

## **GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE - GTON**

### **PLANO DE OPERAÇÃO PARA 2001**

#### **SISTEMAS ISOLADOS**

**GTOR / CTP – 004/2001**

**ABRIL 2001**



## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. OBJETIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>3. PREMISSAS BÁSICAS .....</b>	<b>4</b>
3.1 MERCADO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA .....	4
3.2 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	5
3.3 CONSUMO ESPECÍFICO DAS UNIDADES TÉRMICAS .....	6
<b>4. PRINCIPAIS RESULTADOS .....</b>	<b>6</b>
4.1 TOTAL DE GERAÇÃO HIDRÁULICA, TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO .....	6
4.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA .....	6
4.3 MONTANTES DE ENERGIA E DEMANDA PARA ADITAMENTO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA.....	6
<b>5. ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DOS ESTADOS DA REGIÃO NORTE .....</b>	<b>8</b>
5.1 ESTADO DO ACRE .....	8
5.1.1. SISTEMA RIO BRANCO .....	8
5.1.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO ACRE .....	9
5.2 ESTADO DO AMAPÁ .....	11
5.2.1. SISTEMA MACAPÁ .....	11
5.2.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ .....	12
5.3 ESTADO DO AMAZONAS .....	13
5.3.1. SISTEMA MANAUS .....	14
5.3.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAZONAS .....	15
5.4 ESTADO DO PARÁ .....	17
5.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO PARÁ .....	17
5.5 ESTADO DE RONDÔNIA.....	19

---

5.5.1. SISTEMA PORTO VELHO .....	20
5.5.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO RONDÔNIA .....	21
5.6 ESTADO DE RORAIMA .....	23
5.6.1. SISTEMA BOA VISTA .....	24
5.6.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE RORAIMA .....	25
<b>6. ATENDIMENTO AOS DEMAIS MERCADOS DE ENERGIA ISOLADOS .....</b>	<b>26</b>
6.1 ESTADO DA BAHIA .....	26
6.1.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE CAMAMÚ .....	26
6.2 ESTADO DO MARANHÃO .....	27
6.2.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO MARANHÃO .....	27
6.3 ESTADO DE MATO GROSSO .....	28
6.3.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO .....	28
6.4 ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL .....	29
6.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL .....	29
6.5 ESTADO DE PERNAMBUCO .....	30
6.5.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA .....	30
<b>7. ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>31</b>
<b>8. ANEXOS .....</b>	<b>33</b>
8.1 QUADRO I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA .....	33
8.2 QUADRO II – NÚMERO DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONCESSIONÁRIA .....	34
8.3 QUADRO III – NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS E POTÊNCIA INSTALADA .....	35
8.4 QUADRO IV – GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA .....	36
8.5 QUADRO V – CONSUMO DE ÓLEO .....	36
8.6 QUADRO VI-a – GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA .....	37
8.7 QUADRO VI-b – MONTANTES ANUAIS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA 2001 .....	38

---

---

8.8	QUADRO VI-c – MONTANTES MENSAIS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA 2001 .....	38
8.9	QUADRO VI-d – MONTANTES MENSAIS DE SUPRIMENTO DE DEMANDA PARA 2001 .....	39
8.10	QUADRO VII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA RIO BRANCO .....	40
8.11	QUADRO VIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM RIO BRANCO .....	41
8.12	QUADRO IX – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO.....	41
8.13	QUADRO X – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO .....	42
8.14	QUADRO XI – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO .....	42
8.15	QUADRO XII – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO.....	43
8.16	QUADRO XIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM RIO BRANCO .....	43
8.17	QUADRO XIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ELETROACRE .....	44
8.18	QUADRO XV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA ELETROACRE.....	44
8.19	QUADRO XVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MACAPÁ .....	45
8.20	QUADRO XVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MACAPÁ .....	46
8.21	QUADRO XVIII – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ.....	46
8.22	QUADRO XIX – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ .....	47
8.23	QUADRO XX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEA EM MACAPÁ .....	47
8.24	QUADRO XXI – BALANÇO DE DEMANDA DA CEA EM MACAPÁ.....	48
8.25	QUADRO XXII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MACAPÁ .....	49
8.26	QUADRO XXIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEA .....	50
8.27	QUADRO XXIV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEA.....	50
8.28	QUADRO XXV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MANAUS.....	51
8.29	QUADRO XXVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MANAUS.....	52
8.30	QUADRO XXVII – BALANÇO DE ENERGIA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS .....	52
8.31	QUADRO XXVIII – BALANÇO DE DEMANDA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS .....	53
8.32	QUADRO XXIX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEAM EM MANAUS.....	53
8.33	QUADRO XXX – BALANÇO DE DEMANDA DA CEAM EM MANAUS .....	54

---

---

8.34	QUADRO XXXI – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MANAUS .....	55
8.35	QUADRO XXXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEAM .....	56
8.36	QUADRO XXXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEAM .....	57
8.37	QUADRO XXXIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CELPA .....	60
8.38	QUADRO XXXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CELPA.....	60
8.39	QUADRO XXXVI – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA JARCEL .....	62
8.40	QUADRO XXXVII - CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA JARCEL .....	62
8.41	QUADRO XXXVIII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA PORTO VELHO .....	63
8.42	QUADRO XXXIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM PORTO VELHO.....	64
8.43	QUADRO XL – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO .....	64
8.44	QUADRO XLI – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO .....	65
8.45	QUADRO XLII – BALANÇO DE ENERGIA DA CERON EM PORTO VELHO .....	65
8.46	QUADRO XLIII – BALANÇO DE DEMANDA DA CERON EM PORTO VELHO .....	66
8.47	QUADRO XLIV – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM PORTO VELHO.....	66
8.48	QUADRO XLV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CERON .....	67
8.49	QUADRO XLVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CERON .....	67
8.50	QUADRO XLVII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA BOA VISTA .....	69
8.51	QUADRO XLVIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM BOA VISTA .....	70
8.52	QUADRO XLIX – BALANÇO DE ENERGIA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA .....	70
8.53	QUADRO L – BALANÇO DE DEMANDA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA.....	71
8.54	QUADRO LI – BALANÇO DE ENERGIA DA CER EM BOA VISTA.....	71
8.55	QUADRO LII – BALANÇO DE DEMANDA DA CER EM BOA VISTA .....	72
8.56	QUADRO LIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM BOA VISTA.....	72
8.57	QUADRO LIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CER.....	73
8.58	QUADRO LV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CER.....	73
8.59	QUADRO LVI – CARGA PRÓPRIA DA ILHA DE CAMAMÚ DA COELBA .....	76

---

---

8.60	QUADRO LVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE CAMAMÚ DA COELBA.....	76
8.61	QUADRO LVIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAR.....	76
8.62	QUADRO LIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAR.....	77
8.63	QUADRO LX – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAT .....	77
8.64	QUADRO LXI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAT.....	78
8.65	QUADRO LXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ENERSUL .....	80
8.66	QUADRO LXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA ENERSUL.....	80
8.67	QUADRO LXIV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA DE FERNANDO DE NORONHA DA CELPE.....	81
8.68	QUADRO LXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE F. DE NORONHA DA CELPE.....	81
8.69	GRÁFICO I – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE COARACY NUNES .....	82
8.70	GRÁFICO II – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE BALBINA .....	83
8.71	GRÁFICO III – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE SAMUEL.....	84
8.72	FIGURA I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA (MWh).....	85
8.73	FIGURA II – POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA (MW) .....	86
8.74	FIGURA III – PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA (MWh).....	87
8.75	FIGURA IV – PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO (1000 LITROS DE DIESEL / TONELADAS DE COMBUSTÍVEL) .....	88
8.76	FIGURA V – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO ACRE.....	89
8.77	FIGURA VI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAPÁ.....	90
8.78	FIGURA VII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAZONAS.....	91
8.79	FIGURA VIII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO PARÁ.....	92
8.80	FIGURA IX – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RONDÔNIA.....	93
8.81	FIGURA X – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RORAIMA.....	94
8.82	FIGURA XI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE MATO GROSSO.....	95

---





## 1. INTRODUÇÃO

O Plano de Operação dos Sistemas Isolados é o instrumento de planejamento anual da operação dos sistemas energéticos desconectados das respectivas malhas elétricas dos grandes sistemas interligados brasileiros. Estes Sistemas Isolados estão localizados, em sua maioria, na Região Norte do país, numa área que representa 45% do território nacional, onde se verifica uma baixa densidade demográfica, correspondendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores em uma população da ordem de 4,5 milhões.

Este documento, instituído originalmente pela Portaria MINFRA Nº 179, de 28 de agosto de 1991, foi reafirmado através da legislação estabelecida pela Lei Nº 8631, de 04 de março de 1993, e pelo Decreto Nº 774, de 18 de março de 1993, sendo o instrumento que atende à Resolução ANEEL Nº 350, de 22 de dezembro de 1999, no que diz respeito ao planejamento da operação energética de médio prazo dos Sistemas Isolados. Elaborado anualmente, o Plano de Operação tem como horizonte de estudo o ano subsequente ao de sua elaboração, conforme metodologia estabelecida no relatório GTON/CTP “Metodologias e Critérios para Elaboração dos Planos e Programas de Operação dos Sistemas Isolados”, de dezembro/1993.

Na elaboração deste trabalho estão envolvidos a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável pela homologação e/ou aprovação das potências instaladas e do número de horas/dia de funcionamento das fontes supridoras de energia às localidades dos Sistemas Isolados, as empresas e o Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON.

---

## **2. OBJETIVO**

Os principais produtos do Plano de Operação são as previsões de geração térmica e de consumo de combustíveis por empresa, para fins de composição da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, e a determinação dos intercâmbios de energia e demanda a serem contratados com a ELETRONORTE pela CEA, CERON e ELETROACRE, com a MANAUS ENERGIA pela CEAM, bem como com a BOA VISTA ENERGIA pela CER, empresas distribuidoras de energias nos estados do Amapá, Rondônia, Acre, Amazonas e Roraima, respectivamente.

Também são produtos do Plano de Operação a previsão de geração térmica e de consumo de combustíveis por empresa, bem como a avaliação das condições de atendimento energético das capitais dos Estados da Região Norte.

## **3. PREMISSAS BÁSICAS**

### **3.1 MERCADO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA**

O mercado de carga própria de energia previsto para 2001 foi o aprovado pelo Comitê de Estudos de Mercado – CTEM do CCPE, atual Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, correspondente ao ciclo 2000, totalizando cerca de 8.505 GWh (971 MW médios) e representando um crescimento de 7,4% em relação à previsão de 2000.

---

Conforme estabelecido pela Resolução ANEEL N° 315, de 01 de outubro de 1998, este Plano Anual de Operação considerou 24 horas de fornecimento de energia para todas as localidades.

A Figura I apresenta os valores de carga própria de energia de cada concessionária previstos para 2001. No Quadro I são mostradas as taxas de crescimento em relação aos valores previstos para 2000.

### **3.2 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS**

A configuração dos Sistemas Isolados considerada neste documento é a que foi autorizada pela ANEEL, através do Ofício nº 241/2000-SFG/ANEEL, de 05 de dezembro de 2000. Para o atendimento destes mercados, existiam em operação 303 Sistemas Isolados até o final de 2000, sendo que há uma previsão de redução para 296 até o final de 2001, caso se concretize o cronograma de alteração de configuração apresentado no Quadro II.

Vale ressaltar que, para fins de elaboração deste Plano de Operação, foram adotados os maiores valores de potência nominal dentre as configurações Aprovadas e Solicitadas por cada uma das empresas à ANEEL. Entretanto, para fins de liberação de quotas de óleo nos Programas Mensais de Operação, só serão consideradas as unidades geradoras autorizadas pela ANEEL através de Resolução específica.

O total de unidades geradoras destes Sistemas é 1.242, correspondendo a uma capacidade instalada de cerca de 2.595 MW, conforme apresentado no Quadro III e na Figura II, dos quais aproximadamente 2.052 MW são de origem térmica. Este conjunto conta com três sistemas hidrotérmicos principais, localizados nas capitais dos estados do Amazonas, Rondônia e Amapá, que são operados pela MANAUS ENERGIA e pela ELETRONORTE,

---

### **3.3 CONSUMO ESPECÍFICO DAS UNIDADES TÉRMICAS**

Para grupos moto-geradores foram considerados os consumos específicos verificados ao final do ano de 2000, desde que menores ou iguais ao valor limite de 0,300 l/kWh. Para unidades geradoras aeroderivadas, tais como turbinas a gás ou a vapor, foram considerados os consumos específicos verificados ao final do ano de 2000, desde que menores ou iguais ao valor limite de 0,380 l/kWh.

## **4. PRINCIPAIS RESULTADOS**

### **4.1 TOTAL DE GERAÇÃO HIDRÁULICA, TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO**

Os Quadros IV e V apresentam os totais de geração hidráulica e térmica e o consumo de óleo, respectivamente, previstos para 2001, bem como as taxas de variação em relação aos valores previstos para 2000.

### **4.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA**

O Quadro VI-a apresenta os totais de geração térmica e de consumo de óleo previstos para 2001 por empresa. As figuras III e IV apresentam, respectivamente, os totais de geração térmica e de consumo de combustíveis por Estado.

### **4.3 MONTANTES DE ENERGIA E DEMANDA PARA ADITAMENTO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA**

O Quadro VI-b apresenta os montantes anuais de suprimento de energia para 2001 entre a MANAUS ENERGIA e a CEAM, a BOA VISTA ENERGIA e a

---

CER, e entre a ELETRONORTE e a CEA, CERON e ELETROACRE, aprovados pelo antigo GCPS, atual CCPE, no Ciclo 1997, bem como os previstos pelo GTON, que servem como referência de valor para o aditamento dos referidos contratos de suprimento.

Os Quadros VI-c e VI-d apresentam os montantes mensais de suprimento de energia e de demanda para 2001 entre a MANAUS ENERGIA e a CEAM, a BOA VISTA ENERGIA e a CER, e entre a ELETRONORTE e a CEA, CERON e ELETROACRE, previstos pelo GTON.

## **5. ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DOS ESTADOS DA REGIÃO NORTE**

### **5.1 ESTADO DO ACRE**

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Rio Branco, bem como pelo suprimento às cidades de Senador Guimard, Plácido de Castro, Bujari e Porto Acre. A ELETROACRE é a responsável pela distribuição de energia elétrica no Estado do Acre, tendo contrato de compra e venda de energia com a ELETRONORTE e com o PIE térmico Guascor. A Figura V apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Acre.

#### *5.1.1. SISTEMA RIO BRANCO*

##### **5.1.1.1 Mercado de Carga Própria de Rio Branco**

A carga própria do Sistema Rio Branco para 2001, prevista pelo CCPE/CTEM, é da ordem de 47,3 MW médios e 73,5 MWh/h. No Quadro VII são apresentados os valores mensais deste mercado.

##### **5.1.1.2 Configuração do Parque Gerador de Rio Branco**

O Sistema Rio Branco é de natureza puramente térmica, possuindo, inicialmente, 31 unidades geradoras totalizando uma potência nominal instalada de 105 MW.

A solução de longo prazo para o suprimento de energia elétrica à Rio Branco é a sua interligação com o Sistema Porto Velho, prevista para o final de 2001. Entretanto, para solucionar os problemas de natureza operativa já mencionados, a ELETRONORTE construiu a UTE Barro Vermelho, com a

---

---

instalação de 15 x 1,6 MW de grupos geradores totalizando 24 MW em sua Fase I, com o início de operação prevista para Jan/2001 e mais 16 x 1,6 MW de grupos geradores totalizando 25,6 MW em sua Fase II, com o início de operação prevista para Fev/2001, representando um acréscimo de 49,6 MW, totalizando 154,7 MW, conforme autorização da ANEEL. A configuração do parque gerador de Rio Branco é apresentada no Quadro VIII.

#### **5.1.1.3 Balanços de Energia e Demanda de Rio Branco**

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros IX a XII apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da ELETROACRE, respectivamente, para o Sistema Rio Branco.

#### **5.1.1.4 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Rio Branco**

O despacho de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Rio Branco é de 47,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 143.785 mil litros de óleo diesel. O Quadro XIII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas do Sistema Rio Branco.

#### **5.1.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO ACRE**

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Acre é realizado através de parque puramente térmico à base de óleo diesel, que é transportado, basicamente, por via fluvial, sendo que, para algumas localidades, é necessário que seja entregue, durante o período úmido que acontece no 1º trimestre de cada ano, a quantidade correspondente ao consumo do ano inteiro destas localidades, em razão da impossibilidade de navegação nos rios da região no restante do ano, o que demanda uma atenção

---

especial por parte da ELETROACRE na logística de abastecimento deste óleo diesel.

#### **5.1.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Acre**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE prevista para 2001 é 12,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 22,2 MWh / h. No Quadro XIV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **5.1.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Acre**

Para atender aos mercados do interior, a ELETROACRE conta com 13 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 54 unidades geradoras e de aproximadamente 29 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XV.

#### **5.1.2.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Acre**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Acre é de 12,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 31.424 mil litros de óleo diesel.



## **5.2 ESTADO DO AMAPÁ**

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Macapá, que supre energia elétrica, além da Capital, para as cidades de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Piririm e Tartarugalzinho. A CEA é a responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e pela geração, transmissão e distribuição no interior do estado. A Figura VI apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amapá.

### **5.2.1. SISTEMA MACAPÁ**

#### **5.2.1.1 Mercado de Carga Própria de Macapá**

A carga própria do Sistema Macapá prevista pelo CCPE/CTEM para 2001 é de 72,3 MW médios e 105,8 MWh/h. No Quadro XVI são apresentados os valores mensais deste mercado.

#### **5.2.1.2 Configuração do Parque Gerador de Macapá**

O Sistema Macapá conta com um parque gerador hidrotérmico, constituído pela UHE Coaracy Nunes, com 70 MW, que após a repotenciação das unidades 1 e 2, em 2001, deverá alcançar cerca de 77 MW, e pela UTE Santana, pertencentes à ELETRONORTE, perfazendo um total de 196,9 MW de potência nominal instalada.

Considerando que as duas primeiras unidades geradoras da UHE Coaracy Nunes estão operando há vários anos, com sucessivas paradas forçadas para manutenção, a ELETRONORTE decidiu contratar a reforma destes grupos geradores. O processo de licitação dos serviços está em curso e prevê-se que

---

esta reforma/recapacitação proporcionará um ganho adicional de 7 MW de potência na usina, em 2001, totalizando 203,9 MW no Sistema Macapá. A configuração do parque gerador de Macapá é apresentada no Quadro XVII.

#### **5.2.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Coaracy Nunes**

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Macapá apontaram para uma geração de 53,7 MW médios para UHE Coaracy Nunes, considerando-se uma afluência prevista de 100% MLT, atingindo-se um nível final correspondente a 100% V.U.. O Gráfico I apresenta a simulação da operação da UHE Coaracy Nunes.

#### **5.2.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Macapá**

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XVIII a XXI apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CEA, respectivamente, para o Sistema Macapá.

#### **5.2.1.5 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Macapá**

O despacho de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Macapá é de 19,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 54.591 mil litros de óleo diesel. O Quadro XXII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

### **5.2.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ**

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Amapá é feito através de parque puramente térmico a base de óleo diesel, basicamente transportado por via rodoviária.

---

#### **5.2.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Amapá**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2001 é 5,2 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 9,6 MWh / h. No Quadro XXIII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **5.2.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Amapá**

Para atender aos mercados do interior, a ELETROACRE conta com 7 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 22 unidades geradoras e de 17,5 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XXIV.

Em 2001 estão previstas 3 interligações ao Sistema Macapá: Amapá, Calçoene e Ilha de Santana, todas prevista para agosto. Ressalta-se a possibilidade de antecipação para 2001 da substituição dos turbo-geradores russos instalados na UTE Laranjal do Jarí, por aluguel de motores diesel com consumos específicos inferiores a 0,300 l/kWh.

#### **5.2.2.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Amapá**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amapá é de 5,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 13.550 mil litros de óleo diesel.

### **5.3 ESTADO DO AMAZONAS**

A MANAUS ENERGIA S.A. atende a Capital Manaus, respondendo pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de realizar o suprimento a três localidades do interior pertencentes ao Sistema CEAM: Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva e Puraquequara.

---

---

O Sistema Manaus conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UHE Balbina e pelas UTE Mauá, Aparecida e Electron, pertencentes a MANAUS ENERGIA, e pelos PIEs térmicos El Paso e WÄRTSILÄ. O interior do estado é atendido pela CEAM, concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição energia. A Figura VII apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amazonas.

