

THE WORLD BANK GROUP ARCHIVES

PUBLIC DISCLOSURE AUTHORIZED

Folder Title: Electric Power Study - Brazil - Furnas 1 - Appraisal Report - 1971

Folder ID: 30248213

Series: Special Evaluation Studies

Dates: 05/21/1971 - 06/22/1971

Fonds: Records of the Office of Operations Evaluation

ISAD Reference Code: WB IBRD/IDA OPE-09-01

Digitized: 05/09/2023

To cite materials from this archival folder, please follow the following format:
[Descriptive name of item], [Folder Title], Folder ID [Folder ID], ISAD(G) Reference Code [Reference Code], [Each Level Label as applicable], World Bank Group Archives, Washington, D.C., United States.

The records in this folder were created or received by The World Bank in the course of its business.

The records that were created by the staff of The World Bank are subject to the Bank's copyright.

Please refer to <http://www.worldbank.org/terms-of-use-earchives> for full copyright terms of use and disclaimers.



THE WORLD BANK

Washington, D.C.

© International Bank for Reconstruction and Development / International Development Association or

The World Bank

1818 H Street NW

Washington DC 20433

Telephone: 202-473-1000

Internet: www.worldbank.org


PUBLIC DISCLOSURE AUTHORIZED

OED SPECIAL STUDIES
85035--003

*Elec. Power Study - Brazil - Furnas I -
Appraisal Report*

1971



**Archives**
30248213
A1994-141 Other #: 11 205083B
Electric Power Study - Brazil - Furnas 1 - Appraisal Report - 1971

DECLASSIFIED
WBG Archives

Interview with Mr. Webb:

BRAZIL.

- Look for the structural changes within the power sector of Brazil.

See Ohri;

See Fimmas for the actual costs of projects -

Go to Legal Departments for final list of goods - ^{Miss Peterson} ✓.

In some loans, * Ask for loan Agreements.

Changes in Capacity: see Fimmas.

- See Yves Rovani also for Brazil.

- Condition of Effectiveness:

Rate adjustments: Brazilians have different views from Bank's ones on how to generate self-financing and to make a return on assets of questions and pls about

- Second loan 47% was made to finance additions in the original project.

See Mr. Dutt for UNDP Study. Mr. ^{Don} King has it also.

Ask Mr. King for Bank participation in previous steps for the 1st loan.

Ash M. Webb:

Furnas:

- In Service presently.
- 1st loan (211): \$73 million for the 900 MW Furnas plant and trans.
 - 2nd and 3rd loan (403 and 474): \$96 million total for the 1,050 MW Estreito plant
 - 4th loan (565): \$22.3 million for the 360 MW Pico Columbia plant.
 - 5th loan (677): \$80 million for the 1,400 MW Marimbondo plant and for 300 MW additional capacity to Furnas plant.

Furnas 211:

Closing date of 211-BR was extended. To when?

Why change capacity from 460 MW to 900 MW? - Increases in costs?

Did part of the loan pay the interest payments of 1964?

Capacity changes were from 460 MW to 600 MW and lastly to 900 MW!

Estreito 403 and 474:

- Initial capacity of Estreito was 533 MW - Now it is said to be 1050 MW? (said in last appraisal report). In October 1970, it was said to be 800 MW (superintendant report).

- Data on energy shedding and power shedding in region?

- Data on consumption patterns in Southern region? (Table II).

- Why 30 years amortization period for last loan (1970)?

- Revenue per kWh sold (in 1969, was 3.25 to US\$ in 1969)

- ~~Ask~~ Why amortization + depreciation?

- Low on rates: inflationary procedures, high depreciation and

VIP → amortization! Was it due to the Bank? Did IBRD ask for it.

- Southern Power Study, impact on Furnas planning (and existence) (UNDP Study) - Ask for copy of study.

- Frequency change in Rio light.

- Assumptions by Furnas of what?

- Financing sources other than Bank - Self-financing.

- Financing of Furnas stage II? How was it made?

ITEM 12

CORREÇÃO MONETARIA — ATIVO IMOBILIZADO

Portaria n.º 8, de 8.1.1970 MPCG (DOU. 28.1.70)

Fixa os coeficientes para correção monetária do ativo imobilizado das pessoas jurídicas, para vigorarem de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 1970.

O Ministro do Planejamento e Coordenação-Geral, no uso de suas atribuições, nos termos dos artigos 5.º do Decreto n.º 53.914, de 11 de maio de 1964, 209, do Decreto-lei n.º 200, de 25 de fevereiro de 1967 e 7.º da Lei n.º 5.334, de 12 de outubro de 1967, resolve:

N.º 8 — Fixar os coeficientes constantes da tabela anexa, para correção do ativo imobilizado das pessoas jurídicas, nos termos da Lei n.º 4.357, de 16 de julho de 1964.

Determinar que o presente ato vigore de 1.º de janeiro a 31 de dezembro de 1970. — *João Paulo dos Reis Velloso.*

Coeficientes para correção monetária de ativos imobilizados, referente ao ano fiscal de 1969

| ANOS | Coeficientes |
|------|--------------|
| 1938 | 612,56 |
| 1939 | 579,44 |
| 1940 | 546,26 |
| 1941 | 496,65 |
| 1942 | 402,84 |
| 1943 | 347,67 |
| 1944 | 303,51 |
| 1945 | 259,36 |
| 1946 | 226,26 |
| 1947 | 209,68 |
| 1948 | 198,66 |
| 1949 | 182,08 |
| 1950 | 160,02 |
| 1951 | 132,43 |
| 1952 | 121,40 |
| 1953 | 104,87 |
| 1954 | 82,77 |
| 1955 | 71,73 |
| 1956 | 60,70 |
| 1957 | 55,19 |
| 1958 | 46,90 |
| 1959 | 34,20 |
| 1960 | 25,96 |
| 1961 | 18,77 |
| 1962 | 12,14 |
| 1963 | 5,51 |
| 1964 | 3,17 74 72 |
| 1965 | 2,49 27 |
| 1966 | 1,82 36 |
| 1967 | 1,49 22 |
| 1968 | 1,19 25 |
| 1969 | 1,00 19 72 |

CONSTRUCTION

| | BEGINS | END | COMMISSIONING DATE | GENERATION CAPACITY MW |
|----------------|-------------|--------------|--|------------------------|
| FURNAS . | 1958 | 1963 | UNID. 1 - SETEMBRO/63 | 6 x 150 |
| | | 1963 | " 2 - " /63 | |
| | | 1964 | " 3 - ABRIL/64 | |
| | | 1964 | " 4 - " /64 | |
| | | 1965 | " 5 - FEVEREIRO/65 | |
| | | 1965 | " 6 - JULHO/65 | |
| ESTREITO | 1965 | 1969 | UNID. 1 - MARÇO/69 | 4 x 175 |
| | | 1969 | " 2 - MAIO/69 | |
| | | 1969 | " 3 - JULHO/69 | |
| | | 1969 | " 4 - NOVEMBRO/69 | |
| PORTO COLÔMBIA | 1968 | 1973 | UNID. 1 - JULHO/73 | 4 x 80 |
| | | 1973 | " 2 - OUTUBRO/73 | |
| | | 1974 | " 3 - JANEIRO/74 | |
| | | 1974 | " 4 - ABRIL/74 | |
| MARI M BOND O | 1969 | 1975 | UNID. 1 - ABRIL/75 | 8 x 175 |
| | | 1975 | " 2 - JULHO/75 | |
| | | 1975 | " 3 - OUTUBRO/75 | |
| | | 1976 | " 4 - JANEIRO/76 | |
| | | 1976 | " 5 - ABRIL/76 | |
| | | 1976 | " 6 - JULHO/76 | |
| | | 1976 | " 7 - OUTUBRO/76 | |
| | | 1977 | " 8 - JANEIRO/77 | |
| FURNAS 7 e 8 | 1969 | 1973 1974 | UNID. 7 - OUTUBRO/73 " 8 - JANEIRO/74 | 2 x 150 |
| FUNIL | 1961 | 1970 | UNID. 1 - MARÇO/70 | 3 x 60 |
| | | 1969 | " 2 - DEZ/69 | |
| | | 1970 | " 3 - ABRIL/70 | |
| SANTA CRUZ | U. I e II | 1963 | UNID. 1 - SETEMBRO/67 | 2 x 80 |
| | | 1967 | " 2 - NOVEMBRO/67 | |
| | U. III e IV | 1968 | " 3 - JUNHO/72 | 2 x 200 |
| | | 1972 | " 4 - SETEMBRO/72 | |
| TURBINAS A GAS | 1970 | 1971 | UNID. - MARÇO/71 | 2 x 11,5 |
| | | 1971 | 2ª " - AGOSTO/71 | |

Indirect Taxes on FURNAS BULK SALES TO CLIENTS

| | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 |
|---|--------------|---------------|----------------|---------------|
| Light's Indirect Taxes Due to Furnas Supply | <u>.34</u> | <u>6.73</u> | <u>14.29</u> | <u>31.74</u> |
| FURNAS SALES to Light (9%) | .99 | .99 | .98 | .98 |
| Total Indirect Tax | <u>.34</u> | <u>6.80</u> | <u>14.58</u> | <u>32.39</u> |
| | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 |
| | <u>39.39</u> | <u>55.31</u> | <u>112.57</u> | <u>107.75</u> |
| | .97 | .89 | .86 | .81 |
| | <u>40.61</u> | <u>62.146</u> | <u>130.895</u> | <u>133.02</u> |



CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S. A.

SEDE: PASSOS - MINAS GERAIS

ESCR. CENTRAL:
RUA SÃO JOSÉ, 90 - 3.º PAV.
TELEGRAMAS: **RIOFURNAS**
TELEX: **031/118**
RIO DE JANEIRO - GE

ESCR. SÃO PAULO:
RUA SETE DE ABRIL, 261 - 10.º PAV.
TELEGRAMAS: **CELFURNAS**
TELEX: **021/394**
SÃO PAULO - SP

ESCR. B. HORIZONTE:
RUA RIO DE JANEIRO, 462 - 20.º PAV.
TELEGRAMAS: **BELFURNAS**
MINAS GERAIS

Rio de Janeiro, May 21, 1971
DF.E.096.71

INTERNATIONAL BANK FOR
RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT
1818 H. STREET
WASHINGTON, D.C. 20433
U.S.A.

Attention: Mr. François M. Ettori

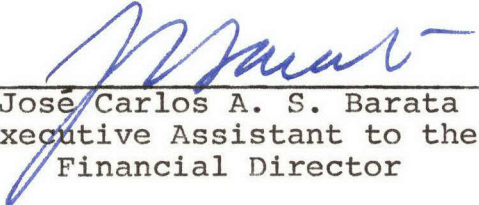
Dear Sirs:

1. In accordance with your request,
we are enclosing herewith the information related to LIGHT-
Serviços de Eletricidade S.A.

2. Hoping the information we are
sending is satisfactory, we remain,

Sincerely yours,

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S.A.



José Carlos A. S. Barata
Executive Assistant to the
Financial Director

ENCL.

LIGHT - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.

| Year | Imposto Único Cr\$ | Quota de Previdência Cr\$ |
|---------------------------------------|-----------------------|------------------------------|
| <i>Furnas % of Light's Gross Gen.</i> | | |
| 2.8 1963 — 12,153 = | 7.263.073,84 | 4.889.937,31 * |
| 22.7 1964 — 29,649 = | 19.293.943,07 | 10.355.051,29 * |
| 17.9 1965 — 79,830 = | 56.931.268,39 | 22.898.880,46 |
| 22.4 1966 — 141,682 = | 97.909.569,17 | 43.773.453,91 |
| 28.5 1967 — 154,451 = | 82.560.101,02 | 71.891.315,49 |
| 27.2 1968 — 196,008 = | 114.112.979,45 | 81.896.953,98 |
| 42.2 1969 — 266,764 = | 155.671.534,29 | 111.093.638,30 |
| 35.1 1970 — 306,975 = | 244.319.644,45 | 62.656.054,14 |
| TOTAL | 778.062.113,68 | 409.455.284,88 |

* Includes small amounts related to the Gas Service which could not be segregated by LIGHT.

/hc
21.5.71

LIGHT - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.

MWh

| | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 |
|--|----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1. GENERATION | 12.930.258 | 10.499.374 | 11.419.480 | 11.923.427 | 11.597.135 | 12.786.798 | 10.838.436 | 10.526.905 |
| 2. PURCHASED POWER | | | | | | | | |
| 2.1. Central Elétrica de Furnas S.A. | 2.8 396.400 | 22.7 3.214.103 | 17.9 2.640.400 | 22.4 3.623.567 | 25.5 4.270.453 | 27.2 5.084.936 | 42.2 8.585.928 | 35.1 7.486.058 |
| 2.2. Others | 750.385 | 428.139 | 690.067 | 619.295 | 863.492 | 844.182 | 900.173 | 3.325.181 |
| 3. Total (1.+2.1.+2.2.) | 14.077.043 | 14.141.616 | 14.749.947 | 16.166.289 | 16.731.080 | 18.715.916 | 20.324.537 | 21.338.144 |
| 4. LESS | | | | | | | | |
| 4.1. Consumption with: | | | | | | | | |
| 4.1.1. Pumped Storage | 981.105 | 953.191 | 1.131.821 | 1.083.389 | 951.444 | 938.711 | 947.445 | 1.089.644 |
| 4.1.2. Power Plants, Sub-stations and others | 263.486 | 243.291 | 179.840 | 187.140 | 210.190 | 255.429 | 279.553 | 157.238 |
| 4.2. Losses | 1.649.571 | 1.704.312 | 1.797.538 | 2.098.703 | 1.924.728 | 2.192.937 | 2.217.274 | 2.172.127 |
| 5. ENERGY SOLD (3.-4.1.1.- -4.1.2.-4.2.) | 11.182.881 | 11.240.822 | 11.640.748 | 12.797.057 | 13.644.718 | 15.328.839 | 16.880.265 | 17.919.135 |

E L E T R O B R Á S
DIRETORIA DE GESTÃO EMPRESARIAL
DEPARTAMENTO DE TARIFAS

LEGISLAÇÃO SÔBRE A REDUÇÃO DO EMPRÉSTIMO
COMPULSÓRIO EM FAVOR DA ELETROBRÁS

Decreto-lei nº 644 de 23 de junho de 1969

Decreto-lei nº 645 de 23 de junho de 1969

Decreto nº 65.327 de 10 de outubro de 1969

Portaria do M.M.E. nº 884 de 3 de novembro de 1969.

DECRETO-LEI Nº 644 - DE 23 DE JUNHO DE 1969

Altera a legislação do imposto único sobre energia elétrica e do empréstimo compulsório em favor da ELETROBRÁS.

O Presidente da República, usando da atribuição que lhe confere o § 1º do art. 2º do Ato Institucional nº 5, de 13 de dezembro de 1968, decreta:

Art. 1º O Imposto único sobre energia elétrica, instituído pela Lei número 2.308, de 31 de agosto de 1954, devido por kWh de energia consumida, a medidor ou forfait, será equivalente às seguintes percentagens da tarifa fiscal definida na lei:

- a) 47% (quarenta e sete por cento), para os consumidores residenciais;
- b) 2% (dois por cento), para os consumidores industriais;
- c) 22% (vinte e dois por cento), para os consumidores comerciais e outros.

Parágrafo único. Fica acrescentada ao parágrafo 5º do art. 4º da Lei número 2.308, de 31 de agosto de 1954, alterado pelo art. 1º da Lei nº 4.676, de 16 de junho de 1965, com a redação dada pelo art. 4º da Lei número 5.073, de 18 de agosto de 1966, a seguinte alínea:

"h - os consumidores rurais".

Art. 2º O Inciso I do § 1º do artigo 13 da Lei nº 4.676, de 16 de junho de 1965, passa a vigorar com a seguinte redação:

"I - 39% (trinta e nove por cento), em contas de movimento, sendo 37% (trinta e sete por cento), à ordem da ELETROBRÁS, e 2% (dois por cento), a ordem do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

Art. 3º. O empréstimo compulsório em favor da ELETROBRÁS será cobrado por kWh de energia elétrica consumida, e equivalerá a 35% (trinta e cinco por cento) da tarifa fiscal, definida em lei, sendo exigível apenas dos consumidores industriais, comerciais e outros, excetuados os residenciais e rurais.

§ 1º Os consumos iguais ou inferiores a 100 (cem) kWh mensais, cujo fornecimento se faça a medidor, ou em equivalência a forfait, ficam isentos do empréstimo compulsório de que trata este artigo.

Art. 4º - Fica o Poder Executivo autorizado a conceder redução do empréstimo compulsório, em caráter permanente ou temporário, a indústrias de intenso consumo de energia elétrica e de interesse relevante para a economia nacional, de acordo com normas a serem estabelecidas, em decreto até el de dezembro de 1969.

Art. 5º - Fica alterado o § 7º do artigo 4º da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, com a redação dada pelo art. 5º da Lei nº 4.676, de 16 de junho de 1965, e aquêles acrescidos os §§ 8º, 9º, 10 e 11, como segue:

"§ 7º. As obrigações a que se refere o presente artigo serão exigíveis pelos titulares das contas de energia elétrica, devidamente quitadas, permitindo-se a estes, até 31 de dezembro de 1969, apresentarem a ELETROBRÁS contas relativas a até mais duas ligações, independentemente da identificação dos respectivos titulares.

