	-	-	2 585	-	8 919	-	10 400	-	12 856	-	8 544	-	43 304
y Gobierno	375	1 200	690	2 480	828	5 780	536	5 910	408	6 790	228	4 486	3 065
TOTAL RECURSOS	375	1 200	4 245	2 480	12 457	5 780	16 156	5 910	17 834	6 790	10 802	4 486	61 869

PROYECTO ALTO ANCHICAYA

SISTEMA PRIMARIO CVC-CHIDRAL - PRONOSTICO DE CONSUMO Y PRODUCCION

	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>
	Millones Kwh									
estimado en subest.	910	995	1 080	1 180	1 285	1 400	1 530	1 665	1 820	1 980
ón neta requerida										
5% pérdidas trans.)	950	1 040	1 130	1 240	1 350	1 470	1 600	1 750	1 910	2 080
ón Propia										
Anchicayá y otros CHIDRAL	375	360	350	350	350	350	350	350	350	350
Calima	220	200	200	200	200	200	451/	200	200	200
Alto Anchicayá	-	-	-	-	-	-	1 300	1 700	1 700	1 700
al Gener.Hidráulica	595	560	550	550	550	550	1 695	2 250	2 250	2 250
ea-Yumbo	295	305	180	290	100	-	-	-	-	-
al Generación Propia	890	865	715	840	650	550	1 695	2 250	2 250	2 250
energía (interconex.)	60	175	400	400	7002/	920	-	-	-	-
al Producción	950	1 040	1 130	1 240	1 350	1 470	1 695	2 250	2 250	2 250
es del Sistema 3/	-	-	-	-	-	-	95	500	340	170
ma Sistema - Mw	205	224	244	267	291	317	345	377	411	448
3% f.c. anual)										

eración sólo para faltantes del Sistema; el resto corresponde a llenado del embalse.

ontar de 1972 compra de energía a ISA.

excedentes de 1975 a 1977 se venderían a ISA para suplir faltantes en otros sistemas interconectados.

PROYECTO ALTO ANCHICAYA

SISTEMA PRIMARIO CVC-CHIDRAL - PRONOSTICO DE RESULTADOS DE EXPLOTACION

	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>
en la región -										
s Kwh	910	995	1 080	1 180	1 285	1 400	1 530	1 665	1 820	1 980
ro a ISA	-	-	-	-	-	-	-	500	340	170
	Millones U.S.Dólares									
de Explotación										
en la Región										
ctvs./Kwh desde 1969)	7.71	11.94	12.96	14.16	15.42	16.80	18.36	19.98	21.84	23.76
a ISA (0.6 ctvs./Kwh)	-	-	-	-	-	-	-	3.00	2.04	1.02
al Ingresos Explotación	7.71	11.94	12.96	14.16	15.42	16.80	18.36	22.98	23.88	24.78
e Explotación										
ant. Generación Hidro	0.60	0.60	0.60	0.60	0.62	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
ant. Combust. Yumbo	1.35	1.67	0.99	1.60	0.55	-	-	-	-	-
ant. Otros Yumbo	0.53	0.55	0.50	0.55	0.40	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
al Generación	2.48	2.82	2.09	2.75	1.57	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
s de Energía	0.26	1.07	2.44	2.44	4.44	5.69	0.45	0.45	0.45	0.45
ant. Transmisión	0.14	0.16	0.19	0.20	0.22	0.23	0.30	0.30	0.31	0.32
st. y Gastos Generales	0.20	0.21	0.22	0.24	0.25	0.26	0.31	0.32	0.33	0.34
al Gastos Directos	3.08	4.26	4.94	5.63	6.48	7.43	2.31	2.32	2.34	2.36
iación	2.23	2.25	2.28	2.35	2.39	2.42	4.20	4.43	4.45	4.46
al Gastos Explotación	5.31	6.51	7.22	7.98	8.87	9.85	6.51	6.75	6.79	6.82
Neto de Explotación	2.40	5.43	5.74	6.18	6.55	6.95	11.85	16.23	17.09	17.96
n Inmovilizada (Ap.11)	67.36	66.30	66.00	65.80	64.90	64.00	127.70	149.80	146.00	142.20
idad Anual - %	3.6	8.2	8.7	9.4	10.1	10.9	9.3	10.8	11.7	12.6

PROYECTO ALTO ANCHICAYA

SISTEMA PRIMARIO CVC-CHIDRAL - PROYECCION DE LA INVERSION INMOVILIZADA

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Costo Bruto -	77.40	77.57	78.27	81.07	82.47	83.67	85.07	177.07	177.70	178.10
Costo netas	0.17	0.70	2.80	1.40	1.20	1.40	92.00	0.63	0.40	0.50
Costo-fín del año	77.57	78.27	81.07	82.47	83.67	85.07	177.07	177.70	178.10	178.60
Depreciación acumulada	9.83	12.06	14.31	16.59	18.94	21.33	23.75	27.95	32.38	36.83
Costo del año	2.23	2.25	2.28	2.35	2.39	2.42	4.20	4.43	4.45	4.46
Costo-fín del año	12.06	14.31	16.59	18.94	21.33	23.75	27.95	32.38	36.83	41.29
Costo neto fin del año	65.51	63.96	64.48	63.53	62.34	61.32	149.12	145.32	141.27	137.31
Promedio del año	66.50	64.80	64.30	64.00	62.90	61.80	125.00	147.00	143.00	139.00
Costo de Trabajo	0.86	1.50	1.70	1.80	2.00	2.20	2.70	2.80	3.00	3.20
Depreciación Inmovilizada para rentabilidad)	67.36	66.30	66.00	65.80	64.90	64.00	127.70	149.80	146.00	142.20

Millones U.S. Dólares

C V C - CHIDRALBALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(en miles de US\$)

	<u>31/7/68</u>	<u>31/12/67</u>	<u>31/12/66</u>	<u>31/12/65</u>
<u>A C T I V O</u>				
<u>Activo Corriente</u>				
Caja y Bancos	878	707	222	196
Cuentas a Cobrar-Serv.Eléctricos	1 144	1 085	555	1 077
Otras Cuentas y Docum.a Cobrar	458	467	580	604
Depósitos y Anticipos	85	46	40	68
Materiales de Operación	741	675	617	570
Total Activo Corriente	3 306	2 980	2 014	2 515
<u>Otros</u>				
Materiales p/Construcc.y Repuestos	1 621	1 240	1 398	5 915
Documentos y Cuentas a Cobrar a				
Largo Plazo	1 172	918	686	740
Estudios e Inversiones Varias	8 152	7 907	7 060	6 511
Otros Activos	414	371	344	339
Activo Fijo (Neto)	75 886	76 937	76 929	72 544
TOTAL ACTIVO	90 551	90 353	88 431	88 564
<u>P A S I V O</u>				
Obligaciones a Corto Plazo	5 371	6 287	4 860	4 260
Otras Ctas.a Pagar a Corto Plazo	1 904	1 597	1 297	2 308
Total Pasivo a Corto Plazo	7 275	7 884	6 157	6 568
Obligaciones a Largo Plazo	38 099	39 552	42 398	43 103
Bonos	3 659	3 326	2 788	2 719
Recaudaciones s/tierras mejoradas	600	439	199	2
Otros Pasivos	52	33	40	34
Total Deudas	49 685	51 234	51 582	52 426
Aportes Minoritarios en CHIDRAL	4 706	4 536	4 536	4 536
<u>Capital Reservas y Superávit</u>				
Capital	25 886	23 210	20 622	19 194
Reservas 1/	11 918	11 489	10 497	10 410
Superávit (Déficit) acumulado	(671)	1 012	1 869	1 865
Resultado del Ejercicio	(973)	(1 128)	(675)	133
	36 160	34 583	32 313	31 602
TOTAL PASIVO	90 551	90 353	88 431	88 564
<u>CUENTA DE ORDEN</u>				
Valores a cobrar largo plazo sobre tierras mejoradas	1 341	1 578	1 833	2 463
1/ Incluye revaluaciones.	11 088	10 577	9 553	9 425

C V C - CHIDRALCUADRO COMPARATIVO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