### **5.3.1. SISTEMA MANAUS**

#### **5.3.1.1 Mercado de Carga Própria de Manaus**

O Sistema de Manaus é o maior Sistema Isolado brasileiro, representando cerca de 46% do total do mercado isolado de energia elétrica país. A carga própria do Sistema Manaus para 2001, prevista pelo CCPE/CTEM, é de 445,8 MW médios e 632,6 MWh/h. No Quadro XXV são apresentados os valores mensais deste mercado.

#### **5.3.1.2 Configuração do Parque Gerador de Manaus**

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Manaus conta com um parque gerador hidrotérmico constituído de 5 unidades hidráulicas, 4 térmicas a óleo combustível tipo OC1A, 10 térmicas a óleo PGE e 14 a óleo PTE, perfazendo um total de 1.061,8 MW de potência nominal instalada. A configuração do parque gerador de Manaus é apresentada no Quadro XXVI.

#### **5.3.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Balbina**

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Manaus apontaram para uma geração de 87,4 MW médios para UHE Balbina, considerando-se uma afluência prevista de 85% MLT,

---

atingindo-se um nível final correspondente a 16% V.U. do seu reservatório. O Gráfico II apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Balbina.

#### **5.3.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Manaus**

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XXVII a XXX apresentam os balanços de energia e de demanda da MANAUS ENERGIA e da CEAM, respectivamente, para o Sistema Manaus.

#### **5.3.1.5 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Manaus**

O despacho de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Manaus é de 358,4 MW médios, correspondendo a um consumo de 195.260 toneladas de óleo combustível tipo OC1A, 261.604 toneladas de óleo combustível tipo PGE e 490.769 mil litros de óleo diesel tipo PTE. O Quadro XXXI apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

### **5.3.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAZONAS**

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Amazonas é feito através de parque puramente térmico a base de óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial, sendo que a localidade mais distante está a cerca de 40 dias de viagem de barça, o que demanda uma atenção especial por parte da CEAM na logística de abastecimento do diesel para os seus Sistemas.

Em 2001 a ANEEL autorizou a CEAM operar 88 localidades com geração puramente térmica a óleo diesel, sendo que Itacoatiara tem seu atendimento complementado por compra de energia de autorprodutor. Além destas

---

localidades, a CEAM atende a localidade de Guajará através da compra de energia da UTE Cruzeiro do Sul, no Estado do Acre, pertencente ao PIE GUASCOR.

#### **5.3.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Amazonas**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEAM prevista para 2001 é 65,8 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 112,4 MWh / h. No Quadro XXXII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **5.3.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Amazonas**

Para atender aos mercados do interior, a CEAM conta com 88 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 370 unidades geradoras e de aproximadamente 204 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XXXIII.

#### **5.3.2.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Amazonas**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amazonas pertencentes a CEAM é de 62,4 MW médios, correspondendo a um consumo de 161.437 mil litros de óleo diesel.

---

## **5.4 ESTADO DO PARÁ**

O Estado do Pará tem sua Capital e parte do interior atendidos pelo Sistema Interligado N/NE. Uma grande parte do interior do Estado ainda é atendida através de Sistemas Isolados à base de óleo diesel.

### **5.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO PARÁ**

A CELPA é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Pará, em 38 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel, autorizados pela ANEEL para operação em 2001. Destes, 22 tem sua operação contratada à Guascor.

Em 2001 estão previstas 2 interligações entre Sistemas Isolados e o Sistema Interligado: Oeiras do Pará ao Baixo Tocantins, a partir de Cametá, e Banach à Marabá-Tucuruí (Sudeste do Pará) até julho e setembro/2001, respectivamente. Foi também autorizada a entrada em operação em 2001 de 2 novos Sistemas Isolados: Castelo dos Sonhos e Fordlândia.

Encontra-se também, operando na fronteira do Pará com o Amapá, o PIE JARCEL, fornecendo energia a Monte Dourado, São Miguel e Munguba. A Figura VIII apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Pará.

#### **5.4.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Pará**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CELPA prevista para 2001 é 23,6 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 41,3 MWh / h. Nos Quadros XXXIV e XXXVI são apresentados os valores de carga própria para 2001 dos Sistemas Isolados da CELPA, cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM, e da JARCEL, respectivamente.

---

#### **5.4.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Pará**

Para atender aos mercados do interior do Estado do Pará, a CELPA conta com 139 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, correspondendo a uma potência nominal instalada de aproximadamente 66 MW. Já o PIE JARCEL conta com 1 Sistema Isolado a óleo combustível localizado em Monte Dourado, que totaliza 6,9 MW, e mais 2 Sistemas Isolados em São Miguel e Munguba, que totalizam 10,2 MW de potência nominal instalada. Os Quadros XXXV e XXXVII apresentam as configurações dos parques geradores da CELPA e da JARCEL, respectivamente.

#### **5.4.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Pará**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Pará é de 26,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 65.765 mil litros de óleo diesel e de 3.298 toneladas de óleo combustível tipo OC1A. Destes totais, a CELPA participa com 23,6 MW médios e com consumo de 61.829 mil litros de óleo diesel e cabendo à JARCEL 2,5 MW médios, 3.936 mil litros de óleo diesel e 3.298 toneladas de óleo combustível tipo OC1A.



---

## **5.5 ESTADO DE RONDÔNIA**

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Porto Velho, bem como pelo suprimento às cidades de Ariquemes, Ji-Paraná, Rolim de Moura e Jaru. O Sistema Porto Velho conta com um parque gerador hidrotérmico, constituído pela UHE Samuel e pela UTE Rio Madeira, pertencentes à ELETRONORTE, e pelo PIE TERMONORTE I. O interior do Estado é atendido pela CERON, concessionária responsável pela geração, basicamente térmica a óleo diesel complementada por hidráulica de PCHs, e pela transmissão e distribuição. A Figura IX apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Rondônia.

Em 12 de maio de 2000, a ELETRONORTE assinou um contrato de compra e venda de energia, por um prazo de 20 anos, com o mesmo produtor independente, Consórcio TERMONORTE, para a implantação de uma usina térmica de 345 MW (TERMONORTE II), que operará em ciclo combinado, a ser instalada em três etapas. A primeira etapa se constituirá de uma turbina a gás de 73,8 MW efetivos que entrará em operação em novembro de 2001. A segunda etapa se constituirá também de uma turbina a gás de 73,8 MW efetivos que entrará em operação em julho de 2002. Na terceira e última etapa serão instaladas uma turbina a gás e outra a vapor, totalizando 197,4 MW de potência efetiva, que entrará em operação em julho de 2003.

As termelétricas TERMONORTE I e II fazem parte do Programa Prioritário de Termelétricas, e visam aumentar a oferta de energia elétrica no Estado de Rondônia até 2003. A implantação destas térmicas irá possibilitar o atendimento do crescimento da demanda energética dos Estados do Acre e Rondônia e irá conferir mais confiabilidade ao parque gerador instalado no

---

Estado de Rondônia, evitando o risco de déficit energético pela redução do nível de água do reservatório da UHE Samuel.

#### *5.5.1. SISTEMA PORTO VELHO*

##### **5.5.1.1 Mercado de Carga Própria de Porto Velho**

O Sistema de Porto Velho é o segundo maior Sistema Isolado brasileiro, representando cerca de 16% do total do mercado isolado de energia elétrica país. Sua carga própria para 2001, prevista pelo CCPE/CTEM, é de 163,3 MW médios e 253,5 MWh/h. No Quadro XXXVIII são apresentados os valores mensais deste mercado.

##### **5.5.1.2 Configuração do Parque Gerador de Porto Velho**

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Porto Velho conta com 5 unidades hidráulicas e 8 térmicas, totalizando 414,4 MW de potência nominal instalada. A configuração do parque gerador de Porto Velho é apresentada no Quadro XXXIX.

##### **5.5.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Samuel**

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Porto Velho apontaram para uma geração de 68,9 MW médios para UHE Samuel, considerando-se uma afluência prevista de 85% MLT, atingindo-se um nível final correspondente a 15% V.U. do seu reservatório. O Gráfico III apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Samuel.

##### **5.5.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Porto Velho**

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XL a XLIII

---

apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CERON, respectivamente, para o Sistema Porto Velho.

#### **5.5.1.5 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Porto Velho**

O despacho de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Porto Velho é de 94,4 MW médios, correspondendo a um consumo de 239.946 mil litros de óleo diesel. O Quadro XLIV apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

#### **5.5.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO RONDÔNIA**

A CERON é a concessionária responsável pela distribuição de energia no interior do Estado de Rondônia, tendo contrato de compra e venda de energia com a ELETRONORTE e com o PIEs térmicos e hidráulicos.

Existem 41 Sistemas Isolados autorizados pela ANEEL a operarem no interior do Estado em 2001, sendo que em 39 destes o PIE Guascor gera energia elétrica a óleo diesel e os 2 restantes são os hidrotérmicos de Vilhena e Chupinguaia.

A CERON possui também, geração térmica a óleo diesel na localidades de Vilhena e Colorado d'Oeste (Sistema HT de Vilhena), de Pimenta Bueno (Sistema HT de Porto Velho) e de Bela Vista São Domingos (Sistema térmico).

Em Pimenta Bueno há também a compra de energia de origem térmica do PIE ROVEMA.

Adicionalmente, no interior do Estado existe disponibilidade de geração hidráulica na PCH Rio Vermelho (Sistema HT de Vilhena), da CERON, além de 8 PCHs de PIES: Vilhena (PCHs Cachoeira e Cabixi), Chupinguaia (PCH

---

---

Ruthmann), Santa Luzia (PCH Cassol), Cerejeiras/Colorado (PCH Castaman), Parecis (PCH Alto E), Alta Floresta (PCH Alta Floresta) e Alta Floresta d'Oeste (PCH Monte Belo).

#### **5.5.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Rondônia**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2001 é 29,5 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 66,30 MWh / h. No Quadro XLV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **5.5.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Rondônia**

Para atender aos mercados do interior, a CERON conta, inicialmente, 43 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 150 unidades geradoras e de aproximadamente 83,1 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XLVI.

Em 2001 estão previstas 3 interligações: 1 entre Sistemas Isolados – Costa Marques e Bela Vista São Domingos (Programa Luz no Campo – Agosto), com conseqüente desativação da UTE Bela Vista São Domingos, que possui elevado consumo específico; 2 entre Isolados e o Sistema HT de Porto Velho – Nova Brasillândia e Santana do Guaporé (através da PCH Monte Belo e de Rolim de Moura – Março).

#### **5.5.2.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Rondônia**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Rondônia é de 29,5 MW médios, correspondendo a um consumo de 77.051 mil litros de óleo diesel.

---

## 5.6 ESTADO DE RORAIMA

A BOA VISTA ENERGIA – BV ENERGIA S.A. é a concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia no Sistema Isolado de Boa Vista. O interior do Estado é atendido pela CER, concessionária responsável pela geração, predominantemente térmica a óleo diesel, e pela distribuição desta energia aos seus mercados isolados. Vale destacar a existência da PCH Alto Jatapú, que atende ao Sistema de São João do Baliza.

Devido ao atraso na interligação da SE Boa Vista com o Sistema de transmissão da Venezuela, estão sendo transferidas para Boa Vista duas unidades geradoras UTIs, de 31 MW cada, da UTE Aparecida, em Manaus, com previsão de energização de uma unidade em cada semestre de 2001. Para proporcionar maior flexibilidade no atendimento ao Sistema Boa Vista, a BV ENERGIA também fez um contrato de compra de energia com o PIE SOTREQ, até que a interligação com a Venezuela entre em operação comercial.

Com este parque gerador a BV ENERGIA atende à capital do Estado, Boa Vista, respondendo pela geração e distribuição de energia elétrica e realiza suprimento a seis localidades do interior, pertencentes ao sistema da Companhia Energética de Roraima S.A. - CER: Mucajaí, Tamandaré, Vila Iracema, São Raimundo, Cantá e Santa Cecília.

Com exceção da unidade geradora LM 2500 da UTE Floresta, as demais unidades geradoras que compõem o parque termelétrico próprio da Boa Vista Energia são muito antigas, com tempo de operação variando de 20 a 35 anos, o que ultrapassa em muito a vida útil estimada para as unidades térmicas tanto da classe diesel, como das turbinas. A solução adotada foi a da transferência

---

das duas unidades geradoras UTIs com cerca de 31 MW cada, da UTE Aparecida, do Sistema Manaus, para a UTE Floresta.

A Figura X apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Roraima.

#### **5.6.1. SISTEMA BOA VISTA**

##### **5.6.1.1 Mercado de Carga Própria de Boa Vista**

A carga própria do Sistema Boa Vista para 2001, prevista pelo CCPE/CTEM, é de 42 MW médios e 65,7 MWh/h. No Quadro XLVII são apresentados os valores mensais deste mercado.

##### **5.6.1.2 Configuração do Parque Gerador de Boa Vista**

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Boa Vista conta com um parque gerador puramente térmico constituído pelas UTEs Boa Vista II, Floresta e Equatorial. A configuração do parque gerador de Boa Vista é apresentada no Quadro XLVIII.

##### **5.6.1.3 Balanços de Energia e Demanda de Boa Vista**

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XLIX a LII apresentam os balanços de energia e de demanda da BOA VISTA ENERGIA e da CER, respectivamente, para o Sistema Boa Vista.

##### **5.6.1.4 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Boa Vista**

O despacho de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Boa Vista é de 42 MW médios, correspondendo a um consumo de 138.942 mil litros de óleo diesel, sendo 2.648 mil litros de óleo diesel comum e 136.294 mil litros de óleo

---

---

diesel tipo PTE. O Quadro LIII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

#### *5.6.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE RORAIMA*

A CER é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Roraima, em 69 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel e 1 hidrotérmico que conta com a disponibilidade de geração hidráulica da PCH Alto Jatapú, todos autorizados pela ANEEL para operação em 2001. O óleo diesel é transportado por via rodoviária.

##### **5.6.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Roraima**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CER prevista para 2001 é 8,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 14,6 MWh / h. No Quadro LIV são apresentados os valores de carga própria para 2001 dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

##### **5.6.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Roraima**

Para atender aos mercados do interior, a CER possui 70 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 100 unidades geradoras e de aproximadamente 20,9 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LV.

##### **5.6.2.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Roraima**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Roraima é de 4,0 MW médios, correspondendo a um consumo de 10.455 mil litros de óleo diesel, sendo os restantes 2,4 MW médios provenientes da PCH Alto Jatapú.

---

## **6. ATENDIMENTO AOS DEMAIS MERCADOS DE ENERGIA ISOLADOS**

### **6.1 ESTADO DA BAHIA**

A COELBA atende à ilha de Camamú através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

#### **6.1.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE CAMAMÚ**

##### **6.1.1.1 Mercado de Carga Própria da Ilha de Camamú**

A carga própria de energia dos Sistema Isolado da Ilha de Camamú, da COELBA prevista para 2001 é 0,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,3 MWh/h, apresentados no Quadro LVI.

##### **6.1.1.2 Configuração do Parque Gerador da Ilha de Camamú**

Para atender ao mercado da Ilha de Camamú, a COELBA conta com um total de 5 unidades geradoras e de 1,6 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LVII.

##### **6.1.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo na Ilha de Camamú**

O total de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Isolado de Camamú é de 0,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 234 mil litros de óleo diesel.



---

## **6.2 ESTADO DO MARANHÃO**

O atendimento energético ao Estado do Maranhão é feito através do Sistema Interligado N/NE, com exceção apenas das localidades isoladas de Batavo, Centro-Novo e Tasso Fragoso.

### **6.2.1. *SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO MARANHÃO***

Estas três localidades isoladas são atendidas pela CEMAR, através de parques térmicos à base de óleo diesel.

#### **6.2.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Maranhão**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEMAR prevista para 2001 é 0,2 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,9 MWh / h. No Quadro LVIII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **6.2.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Maranhão**

Para atender aos mercados do interior, a CEMAR possui 3 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 4 unidades geradoras e de aproximadamente 1,0 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LIX.

#### **6.2.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Maranhão**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Maranhão é de 0,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 636 mil litros de óleo diesel.

---

## **6.3 ESTADO DE MATO GROSSO**

O Atendimento energético à Capital e à parte do interior do Estado é feito através do Sistema Interligado S/SE/CO.

### **6.3.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO**

A CEMAT é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Mato Grosso, em 42 Sistemas Isolados, sendo 37 puramente térmicos a óleo diesel, e 5 hidrotérmicos, todos autorizados pela ANEEL para operação em 2001, conforme mostradas na Figura XI.

#### **6.3.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Mato Grosso**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEMAT prevista para 2001 é 37 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 65,7 MWh / h. No Quadro LX são apresentados os valores de carga própria para 2001 dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

#### **6.3.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Mato Grosso**

Para atender aos mercados do interior, a CEMAT possui 42 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 232 unidades geradoras e de 123,3 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXI.

#### **6.3.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Mato Grosso**

O total de geração térmica previsto para 2001 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Mato Grosso é de 27 MW médios, correspondendo a um consumo de 70.012 mil litros de óleo diesel.

---

## **6.4 ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL**

A Capital e parte do interior do Estado de Mato Grosso do Sul têm seu atendimento energético feito a partir do Sistema Interligado S/SE/CO.

### **6.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL**

No interior do Estado, a ENERSUL atende à localidades isoladas de Porto Murtinho com parque térmico à base de óleo diesel.

#### **6.4.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul**

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ENERSUL prevista para 2001 é 1,2 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 2,4 MWh / h. No Quadro LXII são apresentados os valores de carga própria para 2001 do Sistemas Isolado de Porto Murtinho cujo mercado é monitorado pelo CCPE/CTEM.

#### **6.4.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul**

Para atender ao mercado de Porto Murtinho, a ENERSUL conta com 1 Sistema Isolado, perfazendo um total de 3 unidades geradoras de 4,5 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXIII.

#### **6.4.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul**

O total de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Isolado do Interior do Estado de Mato Grosso do Sul é de 1,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 3.180 mil litros de óleo diesel.

---

## **6.5 ESTADO DE PERNAMBUCO**

### **6.5.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA**

A CELPE atende à ilha de Fernando de Noronha através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

#### **6.5.1.1 Mercado de Carga Própria da Ilha de Fernando de Noronha**

A carga própria de energia do Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha da CELPE, prevista para 2001, é 0,6 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 1,0 MWh/h, apresentados no Quadro LXIV.

#### **6.5.1.2 Configuração do Parque Gerador da Ilha de Fernando de Noronha**

Para atender ao mercado da Ilha de Fernando de Noronha, a CELPE conta com um total de 6 unidades geradoras e de aproximadamente 2,3 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXV.

#### **6.5.1.3 Geração Térmica e Consumo de Óleo na Ilha de Fernando de Noronha**

O total de geração térmica previsto para 2001 no Sistema Isolado de Fernando de Noronha é de 0,6 MW médios, correspondendo a um consumo de 1.508 mil litros de óleo diesel.

