

**GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA  
REGIÃO NORTE – GTON**

**Plano de Operação 2009  
Sistemas Isolados**

GTON / CTP – 001 / 2009

JANEIRO / 2009

**Centrais0 Eléctricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS**

**DE – Diretoria de Engenharia**

**DES - Departamento de Sistemas Isolados e Combustíveis**

**Av. Presidente Vargas, 409 - 17º andar - CEP – 20.071- 003 - RJ**

**Tel.: 21 2514 - 6215 e 2514 - 6216**

**[www.elektrobras.com](http://www.elektrobras.com)**

**E-mail: [des@elektrobras.com](mailto:des@elektrobras.com)**

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>PREMISSAS BÁSICAS</b>	<b>2</b>
3.1.	CARGA PRÓPRIA	2
3.2.	INTERLIGAÇÃO DO SISTEMA PORTO VELHO – RIO BRANCO AO SIN	3
3.3.	CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS	4
3.4.	PARQUE GERADOR	5
3.5.	FATOR DE CAPACIDADE	6
3.6.	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO	6
3.7.	LIMITAÇÃO DE GERAÇÃO DEVIDO À POTÊNCIA DO PARQUE GERADOR TÉRMICO	8
3.8.	CONSUMOS ESPECÍFICOS: VALORES E LIMITES ADOTADOS	9
3.9.	CRONOGRAMAS DE MANUTENÇÃO	11
3.10.	PROGRAMA DE OBRAS PARA 2009	11
<b>4</b>	<b>PRINCIPAIS RESULTADOS</b>	<b>13</b>
4.1.	PREVISÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA	13
4.1.1.	UHE BALBINA	14
4.1.2.	UHE SAMUEL	15
4.1.3.	UHE COARACY NUNES	15
4.1.4.	UHE RONDON II	16
4.2.	PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA	16
4.3.	IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	17
4.4.	SÍNTESE DOS RECURSOS	17
4.5.	PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	18
4.6.	BALANÇOS DE ENERGIA POR ESTADO	20
4.7.	MONTANTES DE ENERGIA E DEMANDA PARA ATENDIMENTO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO	25
<b>5</b>	<b>ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DA REGIÃO NORTE</b>	<b>27</b>
5.1.	ACRE E RONDÔNIA	29
5.1.1.	SISTEMA PORTO VELHO-RIO BRANCO	29
5.1.2.	INTERIOR DO ACRE	39
5.1.3.	INTERIOR DE RONDÔNIA	42
5.2.	AMAPÁ	48
5.2.1.	SISTEMA MACAPÁ	48
5.2.2.	INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ	57
5.3.	AMAZONAS	60
5.3.1.	SISTEMA MANAUS	60
5.3.2.	INTERIOR DO AMAZONAS	71
5.4.	PARÁ	86
5.5.	RORAIMA	95
5.5.1.	SISTEMA BOA VISTA	95
5.5.2.	INTERIOR DE RORAIMA	102
5.6.	MATO GROSSO	109
5.7.	PERNAMBUCO	112
<b>6</b>	<b>ABREVIATURAS E SIGLAS</b>	<b>115</b>
<b>7</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>117</b>
7.1.	ATA DE REUNIÃO DO PLANO DE OPERAÇÃO/2009	119
7.2.	MAPAS	145



## 1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Isolados Brasileiros, predominantemente térmicos e majoritariamente dispersos na Região Norte, embora representem apenas cerca de 3% do mercado global de energia do país, ou seja, 3% da população nacional, atendem a uma área de 45% do território nacional. Esses sistemas estão localizados nas capitais da Região Norte (exceto Belém) e no interior dos estados dessa região. Estes últimos caracterizam-se, basicamente, pelo grande número de pequenas unidades geradoras a óleo diesel e pela grande dificuldade de logística de abastecimento.

Ciente da complexidade e da função social dos Sistemas Isolados, o Estado sempre avocou a coordenação do planejamento e da operação destes Sistemas, bem como a fiscalização do seu fiel cumprimento. Neste contexto, há que se registrar o papel do Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, coordenado pela ELETROBRÁS e composto por representantes de empresas<sup>1</sup> públicas e privadas, no planejamento da expansão e da operação bem como no acompanhamento da operação, objetivando assegurar o fornecimento de energia elétrica em condições adequadas de segurança e qualidade aos consumidores dos Sistemas Isolados dos estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso.

O GTON é composto por uma Secretaria Executiva (SGTON), uma Comissão Especial de Acompanhamento dos Sistemas Eletricamente Isolados (CESI) e seis Comitês Técnicos: Planejamento (CTP), Operação (CTO), Distribuição (CTD), Mercado (CTM), Combustíveis (CTC) e Financeiro (CTF), todos coordenados pela ELETROBRÁS.

Dentre as atribuições do GTON, destaca-se a elaboração do Plano de Operação, instrumento de planejamento determinativo que fornece as diretrizes operacionais para o ano seguinte.

---

<sup>1</sup> A Portaria MINFRA Nº 895, de 29 de novembro de 1990, criou o GTON e estabeleceu as empresas que o comporiam: CEA, CEAM, CELPA, CEMAT, CER, CERON, ELETROACRE, ELETRONORTE E ELETROBRÁS. Posteriormente, foram também incluídas a MANAUS ENERGIA E BOA VISTA ENERGIA, subsidiárias integrais da ELETRONORTE. Pela Resolução Autorizativa nº 1.304 de 18 de março de 2008, a ANEEL anuiu a incorporação da CEAM pela MANAUS ENERGIA.

## 2 OBJETIVO

Apresentar o planejamento da operação dos Sistemas Isolados para 2009, destacando as previsões de geração térmica e de consumo de combustíveis por empresa, os intercâmbios de energia e demanda entre as empresas distribuidoras e a ELETRONORTE e BOA VISTA ENERGIA, bem como as condições de atendimento energético das capitais dos Estados da Região Norte pertencentes aos Sistemas Isolados.

Vale ressaltar que os montantes de geração térmica e de consumo de combustíveis constantes deste documento, são os insumos básicos para a elaboração do Plano Anual de Combustíveis – PAC/2009 dos Sistemas Isolados.

## 3 PREMISSAS BÁSICAS

O processo de planejamento requer o conhecimento do mercado de carga própria, da configuração atual e da previsão de expansão dos sistemas de geração e transmissão, dos consumos específicos das unidades geradoras, da ininterruptão do fornecimento de energia e da importação de energia.

A seguir são apresentadas as premissas básicas utilizadas para a elaboração deste Plano de Operação.

### 3.1. CARGA PRÓPRIA

São consideradas as informações do Ciclo de Planejamento de 2008, fornecidas pelo Comitê Técnico de Mercado - CTM, integrante do GTON. Do total de carga própria informada pelo CTM, foram abatidas as parcelas referentes aos sistemas isolados previstos de serem incorporados ao SIN, resultando num total de 11.983 GWh (1.368 MW médio), representando uma redução de 8% em relação à carga própria verificada em 2008, conforme apresentado no Quadro 3.1-1.

### Quadro 3.1-1 Previsões de Carga Própria de Energia

Concessionária	Carga Própria de Energia (MWh)		( % ) (II) / (I)
	Verificada 2008 (I)	Previsão 2009 (II)	
BOA VISTA ENERGIA	495.446	521.388	5%
CEA	1.081.862	1.150.300	6%
MANAUS ENERGIA (Interior)	1.037.600	1.028.970	-1%
CELPA	373.459	349.366	-6%
CEMAT	130.874	48.870	-63%
CER	130.009	137.267	6%
CERON	2.664.406	1.501.915	-44%
ELETROACRE	783.203	467.444	-40%
Eletronorte Boa Vista	8.554	8.902	4%
Eletronorte Porto Velho	90.706	37.066	-59%
Eletronorte Rio Branco	3.808	2.215	-42%
Eletronorte Macapá	42.810	45.485	6%
TOTAL ELETRONORTE	145.878	93.668	-36%
MANAUS ENERGIA	6.149.668	6.648.579	8%
CELPE	11.658	13.237	14%
CEMAR <sup>(1)</sup>	350	0	-100%
COELBA <sup>(2)</sup>	144	0	-100%
JARI CELULOSE	22.010	22.151	1%
<b>GTON</b>	<b>12.992.405</b>	<b>11.947.767</b>	<b>-8%</b>
<b>CELPE, CEMAR, COELBA e JARI CELULOSE</b>	<b>34.162</b>	<b>35.388</b>	<b>4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>13.026.567</b>	<b>11.983.155</b>	<b>-8%</b>

Notas: <sup>(1)</sup> interligação do sistema Batavo da CEMAR ao Sistema Interligado Nacional - SIN em 12/agosto/2008;

<sup>(2)</sup> interligação do sistema Ilha de Camamú da COELBA ao Sistema Interligado Nacional - SIN em 7/março/2008;

- Valores de carga própria realizados até outubro e previstos nos PMO de novembro e dezembro

- As reduções indicadas são resultantes das interligações ocorridas em 2008 e das previstas para 2009.

### 3.2. INTERLIGAÇÃO DO SISTEMA PORTO VELHO – RIO BRANCO AO SIN

Foi prevista a interligação do Sistema Porto Velho – Rio Branco ao Sistema Interligado Nacional – SIN por meio da LT Vilhena – Jauru em 230 kV, a partir de julho de 2009. Caso a referida interligação seja antecipada ou adiada, será procedida revisão do Plano de Operação 2009.

### 3.3. CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS

A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - ANEEL/SFG, por meio do Ofício nº 796/2008-SFG/ANEEL, de 26/09/2008, autorizou a operação de 250 sistemas isolados com geração térmica para o início de 2009. No decorrer do ano é prevista a entrada em operação de 16 novos sistemas da MANAUS ENERGIA (interior) e a desativação de 4 sistemas, sendo 3 da CEMAT e 1 da ELETRONORTE, totalizando 262 sistemas ao final de 2009.

No Quadro 3.3-1 é apresentado, por empresa, o número de sistemas isolados em operação no início de 2009 e previsto para o final desse mesmo ano.

**Quadro 3.3-1**  
**Número de Sistemas por Concessionária**

Concessionária	Início 2009	Inclusões	Desativações	Final 2009
CEA	3	-	-	3
MESA (Interior)	98	16 <sup>(1)</sup>	-	114
CELPA	34	-	-	34
CEMAT	9	-	3 <sup>(2)</sup>	6
CER	54	-	-	54
CERON	33	-	-	33
ELETROACRE	11	-	-	11
ELN PV+RB	1	-	1 <sup>(3)</sup>	0
ELN MAC	1	-	-	1
MESA	1	-	-	1
BOVESA	1	-	-	1
<b>GTON</b>	<b>246</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>258</b>
CELPE	1	-	-	1
CEMAR	0	-	-	0
COELBA	0	-	-	0
JARI CELULOSE	3	-	-	3
<b>DEMAIS</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>
<b>TOTAL</b>	<b>250</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>262</b>

Notas:

<sup>(1)</sup> MESA (INTERIOR): 16 sistemas previstos para entrada em operação em 2009: Alterosa, Auxiliadora, Ayapuá, Barreira Andirá, Camaruã, Cará Açu, Céu do Mapiá, Codajás Mirim, Costa do Ambé, Freguesia do Andirá, Januário, Juçara, Laguinho, Lago do Beruri, Pesqueiro e Rainha dos Apóstolos.

<sup>(2)</sup> CEMAT: 3 interligações ao Sistema Interligado Nacional - SIN a partir de maio/2009: Apiacás, Nova Bandeirantes e Nova Monte Verde.

<sup>(3)</sup> ELETRONORTE Sistema Porto Velho – Rio Branco: interligação ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio da LT Vilhena – Jauru em 230 kV, prevista para julho/2009.

### 3.4. PARQUE GERADOR

Para fins de Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados, foram consideradas as configurações dos parques geradores informados pela ANEEL/SFG, por meio do Ofício nº 796/2008-SFG/ANEEL, de 26/09/2008.

Para fins de elaboração dos balanços de energia, foi mantido o critério que vem sendo adotado nos anos anteriores, ou seja, o maior valor de potência entre o valor autorizado e o solicitado para cada UTE, destacando-se que para fins dos Programas Mensais de Operação – PMO/2009, serão considerados os parques geradores autorizados à época de elaboração dos PMO.

No quadros 3.4-1 e 3.4-2 são apresentados, por Concessionária, o número de unidades geradoras e a potência nominal dos parques geradores térmico e hidráulico previstos para 2009, respectivamente.

#### Quadro 3.4-1

#### PARQUE GERADOR TÉRMICO - Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2009

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal ( MW )	
		2008	2009	2008	2009
ACRE	ELETRONORTE	24	24	94,4	94,4
	ELETOACRE	78	64	44,2	33,7
AMAPÁ	ELETRONORTE	39	39	178,1	178,1
	CEA	13	13	17,6	17,6
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	103	175	1.332,1	1.670,1
	MANAUS ENERGIA (interior)	435	471	358,8	386,3
PARÁ	CELPA	151	131	101,5	85,6
	JARI CELULOSE	13	12	70,6	68,7
RONDÔNIA	ELETRONORTE	12	12	614,1	614,1
	CERON	161	133	106,0	67,1
RORAIMA	BOA VISTA ENERGIA	3	3	62,0	62,0
	CER	75	74	22,6	21,3
MATO GROSSO	CEMAT	157	72	65,1	32,7
PERNAMBUCO	CELPE	8	7	4,8	4,1
<b>TOTAL PARQUE TÉRMICO</b>		<b>1.272</b>	<b>1.230</b>	<b>3.071,9</b>	<b>3.335,8</b>

### Quadro 3.4-2

#### PARQUE GERADOR HIDRÁULICO - Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2009

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal ( MW )	
		UHE	PCH	UHE	PCH
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	5	-	250,0	-
RONDÔNIA	ELETRONORTE	5	-	216,0	-
	CERON	-	29	-	96,0
RORAIMA	CER	-	2	-	5,0
AMAPÁ	ELETRONORTE	3	-	78,0	-
PARÁ	CELPA	-	6	-	40,0
MATO GROSSO	CEMAT	-	3		2,7
<b>TOTAL PARQUE HIDRÁULICO</b>		<b>13</b>	<b>40</b>	<b>544,0</b>	<b>143,7</b>

### 3.5. FATOR DE CAPACIDADE

Para os sistemas isolados das capitais, pertencentes à ELETRONORTE e à MANAUS ENERGIA, considerou-se os fatores de capacidade informados pelos agentes geradores, enquanto que para os sistemas do interior foi adotado o valor de 85%.

### 3.6. NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO

Foram considerados todos os sistemas isolados atendidos 24 horas por dia, exceto 45 dos 54 sistemas da CER, conforme apresentado no quadro 3.6-1 a seguir:

**Quadro 3.6-1**  
**Sistemas não Atendidos 24 horas/dia**

CER		
Nº	Sistema	Nº de horas / dia de atendimento
1	Com. Indígena do Contão	19
2	Equador	18
3	Passarão	18
4	Santa Maria Do Boiaçú	18
5	Vila Surumu	18
6	Petrolina Do Norte	16
7	Vila Taiano	16
8	Vista Alegre	15
9	Com. Indígena do Jacamim	14
10	Tepequem	14
11	Vila Mutum	14
12	Com. Indígena Olho d'Água	13
13	Água Fria	12
14	Com. Indígena Araçá da Normandia	12
15	Com. Indígena Vista Alegre	12
16	Socó	12
17	Vila Cachoeirinha	12
18	Vila São José	12
19	Vila Vilena	12
20	Com. Indígena Araçá do Amajari	11
21	Com. Indígena Moscow	11
22	Sacaí	11
23	Com. Indígena da Raposa	10
24	Com. Indígena Maracanã	10
25	Lago Grande	10
26	Santa Maria do Xeruni	10
27	Terra Preta	10
28	Vila Caicubi	10
29	Vila Floresta	10
30	Vila Itaquera	10
31	Com. Indígena Boca da Mata	9
32	Com. Indígena do Manoa	9

### Quadro 3.6-1 Sistemas não Atendidos 24 horas/dia

CER		
Nº	Sistema	Nº de horas / dia de atendimento
33	Com. Indígena Napoleão	9
34	Com. Indígena São Marcos	9
35	Samaúma	9
36	Com. Indígena Xumina	8
37	Panacarica	8
38	São Francisco do Baixo Rio Branco	8
39	Vila Dona Cota	8
40	Vila Milagre	8
41	Vila Remanso	8
42	Com. Indígena do Flexal	7
43	Com. Indígena Guariba	6
44	Com. Indígena Pium	5
45	Com. Indígena Santa Rosa	5

### 3.7. LIMITAÇÃO DE GERAÇÃO DEVIDO À POTÊNCIA DO PARQUE GERADOR TÉRMICO

Tomando-se por base o fator de capacidade e o número de horas por dia de operação citados nos itens 3.5 e 3.6, respectivamente, verificou-se que, para alguns sistemas, o parque gerador autorizado pela ANEEL para 2009, não é capaz de gerar energia elétrica para atender a totalidade da carga própria de energia prevista. Esses sistemas estão relacionados no quadro 3.7-1.

### Quadro 3.7-1 Limitação de Geração Térmica: Parque Gerador Autorizado x Solicitado

UTE	Parque Gerador Autorizado	Parque Gerador Solicitado
<b>MESA (INTERIOR)</b>		
Carvoeiro	a partir de setembro/2009	não há PG solicitado
<b>CER</b>		
Água Fria	em fevereiro/2009	não há PG solicitado
Santa Maria do Xeruni	em fevereiro/2009	não há PG solicitado
São Fco do Baixo Rio Branco	em fevereiro/2009	não há PG solicitado
Vila Dona Cota	em fevereiro/2009	não há PG solicitado

Cabe destacar que as limitações de geração devido a parque gerador contribuíram para a existência de geração térmica não autorizada pelo GTON/CTP e, conseqüentemente, de quotas de óleo SEM COBERTURA da CCC-ISOL.

### 3.8. CONSUMOS ESPECÍFICOS: VALORES E LIMITES ADOTADOS

Foi mantido o mesmo critério dos anos anteriores, ou seja, para o 1º semestre de 2009 foram considerados, para cada UTE, os valores de consumos específicos médios verificados no 1º semestre de 2008 e para o 2º semestre de 2009 os verificados no 3º trimestre de 2008.

Para fins de cálculo das quantidades de combustíveis com cobertura da CCC-ISOL/2009, esses valores foram limitados aos limites de consumo específico resultantes do estudo elaborado pelo CEPEL e aprovados na 37ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GTON, por meio da Resolução GTON nº 002/2007 de 20 de dezembro de 2007, conforme apresentado no quadro 3.8-1.

### Quadro 3.8-1 Novos Limites de Consumo Específico por UTE

Com parque gerador baseado em Grupos Motor-Gerador (litros ou kg/kWh)	
Potência da UTE (kW)	Limite
De 10 a 99	0,506
De 100 a 249	0,403
De 250 a 499	0,386
De 500 a 749	0,348
De 750 a 999	0,341
De 1000 a 2499	0,334
De 2500 a 4999	0,318
De 5000 a 7499	0,308
De 7500 a 9999	0,301
De 10000 a 14999	0,297
De 15000 a 19999	0,294
20000 ou acima	0,293
Com parque gerador baseado em Turbinas (litros ou kg / kWh)	
UTE	Limite
RIO ACRE	0,319
SANTANA LM	0,380
RIO MADEIRA <sup>(1)</sup>	0,319
TERMONORTE II	0,380
ELECTRON	0,477
APARECIDA	0,315
A	0,402
B	0,404
D	0,317
MAUÁ	0,372

Nota: <sup>(1)</sup> Com a transferência da UGG04 da UTE Rio Madeira (35 MW) para o sistema Manaus, o parque gerador dessa UTE passou a ter configuração similar ao da UTE Rio Acre. Assim, o limite de consumo específico da UTE Rio Madeira passou de 0,304 para 0,319 l/kWh.

Esses limites de consumo específico não se aplicam às UTE do PIE Guascor Feijó e Manuel Urbano, no interior do estado do Acre, e Oriximiná, no interior do estado do Pará, em razão de receberem sub-rogação da CCC – ISOL, por conta de redução do consumo específico. Da mesma forma, as UTE dos PIE Breitener, Cia. Energética Manauara, Rio Amazonas Energia e Gera, instalados em Manaus e em operação desde 2006, cujos

limites de consumo específico são os valores estabelecidos em contrato, conforme apresentado no quadro 3.8-2.

**Quadro 3.8-2**  
**Limites de Consumo Específico por UTE – Sub-rogação ou Contrato**

UTE	Limite de Consumo Específico (l/kWh) ou kg/kWh	Justificativa
Mattos (PIE BREITENER)	0,208	Contrato
Fran (PIE BREITENER)	0,208	Contrato
Cristiano Rocha (PIE RAESA)	0,209	Contrato
Manauara (PIE MANAUARA)	0,209	Contrato
Ponta Negra (PIE GERA)	0,210	Contrato
Feijó (PIE GUASCOR – Acre)	0,284	Sub-rogação
Manuel Urbano (PIE GUASCOR – Acre)	0,279	Sub-rogação
Oriximiná (PIE GUASCOR – Pará)	0,280	Sub-rogação

### 3.9. CRONOGRAMAS DE MANUTENÇÃO

Para as capitais foram considerados os cronogramas de manutenção informados pelos agentes geradores. Para os sistemas isolados do interior, as empresas declararam que são previstas apenas manutenções programadas de curta duração e que as mesmas não acarretarão problemas de atendimento.

### 3.10. PROGRAMA DE OBRAS PARA 2009

Foram consideradas as alterações de configuração de sistemas informados pelas concessionárias à ANEEL, conforme apresentado no Quadro 3.10-1.

**Quadro 3.10-1**  
**Programa de Obras para 2009**

Estado	Empresa	Sistema	Descrição	Data
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA (Interior)	ALTEROSA	16 Novos sistemas	Dependendo de autorização da ANEEL e/ou implantação pela Manaus Energia
		AUXILIADORA		
		AYAPUÁ		
		BARREIRA ANDIRA		
		CAMARUÃ		
		CARÁ AÇÚ		
		CÉU DO MAPIÁ		
		CODAJÁS MIRIM		
		COSTA DO AMBÉ		
		FREGUESIA DO ANDIRÁ		
		JANUÁRIO		
		JUÇARA		
		LAGUINHO		
		LAGO DO BERURI		
		PESQUEIRO		
		RAINHA DOS APÓSTOLOS		
MATO GROSSO	CEMAT	APIACÁS	Interligação ao SIN	Maio/2009
		NOVA BANDEIRANTES		
		NOVA MONTE VERDE		
ACRE / RONDÔNIA	ELETRONORTE	RIO BRANCO / PORTO VELHO	Interligação ao SIN	Julho/2009

## 4 PRINCIPAIS RESULTADOS

Os principais resultados apresentados neste Plano de Operação são as previsões de geração hidráulica e térmica, as quantidades de consumo de combustível, os balanços de energia e demanda, bem como os intercâmbios de energia e demanda entre as distribuidoras e a ELETRONORTE e a BOA VISTA ENERGIA.

### 4.1. PREVISÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA

A geração hidráulica total prevista para 2009 é de 280,3 MW médio, sendo 248,9 MW médio de UHE e 31,4 MW médio de PCH.

A geração hidráulica associada ao sistema Porto Velho – Rio Branco (UHE Samuel e Rondon II e das PCH da CERON e de PIE) correspondem ao período de janeiro a junho/2009. A partir de julho/2009 é prevista a migração dessa geração para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

No quadro 4.1-1 são apresentados os valores de geração hidráulica previstos para 2009, comparando-os com os verificados em 2008.

#### Quadro 4.1-1

#### Previsão de Geração Hidráulica – Verificada em 2008 x Plano 2009

Previsão de Geração Hidráulica (MW médio)				
Tipo		Verificado 2008 <sup>(1)</sup> (I)	Plano 2009 (II)	(II) – (I)
UHE	BALBINA (Sistema Manaus)	178,6	117,7	- 60,9
	SAMUEL (Sistema PV-RB)	96,5	52,0 <sup>(2)</sup>	- 44,5
	COARACY NUNES (Sistema Macapá)	68,1	60,0	- 8,1
	RONDON II (Sistema PV-RB)	-	19,2 <sup>(3)</sup>	19,2
<b>Total UHE</b>		<b>343,2</b>	<b>248,9</b>	<b>- 94,3</b>
PCH	CELPA	1,7	- <sup>(4)</sup>	- 1,7
	CEMAT	1,4	1,4	0,0
	CER	2,1	2,0	- 0,1
	CERON	47,0	28,0 <sup>(5)</sup>	- 19,0
<b>Total PCH</b>		<b>52,2</b>	<b>31,4</b>	<b>- 20,8</b>
<b>TOTAL UHE + PCH</b>		<b>395,4</b>	<b>280,3</b>	<b>- 115,1</b>

Notas: <sup>(1)</sup> Geração hidráulica verificada de janeiro a outubro/2008 e prevista nos PMO de novembro e dezembro/2008.

<sup>(2)</sup> Geração hidráulica prevista de janeiro a junho/2009.

<sup>(3)</sup> Geração hidráulica prevista de fevereiro a junho/2009.

<sup>(4)</sup> Não foram considerados os sistemas Novo Progresso e Castelo dos Sonhos, cujo atendimento é realizado pelas PCH Salto Buriti e Salto Curuá.

<sup>(5)</sup> Geração hidráulica prevista de janeiro a junho/2009: PCH Castaman, Cassol, Cabixi I e II, Alta Floresta, Cachoeira, Alto É I e II, Monte Belo, Rio Branco, Saldanha, Martinuv e Primavera; de julho a dezembro/2009: PCH Cascata.

Destaca-se que para 2009 o total previsto de geração hidráulica de UHE é cerca de 95 MW médio inferior à geração verificada em 2008 em razão da redução das ofertas de geração das UHE Balbina e Samuel. A redução de geração hidráulica na UHE Balbina deve-se à previsão de cenário de vazões afluentes menos favorável que o verificado em 2008, enquanto que para a UHE Samuel a geração hidráulica corresponde somente ao 1º semestre/2009, em razão da interligação do sistema Porto Velho - Rio Branco ao SIN prevista para julho/2009.

Os valores de geração hidráulica de UHE previstos para 2009, apresentados no quadro 4.1-1, foram obtidos a partir de estudo energético em que foram analisados cenários de vazões afluentes aos reservatórios das UHE, tomando-se como base o histórico de vazões de 1931 a 2007, bem como as verificadas em 2008, conforme explicitado a seguir:

#### **4.1.1. UHE Balbina**

##### **➤ Cenário de Vazões Afluentes**

Com base no histórico de vazões afluentes ao reservatório da UHE Balbina, observou-se:

- 1- ocorrência de vazões afluentes bem acima da média nos últimos 4 (quatro) anos, em que 2008 está entre os 5 melhores anos do histórico, diminuindo assim a probabilidade de ocorrência de vazões afluentes acima da média pela 5ª vez consecutiva;

- 2- vazão média verificada de janeiro a setembro/2008 de 145% da MLT.

Analisando a transição dos anos do histórico que apresentaram comportamento semelhante ao até então verificado em 2008, numa faixa de + ou – 20% em relação aos anos subsequentes verificou-se que das 13 séries observadas 12 pioraram, tendo apresentado uma distribuição em torno da média. Dessa forma, foi adotado 100% MLT como cenário de vazões afluentes para 2009.

##### **➤ Diretrizes e Metas de Armazenamento da UHE Balbina**

Diretrizes de armazenamento da UHE Balbina para 2009:

- maximizar o armazenamento no período úmido;
- controlar o deplecionamento gradual do reservatório de forma a garantir o nível final de armazenamento em 31/12/2009.

Metas de armazenamento:

- nível de partida (em 31/12/2008) = 45% V.U.
- nível de chegada (em 31/12/2009) = 45% V.U.

### ➤ Geração da UHE Balbina

Com base na previsão de afluências de 100% MLT, no nível de partida de 45% V.U. em 31/12/2008 e na meta de nível a ser alcançada em 31/12/2009 de 45% V.U., obteve-se como resultado da simulação a geração para a UHE Balbina de 117,7 MW médio.

## 4.1.2. UHE Samuel

### ➤ Cenário de Vazões Afluentes

No período de janeiro a setembro/2008 ocorreu uma vazão afluente média ao reservatório da UHE Samuel igual a 110% da MLT. Analisando-se a transição dos anos do histórico, que apresentaram comportamento semelhante ao até então verificado em 2008 numa faixa de + ou - 5%, em relação aos anos subseqüentes, foi obtido o seguinte resultado: das 19 séries selecionadas, apenas 1 melhorou, 5 mantiveram o mesmo comportamento e 13 pioraram com predominância de valores em torno de 95% MLT. Assim, foi adotado o cenário de vazões afluentes correspondente a 95% da MLT.

### ➤ Diretrizes e Metas de Armazenamento da UHE Samuel

Diretrizes de armazenamento:

- maximizar o armazenamento no período úmido;
- controlar o deplecionamento gradual do reservatório de forma a garantir o nível final de armazenamento em 31/06/2009.

Metas de armazenamento:

- nível de partida (em 31/12/2008) = 5% V.U.
- nível de chegada (em 30/06/2009) = 100% V.U.

### ➤ Geração da UHE Samuel

Com base na previsão de afluências de 95% MLT, no nível de partida de 5% V.U. em 31/12/2008 e na meta de nível a ser alcançada em 30/06/2009 de 100% V.U., obteve-se como resultado da simulação a geração para a UHE Samuel de 52,0 MW médio.

## 4.1.3. UHE Coaracy Nunes

Foi previsto um cenário de vazões afluentes de 110% MLT, obtendo-se como resultado da simulação a geração de 60,0 MW médio.

#### 4.1.4. UHE Rondon II

Foi prevista uma geração de 19,2 MW médio para a UHE Rondon II para o período de fevereiro a junho/2009 e a partir de julho/2009 é prevista a sua integração ao SIN.

#### 4.2. PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA

A previsão de geração térmica total para 2009 é de 1.019,9 MW médio, 15,5 MW médio inferior à geração térmica verificada em 2008. No quadro 4.2-1 é apresentada a geração térmica prevista para 2009, comparando-a com a verificada em 2008.

##### Quadro 4.2-1

##### Previsão de Geração Térmica – Verificada em 2008 x Plano 2009

Geração Térmica (MW médio)				
Tipo de Combustível		Verificada 2008 <sup>(1)</sup>	Plano 2009	(II) – (I)
		(I)	(II)	(II) – (I)
GERAÇÃO TÉRMICA	ÓLEO DIESEL	313,7	336,4	22,7
	ÓLEO OCTE	208,0	177,7	- 30,3
	ÓLEO COMBUSTÍVEL	363,9	378,3	14,4
	ÓLEO PGE	88,6	103,6	15,0
<b>TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA A COMBUSTÍVEL</b>		<b>974,2</b>	<b>996,0</b>	<b>21,8</b>
<b>TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA A VAPOR (TN II)</b>		<b>55,7</b>	<b>18,0</b>	<b>- 37,7</b>
<b>TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA A BIOMASSA</b>		<b>5,5 <sup>(2)</sup></b>	<b>5,9 <sup>(2)</sup></b>	<b>0,4</b>
<b>TOTAL DE GT</b>		<b>1.035,4</b>	<b>1.019,9</b>	<b>- 15,5</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Valores verificados de janeiro a outubro/2008 acrescidos dos valores previstos nos PMO de novembro e dezembro/2008

<sup>(2)</sup> Geração térmica a biomassa no Amazonas em Itacoatiara (MESA – Interior)

Destaca-se a redução de 30 MW médio na geração térmica a base de óleo OCTE e de 38 MW médio na geração térmica a vapor da UTE Termonorte II, da ELETRONORTE - Porto Velho, tendo em vista que o sistema Porto Velho - Rio Branco irá operar de forma isolada, somente durante o 1º semestre/2009.

Para 2009 a geração térmica a base de óleo diesel, apresenta um aumento de cerca de 23 MW médio devido, basicamente, ao aumento de geração das UTE Cidade Nova, São José e Flores no sistema Manaus. Em 2008 essas UTE operaram apenas no período de agosto a dezembro, enquanto que para 2009 foi prevista geração dessas UTE durante todo o ano. Os demais aumentos de geração térmica a óleo combustível e PGE decorrem da redução da geração hidráulica prevista na UHE Balbina para 2009, em razão da previsão de cenário de vazões afluentes menos favoráveis.