		(en miles de US\$)			
		<u>1968</u>	<u>1967</u>	<u>1966</u>	<u>1965</u>
		(7 meses)			
1.	<u>Servicios Eléctricos</u>				
	Ventas de Electricidad	4 406	6 311	4 547	4 565
	Costos y Gastos de Explotación	1 738	2 728	2 442	2 699
	Depreciación	1 328	2 175	1 254	1 092
	Total Costos y Gastos Explotación	3 066	4 903	3 696	3 791
	Ingresos netos explotación				
	servicios eléctricos	1 340	1 408	851	771
	Otros ingresos serv.eléctricos	32	16	75	82
		1 372	1 424	926	856
	Intereses sobre préstamos				
	servicios eléctricos	1 471	1 506	926	259
	Otros egresos	238	381	54	85
		1 709	1 887	980	344
	Utilidad (Pérdida) neta Servicios Eléctricos	(337)	(463)	(54)	512
2.	<u>Operaciones de Riego y Drenaje</u>				
	Intereses cobrados	29	10	4	41
	Costos y Gastos de Operación	76	154	143	41
	Déficit de Operación en Operaciones de Riego y Drenaje	(47)	(144)	(139)	(41)
3.	<u>Otros Ingresos</u>	73	105	130	74
4.	<u>Otros Egresos</u>				
	Costo programas de desarrollo	543	317	355	367
	Intereses	109	307	228	38
	Varios	10	2	29	7
	Total Otros Egresos	662	626	612	412
	Total Superávit (Déficit) de Operaciones	(973)	(1 128)	(675)	133

C V C - CHIDRALESTADO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS CONSOLIDADOS

<u>FUENTES</u>	(en miles de US\$)		
	<u>1 9 6 8</u>	<u>1 9 6 7</u>	<u>1 9 6 6</u>
	(7 meses)		
Utilidad (Pérdida)	(973)	(1 128)	(675)
Depreciación	1 398	2 295	1 374
Total Generación Interna	425	1 167	699
Aportes de Capital (Presupuesto del Gobierno e Impuestos percibidos)	2 676	2 588	1 428
Bonos y Recaudaciones sobre Tierras Mejoradas	494	778	266
Préstamos a Largo Plazo	---	---	1 044
Dividendos en Acciones	170	---	---
	<u>3 765</u>	<u>4 533</u>	<u>3 437</u>
<u>USOS</u>			
Amortización Obligaciones a Largo Plazo	1 453	2 846	1 749
Inversiones en Activos Fijos	828	2 210	1 218
Otras Inversiones	245	847	549
Aumento (Disminución) Obligaciones a Cobrar Largo Plazo	254	232	(54)
Aumentos (Disminución) Activo Circulante	226	901	(477)
Disminución (Aumento) Pasivo a Corto Plazo	609	(1 727)	411
Otros Activos y Pasivos	24	34	(1)
Variación Reservas	126	(810)	42
	<u>3 765</u>	<u>4 533</u>	<u>3 437</u>

PROYECCION DE FLUJO DE FONDOS  
Sistema Eléctrico Primario CVC - CHILDRAL  
(en miles US\$)

APENDICE 15

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	TOTAL
<u>DISPONIBILIDADES DE CAJA</u>												
Operación Interna												
Ingresos netos de explotación (Apéndice 10)	2 400	5 430	5 740	6 180	6 550	6 950	11 850	16 230	17 090	17 960	19 010	115 390
Gastos Financieros												
Intereses sobre Préstamos Vigentes	3 079	2 643	2 471	2 380	2 447	2 239	2 042	1 797	1 615	1 442	1 266	23 421
Intereses Préstamo BID							1 894	3 691	3 554	3 403	3 239	15 781
Asignación de Servicio - Fondos Canadienses							77	78	77	78	77	387
Al Gastos Financieros	3 079	2 643	2 471	2 380	2 447	2 239	4 013	5 566	5 246	4 923	4 582	39 589
Resultados netos de operación	( 679)	2 787	3 269	3 800	4 103	4 711	7 837	10 664	11 844	13 037	14 428	75 301
Depreciación (Apéndice 10)	2 230	2 250	2 280	2 350	2 390	2 420	4 200	4 430	4 450	4 460	4 470	35 930
Al Generación Recursos Internos	1 551	5 037	5 549	6 150	6 493	7 131	12 037	15 094	16 294	17 497	18 898	111 731
Gasto Licencias para Electrificación	159	178	196	215	233	257						1 238
Préstamo BID - Capital Ordinario		2 585	8 919	10 400	12 856	8 544						43 304
Préstamo Fondos Canadienses		970	2 710	5 220	4 570	2 030						15 500
<u>AL DISPONIBILIDADES</u>	1 710	8 770	17 374	21 985	24 152	17 962	12 037	15 094	16 294	17 497	18 898	171 773
<u>REQUERIMIENTOS DE CAJA</u>												
Proyecto Alto Anchicaya												
Inversiones en Construcción (Apéndice 8)	1 100	5 790	16 845	19 960	21 662	11 720						77 077
Intereses, Comisiones y Gastos Insp. y Vig. durante Construcción		905	1 512	2 126	2 862	3 558						10 963
Al Inversiones y Gastos Proyecto	1 100	6 695	18 357	22 086	24 524	15 278						88 040
Partes a INTERCONEXION S.A.	245	1 141	785	331								2 502
Ento de Capital de Trabajo	100	200	200	100	200	200	500	100	200	200	300	2 300
Amortización de Deudas							725	1 547	1 684	1 835	1 999	7 790
Préstamo BID							-	-	-	-	-	-
Préstamo Fondos Canadienses	1 939	2 018	2 129	1 963	2 014	2 239	2 356	2 301	2 233	2 362	2 497	24 051
Deudas Vigentes BIRF	4 448	1 203	1 116	1 460	1 246	596	516	411	430	448	472	12 346
Deudas												
<u>AL REQUERIMIENTOS DE CAJA</u>	7 832	11 257	22 587	25 940	27 984	18 313	4 097	4 359	4 547	4 845	5 268	137 029
Balance Caja 1968 y Período Construcción 2/	(6 122)	(2 487)	(5 213)	(3 955)	(3 832)	( 351)	-	-	-	-	-	-
DO CAJA ANUAL	(6 122)	(2 487)	(5 213)	(3 955)	(3 832)	( 351)	7 940	10 735	11 747	12 652	13 630	34 744
DO CAJA ACUMULADA	(6 122)	(3 609)	(13 822)	(17 777)	(21 609)	(21 960)	(14 020)	(3 285)	8 462	21 114	34 744	

/ No incluye gastos por US\$ 535 000 efectuados antes de 1968.  
/ Aporte del Gobierno Nacional



PROYECCION DE FLUJO DE FONDOS, CONSOLIDADO

APENDICE 16

CVC - CHIDRAL  
(en miles de US\$)

	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>TOTAL</u>
<u>DISPONIBILIDADES DE CAJA</u>												
Ingresos por Servicios de Riego y Drenaje	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	550
Recaudaciones sobre Tierras Mejoradas	161	160	160	160	160	160	160	160	60			1 341
Gobierno Nacional - Otras Obras	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	671
Impuesto Licores para Electrificación	-	-	-	-	-	-	282	310	341	375	403	1 711
Impuesto Predial 100%	1 250	1 300	1 430	1 573	1 730	1 903	2 093	2 302	2 532	2 785	3 064	21 962
<b>TOTAL DISPONIBILIDADES</b>	<b>1 522</b>	<b>1 571</b>	<b>1 701</b>	<b>1 844</b>	<b>2 001</b>	<b>2 174</b>	<b>2 646</b>	<b>2 883</b>	<b>3 044</b>	<b>3 271</b>	<b>3 578</b>	<b>26 235</b>
<u>REQUERIMIENTOS DE CAJA</u>												
Ampliación y mejoras de sistemas eléctricos												
distribución -CVC	194	300	330	363	400	440	484	532	585	644	708	4 980
Costos de Operación Agua Blanca 1/	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1 650
<u>Inversiones y Gastos de Programas de Desarrollo</u>												
Reclamación de Tierras	104	196	343	110	100	100	100	100	100	100	100	1 453
Control y Regulación de Aguas	160	245	257	465	478	503	500	500	500	500	500	4 608
Asentamiento Agropecuario	392	502	546	613	668	736	809	890	979	1 077	1 085	8 297
Estudios Varios	128	177	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1 205
	784	1 120	1 246	1 288	1 346	1 439	1 509	1 590	1 679	1 777	1 785	15 563
<u>Servicio de Deudas</u>												
Amortización Préstamos Vigentes	104	197	98	143	220	277	277					1 316
Intereses	120	90	69	61	50	32	13					435
Descate Bonos Impuesto Predial	170	182	208	236	268	301	339	381	427	478	533	3 523
	394	469	375	440	538	610	629	381	427	478	533	5 274
<b>TOTAL REQUERIMIENTOS DE CAJA</b>	<b>1 522</b>	<b>2 039</b>	<b>2 101</b>	<b>2 241</b>	<b>2 434</b>	<b>2 639</b>	<b>2 772</b>	<b>2 653</b>	<b>2 841</b>	<b>3 049</b>	<b>3 176</b>	<b>27 467</b>
Saldo de Caja Anual (excluyendo sistema eléctrico primario)	-	(468)	(400)	(397)	(433)	(465)	(126)	230	203	222	402	(1 232)
Saldo de Caja Anual Sistema Eléctrico (Ap.15)	(6 122)	(2 487)	(5 213)	(3 955)	(3 832)	(351)	7 940	10 735	11 747	12 652	13 630	34 744
Saldo de Caja Anual Consolidado	(6 122)	(2 955)	(5 613)	(4 352)	(4 265)	(816)	7 814	10 965	11 950	12 874	14 032	33 512
Saldo de Caja Anual Consolidado Acumulado 2/	(6 122)	(9 077)	(14 690)	(19 042)	(23 307)	(24 123)	(16 309)	(5 344)	6 606	19 480	33 512	