§ 8º. Aos débitos resultantes do não recolhimento do empréstimo referido neste artigo, aplica-se a correção monetária na forma do art. 7º da Lei nº 4.357, de 16 de julho de 1964 e legislação subsequente.

§ 9º. A ELETROBRÁS será facultado proceder à troca das contas quitadas de energia elétrica, nas quais figure o empréstimo de que trata este artigo, por ações preferenciais, sem direito a voto.

§ 10. A faculdade conferida à ELETROBRÁS no parágrafo anterior poderá ser exercida com relação às obrigações por ela emitidas em decorrência do empréstimo referido neste artigo, na ocasião do resgate dos títulos por sorteio ou no seu vencimento.

§ 11. Será de 5 (cinco) anos o prazo máximo para o consumidor de energia elétrica apresentar os originais de suas contas, devidamente quitadas, à ELETROBRÁS, para receber as obrigações relativas ao empréstimo referido neste artigo, prazo este que tam-

bém se aplicará, contado da data do sorteio ou do vencimento das obrigações, para o seu resgate em dinheiro".

Art. 6º A ELETROBRÁS poderá restituir antecipadamente as contribuições de empréstimo de que trata o art. 4º da Lei nº 4.156, de 23 de novembro de 1962, desde que os subscritores concordam em recebê-las com desconto, cujo percentual será fixado, anualmente, pelo Ministro das Minas e Energia.

§ 1º As diferenças apuradas entre o valor das contribuições arrecadadas e das respectivas restituições constituirão recursos especiais destinados ao custeio de obras e instalações de energia elétrica que, por sua natureza pioneira, assim definida em ato do Ministro das Minas e Energia, sejam destituídas de imediata rentabilidade e à execução de projetos de eletrificação rural.

§ 2º A aplicação dos recursos referidos no parágrafo anterior far-se-á, a critério da ELETROBRÁS, sob a forma de auxílio aos concessionários de serviço de energia elétrica para posterior transformação em participação acionária da ELETROBRÁS, a partir da data em que os empreendimentos realizados tiverem rentabilidade assegurada, ou, sob a forma de financiamento, com prazos de carência e amortização, e juros previstos nos parágrafos 1º, 2º, 3º e 4º do artigo 20 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, com a redação dada pelo art. 8º da Lei nº 4.676, de 16 de junho de 1965.

Art. 7º O § 3º do art. 6º da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, passa a ter a seguinte redação:

§ 3º As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos de 6% (seis por cento) ao ano e não terão direito de voto, salvo nos casos dos arts. 81, parágrafo único, e 106 do Decreto-Lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940".

Art. 8º O art. 10 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, passa a ter a seguinte redação:

"Art. 10. O Estado que dispuser de sociedade de economia mista geradora, ou distribuidora de energia elétrica receberá a quota estadual, através da referida sociedade, a qual caberá aplicá-la, mediante crédito do respectivo valor ao Estado..

Parágrafo único. O crédito referido no caput deste artigo será convertido em participação acionária na sociedade estadual de eletrificação, devendo, em se tratando de aplicação em obras de natureza pioneira, a critério do Estado, ser tais aplicações escrituradas em conta especial, para posterior utilização na subscrição ou integralização de capital da sociedade estadual de eletrificação, tão logo cada uma das aplicações referidas tenha atingido os limites legais de remuneração dos respectivos investimentos.

Art. 9º Fica acrescentado ao artigo 19 do Decreto-lei nº 400, de 30 de dezembro de 1968, um parágrafo único com a seguinte redação:

"Parágrafo único. Excluem-se do disposto neste artigo a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e os concessionários de serviços públicos de energia elétrica".

Art. 10º Fica o Poder Executivo autorizado a concordar com a conversão do valor das partes beneficiárias e dos respectivos dividendos da Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, a que fizer jús o Tesouro Nacional como titular das mesmas, em ações do capital daquela Companhia.

§ 1º O Poder Executivo fica autorizado a ceder à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS as ações resultantes resultantes da conversão referida neste artigo, e bem assim as ações da União nas empresas concessionárias de serviços de eletricidade.

§ 2º Em decorrência da cessão prevista neste artigo, a União ficará com um crédito na ELETROBRÁS, no mesmo valor, para o efeito de futura subscrição de capital dessa empresa.

Art. 11. Este Decreto-lei entra em vigor na data de sua publicação, exceto quanto ao disposto nos arts. 1º, 2º e 3º, que vigorarão a partir de 1 de janeiro de 1970.

Art. 12. Revogam-se as disposições em contrário, exceto os §§ 2º a 7º do art. 1º da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, modificado pelo artigo 3º da Lei nº 4.676 de 16 de junho de 1965, que permanecerão em vigor até 31 de dezembro de 1969.

Brasília, 23 de junho de 1969;

14.º da Independência e 81.º da República.

A. COSTA E SILVA

Antônio Delfim Netto

Jarbas G. Passarinho

Antônio Dias Leite Júnior

Marcos Vinicius Pratini de Moraes

Publicado no D.O. de 24/6/1969

DETA:20/10/69
md.

DECRETO-LEI Nº 645 - DE 23 DE JUNHO DE 1969

Altera percentagens de incidência das cotas de previdência que indica.

O Presidente da República, usando da atribuição que lhe confere o § 1º do artigo 2º do Ato Institucional número 5, de 13 de dezembro de 1968, e tendo em vista o artigo 158, § 2º, da Constituição, decreta.

Art. 1º Fica elevada a partir de 1º de julho de 1969 para 15% (quinze por cento), a percentagem das taxas referidas no Decreto nº 20.465, de 1º de outubro de 1931, e na Lei nº 593, de 24 de dezembro de 1948, consolidadas no artigo 166, item I, letra a, do Regulamento Geral da Previdência Social, aprovado pelo Decreto nº 60.501, de 14 de março de 1967, as quais são cobradas diretamente ao público, sob a denominação genérica de quotas de previdência.

§ 1º Excetua-se da majoração referida neste artigo as taxas que incidem sobre tarifas de estradas de ferro, carris, transportes aéreos, portos, telegrafia, radiotelegrafia, radiotelefonía e radiofusão, bem como as mencionadas nas alíneas b e h do artigo 166, item I, do Regulamento supracitado.

§ 2º Fica também excluída da majoração a que se refere este artigo a taxa que incide sobre tarifas de luz a qual, a partir de 1º de janeiro de 1970, fica reduzida de 10% (dez por cento) para 3% (três por cento).

Art. 2º Ficam igualmente elevadas, a partir de 1º de julho de 1969, para 20% (vinte por cento), as percentagens de que trata o artigo 74, letras b e c. da Lei nº 3.807, de 26 de agosto de 1960.

Art. 3º Este Decreto-lei entrará em vigor na data de sua publicação revogadas as disposições em contrário.

Brasília. 23 de junho de 1969

148ª Independência e 81ª da República

A. COSTA E SILVA
Antônio Delfim Netto
Jarbas G. Passarinho
Antônio Dias Leite Júnior
Marcos Vinicius Pratini de Moraes

Publicado no D.O. de 24/6/1969

DETA: 21/10/69
md.

DECRETO Nº 65.327 - DE 10 DE OUTUBRO DE 1969

Altera o Decreto nº 57.617, de 7 de janeiro de 1966, que aprovou a regulamentação das Leis ns. 2.308, de 31 de agosto de 1954; 2.944, de 8 de novembro de 1956; 4.156, de 28 de novembro de 1962; 4.364, de 22 de julho de 1964 e 4.676, de 16 de junho de 1965; regulamenta o Decreto-lei nº 644, de 23 de junho de 1969 e dá outras providências:

Os Ministros da Marinha de Guerra, do Exército e da Aeronáutica Militar, usando das atribuições que lhes confere o artigo 1º do Ato Institucional nº 12, de 31 de agosto de 1969, com binado com o artigo 83, ítem II, da Constituição, decretam:

Art. 1º As indústrias de intenso consumo de energia elétrica e de interesse relevante para a economia nacional farão jus a redução do empréstimo compulsório, instituído pela Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, nos termos deste Decreto, a partir de 1 de janeiro de 1970.

Parágrafo único. Entende-se por consumidor industrial aquele assim qualificado pela respectiva conta de fornecimento de energia elétrica.

Art. 2º Consideram-se indústria de intenso consumo, para os efeitos do presente decreto, aquelas cuja média dos fatores de carga de faturamento mensal fôr igual ou superior a 30% (trinta por cento) e cuja despesa com energia elétrica fôr igual ou superior a 3% (três por cento) do valor de suas vendas.

§ 1º Para apuração dos elementos de avaliação referidos neste artigo, considerar-se-á a média dos fatores de carga de faturamento mensal, a despesa com energia elétrica e o valor das vendas verificados no período 24 (vinte e quatro) meses que antecederem de 60 (sessenta) dias ao pedido de redução.

§ 2º Para os efeitos deste Decreto o fator de carga de faturamento mensal será calculado pela relação entre o consumo mensal e o produto da demanda faturada mensal por 730 (setecentos e trinta) horas.

Art. 3º Consideram-se de interêsse relevante para a economia nacional as indústrias classificadas no Grupo "A" do artigo 2º do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968.

Art. 4º O benefício da redução de que trata êste Decreto, que não poderá exceder a 98% (noventa e oito por cento), será concedido a título temporário, por um período de até 24 (vinte e quatro meses) e calculado de acordo com a fórmula seguinte:

$$R = 0,575 (D/V + 5) \sqrt{Fc}$$

onde:

R = valor percentual da redução procurada;

D/V = valor percentual da relação entre a despesa demonstrada com energia e as vendas efetuadas pelo consumidor industrial;

Fc = valor percentual da média dos fatores de carga de faturamento mensal definido no § 2º do artigo 2º dêste Decreto.

§ 1º Para o cálculo das despesas com energia elétrica tomar-se-ão os valores das contas de fornecimento, excluindo-se o valor do empréstimo compulsório instituído pela Lei número 4156, de 28 de novembro de 1962.

§ 2º Para a apuração do valor das vendas referidas no § 1º do artigo 2º, excluir-se-á a parcela correspondente ao imposto sobre produtos industrializados.

§ 3º Será de 15% (quinze por cento) o valor máximo da relação entre as despesas com energia elétrica e o valor das vendas, a ser considerado no cálculo da redução.

§ 4º No cômputo da despesa com energia elétrica, de consumidores industriais que sejam também auto-produtores será considerado o total da energia própria e da energia comprada, calculada aquela ao preço médio mês a mês, desta última, desde que o consumidor auto-produtor não realize, simultaneamente, venda de energia.

§ 5º O fator de carga dos consumidores referidos no parágrafo anterior, será aquele apurado relativamente ao consumo de energia elétrica fornecida por terceiro.

§ 6º No caso de empresa com menos de 2 (dois) anos de atividade industrial o cálculo da redução será baseado nos elementos relativos ao período de efetivo funcionamento da indústria, levando-se em conta, por estimativa, os elementos relativos ao tempo que faltar para a complementação daquele prazo.

Art. 5º O requerimento de redução do empréstimo compulsório será dirigido à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS, acompanhado dos elementos de informação necessários ao julgamento do pedido, de acordo com as instruções que forem baixadas em Portaria do Ministro das Minas e Energia.

§ 1º Instruído o processo do requerimento de redução pela ELETROBRÁS, esta o encaminhará à superior decisão do Ministro das Minas e Energia.

§ 2º Da decisão do Ministro das Minas e Energia, caberá um único pedido de reconsideração, no prazo de 30 (trinta) dias contados da publicação no Diário Oficial do ato respectivo.

§ 3º Para comprovação da veracidade das informações prestadas, terá a ELETROBRÁS amplo acesso aos documentos em que as mesmas se basearam, cabendo ao requerente o ônus da prova em caso de dúvida ou divergência.

Art. 6º Os atos de concessão de redução do empréstimo compulsório serão executados pelos concessionários distribuidores de energia elétrica, a partir do primeiro faturamento que se seguir à publicação do ato concessivo no Diário Oficial.

Parágrafo único. Os concessionários distribuidores de energia elétrica farão constar das contas de fornecimento, mediante carimbo, o número e a data do ato concessivo, bem como a percentagem da redução.

Art. 7º As contas de fornecimento de energia elétrica, emitidas a partir de 1 de janeiro de 1970, deverão ser apresentadas, por seus titulares, à ELETROBRÁS, devidamente quitadas, para o efeito de troca por obrigações do empréstimo instituído pela Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962.

§ 1º As contas de fornecimento de energia elétrica emitidas em data anterior a 24 de junho de 1969, poderão ser apresentadas independentemente de seu número e da identificação do portador.

§ 2º As contas de fornecimento de energia elétrica emitidas de 24 de junho de 1969, até 31 de dezembro de 1969, poderão ser apresentadas independentemente do seu número, desde que o apresentante seja titular de pelo menos uma delas.

§ 3º Entende-se por titular da conta de fornecimento a quêle em cujo nome tenha a mesma sido emitida.

Art. 8º A ELETROBRÁS, por deliberação de sua Assembléia-Geral, poderá promover a conversão do valor do empréstimo compulsório de que trata êste Decreto, constante das contas de fornecimento de energia elétrica emitidas a partir de 24 de junho de 1969 ou das obrigações que tenham sido trocadas pelas contas referidas neste artigo, em ações preferenciais, emitidas de acordo com o § 3º do artigo 6º da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, com a redação dada pelo artigo 7º do Decreto-lei nº 644, de 23 de junho de 1969.

Parágrafo único. A conversão prevista neste artigo será feita pelo valor histórico constante das contas de fornecimento de energia elétrica, a título de empréstimo compulsório, ou, quando se tratar de conversão de obrigações, pelo valor dos referidos títulos, acrescidos da atualização monetária e dos juros vencidos até a data da Assembléia-Geral que deliberar sobre a conversão.

Art. 9º A ELETROBRÁS, por deliberação de sua Assembléia-Geral, poderá restituir, antecipadamente, os valores arrecadados nas contas de consumo de energia elétrica, a título do empréstimo compulsório de que trata êste Decreto, desde que os consumidores que os houverem prestado concordem em recebê-los com desconto, cujo percentual será fixado, anualmente, pelo Ministro das Minas e Energia.

Parágrafo único. A Assembléia-Geral da ELETROBRÁS fixará as condições em que será processada a restituição.

Art. 10. Os artigos 120 e 121 do Decreto nº 57.617, de 7 de janeiro de 1966, passam a ter a seguinte redação:

"Art. 120. A entrega dos mencionados recursos far-se-á, além de preenchimento de outras formalidades, mediante a emissão pelo concessionário, de um aviso de crédito à ELETROBRÁS, que será remetido a essa empresa pelo órgão que efetuar a entrega juntamente com informações sobre a natureza destinação, e prazo de aplicação dos recursos.

"§ 1º O concessionário lançará tais recursos à crédito da ELETROBRÁS, como administradora do Fundo Federal de Eletrificação e a ELETROBRÁS, tão logo tenha recebido o aviso de que trata o artigo anterior, fará o correspondente lançamento a débito do concessionário como recursos específicos do Fundo Federal de Eletrificação sob sua guarda.

Art. 121. Anualmente, por ocasião da prestação de contas de aplicação dos referidos recursos o concessionário entregará ao órgão encarregado da tomada de contas, um instrumento de Reconhecimento de Débito, no valor dos recursos efetivamente aplicados.

§ 1º O instrumento a que se refere este artigo, que será o instrumento definitivo do débito, parcial ou total, do concessionário, será extraído, de acordo com o modelo aprovado pelo Ministério das Minas e Energia, em 10 (dez) vias, destinadas, respectivamente, a 1ª e 2ª à ELETROBRÁS; a 3ª e 4ª ao Departamento de Águas e Energia Elétrica; as demais à Inspeção-Geral de Finanças do Ministério das Minas e Energia,

§ 2º Recebido pela ELETROBRÁS o instrumento de Reconhecimento de Débito esta fará o estorno nos lançamentos referidos nos § 1º do art. 120 até o valor do débito reconhecido.

§ 3º Terminada a aplicação ou se esta não se verificar, à ELETROBRÁS cancelará os lançamentos de que trata o § 1º do artigo 120, mediante a comprovação pelo concessionário, da devolução definitiva dos

recursos recebidos.

§ 4º Havendo transferência de recursos para aplicação no exercício seguinte, proceder-se-á na forma do art. 121 com relação ao saldo transferido."

Art. 11. Este Decreto entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Brasília, 10 de outubro de 1969;
148º da Independência e 81º da República.

Augusto Hamann Rademaker Grunewald

Aurélio de Lyra Tavares

Márcio de Souza e Mello

Antônio Dias Leite Júnior

Publicado no D.O. de 13/10/69 - Seção I - Parte I.

PORTARIA Nº 884 DE 3 DE NOVEMBRO DE 1969.