### **4.3. IMPORTAÇÃO DE ENERGIA**

É prevista a importação de 67,7 MW médio da Venezuela. Desse total, 66,9 MW médio são supridos pela EDELCA para atendimento do sistema Boa Vista, e 0,8 MW médio pela ELEORIENTE para atendimento ao sistema isolado Pacaraima da CER.

### **4.4. SÍNTESE DOS RECURSOS**

No quadro 4.4-1 é apresentada uma síntese dos recursos previstos para atendimento aos Sistemas Isolados em 2009, comparando-os com os valores realizados em 2008.

#### Quadro 4.4-1 Recursos de Energia - Verificado em 2008 x Plano 2009

Recursos (MW médio)			
Tipo	Verificado 2008 <sup>(1)</sup> (I)	Plano 2009 (II)	(II) – (I)
TOTAL GH de UHE	343,2	248,9	- 94,3
TOTAL GH de PCH	52,2	31,4	- 20,8
<b>TOTAL GH</b>	<b>395,4</b>	<b>280,3</b>	<b>- 115,1</b>
TOTAL DE GT A COMBUSTÍVEL	974,2	996,0	21,8
TOTAL DE GT A VAPOR (TN II)	55,7	18,0	- 37,7
TOTAL DE GT A BIOMASSA	5,1	5,9	0,8
<b>TOTAL GT</b>	<b>1.035,0</b>	<b>1.019,9</b>	<b>- 15,1</b>
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	63,6	67,7	4,1
<b>TOTAL GT + GH</b>	<b>1.494,4</b>	<b>1.367,9</b>	<b>- 126,1</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Valores verificados de janeiro a outubro/2008, acrescidos dos valores previstos nos PMO de novembro e dezembro/2008.

#### 4.5. PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO

No quadro 4.5-1 é apresentada uma comparação, por tipo de óleo, entre o consumo de combustíveis previsto para 2009 e o verificado em 2008.

#### Quadro 4.5-1 Consumo de Óleo - Verificado 2008 x Plano 2009

Consumo de Combustível			
Tipo	Verificado 2008 <sup>(1)</sup> (I)	Plano 2009 (II)	(II) – (I)
ÓLEO DIESEL (10 <sup>6</sup> litros)	775,7	831,3	55,6
ÓLEO OCTE (10 <sup>6</sup> litros)	630,7	530,7	- 100,0
ÓLEO COMBUSTÍVEL (10 <sup>6</sup> kg)	740,0	760,6	20,6
ÓLEO PGE (10 <sup>6</sup> kg)	154,3	180,6	26,3

Nota: <sup>(1)</sup> Valores verificados de janeiro a outubro/2008, acrescidos dos valores previstos nos PMO de novembro e dezembro/2008.

No quadro 4.5-2 são apresentados, por empresa, as quantidades de combustíveis com cobertura da CCC-ISOL necessárias ao atendimento da geração térmica prevista para 2009.

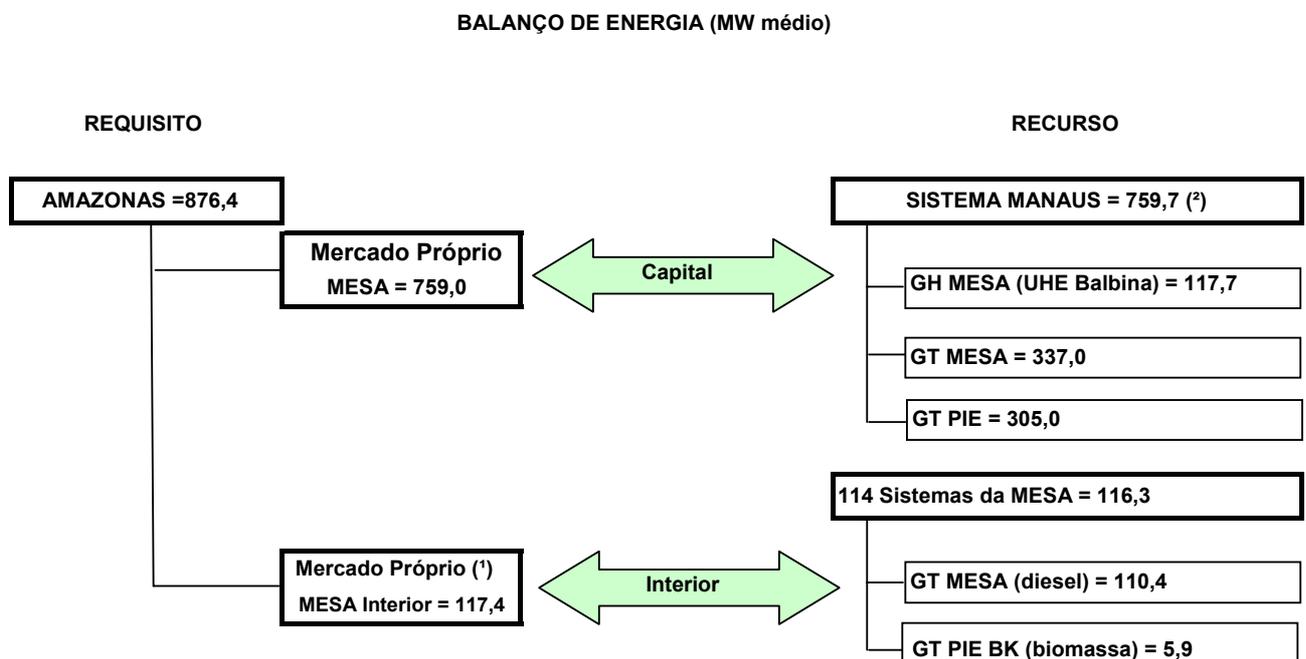
**Quadro 4.5-2**  
**Geração Térmica e Consumo de Óleo por Empresa com Cobertura da CCC-ISOL para 2009**

Empresa	Tipo de Óleo	Geração Térmica (MWh)	Quantidade de Óleo Com Cobertura da CCC-ISOL
CEA	Diesel (m <sup>3</sup> )	82.300	23.245
MANAUS ENERGIA (Interior)	Diesel (m <sup>3</sup> )	967.206	282.284
CELPA	Diesel (m <sup>3</sup> )	349.366	101.784
CEMAT	Diesel (m <sup>3</sup> )	36.870	10.999
CER	Diesel (m <sup>3</sup> )	57.536	18.484
CERON	Diesel (m <sup>3</sup> )	236.122	66.867
ELETROACRE	Diesel (m <sup>3</sup> )	144.566	40.913
ELETRONORTE Acre	Diesel (m <sup>3</sup> )	4.344	1.348
ELETRONORTE Rondônia	Diesel (m <sup>3</sup> )	185.617	44.602
	OCTE (m <sup>3</sup> )	414.437	149.917
ELETRONORTE Amapá	Diesel (m <sup>3</sup> )	587.693	158.716
PIE BREITENER - UTE Mattos	Combustível (ton)	525.600	109.325
PIE BREITENER - UTE Fran	Combustível (ton)	525.600	109.325
PIE RAESA - UTE Cristiano Rocha	Combustível (ton)	569.400	116.554
PIE MANAUARA - UTE Manauara	Combustível (ton)	525.600	109.850
PIE GERA - UTE Ponta Negra	Combustível (ton)	525.600	105.517
MANAUS ENERGIA	OCTE (m <sup>3</sup> )	1.142.411	380.832
	PGE (ton)	907.200	180.565
	Combustível (ton)	638.182	208.516
	Diesel (m <sup>3</sup> )	264.294	72.784
CELPE	Diesel (m <sup>3</sup> )	13.237	3.837
JARI CELULOSE	Diesel (m <sup>3</sup> )	17.977	5.398
	Combustível (ton)	4.174	1.553
<b>TOTAL</b>	<b>Diesel (m<sup>3</sup>)</b>	<b>2.947.128</b>	<b>831.261</b>
	<b>PTE (m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.556.848</b>	<b>530.749</b>
	<b>PGE (ton)</b>	<b>907.200</b>	<b>180.565</b>
	<b>Combustível (ton)</b>	<b>3.314.156</b>	<b>760.640</b>
<b>TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA</b>		<b>8.725.332</b>	<b>-</b>

## 4.6. BALANÇOS DE ENERGIA POR ESTADO

Para 2009 não são previstos déficit nos balanços de energia. Nos quadros 4.6-1 a 4.6-7 são apresentados os balanços de energia por Estado e no quadro 4.6-8 é apresentada a síntese desses balanços para 2009.

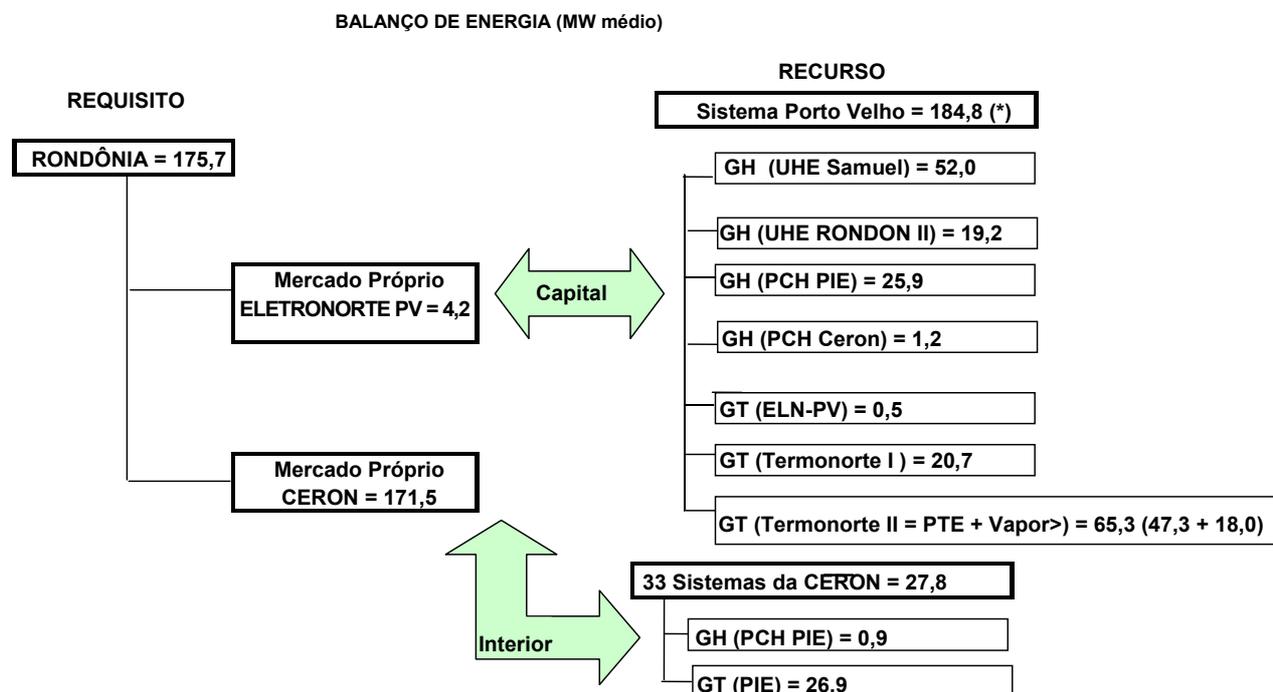
**Quadro 4.6-1**  
**Atendimento ao Estado do Amazonas em 2009**



(\*) Inclui 0,4 MW médio referente ao suprimento da Eletroacre à Guajará.

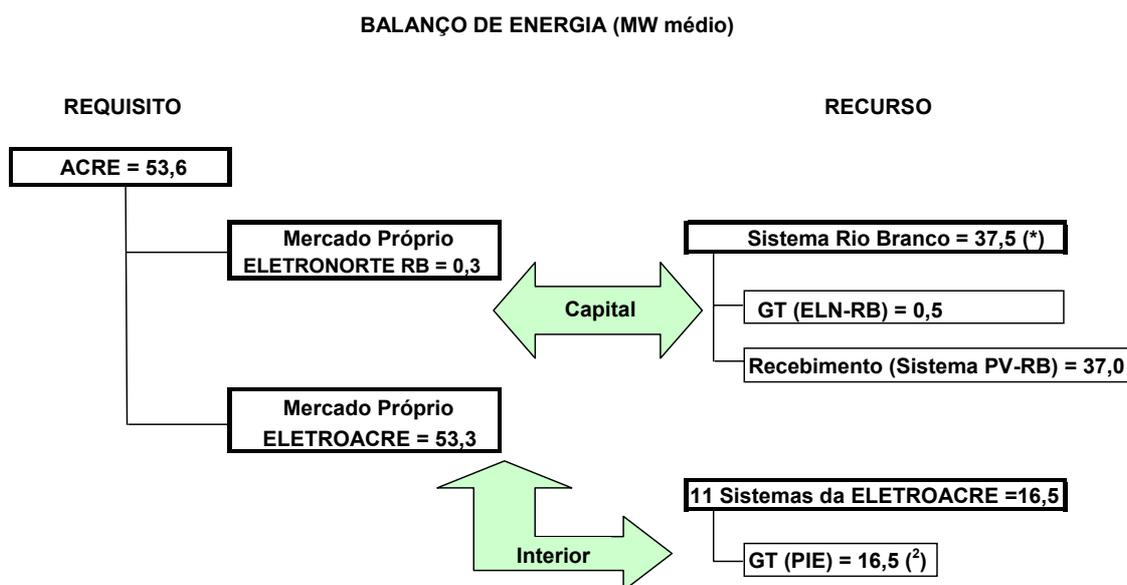
(?) Inclui o suprimento à Rio Preto da Eva de 0,7 MW médio.

### Quadro 4.6-2 Atendimento ao Estado de Rondônia em 2009



(\*) Inclui o suprimento a Rio Branco de 37,0 MW médio.

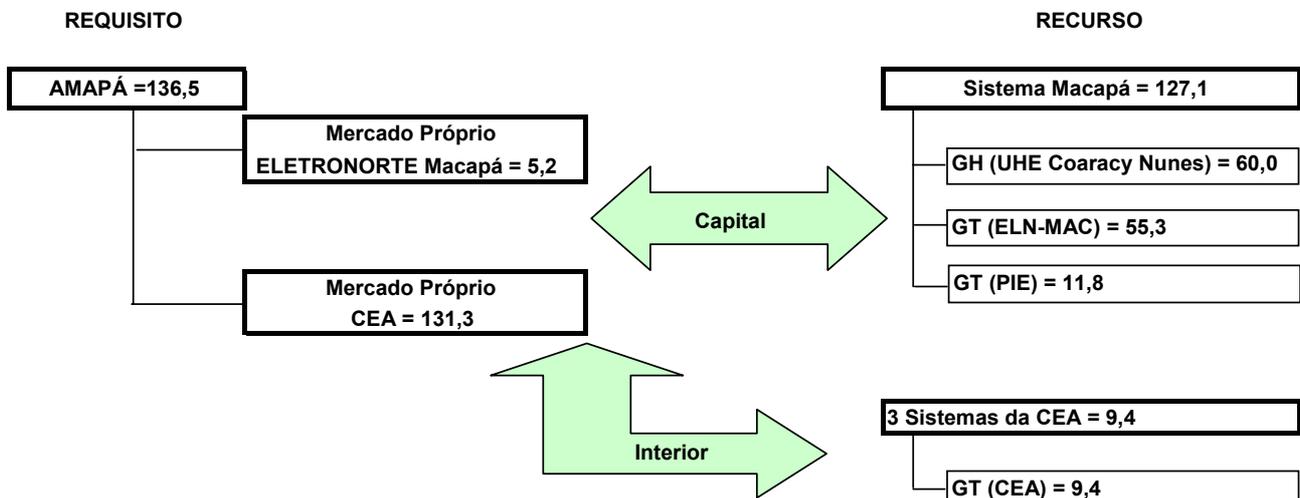
### Quadro 4.6-3 Atendimento ao Estado do Acre em 2009



(\*) Inclui o suprimento de Cruzeiro do Sul (Eletroacre) para Guajará (MESA) de 0,4 MW médio.

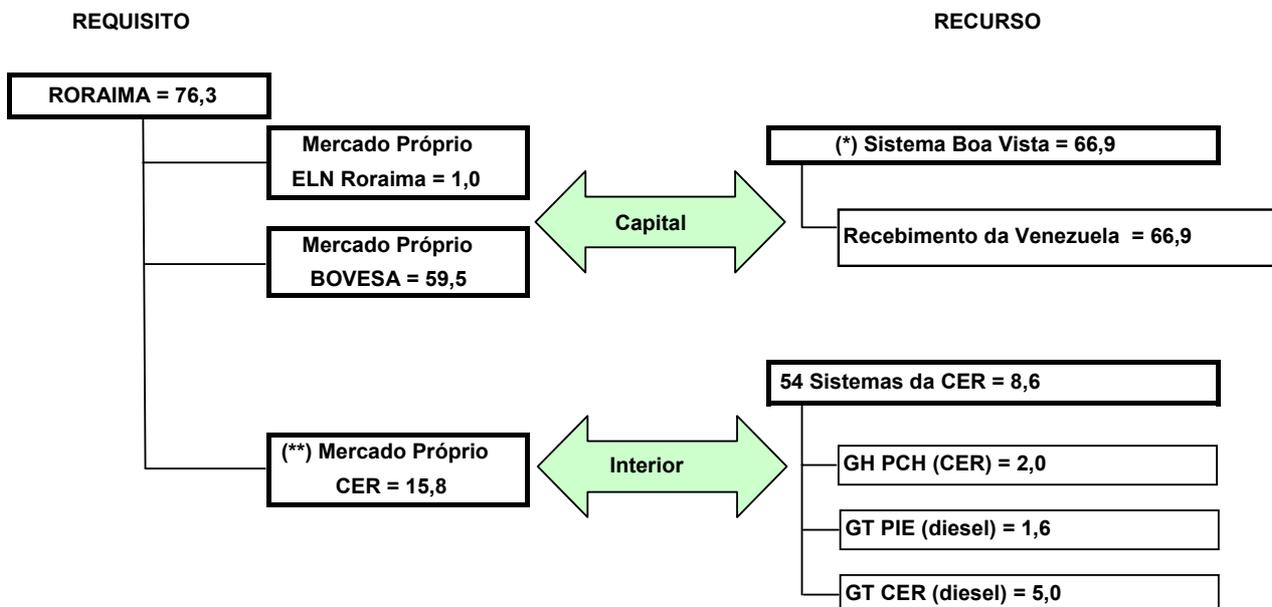
**Quadro 4.6-4**  
**Atendimento ao Estado do Amapá em 2009**

BALANÇO DE ENERGIA (MW médio)



**Quadro 4.6-5**  
**Atendimento ao Estado de Roraima em 2009**

BALANÇO DE ENERGIA (MW médio)

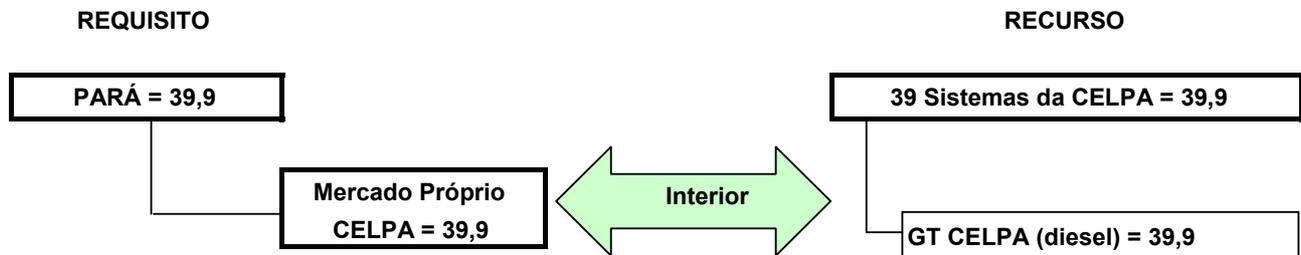


(\*) A EDELCA (Venezuela) supre 66,9 MW médio à ELETRONORTE, dos quais 1 MW médio é para consumo próprio da ELETRONORTE – Roraima e os demais 65,9 MW médio são para suprimento à BOVESA. Deste montante, 59,5 MW médio destinam-se a consumo próprio da Bovesa e 6,4 são para suprimento à Cer.

(\*\*) Inclui os suprimentos da BOVESA à CER de 5,6 MW médio e da empresa venezuelana ELEORIENTE à CER, em Pacaraima, de 0,8 MW médio.

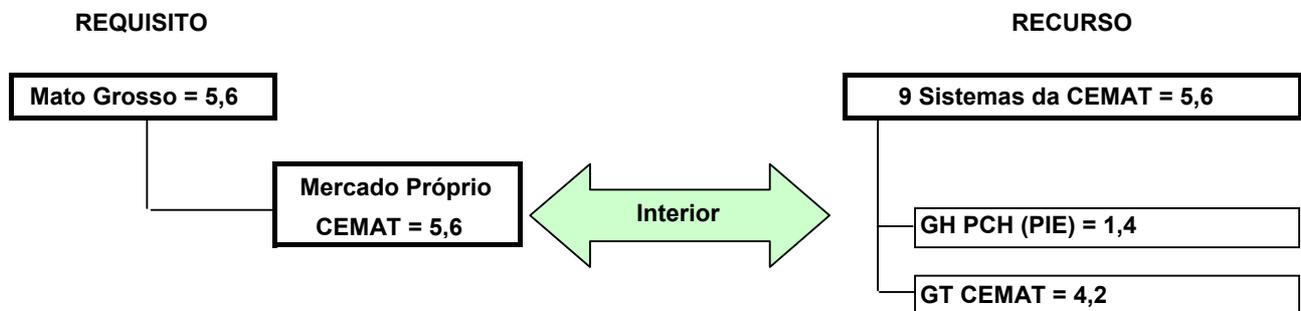
**Quadro 4.6-6**  
**Atendimento ao Estado do Pará em 2009**

BALANÇO DE ENERGIA (MW médio)



**Quadro 4.6-7**  
**Atendimento ao Estado do Mato Grosso em 2009**

BALANÇO DE ENERGIA (MW médio)



**Quadro 4.6-8**  
**Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)**

Empresa	Energia de Mercado Próprio	Suprimento 1	Suprimento 2	Recebimento 1	Recebimento 2	GH Própria	GH PIE	GT Fonte Altern.	GT Própria	GT PIE	GT PIE Vapor C.C.	Balanço
CEA	1.150.300	-	-	1.068.000	-	-	-	-	82.300	-	-	-
MESA (Interior)	1.028.970	-	-	6.468	3.696	-	-	51.600	967.206	-	-	-
CELPA	349.366	-	-	-	-	-	-	-	54.203	295.163	-	-
CEMAT	48.870	-	-	-	-	-	12.000	-	36.870	-	-	-
CER	137.267	-	-	55.992	6.197	17.542	-	-	43.396	14.140	-	-
CERON	1.501.915	-	-	851.475	-	10.466	403.853	-	-	236.122	-	-
ELETROACRE	467.444	3.696	-	326.352	-	-	-	222	-	144.566	-	-
ELN MAC	45.485	1.068.000	-	-	-	525.792	-	-	484.754	102.939	-	-
ELN RR	8.902	577.380	-	586.282	-	-	-	-	-	-	-	-
MESA	6.648.579	6.468	-	-	-	1.031.160	-	-	2.952.087	2.671.800	-	-
BOVESA	521.388	55.992	-	577.380	-	-	-	-	-	-	-	-
ELN PV+RB	39.281	1.177.826	324.223	324.223	-	455.280	-	-	8.688	595.710	157.430	-
ELN PV	37.066	851.475	324.223	-	-	455.280	-	-	4.344	595.710	157.430	-
ELN RB	2.215	326.352	-	324.223	-	-	-	-	4.344	-	-	-
<b>GTON</b>	<b>11.947.76</b>	<b>2.889.362</b>	<b>324.223</b>	<b>3.796.171</b>	<b>9.893</b>	<b>2.040.239</b>	<b>415.853</b>	<b>51.822</b>	<b>4.629.504</b>	<b>4.060.440</b>	<b>157.430</b>	<b>-</b>
CELPE	13.237	-	-	-	-	-	-	-	13.237	-	-	-
JARI CELULOSE	22.151	-	-	-	-	-	-	-	22.151	-	-	-
<b>DEMAIS</b>	<b>35.388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35.388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL (MWh)</b>	<b>11.983.155</b>	<b>2.889.362</b>	<b>324.223</b>	<b>3.796.171</b>	<b>9.893</b>	<b>2.040.239</b>	<b>415.853</b>	<b>51.822</b>	<b>4.664.892</b>	<b>4.060.440</b>	<b>157.430</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL (MWmed)</b>	<b>1.368</b>	<b>330</b>	<b>37</b>	<b>433</b>	<b>1</b>	<b>233</b>	<b>47</b>	<b>6</b>	<b>533</b>	<b>464</b>	<b>18</b>	<b>-</b>

#### 4.7. MONTANTES DE ENERGIA E DEMANDA PARA ATENDIMENTO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO

Nos quadros 4.7-1 e 4.7-2 são apresentados os montantes mensais de suprimento de energia e demanda, respectivamente, previstos para 2009, entre as empresas supridoras e receptoras.

##### Quadro 4.7-1

##### Montantes Mensais de Suprimento de Energia para 2009 (MWh)

Supridora	ELETRONORTE				BOVESA
Recebedora	BOVESA	CEA	CERON	ELETROACRE	CER
Janeiro	47.645	85.970	165.294	53.968	4.905
Fevereiro	44.007	75.580	125.735	51.244	4.683
Março	50.938	82.800	142.417	56.588	4.813
Abril	47.593	81.100	134.651	57.430	4.808
Mai	46.764	86.980	137.310	56.212	4.382
Junho	45.171	85.710	146.068	50.910	4.415
Julho	43.260	88.050	SIN		4.367
Agosto	47.643	96.200			4.510
Setembro	49.089	95.050			4.576
Outubro	52.243	98.750			4.645
Novembro	50.477	96.340			4.753
Dezembro	52.550	95.470			5.135
<b>TOTAL</b>	<b>577.380</b>	<b>1.068.000</b>			<b>851.475</b>

**Quadro 4.7-2**  
**Montantes Mensais de Suprimento de Demanda para 2009 (kW)**

Supridora	ELETRONORTE			BOVESA	
Recebedora	BOVESA	CEA	CERON	ELETROACRE	CER
Janeiro	8.182	146.900	296.462	96.999	8.182
Fevereiro	8.218	145.900	229.461	99.061	8.218
Março	8.254	144.700	242.640	105.546	8.254
Abril	8.291	144.600	250.765	112.047	8.291
Maio	8.328	147.500	247.975	110.949	8.328
Junho	8.364	151.200	289.507	110.203	8.364
Julho	8.401	148.200	SIN		8.401
Agosto	8.440	159.800			8.440
Setembro	8.477	163.000			8.477
Outubro	8.515	165.900			8.515
Novembro	8.554	172.800			8.554
Dezembro	8.593	170.200			8.593
<b>MÁXIMA</b>	<b>8.593</b>	<b>172.800</b>			<b>296.462</b>

## **5 ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DA REGIÃO NORTE**



## 5.1. ACRE E RONDÔNIA

O Acre e Rondônia têm seus mercados de energia elétrica atendidos por Sistemas Isolados. Neste Plano de Operação foi considerada a interligação do Sistema Porto Velho – Rio Branco ao Sistema Interligado a partir de julho de 2009. Após a efetivação dessa interligação, permanecerão sendo atendidos por sistemas isolados apenas parte do interior desses Estados. Também foi considerada a entrada em operação da UHE Rondon II no sistema Porto Velho – Rio Branco, a partir de fevereiro/2009.

A ELETROACRE é a Concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no Acre, sendo que a capital e a parcela do interior conectada ao Sistema Porto Velho – Rio Branco (Brasiléia, Sena Madureira, Senador Guimard, Plácido de Castro, Bujari, Porto Acre e Acrelândia) são supridas pela ELETRONORTE. As demais localidades do interior são atendidas com geração das usinas térmicas do PIE GUASCOR.

A CERON é a Concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica em Rondônia, sendo a capital e a parcela do interior conectada ao Sistema Porto Velho – Rio Branco supridas pela ELETRONORTE e por diversos PIE de usinas hidrelétricas. As demais localidades do interior são atendidas com geração das usinas térmicas PIE Guascor.

### 5.1.1. SISTEMA PORTO VELHO-RIO BRANCO

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

A carga própria de energia do Sistema Porto Velho-Rio Branco prevista para 2009 é 3.382.405 MWh, cabendo 2.668.663 MWh a Porto Velho e 713.742 MWh a Rio Branco. Desse total, 1.623.333 MWh serão atendidos pelo sistema isolado e os demais 1.759.072 MWh pelo SIN, considerando a sua interligação SIN a partir de julho de 2009.

Nos Quadros 5.1-1 e 5.1-2 são apresentados os valores mensais de carga própria de energia e de demanda, respectivamente, previstas para o sistema Porto Velho-Rio Branco para 2009.

**Quadro 5.1-1**  
**Carga Própria de Energia do Sistema Porto Velho-Rio Branco (MWh)**

Mês	Mercado Próprio ELETRONORTE Rio Branco	Suprimento da ELETRONORTE à ELETROACRE	Rio Branco	Mercado Próprio ELETRONORTE Porto Velho	Suprimento da ELETRONORTE à CERON	Suprimento de PIEs hidráulicos à CERON	Geração hidráulica de PCH da CERON	Porto Velho	Sistema Porto Velho-Rio Branco
Jan	366	53.968	54.334	6.308	165.294	42.000	1.785	215.387	<b>269.721</b>
Fev	348	51.244	51.592	5.973	125.735	69.591	1.670	202.969	<b>254.561</b>
Mar	384	56.588	56.972	6.386	142.417	79.359	1.785	229.947	<b>286.919</b>
Abr	390	57.430	57.820	5.995	134.651	76.704	1.785	219.135	<b>276.955</b>
Mai	382	56.212	56.594	6.007	137.310	70.791	1.785	215.893	<b>272.487</b>
Jun	345	50.910	51.255	6.397	146.068	57.314	1.656	211.435	<b>262.690</b>
<b>Isolado</b>	<b>2.215</b>	<b>326.352</b>	<b>328.567</b>	<b>37.066</b>	<b>851.475</b>	<b>395.759</b>	<b>10.466</b>	<b>1.294.766</b>	<b>1.623.333</b>
<b>SIN</b>	-	-	<b>385.175</b>	-	-	-	-	<b>1.373.897</b>	<b>1.759.072</b>
<b>Total</b>	-	-	<b>713.742</b>	-	-	-	-	<b>2.668.663</b>	<b>3.382.405</b>

**Quadro 5.1-2**  
**Carga Própria de Demanda Sistema Porto Velho-Rio Branco (kW)**

Mês	Mercado Próprio ELETRONORTE Rio Branco	Suprimento da ELETRONORTE à ELETROACRE	Rio Branco	Mercado Próprio ELETRONORTE Porto Velho	Suprimento da ELETRONORTE à CERON	Suprimento de PIEs hidráulicos à CERON	Geração hidráulica de PCH da CERON	Porto Velho	Sistema Porto Velho-Rio Branco
Jan	635	96.999	97.634	11.256	296.462	65.550	2.479	375.697	<b>473.331</b>
Fev	668	99.061	99.729	11.799	229.461	137.060	2.319	380.639	<b>480.368</b>
Mar	666	105.546	106.212	11.394	242.640	130.485	2.479	386.998	<b>493.210</b>
Abr	699	112.047	112.746	11.054	250.765	118.262	2.479	382.560	<b>495.306</b>
Mai	662	110.949	111.611	10.718	247.975	108.339	2.479	369.511	<b>481.122</b>
Jun	619	110.203	110.822	11.795	289.507	108.471	2.300	412.073	<b>522.895</b>
<b>SIN</b>	-	-	<b>122.802</b>	-	-	-	-	<b>444.904</b>	<b>567.706</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A configuração do parque gerador da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco é apresentada no Quadro 5.1-3.