---

## 7. ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ANEEL</b>	– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ÓRGÃO REGULADOR DAS ATIVIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
<b>BV ENERGIA</b>	– BOA VISTA ENERGIA S.A.
<b>CCC-ISOL</b>	– CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DOS SISTEMAS ISOLADOS, ADMINISTRADA PELA ELETROBRÁS EM NOME DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>CEA</b>	– COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ
<b>CCPE</b>	– COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS
<b>CEAM</b>	– COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS
<b>CELPE</b>	– COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
<b>CELTINS</b>	– CENTRAIS ELÉTRICAS DO TOCANTINS
<b>CEMAR</b>	– COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
<b>CEMAT</b>	– CENTRAIS ELÉTRICAS DE MATO GROSSO
<b>CER</b>	– CENTRAIS ELÉTRICAS DE RORAIMA
<b>CERON</b>	– CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA
<b>COELBA</b>	– COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
<b>CTEM</b>	– COMITÊ TÉCNICO DE ESTUDOS DE MERCADO

---

<b>ELETROACRE</b>	– COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE
<b>ELETRONORTE</b>	– CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.
<b>ENERSUL</b>	– EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL S.A.
<b>GCPS</b>	– GRUPO COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS
<b>ME</b>	– MANAUS ENERGIA S.A.
<b>MINFRA</b>	– MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA
<b>OC</b>	– ÓLEO COMBUSTÍVEL
<b>OC1A</b>	– ÓLEO COMBUSTÍVEL COM ALTO TEOR DE ENXOFRE
<b>OD</b>	– ÓLEO DIESEL
<b>PCH</b>	– PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA
<b>PGE</b>	– ÓLEO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO ELÉTRICA
<b>PIE</b>	– PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA
<b>PLANTE</b>	– PLANEJAMENTO NACIONAL DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PTE</b>	– ÓLEO LEVE PARA TURBINA ELÉTRICA
<b>UHE</b>	– USINA HIDRELÉTRICA
<b>UTE</b>	– USINA TERMELÉTRICA

## 8. ANEXOS

### 8.1 QUADRO I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA

CONCESSIONÁRIA	LOCAL	PLANTE 09 ( MWh )		CRESCIMENTO ( % )
		2000	2001	
CEA	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	622.900	600.300	(3,6)
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	51.390	45.600	(11,3)
	<b>TOTAL CEA</b>	<b>674.290</b>	<b>645.900</b>	<b>(0,1)</b>
CEAM	INTERIOR (Suprimento HT MANAUS ENERGIA)	18.123	23.751	31,1
	INTERIOR (Suprimento de Cruzeiro do Sul a Guajará)	1.240	1.935	56,0
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	501.474	546.904	9,1
	INTERIOR (Suprimento de autoprodutor a Itacoatiara)	-	27.740	-
	<b>TOTAL CEAM</b>	<b>520.837</b>	<b>600.330</b>	<b>15,3</b>
CELPA	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	<b>213.927</b>	<b>206.492</b>	<b>(3,5)</b>
CELTINS	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	<b>5.020</b>	-	-
CEMAT	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	180.778	236.495	30,8
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	28.037	22.309	(20,4)
	INTERIOR (Suprimento de PCHs de autoprodutores)	10.192	64.927	537,0
	<b>TOTAL CEMAT</b>	<b>219.007</b>	<b>323.731</b>	<b>47,8</b>
CER	INTERIOR (Suprimento Térmico BOA V. ENERGIA)	13.700	15.400	12,4
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	39.373	34.855	(11,5)
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	20.000	21.000	5,0
	<b>TOTAL CER</b>	<b>73.073</b>	<b>71.255</b>	<b>(2,5)</b>
CERON	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	1.269.530	1.341.792	5,7
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	1.150	10.500	813,0
	INTERIOR (Geração Térmica Própria e de PIEs)	202.824	257.946	27,2
	INTERIOR (Suprimento Hidráulico de PIEs)	142.967	155.246	8,6
	<b>TOTAL CERON</b>	<b>1.616.471</b>	<b>1.765.484</b>	<b>9,2</b>
ELETROACRE	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	366.800	400.160	9,1
	INTERIOR (Suprimento Térmico de PIE)	90.860	106.400	17,1
	<b>TOTAL ELETROACRE</b>	<b>457.660</b>	<b>506.560</b>	<b>10,7</b>
ELETRONORTE	PORTO VELHO (Consumo Próprio + Perdas)	104.420	88.716	(15,0)
	RIO BRANCO (Consumo Próprio + Perdas)	11.460	13.772	20,2
	MACAPÁ (Consumo Próprio + Perdas)	35.031	38.115	8,8
	<b>TOTAL ELETRONORTE</b>	<b>150.911</b>	<b>140.603</b>	<b>(6,8)</b>
BOA V. ENERGIA	<b>TOTAL BOA VISTA ENERGIA</b>	<b>352.584</b>	<b>352.096</b>	<b>(0,1)</b>
MANAUS ENERGIA	<b>TOTAL MANAUS ENERGIA</b>	<b>3.595.580</b>	<b>3.881.845</b>	<b>8,0</b>
CELPE	INSULAR (Geração Térmica Própria)	<b>3.094</b>	<b>5.026</b>	<b>62,4</b>
CEMAR	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	<b>1.442</b>	<b>2.119</b>	<b>46,9</b>
ENERSUL	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	<b>9.795</b>	<b>10.601</b>	<b>8,2</b>
COELBA	INSULAR (Geração Térmica Própria)	<b>1.100</b>	<b>780</b>	<b>(29,1)</b>
JARCEL	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	<b>23.189</b>	<b>21.799</b>	<b>(6,0)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>7.917.980</b>	<b>8.504.946</b>	<b>7,4</b>

## 8.2 QUADRO II – NÚMERO DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONCESSIONÁRIA

CONCESSIONÁRIA	Nº DE SISTEMAS 31 / DEZ / 2000	ALTERAÇÃO DE CONFIGURAÇÃO (*)	Nº DE SISTEMAS 31 / DEZ / 2001
CEA	7	3 (3)	4
CEAM	79	9 (1)	88
CELPA	36	2 (1) 2 (4)	36
CEMAT	42	2 (2) 6 (4)	34
CER	69	1 (1)	70
CERON	43	1 (2) 2 (3)	40
ELETROACRE	13	-	13
ELETRONORTE	3	-	3
MANAUS ENERGIA	1	-	1
BOA VISTA ENERGIA	1	-	1
CELPE	1	-	1
CEMAR	3	2 (4)	1
ENERSUL	1	-	1
COELBA	1	-	1
JARCEL	3	-	3
<b>TOTAL</b>	<b>303</b>	<b>12 (1), 3 (2), 6 (3) e 10 (4)</b>	<b>296</b>

(\*) Tipos de Alterações de Configuração:

- (1) Novas localidades
- (2) Interligação com Sistema Isolado da própria concessionária
- (3) Interligação com Sistema Isolado da ELETRONORTE
- (4) Interligação com o Sistema Interligado



### 8.3 QUADRO III – NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS E POTÊNCIA INSTALADA

ESTADO	CONCESSIONÁRIA	Nº DE UNIDADES		POTÊNCIA NOMINAL ( kW )	
		2000	2001	2000	2001
ACRE		91	116	180.804	183.804
	ELETRONORTE	41	62	153.400	154.700
	ELETROACRE	50	54	27.404	29.104
AMAPÁ		20	32	200.313	221.388
	ELETRONORTE	10	10	186.400	203.900
	CEA	10	22	13.913	17.488
AMAZONAS		299	403	1.223.349	1.265.840
	MANAUS ENERGIA	35	33	1.047.200	1.061.800
	CEAM	264	370	149.687	204.040
PARÁ		148	152	84.695	83.166
	CELPA	135	139	68.375	66.014
	JARCEL	13	13	16.320	17.152
RONDÔNIA		125	163	482.794	497.454
	ELETRONORTE	16	13	397.800	414.400
	CERON	109	150	84.994	83.054
RORAIMA		113	126	111.154	210.097
	BOA VISTA ENERGIA	24	26	99.100	189.200
	CER	89	100	12.054	20.897
TOCANTINS	CELTINS	18	-	2.187	-
BAHIA	COELBA	4	5	1.096	1.600
MARANHÃO	CEMAR	7	4	2.120	1.009
MATO GROSSO	CEMAT	157	232	70.454	123.344
MATO G. DO SUL	ENERSUL	3	3	4.500	4.500
PERNAMBUCO	CELPE	6	6	2.136	2.314
TOTAL		991	1.242	2.339.140	2.594.516

## 8.4 QUADRO IV – GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA

PREVISÃO DE GERAÇÃO ( MWh )			
TIPO	PLANO 2000 REVISADO	PLANO 2001	( 2001 / 2000 )
Disponibilidade de UHEs ( * )	2.426.520	1.840.079	(24 %)
Disponibilidade de PCHs ( ** )	202.346	273.982	35 %
<b>TOTAL DE GH</b>	<b>2.628.866</b>	<b>2.114.061</b>	<b>(20 %)</b>
Necessidade de GT a Óleo Diesel	2.791.579	2.883.913	3 %
Necessidade de GT a Óleo PTE	1.430.519	1.717.448	20 %
<b>Total de GT a Óleo Leve</b>	<b>4.222.098</b>	<b>4.601.361</b>	<b>9 %</b>
Necessidade de GT a Óleo Combustível	411.946	600.416	46 %
Necessidade de GT a Óleo PGE	721.045	1.189.108	65 %
<b>Total de GT a Óleo Pesado</b>	<b>1.146.685</b>	<b>1.789.524</b>	<b>56 %</b>
<b>TOTAL DE GT</b>	<b>5.368.783</b>	<b>6.390.885</b>	<b>20 %</b>

( \* ) UHEs Balbina, Samuel e Coaracy Nunes

( \*\* ) No interior dos Estados de Rondônia, Roraima e Mato Grosso.

## 8.5 QUADRO V – CONSUMO DE ÓLEO

PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO ( 1000 L / T )			
TIPO	PLANO 2000 REVISADO	PLANO 2001	( 2001 / 2000 )
Consumo de Óleo Diesel	847.218	876.224	3 %
Consumo de Óleo PTE	407.945	627.063	54 %
<b>TOTAL DE ÓLEO LEVE</b>	<b>1.255.163</b>	<b>1.503.287</b>	<b>20 %</b>
Consumo de Óleo Combustível	136.231	198.558	46 %
Consumo de Óleo PGE	158.630	261.604	65 %
<b>TOTAL DE ÓLEO PESADO</b>	<b>294.861</b>	<b>460.162</b>	<b>56 %</b>

## 8.6 QUADRO VI-a – GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA

CONCESSIONÁRIA	TIPO DE ÓLEO	GERAÇÃO ( MWh )	QUANTIDADE ( 1000 l / t )
CEA	DIESEL	45.600	13.550
CEAM	DIESEL	546.904	161.437
CELPA	DIESEL	206.492	61.829
CER	DIESEL	34.855	10.455
CERON	DIESEL	257.946	77.051
ELETROACRE	DIESEL	106.400	31.424
ELETRONORTE	DIESEL (RO)	827.293	239.946
	DIESEL (AP)	167.631	54.591
	DIESEL (AC)	413.932	143.785
	DIESEL (TOTAL)	1.408.856	438.322
MANAUS ENERGIA	PTE	1.358.712	490.769
	PGE	1.189.108	261.604
	COMBUSTÍVEL	591.696	195.260
BOA VISTA ENERGIA	PTE	358.736	136.294
	DIESEL	8.760	2.648
CELPE	DIESEL	5.026	1.508
CEMAR	DIESEL	2.119	636
CEMAT	DIESEL	236.495	70.012
ENERSUL	DIESEL	10.601	3.180
COELBA	DIESEL	780	234
JARCEL CELULOSE	DIESEL	13.079	3.936
	COMBUSTÍVEL	8.720	3.298
<b>TOTAL</b>		<b>6.390.885</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL DIESEL</b>		<b>2.883.913</b>	<b>876.224</b>
<b>TOTAL PTE</b>		<b>1.717.448</b>	<b>627.063</b>
<b>TOTAL ÓLEO LEVE</b>		<b>4.601.361</b>	<b>1.503.287</b>
<b>TOTAL COMBUSTÍVEL</b>		<b>600.416</b>	<b>198.558</b>
<b>TOTAL PGE</b>		<b>1.189.108</b>	<b>261.604</b>
<b>TOTAL ÓLEO PESADO</b>		<b>1.789.524</b>	<b>460.162</b>

## 8.7 QUADRO VI-b – MONTANTES ANUAIS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA 2001

SUPRIDORA	RECEBEDORA	VALOR CONTRATADO GCPS (CICLO 1997) (MWh)	VALOR DO PLANO DE OPERAÇÃO/2001 (MWh)	VALOR PARA ADITAMENTO CONTRATUAL (MWh)
ELETRONORTE	CEA	814.680	600.300	600.300
	CERON	1.291.224	1.341.792	1.341.792
	ELETROACRE	478.296	400.160	400.160
MANAUS ENERGIA	CEAM	17.520	23.751	23.751
BOA VISTA ENERGIA	CER	11.388	15.399	15.399

## 8.8 QUADRO VI-c – MONTANTES MENSIS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA 2001

SUPRIDORA	ELETRONORTE			BOA VISTA ENERGIA	MANAUS ENERGIA
RECEBEDORA	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Mês	(MWh)				
JAN	47.200	109.377	31.750	1.130	1.886
FEV	41.900	103.220	29.920	1.126	1.664
MAR	46.000	117.386	32.550	1.271	1.832
ABR	45.000	112.390	31.310	1.269	1.765
MAI	48.900	109.849	32.550	1.275	1.926
JUN	49.300	106.367	30.810	1.239	1.945
JUL	50.500	114.387	32.780	1.233	2.035
AGO	53.200	117.504	33.970	1.312	2.075
SET	52.100	112.669	35.950	1.365	2.047
OUT	55.400	114.625	37.440	1.339	2.292
NOV	54.800	113.658	34.710	1.390	2.189
DEZ	56.000	110.360	36.420	1.450	2.095
TOTAL	600.300	1.341.792	400.160	15.399	23.751

## 8.9 QUADRO VI-d – MONTANTES MENSIS DE SUPRIMENTO DE DEMANDA PARA 2001

SUPRIDORA	ELETRONORTE			BOA VISTA ENERGIA	MANAUS ENERGIA
RECEBEDORA	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Mês	(MWh / h)				
JAN	82.300	186.135	61.720	3.001	3.670
FEV	83.700	196.489	59.820	2.882	3.424
MAR	81.000	204.723	62.830	2.845	3.500
ABR	82.200	204.848	62.350	2.792	3.552
MAI	83.700	214.454	63.360	2.853	3.782
JUN	84.500	219.320	64.620	2.833	3.733
JUL	84.800	221.752	64.510	2.686	4.051
AGO	90.000	222.914	67.580	2.804	3.943
SET	92.300	221.677	70.640	2.999	4.218
OUT	94.500	233.542	71.150	2.881	4.391
NOV	97.000	227.439	69.340	2.955	4.554
DEZ	100.000	223.867	67.630	3.170	4.605
MÁXIMA	100.000	233.542	71.150	3.170	4.605

## 8.10 QUADRO VII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA RIO BRANCO

MÊS	ENERGIA ( MWh )	DEMANDA ( kWh / h )
JANEIRO	32.816	63.417
FEVEREIRO	30.897	61.504
MARÇO	33.586	64.610
ABRIL	32.386	64.369
MAIO	33.740	65.494
JUNHO	31.917	66.723
JULHO	33.963	66.636
AGOSTO	35.229	69.747
SETEMBRO	37.190	72.734
OUTUBRO	38.736	73.518
NOVEMBRO	35.863	71.540
DEZEMBRO	37.609	69.688
<b>2001</b>	<b>413.932</b>	<b>73.518</b>

## 8.11 QUADRO VIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM RIO BRANCO

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( MW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( MW )
<b>TÉRMICA</b>	RIO BRANCO I	DIESEL	A1 X (1,75 + 1,96) + A2 X 2,5 + A3 X 3,5 + A7 X 1, 5; {S1 X 1,96 + S2X(1,2+2,6)+ S3 X 3,5 + S6X1,5}	14	29,6	26,7
	RIO BRANCO II	DIESEL	A1 X 1,5 +A 5 X 1,7 +A 9 X2,5	15	32,5	26,0
	RIO ACRE	DIESEL	A2 X 21,5; {S2 X 20,4}	2	43,0	32,0
	B. VERMELHO	DIESEL	A31 X 1,6	31	49,6	39,7
<b>TOTAL</b>				<b>62</b>	<b>154,7</b>	<b>124,4</b>

Nota 1: Expansão 2001 - UTE B. Vermelho - Fase I = 15 x 1,6 MW em Jan/2001

Fase II = 16 x 1,6 MW em Fev/2001

Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.12 QUADRO IX – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A ELETROACRE	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	1.066	31.750	32.816	0	32.816	32.816	0
FEVEREIRO	977	29.920	30.897	0	30.897	30.897	0
MARÇO	1.036	32.550	33.586	0	33.586	33.586	0
ABRIL	1.076	31.310	32.386	0	32.386	32.386	0
MAIO	1.190	32.550	33.740	0	33.740	33.740	0
JUNHO	1.107	30.810	31.917	0	31.917	31.917	0
JULHO	1.183	32.780	33.963	0	33.963	33.963	0
AGOSTO	1.259	33.970	35.229	0	35.229	35.229	0
SETEMBRO	1.240	35.950	37.190	0	37.190	37.190	0
OUTUBRO	1.296	37.440	38.736	0	38.736	38.736	0
NOVEMBRO	1.153	34.710	35.863	0	35.863	35.863	0
DEZEMBRO	1.189	36.420	37.609	0	37.609	37.609	0
<b>TOTAL</b>	<b>13.772</b>	<b>400.160</b>	<b>413.932</b>	<b>0</b>	<b>413.932</b>	<b>413.932</b>	<b>0</b>

### 8.13 QUADRO X – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h )			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A ELETROACRE	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	1.697	61.720	3.171	66.588	0	86.000	86.000	19.412
FEVEREIRO	1.684	59.820	3.075	64.579	0	86.000	86.000	21.421
MARÇO	1.780	62.830	3.231	67.841	0	86.000	86.000	18.160
ABRIL	2.019	62.350	3.218	67.587	0	86.000	86.000	18.413
MAIO	2.134	63.360	3.275	68.769	0	86.000	86.000	17.231
JUNHO	2.103	64.620	3.336	70.059	0	86.000	86.000	15.941
JULHO	2.126	64.510	3.332	69.968	0	86.000	86.000	16.032
AGOSTO	2.167	67.580	3.487	73.234	0	86.000	86.000	12.766
SETEMBRO	2.094	70.640	3.637	76.371	0	86.000	86.000	9.629
OUTUBRO	2.368	71.150	3.676	77.194	0	86.000	86.000	8.806
NOVEMBRO	2.200	69.340	3.577	75.117	0	86.000	86.000	10.883
DEZEMBRO	2.058	67.630	3.484	73.172	0	86.000	86.000	12.828
<b>MÁXIMA</b>	-	-	-	<b>77.194</b>	-	-	<b>86.000</b>	<b>8.806</b>

### 8.14 QUADRO XI – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	31.750	0	31.750	0	31.750	31.750	0
FEVEREIRO	29.920	0	29.920	0	29.920	29.920	0
MARÇO	32.550	0	32.550	0	32.550	32.550	0
ABRIL	31.310	0	31.310	0	31.310	31.310	0
MAIO	32.550	0	32.550	0	32.550	32.550	0
JUNHO	30.810	0	30.810	0	30.810	30.810	0
JULHO	32.780	0	32.780	0	32.780	32.780	0
AGOSTO	33.970	0	33.970	0	33.970	33.970	0
SETEMBRO	35.950	0	35.950	0	35.950	35.950	0
OUTUBRO	37.440	0	37.440	0	37.440	37.440	0
NOVEMBRO	34.710	0	34.710	0	34.710	34.710	0
DEZEMBRO	36.420	0	36.420	0	36.420	36.420	0
<b>TOTAL</b>	<b>400.160</b>	-	<b>400.160</b>	-	<b>400.160</b>	<b>400.160</b>	-



## 8.15 QUADRO XII – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	61.720	0	61.720	0	61.720	61.720	0
FEVEREIRO	59.820	0	59.820	0	59.820	59.820	0
MARÇO	62.830	0	62.830	0	62.830	62.830	0
ABRIL	62.350	0	62.350	0	62.350	62.350	0
MAIO	63.360	0	63.360	0	63.360	63.360	0
JUNHO	64.620	0	64.620	0	64.620	64.620	0
JULHO	64.510	0	64.510	0	64.510	64.510	0
AGOSTO	67.580	0	67.580	0	67.580	67.580	0
SETEMBRO	70.640	0	70.640	0	70.640	70.640	0
OUTUBRO	71.150	0	71.150	0	71.150	71.150	0
NOVEMBRO	69.340	0	69.340	0	69.340	69.340	0
DEZEMBRO	67.630	0	67.630	0	67.630	67.630	0
MÁXIMA	-	-	71.150	-	-	71.150	-

## 8.16 QUADRO XIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM RIO BRANCO

PREVISÃO DE GERAÇÃO	TÉRMICA	47,2 MW médios		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	RIO BRANCO I	1,9 MW médios
			RIO BRANCO II	3,7 MW médios
			RIO ACRE	28,1 MW médios
			BARRO VERMELHO	13,5 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	143.785 mil litros		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE CONSUMO
		ELETRONORTE	RIO BRANCO I	5.018 mil litros
			RIO BRANCO II	9.821 mil litros
			RIO ACRE	93.371 mil litros
			BARRO VERMELHO	35.575 mil litros

## 8.17 QUADRO XIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ELETROACRE

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
BRASILÉIA	14.270	1,6	3,2
CRUZEIRO DO SUL	49.580	5,7	10,2
FEIJÓ	7.640	0,9	1,5
SENA MADUREIRA	12.510	1,4	2,6
TARAUACÁ	8.960	1,0	1,9
XAPURI	6.280	0,7	1,4
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>99.240</b>	<b>11,3</b>	<b>20,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>106.400</b>	<b>12,1</b>	<b>22,2</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>93%</b>		<b>93%</b>