O MINISTRO DE ESTADO DAS MINAS E ENERGIA, usando da atribuição que lhe confere o item IX do artigo 5º do Decreto nº 57.810, de 14 de fevereiro de 1966,

R E S O L V E :

I - O requerimento de redução do empréstimo compulsório, de que trata o art. 5º do Decreto nº 65.327, de 10 de outubro de 1969, a ser apresentado à Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, deverá ser firmado pelos representantes legais dos consumidores industriais interessados e será instruído com os seguintes elementos:

- a- cópia autenticada dos estatutos, ou contrato social, devidamente registrado;
- b- fotocópias autenticadas das contas de energia elétrica dos 24 (vinte e quatro) últimos meses / que antecederem aos 60 (sessenta) dias anteriores ao pedido de redução;
- c- relação dos gastos com energia elétrica, mês a mês, deduzido o empréstimo compulsório conforme quadro modelo anexo;
- d- relação das vendas, tributadas ou não, mês a mês, no mesmo período, deduzido o imposto de produtos industrializados, conforme quadro-modelo anexo;
- e- declaração sobre a fabricação de produtos isentos de impostos federais e venda à entidades isentas;
- f- declaração sobre as exportações efetuadas no mesmo período, com os respectivos valores;
- g- cópia do balanço geral e da respectiva conta de Lucros e Perdas, publicados no "Diário Oficial", ou cópia dos mesmos autenticada por diretores e contador, relativos aos três últimos exercícios sociais;

- h- relação das vendas consideradas como receitas e fetuadas naqueles exercícios, caso essas não estejam discriminadas nas contas de Lucros e Perdas;
- i- enderêço da sede da emprêsa e do estabelecimento industrial a que se refere o pedido;
- j- relação dos produtos fabricados nas linhas de produção.

II - Quando se tratar de consumidor industrial também autoprodutor de energia elétrica, além dos documentos referidos na alínea "b" do item anterior, deverá ser informada a energia de geração própria, mês a mês, relativa ao período estabelecido naquela alínea.

III - Para as emprêsas com menos de 24 (vinte e quatro) meses de atividade industrial serão exigidos os mesmos elementos referidos no item I, alíneas "a" a "j", devendo ser esclarecido o tempo de efetiva atividade industrial.

IV - Além do disposto nos itens anteriores, os consumidores industriais requerentes deverão acrescentar esclarecimentos sôbre:

- a- produção mensal;
- b- capacidade máxima mensal;
- c- possibilidade de expansão futura, com indicação das estimativas, mês a mês, da produção, consumo de energia elétrica e valor das vendas.

V - Os consumidores industriais que explorem várias atividades industriais ou que tenham mais de um estabelecimento industrial para a mesma atividade, deverão fazer um só pedido de redução, desde que tôdas as atividades ou estabelecimentos sejam servidos por uma só ligação de energia elétrica.

VI - Além dos elementos especificados nos itens anteriores, as emprêsas requerentes deverão apresentar quaisquer outros elementos julgados necessários, a critério da ELETROBRÁS, à análise dos requerimentos de redução do empréstimo compulsório.

DECRETO Nº 66.879 - DE 16 DE JULHO DE 1970

Altera a redação do artigo 6º do Decreto nº 65.327, de 10 de outubro de 1969.

O Presidente da República, usando da atribuição que lhe confere o artigo 31, item III da Constituição, decreta:

Art. 1º O artigo 6º do Decreto nº 65.327, de 10 de outubro de 1969, passa a ter a seguinte redação, mantido o seu parágrafo único:

"Art. 6º Os atos de concessão de redução do empréstimo compulsório serão executados pelos concessionários distribuidores de energia elétrica a partir do faturamento indicado no próprio ato referido".

Art. 2º Este Decreto entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Brasília, 16 de julho de 1970
149º da Independência e 82º da República

EMÍLIO G. MÉDICI
Antônio Dias Leite Júnior

Publicado no D.O. de 17/07/70

DETA: 22/03/71

meo.-

$$T_D = \frac{c_p}{bwh} \times bwh$$

$$T_C = \frac{c_p}{bwh} \times bwh$$

(60)

IR 3% = c_p (1)

$$\frac{\sum \text{Receivers} = T_F}{\sum bwh}$$

IV 1% = $T_F \times bwh = c_p$ (3)

$$c_p = 100 / 1000 bwh$$

EC - % $\times T_F \times bwh$

Total.

IV } R = 42%
 C = 22%
 I = 2%

EC } R = -
 C = 35%
 I = 35%

$$R = 0,575 \left(\frac{D}{V} + 5 \right) \sqrt{f_c}$$

$\left\{ \begin{array}{l} \geq 2.300 V \\ \frac{D}{V} = 3\% \\ f_c = 30\% \end{array} \right.$

$R \leq 99\%$

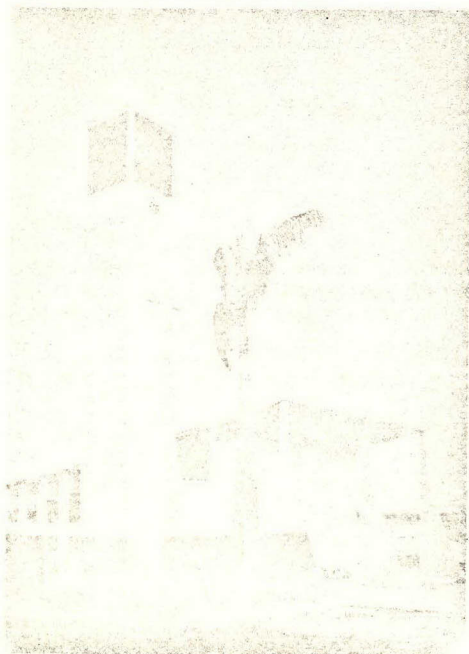
XV
**CONSIDERAÇÕES
 FINAIS**

Mais uma vez, consigna a Diretoria seu reconhecimento à solicitude e presença das autoridades do país, federais e estaduais, no trato das questões ligadas à continuação de Furnas. Em particular, expressamos especial agradecimento às autoridades da esfera do Ministério das Minas e Energia e do Ministério da Fazenda, cuja atuação tem sido decisiva no pronto atendimento às medidas indispensáveis à manutenção do ritmo ininterrupto dos trabalhos.

Passos, 9 março de 1964

a) John R. Cotrim, Diretor-Presidente.
 a) Benedicto Dutra, Diretor-Vice Presidente.
 a) Flávio Henrique Lyra da Silva, Diretor-Vice-Presidente.
 a) João da Silva Monteiro Filho, Diretor
 a) Mário Penna Bhering, Diretor.
 a) Dagmar Mallet de Andrade, Diretor.

IGREJA DA NOVA CIDADE DE GUAPÉ



CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 DEMONSTRAÇÃO DA CONTA DE RESULTADO ENCERRADA
 EM 31 DE DEZEMBRO DE 1963

| | | | |
|-------|---|-----------------------|-----------------------|
| 90. | LUCROS E PERDAS | | |
| 90.0 | RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| 90.00 | Receita de Exploração | | 968.541.829,00 |
| 90.01 | Despesa de Exploração | | <u>88.835.948,00</u> |
| | | | 879.705.881,00 |
| 90.1 | DEDUÇÕES À RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| 90.10 | Imposto de Renda | 53.660.458,80 | |
| 90.11 | Quota para Depreciação | <u>202.382.352,60</u> | |
| 90.13 | Quota para Amortização | 155.707.940,90 | |
| | | | <u>441.700.752,30</u> |
| | | | 438.005.122,00 |
| 90.2 | RENDA ESTRANHA À EXPLORAÇÃO | | |
| 90.20 | Receita Estranha à Exploração | | <u>469.500,00</u> |
| | | | 468.474.628,70 |
| 90.3 | DEDUÇÕES À RENDA LÍQUIDA | | |
| 90.30 | Quota para Constituição de Reserva Legal | | <u>26.106.754,40</u> |
| | | | Cr\$ 442.367.874,30 |

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) John Reginald Cotrim - Presidente

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) Benedicto Dutra - Vice-Presidente

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) Flávio Henrique Lyra da Silva
 Vice-Presidente

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) João da Silva Monteiro F.º - Diretor

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) Mário Penna Bhering - Diretor

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) Dagmar Mallet de Andrade - Diretor

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A
 (ass.) Paulo de Almeida Soares - Técnico em
 Contabilidade n.º 9181 - Insc. Sec. CRC MG

Demonstração da Conta de Resultado em 31 de Dezembro de 1964

| | Cr\$ | Cr\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| Receita de Exploração | 15.791.438.738 | |
| Despesa de Exploração | <u>1.110.924.606</u> | 14.680.514.132 |
| DEDUÇÕES À RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| Imposto de Renda sobre Correção Monetária | — 565.684.309 | |
| Provisão para Imposto de Renda | — 813.872.000 | |
| Quota para Depreciação | X — 3.223.900.918 | |
| Quota para Amortização | X — 2.284.140.327 | |
| RENDA DE EXPLORAÇÃO | | <u>6.887.597.554</u> |
| | | 7.792.916.578 |
| RECEITA ESTRANHA À EXPLORAÇÃO | 9.626 | + 64.728.322 |
| | | <u>7.857.644.900</u> |
| DESPESA ESTRANHA À EXPLORAÇÃO | | |
| Despesas com juros e comissões de empréstimos | — 3.808.894.834 | |
| Diferença de Câmbio em moeda estrangeira | — 1.628.283.690 | |
| Outros juros | 774.839 | |
| RENDA LÍQUIDA | | <u>5.437.953.363</u> |
| | | <u>2.419.691.537</u> |

Demonstração da Conta de Lucros e Perdas Encerrada em de 31 Dezembro de 1964

| | | |
|--|----------------------|----------------------|
| Lucro de Exercício Anterior | | 442.367.874 |
| <u>Menos:</u> | | |
| Dividendos Pagos | 122.334.658 | |
| Gratificações Concedidas | 214.682.431 | |
| Excesso de Imposto de Renda sobre a Provisão — Exercício 1964 | <u>22.308.366</u> | <u>359.325.455</u> |
| SALDO NÃO DISTRIBUÍDO do Exercício Anterior | | 83.042.419 |
| RENDA LÍQUIDA DO EXERCÍCIO | | <u>2.419.691.537</u> |
| | Total | <u>2.502.733.956</u> |
| DEDUÇÕES À RENDA LÍQUIDA | | |
| Quota para Constituição de Reserva Legal | 161.678.176 | |
| Dividendo, a Distribuir, sujeito à aprovação da Assembléia Geral | <u>1.160.172.439</u> | <u>1.321.850.615</u> |
| SALDO QUE PASSA PARA O EXERCÍCIO SEGUINTE | | <u>1.180.883.341</u> |

Passos, 31 de dezembro de 1964. John Reginald Cotrim, Presidente — Flávio Henrique Lyra da Silva, Vice-Presidente — Mário Penna Bhering, Diretor — João da Silva Monteiro F.º, Diretor — Dagmar Mallet de Andrade, Diretor — Carlos Mário Faveret, Diretor interino — Paulo de Almeida Soares, Técnico em Contabilidade n.º 11.764 — GB — S

DEMONSTRAÇÃO DA CONTA DE RESULTADO

Em 31 de dezembro de 1965

| | Cr\$ | Cr\$ |
|---|----------------|----------------|
| RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| Receita de Exploração | 47.070.939.772 | |
| Despesas de Exploração | 1.772.190.421 | 45.298.749.351 |
| DEDUÇÕES A RENDA BRUTA DE EXPLORAÇÃO | | |
| Imposto de Renda sobre Correção Monetária | 1.145.622.395 | } 2.7116 |
| Provisão para Imposto de Renda | 1.566.000.000 | |
| Quota para Depreciação | 10.943.547.879 | |
| Quota para Amortização | 7.677.144.365 | |
| RENDA DE EXPLORAÇÃO | | 23.966.428.712 |
| RECEITA ESTRANHA A EXPLORAÇÃO | | 1.350.452.778 |
| DESPESAS ESTRANHAS A EXPLORAÇÃO | | 25.316.881.490 |
| Despesas com Juros e Comissões de Empréstimos | 11.258.702.724 | |
| Juros Pagos no Exterior | 7.130.201.636 | |
| Outros Juros, e Diversos | 734.097.871 | 19.123.002.231 |
| RENDA LÍQUIDA | | 6.193.879.259 |

DEMONSTRAÇÃO DA CONTA DE LUCROS E PERDAS

Em 31 de dezembro de 1965

| | | |
|---|---------------|---------------|
| Lucro do Exercício Anterior | 1.180.883.341 | |
| Mais: | | |
| Provisão para Dividendo a Distribuir, Exercício Anterior, estornada | 1.160.172.439 | 2.341.055.780 |
| Menos: | | |
| Dividendos Pagos | 1.392.206.937 | |
| Gratificações Concedidas (Exercício Anterior) | 517.175.567 | |
| Excesso de Imposto de Renda sobre a Provisão (Exercício Anterior) | 9.579.000 | 1.918.961.504 |
| SALDO DO EXERCÍCIO ANTERIOR | | 422.094.276 |
| RENDA LÍQUIDA DO EXERCÍCIO | | 6.193.879.259 |
| ENCARGOS SOBRE A RENDA LÍQUIDA | | 6.615.973.535 |
| Quota para Constituição da Reserva Legal 5% sobre a Renda Líquida | 330.798.676 | |
| Dividendo a Ser Distribuído. Sujeito à Aprovação da Assembléia Geral .. | 3.732.511.885 | |
| Provisão para Gratificação | 1.000.000.000 | 5.063.310.561 |
| SALDO QUE PASSA PARA O EXERCÍCIO SEGUINTE | | 1.552.662.974 |

Passos, 31 de dezembro de 1965

CENTRAL ELÉTRICA DE
FURNAS S/A.
(ass.) John Reginald Cotrim
Presidente

CENTRAL ELÉTRICA DE
FURNAS S/A.
(ass.) Flávio Henrique Lyra da Silva
Vice Presidente

CENTRAL ELÉTRICA DE
FURNAS S/A.
(ass.) Carlos Mário Favaret
Diretor

CENTRAL ELÉTRICA DE
FURNAS S/A.
(ass.) Luiz Carlos Barreto de Carvalho
Diretor

CENTRAL ELÉTRICA DE
FURNAS S/A.
Paulo de Almeida Soares
Técnico em Contabilidade
CRC n° 11764-GB-S

Demonstração da Conta de Resultado

ANO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 1966

| | | |
|---|-----------------------|-----------------------|
| Renda Bruta de Exploração | <u>84.176</u> | |
| Receita de Exploração | 2 035 | 82.141.072.364 |
| Despesas de Exploração | | <u>3.655.409.374</u> |
| | | 78.485.662.990 |
| Deduções à Renda Bruta de Exploração | | |
| Imposto de Renda sobre Correção Monetária | 1.486.580.474 | } 6.905.344 |
| Provisão para Imposto de Renda | 5.418.764.000 | |
| Quota para Depreciação | 19.210.357.088 | |
| Quota de Amortização | <u>13.431.196.739</u> | |
| | | 39.546.898.301 |
| Renda de Exploração | | 38.938.764.689 |
| Receita Estranha à Exploração | | <u>2.035.631.630</u> |
| | | 40.974.396.319 |
| Despesas Estranhas à Exploração | | |
| Despesas com Juros e Comissões de Empréstimos | 10.389.031.424 | |
| Juros Pagos no Exterior | 8.323.872.513 | |
| Outros Juros e Diversos | <u>31.641.450</u> | <u>18.744.545.387</u> |
| Renda Líquida | | Cr\$ 22.229.850.932 |

Demonstração da Conta de Lucros e Perdas

ANO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 1966

| | | |
|---|-----------------------|-----------------------|
| Saldo do Exercício Anterior | | 1.552.662.974 |
| MAIS: | | |
| Excesso da Provisão de Gratificação do exercício de 1966 | 70.729.749 | |
| Excesso da Imposto de Renda sobre Provisões | 161.942.000 | |
| Lucro Cambial referente aos saldos em Bancos no Exterior em 31 de dezembro 1965, deduzido o Imposto de Renda correspondente (Cr\$ 156.066.000). | <u>761.971.129</u> | |
| | 994.642.878 | |
| MENOS: | | |
| Imposto de Renda sobre Dividendos declarados e pagos em 1966 | 186.625.000 | <u>808.017.878</u> |
| Saldo Efetivo do Exercício Anterior | | 2.360.680.852 |
| Renda Líquida do Exercício | | <u>22.229.850.932</u> |
| Encargos sobre a Renda Líquida | | 24.590.531.784 |
| Quota para Constituição da Reserva Legal - 5% sobre a Renda Líquida | 1.111.492.547 | |
| Dividendos e Gratificações, sujeitos a aprovação da Assembléia Geral | <u>16.900.000.000</u> | <u>18.011.492.547</u> |
| Saldo para o Exercício Seguinte | | Cr\$ 6.579.039.237 |

Passos, 31 de Dezembro de 1966

CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S/A

a) John Reginald Cotrim - a) Flávio Henrique Lyra da Silva a) Carlos Mario Favaret
 Presidente Vice Presidente Diretor

a) Luiz Carlos Barreto de Carvalho
 Diretor

a) Sergio Octaviano de Almeida
 Diretor Interino

a) Jacy Neves da Silva
 Técnico em Contabilidade CRC - MG 3392



CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS S. A.

