

RELEVÂNCIA

DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
DIVISÃO DE ESTUDOS DE RECURSOS ENERGÉTICOS

- UHE BALBINA -

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

PPN-03/76

abril/78

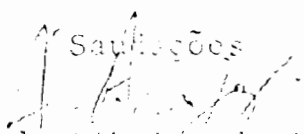
ELETROBRÁS	
Módulo de Controle de Projetos - C.P.T.E.	
R.D.T.	15576
DATA	9.6.78
C.P.T.E.	
ENERG. LAR 1	

Anexo, estamos encaminhando a V.Sa. o relatório PPX-05/78, intitulado de "UHE Balbina - Estudo de Viabilidade Econômica".

O referido relatório apresenta no seu Anexo III o balanço energético de Manaus antes da entrada em operação de Balbina recomendando a instalação de turbinas a gás para o atendimento do mercado. Como a primeira dessas turbinas a gás deverá entrar em operação em fim de 1979, recomenda-se que sejam tomadas, de imediato, providências para os estudos de engenharia para definição da localização, contratação de firma consultora e preparo de especificações para a concorrência.

No que se refere à Balbina, o relatório mostra de forma clara que a sua construção é totalmente justificada economicamente contribuindo de forma significativa para a política de economia de divisas. Para que tal se concretize na data aqui sugerida (1984) mister se faz iniciar de imediato os trabalhos de construção da estrada de acesso ao local da barragem, a negociação da compra de equipamentos e a licitação do empreiteiro principal, conforme se pode ver no Anexo A do trabalho.

O trabalho foi realizado pelo Departamento de Planejamento Energético (PPX) com o apoio da Diretoria Técnica (DT).

Saudações

Armando Ribeiro de Araújo
Assistente do Presidente

c.c.: DT/DO/DE/DA/FP/PPX/FPE/COT/TPC/TEP
ARA/ers

- ESTUDO DE VIABILIDADE -
ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM PROJETO

CONTÉUDO

1. INTRODUÇÃO
2. ALTERNATIVAS ESTUDADAS PARA SUPRIMENTO AO MERCADO DE MANAUS
3. RESULTADOS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES
 - 3.1 - Comparação Econômica entre as Alternativas Hidrotérmica e Térmica
 - 3.2 - Economia de Combustível
 - 3.3 - Conclusões e Recomendações
4. HIPÓTESES E DADOS BÁSICOS
 - 4.1 - Mercado de Manaus
 - 4.2 - Critérios de Disponibilidade de Unidades Térmicas
 - 4.3 - Parque Térmico Existente em Manaus em 1985
 - 4.4 - Custos de Unidades Térmicas
 - 4.4.1 - Unidades a Vapor
 - 4.4.2 - Turbinas a Gás
 - 4.5 - UHE Balbina
 - 4.5.1 - Capacidade de Geração
 - 4.5.2 - Custos
 - 4.5.3 - Cronograma de Motorização
 - 4.6 - Vida Útil dos Investimentos
 - 4.7 - Taxa de Juros
5. METODOLOGIA
6. CÁLCULOS
 - 6.1 - Comparação Econômica das Alternativas
 - 6.1.1 - Alternativa Hidrotérmica
 - 6.1.2 - Alternativa Térmica
 - 6.2 - Consumo de Combustível
7. REFERÊNCIAS
8. ANEXOS
 - I. Custos de Unidades a Vapor
 - II. Custos de Turbinas a Gás
 - III. Parque Térmico de Manaus
 - IV. Orçamento da UHE Balbina
 - V. Cronograma de Construção da UHE Balbina

1. INTRODUÇÃO

Apresenta-se neste relatório um estudo econômico de duas alternativas de expansão do sistema de geração para suprimento ao mercado energético de Manaus: Alternativa Hidrotérmica, que compreende a construção da UHE Balbina, e Alternativa Térmica, que compreende a expansão do parque térmico de Manaus.

Considerando-se que a UHE Balbina deverá entrar em operação em 1984 apresentam-se, no Anexo III deste relatório, as necessidades de expansão do atual parque térmico de Manaus para suprir o mercado até a entrada em operação da UHE Balbina.

Para este estudo, foram considerados os seguintes parâmetros de projeto de Manaus a partir de 1985:

- Alternativa Hidrotérmica

Considera-se a entrada em operação da UTE Balbina em setembro de 1984, de acordo com o cronograma de motorização apresentado no Quadro 2.1, operando com a complementação do parque térmico existente em Manaus em 1985 (ver Anexo III deste relatório).

A entrada em operação de Balbina com duas unidades instaladas se deu a eventuais problemas na energização da linha de transmissão com apenas uma unidade em operação. Isto, porém, se baseia em resultados de estudos preliminares estando, portanto, o cronograma de motorização de Balbina sujeito a pequenas alterações. Este fato, no entanto, não invalida as conclusões do presente estudo.

- Alternativa Térmica

Considera-se uma expansão do parque térmico existente em Manaus em 1985 de modo que se tenha em Manaus as mesmas disponibilidades da Alternativa Hidrotérmica.

Essa expansão foi assumida como sendo feita através da adição de uma unidade a vapor com disponibilidade de energia igual a energia firme de Balbina e de turbinas a gás para complementação de ponta até totalizar uma disponibilidade de ponta igual a da Alternativa Hidrotérmica.

A entrada em operação das unidades térmicas a serem adicionadas ao parque térmico de Manaus foi considerada de acordo com o programa apresentado no Quadro 2.2.

Previamente ao presente estudo, foi realizado um estudo de 1981 (CEPEL, 1981).

3.1 - Custo Anual das Alternativas Hidrotérmica e Térmica

O valor anual dos custos, para cada alternativa estudada, para ser vendido no mercado de Manaus, referido a 1976 e calculado à taxa de juros 10% a.a., está apresentado no Quadro 3.1-1.

Em termos de valor anual, o custo da Alternativa Hidrotérmica é cerca de 1,5% maior que o custo da Alternativa Térmica. Esta diferença é suficientemente pequena para permitir concluir que, do ponto de vista econômico, as duas alternativas analisadas são equivalentes. Lembrando que os custos adotados neste estudo são referidos a junho de 1976.

3.2 - Economia de Combustível

A redução do consumo de óleo combustível e de óleo diesel proporcionada pela Alternativa Hidrotérmica em relação à Alternativa Térmica está apresentada no Quadro 3.2-1.

Apresenta-se no Quadro 3.2-2 a economia proporcionada pela Alternativa Hidrotérmica em relação à Alternativa Térmica correspondente à redução de consumo de combustível apresentada no Quadro 3.2-1. Essa economia é diretamente e proporcionalmente à redução do consumo de combustível correspondente à substituição de geração termoelétrica pela geração hidroelétrica da UHE Fátima.