**Quadro 5.1-3**  
**Configuração do Parque Gerador da ELETRONORTE**  
**Sistema Porto Velho-Rio Branco**

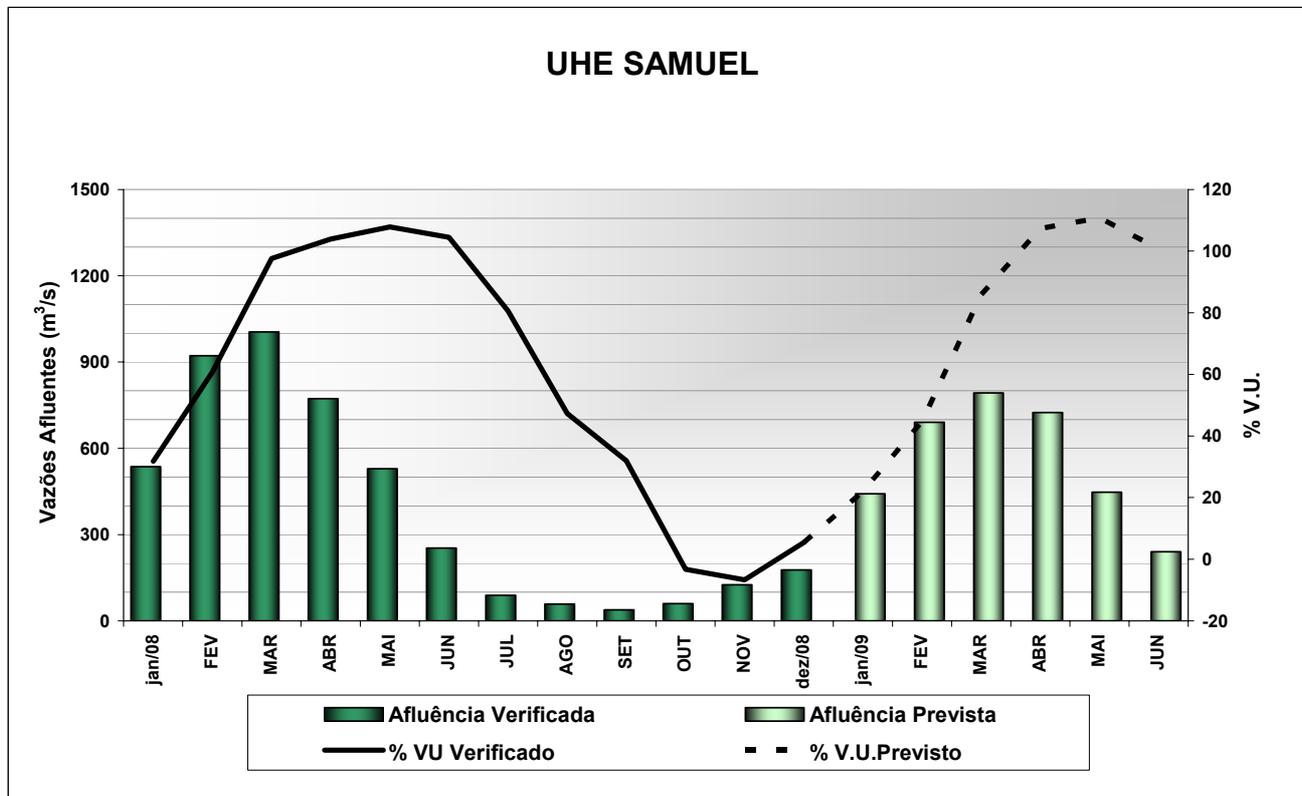
Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
Térmica	RIO BRANCO I	DIESEL	A - 1 x 1,75 + 2 x 2,5 + 3 x 3,47 + 1 x 1,5	7	18,7	16,2
	RIO BRANCO II	DIESEL	A - 1 x 1,5 + 5 x 1,75 + 9 x 2,5	15	32,7	27,2
	RIO ACRE	DIESEL	A - 2 x 21,5	2	43,0	36,0
<b>TOTAL RIO BRANCO</b>				<b>24</b>	<b>94,4</b>	<b>79,4</b>
Hidráulica	UHE SAMUEL	-	A- 5 X 43,2	5	216,0	216,0
Térmica	RIO MADEIRA	DIESEL	A - 1 x 55 + 3 x 21,5 S - 1 x 21,5 + 1 x 55	4	119,6	89,3
	TERMONORTE I	DIESEL	A - 4 x 17	4	68,0	66,0
	TERMONORTE II	PTE	A - 3 x 98,3 + 1 x 131,8	4	426,5	340,0
<b>TOTAL PORTO VELHO</b>				<b>17</b>	<b>830,1</b>	<b>711,3</b>
<b>TOTAL PORTO VELHO-RIO BRANCO</b>				<b>41</b>	<b>924,5</b>	<b>790,7</b>

Notas: A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL

### ➤ OPERAÇÃO DA UHE SAMUEL

Com base na previsão de aflúências de 95% MLT, armazenamento de 5% V.U. em 31/12/2008 e na meta de nível de 100% V.U. a ser alcançada em 30/06/2009 (data prevista de interligação ao SIN), obteve-se como resultado do estudo de otimização energética do Sistema Hidrotérmico de Porto Velho a geração de 52 MW médios.

**GRÁFICO 5.1-1**  
**UHE SAMUEL - VERIFICADO EM 2008 X PLANO 2009**



➤ **BALANÇOS DE ENERGIA E DEMANDA**

Nos Quadros 5.1-4 a 5.1-7 são apresentados os balanços de energia, de demanda, o cronograma de manutenção e as restrições de geração, respectivamente, da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco previstos para 2009.

Nos Quadros 5.1-8 a 5.1-11 são apresentados os balanços de energia e demanda da ELETROACRE e da CERON no Sistema Porto Velho-Rio Branco previstos para 2009.

### Quadro 5.1-4 Balço de Energia da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MWh)

Mês	Requisito					Recurso									Balço
	Mercado Próprio da ELETRONORTE em Rio Branco	Mercado Próprio da ELETRONORTE em Porto Velho	Suprimento da ELETRONORTE à ELETROACRE	Suprimento da ELETRONORTE à CERON	Total	UHE Samuel	PIE TN II (TG)	PIE TN II (TV)	PIE TN I	UTE Rio Madeira	UTE Rio Acre	UTE RB I	UTE RB II	Total	
Jan	366	6.308	53.968	165.294	225.936	52.080	89.280	44.985	38.103	744	446	149	149	225.936	0
Fev	348	5.973	51.244	125.735	183.300	73.920	58.613	21.199	28.224	672	403	134	134	183.300	0
Mar	384	6.386	56.588	142.417	205.775	89.280	66.960	22.320	25.727	744	446	149	149	205.775	0
Abr	390	5.995	57.430	134.651	198.466	100.800	57.600	15.209	23.417	720	432	144	144	198.466	0
Mai	382	6.007	56.212	137.310	199.911	74.400	69.192	23.589	31.242	744	446	149	149	199.911	0
Jun	345	6.397	50.910	146.068	203.720	64.800	72.792	30.128	34.560	720	432	144	144	203.720	0
<b>Isolado</b>	<b>2.215</b>	<b>37.066</b>	<b>326.352</b>	<b>851.475</b>	<b>1.217.108</b>	<b>455.280</b>	<b>414.437</b>	<b>157.430</b>	<b>181.273</b>	<b>4.344</b>	<b>2.606</b>	<b>869</b>	<b>869</b>	<b>1.217.108</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balço de Energia da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco até sua interligação ao SIN.

### Quadro 5.1-5 Balço de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MW)

Mês	Requisito			Recurso Bruto			Reduções								Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Mercado Próprio	Suprimento	Total	GH	GT	GH + GT	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manut. H	Manut. T	UG Indisp.	UG Desativ.	Restrição de Transmissão	Restrição de GT			
Jan	12	393	405	216	575	791	36	20	0	18	28	35	0	13	641	236	117
Fev	12	329	341	216	575	791	21	17	0	18	28	35	0	13	659	318	200
Mar	12	348	360	216	575	791	10	18	0	36	28	35	0	11	653	293	174
Abr	12	363	375	216	575	791	10	19	0	55	28	35	0	13	632	257	139
Mai	11	359	370	216	575	791	10	19	0	55	28	35	0	13	632	262	143
Jun	12	400	412	216	575	791	10	21	43	36	28	35	0	11	608	195	77

Notas: 1- Não é previsto déficit no Balço de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco até a interligação ao SIN.

2- Considerou-se como reserva de regulação o valor correspondente a 5% da demanda.

3- Considerou-se como maior UG o valor de 118,6 MW, correspondendo à potência disponível da turbina a vapor do PIE TERMONORTE II.

4- Considerou-se a desativação da RMUGG-04 de 35 MW de potência efetiva, cuja turbina foi transferida para Manaus.

5- Considerou-se um total de 28 MW indisponíveis referentes a diversas UGs das UTEs Rio Branco I e II.

**Quadro 5.1-6**  
**Cronograma de Manutenção da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UTE Rio Madeira	RMUGG-01	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
	RMUGG-02	0	0	18,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RMUGG-03	0	0	0	0	0	18,1	0	0	0	0	0	0
	RMUGG-04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>36,2</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>36,2</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>
UTE Termonorte II	TNUGG-01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TNUGG-02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TNUGG-03	0	0	0	36,9	36,9	0	0	0	0	0	0	0
	TNUGV-01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>36,9</b>	<b>36,9</b>	<b>0</b>						
UHE Samuel	SUUGH-01	0	0	0	0	0	0	0	43,2	0	0	0	0
	SUUGH-02	0	0	0	0	0	0	43,2	0	0	0	0	0
	SUUGH-03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43,2	0
	SUUGH-04	0	0	0	0	0	43,2	0	0	0	0	0	0
	SUUGH-05	0	0	0	0	0	0	0	0	43,2	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43,2</b>	<b>43,2</b>	<b>43,2</b>	<b>43,2</b>	<b>43,2</b>	<b>0</b>	<b>43,2</b>

**Quadro 5.1-7**  
**Restrição de Geração da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UTE Rio Madeira	RMUGG-01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RMUGG-02	2,1	2,1	0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
	RMUGG-03	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
	RMUGG-04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>2,1</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>2,1</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UTE Termo Norte I	TNUGD-01	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	TNUGD-02	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	TNUGD-03	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	TNUGD-04	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	<b>Total</b>	<b>2</b>											
UTE Rio Acre	RAUGG-01	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	RAUGG-02	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	<b>Total</b>	<b>4</b>											
UTE Rio Branco I	RIUGD-10	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	RIUGD-12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	<b>Total</b>	<b>1,5</b>											
UTE Rio Branco II	RDUGD-01	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	RDUGD-02	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	RDUGD-04	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	RDUGD-13	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	RDUGD-14	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	<b>Total</b>	<b>1,0</b>											
<b>Total</b>		<b>12,7</b>											

### Quadro 5.1-8 Balanco de Energia da ELETROACRE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELETRONORTE	Total	
Jan	53.968	0	53.968	0	53.968	53.968	0
Fev	51.244	0	51.244	0	51.244	51.244	0
Mar	56.588	0	56.588	0	56.588	56.588	0
Abr	57.430	0	57.430	0	57.430	57.430	0
Mai	56.212	0	56.212	0	56.212	56.212	0
Jun	50.910	0	50.910	0	50.910	50.910	0
<b>Isolado</b>	<b>326.352</b>	<b>0</b>	<b>326.352</b>	<b>0</b>	<b>326.352</b>	<b>326.352</b>	<b>0</b>
<b>SIN</b>	<b>382.578</b>	<b>0</b>	<b>382.578</b>	<b>0</b>	<b>382.578</b>	<b>382.578</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit em 2009 no balanço de energia da ELETROACRE no Sistema Porto Velho-Rio Branco.

### Quadro 5.1-9 Balanco de Demanda da ELETROACRE no Sistema Porto Velho-Rio Branco (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELETRONORTE	Total	
Jan	96.999	0	96.999	0	96.999	96.999	0
Fev	99.061	0	99.061	0	99.061	99.061	0
Mar	105.546	0	105.546	0	105.546	105.546	0
Abr	112.047	0	112.047	0	112.047	112.047	0
Mai	110.949	0	110.949	0	110.949	110.949	0
Jun	110.203	0	110.203	0	110.203	110.203	0
<b>SIN</b>	<b>122.802</b>	<b>0</b>	<b>122.802</b>	<b>0</b>	<b>122.802</b>	<b>122.802</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit em 2009 no balanço de demanda da ELETROACRE no Sistema Porto Velho-Rio Branco.

### Quadro 5.1-10 Balanço de Energia da CERON no Sistema Porto Velho-Rio Branco (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELN-PV-RB	Total	
Jan	209.079	0	209.079	0	209.079	209.079	0
Fev	196.996	0	196.996	0	196.996	196.996	0
Mar	223.561	0	223.561	0	223.561	223.561	0
Abr	213.140	0	213.140	0	213.140	213.140	0
Mai	209.886	0	209.886	0	209.886	209.886	0
Jun	205.038	0	205.038	0	205.038	205.038	0
<b>Isolado</b>	<b>1.257.700</b>	<b>0</b>	<b>1.257.700</b>	<b>0</b>	<b>1.257.700</b>	<b>1.257.700</b>	<b>0</b>
<b>SIN</b>	<b>1.318.658</b>	<b>0</b>	<b>1.318.658</b>	<b>0</b>	<b>1.318.658</b>	<b>1.318.658</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit em 2009 no balanço de energia da CERON no Sistema Porto Velho-Rio Branco.

### Quadro 5.1-11 Balanço de Demanda da CERON no Sistema Porto Velho-Rio Branco (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELN-PV	Total	
Jan	364.491	0	364.491	0	364.491	364.491	0
Fev	368.840	0	368.840	0	368.840	368.840	0
Mar	375.604	0	375.604	0	375.604	375.604	0
Abr	371.506	0	371.506	0	371.506	371.506	0
Mai	358.793	0	358.793	0	358.793	358.793	0
Jun	400.278	0	400.278	0	400.278	400.278	0
<b>SIN</b>	<b>426.732</b>	<b>0</b>	<b>426.732</b>	<b>0</b>	<b>426.732</b>	<b>426.732</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit em 2009 no balanço de demanda da CERON no Sistema Porto Velho-Rio Branco.

➤ **GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO**

No Quadro 5.1-12 é apresentada a síntese da geração e do consumo de óleo em cada uma das usinas da ELETRONORTE e do PIE Termonorte, instaladas no Sistema Porto Velho-Rio Branco, antes de sua interligação ao SIN.

**Quadro 5.1-12**  
**Síntese de Geração Térmica e Consumo de Óleo**  
**ELETRONORTE - Sistema Porto Velho-Rio Branco**

<b>87,0 MW médio</b>				
<b>PREVISÃO de GERAÇÃO TÉRMICA (MW médio)</b>	<b>Capital</b>	<b>UTE</b>	<b>Previsão de Geração</b>	
	RIO BRANCO	RIO ACRE	0,3	
		RIO BRANCO I	0,1	
		RIO BRANCO II	0,1	
	PORTO VELHO	RIO MADEIRA	0,5	
		TN I	20,7	
		TN II - TG	47,3	
		TN II - TV	18,0	
	<b>83.640 Mil litros (1.347 mil litros em Rio Branco e 44.602 mil litros em Porto Velho)</b>			
	<b>PREVISÃO de CONSUMO de ÓLEO DIESEL (Mil litros)</b>	<b>Capital</b>	<b>UTE</b>	<b>Previsão de Consumo</b>
RIO BRANCO		RIO ACRE	831	
		RIO BRANCO I	258	
		RIO BRANCO II	258	
PORTO VELHO		RIO MADEIRA	1.386	
		TN I	43.216	
<b>149.917 Mil litros</b>				
<b>PREVISÃO de CONSUMO de ÓLEO OCTE (Mil litros)</b>	<b>Capital</b>	<b>UTE</b>	<b>Previsão de Consumo</b>	
	PORTO VELHO	TN II - TG	149.600	

### 5.1.2. INTERIOR DO ACRE

O atendimento energético aos 11 sistemas isolados do interior do Acre é realizado por meio de parque puramente térmico, a base de óleo diesel, pertencente ao PIE Guascor.

A logística de transporte dá-se por via fluvial e rodoviária, sendo que para algumas localidades é necessária a antecipação da entrega do combustível no início de cada ano, devido a restrições de navegabilidade.

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE prevista para 2009 é de 16,6 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 26,3 MW, incluído o suprimento de 0,4 MW médio de Cruzeiro do Sul para Guajará da MANAUS ENERGIA (Interior).

No Quadro 5.1-14 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da ELETROACRE.

**Quadro 5.1-13**  
**Carga Própria dos Sistemas da ELETROACRE**

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ASSIS BRASIL	4.122	0,5	0,8
CAPIXABA	4.157	0,5	0,8
CRUZEIRO DO SUL <sup>(1)</sup>	88.180	10,1	15,6
FEIJÓ	12.657	1,4	2,3
JORDÃO	1.011	0,1	0,2
MANOEL URBANO	3.629	0,4	0,7
THAUMATURGO	2.270	0,3	0,5
PORTO WALTER	1.757	0,2	0,3
SANTA ROSA DO PURÚS	1.293	0,1	0,2
TARAUACÁ	14.533	1,7	2,7
XAPURI	11.163	1,3	2,2
<b>TOTAL</b>	<b>144.772</b>	<b>16,6</b>	<b>26,3</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Inclui o suprimento de Cruzeiro do Sul a Guajará de 3.696 MWh

#### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

O PIE Guascor dispõe de 64 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 33,7 MW de potência nominal instalada nos 11 Sistemas Isolados da ELETROACRE, conforme apresentado no Quadro 5.1-14.

**Quadro 5.1-14**  
**Configuração do Parque Gerador do PIE Guascor – Sistemas da ELETROACRE**

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1	ASSIS BRASIL	A- 3 x 393	3	1.179	943
2	CAPIXABA	S- 4 x 136 + 2 x 360 + 1 x 274,4	7	1.538	1.231
3	CRUZEIRO DO SUL	A- 3 x 786 + 16 x 1.040	19	18.998	15.198
4	FEIJÓ	A- 5 x 516,8	5	2.584	2.067
5	JORDÃO	A- 2 x (53,6 + 62,4)	4	232	186
6	MANOEL URBANO	A- 1 x 300 + 2 x 392,8 S- 2 x 422,4 + 1 x 324	3	1.168	935
7	PORTO WALTER	A- 4 x 112	4	448	358
8	STA. ROSA DO PURUS	A-4 x 63	4	252	202
9	TARAUACÁ	A- 4 x 786 + 1 x 800 S- 3 x 846,4 + 1 x (776 + 409,6)	5	3.944	3.155
10	THAUMATURGO	A- 1 x 63 + 3 x 112 + 1 x 274	5	673	538
11	XAPURI	S-2 x 516 + 3 x 563,2	5	2.722	2.177
<b>TOTAL</b>			<b>64</b>	<b>33.738</b>	<b>26.990</b>

Notas: A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL

➤ **BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO – SISTEMAS DA ELETROACRE**

No Quadro 5.1-15 são apresentados os balanços de energia, a geração térmica e o consumo de óleo dos sistemas isolados da ELETROACRE.

**Quadro 5.1-15**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da ELETROACRE**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprodutor	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PROPRIA PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
Assis Brasil	24	0,334	4.122	0	0	0	12	0	4.110	1.177	0	1.177
Capixaba	24	0,300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cruzeiro do Sul	24	0,334	4.157	0	0	0	0	0	4.157	1.180	0	1.180
Feijó	24	0,294	88.180	0	0	0	0	0	88.180	24.930	0	24.930
Jordão	24	0,284	12.657	0	0	0	0	0	12.657	3.559	0	3.559
Manoel Urbano	24	0,403	1.011	0	0	0	17	0	994	315	0	315
Marechal Thaumaturgo	24	0,279	3.629	0	0	0	0	0	3.629	990	0	990
Porto Walter	24	0,348	2.270	0	0	0	100	0	2.170	645	0	645
Santa Rosa do Purús	24	0,386	1.757	0	0	0	8	0	1.749	526	0	526
Tarauacá	24	0,386	1.293	0	0	0	4	0	1.289	396	0	396
Xapuri	24	0,506	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>119.076</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>141</b>	<b>0</b>	<b>118.935</b>	<b>33.719</b>	<b>0</b>	<b>33.719</b>

Nota: Para as UTE Feijó e Manoel Urbano foram considerados limites de consumo específico de 0,284 e 0,279 l/kWh, em razão dessas UTE usufruírem do benefício de sub-rogação da CCC-ISOL.

### 5.1.3. INTERIOR DE RONDÔNIA

Em 2009, os 33 sistemas isolados ainda não conectados ao sistema Porto Velho-Rio Branco serão atendidos, predominantemente, por parques térmicos a óleo diesel da GUASCOR. Apenas no sistema isolado Chupinguaia está prevista a entrada em operação da PCH Cascata Chupinguaia no 2º semestre de 2009.

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2009 é de 27,9 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 51,8 MW.

No Quadro 5.1-16 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da CERON.

**Quadro 5.1- 16**  
**Carga Própria dos Sistemas da CERON**

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ABUNÃ	1.210	0,14	0,26
ALVORADA DO OESTE	13.987	1,60	3,19
ARARAS	434	0,05	0,13
BURITIS	54.714	6,25	9,75
CALAMA	1.423	0,16	0,34
CAMPO NOVO DE RONDÔNIA	6.853	0,78	1,63
CHUPINGUAIA	14.087	1,61	3,19
CONCEIÇÃO DA GALERA	129	0,01	0,03
COSTA MARQUES	13.896	1,59	3,30
CUJUBIM	20.514	2,34	5,37
DEMARCAÇÃO	205	0,02	0,05
FORTALEZA DO ABUNÃ	539	0,06	0,26
IZIDOLÂNDIA	710	0,08	0,18
JACI-PARANÁ	8.196	0,94	2,30
MACHADINHO	37.196	4,25	4,32
MAICI	44	0,01	0,01
MUTUM PARANÁ	1.165	0,13	0,33
NAZARÉ	778	0,09	0,17
NOVA CALIFÓRNIA	4.350	0,50	1,17
PACARANA	1.748	0,20	0,56
PEDRAS NEGRAS	53	0,01	0,02
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ	439	0,05	0,12
SANTA CATARINA	143	0,02	0,04

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
SÃO CARLOS	1.434	0,16	0,37
SÃO FRANCISCO	18.310	2,09	4,00
SURPRESA	808	0,09	0,18
TABAJARA	242	0,03	0,05
TRIUNFO	6.403	0,73	2,51
UNIÃO BANDEIRANTES	6.270	0,72	1,43
URUCUMACUÃ	727	0,08	0,16
VALE DO ANARI	6.963	0,79	1,62
VILA EXTREMA	8.619	0,98	1,70
VISTA ALEGRE DO ABUNÃ	11.626	1,33	3,07
<b>TOTAL</b>	<b>244.215</b>	<b>27,89</b>	<b>51,81</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A CERON dispõe de um parque gerador hidrotérmico constituído de 133 unidades geradoras térmicas a óleo diesel e de 29 unidades geradoras hidráulicas, totalizando uma potência nominal instalada térmica de 67,1 MW e hidráulica de 96,0 MW, conforme apresentado nos Quadros 5.1-17e 5.1-18.

#### Quadro 5.1-17 Configuração do Parque Gerador Térmico – Sistemas da CERON

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1 ABUNÃ <sup>(1)</sup>	A- 1 x (72 + 124 + 136)	3	332	282
2 ALVORADA D'OESTE <sup>(1)</sup>	A- 1 x 300 + 3 x 1.250	4	4.050	3.443
3 ARARAS <sup>(1)</sup>	A- 1 x 18 + 2 x 58	3	134	114
4 BURITIS <sup>(1)</sup>	A- 1 x (750 + 846) + 2 x 1.250 + 3 x 845 + 8 x 830 S- 1 x (750 + 846) + 2 x 1.250 + 3 x 846,4 + 8 X 830,4	15	13.278	11.287
5 CALAMA <sup>(1)</sup>	A- 3 x 136	3	408	347
6 CAMPO NOVO RONDÔNIA <sup>(1)</sup>	A- 1 x (419 + 830) + 2 x 346	4	1.941	1.650
7 CHUPINGUAIA <sup>(1)</sup>	A- 2 x (455 + 830)	4	2.570	2.185
8 CONCEICAO DA GALERA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 53	1	53	45
9 COSTA MARQUES <sup>(1)</sup>	A- 1 x 1.250 + 4 x 830	5	4.570	3.885
10 CUJUBIM <sup>(1)</sup>	A- 1 x 1.250 + 2 x 346 + 3 x 846	6	4.480	3.808
11 DEMARCAÇÃO <sup>(1)</sup>	A- 3 x 40	3	120	102

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
12 FORTALEZA ABUNÃ <sup>(1)</sup>	A- 1 x (62 + 124 + 136)	3	322	274
13 IZIDOLÂNDIA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 136 + 2 x 72	3	280	238
14 JACI-PARANÁ <sup>(1)</sup>	A- 2 x (455 + 750)	4	2.410	2.049
15 MACHADINHO <sup>(1)</sup>	A- 1 x ( 346 + 1.100) + 2 x (846 + 1.250) + 4 x 830	10	8.958	7.614
16 MAICI <sup>(1)</sup>	A- 2 X 18	2	36	31
17 MUTUM PARANÁ <sup>(1)</sup>	A- 1 x (72 + 124 + 136)	3	332	282
18 NAZARÉ <sup>(1)</sup>	A- 2 x 40 + 1 x (72 + 136)	4	288	245
19 NOVA CALIFÓRNIA <sup>(1)</sup>	A- 2 x 346 + 1 x 419	3	1.111	944
20 PACARANA <sup>(1)</sup>	A- 2 x (136 + 200)	4	672	571
21 PEDRAS NEGRAS <sup>(1)</sup>	A- 3 x 17,6	3	53	45
22 ROLIM DE M. DO GUAPORÉ <sup>1)</sup>	A- 1 x 116	1	116	99
23 ROVEMA BANDEIRANTES	A – 4 x 408	4	408	347
24 SANTA CATARINA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 53	1	53	45
25 SÃO CARLOS <sup>(1)</sup>	A- 1 x 62 + 2 x 136	3	334	284
26 SÃO FRANCISCO <sup>(1)</sup>	A- 1 x (1.100 + 1.250) + 3 x (346 + 846)	8	5.926	5.037
27 SURPRESA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 72 + 2 x 58	3	188	160
28 TABAJARA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 17 + 2 X 40	3	97	82
29 TRIUNFO	A- 1 X 1.250,4 + 2 X 1.544,8	3	4.340	3.689
30 URUCUMACUÃ <sup>(1)</sup>	A- 1 x 175	3	175	149
31 VALE DO ANARI <sup>(1)</sup>	A- 1 x (830 + 846) + 2 x 346	4	2.368	2.013
32 VILA EXTREMA <sup>(1)</sup>	A- 1 x (360 + 422 + 830) + 2 x 419	5	2.450	2.083
33 VISTA ALEGRE DO ABUNÃ <sup>(1)</sup>	A- 2 x( 500 + 1.250) + 1 x 725	5	4.225	3.591
<b>TOTAL</b>		<b>133</b>	<b>67.078</b>	<b>57.020</b>

Notas A- parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL.

<sup>(1)</sup> Contrato de compra de energia com o PIE GUASCOR.

### Quadro 5.1-18 Configuração do Parque Gerador Hidráulico – Sistemas da CERON

PCH		Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( MW )	Potência Efetiva TOTAL ( MW )
1	ALTA FLORESTA <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	1 x 3.000	1	3,00	3,00
2	ALTOÉ I <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	1 x 744	1	0,74	0,74
3	ALTOÉ II <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	2 x 550	2	1,10	1,10
4	CABIXI I <sup>(1)</sup>	Vilhena	1 x 2.700	1	2,70	2,70
5	CABIXI II <sup>(1)</sup>	Vilhena	1 x 2.800	1	2,80	2,80
6	CACHOEIRA <sup>(1)</sup>	Vilhena	2 x 5.000	2	10,00	10,00
7	CASTAMAN <sup>(1)</sup>	Vilhena	1 x 1.844 + 1 x 1.480 + 1 x 1.066	3	4,33	4,33
8	CASSOL <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	1 x 3.600	1	3,60	3,60
9	MONTE BELO <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	2 x 2.400	2	4,80	4,80
10	RIO BRANCO <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	3 x 2.300	3	6,90	6,90
11	RIO VERMELHO	Vilhena	2 x 1.300	2	2,60	2,60
12	SALDANHA <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	2 x 2.400	2	4,80	4,80
13	PRIMAVERA <sup>(1)</sup>	Rolim Moura	4 x 4.550	4	18,20	18,20
14	APERTADINHO <sup>(1)</sup>	Vilhena	3 x 10.000	3	30,00	30,00
15	MARTINUV	Vilhena	1 x 1.200	1	1,20	1,20
<b>TOTAL</b>				<b>29</b>	<b>95,97</b>	<b>95,97</b>

Nota: <sup>(1)</sup> PCH de PIE

#### ➤ **BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO – SISTEMAS DA CERON**

No Quadro 5.1-19 são apresentados os balanços de energia, a geração térmica e consumo de óleo dos sistemas isolados da CERON.

**Quadro 5.1-19**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da CERON**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
ABUNÃ	24	0,386	1.210	0	0	0	0	0	1.210	443	0	443
ALVORADA DO OESTE	24	0,318	13.987	0	0	0	0	0	13.987	4.021	0	4.021
ARARAS	24	0,403	434	0	0	0	0	0	434	144	0	144
BURITIS	24	0,297	54.714	0	0	0	0	0	54.714	14.376	0	14.376
CALAMA	24	0,386	1.423	0	0	0	0	0	1.423	475	0	475
CAMPO NOVO DE RONDÔNIA	24	0,334	6.853	0	0	0	0	0	6.853	1.945	0	1.945
CHUPINGUAIA	24	0,318	14.087	0	0	8.093	0	0	5.994	1.747	0	1.747
CONCEIÇÃO DA GALERA	24	0,506	129	0	0	0	0	0	129	49	0	49
COSTA MARQUES	24	0,318	13.896	0	0	0	0	0	13.896	3.909	0	3.909
CUJUBIM	24	0,318	20.514	0	0	0	0	0	20.514	5.698	0	5.698
DEMARCAÇÃO	24	0,403	205	0	0	0	0	0	205	72	0	72
FORTALEZA DO ABUNÃ	24	0,386	539	0	0	0	0	0	539	186	0	186
IZIDOLÂNDIA	24	0,386	710	0	0	0	0	0	710	256	0	256
JACI-PARANÁ	24	0,334	8.196	0	0	0	0	0	8.196	2.152	0	2.152
MACHADINHO	24	0,301	37.196	0	0	0	0	0	37.196	10.355	0	10.355
MAICI	24	0,506	44	0	0	0	0	0	44	22	4	26
MUTUM PARANÁ	24	0,386	1.165	0	0	0	0	0	1.165	379	0	379
NAZARÉ	24	0,386	778	0	0	0	0	0	778	276	0	276
NOVA CALIFÓRNIA	24	0,334	4.350	0	0	0	0	0	4.350	1.275	0	1.275

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
PACARANA	24	0,348	1.748	0	0	0	0	0	1.748	558	0	558
PEDRAS NEGRAS	24	0,506	53	0	0	0	0	0	53	27	3	30
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ	24	0,403	439	0	0	0	0	0	439	163	0	163
SANTA CATARINA	24	0,506	143	0	0	0	0	0	143	56	0	56
SÃO CARLOS	24	0,386	1.434	0	0	0	0	0	1.434	468	0	468
SÃO FRANCISCO	24	0,308	18.310	0	0	0	0	0	18.310	5.216	0	5.216
SURPRESA	24	0,403	808	0	0	0	0	0	808	280	0	280
TABAJARA	24	0,506	242	0	0	0	0	0	242	83	0	83
TRIUNFO	24	0,318	6.403	0	0	0	0	0	6.403	2.002	16	2.018
UNIÃO BANDEIRANTES	24	0,334	6.270	0	0	0	0	0	6.270	2.045	0	2.045
URUCUMACUÃ	24	0,403	727	0	0	0	0	0	727	243	0	243
VALE DO ANARI	24	0,334	6.963	0	0	0	0	0	6.963	2.051	0	2.051
VILA EXTREMA	24	0,334	8.619	0	0	0	0	0	8.619	2.459	0	2.459
VISTA ALEGRE DO ABUNÃ	24	0,318	11.626	0	0	0	0	0	11.626	3.438	0	3.438
<b>Total</b>	-	-	<b>244.215</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8.093</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>236.122</b>	<b>66.867</b>	<b>23</b>	<b>66.890</b>

## 5.2. AMAPÁ

O Amapá têm seus mercados de energia elétrica atendidos por Sistemas Isolados, tanto na capital quanto no interior.

A CEA é a Concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no Amapá, sendo que na capital e parte do interior (Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Pedra Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Oiapoque, Laranjal do Jarí, Vitória do Jarí, Calçoene e Pracuúba) é suprida pela ELETRONORTE e nas demais localidades do interior por geração da CEA.