SEDE: PASSOS - MINAS GERAIS
 CADASTRO GERAL DOS CONTRIBUINTES
 INSCRIÇÃO N.º 23.274.194

ESCR. CENTRAL:
 RUA SÃO JOSÉ, 80 - 3.º PAV.
 TELEGRAMAS: RIOFURNAS
 TELEX: 031/118
 RIO DE JANEIRO - GB

ESCR. SÃO PAULO:
 RUA SETE DE ABRIL, 261 - 10.º PAV.
 TELEGRAMAS: CELFURNAS
 TELEX: 021/394
 SÃO PAULO - SP

ESCR. B. HORIZONTE:
 RUA RIO DE JANEIRO, 462 - 20.º PAV.
 TELEGRAMAS: BELFURNAS
 MINAS GERAIS

Rio de Janeiro, June 22, 1971
 DCB.F.E.0509.71

Mr. FRANÇOIS ETTORI
 PROGRAMMING & BUDGETING DEPARTMENT
 INTERNATIONAL BANK FOR
 RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT
 1818 H STREET, N.W.
 WASHINGTON, D.C. 20433
 U.S.A.

Dear Mr. Ettori,

1. In your recent visit to Brazil, you requested a breakdown by foreign or national origin of goods utilized in Furnas' completed projects covered by IBRD loans.

2. Equipment and materials were purchased in Brazil in local currency with IBRD financing as follows:

2.1 Furnas Project - Loan N^o 211 BR

No such procurement.

2.2 Estreito Project - Loan N^o 403-474 BR

Us dollars equivalent of cruzeiros at the rate of conversion for each withdrawal, in multiples of US\$ 1,000.00:

| <u>Year</u> | <u>Category A</u> | <u>Category B</u> | <u>Category D</u> | <u>Total</u> |
|-------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------|
| 1967 | 1,987 | - | - | 1,987 |
| 1968 | 1,232 | 353 | - | 1,585 |
| 1969 | 696 | 4,705 | 116 | 5,517 |
| 1970 | 926 | 2,790 | - | 3,716 |
| | 4,841 | 7,848 | 116 | 12,805 |

Category A:

Turbines, generators and accessory equipment, penstocks, gates, cranes, related materials and equipment.

Category B:

Transmission and Substation equipment and materials.

Category D:

Construction and Operation Equipment and Spare Parts.

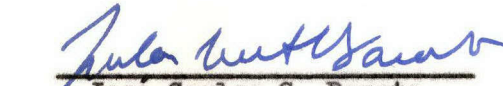
./.

3. As to the equipment and materials of foreign origin purchased for both projects directly with our own funds, their value is irrelevant if compared with the total amount of the projects.

4. I would be obliged for your comments and your asking for any additional data or details you may require.

Yours very truly,

FURNAS - CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.



José Carlos S. Barata
Executive Assistant to the
Financial Director

UM/ecf

SECTION
COMMUNICATIONS
1971 JUL 15 PM 5:41

RECEIVED

26

RECEIVED

1971 JUL 12 PM 2:41

COMMUNICATIONS SECTION

DM/ecr

FINANCIAL DIRECTOR
EXECUTIVE ASSISTANT to the
JOSE CARLOS S. BELLA

MEMORANDUM - CENTRAL ELECTRONICS S.A.

DATE: JULY 12, 1971

FOR YOUR INFORMATION, the following information is being provided to you for your review.

I would be obliged for your comments.

Respectfully,

The attached is intended to be combined with the total amount of the pro-
posed project and presented for your project directly with our own funds.

As to the equipment and materials of

DCB-F.E. 0200-11-Page 5

BRAZIL CENTRAIS ELECTRICAS DE FURNAS, S.A.

397. 10³ mu li
2.340 10²

TABLE I

519. 10⁶ kWh
3.762.10⁸

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|-------------|---|---|-------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|----------|------------------------------------|
| | Unit | | | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | Average annual rate (%) 1963/70 |
| OPERATIONS | | | | | | | | | | | | |
| 1. Installed Capacity (year-end) | MW | | | 300 | 600 | 900 | 900 | 980 | 1260 | 2154 | 2294 | 33.8 |
| of which - Hydro | MW | | | 300 | 600 | 900 | 900 | 900 | 1,100 | 1,950 | 2,090 | 33.8 |
| Total as % of South-Central Region | % | | | 6.6 | 12.1 | 16.5 | 16.0 | 16.8 | 20.8 | 27.0 | 30.4 | |
| Total as % of Country | % | | | 4.7 | 8.8 | 12.1 | 11.9 | 12.2 | 14.7 | 21.0 | 20.4 | |
| 2. Peak Demand | MW | | | 289 | 555 | 570 | 620 | 828 | 1285 | 1710 | 2069 | 32.5 |
| 3. Gross Reserves (1-2) | MW | | | 11 | 45 | 330 | 280 | 152 | 0.5 | 444 | 225 | 25.8 |
| Reserves as % of Peak Demand | % | | | 4 | 8 | 58 | 45 | 18 | — | 26 | 11 | |
| 4. Effective Peak Spare Capacity | MW | | | [12] | [2] | 27 | 81 | 42 | 9 | 1 | 48 | |
| 5. Gross Generation | GWh | | | 413 | 3416 | 2842 | 3944 | 4637 | 6044 | 10,528 | 9814 | 19.2 |
| Total as % of Country | % | | | 1.5 | 11.6 | 9.3 | 11.9 | 13.4 | 15.6 | 24.9 | 27.1 | |
| 6. Generation Sent Out | GWh | | | 412 | 3416 | 2837 | 3936 | 4609 | 5983 | 10,457 | 9731 | 19.1 |
| Total as % of South Central Region | % | | | 1.9 | 15.1 | 11.9 | 15.2 | 16.9 | 20.2 | 34.1 | 28.8 | |
| 7. Total Sales | GWh | | | 397 | 3215 | 2681 | 3713 | 4406 | 5733 | 9937 | 9255 | 19.3 |
| of which: to Light S.A. (in %) | % | | | 99 | 199 | 98 | 198 | 97 | 89 | 86 | 81 | |
| to Cemig (in %) | % | | | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 5 | 8 | 11 | |
| 8. Number of Employees | no. | | | 2840 | 2505 | 2650 | 1911 | 2286 | 2491 | 3,015 | 3,775 | 4.1 |
| FINANCES | | | | | | | | | | | | |
| 9. Sales Revenue | NGr mln | | | 1.30 | 22.59 | 61.65 | 114.53 | 162.57 | 268.12 | 522.33 | 686.40 | 42.5 |
| 10. Operating Costs | NGr mln | | | 0.45 | 8.25 | 20.40 | 36.30 | 52.28 | 99.19 | 216.28 | 245.91 | 41.4 |
| 11. Average revenue / kWh sold | NGr ¢ | | | 0.33 | 0.70 | 2.30 | 3.08 | 3.69 | 4.68 | 5.26 | 7.42 | |
| 12. Average Cost / kWh sold | NGr ¢ | | | 0.11 | 0.26 | 0.76 | 0.98 | 1.19 | 1.73 | 2.18 | 2.66 | |
| 14. Average revenue / kWh sold | US ¢ | | | 0.55 | 0.55 | 1.21 | 1.39 | 1.38 | 1.38 | 1.29 | 1.61 | 16.6 |
| 15. Average Cost / kWh sold | US ¢ | | | 0.19 | 0.20 | 0.40 | 0.44 | 0.44 | 0.51 | 0.53 | 0.58 | 17.3 |
| 16. Net Revenues (9-10) | NGr mln | | | .85 | 14.34 | 41.25 | 78.23 | 110.29 | 168.93 | 306.05 | 440.49 | 42.8 |
| 17. Gross Fixed Investments | NGr mln | | | 25.88 | 25.99 | 35.86 | 84.14 | 409.18 | 258.65 | 346.49 | 507.31 | 14.1 |
| 18. Average net fixed assets in operation | NGr mln | | | 96.02 | 243.65 | 330.21 | 422.31 | 649.62 | 916.08 | 1,545.27 | 2,356.33 | 17.8 |
| 13. Exchange rate used | US\$1 = NGr | | | .59 | 1.27 | 1.90 | 3.22 | 2.67 | 3.40 | 4.08 | 4.60 | 34.1 |
| <p>1958 1959 1960 1961 1962</p> <p>Average revenue / kWh sold (excluding indirect taxes) in US ¢ → 0.97 1.90</p> <p>0.41 0.39 0.92 0.99 1.04 1.06 (3622) 7.7966</p> | | | | | | | | | | | | |

MWh GWh Purchase of Power

| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|--|---|---|-------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------|--------|----|---------------|
| | | | Unit | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | | 1963/70 |
| MANAGEMENT INDICATORS | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | Rate of return (600% of 18) | | % | 0.9 | 5.9 | 12.5 | 18.5 | 17.0 | 18.4 | 19.8 | 18.7 | | |
| 20 | Financial rate of return | | % | 0.5 | 2.6 | 7.7 | 9.7 | 9.1 | 9.8 | 9.9 | 11.6 | | |
| 21 | Sell-financing rate | | % | 3.1 | 23.4 | 23.4 | 52.1 | 16.4 | 25.2 | 29.6 | 47.0 | | |
| 22 | Debt service coverage | | times | - | 2.1 | 1.2 | 2.5 | 2.8 | 1.8 | 1.6 | 2.3 | | |
| 23 | Debt/Equity ratio | | % | 94/06 | 82/18 | 61/39 | 61/39 | 59/41 | 55/45 | 57/43 | 56/44 | | |
| 24 | Dividends as % of share capital | | % | 8.4 | 5.1 | 3.9 | 10.9 | 10.6 | 10.3 | 12.0 | 12.7 | | |
| 25 | Energy sales per employee | | MWh | 140 | 1281 | 1012 | 1941 | 1928 | 2,301 | 3,296 | 2,452 | | 11.4 |
| 26 | Transmission losses (6-7/6) | | % | 3.6 | 5.9 | 5.5 | 5.7 | 4.4 | 4.2 | 5.0 | 4.9 | | |
| 27 | Finance Transit as % of total investments in country | | % | | | | | | | | | | |
| 27 | Capacity out of service as % of installed capacity | | % | 6.9 | 3.3 | 16.7 | 19.1 | 14.3 | 4.0 | 5.7 | 7.9 | | |
| ECONOMIC INDICATORS | | | | | | | | | | | | | |
| Distribution of Sales in South-Central Region | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | Residential | | GWh | 3362 | 3600 | 3861 | 4167 | 4584 | 5129 | 5,674 | 6112 | | |
| 29 | Commercial | | | 2307 | 2356 | 2579 | 2722 | 2890 | 3254 | 3,616 | 3,901 | | |
| 30 | Industrial | | | 7707 | 7865 | 7972 | 9145 | 9291 | 10838 | 12,338 | 13,584 | | 14.092 |
| 31 | Rural | | | 242 | 258 | 297 | 307 | 339 | 366 | 192 | 223 | | 24.849 |
| 32 | Street Lighting | | | 800 | 817 | 819 | 837 | 892 | 483 | | | | |
| 32 | Public Services | | | 983 2060 | 963 2055 | 1046 2121 | 1048 2114 | 1298 2411 | 1399 2587 | 2,591 | 2,858 | | |
| 32 | Traction | | | 686 | 714 | 682 | 680 | 686 | 629 | | | | |
| 32 | Interdepartmental | | | 138 | 47 | 74 | 199 | 105 | 71 | | | | 26679 |
| 33 | Others | | | 314 | 366 | 400 | 146 | 148 | 167 | 502 | n.a. | | |
| 34 | Total | | | 15992 | 16500 | 17230 | 18601 | 19663 | 22341 | 24,914 | 26,679 | | 29,036 |
| 35 | Captive Plants | | | 1690 | 1866 | 1984 | 2081 | 2188 | 2208 | 1,764 | 1,860 | | |
| 36 | FURNAS sales as % of South-Central Region | | % | 23 | 17.5 | 14.0 | 18.0 | 20.2 | 23.4 | 37.3 | 31.9 | | |
| 37 | Number of residential customers in South-Central Region | | 000's | 2751 | 2908 | 3052 | 3241 | 3479 | 3762 | 4,004 | n.a. | | 7.5 4304 1373 |
| 38 | Population in South-Central region | | 000's | | | 35,246 | | | | | 40,451 | | 5.5 4224 134 |
| 39 | FURNAS sales as % of total country | | % | 1.8 | 13.3 | 11.0 | 14.0 | 15.8 | 18.3 | 29.0 | 24.6 | | |
| 40 | Consumption per residential customer | | MWh | 1.22 | 1.24 | 1.26 | 1.29 | 1.32 | 1.36 | n.a. | n.a. | | |

- a) Includes captive plants
- b) Figures between brackets indicate load shedding
- c) Load shed was avoided due to an instantaneous peak capacity which was sufficient to cover the indicated peak demand.
- d) Revenues from electricity sales, and indirect taxes generated by these sales through Furnas' clients. In historic Cruzleiras including depreciation, but excluding interest and direct taxation on utility. In historic Cruzleiras.
- e) Average of net fixed assets in service revaluated with correction factors used for the same considered years (except for 1963)
- f) Financial income as % of 18.
- g) Rates of increase for financial data were computed over 1964-1970 after deflating by inflation index (rate of exchange).

| | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 |
|---|--------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|
| NGC millions | | | | | | | | |
| Dividends and bonus before tax | .337 | 1.909 | 4.733 | 16.900 | 31.940 | 47.000 | 72.306 | 93.978 |
| Share Capital | 4.000 | 37.076 | 120.000 | 155.000 | 300.000 | 456.000 | 600.000 | 740.000 |
| Equity | 4.972 | 41.072 | 132.342 | 197.591 | 369.713 | 583.889 | 835.106 | 1,144.666 |
| Long-Term Debt | 72.943 | 185.615 | 208.463 | 296.998 | 528.473 | 730.699 | 1,127.056 | 1,489.606 |
| Equity + Long-Term Debt | 77.915 | 226.687 | 340.805 | 493.978 | 898.186 | 1,314.588 | 1,962.162 | 2,634.272 |
| Depreciation + Amortization | .358 | 5.508 | 18.620 | 32.641 | 44.520 | 53.139 | 114.501 | 148.377 |
| NGC Average revenue / kWh sold (excluding mid.-trans) | .24 | .49 | 1.75 | 2.21 | 2.77 | 3.59 | 3.94 | 5.98 |

BRAZIL CENTRAIS ELECTRICAS DE FURNAS, S.A.

TABLE II-B

UTILITY INVESTMENT PROGRAMS PARTLY FINANCED BY I.B.R.D. (US\$ million)

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---|--------------------|------------|------------------|------------|-----------|--------------------|------------|------------------|------------|----|------------------|----|--------|
| | ↓ | | ↓ ¹⁰⁰ | | | ↓ ¹⁰⁰ | | ↓ ¹⁰⁰ | | | ↓ ¹⁰⁰ | | |
| | LOAN 211-BR (1958) | | | | 1958-1963 | LOAN 403-BR (1965) | | | | | Period 1958-1970 | | |
| | PERIOD 1958-1965 | | | | Actual | PERIOD 1964-1970 | | | | | Actual | | |
| | FORECAST | | ACTUAL | | | FORECAST | | ACTUAL | | | Total % | | |
| | Total | % of total | Total | % of total | | Total | % of total | Total | % of total | | Total | % | |
| SOURCES OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Net Internal Cash Generation | 19.88 | 7 | 10.49 | 5 | 1.30 | 76.7 | 33 | 150.30 | 30 | | | | 151.60 |
| 2. Domestic Contribution: | | | | | | | | | | | | | |
| from private sector (share capital) | 15.70 | 5 | 4.90 | 2 | 4.90 | - | - | .17 | - | | | | 5.07 |
| from public sector: share capital | 36.64 | 12 | 19.26 | 8 | 15.87 | .1 | - | 23.14 | 5 | | | | 39.01 |
| Loans | 103.88 | 34 | 122.56 | 53 | 102.63 | 46.4 | 20 | 216.09 | 43 | | | | 318.72 |
| Total | 140.52 | 46 | 141.82 | 61 | 118.50 | 46.5 | 20 | 239.23 | 48 | | | | 357.73 |
| Total | 156.22 | 51 | 146.72 | 63 | 123.40 | 46.5 | 20 | 239.40 | 48 | | | | 302.80 |
| 3. Foreign borrowing: | | | | | | | | | | | | | |
| US AID | | | 1.12 | 1 | 0 | 17.6 | 7 | 51.56 | 10 | | | | 51.56 |
| I.D.B. | | | - | - | 0 | - | - | .81 | - | | | | .81 |
| I.B.R.D. | 73.0 | 24 | 72.61 | 31 | 66.90 | 93.7 | 40 | 59.71 | 12 | | | | 126.61 |
| Total | 127.40 | 42 | 73.73 | 32 | 66.90 | 111.3 | 47 | 112.08 | 22 | | | | 178.38 |
| 4. Total Sources | 303.50 | 100 | 230.94 | 100 | 191.60 | 234.5 | 100 | 501.78 | 100 | | | | 693.38 |
| APPLICATIONS OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | |
| 5. Investments (including capitalized interest) | 303.1 | 100 | 226.50 | 98 | 187.16 | 217.4 | 93 | 474.51 | 94 | | | | 661.67 |
| 6. Variations in working capital and cash | .4 | - | 4.44 | 2 | 4.44 | 17.1 | 7 | 27.27 | 6 | | | | 31.71 |
| 7. Total Applications | 303.5 | 100 | 230.94 | 100 | 191.60 | 234.5 | 100 | 501.78 | 100 | | | | 693.38 |