3.3 - Conclusões e Recomendações

Com base nos resultados da análise econômica das duas alternativas estudadas para suprimento do mercado de Manaus, apresentadas no item 3.1 deste relatório, pode-se concluir que a construção de UHE Fátima é economicamente vantajosa e recomendável, desde que os custos adotados

ANEXO 3.1.1

VALOR ATUAL DOS CUSTOS DAS ALTERNATIVAS
ESTUDADAS PARA SUPRIMENTO AO MERCADO LEMANENS

ALTERNATIVA	VALOR ATUAL DOS CUSTOS (10 ⁶ R\$)			ÍNDICE DE COMPENSAÇÃO
	INVESTIMENTO LÍQUIDO	GERAÇÃO	TOTAL	
Térmica	457,51	6.477,18	6.934,69	101,00
Hidrotérmica	4.480,00	2.631,50	7.040,29	101,53

OBS:1.O valor atual dos custos se refere a jan/84 adotando-se
uma taxa de juros de 10% a.a.

2.Os custos são referidos a junho de 1976.

ANEXO DEL

REPORTE DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACION CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA
 DESARROLLADA EN EL MARCO DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

AÑO	ÓLEO COM. A. DIESEL (100%)	ÓLEO DIESEL (100%)
1984	31,83	4,46
1985	260,61 ²³⁻⁷⁻⁸	20,28 ^{26,82}
1986	270,59 ¹²⁻⁷⁻⁸	20,26 ¹¹⁻⁷⁻⁸
1987	276,34	43,60
1988	270,24	51,13
1989	257,34	61,76
1990	208,51	51,95
1991	272,95	41,13
1992	250,74	53,43
1993	264,89	63,14
1994	271,20	70,53
1995 en diante	274,20	70,53

ANEXO II

ECONOMIA DA LULA À B. 2110 DO CONTEÚDO DE ECONOMIA DA
 PRODUÇÃO DA B. 2110 ALTERNATIVA HÍDRICA
 EM RELAÇÃO À ALTERNATIVA TÉRMICA

ANO	ECONOMIA ANUAL (10 ⁶ Cr ³)	ECONOMIA DE DÍVULGAS (10 ⁶ US\$)
1984	51,79	4,65
1985	319,45	29,94
1986	358,99	33,56
1987	366,55	34,33
1988	378,84	35,51
1989	386,93	36,26
1990	355,25	33,11
1991	357,73	33,55
1992	362,44	33,97
1993	397,55	37,24
1994	422,05	39,54
1995 em Diante	422,05	39,56

Obs: 1. Os custos são referidos a junho de 1976

2. US\$ 1,00 = Cr\$ 10,87

de construção de uma usina hidroelétrica, a construção de uma usina térmica alternativa, a expansão do parque térmico existente no Estado e estudos para a construção de uma usina térmica para suprir parte do parque de Manaus.

No ponto de vista financeiro, as duas alternativas estudadas são bastante diferentes, visto que delas resultam fluxos de caixa completamente distintos. Enquanto a construção da UHE Balbina implica em grandes investimentos concentrados na época da construção da usina e pequenos custos anuais de geração, a expansão do parque térmico de Manaus implica em pequenos investimentos e grandes custos anuais de geração.

Com relação ao consumo de combustível correspondente a cada uma das alternativas estudadas, dois aspectos importantes devem ser observados:

- a construção da UHE Balbina, comparada com a expansão do parque térmico de Manaus, permite reduzir drasticamente o consumo de óleo combustível e óleo diesel, como se pode observar pelos resultados apresentados no Quadro 3.2-1. Considerando-se que grande parte do óleo utilizado é importado, pode-se concluir que a UHE Balbina reduz a dependência externa para a geração de energia elétrica para suprimento do mercado de Manaus;
- a economia anual decorrente da redução do consumo de combustível devida à UHE Balbina é considerável, como se pode observar pelos resultados apresentados no Quadro 3.2-2. Considerando-se que grande parte do óleo utilizado é importado, a economia de dólares proporcionada pela UHE Balbina está plausivelmente em conformidade com a atual política governamental, que visa a reduzir as importações e a promover o desenvolvimento econômico e tecnológico do país.

Com base nas considerações feitas anteriormente, recomenda-se a construção da UHE Balbina para complementar o suprimento ao mercado energético de Manaus.

Com base nas considerações feitas anteriormente, recomenda-se a construção da UHE Balbina para complementar o suprimento ao mercado energético de Manaus.

Convém ressaltar que nos estudos econômicos apresentados anteriormente, para o óleo combustível e o óleo diesel, preços de 1977. Observa-se, no entanto, que o preço do petróleo apresenta uma tendência de ter aumentos reais, ou seja, superiores à inflação. Essa perspectiva de aumento real do preço do petróleo torna mais atrativa a construção da UHE Balbina.

Para que não haja atraso na entrada em operação da UHE Balbina recomenda-se que sejam iniciadas, de imediato, a estrade de acesso bem como as providencias para inicio das obras.

Com base no exposto no Anexo III deste relatório, recomenda-se a instalação de quatro turbinas a gás da ordem de 25 MW em Manaus, de modo a suprir o mercado até a entrada em operação da UHE Balbina.

Caso as três unidades diesel existentes sejam desativadas em 1978, a primeira turbina a gás deverá entrar em operação em 1979, a segunda em 1980 e a terceira em 1981. Caso as unidades diesel não sejam desativadas, duas turbinas a gás deverão entrar em operação em 1980, quando serão desativadas as unidades diesel existentes, a terceira turbina a gás deverá entrar em operação em 1981 e a quarta em janeiro de 1982. No caso de não instalação desta quarta unidade, o mercado deverá ser atendido até 1982, a partir da entrada em operação da terceira turbina a gás.

4.1 - Demanda Estimada

As estimativas da demanda de Manaus - energia e potência - para o período 1980-1990, foram feitas pela Divisão de Estudos de Mercado de Energia Elétrica, e estão apresentadas no Quadro 4.1-1.

Os fatores de correção da demanda de Manaus, estudados pela Divisão de Estudos de Mercado da ELETROBRÁS, estão apresentados no Quadro 4.1-2.

4.2 - Critérios de Disponibilidade de Unidades Térmicas

No cálculo da disponibilidade de unidades térmicas foram utilizados os critérios apresentados no Quadro 4.2-1.

Considerando-se que as unidades a diesel e as turbinas a gás operarão exclusivamente em complementação de carga, suas contribuições para energia são de, aproximadamente, 16,7% de suas capacidades nominais, o que equivale a 4 horas diárias de operação a plena capacidade.

4.3 - Parque Térmico existente em Manaus em 1983

O parque térmico previsto para Manaus em 1985, segundo as estimativas contidas no Anexo III deste relatório, será composto pelas unidades apresentadas no Quadro 4.3-1.