## 8.18 QUADRO XV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA ELETROACRE

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ASSIS BRASIL	S1x260+S2x108 ; {A2x125+A1x46}	3	476	381
2-MÁRIO P. BHERING (BRASILÉIA)	A1x(432+725+1000)+A2x750	5	3.657	2.926
3-CAPIXABA	S1x(46+150+184) ; {A1x(150+168)}	3	380	304
4-CRUZEIRO DO SUL	S1x(624+2520+3200)+S4x1260+S2x(300+1000) ; {A2x1000+A4x1260+A1x3200+A1x2520}	11	13.984	11.187
5-FEIJÓ	S1x260+S2x(320+360) ; {A2x320+A3x260}	5	1.620	1.296
6-JORDÃO	A2x75	2	150	120
7-MANOEL URBANO	A3x150	3	450	360
8-PORTO WALTER	A2x125+A1x260	3	510	408
9-STA. ROSA DO PURUS	A2x75	2	150	120
10-M. PINTO DE AGUIAR (SENA MADUREIRA)	A1x725+A2x(365+1000)	5	3.455	2.764
11-MINISTRO A. D. LEITE (TARAUACÁ)	S1x(365+400+725+1000) ; {A1x(725+360+1000+400)}	4	2.490	1.992
12-THAUMATURGO	S1x(46+48+260) ; {A1x(37+46+260)}	3	354	283
13-I.L.PASSARINHO (XAPURI)	S2x324+S3x260 ; {A2x320+A3x260}	5	1.428	1.142
<b>TOTAL</b>		<b>54</b>	<b>29.104</b>	<b>23.283</b>

Nota : Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.19 QUADRO XVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MACAPÁ

MÊS	ENERGIA ( MWh )	DEMANDA ( kWh / h )
JANEIRO	50.163	87.743
FEVEREIRO	44.642	89.422
MARÇO	49.003	86.513
ABRIL	48.050	87.710
MAIO	52.167	88.785
JUNHO	52.421	89.731
JULHO	53.664	89.899
AGOSTO	56.555	95.346
SETEMBRO	55.455	97.727
OUTUBRO	58.853	99.885
NOVEMBRO	58.094	102.332
DEZEMBRO	59.348	105.768
<b>2001</b>	<b>638.415</b>	<b>105.768</b>

## 8.20 QUADRO XVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MACAPÁ

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( MW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( MW )
HIDRÁULICA	COARACY NUNES	-	2 X 20 +1 X 30 ( * )	3	77,0	77,0
TÉRMICA	SANTANA	DIESEL	A3 X 21,5 + A4 X 15,6	7	126,9	101,5
<b>TOTAL</b>				<b>10</b>	<b>203,9</b>	<b>178,5</b>

Nota 1: Expansão 2001 - ( \* ) Acréscimo de 7 MW de Repotenciação das unidades 1 e 2

Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.21 QUADRO XVIII – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEA	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	2.963	47.200	50.163	41.664	8.499	50.163	0
FEVEREIRO	2.742	41.900	44.642	37.632	7.010	44.642	0
MARÇO	3.003	46.000	49.003	41.664	7.339	49.003	0
ABRIL	3.050	45.000	48.050	40.320	7.730	48.050	0
MAIO	3.267	48.900	52.167	41.664	10.503	52.167	0
JUNHO	3.121	49.300	52.421	40.320	12.101	52.421	0
JULHO	3.164	50.500	53.664	41.664	12.000	53.664	0
AGOSTO	3.355	53.200	56.555	41.664	14.891	56.555	0
SETEMBRO	3.355	52.100	55.455	40.320	15.135	55.455	0
OUTUBRO	3.453	55.400	58.853	38.688	20.165	58.853	0
NOVEMBRO	3.294	54.800	58.094	30.960	27.134	58.094	0
DEZEMBRO	3.348	56.000	59.348	34.224	25.124	59.348	0
<b>TOTAL</b>	<b>38.115</b>	<b>600.300</b>	<b>638.415</b>	<b>470.784</b>	<b>167.631</b>	<b>638.415</b>	<b>0</b>

## 8.22 QUADRO XIX – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEA	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	5.443	82.300	4.387	92.130	58.000	70.000	128.000	35.870
FEVEREIRO	5.722	83.700	4.471	93.893	58.000	70.000	128.000	34.107
MARÇO	5.513	81.000	4.326	90.839	58.000	70.000	128.000	37.161
ABRIL	5.510	82.200	4.386	92.096	58.000	70.000	128.000	35.905
MAIO	5.085	83.700	4.439	93.224	58.000	70.000	128.000	34.776
JUNHO	5.231	84.500	4.487	94.218	58.000	70.000	128.000	33.782
JULHO	5.099	84.800	4.495	94.394	58.000	70.000	128.000	33.606
AGOSTO	5.346	90.000	4.767	100.113	58.000	70.000	128.000	27.887
SETEMBRO	5.427	92.300	4.886	102.613	58.000	70.000	128.000	25.387
OUTUBRO	5.385	94.500	4.994	104.879	58.000	70.000	128.000	23.121
NOVEMBRO	5.332	97.000	5.117	107.449	58.000	70.000	128.000	20.551
DEZEMBRO	5.768	100.000	5.288	111.056	58.000	70.000	128.000	16.944
MÁXIMA	-	-	-	111.056	-	-	128.000	16.944

## 8.23 QUADRO XX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEA EM MACAPÁ

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	47.200	0	47.200	0	47.200	47.200	0
FEVEREIRO	41.900	0	41.900	0	41.900	41.900	0
MARÇO	46.000	0	46.000	0	46.000	46.000	0
ABRIL	45.000	0	45.000	0	45.000	45.000	0
MAIO	48.900	0	48.900	0	48.900	48.900	0
JUNHO	49.300	0	49.300	0	49.300	49.300	0
JULHO	50.500	0	50.500	0	50.500	50.500	0
AGOSTO	53.200	0	53.200	0	53.200	53.200	0
SETEMBRO	52.100	0	52.100	0	52.100	52.100	0
OUTUBRO	55.400	0	55.400	0	55.400	55.400	0
NOVEMBRO	54.800	0	54.800	0	54.800	54.800	0
DEZEMBRO	56.000	0	56.000	0	56.000	56.000	0
TOTAL	600.300	-	600.300	-	600.300	600.300	-

## 8.24 QUADRO XXI – BALANÇO DE DEMANDA DA CEA EM MACAPÁ

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	82.300	0	82.300	0	82.300	82.300	0
FEVEREIRO	83.700	0	83.700	0	83.700	83.700	0
MARÇO	81.000	0	81.000	0	81.000	81.000	0
ABRIL	82.200	0	82.200	0	82.200	82.200	0
MAIO	83.700	0	83.700	0	83.700	83.700	0
JUNHO	84.500	0	84.500	0	84.500	84.500	0
JULHO	84.800	0	84.800	0	84.800	84.800	0
AGOSTO	90.000	0	90.000	0	90.000	90.000	0
SETEMBRO	92.300	0	92.300	0	92.300	92.300	0
OUTUBRO	94.500	0	94.500	0	94.500	94.500	0
NOVEMBRO	97.000	0	97.000	0	97.000	97.000	0
DEZEMBRO	100.000	0	100.000	0	100.000	100.000	0
<b>MÁXIMA</b>	-	-	<b>100.000</b>	-	-	<b>100.000</b>	-

## 8.25 QUADRO XXII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MACAPÁ

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	53,7 MW médios		
		EMPRESA	UHE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	COARACY NUNES	53,7 MW médios
	TÉRMICA	19,1 MW médios		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	SANTANA	19,1 MW MÉDIOS
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	54.591 mil litros		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE CONSUMO
		ELETRONORTE	SANTANA	54.591 mil litros

## 8.26 QUADRO XXIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
AMAPÁ	2.500	0,3	0,9
CALÇOENE	1.700	0,2	0,7
LARANJAL DO JARI	28.400	3,2	5,5
ILHA DE SANTANA	500	0,1	0,2
OIAPOQUE / CLEVELÂNDIA	9.900	1,1	1,8
LOURENÇO	1.600	0,2	0,3
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>44.600</b>	<b>5,1</b>	<b>9,4</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.600</b>	<b>5,2</b>	<b>9,6</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>98%</b>		<b>98%</b>

## 8.27 QUADRO XXIV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-AMAPÁ	S4x324 ; {A3x324} - Desativação jun/01	4	1.296	1.037
2-CALÇOENE	S4x324 ; {A3x324} - Desativação jun/01	4	1.296	1.037
3-ILHA DE SANTANA	A1x200 - Desativação jun/01	1	200	160
4-LARANJAL JARI	S4x2500+S3x324 ; {A2x2500}	7	10.972	8.777
5-LOURENÇO	A1x324	1	324	259
6-OIAPOQUE	A3x1000	3	3.000	2.400
7-PRACUÚBA	A2x200 - Desativação jun/01	2	400	320
<b>TOTAL</b>		<b>22</b>	<b>17.488</b>	<b>13.990</b>

*Nota 1: São previstas as desativações das localidades de Amapá, Calçoene, Ilha de Santana e Pracuúba, após entrada em operação das interligações ao Sistema Isolado de Macapá, conforme cronograma supracitado*

*Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*



## 8.28 QUADRO XXV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MANAUS

MÊS	ENERGIA ( MWh )	DEMANDA ( kWh / h )
JANEIRO	298.197	528.424
FEVEREIRO	274.130	528.424
MARÇO	311.522	529.312
ABRIL	302.471	515.436
MAIO	323.448	554.179
JUNHO	316.884	562.839
JULHO	335.395	576.772
AGOSTO	348.698	617.031
SETEMBRO	362.352	623.579
OUTUBRO	356.029	632.913
NOVEMBRO	340.467	619.791
DEZEMBRO	336.003	615.246
<b>2001</b>	<b>3.905.596</b>	<b>632.579</b>

## 8.29 QUADRO XXVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MANAUS

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( MW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( MW )
<b>HIDRÁULICA</b>	UHE BALBINA	-	5 X 50	5	250,0	250,0
<b>TÉRMICA</b>	APARECIDA	PTE	A2 X 48,8	2	97,6	78,0
	MAUÁ	OC1A	A2 X 18,6 + A2 X 50	4	137,2	122,0
	ELETRON	PTE	A6 X 20	6	120,0	90,0
	PIE EL PASO A	PTE	A2 X 25	2	50,0	40,0
	PIE EL PASO B	PTE	A2 X 60	2	120,0	110,0
	PIE EL PASO D	PTE	A2 X 60,5	2	121,0	110,0
	PIE RIO NEGRO	PGE	A10 X 16,6	10	166,0	156,0
<b>TOTAL</b>				<b>33</b>	<b>1.061,8</b>	<b>956,0</b>

*Nota: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

## 8.30 QUADRO XXVII – BALANÇO DE ENERGIA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEAM	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	296.311	1.886	298.197	44.640	253.557	298.197	0
FEVEREIRO	272.466	1.664	274.130	40.320	233.810	274.130	0
MARÇO	309.690	1.832	311.522	57.600	253.922	311.522	0
ABRIL	300.706	1.765	302.471	57.600	244.871	302.471	0
MAIO	321.522	1.926	323.448	89.280	234.168	323.448	0
JUNHO	314.939	1.945	316.884	100.800	216.084	316.884	0
JULHO	333.360	2.035	335.395	89.280	246.115	335.395	0
AGOSTO	346.623	2.075	348.698	59.520	289.178	348.698	0
SETEMBRO	360.305	2.047	362.352	50.400	311.952	362.352	0
OUTUBRO	353.737	2.292	356.029	59.520	296.509	356.029	0
NOVEMBRO	338.278	2.189	340.467	57.600	282.867	340.467	0
DEZEMBRO	333.908	2.095	336.003	59.520	276.483	336.003	0
<b>TOTAL</b>	<b>3.881.845</b>	<b>23.751</b>	<b>3.905.596</b>	<b>766.080</b>	<b>3.139.516</b>	<b>3.905.596</b>	<b>0</b>

### 8.31 QUADRO XXVIII – BALANÇO DE DEMANDA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEAM	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	524.754	3.670	26.421	554.845	200.000	659.000	859.000	304.155
FEVEREIRO	525.000	3.424	26.421	554.845	200.000	477.000	677.000	122.155
MARÇO	525.812	3.500	26.466	555.778	200.000	480.000	680.000	124.222
ABRIL	511.884	3.552	25.772	541.208	200.000	485.000	685.000	143.792
MAIO	550.397	3.782	27.709	581.888	200.000	596.000	796.000	214.112
JUNHO	559.106	3.733	28.142	590.981	250.000	596.000	846.000	255.019
JULHO	572.721	4.051	28.839	605.611	250.000	580.000	830.000	224.389
AGOSTO	613.088	3.943	30.852	647.883	250.000	436.000	686.000	38.117
SETEMBRO	619.361	4.218	31.179	654.758	250.000	436.000	686.000	31.242
OUTUBRO	628.522	4.391	31.646	664.559	245.000	440.000	685.000	20.441
NOVEMBRO	615.237	4.554	30.990	650.781	245.000	440.000	685.000	34.219
DEZEMBRO	610.641	4.605	30.762	646.008	245.000	440.000	685.000	38.992
MÁXIMA	-	-	-	664.559	-	-	846.000	255.019

### 8.32 QUADRO XXIX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEAM EM MANAUS

MÊS	REQUISITO (mWh)			RECURSO (mWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	1.886	0	1.886	0	1.886	1.886	0
FEVEREIRO	1.664	0	1.664	0	1.664	1.664	0
MARÇO	1.832	0	1.832	0	1.832	1.832	0
ABRIL	1.765	0	1.765	0	1.765	1.765	0
MAIO	1.926	0	1.926	0	1.926	1.926	0
JUNHO	1.945	0	1.945	0	1.945	1.945	0
JULHO	2.035	0	2.035	0	2.035	2.035	0
AGOSTO	2.075	0	2.075	0	2.075	2.075	0
SETEMBRO	2.047	0	2.047	0	2.047	2.047	0
OUTUBRO	2.292	0	2.292	0	2.292	2.292	0
NOVEMBRO	2.189	0	2.189	0	2.189	2.189	0
DEZEMBRO	2.095	0	2.095	0	2.095	2.095	0
TOTAL	23.751	-	23.751	-	23.751	23.751	-

### 8.33 QUADRO XXX – BALANÇO DE DEMANDA DA CEAM EM MANAUS

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	3.670	0	3.670	0	3.670	3.670	0
FEVEREIRO	3.424	0	3.424	0	3.424	3.424	0
MARÇO	3.500	0	3.500	0	3.500	3.500	0
ABRIL	3.552	0	3.552	0	3.552	3.552	0
MAIO	3.782	0	3.782	0	3.782	3.782	0
JUNHO	3.733	0	3.733	0	3.733	3.733	0
JULHO	4.051	0	4.051	0	4.051	4.051	0
AGOSTO	3.943	0	3.943	0	3.943	3.943	0
SETEMBRO	4.218	0	4.218	0	4.218	4.218	0
OUTUBRO	4.391	0	4.391	0	4.391	4.391	0
NOVEMBRO	4.554	0	4.554	0	4.554	4.554	0
DEZEMBRO	4.605	0	4.605	0	4.605	4.605	0
<b>MÁXIMA</b>	-	-	<b>4.605</b>	-	<b>4.605</b>	<b>4.605</b>	-

### 8.34 QUADRO XXXI – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MANAUS

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	87,4 MW médios		
		EMPRESA	UHE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		MANAUS ENERGIA	BALBINA	87,4 MW médios
	TÉRMICA	358,4 MW médios		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	35,3 MW médios
			MAUÁ	67,6 MW médios
			ELETRON	0 MW médios
		PIE EL PASO	PLANTA A	11,3 MW médios
			PLANTA B	46,6 MW médios
			PLANTA D	61,9 MW médios
		PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ	135,7 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	COMBUSTÍVEL	456.864 toneladas		
		EMPRESA	UTE	TIPO
		MANAUS ENERGIA	MAUÁ	OC1A
	DIESEL	PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ	PGE
		490.769 mil litros		
		EMPRESA	UTE	TIPO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	PTE
			ELETRON	PTE
		PIE EL PASO	PLANTA A	PTE
			PLANTA B	PTE
			PLANTA D	PTE

### 8.35 QUADRO XXXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEAM

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
BENJAMIN CONSTANT	9.029	1,0	1,7
BOCA DO ACRE	11.984	1,4	2,2
BORBA	7.576	0,9	1,8
CARAUARI	9.501	1,1	2,0
CASTANHO	7.357	0,8	1,7
COARI	28.006	3,2	4,9
EURINEPE	8.142	0,9	1,6
FONTE BOA	5.682	0,7	1,1
HUMAITÁ	22.684	2,6	4,1
IRANDUBA	32.479	3,7	5,8
ITACOATIARA	72.668	8,3	13,2
LÁBREA	11.839	1,4	2,2
MANACAPURU	55.300	6,3	10,2
MANICORÉ	10.430	1,2	2,0
MAUÉS	15.786	1,8	3,0
PARINTINS	43.271	4,9	9,4
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	12.240	1,4	2,7
TABATINGA	22.127	2,5	4,1
TEFÉ	33.527	3,8	6,1
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>419.628</b>	<b>47,9</b>	<b>79,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>576.579</b>	<b>65,8</b>	<b>112,4</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>73,0%</b>		<b>71,0%</b>

## 8.36 QUADRO XXXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEAM

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ALVARÃES	A1x288+A2x350	3	988	790
2-AMATURÁ	A1x(240+288+250)+A2x220	5	1.218	974
3-ANAMÃ	A1x(90+115+250)+A2x176	5	807	646
4-ANORI	A1x350+A2x(288+320)	5	1.566	1.253
5-APUÍ	A1X(240+272+350)+A2x1000	5	2.862	2.290
6-ARARA	A1x92	1	92	74
7-ATALAIA DO NORTE	A1x(220+280)+A3x240	5	1.220	976
8-AUGUSTO MONTENEGRO	A1x90+A2x50	3	190	152
9-AUTAZES	A2x1000+A4x350	6	3.400	2.720
10-AXINIM	A2x40	2	80	64
11-BARCELOS	A1x(184+350+360+500)+A2x200	6	1.794	1.435
12-BARREIRINHA	A1x(500+240)+A2x(288+350)	6	2.016	1.613
13-BELÉM DO SOLIMÕES	A1x(80+144)	2	224	179
14-BENJAMIN CONSTANT	A3x631+A1x1000+A1x1100	6	3.993	3.194
15-BERURI	A2x(176+288)	4	928	742
16-BOA VISTA DO RAMOS	A1x(144+500+550)+A2x240	5	1.674	1.339
17-BOCA DO ACRE	A1x(360+1000+1100+1250)	4	3.710	2.968
18-BORBA	A1x(450+660+1100+1600)+A2x1500	6	6.810	5.448
19-CAAPIRANGA	A1x(144+288)+A2x205	4	842	674
20-CABURI	A1x(40+60)+A2x48	4	196	157
21-CAIAMBÉ	A1x(40+48+90)	3	178	142
22-CAMETÁ (VILA)	A1x50+A2x124	3	298	238
23-CAMPINAS	A2x48	2	96	77
24-CANUTAMA	A1x500+A3x350	4	1.550	1.240
25-CARAUARI	A1x(304+1600)+A2x(536+1000)	6	4.976	3.981
26-CAREIRO DA VÁRZEA	A1x(184+304)+A2x220	4	928	742
27-CASTANHO	A1x(288+336+1000)+A2x350	5	2.324	1.859
28-CAVIANA	A1x80+A2x60	3	200	160
29-COARI	A1x(630+1100)+A2x(1250+2000) +A3x800	9	10.630	8.504
30-CODAJÁS	A1x(536+1100)+A2x1000	4	3.636	2.909
31-CUCUÍ	A1x80+A2x140	3	360	288
32-EIRUNEPE	A2x(600+1100+1000)	6	5.400	4.320