~~8. Debt Service~~
~~9. Dividends~~

~~118.8~~
~~11.4~~

Terms of Loan: Interest (%) Amortization (yrs)

a) Eletrolmas loans: 8 1/2 - 10 - 13 15 - 28

b) AID loans (3) : 5 1/2 - 5 3/4 - 6 22 - 17 - 15

c) IDB loan (1) : 6 1/4 11

d) from unspecified source (Loan) to cover the foreign exchange cost of the Second Stage of Furnas Plant.

| | |
|-------|------|
| 93 | 1964 |
| 20 | 1965 |
| 2.26 | 1966 |
| 1.71 | 1967 |
| 3.43 | 1968 |
| 7.29 | 1969 |
| 11.40 | 1970 |
| 27.27 | |

PROJECTS IMPLEMENTATION

| | | Start Construct. | Commission. Date | Construct. period (mths) | Project Scope ^{a/} | CONSTRUCTION COST (US\$ million) | | | COST/KW US\$ |
|---|---------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|---------------------|--------|-------------------|
| | | | | | | L.C. | F.X. | TOTAL | |
| <i>Million</i> | | | | | | | | | |
| LOAN 211-BR (of US \$ 73 mln) (signed October 1958, Effective Feb. 1959) | | | | | | | | | |
| Furnas Plant | Forecast | June 1958 | June 1963 | 60 | 460 MW _{Hydro} | 66.96 | 41.50 | 108.46 | 236 |
| | <u>Actual</u> | June 1958 | S 63, Ju 65 | 63-85 | 900 MW _{Hydro} | 85.42 | 44.84 | 130.26 | 145 |
| Associated Transmission | Forecast | n.a. | June 1963 | n.a. | 680km & 610MVA | 5.55 | 16.50 | 22.05 | |
| | <u>Actual</u> | n.a. | S 60-S 63 | | 712km & 1,200MVA | 13.09 | 13.57 | 26.66 | |
| LOANS 403 AND 474-BR (of US\$ 57 + 39 million) (signed Feb. 1965 and Dec, 1966, Effective July 1965 and June 1967) | | | | | | | | | |
| Estreito Plant and associated transmission | Forecast | Dec. 1964 | Jan. 1971 | 73 | 533 MW ^{b/} _{Hydro} | 45.00 | 36.50 | 81.50 | 153 ^{b/} |
| | <u>Actual</u> | Dec. 1964 | Nov. 1969 | 59 | 700 MW _{Hydro} | 74.40 | 21.80 ^{c/} | 96.20 | 137 ^{b/} |
| Transmission Expansion | Forecast | n.a. | Jan. 1971 | n.a. | 900 km | 15.20 | 29.30 | 44.50 | |
| | <u>Actual</u> | n.a. | not completed | -- | 400km & 2,300MVA | 13.35 | 9.60 ^{c/} | 22.95 | |

PROJECTS NOT COVERED BY IBRD LOANS

| | | LOANS DISBURSEMENT PATTERN | | | | | | | | | | | Undis. | | |
|---------------------------|----------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|----------|
| | | 1958 | 1959 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 12/31/70 |
| LOAN 211-BR | Forecast: | Amount(US\$mIn) | 14.70 | 27.70 | 16.30 | 7.10 | 4.40 | 2.20 | 0.60 | -- | -- | -- | -- | -- | -- |
| | | % of total | 20.2 | 38.0 | 22.3 | 9.7 | 6.0 | 3.0 | 0.8 | | | | | | |
| | | Cummulative | 20.2 | 58.2 | 80.5 | 90.2 | 96.2 | 99.2 | 100 | | | | | | |
| | <u>Actual:</u> | Amount(US\$mIn) | | 16.58 | 10.75 | 12.50 | 15.18 | 10.93 | 5.78 | 0.81 | 0.47 | | | | |
| | % of total | | 22.7 | 14.7 | 17.1 | 20.8 | 15.0 | 7.9 | 1.1 | 0.7 | | | | | |
| | Cummulative % | | 22.7 | 37.4 | 54.5 | 75.3 | 90.3 | 98.2 | 99.3 | 100 | | | | | |
| LOAN 403-BR ^{d/} | Forecast: | Amount(US\$mIn) | | | | | | | 11.50 | 12.10 | 16.80 | 11.60 | 5.00 | -- | |
| | | % of total | | | | | | | 20.2 | 21.2 | 29.5 | 20.3 | 8.8 | -- | |
| | | Cummulative % | | | | | | | 20.2 | 41.4 | 70.9 | 91.2 | 100 | -- | |
| | <u>Actual:</u> | Amount(US\$mIn) | | | | | | | 0.08 | 2.40 | 7.81 | 11.36 | 18.11 | 12.46 | 4.78 |
| | % of total | | | | | | | 0.1 | 4.2 | 13.7 | 19.9 | 31.8 | 21.9 | 8.4 | |
| | Cummulative % | | | | | | | 0.1 | 4.3 | 18.0 | 37.9 | 69.7 | 91.6 | | |

- a/ Project scope is Megawatts of installed capacity and source of energy in the case of Generation components, and kilometers of lines erected (345 kv) and MVA capacity of substations in the case of Transmission components of the projects.
- b/ Associated transmission to the Estreito Plant consisted of 160 km of 345 kv transmission lines. Its cost is included in the plant cost.
- c/ Total foreign exchange cost up to 1971 has been \$ 31.40 million. Disbursements from Loan 403-474-BR have amounted to \$ 44.20 million (excluding interest during construction), the \$ 12.8 million difference originating from the IBRD financing of the equipment and materials manufactured in Brazil. The local currency financing includes \$ 4.95 million for generation and \$ 7.85 million for transmission.
- d/ Withdrawals on account of the Loan 474-BR will not begin until the first Loan 403-BR has been fully withdrawn; full disbursement of Loan 403-BR took place in June 1971.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------|------|-----------|------|----------------|----|----|-------|-----|
| Furnas plant | Actual | 1962 | Apr. 1970 | N.A. | 210MW Hydro | -- | -- | 84.84 | 404 |
| | Actual | 1964 | Mar. 1968 | N.A. | 2x80MW Thermal | -- | -- | 33.37 | 208 |

BRAZIL

CENTRAIS ELECTRICAS DE FURNAS, S.A.

TABLE III

PROJECTS IMPLEMENTATION

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | | | 12 | 13 |
|--|---|----------|-----------------------|-------------------------|------------------------------------|----------------------|---|---|-------------------------------------|---------------------|--------|-------------------|----|
| | | | | | | | | | CONSTRUCTION COST (US\$ million) | | | | |
| | | | Start Construction | Commis- sioning date | Construction period (months) | Project Scope | | | I.C. | F.X. | TOTAL | | |
| LOAN 211-BR (of US\$ 73 mln) (Signed October 1958, effective Feb. 1959) Furnas Plant | | Forecast | June 1958 | June 1963 | 60 | 460 MW | | | 66.96 | 41.50 | 108.46 | 236 | |
| | | Actual | June 1958 | Sept 63, July 65 | 63-85 | 900 MW Hydro | | | 85.42 | 44.84 | 130.26 | 145 | |
| Associated transmission | | Forecast | n.a. | June 1963 | n.a. | 680 km @ 610 MVA | | | 5.55 | 16.50 | 22.05 | | |
| | | Actual | n.a. | Sept 60 - Sept 63 | | 712 km @ 1,200 MVA | | | 13.09 | 13.57 | 26.66 | | |
| LOANS 403 AND 474-BR (of US\$ 57 + 39 million) (Signed Feb. 1965 and Dec. 1966, effective July 1965 and June 1967) Estreito Plant and associated transmission Transmission expansion | | Forecast | Decemb. 1964 | Jan. 1971 | 73 | 533 MW ^{b)} | | | 45.00 | 36.50 | 81.50 | 153 ^{b)} | |
| | | Actual | Decemb. 1964 | Novemb. 1969 | 59 | 700 MW Hydro | | | 74.40 | 21.80 ^{e)} | 96.20 | 137 ^{b)} | |
| | | Forecast | n.a. | Jan. 1971 | n.a. | 900 km | | | 25.20 | 23.30 | 44.50 | | |
| | | Actual | n.a. | not completed | | 400 km @ 2,300 MVA | | | 13.35 | 9.60 ^{e)} | 22.95 | | |

PROJECTS NOT COVERED BY IBRD LOANS

LOANS DISBURSEMENT PATTERN

| | 1959 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | Undisbursed 12/31/1970 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------------------------|
| LOAN 211-BR Forecast: Amount (US\$ mln) | 27.70 | 16.30 | 7.10 | 4.40 | 2.20 | 0.60 | | | | | | | |
| % of total | 38.0 | 22.3 | 9.7 | 6.0 | 3.0 | 0.8 | | | | | | | |
| Cumulative % | 58.2 | 80.5 | 90.2 | 96.2 | 99.2 | 100 | | | | | | | |
| Actual: Amount (US\$ mln) | 16.58 | 10.75 | 12.50 | 15.18 | 10.93 | 5.78 | 0.81 | 0.47 | | | | | |
| % of total | 22.7 | 14.7 | 17.1 | 20.8 | 15.0 | 7.9 | 1.1 | 0.7 | | | | | |
| Cumulative % | 22.7 | 37.4 | 54.5 | 75.3 | 90.3 | 98.2 | 99.3 | 100 | | | | | |
| LOAN 403-BR ^{d)} Forecast: Amount (US\$ mln) | 14.70 | | | | | | 11.50 | 12.10 | 16.80 | 11.60 | 5.00 | - | |
| % of total | 20.2 | | | | | | 20.2 | 21.2 | 29.5 | 20.3 | 8.8 | - | |
| Cumulative % | 20.2 | | | | | | 20.2 | 41.4 | 70.9 | 91.2 | 100 | - | |
| Actual: Amount (US\$ mln) | | | | | | | 0.08 | 2.40 | 7.81 | 11.36 | 18.11 | 12.46 | 4.78 |
| % of total | | | | | | | 0.1 | 4.2 | 13.7 | 19.9 | 31.8 | 21.9 | 8.4 |
| Cumulative % | | | | | | | 0.1 | 4.3 | 18.0 | 37.9 | 69.7 | 91.6 | |

- a) Project scope is Megawatts of installed capacity and some of energy in the case of Generation components, and kilometers of lines erected (345 kv) and MVA capacity of substations in the case of Transmission components of the projects.
- b) Associated transmission to the Itaipu Plant consisted of 160 km of 345 kv transmission lines. Its cost is included in the plant cost.
- c) Total foreign exchange cost up to 1971 has been \$ 31.40 million. Disbursements from loan 403-474-BR have amounted to \$ 44.20 million (excluding interest during construction), the \$ 12.8 million difference originating from the ^{IBRD financing} ~~equipment~~ of the equipment and materials ^{manufactured} ~~produced~~ in Brazil, with ~~IBRD financing~~ ^{included} The local currency financing ~~is composed of~~ \$ 4.95 million for generation and \$ 7.85 for transmission.
- d) Withdrawals on account of the loan 474-BR will not begin until the first loan 403-BR has been fully withdrawn; ~~loan 403-BR was to be fully disbursed~~ full disbursement of loan 403-BR took place in June 1971.

| | Characteristics | Construction Schedule | | | | Reasons for delays |
|--------|---|-----------------------|-------------|------------|-------------|--------------------|
| | | Forecast | | Actual | | |
| | | End Const. | Commissions | End Const. | Commissions | |
| 211-BR | Land Acquisition, roads, Villages Civil Works, Construction Equipment Plant, Equipment Transmission, Substations Engineering, Administration, Fees Interests during construction Contingencies, Increases in costs | 460MW 345KV | 600MW | Mid 63 | | |
| | TOTAL | | | | | |
| 403 BR | Land, camp, site preparation Civil Works, Construction Equipment Dam, Intake, Spillway, Penstocks Dam , Turbines, Generators Substations and other equipments Engineering, Supervision, Fees Total Hydro Plant Transmission and substations: Total Contingencies Interest during construction | 533MW | | | | |
| | TOTAL STAGE 1 | | | Early 71 | | |
| 474 BR | Transmission lines Tie lines Substations Contingencies | | | | | |
| | TOTAL STAGE 2 | | | | | |
| | TOTAL STAGES 1+2 | | | | | |

| CONSTRUCTION COST: TOTAL | | | | | | | | |
|--------------------------|-------|--------|------------|------------|-------|--------|------|-------|
| FORECAST 1 | | | FORECAST 2 | | | ACTUAL | | |
| L.C. | F.X. | TOTAL | L.C. | F.X. | TOTAL | L.C. | F.X. | TOTAL |
| 2,224 | - | 2,224 | 4,053 | .3 | | | | |
| 4,428 | 14.8 | 5,242 | 6,340 | 20.6 | | | | |
| 388 | 18.9 | 1,428 | 251 | 12.3 | | | | |
| 576 | 13.4 | 1,313 | 756 | 11.4 | | | | |
| 937 | 5.3 | 1,229 | 1,101 | 9.0 | | | | |
| 3,593 | 14.4 | 4,385 | 4,571 | 14.4 | | | | |
| 5,674 | 6.2 | 5,981 | 5,967 | 5.0 | | | | |
| 17,820 | 72.4 | 21,802 | 23,040 | 73.0 | | | | |
| (L.C.) | (\$) | (L.C.) | L.C. | \$ | | | | |
| CONSTRUCTION COST: TOTAL | | | | | | | | |
| FORECAST 1 and 2 | | | | FORECAST 2 | | | | |
| L.C. | F.X. | TOTAL | IBND | L.F. | F.F. | TOTAL | | |
| 5.4 | - | 5.4 | - | | | | | |
| 4.9 | 4.2 | 9.1 | 6.5 | | | | | |
| 20.3 | 3.0 | 23.3 | 7.1 | | | | | |
| 1.0 | 12.3 | 13.3 | 15.5 | | | | | |
| 1.6 | 6.9 | 8.5 | 4.8 | | | | | |
| 1.9 | 1.4 | 3.3 | 1.4 | | | | | |
| 35.1 | 27.8 | 62.9 | | 52.7 | 30.3 | 83.0 | | |
| 5.4 | 6.1 | 11.5 | 6.3 | 1.0 | 4.7 | 5.7 | | |
| 4.5 | 2.6 | 7.1 | 6.4 | | | | | |
| - | 9.0 | 9.0 | 9.0 | - | 9.0 | 9.0 | | |
| 45.0 | 45.5 | 90.5 | 57.0 | 53.7 | 35.0 | 88.7 | | |
| in \$ | in \$ | in \$ | in \$ | in \$ | in \$ | in \$ | | |
| 4.5 | 16.6 | 21.1 | 16.6 | | | | | |
| 0.2 | 0.5 | 0.7 | 0.5 | | | | | |
| 4.5 | 18.2 | 22.7 | 18.2 | | | | | |
| 1.3 | 3.7 | 5.0 | 3.7 | | | | | |
| 10.5 | 39.0 | 49.5 | 39.0 | 8.4 | 37.6 | 46.0 | | |
| 44.0 | 96.0 | 140.0 | 96.0 | 62.2 | 82.6 | 144.8 | | |

BRAZIL - FURNAS : INVESTMENT PROGRAM PARTLY FINANCED BY LOAN/CREDIT

| | | 1 | | | 2 | | 3 | | 4 | 5 | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|-----------------------|-----------------------|-------|-----------------------|--------|------|-------|-------|------------|--------|-----------|-----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | FORECAST | | | REVISÉ FORECAST FOR | ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| l.c. : Billion Crp | | 1 st Stage | 2 nd Stage | TOTAL | 1 st Stage | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$: Million US\$ | | Total 58-63 | Total 61-65 | 58-65 | 58-63 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ist LOAN. 211-BR. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - Internal cash generation l.c. | | — | 2.58 | 2.58 | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - Domestic Contributions: Total " | | 17.82 | 2.49 | 20.31 | 23.04 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| from private sector: share capital " | | 6.81 | — | 6.81 | 7.51 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| from public sector: Develop ^t Banks " | | 3.60 | .88 | 4.48 | 3.34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Government " | | 7.41 | 1.61 | 9.02 | 5.66 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Others expected " | | — | — | — | 6.53 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - Foreign borrowing: Total \$ | | 72.4 | 55.0 | 127.4 | 73.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Suppliers Credit | | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Bond Issues | | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Private Investment | | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bilateral O.D.A. | | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Regional Development Bank | | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IBRD/IDA | | 72.4 | — | — | 73.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL l.c. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IInd LOAN. 403-BR. (US\$1 = 1,500 Crp) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | TOTAL | Generation | Trans- | mitio | ity | | | | | | | | | | | | |
| - Net Internal cash generation l.c. | | 12.9 | 7.8 | 9.1 | 6.5 | 11.1 | 10.4 | 14.2 | 62.0 | 37.8 | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| - Domestic contributions: Total | | 8.3 | — | — | — | — | — | — | 69.7 | 39.8 | 29.9 | — | — | | | | | | | | | | | | |
| New Share Capital | | .1 | — | — | — | — | — | .1 | .1 | .1 | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Development Banks | | 8.2 | 12.5 | 21.9 | 22.5 | 3.8 | .7 | — | 69.6 | 39.7 | 29.9 | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Government | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Others | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| - Foreign Borrowing: Total \$ | | 5.3 | 16.2 | 26.7 | 31.2 | 19.0 | 11.4 | 1.5 | 111.3 | 93.7 | 17.6 | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Suppliers Credits | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Bond Issues | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Foreign loan/private Investment | | — | — | 4.2 | 11.8 | 7.4 | 6.4 | 1.5 | 31.4 | 31.4 | — | 5.5; 25.6 | — | | | | | | | | | | | | |
| Bilateral O.D.A. | | — | 4.7 | 10.4 | 2.5 | — | — | — | 17.6 | — | 17.6 | 5.5; 20.3 | — | | | | | | | | | | | | |
| Regional Development Bank | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| IBRD/IDA | | 5.3 | 11.5 | 12.1 | 16.9 | 11.6 | 5.0 | — | 62.3 | 62.3 | — | 5.5; 25.6 | — | | | | | | | | | | | | |
| - TOTAL l.c. | | 19.2 | 44.5 | 71.1 | 75.8 | 43.4 | 28.2 | 16.5 | 298.7 | 218.1 | 54.9 | — | — | | | | | | | | | | | | |
| IIIrd LOAN. 474-BR. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - Net Internal Cash Generation l.c. | | 46.2 | 29.9 | 1.1 | 3.0 | 31.2 | 25.5 | 131.0 | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| New Share Capital | | — | — | 28.0 | 18.0 | — | — | 46.0 | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Development Banks | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| Government | | 1.0 | 1.0 | .3 | — | — | — | 2.3 | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| - Foreign borrowing: Bilateral ODA \$ | | — | — | — | — | — | — | 11.2 | — | — | 11.2 | 5.5; 23.3 | — | | | | | | | | | | | | |
| Regional Development Bank | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| IBRD/IDA | | — | — | — | — | — | — | — | 95.7 | 56.7 | 39.0 | 6; 25.5 | — | | | | | | | | | | | | |
| Others | | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | | | | | | | | | | | | |
| - TOTAL l.c. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 412.4 | 37.0 | 215.3 | 160.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