4.4 - Custos de Unidades Térmicas

4.4.1 - Unidades a Vapor

- Investimento 6.555,33 (R\$ mil)

ANEXO 111

ISSUANCE OF LICENSES TO MANAGE
FARA OF FIDUCIO 1979 - 1994

ANO	ISSUANCE (no. med.)	FONTE (no.)
1979	67	117
1980	73	143
1981	89	176
1982	98	171
1983	107	186
1984	116	202
1985	125	217
1986	134	251
1987	144	258
1988	154	267
1989	164	284
1990	174	301
1991	185	318
1992	196	336
1993	206	354
1994	216	373

RESUMEN

ENERGIA ELÉCTRICA EN EL SECTOR SALOMONENSE
 DE ACORDO DE MESES

MES	N.º DE HORAS DE ENERGÍA (P.E.)	
	ENERGÍA	PONER
JAN	0,97	0,94
FEB	0,97	0,95
MAR	0,98	0,95
ABR	0,98	0,96
MAY	0,99	0,97
JUN	1,00	0,98
JUL	1,00	0,98
AGO	1,00	0,99
SEPT	1,01	1,00
OCT	1,02	1,00
NOV	1,02	1,00
DIC	1,03	1,00

QUADRO 4.2-1

CRITÉRIOS DE DISPONIBILIDADE DE UNIDADES TÉCNICAS

UNIDADE	DISPONIBILIDADE (% DA CAPACIDADE NOMINAL)	
	ENERGIA	POA/P
VAPOR	85	15
GÁS	75	100
DIESEL	50	100

CUADRO 4.3-1

PARQUE TERMICO DE MANABIS EXISTENTE EM 1983

UNIDADE	CAPACIDADE NOMINAL (MW)	DISPONIBILIDADE	
		ENERGIA (MW med)	PEAK (MW)
UTM - I UNIDADES 1, 2 e 3 (3 x 7,5 MW)	22,50	10,1	21,1
UTM - I UNIDADE 4 (1 x 9,575 MW)	9,575	8,0	8,0
UTM - II UNIDADES 1 e 2 (2 x 18,61 MW)	57,22	51,6	55,0
UTM - II UNIDADES 3 e 4 (2 x 50,00 MW)	100,00	85,0	63,0
GAS (3 x 25 MW)	75,00	56,5	73,0

.....	171,34 Cr\$/MWh
.....	<u>12,11 Cr\$/MWh</u>
.....	357,38 Cr\$/MWh

O cálculo destes custos está apresentado no Anexo I deste relatório.

4.4.2 - Turbinas a Gás

- Investimento	1.411,74 Cr\$/KW
- Geração	
. Óleo Diesel	777,60 Cr\$/MWh
. Operação & Manutenção ...	<u>38,99 Cr\$/MWh</u>
Custo Operacional	816,59 Cr\$/MWh

O cálculo destes custos está apresentado no Anexo II deste relatório.

4.5 - UHE Balbina

4.5.1 - Capacidade de Geração

A UHE Balbina deverá ser motorizada com cinco unidades geradoras compostas por cinco turbinas Kaplan com potência para queda de projeto de 45,2 MW e geradores totalizando uma potência nominal de 250 MW.

Através da simulação da operação da UHE Balbina isolada chegou-se a uma energia firme de 67,8 MW med e a uma ponta garantida de 179,0 MW.

Considerando-se 3% de perdas na transmissão, tanto para energia como para ponta, as disponibilidades de Balbina em Manaus são da ordem de 65,8 MW med de energia e 175,8 MW de ponta.

27,1
 12,2

 149,0

O custo de instalação das turbinas hidráulicas, incluindo juros, foi estimado pelo Departamento de Programação e Custos - TRC da ELETROBRÁS, em valor de Cr\$ 1.741,17 x 10⁶ referido a junho de 1976.

O custo operacional de Balbina foi estimado pelo Departamento de Estudos Energéticos da ELETROBRÁS em cerca de Cr\$ 10,33 x 10⁶/ano referido a junho de 1976.

$$\frac{10,33 \times 10^6 \times 2,22}{3 \times 10^2} = 77,18 \text{ mil } \text{R\$} = 77,18 \times 10^6 \text{ R\$}$$

4.5.3 - Cronograma de Motorização

O cronograma de motorização de Balbina considerado neste estudo está apresentado no Quadro 4.5.3-1.

Deve-se notar que, de acordo com esse cronograma de motorização, Balbina entra em operação em setembro de 1984 com duas unidades instaladas, fato este devido a problemas na energização da linha de Transmissão com apenas uma unidade em operação.

Isto, porém, se baseia em resultados de estudos preliminares estando, portanto, o cronograma de motorização de Balbina sujeito a pequenas modificações.

4.6 - Vida Útil dos Investimentos

Usina Hidroelétrica	50 anos
Unidades a Vapor	25 anos
Turbinas a Gás	15 anos

4.7 - Taxa de Juros

Adotou-se a taxa de juros de 10% a.a.

OBANDO 4.5.5-1

CRONOGRAMA DE MOTORIZAÇÃO DA UHE BALDIA

DATA	UNIDADES
SET/81	1/5 e 3/5
JAN/85	5/5
MAR/85	1/3
SET/85	5/5

de 1987, para a geração de energia elétrica, e para a geração de energia térmica.

O ALTA apresenta todos os custos, já referidos, já incluídos no ALTA, e o custo de investimento em Balboraçá, já incluído no ALTA, e o custo de investimento em Balboraçá, já incluído no ALTA.

Os investimentos em unidades térmicas foram considerados nas datas das respectivas entradas em operação, e o investimento em Balboraçá foi considerado na data de entrada em operação da segunda unidade (setembro de 1987). Os custos de geração para as duas alternativas foram considerados concentrados no meio do ano.

O despacho de geração para a Alternativa Hidrotérmica foi obtido por simulação da operação do sistema com o uso do MSSE - Modelo de Simulação a Sistema Equivalente, desenvolvido pela ELETROBRAS.

O despacho de geração para a Alternativa Térmica foi obtido através de um simples balanço energético, colocando-se sempre as unidades a vapor gerando até suas disponibilidades e considerando-se as turbinas a gás operando exclusivamente em complementação de p.ura.

6.1 - Alternativa Hidrotérmica

O objetivo desta seção é a determinação do valor atual do custo de cada alternativa estudada, cujo resultado é apresentado a seguir.

6.1.1 - Alternativa Hidrotérmica

- Despacho de Geração

O despacho de geração para a Alternativa Hidrotérmica - energia e pouca - está apresentado nos Quadros 6.1.1-1 e 6.1.1-2.

Estes resultados foram obtidos por simulação da operação do sistema utilizando-se o MSSE - Modelo de Simulação a Sistema Equivalente, desenvolvido na ELETROBRAS.

- Custo de Geração

O cálculo do valor atual dos custos operacionais do sistema para a Alternativa Hidrotérmica está apresentado no Quadro 6.1.1-3.