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pelo Sistema Macapá, tratando-se de um sistema hidro-térmico, constituído pela UHE Coaracy Nunes e pela UTE Santana.

### 5.2.1. SISTEMA MACAPÁ

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

A carga própria de energia do Sistema Macapá prevista para 2009 é 1.113.485 MWh, sendo 45.485 MWh da ELETRONORTE e 1.068.000 MWh da CEA.

A demanda máxima do Sistema Macapá prevista para 2009 é de 180 MW (novembro).

Nos Quadros 5.2-1 e 5.2-2 são apresentados os valores mensais de carga própria de energia e de demanda, respectivamente.

**Quadro 5.2-1**  
**Carga Própria de Energia - ELETRONORTE**  
**Sistema Macapá (MWh)**

Mês	ELETRONORTE Macapá	Suprimento à CEA	Sistema Macapá
Jan	3.661	85.970	89.631
Fev	3.218	75.580	78.798
Mar	3.526	82.800	86.326
Abr	3.454	81.100	84.554
Mai	3.705	86.980	90.685
Jun	3.651	85.710	89.361
Jul	3.750	88.050	91.800
Ago	4.097	96.200	100.297
Set	4.048	95.050	99.098
Out	4.206	98.750	102.956
Nov	4.103	96.340	100.443
Dez	4.066	95.470	99.536
<b>2009</b>	<b>45.485</b>	<b>1.068.000</b>	<b>1.113.485</b>

**Quadro 5.2-2**  
**Carga Própria de Demanda – ELETRONORTE**  
**Sistema Macapá (kW)**

Mês	ELETRONORTE Macapá	Suprimento à CEA	Sistema Macapá
Jan	6.239	146.900	153.139
Fev	6.141	145.900	152.041
Mar	6.123	144.700	150.823
Abr	6.131	144.600	150.731
Mai	6.272	147.500	153.772
Jun	6.422	151.200	157.622
Jul	6.310	148.200	154.510
Ago	6.819	159.800	166.619
Set	6.956	163.000	169.956
Out	7.065	165.900	172.965
Nov	7.320	172.800	180.120
Dez	7.179	170.200	177.379
<b>Máxima</b>	<b>7.320</b>	<b>172.800</b>	<b>180.120</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A configuração do parque gerador da ELETRONORTE no Sistema Macapá é apresentada no Quadro 5.2-3.

**Quadro 5.2-3**  
**Configuração do Parque Gerador da ELETRONORTE**  
**Sistema Macapá**

Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
Hidráulica	UHE C. NUNES	-	A - 1 x 24 + 1 x 24 + 1 x 30	3	78,0	78,0
Térmica	SANTANA - W	diesel	A - 4 x 15,6	4	62,4	62,8
	SANTANA - LM	diesel	A - 3 x 21,5	3	64,5	54,0
	EXPANSÃO (*)	diesel	A - 4 x ( 8 x 1,6 )	32	51,2	40,0
<b>Total</b>				<b>42</b>	<b>256,1</b>	<b>234,8</b>

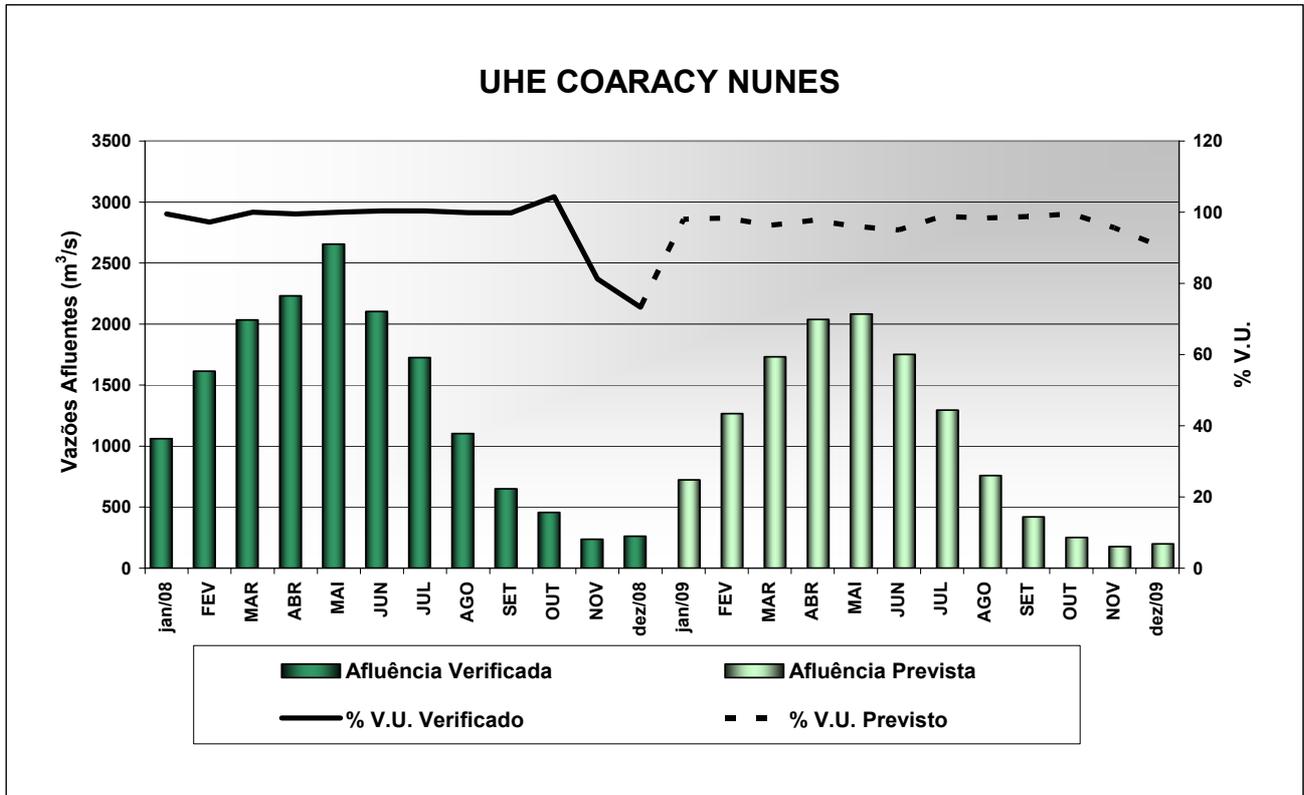
Notas: A – parque gerador autorizado pela ANEEL.

(\*) O contrato de aluguel com a GEBRA se encerra em julho/2009.

### ➤ OPERAÇÃO DA UHE COARACY NUNES

Como resultado dos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Macapá, foi obtida uma geração para a UHE Coaracy Nunes de 60 MW médio, considerando-se uma afluência de 110% MLT. O Gráfico 5.2-1 ilustra a simulação da operação da UHE Coaracy Nunes para 2009.

**Gráfico 5.2-1**  
**UHE Coaracy Nunes - Valores Verificados em 2008 e Previstos para 2009**



➤ **BALANÇOS DE ENERGIA E DEMANDA**

Nos Quadros 5.2-4 a 5.2-8 são apresentados os balanços de energia e demanda, as manutenções hidráulicas e térmicas, bem como as restrições de geração térmica, respectivamente, da ELETRONORTE no Sistema Macapá previstos para 2009.

No balanço de demanda é previsto déficit no 4º trimestre, atingindo 27 MW em novembro/2009, quando é prevista a maior demanda do sistema.

Nos Quadros 5.2-9 e 5.2-10 são apresentados os balanços de energia e demanda da CEA no Sistema Macapá previstos para 2009.

**Quadro 5.2-4**  
**Balanço de Energia da ELETRONORTE no Sistema Macapá (MWh)**

Mês	Requisito	Recurso				Balanço
	Carga Própria	UHE Coaracy Nunes	UTE Santana-LM	UTE Santana-W	UTE Santana-Expansão	
Jan	89.631	37.200	1.488	28.644	22.299	0
Fev	78.798	47.040	1.344	16.974	13.440	0
Mar	86.326	55.056	1.488	16.342	13.440	0
Abr	84.554	53.280	1.440	16.394	13.440	0
Mai	90.685	55.056	1.488	20.701	13.440	0
Jun	89.361	53.280	1.440	21.201	13.440	0
Jul	91.800	55.056	1.488	21.816	13.440	0
Ago	100.297	55.056	12.200	33.041	0	0
Set	99.098	40.320	22.000	36.778	0	0
Out	102.956	28.272	32.200	42.484	0	0
Nov	100.443	20.880	34.347	45.216	0	0
Dez	99.536	25.296	32.768	41.472	0	0
<b>2009</b>	<b>1.113.485</b>	<b>525.792</b>	<b>143.691</b>	<b>341.063</b>	<b>102.939</b>	<b>0</b>

Notas: 1- Não é previsto déficit no Balanço de Energia da ELETRONORTE no Sistema Macapá para 2009

**Quadro 5.2-5**  
**Balço de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Macapá (MW)**

Mês	Requisito	Recurso Bruto			Reduções							Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Total	GH	GT	Total	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manut. H	Manut. T	Restrição de Transmissão	Restrição de GH	Restrição de GT			
Jan	153	78	157	235	0	7	0	0	0	0	6	222	69	39
Fev	152	78	157	235	0	7	0	16	0	0	6	206	54	24
Mar	151	78	157	235	0	7	0	16	0	0	6	206	55	25
Abr	151	78	157	235	0	7	0	34	0	0	6	188	37	7
Mai	154	78	157	235	0	7	0	34	0	0	6	188	34	4
Jun	158	78	157	235	0	7	0	34	0	0	6	188	30	0
Jul	155	78	157	235	0	8	0	16	0	0	6	205	51	21
Ago	167	78	117	195	0	8	0	0	0	0	4	183	16	-14
Set	170	78	117	195	3	8	0	0	0	0	4	180	10	-19
Out	173	78	117	195	4	8	30	0	0	0	4	149	-24	-47
Nov	180	78	117	195	4	8	24	0	0	0	6	153	-27	-55
Dez	177	78	117	195	4	9	24	0	0	0	6	152	-26	-54
<b>Máxima</b>	<b>180</b>	<b>78</b>	<b>177</b>	<b>195</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>153</b>	<b>-27</b>	<b>-55</b>

Notas: 1- É previsto déficit no 4º trimestre de 2009. Considerando-se a perda da maior UG, é previsto déficit a partir de agosto/2009;

2- Considerou-se como reserva de regulação o valor correspondente a 5% da demanda;

3- Para o critério de perda na maior máquina adotou-se a potência disponível na 3ª UG da UHE Coaracy Nunes a exceção de outubro, quando a mesma está indisponível.

**Quadro 5.2-6**  
**Manutenção Hidráulica da ELETRONORTE no Sistema Macapá (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UHE Coaracy Nunes	CNUGH-01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24
	CNUGH-02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0
	CNUGH-03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>24</b>								

**Quadro 5.2-7**  
**Manutenção Térmica da ELETRONORTE no Sistema Macapá (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UTE Santana-LM	SAUGG-01	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-02	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-03	0	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0
UTE Santana-W	SAUGG-04	0	0	0	0	0	15,7	15,7	0	0	0	0	0
	SAUGG-05	0	0	0	15,7	15,7	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-06	0	15,7	15,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>15,7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Quadro 5.2-8**  
**Restrição de Geração Térmica da ELETRONORTE no Sistema Macapá (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UTE Santana-LM	SAUGG-01	2	2	2	2	2	2	2	0	2	2	2	2
	SAUGG-02	2	2	2	2	2	2	2	2	0	2	2	2
	SAUGG-03	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	2	2
UTE Santana-W	SAUGG-04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SAUGG-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	6	6

### Quadro 5.2- 9 Balanco de Energia da CEA no Sistema Macapá (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELN-Macapá	Total	
Jan	85.970	0	85.970	0	85.970	85.970	0
Fev	75.580	0	75.580	0	75.580	75.580	0
Mar	82.800	0	82.800	0	82.800	82.800	0
Abr	81.100	0	81.100	0	81.100	81.100	0
Mai	86.980	0	86.980	0	86.980	86.980	0
Jun	85.710	0	85.710	0	85.710	85.710	0
Jul	88.050	0	88.050	0	88.050	88.050	0
Ago	96.200	0	96.200	0	96.200	96.200	0
Set	95.050	0	95.050	0	95.050	95.050	0
Out	98.750	0	98.750	0	98.750	98.750	0
Nov	96.340	0	96.340	0	96.340	96.340	0
Dez	95.470	0	95.470	0	95.470	95.470	0
<b>2009</b>	<b>1.068.000</b>	<b>0</b>	<b>1.068.000</b>	<b>0</b>	<b>1.068.000</b>	<b>1.068.000</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit em 2009 no balanço de energia da CEA no Sistema Macapá

### Quadro 5.2- 10 Balanco de Demanda da CEA no Sistema Macapá (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento ELN-Macapá	Total	
Jan	146.900	0	146.900	0	146.900	146.900	0
Fev	145.900	0	145.900	0	145.900	145.900	0
Mar	144.700	0	144.700	0	144.700	144.700	0
Abr	144.600	0	144.600	0	144.600	144.600	0
Mai	147.500	0	147.500	0	147.500	147.500	0
Jun	151.200	0	151.200	0	151.200	151.200	0
Jul	148.200	0	148.200	0	148.200	148.200	0
Ago	159.800	0	159.800	0	159.800	159.800	0
Set	163.000	0	163.000	0	163.000	163.000	0
Out	165.900	0	165.900	0	141.735	141.735	-24.165
Nov	172.800	0	172.800	0	145.480	145.480	-27.320
Dez	170.200	0	170.200	0	144.621	144.621	-25.579
<b>Máxima</b>	<b>172.800</b>	<b>0</b>	<b>172.800</b>	<b>0</b>	<b>145.480</b>	<b>145.480</b>	<b>-27.320</b>

Nota: É previsto déficit no balanço de demanda da CEA no Sistema Macapá no 4º trimestre de 2009.

## ➤ Geração Térmica e Consumo de Óleo

No Quadro 5.2-11 é apresentada a síntese da geração e do consumo de óleo em cada uma das usinas da ELETRONORTE Sistema Macapá em 2009.

**Quadro 5.2- 11**  
**Síntese de Geração Térmica e Consumo de Óleo – Plano 2009**  
**Sistema Macapá**

Previsão de Geração Térmica (MW médio)	67,1 MW médio		
	Capital	UTE	Previsão de Geração
	MACAPÁ	SANTANA-LM	16,4
		SANTANA-W	38,9
SANTANA-EXP		11,8	
Previsão de Consumo de Óleo Diesel (Mil litros)	158.716 Mil litros		
	Capital	UTE	Previsão de Consumo
	MACAPÁ	SANTANA-LM	49.361
		SANTANA-W	81.332
SANTANA-EXP		28.023	

### 5.2.2. INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Amapá é realizado através de parque puramente térmico a óleo diesel, pertencente à CEA. A logística de transporte é por via rodoviária, sendo que para algumas localidades é necessária a antecipação da entrega do combustível no início de cada ano, devido a restrições de trafegabilidade.

## ➤ Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2009 é de 9,4 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 15,4 MW.

No Quadro 5.2-12 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da CEA.

### Quadro 5.2-12 Carga Própria dos Sistemas da CEA

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	( MW )
LARANJAL DO JARI	53.150	6,1	9,3
LOURENÇO	2.550	0,3	0,5
OIAPOQUE	26.600	3,0	4,6
<b>TOTAL</b>	<b>82.300</b>	<b>9,4</b>	<b>15,4</b>

#### ➤ Configuração do Parque Gerador

A CEA dispõe de 13 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 17,6 MW de potência nominal instalada nos seus três Sistemas Isolados, conforme apresentado no Quadro 5.2-13.

### Quadro 5.2-13 Configuração do Parque Gerador da CEA

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1	LARANJAL DO JARI	A - 2 x 1.600 + 3 x 1.825	5	8.675	7.374
2	LOURENÇO	A- 2 x 360	2	720	612
3	OIAPOQUE	A - 1 x 1.600 + 2 x 1.825 + 3 x 1.000	6	8.250	7.013
<b>TOTAL</b>			<b>13</b>	<b>17.645</b>	<b>14.999</b>

A - parque gerador autorizado à ANEEL

#### ➤ Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da CEA

No Quadro 5.2-14 são apresentados os balanços de energia, a geração térmica e consumo de óleo dos sistemas isolados da CEA.

**Quadro 5.2-14**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da CEA**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
LARANJAL DO JARI	24	0,301	53.150	0	0	0	0	53.150	0	14.894	0	14.894
LOURENÇO	24	0,348	2.550	0	0	0	0	2.550	0	797	0	797
OIAPOQUE	24	0,301	26.600	0	0	0	0	26.600	0	7.554	0	7.554
<b>TOTAL</b>			82.300	0	0	0	0	82.300	0	23.244	0	23.244

### 5.3. AMAZONAS

O Amazonas têm seus mercados de energia elétrica atendidos por Sistemas Isolados, tanto na capital quanto no interior.

A MANAUS ENERGIA é a Concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Amazonas.

Em Manaus, além das usinas da MANAUS ENERGIA existem as usinas térmicas Mattos e Fran, do PIE BREITENER, Ponta Negra, do PIE GERA, Manauara, do PIE MANAUARA e Cristiano Rocha, do PIE RAESA.

Para 2009, foram considerados 114 sistemas isolados operando no interior do Amazonas, sendo 98 deles já em operação e os demais 16 com previsão de entrada em operação em 2009. Vale destacar que dentre os 98 sistemas isolados em operação, inclui-se o sistema isolado de Guajará, que distribui a energia recebida do sistema isolado de Cruzeiro do Sul, de responsabilidade da ELETROACRE.

#### 5.3.1. SISTEMA MANAUS

##### ➤ CARGA PRÓPRIA

O Sistema Manaus é o maior dentre os isolados brasileiros, representando cerca de 50% do total do mercado de energia elétrica dos Sistemas Isolados. O total da carga própria prevista para o Sistema Manaus para 2009 é 6.655.047 MWh, sendo composta pelas seguintes parcelas: 6.648.579 MWh referente ao mercado de Manaus e os demais 6.468 MWh referente ao mercado de Rio Preto da Eva, município vizinho a Manaus.

A demanda máxima prevista para o Sistema Manaus para 2009 é de 1.072 MW (novembro).

Nos Quadros 5.3-1 e 5.3-2 são apresentados os valores mensais de carga própria de energia e de demanda, respectivamente, previstos para o Sistema Manaus.

**Quadro 5.3-1**  
**Carga Própria de Energia – MANAUS ENERGIA**  
**Sistema Manaus (MWh)**

Mês	Capital	Suprimento a Rio Preto da Eva	Sistema Manaus
Jan	519.793	497	520.290
Fev	485.092	502	485.594
Mar	517.301	500	517.801
Abr	521.182	522	521.704
Mai	531.728	532	532.260
Jun	526.232	524	526.756
Jul	575.284	540	575.824
Ago	601.345	560	601.905
Set	585.730	548	586.278
Out	622.992	572	623.564
Nov	602.493	597	603.090
Dez	559.407	574	559.981
<b>2009</b>	<b>6.648.579</b>	<b>6.468</b>	<b>6.655.047</b>

**Quadro 5.3-2**  
**Carga Própria de Demanda – MANAUS ENERGIA**  
**Sistema Manaus (kW)**

Mês	Capital	Suprimento a Rio Preto da Eva	Sistema Manaus
Jan	899.714	1.112	900.826
Fev	895.304	1.122	896.426
Mar	882.512	1.078	883.590
Abr	905.124	1.082	906.206
Mai	882.159	1.160	883.319
Jun	921.311	1.181	922.492
Jul	969.672	1.177	970.849
Ago	1.014.726	1.179	1.015.905
Set	1.049.983	1.187	1.051.170
Out	1.061.165	1.194	1.062.359
Nov	1.071.180	1.199	1.072.379
Dez	1.003.136	1.189	1.004.325
<b>Máxima</b>	<b>1.071.180</b>	<b>1.199</b>	<b>1.072.379</b>

➤ **CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR**

A configuração do parque gerador do Sistema Manaus é apresentada no Quadro 5.3-3.

**Quadro 5.3-3**  
**Configuração do Parque Gerador da MANAUS ENERGIA e dos PIE**  
**Sistema Manaus**

Origem	Usina		Tipo de Óleo	Configuração	Nº. de Unid.	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
<b>Hidráulica</b>	UHE BALBINA		-	A - 5 x 50	5	250,0	250,0
<b>Térmica</b>	APARECIDA	BLOCO I	OCTE	A - 1 x 30,9 + 2 x 49,8 S - 2 x (30,9 + 49,8)	4	161,5	112,0
		BLOCO II	OCTE	A - 2 x 44	2	88,0	80,0
	MAUÁ	BLOCO I	OC1A	A - 2 x (18,6 + 50)	4	137,2	136,0
		BLOCO II	OCTE	A - 1 x 50,4	1	50,4	40,0
		BLOCO III	OCTE	A - 2 x 60,0	2	120,0	110,0
		BLOCO IV	PGE	A - 10 x 16,6	10	166	157,5
	ELECTRON		DIESEL	A - 6 x 20,2	6	121,2	108,0
	MATTOS		OC1A	A - 1 x 7,68 + 4 x 18,9	5	83,3	60,0
	FRAN		OC1A	A - 1 x 7,68 + 4 x 18,9	5	83,3	60,0
	CRISTIANO ROCHA		OC1A	A - 5 x 17,076	5	85,4	65,0
	MANAUARA		OC1A	A - 5 x 17,076	5	85,4	60,0
	PONTA NEGRA		OC1A	A - 5 x 17,076	5	85,4	60,0
	CIDADE NOVA		DIESEL	A - 11 x 1,6	11	17,6	15,4
	SÃO JOSÉ		DIESEL	A - 26 x 1,6	26	41,6	36,4
FLORES		DIESEL	A - 31 x 1,6 + 48 x 0,92	79	93,8	81,6	
<b>TOTAL</b>					<b>175</b>	<b>1.670,1</b>	<b>1.431,9</b>

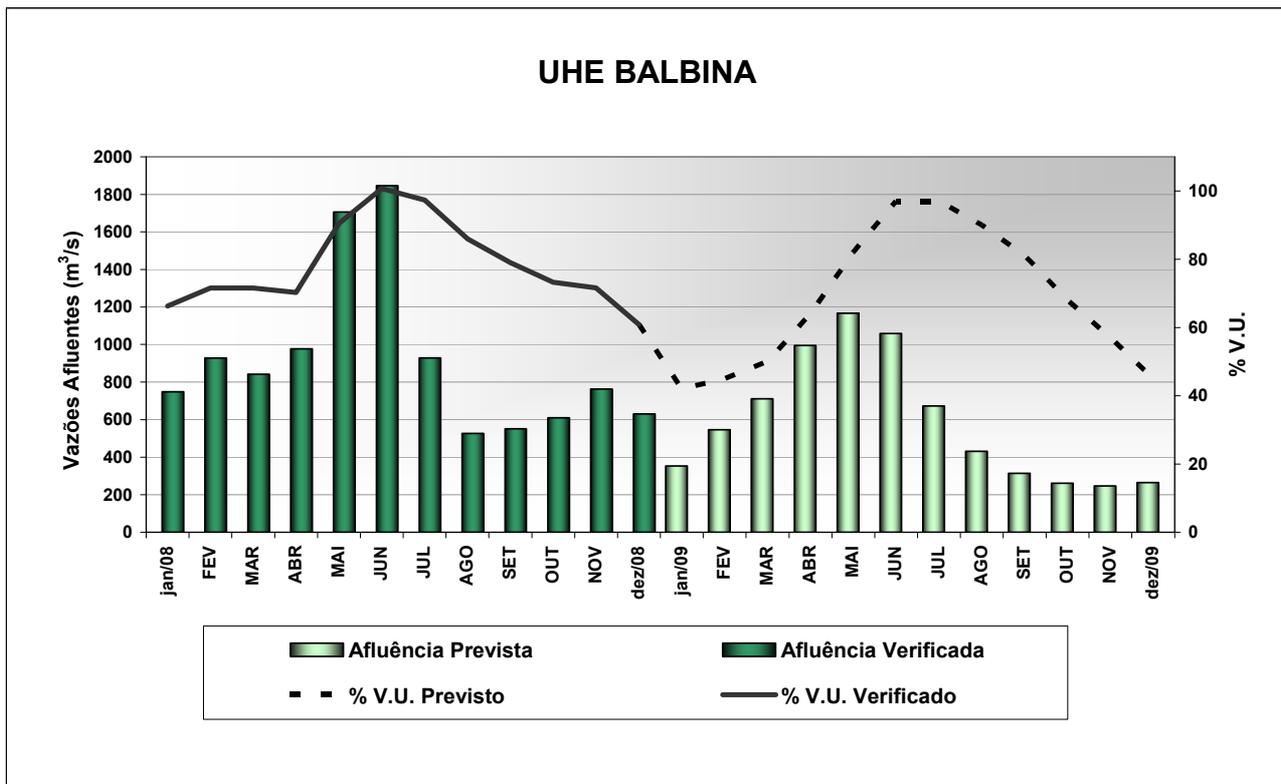
Notas: 1- A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL.

2- A partir de maio/2009 a potência efetiva da UTE Flores passa a ser 12,6 MW em função do término dos 69 MW alugados.

➤ **OPERAÇÃO DA UHE BALBINA**

Como resultado dos estudos de otimização energética do Sistema Hidrotérmico de Manaus, foi obtida uma geração para a UHE Balbina de 117,1 MW médio, considerando-se uma afluência prevista de 100% MLT e a meta de nível de 45% V.U., a ser alcançada em 31/dez/2009.

**GRÁFICO 5.3-1**  
**UHE BALBINA - VERIFICADO EM 2008 x PLANO 2009**



➤ **BALANÇOS DE ENERGIA E DEMANDA**

Nos Quadros 5.3-4 a 5.3-8 são apresentados os balanços de energia e demanda, as manutenções hidráulica e térmica e as restrições de geração térmica, respectivamente, da MANAUS ENERGIA e dos PIE em Manaus previstos para 2009.

Nos Quadros 5.3-9 e 5.3-10 são apresentados os balanços de energia e demanda da MANAUS ENERGIA em Rio Preto da Eva previstos para 2009.

### Quadro 5.3-4 Balanco de Energia da MANAUS ENERGIA Sistema Manaus (MWh)

Mês	Requisito	Recurso															Balanco	
	Carga Própria	UHE Balbina	Aparecida Bloco I	Mauá Bloco I	Electron	Mauá Bloco II	Mauá Bloco III	Aparecida Bloco II	Mauá Bloco IV	UTE Cidade Nova	UTE São José	UTE Flores	Mattos	Fran	Manauara	Cristiano Rocha		Ponta Negra
Jan	520.290	66.960	9.374	45.310	-	-	34.160	16.070	70.308	1.339	5.208	44.640	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Fev	485.594	60.480	8.467	48.451	-	-	38.983	14.515	63.504	1.210	4.704	40.320	40.320	40.320	40.320	43.680	40.320	0
Mar	517.801	70.680	9.374	53.642	-	-	19.619	16.070	70.308	1.339	5.208	44.640	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Abr	521.704	68.400	9.072	36.792	-	-	54.712	15.552	68.040	1.296	5.040	43.200	43.200	43.200	43.200	46.800	43.200	0
Mai	532.260	74.400	13.675	55.205	-	-	44.268	29.070	80.352	1.339	5.208	1.823	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Jun	526.756	72.000	22.480	53.424	-	-	42.840	30.552	77.760	1.296	5.040	1.764	43.200	43.200	43.200	46.800	43.200	0
Jul	575.824	104.160	32.810	31.769	3.348	-	55.954	32.141	80.352	1.339	5.208	1.823	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Ago	601.905	104.160	26.114	63.538	3.348	-	56.962	32.141	80.352	1.339	5.208	1.823	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Set	586.278	100.800	28.512	61.488	3.240	-	52.434	34.344	77.760	1.296	5.040	1.764	43.200	43.200	43.200	46.800	43.200	0
Out	623.564	111.600	38.167	63.538	3.348	-	55.780	35.489	80.352	1.339	5.208	1.823	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
Nov	603.090	100.800	41.472	61.488	3.240	-	46.566	44.064	77.760	1.296	5.040	1.764	43.200	43.200	43.200	46.800	43.200	0
Dez	559.981	96.720	19.418	63.538	3.348	-	44.268	17.047	80.352	1.339	5.208	1.823	44.640	44.640	44.640	48.360	44.640	0
<b>2009</b>	<b>6.655.047</b>	<b>1.031.160</b>	<b>258.937</b>	<b>638.182</b>	<b>19.872</b>	<b>0</b>	<b>546.546</b>	<b>317.056</b>	<b>907.200</b>	<b>15.768</b>	<b>61.320</b>	<b>187.206</b>	<b>525.600</b>	<b>525.600</b>	<b>525.600</b>	<b>569.400</b>	<b>525.600</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Energia da MANAUS ENERGIA no Sistema Manaus para 2009.

**Quadro 5.3-5**  
**Balanco de Demanda da MANAUS ENERGIA**  
**Sistema Manaus (MW)**

Mês	Requisito	Recurso Bruto			Reduções								Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Total	GH	GT	Total	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manut. H	Manut. T	UG Indisp.	UG Desativ.	Restrição de Transmissão	Restrição de GT			
Jan	901	250	1.182	1.432	20	45	50	238	0	0	0	68	1.010	109	59
Fev	896	250	1.182	1.432	20	45	50	166	0	0	0	70	1.080	184	134
Mar	884	250	1.182	1.432	20	44	50	166	0	0	0	70	1.081	197	147
Abr	906	250	1.182	1.432	20	45	50	216	0	0	0	50	1.050	144	94
Mai	883	250	1.113	1.363	20	44	50	159	0	0	0	50	1.040	157	107
Jun	922	250	1.113	1.363	20	46	0	105	0	0	0	50	1.142	219	169
Jul	971	250	1.113	1.363	20	49	0	155	0	0	0	45	1.094	124	74
Ago	1.016	250	1.113	1.363	20	51	0	87	0	0	0	52	1.153	137	87
Set	1.051	250	1.113	1.363	20	53	0	87	0	0	0	52	1.151	100	50
Out	1.062	250	1.113	1.363	25	53	0	67	0	0	0	54	1.164	102	52
Nov	1.072	250	1.113	1.363	25	54	0	103	0	0	0	51	1.130	58	8
Dez	1.004	250	1.113	1.363	25	50	0	103	0	0	0	51	1.134	129	79
<b>Máxima</b>	<b>1.072</b>	<b>250</b>	<b>1.113</b>	<b>1.363</b>	<b>25</b>	<b>54</b>	<b>0</b>	<b>103</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>51</b>	<b>1.130</b>	<b>58</b>	<b>8</b>

Notas: 1- Não é previsto déficit no Balanco de Demanda da MANAUS ENERGIA no Sistema Manaus para 2009;

2- Considerou-se como reserva de regulação o valor correspondente a 5% da demanda;

3- Considerou-se como maior UG a potência disponível de um turbina a gás da UTE Mauá Bloco III.