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
33-ENVIRA	A1x(272+304+320)+A2x288	5	1.472	1.178
34-ESTIRÃO DO EQUADOR	A3x144	3	432	346
35-FEIJAL	A1x180	1	180	144
36-FONTE BOA	A1x288+A2x(240+350)	5	1.468	1.174
37-HUMAITÁ	A1x(630+1250+1600)+A2x2000+A4x405	9	9.100	7.280
38-IAUARETÊ	A1x375+A3x144	4	807	646
39-IPIRANGA	A2x144	2	288	230
40-IPIXUNA	A1x(220+288+320+350)	4	1.178	942
41-IRANDUBA	A1x2000+A2x(1000+1250)+A3x1100	8	9.800	7.840
42-ITACOATIARA	A1x(1100+1600+2000+2500)+A2x2320	8	11.840	9.472
43-ITAMARATI	A1x(140+288)+A2x176	4	780	624
44-ITAPEAÇU	A2x144	2	288	230
45-ITAPIRANGA	A1x(220+288)+A2x350	4	1.208	966
46-JACARÉ	A1x(67+50)	2	117	94
47-JAPURÁ	A1x48+A2x40	3	128	102
48-JURUÁ	A1x(90+220+240+350)	4	900	720
49-JUTAÍ	A1x(272+288+304+350)	4	1.214	971
50-LÁBREA	A1x(360+600+630)+A2x(1000+1100)	7	5.790	4.632
51-LIMOEIRO	A1x(132+175+240)	3	547	438
52-MANACAPURU	A1x(1100+1600+2320)+A2x(1000+1250)+A3x2000	10	15.520	12.416
53-MANAQUIRI	A1x(144+250)+A2x350	4	1.094	875
54-MANICORÉ	A1x(536+1000+1100+1250)	4	3.886	3.109
55-MARAÃ	A1x(90+240+250+350)	4	930	744
56-MAUÉS	A1x(631+818+1000+1250+1500)	5	5.199	4.159
57-MOCAMBO	A2x144	2	288	230
58-MURITUBA	A2x40	2	80	64
59-NHAMUNDÁ	A1x500+A3x350	4	1.550	1.240
60-NOVA OLINDA DO NORTE	A1x(500+1000)+A2x(288+350)	6	2.776	2.221
61-NOVO AIRÃO	A1x(288+500)+A2x350	4	1.428	1.142
62-NOVO ARIPUANÃ	A1x500+A2x(288+320+350)	7	2.416	1.933
63-NOVO CÉU	A2x(50+120)	2	170	136
64-NOVO REMANSO	A1x(240+288+304)	3	832	666
65-PALMEIRAS	A3x144	3	432	346



SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
66-PARINTINS	A1x(630+818+1250+1600+200)+A2x1500+A3x2500	10	16.798	13.438
67-PAUINI	A1x(300+350+500)	3	1.150	920
68-PEDRAS	A2x90	2	180	144
69-SACAMBU (VILA)	A1x(40+60+72)	3	172	138
70-S.IZABEL DO RIO NEGRO	A1x(272+350+304)	3	926	741
71-S.ANTÔNIO DO IÇÁ	A1x(144+288)+A2x(240+350)	6	1.612	1.290
72-S.GABRIEL DA CACHOEIRA	A1x(272+304+1600)+A2x1250	5	4.676	3.741
73-S.PAULO DE OLIVENÇA	A1x(220+288+300+500)+A2x350	6	2.008	1.606
74-S.SEBASTIÃO DO UATUMÃ	A1x304+A2x350	3	1.004	803
75-SILVES	A1x(288+304+350)	3	942	754
76-TABATINGA	A1x(630+1000+1250+2320)+A2x1600	6	8.400	6.720
77-TAPAUÁ	A1x(500+350)+A2x350	4	1.550	1.240
78-TEFÉ	A2x(1100+1250+2000)	6	8.700	6.960
79-TERRA NOVA	A1x(50+30)	2	80	64
80-TONANTINS	A1x(144+220+288+350)	4	1.002	802
81-TUIUÉ	A1x(144+60)	2	204	163
82-UARINI	A1x(140+250)+A2x240	4	870	696
83-URUCARA	A1x(288+350+500)+A3x320	6	2.098	1.678
84-URUCURITUBA (TABOCAL)	A1x(272+300+500)+A2x350	5	1.772	1.418
85-VILA AMAZÔNIA	A1x(40+144)	2	184	147
86-VILA BITTENCOURT	A2x144	2	288	230
87-VILA URUCURITUBA	A1x50	1	50	40
88-ZÉ AÇÚ	A1x50	1	50	40
<b>TOTAL</b>		370	204.040	163.232

*Nota 1: Inclusão de Novas Localidades – Arara, Feijoa, Jacaré, Novo Céu, Terra Nova, Tuiué, Vila Urucurituba e Zé Açú.*

*Nota 2: Guajará compra energia de Cruzeiro do Sul (Acre);*

*Nota 3: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

### 8.37 QUADRO XXXIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CELPA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
AFUÁ	3.937	0,4	0,9
ALENQUER	14.054	1,6	2,7
ALMEIRIM	8.883	1,0	2,2
BREVES	23.326	2,7	4,1
JURUTI	4.423	0,5	1,0
MONTE ALEGRE	17.872	2,0	3,3
NOVO PROGRESSO	6.138	0,7	1,7
ÓBIDOS	18.061	2,1	3,7
ORIXIMINÁ	20.627	2,4	3,8
PORTEL	9.701	1,1	1,6
PORTO DE MOZ	4.502	0,5	1,0
SALVATERRA	6.353	0,7	1,8
SANTANA DO ARAGUAIA	9.149	1,0	1,9
SÃO SEBASTIÃO DA B. VISTA	3.771	0,4	0,7
SOURE	10.363	1,2	2,6
TERRA SANTA	4.867	0,6	1,0
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>166.027</b>	<b>18,9</b>	<b>34,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>206.492</b>	<b>23,6</b>	<b>41,3</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>80,0%</b>		<b>82,0%</b>

### 8.38 QUADRO XXXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CELPA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-AFUÁ	S3x240	3	720	576
2-ALENQUER	A5x845	5	4.225	3.380
3-ALMEIRIM	A1x350+A3x637	4	2.258	1.806
4-ANAJÁS	A3x240	3	720	576
5-AVEIRO	A1x240+A2x100	3	440	352
6-BAGRE	A3x240	3	720	576
7-BANACH	A4x240	4	960	768
8-BARREIRA DO CAMPO	A1x350+A2x100	3	550	440

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
9-BREVES	A6x845	6	5.070	4.056
10-CACHOEIRA DO ARARI	A3x350	3	1.050	840
11-CASTELO DOS SONHOS	A4x240	4	960	768
12-CHAVES	A3x240	3	720	576
13-CURRALINHO	A2x420	2	840	672
14-CURUÁ	A2x350	2	700	560
15-FARO	A2x350	2	700	560
16-FORDLÂNDIA	A4x240	4	960	768
17-GURUPÁ	A2x845	2	1.690	1.352
18-JACAREACANGA	A4x240	4	960	768
19-JURUTI	A2x845	2	1.690	1.352
20-MELGACO	A4x240	4	960	768
21-MONTE ALEGRE	A5x845	5	4.225	3.380
22-MUANÁ	A1x350+A2x420	3	1.190	952
23-NOVA ESPERANÇA DO PIRIÁ	A4x240	4	960	768
24-NOVO PROGRESSO	A5x545	5	2.725	2.180
25-ÓBIDOS	A3x637+A3x845	6	4.443	3.554
26-OEIRAS DO PARÁ	A3x278	3	834	667
27-ORIXIMINÁ	A6x845	6	5.070	4.056
28-PONTA DE PEDRAS	A2x350+A2x420	4	1.540	1.232
29-PORTEL	A3x845	3	2.535	2.028
30-PORTO DE MOZ	A3x350	3	1.050	840
31-PRAINHA	A2x420	2	840	672
32-SALVATERRA	A1x350+A3x637	4	2.258	1.806
33-SANTA CRUZ DO ARARI	A4x240	4	960	768
34-SANTA MARIA DAS BARREIRAS	A1x(100+350+384)	3	834	667
35-SANTANA DO ARAGUAIA	A2x1000+A4x350	6	3.400	2.720
36-S.SEBASTIÃO DA BOA VISTA	A3x350	3	1.050	840
37-SOURÉ	A2x637+A3x845	5	3.807	3.046
38-TERRA SANTA	A4x350	4	1.400	1.120
<b>TOTAL DA CELPA</b>		<b>139</b>	<b>66.014</b>	<b>52.811</b>

*Nota 1: Inclusão de Novas Localidades – Fordlândia e Castelo dos Sonhos;*

*Nota 2: Interligações Previstas – Banach e Oeiras do Pará;*

*Nota 3: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

### 8.39 QUADRO XXXVI – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA JARCEL

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
MONTE DOURADO	21.799	2,5	3,3
<b>TOTAL</b>	<b>21.799</b>	<b>2,5</b>	<b>3,3</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>

### 8.40 QUADRO XXXVII - CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA JARCEL

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-MONTE DOURADO	S1x930+S3x200 ; {A3x1600+A1x930}	4	6.930	5.544
2-SÃO MIGUEL	A1x(600+272+280+320)	4	1.472	1.178
3-MUNGUBA	S5x1750 ; {A5x1600}	5	8.750	7.000
<b>TOTAL DA JARCEL</b>		<b>13</b>	<b>17.152</b>	<b>13.722</b>

*Nota 1: As unidades geradoras da localidade de Monte Dourado consomem óleo combustível. As demais unidades consomem óleo diesel.*

*Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

#### 8.41 QUADRO XXXVIII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA PORTO VELHO

MÊS	ENERGIA ( MWh )	DEMANDA ( kWh / h )
JANEIRO	116.795	202.094
FEVEREIRO	109.578	213.258
MARÇO	125.348	222.078
ABRIL	120.511	222.255
MAIO	117.013	232.365
JUNHO	114.185	237.777
JULHO	122.185	240.213
AGOSTO	124.454	241.534
SETEMBRO	119.618	240.101
OUTUBRO	122.215	253.540
NOVEMBRO	120.975	246.471
DEZEMBRO	117.631	242.316
<b>2001</b>	<b>1.430.508</b>	<b>253.540</b>

## 8.42 QUADRO XXXIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM PORTO VELHO

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( MW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( MW )
HIDRÁULICA	UHE SAMUEL	-	5 X 43,2	5	216,0	216,0
TÉRMICA	RIO MADEIRA	DIESEL	A3 X 24 + A1 X 58,4	4	130,4	92,3
	TERMONORTE I	DIESEL	A4 X 17	4	68,0	62,4
TOTAL				13	414,4	370,7

Nota 1: Expansão de Geração – TERMONORTE II, fase I – 1 TG de 73,8 MW em Nov/2001;

Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.43 QUADRO XL – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CERON	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	7.418	109.377	116.795	54.393	62.402	116.795	0
FEVEREIRO	6.358	103.220	109.578	52.460	57.118	109.578	0
MARÇO	7.962	117.386	125.348	62.058	63.290	125.348	0
ABRIL	8.121	112.390	120.511	60.011	60.500	120.511	0
MAIO	7.164	109.849	117.013	58.207	58.806	117.013	0
JUNHO	7.818	106.367	114.185	46.807	67.378	114.185	0
JULHO	7.798	114.387	122.185	41.887	80.298	122.185	0
AGOSTO	6.950	117.504	124.454	25.044	99.410	124.454	0
SETEMBRO	6.949	112.669	119.618	23.405	96.213	119.618	0
OUTUBRO	7.590	114.625	122.215	63.754	58.461	122.215	0
NOVEMBRO	7.317	113.658	120.975	60.510	60.465	120.975	0
DEZEMBRO	7.271	110.360	117.631	54.679	62.952	117.631	0
TOTAL	88.716	1.341.792	1.430.508	603.215	827.293	1.430.508	0

#### 8.44 QUADRO XLI – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CERON	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	15.959	186.135	10.105	212.199	185.000	126.000	311.000	98.801
FEVEREIRO	16.769	196.489	10.663	223.921	200.000	126.000	326.000	102.079
MARÇO	17.355	204.723	11.104	233.182	210.000	92.000	302.000	68.818
ABRIL	17.407	204.848	11.113	233.368	210.000	57.000	267.000	33.632
MAIO	17.911	214.454	11.618	243.983	215.000	72.000	287.000	43.017
JUNHO	18.457	219.320	11.889	249.666	215.000	126.000	341.000	91.334
JULHO	18.461	221.752	12.011	252.224	172.000	102.400	274.400	22.176
AGOSTO	18.620	222.914	12.077	253.611	172.000	118.000	290.000	36.389
SETEMBRO	18.424	221.677	12.005	252.106	172.000	133.600	305.600	53.494
OUTUBRO	19.998	233.542	12.677	266.217	129.000	149.200	278.200	11.983
NOVEMBRO	19.032	227.439	12.324	258.795	129.000	149.200	278.200	19.405
DEZEMBRO	18.449	223.867	12.116	254.432	129.000	149.200	278.200	23.768
MÁXIMA	-	-	-	266.217	-	-	341.000	74.783

#### 8.45 QUADRO XLII – BALANÇO DE ENERGIA DA CERON EM PORTO VELHO

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	109.377	0	109.377	0	109.377	109.377	0
FEVEREIRO	103.220	0	103.220	0	103.220	103.220	0
MARÇO	117.386	0	117.386	0	117.386	117.386	0
ABRIL	112.390	0	112.390	0	112.390	112.390	0
MAIO	109.849	0	109.849	0	109.849	109.849	0
JUNHO	106.367	0	106.367	0	106.367	106.367	0
JULHO	114.387	0	114.387	0	114.387	114.387	0
AGOSTO	117.504	0	117.504	0	117.504	117.504	0
SETEMBRO	112.669	0	112.669	0	112.669	112.669	0
OUTUBRO	114.625	0	114.625	0	114.625	114.625	0
NOVEMBRO	113.658	0	113.658	0	113.658	113.658	0
DEZEMBRO	110.360	0	110.360	0	110.360	110.360	0
TOTAL	1.341.792	-	1.341.792	-	1.341.792	1.341.792	-

## 8.46 QUADRO XLIII – BALANÇO DE DEMANDA DA CERON EM PORTO VELHO

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	186.135	0	186.135	0	186.135	186.135	0
FEVEREIRO	196.489	0	196.489	0	196.489	196.489	0
MARÇO	204.723	0	204.723	0	204.723	204.723	0
ABRIL	204.848	0	204.848	0	204.848	204.848	0
MAIO	214.454	0	214.454	0	214.454	214.454	0
JUNHO	219.320	0	219.320	0	219.320	219.320	0
JULHO	221.752	0	221.752	0	221.752	221.752	0
AGOSTO	222.914	0	222.914	0	222.914	222.914	0
SETEMBRO	221.677	0	221.677	0	221.677	221.677	0
OUTUBRO	233.542	0	233.542	0	233.542	233.542	0
NOVEMBRO	227.439	0	227.439	0	227.439	227.439	0
DEZEMBRO	223.867	0	223.867	0	223.867	223.867	0
MÁXIMA	-	-	233.542	-	233.542	233.542	-

## 8.47 QUADRO XLIV – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM PORTO VELHO

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	68,9 MW médios				
		EMPRESA		UHE	PREVISÃO DE GERAÇÃO	
		ELETRONORTE		SAMUEL	68,9 MW médios	
	TÉRMICA	94,4 MW médios				
		EMPRESA		UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO	
ELETRONORTE		RIO MADEIRA	37,8 MW médios			
TERMONORTE I			56,6 MW médios			
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	239.946 mil litros				
		EMPRESA		UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		ELETRONORTE		R.MADEIRA	DIESEL	125.828 mil litros
		TERMONORTE I			DIESEL	114.118 mil litros



## 8.48 QUADRO XLV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CERON

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
ALVORADA DO OESTE	16.469	1,9	4,0
CAMPO NOVO DE RONDÔNIA	2.662	0,3	0,8
COSTA MARQUES	6.348	0,7	1,5
CUJUBIM	10.114	1,2	2,4
ENGº FERNANDEZ RIVERO	29.536	3,4	5,7
GUAJARÁ-MIRIM	53.781	6,1	11,7
MACHADINHO	14.385	1,6	3,2
NOVA BRASILÂNDIA	13.986	1,6	3,8
PIMENTA BUENO / CACOAL	38.083 (*)	4,4	10,9
SÃO FRANCISCO	12.459	1,4	2,7
SÃO MIGUEL	8.331	1,0	2,0
SERINGUEIRAS	6.409	0,7	1,6
VILA EXTREMA	3.796	0,4	1,1
VILHENA	35.626 (*)	4,1	10,4
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>251.985</b>	<b>28,8</b>	<b>61,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>257.946</b>	<b>29,5</b>	<b>66,3</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>98,0%</b>		<b>93,0%</b>

(\*) Parcela do mercado atendida por Geração Térmica

## 8.49 QUADRO XLVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CERON

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ABUNÃ	S1x136+S2x72 ; {A1x150}	3	280	224
2-ALVORADA D'OESTE	S1x(352+1500)+S2x364+S3x1000 ; {A4x320+A1x1000}	7	5.380	4.304
3-ARARAS	S3x61 ; {A1x100}	3	180	144
4-BELA VISTA S. DOMINGOS	S1x(144+160+264); {A1x48}	3	568	454
5-BURITIS (ENGº FERNANDEZ RIVERO)	S4x830 ; {A4x320+A1x1000}	4	3.320	2.656
6-CALAMA	S3x157 ; {A1x(184+264)}	3	472	378

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
7-CAMPO NOVO RONDÔNIA	S2x346 ; {A2x320}	2	692	554
8-CHUPINGUAIA	S1x830 ; {A1x320}	1	830	664
9-COLORADO D'OESTE	S2x(1000+1248+2600); {A1x1.000}	6	9.696	7.757
10-CONCEICAO DA GALERA	S3x17 ; {A1x36}	3	51	41
11-COSTA MARQUES	A1x(184+320+1000)+A2x264	5	2.032	1.626
12-CUJUBIM	S1x419+S2x346 ; {A1x320}	3	1.111	889
13-DEMARCAÇÃO	S3x40 ; {A1x16}	3	120	96
14-FORTALEZA ABUNÃ	S1x60+S2x136 ; {A1x264}	3	332	266
15-GUAJARÁ-MIRIM	S3x2500+S7x830 ; {A1x2500+A3x2000}	10	13.310	10.648
16-ISIDOLÂNDIA	S3x72 ; {A1x48}	3	216	173
17-JACY-PARANÁ	S1x200+S2x180 ; {A2x264}	3	560	448
18-MACHADINHO	S1x(346+419)+S3x830 ; {A2x1000}	5	3.255	2.604
19-MAICI	S3x17 ; {A1x20}	3	51	41
20-MUTUM PARANÁ	S2x72 ; {A1x48}	2	144	115
21-NAZARÉ	S2x40 ; {A1 x 48}	2	80	64
22-NOVA BRASILÂNDIA	S1x346+S3x830 ; {A1x(1600+1000)}	4	2.836	2.269
23-NOVA CALIFÓRNIA	S2x346 ; {A1x(184+264)}	2	692	554
24-PACARANÃ	S1x72+S2x136 ; {A1x184}	3	344	275
25-PEDRAS NEGRAS	S3x40 ; {A1x48}	3	120	96
26-PIMENTA BUENO / PIE ROVEMA	A3x2500 / A2x1500	5	10.500	8.400
27-PORTO MURTINHO	S3x17 ; {A1x48}	3	51	41
28-ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ	S2x61 ; {A1x100}	2	122	98
29-SANTA CATARINA	S3x17 ; {A1x48}	3	51	41
30-SANTANA DO GUAPORÉ	A1x264	1	264	211
31-SÃO CARLOS	S1x60+S2x136 ; {A1x264}	3	332	266
32-SÃO FRANCISCO	S3x346 ; {A3x240}	3	1.038	830
33-SÃO MIGUEL DO GUAPORÉ	A1x(1600+1000)	2	2.600	2.080
34-SÃO SEBASTIÃO	S3x40 ; {A1x48}	3	120	96
35-SERINGUEIRAS	S1x419+S2x346 ; {A3x240}	3	1.111	889
36-SURPRESA	S3x61 ; {A1x100}	3	183	146
37-TABAJARA	S1x17+S2x40 ; {A1x48}	3	97	78
38-TANCREDÓPOLIS	A1x(48+264)	2	312	250
39-URUCUMACUÃ	S3x61 ; {A1x48}	3	183	146

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
40-VALE ANARY	S4x136 ; {A1x320}	4	544	435
41-VILA EXTREMA	A2x284+A1x1600	3	1.968	1.574
42-VILHENA	S1x1248+S5x1250+S6x1500; {A6800}	12	16.498	13.198
43-VISTA ALEGRE DO ABUNÃ	S3x136 ; {A1x264}	3	408	326
<b>TOTAL</b>		<b>150</b>	<b>83.054</b>	<b>66.445</b>

Nota 1: Desativações de Bela Vista S. Domingos (interligação a Costa Marques – Ago/2001) e de Nova Brasilândia e Santana do Guaporé (interligação ao Sistema P.Velho- Mar/2001);

Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.50 QUADRO XLVII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA BOA VISTA

MÊS	ENERGIA ( MWh )	DEMANDA ( kWh / h )
JANEIRO	29.434	52.778
FEVEREIRO	27.804	55.664
MARÇO	30.493	57.288
ABRIL	28.281	57.635
MAIO	29.457	57.348
JUNHO	28.585	57.092
JULHO	29.079	54.640
AGOSTO	30.476	61.923
SETEMBRO	33.181	61.994
OUTUBRO	33.660	62.649
NOVEMBRO	33.434	65.206
DEZEMBRO	33.612	65.713
<b>2001</b>	<b>367.496</b>	<b>65.713</b>

## 8.51 QUADRO XLVIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM BOA VISTA

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( MW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( MW )
TÉRMICA	BOA VISTA II	DIESEL	A3X 2,6+A4X2,75	7	18,8	16,1
	FLORESTA	PTE	A4 X 31+A1X 24	5	148,0	118,0
	EQUATORIAL	DIESEL	14 X 1,6	14	22,4	19,6
TOTAL				26	189,2	153,7

Nota 1: UTE Floresta – Expansão de 31 MW em Jan/2001 e 31 MW em Jun/2001.