O custo de geração é dado, portanto, por:

$$CGG = Cr\$ 2.331,50 \times 10^9$$

- Investimentos

O cálculo do valor atual dos investimentos para a Alternativa Hidrotérmica está apresentado no Quadro 6.1.1-4.

O custo dos investimentos é dado, portanto, por:

$$CII = Cr\$ 6.404,00 \times 10^9$$

ANEXO 1

SUMARIO DE LA ENERGÍA HIDROELECTRICA Y VAPOR EN EL PERU

AÑO	ENERGIA (GWH/año)		
	HIDROELECTRICA	VAPOR	GAS
1981	181,70	98,37	0,90
1982	97,80	26,87	0,67
1983	103,02	28,41	0,07
1984	106,51	37,10	0,56
1985	107,28	46,05	0,77
1986	106,00	57,28	0,92
1987	107,02	66,53	0,97
1988	104,70	72,37	0,66
1989	101,25	84,00	0,00
1990	103,94	97,54	0,62
1991	114,39	105,21	0,20
1992			
9	114,39	103,21	0,20
2001			

1995-1996

STATE OF NEW YORK
 DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION

DATA ON

ANO	HYPERIONICA	VALIGN	GAS
1984	77,00	104,00	23,40
1985	208,00	10,00	4,02
1986	187,10	38,00	0,42
1987	191,70	54,04	2,16
1988	187,85	74,18	4,62
1989	194,80	83,28	5,52
1990	206,00	90,18	5,82
1991	225,37	38,47	5,76
1992	238,10	40,00	0,36
1993	240,70	175,31	0,12
1994	256,70	155,10	1,00
1995			
a	250,70	155,10	1,20
2004			

SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
CUSTO DE GERAÇÃO

(10⁶ Cr\$)

ANO	CUSTO ANUAL			VALOR ANUAL
	HIDRÉLICO	VAPOR	GÁS	
1984	5,44	307,45	27,90	339,77
1985	10,33	82,87	4,79	97,99
1986	10,33	88,94	0,50	99,97
1987	10,33	106,76	2,58	119,67
1988	10,33	144,17	5,51	160,01
1989	10,33	179,32	6,58	190,25
1990	10,33	208,22	6,94	225,49
1991	10,33	248,39	6,87	265,59
1992	10,33	295,82	0,45	300,58
1993	10,33	305,36	0,14	315,83
1994	10,33	323,11	1,43	334,87
1995				
a	10,33	323,11	1,43	334,87
2034				
TOTAL				2.631,80

QUADRO 6.1.1-4

SISTEMA MANAUS - ALTERNATIVA HIDROTÉRMICA
INVESTIMENTOS

(10⁵ Cr\$)

DATA	UNIDADE	INVESTIMENTO	VALOR ATUAL
jun/84	GAS 11,3 MW	16,66	16,66
set/84	UHE BALBINA	4.701,17	4.407,35
TOTAL			4.424,01

QUADRO 6.1.1-5

SISTEMA MANAUS - ALTERNATIVA HIDROTÉRMICA
VALOR SALVADO

(10⁵ Cr\$)

DATA	UNIDADE	IDADE	VALOR SALVADO	VALOR ATUAL
set/84	GAS 11,3 MW	8 meses	15,92	14,97
Total				14,92

- Valor Salvado

O cálculo do valor salvado e o valor líquido da Alternativa Hidrotérmica está apresentado no Quadro 6.1.1-1.

O valor salvado é dado, portanto, por:

$$VSH = Cr\$ 14,92 \times 10^6$$

- Investimento Líquido

O valor atual do investimento líquido é calculado por:

$$ILH = CIH - VSH$$

$$ILH = (4.424,01 - 14,92) \times 10^6$$

$$ILH = Cr\$ 4.409,09 \times 10^6$$

- Custo Total

O valor atual do custo total para a Alternativa Hidrotérmica é dado por:

$$CTH = ILH + CGH$$

$$CTH = (4.409,09 + 2.651,80) \times 10^6$$

$$CTH = Cr\$ 7.040,89 \times 10^6$$

6.1.2 - Alternativa Térmica

- Despacho de Geração

O despacho de geração para a Alternativa Térmica - energia e ponta - está apresentado nos Quadros 6.1.2-1 e 6.1.2-2.

- Custo da Geração

O cálculo do valor atual dos custos operacionais do sistema para a Alternativa Térmica está apresentado no Quadro 6.1.2-3.

ENERGIA
 SISTEMA GÁSOS - ALTERNATIVA TÉRMICA
 DEMANDA DE GÁS

ANO	ENERGIA (MWh/ano)					
	UNIDADES EXISTENTES		NOVAS UNIDADES		TOTAL	
	VAPOR	GÁS	VAPOR	GÁS	VAPOR	GÁS
1984	108,9	4,6	-	2,5	108,9	6,9
1985	116,0	4,6	-	4,4	116,0	9,0
1986	122,3	4,6	-	7,6	122,3	12,2
1987	129,9	4,6	-	9,6	129,9	14,2
1988	136,8	4,6	-	12,7	136,8	17,3
1989	143,7	4,6	-	15,9	143,7	20,5
1990	143,7	4,6	19,7	6,5	163,4	21,1
1991	143,7	4,6	27,3	9,4	171,0	24,0
1992	143,7	4,6	55,0	12,4	178,7	27,0
1993	143,7	4,6	42,8	15,4	186,5	20,0
1994	143,7	4,6	81,6	17,9	195,5	22,5
1995						
a	143,7	4,6	51,0	18,5	194,7	23,1
2034						

ANEXO 1

SISTEMA MANHUS - ALTERNATIVA TÉCNICA
DE MANEJO DE GERIÇÃO

POUNTS/ANO

ANO	UNIDADES EXISTENTES		NOVAS UNIDADES		TOTAL	
	VAPOR	C/S	VAPOR	C/S	VAPOR	C/S
1984	160,7	27,5	-	13,6	160,7	41,1
1985	160,7	27,5	-	29,5	160,7	50,0
1986	160,7	27,5	-	45,3	160,7	72,8
1987	160,7	27,5	-	61,6	160,7	89,1
1988	160,7	27,5	-	78,4	160,7	105,9
1989	160,7	27,5	-	95,4	160,7	122,9
1990	160,7	27,5	73,6	59,2	234,3	68,7
1991	160,7	27,5	73,6	50,6	234,3	81,1
1992	160,7	27,5	73,6	74,5	234,3	101,0
1993	160,7	27,5	73,6	92,4	234,3	119,9
1994	160,7	27,5	73,6	111,2	234,3	138,7
1995	160,7	27,5	73,6	111,2	234,3	138,7
a	160,7	27,5	73,6	111,2	234,3	138,7
2034						