58.41
21.66
37.04

PLANT LOAD, SALES, COST AND RETURN : LOAN 211 BR.

| | UNIT | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | 7 | | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | 12 | | |
|--------------------|--|------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| | | 1957 (Actual) | 1958 Forecast | 1959 Actual | 1959 Forecast | 1960 Actual | 1960 Forecast | 1961 Actual | 1961 Forecast | 1962 Actual | 1962 Forecast | 1963 Actual | 1963 Forecast | 1964 Actual | 1964 Forecast | 1965 Actual | 1965 Forecast | 1966 Actual | 1966 Forecast | 1967 Actual | 1967 Forecast | 1968 Actual | 1968 Forecast | 1969 Actual | 1969 Forecast | 1970 Actual |
| LOAD PLANT | Effective - Peak Supply | MW | | | | | | | | | 285 | 555 | 570 | 620 | 760 | | | | | | | | | | | |
| | Effective - Peak Capacity | MW | | | | | | | | ✓ ? 460 | 736 | 600 | 1104 | 1104 | 900 | 1104 | 900 | 1104 | 1104 | 1104 | 1104 | 1104 | 1104 | 1104 | 1104 | |
| | Reserve Capacity, or Highest Load Shed | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Energy Demand | GWh | | | | | | | | | 414 | 3,415 | 2,842 | 3,943 | 4,517 | | | | | | | | | | | |
| | Energy Generation | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Capacity out: Average | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Capacity out: Total | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Load Factor | % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Plant factor | % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AREA | Peak Demand | MW | 2,188 | 2,570 | 2,992 | 3,239 | 3,627 | 4,022 | | 4,524 | 5,056 | 5,571 | 6,080 | 6,671 | 7,306 | 7,995 | 8,763 | | | | | | | | | |
| (TOTAL) | Peak Capacity | MW | 2,424 | 2,559 | 2,783 | 3,344 | 3,629 | 3,900 | | 4,444 | 4,780 | 5,208 | 5,328 | 5,388 | 5,448 | 5,448 | 5,448 | | | | | | | | | |
| | Reserve Capacity, or Load Shed | MW | 236 | - | - | 105 | 2 | - | | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | |
| | Generated Energy | GWh | 11,682 | 12,977 | 14,149 | 15,633 | 17,042 | 18,917 | | 19,715 | 20,957* | | | | | | | | | | | | | | | |
| SALES PLANT | 1st stage | GWh | - | - | - | - | - | - | | 2,200 | 3,200 | 3,200 | 3,200 | 3,200 | 3,200 | 3,200 | 3,200 | | | | | | | | | |
| | 2nd stage | GWh | - | - | - | - | - | - | | 2,200 | 4,400 | 4,600 | 4,678 | 5,700 | 5,700 | 5,700 | 5,700 | | | | | | | | | |
| AREA | TOTAL | GWh | 8,672 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | of which: Rural | " | 110 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Residential | " | 1,603 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Commercial | " | 1,302 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Public lighting | " | 417 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Transport | " | 658 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Government | " | 544 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Other Utilities | " | 176 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Industries: total | " | 3,805 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | of which: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Other | " | 57 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONST. COST | 1st stage: Total | l.c. | 0.17 | 3.65 | 4.21 | 4.19 | 4.21 | 2.97 | | 1.65 | 0.74 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | of which F.X | \$ | - | 14.7 | 27.7 | 16.3 | 7.1 | 4.4 | | 2.2 | - | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2nd stage: Total | l.c. | - | - | - | - | 0.73 | 1.73 | | 2.19 | 2.12 | 1.29 | | | | | | | | | | | | | | |
| | of which F.X | \$ | - | - | - | - | 11.8 | 16.9 | | 11.2 | 9.3 | 5.4 | | | | | | | | | | | | | | |
| | Rate of exchange: US\$-1 | Cry | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | | 55 | 55 | 55 | | | | | | | | | | | | | | |
| FINANCES | Net Fixed Assets in Service | l.c. | | | | | | | | 25.27 | 27.48 | 27.98 | 27.13 | 26.28 | 25.43 | 24.58 | 23.73 | | | | | | | | | |
| (2nd Stage) | Sales Revenues | l.c. | | | | | | | | 2.60 | 3.19 | 5.43 | 5.55 | 5.55 | 5.55 | 5.55 | 5.55 | | | | | | | | | |
| | Net Revenues | l.c. | | | | | | | | 1.22 | 3.51 | 3.46 | 3.44 | 3.41 | 3.37 | 3.34 | 3.29 | | | | | | | | | |
| | Rate of Return | % | | | | | | | | 4.8 | 12.8 | 12.4 | 12.7 | 13.0 | 13.2 | 13.6 | 13.9 | | | | | | | | | |

1) : unit of local currency : Cry billion 2) : unit of foreign exchange : US\$ million - 3) Costs include amortization and depreciation, but not interests nor direct taxes.

BRAZIL - FURNAS

FINANCIAL TABLE : INCOME STATEMENT AND BALANCE SHEET

| Unit: Cruzeros Billion | 1958 | 1963 | | 1964 | | | 1965 | | | 1966 | | | 1967 | | | 1968 | | | 1969 | | | 1970 | | | |
|---|----------|------------|--------|------------|---------------------------|--------------------------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|------------|------------|--------|--|
| | (Actual) | Forecast 1 | Actual | Forecast 1 | Actual before Revaluation | Actual after Revaluation | Forecast 1 | Forecast 2 | Actual | Forecast 2 | Forecast 3 | Actual | Forecast 2 | Forecast 3 | Actual | Forecast 3 | Forecast 4 | Actual | Forecast 4 | Forecast 5 | Actual | Forecast 4 | Forecast 5 | Actual | |
| I BALANCE SHEET : | | | | | * | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ASSETS : | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fixed Assets | See | 25.72 | | 28.58 | 22.27 | 324.10 | 29.88 | 331.10 | 366.52 | | | 339.42 | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciation Reserve | Suppl | .45 | | 1.10 | 3.36 | 13.58 | 1.89 | 19.01 | 14.37 | | | 33.80 | | | | | | | | | | | | | |
| Net Fixed Assets | Mem | 25.27 | | 27.48 | 78.91 | 320.82 | 27.98 | 312.09 | 352.15 | | | 505.62 | | | | | | | | | | | | | |
| Current Assets net | Repts | .72 | | 1.83 | 2.24 | 10.53 | 2.59 | 4.64 | 12.46 | | | 19.28 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Assets | | 4.18 | 25.99 | 29.31 | 81.15 | 331.35 | 30.56 | 316.73 | 364.61 | | | 524.90 | | | | | | | | | | | | | |
| (Net fixed Assets in operations) | | | 25.27 | | 27.48 | 75.46 | 27.98 | 278.74 | 315.90 | | | 390.17 | | | | | | | | | | | | | |
| LIABILITIES : | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Common Shares | | 3.14 | | 3.40 | | | 3.40 | 51.52 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Preferred Shares | See | 3.14 | | 3.40 | 25.09 | 61.54 | 3.40 | 51.52 | 67.38 | | | 155.00 | | | | | | | | | | | | | |
| Surplus | Suppl | .41 | | 1.64 | .02 | + .31 | 2.19 | 8.08 | 1.55 | | | 6.58 | | | | | | | | | | | | | |
| Legal Reserve | System | .06 | | .16 | 0.40 | .37 | .25 | 1.75 | .52 | | | 1.63 | | | | | | | | | | | | | |
| Amortization Reserve | | .66 | | 1.43 | 2.52 | 2.53 | 2.28 | 8.75 | 10.12 | | | 24.22 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Equity | Repts | 7.41 | | 10.04 | 27.99 | 164.75 | 11.53 | 121.62 | 79.72 | | | 187.59 | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Currency Loans | | 6.18 | | 6.57 | 25.64 | 128.84 | 6.75 | 127.62 | 129.29 | | | 169.80 | | | | | | | | | | | | | |
| Local Currency Loans | | 12.40 | | 12.70 | 24.38 | 130.27 | 12.28 | 67.49 | 141.41 | | | 135.25 | | | | | | | | | | | | | |
| Total long-Term Debt | | 18.58 | | 19.27 | 50.02 | 259.11 | 19.03 | 195.11 | 270.70 | | | 305.05 | | | | | | | | | | | | | |
| Current Liabilities | 4.18 | | | | 3.14 | 7.49 | | | 14.19 | | | 32.26 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Liabilities | 4.18 | 25.99 | | 29.31 | 81.15 | 331.35 | 30.56 | 316.73 | 364.61 | | | 524.90 | | | | | | | | | | | | | |
| II INCOME STATEMENT: Rato/Anho (R\$) | | 1.18 | | 1.18 | | 4.91 | 1.18 | 9.42 | 17.58 | | | 22.17 | | | | | | | | | | | | | |
| Gross Revenue from Sales | | 2.60 | | 5.19 | | 15.79 | 5.43 | 36.75 | 47.07 | | | 82.14 | | | | | | | | | | | | | |
| Operating Costs : Total | | 1.37 | | 1.96 | | 9.63 | 2.67 | 16.20 | 23.10 | | | 43.20 | | | | | | | | | | | | | |
| Operating Expenses | | .26 | | .26 | | 1.11 | .31 | 2.25 | 1.77 | | | 3.66 | | | | | | | | | | | | | |
| Depreciation Expenses | | .45 | | .65 | | 3.22 | .79 | 7.35 | 10.94 | | | 19.21 | | | | | | | | | | | | | |
| Amortization Quota | | .66 | | .77 | | 2.28 | .86 | | 7.68 | | | 13.43 | | | | | | | | | | | | | |
| Sub-total | | 1.37 | | 1.68 | | 5.55 | 1.96 | 9.60 | 20.39 | | | 36.30 | | | | | | | | | | | | | |
| Income Taxes | | | | .28 | | 1.39 | .71 | 6.60 | 2.71 | | | 6.90 | | | | | | | | | | | | | |
| Net Operating Income | | 1.22 | | 3.23 | | 6.16 | 2.75 | 20.55 | 23.97 | | | 38.94 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Interest Paid | | 1.22 | | 1.16 | | 11.56 | 1.10 | 13.20 | 19.12 | | | 18.74 | | | | | | | | | | | | | |
| Less Interest Capitalized | | | | | | 7.75 | | 2.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interest Expense | | | | 1.16 | | 3.81 | 1.10 | 11.10 | 19.12 | | | 18.74 | | | | | | | | | | | | | |
| Net Profit | | 1.22 | | 2.07 | | 2.42 | 1.65 | 9.45 | 6.19 | | | 22.23 | | | | | | | | | | | | | |
| Legal Reserve | | 0.06 | | .10 | | .16 | .08 | 1.35 | .33 | | | 1.11 | | | | | | | | | | | | | |
| Dividends on Preferred | | .34 | | .34 | | 1.47 | .48 | | 4.74 | | | 16.30 | | | | | | | | | | | | | |
| Dividends on Common | | .41 | | .41 | | | .54 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Surplus - | | .41 | | 1.22 | | .39 | .55 | 8.10 | .37 | | | 5.03 | | | | | | | | | | | | | |

I

II

625
133
620

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40

BRAZIL - FURNAS: PROJECT - COST AND CONSTRUCTION
[New Cr\$ 3.22 = U.S \$1]

TABLE 2-C LOANS # 565

| | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | 7 | | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | 12 | | 13 | | | |
|---|-----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|------------------|-------------|------------------------------------|-------------------|------------------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|------|
| | L.C. = Cr\$ Thousands | F.X. = U.S. \$ Millions | Total = U.S. \$ Millions | Construction Begin | Construction End | Capacity MW | Capacity KV rating or MVA capacity | Capacity Km | Cost/kwh U.S. \$ | 1968 L.C. | 1968 F.X. | 1968 Total | 1969 L.C. | 1969 F.X. | 1969 Total | 1970 L.C. | 1970 F.X. | 1970 Total | Total 68-70 ¹⁾ L.C. | Total 68-70 ¹⁾ F.X. | Total 68-70 ¹⁾ Total | Total 68-75 ²⁾ L.C. | Total 68-75 ²⁾ F.X. | Total 68-75 ²⁾ Total | Total 68-75 ³⁾ L.C. | Total 68-75 ³⁾ F.X. | Total 68-75 ³⁾ Total | |
| GENERATION: ³⁾ Total | | | | 1969 | 1974 | 360 | | 175 ¹⁾ | | 2430 | | 75 | 12,868 | | 6.6 | 4.7 | 33,490 | 2.7 | 13.1 | 48,788 | 9.3 | 25.3 | 146,188 | 17.8 | 63.2 | 184,888 | 21.4 | 78.8 |
| (Total without Foreign equipment cost increase and without interest) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Civil Works - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 93,500 | 2.2 | 31.2 | | | | |
| Elect. & Mech. Equipment | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10,000 | | | | | | |
| Miscellaneous | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 15,700 | | | | | | |
| Engineering | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2,800 | | | | | | |
| TRANSMISSION: ³⁾ Total - | | | | | | | 345 ²⁾ kv 128.5 | 270 km | | | | | | | | | | | | | | 6,762 | 4.5 | 6.6 | 86.00 | 5.4 | 8.1 | |
| (Total without Foreign equipment cost increase and without interest) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Structures & Equipment | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Construction & Materials | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Miscellaneous | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Engineering | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total Project | | | | 1969 | 1974 | | | | 2430 | | 75 | 12,868 | | 6.6 | 4.7 | 33,490 | 2.7 | 13.1 | 48,788 | 9.3 | 25.3 | 152,950 | 22.3 | 69.8 | 193,488 | 26.8 | 86.9 | |
| Total without F.X cost increase and without interest. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>¹⁾ excludes interest during construction ²⁾ includes interest during construction ³⁾ the "Total" figures include "Contingencies" figures which were redistributed among the 2 major categories of "Generation" and "Transmission"; contingency figures were not included in individual item categories</p> <p>Note: IBRD Loan covers the foreign exchange cost of this project (1968-75: U.S. \$ 22.3 million) which does not include interest during construction.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

1.87
1.14
2.27

TABLE: 2-C Loan # 211

BRAZIL - FURNAS: PROJECT - COST AND CONSTRUCTION

NOTE: These costs include provisions for cost increases.

| L.C. = Cr\$ Millions P.X. = U.S.\$ Millions Total = U.S.\$ Millions | 1 Construction | | 2 | | 3 Capacity | | 4 Actual (1965) | | 5 Total | | 6 1957-1964 (Stage I) | | 7 TOTAL STAGE I+II (1957-1965) | | | |
|---|----------------|--------------------------------------|------|---------------------------|------------|-------------------|-----------------|--------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | Begin | End | MW | Kv rating MVA Capacity | Km | Cost/Kw U.S.\$ | Km | Kv | L.C. Cr\$ million | F.X. ¹⁾ \$ million | Total ²⁾ \$ million | TOTAL ³⁾ \$ million | L.C. Cr\$ million | F.X. ¹⁾ \$ million | TOTAL ¹⁾ \$ million | TOTAL ²⁾ \$ million |
| Generation (FURNAS Plant) | June 1958 | 10/02 (1) 12/02 (2) 8/03 (3,5) | 600 | | | | | | 17823 (11846) ⁴⁾ | 46.9 (39.7) ⁴⁾ | 316.4 (255.1) ⁴⁾ | | | | | |
| Transmission | | | | 380 kv | 760 | | 579 | 345 kv | 1222 (975) ⁴⁾ | 18.6 (13.5) ⁴⁾ | 40.8 (31.2) ⁴⁾ | | | | | |
| Other (Engineering, Administration, Contractor's Fee) | | | | | | | | 388 | 1776 (1408) ⁴⁾ | 6.9 (4.9) ⁴⁾ | 39.2 (30.5) ⁴⁾ | | | | | |
| Total Project (Stage I) | 1958 | | | | | 360 ²⁾ | | | 17821 (14227) ⁴⁾ | 72.4 (58.0) ⁴⁾ | 396.4 (316.8) ⁴⁾ | 209.5 | 22,893 | 127.4 | 543.5 | 303.5 |
| Total Project (Stage I) without interest and cost increases: | 1957 | 1958 | 1959 | 1960 | 1961 | | | | 9,426 | 55.7 | 227.1 | 128.2 | | | | |
| Project (Stage I) ³⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign ¹⁾ | | | | | | | | | 7.1 | 4.4 | 2.2 | | 72.4 | | | |
| Local ¹⁾ | | | | | | | | | 3824 | 2733 | 1527 | 738 | 17820 | | | |
| Total ¹⁾ | | | | | | | | | 76.6 | 54.1 | 30.0 | 13.4 | 397.0 | | | |

IBRD Loan covers the foreign exchange costs of this project

¹⁾ U.S.\$ converted to Cr\$ at Cr\$ 55 = U.S.\$ 1 (special rate of exchange)
²⁾ " " " " " Cr\$ 130 = U.S.\$ 1 (free market rate of exchange)

³⁾ Includes Interest during Construction
⁴⁾ Excludes "Interest during Construction"

Note: Interest during construction and a FURNAS category called "Provision for Increases in Costs of Labor & Materials" were redistributed among the 3 major categories Generation, Transmission and Other. "Contingencies" was allocated according to the formula expressed on p. 10 of Appraisal Report TO-184a.