Nota 2: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.52 QUADRO XLIX – BALANÇO DE ENERGIA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CER	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	28.304	1.130	29.434	0	29.434	29.434	0
FEVEREIRO	26.677	1.126	27.803	0	27.803	27.803	0
MARÇO	29.222	1.271	30.493	0	30.493	30.493	0
ABRIL	27.012	1.269	28.281	0	28.281	28.281	0
MAIO	28.182	1.275	29.457	0	29.457	29.457	0
JUNHO	27.346	1.239	28.585	0	28.585	28.585	0
JULHO	27.846	1.233	29.079	0	29.079	29.079	0
AGOSTO	29.164	1.312	30.476	0	30.476	30.476	0
SETEMBRO	31.816	1.365	33.181	0	33.181	33.181	0
OUTUBRO	32.321	1.339	33.660	0	33.660	33.660	0
NOVEMBRO	31.044	1.390	33.434	0	33.434	33.434	0
DEZEMBRO	32.163	1.450	33.613	0	33.613	33.613	0
TOTAL	352.097	15.399	367.496	0	367.496	367.496	0

### 8.53 QUADRO L – BALANÇO DE DEMANDA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CER	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	49.777	3.001	2.639	55.417	0	81.500	81.500	26.083
FEVEREIRO	52.782	2.882	2.783	58.447	0	81.500	81.500	23.053
MARÇO	54.443	2.845	2.864	60.152	0	81.500	81.500	21.348
ABRIL	54.843	2.792	2.882	60.517	0	81.500	81.500	20.983
MAIO	54.495	2.853	2.867	60.215	0	81.500	81.500	21.285
JUNHO	54.259	2.833	2.855	59.947	0	81.500	81.500	21.553
JULHO	51.954	2.686	2.732	57.372	0	99.500	99.500	42.128
AGOSTO	59.119	2.804	3.096	65.019	0	99.500	99.500	34.481
SETEMBRO	58.995	2.999	3.100	64.094	0	99.500	99.500	34.406
OUTUBRO	59.768	2.881	3.132	65.781	0	99.500	99.500	33.719
NOVEMBRO	62.251	2.955	3.260	68.466	0	99.500	99.500	31.034
DEZEMBRO	62.543	3.170	3.286	68.999	0	99.500	99.500	30.501
MÁXIMA	-	-	-	68.999	-	99.500	99.500	30.501

### 8.54 QUADRO LI – BALANÇO DE ENERGIA DA CER EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	1.130	0	1.130	0	1.130	1.130	0
FEVEREIRO	1.126	0	1.126	0	1.126	1.126	0
MARÇO	1.271	0	1.271	0	1.271	1.271	0
ABRIL	1.269	0	1.269	0	1.269	1.269	0
MAIO	1.275	0	1.275	0	1.275	1.275	0
JUNHO	1.239	0	1.239	0	1.239	1.239	0
JULHO	1.233	0	1.233	0	1.233	1.233	0
AGOSTO	1.312	0	1.312	0	1.312	1.312	0
SETEMBRO	1.365	0	1.365	0	1.365	1.365	0
OUTUBRO	1.339	0	1.339	0	1.339	1.339	0
NOVEMBRO	1.390	0	1.390	0	1.390	1.390	0
DEZEMBRO	1.450	0	1.450	0	1.450	1.450	0
TOTAL	15.399	-	15.399	-	15.399	15.399	-

## 8.55 QUADRO LII – BALANÇO DE DEMANDA DA CER EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	3.001	0	3.001	0	3.001	3.001	0
FEVEREIRO	2.882	0	2.882	0	2.882	2.882	0
MARÇO	2.845	0	2.845	0	2.845	2.845	0
ABRIL	2.792	0	2.792	0	2.792	2.792	0
MAIO	2.853	0	2.853	0	2.853	2.853	0
JUNHO	2.833	0	2.833	0	2.833	2.833	0
JULHO	2.686	0	2.686	0	2.686	2.686	0
AGOSTO	2.804	0	2.804	0	2.804	2.804	0
SETEMBRO	2.999	0	2.999	0	2.999	2.999	0
OUTUBRO	2.881	0	2.881	0	2.881	2.881	0
NOVEMBRO	2.955	0	2.955	0	2.955	2.955	0
DEZEMBRO	3.170	0	3.170	0	3.170	3.170	0
MÁXIMA	-	-	3.170	-	-	3.170	-

## 8.56 QUADRO LIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM BOA VISTA

PREVISÃO DE GERAÇÃO	TÉRMICA	42,0 MW médios			
		EMPRESA	UTE		PREVISÃO DE GERAÇÃO
		BOA VISTA ENERGIA	CENTRO		1,0 MW médios
			FLORESTA		41,0MW médios
			EQUATORIAL		0 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	138.942 mil litros			
		EMPRESA	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		BOA VISTA ENERGIA	CENTRO	DIESEL	2.648 mil litros
			FLORESTA	PTE	136.294 mil litros
			EQUATORIAL	DIESEL	0 mil litros

Nota : O despacho da UTE Equatorial está condicionado à assinatura do contrato de compra e venda de energia de PIE.

## 8.57 QUADRO LIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CER

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
ALTO ALEGRE	4.033	0,5	0,8
BONFIM	1.797	0,2	0,4
CARACARAÍ	10.313	1,2	2,6
JUNDIÁ	412	0,5	0,1
NORMANDIA	2.231	0,3	0,4
PACARAIMA	3.694	0,4	0,7
SÃO JOÃO DA BALIZA	28.097	3,2	5,5
SURUMÚ	370	0,04	0,1
TAIANO	494	0,1	0,1
VILA BRASIL	926	0,1	0,2
VISTA ALEGRE	467	0,1	0,1
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>52.834</b>	<b>6,7</b>	<b>11,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>71.255</b>	<b>8,1</b>	<b>14,6</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>74,1%</b>		<b>75,3%</b>

## 8.58 QUADRO LV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CER

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ÁGUA FRIA	S1x70; {A1x64}	1	70	56
2-ALTO ALEGRE	S2x(352+300); {A1x352+A3x300}	4	1.304	1.043
3-APIAU	S1x(160+212); {A1x160}	2	372	298
4-BONFIM	S1x300+S2x320; {A1x(300+352)}	3	940	752
5-CABO SOBRAL	A1x24	1	24	19
6-CAMPOS NOVOS	S1x57; {A1x20}	1	57	46
7-CANAUANIM	S1x26; {A1x24}	1	26	21
8-CARACARAI	S1x(320+600)+S2x(300+536)+S3x1300; {A2x(384+300+1300)+A1x352}	9	6.492	5.194
9-CONTÃO	A1x(48+108)	2	156	125

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
10-EQUADOR	A1x108	1	108	86
11-FÉLIX PINTO	S1x108; {A1x80}	1	108	86
12-JACAMIM	A1x10	1	10	8
13-JUNDIÁ	S1x(24+100+116); {A1x(64+100)}	3	240	192
14-LAGO GRANDE	S1x26; {A1x18}	1	26	21
15-MALOCA BOCA DA MATA	S1x48; {A1x24}	1	48	38
16-MALOCA DA BALA	A1x10	1	10	8
17-MALOCA FLEXAL	A1x24	1	24	19
18-MALOCA DA RAPOSA	S1x57; {A1x48}	1	57	46
19-MALOCA DO ARAÇÁ	A1x24	1	24	19
20-MALOCA DO MANOÁ	S1x10; {A1x7}	1	10	8
21-MALOCA GUARIBA	A1x24	1	24	19
22-MALOCA MALACACHETA	S1x48; {A1x26}	1	48	38
23-MALOCA MOSCOW	A1x10	1	10	8
24-MALOCA SANTA ROSA	A1x24	1	24	19
25-MALOCA S.MARCOS	A1x15	1	15	12
26-MALOCA TRÊS CORAÇÕES	S1x80; {A1x57}	1	80	64
27-MALOCA VISTA ALEGRE	A1x24	1	24	19
28-MARACANÃ	A1x71	1	71	57
29-MUTUM	A1x72	1	72	58
30-NAPOLEÃO	S1x72; {A1x24}	1	72	58
31-NORMANDIA	S1x352+S2x329,6; {A3x300}	3	1.011	809
32-NOVA ESPERANÇA	S1x32; {A1x24}	1	32	26
33-OLHO D'ÁGUA	S1x24; {A1x10}	1	24	19
34-PACARAIMA	S1x(300+329,6)+S2x352; {A3x300}	4	1.334	1.067
35-PANACARICA	A1x24	1	24	19
36-PAREDÃO	S1x32; {A1x24}	1	32	26
37-PASSARÃO	S1x(180+300); {A1x(53+400)}	2	480	384
38-PETROLINA DO NORTE	S1x64,8; {A1x24}	1	65	52
39-PIUM	A1x10	1	10	8
40-SACAI	S1x48; {A1x24}	1	48	38
41-SAMAÚMA	A1x10	1	10	8
42-S.JOÃO DA BALIZA	S2x2000	2	4.000	3.200
43-SANTA MARIA DO BOIAÇU	S2x108; {A1x(108+48)}	2	216	173



SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
44-SÃO FRANCISCO	S2x92; {A1x64}	2	184	147
45-S.FRANCISCO DO BAIXO R.BRANCO	A1x10	1	10	8
46-SÃO SILVESTRE	S1x120; {A1x108}	1	120	96
47-SERRA GRANDE II	A1x48	1	48	38
48-SOCÓ	S1x64,8; {A1x48}	1	65	52
49-SURUMU	S1x266; {A1x(80+108)}	1	266	213
50-TAIANO	A1x240	1	240	192
51-TEPEQUÉM	A1x48	1	48	38
52-TERRA PRETA	S1x26,4; {A1x24}	1	26	21
53-TRAIRÃO	S1x(70,4+108); {A1x56,8}	2	178	142
54-UIRAMUTÃ	S2x120; {A1x144}	2	240	192
55-VILA CACHOEIRINHA	S1x56,8; {A1x24}	1	57	46
56-VILA UNIÃO	S1x64,8; {A1x32}	1	65	52
57-VILA BRASIL	S2x300; {A1x(200+300)}	2	600	480
58-VILA CAICUBI	S1x52,8; {A1x24}	1	53	42
59-VILA CENTRAL	S1x(120+160); {A1x48}	2	280	224
60-VILA ANTÔNIO CAMPOS	A1x24	1	24	19
61-VILA DONA COTA	A1x18	1	18	14
62-VILA FLORESTA	S1x24; {A1x18}	1	24	19
63-VILA ITAQUERA	A1x18	1	18	14
64-VILA MILAGRE	A1x10	1	10	8
65-VILA REMANSO	S1x26,4; {A1x18}	1	27	21
66-VILA SÃO JOSÉ	S1x62,4; {A1x48}	1	62	50
67-VILA VILENA	S1x64; {A1x48}	1	64	51
68-VISTA ALEGRE	S1x300; {A1x116}	1	300	240
69-XERUINÍ	S1x24; {A1x18}	1	24	19
70-XUMINA	A1x14	1	14	11
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>	<b>20.897</b>	<b>16.715</b>

*Nota 1: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

## 8.59 QUADRO LVI – CARGA PRÓPRIA DA ILHA DE CAMAMÚ DA COELBA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
ILHA DE CAMAMÚ	780	0,1	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>780</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>

## 8.60 QUADRO LVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE CAMAMÚ DA COELBA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ILHA GRANDE DE CAMAMÚ	A1x(157+169+282)+A2x485	5	1.577	1.262
<b>TOTAL</b>		<b>5</b>	<b>1.577</b>	<b>1.262</b>

*Nota 1: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

## 8.61 QUADRO LVIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAR

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
BATAVO	1.154	0,1	0,4
CENTRO-NOVO	276	0,03	0,2
TASSO FRAGOSO	689	0,1	0,3
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>2.119</b>	<b>0,2</b>	<b>0,9</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.119</b>	<b>0,2</b>	<b>0,9</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>

## 8.62 QUADRO LIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAR

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-BATAVO	A1x184	1	184	147
2-CENTRO NOVO	A1x275	1	275	220
3-TASSO FRAGOSO	A2x275	2	550	440
<b>TOTAL</b>		<b>4</b>	<b>1.009</b>	<b>807</b>

Nota 1: Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.

## 8.63 QUADRO LX – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAT

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
APIACÁS	4.634	0,5	0,9
BRASNORTE	11.204	1,3	2,4
CANARANA	12.445	1,4	4,1
COTRIGUAÇU	3.581	0,4	0,8
JUARA	25.243	2,9	5,5
JUINA	37.559	4,3	9,5
JURUENA	9.575	1,1	2,0
MARCELÂNDIA	8.289	0,9	3,1
PARANAÍTA	5.226	0,6	1,8
PORTO DOS GAÚCHOS	6.007	0,7	1,3
QUERÊNCIA	6.032	0,7	1,6
RIBEIRÃO CASCALHEIRA	4.212	0,5	1,0
SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	6.549	0,7	1,5
SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	16.663	1,9	3,8
TAPURAH	4.828	0,6	1,8
VILA BELA	3.004	0,3	1,2
VILA RICA	10.125	1,2	2,5
<b>TOTAL MONITORADO</b>	<b>175.176</b>	<b>20,0</b>	<b>44,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>323.731</b>	<b>37,0</b>	<b>65,7</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>54,1%</b>		<b>68,2%</b>

## 8.64 QUADRO LXI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAT

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-ALTO DA BOA VISTA	A1x(144+300+324)	3	768	614
2-APIACÁS	S1x(300+324+410)+S2x400 ; {A5x300}	5	1.834	1.467
3-ARIPUANÃ	S2x1700	2	3.400	2.720
4-B. JESUS DO ARAGUAIA	S3x300	3	900	720
5-BRASNORTE	S2x(300+324+410+1250) ; {A1x(264+324)+A2x(300+324+1250)}	8	4.568	3.654
6-CANABRAVA NORTE	S1x160+S3x144 ; A3x144	4	592	474
7-CANARANA	S1x(600+1700+2600)+S2x410+S4x300 ; A1x(600+1700+2600)+A2x324+A4x300} Desativação mar/01	9	6.920	5.536
8-CASTANHEIRA	S1x410+S2x(300+324) ; {A5x300} Desativação fev/01	5	1.658	1.326
9-COLNIZA	A1x(260+324)+A2x300	4	1.184	947
10-COMODORO	A2x1250	2	2.500	2.000
11-CONFRESA	S1x324+S5x300 ; {A1x324+A3x300}	6	1.824	1.459
12-COTRIGUAÇU	A2x144+A4x300	6	1.488	1.190
13-GAÚCHA DO NORTE	A1x300+A3x144	4	732	586
14-JUARA	S1x300+S2x1700+S3x2600 ; {A1x300+A2x(1700+2600)}	6	11.500	9.200
15-JUÍNA	A1x(260+300+2752)+A3x1700+A4x300+A2x(2600+1700)	14	18.212	14.570
16-JURUENA	S1x410+S2x1700+S6x300-S1x300 ; {A6x300}	8	5.310	4.248
17-LUCIARA	S1x410+S2x324 ; {A1x324+A2x300}	3	1.058	846
18-MARCELÂNDIA	S1x1250+S2x300+S6x324 ; {A1x(324+400+1250)+A6x300} Desativação fev/01	9	3.794	3.035
19-N.BANDEIRANTES	S1x(144+410)+S2x300 ; {A1x(144+300)+A2x300}	4	1.154	923
20-NOVA LACERDA	S3x300	3	900	720
21-NOVA MARINGÁ	S1x(160+260+300)+S2x300 ; {A1x(144+260)+A2x300}	5	1.320	1.056
22-NOVA MONTE VERDE	S1x(324+410)+S4x300 ; {A4x300}	6	1.934	1.547
23-NOVO HORIZONTE DO NORTE	S1x(220+300+324)+S2x300-S1x220 ; {A3x300}	4	1.224	979
24-NOVO SANTO ANTÔNIO	S3x300	3	900	720

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
25-PARANAÍTA	A1x1250+A4x300 Desativação mai/01	5	2.450	1.960
26-PORTO ALEGRE DO NORTE	S1x410+S3x300+S1x300+S2x300- 1x300 ; {A6x300}	6	1.910	1.528
27-PORTO DOS GAÚCHOS	S6x300 ; {A1x340+A3x300}	6	1.800	1.440
28-QUERÊNCIA DO NORTE	S1x340+S3x(300+400)+S2x600 ; {A3x300+A4x400}	9	3.640	2.912
29-RIBEIRÃO CASCALHEIRA	S1x360+S4x300+S1x300 ; {A1x324+A5x300}	6	1.860	1.488
30-RONDOLÂNDIA	S1x144+S3x300	3	744	595
31-SANTA CRUZ DO XINGÚ	S3x300	3	900	720
32-SANTA TEREZINHA	S1x(144+300)+S2x160+S1x300- S1x160 ; {A2x(300+144)}	4	904	723
33-SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	A1x312+A7x300	8	2.412	1.930
34-SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	S2x1250+S3x(300+324)+S1x900+ S1x1700 ; {A1x(324+900)+A2x1250+ A5x300}	10	6.972	5.578
35-SÃO JOSÉ DO XINGÚ	A1x264+A3x300	4	1.164	931
36-SAPEZAL	S1x1700+S4x600+S2x2600	7	9.300	7.440
37-SERRA NOVA DOURADA	S3x300	3	900	720
38-TABAPORÃ	S1x400+S4x300+S1x300 ; {A1x324+A5x300}	6	1.900	1.520
39-TAPURAH	S7x300 ; {A6x300} Desativação abr/01	7	2.100	1.680
40-UNIÃO DO SUL	S1x324+S4x300 ; {A5x300} Desativação jul/01	5	1.524	1.219
41-VILA BELA	S1x324+S6x300 ; {A7x300} Desativação abr/01	7	2.124	1.699
42-VILA RICA	S1x(300+324+340+352)+S2x1250+ S1x1250 ; {A3x1250+A4x300}	7	5.066	4.053
<b>TOTAL</b>		<b>232</b>	<b>123.344</b>	<b>98.675</b>

*Nota : Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

## 8.65 QUADRO LXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ENERSUL

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
PORTO MURTINHO	10.601	1.2	2,4
<b>TOTAL</b>	<b>10.601</b>	<b>1,2</b>	<b>2,4</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>

## 8.66 QUADRO LXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA ENERSUL

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-PORTO MURTINHO	A3x1500	3	4.500	3.600
<b>TOTAL</b>		<b>3</b>	<b>4.500</b>	<b>3.600</b>