ANEXO 1.1.2-F

SISTEMA MANAUS - ALTERNATIVA TÉCNICA

CUSTO DE GERAÇÃO

(10³ Cr\$)

ANO	CUSTO ANUAL			VALOR ATUAL
	VAPOR	GÁS	TOTAL	
1984	340,93	49,36	390,29	371,70
1985	353,16	64,38	427,54	370,16
1986	382,89	87,27	470,15	370,03
1987	406,67	101,58	508,25	365,67
1988	428,27	123,75	552,02	359,08
1989	449,87	145,64	596,51	352,75
1990	511,55	79,40	590,95	317,68
1991	535,34	100,15	635,49	310,52
1992	559,43	121,61	681,06	302,59
1993	583,87	143,07	726,94	293,61
1994	611,42	160,95	772,37	283,60
1995 a	601,54	163,24	764,78	2,731,68
2054				
			Total	6.372,10

O custo total para a Alternativa Térmica é dado, portanto, por:

$$CTT = Cr\$ 6.477,18 \times 10^6$$

- Investimentos

O cálculo do valor atual dos investimentos para a Alternativa Térmica está apresentado no Quadro 6.1.2-4.

O custo dos investimentos é dado, portanto, por:

$$CIT = Cr\$ 459,30 \times 10^6$$

- Valor Salvado

O cálculo do valor atual do valor salvado para a Alternativa Térmica está apresentado no Quadro 6.1.2-5.

O valor salvado é dado, portanto, por:

$$VST = Cr\$ 1,79 \times 10^6$$

- Investimento Líquido

O valor atual do investimento líquido é calculado por:

$$ILT = CIT - VST$$

$$ILT = (459,30 - 1,79) \times 10^6$$

$$ILT = Cr\$ 457,51 \times 10^6$$

- Custo Total

O valor atual do custo total para a Alternativa Térmica é dado por:

$$CTT = ILT + CGT$$

$$CTT = (457,51 + 6.477,18) \times 10^6$$

$$CTT = Cr\$ 6.934,69 \times 10^6$$

Relatório 6.1.2-

SISTEMA MANAUS - ALTERNATIVA TÉRMICA
INVESTIMENTOS

(10⁶ Cr\$)

DATA	UNIDADE	INVESTIMENTO	VALOR ATUAL
jan/84	GÁS 25 MW	35,29	35,19
set/85	GÁS 25 MW	35,29	30,08
mai/87	GÁS 25 MW	35,29	25,66
set/88	GÁS 25 MW	35,29	22,60
jan/90	VAPOR 77,5 MW	490,99	277,16
mai/91	GÁS 11,2 MW	15,81	5,90
jan/92	GÁS 25 MW	35,29	8,45
set/00	GÁS 25 MW	35,29	7,20
mai/02	GÁS 25 MW	35,29	6,16
set/03	GÁS 25 MW	35,29	5,41
mai/09	GÁS 11,2 MW	15,81	1,41
jan/11	GÁS 25 MW	35,29	2,62
jan/15	VAPOR 77,5 MW	490,99	25,58
set/15	GÁS 25 MW	35,29	1,72
mai/17	GÁS 25 MW	35,29	1,47
set/18	GÁS 25 MW	35,29	1,29
mai/24	GÁS 11,2 MW	15,81	0,54
jan/27	GÁS 25 MW	35,29	0,42
set/30	GÁS 25 MW	35,29	0,31
mai/32	GÁS 25 MW	35,29	0,30
set/33	GÁS 25 MW	35,29	0,30
		TOTAL	6.477,10

SISTEMA TRATAMENTO DE EFLUENTE NA TÉRMICA
VALOR SALVADO

(10⁶ Cr\$)

UNIDADE	IDADE (ANOS)	VALOR SALVADO
VAPOR 77,5 MW	20,00	98,20
GÁS 11,2 MW	10,67	4,57
GÁS 25 MW	6,00	21,17
GÁS 25 MW	4,33	25,10
GÁS 25 MW	2,67	29,02
GÁS 25 MW	1,33	33,15
TOTAL		219,21
VALOR ATUAL		1,79

6.2 - Consumo de Combustível

O consumo de combustível para cada alternativa estudada calculado a partir da geração térmica esperada (ver Quadros 6.1.1-1 a 6.1.1-3), está apresentado no Quadro 6.2-1. Neste Quadro está apresentada também a relação do consumo de combustível devida à Alternativa Hidrotérmica em relação à Alternativa Térmica.

Com base nos seus resultados calculou-se a economia devida à redução do consumo de combustível proporcionada pela Alternativa Hidrotérmica em relação a Alternativa Térmica. Este resultado está apresentado no Quadro 6.2-2.

QUADRO 6.2-1

SISTEMA MANAUS - CONSUMO DE COMBUSTÍVEL

ANO	ALTERNATIVA HYDROTÉRMICA		ALTERNATIVA TÉRMICA		TOTAL DO CONSUMO DE COMBUSTÍVEL (10 ⁶ t)
	ÓLEO COMBUSTÍVEL (10 ⁶ t)	ÓLEO DIESEL (10 ⁶ t)	ÓLEO COMBUSTÍVEL (10 ⁶ t)	ÓLEO DIESEL (10 ⁶ t)	
1984	292,47	12,30	524,50	21,75	81,85
1985	78,84	2,11	345,45	28,39	266,61
1986	64,52	0,22	564,21	58,43	279,55
1987	110,50	1,15	585,94	44,79	275,82
1988	157,15	2,43	407,59	51,56	270,24
1989	176,69	2,96	427,94	64,66	257,54
1990	203,09	3,66	486,66	55,01	288,91
1991	206,71	3,05	509,24	44,16	272,95
1992	251,15	0,19	551,17	53,62	250,74
1993	290,51	0,06	555,49	65,08	254,89
1994	307,40	0,65	581,66	70,36	274,50
1995	307,40	0,65	581,66	70,36	274,50
2000					
2001					

ANEXO II
 SERVICIOS MARITIMOS Y POPULACION DE
 COMBUSTIBLES AVIADA A DIEZ PALETONS

AÑO	ECONOMIA ANUAL (T.M. CLP)			ECONOMIA DE DIFERENCIAS (1984-1994)
	ÓLEO COMBUSTIBLE	ÓLEO DIESEL	TOTAL	
1984	51,56	20,45	51,75	4,85
1985	267,66	56,76	319,43	29,94
1986	275,45	82,64	358,09	33,54
1987	272,25	94,33	366,53	34,37
1988	266,24	112,60	378,84	35,51
1989	255,55	135,40	390,93	36,24
1990	284,24	69,01	353,23	33,11
1991	265,89	89,84	357,73	31,37
1992	247,05	115,41	362,41	33,27
1993	260,97	136,38	397,33	37,31
1994	270,14	151,91	422,05	39,56
1995				
e	270,14	151,91	422,05	39,56
2000				

7. BIBLIOGRAFIA

1. FLRISCHER, G.A. Teoria da Aplicação do Capital: Um Estudo das Derivações do Investimento. Editora Edgard Blucher Ltda. São Paulo, 1975
2. MONSIA ENQU-RIQ. BLATRONORTE. Relatório Final do Grupo de Trabalho Balbina. a ser publicado.