Excluye depreciación anual de US\$ 37.000  
Aporte requerido del Gobierno Nacional

CVC - COLOMBIA  
INFORME ECONOMICO

I. RESUMEN DE LA SITUACION ECONOMICA

A. Tendencias actuales de la economía.

- 1.01 El producto interno bruto, que había crecido a un promedio anual del 4,4%, en términos reales, en el período 1961-1966, experimentó un aumento ligeramente superior al 4% en 1967, de acuerdo con estimaciones preliminares. Si bien esta tasa no es demasiado elevada, se debe recordar que de no haberse producido una crisis cambiaria a fines de 1966, ese crecimiento hubiera sido bastante más elevado. En efecto, a raíz de la crisis mencionada se adoptaron medidas monetarias fiscales tendientes a contraer la expansión de la demanda global y restricciones a las importaciones, que causaron dificultades de aprovisionamiento a varios sectores económicos. Esa política se hizo sentir muy especialmente en la primera mitad de 1967. Para 1968 se anticipa un crecimiento del PIB del 6%, aproximadamente.
- 1.02 El valor agregado del sector agropecuario se expandió en un 3,4% anual y su contribución al PIB disminuyó de un 31% a un 30%, en el período 1964-1967. Mientras la producción de café, que representa un 20% del producto sectorial, se mantuvo constante, las otras actividades agrícolas aumentaron a una tasa anual del 5%, en el período 1964-1967.
- 1.03 Durante el período 1964-1967 el producto generado por el sector industrial creció al promedio anual de un 5,3% y su participación en el PIB se elevó de un 18,6% en 1964 a un 19,7% en el último año. Las ramas de producción que crecieron con más rapidez fueron las de productos alimenticios, confecciones y calzado, papel y derivados del petróleo.
- 1.04 El Gobierno, en un esfuerzo tendiente a aumentar la disponibilidad de ahorros en cuenta corriente, logró incrementar los ingresos ordinarios de 3.948 millones de pesos en 1965, a 6.027 millones en 1966, y 6.676 millones en 1967, que significa un aumento del 16% anual en términos reales. Esta mayor recaudación se debió al aumento de 1.000 millones de pesos en el impuesto a la renta, un crecimiento de 500 millones de pesos en impuestos al comercio exterior y la introducción de impuestos a la gasolina y otros tributos indirectos que elevaron estos ingresos en 1.200 millones de pesos. Cabe mencionar que diversas medidas administrativas, como la introducción de un sistema de retenciones del impuesto a la renta en la fuente, mejoraron la captación de ingresos por parte del fisco.

- 1.05 Los gastos corrientes del Gobierno se elevaron de 3.010 millones en 1965 a 4.293 millones en 1967, que representa un aumento del 6,8% anual en términos reales. Como los ingresos ordinarios crecieron más rápidamente, el ahorro en cuenta corriente pasó de 938 millones en 1965 a 2.383 millones en 1967. Este incremento de los ahorros se utilizó para financiar un mayor volumen de inversión pública, que pasó de 1.331 millones de pesos en 1965 a 2.626 millones en 1967, aumento equivalente a un 26% anual en términos reales, por lo cual el déficit de la gestión fiscal sólo disminuyó de 392 millones en 1965 a 243 millones en 1967, después de haber producido un superávit de 54 millones en 1966. En términos relativos, el déficit disminuyó de un 10% de los ingresos ordinarios en 1965 a menos de un 4% en 1967. Al mismo tiempo, mientras que el Banco de la República aportó 469 millones de pesos al financiamiento de las operaciones fiscales en 1965, el Gobierno redujo su deuda con la institución en 279 millones en 1966, y en 1967 no recurrió a esa fuente de financiamiento.
- 1.06 En el período enero-mayo de 1968, los ingresos ordinarios del Gobierno sumaban 3.161 millones de pesos, mientras que en igual período del año anterior se habían percibido 2.465 millones. A su vez, el Gobierno permitió un alza en los gastos corrientes, de 1.565 millones en los primeros cinco meses de 1967 a 1.931 millones en igual lapso de 1968. Los gastos de inversión aumentaron a una tasa mayor pasando de 954 millones a 1.305 millones. Como consecuencia, el déficit del período pasó de 54 millones a 75 millones, a pesar de un aumento de más del 30% en el ahorro público. Sin embargo, mientras que el crédito neto del Banco de la República al Gobierno se redujo en 30 millones en el período enero-mayo de 1967, en los cinco meses correspondientes de 1968 esa reducción alcanzó a 286 millones, debido principalmente a un mayor flujo de financiamiento externo.
- 1.07 Las exportaciones, que descendieron continuamente de US\$623 millones en 1964 a US\$524 millones en 1966, a raíz de una baja de US\$110 millones en las ventas de café, se recuperaron ligeramente alcanzando US\$555 millones en 1967, volviendo el comportamiento del café a ser el factor influyente. Mientras tanto, las importaciones fluctuaron más erráticamente, pasando de US\$582 millones en 1964, a US\$430 millones en 1965, US\$625 millones en 1966 y US\$480 millones en 1967. Estas oscilaciones bruscas en el nivel de adquisiciones en el exterior ocasionaron desajustes en varios sectores de la economía y crearon dificultades de obtención de insumos para varias industrias de la economía colombiana. Los resultados negativos de la cuenta de bienes y servicios también mostraron fluctuaciones agudas, como lo ilustra el cuadro siguiente:

Resumen de la Balanza de Pagos  
(millones de dólares)

	<u>1964</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>
Bienes y servicios	-143.2	- 24.0	-276.7	- 52.6
Transferencias	14.4	11.9	10.0	8.5
Capital privado	66.1	- 44.7	113.0	16.3
Capital oficial	51.1	49.1	92.7	78.8
Errores y omisiones	- 1.6	43.8	- 22.3	33.0
Atrasos de pago	-	15.1	6.9	-22.0
Reservas (-aumento)	13.2	- 51.2	76.4	-62.0

Fuente: Banco de la República.

1.08 De acuerdo con la información disponible el movimiento de recuperación de las reservas internacionales, iniciado en 1967, continuó en el período enero-julio de 1968. En efecto, aunque las reservas internacionales del Banco de la República permanecieron en niveles negativos, se elevaron de US\$100 millones en julio de 1967 a US\$36 millones a fin de ese año, y a US\$10 millones en julio de 1968; es decir, entre julio de 1967 y julio de 1968, las reservas internacionales netas aumentaron en US\$90 millones.

1.09 La cantidad de dinero, que había reducido su ritmo de expansión de un 21% en 1964, a un 16% en 1965 y un 14% en 1966, aumentó en un 22% en 1967. El superávit de la balanza de pagos, que ocasionó un aumento de más de 800 millones de pesos en las reservas del Banco de la República, y el mayor volumen de crédito al sector privado, que aumentó en 1.800 millones, fueron los factores principales de expansión monetaria en 1967. El índice de precios mayoristas acusó oscilaciones marcadas, registrando alzas de un 17% en 1964, 8,6% en 1965, 17% en 1966, y 7% en 1967. Entre el primer semestre de 1967 y el correspondiente período de 1968, el índice mencionado muestra un alza de solamente un 7% lo cual confirmaría el inicio de una etapa de mayor estabilidad de los precios.

B. Deuda externa y capacidad de pago

1.10 La deuda pública externa a largo plazo pagadera en divisas aumentó, en el período 1960-1965 a una tasa promedio del 23% anual, disminuyendo su ritmo de crecimiento a un 7,5% anual en el período 1965-1967. El endeudamiento externo a largo plazo llegaba a US\$1.118 millones al 31 de diciembre de 1967, de los cuales quedaba un 28,8% por utilizar. Los vencimientos de las obligaciones contraídas se distribuyeron de

la siguiente manera: menos de 5 años, 26%; de cinco a diez años, 21%; más de diez años, 53%. En este respecto la posición de Colombia es bastante favorable.