*Nota : Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

## 8.67 QUADRO LXIV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA DE FERNANDO DE NORONHA DA CELPE

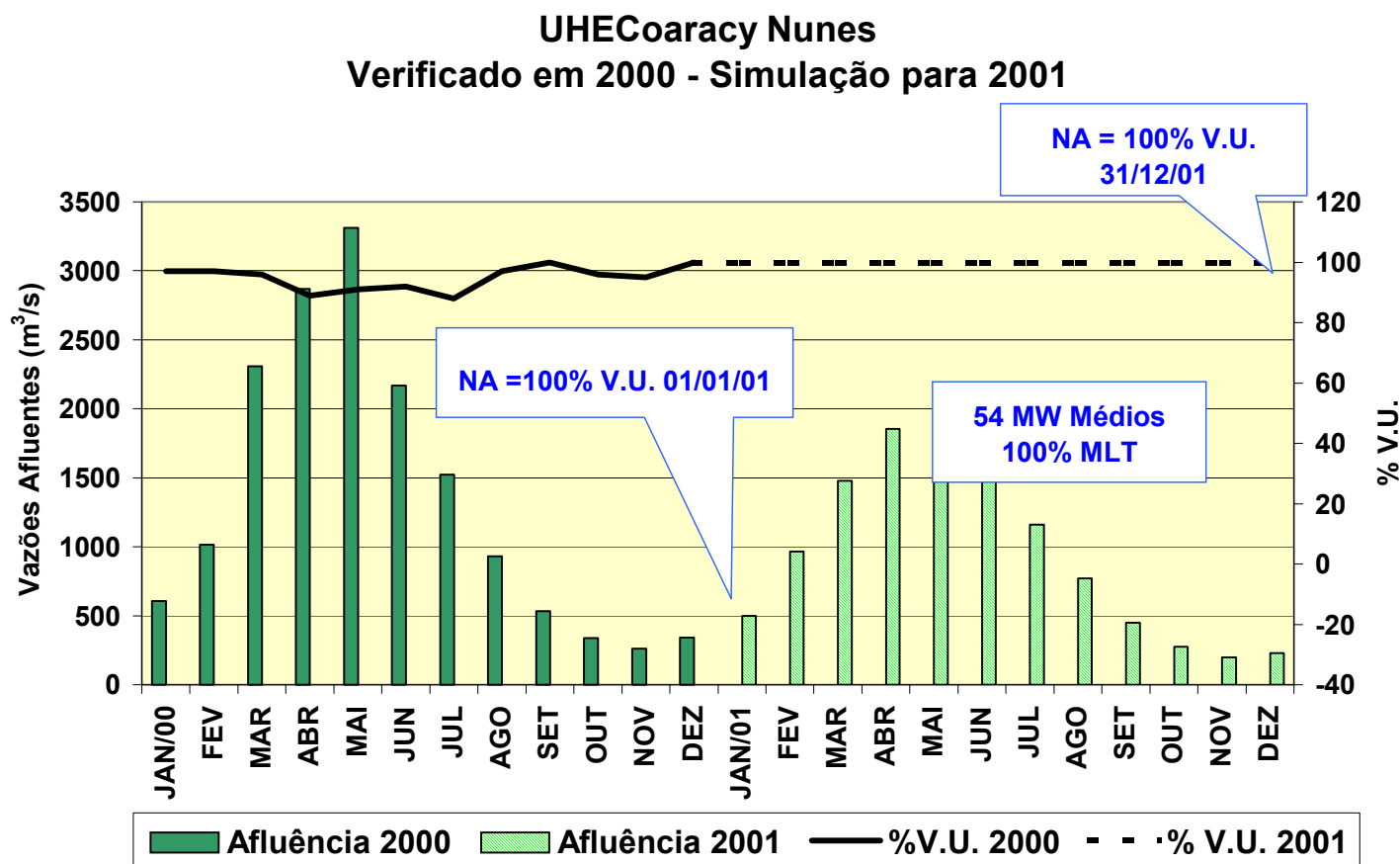
LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	( MWh )	( MW médios )	( MWh / h )
FERNANDO DE NORONHA	5.026	0,6	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>5.026</b>	<b>0,6</b>	<b>1,0</b>
<b>% MONITORADO</b>	<b>100%</b>		<b>100%</b>

## 8.68 QUADRO LXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE F. DE NORONHA DA CELPE

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL ( kW )	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL ( kW )
1-FERNANDO NORONHA	A4x408+A1x(354+328)	6	2.314	1.851
<b>TOTAL</b>		6	2.314	1.851

*Nota : Potência Nominal considerada conforme orientação ANEEL: Maior Valor entre a configuração Aprovada e a Solicitada pela empresa à ANEEL.*

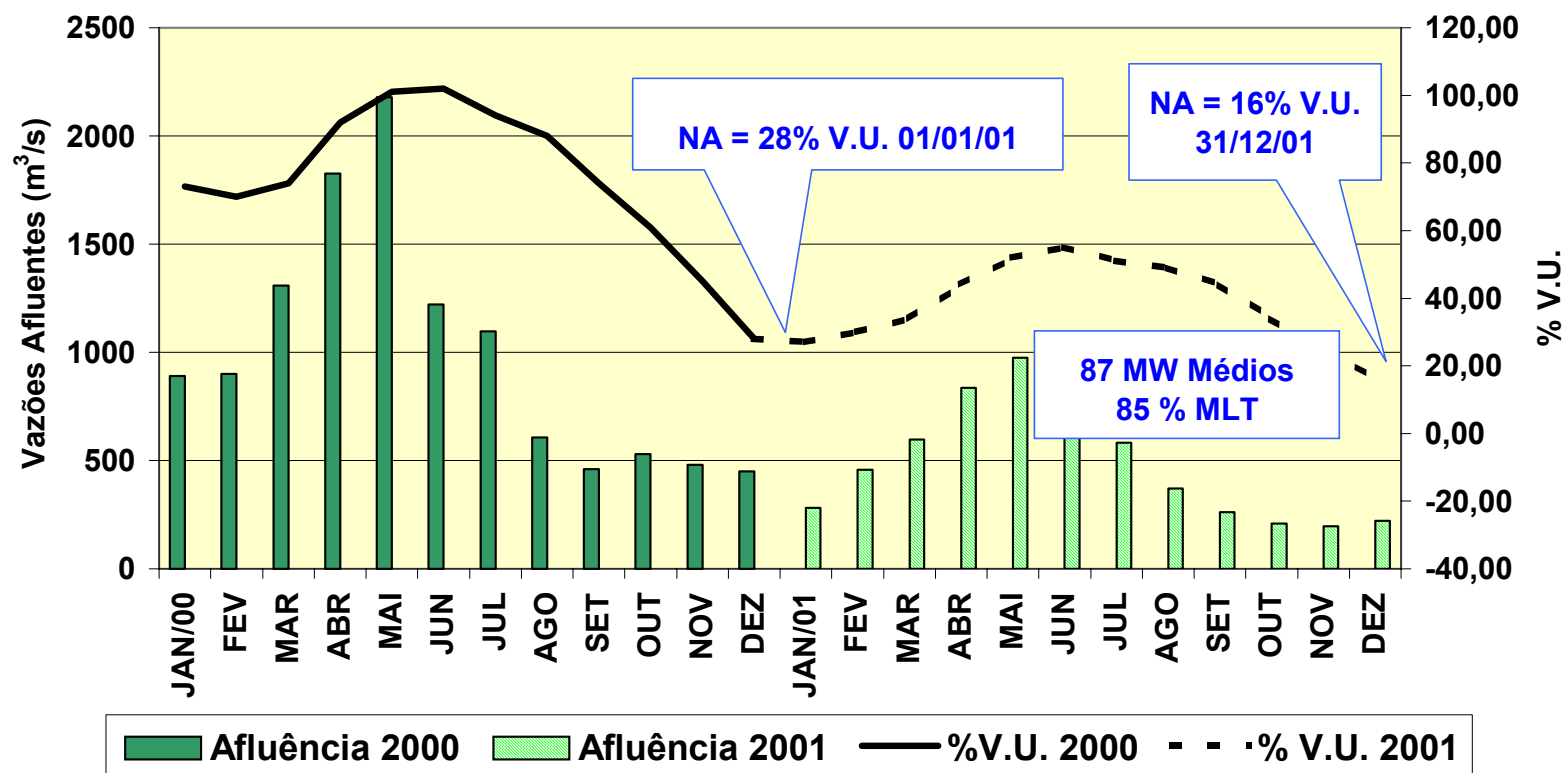
## 8.69 GRÁFICO I – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE COARACY NUNES





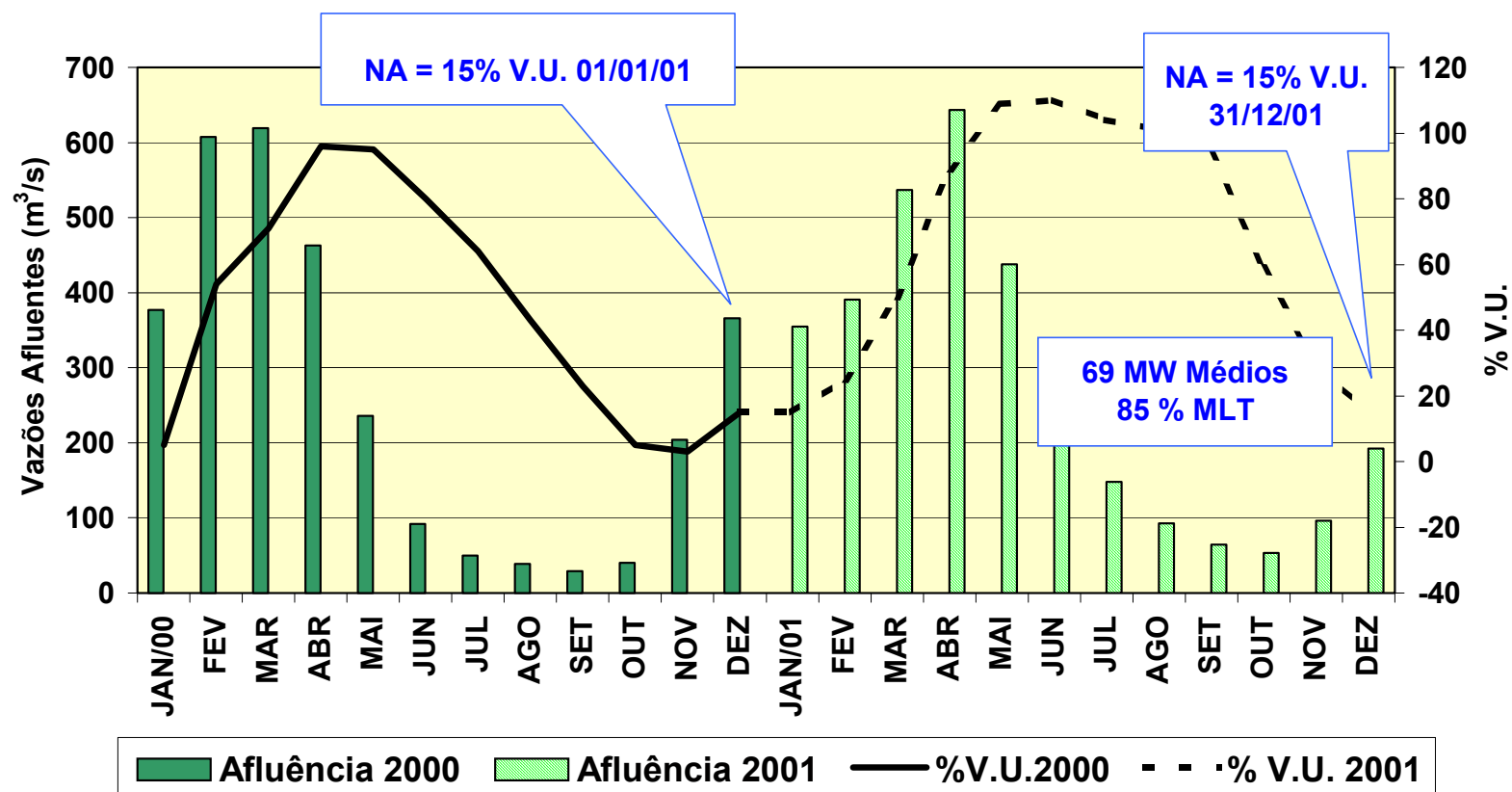
## 8.70 GRÁFICO II – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE BALBINA

**UHE Balbina**  
**Verificado em 2000 - Simulação para 2001**

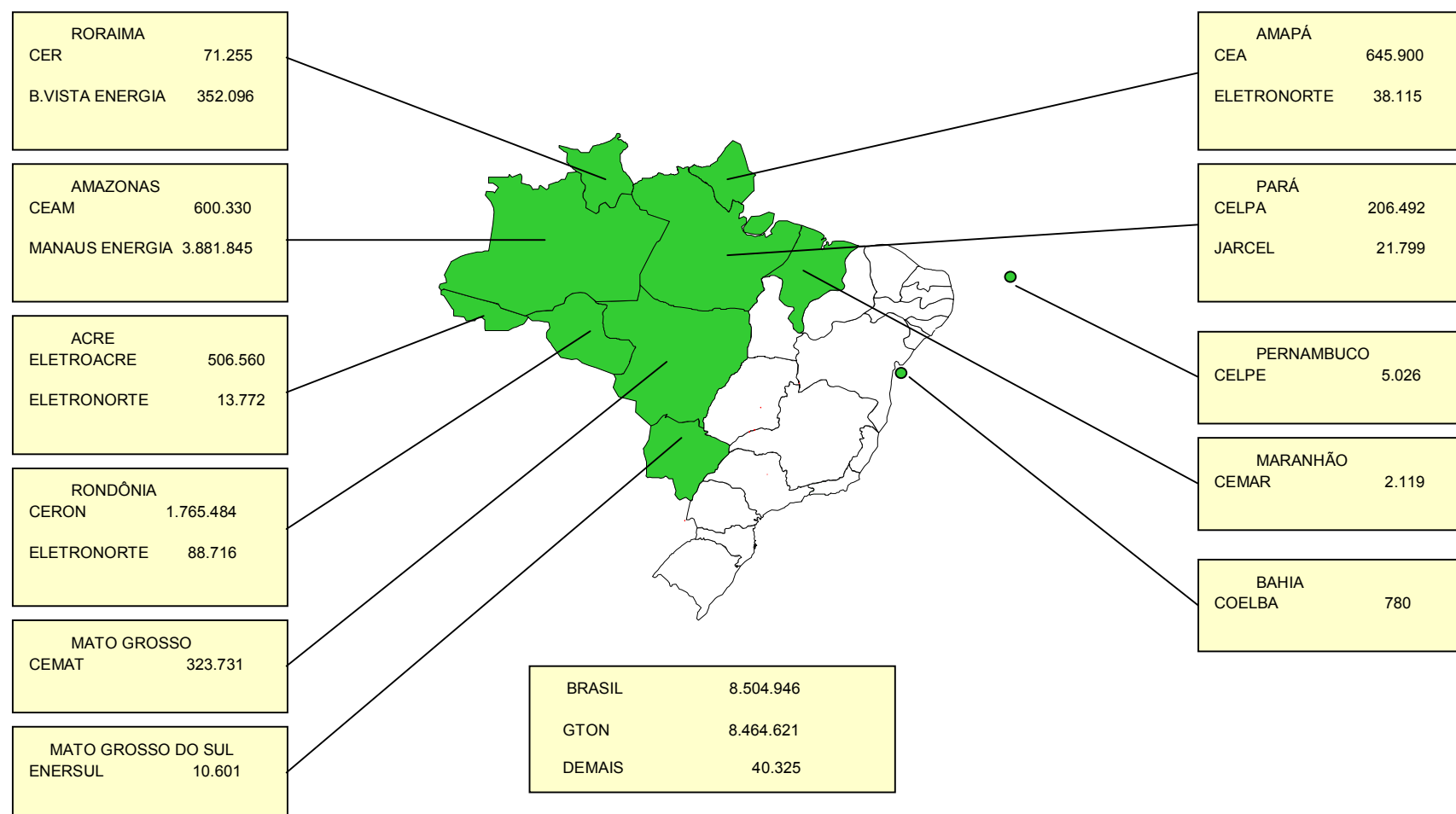


# 8.71 GRÁFICO III – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE SAMUEL

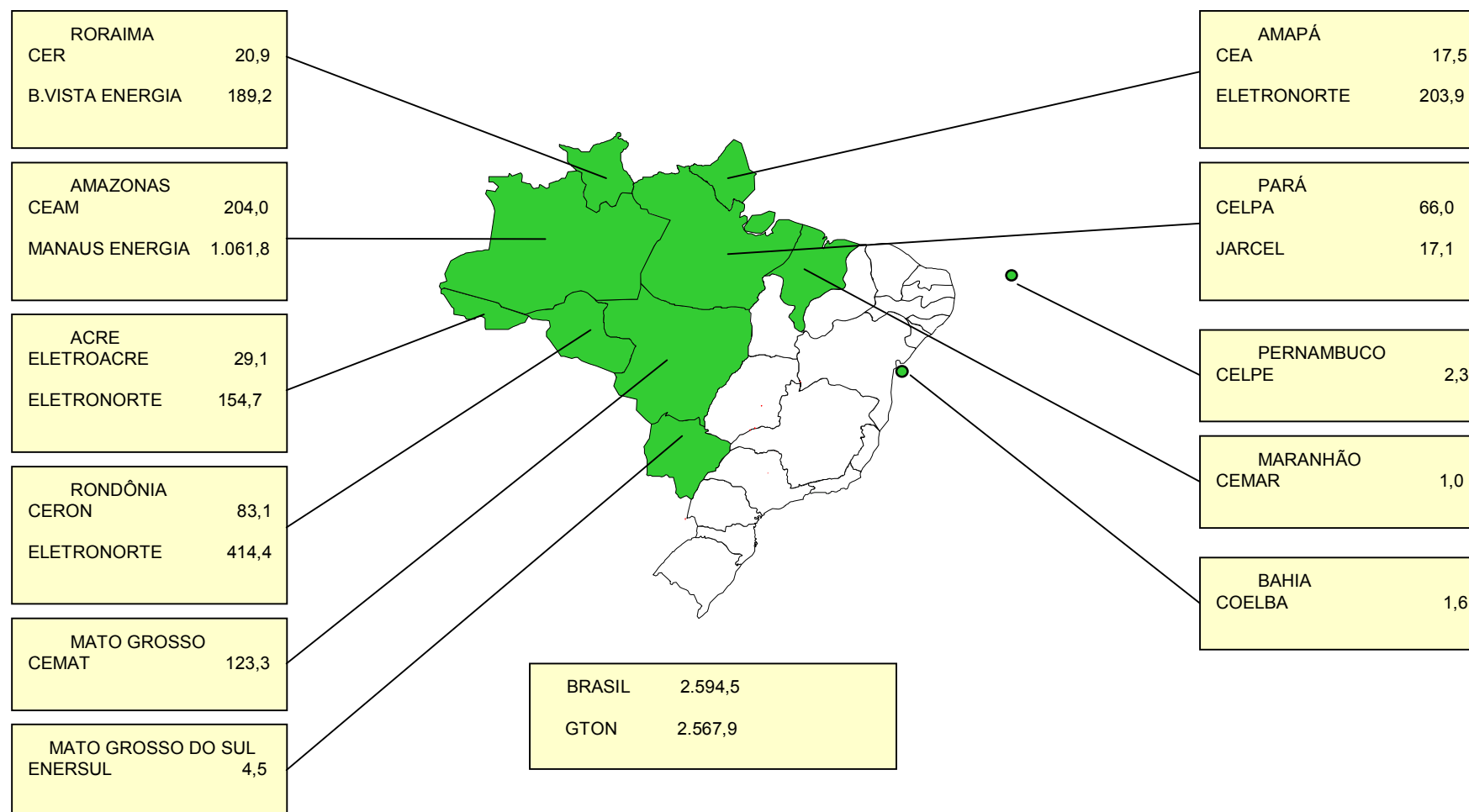
**UHE Samuel**  
**Verificado em 2000 - Simulação para 2001**



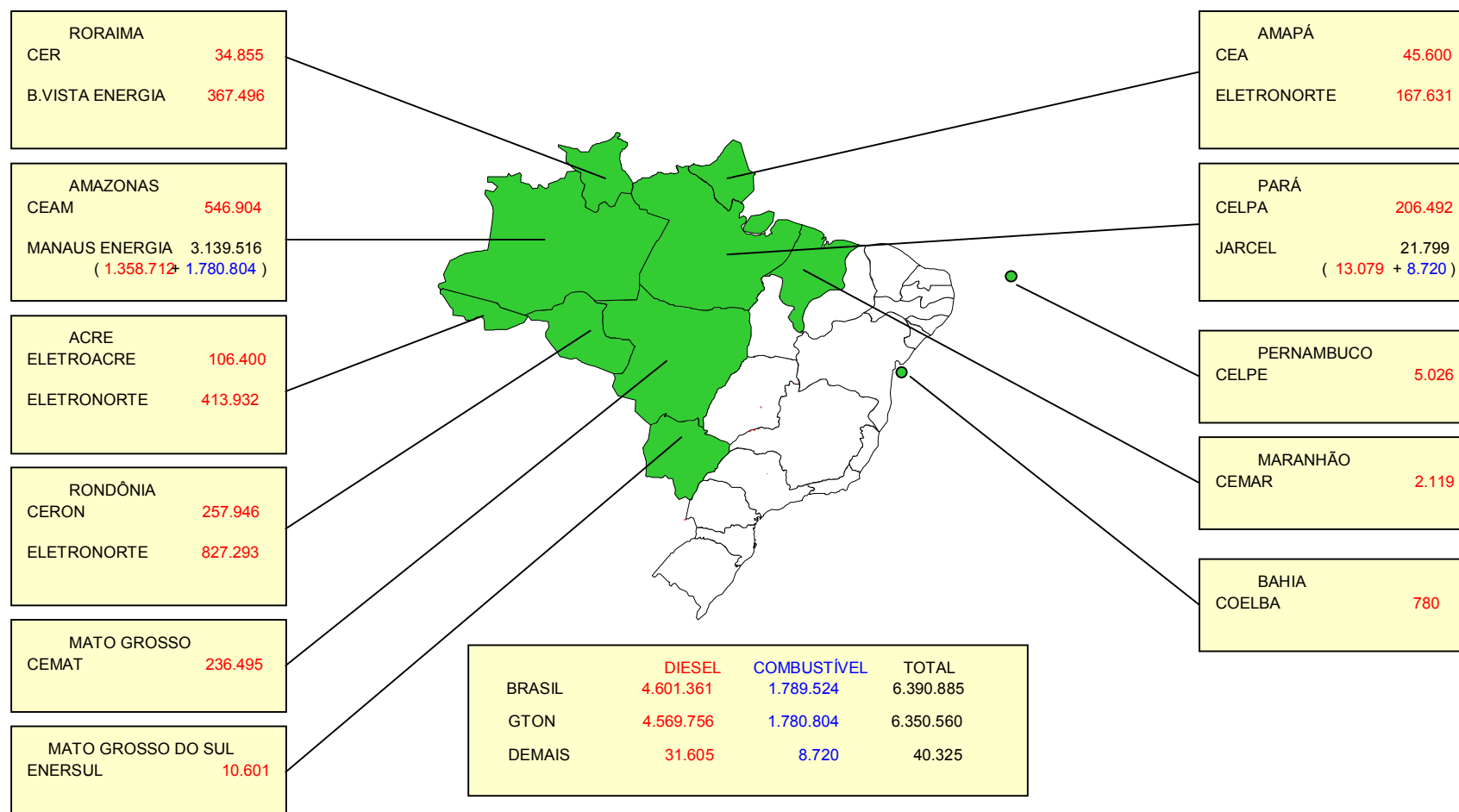
## 8.72 FIGURA I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA (MWh)