**Quadro 5.3-6**  
**Manutenção Hidráulica da MANAUS ENERGIA no Sistema Manaus (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
UHE BALBINA	BAUGH-01	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0
	BAUGH-02	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAUGH-03	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAUGH-04	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0
	BAUGH-05	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>		<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Quadro 5.3-7**  
**Manutenção Térmica da MANAUS ENERGIA e de PIE no Sistema Manaus (MW)**

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Aparecida	Bloco I	AAUGG-05	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	0	0
		AAUGG-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		AAUGG-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	0
		AAUGG-08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36
	Bloco II	AAUGG-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		AAUGG-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mauá	Bloco I	MUUGV-01	0	0	0	0	18	18	18	0	0	0	0	0
		MUUGV-02	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MUUGV-03	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0
		MUUGV-04	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0
	Bloco II	MUUGG-07	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
		MUUGG-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bloco III	MUUGG-07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MUUGG-08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bloco IV	-	47,3	47,3	47,3	47,3	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	
Electron	ETUGG-01	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ETUGG-02	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ETUGG-03	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

USINA	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	ETUGG-04	18	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
	ETUGG-05	18	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
	ETUGG-06	18	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0
Cidade Nova	-	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
São José	-	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Flores	-	12,6	12,6	12,6	12,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
<b>Total</b>		<b>238,5</b>	<b>166,5</b>	<b>166,5</b>	<b>216,5</b>	<b>158,9</b>	<b>104,9</b>	<b>154,9</b>	<b>86,9</b>	<b>86,9</b>	<b>66,9</b>	<b>102,9</b>	<b>102,9</b>

### Quadro 5.3-8 Restrição de Geração Térmica da MANAUS ENERGIA (MW)

Usina	UG	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Aparecida	Bloco I	AAUGG-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2
		AAUGG-06	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		AAUGG-07	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	3
		AAUGG-08	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0
	Bloco II	AAUGG-09	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
		AAUGG-10	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Mauá	Bloco I	MUUGV-01	6	6	6	6	0	0	0	2	2	2	2	2
		MUUGV-02	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		MUUGV-03	5	5	5	0	5	5	5	5	5	5	5	5
		MUUGV-04	20	20	20	5	5	5	0	5	5	5	5	5
	Bloco II	MUUGG-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MUUGG-06	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Bloco III	MUUGG-07	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		MUUGG-08	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Bloco IV	-	5,3	5,3	5,3	5,3	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	<b>Total</b>		<b>68,3</b>	<b>70,3</b>	<b>70,3</b>	<b>50,3</b>	<b>50,0</b>	<b>50,0</b>	<b>45,0</b>	<b>52,0</b>	<b>52,0</b>	<b>54,0</b>	<b>51,0</b>	<b>51,0</b>

**Quadro 5.3-9**  
**Balanco de Energia da MANAUS ENERGIA em Rio Preto da Eva (MWh)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento do Sistema Manaus	Total	
Jan	497	0	497	0	497	497	0
Fev	502	0	502	0	502	502	0
Mar	500	0	500	0	500	500	0
Abr	522	0	522	0	522	522	0
Mai	532	0	532	0	532	532	0
Jun	524	0	524	0	524	524	0
Jul	540	0	540	0	540	540	0
Ago	560	0	560	0	560	560	0
Set	548	0	548	0	548	548	0
Out	572	0	572	0	572	572	0
Nov	597	0	597	0	597	597	0
Dez	574	0	574	0	574	574	0
<b>2009</b>	<b>6.468</b>	<b>0</b>	<b>6.468</b>	<b>0</b>	<b>6.468</b>	<b>6.468</b>	<b>0</b>

**Quadro 5.3-10**  
**Balanco de Demanda da MANAUS ENERGIA em Rio Preto da Eva (kW)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento do sistema Manaus	Total	
Jan	1.112	0	1.112	0	1.112	1.112	0
Fev	1.122	0	1.122	0	1.122	1.122	0
Mar	1.078	0	1.078	0	1.078	1.078	0
Abr	1.082	0	1.082	0	1.082	1.082	0
Mai	1.160	0	1.160	0	1.160	1.160	0
Jun	1.181	0	1.181	0	1.181	1.181	0
Jul	1.177	0	1.177	0	1.177	1.177	0
Ago	1.179	0	1.179	0	1.179	1.179	0
Set	1.187	0	1.187	0	1.187	1.187	0
Out	1.194	0	1.194	0	1.194	1.194	0
Nov	1.199	0	1.199	0	1.199	1.199	0
Dez	1.189	0	1.189	0	1.189	1.189	0
<b>Máxima</b>	<b>1.199</b>	<b>0</b>	<b>1.199</b>	<b>0</b>	<b>1.199</b>	<b>1.199</b>	<b>0</b>

➤ **GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO**

Nos Quadros 5.3-11a e 5.3-11b são apresentadas as sínteses da geração e do consumo de óleo em cada uma das usinas do Sistema Manaus em 2009.

**Quadro 5.3-11a**  
**Síntese de Geração Térmica – Plano 2009**  
**Sistema Manaus**

Previsão de Geração (MW médio)	HIDRÁULICA	117,7 MW médio		
		Empresa	UHE	Geração
		MANAUS ENERGIA	BALBINA	117,7
TÉRMICA	642,2 MW médio			
	Empresa	UTE	Geração	
	MANAUS ENERGIA	APARECIDA	BLOCO I	29,6
			BLOCO II	36,2
		MAUÁ	BLOCO I	72,9
			BLOCO II	0,0
			BLOCO III	62,4
			BLOCO IV	103,6
		ELECTRON	2,3	
		CIDADE NOVA	1,8	
		SÃO JOSÉ	7,0	
		FLORES	21,4	
	PIE BREITENER	MATTOS	60,0	
		FRAN	60,0	
	PIE RIO AMAZONAS	CRISTIANO ROCHA	65,0	
PIE MANAUARA	MANAUARA	60,0		
PIE GERA	PONTA NEGRA	60,0		

**Quadro 5.3-11b**  
**Síntese do Consumo de Óleo – Plano 2009**  
**Sistema Manaus**

	ÓLEO PGE (toneladas)	189.065 toneladas				
		Empresa	UTE	Tipo	Consumo	
Previsão de Consumo de Óleo		MANAUS ENERGIA	Mauá Bloco IV	PGE	180.565	
	ÓLEO OC1A (toneladas)	759.087 toneladas				
		Empresa	UTE	Tipo	Consumo	
		MANAUS ENERGIA	Mauá Bloco I	OC1A	208.516	
		PIE BREITENER	Mattos	OC1A	109.325	
			Fran	OC1A	109.325	
		PIE RAESA	Cristiano Rocha	OC1A	116.554	
		PIE MANAUARA	Manauara	OC1A	109.850	
	PIE GERA	Ponta Negra	OC1A	105.517		
	Óleo OCTE (mil litros)	380.831 mil litros				
		Empresa	UTE	Tipo	Consumo	
		MANAUS ENERGIA	Aparecida Bloco I		OCTE	78.979
			Electron		OCTE	7.392
			Mauá Bloco II		OCTE	0
			Mauá Bloco III		OCTE	203.213
	Aparecida Bloco II		OCTE	91.247		
	Óleo DIESEL (mil litros)	72.784 mil litros				
		Empresa	UTE	Tipo	Consumo	
		MANAUS ENERGIA	Cidade Nova		DIESEL	4.299
São José			DIESEL	17.578		
Flores			DIESEL	50.907		

### 5.3.2. INTERIOR DO AMAZONAS

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Amazonas é feito através de parque térmico predominantemente a óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial, com deslocamentos que podem durar até 40 dias, o que demanda uma atenção especial por parte da MANAUS ENERGIA na logística de abastecimento do óleo diesel para os seus sistemas.

Em Itacoatiara, o atendimento energético é complementado com a compra de energia do PIE BK ENERGIA PARTICIPAÇÕES LTDA, a partir de geração térmica a biomassa (cavaco de madeira).

A MANAUS ENERGIA é suprida em Guajará e Rio Preto da Eva pelo sistema Cruzeiro do Sul, da ELETROACRE, e pelo sistema Manaus, respectivamente.

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

A soma das cargas próprias de energia dos 114 sistemas isolados previstos para 2009 é 98,0 MW médio para uma demanda máxima de 194,4 MW.

No Quadro 5.3-12 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da MANAUS ENERGIA no interior do Amazonas.

### Quadro 5.3-12 Carga Própria dos Sistemas da MANAUS ENERGIA - Interior

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ALTEROSA	593	0,07	0,14
ALVARÃES	5.066	0,58	1,00
AMATURÁ	3.303	0,38	0,60
ANAMÃ	4.026	0,46	0,87
ANORI	8.768	1,00	1,62
APUÍ	12.612	1,44	2,68
ARARA	454	0,05	0,09
ATALAIA DO NORTE	4.701	0,54	0,98
AUGUSTO MONTENEGRO	461	0,05	0,10
AUTAZES	16.274	1,86	3,14
AUXILIADORA	188	0,02	0,05
AXINIM	1.115	0,13	0,19
AYAPUÁ	384	0,04	0,09
BARCELOS	11.721	1,34	2,08
BARREIRA ANDIRA	253	0,03	0,06
BARREIRINHA	7.893	0,90	1,46
BELÉM DO SOLIMÕES	1.297	0,15	0,23
BELO MONTE	369	0,04	0,09
BENJAMIN CONSTANT	15.587	1,78	3,01
BERURI	7.423	0,85	1,45
BETÂNIA	693	0,08	0,18
BOA VISTA DO RAMOS	6.140	0,70	1,12
BOCA DO ACRE	23.236	2,65	4,22
BORBA	15.844	1,81	2,81
CAAPIRANGA	4.544	0,52	0,94
CABURI	894	0,10	0,18
CAIAMBÉ	907	0,10	0,20
CAMARUÃ	437	0,05	0,10
CAMETÁ	1.047	0,12	0,21
CAMPINAS	534	0,06	0,12
CANUTAMA	4.969	0,57	0,84
CARÁ AÇÚ	437	0,05	0,10
CARAUARI	14.818	1,69	2,80

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
CAREIRO DA VÁRZEA	5.779	0,66	1,24
CARVOEIRO	418	0,05	0,10
CASTANHO	25.781	2,94	4,99
CAVIANA	626	0,07	0,12
CÉU DO MAPIÁ	502	0,06	0,11
COARI	63.529	7,25	11,62
CODAJÁS	15.384	1,76	2,87
CODAJÁS MIRIM	267	0,03	0,06
COSTA DO AMBÉ	547	0,06	0,13
CUCUÍ	634	0,07	0,13
EIRUNEPÉ	16.892	1,93	3,30
ENVIRA	6.990	0,80	1,35
ESTIRÃO DO EQUADOR	622	0,07	0,14
FEIJOAL	729	0,08	0,15
FONTE BOA	11.239	1,28	2,10
FREGUESIA DO ANDIRÁ	287	0,03	0,07
GUAJARÁ	3.696	0,42	0,77
HUMAITÁ	32.332	3,69	6,06
IAUARETÊ	1.260	0,14	0,27
IPIRANGA	541	0,06	0,10
IPIXUNA	4.481	0,51	0,84
ITACOATIARA	101.612	11,60	22,34
ITAMARATI	3.498	0,40	0,68
ITAPEAÇÚ	1.045	0,12	0,21
ITAPIRANGA	6.114	0,70	1,24
ITAPURU	229	0,03	0,06
JACARÉ	729	0,08	0,15
JANUÁRIO	387	0,04	0,09
JAPURÁ	230	0,03	0,05
JUÇARA	1.577	0,18	0,37
JURUÁ	3.526	0,40	0,72
JUTAÍ	8.535	0,97	1,81
LÁBREA	20.092	2,29	3,57
LAGO DO BERURI	244	0,03	0,06
LAGUINHO	509	0,06	0,12

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
LIMOEIRO	2.961	0,34	0,53
LINDÓIA	2.107	0,24	0,36
MANACAPURU	88.518	10,10	15,21
MANAQUIRI	5.923	0,68	1,06
MANICORE	21.650	2,47	4,04
MARÃÃ	5.921	0,68	1,06
MATUPI	2.962	0,34	0,71
MAUÉS	26.319	3,00	4,98
MOCAMBO	926	0,11	0,22
MOURA	448	0,05	0,01
MURITUBA	327	0,04	0,07
NHAMUNDÁ	7.357	0,84	1,35
NOVA OLINDA DO NORTE	15.228	1,74	2,91
NOVO AIRÃO	9.336	1,07	0,62
NOVO ARIPUANÃ	12.533	1,43	2,26
NOVO CÉU	2.406	0,27	0,57
NOVO REMANSO	5.437	0,62	1,14
PALMEIRAS	434	0,05	0,09
PARAUÁ	673	0,08	0,17
PARINTINS	80.469	9,19	15,18
PAUINI	5.370	0,61	1,07
PEDRAS	898	0,10	0,19
PESQUEIRO	308	0,04	0,07
RAINHA DOS APÓSTOLOS	253	0,03	0,06
RIO PRETO DA EVA	17.023	1,94	3,26
SACAMBU	824	0,09	0,13
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	5.190	0,59	0,92
SANTA RITA	969	0,11	0,20
SANTANA DO UATUMÃ	281	0,03	0,07
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	9.083	1,04	1,59
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	24.354	2,78	4,60
SÃO PAULO DE OLIVENÇA	6.803	0,78	1,27
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	5.329	0,61	0,98
SILVES	4.050	0,46	0,73
SUCUNDURI	486	0,06	0,11

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
TABATINGA	45.664	5,21	8,18
TAPAUÁ	9.752	1,11	1,73
TEFÉ	52.949	6,04	9,21
TONANTINS	6.601	0,75	1,29
TUIUÉ	592	0,07	0,12
UARINI	4.635	0,53	0,86
URUCARÁ	9.653	1,10	1,85
URUCURITUBA	5.827	0,67	1,12
VILA AMAZÔNIA	888	0,10	0,17
VILA BITTENCOURT	639	0,07	0,13
VILA URUCURITUBA	426	0,05	0,10
ZÉ AÇÚ	337	0,04	0,07
<b>TOTAL</b>	<b>1.028.970</b>	<b>97,98</b>	<b>194,36</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A MESA (INTERIOR) dispõe de 471 unidades geradoras totalizando 386,3 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 5.3-13.

### Quadro 5.3-13 Configuração do Parque Gerador da MESA (Interior)

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1 ALTEROSA	A- 2 x 250	2	500	425
2 ALVARÃES	A - 1 x (288 + 450 + 800) + 2 x 350 S - 1 x (288 + 410 + 800) + 2 x 350	5	2.238	1.902
3 AMATURÁ	A - 1 x (240 + 260 + 288 + 450) S - 1 x (240 + 260 + 288 + 410)	4	1.238	1.052
4 ANAMÃ	A - 1 x (176 + 272 + 450 + 800) S - 1 x (176 + 300 + 410 + 800)	4	1.698	1.443
5 ANORI	A - 1 x (350 + 582 + 800 + 1.100) S - 1 x (350 + 582 + 1.100) + 2 x 800	5	3.632	3.087
6 APUÍ	A - 1 x (1.000 + 1.250 + 1.500 + 1.600)	4	5.350	4.547
7 ARARA	A - 1 x 140 + 2 x 92	3	324	275
8 ATALAIA DO NORTE	A - 1 x 220 + 3 x 240	4	940	799
9 AUGUSTO MONTENEGRO	A - 1 x 90 + 2 x 180	3	450	382
10 AUTAZES	A- 1 x ( 1.000 + 1.500 + 1.600) + 2 x 583 S- 1 x (1.000 + 583) + 3 x 1.500	5	6.083	5.170
11 AUXILIADORA	S - 2 x 175	2	280	238
12 AXINIM	A - 1 x (50 + 275) + 2 x 40	4	405	344
13 AYAPUÁ	A- 1 x (40 + 60)	2	100	85
14 BARCELOS	A - 1 x ( 582 + 800 + 1.100) S - 3 x 800 + 1 x 582 + 1 x 1.100	5	4.082	3.470
15 BARREIRA ANDIRA	A- 1 x (30 + 50)	2	80	68
16 BARREIRINHA	A - 1 x (582 + 800 + 900) + 2 X 350	5	2.982	2.535
17 BELÉM DO SOLIMÕES	A - 2 x 180	2	360	306
18 BELO MONTE	A - 1 x (40 + 50)	2	90	77
19 BENJAMIN CONSTANT	A- 1 x (1.000 + 1.100) + 3 x 631 S- 920 + 1.100 + 1.500 + 1.600	4	5.120	4.352
20 BERURI	A - 1 x (240 + 750 + 800) + 2 x 288 S - 1 x (240 + 680) + 2 x (288 + 800)	4	3.096	2.632
21 BETÂNIA	A - 3 x 250	3	750	638
22 BOA VISTA DO RAMOS	A - 1 x (450 + 582 + 750 + 800) S- 1 x (582 + 680 + 800)	4	2.582	2.195
23 BOCA DO ACRE	A- 1 x 941 + 2 x (1.600 + 1.750) S- 2 x (1.600 + 1.750) + 4 x 1.500 + 1 x 1.100	9	13.700	11.645
24 BORBA	A - 1 x 1.100 + 3 x 1.500	4	5.600	4.760
25 CAAPIRANGA	A - 1 x (205 + 450 + 800) + 2 x 288 S - 1 x (450 + 800) + 2 x 288	5	2.031	1.726

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
26	CABURI	A - 1x 249,6 + 2 x 215	3	679,6	578
27	CAIAMBÉ	A- 3 x 140	3	420	357
28	CAMARUÃ	A- 2 x 50	2	100	85
29	CAMETÁ	A- 1 x (124 + 125 + 180)	3	429	365
30	CAMPINAS	A- 1 x (50 + 140 + 150)	3	340	289
31	CANUTAMA	A- 1 x (500 +880) + 2 x 350	4	2.080	1.768
32	CARÁ AÇÚ	A- 2 x 60	2	120	102
33	CARAUARI	A- 1 x (1.000 + 1.600) + 2 x 1.428 S- 1 x 1.600 + 3 x 1.428	4	5.884	5.001
34	CAREIRO DA VÁRZEA	A- 1 x (818 + 1.250) S- 1 x (818 + 1.250 + 1.600)	3	3.668	3.118
35	CARVOEIRO	A- 2 x 30	2	60	51
36	CASTANHO	A- 1 x 1.000 + 2 x 1.500 + 4 x 500 S- 3 x 1.500 + 2 x 1.600 + 1 x 1.000	7	8.700	7.395
37	CAVIANA	A- 1 x 150 + 2 x 140	3	430	365
38	CÉU DO MAPIÁ	S- 2 x 200	2	400	340
39	COARI	A- 1 x (1.500 + 2.000) + 2 x (1.600 + 1.830) + 3 x 1.250 + 5 x 1.040 S- 1 x 2.000 + 3 x 1.250 + 4 x 1.600 + 8 x 1.500 + 2 x 1.750	18	27.650	23.503
40	CODAJÁS	A- 1 x (1.000 + 1.100 + 1.500 + 1.600) S- 1 x (1.000 + 1.600) + 2 x 1.500	4	5.600	4.760
41	CODAJÁS MIRIM	A- 2 x 40	2	80	68
42	COSTA DO AMBÉ	A- 1 x (90 + 140)	2	230	195
43	CUCUÍ	A- 3 x 140	3	420	357
44	EIRUNEPÉ	A- 1 x (600 +1.000 + 1.100 + 1.500 + 1.600) S- 1 x (1.000 + 1.100 + 1.500) + 2 x 1.600	5	6.800	5.780
45	ENVIRA	A- 1 x (304 + 725 + 800 + 880 + 900) S- 1 x (304 + 725 + 800 + 818 + 880)	5	3.609	3.068
46	ESTIRÃO DO EQUADOR	A- 1 x 275 + 2 x 140	3	555	472
47	FEIJOAL	A- 1 x (140 + 144)	2	284	241
48	FONTE BOA	A- 1 x (350 + 800 + 900 + 1.500)	4	3.550	3.017
49	FREGUESIA DO ANDIRÁ	A- 2 x 40	2	80	68
50	HUMAITÁ	A - 1 x (1.250 + 1.600) + 3 x 2.000 S - 1 x (1.250 + 1.600) + 3 x 2.000 + 4 x 1.500	9	14.850	12.623
51	IAUARETÊ	A- 1 x (240 + 300 +320 + 450) S- 1 x (240 + 320 + 410)	4	1.310	1.113
52	IPIRANGA	A- 2 x 144	2	288	245

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
53	IPIXUNA A- 1 x (288 + 800 + 880) + 2 x 350	5	2.668	2.268
54	ITACOATIARA A- 1 x 1.250 + 7 x 2.000 + 2 x 2.320 S- 1 x 1.750 + 2 x (2.320 + 2.000) + 9 x 1.500	10	23.890	20.307
55	ITAMARATI A- 1 x (365 + 410 + 800 + 1.000) S- 1 x (410 + 800 + 1.000)	4	2.575	2.189
56	ITAPEAÇÚ A- 1 x (215 + 250 + 324)	3	789	671
57	ITAPIRANGA A- 1 x (288 + 304 + 880) + 2 x 350	5	2.172	1.846
58	ITAPURU A- 1 x (25 + 30)	2	55	47
59	JACARÉ A- 1 x 140 + 2 x 150	3	440	374
60	JANUÁRIO S- 2 x 100	2	200	170
61	JAPURÁ A- 2 x 40 + 1 x 100	3	180	153
62	JUÇARA A- 1 x 180 + 2 x 249,6	3	429,6	365
63	JURUÁ A- 1 x (288 + 350 + 582) S - 1 x (350 + 288) + 2 x 800	3	2.238	1.902
64	JUTAÍ A- 1 x (288 + 304 + 405 + 582 + 800 + 900) S- 1 x (288 + 304 + 405 + 582 + 818) + 2 x 800	7	3.997	3.397
65	LÁBREA A- 1 x (1.000 + 1.500 + 1.600) + 2 x 1.100	5	6.300	5.355
66	LAGO DO BERURI A- 1 x (24,8 + 40)	2	65	55
67	LAGUINHO S - 1 x (75 + 90)	2	165	140
68	LIMOEIRO A- 1 x (175 + 350) + 2 x 450	4	1.425	1.211
69	LINDÓIA A- 1 x (140 + 180) S - 1 x 140 + 2 x 180	3	500	425
70	MANACAPURU A- 2 x (1.250 + 2.000 + 2.125) + 3 x 1.600 S - 2 x (1.250 + 2.000 + 2.125 + 1.600 + 1.750) + 7 x 1.500	17	27.950	23.758
71	MANAQUIRI A- 1 x (250 + 800) + 3 x 350 S - 1 x 250 + 2 x 800 + 3 x 350	6	2.900	2.465
72	MANICORE A- 1 x (1.250 + 1.500 + 1.600) + 2 x 1.100	5	6.550	5.567
73	MARAÃ A- 1 x (350 + 800 + 900) S- 1 x (350 + 800 + 818)	3	2.050	1.743
74	MATUPI A- 1 x 250 + 7 x 300	8	2.350	1.997
75	MAUÉS A- 1 x (1.000 + 1.250 + 1.500 + 1.600 + 2.000) S - 1 x (1.000 + 1.500 + 1.600 + 2.000) + 3 x 1.250	7	9.850	8.373
76	MOCAMBO A- 1 x (144 + 228)	2	372	316
77	MOURA A- 2 x 120	2	240	204
78	MURITUBA A- 2 x 100	2	200	170

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
79	NHAMUNDÁ	A- 2 x (350 + 900)	4	2.500	2.125
80	NOVA OLINDA DO NORTE	A- 1 x (800 + 1.100 + 1.500 + 1.600) + 2 x 582	6	6.164	5.239
81	NOVO AIRÃO	A- 1 x (228 + 350 + 582 + 1.600)	4	2.760	2.346
82	NOVO ARIPUANÃ	A- 1 x (582 + 1.500) + 2 x (288 + 350)	6	4.382	3.725
83	NOVO CÉU	A- 1 x (50 + 250 + 350) S - 1 x 350 + 2 x 250	3	850	723
84	NOVO REMANSO	A- 1 x 800 + 2 x 750	3	2.300	1.955
85	PALMEIRAS	A- 1 x 144 + 2 x 140	3	424	360
86	PARAUÁ	A- 2 x 140	2	280	238
87	PARINTINS	A- 1 x (1.250 + 3.000) + 2 x 1.500 + 3 x (1.600 + 2.500) + 5 x 2.000 S - 1 x (1.250 + 3.000 + 1.600) + 2 x 2.000 + 3 x 2.500 + 9 x 1.500	17	30.850	26.223
88	PAUINI	A- 1 x (500 + 800 + 818 + 900) S- 1 x (500 + 800) + 2 x 818	4	3.018	2.565
89	PEDRAS	A- 1 x (144 + 288)	2	432	367
90	PESQUEIRO	A- 2 x 250	2	500	425
91	RAINHA DOS APÓSTOLOS	A- 1 x (40 + 60)	2	100	85
92	RIO PRETO DA EVA	A- 2 x 1.600 S- 1 x (1.500 + 1.600)	2	3.200	2.720
93	SACAMBU	A- 1 x (72 + 140 + 150)	3	362	308
94	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	A- 1 x (304 + 350 + 800) S- 1 x (304 + 350 + 410) + 2 x 800	5	2.664	2.264
95	SANTA RITA	A- 3 x 350	3	1.050	892
96	SANTANA DO UATUMÃ	A- 1 x (30 + 50)	2	80	68
97	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	A- 1 x 582 + 2 x 800 S- 1 x 582 + 3 x 800	4	2.982	2.535
98	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	A- 1 x (1.250 + 1.600) + 2 x 1.500 S- 1 x (1.500 + 1.600) + 2 x 1.250	4	8.350	7.098
99	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	A- 1 x (500 + 800 + 880 + 900) S- 1 x (500 + 800 + 818 + 880)	4	3.080	2.618
100	SÃO SEB. DO UATUMÃ	A- 1 x (304 + 350 + 800 + 880)	4	2.334	1.984
101	SILVES	A- 1 x (304 + 800 + 900) + 2 x 350	5	2.704	2.298
102	SUCUNDURI	A- 1 x (40 + 60)	2	100	85
103	TABATINGA	A- 1 x (2.000 + 2.300 + 3.000) + 2 x (1.000 + 1.250 + 1.600) S- 1 x (1.000 + 2.000 + 2.320 + 3.000) + 2 x (1.250 + 1.600)	9	15.020	12.767
104	TAPAUÁ	A- 1 x (582 + 800 + 818 + 880) + 2 x 350	6	3.780	3.213

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
105	TEFÉ	A- 1 x 1.882 + 2 x (1.250 + 2.000) + 3 x (1.100 + 1.600) S- 1 x (1.100 + 1.500) + 3 x (1.250 + 1.600 + 2.000)	11	17.150	14.578
106	TONANTINS	A- 1 x (240 + 350 + 750 + 1.000) S- 1 x (350 + 240 + 750) + 2 x 1.000	5	3.340	2.839
107	TUIUÉ	A- 1 x 144 + 2 x 140	3	424	360
108	UARINI	A- 1 x (240 + 304 + 800) + 2 x 680	5	2.704	2.298
109	URUCARÁ	A- 3 x 1.500	3	4.500	3.825
110	URUCURITUBA	A- 1 x (350 + 500 + 640 + 880) S- 1 x (500 + 800 + 880 + 1.500)	4	3.680	3.128
111	VILA AMAZÔNIA	A- 2 x 180	2	360	306
112	VILA BITTENCOURT	A- 1 x 220 + 2 x 112 S- 1 x 220 + 2 X 140	3	500	425
113	VILA URUCURITUBA	A- 2 x 140	2	280	238
114	ZÉ AÇÚ	A- 2 x 100	2	200	170
<b>TOTAL</b>			<b>471</b>	<b>386.282</b>	<b>328.338</b>

Notas: - A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL

### ➤ **BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO – MANAUS ENERGIA INTERIOR**

No Quadro 5.3-14 são apresentados os balanços de energia, a geração térmica e consumo de óleo dos sistemas isolados da MANAUS ENERGIA (Interior).

**Quadro 5.3-14**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da MANAUS ENERGIA (Interior)**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
ALTEROSA	24	0,348	593	0	0	0	0	593	0	206	0	206
ALVARÃES	24	0,334	5.066	0	0	0	0	5.066	0	1.477	0	1.477
AMATURÁ	24	0,334	3.303	0	0	0	0	3.303	0	1.000	0	1.000
ANAMÃ	24	0,334	4.026	0	0	0	0	4.026	0	1.185	0	1.185
ANORI	24	0,318	8.768	0	0	0	0	8.768	0	2.693	0	2.693
APUÍ	24	0,308	12.612	0	0	0	0	12.612	0	3.703	0	3.703
ARARA	24	0,386	454	0	0	0	0	454	0	147	0	147
ATALAIA DO NORTE	24	0,341	4.701	0	0	0	0	4.701	0	1.329	0	1.329
AUGUSTO MONTENEGRO	24	0,386	461	0	0	0	0	461	0	164	0	164
AUTAZES	24	0,308	16.274	0	0	0	0	16.274	0	4.657	0	4.657
AUXILIADORA	24	0,386	188	0	0	0	0	188	0	73	0	73
AXINIM	24	0,386	1.115	0	0	0	0	1.115	0	335	0	335
AYAPUÁ	24	0,403	384	0	0	0	0	384	0	155	0	155
BARCELOS	24	0,318	11.721	0	0	0	0	11.721	0	3.546	0	3.546
BARREIRA ANDIRA	24	0,506	253	0	0	0	0	253	0	128	0	128
BARREIRINHA	24	0,318	7.893	0	0	0	0	7.893	0	2.279	0	2.279
BELÉM DO SOLIMÕES	24	0,386	1.297	0	0	0	0	1.297	0	410	0	410
BELO MONTE	24	0,506	369	0	0	0	0	369	0	111	0	111
BENJAMIN CONSTANT	24	0,308	15.587	0	0	0	0	15.587	0	4.704	0	4.704
BERURI	24	0,318	7.423	0	0	0	0	7.423	0	2.173	0	2.173
BETÂNIA	24	0,341	693	0	0	0	0	693	0	226	0	226
BOA VISTA DO RAMOS	24	0,318	6.140	0	0	0	0	6.140	0	1.910	0	1.910
BOCA DO ACRE	24	0,297	23.236	0	0	0	0	23.236	0	6.901	46	6.947

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
BORBA	24	0,308	15.844	0	0	0	0	15.844	0	4.669	0	4.669
CAAPIRANGA	24	0,334	4.544	0	0	0	0	4.544	0	1.368	0	1.368
CABURI	24	0,348	894	0	0	0	0	894	0	287	0	287
CAIAMBÉ	24	0,386	907	0	0	0	0	907	0	285	0	285
CAMARUÃ	24	0,403	437	0	0	0	0	437	0	169	0	169
CAMETÁ	24	0,386	1.047	0	0	0	0	1.047	0	319	0	319
CAMPINAS	24	0,386	534	0	0	0	0	534	0	172	0	172
CANUTAMA	24	0,334	4.969	0	0	0	0	4.969	0	1.516	0	1.516
CARÁ AÇÚ	24	0,403	437	0	0	0	0	437	0	176	0	176
CARAUARI	24	0,308	14.818	0	0	0	0	14.818	0	4.336	0	4.336
CAREIRO DA VÁRZEA	24	0,318	5.779	0	0	0	0	5.779	0	1.838	132	1.970
CARVOEIRO	24	0,506	418	0	0	0	0	418	0	124	1	125
CASTANHO	24	0,301	25.781	0	0	0	0	25.781	0	7.760	346	8.106
CAVIANA	24	0,386	626	0	0	0	0	626	0	195	0	195
CÉU DO MAPIÁ	24	0,386	502	0	0	0	0	502	0	194	0	194
COARI	24	0,293	63.529	0	0	0	0	63.529	0	18.614	862	19.476
CODAJÁS	24	0,308	15.384	0	0	0	0	15.384	0	4.638	0	4.638
CODAJÁS MIRIM	24	0,506	267	0	0	0	0	267	0	0	0	0
COSTA DO AMBÉ	24	0,403	547	0	0	0	0	547	0	0	0	0
CUCUÍ	24	0,386	634	0	0	0	0	634	0	190	0	190
EIRUNEPÉ	24	0,308	16.892	0	0	0	0	16.892	0	4.951	0	4.951
ENVIRA	24	0,318	6.990	0	0	0	0	6.990	0	2.035	0	2.035
ESTIRÃO DO EQUADOR	24	0,348	622	0	0	0	0	622	0	199	2	202
FEIJOAL	24	0,386	729	0	0	0	0	729	0	246	0	246

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
FONTE BOA	24	0,318	11.239	0	0	0	0	11.239	0	3.272	0	3.272
FREGUESIA DO ANDIRÁ	24	0,506	287	0	0	0	0	287	0	145	0	145
GUAJARÁ	24	0,506	3.696	3.696	0	0	0	0	0	0	0	0
HUMAITÁ	24	0,297	32.332	0	0	0	0	32.332	0	9.243	0	9.243
IAUARETÊ	24	0,334	1.260	0	0	0	0	1.260	0	421	36	456
IPIRANGA	24	0,386	541	0	0	0	0	541	0	174	0	174
IPIXUNA	24	0,318	4.481	0	0	0	0	4.481	0	1.295	0	1.295
ITACOATIARA	24	0,293	101.612	0	0	0	51.600	50.012	0	14.654	243	14.896
ITAMARATI	24	0,318	3.498	0	0	0	0	3.498	0	1.100	23	1.123
ITAPEAÇÚ	24	0,341	1.045	0	0	0	0	1.045	0	312	0	312
ITAPIRANGA	24	0,334	6.114	0	0	0	0	6.114	0	1.878	0	0
ITAPURU	24	0,506	229	0	0	0	0	229	0	69	0	69
JACARÉ	24	0,386	729	0	0	0	0	729	0	226	0	226
JANUÁRIO	24	0,403	387	0	0	0	0	387	0	156	0	156
JAPURÁ	24	0,403	230	0	0	0	0	230	0	81	0	81
JUÇARA	24	0,386	1.577	0	0	0	0	1.577	0	609	0	609
JURUÁ	24	0,334	3.526	0	0	0	0	3.526	0	1.056	0	1.056
JUTAÍ	24	0,318	8.535	0	0	0	0	8.535	0	2.421	0	2.421
LÁBREA	24	0,308	20.092	0	0	0	0	20.092	0	5.839	0	5.839
LAGO DO BERURI	24	0,506	244	0	0	0	0	244	0	123	0	123
LAGUINHO	24	0,403	509	0	0	0	0	509	0	205	0	205
LIMOEIRO	24	0,334	2.961	0	0	0	0	2.961	0	960	0	960
LINDÓIA	24	0,348	2.107	0	0	0	0	2.107	0	660	0	660
MANACAPURU	24	0,293	88.518	0	0	0	0	88.518	0	25.307	0	25.307
MANAQUIRI	24	0,318	5.923	0	0	0	0	5.923	0	1.795	0	1.795