CUSTO DE FUEL ÓLEO A VAZIO

1 - Custo do Combustível

Adota-se o preço internacional (FOB) para o óleo combustível de 13,07 US\$/barril em agosto de 1977.

Considerando-se que 1 barril contém 159 ℓ e que a densidade do óleo combustível é 0,95 kg/ℓ tem-se o preço da tonelada (t) de óleo combustível dado por:

$$(13,07 \times 1.000) / (159 \times 0,95) = 86,53 \text{ US\$/t.}$$

O custo do frete internacional e seguro na movimentação do óleo (15%) é dado por:

$$0,15 \times 86,53 = 12,98 \text{ US\$/t.}$$

Adotando-se para o custo do frete interno o valor de 1,57 US\$/t. o preço médio (CIF) do óleo combustível em agosto de 1977 é dado por

$$86,53 + 12,98 + 1,57 = 101,08 \text{ US\$/t.}$$

Considerando-se a taxa do dollar, em agosto de 1977, igual a 14,81 Cr\$/US\$, tem-se:

$$14,81 \times 101,08 = 1.496,99 \text{ Cr\$/t.}$$

Deflacionando-se este valor para junho de 1976, de acordo com os índices de "Conjuntura Econômica", obtém-se o custo do óleo combustível referido a junho de 1976.

$$(872/1.328) \times 1.496,99 = 985,19 \text{ Cr\$/t.}$$

Adotando-se para as unidades a vapor o consumo específico de 340 kg/MWh, que representa o consumo médio observado das unidades existentes em Manaus, obtém-se o custo do combustível referido a junho de 1976.

$$340 \times 985,19 \times 10^{-3} = 334,96 \text{ Cr\$/MWh.}$$

Segundo informações obtidas junto ao Departamento de Geração - DGE da ELETROBRAS, o custo de operação e manutenção de unidades a vapor em agosto de 1977, era de cerca de 2,30 US\$/MWh. Adotando-se o custo médio em agosto de 1977, de 14,81 Cr\$/US\$, obtém-se:

$$14,81 \times 2,30 = 34,00 \text{ Cr$/MWh.}$$

Deflacionando-se este valor para junho de 1976, obtém-se o custo de operação e manutenção de unidades a vapor referido a junho de 1976:

$$(872/1325) \times 34,00 = 22,42 \text{ Cr$/MWh.}$$

$$\frac{22,42 \times 100}{100} = \frac{22,42 \times 100}{100} = 22,42 \text{ Cr$/MWh} = \text{US\$ } 2,36/\text{MWh}$$

5 - Investimento

Segundo informações obtidas junto ao Departamento de Geração - DGE da ELETROBRAS, o investimento em unidades a vapor em agosto de 1977, variava entre 600 US\$/kW e 700 US\$/kW instalado. Adotou-se o valor médio de 650 US\$/kW instalado como investimento em unidades a vapor.

O investimento, referido a junho de 1976, é dado, portanto, por:

$$14,81 \times (872/1.325) \times 650 = 6.332,32 \text{ Cr$/kW.}$$

$$\text{Custo} = \frac{6.332,32}{1000} \times 150 \text{ MW} = 949,848 \text{ Cr\$}$$

1 - Custo do Combustível

Anotou-se o preço de óleo diesel em Litros, ao revendedor em novembro de 1977, como sendo 3,50 Cr\$/L, preço este fixado pela Portaria nº 10-32/77, de 05/11/77, do CIP.

Adaptando-se para o custo do facto interno um percentual de 0,638, tem-se o preço CIF-usina, em novembro de 1977:

$$1,0065 \times 3,50 = 3,52 \text{ Cr\$/L}$$

Deflacionando-se este valor para junho de 1976, de acordo com os índices da "Conjuntura Econômica", obtém-se o custo do óleo diesel referido a junho de 1976:

$$(972/1.423) \times 3,52 = 2,40 \text{ Cr\$/L}$$

Considerando-se, para turbinas a gás, um consumo específico de 360 l/MWh, obtém-se o custo do combustível referido a junho de 1976:

$$360 \times 2,40 = 864,00 \text{ Cr\$/MWh}$$

2 - Custo de Operação e Manutenção

Segundo informações obtidas junto ao Departamento de Geração-DEGE da NUCLEBRAS, o custo de operação e manutenção de turbinas a gás, em agosto de 1977, era da ordem de 4,0 US\$/MWh.

Adaptando-se a taxa de câmbio de 14,81 Cr\$/US\$ em agosto de 1977, tem-se:

$$14,81 \times 4,0 = 59,24 \text{ Cr\$/MWh}$$

Deflacionando-se este valor para junho de 1976 de acordo com o custo de operação e manutenção de turbinas a gás referido a junho de 1976:

$$(872/1.325) \times 58,24 = 38,99 \text{ Cr\$/100h}$$

5 - Investimento

Com base em diversas concorrências para fornecimento de turbinas a gás entre 20 MW e 50 MW, estimou-se o custo do investimento em turbinas a gás como sendo de 140 US\$/kW instalados, em novembro de 1976.

Considerando-se a taxa do dollar de 11,85 Cr\$/US\$ em novembro de 1976, obtém-se:

$$11,85 \times 140 = 1.656,20 \text{ Cr\$/kW.}$$

Deflacionando-se este valor para junho de 1976 de acordo com os índices da "Conjuntura Econômica" obtém-se o investimento em turbinas a gás referido a junho de 1976:

$$(872/1.025) \times 1.656,20 = 1.411,74 \text{ Cr\$/kW.}$$

CONCLUSÃO

ANEXO II - QUADE DE ENERGIA

O atual parque térmico de Manaus está instalado no Quadro III-1 com suas respectivas disponibilidades de energia e de ponta.

Apresenta-se no Quadro III-2 uma estimativa do mercado energético de Manaus para o período 1978-1985.

Observa-se que as disponibilidades de energia do atual parque térmico são suficientes para suprir o mercado de energia de Manaus até 1983, inclusive.

Considerando-se uma reserva de potência de 47,5 MW, que corresponde à disponibilidade de ponta da maior unidade do parque térmico, nota-se que as disponibilidades de ponta do atual parque térmico são suficientes para suprir os requisitos de ponta (mercado e reserva) de Manaus até 1979, inclusive. Em 1980, portanto, será necessária uma nova fonte geradora para complementação de ponta.