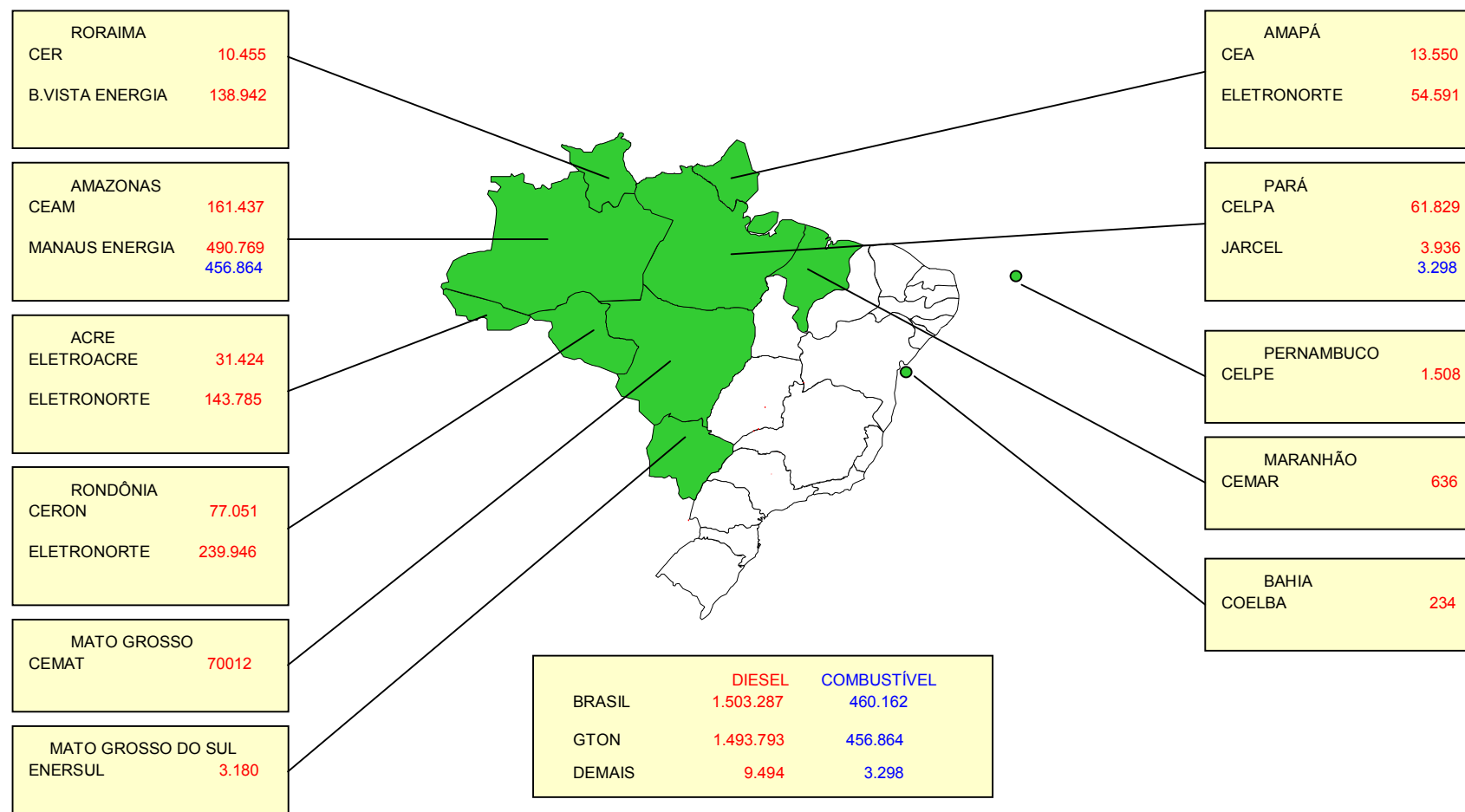
## 8.73 FIGURA II – POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA (MW)



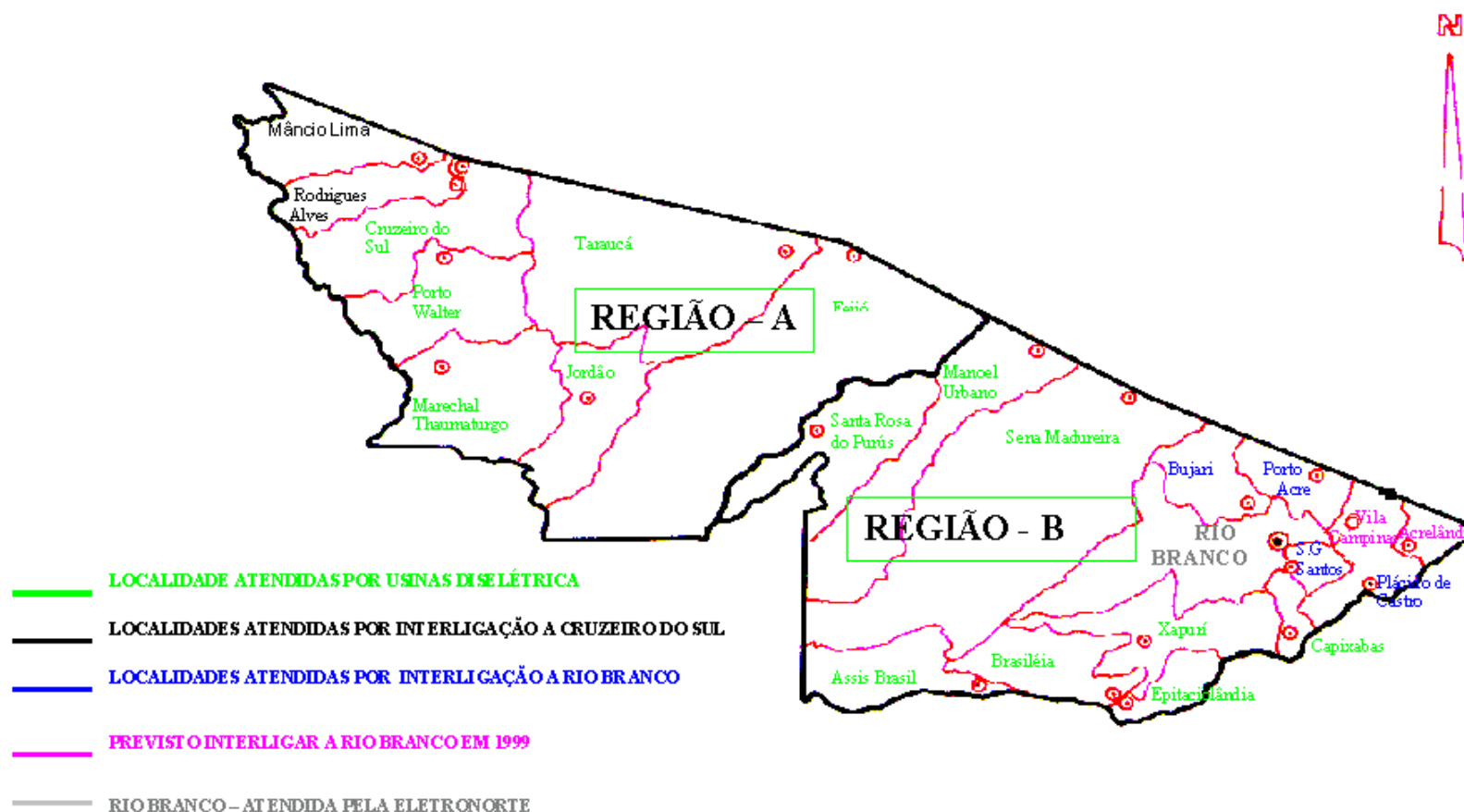
## 8.74 FIGURA III – PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA (MWh)



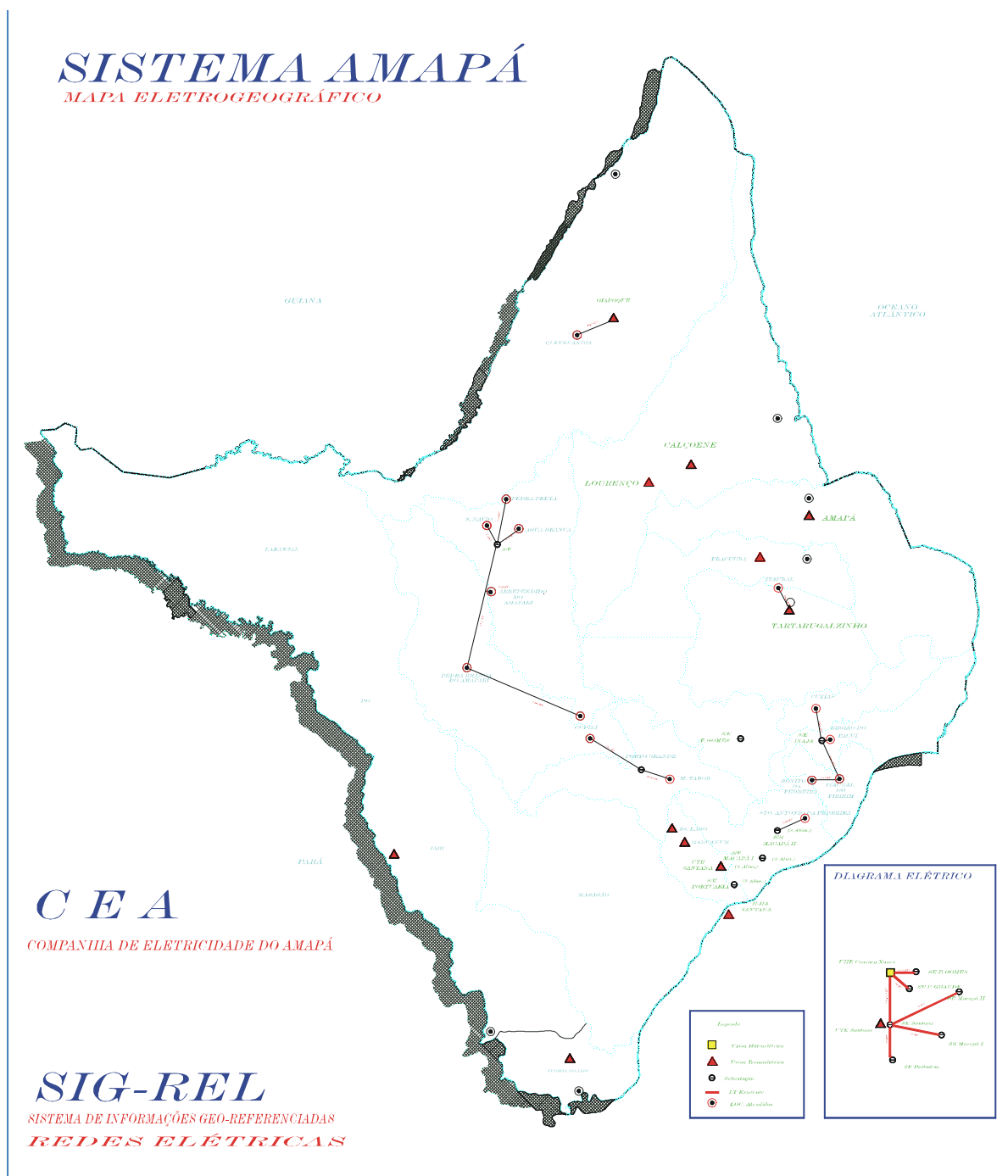
## 8.75 FIGURA IV – PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO (1000 LITROS DE DIESEL / TONELADAS DE COMBUSTÍVEL)



## 8.76 FIGURA V – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO ACRE



## 8.77 FIGURA VI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAPÁ

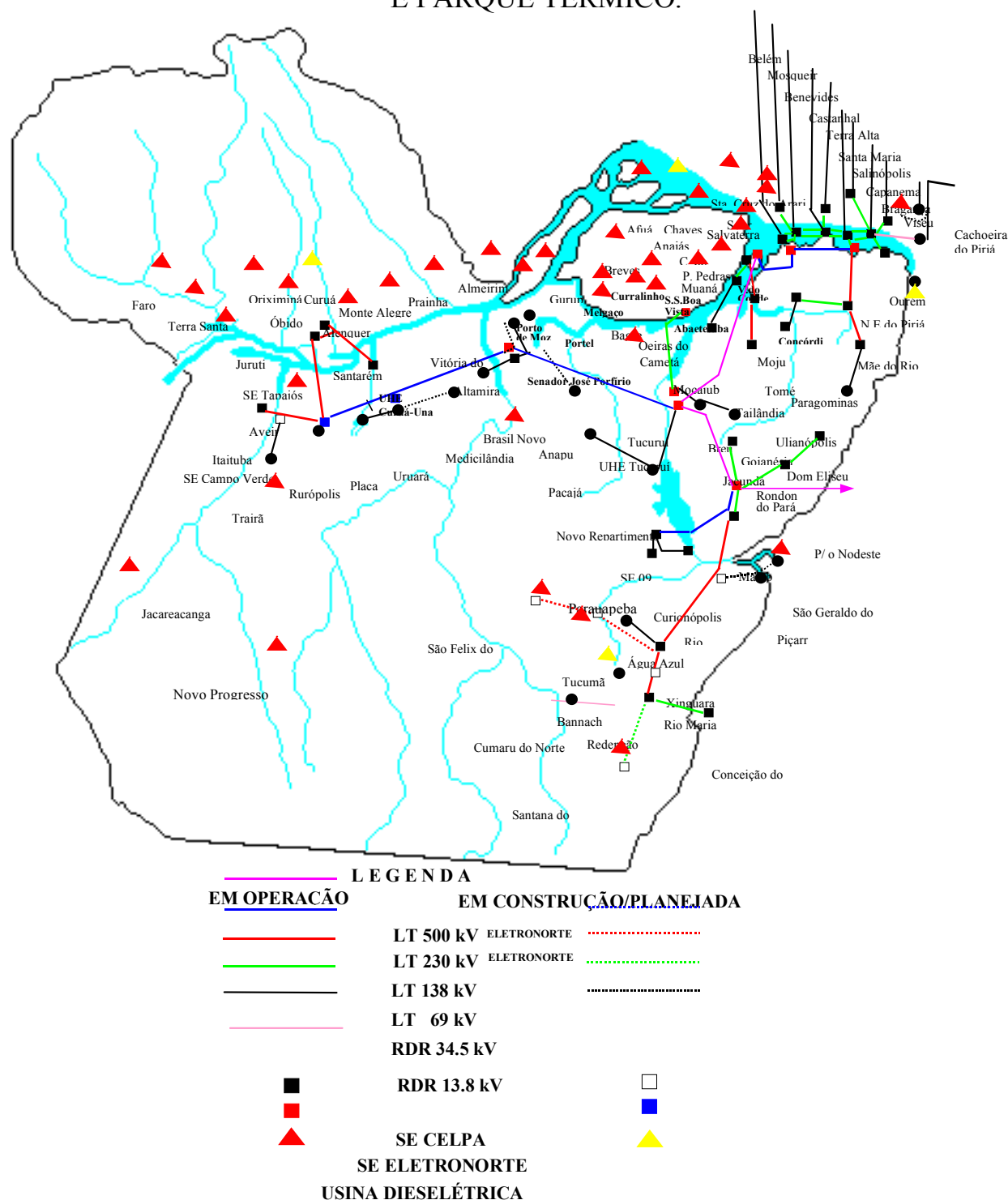




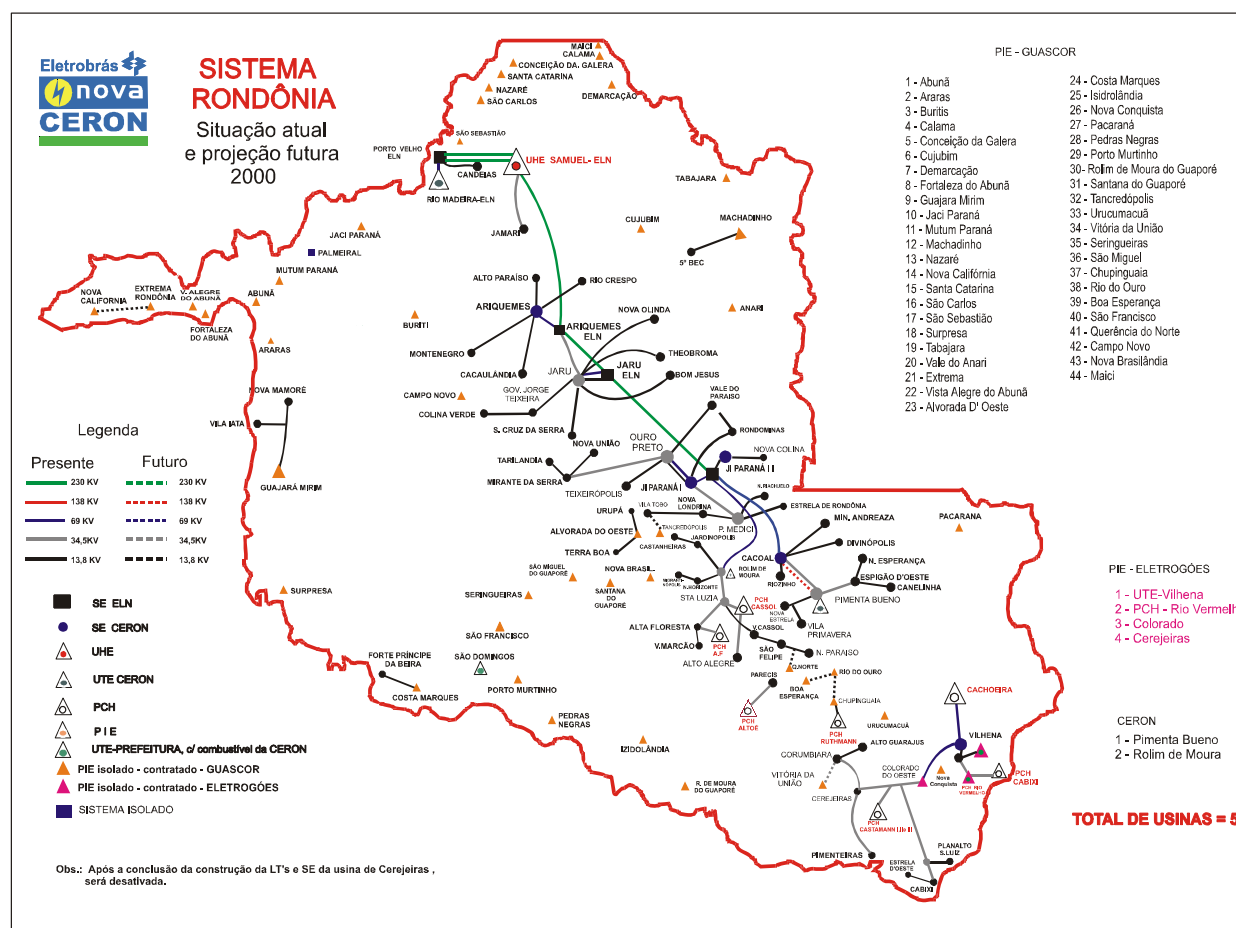


## 8.79 FIGURA VIII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO PARÁ

SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO EM 34.5 kV  
E PARQUE TÉRMICO.



## 8.80 FIGURA IX – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RONDÔNIA



## 8.81 FIGURA X – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RORAIMA



DMU / Engº Cesar Almeida  
Téc. Júnior

## 8.82 FIGURA XI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE MATO GROSSO