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m <sup>3</sup> /MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
MANICORE	24	0,308	21.650	0	0	0	0	21.650	0	5.928	0	5.928
MARAA	24	0,334	5.921	0	0	0	0	5.921	0	1.731	0	1.731
MATUPI	24	0,334	2.962	0	0	0	0	2.962	0	869	0	869
MAUÉS	24	0,301	26.319	0	0	0	0	26.319	0	7.663	0	7.663
MOCAMBO	24	0,386	926	0	0	0	0	926	0	315	0	315
MOURA	24	0,403	448	0	0	0	0	448	0	181	14	195
MURITUBA	24	0,403	327	0	0	0	0	327	0	126	0	126
NHAMUNDÁ	24	0,318	7.357	0	0	0	0	7.357	0	1.975	0	1.975
NOVA OLINDA DO NORTE	24	0,308	15.228	0	0	0	0	15.228	0	4.558	0	4.558
NOVO AIRÃO	24	0,318	9.336	0	0	0	0	9.336	0	2.733	0	2.733
NOVO ARIPUANÃ	24	0,318	12.533	0	0	0	0	12.533	0	3.668	0	3.668
NOVO CÉU	24	0,341	2.406	0	0	0	0	2.406	0	698	0	698
NOVO REMANSO	24	0,334	5.437	0	0	0	0	5.437	0	1.523	0	1.523
PALMEIRAS	24	0,386	434	0	0	0	0	434	0	160	0	160
PARAUÁ	24	0,386	673	0	0	0	0	673	0	241	0	241
PARINTINS	24	0,293	80.469	0	0	0	0	80.469	0	22.878	0	22.878
PAUINI	24	0,318	5.370	0	0	0	0	5.370	0	1.591	0	1.591
PEDRAS	24	0,386	898	0	0	0	0	898	0	316	0	316
PESQUEIRO	24	0,348	308	0	0	0	0	308	0	107	0	107
RAINHA DOS APÓSTOLOS	24	0,403	253	0	0	0	0	253	0	102	0	102
RIO PRETO DA EVA	24	0,318	17.023	6.468	0	0	0	10.555	0	3.272	0	3.272

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
SACAMBU	24	0,386	824	0	0	0	0	824	0	237	0	237
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	24	0,318	5.190	0	0	0	0	5.190	0	1.549	0	1.549
SANTA RITA	24	0,334	969	0	0	0	0	969	0	310	0	310
SANTANA DO UATUMÃ	24	0,506	281	0	0	0	0	281	0	92	0	92
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	24	0,318	9.083	0	0	0	0	9.083	0	2.592	0	2.592
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	24	0,301	24.354	0	0	0	0	24.354	0	7.085	0	7.085
SÃO PAULO DE OLIVENÇA	24	0,318	6.803	0	0	0	0	6.803	0	1.966	0	1.966
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	24	0,334	5.329	0	0	0	0	5.329	0	1.506	0	1.506
SILVES	24	0,318	4.050	0	0	0	0	4.050	0	1.156	0	1.156
SUCUNDURI	24	0,403	486	0	0	0	0	486	0	154	0	154
TABATINGA	24	0,294	45.664	0	0	0	0	45.664	0	12.166	0	12.166
TAPAUÁ	24	0,318	9.752	0	0	0	0	9.752	0	2.865	0	2.865
TEFÉ	24	0,294	52.949	0	0	0	0	52.949	0	15.531	275	15.806
TONANTINS	24	0,318	6.601	0	0	0	0	6.601	0	2.009	0	2.009
TUIUÉ	24	0,386	592	0	0	0	0	592	0	187	0	187
UARINI	24	0,318	4.635	0	0	0	0	4.635	0	1.286	0	1.286
URUCARÁ	24	0,318	9.653	0	0	0	0	9.653	0	2.811	0	2.811
URUCURITUBA	24	0,318	5.827	0	0	0	0	5.827	0	1.617	0	1.617
VILA AMAZÔNIA	24	0,386	888	0	0	0	0	888	0	288	0	288
VILA BITTENCOURT	24	0,348	639	0	0	0	0	639	0	198	0	198
VILA URUCURITUBA	24	0,386	426	0	0	0	0	426	0	129	0	129
ZÉ AÇÚ	24	0,403	337	0	0	0	0	337	0	120	0	120
<b>Total</b>	-	-	<b>1.028.970</b>	<b>10.164</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>51.600</b>	<b>967.206</b>	<b>0</b>	<b>282.284</b>	<b>1.979</b>	<b>282.283</b>

## 5.4. PARÁ

Belém e a maior parte do interior do Pará são atendidos pelo Sistema Interligado Brasileiro. No restante do Pará, o fornecimento de energia elétrica é por meio de Sistemas Isolados à base de óleo diesel.

A CELPA é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado do Pará, em 34 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel. Desse total, 23 têm sua operação contratada com o PIE GUASCOR.

Na divisa do Pará com o Amapá opera o PIE JARI CELULOSE que fornece energia aos sistemas isolados Monte Dourado, São Miguel e Munguba.

### ➤ CARGA PRÓPRIA

O total de carga própria de energia prevista para 2009 dos 34 Sistemas Isolados da CELPA é de 39,9 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 66,5 MW.

Para JARI CELULOSE, o total da carga própria de seus 3 Sistemas Isolados é de 2,5 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 3,8 MW.

Nos Quadros 5.4-1 e 5.4-2 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da CELPA e da JARI CELULOSE.

**Quadro 5.4-1**  
**Carga Própria dos Sistemas da CELPA**

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
AFUÁ	6.059	0,7	1,2
ALENQUER	19.969	2,3	3,4
ALMEIRIM	10.510	1,2	2,4
ANAJÁS	3.918	0,4	0,8
AVEIRO	1.458	0,2	0,3
BAGRE	3.044	0,3	0,7
BARREIRA DO CAMPO	817	0,1	0,2
BREVES	37.530	4,3	6,2
CACHOEIRA DO ARARI	3.662	0,4	0,8
CHAVES	1.062	0,1	0,3
COTIJUBA	2.930	0,3	0,9

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
CURRALINHO	4.945	0,6	1,0
CURUÁ	4.032	0,5	0,9
FARO	2.848	0,3	0,5
GURUPÁ	5.353	0,6	1,5
JACAREACANGA	3.337	0,4	0,6
JURUTI	25.600	2,9	5,5
MELGAÇO	2.430	0,3	0,5
MONTE ALEGRE	29.014	3,3	5,3
MUANÁ	6.096	0,7	1,2
ÓBIDOS	22.945	2,6	3,9
OEIRAS DO PARÁ	5.544	0,6	1,1
ORIXIMINÁ	31.680	3,6	5,8
PONTA DE PEDRAS	15.599	1,8	1,4
PORTEL	9.920	1,1	2,8
PORTO DE MOZ	6.995	0,8	1,6
PRAINHA	5.074	0,6	1,0
SALVATERRA	13.665	1,6	2,6
SANTA CRUZ DO ARARI	1.894	0,2	0,5
SANTA MARIA DAS BARREIRAS	1.613	0,2	0,4
SANTANA DO ARAGUAIA	31.700	3,6	6,1
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	5.727	0,7	1,0
SOURE	15.151	1,7	2,8
TERRA SANTA	7.245	0,8	1,3
<b>TOTAL</b>	<b>349.366</b>	<b>39,9</b>	<b>66,5</b>

#### Quadro 5.4-2 Carga Própria dos Sistemas da JARI CELULOSE

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
MONTE DOURADO	17.490	2,00	2,7
SÃO MIGUEL	391	0,04	0,1
MUNGUBA	4.270	0,49	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>22.151</b>	<b>2,53</b>	<b>3,8</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A CELPA dispõe de um parque gerador térmico constituído de 131 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 85,6 MW de potência nominal instalada.

Até outubro/2008, os sistemas isolados de Castelo dos Sonhos e Novo Progresso eram atendidos por geração térmica nas UTE de mesmo nome, quando o atendimento passou a ser realizado com geração das PCH Salto Buriti e Salto Curuá. A partir de então, a ANEEL suspendeu a cobertura das despesas de aquisição de óleo diesel nessas usinas. Dessa forma, os sistemas isolados de Castelo dos Sonhos e Novo Progresso não foram incluídos no Plano de Operação 2009.

Nos quadros, 5.4-3 e 5.4-4 são apresentadas as potências nominais instaladas térmica e hidráulica, respectivamente.

O PIE JARI CELULOSE dispõe de 12 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 68,7 MW de potência nominal instalada nos seus 3 Sistemas Isolados, conforme apresentado no Quadro 5.4-5.

**Quadro 5.4-3**  
**Configuração do Parque Gerador da CELPA**

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1	AFUÁ <sup>(1)</sup>	A- 2 x 845 S- 2 x 837,6	2	1.690	1.424
2	ALENQUER <sup>(1)</sup>	A- 5 x 845 S- 5 x 837,6	5	4.225	3.591
3	ALMEIRIM <sup>(1)</sup>	A- 1 x 350 + 3 x 637 S- 1 x 240 + 4 x 621,6	5	2.726	2.317
4	ANAJÁS	ND <sup>(*)</sup>	ND <sup>(*)</sup>	1.112	945
5	AVEIRO	ND <sup>(*)</sup>	ND <sup>(*)</sup>	624	530
6	BAGRE	A- 1 x (350 + 392) + 2 x 240 S- 1 x 392 + 3 x 240	4	1.222	1.039
7	BARREIRA DO CAMPO	A- 2 x 100 + 1 x 240	3	440	374
8	BREVES <sup>(1)</sup>	A- 6 x 845 S- 8 x 837,6 + 1 x 1.500	9	8.200,8	6.971
9	CACHOEIRA DO ARARI <sup>(1)</sup>	A- 3 x 350 S- 3 x 336	3	1.050	893
10	CHAVES	ND <sup>(*)</sup>	ND <sup>(*)</sup>	584	496
11	COTIJUBA	A- 3 x 200 + 1 x 545	4	1.145	973

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
12 CURRALINHO <sup>(1)</sup>	A- 2 x 420 S- 1 x ( 240 + 455,2) + 2 x 413,6	4	1.522	1.294
13 CURUÁ <sup>(1)</sup>	A- 1 x 500 + 2 x 336	3	1.172	996
14 FARO <sup>(1)</sup>	A- 2 x 350 S- 281,6 + 2 x 336	3	954	811
15 GURUPÁ <sup>(1)</sup>	A- 2 x 845 S- 1 x 360 + 2 x 621,6	3	1.690	1.437
16 JACAREACANGA	A- 2 x 240 + 1 x (392 + 545)	4	1.417	1.204
17 JURUTI <sup>(1)</sup>	A- 2 x 845 S- 1 x 1.100 + 2 x (837,6 + 1.249,6)	4	5.274	4.483
18 MELGAÇO	A- 3 x 240	3	720	612
19 MONTE ALEGRE <sup>(1)</sup>	A- 5 x 845 S- 5 x 837,6 + 2 x 1.100	7	6.388	5.430
20 MUANÁ <sup>(1)</sup>	A- 1 x 350 + 2 x 420 S- 1 x 336 + 2 x 413,6	3	1.190	1.012
21 ÓBIDOS <sup>(1)</sup>	A- 3 x (637 + 845) S- 3 x 621,6 + 5 x 837,6	7	6.053	5.145
22 OEIRAS DO PARÁ <sup>(1)</sup>	A- 3 x 278 S- 3 x 336	3	1.008	857
23 ORIXIMINÁ <sup>(1)</sup>	A- 6 x 845 S- 7 x 806,4 + 1 x 837,6 + 1 x 1.249,6	9	7.732	6.572
24 PONTA DE PEDRAS <sup>(1)</sup>	A- 2 x (350 + 420) S- 2 x (336 + 413,6)	4	1.540	1.309
25 PORTEL <sup>(1)</sup>	A- 3 x 845 S- 3 x 837,6 + 1 x 1.500	4	4.013	3.411
26 PORTO DE MOZ <sup>(1)</sup>	A- 3 x 350 S- 3 x 336 + 2 x 360 + 1 x 837,6	6	2.566	2.181
27 PRAINHA <sup>(1)</sup>	A- 2 x 420 S- 2 x 413,6 + 1 x 500	3	1.327	1.128
28 SALVATERRA <sup>(1)</sup>	A- 1 x 350 + 3 x 637 S- 1 x (336 + 621,6) + 2 x 837,6	4	2.633	2.238
29 SANTA CRUZ DO ARARI	A- 3 x 240	3	720	612
30 SANTA MARIA DAS BARREIRAS	A- 1 x 1.112 S- 1 x 328 + 2 x 240	1	1.112	945
31 SANTANA DO ARAGUAIA	A- 1 x 800 + 2 x (350 + 1.500) S- 1 x (800 + 544,8) + 4 x 1.500	6	7.345	6.243
32 S.SEBASTIÃO DA BOA VISTA <sup>(1)</sup>	A- 3 x 350 S- 3 x 336	3	1.050	893
33 SOURE <sup>(1)</sup>	A- 2 x 637 + 3 x 845 S- 1 x (336 + 621,6) + 3 x 837,6	5	3.809	3.238

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
34	TERRA SANTA <sup>(1)</sup>	A- 4 x 350 S- 4 x 336	4	1.400	1.190
<b>TOTAL</b>			<b>131</b>	<b>85.654</b>	<b>72.794</b>

Notas: A - parque gerador autorizado pela ANEEL; S - parque gerador solicitado à ANEEL;  
 (\*) ND - configuração do parque gerador das UTE Anajás, Aveiro, Chaves e Sta. Maria das Barreiras não disponível (ND) nos Ofícios SFG/ANEEL SFG/ANEEL nº 580/2007 e nº 632/2007.

<sup>(1)</sup> Contrato de O&M com o PIE GUASCOR

#### Quadro 5.4-4 Configuração do Parque Gerador Hidráulico – Sistemas da CELPA

PCH		Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( MW )	Potência Efetiva TOTAL ( MW )
1	SALTO BURITI <sup>(1)</sup>	Novo Progresso	2 x 5	2	10,0	10,0
2	SALTO CURUÁ <sup>(1)</sup>	Novo Progresso	4 x 7,5	4	30,0	30,0
<b>TOTAL</b>				<b>6</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>

Nota: <sup>(1)</sup> PCH de PIE

#### Quadro 5.4-5 Configuração do Parque Gerador da JARI CELULOSE

UTE		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1	MONTE DOURADO <sup>(1)</sup>	A- 3 x 1.825	3	5.474	4.652
2	SÃO MIGUEL	A- 1 x (48 + 67) S- 1 x (48 + 67 + 144)	3	259	220
3	UTE MUNGUBA	A- 5 x 1.600	5	8.000	6.800
4	UTE JARI	A- 1 x 55.000	1	55.000	46.750
<b>TOTAL</b>			<b>12</b>	<b>68.733</b>	<b>58.422</b>

Notas: - A- parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL;

#### ➤ **BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO**

Nos Quadros 5.4-5 e 5.4-6 são apresentados os balanços de energia, a geração térmica e o consumo de óleo dos sistemas isolados da CELPA e da JARI CELULOSE.

**Quadro 5.4-5**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da CELPA**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	SUPRIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
Afuá	24	0,334	6.059	0	0	0	0	0	6.059	1.812	0	1.812
Alenquer	24	0,318	19.969	0	0	0	0	0	19.969	5.793	0	5.793
Almeirim	24	0,318	10.510	0	0	0	0	0	10.510	3.045	0	3.045
Anajás	24	0,334	3.918	0	0	0	0	3.918	0	1.286	0	1.286
Aveiro	24	0,348	1.458	0	0	0	0	1.458	0	490	0	490
Bagre	24	0,334	3.044	0	0	0	0	3.044	0	1.017	45	1.061
Barreira do Campo	24	0,386	817	0	0	0	0	817	0	301	0	301
Breves	24	0,301	37.530	0	0	0	0	0	37.530	10.989	0	10.989
Cachoeira do Arari	24	0,334	3.662	0	0	0	0	0	3.662	1.040	0	1.040
Chaves	24	0,348	1.062	0	0	0	0	1.062	0	368	2	370
Cotijuba	24	0,334	2.930	0	0	0	0	2.930	0	909	0	909
Currálinho	24	0,334	4.945	0	0	0	0	0	4.945	1.468	0	1.468
Curuá	24	0,334	4.032	0	0	0	0	0	4.032	1.149	0	1.149
Faro	24	0,341	2.848	0	0	0	0	0	2.848	800	0	800
Gurupá	24	0,334	5.353	0	0	0	0	0	5.353	1.593	0	1.593
Jacareacanga	24	0,334	3.337	0	0	0	0	3.337	0	1.056	0	1.056
Juruti	24	0,308	25.600	0	0	0	0	0	25.600	7.456	0	7.456
Melgaço	24	0,348	2.430	0	0	0	0	2.430	0	785	0	785
Monte Alegre	24	0,308	29.014	0	0	0	0	0	29.014	8.496	0	8.496
Muaná	24	0,334	6.096	0	0	0	0	0	6.096	1.769	0	1.769
Óbidos	24	0,308	22.945	0	0	0	0	0	22.945	6.662	0	6.662
Oeiras do Pará	24	0,334	5.544	0	0	0	0	0	5.544	1.504	0	1.504

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	SUPRIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m <sup>3</sup> /MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Oriximiná	24	0,301	31.680	0	0	0	0	0	31.680	8.861	0	8.861
Ponta de Pedras	24	0,334	15.599	0	0	0	0	0	6.995	1.987	0	1.987
Portel	24	0,318	9.920	0	0	0	0	0	15.599	4.735	0	4.735
Porto de Moz	24	0,318	6.995	0	0	0	0	0	9.920	2.755	0	2.755
Prainha	24	0,334	5.074	0	0	0	0	0	5.074	1.484	0	1.484
Salvaterra	24	0,318	13.665	0	0	0	0	0	13.665	3.908	0	3.908
Santa Cruz do Arari	24	0,348	1.894	0	0	0	0	1.894	0	605	0	605
Santa Maria das Barreiras	24	0,334	1.613	0	0	0	0	1.613	0	529	3	532
Santana do Araguaia	24	0,308	31.700	0	0	0	0	31.700	0	9.020	0	9.020
São Sebastião da Boa Vista	24	0,334	5.727	0	0	0	0	0	5.727	1.602	0	1.602
Soure	24	0,318	15.151	0	0	0	0	0	15.151	4.534	0	4.534
Terra Santa	24	0,334	7.245	0	0	0	0	0	7.245	1.976	0	1.976
<b>Total</b>	-	-	<b>349.366</b>	-	-	-	-	<b>54.203</b>	<b>295.163</b>	<b>101.784</b>	<b>50</b>	<b>101.833</b>

**Quadro 5.4-6**  
**Balço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da JARI CELULOSE**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	SUPRIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
MONTE DOURADO (DIESEL)	24	0,308	17.490	0	0	0	0	0	17.490	5.251	0	5.251
SÃO MIGUEL (DIESEL)	24	0,386	391	0	0	0	0	0	391	118	0	118
JARI CELULOSE (BPF)	24	0,372	4.270	0	0	0	0	0	4.174	1.553	6	1.558
MUNGUBA (DIESEL)	24	0,301	0	0	0	0	0	0	96	29	0	29
Total			22.151	0	0	0	0	0	22.151	-	-	-
Total Diesel (m³)			17.881	0	0	0	0	0	17.977	5.398	0	5.398
Total Combustível (ton)			4.270	0	0	0	0	0	4.174	1.553	6	1.558

## 5.5. RORAIMA

A BOA VISTA ENERGIA S.A – BOVESA, concessionária responsável pela transmissão e distribuição no Sistema Isolado de Boa Vista, é suprida pela ELETRONORTE na tensão de 69 kV na SE Boa Vista, distribuindo energia na capital, além de suprir a CER para atendimento aos sistemas isolados de Bonfim, Alto Alegre, Tamandaré, Mucajaí, São Raimundo, Vila Iracema, Santa Cecília, Cantá, Vila Central, Serra Grande II, Paredão, São Silvestre e Félix Pinto.

A CER é a concessionária responsável pela geração, predominantemente térmica a óleo diesel e distribuição dessa energia aos seus mercados isolados do interior de Roraima. Vale destacar a existência da PCH Alto Jatapú (região de Rorainópolis).

Em 2004 a localidade de Pacaraima passou a ser atendida integralmente pela importação de energia da empresa venezuelana ELEORIENTE.

A ELETRONORTE possui contrato de compra de energia da empresa venezuelana EDELCA, por meio da interligação em 230 kV ao Sistema da UHE Guri, em operação desde julho de 2001.

### 5.5.1. SISTEMA BOA VISTA

#### ➤ CARGA PRÓPRIA

Nos Quadros 5.5-1 a 5.5-4 são apresentados os valores mensais de carga própria de energia e demanda previstos para 2009 da ELETRONORTE e da BOA VISTA ENERGIA no Sistema Boa Vista, respectivamente.

**Quadro 5.5-1**  
**Carga Própria de Energia da ELETRONORTE (MWh)**  
**Sistema Boa Vista**

Mês	Mercado Próprio ELETRONORTE	Suprimento à BOVESA	Total ELETRONORTE
Jan	735	47.645	48.380
Fev	679	44.007	44.686
Mar	786	50.938	51.724
Abr	733	47.593	48.326
Mai	721	46.764	47.485
Jun	696	45.171	45.867
Jul	667	43.260	43.927
Ago	735	47.643	48.378
Set	757	49.089	49.846
Out	805	52.243	53.048
Nov	778	50.477	51.255
Dez	810	52.550	53.360
<b>2009</b>	<b>8.902</b>	<b>577.380</b>	<b>586.282</b>

**Quadro 5.5-2**  
**Carga Própria de Demanda da ELETRONORTE (kW)**  
**Sistema Boa Vista**

Mês	Mercado Próprio ELETRONORTE	Suprimento à BOVESA	Total ELETRONORTE
Jan	1.307	85.196	86.503
Fev	1.336	89.831	91.167
Mar	1.397	90.783	92.180
Abr	1.349	89.243	90.592
Mai	1.282	88.859	90.141
Jun	1.280	79.646	80.926
Jul	1.186	85.918	87.104
Ago	1.306	87.337	88.643
Set	1.391	91.620	93.011
Out	1.433	91.480	92.913
Nov	1.430	94.625	96.055
Dez	1.441	90.344	91.785
<b>Máxima</b>	<b>1.430</b>	<b>94.625</b>	<b>96.055</b>

**Quadro 5.5-3**  
**Carga Própria de Energia da BOA VISTA ENERGIA (MWh)**  
**Sistema Boa Vista**

Mês	Mercado Próprio BOVESA	Suprimento à CER	Total BOVESA
Jan	42.740	4.905	47.645
Fev	39.324	4.683	44.007
Mar	46.125	4.813	50.938
Abr	42.785	4.808	47.593
Mai	42.382	4.382	46.764
Jun	40.756	4.415	45.171
Jul	38.893	4.367	43.260
Ago	43.133	4.510	47.643
Set	44.513	4.576	49.089
Out	47.598	4.645	52.243
Nov	45.724	4.753	50.477
Dez	47.415	5.135	52.550
<b>2009</b>	<b>521.388</b>	<b>55.992</b>	<b>577.380</b>

**Quadro 5.5-4**  
**Carga Própria de Demanda da BOA VISTA ENERGIA (kW)**  
**Sistema Boa Vista**

Mês	Mercado Próprio BOVESA	Suprimento à CER	Total BOVESA
Jan	77.014	8.182	85.196
Fev	81.613	8.218	89.831
Mar	82.529	8.254	90.783
Abr	80.952	8.291	89.243
Mai	80.531	8.328	88.859
Jun	71.282	8.364	79.646
Jul	77.517	8.401	85.918
Ago	78.897	8.440	87.337
Set	83.143	8.477	91.620
Out	82.965	8.515	91.480
Nov	86.071	8.554	94.625
Dez	81.751	8.593	90.344
<b>Máxima</b>	<b>86.071</b>	<b>8.554</b>	<b>94.625</b>

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

Existe apenas a UTE Floresta com 3 unidades geradoras a óleo diesel, na condição de reserva operativa para atendimento emergencial, no caso de indisponibilidade da interligação com a Venezuela. A configuração da UTE Floresta é apresentada no Quadro 5.5-5.

#### Quadro 5.5-5 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	FLORESTA	DIESEL	A -2 x 21,5 + 1 x 19	3	62,0	52,0
<b>TOTAL</b>				<b>3</b>	<b>62,0</b>	<b>52,0</b>

Nota: A- parque gerador autorizado pela ANEEL

### ➤ BALANÇOS DE ENERGIA E DEMANDA

Nos Quadros 5.5-6 a 5.5-9 são apresentados os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da BOA VISTA ENERGIA, respectivamente, em Boa Vista.

### Quadro 5.5-6 Balanco de Energia da ELETRONORTE - Sistema Boa Vista (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à BOVESA	Carga Própria	Geração	Recebimento EDELCA	TOTAL	
Jan	735	47.645	48.380	0	48.380	48.380	0
Fev	679	44.007	44.686	0	44.686	44.686	0
Mar	786	50.938	51.724	0	51.724	51.724	0
Abr	733	47.593	48.326	0	48.326	48.326	0
Mai	721	46.764	47.485	0	47.485	47.485	0
Jun	696	45.171	45.867	0	45.867	45.867	0
Jul	667	43.260	43.927	0	43.927	43.927	0
Ago	735	47.643	48.378	0	48.378	48.378	0
Set	757	49.089	49.846	0	49.846	49.846	0
Out	805	52.243	53.048	0	53.048	53.048	0
Nov	778	50.477	51.255	0	51.255	51.255	0
Dez	810	52.550	53.360	0	53.360	53.360	0
<b>2009</b>	<b>8.902</b>	<b>577.380</b>	<b>586.282</b>	<b>0</b>	<b>586.282</b>	<b>586.282</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Boa Vista para 2009.

### Quadro 5.5-7 Balanco de Demanda da ELETRONORTE - Sistema Boa Vista (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à BOVESA	Carga Própria	Geração	Recebimento EDELCA	TOTAL	
Jan	1.307	85.196	86.503	0	86.503	86.503	0
Fev	1.336	89.831	91.167	0	91.167	91.167	0
Mar	1.397	90.783	92.180	0	92.180	92.180	0
Abr	1.349	89.243	90.592	0	90.592	90.592	0
Mai	1.282	88.859	90.141	0	90.141	90.141	0
Jun	1.280	79.646	80.926	0	80.926	80.926	0
Jul	1.186	85.918	87.104	0	87.104	87.104	0
Ago	1.306	87.337	88.643	0	88.643	88.643	0
Set	1.391	91.620	93.011	0	93.011	93.011	0
Out	1.433	91.480	92.913	0	92.913	92.913	0
Nov	1.430	94.625	96.055	0	96.055	96.055	0
Dez	1.441	90.344	91.785	0	91.785	91.785	0
<b>Máxima</b>	<b>1.430</b>	<b>94.625</b>	<b>96.055</b>	<b>0</b>	<b>96.055</b>	<b>96.055</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Boa Vista para 2009.

**Quadro 5.5-8**
**Balanco de Energia da BOA VISTA ENERGIA - Sistema Boa Vista (MWh)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	Carga Própria	Geração	Recebimento ELETRONORTE	TOTAL	
Jan	42.740	4.905	47.645	0	47.645	47.645	0
Fev	39.324	4.683	44.007	0	44.007	44.007	0
Mar	46.125	4.813	50.938	0	50.938	50.938	0
Abr	42.785	4.808	47.593	0	47.593	47.593	0
Mai	42.382	4.382	46.764	0	46.764	46.764	0
Jun	40.756	4.415	45.171	0	45.171	45.171	0
Jul	38.893	4.367	43.260	0	43.260	43.260	0
Ago	43.133	4.510	47.643	0	47.643	47.643	0
Set	44.513	4.576	49.089	0	49.089	49.089	0
Out	47.598	4.645	52.243	0	52.243	52.243	0
Nov	45.724	4.753	50.477	0	50.477	50.477	0
Dez	47.415	5.135	52.550	0	52.550	52.550	0
<b>2009</b>	<b>521.388</b>	<b>55.992</b>	<b>577.380</b>	<b>0</b>	<b>577.380</b>	<b>577.380</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Energia da BOVESA no Sistema Boa Vista para 2009.

**Quadro 5.5-9**
**Balanco de Demanda da BOA VISTA ENERGIA (kW) - Sistema Boa Vista**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	Carga Própria	Geração	Recebimento ELETRONORTE	TOTAL	
Jan	77.014	8.182	85.196	0	85.196	85.196	0
Fev	81.613	8.218	89.831	0	89.831	89.831	0
Mar	82.529	8.254	90.783	0	90.783	90.783	0
Abr	80.952	8.291	89.243	0	89.243	89.243	0
Mai	80.531	8.328	88.859	0	88.859	88.859	0
Jun	71.282	8.364	79.646	0	79.646	79.646	0
Jul	77.517	8.401	85.918	0	85.918	85.918	0
Ago	78.897	8.440	87.337	0	87.337	87.337	0
Set	83.143	8.477	91.620	0	91.620	91.620	0
Out	82.965	8.515	91.480	0	91.480	91.480	0
Nov	86.071	8.554	94.625	0	94.625	94.625	0
Dez	81.751	8.593	90.344	0	90.344	90.344	0
<b>Máxima</b>	<b>86.071</b>	<b>8.554</b>	<b>94.625</b>	<b>0</b>	<b>94.625</b>	<b>94.625</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Demanda da BOVESA no Sistema Boa Vista para 2009.

Nos Quadros 5.5-10 a 5.5-11 são apresentados os balanços de energia e de demanda da CER no sistema Boa Vista.

**Quadro 5.5-10**  
**Balanco de Energia da CER - Sistema Boa Vista (MWh)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento BOVESA	TOTAL	
Jan	4.905	0	4.905	0	4.905	4.905	0
Fev	4.683	0	4.683	0	4.683	4.683	0
Mar	4.813	0	4.813	0	4.813	4.813	0
Abr	4.808	0	4.808	0	4.808	4.808	0
Mai	4.382	0	4.382	0	4.382	4.382	0
Jun	4.415	0	4.415	0	4.415	4.415	0
Jul	4.367	0	4.367	0	4.367	4.367	0
Ago	4.510	0	4.510	0	4.510	4.510	0
Set	4.576	0	4.576	0	4.576	4.576	0
Out	4.645	0	4.645	0	4.645	4.645	0
Nov	4.753	0	4.753	0	4.753	4.753	0
Dez	5.135	0	5.135	0	5.135	5.135	0
<b>2009</b>	<b>55.992</b>	<b>0</b>	<b>55.992</b>	<b>0</b>	<b>55.992</b>	<b>55.992</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Energia da CER no Sistema Boa Vista para 2009.

**Quadro 5.5-11**  
**Balanco de Demanda da CER - Sistema Boa Vista (kW)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento BOVESA	TOTAL	
Jan	8.182	0	8.182	0	8.182	8.182	0
Fev	8.218	0	8.218	0	8.218	8.218	0
Mar	8.254	0	8.254	0	8.254	8.254	0
Abr	8.291	0	8.291	0	8.291	8.291	0
Mai	8.328	0	8.328	0	8.328	8.328	0
Jun	8.364	0	8.364	0	8.364	8.364	0
Jul	8.401	0	8.401	0	8.401	8.401	0
Ago	8.440	0	8.440	0	8.440	8.440	0
Set	8.477	0	8.477	0	8.477	8.477	0
Out	8.515	0	8.515	0	8.515	8.515	0
Nov	8.554	0	8.554	0	8.554	8.554	0
Dez	8.593	0	8.593	0	8.593	8.593	0
<b>Máxima</b>	<b>8.554</b>	<b>0</b>	<b>8.554</b>	<b>0</b>	<b>8.554</b>	<b>8.554</b>	<b>0</b>

Nota: Não é previsto déficit no Balanco de Demanda da CER no Sistema Boa Vista para 2009.