BRAZIL-FURNAS: LOAN # 211

INVESTMENT PROGRAM PARTLY FINANCED BY LOAN/CREDIT

[Cr\$ 130 = U.S.\$ 1 - free market rate; Cr\$ 55 = U.S.\$ 1 - special rate of exchange]

Millions of Cruzeiros

TABLE: 2-B

Table to be completed with page 12 of Report and for years after 1965-

| | 1963 | | | 1964 | | | 1965 | | |
|---------------------------------|-------|--------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|
| | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total |
| <u>SOURCES OF FUNDS</u> | | | | | | | | | |
| Internal Cash Generation (Net) | | | 1524 | | | 1919 | | | 1469 |
| Domestic Contributions: Total | | | 1903 | | | 1430 | | | 193 |
| from Private Sector (equity) | | | 765 | | | 518 | | | |
| from Public Sector (BNDE & FFE) | | | 1138 | | | 912 | | | 193 |
| Foreign Borrowing: Total | | | 737 | | | 509 | | | 298 |
| Foreign Private Loans | | | 614 | | | 509 | | | 298 |
| Proposed IBERD | | | 123 | | | | | | |
| Grand Total | | | 4164 | | | 3858 | | | 1960 |
| <u>APPLICATION OF FUNDS</u> | | | | | | | | | |
| First Stage ¹ | 1,527 | 123.0 | 1650 | 738 | | 738 | | | |
| Second Stage ¹ | 1,581 | 1613.9 | 2195 | 1611 | 509.4 | 2121 | 996 | 298.3 | 1294 |
| Total 1 | | | 3845 | | | 2858 | | | 1294 |
| Net Cash Accrual | | | 319 | | | 1000 | | | 666 |
| Total 2 | | | 4164 | | | 3858 | | | 1960 |

| | Total 63-65 | | | Terms i, t, g. ² |
|--|-------------|--------------------|-------|-----------------------------|
| | L.C. | F.X. | Total | |
| | | | 4912 | |
| | | | 3526 | |
| | | | 1283 | 9 1/2% 20 5 |
| | | | 2243 | 8% 25 5 |
| | | | 1544 | |
| | | | 1421 | n.a. |
| | | | 123 | 5 1/2% 25 5 |
| | | | 9982 | |
| | 2265 | 123 ¹ | 2388 | |
| | 4188 | 142.6 ¹ | 5610 | |
| | | | 7998 | |
| | | | 1985 | |
| | | | 9982 | |

¹ U.S.\$ converted to Cr\$ at Cr\$ 55 = U.S.\$ 1 in foreign exchange
² These figures represent i = interest rate, t = term or period of loan, g = grace period

column

BRAZIL: FURNAS: LOANS #403 & #474

TABLE: 2-B

INVESTMENT PROGRAM PARTLY FINANCED BY IBRD LOAN/CREDIT

[Cr\$1,500 = U.S.\$1 for Loan #403; Cr\$2,220 = U.S.\$1 for Loan #474]

| | LOAN #403 | | | | | | | LOAN #474 | | | | | Total | Terms i, t, g ²⁾ | | | | | |
|--|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|--------|-------|-------|-------|-------|--------------------------------|-------------|-------|--------|-----------------|--|
| | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | | | 66-70 | | | | |
| SOURCES OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Internal Cash Generation (Net) | 2850 | 7800 | 9150 | 6450 | 11100 | 10350 | 14250 | 61,950 | | | | | | | | | | | |
| Domestic Contribution: Total | 8400 | 12450 | 21900 | 22500 | 3750 | 750 | | 69,750 | | | | | | | | | | | |
| from Private Sector (equity) | 150 | | | | | | | | | 28000 | 18000 | | 46000 | | | | | | |
| from Local Suppliers | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| from Local Banks | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| from Public Sector (Gov't. Appropriations) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| from Public Sector (loans) | 8250 | 12450 | 21900 | 22500 | 3750 | 750 | | 69,600 | 10% | na | 990 | 960 | 380 | 2330 | 12% 15 3 | | | | |
| Foreign Borrowing: Total | 7950 | 24300 | 40050 | 46800 | 28500 | 17100 | 2250 | 166,950 | | | | | | | | | | | |
| Suppliers Credit | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Bond Issues | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Private Investment (equity) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Foreign Private Loans | | | 6300 | 17700 | 11100 | 9600 | 2250 | 46,950 | na | na | | | | | | | | | |
| Bilateral O.D.A. | | 7050 | 15600 | 3750 | | | | 26,400 | 5 1/2% | 3 | 20470 | 4300 | | 24770 | 5 1/2% 20 3 | | | | |
| Regional Development Bank | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IBRD/IDA | 7950 | | | | | | | 7,950 | 5 1/2% | 20 | 5 | 19250 | 35200 | 41650 | 19850 | 10010 | 125960 | 5 1/2% 25 5 1/2 | |
| Proposed IBRD/IDA | | 17250 | 18150 | 25350 | 17400 | 7500 | | 85,650 | 5 1/2% | 25 | 5 1/2 | 20580 | 34000 | 28000 | 4000 | | 86580 | 6% 25 5 | |
| Grand Total | 19200 | 44550 | 71100 | 75750 | 43350 | 28200 | 16500 | 298,650 | | | | | | | | | | | |
| APPLICATION OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Furnas Power Plant: Total | 16200 | | | | | | | 16,200 | | | | | | | | | | | |
| F.X. | 7950 | | | | | | | 7,950 | | | | | | | | | | | |
| L.C. | 8250 | | | | | | | 8,250 | | | | | | | | | | | |
| Furnas Transmission: Total | | 14700 | 32250 | 7950 | | | | 54,900 | | | | | | | | | | | |
| F.X. | | 6750 | 14850 | 3450 | | | | 25,050 | | | | | | | | | | | |
| L.C. | | 7950 | 17400 | 4500 | | | | 29,850 | | | | | | | | | | | |
| Estreito 1st Stage: Total | | 27450 | 24750 | 36300 | 24750 | 5250 | 450 | 122,400 | | | | | | | | | | | |
| F.X. | | 16500 | 16500 | 22500 | 13500 | 3000 | | 72,000 | | | | | | | | | | | |
| L.C. | 3450 | 10950 | 8250 | 13800 | 11250 | 2250 | 450 | 50,400 | | | | | | | | | | | |
| Estreito 2nd Stage: Total | | | 12000 | 32400 | 18450 | 14800 | 1800 | 79,500 | | | | | | | | | | | |
| F.X. | | | 6000 | 15750 | 9000 | 7500 | 750 | 39,000 | | | | | | | | | | | |
| L.C. | | | 6000 | 16650 | 9450 | 7350 | 1050 | 40,500 | | | | | | | | | | | |
| TOTAL 1 | 19650 | 42150 | 69000 | 76650 | 43200 | 20100 | 2250 | 273,000 | | | | | | | | | | | |
| F.X. | 7950 | 23250 | 31350 | 41700 | 22500 | 10500 | 750 | 144,000 | | | | | | | | | | | |
| L.C. | 11700 | 18900 | 37650 | 34950 | 20700 | 9600 | 1500 | 129,000 | | | | | | | | | | | |
| Net Cash Accrual | -450 | 2400 | 2100 | -900 | 150 | 8100 | 14250 | 25,650 | | | | | | | | | | | |
| TOTAL 2 | 19200 | 44550 | 71100 | 75750 | 43350 | 28200 | 16500 | 298,650 | | | | | | | | | | | |

¹⁾ These figures were listed as "Future Foreign Loan" in Annex 3 of Appraisal Report TO-459a
²⁾ Loan Terms i = interest rate
 t = term
 g = grace period

³⁾ Capital Expenditures of Cr\$ 1.8 Billion of foreign expenditures were made in 1965
⁴⁾ Capital Expenditures of Cr\$ 6.5 Billion of local expenditures were made in 1965.

BRAZIL - FURNAS: LOANS #565 and #677

TABLE: 2-B

INVESTMENT PROGRAM PARTLY FINANCED BY LOAN/CREDIT
 [C\$ 3.22 = U.S. \$1 for Loan #565; C\$ 3.83 = U.S. \$1 for Loan #677]
 Thousands of Cruzeiros

| | Loan # 565 | | | | | | | | | Loan # 677 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|------|-------|---------|------|-------|---------|------|-------|-------------|------|-------|---------|------|-------|---------|------|-------|-------------|------|-------|---------|--|--|---------|--|--|
| | 1968 | | | 1969 | | | 1970 | | | Total 68-70 | | | 1969 | | | 1970 | | | Total 69-70 | | | | | | | | |
| | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | L.C. | F.X. | Total | | | | | | |
| 1 SOURCES OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 Internal Cash Generation (Net) | | | | 12,162 | | | 16,627 | | | 48,110 | | | 126,899 | | | 90,149 | | | 111,254 | | | 201,403 | | | | | |
| 3 Domestic Contributions: Total | 124,080 | | | 137,465 | | | 442,477 | | | 305,792 | | | 160,959 | | | 114,161 | | | 275,120 | | | | | | | | |
| 4 from Private Sector (equity) | 43,968 | | | 40,713 | | | 44,247 | | | 128,928 | | | 22,951 | | | 59,950 | | | 82,901 | | | | | | | | |
| 5 from Local Suppliers | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 from Local Banks | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 from Public Sector (Govt. Appropriations) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 from Public Sector (Other) (Electroluz) | 80,112 | | | 96,752 | | | | | | 176,864 | | | 138,008 | | | 54,211 | | | 192,219 | | | | | | | | |
| 9 Foreign Borrowing: Total | 199,413 | | | 75,422 | | | 136,049 | | | 410,884 | | | 116,644 | | | 168,073 | | | 284,717 | | | | | | | | |
| 10 Suppliers Credit | 4,076 | | | | | | | | | 4,076 | | | 7% | | | 3 | | | 0 | | | | | | | | |
| 11 Foreign Bond Issues | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 Foreign Private Investment (equity) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 Foreign Private Loans | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 Bi-lateral O.D.A. | 69,679 | | | 21,066 | | | 57,822 | | | 148,567 | | | 16,420 | | | 82,153 | | | 98,573 | | | | | | | | |
| 15 Regional Development Bank (IDB) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 IBRD/IDA | 125,658 | | | 52,226 | | | 69,445 | | | 247,329 | | | 94,000 | | | 67,797 | | | 161,797 | | | | | | | | |
| 17 Proposed IBRD/IDA | | | | 2,130 | | | 8,782 | | | 10,912 | | | 6 1/2% | | | 18 1/2% | | | 6 1/2% | | | | | | | | |
| 18 Grand Total | 335,655 | | | 279,514 | | | 228,406 | | | 843,575 | | | 367,752 | | | 393,488 | | | 761,240 | | | | | | | | |
| 19 APPLICATION OF FUNDS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 Furnas | 5,836 | | | 5,836 | | | 5,836 | | | 5,836 | | | 6,432 | | | 6,432 | | | 6,757 | | | 12,878 | | | | | |
| 21 Furnas Guanabara Transmission | 4,837 | | | 1,612 | | | 2,092 | | | 2,761 | | | 8,122 | | | 10,883 | | | 7,598 | | | 24,247 | | | | | |
| 22 Estreito | 69,918 | | | 11,978 | | | 189,705 | | | 43,683 | | | 41,821 | | | 85,504 | | | 24,941 | | | 55,805 | | | 80,746 | | |
| 23 Santa Cruz - Stage 1 | 2,042 | | | 13,821 | | | 15,863 | | | 2,042 | | | 13,821 | | | 15,863 | | | 2,288 | | | 380,8 | | | 6,096 | | |
| 24 Santa Cruz - Stage 2 | 2,325 | | | 3,857 | | | 4,090 | | | 17,498 | | | 10,252 | | | 27,750 | | | 24,382 | | | 53,069 | | | 77,451 | | |
| 25 Funil | 38,681 | | | 4,076 | | | 42,757 | | | 42,423 | | | 42,423 | | | 42,423 | | | 81,104 | | | 4,076 | | | 85,180 | | |
| 26 Porto Colombia | 2,430 | | | 12,868 | | | 2,130 | | | 14,998 | | | 33,490 | | | 87,82 | | | 42,272 | | | 487,88 | | | 10,912 | | |
| 27 Marimbondo | 1,022 | | | 35,547 | | | 35,547 | | | 56,513 | | | 56,513 | | | 93,082 | | | 5,078 | | | 5,078 | | | 25,955 | | |
| 28 Gas Turbine Plant | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 Atomic Plant | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 Other Construction | 9,974 | | | 26,426 | | | 26,426 | | | 12,843 | | | 12,843 | | | 49,243 | | | 33,147 | | | 33,147 | | | 40,273 | | |
| 31 Total 1 | 137,065 | | | 192,385 | | | 329,450 | | | 181,206 | | | 62,325 | | | 243,531 | | | 152,169 | | | 117,656 | | | 269,825 | | |
| 32 Working Capital | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | | 5,726 | | |
| 33 Net Cash Accrual | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | | 479 | | |
| 34 Total 2 | 335,655 | | | 279,514 | | | 228,406 | | | 843,575 | | | 367,752 | | | 393,488 | | | 761,240 | | | | | | | | |

1) These figures represent i = interest, t = term of loan, g = grace period.
 2) All these loans are from Eletrobras and their terms are as follows:
 (1) 6 1/4% 11 years 0 grace period (5) 10% n.a. (6) 8 1/2% n.a.
 (2) 8 1/2% 15 " " (7) 10% n.a.
 (3) 12% 20 " " (8) 10% n.a.
 (4) 13% n.a. n.a.

3) These Loans are from Eletrobras; there are 8 loans whose terms range from 8 to 13% interest, 10 to 20 years term.