COLOMBIA: Deuda pública externa a largo plazo paga-  
dera en divisas al 31 de diciembre de 1968 1/  
 ( millones de dólares )

<u>Rubro</u>	<u>Total</u>	<u>Desembolsado</u>	<u>Por Desembolsar</u>
Bonos	28,3	28,3	-
Crédito de proveedores y bancos privados	178,1	110,4	67,7
Préstamos del BIRF	361,4	264,2	97,2
Préstamos del AIF	19,5	18,8	1,5
Préstamos del BID	70,7	37,2	33,5
Gobierno de EE.UU.	450,6	333,7	116,9
EXIMBANK	(49,6)	(34,1)	(15,5)
AID	(380,0)	(290,7)	(89,3)
Departamento de Agricultura	(21,0)	(8,9)	(12,1)
Otros gobiernos	9,6	4,3	5,3
Canadá	(0,7)	(0,2)	(0,5)
Alemania	(6,0)	(1,2)	(4,8)
Holanda	(1,1)	(1,1)	(--)
Venezuela	(1,7)	(1,7)	(-)
 Total	 <u>1.118,2</u>	 <u>796,1</u>	 <u>322,1</u>

1/ Con un vencimiento original de un año o más. Incluye la deuda privada garantizada. Excluye la deuda pendiente con el Fondo Monetario Internacional por US\$123 millones.

- 1.11 La deuda total representa cerca del 16% del PIB generado en 1967, proporción ligeramente superior al promedio latinoamericano. El cuadro siguiente muestra que el servicio de la deuda representa un porcentaje de las exportaciones significativamente menor al promedio latinoamericano.

Servicio de la Deuda Externa

	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>
Servicio (millones de US\$)	97,9	94,7	92,3	82,8	78,0	73,6	71,3	69,3
Porcentaje de las exportaciones de 1967 <u>a/</u>	13,9	13,4	13,1	11,7	11,1	10,4	10,1	9,8

a/ Ingresos por bienes y servicios de US\$ 705,1 millones.

- 1.12 Para que la capacidad de pago de Colombia no sea seriamente comprometida en el futuro próximo, será necesario que cualquier endeudamiento adicional se obtenga para proyectos de alta prioridad y en condiciones razonables. Además, en vista de que las exportaciones no han aumentado significativamente en los últimos años, los recursos financieros del exterior deberán dirigirse primordialmente a proyectos que ejerzan un impacto favorable sobre la balanza de pagos.

## II. EL SECTOR ELECTRICO

- 2.01 En 1967, cuatro empresas públicas - la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín, Corporación del Valle del Cauca y ELECTRAGUAS, un instituto nacional descentralizado - operaban el 95% de la capacidad instalada en todo el país. La capacidad instalada correspondiente a esas empresas se calculaba en 1.681 MW de las cuales 1.164 MW correspondían a plantas hidráulicas, 292 MW a plantas a vapor y el resto a pequeñas plantas diesel y a gas, y en conjunto generaron 5.936 GWh en el mismo año. Como los relevamientos estadísticos correspondientes a las otras empresas no son tan sistemáticos y confiables, el análisis siguiente utilizará los datos correspondientes a estas cuatro empresas.
- 2.02 Mientras que en el período de 1960 a 1967 el resto de los países latinoamericanos aumentaron su capacidad en un promedio del 9,2% anual, Colombia lo hizo en un 12,1% anual. Además, esta tasa fue superior a la registrada en los demás países latinoamericanos, en general, excepto México que mostró un ritmo de expansión similar. La capacidad instalada por habitante alcanzó a 10<sup>4</sup> vatios, equivalente a un 80% del promedio latinoamericano. Sin embargo, como el PIB per cápita de Colombia en 1967 era un 75% del promedio latinoamericano, se advierte que la relación entre el PIB y la utilización

de energía es ligeramente superior a la de los otros países, y se podría explicar por el menor costo de la electricidad en Colombia.

- 2.03 A pesar del rápido crecimiento de la capacidad instalada, en su mayor parte basada en fuerza hidráulica, diversos relevamientos estiman que la potencia hidroeléctrica aprovechable económicamente oscilaría entre 40 y 50 millones de Kw. 1/ Por lo tanto, actualmente sólo se utiliza un 2% del potencial disponible, quedando un amplio margen para expansiones futuras. Este pequeño aprovechamiento de la energía hidráulica disponible significa que existen muchas alternativas para seleccionar el lugar de las presas, y se traduce en que la inversión por Kw instalado, menos de US\$ 250 por Kw., está entre las más bajas de la región. Además, las reservas carboníferas y petrolíferas de Colombia permitirían utilizar fuentes térmicas en una escala mayor que la actual. Esta gran variedad de fuentes de energía disponibles indica que para expandir el sistema eléctrico deberían plantearse varias alternativas y seleccionar cuidadosamente aquellas que minimizen el costo de su desarrollo.
- 2.04 En base a las obras actualmente en construcción y a las programadas para comenzar en 1969, se puede proyectar que la potencia instalada en todo el país aumentará en 928 MW hasta 1971, incremento equivalente a una tasa promedio del 11,6% anual en 1967-71, y a un costo inferior a US\$ 200 por Kw instalado. Al mismo tiempo, se tenderán unos 2.500 kms. de líneas de transmisión que mejorarán el servicio en muchas localidades, y facilitarán un uso mayor de las instalaciones disponibles, evitando construir plantas menos económicas. El sistema de transmisión más importante, y cuya realización constituye quizás el hecho más notable en este sector, es el de Interconexión Nacional, en la región central del país. Este sistema, que cuenta con el apoyo financiero del Banco Mundial, entrará en servicio en 1972.

### III. EL SISTEMA DE INTERCONEXION NACIONAL

- 3.01 En la región donde se llevará a cabo el proyecto de Interconexión Nacional, situada en su mayor parte en el área central del país, se genera y está instalada un 80% de la energía producida. Esta área comprende, además, a la concentración industrial, demográfica y urbana más importante de Colombia, como se ilustra en el cuadro siguiente:

---

1/ Informe de Gibbs and Hill Inc. y Electricité de France 1954. Departamento Administrativo de Planeación, Present and future of Colombian power industry, 1968.

Zona de Influencia de Interconexión Nacional a/

Región	Generación Miles de Mwh	Población total (miles)	Población ur- bana (miles)	Valor agregado industrial en 1965 (millones de pesos)
1 Sistema Inter- conectado	3.241	13.256	5.346	9.538
2 Total país	3.990	18.619	7.081	11.661
1/2	81%	71%	75%	82%

a/ Las cifras corresponden a 1966.

3.02 El sistema interconectado estará integrado por cuatro subsistemas principales: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Corporación del Valle del Cauca (CVC) y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), una filial de ELECTRAGUAS. Estos cuatro subsistemas generaron, a su vez, el 80% de la energía producida en 1967, en el área a interconectarse, y suministrarán casi la totalidad de los aumentos en la potencia instalada a partir de 1968.

3.03 El proyecto de interconexión tendrá una serie de ventajas, como permitir la utilización más rápida de la capacidad de plantas grandes de costos de producción más bajos, la disminución de los requerimientos de capacidad de reserva, aumento del factor de carga del sistema y aprovechamiento de la diversidad de recursos hidrológicos. Sin embargo, mientras no se fijen claramente las condiciones de compra y venta de energía, incluyendo las tarifas, el sistema funcionará como un mercado de energía sobrante de cada uno de los respectivos subsistemas. El Alto Anchicayá y prácticamente todas las centrales ahora en construcción en el país servirán a ese sistema. A continuación se muestra la evolución de la capacidad instalada en ese sistema, sobre la base de las obras actualmente en construcción:



Interconexión Nacional: Capacidad actual  
y de las obras en construcción  
1967-1974

	<u>1967</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>
Capacidad instalada MW	1.449	1.643	1.778	2.118	2.169	2.169	2.169
Capacidad de generación GWh	6.941	8.374	8.943	9.425	9.688	9.688	9.688
Consumo <u>a/</u> GWh	5.368	6.496	7.145	7.860	8.645	9.511	10.462

a/ Se proyecta un crecimiento del 10% anual.

Fuente: La Electrificación en Colombia. ELECTRAGUAS 1968, y estimaciones propias en base a informaciones obtenidas en el DAP.

3.04 Aparte de la entrada en operación de las plantas en construcción, está prevista la iniciación de dos plantas pequeñas a turbo gas que podrían aumentar la potencia instalada en 30 MW en 1971/1972. De acuerdo a las cifras del cuadro, el sistema requerirá nuevas fuentes de energía en 1974. La única planta hidroeléctrica importante que podría entrar en servicio para esa fecha es la de Alto Anchicayá; las hidroeléctricas de Chivor y Guatapé II podrían entrar a funcionar en 1976 y 1978, respectivamente. Con la secuencia indicada, que está determinada principalmente por el estado de los estudios y deficiencias eléctricas en cada uno de los subsistemas, la evolución del sistema interconectado sería la siguiente:

Proyección de la capacidad y del consumo de Interconexión  
Nacional 1974-1979

	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1979</u>
Capacidad instalada (MW)	2.509	2.509	3.009	3.009	3.298 <u>a/</u>
Capacidad de generación (GWh)	10.988	11.388	13.888	14.688	16.700
Consumo (GWh) <u>b/</u>	10.462	11.508	12.659	13.925	16.905

a/ Se supuso que Guatapé II tendría 280 MW, que corresponde con el mínimo planteado.

b/ Se proyecta un crecimiento del 10% anual.