Supondo-se que a complementação de ponta, a partir de 1980, será feita por turbinas a gás de 25 MW, e que as unidades diesel serão desativadas quando da implantação da primeira turbina a gás, conclui-se, com base no balanço energético apresentado no Quadro III-3, que serão necessárias duas turbinas a gás em 1980 e uma terceira em 1982.

Caso as unidades diesel venham a ser desativadas ainda em 1980, a primeira turbina a gás deverá entrar em operação em 1979, a segunda em 1980 e a terceira em 1982.

Considera-se, portanto, que o parque térmico de Manaus, em 1985, será constituído pelas unidades a vapor componentes das usinas térmicas UTM-I e UTM-II e três turbinas a gás de 25 MW.

ESTIMATIVA

DE NECESSIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O PARANÁ

UNIDADE	CAPACIDADE (MW)	DISTRIBUIÇÃO	
		RENHEITA (%)	PONTO (MW)
UTM-I UNIDADES 1, 2 e 3 (3 x 7,5 MW)	22,5	19,1	21,4
UTM-II UNIDADE 4 (1 x 9,375 MW)	9,4	8,0	8,9
UTM-III UNIDADES 1 e 2 (2 x 15,0 MW)	30,2	31,6	35,4
UTM-IV UNIDADES 3 e 4 (2 x 50 MW)	100,0	85,0	95,0
DIESEL (3 x 2,5 MW)	7,5	5,8	7,5
TOTAL	178,6	167,5	169,2

ORS. As usinas térmicas UTM-I e UTM-III são compostas por unidades a vapor

QUADRO III-2

ESTIMATIVA DO MERCADO DE ENERGIA PARA O
PERÍODO 1978 - 1985

ANO	VALOR - (MW med)	PONTO - (MW)
1978	58,6	103,2
1979	66,7	117,2
1980	80,9	141,9
1981	89,2	156,2
1982	97,9	171,3
1985	166,8	306,4

ANO	VALOR	RECURSOS				TOTAL
		RECORRIDO	RESERVA	RESERVA	RESERVA	
1970	100,0	100,0	8,0	-	108,0	108,0
1971	100,0	100,0	8,0	-	108,0	108,0
1980	80,0	100,0	-	87,0	100,0	187,0
1981	10,0	100,0	-	87,0	100,0	197,0
1982	20,0	100,0	-	87,0	200,0	197,0
1987	100,0	100,0	-	87,0	200,0	197,0

Obs: Os requisitos de energia são iguais ao corrente.

ANO	RECURSOS						
	REQUISITOS			DISPONIBILIZADOS			
	REQUISITO	RESERVA	TOTAL	VALOR	RESERVA	GLD	TOTAL
1970	100,0	47,3	147,3	100,0	0,0	-	100,0
1971	100,0	47,3	147,3	100,0	0,0	-	100,0
1980	100,0	47,3	147,3	100,0	-	50,0	150,0
1981	100,0	47,3	147,3	100,0	-	50,0	150,0
1982	100,0	47,3	147,3	100,0	-	50,0	150,0
1987	100,0	47,3	147,3	100,0	-	50,0	150,0

GLD: Os recursos correspondentes à disponibilidade de energia de caráter unitário de 84,0 p.p.

RENTAS DE LA EMPRESA
 1957 - 1960
 REVENUE STATEMENT - 1960/

RENTAS DE LA EMPRESA

MES	RENTAS DE LA EMPRESA	RENTAS DE LA EMPRESA	RENTAS DE LA EMPRESA
jan	110,5	200,0	89,5
feb	110,5	200,0	89,5
mar	110,5	200,0	89,5
abr	110,5	200,0	89,5
may	110,5	200,0	89,5
jun	110,5	200,0	89,5
jul	110,5	200,0	89,5
ago	110,5	200,0	89,5

RENTAS DE LA EMPRESA

MES	REQUERIMIENTOS			DISPONIBILIDAD	BALANCE
	RENTAS DE LA EMPRESA	RESERVAS	TOTAL		
jan	100,0	47,5	157,5	200,0	(42,5)
feb	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
mar	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
abr	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
may	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
jun	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
jul	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)
ago	100,0	47,5	157,5	200,0	(57,5)

ANEXO IV

ORÇAMENTO DA UHE BALBINA

DESCRIÇÃO	CUSTO (10 ³ Cr\$/JUNHO DE 1976)		
	BSN	BSI	TOTAL
1. USINA			
1.1 - CUSTO DIRETO TOTAL	2.003.007	76.324	2.079.331
1.2 - CUSTOS INDIRETOS	1.182.304	753	1.183.057
1.3 - CUSTO TOTAL SEM JUROS	3.185.311	77.077	3.262.388
1.4 - JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO	742.177	18.389	760.566
1.5 - CUSTO TOTAL COM JUROS	3.927.488	95.466	4.022.954
2. SISTEMA DE TRANSMISSÃO	678.212	-	678.212
3. CUSTO TOTAL	4.605.700	95.466	4.701.166

CUSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	431.649	8.947	440.596
PERCENTUAL	97,97	2,03	100,00

FONTE: ORÇAMENTO DA UHE BALBINA ELABORADO PELO TPC, DA ELETRONORTE

US\$ 1,00 = Cr\$ 10,67

BSN = BENS E SERVIÇOS NACIONAIS

BSI = BENS E SERVIÇOS IMPORTADOS

$3.262.388 \times 212200 = 693.212 \times 2100 = 1471.212$
 $847 \times 23.79 = 20060$
 $372,3 \times 10^6 \text{ US\$} = 390,6$
 $507 \times 21,55 = 10925$

ANEXO V

CRONOGRAMA DE CONSTRUÇÃO DA
UNIE BALBINA.