- 10) Figures are from Appraisal Report 70-539c
- 11) includes captive plants

$$\Delta = 262$$

$$\begin{array}{r} 10838 \\ - 2208 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 13046 \\ - 1 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 9145 \\ - 2080 \\ \hline 11225 \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 9291 \\ - 2188 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 11479 \\ - 1 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 7972 \\ - 1484 \\ \hline 9956 \end{array}$$

$$\Delta = 239$$

$$\begin{array}{r} 195 \\ - 64 \\ \hline \end{array}$$

$$\begin{array}{r} 239 \\ - 1 \\ \hline \end{array}$$

$$\Delta = 229$$

| | | |
|-------------|----------|------|
| | Initials | Date |
| Prepared By | | |
| Approved By | | |

BRAZIL: FURNAS LOANS # 403 & #474

UTILITY LOAD, SALES & RETURN

[Cr\$ 1500 = U.S. \$1 for Loan #403; Cr\$ 1610 = U.S. \$1 (1964) of Cruzeiros Loan #403, Billions
Cr\$ 1850 = U.S. \$1 (1965), Cr\$ 2220 = U.S. \$1 (1965-70) For Loan #474]

Note: Millions of Cruzeiros Loan #403, Billions of Cruzeiros Loan #474

TABLE 2-A

| | | LOAN # 403 | | | | | | | | | | LOAN # 474 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|-------------------|-------------------|-------------------|--------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------|--|
| | | 1964 | | 1965 | | 1966 | | 1967 | | 1968 | | 1969 | | 1970 | | 1965 | | 1966 | | 1967 | | 1968 | | 1969 | | 1970 | | |
| | | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | |
| 1 | MW LOAD UTILITY: Installed Capacity | | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | MW Effective Peak Supply ¹⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | MW Effective Peak Capacity ¹⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | MW Minimal Reserve Capacity | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | MW (or Highest Load Shed) ²⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | MW Capacity Out of Service ³⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Gwh (Energy Effective Capability) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Gwh Gross Energy Generation | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Gwh (Estimated Energy Shedding) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | % Plant Factor (¹ / ₂ x 8.764) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | % Load Factor (¹ / ₂ x 8.764) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Gwh Energy Generation Sent Out | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | MW AREA ⁴⁾ Total Installed Capacity | | 4395 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 | MW Total Peak Capacity | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 15 | MW Total Peak Demand | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | Gwh Gross Generated Energy | 20,957 | | 23,053 | | 25,358 | | 28,147 | | 31,243 | | 34,679 | | 38,493 | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | Gwh Energy Effective Capability | | | | | | | | | | | | | 41,680 | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | Gwh Total Sales | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Kwh SALES UTILITY: Total Sales (in Area) | 3.2 ⁵⁾ | 3.2 ⁵⁾ | 3.9 ⁵⁾ | | 4.5 ⁵⁾ | 3.7 ⁵⁾ | 4.5 ⁵⁾ | 4.4 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 5.7 ⁵⁾ | 7.6 ⁵⁾ | 7.7 ⁵⁾ | 3.0 ⁵⁾ | 4.5 ⁵⁾ | 3.7 ⁵⁾ | 4.5 ⁵⁾ | 4.4 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 5.0 ⁵⁾ | 6.5 ⁵⁾ | 6.5 ⁵⁾ | 6.5 ⁵⁾ | | |
| 19 | Gwh of which: net to other utilities ⁵⁾ | 3.2 | | 3.9 | | 4.5 | 3.7 | 4.5 | 4.4 | 5.0 | | 7.6 | 7.7 | 3.0 | 4.5 | 3.7 | 4.5 | 4.4 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 6.5 | 6.5 | 6.5 | | |
| 20 | Distribution of Sales ⁵⁾ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | Gwh Residential: Urban | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | Gwh Residential: Rural | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | Gwh Commercial | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | Gwh Public Lighting | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Gwh Transport | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | Gwh Government | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27 | Gwh Agriculture (pumping) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | Gwh Industries: Total | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 | Gwh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | Gwh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 31 | Gwh Other Utilities | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 32 | Gwh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 33 | Gwh Total (excluding inter-utility sales) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 34 | FINANCES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | I.c. Net Fixed Assets in Operation | 271,740 | | 278,740 | | 285,640 | | 296,590 | | 441,040 | | 503,740 | | 498,640 | | 365.16 | 347.16 | 443.20 | 435.38 | 428.00 | 682.26 | | | | | | | |
| 36 | I.c. Sales Revenues | 16,350 | | 36,750 | | 37,800 | | 39,450 | | 50,100 | | 59,550 | | 64,500 | | 47.50 | 80.73 | 88.80 | 61.20 | 61.37 | 98.42 | | | | | | | |
| 37 | I.c. Operating Expenses (physical) | 1,800 | | 2,250 | | 2,400 | | 2,700 | | 3,450 | | 3,600 | | 3,750 | | 3.04 | 3.50 | 3.80 | 4.00 | 4.90 | 5.40 | | | | | | | |
| 38 | I.c. Depreciation & Amortization | 5,550 | | 7,350 | | 7,500 | | 8,100 | | 10,200 | | 12,300 | | 13,500 | | 20.22 | 29.58 | 38.88 | 12.01 | 12.13 | 18.61 | | | | | | | |
| 39 | I.c. Economic Net Revenues (36-37-38) | 9,000 | | 27,150 | | 27,900 | | 28,650 | | 36,450 | | 43,650 | | 47,250 | | 24.24 | 47.65 | 46.12 | 45.19 | 44.34 | 74.41 | | | | | | | |
| 40 | % Return (39 as % of 35) | 3.3 | | 9.7 | | 9.8 | | 9.7 | | 8.3 | | 8.7 | | 9.5 | | 6.5 | 13.7 | 10.4 | 10.4 | 10.4 | 10.9 | | | | | | | |
| 41 | 1) when not available in form costs, use Peak Demand, Peak Capacity | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | 2) Excluding short-run outages; breakdowns of load shed origins | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 43 | 3) Breakdown, if available into: Maintenance, Breakdown, Auxiliaries, Dry Season Conditions | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | 4) Area = Region or Country | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | 5) If 1976 ≥ 50%, distribution given (20 to 32) for area of utility | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Financial forecasts are made in constant 1964 Cr\$ with Cr\$ 1,500 = US\$1 = Financial forecasts are made in constant 1965 Cr\$ (\$1 = 2,200 Cr\$)

5) Kwh Sales in Billions

| | | |
|-------------|----------|------|
| | Initials | Date |
| Prepared By | | |
| Approved By | | |

BRAZIL: FURNAS LOANS # 565 & 677

UTILITY LOAD, SALES & RETURN

[Cr\$ 322 = U.S. \$1 for Loan # 565; Cr\$ 3.83 = U.S. \$1 for Loan # 677]

Note: Thousands of New Cruzeiros

TABLE 2-A

(to be completed on forecasts of effective capacity and demand, and reserve).

| | Loan # 565 | | | | | Loan # 677 | | | | |
|---|------------|--------|-----------|--------|-----------|------------|-----------|--------|-----------|--------|
| | 1968 | | 1969 | | 1970 | 1969 | | 1970 | | |
| | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual | Forecast | Actual |
| 1 MW LOAD UTILITY: Installed Capacity | 1335 | | 2050 | 2010 | 2,235 | | | | | |
| 2 MW Effective Peak Supply (agreements) | 1,250 | | 1,265 | | 1,880 | | | | | |
| 3 MW Effective Peak Capacity | 1,100 | | 1,340 | | 1,990 | | | | | |
| 4 MW Minimal Reserve Capacity | | | | | 110 | | | | | |
| 5 MW (or Highest Load Shed) ²⁾ | 150 | | 120 | | | | | | | |
| 6 MW Capacity Out of Service ³⁾ | | | | | | | | | | |
| 7 Gwh (Energy Effective Capability) | 6,500 | | 8,100 | | 11,000 | | | | | |
| 8 Gwh Gross Energy Generation | 5,900 | | 7,500 | | 9,300 | | | | | |
| 9 Gwh (Estimated Energy Shedding) | | | | | | | | | | |
| 10 MW Annual Peak Demand | 1,145 | 1,261 | 1,355 | 1,583 | 1,735 | | | | | |
| 11 MW Peak Capacity | 1,200 | | 1,700 | | 2,000 | | | | | |
| 12 Gwh Energy Generation Sent Out | | | | | | | | | | |
| 13 AREA ⁴⁾ Total Installed Capacity | | | | | | | | | | |
| 14 MW Total Peak Capacity | | | | | | | | | | |
| 15 MW Total Peak Demand | | | | | | | | | | |
| 16 Gwh Gross Generated Energy | | | | | | | | | | |
| 17 Gwh Total Sales | | 21,000 | | | | | | | | |
| 18 Gwh SALES UTILITY: Total Sales (in Area) | 5,497 | 5,719 | 6,901 | 10,242 | 8,685 | | 10,242 | 10,242 | 10,830 | |
| 19 Gwh of which: net to other utilities ⁵⁾ | 5,497 | 5,719 | 6,901 | 10,242 | 8,685 | | 10,242 | 10,242 | 10,830 | |
| 20 Distribution of Sales ⁵⁾ | | | | | | | | | | |
| 21 Gwh Residential: Urban | | | | | | | | | | |
| 22 Gwh Residential: Rural | | | | | | | | | | |
| 23 Gwh Commercial | | | | | | | | | | |
| 24 Gwh Public Lighting | | | | | | | | | | |
| 25 Gwh Transport | | | | | | | | | | |
| 26 Gwh Government | | | | | | | | | | |
| 27 Gwh Agriculture (pumping) | | | | | | | | | | |
| 28 Gwh Industries: total | | | | | | | | | | |
| 29 Gwh | | | | | | | | | | |
| 30 Gwh | | | | | | | | | | |
| 31 Gwh Other Utilities | | | | | | | | | | |
| 32 | | | | | | | | | | |
| 33 Gwh Total (excluding inter-utility sales) | | | | | | | | | | |
| 34 FINANCES | | | | | | | | | | |
| 35 l.c. Net Fixed Assets in Operation | 839,719 | | 1,587,876 | | 1,592,518 | | 1,834,479 | | 2,009,279 | |
| 36 l.c. Sales Revenues | 184,194 | | 277,808 | | 284,743 | | 389,622 | | 526,743 | |
| 37 l.c. Operating Expenses (physical) | 24,073 | | 29,070 | | 33,200 | | 98,200 | | 113,100 | |
| 38 l.c. Depreciation & Amortization | 74,762 | | 67,173 | | 70,010 | | 118,186 | | 132,398 | |
| 39 l.c. Economic Net Revenues (36-37-38) | 85,359 | | 181,565 | | 181,533 | | 173,236 | | 281,245 | |
| 40 % Return (39 as % of 35) | 10.2 | | 11.4 | | 11.4 | | 9.4 | | 14.0 | |
| 41 | | | | | | | | | | |
| 42 | | | | | | | | | | |
| 43 | | | | | | | | | | |
| 44 | | | | | | | | | | |

US\$ 1 = NCr\$ 3.22

Projections made in constant December 1967 NCr\$

include transmission losses and plant use in those forecasts, these represent Contracted Demand

1) Not available in forecasts, used: Peak Demand, Peak Capacity; Peak Demand (or Supply) does not

2) Excluding short-run outages, breakdowns of load shed origins

3) Breakdown, if available into: Maintenance, Breakdown, Activities, Dry Season Conditions

4) Area = Region or County

5) If 1968 = 50%, distribution given (20 to 32) for 3 areas of utility

continued

| | | |
|-------------|----------|------|
| | Initials | Date |
| Prepared By | | |
| Approved By | | |

BRAZIL: FURNAS
The Utility

TABLE 1

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|--------------------|------|--------|--------|------|------|
| | 1958 | 1959 | 1960 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 |
| MANAGEMENT | | | | | | | | | | | | | |
| No | 425 | 729 | 972 | 1473 | 1967 | 2840 | 2505 | 2650 | 1911 | 2286 | 2491 | | |
| Number of Employees | | 750 | 1000 | 1500 | 2000 | 2800 | | 2600 | 1900 | 2250 | | 2675 | |
| Gwh | | | | | | | | | | | | | |
| Energy Sales per Employee | | | | | | | | | | | | | |
| MW | | | | | | | | | | | | | |
| Average Capacity Out of Service | | | | | | | | | | | | | |
| MW | | | | | | | | | | | | | |
| Transmission Outages | | | | | | | | | | | | | |
| % | | | | | | | | | | | | | |
| Energy Losses due to Plant & Transmission | | | | | | | | | | | | | |
| % | | | | | | | | | | | | | |
| Other Energy Losses | | | | | | | | | | | | | |
| % | | | | | | | | | | | | | |
| Rate of Return (34 vs 2% of 35) | | | | | | | | | | | | | |
| OTHERS: | | | | | | | | | | | | | |
| SCR | | | | | | 11.2 | 11.6 | 11.4 | 14.9 | 14.0 | 14.1 | | |
| Losses in South-Central System | | | | | | | | | | | | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| Captive plants: installed capacity MW | | | | | | | | | | | | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| " " Gross Generation GWh | | 1143 | 1251 | 1463 | 1611 | 1742 | 1923 | 2045 | 2145 | 2256 | 2277 | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| Industrial captive plants: % total industrial consumption | | | 16.6 | 17.2 | 17.1 | 17.9 | 18.2 | 19.3 | 18.5 | 19.0 | 16.9 | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| Voltage regulator saturation: between 15% and 58% of residential consumers in South Central Region (in 1967?) | | | | | | | | | | | | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| Declared power commitments | X | XX | X | | X | XXX | XXX | | | XX | | | |
| SCR | | | | | | | | | | | | | |
| Industrial Consumption (Total) GWh. Total | | | | | | | | 10,195 | | 11,708 | 13,308 | | |
| o.w.: Aluminum | | | | | | | | 390 | | 689 | 814 | | |
| Cement | | | | | | | | 447 | | 503 | 579 | | |
| Steel | | | | | | | | 2,144 | | 2,423 | 2,854 | | |
| Paper | | | | | | | | 553 | | 688 | 802 | | |
| Textiles | | | | | | | | 1,139 | | 1,144 | 1,264 | | |
| Automotives | | | | | | | | 337 | | 410 | 508 | | |
| Consumer Goods | | | | | | | | | | 1,385 | 1,510 | | |
| Others | | | | | | | | 3,825 ^C | | 3,389 | 3,793 | | |

- 1) Area being defined as the whole region supplied by FURNAS, the South Central Region
- 2) Revenues from sales of electric power only, including indirect taxes, but in FURNAS case, it does not collect the indirect taxes which the ultimate consumers must pay.
- 3) Operating costs will include depreciation but exclude interest & direct taxes on utility
- 4) Net of indirect & direct taxes and of debt service.
- 5) This data comes from Appraisal Report PU-41
- 6) " " " " " " TO-682a

For Revision of Jan 1960 for estimated cost, see page 6 of relevant supervision report. See also for revised financing plan.

LOAN 211 - BR. Amount: \$ 73 million.

Effective Date: Feb 1959 - Closing date: Sept. 63.

Objective: Add in the 1st stage some 460 MW (and ultimately 1,100 MW) to the available capacity of Sao Paulo region.

Demand in area is expected to grow from 2,500 MW in 1958 to 8,700 MW in 1970.

Project: - Dam in Furnas and powerhouse with capacity 400-500 MW
- Transmission lines to Sao Paulo, Belo Horizonte and to Passo de

Schedule: Work started in June 1958 - Completion by mid 1963.

Schedule of

| | 1957 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 |
|----------------------------|-------|------|------|------|------|------|-----------------|-----|
| Expenditures: Total (l.c.) | 174.7 | 2840 | 2689 | 3294 | 3824 | 2733 | 1527 | 738 |
| F.X (\$) | 14.7 | 27.7 | 16.3 | 7.1 | 4.4 | 2.2 | $\Sigma = 72.4$ | |

Local currency will come from share capital from NDB Brazil and FEF (Federal Electrification Fund)

Supervision reports:

- + - Instead of 5 units 92 MW each, there will be 4 units 150 MW each (1st stage)
- In Feb 1959, delay on work was 7 months
- Cost revision in Mid 1959: L.C. cost becomes 17.8 billion Cross. (See detail in Progress report September 30, 1959 - p. 4).

Implementation of project + June 63: - Delay is 12 months (rock and geological difficulties).
Thus sales in 1963 will be far below forecasts and revenues as well.
Part of the proceeds from the loan could be used for interest payment.
Closing date will have to be extended.

- The first stage will be 900 MW (6 units 150 MW each) and final stage will be 1,200 MW.

- First unit to go into service in September 63. Completion by June 64.

Financing plan - Furnas received a 1.8 billion Cross loan from BNDE to build transmission and distribution facilities.

- Cost estimates made in January 63 indicate \$ 73 million foreign exchange (unchanged) and Cross 31 billion local currency (comparison with 17.8 forecast is difficult due to inflation).

- Use list of Goods March 1963 for actual figures of costs of projects.

LOAN 403/474 BR: \$ 96 Million.

Date of loan: Feb 1965 - Closing Date: April 1971.

- Objective: "The project will contribute significantly towards meeting the increase in power demand in the region and is of high priority".
- Project: Estreito dam 160 km downstream of Furnas dam. Equipped with 4 units 133 MW each (space for 2 additional units) - + Transmission lines (345 kv; 1,100 km) to Furnas and Pericoto plants.
- Scheduled to be completed early 1971.
- Cost: Cr \$ 135.9 billion ~ \$ 90.5 million (incl. interest).
- Financing Plan: The company will also complete the Furnas plant and transmission system, and the Estreito 2nd stage transmission. Total investments (incl. interest) during 1964-1970 are \$ 204.4 million; net internal cash would provide \$ 46.7 million.
- List of Goods (FX per item) of Project: page 3 of Basic Data.
- Covenants and Side letters: - no additional works worth more than \$ 1 million will be undertaken during 65-70 on Furnas and Estreito.
- long-term debt will not exceed 2/3 of net fixed assets.

Supervision Reports:

- I need to convert the Rio light system frequency to the GOYUB national.
- 1st unit of Estreito would be in operation in first quarter 1969.
- Chevap would be incorporated into Furnas.
- Original estimate of costs made in appraisals was \$ 140 million; the total cost of project is expected to be now \$ 146.9 million ~. New Details in new estimate of cost to be found in Annex 1 of supervision report May 1, 1967.

Actual

- Actual data on power performance in page 3 of mentioned report.
- Income statements and Sources of Funds for 1966 in page 4.
- In 1971, Furnas had 1,911 employees. (and in Annex 3).
- Furnas' inability to market all its available capacity resides mainly in its tariff structure (see para 11, p. 6 of mentioned report).
- In October 1970, the project consists in: 800 MW installed capacity and 1,560 km of 345 kv transmission line.

fr

DTO

4

Four original scheduled units are in operation and
2 additional units were authorized in July 1967 and
are expected to be in operation in Summer 1972.