3.05 Los efectos de la interconexión en localidades donde el consumo está ahora racionado ó contenido de alguna manera, y los cambios que puedan ocurrir en la relación entre el nivel y la estructura de las tarifas eléctricas y el nivel de precios internos, hacen

muy difícil proyectar la demanda futura. Es factible pensar que con la puesta en servicio de las plantas ahora en construcción y las programadas, se pueda suministrar energía a muchas localidades a precios inferiores a los actuales, con lo cual el consumo podría aumentar más rápidamente.

- 3.06 Además, la generación de los cuatro subsistemas principales se expandió a un promedio anual del 11,2% en el período 1960-1967. Sobre la base de esta consideración, se podría sostener que el consumo de energía crecerá a un ritmo más acelerado que el 10% proyectado.

#### IV. EL MERCADO ELECTRICO DE CVC

- 4.01 La CVC sirve al departamento del Valle, y con la terminación de las líneas de transmisión a Popayán y Pasto en 1969-70, su área de influencia primaria se extenderá a los departamentos Cauca y Nariño. En 1967 esos tres departamentos tenían 3,3 millones de habitantes de los cuales 1,4 millones correspondían a las zonas urbanas. En 1965, el valor agregado industrial de esta zona equivalía al 22% del total nacional y, entre las grandes ciudades, Cali tenía el producto industrial per cápita más alto del país. El nivel promedio de salarios industriales en el departamento del Valle era el más alto del país, lo que podría indicar que el ingreso per cápita de esta región está entre los más elevados de Colombia.
- 4.02 El consumo de energía en el área de la CVC en el período 1960-1967 creció a una tasa anual del 16% y las ventas fuera de Cali constituyeron el factor más dinámico, con una expansión de un 80% anual, mientras que el consumo en el área de Cali creció a un promedio del 12% anual. Estas tendencias disímiles se explican por la incorporación de varias ciudades y pueblos al sistema de distribución de la CVC y por los cambios en la estructura de tarifas efectuadas por EMCALI, la empresa distribuidora en la ciudad de Cali, que afectaron el consumo de los usuarios mayores. En esta última ciudad más de un 40% de la energía es consumida por los establecimientos industriales, porcentaje superior al de otras regiones del país, por lo que la tendencia de la demanda estará fuertemente influida por la tendencia de la actividad industrial en la zona de influencia de la CVC. En las proyecciones de demanda, se adoptó una tasa de crecimiento del 10% anual, en 1968-1980, que coincide con diversas estimaciones realizadas 1/,

---

1/ BIRF y empresas consultoras para Interconexión Nacional.  
Departamento Administrativo de Planeación.

y que se estima moderada. Si la demanda de energía aumentara a un ritmo menor, la generación de electricidad de Alto Anchicayá podría reemplazar a la de otras fuentes más costosas de energía.

- 4.03 Los requerimientos de energía en esta área están provistos principalmente por CVC, cuya filial CHIDRAL tiene una capacidad instalada de 250 MW con energía primaria de 1057 GWh al año. La empresa COEDEC, ahora administrada por CVC, la empresa de Tuluá, CEDELCA en Popayán, y CEDENAR en Pasto suministran el resto de las instalaciones con una capacidad instalada total de 295 MW en 1968. La capacidad de generación de este sistema es de unos 1.080 GWh al año mientras que el consumo alcanzó a 1030 GWh en 1967. En 1970 entrará en servicio la Central Hidroeléctrica de Río Mayo, con una potencia del 21 MW, que podría elevar la generación a 1.173 GWh al año.
- 4.04 Aunque la capacidad de generación podría ser suficiente para satisfacer al consumo hasta 1969, el sistema de CVC ha estado comprando energía a CHEC, desde 1964. Como el precio de la electricidad vendida por CHEC era inferior al costo marginal de producción de CVC, el cual está determinado por el costo del combustible insumido en las plantas térmicas, la política de esta entidad es comprar toda la energía sobrante en otros sistemas, para complementar su propia generación hidroeléctrica, utilizando su capacidad térmica para cubrir el remanente. Las compras aumentaron de 1,4 GWh en 1964 a 60,1 GWh en 1967 y a un estimado de 67,4 GWh en 1968. Así, desde un punto de vista estrictamente económico, la capacidad de CVC ya está cubierta, existiendo un mercado significativo para cualquier fuente de energía que produzca a costos inferiores a los de generación térmica y a los precios de compra a otros sistemas.
- 4.05 De acuerdo a las proyecciones efectuadas, en 1977 se consumirán 1.856 GWh en exceso a la producción de las plantas hidroeléctricas actuales en el sistema de CVC. Además, los otros integrantes de Interconexión Nacional tendrán déficit entre 1974 y la fecha de entrada en operación de la hidroeléctrica de Chivor y nuevamente entre 1978 y la entrada en operación de la hidroeléctrica de Guatapé II.
- 4.06 En el cuadro siguiente se indica la demanda de energía que excede a la generación hidroeléctrica de las plantas actuales en el área de CVC para el período 1974-1978 y el saldo energético del resto del sistema de Interconexión Nacional, sin considerar la entrada en servicio de Chivor y Guatapé II, cuya suma constituiría el mercado de Alto Anchicayá.

Mercado para el Alto Anchicayá

Año	Demanda excedente a la generación hidroeléctrica actual en CVC (GWh)	Déficit del sistema de Interconexión (GWh)	Déficit total a/ (GWh)
1974	1.205	60	1.265
1975	1.901	870	2.271
1976	1.618	1.758	3.376
1977	1.856	2.737	4.593
1978	2.042	3.813	5.855

a/ No se estimaron las pérdidas de transmisión de interconexión.

- 4.07 Si se tiene en cuenta que Alto Anchicayá generará, en promedio, unos 1.760 GWh, se puede afirmar que, en base a la experiencia, es seguro que su producción quede copada antes de 1975. CHIVOR y Guatapé II generarían, en promedio, unos 3.300 GWh y 2.000 GWh entrarían en 1976/77 y 1978/79 respectivamente, con lo cual quedaría cubierta la demanda proyectada hasta 1979.

## V. TARIFAS

- 5.01 La información disponible para 1967 y la primera mitad de 1968, indica que las tarifas percibidas por CVC-CHIDRAL son ligeramente superiores al costo de operación por KWh de la planta térmica de Yumbo, cuyos costos de producción son los más altos del sistema de CVC-CHIDRAL, a excepción de una pequeña planta diesel que debería ser retirada de servicio inmediatamente. 1/
- 5.02 El consumidor principal de energía, en el sistema de CVC es la Empresa Municipal de Cali (EMCALI), que en 1967 adquirió el 77% de la energía vendida por CVC-CHIDRAL y es el de menor ritmo de aumento. La estructura tarifaria de esta empresa diferencia cuatro categorías principales de consumidores: residenciales, comerciales, industriales y otros, y dentro de la primera categoría discrimina por volumen de consumo, cobrándose un precio más elevado a medida que crece el consumo.
- 5.03 En 1967, la tarifa para consumo industrial, que es el más alto por usuario, el que tiene mayor factor de carga y por consiguiente el que tiene menores gastos de distribución por KWh., fué la más elevada, excediendo en un 30% al precio promedio pagado por

1/ Así, el nivel de tarifas de CVC-CHIDRAL se aproximaría a un óptimo para el bienestar de la sociedad. En el futuro, se debería mantener esta regla de fijar el precio de la energía a un precio ligeramente superior, para cubrir las pérdidas y otros gastos de distribución, al costo por KWh. de la planta menos eficiente.

la categoría residencial. En esta última categoría el precio por KWh aumenta marcadamente con el consumo, y los consumidores mayores pagan tres veces más por la electricidad suministrada que los que se encuentran en el grupo inferior. Como resultado, los consumidores menores reciben la energía a un costo inferior al precio abonado a CVC, lo que distorsiona la estructura tarifaria.

- 5.04 El nivel de tarifas percibido por EMCALI, deflacionado por el índice general de precios, sufrió grandes fluctuaciones que, en cierta medida, afectaron el crecimiento de la demanda. Al mismo tiempo, las variaciones en la estructura tarifaria afectaron la composición del consumo, como lo indica el cuadro siguiente:

<u>Categoría de consumidor</u>	<u>% de aumento en 1957-1967</u>	
	<u>Tarifas a/</u>	<u>Consumo</u>
Industrial	+ 61	318
Comercial	- 10	345
Residencial	- 17	373
Otros	- 68	604

a/ Deflacionadas por el índice de precios mayoristas.

Fuente: Empresas Municipales de Cali.