ITEM	DESCRIÇÃO	1978	1979	1980
		EMAN. JASON	EMAN. JASON	EMAN. JASON
1	Licitação Para Estrada e Obras de Arte			
2	Recuperação de Documentos Para Empreiteiros			
3	Ano se e julgamento Propostas			
4	Assinatura de Contratos			
5	Estrada BR 174 - UHE SALINA			
5.1	— Mobilização			
5.2	— Desmatamento Simples			
5.3	— Desmatamento, Desmatamento e Limpeza			
5.4	— Abertura de Acesso Provisional a SALINA			
5.5	— Terraplenagem			
5.6	— Revestimento Primário			
5.7	— Drenagem, Obras de Arte e Proteção			
5.8	— Sinalização			
6	Acomodamento Povoado			
6.1	— Desmatamento, Desmatamento e Limpeza			
6.2	— Construção de Estradas e Infraestrutura			
7	Aeroporto			
7.1	— Desmatamento, Desmatamento e Limpeza, Área Costa Mura			
7.2	— Desmatamento, Obras			
7.3	— Terraplenagem e Revestimento			
7.4	— Drenagem e Proteção vegetal			
8	Limpeza da Área da Barragem, Via, Contorno			
8.1	— Desmatamento, Desmatamento e Limpeza			
9	Obra da Edifício Para Prestação Empreiteira Simi Principal			
10	Publicação da Edital de Pregão			
11	Projeto Básico			
12	Documento de Licitação			
13	Impressão Documentos Licitação			
14	Entrega das Propostas Para Empreiteiros			
15	Entrada do Empreiteiro Principal			
16	Mobilização do Empreiteiro			
17	Instalação do Contorno			
18	Desvio do Rio 2ª Fase - Margem Direita			
18.1	— Escavação e Limpeza da Fundação			
18.2	— Construção Ensecadeira e Proteção			
19	Muros de Ligação e Transição (MO, ME) e Barragem Gravidade			
19.1	— Escavação em Terra			
19.2	— Escavação em Rocha			
19.3	— Concreto			
20	Barragem de Terra - Margem Direita			
20.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações (INCLUSIVE DIAFRAGMA)			
20.2	— Aterro			
21	Barragem de Terra - Margem Esquerda			
21.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações (INCLUSIVE ENSECADOURAS)			
21.2	— Aterro			
22	Vertedouros e Muros			
22.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações			
22.2	— Concreto			
23	Tamoa d'água			
23.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações			
23.2	— Concreto			
24	Casa de Força			
24.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações			
24.2	— Concreto			
25	Área de Montagem e Estação de Controle			
25.1	— Escavação, Limpeza e Tratamento das Fundações			
25.2	— Concreto			
26	Desvio do Rio 2ª Fase			
26.1	— Ensecadeira de Montante, Juntamente ao Casa de Força e Rio			
26.2	— Escavação e Limpeza da Área da Barragem			
26.3	— Tratamento das Fundações, Alargamento da Coroa da Barragem e Proteção			
26.4	— Concretagem das Adidas			
26.5	— Remoção das Ensecadeiras de Montante e Juntamente - Casa de Força			
27	Enchimento de Reservatório			
28	Montagem			
28.1	— Ponte Rolante			
28.2	— 1ª Máquina (TURBINA + GERADOR)			
28.3	— 2ª Máquina			
28.4	— 3ª Máquina			
28.5	— 4ª Máquina			
28.6	— 5ª Máquina			
28.7	— Compartes - Tamoa d'água			
28.8	— Compartes - Sanar - vertedouro			
28.9	— Subestação			

DATA: 11/07/81
 REVISÃO: 3

REFERÊNCIAS

1981

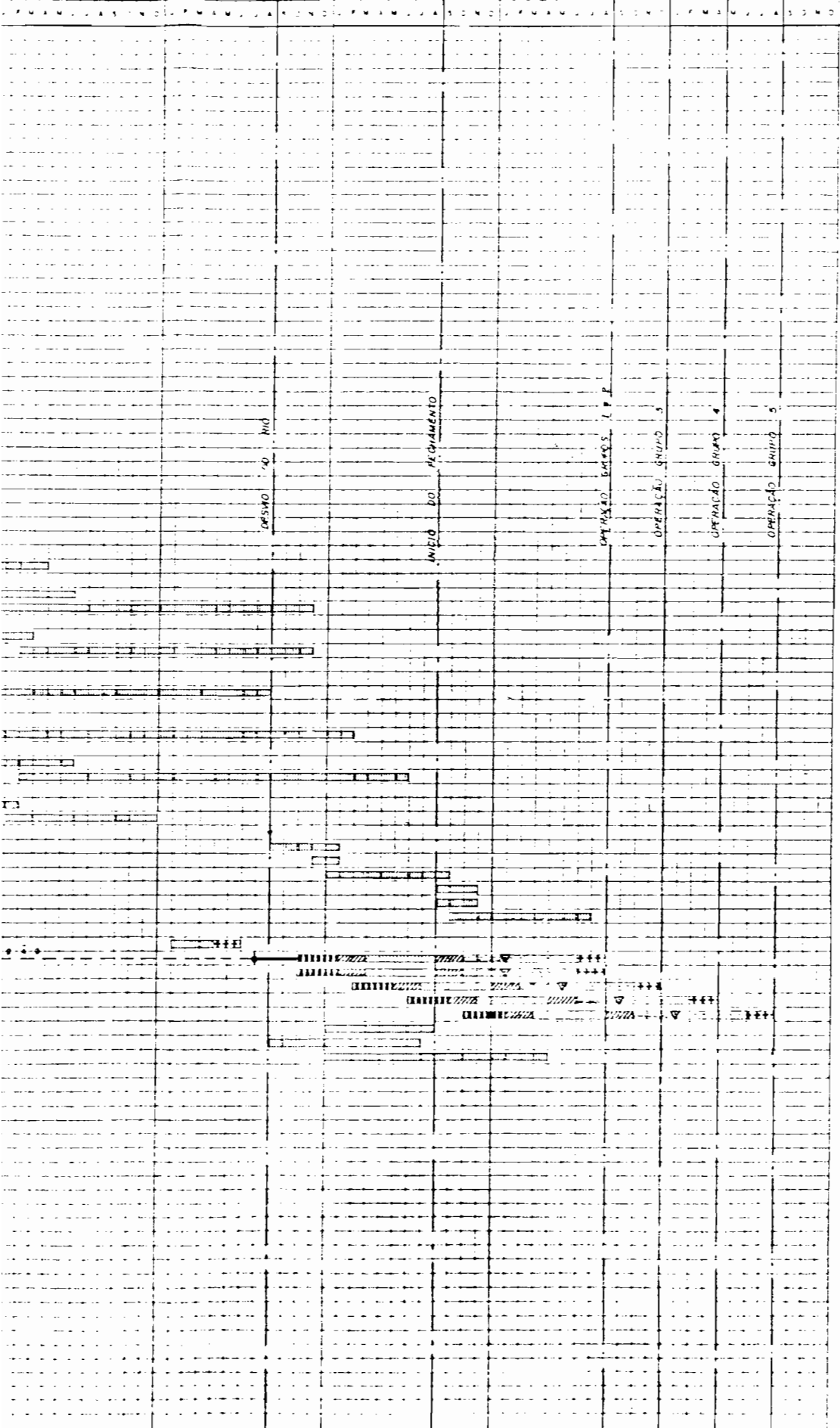
1982

1983

1984

1985

OBSERVAÇÕES GERAIS



LEGENDA

- CONCRETO SECUNDÁRIO
- AÇO
- PARTES TURBINA
- TURBINA E BARRAGEM NO MOLO
- TERRE
- RODA D'ÁGUA
- TRANSPORTE
- SINAL
- SINAIS

CENTRAIS ELÉTRICAS DA COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA

UHE BALBINA
CRONOGRAMA

UHE-BAL-P-006

PROJ: _____ DATA: _____
 DES: _____ DATA: _____
 AUT: _____ DATA: _____
 APROV: _____ DATA: _____