### ➤ GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO

O atendimento ao Sistema Boa Vista é realizado por meio do suprimento da empresa venezuelana EDELCA, não estando previsto neste Plano geração térmica e consumo de óleo para este sistema.

#### 5.5.2. INTERIOR DE RORAIMA

A CER é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Roraima em 54 Sistemas Isolados, dos quais apenas o sistema isolado de Rorainópolis é de natureza hidrotérmica, onde opera a PCH Alto Jatapu pertencente à CER. Há também o sistema Pacaraima, suprido pela empresa venezuelana ELEORIENTE.

### ➤ CARGA PRÓPRIA

A soma das cargas próprias de energia dos 54 Sistemas Isolados da CER prevista para 2009 é 9,3 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 16,4 MW. No Quadro 5.5-12 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da CER.

**Quadro 5.5-12**  
**Carga Própria dos Sistemas da CER**

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ÁGUA FRIA	168	0,019	0,037
CARACARAI	14.832	1,693	2,983
COM. INDÍGENA ARAÇÁ DA NORMANDIA	72	0,008	0,018
COM. INDÍGENA ARAÇÁ DO AMAJARI	84	0,010	0,017
COM. INDÍGENA BOCA DA MATA	84	0,010	0,024
COM. INDÍGENA DA RAPOSA	144	0,016	0,038
COM. INDÍGENA DO CONTÃO	352	0,040	0,091
COM. INDÍGENA DO FLEXAL	36	0,004	0,013
COM. INDÍGENA DO JACAMIM	24	0,003	0,007
COM. INDÍGENA DO MANOA	48	0,005	0,023
COM. INDÍGENA GUARIBA	36	0,004	0,012
COM. INDÍGENA MARACANÃ	72	0,008	0,020
COM. INDÍGENA MOSCOW	12	0,001	0,006
COM. INDÍGENA NAPOLEÃO	108	0,012	0,033
COM. INDÍGENA OLHO DA ÁGUA	48	0,005	0,015

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
COM. INDÍGENA PIUM	24	0,003	0,007
COM. INDÍGENA SANTA ROSA	24	0,003	0,006
COM. INDÍGENA SÃO MARCOS	24	0,003	0,007
COM. INDÍGENA TRÊS CORAÇÕES	504	0,058	0,084
COM. INDÍGENA VISTA ALEGRE	72	0,008	0,086
COM. INDÍGENA XUMINA	48	0,005	0,019
EQUADOR	398	0,045	0,108
JUNDIÁ	1.111	0,127	0,197
LAGO GRANDE	72	0,008	0,017
MALOCA TRAIRÃO	650	0,074	0,127
NORMANDIA	3.465	0,396	0,538
PACARAIMA	6.197	0,707	1,200
PANACARICA	72	0,008	0,017
PASSARÃO	760	0,087	0,324
PETROLINA DO NORTE	269	0,031	0,047
RORAINÓPOLIS	30.652	3,499	5,553
SACAÍ	132	0,015	0,028
SAMAÚMA	24	0,003	0,009
SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	390	0,045	0,077
SANTA MARIA DO XERUINI	72	0,008	0,018
SÃO FRANCISCO DO BAIXO RIO BRANCO	24	0,003	0,007
SÃO JOÃO DA BALIZA	14.140	1,614	3,492
SOCÓ	60	0,007	0,015
TEPEQUEM	132	0,015	0,033
TERRA PRETA	12	0,001	0,005
UIRAMUTÃ	1.096	0,125	0,193
VILA BRASIL	1.879	0,214	0,278
VILA CACHOEIRINHA	120	0,014	0,027
VILA CAICUBI	120	0,014	0,026
VILA DONA COTA	24	0,003	0,006
VILA FLORESTA	48	0,005	0,015
VILA ITAQUERA	48	0,005	0,013
VILA MILAGRE	24	0,003	0,006
VILA MUTUM	150	0,017	0,021
VILA REMANSO	36	0,004	0,011
VILA SÃO JOSÉ	84	0,010	0,023
VILA SURUMU	577	0,066	0,083
VILA TAIANO	942	0,108	0,235
VILA VILENA	210	0,024	0,056
VISTA ALEGRE	476	0,054	0,086
<b>TOTAL</b>	<b>81.282</b>	<b>9,279</b>	<b>16,437</b>

## ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A CER dispõe de 74 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 21,3 MW de potência nominal instalada e 2 unidades geradoras hidráulicas totalizando 5 MW de potência nominal instalada hidráulica nos seus 54 sistemas isolados, conforme apresentado nos Quadros 5.5-13 e 5.5-14.

**Quadro 5.5-13**  
**Configuração do Parque Gerador Térmico da CER**

UTE	Configuração	Nº de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1	ÁGUA FRIA	A- 1 x 48	48	41
2	CARACARAI	A- 2 x (536 + 2.600)	6.272	5.331
3	COM. INDÍGENA ARAÇA DA NORMANDIA	A- 1 x 32	32	27
4	COM. INDÍGENA ARAÇA DO AMAJARI	A- 1 x 48	48	41
5	COM. INDÍGENA BOCA DA MATA	A- 1 x 48	48	41
6	COM. INDÍGENA CONTÃO	A- 1 x 160	160	136
7	COM. INDÍGENA DA RAPOSA	A- 1 x 64	64	54
8	COM. INDÍGENA DO MANOÁ	S- 1 x 60	60	51
9	COM. INDÍGENA FLEXAL	A- 1 x 24	24	20
10	COM. INDÍGENA GUARIBA	A- 1 x 24	24	20
11	COM. INDÍGENA JACAMIM	A- 1 x 10	10	9
12	COM. INDÍGENA MARACANÃ	A- 1 x 56,8	57	48
13	COM. INDÍGENA MOSCOW	A- 1 x 4,8	5	4
14	COM. INDÍGENA NAPOLEÃO	A- 1 x 72	72	61
15	COM. INDÍGENA OLHO D'ÁGUA	A- 1 x 24	24	20
16	COM. INDÍGENA PIUM	A- 1 x 18	18	15
17	COM. INDÍGENA SANTA ROSA	A- 1 x 24	24	20
18	COM. INDÍGENA SÃO MARCOS	A- 1 x 6	6	5
19	COM. INDÍGENA TRÊS CORAÇÕES	A- 2 x 160	320	272
20	COM. INDÍGENA VISTA ALEGRE	A- 1 x 24	24	20
21	COM. INDÍGENA XUMINA	S- 1 x 32	32	27
22	EQUADOR	A- 1 x (108 + 173)	281	239
23	JUNDIÁ	A- 2 x 200	400	340
24	LAGO GRANDE	A- 1 x 26	26	22
25	MALOCA TRAIRÃO	A- 2 x 160	320	272
26	NORMANDIA	A- 3 x 300 + 1 x 320	1.220	1.037
27	PANACARICA	A- 1 x 60	60	51
28	PASSARÃO	A- 2 x 300	600	510
29	PETROLINA DO NORTE	A- 1 x 80	80	68
30	RORAINÓPOLIS	A- 1 x 2.600	2.600	2.210
31	SACAI	A- 1 X 48	48	41
32	SAMAÚMA	A- 1 x 24	24	20
33	SANTA MARIA DO BOIAÇU	A- 2 x 160	320	272
34	SANTA MARIA DO XERUINI	A- 1 x 24	24	20

UTE	Configuração	Nº de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
35	SÃO FRANCISCO DO BAIXO R. BRANCO	A- 1 x 10	10	9
36	SÃO JOÃO DA BALIZA	A- 4 x 1200	4.800	4.080
37	SOCÓ	A- 1 x 65	65	55
38	TEPEQUÉM	A- 1 x 65	65	55
39	TERRA PRETA	A- 1 x 52,8	53	45
40	UIRAMUTÃ	A- 2 x 300	600	510
41	VILA BRASIL	A- 3 x 300	900	765
42	VILA CACHOEIRINHA	A- 1 x 57	57	48
43	VILA CAICUBI	A- 1 x 48	48	41
44	VILA DONA COTA	A- 1 x 10	10	9
45	VILA FLORESTA	A- 1 x 24	24	20
46	VILA ITAQUERA	A- 1 x 24	24	20
47	VILA MILAGRE	S- 1 x 12	12	10
48	VILA MUTUM	A- 1 x 65	65	55
49	VILA REMANSO	A- 1 x 26,4	26	22
50	VILA SÃO JOSÉ	A- 1 x 65	65	55
51	VILA SURUMU	A- 1 x (120 + 212)	332	282
52	VILA TAIANO	A- 1 x (200 + 300)	500	425
53	VILA VILENA	A- 1 x 120	120	102
54	VISTA ALEGRE	A- 1 x 160	160	136
<b>TOTAL</b>		<b>74</b>	<b>21.311</b>	<b>18.109</b>

Nota: A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL

#### Quadro 5.5-14 Configuração do Parque Gerador Hidráulico da CER

PCH	Localidade	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal ( kW )	Potência Efetiva ( kW )
1	Alto Jatapú	S.J da Baliza	A- 2 x 2.500	5.000	5.000

Nota: A – parque gerador autorizado pela ANEEL

#### ➤ BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO – SISTEMAS DA CER

No Quadro 5.5-15 é apresentado o balanço de energia, a geração térmica e consumo de óleo dos sistemas isolados da CER.

**Quadro 5.5-15**  
**Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da CER**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
ÁGUA FRIA	12	0,506	168	0	0	0	0	168	0	67	0	67
CARACARAI	24	0,308	14.832	0	0	0	0	14.832	0	4.568	663	5.232
COM. INDÍGENA ARAÇÁ DA NORMANDIA	12	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
COM. INDÍGENA ARAÇÁ DO AMAJARI	11	0,506	84	0	0	0	0	84	0	32	0	32
COM. INDÍGENA BOCA DA MATA	9	0,506	84	0	0	0	0	84	0	32	0	32
COM. INDÍGENA DA RAPOSA	10	0,506	144	0	0	0	0	144	0	54	0	54
COM. INDÍGENA DO CONTÃO	19	0,403	352	0	0	0	0	352	0	132	1	133
COM. INDÍGENA DO FLEXAL	7	0,506	36	0	0	0	0	36	0	14	0	14
COM. INDÍGENA DO JACAMIM	14	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
COM. INDÍGENA DO MANOA	9	0,506	48	0	0	0	0	48	0	18	0	18
COM. INDÍGENA GUARIBA	6	0,506	36	0	0	0	0	36	0	14	0	14
COM. INDÍGENA MARACANÃ	10	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
COM. INDÍGENA MOSCOW	11	0,506	12	0	0	0	0	12	0	4	0	4
COM. INDÍGENA NAPOLEÃO	9	0,506	108	0	0	0	0	108	0	41	0	41
COM. INDÍGENA OLHO DA ÁGUA	13	0,506	48	0	0	0	0	48	0	18	0	18
COM. INDÍGENA PIUM	5	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
COM. INDÍGENA SANTA ROSA	5	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
COM. INDÍGENA SÃO MARCOS	9	0,506	24	0	0	0	0	17	0	6	0	6
COM. INDÍGENA TRÊS CORAÇÕES	24	0,386	504	0	0	0	0	504	0	195	43	237
COM. INDÍGENA VISTA ALEGRE	12	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
COM. INDÍGENA XUMINA	8	0,506	48	0	0	0	0	48	0	18	0	18

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
EQUADOR	18	0,386	398	0	0	0	0	398	0	154	15	169
JUNDIÁ	24	0,386	1.111	0	0	0	0	1.111	0	366	0	366
LAGO GRANDE	10	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
MALOCA TRAIRÃO	24	0,386	650	0	0	0	0	650	0	227	0	227
NORMANDIA	24	0,334	3.465	0	0	0	0	3.465	0	1.114	15	1.129
PACARAIMA	24	0,334	6.197	6.197	0	0	0	0	0	0	0	0
PANACARICA	8	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
PASSARÃO	18	0,348	760	0	0	0	0	760	0	264	114	379
PETROLINA DO NORTE	16	0,506	269	0	0	0	0	269	0	84	0	84
RORAINÓPOLIS	24	0,318	30.652	0	17.542	0	0	13.110	0	4.169	249	4.418
SACAI	11	0,506	132	0	0	0	0	132	0	50	0	50
SAMAÚMA	9	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	18	0,386	390	0	0	0	0	390	0	130	0	130
SANTA MARIA DO XERUINI	10	0,506	72	0	0	0	0	72	0	27	0	27
SÃO FRANCISCO DO BAIXO RIO BRANCO	8	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
SÃO JOÃO DA BALIZA	24	0,318	14.140	0	0	0	0	0	14.140	4.464	238	4.702
SOCÓ	12	0,506	60	0	0	0	0	60	0	23	0	23
TEPEQUEM	14	0,506	132	0	0	0	0	132	0	66	4	70
TERRA PRETA	10	0,506	12	0	0	0	0	12	0	5	0	5
UIRAMUTÃ	24	0,348	1.096	0	0	0	0	1.096	0	362	0	362
VILA BRASIL	24	0,341	1.879	0	0	0	0	1.879	0	602	0	602
VILA CACHOEIRINHA	12	0,506	120	0	0	0	0	120	0	45	0	45
VILA CAICUBI	10	0,506	120	0	0	0	0	120	0	45	0	45
VILA DONA COTA	8	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	RECEBIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
VILA FLORESTA	10	0,506	48	0	0	0	0	48	0	18	0	18
VILA ITAQUERA	10	0,506	48	0	0	0	0	48	0	18	0	18
VILA MILAGRE	8	0,506	24	0	0	0	0	24	0	9	0	9
VILA MUTUM	14	0,506	150	0	0	0	0	150	0	56	0	56
VILA REMANSO	8	0,506	36	0	0	0	0	36	0	13	0	13
VILA SÃO JOSÉ	12	0,506	84	0	0	0	0	84	0	32	0	32
VILA SURUMU	18	0,386	577	0	0	0	0	577	0	154	0	154
VILA TAIANO	16	0,348	942	0	0	0	0	942	0	317	0	317
VILA VILENA	12	0,403	210	0	0	0	0	210	0	79	0	79
VISTA ALEGRE	15	0,403	476	0	0	0	0	476	0	192	11	202
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>81.282</b>	<b>6.197</b>	<b>17.542</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43.396</b>	<b>14.140</b>	<b>18.484</b>	<b>1.353</b>	<b>19.837</b>

## 5.6. MATO GROSSO

A CEMAT é a concessionária responsável pelo atendimento de energia elétrica à capital e parte do interior do Estado através do Sistema Interligado Brasileiro. No interior do Estado de Mato Grosso é responsável pela geração e distribuição de energia em 9 sistemas isolados, sendo 8 puramente térmicos a óleo diesel, e apenas 1 hidrotérmico: sistema Comodoro (UTE Comodoro e PCH Margarita e Prata).

### ➤ CARGA PRÓPRIA

A soma das cargas próprias de energia dos 9 Sistemas Isolados da CEMAT prevista para 2009 é 8,3 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 14,2 MW, conforme apresentado no Quadro 5.6-1.

**Quadro 5.6-1**  
**Carga Própria dos Sistemas da CEMAT**

Sistema	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
APIACÁS (Jan a Abr/09) <sup>(1)</sup>	2.811	1,0	1,5
COMODORO	17.323	2,0	3,4
COTRIGUAÇU	6.697	0,8	1,7
GUARIBA	2.067	0,2	0,6
JURUENA	8.026	0,9	1,4
N. BANDEIRANTES (Jan a Abr/09) <sup>(1)</sup>	3.354	1,2	1,8
N. MONTE VERDE (Jan a Abr/09) <sup>(1)</sup>	5.334	1,9	3,0
PARANORTE	1.278	0,1	0,3
RONDOLÂNDIA	1.980	0,2	0,5
<b>TOTAL</b>	<b>48.870</b>	<b>8,3</b>	<b>14,2</b>

Notas: <sup>(1)</sup> Interligação ao SIN prevista para maio/2009

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A CEMAT dispõe de 72 unidades geradoras térmicas a óleo diesel e 3 unidades geradoras hidráulicas, totalizando 32,7 MW e 2,7 MW de potência nominal instalada térmica e hidráulica, respectivamente, conforme apresentado nos Quadros 5.6-2 e 5.6-3.

### Quadro 5.6-2 Configuração do Parque Gerador Térmico dos Sistemas da CEMAT

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1 APIACÁS	A - 1 x 324 + 1 x 400 + 7 x 300	9	3.148	2.676
2 COMODORO	A- 1 x 600 + 2 x (1.250,4 + 324) + 3 x 300	8	4.649	3.951
3 COTRIGUAÇU	A - 3 x 300 + 3 x 324 + 1 x 410 S- 1 x (360 + 400 + 410) + 3 x 324 + 4 x 300	10	3.342	2.841
4 JURUENA	A- 3 x 300 + 2 x 324 + 1 x (409,6 + 400 + 1.469,22)	8	3.827	3.253
5 NOVA BANDEIRANTES	A – 3 x 340 + 4 x 300 + 5 + 400	12	4.221	3.588
6 NOVA MONTE VERDE	S- 1 x (144+ 324+1.250,4) + 2 x (400 + 2.864,8) + 4 x 300	11	9.448	8.031
7 NÚCLEO URBANO DE GUARIBA	A- 1 x (300 + 324) + 2 x 412	4	1.448	1.231
8 PARANORTE <sup>(2)</sup>	A- 1 x (144 + 200 + 300 + 340) S- 1 x 160 + 1 x 197,6 + 1 x 300 + 1 x 340	4	998	848
9 RONDOLÂNDIA	A- 1 x 410 + 2 x 144 + 3 x 300	6	1.598	1.358
<b>TOTAL</b>		<b>72</b>	<b>32.679</b>	<b>27.777</b>

Notas: A — parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL.

### Quadro 5.6-3 Configuração do Parque Gerador Hidráulico da CEMAT

PCH	Localidade	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
1 MARGARIDA <sup>(1)</sup>	Comodoro	1 x 260 + 1 x 295	2	555	555
2 PRATA <sup>(1)</sup>	Comodoro	1 x 2.135	1	2.135	2.135
<b>TOTAL</b>			<b>3</b>	<b>2.690</b>	<b>2.690</b>

Nota: <sup>(1)</sup> PCH de PIE.

#### ➤ BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO

No Quadro 5.6-4 é apresentado o balanço de energia, a geração térmica e consumo de óleo dos sistemas isolados da CEMAT.

**Quadro 5.6-4**  
**Balço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas Isolados da CEMAT**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	SUPRIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
Apiacás (Jan a Abr/2009)	24	0,318	2.811	0	0	0	0	2.811	0	857	0	857
Comodoro	24	0,318	17.323	0	0	12.000	0	5.323	0	1.514	0	1.514
Cotriguaçu	24	0,318	6.697	0	0	0	0	6.697	0	2.032	0	2.032
Guariba	24	0,334	2.067	0	0	0	0	2.067	0	684	0	684
Juruena	24	0,318	8.026	0	0	0	0	8.026	0	2.326	0	2.326
Nova Bandeirantes (Jan a Abr/2009)	24	0,318	3.354	0	0	0	0	3.354	0	1.016	0	1.016
Nova Monte Verde (Jan a Abr/2009)	24	0,301	5.334	0	0	0	0	5.334	0	1.529	0	1.529
Paranorte	24	0,341	1.278	0	0	0	0	1.278	0	429	0	429
Rondolândia	24	0,334	1.980	0	0	0	0	1.980	0	612	0	612
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>48.870</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.000</b>	<b>0</b>	<b>36.870</b>	<b>0</b>	<b>10.998</b>	<b>0</b>	<b>10.998</b>

## 5.7. PERNAMBUCO

A CELPE é a empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao sistema isolado insular de Fernando de Noronha por meio da UTE Tubarão a óleo diesel.

### ➤ CARGA PRÓPRIA

A carga própria de energia do Sistema Isolado da ilha de Fernando de Noronha prevista para 2009 é de 1,5 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 2,3 MW, conforme apresentado no Quadro 5.7-1.

**Quadro 5.7-1**  
**Carga Própria do Sistema da CELPE**

SISTEMA	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
FERNANDO DE NORONHA	13.237	1,5	2,3

### ➤ CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR

A CELPE dispõe de 7 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 4,1 MW de potência nominal, de acordo com o Quadro 5.7-2.

**Quadro 5.7-2**  
**Configuração do Parque Gerador da CELPE**

UTE	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL ( kW )	Potência Efetiva TOTAL ( kW )
TUBARÃO	A- 3 x 365 + 2 x (600+900)	7	4.095	3.481

Nota: A – parque gerador autorizado pela ANEEL; S – parque gerador solicitado à ANEEL

➤ **BALANÇO DE ENERGIA, GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO**

No Quadro 5.7-3 é apresentado o balanço de energia, a geração térmica e consumo de óleo do sistema ilha de Fernando de Noronha da CELPE.

**Quadro 5.7-3**

**Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistema Ilha de Fernando de Noronha da CELPE**

SISTEMA	TOTAL 2009											
	NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO POR DIA	LIMITE DE CONSUMO DESPECÍFICO	CARGA PRÓPRIA	SUPRIMENTO	GH PRÓPRIA	GH PIE/Autoprod.	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT PIE	QUANT. ÓLEO COM COBERTURA DA CCC-ISOL	QUANT. ÓLEO SEM COBERTURA DA CCC-ISOL	TOTAL DA NECESSIDADE DE ÓLEO
	horas	m³/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³	m³	m³
FERNANDO DE NORONHA	24	0,318	13.237	0	0	0	0	13.237	0	3.837	0	3.837



## 6 ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ANEEL/SFG – SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO - ANEEL

ANEEL/SRG – SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO - ANEEL

AP – AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA

BOVESA – BOA VISTA ENERGIA

CCC-ISOL – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DOS SISTEMAS ISOLADOS

CEA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ

CELPE – COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO

CEMAT – CENTRAIS ELÉTRICAS DE MATO GROSSO

CER – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RORAIMA

CERON – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA

CTM – COMITÊ TÉCNICO DE MERCADO

CTP – COMITÊ TÉCNICO DE PLANEJAMENTO

ELETROACRE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE

ELETRONORTE – CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL

ELN-PV – ELETRONORTE em PORTO VELHO

ELN-RB – ELETRONORTE em RIO BRANCO

GTON – GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE

MESA – MANAUS ENERGIA (CAPITAL E INTERIOR)

MINFRA – MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA

MLT – MÉDIA DE LONGO TERMO DO HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

OC – ÓLEO COMBUSTÍVEL

OC1A – ÓLEO COMBUSTÍVEL COM ALTO TEOR DE ENXOFRE

OCTE – ÓLEO LEVE PARA TURBINA ELÉTRICA

OD – ÓLEO DIESEL

PCH – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

PGE – ÓLEO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

PIE – PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA

SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

UHE – USINA HIDRELÉTRICA

UTE – USINA TERMOELÉTRICA

V.U. – VOLUME ÚTIL

## 7 ANEXOS



## **7.1. ATA DE REUNIÃO DO PLANO DE OPERAÇÃO/2009**



## **Comitê Técnico de Planejamento – GTON/CTP**

### **Ata da Reunião - Plano de Operação 2009**

## **ELETRONORTE / ELETROBRÁS**

**DATA:** 16 e 17 de Outubro de 2008

**LOCAL:** ELETROBRÁS

**PARTICIPANTES:** Lista de presença

**EMPRESAS PARTICIPANTES:**  
ELETRONORTE e ELETROBRÁS

#### **1. ABERTURA DA REUNIÃO**

O coordenador do GTON/CTP destacou que a reunião com a ELETRONORTE para elaboração do Plano de Operação 2009 dos sistemas isolados PV-RB e Macapá havia sido antecipada conforme solicitação da ELETRONORTE.

Comentou, também, que na reunião seria estudado o cenário de vazões afluentes e geração da UHE Balbina para 2009.

## 2. SISTEMA MANAUS - OPERAÇÃO DA UHE BALBINA PARA 2009

### 2.1. Cenário de Vazões Afluentes e Geração da UHE Balbina para 2009

Com base no histórico de vazões afluentes ao reservatório da UHE Balbina, observou-se: 1- a ocorrência de vazões bem acima da média nos últimos 4 (quatro) anos, sendo que 2008 está entre os 5 melhores anos do histórico; 2- a vazão média verificada de jan a set/2008 foi 145% da MLT.

Analisando a transição dos anos do histórico, que apresentaram comportamento semelhante ao até então verificado em 2008 numa faixa de + ou – 20%, em relação aos anos subseqüentes, foi obtido o seguinte resultado: das 13 séries observadas, 12 pioraram e tiveram uma distribuição em torno da média.

Dessa forma, foi adotada a MLT como cenário de vazões afluentes para 2009, cujos valores mensais são apresentados na tabela a seguir:

<b>Previsão de Afluências ao Reservatório da UHE Balbina para 2009 (m<sup>3</sup>/s)</b>			
<b>Mês</b>	<b>MLT( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>Previsão ( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>%</b>
<b>Jan</b>	<b>353</b>	<b>353</b>	<b>100%</b>
<b>Fev</b>	<b>546</b>	<b>546</b>	<b>100%</b>
<b>Mar</b>	<b>712</b>	<b>712</b>	<b>100%</b>
<b>Abr</b>	<b>995</b>	<b>995</b>	<b>100%</b>
<b>Mai</b>	<b>1167</b>	<b>1167</b>	<b>100%</b>
<b>Jun</b>	<b>1059</b>	<b>1059</b>	<b>100%</b>
<b>Jul</b>	<b>674</b>	<b>674</b>	<b>100%</b>
<b>Ago</b>	<b>431</b>	<b>431</b>	<b>100%</b>
<b>Set</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>100%</b>
<b>Out</b>	<b>261</b>	<b>261</b>	<b>100%</b>
<b>Nov</b>	<b>246</b>	<b>246</b>	<b>100%</b>
<b>Dez</b>	<b>265</b>	<b>265</b>	<b>100%</b>

### 2.2. Diretrizes e Metas de Armazenamento da UHE Balbina

Diretrizes: maximizar o armazenamento no período úmido e controlar o deplecionamento gradual do reservatório de forma a garantir o nível final de armazenamento em 31/12/2009;

Metas de armazenamento: nível de partida (em 31/12/2008) e de chegada (em 31/12/2009) iguais a 45% V.U., em outras palavras, prevê-se que toda vazão afluente seja turbinada.

### 2.3. Geração Hidráulica Mensal Prevista

Tendo-se como base o cenário de vazões afluentes adotado, bem como as diretrizes e meta de operação citadas anteriormente, obteve-se com resultado da simulação as médias mensais de geração para a UHE Balbina, apresentadas no quadro a seguir:

UHE Balbina - Geração Prevista para 2009 (MW médio)	
Jan	90
Fev	90
Mar	95
Abr	95
Mai	100
Jun	100
Jul	140
Ago	140
Set	140
Out	150
Nov	140
Dez	130
Média	117,7

### 3. SISTEMA BOA VISTA

O representante da ELETRONORTE solicitou que no Plano de Operação 2009 fosse incluído um consumo de óleo diesel para manutenção da condição operativa da UTE Floresta.

O Coordenador do GTON/CTP informou que desde o atendimento a Boa Vista por meio da interligação com a Venezuela até o PAC/2004, eram incluídas no Plano de Operação duas compras de combustível para Boa Vista: 1 - para atendimento emergencial por um período de 30 dias, em caso de falha na interligação; 2 - para manter a condição operativa das unidades geradoras (1 partida semanal com 1 hora de duração por UG).

Entretanto, no PAC/2005, a ANEEL encaminhou ao Diretor de Engenharia da Eletrobrás o Ofício nº 292/2004 - SRE/ANEEL, de 13/12/2004, anexando a Nota Técnica nº 075/2004 - SRG/ANEEL, de 9/12/2004, que no item 16.2.2 está transcrito a seguir:

**" Deverá ser excluída a geração térmica considerada reserva estratégica (39.288 MWh em 2004). A geração térmica em decorrência de falha na interligação com o sistema venezuelano deverá ser, a qualquer tempo, objeto de revisão do PAC/2005."**

Desde então, o GTON/CTP não tem incluído a previsão de consumo de combustível para a BOVESA no Plano de Operação.

Importante destacar que na reunião do GTON/CTP para elaboração do Plano de Operação 2009 com as empresas do interior, ocorrida no período de 21 a 23/10/2008, observando a carga própria informada pelo GTON/CTM, o representante da CER comentou que os sistemas Maloca do Arraia, Nova Esperança e São Francisco já se encontram interligados ao sistema Boa Vista, da BOVESA. Este fato acarretou a alteração nos valores de suprimento de energia e de demanda da BOVESA para a CER e, conseqüentemente, nos valores de carga própria da BOVESA e da ELETRONORTE-RR.

#### 4. SISTEMA PV-RB

Em relação ao Plano de Operação 2009 do sistema PV-RB, foram tratados os seguintes assuntos:

##### 4.1. Data Prevista de Interligação ao SIN

Em função da indefinição sobre a data de interligação do sistema PV-RB ao SIN no âmbito do GTON/CTP, o coordenador do GTON/CTP ficou de consultar instâncias superiores do GTON sobre como considerar essa interligação no Plano 2009.

**Nota: Em 27/10/2008, o coordenador do GTON/CTP recebeu a seguinte mensagem do Secretário Executivo do GTON sobre esse assunto:**

“Considere a interligação por meio da LT 230 kV Vilhena – Jauru, no montante informado pela ELN (240 MWmed) a partir do 2º semestre de 2009, com uma observação explícita nos dois documentos, de que será procedida uma revisão dos mesmos ao final do 1º semestre, tendo em conta, também, as incertezas em Manaus..”

##### 4.2. Suprimento de Energia para CERON

O representante da ELETRONORTE externou preocupação quanto aos valores mensais de suprimento de energia da ELETRONORTE para a CERON, principalmente em função da entrada em operação da UHE Rondon II, prevista inicialmente para janeiro/2009.

**Nota: Em 23/10/2008, o GTON/CTP reunido com a CERON, redefiniu as compras de energia da UHE Rondon II, bem como das PCHs de Rondônia. A entrada em operação da UHE Rondon II passou a ser considerada em fev/2009, aumentando o suprimento da ELETRONORTE em jan/2009.**

##### 4.3. Suprimento de Energia para ELETROACRE

Não foram consideradas novas interligações de sistemas isolados da ELETROACRE ao sistema PV-RB em 2009. Entretanto, caso venham a ocorrer, o GTON/CTP informará à área de comercialização da ELETRONORTE os valores atualizados do Plano 2009, para que sirvam de base de referência, conforme procedimento vigente.

#### 4.4. Carga Própria Prevista a ser Atendida pela ELETRONORTE

A previsão de carga própria a ser atendida pela ELETRONORTE no sistema PV-RB, já considerando as informações citadas nas notas dos itens 3.1 e 3.2, é apresentada nas tabelas a seguir:

<b>Sistema PV-RB – Energia de Carga Própria a ser Atendida pela ELETRONORTE em 2009 ENQUANTO ISOLADO DO SIN</b>						
<b>Mês</b>	<b>ELETRONORTE Mercado Próprio em PV (MWh)</b>	<b>Suprimento a CERON (MWh)</b>	<b>ELETRONORTE Mercado Próprio em RB (MWh)</b>	<b>Suprimento a ELETROACRE (MWh)</b>	<b>Sistema PV-RB (MWh)</b>	<b>Sistema PV-RB (MWmed)</b>
Jan	6.308	165.294	366	53.968	225.936	303,7
Fev	5.973	125.735	348	51.244	183.300	272,8
Mar	6.386	142.417	384	56.588	205.775	276,6
Abr	5.995	134.651	390	57.430	198.466	275,6
Mai	6.007	137.310	382	56.212	199.911	268,7
Jun	6.397	146.068	345	50.910	203.720	282,9
Jul a Dez	Interligado ao SIN					

<b>Sistema PV-RB – Demanda de Carga Própria a ser Atendida pela ELETRONORTE em 2009 ENQUANTO ISOLADO DO SIN</b>					
<b>Mês</b>	<b>ELETRONORTE Mercado Próprio em PV (kW)</b>	<b>Suprimento a CERON (kW)</b>	<b>ELETRONORTE Mercado Próprio em RB (kW)</b>	<b>Suprimento a ELETROACRE (kW)</b>	<b>Sistema PV-RB (kW)</b>
Jan	11.256	296.462	635	96.999	405.352
Fev	11.799	229.461	668	99.061	340.989
Mar	11.394	242.640	666	105.546	360.246
Abr	11.054	250.765	699	112.047	374.565
Mai	10.718	247.975	662	110.949	370.304
Jun	11.795	289.507	619	110.203	412.124
Jul a Dez	Interligado ao SIN				

#### 4.5. Determinação do Cenário de Vazões Afluentes ao Reservatório da UHE Samuel

No período de jan a set/2008 ocorreu uma vazão afluente média ao reservatório da UHE Samuel igual a 110% da MLT.