- 5.05 El consumo industrial parecería ser el más sensible a cambios de tarifa. En general, existió una correlación muy significativa entre los aumentos de tarifa en términos reales, y las disminuciones en el ritmo de crecimiento del consumo. Al bajar la tarifa para ese tipo de consumo en 1958-1964, el uso de energía para fines industriales se incrementó en un promedio anual del 17,5%. En 1964-1967, la tarifa industrial en términos reales se duplicó, y el consumo creció a solamente un 7,5% al año en el mismo período. Cabe señalar que en este período, la tarifa industrial pasó de un 80% del precio promedio de la energía suministrada a un 120%.
- 5.06 Por otra parte, el crecimiento desigual del precio de venta de la energía a las residencias, con mayor peso para los grandes usuarios y menor peso para los menores, alentó un crecimiento acelerado del número de conexiones domiciliarias y atenuó el ritmo de aumento del consumo por usuario.

## VI. ANALISIS DE LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO

- 6.01 La evaluación de los beneficios del proyecto consta de dos partes: en la primera se analiza la relación beneficio-costos del Alto Anchicayá y en la segunda parte se evalúa si el proyecto representa la mejor alternativa conocida para satisfacer los requerimientos de energía del sistema de CVC.
- 6.02 Para analizar la rentabilidad del proyecto se tomaron dos tarifas alternativas: la primera representa el precio equivalente en dólares percibido por la CVC antes del 10. de Noviembre de 1968 y la segunda corresponde al precio actualmente vigente. Cabe recalcar que este último precio, medido en dólares podría resultar muy elevado en 1974, especialmente cuando se lo compara con el costo real de producir energía y teniendo en cuenta que Interconexión Nacional ya estará funcionando.
- 6.03 Parte de la energía generada por el proyecto sustituirá a la generación térmica y se valúa al costo de la misma. Además, cabe señalar que la inversión para expandir la generación eléctrica, evita el racionamiento y el aumento de tarifas, que podrían resultar del crecimiento de la demanda no acompañado por una mayor producción. Esto trae ventajas a los usuarios, que se expresan en la forma de una economía ó excedente para el consumidor. En el cuadro siguiente se presentan los resultados obtenidos:

Cuadro No. 1

Beneficios y Costos del Proyecto a/

( US\$ miles )

	<u>Valor actual de los beneficios</u>	
	<u>Tasa de descuento del:</u>	
	<u>8%</u>	<u>10%</u>
1. Tarifa: US\$ 8.28/MWh.		
Ingresos por ventas	97.575	72.928
Reducción de costos térmicos	<u>18.509</u>	<u>13.312</u>
Total	116.084	86.240
Costos de construcción y operación	72.211	68.134
Beneficio neto del proyecto	43.873	18.106
Relación beneficio costo	1.60	1.27
Estimación del excedente del consumidor b/	50.000-100.000	35.000-70.000
2. Tarifa: US\$ 11.96/MWh		
Ingresos por ventas	140.942	105.340
Reducción costos térmicos	<u>18.509</u>	<u>13.312</u>
Total	159.451	118.652
Costos de construcción y operación	72.211	68.134
Beneficio neto del proyecto	87.240	50.518
Relación beneficio costo	2.21	1.74
Estimación del excedente del consumidor b/	70.000-140.000	50.000-100.000

a/ Vida útil 50 años. Actualizado a 1969.

b/ Basado en dos supuestos de elasticidad de demanda  
= 1,0 y 0,5 respectivamente.

6.04 Es interesante recalcar que la tasa rendimiento interno del proyecto es superior al 10%, bajo las dos tarifas, excediendo al 15% con la mayor. Además, si se toma en consideración el excedente del consumidor, la tasa de rendimiento interno superaría al 15% con ambas tarifas, siendo superior a un 20% con la mayor de ellas. Así, queda demostrada la gran rentabilidad del proyecto y su aporte a la economía de Colombia.

6.05 Para comprobar que entre las alternativas conocidas, el Alto Anchicayá es la fuente de energía más barata para satisfacer los requerimientos de energía del sistema de CVC, se comparó primero el flujo de costos de construcción y operación del Alto Anchicayá con los correspondientes a una alternativa térmica con base en

los datos suministrados por la División de Análisis de Proyectos. Cabe mencionar que la planta térmica necesitaría sólo dos años para su construcción y que su vida útil es menor que la de la planta hidráulica, por lo cual se incluyó el costo de reposición - después de 30 años de servicio en el flujo de sus costos de operación. Además se utilizaron dos tasas de descuento alternativas y tres factores de planta: 1/ 80% que corresponde con las posibilidades de las plantas térmicas actuales, 70% y 60%. El cuadro siguiente recoge los resultados obtenidos:

Relación entre los valores presente de construir  
y operar una planta térmica y de Alto Anchicayá

<u>Tasa de descuento</u>		<u>8%</u>	<u>10%</u>
<u>Factor de planta</u>		<u>US\$ miles</u>	<u>US\$ miles</u>
80%	<u>Planta térmica</u> <u>Alto Anchicayá</u>	$\frac{92.092}{72.211} = 1.27$	$\frac{77.106}{68.134} = 1.13$
70%	<u>Planta térmica</u> <u>Alto Anchicayá</u>	$\frac{98.426}{72.211} = 1.36$	$\frac{80.589}{68.134} = 1.18$
60%	<u>Planta térmica</u> <u>Alto Anchicayá</u>	$\frac{106.318}{72.211} = 1.47$	$\frac{88.761}{68.134} = 1.30$

6.06 Utilizando una tasa de descuento del 10% y un factor de planta del 80% los costos de construir y operar una planta térmica son solamente superiores en un 13% a los de Alto Anchicayá, lo que representa un ahorro de US\$ 9 millones.

6.07 Como el flujo de costos de construir y operar Alto Anchicayá tiene gastos de instalación mayores y gastos de operación sustancialmente menores que los de una planta térmica similar, la tasa de actualización tiene un papel clave en la determinación de la alternativa óptima. Así, en el cuadro anterior, para tasas de actualización no superiores al 10%, Alto Anchicayá representa la mejor alternativa en todos los casos. Sin embargo, la planta térmica constituiría la fuente de energía más barata para tasas superiores al 15% y, para tasas de actualización entre 10% y 15%

---

1/ Proporción de utilización de la capacidad de cada planta.



la alternativa más apropiada dependería del factor de plantas que se considere. En el caso de inversiones de este tipo, la tasa de actualización debería fijarse entre un 8% y un 10%.

- 6.08 En el cuadro se comprueba la alta sensibilidad de los resultados con respecto a variaciones en el factor de planta, cuya proporción más realista estaría en alrededor del 70%. El costo del combustible es una de las variables críticas. Cuando se utiliza un factor de planta del 80%, una variación del 10% en el costo del combustible cambia el valor actual de los costos en un 6%. Esta variación es de un 5% con un factor de planta de 60%.
- 6.09 Como el caso anterior implica que la planta térmica de Yumbo sea retirada de servicio, una segunda comprobación consistió en comparar el valor actual del flujo de costos de Alto Anchicayá con el valor actual de los costos de operar la planta térmica de Yumbo, suponiendo un factor de planta del 60%, más el valor actual del flujo de costos de otra planta térmica que, con un factor de planta del 70%, generarían igual volumen de energía que Alto Anchicayá. Esa combinación de plantas resulta entre un 32% y un 13% más cara que Alto Anchicayá, según se actualice al 8% ó al 10% respectivamente. En este caso, la decisión respecto a la fuente de energía a utilizarse es aún más sensible respecto a variaciones en la tasa de actualización, siendo la tasa de rendimiento interno en este caso apenas superior al 10% 1/.
- 6.10 Si en lugar de utilizarse los precios del combustible vigentes en Cali se tomaran los correspondientes de Bogotá, la economía de la planta térmica mejoraría, aunque el Alto Anchicayá seguiría representando la mejor alternativa. Además, una planta térmica en Bogotá no sería una alternativa factible porque, de acuerdo con informaciones de la División de Análisis de Proyectos, existirían serios problemas de abastecimiento de agua en esa zona.
- 6.11 La comparación del Alto Anchicayá con otra alternativa hidroeléctrica es poco significativa ya que no se prevén proyectos de este tipo que permitan la puesta en servicio de plantas de importancia similar, para la misma fecha. Sin embargo, y para comprobar si el aspecto de programación de obras se estudió debidamente, se hizo una comparación ligera con la hidroeléctrica Chivor, que sería la primera a entrar en servicio después de Alto Anchicayá. En este caso y, utilizando una tasa de descuento del 10%, el valor actual del costo de construir y operar la planta de Chivor excedería al de Alto Anchicayá en US\$ 38 millones,

---

1/ A esa tasa se igualan los flujos de costos de construir y operar Alto Anchicayá y la alternativa térmica con la que se compara.

aproximadamente, de donde resultaría que el ordenamiento de la construcción de las plantas se habría efectuado con un criterio económico.

## VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 7.01 La ejecución del proyecto presentado constituiría la forma más económica, entre las alternativas estudiadas, de satisfacer los requerimientos de energía del área de influencia de CVC. Al mismo tiempo, los beneficios del proyecto se reflejarían en una rentabilidad adecuada de las inversiones a efectuarse y en un ahorro importante a los usuarios.
- 7.02 En vista de la aparente sensibilidad del consumo de energía eléctrica a los cambios de tarifas en el área de influencia de este proyecto, se considera conveniente que la CVC y las autoridades competentes del país, junto con EMCALI, efectúen un análisis de la estructura de las tarifas y las relaciones entre éstas y la demanda por tipo de consumidor y, si fuera necesario, adopten las medidas con el fin de que las tarifas tiendan a reflejar los costos y eviten el subsidio excesivo de una categoría a expensas de otras.

## INFORME JURIDICO

## A. LOS PRESTATARIOS

1. Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC)(a) Naturaleza jurídica, objeto, funciones y domicilio:

(i) La CVC, creada por medio del Decreto No. 3110 de 1954 y reorganizada por el Decreto No. 1707 de 1960, es un establecimiento público, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa en los términos del Decreto No. 1707. (Art. 1)

(ii) La CVC fue establecida con la finalidad de promover el desarrollo de los terrenos que constituyen la hoya hidrográfica del Alto Cauca, las vertientes del Pacífico vecinas a ésta y los terrenos aledaños que le están relacionados o que sean afectados por sus actividades encaminadas a la realización de un plan integral para el aprovechamiento de los recursos naturales de dicha región. (Art. 1)

(iii) Su domicilio es la ciudad de Cali, sin perjuicio de que su Consejo Directivo pueda establecer domicilios especiales. (Art. 2)

(iv) Son funciones de la CVC, entre otras, las siguientes: la generación transmisión y distribución de energía eléctrica; la coordinación de los sistemas eléctricos; la promoción de la actividad industrial; la zonificación de la tierra para impedir la edificación de mejoras permanentes en zonas requeridas para la ejecución de sus proyectos, obras o servicios; la promoción y participación en sociedades o establecimientos destinados a prestar servicios públicos. (Art. 4)

(b) Capacidad para la Ejecución del Proyecto:

La CVC, dados sus fines y facultades antes mencionados y en vista de que es competente para construir directamente, o por medio de contratos con terceros, las obras necesarias a sus fines (Art. 20), y por cuanto el proyecto por sus características se ajusta a los lineamientos del Decreto No. 1707, la CVC tiene capacidad jurídica para la ejecución del proyecto, pero deberá obtener la aprobación del Consejo Nacional de Política Económica (Art. 5) ya que los planes y proyectos que CVC adopte por medio de su Consejo Directivo, junto con los presupuestos correspondientes en moneda nacional y extranjera, requieren de la aprobación de dicho Consejo para que tengan carácter definitivo, y sólo desde entonces dichos planes y proyectos se consideran incorporados a los planes nacionales.

(c) Capacidad para la contratación del préstamo:

La CVC está facultada expresamente para celebrar toda clase de contratos y específicamente para obtener dinero en préstamo. (Arts. 16 y 18) Internamente a su Consejo Directivo le compete autorizar la consecución del empréstito en el país o en el exterior, y al Director Ejecutivo le corresponde, como representante de la Corporación, otorgar los respectivos contratos. (Arts. 45 (i) (o), 49 y 50 inciso (a) y (b))

(d) Patrimonio:

Está constituido por los aportes que le haga la Nación, los Departamentos y Municipios, los impuestos que establezcan las leyes para la Corporación; los terrenos, edificios, equipos, instalaciones. La CVC puede recibir donaciones, legados, de personas públicas o privadas, pero los aportes que se le hagan no confieren derecho a quien lo efectúe sobre el patrimonio de la CVC ni para intervenir en la administración de ésta, sino de acuerdo con las disposiciones estatutarias. (Arts. 11, 12 y 13)

(e) Organos directivos:

La dirección y administración de CVC están a cargo del Consejo Directivo y del Director Ejecutivo respectivamente.

El Consejo Directivo está compuesto por 7 miembros principales, con sus suplentes, 5 de los cuales son representantes de los poderes públicos así: El Ministro de Fomento, quien designa a su suplente; los Gobernadores del Departamento del Cauca y del Valle del Cauca, respectivamente, cuyos suplentes son elegidos por el Presidente de la República; y 2 principales, con sus respectivos suplentes, elegidos directamente por el Presidente de la República. Los 2 principales restantes, con sus respectivos suplentes, son elegidos por varias entidades gremiales. (Arts. 27, 28 y 29)

El Director Ejecutivo es el jefe de la administración del CVC, y el representante legal de la Corporación, que para el cumplimiento de su mandato debe ceñirse a la directrices que emanen del Consejo Directivo, órgano que lo elige por período de 3 años. (Arts. 27, 28, 49 y 50)

(f) Otros aspectos:

(i) Expropiación: Los bienes que sean necesarios para que la CVC cumpla sus fines, son de utilidad pública por lo que ella puede impulsar el procedimiento de expropiación, con sujeción a las leyes pertinentes, cuando deba adquirir un bien sin haber logrado la enajenación voluntaria por parte de su dueño, caso en el cual proceda

que el Gobierno Nacional declare la necesidad de la expropiación a solicitud del Consejo Directivo de la CVC. (Art 21)

(ii) Ocupación de vías públicas e imposición de servidumbres: La CVC tiene derecho de ocupar las vías públicas y de imponer servidumbre para establecer conductos eléctricos con fines de servicio público. (Art. 22)

(iii) Derecho preferente sobre uso de aguas: La CVC tiene derecho a usar la energía hidráulica de las corrientes situadas dentro de terrenos bajo su jurisdicción. (Art. 23)

(iv) Tarifas: La CVC está facultada para cobrar las tarifas por suministro de energía eléctrica que establezca su Consejo Directivo con la aprobación del organismo nacional competente. (Arts. 24 y 45 (k))

(v) Contribución de valorización: El Consejo Directivo de la CVC está facultado para determinar las obras realizadas por la Corporación que den lugar al cobro de la contribución de valorización y a proponer al Gobierno Nacional el proyecto de reglamento para establecer dicha contribución y su cobro. (Arts. 25 y 45)

## 2. Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, Ltda. (CHIDRAL)

### (a) Naturaleza, objeto, duración y domicilio:

(i) CHIDRAL es una sociedad de responsabilidad limitada, constituida como entidad comercial, por medio de la Escritura Pública No. 3331, del 5 de octubre de 1950, con los aportes del Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, del Departamento del Valle y del Municipio de Cali, con un término de duración de 50 años a partir de la fecha de dicha Escritura. (Estatutos Arts. 1o., 3o. y 5o.)

(ii) CHIDRAL fue constituida con el objeto de: (a) Beneficiar las aguas de río Anchicayá, de conformidad con la concesión otorgada por el Gobierno Nacional, por medio de la Resolución No. 64 de julio 14 de 1944, y de los afluentes del mismo río, al tenor de las autorizaciones conferidas por las leyes 223 de 1938, 8a. de 1939 y 111 de 1941, para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica y otras, y prestación de los servicios respectivos; (b) Beneficiar cualquier otra fuente de energía para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica y que tenga por finalidad prestar este servicio a la ciudad de Cali y a otras ciudades del Valle o del país; (c) El establecimiento de líneas de transmisión y subestación elevadora o rebajadora para los transportes y uso de energía eléctrica a lo largo del Valle del Cauca y otras regiones del país, pudiendo además

acometer trabajos de distribución o venta de energía en bloque;  
(d) la aplicación de la energía eléctrica a usos públicos, industriales y domésticos; (Art. 2o.)

(iii) El término de duración de la empresa es de 50 años a partir de la fecha de su constitución y podrá disolverse: por la expiración de dicho plazo; por pérdida del 50% del capital social; por resolución de la Asamblea General de Socios; y otras causas legales.

(iv) El domicilio de CHIDRAL es la ciudad de Cali, capital del Departamento del Valle. (Art. 1o.)

(b) Capacidad para la ejecución del proyecto:

Puesto que la realización de un proyecto como el que está bajo estudio, es uno de los objetivos de CHIDRAL, esta empresa tiene capacidad jurídica para ejecutarlo con la correspondiente concesión ver siguiente párrafo 2 (f) (i)

(c) Capacidad para la contratación del préstamo:

CHIDRAL, como persona jurídica que es, puede adquirir toda clase de bienes por cualquier título. Su Junta Directiva está facultada para tomar dinero en préstamo en el interior o en el exterior del país cuando no se comprometa más del 20% del capital social de la empresa. Cuando se comprometa mas de dicho 20%, la contratación del préstamo debe ser autorizada por la Asamblea General. (Art. 36)

(d) Capital social:

Por medio de la Escritura Pública No. 2293 del 17 de junio de 1968, se aumentó el capital a 95.500.000 pesos que ha sido suscrito y pagado totalmente en la siguiente forma: Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), 65,252%; Empresas Municipales de Cali (EMCALI) 17,775%; y Municipio de Cali, 16,973% (Arts. 5o y 6o.))

Los aportes de los socios son el límite de su responsabilidad y no pueden ser representados por títulos por lo que su cesión sólo puede efectuarse por escritura pública. (Arts. 10 y 11)

(e) Organos directivos:

(i) La Asamblea General, que se reúne una vez por año en sesión ordinaria ejerce, entre otras, las siguientes funciones: nombrar o remover libremente al gerente de la empresa; reformar los estatutos; decretar la distribución de utilidades; decretar la enajenación de la empresa o su fusión con otras sociedades; aprobar las cesiones de aportes que proyecten hacer los socios; autorizar la contratación de empréstitos en virtud de los cuales se comprometa más del 20% del capital social de la empresa; y, decidir los desacuerdos entre la Junta Directiva y el gerente. (Arts. 24, 26 y 36 inciso (d))

El quórum para las sesiones ordinarias o extraordinarias se forma con la concurrencia de un número de socios con representantes por lo menos del 70% del capital, en la primera reunión para la cual se convoque dicha asamblea, o con el número de socios que se presenten en una segunda reunión que deberá celebrarse si en la primera no se logró el quórum en la forma mencionada.

(ii) La Junta Directiva, compuesta de 5 directores principales, con sus respectivos suplentes personales, designados en la Asamblea General en la siguiente forma: tres principales, con sus suplentes, por CVC; un principal, con su suplente por EMCALI; y un principal, con su suplente, por el Municipio de Cali.

Dicha Junta se reúne dos veces al mes por lo menos y el quórum se forma con la presencia de tres directores. Las resoluciones las adoptan por mayoría de votos salvo en los casos respecto de los cuales los estatutos exijan mayoría distinta. (Arts. 35 y 36 inciso (b))

Son atribuciones de la Junta Directiva, entre otras, las siguientes: autorizar la contratación de empréstitos en el interior o en el exterior del país, en virtud de los cuales se comprometa hasta el 20% del capital de la empresa; autorizar la compra, en el interior o en el exterior del país de acuerdo con el gerente, de maquinaria y equipos; autorizar, de acuerdo con el gerente, la contratación de servicios técnicos; autorizar, de acuerdo con el gerente, la celebración de contratos de construcción con firmas nacionales o extranjeras; autorizar la compra o venta de bienes o el establecimiento de gravámenes, de acuerdo con el gerente, siempre que con dichas operaciones no se comprometa más del 20% del capital social de la empresa.

(iii) El gerente, jefe de la administración de la empresa, y representante legal de la misma, elegido directamente por la Asamblea por períodos de un año. Son sus funciones entre otras, las siguientes: ejecutar o hacer ejecutar las resoluciones de la Asamblea General y de la Junta Directiva; representar judicial o extrajudicialmente a la empresa; otorgar los instrumentos pertinentes.

(f) Otros aspectos:

(i) Concesión para usar las aguas del río Anchicayá: Por la concesión referida en el anterior párrafo 2 (a) (ii) (a) se le dió "permiso a la empresa denominada Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá Ltda. para utilizar todas las aguas del río Anchicayá y sus afluyentes, entre los kilómetros 82 y 91 de la carretera al mar (Cali-Buenaventura), en el Municipio de Dagua, Departamento del Valle, con el fin de generar fuerza hidráulica . . .".

Dicha concesión fue otorgada a la empresa antes mencionada que fue liquidada, habiéndosele adjudicado los derechos y bienes provenientes de la liquidación a las entidades mencionadas en el anterior párrafo 2 (a) (i) que constituyeron la nueva CHIDRAL. En los estatutos de esta empresa se establece como uno de sus objetivos el beneficiar las aguas del río Anchicayá en base a la mencionada concesión tal como se expresó en el anterior párrafo 2 (a) (ii) (a). Pero ésta fue otorgada por un plazo de 25 años contados a partir del 10. de julio de 1944, es decir que vence el próximo julio de 1969. Por tanto, para que CHIDRAL pueda seguir teniendo derecho para utilizar las aguas del río Anchicayá, debe obtener nueva concesión a partir de esta fecha.

(ii) Tarifas: Internamente le corresponde a la Junta Directiva fijar y modificar las tarifas, que deberán ser aprobadas por el organismo nacional competente. Para el ejercicio de esta atribución se requiere la asistencia de por lo menos 4 miembros de dicha Junta y el voto unánime de los presentes (Art. 36 inciso (k). Sobre esta materia la Junta Directiva debe seguir los criterios establecidos en el Artículo 52 de los Estatutos que dice:

"La empresa debe tener una orientación estrictamente comercial, con tarifas de suministro de energía tales, que rinda productos suficientes para atender en orden de prelación los siguientes renglones: (a) Gastos de explotación; (b) Cumplimiento de los compromisos adquiridos por la empresa, de acuerdo con las fechas de los respectivos vencimientos; (c) Reservas legales, eventual, de prestaciones sociales y de depreciación, conforme a las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia; (d) Financiación de las construcciones necesarias para atender al incremento de consumo de energía en la región servida por la Central. A este efecto, las reservas de nuevos ensanches deben hacerse de manera que garanticen su financiación, con el criterio de tener disponible en todo tiempo una capacidad generadora suficiente para atender la demanda prevista en los próximos cuatro años; (e) Dividendos equitativos para los socios, conforme a la práctica comercial del país."

### 3. Obligaciones de los prestatarios con el BIRF

En el contrato celebrado por CVC y CHIDRAL con el BIRF, el 3 de junio de 1963, entre otras disposiciones, se establecen:

"Sección 5.12. If CHIDRAL shall propose to incur any debt, the Borrowers shall inform the Bank of such proposals and, before the proposed action is taken, shall afford the Bank all opportunity which is reasonably practicable in the circumstances to exchange views with the Borrowers with respect thereto; . . ."



"Section 5.13. The Borrowers undertake that, except as the Bank and the Borrowers shall otherwise agree, CHIDRAL shall not incur debt unless its net revenues for any twelve consecutive months out of the fifteen-month period last preceding the date of such incurrence shall not be less than 1.3 times the maximum debt service requirements on all CHIDRAL's debt (including the loan and the proposed debt to be incurred) in any succeeding fiscal year of CHIDRAL. ..."

Por tanto CVC y CHIDRAL deberán obtener del BIRF su autorización para contratar con el BID los préstamos en estudio, de acuerdo con las cláusulas contractuales antes transcritas.

4. Requisitos especiales para la contratación de empréstitos externos:

Los decretos 1050 de 1955 y 2032 de 1966 establecen como requisitos especiales para la contratación de empréstitos por parte de entidades públicas, el otorgamiento de autorización previa del Ministerio de Hacienda, por medio de Resolución motivada y la posterior aprobación por el mismo despacho del borrador del contrato de préstamo.

B. EL GARANTE

Será la República de Colombia.

Corresponde al Congreso autorizar por medio de ley al Gobierno Nacional para celebrar contratos y negociar empréstitos, de acuerdo con el Art. 76 ordinal 11. Las leyes 123 de 1959, 9 de 1952, 12 de 1965 y 26 de 1967 otorgaron al Gobierno autorización general para contratar empréstitos en el exterior "aún asumiendo el carácter de codeudor solidario" por montos que sucesivamente han sido ampliados por las mencionadas leyes. El presidente, antes de otorgar la garantía, deberá oír el dictámen del Consejo de Política Económica y Planeación, así como la aprobación del Consejo de Ministros.

C. CONCLUSIONES

CVC y CHIDRAL tienen capacidad para celebrar contratos de préstamo, como los que están bajo estudio, en calidad de codeudores solidarios y para ejecutar el Proyecto respectivo. Para la suscripción de los contratos, los prestatarios deberán cumplir con los requisitos mencionados en el presente informe.

El Gobierno de Colombia puede otorgar la garantía con el cumplimiento de los requisitos pertinentes.

## D. RECOMENDACIONES

1. Que previamente a la suscripción de los contratos respectivos los prestatarios hayan obtenido el consentimiento del BIRF para contratar el préstamo con el BID.
2. Que antes del primer desembolso CHIDRAL haya prorrogado, mediante la reforma estatutaria correspondiente, el plazo de duración de la sociedad, referido en el Artículo 30. de sus Estatutos, por un período no inferior al pago de la última cuota de amortización al Banco.
3. Que antes del primer desembolso y en todo caso con anterioridad al 10. de julio de 1969 CHIDRAL demuestre al Banco su derecho para usar las aguas del río Anchicayá después de dicha fecha y por lo menos hasta la fecha de la última cuota de amortización al Banco.