Analisando a transição dos anos do histórico, que apresentaram comportamento semelhante ao até então verificado em 2008 numa faixa de + ou – 5%, em relação aos anos subseqüentes, foi obtido o seguinte resultado: das 19 séries selecionadas, apenas 1 melhorou, 5 mantiveram o mesmo comportamento e 13 pioraram, com predominância de valores em torno de 95% MLT.

Dessa forma, foi adotado o cenário de vazões afluentes correspondente a 95% da MLT, cujos valores mensais são apresentados na tabela a seguir:

<b>UHE Samuel - Previsão de Afluências (m<sup>3</sup>/s) para 2009</b>			
<b>Mês</b>	<b>MLT( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>Previsão ( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>%</b>
<b>Jan</b>	<b>465</b>	<b>442</b>	<b>95%</b>
<b>Fev</b>	<b>727</b>	<b>691</b>	<b>95%</b>
<b>Mar</b>	<b>835</b>	<b>793</b>	<b>95%</b>
<b>Abr</b>	<b>762</b>	<b>724</b>	<b>95%</b>
<b>Mai</b>	<b>471</b>	<b>447</b>	<b>95%</b>
<b>Jun</b>	<b>253</b>	<b>240</b>	<b>95%</b>
<b>Jul</b>	<b>151</b>	<b>143</b>	<b>95%</b>
<b>Ago</b>	<b>93</b>	<b>88</b>	<b>95%</b>
<b>Set</b>	<b>66</b>	<b>63</b>	<b>95%</b>
<b>Out</b>	<b>60</b>	<b>57</b>	<b>95%</b>
<b>Nov</b>	<b>112</b>	<b>106</b>	<b>95%</b>
<b>Dez</b>	<b>223</b>	<b>212</b>	<b>95%</b>

#### 4.6. Diretrizes e Metas de Armazenamento da UHE Samuel

Diretrizes: maximizar o armazenamento no período úmido e controlar o deplecionamento gradual do reservatório de forma a garantir o nível final de armazenamento em 31/12/2009;

Metas de armazenamento: nível de partida (em 31/12/2008) = 5% V.U. e de chegada (em 31/12/2009) 10% V.U..

#### 4.7. Geração Hidráulica Mensal Prevista

Tendo-se como base o cenário de vazões afluentes adotado, bem como as diretrizes e meta de operação citadas anteriormente, obteve-se com resultado da simulação as médias mensais de geração para a UHE Samuel, apresentadas no quadro a seguir:

<b>UHE Samuel - Geração Prevista para 2009 (MW médio)</b>	
Jan	70
Fev	110
Mar	120
Abr	140
Mai	100
Jun	90
Jul	70
Ago	70
Set	60
Out	60
Nov	45
Dez	50
<b>Média</b>	<b>81,8</b>

#### 4.8. Manutenções Programadas e Disponibilidade de Potência da ELETRONORTE

Foram consideradas conforme informado pela ELETRONORTE e PIE Termonorte I e II.

#### 4.9. Balanços de Energia e Demanda

Balanços de energia e demanda da ELETRONORTE no sistema PV-RB conforme aprovado na reunião.

#### 4.10. Consumos Específicos Adotados

Foi repetido o mesmo critério dos anos anteriores, ou seja, para o 1º semestre de 2009 será considerado o consumo médio verificado de jan a jun/2008, obtido pela divisão entre o consumo de óleo total verificado pela geração total da UTE nesse período. Da mesma forma, para o 2º semestre de 2009, foram considerados as razões entre os consumos e gerações verificados no período de jul a set/2008. Os valores de consumo específico por UTE são apresentados na tabela a seguir:

<b>Sistema PV-RB – Consumos Específicos 2009</b>		
<b>Usina</b>	<b>1º Sem/08</b>	<b>2º Sem/08</b>
	<b>m³/MWh</b>	<b>m³/MWh</b>
UTE Rio Madeira	0,319	0,319
PIE Termonorte I	0,238	0,238
PIE Termonorte II - TG	0,362	0,360
UTE Rio Branco I	0,297	0,297
UTE Rio Acre	0,337	0,322
UTE Rio Branco II	0,300	0,311

Notas: 1- UTE Rio Madeira: Não foi considerada a média verificada em 2008 por conta da transferência da UGG04 para o sistema Manaus. Considerou-se o valor limite;  
2- UTE Rio Branco I: Como não há medição de consumo individualizada (é agregada com o da UTE Rio Acre), considerou-se o valor limite;

#### 4.11. Consumo de Combustível Previsto para 2009

O consumo de combustível previsto para 2009 por empresa é apresentado na tabela a seguir:

Sistema PV-RB - Consumo de Combustível para 2009		
Usina	Tipo de Óleo	Quantidade de Óleo Com Cobertura CCC-ISOL
PIE Termonorte I	DIESEL (m³)	43.216
PIE Termonorte II - TG	OCTE (m³)	149.917
UTE Rio Madeira	DIESEL (m³)	1.386
UTE Rio Acre	DIESEL (m³)	831
UTE Rio Branco I	DIESEL (m³)	258
UTE Rio Branco II	DIESEL (m³)	258

#### 5. SISTEMA MACAPÁ

Em relação ao Plano de Operação 2009 do sistema Macapá, foram tratados os seguintes assuntos:

##### 5.1. Carga Própria Prevista a ser Atendida pela ELETRONORTE

A previsão de carga própria a ser atendida pela ELETRONORTE no sistema Macapá é apresentada nas tabelas a seguir:

Sistema Macapá – Energia de Carga Própria a ser Atendida pela ELETRONORTE em 2009				
Mês	ELETRONORTE Mercado Próprio em Macapá (MWh)	Suprimento a CEA (MWh)	Sistema Macapá (MWh)	Sistema Macapá (MWmed)
Jan	3.661	85.970	89.631	120,5
Fev	3.218	75.580	78.798	117,3
Mar	3.526	82.800	86.326	116,0
Abr	3.454	81.100	84.554	117,4
Mai	3.705	86.980	90.685	121,9
Jun	3.651	85.710	89.361	124,1
Jul	3.750	88.050	91.800	123,4
Ago	4.097	96.200	100.297	134,8
Set	4.048	95.050	99.098	137,6
Out	4.206	98.750	102.956	138,4
Nov	4.103	96.340	100.443	139,5
Dez	4.066	95.470	99.536	133,8
<b>Média</b>	<b>5,2</b>	<b>121,9</b>	<b>127,1</b>	<b>127,1</b>

<b>Sistema Macapá – Demanda de Carga Própria a ser Atendida pela ELETRONORTE em 2009</b>			
<b>Mês</b>	<b>ELETRONORTE Mercado Próprio em Macapá (kW)</b>	<b>Suprimento a CEA (kW)</b>	<b>Sistema Macapá (kW)</b>
Jan	6.239	146.900	153.139
Fev	6.141	145.900	152.041
Mar	6.123	144.700	150.823
Abr	6.131	144.600	150.731
Mai	6.272	147.500	153.772
Jun	6.422	151.200	157.622
Jul	6.310	148.200	154.510
Ago	6.819	159.800	166.619
Set	6.956	163.000	169.956
Out	7.065	165.900	172.965
Nov	7.320	172.800	180.120
Dez	7.179	170.200	177.379
<b>Máxima</b>	<b>7.320</b>	<b>172.800</b>	<b>180.120</b>

## 5.2. Cenário de Vazões Afluentes ao Reservatório da UHE Coaracy Nunes

Foi adotado o cenário de vazões afluentes correspondente a 110% da MLT, cujos valores mensais são apresentados na tabela a seguir:

<b>UHE Coaracy Nunes - Previsão de Afluências (m<sup>3</sup>/s) para 2009</b>			
<b>Mês</b>	<b>MLT( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>Previsão ( m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>%</b>
Jan	517	724	140%
Fev	974	1266	130%
Mar	1506	1732	115%
Abr	1853	2038	110%
Mai	1983	2082	105%
Jun	1592	1751	110%
Jul	1177	1295	110%
Ago	782	759	97%
Set	456	420	92%
Out	277	252	91%
Nov	202	178	88%
Dez	233	198	85%

### 5.3. Geração Hidráulica Mensal Prevista

Tendo-se como base o cenário de vazões afluentes adotado, obteve-se com resultado da simulação as médias mensais de geração para a UHE Coaracy Nunes, apresentadas no quadro a seguir:

<b>UHE Coaracy - Geração Prevista para 2009 (MW médio)</b>	
Jan	50
Fev	70
Mar	74
Abr	74
Mai	74
Jun	74
Jul	74
Ago	74
Set	56
Out	38
Nov	29
Dez	34
<b>Média</b>	<b>60</b>

### 5.4. Manutenções Programadas e Disponibilidade de Potência da ELETRONORTE

Foram consideradas conforme informado pela ELETRONORTE.

### 5.5. Balanços de Energia e Demanda

Balanços de energia e demanda da ELETRONORTE no sistema Macapá conforme aprovado na reunião.

### 5.6. Consumos Específicos Adotados

Foi repetido o mesmo critério dos anos anteriores, ou seja, para o 1º semestre de 2009 será considerado o consumo médio verificado de jan a jun/2008, obtido pela divisão entre o consumo de óleo total verificado pela geração total da UTE nesse período. Da mesma forma, para o 2º semestre de 2009, foram considerados as razões entre os consumos e gerações verificados no período de jul a set/2008. Os valores de consumo específico por UTE são apresentados na tabela a seguir:

<b>Sistema Macapá – Consumos Específicos 2009</b>		
<b>Usina</b>	<b>1º Sem/08</b>	<b>2º Sem/08</b>
	<b>m³/MWh</b>	<b>m³/MWh</b>
SANTANA - LM 's	0,346	0,343
SANTANA - WARTSILA	0,241	0,237
SANTANA - GEBRA	0,272	0,273

### 5.7. Consumo de Combustível Previsto para 2009

O consumo de combustível previsto para 2009 por empresa é apresentado na tabela a seguir:

Sistema MACAPÁ - Consumo de Combustível para 2009		
Usina	Tipo de Óleo	Quantidade de Óleo Com Cobertura CCC-ISOL
SANTANA - LM ´s	DIESEL (m <sup>3</sup> )	49.361
SANTANA - WARTSILA	DIESEL (m <sup>3</sup> )	81.332
SANTANA - GEBRA	DIESEL (m <sup>3</sup> )	28.023

\*\*\*\*\*



## **Comitê Técnico de Planejamento – GTON/CTP**

### **Ata da Reunião - Plano de Operação 2009**

### **EMPRESAS DO INTERIOR / ELETROBRÁS**

**DATA:** 21 a 23 de Outubro de 2008

**LOCAL:** ELETROBRÁS

**PARTICIPANTES:** Lista de presença

**EMPRESAS PARTICIPANTES:** CEA, CELPA, CEMAT, CER, CERON, ELETROACRE, MANAUS ENERGIA e ELETROBRÁS

**EMPRESAS AUSENTES:** CELPE e JARI CELULOSE

#### 1. ABERTURA DA REUNIÃO

O coordenador do GTON/CTP aos representantes das empresas o comparecimento à reunião.

#### 2. CARGA PRÓPRIA

Foram considerados, nos balanços de energia mensais de cada sistema isolado, a energia de carga própria informada pelo GTON/CTM.

#### 3. PARQUE GERADOR

Foram considerados, nos balanços de energia mensais de cada sistema isolado, os parques geradores informados pela ANEEL/SFG por meio do Ofício nº 796/2008, de 26 de setembro/2008. Adotou-se o mesmo critério dos anos anteriores, ou seja, o maior valor entre o autorizado e o solicitado, lembrando-se que para fins de PMO é utilizado o valor autorizado à época de elaboração do PMO.

#### 4. FATOR DE CAPACIDADE

Foi adotado o valor de 85% para os sistemas do interior.

## 5. Nº DE HORAS DE OPERAÇÃO

Foi considerada geração de 24 horas por dia para todos os sistemas isolados, exceto para os da CER, conforme valores informados por esta empresa.

## 6. CRONOGRAMAS DE MANUTENÇÃO

Os representantes das empresas declararam que são previstas apenas manutenções programadas de curta duração e que as mesmas não acarretarão problemas de atendimento.

## 7. CEA

### 7.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da CEA informou que não são previstas interligações ao sistema Macapá em 2009, permanecendo os 3 (três) sistemas atualmente em operação até o final de 2009.

### 7.2. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## 8. CELPA

### 8.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da CELPA informou que não são previstas interligações ao sistema Macapá em 2009, permanecendo os 34 (trinta e quatro) sistemas atualmente em operação até o final de 2009.

### 8.2. Sistemas Isolados de Castelo dos Sonhos e Novo Progresso

Com a entrada em operação da PCH Salto Curuá em 15/10/2008, os sistemas isolados de Castelo dos Sonhos e Novo Progresso passaram a ser atendidos por geração dessa PCH, não sendo, portanto, prevista geração térmica nesses sistemas em 2009.

### 8.3. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## 9. CEMAT

### 9.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da CEMAT informou que são previstas 3 (três) interligações ao SIN em 2009: Apicás, Nova Bandeirantes e Nova Monte Verde, todas a partir de maio/2009. Desta forma, até o final de 2009 o nº de sistemas isolados da CEMAT deverá ser reduzido de 9 (nove) para 6 (seis).

### 9.2. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## 10. CER

### 10.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da CER informou que não são previstas interligações ao sistema Boa Vista, da BOVESA, em 2009, permanecendo os 54 (cinquenta e quatro) sistemas atualmente em operação até o final de 2009.

### 10.2. Suprimentos de Energia e Demanda para a CER

Observando a carga própria informada pelo GTON/CTM, o representante da CER comentou que os sistemas Maloca do Arraia, Nova Esperança e São Francisco já se encontram interligados ao sistema Boa Vista, da BOVESA. Este fato acarretou a alteração nos valores de suprimento de energia e de demanda da BOVESA para a CER e, conseqüentemente, nos valores de carga própria da BOVESA e da ELETRONORTE-RR.

### 10.3. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## 11. CERON

### 11.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da CERON informou que não são previstas interligações ao sistema PV-RB, permanecendo os 33 (trinta e três) sistemas atualmente em operação até o final de 2009.

### 11.2. Sistema Hidrotérmico de Chupinguaia

O representante da CERON informou que são previstas compras de geração da PCH Cascata Chupinguaia, de julho a dezembro/2009.

### 11.3. Suprimentos de Energia e Demanda para a CERON em Rondônia

O representante da CERON apresentou na reunião os valores de compra de energia e demanda das PCH e da UHE Rondon II, resultando em alteração nos valores de suprimento de energia e de demanda da ELETRONORTE para a CERON.

### 11.4. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## 12. ELETROACRE

### 12.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da ELETROACRE informou que estão previstas interligações de sistemas isolados da ELETROACRE ao sistema PV-RB. Porém, em função das incertezas quanto à entrada em operação das mesmas, a ELETROACRE adoutou o critério de não informá-las no Plano de Operação 2009. Ficou consensado que, no mês do PMO que as mesmas ocorrerem, o GTON/CTP informará à ELETRONORTE a alteração nos valores de suprimento de energia e de demanda contratados pela ELETROACRE.

---

Desta forma, a ELETROACRE irá operar 11 (onze) sistemas isolados, atendidos por geração térmica do PIE GUASCOR.

#### 12.2. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

### 13. MANAUS ENERGIA (INTERIOR)

#### 13.1. Programa de Obras de Interligação

O representante da MANAUS ENERGIA informou que não são previstas interligações de sistemas isolados ao sistema Manaus e nem entre si. Para 2009 foram considerados 114 (cento e quatorze) sistemas isolados, porém apenas 98 (noventa e oito) possuem, atualmente, autorização de geração pela ANEEL e são considerados no PMO.

#### 13.2. Balanços de Energia e Consumos de Combustível

Conforme aprovado na reunião.

## **Comitê Técnico de Planejamento – GTON/CTP**

**Ata da Reunião do PMO de Novembro/2008**

**e**

**Plano de Operação 2009**

**MANAUS ENERGIA / PIE / ELETRONORTE /  
ELETROBRÁS**

**DATA:** 20 de Outubro de 2008

**LOCAL:** ELETROBRÁS

**PARTICIPANTES:** Lista de presença

**EMPRESAS PARTICIPANTES:**

MANAUS ENERGIA, PIE BREITENER, PIE MANAUARA, PIE RAESA, PIE GERA e ELETROBRÁS

**EMPRESA AUSENTE**

ELETRONORTE

### 1. ABERTURA DA REUNIÃO

O coordenador do GTON/CTP agradeceu aos representantes das empresas o comparecimento à reunião.

Destacou que, em razão da impossibilidade do representante da ELETRONORTE comparecer nesta data à reunião, foi realizada uma reunião específica nos dias 16 e 17/10/2008 por solicitação da própria ELETRONORTE.

***Os itens 2 a 5 referiram-se ao PMO de Novembro de 2008, não sendo objeto do Plano de Operação 2009.***

## 6. PLANO DE OPERAÇÃO 2009

Em relação ao Plano de Operação 2009 do sistema Manaus, foram tratados os seguintes assuntos:

### 6.1. Carga Própria Prevista

A previsão de carga própria informada pelo GTON/CTM é apresentada nas tabelas a seguir:

<b>Sistema Manaus - Energia de Carga Própria</b>				
<b>Mês</b>	<b>Mercado Próprio (MWh)</b>	<b>Suprimento a Rio Preto da Eva (MWh)</b>	<b>Sistema Manaus (MWh)</b>	<b>Sistema Manaus (MWmed)</b>
Jan	519.793	497	520.290	699,3
Fev	485.092	502	485.594	722,6
Mar	517.301	500	517.801	696,0
Abr	521.182	522	521.704	724,6
Mai	531.728	532	532.260	715,4
Jun	526.232	524	526.756	731,6
Jul	575.284	540	575.824	774,0
Ago	601.345	560	601.905	809,0
Set	585.730	548	586.278	814,3
Out	622.992	572	623.564	838,1
Nov	602.493	597	603.090	837,6
Dez	559.407	574	559.981	752,7
	6.648.579	6.468	6.655.047	
<b>Média</b>	<b>759,0</b>	<b>0,7</b>	<b>759,7</b>	

<b>Sistema Manaus - Demanda de Carga Própria</b>			
<b>Mês</b>	<b>Mercado Próprio (kW)</b>	<b>Suprimento a Rio Preto da Eva (kW)</b>	<b>Sistema Manaus (kW)</b>
Jan	899.714	1.112	900.826
Fev	895.304	1.122	896.426
Mar	882.512	1.078	883.590
Abr	905.124	1.082	906.206
Mai	882.159	1.160	883.319
Jun	921.311	1.181	922.492
Jul	969.672	1.177	970.849
Ago	1.014.726	1.179	1.015.905
Set	1.049.983	1.187	1.051.170
Out	1.061.165	1.194	1.062.359
Nov	1.071.180	1.199	1.072.379
Dez	1.003.136	1.189	1.004.325
<b>Máxima</b>	<b>1.071.180</b>	<b>1.199</b>	<b>1.072.379</b>

## 6.2. Determinação do Cenário de Vazões Afluentes ao Reservatório da UHE Balbina

O estudo para a determinação do cenário de vazões afluentes ao reservatório da UHE Balbina foi elaborado em conjunto com a ELETRONORTE na reunião ocorrida nos dias 16 e 17/10, conforme já mencionado.

Com base no histórico de vazões afluentes ao reservatório da UHE Balbina, observou-se: 1- a ocorrência de vazões bem acima da média nos últimos 4 (quatro) anos, sendo que 2008 está entre os 5 melhores anos do histórico; 2- a vazão média verificada de jan a set/2008 foi 145% da MLT.

Analisando a transição dos anos do histórico, que apresentaram comportamento semelhante ao até então verificado em 2008 numa faixa de + ou - 20%, em relação aos anos subseqüentes, foi obtido o seguinte resultado: das 13 séries observadas, 12 pioraram e tiveram uma distribuição em torno da média.

Dessa forma, foi adotada a MLT como cenário de vazões afluentes para 2009, cujos valores mensais são apresentados na tabela a seguir:

Previsão de Afluências (m <sup>3</sup> /s)			
Mês	MLT( m <sup>3</sup> /s)	Previsão ( m <sup>3</sup> /s)	%
Jan	353	353	100%
Fev	546	546	100%
Mar	712	712	100%
Abr	995	995	100%
Mai	1167	1167	100%
Jun	1059	1059	100%
Jul	674	674	100%
Ago	431	431	100%
Set	314	314	100%
Out	261	261	100%
Nov	246	246	100%
Dez	265	265	100%

## 6.3. Diretrizes e Metas de Armazenamento da UHE Balbina

Diretrizes: maximizar o armazenamento no período úmido e controlar o deplecionamento gradual do reservatório de forma a garantir o nível final de armazenamento em 31/12/2009;

Metas de armazenamento: nível de partida (em 31/12/2008) e de chegada (em 31/12/2009) iguais a 45% V.U., em outras palavras, prevê-se que toda vazão afluente seja turbinada.

## 6.4. Geração Hidráulica Mensal Prevista

Tendo-se como base o cenário de vazões afluentes adotado, bem como as diretrizes e meta de operação citadas anteriormente, obteve-se com resultado da simulação as médias mensais de geração para a UHE Balbina, apresentadas no quadro a seguir:

<b>UHE Balbina - Geração Prevista para 2009 (MW médio)</b>	
Jan	90
Fev	90
Mar	95
Abr	95
Mai	100
Jun	100
Jul	140
Ago	140
Set	140
Out	150
Nov	140
Dez	130
<b>Média</b>	<b>117,7</b>

#### 6.5. Disponibilidade de Potência dos PIE

Todos os PIE declararam que disponibilizarão mensalmente suas potências contratadas pela Manaus Energia ao longo de 2009.

#### 6.6. Manutenções Programadas e Disponibilidade de Potência da MANAUS ENERGIA

Conforme aprovado na reunião.

#### 6.7. Balanços de Energia e Demanda

Conforme aprovado na reunião.

#### 6.8. Tipos de Combustível Previstos para 2009

As UTE do sistema Manaus operarão em 2009 com os mesmos tipos de combustível que operaram em 2008.

#### 6.9. Consumos Específicos Adotados

Foi repetido o mesmo critério dos anos anteriores, ou seja, para o 1º semestre de 2009 será considerado o consumo médio verificado de jan a jun/2008, obtido pela divisão entre o consumo de óleo total verificado pela geração total da UTE nesse período. Da mesma forma, para o 2º semestre de 2009, foram considerados as razões entre os consumos e gerações verificados no período de jul a set/2008. Os valores de consumo específico por UTE são apresentados na tabela a seguir:

### Sistema Manaus – Consumos Específicos 2009

Usina	1º Sem/08 m³/MWh	2º Sem/08 m³/MWh
Bloco I de Aparecida	0,294	0,309
Electron	0,372	0,372
Bloco I de Mauá	0,321	0,332
Bloco II de Mauá	0,406	0,402
Bloco III de Mauá	0,372	0,372
Bloco II de Aparecida	0,297	0,282
Bloco IV de Mauá	0,197	0,201
São José	0,287	0,287
Cidade Nova	0,273	0,273
Flores	0,272	0,272
PIE BREITENER – Mattos	0,218	0,231
PIE BREITENER – Fran	0,215	0,217
PIE RAESA – Cristiano Rocha	0,207	0,203
PIE MANAUARA – Manauara	0,209	0,209
PIE GERA – Ponta Negra	0,201	0,201

#### 6.10. Consumo de Combustível Previsto para 2009

O consumo de combustível previsto para 2009 por empresa é apresentado na tabela a seguir:

Sistema Manaus - Consumo de Combustível por Empresa 2009		
Empresa	Tipo de Óleo	Quantidade de Óleo Com Cobertura CCC-ISOL
PIE BREITENER - UTE Mattos	Combustível (ton)	109.325
PIE BREITENER - UTE Fran	Combustível (ton)	109.325
PIE RAESA - UTE Cristiano Rocha	Combustível (ton)	116.554
PIE MANAUARA - UTE Manauara	Combustível (ton)	109.850
PIE GERA - UTE Ponta Negra	Combustível (ton)	105.517
MANAUS ENERGIA	OCTE (m³)	380.832
MANAUS ENERGIA	PGE (ton)	180.565
MANAUS ENERGIA	Combustível (ton)	208.516
MANAUS ENERGIA	Diesel (m³)	72.784

\*\*\*\*\*



**REUNIÃO DO GTON / CTP**  
**REUNIÃO SOBRE PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO DOS**  
**SISTEMAS ISOLADOS – PMO – NOVEMBRO 2008**  
**E PLANO DE OPERAÇÃO 2009 – SISTEMA MANAUS**



**Data:** 20 de outubro de 2008  
**Hora:** 09 horas – 18 horas  
**Local:** Sala de reunião do DEN – 10º / ELETROBRÁS

Lista de Presença

NOME	EMPRESA	ENDEREÇO	TELEFONE	FAX	E-MAIL
Sylvio Lessa de Souza	RAESA	Rod. BR-174 km 10	(21) 3266-3607	—	lessa@multine.com.br sylvio@raesa.com.br
Nelson Cardoso de Souza	PMESA	R. MARIA JULIA PIMENTEL S/A	(92) 3647-1536	(92) 3647-1582	Nelson.Souza@Eletrobrás.com.br
HERALDO DE O. Lima	AMESA	R. MARIA JULIA PIMENTEL S/N	(92) 3647-1591	(92) 3647-1584	HERALDO.LIMA@ELETROBRAS.COM.BR
Marcos Alexandre Caldas da Silva	MANAUSA	ROD AM-010 - KM20	(92) 3652-9200	(92) 3652-9200	marcosassilva@manaus.com.br
MARCELO LUIZ DE CARVALHO BRUNO	GENA	UTE SANTA MARIA	(92) 3672-2300	(92) 3672-2318	marcelo@GENAMANAUAS.COM.BR
FABÍOLA MILANE NEBRE ANDRADE	BR ETENERE	AV. SOLIMÕES 2-257, MANAUS/AM	(92) 2123-8957	(92) 2123-8476	fabola@br.etener@eletrobras.com.br
MARIO A. F. RODRIGUES	ELETROBRÁS	AV. PRES. VARGAS, 409 - 17º ANDAR	(21) 2514-6373	(21) 2514-6408	mario.rodrigues@eletrobras.com
GIAN PAULO RINALDO	ELETROBRÁS	AV. PRES. VARGAS, 409 - 17º ANDAR	(21) 2514-4983	(21) 2514-6408	gian.jesus@eletrobras.com
ARMINEA C. J. SANTOS	ELETROBRÁS	AV. PRES. VARGAS, 409 - 17º ANDAR	(21) 2514-6374	(21) 2514-1009	armineia@eletrobras.com
GUSTAVO GOULART	ELETROBRÁS	AV. PRES. VARGAS, 409 - 17º	(21) 2514-4741	(21) 2514-6408	GUSTAVO@ELETROBRAS.COM



**REUNIÃO DO GTON / CTP  
REUNIÃO SOBRE PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO DOS  
SISTEMAS ISOLADOS – PMO – NOVEMBRO 2008  
E PLANO DE OPERAÇÃO 2009 DOS SISTEMAS ISOLADOS**

**Data:** 21 de outubro de 2008  
**Hora:** 09 horas – 18 horas  
**Local:** Sala de reunião do DEN – 10º / ELETROBRÁS

Lista de Presença

NOME	EMPRESA	ENDEREÇO	TELEFONE	FAX	E-MAIL
CAMILA GIL CABRAL	MESA		91 3621-1204		CAMILA.CABRAL@ELETROBRAS.GOV.BR
JOSÉ HAROLDO A. NASCIMENTO	CELPA	ROR-A-MONTEBELO, RUA 815	91-3216-1479	91-3216-1429	haroldo.nascimento@celpa.pe.gov.br
WAGNER ANTONIO BIFFE	CEMAT	R. MANOEL DOS SANTOS COMBRA, 184	85 3316-5582		wagner.biffe@redecema.com.br
Carlos da Silva Benchaya	CEZ	AV. PRES. CASTELO BRANCO	95 3652 920		Carlos_Benchaya@hotmail.com
JOÃO ROBERTO ROCHA FERREIRA	GER	AV. PRES. G. PINHO	95 3623 2940	3623 2950	JOAO ROBERTO@HOTMAIL.COM
Julia Cesar Fragozo	ELETROBRÁS	RUA VALÉRIO MAGALHÃES 26	68 3229 5740	68 3211 584	Essa Eletrobrás.com.br
HERALDO LIMA	MESA	R. AD. JULIA PIMENTEL S/N.	(92) 3647 1591	(92) 3647 1584	HERALDO.LIMA@ELETROBRAS.COM.BR
Wilson Cardoso de Souza	MESA	- 11 - - 1 -	(92) 3647 1536	(92) 3647 1582	Wilson.Souza@ELETROBRAS.COM.BR
RENATO S. FEITOZA	MESA	AV. 9 DE SETEMBRO N. 3414 - CACHOEIRINHA	91 3334 3784	91 3655 6187	BRUNO@ELN.GOV.BR
Dono Góes de Albuquerque	CEA	Av. Pe. João Maria Lomberg, 1900	96 3212 1304	96 3212 1351	09MAGALHES@CEA.AP.GOV.BR
MARCO ANTONIO FREITAS RODRIGUES	ELETROBRÁS	AV. PRESIDENTE VARGAS, 409 - 172	(21) 2514-6373	(21) 2514-6408	MARCO.RODRIGUES@ELETROBRAS.COM
ARMINIO C. J. SANTOS	EL	11	(21) 2514-6374	(21) 2514-609	Arminio@eletrobras.com
GIPIU PIZULO DOMINGOS	EL	11	(21) 2514-4083		giupi@eletrobras.com



**REUNIÃO DO GTON / CTP  
REUNIÃO SOBRE PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO DO:  
SISTEMAS ISOLADOS – PMO – NOVEMBRO 2008  
ELETRONORTE**

**Data:** 22 de outubro de 2008

**Hora:** 09 horas – 18 horas

**Local:** Sala de reunião do DEA – 15º / ELETROBRÁS

Lista de Presença

NOME	EMPRESA	ENDEREÇO	TELEFONE	FAX	E-MAIL
NILSON CARREIRO DE SOUZA	MESA	R. M <sup>te</sup> JULIA PIMENTEL S/N	(92) 3641-1536	(92) 3641-1582	NILSON.SOUZA@ELETRONORTE.GOV.BR
HERALDO DE O. LIMA	MESA	R. M <sup>te</sup> JULIA PIMENTEL S/N.	(92) 3641-1536	(92) 3641-1584	HERALDO.LIMA@ELETRONORTE.GOV.BR
BRENO S. FEITOSA	MESA	AV. 7 DE SETEMBRO N. 2414-CACIMINHA	92-3634-3784	92-3635-6187	BRENO@ELN.GOV.BR
José Arnold A. Nascimento	CELPA	RD. A. MOUTENIER, km 8,5	91-3216-1477	91-3216-1429	nasb, nascimento@palepa.com.br
Julio Cesar Francisco	eletronorte	Rua Valério D'Almeida, 226	68-3212-5718	68-3212-5841	celso@eletronorte.com.br
Emilia Gil Opina	MESA	N. 7 de Setembro N. 2414 - CACIMINHA	91-3621-1004		emilia.opina@eletronorte.gov.br
João Luiz de A. Neto	CEPON	Av. Lúwig Brandes B. Juvêncio	68-32164088		joaoluiz@eletronorte.com.br
MARIO ANTONIO FREITAS RODRIGUES	ELETROBRÁS	AV. PRESIDENTE VARGAS, 409 - 17º	(21) 2514-6373	(21) 2514-6408	mario.rodrigues@eletrobras.com
ARMINDA C. T. SANTO	"	"	(21) 2514-6374	(21) 2514-6009	arminda@eletrobras.com
GIAN PAUL RAVARALHO DE MEUS	"	"	(21) 2514-4083		gian-deus@eletrobras.com

## 7.2. MAPAS